



AKADEMIA GÓRNICZO-HUTNICZA IM. STANISŁAWA STASZICA W KRAKOWIE

## **DZIEDZINA NAUK INŻYNIERYJNO-TECHNICZNYCH**

DYSCYPLINA automatyka, elektronika, elektrotechnika  
i technologie kosmiczne

# **ROZPRAWA DOKTORSKA**

Wpływ fotowoltaicznych źródeł energii  
na jakość dostawy energii elektrycznej

Autor: Krzysztof Stanisław Piech

Promotor rozprawy: dr hab. inż. Andrzej Bień prof. AGH

Praca wykonana: Akademia Górniczo-Hutnicza im. Stanisława Staszica  
w Krakowie

Wydział Elektrotechniki, Automatyki, Informatyki i Inżynierii Biomedycznej  
Katedra Ergoelektroniki i Automatyki Systemów Przetwarzania Energii

Kraków, 2023.



AGH UNIVERSITY OF KRAKOW

**FIELD OF SCIENCE ENGINEERING AND TECHNOLOGY**

SCIENTIFIC DISCIPLINE automation, electronic, electrical engineering  
and space technologies

**DOCTORAL THESIS**

The impact of photovoltaic energy sources  
on the quality of electricity supply

Author: Krzysztof Stanisław Piech

Supervisor: dr hab. inż. Andrzej Bień prof. AGH

Completed in: AGH University of Krakow  
Faculty of Electrical Engineering, Automatics, Computer Science  
and Biomedical Engineering  
Department of Power Electronics and Energy Control Systems

Krakow, 2023.

*Serdecznie dziękuję*

*Panu profesorowi Andrzejowi Bieniowi  
za pomoc merytoryczną oraz cenne wskazówki,  
za nieustanną motywację do realizacji założonych celów,  
za trud włożony w opiekę naukową.*

*Kolegom z Laboratorium Maszyn i Napędu Elektrycznego,  
Laboratorium Jakości Energii Elektrycznej  
oraz Laboratorium Robotyki, Fotowoltaiki i Lewitacji Magnetycznej  
za wsparcie, liczne dyskusje naukowe i mobilizowanie mnie do pracy.*

*Pracownikom Parku Naukowo-Technologicznego Euro-Centrum w Katowicach,  
TAURON Dystrybucja S.A. Oddział w Gliwicach,  
Centrum Energetyki AGH oraz LRFiLM AGH  
za okazaną życzliwość i dostęp do obiektów badań.*

*Dziękuję wszystkim, którzy przyczynili się do powstania tej pracy.*

*Pracę tę dedykuję mojej ukochanej żonie Madzi,  
synom Ignacemu i Leonowi,  
oraz rodzicom Elżbiecie i Henrykowi.*

*Dziękuję Wam za nieustanne wsparcie i wyrozumiałość.*

## Streszczenie

Rozprawa doktorska skupia się na badaniach z zakresu elektrotechniki i energetyki, koncentrując się na fotowoltaicznych źródłach energii i ich wpływie na jakość dostawy energii elektrycznej. Opisano w niej badania wykonane na siedmiu instalacjach fotowoltaicznych, o łącznej mocy szczytowej 801,19 kWp, poddając ocenie wpływ tych systemów na sieć elektroenergetyczną. Podjęte działania obejmowały analizę danych pomiarowych, badania porównawcze modułów fotowoltaicznych, testy laboratoryjne falowników fotowoltaicznych oraz badania ankietowe na temat fotowoltaicznych źródeł energii.

Praca ma charakter badawczy z możliwością aplikacji dla analizowanych źródeł PV. Zaproponowano w niej wieloaspektową metodę oceny interakcji instalacji fotowoltaicznych z siecią elektroenergetyczną składającą się z sześciu etapów. Pierwszy etap metody polega na dogłębnym zrozumieniu charakterystyki działania instalacji fotowoltaicznych, uwzględniając m.in. moc szczytową, efektywność, a także wpływ na jakość dostarczanej energii. Kolejnym elementem są badania laboratoryjne, które umożliwiają analizę wpływu różnych parametrów na wydajność instalacji. Następnie zaleca się przeprowadzenie analizy praktycznej współpracy instalacji z siecią elektroenergetyczną, oceniając jej działanie w rzeczywistych warunkach. Czwarty etap stanowią symulacyjne badania falowników, które są kluczowym elementem każdej instalacji fotowoltaicznej, a ich działanie bezpośrednio wpływa na efektywność instalacji. Jako piąty krok metody zaprojektowano badania ankietowe, dzięki którym zebrano informacje na temat społecznej percepcji i oczekiwań związanych z fotowoltaicznymi źródłami energii. Na zakończenie, należy zintegrować wyniki z poprzednich etapów. Wszystkie te elementy tworzą holistyczną metodę oceny współpracy instalacji fotowoltaicznych z siecią elektroenergetyczną, uwzględniającą aspekty techniczne, społeczne i ekonomiczne związane z funkcjonowaniem i eksploatacją instalacji.

W ramach dysertacji, opracowano i zastosowano metodykę badania falowników jedno i trójfazowych, dedykowanych do instalacji fotowoltaicznych, pod kątem generacji zaburzeń elektromagnetycznych. Badania te, przeprowadzone w warunkach laboratoryjnych, zaowocowały opracowaniem metodyki testowania tych urządzeń. Wykonano również badania porównawcze modułów fotowoltaicznych, pokazując wpływ różnic na eksploatację instalacji fotowoltaicznej oraz jakość dostawy energii elektrycznej. W pracy przedstawiono wyniki badań dotyczących generacji energii elektrycznej z instalacji fotowoltaicznych. Wykazano, że produkcja ta jest bardzo zmienna, a różnice między miesiącami rok do roku mogą sięgać nawet 130%.

W celu zrozumienia działania pojedynczych modułów PV wykonano ich analizę porównawczą, pokazując wpływ różnic technologicznych na eksploatację instalacji fotowoltaicznej oraz jakość dostawy energii elektrycznej. Badania modułów PV oraz falowników mogą przyczynić się do lepszego zrozumienia wpływu wyboru elementów składowych systemu fotowoltaicznego na jego efektywność.

Kolejną częścią pracy były badania ankietowe na temat OZE w tym fotowoltaicznych źródeł energii. Dokonano pomiaru opinii wśród trzech grup respondentów, w tym twórców klastrów energii, operatorów sieci dystrybucyjnych i instytucji zainteresowanych rozwojem energetyki rozproszonej w Polsce. Wyniki tych badań dostarczyły cennych informacji na temat spojrzenia różnych grup interesariuszy na temat wpływu fotowoltaicznych źródeł energii na jakość dostawy energii elektrycznej.

Podsumowując, praca doktorska dostarcza istotnych informacji na temat wpływu fotowoltaicznych źródeł energii na jakość dostawy energii elektrycznej, a wyniki badań mogą być cenne dla inwestorów, operatorów systemów dystrybucyjnych, a także dla naukowców i inżynierów pracujących nad rozwojem i optymalizacją systemów fotowoltaicznych.



## Abstract

The doctoral dissertation focuses on research in the field of electrical engineering and energy, concentrating on photovoltaic sources of energy and their impact on the quality of electrical energy supply. The thesis describes studies on seven photovoltaic installations, with a total peak power of 801.19 kWp, assessing the influence of these systems on the power grid. The undertaken actions included analysis of measurement data, comparative studies of photovoltaic modules, laboratory tests of photovoltaic inverters, and survey studies on photovoltaic energy sources.

The work is research-oriented with potential for application to the analyzed PV sources. A multi-faceted method of assessing the interaction of photovoltaic installations with the power grid, consisting of six stages, is proposed. The first stage of the method involves a deep understanding of the characteristics of photovoltaic installations, considering factors such as peak power, efficiency, and impact on the quality of supplied energy. The next element is laboratory research, which enables the analysis of the influence of various parameters on the performance of the installation. Subsequently, it is recommended to conduct a practical analysis of the installation's cooperation with the power grid, assessing its operation under real conditions. The fourth stage consists of simulation studies of inverters, which are a key element of any photovoltaic installation, and their operation directly affects the efficiency of the installation. The fifth step of the method involved designing survey studies, through which information was gathered on the social perception and expectations related to photovoltaic energy sources. In conclusion, the results from the previous stages should be integrated. All these elements create a holistic method of evaluating the cooperation of photovoltaic installations with the power grid, considering technical, social, and economic aspects related to the operation and exploitation of installations.

As part of the dissertation, a methodology for studying single and three-phase inverters dedicated to photovoltaic installations in terms of electromagnetic disturbance generation was developed and applied. These studies, conducted under laboratory conditions, resulted in the development of a methodology for testing these devices. Comparative studies of photovoltaic modules were also carried out, showing the impact of differences on the operation of the photovoltaic installation and the quality of electrical energy supply. The dissertation presents the results of studies on the generation of electricity from photovoltaic installations. It has been shown that this production is very variable, and differences between months from year to year can reach up to 130%.

To understand the operation of individual PV modules, a comparative analysis was performed, showing the impact of technological differences on the exploitation of the photovoltaic installation and the quality of electrical energy supply. Studies of PV modules and inverters can contribute to a better understanding of the impact of the choice of components of the photovoltaic system on its efficiency.

Another part of the work was survey research on renewable energy sources, including photovoltaic energy sources. Opinions were measured among three groups of respondents, including energy cluster creators, distribution network operators, and institutions interested in the development of distributed energy in Poland. The results of these studies provided valuable information about the perspectives of different stakeholder groups on the impact of photovoltaic energy sources on the quality of electrical energy supply.

In conclusion, the doctoral thesis provides important information about the impact of photovoltaic energy sources on the quality of electrical energy supply, and the research findings may be valuable for investors, distribution system operators, as well as for scientists and engineers working on the development and optimization of photovoltaic systems.





## Spis treści

<b>WYKAZ WAŻNIEJSZYCH OZNACZEŃ I SYMBOLI .....</b>	<b>15</b>
<b>1. WPROWADZENIE .....</b>	<b>17</b>
1.1 CEL PRACY.....	20
1.1.1 Cele szczegółowe .....	20
1.2 TEZA PRACY.....	21
1.3 ZAKRES PRACY .....	21
<b>2. ENERGETYKA ODNAWIALNA .....</b>	<b>24</b>
2.1 PRZEGLĄD ODNAWIALNYCH ŹRÓDEŁ ENERGII .....	24
2.2 ENERGIA ELEKTRYCZNA POCHODZĄCA Z GENERACJI ROZPROSZONEJ.....	26
2.3 FOTOWOLTAICZNE ŹRÓDŁA ENERGII .....	29
2.3.1 Nasłonecznienie w Polsce .....	33
2.3.2 Magazynowanie energii w układach wyposażonych w panele fotowoltaiczne .....	34
2.3.2.1 Rodzaje akumulatorów wykorzystywanych w magazynowaniu energii w systemach fotowoltaicznych .....	35
2.3.2.2 Magazynowanie energii z PV w wodrze .....	38
2.3.2.3 Regulator ładowania akumulatora do systemów fotowoltaicznych .....	39
2.3.2.4 Przetwornice napięcia dc/dc mające zastosowanie w fotowoltaice .....	41
<b>3. JAKOŚĆ ENERGII ELEKTRYCZNEJ .....</b>	<b>43</b>
3.1 PARAMETRY CHARAKTERYZUJĄCE JAKOŚĆ ENERGII ELEKTRYCZNEJ.....	43
3.2 WYMAGANIA DOTYCZĄCE CHARAKTERYSTYCZNYCH PARAMETRÓW NAPIĘCIA ZASILAJĄCEGO.....	44
3.3 JAKOŚĆ ENERGII ELEKTRYCZNEJ Z UKŁADÓW FOTOWOLTAICZNYCH W NOWOCZESNYM BUDOWNICTWIE.....	46
3.4 TYPOWE ZAKŁÓCENIA NAPIĘCIA MAJĄCE ISTOTNY WPŁYW NA PRACĘ ZASILANYCH URZĄDZEŃ ELEKTRYCZNYCH...	46
3.5 WYŻSZE HARMONICZNE W UKŁADACH ELEKTROENERGETYCZNYCH .....	53
3.5.1 Źródła prądów harmonicznych .....	56
3.5.2 Związek pomiędzy harmonicznymi prądu i napięcia.....	60
3.5.3 Harmoniczne napięcia.....	61
3.5.4 Interharmoniczne i subharmoniczne prądów i napięć.....	63
3.5.5 Różne definicje THD .....	64
3.5.6 Parametry przebiegów odkształconych .....	67
<b>4. BADANIA NAD FOTOWOLTAICZNYMI ŹRÓDŁAMI ENERGII I JAKOŚCIĄ DOSTAWY ENERGII ELEKTRYCZNEJ W PARKU NAUKOWO-TECHNOLOGICZNYM EURO-CENTRUM W KATOWICACH .....</b>	<b>69</b>
4.1 INFORMACJE WSTĘPNE, PARK NAUKOWO-TECHNOLOGICZNY EURO-CENTRUM .....	69
4.2 POMIARY WYKONANE W OBIEKCIE .....	69
4.2.1 Budynek nr. 8 .....	70
4.2.1.1 Rodzaj modułów fotowoltaicznych .....	70
4.2.1.2 Dane techniczne modułów fotowoltaicznych .....	72
4.2.1.3 Falowniki zastosowane w instalacji PV.....	75
4.2.1.4 Kąty instalacji .....	76
4.2.1.5 Odległości rzędów .....	77
4.2.1.6 Azymut oraz sposób ułożenia.....	77
4.2.1.7 Współrzędne geograficzne instalacji PV.....	78
4.2.2 Analiza danych pomiarowych – budynek nr. 8 .....	78
4.2.2.1 Wartość skuteczna natężenia prądu .....	79
4.2.2.2 Współczynnik zawartości harmonicznych prądu THDI .....	80
4.2.2.3 Wartość skuteczna napięcia .....	81
4.2.2.4 Współczynnik zawartości harmonicznych napięcia THD <sub>U</sub> .....	84
4.2.2.5 Moc czynna .....	86

4.2.3	Budynek nr. 10 .....	87
4.2.3.1	Rodzaj modułów fotowoltaicznych .....	87
4.2.3.2	Dane techniczne modułów fotowoltaicznych.....	88
4.2.3.3	Falowniki zastosowane w instalacji PV .....	90
4.2.3.4	Kąty instalacji.....	93
4.2.3.5	Azymut oraz sposób ułożenia .....	93
4.2.3.6	Współrzędne geograficzne instalacji PV .....	93
4.2.4	Analiza danych pomiarowych – budynek nr. 10.....	94
4.2.4.1	Wartość skuteczna natężenia prądu.....	94
4.2.4.2	Współczynnik zawartości harmonicznego prądu THDI .....	96
4.2.4.3	Wartość skuteczna napięcia .....	109
4.2.4.4	Współczynnik zawartości harmonicznego napięcia THDU.....	110
4.2.4.5	Moc czynna.....	120
4.2.5	Budynek nr. 11 .....	121
4.2.5.1	Rodzaj modułów fotowoltaicznych .....	121
4.2.5.2	Dane techniczne modułów fotowoltaicznych.....	122
4.2.5.3	Falowniki zastosowane w instalacji PV .....	124
4.2.5.4	Kąty instalacji.....	124
4.2.5.5	Azymut oraz sposób ułożenia .....	124
4.2.5.6	Współrzędne geograficzne instalacji PV .....	125
4.2.6	Analiza danych pomiarowych – budynek nr. 11.....	125
4.2.6.1	Wartość skuteczna natężenia prądu.....	126
4.2.6.2	Współczynnik zawartości harmonicznego prądu THDI .....	129
4.2.6.3	Wartość skuteczna napięcia .....	135
4.2.6.4	Współczynnik zawartości harmonicznego napięcia THDU.....	148
4.2.6.5	Moc czynna.....	153
4.3	PODSUMOWANIE .....	155
<b>5.</b>	<b>BADANIA W LABORATORIUM FOTOWOLTAICZNYM AGH .....</b>	<b>156</b>
5.1	WPROWADZENIE .....	160
5.1.1	Rodzaj modułów fotowoltaicznych .....	160
5.1.2	Dane techniczne modułów fotowoltaicznych .....	161
5.1.3	Falowniki zastosowane w instalacji PV.....	162
5.1.4	Optymalizatory mocy zastosowane w instalacji PV .....	166
5.1.5	Kąty instalacji .....	166
5.1.6	Odległości rzędów .....	166
5.1.7	Azymut oraz sposób ułożenia.....	167
5.1.8	Współrzędne geograficzne instalacji PV.....	168
5.2	ANALIZA DANYCH POMIAROWYCH.....	168
5.2.1	Porównanie wydajności instalacji .....	169
5.2.2	Analiza porównawcza modułów PV .....	175
5.2.3	Moduł PV Bruk-Bet Solar BEP 260Wp .....	176
5.2.3.1	Generacja energii .....	176
5.2.3.2	Natężenie prądu .....	178
5.2.3.3	Napięcie modułu .....	179
5.2.3.4	Moc czynna.....	181
5.2.4	Moduł PV Bruk-Bet Solar BEM 285Wp.....	182
5.2.4.1	Generacja energii .....	183
5.2.4.2	Natężenie prądu .....	184
5.2.4.3	Napięcie modułu .....	186
5.2.4.4	Moc czynna.....	187
5.2.5	Falowniki .....	189
5.3	PODSUMOWANIE .....	192

<b>6.</b>	<b>ANALIZA INSTALACJI PV Z TAURON DYSTRYBUCJA S.A. ODDZIAŁ W GLIWICACH.....</b>	<b>193</b>
6.1	RODZAJ MODUŁÓW FOTOWOLTAICZNYCH .....	194
6.2	DANE TECHNICZNE MODUŁÓW FOTOWOLTAICZNYCH .....	194
6.3	FALOWNIKI ZASTOSOWANE W INSTALACJI PV.....	197
6.4	KĄTY INSTALACJI.....	199
6.5	ODLEGŁOŚCI RZĘDÓW .....	199
6.6	AZYMUT ORAZ SPOSÓB UŁOŻENIA .....	199
6.7	WSPÓŁRZĘDNE GEOGRAFICZNE INSTALACJI PV .....	199
6.8	ANALIZA GENERACJI ENERGII Z INSTALACJI FOTOWOLTAICZNEJ .....	199
6.9	JAKOŚĆ ENERGII ELEKTRYCZNEJ POCHODZĄCEJ Z INSTALACJI FOTOWOLTAICZNEJ.....	204
6.9.1	Częstotliwość zasilania .....	205
6.9.2	Niesymetria napięć .....	205
6.9.3	Odchylenia napięcia .....	206
6.9.4	Migotanie światła.....	206
6.9.5	Współczynnik zawartości harmonicznego napięcia THD <sub>U</sub> .....	206
6.9.6	Analiza wybranych harmonicznnych.....	207
6.9.7	Podsumowanie .....	210
<b>7.</b>	<b>ANALIZA DANYCH POMIAROWYCH Z KOMERCYJNYCH INSTALACJI PV .....</b>	<b>211</b>
7.1	INSTALACJA 60 kWp - MPWIK KRAKÓW. ZAKŁAD OCZYSZCZANIA ŚCIEKÓW PŁASZÓW .....	213
7.1.1	Analiza danych .....	214
7.1.1.1	Wskaźnik wahan napięcia $P_{st}$ .....	215
	<b>PODSUMOWANIE WARTOŚCI WSKAŹNIKA WAHANIA NAPIĘCIA .....</b>	<b>216</b>
7.1.1.2	Odkształcenie napięć .....	216
7.2	INSTALACJA 311 kWp - GPW RUDA ŚLĄSKA.....	219
7.2.1	Analiza danych .....	220
7.2.1.1	Częstotliwość napięcia zasilającego .....	222
7.2.1.2	Wartości skuteczne napięć i prądów (RMS).....	224
7.2.1.3	Wskaźnik wahań napięcia $P_{st}$ .....	228
7.2.1.4	Odkształcenie napięć i prądów .....	230
<b>8.</b>	<b>EKSPERYMENTALNE BADANIA PORÓWNAWCZE FALOWNIKÓW FOTOWOLTAICZNYCH .....</b>	<b>241</b>
8.1	SCHEMAT UKŁADU POMIAROWEGO.....	243
8.2	OPIS EKSPERYMENTÓW.....	244
8.2.1	Metodyka badania, grupa 1 - odpowiedź falowników na zmienną irradancję i temperaturę modułów .....	245
8.2.2	Opis testów, grupa 1 - odpowiedź falowników na zmienną irradancję i temperaturę modułów .....	247
8.2.3	Metodyka badania, grupa 2 - odpowiedź falowników na stopniowe zacinienie modułów (Shadow Moving Simulation) .....	249
8.2.4	Opis testów, grupa 2 - odpowiedź falowników na stopniowe zacinienie modułów (Shadow Moving Simulation) .....	251
8.3	ANALIZA UZYSKANYCH WYNIKÓW.....	254
8.3.1	Test jednofazowy na zmienną irradancję i temperaturę modułów „kpiech_hc” .....	254
8.3.2	Test trójfazowy na zmienną irradancję i temperaturę modułów „kpiech_hc” .....	259
8.3.3	Test jednofazowy na zmienną irradancję i temperaturę modułów „kpiech_proc” .....	263
8.3.4	Test trójfazowy na zmienną irradancję i temperaturę modułów „kpiech_proc” .....	267
8.3.5	Test jednofazowy na stopniowe zacinienie modułów „sh1” .....	272
8.3.6	Test trójfazowy na stopniowe zacinienie modułów „sh1” .....	277
8.3.7	Test jednofazowy na stopniowe zacinienie modułów „sh6” .....	284
8.3.8	Test trójfazowy na stopniowe zacinienie modułów „sh6” .....	287

8.4	PODSUMOWANIE .....	292
8.5	EFEKTYWNOŚĆ ENERGETYCZNA INSTALACJI FOTOWOLTAICZNYCH .....	296
<b>9.</b>	<b>BADANIA ANKIETOWE NA TEMAT FOTOWOLTAICZNYCH ŹRÓDEŁ ENERGII. KLASTRY ENERGII .</b>	<b>297</b>
9.1	WPROWADZENIE: CO TO JEST GOSPOSTRATEG, BADANIA ANKIETOWE JAKO SKŁADOWA PROJEKTU.....	297
9.2	PODSUMOWANIE ANKIETY NR.1 .....	299
9.3	PODSUMOWANIE ANKIETY NR.2 WRAZ Z ZAŁĄCZNIKIEM .....	299
9.4	ZAŁĄCZNIK DO ANKIETY NR. 2.....	300
9.5	PODSUMOWANIE Z ANKIETY NR.3.....	310
<b>10.</b>	<b>METODA OCENY WSPÓŁPRACY INSTALACJI FOTOWOLTAICZNYCH Z SIECIĄ ELEKTROENERGETYCZNĄ.....</b>	<b>311</b>
<b>11.</b>	<b>ANALIZA WYNIKÓW PRACY .....</b>	<b>313</b>
<b>12.</b>	<b>PODSUMOWANIE .....</b>	<b>315</b>
<b>13.</b>	<b>UDZIAŁ W PRACACH BADAWCZYCH PRZYWOŁYWANYCH W TEKŚCIE ROZPRAWY .....</b>	<b>319</b>
<b>14.</b>	<b>LITERATURA.....</b>	<b>320</b>
<b>15.</b>	<b>SPIS RYSUNKÓW .....</b>	<b>334</b>
<b>16.</b>	<b>SPIS RÓWNAŃ .....</b>	<b>351</b>
<b>17.</b>	<b>SPIS TABEL .....</b>	<b>352</b>
<b>1.</b>	<b>ZAŁĄCZNIK A - BADANIA PORÓWNAWCZE FALOWNIKÓW – DODATKOWE ANALIZY .....</b>	<b>1</b>
1.1	ZAŁĄCZNIK A: TEST JEDNOFAZOWY NA ZMIENNĄ IRRADIANCJĘ I TEMPERATURĘ MODUŁÓW „KPIECH_HC” .....	1
1.1.1	Natężenie prądu .....	1
1.1.2	Współczynnik zawartości harmonicznego prądu THD <sub>i</sub> .....	5
1.1.3	Wartość napięcia falowników .....	9
1.1.4	Wartość napięcia uśredniona 10s .....	12
1.1.5	Współczynnik zawartości harmonicznego napięcia THD <sub>u</sub> .....	14
1.1.6	Współczynnik zawartości harmonicznego napięcia THD <sub>u</sub> uśredniony .....	17
1.1.7	Współczynnik zawartości harmonicznego napięcia THD <sub>u</sub> uśredniony logarytmicznie.....	21
1.1.8	Moc czynna .....	21
1.1.9	THD <sub>u</sub> vs irradiancja .....	23
1.2	ZAŁĄCZNIK A: TEST TRÓJFAZOWY NA ZMIENNĄ IRRADIANCJĘ I TEMPERATURĘ MODUŁÓW „KPIECH_HC” .....	24
1.2.1	Natężenie prądu .....	24
1.2.2	Współczynnik zawartości harmonicznego prądu THD <sub>i</sub> .....	28
1.2.3	Wartość napięcia falowników .....	31
1.2.4	Wartość napięcia uśredniona 10s .....	38
1.2.5	Współczynnik zawartości harmonicznego napięcia THD <sub>u</sub> .....	40
1.2.6	Współczynnik zawartości harmonicznego napięcia THD <sub>u</sub> uśredniony .....	44
1.2.7	Współczynnik zawartości harmonicznego napięcia THD <sub>u</sub> uśredniony logarytmicznie.....	47
1.2.8	Moc czynna .....	48
1.2.9	THD <sub>u</sub> vs irradiancja .....	51
1.3	ZAŁĄCZNIK A: TEST JEDNOFAZOWY NA ZMIENNĄ IRRADIANCJĘ I TEMPERATURĘ MODUŁÓW „KPIECH_PROC” ....	52
1.3.1	Natężenie prądu .....	52
1.3.2	Współczynnik zawartości harmonicznego prądu THD <sub>i</sub> .....	56
1.3.3	Wartość napięcia falowników .....	59
1.3.4	Wartość napięcia uśredniona 10s .....	62
1.3.5	Współczynnik zawartości harmonicznego napięcia THD <sub>u</sub> .....	63
1.3.6	Współczynnik zawartości harmonicznego napięcia THD <sub>u</sub> uśredniony .....	66

1.3.7	Współczynnik zawartości harmonicznego napięcia THD <sub>U</sub> uśredniony logarytmicznie.....	68
1.3.8	Moc czynna .....	69
1.3.9	THD <sub>U</sub> vs irradiancja.....	73
1.4	ZAŁĄCZNIK A: TEST TRÓJFAZOWY NA ZMIENNĄ IRRADIANCJĘ I TEMPERATURĘ MODUŁÓW „KPIECH_PROG” .....	73
1.4.1	Natężenie prądu.....	73
1.4.2	Współczynnik zawartości harmonicznego prądu THD <sub>I</sub> .....	75
1.4.3	Wartość napięcia falowników .....	76
1.4.4	Wartość napięcia uśredniona 10s .....	82
1.4.5	Współczynnik zawartości harmonicznego napięcia THD <sub>U</sub> .....	83
1.4.6	Współczynnik zawartości harmonicznego napięcia THD <sub>U</sub> uśredniony .....	84
1.4.7	Współczynnik zawartości harmonicznego napięcia THD <sub>U</sub> uśredniony logarytmicznie.....	86
1.4.8	Moc czynna .....	86
1.4.9	THD <sub>U</sub> vs irradiancja .....	87
1.5	ZAŁĄCZNIK A: TEST JEDNOFAZOWY NA STOPNIOWE ZACIENIENIE MODUŁÓW „SH1” .....	88
1.5.1	Natężenie prądu.....	88
1.5.2	Współczynnik zawartości harmonicznego prądu THD <sub>I</sub> .....	91
1.5.3	Wartość napięcia falowników .....	94
1.5.4	Wartość napięcia uśredniona 10s .....	96
1.5.5	Współczynnik zawartości harmonicznego napięcia THD <sub>U</sub> .....	97
1.5.6	Współczynnik zawartości harmonicznego napięcia THD <sub>U</sub> uśredniony .....	100
1.5.7	Współczynnik zawartości harmonicznego napięcia THD <sub>U</sub> uśredniony logarytmicznie.....	103
1.5.8	Moc czynna .....	104
1.5.9	THD <sub>U</sub> vs irradiancja .....	105
1.6	ZAŁĄCZNIK A: TEST TRÓJFAZOWY NA STOPNIOWE ZACIENIENIE MODUŁÓW „SH1” .....	105
1.6.1	Natężenie prądu.....	105
1.6.2	Współczynnik zawartości harmonicznego prądu THD <sub>I</sub> .....	110
1.6.3	Wartość napięcia falowników .....	112
1.6.4	Wartość napięcia uśredniona 10s .....	114
1.6.5	Współczynnik zawartości harmonicznego napięcia THD <sub>U</sub> .....	115
1.6.6	Współczynnik zawartości harmonicznego napięcia THD <sub>U</sub> uśredniony .....	120
1.6.7	Współczynnik zawartości harmonicznego napięcia THD <sub>U</sub> uśredniony logarytmicznie.....	124
1.6.8	Moc czynna .....	125
1.6.9	THD <sub>U</sub> vs irradiancja .....	126
1.7	ZAŁĄCZNIK A: TEST JEDNOFAZOWY NA STOPNIOWE ZACIENIENIE MODUŁÓW „SH6” .....	126
1.7.1	Natężenie prądu.....	126
1.7.2	Współczynnik zawartości harmonicznego prądu THD <sub>I</sub> .....	129
1.7.3	Wartość napięcia falowników .....	131
1.7.4	Wartość napięcia uśredniona 10s .....	133
1.7.5	Współczynnik zawartości harmonicznego napięcia THD <sub>U</sub> .....	135
1.7.6	Współczynnik zawartości harmonicznego napięcia THD <sub>U</sub> uśredniony .....	137
1.7.7	Współczynnik zawartości harmonicznego napięcia THD <sub>U</sub> uśredniony logarytmicznie.....	140
1.7.8	Moc czynna .....	141
1.7.9	THD <sub>U</sub> vs irradiancja .....	143
1.8	ZAŁĄCZNIK A: TEST TRÓJFAZOWY NA STOPNIOWE ZACIENIENIE MODUŁÓW „SH6” .....	143
1.8.1	Natężenie prądu.....	143
1.8.2	Współczynnik zawartości harmonicznego prądu THD <sub>I</sub> .....	147
1.8.3	Wartość napięcia falowników .....	150
1.8.4	Wartość napięcia uśredniona 10s .....	153
1.8.5	Współczynnik zawartości harmonicznego napięcia THD <sub>U</sub> .....	155
1.8.6	Współczynnik zawartości harmonicznego napięcia THD <sub>U</sub> uśredniony .....	159

1.8.7	Współczynnik zawartości harmonicznego napięcia THD <sub>U</sub> uśredniony logarymicznie.....	163
1.8.8	Moc czynna .....	164
1.8.9	THD <sub>U</sub> vs irradiancja .....	167
<b>2.</b>	<b>ZAŁĄCZNIK B - BADANIA ANKIETOWE NA TEMAT FOTOWOLTAICZNYCH ŹRÓDEŁ ENERGII.</b>	
	<b>KLASTRY ENERGII – DODATKOWE ANALIZY .....</b>	<b>1</b>
2.1	ZAŁĄCZNIK B: ANKIETA 1 „KLASTRY ENERGII - SZANSE I BARIERY ROZWOJU. KOORDYNATORZY KLASTRÓW ENERGII” 1	
2.1.1	Analiza odpowiedzi ankiety uczestników Klastrow energii .....	2
2.1.2	Podsumowanie.....	7
2.2	ZAŁĄCZNIK B: ANKIETA 2 „KLASTRY ENERGII - SZANSE I BARIERY ROZWOJU. CZĘŚĆ 2: OPERATORZY SIECI DYSTRYBUCYJNYCH” .....	7
2.2.1	Analiza odpowiedzi ankiety operatorów sieci dystrybucyjnych - część podstawowa.....	8
2.2.2	Podsumowanie.....	21
2.3	ZAŁĄCZNIK B: ANKIETA 3 „KLASTRY ENERGII - SZANSE I BARIERY ROZWOJU. CZĘŚĆ 3: INSTYTUCJE ZAINTERESOWANE ROZWOJEM ENERGETYKI ROZPROSZONEJ W POLSCE” .....	21
2.3.1	Analiza odpowiedzi ankiety instytucji zaangażowanych w rozwój energetyki odnawialnej	24
2.3.2	Podsumowanie.....	30
2.4	ZAŁĄCZNIK B: PODSUMOWANIE BADAŃ ANKIETOWYCH .....	31

## Wykaz ważniejszych oznaczeń i symboli

### Oznaczenia:

$P_{st}$  - wskaźnik krótkookresowego migotania światła

$P_{lt}$  - wskaźnik długookresowego migotania światła

THD (Total Harmonic Distortion Factor – THD) - całkowity współczynnik odkształcenia napięcia

$U_h$  – wartość skuteczna napięcia dla h-tej harmonicznej

$U_1$  – wartość skuteczna napięcia dla pierwszej harmonicznej

P – moc czynna

$I_{sc}$  (Short Circuit Current) - prąd zwarciovowy ogniwa PV

$V_{oc}$  (Open Circuit Voltage) - napięcie obwodu otwartego ogniwa PV

$I_m$  (Current at Maximum Power) – wartość prądu dla maksymalnej mocy ogniwa PV

$V_m$  (Voltage at Maximum Power) – wartość napięcia dla maksymalnej mocy ogniwa PV

$\beta$  - współczynnik temperaturowy  $\beta$  informujący o ile procent obniży się moc modułu PV na każdy 1°C podwyższenia temperatury modułu o ponad 25 stopni Celsjusza

$PDPP_{st}$  - Przekroczony Dopuszczalny Poziom Pst

$PDPTHU$  - ilość próbek danych przekraczających dopuszczalny poziom THDU równy 8%.

### Indeksy:

L1, L2, L3 - numery porządkowe faz

h – rząd harmonicznej

m - amplituda

max - wartość maksymalna

RMS - wartość skuteczna

### Skróty:

BMS - (Building Management System) system zarządzania budynkiem

IMPP - wartość natężenia prądu w punkcie maksymalnej mocy

KSE - Krajowy System Elektroenergetyczny

MPP (Maximum Power Point) - jest to punkt, którego współrzędne IMPP i UMPP tworzą prostokąt o największej możliwej powierzchni pod krzywą I(U)

MPPT (Maximum Power Point Tracking) - śledzenie punktu mocy maksymalnej, a czasem tylko śledzenie punktu mocy, to technika stosowana ze zmiennymi źródłami mocy w celu maksymalizacji ekstrakcji energii w zmieniających się warunkach

OZE - Odnawialne Źródła Energii

PSE - Polskie Sieci Elektroenergetyczne

PWP - punkt wspólnego połączenia (punkt przyłączenia instalacji odbiorcy do publicznej sieci zasilającej)

PTPiREE - Polskie Towarzystwo Przesyłu i Rozdziału Energii Elektrycznej

PV - (Photovoltaic) fotowoltaika

SCADA - (Supervisory Control And Data Acquisition) system nadzoru i pozyskiwania danych

STC - Standard Test Conditions, jest to nasłonecznienie 1000 W/m<sup>2</sup> przy temperaturze modułu równej 25 stopni Celsjusza  
UMPP – napięcie, odpowiadające położeniu punktu maksymalnej mocy  
URE - Urząd Regulacji Energetyki



## 1. Wprowadzenie

Wyniki badań przeprowadzonych przez autora pracy na rzecz projektu KlastER [127], opisane szczegółowo w dalszej części dysertacji, ukazują jak dużą rolę fotowoltaika odgrywa w dzisiejszym świecie oraz jak duże nadzieje dla zapewnienia bezpieczeństwa dostaw i bilansu energetycznego pokłada się w tej technologii. Pozyskane informacje wzmocniły przekonanie o ważności i aktualności dotychczasowej jak i podejmowanej przez niego problematyki badawczej. Koncentrując się wokół zagadnień związanych z jakością dostawy energii elektrycznej oraz fotowoltaicznymi źródłami energii elektrycznej. Stały się motywacją do podjęcia zakrojonych na szeroką skalę badań przedstawionych w niniejszej pracy, które miały na celu znalezienie odpowiedzi na nurtujące go pytania o wpływ fotowoltaicznych źródeł energii na jakość dostawy energii elektrycznej.

Jednym z narzędzi badawczych stosowanych przez wykonawców projektu były badania ankietowe dedykowane do różnych środowisk. Łącznie przeprowadzono prace nad trzema ankietami. W pierwszej skierowanej do klastrów energii podjęto próbę poznania oczekiwań i oceny współpracy różnymi interesariuszami z perspektywy twórców klastrów. Druga była dedykowana przedstawicielom operatorów systemów energetycznych, posiadającym koncesję zgodnie z ustawą Prawo Energetyczne art. 32 ust.1 pkt 3. Trzecia ankieta służyła poznaniu opinii strony eksperckiej – instytucji działających w obszarze energetyki rozproszonej.

W przeprowadzonych badaniach, wśród omawianych rozproszonych źródeł energii, wyraźnie zaobserwowano wyróżniającą się fotowoltaikę, czyli technologię która bezpośrednio wykorzystuje energię słońca do produkcji energii elektrycznej. W zdecydowanej większości odpowiedzi udzielanych przez koordynatorów klastrów energii, właśnie w tym źródle upatruje się dużych nadziei na zbilansowanie zapotrzebowania na energię elektryczną. Jak wskazują badani, jest ona dostępna lokalnie na terenie funkcjonowania klastrów i co ważne jest postrzegana jako rozwiązanie proekologiczne i sprzyjające poprawie stanu środowiska naturalnego a co za tym idzie komfortu i jakości życia lokalnych społeczności. Również operatorzy sieci dystrybucyjnych zgadzają się co do faktu, że elektrownie fotowoltaiczne są dominującym źródłem energii rozproszonej na terenie ich działalności. Koordynatorzy w niewielkim stopniu wyrazili zainteresowanie aspektami związanymi z jakością energii elektrycznej. Autor pracy przypuszcza, iż przyczyną takiego stanu może być niedostateczny poziom wiedzy o konsekwencjach słabej lub złej jakości energii elektrycznej i jej wpływ na funkcjonowanie urządzeń elektrycznych na terenie klastra jak również komfortu życia osób zamieszkujących dany obszar. Natomiast operatorzy systemów elektroenergetycznych przyznają, że wcale lub w sposób znikomy monitorują stan sieci pod kątem jakości energii elektrycznej i wpływu instalacji PV na jej stan. W wyniku braku odpowiedniej infrastruktury do monitorowania a co za tym idzie, zbierania i analizowania danych pomiarowych, operatorzy przyznają, że nie zauważają większego wzrostu zaburzeń elektromagnetycznych spowodowanego rosnącą liczbą instalacji fotowoltaicznych. Bazując jednak na swoim doświadczeniu i obserwując proces transformacji energetycznej w Polsce, przyznają, że w przyszłości stan jakości energii elektrycznej może ulec pogorszeniu w wyniku przyłączania do sieci coraz większej liczby instalacji fotowoltaicznych.

W odpowiedziach zdecydowanej większości respondentów bardzo mocno rysuje się zainteresowanie fotowoltaicznymi źródłami energii. Zarówno twórcy/koordynatorzy klastrów energii, operatorzy systemów elektroenergetycznych jak i Instytucje zaangażowane w proces transformacji energetycznej w Polsce, zgodnie przyznają, że jest to dominujące, odnawialne źródło energii w naszym kraju. Właśnie w energii słonecznej upatrują szansy na wprowadzenie w niedalekiej przyszłości bardziej zbilansowanego, proekologicznego, mogącego zapewnić

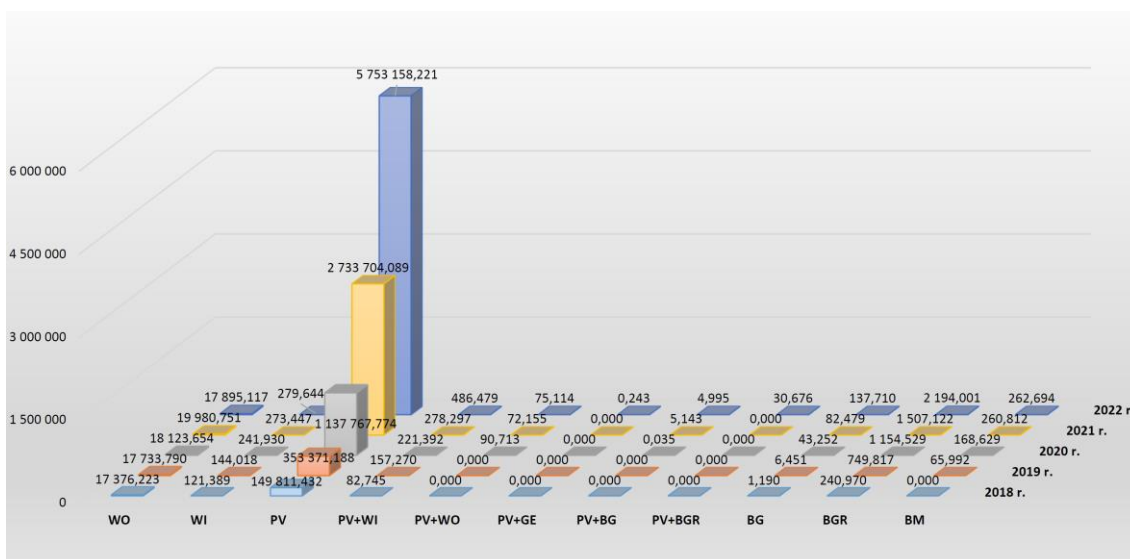
bezpieczeństwo energetyczne mixsu. Co więcej, we wszystkich trzech ankietach wylania się widoczny brak lub niedostateczna ilość infrastruktury służącej do prowadzenia pomiarów parametrów sieci elektroenergetycznej w Polsce. Stan taki implikuje potrzebę jej rozbudowy, modernizacji bądź w wielu miejscach tworzenia od podstaw. Bez tego bardzo trudno będzie w rzetelny sposób oceniać wpływ instalacji PV na zaburzenia elektromagnetyczne występujące w sieci. Jak podają autorzy II Krajowego Raportu Benchmarkingowego nt. jakości dostaw energii elektrycznej do odbiorców przyłączonych do sieci przesyłowych i dystrybucyjnych [41], jednym z pierwszych działań przeprowadzonych w ramach projektu KlastER [127] była identyfikacja uwarunkowań i barier technicznych, prawnych, ekonomicznych i społecznych rozwoju energetyki rozproszonej. Z badań tych jednoznacznie wynika, że jednym z najważniejszych technicznych czynników warunkujących rozwój energetyki rozproszonej są zagadnienia jakości dostawy energii elektrycznej [41].

Potwierdzeniem predykcji rozwoju fotowoltaiki zawartych w wynikach przeprowadzonych przez autora ankiet, są dane dotyczące poziomu zainstalowanej mocy jak również generacji energii elektrycznej z PV w ostatnich pięciu latach, czyli w okresie 2018-2022. Według analiz udostępnionych przez Instytut Energetyki Odnawialnej (IEO) [66], bazujących na informacjach opublikowanych przez Europejski Urząd Statystyczny Eurostat [24], Europejską Sieć Operatorów Systemów Przesyłowych ENTSO-E [23] oraz międzynarodową organizację SolarPower Europe [150], rok 2022 przyniósł znaczny wzrost zarówno w zainstalowanej mocy PV jak również produkcji energii elektrycznej. Dla państw członkowskich Unii Europejskiej, wartości te osiągnęły odpowiednio około 209 GW, w porównaniu do 158 GW w roku 2021 – czyli przyrost o 32% oraz 184 TWh (w roku 2021 było to 164 TWh). Co więcej [66] podaje, że energia elektryczna wygenerowana przez systemy fotowoltaiczne odpowiadała około 8% całkowitej ilości energii elektrycznej wyprodukowanej w UE.

W Polsce moc zainstalowana PV, łącznie w mikroinstalacjach, małych instalacjach jak i farmach fotowoltaicznych, na koniec 2022 roku wyniosła 12,1 GW (czyli wzrost o 4,5 GW względem roku poprzedniego) i wyprodukowano ponad 9 TWh energii co przełożyło się na 101% wzrost w porównaniu do 2021 roku [66]. Jak podaje raport [166] przygotowany przez Urząd Regulacji Energetyki, z samych mikroinstalacji PV, wygenerowano i wprowadzono do sieci OSD ponad 5,75 TWh energii co stanowi ponad dwukrotność stanu z 2021 roku. Dynamikę zmian z okresu 2018-2022 jak również odniesienie do produkcji energii elektrycznej w innych mikroźródłach<sup>1</sup> przedstawiono na grafice Rys. 1.1. Fotowoltaika wyraźnie zdominowała to zestawienie.

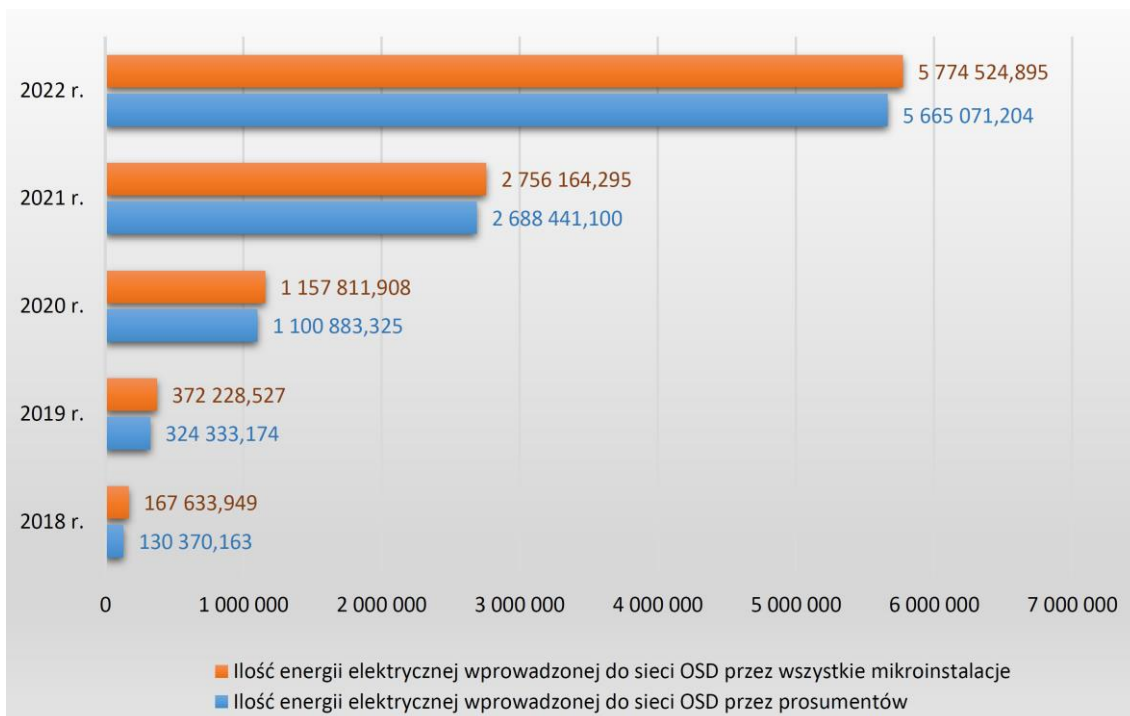
---

<sup>1</sup> Rodzaj mikroinstalacji OZE wg podziału na rodzaj źródła: WO – elektrownia wodna; WI – elektrownia wiatrowa; PV – elektrownia wykorzystująca promieniowanie słoneczne; PV+WI – elektrownia wykorzystująca promieniowanie słoneczne + elektrownia wiatrowa; PV+WO – elektrownia wykorzystująca promieniowanie słoneczne + elektrownia wodna; PV+GE – elektrownia wykorzystująca promieniowanie słoneczne + elektrownia wykorzystująca energię geotermalną; PV+BG – elektrownia wykorzystująca promieniowanie słoneczne + elektrownia wykorzystująca biogaz inny niż biogaz rolniczy; PV+BGR – elektrownia wykorzystująca promieniowanie słoneczne + elektrownia wykorzystująca biogaz rolniczy; BG – elektrownia wykorzystująca biogaz inny niż biogaz rolniczy; BGR – elektrownia wykorzystująca biogaz rolniczy; BM – elektrownia wykorzystująca biomasę [166].



Rys. 1.1 Łączna ilość energii elektrycznej wytworzonej w mikroinstalacjach i wprowadzonej do sieci OSD w latach 2018-2022, wg podziału na rodzaj źródła [MWh]<sup>1</sup> [166]

Wykres Rys. 1.2 przedstawia ilość energii elektrycznej wprowadzonej do sieci OSD przez prosumentów (kolor niebieski) oraz wszystkich wytwórców energii elektrycznej w mikroinstalacjach (kolor pomarańczowy) w latach 2018-2022. Zauważyć można bardzo szybki wzrost na przestrzeni ostatnich pięciu lat. Obydwie grafiki ukazują bardzo dynamiczną sytuację na rynku PV w Polsce. W 2022 roku wszystkie mikroinstalacje prosumenckie wygenerowały ponad 5,77 TWh energii elektrycznej co w zestawieniu z generacją z samych instalacji PV, pozostawia zaledwie 0,02 TWh dla produkcji z innych rodzajów mikroźródeł<sup>1</sup>.



Rys. 1.2 Ilość energii elektrycznej wprowadzonej do sieci OSD przez prosumentów oraz wszystkich wytwórców energii elektrycznej w mikroinstalacjach w latach 2018-2022 [MWh] [166]

Na końcu swego opracowania autorzy [166] podkreślają, iż to właśnie prosumenckie instalacje PV są niemal w 100% (dokładnie 99,63%) odpowiedzialne za tak dynamiczny rozwój mikroinstalacji w Polsce. Obecnie doświadczamy transformacji energetycznej, która charakteryzuje się zdecentralizowaniem, czyli rozproszeniem produkcji energii z naciskiem na ograniczanie strat przesyłowych, wzmocnieniem lokalnej samowystarczalności oraz dążeniem do wyższej sprawności energetycznej i ekologicznej zmierzającej do znacznego zredukowania emisyjności źródeł wytwórczych [145]. Słusznym więc wydaje się stwierdzenie, że trend rozwoju fotowoltaiki w najbliższych latach zostanie utrzymany.

Powyższe informacje zebrane w różnych raportach i prognozach, jak również wnioski autora pracy wyciągnięte na podstawie analizy obecnie dostępnej literatury naukowej, utwierdziły go w aktualności jak również słuszności i zasadności tematyki badawczej podejmowanej w niniejszej dysertacji.

## **1.1 Cel pracy**

Na podstawie współczesnego stanu wiedzy, przeglądu literaturowego oraz dotychczas prowadzonych przez autora prac naukowych z zakresu elektrotechniki i energetyki wyznaczono cel dysertacji polegający na opracowaniu metody oceny współpracy instalacji fotowoltaicznych z siecią elektroenergetyczną oraz ich wpływ na jakość dostawy energii elektrycznej. Tak postawiony cel w ocenie autora pracy pozwoli na lepsze zrozumienie dynamiki badanego zjawiska.

### **1.1.1 Cele szczegółowe**

Aby zrealizować cel pracy, autor postanowił doprecyzować zakres prowadzonych rozważań wprowadzając pięć celów szczegółowych. Po pierwsze, autor zamierza zidentyfikować przyczyny niskiej efektywności energetycznej instalacji fotowoltaicznych, co może przyczynić się do ich optymalizacji. Po drugie, autor pragnie zidentyfikować związek pomiędzy warunkami atmosferycznymi a generacją zaburzeń elektromagnetycznych przez fotowoltaiczne źródła energii. Jest to istotne dla zrozumienia, jak te warunki wpływają na jakość dostawy energii. Trzeci cel szczegółowy dotyczy opracowania metodyki badania falowników fotowoltaicznych pod kątem generacji zaburzeń elektromagnetycznych. Czwarty cel szczegółowy to sformułowanie metodyki badania opinii interesariuszy skupionych wokół klastrów energii na temat rozproszonych źródeł energii, w tym źródeł fotowoltaicznych. Na koniec, badacz planuje zaproponować autorskie narzędzia do analizy danych pomiarowych z analizatorów jakości energii elektrycznej (JEE), co może przyczynić się do rozwoju narzędzi i technologii monitorowania jakości dostawy energii.

#### **Cele szczegółowe:**

1. Wskazanie przyczyn słabej efektywności energetycznej instalacji fotowoltaicznych.
2. Wykazanie zależności pomiędzy warunkami atmosferycznymi a generacją zaburzeń elektrycznych przez fotowoltaiczne źródła energii.
3. Opracowanie metodyki badania falowników fotowoltaicznych pod kątem generacji zaburzeń elektromagnetycznych.
4. Opracowanie metodyki badania opinii interesariuszy zebranych wokół Klastrów Energii na temat rozproszonych źródeł energii w tym źródeł fotowoltaicznych oraz ich wpływu na dostawę energii elektrycznej.
5. Propozycja autorskich narzędzi do analizy danych pomiarowych z analizatorów JEE.

Realizacja celów została opisana w dalszej części pracy.

## 1.2 Teza pracy

Obserwacja i analiza danych pomiarowych związanych z pracą instalacji fotowoltaicznej umożliwiają ocenę jej współpracy z systemem elektroenergetycznym.

Teza pracy doktorskiej koncentruje się na obserwacji i analizie danych pracy instalacji fotowoltaicznej, które umożliwiają ocenę jej współpracy z systemem elektroenergetycznym. Współpraca ta obejmuje zarówno potencjalne pogorszenie jakości energii elektrycznej poprzez wprowadzanie zaburzeń do sieci elektroenergetycznej przez falowniki fotowoltaiczne, jak i możliwość poprawy niezawodności dostaw energii dzięki lokalnej dostępności tych źródeł. Autor w analizach zawartych w dysertacji skupia się na jej obiektywnej ocenie.

## 1.3 Zakres pracy

W rozdziale 1 przedstawiono cele, tezę pracy jak również motywację do podjęcia tematyki badawczej i streszczenie wszystkich rozdziałów.

Rozdział 2 przedstawia przegląd aktualnej literatury oraz dyskusję na temat odnawialnych źródeł energii, dostępnych obecnie technologii pozyskiwania energii elektrycznej oraz charakteryzuje energetykę rozproszoną. W tym miejscu omówiono również szczegółowo fotowoltaikę, począwszy od efektu fotoelektrycznego i zasady działania ogniwa PV przez przegląd kolejnych generacji modułów fotowoltaicznych a skończywszy na metodach magazynowania energii elektrycznej z systemów PV.

Analiza, przegląd literatury i wprowadzenie do zagadnienia jakości energii elektrycznej znajdują się w rozdziale 3. Szczegółowo omówiono charakteryzujące ją parametry oraz zreferowano wymagania stawiane JEE dostępne w aktualnych rozporządzeniach i normach. Zasygnalizowano problemy dotyczące jakości energii elektrycznej w systemach elektroenergetycznych w skład których wchodzi układy fotowoltaiczne. Opisano typowe zaburzenia elektroenergetyczne ze szczególnym uwzględnieniem wyższych harmonicznych prądu i napięcia.

Po wprowadzeniu teoretycznym znajdującym się w rozdziałach 2 i 3, od rozdziału numer 4 zaczyna się część praktyczna doktoratu. W pierwszej kolejności w rozdziale 4 zaprezentowano wyniki prac przeprowadzonych na badawczych instalacjach fotowoltaicznych wchodzących w skład Parku Naukowo-Technologicznego Euro-Centrum w Katowicach. Przebadano trzy działające instalacje PV składające się na największą tego typu instalację PV w Polsce. Zbudowana z 1463 modułów fotowoltaicznych charakteryzuje się łączną mocą szczytową wynoszącą 364,07 [kWp]. Przedstawiono szczegółowe informacje dotyczące typów wykorzystanych paneli PV, ich charakterystyki prądowo-napięciowe jak również rodzaj montażu i orientację instalacji względem stron świata. Kolejno zaprezentowano sposób agregacji danych pomiarowych, mierzone wielkości oraz analizy i dyskusję nad otrzymanymi wynikami.

Po badaniach wykonanych na dużych instalacjach fotowoltaicznych, w rozdziale 5 autor pracy postanowił przyjrzeć się funkcjonowaniu każdego elementu systemu PV z osobna jak również całości instalacji oraz działaniu pojedynczych modułów PV zbudowanych w różnych technologiach. Analizy porównawcze możliwe były do wykonania dzięki uzyskanemu dostępowi do instalacji badawczej zlokalizowanej w laboratorium na dachu budynku C3 Akademii Górniczo-Hutniczej w Krakowie, stanowiącej część zaplecza naukowego Laboratorium Robotyki, Fotowoltaiki i Lewitacji Magnetycznej w Katedrze Automatyki i Robotyki na Wydziale Elektrotechniki, Automatyki, Informatyki i Inżynierii Biomedycznej AGH. Topologia omawianego systemu PV, w tym implementacja w jego strukturze optyimizerów mocy daje szerokie możliwości badawcze.

Rozdziały 6 i 7 prezentują wyniki pomiarów wykonanych na komercyjnych instalacjach fotowoltaicznych. W tekście przedstawiono szczegółowe informacje dotyczące typów użytych modułów fotowoltaicznych, ich charakterystyk prądowo-napięciowych oraz sposobu montażu i orientacji względem stron świata. Kolejno przedstawiono sposób zbierania danych pomiarowych, mierzone parametry oraz analizy i dyskusję wyników. W analizach wzięto pod uwagę parametry i współczynniki takie jak: napięcia fazowe i międzyfazowe, częstotliwość zasilania, niesymetria napięć, odchylenia napięcia, migotanie światła, prądy, THD prądu i napięcia, harmoniczne rzędu od 1 do 25 (lub 40), CP05 i CP95 czy współczynnik mocy. Otrzymane wyniki autor opatrzył swoimi komentarzami i przemyśleniami jak również odniósł do aktualnie obowiązujących norm i zaleceń dotyczących jakości energii elektrycznej. Dodatkowo w rozdziale 7 autor zaproponował nowy wskaźnik  $PDPP_{st}$ , pokazujący, ile próbek danych przekroczyło dopuszczalny poziom  $P_{st}$  dla człowieka oraz drugi wskaźnik,  $PDPTHU$ , prezentujący ilość próbek danych przekraczających dopuszczalny poziom  $THDU$  równy 8%.

Po wykonaniu badań w PNT w Katowicach oraz w laboratorium PV AGH, analizie uzyskanych wyników (opisanych w rozdziałach 4 i 5) autor pracy zauważył zależności łączące warunki atmosferyczne i amplitudę generowanych zaburzeń elektromagnetycznych przez instalacje PV. W rezultacie postanowiono przeprowadzić symulacje działania systemu fotowoltaicznego w ustandaryzowanych, izolowanych warunkach, czyli w laboratorium JEE Centrum Energetyki AGH. Ponieważ falowniki są bardzo ważną składową całego systemu PV, zaprojektowano szereg testów mających sprawdzić ich działanie w różnych, symulowanych warunkach pogodowych. Wyniki eksperymentów przeprowadzonych łącznie na 31 falownikach jedno i trójfazowych, dedykowanych dla prosumenckich instalacji PV jak również szczegółowe analizy danych i uzyskane wnioski opisano w części symulacyjnej doktoratu znajdującej się w rozdziale 8.

Inspiracją do powstania rozdziału 9 była mająca obecnie miejsce transformacja energetyczna w Polsce i zachodzące zmiany w topologiach sieci systemów elektroenergetycznych. Ta część dysertacji opisuje wyniki badań ankietowych przeprowadzonych wśród trzech grup respondentów związanych z Kłastrami Energii: ich twórców i koordynatorów, operatorów sieci dystrybucyjnych oraz instytucji zainteresowanych rozwojem energetyki rozproszonej w Polsce. Badania pozwoliły poznać opinię uczestników na temat idei i funkcjonowania Kłastrów Energii oraz spostrzeżeń i wyobrażeń ankietowanych dotyczących korzyści i zagrożeń wynikających z ich powstania. Co bardzo istotne z punktu widzenia niniejszej dysertacji, badani największe nadzieje na bezpieczeństwo energetyczne, zrównoważony rozwój z poszanowaniem środowiska naturalnego oraz stabilizację sytuacji ekonomicznej na rynku energii upatrują w energii pochodzącej z instalacji fotowoltaicznych. Zagrożenia płynące z dynamicznego wzrostu ilości instalacji PV zostały przedstawione w dedykowanym dla operatorów sieci dystrybucyjnych załączniku do ankiety nr. 2 zatytułowanym „Jakość dostawy energii elektrycznej i instalacje PV”.

Rozdziały 10, 11 i 12 stanowią syntezę wszystkich prac wykonanych przez autora. Na podstawie analiz, testów i wyników zawartych w rozprawie doktorskiej, w rozdziale 10 badacz proponuje opracowaną przez siebie metodę oceny współpracy instalacji fotowoltaicznych z siecią elektroenergetyczną po to, aby w rozdziale 11 zatytułowanym „Analiza wyników pracy” dowieść osiągnięcie wszystkich celów pracy i udowodnić tezę. Podsumowanie rozważań zawartych w pracy doktorskiej, otrzymanych wyników jak również przedstawienie oryginalnych osiągnięć naukowych wraz z dalszymi planami badawczymi autora przedstawiono w rozdziale 12.

Rozdział 13 prezentuje wykaz prac badawczych, prowadzonych przez autora, które miały wpływ na powstanie doktoratu. Kolejno w rozdziałach od 14 do 17 znajdują się sekcje poświęcone źródłom literaturowym wykorzystanym w pracy oraz spisom zawierającym wykazy zamieszczonych rysunków, równań i tabel.

Praca zawiera dwa załączniki stanowiące rozszerzenie i uzupełnienie dwóch rozdziałów. „Załącznik A - Badania porównawcze falowników – dodatkowe analizy” oraz „Załącznik B - Badania ankietowe na temat fotowoltaicznych źródeł energii. Klastry energii – dodatkowe analizy”. Obydwa dokumenty stanowią integralną część rozprawy doktorskiej. Ich cyfrowe wersje zostały zamieszczone na dodatkowej płycie CD.

## 2. Energetyka odnawialna

### 2.1 Przegląd odnawialnych źródeł energii

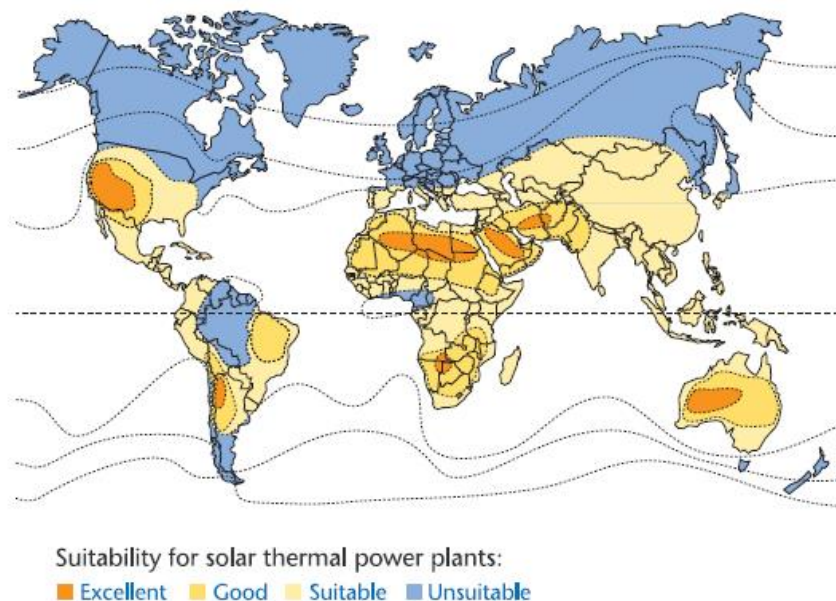
Celem niniejszego rozdziału jest krótkie przedstawienie wybranych sposobów pozyskiwania energii elektrycznej z odnawialnych źródeł, zaczynając od energii biomasy, przez energię pochodzącą z wody, słońca, wiatru i na energię geotermalnej kończąc.

*Energia biomasy.* Biomasa to najstarsze wykorzystywane odnawialne źródło energii. To cała istniejąca na Ziemi materia organiczna, wszystkie substancje pochodzenia roślinnego lub zwierzęcego ulegające biodegradacji. Największym źródłem energii biomasy jest drewno oraz odpady drzewne, a następnie energia z odpadów miejskich (gaz odzyskiwany na wysypiskach z rozkładających się śmieci) i paliwa alkoholowe. Biomasa składa się w większości z materiału organicznego i wody [25][72]. Spalanie biomasy (np. drewna), na cele energetyczne znane i praktykowane jest od czasów prehistorycznych po dzień dzisiejszy, niemniej jednak proces ten nie jest zbyt wydajny. Obecnie istnieje wiele możliwości zwiększenia kaloryczności i ogólnej wydajności biomasy przeznaczonej do produkcji energii elektrycznej chociażby poprzez przetwarzanie stałej jej postaci na paliwo gazowe lub płynne, ogrzewając ją przy ograniczonej ilości tlenu, jeszcze przed właściwym spalaniem.

*Energia wody.* Potencjał energetyczny tkwiący w wodzie polega na wykorzystaniu przepływu wody do produkcji energii elektrycznej, która w większości wytwarzana jest w dużych obiektach. Przepływ lub spadek płynącej wody określa ilość dostępnej energii w wodzie będącej w ruchu. Bardzo szybko płynąca woda w dużej rzece, niesie ze sobą znaczną ilość energii. Woda opadająca z dużej wysokości, jak w wodospadach, również posiada dużą ilość energii. Przepływająca woda kierowana jest przez rurę lub rurociąg, aby zasilić turbinę wodną. Kolejno napiera ona na łopatki turbiny powodując ich obracanie, co skutkuje wprawianiem w ruch generatora, który produkuje energię elektryczną [32]. Na rzece siła prądu wody wytwarza potrzebne ciśnienie, natomiast w systemie magazynowania wody, woda jest przechowywana w zbiornikach utworzonych przez zapory, a następnie uwalniana w potrzebnej ilości w celu generowania energii. Małe elektrownie wodne (MEW) mogą używać kół wodnych lub turbin, w zależności od przepływu wody lub dostępnego źródła wody. Elektrownie nie powodują zanieczyszczeń, aczkolwiek mogą zakłócić środowisko rzeki lub oceanu w miejscach, w których zostały zbudowane.

*Energia słoneczna.* Słońce jest jedną z miliardów gwiazd i jest źródłem życia wszystkich znanych istot na Ziemi. Energia słoneczna to promienie słońca, które docierają do Ziemi. Może być przetworzona w inne formy, takie jak energia elektryczna i ciepła. Promieniowanie słoneczne wykorzystuje się na wiele sposobów, min. do produkcji elektryczności (ogniwa fotowoltaiczne), ogrzewania wody (panele solarne - do użytku domowego, przemysłowego lub komercyjnego), ochładzania i klimatyzacji, suszenia produktów rolnych, destylacji (głównie w procesie produkcji soli lub solanki poprzez wyparowanie wody morskiej). Regiony świata wchodzące w tzw. „pas słoneczny”, zaprezentowane na rysunku Rys. 2.1 (strona 25) są miejscami, gdzie energia ciepła słońca jest najwłaściwsza do wykorzystania. Są to obszary około 30° na północ lub na południe od równika, gdzie bezpośrednie promieniowanie słoneczne jest na wysokim poziomie przez cały rok [25][32][162].





Rys. 2.1 Pas słoneczny, najlepsze regiony dla lokalizacji elektrowni słonecznych [65]

Ogniwa fotowoltaiczne są coraz powszechniej wykorzystywane do produkcji energii elektrycznej. Są to elementy półprzewodnikowe, w których następuje konwersja energii promieniowania słonecznego w energię elektryczną w wyniku zjawiska fotowoltaicznego. Poprzez wykorzystanie półprzewodnikowego złącza typu p-n, w którym pod wpływem fotonów o energii większej niż szerokość przerwy energetycznej półprzewodnika, elektrony przemieszczają się do obszaru n, a dziury do obszaru p. Takie przemieszczenie ładunków elektrycznych powoduje pojawienie się różnicy potencjałów, czyli napięcia elektrycznego.

*Energia wiatru.* W sytuacji, gdy energię elektryczną generuje się przy pomocy gwałtownych ruchów powietrza, mówimy o procesie, w którym wykorzystuje się wiatr do wytwarzania siły mechanicznej lub elektryczności. Specjalne turbiny wiatrowe przetwarzają energię kinetyczną wiatru na siłę mechaniczną, która używana jest do konkretnych zadań jak np. pompowanie wody, mielenie ziarna w młynie lub też generator prądotwórczy konwertuje ją na elektryczność. Energia siły wiatru jest pochodną energii promieniowania słonecznego. Dzieje się tak na skutek nierównego rozmieszczenia temperatur w różnych częściach Ziemi. W jej suchych rejonach, zmiana temperatury następuje szybciej niż na powierzchni np. morza. To zróżnicowane nagrzewanie napędza globalny atmosferyczny system unoszenia powietrza od powierzchni Ziemi do stratosfery, która działa jak wirtualny sufit. Większość energii zgromadzona w ruchach wiatru znajduje się na dużych wysokościach, gdzie stała prędkość wiatru może wynosić ponad 160 km/h.

*Energia geotermalna.* Na skutek wolnego rozkładu cząsteczek radioaktywnych, procesu, który ma miejsce we wszystkich skałach, we wnętrzu Ziemi powstają bardzo wysokie temperatury [165]. Są one wyższe niż temperatura powierzchni słońca i powstają bez przerwy głęboko wewnątrz naszego globu. Energia geotermalna jest to więc ciepło pochodzące z wnętrza Ziemi. Ogrzewa ono wodę, która następnie wędruje z głębin ku górze przez szczeliny w skorupie ziemskiej. Technologie i metody pozwalające wiercić studnie daleko w jej głąb powodują, że gorąca para lub woda wydostaje się na zewnątrz w sposób kontrolowany i zostaje wykorzystana do napędu turbin parowych i generatorów elektryczności. Energia geotermalna ma istotną zaletę – jest odnawialna (ciepło jest bezustannie produkowane we wnętrzu Ziemi), niezawodna, wydajna, a elektrownie geotermalne mogą generować energię przez ponad 95% czasu. Elektrownie są bardzo rzadko wyłączane dla celów naprawczych lub serwisowych i mają najwyższy współczynnik wydajności wśród wszystkich elektrowni [32].

## 2.2 Energia elektryczna pochodząca z generacji rozproszonej

W spotykanych standardowo systemach energetycznych, energia elektryczna jest wytwarzana w przeważającym stopniu w centralnych elektrowniach zawodowych. Dostarcza się ją do odbiorców za pomocą linii przesyłowych wysokiego napięcia oraz sieci rozdzielczych niskiego i średniego napięcia [39]. Elektrownie zlokalizowane w Polsce mają sprawność na poziomie 35%. Produkowana w nich energia elektryczna wiąże się z dużymi stratami ciepła odpadowego. Wyższe sprawności osiągają elektrociepłownie. Jeszcze większe korzyści wynikające z bezpieczeństwa energetycznego, mniejszych cen energii elektrycznej, redukcji emisji spalin oraz mniejszych strat przesyłowych może przynieść generacja rozproszona [4][39][57][58][90]. Jest ona oparta na małych jednostkach wytwórczych, w tym na odnawialnych źródłach energii. Najczęściej jest dostępna lokalnie, czyli generowanie energii elektrycznej odbywa się w bezpośrednim sąsiedztwie odbiorców energii, co więcej generacja rozproszona może wykorzystywać również lokalne zasoby paliw, między innymi biopaliw i energii pochodzącej z OZE. W automatyzacji budownictwa do zasilania obiektu w energię elektryczną można wykorzystać nawet odpady komunalne produkowane na danym obszarze. Niewątpliwą zaletą generacji rozproszonej są stosunkowo niewielkie nakłady finansowe potrzebne do rozbudowy sieci jak i niskie straty energii związane z ich eksploatacją. Czas potrzebny na przeprowadzenie inwestycji jest krótszy ze względu na znacznie mniejszy charakter prac w porównaniu do tradycyjnych elektrowni. Gdy źródła energii są rozproszone, bezpieczeństwo energetyczne na danym obszarze się zwiększa, ponieważ nie ma uzależnienia tylko od jednego dostawcy [39][58]. Generacja rozproszona to małe (o mocy znamionowej do 50-150 MW) jednostki lub obiekty wytwórcze, przyłączane bezpośrednio do sieci rozdzielczych lub zlokalizowane w sieci elektroenergetycznej odbiorcy (za urządzeniem kontrolno-rozliczeniowym), nie podlegające centralnemu planowaniu rozwoju i dysponowaniu mocą [57][100][155]. Inne definicje generacji rozproszonej to:

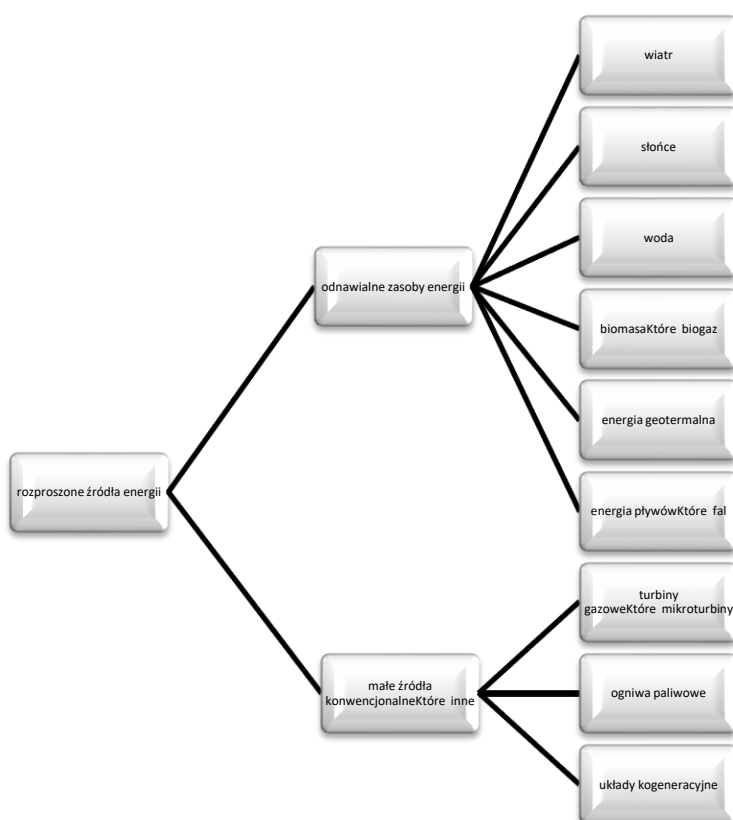
- źródła wytwórcze pracujące na potrzeby własne klienta lub dostarczające energię do sieci dystrybucyjnej (nie obejmuje zazwyczaj energetyki wiatrowej w dużych farmach wiatrowych) [67];
- zintegrowane z systemem lub autonomiczne użycie małych, modułowych generatorów energii elektrycznej, usytuowanych w pobliżu odbiorców; może pozwolić przedsiębiorstwom energetycznym uniknąć kosztownych inwestycji w sieć przesyłową i dystrybucyjną, zwiększa możliwości systemu i przyczynia się do dostarczenia odbiorcom energii elektrycznej o wyższej jakości, zwiększa niezawodność dostaw i przyczynia się do zachowania czystości środowiska [164];
- źródło rozproszone - źródło nie planowane centralnie, w chwili obecnej nie dysponowane centralnie, przyłączone do sieci rozdzielczej [15][112][155].

W większości przypadków odnawialne źródła energii elektrycznej ze względu na swoją niewielką moc jednostkową zaliczają się do rozproszonych źródeł energii elektrycznej. Przy czym należy pamiętać, iż rozproszone źródła energii elektrycznej definiowane są jako źródła o mocy jednostkowej mieszczącej się w granicach od 50 do 100-150 MW (w zależności od źródła definicji). Muszą być również zlokalizowane blisko końcowego odbiorcy energii. W rzeczywistości wartość generowanej mocy zaliczająca dane źródło jako jednostkę rozproszoną różni się w zależności od prawa obowiązującego w danym kraju. Dla przykładu

można podać, iż np. w Szwecji wartość graniczna wynosi 1,5 MW, Nowa Zelandia i USA ustaliły poziom na 5 MW, a w Wielkiej Brytanii jest to już 100 MW.

Na rysunku Rys. 2.2 przedstawiono klasyfikację rozproszonych źródeł energii ze względu na ich pochodzenie. Wyróżnić można podział na:

- odnawialne zasoby energii, które dzielą się odpowiednio na energię elektryczną generowaną z: wiatru, słońca, wody, biomasy i biogazu, energii geotermalnej jak również energii pływów i fal,
- małe źródła konwencjonalne i inne, na które składają się: turbiny gazowe i mikroturbiny, ogniwa paliwowe, układy kogeneracyjne.



Rys. 2.2 Klasyfikacja rozproszonych źródeł energii ze względu na pochodzenie [111]

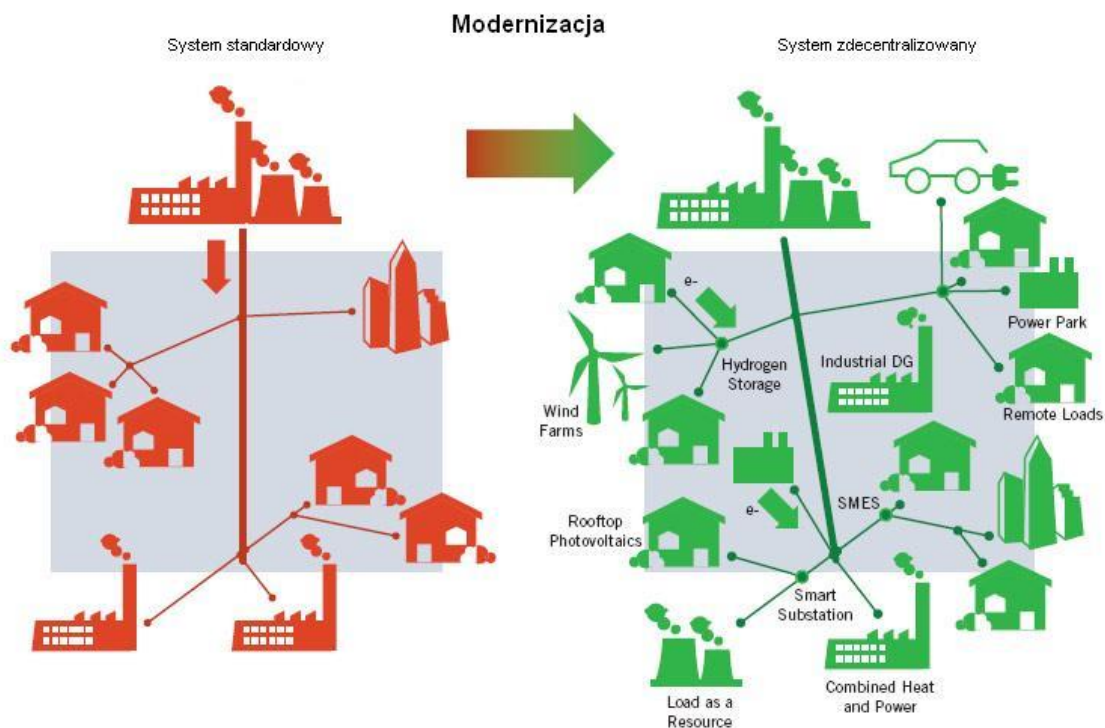
Energetyka rozproszona nierozdzielnie łączy się ze sferą nowoczesnego przesyłu energii elektrycznej, czyli tzw. inteligentnymi sieciami elektroenergetycznymi (ang. Smart Grids) [44][84], wewnątrz których istnieje komunikacja między wszystkimi uczestnikami rynku energii. Dostarczanie usług energetycznych w taki sposób ma na celu obniżenie kosztów i zwiększenie efektywności oraz zintegrowanie rozproszonych źródeł energii, w tym także energii odnawialnej [173]. Tematyka ta wiąże się również z energooszczędnym budownictwem, ponieważ coraz częściej inwestorzy decydujący się na wybudowanie nowego obiektu (mieszkalnego bądź mającego zastosowanie komercyjne), na źródło zasilania w energię elektryczną swojego budynku wybierają odnawialne źródła energii. Autor uważa, że wpływ na takie postępowanie może mieć wiele czynników, między innymi możliwość uniezależnienia się od dostaw z krajowych sieci elektroenergetycznych. Obecnie coraz częściej słyszy się o systemach automatyzacji budownictwa, o Inteligentnych Budynkach mających na celu min. podnieść komfort życia i poziom bezpieczeństwa mieszkańców i funkcjonujących w nich osób.

Terminem tym określa się wysoce zaawansowany technicznie budynek, który w sposób celowy i właściwy, samoistnie reaguje na występujące w jego otoczeniu zdarzenia i zmieniające się czynniki zewnętrzne [104][112]. Budynek taki posiada system czujników i detektorów oraz jeden, zintegrowany system zarządzania wszystkimi znajdującymi się w jego wnętrzu instalacjami. Efektem dobrze zaplanowanych działań może być redukcja kosztów utrzymania Inteligentnego Budynku wynikająca z oszczędności powstałych z zastosowania systemów zmniejszających i optymalizujących zużycie energii elektrycznej.

We współczesnej gospodarce energetycznej w Polsce (jak i na świecie) coraz większe znaczenie odgrywa energetyka rozproszona [4]. Wynika to z wielu powodów, między innymi z faktu, iż społeczeństwo jest coraz bardziej świadome złego stanu krajowej sieci elektroenergetycznej służącej do przesyłania energii elektrycznej. Chcąc uniknąć znalezienia się w sytuacji braku dostaw prądu w wyniku awarii przestarzałej sieci krajowej i zagwarantować sobie stałe dostawy energii elektrycznej, dąży się do dywersyfikacji jej źródeł. Bardzo dobrym rozwiązaniem jest wyposażenie swoich domów w dostawy elektryczności pochodzącej z rozproszonych źródeł energii. Są one dostępne lokalnie i nie wymagają transportu siecią krajową [39][44][57][58]. Niejednokrotnie okazać się może również, iż rozwiązanie takie będzie miało korzystny wpływ na redukcję kosztów związanych z eksploatacją budynku. W codziennym użytku jest coraz więcej urządzeń elektrycznych, bez których trudno wyobrazić sobie egzystowanie, wszystkie one potrzebują do swojego funkcjonowania elektryczności. Popyt na energię elektryczną rośnie i bez większych obaw autor zakłada, że będzie stale rósł. Powinno się więc skupić na pozyskiwaniu energii elektrycznej ze źródeł, które są dostępne cały czas. Może to być słońce, biomasa, wiatr lub woda. Fenomenem jest fakt, iż czas potrzebny na ich odnowienie jest bardzo krótki, nie trzeba czekać tysięcy czy nawet milionów lat tak jak jest to w przypadku węgla kamiennego czy innych paliw kopalnych. Wiatry wieją i będą wiać niemal codziennie, w ciągu doby słońce świeci od kilku do kilkunastu godzin, dostępność wody w rzekach i jeziorach jest bardzo duża, specjalne plantacje roślin energetycznych przeznaczonych na biomasę regenerują się w bardzo krótkim czasie. We współczesnym budownictwie coraz większą popularność zyskują inteligentne systemy, które przyczyniają się do zautomatyzowania a co za tym idzie również do usprawnienia wielu codziennych czynności. Inteligentne budynki nie tylko usprawniają codzienne życie, ale też poprawiają bezpieczeństwo i pozwalają na wymierne oszczędności związane z bardziej ekonomicznym wykorzystaniem energii zarówno elektrycznej jak i ciepłej. Przypuszcza się, iż, systemy zarządzania energią w mają stać się standardem wyposażenia nowo budowanych budynków w przeciągu najbliższych 10-15 lat jako element domu pasywnego/ niskoenergochłonnego (zgodnie z dyrektywą 2010/31/UE). Ocenę tą potwierdzają wyniki wielu niezależnych badań rynku przeprowadzonych wśród deweloperów, architektów oraz projektantów. Będą odpowiedzialne za kontrolowanie oraz sterowanie wszelakimi systemami znajdującymi się wewnątrz budynku, zapewniając np. komfort cieplny w mieszkaniu przy jednoczesnym poniesieniu możliwie najmniejszych kosztów. Jest to jedna z głównych cech systemów BMS (z ang. Building Management Systems). Stwierdzenie to przekłada się na kilka cech jakie spełnia produkt automatyki budynku: generowanie oszczędności energii, podniesienie komfortu życia oraz zapewnienie bezpieczeństwa mieszkańców Inteligentnych Budynków.

W obliczu wyczerpywania się paliw kopalnych (czyli nieodnawialnych źródeł energii), odnawialne źródła odrywają coraz istotniejszą rolę w energetyce. Powstają kolejne elektrownie słoneczne, wiatrowe i biogazowe, które mają stanowić podstawę nowego systemu energetycznego [39]. Odnawialne źródła energii to w większości jednostki o niewielkich mocach jednostkowych, a zatem są to źródła rozproszone. Wprowadzanie źródeł rozproszonych do systemu wymaga odpowiedniego dostosowania wielu jego elementów, tzn. sieci, zabezpieczeń, procedur itd. [57][58]. W klasycznych systemach energetycznych XX wieku

energia elektryczna była wytwarzana w przeważającej mierze w centralnych elektrowniach zawodowych i dostarczana do użytkowników za pomocą linii przesyłowych wysokiego napięcia oraz sieci rozdzielczych średniego i niskiego napięcia. W ostatnich latach zaczęto wprowadzać wiele zmian, które były ukierunkowane na budowę systemów rozproszonych. Istotny udział w tych systemach mają odnawialne źródła energii elektrycznej. Na rysunku Rys. 2.3 został przedstawiony schemat modernizacji dotychczasowej sieci elektroenergetycznej na sieć zdecentralizowaną [155].



Rys. 2.3 Ewolucja standardowo spotykanych systemów energetycznych na systemy zdecentralizowane [155]

### 2.3 Fotowoltaiczne źródła energii

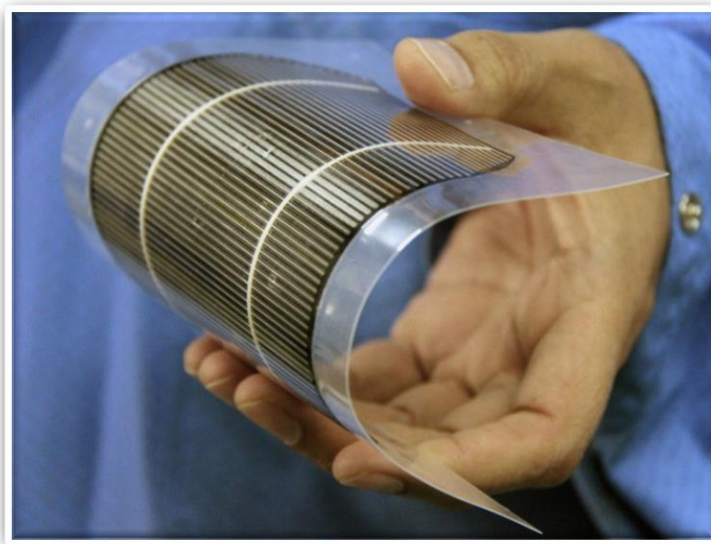
Obecnie na rynku dostępnych jest wiele typów ogniw fotowoltaicznych. Różnią się przede wszystkim materiałem i technologią wykonania. Z tej różnorodności wynikają również ich odmienne parametry techniczne takie jak chociażby sprawność. Technologie wytwarzania energii elektrycznej z ogniw fotowoltaicznych rozwijają się bardzo dynamicznie. Są coraz powszechniej wykorzystywane zarówno w przemyśle energetycznym, budowlanym jak i wielu innych miejscach, gdzie nowoczesność i dążenie do energetycznej niezależności jest mile widziane. W ostatnich latach technologie te szczególnie upodobało sobie budownictwo energooszczędne. Ciężko już sobie wyobrazić, aby nowopowstający obiekt o zredukowanym zapotrzebowaniu na energię, nie był wyposażony w urządzenia takie jak panele fotowoltaiczne, dzięki którym można produkować energię elektryczną z energii pochodzącej ze słońca.

Zarówno wytwarzanie energii elektrycznej w centralnych elektrowniach zawodowych zasilanych paliwami kopalnymi, jak również cały proces ich pozyskiwania, wiążą się z generacją dużych ilości zanieczyszczeń, które trafiają do środowiska. Generowanie elektryczności z odnawialnych źródeł energii takich jak słońce pozwala na znaczną redukcję zanieczyszczeń emitowanych do atmosfery. OZE są lokalnie dostępne i mają niemalże nieograniczone zasoby. Udoskonalane wciąż technologie mające na celu zamianę energii słonecznej bezpośrednio w elektryczność, dają duże nadzieje na stabilną i zrównoważoną przyszłość energetyczną. Koszty produkcji ogniw fotowoltaicznych spadają przy równoczesnym wzroście ich sprawności. Rodzaje ogniw fotowoltaicznych

Podział ogniw fotowoltaicznych w oparciu o rodzaj wykorzystanego do produkcji materiału i technologii wytwarzania:

- selenowe
- krzemowe
  - monokrystaliczne
  - polikrystaliczne
  - cienkowarstwowe (krzem bezpostaciowy)
- barwnikowe
- polimerowe
- perowskity
- hybrydy

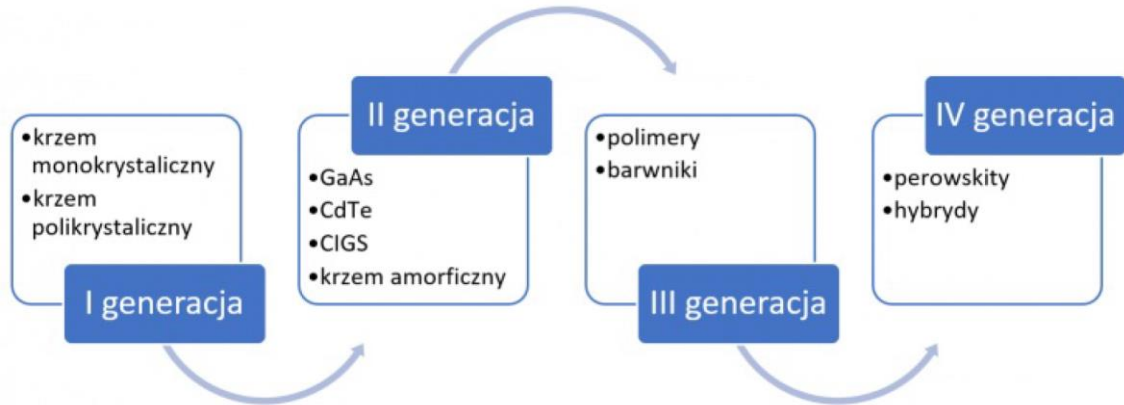
Energia zawarta w docierających do Ziemi promieniach słonecznych może zostać przetworzona w inną postać, taką jak energia elektryczna i ciepła. Istnieją dwie formy wykorzystania Słońca w produkcji energii: pośrednia i bezpośrednia. Pierwsza metoda wykorzystuje promieniowanie słoneczne w celu podgrzania wody (lub innego czynnika akumulującego ciepło jak np. glikol bądź mieszanki tych cieczy) i pośredniej produkcji energii elektrycznej. Stosuje się ją raczej na dużą skalę, tzn. w elektrowniach słonecznych. Druga metoda polega na bezpośredniej transformacji światła słonecznego w energię elektryczną przy użyciu przetworników fotoelektrycznych. Są to np. ogniwa fotowoltaiczne, które składają się z płytki z półprzewodnika posiadającej złącze P-N (positive - negative). W chwili, gdy na ogniwo pada światło słoneczne powstaje para nośników o przeciwnych ładunkach elektrycznych, elektron - dziura, które zostają następnie rozdzielone przez pole elektryczne. Rozdzielenie ładunków powoduje, iż w ogniwie powstaje napięcie. Po podłączeniu urządzenia pobierającego energię następuje przepływ prądu elektrycznego. Rysunek Rys. 2.4 (strona 30) przedstawia cienkowarstwowe ogniwo fotowoltaiczne znajdujące coraz więcej zastosowań.



Rys. 2.4 Cienkowarstwowe ogniwo fotowoltaiczne [110]

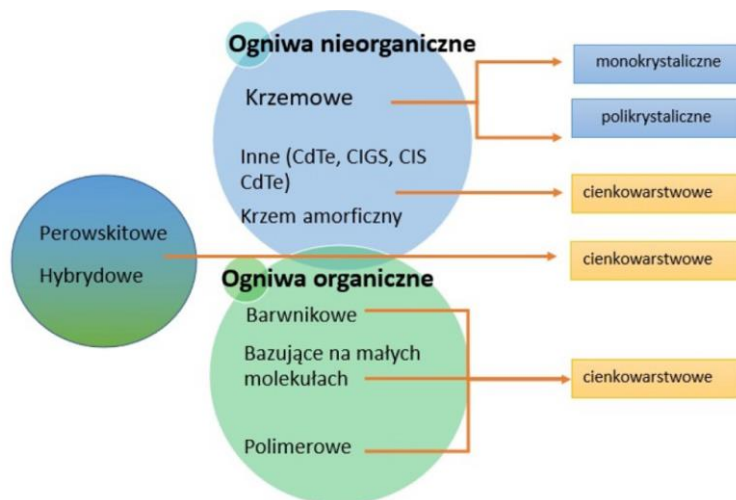
Na rysunku Rys. 2.5 zaprezentowano ewolucję ogniw fotowoltaicznych i ich kolejne generacje. Na przestrzeni lat, gdy fotowoltaika zyskiwała na popularności, zaczęły pojawiać się nowe rodzaje ogniw, materiałów i technologii ich wytwarzania. Do pierwszej generacji zalicza się ogniwa krzemowe (monokrystaliczne i polikrystaliczne [16][17][89][94][95]), druga to już ogniwa cienkowarstwowe (krzem amorficzny, tellurek kadmu (CdTe), mieszanki miedzi, indu, galu (GaAs), selenu (CIGS) czy też komórki wielozłączone (z ang. Multijunction Cells)

[9][81][88][129][143]). W trzeciej znalazły się ogniwa polimerowe i barwnikowe [97][147]. Czwarta generacja to już najnowsze typy ogniów, czyli perowskity (tj. minerały o strukturze krystalicznej [11][21][83][102][135][176], które przez niektóre źródła bywają zaliczane do trzeciej generacji) i hybrydy (wielowarstwowe składające się z różnych typów ogniów) [64][86][167][170][175].



Rys. 2.5 Kolejne generacje ogniów fotowoltaicznych [86]

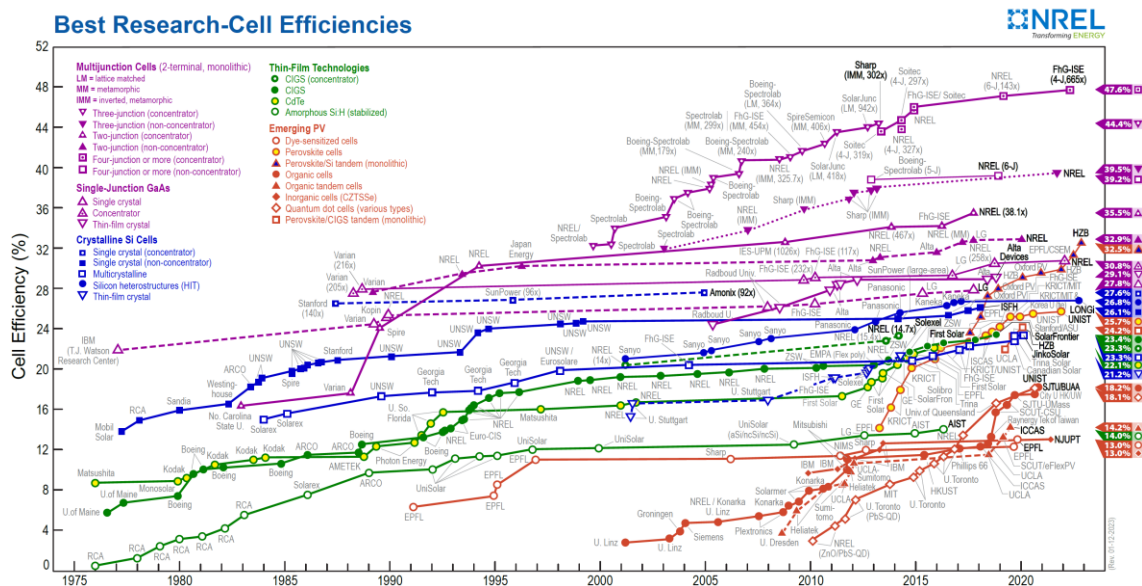
Ogniwa fotowoltaiczne można również podzielić ze względu na materiały użyte do ich produkcji [1][86]. Kategoryzację według tego kryterium przedstawia rysunek Rys. 2.6 na którym widoczne są trzy grupy ogniów: nieorganiczne (krzemowe, inne (CdTe, CIGS, CIS), krzem amorficzny), organiczne (barwnikowe, bazujące na małych molekułach, polimerowe [79]) i trzecia grupa będąca połączeniem dwóch pierwszych. W jej skład wchodzi perowskity, które są co prawda ogniwami nieorganicznymi jednak w procesie ich wytwarzania używane są materiały organiczne i hybrydowe, które mogą być zbudowane z połączenia ogniów nieorganicznych i organicznych (np. krzemowo-organiczne) [86].



Rys. 2.6 Klasyfikacja ogniów ze względu na używane materiały [86]

Jednym z podstawowych parametrów ogniów PV jest efektywność konwersji energii słonecznej na energię elektryczną. Na rysunku Rys. 2.7 przedstawiono jej porównanie dla ogniów słonecznych wytwarzanych w różnych technologiach. Dane umieszczone na wykresie pochodzą z National Renewable Energy Laboratory (NREL) Amerykańskiego Departamentu

Energii [93]. Dotyczą badań nad ogniwami PV prowadzonymi w warunkach laboratoryjnych, co oczywiście zawyża realne wyniki dla poszczególnych technologii w produkcji masowej jednak pokazuje trend oraz kierunek rozwoju prowadzonych prac. Co roku począwszy od 1976 publikowany jest raport prezentujący dynamikę wzrostu efektywności dla poszczególnych ogniw PV. Na osi pionowej pokazano efektywność konwersji wyrażoną w procentach (z ang. cell efficiency (%)) natomiast oś pozioma przedstawia czas liczony w latach.

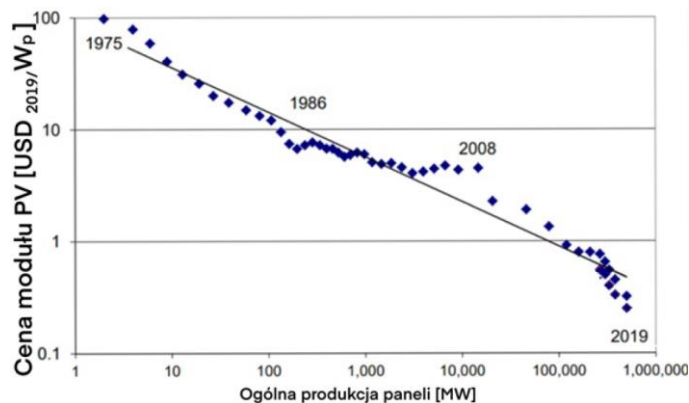


Rys. 2.7 Ogniwa fotowoltaiczne i wzrost ich efektywności w latach 1976-2020 [93]

Absolutnymi rekordzistami, jeżeli chodzi o efektywność konwersji energii są ogniwa wielozłączone (z ang. Multijunction Cells) w szczególności czterozłączone i więcej (z ang. Four-junction or more) osiągające zawrotne 47,6%. Składają się one z wielu warstw półprzewodników o różnych wartościach przerwy energetycznej. Szczegóły budowy, zasady działania tych ogniw oraz przegląd badań nad tą obiecującą technologią można znaleźć w następujących opracowaniach: [6][20][30][63][80][132]. Dla ogniw krzemowych (z ang. Crystalline Si Cells) w warunkach laboratoryjnych otrzymuje się wyniki na poziomie 27,6%, perowskity (z ang. Perovskite Cells) pomimo względnie krótkiego okresu badań osiągają konwersję na poziomie 25,7%, natomiast najbardziej wydajne ogniwa wśród technologii cienkowarstwowych (z ang. Thin-Film Technologies) to efektywność na poziomie około 23%.

Aby technologia opuściła laboratoria i była wykorzystywana komercyjnie na szeroką skalę musi być opłacalna zarówno dla producentów jak i konsumentów. Czynnikiem determinującym ten aspekt jest cena za 1 [Wp] mocy pochodzącej z ogniw PV. Na rysunku Rys. 2.8 przedstawiono jej wahania na przestrzeni lat. W wyniku znacznej poprawy wydajności i niemal milionkrotnemu wzrostowi produkcji cena ta zmniejszyła się prawie tysiącrotnie w latach 1975-2019 [86][87][150]. Jednak jak podają autorzy w [8] i [75], sytuacja zmieniła się na przełomie lat 2020 i 2021, gdzie głównie za sprawą ogólnoswiatowych problemów wynikłych z pandemii koronawirusa SARS-CoV-2 i choroby COVID-19, ceny modułów PV wzrosły o około 10-20%. Biorąc pod uwagę fakt, że zakup modułów PV stanowi około 30-45% wszystkich kosztów instalacji PV [75], odnotowano spadek opłacalności tego typu inwestycji. Eksperti z branży przewidują, że w najbliższych latach cena za 1 [Wp] mocy z PV ulegnie stabilizacji i ponownie zacznie się obniżać.





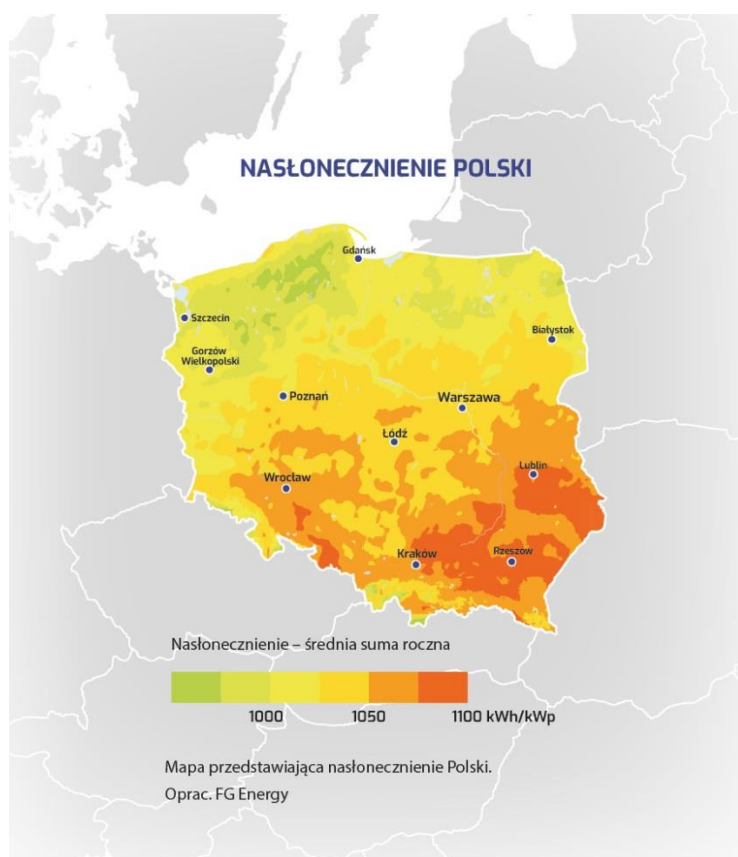
Rys. 2.8 Spadek cen ogniw fotowoltaicznych od 1975 r. do 2019 r. [86]

### 2.3.1 Nasłonecznienie w Polsce

Nasłonecznienie określa natężenie (ilość) promieniowania słonecznego (tj. irradancji, czyli natężenia promieniowania słonecznego na jednostkę powierzchni mierzonego w  $[W/m^2]$ ), która dociera na określoną powierzchnię w zadanym czasie. Jednostką miary w tym przypadku jest  $[kWh/m^2]$ . Ilość energii określana jest zwykle w ujęciu rocznym [152].

Słońce na obszarach o wysokim nasłonecznieniu emituje do  $4000 [kWh/m^2]$  rocznie. Promieniowanie to zmniejsza się w miarę oddalania się od równika. W Polsce roczna suma energii słonecznej padającej na  $1 m^2$  wynosi  $950-1250 [kWh/m^2]$ . Mapa nasłonecznienia dla Polski została przedstawiona na grafice Rys. 2.9. Na ilość promieniowania słonecznego wpływa nie tylko pogoda, ale przede wszystkim nasze położenie geograficzne. Ogniwia fotowoltaiczne umieszczane na wyższej wysokości nad poziomem morza pozwalają zwiększyć żywotność urządzeń i zmniejszyć koszt ich zakupu. Wynika to z faktu, że na obszarach niżej położonych częściej występują mgły oraz jest mniejsze nasłonecznienie, co obniża optymalne wykorzystanie promieni słonecznych. W obszarach tych jest również mniejsza siła promieni słonecznych w różnych porach roku. W letnie miesiące wysoki jest nie tylko poziom promieniowania, ale również czas nasłonecznienia. Aż 75% użytecznego promieniowania słonecznego przypada na miesiące od kwietnia do września. W miesiącach zimowych (od listopada do lutego) jest to zaledwie 12,5% [110][112].

W wyniku promieniowania słonecznego w ogniwach fotowoltaicznych powstaje siła elektromotoryczna. Tak więc, promieniowanie słoneczne staje się źródłem energii elektrycznej. W zależności od natężenia promieniowania słonecznego, ilość wyprodukowanej energii elektrycznej będzie się różnić. Im jest ono wyższe, tym ilość wyprodukowanych kilowatogodzin na metr kwadratowy  $[kWh/m^2]$  będzie większa. Optymalnymi warunkami pracy dla modułów fotowoltaicznych jest nasłonecznienie na poziomie  $1000 [kWh/m^2]$  oraz temperatura ogniwa wynosząca 25 stopni Celsjusza. Powyżej tej temperatury ich wydajność zaczyna maleć, dlatego bardzo słoneczne, gorące miejsca nie muszą się bezpośrednio przekładać na lepsze uzyski energetyczne z umieszczonej tam instalacji fotowoltaicznej. W dalszej części dysertacji, poświęconej badaniom układów PV i ich wpływowi na jakość dostawy energii elektrycznej autor pracy szczegółowo omówi oddziaływanie irradancji na natężenie prądu ze źródeł PV.



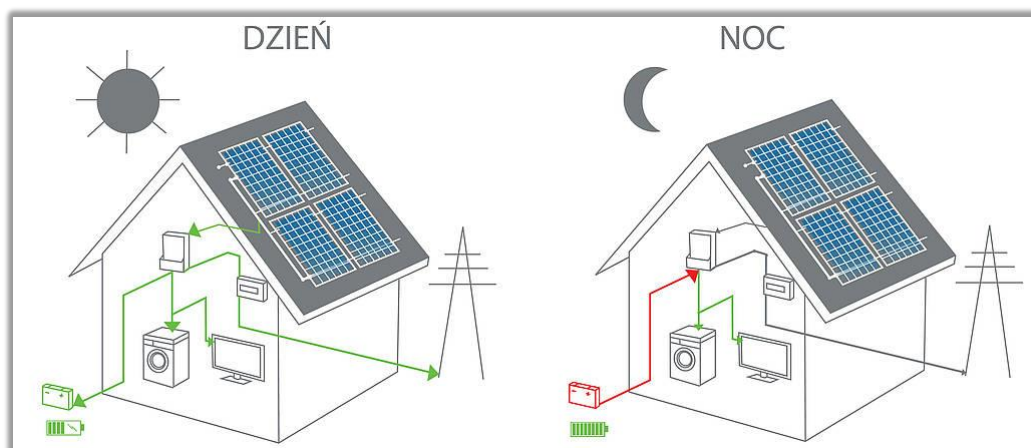
Rys. 2.9 Nasłonecznienie Polski [26]

### 2.3.2 **Magazynowanie energii w układach wyposażonych w panele fotowoltaiczne**

W niniejszym rozdziale zaprezentowano sposób magazynowania energii elektrycznej w systemach wykorzystujących panele fotowoltaiczne. Przedstawiono również zasadę działania takiego układu. Jednym z największych problemów przydomowych instalacji fotowoltaicznych jest brak całkowitego pokrycia w czasie zapotrzebowania na energię elektryczną i okresach jej produkcji. W panelach fotowoltaicznych energia elektryczna produkowana jest tylko w trakcie dnia, gdy słońce świeci, natomiast w nocy proces ten nie zachodzi [114].

Ilość wyprodukowanej energii elektrycznej w panelach fotowoltaicznych zależy również od tego czy panele zamontowane są w położeniu stałym czy na tzw. „trackerach” śledzących pozorny ruch słońca po niebie. Ich zastosowanie może zwiększyć ilość produkowanej energii o nawet 40% dziennie, jednak wykorzystanie tej technologii wiąże się z poniesieniem dodatkowych wydatków, więc kosztorys całej instalacji rośnie. W typowym gospodarstwie domowym większość energii elektrycznej zużywana jest wieczorami lub wczesnym rankiem, kiedy produkcja jest znikoma. Technologie magazynowania energii uznawane są za wyjątkowo drogie i nieopłacalne. Budowa magazynów energii mogłaby w znaczącym stopniu zwiększyć stabilność dostaw energii wyprodukowanej z PV a co za tym idzie zwiększyła popularność systemów energetyki odnawialnej i ograniczyła konieczność budowy nowych elektrowni konwencjonalnych. Istnieje wiele sposobów magazynowania i przechowywania energii [69][73][74][85][96][178]. Zaliczyć do nich można spiętrzanie wody za pomocą tamy na ciekach wodnych lub sprężanie powietrza [82][114]. W chwili obecnej najbardziej rozpowszechnioną metodą, głównie ze względu na przystępną cenę, która gwarantuje zadowalającą efektywność jest magazynowanie energii elektrycznej

w akumulatorach. Poniżej na grafice Rys. 2.10 (strona 35) przedstawiono ideę pracy układu do magazynowania energii wyprodukowanej przez panele fotowoltaiczne.



Rys. 2.10 Magazynowanie energii dla paneli fotowoltaicznych [114]

W ciągu dnia, gdy słońce świeci i jego promienie padają swobodnie na panele PV, energia elektryczna jest produkowana i jej nadwyżki mogą być magazynowane w bankach energii utworzonych z akumulatorów. Wraz z nadejściem nocy, gdy słońce zachodzi, zjawisko fotoelektryczne w ogniwach fotowoltaicznych przestaje generować elektryczność. Wtedy zakumulowana uprzednio energia może służyć jako źródło zasilania.

### 2.3.2.1 Rodzaje akumulatorów wykorzystywanych w magazynowaniu energii w systemach fotowoltaicznych

W tej części pracy zostaną przedstawione akumulatory wykorzystywane w systemach fotowoltaicznych. Zasygnalizowane będą również problemy z jakimi wiąże się magazynowanie energii elektrycznej pochodzącej z PV.

W przypadku instalacji fotowoltaicznych zastosowanie i działanie magazynów energii przebiega według następującej zasady: energia elektryczna powstała w wyniku działania instalacji fotowoltaicznej używana jest do zasilania urządzeń domowych. W sytuacji, w której występuje nadwyżka produkcji, przekazywana jest ona do akumulatorów zlokalizowanych np. w piwnicy budynku. Tak zmagazynowana energia może zostać wykorzystana w momencie nadwyżki konsumpcji energii nad jej produkcją. Jako magazyny energii służyć mogą różnego rodzaju akumulatory przystosowane specjalnie do wymogów stawianych przez systemy wyposażone w panele fotowoltaiczne, jak to zostało zobrazowane na rysunku Rys. 2.10. (strona 35). Systemy fotowoltaiczne nie produkują energii elektrycznej w nocy. Warunki pogodowe mają również duży wpływ na ilość wyprodukowanej energii. W systemach fotowoltaicznych używa się wyselekcjonowanych technologii budowy akumulatorów, które są poddawane charakterystycznemu procesowi ładowania [103][118]. Nie jest on do końca zaplanowany i przewidywalny, dlatego bardzo istotnym jest posiadanie sprawnego regulatora ładowania, który będzie eksploatował akumulator w efektywny sposób mając na celu przedłużenie jego żywotności. Poniżej przedstawiono najczęściej i najbardziej rozpowszechnione zestawy akumulatorowe [103][118][128]:

#### 1. Kwasowo-ołowiowe

Zbudowane są z płyt ołowiowych i rozcieńczonego kwasu siarkowego. Najczęściej wykonane są w formie szczelnej nie wymagając praktycznie obsługi. Przy 250-300

cyklach ładowania w roku daje okres żywotności rzędu 4-5 lat. Zaletą jest niska cena, do wad należy zaliczyć krótką żywotność i niską sprawność [22][74].

## 2. *Żelowe*

Do ich produkcji również wykorzystuje się ołów, jednak zamiast rozcieńczonego kwasu siarkowego dodawane są do niego specjalne składniki tworzące żel. Mogą być wykonane w formie szczelnej, jednakże wtedy wymagają zastosowania specjalnego kontrolera ładowania pozwalającego na precyzyjną regulację napięcia ładowania [74].

## 3. *Litowo-jonowe*

Katoda składa się z elektrody aluminiowej na której znajduje się tlenek litu, natomiast anodę stanowi elektroda miedziana na której znajduje się grafit. Dużym plusem tych baterii jest możliwość szybkiego ładowania. Do minusów zaliczyć należy niewątpliwie ich wysoką cenę [71][128][163].

## 4. *Litowo-żelazowo-fosforanowe*

Akumulator litowo-żelazowo-fosforanowy ( $\text{LiFePO}_4$ ) lub bateria LFP (żelazofosforan litu) to rodzaj baterii litowo-jonowej wykorzystującej fosforan litowo-żelazowy jako materiał katody i grafitową elektrodę węglową z metalowym podkładem jako anodę [71][163][171]. W porównaniu do akumulatorów litowo-jonowych charakteryzują się wyższą wydajnością, żywotnością (długi cykl życia) i bezpieczeństwem (niska toksyczność) oraz niższą wagą i mniejszym rozmiarem (oszczędność powierzchni). Dzięki tym cechom znajdują zastosowanie w wielu miejscach takich jak samochody elektryczne [71], zasilanie awaryjne i co najważniejsze z punktu widzenia niniejszej dysertacji - jest to bardzo obiecująca technologia magazynowania energii dla systemów fotowoltaicznych w tym systemów off-gridowych [10][139][171].

Jeśli system fotowoltaiczny nie jest podłączony do sieci, czyli pracuje w konfiguracji wyspowej, aby zapewnić ciągłość zasilania odbiorników, koniecznym jest zastosowanie magazynów energii. Są one niezbędne w porze nocy oraz w okresie mniejszego nasłonecznienia paneli PV np. w przypadku wzrostu zachmurzenia. Akumulator byłby idealnym rezerwuarem energii, gdyby nie fakt występowania wewnętrznego oporu, którego efektem są straty energii przy jego rozładowaniu i ładowaniu. Wielkość tych strat zależy od prądu płynącego przez akumulator, czyli z szybkości jego rozładowywania. Im niższy jest opór wewnętrzny i prąd jakim rozładowywana jest bateria tym straty niższe. Wielkość oporu jest jednak zależna od budowy i rodzaju wykorzystanych ogniw. Niestety akumulatory najczęściej stosowane w systemach fotowoltaicznych ze względu na swoją cenę, czyli ołowiowo-kwasowe, posiadają stosunkowo wysoki opór wewnętrzny. Sprawność tych akumulatorów oscyluje wokół 80 [%], jednak w najnowszych rozwiązaniach, takich jak akumulatory litowo-żelazowo-fosforanowe, sięga ona już 92 [%] [22], co przekłada się na znaczne oszczędności energii wynikłe z mniejszych strat. Ma to szczególnie duże znaczenie w systemach fotowoltaicznych. Poza problemem związanym z wewnętrznymi stratami energii pojawia się również kwestia ograniczonej żywotności. Akumulatory posiadają określoną liczbę cykli ładowania, po której ich parametry w znaczący sposób ulegają pogorszeniu, aż do całkowitej utraty zdolności magazynowania energii [118]. Akumulatory kwasowo-ołowiowe dobrze sprawdzają się w sytuacjach, gdy akumulator ma służyć jako rezerwowe źródło zasilania i w większości czasu jest w stanie permanentnego ładowania podtrzymującego. Dobrze sprawdzają się również w sytuacjach, gdy pobór energii w stosunku do pojemności nie jest duży tzn. nie przekracza ok. 20%. Długa żywotność zapewniona jest nawet w przypadku, gdy chwilowe obciążenie jest

znaczące np. w przypadku rozruchu silnika w pojeździe. W systemach fotowoltaicznych korzysta się jednak w znacznie większym stopniu z pojemności baterii. Nierzadko pojawia się konieczność wykorzystania nawet 80% energii znamionowej, czyli w praktyce maksymalnej wartości, gdyż pełne rozładowanie jest dalece niezalecane z uwagi na skrócenie żywotności. W takim trybie pracy, określanym jako praca cykliczna, akumulator żelowy jest w stanie wykonać nie więcej niż ok. 200-300 następujących po sobie procesów rozładowywania i ładowania. W przypadku nie pełnego, lecz częściowego rozładowania liczba cykli rośnie. Jednak nawet w przypadku podwojenia ilości cykli, na ogół trudno jest osiągnąć okres eksploatacji przekraczający kilka lat [118][126]. W tabeli Tabela 2.1 przedstawiono parametry techniczne żelowego akumulatora HZY EV 12V-110Ah.

Tabela 2.1 Parametry techniczne akumulatora HZY EV 12V-110Ah [118]

Parametry techniczne	Model: HZY EV 12V-110Ah
Napięcie pracy [V]	12
Pojemność [Ah]	110
Elektrolit	Czysty żel
Rodzaj płyt	pastowane
Elektrolit	kwas siarkowy w postaci żelu
Stop płyty	ołów Ca/Sn
Separator	mikroporowaty duroplastik
Materiał aktywny	ołów
Obudowa i pokrywa	ABS
Projektowana żywotność	12 lat
Waga	30,9 kg
Wymiary (dł x szer x wys)	332 x 174 x 213
<b>Ilość cykli</b>	
400 cykli	rozładowanie w 100%
450 cykli	rozładowanie w 75%
800 cykli	rozładowanie w 50%

Duży problem stanowi również charakterystyczna duża zmienność energii generowanej przez system fotowoltaiczny a tym samym tempo ładowania akumulatorów. O ile prąd rozładowywania może co do wartości kilkukrotnie przekraczać wartość pojemności to proces ładowania przebiega zazwyczaj przy prądzie 0,3C. Dotyczy to jednak ładowania, gdy napięcie w całym cyklu jest stałe ( $U=const.$ ) W takim przypadku prąd po rozpoczęciu ładowania szybko spada. Jeżeli podczas ładowania prąd jest stały do momentu uzyskania najwyższego dopuszczalnego napięcia, maksymalna wartość tego prądu nie powinna przekroczyć wartości odpowiadającej 0,1C. Oznacza to, że akumulator o pojemności 50Ah nie może być ładowany prądem wyższym od 5A [118]. W przypadku korzystnych warunków pogodowych można przyjąć, że akumulatory będą ładowane przez regulator w taki właśnie sposób. Dla ogniwo kwasowo-ołowiowych końcowe napięcie ładowania nie powinno być wyższe w warunkach normalnych od 2,45V. Wynika z tego, że akumulatory w końcowym etapie ładowane są coraz mniejszą mocą przez co nie są w stanie przejąć całej energii z paneli.

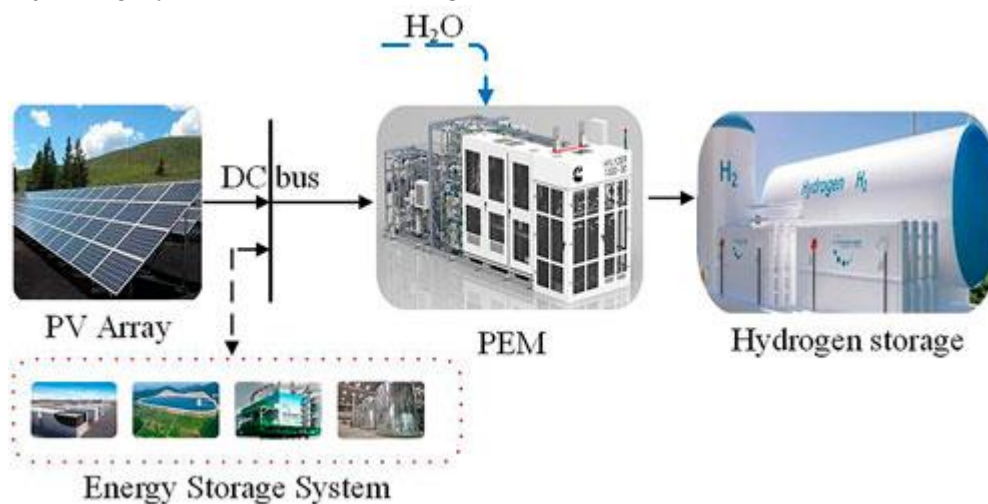
Z powyższych względów do instalacji solarnych projektuje się specjalne akumulatory o podwyższonej liczbie cykli ładowania-rozładowywania oraz o wyższych dopuszczalnych wartościach parametrów ładowania [126]. Co więcej, niektóre dostępne na rynku akumulatory przeznaczone do pracy w systemach wyposażonych w panele fotowoltaiczne, posiadają możliwość rozładowania głębszego niż w typowych akumulatorach. Taki proces skutkuje wydłużeniem ich żywotności a co za tym idzie czasu bezawaryjnej pracy [118][131].

### 2.3.2.2 Magazynowanie energii z PV w wodorze

Wodor jest jednym z najbardziej ekologicznych nośników energii, o najwyższej wartości opałowej wynoszącej 142,836 MJ/kg, co czyni go doskonałym medium do magazynowania energii [38]. Według autorów przywołanej publikacji, wykorzystanie energii fotowoltaicznej do produkcji wodoru może skutecznie rozwiązać problemy związane z nadmierną produkcją energii elektrycznej i połączeniem instalacji PV z siecią elektroenergetyczną. W związku z tym, konieczne jest poszukiwanie medium do magazynowania nadmiaru energii, gdy sieć nie jest w stanie jej zużyć.

Jednym z rozważanych przez autorów rozwiązań jest bezpośrednie sprzężenie generacji energii fotowoltaicznej z elektrolizą wody do produkcji wodoru [137]. Takie podejście już zostało z powodzeniem zastosowane i udowodniono jego praktyczność. Należy jednak podkreślić, że systemy hybrydowe składające się z PV i akumulatorów mają najniższe koszty, podczas gdy systemy z PV i wodorem mają najwyższe koszty spośród dostępnych obecnie na rynku rozwiązań.

Wodór jako medium magazynujące może poprawić wykorzystanie nowych źródeł energii, a magazynowana energia wodorowa może być wykorzystana jako zapasowa w przypadku awarii, co dodatkowo zwiększa stabilność sieci. Rozwój technologii magazynowania energii w wodorze w kontekście energii fotowoltaicznej jest ciągle dynamiczny [169]. Na grafice Rys. 2.11 przedstawiono przykładowy schemat hybrydowego systemu magazynowania energii generowanej przez system fotowoltaiczny i produkcji wodoru. Obejmuje on system generacji energii fotowoltaicznej (PV Array), elektrolityczne urządzenie do produkcji wodoru z wody (PEM), zbiornik magazynujący wodór (Hydrogen storage), system magazynowania energii (Energy Storage System) oraz inne podsystemy. Jak podają autorzy raportu [130] w 2023 roku, na rynku dostępnych już jest wiele systemów integrujących produkcję i magazynowanie wodoru z energią fotowoltaiczną.



Rys. 2.11 Hybrydowy system magazynowania energii generowanej przez system fotowoltaiczny i produkcji wodoru [169]

Magazynowanie energii z PV w wodorze jest to obszar, który przyciąga coraz większą uwagę ze względu na potencjał tej technologii, która zwiększa efektywność wykorzystania energii odnawialnej. Chociaż ma ona duży potencjał, istnieją również pewne wyzwania związane z magazynowaniem wodoru. Jest to gaz, który trudno przechowywać i transportować, potrzebuje specjalnych materiałów i technologii do bezpiecznego składowania, a także jest wysoce łatwopalny [38][137]. Wymaga to szczególnej uwagi podczas projektowania i wdrażania systemów magazynowania energii opartych na wodorze.

### 2.3.2.3 Regulator ładowania akumulatora do systemów fotowoltaicznych

Regulatory ładowania służą do kontroli ładowania akumulatorów podczas współpracy z panelami fotowoltaicznymi. W niniejszym rozdziale przedstawiono schemat systemu fotowoltaicznego wyposażonego w regulator ładowania. Ponadto opisano czym jest i do czego służy regulator ładowania jak również wymieniono dostępne rodzaje tych urządzeń.

Regulator ładowania to urządzenie stosowane między baterią słoneczną a akumulatorem. Regulatory są używane, aby utrzymywać akumulator w pełni naładowany i nie dopuszczać do jego przeładowania a także nadmiernego rozładowania przez odbiorniki [117]. Zabezpieczają także przed tzw. prądem "ciemnym" pobieranym przez panel słoneczny przy braku oświetlenia, jeżeli panel nie został wyposażony w diodę blokującą. Regulatory mogą się różnić napięciem z jakim pracują oraz maksymalnym natężeniem prądu jaki może przez nie płynąć. Typowy regulator pracuje z napięciem 12 lub 24V. Zawansowane regulatory typu MPPT używają systemu śledzenia punktu maksymalnej mocy uzyskiwanej z modułu fotowoltaicznego, który automatycznie pozwala systemowi pracować przy napięciu, które daje maksymalną moc wyjściową [117][131].

Poniżej zestawiono korzyści, jakie otrzymuje się dzięki stosowaniu regulatorów:

- większa pojemność akumulatora, możliwość efektywniejszego naładowania,
- zmniejszenie częstotliwości odłączania się urządzeń,
- dłuższa żywotność akumulatora,
- więcej energii z paneli słonecznych (nawet do 20%-30%),
- regulacja spadków napięcia i efektów temperatury w systemach solarnych,
- możliwość zastosowania mniejszej baterii w celu zmniejszenia kosztów [117].

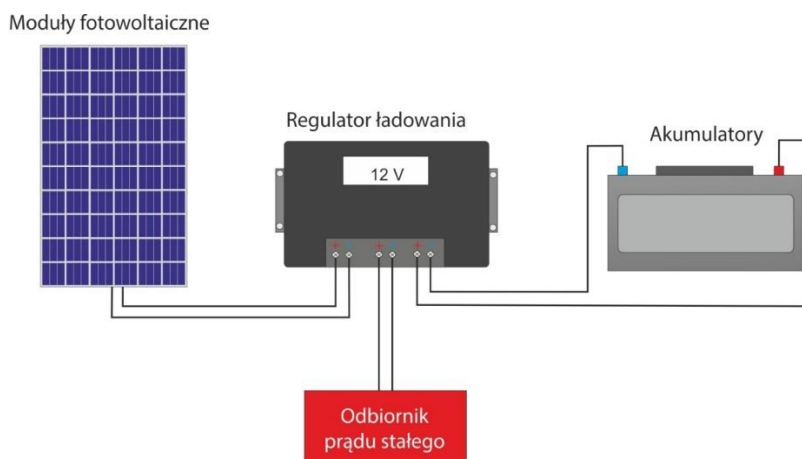
Na rynku dostępne są obecnie 2 rodzaje regulatorów. Pierwszym rodzajem są regulatory PWM - zdecydowana większość regulatorów dostępnych na rynku pracuje w tym trybie. Urządzenie reguluje szerokość impulsów, aby zoptymalizować proces ładowania. W zależności od stopnia naładowania akumulatora, regulator dobiera odpowiedni tryb:

- Bulk,
- Boost,
- Float.

W regulatorach słonecznych PWM wykorzystywane są technologie podobne do nowoczesnych ładowarek baterii. W momencie, gdy napięcie baterii osiąga wyznaczony limit, algorytm PWM powoli redukuje prąd ładowania, aby zapobiec przegrzaniu się baterii, w tym samym czasie próbując dostarczyć maksymalną ilość energii do baterii w jak najkrótszym czasie. PWM działa na zasadzie ładowania pulsacyjnego. Zamiast ciągłego dostarczania energii do akumulatora, wysyła on krótkie serie wysokiego napięcia. Regulator sprawdza poziom naładowania baterii i określa jak długa powinna być wysłana seria napięcia [117]. W przypadku naładowanego akumulatora, regulator wysyła krótki sygnał w odstępach kilkusekundowych, zaś w przypadku rozładowanej baterii, sygnał jest długi i niemalże ciągły.

Kolejnym rodzajem regulatorów są regulatory śledzące maksymalne napięcie - MPPT (*Maximum Power Point Tracking*). Ten typ regulatorów również pracuje w trybie PWM. W odróżnieniu od tradycyjnych regulatorów pracujących wyłącznie z dedykowanymi do danego systemu bateriami słonecznymi, regulator MPPT obsługuje dowolne baterie słoneczne o napięciu nawet do 150V. Przy minimalnych stratach energii może ładować nawet banki akumulatorów o niskim napięciu 12V. Regulatory tego typu pozwalają na dostarczenie 10-30% więcej energii do akumulatora (zwiększony uzysk energii w stosunku do regulatorów PWM). Są jednak droższe od standardowych regulatorów PWM.

Regulator ładowania gwarantuje, że parametry takie jak prąd i napięcie na wyjściu modułu fotowoltaicznego są przekształcane w sposób przyjazny dla akumulatora, czyli jest on ładowany dostosowanymi do jego konstrukcji prądem i napięciem. Pominięcie regulatora w układzie fotowoltaicznym skutkowałoby znacznym ograniczeniem żywotności akumulatora i mogłoby prowadzić do jego całkowitego uszkodzenia [131]. Częste ładowanie akumulatorów bezpośrednio z paneli PV sprawia, że akumulator szybko się zużywa i traci swoje parametry. Na poniższej grafice Rys. 2.12 zaprezentowana została zasada działania układu wyposażonego w regulator ładowania [117][156].



Rys. 2.12 Układ wyposażony w regulator ładowania [156]

Regulator pilnuje, aby energia przesyłana z akumulatora do odbiorów była użytkowana racjonalnie. Oznacza to, że gdy akumulator jest rozładowany poniżej bezpiecznego poziomu, to regulator odłącza odbiory zapobiegając tym samym nadmiernemu rozładowaniu akumulatora a co za tym idzie skrócenia jego żywotności. Dobierając regulator do baterii słonecznej, należy pamiętać, że musi mieć odpowiednią obciążalność. Regulator powinien posiadać niewielki zapas mocy, aby pracował prawidłowo podczas dni o dużym nasłonecznieniu. Podłączenie zbyt słabego regulatora skutkować może jego uszkodzeniem [117][131]. Podczas wybierania regulatora do systemu fotowoltaicznego należy przemyśleć kwestię rozbudowy systemu w przyszłości. W sytuacji dołożenia kolejnych paneli fotowoltaicznych, sugeruje się zainstalowanie większego regulatora ładowania, który obsłuży także powiększony a co za tym idzie mocniejszy system fotowoltaiczny. Ciekawym rozwiązaniem wykorzystującym regulatory ładowania są opisane w [179] fotowoltaiczne wiaty (solar carports) służące do ładowania samochodów elektrycznych.



#### 2.3.2.4 Przetwornice napięcia dc/dc mające zastosowanie w fotowoltaice

Przetwornica napięcia, nazywana jest również konwerterem mocy lub przekształtnikiem napięcia. Jest to urządzenie elektryczne lub elektromechaniczne pozwalające na zasilanie odbiorników energii elektrycznej z układów zasilających, których parametry prądowo-napięciowe nie pozwalają na bezpośrednie połączenie z odbiornikiem. Zadaniem konwertera mocy jest zmiana wartości natężenia i napięcia w sposób odpowiadający wymaganiom zasilanego odbiornika, z możliwie najmniejszymi stratami mocy. Niskie straty mocy są równoznaczne z wysoką sprawnością konwertera. Konwertery mocy stosowane są zarówno w układach wymagających wprowadzenia znacznych różnic pomiędzy napięciami (a zatem wielokrotnego podwyższenia lub obniżenia napięcia), jak i wtedy, gdy odbiornik wymaga określonej wartości napięcia zasilającego, której nie może zapewnić stosowane źródło prądu, np. rozładowująca się bateria ogniw. Zadaniem konwertera mocy może być również zmiana częstotliwości prądu przemiennego bądź zmiana prądu stałego na prąd przemienny lub odwrotnie. W wielu zastosowaniach energetyki odnawialnej są pożądane wysokosprawne przekształtniki DC/DC podwyższające napięcie do sprzęgania niskonapięciowych źródeł zasilających z obciążeniami pracującymi przy znacznie wyższych poziomach napięć.

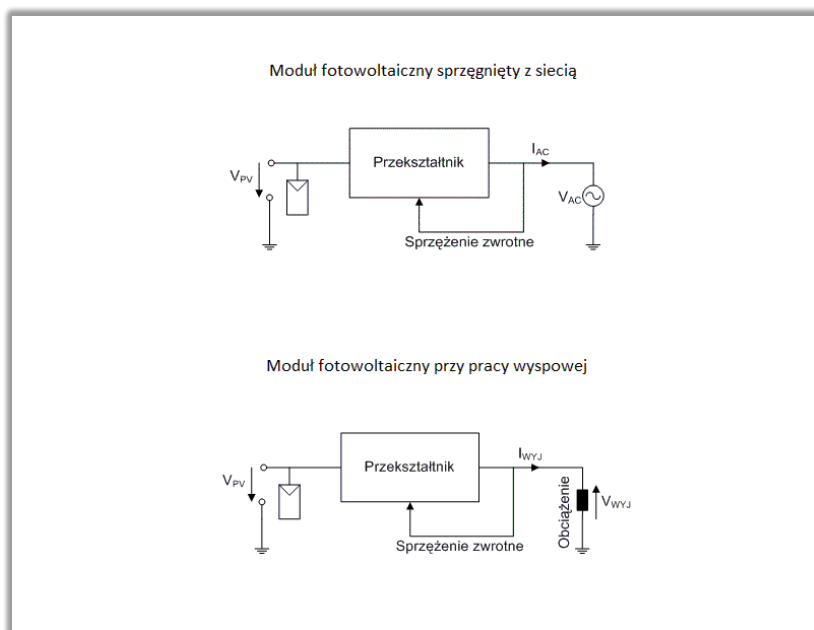
Źródłami niskonapięciowymi mogą być magazyny energii, takie jak baterie, ogniwa paliwowe, superkondensatory, moduły fotowoltaiczne itp. Przekształtnik, który kojarzy źródło DC o niskim napięciu ze źródłem o napięciu wyższym, musi pracować po stronie niskiego napięcia. Napięcie to powinno być najpierw podwyższone do odpowiedniego poziomu, a następnie przekształcone na napięcie przemiennie. Niskie napięcia wejściowe powodują przepływ znacznych prądów przez elementy składowe przekształtnika, co wpływa na zwiększenie strat mocy, proporcjonalnych do kwadratu prądu. Straty energii mogą na tyle obniżyć współczynnik sprawności układu, że uzyskanie docelowej mocy wyjściowej staje się niemożliwe, dlatego ograniczenie strat decyduje często o realizacji praktycznej przekształtnika. Na grafice Rys. 2.13 przedstawiono schemat układu modułu fotowoltaicznego wykorzystującego przekształtniki. Zaprezentowano dwa przypadki:

1. Moduł fotowoltaiczny sprężnięty z siecią;
2. Moduł fotowoltaiczny pracujący wyspowo.

Poziom energii dostarczanej przez źródła fotowoltaiczne jest zależny od pory dnia, pory roku oraz temperatury otoczenia. W celu uzyskania najwyższej sprawności energetycznej systemu fotowoltaicznego sterownik przekształtnika DC/DC powinien być wyposażony w algorytm śledzenia punktu maksymalnej mocy panelu fotowoltaicznego (MPPT) [68]. MPPT jest to zaawansowany układ śledzenia maksymalnego punktu mocy (*MPPT od ang. Maximum Power Point Tracking*), który może znacznie zwiększyć ilość uzyskanej energii. Moduły fotowoltaiczne nie mają pojedynczego punktu mocy maksymalnej (MPPT). Zmienia się on w zależności od natężenia promieniowania i temperatury, ponieważ zmienia się kształt charakterystyki mocy w funkcji napięcia. Zadaniem układu MPPT jest „śledzenie” tego punktu i jak najszybsze dopasowanie się do nowej jego wartości. Tak naprawdę to sprawność i szybkość działania układu MPPT gwarantuje największe wartości przetworzonej energii, dlatego jest on tak istotny. Wszystkie nowoczesne systemy wyposaża się w algorytmy śledzenia punktu maksymalnej mocy.

Układy nie pobierające energii wprost z sieci elektroenergetycznej tylko z innego źródła prądu (akumulatora, prądnicy lub innego zasilacza) bywają najczęściej nazywane przetwornicami lub konwerterami. W szczególności, układy wytwarzające napięcie znacznie wyższe od swojego napięcia zasilania, prawie zawsze są nazywane przetwornicami. Zazwyczaj urządzenia te nie są to samodzielne, lecz stanowią podzespoły innych, bardziej złożonych urządzeń. W wielu układach elektrycznych zasilanych ze źródła prądu stałego o niskiej wartości

napięcia niezbędnym stopniem przetwarzania mocy jest przekształtnik podwyższający DC/DC, który ma zapewnić napięcie kilku- czy nawet kilkunastokrotnie większe. Napięcie to następnie musi być przekształcone na formę użyteczną dla zasilanego urządzenia lub danej sieci energetycznej. Przekształtnik podwyższający DC/DC jest podstawowym elementem systemu konwersji energii pochodzącej z niskonapięciowych źródeł prądu, a jednocześnie jest jego najsłabszym ogniwem. Efektywność przekształtnika determinuje wykorzystanie źródła mocy, a jego wielkość i masa mają decydujący wpływ na ogólne koszty i wielkość systemu [76][116]. Konstruktor, projektujący system powinien zaprojektować i wykonać urządzenie charakteryzujące się wysoką sprawnością, niezawodnością oraz modułową budową.



Rys. 2.13 Moduł fotowoltaiczny wykorzystujący przekształtniki. Dwa przypadki: sprzęgnięty z siecią i pracujący wyspowo [116]

Jednym z podstawowych kryteriów podziału przekształtników podwyższających DC/DC jest obecność w ich strukturze izolacji galwanicznej. Zgodnie ze standardami sieci elektrycznych, które obowiązują w niektórych krajach, izolacja galwaniczna systemu może być konieczna lub nie. Realizuje się ją za pomocą transformatorów wysokiej lub niskiej częstotliwości. Transformator sieciowy (50 Hz/60 Hz) nie jest często używany ze względu na wysoką cenę i niską wydajność energetyczną. Ze względów bezpieczeństwa większość podłączonych do sieci systemów odnawialnych źródeł energii, takich jak np. panele fotowoltaiczne ma transformator izolujący między poszczególnymi etapami konwersji energii [76][116]. Do celów konwersji wykorzystuje się transformator wysokiej częstotliwości, który oddziela poszczególne stopnie mocy.

### 3. Jakość energii elektrycznej

#### 3.1 Parametry charakteryzujące jakość energii elektrycznej

Światowej klasy ekspert i autorytet w zagadnieniach dotyczących jakości energii elektrycznej, przedstawia i omawia w swoich licznych pracach [3][5][13][27]-[29][40]-[42][45]-[56][59][60][105][140][141][159]-[161], w sposób bardzo szczegółowy tę problematykę. Podczas procesu powstawania niniejszej rozprawy doktorskiej, autor bardzo dużo czerpał z tych publikacji jednak zważywszy na charakter dysertacji, jej zwięzłość i ograniczenia edytorskie, informacje poświęcone teorii JEE zostały ograniczone do niezbędnego minimum. W celu wnikliwego pogłębienia wiedzy, autor zachęca Czytelnika do odwiedzenia następujących zbiorów prac: [43] lub [61].

Z roku na rok, urządzeniom elektrycznym stawiane jest coraz więcej wymagań technicznych. Do ich prawidłowej pracy potrzebne jest zasilanie energią elektryczną charakteryzującą się odpowiednią jakością. Jednym z jej podstawowych parametrów jest napięcie zasilające. Pożądane jest, aby parametry napięcia zasilającego na zaciskach przyłączeniowych urządzeń były równe znamionowym lub mieściły się w przedziałach dopuszczalnych odchyżeń i deformacji. Przyczyną zakłóceń napięcia zasilającego są czynniki leżące zarówno po stronie dostawcy jak i odbiorcy energii.

Przykładowe czynniki leżące po stronie dostawcy:

- przerwy w zasilaniu,
- zwarcia w sieci,
- niedostateczna kompensacja mocy biernej,
- jakość urządzeń zasilających.

Przykładowe czynniki leżące po stronie odbiorcy:

- nieodpowiednie zwymiarowanie instalacji odbiorczej,
- odbiorniki pobierające prąd odkształcony,
- niezadowalająca jakość elementów instalacji odbiorczej.

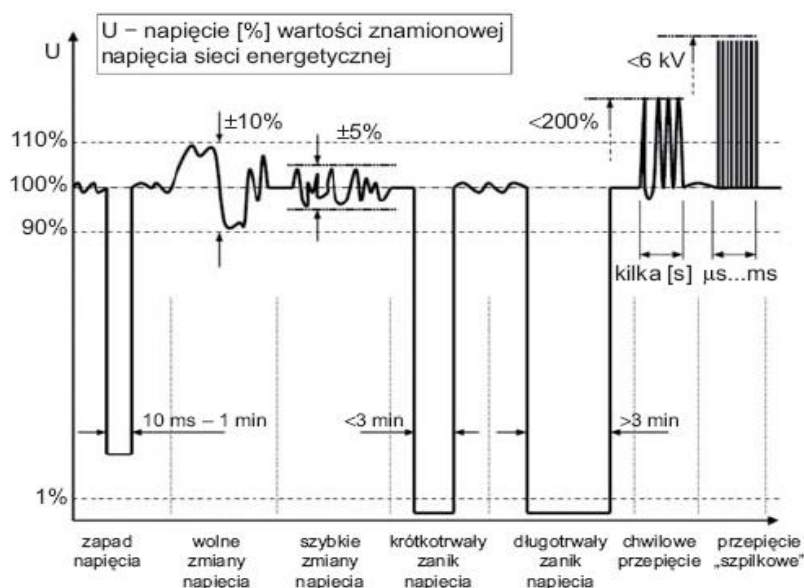
Stale rosnąca liczba odbiorników nieliniowych jest coraz bardziej znaczącą przyczyną niezadowalającej jakości energii. Udział odbiorników o charakterystykach nieliniowych przekraczający 25% całego obciążenia może oddziaływać negatywnie na pracę innych urządzeń i w pewnych przypadkach staje się konieczne dokonanie określonych przedsięwzięć technicznych zapewniających spełnienie wymogów dotyczących jakości energii. Dlatego dotrzymanie odpowiednich parametrów napięcia zasilającego to zadanie dla dostawców jak i odbiorców energii elektrycznej. W przypadku dużych odbiorców przemysłowych zawierane są odpowiednie umowy pomiędzy dostawcą i odbiorcą, dotyczące dopuszczalnego poziomu zakłóceń wprowadzanych do sieci przez urządzenia odbiorcze. Ponieważ wprowadzenie takich ustaleń byłoby niezwykle trudne w przypadku indywidualnych odbiorców zasilanych z sieci komunalnych, dlatego określono dopuszczalne poziomy emisyjności zakłóceń dla odbiorników powszechnego użytku, które sprecyzowano w zeszytach normy o ogólnym numerze PN-EN 61000-x-x. Norma ta dotyczy kompatybilności elektromagnetycznej urządzeń odbiorczych, a do jej postanowień powinni się stosować producenci tych urządzeń. Istnieją również ustalenia dotyczące dostawców energii. W przypadku odbiorców przemysłowych są one określone w indywidualnych umowach na dostawę energii, natomiast podstawowe wymogi dotyczące dotrzymania odpowiedniej jakości napięcia zasilającego dla odbiorców zasilanych z sieci komunalnych są określone w normie PN-EN 50160 [122]. Chociaż norma ta nie ma charakteru dokumentu obligatoryjnego, stanowi ona punkt odniesienia w ocenie jakości energii

elektrycznej dostarczanej odbiorcom [115][177]. W normie tej oraz w Rozporządzeniu systemowym z 2007 roku (Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 4 maja 2007 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego [133] oraz w jego późniejszej zmianie: Rozporządzenie Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 11 listopada 2020 r. zmieniające rozporządzenie w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego [134]), znajdują się również definicje wskaźników jakości energii elektrycznej. Jak już wspomniano, zbiór norm mówiących o kompatybilności elektromagnetycznej został oznaczony numerem PN-EN 61000. Z punktu widzenia niniejszej dysertacji, autor uważa, że na szczególną uwagę z tego zbioru zasługują norma PN-EN 61000-4-30:2015-05 [125] określająca sposób pomiaru i oceny wskaźników jakości energii elektrycznej (podstawowy dokument w tym zakresie) oraz PN-EN 61000-2-2:2003 „Kompatybilność elektromagnetyczna (EMC) -- Część 2-2: Środowisko -- Poziomy kompatybilności zaburzeń przewodzonych małej częstotliwości i sygnałów przesyłanych w publicznych sieciach zasilających niskiego napięcia” [124]. Więcej szczegółów dotyczących przepisów prawa oraz stosownych norm zostało przedstawione w dalszej części tego rozdziału.

### **3.2 Wymagania dotyczące charakterystycznych parametrów napięcia zasilającego**

Norma PN-EN 50160 z 2010 roku wraz z dodatkami PN-EN 50160:2010/A1:2015-02P, PN-EN 50160:2010/A2:2019-11P oraz PN-EN 50160:2010/A3:2019-11P ustala m.in. wymagania dotyczące charakterystycznych parametrów napięcia zasilającego, podaje sposoby ich wyznaczania oraz graniczne dopuszczalne odchylenia od wartości znamionowych. Wymagania te podane są zarówno dla sieci zasilających niskiego napięcia (napięcie, którego wartość skuteczna znamionowa wynosi  $U_n \leq 1$  kV) i średniego napięcia (napięcie, którego wartość skuteczna znamionowa mieści się w zakresie  $1$  kV  $< U_n \leq 36$  kV), jak również począwszy od aktualizacji normy z 2010 roku dla wysokiego napięcia (napięcie, którego wartość skuteczna znamionowa mieści się w zakresie  $36$  kV  $< U_n \leq 150$  kV) [122][177]. Norma podaje definicje i zakresy dopuszczalnych zmian następujących parametrów, które zostały przedstawione na rysunku Rys. 3.1:

- Zmiany napięcia zasilającego - to zwiększenie lub zmniejszenie wartości napięcia spowodowane zwykle zmianą całkowitego obciążenia sieci rozdzielczej lub jej części,
- Wartość napięcia zasilającego - to znormalizowane napięcie skuteczne sieci zasilającej,
- Częstotliwość napięcia zasilającego. Znamionowa częstotliwość napięcia zasilającego powinna wynosić 50 Hz,



Rys. 3.1 Ilustracja typowych zakłóceń napięcia zasilającego według normy PN-EN 50160[78]

- Szybkie zmiany napięcia zasilającego - to zmiany wartości skutecznej napięcia pomiędzy dwoma jego kolejnymi poziomami, które utrzymują się przez skończony, lecz nieokreślony przedział czasu. Zmiany te są powodowane głównie zmianami obciążenia w instalacji odbiorczej lub procesami łączeniowymi w sieci zasilającej,
- Dorywcze przebiegi o częstotliwości sieciowej - to przebiegi o relatywnie długim czasie trwania, występujące w określonym miejscu sieci,
- Zapady napięcia zasilającego - to zmniejszenie się wartości napięcia zasilającego do wartości zawartej w przedziale od 90% do 1% napięcia znamionowego sieci, po którym, w krótkim czasie następuje wzrost napięcia do poprzedniej wartości. Umownie czas trwania zapadu napięcia wynosi od 10 ms do 1 minuty. Głębokość zapadu napięcia definiowana jest jako różnica między minimalną wartością skuteczną napięcia w czasie trwania zapadu a napięciem znamionowym sieci. Zmiany napięcia zasilającego, które nie powodują obniżenia jego wartości poniżej 90 % napięcia znamionowego nie są uważane za zapady,
- Niesymetria napięcia zasilającego - to w sieci trójfazowej stan, w którym wartości skuteczne napięć fazowych lub kąty fazowe między kolejnymi fazami nie są równe,
- Przerwy w zasilaniu - to stan, w którym napięcie w złączu sieci elektroenergetycznej jest mniejsze niż 1% napięcia znamionowego. Przerwy w zasilaniu są sklasyfikowane jako: - planowe, gdy odbiorcy są wcześniej poinformowani; przerwy planowe mają na celu umożliwienie wykonania zaplanowanych prac w sieci, - przypadkowe, spowodowane zwykle trwałymi lub przemijającymi zwarciami, uszkodzeniami urządzeń lub zakłóceniami w ich pracy; przerwy przypadkowe dzieli się na:
  - krótkie przerwy w zasilaniu, których czas trwania nie przekracza 3 minut,
  - długie przerwy w zasilaniu których czas trwania przekracza 3 minuty.

- Przepięcia przejściowe, to krótkotrwałe oscylacyjne lub nieoscylacyjne przepięcia, zwykle silnie tłumione, trwające kilka milisekund lub krócej,
- Uciążliwość migotania światła - to poziom dyskomfortu wzrokowego odczuwanego przez człowieka, spowodowanego migotaniem światła. Uciążliwość ta określana jest na drodze pomiarowej i określają ją: - wskaźnik krótkookresowego migotania światła  $P_{st}$ , mierzonego przez 10 minut, - wskaźnik długookresowego migotania światła  $P_{lt}$ , obliczonego z sekwencji 12 kolejnych wartości  $P_{st}$  występujących w okresie 2 godzin [78][177][120].

### **3.3 Jakość energii elektrycznej z układów fotowoltaicznych w nowoczesnym budownictwie**

Jakość energii elektrycznej pochodzącej z układów fotowoltaicznych ma wpływ na funkcjonowanie urządzeń nią zasilanych. W nowoczesnym budownictwie coraz częściej do zasilania w energię elektryczną wykorzystuje się energetykę odnawialną, w tym źródła fotowoltaiczne. Niejednokrotnie obiekty takie wyposaża się w systemy, które mają na celu wspomóc funkcjonowanie budynku i podnieść komfort i bezpieczeństwo osób z niego korzystających.

Automatyzacja budownictwa to obecnie prężnie rozwijająca się dziedzina przemysłu zarówno w Polsce jak i na całym świecie. W coraz większym stopniu ludzie pragną polepszać standard swojego życia a co za tym idzie standard urządzeń i obiektów, którymi się otaczają. Współcześnie możliwość taką dają różnego rodzaju instalacje elektryczne, w które wyposaża się domy, biurowce i inne obiekty użyteczności publicznej takie jak szpitale, szkoły czy centra handlowe. Instalacje te coraz częściej nazywane są „instalacjami inteligentnymi”. Budynki wyposażone w takie systemy, charakteryzują się bardzo nowoczesnymi rozwiązaniami i określane są mianem „inteligentnych”.

W inteligentnych budynkach, obowiązkowo znajdują się różnego rodzaju czujniki, które mają na celu zbieranie istotnych informacji z najbliższego otoczenia, zarówno ze środka jak i z zewnątrz budynku. Mogą to być na przykład dane dotyczące aktualnych warunków atmosferycznych takich jak: temperatura, zachmurzenie, opady, wilgotność powietrza, siła wiatru. Informacje z poszczególnych elementów systemu są zbierane i analizowane w czasie rzeczywistym po to, aby móc w sposób automatyczny kontrolować i dostosowywać warunki panujące wewnątrz budynku [113]. W inteligentne instalacje elektryczne wyposaża się coraz więcej budynków, zarówno tych nowopowstających poprzez implementację rozwiązań na etapie planowania inwestycji jak również w obiektach już istniejących poprzez przeprowadzanie stosownych modernizacji. Mają one za zadanie polepszać poziom życia, komfort i przede wszystkim bezpieczeństwo osób z nich korzystających.

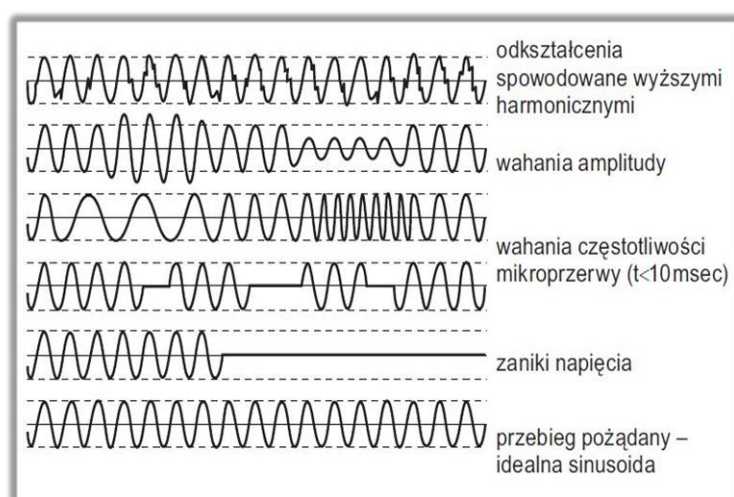
System BMS (Building Management System), służący do nadzorowania i sterowania „inteligentną instalacją” i urządzeniami do niej podpiętymi można zaprogramować w taki sposób, aby automatycznie włączał bądź wyłączał światło lub regulował temperaturę w zależności od tego czy w danym pomieszczeniu ktoś się znajduje czy też nie. Działania takie mają istotny wpływ na wiele aspektów związanych z ich eksploatacją i użytkowaniem. Przyczyniają się między innymi do generowania korzyści finansowych wynikających bezpośrednio z redukcji zużycia energii elektrycznej oraz ciepłej [109].

### **3.4 Typowe zakłócenia napięcia mające istotny wpływ na pracę zasilanych urządzeń elektrycznych**

Niedostateczna bądź niewłaściwa jakość energii elektrycznej dostarczanej do urządzeń elektrycznych, powoduje zakłócenia w ich pracy. Dla przykładu napięcie o zbyt małej wartości wpływa na zmniejszenie intensywności świecenia źródeł światła czy momentu silników

elektrycznych natomiast wyższe harmoniczne generowane przez odbiorniki nieliniowe powodują pojawianie się momentów hamujących w silnikach elektrycznych. Są to tylko niektóre z efektów zasilania urządzeń elektrycznych energią elektryczną mającą niewystarczające parametry jakościowe. Na rysunku Rys. 3.2 przedstawiono wizualizację typowych zakłóceń napięcia mających istotny wpływ na pracę zasilanych urządzeń elektrycznych. Energia elektryczna jest dostarczana odbiorcom w formie napięcia przemiennego o jedno- i trójfazowych sinusoidalnych przebiegach charakteryzowanych m.in. przez następujące parametry: częstotliwość, amplitudę, kształt (zawartość wyższych harmonicznych). Napięcie wytwarzane w elektrowni ma zazwyczaj bardzo dobre parametry, jednak to, które dociera do użytkownika odznacza się już niejednokrotnie gorszymi właściwościami. Zanim energia elektryczna trafia do końcowego odbiorcy narażona może być na szereg różnych zakłóceń takich, jak: impulsy i przebiecia, spadki napięć, wahania częstotliwości, przerwy w zasilaniu [172]. Poniżej wymieniono parametry cechujące jakość energii elektrycznej:

- zmiany napięcia zasilającego,
- przerwy w zasilaniu,
- częstotliwość napięcia zasilającego,



Rys. 3.2 Graficzna prezentacja typowych zakłóceń napięcia [172]

- wartość napięcia zasilającego,
- szybkie zmiany napięcia zasilającego,
- dorywcze przebiecia o częstotliwości sieciowej,
- zapady napięcia zasilającego,
- niesymetria napięcia zasilającego,
- przebiecia przejściowe.

Do źródeł zakłóceń mających wpływ na jakość energii elektrycznej dostarczanej do odbiorcy zaliczyć można zdarzenia występujące podczas przesyłu i dystrybucji energii elektrycznej spowodowane:

- czynnikami atmosferycznymi (burze, opady, mróz, wiatr itp.),
- czynnościami łączeniowymi,
- wpływem otoczenia elektrycznego (anomalie w pracy urządzeń dużej mocy, działanie innych odbiorników o niesinusoidalnym poborze prądu, awarie sieci itd.),

W związku z powyższym, mimo ciągłego udoskonalania sieci dystrybucyjnej i jakości dostarczanego produktu, którym jest energia elektryczna [172][119], zakłócenia pojawiają się i ich całkowite wyeliminowanie nie jest z technicznego punktu widzenia możliwe. W tabeli Tabela 3.1 zestawiono parametry jakości energii elektrycznej według polskiej normy PN-EN 50160. Norma ta dzieli sieci dystrybucyjne w zależności od wartości nominalnej napięcia na trzy grupy:

- Sieci niskiego napięcia (LV) o napięciach  $U_{NOM} \leq 1 \text{ kV}$
- Sieci średniego napięcia (MV):  $1 \text{ kV} < U_{NOM} \leq 36 \text{ kV}$
- Sieci wysokiego napięcia (HV):  $36 \text{ kV} < U_{NOM} \leq 150 \text{ kV}$

Podstawowe regulacje prawne dotyczące wymagań co do jakości energii elektrycznej to dwie dyrektywy Wspólnoty Europejskiej dotyczące jakości (1985) oraz kompatybilności elektromagnetycznej (EMC, 1989).

Dyrektywa Wspólnoty Europejskiej 85/374/EEC nakazuje krajom członkowskim dostosowanie prawa, przepisów oraz zasad administracyjnych dotyczących odpowiedzialności producentów (rozmaitych produktów, w tym energii elektrycznej) za szkody powstałe w związku z wadami produktu. Producent powinien ponosić odpowiedzialność za szkody powstałe wskutek tych wad produktu (w tym przypadku energii elektrycznej). Poszkodowany jednak musi udowodnić powstanie szkody.

Dyrektywa 89/336/EEC, wraz z późniejszymi poprawkami z roku 1992 i 1993, na temat dostosowania prawa państw członkowskich dotyczącego kompatybilności elektromagnetycznej (EMC), odnosi się do urządzeń mogących być źródłem zakłóceń. Dyrektywa ta dotyczy urządzeń, zakłóceń elektromagnetycznych, odporności, EMC, części składowych oraz certyfikatów EC.

Wymagania dotyczące jakości energii elektrycznej zawarte są w normach IEC (Międzynarodowej Komisji Elektrotechnicznej, obowiązujące na całym świecie) oraz CENELEC (obowiązujące w Europie) dotyczą poziomów kompatybilności elektrycznej w przypadku napięcia niskiego, charakterystycznych właściwości dla napięcia średniego i niskiego, oraz poziomów planowania – wartości wskaźnikowych dla napięcia średniego i wysokiego.

Normy CENELEC stosowane są przy ustalaniu zgodności z odpowiednimi kluczowymi wymogami dyrektyw EC. Europejskie normy zobowiązują kraje członkowskie do wprowadzenia ich wymogów jako standardów krajowych.



Przepisy dotyczące jakości energii zwarte są w następujących normach.

- PN-EN 50160 z 2010 roku – parametry napięcia zasilającego w publicznych sieciach rozdzielczych
- Dodatki do normy PN-EN 50160 z 2010 roku: PN-EN 50160:2010/A1:2015-02P, PN-EN 50160:2010/A2:2019-11P oraz PN-EN 50160:2010/A3:2019-11P
- IEC 61000 – kompatybilność elektromagnetyczna:
- IEC 61000-1 – ogólne,
  - o IEC 61000-2 – środowisko,
  - o IEC 61000-3 – limity,
  - o IEC 61000-4 – metody badań i pomiarów,
  - o IEC 61000-5 – instalacja i tłumienie,
  - o IEC 61000-6 – wymagania ogólne,
  - o IEC 61000-9 – inne.

Tabela 3.1 Parametry jakości energii elektrycznej w normie PN-EN 50160

Zjawisko	Norma PN-EN 50160	
	Niskie napięcie	Średnie napięcie
Częstotliwość	49,5-50,5 Hz (99,5 % rocznie, średnio 10s) 47-52 Hz (czas 100%, średnio 10s)	49,5-50,5 Hz (99,5 % rocznie, średnio 10s) 47-52 Hz (czas 100%, średnio 10s)
Wartość bezwzględna	Un 10% (*) (95% tygodnia, 10 min prądu skutecznego) Un +10 / -15% (100% tygodnia, 10 min prądu skutecznego)	Uc 10 % (95% tygodnia, 10 min prądu skutecznego)
Nagle zmiany napięcia	5% 10 % rzadko Migotanie: Plt < 1 (95% tygodnia)	4% 10 % rzadko Migotanie: Plt < 1 (95% tygodnia)
Okresowe przepięcia faza/uziom	Wskaźnik: 1,5 kV prądu skutecznego	Wskaźnik: 1,7 Uc (przewód zerowy uziemiony bezpośrednio lub dzięki impedancji) 2,0 Uc (izolowany lub uziemiony poprzez dławik rezonansowy)
Przejściowe przepięcia faza / uziom	Zwykle 6 kV (czasem więcej)	
Asymetria napięcia	U- 2% (95% tygodnia, 10 min prądu skutecznego) (3% w niektórych rejonach)	U- 2% (95% tygodnia, 10 min prądu skutecznego) (3% w niektórych rejonach)
Napięcie harmoniczne	U5 6% U7 5% U11 3,5% U13 3% itd. THD (całkowite zniekształcenie harmoniczne) 8% (95% tygodnia, 10 min. prądu skutecznego; przy rezonansie możliwe wyższe wartości)	U5 6% U7 5% U11 3,5% U13 3% itd. THD (całkowite zniekształcenie harmoniczne) 8% (95% tygodnia, 10 min. prądu skutecznego; przy rezonansie możliwe wyższe wartości)
Napięcie sygnalizacyjne sieci zasilającej	100-500 Hz: 9% 1-10 kHz: 5% (99% dziennie, 3 sek. średnio)	100-500 Hz: 9% 1-10 kHz: 5% (99% dziennie, 3 sek. średnio)
Przysiady napięcia	Wskaźnik: od kilku dziesiątych do tysiąca	Wskaźnik: od kilku dziesiątych do tysiąca
Krótkie przerwy	Wskaźnik: od kilku dziesiątych do kilkuset	Wskaźnik: od kilku dziesiątych do kilkuset
Długie przerwy	Wskaźnik: (przerwa > 3 min.) częstotliwość roczna < 10 lub 50, w zależności od rejonu	Wskaźnik: (przerwa > 3 min.) częstotliwość roczna < 10 lub 50, w zależności od rejonu

Poniżej przedstawiono porównanie wytycznych dotyczących jakości energii elektrycznej według normy PN-EN 50160 – Tabela 3.2 oraz Rozporządzenia Ministra z 2007 roku – Tabela 3.3. Zestawienia przygotowano na podstawie [154]. Podstawowy czas pomiaru sieci wg normy PN-EN 50160 wynosi jeden tydzień. Podczas pomiarów wykonywanych analizatorami i rejestratorami jakości energii elektrycznej sprawdzana jest wartość skuteczna napięcia, częstotliwość, współczynnik zniekształceń harmonicznych, poziomy poszczególnych harmonicznych w napięciu, asymetria (w sieciach trójfazowych), wskaźnik migotania światła (ang. flicker). Ponieważ badanie sieci elektroenergetycznej w okresach jednotygodniowych oznacza agregowanie znacznych ilości danych, analizatory jakości energii elektrycznej

wykorzystują algorytmy uśredniające w celu redukcji objętości danych. Wszystkie parametry podlegające ocenie, oprócz częstotliwości i wskaźnika długookresowego migotania światła  $P_{It}$ , są uśredniane w czasie 10 minut. Po tej operacji dla każdego z mierzonych parametrów otrzymuje się 1008 wartości dla jednego tygodnia. Dane pomiarowe są kolejno poddawane ocenie poprzez porównanie z ustalonymi w normie kryteriami. Jeżeli wszystkie parametry mieszczą się w ustalonych progach, stwierdza się, że sieć dystrybucyjna spełnia wymogi jakościowe normy PN-EN 50160 [154]. Ponieważ w niniejszej dysertacji w dużej mierze skupiono się na analizie sygnałów prądowych pochodzących z fotowoltaicznych źródeł energii, warto w tym momencie zasygnalizować, iż na chwilę obecną norma [122] nie przewiduje pomiarów prądów ani badania parametrów sieci z nim związanych.

Tabela 3.2 Zestawienie kryteriów jakości energii elektrycznej według normy PN-EN 50160 dla sieci niskiego napięcia (do 1 kV) i średniego napięcia (do 36 kV) [154]

Parametr	Podstawowy czas pomiaru parametru	Kryterium																																																								
Wolne zmiany napięcia - wartość skuteczna napięcia	10 minut	Dla sieci niskiego napięcia: dla 95% pomiarów odchyłka od wartości nominalnej napięcia powinna mieścić się w przedziale $\pm 10\% U_{nom}$ dla 100% pomiarów: $-15\% \dots +10\% U_{nom}$  Dla sieci średniego napięcia: dla 99% pomiarów odchyłka od wartości nominalnej napięcia powinna mieścić się w przedziale $\pm 10\% U_{nom}$ dla 100% pomiarów: $\pm 15\% U_{nom}$																																																								
Częstotliwość	10 sekund	Dla sieci połączonych synchronicznie: dla 99,5% pomiarów odchyłka powinna mieścić się w przedziale $\pm 1\% f_{nom}$ (dla 50 Hz odpowiada to 49,5...50,5 Hz) dla 100% pomiarów: $-6\% \dots +4\% f_{nom}$ (47...52 Hz)  Dla sieci połączonych asynchronicznie (np. sieci wyspowe): dla 95% pomiarów odchyłka powinna mieścić się w przedziale $\pm 2\% f_{nom}$ (dla 50 Hz odpowiada to 49...51 Hz) dla 100% pomiarów: $\pm 15\% f_{nom}$ (42,5...57,5 Hz)																																																								
Szybkie zmiany napięcia - Migotanie światła - flicker	2 godziny	dla 95% pomiarów wskaźnik długookresowego migotania światła $P_{It} \leq 1$																																																								
Asymetria napięcia	10 minut	dla 95% pomiarów współczynnik asymetrii składowej przeciwnej powinien być $\leq 2\%$																																																								
Współczynnik zniekształceń harmonicznycy (THD-F)	10 minut	dla 95% pomiarów THD-F powinno być $\leq 8\%$																																																								
Harmoniczne napięcia	10 minut	Dla 95% pomiarów poziom każdej z harmonicznycy napięcia odniesionej do składowej podstawowej powinien być mniejszy niż: <table border="1" style="margin-left: auto; margin-right: auto;"> <thead> <tr> <th colspan="2">Harmoniczne nieparzystego rzędu</th> <th colspan="2">Harmoniczne parzystego rzędu</th> </tr> <tr> <th>Rząd</th> <th>Poziom względny</th> <th>Rząd</th> <th>Poziom względny</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>3</td> <td>5,0 %</td> <td>2</td> <td>2,0 %</td> </tr> <tr> <td>5</td> <td>6,0 %</td> <td>4</td> <td>1,0 %</td> </tr> <tr> <td>7</td> <td>5,0 %</td> <td>6 ... 24</td> <td>0,5 %</td> </tr> <tr> <td>9</td> <td>1,5 %</td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>11</td> <td>3,5 %</td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>13</td> <td>3,0 %</td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>15</td> <td>0,5 %</td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>17</td> <td>2,0 %</td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>19</td> <td>1,5 %</td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>21</td> <td>0,5 %</td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>23</td> <td>1,5 %</td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>25</td> <td>1,5 %</td> <td></td> <td></td> </tr> </tbody> </table>	Harmoniczne nieparzystego rzędu		Harmoniczne parzystego rzędu		Rząd	Poziom względny	Rząd	Poziom względny	3	5,0 %	2	2,0 %	5	6,0 %	4	1,0 %	7	5,0 %	6 ... 24	0,5 %	9	1,5 %			11	3,5 %			13	3,0 %			15	0,5 %			17	2,0 %			19	1,5 %			21	0,5 %			23	1,5 %			25	1,5 %		
Harmoniczne nieparzystego rzędu		Harmoniczne parzystego rzędu																																																								
Rząd	Poziom względny	Rząd	Poziom względny																																																							
3	5,0 %	2	2,0 %																																																							
5	6,0 %	4	1,0 %																																																							
7	5,0 %	6 ... 24	0,5 %																																																							
9	1,5 %																																																									
11	3,5 %																																																									
13	3,0 %																																																									
15	0,5 %																																																									
17	2,0 %																																																									
19	1,5 %																																																									
21	0,5 %																																																									
23	1,5 %																																																									
25	1,5 %																																																									

Tabela 3.3 Zestawienie kryteriów jakości energii elektrycznej według Rozporządzenia Ministra Gospodarki z 4 maja 2007 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego dla grup przyłączeniowych I i II [154]

Parametr	Podstawowy czas pomiaru parametru	Kryterium																																																												
Wolne zmiany napięcia - wartość skuteczna napięcia	10 minut	dla 95% pomiarów odchyłka od wartości nominalnej napięcia powinna mieścić się w przedziale $\pm 10\% U_{nom}$ .  Uwaga: Kryterium 100% pomiarów nie jest sprecyzowane w Rozporządzeniu; w praktycznych zastosowaniach przyjmuje się kryteria z EN50160).																																																												
Częstotliwość	10 sekund	dla 99,5% pomiarów odchyłka powinna mieścić się w przedziale $\pm 1\% f_{nom}$ (dla 50 Hz odpowiada to 49,5...50,5 Hz) dla 100% pomiarów: $-6\%...+4\% f_{nom}$ (47...52 Hz)																																																												
Migotanie światła - flicker	2 godziny	dla 95% pomiarów wskaźnik długookresowego migotania światła $P_{LT} \leq 0,8$																																																												
Asymetria napięcia	10 minut	dla 95% pomiarów współczynnik asymetrii składowej przeciwnej powinien być $\leq 1\%$																																																												
Współczynnik zniekształceń harmonicznyc (THD-F)	10 minut	dla 95% pomiarów THD-F powinno być $\leq 3\%$																																																												
Harmoniczne napięcia	10 minut	Dla 95% pomiarów poziom każdej z harmonicznyc napięcia odniesionej do składowej podstawowej powinien być mniejszy niż: <table border="1" style="margin: 10px auto;"> <thead> <tr> <th colspan="2">Harmoniczne nieparzystego rzędu</th> <th colspan="2">Harmoniczne parzystego rzędu</th> </tr> <tr> <th>Rząd</th> <th>Poziom względny</th> <th>Rząd</th> <th>Poziom względny</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>3</td> <td>2,0 %</td> <td>2</td> <td>1,5 %</td> </tr> <tr> <td>5</td> <td>2,0 %</td> <td>4</td> <td>1,0 %</td> </tr> <tr> <td>7</td> <td>2,0 %</td> <td>&gt;4</td> <td>0,5 %</td> </tr> <tr> <td>9</td> <td>1,0 %</td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>11</td> <td>1,5 %</td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>13</td> <td>1,5 %</td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>15</td> <td>0,5 %</td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>17</td> <td>1,0 %</td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>19</td> <td>1,0 %</td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>21</td> <td>0,5 %</td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>23</td> <td>0,7 %</td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>25</td> <td>0,7 %</td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>&gt;25</td> <td><math>0,2+0,5 \times 25/h</math> %</td> <td></td> <td></td> </tr> </tbody> </table>	Harmoniczne nieparzystego rzędu		Harmoniczne parzystego rzędu		Rząd	Poziom względny	Rząd	Poziom względny	3	2,0 %	2	1,5 %	5	2,0 %	4	1,0 %	7	2,0 %	>4	0,5 %	9	1,0 %			11	1,5 %			13	1,5 %			15	0,5 %			17	1,0 %			19	1,0 %			21	0,5 %			23	0,7 %			25	0,7 %			>25	$0,2+0,5 \times 25/h$ %		
Harmoniczne nieparzystego rzędu		Harmoniczne parzystego rzędu																																																												
Rząd	Poziom względny	Rząd	Poziom względny																																																											
3	2,0 %	2	1,5 %																																																											
5	2,0 %	4	1,0 %																																																											
7	2,0 %	>4	0,5 %																																																											
9	1,0 %																																																													
11	1,5 %																																																													
13	1,5 %																																																													
15	0,5 %																																																													
17	1,0 %																																																													
19	1,0 %																																																													
21	0,5 %																																																													
23	0,7 %																																																													
25	0,7 %																																																													
>25	$0,2+0,5 \times 25/h$ %																																																													

W poniższych tabelach Tabela 3.4, Tabela 3.5 oraz Tabela 3.6 przedstawiono oznaczenia, wykorzystywane w statystyce zdarzeń wielofazowych zgodnie z wytycznymi PN-EN 50160 (dla wzrostów i zapadów) oraz Rozporządzeniem Ministra Gospodarki (dla przerw). Zdarzenia są klasyfikowane na podstawie czasu trwania i wartości minimalnej/maksymalnej [154]. Rysunek Rys. 3.3 przedstawia klasyfikację zaburzeń w zależności od wartości napięcia i czasu trwania.

Tabela 3.4 Podział statystyczny wzrostów według PN-EN 50160 [154]

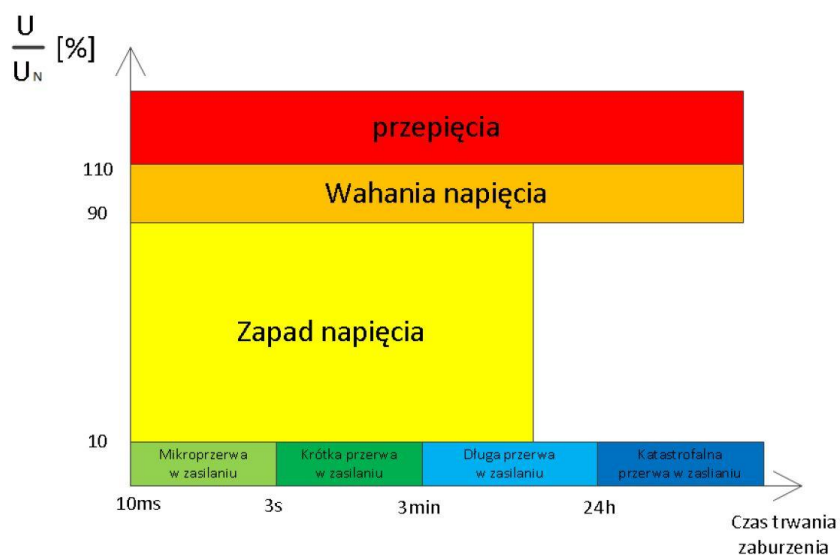
Napięcie wzrostu U [%U <sub>nom</sub> ]	Czas trwania t [s]		
	$0,01 \leq t \leq 0,5$	$0,5 < t \leq 5$	$5 < t \leq 60$
$U \geq 120$	S1	S2	S3
$110 > U > 120$	T1	T2	T3

Tabela 3.5 Podział statystyczny zapadów według PN- EN 50160 [154]

Napięcie resztkowe U [%U <sub>nom</sub> ]	Czas trwania t [s]				
	0,01 ≤ t ≤ 0,2	0,2 < t ≤ 0,5	0,5 < t ≤ 1	1 < t ≤ 5	5 < t ≤ 60
90 > U ≥ 80	A1	A2	A3	A4	A5
80 > U ≥ 70	B1	B2	B3	B4	B5
70 > U ≥ 40	C1	C2	C3	C4	C5
40 > U ≥ 5	D1	D2	D3	D4	D5
U < 5	X1	X2	X3	X4	X5

Tabela 3.6 Podział statystyczny przerw wg Rozporządzenia Ministra Gospodarki [154]

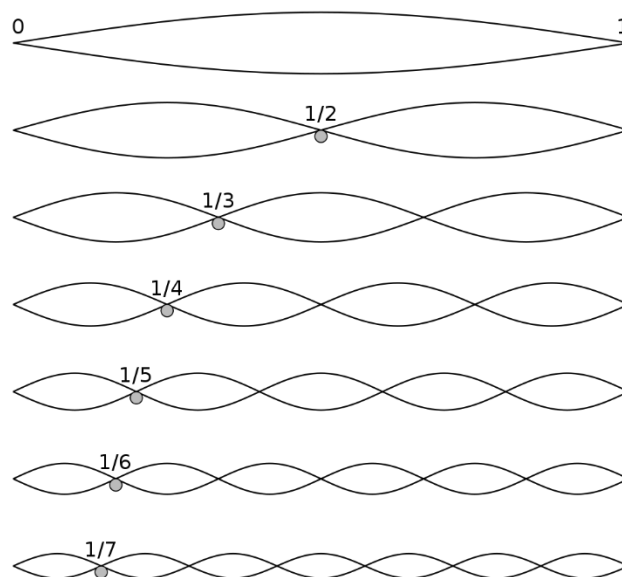
Napięcie resztkowe U [%U <sub>nom</sub> ]	Czas trwania t				
	t < 1s	1s ≤ t < 3min	3min ≤ t < 12h	12h ≤ t < 24h	t ≥ 24h
U < 5	przerwy przemijająca	przerwy krótkie	przerwy długie	przerwy bardzo długie	przerwy katastrofalne



Rys. 3.3 Klasyfikacja zaburzeń w zależności od wartości napięcia i czasu trwania [136]

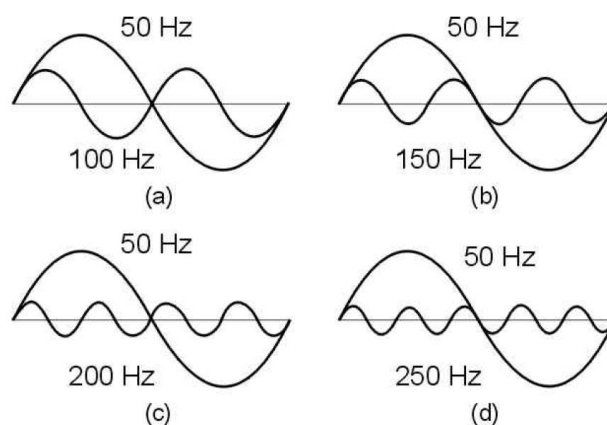
### 3.5 Wyższe harmoniczne w układach elektroenergetycznych

Pojęcie harmonicznej wywodzi się z akustyki [51][174], gdzie odnoszone było do wibracji struny lub kolumny powietrza. Składowa harmoniczna, alikwot (łac. aliquot, kilka), w akustyce przedstawia się jako część składową dźwięku muzycznego o przebiegu sinusoidalnym i częstotliwości  $n=fk$ , gdzie  $f$  jest częstotliwością tonu podstawowego (składowa podstawowa), natomiast  $k$  jest liczbą naturalną większą od 1. Długości fal kolejnych składowych harmonicznych są elementami szeregu harmonicznego (Rys. 3.4., strona 54).



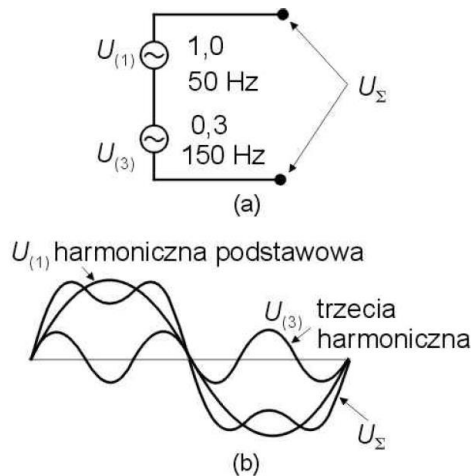
Rys. 3.4 Szereg alikwotów (szereg harmoniczny) w akustyce. Sinusoidalne tony składowe, na które można rozłożyć dowolny dźwięk, o ile jego barwa i natężenie nie zmieniają się zbyt szybko w czasie [174].

Składowa harmoniczna jest również pojęciem często używanym w teorii sygnałów, a mianowicie jest to składowa szeregu Fouriera analizowanego sygnału (poza składową zerową zwaną składową stałą). Składowa harmoniczna jest częścią reprezentacji sygnału w dziedzinie widmowej (częstotliwości). Sygnał okresowy spełniający warunki Dirichleta można przedstawić jako sumę sinusoidalnych przebiegów oraz składowej stałej. Na rysunku Rys. 3.5 przedstawiono sinusoidę o częstotliwości podstawowej 50 [Hz] oraz jej harmoniczne: druga, trzecia, czwarta i piąta.



Rys. 3.5 Przebiegi sinusoidy o częstotliwości podstawowej 50 Hz i jego harmoniczne: a) druga (100 Hz), b) trzecia (150 Hz), c) czwarta (200 Hz), d) piąta (250 Hz)[51].

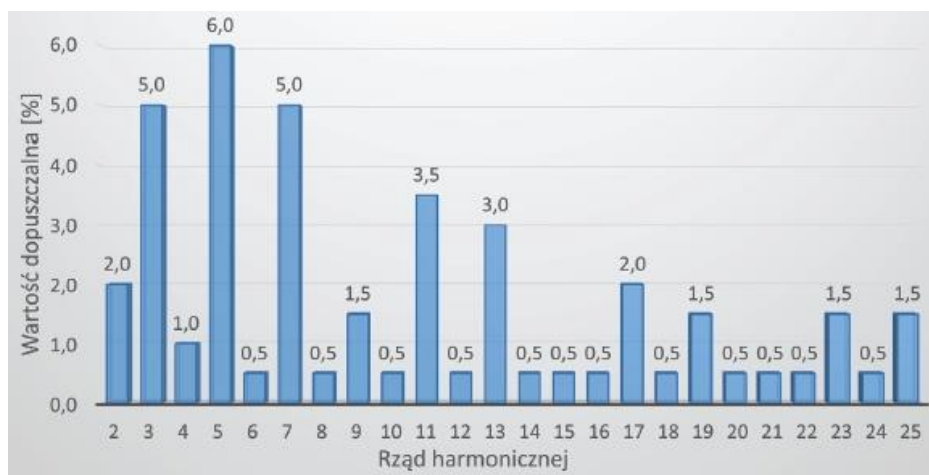
W elektrotechnice harmoniczna jest definiowana jako składowa przebiegu o częstotliwości będącej całkowitą krotnością częstotliwości podstawowej. Pierwsza składowa harmoniczna jest sygnałem o częstotliwości równej częstotliwości analizowanego sygnału okresowego, zaś częstotliwości kolejnych składowych harmonicznnych są wielokrotnościami tej częstotliwości. Wyższe harmoniczne są jednym z podstawowych parametrów opisujących jakość energii elektrycznej.



Rys. 3.6 Kompozycja przebiegu odkształconego[51]

Do podstawowych zadań układów elektroenergetycznych należy dostarczanie energii elektrycznej charakteryzującej się odpowiednią jakością. Kryteria jakościowe mają na celu utrzymanie wartości i częstotliwości napięcia na wymaganym poziomie. W niniejszym podrozdziale przedstawione zostały odkształcenia przebiegu napięcia - wyższe harmoniczne, czyli jeden z podstawowych parametrów opisujących jakość energii elektrycznej [49].

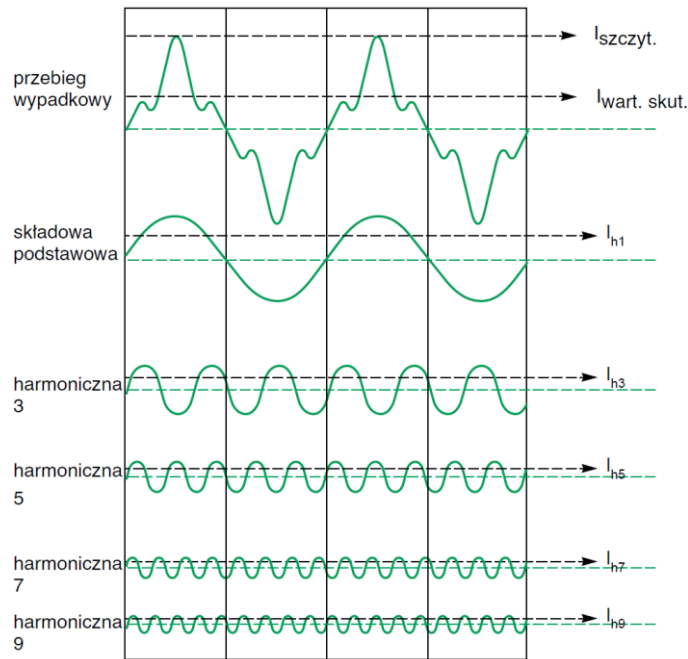
Odbiorniki nieliniowe są głównym powodem występowania odkształceń napięcia. Wśród takich odbiorników najczęściej spotyka się urządzenia zawierające układy energoelektroniczne. Sprzęty te są coraz powszechniej stosowane a ich procentowy udział w ogólnym zużyciu energii stale rośnie. Wartości dopuszczalne, według [122], poszczególnych harmonicznych napięcia występujących w sieciach niskiego napięcia zostały zaprezentowane na rysunku Rys. 3.7.



Rys. 3.7 Dopuszczalne wartości poszczególnych harmonicznych napięcia występujących w sieciach niskiego i średniego napięcia [62]

Pojawienie się na wyjściu układu wyższych składowych harmonicznych przy pobudzeniu składową podstawową świadczy o nieliniowości tego układu (zniekształcenia nieliniowe). Bardzo często dąży się więc do minimalizacji zawartości wyższych składowych harmonicznych w sygnale wyjściowym [174].

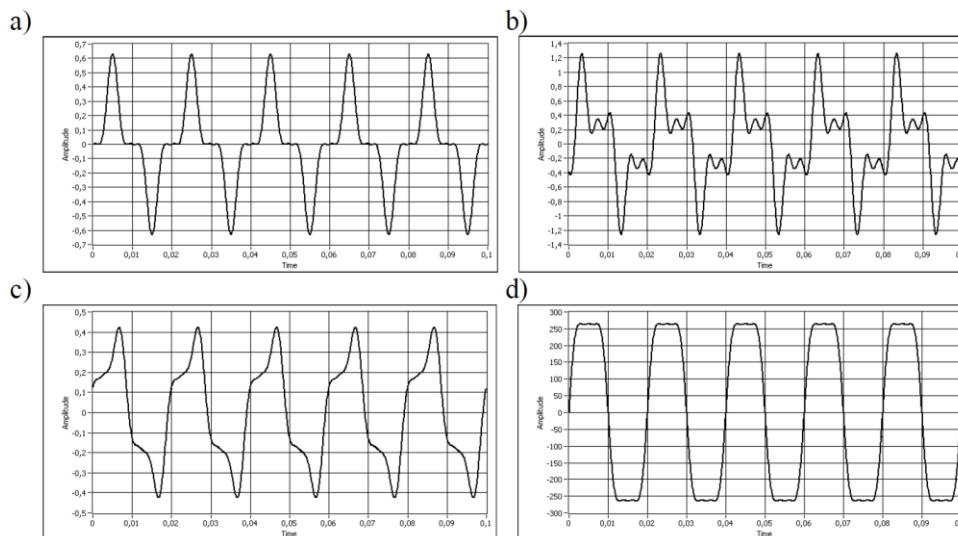
Na poniższym rysunku (Rys. 3.8) przedstawiono odkształcony przebieg prądu i jego rozkład na poszczególne harmoniczne rzędu 3, 5, 7 i 9. Grafika bardzo dobrze pokazuje, iż przebieg wypadkowy jest sumą przebiegu składowej podstawowej i poszczególnych harmonicznych.



Rys. 3.8 Rozkład na poszczególne harmoniczne odkształconego przebiegu prądu [138].

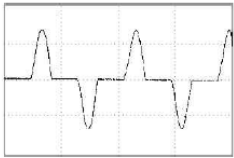
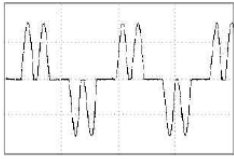
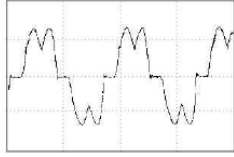
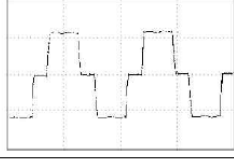
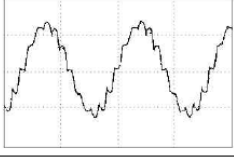
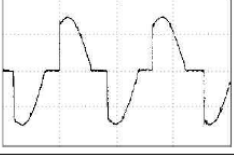
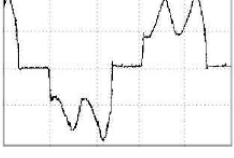
### 3.5.1 Źródła prądów harmoniczných

Współcześnie do sieci energetycznej dołączanych jest wiele odbiorników, które w mniejszym lub większym stopniu odkształcają sygnał prądu lub napięcia. Do popularnie stosowanych urządzeń tego rodzaju można zaliczyć: świetlówki kompaktowe (tzw. „żarówki energooszczędne”), zasilacze impulsowe np. te powszechnie stosowane w komputerach klasy IBM PC, impulsowe regulatory oświetlenia, regulatory prędkości obrotowej silników, przekształtnikowe układy napędowe, transformatory pobierające silnie zniekształcony prąd magnesujący rdzeń, bezprzerwowe zasilacze awaryjne (ang. *Uninterruptible Power Supply UPS*) i wiele innych. Na poniższym rysunku (Rys. 3.9) przedstawiono przykładowe, odkształcone przebiegi czasowe prądu i napięcia takich urządzeń [101].



Rys. 3.9 Przykładowe przebiegi odkształcone: a) prąd świetlówki kompaktowej, b) prąd zasilacza impulsowego komputera PC, c) prąd jałowy transformatora, d) napięcie wyjściowe zasilacza komputerowego UPS[101].

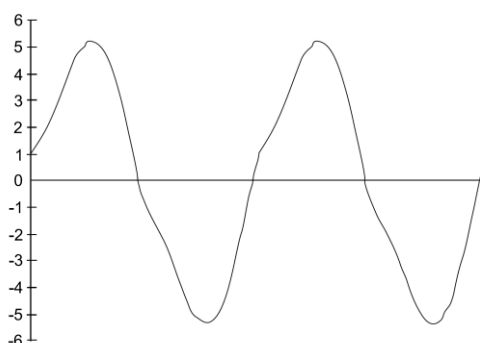


przebieg prądu	rodzaj przekształtnika
	jednofazowy prostownik $THD_i$ 80% dominująca trzecia harmoniczna
	6-pulsowy prostownik z filtrem pojemnościowym bez szeregowej indukcyjności $THD_i$ 80%
	6-pulsowy prostownik z filtrem pojemnościowym i szeregowym dławikiem >3%, lub napęd prądu stałego $THD_i$ 40%
	6-pulsowy przekształtnik z dławikiem o dużej indukcyjności dla redukcji składowej zmiennej prądu stałego $THD_i$ 28%
	przekształtnik 12-pulsowy $THD_i$ 15%
	sterownik prądu przemiennego (odbiornik rezystancyjny) $THD_i$ zmienne wraz ze zmianą kąta wysterowania
	falownik z 6-pulsowym przekształtnikiem wejściowym do zasilania napędu prądu przemiennego

Rys. 3.10 Przebiegi czasowe prądów typowych odbiorników przekształtnikowych [51].

Na rysunku Rys. 3.10 zaprezentowano przebiegi czasowe prądów typowych odbiorników przekształtnikowych takich jak jednofazowy prostownik, 6-pulsowy prostownik, 12-pulsowy przekształtnik, sterownik prądu przemiennego czy falownik z 6-pulsowym przekształtnikiem wejściowym wykorzystywanym do zasilania napędu prądu przemiennego. Na kolejnych grafikach przedstawiono w jaki sposób typowe przekształtniki, wykorzystywane powszechnie na szeroką skalę, mogą odkształcać przebieg prądu. Natomiast w opracowaniu [91], dotyczącym analizy jakości energii elektrycznej w sieciach przemysłowych, autor przedstawia odkształcenia prądu występujące w dużym obiekcie handlowym oświetlonym lampami metalohalogenkowymi. Na rysunkach Rys.3.11, Rys.3.12 i Rys.3.13 (strona 58) kolejno przedstawiono przebiegi czasowe prądu (trwające 40 ms) lampy i wartości THD dla kilku przypadków: samego źródła światła (warunki laboratoryjne)  $THD = 11\%$  - prąd nieco odkształcony (Rys.3.11), lampy wraz z oprawą (zawierająca fabrycznie wmontowany kondensator do poprawy współczynnika mocy)  $THD = 48\%$  - widać powiększające się odkształcenie prądu (Rys.3.12) oraz przebieg zarejestrowany w rozdzielni zasilającej lampy (w okresie zwiększonego odkształcenia napięcia przez inne odbiory zasilane z tej samej sieci

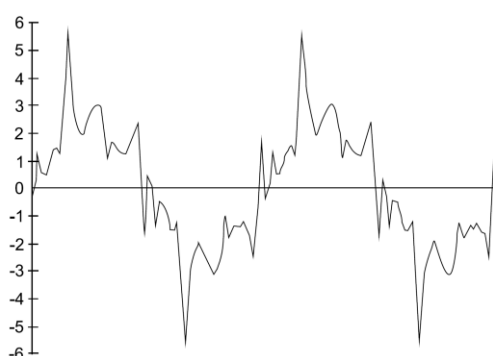
średniego napięcia) THD = 124% - znaczne odkształcenie prądu (Rys.3.13). Opracowanie pokazuje różnice odkształcenia prądu generowane przez ten sam rodzaj lampy przy uwzględnieniu dodatkowych czynników.



Rys.3.11 Przebieg prądu pobieranego przez samą lampę metalohalogenkową w warunkach laboratoryjnych. Na osi pionowej prąd w amperach [91].

THD = 11%. Zawartość głównych harmonicznnych (podstawowa 100%):

3 – 10,5%      5 – 3,1%      7 – 0,9%



Rys.3.12 Przebieg w ciągu 40 ms prądu pobieranego przez oprawę z lampą metalohalogenkową i kondensatorem do kompensacji równoległej [91].

THD = 48%. Zawartość głównych harmonicznnych:

3 – 16%      11 – 16%      19 – 13%  
5 – 6%      13 – 10%      21 – 6%  
7 – 27%      15 – 12%      23 – 10%  
9 – 10%      17 – 16%      25 – 9%



Rys.3.13 Przebieg w ciągu 40 ms prądu pobieranego przez rozdzielnicę zasilającą lampy metalohalogenkowe z

Rys.3.12. Na osi pionowej prąd w amperach [91].

THD = 124%. Zawartość głównych harmonicznnych (podstawowa 100%):

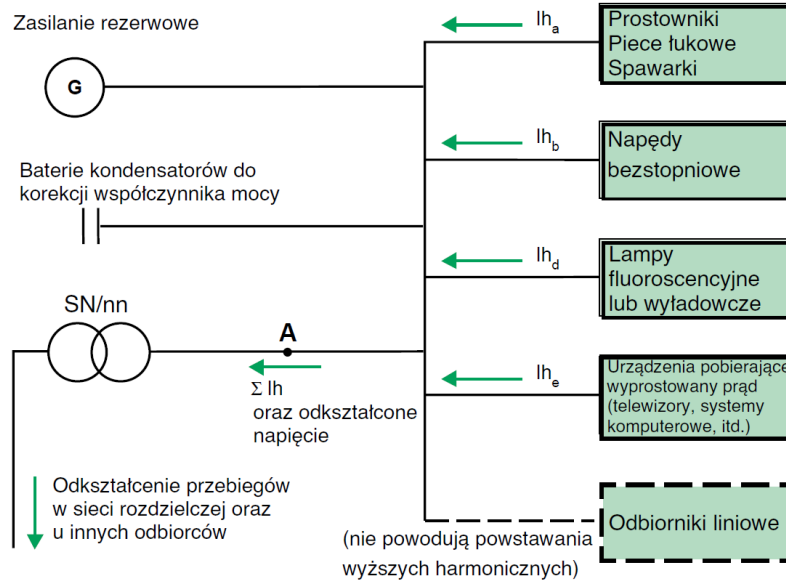
3 – 26%      5 – 22%      7 – 119%

W literaturze można znaleźć bardzo dużo informacji dotyczących źródeł pochodzenia harmonicznnych, w pracach [101][62][49][51][35] autorzy zgodnie przyznają, że źródłami prądów harmonicznnych są głównie nieliniowe odbiorniki, takie jak.:

- Przetworniki statyczne (grupy prostowników, wariatory prędkości, rozruszniki, ładowarki baterii...),
- Silniki z tyrystorowymi rozrusznikami,
- Urządzenia elektroniczne jednofazowe takie jak komputery, drukarki, programowalne automaty, itd. Wewnętrznie pracują na prądzie stałym i wyposażone są w kondensator, filtr i prostownik wejściowy,
- Instalacje oświetleniowe z lampami wyładowczymi,
- Piece łukowe i urządzenia spawalnicze,

- Przekładniki i stateczniki z jądrem żelaznym, którego magnetyzacja nie jest liniowa.

Poniżej rysunek (Rys. 3.14) pokazuje jak poszczególne harmoniczne prądów ( $I_{h_a}$ ,  $I_{h_b}$ ,  $I_{h_d}$ ,  $I_{h_e}$ ) pochodzących od odbiorników nieliniowych rozprzestrzeniają się w sieci rozdzielczej powodując odkształcenie napięcia.



Rys. 3.14 Pochodzenie wyższych harmonicznych prądu w sieci rozdzielczej [138].

Jeżeli źródło prądu wymuszać będzie prąd niesinusoidalny, to korzystając z rozkładu na szereg Fouriera otrzymujemy następujący przebieg czasowy prądu:

$$i(t) = I_0 + I_{1m} \sin(\omega_1 t + \theta_1) + I_{2m} \sin(\omega_2 t + \theta_2) + \dots + I_{hm} \sin(\omega_h t + \theta_h) + \dots \quad (3.1)$$

gdzie

$\omega_1 = \omega = 2\pi f = 100\pi$  - podstawowa pulsacja prądu,

$\omega_h = h\omega = 2\pi hf = 100h\pi$  - pulsacja prądu dla harmonicznej rzędu  $h$ ,

$I_{hm} = \sqrt{2} I_h$  - amplituda prądu dla danej harmonicznej  $h$ ,

$I_h$  - wartość skuteczna prądu dla danej harmonicznej  $h$ .

Wpływ odkształcenia prądów na przesył i odbiór energii elektrycznej. Do najważniejszych skutków odkształcenia prądów węzłowych można zaliczyć:

- odkształcenie napięć w sieciach,
- wzrost obciążenia przewodów i kabli w liniach,
- wzrost obciążenia uzwojeń transformatorów,
- wzrost spadków napięć w liniach,
- wzrost strat mocy czynnej i biernej w liniach i transformatorach,
- wywoływanie zjawisk rezonansowych w sieciach,
- powodowanie błędów pomiarów energii elektrycznej,
- dodatkowe straty mocy w żelazie i uzwojeniach silników i generatorów,
- wzrost obciążeń urządzeń kompensacyjnych, w tym baterii kondensatorów,
- oscylacje i drgania silników i generatorów,

- wzrost poboru mocy biernej w sieciach spowodowany wzrostem strat mocy biernej w sieciach oraz wzrost mocy biernej u odbiorców o dodatkową moc bierną deformacji,
- niekorzystne oddziaływanie (uszkodzenia lub nieprawidłowe działanie) na urządzenia elektroniczne,
- zakłócający wpływ prądów wyższych harmonicznycch na obwody telekomunikacyjne.

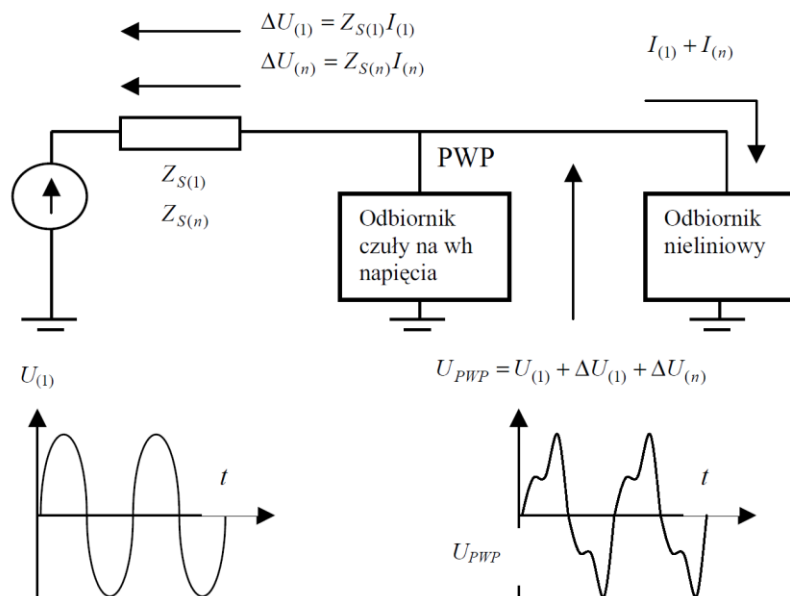
W przypadku sieci niskich napięć wskutek odkształcenia prądów pojawiają się prądy w przewodach neutralnych 3 fazowych 4-przewodowych (lub 5-przewodowych).

### **3.5.2 Związek pomiędzy harmonicznymi prądu i napięcia**

W niniejszym rozdziale przedstawiona zostanie geneza harmonicznycch napięcia, czyli skąd się biorą w sieci elektroenergetycznej, jaki jest ich związek z harmonicznymi prądami i w jaki sposób nieliniowe odbiorniki i pobierany przez nie odkształcony prąd wpływają na ich powstawanie.

Powszechnie wiadomo, że odbiorniki o nieliniowej charakterystyce prądowo-napięciowej powodują przepływ w sieci rozdzielczej odkształconycch prądów. Jak podano w [35][49][51][62][91][101][138] odkształcenie napięcia w sposób bezpośredni jest wynikiem przepływu odkształconego prądu przez impedancję obwodu zasilającego.

W przykładzie podanym przez [51] w bardzo przejrzysty sposób zilustrowano to niekorzystne zjawisko. Na rysunku (Rys. 3.15) przedstawiono w sposób graficzny w jaki sposób składowa prądu  $I_{(n)}$  zasilającego odbiornik nieliniowy, wywołuje na impedancji zastępczej sieci zasilającej  $Z_{s(n)}$  spadek napięcia  $\Delta U_{(n)}$ . Zgodnie z Prawem Ohma można wykazać, że przepływ  $n$ -tej harmonicznycch prądu przez impedancję  $Z_{s(n)}$  spowoduje spadek napięcia o wartości  $\Delta U_{(n)} = Z_{s(n)}I_{(n)}$ . W związku z tym w punkcie wspólnego przyłączenia (PWP), napięcie  $U_{PWP}$  ulega odkształceniu i wszystkie urządzenia znajdujące się na odpływie tego punktu będą zasilane napięciem odkształconym. Sytuacja taka, gdy odbiornik czuły na wyższe harmoniczne napięcia zostanie zasilony napięciem o wyższym niż dopuszczalne 8% THD [122] może spowodować jego trwałe uszkodzenie. Na rysunku (Rys. 3.15) oprócz schematu sieci rozdzielczej z odbiornikiem nieliniowym pokazano również wykresy napięć zasilającego,  $U_{(1)}$  którego przebieg czasowy jest sinusoidą i  $U_{(PWP)}$  czyli mocno odkształconego wyższymi harmonicznymi przebiegu napięcia w punkcie wspólnego przyłączenia.



Rys. 3.15 Odształcenia napięcia w sieci spowodowane przez odbiornik nieliniowy [51].

### 3.5.3 Harmoniczne napięcia

Harmoniczną napięcia definiuje się jako napięcie sinusoidalne o częstotliwości równej całkowitej krotności podstawowej częstotliwości napięcia zasilającego. Jednym z najczęściej stosowanych w praktyce wskaźników odształcenia napięcia jest całkowity współczynnik odształcenia (Total Harmonic Distortion – THD, całkowite zniekształcenia harmoniczne), który określa procentowy stosunek wartości skutecznej wyższych harmonicznich do wartości skutecznej harmonicznej podstawowej [62][121]. Wzór na  $THD_U$  (sumaryczną wartość wszystkich napięć harmonicznich wyrażoną jako stosunek procentowy do wartości podstawowej) prezentuje równanie (3.2).

$$THD_U = \frac{\sqrt{\sum_{h=2}^{\infty} U_h^2}}{U_1} * 100\% \quad (3.2)$$

gdzie:

$U_h$  – wartość skuteczna napięcia dla h-tej harmonicznej,

$U_1$  – wartość skuteczna napięcia dla pierwszej harmonicznej,

$h$  – rząd harmonicznej.

#### Wartości chwilowe napięć i prądów

Wartości chwilowe prądów i napięć w obwodzie liniowym otrzymuje się sumując algebraicznie odpowiedzi od poszczególnych harmonicznich

$$i(t) = i_0 + \sum_{h=1}^N \sqrt{2} I_h \sin(h\omega t + \theta_h) \quad (3.3)$$

$$u(t) = u_0 + \sum_{h=1}^N \sqrt{2} U_h \sin(h\omega t + \psi_h) \quad (3.4)$$

## Wartości skuteczne napięć i prądów

Wartość skuteczna prądu i napięcia dla przebiegu odkształconego z harmonicznymi o maksymalnym rzędzie  $n$  jest liczona według zależności:

$$I = \sqrt{\sum_{h=1}^N I_h^2} \quad (3.5)$$

$$U = \sqrt{\sum_{h=1}^N U_h^2} \quad (3.6)$$

### Współczynnik udziału harmoniczej (względna amplituda)

Współczynnik udziału harmoniczej w krzywej prądu -  $i_h$  odnosi się do harmoniczej podstawowej prądu:

$$i_h = \frac{I_h}{I_1} 100\% \quad (3.7)$$

Współczynnik udziału harmoniczej w krzywej napięcia -  $u_h$  odnosi się do harmoniczej podstawowej napięcia:

$$u_h = \frac{U_h}{U_1} 100\% \quad (3.8)$$

Na ogół całkowita zawartość harmonicznymi (do 40-tej włącznie) (THD) powinna być niższa lub równa 8%. Szczegółowe wymagania dotyczące zawartości harmonicznymi wg normy PN-EN 50160 podano w Tabeli 3.7.

Tabela 3.7 Zawartość dopuszczalnych wartości wyższych harmonicznymi napięcia w procentach w odniesieniu do harmonicznymi podstawowej wg PN-EN 50160 dla niskiej i średniej wartości napięcia zasilającego[2][121][122]

Harmoniczne nieparzyste				Harmoniczne parzyste	
niebędące wielokrotnością 3-ciej harmonicznymi		będące wielokrotnością 3-ciej harmonicznymi			
nr harm. h	zawartość $u_h$	nr harm. h	zawartość $u_h$	nr harm. h	zawartość $u_h$
5	6%	3	5%	2	2%
7	5%	9	1.5%	4	1%
11	3.5%	15	0.5%	6-24	0.5%
13	3%	21	0.5%		
17	2%				
19	1.5%				
23	1.5%				
25	1.5%				

Przepisy ustalające dopuszczalne wskaźniki zniekształcenia napięcia w sieci są określone w taki sposób, aby w normalnych warunkach pracy w ciągu tygodnia 95% średnich 10-cio minutowych wartości skutecznych każdej z harmonicznymi napięcia zasilającego powinno być mniejsze lub równe wartościom określonym przez normy jakości energii elektrycznej.

### 3.5.4 Interharmoniczne i subharmoniczne prądów i napięć

Norma PN-EN 50160 definiuje interharmoniczną napięcia jako napięcie sinusoidalne o częstotliwości niebędącej całkowitą krotnością częstotliwości składowej podstawowej. Dokument podaje również informację o pochodzeniu interharmonicznymi, których poziom zauważalnie wzrasta w miarę rozwoju przekształtników częstotliwości i podobnych urządzeń sterujących. Norma nie określa jednak ich dopuszczalnych poziomów w sieci elektroenergetycznej, stwierdza natomiast, że w niektórych przypadkach interharmoniczne występujące w sieciach niskiego i średniego napięcia, nawet te o małych wartościach, powodują migotanie światła lub zakłócenia w pracy układów sterowania częstotliwością akustyczną [122]. Dla sieci wysokich napięć zwraca się uwagę na jej niską częstotliwość rezonansową (200 Hz do 500 Hz) spowodowaną wysoką pojemnością i indukcyjnością i w związku z tym nie podaje się wymagań dotyczących interharmonicznymi napięcia, ponieważ mają one mniejsze znaczenie niż dla sieci niskiego i średniego napięcia. W artykule [7] autor przedstawia koncepcję oceny emisji interharmonicznymi przy wykorzystaniu analizy widmowej sygnału sieci elektroenergetycznej.

W systemach elektroenergetycznych powszechnie występują odkształcenia krzywej przebiegu napięcia. Zazwyczaj wiąże się je z obecnością wyższych harmonicznymi, jednak w niektórych systemach mogą pojawiać się składowe napięcia o częstotliwości niższej od podstawowej harmonicznymi, zwane subharmonicznymi oraz składowe napięcia o częstotliwości większej niż harmonicznymi podstawowa i niebędące jej całkowitą wielokrotnością – interharmoniczne. Zjawiska te można przedstawić za pomocą następującej zależności:

$$MHD_I = \sqrt{\sum_{h=1}^N i_h^2 + \sum_{m=0}^M i_m^2} \quad (3.9)$$

gdzie:

$$i_h = \frac{I_h}{I_1} 100\%$$

$$i_m = \frac{I_m}{I_1} 100\%$$

Przykładowo:

$$m = 0.5 \text{ (25 Hz)}$$

$$m = 1.2 \text{ (60 Hz)}$$

$$m = 2.5 \text{ (125 Hz)}$$

W przypadku gdy:

$m > 1$  mamy do czynienia z interharmonicznymi.

$m < 1$  występują subharmoniczne.

Źródłami sub- i interharmonicznych są np. zespoły napędowe z tyrystorowymi przekształtnikami częstotliwości (przebiegami częstotliwości), piece łukowe, maszyny spawalnicze, podgrzewacze plazmowe oraz silniki pracujące z obciążeniem okresowo zmiennym [18][19]. Przekształtniki częstotliwości zmieniają napięcie zasilające o częstotliwości sieciowej  $f$  na napięcie o innej często mniejszej częstotliwości  $f_n$ , którym jest zasilany np. silnik indukcyjny. W zespołach takich istnieje możliwość regulacji częstotliwości  $f_n$ , jak to ma miejsce przykładowo w napędach urządzeń walcowniczych.

Układy przekształtnikowe zasilane z 1- lub 3-fazowej sieci prądu przemiennego, których wielkościami wyjściowymi (wtórnymi) jest napięcie i prąd przemienny o regulowanej amplitudzie i częstotliwości należą do tzw. falowników napięciowych.

Interharmoniczne występują również w układach zasilających piece łukowe, zwłaszcza w fazie topnienia wsadu.

Interharmoniczne prądu i napięcia powodują:

- dodatkowe nagrzewanie się przewodników i urządzeń,
- oscylacje w układach mechanicznych,
- zaburzenia w pracy lamp fluorescencyjnych i sprzętu elektronicznego,
- interferencje z sygnałami sterowania i zabezpieczeń,
- interferencje telekomunikacyjne,
- migotanie światła.

Problemy dotyczące sub- oraz interharmonicznych są względnie nowymi zagadnieniami badawczymi i brak jest obecnie unormowań ich wskaźników.

### 3.5.5 Różne definicje THD

Jak podaje [51], współczynnik zawartości harmonicznych THD określa się jako stosunek wartości skutecznej wyższych harmonicznych sygnału do wartości skutecznej składowej podstawowej ( $h_1$ ) lub do wartości skutecznej całego sygnału ( $h_2$ ), zazwyczaj podawanym w procentach:

$$h_1 = \frac{\sqrt{\sum_{n=2}^{\infty} U_{nsk}^2}}{U_1} \cdot 100\% \quad (3.10)$$

$$h_2 = \frac{\sqrt{\sum_{n=2}^{\infty} U_{nsk}^2}}{\sqrt{\sum_{n=1}^{\infty} U_{nsk}^2}} \cdot 100\% \quad (3.11)$$

Współczynnik ( $h_2$ ) bywa również nazywany współczynnikiem zniekształceń.

Zgodnie z jedną definicją zawartość harmonicznych przebiegu jest porównywana z jej podstawową wartością (3.10) natomiast w drugiej definicji porównuje się ją do wartości skutecznej całego przebiegu (3.11). Szczegółowe porównanie tych dwóch definicji, zależność



między nimi jak również wykres prezentujący graficzną interpretację tej zależności można znaleźć w [142].

Dla określenia sumarycznego oddziaływania wyższych harmonicznym napięcia zasilającego definiowane są (wg. IEC ang. International Electrotechnical Commission - Międzynarodowa Komisja Elektrotechniczna) współczynniki THD i TDF.

Współczynnik THD<sub>I</sub> jest określony wzorem:

$$THD_I = \sqrt{\sum_{h=1}^N i_h^2} \quad (3.12)$$

Harmoniczne prądu przepływające przez impedancje sieci o wartościach związanych z odpowiadającą sobie częstotliwością  $h$ , powodują powstawanie harmonicznym napięcia. Odształcone napięcie jest charakteryzowane przez całkowity współczynnik odształcenia napięcia:

$$THD_U = \sqrt{\sum_{h=1}^N u_h^2} \quad (3.13)$$

Współczynnik TDF (Total Distortion Factor) jest natomiast odniesiony do wartości skutecznej napięcia i określony następującym wzorem

$$TDF = \sqrt{\frac{\sum_{h=2}^{\infty} U_h^2}{U^2}} \cdot 100\% \quad (3.14)$$

gdzie:

$U$  – skuteczna wartość napięcia uwzględniająca wszystkie możliwe harmoniczne.

Przy rozpatrywaniu przebiegu zniekształceń napięcia sieciowego można przyjąć z przybliżeniem, że  $THD = TDF$ .

Według normy PN-EN 50160, harmoniczna napięcia jest to napięcie sinusoidalne o częstotliwości równej całkowitej krotności częstotliwości składowej podstawowej.

Zawartość harmonicznym napięcia można ocenić indywidualnie lub łącznie.

- indywidualnie, przez ich względną amplitudę ( $u_h$ ) odniesioną do składowej podstawowej napięcia  $u_1$  (w Polsce jest to amplituda względna odniesiona do amplitudy składowej podstawowej napięcia), gdzie  $h$  jest rzędem harmonicznej;
- łącznie, na przykład przez całkowity współczynnik odształcenia harmonicznymi THD, obliczany zgodnie z następującym wyrażeniem:

$$THD = \sqrt{\sum_{h=2}^{40} (u_h)^2} \quad (3.15)$$

W normie [122] podano również informację, że harmoniczne napięcia zasilającego są spowodowane głównie przez nieliniowe odbiorniki użytkowników systemu, przyłączone do sieci zasilających o różnych poziomach napięcia. Harmoniczne prądów, przepływając przez impedancję sieci, powodują powstanie harmonicznych napięcia. Harmoniczne prądów i impedancje sieci, a zatem również harmoniczne napięcia w miejscu dostarczania, zmieniają się w czasie. Co więcej, THD napięcia zasilającego (uwzględniający wszystkie harmoniczne aż do rzędu 40) powinien być równy 8 % lub mniejszy [122]. Jednak ograniczenie THD do rzędu 40 ma charakter umowny i jak podaje [51][122][168], ich wartości są znikome i gdy ryzyko wystąpienia rezonansu dla wyższych harmonicznych jest małe, można się skupić jedynie na pierwszych 25ciu harmonicznych.

Autor w [49] podaje następującą definicję dla całkowitego współczynnika odkształcenia harmonicznymi zwanego również współczynnikiem zawartości harmonicznych. Jest to iloraz wartości skutecznej sumy wszystkich składowych harmonicznych o rzędach do H i wartości skutecznej harmonicznej podstawowej. Współczynnik ten wyrażany jest najczęściej w procentach.

$$THD = \sqrt{\sum_{h=2}^{h=H} \left( \frac{Q_h}{Q_1} \right)^2} \quad (3.16)$$

gdzie:

Q - prąd lub napięcie,

$Q_1$  - wartość skuteczna składowej podstawowej,

h - rząd harmonicznej,

$Q_h$  - wartość skuteczna składowej harmonicznej h-tego rzędu,

H - w Polsce H = 40.

Przyjęcie współczynnika odkształcenia tylko dla jednej fazy jest słuszne przy założeniu pełnej symetrii dla harmonicznych wszystkich rzędów. W praktyce ten warunek jest rzadko spełniony. Często równocześnie występuje zjawisko niesymetrii i niesinusoidalności. Wymaga to wyznaczenia wartości współczynnika THD oddzielnie dla każdej fazy.

Prócz najpowszechniej stosowanego wzoru na THD napięcia (3.2), w literaturze technicznej można niekiedy spotkać również następujące jego modyfikacje, odpowiednio wzory (3.17)(3.18)(3.19)(3.20):

$$TDF = \sqrt{\sum_{n \geq 2}^{n \leq 50} \left( \frac{U_{(n)}}{U_N} \right)^2} \quad (3.17)$$

gdzie:

$U_N$  - napięcie znamionowe

$$EHD = \sqrt{\sum_{n \geq 2}^{n \leq 50} \left( \frac{U_{(n)}}{U_N} \right)^2} \quad (3.18)$$

gdzie:

$n=2k$

$k = 1, 2, 3, \dots$

$$PHD = \sqrt{\sum_{n \geq 14}^{n \leq 50} \left( \frac{U_{(n)}}{U_{(1)}} \right)^2} \quad (3.19)$$

$$PWHI = \sqrt{\sum_{n \geq 14}^{n \leq 40} \left( \frac{I_{(n)}}{I_{(1)}} \right)^2} \quad (3.20)$$

### 3.5.6 Parametry przebiegów odkształconych

Do opisu odkształconych przebiegów sygnałów okresowych można wykorzystywać kilka zaprezentowanych poniżej współczynników:

- Współczynnik szczytu  $k_s$  (ang. Crest Factor, CF) jest to stosunek wartości maksymalnej (szczytowej)  $U_{max}$  do wartości skutecznej sygnału  $U_{sk}$ :

$$k_s = \frac{U_{max}}{U_{sk}} \quad (3.21)$$

gdzie:

$U_{max}$  - wartość maksymalna napięcia

$U_{sk}$  - wartość skuteczna napięcia

- Współczynnik szczytu  $k_s$  dla przebiegów sinusoidalnych:

$$k_s = \frac{U_{max}}{U_{sk}} = \frac{U_{max}}{\frac{U_{max}}{\sqrt{2}}} = \sqrt{2} \approx 1,41 \quad (3.22)$$

- Współczynnik kształtu  $k_k$  (ang. Waveform Factor, WF) jest to iloraz wartości skutecznej i średniej:

$$k_k = \frac{U_{sk}}{U_{sr}} \quad (3.23)$$

gdzie:

$U_{sk}$  - wartość skuteczna napięcia

$U_{sr}$  - wartość średnia wyprostowana napięcia

- Współczynnik napięcia  $k_k$  dla przebiegów sinusoidalnych:

$$k_k = \frac{U_{sk}}{U_{sr}} = \frac{\frac{U_{max}}{\sqrt{2}}}{\frac{2U_{max}}{\pi}} = \frac{\pi}{2\sqrt{2}} = 1,11 \quad (3.24)$$

W publikacji [49], autor zwraca uwagę, że dla przebiegów sinusoidalnych inna wartość  $k_k$  niż 1,11 oznacza odkształcenie przebiegu.

## **4. Badania nad fotowoltaicznymi źródłami energii i jakością dostawy energii elektrycznej w Parku Naukowo-Technologicznym Euro-Centrum w Katowicach**

### **4.1 Informacje wstępne, Park Naukowo-Technologiczny Euro-Centrum**

Euro-Centrum Park Naukowo-Technologiczny został założony w 2007 r. w Katowicach. Koncentruje się na rozwoju technologii energooszczędnych oraz poszanowaniu energii w budynkach. Oferuje dostęp do specjalistycznych pracowni, sprzętu badawczego, usług szkoleniowych i doradczych. W kompleksie budynków wchodzących w skład PNT znajdują się min. następujące laboratoria: Centrum Testowania Systemów Solarnych, Laboratorium procesów w budownictwie energooszczędnym, Laboratorium właściwości cieplnych budynków, Laboratorium ogniw fotowoltaicznych, Stacja klimatyczno-meteorologiczna, Laboratorium inteligentnych sieci energetycznych czy nagradzany Budynek Pasywny (budynek nr.8) oraz stacjonarny symulator promieniowania słonecznego, zwany „sztucznym słońcem” służący do testowania systemów solarnych [99].

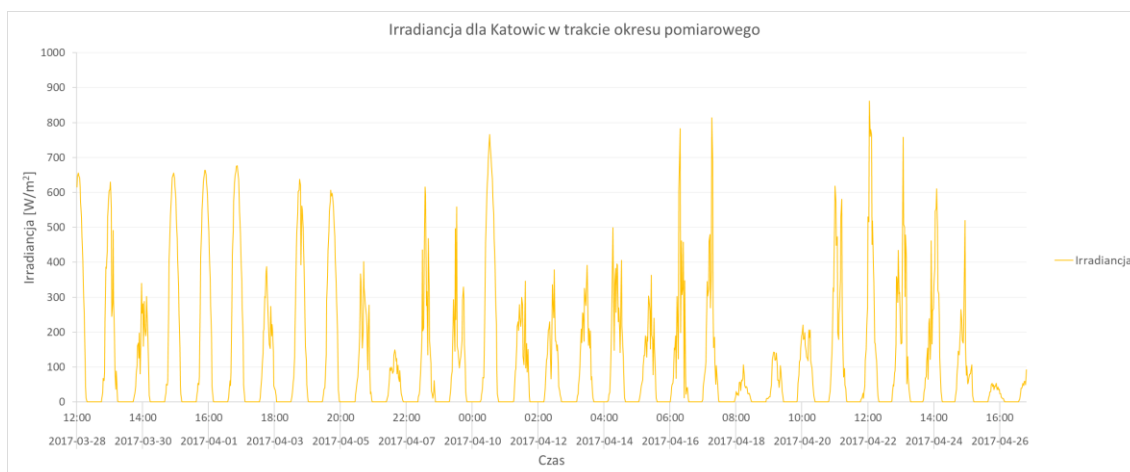
W ramach prac wykonanych przez autora w PNT Euro-Centrum, zostały przebadane trzy instalacje fotowoltaiczne o łącznej mocy szczytowej wynoszącej 364,07 kWp. W czasie prowadzenia pomiarów był to największy system PV w Polsce o charakterze badawczym. W jego skład wchodzi instalacje znajdujące się na budynkach nr. 8 (Budynek Pasywny, 107,22 kWp), nr. 10 (209,85 kWp) i nr. 11 (47 kWp). Badania polegały w pierwszej kolejności na zaznajomieniu się z dostępną dokumentacją i charakterystyką działania dużych instalacji PV, kolejno zainstalowaniu analizatorów jakości energii elektrycznej i agregacji danych pomiarowych, aby ostatecznie wykonać analizy w celu próby znalezienia odpowiedzi na nurtujące autora pytania z zakresu wpływu fotowoltaicznych źródeł energii na jakość dostawy energii elektrycznej.

Wszystkie pomiary i analizy danych, jak również wykresy i tabele zamieszczone w niniejszym rozdziale są autorskie i stanowią oryginalny wkład w pracę doktorską.

### **4.2 Pomiary wykonane w obiekcie**

W dniu 28.03.2017 roku, autor pracy zainstalował trzy analizatory jakości energii elektrycznej na terenie PNT Euro-Centrum w Katowicach. W budynku nr. 8 podpięto analizator Fluke 1760TR (klasa A według standardu IEC 61000-4-30), w budynku nr. 10 analizator Sonel PQM-700 (klasa S według standardu IEC 61000-4-30) natomiast w budynku nr. 11 rejestrator Fluke 1750 (klasa A według standardu IEC 61000-4-30).

Charakter pracy instalacji fotowoltaicznych a co za tym idzie również ich pomiary, są nierozdzielnie związane z pogodą, czyli aktualnie panującymi warunkami atmosferycznymi. W związku z powyższym, dla pełniejszej analizy badań opisywanych na kolejnych stronach dysertacji, autor pracy uznał za stosowne zamieszczenie w tym miejscu wykresu nasłonecznienia dla Katowic w okresie agregacji danych. W trakcie omawiania wyników wielokrotnie będzie się do niego odwoływał. Wszystkie trzy opisywane w niniejszym rozdziale instalacje położone są blisko siebie na terenie PNT w Katowicach. Można więc przyjąć, że warunki pogodowe dla każdej instalacji są takie same. Wykres Rys. 4.1 przedstawia irradiancję, jeden z najistotniejszych, zdaniem autora pracy, parametrów meteorologicznych mających wpływ na funkcjonowanie całego systemu PV. Dane do sporządzenia wykresu zostały udostępnione na zasadzie licencji CC BY 4.0 przez Główny Instytut Górnictwa [33] zlokalizowany w Katowicach.



Rys. 4.1 Irradiancja dla Katowic w okresie trwania pomiarów w PNT Euro-Centrum, na podstawie [33]

## 4.2.1 Budynek nr. 8

### 4.2.1.1 Rodzaj modułów fotowoltaicznych

Jako źródło energii odnawialnej w instalacji fotowoltaicznej o mocy szczytowej 107,2 kWp zastosowano moduły fotowoltaiczne monokrystaliczne produkcji firmy A-SUN ENERGY oraz CP SOLAR. Wizualizację budynku przedstawiono na rysunku Rys. 4.2, schemat ideowy instalacji PV umieszczono na rysunku Rys. 4.3 natomiast informacje na temat rodzaju zastosowanych modułów, ich rozmieszczenia i zainstalowanej mocy zostały zaprezentowane w tabeli Tabela 4.1 (strona 73).



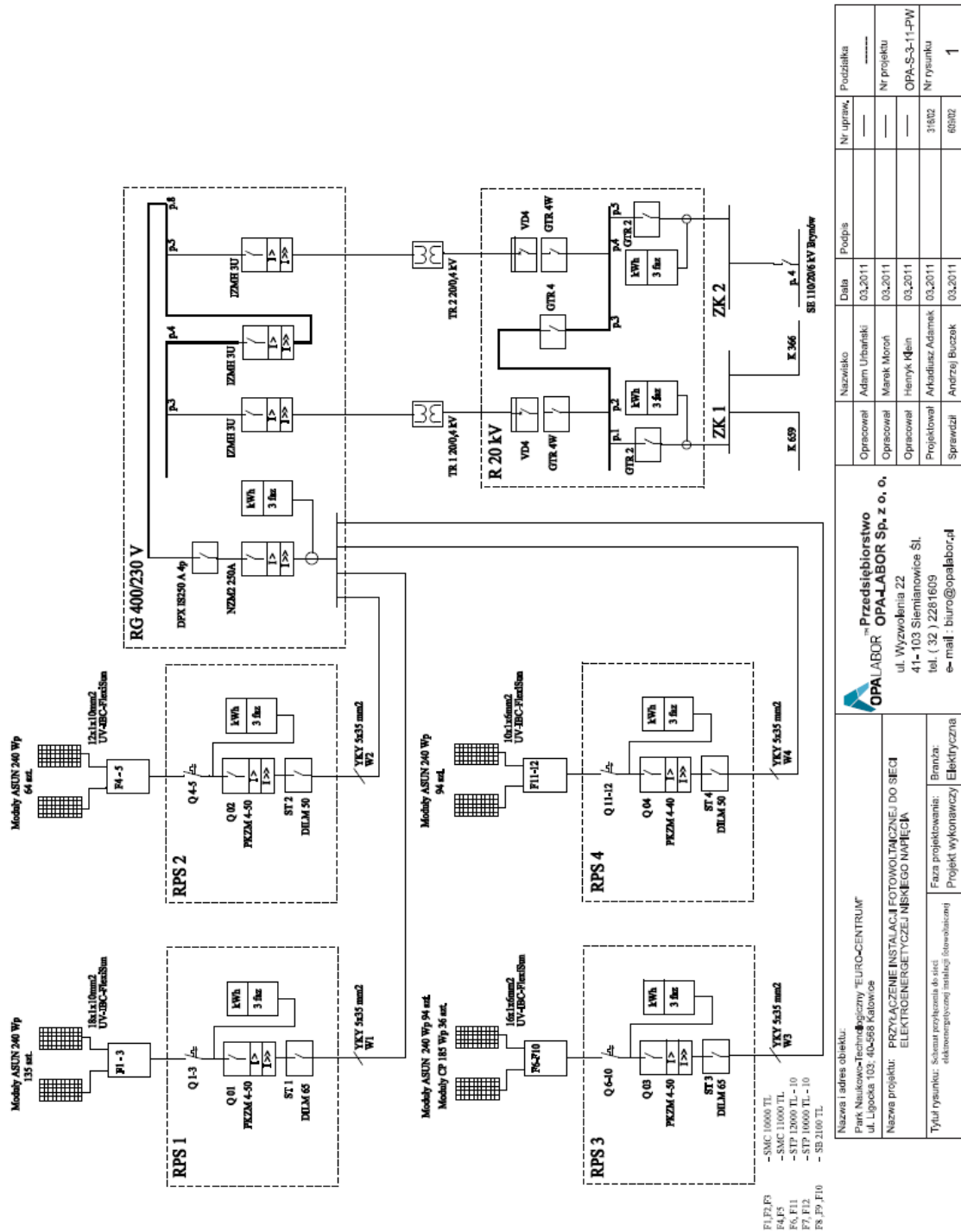
Rys. 4.2 Budynek pasywny (budynek nr.8) na terenie Parku Naukowo-Technologicznego Euro-Centrum w Katowicach [99]

Modele wykorzystanych modułów:

- A-SUN ENERGY – ASUN 240W
- CP SOLAR - CPS 185W

Obciążenie znamionowe instalacji fotowoltaicznej.

- Moc szczytowa instalacji fotowoltaicznej: 107,22kWp.
- Moc instalacji fotowoltaicznej: 102,3kW.
- Napięcie zasilania: 0,4kV.
- Maksymalny prąd obciążenia: 173,4A.



Rys. 4.3 EC Budynek nr. 8 schemat ideowy instalacji PV

Nazwa i adres obiektu:		Nazwisko		Nr upraw.		Podziłka	
Park Naukowo-Technologiczny "EURO-CENTRUM" ul. Lipowska 103, 40-568 Katowice		Adam Utranecki		---		---	
Nazwa projektu: PRZYMOCZNE INSTALACJE FOTOWOLTAICZNE DO SIECI ELEKTROENERGETYCZNEJ NISKIEGO NAPIĘCIA		Marek Moron		---		Nr projektu	
Tytuł rysunku: Schemat przyłączenia do sieci elektrycznej instalacji fotowoltaicznej		Henryk Kłen		---		OPA-S-3-1-PW	
Faza projektowania:		Arkadiusz Adamek		31802		Nr rysunku	
Projekt wykonawczy		Andrzej Buczek		68002		1	
Elektrycznia							

#### **4.2.1.2 Dane techniczne modułów fotowoltaicznych**

*Rozmieszczenie modułów PV w poszczególnych lokalizacjach budynku nr. 8, podział na pozycje prezentuje Tabela 4.1 (strona 73).*

Dane techniczne modułów zestawiono w tabelach, odpowiednio dla A-SUN ENERGY – ASUN 240W w tabeli *Tabela 4.2* (strona 75) oraz CP SOLAR - CPS 185W w tabeli *Tabela 4.3* (strona 75).

##### **1. Dach I – 135 szt. modułów**

Moduły PV, połączone w generatory słoneczne G1-G9 po 15 szt. modułów w jednym generatorze i po trzy generatory podłączone są do każdego z trzech falowników F1 do F3 typu SMC10000TL, zabudowane na dachu płaskim usytuowanym w kierunku pd-wsch – Dach I.

##### **2. Dach II - 96 szt. modułów**

Moduły PV, połączone w generatory słoneczne G10-G15 po 16 szt. modułów w jednym generatorze i po trzy generatory podłączone są do każdego z dwóch falowników F4 i F5 typu SMC11000TL, zabudowane na dachu płaskim usytuowanym w kierunku pd-zach – Dach II.

Rozmieszczenie paneli na dachu przedstawia grafika *Rys. 4.4* (strona 74).

##### **3. Elewacja I pd-wsch, 90/10 - 54 szt. modułów**

Moduły PV, połączone w generatory słoneczne G16 i G17 po 23 szt. modułów w jednym generatorze i G18 złożony z 8 szt. modułów PV podłączone są do falownika F6 typu STP12000TL-10. Wszystkie moduły tej części instalacji są zabudowane pionowo na elewacji budynku pd-wsch – Elewacja 1 -90°/10°.



Tabela 4.1 EC Budynek nr. 8 rodzaje modułów PV

Pozycja	Rodzaj konstrukcji	Rodzaj modułów	Moc jedn.	Ilość modułów	Moc całkowita
			kWp	sztuk	kWp
1	Dach I	mono. ASUN 240 Wp	0,240	135	<b>32,4</b>
2	Dach II	mono. ASUN 240 Wp	0,240	96	<b>23,04</b>
3	Elewacja I pd-wsch, 90/10	mono. ASUN 240 Wp	0,240	54	<b>12,96</b>
4	Elewacja II pd-zach 90/30	mono. ASUN 240 Wp	0,240	54	<b>12,96</b>
5	Elewacja I pd-wsch na stojakach 45/10	mono. ASUN 240 Wp	0,240	40	<b>9,6</b>
6	Elewacja II pd-zach na stojakach 45/30	mono. ASUN 240 Wp	0,240	40	<b>9,6</b>
7	3xTracker ST2000	mono. CPS 185 Wp	0,185	36	<b>6,66</b>
Razem:				<b>455</b>	<b>107,22</b>

#### 4. Elewacja II pd-zach 90/30 - 54 szt. Modułów

Moduły PV, połączone w generatory słoneczne G24 i G25 po 23 szt. modułów w jednym generatorze i G26 złożony z 8 szt. modułów PV podłączone są do falownika F11 typu STP12000TL-10. Wszystkie moduły tej części instalacji są zabudowane pionowo na elewacji budynku pd-zach – Elewacja II -90°/30°.

#### 5. Elewacja I pd-wsch montaż na stojakach w formie markizy pod kątem 45/10 - 40 szt. modułów

Moduły PV, połączone w generatory słoneczne G19 i G20 po 20 szt. modułów w jednym generatorze podłączone są do falownika F7 typu STP10000TL-10. Wszystkie moduły tej części instalacji są zabudowane na stojakach pod kątem 45° na elewacji budynku pd-wsch w pasach nadokiennych – Elewacja I -45°/10°.

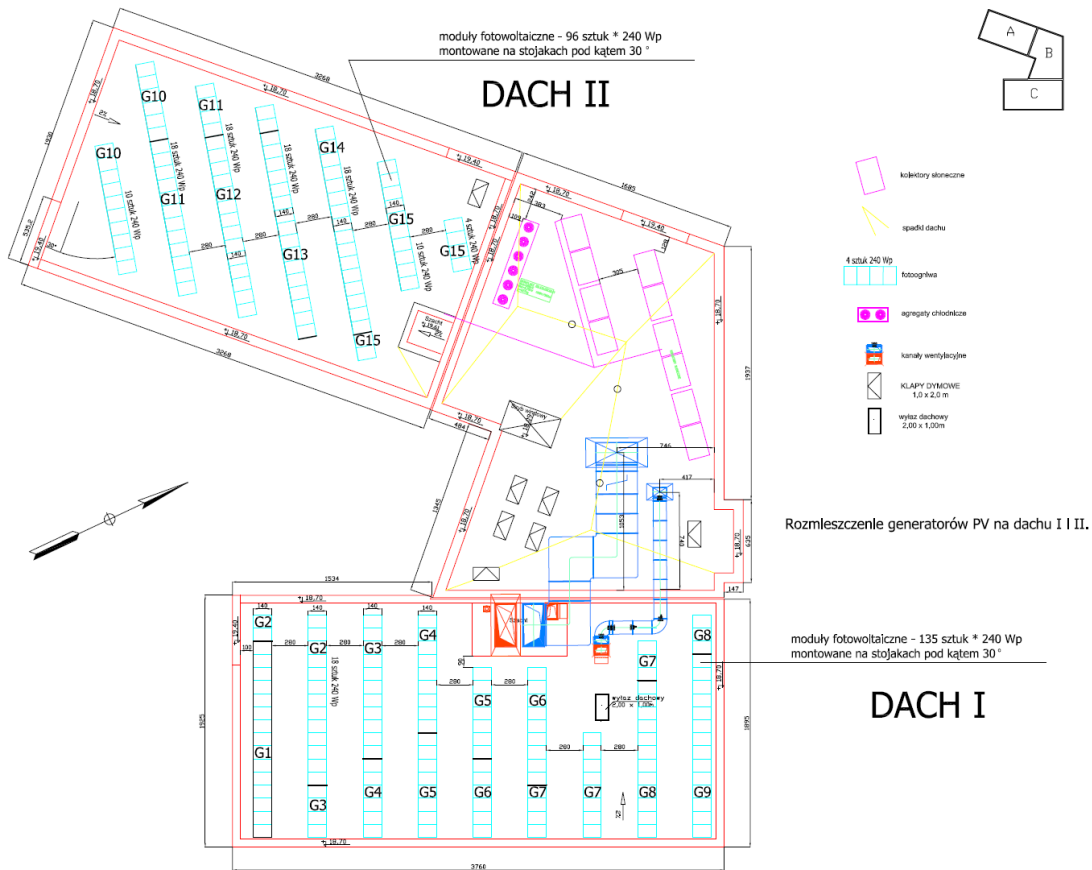
#### 6. Elewacja II pd-zach montaż na stojakach w formie markizy pod kątem 45/30 - 40 szt. modułów

Moduły PV, połączone w generatory słoneczne G27 i G28 po 20 szt. modułów w jednym generatorze podłączone są do falownika F12 typu STP10000TL-10. Wszystkie moduły tej części instalacji są zabudowane na stojakach pod kątem 45° na elewacji budynku pd-zach w pasach nadokiennych – Elewacja II -45°/30°.

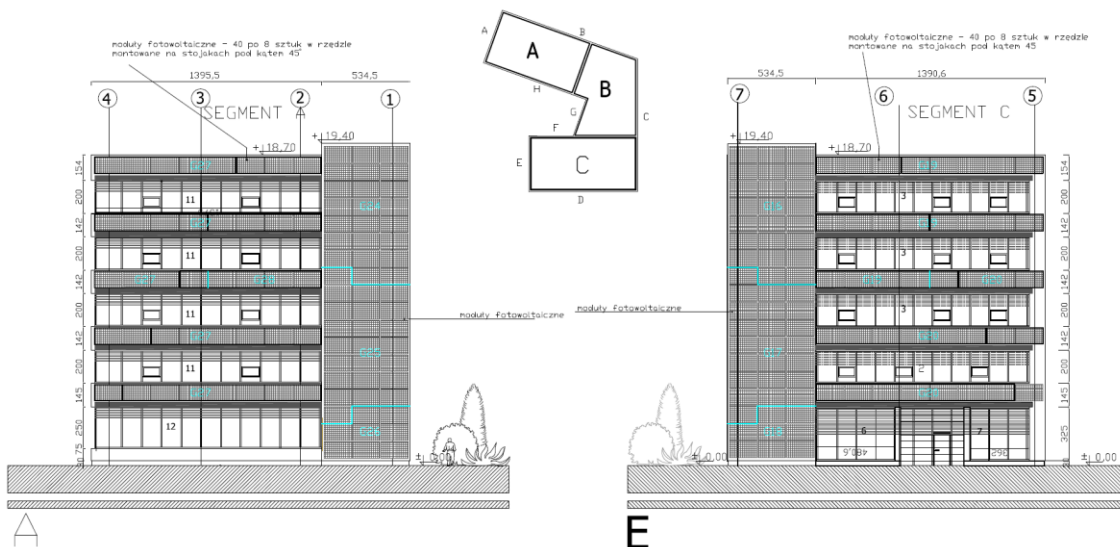
Rozmieszczenie paneli na elewacji przedstawia grafika Rys. 4.5 (strona 74).

#### 7. Instalacja na trzech systemach masztowych (Trackery) ST2000

Moduły PV, połączone w generatory słoneczne G21-G23 po 12 szt. modułów w jednym generatorze podłączonych do każdego z trzech falowników F8 do F10 typu SB2100TL, są zamontowane na trzech masztach z systemem nadążnym SOLAR TRACK ST 2000 z dwuosioowym systemem naprowadzania.



Rys. 4.4 EC Budynek nr. 8, rozmieszczenie paneli PV - Dach



Rys. 4.5 EC Budynek nr. 8, rozmieszczenie paneli PV - Elewacja

## 1. A-SUN ENERGY typu ASUN240Wp, monokrystaliczny:

Tabela 4.2 Dane techniczne modułu PV A-SUN ENERGY typu ASUN240Wp

Parametr	Jednostka	Wartość
Moc nominalna modułu	Pmpp	240Wp
Napięcie nominalne modułu	Vmpp	29,8V
Napięcie przy otwartym obwodzie	Voc	37,3V
Prąd nominalny modułu	Impp	8,05A
Prąd zwarciovowy modułu	Isc	8,70A
Maksymalne napięcie pracy		1000V
Szerokość modułu		1000mm
Wysokość modułu		1652mm
Waga modułu		20kg

## 2. CP-SOLAR typu CPS 185Wp, monokrystaliczny:

Tabela 4.3 Dane techniczne modułu CP-SOLAR typu CPS 185Wp

Parametr	Jednostka	Wartość
Moc nominalna modułu	Pmpp	185Wp
Napięcie nominalne modułu	Vmpp	36,90V
Napięcie przy otwartym obwodzie	Voc	33,50V
Prąd nominalny modułu	Impp	5,01A
Prąd zwarciovowy modułu	Isc	5,31A
Maksymalne napięcie pracy		1000V
Szerokość modułu		808mm
Wysokość modułu		1580mm
Waga modułu		14,80kg

### 4.2.1.3 Falowniki zastosowane w instalacji PV

1. F1-F3 typu SMC 10000TL.

Moc znamionowa falownika: 10kW. Prąd obciążenia: 44A.

2. F4-F5 typu SMC 11000TL.

Moc znamionowa falownika: 11kW. Prąd obciążenia: 48A.

3. F6 i F11 typu STP 12000TL-10.

Moc znamionowa falownika: 12kW. Prąd obciążenia: 19,2A.

4. F8- F10 typu SB 2100TL (na 3 trackerach).

Moc znamionowa falownika: 2,1kW. Prąd obciążenia: 11A.

5. F7 i F12 typu STP 10000TL-10.

Moc znamionowa falownika: 12kW. Prąd obciążenia: 19,2A.

Rozmieszczenie falowników i przyporządkowanych im modułów znajduje się na schemacie Rys. 4.3 (strona 71).

#### **4.2.1.4 Kąty instalacji**

##### **1. Dach I – 135 szt. modułów**

Moduły PV 240Wp umieszczone są w rzędach ustawionych na stojakach pod kątem 30° do poziomu.

##### **2. Dach II - 96 szt. modułów**

Moduły PV – 96 szt. x 240 Wp umieszczone są analogicznie jak na dachu I na stojakach pod kątem 30° do poziomu, stojaki zostały skierowane centralnie na południe.

##### **3. Elewacja I pd-wsch, 90/10 - 54 szt. modułów**

Moduły są zamontowane na konstrukcji kotew montowanych bezpośrednio do ściany obiektu. Montaż modułów nastąpił po ułożeniu styropianu w odstępnie 10 cm od lica ściany tak by zapewnić wentylację modułów. Moduły są zamontowane pod kątem 90° do poziomu w 18 rzędach po 3 szt. modułów montowanych dłuższą krawędzią poziomo.

##### **4. Elewacja II pd-zach 90/30 - 54 szt. Modułów**

Moduły są zamontowane na konstrukcji kotew montowanych bezpośrednio do ściany obiektu. Montaż modułów nastąpił po ułożeniu styropianu w odstępnie 10 cm od lica ściany tak by zapewnić wentylację modułów. Moduły są zamontowane pod kątem 90° do poziomu w 18 rzędach po 3 szt. modułów montowanych dłuższą krawędzią poziomo.

##### **5. Elewacja I pd-wsch montaż na stojakach w formie markizy po katem 45/10 - 40 szt. modułów**

Moduły w tej części instalacji są zamontowane na stojakach mocowanych do konstrukcji kotew montowanych bezpośrednio do ściany obiektu. Montaż stojaków i modułów nastąpił po ułożeniu styropianu do kratownicy. Moduły są zamontowane pod kątem 45° do poziomu w 5 rzędach po 8 szt. modułów montowanych dłuższą krawędzią poziomo w pasach nadokiennych obiektu.

##### **6. Elewacja II pd-zach montaż na stojakach w formie markizy po katem 45/30 - 40 szt. modułów**

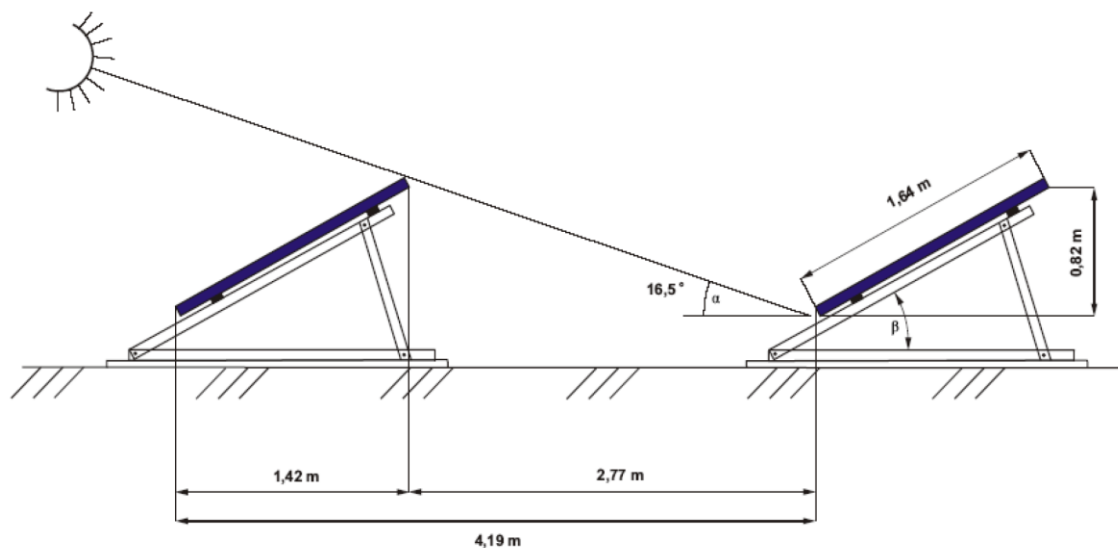
Moduły w tej części instalacji są zamontowane na stojakach mocowanych do konstrukcji kotew montowanych bezpośrednio do ściany obiektu. Montaż stojaków i modułów nastąpił po ułożeniu styropianu do kratownicy. Moduły są zamontowane pod kątem  $45^\circ$  do poziomu w 5 rzędach po 8 szt. modułów montowanych dłuższą krawędzią poziomo w pasach nadokiennych obiektu.

## 7. Instalacja na trzech systemach masztowych ST2000

Moduły fotowoltaiczne są zamontowane na trzech systemach masztowych nadażnych za pozornym ruchem słońca po sklepieniu niebieskim, zapewniając automatyczny obrót powierzchni modułów w dwóch osiach. System ten zapewnia o ok. 30% większy uzysk energii z zainstalowanych modułów w porównaniu z montażem stacjonarnym.

### 4.2.1.5 Odległości rzędów

Rozstaw rzędów stojaków na obydwóch dachach budynku nr. 8 wynosi 2,8 m. Schemat znajduje się na załączonym rysunku Rys. 4.6 (strona 77).



Rys. 4.6 Rozstaw rzędów instalacji PV na dachach budynku nr. 8

### 4.2.1.6 Azymut oraz sposób ułożenia

Azymut, z uwzględnieniem strony południowej oraz wizualizację sposobu ułożenia modułów fotowoltaicznych na dachu jak również lokalizację systemów masztowych ST2000 przedstawia grafika Rys. 4.7 (strona 78), natomiast współrzędne geograficzne instalacji przedstawia Tabela 4.4 (strona 78).



Rys. 4.7 Budynek nr. 8 azymut [36]

#### 4.2.1.7 Współrzędne geograficzne instalacji PV

Tabela 4.4 PNT Euro-Centrum Budynek nr. 8, współrzędne geograficzne

	Jednostka	Lokalizacja
Szerokość geograficzna	°N	50°2′
Długość geograficzna	°E	19°0′
Poziom n.p.m	m	284

#### 4.2.2 Analiza danych pomiarowych – budynek nr. 8

Pomiary wykonywano trójfazowym rejestratorem jakości energii elektrycznej FLUKE 1760TR, zgodnym ze standardem IEC 61000-4-30 Klasa-A. W tabeli Tabela 4.5 podano parametry pomiaru wykonanego dla budynku nr. 8 zlokalizowanego w Parku Naukowo-Technologicznym Euro-Centrum w Katowicach. Większość wykresów, grafik i tabel zawartych w niniejszym rozdziale została wykreślona przy pomocy programu Fluke PQ Analyze w wersji 1.9.4.

Tabela 4.5 PNT Euro-Centrum Budynek nr. 8, parametry pomiaru

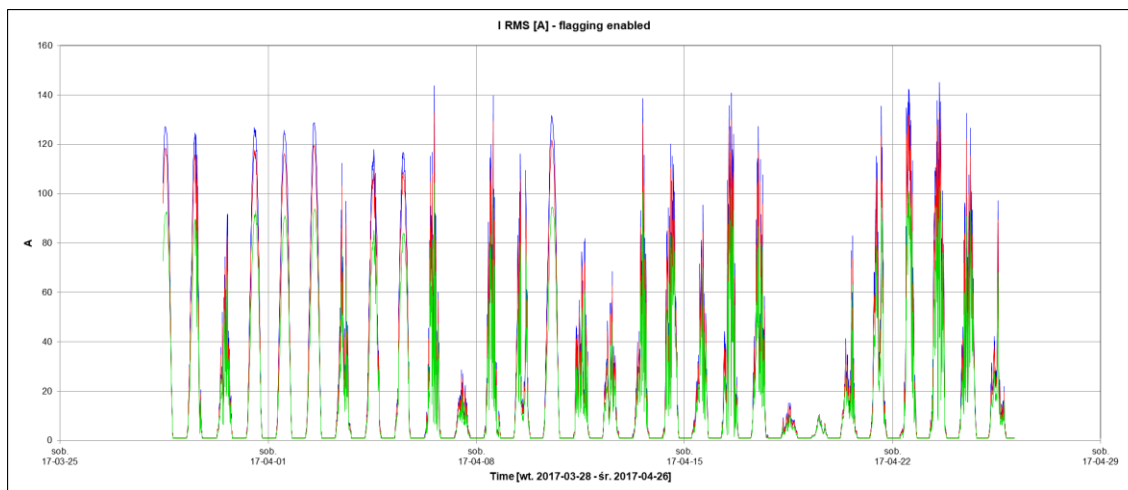
<b>Pomiar</b>	
Start:	28.03.2017 10:56:00
Koniec:	27.04.2017 09:00:00
Długość:	4t 1d 22h 4m 0s
Uśrednianie próbek:	10 minut
Przyrząd pomiarowy:	FLUKE 1760TR, klasa A
<b>Wartości nominalne</b>	
Napięcie znamionowe Un:	230,00V
Częstotliwość nominalna:	50,00 Hz
<b>Limity zdarzeń</b>	
Próg zapadu napięcia:	90,00%
Próg wahanía napięcia:	110,00%
<b>Statystyki EN50160</b>	
Napięcie 95% poz. limit:	110,00%
Napięcie 95% ujem. limit:	90,00%
Napięcie 100% poz. limit:	110,00%
Napięcie 100% ujem. limit:	85,00%
Częstotliwość 95% poz. limit:	101,00%
Częstotliwość 95% neg. limit:	99,00%
Częstotliwość 100% poz. limit:	104,00%
Częstotliwość 100% ujemna limit:	94,00%
Długotrwałe migotanie Plt:	1
Maks. liczba zdarzeń:	100
Asymetria:	2,00%
THDu:	8,00%
<b>Szybkie zmiany napięcia</b>	
Minimalna szybkość zmian:	5,00%

#### 4.2.2.1 Wartość skuteczna natężenia prądu

W poniższej tabeli Tabela 4.6 zaprezentowano dane dotyczące prądu Irms dla instalacji fotowoltaicznej zlokalizowanej na budynku nr. 8. Maksymalne jak i minimalne wartości dla poszczególnych faz dosyć mocno się od siebie różniły. Dla fazy L1 Irms max. Wyniosło aż 145,11 [A] gdzie dla fazy L2 było to 133,35 [A] a dla fazy L3 jedynie 104,4 [A]. Wartości minimalne również się od siebie różnią i wynoszą odpowiednio 0,97 [A], 1 [A] i 0,71 [A] dla faz L1, L2 i L3. Wykres Rys. 4.8 przedstawia dobowe zmiany wartości prądu Irms dla badanej instalacji z uwzględnieniem 10 minutowego interwału pomiarowego. Kolorami niebieskim, czerwonym i zielonym oznaczono kolejne fazy Irms. Wyraźnie zaznacza się okresowość pracy instalacji PV, gdzie podczas dnia energia elektryczna jest produkowana i wartości Irms rosną oraz nocy, gdy wartości te spadają niemalże do zera.

Tabela 4.6 Budynek nr. 8, dane prądu Irms

	I RMS L1 [A]	I RMS L2 [A]	I RMS L3 [A]
CP05	0,99	1,02	0,72
Średnia	23,17	21,21	16,40
CP95	111,64	100,92	79,39
Max	145,11	133,35	104,40
Min	0,97	1,00	0,71



Rys. 4.8 Prąd Irms dla instalacji PV na budynku nr. 8

#### 4.2.2.2 Współczynnik zawartości harmonicznych prądu THDI

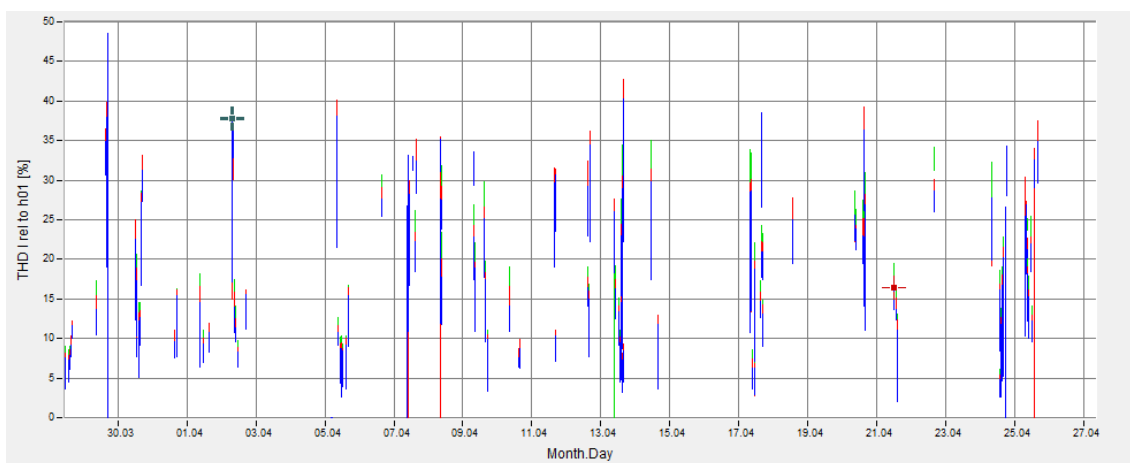
Na poniższym wykresie Rys. 4.9 przedstawiono przebieg wartości THDI w czasie dla instalacji budynku nr. 8. Niestety nie są dostępne pełne zakresy godzinowe danych THDI, stąd na wykresie nie ma zachowania ciągłości przebiegów. Jak podaje Tabela 4.7 wartości średnie za cały okres pomiaru dla poszczególnych faz są do siebie zbliżone i wynoszą odpowiednio 6[%], 5,72 [%] i 4,06 [%] dla faz L1, L2 i L3. Wartości maksymalne trochę się różnią i tak dla fazy L1 jest najwyższa i wynosi 48,62 [%], fazy L2 42,67 [%] i fazy L3 34,98 [%]. Wartości minimalne dla wszystkich faz, z uwagi na okresowość badanej instalacji (dzień/noc) wynoszą 0 [%], podobnie wartość percentyla CP05.

Wykres przedstawiający harmoniczne prądu od 2-giej do 50-tej pokazany jest na grafice Rys. 4.10. Wyraźnie widać dominację 5-tej i 7-mej harmonicznej w szczególności dla fazy L3 oznaczonej na wykresie kolorem żółtym. Wartości tych harmonicznych są największe i wynoszą odpowiednio 18 [%], 21 [%] i 33 [%] dla 5-tej harmonicznej oraz 35 [%], 38 [%] i 67 [%] dla 7-mej harmonicznej (kolejno dla poszczególnych faz L1, L2 i L3).

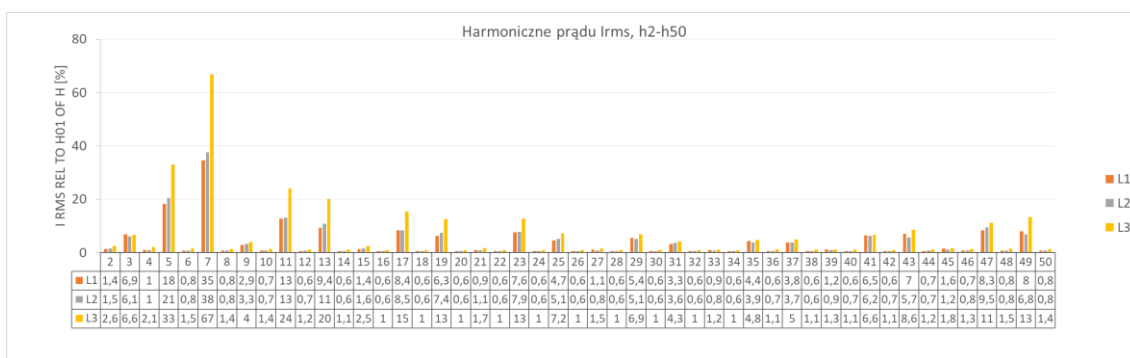
Tabela 4.7 Budynek nr. 8, dane THDI

	L1 [%]	L2 [%]	L3 [%]
CP05	0,00	0,00	0,00
Średnia	6,00	5,72	4,06
CP95	26,11	25,50	22,14
Max	48,62	42,67	34,98
Min	0,00	0,00	0,00





Rys. 4.9 THDI dla instalacji PV na budynku nr. 8



Rys. 4.10 Harmoniczne prądu Irms (h2-h50) dla instalacji PV na budynku nr. 8

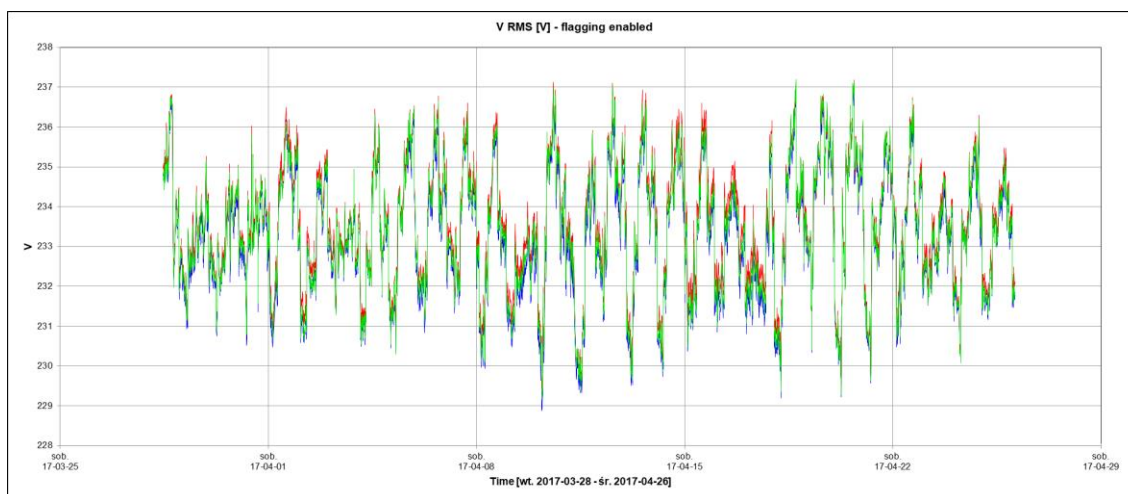
#### 4.2.2.3 Wartość skuteczna napięcia

W tabeli Tabela 4.8 podano dane dotyczące wartości skutecznej napięcia Urms instalacji PV w budynku nr. 8. Wartości średnie są do siebie zbliżone i oscylują w okolicy 233 [V] dla poszczególnych faz, podobnie dla wartości maksymalnej wynoszącej około 237 [V]. Niewielka różnica widoczna jest dla wartości minimalnej: L1=228,88 [V], L2=229,27 [V] i L3=229,16 [V].

Wykres Rys. 4.11 prezentuje przebieg Urms w czasie dla całego okresu pomiarowego.

Tabela 4.8 Budynek nr. 8, dane Urms

	V RMS L1 [V]	V RMS L2 [V]	V RMS L3 [V]
CP05	230,66	231,04	230,80
Średnia	233,25	233,58	233,40
CP95	235,72	236,04	235,87
Max	237,08	237,18	237,20
Min	228,88	229,27	229,16



Rys. 4.11 Urms dla instalacji PV na budynku nr. 8

#### - Powolne zmiany napięcia

Poniżej w tabelach Tabela 4.9 i Tabela 4.10 podano wartości statystyczne i pomiarowe dla powolnych zmian napięcia w odniesieniu do normy PN-EN50160.

Tabela 4.9 Budynek nr. 8, powolne zmiany napięcia - statystyka

Oznaczenie	Zakres tolerancji [ V ]	L1 [ % ]	L2 [ % ]	L3 [ % ]
Napięcia fazowe 95%	207,00 - 253,00	100	100	100
Napięcia fazowe 100%	195,50 - 253,00	100	100	100

Wymaganiem normy PN-EN50160 jest aby co najmniej 95% wartości z jednego tygodnia mieściło się w 95% zakresie tolerancji i aby 100% wartości z jednego tygodnia mieściło się w zakresie 100% tolerancji. Dla badanej instalacji obydwie te warunki zostały spełnione co przedstawiają opisywane tabele.

Tabela 4.10 Budynek nr. 8, powolne zmiany napięcia – wartości pomiarowe

Oznaczenie	Zakres tolerancji [ V ]	L1 [ V ]	L2 [ V ]	L3 [ V ]
Wzrosty napięcia 100%	253.00	237,08	237,18	237,2
Wzrosty napięcia 95%	253.00	235,98	236,28	236,15
Spadki napięcia 95%	207.00	230,38	230,67	230,51
Spadki napięcia 100%	195,5	228,88	229,27	229,16

#### - Szybkie zmiany napięcia

W tabeli Tabela 4.11 podano wartości statystyczne dla szybkich zmian napięcia w odniesieniu do normy PN-EN50160. Dla 100 [%] czasu prowadzenia pomiarów zakres tolerancji nie został przekroczony.

Tabela 4.11 *Budynek nr. 8, szybkie zmiany napięcia - statystyka*

Oznaczenie	Zakres tolerancji [ V ]	L1 [ % ]	L2 [ % ]	L3 [ % ]
Napięcia fazowe	11.50	100	100	100

#### - Asymetria napięcia

Podczas badania instalacji PV, 100 [%] wartości dla asymetrii napięcia mieściło się w zakresie tolerancji 0-2 [%] (Tabela 4.12). Maksymalna wartość wyniosła 0,21 [%], natomiast wartość dla 95 [%] wszystkich próbek wynosiła 0,16 [%] (Tabela 4.13). Według normy PN-EN50160 co najmniej 95% wartości z jednego tygodnia musi mieścić się w zakresie tolerancji, warunek ten został spełniony.

Tabela 4.12 *Budynek nr. 8, asymetria napięcia - statystyka*

Oznaczenie	Zakres tolerancji [ % ]	Wartości w tolerancji [ % ]
Neg. system / system pozytywny	0,00 - 2,00	100

Tabela 4.13 *Budynek nr. 8, asymetria napięcia – wartości pomiarowe*

Oznaczenie	Zakres tolerancji [ % ]	95%-Wartość [ % ]	Maksymalna wartość [ % ]
Brak równowagi	0,00 - 2,00	0,16	0,21

#### - Częstotliwość napięcia

Wymaganiem normy PN-EN50160 przewiduje aby co najmniej 99,5% wartości z jednego tygodnia mieściło się w 95% zakresie tolerancji (49,5 [Hz] do 50,5 [Hz]) i 100% wartości z jednego tygodnia mieściło się w zakresie 100% tolerancji (47 [Hz] do 52 [Hz]). Dla badanej instalacji obydwie te warunki zostały spełnione co przedstawiają tabele Tabela 4.14 i Tabela 4.15.

Tabela 4.14 *Budynek nr. 8, częstotliwość napięcia - statystyka*

Oznaczenie	Zakres tolerancji [Hz]	Wartości w tolerancji [ % ]
Tolerancja 95%	49.500 - 50.500	100
Tolerancja 100%	47.000 - 52.000	100

Tabela 4.15 Budynek nr. 8, częstotliwość napięcia – wartości pomiarowe

Oznaczenie	Zakres tolerancji [Hz]	Wartości [Hz]
Maksymalnie 100%	52.000	50,108
Maksymalnie 95%	50.500	50.060
Minimum 95%	49.500	49,938
Minimum 100%	47.000	49,866

- Plt

Wartości dla Plt czyli długookresowego wskaźnika migotania światła, widoczne są w tabelach Tabela 4.16 - statystyka oraz Tabela 4.17 – wartości pomiarowe. Co najmniej 95% wartości z jednego tygodnia musi mieścić się w zakresie tolerancji. Jak widać w tabeli Tabela 4.17, wszystkie wartości mieszczą się w zakresie tolerancji jednak wartość dla fazy L3 wynosi 0,99 i jest już bardzo blisko granicy.

Tabela 4.16 Budynek nr. 8, Plt – statystyka

Oznaczenie	Zakres tolerancji	L1	L2	L3
Plt	0,00 - 1,00	100	100	100

Tabela 4.17 Budynek nr. 8, Plt – wartości pomiarowe

Oznaczenie	Zakres tolerancji	95%-wartości			Wartości maksymalne		
		L1	L2	L3	L1	L2	L3
Plt	0,00 - 1,00	0,31	0,32	0,31	0,71	0,35	0,99

#### 4.2.2.4 Współczynnik zawartości harmonicznych napięcia $THD_U$

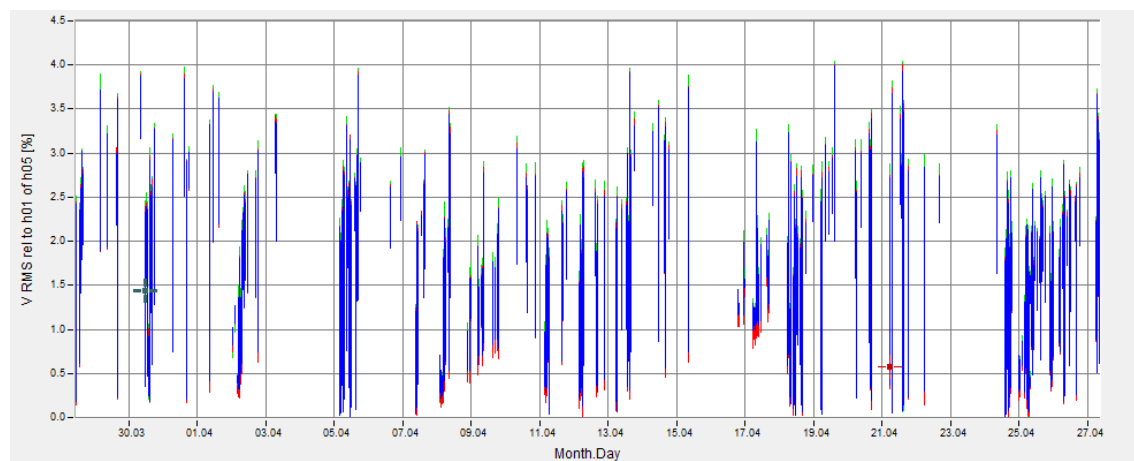
Tabela 4.18 prezentuje dane dotyczące THDU dla instalacji PV w budynku nr. 8. Średnia wartość dla wszystkich trzech faz jest niemalże identyczna i wynosi po 1,47 [%] dla faz L1 i L2 oraz 1,55 [%] dla fazy L3. Wartości maksymalne również są do siebie zbliżone i oscylują wokół 4 [%]. Wykres Rys. 4.12 przedstawia przebieg THDU w czasie i podobnie jak dla przebiegu THDI również w tym przypadku autor pracy dysponował ograniczoną ilością danych pomiarowych i w związku z tym ciągłość charakterystyk zaprezentowanych na wykresie nie jest zachowana.

Wykres przedstawiający harmoniczne napięcia od 2-giej do 50-tej pokazany jest na rysunku Rys. 4.13. Wyraźnie widać dominację 5-tej i 7-mej harmonicznej. Wartości dla poszczególnych faz są do siebie zbliżone i wynoszą odpowiednio po 1,7 [%] dla faz L1 i L2 i 1,8 [%] dla fazy L3 dla 5-tej harmonicznej oraz po 2,3 [%] dla fazy L1 i po 2,3 [%] dla faz L2 i L3 dla 7-mej harmonicznej.

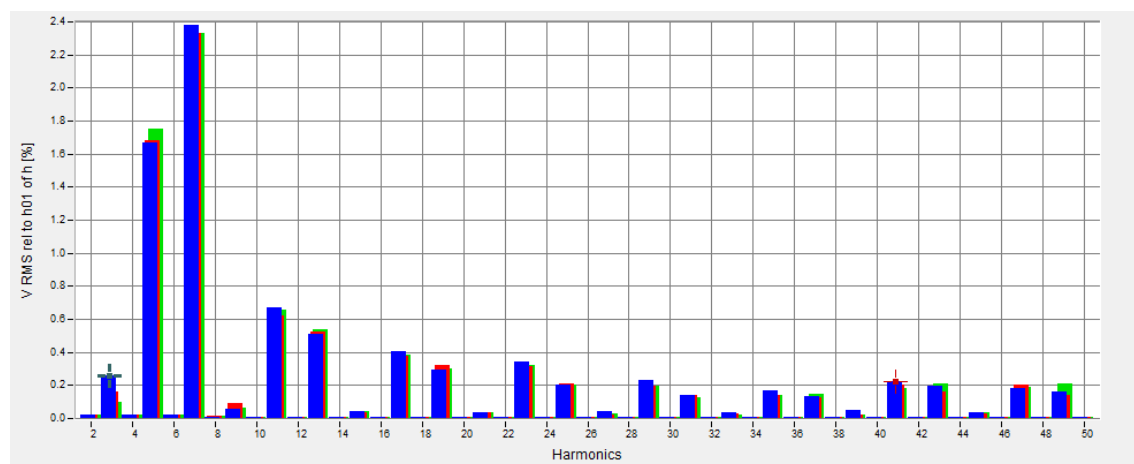
Z tabeli Tabela 4.19 odczytać można, że wszystkie harmoniczne mieszczą się w zakresach tolerancji wymaganych przez normę PN-EN 50160. W celu precyzyjnej oceny zjawisk zachodzących w instalacji, w tabeli Tabela 4.20 postanowiono podać dane pomiarowe z dokładnością zwiększoną do dwóch miejsc po przecinku. Zabieg taki pozwala wychwycić, czasami niewielkie, różnice w wartościach harmonicznych dla poszczególnych faz.

Tabela 4.18 Budynek nr. 8, dane THDU

	L1 [%]	L2 [%]	L3 [%]
CP05	0,33	0,29	0,32
Średnia	1,47	1,47	1,55
CP95	2,89	2,92	2,99
Max	3,99	4,00	4,04
Min	0,01	0,02	0,01



Rys. 4.12 THDU dla instalacji PV na budynku nr. 8



Rys. 4.13 Spektrum harmoniczných napięcia Urms (h2-h50) dla instalacji PV na budynku nr. 8

Tabela 4.19 Budynek nr. 8, THD i harmoniczne napięcia – statystyka

Całkowite zniekształcenia harmoniczne				
Oznaczenie	Zakres tolerancji [%]	L1 [%]	L2 [%]	L3 [%]
THD	0,00 - 8,00	100	100	100
Harmoniczne				
Rząd	Zakres tolerancji [%]	L1 [%]	L2 [%]	L3 [%]
Nr.				
2	0,00 - 2,00	100	100	100
3	0,00 - 5,00	100	100	100
4	0,00 - 1,00	100	100	100
5	0,00 - 6,00	100	100	100
6	0,00 - 0,50	100	100	100
7	0,00 - 5,00	100	100	100
8	0,00 - 0,50	100	100	100
9	0,00 - 1,50	100	100	100
10	0,00 - 0,50	100	100	100
11	0,00 - 3,50	100	100	100
12	0,00 - 0,50	100	100	100
13	0,00 - 3,00	100	100	100
14	0,00 - 0,50	100	100	100
15	0,00 - 0,50	100	100	100
16	0,00 - 0,50	100	100	100
17	0,00 - 2,00	100	100	100
18	0,00 - 0,50	100	100	100
19	0,00 - 1,50	100	100	100
20	0,00 - 0,50	100	100	100
21	0,00 - 0,50	100	100	100
22	0,00 - 0,50	100	100	100
23	0,00 - 1,50	100	100	100
24	0,00 - 0,50	100	100	100
25	0,00 - 1,50	100	100	100

Tabela 4.20 Budynek nr. 8, THD i harmoniczne napięcia – wartości pomiarowe

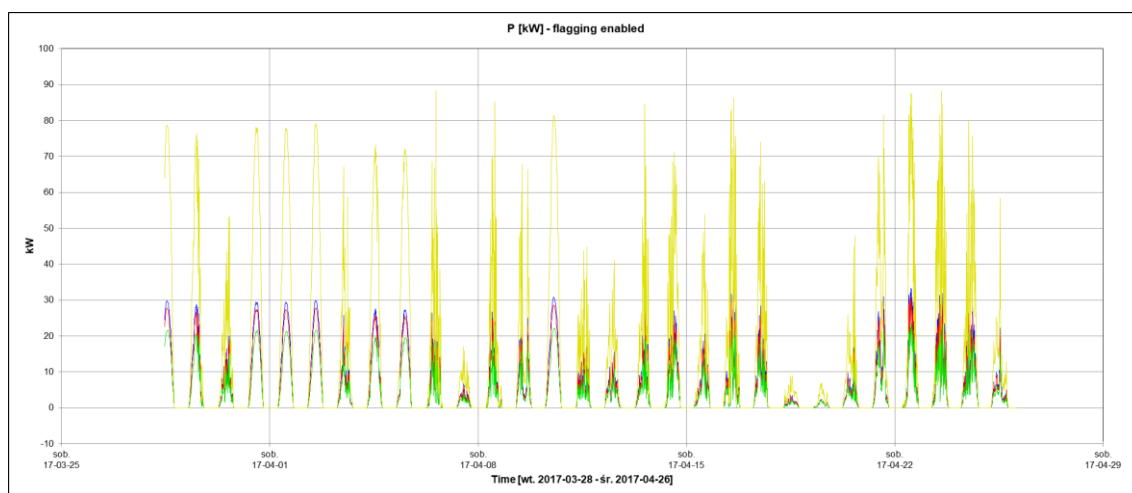
Współczynnik zawartości harmonicznych							
Oznaczenie	Zakres tolerancji [%]	95%-wartości			Wartości maksymalne		
		L1 [%]	L2 [%]	L3 [%]	L1 [%]	L2 [%]	L3 [%]
THD	0,00 - 8,00	2,34	2,25	2,29	3,04	2,95	2,99
Harmoniczne w % Un							
Oznaczenie	Zakres tolerancji [%]	95%-wartości			Wartości maksymalne		
		L1 [%]	L2 [%]	L3 [%]	L1 [%]	L2 [%]	L3 [%]
Nr.							
2	0,00 - 2,00	0,03	0,03	0,03	0,07	0,05	0,06
3	0,00 - 5,00	0,31	0,24	0,12	0,35	0,29	0,16
4	0,00 - 1,00	0,03	0,03	0,03	0,09	0,06	0,06
5	0,00 - 6,00	1,4	1,31	1,24	1,85	1,78	1,66
6	0,00 - 0,50	0,03	0,03	0,03	0,08	0,09	0,06
7	0,00 - 5,00	1,97	1,9	1,92	2,55	2,46	2,44
8	0,00 - 0,50	0,01	0,01	0,01	0,04	0,05	0,03
9	0,00 - 1,50	0,11	0,11	0,09	0,14	0,14	0,11
10	0,00 - 0,50	0,01	0,01	0,01	0,03	0,03	0,02
11	0,00 - 3,50	0,44	0,4	0,43	0,75	0,68	0,72
12	0,00 - 0,50	0,01	0,01	0,01	0,02	0,02	0,02
13	0,00 - 3,00	0,39	0,41	0,42	0,58	0,58	0,59
14	0,00 - 0,50	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01
15	0,00 - 0,50	0,04	0,05	0,04	0,07	0,07	0,06
16	0,00 - 0,50	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01
17	0,00 - 2,00	0,4	0,39	0,4	0,51	0,51	0,5
18	0,00 - 0,50	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01
19	0,00 - 1,50	0,24	0,26	0,25	0,34	0,37	0,36
20	0,00 - 0,50	0,01	0,01	0,01	0,01	0,02	0,02
21	0,00 - 0,50	0,06	0,05	0,05	0,08	0,06	0,06
22	0,00 - 0,50	0,01	0,01	0,01	0,01	0,02	0,02
23	0,00 - 1,50	0,32	0,31	0,32	0,48	0,47	0,49
24	0,00 - 0,50	0,01	0,01	0,01	0,02	0,02	0,02
25	0,00 - 1,50	0,28	0,29	0,27	0,38	0,37	0,34

#### 4.2.2.5 Moc czynna

Na wykresie Rys. 4.14 przedstawiającym przebieg mocy w czasie dla instalacji zlokalizowanej na budynku nr. 8 zaobserwować można okresowość produkcji energii elektrycznej będącej wynikiem zmian dzień/noc jak również nierównomierność generacji mocy związanej z warunkami atmosferycznymi. Na grafice widoczne są przebiegi dla poszczególnych faz (odpowiednio kolory niebieski, czerwony i zielony – L1, L2 i L3) jak i suma z trzech faz zaznaczona kolorem żółtym. Z tabeli Tabela 4.21 odczytujemy maksimum mocy przypadający na czwartek 06.04.2017, wynoszący 88,41 [kW]. Natomiast wyraźnie mniejsza moc była odnotowana w dniach 07.04.2017 oraz 18-19.04.2017. Warto w tym miejscu przypomnieć parametry badanej instalacji fotowoltaicznej, której moc wynosi 102,3 [kW] natomiast moc szczytowa 107,22 [kWp], czyli maksimum osiągnięte 06.04.2017 stanowi około 82,5 [%] jej potencjału. Widać więc, że w trakcie prawie miesięcznych pomiarów (mających miejsce w kwietniu), żadnego dnia nie został on całkowicie wykorzystany.

Tabela 4.21 *Budynek nr. 8, dane P*

	P L1 [kW]	P L2 [kW]	P L3 [kW]	P Sum [kW]
CP05	-0,01	-0,01	-0,01	-0,03
Średnia	5,06	4,63	3,57	13,26
CP95	25,45	23,23	18,23	67,03
Max	33,64	30,96	24,17	88,41
Min	-0,02	-0,02	-0,02	-0,06



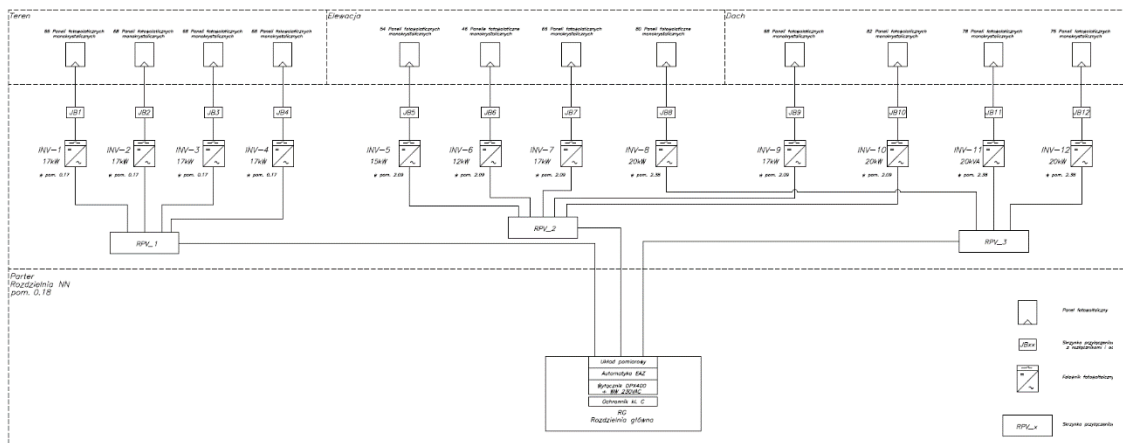
Rys. 4.14 *Moc P[kW] dla instalacji PV na budynku nr. 8*

## 4.2.3 Budynek nr. 10

### 4.2.3.1 Rodzaj modułów fotowoltaicznych

Jako źródło energii odnawialnej w instalacji fotowoltaicznej o mocy szczytowej 209,85 [kWp] zastosowano moduły fotowoltaiczne monokrystaliczne produkcji firmy BRUK-BET SOLAR BEM od 250 [Wp] do 265 [Wp]. Schemat ideowy instalacji PV dla budynku nr. 10 przedstawiono na rysunku Rys. 4.15 (strona 88) natomiast informacje na temat rodzaju zastosowanych modułów, ich rozmieszczenia i zainstalowanej mocy umieszczono w tabeli Tabela 4.22 (strona 88). Poniżej zostały wymienione rodzaje zastosowanych modułów:

- BRUK-BET SOLAR BEM 250Wp (monokrystaliczne)
- BRUK-BET SOLAR BEM 250Wp GG (monokrystaliczne)
- BRUK-BET SOLAR BEM 255Wp (monokrystaliczne)
- BRUK-BET SOLAR BEM 260Wp (monokrystaliczne)
- BRUK-BET SOLAR BEM 260Wp GG (monokrystaliczne)
- BRUK-BET SOLAR BEM 265Wp (monokrystaliczne)
- BRUK-BET SOLAR BEM 265Wp GG (monokrystaliczne)



Rys. 4.15 EC Budynek nr. 10 schemat ideowy instalacji PV

#### 4.2.3.2 Dane techniczne modułów fotowoltaicznych

Rozmieszczenie modułów PV w poszczególnych lokalizacjach budynku nr. 10, podział na pozycje prezentuje Tabela 4.22 (strona 88).

#### 1-2. Teren przed budynkiem - 270 szt. modułów i dach - 304 szt. modułów

Łączna moc instalacji na terenie przed budynkiem wynosi 68,5 kWp, natomiast na dachu 77,92 kWp. Na terenie przed budynkiem i na dachu zamontowane są ramkowe moduły fotowoltaiczne z krzemowymi ogniwami fotowoltaicznymi wykonanymi w technologii monokrystalicznej w liczbie 270 sztuk na terenie przed budynkiem i 304 sztuki na dachu. Rozmieszczenie paneli przedstawiają odpowiednio grafiki, dla dachu Rys. 4.16 (strona 89) i dla terenu Rys. 4.17 (strona 90)

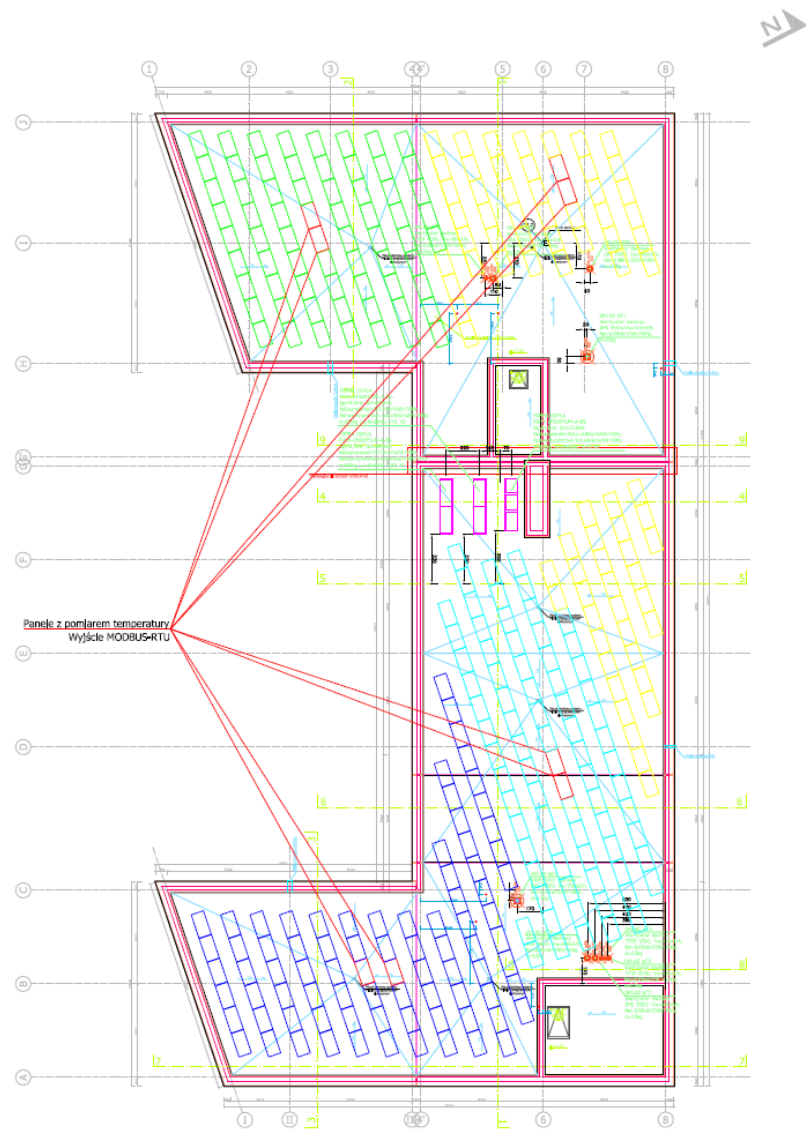
#### 3. Elewacja - 246 szt. modułów

Łączna moc instalacji na elewacji wynosi 63,43 kWp. Na elewacji zamontowanych jest łącznie 246 sztuk paneli szkło – szkło z ogniwami fotowoltaicznymi wykonanymi w technologii monokrystalicznej. Rozmieszczenie paneli przedstawia grafika Rys. 4.18 (strona 90).

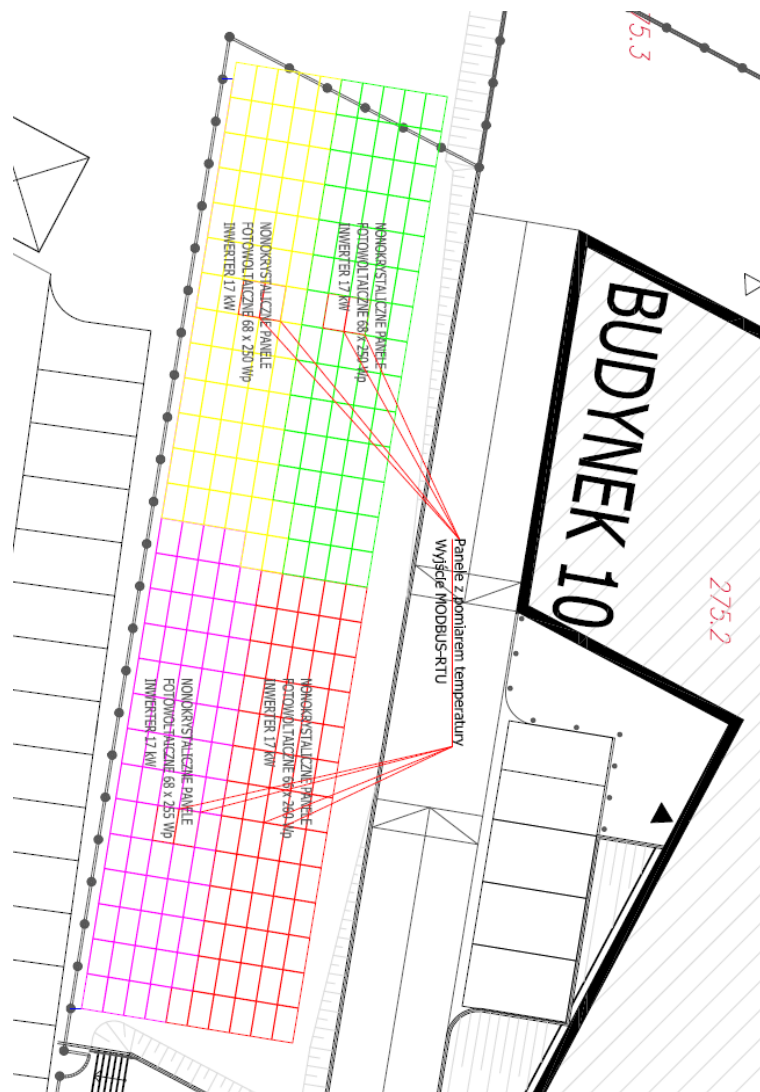
Tabela 4.22 EC Budynek nr. 10 rodzaje modułów PV

Pozycja	Rodzaj konstrukcji	Rodzaj modułów	Moc jedn.	Ilość modułów		Moc całkowita	
			kWp	sztuk		kWp	
1	wolnostojąca	ramkowe mono. (1640x990) 3 diody bypass	0,250	136	270	34,00	<b>68,50</b>
			0,255	68		17,34	
			0,260	66		17,16	
2	dachowa	ramkowe mono. (1640x990) 3 diody bypass	0,250	150	304	37,50	<b>77,92</b>
			0,260	78		20,28	
			0,265	76		20,14	
3	elewacja	mono. szkło-szkło (1667x970) 3 diody bypass	0,250	80	246	20,00	<b>63,43</b>
			0,260	112		29,12	
			0,265	54		14,31	
Razem:				<b>820</b>		<b>209,85</b>	

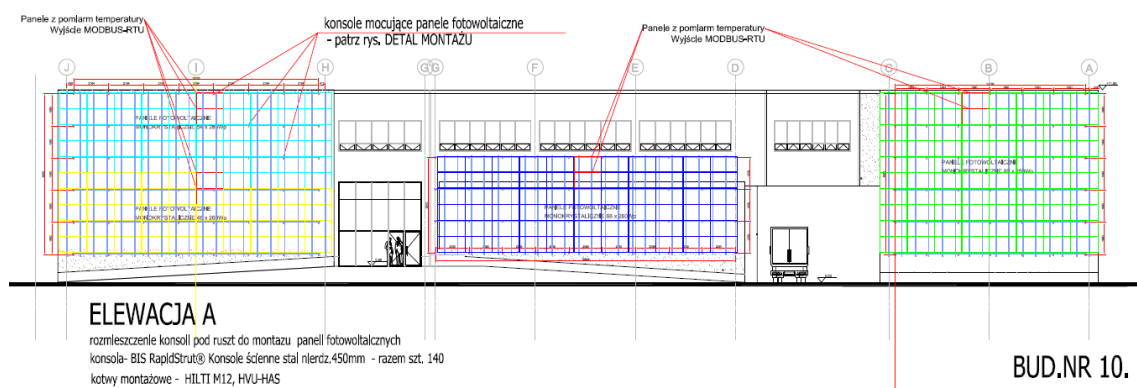




Rys. 4.16 EC Budynek nr. 10, rozmieszczenie paneli PV - Dach



Rys. 4.17 EC Budynek nr. 10, rozmieszczenie paneli PV - Teren



Rys. 4.18 EC Budynek nr. 10, rozmieszczenie paneli PV - Elewacja

#### 4.2.3.3 Falowniki zastosowane w instalacji PV

Falowniki firmy SMA, zastosowane w instalacji fotowoltaicznej zlokalizowanej w budynku nr. 10 przedstawiają kolejno dla dachu i terenu Tabela 4.23 (strona 91) i dla elewacji Tabela 4.24 (strona 92). Natomiast w tabeli Tabela 4.25 (strona 93) zestawiono typy zamontowanych falowników dla wszystkich trzech lokalizacji paneli PV.

Tabela 4.23 EC Budynek nr. 10, falowniki - Dach i Teren

Numer inwertera	10, 11, 12	1, 2, 3, 4, 9
<b>Parametry wejściowe:</b>		
Maksymalna moc DC	20 500 W	17 500 W
Zakres napięcia MPP	260 V – 850 V	260 V – 850 V
Maksymalne napięcie wejściowe	1 000 V	1 000 V
Maksymalny prąd wejściowy	22/22 A	22/22 A
Liczba niezależnych wejść MPP	2	2
Liczba niezależnych wejść	2 x 3	2 x 3
<b>Parametry wyjściowe:</b>		
Moc znamionowa	20 000 W	17 000 W
Napięcie zasilania	wg lokalnych wymogów	wg lokalnych wymogów
Prąd znamionowy	30 A	25
Częstotliwość znamionowa	50 Hz / 60Hz	50 Hz / 60Hz
Liczba faz zasilających	3	3
<b>Dane techniczne:</b>		
Wydajność szczytowa	98,2 %	98,2 %
Wydajność wg norm EU	> 97,5 %	> 97,5 %
Pobór mocy na własne potrzeby	1 W	1 W
<b>Parametry mechaniczne:</b>		
Temperatura pracy	-25 °C ÷ +60 °C	25 °C ÷ +60 °C
Chłodzenie	wentylator	wentylator
Klasa ochronności	IP65	IP65
Wyłłącznik DC	zintegrowany	zintegrowany
Obudowa	Aluminiowa	Aluminiowa
Wymiary	516 x 650 x 203 mm	516 x 650 x 203 mm
Waga	39 kg	39 kg

Tabela 4.24 EC Budynek nr. 10, falowniki - Elewacja

Numer inwertera	8	7	5	6
<b>Parametry wejściowe:</b>				
Maksymalna moc DC	20 500 W	17 500 W	15 400 W	12 300 W
Zakres napięcia MPP	260 V – 850 V	260 V – 850 V	260 V – 850 V	260 V – 850 V
Maksymalne napięcie wejściowe	1 000 V	1 000 V	1 000 V	1 000 V
Maksymalny prąd wejściowy	22/22 A	22/22 A	22/22 A	22/11 A
Liczba niezależnych wejść MPP	2	2	2	2
Liczba niezależnych wejść	2 x 3	2 x 3	2 x 3	2 x 2
<b>Parametry wyjściowe:</b>				
Moc znamionowa	20 000 W	17 000 W	15 000 W	12 000 W
Napięcie zasilania	wg lokalnych wymogów	wg lokalnych wymogów	wg lokalnych wymogów	wg lokalnych wymogów
Prąd znamionowy	30 A	25	25 A	19 A
Częstotliwość znamionowa	50 Hz / 60Hz	50 Hz / 60Hz	50 Hz / 60 Hz	50 Hz / 60 Hz
Liczba faz zasilających	3	3	3	3
<b>Dane techniczne:</b>				
Wydajność szczytowa	98,2 %	98,2 %	98,2 %	98 % %
Wydajność wg norm EU	> 97,5 %	> 97,5 %	> 97,5 %	> 97,5 %
Pobór mocy na własne potrzeby	1 W	1 W	1 W	1 W
<b>Parametry mechaniczne:</b>				
Temperatura pracy	-25 °C ÷ +60 °C	25 °C ÷ +60 °C	-25 °C ÷ +60 °C	25 °C ÷ +60 °C
Chłodzenie	wentylator	wentylator	wentylator	wentylator
Klasa ochronności	IP65	IP65	IP65	IP65
Wyłącznik DC	zintegrowany	zintegrowany	zintegrowany	zintegrowany
Obudowa	Aluminiowa	Aluminiowa	Aluminiowa	Aluminiowa
Wymiary (mm)	516 x 650 x 203	516 x 650 x 203	516 x 650 x 203	516 x 650 x 203
Waga	39 kg	39 kg	39 kg	39 kg

Tabela 4.25 EC Budynek nr. 10, zestawienie typów falowników - Dach, teren i elewacja

<b>Numer inwertera</b>	8, 10, 11, 12	1, 2, 3, 4, 9, 7	5	6
<b>Moc znamionowa</b>	20 000 W	17 000 W	15 000 W	12 000 W
<b>Model (SMA)</b>	STP 20000TL-30	STP 17000TL-10	STP 15000TL-30	STP 12000TL-20

#### 4.2.3.4 Kąty instalacji

Kąty nachylenia konstrukcji wolnostojącej wynoszą 10 stopni.

#### 4.2.3.5 Azymut oraz sposób ułożenia

Azymut, z uwzględnieniem strony południowej oraz wizualizację sposobu ułożenia modułów fotowoltaicznych przedstawia grafika Rys. 4.19 (strona 93), natomiast współrzędne geograficzne instalacji przedstawia Tabela 4.26 (strona 93).



Rys. 4.19 Budynek nr. 10 azymut [36]

#### 4.2.3.6 Współrzędne geograficzne instalacji PV

Tabela 4.26 PNT Euro-Centrum Budynek nr. 10, współrzędne geograficzne

	<b>Jednostka</b>	<b>Lokalizacja</b>
<b>Szerokość geograficzna</b>	°N	50°2'
<b>Długość geograficzna</b>	°E	19°0'
<b>Poziom n.p.m</b>	m	284

#### 4.2.4 Analiza danych pomiarowych – budynek nr. 10

Pomiary wykonywano trójfazowym analizatorem jakości energii elektrycznej Sonel PQM-700, zgodnym ze standardem IEC 61000-4-30 Klasa-S. W tabeli Tabela 4.27 podano parametry pomiaru wykonanego dla budynku nr. 10 zlokalizowanego w Parku Naukowo-Technologicznym Euro-Centrum w Katowicach. Większość wykresów, grafik i tabel zawartych w niniejszym rozdziale została wykreślona przy pomocy programu SONEL Analiza w wersji 4.5.0.

Tabela 4.27 PNT Euro-Centrum Budynek nr. 10, parametry pomiaru

Pomiar	
Start:	28.03.2017 12:15:50
Koniec:	27.04.2017 08:43:40
Długość:	4t 1d 20g 27m 50s
Uśrednianie próbek:	10 sekund
Przyrząd pomiarowy:	Sonel PQM-700, klasa S
Wartości nominalne	
Napięcie znamionowe Un:	230,00V
Częstotliwość nominalna:	50,00 Hz

##### 4.2.4.1 Wartość skuteczna natężenia prądu

Tabela 4.28 prezentuje dane dotyczące prądu Irms dla instalacji fotowoltaicznej zlokalizowanej na budynku nr. 10. Maksymalne jak i minimalne wartości dla poszczególnych faz są do siebie bardzo zbliżone. Pierwsze oscylują w granicach 181,36 [A] do 183,75 [A] natomiast drugie w granicach 0,52 [A] do 0,69 [A]. Wartość średnia prądu dla poszczególnych faz również jest do siebie zbliżona i oscyluje w okolicy 22-23 [A]. Wykres Rys. 4.20 przedstawia dobowe zmiany wartości prądu Irms dla badanej instalacji z uwzględnieniem 10 sekundowego interwału pomiarowego. Kolorami czerwonym, różowym i brązowym oznaczono kolejne fazy Irms. Podobnie jak dla poprzednio omawianych instalacji PV, tak i w tym przypadku wyraźnie zaznacza się okresowość pracy systemu, z wyraźną granicą dnia i nocy.

Na wykresach odpowiednio Rys. 4.21 i Rys. 4.22 pokazano dwa dni prezentujące znaczne różnice w amplitudzie prądu. W pierwszym przypadku jest to 02.04.2017 i przebieg charakteryzujący się małymi skokami amplitudy natężenia prądu natomiast druga grafika przedstawia dzień 23.04.2017 i przebieg charakteryzujący się dużymi skokami amplitudy natężenia prądu. Obydwa rysunki pokazano w celu zobrazowania różnic w pracy instalacji PV w zależności od warunków pogodowych. Pierwszy obrazek pokazuje pracę dnia „idealnego” czyli pogodnego, słonecznego (zgodnie z danymi irradiancji zawartymi na grafice Rys. 4.1) z łagodnie rosnącym natężeniem prądu do godziny ok. 12:30 gdzie osiąga swoje dzienne maksimum wynoszące 149,5 [A] i kolejno obniżanie się wraz z zachodzącym słońcem do wartości minimalnej, wynoszącej ok. 0,8 [A] osiągniętej około 18:10. Drugi wykres pokazuje bardzo dużą skokowość natężenia prądu co spowodowane jest efektem zmiennych warunków atmosferycznych tego dnia – na zmianę słońce i chmury.

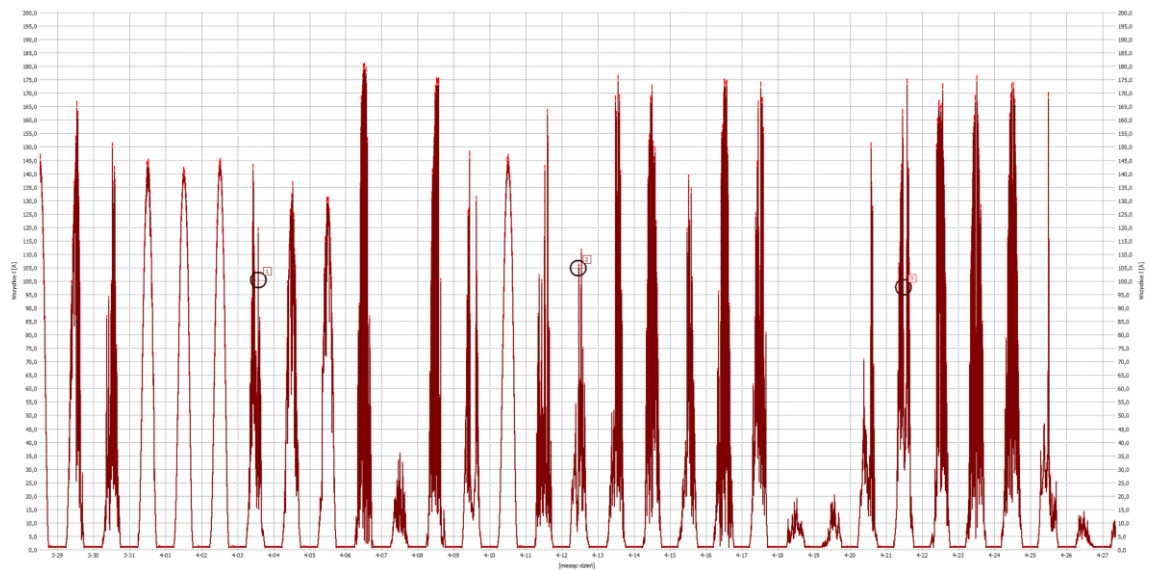
Podobnie jak pozostałych instalacji przebadanych w PNT Euro-Centrum, w dniach 7, 18, 19 i 26 kwietnia 2017 roku, widać wyraźnie niższe wartości natężenia prądu. Autor pracy uważa, że jest to odpowiedź instalacji PV na mniejszą irradiancję wynikłą najprawdopodobniej z pogorszenia się warunków atmosferycznych w tych dniach.

Wykresy w tej części doktoratu zostały wygenerowane przy użyciu oprogramowania dedykowanego do analizatora jakości energii elektrycznej, który był używany do agregacji danych pomiarowych. Z uwagi na charakter działania programu na wykresach widoczne są

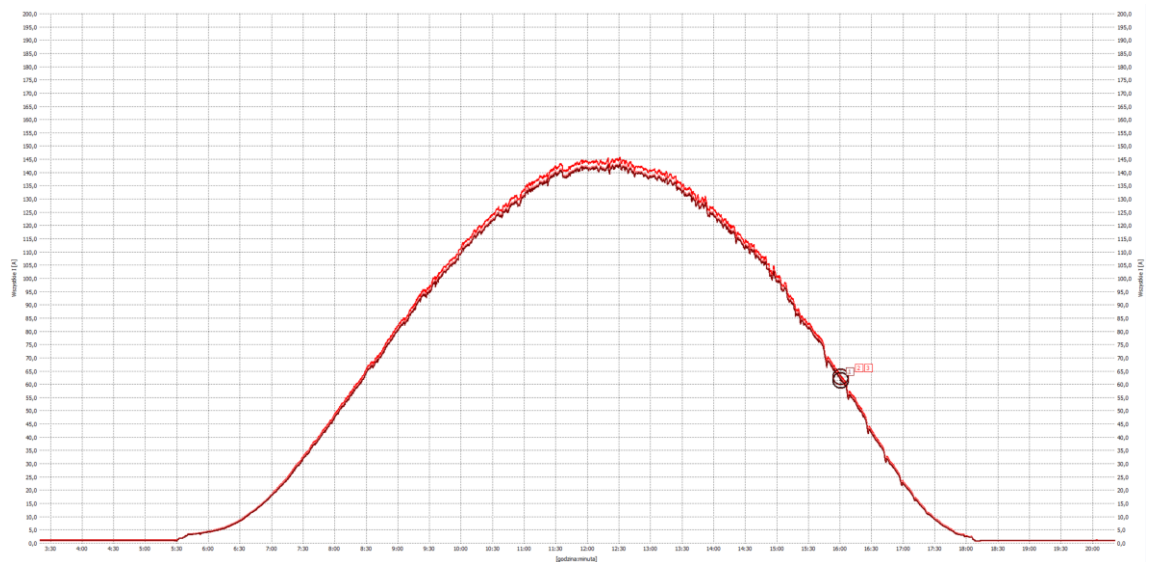
znaczniki w postaci małych okręgów. W tym miejscu autor pracy chciałby poinformować, że jego intencją nie było zaznaczanie zdarzeń wymagających oddzielnego komentarza za pomocą tychże znaczników a pokazanie całego przebiegu.

Tabela 4.28 *Budynek nr. 10, dane prądu Irms*

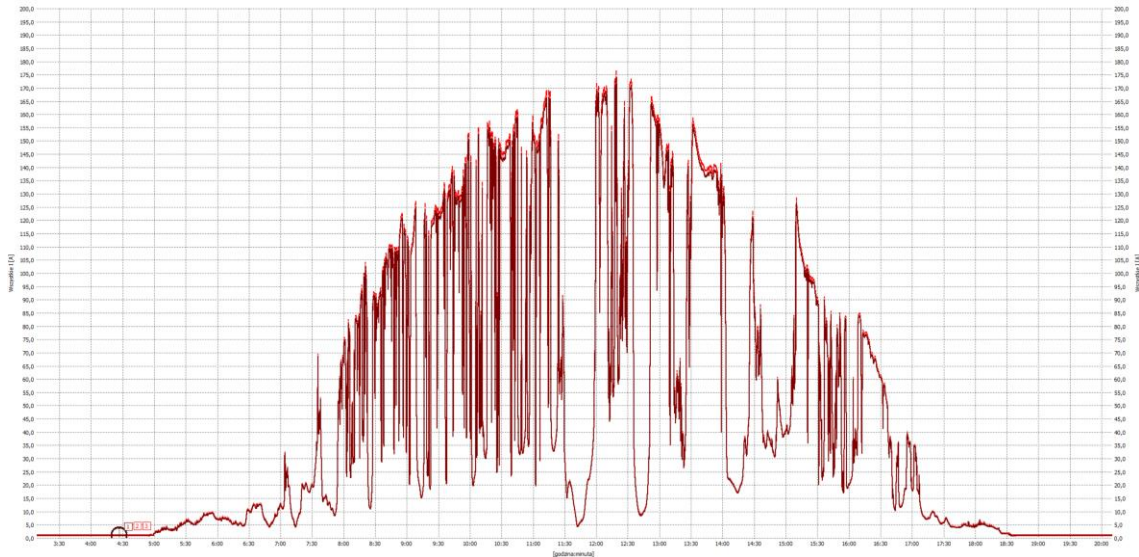
	I RMS L1 [A]	I RMS L2 [A]	I RMS L3 [A]
CP05	1,17	0,71	0,92
Średnia	22,67	22,37	22,25
CP95	124,87	123,23	122,74
Max	183,75	181,92	181,36
Min	0,69	0,52	0,62



Rys. 4.20 *Prąd Irms dla instalacji PV na budynku nr. 10*



Rys. 4.21 *Prąd Irms dla instalacji PV na budynku nr. 10, 02.04.2017 przebieg charakteryzujący się małymi skokami amplitudy natężenia prądu*



Rys. 4.22 Prąd  $I_{rms}$  dla instalacji PV na budynku nr. 10, 23.04.2017 przebieg charakteryzujący się dużymi skokami amplitudy natężenia prądu

#### - Współczynnik szczytu dla prądu

Przyjmuje się, że dla przebiegu sinusoidalnego współczynnik szczytu (ang. Crest Factor) powinien wynosić w przybliżeniu  $k_s = \sqrt{2} \approx 1,41$ . W poniższej tabeli Tabela 4.29 zaprezentowano dane dla badanej instalacji. Wartość średnia wynosi 1,74 dla faz L1 i L2 oraz aż 1,96 dla fazy L3. Są to wartości znacznie odbiegające od przyjętej wielkości. Natomiast wartości maksymalne są dużo wyższe i przyjmują odpowiednio 4,86, 4,53 oraz 4,52 dla faz L1, L2 i L3. Potwierdzeniem tych spostrzeżeń są wartości CP95: 2,33, 2,35 oraz 2,43 dla kolejnych faz. Tak wysokie wartości świadczą o większości próbek będących poza wartością dopuszczalną.

Tabela 4.29 PNT Euro-Centrum Budynek nr. 10, współczynnik szczytu dla prądu

	$k_s - L1$	$k_s - L2$	$k_s - L3$
CP05	1,46	1,46	1,45
Średnia	1,74	1,74	1,96
CP95	2,33	2,35	2,43
Max	4,86	4,53	4,52
Min	1,43	1,42	1,42

#### 4.2.4.2 Współczynnik zawartości harmonicznycch prądu THDI

Na poniższym wykresie Rys. 4.23 przedstawiono przebieg wartości THDI w czasie dla instalacji budynku nr. 10. Charakterystyki przebiegów dla poszczególnych faz (odpowiednio kolory czerwony, różowy i brązowy dla faz L1, L2 i L3) odznaczają się okresowością zaobserwowaną również dla innych danych z instalacji PV. Na uwagę jednak zwracają dwa aspekty prezentowanej grafiki.

Pierwszym są wartości THDI w godzinach nocnych. Na grafice Rys. 4.24 pokazano zbliżenie dla kilku dni. Wyraźnie widać trzy różne, powtarzalne w kolejnych okresach, poziomy zaburzeń dla poszczególnych faz. Od około godziny 18:20, czyli momentu zapadania zmierzchu, do godziny około 5:30 rano, wartości THDI dla poszczególnych faz prezentują się następująco: L1 – ok. 15 [%], L2 – ok. 8 [%] i L3 – ok. 48 [%]. Dla pozostałych badanych w PNT instalacji wartości te, dla tych samych godzin oscylują w okolicy 0,5 [%]. Jak widać, dla instalacji przy



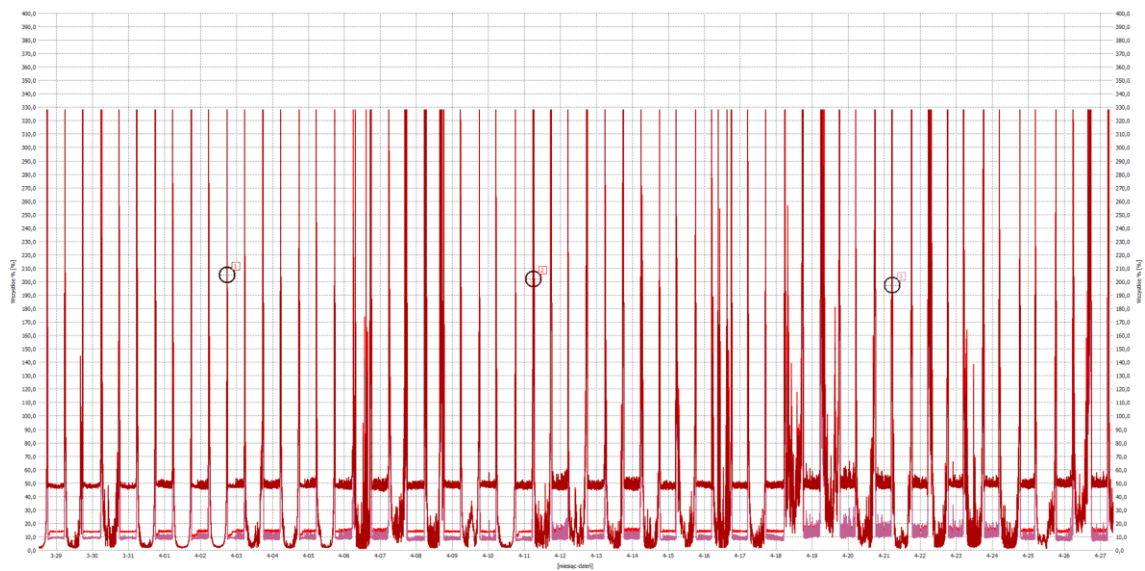
budynku nr. 10 THDI w godzinach nocnych jest dużo wyższe i dodatkowo odznacza się bardzo dużą rozbieżnością w wartościach średnich dla poszczególnych faz. Jak podaje Tabela 4.30 wartości średnie za cały okres pomiaru dla fazy L1 wynoszą 32,15 [%], L2 – 24,34 [%] i L3 – 45,17 [%]. Wskaźnik CP95 również charakteryzuje się dużą rozbieżnością pomiędzy poszczególnymi fazami, wynosi on odpowiednio 156,29 [%], 109,22 [%] i 131,8 [%] dla każdej z faz. Jedynie wartości minimalne i CP05 są zbliżone dla poszczególnych faz i wynoszą odpowiednio ok. 0,95 [%] i 2,5 [%].

Drugim aspektem na który autor pracy chce zwrócić uwagę jest wartość maksymalna THDI. Jak podaje Tabela 4.30 wynosi ona aż 327,67 [%], jest równa dla każdej z faz i powtarzalna w kolejnych dniach co można zaobserwować na wykresie Rys. 4.24 lub na zbliżeniach dwóch wybranych dni. Rys. 4.25 – 02.04.17, łagodny przebieg prądu i Rys. 4.26 – 23.04.17, gwałtowny przebieg prądu. Z podanych wykresów odczytać można, że maksymalne wartości osiągane są w okolicach godzin 5:30 rano i 18:00 popołudniu. Również na zbliżeniach wykresów widać niejako „ścięcie” wierzchołka piku wartości maksymalnej THDI. Jest to sytuacja powtarzalna dla każdego okresu. Takie zachowanie wybiega poza spodziewane przez autora pracy przebiegi krzywych i budzi pytania co do rzetelności zgromadzonych danych pomiarowych. Mało prawdopodobnym jest, aby codziennie wartość maksymalna THDI zatrzymywała się dokładnie na tym samym poziomie. Badacz przypuszcza, że takie anomalie mogą być spowodowane albo wadliwie działającą instalacją PV na budynku nr. 10 albo problemem analizatora JEE wynikłym z ograniczeń pomiarowych lub złych nastaw pomiarowych.

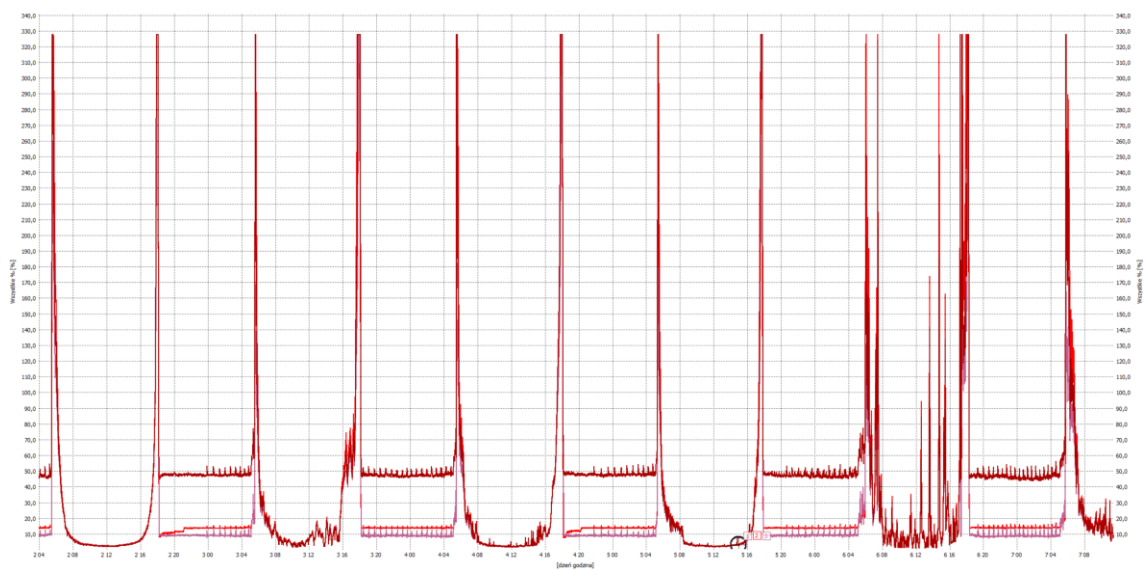
Wykres Rys. 4.27 przedstawia okres pomiarowy od 17.04.17 do 20.04.17 z widocznymi fluktuacjami THDI dla dni 18-19.04.17, które wyróżniały się dużymi zmianami w wartości nasłonecznienia (dostępne na: Rys. 4.1 Irradiancja dla Katowic w okresie trwania pomiarów w PNT Euro-Centrum, na podstawie , strona nr. 70).

Tabela 4.30 Budynek nr. 10, dane THDI

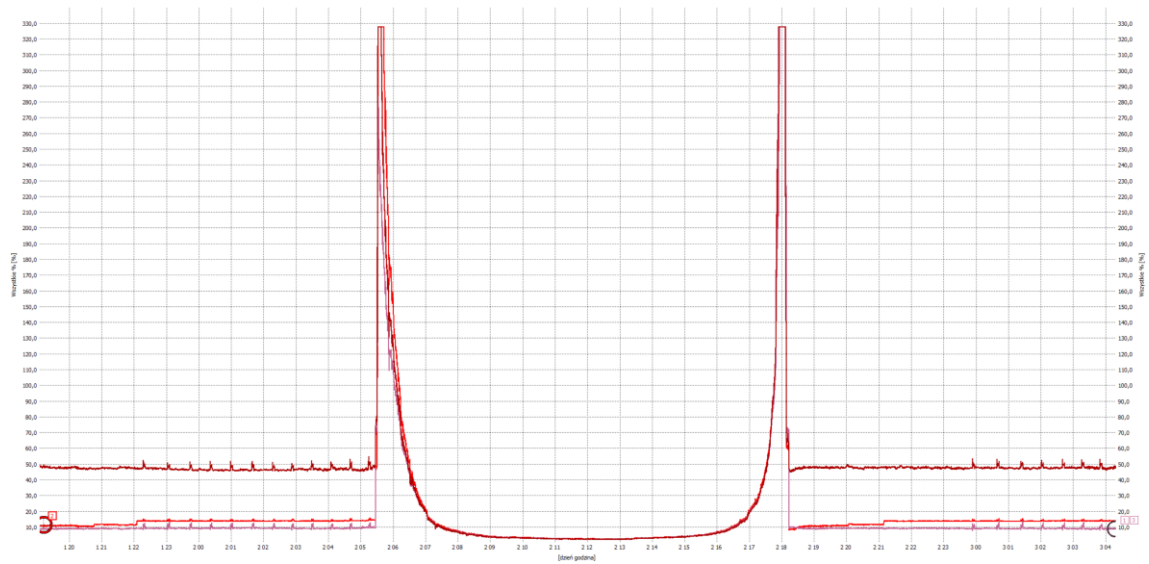
	THDI L1 [%]	THDI L2 [%]	THDI L3 [%]
CP05	2,64	2,51	2,47
Średnia	32,15	24,34	45,17
CP95	156,29	109,22	131,80
Max	327,67	327,67	327,67
Min	0,97	0,92	0,94



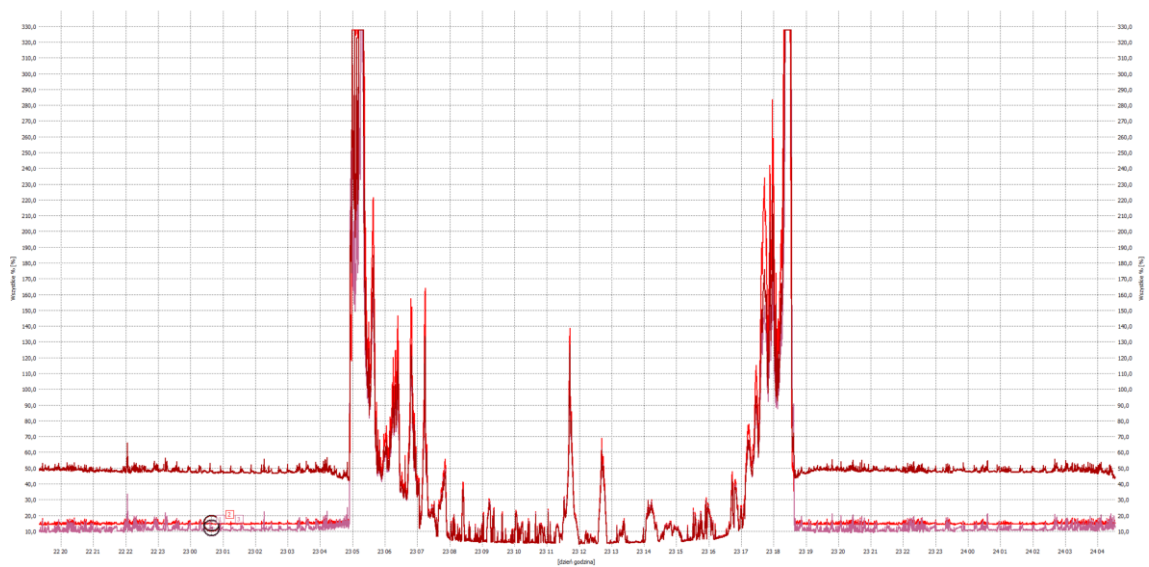
Rys. 4.23 THDI dla instalacji PV na budynku nr. 10



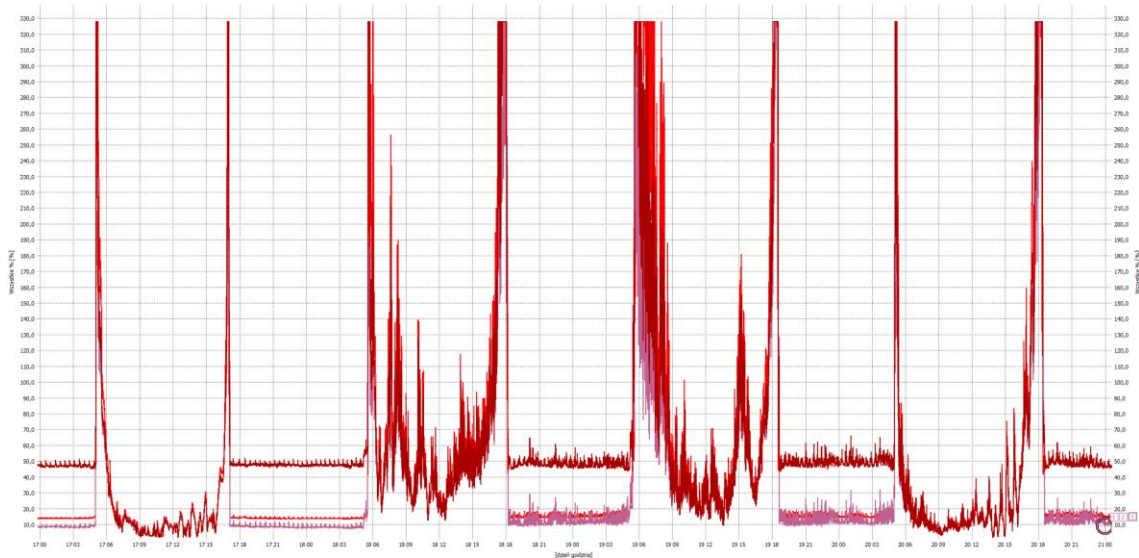
Rys. 4.24 THDI dla instalacji PV na budynku nr. 10, zbliżenie na kilka dni



Rys. 4.25 THDI dla instalacji PV na budynku nr. 10, dzień 02.04.17



Rys. 4.26 THDI dla instalacji PV na budynku nr. 10, dzień 23.04.17



Rys. 4.27 THDI dla instalacji PV na budynku nr. 10, 17.04-20.04.17

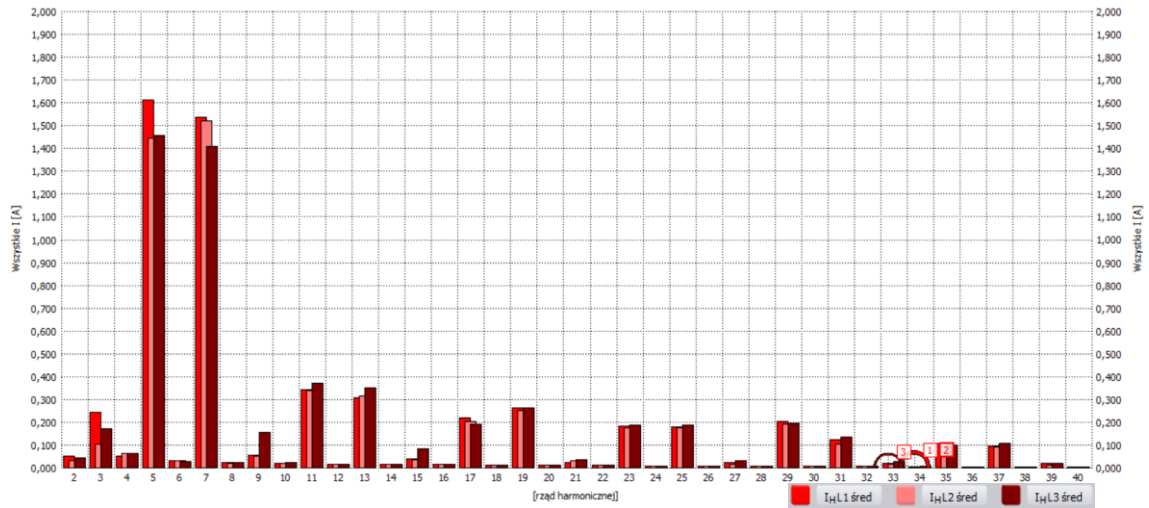
Spektrum harmonicznych prądu od  $h_2$  do  $h_{40}$ , względem wartości bezwzględnych [A] pokazane jest na rysunku Rys. 4.28. Po raz kolejny obserwujemy wyraźną dominację 5-tej i 7-mej harmonicznej dla uśrednionej wartości z całego okresu pomiaru. Obserwacje te znajdują potwierdzenie w danych zawartych w tabelach prezentującej wartości średnie i maksymalne (pomiar 10-cio sekundowy) dla poszczególnych rzędów od  $h_2$  do  $h_{40}$ . Tabela 4.31 oraz Tabela 4.32 przedstawiają odpowiednio wartości harmonicznych bezwzględnych [A], oraz względem RMS [%]. Uwagę bez wątpienia zwracają bardzo wysokie wartości niektórych harmonicznych dla wartości procentowej względem harmonicznej podstawowej. Sięgają one aż kilku tysięcy procent. Najwyższe wartości odnotowano dla harmonicznych rzędu  $h_5$  i  $h_7$ , postanowiono więc wykonać dla nich dokładniejsze analizy. Zamieszczono je w tabelach Tabela 4.33 oraz

Tabela 4.34 odpowiednio dla wartości  $h_5$  i  $h_7$ : bezwzględnych [A] oraz względem RMS [%]. Z analizy wyników dowiadujemy się, że wartości średnie dla harmonicznej  $h_5$  (względem  $h_{01}$  [%]) dla poszczególnych faz wynoszą odpowiednio 19,04 [%], 12,52 [%] i 26,38 [%]. Wartości bezwzględne [A] wynoszą odpowiednio – śr.: 1,09 [A], 0,98 [A], 1,06 [A] oraz maks.: 5,57 [A], 5,76 [A], 5,86 [A] dla faz L1, L2 i L3. Wyniki względem wartości skutecznej prądu ( $I_{RMS}$  [%]) – śr. 9,2 [%], 9,05 [%], 16,73 [%] oraz maks.: 79,7 [%], 72,19 [%], 79,2 [%].

Natomiast wartości średnie dla harmonicznej  $h_7$  (względem  $h_{01}$  [%]) dla poszczególnych faz wynoszą odpowiednio 27,84 [%], 18,15 [%] i 30,85 [%]. Wartości bezwzględne [A] – śr.: 1,06 [A], 1,05 [A], 1,02 [A] oraz maks.: 7,49 [A], 7,37 [A], 7,36 [A] dla faz L1, L2 i L3. Wyniki względem wartości skutecznej prądu ( $I_{RMS}$  [%]) – śr. 11,75 [%], 11,96 [%], 16,94 [%] oraz maks.: 94,79 [%], 93,45 [%], 94,15 [%].

Zaprezentowane dane znajdują swoje odzwierciedlenie w przebiegach czasowych dla poszczególnych harmonicznych. Ponieważ harmoniczna  $h_7$  osiągnęła najwyższe wartości, postanowiono zaprezentować jej charakterystyki przebiegu w czasie: wartość bezwzględna [A] – Rys. 4.29 oraz wartości względem  $I_{rms}$  [%] – Rys. 4.30. Szczególną uwagę zwraca krzywa przebiegu bezwzględnego i jej zależność z wartością THDU badanej instalacji przedstawionej np. na Rys. 4.37 (opisane w sekcji poświęconej THDU i harmonicznym napięcia). W celu dokładniejszej analizy tego zjawiska na wykresie Rys. 4.31 zestawiono ze sobą przebieg w czasie dla wartości bezwzględnej harmonicznej prądu numer 7 (wartości na osi y z lewej

strony wykresu – podane w [A], krzywa brązowa) oraz przebieg THDU (wartości na osi y po prawej stronie wykresu – podane w [%], krzywa niebieska). Na wykresie bardzo dobrze widać wspólne oscylacje dla obydwu krzywych w tych samych przedziałach czasowych. Zachowanie takie świadczy o bezpośrednim związku harmonicznych prądu i harmonicznych napięcia, czyli wpływie zaburzeń powstałych w prądzie i ich propagacja na zaburzenia napięcia.



Rys. 4.28 Harmoniczne prądu  $I_{rms}$  ( $h2-h40$ ) dla instalacji PV na budynku nr. 10, wartości średnie za cały okres pomiaru, wartości bezwzględne [A]

Tabela 4.31 Budynek nr. 10, harmoniczne prądu, rzęd h2-h40, wartość bezwzględna [A]

Rząd	Harmoniczne prądu I, wartość bezwzględna [A]					
	L1		L2		L3	
	Śr.	Max.	Śr.	Max.	Śr.	Max.
2	0,04	0,27	0,02	0,25	0,03	0,35
3	0,22	0,66	0,08	0,43	0,15	0,66
4	0,04	0,56	0,05	0,56	0,05	0,64
5	1,09	5,57	0,98	5,76	1,06	5,86
6	0,02	0,63	0,02	0,55	0,02	1,15
7	1,06	7,49	1,05	7,37	1,02	7,36
8	0,02	0,50	0,02	0,43	0,02	0,62
9	0,04	0,54	0,04	0,26	0,15	0,50
10	0,01	0,21	0,01	0,15	0,02	0,35
11	0,23	2,60	0,23	2,48	0,29	2,31
12	0,01	0,17	0,01	0,21	0,01	0,27
13	0,21	1,85	0,21	1,90	0,27	2,00
14	0,01	0,12	0,01	0,10	0,01	0,19
15	0,03	0,16	0,03	0,17	0,08	0,22
16	0,01	0,07	0,01	0,07	0,01	0,12
17	0,15	1,39	0,13	1,37	0,13	1,46
18	0,01	0,09	0,01	0,08	0,01	0,11
19	0,18	1,40	0,17	1,31	0,18	1,37
20	0,01	0,08	0,01	0,07	0,01	0,07
21	0,02	0,13	0,02	0,11	0,03	0,19
22	0,01	0,07	0,01	0,05	0,01	0,07
23	0,12	1,14	0,11	1,07	0,13	1,08
24	0,01	0,07	0,01	0,05	0,01	0,09
25	0,12	1,04	0,12	1,03	0,12	1,07
26	0,01	0,04	0,01	0,04	0,01	0,04
27	0,02	0,13	0,01	0,09	0,03	0,13
28	0,01	0,04	0,01	0,03	0,01	0,04
29	0,13	1,00	0,12	0,95	0,13	0,88
30	0,01	0,06	0,01	0,04	0,01	0,06
31	0,08	0,80	0,07	0,74	0,09	0,89
32	0,01	0,04	0,00	0,03	0,01	0,03
33	0,02	0,11	0,01	0,07	0,02	0,10
34	0,00	0,03	0,00	0,03	0,01	0,03
35	0,07	0,60	0,07	0,63	0,07	0,57
36	0,00	0,04	0,00	0,04	0,00	0,05
37	0,07	0,68	0,06	0,63	0,07	0,77
38	0,00	0,04	0,00	0,03	0,00	0,03
39	0,02	0,11	0,01	0,07	0,02	0,10
40	0,00	0,03	0,00	0,03	0,00	0,03

Tabela 4.32 Budynek nr. 10, harmoniczne prądu, rząd h2-h40, względem RMS

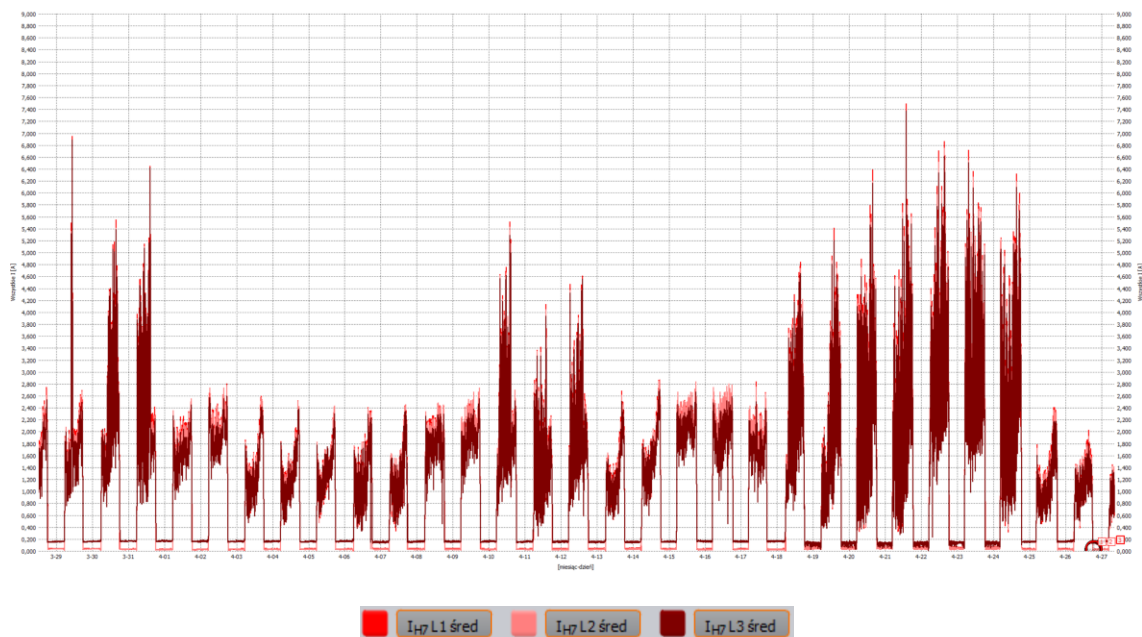
Rząd	Harmoniczne prądu I względem wartości RMS [%]					
	L1		L2		L3	
	Śr.	Max.	Śr.	Max.	Śr.	Max.
2	0,61	9,37	0,64	8,77	0,66	9,22
3	6,71	28,43	1,14	8,85	12,17	26,74
4	0,44	15,07	0,56	14,85	0,61	15,46
5	9,20	79,70	9,05	72,19	16,73	79,20
6	0,28	7,42	0,31	5,85	0,33	5,17
7	11,75	94,79	11,96	93,45	16,94	94,15
8	0,21	5,45	0,23	3,14	0,30	5,41
9	0,68	6,07	0,60	6,80	7,87	21,87
10	0,19	2,84	0,22	3,04	0,27	3,29
11	3,66	51,60	2,93	52,46	7,65	44,00
12	0,15	2,21	0,17	1,69	0,21	2,03
13	2,40	33,08	2,10	31,11	6,24	36,84
14	0,16	2,44	0,17	2,14	0,20	2,24
15	0,78	6,33	0,53	5,43	3,12	14,02
16	0,15	2,37	0,15	1,83	0,20	2,07
17	2,59	30,20	1,86	27,06	2,35	28,88
18	0,12	1,55	0,13	1,60	0,17	1,71
19	2,48	33,48	1,89	29,45	2,45	34,18
20	0,12	1,85	0,13	1,57	0,16	2,03
21	0,66	5,24	0,43	3,64	1,13	8,81
22	0,11	1,62	0,12	1,71	0,15	1,79
23	2,16	27,84	1,73	24,25	2,43	28,68
24	0,10	1,46	0,11	1,59	0,14	1,46
25	2,54	28,71	2,44	26,52	2,55	27,18
26	0,10	1,38	0,10	1,35	0,13	1,52
27	0,61	4,22	0,32	3,31	1,31	5,36
28	0,09	1,14	0,10	1,10	0,12	1,39
29	1,70	32,42	1,57	25,31	2,32	31,09
30	0,08	1,47	0,09	1,39	0,12	1,16
31	1,70	29,09	1,52	23,39	1,92	27,01
32	0,08	1,15	0,09	1,05	0,11	1,25
33	0,51	4,47	0,39	2,91	0,67	4,99
34	0,08	1,21	0,09	1,17	0,11	1,29
35	1,61	29,35	1,55	30,32	1,89	27,88
36	0,08	1,33	0,10	1,58	0,12	1,81
37	1,60	32,52	1,76	33,02	2,13	40,68
38	0,08	1,15	0,10	1,16	0,13	1,30
39	0,53	6,39	0,41	5,13	1,00	8,12
40	0,08	1,32	0,11	1,33	0,15	1,25

Tabela 4.33 Budynek nr. 10, harmoniczne prądu, h5 i h7, wartość bezwzględna

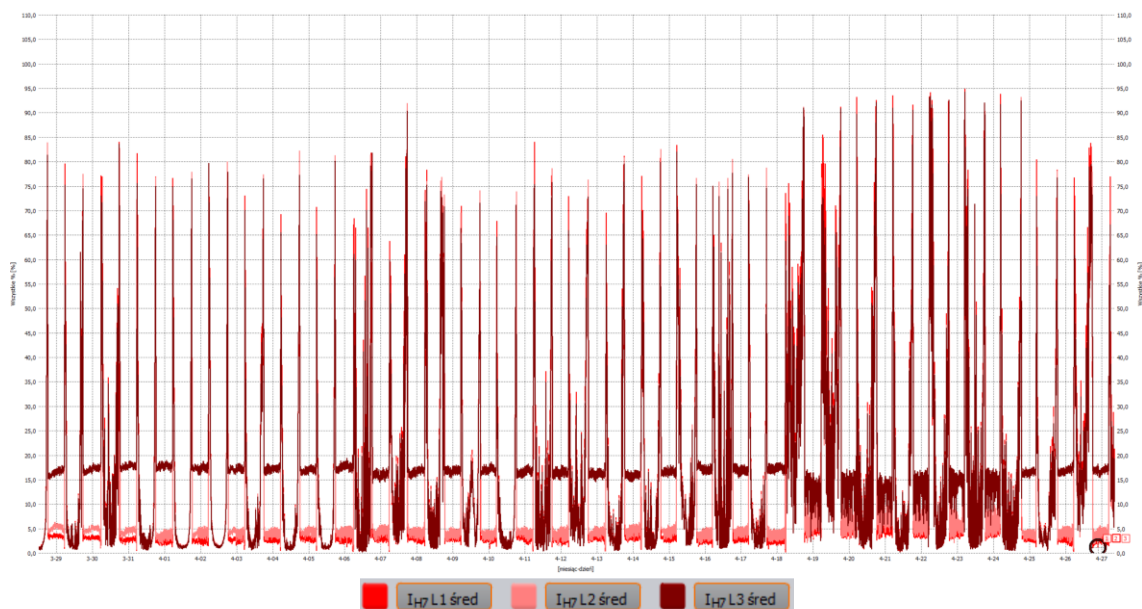
	Harmoniczne prądu I, wartość bezwzględna [A]					
	h5			h7		
	L1	L2	L3	L1	L2	L3
Faza						
CP05	0,02	0,03	0,16	0,03	0,03	0,13
Średnia	1,09	0,98	1,06	1,06	1,05	1,02
CP95	3,21	2,90	2,86	2,97	2,95	2,74
Max	5,57	5,76	5,86	7,49	7,37	7,36
Min	0,00	0,00	0,04	0,00	0,00	0,01

Tabela 4.34 Budynek nr. 10, harmoniczne prądu, h5 i h7, względem RMS

	Harmoniczne prądu I względem wartości RMS [%]					
	h5			h7		
Faza	L1	L2	L3	L1	L2	L3
CP05	1,43	1,54	1,62	1,48	1,51	1,39
Średnia	9,20	9,05	16,73	11,75	11,96	16,94
CP95	41,38	33,98	39,75	61,18	56,90	56,79
Max	79,70	72,19	79,20	94,79	93,45	94,15
Min	0,12	0,07	0,09	0,21	0,26	0,20

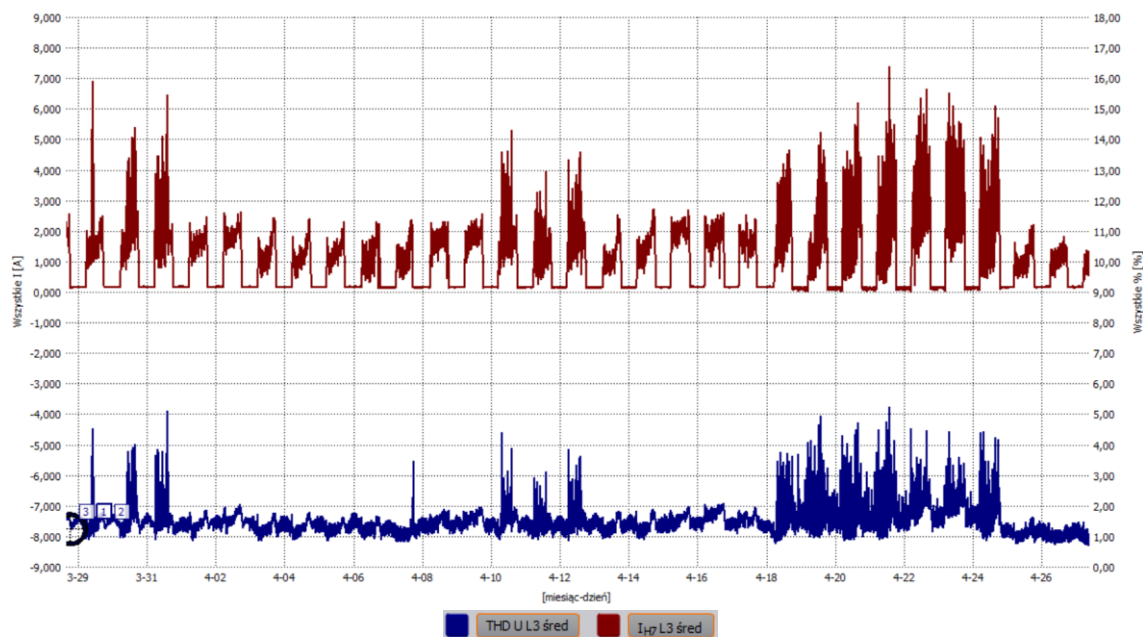


Rys. 4.29 Harmoniczna prądu rzędu h7, wszystkie trzy fazy, instalacja PV na budynku nr. 10, przebieg w czasie, wartość bezwzględna [A]



Rys. 4.30 Harmoniczna prądu rzędu h7, wszystkie trzy fazy, instalacja PV na budynku nr. 10, przebieg w czasie, wartość względem RMS [%]





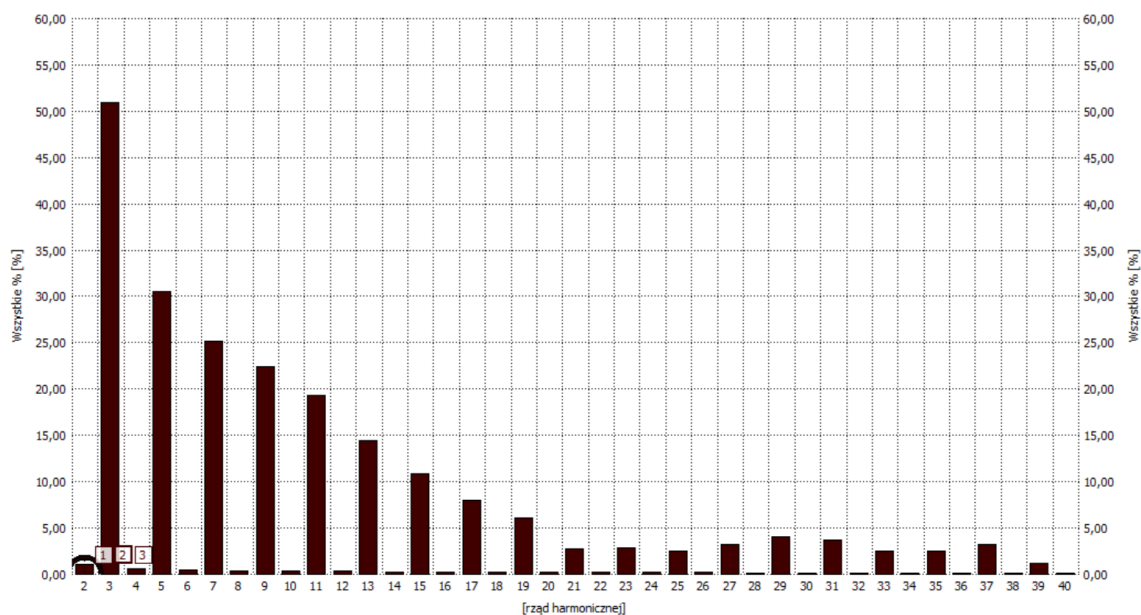
Rys. 4.31 Harmoniczna prądu rzędu  $h7$  (przebieg w czasie, wartość bezwzględna [A]) wraz z THDU dla fazy L3, instalacja PV na budynku nr. 10

Kolejnym zjawiskiem godnym zaprezentowania jest propagacja harmonicznych prądu w przewodzie neutralnym, która może prowadzić do występowania zjawiska tzw. naskórkowości. Wykresy Rys. 4.32, Rys. 4.33 oraz Rys. 4.34 przedstawiają spektrum harmonicznych prądu w przewodzie neutralnym kolejno dla wartości względem  $h01$  [%], wartości bezwzględnej [A] oraz wartości względem RMS [%]. Na wszystkich trzech wykresach odnotowujemy wyraźną dominację 3. Harmonicznej prądu natomiast kolejne nieparzyste harmoniczne stopniowo się zmniejszają.

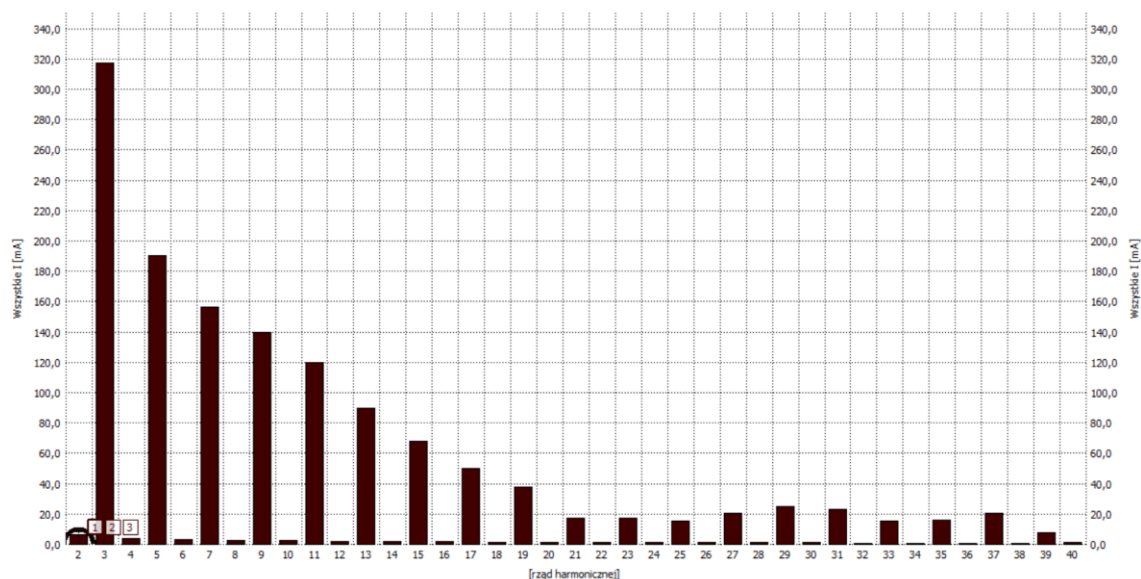
Prezentowana sytuacja może nieść ze sobą negatywne skutki dla działania instalacji elektrycznej. Naskórkowość przyczynia się do wzrostu efektywnej rezystancji przewodnika, co przekłada się na wzrost powstających w nim strat mocy czego wypadkową jest wzrost temperatury przewodów w sytuacji, gdy zawartość harmonicznych w sygnale prądowym jest duża. Dla częstotliwości źródła zasilania 50 [Hz] efekt naskórkowości jest niewielki, ale powyżej 250 [Hz] rośnie i staje się już znaczący [77][98]. W sieciach trójfazowych czteroprzewodowych, trzecia harmoniczna prądu jak również jej wielokrotności nie ulegają zerowaniu, w wyniku tego w przewodzie neutralnym może popłynąć prąd powodujący ich przegrzewanie się a w konsekwencji zniszczenie, gdy temperatura przekroczy graniczne wartości.

W tabeli Tabela 4.35 przedstawiono zestawienie wartości średnich i maksymalnych dla harmonicznych rzędu  $h2$  do  $h40$  kolejno dla wartości względem  $h01$  [%], bezwzględnej [A] oraz względem wartości RMS [%]. Potwierdzają one dominację 3. harmonicznej, której zarówno wartość średnia wynosząca odpowiednio: 51,22 [%] (0,31 [A] i 40,55 [%]) jak i maksymalna: 78,31 [%] (0,19 [A] i 24,71 [%]) są dużo wyższe od kolejnej harmonicznej –  $h5$  dla której wartość średnia wynosi 31,24 [%] (0,19 [A] i 24,71 [%]) oraz maksymalna: 49,1 [%] (0,22 [A] i 32,93 [%]). W celu dokładniejszej analizy danych, w tabeli Tabela 4.36 przygotowano bardziej szczegółowe zestawienie dla harmonicznych rzędów  $h3$ ,  $h5$  i  $h7$ . Z danych w niej zawartych wywnioskować można, że zawartość kolejnych nieparzystych harmonicznych w sygnale prądowym w przewodzie neutralnym maleje ze przybliżeniem stałą proporcją. Wartość minimalna kolejno dla harmonicznych  $h3$ ,  $h5$  i  $h7$  wynosi: 28,47 [%] (0,19 [A] i 24,72 [%]), 18,67 [%] (0,16 [A] i 16,87 [%]) oraz dla  $h5$  to już tylko 9,45 [%] (0,07 [A]

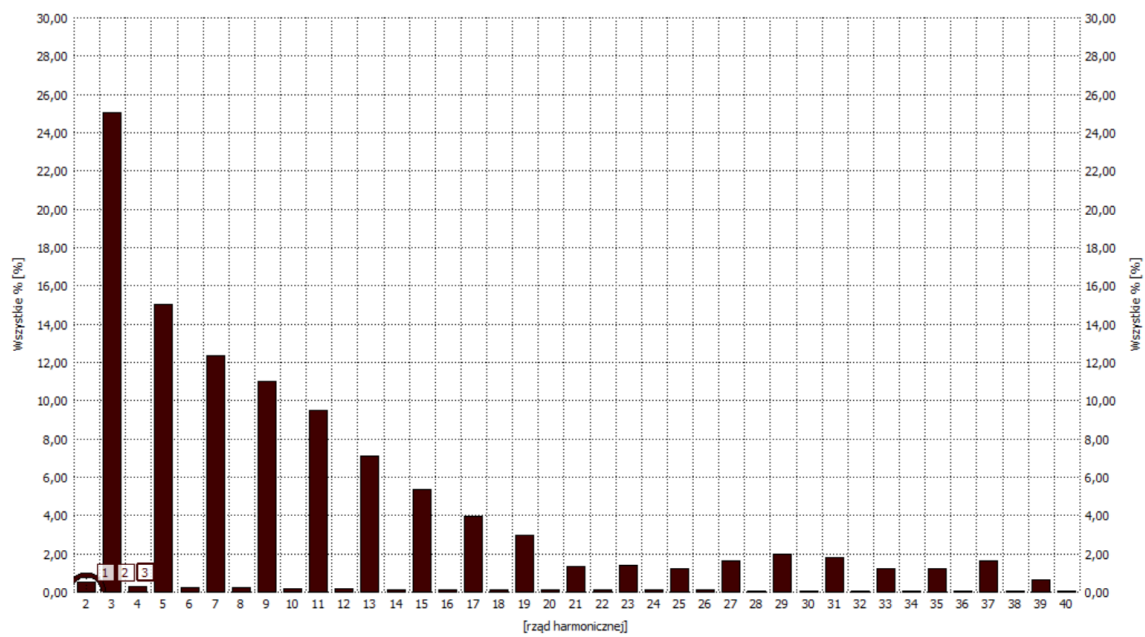
i 8,44 [%]). Podobne obserwacje można przeprowadzić dla pozostałych parametrów zawartych w tabeli. Pomimo tego, że wartości względem harmonicznej podstawowej wyrażone w procentowym udziale, sięgają kilkudziesięciu procent należy zwrócić uwagę na wartości bezwzględne, które świadczą o bardzo małym natężeniu prądu rzędu kilkuset [mA]. Mając jednak na uwadze takie negatywne zjawiska jak naskórkowość występująca w przewodach lub przegrzewanie się transformatorów czy też nierówna praca maszyn elektrycznych, autor pracy uznał za stosowne przeprowadzenie powyższych analiz w niniejszej dysertacji, ponieważ system PV oddziałując na system elektroenergetyczny może generować opisane w tym rozdziale zjawiska.



Rys. 4.32 Harmoniczne prądu  $I_{rms}$  ( $h2-h40$ ) w przewodzie  $N$  dla instalacji PV na budynku nr. 10, wartości średnie za cały okres pomiaru, wartości względem  $h01$  [%]



Rys. 4.33 Harmoniczne prądu  $I_{rms}$  ( $h2-h40$ ) w przewodzie  $N$  dla instalacji PV na budynku nr. 10, wartości średnie za cały okres pomiaru, wartości bezwzględne [A]



Rys. 4.34 Harmoniczne prądu  $I_{rms}$  ( $h_2-h_{40}$ ) w przewodzie  $N$  dla instalacji PV na budynku nr. 10, wartości średnie za cały okres pomiaru, wartości względem  $I_{rms}$  [%]

Tabela 4.35 Budynek nr. 10, harmoniczne prądu w przewodzie N, rząd h2-h40, zestawienie wartości: względem h01, bezwzględnych, względem RMS

Rząd	Harmoniczne prądu I					
	Względem h01 [%]		Wartość bezwzględna [A]		Względem wartości RMS [%]	
	N		N		N	
	Śr.	Max.	Śr.	Max.	Śr.	Max.
2	1,05	7,50	0,01	0,04	0,83	5,73
3	51,22	78,31	0,31	0,38	40,55	52,42
4	0,62	6,25	0,00	0,03	0,49	4,77
5	31,24	49,10	0,19	0,22	24,71	32,93
6	0,48	5,31	0,00	0,03	0,38	4,06
7	25,73	42,77	0,16	0,19	20,34	28,57
8	0,40	4,06	0,00	0,02	0,32	3,10
9	23,00	40,76	0,14	0,17	18,17	25,86
10	0,35	2,81	0,00	0,02	0,28	2,15
11	19,77	35,53	0,12	0,15	15,61	23,13
12	0,30	2,34	0,00	0,01	0,24	1,85
13	14,74	35,03	0,09	0,15	11,62	22,50
14	0,27	2,01	0,00	0,01	0,21	1,70
15	11,03	29,32	0,07	0,13	8,68	19,02
16	0,25	1,67	0,00	0,01	0,19	1,37
17	8,06	23,31	0,05	0,11	6,35	15,20
18	0,22	1,66	0,00	0,01	0,18	1,37
19	5,77	25,75	0,03	0,11	4,53	16,54
20	0,20	1,56	0,00	0,01	0,16	1,19
21	2,52	15,79	0,02	0,08	1,98	10,24
22	0,19	1,66	0,00	0,01	0,15	1,26
23	2,59	13,86	0,02	0,07	2,05	8,94
24	0,19	1,66	0,00	0,01	0,15	1,26
25	2,24	15,22	0,01	0,07	1,76	9,85
26	0,17	1,05	0,00	0,01	0,13	0,85
27	3,23	7,52	0,02	0,04	2,56	5,40
28	0,15	1,04	0,00	0,01	0,12	0,78
29	4,05	9,87	0,02	0,05	3,21	6,72
30	0,15	1,04	0,00	0,01	0,11	0,78
31	3,64	14,81	0,02	0,08	2,87	10,72
32	0,14	1,03	0,00	0,01	0,11	0,79
33	2,49	6,60	0,02	0,03	1,96	4,43
34	0,13	0,90	0,00	0,00	0,10	0,65
35	2,31	12,58	0,01	0,08	1,82	9,92
36	0,13	1,18	0,00	0,01	0,10	0,97
37	2,94	17,54	0,02	0,12	2,31	13,92
38	0,13	1,09	0,00	0,00	0,11	0,74
39	1,16	6,67	0,01	0,03	0,91	4,41
40	0,14	0,79	0,00	0,01	0,11	0,65

Tabela 4.36 Budynek nr. 10, harmoniczne prądu w przewodzie N: h3, h5 i h7, zestawienie wartości: względem h01, bezwzględnych i względem RMS

Harmoniczne prądu I									
Rząd	Względem h01 [%]			Wartość bezwzględna [A]			Względem wartości RMS [%]		
	h3	h5	h7	h3	h5	h7	h3	h5	h7
Faza	N			N			N		
CP05	35,43	27,52	20,61	0,21	0,18	0,13	29,35	22,59	16,84
Średnia	51,22	31,24	25,73	0,31	0,19	0,16	40,55	24,71	20,34
CP95	63,69	41,27	34,65	0,34	0,20	0,17	45,45	29,67	25,54
Max	78,31	49,10	42,77	0,38	0,22	0,19	52,42	32,93	28,57
Min	28,47	18,67	9,45	0,19	0,16	0,07	24,72	16,87	8,44

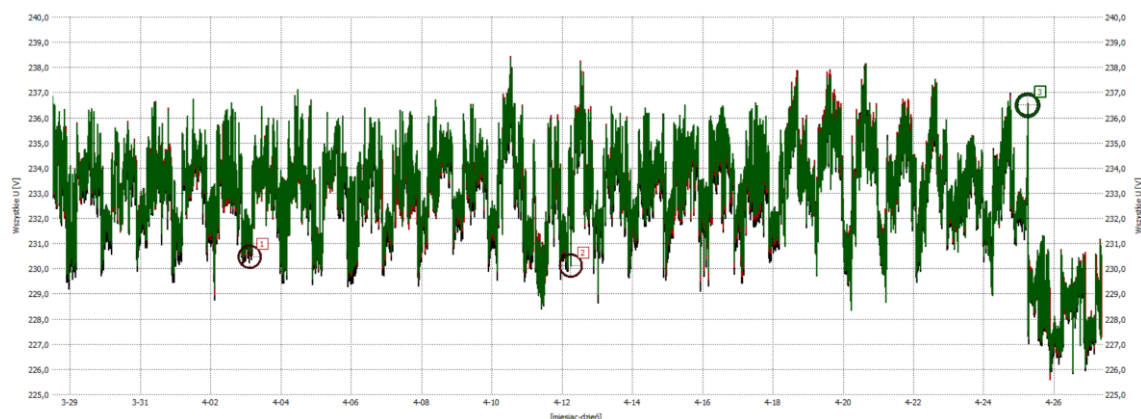
#### 4.2.4.3 Wartość skuteczna napięcia

W tabeli Tabela 4.37 podano dane dotyczące wartości skutecznej napięcia Urms instalacji PV w budynku nr. 10. Wartości średnie są do siebie zbliżone i oscylują w okolicy 233 [V] dla poszczególnych faz, podobnie dla wartości maksymalnej wynoszącej około 238,5 [V]. Różnica zauważalna jest dla wartości minimalnej: L1=213,53 [V], L2=208,55 [V] i L3=219,86 [V].

Wykres Rys. 4.35 prezentuje przebieg Urms w czasie dla całego okresu pomiarowego. Zdarzeniem, na które należy zwrócić uwagę jest obniżenie napięcia w dniu 25.04.2017, około godz. 7:00 z 236,5 [V] do poziomu ok. 228 [V]. Do końca okresu pomiarowego napięcie pozostało już na niższym poziomie. Niestety nie ustalono przyczyny wystąpienia opisywanej sytuacji. Podobna obserwacja miała miejsce dla instalacji na budynku nr. 11. W sekcji poświęconej analizie przebiegu jej napięcia zagadnienie zostało omówione bardziej szczegółowo.

Tabela 4.37 Budynek nr. 10, dane Urms

	URMS L1 [V]	U RMS L2 [V]	U RMS L3 [V]
CP05	229,12	229,26	229,25
Średnia	232,81	233,00	233,03
CP95	235,49	235,67	235,64
Max	238,46	238,71	238,60
Min	213,53	208,55	219,86



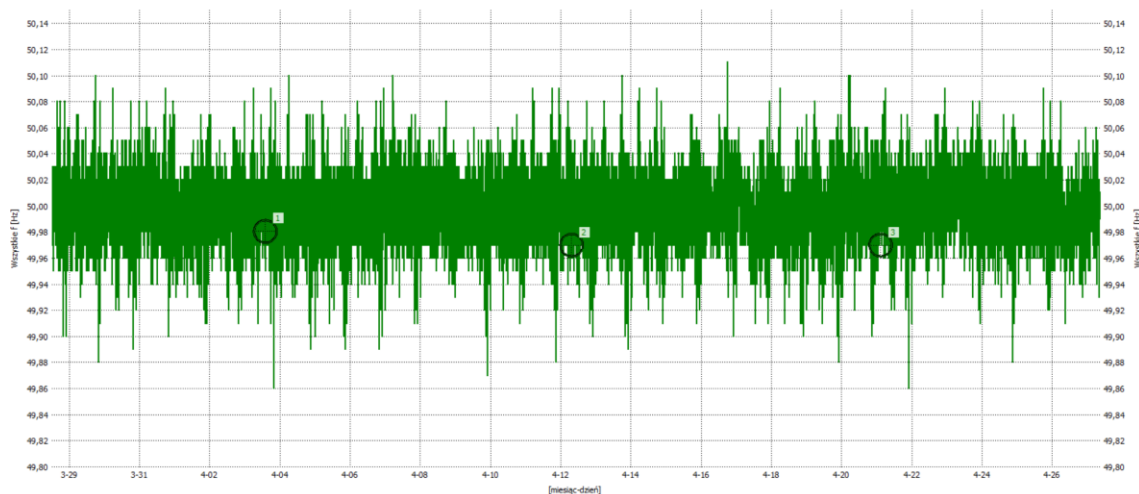
Rys. 4.35 Urms dla instalacji PV na budynku nr. 10

#### - Częstotliwość napięcia systemu

W tabeli Tabela 4.38 zaprezentowano zestawienie parametrów opisujących częstotliwość napięcia Urms omawianej instalacji. Wartość średnia częstotliwości wynosi dokładnie 50 [Hz], minimalna 49,86 [Hz] natomiast maksymalna 50,11 [Hz]. Wykres Rys. 4.36 pokazuje przebieg częstotliwości w czasie trwania całego okresu pomiarowego.

Tabela 4.38 PNT Euro-Centrum Budynek nr. 10, częstotliwość napięcia

	Częstotliwość f [Hz]
CP05	49,95
Średnia	50,00
CP95	50,03
Max	50,11
Min	49,86



Rys. 4.36 Częstotliwość napięcia Urms w trakcie całego okresu pomiarowego

#### - Współczynnik szczytu dla napięcia

Przyjmuje się, że dla przebiegu sinusoidalnego współczynnik szczytu (ang. Crest Factor) powinien wynosić w przybliżeniu  $k_s = \sqrt{2} \approx 1,41$ . W poniższej tabeli Tabela 4.39 zaprezentowano dane dla badanej instalacji. Wartość średnia wynosi 1,39 dla każdej z faz, więc jest nieco niższa od normy. Natomiast wartości maksymalne sięgają 1,44 dla faz L1 i L2 oraz 1,43 dla fazy L3 co przekracza próg przewidziany dla sinusoidy.

Tabela 4.39 PNT Euro-Centrum Budynek nr. 10, współczynnik szczytu dla napięcia

	ks	ks	ks
CP05	1,39	1,39	1,38
Średnia	1,39	1,39	1,39
CP95	1,40	1,41	1,40
Max	1,44	1,44	1,43
Min	1,38	1,38	1,37

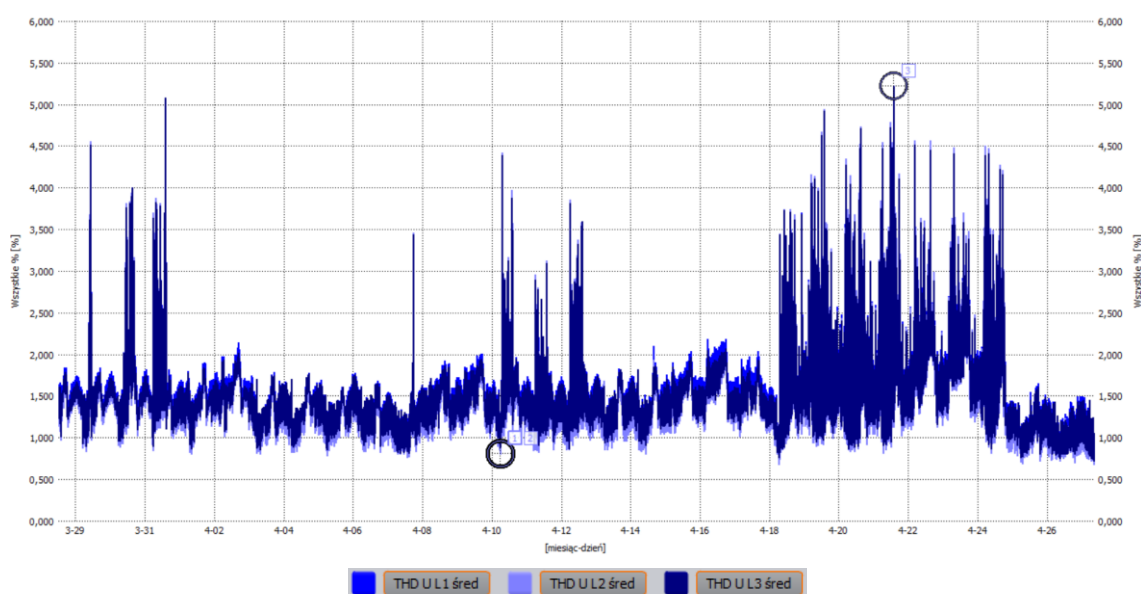
#### 4.2.4.4 Współczynnik zawartości harmonicznych napięcia THDU

Tabela 4.40 prezentuje dane dotyczące THDU dla instalacji PV w budynku nr. 10. Średnia wartość dla wszystkich trzech faz jest do siebie zbliżona, jednak obserwuje się pewne różnice. Dla fazy pierwszej wynosi ona 1,54 [%], dla fazy drugiej 1,41 [%] natomiast dla fazy trzeciej 1,49 [%]. Podobnie dla percentyli CP05 i CP95, wartości są zbliżone dla poszczególnych faz z zaznaczeniem, że dla fazy L1 są one najwyższe. Wartość maksymalna THDU została osiągnięta 21.04.2017 o godzinie 13:59 dla wszystkich trzech faz (5,74 [%] dla fazy L1 i po 5,86 [%] dla faz L2 i L3), wartości minimalne są do siebie zbliżone i oscylują w przedziale od 0,6 [%] do 0,64 [%].

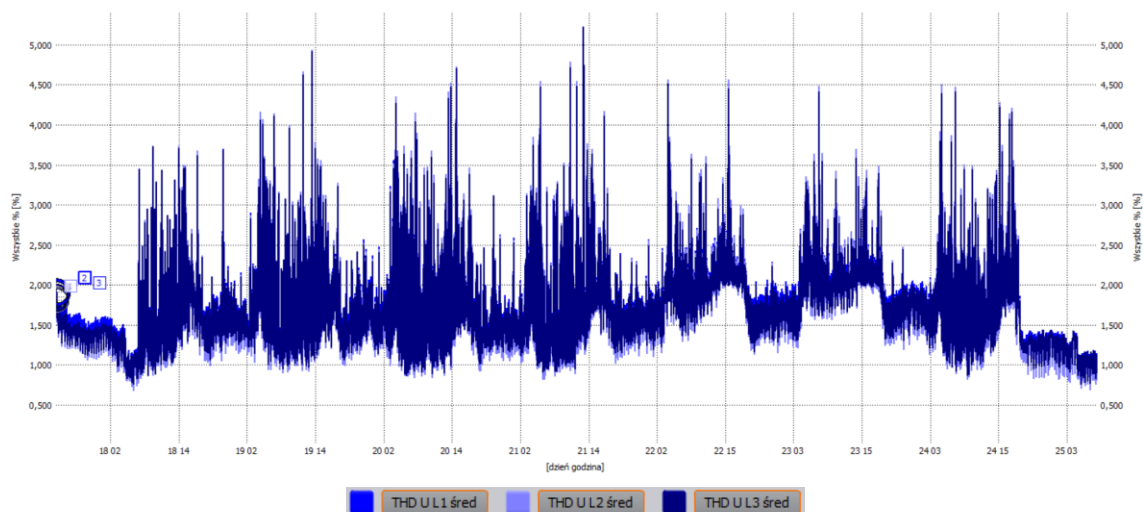
Na wykresie Rys. 4.37 przedstawiono przebieg THDU w czasie całego trwania pomiaru. Uwagę zwracają trzy okresy, w których zaobserwowano duże skoki wartości THDU w porównaniu do wartości średniej wynoszącej ok. 1,5 [%]. Pierwszy okres to 29.03-31.03.2017, drugi to 10.04-12.04.2017 i trzeci, zarazem najbardziej gwałtowny i najdłuższy odcinek czasu to 18.04-24.04.2017, którego zbliżenie zaprezentowano na grafice Rys. 4.38. Okres wzmożonej aktywności THDU i jego odstępstw od wartości średniej pokrywa się ze wzmożonymi zaburzeniami ze strony THDI w analogicznych przedziałach czasowych opisanych w części poświęconej THDI badanej instalacji (grafiki: Rys. 4.26 i Rys. 4.27 oraz Rys. 4.29 i Rys. 4.30). Widać więc wyraźną zależność pomiędzy zaburzeniami występującymi w prądzie i jego następstwami w postaci zaburzeń napięcia.

Tabela 4.40 Budynek nr. 10, dane THDU

	THDU L1 [%]	THDU L2 [%]	THDU L3 [%]
CP05	1,10	1,00	1,07
Średnia	1,54	1,41	1,49
CP95	2,04	1,95	1,98
Max	5,74	5,86	5,86
Min	0,64	0,60	0,63



Rys. 4.37 THDU dla instalacji PV na budynku nr. 10



Rys. 4.38 THDU dla instalacji PV na budynku nr. 10, zawężenie okna pomiarowego do okresu 18.04-24.04.2017

Spektrum harmonicznych napięcia rzędów od h2-h40 pokazano na rysunku Rys. 4.39. Wyraźnie widać dominację 5-tej i 7-mej harmonicznej. Obserwacje te znajdują potwierdzenie w danych zawartych w tabelach prezentującej wartości średnie i maksymalne (pomiar 10-cio sekundowy) dla poszczególnych rzędów od h2 do h40. Tabela 4.41, Tabela 4.42 oraz Tabela 4.43 przedstawiają odpowiednio wartości harmonicznych napięcia względem h01 [%], bezwzględnych [A], względem RMS [%] lub zbiorcze zestawienie danych w tabeli Tabela 4.44. Podobnie jak dla harmonicznych prądu, tak i dla napięcia najwyższe wartości odnotowano dla harmonicznych rzędu h5 i h7. W celu dokładniejszej analizy postanowiono więc wykonać dla nich dokładniejsze obliczenia. Zamieszczono je w tabelach Tabela 4.45, Tabela 4.46 oraz Tabela 4.47 odpowiednio dla wartości h5 i h7: względem h01 [%], bezwzględnych [A] oraz względem RMS [%] lub zbiorcze zestawienie danych w tabeli Tabela 4.48. Z analizy wyników dowiadujemy się, że wartości średnie dla harmonicznej h5 (względem h01 [%]) dla poszczególnych faz wynoszą odpowiednio 1,1 [%], 0,97 [%] i 1,07 [%] natomiast wartości maksymalne to 3,49 [%], 3,64 [%] i 3,56 [%]. Wartości te zbliżają się do granicznych przewidzianych przez normę PN-EN 50160, jednak jeszcze mieszczą się w granicy tolerancji (6 [%] dla h5). Podobnie jak dla analizy harmonicznych prądu w tym przypadku również postanowiono zweryfikować wartości bezwzględne [V] – śr.: 2,55 [V], 2,27 [V], 2,5 [V] oraz maks.: 8,16 [V], 8,47 [V], 8,29 [V] dla faz L1, L2 i L3. Wyniki względem wartości skutecznej napięcia ( $U_{RMS}$  [%]) – śr. 1,1 [%], 0,97 [%], 1,07 [%] oraz maks.: 3,49 [%], 3,64 [%], 3,56 [%].

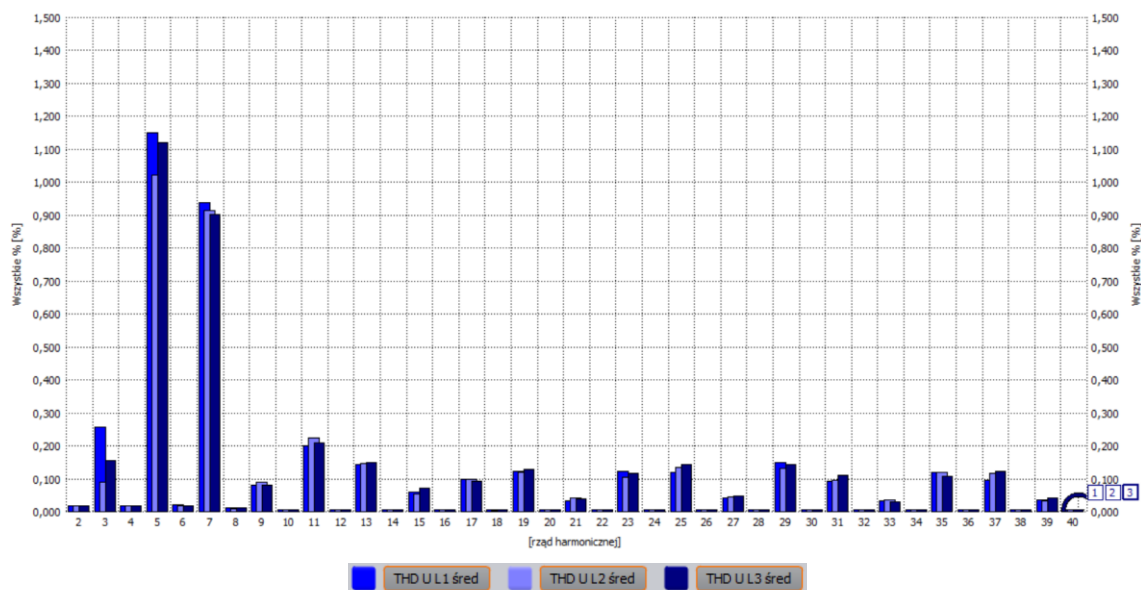
Wartości średnie dla harmonicznej h7 (względem h01 [%]) dla poszczególnych faz wynoszą odpowiednio 0,87 [%], 0,84 [%] i 0,83 [%] i są niższe niż dla harmonicznej h5. Wartości maksymalne to 3,62 [%], 3,58 [%] i dla fazy L3 3,58 [%]. Wartości bezwzględne [V] – śr.: 2,02 [V], 1,96 [V], 1,94 [V] oraz maks.: 8,4 [V], 8,4 [V] i 8,29 [V] dla faz L1, L2 i L3. Wyniki względem wartości skutecznej prądu ( $I_{RMS}$  [%]) – śr. 0,87 [%], 0,84 [%], 0,83 [%] oraz maks.: 3,62 [%], 3,58 [%], 3,57 [%]. Wartości te, podobnie jak dla h5, zbliżają się do granicznych przewidzianych przez normę PN-EN 50160, jednak jeszcze mieszczą się w granicy tolerancji (5 [%] dla h7). Z obserwacji autor pracy wynika, że bardzo wysokie wartości harmonicznych prądu nie przeniosły się na tak ekstremalne wyniki dla harmonicznych napięcia.

Parametr CP95 dla h5 napięcia wynosi odpowiednio: 1,6 [%], 1,42 [%] i 1,53 [%] dla wartości względem h01 [%] kolejno dla faz L1, L2 i L3. Wartości bezwzględne [V]: 3,73 [V], 3,33 [V], 3,58 [V] oraz wartości względem  $U_{rms}$  [%]: 1,6 [%], 1,42 [%] oraz 1,53 [%]. Dla



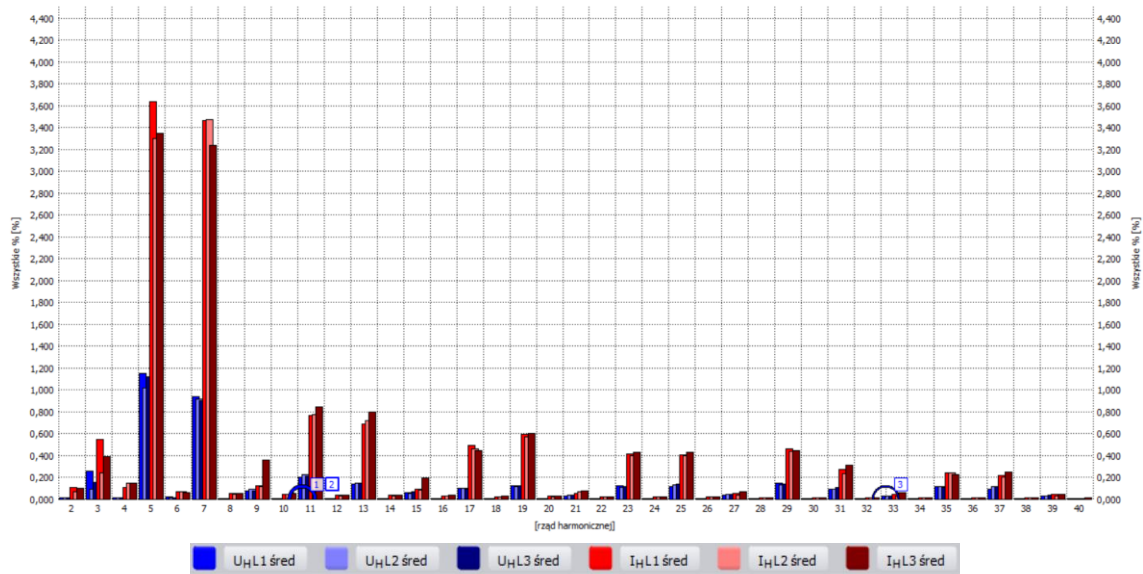
harmoniczej h7 wartości CP95 są zbliżone i wynoszą odpowiednio: 1,6 [%], 1,6 [%] i 1,57 [%] dla wartości względem h01 [%] kolejno dla faz L1, L2 i L3. Wartości bezwzględne [V]: 3,75 [V], 3,74 [V], 3,67 [V] oraz wartości względem Urms [%]: 1,6 [%], 1,6 [%] oraz 1,57 [%].

Zaprezentowane dane znajdują swoje odzwierciedlenie w przebiegach czasowych dla poszczególnych harmonicznym. Ponieważ harmoniczna h7 osiągnęła najwyższe wartości w przebiegach sygnału prądowego, postanowiono zaprezentować jej przebiegi w czasie również dla harmonicznym napięcia: względem h01 [%] - Rys. 4.42, wartość bezwzględna [V] – Rys. 4.43 oraz wartości względem Urms [%] – Rys. 4.44.

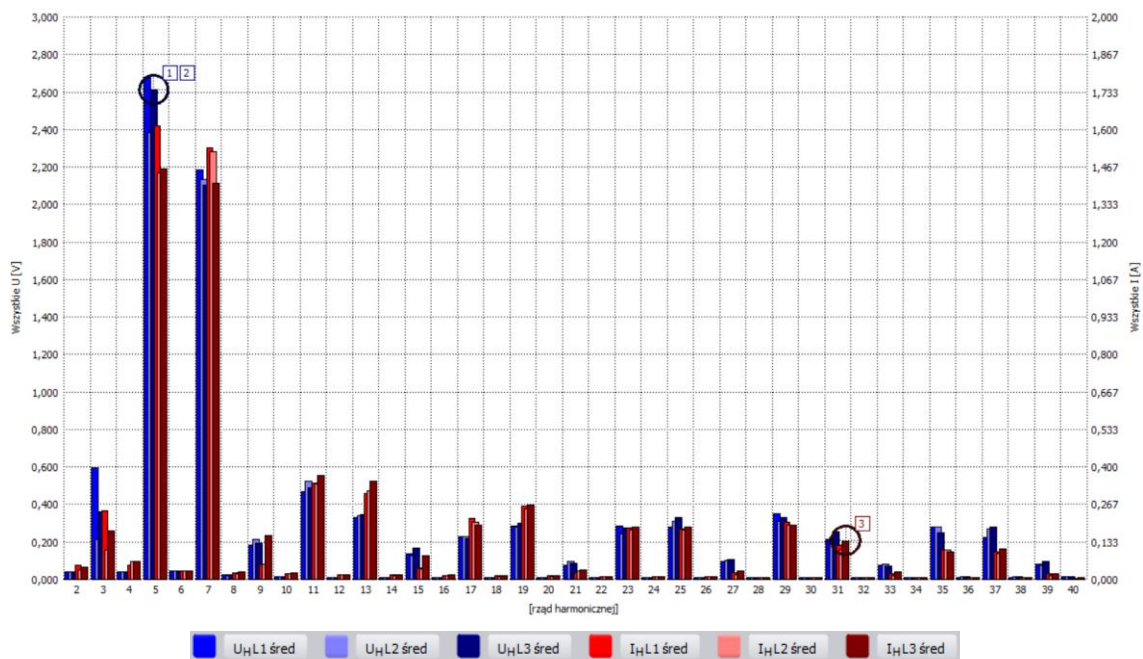


Rys. 4.39 Spektrum harmonicznym napięcia Urms (h2-h40) dla instalacji PV na budynku nr. 10

Na poniższym wykresie Rys. 4.40 zestawiono ze sobą na jednej grafice wartości poszczególnym harmonicznym napięcia i prądu rzędu h2-h40, odniesione do podstawowej harmonicznym (h01 [%]). Wartość maksymalna 5-tej harmonicznym oscyluje na poziomie około 1,2 [%] dla napięcia i 3,6 [%] dla prądu, natomiast 7-mej odpowiednio 1 [%] i 3,5 [%]. Natomiast na wykresie Rys. 4.41 zaprezentowano wartości bezwzględne poszczególnym harmonicznym napięcia i prądu rzędu h2-h40, wyrażone odpowiednio w [V] (skala po lewej stronie wykresu) i [A] (skala po prawej stronie). Wartość maksymalna 5-tej harmonicznym sięga okolicy 2,6 [V] dla napięcia i 1,6 [A] dla prądu, natomiast 7-mej odpowiednio 2,2 [V] i 1,5 [A]. Na obydwóch wykresach widać zależność występowania harmonicznym w napięciu od harmonicznym w natężeniu prądu.



Rys. 4.40 Zestawienie harmonicznych napięcia i prądu dla instalacji PV na budynku nr. 10, względem  $h01$  (%)



Rys. 4.41 Zestawienie harmonicznych napięcia i prądu dla instalacji PV na budynku nr. 10, wartości bezwzględne ( $[V]$  i  $[A]$ )

Tabela 4.41 Budynek nr. 10, harmoniczne napięcia, rząd h2-h40, względem podstawowej (h01)

Rząd	Harmoniczne napięcia U względem h01 [%]					
	L1		L2		L3	
	Śr.	Max.	Śr.	Max.	Śr.	Max.
2	0,02	0,26	0,02	0,22	0,02	0,21
3	0,25	0,57	0,09	0,29	0,15	0,38
4	0,02	0,38	0,02	0,34	0,02	0,37
5	1,10	3,49	0,97	3,64	1,07	3,56
6	0,02	0,32	0,02	0,30	0,02	0,60
7	0,87	3,62	0,84	3,58	0,83	3,58
8	0,01	0,23	0,01	0,19	0,01	0,30
9	0,08	0,33	0,08	0,23	0,08	0,20
10	0,01	0,10	0,01	0,08	0,01	0,19
11	0,19	1,10	0,21	1,07	0,20	1,06
12	0,01	0,04	0,01	0,08	0,01	0,14
13	0,12	0,77	0,12	0,76	0,12	0,77
14	0,01	0,05	0,01	0,04	0,01	0,11
15	0,05	0,22	0,05	0,21	0,06	0,23
16	0,01	0,04	0,01	0,03	0,01	0,07
17	0,08	0,54	0,08	0,49	0,07	0,49
18	0,01	0,03	0,01	0,03	0,01	0,05
19	0,09	0,71	0,09	0,63	0,10	0,70
20	0,01	0,03	0,01	0,03	0,01	0,03
21	0,03	0,14	0,04	0,16	0,03	0,16
22	0,01	0,04	0,01	0,03	0,01	0,04
23	0,10	0,61	0,08	0,56	0,09	0,61
24	0,01	0,05	0,01	0,03	0,01	0,06
25	0,10	0,67	0,11	0,66	0,12	0,75
26	0,01	0,03	0,01	0,02	0,01	0,03
27	0,04	0,18	0,04	0,17	0,04	0,16
28	0,01	0,03	0,01	0,02	0,01	0,03
29	0,11	0,83	0,10	0,69	0,10	0,74
30	0,01	0,04	0,01	0,03	0,01	0,04
31	0,07	0,57	0,08	0,64	0,08	0,71
32	0,01	0,04	0,01	0,03	0,01	0,03
33	0,03	0,22	0,03	0,21	0,03	0,16
34	0,01	0,04	0,01	0,03	0,01	0,03
35	0,09	0,89	0,09	0,84	0,08	0,80
36	0,01	0,06	0,01	0,03	0,01	0,04
37	0,07	0,78	0,09	0,98	0,09	1,01
38	0,01	0,04	0,01	0,03	0,01	0,03
39	0,03	0,33	0,03	0,24	0,04	0,21
40	0,01	0,03	0,01	0,03	0,01	0,03

Tabela 4.42 Budynek nr. 10, harmoniczne napięcia, rząd h2-h40, wartość bezwzględna

Rząd	Harmoniczne napięcia U, wartość bezwzględna [V]					
	L1		L2		L3	
	Śr.	Max.	Śr.	Max.	Śr.	Max.
2	0,04	0,60	0,04	0,52	0,04	0,49
3	0,59	1,32	0,20	0,68	0,35	0,89
4	0,03	0,89	0,04	0,81	0,04	0,87
5	2,55	8,16	2,27	8,47	2,50	8,29
6	0,04	0,76	0,04	0,71	0,03	1,40
7	2,02	8,40	1,96	8,40	1,94	8,29
8	0,02	0,53	0,02	0,43	0,02	0,70
9	0,18	0,79	0,20	0,53	0,18	0,47
10	0,01	0,22	0,02	0,20	0,01	0,44
11	0,43	2,56	0,49	2,50	0,46	2,48
12	0,01	0,10	0,01	0,20	0,01	0,34
13	0,28	1,79	0,29	1,76	0,29	1,79
14	0,01	0,11	0,01	0,09	0,01	0,25
15	0,12	0,52	0,11	0,48	0,15	0,55
16	0,01	0,10	0,01	0,07	0,01	0,16
17	0,17	1,26	0,19	1,13	0,17	1,15
18	0,01	0,06	0,01	0,07	0,01	0,11
19	0,22	1,65	0,22	1,48	0,22	1,64
20	0,01	0,07	0,01	0,07	0,01	0,06
21	0,06	0,32	0,08	0,38	0,07	0,37
22	0,01	0,10	0,01	0,06	0,01	0,09
23	0,23	1,42	0,20	1,30	0,22	1,42
24	0,01	0,12	0,01	0,06	0,01	0,15
25	0,23	1,57	0,26	1,53	0,27	1,76
26	0,01	0,07	0,01	0,05	0,01	0,07
27	0,09	0,42	0,08	0,41	0,09	0,37
28	0,01	0,06	0,01	0,05	0,01	0,07
29	0,25	1,93	0,22	1,62	0,24	1,73
30	0,01	0,10	0,01	0,06	0,01	0,09
31	0,17	1,32	0,18	1,49	0,19	1,67
32	0,01	0,09	0,01	0,06	0,01	0,07
33	0,06	0,51	0,07	0,49	0,06	0,38
34	0,01	0,09	0,01	0,07	0,01	0,07
35	0,20	2,08	0,20	1,94	0,19	1,85
36	0,01	0,15	0,01	0,07	0,01	0,10
37	0,17	1,83	0,21	2,30	0,22	2,32
38	0,01	0,09	0,01	0,07	0,01	0,07
39	0,07	0,78	0,07	0,57	0,09	0,49
40	0,01	0,07	0,01	0,06	0,01	0,07

Tabela 4.43 Budynek nr. 10, harmoniczne napięcia, rząd h2-h40, względem RMS

Rząd	Harmoniczne napięcia U względem wartości RMS [%]					
	L1		L2		L3	
	Śr.	Max.	Śr.	Max.	Śr.	Max.
2	0,02	0,26	0,02	0,22	0,02	0,21
3	0,25	0,57	0,09	0,29	0,15	0,38
4	0,02	0,38	0,02	0,34	0,02	0,37
5	1,10	3,49	0,97	3,64	1,07	3,56
6	0,02	0,32	0,02	0,30	0,02	0,60
7	0,87	3,62	0,84	3,58	0,83	3,57
8	0,01	0,23	0,01	0,18	0,01	0,30
9	0,08	0,33	0,08	0,23	0,08	0,20
10	0,01	0,10	0,01	0,08	0,01	0,19
11	0,19	1,10	0,21	1,07	0,20	1,06
12	0,01	0,04	0,01	0,08	0,01	0,14
13	0,12	0,77	0,12	0,76	0,12	0,77
14	0,01	0,05	0,01	0,04	0,01	0,11
15	0,05	0,22	0,05	0,21	0,06	0,23
16	0,01	0,04	0,01	0,03	0,01	0,07
17	0,08	0,54	0,08	0,49	0,07	0,49
18	0,01	0,03	0,01	0,03	0,01	0,05
19	0,09	0,71	0,09	0,63	0,10	0,70
20	0,01	0,03	0,01	0,03	0,01	0,03
21	0,03	0,14	0,04	0,16	0,03	0,16
22	0,01	0,04	0,01	0,03	0,01	0,04
23	0,10	0,61	0,08	0,56	0,09	0,61
24	0,01	0,05	0,01	0,03	0,01	0,06
25	0,10	0,67	0,11	0,66	0,12	0,75
26	0,01	0,03	0,01	0,02	0,01	0,03
27	0,04	0,18	0,04	0,17	0,04	0,16
28	0,01	0,03	0,01	0,02	0,01	0,03
29	0,11	0,82	0,10	0,69	0,10	0,74
30	0,01	0,04	0,01	0,03	0,01	0,04
31	0,07	0,57	0,08	0,64	0,08	0,71
32	0,01	0,04	0,01	0,03	0,01	0,03
33	0,03	0,22	0,03	0,21	0,03	0,16
34	0,01	0,04	0,01	0,03	0,01	0,03
35	0,09	0,89	0,09	0,84	0,08	0,80
36	0,01	0,06	0,01	0,03	0,01	0,04
37	0,07	0,78	0,09	0,98	0,09	1,01
38	0,01	0,04	0,01	0,03	0,01	0,03
39	0,03	0,33	0,03	0,24	0,04	0,21
40	0,01	0,03	0,01	0,03	0,01	0,03

Tabela 4.44 Budynek nr. 10, harmoniczne napięcia, rzqd h2-h40, zestawienie wartości: względem h01, bezwzględnych, względem RMS

Rzqd	Harmoniczne napięcia U																	
	Względem h01 [%]						Wartość bezwzględna [V]						Względem wartości RMS [%]					
	L1		L2		L3		L1		L2		L3		L1		L2		L3	
	Śr.	Max.	Śr.	Max.	Śr.	Max.	Śr.	Max.	Śr.	Max.	Śr.	Max.	Śr.	Max.	Śr.	Max.	Śr.	Max.
2	0,02	0,26	0,02	0,22	0,02	0,21	0,04	0,60	0,04	0,52	0,04	0,49	0,02	0,26	0,02	0,22	0,02	0,21
3	0,25	0,57	0,09	0,29	0,15	0,38	0,59	1,32	0,20	0,68	0,35	0,89	0,25	0,57	0,09	0,29	0,15	0,38
4	0,02	0,38	0,02	0,34	0,02	0,37	0,03	0,89	0,04	0,81	0,04	0,87	0,02	0,38	0,02	0,34	0,02	0,37
5	1,10	3,49	0,97	3,64	1,07	3,56	2,55	8,16	2,27	8,47	2,50	8,29	1,10	3,49	0,97	3,64	1,07	3,56
6	0,02	0,32	0,02	0,30	0,02	0,60	0,04	0,76	0,04	0,71	0,03	1,40	0,02	0,32	0,02	0,30	0,02	0,60
7	0,87	3,62	0,84	3,58	0,83	3,58	2,02	8,40	1,96	8,40	1,94	8,29	0,87	3,62	0,84	3,58	0,83	3,57
8	0,01	0,23	0,01	0,19	0,01	0,30	0,02	0,53	0,02	0,43	0,02	0,70	0,01	0,23	0,01	0,18	0,01	0,30
9	0,08	0,33	0,08	0,23	0,08	0,20	0,18	0,79	0,20	0,53	0,18	0,47	0,08	0,33	0,08	0,23	0,08	0,20
10	0,01	0,10	0,01	0,08	0,01	0,19	0,01	0,22	0,02	0,20	0,01	0,44	0,01	0,10	0,01	0,08	0,01	0,19
11	0,19	1,10	0,21	1,07	0,20	1,06	0,43	2,56	0,49	2,50	0,46	2,48	0,19	1,10	0,21	1,07	0,20	1,06
12	0,01	0,04	0,01	0,08	0,01	0,14	0,01	0,10	0,01	0,20	0,01	0,34	0,01	0,04	0,01	0,08	0,01	0,14
13	0,12	0,77	0,12	0,76	0,12	0,77	0,28	1,79	0,29	1,76	0,29	1,79	0,12	0,77	0,12	0,76	0,12	0,77
14	0,01	0,05	0,01	0,04	0,01	0,11	0,01	0,11	0,01	0,09	0,01	0,25	0,01	0,05	0,01	0,04	0,01	0,11
15	0,05	0,22	0,05	0,21	0,06	0,23	0,12	0,52	0,11	0,48	0,15	0,55	0,05	0,22	0,05	0,21	0,06	0,23
16	0,01	0,04	0,01	0,03	0,01	0,07	0,01	0,10	0,01	0,07	0,01	0,16	0,01	0,04	0,01	0,03	0,01	0,07
17	0,08	0,54	0,08	0,49	0,07	0,49	0,17	1,26	0,19	1,13	0,17	1,15	0,08	0,54	0,08	0,49	0,07	0,49
18	0,01	0,03	0,01	0,03	0,01	0,05	0,01	0,06	0,01	0,07	0,01	0,11	0,01	0,03	0,01	0,03	0,01	0,05
19	0,09	0,71	0,09	0,63	0,10	0,70	0,22	1,65	0,22	1,48	0,22	1,64	0,09	0,71	0,09	0,63	0,10	0,70
20	0,01	0,03	0,01	0,03	0,01	0,03	0,01	0,07	0,01	0,07	0,01	0,06	0,01	0,03	0,01	0,03	0,01	0,03
21	0,03	0,14	0,04	0,16	0,03	0,16	0,06	0,32	0,08	0,38	0,07	0,37	0,03	0,14	0,04	0,16	0,03	0,16
22	0,01	0,04	0,01	0,03	0,01	0,04	0,01	0,10	0,01	0,06	0,01	0,09	0,01	0,04	0,01	0,03	0,01	0,04
23	0,10	0,61	0,08	0,56	0,09	0,61	0,23	1,42	0,20	1,30	0,22	1,42	0,10	0,61	0,08	0,56	0,09	0,61
24	0,01	0,05	0,01	0,03	0,01	0,06	0,01	0,12	0,01	0,06	0,01	0,15	0,01	0,05	0,01	0,03	0,01	0,06
25	0,10	0,67	0,11	0,66	0,12	0,75	0,23	1,57	0,26	1,53	0,27	1,76	0,10	0,67	0,11	0,66	0,12	0,75
26	0,01	0,03	0,01	0,02	0,01	0,03	0,01	0,07	0,01	0,05	0,01	0,07	0,01	0,03	0,01	0,02	0,01	0,03
27	0,04	0,18	0,04	0,17	0,04	0,16	0,09	0,42	0,08	0,41	0,09	0,37	0,04	0,18	0,04	0,17	0,04	0,16
28	0,01	0,03	0,01	0,02	0,01	0,03	0,01	0,06	0,01	0,05	0,01	0,07	0,01	0,03	0,01	0,02	0,01	0,03
29	0,11	0,83	0,10	0,69	0,10	0,74	0,25	1,93	0,22	1,62	0,24	1,73	0,11	0,82	0,10	0,69	0,10	0,74
30	0,01	0,04	0,01	0,03	0,01	0,04	0,01	0,10	0,01	0,06	0,01	0,09	0,01	0,04	0,01	0,03	0,01	0,04
31	0,07	0,57	0,08	0,64	0,08	0,71	0,17	1,32	0,18	1,49	0,19	1,67	0,07	0,57	0,08	0,64	0,08	0,71
32	0,01	0,04	0,01	0,03	0,01	0,03	0,01	0,09	0,01	0,06	0,01	0,07	0,01	0,04	0,01	0,03	0,01	0,03
33	0,03	0,22	0,03	0,21	0,03	0,16	0,06	0,51	0,07	0,49	0,06	0,38	0,03	0,22	0,03	0,21	0,03	0,16
34	0,01	0,04	0,01	0,03	0,01	0,03	0,01	0,09	0,01	0,07	0,01	0,07	0,01	0,04	0,01	0,03	0,01	0,03
35	0,09	0,89	0,09	0,84	0,08	0,80	0,20	2,08	0,20	1,94	0,19	1,85	0,09	0,89	0,09	0,84	0,08	0,80
36	0,01	0,06	0,01	0,03	0,01	0,04	0,01	0,15	0,01	0,07	0,01	0,10	0,01	0,06	0,01	0,03	0,01	0,04
37	0,07	0,78	0,09	0,98	0,09	1,01	0,17	1,83	0,21	2,30	0,22	2,32	0,07	0,78	0,09	0,98	0,09	1,01
38	0,01	0,04	0,01	0,03	0,01	0,03	0,01	0,09	0,01	0,07	0,01	0,07	0,01	0,04	0,01	0,03	0,01	0,03
39	0,03	0,33	0,03	0,24	0,04	0,21	0,07	0,78	0,07	0,57	0,09	0,49	0,03	0,33	0,03	0,24	0,04	0,21
40	0,01	0,03	0,01	0,03	0,01	0,03	0,01	0,07	0,01	0,06	0,01	0,07	0,01	0,03	0,01	0,03	0,01	0,03

Tabela 4.45 Budynek nr. 10, harmoniczne napięcia, h5 i h7, względem podstawowej (h01)

Faza	Harmoniczne napięcia U względem h01 [%]					
	h5			h7		
	L1	L2	L3	L1	L2	L3
CP05	0,41	0,36	0,42	0,44	0,41	0,42
Średnia	1,10	0,97	1,07	0,87	0,84	0,83
CP95	1,60	1,42	1,53	1,60	1,60	1,57
Max	3,49	3,64	3,56	3,62	3,58	3,58
Min	0,04	0,04	0,04	0,05	0,03	0,04

Tabela 4.46 Budynek nr. 10, harmoniczne napięcia, h5 i h7, wartość bezwzględna

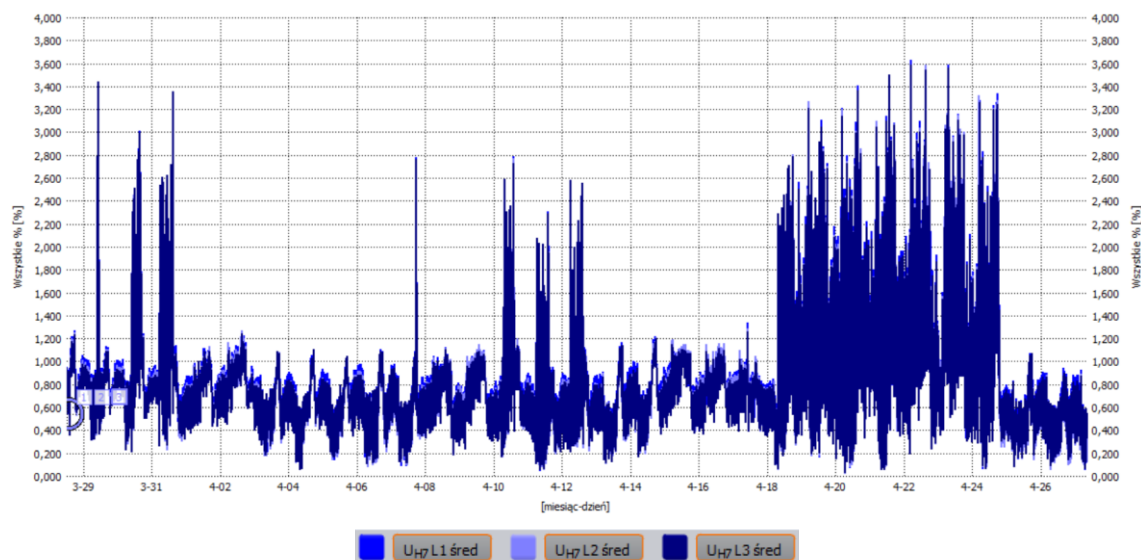
Faza	Harmoniczne napięcia U, wartość bezwzględna [V]					
	h5			h7		
	L1	L2	L3	L1	L2	L3
CP05	0,96	0,84	0,98	1,02	0,95	0,98
Średnia	2,55	2,27	2,50	2,02	1,96	1,94
CP95	3,73	3,33	3,58	3,75	3,74	3,67
Max	8,16	8,47	8,29	8,40	8,40	8,29
Min	0,09	0,09	0,10	0,11	0,06	0,09

Tabela 4.47 Budynek nr. 10, harmoniczne napięcia, h5 i h7, względem RMS

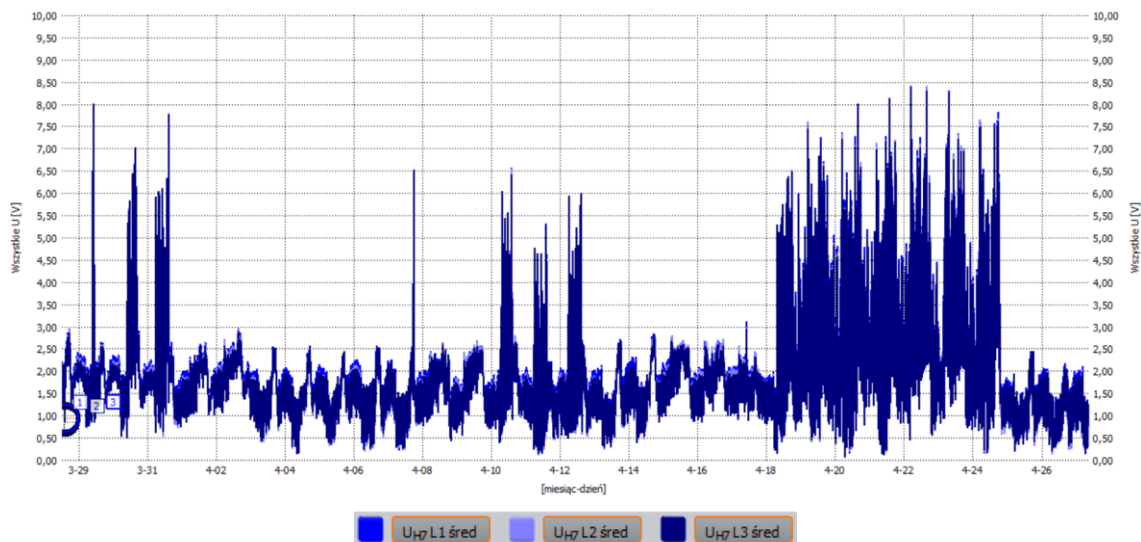
	Harmoniczne napięcia U względem wartości RMS [%]					
	h5			h7		
	L1	L2	L3	L1	L2	L3
Faza						
CP05	0,41	0,36	0,42	0,44	0,41	0,42
Średnia	1,10	0,97	1,07	0,87	0,84	0,83
CP95	1,60	1,42	1,53	1,60	1,60	1,57
Max	3,49	3,64	3,56	3,62	3,58	3,57
Min	0,04	0,04	0,04	0,05	0,03	0,04

Tabela 4.48 Budynek nr. 10, harmoniczne napięcia, h5 i h7, zestawienie wartości: względem h01, bezwzględnych i względem RMS

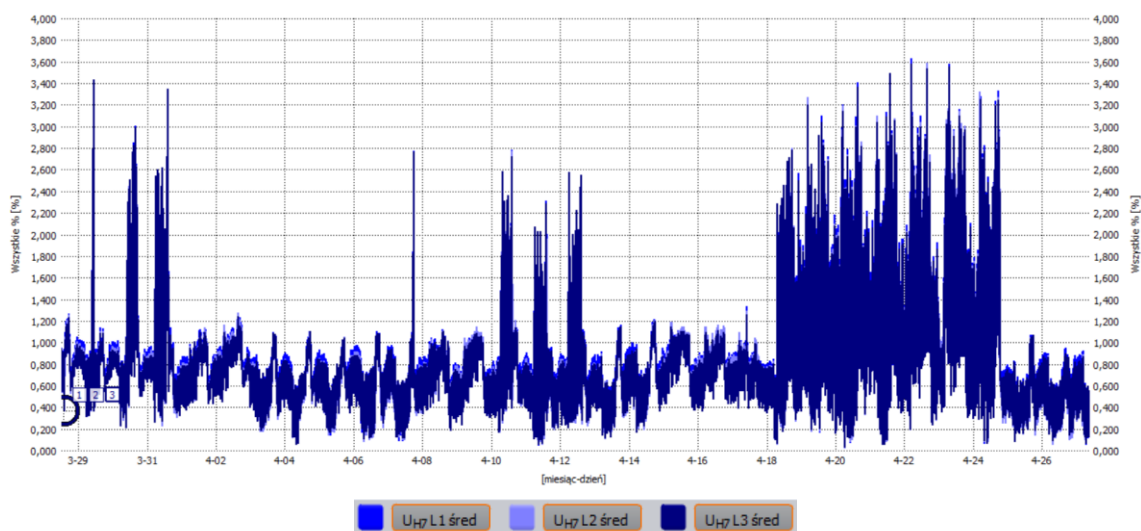
Rząd	Harmoniczne napięcia U																	
	Względem h01 [%]						Wartość bezwzględna [V]						Względem wartości RMS [%]					
	h5			h7			h5			h7			h5			h7		
Faza	L1	L2	L3	L1	L2	L3	L1	L2	L3	L1	L2	L3	L1	L2	L3	L1	L2	L3
CP05	0,41	0,36	0,42	0,44	0,41	0,42	0,96	0,84	0,98	1,02	0,95	0,98	0,41	0,36	0,42	0,44	0,41	0,42
Średnia	1,10	0,97	1,07	0,87	0,84	0,83	2,55	2,27	2,50	2,02	1,96	1,94	1,10	0,97	1,07	0,87	0,84	0,83
CP95	1,60	1,42	1,53	1,60	1,60	1,57	3,73	3,33	3,58	3,75	3,74	3,67	1,60	1,42	1,53	1,60	1,60	1,57
Max	3,49	3,64	3,56	3,62	3,58	3,58	8,16	8,47	8,29	8,40	8,40	8,29	3,49	3,64	3,56	3,62	3,58	3,57
Min	0,04	0,04	0,04	0,05	0,03	0,04	0,09	0,09	0,10	0,11	0,06	0,09	0,04	0,04	0,04	0,05	0,03	0,04



Rys. 4.42 Harmoniczne napięcia rzędu h7, wszystkie trzy fazy, instalacja PV na budynku nr. 10, przebieg w czasie, względem h01 [%]



Rys. 4.43 Harmoniczna napięcia rzędu  $h_7$ , wszystkie trzy fazy, instalacja PV na budynku nr. 10, przebieg w czasie, wartość bezwzględna [V]



Rys. 4.44 Harmoniczna napięcia rzędu  $h_7$ , wszystkie trzy fazy, instalacja PV na budynku nr. 10, przebieg w czasie, wartość względem RMS [%]

#### 4.2.4.5 Moc czynna

Wykres Rys. 4.45 przedstawia przebieg mocy w czasie dla instalacji zlokalizowanej na budynku nr. 10. Dostrzegalna jest okresowość produkcji energii elektrycznej będącej wynikiem zmian dzień/noc jak również nierównomierność generacji mocy związanej z warunkami atmosferycznymi (zgodnie z: Rys. 4.1 Irradiancja dla Katowic w okresie trwania pomiarów w PNT Euro-Centrum, na podstawie [33], strona 70). Na grafice widoczne są przebiegi dla poszczególnych faz (odpowiednio kolory czarny, czerwony i zielony – L1, L2 i L3) jak i suma z trzech faz zaznaczona kolorem pomarańczowym. Z tabeli Tabela 4.49 odczytujemy maksimum mocy (pomiar z 10 sekundowym interwałem) przypadający na 6.04.2017, wynoszący 126,3 [kW] (suma z trzech faz). Warto w tym miejscu przypomnieć, iż moc szczytowa omawianej instalacji PV (budynek nr. 10) wynosi 209,85 [kWp]. Z uzyskanych danych wynika, że instalacja podczas maksimum generacji osiągnęła jedynie około 60 [%]

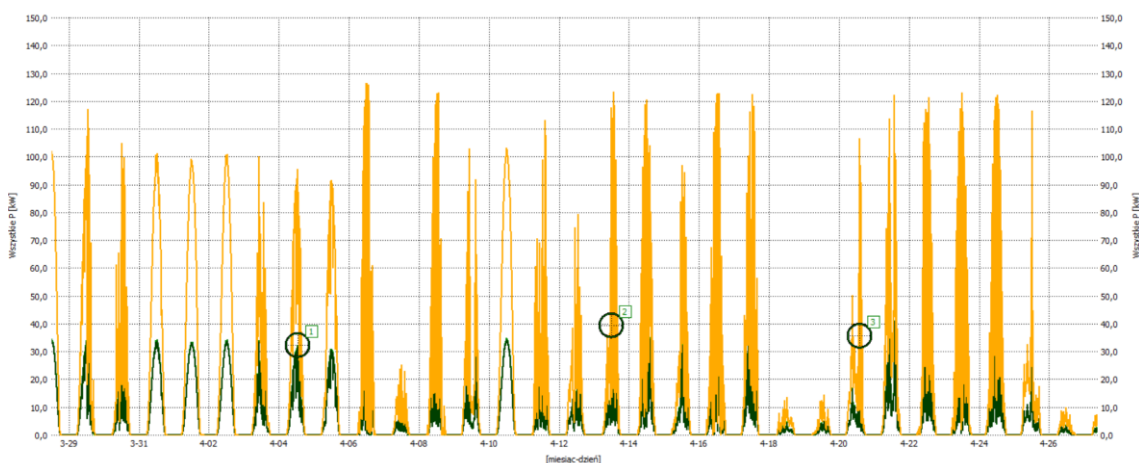


swojego potencjału, co jest wynikiem bardzo niskim w porównaniu do pozostałych lokalizacji w PNT. Budzi to pytanie o poprawne jej funkcjonowanie, gdyż pozostałe instalacje w tych samych warunkach pogodowych osiągnęły odpowiednio: budynek nr. 8 – 82,5 [%] oraz budynek nr. 11 – 77 [%].

Kontynuując analizę wykresu mocy, zauważyć można, iż wyraźnie mniejsza moc wystąpiła w dniach 07.04.2017 oraz 18-19.04.2017 i 26.04.2017. Amplitudy te są tożsame z wynikami dla instalacji zlokalizowanej przy budynku nr. 8 i nr. 11, gdzie również w podobnych dniach odnotowano najwyższe i najniższe wartości mocy. Potwierdza to istnienie zbliżonych warunków nasłonecznienia dla sąsiadujących ze sobą badanych instalacji.

Tabela 4.49 Budynek nr. 10, dane P

	P L1 [kW]	P L2 [kW]	P L3 [kW]	Suma [kW]
CP05	-0,19	0,01	-0,09	-0,27
Średnia	5,02	5,10	5,00	15,12
CP95	29,18	28,82	28,72	86,72
Max	42,96	42,54	42,49	126,30
Min	-0,30	-0,02	-0,12	-0,38



Rys. 4.45 Moc P[kW] dla instalacji PV na budynku nr. 10

Dla badanej instalacji nie zagregowano danych dotyczących spełnienia wymagań normy PN-EN 50160. Analizator JEE nie był ustawiony w trybie zbierania danych pod kątem normy. Główną różnicą jest okres próbkowania, twórcy pracy zależało podczas badania na uzyskaniu wysokiej rozdzielczości, więc został ustawiony 10 sekundowy okres próbkowania, gdzie dane normy wskazują na 10 minutowe pomiary.

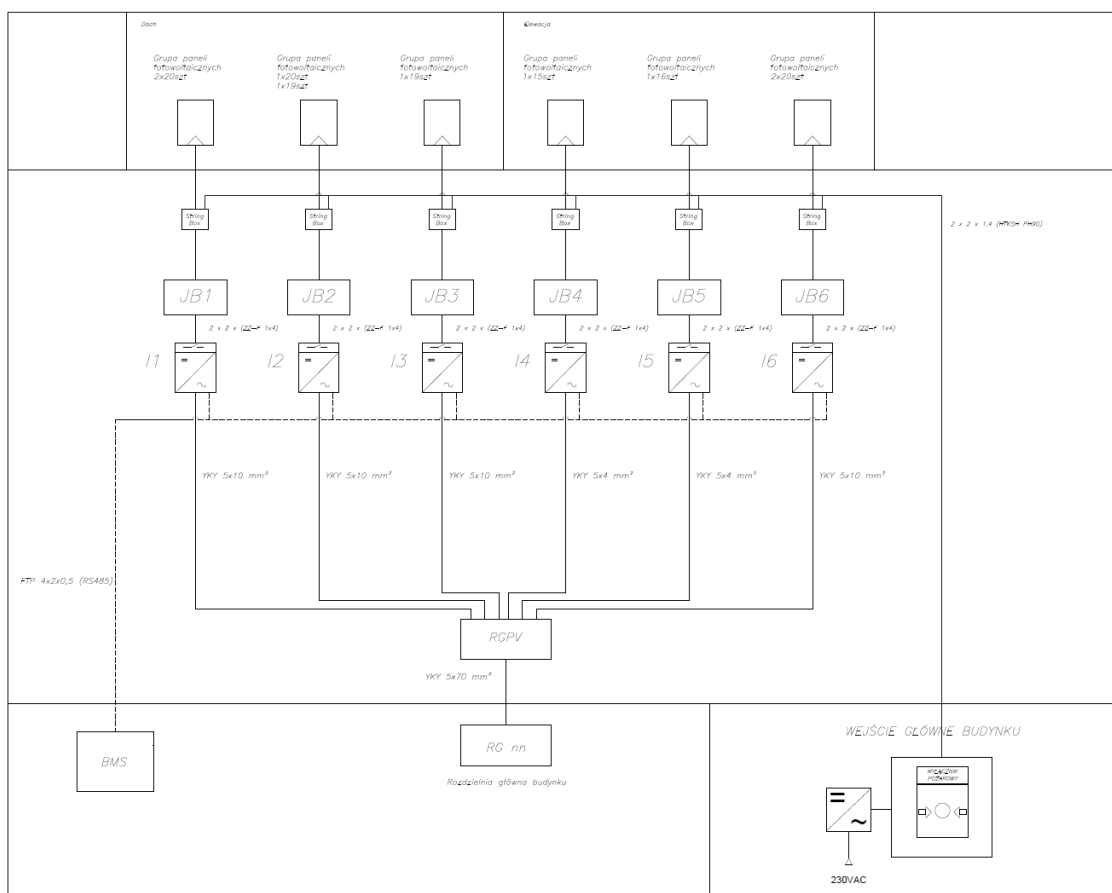
## 4.2.5 Budynek nr. 11

### 4.2.5.1 Rodzaj modułów fotowoltaicznych

Jako źródło energii odnawialnej w instalacji fotowoltaicznej o mocy szczytowej 47 kWp zastosowano moduły fotowoltaiczne polikrystaliczne produkcji firmy BRUK-BET BEP-250 Wp. Schemat ideowy instalacji PV dla budynku nr. 11 przedstawiono na rysunku Rys. 4.46 (strona 122) natomiast informacje na temat rodzaju zastosowanych modułów, ich rozmieszczenia i zainstalowanej mocy umieszczono w tabeli Tabela 4.50 (strona 123).

Poniżej zostały wymienione rodzaje zastosowanych modułów:

- BRUK-BET BEP-250Wp (ramkowe, polikrystaliczne)
- BRUK-BET BEP-250Wp (bezramkowe w technologii szkło-szkło, polikrystaliczne)



Rys. 4.46 EC Budynek nr. 11 schemat ideowy instalacji PV

#### 4.2.5.2 Dane techniczne modułów fotowoltaicznych

Roźmieszczenie modułów PV w poszczególnych lokalizacjach budynku nr. 11, podział na pozycje prezentuje Tabela 4.50 (strona 123).

#### 1. Dach

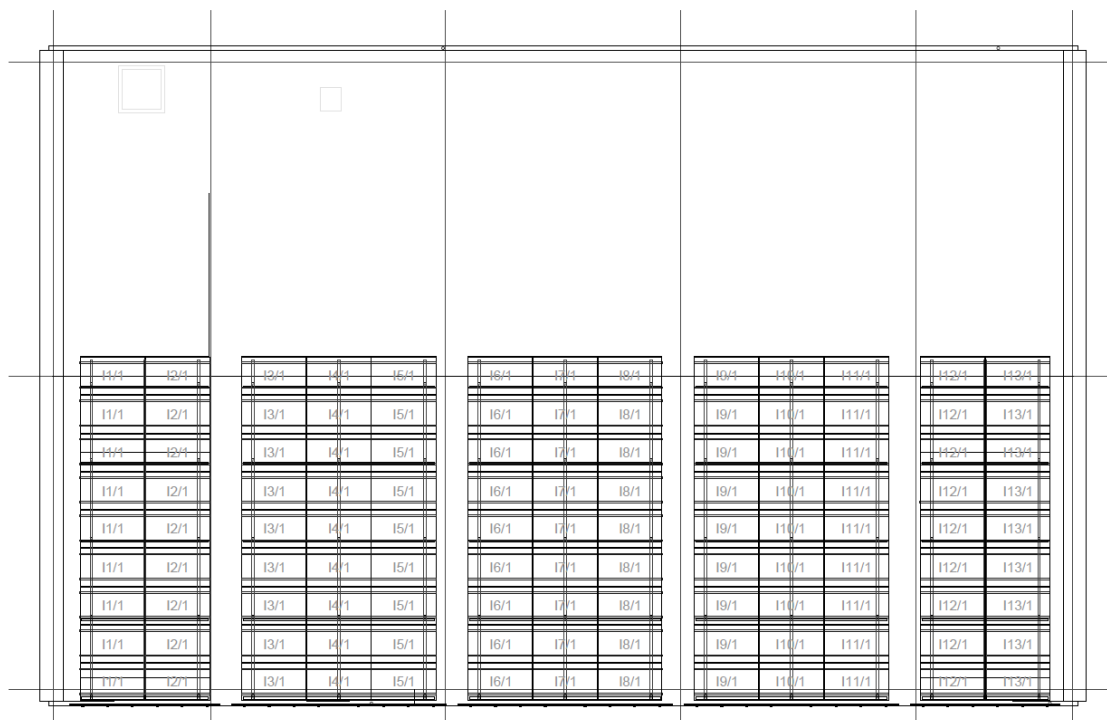
Na dachu budynku od strony południowej zamontowano 117 ramkowych modułów fotowoltaicznych. Panele zamocowane są do konstrukcji wsporczej. Roźmieszczenie paneli na dachu przedstawia grafika Rys. 4.47 (strona 123).

#### 2. Elewacja

Na elewacji południowej zamontowano, elewacyjne bezramkowe moduły fotowoltaiczne typu szkło-szkło, 51 modułów zainstalowano w obrębie wejścia do budynku oraz 20 modułów w poziomych pasach międzyokiennej. Moduły zamontowane są jako fasada wentylowana. Roźmieszczenie paneli na elewacji przedstawia grafika Rys. 4.48 (strona 124).

Tabela 4.50 EC Budynek nr. 11 rodzaje modułów PV

Pozycja	Rodzaj konstrukcji	Rodzaj modułów	Moc jedn.	Ilość modułów	Moc całkowita
			kWp	sztuk	kWp
1	dachowa	ramkowe poli. (1640x990x38mm)	0,250	117	29,25
2	elewacja	poli. szkło-szkło (1640x990x5mm)	0,250	71	17,75
Razem:				<b>188</b>	<b>47</b>



Rys. 4.47 EC Budynek nr. 11, rozmieszczenie paneli PV - Dach



Rys. 4.48 EC Budynek nr. 11, rozmieszczenie paneli PV - Elewacja

#### 4.2.5.3 Falowniki zastosowane w instalacji PV

Falowniki zastosowane w instalacji fotowoltaicznej zlokalizowanej w budynku nr. 11 przedstawia Tabela 4.51 (strona 124).

Tabela 4.51 EC Budynek nr. 11, falowniki - Dach i Elewacja

Pozycja	Rodzaj konstrukcji	Rodzaj modułów	Moc jedn.	SMA Sunny Tripower STP 10000TL-20	SMA Sunny Tripower STP 5000TL-20
			kWp	sztuk	sztuk
1	dachowa	ramkowe poli. (1640x990x38mm)	0,250	3	0
2	elewacja	poli. szkło-szkło (1640x990x5mm)	0,250	1	2
Razem:				<b>6</b>	

#### 4.2.5.4 Kąty instalacji

Na dachu budynku panele fotowoltaiczne zostały zamocowane do konstrukcji wsporczej. Kąt nachylenia modułów jest zgodny ze spadkiem dachu, czyli 15°.

#### 4.2.5.5 Azymut oraz sposób ułożenia

Azymut, z uwzględnieniem strony południowej oraz wizualizację sposobu ułożenia modułów fotowoltaicznych przedstawia grafika Rys. 4.49 (strona 125) natomiast współrzędne geograficzne instalacji przedstawia Tabela 4.52 (strona 125).



Rys. 4.49 Budynek nr. 11 azymut [36]

#### 4.2.5.6 Współrzędne geograficzne instalacji PV

Tabela 4.52 PNT Euro-Centrum Budynek nr. 11, współrzędne geograficzne

	Jednostka	Lokalizacja
Szerokość geograficzna	°N	50°2'
Długość geograficzna	°E	19°0'
Poziom n.p.m	m	284

#### 4.2.6 Analiza danych pomiarowych – budynek nr. 11

Pomiary wykonywano trójfazowym rejestratorem jakości energii elektrycznej FLUKE 1750, zgodnym ze standardem IEC 61000-4-30 Klasa-A. W tabeli Tabela 4.53 podano parametry pomiaru wykonanego dla budynku nr. 11 zlokalizowanego w Parku Naukowo-Technologicznym Euro-Centrum w Katowicach. Większość wykresów, grafik i tabel zawartych w niniejszym rozdziale została wykreślona przy pomocy programu Fluke Power Analyze w wersji 2.4.

Tabela 4.53 PNT Euro-Centrum Budynek nr. 11, parametry pomiaru

<b>Pomiar</b>	
Start:	28.03.2017 12:06:19
Koniec:	27.04.2017 09:42:55
Długość:	4t 1d 21h 36m 36s
Uśrednianie próbek:	10 minut
Przyrząd pomiarowy:	FLUKE 1750, klasa A
<b>Wartości nominalne</b>	
Napięcie znamionowe Un:	230,00V
Częstotliwość nominalna:	50,00 Hz
<b>Limity zdarzeń</b>	
Próg zapadu napięcia:	90,00%
Próg wahanía napięcia:	110,00%
<b>Statystyki EN50160</b>	
Napięcie 95% poz. limit:	110,00%
Napięcie 95% ujem. limit:	90,00%
Napięcie 100% poz. limit:	110,00%
Napięcie 100% ujem. limit:	85,00%
Częstotliwość 95% poz. limit:	101,00%
Częstotliwość 95% neg. limit:	99,00%
Częstotliwość 100% poz. limit:	104,00%
Częstotliwość 100% ujemna limit:	94,00%
Długotrwałe migotanie PIt:	1
Maks. liczba wydarzeń:	100
Asymetria:	2,00%
THDu:	8,00%
<b>Szybkie zmiany napięcia</b>	
Minimalna szybkość zmian:	5,00%

#### 4.2.6.1 Wartość skuteczna natężenia prądu

W poniższej tabeli Tabela 4.54 zaprezentowano dane dotyczące prądu Irms dla instalacji fotowoltaicznej zlokalizowanej na budynku nr. 11. Maksymalne jak i minimalne wartości dla poszczególnych faz są do siebie bardzo zbliżone. Pierwsze oscylują w okolicy 59,6 [A] natomiast drugie 0,35 [A]. Wyniki te mają swoje odzwierciedlenie w wartości średniej prądu dla każdej z faz znajdującej się na podobnym poziomie ok. 7,6 [A]. Wykres Rys. 4.50 przedstawia dobowe zmiany wartości prądu Irms dla badanej instalacji z uwzględnieniem 10 minutowego interwału pomiarowego. Kolorami szarym, czerwonym i zielonym oznaczono kolejne fazy Irms. Podobnie jak dla innych instalacji PV, tak i w tym przypadku wyraźnie zaznacza się okresowość pracy instalacji PV, gdzie podczas dnia energia elektryczna jest produkowana i wartości Irms rosną oraz nocy, gdy wartości te spadają niemalże do zera.

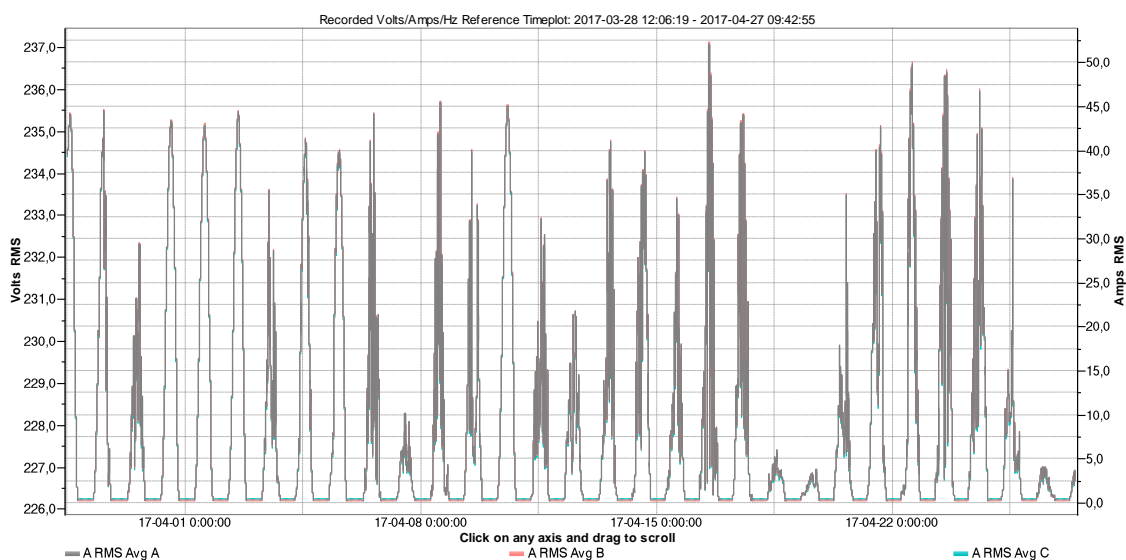
Na wykresie Rys. 4.51 pokazano zawężony okres pomiaru, od 17 do 21 kwietnia 2017 roku, na którym widać, że w dniach 18 i 19 kwietnia odnotowano wyraźny spadek natężenia prądu względem pozostałych dni. Jest to najprawdopodobniej odpowiedź instalacji PV na mniejszą irradiancję wynikłą najprawdopodobniej z pogorszenia się warunków atmosferycznych.

Natomiast wykres Rys. 4.52 pokazuje kilkugodzinny wycinek z przebiegu natężenia prądu w czasie. Charakterystyka prądu odznacza się skokową zmianą wartości wynikłą z zależności prądu Irms instalacji PV od nasłonecznienia paneli PV. Więcej o obserwacjach

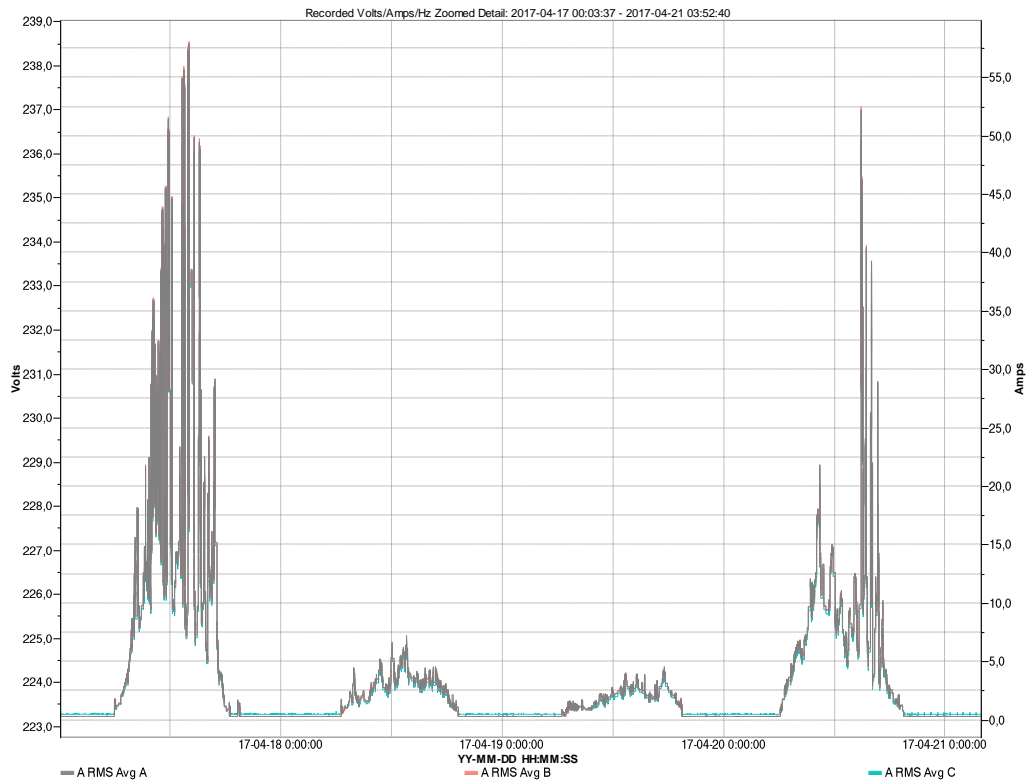
tego zjawiska napisano w rozdziale poświęconym badaniom falowników fotowoltaicznych w warunkach laboratoryjnych, w którym autor pracy omawia szereg zaplanowanych i wykonanych przez siebie eksperymentów mających na celu przeprowadzenie pogłębionej analizy prezentowanych przebiegów prądu.

Tabela 4.54 *Budynek nr. 11, dane prądu Irms*

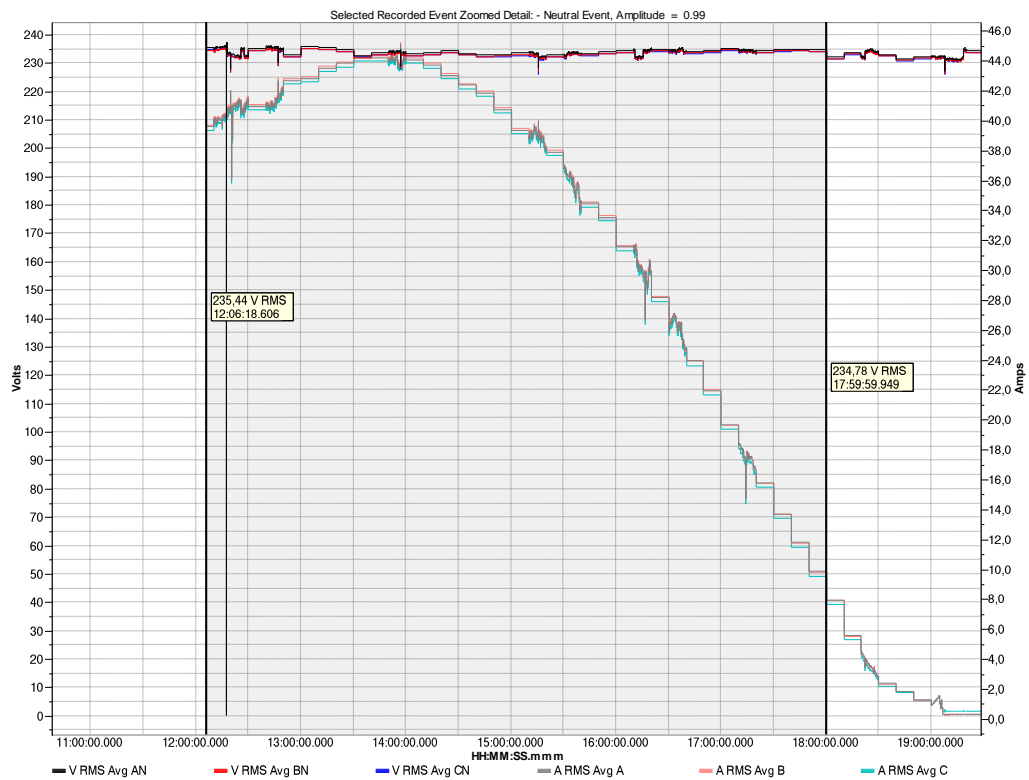
	I RMS A [A]	I RMS B [A]	I RMS C [A]
CP05	0,35	0,31	0,53
Średnia	7,63	7,61	7,58
CP95	37,03	37,15	36,82
Max	59,65	59,79	59,52
Min	0,31	0,28	0,46



Rys. 4.50 *Prąd Irms dla instalacji PV na budynku nr. 11*



Rys. 4.51 Prąd Irms dla instalacji PV na budynku nr. 11, zawężone okno pomiarowe 17-21 kwietnia 2017



Rys. 4.52 Prąd Irms dla instalacji PV na budynku nr. 11, zawężone okno pomiarowe do kilku godzin



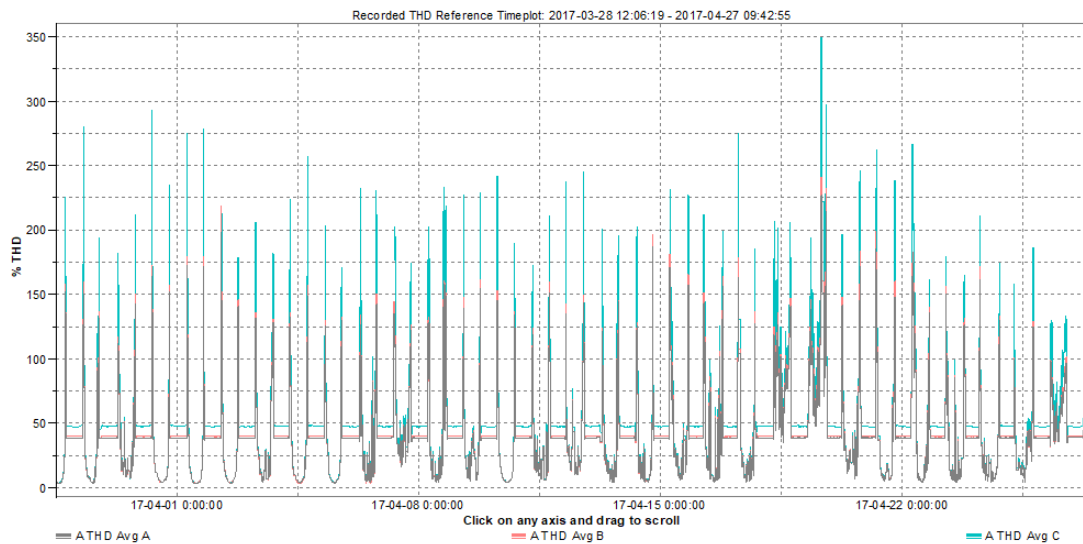
#### 4.2.6.2 Współczynnik zawartości harmonicznych prądu THDI

Na poniższym wykresie Rys. 4.53 przedstawiono przebieg wartości THDI w czasie dla instalacji budynku nr. 11. Jak podaje Tabela 4.55 wartości średnie za cały okres pomiaru dla fazy A (oznaczonej kolorem czarnym na wykresie) oraz fazy B (oznaczonej kolorem czerwonym na wykresie) są do siebie zbliżone i wynoszą odpowiednio 39,39 [%] i 40,34 [%]. Faza C (oznaczona kolorem zielonym) nieco odstaje od pozostałych i wynosi 48,75 [%]. Dane dotyczące wartości maksymalnych różnią się i wynoszą odpowiednio 226,89 [%] i 240,74 [%] dla Faz A i B oraz wyraźnie większa wartość fazy C z wartością 349,66 [%]. Z uwagi na wyraźną różnicę pomiędzy fazą C a pozostałymi, zostanie ona poddana bardziej szczegółowej analizie w dalszej części tekstu. Wartości minimalne dla wszystkich faz są do siebie zbliżone i wynoszą około 3,5 [%], podobnie wartość percentyla CP05 będąca na poziomie ok. 5,1 [%].

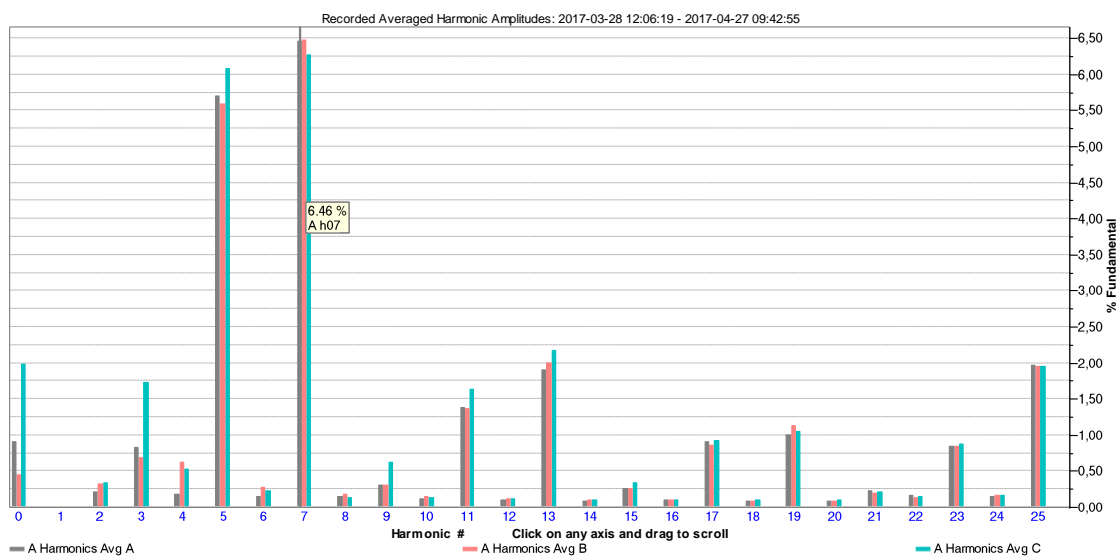
Wykres przedstawiający harmoniczne prądu od 2-giej do 25-tej pokazany jest na rysunku Rys. 4.54. Zaobserwować można wyraźną dominację 5-tej i 7-mej harmonicznej dla uśrednionej wartości z całego okresu pomiaru. Obserwacje te znajdują potwierdzenie w danych zawartych w tabeli Tabela 4.56 prezentującej wartości średnie i maksymalne (pomiar 10-cio minutowy) dla poszczególnych rzędów od h2 do h50.

Tabela 4.55 Budynek nr. 11, dane THDI

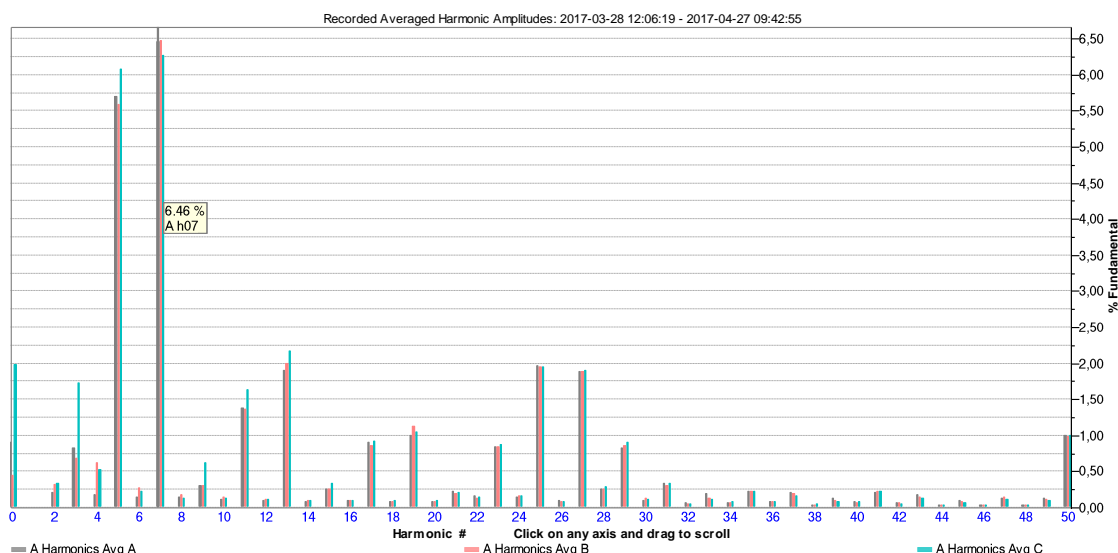
	THDI A [%]	THDI B [%]	THDI C [%]
CP05	5,12	5,10	5,32
Średnia	39,39	40,34	48,75
CP95	106,87	110,29	140,31
Max	226,89	240,74	349,66
Min	3,46	3,56	3,69



Rys. 4.53 THDI dla instalacji PV na budynku nr. 11



Rys. 4.54 Harmoniczne prądu Irms (h2-h25) dla instalacji PV na budynku nr. 11, wartości średnie za cały okres pomiaru



Rys. 4.55 Harmoniczne prądu Irms (h2-h50) dla instalacji PV na budynku nr. 11, wartości średnie za cały okres pomiaru

Tabela 4.56 Budynek nr. 11, harmoniczne prądu, rzęd h2-h50, względem podstawowej (h01)

Rząd	Harmoniczne prądu I [%]						Rząd	Harmoniczne prądu I [%]					
	A		B		C			A		B		C	
	Śr.	Max.	Śr.	Max.	Śr.	Max.		Śr.	Max.	Śr.	Max.	Śr.	Max.
2	0,21	11,38	0,31	9,85	0,33	10,13	27	1,89	2,56	1,88	2,50	1,90	2,50
3	0,83	6,82	0,68	5,02	1,73	9,70	28	0,26	1,86	0,25	1,83	0,29	2,04
4	0,18	5,97	0,61	5,27	0,52	5,83	29	0,83	3,37	0,85	3,21	0,90	3,65
5	5,69	23,85	5,58	23,53	6,08	23,86	30	0,10	0,68	0,12	0,74	0,11	0,73
6	0,14	10,35	0,27	6,32	0,22	6,34	31	0,33	2,31	0,29	2,07	0,33	2,19
7	6,46	28,39	6,47	28,44	6,27	27,54	32	0,06	0,59	0,05	0,57	0,06	0,72
8	0,14	3,96	0,18	4,19	0,13	3,66	33	0,20	0,76	0,12	0,80	0,11	0,63
9	0,30	2,69	0,30	1,89	0,62	3,04	34	0,07	0,49	0,07	0,63	0,08	0,59
10	0,11	2,43	0,14	2,44	0,12	2,47	35	0,23	1,78	0,22	1,58	0,23	2,16
11	1,38	9,72	1,36	10,65	1,63	9,84	36	0,07	0,58	0,09	0,78	0,07	0,60
12	0,09	2,74	0,11	2,68	0,11	2,38	37	0,21	1,34	0,19	1,49	0,15	1,30
13	1,89	7,34	1,99	7,35	2,17	7,78	38	0,04	0,52	0,03	0,63	0,04	0,56
14	0,09	1,40	0,10	1,53	0,10	1,66	39	0,12	0,68	0,10	0,85	0,08	0,71
15	0,25	1,28	0,25	1,79	0,33	1,64	40	0,08	0,59	0,06	0,64	0,08	0,57
16	0,10	1,42	0,10	1,47	0,10	1,56	41	0,20	2,12	0,23	1,31	0,21	1,65
17	0,90	4,99	0,86	5,00	0,92	5,57	42	0,06	0,47	0,07	0,64	0,05	0,49
18	0,09	1,19	0,09	1,37	0,09	1,40	43	0,17	1,72	0,14	1,36	0,12	1,09
19	0,99	3,51	1,13	4,16	1,04	3,86	44	0,03	0,47	0,03	0,61	0,03	0,55
20	0,08	1,29	0,08	1,26	0,09	1,39	45	0,09	0,63	0,08	0,60	0,07	0,59
21	0,23	1,47	0,20	1,50	0,21	1,43	46	0,04	0,47	0,03	0,58	0,04	0,59
22	0,15	1,38	0,13	1,33	0,14	1,41	47	0,13	1,81	0,15	1,19	0,12	1,28
23	0,84	3,70	0,84	3,56	0,88	4,02	48	0,04	0,50	0,04	0,61	0,04	0,68
24	0,14	1,31	0,15	1,33	0,15	1,36	49	0,12	1,35	0,10	0,92	0,10	1,05
25	1,96	3,45	1,94	3,13	1,94	2,91	50	0,99	1,21	0,99	1,23	1,00	1,44
26	0,09	1,18	0,07	1,15	0,07	1,22							

Aby zaprezentować dynamiczne zmiany wartości poszczególnych harmonicznych prądu i korelujące z nimi zmiany wartości harmonicznych w napięciu, jako przykład wybrano jeden dzień – 28 marca 2017 r. i jedną fazę – C, wykazującą najwyższe odchylenia. Wyniki pomiarów wraz z wykresami zestawiono w tabelach Tabela 4.57 dla harmonicznych prądu oraz Tabela 4.70 dla harmonicznych napięcia. Fazy A, B i C zostały oznaczone kolorami odpowiednio szarym, czerwonym i zielonym. Wartość chwilowe poszczególnych harmonicznych prądu zmieniały się bardzo dynamicznie w momencie zapadania zmierzchu i wschodu słońca. W celu prezentacji tych obserwacji postanowiono pokazać dane przedstawiające wyniki zmierzone dla godziny 13:00 (środek dnia: przykładowo harmoniczna nr. 7: 1,88 [%]) i kolejno dla godzin 18:10, 18:20 – gdzie zauważyć można wyraźny wzrost

wartości poszczególnych harmonicznych. Wartości zaczęły gwałtownie rosnać ok. godziny 18:10 osiągając wartość dla  $h_7=19,66$  [%] aby 10 minut później o godz. 18:20 wynosić już  $h_7=39,17$  [%] i kolejno przez maksimum uzyskanych wartości tego dnia mających miejsce o godzinie 18:50 –  $h_7=255,44$  [%], aż do 19:10, gdy zapadła już noc i wartości harmonicznych spadły stabilizując się na dużo niższym poziomie wynoszącym dla  $h_7=10,41$  [%]. Bardzo ciekawe jest zachowanie 25-tej harmonicznej, która w momencie, gdy harmoniczne niższego rzędu spadły, ona wciąż utrzymywała się na względnie wysokim poziomie (około 26 [%]) przez resztę nocy. Należy oczywiście mieć na uwadze, że wartości skuteczne prądu w nocy są na bardzo niskim poziomie wynoszącym około 0,5 [A] (w porównaniu do 42,9 [A] o godzinie 13:00, 6,5 [A] – 18:10, 4,3 [A] – 18:20, 1,5 [A] – 18:50 i 0,6 [A] o 19:10) i co za tym idzie wartość rms harmonicznych prądu jest niewielka, jednak ich procentowy udział w stosunku do harmonicznej fundamentalnej jest bardzo duży.

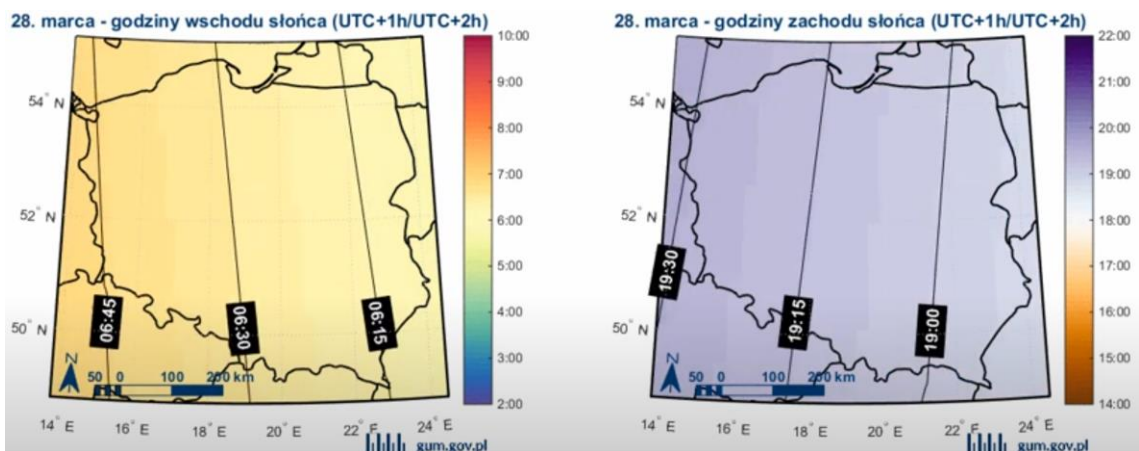
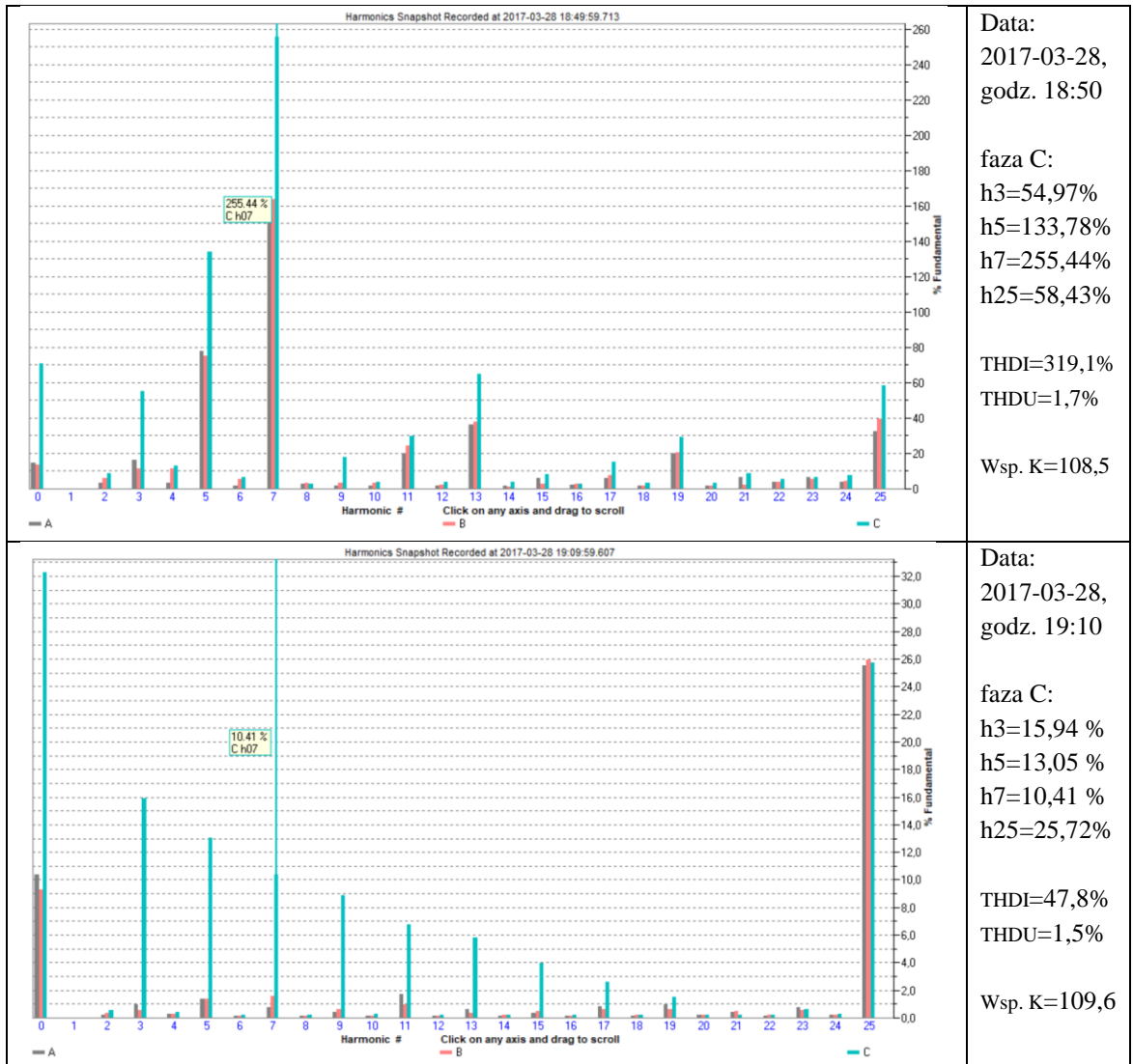
THD prądu bardzo gwałtownie się zmieniało. Zaczynając od wartości zaledwie 4,2 [%] o godzinie 13:00, przez 29,8 [%] i 54 [%] o godzinach 18:10 i 18:20 aż do maksymalnego poziomu tego dnia, wynoszącego 319,1 [%] o godzinie 18:50, czyli w momencie zapadnięcia zmroku. Po ustabilizowaniu się warunków oświetleniowych wartość THDI ustabilizowała się i pozostawała na poziomie około 47 [%] przez resztę nocy po to, aby o godzinie 6:40 następnego dnia (wschód słońca) znów gwałtownie wzrosnąć do poziomu około 128 [%] i kolejno o 7:00 osiągając poranne maksimum w wysokości 252,7 [%].

Analogicznie do obserwacji z późnego popołudnia i wieczora, sytuacja zaobserwowana o świcie, gdy panele fotowoltaiczne pobudzone przez wschodzące słońce zaczynały generować energię elektryczną. Harmoniczne przed godziną 7:00 zaczęły gwałtownie rosnać (z poziomu 11,51% o godzinie 6:30, harm. 7, faza C) po to, aby o 7:00 osiągnąć swoje maksimum (181,85 % dla harm. 7, faza C) i kolejno obniżyć się do poziomu około 10 [%] w godzinach od 8:30 do 11:00 oraz poziomu około 2 [%] przez resztę dnia (godziny 11:50 – 15:50).

Na rysunku Rys. 4.56 przedstawiono mapy wizualizujące godziny wschodu i zachodu słońca na terytorium Polski dla dnia 28 marca przygotowane przez Główny Urząd Miar RP [34], natomiast w [70] można przeczytać, że dla Katowic wschód słońca przypada na godzinę około 6:27 a zachód na 19:09. Powyższe informacje są potwierdzeniem prawidłowości wykonanych przez autor pracy pomiarów oraz obserwacji harmonicznych prądu i napięcia poczynionych dla instalacji fotowoltaicznej budynku nr. 11 PNT zlokalizowanego w Katowicach.

Tabela 4.57 PNT Euro-Centrum Budynek nr. 11, porównanie harmonicznego prądu w różnych porach dnia i nocy

	<p>Data: 2017-03-28, godz. 13:00</p> <p>faza C: h3=0,72 % h5=3,18 % h7=1,88 % h25=0,61 %</p> <p>THDI=4,2% THDU=1,6%</p> <p>Wsp. K=1,2</p>
	<p>Data: 2017-03-28, godz. 18:10</p> <p>faza C: h3=4,77 % h5=18,60 % h7=19,66 % h25=4,51 %</p> <p>THDI=29,8% THDU=1,5%</p> <p>Wsp. K=9,3</p>
	<p>Data: 2017-03-28, godz. 18:20</p> <p>faza C: h3=7,58 % h5=31,38 % h7=39,17 % h25=7,08 %</p> <p>THDI=54,0% THDU=1,7%</p> <p>Wsp. K=21,6</p>



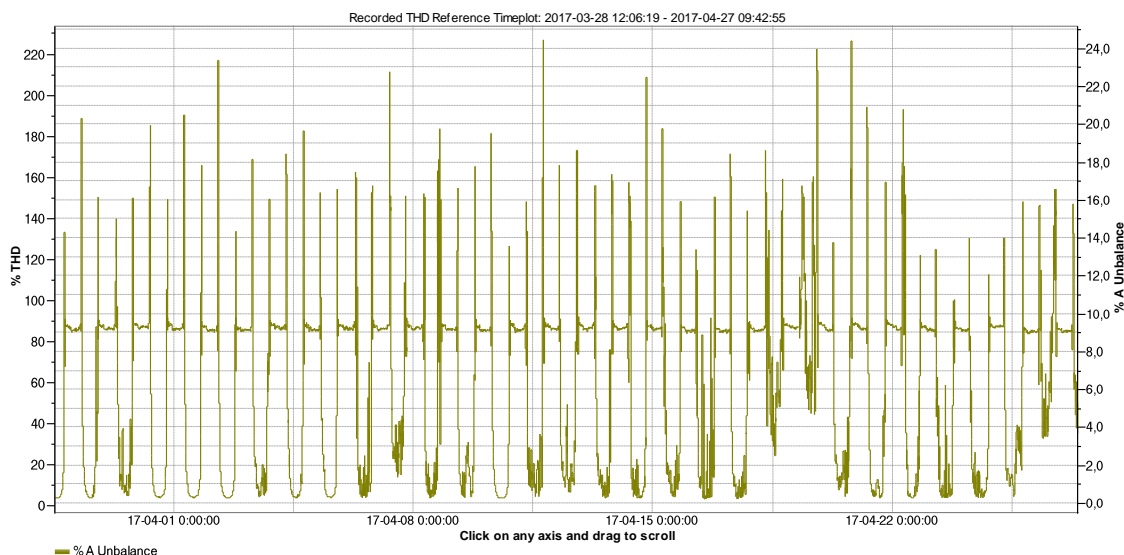
Rys. 4.56 Mapy wizualizujące godziny wschodu i zachodu słońca na terytorium Polski dla dnia 28 marca ([34])

## - Asymetria prądu

Średnia wartość asymetrii prądu, zgodnie z danymi zawartymi w tabeli Tabela 4.58 wynosiła 6,31 [%], natomiast jej maksymalna wartość to 24,46 [%]. Percentyl CP95 osiągnął 11,77 [%] i jest on prawie dwukrotnie wyższy od wartości średniej. Na wykresie Rys. 4.57 przedstawiono przebieg asymetrii prądu w czasie, dla całego okresu pomiarowego wykonanego dla instalacji PV zlokalizowanej na budynku nr. 11 w PNT w Katowicach. Z analizy danych wynika, że największa asymetria miała miejsce podczas zapadania zmierzchu tj. pomiędzy godziną 18:20 a 19:30 – i wynosiła wtedy kilkanaście do nawet ponad dwudziestu procent oraz w godzinach porannych, podczas wschodu słońca, czyli ok. godziny 6:20-7:20. Dane te korelują ze zmianami THDI dla badanej instalacji.

Tabela 4.58 Budynek nr. 11, asymetria prądu

	Asymetria I [%]
CP05	0,34
Średnia	6,31
CP95	11,77
Max	24,46
Min	0,25



Rys. 4.57 Budynek nr. 11, asymetria prądu, przebieg w czasie dla całego okresu pomiarowego

### 4.2.6.3 Wartość skuteczna napięcia

W tabelach Tabela 4.59 oraz Tabela 4.60 podano dane dotyczące wartości skutecznej napięcia Urms instalacji PV w budynku nr. 11. Tabele różnią się od siebie czasem próbkowania danych pomiarowych. Pierwsza jest to uśredniany pomiar 10 minutowy, natomiast w drugiej są to 3 sekundy z dodatkowym zwiększonym próbkowaniem w trakcie rejestracji zdarzeń. Celowo umieszczono obydwie tabele, aby zaprezentować różnice analityczne wyniki z czasu próbkowania danych. Wartości CP05, CP95, średnia i maksymalna są do siebie zbliżone w obydwu tabelach, należy jednak zwrócić uwagę na fakt, że w tabeli o wyższym czasie próbkowania dane mają nieznacznie wyższe wartości. Dosyć znaczną różnicę zauważyć można w wartości minimalnej, której amplituda jest wyraźnie różna dla poszczególnych pomiarów. Otóż w tabeli Tabela 4.59 z 10min próbkowaniem, minimalne wartości skutecznej napięcia są znacznie wyższe niż w tabeli Tabela 4.60 z 3 sekundowym próbkowaniem. Faza A – 0,49 [V] i 0,45 [V], faza B – 222,53 [V] i 207,8 [V], faza C – 223,37 i 212,77 [V]. Jest to przykład na to, iż w sytuacji, gdy do analizy danych używa się zbyt dużych interwałów czasowych mogą się

pojawić znaczne rozbieżności w wynikach, które mogą prowadzić do błędnych wniosków. Autor pracy rekomenduje, aby w celu jak najdokładniejszej analizy zdarzeń w instalacjach fotowoltaicznych, odznaczających się dużą zmiennością pracy w cyklu dobowym, wykorzystywano możliwie szybki czas próbkowania.

W obydwu wspomnianych tabelach zauważamy niemalże zerową wartość minimalną napięcia na fazie A. Dalsze analizy wykazały zapad napięcia, przedstawiony na wykresie Rys. 4.62 lub Rys. 4.63 lub Rys. 4.64. Zdarzenie miało 28 marca 2017 roku pomiędzy godziną 12:17:37 a 12:17:40. Czas trwania wyniósł niespełna 3 sekundy, czyli na granicy mikroprzerwy i krótkiej przerwy w zasilaniu według Normy PN-EN50160.

Wykres Rys. 4.58 prezentuje przebieg Urms w czasie dla całego okresu pomiarowego. Natomiast na wykresie Rys. 4.59 lub Rys. 4.60 widzimy zestawienie napięcia i prądu dla badanej instalacji. Kolejno na wykresie Rys. 4.61 pokazano napięcie Urms w zestawieniu z prądem Irms dla instalacji PV na budynku nr. 11 z zawężonym oknem pomiarowym 17-21 kwietnia 2017, na którym są widoczne dwa dni z prądem dużo niższym od pozostałych dni. Nie zaobserwowano znaczących zmian w napięciu dla sprawdzanego okresu. Bardziej szczegółowo zdarzenie zostało omówione w sekcji poświęconej Irms badanego obiektu.

Kolejnym zdarzeniem godnym uwagi jest obniżenie napięcia w dniu 25.04.2017, godz. 7:37 z 235,5 [V] do poziomu ok. 226 [V]. Do końca okresu pomiarowego napięcie pozostało już na niższym poziomie. Niestety nie ustalono przyczyny wystąpienia opisywanej sytuacji. Wykres Rys. 4.65 prezentuje zestawienie charakterystyk napięcia i prądu dla danego okresu.

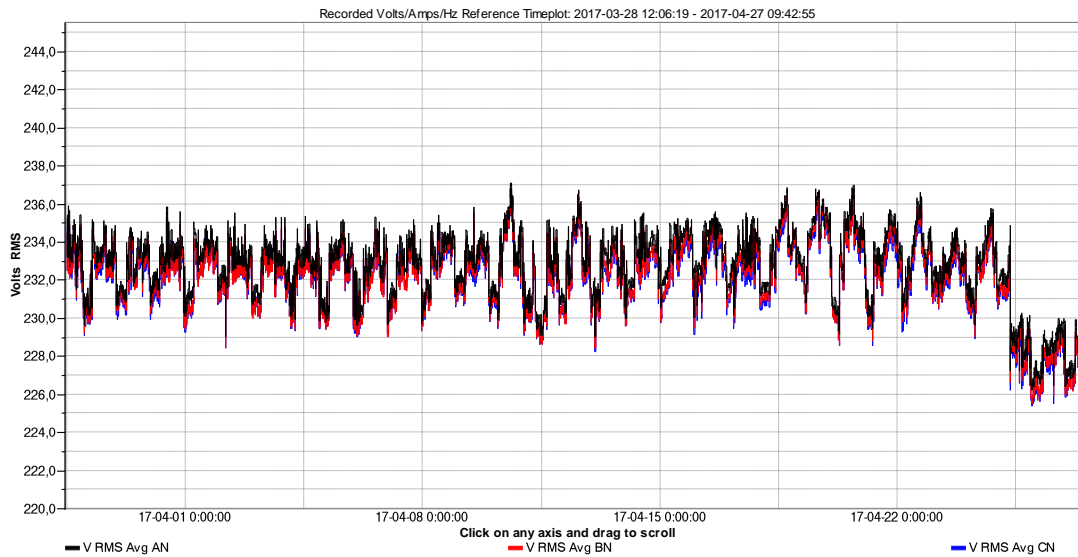
Tabela 4.59 Budynek nr. 11, dane Urms (wartości uśrednione 10min)

	U RMS A [V]	U RMS B [V]	U RMS C [V]
CP05	229,04	228,40	228,23
Średnia	232,78	232,25	232,11
CP95	235,27	234,82	234,62
Max	238,41	238,03	238,13
Min	0,49	222,53	223,37

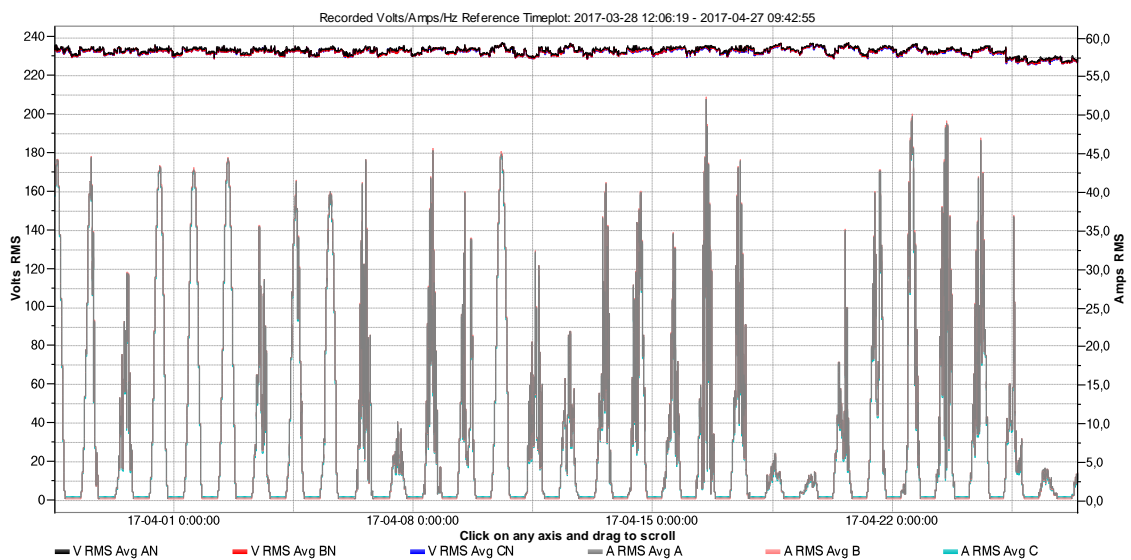
Tabela 4.60 Budynek nr. 11, dane Urms (wartości próbkowane 3s)

	U RMS A [V]	U RMS B [V]	U RMS C [V]
CP05	229,33	228,81	228,66
Średnia	233,01	232,50	232,35
CP95	235,69	235,18	235,00
Max	238,57	238,04	238,18
Min	0,45	207,80	212,77

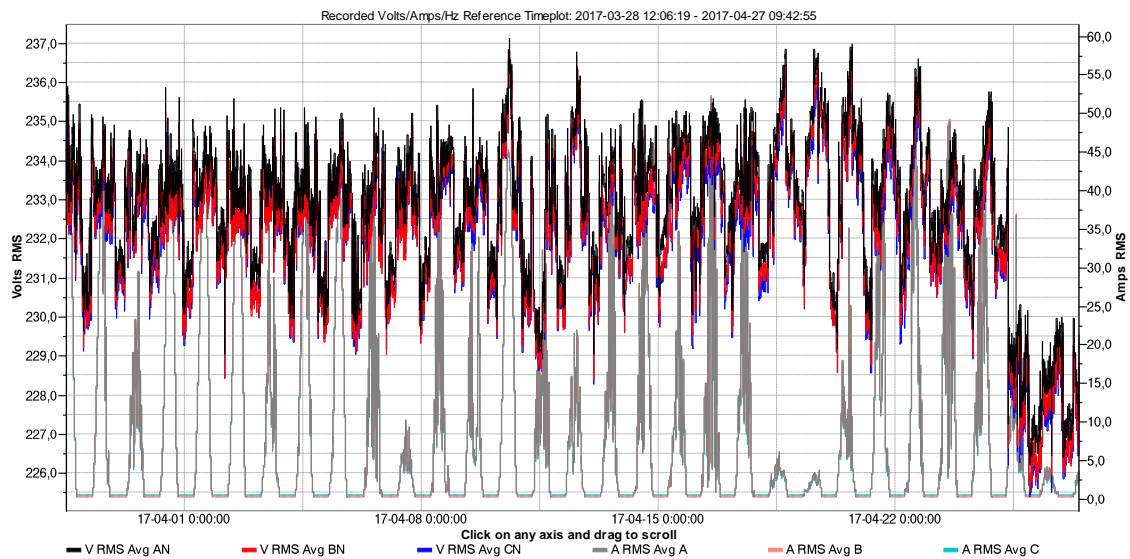




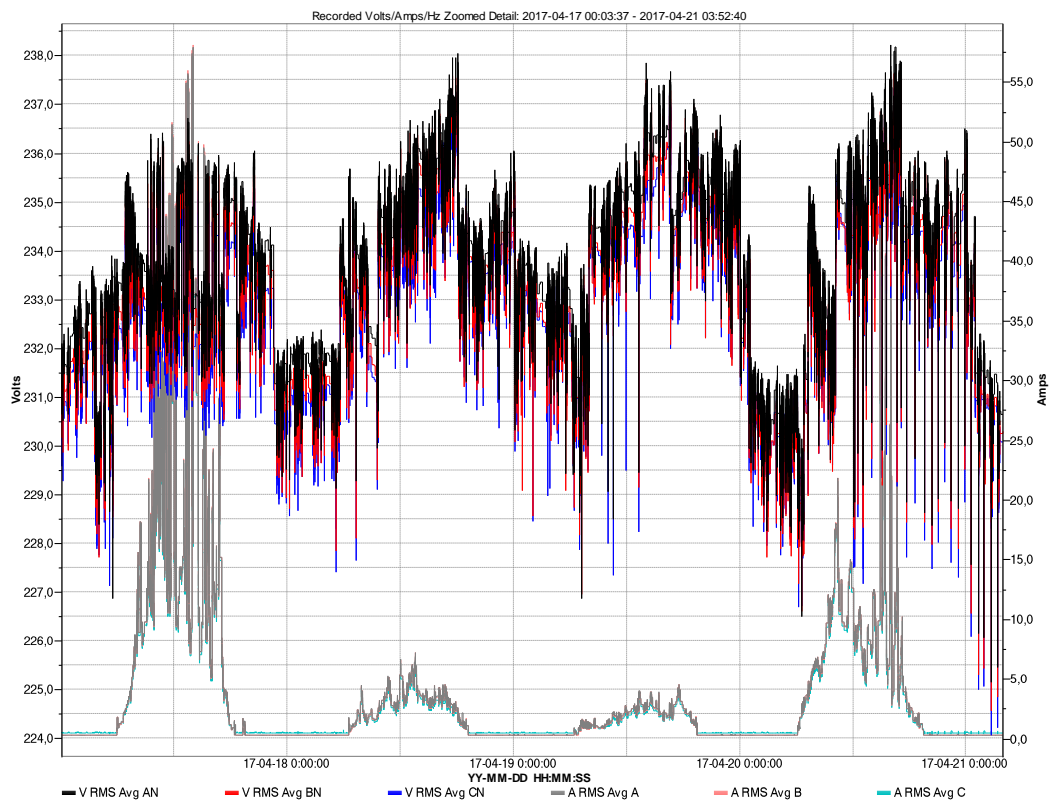
Rys. 4.58 Urms dla instalacji PV na budynku nr. 11



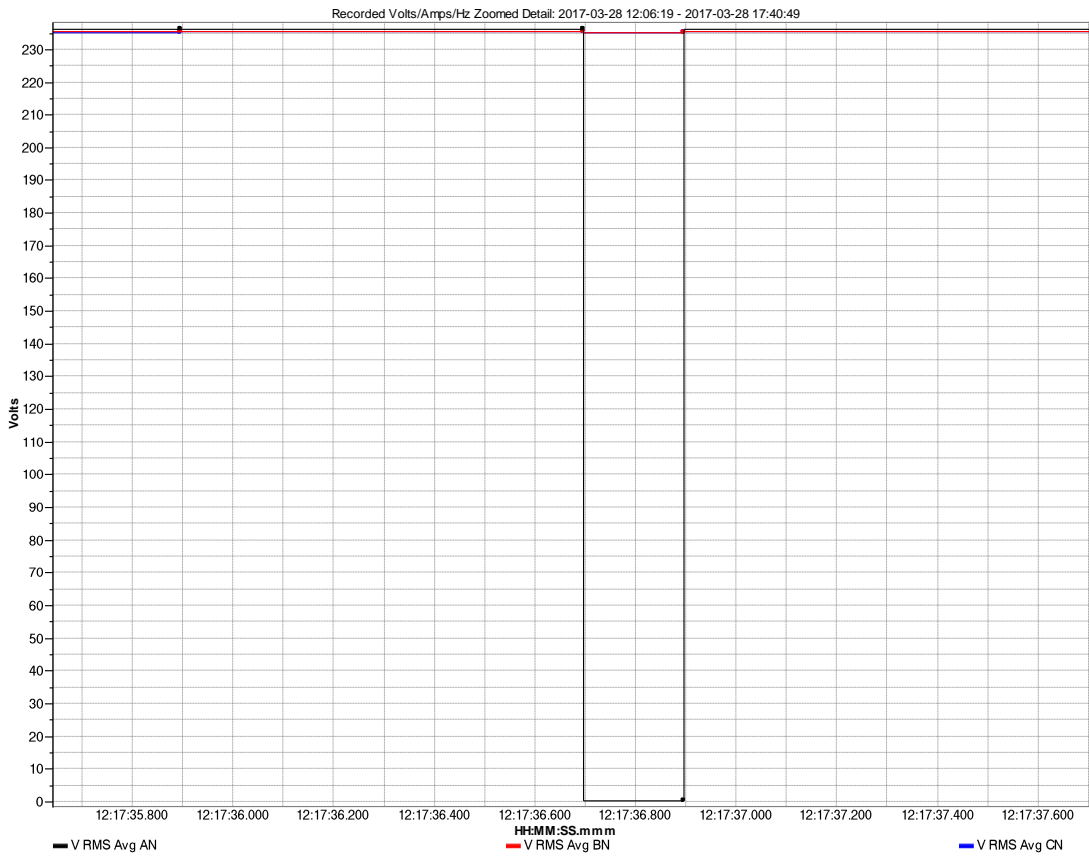
Rys. 4.59 Urms w zestawieniu z Irms dla instalacji PV na budynku nr. 11



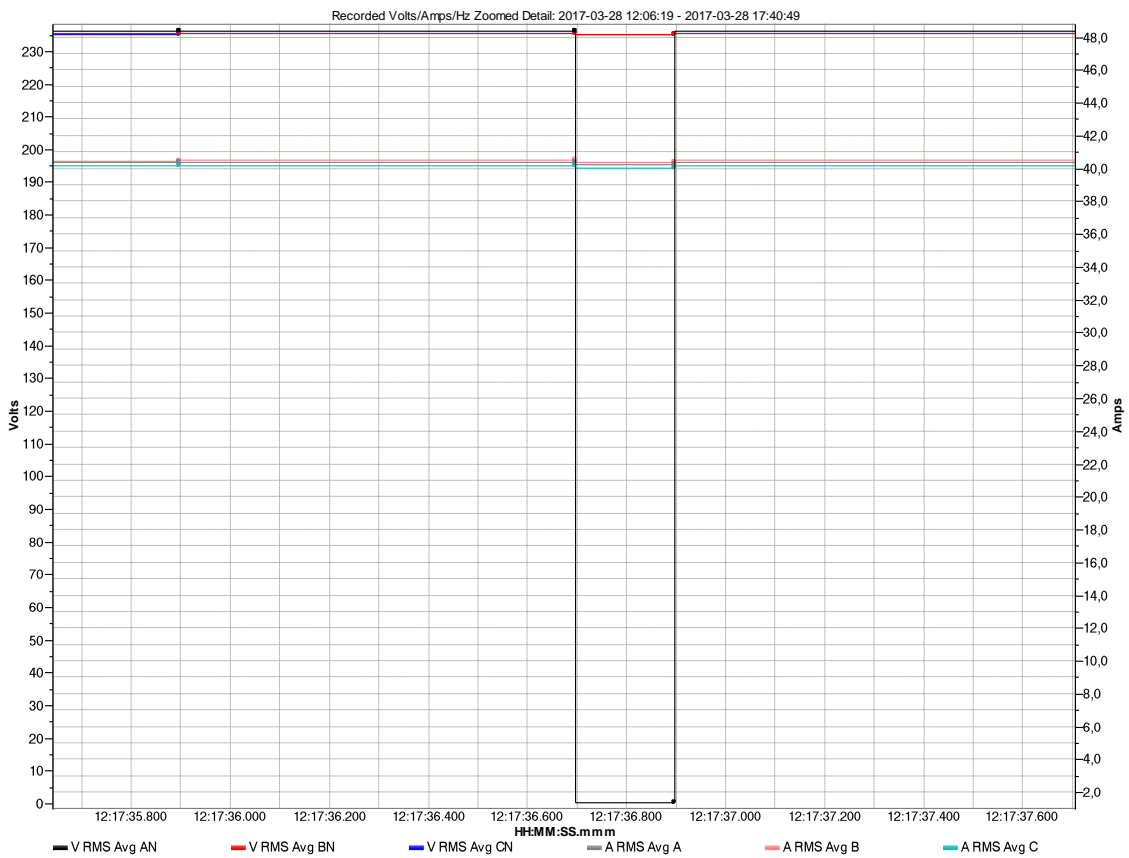
Rys. 4.60 Urms w zestawieniu z Irms dla instalacji PV na budynku nr. 11



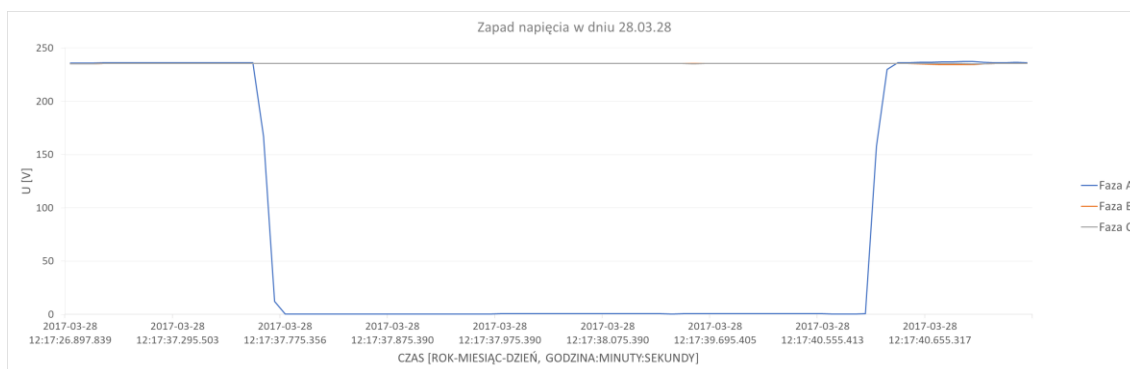
Rys. 4.61 Napięcie Urms w zestawieniu z prądem Irms dla instalacji PV na budynku nr. 11, zawężone okno pomiarowe 17-21 kwietnia 2017



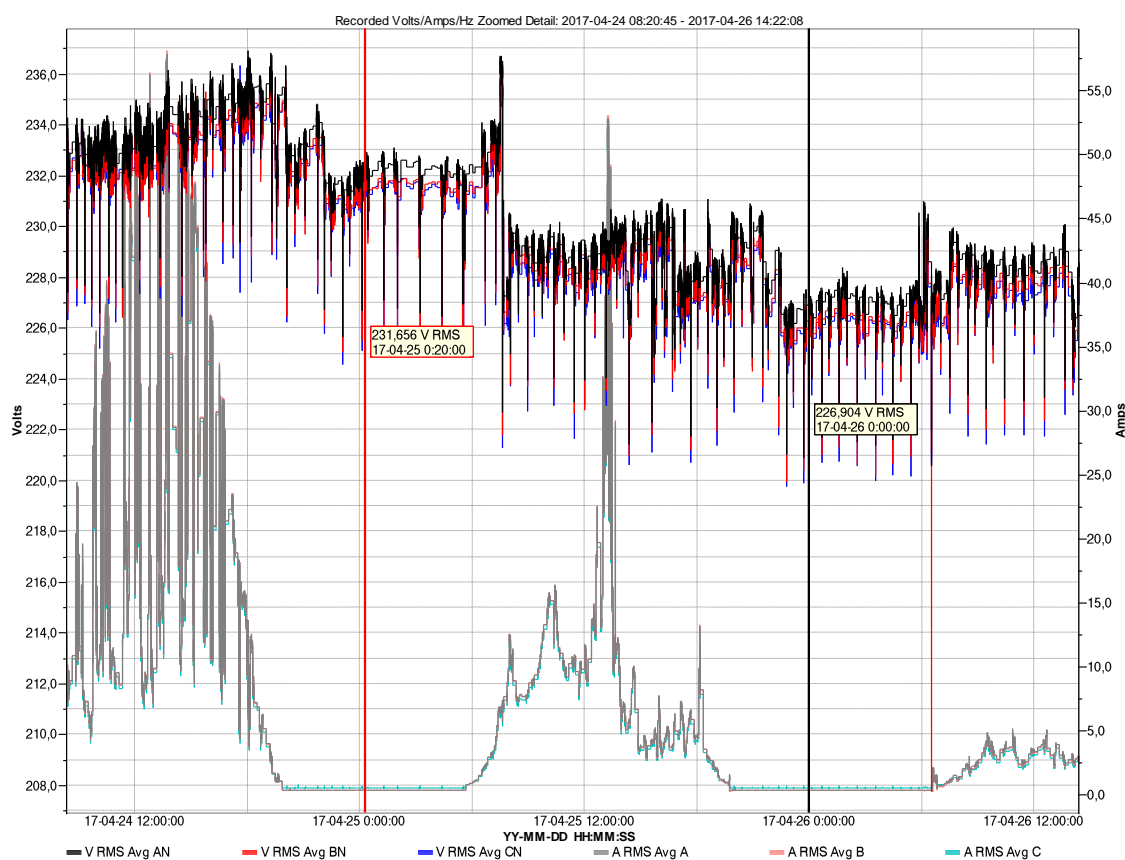
Rys. 4.62 Zapad napięcia w dniu 25.03.2017 o godzinie 12:17



Rys. 4.63 Zapad napięcia w dniu 25.03.2017 o godzinie 12:17, zestawienie z korespondującym prądem



Rys. 4.64 Zapad napięcia w dniu 25.03.2017 o godzinie 12:17



Rys. 4.65 Obniżenie napięcia Urms w zestawieniu z prądem Irms w dniu 25.04.2017, godz. 7:37

### - Częstotliwość napięcia

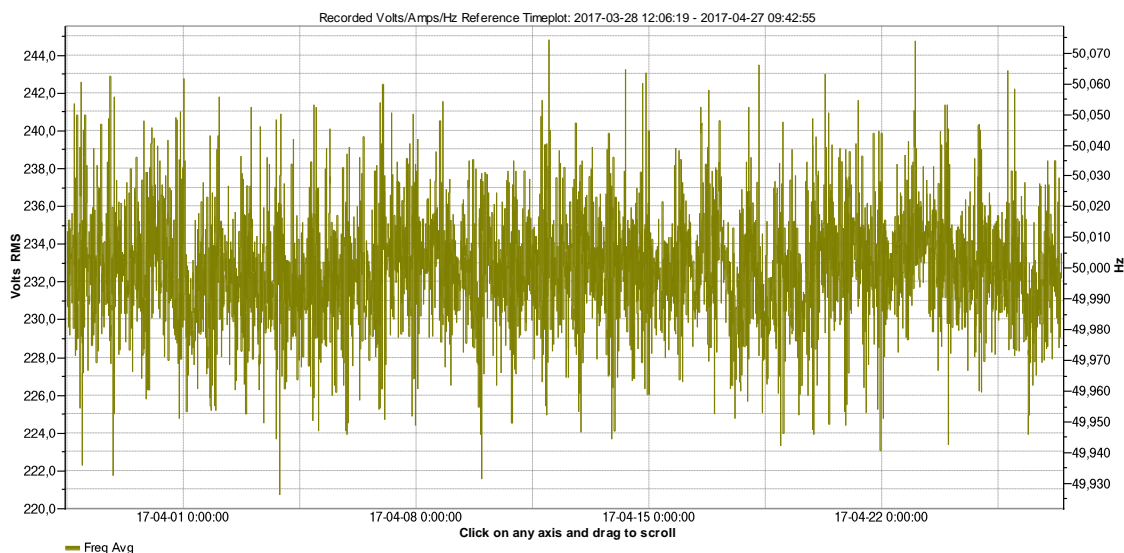
W tabeli Tabela 4.61 zaprezentowano zestawienie parametrów opisujących częstotliwość napięcia Urms omawianej instalacji. Wartość średnia częstotliwości wynosi dokładnie 50 [Hz], minimalna 49,86 [Hz] natomiast maksymalna 50,11 [Hz]. Są to identyczne parametry jak w przypadku uprzednio omawianej instalacji na budynku nr. 10. Wykres Rys. 4.66 pokazuje przebieg częstotliwości w czasie trwania całego okresu pomiarowego. Tabela 4.62 pokazuje limity dopuszczalne przez normę PN-EN 50160. Według danych w niej zawartych, 100 [%] wartości częstotliwości napięcia mieściła się w przedziale od 49,5 [Hz] do 50,5 [Hz]. Wymagania stawiane przez normę stanowią, że 99,5 [%] wartości powinny znajdować się w tym przedziale i 100 [%] wartości w przedziale 47 [Hz] do 52 [Hz].

Tabela 4.61 PNT Euro-Centrum Budynek nr. 11, częstotliwość napięcia

	Częstotliwość f [Hz]
CP05	49,95
Średnia	50,00
CP95	50,03
Max	50,11
Min	49,86

Tabela 4.62 Budynek nr. 11, częstotliwość napięcia – wartości statystyczne i pomiarowe

	99,5%-wartości	Wartość maksymalna
% w zakresie tolerancji	100,00%	100,00%
Maksimum 99,5% / 100%	50,09Hz 0,17%	50,11Hz 0,22%
Czas		2017-04-04 07:02:50
Minimum 99,5% / 100%	49,90Hz 0,19%	49,86Hz 0,27%
Czas		2017-04-21 23:03:10



Rys. 4.66 Częstotliwość napięcia Urms w trakcie całego okresu pomiarowego

#### - Powolne zmiany napięcia

Poniżej w tabeli Tabela 4.63 podano wartości statystyczne i pomiarowe dla powolnych zmian napięcia w odniesieniu do normy PN-EN50160. Wymaganiem przywołanej normy jest aby co najmniej 95% wartości z jednego tygodnia mieściło się w 95% zakresie tolerancji i aby 100% wartości z jednego tygodnia mieściło się w zakresie 100% tolerancji. Dla badanej instalacji obydwie te warunki zostały spełnione.

Tabela 4.63 Budynek nr.11, powolne zmiany napięcia – wartości statystyczne i pomiarowe

	95%-wartości			Wartość maksymalna		
	AN	BN	CN	AN	BN	CN
% w zakresie tolerancji	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
Maksimum 95% / 100%	235,67V 2,47%	235,23V 2,28%	235,06V 2,20%	237,13V 3,10%	236,81V 2,96%	236,79V 2,95%
Czas				2017-04-10 14:10:00	2017-04-10 14:10:00	2017-04-10 14:10:00
Minimum 95% / 100%	227,81V 0,95%	227,16V 1,23%	227,07V 1,27%	226,20V 1,65%	225,53V 1,94%	225,40V 2,00%
Czas				2017-04-25 23:20:00	2017-04-25 23:00:00	2017-04-25 23:20:00

## - Asymetria napięcia

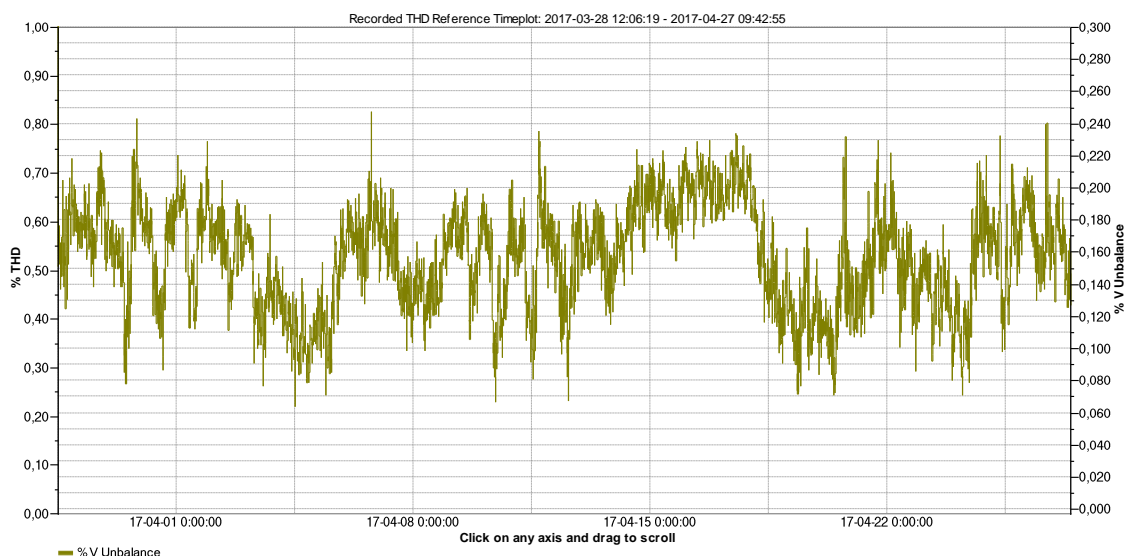
Wykres Rys. 4.67 przedstawia asymetrię napięcia Urms w trakcie całego okresu trwania pomiaru. Jak widać w tabeli Tabela 4.64 wartość maksymalna wyniosła 2,28 [%] w dniu 28 marca 2017 roku o godzinie 12:20. Natomiast Tabela 4.65 pokazuje limity dopuszczalne przez normę PN-EN 50160. Odczytujemy z niej informację, że przez 99,8 [%] czasu wartość asymetrii mieściła się w przedziale 0-2 [%]. Wymagania stawiane przez normę nie zostały spełnione dla badanej instalacji.

Tabela 4.64 Budynek nr. 11, asymetria napięcia

	Asymetria U [%]
CP05	0,10
Średnia	0,16
CP95	0,21
Max	2,28
Min	0,06

Tabela 4.65 Budynek nr. 11, asymetria napięcia – wartości statystyczne i pomiarowe

	95%-wartości	Wartość maksymalna
% w zakresie tolerancji	99,98%	-
Maksimum 95% / 100%	0,21%	2,28%
Czas		2017-03-28 12:20



Rys. 4.67 Asymetria napięcia Urms w trakcie całego okresu pomiarowego

#### - Współczynniki Pst i Plt

W tabelach Tabela 4.66 i Tabela 4.67 podano wartości współczynników Pst i Plt dla badanej instalacji. Wartości średnie Pst są takie same dla wszystkich trzech faz i wynoszą 0,3. Podobnie jest w przypadku Plt, gdzie dla faz A i B wynosi on 0,32 a dla fazy C 0,33. Uwagę zwracają wartości maksymalne obydwu współczynników dla fazy A. Jak widać w tabelach Pst osiągnęło wartość 6,72, czyli dużo wyższą niż pozostałe fazy, odpowiednio 1,87 i 1,61 dla faz B i C. Plt dla fazy A osiągnął poziom 2,94, tym samym przekraczając rekomendowany przez normę PN-EN 50160 dopuszczalny poziom 1, co zostało przedstawione w tabeli Tabela 4.68. Dla faz B i C maksymalne wartości wyniosły odpowiednio 0,84 i 0,73. W tabeli umieszczono informację, że współczynnik Plt dla fazy A znajdował się w zakresie tolerancji w 99,74 [%] czasu. Fazy B i C osiągnęły 100 [%] czasu w zakresie tolerancji.

Wykresy Rys. 4.68 i Rys. 4.70 przedstawiają przebiegi Pst i Plt w trakcie całego okresu pomiarowego. Grafika Rys. 4.69 pokazuje zbliżenie przebiegu Pst dla wybranego odcinka czasu, natomiast Rys. 4.71 prezentuje zbliżenie na okres, w którym Pst i Plt osiągnęły swoje maksima.

Na wykresie Rys. 4.72 przedstawiono zbliżenie zdarzenia, w których Plt osiągnął maksymalną wartość. Nie jest znane pochodzenie tego zaburzenia, jednak biorąc pod uwagę fakt, że było to na samym początku pomiaru, być może wystąpił problem z aparaturą pomiarową. Nie jest jednak zrozumiałe, dlaczego tylko na jednej fazie a nie na wszystkich jednocześnie. Ten argument przemawia za tym, że podpięty analizator był sprawny.

Na wykresie Rys. 4.73 przedstawiono fragment okresu pomiarowego z widoczną wartością maksymalną Plt na poziomie 2,94 na fazie A jak i dwoma pikami na fazie B osiągniętymi wartości około 0,8. Wykres Rys. 4.74 przedstawia zbliżenie fragmentu, w którym Plt dwukrotnie osiągnął wysoką wartość, oscylującą wokół 0,8.

Tabela 4.66 Budynek nr. 11, Pst

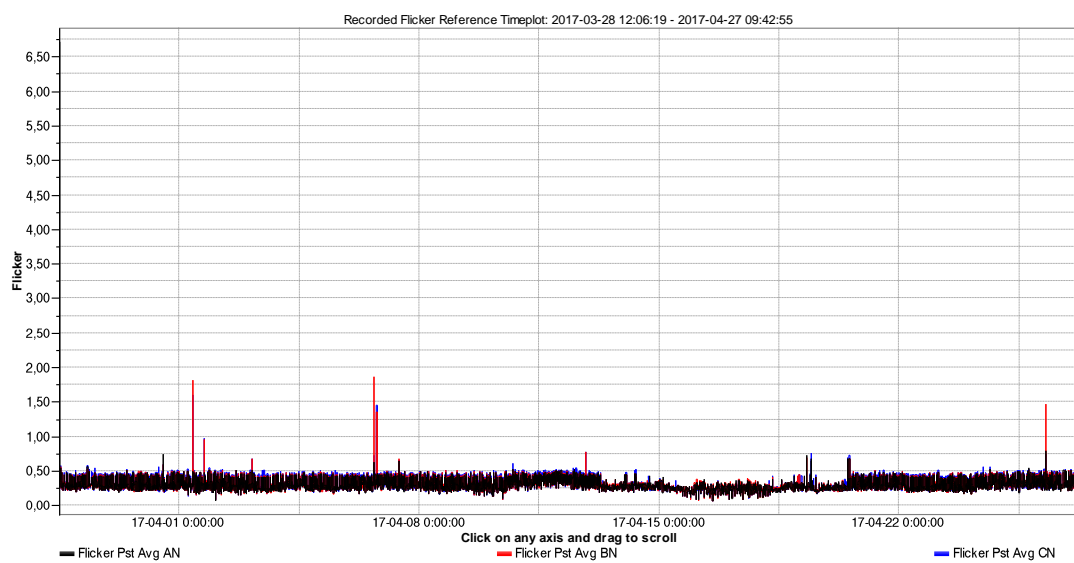
	Pst A [V]	Pst B [V]	Pst C [V]
CP05	0,20	0,20	0,20
Średnia	0,30	0,30	0,30
CP95	0,46	0,47	0,49
Max	6,72	1,87	1,61
Min	0,07	0,07	0,07

Tabela 4.67 Budynek nr. 11, Plt

	Plt A [A]	Plt B [A]	Plt C [A]
CP05	0,25	0,25	0,24
Średnia	0,32	0,32	0,33
CP95	0,39	0,40	0,41
Max	2,94	0,84	0,73
Min	0,21	0,22	0,21

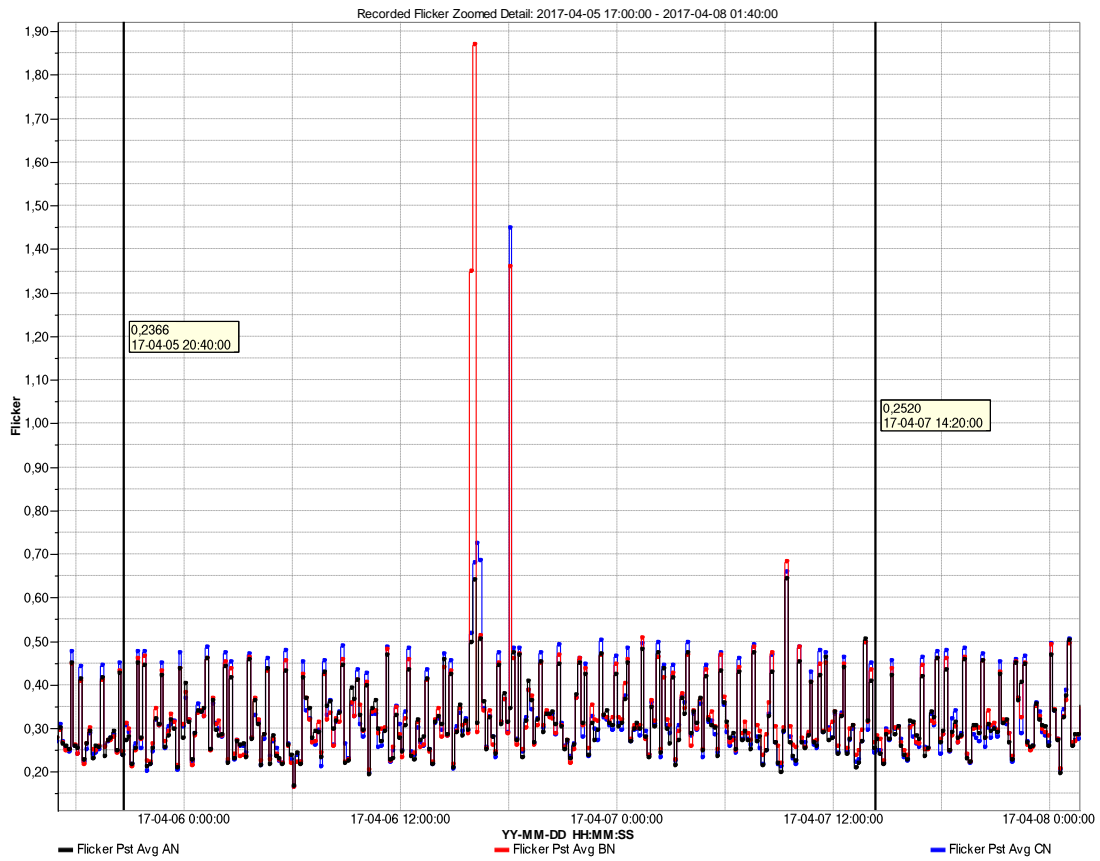
Tabela 4.68 Budynek nr. 11, Plt – wartości statystyczne i pomiarowe

	95%-wartości			Wartości maksymalne		
	AN	BN	CN	AN	BN	CN
% w zakresie tolerancji	99,74%	100,00%	100,00%	-	-	-
Maksimum 95% / 100%	0,39	0,4	0,41	-2,94	-0,84	-0,73
Czas				2017-03-28	2017-04-06	2017-04-01
				12:20:00	16:10:00	08:10:00

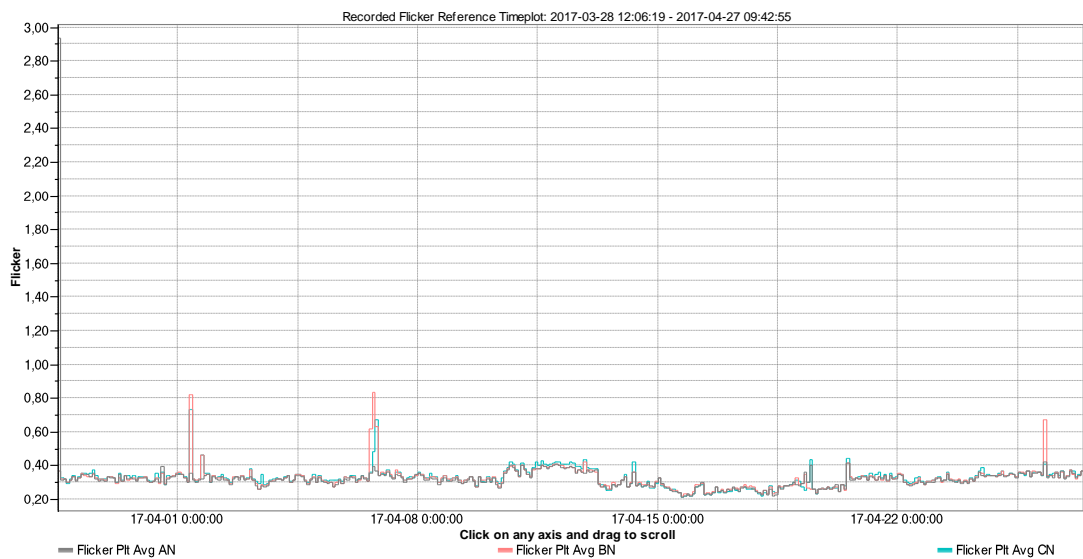


Rys. 4.68 Współczynnik Pst w trakcie całego okresu pomiarowego

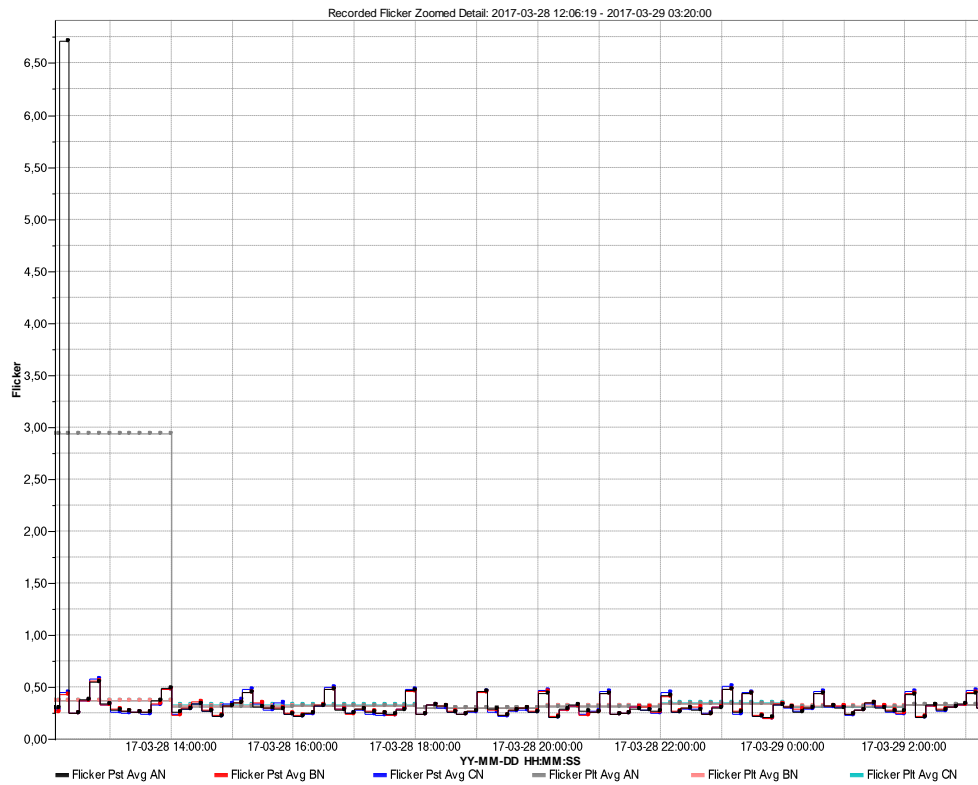




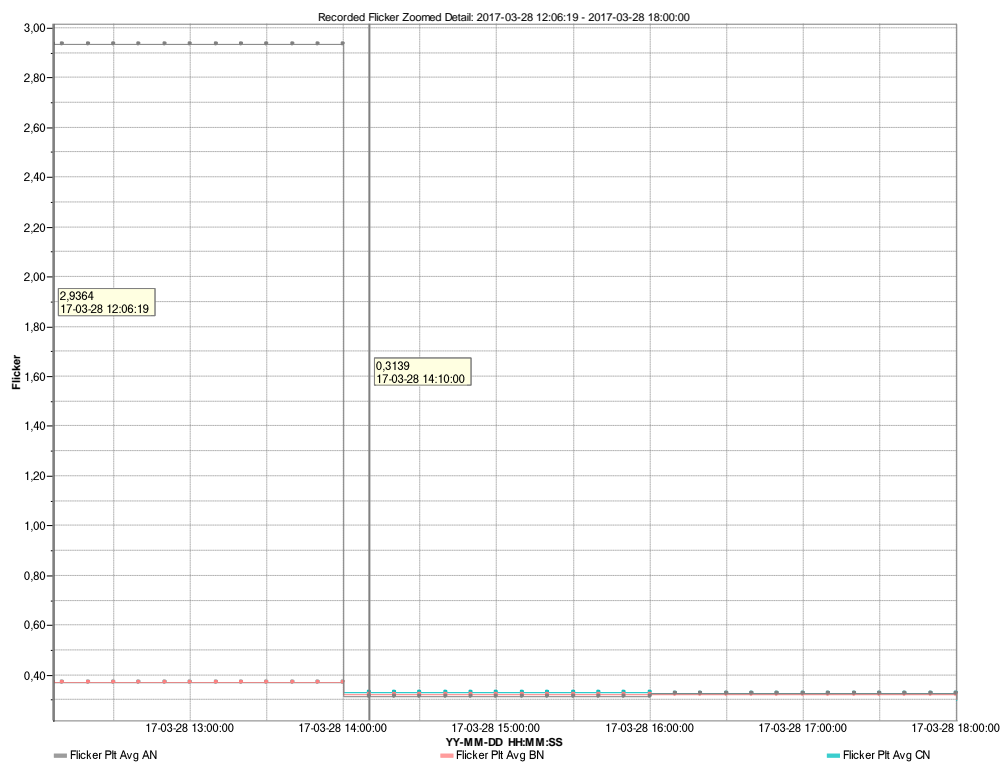
Rys. 4.69 Współczynnik Pst, Zawężony przedział czasowy z pikami do poziomu około 1,85



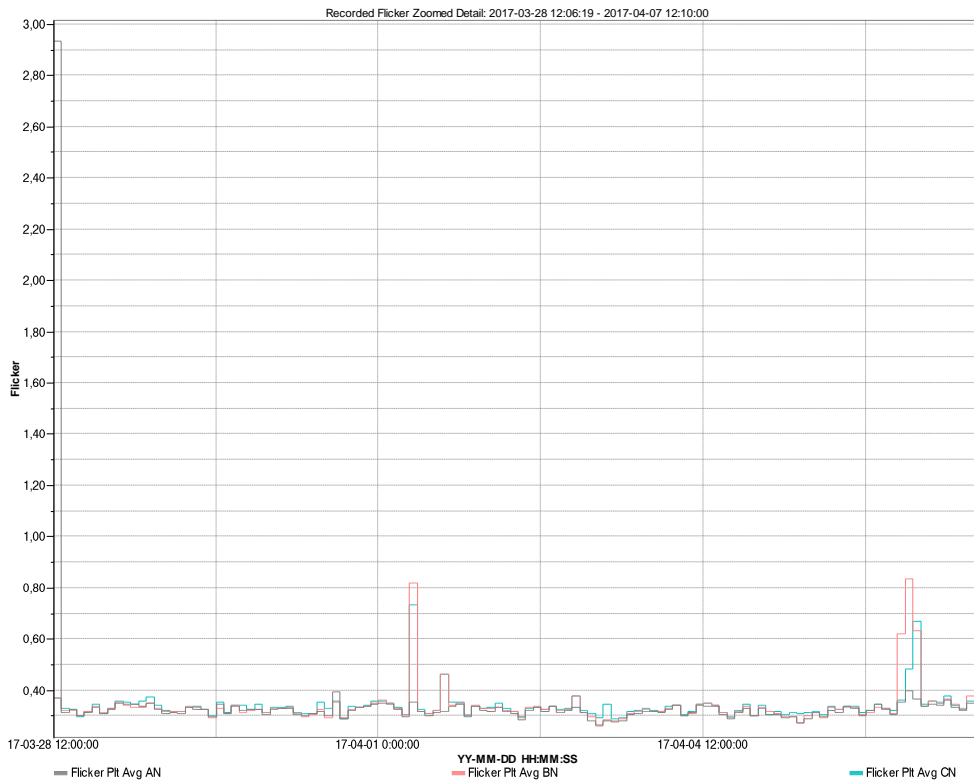
Rys. 4.70 Współczynnik Plt w trakcie całego okresu pomiarowego



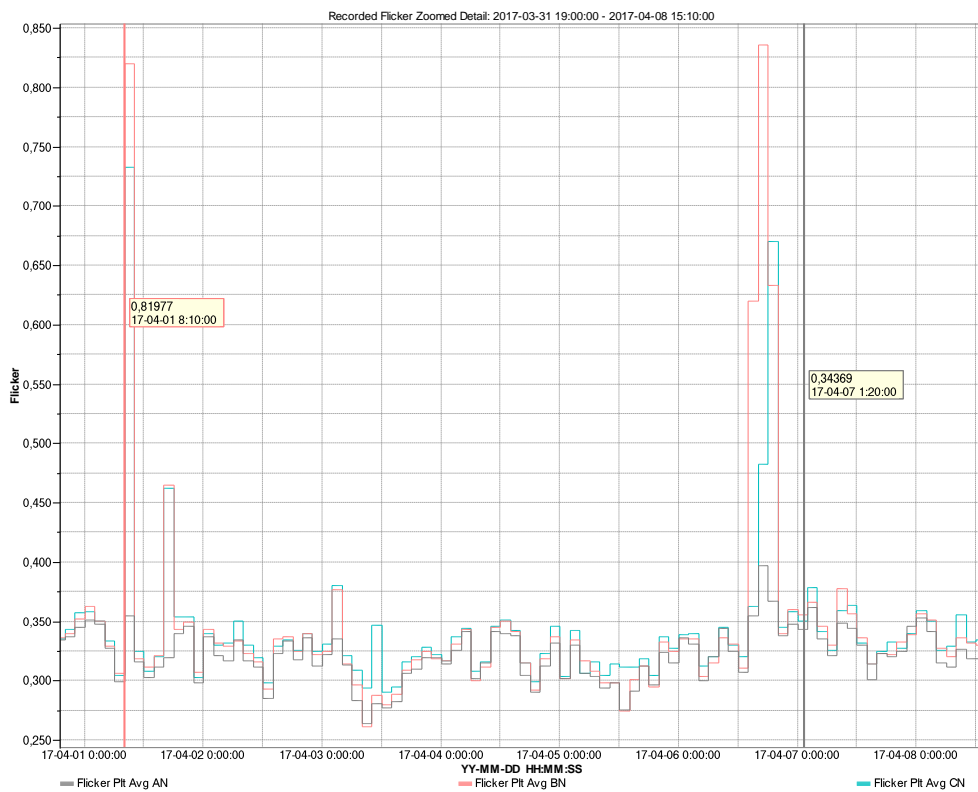
Rys. 4.71 Maksymalne wartości współczynników Pst i Plt



Rys. 4.72 Współczynnik Plt, Zawężony przedział czasowy z maksymalną wartością równą 2,94



Rys. 4.73 Współczynnik Plt, przedział czasowy z maksymalną wartością 2,94 i dwoma pikami do poziomu około 0,8



Rys. 4.74 Współczynnik Plt, zawężony przedział czasowy z pikami do poziomu około 0,8

#### 4.2.6.4 Współczynnik zawartości harmonicznych napięcia THDU

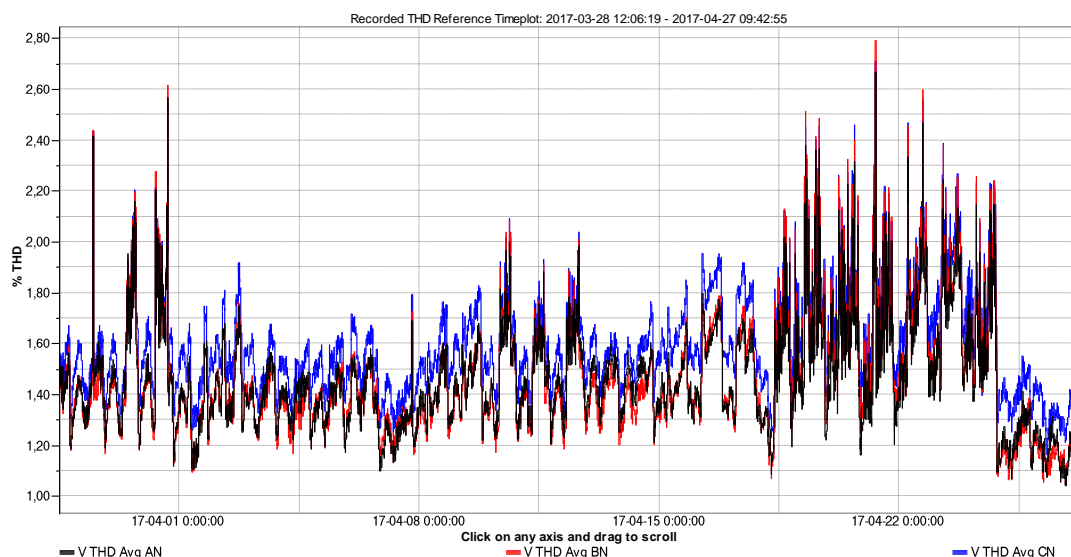
W tabeli Tabela 4.69 przedstawiono dane dotyczące THDU dla instalacji PV w budynku nr. 11. Średnia wartość dla wszystkich trzech faz jest bardzo zbliżona i wnosi 1,45 [%] dla fazy A, 1,46 [%] dla fazy B oraz 1,59 [%] dla fazy C. Wartości maksymalne również są do siebie zbliżone i oscylują wokół 2,7 [%]. Wykres Rys. 4.75 przedstawia przebieg THDU w czasie dla badanej instalacji.

Wykres przedstawiający harmoniczne napięcia od 2-giej do 50-tej pokazany jest na rysunku Rys. 4.76 lub Rys. 4.77. Po raz kolejny dominującymi harmonicznymi są 5-ta i 7-ma. Wartości dla poszczególnych faz są do siebie zbliżone i mieszczą się w granicach 1,11 [%] do 1,17 [%] dla 5-tej harmonicznej oraz 0,85 [%] do 0,93 [%] dla 7-mej harmonicznej. Na wykresie Rys. 4.78 przedstawiającym przebieg w czasie 7-mej harmonicznej zauważyć można pewną nieregularność i fluktuacje jej wartości w czasie trwania pomiaru.

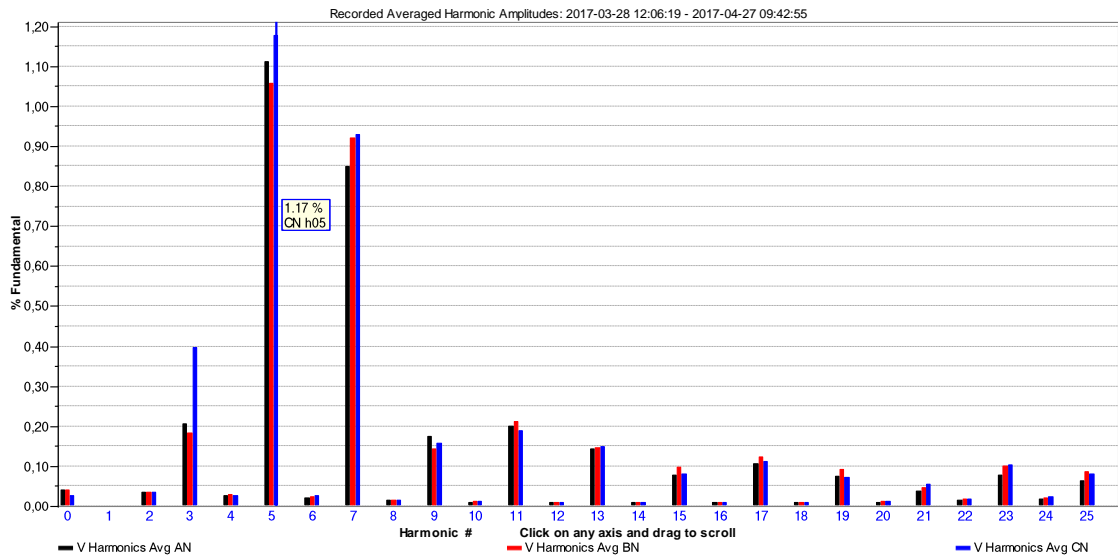
W tabeli Tabela 4.71 znajdziemy informację dotyczącą wartości statystycznych dotyczących wymogu normy PN-EN 50160, zakresy tolerancji jak i wartości pomiarowe wraz z informacją jaki procent danych się w nich mieści. Dane zebrane w tabeli wskazują, że 100 [%] wartości THDU i poszczególnych harmonicznych spełnia wymogi normy.

Tabela 4.69 Budynek nr. 11, dane THDU

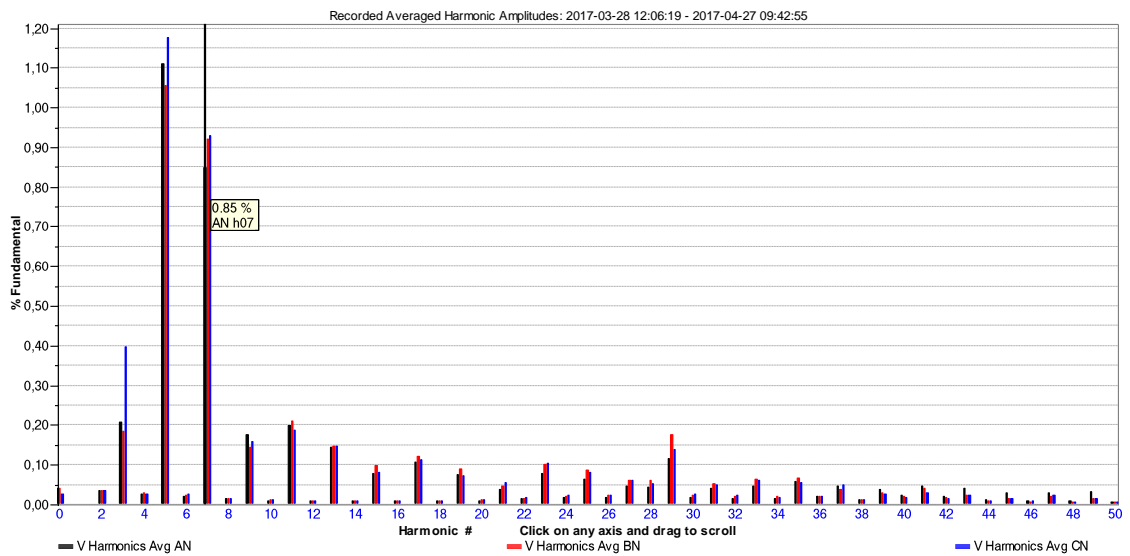
	THDU A [%]	THDU B [%]	THDU C [%]
CP05	1,18	1,16	1,32
Średnia	1,45	1,46	1,59
CP95	1,84	1,92	1,96
Max	2,67	2,79	2,71
Min	0,99	1,00	1,10



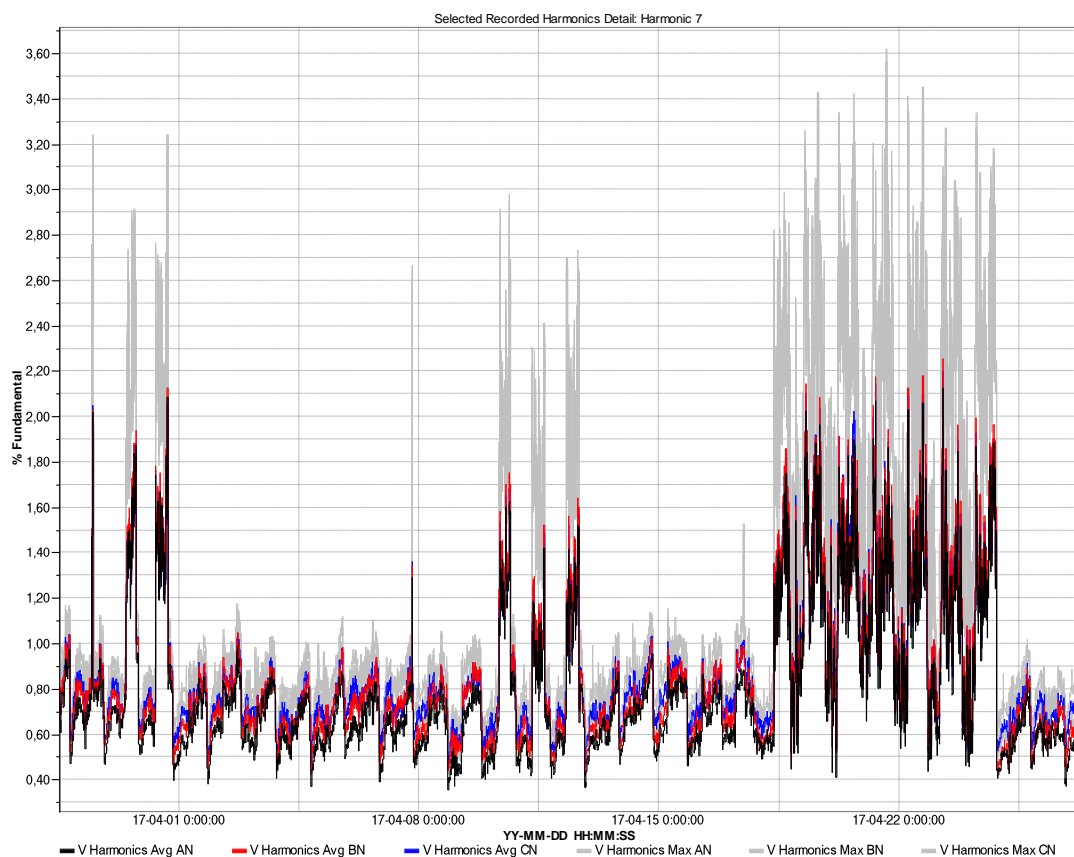
Rys. 4.75 THDU dla instalacji PV na budynku nr. 11



Rys. 4.76 Spektrum harmoniczných napięcia Urms (h2-h25) dla instalacji PV na budynku nr. 11



Rys. 4.77 Spektrum harmoniczných napięcia Urms (h2-h50) dla instalacji PV na budynku nr. 11

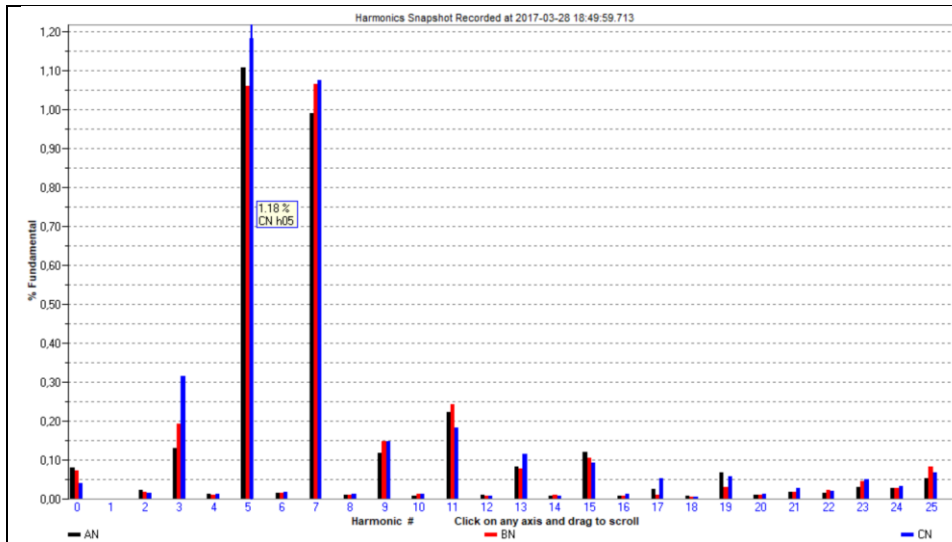


Rys. 4.78 Przebieg w czasie dla 7mej harmonicznej - cały okres pomiaru

W odróżnieniu do dużych zmian w harmonicznym prądzie na styku dnia z nocą (Tabela 4.57) lub ogólniej w trakcie dużych wahań irradiancji, harmoniczne napięcia nie prezentują tak dynamicznej charakterystyki jakiej autor pracy mógłby się spodziewać. Na wykresie poszczególne fazy A, B i C oznaczono odpowiednio kolorami czarnym, czerwonym i niebieskim. Zmiany występują, jednak są one inne niż w przypadku harmonicznego prądu, które gwałtownie rosły w górę. W przypadku harmonicznego napięcia zaobserwowano wręcz delikatny spadek wartości dla poszczególnych harmonicznymi, np. dla 5-tej: 1,25-1,10-1,25-1,18-1,09 [%] dla 28 marca 2017 w godzinach: 13:00-18:10-18:20-18:50-19:10. Dane pomiarowe dla 5-tej i kilku wybranych harmonicznymi oraz wykresy prezentujące ich chwilowe wartości w kolejnych pomiarach, przedstawiono w tabeli Tabela 4.70. THD napięcia pozostawało na podobnym poziomie dla wszystkich sprawdzanych próbek i oscylowało wokół wartości 1,6 [%], w odróżnieniu do THD prądu, które w tym czasie szło mocno w górę.

Tabela 4.70 PNT Euro-Centrum Budynek nr. 11, porównanie harmonicznego napięcia w różnych porach dnia i nocy

<p>Harmonics Snapshot Recorded at 2017-03-28 12:59:59.718</p> <p>Legend: AN (black), BN (red), CN (blue)</p>	<p>Data: 2017-03-28, godz. 13:00</p> <p>faza C: h3=0,37 % h5=1,25 % h7=0,73 % h25=0,05 %</p> <p>THDI=4,2% THDU=1,6%</p> <p>Wsp. K=1,2</p>
<p>Harmonics Snapshot Recorded at 2017-03-28 18:09:59.650</p> <p>Legend: AN (black), BN (red), CN (blue)</p>	<p>Data: 2017-03-28, godz. 18:10</p> <p>faza C: h3=0,34 % h5=1,10 % h7=0,90 % h25=0,08 %</p> <p>THDI=29,8% THDU=1,5%</p> <p>Wsp. K=9,3</p>
<p>Harmonics Snapshot Recorded at 2017-03-28 18:19:59.683</p> <p>Legend: AN (black), BN (red), CN (blue)</p>	<p>Data: 2017-03-28, godz. 18:20</p> <p>faza C: h3=0,32 % h5=1,25 % h7=1,06 % h25=0,10 %</p> <p>THDI=54,0% THDU=1,7%</p> <p>Wsp. K=9,3</p>

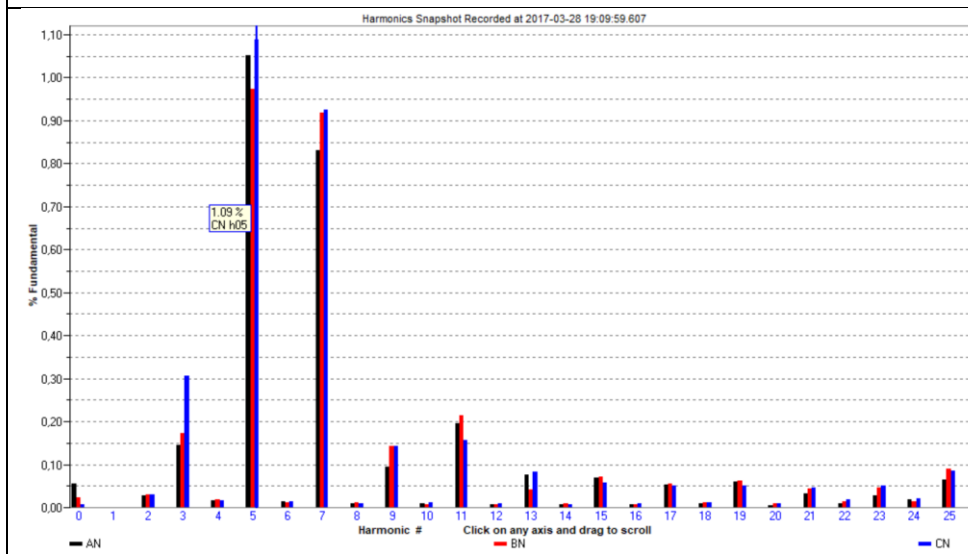


Data:  
2017-03-28,  
godz. 18:50

faza C:  
h3=0,32 %  
h5=1,18 %  
h7=1,07 %  
h25=0,07 %

THDI=319,1%  
THDU=1,7%

Wsp. K=108,5



Data:  
2017-03-28,  
godz. 19:10

faza C:  
h3=0,31 %  
h5=1,09 %  
h7=0,93 %  
h25=0,09 %

THDI=47,8%  
THDU=1,5%

Wsp. K=109,6



Tabela 4.71 Budynek nr. 11, THD i harmoniczne napięcia – statystyka i wartości pomiarowe

		Faza								
		AN			BN			CN		
		95%- wartość/ % w zakresie tolerancji	Max. wartość/ % w zakresie tolerancji	Czas	95%- wartość/ % w zakresie tolerancji	Max. wartość/ % w zakresie tolerancji	Czas	95%- wartość/ % w zakresie tolerancji	Max. wartość/ % w zakresie tolerancji	Czas
<b>Współczynnik zawartości harmonicznych</b>										
Oznaczenie	Zakres tolerancji [%]									
THD	8	1,83% 100,00%	2,66% -	2017-04- 21 07:30:00	1,90% 100,00%	2,78% -	2017-04- 21 07:30:00	1,95% 100,00%	2,71% -	2017-04- 21 07:30:00
<b>Harmoniczne w % Un</b>										
Rząd	Zakres tolerancji [%]									
Nr.										
2	0,00 - 2,00	0,03% 100,00%	0,07% -	2017-03- 28	0,03% 100,00%	0,04% -	2017-04- 14	0,03% 100,00%	0,05% -	2017-04- 20
3	0,00 - 5,00	0,25% 100,00%	0,33% -	2017-04- 25	0,23% 100,00%	0,40% -	2017-04- 20	0,46% 100,00%	0,53% -	2017-04- 24
4	0,00 - 1,00	0,03% 100,00%	0,06% -	2017-04- 10	0,03% 100,00%	0,07% -	2017-04- 20	0,03% 100,00%	0,06% -	2017-04- 20
5	0,00 - 6,00	1,38% 100,00%	1,72% -	2017-04- 20	1,33% 100,00%	1,69% -	2017-04- 20	1,48% 100,00%	1,79% -	2017-04- 20
6	0,00 - 0,50	0,03% 100,00%	0,11% -	2017-04- 10	0,03% 100,00%	0,06% -	2017-04- 25	0,03% 100,00%	0,06% -	2017-04- 20
7	0,00 - 5,00	1,47% 100,00%	2,13% -	2017-04- 23	1,57% 100,00%	2,26% -	2017-04- 23	1,54% 100,00%	2,20% -	2017-04- 23
8	0,00 - 0,50	0,02% 100,00%	0,07% -	2017-04- 10	0,02% 100,00%	0,04% -	2017-04- 10	0,02% 100,00%	0,06% -	2017-04- 10
9	0,00 - 1,50	0,22% 100,00%	0,28% -	2017-03- 29	0,18% 100,00%	0,27% -	2017-04- 20	0,19% 100,00%	0,22% -	2017-04- 10
10	0,00 - 0,50	0,01% 100,00%	0,04% -	2017-04- 10	0,01% 100,00%	0,02% -	2017-04- 27	0,01% 100,00%	0,03% -	2017-04- 10
11	0,00 - 3,50	0,27% 100,00%	0,47% -	2017-04- 19	0,28% 100,00%	0,45% -	2017-04- 21	0,28% 100,00%	0,49% -	2017-04- 19
12	0,00 - 0,50	0,01% 100,00%	0,02% -	2017-04- 10	0,01% 100,00%	0,01% -	2017-04- 20	0,01% 100,00%	0,01% -	2017-04- 02
13	0,00 - 3,00	0,28% 100,00%	0,45% -	2017-04- 18	0,29% 100,00%	0,46% -	2017-04- 18	0,29% 100,00%	0,43% -	2017-04- 19
14	0,00 - 0,50	0,01% 100,00%	0,02% -	2017-04- 10	0,01% 100,00%	0,01% -	2017-04- 10	0,01% 100,00%	0,01% -	2017-04- 10
15	0,00 - 0,50	0,11% 100,00%	0,18% -	2017-03- 31	0,14% 100,00%	0,19% -	2017-04- 12	0,12% 100,00%	0,20% -	2017-03- 31
16	0,00 - 0,50	0,01% 100,00%	0,01% -	2017-04- 10	0,01% 100,00%	0,01% -	2017-04- 10	0,01% 100,00%	0,01% -	2017-04- 10
17	0,00 - 2,00	0,22% 100,00%	0,30% -	2017-04- 19	0,25% 100,00%	0,35% -	2017-04- 19	0,24% 100,00%	0,37% -	2017-04- 19
18	0,00 - 0,50	0,01% 100,00%	0,01% -	2017-04- 10	0,01% 100,00%	0,01% -	2017-04- 10	0,01% 100,00%	0,01% -	2017-04- 27
19	0,00 - 1,50	0,11% 100,00%	0,19% -	2017-04- 19	0,16% 100,00%	0,29% -	2017-04- 20	0,12% 100,00%	0,19% -	2017-04- 19
20	0,00 - 0,50	0,01% 100,00%	0,01% -	2017-04- 10	0,01% 100,00%	0,01% -	2017-04- 10	0,01% 100,00%	0,01% -	2017-04- 27
21	0,00 - 0,50	0,07% 100,00%	0,11% -	2017-04- 24	0,07% 100,00%	0,13% -	2017-04- 20	0,09% 100,00%	0,12% -	2017-04- 18
22	0,00 - 0,50	0,01% 100,00%	0,01% -	2017-04- 11	0,01% 100,00%	0,01% -	2017-04- 26	0,01% 100,00%	0,01% -	2017-04- 11
23	0,00 - 1,50	0,16% 100,00%	0,22% -	2017-04- 19	0,21% 100,00%	0,30% -	2017-04- 19	0,20% 100,00%	0,29% -	2017-04- 20
24	0,00 - 0,50	0,01% 100,00%	0,01% -	2017-04- 25	0,01% 100,00%	0,01% -	2017-04- 06	0,01% 100,00%	0,02% -	2017-03- 29
25	0,00 - 1,50	0,11% 100,00%	0,18% -	2017-04- 24	0,12% 100,00%	0,21% -	2017-04- 24	0,13% 100,00%	0,22% -	2017-04- 24

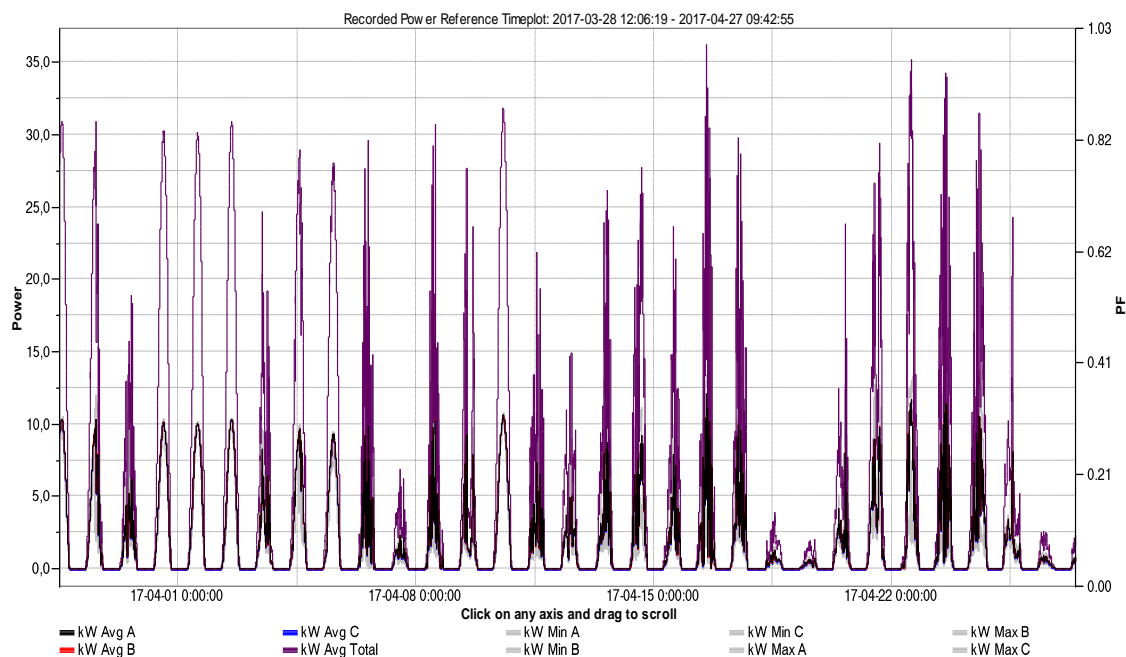
#### 4.2.6.5 Moc czynna

Wykres Rys. 4.79 przedstawia przebieg mocy w czasie dla instalacji zlokalizowanej na budynku nr. 11. Dostrzegalna jest okresowość produkcji energii elektrycznej będącej wynikiem

zmian dzień/noc jak również nierównomierność generacji mocy związanej z warunkami atmosferycznymi (zgodnie z: Rys. 4.1 Irradiancja dla Katowic w okresie trwania pomiarów w PNT Euro-Centrum, na podstawie , strona 70). Na grafice widoczne są przebiegi dla poszczególnych faz (odpowiednio kolory czarny, czerwony i niebieski – A, B i C) jak i suma z trzech faz zaznaczona kolorem fioletowym. Z tabeli Tabela 4.72 odczytujemy maksimum mocy (pomiar z 10min interwałem) przypadający na 16.04.2017, wynoszący 36,27 [kW] (suma z trzech faz). Natomiast wyraźnie mniejsza moc była w dniach 07.04.2017 oraz 18-19.04.2017 i 26.04.2017. Amplitudy te są tożsame z wynikami dla instalacji zlokalizowanej przy budynku nr. 8 i nr. 10, gdzie również w podobnych dniach odnotowano najwyższe i najniższe wartości mocy. Potwierdza to istnienie zbliżonych warunków nasłonecznienia dla sąsiadujących ze sobą badanych instalacji. Moc szczytowa omawianej instalacji PV (budynek nr. 11) wynosi 47 [kWp], czyli maksimum osiągnięte 16.04.2017 stanowi około 77 [%] jej potencjału. Widać więc, że w trakcie prawie miesięcznych pomiarów (mających miejsce w kwietniu), żadnego dnia nie został on całkowicie wykorzystany.

Tabela 4.72 Budynek nr. 11, dane P

	P A [kW]	P B [kW]	P C [kW]	Suma [kW]
CP05	0,00	-0,02	-0,07	-0,08
Średnia	1,65	1,64	1,57	4,86
CP95	8,50	8,51	8,42	25,43
Max	13,95	13,95	13,89	36,27
Min	-0,04	-0,05	-0,11	-0,09



Rys. 4.79 Moc P[kW] dla instalacji PV na budynku nr. 11

### 4.3 Podsumowanie

W zaprezentowanym rozdziale wykazano powiązanie zaburzeń elektromagnetycznych generowanych przez systemy fotowoltaiczne do sieci elektroenergetycznej ze zmiennością warunków atmosferycznych (głównie szybkie zmiany irradiancji). Wykazano pomiarowo zależność harmonicznych prądu i harmonicznych napięcia. Pokazano zależność występującą pomiędzy harmonicznymi prądu a THDU/harmonicznymi napięciami np. dla budynku numer. 10: obserwacje krzywych 7mej harmonicznej (wartość bezwzględna w czasie) i THDU lub harmonicznych napięcia.

Na podstawie uzyskanych wyników i poczynionych obserwacji podczas badania obiektów rzeczywistych w PNT Katowice, zaprojektowano część symulacyjną pracy doktorskiej i postanowiono w warunkach laboratoryjnych przeprowadzić bardziej szczegółowe analizy pracy falowników fotowoltaicznych i sprawdzić ich zachowanie się na zmienne warunki atmosferyczne.

## 5. Badania w laboratorium fotowoltaicznym AGH

W badaniach skupiono się na analizie działania przykładowej instalacji fotowoltaicznej jak również pojedynczych paneli PV. Z punktu widzenia tematu dysertacji obejmującego wpływ fotowoltaicznych źródeł energii na jakość dostawy energii elektrycznej uznano, iż istotnym jest sprawdzenie funkcjonowania instalacji PV w warunkach kontrolowanych, określenie jej parametrów, elementów składających się na całość systemu jak również określenie możliwości wytwórczych w zależności od ilości zainstalowanej mocy.

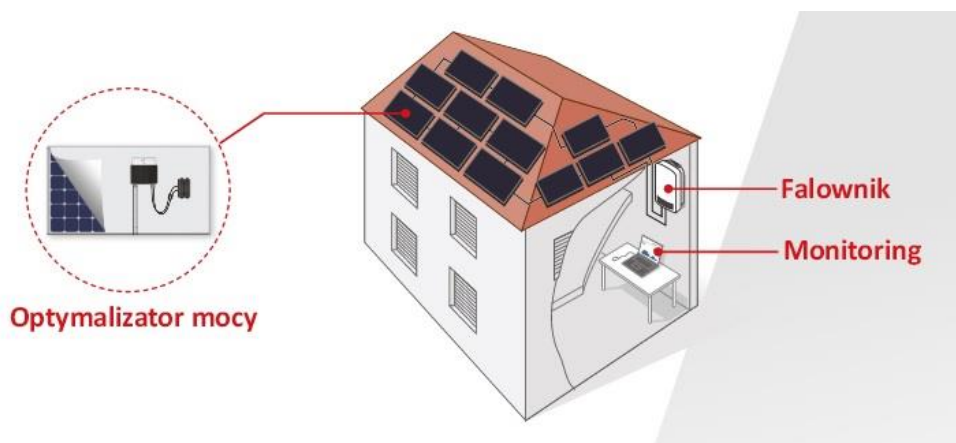
Laboratorium PV opisywane w niniejszym rozdziale zlokalizowane jest na dachu budynku C3 Akademii Górniczo-Hutniczej w Krakowie i stanowi część zaplecza naukowego Laboratorium Robotyki, Fotowoltaiki i Lewitacji Magnetycznej w Katedrze Automatyki i Robotyki na Wydziale Elektrotechniki, Automatyki, Informatyki i Inżynierii Biomedycznej AGH. Jest to instalacja badawcza stanowiąca system referencyjny do porównywania pracy standardowych modułów łączonych w szeregi oraz modułów wyposażonych w optymalizatory mocy. Instalacja w obecnej postaci została oddana do użytku w dniu 14.12.2016 roku. Na całość składa się 51 modułów PV o łącznej mocy 13,049 [kWp].

W celach analitycznych i dla lepszego zrozumienia opisywanych w tym rozdziale zjawisk, autor pracy podzielił umownie prezentowany system fotowoltaiczny na dwie części, z której każda oparta jest o inną technologię. Pierwsza część to rozwiązanie bazujące na optymalizatorach mocy (lub inaczej: optymyzerach mocy). Z danych zawartych w tabeli Tabela 5.1 można odczytać, iż w jego skład wchodzi 3 falowniki i łącznie 40 modułów PV co daje w sumie 10,189 [kWp]. Każdy moduł PV wyposażony jest w dedykowany mu optymalizator mocy, dzięki czemu możliwym jest monitorowanie pracy każdego modułu z osobna. Szczegółowe informacje na temat budowy i elementów składowych instalacji podane są w dalszej części rozdziału. Przykładowy układ fotowoltaiczny przedstawiono na grafice Rys. 5.1. Drugą część laboratorium stanowi system oparty o inną technologię. W jego skład wchodzi jeden falownik i 11 modułów PV.

W tabeli Tabela 5.2 podano rodzaj zastosowanych modułów PV, Tabela 5.3 mówi o wykorzystanych inwerterach, natomiast w tabeli Tabela 5.4 widnieje spis falowników z przyporządkowanymi im modułami PV składającymi się na cztery stringi (łańcuchy). Stringi 1.1, 2.1 oraz 3.1 są oparte o system SolarEdge, natomiast string 4.1 o SMA.

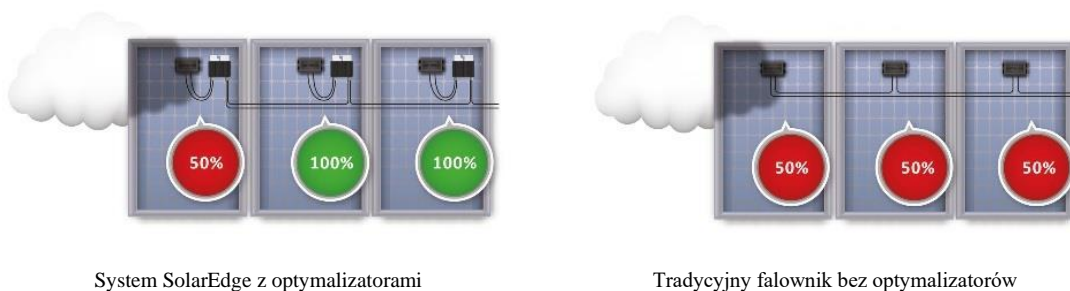
Tabela 5.1 Laboratorium PV AGH, dach budynku C3, parametry systemu

Część systemu PV	Nr. falownika	Producent	Model	Ilość modułów	Moc całkowita
				sztuk	kWp
1	1	SolarEdge	SE4000	15	3,515
	2	SolarEdge	SE4000	13	3,28
	3	SolarEdge	SE4000	12	3,394
		łącznie		40	10,189
2	4	SMA	Sunny Boy 2.5 1VL-40	11	2,86
Razem:				51	13,049



Rys. 5.1 System fotowoltaiczny oparty na technologii SolarEdge [153]

Dzięki połączeniu optymalizatorów mocy SolarEdge z modułami fotowoltaicznymi można uzyskać tzw. „inteligentne moduły” pozwalające wygenerować więcej energii. Zjawisko to nazywa się optymalizacją na poziomie modułu. W przypadku tradycyjnych falowników najslabszy moduł obniża moc wszystkich pozostałych w łańcuchu, problem został zilustrowany na grafice Rys. 5.2 prezentującej sytuację gdy na któryś panel znajdujący się w łańcuchu pada cień. Wykorzystując rozwiązania SolarEdge - każdy moduł generuje maksimum mocy bez strat [153]. Z punktu widzenia badacza bardzo ważną zaletą, jaką daje użycie optymalizatorów mocy jest możliwość śledzenia na bieżąco zmian i parametrów pracy zarówno całej instalacji jak i poszczególnych jej elementów składowych. Przykładowy wygląd zdalnego pulpitu użytkownika przedstawiono na grafice Rys. 5.3.

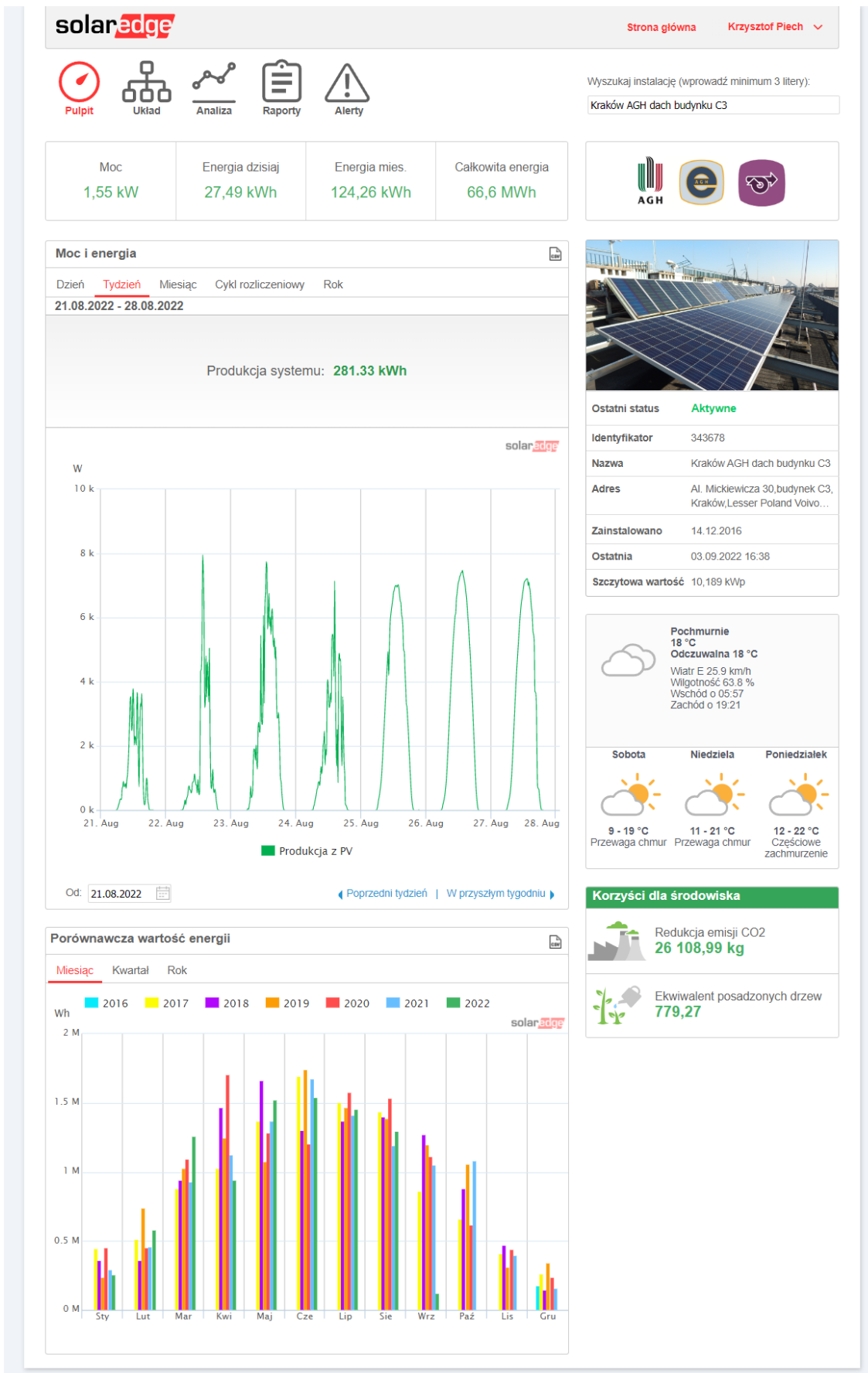


System SolarEdge z optymalizatorami

Tradycyjny falownik bez optymalizatorów

Rys. 5.2 Częściowe zacielenie modułu dla systemu SolarEdge i tradycyjnego [153]

Powyższa grafika obrazuje sytuację częściowego zacielenia jednego z paneli. W przypadku zastosowania tradycyjnego falownika obserwujemy spadek mocy generowanej na wszystkich modułach w łańcuchu. Podczas takich samych warunków, system wyposażony w falowniki SolarEdge i optymalizatory mocy zareaguje odpowiednio w wyniku czego ograniczeniu ulegnie jedynie moc generowana tylko przez panel zacieleniony - reszta będzie pracowała na maksimum swoich możliwości. Wysoce prawdopodobnym jest, że mechanizm ten będzie miał bezpośredni wpływ na zwiększenie uzysków energetycznych z systemów wyposażonych w optymalizatory w porównaniu do tradycyjnych rozwiązań.



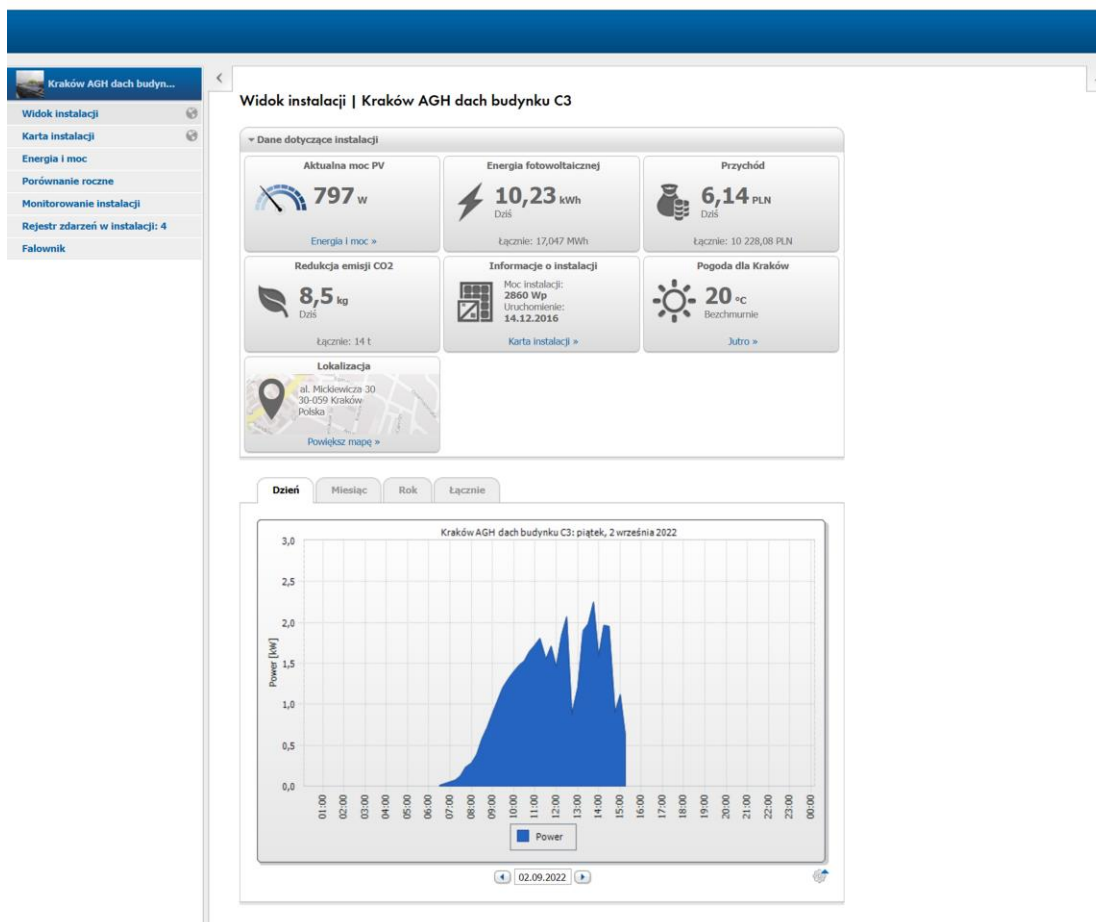
Rys. 5.3 Przykładowy wygląd zdalnego pulpitu użytkownika systemu SolarEdge [151]

Stosując Solar Edge można maksymalnie wykorzystać dostępną przestrzeń dachu, co skutkuje większym uzyskiem energii. Bardzo istotne jest, że po wyłączeniu falownika następuje obniżenie napięcia w instalacji do poziomu bezpiecznego (1 [V] na moduł), dzięki czemu chronieni są instalatorzy, personel serwisowy, siły reagowania i budynek [153].

Wykorzystując do konfiguracji instalacji fotowoltaicznej system SolarEdge, można zyskać:

- Odrębny monitoring dla każdego modułu dający podgląd na każdy moduł z osobna i dzięki temu możliwość badania i analizowania pracy konkretnych paneli;
- Maksymalne wykorzystanie powierzchni dzięki elastycznemu systemowi projektowania instalacji;
- Redukcja napięcia każdego modułu - przy montażu lub w przypadku pożaru;
- Monitoring na cały okres użytkowania systemu;
- Unikatowe rozwiązanie, które zapobiega problemowi niedopasowania modułów lub częściowego zacienienia;
- Szybki montaż;
- Do 25% więcej wyprodukowanej energii;
- Znakomita sprawność (99.5%);
- Możliwość wszechstronnego badania zachowania całej instalacji w czasie rzeczywistym z podglądem z dowolnego miejsca z dostępem do internetu [153].

Druga część systemu PV znajdującego się w omawianym laboratorium bazuje na rozwiązaniach firmy SMA i jest to instalacja badawcza stanowiąca system referencyjny do pierwszej części systemu. Służy do porównywania pracy standardowych modułów łączonych w szeregi oraz modułów wyposażonych w optyimizery mocy. Na grafice Rys. 5.4 przedstawiono przykładowy wygląd zdalnego pulpitu użytkownika tej części laboratorium.



Rys. 5.4 Przykładowy wygląd zdalnego pulpitu użytkownika systemu SMA [149]

## 5.1 Wprowadzenie

### 5.1.1 Rodzaj modułów fotowoltaicznych

Cały system fotowoltaiczny znajdujący się na dachu budynku C3 AGH, składa się z 51 modułów PV o łącznej mocy szczytowej 13,049 [kWp]. Wśród jego komponentów wyróżnić można 11 typów modułów PV (w tym 13 różnych modeli) pochodzących od 7 różnych producentów, szczegółowe dane zostały przedstawione w tabeli Tabela 5.2.

Należy zwrócić uwagę na innowacyjność i unikalność zastosowanych rozwiązań technologicznych i konstrukcyjnych, stwarzających odpowiednie warunki do przeprowadzania badań i analiz naukowych. Zastosowano trzy rodzaje technologii produkcji modułów z wykorzystaniem dwóch odmiennych materiałów bazowych:

- Monokrystaliczne - krzemowe;
- Polikrystaliczne - krzemowe;
- Cienkowarstwowe CIGS - mieszanina półprzewodników (miedź, ind, gal, selen).

Wśród wyróżniających się konstrukcji można wymienić moduły:

- Z czarną lub białą ramką (ten sam typ modułu, lecz z różnym kolorem obramowania). Np. Moduł produkcji Bruk-Bet Solar, modele BEM 285Wp White i BEM 285Wp Black;



- Dwustronna technologia ogniw, tzn., że ogniwa mogą pochłaniać promieniowanie słoneczne z dwóch stron - przedniej i tylnej, a nie jak to jest spotykane w standardowych rozwiązaniach tylko przedniej. W instalacji wykorzystano panel produkcji SolarWorld, model BISUN SW 280 DUO;
- O zwiększonej sprawności konwersji sięgającej 20,4% w porównaniu do tradycyjnych wydajności na poziomie 15-17%. Zastosowano moduł wiodącej prym w produkcji paneli PV na świecie, firmy SunPower. Zainstalowany model to E20 327. Tak wysoką sprawność uzyskano dzięki opatentowanej technologii MAXEON.

Moduły różnią się również zakresem nominalnej mocy ( $P_{max}$ ), oscylującej dla poszczególnej sztuki od 145 Wp do 327 Wp. Wyróżnić można:

- 145 Wp (producent TSMC - model SOLAR TS-145C2);
- 225 Wp (producent Conergy - model Conergy PowerPlus 225P);
- 260 Wp (producent Sharp - model ND-RJ260, producent Bruk-Bet Solar - model BEP 260Wp White i BEP 260Wp Black);
- 265 Wp (producent Sharp - model ND-RJ265);
- 280 Wp (producent SolarWorld - model BISUN SW 280 DUO);
- 285 Wp (producent Bruk-Bet Solar - model BEM 285Wp White i BEM 285Wp Black);
- 300 Wp (producent Aleo Solar - model S19 300 HE);
- 327 Wp (producent SunPower - model E20 327).

Szczegółowe dane i informacje na temat rodzaju zastosowanych modułów, ich ilości, zainstalowanej mocy jednostkowej i całkowitej zostały umieszczone w tabeli Tabela 5.2.

### **5.1.2 Dane techniczne modułów fotowoltaicznych**

*Rozmieszczenie poszczególnych modułów PV w instalacji zlokalizowanej na budynku C3 AGH w Krakowie, podział na pozycje.*

#### **1. Dach - 51 szt. modułów**

Wszystkie moduły znajdujące się w instalacji zostały umieszczone w jednej lokalizacji tj. na dachu budynku C3 Akademii Górniczo-Hutniczej w Krakowie.

Tabela 5.2 AGH dach budynku C3, rodzaje modułów PV

Nr.	Produkcja	Model	Moc jedn.	Ilość modułów	Moc całkowita	Technologia
			kWp	sztuk	kWp	
1	Conergy	Conergy PowerPlus 225P	0,225	6	1,35	polikrystaliczny
2	Aleo Solar	S19 300 HE	0,3	4	1,2	monokrystaliczny
3	Sharp	ND-RJ260	0,26	20	5,2	polikrystaliczny
4	Sharp	ND-RJ265	0,265	5	1,325	polikrystaliczny
5	TSMC SOLAR	TS-145C2	0,145	4	0,58	CIGS, cienkowarstwowy
6	Bruk-Bet Solar	BEP 260Wp White	0,26	2	0,52	polikrystaliczny
7	Bruk-Bet Solar	BEP 260Wp Black	0,26	2	0,52	polikrystaliczny
8	Bruk-Bet Solar	BEM 285Wp White	0,285	2	0,57	monokrystaliczny
9	Bruk-Bet Solar	BEM 285Wp Black	0,285	2	0,57	monokrystaliczny
10	SunPower	E20 327	0,327	2	0,654	monokrystaliczny
11	SolarWorld	BISUN SW 280 DUO	0,28	2	0,56	monokrystaliczny
Razem:				<b>51</b>	<b>13,049</b>	

### 5.1.3 Falowniki zastosowane w instalacji PV

Falowniki zastosowane w instalacji fotowoltaicznej zlokalizowanej na budynku C3 AGH, jak również przypisane im łańcuchy (stringi) paneli PV, przedstawiono w tabeli Tabela 5.4. Dodatkowo na grafice Rys. 5.5 znajduje się wizualizacja logicznego układu paneli PV zgrupowanych w trzy łańcuchy (String 1.1 - 1.3), po jednym do poszczególnych falowników SolarEdge SE4000 (Inwerter 1 - 3).

*Typ zastosowanego falownika:*

#### 1. Inwerter 1, SolarEdge typ SE4000

Jednofazowy. Moc znamionowa falownika: 4kW. Maksymalny prąd obciążenia: 22A. Przyporządkowany łańcuch (String 1.1) - 15 modułów (Panel 1.1.1 do Panel 1.1.15).

#### 2. Inwerter 2, SolarEdge typu SE4000

Jednofazowy. Moc znamionowa falownika: 4kW. Maksymalny prąd obciążenia: 22A. Przyporządkowany łańcuch (String 2.1) - 13 modułów (Panel 2.1.1 do Panel 2.1.13).

#### 3. Inwerter 3, SolarEdge typu SE4000

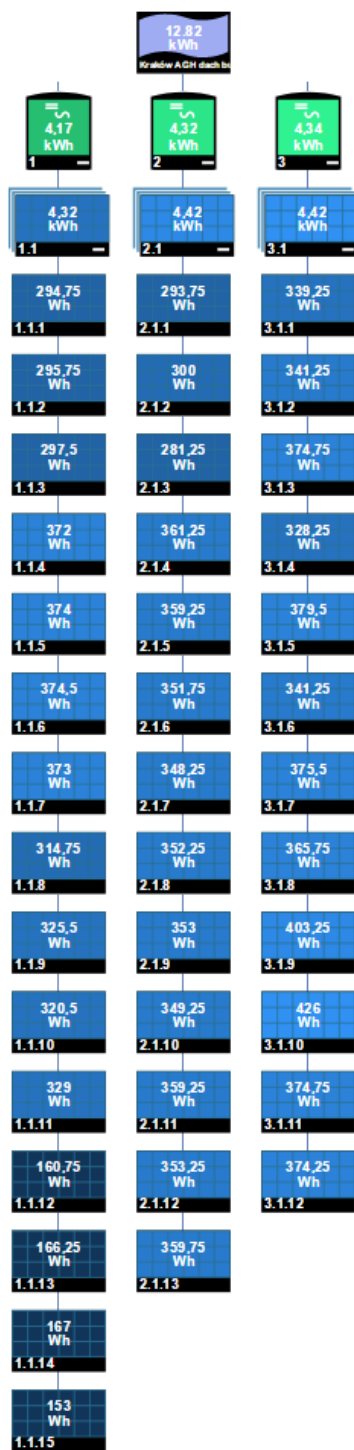
Jednofazowy. Moc znamionowa falownika: 4kW. Maksymalny prąd obciążenia: 22A. Przyporządkowany łańcuch (String 3.1) - 12 modułów (Panel 3.1.1 do Panel 3.1.12).

4. Inwerter 4, SMA typu Sunny Boy 2.5 1VL-40  
 Jednofazowy. Moc znamionowa falownika: 2,5kW. Maksymalny prąd obciążenia: 11A.  
 Przyporzędowany łańcuch (String 4.1) - 11 modułów (Sharp ND-RJ260).

Szczegółowe parametry pracy falowników SolarEdge SE4000 i SMA typu Sunny Boy 2.5 1VL-40 przedstawiono w tabeli Tabela 5.3.

Tabela 5.3 Dane techniczne inwerterów SolarEdge SE4000 i SMA Sunny Boy 2.5 1VL-40

<b>Dane wejściowe</b>		
	<b>SolarEdge SE4000</b>	<b>SMA Sunny Boy 2.5 1VL-40</b>
<b>Max. moc DC</b>	4,4 kW	2,65 kW
<b>Max. prąd wejście</b>	15,5 A	10 A
<b>Max. napięcie wejście</b>	500 V	600 V
<b>Dane wyjściowe</b>		
<b>Nominalne AC (cos φ=1)</b>	4,0 kW	2,5 kW
<b>Max. moc wyjście</b>	4,0 kVA	2,5 kVA
<b>Max. prąd wyjście</b>	22 A	11 A
<b>Max. wydajność</b>	97,60%	97,2 %
<b>Częstotliwość</b>	50 / 60 Hz	50 / 60 Hz
<b>Nocne zużycie</b>	< 2,5 W	1 W
<b>Dane ogólne</b>		
<b>Wymiary</b>	540 x 315 x 191 mm	460 x 357 x 122 mm
<b>Waga</b>	21,7 kg	8,8 kg
<b>Stopień ochrony</b>	IP 65	IP 65
<b>Chłodzenie</b>	konwekcja naturalna	konwekcja naturalna
<b>Instalacja</b>	wewnątrz, na zewnątrz	wewnątrz, na zewnątrz
<b>Temp. pracy</b>	-20°C do +50°C	-40°C do +60°C



Rys. 5.5 AGH C3, układ logiczny paneli zgrupowanych w łańcuchy [151]

Na Rys. 5.5 widoczne są numery poszczególnych falowników SolarEdge SE4000 i przypisanych im modułom fotowoltaicznym.

Tabela 5.4 AGH C3, falowniki, łańcuchy modułów, nachylenie i azymut

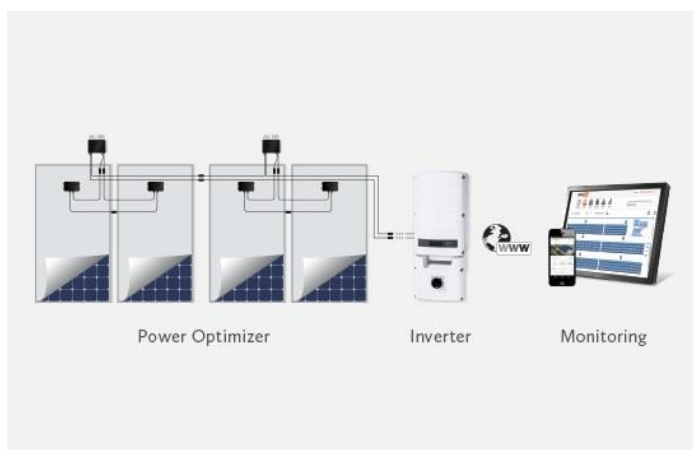
Element	Produkcja	Model	Technologia	Moc jedn.	Orientacja	Nachylenie	Azymut
Inverter 1	SolarEdge	SE4000		kWp		stopnie	stopnie
String 1.1	15 modułów						
Moduł 1.1.1	Conergy	Conergy PowerPlus 225P	poli.	0,225	horizontal	0	180
Moduł 1.1.2	Conergy	Conergy PowerPlus 225P	poli.	0,225	horizontal	0	180
Moduł 1.1.3	Conergy	Conergy PowerPlus 225P	poli.	0,225	horizontal	0	180
Moduł 1.1.4	Aleo Solar	S19 300 HE	mono.	0,3	vertical	45	200
Moduł 1.1.5	Aleo Solar	S19 300 HE	mono.	0,3	vertical	45	200
Moduł 1.1.6	Aleo Solar	S19 300 HE	mono.	0,3	horizontal	45	200
Moduł 1.1.7	Aleo Solar	S19 300 HE	mono.	0,3	horizontal	45	200
Moduł 1.1.8	Sharp	ND-RJ265	poli.	0,265	horizontal	45	200
Moduł 1.1.9	Sharp	ND-RJ265	poli.	0,265	horizontal	45	200
Moduł 1.1.10	Sharp	ND-RJ265	poli.	0,265	vertical	45	200
Moduł 1.1.11	Sharp	ND-RJ265	poli.	0,265	vertical	45	200
Moduł 1.1.12	TSMC SOLAR	TS-145C2	CIGS	0,145	vertical	45	200
Moduł 1.1.13	TSMC SOLAR	TS-145C2	CIGS	0,145	horizontal	45	200
Moduł 1.1.14	TSMC SOLAR	TS-145C2	CIGS	0,145	horizontal	45	200
Moduł 1.1.15	TSMC SOLAR	TS-145C2	CIGS	0,145	vertical	45	200
Inverter 2	SolarEdge	SE4000					
String 2.1	13 modułów						
Moduł 2.1.1	Conergy	Conergy PowerPlus 225P	poli.	0,225	horizontal	0	180
Moduł 2.1.2	Conergy	Conergy PowerPlus 225P	poli.	0,225	horizontal	0	180
Moduł 2.1.3	Conergy	Conergy PowerPlus 225P	poli.	0,225	horizontal	0	180
Moduł 2.1.4	Sharp	ND-RJ260	poli.	0,26	vertical	15	200
Moduł 2.1.5	Sharp	ND-RJ260	poli.	0,26	vertical	15	200
Moduł 2.1.6	Sharp	ND-RJ260	poli.	0,26	vertical	15	200
Moduł 2.1.7	Sharp	ND-RJ260	poli.	0,26	vertical	15	200
Moduł 2.1.8	Sharp	ND-RJ260	poli.	0,26	vertical	15	200
Moduł 2.1.9	Sharp	ND-RJ260	poli.	0,26	vertical	15	200
Moduł 2.1.10	Sharp	ND-RJ260	poli.	0,26	vertical	15	200
Moduł 2.1.11	Sharp	ND-RJ260	poli.	0,26	vertical	15	200
Moduł 2.1.12	Sharp	ND-RJ260	poli.	0,26	vertical	15	200
Moduł 2.1.13	Sharp	ND-RJ265	poli.	0,265	vertical	15	200
Inverter 3	SolarEdge	SE4000					
String 3.1	12 modułów						
Moduł 3.1.1	Bruk-Bet Solar	BEP 260Wp White	poli.	0,26	vertical	35	200
Moduł 3.1.2	Bruk-Bet Solar	BEP 260Wp White	poli.	0,26	vertical	35	200
Moduł 3.1.3	Bruk-Bet Solar	BEM 285Wp White	mono.	0,285	vertical	35	200
Moduł 3.1.4	Bruk-Bet Solar	BEP 260Wp Black	poli.	0,26	vertical	35	200
Moduł 3.1.5	Bruk-Bet Solar	BEM 285Wp White	mono.	0,285	vertical	35	200
Moduł 3.1.6	Bruk-Bet Solar	BEP 260Wp Black	poli.	0,26	vertical	35	200
Moduł 3.1.7	Bruk-Bet Solar	BEM 285Wp Black	mono.	0,285	vertical	35	200
Moduł 3.1.8	Bruk-Bet Solar	BEM 285Wp Black	mono.	0,285	vertical	35	200
Moduł 3.1.9	SunPower	E20 327	mono.	0,327	vertical	35	200
Moduł 3.1.10	SunPower	E20 327	mono.	0,327	vertical	35	200
Moduł 3.1.11	SolarWorld	BISUN SW 280 DUO	mono.	0,28	vertical	35	200
Moduł 3.1.12	SolarWorld	BISUN SW 280 DUO	mono.	0,28	vertical	35	200
Inverter 4	SMA	Sunny Boy 2.5 1VL-40					
String 4.1	11 modułów						
	Sharp	ND-RJ260	poli.	0,26	vertical	15	20
	Sharp	ND-RJ260	poli.	0,26	vertical	15	20
	Sharp	ND-RJ260	poli.	0,26	vertical	15	20
	Sharp	ND-RJ260	poli.	0,26	vertical	15	20
	Sharp	ND-RJ260	poli.	0,26	vertical	15	20
	Sharp	ND-RJ260	poli.	0,26	vertical	15	20
	Sharp	ND-RJ260	poli.	0,26	vertical	15	20
	Sharp	ND-RJ260	poli.	0,26	vertical	15	20
	Sharp	ND-RJ260	poli.	0,26	vertical	15	20
	Sharp	ND-RJ260	poli.	0,26	vertical	15	20

### 5.1.4 Optymalizatory mocy zastosowane w instalacji PV

W omawianej instalacji, do konfiguracji systemu użyto komponentów SolarEdge Technologies tj. 3 jednofazowe falowniki SE4000 i 40 optymalizatorów mocy P405-5RM4MRM-MM1A, przypadających po jednej sztuce dla każdego modułu PV. Optymalizator zwiększa produkcję energii poprzez śledzenie maksymalnego punktu mocy (MPPT) dla każdego modułu z osobna. Co więcej umożliwia utrzymanie wysokiego napięcia w obwodzie co przekłada się na zwiększoną wydajność falownika SolarEdge.

Nieżykłą zaletą i udogodnieniem z punktu widzenia badacza, które niesie za sobą wykorzystanie omawianych urządzeń, jest monitoring efektywności pracy poszczególnych modułów w czasie rzeczywistym, z dowolnego miejsca i o dowolnej godzinie - wystarczy jedynie dostęp do internetu. Informacje na ten temat można śledzić poprzez system monitorowania SolarEdge, którego pulpit został przedstawiony na grafice Rys. 5.3.

Poniżej na obrazku Rys. 5.6 zaprezentowano schemat systemu SolarEdge i wygląd optymalizatora mocy P405.



Schemat systemu SolarEdge



Optymalizator mocy P405

Rys. 5.6 Schemat systemu SolarEdge i optymalizatora mocy P405 [153]

Każdy optymalizator mocy wyposażony jest w system SafeDC, który w przypadku wyłączenia sieci, inwertera lub pożaru w sposób automatyczny redukuje napięcie obwodu do napięcia bezpiecznego wynoszącego 1 [V] dla każdego modułu. Jest to bardzo ważne z punktu widzenia montażu, eksploatacji, konserwacji jak i sytuacji nieprzewidzianych lub alarmowych.

W artykule [106] autorzy przedstawiają koncepcję stanowiska badawczego z maszyną elektryczną zasilaną z układu wyposażonego w moduły PV. Stanowisko zakłada połączenie modułów fotowoltaicznych w specjalnie skonfigurowaną sieć pozwalającą szczegółowo monitorować pracę całego systemu. Do tego celu wykorzystane mają być opisywane w niniejszym rozdziale optymalizatory mocy, które wraz z falownikiem stworzą indywidualny system pomiarowy.

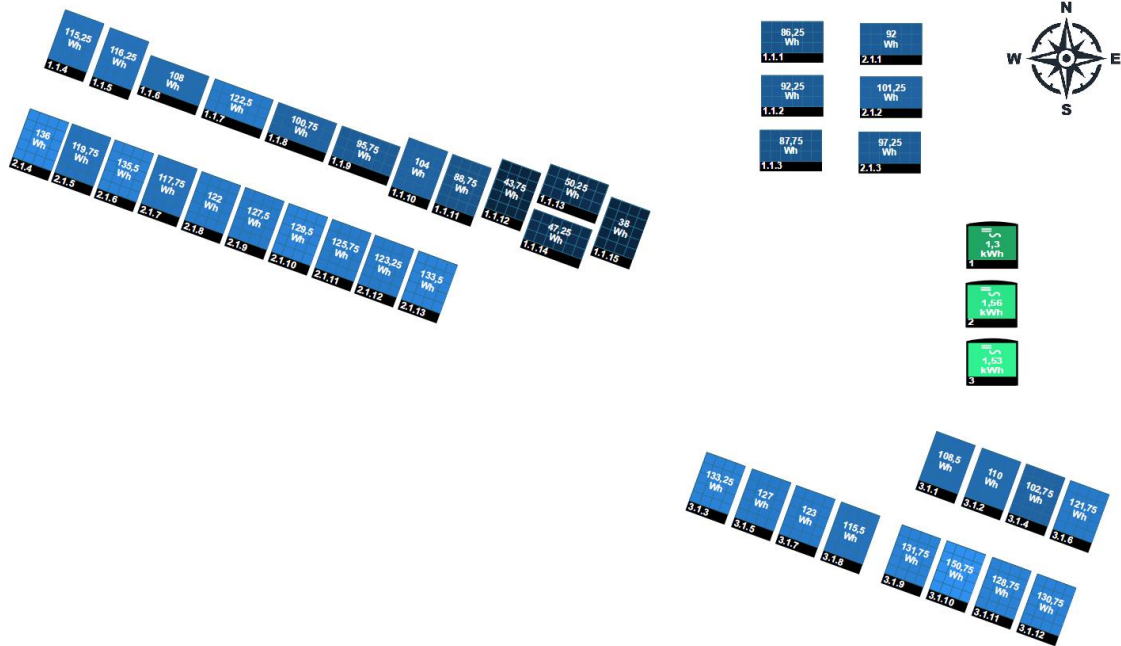
### 5.1.5 Kąty instalacji

Na dachu budynku panele fotowoltaiczne zostały zamocowane do kilku konstrukcji wsporczych. Kąt nachylenia dla poszczególnych modułów został ujęty w tabeli *Tabela 5.4*.

### 5.1.6 Odległości rzędów

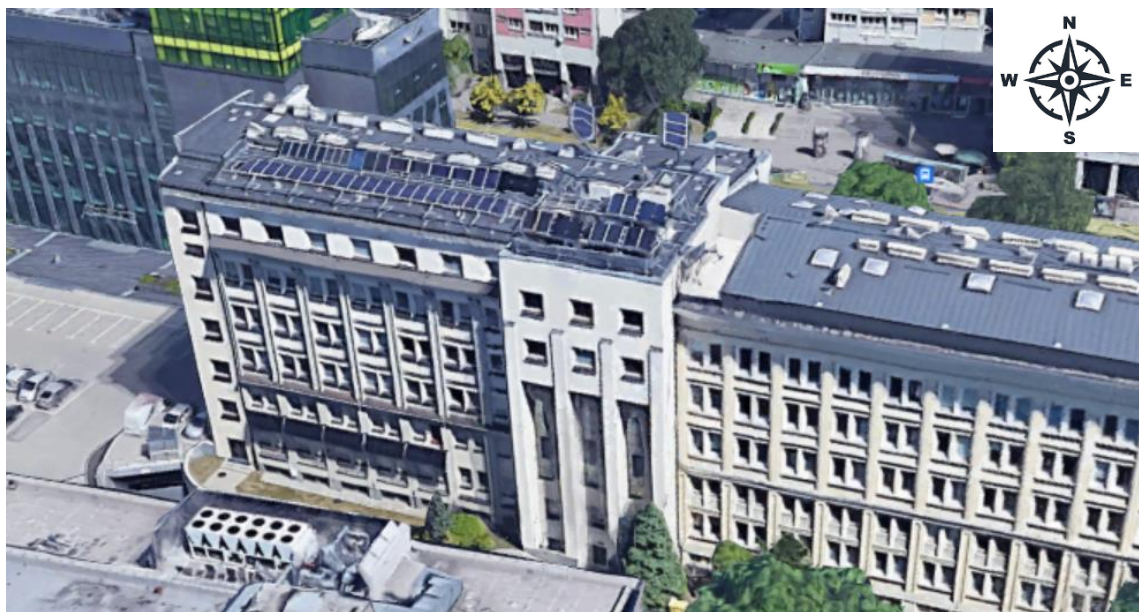
Ze względu na charakterystykę instalacji naukowo-badawczej jak również zastosowanie różnego rodzaju modułów fotowoltaicznych, odległości rzędów i poszczególnych paneli nie są stałe. Na grafice Rys. 5.7 widać rozmieszczenie poszczególnych elementów instalacji PV.

### 5.1.7 Azymut oraz sposób ułożenia



Rys. 5.7 AGH C3, rozmieszczenie i fizyczny układ modułów PV [151]

Dokładny azymut dla każdego z modułów podano w tabeli Tabela 5.4, natomiast na powyższej grafice Rys. 5.7 przedstawiono wizualizację fizycznego układu paneli PV na dachu budynku C3 Akademii Górniczo-Hutniczej w Krakowie, w odniesieniu do stron świata. Na zdjęciu z zaznaczonym azymutem, Rys. 5.8, widać rzeczywisty obraz budynku z uwzględnieniem kierunku południowego. Współrzędne geograficzne instalacji znajdują się w tabeli Tabela 5.5.



Rys. 5.8 Budynek C3 AGH, azymut [37], widoczna instalacja PV poddana badaniu

### 5.1.8 Współrzędne geograficzne instalacji PV

Tabela 5.5 AGH Budynek C3, współrzędne geograficzne

	Jednostka	Lokalizacja
Szerokość geograficzna	°N	50°04′
Długość geograficzna	°E	19°55′
Poziom n.p.m	m	207

### 5.2 Analiza danych pomiarowych

W tabeli Tabela 4.27 podano parametry pomiaru wykonanego dla systemu fotowoltaicznego zlokalizowanego w laboratorium PV AGH na dachu budynku C3. Pomiarzy rozpoczęto w dniu 14.12.2016 r. i zakończono dnia 31.08.2022 r., łączny czas trwania to 5 lat, 8 miesięcy i 17 dni. Na wykresach zamieszczonych w tym rozdziale, wygenerowanych przy pomocy odpowiednio systemu monitoringu SolarEdge [151] i SMA [149] wykorzystano pełen okres pomiarowy, natomiast dla przeprowadzenia analiz danych zawartych w tabeli Tabela 5.7 ograniczono ten czas do pełnych miesięcy, czyli okres od 01.01.2017 do 31.08.2022, 5 lat i 8 miesięcy. Na zdjęciu Rys. 5.9 przedstawiono poglądowy widok laboratorium. Dane zostały udostępnione dzięki uprzejmości Laboratorium Robotyki, Fotowoltaiki i Lewitacji Magnetycznej AGH.

Tabela 5.6 Laboratorium PV AGH, parametry pomiaru

Pomiar	
Start:	14.12.2016
Koniec:	31.08.2022
Długość:	5 lat, 8 miesięcy, 17 dni
Dane pomiarowe:	Monitoring SolarEdge i SMA
Wartości nominalne	
Napięcie znamionowe $U_n$ :	230,00V
Częstotliwość nominalna:	50,00 Hz





*Rys. 5.9 Zdjęcia laboratorium i systemu PV, Budynek C3 AGH*

### **5.2.1 Porównanie wydajności instalacji**

W tabeli Tabela 5.7 przedstawiono analizy dla danych pomiarowych z okresu 01.01.2017 r. do 31.08.2022 r. Dotyczą produkcji energii elektrycznej z całego systemu PV (części 1+2, Tabela 5.1, strona 156) znajdującego się w laboratorium na dachu budynku C3 Akademii Górniczo-Hutniczej w Krakowie. W prezentowanym zestawieniu skupiono się na analizie zbiorów tych samych miesięcy występujących kilkakrotnie w trakcie całego okresu pomiarowego, tj. 6 razy dla miesięcy od stycznia do sierpnia i 5 razy dla miesięcy od września do grudnia. Zabieg ten powtórzono dla każdego miesiąca z osobna, otrzymując w ten sposób dwanaście odrębnych zbiorów.

Przedstawiono średnią wartości produkcji energii elektrycznej przypadającej na dany zbiór, minimalną i maksymalną produkcję dla tego miesiąca jak również wskazanie, w którym roku nastąpiły minimum i maksimum. Kolejno przedstawiono różnicę, wyrażoną w procentach, pomiędzy miesiącem z maksymalną i minimalną produkcją energii. Podsumowano również uzyski dla poszczególnych miesięcy jak również pokazano statystyki dla wszystkich danych jak wartość średnia po zbiorach: średnich, minimalnych i maksymalnych wartości. I tak np. dla zbioru z miesiącem styczeń, wartość średnia produkcji energii elektrycznej wyniosła 405,43 [kWh]. Rokiem, w którym produkcja w tym miesiącu była najniższa był styczeń 2019 i wyniosła 283,54 [kWh], natomiast najwyższa miała miejsce w styczniu 2020 r. i wyniosła 544,71 [kWh]. Różnica w produkcji pomiędzy tymi miesiącami wyniosła 92 [%].

Analizując dane zawarte w tabeli dowiadujemy się, co nie jest zaskoczeniem, że miesiącem z najniższą średnią produkcji energii elektrycznej jest grudzień, dla którego wartość ta wyniosła jedynie 274,92 [kWh]. Najniższym rokiem dla tego miesiąca był 2018, w którym generacja wyniosła jedynie 178,78 [kWh] i jest to zarazem najniższa wartość miesięczna w trakcie całego okresu pomiarowego (dla pełnych miesięcy). Maksymalna produkcja dla tego miesiąca miała miejsce w 2019 roku i wyniosła 411,55 [kWh]. Wartość ta bardzo odstaje od średniej ze zbioru dla tego miesiąca i jest aż o 130 [%] wyższa od produkcji minimalnej dla tego miesiąca, co stanowi również najwyższą odnotowaną różnicę w stosunku miesiąc do miesiąca.

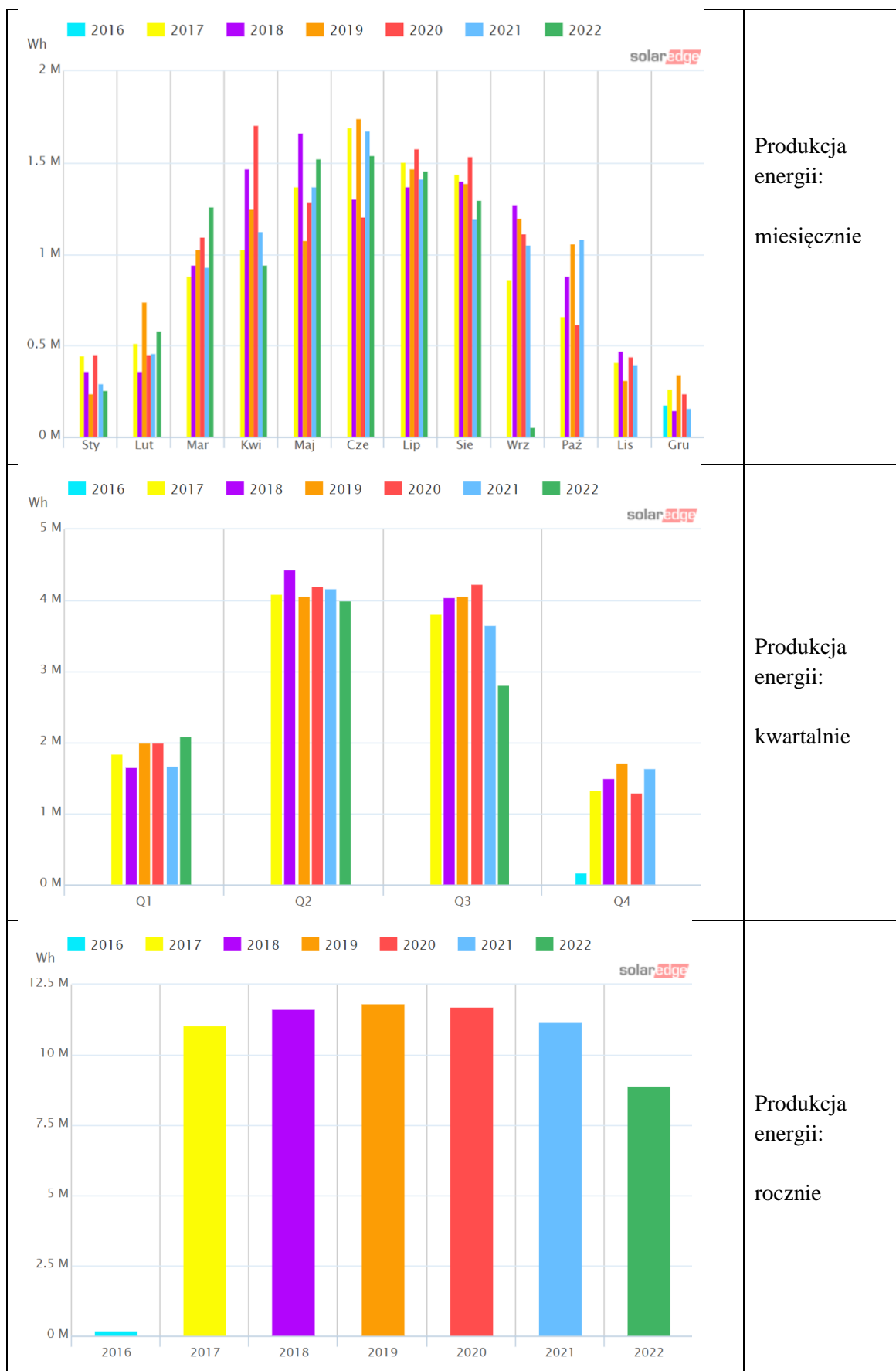
Produkcja energii elektrycznej stopniowo rośnie zaczynając od stycznia, z wartością średnią na poziomie 405,43 [kWh] aż do maksimum 1955,35 [kWh] przypadającego na czerwiec. Minimalna wartość generacji dla tego miesiąca miała miejsce w roku 2020 z wartością 1552,99 [kWh], natomiast maksymalna wystąpiła w 2019 roku i wyniosła 2228,19 [kWh], był to zarazem miesiąc z najwyższą generacją w trakcie całego okresu pomiarowego. Zaczynając od lipca, produkcja energii stopniowo maleje, aby osiągnąć swoje minimum w grudniu. Średnia po zbiorze średnich dla wszystkich miesięcy wyniosła 1200,87 [kWh], średnia dla wartości minimalnych to 967,84 [kWh] oraz dla maksymalnych 1444,23 [kWh]. Całkowita produkcja energii elektrycznej dla badanego źródła fotowoltaicznego w omawianym okresie wyniosła nieco ponad 83 [MWh].

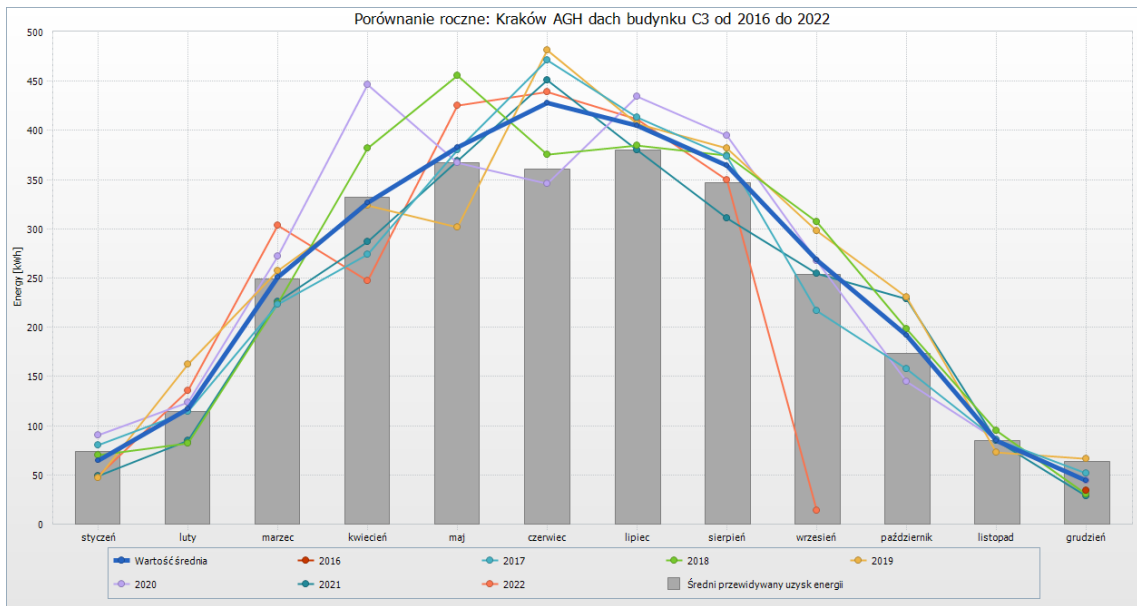
Graficzne reprezentacje omawianych zależności można zaobserwować w tabeli Tabela 5.8 prezentującej porównanie produkcji energii elektrycznej dla części nr. 1 systemu (SolarEdge) z rozdzieleniem na porównanie produkcji miesięcznej, kwartalnej i rocznej oraz dla części nr. 2 systemu na wykresie Rys. 5.10 pokazującym zestawienia miesięczne i Rys. 5.11 zestawienia roczne.

Tabela 5.7 *Laboratorium PV AGH Budynek C3, miesięczne porównanie produkcji energii elektrycznej dla całości instalacji (SolarEdge + SMA)*

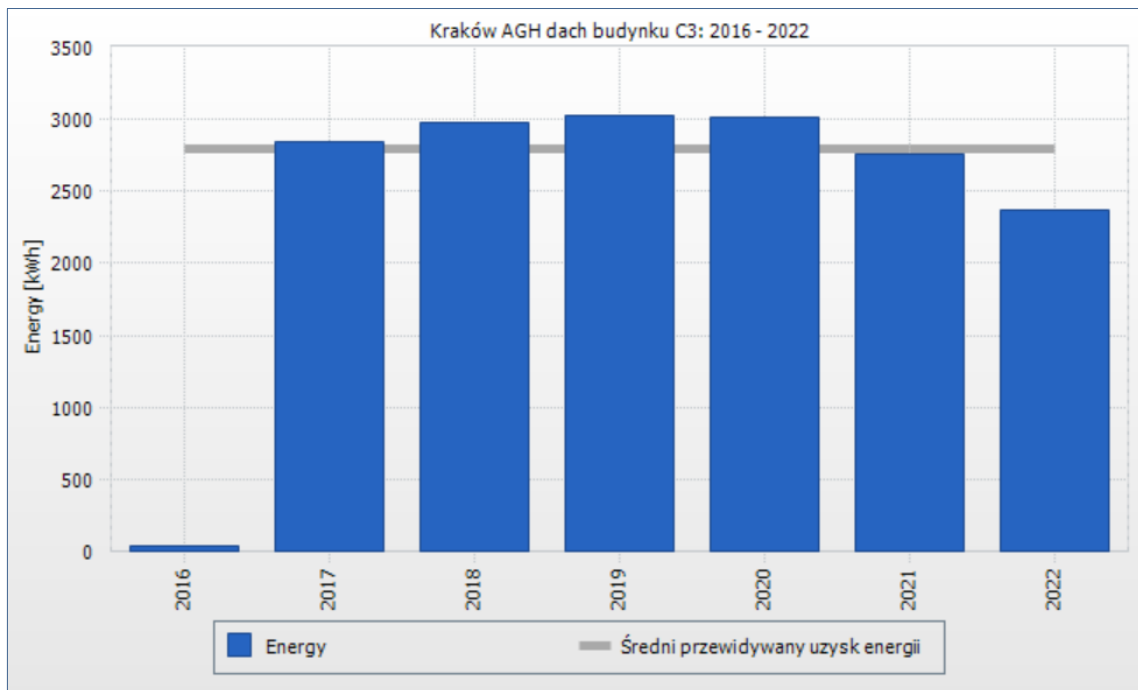
Miesięczne porównanie produkcji energii elektrycznej [kWh]							
Miesiąc	Średnia	Minimalna	Miesiąc min.	Maksymalna	Miesiąc maks.	Różnica miesiąc maks. do min. [%]	Suma
Styczeń	405,43	283,54	Styczeń 2019	544,71	Styczeń 2020	92	2432,58
Luty	634,80	442,39	Luty 2018	905,17	Luty 2019	105	3808,77
Marzec	1272,74	1103,61	Marzec 2017	1562,91	Marzec 2022	42	7636,43
Kwiecień	1580,14	1188,44	Kwiecień 2022	2155,35	Kwiecień 2020	81	9480,81
Maj	1763,25	1380,41	Maj 2019	2117,88	Maj 2018	53	10579,51
Czerwiec	1955,35	1552,99	Czerwiec 2020	2228,19	Czerwiec 2019	43	11732,07
Lipiec	1871,39	1754,48	Lipiec 2018	2015,82	Lipiec 2020	15	11228,34
Sierpień	1740,85	1505,05	Sierpień 2021	1930,75	Sierpień 2020	28	10445,07
Wrzesień	1368,22	1078,71	Wrzesień 2017	1579,03	Wrzesień 2018	46	6841,09
Październik	1051,90	763,22	Październik 2020	1311,65	Październik 2021	72	5259,5
Listopad	491,51	382,49	Listopad 2019	567,78	Listopad 2018	48	2457,55
Grudzień	274,92	178,78	Grudzień 2018	411,55	Grudzień 2019	130	1374,61
Całość średnia	1200,87	967,84		1444,23	Suma		83276,33

Tabela 5.8 Laboratorium PV AGH Budynek C3, graficzne porównanie produkcji energii elektrycznej dla części nr. 1 systemu (SolarEdge) [151]





Rys. 5.10 Energia [kWh], porównanie miesiąc do miesiąca, część nr. 2 systemu PV (falownik SMA)[149]

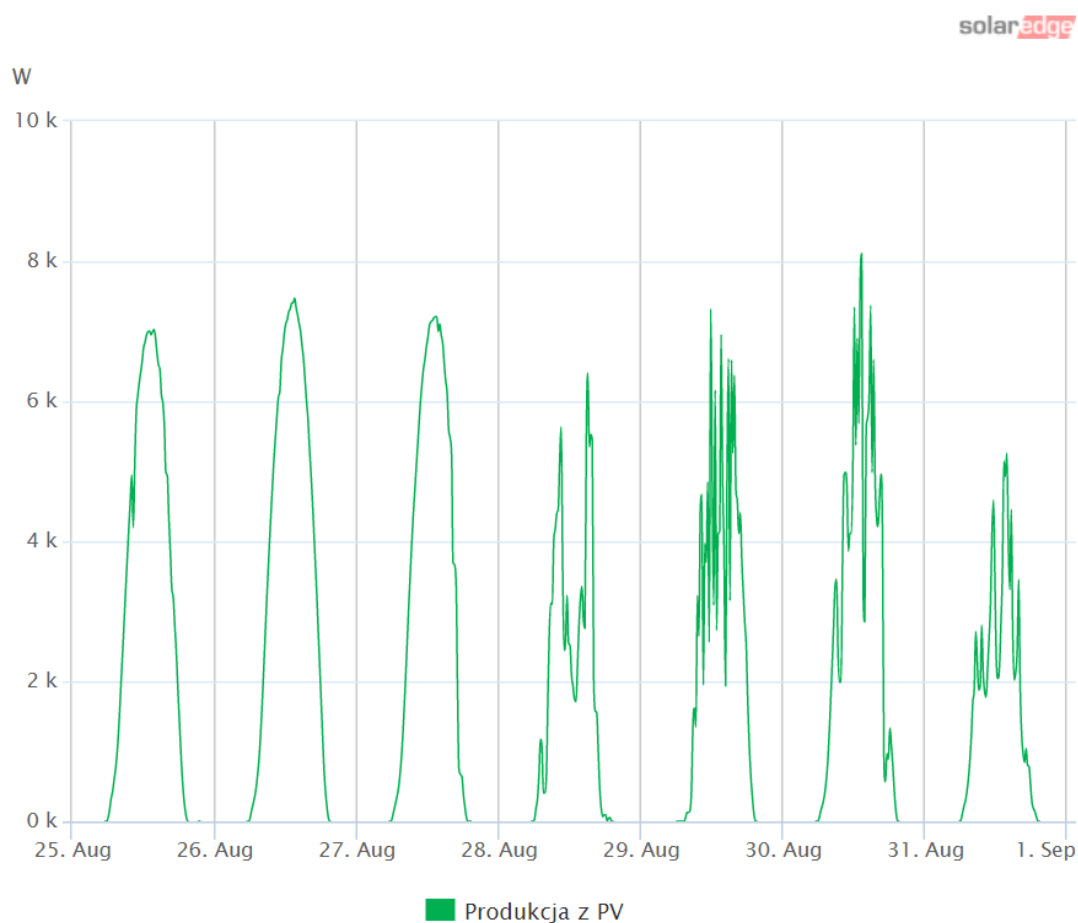


Rys. 5.11 Energia [kWh], produkcja energii w poszczególnych latach, część nr. 2 systemu PV (falownik SMA)[149]

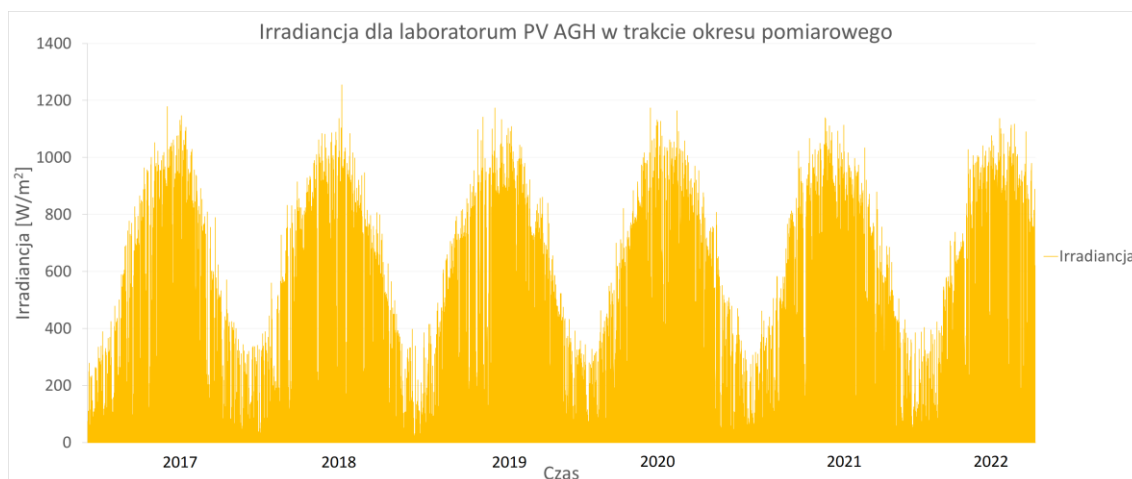
Spostrzeżenia wynikłe z analizy tabeli Tabela 5.7 potwierdza wykres Rys. 5.13 przedstawiający irradancję dla badanej instalacji PV. Dane irradiancji pochodzą z pyranometrów Kipp & Zonen CM 21, widocznych na zdjęciu Rys. 5.14 i zainstalowanych w laboratorium na dachu C3 AGH. Pomiary próbkowane były co jedną sekundę z pięciominutowym okresem uśredniania.

Na wykresie Rys. 5.12 przedstawiono tygodniowy przebieg mocy [W] instalacji dla części nr. 1 systemu PV. Celowo wybrano okres 25.08.2022 - 01.09.2022, ponieważ tym przedziale czasowym widoczne są zróżnicowane warunki atmosferyczne. W dniach od 25.08 do 27.08 widać łagodny kształt krzywej mocy sugerujący dobre warunki atmosferyczne i równomierne nasłonecznienie w ciągu dnia. Dla kontrastu w dniach 28.08 do 01.09 zaobserwować można odkształcone przebiegi mocy świadczące o pogorszeniu się pogody

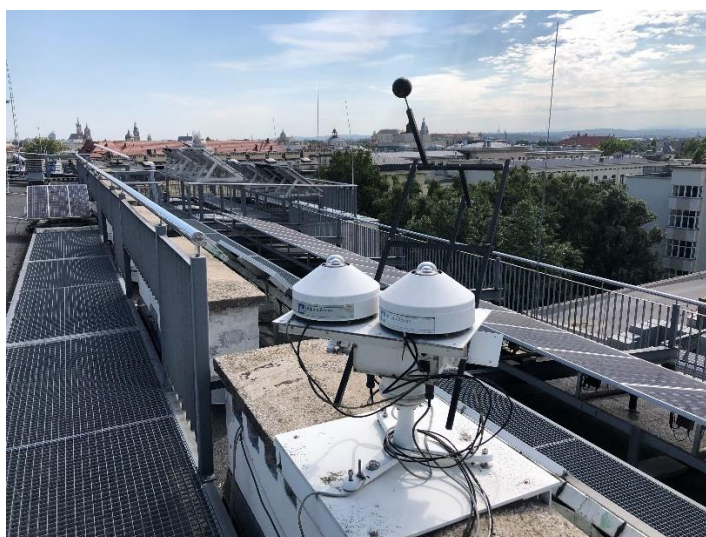
i występującym okresowym zachmurzeniem w tym okresie. Zgodnie z analizami pozostałych systemów PV zawartych w niniejszej dysertacji, przeprowadzonymi przez autora pracy w celu odpowiedzi na pytanie o wpływ fotowoltaicznych źródeł energii na jakość dostawy energii elektrycznej, przypuszczać można, że w przedstawionym na wykresie Rys. 5.12 przebiegu, szczególnie w dniach 25.08-01.09.2022 występowały odkształcone przebiegi prądu i napięcia, w szczególności THDI, THDU oraz harmonicznym prądu i napięcia mogących mieć istotny wpływ na jakość energii elektrycznej w sieci elektroenergetycznej do której włączony jest system PV znajdujący się w laboratorium AGH.



Rys. 5.12 Tygodniowy przebieg mocy instalacji dla części nr. 1 systemu PV [151]



Rys. 5.13 Irradiancja dla lokalizacji laboratorium PV AGH w trakcie całego okresu pomiarowego



Rys. 5.14 Pyranometry Kipp & Zonen CM 21, dachu C3 AGH

### 5.2.2 Analiza porównawcza modułów PV

W tej sekcji analizie zostanie poddanych kilka wybranych rodzajów modułów PV. Rozdzielczość danych pomiarowych zawartych w prezentowanych tabelach była w celach analitycznych maksymalnie duża i wynosiła jeden dzień (średnia wartość z jednego dnia). Natomiast dla wykresów prezentujących cały przebieg rozdzielczość danych była dużo mniejsza i wynosiła jeden miesiąc (wartość średnie z jednego miesiąca). Zabieg taki miał na celu osiągnięcie kompromisu pomiędzy długim okresem pomiarowym i chęcią pokazania jego całego przebiegu na jednej grafice. Pomiary rozpoczęto w dniu 14.12.2016 r. i zakończono dnia 31.08.2022 r., łączny czas trwania to 5 lat, 8 miesięcy i 17 dni.

Badania zostały wykonane w celu porównania ze sobą modułów PV o takich samych parametrach prądowo-napięciowych, różniących się jedynie kolorem ramki. Zestawienie takie miało na celu wykazanie potencjalnych różnic w pracy poszczególnych modułów PV i ich wpływu na generację energii elektrycznej a co za tym idzie funkcjonowanie całego systemu PV oraz jego oddziaływania na sieć elektroenergetyczną.



Rys. 5.15 Moduły PV Bruk-Bet Solar BEP 260Wp



Rys. 5.16 Moduły PV Bruk-Bet Solar BEM 285Wp

### 5.2.3 Moduł PV Bruk-Bet Solar BEP 260Wp

W tej części opracowania analizie zostały poddane moduły produkcji Bruk-Bet Solar, model BEP 260Wp, przedstawione na zdjęciu Rys. 5.15. Są to moduły polikrystaliczne, o mocy jednostkowej 260 [Wp]. W badaniach porównano ze sobą dwa warianty tego modelu, które różnią się od siebie jedynie kolorem obramowania: BEP 260Wp White – z białą ramką (po lewej stronie zdjęcia) oraz BEP 260Wp Black – z czarną ramką (po prawej stronie zdjęcia). Wszystkie pozostałe parametry pozostają takie same. Do analizy wykorzystano cztery moduły, po dwie sztuki z każdego wariantu. Zestawienie, wraz z numerem porządkowym modułów, przedstawiono w tabeli Tabela 5.9.

Tabela 5.9 Zestawienie modułów z białą i czarną ramką o mocy 260 [Wp]

Nr. modułu	Produkcja	Model	Technologia	Moc jedn. [Wp]	Orientacja	Nachylenie	Azymut
3.1.1	Bruk-Bet Solar	BEP 260Wp White	poli.	260	vertical	35	200
3.1.2	Bruk-Bet Solar	BEP 260Wp White	poli.	260	vertical	35	200
3.1.4	Bruk-Bet Solar	BEP 260Wp Black	poli.	260	vertical	35	200
3.1.6	Bruk-Bet Solar	BEP 260Wp Black	poli.	260	vertical	35	200

#### 5.2.3.1 Generacja energii

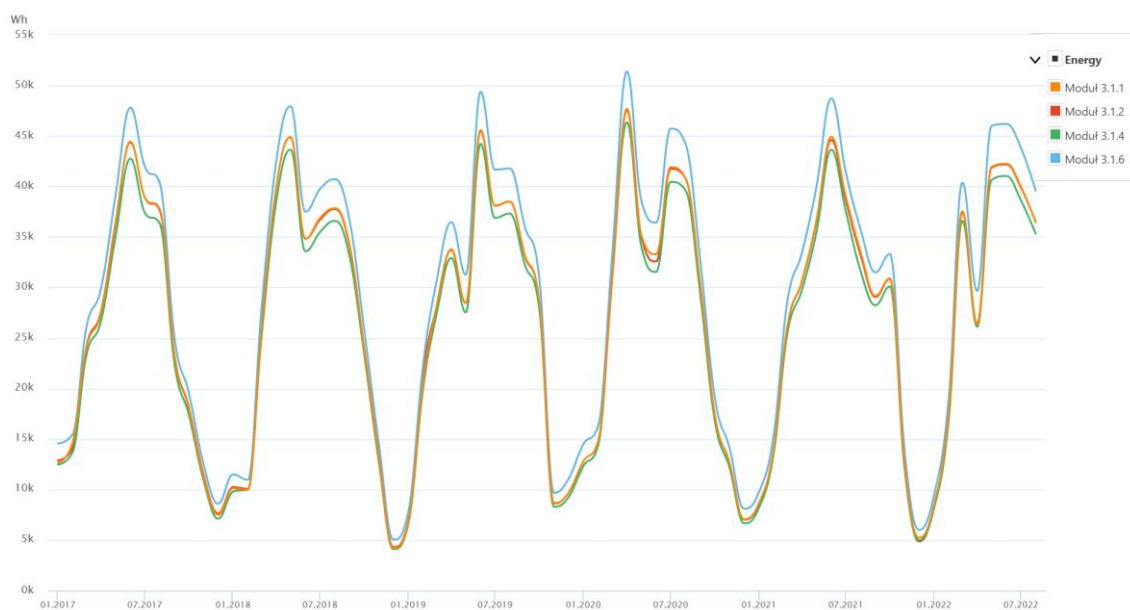
W tabeli Tabela 5.10 przedstawiono zestawienie prezentujące analizę danych dla produkcji energii elektrycznej [Wh] dla modułów BEP 260Wp. Szczególnie interesujące, z punktu widzenia autora pracy wydają się być dane dotyczące wartości średnich i sumarycznych. Otóż wartość średnia dla modułów z białą ramką, o numerach odpowiednio 3.1.1 i 3.1.2 wynosi 875,37 [Wh] i 874,22 [Wh]. Są one do siebie bardzo zbliżone o czym może świadczyć średnia po zbiorach średnich dziennych wynosząca dla omawianych modułów 874,80 [Wh]. Wartości dla modułów z ramką czarną różnią się znacznie od siebie i wynoszą dla modułu 3.1.4 - 847,55 [Wh], co jest wielkością niższą od wartości średnich dla modułów z białą ramką oraz 952,30 [Wh] dla modułu 3.1.6 co z kolei jest wartością dużo wyższą od średniej dla białych ramek. Dysproporcja pomiędzy modułami z czarną ramką była dużym zaskoczeniem dla badacza. Oględziny instalacji PV pokazały, że przez część dnia, na moduł o numerze 3.1.4 jest rzucany cień przez znajdujący się w pobliżu odgromnik. Najprawdopodobniej w wyniku tego zjawiska wartość energii elektrycznej przez niego produkowanej jest mniejsza od bliźniaczego modułu 3.1.6. Wartość średnia po zbiorze średnich dla modułów z czarną ramką wynosi 899,91 [Wh] i jest wyższa o 2,87 [%] od tego samego parametru dla modułów z ramką białą.



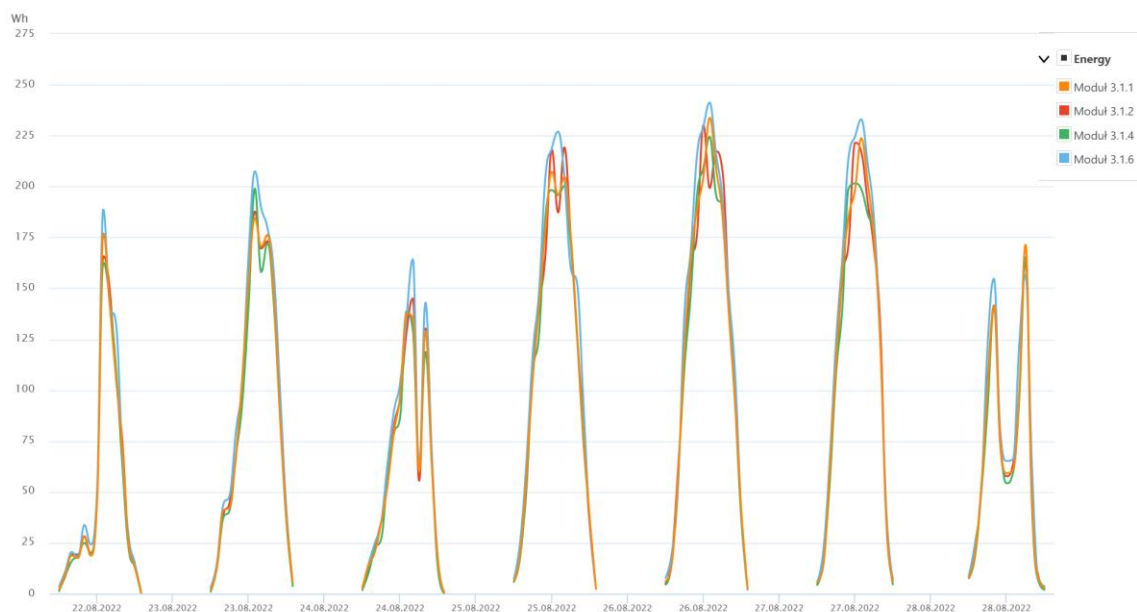
Suma produkcji energii elektrycznej dla modułów z białą ramką wynosi 3642,66 [kWh] i jest o 2,85 [%] niższa od sumy dla modułów z czarną ramką (3746,33 [kWh]). Wyniki analizy danych przemawiają na korzyść modułów z czarną ramką, uwagę jednak zwraca fakt dosyć dużej rozbieżności w wynikach dla poszczególnych modułów. Wykresy przebiegów produkcji energii elektrycznej dla omawianych modułów zaprezentowano na grafikach Rys. 5.17 dla całego okresu pomiarowego oraz Rys. 5.18 dla jednego, pełnego tygodnia pracy tj. 22.08-28.08.2022 roku.

Tabela 5.10 BEP 260Wp, dane energia

Model	BEP 260Wp			
	biały		czarny	
Kolor ramki	E [Wh]	E [Wh]	E [Wh]	E [Wh]
Numer modułu	3.1.1	3.1.2	3.1.4	3.1.6
CP05	57,58	59,36	54,19	72,53
Średnia	875,37	874,22	847,55	952,30
CP95	1785,93	1781,14	1738,31	1919,63
Max	2527,50	2514,00	2494,25	2393,25
Min	0,50	1,25	0,00	3,00
Średnia dzienna	874,80		899,91	
Różnica [%]	2,87			
Suma [kWh]	3642,66		3746,33	
Różnica [%]	2,85			



Rys. 5.17 Porównanie przebiegu produkcji energii dla modułów z białą i czarną ramką 260 [Wp], cały okres pomiarowy [151]



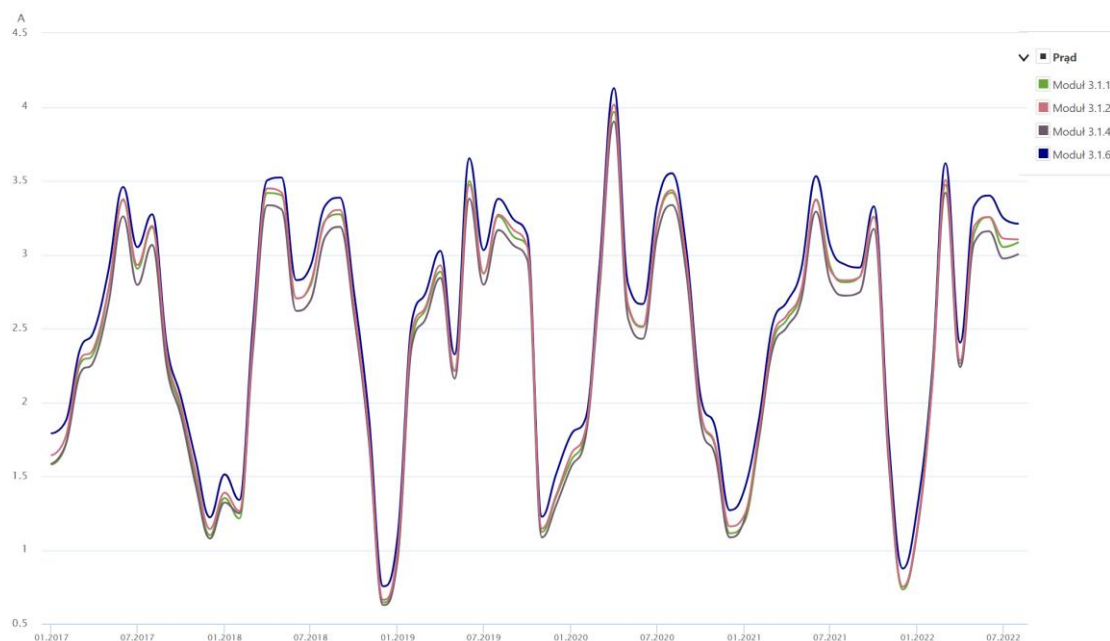
Rys. 5.18 Tygodniowe porównanie przebiegu produkcji energii dla modułów z białą i czarną ramką 260 [Wp] [151]

### 5.2.3.2 Natężenie prądu

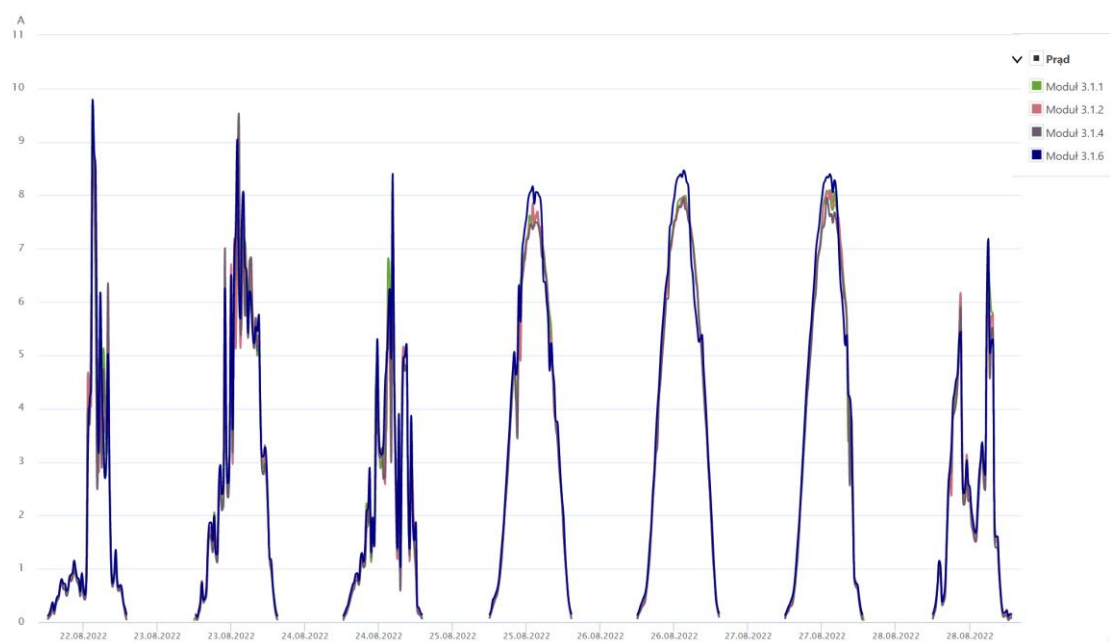
Tabela 5.11 prezentuje zestawienie danych dla wartości prądu badanych modułów PV. Dla modułów z białą ramką średnie wartości prądu są bardzo zbliżone i wynoszą 2,37 [A] dla numeru 3.1.1 oraz 2,39 [A] dla 3.1.2, wartość średnia po zbiorach dla tej pary wynosi 2,38 [A]. Dla modułów z czarną ramką obserwujemy większą różnicę w wartościach średnich, podobnie jak w przypadku produkcji energii elektrycznej moduł 3.1.4 charakteryzuje się dużo niższą średnią wartością prądu wynoszącą 2,31 [A] w porównaniu z modułem 3.1.6 dla którego osiąga ona poziom 2,49 [A]. Wartość średnia po zbiorach dla modułów z czarną ramką wynosi 2,4 [A] i jest nieco wyższa, bo zaledwie 0,95 [%] w porównaniu z modułami z ramką białą. Wykresy przebiegów wartości prądu dla omawianych modułów zaprezentowano na grafikach Rys. 5.19 dla całego okresu pomiarowego oraz Rys. 5.20 dla jednego, pełnego tygodnia pracy tj. 22.08-28.08.2022 roku.

Tabela 5.11 BEP 260Wp, dane prąd

Model	BEP 260Wp			
	biały		czarny	
Kolor ramki	I [A]	I [A]	I [A]	I [A]
Numer modułu	3.1.1	3.1.2	3.1.4	3.1.6
CP05	0,26	0,28	0,26	0,33
Średnia	2,37	2,39	2,31	2,49
CP95	4,44	4,45	4,34	4,53
Max	4,93	4,94	4,82	5,12
Min	0,02	0,05	0,00	0,10
Średnia dzienna	2,38		2,40	
Różnica [%]	0,95			



Rys. 5.19 Porównanie przebiegu prądu dla modułów z białą i czarną ramką 260 [Wp], cały okres pomiarowy [151]



Rys. 5.20 Tygodniowe porównanie przebiegu prądu dla modułów z białą i czarną ramką 260 [Wp] [151]

### 5.2.3.3 Napięcie modułu

Tabela 5.12 zawiera dane dotyczące napięcia poszczególnych modułów PV. Wartości średnie są na zbliżonym poziomie i wynoszą odpowiednio: 30,15 [V], 30,22 [V] dla modułów z białą ramką oraz 30,05 [V] i 31,57 [V] dla modułów z czarną ramką. Wartości średnie po zbiorach różnią się między sobą o 2,05 [%] na korzyść modułów z ramką czarną. Ciekawą obserwacją jest minimalna wartość napięcia, która dla modułów z ramką czarną jest niższa o około 4,5 [V] w obydwu przypadkach i oscyluje w okolicach 22,5-23,4 [V], gdzie dla modułów z ramką białą minimum jest na poziomie około 27,3 [V]. Wykresy przebiegów wartości prądu dla omawianych modułów zaprezentowano na grafikach Rys. 5.21 dla całego okresu pomiarowego oraz Rys. 5.22 dla jednego, pełnego tygodnia pracy tj. 22.08-28.08.2022 roku.

Tabela 5.12 BEP 260Wp, dane napięcie

Model	BEP 260Wp			
	biały		czarny	
Kolor ramki	U [V]	U [V]	U [V]	U [V]
Numer modułu	3.1.1	3.1.2	3.1.4	3.1.6
CP05	28,21	28,29	28,16	29,47
Średnia	30,15	30,22	30,05	31,57
CP95	32,48	32,57	32,48	33,89
Max	35,59	36,54	36,50	37,96
Min	27,27	27,36	22,53	23,41
Średnia dzienna	30,19		30,81	
Różnica [%]	2,05			



Rys. 5.21 Porównanie przebiegu napięcia modułów z białą i czarną ramką 260 [Wp], cały okres pomiarowy [151]



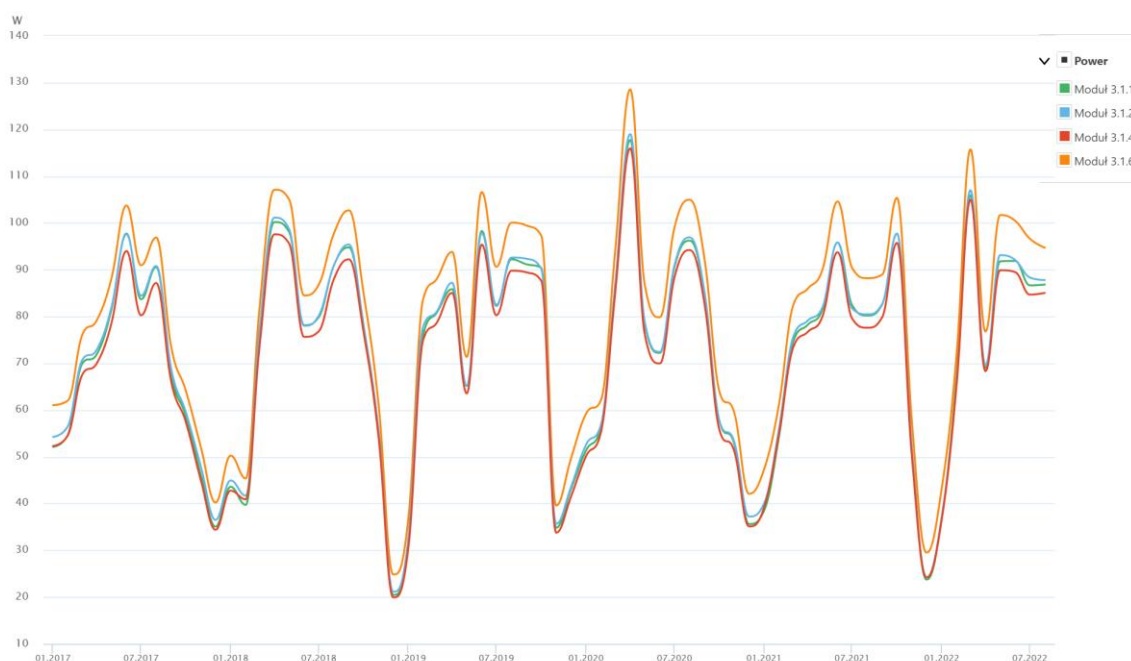
Rys. 5.22 Tygodniowe porównanie przebiegu napięcia modułów z białą i czarną ramką 260 [Wp] [151]

### 5.2.3.4 Moc czynna

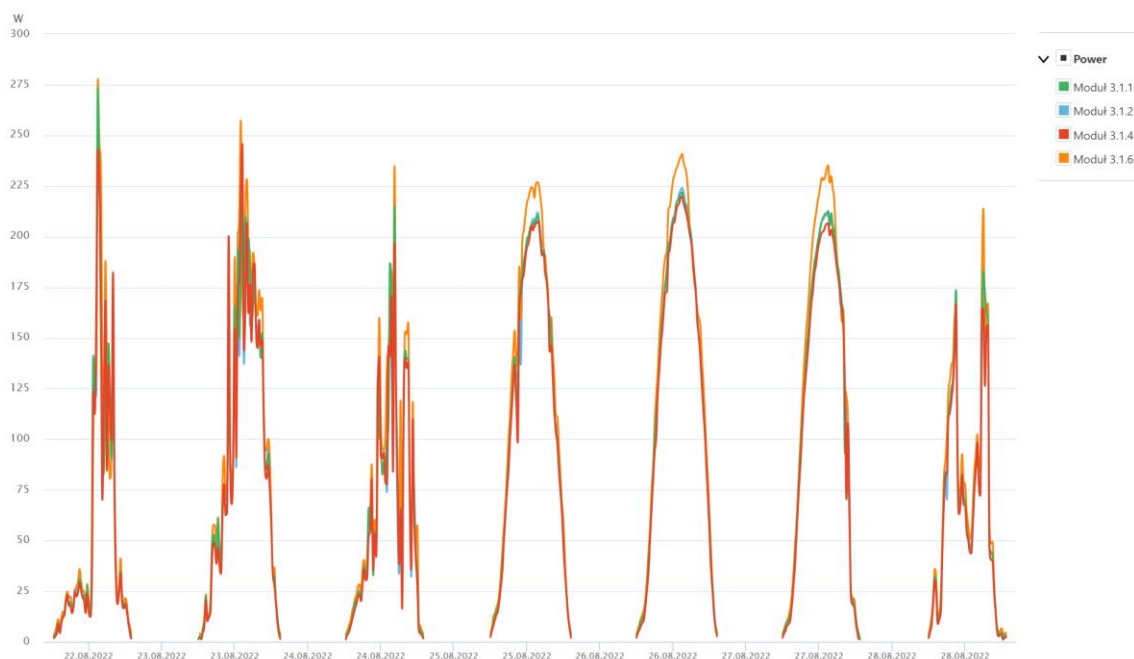
W tabeli Tabela 5.13 przedstawiono zestawienie danych analitycznych dla mocy generowanej przez omawiane moduły PV. Mając na uwadze wyniki poprzednich analiz, nie jest zaskoczeniem, że również wartości dotyczące mocy są nieco wyższe dla modułów z czarną ramką. Różnica pomiędzy wartościami średnimi po zbiorach wynosi 3,33 [%], natomiast średnie wyniki to 70,68 [W] dla modułów z ramką białą oraz 73,03 [W] dla modułów z ramką czarną. Uwagę zwraca wartość minimalna dla modułu 3.1.4 wynosząca 0 [W], sytuacja taka miała miejsce w dniu 14 stycznia 2021 roku, co ciekawe wartości mocy dla pozostałych modułów PV nie osiągnęły swoich minimów tego dnia. Wykresy przebiegów wartości mocy dla omawianych modułów zaprezentowano na grafikach Rys. 5.23 dla całego okresu pomiarowego oraz Rys. 5.24 dla jednego, pełnego tygodnia pracy tj. 22.08-28.08.2022 roku. Należy pamiętać, że rozdzielczość danych na wykresach wynosi jedynie jeden miesiąc, więc nie zauważymy minimum osiągniętego w styczniu 2021, ponieważ dane na grafice są uśrednione dla pomiarów z całego miesiąca.

Tabela 5.13 BEP 260Wp, dane moc

Model	BEP 260Wp			
	biały		czarny	
Kolor ramki	P [W]	P [W]	P [W]	P [W]
Numer modułu	3.1.1	3.1.2	3.1.4	3.1.6
CP05	8,11	8,62	7,81	10,70
Średnia	70,42	70,93	68,69	77,37
CP95	129,22	129,63	126,55	138,80
Max	152,69	153,77	150,70	162,54
Min	0,49	1,60	0,00	3,18
Średnia dzienna	70,68		73,03	
Różnica [%]	3,33			



Rys. 5.23 Porównanie przebiegu mocy dla modułów z białą i czarną ramką 260 [Wp], cały okres pomiarowy [151]



Rys. 5.24 Tygodniowe porównanie przebiegu mocy dla modułów z białą i czarną ramką 260 [Wp] [151]

#### 5.2.4 Moduł PV Bruk-Bet Solar BEM 285Wp

Kolejna analiza została przeprowadzona również dla modułów produkcji Bruk-Bet Solar, jednak tym razem sprawdzono monokrystaliczny model BEM 285Wp o nieco wyższej mocy jednostkowej wynoszącej 285 [Wp]. Zdjęcia badanych modułów (widoczne na pierwszym planie) pokazuje Rys. 5.16. Podobnie jak w poprzednim porównaniu tak i tym razem zestawiono ze sobą dwa warianty tego modelu różniące się od siebie kolorem obramowania: BEM 285Wp White – z białą ramką (po lewej stronie zdjęcia) oraz BEM 285Wp Black – z czarną ramką (po prawej stronie zdjęcia). Wszystkie pozostałe parametry pozostają takie same. Do analizy wykorzystano cztery moduły, po dwie sztuki z każdego wariantu. Zestawienie, wraz z numerem porządkowym modułów, przedstawiono w tabeli Tabela 5.14.

Tabela 5.14 Zestawienie modułów z białą i czarną ramką o mocy 285 [Wp]

Nr. modułu	Produkcja	Model	Technologia	Moc jedn. [Wp]	Orientacja	Nachylenie	Azymut
3.1.3	Bruk-Bet Solar	BEM 285Wp White	mono.	285	vertical	35	200
3.1.5	Bruk-Bet Solar	BEM 285Wp White	mono.	285	vertical	35	200
3.1.7	Bruk-Bet Solar	BEM 285Wp Black	mono.	285	vertical	35	200
3.1.8	Bruk-Bet Solar	BEM 285Wp Black	mono.	285	vertical	35	200

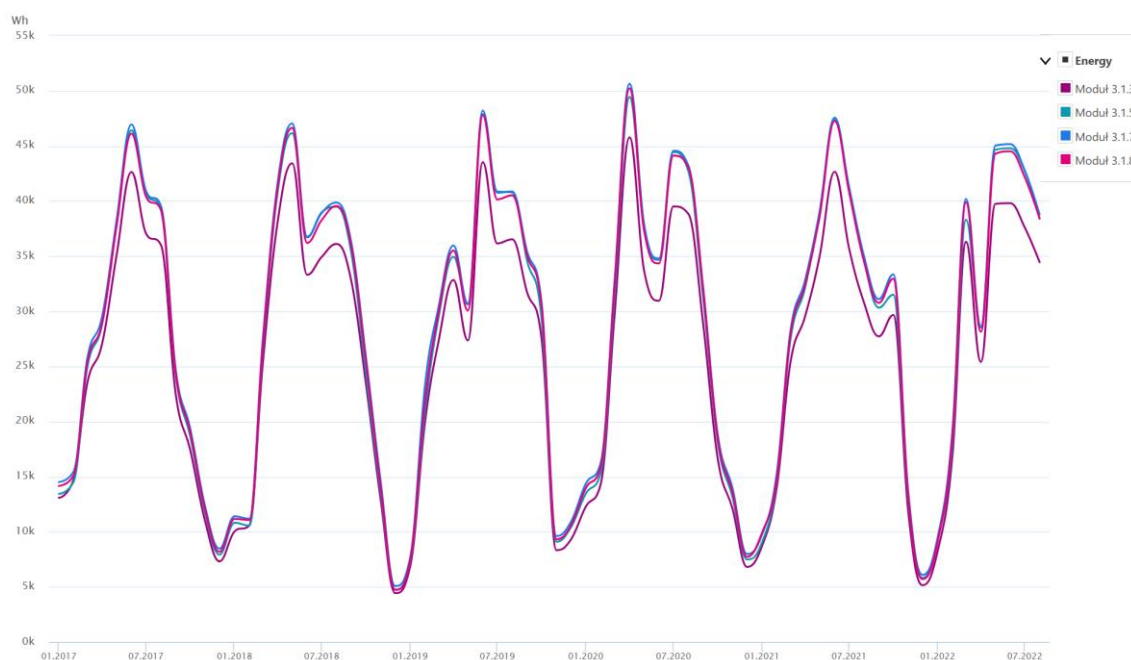
### 5.2.4.1 Generacja energii

W tabeli Tabela 5.15 przedstawiono zestawienie prezentujące analizę danych dla produkcji energii elektrycznej [Wh] dla modułów BEM 285Wp. Wartość średnia dla modułów z białą ramką, o numerach 3.1.3 i 3.1.5 wynosi odpowiednio 840,26 [Wh] i 916,97 [Wh]. Widoczne są różnice w produkcji, czego potwierdzeniem jest średnia po zbiorach średnich dziennych wynosząca dla omawianych modułów 878,61 [Wh]. Wartości dla modułów z ramką czarną znajdują się bliżej siebie i wynoszą dla modułu 3.1.7 938,22 [Wh] oraz 924,47 [Wh] dla modułu 3.1.8. Średnia po zbiorze średnich równa się 931,35 [Wh] i jest to wartość wyższa o 6 [%] od tego samego parametru dla modułów z ramką białą. Sytuacja taka potwierdza obserwacje przeprowadzone dla modułu BEP 260Wp, gdzie różnica ta wynosiła niespełna 3 [%] na korzyść modułów z czarną ramką.

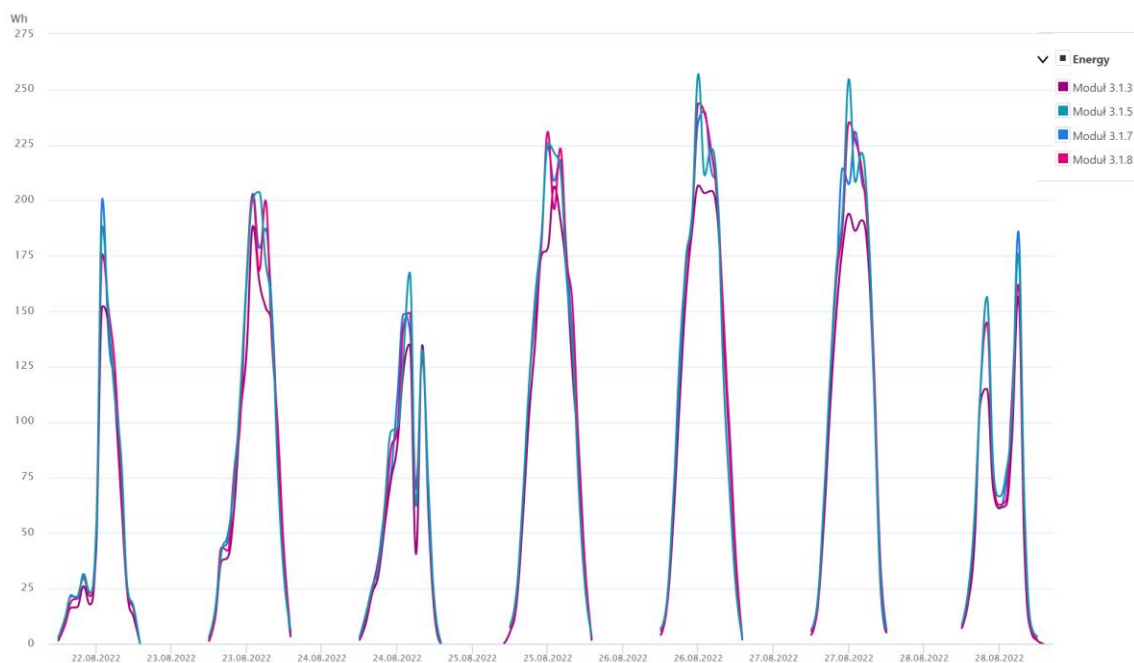
Suma produkcji energii elektrycznej dla modułów z białą ramką wynosi 3657,64[kWh] i jest o 5,98 [%] niższa od sumy dla modułów z czarną ramką (3876,26 [kWh]). Wykonane analizy ponownie przemawiają na korzyść modułów z czarną ramką. Wykresy przebiegów produkcji energii elektrycznej dla omawianych modułów zaprezentowano na grafikach Rys. 5.25 dla całego okresu pomiarowego oraz Rys. 5.26 dla jednego, pełnego tygodnia pracy tj. 22.08-28.08.2022 roku.

Tabela 5.15 BEM 285Wp, dane energia

Model	BEM 285Wp			
	biały		czarny	
Kolor ramki	E [Wh]	E [Wh]	E [Wh]	E [Wh]
Numer modułu	3.1.3	3.1.5	3.1.7	3.1.8
CP05	61,58	69,78	73,55	64,78
Średnia	840,26	916,97	938,22	924,47
CP95	1702,64	1850,38	1881,73	1868,23
Max	2060,50	2711,75	2686,00	2708,50
Min	1,00	2,25	4,00	2,75
Średnia dzienna	878,61		931,35	
Różnica [%]	6,00			
Suma [kWh]	3657,64		3876,26	
Różnica [%]	5,98			



Rys. 5.25 Porównanie przebiegu produkcji energii dla modułów z białą i czarną ramką 285 [Wp], cały okres pomiarowy [151]



Rys. 5.26 Tygodniowe porównanie przebiegu produkcji energii dla modułów z białą i czarną ramką 285 [Wp] [151]

#### 5.2.4.2 Natężenie prądu

Tabela 5.16 prezentuje zestawienie danych dla wartości prądu badanych modułów PV. Dla modułów z białą ramką średnie wartości prądu wynoszą 2,32 [A] dla numeru 3.1.3 oraz 2,38 [A] dla 3.1.5, wartość średnia po zbiorach dla tej pary wynosi 2,35 [A]. Dla modułów z czarną ramką wartości średnie są niemal identyczne i wynoszą dla numeru 3.1.7 2,48 [A] natomiast dla 3.1.8 2,46 [A]. Wartość średnia po zbiorach dla modułów z czarną ramką wynosi 2,47 [A] i jest wyższa o 5,16 [%] w porównaniu z modułami z ramką białą. Dla modelu BEP 260 była to mniejsza różnica wynosząca niespełna 1 [%], jednak podobnie jak w tym przypadku przemawiała na korzyść modułów z czarną ramką. Wykresy przebiegów wartości prądu dla omawianych modułów zaprezentowano na grafikach Rys. 5.27 dla całego okresu pomiarowego oraz Rys. 5.28 dla jednego, pełnego tygodnia pracy tj. 22.08-28.08.2022 roku.

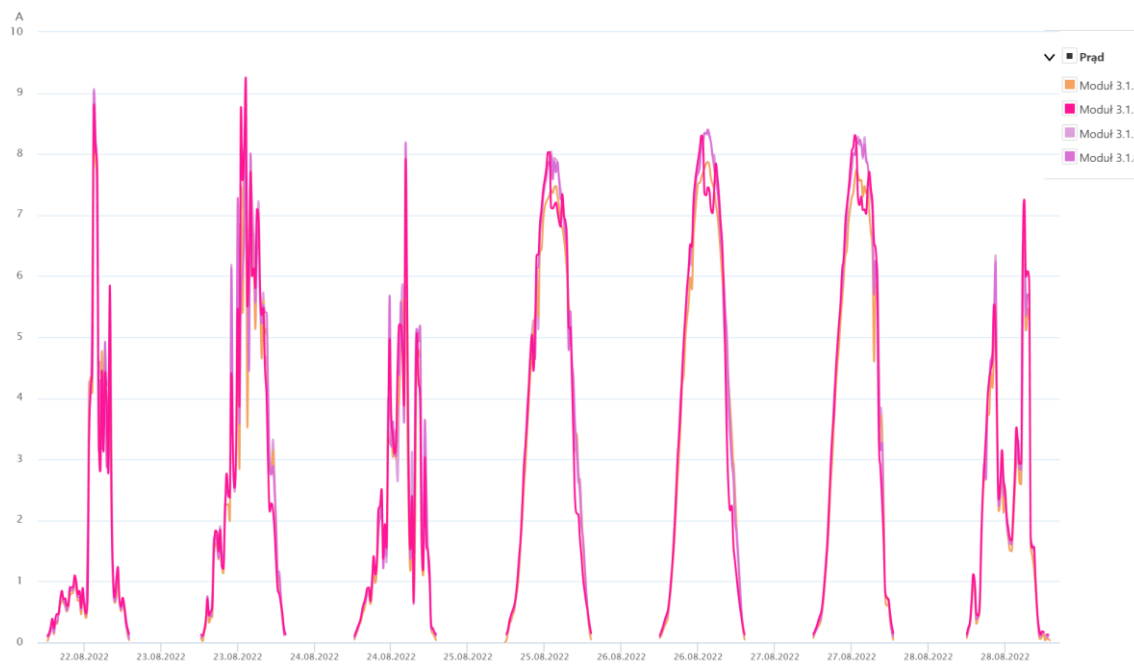
Tabela 5.16 BEM 285Wp, dane prąd

Model	BEM 285Wp			
	biały		czarny	
Kolor ramki	I [A]	I [A]	I [A]	I [A]
Numer modułu	3.1.3	3.1.5	3.1.7	3.1.8
CP05	0,30	0,31	0,34	0,29
Średnia	2,32	2,38	2,48	2,46
CP95	4,32	4,32	4,54	4,55
Max	4,90	4,73	5,03	5,16
Min	0,05	0,07	0,11	0,07
Średnia dzienna	2,35		2,47	
Różnica [%]	5,16			





Rys. 5.27 Porównanie przebiegu prądu dla modułów z białą i czarną ramką 285 [Wp], cały okres pomiarowy [151]



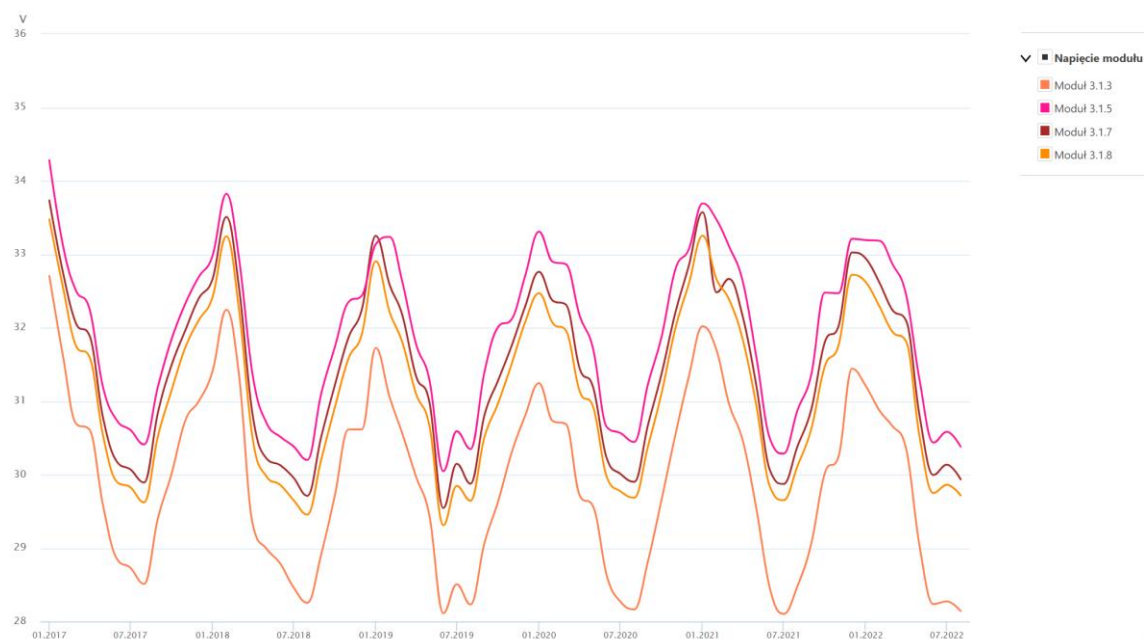
Rys. 5.28 Tygodniowe porównanie przebiegu prądu dla modułów z białą i czarną ramką 285 [Wp] [151]

### 5.2.4.3 Napięcie modułu

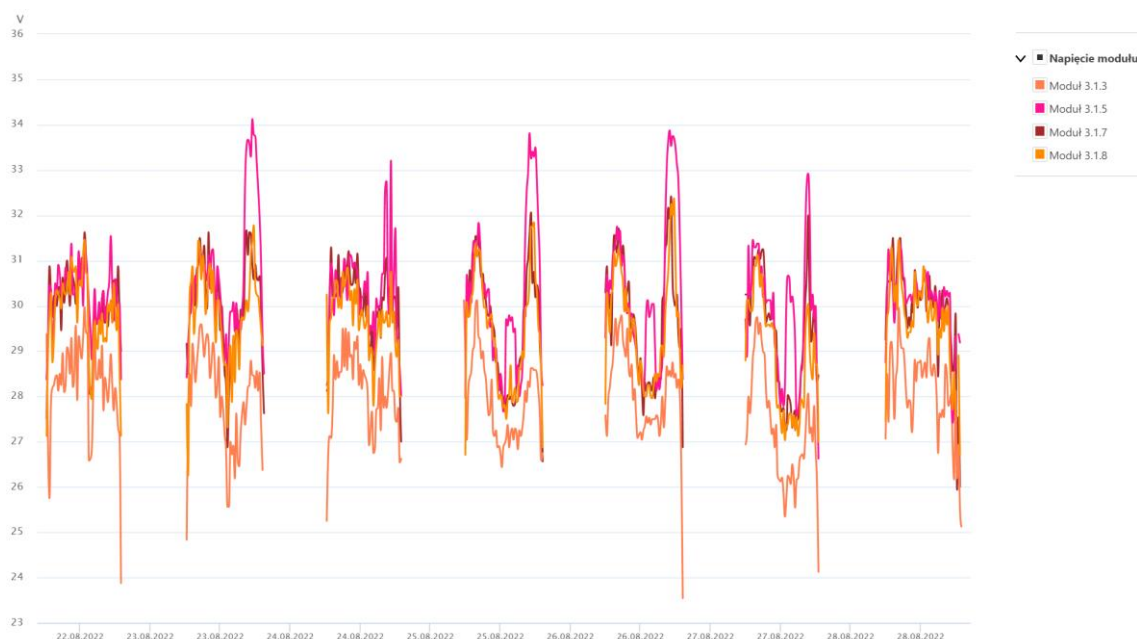
Tabela 5.17 zawiera dane dotyczące napięcia poszczególnych modułów PV. Wartości średnie są na zbliżonym poziomie i wynoszą około 31,5 [V] dla modułów 3.1.5, 3.1.7 oraz 3.1.8, wyjątkiem jest moduł 3.1.3 z białą ramką, którego średnie napięcie w trakcie całego okresu pomiarowego było niższe o około 1,5 [V] od pozostałych i wynosiło 29,9 [V]. Wartości średnie po zbiorach różnią się od siebie o 1,34 [%] i wynoszą odpowiednio 30,89 [V] oraz 31,3 [V]. Analogicznie do poprzednio omawianych modułów BEP 260Wp tak i w tym przypadku wyższą wartością napięcia odznaczają się moduły z ramką czarną. Wartości minimalne dla trzech modułów są do siebie zbliżone i oscylują na poziomie 27-29 [V] z jednym wyjątkiem dla modułu 3.1.7 gdzie wartość ta jest najniższa i wynosi 22,49 [V]. Wykresy przebiegów wartości prądu dla omawianych modułów zaprezentowano na grafikach Rys. 5.29 dla całego okresu pomiarowego oraz Rys. 5.30 dla jednego, pełnego tygodnia pracy tj. 22.08-28.08.2022 roku.

Tabela 5.17 BEM 285Wp, dane napięcie

Model	BEM 285Wp			
	biały		czarny	
Kolor ramki	U [V]	U [V]	U [V]	U [V]
Numer modułu	3.1.3	3.1.5	3.1.7	3.1.8
CP05	27,84	29,90	29,39	29,18
Średnia	29,90	31,88	31,44	31,17
CP95	32,49	34,28	33,70	33,41
Max	35,71	37,93	37,95	36,82
Min	26,89	28,86	22,49	28,18
Średnia dzienna	30,89		31,30	
Różnica [%]	1,34			



Rys. 5.29 Porównanie przebiegu napięcia modułów z białą i czarną ramką 285 [Wp], cały okres pomiarowy [151]



Rys. 5.30 Tygodniowe porównanie przebiegu napięcia modułów z białą i czarną ramką 285 [Wp] [151]

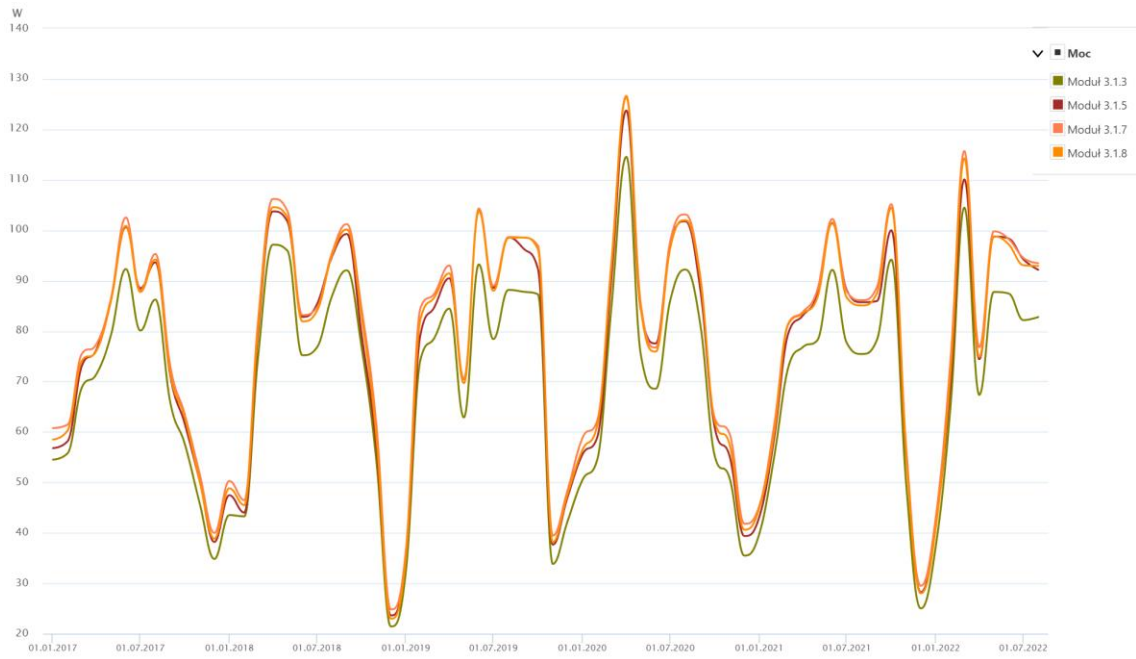
#### 5.2.4.4 Moc czynna

W tabeli Tabela 5.18 przedstawiono zestawienie danych analitycznych dla mocy generowanej przez omawiane moduły PV. Dla poprzednio omawianych modułów BEP 260Wp, wartość generowanej mocy była większa średnio o 3,33 [%] dla modułów z ramką czarną. Dla obecnie prezentowanych zestawień dotyczących modelu BEM 285Wp ta tendencja jest utrzymana i średnia wartość mocy dla modułów z czarną ramką jest wyższa o 6,25 [%]. Średnie wyniki po zbiorach średnich to 71,44 [W] dla modułów z białą ramką oraz 75,91 [W] dla modułów z ramką czarną. Pozostałe parametry pozostają na zbliżonych poziomach z lekką przewagą dla modułów z czarną ramką. Wykresy przebiegów wartości mocy dla omawianych modułów zaprezentowano na grafikach Rys. 5.31 dla całego okresu pomiarowego oraz Rys. 5.32 dla jednego, pełnego tygodnia pracy tj. 22.08-28.08.2022 roku.

Wnioski końcowe z analiz modułów z białą i czarną ramką znajdują się w podsumowaniu do niniejszego rozdziału.

Tabela 5.18 BEM 285Wp, dane moc

Model	BEM 285Wp			
	biały		czarny	
Kolor ramki	P [W]	P [W]	P [W]	P [W]
Numer modułu	3.1.3	3.1.5	3.1.7	3.1.8
CP05	8,92	10,02	10,73	9,46
Średnia	68,34	74,54	76,50	75,31
CP95	124,90	132,55	138,49	136,67
Max	151,39	155,33	162,61	163,18
Min	1,69	2,25	3,56	2,36
Średnia dzienna	71,44		75,91	
Różnica [%]	6,25			



Rys. 5.31 Porównanie przebiegu mocy dla modułów z białą i czarną ramką 285 [Wp], cały okres pomiarowy [151]



Rys. 5.32 Tygodniowe porównanie przebiegu mocy dla modułów z białą i czarną ramką 285 [Wp] [151]

### 5.2.5 Falowniki

W tabelach Tabela 5.19 oraz Tabela 5.20 przedstawiono dane dla poszczególnych falowników dla części 1 systemu PV. Aby zachować możliwie dużą rozdzielczość pomiarową dane zawarte w tabelach agregowane były z częstotliwością 5 minut, jednak przy skróceniu okresu pomiarowego do jednego tygodnia tj. 22.08-28.08.2022 rok.

W pierwszym zestawieniu znajdujemy dane dotyczące częstotliwości napięcia dla falowników nr. 1, 2 i 3. Średnia wartość wynosi dokładnie 50 [Hz] i jest równa dla wszystkich badanych urządzeń. Podobnie jest dla percentyla CP05, który wynosi 49,97 [Hz] i wartości maksymalnej znajdującej się na poziomie 50,07 [Hz]. Minimalną różnicę można zauważyć dla percentyla CP95, gdzie falownik numer jeden ma wartość 50,02 [Hz] natomiast pozostałe dwa urządzenia po 50,03 [Hz]. Wartość minimalna częstotliwości napięcia w trakcie całego okresu prowadzenia badań również jest na niemalże tym samym poziomie dla wszystkich falowników i wynosi 49,93 [Hz] dla urządzenia numer dwa oraz po 49,94 [Hz] dla pozostałych.

Dane dla prądu falowników zaprezentowane są w drugiej tabeli (Tabela 5.20). Należy pamiętać, że dla poszczególnych falowników ilość modułów PV w szeregu jest różna (Tabela 5.4 AGH C3, falowniki, łańcuchy modułów, nachylenie i azymut) i wynosi odpowiednio dla falownika numer 1 – 15 modułów PV, numer 2 – 13 modułów PV oraz numer 3 – 12 modułów. Kolejną kwestią są rodzaje wykorzystanych modułów PV, które dla każdego falownika są inne i łącznie jest to aż 13 modeli, różniących się od siebie charakterystykami napięciowo-prądowymi. Dane zawarte w tabeli powinny być więc traktowane dla każdego z falowników z osobna, bez porównywania ich do siebie ze względu na ich niejednakowe obciążenie. I tak średnia wartość prądu w trakcie całego okresu pomiarowego dla poszczególnych falowników wynosiła 4,96 [A] dla falownika numer 1, 4,46 [A] dla numeru 2 oraz 4,62 [A] dla urządzenia numer 3. Wartości maksymalne to odpowiednio 15,23 [A], 13,23 [A] oraz 14,31 [A]. Na wykresie Rys. 5.33 przedstawiono tygodniowy przebieg wartości prądu dla omawianych falowników natomiast na wykresie Rys. 5.34 pokazano irradiancję dla badanego okresu. Zauważyć można zależność pomiędzy wartościami prądu a wartościami irradiancji danego dnia.

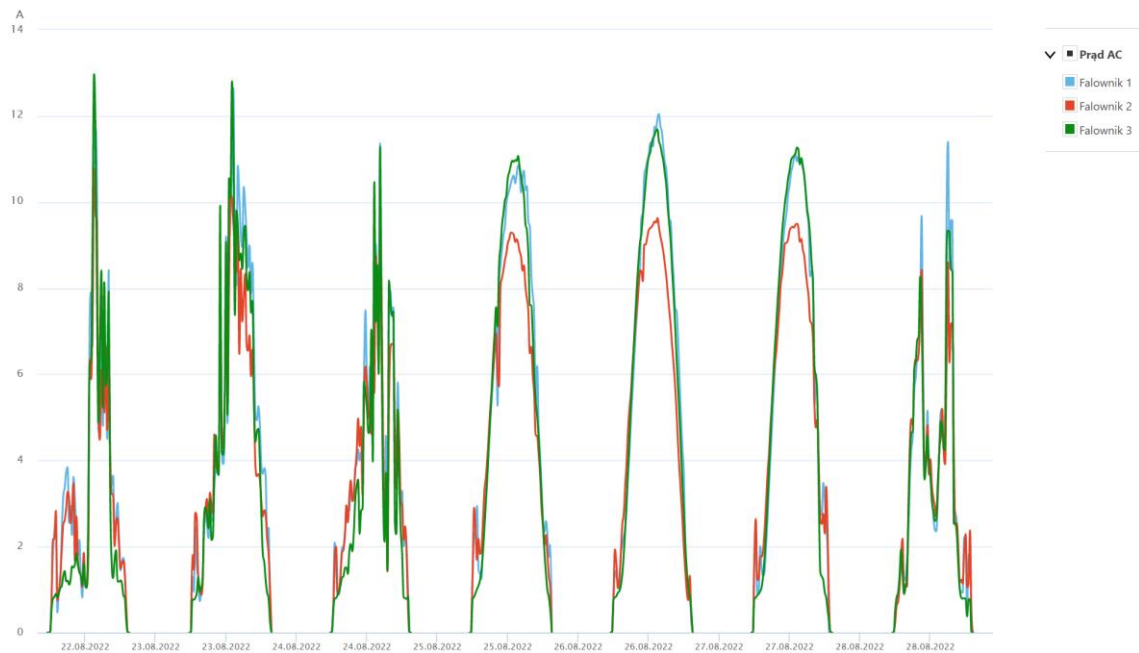
W pierwszych trzech i ostatnim dniu pomiaru (22.08-24.08.2022 oraz 28.08.2022), prąd mocno się zmienia w ciągu doby co odpowiada dużym fluktuacjom nasłonecznienia w tym okresie. Podczas badań innych, komercyjnych instalacji fotowoltaicznych, jak również falowników PV, opisanych w niniejszej dysertacji, autor pracy wykazuje i zwraca uwagę na wyraźny wzrost zaburzeń elektromagnetycznych generowanych przez instalację PV podczas gwałtownych zmian irradiancji. Podczas prowadzenia eksperymentów w laboratorium PV AGH nie było podpiętego analizatora JEE, więc badacz nie dysponuje danymi dotyczącymi jakości energii elektrycznej. Stwierdza jednak, bazując na innych przeprowadzonych przez siebie pomiarach i analizach, że z całą pewnością jakość energii elektrycznej w tych dniach charakteryzowała się dużo gorszymi wynikami a zatem propagacja zaburzeń elektromagnetycznych ze strony instalacji PV do sieci elektroenergetycznej mogła być znacząca. Przeciwnieństwem do opisanej sytuacji są dni np. 25.08-27.08.2022, w których krzywa zarówno prądu falowników jak i irradiancji nie wykazuje dużych odchyień, przypuszczać więc można, iż zaburzenia również są znacznie mniejsze.

Tabela 5.19 Częstotliwość napięcia dla falowników nr. 1, 2 i 3, 22.08-28.08.2022

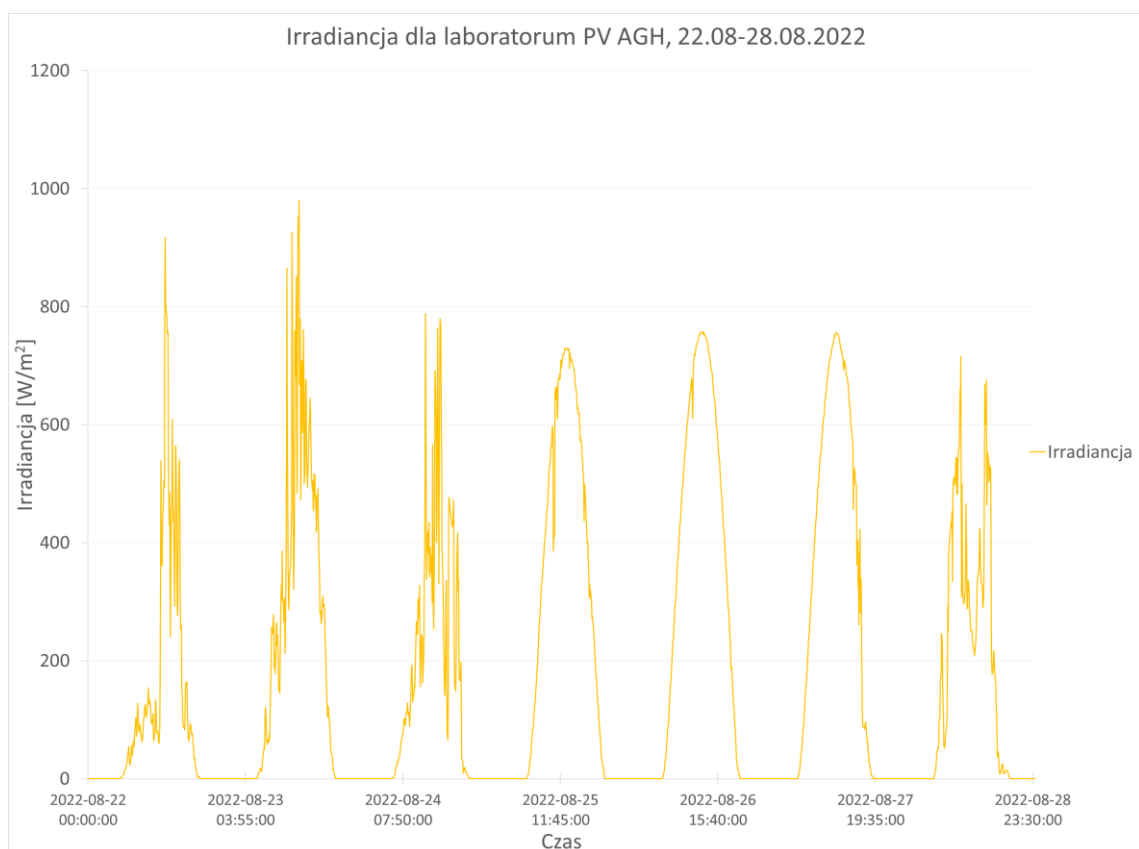
	Częstotliwość falownika		
	F [Hz]	F [Hz]	F [Hz]
Numer falownika	1	2	3
CP05	49,97	49,97	49,97
Średnia	50,00	50,00	50,00
CP95	50,02	50,03	50,03
Max	50,07	50,07	50,07
Min	49,94	49,93	49,94

Tabela 5.20 Prąd dla falowników nr. 1, 2 i 3, 22.08-28.08.2022

	Prąd		
	I [A]	I [A]	I [A]
Numer falownika	1	2	3
CP05	0,00	0,00	0,00
Średnia	4,96	4,46	4,62
CP95	11,20	9,40	11,14
Max	15,23	13,23	14,31
Min	0,00	0,00	0,00



Rys. 5.33 Tygodniowe porównanie przebiegu prądu dla falowników nr. 1,2 i 3 [151]



Rys. 5.34 Irradiancja dla lokalizacji laboratorium PV AGH, tydzień 22.08-28.08.2022

### 5.3 Podsumowanie

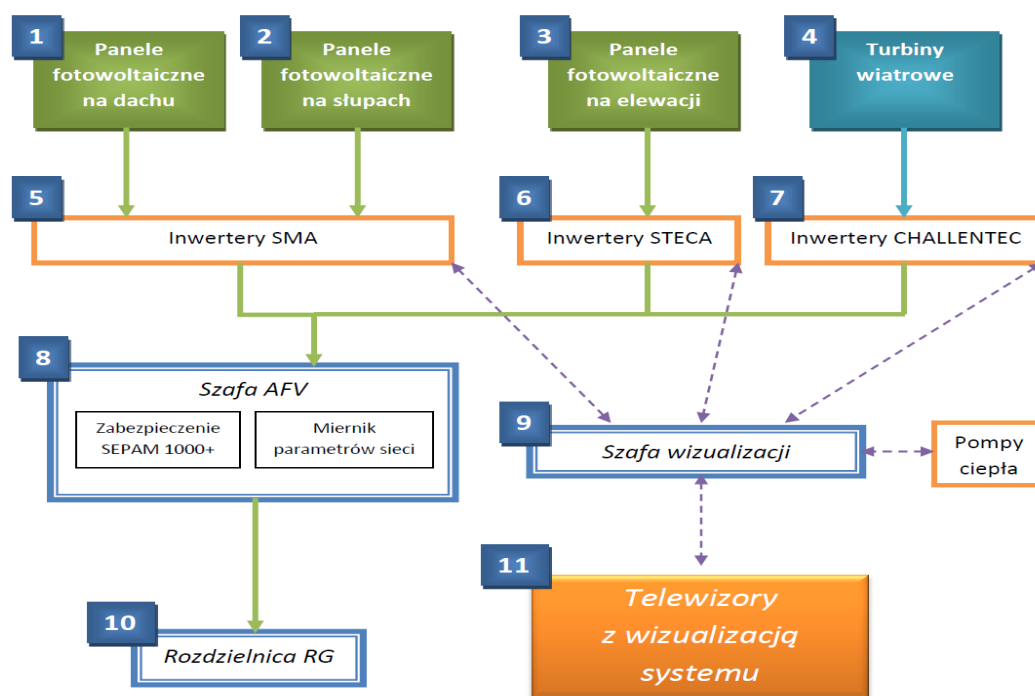
W niniejszym rozdziale autor pracy przedstawił zasadę działania instalacji PV, z jakich elementów się składa i jak są ze sobą połączone poszczególne podzespoły. Co więcej omówiono technologię dającą możliwość monitorowania każdego modułu PV z osobna dzięki dedykowanym urządzeniom i rozwiązaniom. Wskazano jak ważnym jest wybór odpowiednich elementów składowych systemu PV poprzez porównanie uzysków energetycznych dwóch niemal identycznych paneli PV oraz wykazanie wpływu wynikłych różnic na eksploatację instalacji fotowoltaicznej a co za tym idzie wpływ jaki może mieć na jakość dostawy energii elektrycznej. Moduły z czarną ramką we wszystkich prezentowanych zestawieniach miały wyższe wartości od modułów z ramką białą, nie były to jednak bardzo duże różnice. Trzeba jednak pamiętać, że każdorazowo zestawiono ze sobą jedynie po 2 sztuki wybranych modułów o łącznych mocach szczytowych równych 520 [Wp] dla modelu BEP 260Wp oraz 570 [Wp] dla modelu BEM 285Wp. Średnie wielkości instalacji prosumenckich wahają się w granicach 3 do 10 [kWp] i składają się z kilkudziesięciu modułów PV, natomiast instalacje komercyjne to już dziesiątki bądź setki kilowatów i ilość modułów liczona w setkach bądź tysiącach, więc skala jest dużo większa i różnice w wartościach bezwzględnych parametrów całych systemów również będą dużo większe.

Kolejnym wnioskiem z analizy danych zawartych w tym rozdziale, min. w tabeli: „Tabela 5.7 Laboratorium PV AGH Budynek C3, miesięczne porównanie produkcji energii elektrycznej dla całości instalacji (SolarEdge + SMA), wykres miesięczny zawarty w tabeli Tabela 5.8 lub wykres Rys. 5.10” jest obserwacja, iż produkcja energii elektrycznej miesiąc do miesiąc jest bardzo zmienna, z różnicami zaobserwowanymi na przestrzeni prawie 6 lat badań sięgającymi nawet 130% w stosunku do produkcji z maksymalnego do minimalnego miesiąca. Predykcje uzysków energetycznych dla danej lokalizacji dokonywane są głównie na podstawie historycznych danych pogodowych i analizie statystycznej. Wynika z tego, że nie da się dokładnie przewidzieć produkcji energii elektrycznej z danej instalacji PV a co za tym idzie nie da się dokładnie określić poziomu zaburzeń jaki zostanie przez nią wygenerowany i przeniesiony do sieci elektroenergetycznej. Z punktu widzenia niniejszej rozprawy doktorskiej jest to bardzo ważny wniosek dotyczący wpływu fotowoltaicznych źródeł energii na jakość dostawy energii elektrycznej. Sytuacja taka skłania również do podejmowania przez autora pracy dalszych działań badawczych skupiających się wokół zagadnień predykcyjnych dla zakłóceń pochodzących z systemów PV.



## 6. Analiza instalacji PV z TAURON Dystrybucja S.A. Oddział w Gliwicach

Analizowana instalacja fotowoltaiczna zlokalizowana jest w siedzibie Tauron Dystrybucja S.A. Oddział w Gliwicach, przy ul. Portowej 14a. Została oddana do użytku w październiku 2014 roku. Poniżej znajduje się opis jak również schemat, rysunek Rys. 6.1, całego systemu instalacji energii odnawialnej składającego się z modułów fotowoltaicznych, turbin wiatrowych jak i pompy ciepła. Dane pomiarowe jak również analizy zostały udostępnione przez właściciela instalacji.



Rys. 6.1 TAURON Dystrybucja S.A. Oddział w Gliwicach, schemat systemu instalacji energii odnawialnej[12]

Opis elementów systemu instalacji energii odnawialnej wyszczególnionych na rysunku Rys. 6.1:

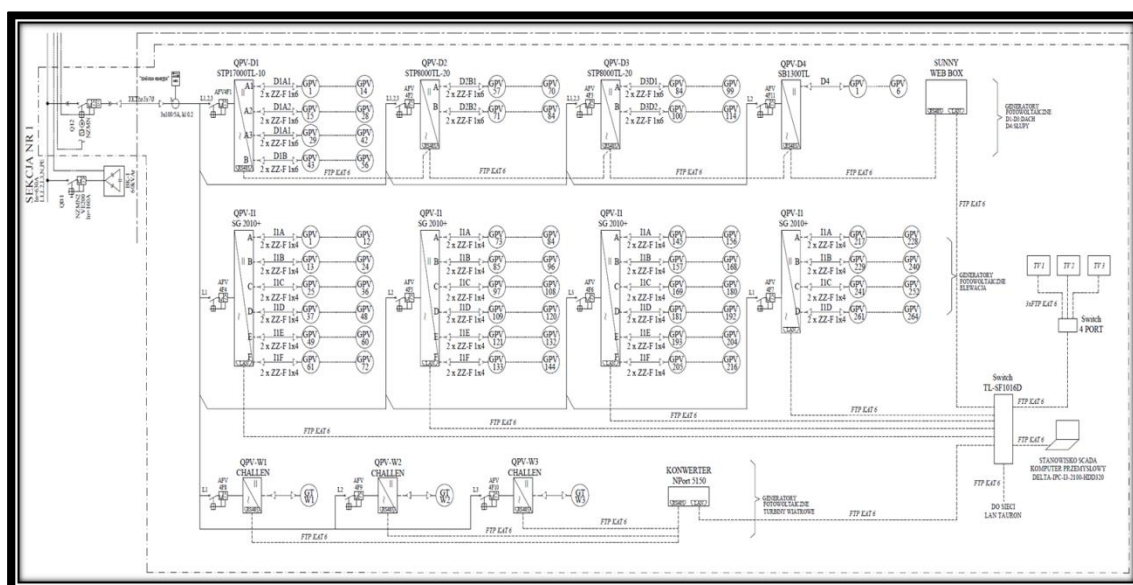
1. **Panele fotowoltaiczne na dachu** – 114 sztuk paneli krzemowych o całkowitej mocy znamionowej 29 kW;
2. **Panele fotowoltaiczne na słupach** – 6 sztuk paneli krzemowych o całkowitej mocy znamionowej 1410 W;
3. **Panele fotowoltaiczne na elewacji** – 264 sztuki paneli cienkowarstwowych CIGS zamontowanych na elewacji południowej o całkowitej mocy znamionowej 22,7 kW;
4. **Turbiny wiatrowe** – 3 sztuki turbin wiatrowych o mocy 2 kW każda;
5. **Inwertery SMA** – inwertery fotowoltaiczne firmy SMA z separacją galwaniczną 3 szt.;
6. **Inwertery STECA** – inwertery fotowoltaiczne firmy STECA z separacją galwaniczną 4 szt.;
7. **Inwertery CHALLENGEC** – inwertery dedykowane do turbin wiatrowych firmy CHALLENGEC 3 szt. + 1 szt. Sunny Boy dla paneli na słupach;

8. **Szafa AFV** – rozdzielnica elektryczna, spełniająca funkcję: zasilającą, pomiarową i zabezpieczeniową;
9. **Szafa wizualizacji** – szafa z urządzeniami odczytującymi i gromadzącymi dane z inwerterów;
10. **Rozdzielnica RG** – rozdzielnica główna budynku do której jest oddawana energia wyprodukowana przez panele fotowoltaiczne i turbiny wiatrowe;
11. **Telewizory z wizualizacją systemu** – 3 sztuki telewizorów wyświetlających aktualizowane na bieżąco dane pochodzące z instalacji energii odnawialnej.

## 6.1 Rodzaj modułów fotowoltaicznych

Jako źródło energii odnawialnej w instalacji fotowoltaicznej o mocy szczytowej 53,07 kWp zastosowano moduły fotowoltaiczne polikrystaliczne, polikrystaliczne bezramkowe jak również cienkowarstwowe CIGS. Schemat ideowy omawianej instalacji PV przedstawiono na rysunku Rys. 6.2 (strona 194) natomiast informacje na temat rodzaju zastosowanych modułów, ich rozmieszczenia i zainstalowanej mocy umieszczono w tabeli Tabela 6.1 (strona 195). Poniżej zostały wymienione rodzaje zastosowanych modułów:

- Solarwatt Blue 60P 254Wp (polikrystaliczne)
- ML SYSTEM MLP-235100 235Wp (polikrystaliczne bezramkowe)
- Manz M-PCS 177 86Wp (CIGS, cienkowarstwowe)



Rys. 6.2 TAURON Gliwice, schemat ideowy instalacji PV [12]

## 6.2 Dane techniczne modułów fotowoltaicznych

Rożmieszczenie modułów PV w poszczególnych lokalizacjach obiektu, podział na pozycje prezentuje Tabela 6.1 (strona 195).

- Moc zainstalowanych paneli: 53,07 kW
- Moc zainstalowanych inwerterów dla paneli PV: 56,4 kW

### 1. Dach - 114 szt. modułów

Łączna moc instalacji na dachu wynosi 28,956 kWp. Na dachu zamontowane są ramkowe moduły fotowoltaiczne z krzemowymi ogniwami fotowoltaicznymi wykonanymi w technologii polikrystalicznej w liczbie 114 sztuk. Rozmieszczenie paneli przedstawiono na grafice Rys. 6.3 (strona 196) natomiast zdjęcia instalacji przedstawia grafika Rys. 6.4 (strona 197).

### 2. Słupy - 6 szt. modułów

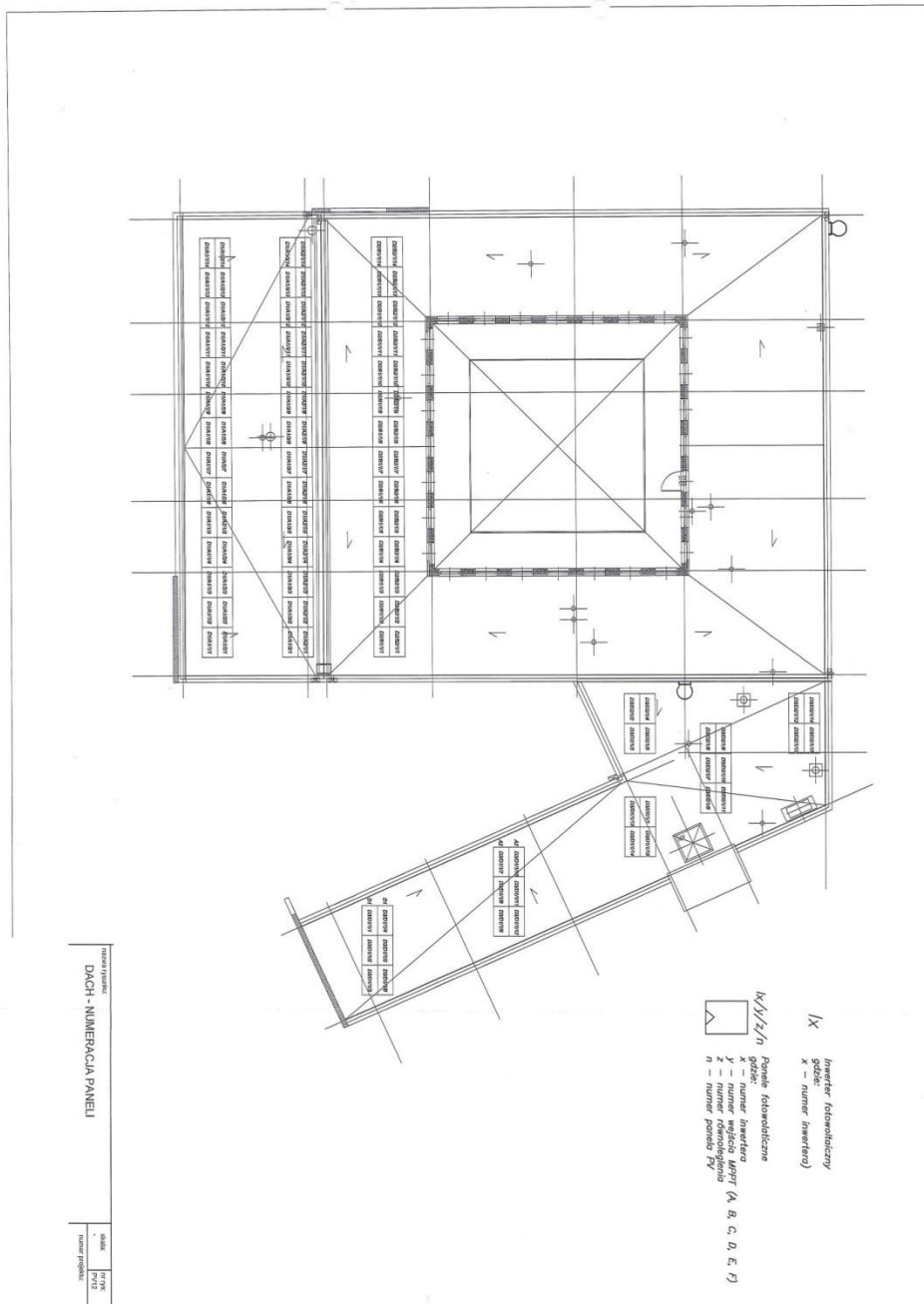
Łączna moc instalacji na słupach wynosi 1,41 kWp. Na 3 słupach zamontowanych jest łącznie 6 sztuk bezramkowych paneli z krzemowymi ogniwami fotowoltaicznymi wykonanymi w technologii polikrystalicznej (po dwa panele na słup). Integracja krzemowych ogniw z widoczną przednią elektrodą, tzw. front-contact, między dwoma szybami tworzy strukturę, która jest transparentna oraz pozwala na dopasowanie modułów do różnych systemów montażowych.

### 3. Elewacja - 264 szt. modułów

Łączna moc instalacji na elewacji wynosi 22,704 kWp. Na elewacji zamontowanych jest łącznie 264 sztuk paneli szkło – szkło z ogniwami fotowoltaicznymi wykonanymi w cienkwarstwowej technologii CIGS (mieszanina półprzewodników: miedź, ind, gal, selen).

Tabela 6.1 TAURON Gliwice, rodzaje modułów PV

Pozycja	Rodzaj konstrukcji	Rodzaj modułów	Moc jedn.	Ilość modułów	Moc całkowita
			kWp	sztuk	kWp
1	Dach	Solarwatt Blue 60P	0,254	114	28,956
2	Słupy	ML SYSTEM MLP-235100	0,235	6	1,41
3	Elewacja	Manz M-PCS 177	0,086	264	22,704
Razem:				<b>384</b>	<b>53,07</b>



Rys. 6.3 TAURON Gliwice, rozmieszczenie paneli PV - Dach [12]



Rys. 6.4 TAURON Gliwice, zdjęcia paneli fotowoltaicznych zainstalowanych na dachu [12]

### 6.3 Falowniki zastosowane w instalacji PV

Falowniki wykorzystane w systemie fotowoltaicznym przedstawiono w tabeli Tabela 6.2 (strona 198), uwzględniającej typy zamontowanych inwerterów dla wszystkich trzech lokalizacji paneli PV. Natomiast grafika Rys. 6.5 (strona 198) przedstawia zdjęcia zamontowanych urządzeń.

1. QPV-D1, SMA Sunny Tripower, model STP 17000TL-10.

Moc znamionowa falownika: 17kW.

Obsługuje panele fotowoltaiczne na dachu budynku.

2. QPV-D2 i D3, SMA Sunny Tripower, model STP 8000TL-20.

Moc znamionowa falownika: 8kW.

Obsługują panele fotowoltaiczne na dachu budynku.

3. QPV-D4, SMA Sunny Boy, model SB 1300TL-10.

Moc znamionowa falownika: 1,4kW.

Obsługuje panele fotowoltaiczne na słupach.

4. QPV-II 4 sztuki, STECA, model StecaGrid 2010+ Slave-M.

Łączna moc znamionowa falowników: 22kW.

Obsługują panele fotowoltaiczne na elewacji budynku.

5. Dodatkowo: QPV-W1 do W3 (3 sztuki), Challengtec, model CTW-2KS (dla turbin wiatrowych).

Łączna moc znamionowa falowników: 6kW.

Obsługują turbiny wiatrowe przed budynkiem.

Rozmieszczenie falowników według powyższych oznaczeń, jak i przyporządkowane im łańcuchy modułów znajdują się na schemacie Rys. 6.2 (strona 194).

Tabela 6.2 TAURON Gliwice, falowniki

Pozycja	Rodzaj konstrukcji	Rodzaj falownika	Łość podpiętych modułów PV	Moc całkowita falowników
			sztuk	kWp
1-2	Dach	SMA Sunny Tripower, model STP 17000TL-10 + 2x SMA Sunny Tripower, model STP 8000TL-20	114	33
3	Słupy	SMA Sunny Boy, model SB 1300TL-10	6	1,4
4	Elewacja	STECA, model StecaGrid 2010+ Slave-M	264	22
Razem:			<b>384</b>	<b>56,4</b>
5	Turbiny wiatrowe	3x Challentec, model CTW-2KS	0	6



SMA Sunny Tripower



SMA Sunny Boy



STECA, model StecaGrid 2010+



Challentec, model CTW-2KS

Rys. 6.5 Zdjęcia zastosowanych falowników [12]

## 6.4 Kąty instalacji

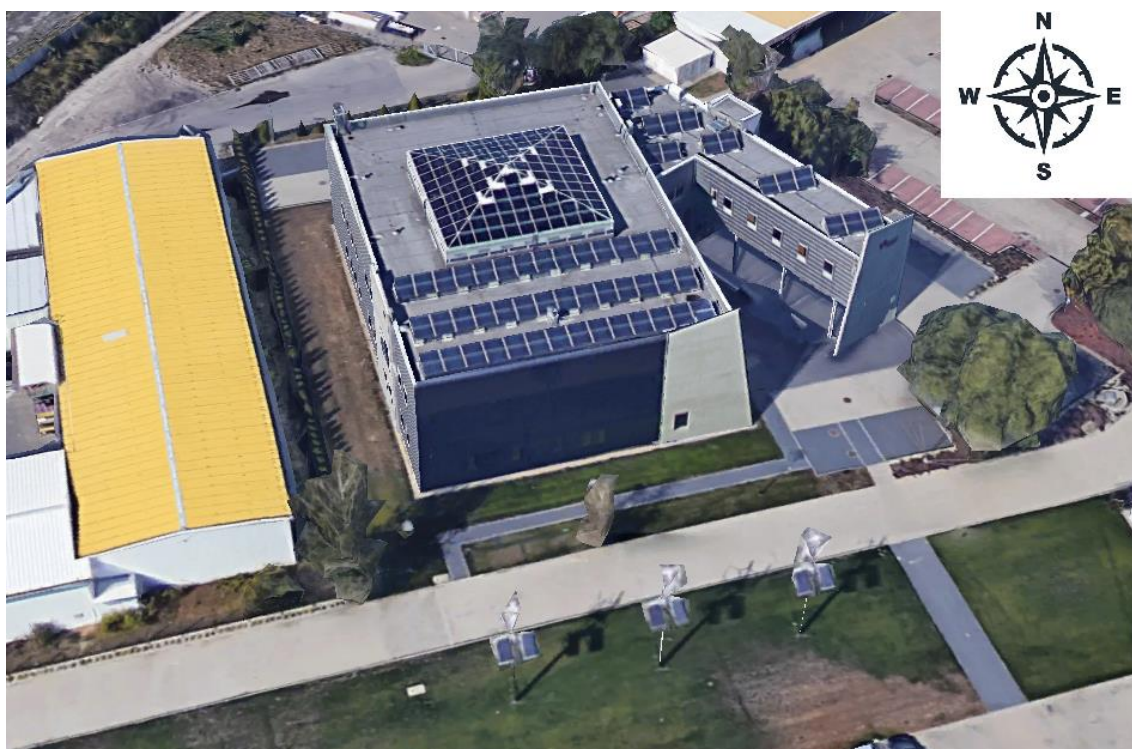
Kąt nachylenia paneli fotowoltaicznych zamontowanych na dachu wynoszą 32-33 stopni.

## 6.5 Odległości rzędów

Ze względu na wymogi projektowe, odległości poszczególnych rzędów różnią się od siebie i nie są stałe. Zdjęcia poglądowe przedstawia grafika Rys. 6.4 i Rys. 6.6.

## 6.6 Azymut oraz sposób ułożenia

Azymut, z uwzględnieniem strony południowej oraz wizualizację sposobu ułożenia modułów fotowoltaicznych przedstawia grafika Rys. 6.6 (strona 199) natomiast współrzędne geograficzne instalacji przedstawia Tabela 6.3 (strona 199).



Rys. 6.6 TAURON Gliwice, azymut [36]

## 6.7 Współrzędne geograficzne instalacji PV

Tabela 6.3 TAURON Gliwice, współrzędne geograficzne

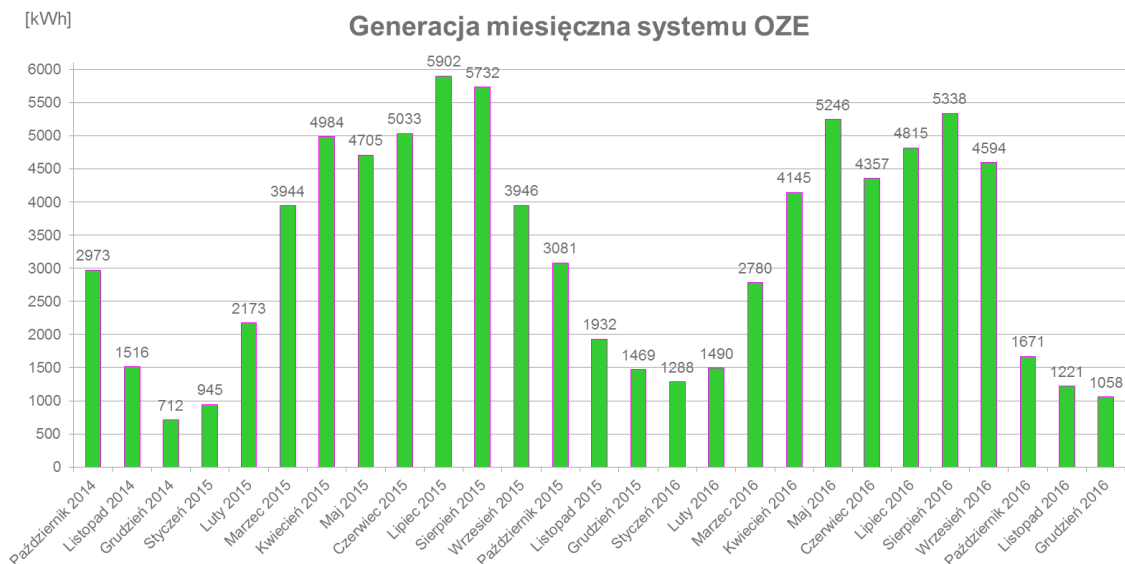
	Jednostka	Lokalizacja
Szerokość geograficzna	°N	50°18'
Długość geograficzna	°E	18°39'
Poziom n.p.m	m	214

## 6.8 Analiza generacji energii z instalacji fotowoltaicznej

Poniżej zamieszczono wykresy przedstawiające analizę generacji energii z instalacji PV zlokalizowanej w siedzibie Tauronu w Gliwicach, jak również generację z całego systemu OZE (instalacja PV, turbiny wiatrowe, pompa ciepła).

## 1. Generacja miesięczna systemu OZE

Generacja dla całego systemu OZE została przedstawiona na wykresie Rys. 6.7 (strona 200). Dane pochodzące z licznika zielonej energii październik 2014 - grudzień 2016.



Rys. 6.7 Generacja miesięczna systemu OZE [12]

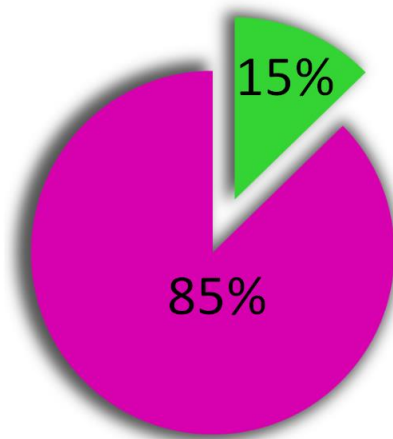
## 2. Generacja roczna systemu OZE

Udział energii odnawialnej w zapotrzebowaniu budynku na energię elektryczną został przedstawiony na wykresie Rys. 6.8 (strona 201). Dane pochodzące z licznika zielonej energii za okres październik 2014 – grudzień 2016.

Tabela 6.4 Dane z licznika zielonej energii z okresu Październik 2014- Grudzień 2016 [12]

	<b>Generacja roczna systemu OZE [MWh]</b>	<b>Pobór netto przez budynek [MWh]</b>	<b>Pobór brutto przez budynek [MWh]</b>
<b>RAZEM [MWh]</b>	87,050	510,967	598,017
	14,56%	85,44%	100%



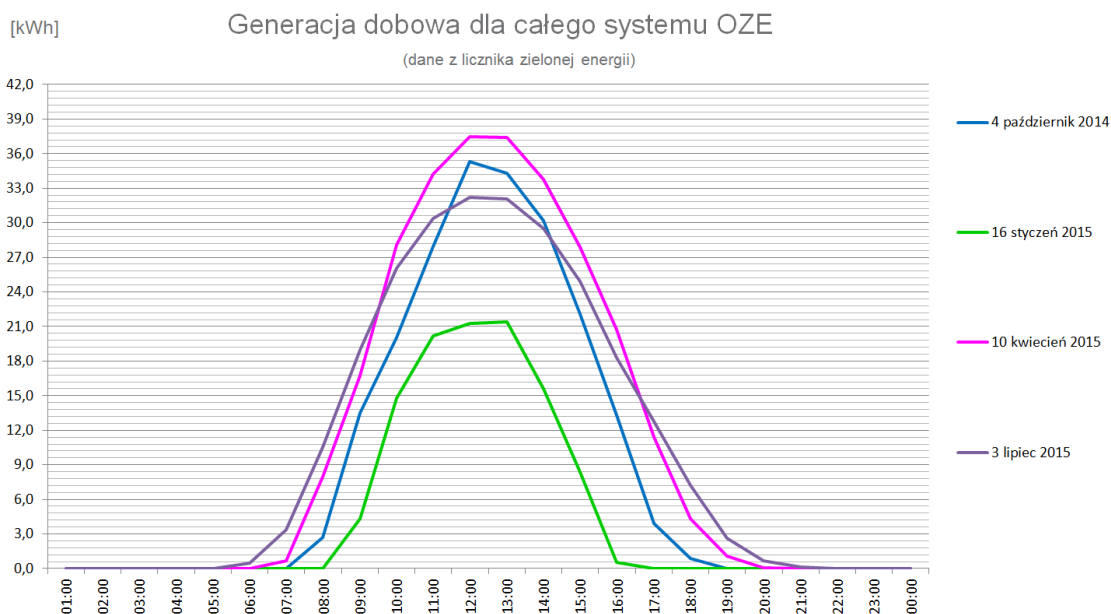


Rys. 6.8 Udział energii odnawialnej w zapotrzebowaniu budynku na energię elektryczną - 15% OZE, 85% źródła konwencjonalne [12]

Dla okresu październik 2014 – styczeń 2015 w godzinach generacji 7:00- 19:00 udział energii zielonej wynosił 22,5 %.

### 3. Generacja dobową systemu OZE

- Generacja dobową dla całego systemu OZE. Dane pochodzące z licznika zielonej energii została przedstawiona na wykresie Rys. 6.9 (strona 201).



Rys. 6.9 Generacja dobową dla całego systemu OZE [12]

Do wykresu użyto maksymalne generacje dobowe w okresie wiosna/ lato/ jesień/ zima. Największa generacja w skali doby przypada w godzinach 11:00 – 14:00. W okresie zimowym (grudzień – styczeń) w godzinach 22:00 – 04:00 zdarza się generacja – prawdopodobnie z turbin wiatrowych.

W Lipcu 2015 system OZE pobrał z sieci rozdzielczej 10kWh (0,3 kWh/dobę) na potrzeby własne (w godzinach nocnych- praca inwerterów).

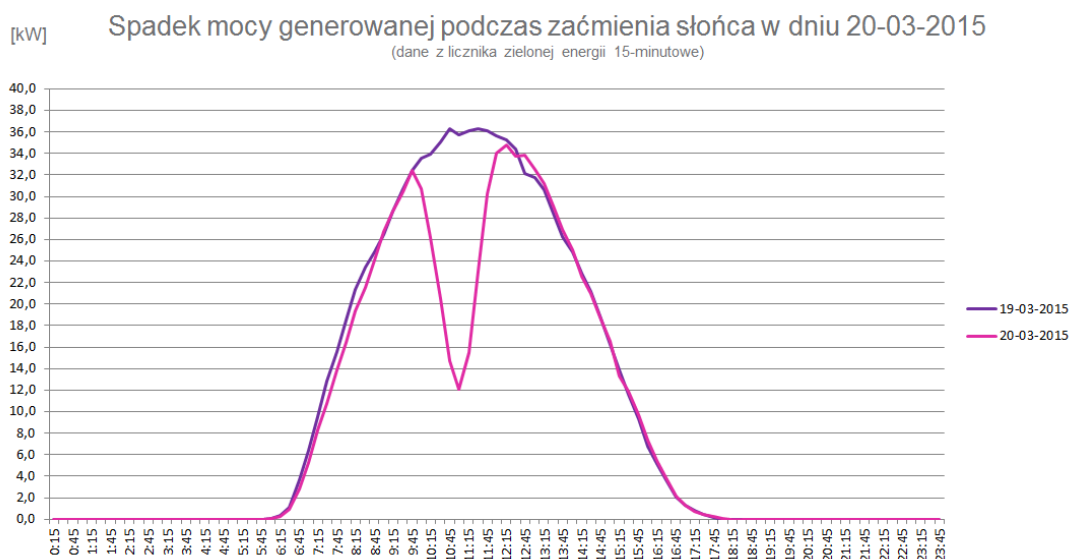
W październiku i wrześniu zaobserwowano większą generację co spowodowane może być charakterystyką cieplną paneli.

Wnioski i obserwacje:

- Prąd zwarciovowy ogniwa zmienia się proporcjonalnie do natężenia oświetlenia (irradiacji);
  - Napięcie jest w niewielkim stopniu zależne od natężenia promieniowania słonecznego. Dopiero przy znacznym spadku natężenia promieniowania, napięcie to gwałtownie maleje i o zmroku dąży do zera;
  - Napięcie dla punktów mocy maksymalnej maleje nieznacznie ze spadkiem natężenia promieniowania;
  - Maksymalna moc generowana przez ogniwa maleje proporcjonalnie do spadku natężenia promieniowania słonecznego.
- Spadek mocy generowanej podczas zaćmienia słońca w dniu 20-03-2015 został przedstawiony na wykresie Rys. 6.10 (strona 202). Dane pochodzą z licznika zielonej energii, 15-minutowe.

Zaćmienie Słońca miało miejsce 20 marca 2015 roku. Informacje szczegółowe dla lokalizacji miasta Katowice (godzina):

- Początek: 09:43;
- Maximum: 10:52;
- Koniec: 12:03;
- Przesłonięcie 64,20%.

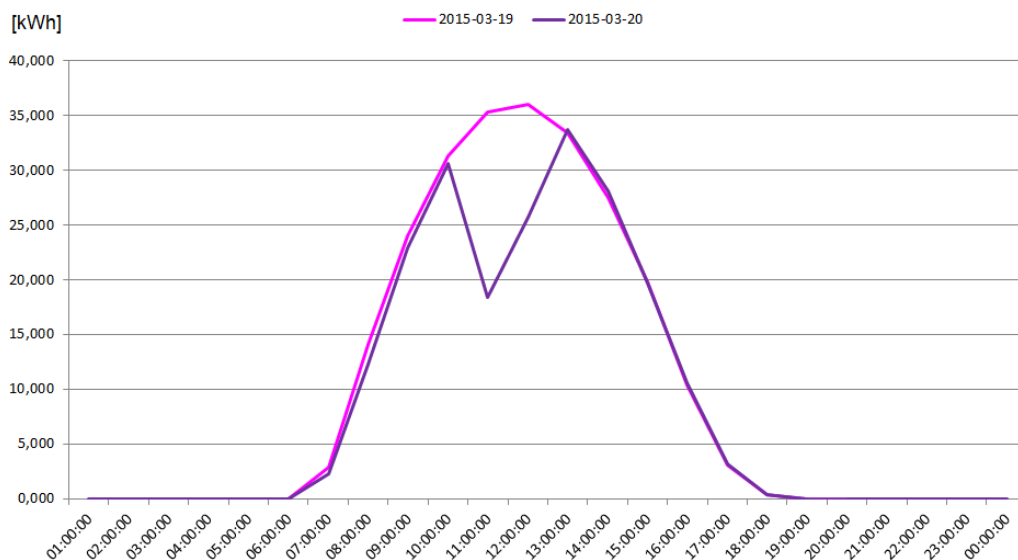


Rys. 6.10 Spadek mocy generowanej podczas zaćmienia słońca w dniu 20-03-2015, wartości 15-minutowe [12]

- Spadek energii generowanej podczas zaćmienia słońca w dniu 20-03-2015 został przedstawiony na wykresie Rys. 6.11 (strona 203). Dane pochodzące z licznika zielonej energii, 1- godzinne.

## Spadek energii generowanej podczas zaćmienia słońca w dniu 20-03-2015

(dane z licznika zielonej energii 1- godzinne)

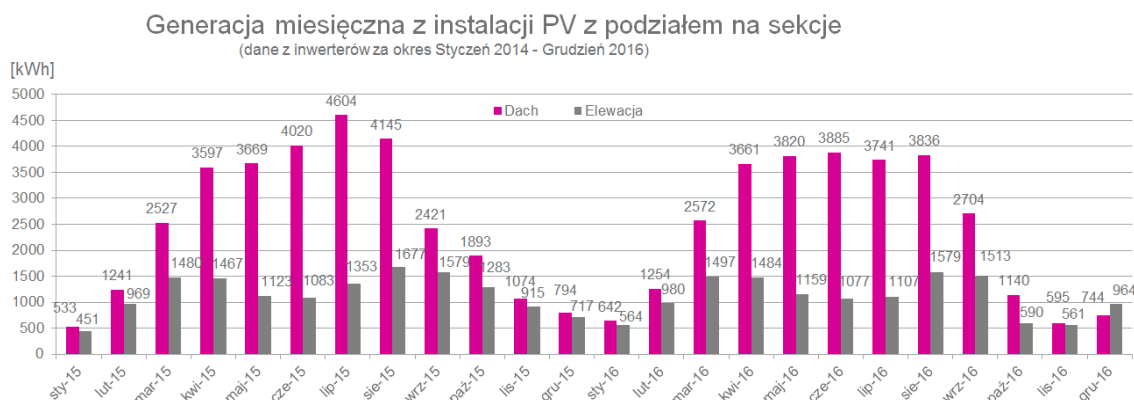


Rys. 6.11 Spadek mocy generowanej podczas zaćmienia słońca w dniu 20-03-2015, wartości 1-godzinne [12]

Spadek mocy generowanej w stosunku do dnia poprzedniego z 35 kW do 12 kW (utraconych zostało około 23 kW) pomiędzy godziną 9:45 a 12:45.

### 4. Generacja pochodząca z instalacji fotowoltaicznej

Generacja miesięczna z instalacji PV z podziałem na sekcje została przedstawiona na wykresie Rys. 6.12 (strona 203). Dane pochodzące z inwerterów za okres styczeń 2014 - grudzień 2016.

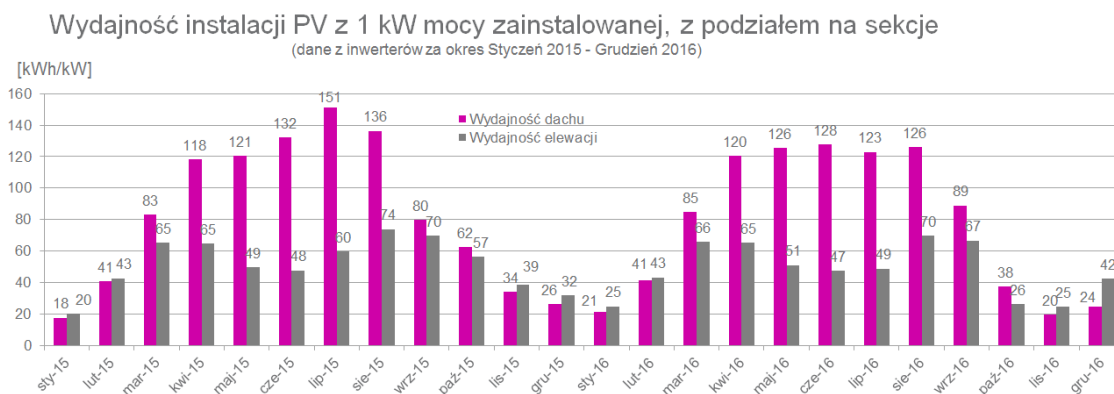


Rys. 6.12 Generacja miesięczna z instalacji PV z podziałem na sekcje [12]

### 5. Wydajność instalacji fotowoltaicznej

Wydajność instalacji PV z 1 kW mocy zainstalowanej z podziałem na sekcje została przedstawiona na wykresie Rys. 6.13 (strona 204). Dane pochodzące z inwerterów za okres styczeń 2015 - grudzień 2016. Natomiast tabele

Tabela 6.5 (strona 204) i Tabela 6.6 (strona 204) przedstawiają dane wydajnościowe odpowiednio dla roku 2015 i 2016.



Rys. 6.13 Wydajność instalacji PV z 1 kW mocy zainstalowanej z podziałem na sekcje [12]

Tabela 6.5 Wydajność instalacji PV, dane z inwerterów: Styczeń 2015 – Grudzień 2015 [12]

Sekcja	Powierzchnia [m <sup>2</sup> ]	Zainstalowana moc [kW]	Wygenerowana energia kWh/rok	Generacja z 1kW [kWh/kW/rok]	Średnia katalogowa kWh/kW/rok
Panele na dachu	198,93	30,4	30479	1003	700 -1100
Panele na słupach					
Panele na elewacji	196,95	22,7	14059	619	
<b>SUMA</b>	<b>395,88</b>	<b>53,1</b>	<b>44538</b>	<b>839</b>	

Tabela 6.6 Wydajność instalacji PV, dane z inwerterów: Styczeń 2016 – Grudzień 2016 [12]

Sekcja	Powierzchnia [m <sup>2</sup> ]	Zainstalowana moc [kW]	Wygenerowana energia kWh/rok	Generacja z 1kW [kWh/kW/rok]	Średnia katalogowa kWh/kW/rok
Panele na dachu	198,93	30,4	28593	941	700 -1100
Panele na słupach					
Panele na elewacji	196,95	22,7	13075	576	
<b>SUMA</b>	<b>395,88</b>	<b>53,1</b>	<b>41668</b>	<b>785</b>	

## 6.9 Jakość energii elektrycznej pochodzącej z instalacji fotowoltaicznej

Dane i wykresy pochodzą z raportu jakości przygotowanego przez wydział eksploatacji (OME) Tauron Dystrybucja S.A. Oddział w Gliwicach. Pomiar został wykonany w terminie 17-01-2015 do 24-01-2015. W poniższych analizach jako punkt odniesienia przyjęto wymogi normy PN-EN 50160 [122].

- Nazwa pomiaru: Dysp\_R\_AFV\_17-27styGłó\_2015.upm
- Nr seryjny miernika: 25003926
- Początek okresu: 2015-01-17 19:00:00
- Koniec okresu: 2015-01-24 19:00:00
- Częstotliwość znamionowa: 50Hz
- Napięcie znamionowe: 230V
- Wersja raportu: 3.7
- Komentarz: Raport z pom. JEE na Dyspozycji Rozdz nN AFV obw. Gł.

### 6.9.1 Częstotliwość zasilania

Częstotliwość znamionowa napięcia zasilania powinna wynosić 50 [Hz]. W normalnych warunkach pracy zmierzona przez 10 [s] wartość średnia częstotliwości podstawowej powinna mieścić się w przedziale 50 [Hz] +/- 1% przez 99,5% czasu (Max: 50,5Hz, Min: 49,5Hz) i 50 [Hz] +4%/-6% przez 100% czasu (Max: 52Hz, Min: 47Hz). W tabelach Tabela 6.7 oraz Tabela 6.8 przedstawiono dane dla częstotliwości zasilania, ilość wartości zgodnych z limitami oraz wartości maksymalną, minimalną i percentyl CP95. W badanym okresie wszystkie wyniki mieściły się w podanych zakresach.

Tabela 6.7 Częstotliwość zasilania, wynik [12]

Wartość	Czas wewnątrz limitu	Ogólna liczba wartości	Wartości niezgodne	Wynik
FAvg	100%	60509	0	Zgodny

Tabela 6.8 Częstotliwość zasilania, wartości [12]

Faza	Czas wewnątrz limitu	Max.	Min.	CP95	Wynik
FAvg Max	100%	50,11Hz	49,9Hz	50,02Hz	Zgodny

### 6.9.2 Niesymetria napięć

W normalnych warunkach pracy, w ciągu każdego tygodnia, 95% ze zbioru 10-minutowych średnich wartości skutecznych RMS składowej symetrycznej kolejności przeciwnej napięcia zasilającego powinno mieścić się w przedziale od 0% do 2% wartości składowej kolejności zgodnej. W części niektórych obszarów z podłączonymi 1-faz. lub 2-faz. instalacjami odbiorczymi, niesymetria może wzrosnąć do ok. 3% na 3-faz. zasilanych przyłączach. W tabeli Tabela 6.9 podano wartości maksymalną, minimalną oraz percentyl CP95 dla niesymetrii napięć. W badanym okresie wszystkie wyniki mieściły się w podanych zakresach.

Tabela 6.9 Niesymetria napięć, wartości [12]

Faza	Czas wewnątrz limitu	Max.	Min.	CP95	Wynik
Ub	100%	0,24%	0,06%	0,17%	Zgodny

### 6.9.3 Odchylenia napięcia

W normalnych warunkach pracy, wyłączając sytuacje powodowane awariami lub przerwami w zasilaniu, w ciągu każdego tygodnia, 95% ze zbioru 10-minutowych średnich wartości skutecznych RMS napięcia zasilającego powinno mieścić się w przedziale  $U_n \pm 10\%$  (Max: 253V, Min: 207V), Tabela 6.10. Natomiast wszystkie 10-minutowe wartości skuteczne RMS napięcia powinny mieścić się w przedziale  $U_n +10\%/-15\%$  (Max: 253V, Min: 195,5V), Tabela 6.11. Obydwie tabele pokazują, że wszystkie wyniki pomiarów mieściły się w podanych zakresach.

Tabela 6.10 Odchylenia napięcia, 95% czasu [12]

Faza	Czas wewnątrz limitu	Max.	Min.	CP95	Wynik
U1Avg	100%	237,81V	230,2V	236,56V	Zgodny
U2Avg	100%	238,14V	230,42V	236,69V	Zgodny
U3Avg	100%	238,09V	230,33V	236,75V	Zgodny

Tabela 6.11 Odchylenia napięcia, 100% czasu [12]

Faza	Czas wewnątrz limitu	Max.	Min.	CP95	Wynik
U1Avg	100%	237,81V	230,2V	236,56V	Zgodny
U2Avg	100%	238,14V	230,42V	236,69V	Zgodny
U3Avg	100%	238,09V	230,33V	236,75V	Zgodny

### 6.9.4 Migotanie światła

W normalnych warunkach pracy, w ciągu każdego tygodnia, wskaźnik długo-okresowego migotania światła spowodowany wahaniami napięcia zasilającego powinien wynosić  $Plt \leq 1$  przez 95% czasu. W tabeli Tabela 6.12 przedstawiono wyniki pomiarów dla wartości maksymalnej, minimalnej i percentyla CP95. W badanym okresie wszystkie wartości mieściły się w podanych zakresach.

Tabela 6.12 Plt, migotanie światła [12]

Faza	Czas wewnątrz limitu	Max.	Min.	CP95	Wynik
Plt1	100%	0,89	0,24	0,83	Zgodny
Plt2	100%	0,87	0,25	0,8	Zgodny
Plt3	100%	0,86	0,25	0,78	Zgodny

### 6.9.5 Współczynnik zawartości harmonicznego napięcia THD<sub>u</sub>

W normalnych warunkach pracy, w każdym okresie obejmującym jeden tydzień, współczynnik odkształcenia wyższymi harmonicznymi THD napięcia zasilającego uwzględniający wyższe harmoniczne do rzędu 40, powinien być mniejszy lub równy 8%. W tabeli Tabela 6.13 przedstawiono wyniki pomiarów dla wartości maksymalnej, minimalnej i percentyla CP95. W badanym okresie wszystkie wartości mieściły się w podanych zakresach (wynik „Zgodny”).

Tabela 6.13 THD napięcia, wartości [12]

Faza	Czas wewnątrz limitu	Max.	Min.	CP95	Wynik
THDF U1	100%	3,47%	1,61%	3,17%	Zgodny
THDF U2	100%	3,5%	1,53%	3,2%	Zgodny
THDF U3	100%	3,42%	1,52%	3,09%	Zgodny

### 6.9.6 Analiza wybranych harmoniczych

W normalnych warunkach pracy, w ciągu każdego tygodnia, 95% z 10-minutowych średnich wartości skutecznych RMS napięcia zasilającego dla każdej pojedynczej harmoniczej powinno być mniejsze lub równe wartościom podanym w tabeli Tabela 6.14. Rezonanse mogą spowodować podwyższenie napięć dla pojedynczych harmoniczych. Wyniki umieszczone w tabeli Tabela 6.15 pokazują, że wszystkie harmoniczne (rzędów h2 do h21) mieściły się w podanych zakresach.

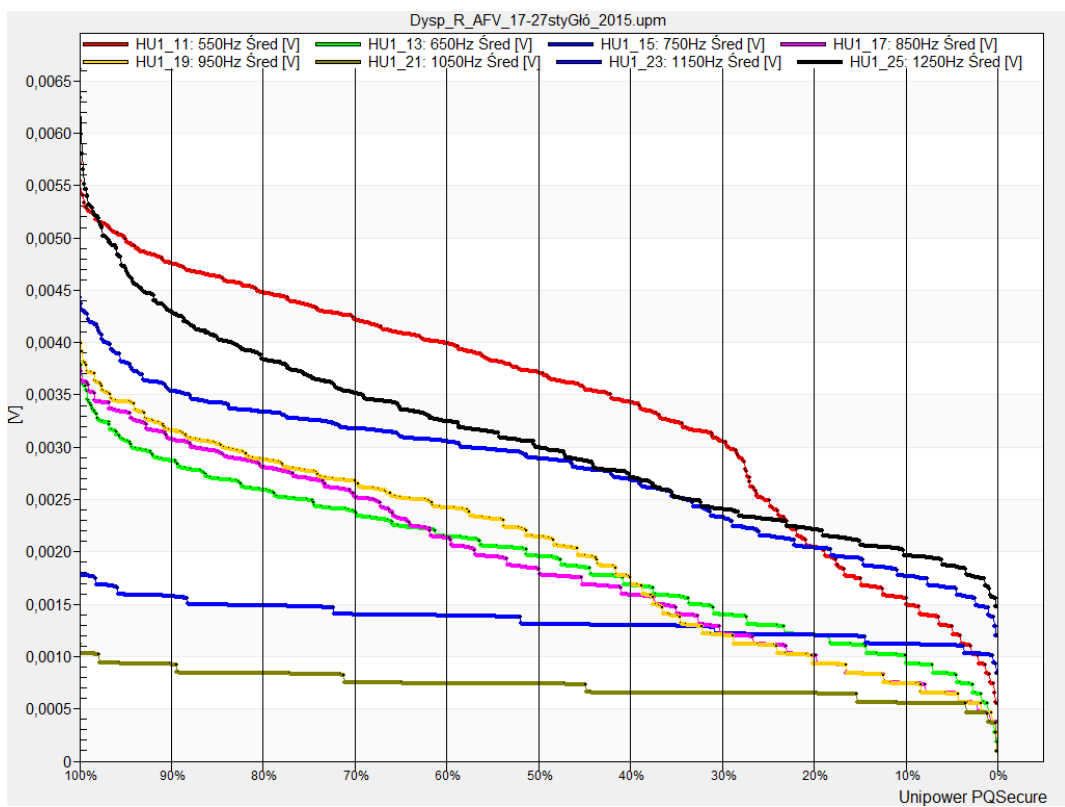
Tabela 6.14 Dopuszczalne poziomy harmoniczych napięcia według [122]

Nr harmoniczej: limit w % Un				
2: 2%	6: 0,5%	10: 0,5%	14: 0,5%	18: 0,5%
3: 5%	7: 5%	11: 3,5%	15: 0,5%	19: 1,5%
4: 1%	8: 0,5%	12: 0,5%	16: 0,5%	20: 0,5%
5: 6%	9: 1,5%	13: 3%	17: 2%	21: 0,5%

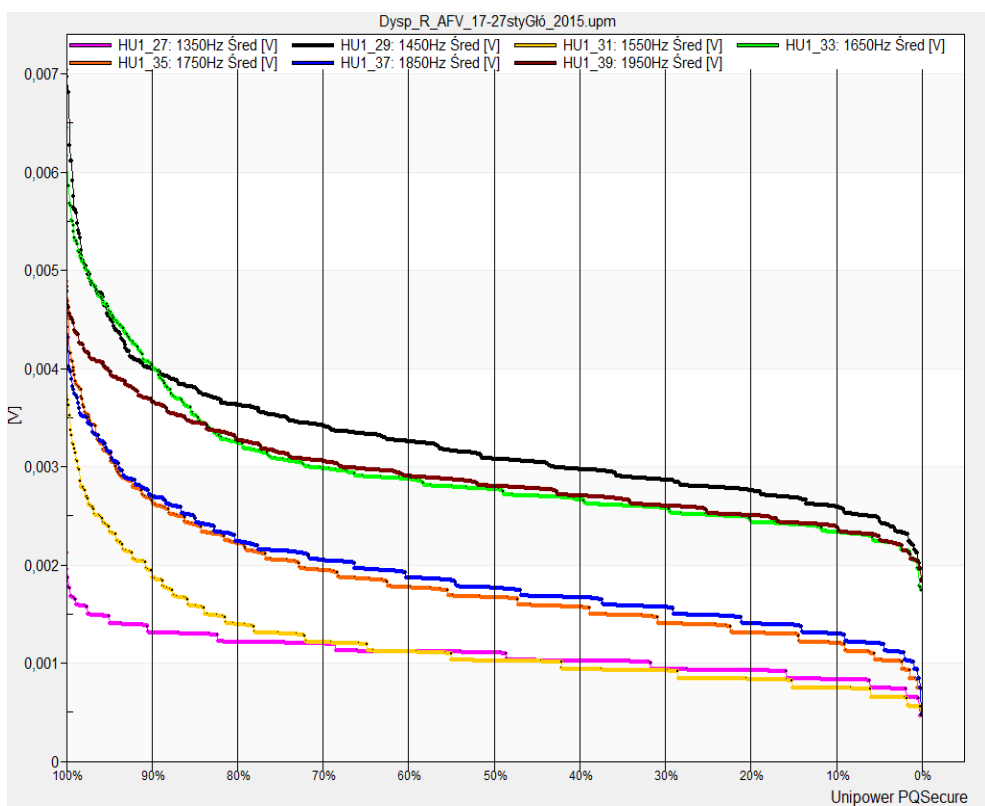
Tabela 6.15 Wynik pomiarów harmoniczych indywidualnych [12]

U1	U2	U3
Brak niezgodnych harmoniczych	Brak niezgodnych harmoniczych	Brak niezgodnych harmoniczych

Na poniższym wykresie Rys. 6.14 zaprezentowane są przebiegi uporządkowane wartości nieparzystych harmoniczych napięcia pomiędzy rzędami h11 i h25. Natomiast na wykresie Rys. 6.15 wartości nieparzystych harmoniczych napięcia pomiędzy rzędami h27 i h39.



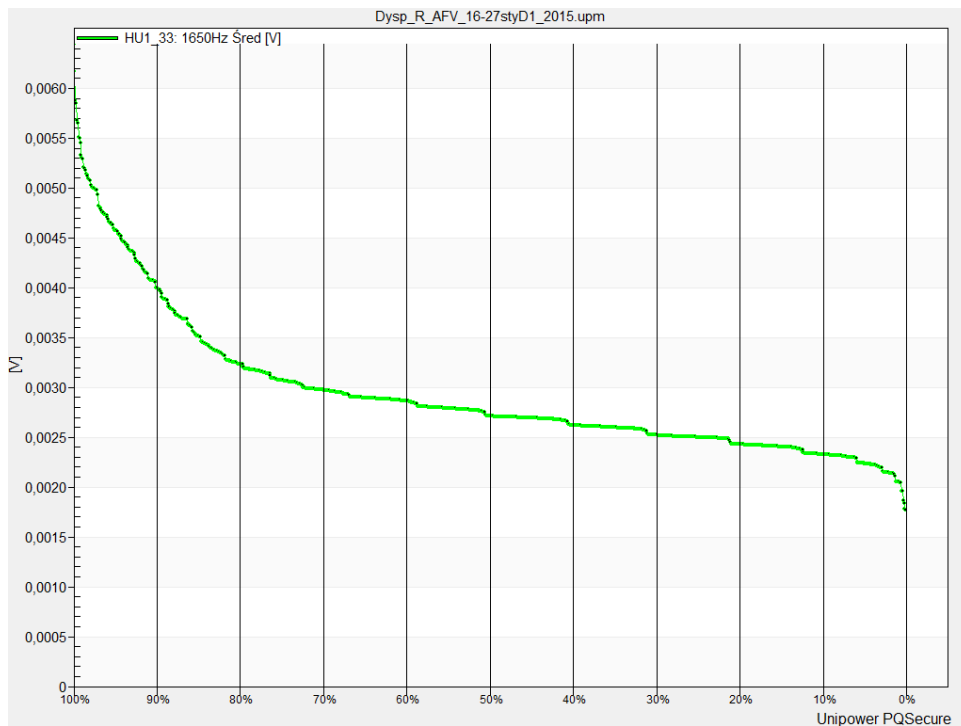
Rys. 6.14 Nieparzyste harmoniczne napięcia, h11 do h25 [12]



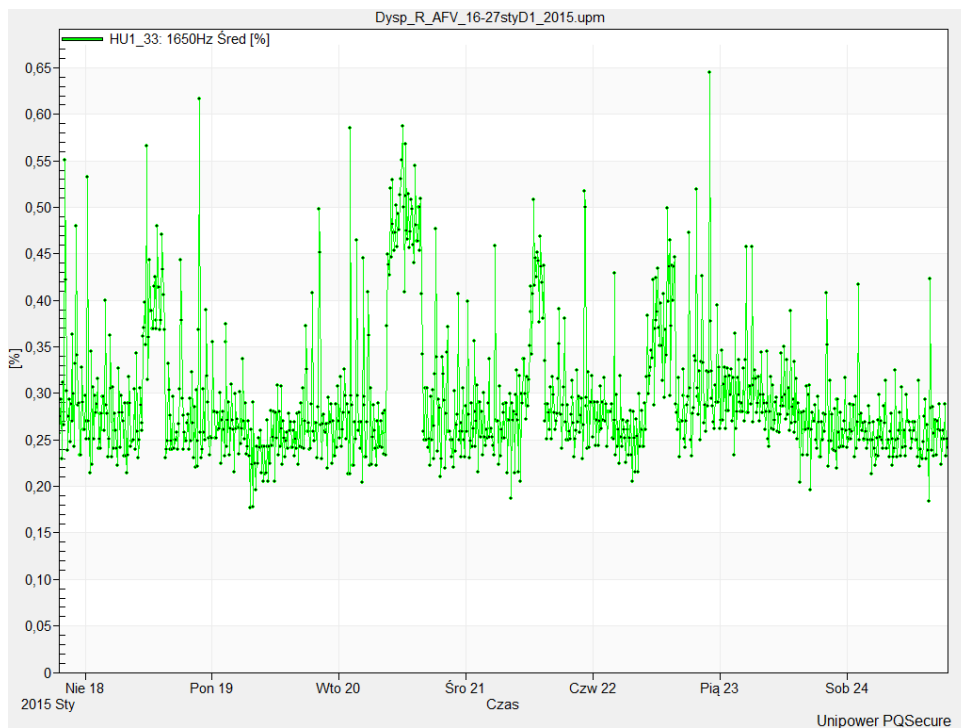
Rys. 6.15 Nieparzyste harmoniczne napięcia, h27 do h39 [12]



Ze względu na osiągnięte wartości, bardziej szczegółowej analizie postanowiono poddać harmoniczną rzędu h33. Na wykresach Rys. 6.16 oraz Rys. 6.17 przedstawiono wartości harmoniczną h33 w napięciu. Analizowany okres pomiarowy: 2015-01-17 19:00:00 do 2015-01-24 19:00:00.



Rys. 6.16 Harmoniczna napięcia h33 [12]



Rys. 6.17 Harmoniczna napięcia h33, przebieg czasowy [12]

Porównując wartości poszczególnych wyższych harmonicznych z normami PN-EN 50160 [122], PN-EN 61000-2-2 [124] oraz Rozporządzeniem Ministra Gospodarki [133] w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego stwierdzono, że wartość 95% składowej harmonicznej 33-j to ok. 0,45% w stosunku do składowej podstawowej. Wartość ta wykracza poza wartość normatywną zgodnie z PN-EN 61000-2-2; jednocześnie należy zaznaczyć, że ani „Rozporządzenie Systemowe” ani norma PN-EN 50160 nie określa limitów harmonicznych powyżej 25-ej harmonicznej dla sieci niskiego napięcia [12].

### 6.9.7 Podsumowanie

Podsumowując przeprowadzone pomiary stwierdzono, że wszystkie wyniki spełniają wymagania normy [122] i nie odstają poza przewidziane przez nią dopuszczalne limity. W tabeli Tabela 6.16 przedstawiono zbiorczy wynik przeprowadzonych analiz.

Rozdział ten skupia się na analizie instalacji fotowoltaicznej (PV) zlokalizowanej w siedzibie TAURON Dystrybucja S.A. Oddział w Gliwicach. Instalacja składa się z 384 modułów PV o łącznej mocy 53,07 kWp, z których 114 modułów jest umieszczonych na dachu, 6 na słupach, a 264 na elewacji budynku.

Generacja energii przez tę instalację była analizowana na przestrzeni dwóch lat (2015-2016). W 2015 roku, instalacja wygenerowała 44538 kWh energii, co przekłada się na 839 kWh/kW/rok. W 2016 roku, generacja energii spadła do 41668 kWh, co daje 785 kWh/kW/rok. Te wyniki są zgodne z przewidywaniami dla tego typu instalacji, które wynoszą od 700 do 1100 kWh/kW/rok.

Jakość energii elektrycznej generowanej przez instalację PV została również zbadana. Analiza obejmowała częstotliwość zasilania, niesymetrię napięć, odchylenia napięcia, migotanie światła oraz współczynnik zawartości harmonicznych napięcia THD<sub>U</sub>. Wszystkie te parametry były zgodne z normami, co wskazuje na prawidłową pracę badanej instalacji.

Wnioski z analizy są następujące: instalacja PV w TAURON Dystrybucja S.A. Oddział w Gliwicach jest efektywna i generuje energię elektryczną charakteryzującą się oczekiwanym poziomem jakości. Pomimo pewnego spadku generacji energii w 2016 roku, wyniki są zgodne z prognozami dla tego typu instalacji.

Tabela 6.16 Podsumowanie pomiarów [12]

Badany parametr:	Wynik
Częstotliwość zasilania	Zgodny
Niesymetria napięć	Zgodny
Odchylenia napięcia	Zgodny
Migotania światła	Zgodny
THD	Zgodny
Harmoniczne indywidualne	Zgodny

## 7. Analiza danych pomiarowych z komercyjnych instalacji PV

Pod pojęciem komercyjnych instalacji PV autor rozumie instalacje, które są w ciągłym użytku i nie zostały stworzone typowo w celach badawczych. W niniejszej rozprawie przedstawiono dwa tego typu systemy:

1. Instalacja 60 kWp - MPWIK Kraków. Zakład Oczyszczania Ścieków Płaszów
2. Instalacja 311 kWp - Górnośląskie Przedsiębiorstwo Wodociągów, Oddział Sieci Magistralnej w Rudzie Śląskiej – Czarnym Lesie

Gromadzenie danych pomiarowych odbywało się zgodnie z Rozporządzeniem Ministra Gospodarki z dnia 4 maja 2007 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego oraz normą PN-EN 50160.

Pomiar wykonywany był analizatorami Klasy A, PQI-DA smart, firmy A-Eberle.

Charakterystyka urządzenia pomiarowego została przedstawiona poniżej, natomiast w tabelach Tabela 7.1 oraz Tabela 7.2 zaprezentowano specyfikację kolejno wejść napięciowych i prądowych.

Dane techniczne analizatora:

- kolorowy wyświetlacz o przekątnej 1,7 cala,
- klawiatura do podstawowej/bezpośredniej konfiguracji urządzenia,
- pamięć wewnętrzna 1 GB,
- szerokość pasma kanałów wejściowych 20 kHz,
- 4 wejścia napięciowe. Wartość końcowa zakresu pomiarowego: 57/ 230/ 480V L-N, dokładność < 0,1%,
- 4 wejścia prądowe 1A/5A nominalne. Wartość końcowa zakresu pomiarowego: 10A;
- równoczesne przetwarzanie próbkowanych i obliczanych napięć i prądów,
- częstotliwość próbkowania: 40,96kHz / 10,24kHz,
- przetwarzanie danych pomiarowych IEC 61000-4-30 Klasa A,
- rejestrowanie błędów jakości napięcia zgodnie z DIN EN 50160; IEC61000-2-2; -2-12; -2-4,
- analiza spektralna 2 kHz...9 kHz, (35 pasm częstotliwości, BW = 200Hz) napięć i prądów zgodnie z (IEC 61000-4-7),
- harmoniczne napięcia i prądu n=2..50,
- 2 wejścia cyfrowe ogólnego przeznaczenia (wyzwalacz, nagrywanie start/stop) z 2 opcjami poziomu wejściowego,
- 2 wyjścia przekaźnikowe do monitorowania zabezpieczeń i alarmów.

Tabela 7.1 Dane techniczne analizatora - wejścia napięciowe [158]

<b>Wejścia napięciowe</b>	
Kanały	U1, U2, U3, UN/E/4
Bezpieczeństwo elektryczne DIN EN 61010	300V CAT IV, 600V CAT III
Wejściowy poziom odniesienia	PE
Impedancja -> PE	10 M $\Omega$    25pF
Nominalne napięcie wejściowe Un	230VAC
Zakres pełnej skali (FSR - Full scale range)	0...480VAC L-E
Przebieg	AC & DC, dowolny
Maksymalny współczynnik szczytu @ Un	3
Szerokość pasma	DC...20kHz
Nominalna częstotliwość zasilania fn	50Hz / 60Hz
Zakres częstotliwości składowej podstawowej	fn $\pm$ 15% 42,5..50..57,5Hz 51,0..60..69,0Hz
<b>Dokładność</b>	
Podstawowa, r.m.s	$\pm 0.1\%$ Un (0°C...45°C); $\pm 0.2\%$ Un (-25°C...55°C) @ 10%...150%Un
Podstawowa, faza	$\pm 0.01^\circ$ @ 10%...150%Un
Harmoniczne n = 2..50, r.m.s.	$\pm 5\%$ odczytu @ Uh $\geq$ 1% Un; $\pm 0.05\%$ Un @ Uh < 1% Un
Harmoniczne n = 2..50, faza	$\pm n \cdot 0,01^\circ$ @ Uh $\geq$ 1% Un
Interharmoniczne n = 1..49, r.m.s.	$\pm 5\%$ odczytu @ Uih = $\geq$ 1% Un; $\pm 0,05\%$ Un @ Uih < 1% Un
Częstotliwość mocy	$\pm 1$ mHz @ 10%...200%Un
Migotanie światła DIN EN 61000-4-15:2011	Klasa F2
Napięcie resztkowe zapadu	$\pm 0.2\%$ Un @ 10%..100%Un
Czas trwania zapadu	$\pm 20$ ms @ 10%..100%Un
Asymetria napięcia	$\pm 0,15\%$ @ 1%..5% odczytu
Napięcie sygnalizacji sieciowej (< 3kHz)	$\pm 5\%$ odczytu @ Us = 3%..15% Un; $\pm 0.15\%$ Un @ Us = 1%..3% Un

Tabela 7.2 Dane techniczne analizatora - wejścia prądowe [158]

<b>Wejścia prądowe</b>	
Kanały	I1, I2, I3, IN/4
Bezpieczeństwo elektryczne DIN EN 61010	300V CAT III
Typ wejścia	Różnicowe, izolowane
Impedancja	$\leq 4m\Omega$
Nominalny prąd wejściowy In	5 AAC
Zakres pełnej skali (FSR)	10AAC; 100AAC
Przebieg	AC, dowolny
Maksymalny współczynnik szczytu @ In	4
Szerokość pasma	25Hz...20kHz
<b>Dokładność</b>	
Podstawowa, r.m.s	$< 0,1\%$ FSR, 5%...100%; $< 0,2\%$ FSR, 5% ... 10%
Podstawowa, faza	$\pm 0,1^\circ$ , 5%...100%; $\pm 0,2^\circ$ , 5% ... 10%
Harmoniczne n = 2..50, r.m.s.	5%, 5%...100%; 10%, 5% ... 10%
Harmoniczne n = 2..50, Faza	$\pm n \cdot 0,1^\circ$ , 5%...100%; $\pm n \cdot 0,2^\circ$ , 5% ... 10%
Interharmoniczne n = 1..49, r.m.s.	$\pm 5\%$ , 5%...100%; $\pm 10\%$ , 5% ... 10%

## 7.1 Instalacja 60 kWp - MPWIK Kraków. Zakład Oczyszczania Ścieków Płaszów

Moc zainstalowana: 60 kWp

Ilość modułów PV: 240

Typ modułów: polikrystaliczne moduły SL280 o mocy maksymalnej 280W

Inwertery: 4x SMA 15000 TL o mocy 15kW

Elektrownia posiada moc 60 kWp, do jej budowy użyto 240 polikrystalicznych modułów SL280 o mocy maksymalnej 280W, napięciu 36,98 V i prądzie 7,57A.

Panele PV zostały ustawione w czterech rzędach po 60 szt. na specjalnie przygotowanych konstrukcjach wsporczych wykonanych z aluminium, które pozwalają na ich ustawienie pod kątem 30 stopni. Ma to na celu optymalne wykorzystanie promieniowania słonecznego.

Wykorzystane inwertery: 4x SMA 15000 TL o mocy 15kW (po jednym na każdy rząd paneli).

Przewidywana roczna produkcja energii elektrycznej wynosi 58 [MWh] energii elektrycznej. Doświadczalna elektrownia fotowoltaiczna na terenie Zakładu Oczyszczania Ścieków Płaszów pokrywa ok. 25% zapotrzebowania energii na oświetlenie terenu oczyszczalni.



Rys. 7.1 Widok farmy PV na tle obiektów oczyszczalni ścieków w Płaszowie



Rys. 7.2 Panele PV w oczyszczalni w Płaszowie

### 7.1.1 Analiza danych

Czas trwania pomiaru: od 2018-05-01 00:09:00 do 2018-05-31 23:59:00

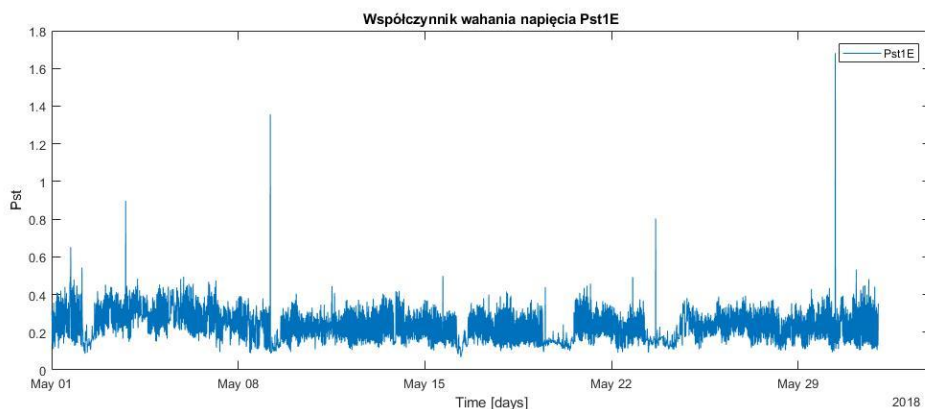
Baza danych zawiera rekordy dla 13 mierzonych wielkości. Przy opisywanej instalacji PV skupiono się wyłącznie na analizie THD napięcia i uciążliwości migotania światła opisywanej wskaźnikiem  $P_{st}$ . Dokładny spis sprawdzanych wielkości znajduje się w tabeli Tabela 7.3.

Tabela 7.3 Parametry mierzone w badanej instalacji 60 kWp

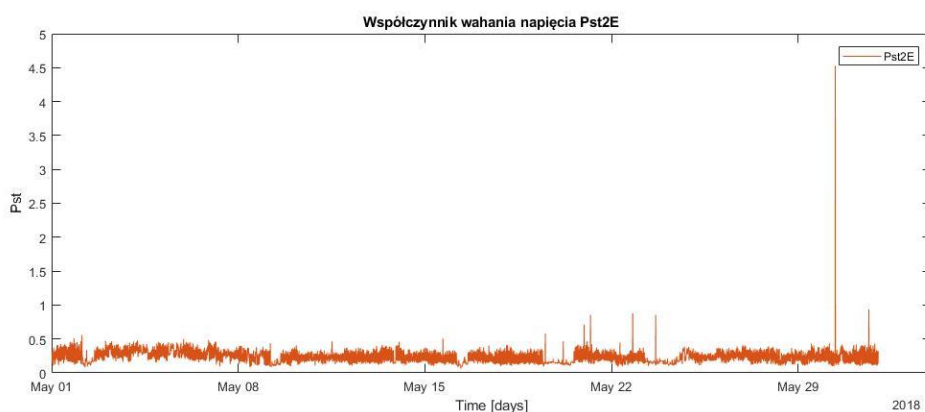
Mierzony parametr						
	Time					
THD	THD1E	THD2E	THD3E	THD12	THD23	THD31
Migotanie światła	PST1E	PST2E	PST3E	PST12	PST23	PST31

### 7.1.1.1 Wskaźnik wahania napięcia $P_{st}$

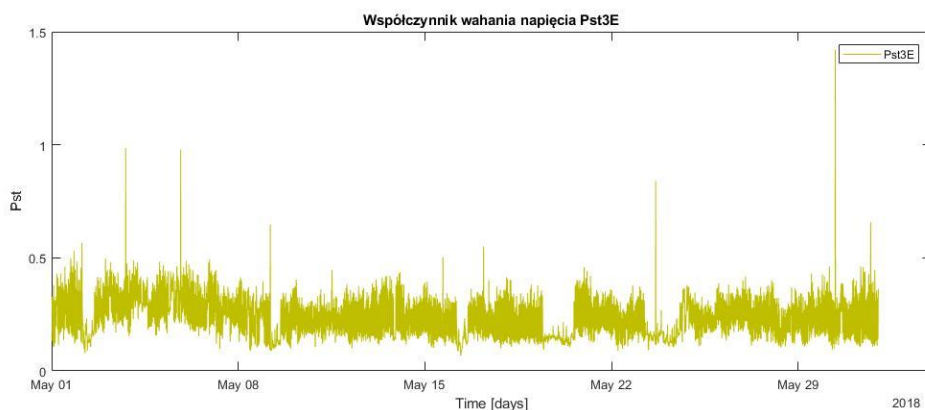
Wskaźnik krótkookresowego migotania światła  $P_{st}$  jest to parametr techniczny wyznaczana metodą pomiarową służący do określania uciążliwości migotania światła, czyli poziomu dyskomfortu wynikłego z wahań napięcia [122][146]. Jak zauważa autor w [59]  $P_{st}$  równe 1 odpowiada progowi postrzegania, inaczej mówiąc granicy migotania, która nie powinna być przekroczona, aby nie powodować dyskomfortu psychicznego obserwatora.



Rys. 7.3 Wskaźnik krótkookresowego  $P_{st}$  migotania światła, napięcie L1



Rys. 7.4 Wskaźnik krótkookresowego  $P_{st}$  migotania światła, napięcie L2



Rys. 7.5 Wskaźnik krótkookresowego  $P_{st}$  migotania światła, napięcie L3

Powyższe wykresy (Rys. 7.3, Rys. 7.4, Rys. 7.5) przedstawiają wskaźnik krótkookresowego migotania światła  $P_{st}$  dla faz L1, L2 i L3. Jego wartości dla poszczególnych faz są do siebie zbliżone co pokazuje Tabela 7.4.

Percentyl CP05 i wartość średnia dla wszystkich trzech faz są równe i wynoszą odpowiednio 0.12 i 0.24. Niewielką różnicę dla CP95 można zaobserwować dla fazy L1, 0.38, pozostałe dwie fazy po 0.39.

## Podsumowanie wartości wskaźnika wahań napięcia

Tabela 7.4 Wskaźnik  $P_{st}$  w badanej instalacji

Wielkość		L1	L2	L3	
$P_{st}$	CP05	pu	0,12	0,12	0,12
	śr	pu	0,24	0,24	0,24
	CP95	pu	0,38	0,39	0,39
	max	pu	1,68	4,52	1,42
Procent zbioru wartości pozostający w przedziale tolerancji		99,96%	99,98%	99,98%	
PDPP <sub>st</sub> (Ile wartości większych od dopuszczalnej)		2	1	1	

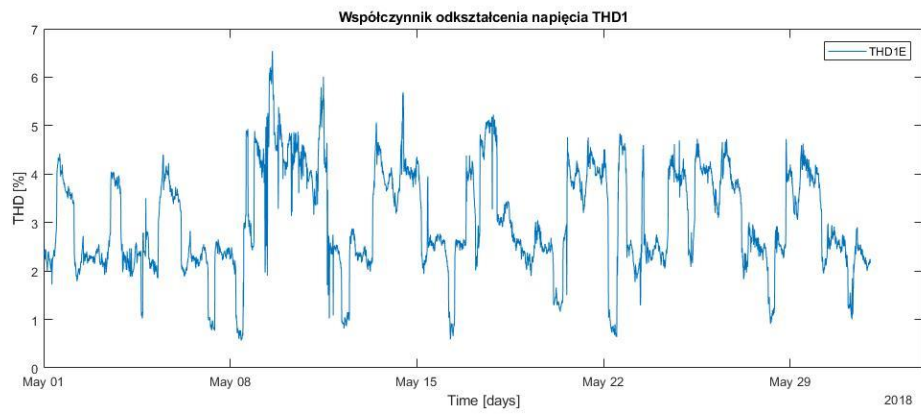
W tabeli Tabela 7.4 przedstawiono podsumowanie wartości  $P_{st}$  dla badanej instalacji. Aby analiza  $P_{st}$  była pełniejsza, autor pracy postanowił sprawdzić, ile zdarzeń (ile próbek) wychodzi poza zakres przyjęty jako poziom komfortu dla człowieka. W tym celu w tabeli Tabela 7.4 została dodana wielkość PDPP<sub>st</sub>, czyli Przekroczony Dopuszczalny Poziom  $P_{st}$  mówiąca o tym, ile próbek danych w sprawdzanym zbiorze przekroczyło dopuszczalny poziom równy 1. Dopuszczalny poziom jest to wartość umowna, ustalona na podstawie stopnia ludzkiej irytacji wywołanej zmianami strumienia świetlnego.  $P_{st}$  jest jednostką bezwymiarową, jej dokładny opis, wpływ na człowieka jak i sposoby wykonywania pomiaru przedstawiono szczegółowo w [59].

W okresie pomiarów badanej instalacji PDPP<sub>st</sub> ma bardzo niskie wartości i wynoszą one 2, 1 i 1 kolejno dla faz L1, L2 i L3. Wielkość ta ma odzwierciedlenie i jest oczywiście skorelowana z procentem zbioru wartości pozostającym w przedziale tolerancji, który wynosi odpowiednio 99,96% dla fazy pierwszej i równo po 99,8% dla faz drugiej i trzeciej. Maksymalne wartości  $P_{st}$  wynosiły 1.68, 4.52 i 1.42. Wyraźnie wyższy poziom zarejestrowany został dla fazy L2 (co jest widoczne na wykresie Rys. 7.4), jednak, ponieważ była to jedynie jedna próbka, można określić to zdarzenie jako pomijalne i nie mające większego wpływu dla przeprowadzanej analizy.

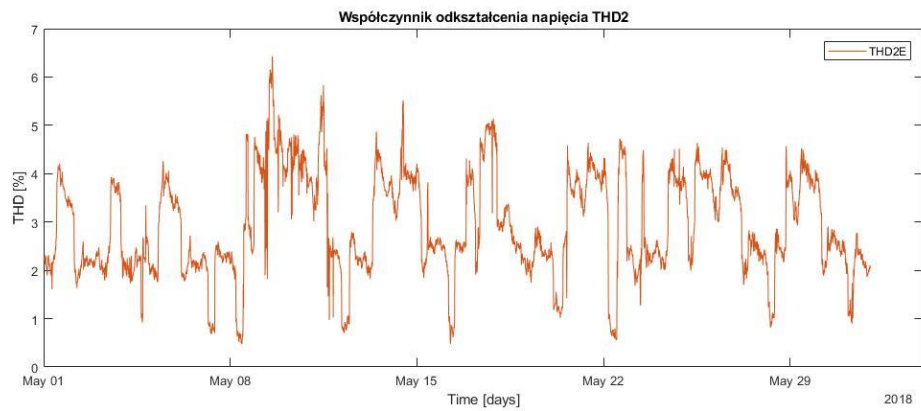
### 7.1.1.2 Odkształcenie napięć

- Współczynnik odkształcenia napięcia THD<sub>U</sub>

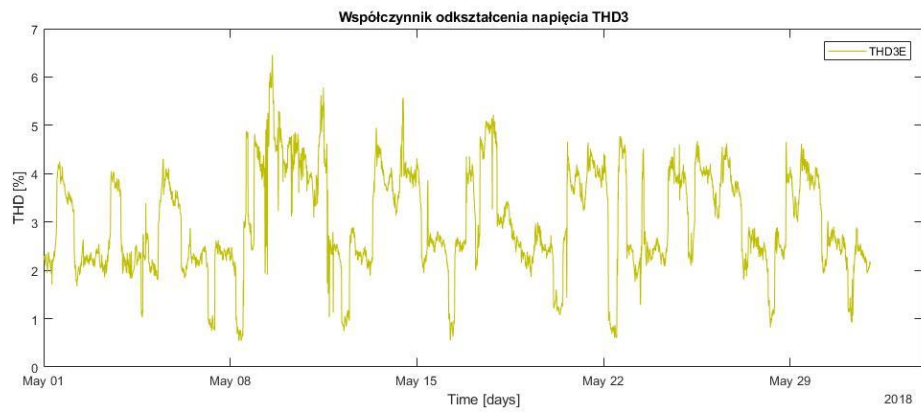




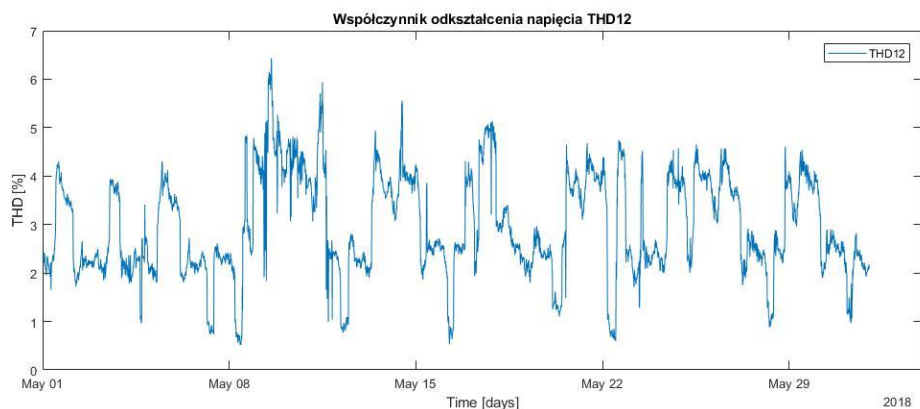
Rys. 7.6 Współczynnik odkształcenia napięcia  $THD_U$ , napięcie L1



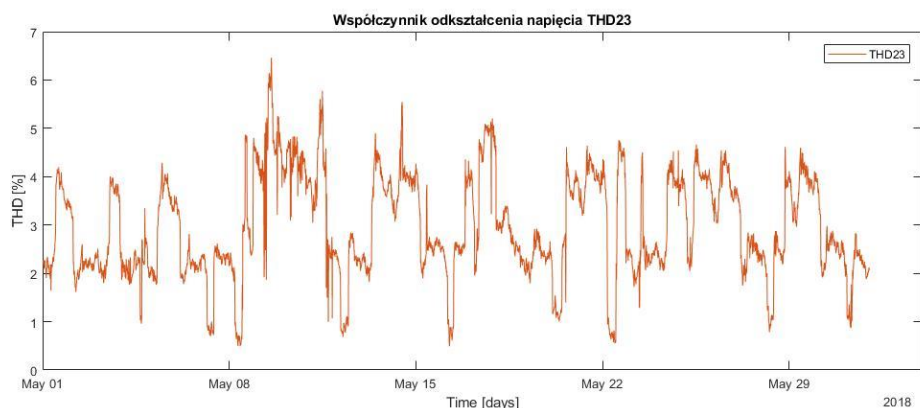
Rys. 7.7 Współczynnik odkształcenia napięcia  $THD_U$ , napięcie L2



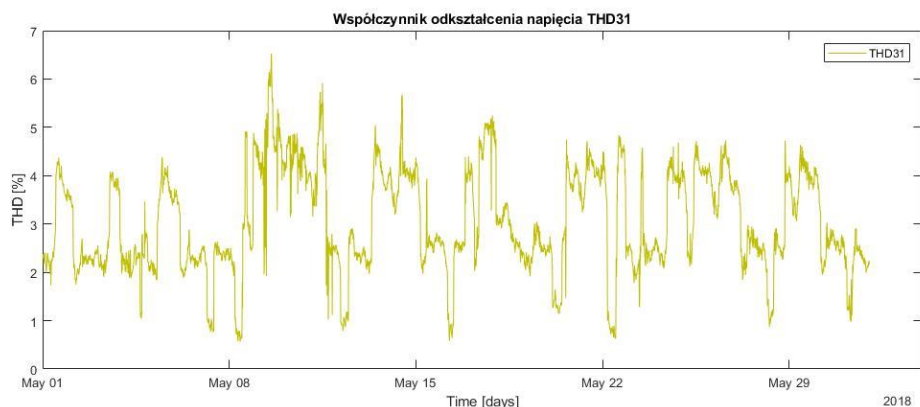
Rys. 7.8 Współczynnik odkształcenia napięcia  $THD_U$ , napięcie L3



Rys. 7.9 Współczynnik odkształcenia napięcia  $THD_U$ , napięcie L12



Rys. 7.10 Współczynnik odkształcenia napięcia  $THD_U$ , napięcie L23



Rys. 7.11 Współczynnik odkształcenia napięcia  $THD_U$ , napięcie L31

Powyższe wykresy przedstawiają współczynnik odkształcenia napięcia  $THD_U$  dla poszczególnych faz L1, L2 i L3 (Rys. 7.6., Rys. 7.7 i Rys. 7.8). Na kolejnych grafikach (Rys. 7.9, Rys. 7.10, Rys. 7.11) zaprezentowano współczynnik odkształcenia napięcia  $THD_U$  dla napięć międzyfazowych L12, L23, L31. Wartości dla poszczególnych faz są do siebie zbliżone co pokazuje Tabela 7.5. Wartość średnia  $THD_U$  zarówno dla napięć fazowych jak i międzyfazowych jest do siebie zbliżona i oscyluje w okolicach 3. Podobnie jest dla percentyla CP95 i wartości maksymalnej, które plasują się odpowiednio w okolicach 4,6 i 6,5. Maksymalna wartość  $THD_U$  wynosząca 6,54%, została zmierzona w dniu 9 maja i jest to wielkość zbliżona dla wszystkich trzech faz. Aby analiza  $THD_U$  była pełniejsza, autor pracy postanowił sprawdzić, ile zdarzeń (ile próbek) wychodzi poza zakres przyjęty jako poziom komfortu dla człowieka. W tym celu w tabeli Tabela 7.5 została dodana wielkość  $PDP_{THD_U}$ .

czyli Przekroczony Dopuszczalny Poziom  $THD_U$  mówiący o tym, ile próbek danych w sprawdzanym zbiorze przekroczyło dopuszczalny poziom równy 8% [122][133]. W okresie pomiarów badanej instalacji  $PDPTH_{DU}$  nie występuje i dla każdego z napięć fazowych jak i międzyfazowych wynosi 0. Analogicznie jak w przypadku  $PDPP_{st}$  również  $PDPTH_{DU}$  ma odzwierciedlenie i jest skorelowane z procentem zbioru wartości pozostającym w przedziale tolerancji, który wynosi w badanym przypadku 100% dla wszystkich napięć.

Tabela 7.5 Podsumowanie wartości współczynników odkształcenia napięcia  $THD_U$  w badanej instalacji

Wielkość		L1	L2	L3	L12	L23	L31	
THD <sub>U</sub>	śr	pu	3,04	2,93	3,00	2,96	2,96	3,04
	CP95	pu	4,70	4,57	4,62	4,60	4,60	4,68
	max	pu	6,54	6,43	6,46	6,43	6,46	6,53
Procent zbioru wartości pozostający w przedziale tolerancji ( $THD_U \leq 8\%$ )			100%	100%	100%	100%	100%	100%
PDPTH <sub>DU</sub> (Ile wartości większych od dopuszczalnej)			0	0	0	0	0	0

Zgodnie z wymaganiami przedstawionymi w [122] i [133] współczynnik odkształcenia wyższymi harmonicznymi napięcia zasilającego THD, uwzględniający wyższe harmoniczne do rzędu 40, powinien być mniejszy lub równy 8%. Warunek ten został spełniony w 100% czasu pomiarów.

## 7.2 Instalacja 311 kWp - GPW Ruda Śląska

Moc zainstalowana: 311 kWp

Ilość modułów PV: 1296

Typ modułów: monokrystaliczne, 240 Wp

Moduły: Qixin Solar 240 Wp mono

Inwertery: 18 sztuk, typ: SMA STP 17000TL (Sunny Tripower 17000TL-10)

Grupa przyłączeniowa określona na podstawie paragrafu 3.1 podpunkt 3) *Rozporządzenia Systemowego*: III

§ 3. 1. Rozporządzenia Systemowego, pkt. 3:

3) grupa III — podmioty, których urządzenia, instalacje i sieci są przyłączane bezpośrednio do sieci o napięciu znamionowym wyższym niż 1 [kV], lecz niższym niż 110 [kV];

Grupa taryfowa dla badanej instalacji: B23

Elektrownia fotowoltaiczna zbudowana jest na dachu zbiornika wody na terenie Górnośląskiego Przedsiębiorstwa Wodociągów, Oddział Sieci Magistralnej w Rudzie Śląskiej – Czarnym Lesie, na jednym z najwyższych punktów topograficznych Wyżyny Śląskiej.

Instalację o mocy 311 [kWp] tworzy 1296 szt. modułów fotowoltaicznych, wykonanych w technologii monokrystalicznej o łącznej powierzchni aktywnej 2 146,19 [m<sup>2</sup>].

W 2012 roku była to największa fotowoltaiczna elektrownia dachowa w Polsce (Uruchomienie: 04.10.2012).



Rys. 7.12 Instalacja fotowoltaiczna 311 kWp - GPW Ruda Śląska



Rys. 7.13 Panele PV na zbiorniku wodnym w Czarnym Lesie

### 7.2.1 Analiza danych

Czas trwania pomiaru: od 2018-05-01 00:09:59 do 2018-06-01 00:09:59

Baza danych zawiera rekordy dla 226 mierzonych wielkości, które zostały przewidziane w dokumentach [122][133]. Jest znacznie obszerniejsza niż dla uprzednio opisanej instalacji 60 kWp stąd możliwości analityczne są większe. Poniższa tabela (Tabela 7.6) przedstawia mierzone parametry pogrupowane w następujące zbiory:

- Napięcia fazowe i międzyfazowe
- Współczynnik odkształcenia THD napięcia

- Migotanie światła
- Znak czasowy, minimalne i maksymalne napięcia fazowe i międzyfazowe
- Harmoniczne napięcia fazowego i międzyfazowego, rzędu od 1 do 25
- Prądy poszczególnych faz
- Współczynnik odkształcenia THD prądu
- Współczynnik mocy
- Kosinus i tangens kąta przesunięcia fazowego i wartość kąta
- Harmoniczne prądu, rzędu od 1 do 25
- Moc czynna
- Moc pozorna
- Moc bierna
- Moc odkształcona

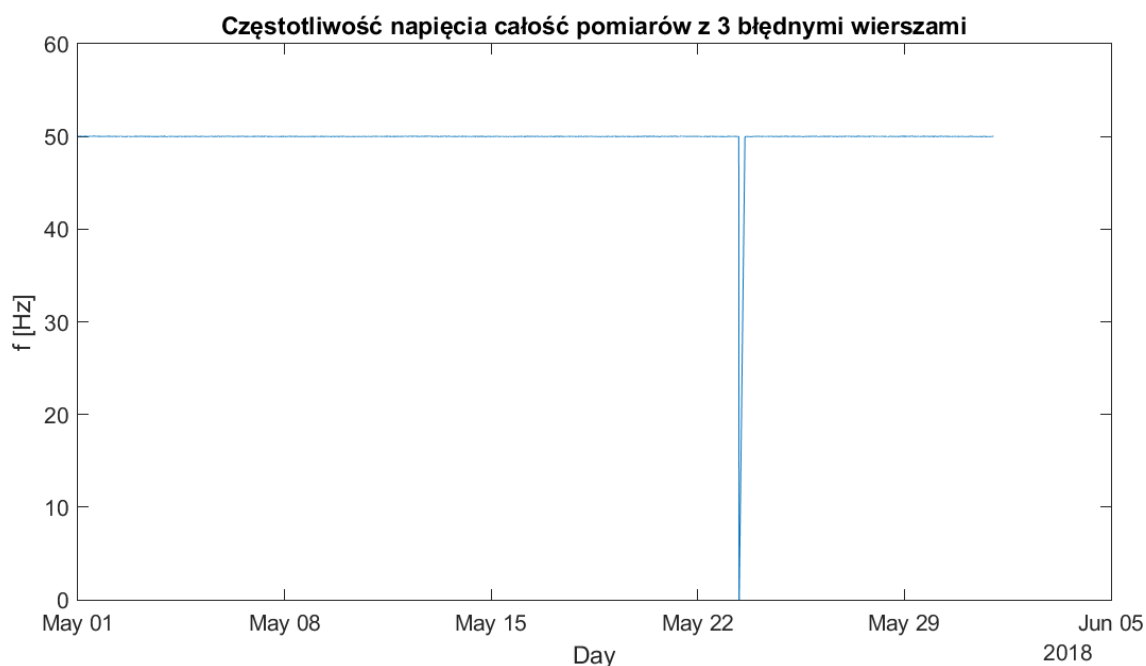
Tabela 7.6 Parametry mierzone w badanej instalacji 311 kWp

Mierzony parametr	ID	Time	SS	Flags	F	
	TS_F10S_MIN	F10S_MIN	TS_F10S_MAX	F10S_MAX		
Napięcia fazowe i międzyfazowe	U1E	U2E	U3E	U12	U23	U31
THD	THD1E	THD2E	THD3E	THD12	THD23	THD31
Migotanie światła	PST1E	PST2E	PST3E	PST12	PST23	PST31
	UUNS	UL_NS				
Znak czasowy, minimalne i maksymalne napięcia fazowe i międzyfazowe	TS_U1E_MIN	U1E_MIN	TS_U1E_MAX	U1E_MAX		
	TS_U2E_MIN	U2E_MIN	TS_U2E_MAX	U2E_MAX		
	TS_U3E_MIN	U3E_MIN	TS_U3E_MAX	U3E_MAX		
	TS_U12_MIN	U12_MIN	TS_U12_MAX	U12_MAX		
	TS_U23_MIN	U23_MIN	TS_U23_MAX	U23_MAX		
	TS_U31_MIN	U31_MIN	TS_U31_MAX	U31_MAX		
Harmoniczne nieparzyste napięcia fazowego i międzyfazowego, rzędu od 1 do 25	U1EH1	U2EH1	U3EH1	U12H1	U23H1	U31H1
	U1EH3	U2EH3	U3EH3	U12H3	U23H3	U31H3
	U1EH5	U2EH5	U3EH5	U12H5	U23H5	U31H5
	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮
	U1EH25	U2EH25	U3EH25	U12H25	U23H25	U31H25
Prądy poszczególnych faz	I1	I2	I3			
THD prądu	THD1	THD2	THD3			
	TS_I1_MIN_HP	I1_MIN_HP	TS_I1_MAX_HP	I1_MAX_HP	TS_I2_MIN_HP	I2_MIN_HP
	TS_I2_MAX_HP	I2_MAX_HP	TS_I3_MIN_HP	I3_MIN_HP	TS_I3_MAX_HP	I3_MAX_HP
	TS_I0_MIN_HP	I0_MIN_HP	TS_I0_MAX_HP	I0_MAX_HP		
Współczynnik mocy	PF1	PF2	PF3	PF		
Kosinus i tangens kąta przesunięcia fazowego i wartość kąta	COSPH1	COSPH2	COSPH3	COSPH	TANPH	PHI
	COSPHV1	COSPHV2	COSPHV3	COSPHV		
	FD1	FD2	FD3			
Harmoniczne nieparzyste prądu, rzędu od 1 do 25	I1H1	I2H1	I3H1	I1H3	I2H3	I3H3
	I1H5	I2H5	I3H5	I1H7	I2H7	I3H7
	I1H9	I2H9	I3H9	I1H11	I2H11	I3H11
	I1H13	I2H13	I3H13	I1H15	I2H15	I3H15
	I1H17	I2H17	I3H17	I1H19	I2H19	I3H19
	I1H21	I2H21	I3H21	I1H23	I2H23	I3H23
	I1H25	I2H25	I3H25			
Moc czynna	P1	P2	P3	P	PG	
Moc pozorna	S1	S2	S3	S	SG	
Moc bierna	Q1	Q2	Q3	Q		
Moc odkształcona	D1	D2	D3			

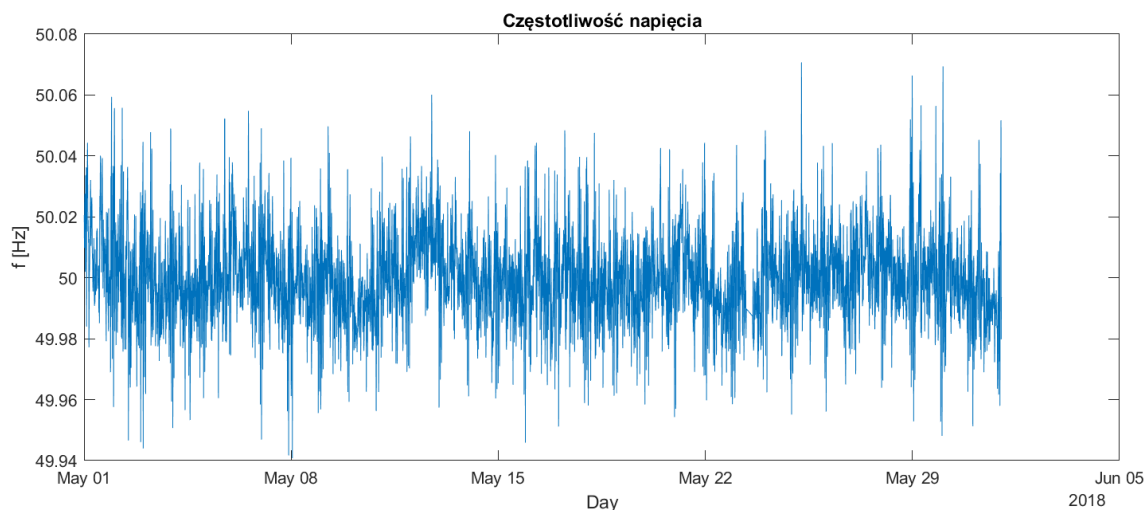
### 7.2.1.1 Częstotliwość napięcia zasilającego

Podczas trwania pomiarów w dniu 23 maja 2018 roku pomiędzy godziną 9:19 a 9:39 miało miejsce pewne niezidentyfikowane zdarzenie, które zaowocowało trzema próbkami danych (9:19, 9:29, 9:39) bardzo odstającymi od pozostałych i niosącymi znamiona zapadu napięcia. Tę sytuację przedstawiono na rysunku Rys. 7.14, wyraźnie zaobserwować można pik częstotliwości w dniu 23 maja. Najprawdopodobniej był to błąd urządzenia pomiarowego i w związku z tym w celu dokładniejszego zbadania problemu, analizy danych pochodzących z instalacji fotowoltaicznej zostaną przeprowadzone dwójako. Pierwsza analiza obejmować będzie wszystkie zarejestrowane próbki (całość pomiarów - jak na rysunku Rys. 7.14) natomiast druga analiza będzie wykonana bez zdarzenia z dnia 23 maja, czyli z usunięciem trzech błędnych próbek (Rys. 7.15). Aby nie budziło wątpliwości, które wykresy i tabele prezentują również te błędne dane, zostanie to wyraźnie zaznaczone w opisie i komentarzu.

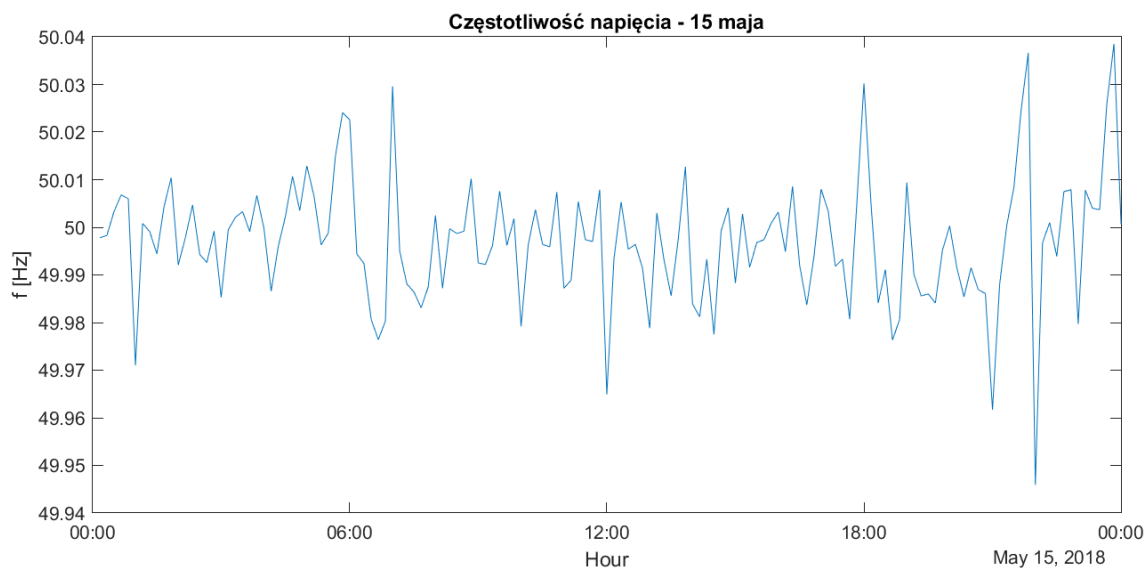
Na rysunku Rys. 7.16 przedstawiono zapis częstotliwości dla 15 maja, czyli dla jednego, wybranego dnia. Jak widać zmiany częstotliwości napięcia oscylują w okolicy 50 [Hz]. Szczegółowe dane dotyczące przebiegu częstotliwości w trakcie całego pomiaru przedstawiono w tabeli Tabela 7.7.



Rys. 7.14 Częstotliwość napięcia całość pomiarów z 3 błędnymi wierszami



Rys. 7.15 Częstotliwość napięcia całość pomiarów z pominięciem 3 błędnych wierszy



Rys. 7.16 Częstotliwość napięcia, przebieg dobowy - 15 maja

W tabeli Tabela 7.7 przedstawiono podsumowanie wyników analizy częstotliwości napięcia badanej instalacji. Uwzględniono obliczenia zarówno dla próbek zawierających wszystkie dane jak również próbek bez trzech błędnych wierszy. Jedynymi zauważalnymi różnicami w tabeli są z oczywistych względów wartości minimalna i średnia częstotliwość. Odpowiednio dla danych z i bez 3 wierszy są to: 0.00 i 49.94, jak również 49.98 i 50.00 [Hz]. Pozostałe wartości dla CP05, CP95, CP95.5 i max pozostają takie same w obu analizowanych przypadkach.

Tabela 7.7 Częstotliwość napięcia badanej instalacji

Wielkość			Wartość	
			Częstotliwość całość	Częstotliwość bez 3 wierszy
$f_{\text{sr}}$	min	Hz	0,00	49,94
	CP05	Hz	49,98	49,98
	śr	Hz	49,98	50,00
	CP95	Hz	50,03	50,03
	CP99,5	Hz	50,05	50,05
	max	Hz	50,07	50,07

Zgodnie z wymaganiami *Rozporządzenia systemowego* wartość średnia częstotliwości, mierzonej przez 10 sekund powinna być zawarta w przedziale:

- a) 50 Hz  $\pm$ 1% (od 49,5 Hz do 50,5 Hz) przez 99,5% tygodnia,
- b) 50 Hz +4%/-6% (od 47 Hz do 52 Hz) przez 100% tygodnia.

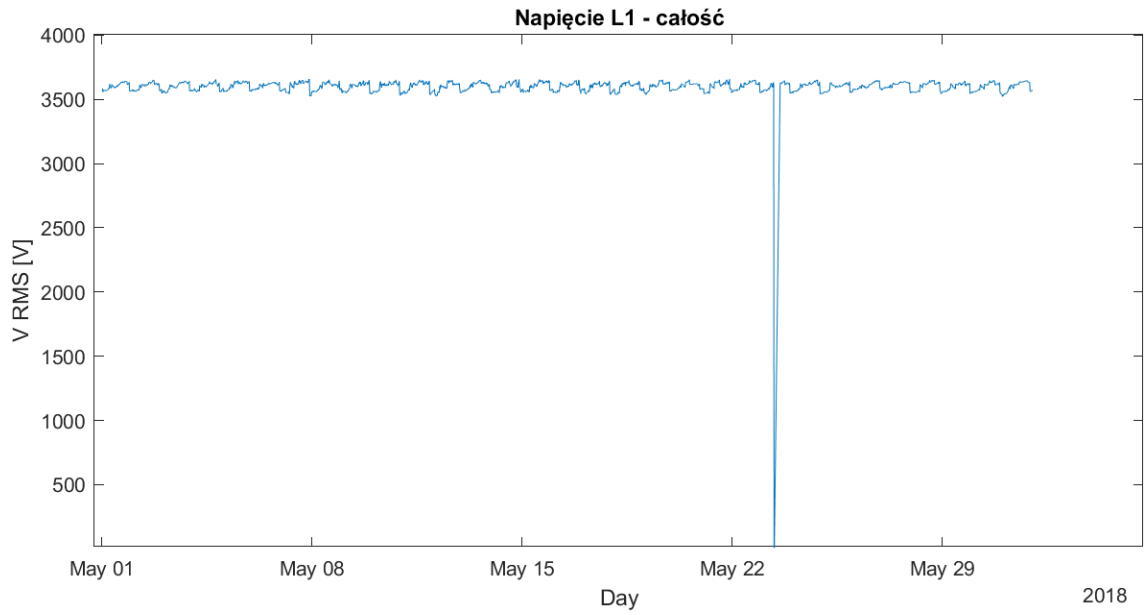
**Z punktu widzenia *Rozporządzenia systemowego* wartości częstotliwości są poprawne.**

### 7.2.1.2 Wartości skuteczne napięć i prądów (RMS)

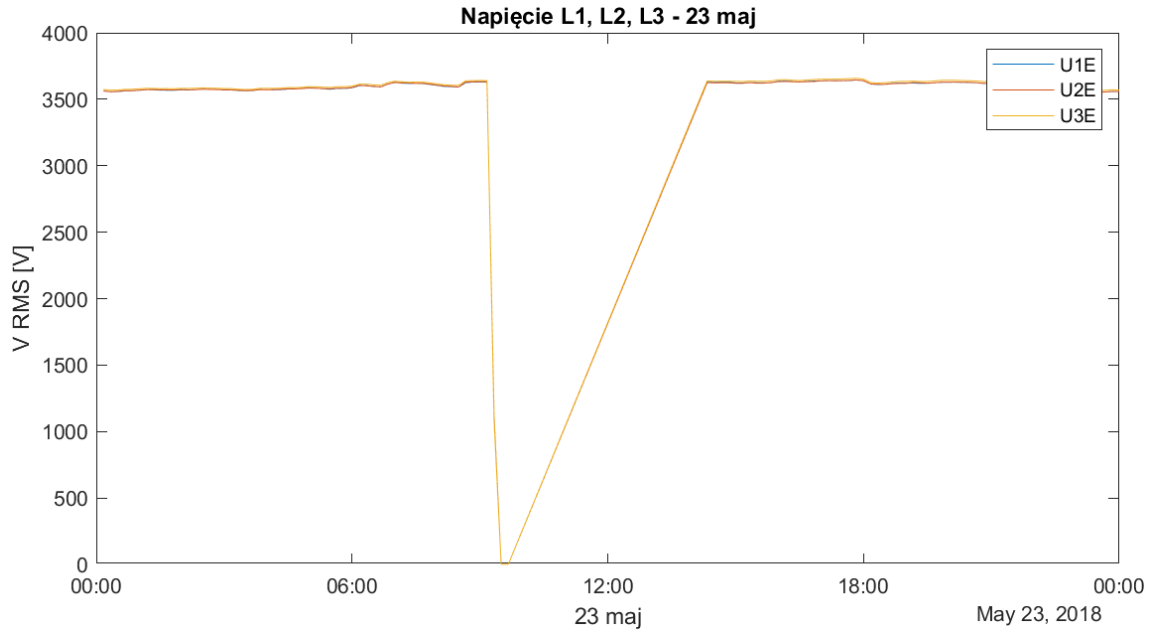
- Wartość skuteczna napięcia

Na rysunku Rys. 7.17 przedstawiono wartość skuteczną napięcia dla fazy L1 podczas całego okresy zbierania danych pomiarowych. Na wykresie zauważyć można, że przez większość czasu RMS napięcia oscyluje w okolicach wartości znamionowej, czyli 3600 [V] z wyjątkiem dnia 23 maja, gdzie obserwujemy wyraźny spadek do zera co z kolei zostało przedstawione na rysunku Rys. 7.18. Kolejna grafika Rys. 7.19 prezentuje wartość skuteczną napięcia z pominięciem trzech błędnych wierszy. Dokładne dane znajdują się w tabelach Tabela 7.8 i Tabela 7.9 zawierających podsumowanie wartości skutecznej napięcia dla badanej instalacji.

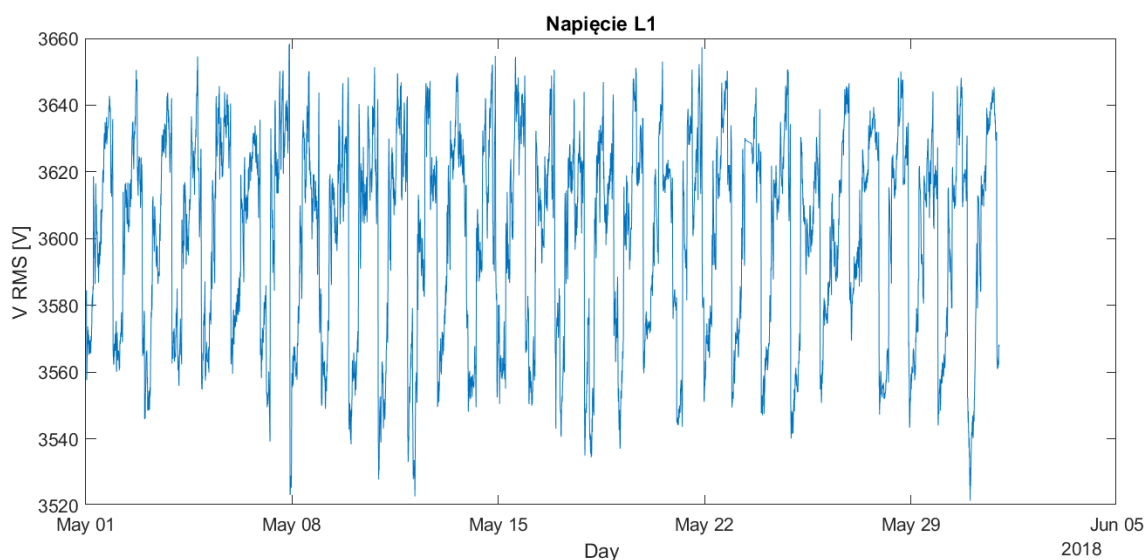




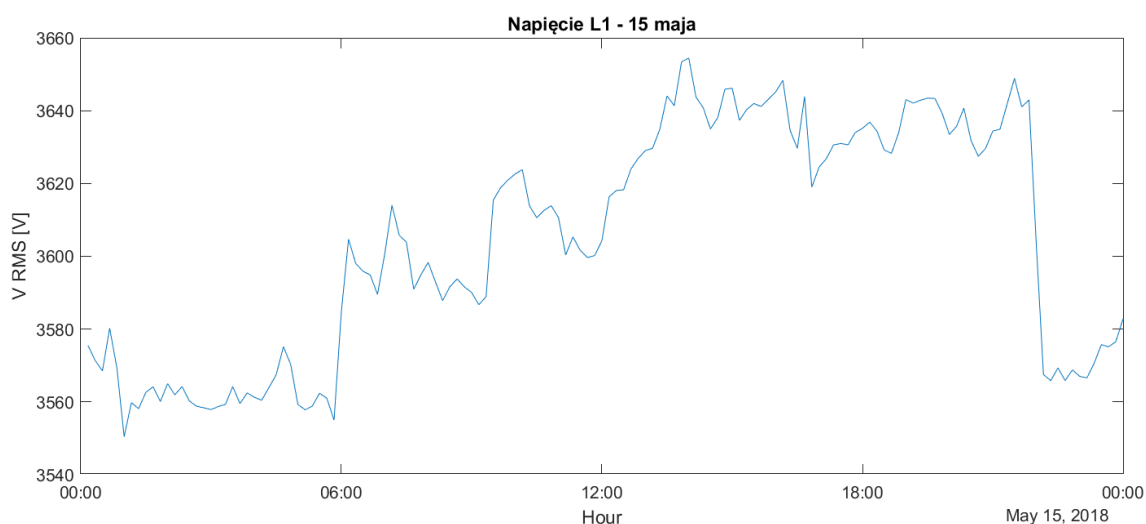
Rys. 7.17 Napięcie dla fazy L1 całość pomiaru. Zapad napięcia



Rys. 7.18 Napięcie dla faz L1, L2 i L3 w dniu 23 maja (3 błędne próbki danych)



Rys. 7.19 Wartość skuteczna napięcia, faza L1- bez 3 wierszy



Rys. 7.20 Wartość skuteczna napięcia, faza L1, przebieg dobowy - 15 maja

Na rysunku Rys. 7.20 przedstawiającym dobowy przebieg wartości skutecznej napięcia z dnia 15 maja zaobserwować można wzrost napięcia w godzinach porannych około 6 rano i spadek napięcia około godziny 20:30, co jest powiązane z dobowym rytmem dnia i nocy oraz nasłonecznieniem paneli PV. Obserwacje te są zgodne również dla innych, omawianych w niniejszej dysertacji instalacji fotowoltaicznych opisanych w rozdziałach 4, 5, 6 i 8.

W tabelach Tabela 7.8 i Tabela 7.9 zaprezentowano odpowiednio podsumowanie parametrów wartości skutecznej napięcia dla wszystkich pomiarów oraz z wyłączeniem trzech błędnych wierszy. Wartości CP05, CP95 i max są identyczne bądź bardzo do siebie zbliżone dla poszczególnych napięć fazowych i międzyfazowych w obydwu tabelach. Widoczną różnicę zaobserwować można dla wartości minimalnych. Dla tabeli Tabela 7.8 zawierającej całość próbek wartość min (10 ms) wynosi 0 dla wszystkich napięć fazowych i międzyfazowych. Wartość min, pochodząca z agregacji 10-cio minutowej, jest trochę wyższa i wynosi około 0,5 [V] zarówno dla napięć fazowych jak i międzyfazowych. Wartości minimalne („min” i „min (10ms)”) prezentują się inaczej w tabeli Tabela 7.9 przedstawiającej analizy z wyłączeniem trzech błędnych pomiarów. Wielkość min (10 ms) jest wyższa i występuje zauważalna różnica w jej wysokości dla napięć fazowych i międzyfazowych. Analogiczna sytuacja występuje

z wartością min, napięcia międzyfazowe są odpowiednio większe od napięć fazowych. Porównując wartości średnie („śr”) w obydwu tabelach dostrzec można niewielką różnicę, rzędu kilku woltów dla każdego z rekordów, przy czym napięcia w tabeli Tabela 7.9 są wyższe. Ciekawa rzecz dotycząca wartości maksymalnej („max (10 ms)”) ujawniła się w danych zawierających wszystkie próbki. Zauważyć można, że wartości dla faz L1 i L2 są bardzo duże i wynoszą odpowiednio 7611 [V] i 6989 [V] przy jednocześnie dużej różnicy dla fazy L3 wynoszącej 4484 [V]. Co więcej wartości te przekraczają maksymalne wskazania dla napięć międzyfazowych, gdzie rekordy wskazują odpowiednio 7133 [V], 6392 [V] i 6382 [V] odpowiednio dla faz L12, L23 i L31.

Tabela 7.8 Wartość skuteczna napięcia badanej instalacji - całość próbek

Całość próbek								
Wielkość			Faza L1	Faza L2	Faza L3	Faza L12	Faza L23	Faza L31
$U_{\min}$	min (10 ms)	V	0	0	0	0	0	0
	min	V	0,61	0,63	0,55	0,45	0,50	0,47
$U_{\text{śr}}$	CP05	V	3 550	3 553	3 563	6 149	6 165	6 159
	śr	V	3 598	3 601	3 612	6 233	6 249	6 243
	CP95	V	3 642	3 644	3 655	6 308	6 323	6 318
	max	V	3 658	3 664	3 673	6 339	6 357	6 349
$U_{\max}$	max (10 ms)	V	7 611	6 989	4 484	7 133	6 392	6 382
Procent zbioru wartości pozostający w dopuszczalnym przedziale tolerancji		%	99,93%	99,93%	99,93%	99,93%	99,93%	99,93%

Tabela 7.9 Wartość skuteczna napięcia badanej instalacji - bez trzech próbek

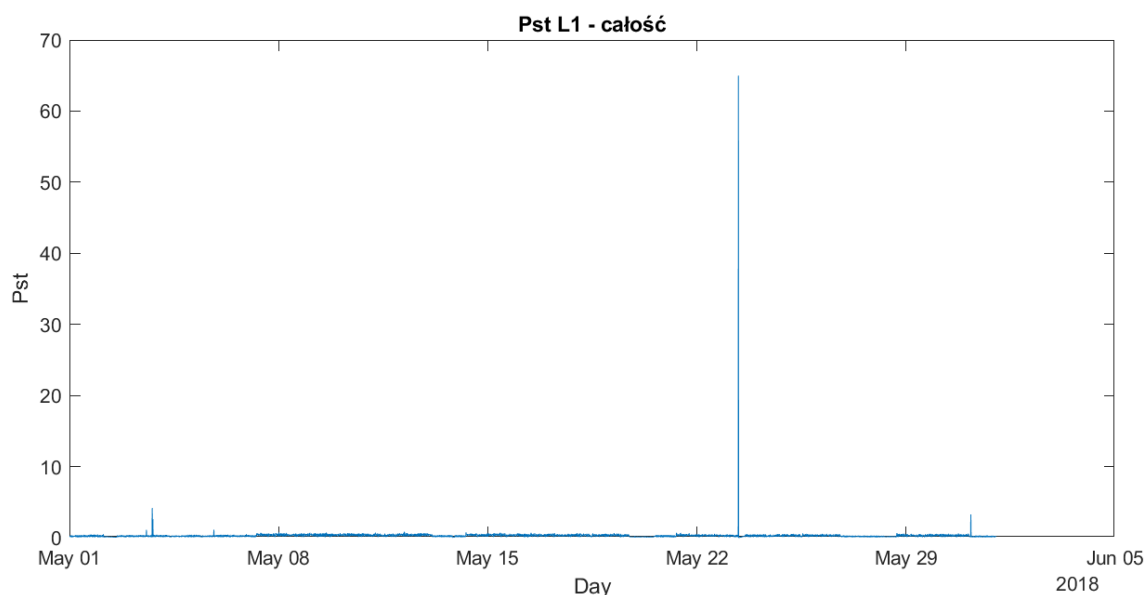
Bez 3 próbek								
Wielkość			Faza L1	Faza L2	Faza L3	Faza L12	Faza L23	Faza L31
$U_{\min}$	min (10 ms)	V	2 827	2 692	3 136	4 294	5 205	5 160
	min	V	3521	3520	3533	6096	6109	6110
$U_{\text{śr}}$	CP05	V	3 550	3 553	3 563	6 150	6 165	6 159
	śr	V	3 601	3 603	3 614	6 237	6 253	6 247
	CP95	V	3 642	3 644	3 655	6 308	6 323	6 318
	max	V	3 658	3 664	3 673	6 339	6 357	6 349
$U_{\max}$	max (10 ms)	V	3 688	3 682	3 711	6 373	6 392	6 382
Procent zbioru wartości pozostający w dopuszczalnym przedziale tolerancji		%	100%	100%	100%	100%	100%	100%

Zgodnie z wymaganiami *Rozporządzenia systemowego*, dla podmiotów zaliczanych do grup przyłączeniowych III—V, w każdym tygodniu 95% ze zbioru 10-minutowych średnich wartości skutecznych napięcia zasilającego powinno, wyłączając przerwy w zasilaniu, mieścić się w przedziale odchyień  $\pm 10\%$  napięcia znamionowego. Dla napięcia 3600 [V] przedział ten wynosi od 3240 [V] do 3960 [V]. Przy uwzględnieniu całości pomiarów, wartość dla wszystkich faz pozostające w przedziale wynoszą 99,93 [%] (Tabela 7.8), dla analiz bez trzech próbek wartość ta wynosi 100 [%] (Tabela 7.9).

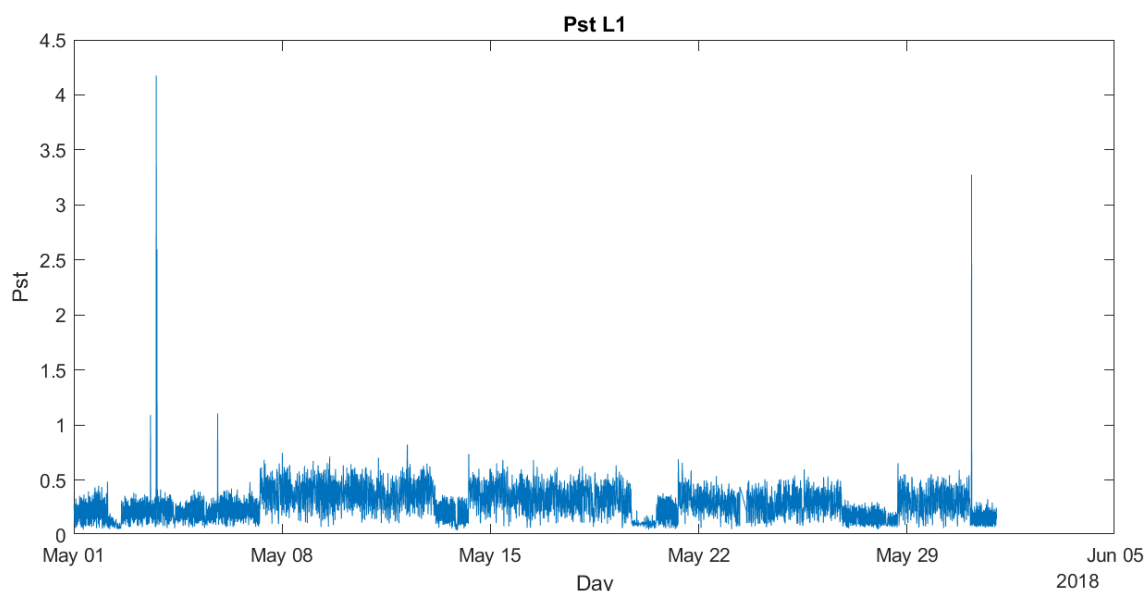
**Z punktu widzenia *Rozporządzenia systemowego* 10-minutowe średnie wartości skuteczne napięcia zasilającego są poprawne.**

### 7.2.1.3 Wskaźnik wahań napięcia $P_{st}$

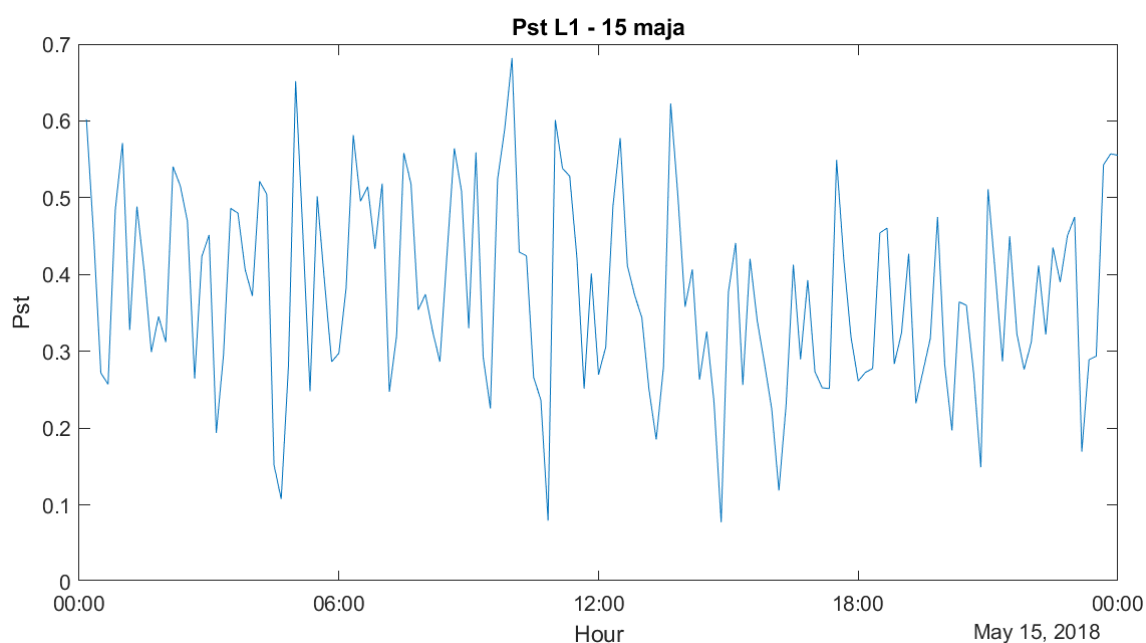
Rysunek Rys. 7.21 przedstawia przebieg wskaźnika krótkookresowego migotania światła  $P_{st}$  dla fazy L1 z uwzględnieniem całości analizowanych próbek. Na wykresie wyraźnie zaznacza się jeden pik, przypadający na dzień 23 maja, mający bardzo dużą wartość względem pozostałych pomiarów. Wartość ta przedstawiona została w tabeli Tabela 7.10 i wynosi aż 64,98 co jest znacznym przekroczeniem przyjętego umownie progu komfortu dla człowieka wynoszącego 1. Na kolejnym rysunku Rys. 7.22 zaprezentowano wyniki pomiarów dla tej samej fazy jednak z pominięciem trzech wierszy zawierających wątpliwe dane. Widać wyraźnie, że większość wyników nie przekracza progu równego 1 i według tabeli Tabela 7.11 średnia wartość  $P_{st}$  mieści się w granicach 0,3 dla każdej z faz. Dla przebiegu dobowego zarejestrowanego dnia 15 maja, widocznego na rysunku Rys. 7.23, nie zauważa się żadnej relacji wskaźnika  $P_{st}$  z porą dnia czy nocy.



Rys. 7.21 Wskaźnik krótkookresowego migotania światła  $P_{st}$  dla fazy L1 z 3 błędnymi wierszami



Rys. 7.22 Wskaźnik krótkookresowego migotania światła  $P_{st}$  dla fazy L1 z pominięciem 3 błędnych wierszy



Rys. 7.23 Wskaźnik krótkookresowego migotania światła  $P_{st}$ , faza L1, przebieg dobowy - 15 maja

W tabelach Tabela 7.10 i Tabela 7.11 zaprezentowano odpowiednio podsumowanie wskaźnika krótkookresowego migotania światła  $P_{st}$  dla wszystkich pomiarów oraz z wyłączeniem trzech błędnych wierszy. Prawie wszystkie analizowane wielkości, czyli CP05, wartość średnia, CP95 jak również procent zbioru wartości pozostający w dopuszczalnym przedziale tolerancji, są praktycznie takie same (z miejscowymi delikatnymi różnicami, rzędu dziesiątych części) dla obydwu tabel z wyjątkiem wartości maksymalnej i PDPP<sub>st</sub>. Wartość maksymalna dla wszystkich pomiarów (Tabela 7.10) znacznie różni się od pomiarów bez uwzględnienia trzech błędnych wierszy. Zaobserwowano bardzo duże wartości, mocno przekraczające dopuszczalny próg wynoszący 1. Wynoszą one odpowiednio 64.98, 57.51, 31.31, 23.74, 20.73 i 21.08 dla faz L1, L2, L3, L12, L23 i L31. Po analizie wielkości PDPP<sub>st</sub>, zauważyć można, że w tabeli zawierającej wszystkie dane, wielkość ta jest większa o 1 wartość

w stosunku do danych zawartych w tabeli zawierającej rekordy z pominięciem błędnych wierszy. Wniosek jest taki, że bardzo duże maksymalne wartości  $P_{st}$ , wystąpiły tylko dla jednej próbki - 23 maja o godzinie 9:10 i jest on powiązany z wartością 3-ej harmonicznej pokazaną na wykresie Rys. 7.30.

Tabela 7.10 Wskaźnik  $P_{st}$  w badanej instalacji - całość próbek

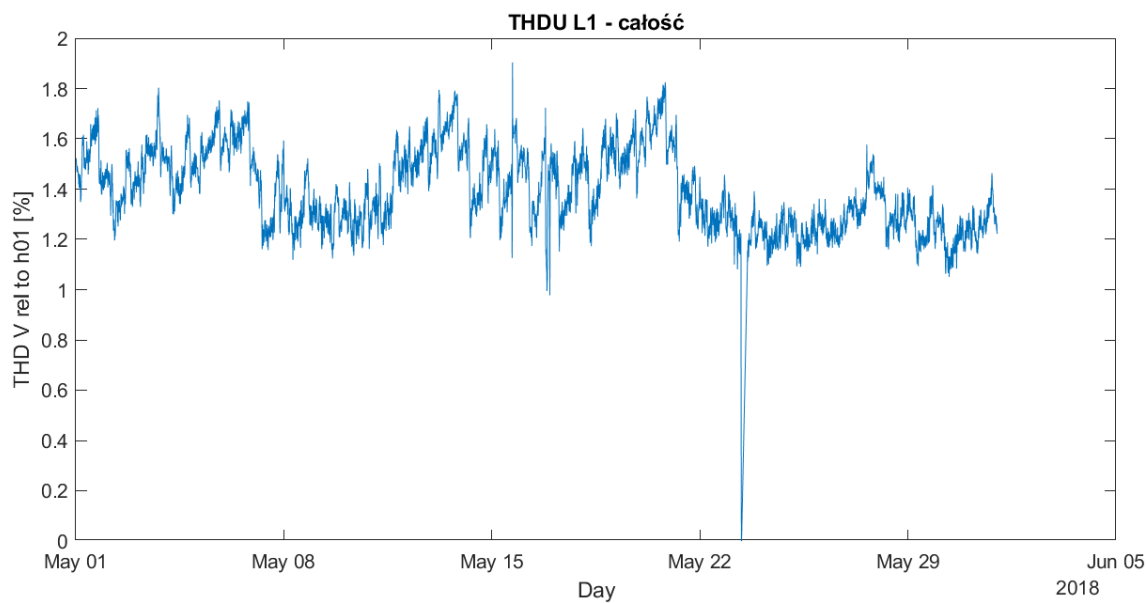
Wielkość			L1	L2	L3	L12	L23	L31
$P_{st}$	CP05	pu	0,09	0,09	0,08	0,09	0,09	0,09
	śr	pu	0,30	0,30	0,31	0,29	0,30	0,30
	CP95	pu	0,52	0,55	0,58	0,53	0,56	0,54
	max	pu	64,98	57,51	31,31	23,74	20,73	21,08
Procent zbioru wartości pozostający w dopuszczalnym przedziale tolerancji			99,86%	99,89%	99,89%	99,89%	99,91%	99,84%
PDPP <sub>st</sub> (Ile wartości większych od dopuszczalnej)			6	5	5	5	4	7

Tabela 7.11 Wskaźnik  $P_{st}$  w badanej instalacji - bez 3 próbek

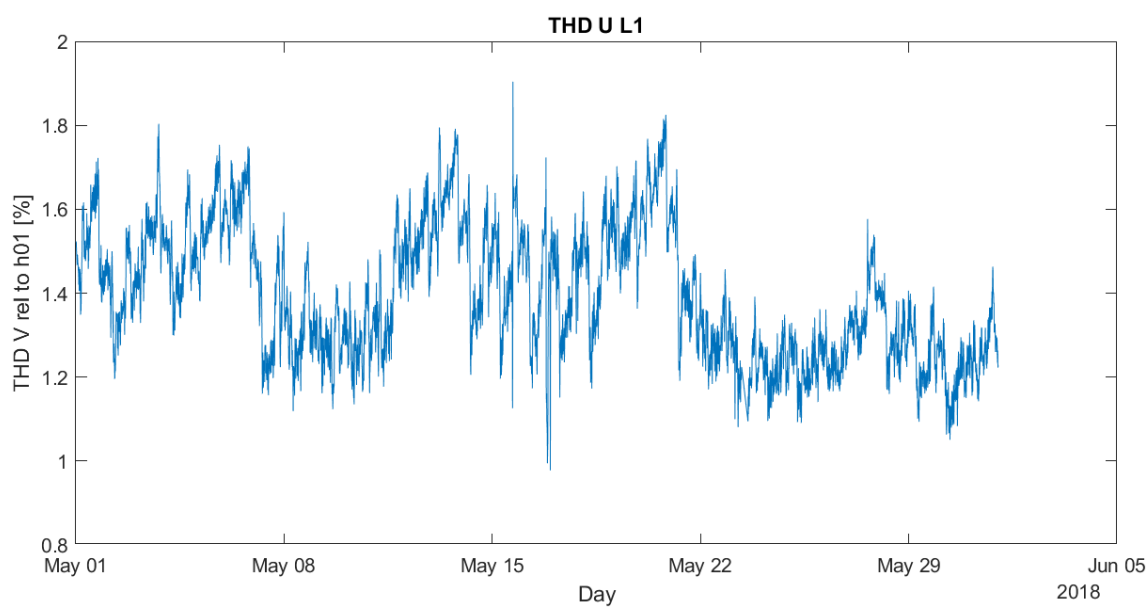
Wielkość			L1	L2	L3	L12	L23	L31
$P_{st}$	CP05	pu	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09
	śr	pu	0,29	0,29	0,31	0,29	0,30	0,29
	CP95	pu	0,52	0,55	0,58	0,53	0,56	0,54
	max	pu	4,18	3,81	2,57	4,65	3,16	3,25
Procent zbioru wartości pozostający w dopuszczalnym przedziale tolerancji			99,89%	99,91%	99,91%	99,91%	99,93%	99,86%
PDPP <sub>st</sub> (Ile wartości większych od dopuszczalnej)			5	4	4	4	3	6

#### 7.2.1.4 Odkształcenie napięć i prądów

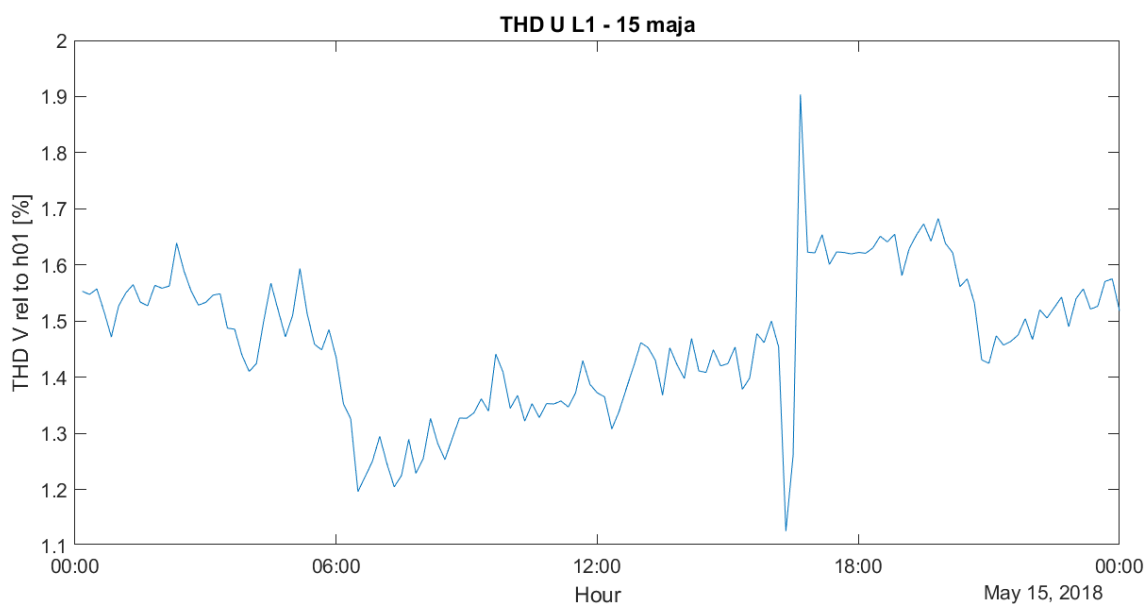
- Współczynnik odkształcenia napięcia THD<sub>U</sub>



Rys. 7.24 Współczynnik odkształcenia napięcia  $THD_U$  dla fazy L1 z 3 błędnymi wierszami



Rys. 7.25 Współczynnik odkształcenia napięcia  $THD_U$  dla fazy L1 z pominięciem 3 błędnych wierszy



Rys. 7.26 Współczynnik odkształcenia napięcia  $THD_U$  dla fazy L1, przebieg dobowy - 15 maja

### - Harmoniczna 3

Na załączonym rysunku Rys. 7.27 widać, że wartość 3ej harmonicznej w dniu 23 maja 2018 roku o godzinie 9:19:59 ma wartość maksymalną równą 1,944 [%] co znacznie odbiega od średniej wartości dla całego okresu pomiarowego wynoszącej odpowiednio dla każdej z faz:

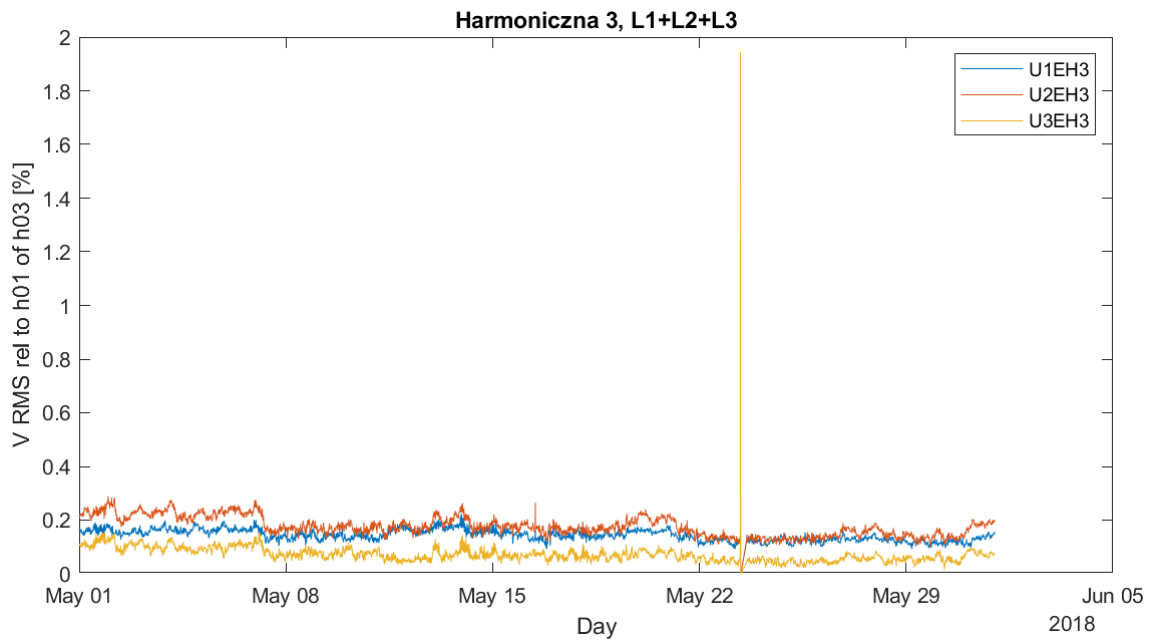
- L1 = 0,1430 [%]
- L2 = 0,1762 [%]
- L3 = 0,0720 [%]

Wartość średnia 3ej harmonicznej dla trzech faz wynosi 0,1304 [%]. Dla porównania, rysunek Rys. 7.28 przedstawia wykres tej samej harmonicznej jednak dla napięć międzyfazowych. Zaobserwować można kompensację harmonicznej, której wartość maksymalna w dniu 23 maja o godzinie 9:19:59 wynosiła 0,1502 [%] przy następujących wartościach średnich dla poszczególnych napięć międzyfazowych:

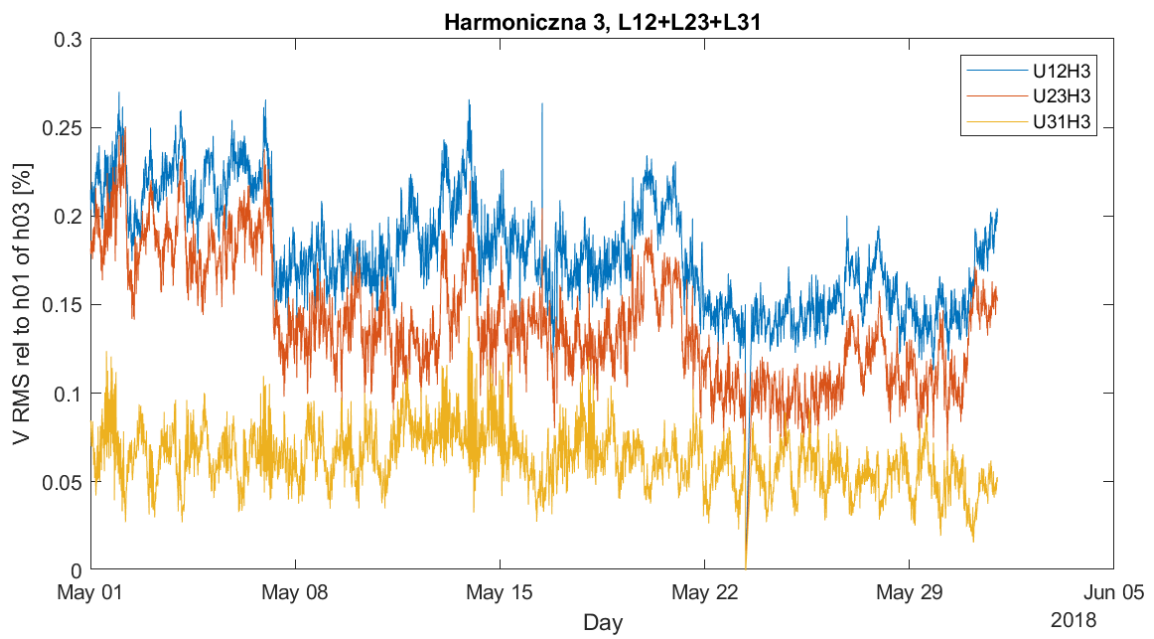
- L12 = 0,1803 [%]
- L23 = 0,1396 [%]
- L31 = 0,0629 [%]

Obniżeniu uległa również wartość średnia 3ej harmonicznej dla napięć międzyfazowych i wynosi 0,1276 [%].

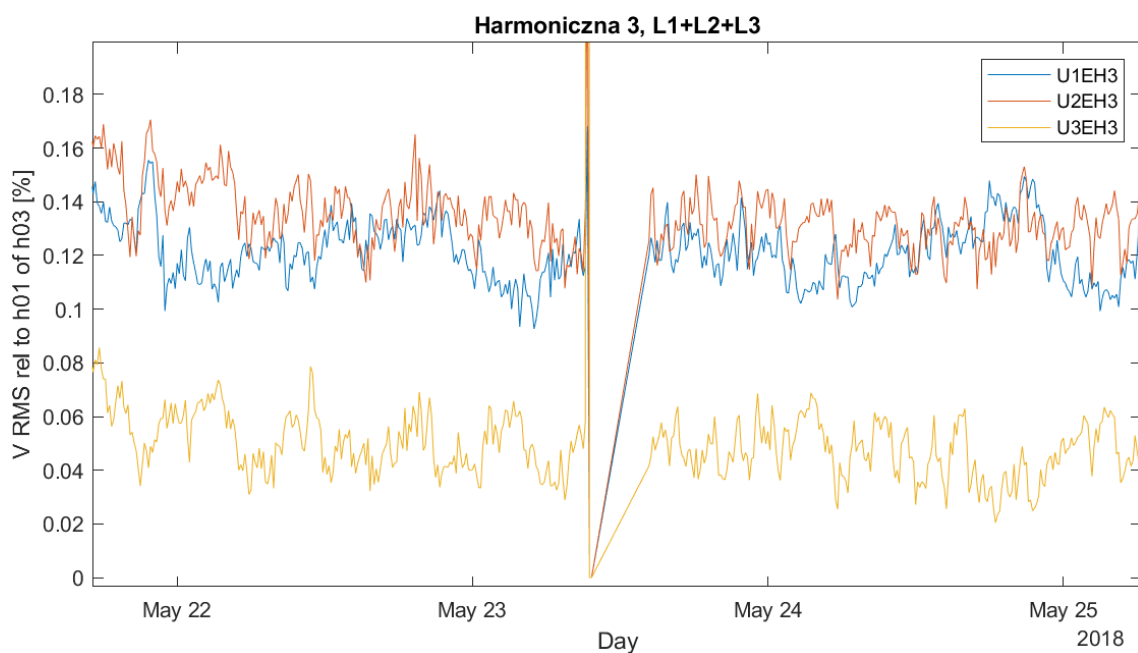




Rys. 7.27 Wartość 3-ej harmonicznej dla faz L1, L2 i L3

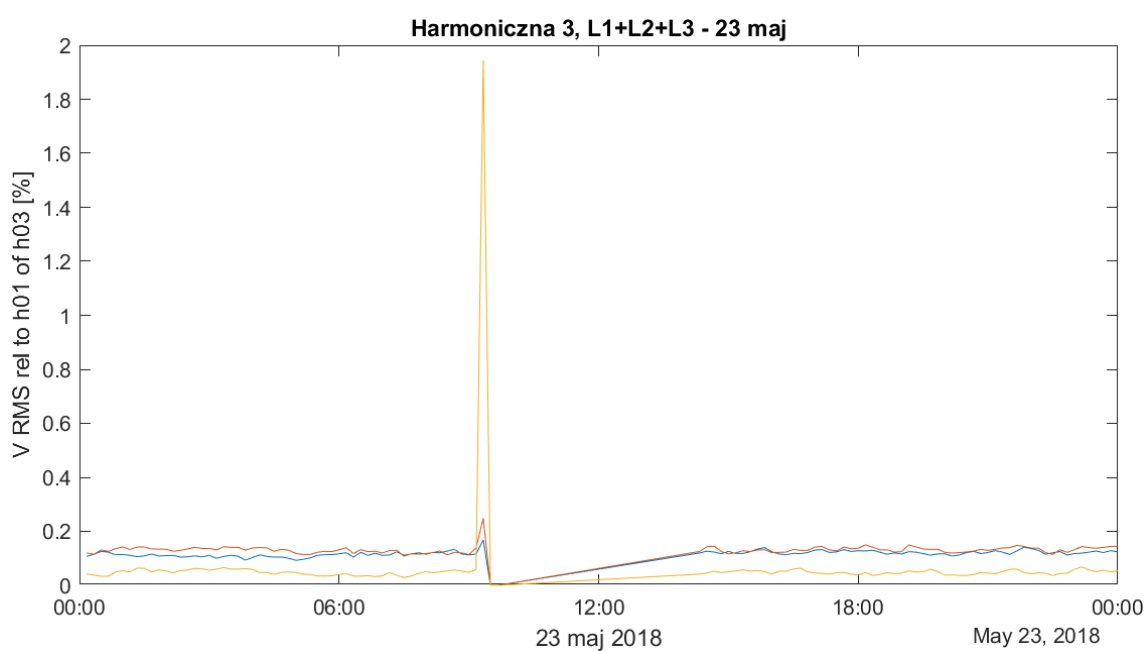


Rys. 7.28 Wartość 3-ej harmonicznej dla napięć międzyfazowych L12, L23 i L31

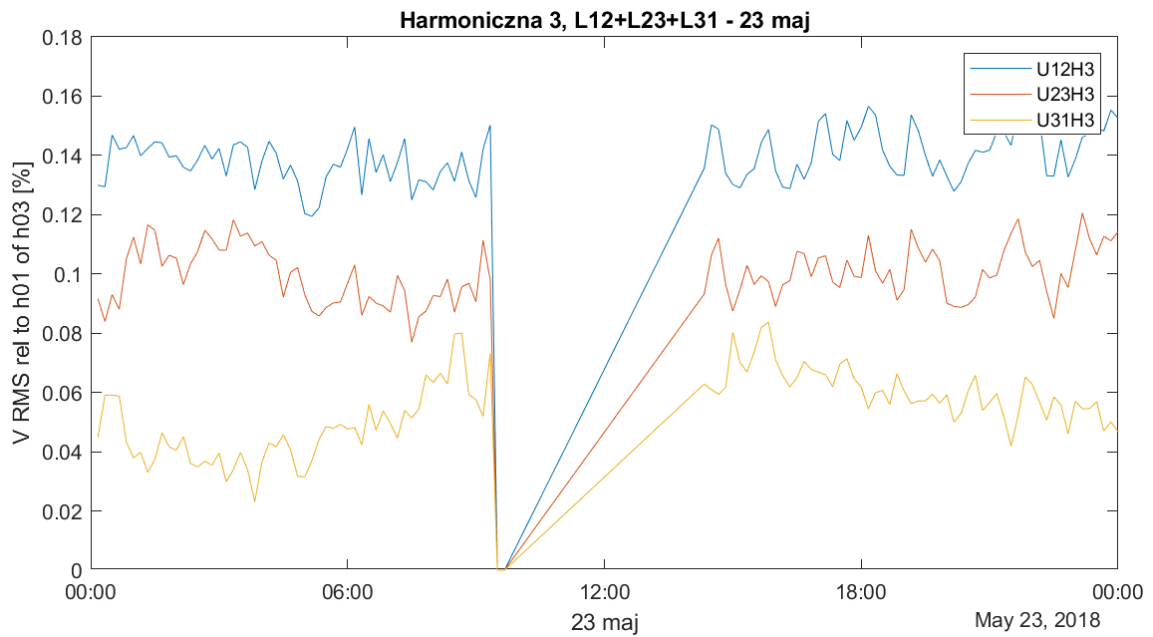


Rys. 7.29 Wartość 3-ej harmonicznej dla faz L1, L2 i L3 - 22 do 25 maja.

Na rysunku Rys. 7.29 przedstawiono zawężony przedział czasowy pomiaru od 22 do 25 maja natomiast rysunek Rys. 7.30 przedstawia wykres 3-ej harmonicznej dla 23 maja. Na rysunku Rys. 7.31 przedstawiono wykres napięć międzyfazowych w dniu 23 maja 2018.



Rys. 7.30 Wartość 3-ej harmonicznej dla faz L1, L2 i L3 - 23 maja.



Rys. 7.31 Wartość 3-ej harmonicznej dla napięć międzyfazowych L12, L23 i L31 - 23 maja.

W kolejnych czterech tabelach: Tabela 7.12, Tabela 7.13, Tabela 7.14 i Tabela 7.15 przedstawiono wyniki analiz dla THD napięć zarówno fazowych jak i międzyfazowych. Porównania przeprowadzono dla całości próbek i próbek bez trzech wierszy. Ponieważ tabele są dość obszerne a wyniki w nich bardzo do siebie zbliżone, w celu lepszej analizy wpływu zdarzenia z 23 maja na wyniki postanowiono porównać je wszystkie ze sobą tworząc macierz, gdzie słowo „TAK” na zielonym tle oznacza pokrycie się wyniku, natomiast słowo „NIE” na czerwonym tle świadczy o różnicy powstałej w analizie, w dwóch tożsamych ze sobą tabelach. Macierz została zaprezentowana w tabeli Tabela 7.16.

Tabela 7.12 Współczynnik odkształcenia napięcia THD<sub>U</sub> i nieparzyste harmoniczne napięcia fazowego w badanej instalacji - całość próbek

Całość próbek, THD <sub>U</sub> napięcia fazowe										
Wielkość normalizowana ( rząd harm.)	Wartości dopuszczalne [%]	Procent zbioru wartości pozostający w przedziale tolerancji			CP95 [%]			Wartość maksymalna [%]		
		U <sub>L1</sub>	U <sub>L2</sub>	U <sub>L3</sub>	U <sub>L1</sub>	U <sub>L2</sub>	U <sub>L3</sub>	U <sub>L1</sub>	U <sub>L2</sub>	U <sub>L3</sub>
THD <sub>U</sub>	8	100%	100%	100%	1,66	1,75	1,66	1,90	1,97	2,42
3	5	100%	100%	100%	0,18	0,24	0,12	0,22	0,29	1,94
5	6	100%	100%	100%	1,34	1,45	1,35	1,62	1,69	1,64
7	5	100%	100%	100%	1,01	1,02	1,03	1,18	1,17	1,20
9	1,5	100%	100%	100%	0,03	0,03	0,04	0,05	0,07	0,28
11	3,5	100%	100%	100%	0,35	0,34	0,33	0,49	0,46	0,43
13	3	100%	100%	100%	0,15	0,16	0,15	0,20	0,22	0,20
15	0,5	100%	100%	100%	0,01	0,01	0,01	0,02	0,02	0,06
17	2	100%	100%	100%	0,09	0,09	0,10	0,11	0,12	0,12
19	1,5	100%	100%	100%	0,04	0,04	0,04	0,04	0,05	0,05
21	0,5	100%	100%	100%	0,01	0,01	0,01	0,01	0,02	0,04
23	1,5	100%	100%	100%	0,04	0,04	0,04	0,06	0,05	0,05
25	1,5	100%	100%	100%	0,04	0,04	0,04	0,05	0,06	0,06

Tabela 7.13 Współczynnik odkształcenia napięcia THD<sub>U</sub> i nieparzyste harmoniczne napięcia międzyfazowego w badanej instalacji - całość próbek

Całość próbek, THD <sub>U</sub> napięcia międzyfazowe										
Wielkość normalizowana (rząd harm.)	Wartości dopuszczalne [%]	Procent zbioru wartości pozostający w przedziale tolerancji			CP95 [%]			Wartość maksymalna [%]		
		PN-EN 50160 lub Rozporządzenie systemowe z 2007 r.	U <sub>L12</sub>	U <sub>L23</sub>	U <sub>L31</sub>	U <sub>L12</sub>	U <sub>L23</sub>	U <sub>L31</sub>	U <sub>L12</sub>	U <sub>L23</sub>
<b>THD<sub>U</sub></b>	8	100%	100%	100%	1,72	1,72	1,63	1,94	1,96	1,89
<b>3</b>	5	100%	100%	100%	0,23	0,20	0,09	0,27	0,25	0,14
<b>5</b>	6	100%	100%	100%	1,41	1,41	1,31	1,66	1,68	1,61
<b>7</b>	5	100%	100%	100%	1,01	1,03	1,02	1,17	1,19	1,19
<b>9</b>	1,5	100%	100%	100%	0,03	0,03	0,03	0,05	0,04	0,05
<b>11</b>	3,5	100%	100%	100%	0,35	0,33	0,33	0,49	0,44	0,46
<b>13</b>	3	100%	100%	100%	0,16	0,16	0,14	0,22	0,21	0,19
<b>15</b>	0,5	100%	100%	100%	0,01	0,01	0,01	0,02	0,02	0,02
<b>17</b>	2	100%	100%	100%	0,09	0,10	0,10	0,11	0,12	0,12
<b>19</b>	1,5	100%	100%	100%	0,04	0,04	0,04	0,05	0,05	0,05
<b>21</b>	0,5	100%	100%	100%	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01
<b>23</b>	1,5	100%	100%	100%	0,04	0,04	0,04	0,06	0,05	0,06
<b>25</b>	1,5	100%	100%	100%	0,04	0,04	0,04	0,05	0,06	0,05

Tabela 7.14 Współczynnik odkształcenia napięcia THD<sub>U</sub> i nieparzyste harmoniczne napięcia fazowego w badanej instalacji - bez 3 próbek

Bez 3 próbek, THD <sub>U</sub> napięcia fazowe										
Wielkość normalizowana (rząd harm.)	Wartości dopuszczalne [%]	Procent zbioru wartości pozostający w przedziale tolerancji			CP95 [%]			Wartość maksymalna [%]		
		PN-EN 50160 lub Rozporządzenie systemowe z 2007 r.	U <sub>L1</sub>	U <sub>L2</sub>	U <sub>L3</sub>	U <sub>L1</sub>	U <sub>L2</sub>	U <sub>L3</sub>	U <sub>L1</sub>	U <sub>L2</sub>
<b>THD<sub>U</sub></b>	8	100%	100%	100%	1,66	1,75	1,66	1,90	1,97	1,92
<b>3</b>	5	100%	100%	100%	0,18	0,24	0,12	0,22	0,29	0,15
<b>5</b>	6	100%	100%	100%	1,34	1,45	1,35	1,62	1,69	1,64
<b>7</b>	5	100%	100%	100%	1,01	1,02	1,03	1,18	1,17	1,20
<b>9</b>	1,5	100%	100%	100%	0,03	0,03	0,04	0,04	0,05	0,05
<b>11</b>	3,5	100%	100%	100%	0,35	0,34	0,33	0,49	0,46	0,43
<b>13</b>	3	100%	100%	100%	0,15	0,16	0,15	0,20	0,22	0,20
<b>15</b>	0,5	100%	100%	100%	0,01	0,01	0,01	0,02	0,02	0,02
<b>17</b>	2	100%	100%	100%	0,09	0,09	0,10	0,11	0,12	0,12
<b>19</b>	1,5	100%	100%	100%	0,04	0,04	0,04	0,04	0,05	0,05
<b>21</b>	0,5	100%	100%	100%	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01
<b>23</b>	1,5	100%	100%	100%	0,04	0,04	0,04	0,06	0,05	0,05
<b>25</b>	1,5	100%	100%	100%	0,04	0,04	0,04	0,05	0,06	0,06

Tabela 7.15 Współczynnik odkształcenia napięcia THDU i nieparzyste harmoniczne napięcia międzyfazowego w badanej instalacji - bez 3 próbek

Bez 3 próbek, THDu napięcia międzyfazowe										
Wielkość normalizowana (rząd harm.)	Wartości dopuszczalne [%]	Procent zbioru wartości pozostający w przedziale tolerancji			CP95 [%]			Wartość maksymalna [%]		
		PN-EN 50160 lub Rozporządzenie systemowe z 2007 r.	U <sub>L12</sub>	U <sub>L23</sub>	U <sub>L31</sub>	U <sub>L12</sub>	U <sub>L23</sub>	U <sub>L31</sub>	U <sub>L12</sub>	U <sub>L23</sub>
<b>THDU</b>	8	100%	100%	100%	1,72	1,72	1,63	1,94	1,96	1,89
<b>3</b>	5	100%	100%	100%	0,23	0,20	0,09	0,27	0,25	0,14
<b>5</b>	6	100%	100%	100%	1,41	1,41	1,31	1,66	1,68	1,61
<b>7</b>	5	100%	100%	100%	1,01	1,03	1,02	1,17	1,19	1,19
<b>9</b>	1,5	100%	100%	100%	0,03	0,03	0,03	0,05	0,04	0,05
<b>11</b>	3,5	100%	100%	100%	0,35	0,33	0,33	0,49	0,44	0,46
<b>13</b>	3	100%	100%	100%	0,16	0,16	0,14	0,22	0,21	0,19
<b>15</b>	0,5	100%	100%	100%	0,01	0,01	0,01	0,02	0,02	0,02
<b>17</b>	2	100%	100%	100%	0,09	0,10	0,10	0,11	0,12	0,12
<b>19</b>	1,5	100%	100%	100%	0,04	0,04	0,04	0,05	0,05	0,05
<b>21</b>	0,5	100%	100%	100%	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01
<b>23</b>	1,5	100%	100%	100%	0,04	0,04	0,04	0,06	0,05	0,06
<b>25</b>	1,5	100%	100%	100%	0,04	0,04	0,04	0,05	0,06	0,05

Tabela 7.16 Porównanie pokrycia się wyników z czterech tabel: Tabela 7.12, Tabela 7.13, Tabela 7.14 i Tabela 7.15. Ich części wspólne i różnice

Porównanie wyników: całość próbek vs próbki bez 3 wierszy												
Wielkość normalizowana (rzęd harm.)	Napięcia fazowe						Napięcia międzyfazowe					
	CP95 [%]			Wartość maksymalna [%]			CP95 [%]			Wartość maksymalna [%]		
	U <sub>L1</sub>	U <sub>L2</sub>	U <sub>L3</sub>	U <sub>L1</sub>	U <sub>L2</sub>	U <sub>L3</sub>	U <sub>L12</sub>	U <sub>L23</sub>	U <sub>L31</sub>	U <sub>L12</sub>	U <sub>L23</sub>	U <sub>L31</sub>
THD <sub>u</sub>	TAK	TAK	TAK	TAK	TAK	NIE	TAK	TAK	TAK	TAK	TAK	TAK
3	TAK	TAK	TAK	TAK	NIE	NIE	TAK	TAK	TAK	TAK	TAK	TAK
5	TAK	TAK	TAK	TAK	TAK	TAK	TAK	TAK	TAK	TAK	TAK	TAK
7	TAK	TAK	TAK	TAK	TAK	TAK	TAK	TAK	TAK	TAK	TAK	TAK
9	TAK	TAK	TAK	NIE	NIE	NIE	TAK	TAK	TAK	TAK	TAK	TAK
11	TAK	TAK	TAK	TAK	TAK	TAK	TAK	TAK	TAK	TAK	TAK	TAK
13	TAK	TAK	TAK	TAK	TAK	TAK	TAK	TAK	TAK	TAK	TAK	TAK
15	TAK	TAK	TAK	TAK	TAK	NIE	TAK	TAK	TAK	TAK	TAK	TAK
17	TAK	TAK	TAK	TAK	TAK	TAK	TAK	TAK	TAK	TAK	TAK	TAK
19	TAK	TAK	TAK	TAK	TAK	NIE	TAK	TAK	TAK	TAK	TAK	TAK
21	TAK	TAK	TAK	NIE	NIE	NIE	TAK	TAK	TAK	TAK	TAK	TAK
23	TAK	TAK	TAK	TAK	TAK	TAK	TAK	TAK	TAK	TAK	TAK	TAK
25	TAK	TAK	TAK	TAK	TAK	TAK	TAK	TAK	TAK	TAK	TAK	TAK
Suma THD całość próbek	3,30	3,48	3,24	4,07	4,22	6,08	3,43	3,40	3,17	4,15	4,12	3,95
Suma THD bez 3 próbek	3,30	3,48	3,24	4,06	4,19	3,99	3,43	3,40	3,17	4,15	4,12	3,95

W tabeli Tabela 7.16 zaobserwować można, że większość wyników pokrywa się ze sobą, są jednak wyjątki. Niewielkie, aczkolwiek dostrzegalne różnice widać dla wartości maksymalnej harmonicznych napięć fazowych co ma również swoje odzwierciedlenie w sumie kontrolnej zliczającej sumę THD całości próbek i sumę THD pomiarów bez trzech błędnych próbek.



## 8. Eksperymentalne badania porównawcze falowników fotowoltaicznych

TAURON Dystrybucja S.A. oraz uczelnie współpracujące ze spółką w ramach Rady Naukowej, tj. Akademia Górniczo-Hutnicza im. St. Staszica w Krakowie (w ramach projektu KlastER [127]), a także Politechnika Wrocławska, Politechnika Śląska, Politechnika Opolska oraz Politechnika Częstochowska zorganizowały Piknik OZE 2021 poświęcony oddziaływaniu odnawialnych źródeł energii, a w szczególności elektrowni fotowoltaicznych (PV) na pracę sieci elektroenergetycznej oraz gotowości elementów instalacji fotowoltaicznych do współpracy z siecią na warunkach wynikających z sukcesywnie wprowadzanych do obowiązywania właściwych Kodeksów Sieci. Wydarzenie obejmowało część seminaryjną oraz część eksperymentalną, która dotyczyła badań falowników dedykowanych prosumenckim instalacjom PV.

W ramach tego wydarzenia prowadzone były testy inwerterów jedno- i trójfazowych, o mocach jednostkowych nie większych niż 6 kWp, oferowanych przez obecnych na polskim rynku producentów i dostawców tych urządzeń, m.in. w zakresie sprawności elektrycznej oraz warunków technicznych regulujących współpracę mikroinstalacji z siecią elektroenergetyczną. Szczegóły wydarzenia opisane są na witrynie internetowej Pikniku <https://www.tauron-dystrybucja.pl/piknik-oze>.

Jednym z istotnych elementów Pikniku była prezentacja wyników eksperymentalnych badań porównawczych falowników. Na seminarium mającym miejsce w dniu 16.06.2021, zaprezentowano kluczowe zagadnienia związane z wpływem energetyki rozproszonej na proces kształtowania elektroenergetycznego systemu dystrybucyjnego oraz wstępne wyniki badań [157].

Falowniki są integralną częścią instalacji fotowoltaicznej. Niniejsza dysertacja poświęcona jest wpływowi instalacji fotowoltaicznych na jakość dostawy energii elektrycznej i w związku z tym autor pracy postanowił sprawdzić w warunkach laboratoryjnych w jaki sposób inwertery, dostarczone przez różnych producentów, zachowują się podczas testów w ustandaryzowanych warunkach i czy występują, a jeżeli tak to jakie, różnice w oddziaływaniu na sieć elektroenergetyczną. Na potrzeby niniejszej rozprawy doktorskiej, przy okazji Pikniku OZE poddano różnym testom łącznie 31 falowników, w tym pomyślnie udało się przebadać 24 z nich - 11 jednofazowych i 13 trójfazowych. Spis falowników biorących udział w eksperymentach znajduje się odpowiednio w tabeli Tabela 8.1 dla falowników 1-fazowych i w tabeli Tabela 8.2 dla falowników 3-fazowych, zdjęcie badanych urządzeń widoczne jest na rysunku Rys. 8.1. Okres trwania eksperymentów przeprowadzonych przez badacza trwał od 04.06.2021 do 06.07.2021, badania zrealizowano w Centrum Energetyki AGH w Krakowie.



Rys. 8.1 Badane falowniki jedno i trójfazowe

Tabela 8.1 Falowniki 1-fazowe poddane testom

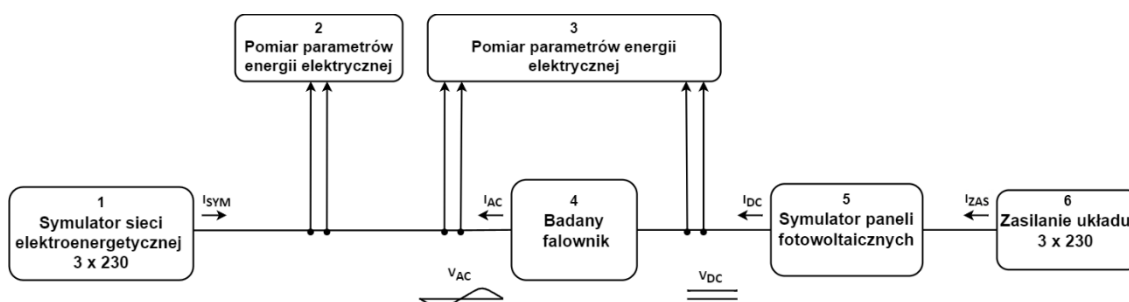
Falowniki 1-fazowe		
Lp.	Oznaczenie	Moc [kW]
1	PV01	3
2	PV02	3
3	PV03	3,6
4	PV04	3,6
5	PV05	2,7
6	PV06	3
7	PV07	2,5
8	PV08	3
9	PV09	3
10	PV10	3,6
11	PV11	3

Tabela 8.2 Falowniki 3-fazowe poddane testom

Falowniki 3-fazowe		
Lp.	Oznaczenie	Moc [kW]
1	PV12	6
2	PV13	6
3	PV14	6
4	PV15	3,3
5	PV16	5
6	PV17	5
7	PV18	6
8	PV19	6
9	PV20	6
10	PV21	5
11	PV22	5
12	PV23	5
13	PV24	5,5

## 8.1 Schemat układu pomiarowego

Układ pomiarowy składał się z programowalnego symulatora paneli fotowoltaicznych (SAS - Solar Array Simulator) ITECH 6018B, badanego inwertera PV jak również regeneracyjnego symulatora sieci elektroenergetycznej CHROMA 61815. Pomiary wykonywane były przy użyciu dwóch analizatorów, Yokogawa WT5000 (pomiar strony DC i AC) i PQ-Box 300 marki A-EBERLE (pomiar strony AC). Połączenie poszczególnych elementów przedstawiono na schemacie Rys. 8.2 natomiast zdjęcia złożonego układu pomiarowego znajdują się na rysunku Rys. 8.3 prezentującym cały układ i rysunku Rys. 8.4 przedstawiającym falownik w trakcie wykonywania badania.



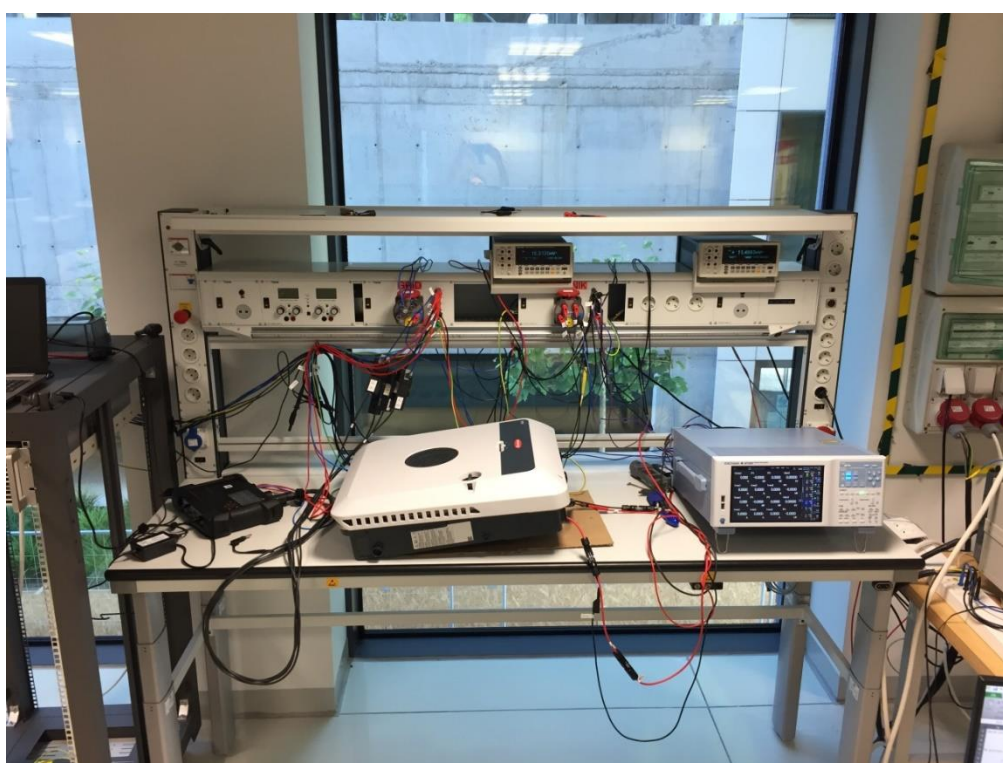
Rys. 8.2 Schemat układu pomiarowego

Gdzie:

1. Regeneracyjny symulator sieci elektroenergetycznej: CHROMA 61815
2. Analizator JEE klasy A: PQ-Box 300, A-EBERLE
3. Pomiar parametrów energii elektrycznej: YOKOGAWA WT5000
4. Badany falownik
5. Symulator paneli fotowoltaicznych: ITECH 6018B
6. Zasilanie układu 3x230



Rys. 8.3 *Stanowisko pomiarowe*



Rys. 8.4 *Stanowisko pomiarowe - falownik w trakcie badania*

## 8.2 Opis eksperymentów

Celem przeprowadzonych badań jest ocena porównawcza dostępnych na polskim rynku falowników fotowoltaicznych w zakresie warunków współpracy z elektroenergetyczną siecią dystrybucyjną. Do symulacji pracy instalacji fotowoltaicznej wykorzystano program Solar Array Simulation SAS1000M dostarczony przez firmę ITECH. Jest to software dedykowany do

obsługi symulatora paneli fotowoltaicznych ITECH 6018B zastosowanego w przeprowadzanych eksperymentach.

Program daje możliwość wszechstronnej konfiguracji warunków badania. Na potrzeby niniejszej dysertacji opracowano dwie grupy testów:

1. Grupa 1 - odpowiedź falowników na zmienną irradancję i temperaturę modułów.
2. Grupa 2 - odpowiedź falowników na stopniowe zacinienie modułów (Shadow Moving Simulation).

Oprogramowanie SAS1000M ma wbudowane procedury testowe EN50530 i Sandia. Umożliwia testowanie statycznej i dynamicznej wydajności MPPT inwerterów PV dzięki czemu możliwym było porównanie pracy przebadanych 31 falowników. Celem eksperymentów wykonanych na potrzeby pracy doktorskiej nie było jednak sprawdzanie sprawności konwersji energii słonecznej na elektryczną czy też poprawności działania algorytmów śledzenia punktu pracy maksymalnej.

W badaniach skupiono się na wpływie dostępnych na polskim rynku falowników fotowoltaicznych na funkcjonowanie sieci elektroenergetycznej a co za tym idzie ich bezpośrednim oddziaływaniu na jakość energii elektrycznej generowanej przez instalacje PV.

Bazując na wynikach pomiarów na rzeczywistych obiektach, opisanych w innych rozdziałach niniejszej dysertacji przygotowano serię testów badających zachowanie się falowników w różnych, symulowanych warunkach atmosferycznych. Szczególną uwagę podczas opracowywania testów poświęcono analizie zachowania się parametrów jakości energii elektrycznej w instalacji zlokalizowanej na budynku numer 11 w Parku Naukowo-Technologicznym w Katowicach. W rozdziale dedykowanym tym badaniom szczegółowo omówiono oraz porównano harmoniczne napięcia i prądu w różnych porach dnia a co za tym idzie nasłonecznienia, ze szczególnym uwzględnieniem zmierzchu i świtu. Wyniki tych analiz były inspiracją do planowania testów na symulatorze. Metodyki opracowanych badań omówiono poniżej.

### **8.2.1 Metodyka badania, grupa 1 - odpowiedź falowników na zmienną irradancję i temperaturę modułów**

Oprogramowanie SAS1000M udostępnia funkcje testowe na głównym interfejsie. Użytkownik może skonfigurować parametry krzywej mocy i napięcia (P-V). Można również wybrać uprzednio zdefiniowaną lub utworzyć własną krzywą irradancji i temperatury w oparciu o rzeczywiste parametry pogodowe. Irradancją lub inaczej promieniowaniem słonecznym określamy strumień promieniowania na jednostkę powierzchni. Odpowiada to mocy jaką przenosi promieniowanie przez płaszczyznę jednostkową. Jednostką irradancji w układzie SI jest wat na metr kwadratowy [ $W/m^2$ ].

Pierwsza z omawianych krzywych (P-V), jest indywidualna dla danego falownika i była każdorazowo dostosowywana do maksymalnej mocy i napięcia podanych przez producenta na tabliczce znamionowej. Druga krzywa, określająca zależność pomiędzy irradancją i temperaturą modułów fotowoltaicznych była projektowana przez autora pracy tak aby możliwie jak najlepiej odwzorować różne, często szybko zmieniające się warunki atmosferyczne. Działanie takie pozwoliło zamodelować zachowanie modułów PV w taki sposób, aby jak najbardziej wszechstronnie sprawdzić pracę falownika, jego odpowiedź na dynamikę zmian mocy instalacji PV i finalnie wpływ całego układu na funkcjonowanie sieci elektroenergetycznej do której jest wpięty.

## Przygotowanie i przeprowadzenie testów obejmowało następujące kroki:

I. Generowanie krzywej P-V określającej zależność pomiędzy mocą modułów fotowoltaicznych a generowanym napięciem:

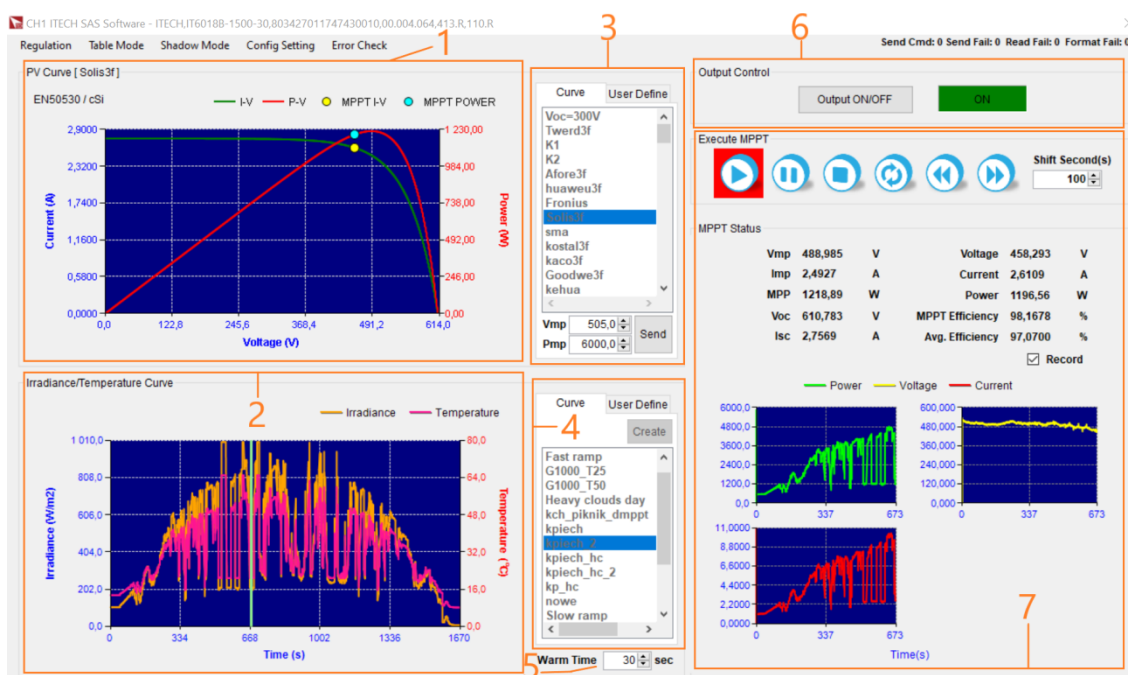
1. Wybranie procedury testowej (EN50530 lub Sandia).
2. Wybranie materiału, z którego są zrobione moduły. Dostępne warianty to: TF (Thin-Film), CSi, SCMC (Standard Crystalline or Multi-crystalline), HEC (High-efficiency Crystalline).
3. Ustawienie wartości napięcia dla maksymalnej mocy,  $V_{mp}$  (Voltage of maximum power) i maksymalnej mocy  $P_{mp}$  (Maximum power) według danych znamionowych badanego falownika. Krzywe I-V i P-V generowane są automatycznie na podstawie wprowadzonych danych.

II. Zdefiniowanie krzywych określających zależność irradiancji i temperatury modułu:

4. Utworzenie pliku wsadowego do programu zawierającego dwie kolumny danych, irradiancję i temperaturę modułu.
5. Wczytanie utworzonej charakterystyki.
6. Określenie czasu inicjalizacji (Warm Time) pozwalającego na przygotowanie się falownika do pracy. Czas ten był różny dla różnych urządzeń, w zależności od możliwości konfiguracyjnych danego falownika i szybkości wchodzenia na MPPT (Maximum Power Point Tracking - śledzenie punktu mocy maksymalnej).

III. Uruchomienie symulacji:

7. Podanie napięcia na falownik poprzez włączenie symulatora ITECH 6018B poprzez wciśnięcie przycisku „Output ON/OFF” w sekcji „Output Control”.
8. Oczekiwanie na wykrycie przez falownik napięcia z symulatora.
9. Po włączeniu się falownika następuje oczekiwanie na stabilizację MPPT.
10. Po ustabilizowaniu się MPPT, start testu poprzez włączenie przycisku „Play” w sekcji „Execute MPPT”.



Rys. 8.5 Test: Zmienna irradiancja i temperatura modułów, interfejs programu SAS1000M

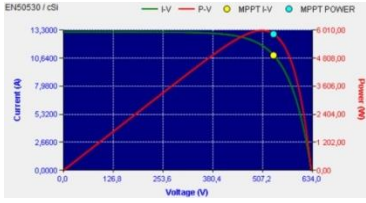
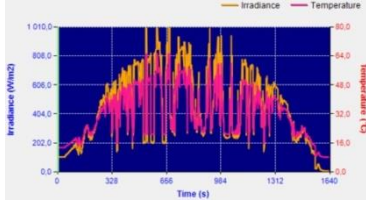
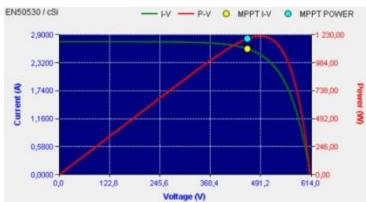
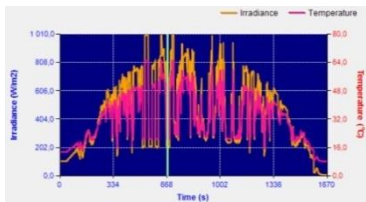
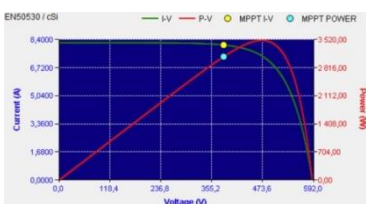
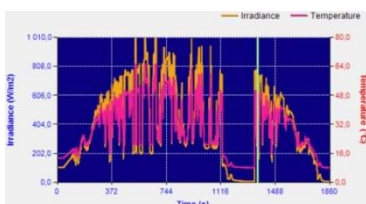
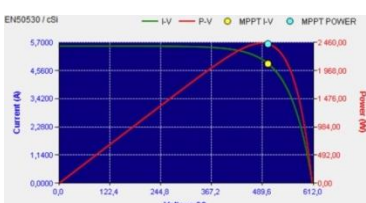
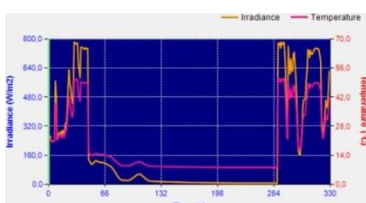
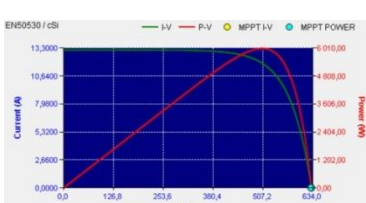
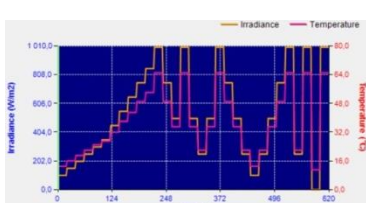
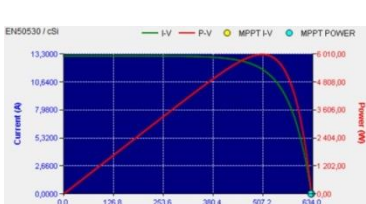
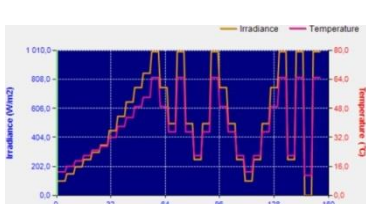
Na rysunku Rys. 8.5 przedstawiono interfejs programu SAS1000M w momencie egzekucji symulacji ze zmienną irradancją i temperaturą modułów. Na grafice zaznaczono kolejnymi numerami poszczególne sekcje, gdzie:

1. Wykresy krzywych I-V i P-V
2. Wykres zależności między krzywymi irradancji i temperatury modułu
3. Edycja krzywej P-V. Ustawienie wartości  $V_{mp}$  i  $P_{mp}$  badanego falownika
4. Wybór i tworzenie krzywej irradancji/temperatury
5. Czas inicjalizacji (Warm Time - okres umożliwiający falownikowi wejście do pracy)
6. Włączanie/wyłączanie symulatora paneli fotowoltaicznych ITECH 6018B
7. Obszar wyświetlania krzywych parametrów MPPT w czasie rzeczywistym (moc, napięcie i prąd)

### **8.2.2 Opis testów, grupa 1 - odpowiedź falowników na zmienną irradancję i temperaturę modułów**

Poniższa Tabela 8.3 prezentuje zestawienie wszystkich zaprojektowanych testów sprawdzających odpowiedź falowników w dynamicznie zmieniającej się irradancji i temperaturze modułów PV. Na przedstawionych wykresach linią czerwoną zaznaczono krzywą mocy w funkcji napięcia (P-V), zieloną charakterystykę prądowo-napięciową (I-V) symulacji pracy instalacji fotowoltaicznej będącej pod wpływem zadanego zacielenia, linią pomarańczową irradancję, natomiast kolor różowy reprezentuje temperaturę modułów PV.

Tabela 8.3 Wszystkie zaprojektowane testy na zmienną irradiancję i temperaturę modułów PV

Testy irradiancja-temperatura, wszystkie falowniki				
Nr.	Nazwa testu	Krzywe I-V i P-V	Krzywe irradiancji i temperatury	Czas egzekucji [s]
1	kpiech			1640
2	kpiech_2			1670
3	kpiech_hc			1860
4	kpiech_hc_2			330
5	kpiech_proc			620
6	kpiech_proc_s			160



### 8.2.3 **Metodyka badania, grupa 2 - odpowiedź falowników na stopniowe zacinienie modułów (Shadow Moving Simulation)**

Solar Array Simulation SAS1000M daje możliwość przeprowadzenia symulacji zacinienia padającego na moduły PV. Mnogość konfiguracji środowiska testowego i dowolność w zmienianiu poszczególnych nastaw, w tym możliwość definiowania autorskich pomysłów, stwarza okazję do wszechstronnego badania systemów fotowoltaicznych w tym śledzenia maksymalnej mocy i wydajności instalacji w czasie rzeczywistym w różnych warunkach pogodowych. Do wyboru jest siedem stopni intensywności zacinienia, dzięki którym możliwym jest zdefiniowanie irradiancji (nasłonecznienia) i temperatury symulowanych paneli fotowoltaicznych. Co ciekawe, zacinienie zmienia się na poziomie pojedynczego modułu, więc każdemu przypisać można inne wartości. Wykorzystując tę funkcjonalność autor pracy opracował szereg własnych testów pozwalających zasymulować przemieszczanie się cienia wytworzonego przez chmury. Badanie to miało na celu sprawdzenie pracy różnych falowników, obciążonych dynamicznymi zmianami warunków pogodowych i ich wpływ na sieć elektroenergetyczną do której są włączone.

Na potrzeby testów, program oferuje wybór przez użytkownika różnych predefiniowanych modułów PV. Zaimplementowane są moduły wielu dostawców oferujących swe usługi na całym świecie. Moduły różnią się następującymi parametrami: prąd zwarcia  $I_{sc}$  (Short Circuit Current), napięcie obwodu otwartego  $V_{oc}$  (Open Circuit Voltage), wartości prądu  $I_m$  (Current at Maximum Power) i napięcia  $V_m$  (Voltage at Maximum Power) dla maksymalnej mocy ogniwa i współczynnik temperaturowy  $\beta$  informujący o ile procent obniży się moc na każdy  $1^\circ\text{C}$  podwyższenia temperatury modułu powyżej nominalnych 25 stopni Celsjusza (dla STC - Standard Test Conditions wykonuje się testy przy nasłonecznieniu wynoszącym  $1000\text{ W/m}^2$  przy temperaturze modułu równej 25 stopni Celsjusza i spektrum promieniowania dla gęstości atmosfery 1,5 - AM 1,5). Użytkownicy mogą również zbudować własny moduł fotowoltaiczny i w dowolny sposób określić dla niego pożądane nastawy. Na cele eksperymentów zdecydowano się na wybór predefiniowanego monokrystalicznego modułu S-175C, serii S-175-195C firmy First Sunergy (1st Sunergy). Parametry wykorzystanego modułu zestawiono w tabeli Tabela 8.4.

Tabela 8.4 *Parametry modułu S-175-195C (S-175C) firmy First Sunergy*

Voc [V]	44,7	Vmp [V]	35,7
Isc [A]	5,3	Imp [A]	4,89
$\beta$ [%]	-0,34		

Ilość wykorzystanych w teście paneli PV była zdeterminowana mocą badanego falownika. Dla testów falowników jednofazowych wykorzystano 13 modułów ustawionych w jednym szeregu, natomiast dla falowników trójfazowych było to po 17 modułów w każdym z dwóch, połączonych równolegle łańcuchów.

#### **Przygotowanie i przeprowadzenie testów obejmowało następujące kroki:**

##### **I. Wybór modułu PV:**

1. Wybór modułu PV z dostępnej bazy lub zaprojektowanie własnego poprzez zdefiniowanie parametrów  $I_{sc}$ ,  $V_{oc}$ ,  $I_m$ ,  $V_m$  oraz  $\beta$ . Z uwagi na zachowanie jednakowych warunków testów dla wszystkich falowników zdecydowano się na wybór jednego modelu modułu PV dla wszystkich przeprowadzonych prób.

## II. Definiowanie zacielenia:

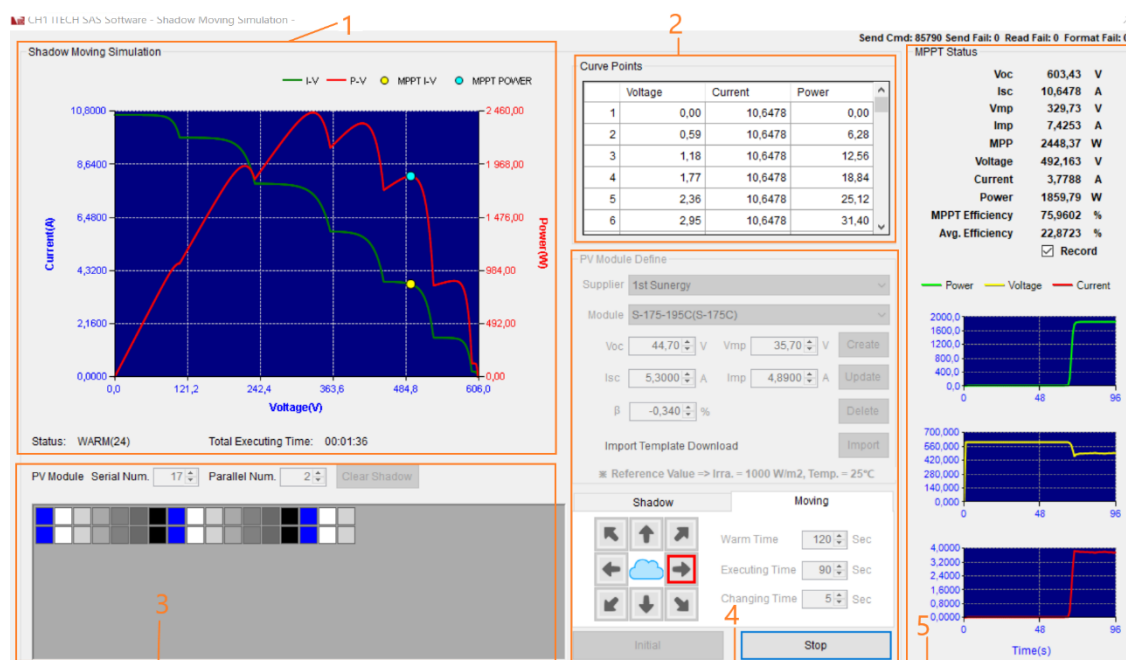
2. Ustawienie pożądaney liczby modułów w łańcuchu.
3. Ustawienie ilości połączonych równolegle łańcuchów.
4. Wybór jednego z siedmiu stopni zacielenia i odpowiadającej mu wartości irradiancji.
5. Zaznaczenie modułu lub grupy modułów dla wybranej wartości zacielenia.
6. Powtórzenie kroków 3 i 4 aż do zacielenia wszystkich pożądaneych modułów

## III. Przemieszczanie zacielenia:

7. Określenie czasu inicjalizacji (Warm Time).
8. Ustawienie długości testu (Executing Time).
9. Ustawienie tempa zmiany (Changing Time).

## IV. Uruchomienie symulacji:

10. Start testu poprzez włączenie przycisku „Run”. Ważne, aby czas inicjalizacji był dostatecznie długi, aby po wystartowaniu testu falownik zdążył wykryć napięcie z symulatora ITECH 6018B, włączyć się i wejść do pracy przed rozpoczęciem symulacji przemieszczania się zacielenia.

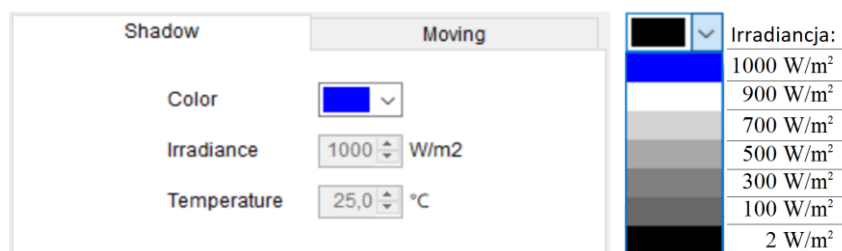


Rys. 8.6 Test: Shadow Moving Simulation, interfejs programu SAS1000M

Na rysunku Rys. 8.6 przedstawiono interfejs programu SAS1000M w momencie egzekucji symulacji zacielenia modułów (Shadow Moving Simulation). Na grafice zaznaczono kolejnymi numerami poszczególne sekcje, gdzie:

1. Wykres krzywych PV (I-V i P-V)
2. Lista próbkowanych wartości napięcia/prądu/mocy dla wykresu krzywych PV
3. Obszar rysowania zacielenia dla pojedynczych modułów PV
4. Obszar ustawień modułu PV i obszar wyboru parametrów zacielenia
5. Obszar wyświetlania krzywych parametrów MPPT w czasie rzeczywistym (moc, napięcie i prąd)

Jak zaznaczono we wstępie do niniejszego podrozdziału, użytkownik może zdefiniować parametry nasłonecznienia i temperatury modułu wybierając jedną z siedmiu wartości pokazanych na rysunku Rys. 8.7.



Rys. 8.7 Ustawianie parametrów zacienienia (shadow) wraz z wartościami irradiancji dla poszczególnych kolorów chmur

Wartość irradiancji dla koloru niebieskiego wynosi  $1000 \text{ W/m}^2$  i oznacza pełne słońce czyli brak zacienienia, dla białego  $900 \text{ W/m}^2$  i kolejno przez coraz intensywniejsze odcienie szarości:  $700 \text{ W/m}^2$ ,  $500 \text{ W/m}^2$ ,  $300 \text{ W/m}^2$ ,  $100 \text{ W/m}^2$  aż do koloru czarnego wynoszącego zaledwie  $2 \text{ W/m}^2$  i oznaczającego całkowite zacienienie modułów PV. Na potrzeby testów, dla wszystkich wartości irradiancji ustawiono stałą temperaturę modułów wynoszącą  $25^\circ\text{C}$ .

Po określeniu rozmiaru i kształtu cienia użytkownik może ustawić kierunek ruchu, czas inicjalizacji (Warm Time - okres umożliwiający falownikowi wejście do pracy), czas wykonywania i czas (tempo) przemieszczania się chmur, aby lepiej dopasować go do rzeczywistych warunków atmosferycznych panujących na danym obszarze. Wybór ustawień zaprezentowano na rysunku Rys. 8.8.



Rys. 8.8 Ustawianie parametrów przemieszczania chmur

#### 8.2.4 Opis testów, grupa 2 - odpowiedź falowników na stopniowe zacienienie modułów (Shadow Moving Simulation)

Poniższe tabele Tabela 8.5 i

Tabela 8.6 prezentują zestawienie wszystkich zaprojektowanych testów zacienienia odpowiednio dla falowników jednofazowych i trójfazowych. Na przedstawionych wykresach linią czerwoną zaznaczono krzywą mocy w funkcji napięcia (P-V) natomiast zieloną charakterystykę prądowo-napięciową (I-V) symulacji pracy instalacji fotowoltaicznej będącej pod wpływem danego zacienienia.

Tabela 8.5 Wszystkie zaprojektowane testy zacienienia dla falowników jednofazowych

Testy zacienienia, falowniki 1f						
Lp.	Nazwa testu	Krzywe I-V i P-V	Tempo zmian [s]	Czas egzekucji [s]	Ilość modułów w łańcuchu	Ilość równoległych łańcuchów
1	sh1		15	210	13	1
		Początkowe zacienienie poszczególnych modułów				
2	sh2		15	210	13	1
		Początkowe zacienienie poszczególnych modułów				
3	sh3		15	210	13	1
		Początkowe zacienienie poszczególnych modułów				
4	sh4		15	210	13	1
		Początkowe zacienienie poszczególnych modułów				
5	sh5		15	210	13	1
		Początkowe zacienienie poszczególnych modułów				
6	sh6		15	210	13	1
		Początkowe zacienienie poszczególnych modułów				

Tabela 8.6 Wszystkie zaprojektowane testy zacinienia dla falowników trójfazowych

Testy zacinienia, falowniki 3f						
Lp.	Nazwa testu	Krzywe I-V i P-V	Tempo zmian [s]	Czas egzekucji [s]	Ilość modułów w łańcuchu	Ilość równoległych łańcuchów
1	sh1		15	270	17	2
		Początkowe zacinienie poszczególnych modułów				
2	sh2		15	270	17	2
		Początkowe zacinienie poszczególnych modułów				
3	sh3		15	270	17	2
		Początkowe zacinienie poszczególnych modułów				
4	sh4		15	270	17	2
		Początkowe zacinienie poszczególnych modułów				
5	sh5		15	270	17	2
		Początkowe zacinienie poszczególnych modułów				
6	sh6		15	270	17	2
		Początkowe zacinienie poszczególnych modułów				

### 8.3 Analiza uzyskanych wyników

Na przedstawionych w niniejszym rozdziale wykresach, krzywe od PV01 do PV11 odpowiadają wynikom pomiarów dla falowników jednofazowych, natomiast krzywe od PV12 do PV24 falownikom trójfazowym. Dobór numerów krzywych jest losowy i pokrywa się z tym przedstawionym w tabelach Tabela 8.1 i Tabela 8.2. Numery przypisane są na stałe, czyli np. PV01 na wszystkich wykresach odpowiada temu samemu falownikowi. Łącznie zaprojektowano i wykonano 12 testów, po 6 dla każdej z dwóch zaproponowanych metodyk. Po wstępnej weryfikacji uzyskanych danych, autor pracy postanowił poddać dalszej analizie po dwa testy z każdej grupy.

Dla metodyki nr. 1 badającej odpowiedź falowników na zmienną irradancję i temperaturę modułów wybrano testy: „kpiech\_hc” oraz „kpiech\_proc”. Natomiast dla metodyki nr. 2 badającej odpowiedź falowników na stopniowe zacinienie modułów, testy „sh1” i „sh6”. Każdy z czterech eksperymentów został przeprowadzony oddzielnie dla grupy falowników jednofazowych i oddzielnie dla falowników trójfazowych co łącznie dało osiem zbiorów danych pomiarowych. W kolejnych sekcjach niniejszego rozdziału zaprezentowano analizy danych i wnioski wyciągnięte z przeprowadzenia poszczególnych testów.

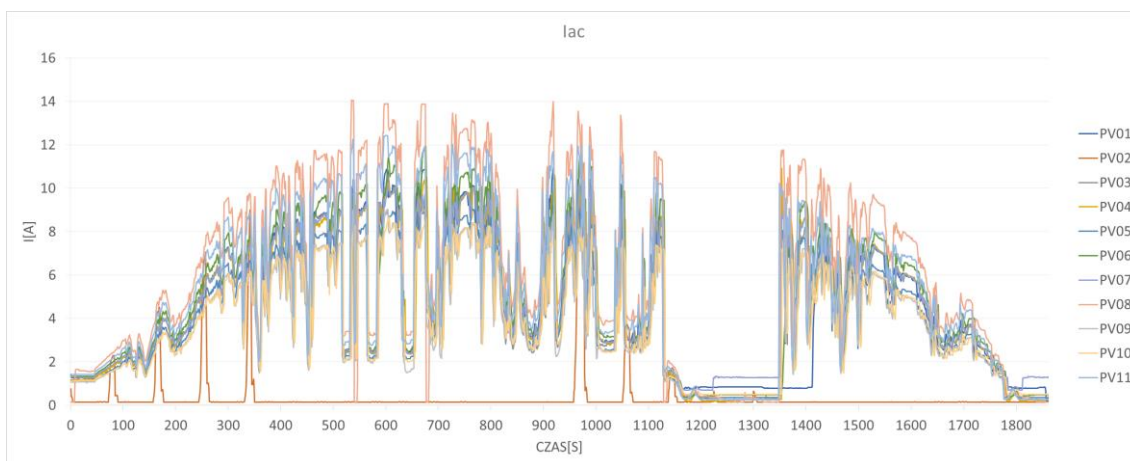
Aby lepiej zrozumieć i zestawić wyniki z różnych prób, wszystkie z nich zostały podzielone na następujące kategorie:

- Natężenie prądu,
- Współczynnik zawartości harmonicznego prądu THDI,
- Wartość napięcia falowników,
- Wartość napięcia uśredniona 10s,
- Współczynnik zawartości harmonicznego napięcia THDU,
- Współczynnik zawartości harmonicznego napięcia THDU uśredniony,
- Współczynnik zawartości harmonicznego napięcia THDU uśredniony logarytmicznie,
- Moc czynna,
- THDU vs irradancja.

Wobec znacznej objętości omawianych informacji, diagramów, tabel oraz innych form graficznych, z myślą o nienaruszonej płynności lektury rozprawy, autor pracy zdecydował o przeniesieniu większości ilustracji wraz z odpowiednimi opisami do części załącznikowej znajdującej się na płycie CD: „Załącznik A - Badania porównawcze falowników – dodatkowe analizy”. W treści głównej pracy skoncentrowano się na syntezie wyników badań, wnioskach oraz prezentacji wyselekcjonowanych ilustracji. W tym miejscu podkreślić należy również fakt, iż wspomniany załącznik stanowi jedynie uzupełnienie prezentowanych wyników, wszystkie najważniejsze wnioski zostały zawarte w części głównej rozprawy.

#### 8.3.1 Test jednofazowy na zmienną irradancję i temperaturę modułów „kpiech\_hc”

Załącznik A: test jednofazowy na zmienną irradancję i temperaturę modułów „kpiech\_hc” koncentruje się na analizie wyników testu według tabeli Tabela 8.3 „kpiech\_hc” dla falowników jednofazowych. Sekcja 1.1.1, poświęcona jest prądowi  $I_{ac}$ , prezentuje wyniki symulacji różnych warunków atmosferycznych wpływających na produkcję energii elektrycznej przez instalacje fotowoltaiczne. Wykazano, że badane falowniki mają zbliżoną odpowiedź na te warunki, co sugeruje podobieństwo ich charakterystyk roboczych. Niemniej jednak, zauważono znaczne różnice w wartościach maksymalnych  $I_{ac}$ , oscylujących w granicach 8,7[A] do 14,7[A] (Rys. 8.9, Tabela 8.7 oraz Rys. 8.10).

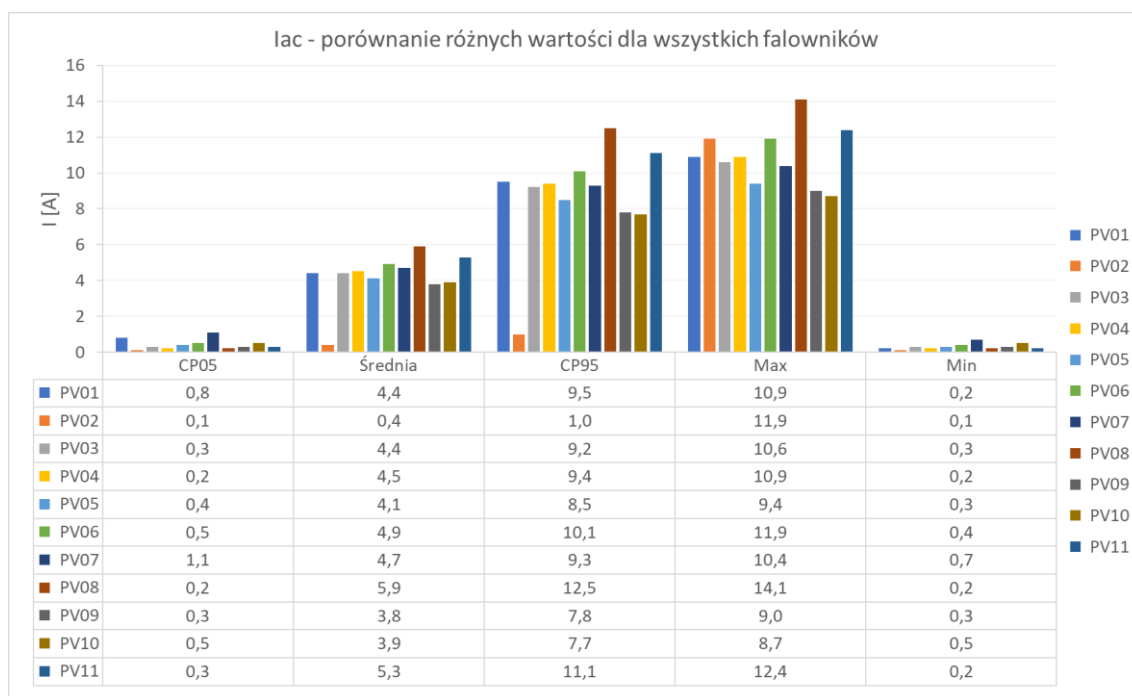


Rys. 8.9 Iac, falowniki jednofazowe

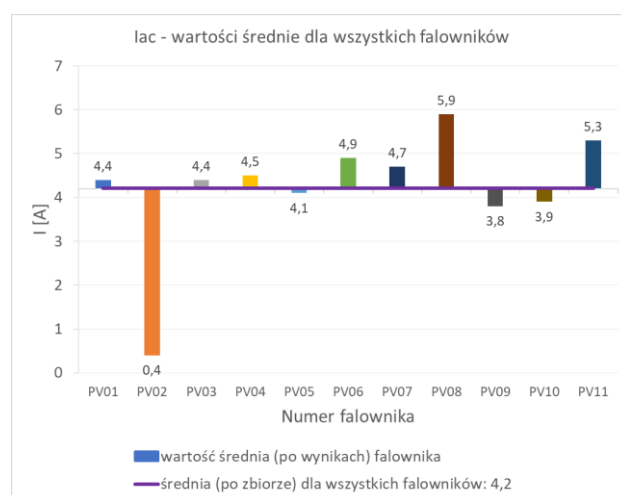
Tabela 8.7 Iac: porównanie CP05, średniej, CP95, max i min dla falowników jednofazowych

Nr. falownika	PV01	PV02	PV03	PV04	PV05	PV06	PV07	PV08	PV09	PV10	PV11
CP05	0,8	0,1	0,3	0,2	0,4	0,5	1,1	0,2	0,3	0,5	0,3
Średnia	4,4	0,4	4,4	4,5	4,1	4,9	4,7	5,9	3,8	3,9	5,3
CP95	9,5	1,0	9,2	9,4	8,5	10,1	9,3	12,5	7,8	7,7	11,1
Max	10,9	11,9	10,6	10,9	9,4	11,9	10,4	14,1	9,0	8,7	12,4
Min	0,2	0,1	0,3	0,2	0,3	0,4	0,7	0,2	0,3	0,5	0,2

Szczególną uwagę zwrócono na falowniki oznaczone jako PV02, PV08 i PV11, które wykazywały odmienne wartości średnie Iac w porównaniu do pozostałych (Rys. 8.11). W szczególności PV02, z wartością średnią Iac wynoszącą tylko 0,4[A].

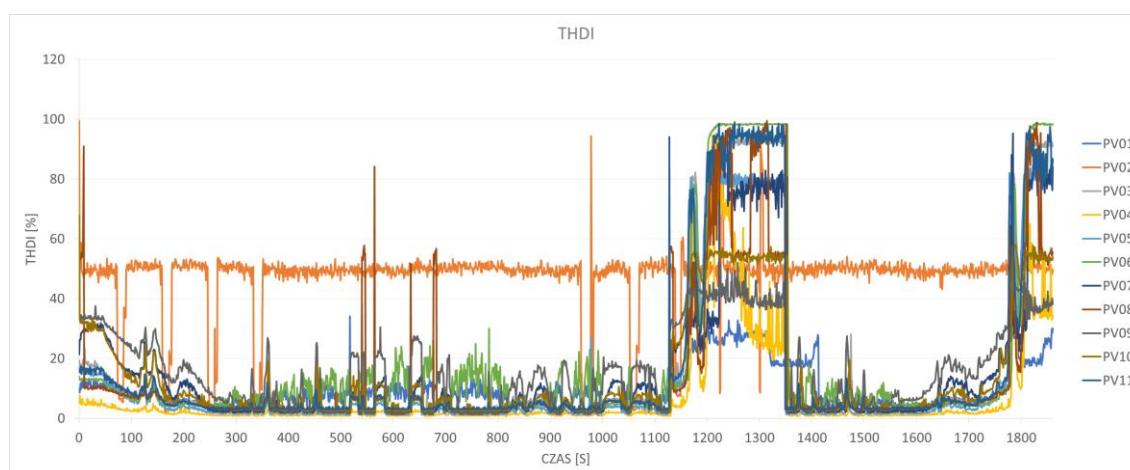


Rys. 8.10 Iac, porównanie różnych wartości dla wszystkich falowników jednofazowych



Rys. 8.11  $I_{ac}$ , wartości średnie dla wszystkich falowników

W części 1.1.2 analizie poddano THDI. Pokazano, że wartość średnia THDI dla badanych falowników wynosi 17,2[%]. Falownik PV02 wykazał jednak znacznie wyższą wartość, wynoszącą 47,3[%], co oznacza, że działał on w znacząco odmienny sposób niż pozostałe urządzenia (Rys. 8.12 oraz Tabela 8.8). Najniższą wartość średnią THDI, 7,3[%], zanotowano dla falownika PV4. Wartości dla pozostałych falowników oscylowały w granicach od 13,6[%] do 19,1[%].



Rys. 8.12 THDI, falowniki jednofazowe

Tabela 8.8 THDI: porównanie CP05, średniej, CP95, max i min dla falowników jednofazowych

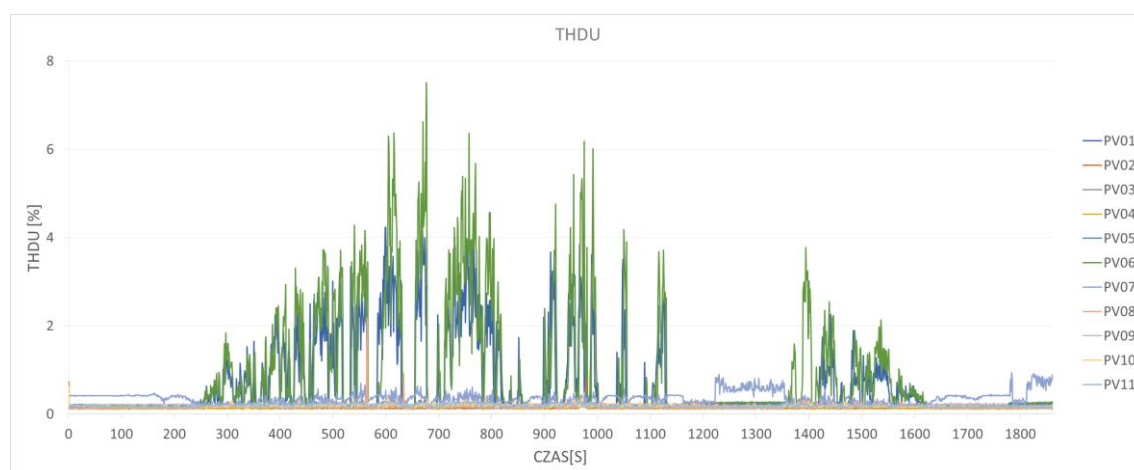
Nr. falownika	PV1	PV2	PV3	PV4	PV5	PV6	PV7	PV8	PV9	PV10	PV11
CP05	4,3	9,5	1,5	0,9	1,3	3,9	2,0	2,0	1,6	2,6	3,0
Średnia	9,9	47,3	16,3	7,3	14,1	19,1	15,5	13,6	16,0	14,0	16,5
CP95	27,1	52,4	92,1	45,7	80,1	98,2	78,3	77,0	42,0	54,4	93,4
Max	38,2	99,4	93,6	96,2	85,9	98,8	96,2	99,5	59,4	67,7	99,0
Min	3,4	1,6	1,1	0,8	1,0	3,4	1,6	1,8	1,2	2,4	2,9

Sekcja 1.1.3 skupia się na napięciu  $U_{ac}$ . Wartości te dla wszystkich falowników znajdowały się w bardzo bliskim przedziale, od 229,9[V] do 230,4[V], z wartością średnią po zbiorze wynoszącą 230,1[V]. Wykazano, że zmiany w wartościach  $U_{ac}$  mogą być powiązane z analogicznymi zdarzeniami obserwowanymi w przebiegach prądu  $I_{ac}$  i THDI. Z punktu widzenia efektywności energetycznej, warto zauważyć, że nawet niewielkie różnice



w wartościach  $I_{ac}$ , THDI i  $U_{ac}$  mogą mieć znaczne konsekwencje dla ogólnej wydajności systemu fotowoltaicznego. Na przykład, falowniki z wyższym THDI mogą wpływać negatywnie na jakość energii dostarczanej do sieci, co z kolei może prowadzić do większych strat energii i niższej efektywności systemu. Podkreśla to znaczenie wyboru odpowiedniego falownika do instalacji fotowoltaicznej. Autor uważa, iż przy wyborze falownika, warto rozważyć nie tylko jego koszt i specyfikacje techniczne, ale także jego zdolność do skutecznego przetwarzania energii słonecznej na energię elektryczną, zwłaszcza w różnych warunkach atmosferycznych.

W podrozdziałach 1.1.5-1.1.9 przeanalizowano wartość THDU dla badanych falowników jednofazowych, moc generowaną przez te falowniki oraz związek THDU z irradancją. Analiza THDU ujawniła znaczne różnice między falownikami.

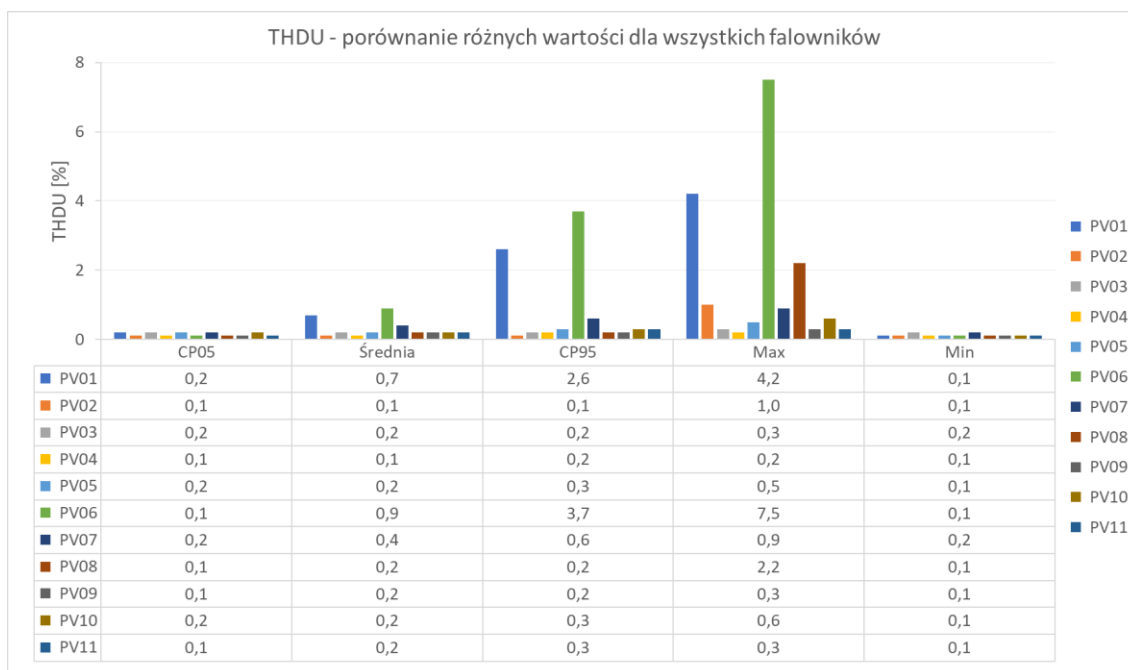


Rys. 8.13 THDU, falowniki jednofazowe

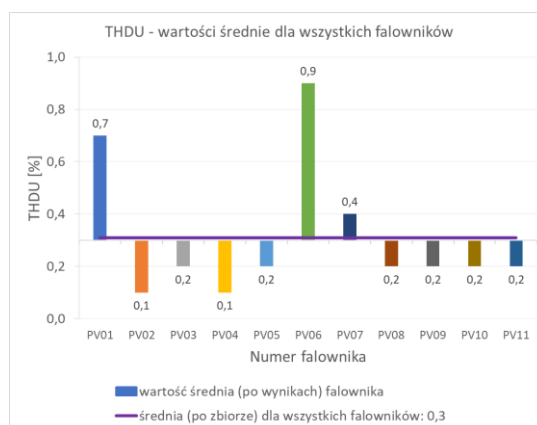
Tabela 8.9 THDU: porównanie CP05, średniej, CP95, max i min dla falowników jednofazowych

Nr. falownika	PV01	PV02	PV03	PV04	PV05	PV06	PV07	PV08	PV09	PV10	PV11
CP05	0,2	0,1	0,2	0,1	0,2	0,1	0,2	0,1	0,1	0,2	0,1
Średnia	0,7	0,1	0,2	0,1	0,2	0,9	0,4	0,2	0,2	0,2	0,2
CP95	2,6	0,1	0,2	0,2	0,3	3,7	0,6	0,2	0,2	0,3	0,3
Max	4,2	1,0	0,3	0,2	0,5	7,5	0,9	2,2	0,3	0,6	0,3
Min	0,1	0,1	0,2	0,1	0,1	0,1	0,2	0,1	0,1	0,1	0,1

Największą wartość THDU osiągnęły falowniki PV01 (maksymalna wartość 4,2[%]) i PV06 (maksymalna wartość 7,5[%]) co zostało przedstawione na rysunku Rys. 8.13, Rys. 8.14 oraz Tabela 8.9. Te same falowniki miały również najwyższe średnie wartości THDU wynoszące 0,7[%] dla PV01 i 0,9[%] dla PV06, w zestawieniu do średniej wartości dla całej grupy równej 0,3[%] (Rys. 8.15).



Rys. 8.14 THDU, porównanie różnych wartości dla wszystkich falowników jednofazowych

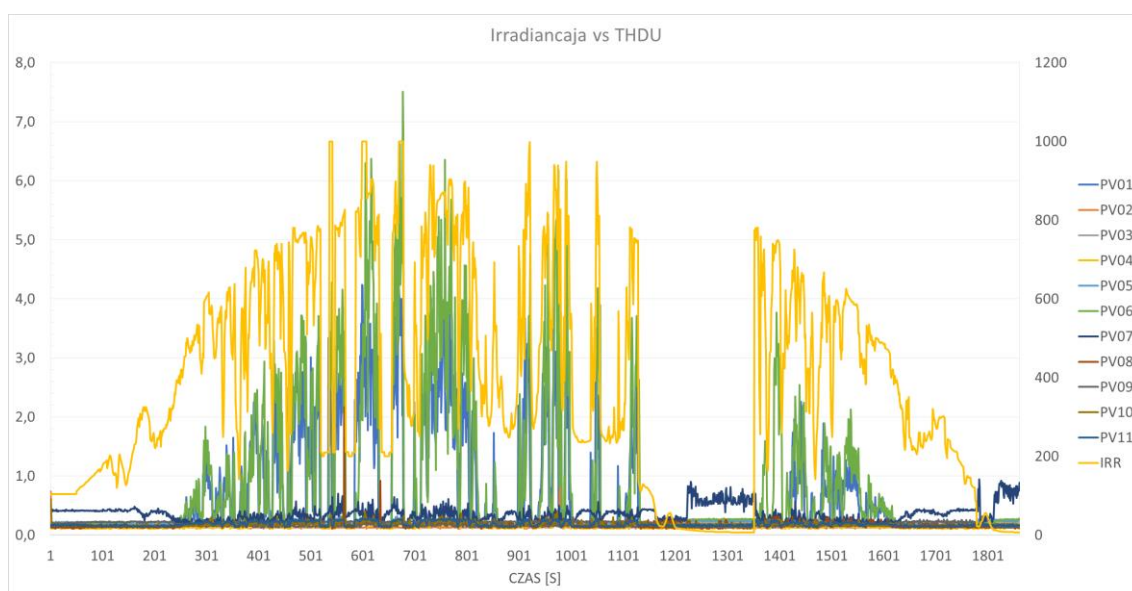


Rys. 8.15 THDU, wartości średnie dla wszystkich falowników

Oddzielna analiza falowników PV02 i PV05, które wcześniej wykazywały odstępstwa w przebiegach prądu  $I_{ac}$ , pokazała jednorazowy wzrost wartości THDU do poziomu 1[%] w okolicach 990 sekundy testu dla PV02. Przebieg dla PV05 był zbliżony do charakterystyk pozostałych falowników.

Przez zastosowanie uśredniania danych, zmieniły się wartości maksymalne THDU. Przykładowo, dla falownika PV06 wartość maksymalna THDU spadła z 7,5[%] do 4,9[%]. Analiza ta sugeruje, że uśrednianie może zaciemniać rzeczywistą sytuację, zasłaniając gwałtowne fluktuacje, które są widoczne przy wyższym próbkowaniu.

Również, analiza związku THDU z irradancją pokazała, że w momencie najniższej wartości irradancji (spadek w 1127 sekundzie testu) wartość THDU zmienia się, co jest szczególnie widoczne dla falownika PV07 (Rys. 8.16, po lewej stronie oś z wartościami dla THDU wyrażonymi w [%], po prawej stronie wykresu irradancja wyrażona w  $[W/m^2]$ ).



Rys. 8.16 THDU vs irradiancja, wszystkie falowniki jednofazowe

Analiza mocy generowanej przez falowniki ujawniła, że falownik PV02 nie generuje akceptowalnych danych, co może wynikać z niewłaściwego działania falownika, braku odporności na zadany test lub błędnych pomiarów.

W podsumowaniu testu „kpiech\_hc” dla falowników jednofazowych, stwierdza się, iż wyniki eksperymentalnych badań porównawczych falowników fotowoltaicznych wyraźnie obrazują różne odpowiedzi tych urządzeń na zmieniające się warunki pracy. Analiza tych wyników jest kluczowa dla zrozumienia, jak różne falowniki mogą wpływać na jakość energii dostarczanej do sieci. W szczególności falownik PV02, który wykazywał anomalie zarówno w wartościach  $I_{ac}$ , jak i THDI, wymaga dalszej analizy, aby zrozumieć, dlaczego ten konkretny model działa inaczej. Te różnice mogą wynikać z różnic w konstrukcji falowników, ich sposobie działania, czy też być wynikiem błędów produkcyjnych. Badania pokazują znaczne różnice między falownikami zarówno pod względem THDU, jak i mocy generowanej. Uśrednianie może zaciemniać rzeczywiste fluktuacje THDU, które są widoczne przy wyższym próbkowaniu. Również, wartości THDU mogą zmieniać się w zależności od irradiancji. Wreszcie, niektóre falowniki mogą nie działać prawidłowo, co wpływa na ich wyniki. Rezultaty testu podkreślają znaczenie dokładnego badania i zrozumienia charakterystyk poszczególnych falowników.

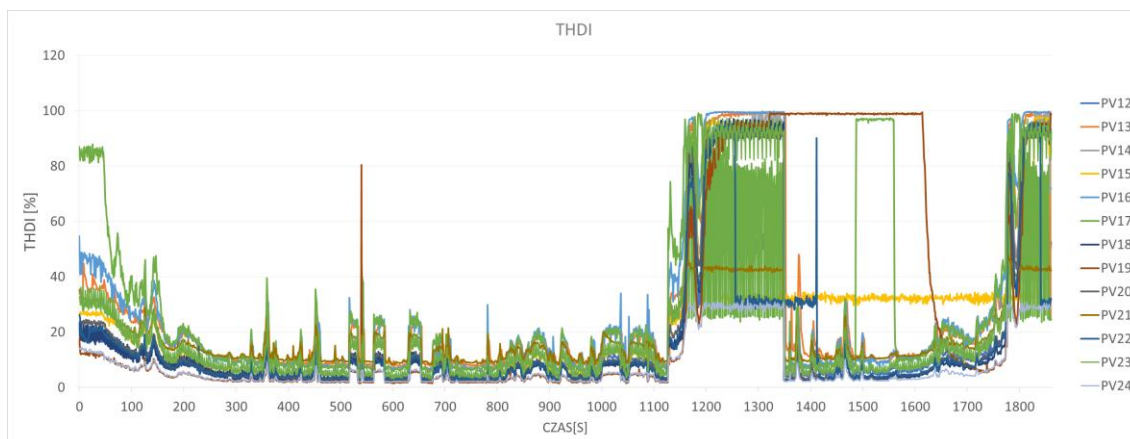
### 8.3.2 Test trójfazowy na zmienną irradiancję i temperaturę modułów „kpiech\_hc”

W testach falowników trójfazowych do analizy danych i kreślenia wykresów używano wielkości średniej (sigma) z trzech faz mierzonych przez analizator. Wyjątkiem była wartość średnia THDI wyliczona przez autora pracy analitycznie jako średnia z trzech faz. Jak się okazuje, wyliczenie dokonywane na wartości średniej podanej przez analizator mogą dosyć mocno odbiegać od wartości na poszczególnych fazach a co za tym idzie mogą zafałszowywać wyniki. Przykład takiej sytuacji w teście „kpiech\_hc” zaprezentowano na wykresach dla napięcia  $U_{ac}$  falowników numer PV22 i PV23.

Załącznik A: test trójfazowy na zmienną irradiancję i temperaturę modułów „kpiech\_hc” prezentuje wyniki porównawcze falowników otrzymane w teście „kpiech\_hc” dla urządzeń trójfazowych. W przypadku prądu  $I_{ac}$ , pomimo że ogólnie falowniki działały podobnie, różnice można było zauważyć w osiąganych maksymalnych wartościach  $I_{ac}$ . Interesujące było, że po dużym spadku wartości prądu, nie wszystkie falowniki wróciły od razu

do normalnej pracy. W szczególności falowniki PV15, PV19 i PV22 wykazały odmienne zachowania. Badania te zwróciły uwagę na potencjalne konsekwencje nieprawidłowej reakcji falowników na takie zdarzenia, takie jak duże straty w produkcji energii elektrycznej lub propagacja niskiej jakości energii do lokalnej sieci energetycznej.

Wartość średnia THDI została obliczona analitycznie z pomiarów wszystkich trzech faz i zaokrąglona do jednego miejsca po przecinku. Wśród badanych falowników, falownik PV17 wykazał duże oscylacje w THDI w przedziale czasu około 1150-1350 sekunda testu Rys. 8.17. Tabela 8.10 prezentuje następujące wartości dla THDI: porównanie CP05, średniej, CP95, max i min dla falowników trójfazowych. Z zamieszczonych danych widać, że szczególnie wartości CP95 i Max różnią się znacznie dla poszczególnych urządzeń.



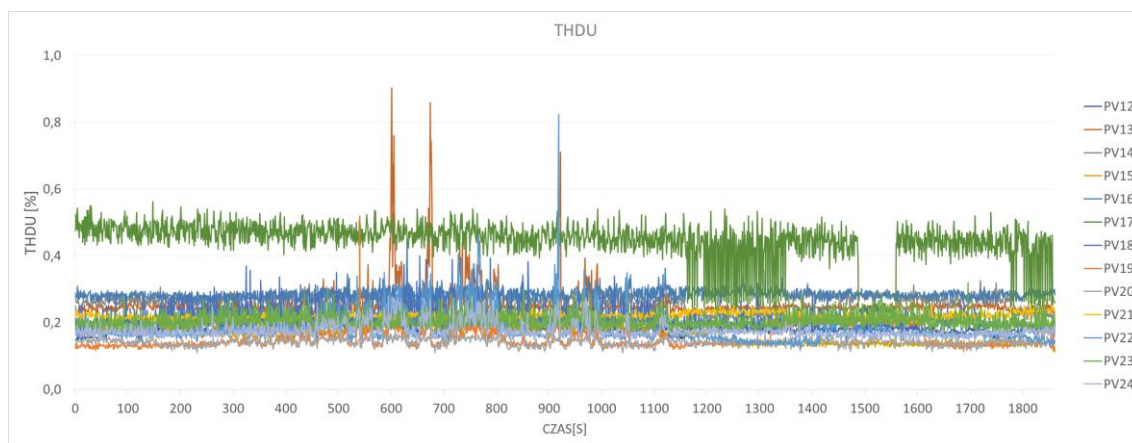
Rys. 8.17 THDI, falowniki trójfazowe

Tabela 8.10 THDI: porównanie CP05, średniej, CP95, max i min dla falowników trójfazowych

Nr. falownika	PV12	PV13	PV14	PV15	PV16	PV17	PV18	PV19	PV20	PV21	PV22	PV23	PV24
CP05	2,5	8,2	4,4	3,3	6,9	6,6	2,3	1,7	2,8	9,1	3,0	4,0	2,0
Średnia	13,3	27,0	22,2	20,9	28,1	28,8	17,9	30,0	19,0	18,6	15,5	22,1	7,8
CP95	50,7	98,7	91,8	52,2	99,4	96,4	92,0	98,9	91,7	42,9	80,2	92,5	29,4
Max	58,6	99,6	99,8	97,7	99,6	99,2	97,1	99,5	94,0	48,0	95,7	97,3	31,8
Min	2,2	7,5	3,8	3,0	5,3	5,4	1,8	1,5	2,4	8,3	2,1	3,1	1,8

Badania  $U_{ac}$  pokazały natomiast, że dla falownika oznaczonego jako PV12,  $U_{ac}$  przez cały czas testu wynosiło dokładnie 230[V]. Dla falownika PV23 widoczny jest spadek wartości średniej napięcia do poziomu 226,4[V]. Autor pracy zauważył, że pomimo różnic w napięciu na poszczególnych fazach, wartość średnia napięcia zmierzona przez analizator była mocno wygładzona, co może prowadzić do zafałszowania wyników.

W sekcjach 1.2.5 do 1.2.9 zawarto szczegółową analizę THDU oraz generowanej mocy dla trójfazowych falowników fotowoltaicznych, które przeszły test „kpiech\_hc”. THDU to miara zniekształceń harmonicznych w napięciu, które jest kluczowe dla prawidłowego działania systemów elektrycznych. Istotne jest, aby urządzenia, takie jak falowniki fotowoltaiczne, nie wprowadzały nieproporcjonalnie dużych zniekształceń, które mogłyby wpływać na jakość sieci energetycznej. Pomiarów obejmują analizę THDU dla wszystkich badanych falowników (Rys. 8.18), szczególnie skupiając się na urządzeniach PV13, PV17 i PV22, które wykazały odmienne zachowanie w porównaniu do większości testowanych urządzeń co widać w Tabeli 8.11 oraz na diagramie Rys. 8.19.

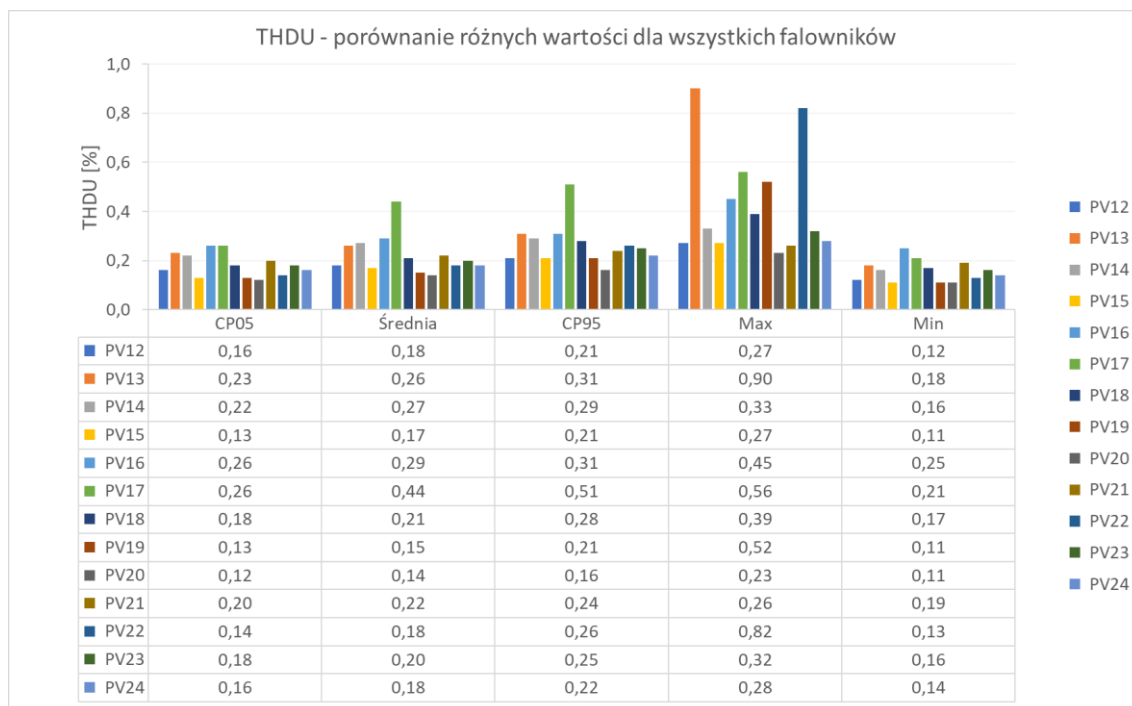


Rys. 8.18 THDU, falowniki trójfazowe

Zauważono, że gwałtowne wzrosty THDU dla PV13 i PV22 wystąpiły w przedziale czasowym od 550 do 950 sekundy testu, natomiast interesujące zmiany dla większości falowników obserwowano w przedziale od 1150 do 1860 sekundy.

Tabela 8.11 THDU: porównanie CP05, średniej, CP95, max i min dla falowników trójfazowych

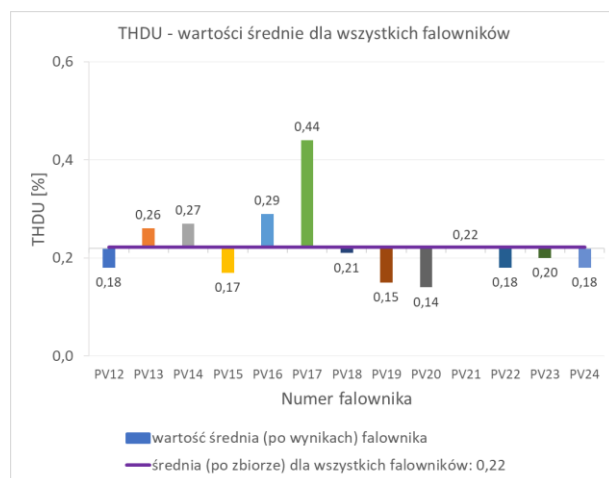
Nr. falownika	PV12	PV13	PV14	PV15	PV16	PV17	PV18	PV19	PV20	PV21	PV22	PV23	PV24
CP05	0,16	0,23	0,22	0,13	0,26	0,26	0,18	0,13	0,12	0,20	0,14	0,18	0,16
Średnia	0,18	0,26	0,27	0,17	0,29	0,44	0,21	0,15	0,14	0,22	0,18	0,20	0,18
CP95	0,21	0,31	0,29	0,21	0,31	0,51	0,28	0,21	0,16	0,24	0,26	0,25	0,22
Max	0,27	0,90	0,33	0,27	0,45	0,56	0,39	0,52	0,23	0,26	0,82	0,32	0,28
Min	0,12	0,18	0,16	0,11	0,25	0,21	0,17	0,11	0,11	0,19	0,13	0,16	0,14



Rys. 8.19 THDU, porównanie różnych wartości dla wszystkich falowników trójfazowych

Urządzenia PV13 i PV22 miały nagłe wzrosty THDU powyżej ich średniego przebiegu, wynoszącego odpowiednio 0,26[%] i 0,18[%]. Wartości maksymalne wynosiły 0,9[%] dla PV13 i 0,82[%] dla PV22.

Natomiast falownik PV17 miał najwyższą wartość średnią THDU spośród wszystkich badanych urządzeń równą 0,44[%], prawie dwukrotnie większą od średniej wartości dla wszystkich urządzeń, wynoszącej 0,22[%] (Rys. 8.20).

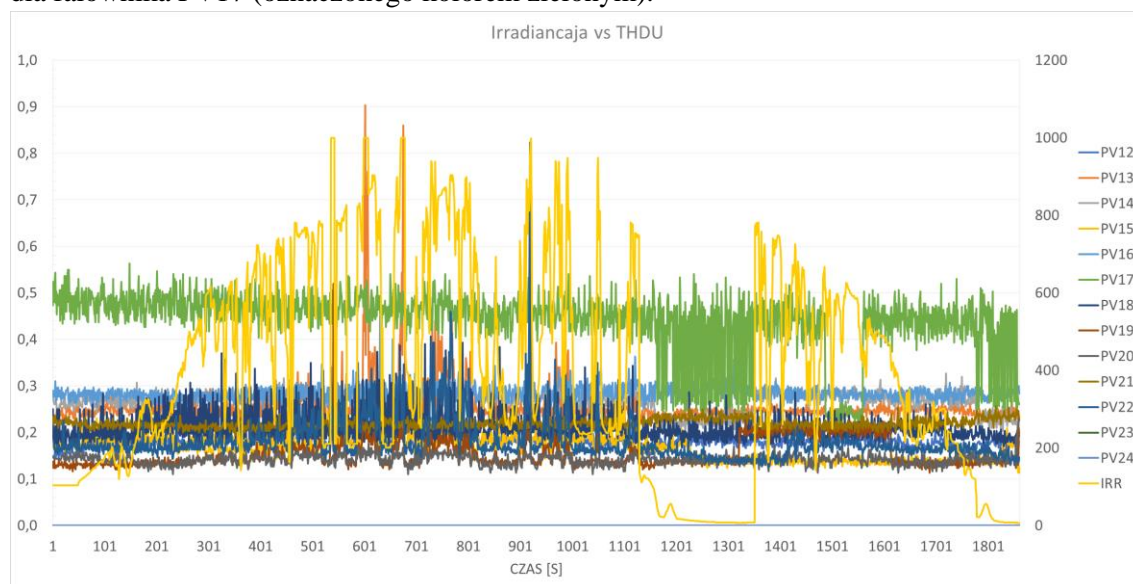


Rys. 8.20 THDU, wartości średnie dla wszystkich falowników

Dla THDU uśrednionego (10s), zauważono wyraźny wzrost parametrów CP05, średnia, CP95 dla falownika PV17.

W kontekście analizy mocy P generowanej przez falowniki, zwrócono uwagę na dwa urządzenia - PV15 i PV19. Po spadku mocy w 1127 sekundzie testu, te falowniki albo nie powróciły do pracy przez długi czas (PV19) albo w ogóle nie powróciły do pracy (PV15). Tego rodzaju zachowanie może być niekorzystne w realnym środowisku, gdzie nagły spadek generacji energii może prowadzić do poważnych strat.

Na koniec, analizując związek między irradancją a generacją THDU, przedstawioną na wykresie Rys. 8.21, zauważono, że w momencie najniższej wartości irradancji (spadek w 1127 sekundzie testu) wartość THDU bardzo gwałtownie się zmienia, co jest szczególnie widoczne dla falownika PV17 (oznaczonego kolorem zielonym).



Rys. 8.21 THDU vs irradancja, wszystkie falowniki trójfazowe

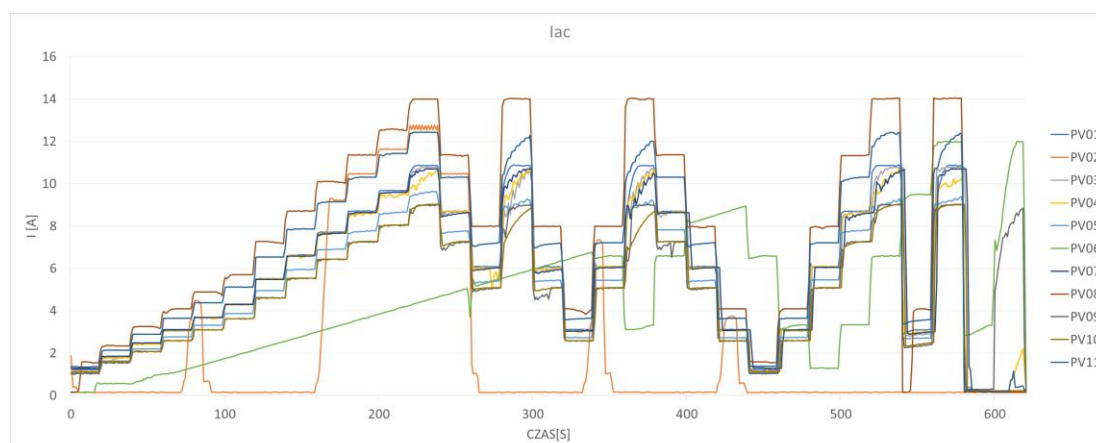
Podsumowując, omówione analizy dostarczyły ważnych wniosków dotyczących działania falowników trójfazowych. Wyniki te mogą mieć ważne implikacje dla zrozumienia i poprawy działania systemów fotowoltaicznych. Jak pokazano, analiza THDU jest niezwykle ważna w kontekście oceny jakości pracy falowników fotowoltaicznych. Każde urządzenie, pomimo spełnienia tych samych podstawowych funkcji, może zachowywać się inaczej pod wpływem różnych warunków atmosferycznych, co może prowadzić do całkiem odmiennych poziomów zniekształceń harmonicznych. Pomiary pokazują, że w niektórych przypadkach falowniki mogą generować zaskakująco wysokie wartości THDU. Na przykład, urządzenie PV17 stale generowało wyższy poziom THDU, co może wskazywać na pewne problemy w jego konstrukcji lub oprogramowaniu. Dodatkowo, falowniki PV13 i PV22 miały okresowe skoki wartości THDU, które również mogą wskazywać na potencjalne problemy.

Co więcej, przeprowadzony test wykazał, że nagłe skoki wartości irradiancji mogą powodować znaczne zmiany w generowaniu THDU. To oznacza, że w prawdziwych warunkach, gdzie irradiancja może szybko się zmieniać (np. z powodu dynamicznych warunków pogodowych), zniekształcenia harmoniczne mogą być znacznie większe niż w bardziej stabilnych warunkach.

Ostatecznie, przeprowadzone badania ujawniły, że pewne falowniki mogą napotykać trudności z powrotem do standardowej pracy po gwałtownym obniżeniu mocy. Jest to istotny czynnik, który powinien być brany pod uwagę przy selekcji falowników dla określonych zastosowań. Całość tych obserwacji podkreśla znaczenie realizacji dogłębnych analiz dotyczących jakości działania falowników fotowoltaicznych. Tylko dzięki tego typu badaniom istnieje możliwość uzyskania pewności, że systemy fotowoltaiczne będą funkcjonować jak najbardziej efektywnie i bezawaryjnie.

### 8.3.3 Test jednofazowy na zmienną irradiancję i temperaturę modułów „kpiech\_proc”

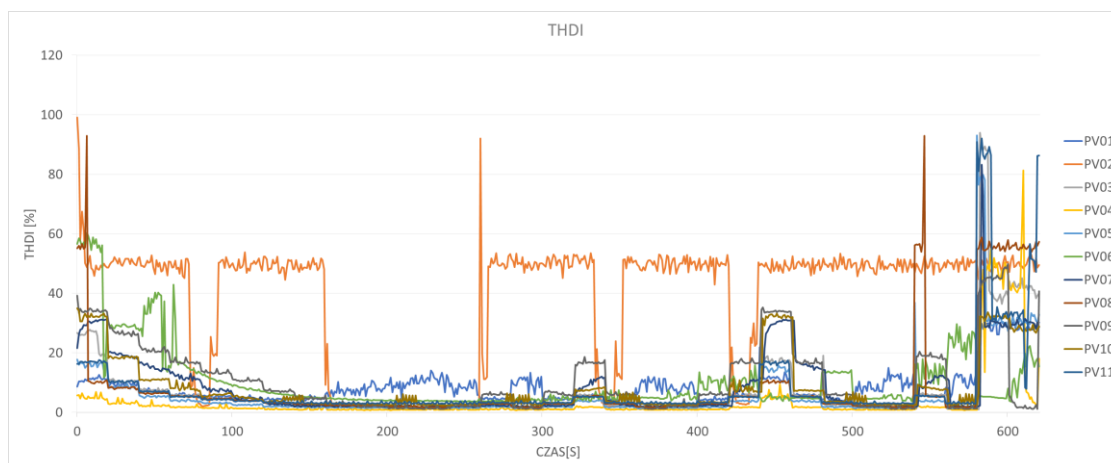
Załącznik A: test jednofazowy na zmienną irradiancję i temperaturę modułów „kpiech\_proc” zawiera wyniki eksperymentalnych badań falowników jednofazowych z zastosowaniem testu według tabeli Tabela 8.3 „kpiech\_proc”. W przypadku natężenia prądu  $I_{ac}$ , obserwuje się skokową zmianę wartości, widoczną na wykresie Rys. 8.22, spowodowaną konstrukcją testu i stopniową zmianą irradiancji wynikłą ze sposobu prowadzenia eksperymentu. Wartość  $I_{ac}$  dla poszczególnych falowników koresponduje bezpośrednio z wartością natężenia promieniowania słonecznego ustawionego w symulacji dla paneli fotowoltaicznych. Wśród analizowanych falowników, PV02 (linia koloru pomarańczowego) i PV06 (linia zielona) wykazują odstępstwa od reszty, z czego wynika konieczność wykonania dodatkowych analiz.



Rys. 8.22  $I_{ac}$ , falowniki jednofazowe

W przypadku PV02 zauważono krótkotrwałe impulsy, co może wskazywać na próby wejścia w tryb pracy, a PV06 podnosi wartość prądu jednostajnie, ale przy znacznie niższej amplitudzie. Po wyeliminowaniu tych dwóch falowników z analizy, średnia wartość  $I_{ac}$  wzrosła z 5,3[A] do 5,8[A], a poszczególne średnie były bardziej skupione wokół średniej po zbiorze.

W przypadku parametru THDI, testowane falowniki wykazują odmienne właściwości ze szczególnym zwróceniem uwagi na urządzenie PV02 (kolor pomarańczowy) co pokazano na wykresie Rys. 8.23 i w tabeli Tabela 8.12.

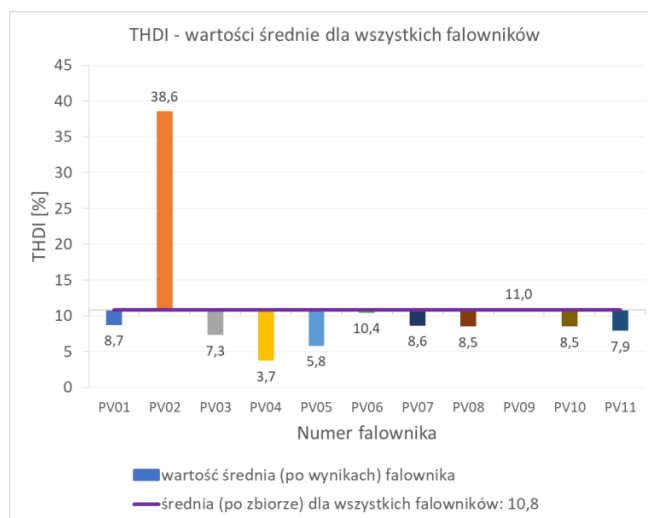


Rys. 8.23 THDI, falowniki jednofazowe

Tabela 8.12 THDI: porównanie CP05, średniej, CP95, max i min dla falowników jednofazowych

Nr. falownika	PV01	PV02	PV03	PV04	PV05	PV06	PV07	PV08	PV09	PV10	PV11
CP05	4,1	1,8	1,2	0,8	1,4	3,7	1,9	1,8	1,2	2,5	3,0
Średnia	8,7	38,6	7,3	3,7	5,8	10,4	8,6	8,5	11,0	8,5	7,9
CP95	27,9	52,5	39,4	13,1	29,8	33,0	30,4	55,4	34,1	32,2	32,3
Max	39,4	99,0	94,0	81,4	93,1	60,3	83,3	93,0	49,9	35,0	92,0
Min	3,4	1,6	1,1	0,8	1,2	3,5	1,7	1,7	1,2	2,3	2,9

Wartość średnia dla PV02 wyniosła aż 38,6[%], gdzie wartość średnia po zbiorze dla wszystkich badanych falowników wynosiła 10,8[%] (Rys. 8.24).

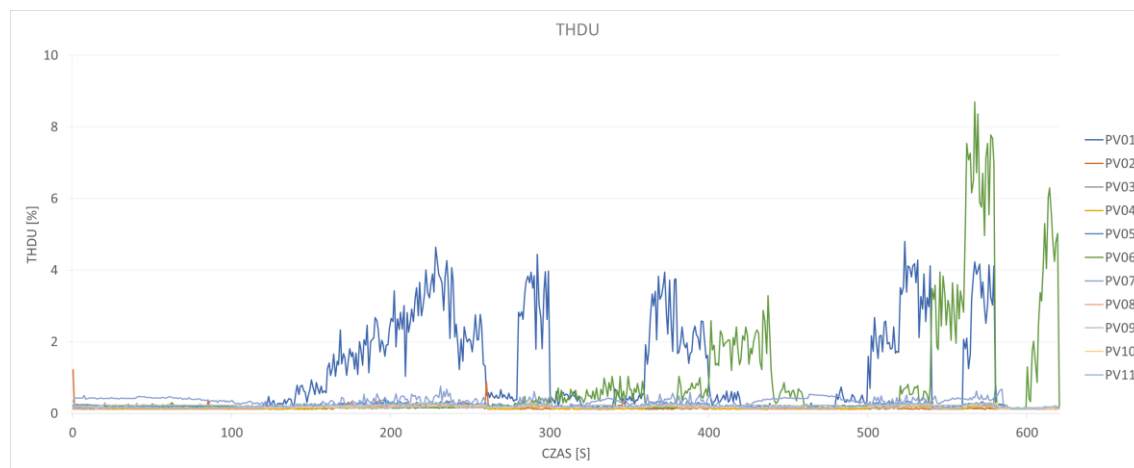


Rys. 8.24 THDI, wartości średnie dla wszystkich falowników



Analiza napięcia  $U_{ac}$  wykazała, że większość falowników utrzymuje stabilną wartość tego parametru. Ponownie wyróżnia się falownik PV07, który przez cały czas testu utrzymywał napięcie na poziomie dokładnie 230[V]. Analogiczna sytuacja wystąpiła w teście „kpiech\_hc” dla falownika trójfazowego PV12.

W sekcjach 1.3.5 do 1.3.9 skoncentrowano się na analizie THDU, mocy (P) i związku THDU z irradiająca. Wykres Rys. 8.25, oraz grafiki Rys. 8.26 i Rys. 8.27 prezentują wyraźnie odbiegające od reszty falowników wyniki dla urządzeń oznaczonych numerami PV01 oraz PV06.

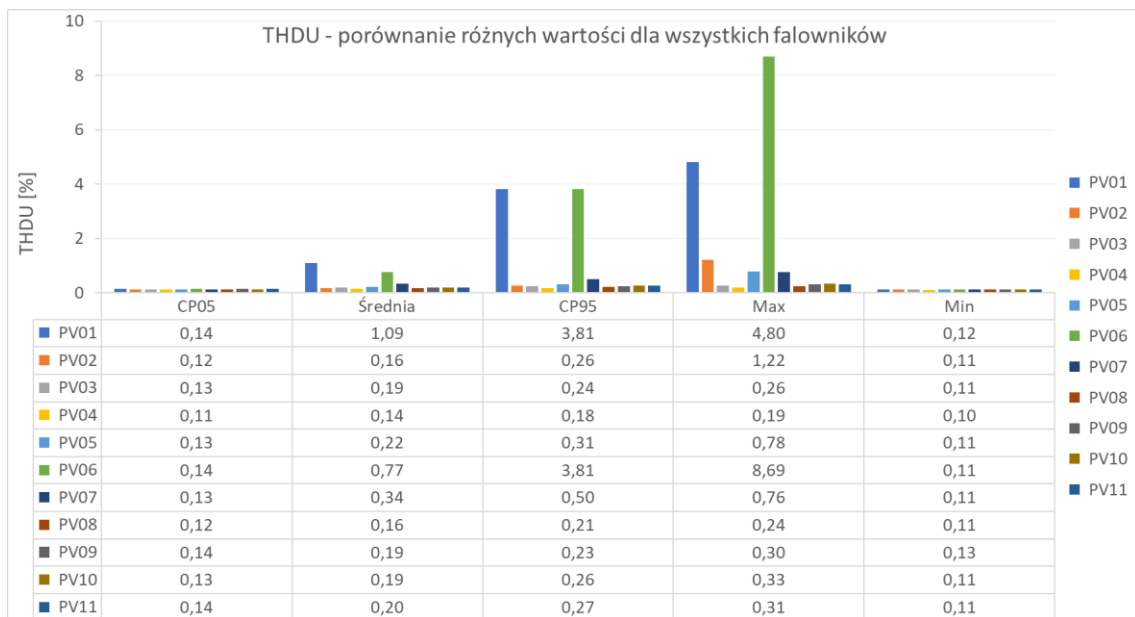


Rys. 8.25 THDU, falowniki jednofazowe

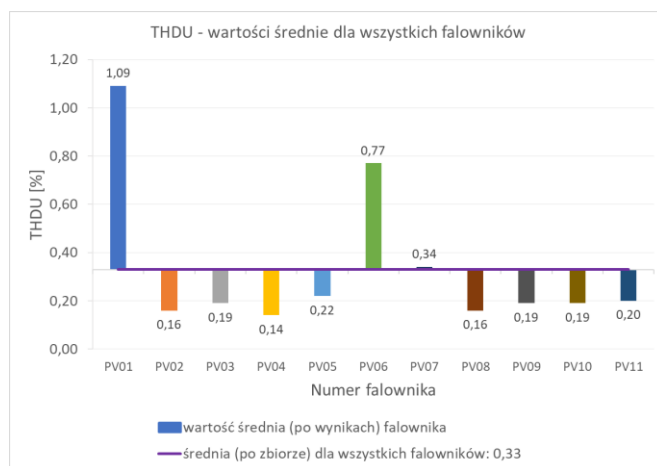
Tabela 8.13 THDU: porównanie CP05, średniej, CP95, max i min dla falowników jednofazowych

Nr. falownika	PV01	PV02	PV03	PV04	PV05	PV06	PV07	PV08	PV09	PV10	PV11
CP05	0,14	0,12	0,13	0,11	0,13	0,14	0,13	0,12	0,14	0,13	0,14
Średnia	1,09	0,16	0,19	0,14	0,22	0,77	0,34	0,16	0,19	0,19	0,20
CP95	3,81	0,26	0,24	0,18	0,31	3,81	0,50	0,21	0,23	0,26	0,27
Max	4,80	1,22	0,26	0,19	0,78	8,69	0,76	0,24	0,30	0,33	0,31
Min	0,12	0,11	0,11	0,10	0,11	0,11	0,11	0,11	0,13	0,11	0,11

W tabeli Tabela 8.13 porównano różne metryki, takie jak CP05, średnia, CP95, max i min. Szczegółowo porównano różne wartości dla wszystkich falowników jednofazowych, jak również wartości średnie dla falowników PV02 i PV06. Wyniki dla innych kombinacji falowników jednofazowych, takich jak PV01 i PV06, również zostały pokazane.



Rys. 8.26 THDU, porównanie różnych wartości dla wszystkich falowników jednofazowych

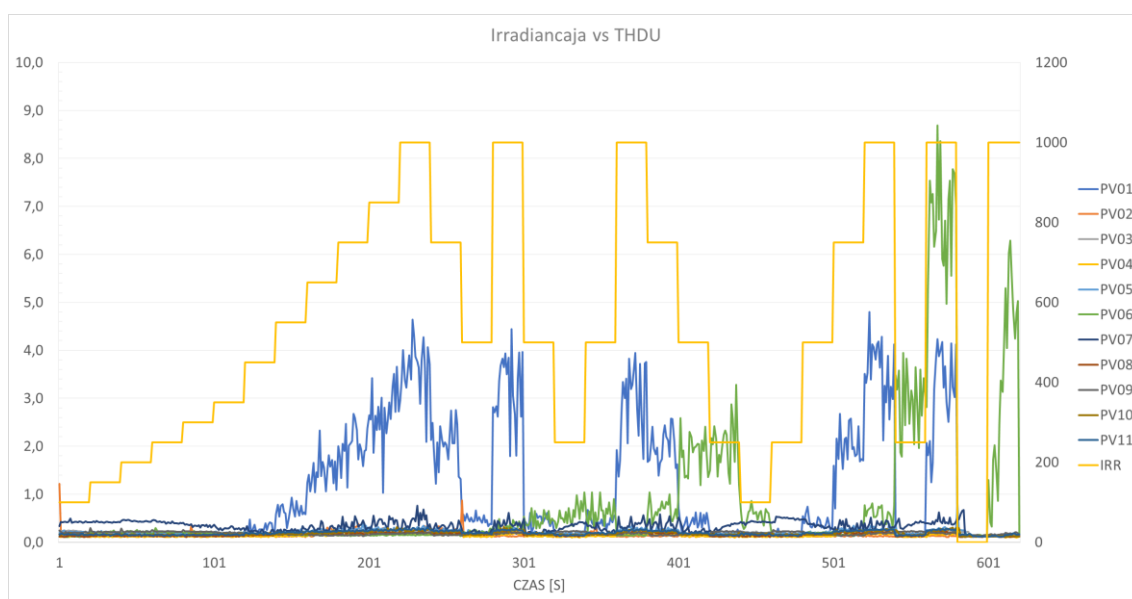


Rys. 8.27 THDU, wartości średnie dla wszystkich falowników

W kolejnym fragmencie pracy przedstawiono uśrednione wartości THDU, gdzie uśrednianie zostało przeprowadzone dla okresu 10s. Ponownie, dane zostały zaprezentowane w formie wykresów i tabel dla wszystkich falowników jednofazowych, a także dla wybranych falowników PV02 i PV06. Kolejno przedstawiono wyniki uśrednionego THDU zastosowane do skali logarymicznej, z uwzględnieniem falowników PV02 i PV06. Zastosowanie skali logarymicznej może pomóc w lepszym zrozumieniu dynamiki zmienności THDU.

Następnie skupiono się na analizie mocy (P) generowanej przez falowniki jednofazowe. Analogicznie do wcześniejszych sekcji, wyniki są prezentowane za pomocą tabel i wykresów, które pokazują porównanie CP05, średniej, CP95, max i min dla wszystkich falowników, falowników bez PV02 i PV06 oraz dla falowników PV02 i PV06.

Końcowy podrozdział, 1.3.9, poświęcony jest analizie zależności THDU od irradancji, co jest kluczowe dla zrozumienia, jak zmienne warunki oświetleniowe mogą wpływać na jakość napięcia generowanego przez falowniki, zależność tę przedstawiono na wykresie Rys. 8.28.



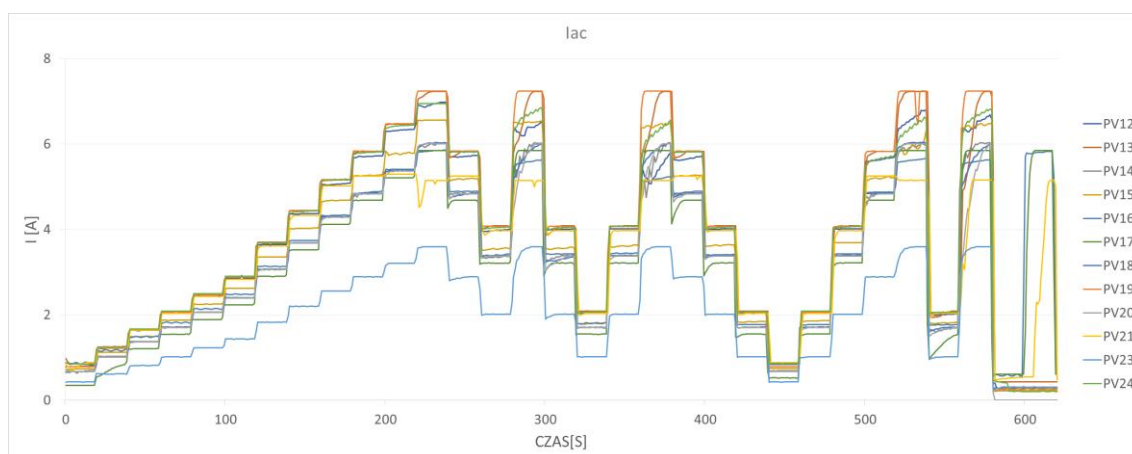
Rys. 8.28 THDU vs irradiancja, wszystkie falowniki jednofazowe

Podsumowując, badania falowników jednofazowych za pomocą testu „kpiech\_proc” pozwoliły na ocenę ich działania pod kątem różnych parametrów. W wyniku badań zidentyfikowano falowniki, które wykazują odstępstwa od typowego zachowania, co może mieć wpływ na ich wydajność i stabilność pracy. Dodatkowe analizy tych falowników mogą przynieść więcej informacji na temat przyczyn takiego zachowania, co pozwoli na dalszą optymalizację i poprawę efektywności systemów fotowoltaicznych.

### 8.3.4 Test trójfazowy na zmienną irradiancję i temperaturę modułów „kpiech\_proc”

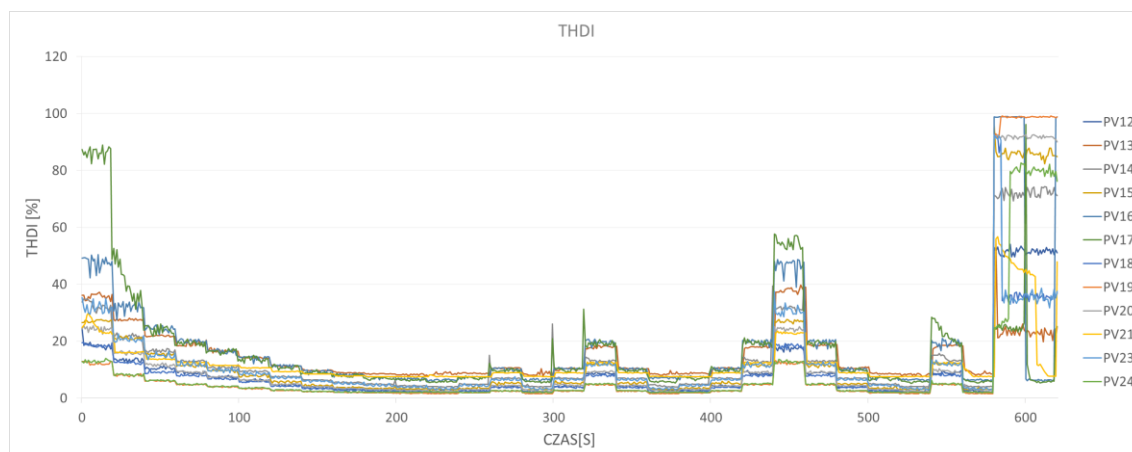
Załącznik A: test trójfazowy na zmienną irradiancję i temperaturę modułów „kpiech\_proc” koncentruje się na analizie wyników testu według tabeli Tabela 8.3 „kpiech\_proc” przeprowadzonego na falownikach trójfazowych. Badanie uwzględniło dwanaście dostępnych modeli, pomijając falownik PV22 ze względu na jego ograniczoną dostępność podczas testów.

Analizę rozpoczęto od badania prądu  $I_{ac}$ , co zostało przedstawione na rysunku Rys. 8.29. Zwrócono uwagę na fakt, że przebieg  $I_{ac}$  koreluje z zarejestrowanym na rysunku Rys. 8.30 wskaźnikiem THDI.



Rys. 8.29  $I_{ac}$ , falowniki trójfazowe

Wzrost THDI zaobserwowano w momentach nagłych, dużych zmian prądu, szczególnie w przypadku niskich wartości  $I_{ac}$ .



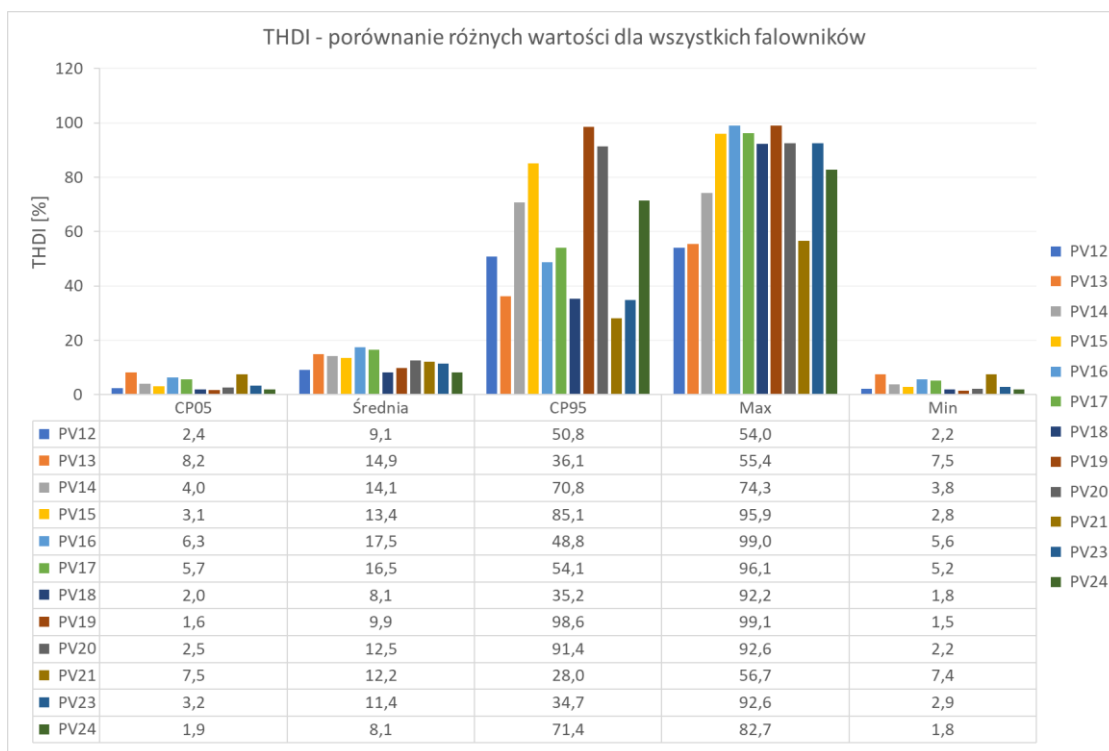
Rys. 8.30 THDI, falowniki trójfazowe

Dane zawarte w tabeli zbiorczej ukazują podobieństwo parametrów opisujących  $I_{ac}$ , takich jak CP05, CP95, wartości średnie, maksymalne i minimalne, dla wszystkich badanych falowników. Wyjątek stanowił model PV23, który odznaczał się niższą wartością średnią - 1,9[A], podczas gdy dla pozostałych falowników wynosiła ona średnio 3,3[A], oscylując w przedziale od 3,1 do 3,9[A].

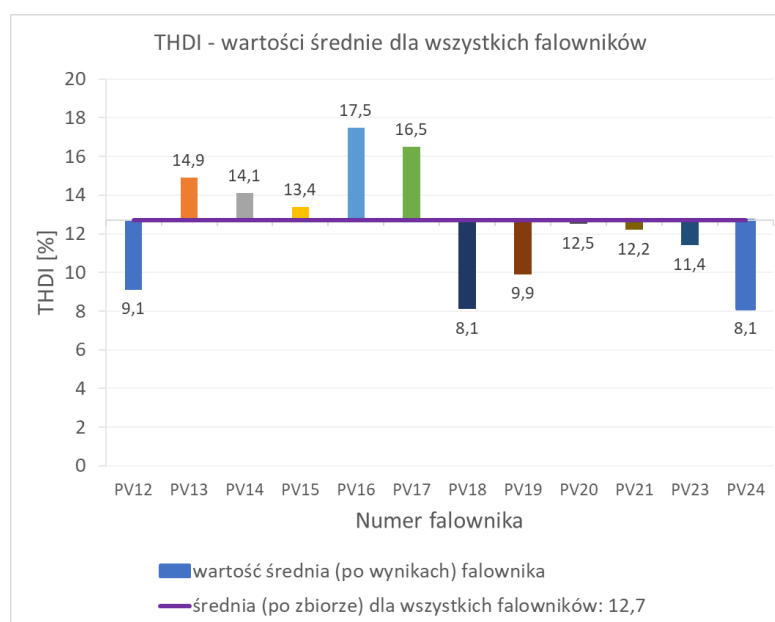
Badania przeprowadzone dla THDI, których wyniki zostały zaprezentowane na ilustracjach Rys. 8.31 i Rys. 8.32 oraz w tabeli Tabela 8.14, ilustrują, jak znaczne różnice mogą wystąpić między urządzeniami. To stanowi dodatkowe potwierdzenie wpływu nieodpowiednio dobranego falownika (lub po prostu urządzenia o niskiej jakości) na funkcjonowanie sieci elektroenergetycznej.

Tabela 8.14 THDI: porównanie CP05, średniej, CP95, max i min dla falowników trójfazowych

Nr. falownika	PV12	PV13	PV14	PV15	PV16	PV17	PV18	PV19	PV20	PV21	PV23	PV24
CP05	2,4	8,2	4,0	3,1	6,3	5,7	2,0	1,6	2,5	7,5	3,2	1,9
Średnia	9,1	14,9	14,1	13,4	17,5	16,5	8,1	9,9	12,5	12,2	11,4	8,1
CP95	50,8	36,1	70,8	85,1	48,8	54,1	35,2	98,6	91,4	28,0	34,7	71,4
Max	54,0	55,4	74,3	95,9	99,0	96,1	92,2	99,1	92,6	56,7	92,6	82,7
Min	2,2	7,5	3,8	2,8	5,6	5,2	1,8	1,5	2,2	7,4	2,9	1,8



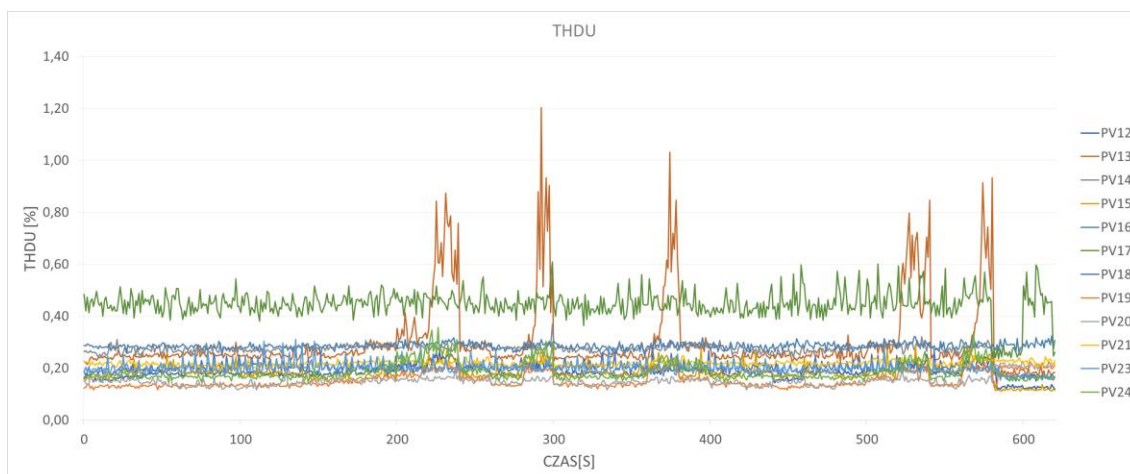
Rys. 8.31 THDI, porównanie różnych wartości dla wszystkich falowników trójfazowych



Rys. 8.32 THDI, wartości średnie dla wszystkich falowników

Szczególną uwagę poświęcono badaniu napięcia  $U_{ac}$ . Na rysunkach od Rys. 1.160 do Rys. 1.172 oraz w tabelach od Tabela 1.46 do Tabela 1.49 przedstawiono dane dotyczące wartości średniej z trzech faz dla każdego z falowników, a także dla każdej z faz z osobna ( $U_{ac-E2}[V]$ ,  $U_{ac-E3}[V]$  oraz  $U_{ac-E4}[V]$ ). Decyzja o takiej prezentacji wynikała z obserwacji pewnych różnic w charakterystyce poszczególnych krzywych, które mogły mieć znaczenie dla zrozumienia badanego zjawiska.

Sekcja 1.4.5 dotyczy THDU dla badanych falowników trójfazowych. Wykres Rys. 8.33 prezentuje ogólną charakterystykę THDU, natomiast Tabela 8.15 pokazuje porównanie parametrów CP05, średniej, CP95, wartości maksymalnej i minimalnej dla każdego z falowników.

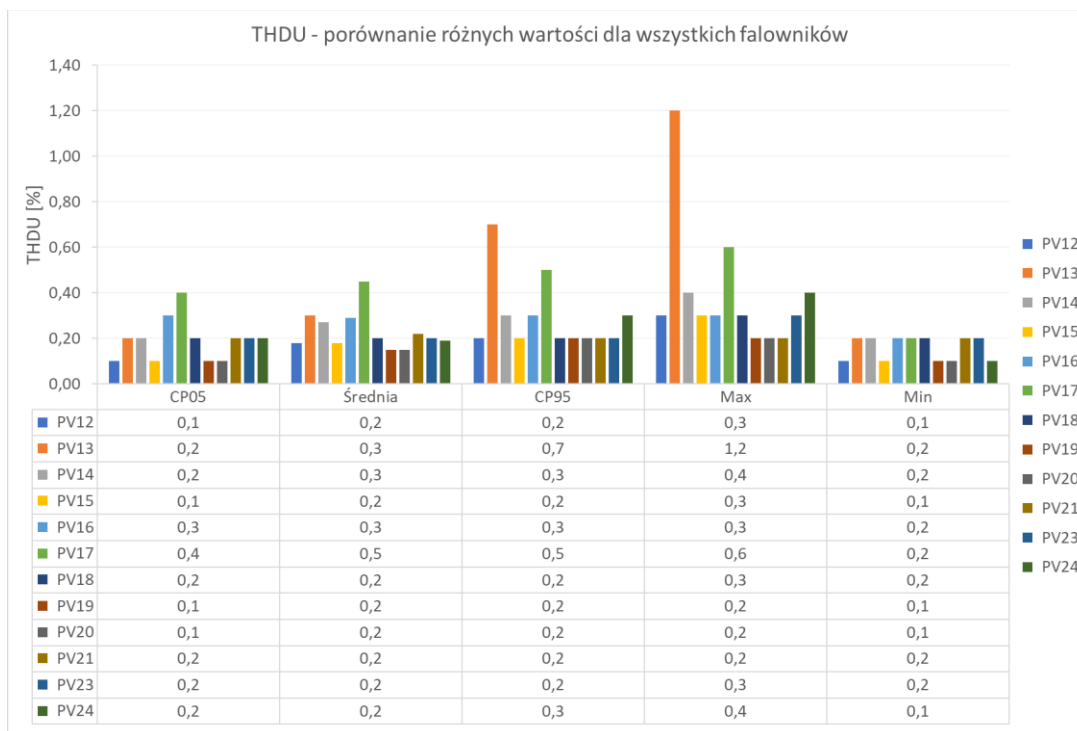


Rys. 8.33 THDU, falowniki trójfazowe

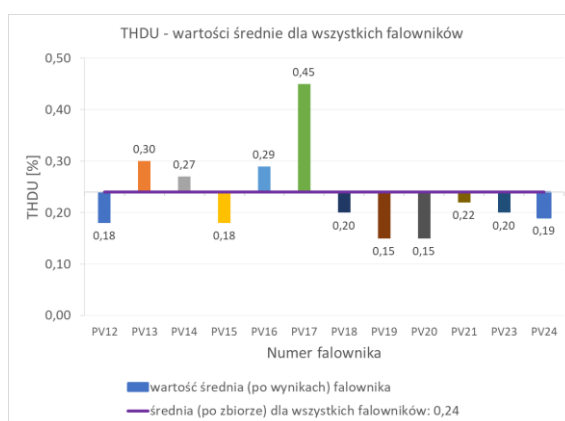
Tabela 8.15 THDU: porównanie CP05, średniej, CP95, max i min dla falowników trójfazowych

Nr. falownika	PV12	PV13	PV14	PV15	PV16	PV17	PV18	PV19	PV20	PV21	PV23	PV24
CP05	0,10	0,20	0,20	0,10	0,30	0,40	0,20	0,10	0,10	0,20	0,20	0,20
Średnia	0,18	0,30	0,27	0,18	0,29	0,45	0,20	0,15	0,15	0,22	0,20	0,19
CP95	0,20	0,70	0,30	0,20	0,30	0,50	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,30
Max	0,30	1,20	0,40	0,30	0,30	0,60	0,30	0,20	0,20	0,20	0,30	0,40
Min	0,10	0,20	0,20	0,10	0,20	0,20	0,20	0,10	0,10	0,20	0,20	0,10

Rys. 8.34 i Rys. 8.35 prezentują porównanie różnych wartości i wartości średnie dla wszystkich falowników, umożliwiając bardziej szczegółową analizę wyników. Falowniki o numerach PV13 i PV17 wyraźnie odznaczają się odmienną pracą na tle pozostałych urządzeń.



Rys. 8.34 THDU, porównanie różnych wartości dla wszystkich falowników trójfazowych

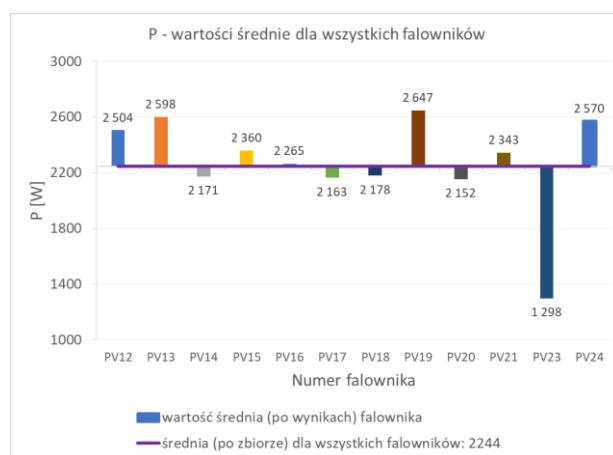


Rys. 8.35 THDU, wartości średnie dla wszystkich falowników

Kolejno przeanalizowano moc P generowaną dla badanych falowników trójfazowych. Tabela 8.16 przedstawia porównanie kluczowych statystyk dla parametrów CP05, średniej, CP95, maksimum i minimum dla każdego z falowników, bardzo wyraźnie widać, że jest kilka urządzeń, które bardzo odstają od reszty ze szczególnym uwzględnieniem PV23, którego wartość średnia dla mocy wynosząca 1298[W] jest znacznie poniżej wartości średniej po zbiorze średnich równej 2244[W] (Rys. 8.36).

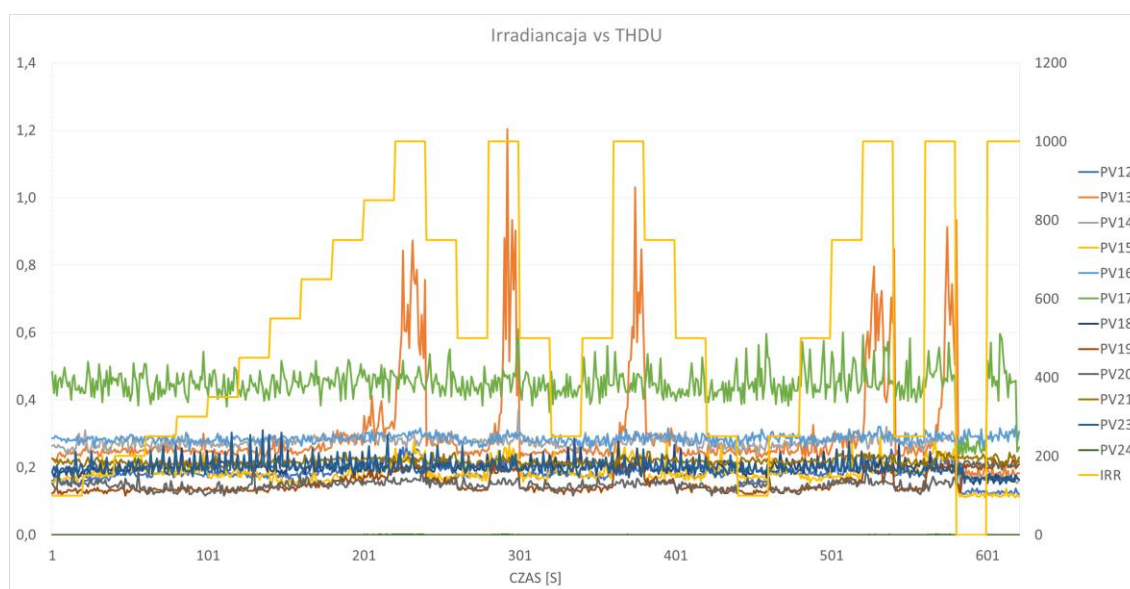
Tabela 8.16 P: porównanie CP05, średniej, CP95, max i min dla falowników trójfazowych

Nr. falownika	PV12	PV13	PV14	PV15	PV16	PV17	PV18	PV19	PV20	PV21	PV23	PV24
CP05	0	-1	-2	-4	423	97	-1	0	-2	412	-1	0
Średnia	2504	2598	2171	2360	2265	2163	2178	2647	2152	2343	1298	2570
CP95	4567	4965	4128	4479	3972	4029	4137	4996	4139	3606	2473	4653
Max	4806	4966	4155	4520	4026	4030	4156	4997	4143	3636	2475	4797
Min	-42	-14	-11	-8	-27	-20	-27	-23	-15	-47	-28	-17



Rys. 8.36 P, wartości średnie dla wszystkich falowników

Końcowy fragment tego podrozdziału przedstawia zależność THDU od irradiancji dla wszystkich badanych falowników trójfazowych (Rys. 8.37). Ten wykres dostarcza cennych informacji na temat wpływu warunków oświetleniowych na wartość THDU, co jest bardzo istotne dla oceny wydajności i niezawodności falowników w praktycznych warunkach eksploatacji.



Rys. 8.37 THDU vs irradiancja, wszystkie falowniki trójfazowe

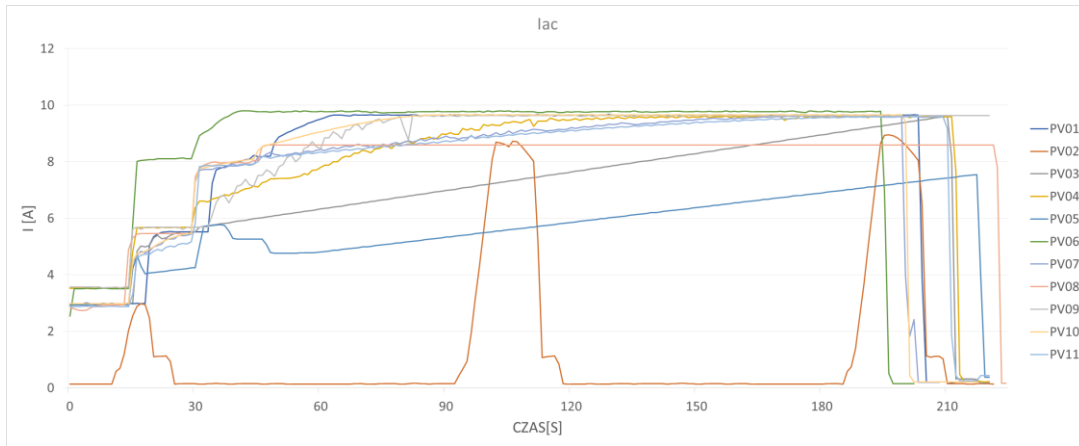
Wszystkie przedstawione badania dostarczają kompleksowych informacji na temat parametrów i efektywności analizowanych falowników trójfazowych, przynosząc istotne dane do oceny ich efektywności i niezawodności w kontekście praktycznych zastosowań.

Reasumując, wyniki przedstawione w niniejszej sekcji dostarczają drobiazgowego wglądu w charakterystykę analizowanych falowników trójfazowych, uwzględniając  $I_{ac}$ , THDI,  $U_{ac}$ , THDU, moc oraz zależność THDU od irradiancji. Te wyniki mogą mieć kluczowe znaczenie dla przyszłych analiz i postępu w ewolucji falowników fotowoltaicznych.

### 8.3.5 Test jednofazowy na stopniowe zacinienie modułów „sh1”

Załącznik A: test jednofazowy na stopniowe zacinienie modułów „sh1” prezentuje wyniki testu według tabeli Tabela 8.5 „sh1” dla falowników jednofazowych. Warto wspomnieć o różnicy w długości testu, która wynosiła do 22 sekund dla urządzeń granicznych, która wynikała ze specyfiki przeprowadzanego badania. Rozważając wyniki  $I_{ac}$ , warto zwrócić uwagę na natężenie prądu stabilizujące się na stałym poziomie około 8-10[A] po 20-50 sekundach dla większości falowników o pokazano na wykresie Rys. 8.38. Falowniki PV03 i PV05 stanowiły wyjątek, gdzie prąd rósł jednostajnie przez cały test. Wyjątkowy był także falownik PV02, który generował okresowe impulsy co około 90 sekund.



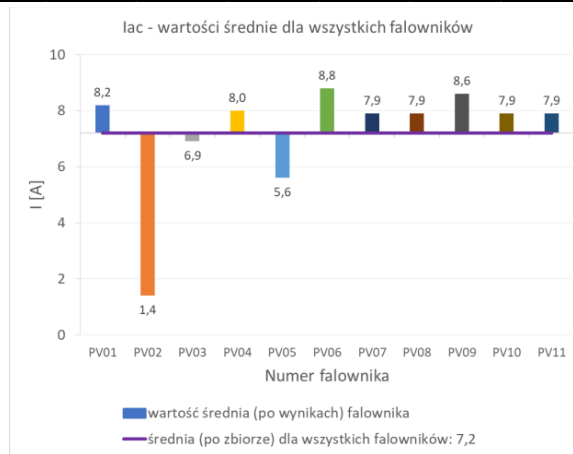


Rys. 8.38  $I_{ac}$ , falowniki jednofazowe

Średnie, minimalne i CP95 wartości prądu ( $I_{ac}$ ) dla większości falowników były na zbliżonym poziomie, odpowiednio około 8[A], 8-10[A] i 0,2[A] co przedstawia Tabela 8.17. Falownik PV02 zwrócił uwagę niską wartością średnią wynoszącą zaledwie 1,4[A] (Rys. 8.39), co sugeruje niepowodzenie w stabilnej pracy.

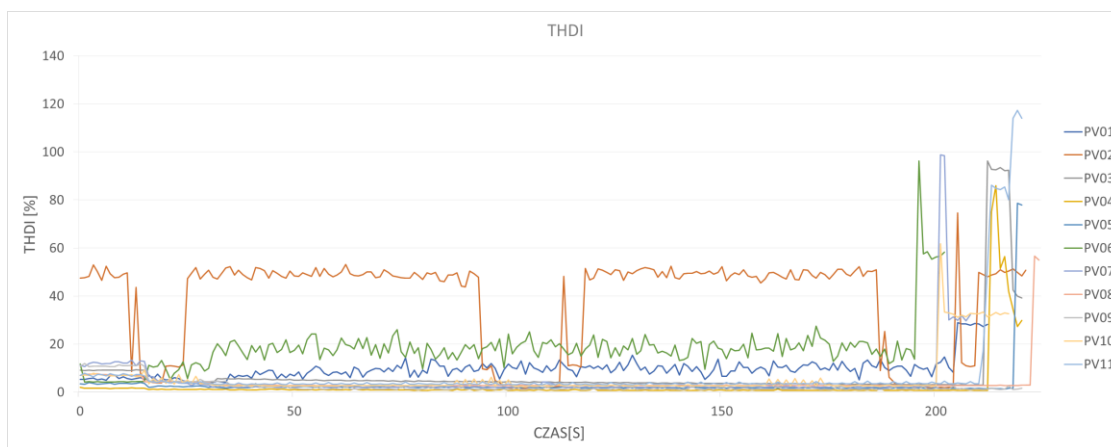
Tabela 8.17  $I_{ac}$ : porównanie CP05, średniej, CP95, max i min dla falowników jednofazowych

Nr. falownika	PV01	PV02	PV03	PV04	PV05	PV06	PV07	PV08	PV09	PV10	PV11
CP05	3,0	0,1	2,9	3,5	2,9	3,5	3,0	2,9	3,6	0,2	2,9
Średnia	8,2	1,4	6,9	8,0	5,6	8,8	7,9	7,9	8,6	7,9	7,9
CP95	9,7	8,6	9,4	9,6	7,4	9,8	9,6	8,6	9,6	9,7	9,6
Max	9,7	9,0	9,6	9,7	7,6	9,8	9,6	8,6	9,7	9,7	9,6
Min	0,2	0,1	0,2	0,2	0,4	0,2	0,2	0,2	3,5	0,2	0,3

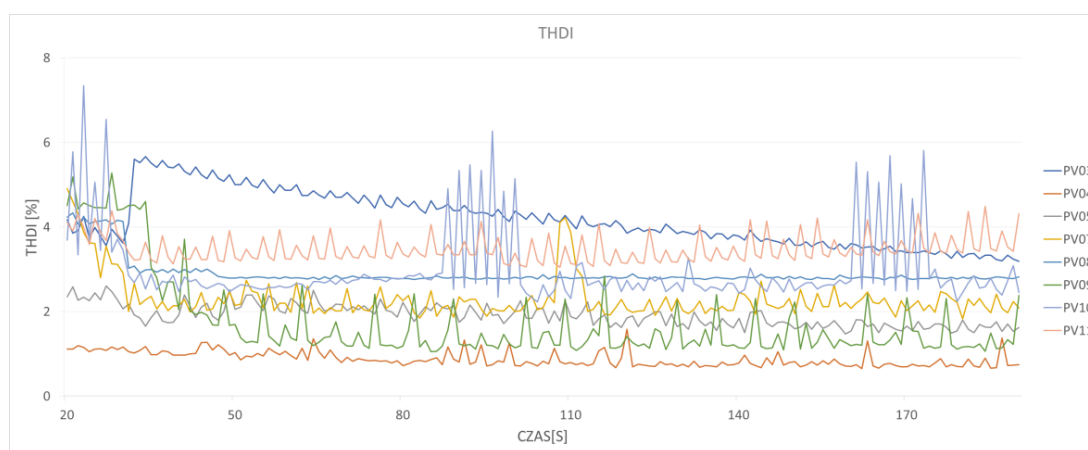


Rys. 8.39  $I_{ac}$ , wartości średnie dla wszystkich falowników

Testy THDI wykazały, że falownik PV2 prezentował najwyższe zniekształcenia harmonicznego prądu w porównaniu do innych badanych falowników (Rys. 8.40). Urządzenia PV1 i PV06 również wykazały wyższe wartości THDI, wynoszące około 15-25[%]. Jak wynika z tabeli Tabela 8.18 i grafiki Rys. 8.42, średnia wartość THDI dla większości falowników wynosiła od 2 do 7,5[%] natomiast dla urządzenia PV02 wyniosła ona aż 38,1[%] (Rys. 8.43). W celu pogłębienia analizy postanowiono sprawdzić jak będą wyglądały charakterystyki THDI dla omawianych urządzeń bez trzech odznaczających się największymi odstępstwami. Wygląd krzywych pokazano na wykresie Rys. 8.41 na którym widać różnice w pracy zawężonej grupy falowników.



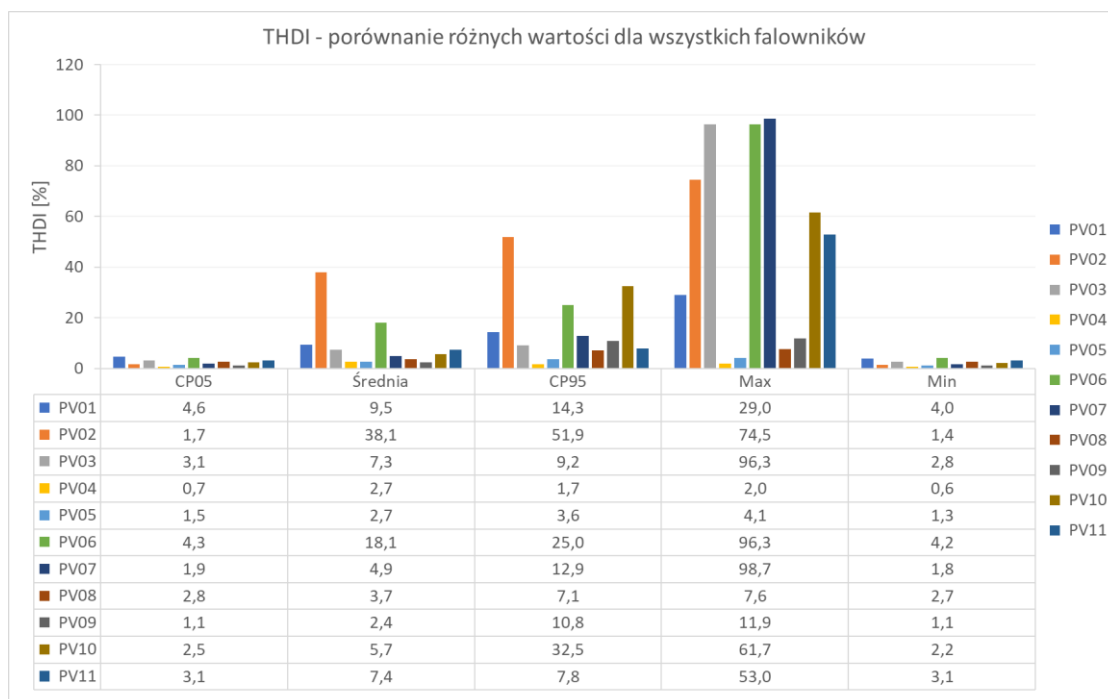
Rys. 8.40 THDI, falowniki jednofazowe



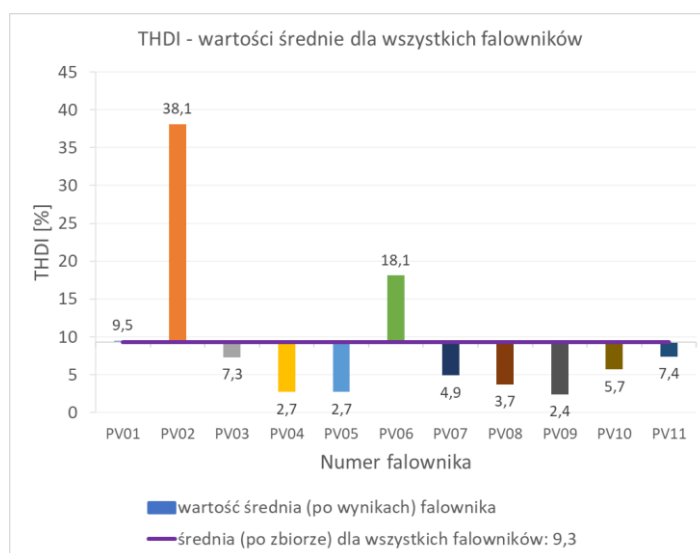
Rys. 8.41 THDI dla wszystkich falowników bez PV01, PV02 i PV06

Tabela 8.18 THDI: porównanie CP05, średniej, CP95, max i min dla falowników jednofazowych

Nr. falownika	PV01	PV02	PV03	PV04	PV05	PV06	PV07	PV08	PV09	PV10	PV11
CP05	4,6	1,7	3,1	0,7	1,5	4,3	1,9	2,8	1,1	2,5	3,1
Średnia	9,5	38,1	7,3	2,7	2,7	18,1	4,9	3,7	2,4	5,7	7,4
CP95	14,3	51,9	9,2	1,7	3,6	25,0	12,9	7,1	10,8	32,5	7,8
Max	29,0	74,5	96,3	2,0	4,1	96,3	98,7	7,6	11,9	61,7	53,0
Min	4,0	1,4	2,8	0,6	1,3	4,2	1,8	2,7	1,1	2,2	3,1



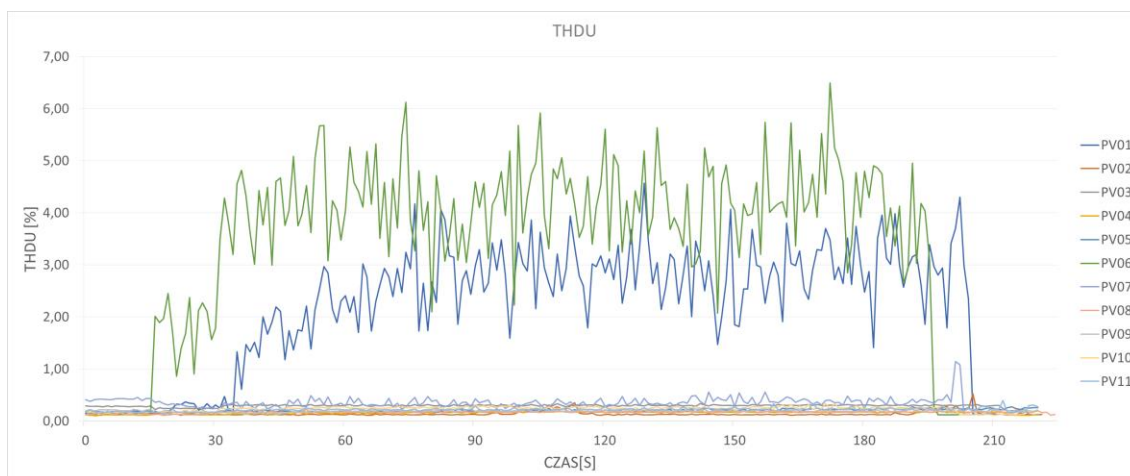
Rys. 8.42 THDI, porównanie różnych wartości dla wszystkich falowników jednofazowych



Rys. 8.43 THDI, wartości średnie dla wszystkich falowników

W kontekście napięcia  $U_{ac}$ , zaobserwowano pewne anomalie końcowe, które mogą być powiązane z różnicami w czasie trwania testu dla poszczególnych falowników. Wyróżnia się falownik PV01, który utrzymywał napięcie na niezmiennym poziomie 230[V]. Różnice pomiędzy poszczególnymi falownikami w odniesieniu do  $U_{ac}$  były marginalne, rzędu 0,1[V]. Nie przewiduje się, że mogą one mieć istotny wpływ na kolejne analizy. W odniesieniu do uśrednionego co 10 sekund napięcia, wyniki prezentowały się zgodnie z danymi z pomiarów bezpośrednich

Kolejna część pracy skupia się na analizie THDU. Na podstawie danych przedstawionych na wykresie Rys. 8.44 i w tabeli Tabela 8.19, zauważalne są znaczne różnice między badanymi falownikami. Wyróżniają się urządzenia PV01 i PV06. W przypadku tych dwóch falowników, zniekształcenia harmoniczne napięcia są znacznie wyższe. W pogłębionej analizie dostępnej w załączniku do niniejszej pracy zaprezentowano dane dla zawężonej grupy urządzeń wykluczającej dwa najbardziej odstające.



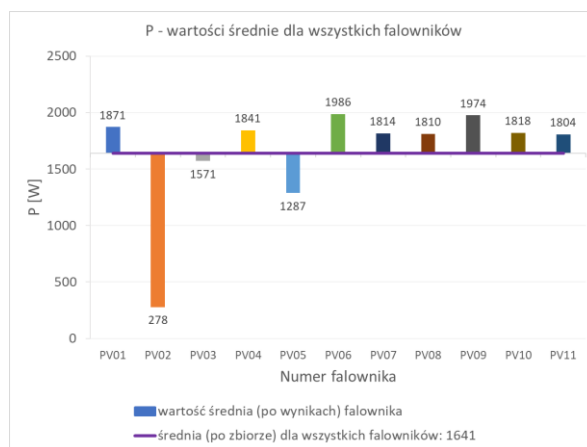
Rys. 8.44 THDU, falowniki jednofazowe

Tabela 8.19 THDU: porównanie CP05, średniej, CP95, max i min dla falowników jednofazowych

Nr. falownika	PV01	PV02	PV03	PV04	PV05	PV06	PV07	PV08	PV09	PV10	PV11
CP05	0,16	0,12	0,24	0,12	0,17	0,14	0,24	0,13	0,15	0,13	0,16
Średnia	2,21	0,14	0,29	0,16	0,20	3,56	0,36	0,17	0,19	0,23	0,22
CP95	3,82	0,25	0,32	0,18	0,26	5,59	0,48	0,21	0,21	0,29	0,27
Max	4,57	0,52	0,33	0,20	0,27	6,49	1,14	0,22	0,23	0,33	0,39
Min	0,12	0,11	0,12	0,10	0,16	0,12	0,12	0,11	0,13	0,11	0,14

Następna sekcja skupia się na badaniu uśrednionym wskaźnika THDU. Proces uśredniania co 10 sekund wpłynął istotnie na wartość maksymalną THDU dla PV07 – w przypadku uśrednionego pomiaru wynosi ona 0,44[%], podczas gdy bez uśredniania wynosi 1,14[%]. To zjawisko wskazuje na istotność wyboru metody analizy danych w kontekście oceny zniekształceń harmonicznych. Kolejno przedstawiono wyniki uśrednionej THDU na skali logarytmicznej, co pozwoliło na lepszą interpretację wyników, zwłaszcza dla falowników o wyższych wartościach wskaźnika.

Analizy mocy P dla falowników jednofazowych wykazała znaczne odstępstwa dla urządzenia PV02 szczególnie widoczne dla wartości średniej wynoszącej zaledwie 278[W] w odniesieniu do średniej po zbiorze średnich równej 1641[W] (Rys. 8.45).



Rys. 8.45 P, wartości średnie dla wszystkich falowników

Z powodu braku danych dotyczących irradiancji dla testów „sh1” i „sh6” nie było możliwym sprawdzenie zależności THDU od irradiancji.

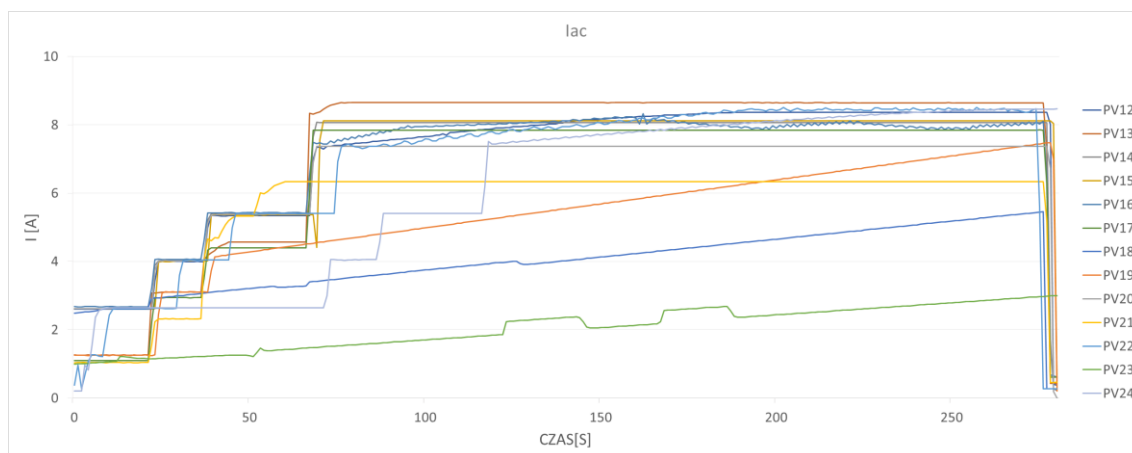
Podsumowując prezentowane w niniejszej sekcji dane dla testu sh1 falowników jednofazowych, autor pracy stwierdza, że po raz kolejny analiza podkreśla znaczące różnice między poszczególnymi urządzeniami i wskazuje na potrzebę dalszych badań, które pozwolą na pełniejsze zrozumienie tych różnic i ich potencjalnych implikacji dla efektywności systemów fotowoltaicznych.

### 8.3.6 Test trójfazowy na stopniowe zacienienie modułów „sh1”

Załącznik A: test trójfazowy na stopniowe zacienienie modułów „sh1” prezentuje wyniki testu według tabeli

Tabela 8.6 „sh1” dla falowników trójfazowych. Analiza danych dla tego badania wykazała dwie wyraźne grupy urządzeń, co jest widoczne na wykresie  $I_{ac}$  (Rys. 8.46).

Pierwsza grupa, obejmująca falowniki oznaczone jako PV12 do PV17, PV20 do PV22 oraz PV24, charakteryzowała się stopniowym wzrostem natężenia prądu do około 70 sekundy testu, a następnie utrzymaniem na poziomie około 8[A]. W tym kontekście, należy zauważyć, że PV21 osiągnął niższą wartość maksymalną (6,3[A]) w porównaniu do reszty urządzeń z tej grupy (8,2-8,7[A] - Tabela 8.20). Dodatkowo, falownik PV24 wykazał przesunięcie względem pozostałych urządzeń o około 50 sekund.

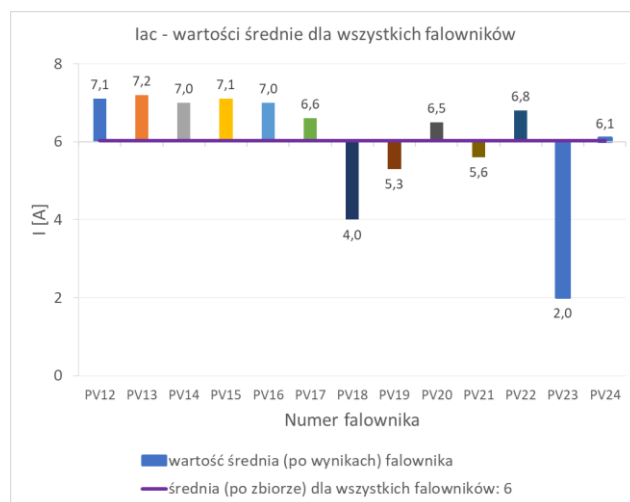


Rys. 8.46  $I_{ac}$ , falowniki trójfazowe

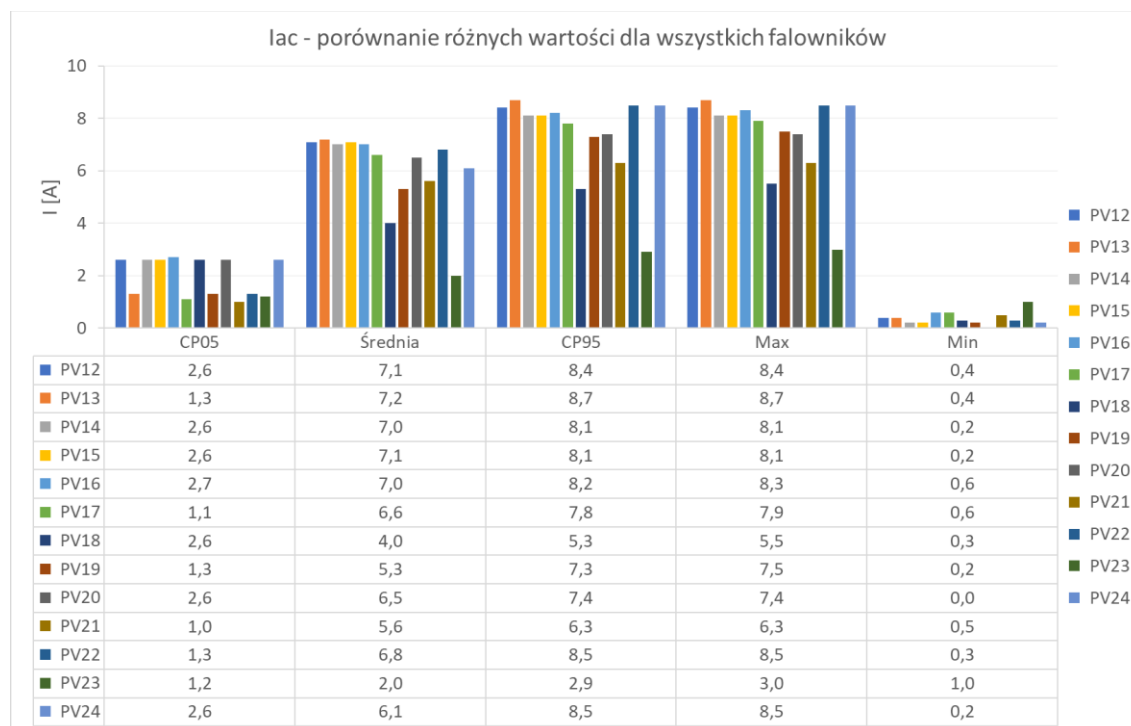
Druga grupa, do której zaliczono falowniki PV18, PV19 i PV23, charakteryzowała się stałym wzrostem natężenia prądu przez cały test, bez widocznych skoków, jakie zaobserwowano w przypadku pierwszej grupy.

Tabela 8.20 Iac: porównanie CP05, średniej, CP95, max i min dla falowników trójfazowych

Nr. falownika	PV12	PV13	PV14	PV15	PV16	PV17	PV18	PV19	PV20	PV21	PV22	PV23	PV24
CP05	2,6	1,3	2,6	2,6	2,7	1,1	2,6	1,3	2,6	1,0	1,3	1,2	2,6
Średnia	7,1	7,2	7,0	7,1	7,0	6,6	4,0	5,3	6,5	5,6	6,8	2,0	6,1
CP95	8,4	8,7	8,1	8,1	8,2	7,8	5,3	7,3	7,4	6,3	8,5	2,9	8,5
Max	8,4	8,7	8,1	8,1	8,3	7,9	5,5	7,5	7,4	6,3	8,5	3,0	8,5
Min	0,4	0,4	0,2	0,2	0,6	0,6	0,3	0,2	0,0	0,5	0,3	1,0	0,2



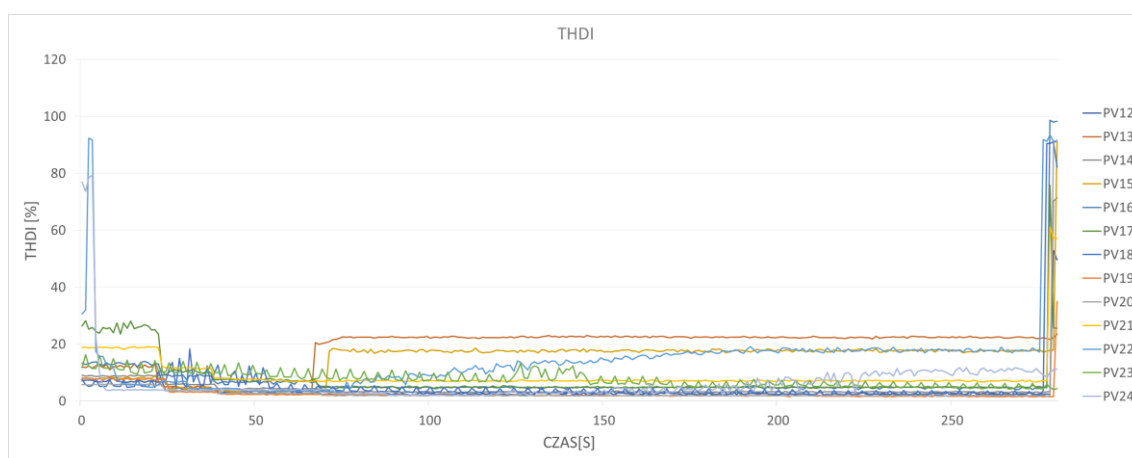
Rys. 8.47 Iac, wartości średnie dla wszystkich falowników



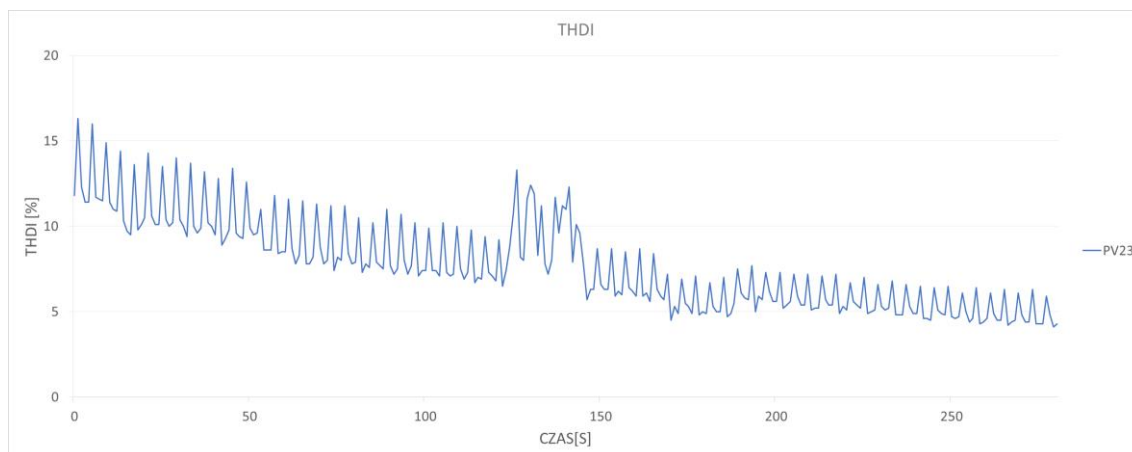
Rys. 8.48 Iac, porównanie różnych wartości dla wszystkich falowników trójfazowych

Wartości średnie  $I_{ac}$  dla wszystkich badanych urządzeń były stosunkowo równomiernie rozłożone, z wyjątkiem falownika PV23, który miał średnią wartość  $I_{ac}$  wynoszącą tylko 2[A] (Rys. 8.47). Podobnie, pozostałe parametry opisujące  $I_{ac}$ , takie jak CP95, wartość minimalna i maksymalna, przedstawione na ilustracji Rys. 8.48, wykazują równomierny rozkład dla wszystkich urządzeń, z wyjątkiem CP05, gdzie grupa kilku falowników prezentuje wartość prawie dwukrotnie niższą niż pozostałe urządzenia.

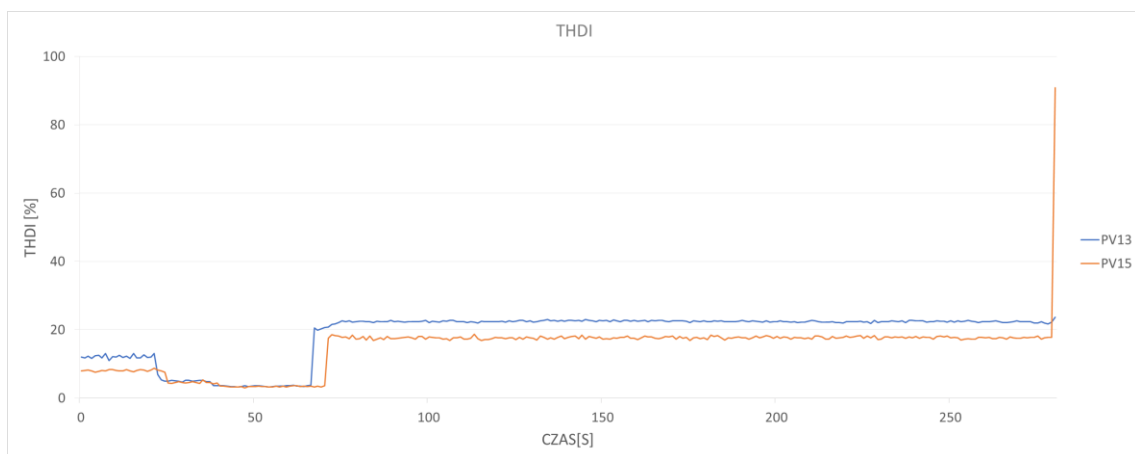
Analiza THDI wykazała pewne odstępstwa. Na wykresie Rys. 8.49 został pokazany jego przebieg podczas trwania testu dla wszystkich urządzeń. Zaobserwowano nietypowe zachowanie falownika PV23, który charakteryzował się oscylacjami THDI podczas całego badania, co jest wyraźnie widoczne na wykresie Rys. 8.50. W przypadku pozostałych falowników nie zaobserwowano takich oscylacji lub ich amplituda była znacznie mniejsza. Natomiast na wykresie Rys. 8.51 zauważono grupę dwóch falowników, PV13 i PV15, które miały podobny kształt krzywej, ale różniły się od pozostałych.



Rys. 8.49 THDI, falowniki trójfazowe



Rys. 8.50 THDI, falownik PV23

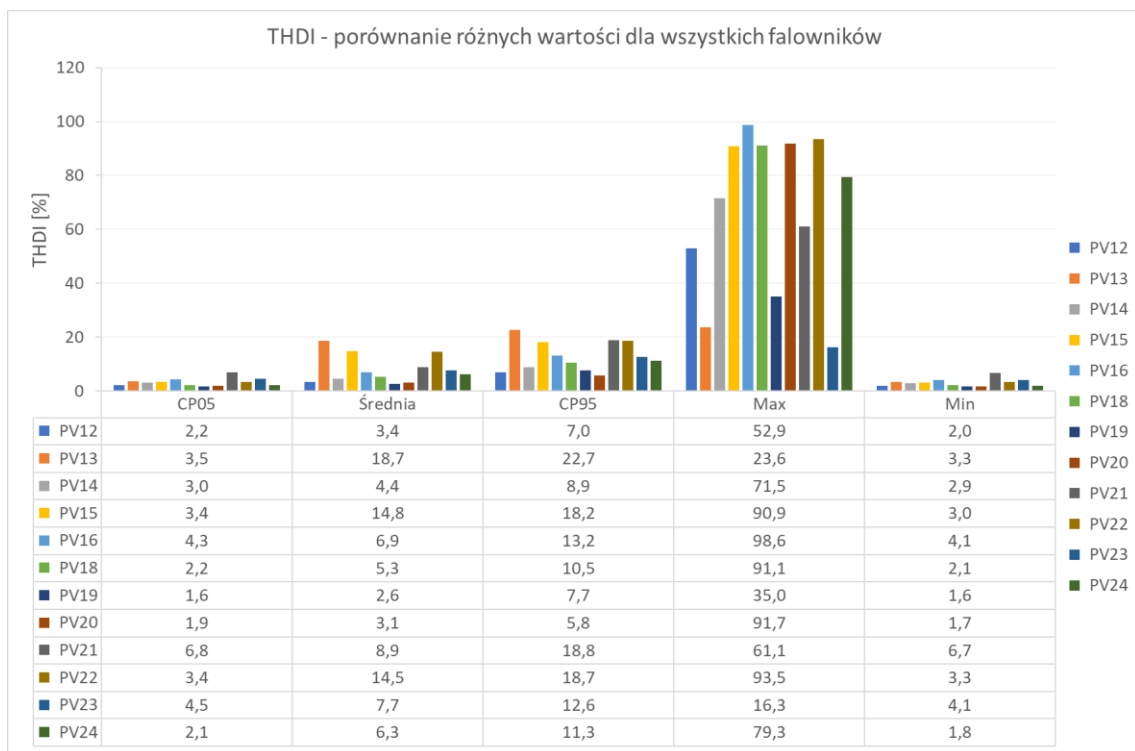


Rys. 8.51 THDI, falowniki PV13 i PV15

W tabeli Tabela 8.21 przedstawiono wartości średnie, minimalne, maksymalne oraz CP05 i CP95 dla sprawdzanych urządzeń. Zaobserwować można wyraźne różnice pomiędzy poszczególnymi falownikami, głównie dla wartości średniej, CP95 oraz maksymalnej, co zilustrowano na grafice Rys. 8.52.

Tabela 8.21 THDI: porównanie CP05, średniej, CP95, max i min dla falowników trójfazowych

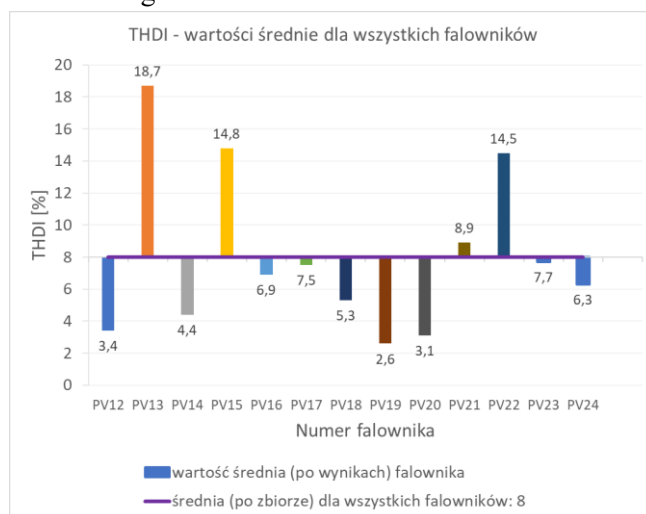
Nr. falownika	PV12	PV13	PV14	PV15	PV16	PV17	PV18	PV19	PV20	PV21	PV22	PV23	PV24
CP05	2,2	3,5	3,0	3,4	4,3	4,6	2,2	1,6	1,9	6,8	3,4	4,5	2,1
Średnia	3,4	18,7	4,4	14,8	6,9	7,5	5,3	2,6	3,1	8,9	14,5	7,7	6,3
CP95	7,0	22,7	8,9	18,2	13,2	25,7	10,5	7,7	5,8	18,8	18,7	12,6	11,3
Max	52,9	23,6	71,5	90,9	98,6	75,9	91,1	35,0	91,7	61,1	93,5	16,3	79,3
Min	2,0	3,3	2,9	3,0	4,1	4,2	2,1	1,6	1,7	6,7	3,3	4,1	1,8



Rys. 8.52 THDI, porównanie różnych wartości dla wszystkich falowników trójfazowych



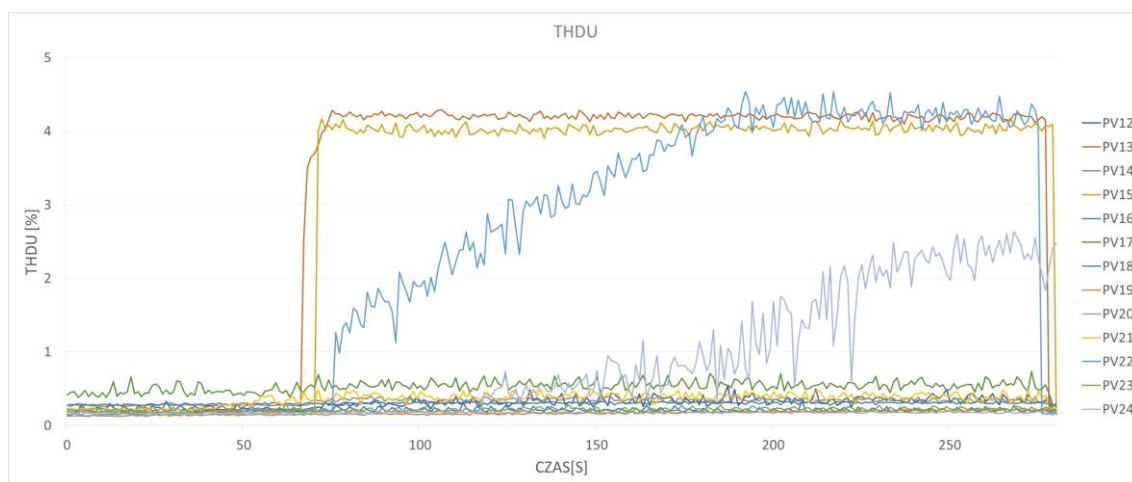
Bardzo duży rozstrzał wyników dla wartości średniej dobrze widać na wykresie Rys. 8.53, gdzie odczytać można wartość średnią po zbiorze średnich na poziomie 8[%] natomiast PV13, PV15 oraz PV22 mocno zawyżają tę wartość osiągając odpowiednio aż 18,7[%], 14,8[%] i 14,5[%]. Wyraźnie widać również grupę falowników, która jest poniżej wartości średniej dla całego analizowanego zbioru.



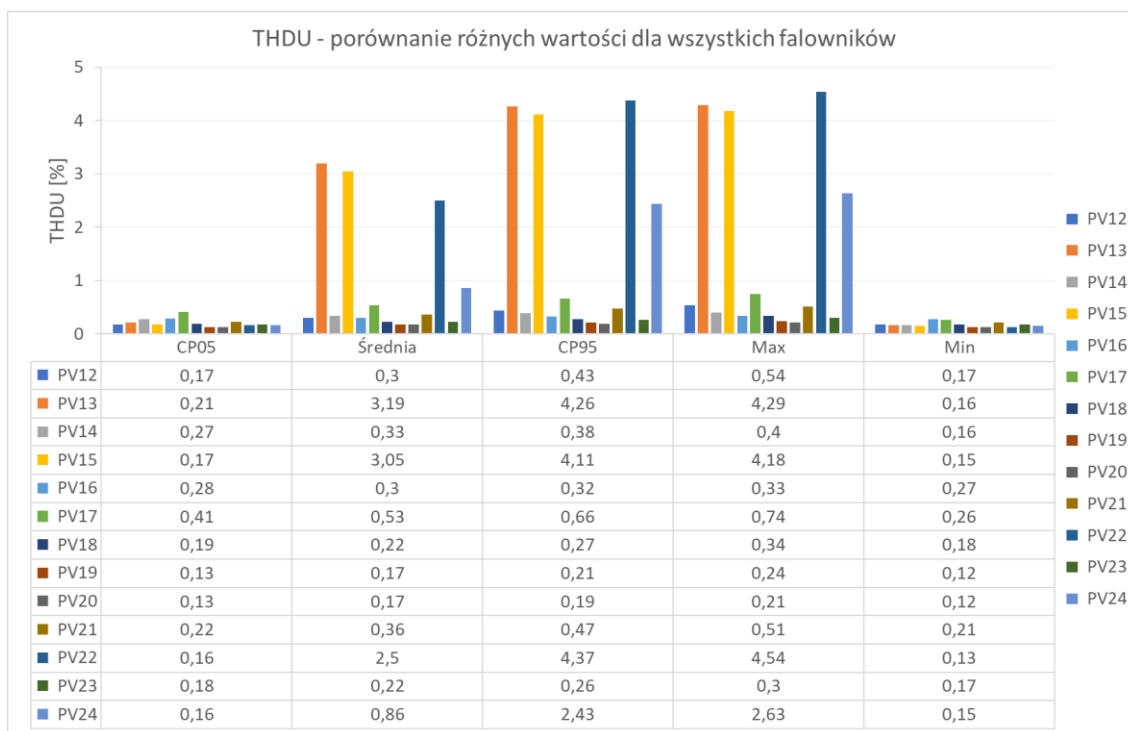
Rys. 8.53 THDI, wartości średnie dla wszystkich falowników

Badania napięcia  $U_{ac}$  dla falowników trójfazowych w teście „sh1” nie wykazały znaczących odstępstw. Przebiegi prądu  $I_{ac}$  dla falowników PV18, PV19 i PV23 różniły się od reszty, dlatego zdecydowano się na dodatkowe sprawdzenie zachowania napięcia  $U_{ac}$  dla tych urządzeń, jednak analiza nie wykazała żadnych niepokojących wyników. Analiza uśrednionej wartości  $U_{ac}$  przez 10 sekund również nie wykazała znaczących odchyłań. Wszystkie wyniki i obserwacje sugerują, że napięcie  $U_{ac}$  badanych falowników trójfazowych jest zgodne z oczekiwaniami, z nieznacznymi różnicami w zależności od konkretnego urządzenia.

Podczas analizy danych THDU dla falowników trójfazowych, zidentyfikowano cztery urządzenia (PV13, PV15, PV22, PV24), które znacznie odbiegały od pozostałych (Rys. 8.54). Wyniki tych falowników zostały również zbadane w osobnym zbiorze dla jasności prezentacji i analizy. Porównanie różnych wartości THDU dla wszystkich badanych falowników przedstawiono na rysunkach Rys. 8.55 a także dla grupy falowników bez PV13, PV15, PV22 i PV24 na rysunkach Rys. 8.57. Wykresy te pokazują istotne różnice w niektórych urządzeniach.

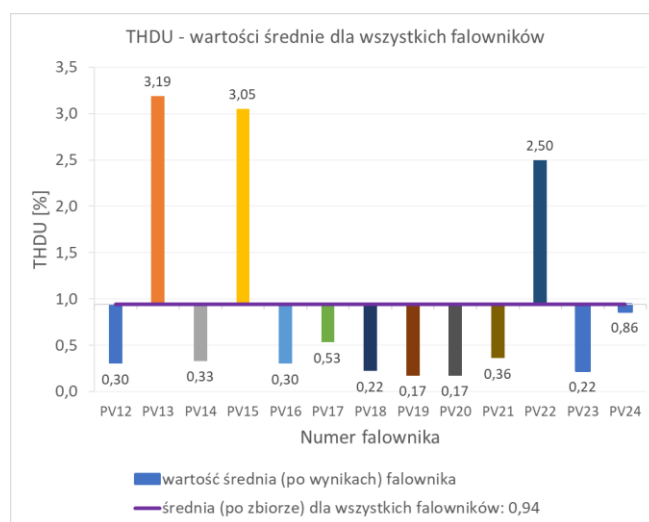


Rys. 8.54 THDU, falowniki trójfazowe

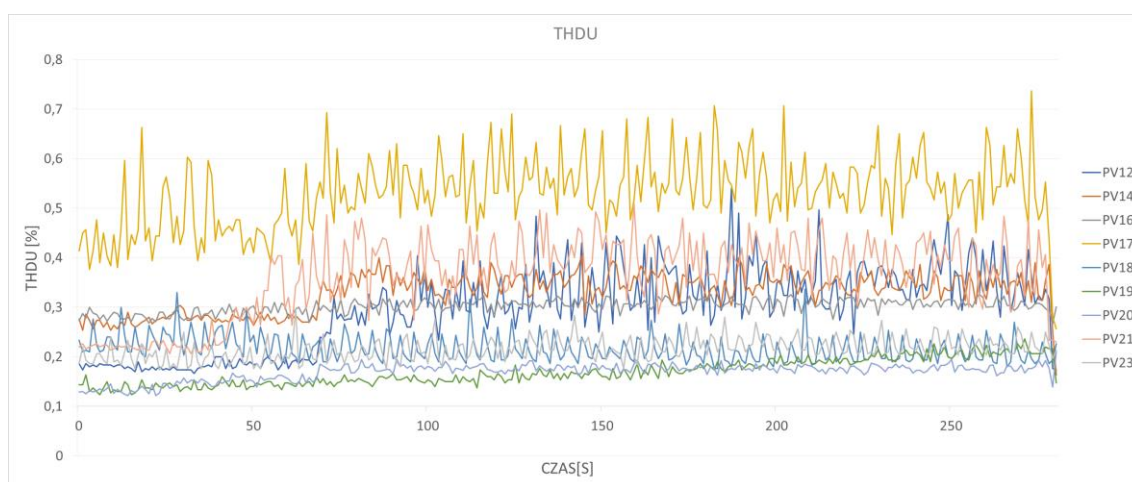


Rys. 8.55 THDU, porównanie różnych wartości dla wszystkich falowników trójfazowych

Wartości średnie PV13 (3,19[%]), PV15 (3,05[%]), PV22 (2,5[%]) znacznie zwyżają od średniej po zbiorze średnich wynoszącej 0,94[%] natomiast PV24 (0,86[%]) jest najbliższej średniej. Reszta urządzeń oscyluje poniżej wartości średniej w okolicach 0,17-0,53[%] (Rys. 8.56).



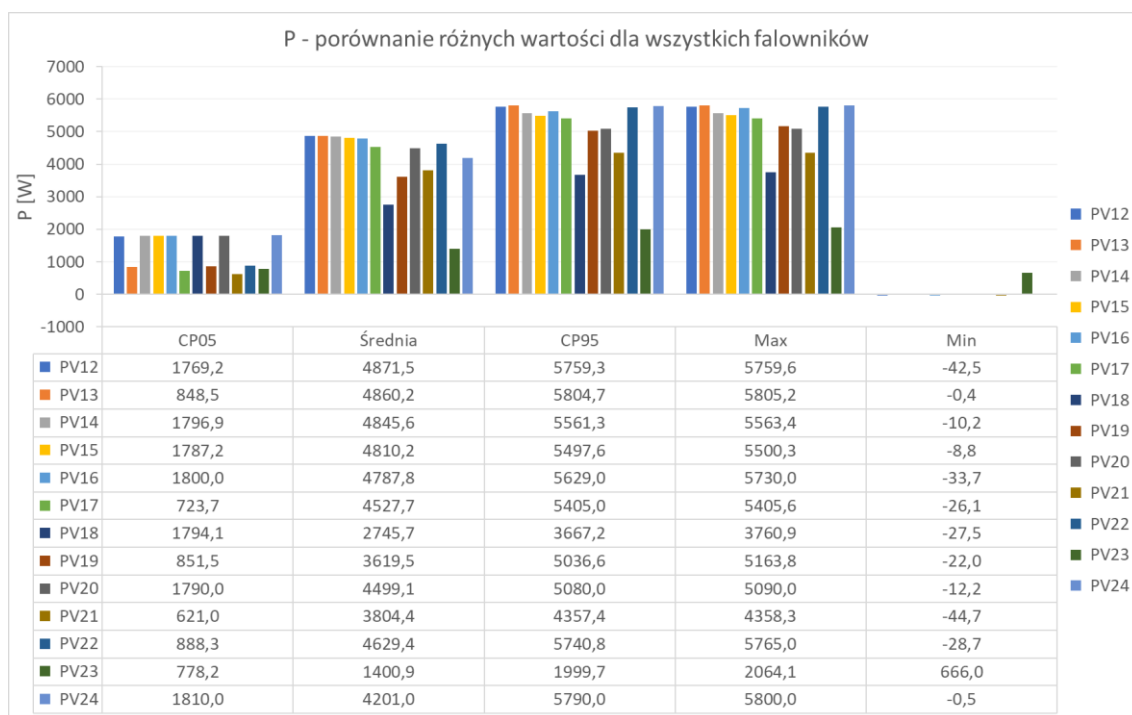
Rys. 8.56 THDU, wartości średnie dla wszystkich falowników



Rys. 8.57 THDU, falowniki trójfazowe bez PV13, PV15, PV22 i PV24

Po uśrednieniu danych THDU na przestrzeni 10 sekund wartości dla wszystkich urządzeń, z wyjątkiem PV13, PV15, PV22 i PV24, były dość stabilne i kształtowały się na podobnym poziomie. Wyniki te potwierdzają obserwacje z poprzedniego rozważań, że choć niektóre falowniki mogą mieć wyższe THDU, zbyt małe próbkowanie może zbyt uogólnić wyniki przez co będą znacznie odbiegać od wartości rzeczywistych.

Analiza mocy P dla falowników trójfazowych wykazała odstępstwa co jest zrozumiałe zważywszy na dane zaprezentowane dla prądu Iac. Wartości dla mocy pokazano na grafice Rys. 8.58.



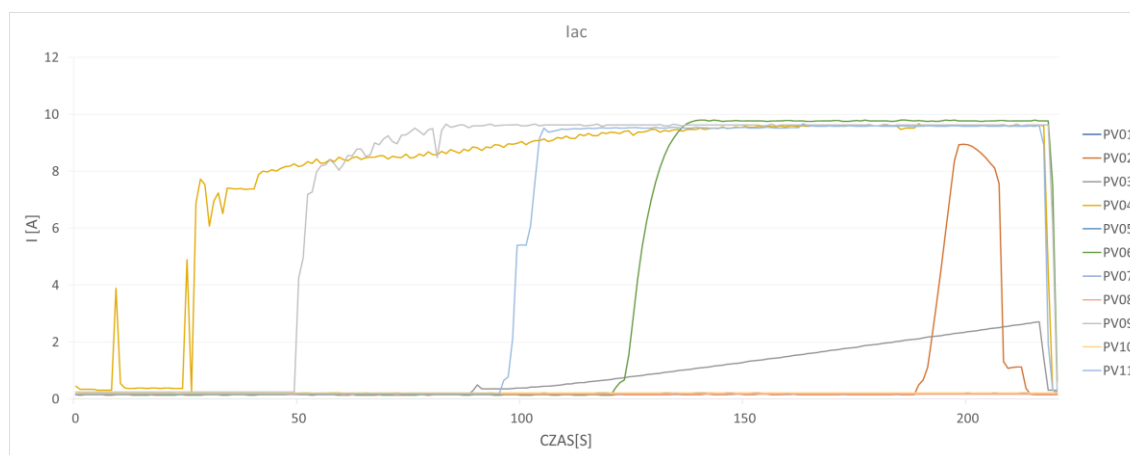
Rys. 8.58 P, porównanie różnych wartości dla wszystkich falowników trójfazowych

Podsumowując, wyniki testu „sh1” dla falowników trójfazowych ujawniły duże różnice w charakterystyce działania większości badanych urządzeń. W niektórych przypadkach (PV13, PV15, PV22, PV24) zaobserwowano znacząco wyższe zniekształcenia harmoniczných w napięciu.

### 8.3.7 Test jednofazowy na stopniowe zacinienie modułów „sh6”

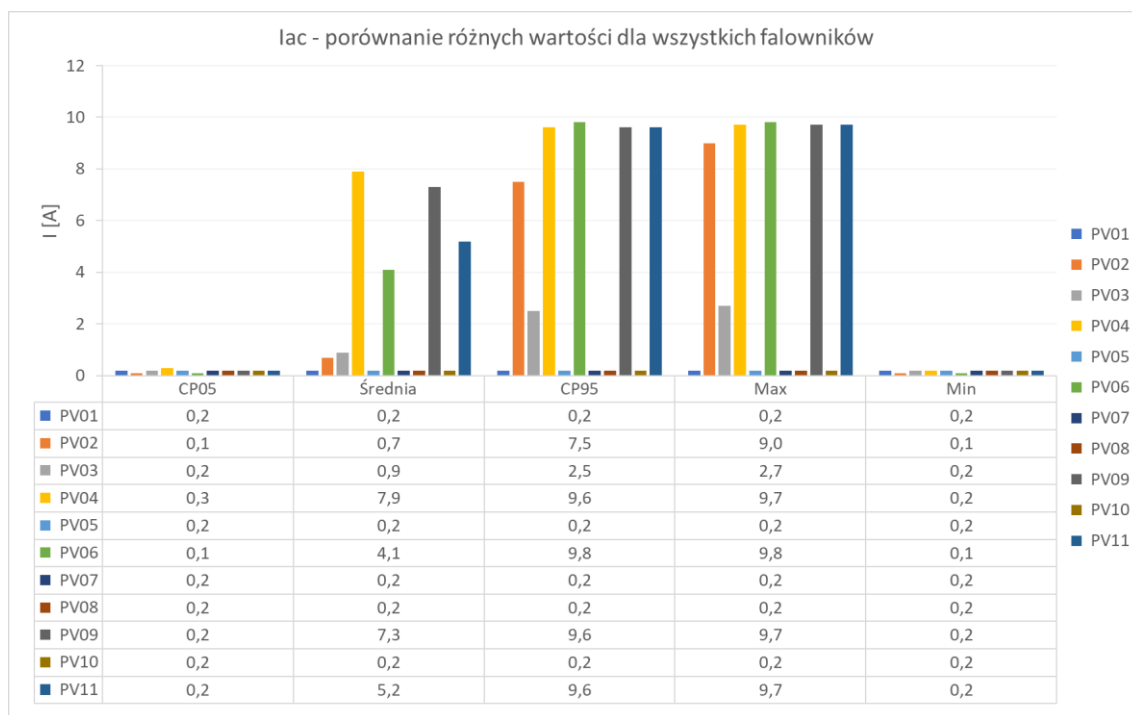
Załącznik A: test jednofazowy na stopniowe zacinienie modułów „sh6” omawia wyniki testu według tabeli Tabela 8.5 „sh6” przeprowadzonego na jednofazowych falownikach fotowoltaicznych. Analiza zawiera szczegółowe omówienie charakterystyk  $I_{ac}$ , THDI,  $U_{ac}$  oraz  $U_{ac}$  uśrednionego na 10s dla badanych urządzeń. Wszystkie wyniki prezentowane są na ilustracjach oraz tabelach umieszczonych w tekście.

W przebiegu natężenia prądu po stronie ac dla testu „sh6”, urządzenia dzielą się na dwie grupy co jest widoczne na wykresie Rys. 8.59. Pierwsza grupa, zawierająca modele PV02, PV04, PV06, PV09 i PV11, osiąga wartości około 10[A]. Druga grupa, zawierająca falowniki PV01, PV05, PV07, PV08, PV10, oscyluje wokół 0,2[A].



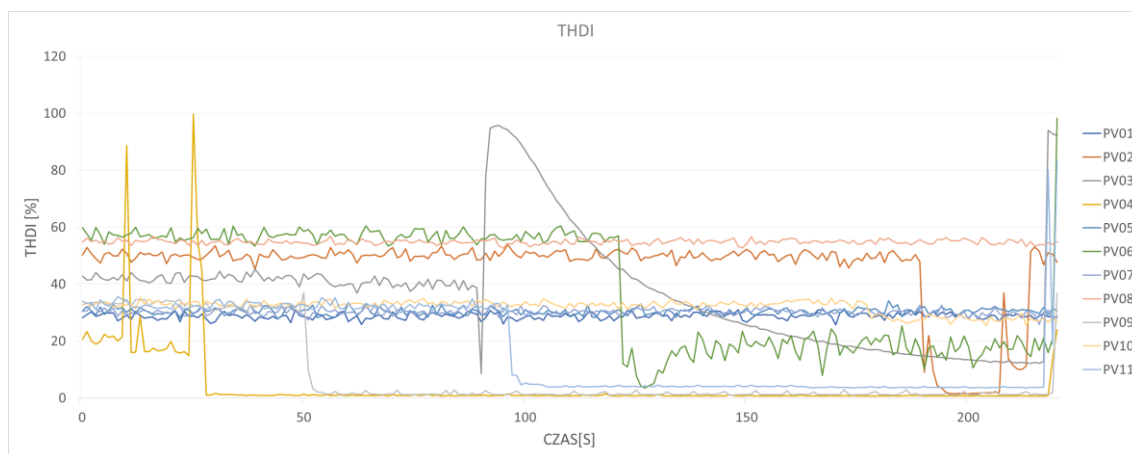
Rys. 8.59  $I_{ac}$ , falowniki jednofazowe

Wyjątkiem jest falownik PV03, który nie został przyporządkowany do żadnej z grup a charakteryzuje się unikalnym przebiegiem  $I_{ac}$ . Ciekawym spostrzeżeniem jest fakt, że falownik PV02, pomimo osiągnięcia wartości maksymalnej  $I_{ac}$  równej 9[A], wykazuje niską wartość średnią (0,7[A]), zbliżoną do grupy urządzeń z niższymi wartościami natężenia prądu (Rys. 8.60).



Rys. 8.60 Iac, porównanie różnych wartości dla wszystkich falowników jednofazowych

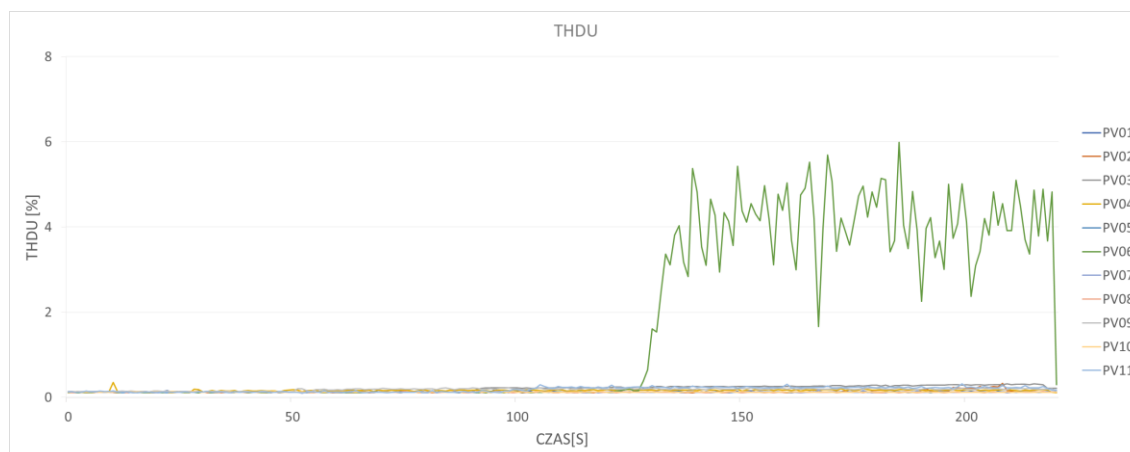
Wartości THDI dla falowników jednofazowych w teście „sh6” oscylują w większości w granicach 30-60[%] (Rys. 8.61). Warto zwrócić uwagę, że PV02 nie odstaje tak bardzo od reszty wyników jak miało to miejsce podczas innych testów. Nie odbiega od nich znacząco wartością i kształtem, jednak jego wynik THDI należy do najwyższych w grupie badanych falowników. Większą od PV02 wartość THDI, zachowując jednak zbliżoną charakterystykę, mają urządzenia PV06 i PV08. Na tle wszystkich pomiarów odróżniają się wyraźnie falowniki PV03 i PV04 odbiegające znacznie przebiegiem od reszty prób.



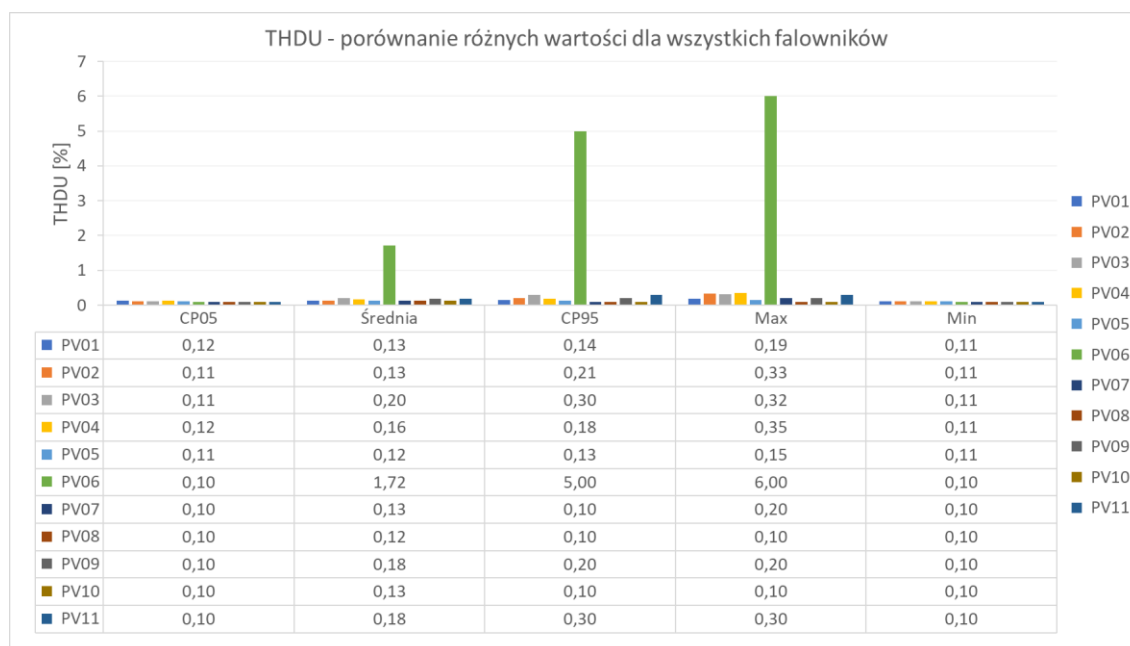
Rys. 8.61 THDI, falowniki jednofazowe

Przebiegi napięcia Uac dla falowników jednofazowych są do siebie bardzo zbliżone, a różnice między poszczególnymi wartościami są znikome. Średnia wartość po zbiorach wynosi 230,11[V]. Analiza pod kątem dwóch wcześniej zidentyfikowanych grup falowników (grupa z wyższymi wartościami Iac: PV02, PV04, PV06, PV09, PV11 i grupa z niższymi wartościami Iac: PV01, PV05, PV07, PV08, PV10) nie wykazała znaczących różnic w przebiegach napięcia Uac pomiędzy nimi.

Sekcje 1.7.5 do 1.7.9 wprowadzają analizę harmonicznego napięcia oraz wartość generowanej mocy P dla badanych falowników jednofazowych. Pierwsze spojrzenie na wykres Rys. 8.62 oraz na grafikę Rys. 8.63 ujawnia, że falownik oznaczony jako PV06 (kolor zielony) znacząco odbiega od pozostałych modeli w zakresie wartości THDU. Taka duża rozbieżność jest na tyle istotna, że autor zdecydował się na analizę wyników zarówno z uwzględnieniem, jak i bez uwzględnienia tego konkretnego modelu, którą szczegółowo opisano w załączniku w sekcjach 1.7.5 do 1.7.7.

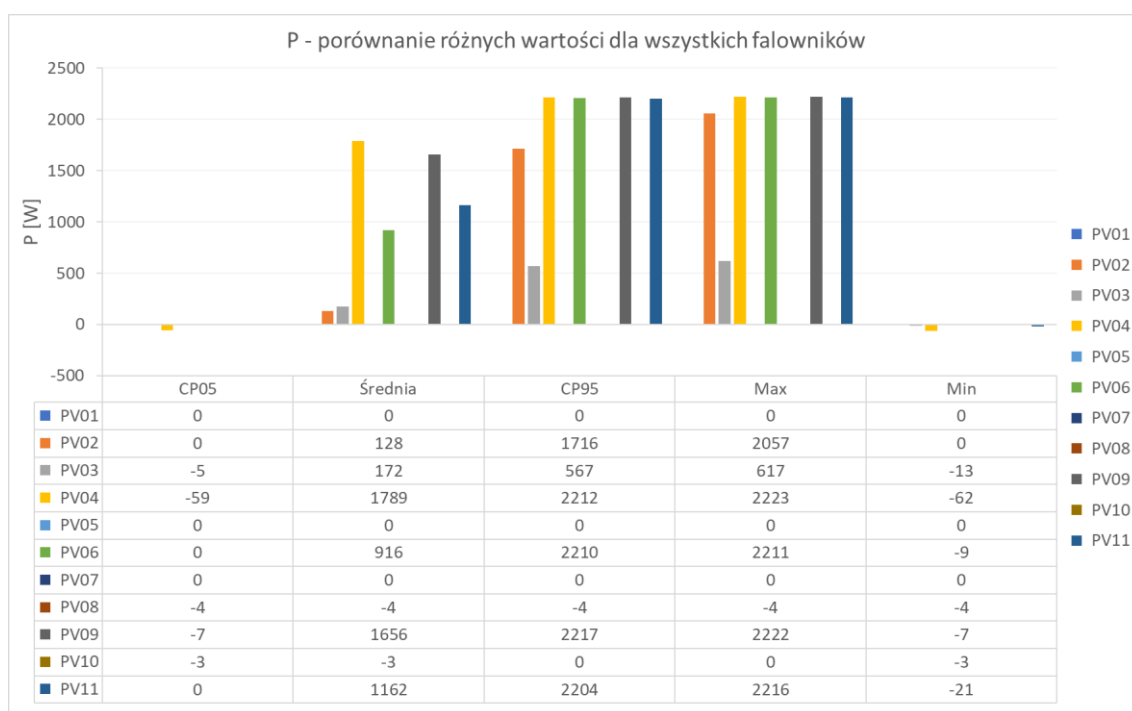


Rys. 8.62 THDU, falowniki jednofazowe



Rys. 8.63 THDU, porównanie różnych wartości dla wszystkich falowników jednofazowych

Następnie przeprowadzono analizę mocy P, której wyniki przedstawiono na grafice Rys. 8.64. Należy podkreślić, że test „sh6” symuluje bardzo niekorzystne warunki pracy instalacji fotowoltaicznej, najprawdopodobniej z tego też powodu niektóre z badanych falowników (PV01, PV05, PV07, PV08, PV10) nie były w stanie wygenerować żadnej mocy. Niemniej jednak, należy zauważyć, że test miał na celu sprawdzenie działania falowników w skrajnych warunkach, a nie optymalnych. Mimo tego, niektóre falowniki (PV02, PV03, PV04, PV06, PV09, PV11) nadal były w stanie generować moc, co sugeruje ich wyższą odporność na trudne warunki pracy.

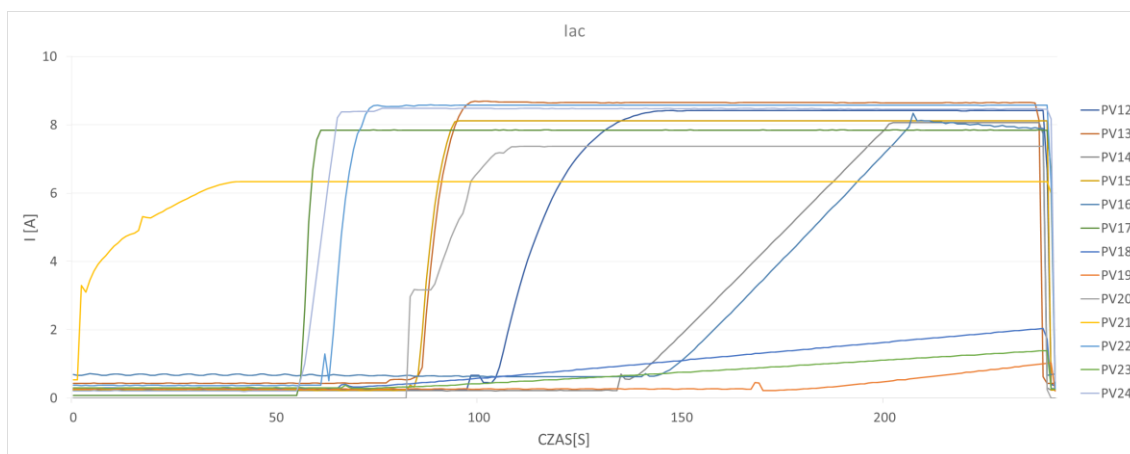


Rys. 8.64 P, porównanie różnych wartości dla wszystkich falowników jednofazowych

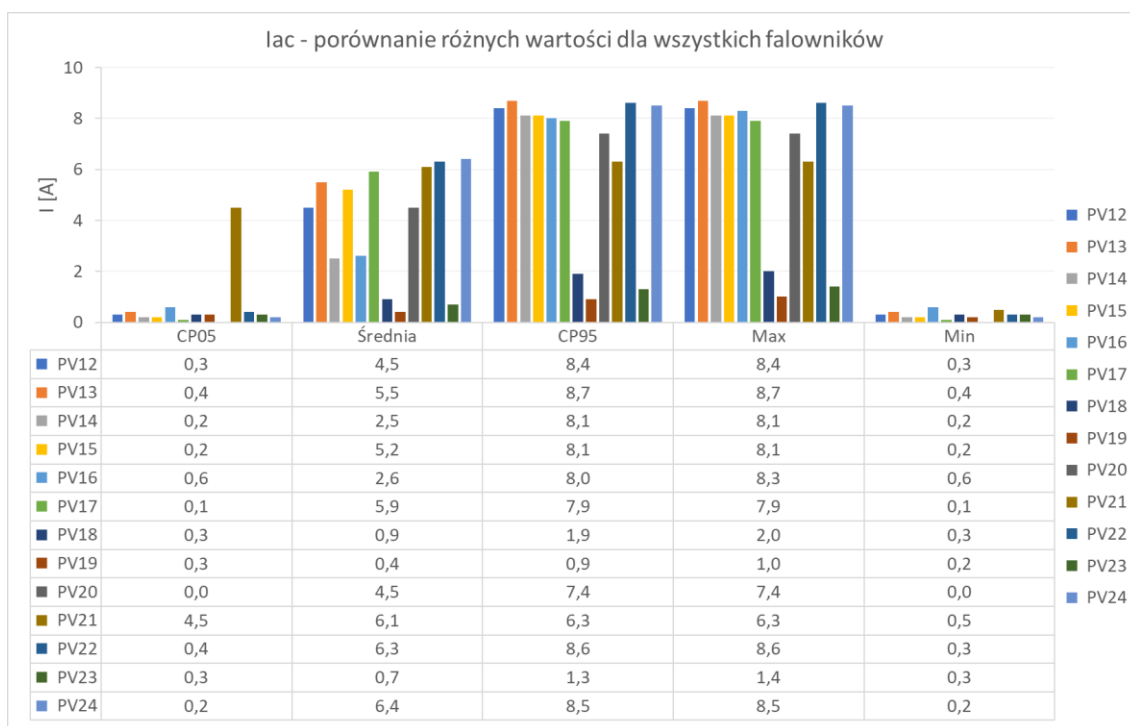
Podsumowując omawiane w tej sekcji analizy, autor wnioskuję, iż ukazują one zdecydowaną różnorodność falowników jednofazowych, szczególnie w odniesieniu do natężenia i harmonicznych prądu. Jednocześnie, widoczne jest, że urządzenia, które osiągały wyższe wartości  $I_{ac}$ , niekoniecznie charakteryzują się wyższą wartością THDI. Z drugiej strony, niektóre falowniki z niższym  $I_{ac}$  osiągały wyniki THDI na poziomie tych z grupy o wyższym  $I_{ac}$ . Znaczna dywersyfikacja wyników, zwłaszcza w kontekście  $I_{ac}$  i THDI jak również THDU i mocy, wskazuje na niebywałą różnorodność w działaniu falowników jednofazowych szczególnie w trudnych warunkach pracy. Takie wyniki mogą mieć znaczący wpływ na wydajność i niezawodność instalacji fotowoltaicznych w praktycznych zastosowaniach.

### 8.3.8 Test trójfazowy na stopniowe zacinienie modułów „sh6”

Załącznik A: test trójfazowy na stopniowe zacinienie modułów „sh6” dotyczy wyników ostatniego z omawianych testów, mianowicie testu według tabeli Tabela 8.6 „sh6” dla falowników trójfazowych. Obserwacje z testu „sh6” dla prądu  $I_{ac}$  (Rys. 8.65) falowników trójfazowych sugerują, że ich praca jest bardziej ujednoczona w porównaniu do falowników jednofazowych. Mimo to, istnieje grupa falowników (PV18, PV19 i PV23), które wykazują znacznie niższe wartości maksymalne prądu  $I_{ac}$ , nie przekraczające 2[A] co zaprezentowano na grafice Rys. 8.66. Co więcej, model PV21 ma nieco odstającą charakterystykę w porównaniu do pozostałych. Kiedy analizowane są wyłącznie falowniki nie zawierające tych czterech urządzeń, średnia wartość  $I_{ac}$  wynosi 4,8[A], podczas gdy dla wszystkich falowników jest równa 4[A].



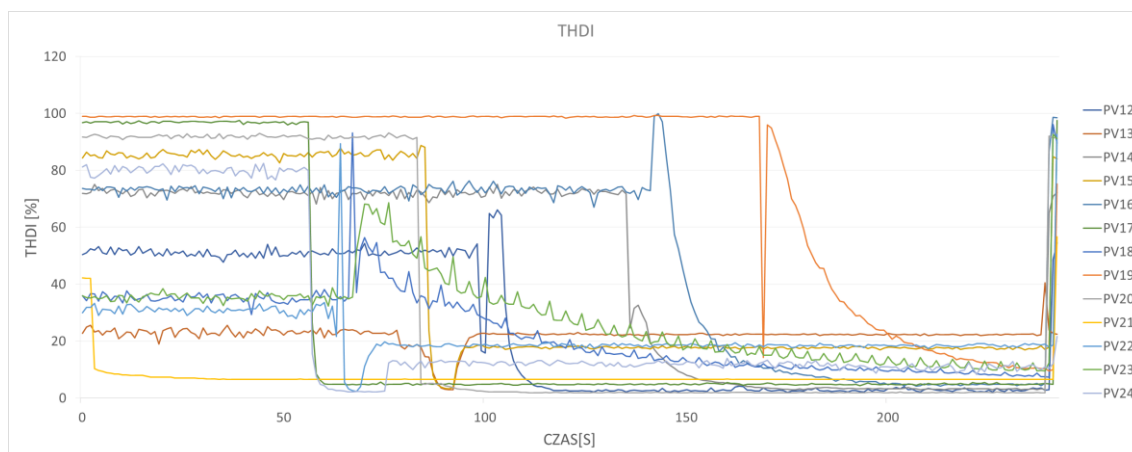
Rys. 8.65 Iac, falowniki trójfazowe



Rys. 8.66 Iac, porównanie różnych wartości dla wszystkich falowników trójfazowych

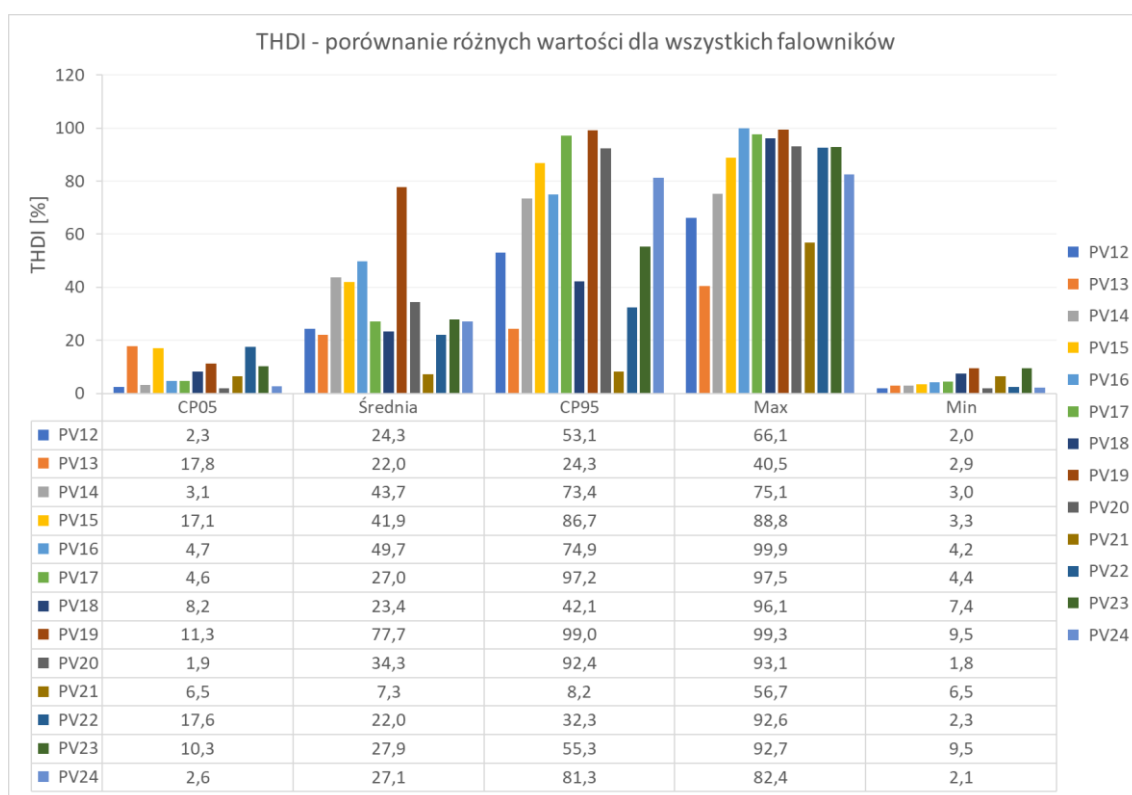
Jest duża rozbieżność w wynikach THDI dla poszczególnych falowników. W początkowej fazie testu, do około setnej sekundy, THDI było wyraźnie wyższe (oscylujące w granicach 20-100[%]) niż w pozostałej części testu, gdzie oprócz falowników PV14 i PV16, wartość ta nie przekracza 20 [%] (Rys. 8.67).





Rys. 8.67 THDI, falowniki trójfazowe

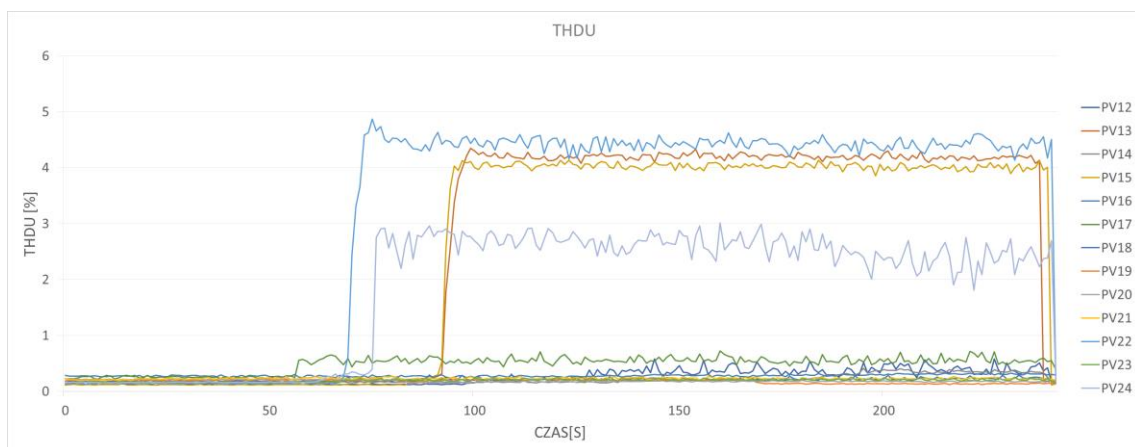
Uwagę zwraca bardzo wysoka średnia wartość, która jest najwyższa wśród wszystkich czterech przeprowadzonych testów. Falowniki PV19 i PV21 znacznie odstają od pozostałych co zostało zilustrowane na grafice Rys. 8.68.



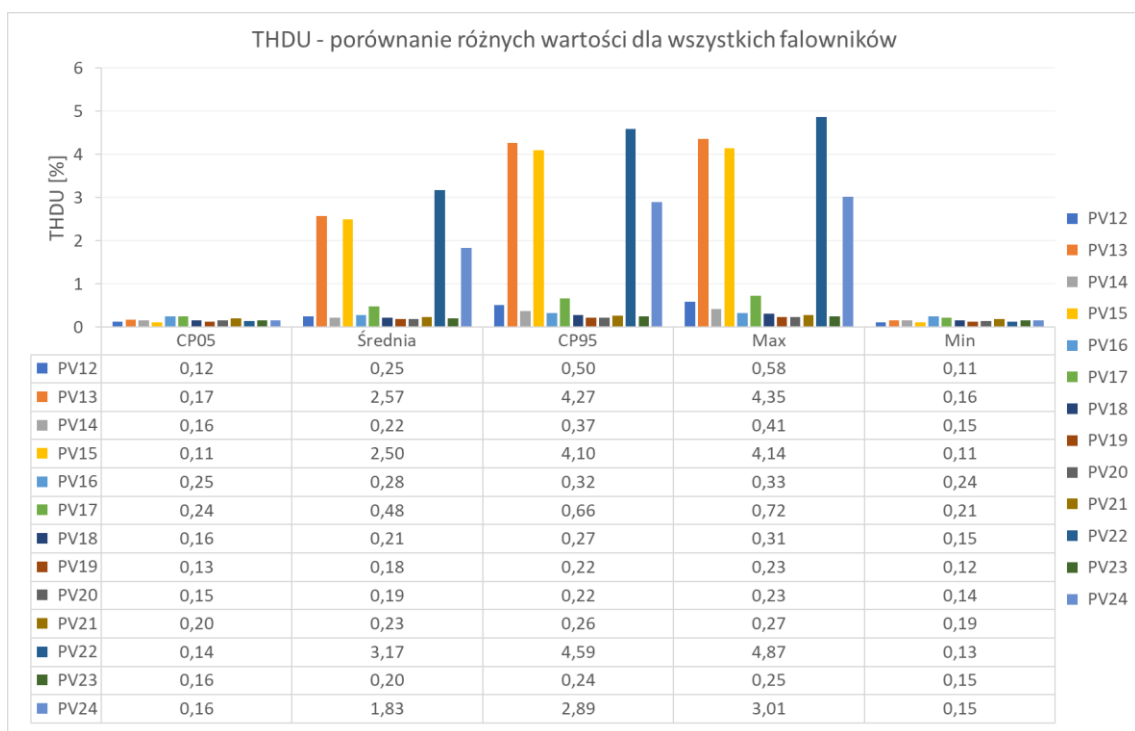
Rys. 8.68 THDI, porównanie różnych wartości dla wszystkich falowników trójfazowych

Jedno z urządzeń, oznaczone numerem PV22, wyróżnia się na tle pozostałych generując spadek napięcia do wartości 224,3[V] w 62 sekundzie testu. Jest to sytuacja niezrozumiała dla autora badań.

Sekcje 1.8.5 do 1.8.9 kontynuują analizę testu „sh6” dla falowników trójfazowych. Badanie THDU wykazało istotne zróżnicowanie między testowanymi urządzeniami. W szczególności wyniki modeli PV13, PV15, PV22 i PV24 znacznie odbiegają od pozostałych pomiarów (Rys. 8.69 oraz Rys. 8.70).

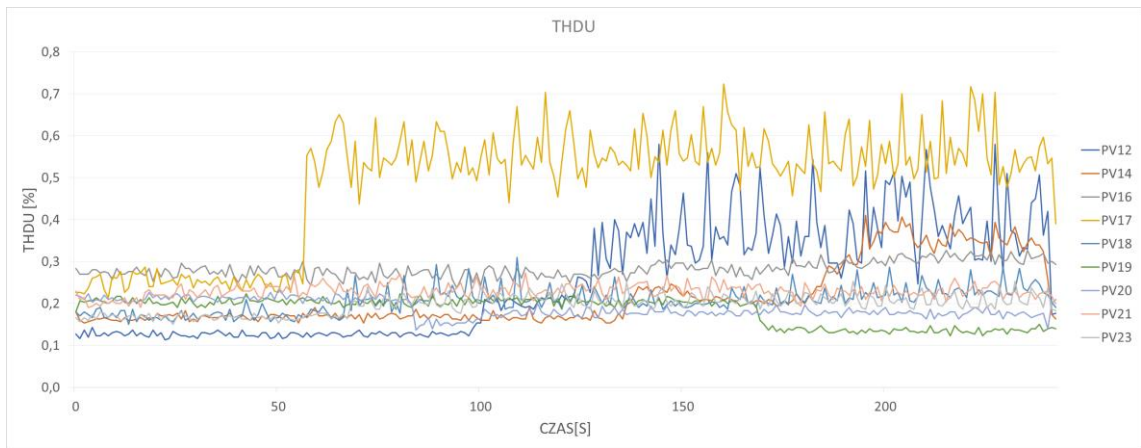


Rys. 8.69 THDU, falowniki trójfazowe

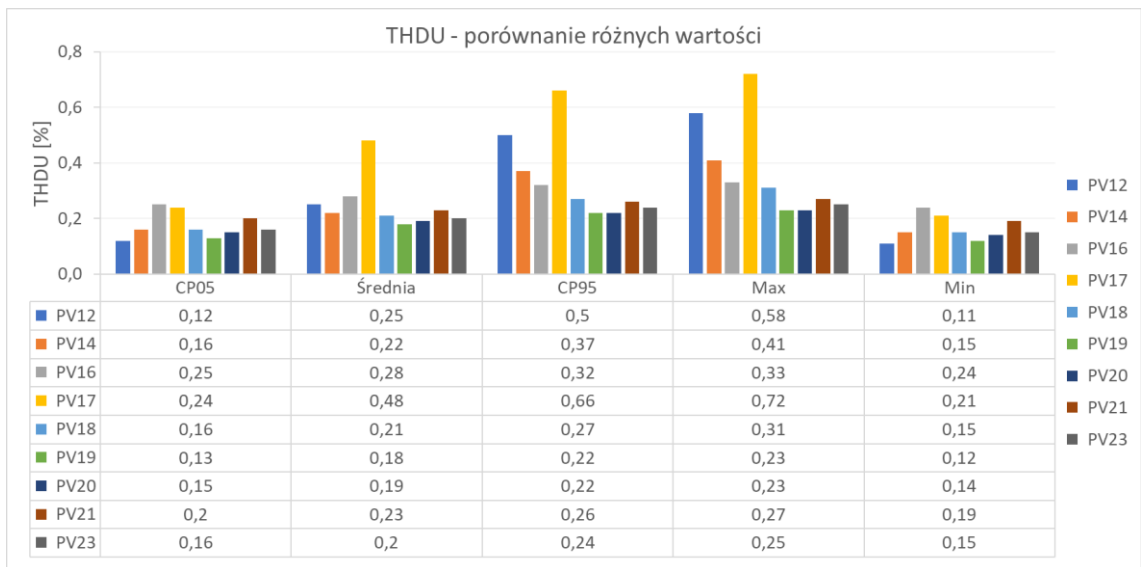


Rys. 8.70 THDU, porównanie różnych wartości dla wszystkich falowników trójfazowych

Po ich usunięciu ze zbioru danych i wykonaniu ponownej analizy, rezultaty są bardziej skupione (Rys. 8.71 oraz Rys. 8.72), co sugeruje, że te falowniki mogą mieć unikalne cechy wpływające na generowanie harmonicznych napięcia. Po uśrednieniu wartości THDU w okresie 10s, obserwuje się podobne zachowanie jak w przypadku nieuśrednionych danych. Podobnie jak wcześniej, falowniki PV13, PV15, PV22 i PV24 odstają od reszty. Widać, że uśrednienie pomaga w zminimalizowaniu efektu odstających falowników, a wyniki dla całej grupy urządzeń stają się bardziej do siebie zbliżone. Przejście na skalę logarytmiczną uwydatniło różnice między falownikami. W przypadku tej skali, falowniki PV13, PV15, PV22 i PV24 bardzo wyraźnie odróżniają się od pozostałych, co potwierdza ich unikalne cechy w generowaniu harmonicznych napięcia.

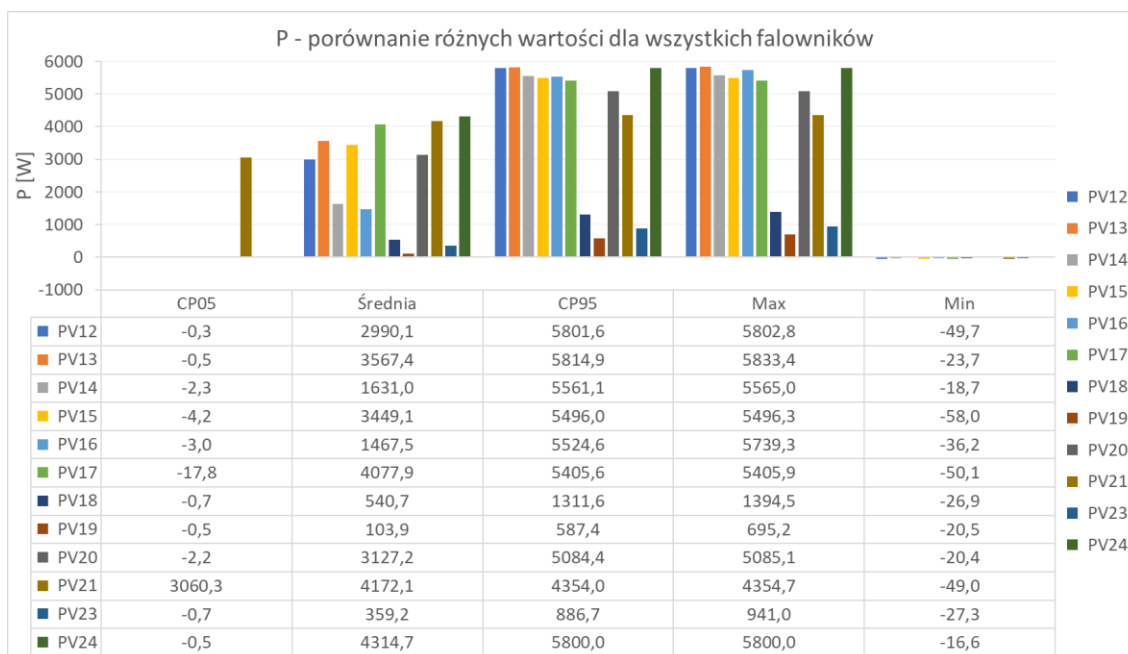


Rys. 8.71 THDU, falowniki trójfazowe bez PV13, PV15, PV22 i PV24



Rys. 8.72 THDU, porównanie różnych wartości dla wszystkich falowników trójfazowych bez PV13, PV15, PV22 i PV24

Badanie mocy P dla falowników trójfazowych dodatkowo ujawnia istotną dywersyfikację (Rys. 8.73). Falowniki PV18, PV19, PV21 i PV23 demonstrują profil mocno odbiegający od reszty, zwłaszcza PV18, PV19 i PV23, które wykazują zbliżone tendencje. Po usunięciu tych modeli z zestawienia, rezultaty prezentują się z większą zgodnością, co według autora stanowi istotną obserwację w kontekście prezentowanej analizy.



Rys. 8.73 P, porównanie różnych wartości dla wszystkich falowników trójfazowych

Podsumowując tę sekcję, na podstawie zaprezentowanych analiz można zauważyć, że wyniki testu „sh6” dla falowników trójfazowych pokazują znaczne zróżnicowanie pomiędzy badanymi urządzeniami. Chociaż ogólny trend wydaje się być zgodny, istnieją konkretne falowniki, które odstają od oczekiwanych wyników, sugerując, że mogą one mieć unikalne cechy konstrukcyjne lub mogą być w innym stanie technicznym w porównaniu do pozostałych egzemplarzy. Zauważalna dywersyfikacja jest obecna między urządzeniami w odniesieniu zarówno do natężenia i harmonicznego prądu, harmonicznego napięcia jak i mocy P.

## 8.4 Podsumowanie

Eksperymenty przeprowadzone w laboratorium na potrzeby niniejszego rozdziału były zainspirowane wynikami badań i obserwacjami autora pracy poczynionymi na rzeczywistych obiektach. Badacz chcąc potwierdzić swoje analizy i wyniki badań różnych instalacji fotowoltaicznych omawianych w dysertacji, zaprojektował szereg specjalistycznych testów dedykowanych falownikom fotowoltaicznym. Działanie takie pozwoliło w precyzyjny sposób odzwierciedlić w laboratorium naturalne warunki atmosferyczne podczas których obserwowano wzrost zaburzeń elektromagnetycznych generowanych do sieci elektroenergetycznej przez systemy PV. Testy zaprezentowane w niniejszym rozdziale miały na celu potwierdzenie lub negację obserwacji autora pracy oraz zebranie niezbędnych danych o falownikach PV, czyli integralnych składowych systemu fotowoltaicznego. Badania te przeprowadzono w celu umożliwienia udzielenia odpowiedzi na pytania o wpływ fotowoltaicznych źródeł energii na jakość dostawy energii elektrycznej.

Porównanie falowników fotowoltaicznych przeprowadzone w Centrum Energetyki AGH w Laboratorium Jakości Energii elektrycznej, było działaniem pionierskim w skali całego kraju. Łącznie przebadano 31 urządzeń, zarówno jedno jak i trójfazowych, nie odnotowano wcześniej tak dużego i kompleksowego eksperymentu. Możliwym było zebranie w jednym miejscu inwerterów od większości liczących się na krajowym i międzynarodowym rynku producentów. Sytuacja taka pozwoliła na wnikliwe sprawdzenie funkcjonowania poszczególnych urządzeń, porównania ich ze sobą, dokładnego przetestowania w różnych warunkach pogodowych a co za tym idzie znalezienie odpowiedzi na nurtujące autora pracy pytanie nawiązujące do tematyki niniejszej pracy doktorskiej: „Czy wszystkie instalacje PV są

take same i czy w równy sposób wpływają na jakość dostawy energii elektrycznej?”. Po wykonaniu bardzo czasochłonnych testów i kolejno analiz pozyskanych danych pomiarowych, wielu dyskusjach z ekspertami w dziedzinie jakości energii elektrycznej, badacz wysnuł następujące wnioski. Instalację fotowoltaiczną można traktować jako źródło zaburzeń elektroenergetycznych w sieci, gdyż jest to moduł wytwarzający energię elektryczną o zmiennej jakości energii elektrycznej będącej na chwilę obecną poza możliwościami predykcyjnymi. Przebadano bardzo duży przekrój różnych falowników, czyli niesamowicie istotnych składowych elementów systemów PV. Podczas analiz wyników zaobserwowano, że poszczególne urządzenia wykazują często bardzo odmienne odpowiedzi na zmienne warunki atmosferyczne.

Z przeprowadzonych eksperymentów wynika, że wartości prądu przy wysokiej irradiancji, czyli przy dużym nasłonecznieniu są stabilne i THDI jest na niskim poziomie. Problemy jednak pojawiają się przy ograniczonym nasłonecznieniu bądź jego gwałtownych zmianach. W przypadku niskiej irradiancji, prąd również jest na małym poziomie i wtedy zaobserwować można pojawienie się większej ilości zakłóceń, chociażby wzrost THDI. Zaznaczyć należy, że w związku z niską wartością prądu, zakłócenia również są niskie i ich wpływ na sieć może być znikomy. Jednak gdy pod uwagę weźmie się coraz większą ilość instalacji PV w systemie elektroenergetycznym przy wciąż rosnącym, bardzo dużym zainteresowaniu tego typu inwestycjami, autor pracy przewiduje, że może nastąpić efekt skali, gdzie bardzo dużo niewielkich zaburzeń będzie się nakładać i w rezultacie powstawać będą duże zakłócenia mające negatywny wpływ na jakość energii elektrycznej generowanej przez instalacje fotowoltaiczne a co za tym idzie ich niepożądane interakcje w działanie i eksploatację sieci elektroenergetycznej.

Jest to o tyle istotne, że przy gwałtownie rosnącej ilości instalacji PV w naszym kraju, zarówno tych dużych, komercyjnych jak i mikroinstalacji prosumenckich, pogłębiona wiedza na temat wpływu falowników na parametry sieci elektroenergetycznej może okazać się bardzo cenna dla inwestorów, ponieważ może uchronić ich przed znacznymi stratami finansowymi wynikającymi min. z ograniczonej produkcji energii elektrycznej, jak i dla operatorów systemu dystrybucyjnego, którzy mogą mieć wpływ na urządzenia instalowane w sieci a co za tym idzie wpływ na jej możliwie najmniej awaryjne funkcjonowanie. Autor pracy ma nadzieję, że przeprowadzone przez niego badania przyczynią się min. do wyeliminowania lub zmniejszenia liczby automatycznych zatrzymań pracy falowników na skutek zawyżonego napięcia w sieci.

Należy pamiętać, że omawiane eksperymenty zostały przeprowadzone w warunkach laboratoryjnych z wykorzystaniem symulatora promieniowania słonecznego jak również symulatora sieci elektroenergetycznej. Bez względu na dokładność tych urządzeń w odwzorowaniu warunków naturalnych trzeba mieć na uwadze, iż np. symulator sieci mógł się zachowywać inaczej niż sieć rzeczywista, ponieważ obciążenie realizowane było przez energoelektronikę a nie rzeczywisty odbiór np. opornicę. Co więcej, w stanach dynamicznych jego praca może odbiegać od realnych warunków. Może inaczej kompensować skoki, czyli np. sam je będzie kompensował i badacz w pomiarach może zaobserwować zdarzenie, które w rzeczywistości nie miałyby miejsca. Ze względu na pracującą energoelektronikę, symulator może się tak zachowywać. Twórca pracy jest świadomy, iż w rzeczywistej sieci, gdzie obecne są obciążenia rezystancyjne wyniki pomiarów mogłyby być inne i w związku z tym jako kolejny etap badań proponuje sprawdzić funkcjonowanie testowanych falowników w warunkach naturalnych, czyli bezpośrednio w systemie elektroenergetycznym.

W celu rzetelnego wywiązania się z postawionych w doktoracie celów pracy jak również nawiązania do jego tematyki, autorowi pracy oczywistym wydawało się sprawdzenie tak ważnego elementu każdej instalacji fotowoltaicznej, jakim są bezsprzecznie falowniki. Co więcej, zakres przeprowadzonych badań, może przyczynić się do umożliwienia dokonania

oceny spełniania przez inwertery wymogów kodeksu sieci RfG. Uzyskane rezultaty badań mogą także przyczynić się do identyfikacji możliwości efektywniejszego prowadzenia ruchu sieci. Jeżeli coraz większa liczba nowopowstałych instalacji PV będzie wyposażona w urządzenia, które w testach przeprowadzonych przez badacza wypadły najslabiej, czyli wykazały największą niestabilność pracy, wysoce prawdopodobnym jest, że stan taki będzie miał istotny wpływ na intensyfikację ich negatywnego oddziaływania na sieć elektroenergetyczną. Biorąc pod uwagę wzrost udziału OZE (Odnawialnych Źródeł Energii), ze szczególnym naciskiem na energię wykorzystującą efekt fotoelektryczny, w mixie energetycznym nie tylko Polski, ale i innych krajów, bezdyskusyjnym jest fakt dynamicznego rozwoju tej branży gospodarki na całym świecie. Zasadnym jest więc, aby producenci urządzeń wykorzystywanych w procesie zamiany energii promieniowania słonecznego na energię elektryczną, byli świadomi wyzwań, które są przed nimi stawiane. W związku z powyższym autor pracy rekomenduje ustawodawcom wprowadzanie bądź doprecyzowanie odpowiednich regulacji i norm dotyczących min. falowników fotowoltaicznych, mających na celu minimalizowanie negatywnego wpływu instalacji PV na sieć elektroenergetyczną. Rozwijanie i kontynuowanie prac nad Kodeksem Sieci RfG, traktującym o przyłączaniu jednostek wytwórczych do sieci (NC RfG) czy też prac nad zapisami regulacji prawnych, warunkującymi dopuszczenie urządzeń do użytkowania na terenie kraju oraz norm z nimi powiązanych. Rekomendacją dla producentów inwerterów fotowoltaicznych jest takie ukierunkowanie prac i badań w ośrodkach R&D, aby dążyli oni do maksymalizacji pozytywnych aspektów energetyki odnawialnej oraz ciągłego udoskonalania efektywności energetycznej przy jednoczesnym poszanowaniu i uwzględnieniu potrzeb operatorów systemów dystrybucyjnych związanych z jakością oferowanych na rynku produktów. Na podstawie przeprowadzonych w niniejszym rozdziale badań i eksperymentów, sformułować bądź doprecyzować można dalsze wymagania dla inwerterów fotowoltaicznych 1-fazowych (o mocy ok. 3[kW]) oraz 3-fazowych (o mocy ok. 6[kW]) przeznaczonych do przyłączenia w instalacjach prosumenckich niskiego napięcia na terenie Polski.

Wszystkie pomiary i analizy danych, jak również wykresy, tabele i inne grafiki zamieszczone w niniejszym rozdziale są autorskie i stanowią oryginalny wkład badacza w pracę doktorską.

Podsumowując w punktach:

1. Eksperymenty przeprowadzone w laboratorium zainspirowane wynikami badań i obserwacjami autora pracy poczynionymi na rzeczywistych obiektach.
2. Odwzorowanie w laboratorium warunków atmosferycznych podczas których obserwowano wzrost zaburzeń elektromagnetycznych generowanych do sieci elektroenergetycznej przez systemy PV.
3. Badania wykonane przy użyciu wysokiej jakości symulatora promieniowania słonecznego jak również symulatora sieci elektroenergetycznej.
4. Pionierskie badania – pierwszy raz przebadano tak dużą ilość falowników PV.
5. Sprawdzono wpływ wysokości i zmian irradiancji na parametry jakościowe energii elektrycznej.
6. Potwierdzenie lub negacja obserwacji badacza dotyczących wpływu dynamicznych zmian oświetlenia paneli PV na wzrost zaburzeń generowanych przez instalację PV.
7. Autor pracy udowodnił pomiarowo związek pomiędzy zmianami w nasłonecznieniu paneli a wzmożoną generacją zaburzeń elektromagnetycznych ze szczególnym zwróceniem uwagi na harmoniczne prądu.

8. Zebranie danych o falownikach PV, czyli integralnych składowych systemu fotowoltaicznego.
9. Badania falowników PV przeprowadzono w celu umożliwienia udzielenia odpowiedzi na pytania o wpływ fotowoltaicznych źródeł energii na jakość dostawy energii elektrycznej.
10. Przeprowadzone w niniejszym rozdziale badania mogą mieć wpływ na wyeliminowanie lub zmniejszenie liczby automatycznych zatrzymań pracy falowników na skutek zawyżonego napięcia w sieci.
11. Wskazówki dla inwestorów jak i operatorów sieci dystrybucyjnych na temat możliwych różnic w działaniu falowników fotowoltaicznych.
12. Pomoc w odpowiedzi na postawione w doktoracie cele pracy.
13. Na podstawie przeprowadzonych w niniejszym rozdziale badań i eksperymentów, sformułować bądź doprecyzować można dalsze wymagania dla inwerterów fotowoltaicznych 1-fazowych (o mocy ok. 3[kW]) oraz 3-fazowych (o mocy ok. 6[kW]) przeznaczonych do przyłączenia w instalacjach prosumenckich niskiego napięcia na terenie Polski.
14. Zakres badań przeprowadzonych przez autora pracy, może przyczynić się do umożliwienia dokonania oceny spełniania przez inwertery wymogów kodeksu sieci RfG.
15. Przeprowadzone badania mogą przyczynić się do zmian regulacji prawnych dotyczących dopuszczania do integracji z siecią elektroenergetyczną modułów wytwarzających energię elektryczną.
16. Rekomendacje dla producentów falowników PV i ustawodawców w zakresie kryteriów i wymogów do spełnienia przed wprowadzane na rynek urządzenia.
17. Potwierdzono, że instalacje PV są źródłem zaburzeń w sieci elektroenergetycznej. Systemy PV postrzegane jako moduł wytwarzający energię elektryczną o zmiennej jakości energii elektrycznej będącej poza możliwościami predykcijnymi.
18. Oryginalne dane dotyczące falowników PV i ich wpływu na jakość dostawy energii elektrycznej oraz ich autorskie opracowania wykonane przez autora pracy.

## 8.5 Efektywność energetyczna instalacji fotowoltaicznych

Na podstawie analizy, testów i wyników zawartych w rozdziałach 2 do 8 pracy doktorskiej, autor identyfikuje kilka kluczowych przyczyn słabej efektywności energetycznej instalacji fotowoltaicznych.

**1. Falowniki fotowoltaiczne:** Falowniki są kluczowym elementem każdej instalacji fotowoltaicznej. Mogą wprowadzać do sieci zaburzenia w postaci wyższych harmonicznych prądu i napięcia, co może prowadzić do pogorszenia jakości energii elektrycznej. To jest jednym z głównych wyzwań związanych z integracją fotowoltaiki z siecią elektroenergetyczną.

**2. Czas produkcji energii:** W panelach fotowoltaicznych energia elektryczna produkowana jest tylko w trakcie dnia, gdy słońce świeci, natomiast w nocy proces ten nie zachodzi. Ilość wyprodukowanej energii elektrycznej w panelach fotowoltaicznych zależy również od tego, czy panele zamontowane są w położeniu stałym czy na tzw. „trackerach” śledzących pozorny ruch słońca po niebie.

**3. Magazynowanie energii:** Jednym z największych problemów przydomowych instalacji fotowoltaicznych jest brak całkowitego pokrycia w czasie zapotrzebowania na energię elektryczną i okresach jej produkcji. Technologie magazynowania energii uznawane są za kosztowne. Budowa magazynów energii mogłaby w znaczącym stopniu zwiększyć stabilność dostaw energii wyprodukowanej z PV.

**4. Nasłonecznienie:** Nasłonecznienie jest kluczowym czynnikiem wpływającym na efektywność energetyczną instalacji fotowoltaicznych. W Polsce, nasłonecznienie jest bardzo zróżnicowane, co wpływa na efektywność energetyczną instalacji fotowoltaicznych w różnych regionach kraju.

Wszystkie te czynniki razem wpływają na efektywność energetyczną instalacji fotowoltaicznych i autor pracy zaleca uwzględnianie ich podczas projektowania i instalacji systemów fotowoltaicznych.



## 9. Badania ankietowe na temat fotowoltaicznych źródeł energii. Klastry energii

Z uwagi na szerokie spektrum omawianych w ankietach zagadnień związanych z klastrami energii i energetyką odnawialną oraz chęć zachowania możliwie dużej zwiezłości prezentowanego tekstu, autor postanowił przedstawić w dysertacji jedynie najistotniejsze z punktu widzenia pracy wyniki badań. Czytelnika chcącego poznać wszystkie zadane w ankietach pytania wraz z udzielonymi na nie odpowiedziami, badacz zachęca do zapoznania się z materiałami rozszerzającymi omawiany temat znajdującymi się w załączniku do rozprawy zatytułowanym: „Załącznik B - Badania ankietowe na temat fotowoltaicznych źródeł energii. Klastry energii – dodatkowe analizy” zlokalizowanym na dołączonej płycie CD. Analizy pytań dotyczących fotowoltaicznych źródeł energii i jakości energii elektrycznej znaleźć można odpowiednio dla:

- Ankiety nr. 1 – Załącznik B: Ankieta 1 „Klastry energii - szanse i bariery rozwoju. Koordynatorzy klastrów energii”,
- Ankiety nr. 2 – Załącznik B: Ankieta 2 „Klastry energii - szanse i bariery rozwoju. Część 2: Operatorzy sieci dystrybucyjnych”,
- Ankieta nr. 3 – Załącznik B: Ankieta 3 „Klastry energii - szanse i bariery rozwoju. Część 3: Instytucje zainteresowane rozwojem energetyki rozproszonej w Polsce”.

Opracowania wszystkich pytań zawartych w poszczególnych ankietach autorzy prezentują również w artykułach [14], [107] oraz [108].

W tym miejscu podkreślić należy również fakt, iż wspomniany załącznik stanowi jedynie uzupełnienie prezentowanych wyników, wszystkie najważniejsze wnioski zostały zawarte w części głównej rozprawy. Wyjątek stanowi załącznik do ankiety nr. 2 zatytułowany: „Załącznik 1: Jakość dostawy energii elektrycznej i instalacje PV”, ponieważ pytania w nim zawarte w całości wpisują się w tematykę poruszaną w doktoracie. W związku z tym wszystkie zostaną omówione i poddane analizie w tym rozdziale.

### 9.1 Wprowadzenie: Co to jest Gospostrateg, badania ankietowe jako składowa projektu.

Niniejszy rozdział powstał w wyniku prac wykonanych przez autora pracy na rzecz projektu „Rozwój energetyki rozproszonej w klastrach energii (KlastER)” [127] realizowanego przez konsorcjum w składzie Ministerstwo Rozwoju i Technologii (dawniej Ministerstwo Energii, lider), Akademię Górniczo- Hutniczą im. Stanisława Staszica w Krakowie oraz Narodowe Centrum Badań Jądrowych. Projekt wykonywany był w ramach strategicznego programu badań naukowych i prac rozwojowych „Społeczny i gospodarczy rozwój Polski w warunkach globalizujących się rynków” – Gospostrateg, umowa nr Gospostrateg1/385085/21/NCBR/2019 z 18 stycznia 2019 r.

Jednym z narzędzi badawczych stosowanych przez wykonawców projektu były badania ankietowe dedykowane do różnych środowisk. Łącznie przeprowadzono prace nad trzema ankietami. W pierwszej skierowanej do klastrów energii podjęto próbę poznania oczekiwań i oceny współpracy różnymi interesariuszami z perspektywy twórców klastrów. Druga była dedykowana przedstawicielom operatorów systemów energetycznych, posiadającym koncesję zgodnie z ustawą Prawo Energetyczne art. 32 ust.1 pkt 3. Trzecia ankieta służyła poznaniu opinii strony eksperckiej – instytucji działających w obszarze energetyki rozproszonej.

Pytania do ankiet zostały opracowane przez cały zespół projektowy natomiast autor doktoratu oprócz współtworzenia pytań był dodatkowo odpowiedzialny za kontakt z respondentami biorącymi udział w badaniach, dystrybucję kwestionariuszy, agregację odpowiedzi jak również analizę otrzymanych danych i wyciąganie na ich podstawie wniosków. Zawarte w niniejszym rozdziale rozważania są wynikiem prac wykonanych przez autora pracy.

Celem projektu KlastER było wypracowanie strategii rozwoju klastrów energii w Polsce w oparciu o szereg przeprowadzonych analiz oraz pilotażowe uruchomienia klastrów z wykorzystaniem opracowanych rozwiązań technologicznych i organizacyjnych. W ramach projektu przewidziano kompleksowe badania uwarunkowań i barier technicznych, prawnych, ekonomicznych i społecznych rozwoju energetyki rozproszonej, w tym klastrów energii. Na tej podstawie zostanie sformułowana strategia rozwoju klastrów energii w Polsce. Będzie ona stanowić spójny program, który przyczyni się do rozwoju tej formy upowszechniania energetyki rozproszonej w Polsce poprzez dostarczenie założeń i rekomendacji dla różnego typu zainteresowanych grup, ze szczególnym uwzględnieniem: narzędzi wspomagających projektowanie i szacowanie opłacalności klastrów w zdefiniowanych warunkach; referencyjnych rozwiązań technologicznych wspomagających zarządzanie klastrem, w tym prowadzenie rozliczeń pomiędzy poszczególnymi członkami klastrów; zestawu dobrych praktyk dotyczących rozwiązań prawnych, organizacyjnych i technologicznych, które ułatwią tworzenie nowych klastrów [127].

Projekt zapewni również możliwość wykorzystywania dorobku - rezultatów prac i badań - licznych instytucji działających w obszarze szeroko rozumianej energetyki rozproszonej. Osiągnięciu tego celu będzie służyć utworzona Sieć Kompetencji ds. Energetyki Rozproszonej (SKER) [144], jako profesjonalna instytucja badawcza zorientowana na doradztwo i analizy istotne dla implementacji polityki państwa w obszarze energetyki rozproszonej. Przedmiotem działalności Sieci będą między innymi diagnozy problemów społecznych, organizacyjnych, legislacyjnych, technicznych itp., istotnych dla implementacji polityki państwa w obszarze rozwoju klastrów energii oraz poszukiwanie i przedstawianie rekomendacji co do sposobów ich rozwiązywania. Sieć będzie stanowić również forum debaty publicznej, otwartej na wszystkich interesariuszy, przez co stanie się medium budowy środowiska wspierającego rozwój energetyki rozproszonej oraz klastrów energii w Polsce [127].

### **Informacje techniczne:**

- Ankieta nr. 1 zawierała 39 pytań głównych plus 12 pytań uzupełniających, łącznie 51 pytań,
- Na zadane pytania w ankiecie nr. 1 odpowiedzi udzieliło 50 respondentów,
- Ankieta nr. 2, część podstawowa wraz z załącznikiem zawierała 93 pytania,
- Na część podstawową ankiety nr. 2 odpowiedzi udzieliło 51 respondentów natomiast załącznik uzupełniło 19 respondentów,
- Ankieta nr. 3 zawierała 27 pytań głównych plus 9 pytań uzupełniających, łącznie 36 pytań,
- Na zadane pytania w ankiecie nr. 3 odpowiedzi udzieliło 15 instytucji zaangażowanych w proces transformacji energetycznej w Polsce,
- Okres udzielania odpowiedzi: 25.02.2019– 31.01.2020,
- Łącznie w trzech ankietach było 180 pytań,
- W badaniach wzięło udział łącznie 116 respondentów.

## 9.2 Podsumowanie ankiety nr.1

Jak można przeczytać w [14] w pierwszej ankiecie dotyczącej klastrów energii wyrażali swoje opinie ich koordynatorzy. W odpowiedziach respondentów z jednej strony można zauważyć duży entuzjazm i satysfakcję z dotychczasowych własnych dokonań, ale równocześnie widać wyraźny brak akceptacji dla istniejących uwarunkowań prawnych w których funkcjonują utworzone wspólnoty energetyczne. Dominuje oczekiwanie rzeczywistego, a nie deklaratywnego jak dotychczas (w opinii respondentów), wsparcia finansowego tych działań z programów i źródeł zewnętrznych. Istnieje obawa, że jeżeli tak się nie stanie, to duży początkowy entuzjazm dla słusznej koncepcji lokalnych wspólnot energetycznych zostanie zmarnowany i trudno będzie go ponownie wzniecić [14]. Niewielu respondentów zwróciło uwagę na zagadnienia związane z jakością energii elektrycznej na terenie funkcjonowania klastrów, jednak zdecydowana większość jako główne źródło rozproszone na terenie swojego klastra widzi energię pochodzącą z fotowoltaicznych źródeł energii.

## 9.3 Podsumowanie ankiety nr.2 wraz z załącznikiem

Odpowiedzi respondentów, którymi byli operatorzy systemów energetycznych, pozwoliły nakreślić ich spojrzenie na klastry energii, celowość ich funkcjonowania i korzyści bądź wady płynące z tworzenia takich jednostek wytwarzających energię. Badanie pokazuje znacząco większe zaangażowanie w rozwój klastrów i szerzej – energetyki rozproszonej operatorów sieci elektroenergetycznych w porównaniu z operatorami sieci ciepłowniczych [107]. W zdecydowanej większości operatorzy wskazują klastry energii jako szansę na rozwój źródeł rozproszonych, obniżenie kosztów zużycia i dostawy energii jak również, co bardzo istotne, zapewnienie bezpieczeństwa energetycznego przy jednoczesnym nacisku na poszanowanie środowiska naturalnego.

Z załącznika do ankiety dla operatorów systemów elektroenergetycznych dotyczącego wpływu fotowoltaicznych źródeł energii na jakość dostawy energii elektrycznej w systemach elektroenergetycznych (załącznik 1: Jakość dostawy energii elektrycznej i instalacje PV), dowiadujemy się, że w większości przypadków operatorzy systemów elektroenergetycznych nie mają wiedzy na temat zależności pomiędzy wzrostem występowania zaburzeń elektromagnetycznych a wzrostem ilości instalacji fotowoltaicznych włączanych do ich systemów. Mowa tu zarówno o małych i średnich instalacjach PV, nieprzekraczających mocy jednostkowej 30 kW jak i dużych instalacji o mocach jednostkowych przekraczających 30 kW. Brak tej wiedzy wynika bezpośrednio z braku infrastruktury pomiarowej pozwalającej na ciągły monitoring, agregację a później analizę danych pomiarowych dotyczących opisywanych zaburzeń elektromagnetycznych. Rekomendacją w tej materii może być stopniowy wzrost poziomu inwestycji w urządzenia i systemy pomiarowe monitorujące jakość energii elektrycznej w systemach obsługiwanych przez operatorów. Wyraźnie widać różnicę w obserwacjach respondentów dotyczących obecnego stanu zaburzeń elektromagnetycznych i predykcji na przyszłość wynikających z bardzo dynamicznie zmieniającej się ilości mocy zainstalowanych w instalacjach PV w skali całego kraju. Ankietowani stwierdzają, że obecnie nie widzą znaczącego związku wzrostu zaburzeń elektromagnetycznych ze wzrostem ilości instalacji PV, jednak bazując na swoim doświadczeniu i spostrzeżeniach, spodziewają się, że w przyszłości ilość zaburzeń będzie systematycznie wzrastać.

## 9.4 Załącznik do ankiety nr. 2

„Załącznik 1: Jakość dostawy energii elektrycznej i instalacje PV” będący częścią ankiety nr. 2 dedykowanej dla operatorów sieci dystrybucyjnych, przedstawia zagadnienia ściśle obejmujące tematykę pracy doktorskiej. W związku z powyższym autor uznał, iż wszystkie dziesięć pytań z załącznika jest istotnych dla rozważań zawartych w dysertacji co zaowocowało dokładną analizą i zaprezentowaniem poniżej uzyskanych wyników.

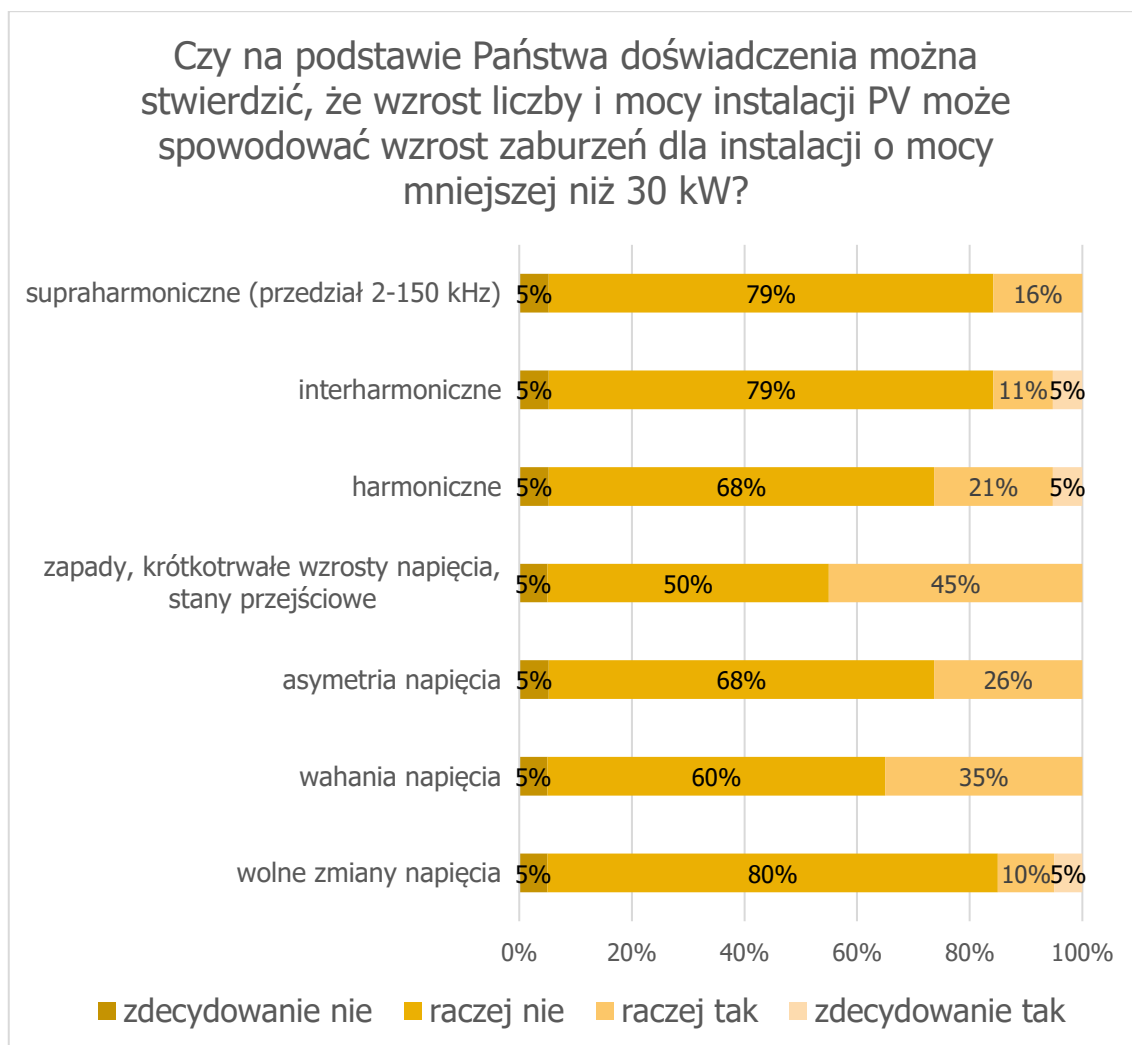
Ta część badania przeznaczona była wyłącznie dla operatorów systemów elektroenergetycznych. Ankietowanych poproszono o ustosunkowanie się do wpływu instalacji fotowoltaicznych na jakość dostawy energii elektrycznej na obszarze ich działania. Wybrano siedem głównych zaburzeń:

- wolne zmiany napięcia,
- wahania napięcia,
- asymetria napięcia,
- zapady, krótkotrwałe wzrosty napięcia, stany przejściowe,
- harmoniczne,
- interharmoniczne,
- supraharmoniczne (przedział 2-150 kHz).

Poniżej znajduje się analiza dziesięciu pytań (wraz z pytaniami uzupełniającymi).

- Pytanie 1. „Czy na podstawie Państwa doświadczenia można stwierdzić, że wzrost liczby i mocy instalacji PV może spowodować wzrost zaburzeń dla instalacji o mocy mniejszej niż 30 kW?”

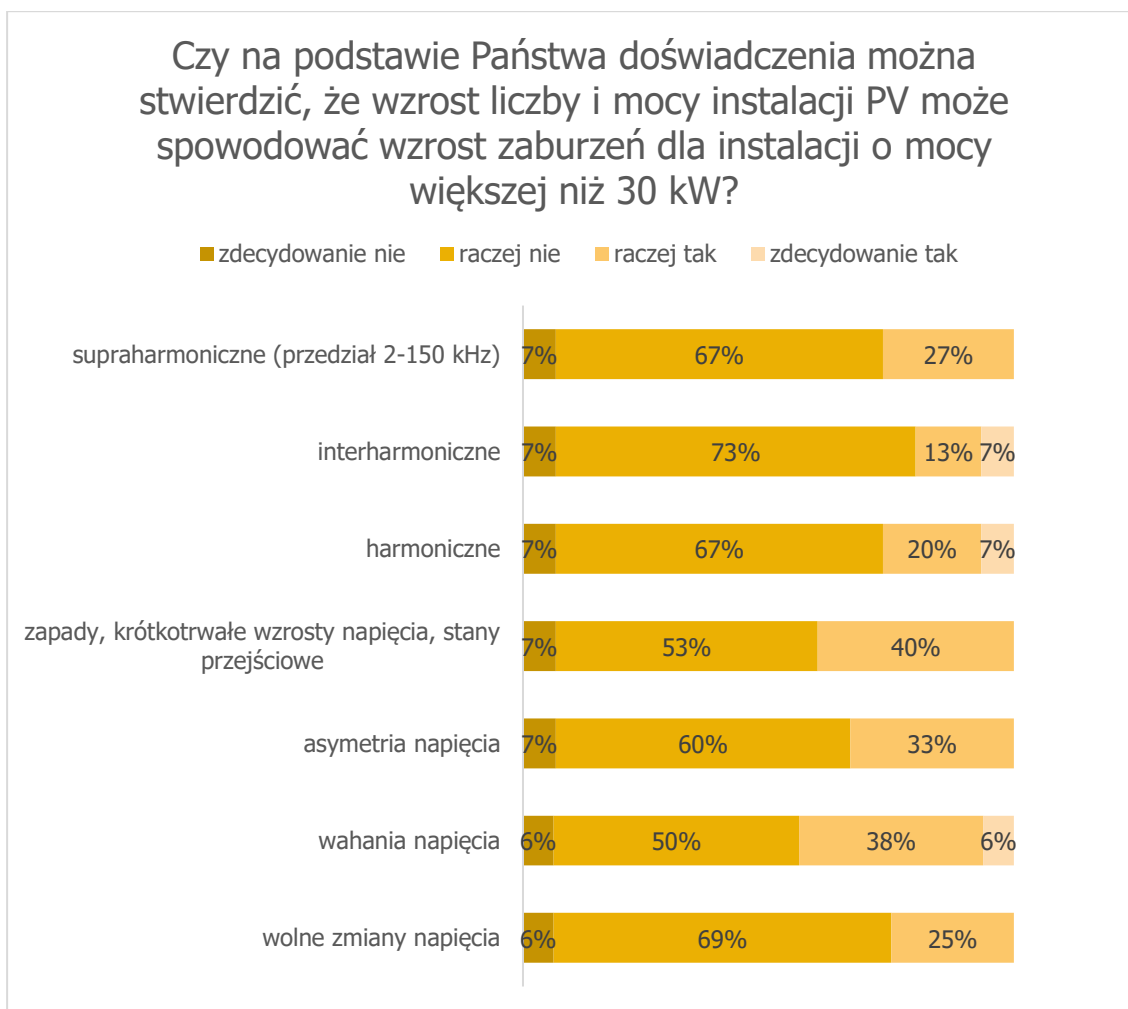
W pierwszym pytaniu załącznika do ankiety, skierowanego wyłącznie do operatorów systemów elektroenergetycznych, poproszono o odniesienie się do doświadczenia respondentów w zakresie funkcjonowania instalacji fotowoltaicznych i udzielenie odpowiedzi czy ich zdaniem wzrost zarówno liczby jak i mocy takich źródeł energii elektrycznej może spowodować wzrost zaburzeń dla instalacji o mocy mniejszej niż 30 kW. Do wyboru były cztery odpowiedzi: zdecydowanie nie, raczej nie, raczej tak, zdecydowanie tak. Jedynie 5% respondentów wyraziła opinię, że instalacje PV zdecydowanie nie mają wpływu na podane w ankiecie zaburzenia. Około 50% do 80% operatorów uznało, że raczej nie mają wpływu. Między 10% a 45% osób odpowiedziało, że instalacje PV raczej mają wpływ na zaburzenia w sieci, przy czym 45% głosów zdobyły: zapady, krótkotrwałe wzrosty napięcia, stany przejściowe. Jedynie równo po 5% procent głosów przemawiających za „zdecydowanie tak” dostały następujące zaburzenia: interharmoniczne, harmoniczne i wolne zmiany napięcia. Wszystkie odpowiedzi na to pytanie zostały zilustrowane na rysunku Rys. 9.1. W pytaniu uzupełniającym dającym możliwość wpisania własnego komentarza znalazła się min. taka odpowiedź „Wszystkie wymienione zaburzenia mogą wystąpić w wyniku przyłączenia źródła energii, w przypadku prosumentów może dojść do przekroczenia wartości dopuszczalnych”. Komentarz ten dobrze podsumowuje niniejsze pytanie.



Rys. 9.1 Pytanie 1 „Czy na podstawie Państwa doświadczenia można stwierdzić, że wzrost liczby i mocy instalacji PV może spowodować wzrost zaburzeń dla instalacji o mocy mniejszej niż 30 kW?”

- Pytanie 2. „Czy na podstawie Państwa doświadczenia można stwierdzić, że wzrost liczby i mocy instalacji PV może spowodować wzrost zaburzeń dla instalacji o mocy większej niż 30 kW?”

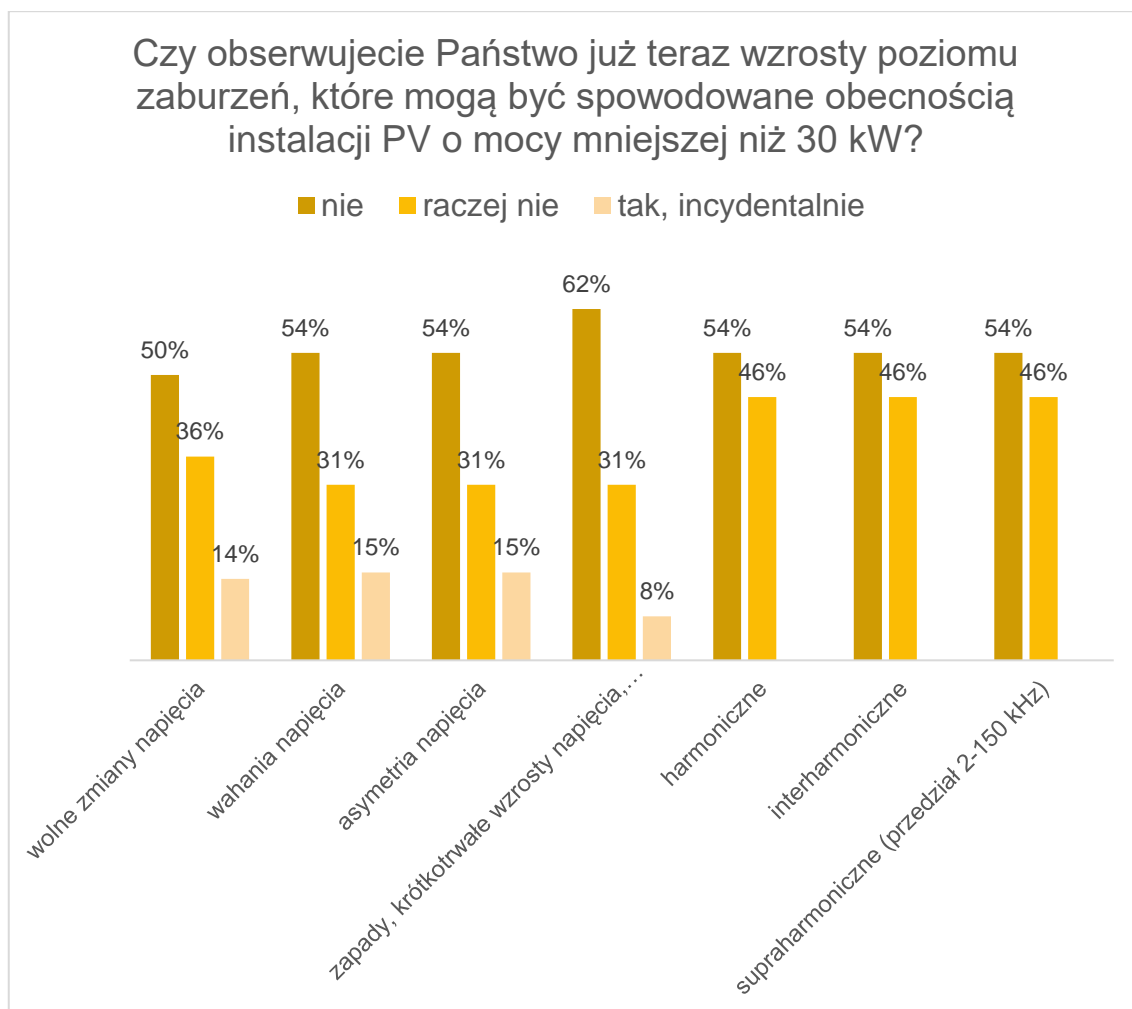
Kolejne pytanie jest analogiczne do pierwszego z tą jednak różnicą, że teraz poproszono o ustosunkowanie się do wpływu fotowoltaiki na wzrosty zaburzeń dla instalacji o mocy większej niż 30 kW. Procentowy rozkład odpowiedzi jest bardzo zbliżony do pytania o instalacje mniejsze od 30 kW z tą różnicą, że odpowiedź „zdecydowanie nie” mają wpływu wybrało delikatnie więcej respondentów, bo jest to od 6% do 7%. Ponownie największa liczba operatorów wskazała na „raczej nie”, rozkład tych odpowiedzi dla poszczególnych zaburzeń oscyluje w granicy od 50% dla wahań napięcia, aż do około 70% dla wolnych zmian napięcia, harmonicznym, interharmonicznym i supraharmonicznym co zostało pokazane na rysunku Rys. 9.2. W pytaniu uzupełniającym, dającym możliwość umieszczenia dodatkowego komentarza pojawił się między innymi taki wpis „Wszystkie wymienione zaburzenia mogą wystąpić w wyniku przyłączenia źródła energii, jednak raczej nie przekraczają wartości dopuszczalnych”.



Rys. 9.2 Pytanie 2 „Czy na podstawie Państwa doświadczenia można stwierdzić, że wzrost liczby i mocy instalacji PV może spowodować wzrost zaburzeń dla instalacji o mocy większej niż 30 kW?”

- Pytanie 3. „Czy obserwujecie Państwo już teraz wzrosty poziomu zaburzeń, które mogą być spowodowane obecnością instalacji PV o mocy mniejszej niż 30 kW?”

W trzecim pytaniu zachęcono do podzielenia się przez operatorów swoją opinią dotyczącą terażniejszości, czyli w odróżnieniu do poprzednich dwóch pytań mówiących o predykcjach na przyszłość, teraz pytano o stan obecny i aktualną sytuację w systemach elektroenergetycznych respondentów. Do wyboru były trzy odpowiedzi: „nie”, „raczej nie” i „tak, incydentalnie”, rozkład wyboru respondentów przedstawiono na rysunku Rys. 9.3.



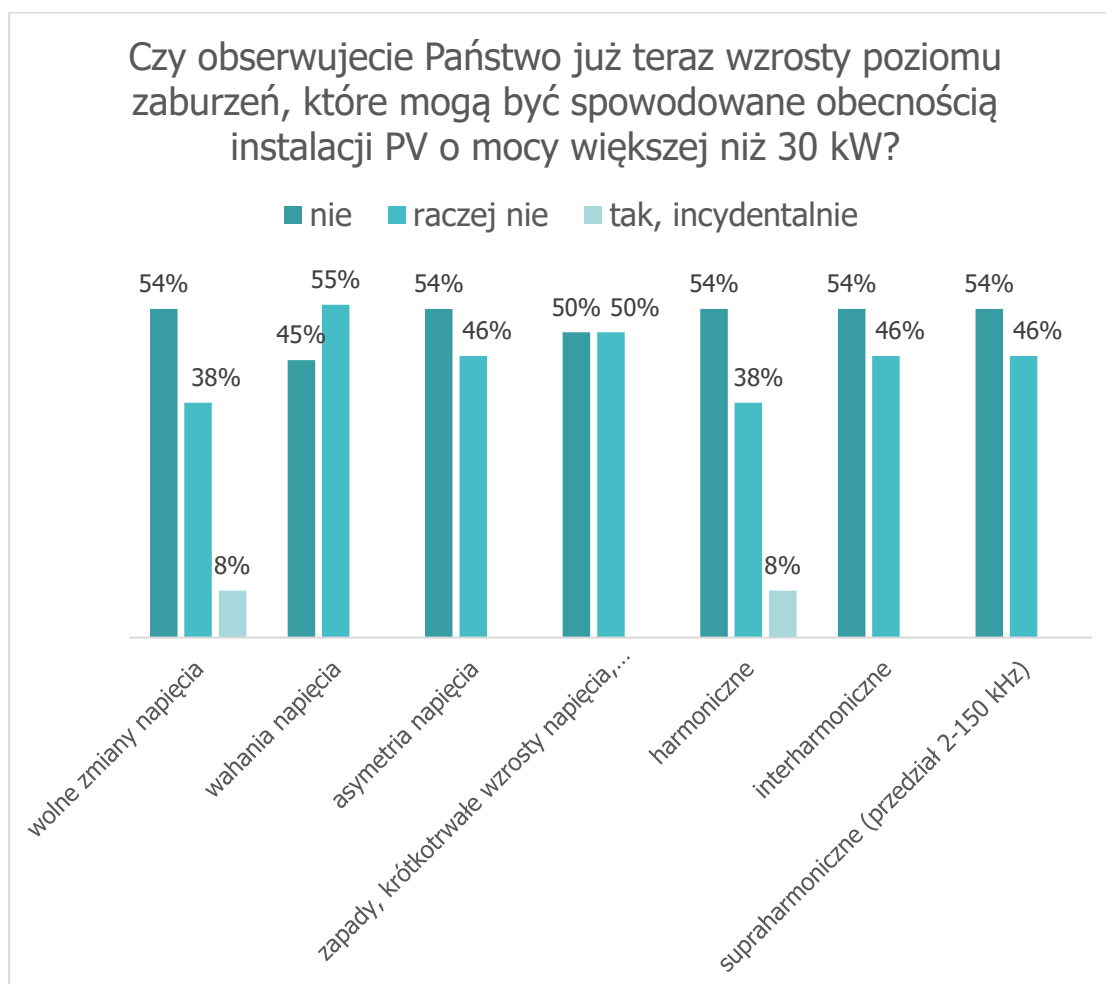
Rys. 9.3 Pytanie 3 „Czy obserwujecie Państwo już teraz wzrosty poziomu zaburzeń, które mogą być spowodowane obecnością instalacji PV o mocy mniejszej niż 30 kW?”

Jak widać na powyższej grafice (Rys. 9.3), operatorzy systemów elektroenergetycznych w chwili obecnej nie obserwują wzrostu poziomów zaburzeń spowodowanych obecnością w ich systemach instalacji PV o mocy mniejszej niż 30 kW. Odpowiedź „nie” wybrała zdecydowana większość odpowiadających, bo aż między 50% a 62%, odpowiedź „raczej nie” została wskazana przez 31% do 46% co w połączeniu z odpowiedzią „nie” daje wynik zbliżony do 100% dla wolnych zmian napięcia, wahań napięcia, asymetrii napięcia, zapadów, krótkotrwałych wzrostów napięcia i stanów przejściowych. Natomiast sumując obydwie negatywne odpowiedzi dla harmonicznnych, interharmonicznych i supraharmonicznych otrzymujemy wynik równy 100% świadczący o tym, że żaden z operatorów nie obserwuje takich zaburzeń w chwili obecnej. Ciekawostką jest, że w porównaniu tego pytania z pytaniem nr. 1 z załącznika do ankiety (Rys. 9.1), mówiącym o predykcjach występowania zaburzeń, około 15% do 45% procent respondentów bierze pod uwagę możliwość wystąpienia takich incydentów w przyszłości wraz ze wzrostem ilości instalacji PV w systemie elektroenergetycznym.

W pytaniu uzupełniającym (pyt. 3a: „3a Dodatkowy komentarz:”) respondenci przyznają, że nie mają doświadczeń lub nie prowadzą obserwacji w tym zakresie. To może tłumaczyć tak duży odsetek odpowiedzi twierdzących, że operatorzy nie obserwują wzrostu zaburzeń.

- Pytanie 4. „Czy obserwujecie Państwo już teraz wzrosty poziomu zaburzeń, które mogą być spowodowane obecnością instalacji PV o mocy większej niż 30 kW?”

Analogicznie jak w pytaniach numer 1 i 2 z załącznika do ankiety odnoszących się do predykcji dla instalacji PV mniejszych bądź większych niż 30 kW, tak w pytaniach numer 3 i 4 poproszono o ustosunkowanie się do obecnych obserwacji dotyczących występowania wzrostu zaburzeń dla kolejno instalacji PV mniejszych i większych niż 30 kW. Rysunek Rys. 9.4 przedstawia odpowiedzi respondentów udzielone na pytanie numer 4.



Rys. 9.4 Pytanie 4. „Czy obserwujecie Państwo już teraz wzrosty poziomu zaburzeń, które mogą być spowodowane obecnością instalacji PV o mocy większej niż 30 kW?”

Podobnie jak to miało miejsce w odpowiedziach udzielonych w pytaniu numer 3, tak i w tym pytaniu dotyczącym terażniejszości i obserwacji wzrostu zaburzeń, respondenci niemal jednogłośnie opowiedzieli się, za tym, że nie widzą takiego zjawiska. Odpowiednio między 92% a 100% odpowiedzi było negatywnych i jedynie po 8% odpowiedzi twierdzących („tak, incydentalnie”) wskazało na obserwację wzrostu wolnych zapadów napięcia i większy udział harmonicznym w napięciu. I ponownie, w zestawieniu odpowiedzi z tego pytania z odpowiedziami dotyczącymi przyszłości (Rys. 9.2), operatorzy przewidują wzrost zaburzeń występujących w systemie w wyniku wzrostu ilości instalacji PV większych niż 30 kW. Odpowiedzi „raczej tak” i „zdecydowanie tak” udzieliło dla poszczególnych rodzajów zaburzeń od 20% do 44% ankietowanych. W dodatkowych komentarzach operatorzy wskazali, że nie mają doświadczenia lub nie prowadzą obserwacji wpływu instalacji PV na opisywane zaburzenia.



- Pytanie 5. „Czy stwierdziliście Państwo pomiarowo przypadki zaburzeń spowodowanych obecnością instalacji PV o mocy mniejszej niż 30 kW?”

W kolejnym pytaniu poproszono o udzielenie odpowiedzi na pytanie czy operatorzy systemów elektroenergetycznych stwierdzili pomiarowo przypadki zaburzeń spowodowanych obecnością instalacji PV o mocy mniejszej niż 30 kW. Do wyboru były dwie odpowiedzi „nie” i „kilka”. Rysunek Rys. 9.5 pokazuje rozkład udzielonych odpowiedzi. Zdecydowana większość respondentów odpowiedziała, że nie stwierdzili pomiarowo przypadków zaburzeń wynikłych z obecności instalacji PV o mocy mniejszej niż 30 kW. Dla zapadów, krótkotrwałych wzrostów napięcia, stanów przejściowych, harmonicznych, interharmonicznych i supraharmonicznych respondenci są zgodni w 100%, jedynie dla wolnych zmian, wahań i asymetrii napięcia 8% respondentów stwierdziło pomiarowo takie przypadki.

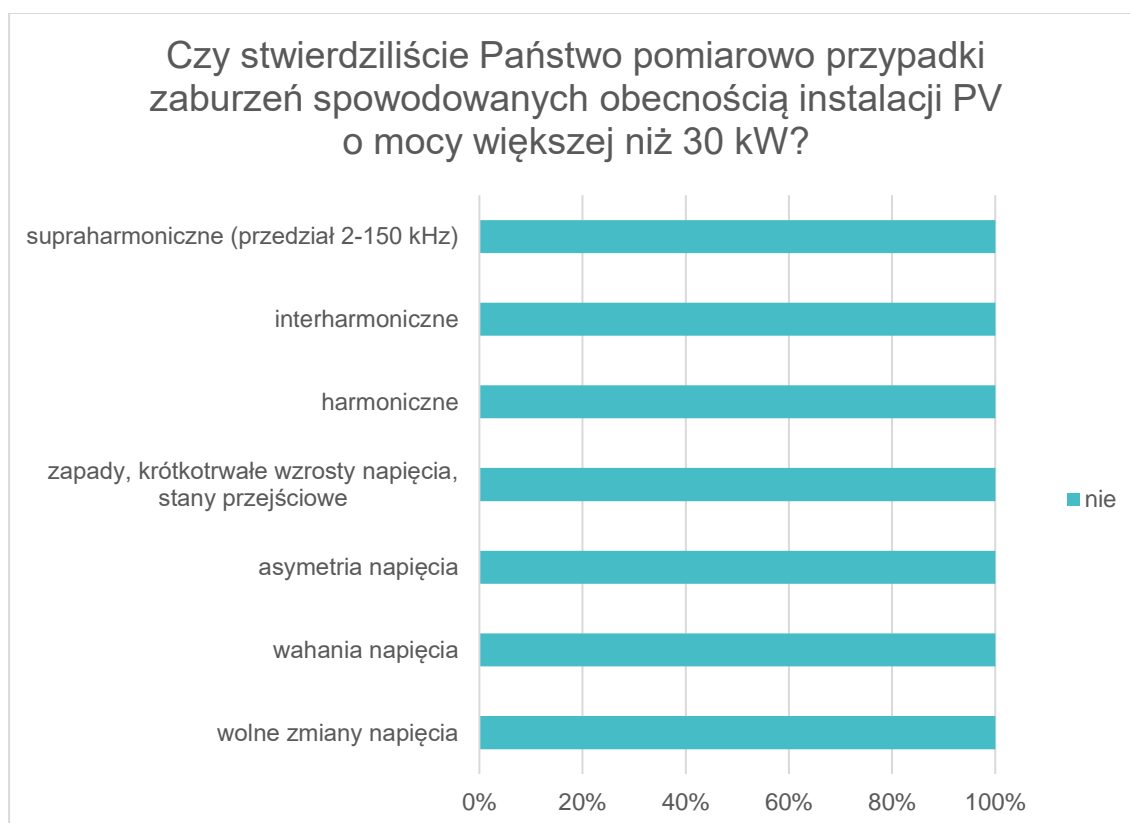


Rys. 9.5 Pytanie 5. „Czy stwierdziliście Państwo pomiarowo przypadki zaburzeń spowodowanych obecnością instalacji PV o mocy mniejszej niż 30 kW?”

W dodatkowym komentarzu do tego pytania respondenci przyznali, że nie wiedzą, nie mają takiej wiedzy i doświadczenia lub nie prowadzą takich pomiarów. Pojawił się również jeden komentarz twierdzący, że wszystkie wymienione zaburzenia wystąpiły w wyniku przyłączenia prosumentów. Jak więc widać, problemem ze stwierdzeniem wpływu instalacji PV na sieć może być po prostu brak infrastruktury pomiarowej u większości operatorów. Oznacza to, że być może gdyby taka infrastruktura istniała i byłyby gromadzone i analizowane odpowiednie dane, to w udzielanych odpowiedziach odnotowalibyśmy zdecydowanie różną tendencję od przedstawionej na dotychczas zaprezentowanych grafikach.

- Pytanie 6. „Czy stwierdziliście Państwo pomiarowo przypadki zaburzeń spowodowanych obecnością instalacji PV o mocy większej niż 30 kW?”

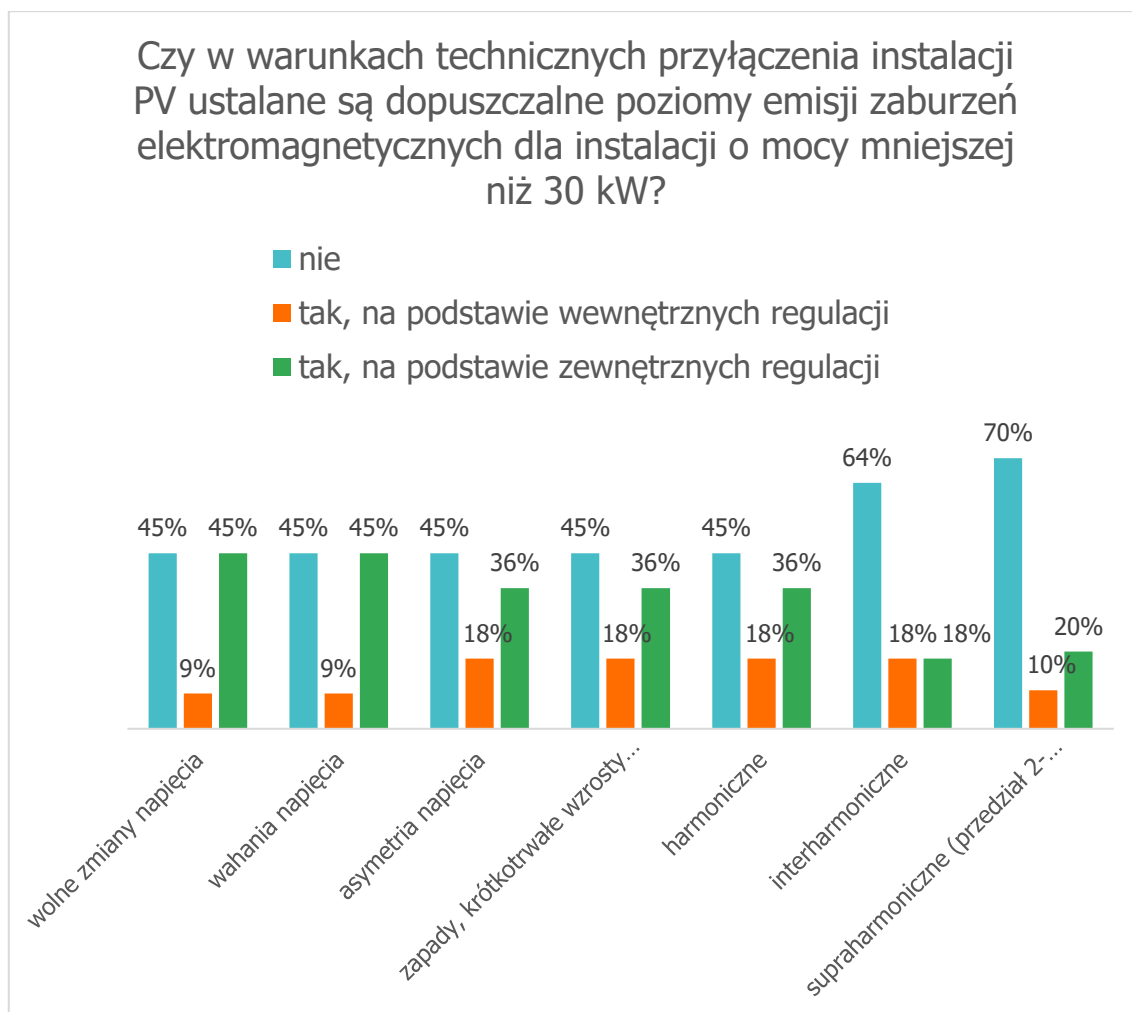
Pytanie analogiczne do pytania numer 5 z tą różnicą, że teraz zapytano o instalacje większe a nie mniejsze niż 30 kW. Wykres (Rys. 9.6) prezentujący odpowiedzi operatorów pokazuje jednorodność wszystkich respondentów co do pomiarowego stwierdzenia przypadków zaburzeń spowodowanych obecnością instalacji PV o mocy większej niż 30 kW, wszyscy zgodnie odpowiedzieli, że nie stwierdzili pomiarowo takich zaburzeń. Podobnie jak przy wcześniejszych pytaniach tak i w tym przypadku po analizie pytania uzupełniającego dowiadujemy się, że w zdecydowanej większości operatorzy nie prowadzą takich pomiarów, więc nie mogli stwierdzić ich występowania.



Rys. 9.6 Pytanie 6. „Czy stwierdziliście Państwo pomiarowo przypadki zaburzeń spowodowanych obecnością instalacji PV o mocy większej niż 30 kW?”

- Pytanie 7. „Czy w warunkach technicznych przyłączenia instalacji PV ustalone są dopuszczalne poziomy emisji zaburzeń elektromagnetycznych dla instalacji o mocy mniejszej niż 30 kW?”

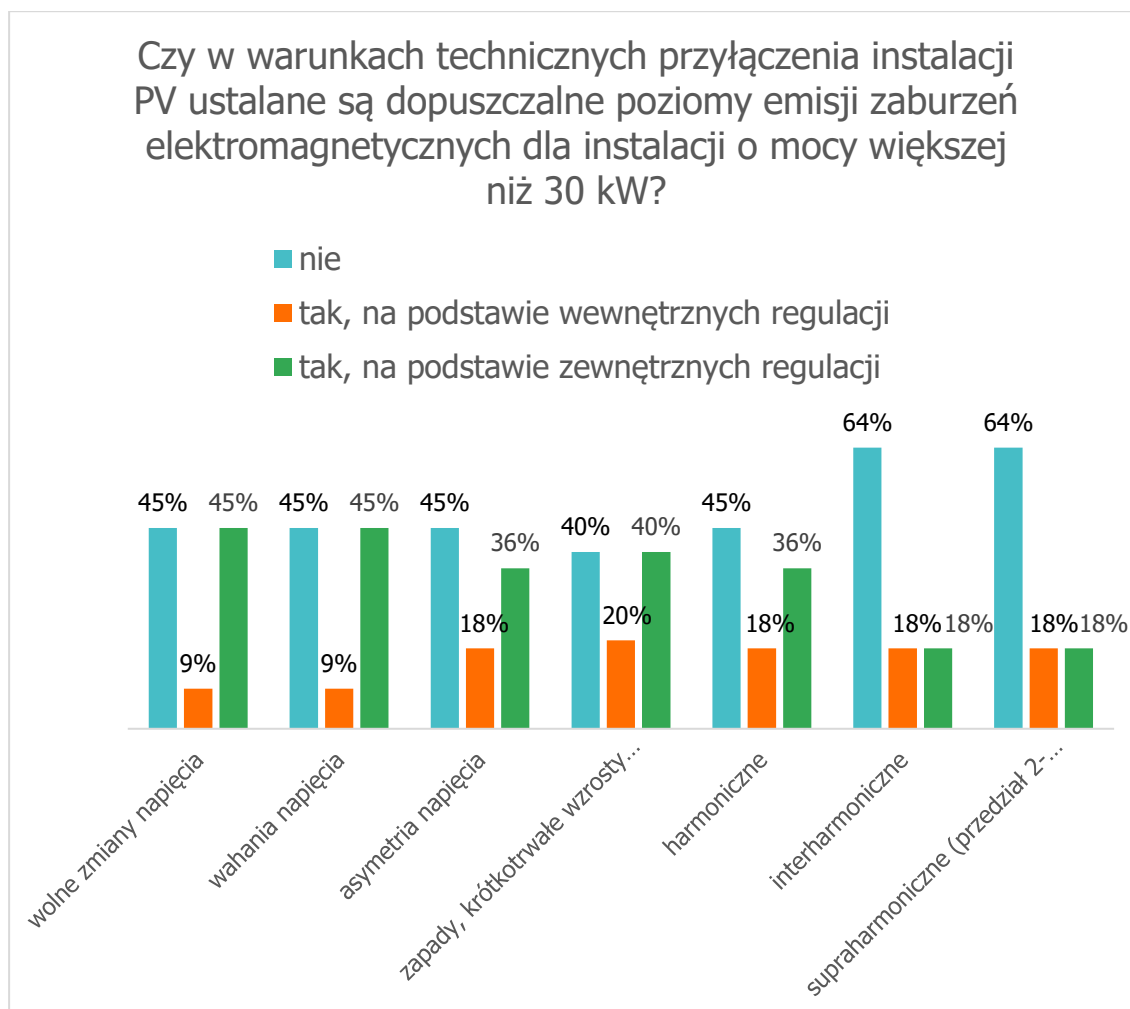
W tym pytaniu poproszono ankietowanych o udzielenie odpowiedzi o warunki techniczne przyłączenia instalacji PV a dokładnie czy istnieją w tym dokumencie zapisane dopuszczalne poziomy emisji zaburzeń elektromagnetycznych dla instalacji PV o mocy mniejszej niż 30 kW. Do wyboru były trzy odpowiedzi: „nie”, „tak, na podstawie wewnętrznych regulacji”, „tak, na podstawie zewnętrznych regulacji”. Podane odpowiedzi wskazują (Rys. 9.7), że w większości przypadków (54%) operatorzy posiadają takie regulacje z naciskiem na fakt, że są to raczej zewnętrzne (18% do 45%) niż wewnętrzne regulacje (9% do 18%).



Rys. 9.7 Pytanie 7. „Czy w warunkach technicznych przyłączenia instalacji PV ustalone są dopuszczalne poziomy emisji zaburzeń elektromagnetycznych dla instalacji o mocy mniejszej niż 30 kW?”

- Pytanie 8. „Czy w warunkach technicznych przyłączenia instalacji PV ustalone są dopuszczalne poziomy emisji zaburzeń elektromagnetycznych dla instalacji o mocy większej niż 30 kW?”

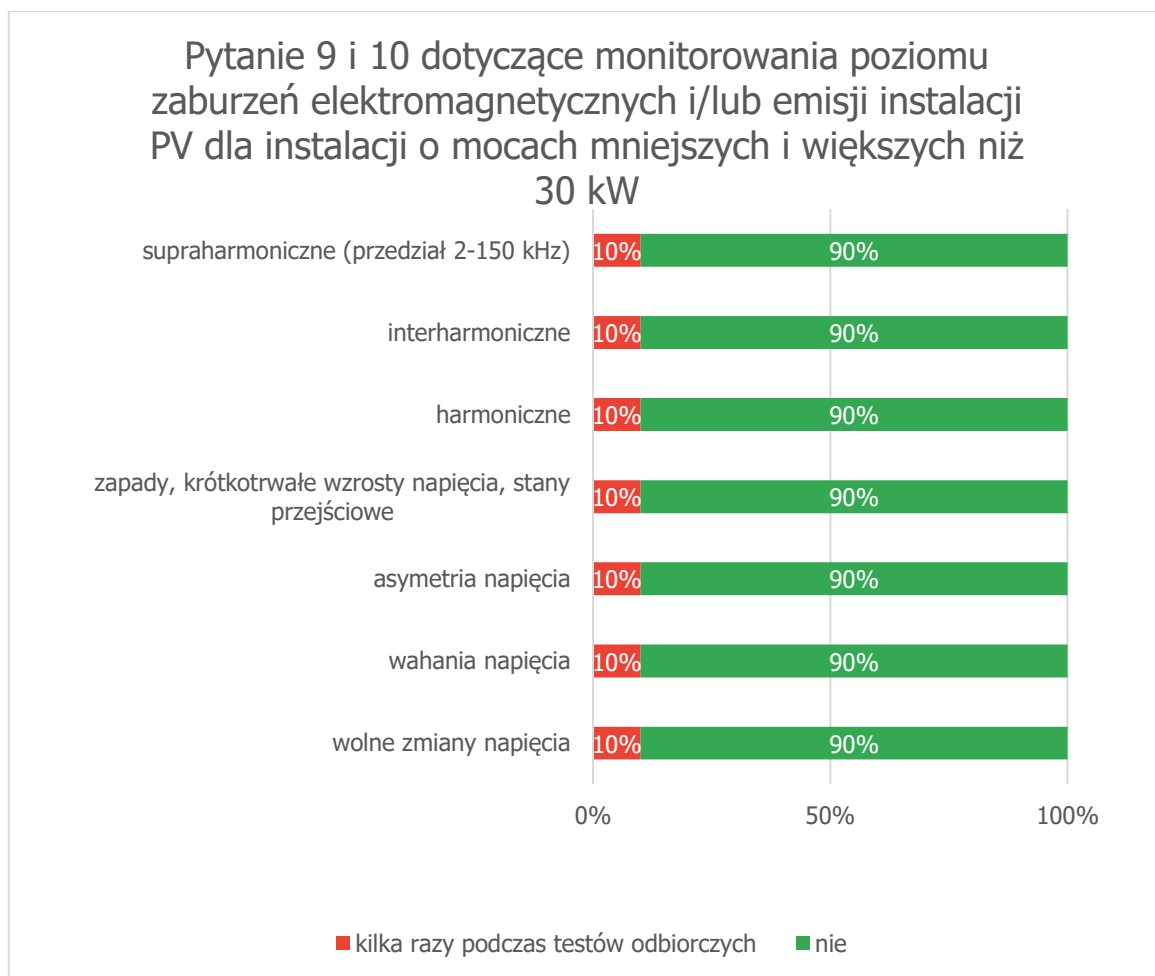
W pytaniu numer 8 poproszono o udzielenie odpowiedzi odnośnie dopuszczalnych poziomów emisji zaburzeń elektromagnetycznych dla instalacji o mocy większej niż 30 kW. Odpowiedzi pokazane na rysunku Rys. 9.8 prezentują się niemal identycznie jak w przypadku pytania numer 7 (Rys. 9.7).



Rys. 9.8 Pytanie 8. „Czy w warunkach technicznych przyłączenia instalacji PV ustalane są dopuszczalne poziomy emisji zaburzeń elektromagnetycznych dla instalacji o mocy większej niż 30 kW?”

- Pytanie 9. „Czy monitorujecie Państwo poziomy zaburzeń elektromagnetycznych i/lub emisji instalacji PV dla instalacji o mocy mniejszej niż 30 kW?” i pytanie 10. „Czy monitorujecie Państwo poziomy zaburzeń elektromagnetycznych i/lub emisji instalacji PV dla instalacji o mocy większej niż 30 kW?”

Dla obydwu pytań numer 9 i 10 dotyczących monitorowania poziomu zaburzeń elektromagnetycznych odpowiednio dla instalacji PV mniejszych i większych niż 30 kW, rozkład odpowiedzi udzielonych przez operatorów systemów elektroenergetycznych jest identyczny (Rys. 9.9). W zdecydowanej większości przypadków monitoring nie jest stosowany, bo aż 90% odpowiedzi dla każdego z siedmiu zaburzeń i jedynie w 10% przypadków monitoring przeprowadzany był sporadycznie podczas testów odbiorczych.



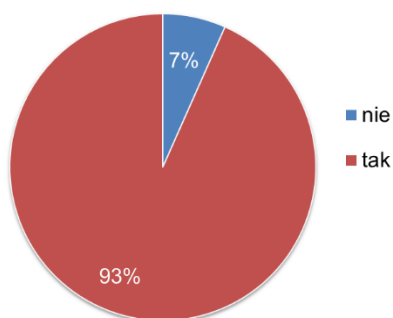
Rys. 9.9 Pytanie 9 i 10 dotyczące monitorowania poziomu zaburzeń elektromagnetycznych i/lub emisji instalacji PV dla instalacji o mocach mniejszych i większych niż 30 kW

W pytaniach uzupełniających respondenci ponownie napisali, że nie mają wiedzy na temat poziomów zaburzeń wprowadzanych do systemu przez instalacje PV bądź po prostu nie posiadają infrastruktury pozwalającej na ciągły monitoring parametrów sieci.

## 9.5 Podsumowanie ankiety nr.3

Wśród instytucji biorących udział w badaniu ankietowym, głównym profilem działalności w odniesieniu do energetyki rozproszonej jest w zdecydowanej większości działalność ekspercka. Natomiast głównym źródłem energii będącym w obszarze zainteresowań są instalacje fotowoltaiczne. Takie połączenie kompetencji i zainteresowań może zaowocować dynamicznym rozwojem wiedzy w zakresie instalacji PV i ich wpływu na zaburzenia w sieci elektroenergetycznej. Rekomendacje i opinie polskich instytucji zaangażowanych w rozwój energetyki rozproszonej w Polsce są niezwykle ważne w odniesieniu do przyszłości klastrów energii i promocji ER w naszym kraju. W motywacjach angażujących mieszkańców, przedsiębiorców i jednostki samorządu terytorialnego do działania klastrów energii, pojawiają się odpowiedzi sugerujące rosnące zainteresowanie i nadzieję na poprawę jakości energii elektrycznej jak i ciągłością jej dostawy.

W pytaniu 22. poproszono o wyrażenie opinii czy polskie instytucje widzą potrzebę zmiany regulacji prawnych określających warunki funkcjonowania rozwoju klastrów energii. W zdecydowanej większości odpowiedź była twierdząca, tę opcję wybrało aż 93 % badanych, jedynie 7% nie widzi takiej potrzeby (Rys. 9.10). Co więcej w pytaniu 23. proszącym o wskazanie, zdaniem respondentów, konieczności wprowadzenia ewentualnych zmian regulacji prawnych, mając w szczególności na uwadze czynniki utrudniające działanie klastrów oraz warunkujące ich dalszy rozwój - respondenci zauważają min. potrzebę zmiany zasad dostępu do istniejącej infrastruktury dystrybucyjnej, ułatwienie możliwości budowania własnej infrastruktury dystrybucyjnej i co ważne dostrzegają brak zagwarantowanego prawem dostępu do sieci dystrybucyjnych i danych pomiarowych. Wymieniony został również brak wdrożonego systemu inteligentnego opomiarowania czy brak dostępu do danych pomiarowych online dla odbiorcy/małego producenta. Powyższe odpowiedzi pokrywają się z tymi udzielonymi przez operatorów sieci dystrybucyjnych w zakresie braku opomiarowania i dostępu do danych dotyczących min. jakości energii elektrycznej.



Rys. 9.10 Pytanie 22. Czy widzą Państwo potrzebę zmiany regulacji prawnych określających warunki funkcjonowania rozwoju klastrów energii?

## 10. Metoda oceny współpracy instalacji fotowoltaicznych z siecią elektroenergetyczną

Na podstawie analizy, testów i wyników zawartych w rozdziałach pracy doktorskiej, autor proponuje następującą metodę oceny współpracy instalacji fotowoltaicznych z siecią elektroenergetyczną.

W pierwszej kolejności, konieczne jest zrozumienie charakterystyki działania dużych instalacji fotowoltaicznych, co zostało przedstawione w rozdziale 4, gdzie przebadano trzy instalacje fotowoltaiczne o łącznej mocy szczytowej wynoszącej 364,07 kWp. Badania polegały na zainstalowaniu analizatorów jakości energii elektrycznej i agregacji danych pomiarowych, aby ostatecznie wykonać analizy wpływu fotowoltaicznych źródeł energii na jakość dostawy energii elektrycznej.

Następnie, w rozdziale 5, przeprowadzono badania w laboratorium fotowoltaicznym AGH. W tym kontekście, kluczowe jest przeprowadzenie szczegółowych badań laboratoryjnych, które pozwolą na zrozumienie wpływu różnych parametrów na wydajność instalacji fotowoltaicznej.

W rozdziałach 6 i 7, analizowano instalacje PV z TAURON Dystrybucja S.A. Oddział w Gliwicach, MPWIK Kraków Zakład Oczyszczania Ścieków Płaszów oraz GPW Ruda Śląska. Te analizy pozwalają na zrozumienie, jak instalacje fotowoltaiczne współpracują z siecią elektroenergetyczną w praktycznych warunkach.

Rozdział 8 skupia się na eksperymentalnych badaniach porównawczych falowników fotowoltaicznych. Falowniki są kluczowym elementem każdej instalacji PV, a ich wybór i działanie mają bezpośredni wpływ na efektywność oraz jakość dostawy energii.

Wreszcie, w rozdziale 9, przeprowadzono badania ankietowe na temat fotowoltaicznych źródeł energii. Te badania dostarczają ważnych informacji na temat percepcji i oczekiwań różnych interesariuszy w kontekście fotowoltaicznych źródeł energii.

Wszystkie te elementy razem tworzą kompleksową metodę oceny współpracy instalacji fotowoltaicznych z siecią elektroenergetyczną. Metoda ta uwzględnia zarówno techniczny wymiar działania instalacji fotowoltaicznej, jak i społeczne oraz ekonomiczne aspekty związane z jej wdrożeniem i eksploatacją.

**Metoda oceny współpracy instalacji fotowoltaicznych z siecią elektroenergetyczną została podzielona na sześć etapów:**

**1. Zrozumienie charakterystyki działania instalacji fotowoltaicznych:** Przeprowadzenie szczegółowej analizy działania instalacji fotowoltaicznych, uwzględniającej takie aspekty jak moc szczytowa, wydajność i wpływ na jakość dostawy energii elektrycznej.

**2. Badania laboratoryjne:** Wykorzystanie laboratoriów fotowoltaicznych do przeprowadzenia szczegółowych badań nad wydajnością i efektywnością instalacji fotowoltaicznych. Badania te powinny uwzględniać różne parametry i warunki, aby uzyskać jak najbardziej kompleksowy obraz działania instalacji.

**3. Analiza praktycznej współpracy z siecią elektroenergetyczną:** Przeprowadzenie analizy działania instalacji fotowoltaicznych w praktycznych warunkach. Ta analiza powinna uwzględniać zarówno techniczne aspekty współpracy z siecią, jak i ewentualne problemy lub wyzwania.

**4. Eksperymentalne badania falowników fotowoltaicznych:** Przeprowadzenie szczegółowych badań symulacyjnych nad działaniem falowników fotowoltaicznych, które są kluczowym elementem każdej instalacji. Badania te powinny uwzględniać różne modele i typy falowników, a także ich wpływ na efektywność i jakość dostawy energii.

**5. Badania ankietowe:** Przeprowadzenie badań ankietowych wśród różnych interesariuszy, aby zrozumieć ich percepcję i oczekiwania w kontekście fotowoltaicznych źródeł energii. Te badania mogą dostarczyć ważnych informacji, które mogą pomóc w optymalizacji instalacji i poprawie jej współpracy z siecią elektroenergetyczną.

**6. Integracja wyników:** Na koniec, wszystkie wyniki powinny być zintegrowane w celu stworzenia kompleksowej oceny współpracy instalacji fotowoltaicznych z siecią elektroenergetyczną. Ta ocena powinna uwzględniać zarówno techniczne jak również społeczne i ekonomiczne aspekty związane z wdrożeniem i eksploatacją systemów fotowoltaicznych.



## 11. Analiza wyników pracy

Na podstawie przeprowadzonej analizy treści dysertacji stwierdza się, iż autor osiągnął główny cel pracy, pięć celów szczegółowych oraz udowodnił postawioną tezę.

Uzasadnienie osiągnięcia poszczególnych celów:

### Cel główny:

**Autor opracował metodę oceny współpracy instalacji fotowoltaicznych z siecią elektroenergetyczną**, co zostało szczegółowo omówione w rozdziale 10. Autor pracy opracował i zastosował metodę oceny współpracy instalacji fotowoltaicznych z siecią elektroenergetyczną. Wykorzystał do tego min. oprogramowanie komputerowe dostarczone przez kilku różnych, wiodących producentów, jak również zaimplementował algorytmy i arkusze kalkulacyjne własnego pomysłu. Metoda ta pozwala na ocenę dynamiki tego zjawiska, co jest kluczowe dla zrozumienia wpływu instalacji fotowoltaicznych na sieć elektroenergetyczną.

### Cele szczegółowe:

**1. Autor zidentyfikował przyczyny słabej efektywności energetycznej instalacji fotowoltaicznych**, co zostało omówione w rozdziałach 2 do 8 z syntezą w rozdziale 8. Autor pracy przeprowadził szczegółową analizę funkcjonowania instalacji fotowoltaicznych w systemie elektroenergetycznym. W ramach tej analizy, zidentyfikował i omówił problemy dotyczące jakości energii elektrycznej, co pozwoliło mu na wskazanie przyczyn słabej efektywności energetycznej instalacji PV.

**2. Autor wykazał związek pomiędzy warunkami atmosferycznymi a generacją zaburzeń elektromagnetycznych przez fotowoltaiczne źródła energii**, co zostało omówione w rozdziałach 5 do 8. Autor pracy wykazał powiązanie zaburzeń elektromagnetycznych generowanych przez systemy fotowoltaiczne do sieci elektroenergetycznej ze zmiennością warunków pogodowych, głównie szybkimi zmianami irradiancji. Analiza ta pozwoliła na zrozumienie, jak warunki atmosferyczne wpływają na jakość dostawy energii.

**3. Autor opracował metodykę badania falowników fotowoltaicznych pod kątem generacji zaburzeń elektromagnetycznych**, co zostało omówione w rozdziale 8. Autor pracy przeprowadził szereg eksperymentów na falownikach fotowoltaicznych, które są integralnym elementem systemów PV. Badania te zaowocowały opracowaniem metodyki testowania tych urządzeń pod kątem generacji zaburzeń elektromagnetycznych. Prace zostały wykonane w warunkach laboratoryjnych z wykorzystaniem symulatorów promieniowania słonecznego oraz sieci. Udzielono odpowiedzi na pytania o wpływ fotowoltaicznych źródeł energii na jakość dostawy energii elektrycznej. Zaproponowana metodyka pozwala na dokładne badanie wpływu falowników na jakość energii elektrycznej.

**4. Autor opracował metodykę badania opinii interesariuszy skupionych wokół klastrów energii na temat rozproszonych źródeł energii, w tym źródeł fotowoltaicznych**, co zostało omówione w rozdziale 9. Autor pracy współtworzył metodykę badania opinii różnych interesariuszy na temat klastrów energii i energetyki rozproszonej, w tym fotowoltaicznych

źródeł energii i ich wpływu na jakość dostawy energii elektrycznej. W ramach tego celu, przeprowadził badania ankietowe dedykowane do różnych środowisk. Metodyka ta pozwala na zrozumienie, jak różne grupy interesariuszy postrzegają wpływ tych źródeł na dostawę energii elektrycznej.

**5. Autor zaproponował oryginalne narzędzia do analizy danych pomiarowych z analizatorów jakości energii elektrycznej (JEE),** co zostało omówione w rozdziale 8. Autor pracy zaproponował autorskie narzędzia do analizy danych pomiarowych, takie jak algorytmy i arkusze kalkulacyjne. Te narzędzia zostały wykorzystane do analizy zebranych danych z analizatorów JEE, co pozwoliło na głębsze zrozumienie i interpretację wyników pomiarów. Narzędzia te mogą przyczynić się do rozwoju technologii monitorowania jakości dostawy energii.

**Odnosząc się do przytoczonych uzasadnień jak również do wcześniejszych rozdziałów pracy stwierdzono, że cele pracy zostały osiągnięte a teza potwierdzona.**

Każdy z celów został osiągnięty poprzez przeprowadzenie szczegółowych badań, analiz, symulacji i opracowanie odpowiednich metodyk. Wszystkie badania wykonane i przedstawione w niniejszej pracy poprzedzone były przygotowaniem, gromadzeniem i weryfikacją danych pomiarowych dla przedziałów czasowych od kilku tygodni do kilku lat. Wyniki tych działań zostały szczegółowo opisane i omówione w pracy, co pozwala na potwierdzenie realizacji postawionych celów.

W szczególności, analiza danych z instalacji fotowoltaicznych pozwala na identyfikację czynników wpływających na efektywność energetyczną tych systemów, takich jak wpływ falowników na jakość energii elektrycznej, wpływ warunków atmosferycznych na generację zaburzeń elektromagnetycznych oraz percepcję różnych grup interesariuszy na temat wpływu tych źródeł na dostawę energii elektrycznej.

Wyniki badań zawarte w niniejszej pracy potwierdzają, że obserwacja i analiza danych pracy instalacji fotowoltaicznej nie tylko umożliwia ocenę jej współpracy z systemem elektroenergetycznym, ale także dostarcza informacji, które mogą przyczynić się do optymalizacji działania tych systemów i poprawy jakości dostawy energii. Rozważania zawarte w pracy udowadniają postawioną tezę. Analizy oraz wnioski wyciągnięte przez autora przedstawione w poszczególnych rozdziałach wraz z syntezą znajdującą się w rozdziale 11, pozwoliły na głębsze zrozumienie złożonych interakcji między fotowoltaiką a systemem elektroenergetycznym, co jest kluczowe dla dalszego rozwoju i integracji tych technologii.

## 12. Podsumowanie

Opis wykonanych prac, oryginalnych osiągnięć naukowych oraz dalszych planów badawczych.

Praca doktorska dotyczy zagadnień z zakresu elektrotechniki i energetyki, a konkretnie problematyki związanej z fotowoltaicznymi źródłami energii i ich wpływem na jakość dostawy energii elektrycznej. W tekście przedstawione są różne pomysły i wnioski, jakie autor pracy wyciągnął na podstawie swoich badań. Wszystkie badania wykonane przez autora i przedstawione w niniejszej pracy poprzedzone były przygotowaniem, gromadzeniem i weryfikacją danych pomiarowych dla przedziałów czasowych od kilku tygodni do kilku lat. W celu prezentacji pożądaných informacji, zaprojektowano struktury przedstawianých danych i tabel, do przeprowadzenia analiz wykorzystano oprogramowanie komputerowe dostarczone przez kilku różnych, wiodących producentów jak również zaimplementowano algorytmy i arkusze kalkulacyjne własnego pomysłu. Wykonano analizę specyfiki produkcji energii elektrycznej w systemach PV z uwzględnieniem czynników zewnętrznych takich jak parametry pogodowe. Przeprowadzono analizę charakterystyki funkcjonowania instalacji fotowoltaicznych w systemie elektroenergetycznym oraz zgłębiono problemy dotyczące jakości energii elektrycznej min. poprzez szczegółowy przegląd i omówienie dostępnej literatury naukowej.

Badania zawarte w rozprawie doktorskiej przeprowadzono łącznie na 7 instalacjach fotowoltaicznych składających się sumarycznie z 3 434 modułów fotowoltaicznych o całkowitej mocy szczytowej 801,19 [kWp]. Prace prowadzono w trzech różnych laboratoriach AGH: Laboratorium Jakości Energii Elektrycznej, Laboratorium Robotyki, Fotowoltaiki i Lewitacji Magnetycznej, Laboratorium Maszyn i Napędu Elektrycznego oraz w Centrum Energetyki AGH.

**Można wyróżnić pięć głównych grup działań, które zostały przeprowadzone w ramach prac nad rozprawą doktorską:**

**I. Przegląd aktualnej literatury oraz dyskusja na temat odnawialnych źródeł energii i jakości dostawy energii elektrycznej.**

**II. Część praktyczna doktoratu.**

Analiza wpływu na sieć elektroenergetyczną siedmiu instalacji fotowoltaicznych (badawczych i komercyjnych) o łącznej mocy 801,19 kWp:

1. Park Naukowo-Technologiczny Euro-Centrum budynek nr. 8. Moc szczytowa instalacji fotowoltaicznej: 107,22 kWp (455 modułów PV).
2. Park Naukowo-Technologiczny Euro-Centrum budynek nr. 10. Moc szczytowa instalacji fotowoltaicznej: 209,85 kWp (820 modułów PV).
3. Park Naukowo-Technologiczny Euro-Centrum budynek nr. 11. Moc szczytowa instalacji fotowoltaicznej: 47 kWp (188 modułów PV).
4. TAURON Dystrybucja S.A. Oddział w Gliwicach. Moc szczytowa instalacji fotowoltaicznej: 53,07 kWp (384 moduły PV).
5. PV AGH monitoring 1 - MPWIK Kraków. Zakład Oczyszczania Ścieków Płaszów. Moc szczytowa instalacji fotowoltaicznej: 60 kWp (240 modułów PV).
6. PV AGH monitoring 2 - GPW Ruda Śląska. Moc szczytowa instalacji fotowoltaicznej: 311 kWp (1296 modułów PV).

### **III. Część praktyczna doktoratu.**

Badania porównawcze modułów fotowoltaicznych:

7. Laboratorium RFiLM na dachu budynku C3 AGH: Moc szczytowa instalacji fotowoltaicznej: 13,049 kWp (51 modułów PV).

### **IV. Część symulacyjna doktoratu.**

Przeprowadzenie testów laboratoryjnych 31 falowników fotowoltaicznych pod kątem ich wpływu na jakość dostawy energii elektrycznej z instalacji PV.

### **V. Badania ankietowe na temat fotowoltaicznych źródeł energii. Klastry energii.**

1. Ankieta 1 „Klastry energii - szanse i bariery rozwoju. Koordynatorzy klastrów energii”. 51 pytań i 50 wypełnionych ankiet.
2. Ankieta 2 „Klastry energii - szanse i bariery rozwoju. Część 2: Operatorzy sieci dystrybucyjnych”. 73 pytania i 51 wypełnionych ankiet.
3. Ankieta 2 załącznik 1: Jakość dostawy energii elektrycznej i instalacje PV. 20 pytań i 19 wypełnionych ankiet.
4. Ankieta 3 „Klastry energii - szanse i bariery rozwoju. Część 3: Instytucje zainteresowane rozwojem energetyki rozproszonej w Polsce”. 36 pytań i 15 wypełnionych ankiet.

Autor w swojej pracy badawczej przeprowadził szereg eksperymentów na falownikach fotowoltaicznych co zaowocowało opracowaniem metodyki testowania tych urządzeń pod kątem generacji zaburzeń elektromagnetycznych. Badania te zostały wykonane w warunkach laboratoryjnych z wykorzystaniem symulatorów promieniowania słonecznego oraz sieci. Autor podkreśla jednak, że wyniki te mogą odbiegać od rzeczywistych, ponieważ symulatory nie odwzorowują dokładnie naturalnych warunków. W związku z tym jako kolejny etap badań proponuje sprawdzenie funkcjonowania falowników w systemie elektroenergetycznym. Zwraca uwagę na wzrastającą liczbę instalacji fotowoltaicznych w Polsce i wskazuje, że jego badania mogą pomóc w ocenie wpływu falowników na parametry sieci elektroenergetycznej. Zakres badań przeprowadzonych przez autora pracy, może przyczynić się do umożliwienia dokonania oceny spełniania przez inwertery wymogów Kodeksu Sieci RfG oraz do identyfikacji możliwości efektywniejszego prowadzenia ruchu sieci. W pracy w szczególności skupiono się na analizie wyższych harmonicznych prądu i napięcia oraz ich powiązaniu z warunkami atmosferycznymi oddziałującymi na instalacje PV. Wykazano wpływ zacienienia oraz ograniczonej irradiancji na pracę falowników fotowoltaicznych a co za tym idzie na sieć elektroenergetyczną do której podpięte są instalacje PV. Zaprezentowano różnice w odpowiedzi badanych urządzeń na zadane warunki pracy i przedstawiono ich potencjalne konsekwencje na poprawność działania sieci elektroenergetycznej.

W pracy przedstawiono wyniki badań dotyczących generacji energii elektrycznej z instalacji fotowoltaicznych. Dane zawarte w tabelach i wykresach pokazują, że produkcja ta jest bardzo zmienna, a różnice między miesiącami rok do roku mogą sięgać nawet 130%. Predykcje uzysków energetycznych dla danej lokalizacji dokonywane są głównie na podstawie historycznych danych pogodowych i analizie statystycznej. Wynika z tego, że nie da się dokładnie przewidzieć produkcji energii elektrycznej z danej instalacji PV a co za tym idzie nie da się dokładnie określić poziomu zaburzeń jaki zostanie przez nią wygenerowany i przeniesiony do sieci elektroenergetycznej. Z punktu widzenia niniejszej rozprawy doktorskiej jest to bardzo ważny wniosek dotyczący wpływu fotowoltaicznych źródeł energii na jakość

dostawy energii elektrycznej. Sytuacja taka skłania również do podejmowania przez autora pracy dalszych działań badawczych skupiających się wokół zagadnień predykcyjnych dla zakłóceń pochodzących z systemów PV.

Autor tekstu wskazuje na ważność wyboru odpowiednich elementów składowych systemu fotowoltaicznego. Porównuje uzyski energetyczne dwóch niemal identycznych paneli PV i pokazuje wpływ wynikłych różnic na eksploatację instalacji fotowoltaicznej oraz jakość dostawy energii elektrycznej. Autor stwierdza, że moduły z czarną ramką miały wyższe wartości od modułów z ramką białą, ale nie były to znaczące różnice. Jednocześnie zaznacza, że wyniki te należy interpretować ostrożnie, gdyż podczas skalowania wielkości instalacji PV, wartości uzysków jak również generowanych zaburzeń również będą się zmieniać.

Kolejnym omówionym zagadnieniem jest funkcjonowanie klastrów energii na terenie Polski. Autor pracy był członkiem zespołu badawczego, który opracował pytania sondażowe dotyczące klastrów energii. W ramach tych badań skupiono się na opinii respondentów, a autor przedstawił w pracy szczegóły zaproponowanej metodyki badawczej. Metodyka ta opierała się na przeprowadzeniu badań ankietowych wśród kilku różnych grup respondentów, a następnie analizie uzyskanych odpowiedzi, którą autor opracował samodzielnie. Przeprowadzono trzy kwestionariusze z sumaryczną ilością pytań wynoszącą 180, w których łącznie wzięło udział 116 podmiotów (osób fizycznych i instytucji). Za sprawą tych działań przeanalizowano perspektywę i poziom wiedzy społeczeństwa polskiego na temat fotowoltaicznych źródeł energii i jakości dostaw energii elektrycznej na przykładzie twórców klastrów energii, dystrybutorów sieci elektroenergetycznej i instytucji zainteresowanych transformacją energetyczną w Polsce. Zweryfikowano czy funkcjonowanie klastrów energii według opinii ich koordynatorów i mieszkańców, może mieć wpływ na poprawę jakości energii elektrycznej i zapewnienie ciągłości jej dostaw. Co więcej wykazano jakie zdaniem Polaków rozproszone źródło energii jest najbardziej obiecującym w Polsce i jakie źródło cieszy się ich największym zainteresowaniem. W rozdziale tym dokonano oceny opinii dystrybutorów sieci elektroenergetycznych na temat wpływu fotowoltaicznych źródeł energii elektrycznej na jakość parametrów energii elektrycznej oraz zweryfikowano, czy widzą związek pomiędzy wzrostem występowania zaburzeń elektromagnetycznych w sieci elektroenergetycznej a wzrostem ilości instalacji fotowoltaicznych.

W ramach badań autor pracy udowodnił pomiarowo związek pomiędzy zmianami w nasłonecznieniu paneli a wzmożoną generacją zaburzeń elektromagnetycznych ze szczególnym zwróceniem uwagi na harmoniczne prądu. W pracy zaproponował również nowe wskaźniki, takie jak PDPP<sub>st</sub> i PDPTH<sub>U</sub>, które pozwalają na analizę poziomu komfortu migotania światła dla człowieka oraz przekroczonego dopuszczalnego poziomu THD<sub>U</sub> w badanych zbiorach danych.

#### **Oryginalne elementy naukowe pracy:**

- Opracowanie metodyki badania falowników jedno i trójfazowych dedykowanych do instalacji fotowoltaicznych oraz analiza uzyskanych wyników
- Opracowanie testów dedykowanych dla falowników PV pod kątem generacji zaburzeń elektromagnetycznych
- Opracowanie metodyki badania opinii twórców i koordynatorów klastrów na temat klastrów energii i energetyki rozproszonej, w tym fotowoltaicznych źródeł energii oraz analiza uzyskanych wyników
- Opracowanie metodyki badania opinii operatorów sieci dystrybucyjnych na temat klastrów energii i energetyki rozproszonej, w tym fotowoltaicznych źródeł energii i ich wpływu na jakość dostawy energii elektrycznej oraz analiza uzyskanych wyników

- Opracowanie metodyki badania opinii instytucji zainteresowanych rozwojem energetyki rozproszonej w Polsce na temat klastrów energii i energetyki rozproszonej, w tym fotowoltaicznych źródeł energii i ich wpływu na jakość dostawy energii elektrycznej oraz analiza uzyskanych wyników
- Analizy zebranych danych przy wykorzystaniu autorskich narzędzi takich jak algorytmy i arkusze kalkulacyjne
- Wykazanie powiązania zaburzeń elektromagnetycznych generowanych przez systemy fotowoltaiczne do sieci elektroenergetycznej ze zmiennością warunków atmosferycznych (głównie szybkie zmiany irradiancji)
- Wykazanie związku pomiędzy harmonicznymi prądu a harmonicznymi napięcia
- Zaproponowanie nowych wskaźników  $PDPP_{st}$  i  $PDPTHU$  do analizy poziomu dyskomfortu spowodowanego migotaniem światła dla ludzi oraz poziomu  $THDU$  przekraczającego dopuszczalne wartości w ocenianych zbiorach danych pomiarowych
- Przeprowadzenie analizy porównawczej modułów fotowoltaicznych

#### **Plany na kontynuację badań:**

- Sprawdzenie funkcjonowania falowników w systemie elektroenergetycznym
- Sformułowanie lub doprecyzowanie wymagań stawianych falownikom fotowoltaicznym
- Stworzenie algorytmu pozwalającego na przeliczenie natężenia prądu modułu PV na nasłonecznienie, czyli irradiancję
- Predykcja zakłóceń generowanych przez systemy fotowoltaiczne

Autor pracy w tekście pracy wielokrotnie podkreśla i udowadnia aktualność i ważność podejmowanej tematyki badawczej. Przytoczone w dysertacji raporty, analizy i predykcje dowodzą, że zarówno polska jak i światowa energetyka zmierza w stronę zdecentralizowanych, rozproszonych źródeł energii. W związku z powyższym jako naturalną kontynuację swojego rozwoju naukowego autor chciałby zgłębiać problemy omawiane w niniejszej pracy. Jedną z propozycji na kontynuację badań naukowych jest stworzenie algorytmu pozwalającego na przeliczenie natężenia prądu modułu fotowoltaicznego na nasłonecznienie, czyli irradiancję. Działanie takie mogłoby zdaniem autora pomóc naukowcom jak również innym osobom zajmującym się tą dziedziną w przeprowadzaniu dokładniejszych analiz działania instalacji PV. Autor pracy porusza również temat predykcyjnych badań dotyczących zakłóceń generowanych przez systemy fotowoltaiczne. Zdaniem badacza, może się to stać istotnym zagadnieniem w przyszłości z racji dynamicznie wzrastającej ilości instalacji PV w systemie elektroenergetycznym.

W tekście omawiane są badania nad falownikami przeprowadzone w warunkach laboratoryjnych a autor pracy proponuje sprawdzenie funkcjonowania testowanych falowników w warunkach naturalnych, czyli w systemie elektroenergetycznym, co może być następnym etapem badań. Jest to istotne ze względu na rosnącą liczbę instalacji fotowoltaicznych w kraju, a wiedza na temat wpływu falowników na parametry sieci elektroenergetycznej może być cenna zarówno dla inwestorów jak i operatorów systemów dystrybucyjnych.

### 13. Udział w pracach badawczych przywoływanych w tekście rozprawy

Doktorat powstał przy udziale w następujących pracach badawczych:

1. **Granty Dziekańskie AGH** (Ministerstwo Nauki i Szkolnictwa Wyższego):

- „Analiza jakości energii elektrycznej pochodzącej z ogniw fotowoltaicznych”
- „Analiza porównawcza parametrów energetycznych w tym jakościowych, modułów PV przy wykorzystaniu indywidualnych metod agregacji i obróbki danych pomiarowych”
- „Metoda indywidualnej agregacji i analizy danych pomiarowych modułów PV z porównaniem ich parametrów energetycznych, w tym jakościowych (JDEE)”
- „Wpływ zastosowanej technologii produkcji na parametry pracy modułów PV generujących energię elektryczną przy wykorzystaniu efektu fotoelektrycznego”
- „Analiza porównawcza efektywności energetycznej modułów fotowoltaicznych przy wykorzystaniu indywidualnych metod agregacji danych pomiarowych”

2. **Stypendia Rektora AGH** (kilka różnych rodzajów stypendiów).

3. **Stypendium DOCTUS** dla szczególnie uzdolnionych małopolskich doktorantów. „Doctus – Małopolski fundusz stypendialny dla doktorantów”

4. **Stypendium Prezydenta Miasta Krakowa** dla szczególnie uzdolnionych studentów oraz uczestników studiów doktoranckich krakowskich uczelni wyższych.

5. **Grant NCBiR: Rozwój energetyki rozproszonej w klastrach energii – KlastER.** Projekt współfinansowany przez Narodowe Centrum Badań i Rozwoju w ramach strategicznego programu badań naukowych i prac rozwojowych Społeczny i gospodarczy rozwój Polski w warunkach globalizujących się rynków GOSPOSTRATEG.

6. **Projekt: „Analiza instalacji PV z TAURON Dystrybucja S.A. Oddział w Gliwicach”**

7. **Piknik OZE dotyczący Jakości Energii Elektrycznej**

8. **Seminarium w Nowym Jorku** na New York University, Tandon School of Engineering. Referat *“The influence of photovoltaic energy sources on the quality of electricity supply”*

9. **Szkolenia w Kanadzie** na Western University of Ontario, Ivey Business School.

## 14. Literatura

- [1] **Angmo D., Espinosa N., Krebs F. C.:** Indium Tin Oxide-Free Polymer Solar Cells: Toward Commercial Reality. In: Z. Lin, J. Wang (Eds.), *Low-cost Nanomaterials*, Springer, London 2014.
- [2] **Artech:** Wyższe harmoniczne - źródłem uszkodzeń instalacji elektrycznych oraz odbiorników zasilanych z sieci o ich podwyższonym poziomie. <http://www.artech.biz.pl/wyzsze-harmoniczne>, dostęp 15.01.2019.
- [3] **Baggini A., Hanzelka Z., Firlit A., Moskwa Sz., Rodziewicz T.:** Handbook of electrical power reliability : selected issues / ed. Zbigniew HANZELKA. Kraków : Wydawnictwa AGH, 2021. — 314, [1] s. — (Wydawnictwa Akademii Górniczo-Hutniczej im. Stanisława Staszica w Krakowie). — Bibliogr. s. 307–[315]. — ISBN: 978-83-66727-01-4
- [4] **Balawender P., Ciesielka E., Drabek T., Dybowski P., Hanzelka Z., Kowalczyk P., Putynkowski G., Uss P., Woźny K.:** Analiza benchmarkingowa pięciu największych operatorów systemu dystrybucyjnego w Polsce — A benchmarking analysis of five largest distribution system operators in Poland. W: *Rynek energii elektrycznej : energetyka rozproszona* / red. Zbigniew Połeczki. — Lublin : Politechnika Lubelska, 2016. — (Monografie / Politechnika Lubelska). — ISBN: 978-83-7947-190-4. — S. 7–16.
- [5] **Barcentewicz Sz., Hanzelka Z., Świątek B., Firlit A., Piątek K., Chmielowiec K.:** Individual emission assessment of electromagnetic disturbances based on aggregated data — Ocena indywidualnej emisji zaburzeń na podstawie danych zagregowanych. *Przegląd Elektrotechniczny / Stowarzyszenie Elektryków Polskich* ; ISSN 0033-2097. — 2020 — R. 96 nr 5, s. 47–50.
- [6] **Belghachi A.:** Theoretical Calculation of the Efficiency Limit for Solar Cells (chapter 2, pp. 47-76). In: L. A. Kosyachenko (Ed.), *Solar Cells : New Approaches and Reviews*, 2014.
- [7] **Bień A.:** Badania modelowe przydatności analizy widmowej sygnału sieci elektroenergetycznej w ocenie emisji interharmonicznych — Studies of modelling the usefulness of spectral analysis of signal power in the assessment of emissions interharmonic. W: *Modelowanie i symulacja systemów pomiarowych : materiały XVIII sympozjum = XVIII Symposium on Measuring systems – modelling and simulation* : Krynica Zdrój, 18–21 września 2011 / pod red. Janusza Gajdy ; AGH Akademia Górniczo-Hutnicza. Wydział Elektrotechniki, Automatyki, Informatyki i Elektroniki. Katedra Metrologii. — Kraków : Wydawnictwo Katedry Metrologii AGH, 2011. — ISBN: 978-83-61528-28-9. — S. 99–103. — Bibliogr. s. 103, Streszcz., Abstr.
- [8] **Biernaciak E.:** Fotowoltaika cena 2022: koszt paneli fotowoltaicznych i instalacji. 2022, [www.enerad.pl](http://www.enerad.pl), dostęp 16.02.2023.
- [9] **Birkmire R. W., McCandless B. E.:** CdTe thin film technology: Leading thin film PV into the future, *Current Opinion in Solid State and Materials Science* 2010, Vol. 14, Iss. 6, pp. 139-142.
- [10] **Błoński R.:** Inwerter hybrydowy i bateria LFP: system magazynowania all-in-one. [www.gramwzielone.pl/magazynowanie-energii/](http://www.gramwzielone.pl/magazynowanie-energii/). Redakcja 14-10-2022, dostęp 20.02.2023.



- [11] **Burschka J., Pellet N., Moon S.-J., Humphry-Baker R., Gao P., Nazeeruddin M. K., Grätzel M.:** Sequential deposition as a route to high-performance perovskite-sensitized solar cells, *Nature* 2013, Vol. 499, pp. 316-319.
- [12] **Chludziński Cz., Wilk G.:** System energii odnawialnej. Tauron Dystrybucja S.A. Oddział w Gliwicach. Gliwice. 2017.
- [13] **Chmielowiec K., Topolski Ł., Piszczek A., Hanzelka Z.:** Photovoltaic inverter profiles in relation to the European Network Code NC RfG and the requirements of Polish distribution system operators. *Energies* [Dokument elektroniczny]. — Czasopismo elektroniczne ; ISSN 1996-1073. — 2021 — vol. 14 iss. 5 art. no. 1486, s. 1-24. — Wymagania systemowe: Adobe Reader. — Bibliogr. s. 23-24, Abstr. — Publikacja dostępna online od: 2021-03-09.
- [14] **Ciesielka E., Dutka M., Dybowski P., Faryj K., Firlit A., Gądecki J., Hanzelka Z., Kisiel-Dorohinicki M., Kopec S., Lis J., Pelech-Pilichowski T., Piech K., Topolski Ł., Woźny K., Wójcik J.** Kłustry energii – bariery i szanse rozwoju. *Energetyka Rozproszona* [Dokument elektroniczny]. - Czasopismo elektroniczne ; ISSN 2720-0973 / zespół: Paweł Balawender, [et al.], Edmund CIESIELKA, [et al.], Mateusz DUTKA, Paweł DYBOWSKI, Katarzyna FARYJ, Andrzej FIRLIT, Jacek GĄDECKI, Zbigniew HANZELKA, [et al.], Marek KISIEL-DOROHINICKI, Sławomir KOPEĆ, Jerzy LIS, [et al.], Tomasz PEŁECH-PILICHOWSKI, Krzysztof PIECH, [et al.], Łukasz TOPOLSKI, [et al.], Krzysztof WOŹNY, Jakub WÓJCIK, 2019. — z. 1.
- [15] **CIGRE:** The Council on Large Electric Systems. <http://www.cigre.org>, dostęp 05.03.2019.
- [16] **Cotter J. E., Richards B. S., Ferraza F., Honsberg C. B., Leong T. W., Mehrvarz H. R., Naik G. A., Wenham S. R.:** Design of a Simplified Emitter Structure for Buried Contact Solar Cells, *Proc. of the 2nd World Conf. and Exhibition on Photovoltaic Solar Energy Conversion*, 6-10 Juli, 1998, Vienna, p. 1511-1514.
- [17] **Doering R., Nishi Y.:** *Handbook of Semiconductor Manufacturing Technology*, CRC Press, Boca Raton, London, New York 2000, pp. 67-71.
- [18] **Drabek T.:** Praca silnika indukcyjnego zasilonego napięciem zawierającym subharmoniczne, *Science, Technology and Innovation*, 2017, 1, 27–34.
- [19] **Drabek T.:** Praca silnika indukcyjnego zasilonego napięciem zawierającym interharmoniczne, *Science, Technology and Innovation*, 2018, 2, 47-53.
- [20] **Dumiszewska E., Knyps P., Wesolowski M., Strupiński W.:** Wielozłączowe ogniwa słoneczne, *Przegląd Elektrotechniczny* 2014, R. 90, Nr 5, s. 215-221.
- [21] **Dusza M., Woźniak M., Malinkiewicz O.:** Perowskity – przyszłość fotowoltaiki. [www.deltami.edu.pl](http://www.deltami.edu.pl), dostęp 07.02.2023.
- [22] **Ecosolar**, <https://www.ecosolar.pl/>, dostęp 18.02.2023.
- [23] **Europejska Sieć Operatorów Systemów Przesyłowych ENTSO-E.** <https://www.entsoe.eu/>, dostęp 07.03.2023.
- [24] **Europejski Urząd Statystyczny Eurostat.** <https://ec.europa.eu/eurostat>, dostęp 09.03.2023.
- [25] **Farret F., Simoes M.:** *Integration of Alternative Sources of Energy*. Hoboken: John Wiley & Sons, Inc. 2006.

- [26] FG Energy Polska, strona internetowa: <https://fgenergy.pl/naslonecznienie-w-polsce-sprawdz-na-naszej-mapie-stan-naslonecznienia-w-swoim-regionie/>, dostęp 23.08.2022
- [27] **Firlit A., Hanzelka Z., Piątek K., Barczentewicz Sz., Chmielowiec K., Dutka M.:** Monitorowanie jakości dostawy energii elektrycznej z uwzględnieniem supraharmonicznych oraz synchrofazorów — Monitoring the power quality, including supraharmonics and synchrophasors. *Przegląd Elektrotechniczny / Stowarzyszenie Elektryków Polskich* ; ISSN 0033-2097. — 2020 — R. 96 nr 3, s. 59–62.
- [28] **Firlit A., Świątek B., Hanzelka Z., Piątek K., Dutka M., Siostrzonek T.:** Analysis of selected power quality indicators at non-measured distribution network points based on measurements at other points — Analiza wybranych wskaźników jakości energii elektrycznej w nieopomiarowanych punktach sieci dystrybucyjnej wyznaczonych na podstawie pomiarów w innych punktach. *Przegląd Elektrotechniczny / Stowarzyszenie Elektryków Polskich* ; ISSN 0033-2097. — 2020 — R. 96 nr 5, s. 39–42. — Bibliogr. s. 42.
- [29] **Firlit A., Świątek B., Hanzelka Z., Woźny K., Chmielowiec K., Piątek K.:** Integracja analizatorów jakości dostaw energii elektrycznej pochodzących od różnych producentów — [The integration of power quality analyzers from different manufactures]. *Energia Elektryczna* ; ISSN 1897-3833. — 2016 — nr 3, s. 25–28. — Bibliogr. s. 28
- [30] **Garland J. W., Biegala T., Carmody M., Gilmore C., Sivananthan S.:** Next-generation multijunction solar cells: The promise of II-VI materials, *Journal of Applied Physics* 2011, Vol. 109, Iss. 10, (Article nr 102423).
- [31] **Gąsiorowski J.:** Ruch wody w przyrodzie i jej zanieczyszczenie. *WIGO Technologie Wodne*. <http://www.wigo.pl/artykuly/ruch-wody-w-przyrodzie-i-jej-zanieczyszczenie> dostęp 25.02.2017.
- [32] **Głowacz Z., Piech K., Głowacz W.:** Przegląd nowoczesnych technologii do pozyskiwania energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych. Overview of modern technologies to obtain electricity from renewable sources. *Mechanizacja i Automatyzacja Górnictwa*. ISSN 0208-7448, str. 48-60, R. 49, Nr. 11. 2011.
- [33] Główny Instytut Górnictwa, Plac Gwarków 1, 40-166 Katowice. <https://meteo.gig.eu/>, dostęp 22.08.2022.
- [34] Główny Urząd Miar RP, strona [www: https://www.gum.gov.pl/pl/wiedza/inne/mapy-godzin-wschodu-i-z/2652,Mapy-godzin-wschodu-i-zachodu-slonca-w-Polsce.html](http://www.gum.gov.pl/pl/wiedza/inne/mapy-godzin-wschodu-i-z/2652,Mapy-godzin-wschodu-i-zachodu-slonca-w-Polsce.html), dostęp 22.08.2022.
- [35] **Gnaciński P., Pepliński M., Szweda M.:** Wpływ subharmonicznych i interharmonicznych napięcia na prądy w uzwojeniach silnika indukcyjnego. *Zeszyty Problemowe – Maszyny Elektryczne* Nr 92/2011.
- [36] Google Earth Pro - program komputerowy wersja 7.1.8.3036 (32-bit).
- [37] Google Earth Pro - program komputerowy wersja 7.3.4.8642 (64-bit).
- [38] **Guo, Y., Wang, X., & Zhao, Y:** A Study on the Configuration of Photovoltaic Power Generation Hydrogen Production Energy Storage System and Its Economic Analysis. *Frontiers in Energy Research*, 2023.
- [39] **Hanzelka Z., Firlit A.** (red. nauk.): *Elektrownie ze źródłami odnawialnymi : zagadnienia wybrane* — [Power plants with the renewable sources – selected issues]

- Kraków : Wydawnictwa AGH, 2015. — 524, [1] s. — Bibliogr. przy rozdz. — ISBN: 978-83-7464-817-2.
- [40] **Hanzelka Z., Firlit A., Chmielowiec K., Rogóż M.:** Jakość zasilania odbiorców. Cz. 1, Aktualny stan w polskich sieciach elektroenergetycznych — [Quality of power delivery. P. 1, Current state in Polish power system]. Elektro Info ; ISSN 1642-8722. — 2017 — nr 9, s. [1–4]. — Tryb dostępu: <https://goo.gl/gvvLRS> [2017-12-21]. — Bibliogr. s. [3–4], Streszcz., Abstr. — Publikacja dostępna online od: 2017-09-26. — W BazTech zakres stron: 112–115.
- [41] **Hanzelka Z., Głowacki F., Koseda H., Piątek K., Wrocławski M.:** II Krajowy Raport Benchmarkingowy nt. jakości dostaw energii elektrycznej do odbiorców przyłączonych do sieci przesyłowych i dystrybucyjnych. /National benchmarking report on quality of electricity supply of consumers connected to distribution and transmission power systems/. Kraków, czerwiec 2021.
- [42] **Hanzelka Z., Siostrzonek T.:** Wpływ złej jakości dostawy energii elektrycznej na pracę urządzeń elektrycznych — The impact of poor energy supply quality on the operation of devices. Bezpieczeństwo pracy urządzeń transportowych w górnictwie 2020 : monografia : praca zbiorowa = Safety operation of mining transport equipment 2020 / red. nauk. Andrzej Tytko. — Kraków : Wydawnictwa AGH, 2020. — (Wydawnictwa Akademii Górniczo-Hutniczej im. Stanisława Staszica w Krakowie). — Publikacja zawiera materiały z XV międzynarodowej konferencji Bezpieczeństwo pracy urządzeń transportowych w górnictwie = Safety operation of mining transport equipment, 6–8 listopada 2019 roku, Wisła. — ISBN: 978-83-66364-56-1. — S. [101]–113.
- [43] **Hanzelka Z.:** Baza Danych o Autorach i Publikacjach AGH. <https://badap.agh.edu.pl/autor/hanzelka-zbigniew-001127>, dostęp 14.01.2023.
- [44] **Hanzelka Z.:** Efektywność energetyczna a platforma technologiczna Smart Grid — [Energy efficiency and Smart Grid technology platform]. Wiadomości PKN : normalizacja ; ISSN 1898-8415. — Tytuł poprz.: Normalizacja : miesięcznik naukowo-techniczny. — 2016 — nr specjalny: Efektywność energetyczna, s. 4–10.
- [45] **Hanzelka Z.:** Jakość dostawy energii elektrycznej — [Quality of electric power delivery]. Informator Instalacyjny Murator : Numer Specjalny ; ISSN 2450-9051. — 2016 — nr 1 Sektor Elektroenergetyczny, s. 70, 72, 74, 76.
- [46] **Hanzelka Z.:** Jakość dostawy energii elektrycznej – nowe wyzwania — [Quality of electric power delivery – new challenges]. W: VII konferencja wytwórców energii elektrycznej i ciepłej : Białka Tatrzańska, 28–30 września 2016. — [Białka Tatrzańska : s. n.], [2016]. — S. 171–183.
- [47] **Hanzelka Z.:** Jakość dostawy energii elektrycznej - perspektywa dostawcy i odbiorcy — Quality of electric power delivery from the points of suppliers and consumers of electric energy. W: Mechanizacja, automatyzacja i robotyzacja w górnictwie : monografia : praca zbiorowa. T. 1, Wybrane problemy górnictwa podziemnego / red. nauk. Krzysztof Kotwica ; Centrum Badań i Dozoru Górnictwa Podziemnego Sp. z o. o. w Łędzinach, Katedra Maszyn Górniczych, Przeróbczych i Transportowych AGH w Krakowie. — Łędziny ; Kraków : Centrum Badań i Dozoru Górnictwa Podziemnego, 2016. — Artykuły opublikowane w monografii zostały ogłoszone na III Międzynarodowej Konferencji „Mechanizacja, Automatyzacja i Robotyzacja w Górnictwie”, która odbyła się 15-17 czerwca 2016 r. w Wiśle. — ISBN: 978-83-944406-3-3. — S. 29–41.

- [48] **Hanzelka Z.:** Jakość dostawy energii elektrycznej – zagrożeniem dla poprawnej pracy odbiorników przemysłowych — [The quality of electric power supply – a threat to proper operation of industrial loads]. W: “Automatyka elektroenergetyczna problematyka eksploatacji i modernizacji” : XIV seminarium : 6–8 kwietnia 2011, Jaworze. — [Gliwice : Energotest sp. z o. o.], [2011]. — S. 5.1–5.19.
- [49] **Hanzelka Z.:** Jakość dostawy energii elektrycznej: zaburzenia wartości skutecznej napięcia. Wydawnictwa AGH. Kraków. 2013.
- [50] **Hanzelka Z.:** Jakość energii elektrycznej — [Electric power quality] / Zbigniew HANZELKA // W: Vademecum Elektryka : poradnik dla inżynierów, techników i studentów / pod red. Jana Strojnego. — Wyd. 6 zaktual. — Warszawa : SEP Centralny Ośrodek Szkolenia i Wydawnictw, 2016. — (Biblioteka COSiW SEP). — ISBN: 978-83-61163-65-7. — S. 661–686.
- [51] **Hanzelka Z.:** Jakość Energii Elektrycznej. Część 4 – Wyższe harmoniczne napięć i prądów. Elektroinstalator Nr 12/2001.
- [52] **Hanzelka Z.:** Koszty dostawy złej jakości energii elektrycznej — [Cost of poor power quality]. W: Automatyka, elektryka, zakłócenia / red. Zbigniew R. Kwiatkowski. — Gdańsk : INFOTECH, cop. 2011. — ISBN: 978-83-921711-8-8. — S. 109–117.
- [53] **Hanzelka Z.:** Lokalizacja źródeł zaburzeń w systemie elektroenergetycznym i badanie ich poziomów emisji — [Localization of voltage disturbance sources in power system and assessment of emission levels]. W: Pomiary ochronne oraz diagnostyka urządzeń i instalacji elektrycznych : VII konferencja techniczna : 12–14.05.2010 : Karpacz. — [Świdnica : Sonel S. A.], [2010]. — Opis wg okł. — S. 60–79.
- [54] **Hanzelka Z.:** Metody lokalizacji źródeł wahań i zapadów napięcia w systemie elektroenergetycznym — [Methods of localization of the voltage flicker and dip sources in power system]. W: Automatyka, elektryka, zakłócenia : konferencja : Jurata, 23–26 czerwca 2010. — Gdańsk : INFOTECH, 2010. — Opis część. wg okł. — ISBN: 978-83-921711-9-5. — S. 27–44.
- [55] **Hanzelka Z.:** Metody lokalizacji źródeł wyższych harmonicznych w sieciach zasilających — [Methods for determining the harmonic sources localization in a power system] / Zbigniew HANZELKA, Daniel Bigaj // Automatyka Elektryka Zakłócenia [Dokument elektroniczny]. — Czasopismo elektroniczne : e-pismo dla elektryków i elektroników ; ISSN 2082-4149. — 2010 — vol. 1 nr 1, s. 16–29.
- [56] **Hanzelka Z.:** Metody lokalizacji źródeł zapadów napięcia w sieci zasilającej — [The methods for location of voltage sags sources in power supply network] / Piotr SŁUPSKI, Zbigniew HANZELKA // W: JAKOŚĆ ENERGII 2010 : jakość energii w sieciach elektroenergetycznych : I konferencja naukowo-techniczna : 25–26 listopada 2010 r., Piechowice. — [Polska : s. n.], [2010]. — S. 119–138.
- [57] **Hanzelka Z.:** Rozproszone źródła energii – perspektywa operatora sieci elektroenergetycznej — Distributed energy sources – the perspective of a grid operator. Energetyka (Warszawa) / Centralny Zarząd Energetyki, Stowarzyszenie Elektryków Polskich ; ISSN 0013-7294. — 2021 — nr 1, s. 9–21. — Bibliogr. s. 20–21.
- [58] **Hanzelka Z.:** Technologie wspierające rozwój rozproszonych źródeł energii — Technologies supporting the development of distributed energy sources. Energetyka

- (Warszawa) / Centralny Zarząd Energetyki, Stowarzyszenie Elektryków Polskich ; ISSN 0013-7294. — 2021 — nr 10, s. 661-669. — Bibliogr. s. 669.
- [59] **Hanzelka Z.:** Wahania napięcia. Automatyka Elektryka Zakłócenia. ISSN 2082-4149. — [2011] — vol. 2 nr 3(5), s. 6–22.
- [60] **Hanzelka Z.:** Wprowadzenie do problematyki jakości energii : norma 50160 oraz rozporządzenia systemowe i możliwe kierunki ich zmian — [Introduction to power quality : possible changes of the standard EN 50160 and Polish regulation]. W: Pomiary ochronne oraz diagnostyka urządzeń i instalacji elektrycznych : VII konferencja techniczna : 12–14.05.2010 : Karpacz. — [Świdnica : Sonel S. A.], [2010]. — Opis wg okł. — S. 80–88.
- [61] **Hanzelka Z.:** Wykaz publikacji wybranego autora. Bibliografia Publikacji Pracowników AGH. <https://bpp.agh.edu.pl/autor/hanzelka-zbigniew-01127>, dostęp 14.01.2023.
- [62] **Hołdyński G., Skibko Z.:** Parametry opisujące jakość energii elektrycznej. Elektro Info, ISSN 1642-8722, str. 22, Nr. 12, 2014.
- [63] **Honsberg C. B., Barnett A. M.:** Paths to Ultra-High Efficiency (>50% Efficient) Photovoltaic Devices (pp. 453-456). In: 20th EUPVSEC (Conference), Barcelona, Spain, 2005.
- [64] **Huang J.-S., Hsiao C.-Y., Syu S.-J., Chao J.-J., Lin C.-F.:** Well-aligned single-crystalline silicon nanowire hybrid solar cells on glass, Solar Energy Materials and Solar Cells 2009, Vol. 93, Iss. 5, pp. 621-624.
- [65] **Hug R.:** Solar power from the desert rather than desert in Germany: renewable energy in a trans-European context. [http://www.solarserver.com/solarmagazin/solar-report\\_0207\\_e.html](http://www.solarserver.com/solarmagazin/solar-report_0207_e.html), Solar Magazine, dostęp 25.02.2017.
- [66] Instytut Energetyki Odnawialnej (IEO). Generacja energii elektrycznej z PV w 2022 roku w UE o 37% wyższa niż w roku ubiegłym. Polska z fotowoltaiki wyprodukowała ponad 5% energii w UE. <https://ieo.pl/pl/>. Data publikacji online: 08.03.2023, dostęp 09.03.2023.
- [67] **International Energy Agency:** IEA. <https://www.iea.org/>, dostęp 05.03.2017.
- [68] **Jałbrzykowski S., Krupa A., Tomaszuk A.:** Eksperymentalne porównanie przekształtników dc/dc podwyższających napięcie do zastosowania w fotowoltaice. Elektryka Zeszyt 3-4 (223-224). 2012.
- [69] **Kalamaras E., Belekoukia M., Lin Z., Xu B., Wang H., Xuan J.:** Techno-economic Assessment of a Hybrid Off-grid DC System for Combined Heat and Power Generation in Remote Islands. Energy Procedia 2019, 158, 6315–6320.
- [70] Kalendarz słoneczny na marzec 2022 w Katowicach, strona [www](https://pl.365.wiki/world/poland/katowice/sun/calendar/march/): <https://pl.365.wiki/world/poland/katowice/sun/calendar/march/>, dostęp 22.08.2022.
- [71] **Kasprzyk L.:** Wybrane zagadnienia modelowania trwałości akumulatorów litowo-jonowych w pojazdach elektrycznych. Przegląd Elektrotechniczny, ISSN 0033-2097, R. 95 NR 3/2019.
- [72] **Kaygusuz K.:** Biomass as a Renewable Energy Source for Sustainable Fuels, Energy Sources, Part A: Recovery, Utilization, and Environmental Effects, 535-545. 2009.
- [73] **Klabunde C., Moskalenko N., Styczynski A.Z., Lombardi P., Komarnicki P.:** Use of energy storage systems in low voltage networks with high photovoltaic

- system penetration. In Proceedings of the IEEE Eindhoven PowerTech, Eindhoven, The Netherlands, 29 June–2 July 2015.
- [74] **Komarnicki P., Lombardi P., Styczynski Z.:** Electric Energy Storage System. pp 37–95. In: Electric Energy Storage Systems. Springer, Berlin, Heidelberg, 2017.
- [75] **Król J.:** Ceny modułów w górę o 20%! Przeglądamy oferty kontenerowe modułów. Globenergia 2021, [www.globenergia.pl](http://www.globenergia.pl), dostęp 16.02.2023.
- [76] **Krupa A.:** Izolowany przekształtnik podwyższający DC/DC o wysokim współczynniku wzmocnienia napięcia. Pomiary automatyka Robotyka nr 2/2014. 2014.
- [77] **Książkiewicz A., Raclaw M.:** Dobór przekroju przewodów obciążonych prądem zawierającym wyższe harmoniczne. Poznan University of Technology academic journals, Electrical Engineering No 90, 2017.
- [78] **Kuczyński K.:** Pomiary jakości energii elektrycznej – zagadnienia wybrane. Elektro Info, ISSN 1642-8722, 1-2, str. 70, 2012.
- [79] **Kumar P.:** Organic solar cells : device physics, processing, degradation, and prevention, CRC Press, Taylor et Francis Group, Boca Raton 2017.
- [80] **Lan D., Green M. A.:** Up-conversion of sunlight by GaInP/GaAs/Ge cell stacks: Limiting efficiency, practical limitation and comparison with tandem cells, Energy Procedia 2017, Vol. 130, pp. 60-65.
- [81] **Lan D., Green M. A.:** Up-conversion of sunlight by GaInP/GaAs/Ge cell stacks: Limiting efficiency, practical limitation and comparison with tandem cells, Energy Procedia 2017, Vol. 130, pp. 60-65.
- [82] **Liu J., Li J., Xiang Y., Hu S.:** Optimal Sizing of Hydro-PV-Pumped Storage Integrated Generation System Considering Uncertainty of PV, Load and Price. Energies 2019, 12, 3001.
- [83] **Liu M., Johnston M. B., Snaith H. J.:** Efficient planar heterojunction perovskite solar cells by vapour deposition, Nature 2013, Vol. 501, pp. 395-398.
- [84] **Lombardi P., Wenge C., Balischewski S., Komarnicki P.:** Collected experiences from the Fraunhofer Institute IFFI's Smart Grid Laboratory. In Proceedings of the AEIT International Annual Conference, Bari, Italy, 3–5 October 2018.
- [85] **Malkowski R., Jaskólski M., Pawlicki W.:** Operation of the Hybrid Photovoltaic-Battery System on the Electricity Market—Simulation, Real-Time Tests and Cost Analysis. Energies 2020, 13, 1402.
- [86] **Marszałek K., Dyndał K., Lewińska G.:** Fotowoltaika. Open AGH e-podręczniki. Publikacja udostępniona na licencji Creative Commons Uznanie Autorstwa - Na tych samych warunkach 4.0. 2022.
- [87] **Masson G., Kaizuka I., Lindahl J., Jaeger-Waldau A., Neubourg G., Ahm P., Donoso J., Tilli F.:** A Snapshot of Global PV Markets - The Latest Survey Results on PV Markets and Policies from the IEA PVPS Programme in 2017. In: 2018 IEEE 7th World Conference on Photovoltaic Energy Conversion (WCPEC) (A Joint Conference of 45th IEEE PVSC, 28th PVSEC & 34th EU PVSEC).
- [88] Max-Planck-Institut für Eisenforschung GmbH: CdTe solar cell material, [https://www.mpie.de/3091258/Materials\\_CdTe](https://www.mpie.de/3091258/Materials_CdTe), dostęp 17.02.2023.

- [89] **Meemongkolkiat V., Nakayashiki K., Kim D. S., Kopecek R., Rohatgi A.:** Factors limiting the formation of uniform and thick aluminum back surface field and its potential, *Journal of The Electrochemical Society* 2006, Vol. 153, Nr 1, p. 53.
- [90] **Mróz M., Chmielowiec K., Hanzelka Z.:** Voltage fluctuations in networks with distributed power sources. W: ICHQP 2012 [Dokument elektroniczny] : 2012 IEEE 15th International Conference on Harmonics and Quality of Power : Hong Kong, 17–20 June 2012 / IEEE Power \ Energy Society. — Wersja do Windows. — Dane tekstowe. — [Piscataway] : IEEE, 2012. — (Proceedings (International Conference on Harmonics and Quality of Power. Online) ; ISSN 2164-0610). — e-ISBN: 978-1-4673-1943-0. — S. [1–6]. — Tryb dostępu: <http://ieeexplore.ieee.org/stamp/stamp.jsp?tp==6381206> [2014-05-07].
- [91] **Musiał E.:** Ocena jakości energii elektrycznej w sieciach przemysłowych. W: [Materiały] Konferencja „Automatyka , pomiary , zakłócenia”. Jurata, 20-22 maja 2004 r. Gdańsk, INFOTECH 2004, s. 103-122.
- [92] NASA, PAP/EPA: Kolejny aktywny obszar na powierzchni Słońca. <http://naukawpolsce.pap.pl/aktualnosci/news,392512,kolejny-aktywny-obszar-na-powierzchni-slonca.html>, dostęp 27.02.2018.
- [93] National Renewable Energy Laboratory (NREL), <https://www.nrel.gov/pv/cell-efficiency.html>, dostęp 23.01.2023.
- [94] **Neuhaus D-H., Münzer A.:** Industrial Silicon Wafer Solar Cells, *Advances in OptoElectronics* 2007, Vol. 2007, Article ID 24521, doi:10.1155/2007/24521.
- [95] Omron Semiconductor: Wafer preparation, slicing the ingot. In *Industrial Automation, An Introduction to Application Expertise-Semiconductor, Photovoltaic & Electronics Industry*, 2010.
- [96] **Opiyo N.:** Energy storage systems for PV-based communal grids. *J. Energy Storage* 2016, 7, 1–12.
- [97] **O'Regan B., Grätzel M.:** A low-cost, high-efficiency solar cell based on dye-sensitized colloidal TiO<sub>2</sub> films, *Nature* 1991, Vol. 353, pp. 737-740.
- [98] **Osiecki J.:** Odkształcenia harmoniczne - skutki, pomiary, analiza. Sonel S.A. <https://www.sonel.pl/pl/centrum-wiedzy/artykuly-prasowe/analiza-jakosci-energii-elektrycznej/odkształcenia-harmoniczne-ich-skutki-pomiary-analiza/>, dostęp 25.08.2022.
- [99] Park Naukowo-Technologiczny w Katowicach, strona internetowa: <http://pnt.euro-centrum.com.pl/> dostęp.14.06.2018.
- [100] **Paska J.:** Wytwarzanie rozproszone energii elektrycznej. Oficyna Wydawnicza Politechniki Warszawskiej, Warszawa. 2010.
- [101] **Pawłowski E.:** Pomiary parametrów sygnałów odkształconych. LV2. Politechnika Lubelska, Katedra Automatyki i Metrologii.
- [102] **Peiris T. A. N., Baranwal A. K., Kanda H., Fukumoto S., Kanaya S., Bessho T., Cojocararu L., Miyasaka T., Segawa H., Ito S.:** Effect of Electrochemically Deposited MgO Coating on Printable Perovskite Solar Cell Performance, *Coatings* 2017, Vol. 7, Iss. 3, (Article nr 36).
- [103] **Perkowski W., Perkowski J.:** Systemy PV ze względu na funkcjonalność. Coral Sp. J. Fotowoltaika. 2017.
- [104] **Petykiewicz P.:** Nowoczesna instalacja elektryczna w inteligentnym budynku. Centralny Ośrodek Szkolenia i Wydawnictw SEP, Warszawa. 2001.

- [105] **Piątek K., Firlit A., Chmielowiec K., Dutka M., Barczentewicz Sz., Hanzelka Z.:** Optimal selection of metering points for power quality measurements in distribution system. *Energies* [Dokument elektroniczny]. — Czasopismo elektroniczne ; ISSN 1996-1073. — 2021 — vol. 14 iss. 4 art. no. 1202, s. 1–18. — Wymagania systemowe: Adobe Reader. — Bibliogr. s. 16–18, Abstr. — Publikacja dostępna online od: 2021-02-23. — EPQU 2020 : 12th International Conference on Electrical Power Quality and Utilization : Krakow, 14-15 September 2020, virtual.
- [106] **Piech K., Bień A., Teneta J., Kozik J.,** Koncepcja stanowiska badawczego z maszyną elektryczną zasilaną z układu wyposażonego w moduły PV — The concept of test stand with electric machine powered from a system with a PV modules. *Napędy i Sterowanie* ; ISSN 1507-7764. — 2019 R. 21 nr 7/8, s. 126–128. — Bibliogr. s. 128, Streszcz., Abstr.
- [107] **Piech K., Hanzelka Z., Ciesielka E.:** Klastry energii – szanse i bariery rozwoju : podsumowanie badania ankietowego. Cz. 2, Operatory sieci dystrybucyjnych — [Energy clusters – development opportunities and barriers : summary of the survey. Pt. 2, Operators of distribution grids]. *Energetyka Rozproszona*. — 2020 z. 2, s. 9–44. — Bibliogr. s. 44. — ISBN: 978-83-66364-65-3.
- [108] **Piech K., Hanzelka Z., Dybowski P.:** Klastry energii - szanse i bariery rozwoju : podsumowanie badania ankietowego. Cz. 3, Instytucje zainteresowane rozwojem energetyki rozproszonej w Polsce — Energy clusters – opportunities and barriers to development : summary of the survey. Pt. 3, Institutions interested in the development of distributed energy in Poland. *Energetyka Rozproszona [Dokument elektroniczny]*. - *Czasopismo elektroniczne* ; ISSN 2720-0973. — 2021 z. 4, s. 7–17. — Wymagania systemowe: Adobe Reader. — Bibliogr. s. 17, Streszcz., Abstr.
- [109] **Piech K.:** Analiza jakości energii elektrycznej uzyskanej z układów fotowoltaicznych w inteligentnych budynkach. *Materiały Konferencji Młodych Naukowców nt.: Wpływ Młodych Naukowców na Osiągnięcia Polskiej Nauki – VI Edycja*. Gdańsk 25-27.04.2014r. S. 212. 2014.
- [110] **Piech K.:** Charakterystyka różnych ogniw fotowoltaicznych. *Zagadnienia aktualnie poruszane przez młodych naukowców*, Nr.3 Tom 1, 9/2015. S. 204–206. Kraków. 2015.
- [111] **Piech K.:** Energia elektryczna pochodząca z generacji rozproszonej. *Młodzi naukowcy dla polskiej nauki : materiały konferencji Młodych Naukowców nt.: Wpływ młodych naukowców na osiągnięcia polskiej nauki – nowe trendy w naukach inżynierskich*, 3 edycja – Łódź 24.11.2012, Wrocław 25.11.2012 i 2.12.2012 r.. Cz. 7, *Nauki inżynierskie*, T. 3. S. 99–106. Kraków. 2012.
- [112] **Piech K.:** Energia elektryczna pochodząca z ogniw fotowoltaicznych i budownictwo energooszczędne. *Energetyka dla budownictwa - spojrzenie młodych naukowców*. Monografia 2015. S. 76–83. Kraków. 2015.
- [113] **Piech K.:** Jakość energii elektrycznej z układów fotowoltaicznych. *Wpływ młodych naukowców na osiągnięcia polskiej nauki : materiały konferencji Młodych Naukowców: VII edycja* : 6.12.2014 Kraków, 13.12.2014 Łódź S. 218. 2014.
- [114] **Piech K.:** Magazynowanie energii w układach wyposażonych w panele fotowoltaiczne (Energy storage in systems containing photovoltaic panels). *Zagadnienia aktualnie poruszane przez młodych naukowców*, Nr.7, 9/2016. Kraków. 2016.



- [115] **Piech K.:** Parametry charakteryzujące jakość energii elektrycznej. Zagadnienia aktualnie poruszane przez młodych naukowców. Nr.8, 9/2016. Kraków. 2016.
- [116] **Piech K.:** Przetwornice napięcia dc/dc mające zastosowanie w fotowoltaice (The DC/DC converters in photovoltaics). Zagadnienia aktualnie poruszane przez młodych naukowców, Nr.7, 9/2016. S. 350-351. 2016.
- [117] **Piech K.:** Regulator ładowania akumulatora do systemów fotowoltaicznych (Battery charge regulator for photovoltaic systems). Zagadnienia aktualnie poruszane przez młodych naukowców, Nr.8, 9/2016. S. 344-345. Kraków. 2016.
- [118] **Piech K.:** Rodzaje akumulatorów wykorzystywanych w magazynowaniu energii w systemach fotowoltaicznych (Battery types used in energy storage in photovoltaic systems). Zagadnienia aktualnie poruszane przez młodych naukowców, Nr.7, 9/2016. S. 348-349. Kraków. 2016.
- [119] **Piech K.:** Typowe zakłócenia napięcia mające istotny wpływ na pracę zasilanych urządzeń elektrycznych. Zagadnienia aktualnie poruszane przez młodych naukowców, Nr.8, S. 342-343, 9/2016.
- [120] **Piech K.:** Wymagania dotyczące charakterystycznych parametrów napięcia zasilającego. Zagadnienia aktualnie poruszane przez młodych naukowców, Nr.8, S. 340-341, 9/2016.
- [121] **Piech K.:** Wyższe harmoniczne w układach elektroenergetycznych (Higher harmonics in electrical power systems). Zagadnienia aktualnie poruszane przez młodych naukowców, Nr.7, 9/2016. S. 344-345. Kraków. 2016.
- [122] PN-EN 50160:2010, „Parametry napięcia zasilającego w publicznych sieciach elektroenergetycznych”.
- [123] PN-EN 50549-1:2019-02, „Wymagania dla instalacji wytwórczych przeznaczonych do równoległego przyłączenia do publicznych sieci dystrybucyjnych”.
- [124] PN-EN 61000-2-2:2003, „Kompatybilność elektromagnetyczna (EMC) -- Część 2-2: Środowisko -- Poziomy kompatybilności zaburzeń przewodzonych małej częstotliwości i sygnałów przesyłanych w publicznych sieciach zasilających niskiego napięcia”.
- [125] PN-EN 61000-4-30:2015-05, „Kompatybilność elektromagnetyczna (EMC) -- Część 4-30: Metody badań i pomiarów -- Metody pomiaru jakości energii”.
- [126] Portal poświęcony odnawialnym źródłom energii: Akumulatory w systemach PV. energiaodnawialna.4fm.pl, dostęp 20.02.2023.
- [127] Projekt KlastER, strona internetowa: [www.er.agh.edu.pl](http://www.er.agh.edu.pl), dostęp 23.01.2022.
- [128] PROSUN: Magazynowanie energii elektrycznej [pro-sun.pl/?p=553](http://pro-sun.pl/?p=553), dostęp 20.02.2023.
- [129] **Ramanujam J., Bishop D. M., Todorov T. K., Gunawan O., Rath J., Nekovei R., Artegiani E., Romeo A.:** Flexible CIGS, CdTe and a-Si:H based thin film solar cells: A review, Progress in Materials Science 2020, Vol. 110, (Article Nr) 100619.
- [130] Raport: “2023 Photovoltaic Energy Storage Hydrogen Production and Hydrogenation Integrated System Market Size and Growth Analysis in Energy & Power Sector | with [102 Pages] and Forecast till 2031”. The Express Wire: [https://www.theexpresswire.com/pressrelease/2023-Photovoltaic-Energy-Storage-Hydrogen-Production-and-Hydrogenation-Integrated-System-Market-Size-and-Growth-Analysis-in-Energy-Power-Sector-with-102-Pages-and-Forecast-till-2031\\_21126995](https://www.theexpresswire.com/pressrelease/2023-Photovoltaic-Energy-Storage-Hydrogen-Production-and-Hydrogenation-Integrated-System-Market-Size-and-Growth-Analysis-in-Energy-Power-Sector-with-102-Pages-and-Forecast-till-2031_21126995) data publikacji 09.05.2023, dostęp 30.05.2023.

- [131] Regulator ładowania. modernhome.pl, dostęp 10.03.2017.
- [132] **Romá J. M.:** State-of-the-art of III-V Solar Cell Fabrication Technologies, Device Designs and Applicatione, Materials Science 2004.
- [133] Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 4 maja 2007r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego.
- [134] Rozporządzenie Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 11 listopada 2020 r. zmieniające rozporządzenie w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego.
- [135] **Ryu S., Seo J., Shin S. S., Kim Y. C., Jeon N. J., Noh J. H., Seok S. I.:** Fabrication of metal-oxide-free CH<sub>3</sub>NH<sub>3</sub>PbI<sub>3</sub> perovskite solar cells processed at low temperature, Journal of Materials Chemistry A 2015, Vol. 3, Iss. 7, pp. 3271-3275.
- [136] **Rzeszutko J.:** Metoda analizy parametrów metrologicznych obwodów wejściowych w pomiarowej aparaturze elektroenergetycznej. Rozprawa doktorska, Promotor: dr hab. inż. Andrzej Bień, prof. nadz. AGH.
- [137] **Schlapbach, L., Züttel, A.:** Hydrogen Storage - Challenges and Opportunities for Hydrogen as a Clean Energy Carrier. American Scientist, 2001.
- [138] Schneider Electric: Filtracja i detekcja harmoniczných. <http://www.schneider-electric.pl>, dostęp 18.06.2019
- [139] SCU - Global Specialist in UPS, E-Mobility and Energy Storage: Solar Energy Storage. <https://www.scupower.com/energy-storage/solar-energy-storage/>, dostęp 20.02.2023.
- [140] **Shawon H. M., Barcentewicz Sz., Bień A., Hanzelka Z.:** Localization of harmonic sources in power system - simulation and laboratory study. Renewable Energy and Power Quality Journal [Dokument elektroniczny]. — Czasopismo elektroniczne ; ISSN 2172-038X. — 2016 — no. 14, S. [1–6]. — Wymagania systemowe: Adobe Reader. — Tryb dostępu: <http://goo.gl/5BBp0P> [2016-06-02]. — Bibliogr. s. [6], Abstr. — Toż na dysku Flash: ICREPQ'16 [Dokument elektroniczny]. — Wersja do Windows. — Dane tekstowe. - S. [1–6]. — Wymagania systemowe: Adobe Reader. — Bibliogr. s. 6, Abstr. — ISBN 978-84-608-5473-9. — ICREPQ'16 : International Conference on Renewable Energy and Power Quality : 4–6 May, 2016, Madrid (Spain).
- [141] **Shklyarskiy Y., Hanzelka Z., Skamyin A.:** Experimental study of harmonic influence on electrical energy metering. Energies [Dokument elektroniczny]. — Czasopismo elektroniczne ; ISSN 1996-1073. — 2020 — vol. 13 iss. 21 art. no. 5536, s. 1–13. — Wymagania systemowe: Adobe Reader. — Bibliogr. s. 12–13, Abstr. — Publikacja dostępna online od: 2020-10-22.
- [142] **Shmilovitz D.:** On the Definition of Total Harmonic Distortion and Its Effect on Measurement Interpretation. IEEE TRANSACTIONS ON POWER DELIVERY, VOL. 20, NO. 1, JANUARY 2005.
- [143] **Sibiński M., Znajdek K.:** Przyrządy i instalacje fotowoltaiczne, Wydawnictwo Naukowe PWN, Warszawa 2016.
- [144] Sieć Kompetencji ds. Energetyki Rozproszonej (SKER), strona [www.energetyka-rozproszona.pl/siec-kompetencji/](http://www.energetyka-rozproszona.pl/siec-kompetencji/), dostęp 12.03.2023.
- [145] Sieć Kompetencji ds. Energetyki Rozproszonej (SKER). Broszura informacyjna. Kraków, czerwiec 2020.

- [146] **Sikorski T.:** Monitoring i ocena jakości energii w sieciach elektroenergetycznych z udziałem generacji rozproszonej. Monografia. Oficyna Wydawnicza Politechniki Wrocławskiej. Wrocław. 2013.
- [147] **Siuzdak K., Klein M., Łapiński K., Cenian A.:** Barwnikowe ogniwa słoneczne, Rynek Energii 2015, Nr 5, s. 75-83.
- [148] **Skimina-Baranowska A.:** ACCIONA Energia: farma wiatrowa Krobia już gotowa. eGospodarka.pl, <http://www.egospodarka.pl/96448,ACCIONA-Energ-a-farma-wiatrowa-Krobia-juz-gotowa,1,78,1.html>, dostęp 01.03.2019.
- [149] SMA Solar Technology AG. [www.sunnyportal.com](http://www.sunnyportal.com), dostęp 02.09.2022.
- [150] Solar Power Europe: Global Market Outlook for Photovoltaics, <https://www.solarpowereurope.org>, dostęp:14.12.2022
- [151] SolarEdge Technologies. [monitoring.solaredge.com](http://monitoring.solaredge.com), dostęp 01.09.2022.
- [152] solarHUB, strona internetowa: <https://solarhub.pl/naslonecznienie-w-polsce/>, dostęp 23.09.2022
- [153] SolarPlace. Energia elektryczna ze słońca. SolarEdge - optymalizacja systemu. [solarplace.pl/produkt/](http://solarplace.pl/produkt/), dostęp 12.02.2019
- [154] SONEI S.A. Instrukcja obsługi. Program Sonel Analiza 4. Wersja 4.6.0 15.02.2022
- [155] **Szczerbowski R.:** Generacja rozproszona oraz sieci Smart Grid – wirtualne elektrownie. Polityka energetyczna, Tom 14, Zeszyt 2. 2011.
- [156] **Szymański B.:** Poradnik instalacje fotowoltaiczne. 2016.
- [157] TAURON Dystrybucja S.A. <https://www.tauron-dystrybucja.pl/piknik-oze>, dostęp 08.07.2021.
- [158] Technical Data. A Power Quality analyser and fault recorder. Model PQI-DA smart.
- [159] **Topolski Ł., Firlit A., Piątek K., Hanzelka Z.:** Ograniczanie wzrostów i asymetrii napięć powodowanych jednofazowymi instalacjami fotowoltaicznymi za pomocą szeregowego transformatora dodawczego w sieci niskiego napięcia — Limitation of voltage swells and unbalance caused by single-phase photovoltaic microinstallations using a series automatic voltage regulator in a low-voltage network. Przegląd Elektrotechniczny / Stowarzyszenie Elektryków Polskich ; ISSN 0033-2097. — 2020 — R. 96 nr 3, s. 37–41.
- [160] **Topolski Ł., Hanzelka Z.:** Kompensacja asymetrii powodowanej niskoemisyjnymi odbiornikami i odnawialnymi źródłami energii w sieciach niskich napięć — Mitigation of asymmetry caused by low-carbon technologies on low-voltage electricity network. Zeszyty Naukowe Wydziału Elektrotechniki i Automatyki Politechniki Gdańskiej ; ISSN 2353-1290. — Tytuł poprz.: Zeszyty Naukowe Wydziału Elektrycznego Politechniki Gdańskiej ; ISSN: 1425-5766. — 2019 — nr 63, s. 31–34. — Bibliogr. s. 34, Streszcz. — Aktualne Problemy w Elektroenergetyce APE'19 : XIX konferencja naukowa : Jastrzębia Góra, 12–14 czerwca 2019.
- [161] **Topolski Ł., Woźny K., Hanzelka Z.:** Kompensacja asymetrii prądów i napięć powodowanej odbiornikami i odnawialnymi źródłami energii za pomocą transformatora symetryzującego w sieciach niskich napięć — Mitigation of current and voltage asymmetry caused by low-carbon technologies using the balancing transformer on low-voltage electricity network / Łukasz Topolski, Krzysztof WOŹNY, Zbigniew HANZELKA // Przegląd Elektrotechniczny / Stowarzyszenie Elektryków Polskich ; ISSN 0033-2097. — 2019 — R. 95 nr 9, s. 178–185.

- [162] **Twidell J., Weir T.:** Renewable Energy Resources; New York: Taylor & Fancis, str.355-356. Nowy Jork. 2006.
- [163] Types of Lithium-ion. Battery University. <https://batteryuniversity.com/article/bu-205-types-of-lithium-ion>, dostęp 20.02.2023.
- [164] **U.S Department of Energy:** US DoE. <https://energy.gov/>, dostęp 05.03.2019.
- [165] **U.S. Energy Information Administration:** Geothermal explained. <https://www.eia.gov/energyexplained/geothermal/> , dostęp: 24.05.2023.
- [166] Urząd Regulacji Energetyki. Raport – Energia elektryczna wytworzona z odnawialnych źródeł energii w mikroinstalacjach ( w tym przez prosumentów) i wprowadzona do sieci dystrybucyjnej w 2022 r. (art.6a ustawy OZE). Warszawa, marzec 2023.
- [167] **Wang X., Bolag A., Yun W., Du Y., Eerdun C., Zhang X., Bao T., Ning J., Alata H., Ojiyed T.:** Enhanced performance of dyesensitized solar cells based on a dual anchored diphenylpyranylidene dye and N719 co-sensitization, Journal of Molecular Structure 2020, Vol. 1206, (Article Nr) 127694.
- [168] **Wasiak I., Pawelek R.:** Jakość zasilania w sieciach z generacją rozproszoną. Wydawnictwo Naukowe PWN SA, Warszawa 2015.
- [169] **Wei D., Li H., Ren Y., Yao X., Wang L., Jin K.:** Modeling of hydrogen production system for photovoltaic power generation and capacity optimization of energy storage system. Front. Energy Res., 2022.
- [170] **Wei H., Zhang H., Sun H., Yang B.:** Preparation of polymer–nanocrystals hybrid solar cells through aqueous approaches, Nano Today 2012, Vol. 7, Iss. 4, pp. 316-326, dostęp:14.12.2020
- [171] **Wenge C., Pietracho R., Balischewski S., Arendarski B., Lombardi P., Komarnicki P., Kasprzyk L.:** Multi Usage Applications of Li-Ion Battery Storage in a Large Photovoltaic Plant: A Practical Experience. Energies 2020, 13, 4590.
- [172] **Wiatr J., Skiepmo E.:** Wpływ jakości energii elektrycznej dostarczanej do urządzeń elektrycznych, które muszą funkcjonować w czasie pożaru, na warunki ewakuacji (część 1.). Elektro Info, ISSN 1642-8722, str. 78, Nr. 1-2, 2011.
- [173] Wikipedia, [https://pl.wikipedia.org/wiki/Inteligentna\\_sieć\\_energetyczna](https://pl.wikipedia.org/wiki/Inteligentna_sieć_energetyczna), dostęp 12.05.2020.
- [174] Wikipedia, <https://pl.wikipedia.org/wiki/Harmoniczna>, dostęp 16.04.2021.
- [175] **Yan L. L., Han C., Shi B., Zhao Y., Zhang X. D.:** A review on the crystalline silicon bottom cell for monolithic perovskite/silicon tandem solar cells, Materials Today Nano 2019, Vol. 7, (Article Nr) 100045.
- [176] **Yin W.-J., Shi T., Yan Y.:** Unique Properties of Halide Perovskites as Possible Origins of the Superior Solar Cell Performance, Advanced Materials 2014, Vol. 26, Iss. 27, pp. 4653-4658.
- [177] Zakład Urządzeń Elektroenergetycznych. Metody i środki badania parametrów jakości energii elektrycznej. Materiały dydaktyczne Politechniki Wrocławskiej. 2010.
- [178] **Zhang Y., Campana P.E., Lundblad A., Yan J.:** Comparative study of hydrogen storage and battery storage in grid connected photovoltaic system: Storage sizing and rule-based operation. Appl. Energy 2017, 201, 397–411.

- [179] **Zielińska A., Skowron M., Biń A.:** Cooperation of the process of charging the electric vehicle with the photovoltaic cell. W: 2018 Applications of Electromagnetics in Modern Techniques and Medicine (PTZE) [Dokument elektroniczny] : Raclawice, 9–12 September 2018 / IEEE International LLC-Polish Section, Polish Society of Applied Electromagnetism, Military Institute of Medicine, [et al.]. — Wersja do Windows. — Dane tekstowe. — [Piscataway] : IEEE, cop. 2018. — Dod. ISBN: 978-1-5386-6936-5, 978-1-5386-6937-2. — e-ISBN: 978-1-7281-1177-3. — S. 285–288. — Wymagania systemowe: Adobe Reader. — Bibliogr. s. 288, Abstr.. — Publikacja dostępna online od: 2018-10-25.

## 15. Spis rysunków

RYS. 1.1 ŁĄCZNA ILOŚĆ ENERGII ELEKTRYCZNEJ WYTWORZONEJ W MIKROINSTALACJACH I WPROWADZONEJ DO SIECI OSD W LATACH 2018-2022, WG PODZIAŁU NA RODZAJ ŹRÓDŁA [MWh] [166] .....	19
RYS. 1.2 ILOŚĆ ENERGII ELEKTRYCZNEJ WPROWADZONEJ DO SIECI OSD PRZEZ PROSUMENTÓW ORAZ WSZYSTKICH WYTWÓRCÓW ENERGII ELEKTRYCZNEJ W MIKROINSTALACJACH W LATACH 2018-2022 [MWh] [166] .....	19
RYS. 2.1 PAS SŁONECZNY, NAJLEPSZE REGIONY DLA LOKALIZACJI ELEKTROWNI SŁONECZNYCH [65] .....	25
RYS. 2.2 KLASYFIKACJA ROZPROSZONYCH ŹRÓDEŁ ENERGII ZE WZGLĘDU NA POCHODZENIE [111] .....	27
RYS. 2.3 EWOLUCJA STANDARDOWO SPOTYKANYCH SYSTEMÓW ENERGETYCZNYCH NA SYSTEMY ZDECENTRALIZOWANE [155] .....	29
RYS. 2.4 CIENKOWARSTWOWE OGNIWO FOTOWOLTAICZNE [110] .....	30
RYS. 2.5 KOLEJNE GENERACJE OGNIW FOTOWOLTAICZNYCH [86] .....	31
RYS. 2.6 KLASYFIKACJA OGNIW ZE WZGLĘDU NA UŻYWANE MATERIAŁY [86] .....	31
RYS. 2.7 OGNIWA FOTOWOLTAICZNE I WZROST ICH EFEKTYWNOŚCI W LATACH 1976-2020 [93] .....	32
RYS. 2.8 SPADEK CEN OGNIW FOTOWOLTAICZNYCH OD 1975 R. DO 2019 R. [86] .....	33
RYS. 2.9 NASŁONECZNIENIE POLSKI [26] .....	34
RYS. 2.10 MAGAZYNOWANIE ENERGII DLA PANELI FOTOWOLTAICZNYCH [114] .....	35
RYS. 2.11 HYBRYDOWY SYSTEM MAGAZYNOWANIA ENERGII GENEROWANEJ PRZEZ SYSTEM FOTOWOLTAICZNY I PRODUKCJI WODORU [169] .....	38
RYS. 2.12 UKŁAD WYPOSAŻONY W REGULATOR ŁADOWANIA [156] .....	40
RYS. 2.13 MODUŁ FOTOWOLTAICZNY WYKORZYSTUJĄCY PRZEKSZTAŁTNIKI. DWA PRZYPADKI: SPRZĘGNIĘTY Z SIECIĄ I PRACUJĄCY WYŚPOWO [116] .....	42
RYS. 3.1 ILUSTRACJA TYPOWYCH ZAKŁÓCEŃ NAPIĘCIA ZASILAJĄCEGO WEDŁUG NORMY PN-EN 50160 [78] .....	45
RYS. 3.2 GRAFICZNA PREZENTACJA TYPOWYCH ZAKŁÓCEŃ NAPIĘCIA [172] .....	47
RYS. 3.3 KLASYFIKACJA ZABURZEŃ W ZALEŻNOŚCI OD WARTOŚCI NAPIĘCIA I CZASU TRWANIA [136] .....	53
RYS. 3.4 SZEREG ALIKWOTÓW (SZEREG HARMONICZNY) W AKUSTYCE. SINUSOIDALNE TONY SKŁADOWE, NA KTÓRE MOŻNA ROZŁOŻYĆ DOWOLNY DŹWIĘK, O ILE JEGO BARWA I NATĘŻENIE NIE ZMIENIAJĄ SIĘ ZBYT SZYBKO W CZASIE [174] .....	54
RYS. 3.5 PRZEBIEGI SINUSOIDY O CZĘSTOTLIWOŚCI PODSTAWOWEJ 50 Hz I JEGO HARMONICZNE: A) DRUGA (100 Hz), B) TRZECIA (150 Hz), C) CZWARTA (200 Hz), D) PIĄTA (250 Hz) [51] .....	54
RYS. 3.6 KOMPOZYCJA PRZEBIEGU ODKSZTAŁCONEGO [51] .....	55
RYS. 3.7 DOPUSZCZALNE WARTOŚCI POSZCZEGÓLNYCH HARMONICZNYCH NAPIĘCIA WYSTĘPUJĄCYCH W SIECIACH NISKIEGO I ŚREDNIEGO NAPIĘCIA [62] .....	55
RYS. 3.8 ROZKŁAD NA POSZCZEGÓLNE HARMONICZNE ODKSZTAŁCONEGO PRZEBIEGU PRĄDU [138] .....	56
RYS. 3.9 PRZYKŁADOWE PRZEBIEGI ODKSZTAŁCONE: A) PRĄD ŚWIETŁÓWKI KOMPAKTOWEJ, B) PRĄD ZASILACZA IMPULSOWEGO KOMPUTERA PC, C) PRĄD JAŁOWY TRANSFORMATORA, D) NAPIĘCIE WYJŚCIOWE ZASILACZA KOMPUTEROWEGO UPS [101] .....	56
RYS. 3.10 PRZEBIEGI CZASOWE PRĄDÓW TYPOWYCH ODBIORNIKÓW PRZEKSZTAŁTNIKOWYCH [51] .....	57
RYS. 3.11 PRZEBIEG PRĄDU POBIERANEGO PRZEZ SAMĄ LAMPĘ METALOHALOGENKOWĄ W WARUNKACH LABORATORYJNYCH. NA OSI PIONOWEJ PRĄD W AMPERACH [91] .....	58
RYS. 3.12 PRZEBIEG W CIĄGU 40 MS PRĄDU POBIERANEGO PRZEZ OPRAWĘ Z LAMPĄ METALOHALOGENKOWĄ I KONDENSATOREM DO KOMPENSACJI RÓWNOLEGEJ [91] .....	58
RYS. 3.13 PRZEBIEG W CIĄGU 40 MS PRĄDU POBIERANEGO PRZEZ ROZDZIELNICĘ ZASILAJĄCĄ LAMPY METALOHALOGENKOWE Z .....	58
RYS. 3.14 POCHODZENIE WYŻSZYCH HARMONICZNYCH PRĄDU W SIECI ROZDZIELCZEJ [138] .....	59
RYS. 3.15 ODKSZTAŁCENIA NAPIĘCIA W SIECI SPOWODOWANE PRZEZ ODBIORNIK NIELINIOWY [51] .....	61
RYS. 4.1 IRRADIANCJA DLA KATOWIC W OKRESIE TRWANIA POMIARÓW W PNT EURO-CENTRUM, NA PODSTAWIE [33] .....	70
RYS. 4.2 BUDYNEK PASYWNY (BUDYNEK NR.8) NA TERENIE PARKU NAUKOWO-TECHNOLOGICZNEGO EURO-CENTRUM W KATOWICACH [99] .....	70
RYS. 4.3 EC BUDYNEK NR. 8 SCHEMAT IDEOWY INSTALACJI PV .....	71
RYS. 4.4 EC BUDYNEK NR. 8, ROZMIESZCZENIE PANELI PV - DACH .....	74

RYS. 4.5 EC BUDYNEK NR. 8, ROZMIESZCZENIE PANELI PV - ELEWACJA.....	74
RYS. 4.6 ROZSTAW RZĘDÓW INSTALACJI PV NA DACHACH BUDYNKU NR. 8 .....	77
RYS. 4.7 BUDYNEK NR. 8 AZYMUT [36] .....	78
RYS. 4.8 PRĄD IRMS DLA INSTALACJI PV NA BUDYNKU NR. 8.....	80
RYS. 4.9 THDI DLA INSTALACJI PV NA BUDYNKU NR. 8 .....	81
RYS. 4.10 HARMONICZNE PRĄDU IRMS (H2-H50) DLA INSTALACJI PV NA BUDYNKU NR. 8.....	81
RYS. 4.11 URMS DLA INSTALACJI PV NA BUDYNKU NR. 8.....	82
RYS. 4.12 THDU DLA INSTALACJI PV NA BUDYNKU NR. 8.....	85
RYS. 4.13 SPEKTRUM HARMONICZNYCH NAPIĘCIA URMS (H2-H50) DLA INSTALACJI PV NA BUDYNKU NR. 8.....	85
RYS. 4.14 MOC P[kW] DLA INSTALACJI PV NA BUDYNKU NR. 8 .....	87
RYS. 4.15 EC BUDYNEK NR. 10 SCHEMAT IDEOWY INSTALACJI PV .....	88
RYS. 4.16 EC BUDYNEK NR. 10, ROZMIESZCZENIE PANELI PV - DACH.....	89
RYS. 4.17 EC BUDYNEK NR. 10, ROZMIESZCZENIE PANELI PV - TEREN .....	90
RYS. 4.18 EC BUDYNEK NR. 10, ROZMIESZCZENIE PANELI PV - ELEWACJA.....	90
RYS. 4.19 BUDYNEK NR. 10 AZYMUT [36] .....	93
RYS. 4.20 PRĄD IRMS DLA INSTALACJI PV NA BUDYNKU NR. 10.....	95
RYS. 4.21 PRĄD IRMS DLA INSTALACJI PV NA BUDYNKU NR. 10, 02.04.2017 PRZEBIEG CHARAKTERYZUJĄCY SIĘ MAŁYMI SKOKAMI AMPLITUDY NATĘŻENIA PRĄDU.....	95
RYS. 4.22 PRĄD IRMS DLA INSTALACJI PV NA BUDYNKU NR. 10, 23.04.2017 PRZEBIEG CHARAKTERYZUJĄCY SIĘ DUŻYMI SKOKAMI AMPLITUDY NATĘŻENIA PRĄDU.....	96
RYS. 4.23 THDI DLA INSTALACJI PV NA BUDYNKU NR. 10 .....	98
RYS. 4.24 THDI DLA INSTALACJI PV NA BUDYNKU NR. 10, ZBLIŻENIE NA KILKA DNI.....	98
RYS. 4.25 THDI DLA INSTALACJI PV NA BUDYNKU NR. 10, DZIEŃ 02.04.17.....	99
RYS. 4.26 THDI DLA INSTALACJI PV NA BUDYNKU NR. 10, DZIEŃ 23.04.17.....	99
RYS. 4.27 THDI DLA INSTALACJI PV NA BUDYNKU NR. 10, 17.04-20.04.17 .....	100
RYS. 4.28 HARMONICZNE PRĄDU IRMS (H2-H40) DLA INSTALACJI PV NA BUDYNKU NR. 10, WARTOŚCI ŚREDNIE ZA CAŁY OKRES POMIARU, WARTOŚCI BEZWZGLĘDNE [A] .....	101
RYS. 4.29 HARMONICZNA PRĄDU RZĘDU H7, WSZYSTKIE TRZY FAZY, INSTALACJA PV NA BUDYNKU NR. 10, PRZEBIEG W CZASIE, WARTOŚĆ BEZWZGLĘDNA [A] .....	104
RYS. 4.30 HARMONICZNA PRĄDU RZĘDU H7, WSZYSTKIE TRZY FAZY, INSTALACJA PV NA BUDYNKU NR. 10, PRZEBIEG W CZASIE, WARTOŚĆ WZGLĘDEM RMS [%] .....	104
RYS. 4.31 HARMONICZNA PRĄDU RZĘDU H7 (PRZEBIEG W CZASIE, WARTOŚĆ BEZWZGLĘDNA [A]) WRAZ Z THDU DLA FAZY L3, INSTALACJA PV NA BUDYNKU NR. 10 .....	105
RYS. 4.32 HARMONICZNE PRĄDU IRMS (H2-H40) W PRZEWODZIE N DLA INSTALACJI PV NA BUDYNKU NR. 10, WARTOŚCI ŚREDNIE ZA CAŁY OKRES POMIARU, WARTOŚCI WZGLĘDEM H01 [%] .....	106
RYS. 4.33 HARMONICZNE PRĄDU IRMS (H2-H40) W PRZEWODZIE N DLA INSTALACJI PV NA BUDYNKU NR. 10, WARTOŚCI ŚREDNIE ZA CAŁY OKRES POMIARU, WARTOŚCI BEZWZGLĘDNE [A] .....	106
RYS. 4.34 HARMONICZNE PRĄDU IRMS (H2-H40) W PRZEWODZIE N DLA INSTALACJI PV NA BUDYNKU NR. 10, WARTOŚCI ŚREDNIE ZA CAŁY OKRES POMIARU, WARTOŚCI WZGLĘDEM IRMS [%] .....	107
RYS. 4.35 URMS DLA INSTALACJI PV NA BUDYNKU NR. 10.....	109
RYS. 4.36 CZĘSTOTLIWOŚĆ NAPIĘCIA URMS W TRAKCIE CAŁEGO OKRESU POMIAROWEGO.....	110
RYS. 4.37 THDU DLA INSTALACJI PV NA BUDYNKU NR. 10.....	111
RYS. 4.38 THDU DLA INSTALACJI PV NA BUDYNKU NR. 10, ZAWĘŻENIE OKNA POMIAROWEGO DO OKRESU 18.04-24.04.2017 .....	112
RYS. 4.39 SPEKTRUM HARMONICZNYCH NAPIĘCIA URMS (H2-H40) DLA INSTALACJI PV NA BUDYNKU NR. 10.....	113
RYS. 4.40 ZESTAWIENIE HARMONICZNYCH NAPIĘCIA I PRĄDU DLA INSTALACJI PV NA BUDYNKU NR. 10, WZGLĘDEM H01 ([%]) .....	114
RYS. 4.41 ZESTAWIENIE HARMONICZNYCH NAPIĘCIA I PRĄDU DLA INSTALACJI PV NA BUDYNKU NR. 10, WARTOŚCI BEZWZGLĘDNE ([V] I [A]) .....	114

RYS. 4.42 HARMONICZNA NAPIĘCIA RZĘDU H7, WSZYSTKIE TRZY FAZY, INSTALACJA PV NA BUDYNKU NR. 10, PRZEBIEG W CZASIE, WZGLĘDEM H01 [%] .....	119
RYS. 4.43 HARMONICZNA NAPIĘCIA RZĘDU H7, WSZYSTKIE TRZY FAZY, INSTALACJA PV NA BUDYNKU NR. 10, PRZEBIEG W CZASIE, WARTOŚĆ BEZWZGLĘDNA [V] .....	120
RYS. 4.44 HARMONICZNA NAPIĘCIA RZĘDU H7, WSZYSTKIE TRZY FAZY, INSTALACJA PV NA BUDYNKU NR. 10, PRZEBIEG W CZASIE, WARTOŚĆ WZGLĘDEM RMS [%] .....	120
RYS. 4.45 MOC P[kW] DLA INSTALACJI PV NA BUDYNKU NR. 10.....	121
RYS. 4.46 EC BUDYNEK NR. 11 SCHEMAT IDEOWY INSTALACJI PV.....	122
RYS. 4.47 EC BUDYNEK NR. 11, ROZMIESZCZENIE PANELI PV - DACH .....	123
RYS. 4.48 EC BUDYNEK NR. 11, ROZMIESZCZENIE PANELI PV - ELEWACJA .....	124
RYS. 4.49 BUDYNEK NR. 11 AZYMUT [36].....	125
RYS. 4.50 PRĄD IRMS DLA INSTALACJI PV NA BUDYNKU NR. 11 .....	127
RYS. 4.51 PRĄD IRMS DLA INSTALACJI PV NA BUDYNKU NR. 11, ZAWĘŻONE OKNO POMIAROWE 17-21 KWIETNIA 2017 .....	128
RYS. 4.52 PRĄD IRMS DLA INSTALACJI PV NA BUDYNKU NR. 11, ZAWĘŻONE OKNO POMIAROWE DO KILKU GODZIN.....	128
RYS. 4.53 THDI DLA INSTALACJI PV NA BUDYNKU NR. 11 .....	130
RYS. 4.54 HARMONICZNE PRĄDU IRMS (H2-H25) DLA INSTALACJI PV NA BUDYNKU NR. 11, WARTOŚCI ŚREDNIE ZA CAŁY OKRES POMIARU.....	130
RYS. 4.55 HARMONICZNE PRĄDU IRMS (H2-H50) DLA INSTALACJI PV NA BUDYNKU NR. 11, WARTOŚCI ŚREDNIE ZA CAŁY OKRES POMIARU.....	131
RYS. 4.56 MAPY WIZUALIZUJĄCE GODZINY WSCHODU I ZACHODU SŁOŃCA NA TERYTORIUM POLSKI DLA DNIA 28 MARCA ([34]).....	134
RYS. 4.57 BUDYNEK NR. 11, ASYMETRIA PRĄDU, PRZEBIEG W CZASIE DLA CAŁEGO OKRESU POMIAROWEGO .....	135
RYS. 4.58 URMS DLA INSTALACJI PV NA BUDYNKU NR. 11 .....	137
RYS. 4.59 URMS W ZESTAWIENIU Z IRMS DLA INSTALACJI PV NA BUDYNKU NR. 11 .....	137
RYS. 4.60 URMS W ZESTAWIENIU Z IRMS DLA INSTALACJI PV NA BUDYNKU NR. 11 .....	138
RYS. 4.61 NAPIĘCIE URMS W ZESTAWIENIU Z PRĄDEM IRMS DLA INSTALACJI PV NA BUDYNKU NR. 11, ZAWĘŻONE OKNO POMIAROWE 17-21 KWIETNIA 2017 .....	138
RYS. 4.62 ZAPAD NAPIĘCIA W DNIU 25.03.2017 O GODZINIE 12:17 .....	139
RYS. 4.63 ZAPAD NAPIĘCIA W DNIU 25.03.2017 O GODZINIE 12:17, ZESTAWIENIE Z KORESPONDUJĄCYM PRĄDEM .....	139
RYS. 4.64 ZAPAD NAPIĘCIA W DNIU 25.03.2017 O GODZINIE 12:17 .....	140
RYS. 4.65 OBNIŻENIE NAPIĘCIA URMS W ZESTAWIENIU Z PRĄDEM IRMS W DNIU 25.04.2017, GODZ. 7:37 .....	140
RYS. 4.66 CZĘSTOTLIWOŚĆ NAPIĘCIA URMS W TRAKCIE CAŁEGO OKRESU POMIAROWEGO.....	141
RYS. 4.67 ASYMETRIA NAPIĘCIA URMS W TRAKCIE CAŁEGO OKRESU POMIAROWEGO .....	143
RYS. 4.68 WSPÓŁCZYNNIK PST W TRAKCIE CAŁEGO OKRESU POMIAROWEGO.....	144
RYS. 4.69 WSPÓŁCZYNNIK PST, ZAWĘŻONY PRZEDZIAŁ CZASOWY Z PIKAMI DO POZIOMU OKOŁO 1,85.....	145
RYS. 4.70 WSPÓŁCZYNNIK PLT W TRAKCIE CAŁEGO OKRESU POMIAROWEGO .....	145
RYS. 4.71 MAKSYMALNE WARTOŚCI WSPÓŁCZYNNIKÓW PST I PLT .....	146
RYS. 4.72 WSPÓŁCZYNNIK PLT, ZAWĘŻONY PRZEDZIAŁ CZASOWY Z MAKSYMALNĄ WARTOŚCIĄ RÓWNĄ 2,94 .....	146
RYS. 4.73 WSPÓŁCZYNNIK PLT, PRZEDZIAŁ CZASOWY Z MAKSYMALNĄ WARTOŚCIĄ 2,94 I DWOMA PIKAMI DO POZIOMU OKOŁO 0,8.....	147
RYS. 4.74 WSPÓŁCZYNNIK PLT, ZAWĘŻONY PRZEDZIAŁ CZASOWY Z PIKAMI DO POZIOMU OKOŁO 0,8 .....	147
RYS. 4.75 THDU DLA INSTALACJI PV NA BUDYNKU NR. 11 .....	148
RYS. 4.76 SPEKTRUM HARMONICZNYCH NAPIĘCIA URMS (H2-H25) DLA INSTALACJI PV NA BUDYNKU NR. 11.....	149
RYS. 4.77 SPEKTRUM HARMONICZNYCH NAPIĘCIA URMS (H2-H50) DLA INSTALACJI PV NA BUDYNKU NR. 11.....	149
RYS. 4.78 PRZEBIEG W CZASIE DLA 7MEJ HARMONICZNEJ - CAŁY OKRES POMIARU .....	150
RYS. 4.79 MOC P[kW] DLA INSTALACJI PV NA BUDYNKU NR. 11.....	154
RYS. 5.1 SYSTEM FOTOWOLTAICZNY OPARTY NA TECHNOLOGII SOLAREDGE [153] .....	157
RYS. 5.2 CZĘŚCIOWE ZACIENIENIE MODUŁU DLA SYSTEMU SOLAREDGE I TRADYCYJNEGO [153] .....	157
RYS. 5.3 PRZYKŁADOWY WYGLĄD ZDALNEGO PULPITU UŻYTKOWNIKA SYSTEMU SOLAREDGE [151] .....	158
RYS. 5.4 PRZYKŁADOWY WYGLĄD ZDALNEGO PULPITU UŻYTKOWNIKA SYSTEMU SMA [149] .....	160



RYS. 5.5 AGH C3, UKŁAD LOGICZNY PANELI ZGRUPOWANYCH W ŁAŃCUCZY [151] .....	164
RYS. 5.6 SCHEMAT SYSTEMU SOLAREDGE I OPTYZALIZATORA MOCY P405 [153] .....	166
RYS. 5.7 AGH C3, ROZMIESZCZENIE I FIZYCZNY UKŁAD MODUŁÓW PV [151] .....	167
RYS. 5.8 BUDYNEK C3 AGH, AZYMUT [37], WIDOCZNA INSTALACJA PV PODDANA BADANIU .....	167
RYS. 5.9 ZDJĘCIA LABORATORIUM I SYSTEMU PV, BUDYNEK C3 AGH .....	169
RYS. 5.10 ENERGIA [kWh], PORÓWNANIE MIESIĄC DO MIESIĄCA, CZĘŚĆ NR. 2 SYSTEMU PV (FALOWNIK SMA)[149] ....	173
RYS. 5.11 ENERGIA [kWh], PRODUKCJA ENERGII W POSZCZEGÓLNYCH LATACH, CZĘŚĆ NR. 2 SYSTEMU PV (FALOWNIK SMA)[149] .....	173
RYS. 5.12 TYGODNIOWY PRZEBIEG MOCY INSTALACJI DLA CZĘŚCI NR. 1 SYSTEMU PV [151] .....	174
RYS. 5.13 IRRADIANCJA DLA LOKALIZACJI LABORATORIUM PV AGH W TRAKCIE CAŁEGO OKRESU POMIAROWEGO .....	175
RYS. 5.14 PYRANOMETRY KIPP & ZONEN CM 21, DACHU C3 AGH .....	175
RYS. 5.15 MODUŁY PV BRUK-BET SOLAR BEP 260WP .....	176
RYS. 5.16 MODUŁY PV BRUK-BET SOLAR BEM 285WP .....	176
RYS. 5.17 PORÓWNANIE PRZEBIEGU PRODUKCJI ENERGII DLA MODUŁÓW Z BIAŁĄ I CZARNĄ RAMKĄ 260 [Wp], CAŁY OKRES POMIAROWY [151] .....	177
RYS. 5.18 TYGODNIOWE PORÓWNANIE PRZEBIEGU PRODUKCJI ENERGII DLA MODUŁÓW Z BIAŁĄ I CZARNĄ RAMKĄ 260 [Wp] [151] .....	178
RYS. 5.19 PORÓWNANIE PRZEBIEGU PRĄDU DLA MODUŁÓW Z BIAŁĄ I CZARNĄ RAMKĄ 260 [Wp], CAŁY OKRES POMIAROWY [151] .....	179
RYS. 5.20 TYGODNIOWE PORÓWNANIE PRZEBIEGU PRĄDU DLA MODUŁÓW Z BIAŁĄ I CZARNĄ RAMKĄ 260 [Wp] [151] ...	179
RYS. 5.21 PORÓWNANIE PRZEBIEGU NAPIĘCIA MODUŁÓW Z BIAŁĄ I CZARNĄ RAMKĄ 260 [Wp], CAŁY OKRES POMIAROWY [151] .....	180
RYS. 5.22 TYGODNIOWE PORÓWNANIE PRZEBIEGU NAPIĘCIA MODUŁÓW Z BIAŁĄ I CZARNĄ RAMKĄ 260 [Wp] [151] .....	180
RYS. 5.23 PORÓWNANIE PRZEBIEGU MOCY DLA MODUŁÓW Z BIAŁĄ I CZARNĄ RAMKĄ 260 [Wp], CAŁY OKRES POMIAROWY [151] .....	181
RYS. 5.24 TYGODNIOWE PORÓWNANIE PRZEBIEGU MOCY DLA MODUŁÓW Z BIAŁĄ I CZARNĄ RAMKĄ 260 [Wp] [151] ....	182
RYS. 5.25 PORÓWNANIE PRZEBIEGU PRODUKCJI ENERGII DLA MODUŁÓW Z BIAŁĄ I CZARNĄ RAMKĄ 285 [Wp], CAŁY OKRES POMIAROWY [151] .....	183
RYS. 5.26 TYGODNIOWE PORÓWNANIE PRZEBIEGU PRODUKCJI ENERGII DLA MODUŁÓW Z BIAŁĄ I CZARNĄ RAMKĄ 285 [Wp] [151] .....	184
RYS. 5.27 PORÓWNANIE PRZEBIEGU PRĄDU DLA MODUŁÓW Z BIAŁĄ I CZARNĄ RAMKĄ 285 [Wp], CAŁY OKRES POMIAROWY [151] .....	185
RYS. 5.28 TYGODNIOWE PORÓWNANIE PRZEBIEGU PRĄDU DLA MODUŁÓW Z BIAŁĄ I CZARNĄ RAMKĄ 285 [Wp] [151] ...	185
RYS. 5.29 PORÓWNANIE PRZEBIEGU NAPIĘCIA MODUŁÓW Z BIAŁĄ I CZARNĄ RAMKĄ 285 [Wp], CAŁY OKRES POMIAROWY [151] .....	186
RYS. 5.30 TYGODNIOWE PORÓWNANIE PRZEBIEGU NAPIĘCIA MODUŁÓW Z BIAŁĄ I CZARNĄ RAMKĄ 285 [Wp] [151] .....	187
RYS. 5.31 PORÓWNANIE PRZEBIEGU MOCY DLA MODUŁÓW Z BIAŁĄ I CZARNĄ RAMKĄ 285 [Wp], CAŁY OKRES POMIAROWY [151] .....	188
RYS. 5.32 TYGODNIOWE PORÓWNANIE PRZEBIEGU MOCY DLA MODUŁÓW Z BIAŁĄ I CZARNĄ RAMKĄ 285 [Wp] [151] ....	188
RYS. 5.33 TYGODNIOWE PORÓWNANIE PRZEBIEGU PRĄDU DLA FALOWNIKÓW NR. 1,2 I 3 [151] .....	191
RYS. 5.34 IRRADIANCJA DLA LOKALIZACJI LABORATORIUM PV AGH, TYDZIEŃ 22.08-28.08.2022 .....	191
RYS. 6.1 TAURON DYSTRYBUCJA S.A. ODDZIAŁ W GLIWICACH, SCHEMAT SYSTEMU INSTALACJI ENERGII ODNAWIALNEJ[12] .....	193
RYS. 6.2 TAURON GLIWICE, SCHEMAT IDEOWY INSTALACJI PV [12] .....	194
RYS. 6.3 TAURON GLIWICE, ROZMIESZCZENIE PANELI PV - DACH [12] .....	196
RYS. 6.4 TAURON GLIWICE, ZDJĘCIA PANELI FOTOWOLTAICZNYCH ZAINSTALOWANYCH NA DACHU [12] .....	197
RYS. 6.5 ZDJĘCIA ZASTOSOWANYCH FALOWNIKÓW [12] .....	198
RYS. 6.6 TAURON GLIWICE, AZYMUT [36] .....	199
RYS. 6.7 GENERACJA MIESIĘCZNA SYSTEMU OZE [12] .....	200

RYS. 6.8 UDZIAŁ ENERGII ODNAWIALNEJ W ZAPOTRZEBOWANIU BUDYNKU NA ENERGIĘ ELEKTRYCZNĄ - 15% OZE, 85% ŹRÓDŁA KONWENJONALNE [12] .....	201
RYS. 6.9 GENERACJA DOBOWA DLA CAŁEGO SYSTEMU OZE [12] .....	201
RYS. 6.10 SPADEK MOCY GENEROWANEJ PODCZAS ZAĆMIENIA SŁOŃCA W DNIU 20-03-2015, WARTOŚCI 15-MINUTOWE [12] .....	202
RYS. 6.11 SPADEK MOCY GENEROWANEJ PODCZAS ZAĆMIENIA SŁOŃCA W DNIU 20-03-2015, WARTOŚCI 1-GODZINNE [12] .....	203
RYS. 6.12 GENERACJA MIESIĘCZNA Z INSTALACJI PV Z PODZIAŁEM NA SEKCJE [12] .....	203
RYS. 6.13 WYDAJNOŚĆ INSTALACJI PV Z 1 kW MOCY ZAINSTALOWANEJ Z PODZIAŁEM NA SEKCJE [12] .....	204
RYS. 6.14 NIEPARZYSTE HARMONICZNE NAPIĘCIA, H11 DO H25 [12] .....	208
RYS. 6.15 NIEPARZYSTE HARMONICZNE NAPIĘCIA, H27 DO H39 [12] .....	208
RYS. 6.16 HARMONICZNA NAPIĘCIA H33 [12] .....	209
RYS. 6.17 HARMONICZNA NAPIĘCIA H33, PRZEBIEG CZASOWY [12] .....	209
RYS. 7.1 WIDOK FARMY PV NA TLE OBIEKTÓW OCZYSZCZALNI ŚCIEKÓW W PŁASZOWIE.....	214
RYS. 7.2 PANELE PV W OCZYSZCZALNI W PŁASZOWIE .....	214
RYS. 7.3 WSKAŹNIK KRÓTKOOKRESOWEGO $P_{st}$ MIGOTANIA ŚWIATŁA, NAPIĘCIE L1 .....	215
RYS. 7.4 WSKAŹNIK KRÓTKOOKRESOWEGO $P_{st}$ MIGOTANIA ŚWIATŁA, NAPIĘCIE L2 .....	215
RYS. 7.5 WSKAŹNIK KRÓTKOOKRESOWEGO $P_{st}$ MIGOTANIA ŚWIATŁA, NAPIĘCIE L3 .....	215
RYS. 7.6 WSPÓŁCZYNNIK ODKSZTAŁCENIA NAPIĘCIA $THD_U$ , NAPIĘCIE L1 .....	217
RYS. 7.7 WSPÓŁCZYNNIK ODKSZTAŁCENIA NAPIĘCIA $THD_U$ , NAPIĘCIE L2 .....	217
RYS. 7.8 WSPÓŁCZYNNIK ODKSZTAŁCENIA NAPIĘCIA $THD_U$ , NAPIĘCIE L3 .....	217
RYS. 7.9 WSPÓŁCZYNNIK ODKSZTAŁCENIA NAPIĘCIA $THD_U$ , NAPIĘCIE L12 .....	218
RYS. 7.10 WSPÓŁCZYNNIK ODKSZTAŁCENIA NAPIĘCIA $THD_U$ , NAPIĘCIE L23 .....	218
RYS. 7.11 WSPÓŁCZYNNIK ODKSZTAŁCENIA NAPIĘCIA $THD_U$ , NAPIĘCIE L31 .....	218
RYS. 7.12 INSTALACJA FOTOWOLTAICZNA 311 kWp - GPW RUDA ŚLĄSKA.....	220
RYS. 7.13 PANELE PV NA ZBIORNIKU WODNYM W CZARNYM LESIE .....	220
RYS. 7.14 CZĘSTOTLIWOŚĆ NAPIĘCIA CAŁOŚĆ POMIARÓW Z 3 BŁĘDNYMI WIERSZAMI .....	222
RYS. 7.15 CZĘSTOTLIWOŚĆ NAPIĘCIA CAŁOŚĆ POMIARÓW Z POMINIĘCIEM 3 BŁĘDNYCH WIERSZY .....	223
RYS. 7.16 CZĘSTOTLIWOŚĆ NAPIĘCIA, PRZEBIEG DOBOWY - 15 MAJA .....	223
RYS. 7.17 NAPIĘCIE DLA FAZY L1 CAŁOŚĆ POMIARU. ZAPAD NAPIĘCIA .....	225
RYS. 7.18 NAPIĘCIE DLA FAZ L1, L2 I L3 W DNIU 23 MAJA (3 BŁĘDNE PRÓBK DANYCH) .....	225
RYS. 7.19 WARTOŚĆ SKUTECZNA NAPIĘCIA, FAZA L1- BEZ 3 WIERSZY.....	226
RYS. 7.20 WARTOŚĆ SKUTECZNA NAPIĘCIA, FAZA L1, PRZEBIEG DOBOWY - 15 MAJA .....	226
RYS. 7.21 WSKAŹNIK KRÓTKOOKRESOWEGO MIGOTANIA ŚWIATŁA $P_{st}$ DLA FAZY L1 Z 3 BŁĘDNYMI WIERSZAMI .....	228
RYS. 7.22 WSKAŹNIK KRÓTKOOKRESOWEGO MIGOTANIA ŚWIATŁA $P_{st}$ DLA FAZY L1 Z POMINIĘCIEM 3 BŁĘDNYCH WIERSZY .....	229
RYS. 7.23 WSKAŹNIK KRÓTKOOKRESOWEGO MIGOTANIA ŚWIATŁA $P_{st}$ , FAZA L1, PRZEBIEG DOBOWY - 15 MAJA .....	229
RYS. 7.24 WSPÓŁCZYNNIK ODKSZTAŁCENIA NAPIĘCIA $THD_U$ DLA FAZY L1 Z 3 BŁĘDNYMI WIERSZAMI .....	231
RYS. 7.25 WSPÓŁCZYNNIK ODKSZTAŁCENIA NAPIĘCIA $THD_U$ DLA FAZY L1 Z POMINIĘCIEM 3 BŁĘDNYCH WIERSZY .....	231
RYS. 7.26 WSPÓŁCZYNNIK ODKSZTAŁCENIA NAPIĘCIA $THD_U$ DLA FAZY L1, PRZEBIEG DOBOWY - 15 MAJA .....	232
RYS. 7.27 WARTOŚĆ 3-EJ HARMONICZNEJ DLA FAZ L1, L2 I L3.....	233
RYS. 7.28 WARTOŚĆ 3-EJ HARMONICZNEJ DLA NAPIĘĆ MIĘDZYFAZOWYCH L12, L23 I L31 .....	233
RYS. 7.29 WARTOŚĆ 3-EJ HARMONICZNEJ DLA FAZ L1, L2 I L3 - 22 DO 25 MAJA. ....	234
RYS. 7.30 WARTOŚĆ 3-EJ HARMONICZNEJ DLA FAZ L1, L2 I L3 - 23 MAJA.....	234
RYS. 7.31 WARTOŚĆ 3-EJ HARMONICZNEJ DLA NAPIĘĆ MIĘDZYFAZOWYCH L12, L23 I L31 - 23 MAJA. ....	235
RYS. 8.1 BADANE FALOWNIKI JEDNO I TRÓJFAZOWE .....	242
RYS. 8.2 SCHEMAT UKŁADU POMIAROWEGO .....	243
RYS. 8.3 STANOWISKO POMIAROWE.....	244
RYS. 8.4 STANOWISKO POMIAROWE - FALOWNIK W TRAKCIE BADANIA.....	244
RYS. 8.5 TEST: ZMIENNA IRRADIANCJA I TEMPERATURA MODUŁÓW, INTERFEJS PROGRAMU SAS1000M .....	246
RYS. 8.6 TEST: SHADOW MOVING SIMULATION, INTERFEJS PROGRAMU SAS1000M .....	250

Rys. 8.7 USTAWIANIE PARAMETRÓW ZACIENIENIA (SHADOW) WRAZ Z WARTOŚCIAMI IRRADIANCJI DLA POSZCZEGÓLNYCH KOLORÓW CHMUR.....	251
Rys. 8.8 USTAWIANIE PARAMETRÓW PRZEMIESZCZANIA CHMUR .....	251
Rys. 8.9 IAC, FALOWNIKI JEDNOFAZOWE .....	255
Rys. 8.10 IAC, PORÓWNANIE RÓŻNYCH WARTOŚCI DLA WSZYSTKICH FALOWNIKÓW JEDNOFAZOWYCH.....	255
Rys. 8.11 IAC, WARTOŚCI ŚREDNIE DLA WSZYSTKICH FALOWNIKÓW .....	256
Rys. 8.12 THDI, FALOWNIKI JEDNOFAZOWE .....	256
Rys. 8.13 THDU, FALOWNIKI JEDNOFAZOWE .....	257
Rys. 8.14 THDU, PORÓWNANIE RÓŻNYCH WARTOŚCI DLA WSZYSTKICH FALOWNIKÓW JEDNOFAZOWYCH.....	258
Rys. 8.15 THDU, WARTOŚCI ŚREDNIE DLA WSZYSTKICH FALOWNIKÓW .....	258
Rys. 8.16 THDU vs IRRADIANCJA, WSZYSTKIE FALOWNIKI JEDNOFAZOWE .....	259
Rys. 8.17 THDI, FALOWNIKI TRÓJFAZOWE .....	260
Rys. 8.18 THDU, FALOWNIKI TRÓJFAZOWE .....	261
Rys. 8.19 THDU, PORÓWNANIE RÓŻNYCH WARTOŚCI DLA WSZYSTKICH FALOWNIKÓW TRÓJFAZOWYCH .....	261
Rys. 8.20 THDU, WARTOŚCI ŚREDNIE DLA WSZYSTKICH FALOWNIKÓW .....	262
Rys. 8.21 THDU vs IRRADIANCJA, WSZYSTKIE FALOWNIKI TRÓJFAZOWE .....	262
Rys. 8.22 IAC, FALOWNIKI JEDNOFAZOWE .....	263
Rys. 8.23 THDI, FALOWNIKI JEDNOFAZOWE.....	264
Rys. 8.24 THDI, WARTOŚCI ŚREDNIE DLA WSZYSTKICH FALOWNIKÓW.....	264
Rys. 8.25 THDU, FALOWNIKI JEDNOFAZOWE .....	265
Rys. 8.26 THDU, PORÓWNANIE RÓŻNYCH WARTOŚCI DLA WSZYSTKICH FALOWNIKÓW JEDNOFAZOWYCH.....	266
Rys. 8.27 THDU, WARTOŚCI ŚREDNIE DLA WSZYSTKICH FALOWNIKÓW .....	266
Rys. 8.28 THDU vs IRRADIANCJA, WSZYSTKIE FALOWNIKI JEDNOFAZOWE .....	267
Rys. 8.29 IAC, FALOWNIKI TRÓJFAZOWE .....	267
Rys. 8.30 THDI, FALOWNIKI TRÓJFAZOWE.....	268
Rys. 8.31 THDI, PORÓWNANIE RÓŻNYCH WARTOŚCI DLA WSZYSTKICH FALOWNIKÓW TRÓJFAZOWYCH.....	269
Rys. 8.32 THDI, WARTOŚCI ŚREDNIE DLA WSZYSTKICH FALOWNIKÓW.....	269
Rys. 8.33 THDU, FALOWNIKI TRÓJFAZOWE .....	270
Rys. 8.34 THDU, PORÓWNANIE RÓŻNYCH WARTOŚCI DLA WSZYSTKICH FALOWNIKÓW TRÓJFAZOWYCH .....	270
Rys. 8.35 THDU, WARTOŚCI ŚREDNIE DLA WSZYSTKICH FALOWNIKÓW .....	271
Rys. 8.36 P, WARTOŚCI ŚREDNIE DLA WSZYSTKICH FALOWNIKÓW .....	271
Rys. 8.37 THDU vs IRRADIANCJA, WSZYSTKIE FALOWNIKI TRÓJFAZOWE .....	272
Rys. 8.38 IAC, FALOWNIKI JEDNOFAZOWE.....	273
Rys. 8.39 IAC, WARTOŚCI ŚREDNIE DLA WSZYSTKICH FALOWNIKÓW .....	273
Rys. 8.40 THDI, FALOWNIKI JEDNOFAZOWE.....	274
Rys. 8.41 THDI DLA WSZYSTKICH FALOWNIKÓW BEZ PV01, PV02 I PV06.....	274
Rys. 8.42 THDI, PORÓWNANIE RÓŻNYCH WARTOŚCI DLA WSZYSTKICH FALOWNIKÓW JEDNOFAZOWYCH.....	275
Rys. 8.43 THDI, WARTOŚCI ŚREDNIE DLA WSZYSTKICH FALOWNIKÓW.....	275
Rys. 8.44 THDU, FALOWNIKI JEDNOFAZOWE .....	276
Rys. 8.45 P, WARTOŚCI ŚREDNIE DLA WSZYSTKICH FALOWNIKÓW .....	277
Rys. 8.46 IAC, FALOWNIKI TRÓJFAZOWE .....	277
Rys. 8.47 IAC, WARTOŚCI ŚREDNIE DLA WSZYSTKICH FALOWNIKÓW .....	278
Rys. 8.48 IAC, PORÓWNANIE RÓŻNYCH WARTOŚCI DLA WSZYSTKICH FALOWNIKÓW TRÓJFAZOWYCH .....	278
Rys. 8.49 THDI, FALOWNIKI TRÓJFAZOWE.....	279
Rys. 8.50 THDI, FALOWNIK PV23 .....	279
Rys. 8.51 THDI, FALOWNIKI PV13 I PV15 .....	280
Rys. 8.52 THDI, PORÓWNANIE RÓŻNYCH WARTOŚCI DLA WSZYSTKICH FALOWNIKÓW TRÓJFAZOWYCH.....	280
Rys. 8.53 THDI, WARTOŚCI ŚREDNIE DLA WSZYSTKICH FALOWNIKÓW.....	281
Rys. 8.54 THDU, FALOWNIKI TRÓJFAZOWE .....	281
Rys. 8.55 THDU, PORÓWNANIE RÓŻNYCH WARTOŚCI DLA WSZYSTKICH FALOWNIKÓW TRÓJFAZOWYCH .....	282

RYS. 8.56 THDU, WARTOŚCI ŚREDNIE DLA WSZYSTKICH FALOWNIKÓW .....	282
RYS. 8.57 THDU, FALOWNIKI TRÓJFAZOWE BEZ PV13, PV15, PV22 I PV24 .....	283
RYS. 8.58 P, PORÓWNANIE RÓŻNYCH WARTOŚCI DLA WSZYSTKICH FALOWNIKÓW TRÓJFAZOWYCH .....	283
RYS. 8.59 IAC, FALOWNIKI JEDNOFAZOWE .....	284
RYS. 8.60 IAC, PORÓWNANIE RÓŻNYCH WARTOŚCI DLA WSZYSTKICH FALOWNIKÓW JEDNOFAZOWYCH .....	285
RYS. 8.61 THDI, FALOWNIKI JEDNOFAZOWE .....	285
RYS. 8.62 THDU, FALOWNIKI JEDNOFAZOWE .....	286
RYS. 8.63 THDU, PORÓWNANIE RÓŻNYCH WARTOŚCI DLA WSZYSTKICH FALOWNIKÓW JEDNOFAZOWYCH .....	286
RYS. 8.64 P, PORÓWNANIE RÓŻNYCH WARTOŚCI DLA WSZYSTKICH FALOWNIKÓW JEDNOFAZOWYCH .....	287
RYS. 8.65 IAC, FALOWNIKI TRÓJFAZOWE .....	288
RYS. 8.66 IAC, PORÓWNANIE RÓŻNYCH WARTOŚCI DLA WSZYSTKICH FALOWNIKÓW TRÓJFAZOWYCH.....	288
RYS. 8.67 THDI, FALOWNIKI TRÓJFAZOWE .....	289
RYS. 8.68 THDI, PORÓWNANIE RÓŻNYCH WARTOŚCI DLA WSZYSTKICH FALOWNIKÓW TRÓJFAZOWYCH .....	289
RYS. 8.69 THDU, FALOWNIKI TRÓJFAZOWE .....	290
RYS. 8.70 THDU, PORÓWNANIE RÓŻNYCH WARTOŚCI DLA WSZYSTKICH FALOWNIKÓW TRÓJFAZOWYCH.....	290
RYS. 8.71 THDU, FALOWNIKI TRÓJFAZOWE BEZ PV13, PV15, PV22 I PV24 .....	291
RYS. 8.72 THDU, PORÓWNANIE RÓŻNYCH WARTOŚCI DLA WSZYSTKICH FALOWNIKÓW TRÓJFAZOWYCH BEZ PV13, PV15, PV22 I PV24.....	291
RYS. 8.73 P, PORÓWNANIE RÓŻNYCH WARTOŚCI DLA WSZYSTKICH FALOWNIKÓW TRÓJFAZOWYCH .....	292
RYS. 9.1 PYTANIE 1 „CZY NA PODSTAWIE PAŃSTWA DOŚWIADCZENIA MOŻNA STWIERDZIĆ, ŻE WZROST LICZBY I MOCY INSTALACJI PV MOŻE SPOWODOWAĆ WZROST ZABURZEŃ DLA INSTALACJI O MOCY MNIEJSZEJ NIŻ 30 kW?” .....	301
RYS. 9.2 PYTANIE 2 „CZY NA PODSTAWIE PAŃSTWA DOŚWIADCZENIA MOŻNA STWIERDZIĆ, ŻE WZROST LICZBY I MOCY INSTALACJI PV MOŻE SPOWODOWAĆ WZROST ZABURZEŃ DLA INSTALACJI O MOCY WIĘKSZEJ NIŻ 30 kW?” .....	302
RYS. 9.3 PYTANIE 3 „CZY OBSERWUJECIE PAŃSTWO JUŻ TERAZ WZROSTY POZIOMU ZABURZEŃ, KTÓRE MOGĄ BYĆ SPOWODOWANE OBECNOŚCIĄ INSTALACJI PV O MOCY MNIEJSZEJ NIŻ 30 kW?” .....	303
RYS. 9.4 PYTANIE 4. „CZY OBSERWUJECIE PAŃSTWO JUŻ TERAZ WZROSTY POZIOMU ZABURZEŃ, KTÓRE MOGĄ BYĆ SPOWODOWANE OBECNOŚCIĄ INSTALACJI PV O MOCY WIĘKSZEJ NIŻ 30 kW?” .....	304
RYS. 9.5 PYTANIE 5. „CZY STWIERDZILIŚCIE PAŃSTWO POMIAROWO PRZYPADKI ZABURZEŃ SPOWODOWANYCH OBECNOŚCIĄ INSTALACJI PV O MOCY MNIEJSZEJ NIŻ 30 kW?” .....	305
RYS. 9.6 PYTANIE 6. „CZY STWIERDZILIŚCIE PAŃSTWO POMIAROWO PRZYPADKI ZABURZEŃ SPOWODOWANYCH OBECNOŚCIĄ INSTALACJI PV O MOCY WIĘKSZEJ NIŻ 30 kW?” .....	306
RYS. 9.7 PYTANIE 7. „CZY W WARUNKACH TECHNICZNYCH PRZYŁĄCZENIA INSTALACJI PV USTALANE SĄ DOPUSZCZALNE POZIOMY EMISJI ZABURZEŃ ELEKTROMAGNETYCZNYCH DLA INSTALACJI O MOCY MNIEJSZEJ NIŻ 30 kW?” .....	307
RYS. 9.8 PYTANIE 8. „CZY W WARUNKACH TECHNICZNYCH PRZYŁĄCZENIA INSTALACJI PV USTALANE SĄ DOPUSZCZALNE POZIOMY EMISJI ZABURZEŃ ELEKTROMAGNETYCZNYCH DLA INSTALACJI O MOCY WIĘKSZEJ NIŻ 30 kW?” .....	308
RYS. 9.9 PYTANIE 9 I 10 DOTYCZĄCE MONITOROWANIA POZIOMU ZABURZEŃ ELEKTROMAGNETYCZNYCH I/LUB EMISJI INSTALACJI PV DLA INSTALACJI O MOCACH MNIEJSZYCH I WIĘKSZYCH NIŻ 30 kW .....	309
RYS. 9.10 PYTANIE 22. CZY WIDZĄ PAŃSTWO POTRZEBĘ ZMIANY REGULACJI PRAWNYCH OKREŚLAJĄCYCH WARUNKI FUNKCJONOWANIA ROZWOJU KLASTRÓW ENERGII? .....	310

## Załącznik A: Spis rysunków

RYS. 1.1 IAC, FALOWNIKI JEDNOFAZOWE.....	2
RYS. 1.2 IAC, PORÓWNANIE RÓŻNYCH WARTOŚCI DLA WSZYSTKICH FALOWNIKÓW JEDNOFAZOWYCH.....	3
RYS. 1.3 IAC, WARTOŚCI ŚREDNIE DLA WSZYSTKICH FALOWNIKÓW.....	3
RYS. 1.4 IAC, FALOWNIKI JEDNOFAZOWE, ZAWĘŻONE OKNO CZASOWE TESTU.....	3
RYS. 1.5 IAC, PORÓWNANIE RÓŻNYCH WARTOŚCI DLA WSZYSTKICH FALOWNIKÓW JEDNOFAZOWYCH, ZAWĘŻONE OKNO CZASOWE TESTU.....	4
RYS. 1.6 IAC, WARTOŚCI ŚREDNIE DLA WSZYSTKICH FALOWNIKÓW, ZAWĘŻONE OKNO CZASOWE TESTU.....	4
RYS. 1.7 IAC, FALOWNIKI TRÓJFAZOWE, ZAWĘŻONE OKNO CZASOWE TESTU – ODMIENNE WEJŚCIE DO PRACY PV01 I PV02 ..	5
RYS. 1.8 THDI, FALOWNIKI JEDNOFAZOWE.....	5
RYS. 1.9 THDI, PORÓWNANIE RÓŻNYCH WARTOŚCI DLA WSZYSTKICH FALOWNIKÓW JEDNOFAZOWYCH.....	6
RYS. 1.10 THDI, WARTOŚCI ŚREDNIE DLA WSZYSTKICH FALOWNIKÓW.....	6
RYS. 1.11 THDI, FALOWNIKI JEDNOFAZOWE BEZ PV2.....	7
RYS. 1.12 THDI, PORÓWNANIE RÓŻNYCH WARTOŚCI DLA FALOWNIKÓW JEDNOFAZOWYCH BEZ PV2.....	7
RYS. 1.13 THDI, WARTOŚCI ŚREDNIE DLA FALOWNIKÓW JEDNOFAZOWYCH BEZ PV2.....	7
RYS. 1.14 THDI, GRUPA FALOWNIKÓW PV03, PV05, PV06, PV07, PV10 I PV11.....	8
RYS. 1.15 THDI, PORÓWNANIE RÓŻNYCH WARTOŚCI DLA GRUPY FALOWNIKÓW PV03, PV05, PV06, PV07, PV10 I PV11	8
RYS. 1.16 THDI, WARTOŚCI ŚREDNIE DLA GRUPY FALOWNIKÓW PV03, PV05, PV06, PV07, PV10 I PV11.....	9
RYS. 1.17 UAC, FALOWNIKI JEDNOFAZOWE.....	10
RYS. 1.18 UAC, PORÓWNANIE RÓŻNYCH WARTOŚCI DLA FALOWNIKÓW JEDNOFAZOWYCH.....	10
RYS. 1.19 UAC, WARTOŚCI ŚREDNIE DLA FALOWNIKÓW JEDNOFAZOWYCH.....	11
RYS. 1.20 UAC, FALOWNIKI PV02 I PV05.....	11
RYS. 1.21 UAC, FALOWNIKI JEDNOFAZOWE, ZAWĘŻONE OKNO CZASOWE TESTU.....	11
RYS. 1.22 UAC, PORÓWNANIE RÓŻNYCH WARTOŚCI DLA FALOWNIKÓW JEDNOFAZOWYCH, ZAWĘŻONE OKNO CZASOWE TESTU.....	12
RYS. 1.23 UAC, FALOWNIKI JEDNOFAZOWE, UŚREDNIENIE 10s.....	13
RYS. 1.24 UAC, PORÓWNANIE RÓŻNYCH WARTOŚCI DLA FALOWNIKÓW JEDNOFAZOWYCH, UŚREDNIENIE 10s.....	13
RYS. 1.25 UAC, FALOWNIKI PV02 I PV05, UŚREDNIENIE 10s.....	14
RYS. 1.26 THDU, FALOWNIKI JEDNOFAZOWE.....	14
RYS. 1.27 THDU, PORÓWNANIE RÓŻNYCH WARTOŚCI DLA WSZYSTKICH FALOWNIKÓW JEDNOFAZOWYCH.....	15
RYS. 1.28 THDU, WARTOŚCI ŚREDNIE DLA WSZYSTKICH FALOWNIKÓW.....	15
RYS. 1.29 THDU, FALOWNIKI PV02 I PV05.....	16
RYS. 1.30 THDU, FALOWNIKI JEDNOFAZOWE BEZ PV01 I PV06.....	16
RYS. 1.31 THDU, PORÓWNANIE RÓŻNYCH WARTOŚCI DLA WSZYSTKICH FALOWNIKÓW JEDNOFAZOWYCH BEZ PV01 I PV06	17
RYS. 1.32 THDU, WARTOŚCI ŚREDNIE DLA WSZYSTKICH FALOWNIKÓW BEZ PV01 I PV06.....	17
RYS. 1.33 THDU, FALOWNIKI JEDNOFAZOWE, UŚREDNIENIE 10s.....	18
RYS. 1.34 THDU, PORÓWNANIE RÓŻNYCH WARTOŚCI DLA WSZYSTKICH FALOWNIKÓW JEDNOFAZOWYCH, UŚREDNIENIE 10s.....	18
RYS. 1.35 THDU, WARTOŚCI ŚREDNIE DLA WSZYSTKICH FALOWNIKÓW, UŚREDNIENIE 10s.....	19
RYS. 1.36 THDU, FALOWNIKI JEDNOFAZOWE BEZ PV01 I PV06, UŚREDNIENIE 10s.....	19
RYS. 1.37 THDU, PORÓWNANIE RÓŻNYCH WARTOŚCI DLA WSZYSTKICH FALOWNIKÓW JEDNOFAZOWYCH BEZ PV01 I PV06, UŚREDNIENIE 10s.....	20
RYS. 1.38 THDU, WARTOŚCI ŚREDNIE DLA WSZYSTKICH FALOWNIKÓW BEZ PV01 I PV06, UŚREDNIENIE 10s.....	20
RYS. 1.39 THDU, FALOWNIKI JEDNOFAZOWE, UŚREDNIENIE 10s, SKALA LOGARYTMICZNA.....	21
RYS. 1.40 THDU, FALOWNIKI JEDNOFAZOWE BEZ PV01 I PV06, UŚREDNIENIE 10s, SKALA LOGARYTMICZNA.....	21
RYS. 1.41 MOC P, FALOWNIKI JEDNOFAZOWE.....	22
RYS. 1.42 P, PORÓWNANIE RÓŻNYCH WARTOŚCI DLA WSZYSTKICH FALOWNIKÓW JEDNOFAZOWYCH.....	22
RYS. 1.43 P, WARTOŚCI ŚREDNIE DLA WSZYSTKICH FALOWNIKÓW.....	23
RYS. 1.44 MOC P, FALOWNIKI PV02 I LOSOWO DOBRANY PV04.....	23
RYS. 1.45 THDU VS IRRADIANCJA, WSZYSTKIE FALOWNIKI JEDNOFAZOWE.....	24

RYS. 1.46 IAC, FALOWNIKI TRÓJFAZOWE .....	25
RYS. 1.47 IAC, PORÓWNANIE RÓŻNYCH WARTOŚCI DLA WSZYSTKICH FALOWNIKÓW TRÓJFAZOWYCH.....	26
RYS. 1.48 IAC, WARTOŚCI ŚREDNIE DLA WSZYSTKICH FALOWNIKÓW .....	26
RYS. 1.49 IAC, FALOWNIKI TRÓJFAZOWE, ZAWĘŻONE OKNO CZASOWE TESTU .....	27
RYS. 1.50 IAC, PORÓWNANIE RÓŻNYCH WARTOŚCI DLA WSZYSTKICH FALOWNIKÓW TRÓJFAZOWYCH, ZAWĘŻONE OKNO CZASOWE TESTU .....	27
RYS. 1.51 IAC, WARTOŚCI ŚREDNIE DLA WSZYSTKICH FALOWNIKÓW, ZAWĘŻONE OKNO CZASOWE TESTU.....	28
RYS. 1.52 IAC, FALOWNIKI TRÓJFAZOWE, ZAWĘŻONE OKNO CZASOWE TESTU – ODMIENNE WEJŚCIE DO PRACY PV15, PV19 I PV22.....	28
RYS. 1.53 THDI, FALOWNIKI TRÓJFAZOWE .....	28
RYS. 1.54 THDI, PORÓWNANIE RÓŻNYCH WARTOŚCI DLA WSZYSTKICH FALOWNIKÓW TRÓJFAZOWYCH .....	29
RYS. 1.55 THDI, WARTOŚCI ŚREDNIE DLA WSZYSTKICH FALOWNIKÓW .....	29
RYS. 1.56 THDI, FALOWNIKI TRÓJFAZOWE BEZ PV17.....	30
RYS. 1.57 THDI, PORÓWNANIE RÓŻNYCH WARTOŚCI DLA WSZYSTKICH FALOWNIKÓW TRÓJFAZOWYCH BEZ PV17 .....	30
RYS. 1.58 THDI, WARTOŚCI ŚREDNIE DLA WSZYSTKICH FALOWNIKÓW BEZ PV17 .....	31
RYS. 1.59 UAC, FALOWNIKI TRÓJFAZOWE .....	32
RYS. 1.60 UAC, PORÓWNANIE RÓŻNYCH WARTOŚCI DLA FALOWNIKÓW TRÓJFAZOWYCH .....	32
RYS. 1.61 UAC, WARTOŚCI ŚREDNIE DLA FALOWNIKÓW TRÓJFAZOWYCH .....	33
RYS. 1.62 UAC, FALOWNIKI TRÓJFAZOWE BEZ PV12 I PV23.....	33
RYS. 1.63 UAC, PORÓWNANIE RÓŻNYCH WARTOŚCI DLA FALOWNIKÓW TRÓJFAZOWYCH BEZ PV12 I PV23 .....	34
RYS. 1.64 UAC, WARTOŚCI ŚREDNIE DLA FALOWNIKÓW TRÓJFAZOWYCH BEZ PV12 I PV23.....	34
RYS. 1.65 UAC, WARTOŚĆ ŚREDNIA Z TRZECH FAZ DLA PV22 .....	35
RYS. 1.66 UAC, POSZCZEGÓLNE FAZY DLA PV22 .....	35
RYS. 1.67 UAC, PORÓWNANIE RÓŻNYCH WARTOŚCI DLA POSZCZEGÓLNYCH FAZ PV22 .....	36
RYS. 1.68 UAC, WARTOŚĆ ŚREDNIA Z TRZECH FAZ DLA PV23 .....	36
RYS. 1.69 UAC, POSZCZEGÓLNE FAZY DLA PV23.....	37
RYS. 1.70 UAC, PORÓWNANIE RÓŻNYCH WARTOŚCI DLA POSZCZEGÓLNYCH FAZ PV23 .....	37
RYS. 1.71 UAC, FALOWNIKI TRÓJFAZOWE, UŚREDNIENIE 10s .....	38
RYS. 1.72 UAC, PORÓWNANIE RÓŻNYCH WARTOŚCI DLA FALOWNIKÓW TRÓJFAZOWYCH, UŚREDNIENIE 10s.....	38
RYS. 1.73 UAC, WARTOŚCI ŚREDNIE DLA FALOWNIKÓW TRÓJFAZOWYCH, UŚREDNIENIE 10s.....	39
RYS. 1.74 UAC, FALOWNIKI TRÓJFAZOWE BEZ PV12 I PV23, UŚREDNIENIE 10s .....	39
RYS. 1.75 UAC, PORÓWNANIE RÓŻNYCH WARTOŚCI DLA FALOWNIKÓW TRÓJFAZOWYCH BEZ PV12 I PV23, UŚREDNIENIE 10s .....	40
RYS. 1.76 UAC, WARTOŚCI ŚREDNIE DLA FALOWNIKÓW TRÓJFAZOWYCH BEZ PV12 I PV23, UŚREDNIENIE 10s .....	40
RYS. 1.77 THDU, FALOWNIKI TRÓJFAZOWE .....	41
RYS. 1.78 THDU, FALOWNIKI TRÓJFAZOWE, SKALA LOGARYTMICZNA .....	41
RYS. 1.79 THDU, PORÓWNANIE RÓŻNYCH WARTOŚCI DLA WSZYSTKICH FALOWNIKÓW TRÓJFAZOWYCH.....	42
RYS. 1.80 THDU, WARTOŚCI ŚREDNIE DLA WSZYSTKICH FALOWNIKÓW .....	42
RYS. 1.81 THDU, FALOWNIKI TRÓJFAZOWE, PRZEDZIAŁ CZASU 550-950[s].....	43
RYS. 1.82 THDU, FALOWNIKI TRÓJFAZOWE, PRZEDZIAŁ CZASU 1150-1860[s].....	43
RYS. 1.83 THDU, FALOWNIKI TRÓJFAZOWE PV13, PV17 I PV22.....	43
RYS. 1.84 THDU, PORÓWNANIE RÓŻNYCH WARTOŚCI DLA FALOWNIKÓW PV13, PV17 I PV22 .....	44
RYS. 1.85 THDU, WARTOŚCI ŚREDNIE DLA PV13, PV17 I PV22 .....	44
RYS. 1.86 THDU, FALOWNIKI TRÓJFAZOWE, UŚREDNIENIE 10s .....	44
RYS. 1.87 THDU, PORÓWNANIE RÓŻNYCH WARTOŚCI DLA FALOWNIKÓW TRÓJFAZOWYCH, UŚREDNIENIE 10s .....	45
RYS. 1.88 THDU, WARTOŚCI ŚREDNIE DLA FALOWNIKÓW TRÓJFAZOWYCH, UŚREDNIENIE 10s .....	46
RYS. 1.89 THDU, FALOWNIKI TRÓJFAZOWE, PRZEDZIAŁ CZASU 550-950[s], UŚREDNIENIE 10s.....	46
RYS. 1.90 THDU, FALOWNIKI TRÓJFAZOWE, PRZEDZIAŁ CZASU 1150-1860[s], UŚREDNIENIE 10s .....	46
RYS. 1.91 THDU, FALOWNIKI TRÓJFAZOWE PV13, PV17 I PV22, UŚREDNIENIE 10s .....	47
RYS. 1.92 THDU, FALOWNIKI TRÓJFAZOWE, PRZEDZIAŁ CZASU 550-950[s], UŚREDNIENIE 10s, SKALA LOGARYTMICZNA ...	47

Rys. 1.93 THDU, FALOWNIKI JEDNOFAZOWE, UŚREDNIENIE 10s, SKALA LOGARYTMICZNA .....	47
Rys. 1.94 THDU, FALOWNIKI TRÓJFAZOWE, PRZEDZIAŁ CZASU 1150-1860[s], UŚREDNIENIE 10s, SKALA LOGARYTMICZNA	48
Rys. 1.95 MOC P, FALOWNIKI TRÓJFAZOWE .....	48
Rys. 1.96 P, PORÓWNANIE RÓŻNYCH WARTOŚCI DLA WSZYSTKICH FALOWNIKÓW TRÓJFAZOWYCH .....	49
Rys. 1.97 P, WARTOŚCI ŚREDNIE DLA WSZYSTKICH FALOWNIKÓW .....	49
Rys. 1.98 MOC P, FALOWNIKI TRÓJFAZOWE PV15 I PV19 .....	50
Rys. 1.99 MOC P, FALOWNIKI TRÓJFAZOWE PV13, PV17 I PV22 .....	50
Rys. 1.100 P, PORÓWNANIE RÓŻNYCH WARTOŚCI DLA FALOWNIKÓW PV13, PV17 I PV22 .....	51
Rys. 1.101 P, WARTOŚCI ŚREDNIE DLA PV13, PV17 I PV22 .....	51
Rys. 1.102 THDU VS IRRADIANCJA, WSZYSTKIE FALOWNIKI TRÓJFAZOWE .....	51
Rys. 1.103 IAC, FALOWNIKI JEDNOFAZOWE .....	52
Rys. 1.104 IAC, PORÓWNANIE RÓŻNYCH WARTOŚCI DLA WSZYSTKICH FALOWNIKÓW JEDNOFAZOWYCH .....	53
Rys. 1.105 IAC, WARTOŚCI ŚREDNIE DLA WSZYSTKICH FALOWNIKÓW .....	53
Rys. 1.106 IAC, FALOWNIKI JEDNOFAZOWE BEZ PV02 I PV06 .....	54
Rys. 1.107 IAC, PORÓWNANIE RÓŻNYCH WARTOŚCI DLA WSZYSTKICH FALOWNIKÓW JEDNOFAZOWYCH BEZ PV02 I PV06 ..	54
Rys. 1.108 IAC, WARTOŚCI ŚREDNIE DLA WSZYSTKICH FALOWNIKÓW BEZ PV02 I PV06 .....	55
Rys. 1.109 IAC, FALOWNIKI JEDNOFAZOWE PV02 I PV06 .....	55
Rys. 1.110 IAC, PORÓWNANIE RÓŻNYCH WARTOŚCI DLA FALOWNIKÓW PV02 I PV06 .....	55
Rys. 1.111 IAC, WARTOŚCI ŚREDNIE DLA FALOWNIKÓW PV02 I PV06 .....	56
Rys. 1.112 THDI, FALOWNIKI JEDNOFAZOWE .....	56
Rys. 1.113 THDI, PORÓWNANIE RÓŻNYCH WARTOŚCI DLA WSZYSTKICH FALOWNIKÓW JEDNOFAZOWYCH .....	57
Rys. 1.114 THDI, WARTOŚCI ŚREDNIE DLA WSZYSTKICH FALOWNIKÓW .....	57
Rys. 1.115 THDI, FALOWNIKI JEDNOFAZOWE BEZ PV2 .....	58
Rys. 1.116 THDI, PORÓWNANIE RÓŻNYCH WARTOŚCI DLA FALOWNIKÓW JEDNOFAZOWYCH BEZ PV2 .....	58
Rys. 1.117 THDI, WARTOŚCI ŚREDNIE DLA FALOWNIKÓW JEDNOFAZOWYCH BEZ PV2 .....	59
Rys. 1.118 UAC, FALOWNIKI JEDNOFAZOWE .....	59
Rys. 1.119 UAC, PORÓWNANIE RÓŻNYCH WARTOŚCI DLA FALOWNIKÓW JEDNOFAZOWYCH .....	60
Rys. 1.120 UAC, WARTOŚCI ŚREDNIE DLA FALOWNIKÓW JEDNOFAZOWYCH .....	60
Rys. 1.121 UAC, FALOWNIKI JEDNOFAZOWE PV02 I PV06 .....	61
Rys. 1.122 UAC, PORÓWNANIE RÓŻNYCH WARTOŚCI DLA FALOWNIKÓW PV02 I PV06 .....	61
Rys. 1.123 UAC, WARTOŚCI ŚREDNIE DLA FALOWNIKÓW PV02 I PV06 .....	61
Rys. 1.124 UAC, FALOWNIKI JEDNOFAZOWE, UŚREDNIENIE 10s .....	62
Rys. 1.125 UAC, PORÓWNANIE RÓŻNYCH WARTOŚCI DLA FALOWNIKÓW JEDNOFAZOWYCH, UŚREDNIENIE 10s .....	62
Rys. 1.126 UAC, WARTOŚCI ŚREDNIE DLA FALOWNIKÓW JEDNOFAZOWYCH, UŚREDNIENIE 10s .....	63
Rys. 1.127 THDU, FALOWNIKI JEDNOFAZOWE .....	63
Rys. 1.128 THDU, PORÓWNANIE RÓŻNYCH WARTOŚCI DLA WSZYSTKICH FALOWNIKÓW JEDNOFAZOWYCH .....	64
Rys. 1.129 THDU, WARTOŚCI ŚREDNIE DLA WSZYSTKICH FALOWNIKÓW .....	64
Rys. 1.130 THDU, FALOWNIKI JEDNOFAZOWE PV02 I PV06 .....	64
Rys. 1.131 THDU, PORÓWNANIE RÓŻNYCH WARTOŚCI DLA FALOWNIKÓW PV02 I PV06 .....	65
Rys. 1.132 THDU, WARTOŚCI ŚREDNIE DLA FALOWNIKÓW PV02 I PV06 .....	65
Rys. 1.133 THDU, FALOWNIKI JEDNOFAZOWE PV01 I PV06 .....	65
Rys. 1.134 THDU, FALOWNIKI JEDNOFAZOWE, UŚREDNIENIE 10s .....	66
Rys. 1.135 THDU, PORÓWNANIE RÓŻNYCH WARTOŚCI DLA WSZYSTKICH FALOWNIKÓW JEDNOFAZOWYCH, UŚREDNIENIE 10s .....	66
Rys. 1.136 THDU, WARTOŚCI ŚREDNIE DLA WSZYSTKICH FALOWNIKÓW, UŚREDNIENIE 10s .....	67
Rys. 1.137 THDU, FALOWNIKI JEDNOFAZOWE PV02 I PV06, UŚREDNIANIE 10s .....	67
Rys. 1.138 THDU, PORÓWNANIE RÓŻNYCH WARTOŚCI DLA FALOWNIKÓW PV02 I PV06, UŚREDNIANIE 10s .....	67
Rys. 1.139 THDU, WARTOŚCI ŚREDNIE DLA FALOWNIKÓW PV02 I PV06, UŚREDNIANIE 10s .....	68
Rys. 1.140 THDU, FALOWNIKI JEDNOFAZOWE PV01 I PV06, UŚREDNIANIE 10s .....	68
Rys. 1.141 THDU, FALOWNIKI JEDNOFAZOWE, UŚREDNIANIE 10s, SKALA LOGARYTMICZNA .....	68

RYS. 1.142 THDU, FALOWNIKI JEDNOFAZOWE BEZ PV02 I PV06, UŚREDNIANIE 10s, SKALA LOGARYTMICZNA .....	69
RYS. 1.143 THDU, FALOWNIKI JEDNOFAZOWE PV02 I PV06, UŚREDNIANIE 10s, SKALA LOGARYTMICZNA.....	69
RYS. 1.144 Moc P, FALOWNIKI JEDNOFAZOWE.....	69
RYS. 1.145 P, PORÓWNANIE RÓŻNYCH WARTOŚCI DLA WSZYSTKICH FALOWNIKÓW JEDNOFAZOWYCH.....	70
RYS. 1.146 P, WARTOŚCI ŚREDNIE DLA WSZYSTKICH FALOWNIKÓW.....	70
RYS. 1.147 P, FALOWNIKI JEDNOFAZOWE BEZ PV02 I PV06 .....	71
RYS. 1.148 P, PORÓWNANIE RÓŻNYCH WARTOŚCI DLA WSZYSTKICH FALOWNIKÓW JEDNOFAZOWYCH BEZ PV02 I PV06 ....	71
RYS. 1.149 P, WARTOŚCI ŚREDNIE DLA WSZYSTKICH FALOWNIKÓW BEZ PV02 I PV06 .....	72
RYS. 1.150 P, FALOWNIKI JEDNOFAZOWE PV02 I PV06.....	72
RYS. 1.151 P, PORÓWNANIE RÓŻNYCH WARTOŚCI DLA FALOWNIKÓW PV02 I PV06 .....	72
RYS. 1.152 P, WARTOŚCI ŚREDNIE DLA FALOWNIKÓW PV02 I PV06 .....	73
RYS. 1.153 THDU VS IRRADIANCJA, WSZYSTKIE FALOWNIKI JEDNOFAZOWE .....	73
RYS. 1.154 IAC, FALOWNIKI TRÓJFAZOWE .....	74
RYS. 1.155 IAC, PORÓWNANIE RÓŻNYCH WARTOŚCI DLA WSZYSTKICH FALOWNIKÓW TRÓJFAZOWYCH.....	74
RYS. 1.156 IAC, WARTOŚCI ŚREDNIE DLA WSZYSTKICH FALOWNIKÓW .....	75
RYS. 1.157 THDI, FALOWNIKI TRÓJFAZOWE .....	75
RYS. 1.158 THDI, PORÓWNANIE RÓŻNYCH WARTOŚCI DLA WSZYSTKICH FALOWNIKÓW TRÓJFAZOWYCH .....	76
RYS. 1.159 THDI, WARTOŚCI ŚREDNIE DLA WSZYSTKICH FALOWNIKÓW .....	76
RYS. 1.160 UAC, FALOWNIKI TRÓJFAZOWE, WARTOŚĆ ŚREDNIA Z TRZECH FAZ .....	77
RYS. 1.161 UAC, PORÓWNANIE RÓŻNYCH WARTOŚCI DLA FALOWNIKÓW TRÓJFAZOWYCH, WARTOŚĆ ŚREDNIA Z TRZECH FAZ	77
RYS. 1.162 UAC, WARTOŚCI ŚREDNIE DLA FALOWNIKÓW TRÓJFAZOWYCH, WARTOŚĆ ŚREDNIA Z TRZECH FAZ .....	78
RYS. 1.163 UAC, FALOWNIKI TRÓJFAZOWE, FAZA PIERWSZA (UAC-E2[V]) .....	78
RYS. 1.164 UAC, PORÓWNANIE RÓŻNYCH WARTOŚCI DLA FALOWNIKÓW TRÓJFAZOWYCH, FAZA PIERWSZA (UAC-E2[V])....	79
RYS. 1.165 UAC, WARTOŚCI ŚREDNIE DLA FALOWNIKÓW TRÓJFAZOWYCH, FAZA PIERWSZA (UAC-E2[V]).....	79
RYS. 1.166 UAC, FALOWNIKI TRÓJFAZOWE, FAZA DRUGA (UAC-E3[V]) .....	79
RYS. 1.167 UAC, PORÓWNANIE RÓŻNYCH WARTOŚCI DLA FALOWNIKÓW TRÓJFAZOWYCH, FAZA DRUGA (UAC-E3[V]) .....	80
RYS. 1.168 UAC, WARTOŚCI ŚREDNIE DLA FALOWNIKÓW TRÓJFAZOWYCH, FAZA DRUGA (UAC-E3[V]) .....	80
RYS. 1.169 UAC, FALOWNIKI TRÓJFAZOWE, FAZA TRZECIA (UAC-E4[V]) .....	81
RYS. 1.170 UAC, PORÓWNANIE RÓŻNYCH WARTOŚCI DLA FALOWNIKÓW TRÓJFAZOWYCH, FAZA TRZECIA (UAC-E4[V]) .....	81
RYS. 1.171 UAC, WARTOŚCI ŚREDNIE DLA FALOWNIKÓW TRÓJFAZOWYCH, FAZA TRZECIA (UAC-E4[V]) .....	82
RYS. 1.172 UAC, FALOWNIKI TRÓJFAZOWE, WSZYSTKIE TRZY FAZY RAZEM.....	82
RYS. 1.173 UAC, FALOWNIKI TRÓJFAZOWE, WARTOŚĆ ŚREDNIA Z TRZECH FAZ, UŚREDNIENIE 10s .....	82
RYS. 1.174 UAC, FALOWNIKI TRÓJFAZOWE, WSZYSTKIE TRZY FAZY RAZEM, UŚREDNIENIE 10s .....	83
RYS. 1.175 THDU, FALOWNIKI TRÓJFAZOWE .....	83
RYS. 1.176 THDU, PORÓWNANIE RÓŻNYCH WARTOŚCI DLA WSZYSTKICH FALOWNIKÓW TRÓJFAZOWYCH.....	84
RYS. 1.177 THDU, WARTOŚCI ŚREDNIE DLA WSZYSTKICH FALOWNIKÓW .....	84
RYS. 1.178 THDU, FALOWNIKI TRÓJFAZOWE, UŚREDNIENIE 10s .....	84
RYS. 1.179 THDU, PORÓWNANIE RÓŻNYCH WARTOŚCI DLA FALOWNIKÓW TRÓJFAZOWYCH, UŚREDNIENIE 10s .....	85
RYS. 1.180 THDU, WARTOŚCI ŚREDNIE DLA FALOWNIKÓW TRÓJFAZOWYCH, UŚREDNIENIE 10s .....	85
RYS. 1.181 THDU, FALOWNIKI TRÓJFAZOWE, UŚREDNIENIE 10s, SKALA LOGARYTMICZNA .....	86
RYS. 1.182 Moc P, FALOWNIKI TRÓJFAZOWE .....	86
RYS. 1.183 P, PORÓWNANIE RÓŻNYCH WARTOŚCI DLA WSZYSTKICH FALOWNIKÓW TRÓJFAZOWYCH .....	87
RYS. 1.184 P, WARTOŚCI ŚREDNIE DLA WSZYSTKICH FALOWNIKÓW.....	87
RYS. 1.185 THDU VS IRRADIANCJA, WSZYSTKIE FALOWNIKI TRÓJFAZOWE.....	87
RYS. 1.186 IAC, FALOWNIKI JEDNOFAZOWE .....	88
RYS. 1.187 IAC, PORÓWNANIE RÓŻNYCH WARTOŚCI DLA WSZYSTKICH FALOWNIKÓW JEDNOFAZOWYCH .....	89
RYS. 1.188 IAC, WARTOŚCI ŚREDNIE DLA WSZYSTKICH FALOWNIKÓW .....	89
RYS. 1.189 IAC, FALOWNIKI JEDNOFAZOWE BEZ PV02.....	89
RYS. 1.190 IAC, PORÓWNANIE RÓŻNYCH WARTOŚCI DLA WSZYSTKICH FALOWNIKÓW JEDNOFAZOWYCH BEZ PV02.....	90
RYS. 1.191 IAC, WARTOŚCI ŚREDNIE DLA WSZYSTKICH FALOWNIKÓW BEZ PV02.....	90



Rys. 1.192 THDI, FALOWNIKI JEDNOFAZOWE .....	91
Rys. 1.193 THDI, PORÓWNANIE RÓŻNYCH WARTOŚCI DLA WSZYSTKICH FALOWNIKÓW JEDNOFAZOWYCH.....	92
Rys. 1.194 THDI, WARTOŚCI ŚREDNIE DLA WSZYSTKICH FALOWNIKÓW.....	92
Rys. 1.195 THDI DLA FALOWNIKÓW PV01 I PV06 .....	92
Rys. 1.196 THDI DLA WSZYSTKICH FALOWNIKÓW BEZ PV01, PV02 I PV06.....	93
Rys. 1.197 THDI, PORÓWNANIE RÓŻNYCH WARTOŚCI DLA FALOWNIKÓW JEDNOFAZOWYCH BEZ PV01, PV02 I PV06 .....	93
Rys. 1.198 THDI, WARTOŚCI ŚREDNIE DLA FALOWNIKÓW JEDNOFAZOWYCH BEZ PV01, PV02 I PV06 .....	94
Rys. 1.199 UAC, FALOWNIKI JEDNOFAZOWE .....	94
Rys. 1.200 UAC, PORÓWNANIE RÓŻNYCH WARTOŚCI DLA FALOWNIKÓW JEDNOFAZOWYCH.....	95
Rys. 1.201 UAC, WARTOŚCI ŚREDNIE DLA FALOWNIKÓW JEDNOFAZOWYCH .....	95
Rys. 1.202 UAC, FALOWNIKI JEDNOFAZOWE, UŚREDNIENIE 10s.....	96
Rys. 1.203 UAC, PORÓWNANIE RÓŻNYCH WARTOŚCI DLA FALOWNIKÓW JEDNOFAZOWYCH, UŚREDNIENIE 10s .....	96
Rys. 1.204 UAC, WARTOŚCI ŚREDNIE DLA FALOWNIKÓW JEDNOFAZOWYCH, UŚREDNIENIE 10s.....	97
Rys. 1.205 THDU, FALOWNIKI JEDNOFAZOWE.....	97
Rys. 1.206 THDU, PORÓWNANIE RÓŻNYCH WARTOŚCI DLA WSZYSTKICH FALOWNIKÓW JEDNOFAZOWYCH.....	98
Rys. 1.207 THDU, WARTOŚCI ŚREDNIE DLA WSZYSTKICH FALOWNIKÓW .....	98
Rys. 1.208 THDU, FALOWNIKI JEDNOFAZOWE BEZ PV01 I PV06.....	98
Rys. 1.209 THDU, PORÓWNANIE RÓŻNYCH WARTOŚCI DLA WSZYSTKICH FALOWNIKÓW JEDNOFAZOWYCH BEZ PV01 I PV06 .....	99
Rys. 1.210 THDU, WARTOŚCI ŚREDNIE DLA WSZYSTKICH FALOWNIKÓW BEZ PV01 I PV06.....	99
Rys. 1.211 THDU, FALOWNIKI JEDNOFAZOWE PV01 I PV06 .....	100
Rys. 1.212 THDU, FALOWNIKI JEDNOFAZOWE, UŚREDNIENIE 10s.....	100
Rys. 1.213 THDU, PORÓWNANIE RÓŻNYCH WARTOŚCI DLA WSZYSTKICH FALOWNIKÓW JEDNOFAZOWYCH, UŚREDNIENIE 10s .....	101
Rys. 1.214 THDU, WARTOŚCI ŚREDNIE DLA WSZYSTKICH FALOWNIKÓW, UŚREDNIENIE 10s .....	101
Rys. 1.215 THDU, FALOWNIKI JEDNOFAZOWE BEZ PV01 I PV06, UŚREDNIENIE 10s .....	101
Rys. 1.216 THDU, PORÓWNANIE RÓŻNYCH WARTOŚCI DLA WSZYSTKICH FALOWNIKÓW JEDNOFAZOWYCH BEZ PV01 I PV06, UŚREDNIENIE 10s.....	102
Rys. 1.217 THDU, WARTOŚCI ŚREDNIE DLA WSZYSTKICH FALOWNIKÓW BEZ PV01 I PV06, UŚREDNIENIE 10s .....	102
Rys. 1.218 THDU, FALOWNIKI JEDNOFAZOWE PV01 I PV06, UŚREDNIENIE 10s.....	103
Rys. 1.219 THDU, FALOWNIKI JEDNOFAZOWE, UŚREDNIENIE 10s, SKALA LOGARYTMICZNA .....	103
Rys. 1.220 THDU, FALOWNIKI JEDNOFAZOWE BEZ PV01 I PV06, UŚREDNIENIE 10s, SKALA LOGARYTMICZNA .....	103
Rys. 1.221 THDU, FALOWNIKI JEDNOFAZOWE PV01 I PV06, UŚREDNIENIE 10s, SKALA LOGARYTMICZNA.....	104
Rys. 1.222 MOC P, FALOWNIKI JEDNOFAZOWE .....	104
Rys. 1.223 P, PORÓWNANIE RÓŻNYCH WARTOŚCI DLA WSZYSTKICH FALOWNIKÓW JEDNOFAZOWYCH .....	105
Rys. 1.224 P, WARTOŚCI ŚREDNIE DLA WSZYSTKICH FALOWNIKÓW .....	105
Rys. 1.225 IAC, FALOWNIKI TRÓJFAZOWE .....	106
Rys. 1.226 IAC, PORÓWNANIE RÓŻNYCH WARTOŚCI DLA WSZYSTKICH FALOWNIKÓW TRÓJFAZOWYCH .....	107
Rys. 1.227 IAC, WARTOŚCI ŚREDNIE DLA WSZYSTKICH FALOWNIKÓW .....	107
Rys. 1.228 IAC, FALOWNIKI TRÓJFAZOWE BEZ PV18, PV19 I PV23 .....	107
Rys. 1.229 IAC, PORÓWNANIE RÓŻNYCH WARTOŚCI DLA FALOWNIKÓW TRÓJFAZOWYCH BEZ PV18, PV19 I PV23 .....	108
Rys. 1.230 IAC, WARTOŚCI ŚREDNIE DLA FALOWNIKÓW BEZ PV18, PV19 I PV23.....	108
Rys. 1.231 IAC, FALOWNIKI TRÓJFAZOWE PV18, PV19 I PV23 .....	109
Rys. 1.232 IAC, PORÓWNANIE RÓŻNYCH WARTOŚCI DLA FALOWNIKÓW TRÓJFAZOWYCH PV18, PV19 I PV23.....	109
Rys. 1.233 IAC, WARTOŚCI ŚREDNIE DLA FALOWNIKÓW PV18, PV19 I PV23 .....	109
Rys. 1.234 THDI, FALOWNIKI TRÓJFAZOWE.....	110
Rys. 1.235 THDI, PORÓWNANIE RÓŻNYCH WARTOŚCI DLA WSZYSTKICH FALOWNIKÓW TRÓJFAZOWYCH .....	110
Rys. 1.236 THDI, WARTOŚCI ŚREDNIE DLA WSZYSTKICH FALOWNIKÓW.....	111
Rys. 1.237 THDI, FALOWNIK PV23.....	111
Rys. 1.238 THDI, FALOWNIKI PV13 I PV15 .....	111

RYS. 1.239 UAC, FALOWNIKI TRÓJFAZOWE .....	112
RYS. 1.240 UAC, PORÓWNANIE RÓŻNYCH WARTOŚCI DLA FALOWNIKÓW TRÓJFAZOWYCH .....	112
RYS. 1.241 UAC, WARTOŚCI ŚREDNIE DLA FALOWNIKÓW TRÓJFAZOWYCH .....	113
RYS. 1.242 UAC, FALOWNIKI TRÓJFAZOWE PV18, PV19 I PV23 .....	113
RYS. 1.243 UAC, FALOWNIKI PV12, UŚREDNIENIE TRZECH FAZ .....	113
RYS. 1.244 UAC, FALOWNIKI PV12, POSZCZEGÓLNE FAZY .....	114
RYS. 1.245 UAC, FALOWNIKI TRÓJFAZOWE, UŚREDNIENIE 10s .....	114
RYS. 1.246 UAC, PORÓWNANIE RÓŻNYCH WARTOŚCI DLA FALOWNIKÓW TRÓJFAZOWYCH, UŚREDNIENIE 10s .....	115
RYS. 1.247 UAC, WARTOŚCI ŚREDNIE DLA FALOWNIKÓW TRÓJFAZOWYCH, UŚREDNIENIE 10s .....	115
RYS. 1.248 THDU, FALOWNIKI TRÓJFAZOWE .....	116
RYS. 1.249 THDU, PORÓWNANIE RÓŻNYCH WARTOŚCI DLA WSZYSTKICH FALOWNIKÓW TRÓJFAZOWYCH .....	116
RYS. 1.250 THDU, WARTOŚCI ŚREDNIE DLA WSZYSTKICH FALOWNIKÓW .....	117
RYS. 1.251 THDU, FALOWNIKI TRÓJFAZOWE BEZ PV13, PV15, PV22 I PV24 .....	117
RYS. 1.252 THDU, PORÓWNANIE RÓŻNYCH WARTOŚCI DLA FALOWNIKÓW TRÓJFAZOWYCH BEZ PV13, PV15, PV22 I PV24 .....	118
RYS. 1.253 THDU, WARTOŚCI ŚREDNIE DLA FALOWNIKÓW TRÓJFAZOWYCH BEZ PV13, PV15, PV22 I PV24 .....	118
RYS. 1.254 THDU, FALOWNIKI TRÓJFAZOWE PV13, PV15, PV22 I PV24 .....	118
RYS. 1.255 THDU, PORÓWNANIE RÓŻNYCH WARTOŚCI DLA FALOWNIKÓW TRÓJFAZOWYCH PV13, PV15, PV22 I PV24 .....	119
RYS. 1.256 THDU, WARTOŚCI ŚREDNIE DLA FALOWNIKÓW TRÓJFAZOWYCH PV13, PV15, PV22 I PV24 .....	119
RYS. 1.257 THDU, FALOWNIKI TRÓJFAZOWE, UŚREDNIENIE 10s .....	120
RYS. 1.258 THDU, PORÓWNANIE RÓŻNYCH WARTOŚCI DLA WSZYSTKICH FALOWNIKÓW TRÓJFAZOWYCH, UŚREDNIENIE 10s .....	120
RYS. 1.259 THDU, WARTOŚCI ŚREDNIE DLA WSZYSTKICH FALOWNIKÓW, UŚREDNIENIE 10s .....	121
RYS. 1.260 THDU, FALOWNIKI TRÓJFAZOWE BEZ PV13, PV15, PV22 I PV24, UŚREDNIENIE 10s .....	121
RYS. 1.261 THDU, PORÓWNANIE RÓŻNYCH WARTOŚCI DLA FALOWNIKÓW TRÓJFAZOWYCH BEZ PV13, PV15, PV22 I PV24, UŚREDNIENIE 10s .....	122
RYS. 1.262 THDU, WARTOŚCI ŚREDNIE DLA FALOWNIKÓW TRÓJFAZOWYCH BEZ PV13, PV15, PV22 I PV24, UŚREDNIENIE 10s .....	122
RYS. 1.263 THDU, FALOWNIKI TRÓJFAZOWE PV13, PV15, PV22 I PV24, UŚREDNIENIE 10s .....	122
RYS. 1.264 THDU, PORÓWNANIE RÓŻNYCH WARTOŚCI DLA FALOWNIKÓW TRÓJFAZOWYCH PV13, PV15, PV22 I PV24, UŚREDNIENIE 10s .....	123
RYS. 1.265 THDU, WARTOŚCI ŚREDNIE DLA FALOWNIKÓW TRÓJFAZOWYCH PV13, PV15, PV22 I PV24, UŚREDNIENIE 10s .....	123
RYS. 1.266 THDU, FALOWNIKI TRÓJFAZOWE, UŚREDNIENIE 10s, SKALA LOGARYTMICZNA .....	124
RYS. 1.267 THDU, FALOWNIKI TRÓJFAZOWE BEZ PV13, PV15, PV22 I PV24, UŚREDNIENIE 10s, SKALA LOGARYTMICZNA .....	124
RYS. 1.268 THDU, FALOWNIKI TRÓJFAZOWE PV13, PV15, PV22 I PV24, UŚREDNIENIE 10s, SKALA LOGARYTMICZNA ..	124
RYS. 1.269 MOC P, FALOWNIKI TRÓJFAZOWE .....	125
RYS. 1.270 P, PORÓWNANIE RÓŻNYCH WARTOŚCI DLA WSZYSTKICH FALOWNIKÓW TRÓJFAZOWYCH .....	125
RYS. 1.271 P, WARTOŚCI ŚREDNIE DLA WSZYSTKICH FALOWNIKÓW .....	126
RYS. 1.272 IAC, FALOWNIKI JEDNOFAZOWE .....	126
RYS. 1.273 IAC, PORÓWNANIE RÓŻNYCH WARTOŚCI DLA WSZYSTKICH FALOWNIKÓW JEDNOFAZOWYCH .....	127
RYS. 1.274 IAC, WARTOŚCI ŚREDNIE DLA WSZYSTKICH FALOWNIKÓW .....	127
RYS. 1.275 GRUPA FALOWNIKÓW Z WYSOKIMI WARTOŚCIAMI IAC: PV02, PV04, PV06, PV09 I PV11 .....	128
RYS. 1.276 GRUPA FALOWNIKÓW Z NISKIMI WARTOŚCIAMI IAC: PV01, PV05, PV07, PV08 I PV10 .....	128
RYS. 1.277 THDI, FALOWNIKI JEDNOFAZOWE .....	129
RYS. 1.278 THDI, FALOWNIKI ODRÓŻNIAJĄCE SIĘ OD POZOSTAŁYCH: PV03, PV04, PV06, PV08 I PV09 .....	130
RYS. 1.279 THDI, PORÓWNANIE RÓŻNYCH WARTOŚCI DLA WSZYSTKICH FALOWNIKÓW JEDNOFAZOWYCH .....	130
RYS. 1.280 THDI, WARTOŚCI ŚREDNIE DLA WSZYSTKICH FALOWNIKÓW .....	130
RYS. 1.281 UAC, FALOWNIKI JEDNOFAZOWE .....	131

Rys. 1.282 UAC, PORÓWNANIE RÓŻNYCH WARTOŚCI DLA FALOWNIKÓW JEDNOFAZOWYCH.....	131
Rys. 1.283 UAC, WARTOŚCI ŚREDNIE DLA FALOWNIKÓW JEDNOFAZOWYCH .....	132
Rys. 1.284 NAPIĘCIE UAC DLA GRUPY FALOWNIKÓW Z WYSOKIMI WARTOŚCIAMI IAC: PV02, PV04, PV06, PV09 I PV11 .....	132
Rys. 1.285 NAPIĘCIE UAC DLA GRUPY FALOWNIKÓW Z NISKIMI WARTOŚCIAMI IAC: PV01, PV05, PV07, PV08 I PV10.	133
Rys. 1.286 UAC, FALOWNIKI JEDNOFAZOWE, UŚREDNIENIE 10s .....	133
Rys. 1.287 UAC, PORÓWNANIE RÓŻNYCH WARTOŚCI DLA FALOWNIKÓW JEDNOFAZOWYCH, UŚREDNIENIE 10s .....	134
Rys. 1.288 UAC, WARTOŚCI ŚREDNIE DLA FALOWNIKÓW JEDNOFAZOWYCH, UŚREDNIENIE 10s .....	134
Rys. 1.289 THDU, FALOWNIKI JEDNOFAZOWE .....	135
Rys. 1.290 THDU, PORÓWNANIE RÓŻNYCH WARTOŚCI DLA WSZYSTKICH FALOWNIKÓW JEDNOFAZOWYCH.....	135
Rys. 1.291 THDU, WARTOŚCI ŚREDNIE DLA WSZYSTKICH FALOWNIKÓW .....	136
Rys. 1.292 THDU, FALOWNIKI JEDNOFAZOWE BEZ PV06 .....	136
Rys. 1.293 THDU, PORÓWNANIE RÓŻNYCH WARTOŚCI DLA WSZYSTKICH FALOWNIKÓW JEDNOFAZOWYCH BEZ PV06 ....	137
Rys. 1.294 THDU, WARTOŚCI ŚREDNIE DLA WSZYSTKICH FALOWNIKÓW BEZ PV06 .....	137
Rys. 1.295 THDU, FALOWNIKI JEDNOFAZOWE, UŚREDNIENIE 10s.....	137
Rys. 1.296 THDU, PORÓWNANIE RÓŻNYCH WARTOŚCI DLA WSZYSTKICH FALOWNIKÓW JEDNOFAZOWYCH, UŚREDNIENIE 10s .....	138
Rys. 1.297 THDU, WARTOŚCI ŚREDNIE DLA WSZYSTKICH FALOWNIKÓW, UŚREDNIENIE 10s .....	138
Rys. 1.298 THDU, FALOWNIKI JEDNOFAZOWE BEZ PV06, UŚREDNIENIE 10s .....	139
Rys. 1.299 THDU, PORÓWNANIE RÓŻNYCH WARTOŚCI DLA WSZYSTKICH FALOWNIKÓW JEDNOFAZOWYCH BEZ PV06, UŚREDNIENIE 10s.....	139
Rys. 1.300 THDU, WARTOŚCI ŚREDNIE DLA WSZYSTKICH FALOWNIKÓW BEZ PV06, UŚREDNIENIE 10s.....	140
Rys. 1.301 THDU, FALOWNIKI JEDNOFAZOWE, UŚREDNIENIE 10s, SKALA LOGARYTMICZNA .....	140
Rys. 1.302 THDU, FALOWNIKI JEDNOFAZOWE BEZ PV06, UŚREDNIENIE 10s, SKALA LOGARYTMICZNA .....	140
Rys. 1.303 MOC P, FALOWNIKI JEDNOFAZOWE .....	141
Rys. 1.304 P, PORÓWNANIE RÓŻNYCH WARTOŚCI DLA WSZYSTKICH FALOWNIKÓW JEDNOFAZOWYCH .....	141
Rys. 1.305 P, WARTOŚCI ŚREDNIE DLA WSZYSTKICH FALOWNIKÓW .....	142
Rys. 1.306 MOC P, FALOWNIKI JEDNOFAZOWE, KTÓRE PODJĘŁY PRACĘ: PV02, PV03, PV04, PV06, PV09 I PV11 ....	142
Rys. 1.307 P, PORÓWNANIE RÓŻNYCH WARTOŚCI DLA FALOWNIKÓW PV02, PV03, PV04, PV06, PV09 I PV11 .....	143
Rys. 1.308 P, WARTOŚCI ŚREDNIE DLA WSZYSTKICH FALOWNIKÓW PV02, PV03, PV04, PV06, PV09 I PV11.....	143
Rys. 1.309 IAC, FALOWNIKI TRÓJFAZOWE .....	144
Rys. 1.310 IAC, PORÓWNANIE RÓŻNYCH WARTOŚCI DLA WSZYSTKICH FALOWNIKÓW TRÓJFAZOWYCH .....	144
Rys. 1.311 IAC, WARTOŚCI ŚREDNIE DLA WSZYSTKICH FALOWNIKÓW .....	145
Rys. 1.312 IAC, FALOWNIKI BEZ PV18, PV19, PV21 I PV23 .....	145
Rys. 1.313 IAC, PORÓWNANIE RÓŻNYCH WARTOŚCI DLA FALOWNIKÓW BEZ PV18, PV19, PV21 I PV23 .....	146
Rys. 1.314 IAC, WARTOŚCI ŚREDNIE DLA FALOWNIKÓW BEZ PV18, PV19, PV21 I PV23 .....	146
Rys. 1.315 IAC, FALOWNIKI PV18, PV19 I PV23.....	146
Rys. 1.316 IAC, PORÓWNANIE RÓŻNYCH WARTOŚCI DLA FALOWNIKÓW PV18, PV19 I PV23.....	147
Rys. 1.317 THDI, FALOWNIKI TRÓJFAZOWE .....	147
Rys. 1.318 THDI, PORÓWNANIE RÓŻNYCH WARTOŚCI DLA WSZYSTKICH FALOWNIKÓW TRÓJFAZOWYCH .....	148
Rys. 1.319 THDI, WARTOŚCI ŚREDNIE DLA WSZYSTKICH FALOWNIKÓW.....	148
Rys. 1.320 THDI, NAJBARDZIEJ ODSTAJĄCE OD POZOSTAŁYCH CH-KI: PV19 I PV21 .....	149
Rys. 1.321 THDI, WSZYSTKIE FALOWNIKI BEZ PV19 I PV21 .....	149
Rys. 1.322 THDI, PORÓWNANIE RÓŻNYCH WARTOŚCI DLA FALOWNIKÓW TRÓJFAZOWYCH BEZ PV19 I PV21.....	150
Rys. 1.323 THDI, WARTOŚCI ŚREDNIE DLA FALOWNIKÓW TRÓJFAZOWYCH BEZ PV19 I PV21.....	150
Rys. 1.324 UAC, FALOWNIKI TRÓJFAZOWE.....	151
Rys. 1.325 UAC, PORÓWNANIE RÓŻNYCH WARTOŚCI DLA FALOWNIKÓW TRÓJFAZOWYCH .....	151
Rys. 1.326 UAC, WARTOŚCI ŚREDNIE DLA FALOWNIKÓW TRÓJFAZOWYCH.....	152
Rys. 1.327 UAC, FALOWNIKI TRÓJFAZOWE BEZ PV22 .....	152
Rys. 1.328 UAC, FALOWNIKI PV18, PV19 I PV23, POSZCZEGÓLNE FAZY .....	152

RYS. 1.329 UAC, FALOWNIKI PV18, PV19 I PV23, WARTOŚĆ UŚREDNIONA .....	153
RYS. 1.330 UAC, FALOWNIK PV22 .....	153
RYS. 1.331 UAC, FALOWNIKI TRÓJFAZOWE, UŚREDNIENIE 10s .....	153
RYS. 1.332 UAC, PORÓWNANIE RÓŻNYCH WARTOŚCI DLA FALOWNIKÓW TRÓJFAZOWYCH, UŚREDNIENIE 10s.....	154
RYS. 1.333 UAC, WARTOŚCI ŚREDNIE DLA FALOWNIKÓW TRÓJFAZOWYCH, UŚREDNIENIE 10s.....	154
RYS. 1.334 THDU, FALOWNIKI TRÓJFAZOWE .....	155
RYS. 1.335 THDU, PORÓWNANIE RÓŻNYCH WARTOŚCI DLA WSZYSTKICH FALOWNIKÓW TRÓJFAZOWYCH.....	155
RYS. 1.336 THDU, WARTOŚCI ŚREDNIE DLA WSZYSTKICH FALOWNIKÓW .....	156
RYS. 1.337 THDU, FALOWNIKI TRÓJFAZOWE BEZ PV13, PV15, PV22 I PV24 .....	156
RYS. 1.338 THDU, PORÓWNANIE RÓŻNYCH WARTOŚCI DLA WSZYSTKICH FALOWNIKÓW TRÓJFAZOWYCH BEZ PV13, PV15, PV22 I PV24.....	157
RYS. 1.339 THDU, WARTOŚCI ŚREDNIE DLA WSZYSTKICH FALOWNIKÓW BEZ PV13, PV15, PV22 I PV24 .....	157
RYS. 1.340 THDU, FALOWNIKI TRÓJFAZOWE PV13, PV15, PV22 I PV24.....	157
RYS. 1.341 THDU, PORÓWNANIE RÓŻNYCH WARTOŚCI DLA WSZYSTKICH FALOWNIKÓW TRÓJFAZOWYCH PV13, PV15, PV22 I PV24.....	158
RYS. 1.342 THDU, WARTOŚCI ŚREDNIE DLA WSZYSTKICH FALOWNIKÓW PV13, PV15, PV22 I PV24.....	158
RYS. 1.343 THDU, FALOWNIKI TRÓJFAZOWE, UŚREDNIENIE 10s .....	159
RYS. 1.344 THDU, PORÓWNANIE RÓŻNYCH WARTOŚCI DLA WSZYSTKICH FALOWNIKÓW TRÓJFAZOWYCH, UŚREDNIENIE 10s .....	159
RYS. 1.345 THDU, WARTOŚCI ŚREDNIE DLA WSZYSTKICH FALOWNIKÓW, UŚREDNIENIE 10s.....	160
RYS. 1.346 THDU, FALOWNIKI TRÓJFAZOWE BEZ PV13, PV15, PV22 I PV24, UŚREDNIENIE 10s.....	160
RYS. 1.347 THDU, PORÓWNANIE RÓŻNYCH WARTOŚCI DLA WSZYSTKICH FALOWNIKÓW TRÓJFAZOWYCH BEZ PV13, PV15, PV22 I PV24, UŚREDNIENIE 10s .....	161
RYS. 1.348 THDU, WARTOŚCI ŚREDNIE DLA WSZYSTKICH FALOWNIKÓW BEZ PV13, PV15, PV22 I PV24, UŚREDNIENIE 10s .....	161
RYS. 1.349 THDU, FALOWNIKI TRÓJFAZOWE PV13, PV15, PV22 I PV24, UŚREDNIENIE 10s .....	161
RYS. 1.350 THDU, PORÓWNANIE RÓŻNYCH WARTOŚCI DLA WSZYSTKICH FALOWNIKÓW TRÓJFAZOWYCH PV13, PV15, PV22 I PV24, UŚREDNIENIE 10s .....	162
RYS. 1.351 THDU, WARTOŚCI ŚREDNIE DLA WSZYSTKICH FALOWNIKÓW PV13, PV15, PV22 I PV24, UŚREDNIENIE 10s	162
RYS. 1.352 THDU, FALOWNIKI TRÓJFAZOWE, UŚREDNIENIE 10s, SKALA LOGARYTMICZNA .....	163
RYS. 1.353 THDU, FALOWNIKI TRÓJFAZOWE BEZ PV13, PV15, PV22 I PV24, UŚREDNIENIE 10s, SKALA LOGARYTMICZNA .....	163
RYS. 1.354 THDU, FALOWNIKI TRÓJFAZOWE PV13, PV15, PV22 I PV24, UŚREDNIENIE 10s, SKALA LOGARYTMICZNA ..	163
RYS. 1.355 MOC P, FALOWNIKI TRÓJFAZOWE .....	164
RYS. 1.356 P, PORÓWNANIE RÓŻNYCH WARTOŚCI DLA WSZYSTKICH FALOWNIKÓW TRÓJFAZOWYCH .....	164
RYS. 1.357 P, WARTOŚCI ŚREDNIE DLA WSZYSTKICH FALOWNIKÓW.....	165
RYS. 1.358 P, FALOWNIKI BEZ PV18, PV19, PV21 I PV23 .....	165
RYS. 1.359 P, PORÓWNANIE RÓŻNYCH WARTOŚCI DLA FALOWNIKÓW BEZ PV18, PV19, PV21 I PV23.....	166
RYS. 1.360 P, WARTOŚCI ŚREDNIE DLA FALOWNIKÓW BEZ PV18, PV19, PV21 I PV23 .....	166
RYS. 1.361 P, FALOWNIKI PV18, PV19 I PV23 .....	166
RYS. 1.362 P, PORÓWNANIE RÓŻNYCH WARTOŚCI DLA FALOWNIKÓW PV18, PV19 I PV23 .....	167
RYS. 1.363 P, WARTOŚCI ŚREDNIE DLA FALOWNIKÓW PV18, PV19 I PV23 .....	167

## Załącznik B: Spis rysunków

RYS. 2.1 PYTANIE 3. „ŹRÓDŁAMI ROZPROSZONYMI W RAMACH KLASTRA SĄ LUB BĘDĄ:”	3
RYS. 2.2 PYTANIE 4. „POWODY POWOŁANIA KLASTRA”	4
RYS. 2.3 PYTANIE 7. „JAKIE KORZYŚCI POWINIEN PRZYNIĘŚĆ PAŃSTWA KLASTER LOKALNEJ SPOŁECZNOŚCI?”	5
RYS. 2.4 PYTANIE 34. „JAKIE KORZYŚCI POWINNY PRZYNOŚIĆ KLASTRY LOKALNYM SPOŁECZNOŚCIOM:”	6
RYS. 2.5 PYTANIE 38. „KTÓRE ROZPROSZONE ŹRÓDŁA ENERGII PAŃSTWA ZDANIEM SĄ NAJBARDZIEJ EKONOMICZNIE I TECHNICZNIE KORZYSTNE DLA ROZWOJU ENERGETYKI ROZPROSZONEJ W KLASTRACH ENERGII?”	7
RYS. 2.6 PYTANIE 1. „SIEĆ ENERGETYCZNA BĘDĄCA PRZEDMIOTEM DZIAŁANIA OPERATORA”	9
RYS. 2.7 PYTANIE 40. „CZY ZNANE SĄ PAŃSTWU POWODY POWOŁANIA NA PAŃSTWA TERENIE KLASTRÓW ENERGII?”	10
RYS. 2.8 PYTANIE 46. „CZY POWOŁANIE I WSPÓŁPRACA Z KLASTRAMI NA TERENIE DZIAŁANIA OPERATORA PRZYNIESIE KORZYŚCI LOKALNEJ SPOŁECZNOŚCI?”	11
RYS. 2.9 PYTANIE 47. „CZY Z PERSPEKTYWY OPERATORA TWORZENIE KLASTRÓW ENERGII JEST ZJAWISKIEM KORZYSTNYM?”	11
RYS. 2.10 PYTANIA 6 I 7. „RODZAJ ROZPROSZONYCH ŹRÓDEŁ ENERGII ISTNIEJĄCYCH NA OBSZARZE DZIAŁANIA OPERATORA ORAZ LICZBA ŹRÓDEŁ O MOCY WIĘKSZEJ NIŻ 100 KW”	12
RYS. 2.11 PYTANIE 39. „ŹRÓDŁAMI ROZPROSZONYMI ISTNIEJĄCYMI W RAMACH POWOŁANEGO KLASTRA/KLASTRÓW ENERGII SĄ/BĘDĄ GŁÓWNI?”	13
RYS. 2.12 PYTANIE 15. „CAŁKOWITA MOC ROZPROSZONYCH ŹRÓDEŁ W RELACJI DO MOCY KONSUMOWANEJ NA OBSZARZE DZIAŁANIA OPERATORA”	14
RYS. 2.13 PYTANIE 16. „DOMINUJĄCA MOC JEDNOSTKOWA INSTALACJI PV ORAZ PROCENTOWY UDZIAŁ INSTALACJI PV O DOMINUJĄCEJ MOCY JEDNOSTKOWEJ DO OGÓŁU INSTALACJI PV NA OBSZARZE DZIAŁANIA OPERATORA”	15
RYS. 2.14 PYTANIE 57. „NAJBARDZIEJ KORZYSTNE EKONOMICZNIE I TECHNICZNIE ROZPROSZONE ŹRÓDŁA ENERGII W OPINII OPERATORÓW”	16
RYS. 2.15 PYTANIE 21. „CZY STWIERDZONO WYSTĘPOWANIE W SIECI DYSTRYBUCYJNEJ PROBLEMÓW TECHNICZNYCH ZWIĄZANYCH Z PRACĄ ŹRÓDEŁ ROZPROSZONYCH?”	17
RYS. 2.16 PYTANIE 22. „CZY W PUNKCIE PRZYŁĄCZENIA ROZPROSZONYCH ŹRÓDEŁ ENERGII INSTALOWANE SĄ REJESTRATORY JAKOŚCI NAPIĘCIA?”	18
RYS. 2.17 PYTANIE 22A. „RODZAJ REJESTRATORA STOSOWANEGO DO POMIARU WSKAŹNIKÓW JAKOŚCI DOSTAWY ENERGII ELEKTRYCZNEJ”	18
RYS. 2.18 PYTANIE 23. „GDZIE ARCHIWIZOWANE SĄ DANE Z REJESTRATORÓW WSKAŹNIKÓW JAKOŚCI DOSTAWY ENERGII?”	18
RYS. 2.19 PYTANIE 48. „POZIOM GENERACJI LOKALNEJ W RELACJI DO KONSUMPCJI ENERGII W RAMACH KLASTRÓW ISTNIEJĄCYCH NA OBSZARZE DZIAŁANIA OPERATORA”	19
RYS. 2.20 PYTANIE 50 I PYTANIE 51. „CZY ZGODNIE Z WIEDZĄ OPERATORÓW ISTNIEJE LOKALNE BILANSOWANIE ENERGII W RAMACH KLASTRÓW DZIAŁAJĄCYCH NA ICH OBSZARZE?”	20
RYS. 2.21 PYTANIE 24. „CZY ISTNIEJE CIĄGŁY POMIAR MOCY ŹRÓDŁA ENERGII?”	20
RYS. 2.22 PYTANIE 1. „PROSIMY O WSKAZANIE TYPU INSTYTUCJI”	24
RYS. 2.23 PYTANIE 2. „JAKA JEST FORMA PRAWNA PAŃSTWA INSTYTUCJI?”	24
RYS. 2.24 PYTANIE 3. „JAKI JEST PROFIL DZIAŁANIA PAŃSTWA INSTYTUCJI W OBSZARZE ENERGETYKI ROZPROSZONEJ (ER)”	25
RYS. 2.25 PYTANIE 4. „PROSZĘ WSKAZAĆ OBSZAR PAŃSTWA ZAINTERESOWANIA W ZAKRESIE ENERGETYKI ROZPROSZONEJ (ER)”	26
RYS. 2.26 PYTANIE 5. „PROSZĘ WSKAZAĆ MAKSYMUM 3 ŹRÓDŁA ROZPROSZONE W OBRĘBIE ZAINTERESOWANIA INSTYTUCJI”	26
RYS. 2.27 PYTANIE 9. „CZY ZNANE SĄ PAŃSTWU ZASADY FUNKCJONOWANIA KLASTRÓW ENERGII?”	27
RYS. 2.28 PYTANIE 14. „CZY UWAŻAJĄ PAŃSTWO, ŻE KLASTRY ENERGII MOGĄ ODEGRAĆ ISTOTNĄ ROLĘ W ROZWOJU ENERGETYKI ROZPROSZONEJ W POLSCE?”	27
RYS. 2.29 PYTANIE 15. „JAKIE KORZYŚCI LOKALNYM SPOŁECZNOŚCIOM POWINNY PRZYNOŚIĆ KLASTRY?”	28
RYS. 2.30 PYTANIE 16. „PROSZĘ WSKAZAĆ ROZPROSZONE ŹRÓDŁA ENERGII, KTÓRE, PAŃSTWA ZDANIEM, SĄ NAJBARDZIEJ EKONOMICZNIE I TECHNICZNIE KORZYSTNE DLA ROZWOJU ENERGETYKI ROZPROSZONEJ W KLASTRACH ENERGII?”	28
RYS. 2.31 PYTANIE 19. „JAKIE MOTYWACJE WEDŁUG PAŃSTWA MOGĄ MIEĆ ZNACZENIE DLA ZAANGAŻOWANIA MIESZKAŃCÓW W DZIAŁANIA KLASTRA ENERGII?”	29

RYS. 2.32 PYTANIE 20. „JAKIE MOTYWACJE WEDŁUG PAŃSTWA MOGĄ MIEĆ ZNACZENIE DLA ZAANGAŻOWANIA PRZEDSIĘBIORCÓW W DZIAŁANIA KLASTRA ENERGII?” .....	29
RYS. 2.33 PYTANIE 21. „JAKIE MOTYWACJE WEDŁUG PAŃSTWA MOGĄ MIEĆ ZNACZENIE DLA ZAANGAŻOWANIA JEDNOSTEK SAMORZĄDU TERYTORIALNEGO W DZIAŁANIA KLASTRA ENERGII?” .....	30
RYS. 2.34 PYTANIE 22. CZY WIDZĄ PAŃSTWO POTRZEBĘ ZMIANY REGULACJI PRAWNYCH OKREŚLAJĄCYCH WARUNKI FUNKCJONOWANIA ROZWOJU KLASTRÓW ENERGII? .....	31

## 16. Spis równań

(3.1) .....	59
(3.2) .....	61
(3.3) .....	61
(3.4) .....	61
(3.5) .....	62
(3.6) .....	62
(3.7) .....	62
(3.8) .....	62
(3.9) .....	63
(3.10).....	64
(3.11).....	64
(3.12).....	65
(3.13).....	65
(3.14).....	65
(3.15).....	65
(3.16).....	66
(3.17).....	66
(3.18).....	66
(3.19).....	67
(3.20).....	67
(3.21).....	67
(3.22).....	67
(3.23).....	67
(3.24).....	67

## 17. Spis tabel

TABELA 2.1 PARAMETRY TECHNICZNE AKUMULATORA HZY EV 12V-110AH [118] .....	37
TABELA 3.1 PARAMETRY JAKOŚCI ENERGII ELEKTRYCZNEJ W NORMIE PN-EN 50160 .....	50
TABELA 3.2 ZESTAWIENIE KRYTERIÓW JAKOŚCI ENERGII ELEKTRYCZNEJ WEDŁUG NORMY PN-EN 50160 DLA SIECI NISKIEGO NAPIĘCIA (DO 1 kV) I ŚREDNIEGO NAPIĘCIA (DO 36 kV) [154].....	51
TABELA 3.3 ZESTAWIENIE KRYTERIÓW JAKOŚCI ENERGII ELEKTRYCZNEJ WEDŁUG ROZPORZĄDZENIA MINISTRA GOSPODARKI Z 4 MAJA 2007 R. W SPRAWIE SZCZEGÓŁOWYCH WARUNKÓW FUNKCJONOWANIA SYSTEMU ELEKTROENERGETYCZNEGO DLA GRUP PRZYŁĄCZENIOWYCH I I II [154] .....	52
TABELA 3.4 PODZIAŁ STATYSTYCZNY WZROSTÓW WEDŁUG PN-EN 50160 [154] .....	52
TABELA 3.5 PODZIAŁ STATYSTYCZNY ZAPADÓW WEDŁUG PN- EN 50160 [154].....	53
TABELA 3.6 PODZIAŁ STATYSTYCZNY PRZERW WG ROZPORZĄDZENIA MINISTRA GOSPODARKI [154] .....	53
TABELA 3.7 ZAWARTOŚĆ DOPUSZCZALNYCH WARTOŚCI WYŻSZYCH HARMONICZNYCH NAPIĘCIA W PROCENTACH W ODNIESIENIU DO HARMONICZNEJ PODSTAWOWEJ WG PN-EN 50160 DLA NISKIEJ I ŚREDNIEJ WARTOŚCI NAPIĘCIA ZASILAJĄCEGO[2][121][122] .....	62
TABELA 4.1 EC BUDYNEK NR. 8 RODZAJE MODUŁÓW PV.....	73
TABELA 4.2 DANE TECHNICZNE MODUŁU PV A-SUN ENERGY TYPU ASUN240WP .....	75
TABELA 4.3 DANE TECHNICZNE MODUŁU CP-SOLAR TYPU CPS 185WP .....	75
TABELA 4.4 PNT EURO-CENTRUM BUDYNEK NR. 8, WSPÓŁRZĘDNE GEOGRAFICZNE .....	78
TABELA 4.5 PNT EURO-CENTRUM BUDYNEK NR. 8, PARAMETRY POMIARU .....	79
TABELA 4.6 BUDYNEK NR. 8, DANE PRĄDU IRMS.....	79
TABELA 4.7 BUDYNEK NR. 8, DANE THDI .....	80
TABELA 4.8 BUDYNEK NR. 8, DANE URMS .....	81
TABELA 4.9 BUDYNEK NR. 8, POWOLNE ZMIANY NAPIĘCIA - STATYSTYKA.....	82
TABELA 4.10 BUDYNEK NR. 8, POWOLNE ZMIANY NAPIĘCIA – WARTOŚCI POMIAROWE.....	82
TABELA 4.11 BUDYNEK NR. 8, SZYBKE ZMIANY NAPIĘCIA - STATYSTYKA.....	83
TABELA 4.12 BUDYNEK NR. 8, ASYMETRIA NAPIĘCIA - STATYSTYKA .....	83
TABELA 4.13 BUDYNEK NR. 8, ASYMETRIA NAPIĘCIA – WARTOŚCI POMIAROWE .....	83
TABELA 4.14 BUDYNEK NR. 8, CZĘSTOTLIWOŚĆ NAPIĘCIA - STATYSTYKA.....	83
TABELA 4.15 BUDYNEK NR. 8, CZĘSTOTLIWOŚĆ NAPIĘCIA – WARTOŚCI POMIAROWE .....	84
TABELA 4.16 BUDYNEK NR. 8, PLT – STATYSTYKA .....	84
TABELA 4.17 BUDYNEK NR. 8, PLT – WARTOŚCI POMIAROWE .....	84
TABELA 4.18 BUDYNEK NR. 8, DANE THDU .....	85
TABELA 4.19 BUDYNEK NR. 8, THD I HARMONICZNE NAPIĘCIA – STATYSTYKA .....	86
TABELA 4.20 BUDYNEK NR. 8, THD I HARMONICZNE NAPIĘCIA – WARTOŚCI POMIAROWE .....	86
TABELA 4.21 BUDYNEK NR. 8, DANE P.....	87
TABELA 4.22 EC BUDYNEK NR. 10 RODZAJE MODUŁÓW PV.....	88
TABELA 4.23 EC BUDYNEK NR. 10, FALOWNIKI - DACH I TEREN .....	91
TABELA 4.24 EC BUDYNEK NR. 10, FALOWNIKI - ELEWACJA.....	92
TABELA 4.25 EC BUDYNEK NR. 10, ZESTAWIENIE TYPÓW FALOWNIKÓW - DACH, TEREN I ELEWACJA.....	93
TABELA 4.26 PNT EURO-CENTRUM BUDYNEK NR. 10, WSPÓŁRZĘDNE GEOGRAFICZNE .....	93
TABELA 4.27 PNT EURO-CENTRUM BUDYNEK NR. 10, PARAMETRY POMIARU .....	94
TABELA 4.28 BUDYNEK NR. 10, DANE PRĄDU IRMS.....	95
TABELA 4.29 PNT EURO-CENTRUM BUDYNEK NR. 10, WSPÓŁCZYNNIK SZCZYTU DLA PRĄDU.....	96
TABELA 4.30 BUDYNEK NR. 10, DANE THDI .....	97
TABELA 4.31 BUDYNEK NR. 10, HARMONICZNE PRĄDU, RZĄD H2-H40, WARTOŚĆ BEZWZGLĘDNA [A] .....	102
TABELA 4.32 BUDYNEK NR. 10, HARMONICZNE PRĄDU, RZĄD H2-H40, WZGLĘDEM RMS .....	103
TABELA 4.33 BUDYNEK NR. 10, HARMONICZNE PRĄDU, H5 I H7, WARTOŚĆ BEZWZGLĘDNA .....	103
TABELA 4.34 BUDYNEK NR. 10, HARMONICZNE PRĄDU, H5 I H7, WZGLĘDEM RMS.....	104



TABELA 4.35 BUDYNEK NR. 10, HARMONICZNE PRĄDU W PRZEWODZIE N, RZĄD H2-H40, ZESTAWIENIE WARTOŚCI: WZGLĘDEM H01, BEZWZGLĘDNYCH, WZGLĘDEM RMS .....	108
TABELA 4.36 BUDYNEK NR. 10, HARMONICZNE PRĄDU W PRZEWODZIE N: H3, H5 I H7, ZESTAWIENIE WARTOŚCI: WZGLĘDEM H01, BEZWZGLĘDNYCH I WZGLĘDEM RMS.....	108
TABELA 4.37 BUDYNEK NR. 10, DANE URMS .....	109
TABELA 4.38 PNT EURO-CENTRUM BUDYNEK NR. 10, CZĘSTOTLIWOŚĆ NAPIĘCIA .....	110
TABELA 4.39 PNT EURO-CENTRUM BUDYNEK NR. 10, WSPÓŁCZYNNIK SZCZYTU DLA NAPIĘCIA .....	110
TABELA 4.40 BUDYNEK NR. 10, DANE THDU .....	111
TABELA 4.41 BUDYNEK NR. 10, HARMONICZNE NAPIĘCIA, RZĄD H2-H40, WZGLĘDEM PODSTAWOWEJ (H01) .....	115
TABELA 4.42 BUDYNEK NR. 10, HARMONICZNE NAPIĘCIA, RZĄD H2-H40, WARTOŚĆ BEZWZGLĘDNA.....	116
TABELA 4.43 BUDYNEK NR. 10, HARMONICZNE NAPIĘCIA, RZĄD H2-H40, WZGLĘDEM RMS.....	117
TABELA 4.44 BUDYNEK NR. 10, HARMONICZNE NAPIĘCIA, RZĄD H2-H40, ZESTAWIENIE WARTOŚCI: WZGLĘDEM H01, BEZWZGLĘDNYCH, WZGLĘDEM RMS .....	118
TABELA 4.45 BUDYNEK NR. 10, HARMONICZNE NAPIĘCIA, H5 I H7, WZGLĘDEM PODSTAWOWEJ (H01).....	118
TABELA 4.46 BUDYNEK NR. 10, HARMONICZNE NAPIĘCIA, H5 I H7, WARTOŚĆ BEZWZGLĘDNA .....	118
TABELA 4.47 BUDYNEK NR. 10, HARMONICZNE NAPIĘCIA, H5 I H7, WZGLĘDEM RMS .....	119
TABELA 4.48 BUDYNEK NR. 10, HARMONICZNE NAPIĘCIA, H5 I H7, ZESTAWIENIE WARTOŚCI: WZGLĘDEM H01, BEZWZGLĘDNYCH I WZGLĘDEM RMS .....	119
TABELA 4.49 BUDYNEK NR. 10, DANE P .....	121
TABELA 4.50 EC BUDYNEK NR. 11 RODZAJE MODUŁÓW PV .....	123
TABELA 4.51 EC BUDYNEK NR. 11, FALOWNIKI - DACH I ELEWACJA .....	124
TABELA 4.52 PNT EURO-CENTRUM BUDYNEK NR. 11, WSPÓŁRZĘDNE GEOGRAFICZNE .....	125
TABELA 4.53 PNT EURO-CENTRUM BUDYNEK NR. 11, PARAMETRY POMIARU .....	126
TABELA 4.54 BUDYNEK NR. 11, DANE PRĄDU IRMS.....	127
TABELA 4.55 BUDYNEK NR. 11, DANE THDI.....	129
TABELA 4.56 BUDYNEK NR. 11, HARMONICZNE PRĄDU, RZĄD H2-H50, WZGLĘDEM PODSTAWOWEJ (H01) .....	131
TABELA 4.57 PNT EURO-CENTRUM BUDYNEK NR. 11, PORÓWNANIE HARMONICZNYCH PRĄDU W RÓŻNYCH PORACH DNIA I NOCY .....	133
TABELA 4.58 BUDYNEK NR. 11, ASYMETRIA PRĄDU.....	135
TABELA 4.59 BUDYNEK NR. 11, DANE URMS (WARTOŚCI UŚREDNIONE 10MIN).....	136
TABELA 4.60 BUDYNEK NR. 11, DANE URMS (WARTOŚCI PRÓBKOWANE 3S).....	136
TABELA 4.61 PNT EURO-CENTRUM BUDYNEK NR. 11, CZĘSTOTLIWOŚĆ NAPIĘCIA .....	141
TABELA 4.62 BUDYNEK NR. 11, CZĘSTOTLIWOŚĆ NAPIĘCIA – WARTOŚCI STATYSTYCZNE I POMIAROWE .....	141
TABELA 4.63 BUDYNEK NR.11, POWOLNE ZMIANY NAPIĘCIA – WARTOŚCI STATYSTYCZNE I POMIAROWE .....	142
TABELA 4.64 BUDYNEK NR. 11, ASYMETRIA NAPIĘCIA.....	142
TABELA 4.65 BUDYNEK NR. 11, ASYMETRIA NAPIĘCIA – WARTOŚCI STATYSTYCZNE I POMIAROWE.....	142
TABELA 4.66 BUDYNEK NR. 11, PST.....	143
TABELA 4.67 BUDYNEK NR. 11, PLT.....	144
TABELA 4.68 BUDYNEK NR. 11, PLT – WARTOŚCI STATYSTYCZNE I POMIAROWE.....	144
TABELA 4.69 BUDYNEK NR. 11, DANE THDU .....	148
TABELA 4.70 PNT EURO-CENTRUM BUDYNEK NR. 11, PORÓWNANIE HARMONICZNYCH NAPIĘCIA W RÓŻNYCH PORACH DNIA I NOCY .....	151
TABELA 4.71 BUDYNEK NR. 11, THD I HARMONICZNE NAPIĘCIA – STATYSTYKA I WARTOŚCI POMIAROWE.....	153
TABELA 4.72 BUDYNEK NR. 11, DANE P .....	154
TABELA 5.1 LABORATORIUM PV AGH, DACH BUDYNKU C3, PARAMETRY SYSTEMU .....	156
TABELA 5.2 AGH DACH BUDYNKU C3, RODZAJE MODUŁÓW PV .....	162
TABELA 5.3 DANE TECHNICZNE INWERTERÓW SOLAREDGE SE4000 I SMA SUNNY BOY 2.5 1VL-40 .....	163
TABELA 5.4 AGH C3, FALOWNIKI, ŁAŃCUCHY MODUŁÓW, NACHYLENIE I AZYMUT .....	165
TABELA 5.5 AGH BUDYNEK C3, WSPÓŁRZĘDNE GEOGRAFICZNE .....	168
TABELA 5.6 LABORATORIUM PV AGH, PARAMETRY POMIARU .....	168

TABELA 5.7 LABORATORIUM PV AGH BUDYNEK C3, MIESIĘCZNE PORÓWNANIE PRODUKCJI ENERGII ELEKTRYCZNEJ DLA CAŁOŚCI INSTALACJI (SOLAREEDGE + SMA) .....	171
TABELA 5.8 LABORATORIUM PV AGH BUDYNEK C3, GRAFICZNE PORÓWNANIE PRODUKCJI ENERGII ELEKTRYCZNEJ DLA CZĘŚCI NR. 1 SYSTEMU (SOLAREEDGE) [151].....	172
TABELA 5.9 ZESTAWIENIE MODUŁÓW Z BIAŁĄ I CZARNĄ RAMKĄ O MOCY 260 [WP] .....	176
TABELA 5.10 BEP 260WP, DANE ENERGIA .....	177
TABELA 5.11 BEP 260WP, DANE PRĄD.....	178
TABELA 5.12 BEP 260WP, DANE NAPIĘCIE .....	180
TABELA 5.13 BEP 260WP, DANE MOC .....	181
TABELA 5.14 ZESTAWIENIE MODUŁÓW Z BIAŁĄ I CZARNĄ RAMKĄ O MOCY 285 [WP] .....	182
TABELA 5.15 BEM 285WP, DANE ENERGIA .....	183
TABELA 5.16 BEM 285WP, DANE PRĄD .....	184
TABELA 5.17 BEM 285WP, DANE NAPIĘCIE.....	186
TABELA 5.18 BEM 285WP, DANE MOC .....	187
TABELA 5.19 CZĘSTOTLIWOŚĆ NAPIĘCIA DLA FALOWNIKÓW NR. 1, 2 I 3, 22.08-28.08.2022.....	190
TABELA 5.20 PRĄD DLA FALOWNIKÓW NR. 1, 2 I 3, 22.08-28.08.2022 .....	190
TABELA 6.1 TAURON GLIWICE, RODZAJE MODUŁÓW PV .....	195
TABELA 6.2 TAURON GLIWICE, FALOWNIKI.....	198
TABELA 6.3 TAURON GLIWICE, WSPÓŁRZĘDNE GEOGRAFICZNE .....	199
TABELA 6.4 DANE Z LICZNIKA ZIELONEJ ENERGII Z OKRESU PAŹDZIERNIK 2014- GRUDZIEŃ 2016 [12].....	200
TABELA 6.5 WYDAJNOŚĆ INSTALACJI PV, DANE Z INWERTERÓW: STYCZEŃ 2015 – GRUDZIEŃ 2015 [12].....	204
TABELA 6.6 WYDAJNOŚĆ INSTALACJI PV, DANE Z INWERTERÓW: STYCZEŃ 2016 – GRUDZIEŃ 2016 [12].....	204
TABELA 6.7 CZĘSTOTLIWOŚĆ ZASILANIA, WYNIK [12].....	205
TABELA 6.8 CZĘSTOTLIWOŚĆ ZASILANIA, WARTOŚCI [12].....	205
TABELA 6.9 NIESYMETRIA NAPIĘĆ, WARTOŚCI [12] .....	205
TABELA 6.10 ODCHYLENIA NAPIĘCIA, 95% CZASU [12] .....	206
TABELA 6.11 ODCHYLENIA NAPIĘCIA, 100% CZASU [12] .....	206
TABELA 6.12 PLT, MIGOTANIE ŚWIATŁA [12] .....	206
TABELA 6.13 THD NAPIĘCIA, WARTOŚCI [12] .....	207
TABELA 6.14 DOPUSZCZALNE POZIOMY HARMONICZNYCH NAPIĘCIA WEDŁUG [122].....	207
TABELA 6.15 WYNIK POMIARÓW HARMONICZNYCH INDYWIDUALNYCH [12] .....	207
TABELA 6.16 PODSUMOWANIE POMIARÓW [12].....	210
TABELA 7.1 DANE TECHNICZNE ANALIZATORA - WEJŚCIA NAPIĘCIOWE [158] .....	212
TABELA 7.2 DANE TECHNICZNE ANALIZATORA - WEJŚCIA PRĄDOWE [158] .....	213
TABELA 7.3 PARAMETRY MIERZONE W BADANEJ INSTALACJI 60 kWp.....	214
TABELA 7.4 WSKAŹNIK $P_{ST}$ W BADANEJ INSTALACJI .....	216
TABELA 7.5 PODSUMOWANIE WARTOŚCI WSPÓŁCZYNNIKÓW ODKSZTAŁCENIA NAPIĘCIA $THD_U$ W BADANEJ INSTALACJI ....	219
TABELA 7.6 PARAMETRY MIERZONE W BADANEJ INSTALACJI 311 kWp.....	221
TABELA 7.7 CZĘSTOTLIWOŚĆ NAPIĘCIA BADANEJ INSTALACJI .....	224
TABELA 7.8 WARTOŚĆ SKUTECZNA NAPIĘCIA BADANEJ INSTALACJI - CAŁOŚĆ PRÓBEK .....	227
TABELA 7.9 WARTOŚĆ SKUTECZNA NAPIĘCIA BADANEJ INSTALACJI - BEZ TRZECH PRÓBEK .....	227
TABELA 7.10 WSKAŹNIK $P_{ST}$ W BADANEJ INSTALACJI - CAŁOŚĆ PRÓBEK .....	230
TABELA 7.11 WSKAŹNIK $P_{ST}$ W BADANEJ INSTALACJI - BEZ 3 PRÓBEK .....	230
TABELA 7.12 WSPÓŁCZYNNIK ODKSZTAŁCENIA NAPIĘCIA $THD_U$ I NIEPARZYSTE HARMONICZNE NAPIĘCIA FAZOWEGO W BADANEJ INSTALACJI - CAŁOŚĆ PRÓBEK .....	236
TABELA 7.13 WSPÓŁCZYNNIK ODKSZTAŁCENIA NAPIĘCIA $THD_U$ I NIEPARZYSTE HARMONICZNE NAPIĘCIA MIĘDZYFAZOWEGO W BADANEJ INSTALACJI - CAŁOŚĆ PRÓBEK .....	237
TABELA 7.14 WSPÓŁCZYNNIK ODKSZTAŁCENIA NAPIĘCIA $THD_U$ I NIEPARZYSTE HARMONICZNE NAPIĘCIA FAZOWEGO W BADANEJ INSTALACJI - BEZ 3 PRÓBEK.....	238

TABELA 7.15 WSPÓŁCZYNNIK ODKSZTAŁCENIA NAPIĘCIA THDU I NIEPARZYSTE HARMONICZNE NAPIĘCIA MIĘDZYFAZOWEGO W BADANEJ INSTALACJI - BEZ 3 PRÓBEK .....	239
TABELA 7.16 PORÓWNANIE POKRYCIA SIĘ WYNIKÓW Z CZTERECH TABEL: TABELA 7.12, TABELA 7.13, TABELA 7.14 I TABELA 7.15. ICH CZĘŚCI WSPÓLNE I RÓŻNICE .....	240
TABELA 8.1 FALOWNIKI 1-FAZOWE PODDANE TESTOM .....	242
TABELA 8.2 FALOWNIKI 3-FAZOWE PODDANE TESTOM .....	243
TABELA 8.3 WSZYSTKIE ZAPROJEKTOWANE TESTY NA ZMIENNĄ IRRADIANCJĘ I TEMPERATURĘ MODUŁÓW PV.....	248
TABELA 8.4 PARAMETRY MODUŁU S-175-195C (S-175C) FIRMY FIRST SUNERGY .....	249
TABELA 8.5 WSZYSTKIE ZAPROJEKTOWANE TESTY ZACIENIENIA DLA FALOWNIKÓW JEDNOFAZOWYCH.....	252
TABELA 8.6 WSZYSTKIE ZAPROJEKTOWANE TESTY ZACIENIENIA DLA FALOWNIKÓW TRÓJFAZOWYCH .....	253
TABELA 8.7 IAC: PORÓWNANIE CP05, ŚREDNIEJ, CP95, MAX I MIN DLA FALOWNIKÓW JEDNOFAZOWYCH .....	255
TABELA 8.8 THDI: PORÓWNANIE CP05, ŚREDNIEJ, CP95, MAX I MIN DLA FALOWNIKÓW JEDNOFAZOWYCH .....	256
TABELA 8.9 THDU: PORÓWNANIE CP05, ŚREDNIEJ, CP95, MAX I MIN DLA FALOWNIKÓW JEDNOFAZOWYCH.....	257
TABELA 8.10 THDI: PORÓWNANIE CP05, ŚREDNIEJ, CP95, MAX I MIN DLA FALOWNIKÓW TRÓJFAZOWYCH .....	260
TABELA 8.11 THDU: PORÓWNANIE CP05, ŚREDNIEJ, CP95, MAX I MIN DLA FALOWNIKÓW TRÓJFAZOWYCH.....	261
TABELA 8.12 THDI: PORÓWNANIE CP05, ŚREDNIEJ, CP95, MAX I MIN DLA FALOWNIKÓW JEDNOFAZOWYCH .....	264
TABELA 8.13 THDU: PORÓWNANIE CP05, ŚREDNIEJ, CP95, MAX I MIN DLA FALOWNIKÓW JEDNOFAZOWYCH.....	265
TABELA 8.14 THDI: PORÓWNANIE CP05, ŚREDNIEJ, CP95, MAX I MIN DLA FALOWNIKÓW TRÓJFAZOWYCH .....	268
TABELA 8.15 THDU: PORÓWNANIE CP05, ŚREDNIEJ, CP95, MAX I MIN DLA FALOWNIKÓW TRÓJFAZOWYCH.....	270
TABELA 8.16 P: PORÓWNANIE CP05, ŚREDNIEJ, CP95, MAX I MIN DLA FALOWNIKÓW TRÓJFAZOWYCH .....	271
TABELA 8.17 IAC: PORÓWNANIE CP05, ŚREDNIEJ, CP95, MAX I MIN DLA FALOWNIKÓW JEDNOFAZOWYCH .....	273
TABELA 8.18 THDI: PORÓWNANIE CP05, ŚREDNIEJ, CP95, MAX I MIN DLA FALOWNIKÓW JEDNOFAZOWYCH .....	274
TABELA 8.19 THDU: PORÓWNANIE CP05, ŚREDNIEJ, CP95, MAX I MIN DLA FALOWNIKÓW JEDNOFAZOWYCH.....	276
TABELA 8.20 IAC: PORÓWNANIE CP05, ŚREDNIEJ, CP95, MAX I MIN DLA FALOWNIKÓW TRÓJFAZOWYCH.....	278
TABELA 8.21 THDI: PORÓWNANIE CP05, ŚREDNIEJ, CP95, MAX I MIN DLA FALOWNIKÓW TRÓJFAZOWYCH .....	280

## Załącznik A: Spis tabel

TABELA 1.1 IAC: PORÓWNANIE CP05, ŚREDNIEJ, CP95, MAX I MIN DLA FALOWNIKÓW JEDNOFAZOWYCH.....	2
TABELA 1.2 IAC: PORÓWNANIE CP05, ŚREDNIEJ, CP95, MAX I MIN DLA FALOWNIKÓW JEDNOFAZOWYCH, ZAWĘŻONE OKNO CZASOWE TESTU .....	4
TABELA 1.3 THDI: PORÓWNANIE CP05, ŚREDNIEJ, CP95, MAX I MIN DLA FALOWNIKÓW JEDNOFAZOWYCH .....	5
TABELA 1.4 UAC: PORÓWNANIE CP05, ŚREDNIEJ, CP95, MAX I MIN DLA FALOWNIKÓW JEDNOFAZOWYCH .....	10
TABELA 1.5 UAC: PORÓWNANIE CP05, ŚREDNIEJ, CP95, MAX I MIN DLA FALOWNIKÓW JEDNOFAZOWYCH, ZAWĘŻONE OKNO CZASOWE TESTU .....	12
TABELA 1.6 UAC: PORÓWNANIE CP05, ŚREDNIEJ, CP95, MAX I MIN DLA FALOWNIKÓW JEDNOFAZOWYCH, UŚREDNIENIE 10s .....	13
TABELA 1.7 THDU: PORÓWNANIE CP05, ŚREDNIEJ, CP95, MAX I MIN DLA FALOWNIKÓW JEDNOFAZOWYCH .....	15
TABELA 1.8 THDU: PORÓWNANIE CP05, ŚREDNIEJ, CP95, MAX I MIN DLA FALOWNIKÓW PV02 I PV05 .....	16
TABELA 1.9 THDU: PORÓWNANIE CP05, ŚREDNIEJ, CP95, MAX I MIN DLA FALOWNIKÓW JEDNOFAZOWYCH BEZ PV01 I PV06.....	16
TABELA 1.10 THDU: PORÓWNANIE CP05, ŚREDNIEJ, CP95, MAX I MIN DLA FALOWNIKÓW JEDNOFAZOWYCH, UŚREDNIENIE 10s .....	18
TABELA 1.11 THDU: PORÓWNANIE CP05, ŚREDNIEJ, CP95, MAX I MIN DLA FALOWNIKÓW JEDNOFAZOWYCH BEZ PV01 I PV06, UŚREDNIENIE 10s .....	19
TABELA 1.12 P: PORÓWNANIE CP05, ŚREDNIEJ, CP95, MAX I MIN DLA FALOWNIKÓW JEDNOFAZOWYCH .....	22
TABELA 1.13 IAC: PORÓWNANIE CP05, ŚREDNIEJ, CP95, MAX I MIN DLA FALOWNIKÓW TRÓJFAZOWYCH .....	25
TABELA 1.14 IAC: PORÓWNANIE CP05, ŚREDNIEJ, CP95, MAX I MIN DLA FALOWNIKÓW TRÓJFAZOWYCH, ZAWĘŻONE OKNO CZASOWE TESTU .....	27
TABELA 1.15 THDI: PORÓWNANIE CP05, ŚREDNIEJ, CP95, MAX I MIN DLA FALOWNIKÓW TRÓJFAZOWYCH.....	29
TABELA 1.16 UAC: PORÓWNANIE CP05, ŚREDNIEJ, CP95, MAX I MIN DLA FALOWNIKÓW TRÓJFAZOWYCH .....	32
TABELA 1.17 UAC: PORÓWNANIE CP05, ŚREDNIEJ, CP95, MAX I MIN DLA FALOWNIKÓW TRÓJFAZOWYCH BEZ PV12 I PV23 .....	33
TABELA 1.18 UAC: PORÓWNANIE CP05, ŚREDNIEJ, CP95, MAX I MIN DLA WARTOŚCI ŚREDNIEJ Z TRZECH FAZ PV22 .....	35
TABELA 1.19 UAC: PORÓWNANIE CP05, ŚREDNIEJ, CP95, MAX I MIN DLA POSZCZEGÓLNYCH FAZ PV22 .....	35
TABELA 1.20 UAC: PORÓWNANIE CP05, ŚREDNIEJ, CP95, MAX I MIN DLA WARTOŚCI ŚREDNIEJ Z TRZECH FAZ PV23 .....	37
TABELA 1.21 UAC: PORÓWNANIE CP05, ŚREDNIEJ, CP95, MAX I MIN DLA POSZCZEGÓLNYCH FAZ PV23.....	37
TABELA 1.22 UAC: PORÓWNANIE CP05, ŚREDNIEJ, CP95, MAX I MIN DLA FALOWNIKÓW TRÓJFAZOWYCH, UŚREDNIENIE 10s .....	38
TABELA 1.23 UAC: PORÓWNANIE CP05, ŚREDNIEJ, CP95, MAX I MIN DLA FALOWNIKÓW TRÓJFAZOWYCH BEZ PV12 I PV23, UŚREDNIENIE 10s .....	39
TABELA 1.24 THDU: PORÓWNANIE CP05, ŚREDNIEJ, CP95, MAX I MIN DLA FALOWNIKÓW TRÓJFAZOWYCH .....	42
TABELA 1.25 THDU: PORÓWNANIE CP05, ŚREDNIEJ, CP95, MAX I MIN DLA FALOWNIKÓW PV13, PV17 I PV22 .....	44
TABELA 1.26 THDU: PORÓWNANIE CP05, ŚREDNIEJ, CP95, MAX I MIN DLA FALOWNIKÓW TRÓJFAZOWYCH, UŚREDNIENIE 10s .....	45
TABELA 1.27 P: PORÓWNANIE CP05, ŚREDNIEJ, CP95, MAX I MIN DLA FALOWNIKÓW TRÓJFAZOWYCH .....	49
TABELA 1.28 P: PORÓWNANIE CP05, ŚREDNIEJ, CP95, MAX I MIN DLA FALOWNIKÓW PV13, PV17 I PV22.....	50
TABELA 1.29 IAC: PORÓWNANIE CP05, ŚREDNIEJ, CP95, MAX I MIN DLA FALOWNIKÓW JEDNOFAZOWYCH.....	53
TABELA 1.30 IAC: PORÓWNANIE CP05, ŚREDNIEJ, CP95, MAX I MIN DLA FALOWNIKÓW JEDNOFAZOWYCH BEZ PV02 I PV06 .....	54
TABELA 1.31 IAC: PORÓWNANIE CP05, ŚREDNIEJ, CP95, MAX I MIN DLA FALOWNIKÓW PV02 I PV06 .....	55
TABELA 1.32 THDI: PORÓWNANIE CP05, ŚREDNIEJ, CP95, MAX I MIN DLA FALOWNIKÓW JEDNOFAZOWYCH .....	56
TABELA 1.33 THDI: PORÓWNANIE CP05, ŚREDNIEJ, CP95, MAX I MIN DLA FALOWNIKÓW JEDNOFAZOWYCH BEZ PV2.....	58
TABELA 1.34 UAC: PORÓWNANIE CP05, ŚREDNIEJ, CP95, MAX I MIN DLA FALOWNIKÓW JEDNOFAZOWYCH .....	60
TABELA 1.35 UAC: PORÓWNANIE CP05, ŚREDNIEJ, CP95, MAX I MIN DLA FALOWNIKÓW PV02 I PV06.....	61
TABELA 1.36 UAC: PORÓWNANIE CP05, ŚREDNIEJ, CP95, MAX I MIN DLA FALOWNIKÓW JEDNOFAZOWYCH, UŚREDNIENIE 10s .....	62

TABELA 1.37 THDU: PORÓWNANIE CP05, ŚREDNIEJ, CP95, MAX I MIN DLA FALOWNIKÓW JEDNOFAZOWYCH.....	63
TABELA 1.38 THDU: PORÓWNANIE CP05, ŚREDNIEJ, CP95, MAX I MIN DLA FALOWNIKÓW PV02 I PV06 .....	65
TABELA 1.39 THDU: PORÓWNANIE CP05, ŚREDNIEJ, CP95, MAX I MIN DLA FALOWNIKÓW JEDNOFAZOWYCH, UŚREDNIENIE 10s .....	66
TABELA 1.40 THDU: PORÓWNANIE CP05, ŚREDNIEJ, CP95, MAX I MIN DLA FALOWNIKÓW PV02 I PV06, UŚREDNIANIE 10s .....	67
TABELA 1.41 P: PORÓWNANIE CP05, ŚREDNIEJ, CP95, MAX I MIN DLA FALOWNIKÓW JEDNOFAZOWYCH .....	70
TABELA 1.42 P: PORÓWNANIE CP05, ŚREDNIEJ, CP95, MAX I MIN DLA FALOWNIKÓW JEDNOFAZOWYCH BEZ PV02 I PV0671	
TABELA 1.43 P: PORÓWNANIE CP05, ŚREDNIEJ, CP95, MAX I MIN DLA FALOWNIKÓW PV02 I PV06 .....	72
TABELA 1.44 IAC: PORÓWNANIE CP05, ŚREDNIEJ, CP95, MAX I MIN DLA FALOWNIKÓW TRÓJFAZOWYCH.....	74
TABELA 1.45 THDI: PORÓWNANIE CP05, ŚREDNIEJ, CP95, MAX I MIN DLA FALOWNIKÓW TRÓJFAZOWYCH .....	75
TABELA 1.46 UAC: PORÓWNANIE CP05, ŚREDNIEJ, CP95, MAX I MIN DLA FALOWNIKÓW TRÓJFAZOWYCH, WARTOŚĆ ŚREDNIA Z TRZECH FAZ .....	77
TABELA 1.47 UAC: PORÓWNANIE CP05, ŚREDNIEJ, CP95, MAX I MIN DLA FALOWNIKÓW TRÓJFAZOWYCH, FAZA PIERWSZA (UAC-E2[V]) .....	78
TABELA 1.48 UAC: PORÓWNANIE CP05, ŚREDNIEJ, CP95, MAX I MIN DLA FALOWNIKÓW TRÓJFAZOWYCH, FAZA DRUGA (UAC-E3[V]) .....	80
TABELA 1.49 UAC: PORÓWNANIE CP05, ŚREDNIEJ, CP95, MAX I MIN DLA FALOWNIKÓW TRÓJFAZOWYCH, FAZA TRZECIA (UAC-E4[V]) .....	81
TABELA 1.50 THDU: PORÓWNANIE CP05, ŚREDNIEJ, CP95, MAX I MIN DLA FALOWNIKÓW TRÓJFAZOWYCH .....	83
TABELA 1.51 THDU: PORÓWNANIE CP05, ŚREDNIEJ, CP95, MAX I MIN DLA FALOWNIKÓW TRÓJFAZOWYCH, UŚREDNIENIE 10s .....	85
TABELA 1.52 P: PORÓWNANIE CP05, ŚREDNIEJ, CP95, MAX I MIN DLA FALOWNIKÓW TRÓJFAZOWYCH .....	86
TABELA 1.53 IAC: PORÓWNANIE CP05, ŚREDNIEJ, CP95, MAX I MIN DLA FALOWNIKÓW JEDNOFAZOWYCH .....	88
TABELA 1.54 IAC: PORÓWNANIE CP05, ŚREDNIEJ, CP95, MAX I MIN DLA FALOWNIKÓW JEDNOFAZOWYCH BEZ PV02 .....	90
TABELA 1.55 THDI: PORÓWNANIE CP05, ŚREDNIEJ, CP95, MAX I MIN DLA FALOWNIKÓW JEDNOFAZOWYCH .....	91
TABELA 1.56 THDI: PORÓWNANIE CP05, ŚREDNIEJ, CP95, MAX I MIN DLA FALOWNIKÓW JEDNOFAZOWYCH BEZ PV01, PV02 I PV06 .....	93
TABELA 1.57 UAC: PORÓWNANIE CP05, ŚREDNIEJ, CP95, MAX I MIN DLA FALOWNIKÓW JEDNOFAZOWYCH .....	95
TABELA 1.58 UAC: PORÓWNANIE CP05, ŚREDNIEJ, CP95, MAX I MIN DLA FALOWNIKÓW JEDNOFAZOWYCH, UŚREDNIENIE 10s .....	96
TABELA 1.59 THDU: PORÓWNANIE CP05, ŚREDNIEJ, CP95, MAX I MIN DLA FALOWNIKÓW JEDNOFAZOWYCH.....	97
TABELA 1.60 THDU: PORÓWNANIE CP05, ŚREDNIEJ, CP95, MAX I MIN DLA FALOWNIKÓW JEDNOFAZOWYCH BEZ PV01 I PV06 .....	99
TABELA 1.61 THDU: PORÓWNANIE CP05, ŚREDNIEJ, CP95, MAX I MIN DLA FALOWNIKÓW JEDNOFAZOWYCH, UŚREDNIENIE 10s .....	100
TABELA 1.62 THDU: PORÓWNANIE CP05, ŚREDNIEJ, CP95, MAX I MIN DLA FALOWNIKÓW JEDNOFAZOWYCH BEZ PV01 I PV06, UŚREDNIENIE 10s .....	102
TABELA 1.63 P: PORÓWNANIE CP05, ŚREDNIEJ, CP95, MAX I MIN DLA FALOWNIKÓW JEDNOFAZOWYCH .....	104
TABELA 1.64 IAC: PORÓWNANIE CP05, ŚREDNIEJ, CP95, MAX I MIN DLA FALOWNIKÓW TRÓJFAZOWYCH.....	106
TABELA 1.65 IAC: PORÓWNANIE CP05, ŚREDNIEJ, CP95, MAX I MIN DLA FALOWNIKÓW TRÓJFAZOWYCH BEZ PV18, PV19 I PV23 .....	108
TABELA 1.66 IAC: PORÓWNANIE CP05, ŚREDNIEJ, CP95, MAX I MIN DLA FALOWNIKÓW TRÓJFAZOWYCH PV18, PV19 I PV23 .....	109
TABELA 1.67 THDI: PORÓWNANIE CP05, ŚREDNIEJ, CP95, MAX I MIN DLA FALOWNIKÓW TRÓJFAZOWYCH .....	110
TABELA 1.68 UAC: PORÓWNANIE CP05, ŚREDNIEJ, CP95, MAX I MIN DLA FALOWNIKÓW TRÓJFAZOWYCH .....	112
TABELA 1.69 UAC: PORÓWNANIE CP05, ŚREDNIEJ, CP95, MAX I MIN DLA FALOWNIKÓW TRÓJFAZOWYCH, UŚREDNIENIE 10s .....	114
TABELA 1.70 THDU: PORÓWNANIE CP05, ŚREDNIEJ, CP95, MAX I MIN DLA FALOWNIKÓW TRÓJFAZOWYCH .....	116

TABELA 1.71 THDU: PORÓWNANIE CP05, ŚREDNIEJ, CP95, MAX I MIN DLA FALOWNIKÓW TRÓJFAZOWYCH BEZ PV13, PV15, PV22 I PV24.....	117
TABELA 1.72 THDU: PORÓWNANIE CP05, ŚREDNIEJ, CP95, MAX I MIN DLA FALOWNIKÓW TRÓJFAZOWYCH PV13, PV15, PV22 I PV24.....	119
TABELA 1.73 THDU: PORÓWNANIE CP05, ŚREDNIEJ, CP95, MAX I MIN DLA FALOWNIKÓW TRÓJFAZOWYCH, UŚREDNIENIE 10s .....	120
TABELA 1.74 THDU: PORÓWNANIE CP05, ŚREDNIEJ, CP95, MAX I MIN DLA FALOWNIKÓW TRÓJFAZOWYCH BEZ PV13, PV15, PV22 I PV24, UŚREDNIENIE 10s .....	121
TABELA 1.75 THDU: PORÓWNANIE CP05, ŚREDNIEJ, CP95, MAX I MIN DLA FALOWNIKÓW TRÓJFAZOWYCH PV13, PV15, PV22 I PV24, UŚREDNIENIE 10s .....	123
TABELA 1.76 P: PORÓWNANIE CP05, ŚREDNIEJ, CP95, MAX I MIN DLA FALOWNIKÓW TRÓJFAZOWYCH .....	125
TABELA 1.77 IAC: PORÓWNANIE CP05, ŚREDNIEJ, CP95, MAX I MIN DLA FALOWNIKÓW JEDNOFAZOWYCH.....	127
TABELA 1.78 IAC: PORÓWNANIE CP05, ŚREDNIEJ, CP95, MAX I MIN DLA GRUPY FALOWNIKÓW Z WYSOKIMI WARTOŚCIAMI IAC: PV02, PV04, PV06, PV09 I PV11 .....	128
TABELA 1.79 IAC: PORÓWNANIE CP05, ŚREDNIEJ, CP95, MAX I MIN DLA GRUPY FALOWNIKÓW Z NISKIMI WARTOŚCIAMI IAC: PV01, PV05, PV07, PV08 I PV10.....	128
TABELA 1.80 THDI: PORÓWNANIE CP05, ŚREDNIEJ, CP95, MAX I MIN DLA FALOWNIKÓW JEDNOFAZOWYCH .....	129
TABELA 1.81 UAC: PORÓWNANIE CP05, ŚREDNIEJ, CP95, MAX I MIN DLA FALOWNIKÓW JEDNOFAZOWYCH .....	131
TABELA 1.82 UAC: PORÓWNANIE CP05, ŚREDNIEJ, CP95, MAX I MIN DLA GRUPY FALOWNIKÓW Z WYSOKIMI WARTOŚCIAMI IAC: PV02, PV04, PV06, PV09 I PV11 .....	133
TABELA 1.83 UAC: PORÓWNANIE CP05, ŚREDNIEJ, CP95, MAX I MIN DLA GRUPY FALOWNIKÓW Z NISKIMI WARTOŚCIAMI IAC: PV01, PV05, PV07, PV08 I PV10.....	133
TABELA 1.84 UAC: PORÓWNANIE CP05, ŚREDNIEJ, CP95, MAX I MIN DLA FALOWNIKÓW JEDNOFAZOWYCH, UŚREDNIENIE 10s .....	134
TABELA 1.85 THDU: PORÓWNANIE CP05, ŚREDNIEJ, CP95, MAX I MIN DLA FALOWNIKÓW JEDNOFAZOWYCH.....	135
TABELA 1.86 THDU: PORÓWNANIE CP05, ŚREDNIEJ, CP95, MAX I MIN DLA FALOWNIKÓW JEDNOFAZOWYCH BEZ PV06 .....	136
TABELA 1.87 THDU: PORÓWNANIE CP05, ŚREDNIEJ, CP95, MAX I MIN DLA FALOWNIKÓW JEDNOFAZOWYCH, UŚREDNIENIE 10s .....	138
TABELA 1.88 THDU: PORÓWNANIE CP05, ŚREDNIEJ, CP95, MAX I MIN DLA FALOWNIKÓW JEDNOFAZOWYCH BEZ PV06, UŚREDNIENIE 10s .....	139
TABELA 1.89 P: PORÓWNANIE CP05, ŚREDNIEJ, CP95, MAX I MIN DLA FALOWNIKÓW JEDNOFAZOWYCH .....	141
TABELA 1.90 P: PORÓWNANIE CP05, ŚREDNIEJ, CP95, MAX I MIN DLA FALOWNIKÓW PV02, PV03, PV04, PV06, PV09 I PV11.....	142
TABELA 1.91 IAC: PORÓWNANIE CP05, ŚREDNIEJ, CP95, MAX I MIN DLA FALOWNIKÓW TRÓJFAZOWYCH .....	144
TABELA 1.92 IAC: PORÓWNANIE CP05, ŚREDNIEJ, CP95, MAX I MIN DLA FALOWNIKÓW BEZ PV18, PV19, PV21 I PV23 .....	145
TABELA 1.93 IAC: PORÓWNANIE CP05, ŚREDNIEJ, CP95, MAX I MIN DLA FALOWNIKÓW PV18, PV19 I PV23 .....	147
TABELA 1.94 THDI: PORÓWNANIE CP05, ŚREDNIEJ, CP95, MAX I MIN DLA FALOWNIKÓW TRÓJFAZOWYCH.....	148
TABELA 1.95 THDI: PORÓWNANIE CP05, ŚREDNIEJ, CP95, MAX I MIN DLA FALOWNIKÓW TRÓJFAZOWYCH BEZ PV 19 I PV21.....	149
TABELA 1.96 UAC: PORÓWNANIE CP05, ŚREDNIEJ, CP95, MAX I MIN DLA FALOWNIKÓW TRÓJFAZOWYCH .....	151
TABELA 1.97 UAC: PORÓWNANIE CP05, ŚREDNIEJ, CP95, MAX I MIN DLA FALOWNIKÓW TRÓJFAZOWYCH, UŚREDNIENIE 10s .....	154
TABELA 1.98 THDU: PORÓWNANIE CP05, ŚREDNIEJ, CP95, MAX I MIN DLA FALOWNIKÓW TRÓJFAZOWYCH .....	155
TABELA 1.99 THDU: PORÓWNANIE CP05, ŚREDNIEJ, CP95, MAX I MIN DLA FALOWNIKÓW TRÓJFAZOWYCH BEZ PV13, PV15, PV22 I PV24.....	156
TABELA 1.100 THDU: PORÓWNANIE CP05, ŚREDNIEJ, CP95, MAX I MIN DLA FALOWNIKÓW TRÓJFAZOWYCH PV13, PV15, PV22 I PV24.....	158
TABELA 1.101 THDU: PORÓWNANIE CP05, ŚREDNIEJ, CP95, MAX I MIN DLA FALOWNIKÓW TRÓJFAZOWYCH, UŚREDNIENIE 10s .....	159

TABELA 1.102 THDU: PORÓWNANIE CP05, ŚREDNIEJ, CP95, MAX I MIN DLA FALOWNIKÓW TRÓJFAZOWYCH BEZ PV13, PV15, PV22 I PV24, UŚREDNIENIE 10s .....	160
TABELA 1.103 THDU: PORÓWNANIE CP05, ŚREDNIEJ, CP95, MAX I MIN DLA FALOWNIKÓW TRÓJFAZOWYCH PV13, PV15, PV22 I PV24, UŚREDNIENIE 10s .....	162
TABELA 1.104 P: PORÓWNANIE CP05, ŚREDNIEJ, CP95, MAX I MIN DLA FALOWNIKÓW TRÓJFAZOWYCH .....	164
TABELA 1.105 P: PORÓWNANIE CP05, ŚREDNIEJ, CP95, MAX I MIN DLA FALOWNIKÓW BEZ PV18, PV19, PV21 I PV23	165
TABELA 1.106 P: PORÓWNANIE CP05, ŚREDNIEJ, CP95, MAX I MIN DLA FALOWNIKÓW PV18, PV19 I PV23 .....	167

## **Załącznik B: Spis tabel**

TABELA 2.1 KLASTRY ENERGII BIORĄCE UDZIAŁ W PIERWSZEJ ANKIECIE .....	2
TABELA 2.2 INSTYTUCJE POPROSZONE O UDZIAŁ W TRZECIEJ ANKIECIE .....	23





## 1. Załącznik A - Badania porównawcze falowników – dodatkowe analizy

Na przedstawionych w załączniku wykresach, krzywe od PV1 do PV11 odpowiadają wynikom pomiarów dla falowników jednofazowych, natomiast krzywe od PV12 do PV24 falownikom trójfazowym. Dobór numerów krzywych jest losowy i pokrywa się z tym przedstawionym w tabelach Tabela 8.1 i Tabela 8.2. Numery przypisane są na stałe, czyli np. PV1 na wszystkich wykresach odpowiada temu samemu falownikowi.

### 1.1 Załącznik A: test jednofazowy na zmienną irradiancję i temperaturę modułów „kpiech\_hc”

#### 1.1.1 Natężenie prądu

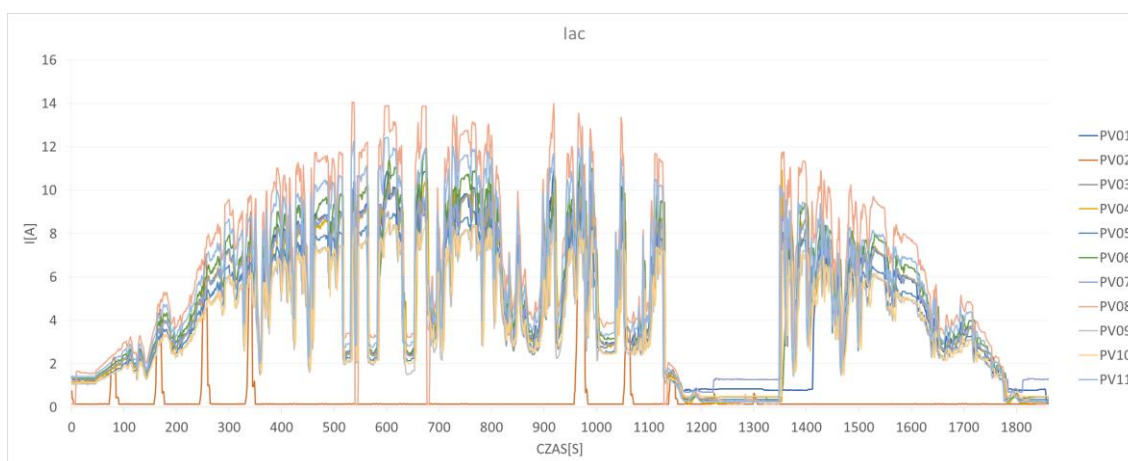
Na wykresie Rys. 1.1, przedstawiającym zależność prądu falowników  $I_{ac}$  od czasu trwania eksperymentu, zauważyć można ciekawe zdarzenie. Otóż test „kpiech\_hc” był zaprojektowany w taki sposób, aby w maksymalnie możliwy sposób zasymulować dzień obfity w różne możliwe do wystąpienia warunki atmosferyczne. I tak na przykład, są odcinki czasowe, w których mocno świeci słońce (wysoka produkcja energii elektrycznej), jak również mocno się chmurzy a co za tym idzie produkcja energii elektrycznej spada niemalże do zera. Dodatkowo postarano się, aby test był mocno zróżnicowany pod względem dynamiki występujących zmian tj. symulował warunki zarówno łagodnego przejścia ze słonecznej pogody (odznaczającej się wysoką irradiancją) do zachmurzenia, jak również gwałtowne zmiany pogody tj. bardzo duże nasłonecznienie po czym duże zacielenie (chmury bądź inne obiekty rzucające cień na panele PV). Autora pracy najbardziej interesowała praca falowników podczas tych zmian. Ich odpowiedź, produkcja energii elektrycznej, prąd, napięcie jak również zakłócenia i harmoniczne prądu i napięcia, które mogą towarzyszyć takim zdarzeniom. Kolejną rzeczą, którą chciano sprawdzić była praca falowników a dokładniej ich zachowanie, odpowiedź układu na zmiany i to w jaki sposób dane urządzenie sobie poradzi w różnych warunkach pracy, jaki wpływ ta praca może mieć na całą instalację fotowoltaiczną oraz jej oddziaływanie na sieć elektroenergetyczną do której jest włączona.

Wykres Rys. 1.1 prezentuje krzywe przebiegu prądu  $I_{ac}$  w czasie dla falowników jednofazowych podczas testu „kpiech\_hc”. Z analizy danych jak i otrzymanych charakterystyk, badacz wnioskuje, że falowniki pracują w zbliżony do siebie sposób, kształt krzywych jest podobny a co za tym idzie odpowiedź na warunki zadane w teście zbliżona. Czynnikiem odróżniającym poszczególne przebiegi jest min. wartość maksymalna  $I_{ac}$ , mieszcząca się w granicach 8,7[A] do 14,7[A]. Dane potwierdzające te spostrzeżenia pokazuje Tabela 1.1 i grafika Rys. 1.2. Natomiast w wartościach średnich po wynikach widać istotne odchylenia od wartości średniej po zbiorze wynoszącej 4,2 [A]. Większość wyników jest do siebie zbliżona i oscyluje w okolicach wartości średniej po zbiorze, jednak falowniki PV02, PV08 i PV11 odstają od tej tendencji (Rys. 1.3). PV08 i PV11 mają podwyższony wynik, odpowiednio 5,9[A] i 5,3[A], jednak wyraźne odchylenie pokazuje urządzenie oznaczone numerem PV02, gdyż jego wartość średnia wynosi zaledwie 0,4[A]. Falownik ten odróżnia się wyraźnie na tle innych w związku z czym zostanie poddany bardziej szczegółowej analizie.

Bardzo interesującym z analitycznego punktu widzenia jest zachowanie się falowników po dużym spadku wartości prądu (spowodowanym znacznym ograniczeniem irradiancji) mającym miejsce w około 1127 sekundzie testu i trwającym 220 sekund (do ok. 1347 sekundy). Gdy spadek się zakończył, większość falowników szybko wróciła do wcześniejszej pracy, jednak z wyjątkiem dwóch urządzeń: PV01 i PV02. Po skończeniu zdarzenia nie wróciły od

razu bądź nie wróciły wcale do poprzedniej pracy. PV01 wrócił do pracy w 1412 sekundzie, czyli o około 60 sekund później niż większość grupy, PV02 wygenerował co prawda trzy krótkie impulsy jednak już do końca testu nie udało mu się wznowić pracy, co przedstawia wykres Rys. 1.7.

Opisana sytuacja została zobrazowana na wykresach Rys. 1.4, Rys. 1.5 i Rys. 1.6 oraz w tabeli Tabela 1.2, przedstawiających zawężone okno czasowe testu (1100 do 1860 sekundy). Autor pracy uważa, że spostrzeżenie to jest bardzo istotne. Zakładając sytuację, gdy w systemie fotowoltaicznym występują falowniki źle reagujące na opisane wyżej zdarzenia, może to prowadzić po pierwsze do strat w produkcji energii elektrycznej a po drugie może mieć negatywny wpływ na jakość dostarczanej przez system PV energii elektrycznej a co za tym idzie wpuszczanie do sieci elektroenergetycznej złego produktu odznaczającego się niedopuszczalnymi odchyleniami parametrów JEE. Podczas przeprowadzania testów, urządzenia były konfigurowane w taki sposób, aby ustawienia spowalniające wchodzenie falownika do pracy, takie jak uruchamianie z 10-cio minutowym gradientem, były dezaktywowane. Dzięki takiemu zabiegowi osiągnięto zbliżone nastawy dla wszystkich falowników biorących udział w badaniu.

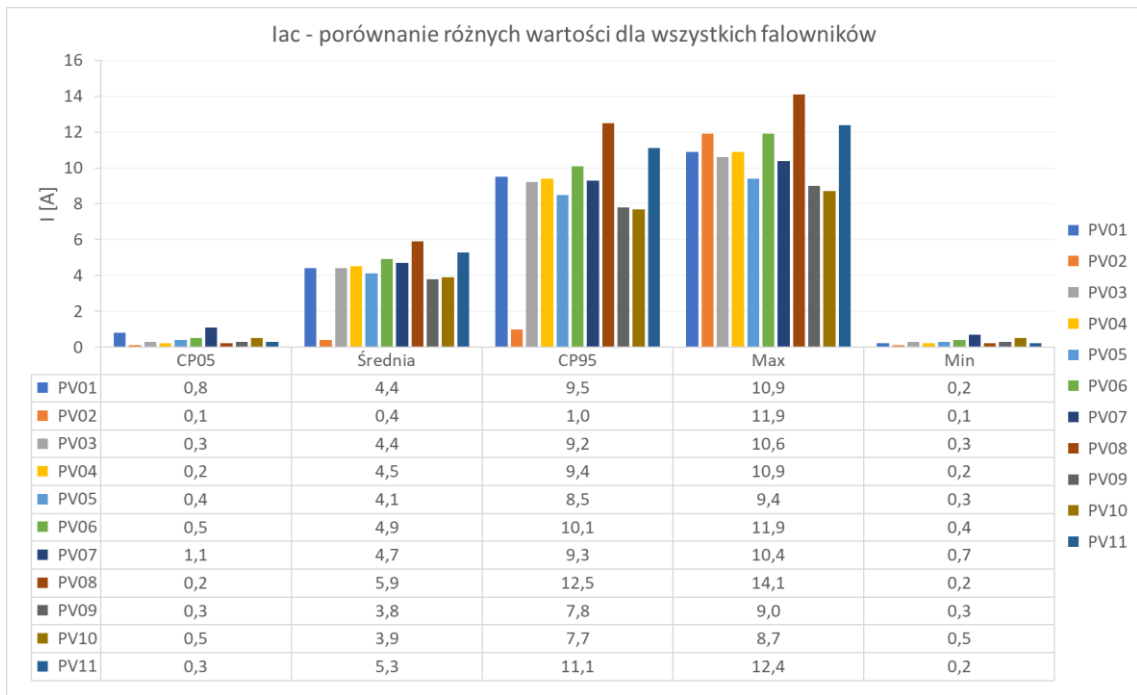


Rys. 1.1 Iac, falowniki jednofazowe

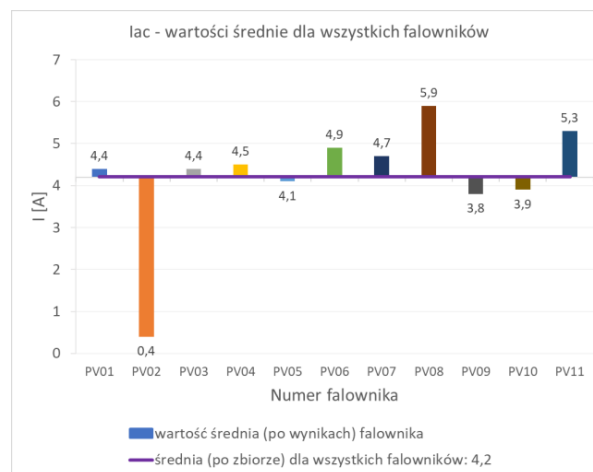
Tabela 1.1 Iac: porównanie CP05, średniej, CP95, max i min dla falowników jednofazowych

Nr. falownika	PV01	PV02	PV03	PV04	PV05	PV06	PV07	PV08	PV09	PV10	PV11
CP05	0,8	0,1	0,3	0,2	0,4	0,5	1,1	0,2	0,3	0,5	0,3
Średnia	4,4	0,4	4,4	4,5	4,1	4,9	4,7	5,9	3,8	3,9	5,3
CP95	9,5	1,0	9,2	9,4	8,5	10,1	9,3	12,5	7,8	7,7	11,1
Max	10,9	11,9	10,6	10,9	9,4	11,9	10,4	14,1	9,0	8,7	12,4
Min	0,2	0,1	0,3	0,2	0,3	0,4	0,7	0,2	0,3	0,5	0,2

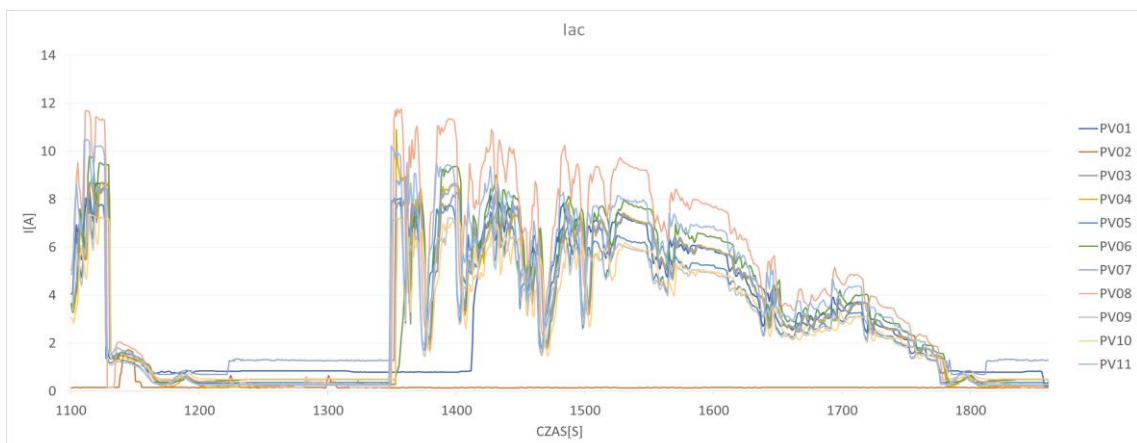
Podczas omawiania wykresów zastosowano dwie różne wielkości określające wartość średnią. Pierwsza wartość, średnia po wynikach, przedstawia analityczne wyliczenie średniej arytmetycznej z wartości zmierzonych przez analizator JEE. Pomiar dokonywany był co sekundę podczas trwania całego testu, kolejno z otrzymanych próbek wyliczono wartość średnią za cały pomiar. Procedura taka stosowana była dla każdego z falowników z osobna. Drugą wartością średnią jest średnia po zbiorze, gdzie wyliczono wartość średnią ze zbioru średnich po wynikach wszystkich falowników biorących udział w danym teście.



Rys. 1.2 Iac, porównanie różnych wartości dla wszystkich falowników jednofazowych



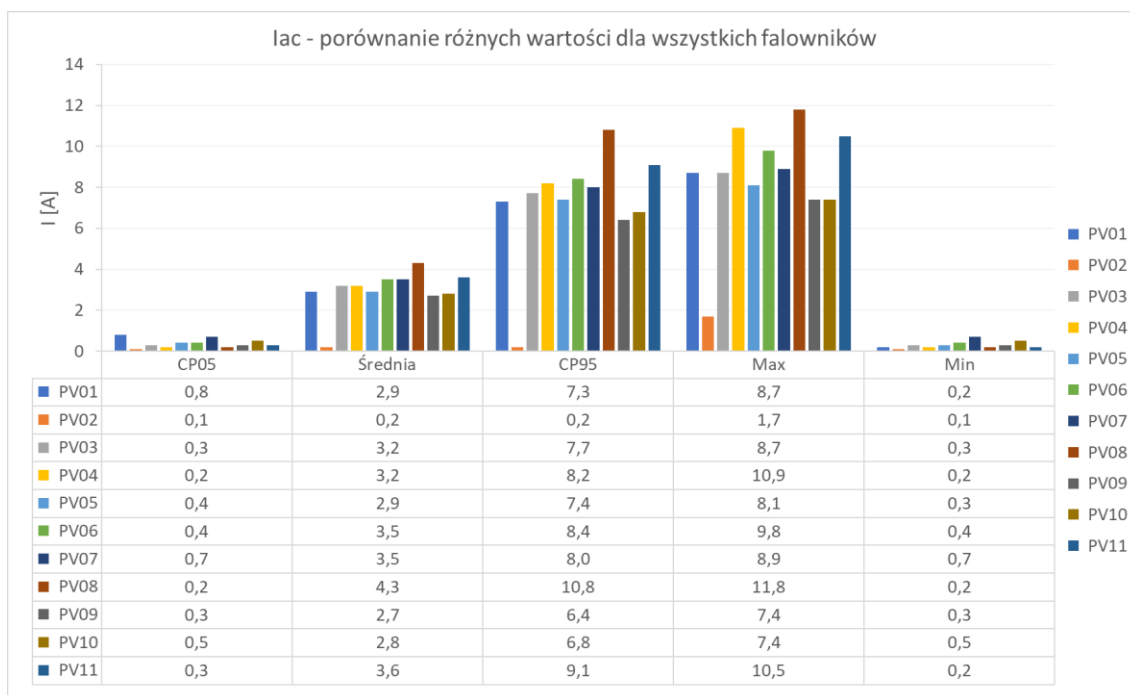
Rys. 1.3 Iac, wartości średnie dla wszystkich falowników



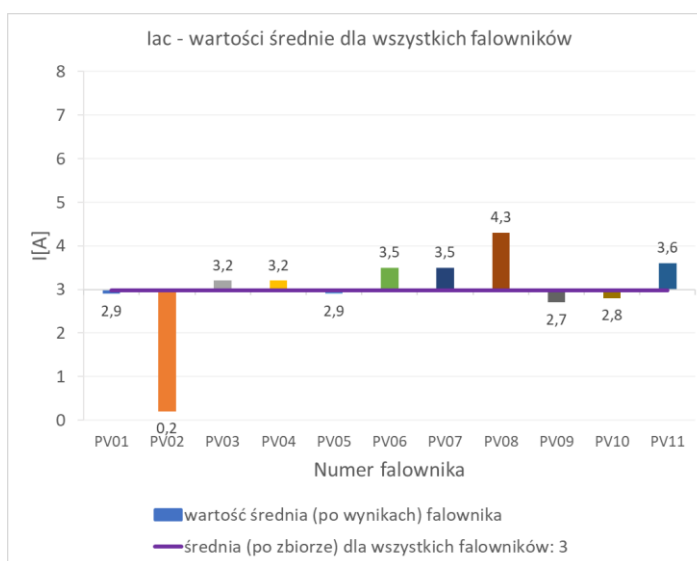
Rys. 1.4 Iac, falowniki jednofazowe, zawężone okno czasowe testu

Tabela 1.2 Iac: porównanie CP05, średniej, CP95, max i min dla falowników jednofazowych, zawężone okno czasowe testu

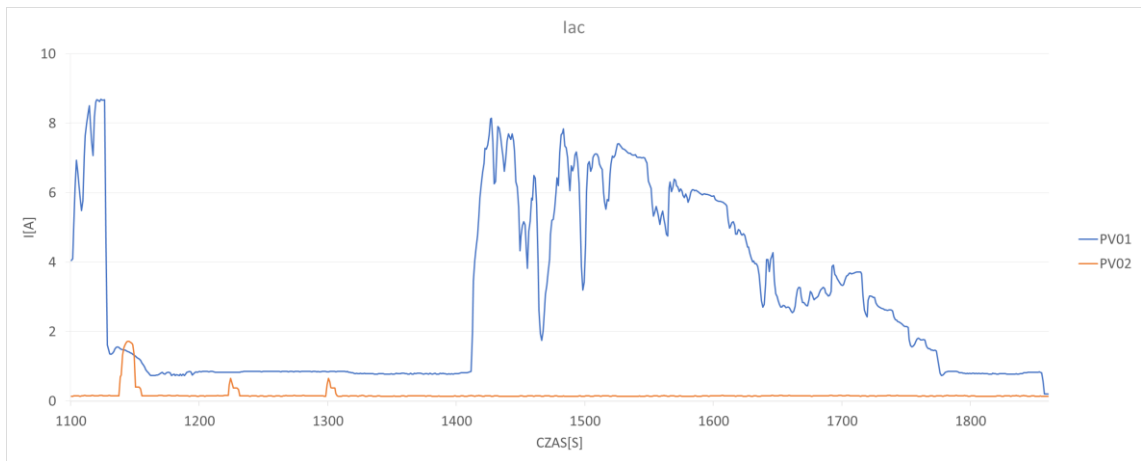
Nr. falownika	PV01	PV02	PV03	PV04	PV05	PV06	PV07	PV08	PV09	PV10	PV11
CP05	0,8	0,1	0,3	0,2	0,4	0,4	0,7	0,2	0,3	0,5	0,3
Średnia	2,9	0,2	3,2	3,2	2,9	3,5	3,5	4,3	2,7	2,8	3,6
CP95	7,3	0,2	7,7	8,2	7,4	8,4	8,0	10,8	6,4	6,8	9,1
Max	8,7	1,7	8,7	10,9	8,1	9,8	8,9	11,8	7,4	7,4	10,5
Min	0,2	0,1	0,3	0,2	0,3	0,4	0,7	0,2	0,3	0,5	0,2



Rys. 1.5 Iac, porównanie różnych wartości dla wszystkich falowników jednofazowych, zawężone okno czasowe testu

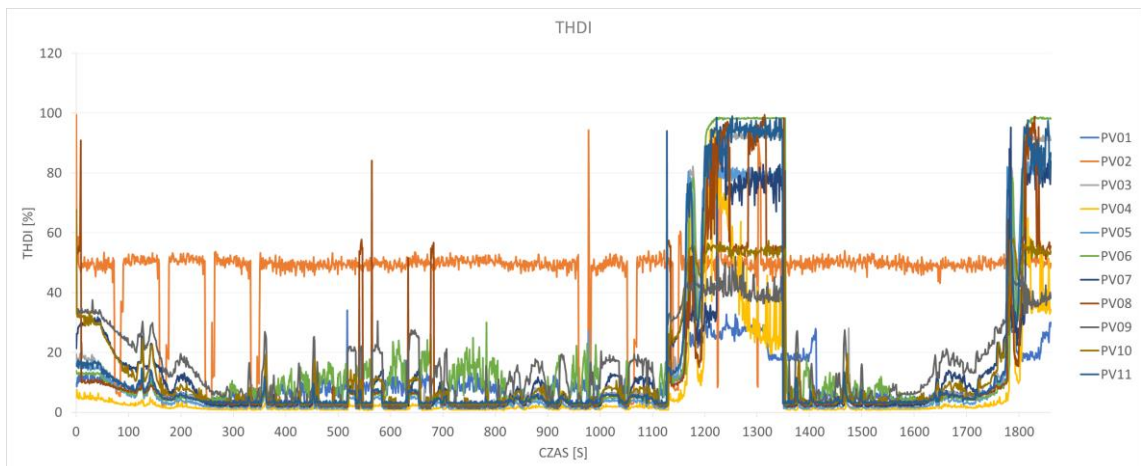


Rys. 1.6 Iac, wartości średnie dla wszystkich falowników, zawężone okno czasowe testu



Rys. 1.7  $I_{ac}$ , falowniki trójfazowe, zawężone okno czasowe testu – odmienne wejście do pracy PV01 i PV02

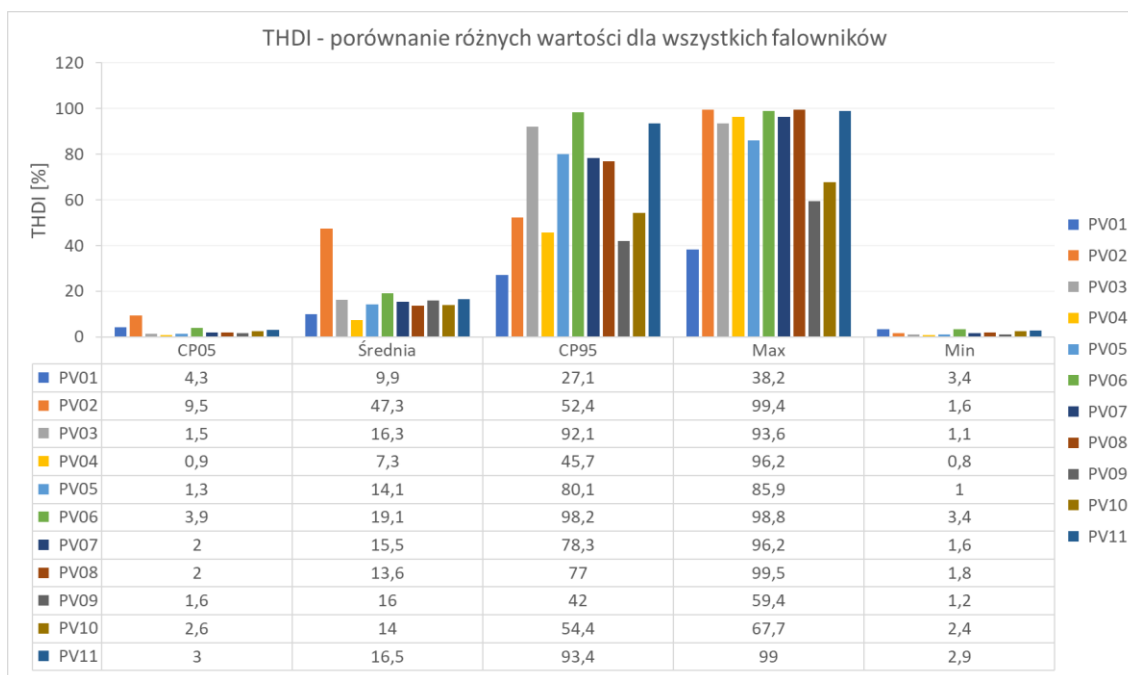
### 1.1.2 Współczynnik zawartości harmonicznych prądu THD<sub>i</sub>



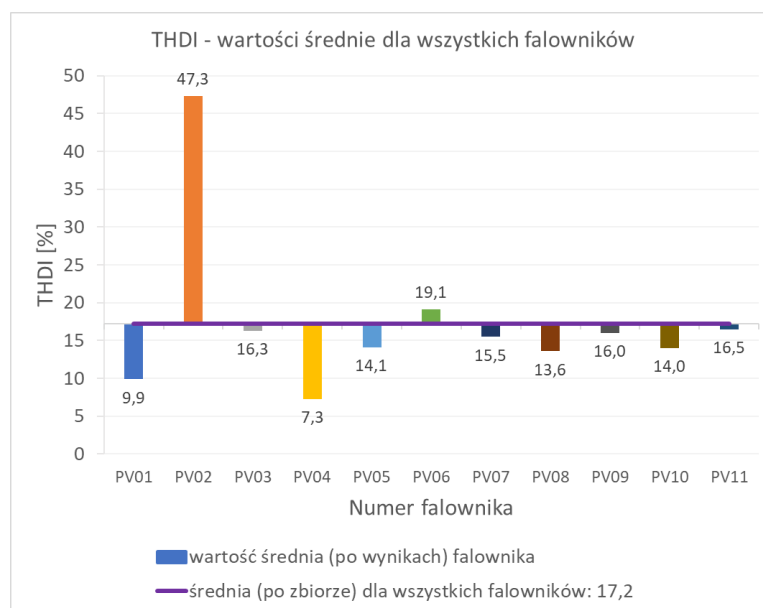
Rys. 1.8 THDI, falowniki jednofazowe

Tabela 1.3 THDI: porównanie CP05, średniej, CP95, max i min dla falowników jednofazowych

Nr. falownika	PV1	PV2	PV3	PV4	PV5	PV6	PV7	PV8	PV9	PV10	PV11
CP05	4,3	9,5	1,5	0,9	1,3	3,9	2,0	2,0	1,6	2,6	3,0
Średnia	9,9	47,3	16,3	7,3	14,1	19,1	15,5	13,6	16,0	14,0	16,5
CP95	27,1	52,4	92,1	45,7	80,1	98,2	78,3	77,0	42,0	54,4	93,4
Max	38,2	99,4	93,6	96,2	85,9	98,8	96,2	99,5	59,4	67,7	99,0
Min	3,4	1,6	1,1	0,8	1,0	3,4	1,6	1,8	1,2	2,4	2,9



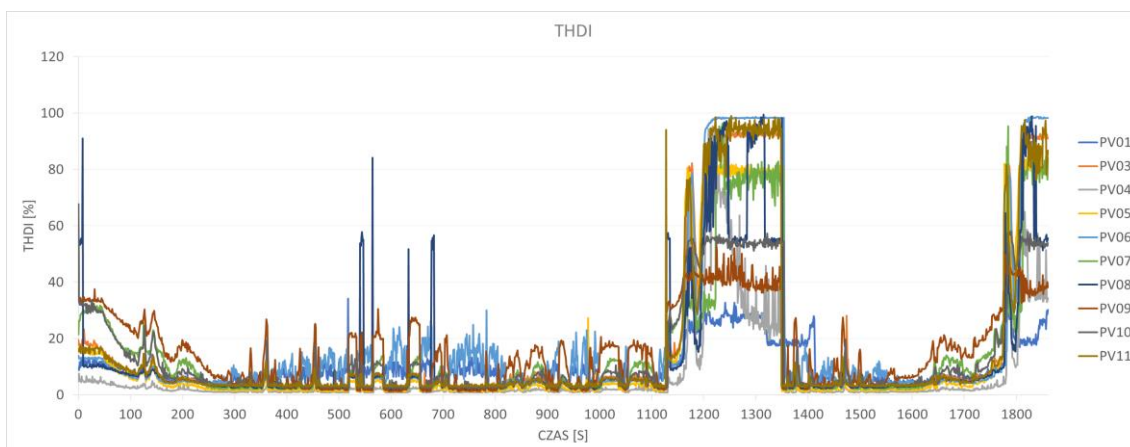
Rys. 1.9 THDI, porównanie różnych wartości dla wszystkich falowników jednofazowych



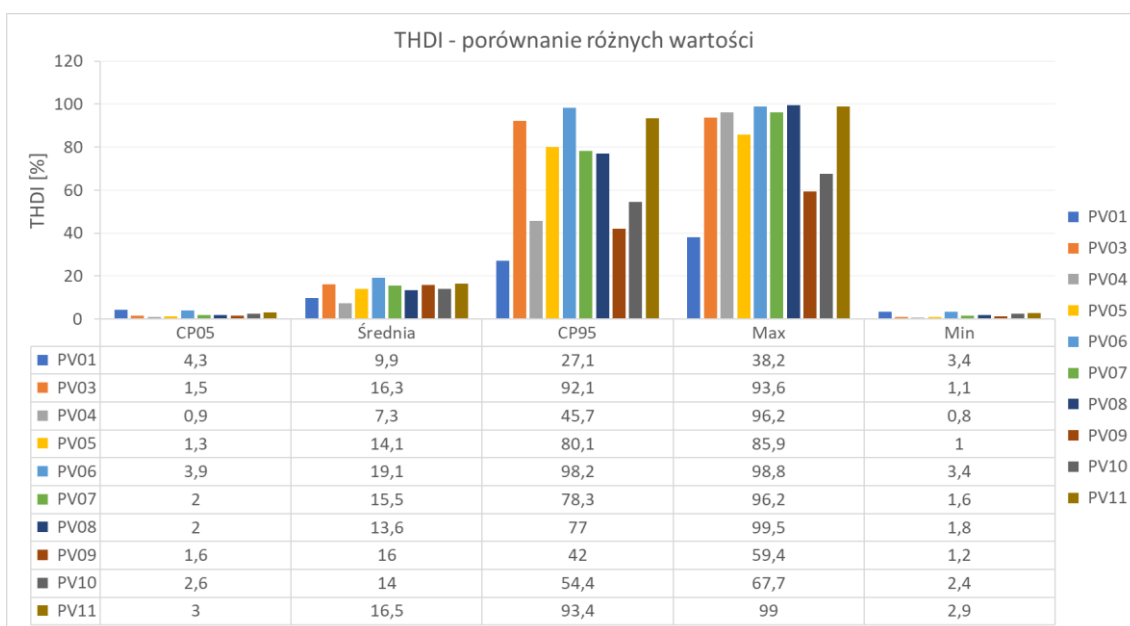
Rys. 1.10 THDI, wartości średnie dla wszystkich falowników

Na powyższym wykresie (Rys. 1.10) prezentującym wartości średnie wszystkich falowników w odniesieniu do średniej po zbiorze ze wszystkich średnich, wynoszącej dla THD prądu 17,2[%], zauważyć można wyraźne odstępstwa od tej wartości. Falownik oznaczony numerem PV2 osiąga wartość aż 47,3[%] co świadczy o jego zdecydowanie odmiennej pracy w porównaniu do pozostałych badanych urządzeń. Najmniejszą wartość osiągnął falownik PV4 wynoszącą 7,3[%], kolejno falownik PV1 9,9[%] i pozostałe falowniki oscylujące w granicach 13,6[%]-19,1[%] wartości średniej THDI.

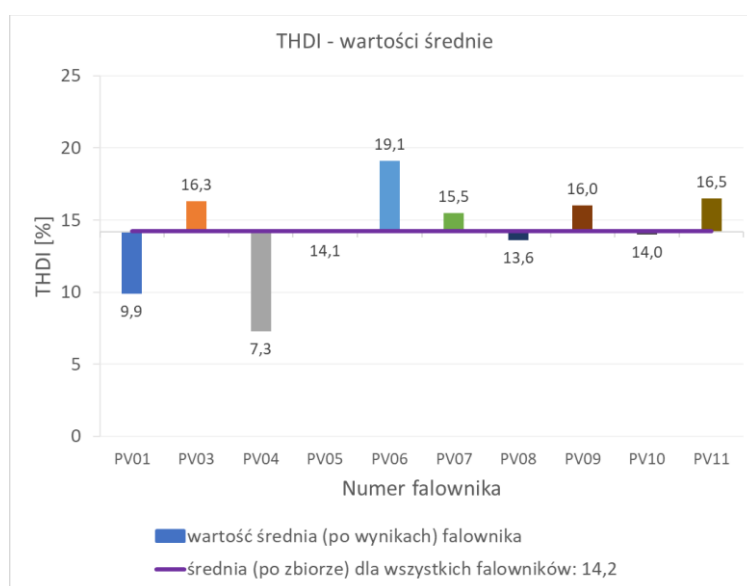
W celu sprawdzenia wyników dla falowników bez uwzględnienia PV02 poniżej przedstawiono stosowne wykresy i obliczenia.



Rys. 1.11 THDI, falowniki jednofazowe bez PV2

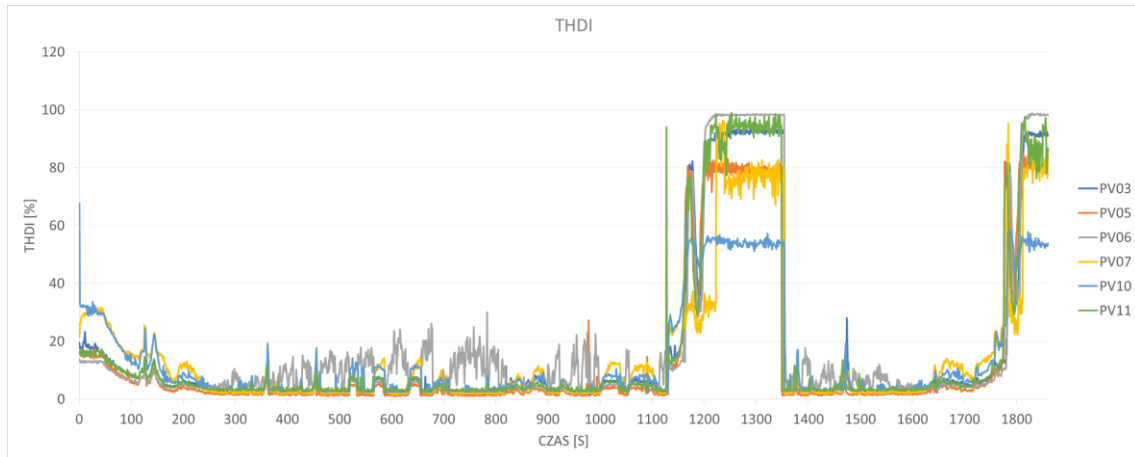


Rys. 1.12 THDI, porównanie różnych wartości dla falowników jednofazowych bez PV2

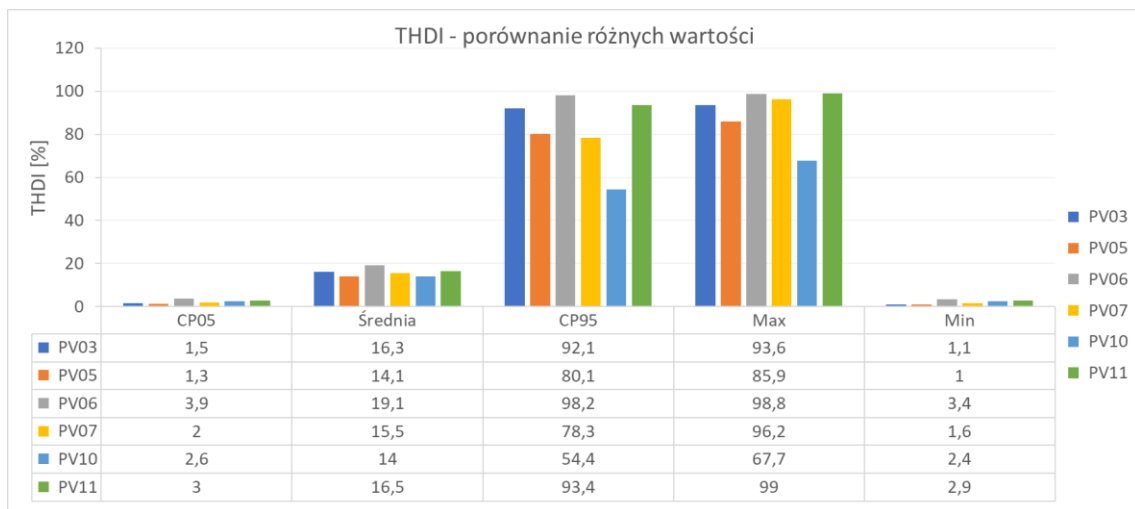


Rys. 1.13 THDI, wartości średnie dla falowników jednofazowych bez PV2

Wykresy dla THD prądu prezentują się bardzo różnie dla poszczególnych falowników. Wśród wszystkich badanych urządzeń wyróżnić można dużą grupę dla których THDI kształtuje się w podobny sposób, są to falowniki oznaczone numerami odpowiednio: PV03, PV05, PV06, PV07, PV10 i PV11 przedstawione na wykresie Rys. 1.14. Wartość średnia THDI dla tej grupy wynosi 15,9[%].

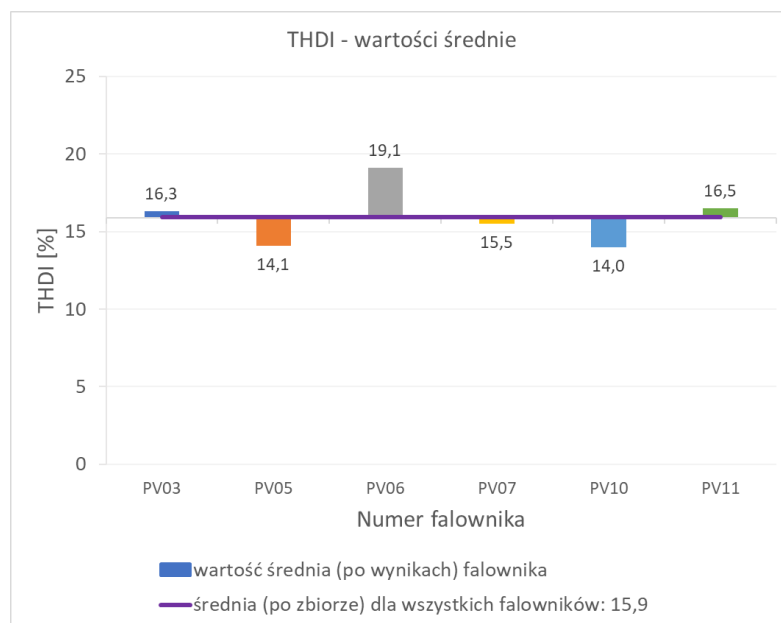


Rys. 1.14 THDI, grupa falowników PV03, PV05, PV06, PV07, PV10 i PV11



Rys. 1.15 THDI, porównanie różnych wartości dla grupy falowników PV03, PV05, PV06, PV07, PV10 i PV11





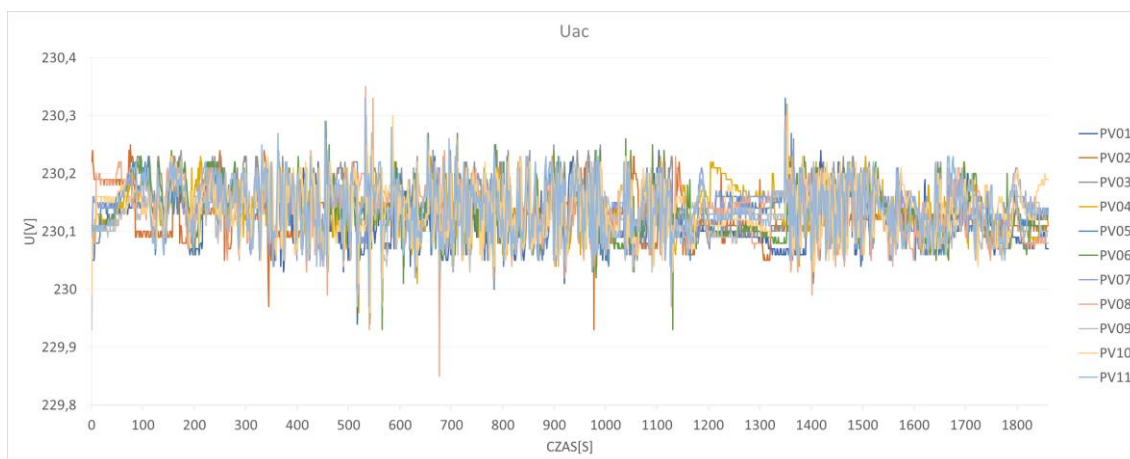
Rys. 1.16 THDI, wartości średnie dla grupy falowników PV03, PV05, PV06, PV07, PV10 i PV11

### 1.1.3 Wartość napięcia falowników

Wartość napięcia  $U_{ac}$  falowników mieści się w granicach od 229,9[V] do 230,4[V] jak to przedstawiono na wykresach Rys. 1.17 i Rys. 1.18 oraz w tabeli Tabela 1.4. Wartość średnia po zbiorach jest równa wartości średniej po wynikach dla wszystkich urządzeń i wynosi 230,1[V] (Rys. 1.19).

Na wykresie Rys. 1.17 widać pewne zmiany w przebiegu  $U_{ac}$  w określonych przedziałach czasu. Również w przebiegach prądu  $I_{ac}$  i THDI zauważono pewne interesujące zdarzenia w analogicznym przedziale czasowym testu, czyli od 1100 sekundy do końca jego trwania. W związku z powyższym postanowiono przyjrzeć się bliżej temu odcinkowi eksperymentu. Szczególną uwagę zwraca skokowa zmiana wartości napięcia w pierwszej fazie testu, od około 1130 sekundy do 1360 sekundy i w końcowej fazie testu, od około 1680 sekundy testu do końca.  $U_{ac}$  falowników w sprawdzanym przedziale mieści się w granicach od 229,9[V] do 230,2[V] jak to przedstawiono na wykresach Rys. 1.21 i Rys. 1.22 oraz w tabeli Tabela 1.5. Wartość średnia po zbiorach jest taka sama jak dla całego czasu trwania testu i 230,1[V] (Rys. 1.19).

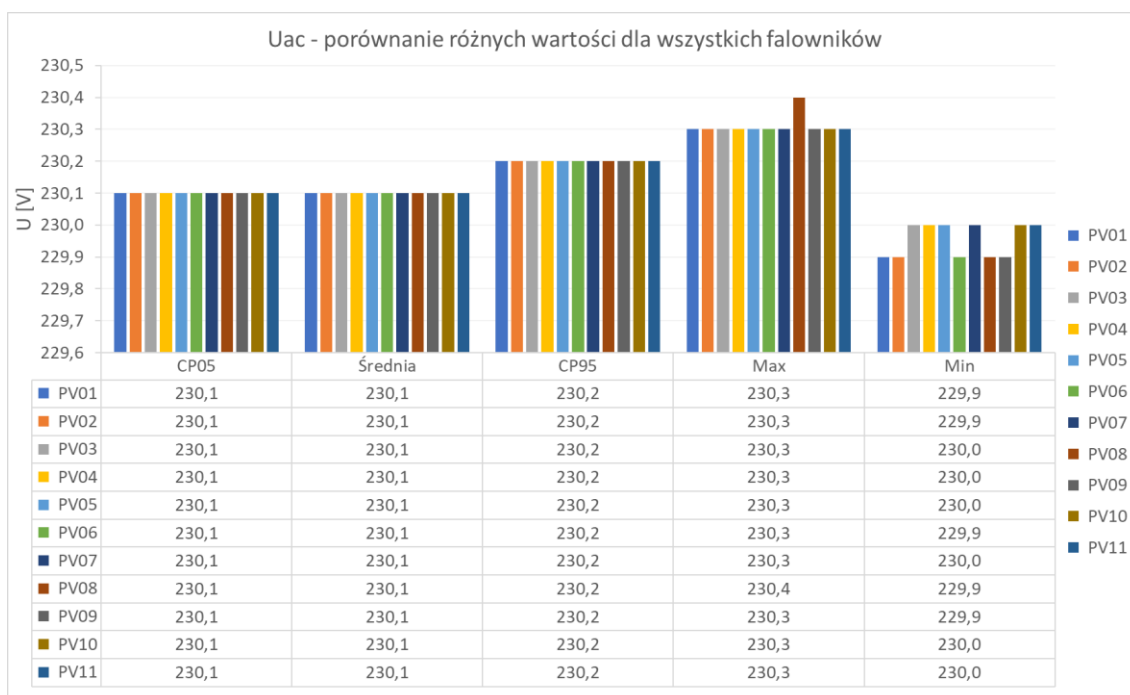
Wykres Rys. 1.20 prezentuje charakterystykę przebiegu  $U_{ac}$  w czasie dla falownika PV02, odstającego od reszty urządzeń i falownika PV05, wybranego losowo z grupy urządzeń pracujących w podobny sposób, jako wartość referencyjną.



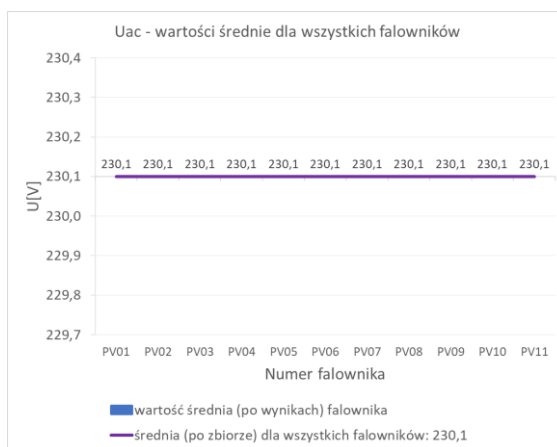
Rys. 1.17 Uac, falowniki jednofazowe

Tabela 1.4 Uac: porównanie CP05, średniej, CP95, max i min dla falowników jednofazowych

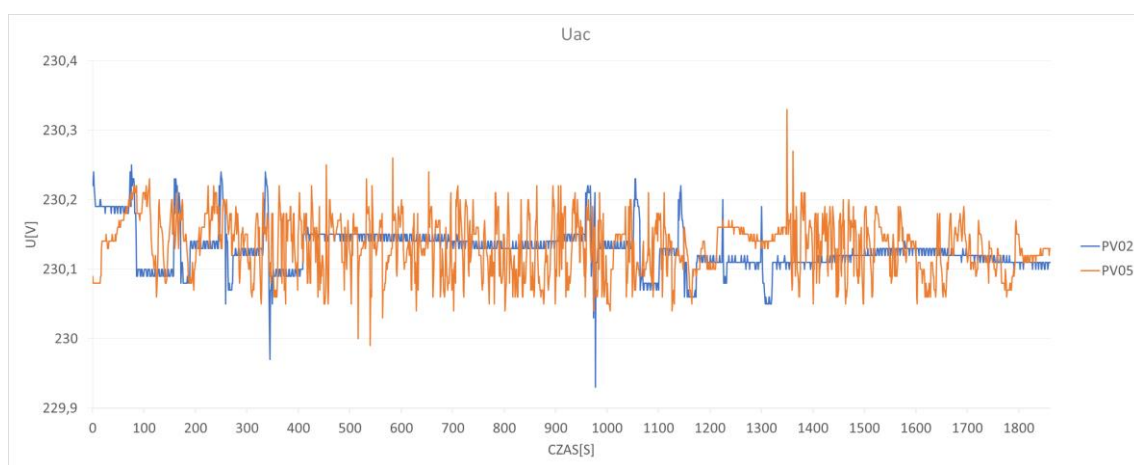
Nr. falownika	PV01	PV02	PV03	PV04	PV05	PV06	PV07	PV08	PV09	PV10	PV11
CP05	230,1	230,1	230,1	230,1	230,1	230,1	230,1	230,1	230,1	230,1	230,1
Średnia	230,1	230,1	230,1	230,1	230,1	230,1	230,1	230,1	230,1	230,1	230,1
CP95	230,2	230,2	230,2	230,2	230,2	230,2	230,2	230,2	230,2	230,2	230,2
Max	230,3	230,3	230,3	230,3	230,3	230,3	230,3	230,4	230,3	230,3	230,3
Min	229,9	229,9	230,0	230,0	230,0	229,9	230,0	229,9	229,9	230,0	230,0



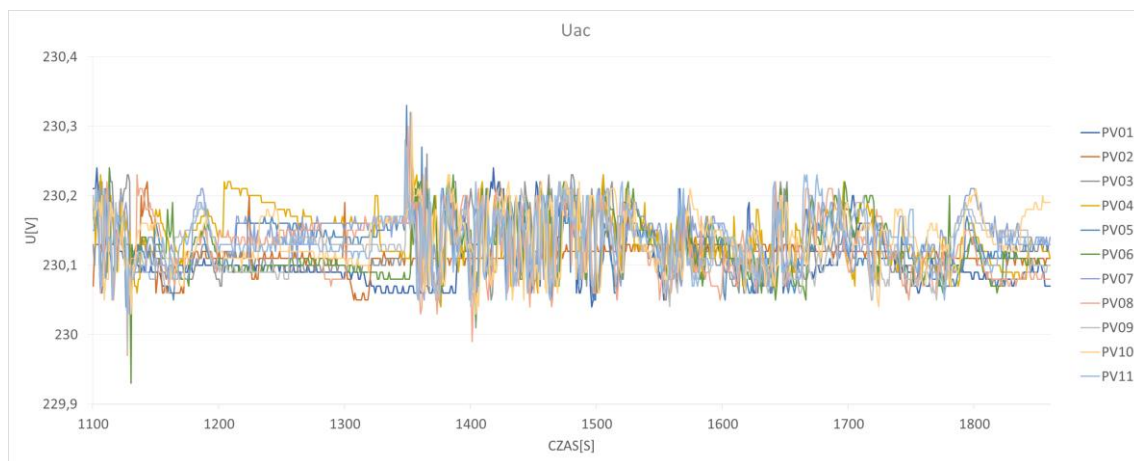
Rys. 1.18 Uac, porównanie różnych wartości dla falowników jednofazowych



Rys. 1.19  $U_{ac}$ , wartości średnie dla falowników jednofazowych



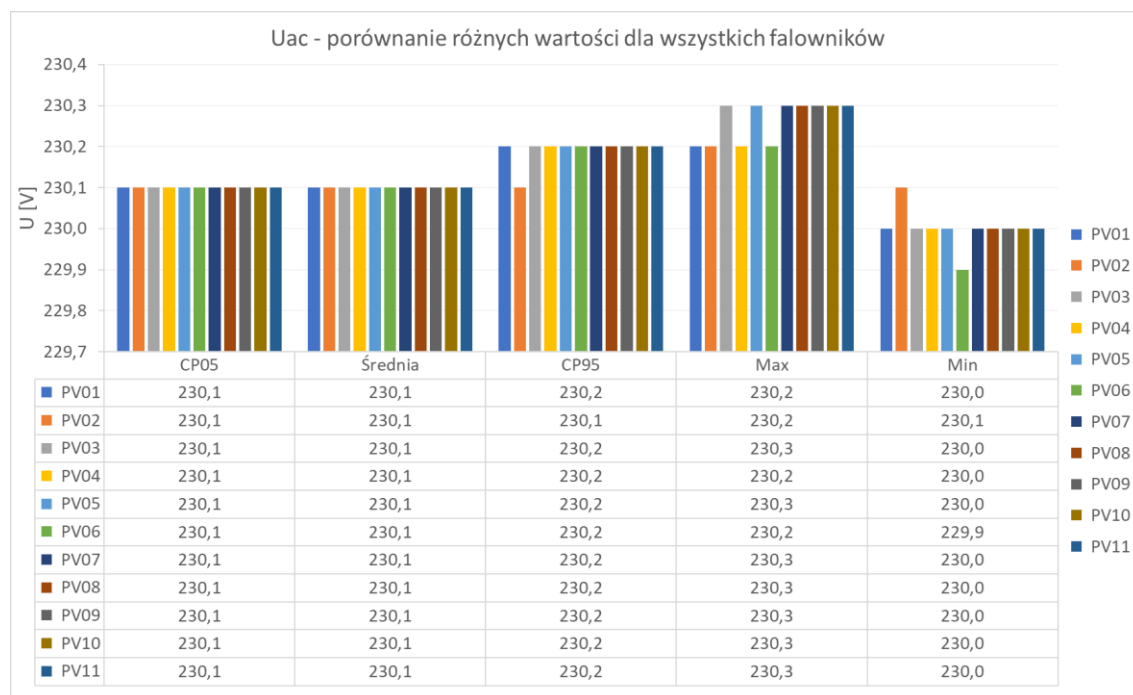
Rys. 1.20  $U_{ac}$ , falowniki PV02 i PV05



Rys. 1.21  $U_{ac}$ , falowniki jednofazowe, zawężone okno czasowe testu

Tabela 1.5 Uac: porównanie CP05, średniej, CP95, max i min dla falowników jednofazowych, zawężone okno czasowe testu

Nr. falownika	PV01	PV02	PV03	PV04	PV05	PV06	PV07	PV08	PV09	PV10	PV11
CP05	230,1	230,1	230,1	230,1	230,1	230,1	230,1	230,1	230,1	230,1	230,1
Średnia	230,1	230,1	230,1	230,1	230,1	230,1	230,1	230,1	230,1	230,1	230,1
CP95	230,2	230,1	230,2	230,2	230,2	230,2	230,2	230,2	230,2	230,2	230,2
Max	230,2	230,2	230,3	230,2	230,3	230,2	230,3	230,3	230,3	230,3	230,3
Min	230,0	230,1	230,0	230,0	230,0	229,9	230,0	230,0	230,0	230,0	230,0

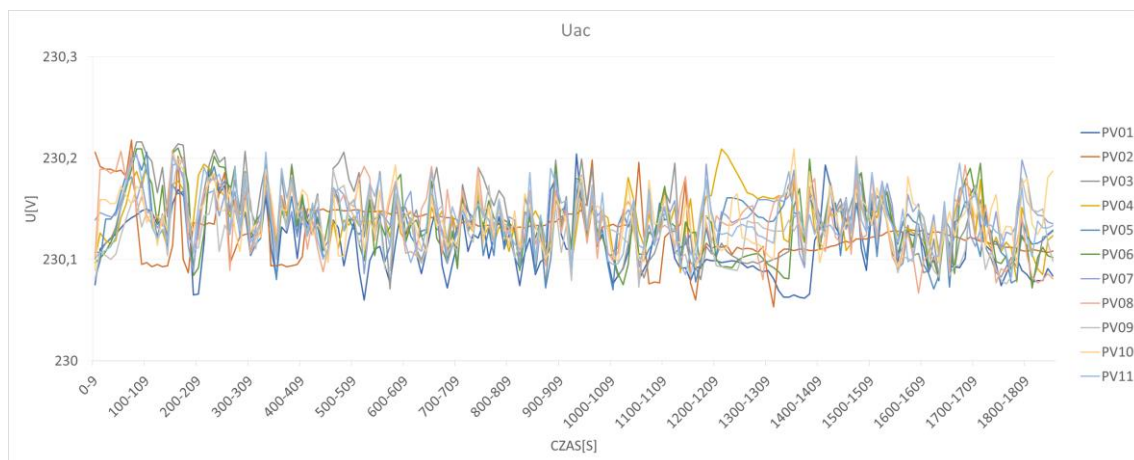


Rys. 1.22 Uac, porównanie różnych wartości dla falowników jednofazowych, zawężone okno czasowe testu

#### 1.1.4 Wartość napięcia uśredniona 10s

Na grafice Rys. 1.24, dla uśrednionych wartości Uac widać różnicę względem danych nieuśrednionych (grafika Rys. 1.18). Zwrócić uwagę można na wartość maksymalną i minimalną, które uległy wyraźnemu wyrównaniu i są teraz takie same dla wszystkich falowników. Wnioskiem płynącym z tych przykładów jest fakt, że uśrednianie, nawet niewielkie, może mieć wpływ na odczytywanie i analizowanie danych. Jeżeli standardowo analizatory jakości energii elektrycznej pobierają próbkę z częstotliwością raz na 10 minut, może okazać się, że dużo szybkich, dynamicznych zmian może ulec przeoczeniu. Sytuacja taka mogłaby nie stwarzać zagrożenia w przypadku pojedynczych instalacji PV w sieci ee, jednak jak dowiadujemy się z rozdziału dysertacji omawiającego Klastry Energii, w szczególności z badań ankietowych przeprowadzonych wśród Operatorów Sieci Dystrybucyjnych, ilość instalacji PV w sieciach ee rośnie i przewiduje się ciągły ich wzrost a wręcz przyspieszenie tego trendu. Skutkować to może efektem skali, czyli nakładaniem się wielu drobnych, szybkich zdarzeń, sumowaniem ich a co za tym idzie negatywnym wpływem na pracę systemu elektroenergetycznego. W obliczu tak dynamicznie zmieniającego się rynku źródeł odnawialnych, w tym fotowoltaiki, rekomendacją autora pracy mogłaby być zmiana sposobu monitorowania instalacji z naciskiem na krótsze interwały czasowe.

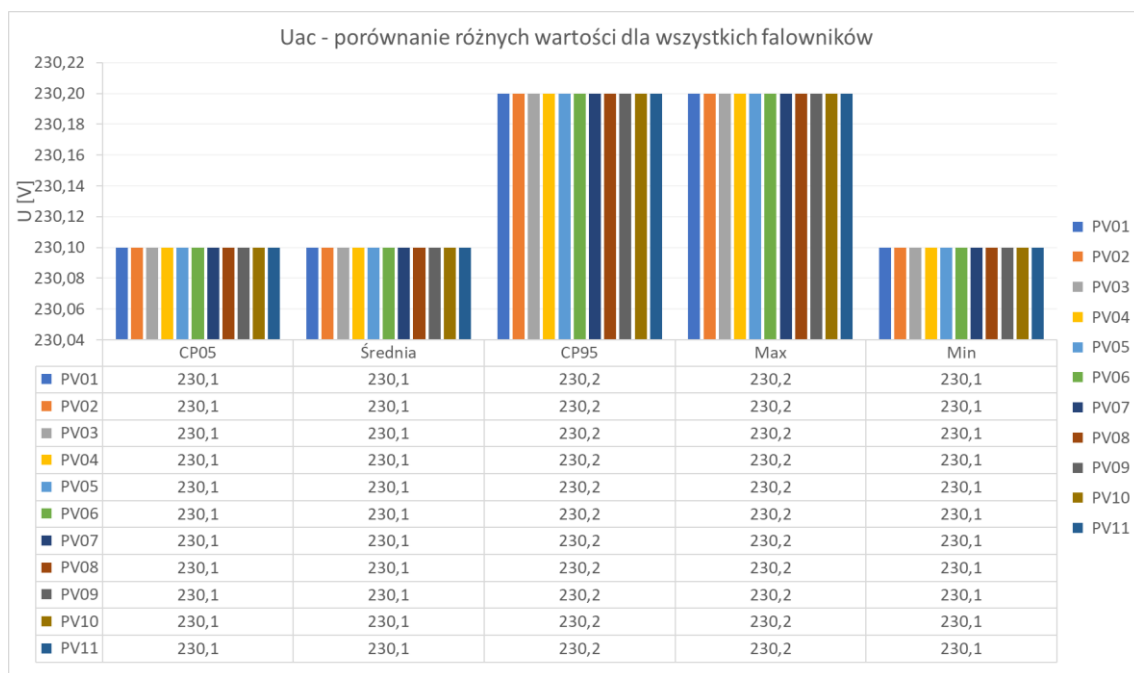
Wykres Rys. 1.25 prezentuje charakterystykę uśrednionego w czasie przebiegu  $U_{ac}$  dla falownika PV02, odstającego od reszty urządzeń i falownika PV05, wybranego losowo z grupy urządzeń pracujących w podobny sposób, jako wartość referencyjną.



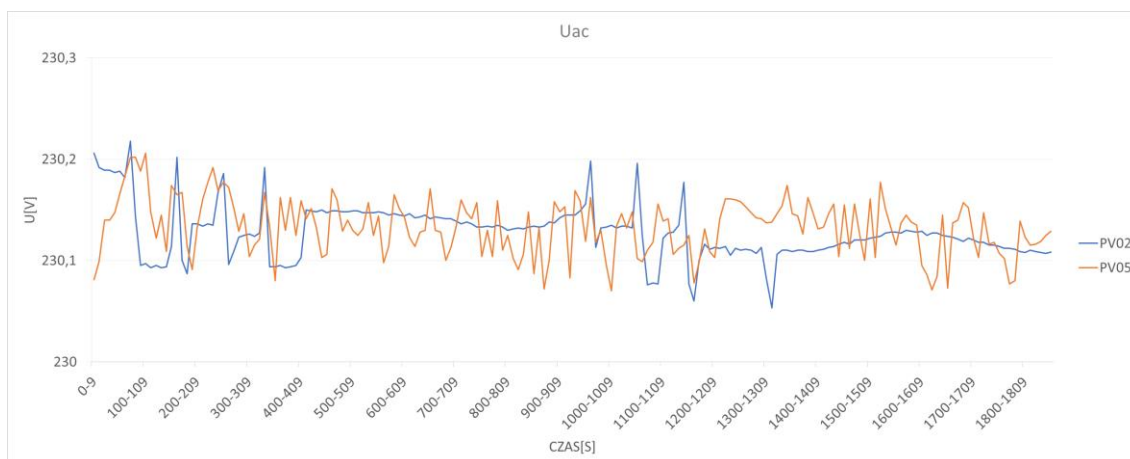
Rys. 1.23  $U_{ac}$ , falowniki jednofazowe, uśrednienie 10s

Tabela 1.6  $U_{ac}$ : porównanie CP05, średniej, CP95, max i min dla falowników jednofazowych, uśrednienie 10s

Nr. falownika	PV01	PV02	PV03	PV04	PV05	PV06	PV07	PV08	PV09	PV10	PV11
CP05	230,1	230,1	230,1	230,1	230,1	230,1	230,1	230,1	230,1	230,1	230,1
Średnia	230,1	230,1	230,1	230,1	230,1	230,1	230,1	230,1	230,1	230,1	230,1
CP95	230,2	230,2	230,2	230,2	230,2	230,2	230,2	230,2	230,2	230,2	230,2
Max	230,2	230,2	230,2	230,2	230,2	230,2	230,2	230,2	230,2	230,2	230,2
Min	230,1	230,1	230,1	230,1	230,1	230,1	230,1	230,1	230,1	230,1	230,1



Rys. 1.24  $U_{ac}$ , porównanie różnych wartości dla falowników jednofazowych, uśrednienie 10s

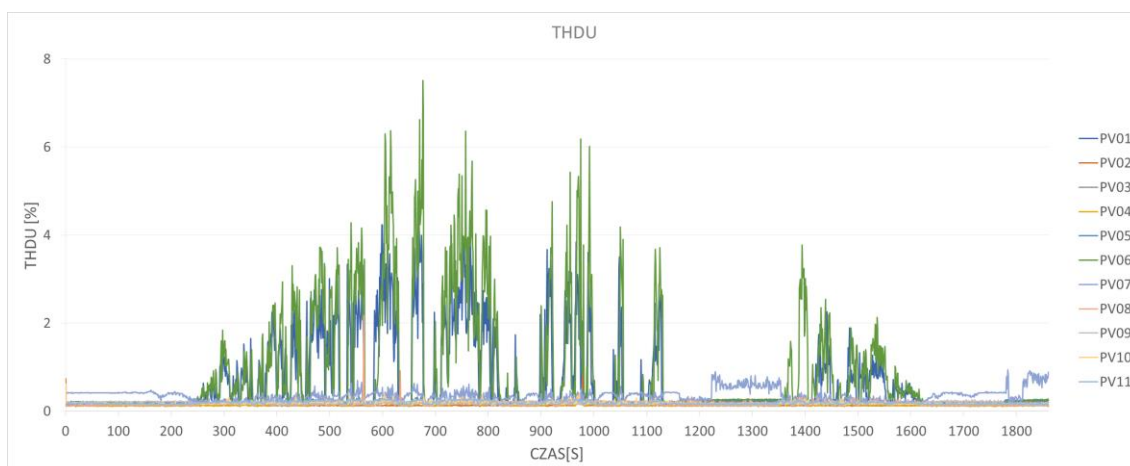


Rys. 1.25  $U_{ac}$ , falowniki PV02 i PV05, uśrednienie 10s

### 1.1.5 Współczynnik zawartości harmonicznych napięcia $THDU$

Wykres Rys. 1.25 przedstawia wartość  $THDU$  dla falowników jednofazowych biorących udział w teście „kpiech\_hc”. Analiza wartości przedstawionych w tabeli Tabela 1.7 i na grafice Rys. 1.27 pokazuje, że falownikami o największym  $THDU$  są PV01 z wartością maksymalną 4,2 [%] i PV06, który podczas badania osiągnął  $THDU$  równe 7,5 [%]. Jest to najwyższa wartość wśród wszystkich urządzeń. Z kolei na wykresie Rys. 1.28 prezentującym wartości średnie, nie jest zaskoczeniem, że te same dwa falowniki osiągają najwyższe wartości odpowiednio 0,7 [%] i 0,9 [%] przy wartości średniej po zbiorze, dla całej badanej grupy, wynoszącej 0,3 [%].

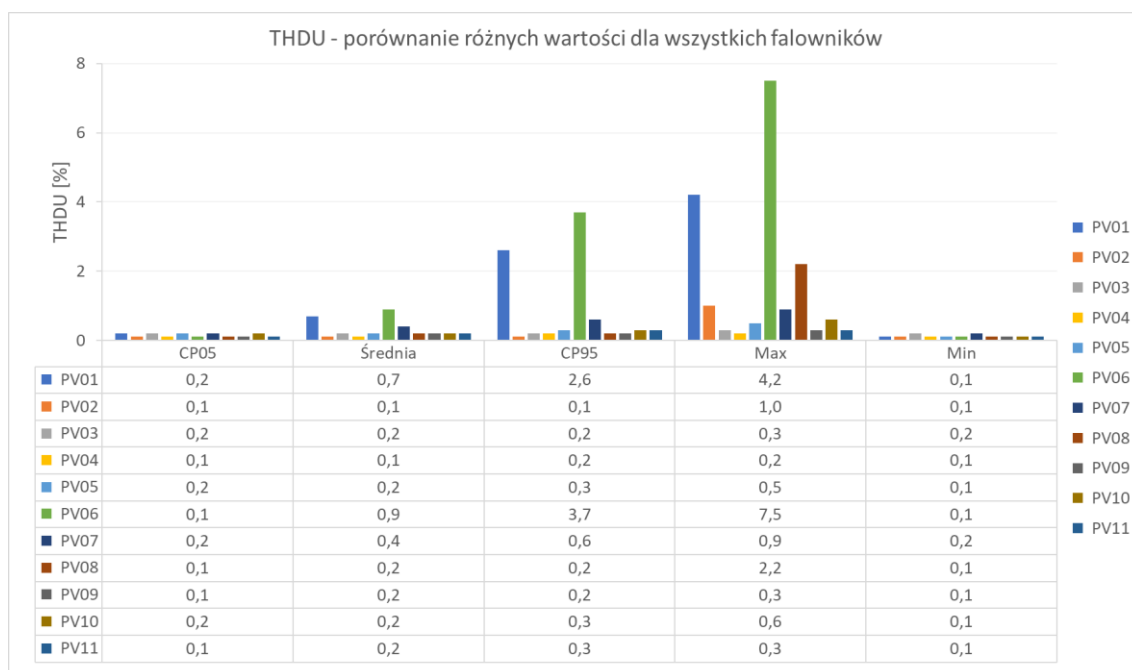
W celu dokładniejszej analizy  $THDU$  poniżej znajdują się wykresy (Rys. 1.30, Rys. 1.31, i Rys. 1.32) oraz Tabela 1.9 dla wszystkich falowników z wyłączeniem PV01 i PV06, jak również oddzielne grafiki jedynie dla tych dwóch urządzeń.



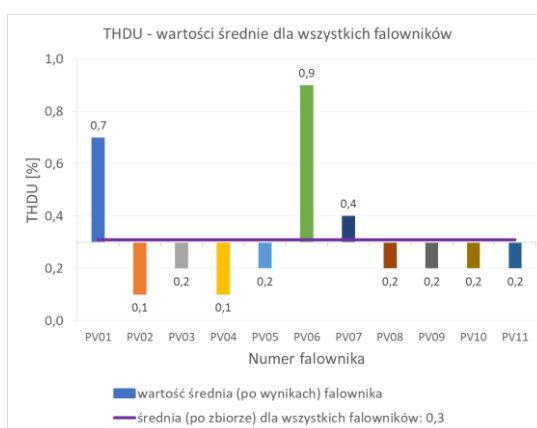
Rys. 1.26  $THDU$ , falowniki jednofazowe

Tabela 1.7 THDU: porównanie CP05, średniej, CP95, max i min dla falowników jednofazowych

Nr. falownika	PV01	PV02	PV03	PV04	PV05	PV06	PV07	PV08	PV09	PV10	PV11
CP05	0,2	0,1	0,2	0,1	0,2	0,1	0,2	0,1	0,1	0,2	0,1
Średnia	0,7	0,1	0,2	0,1	0,2	0,9	0,4	0,2	0,2	0,2	0,2
CP95	2,6	0,1	0,2	0,2	0,3	3,7	0,6	0,2	0,2	0,3	0,3
Max	4,2	1,0	0,3	0,2	0,5	7,5	0,9	2,2	0,3	0,6	0,3
Min	0,1	0,1	0,2	0,1	0,1	0,1	0,2	0,1	0,1	0,1	0,1

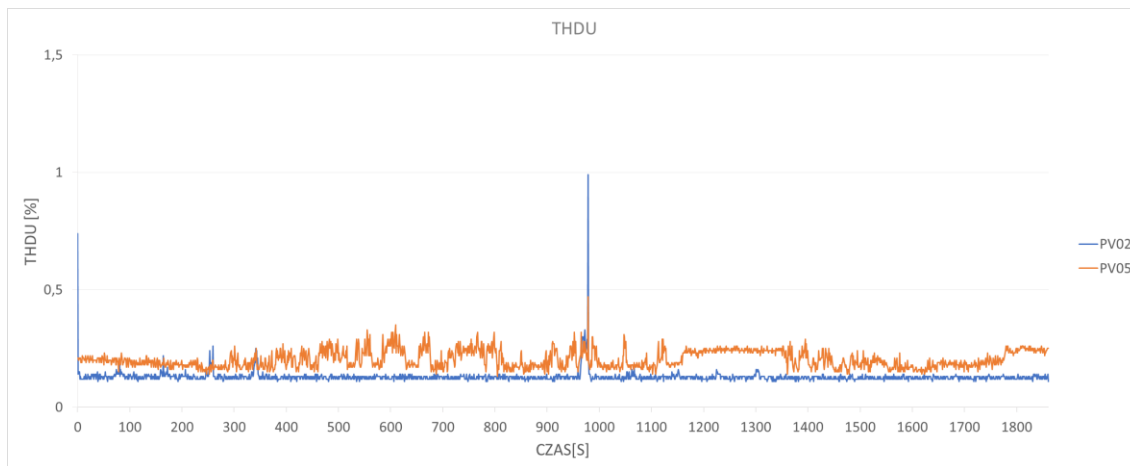


Rys. 1.27 THDU, porównanie różnych wartości dla wszystkich falowników jednofazowych



Rys. 1.28 THDU, wartości średnie dla wszystkich falowników

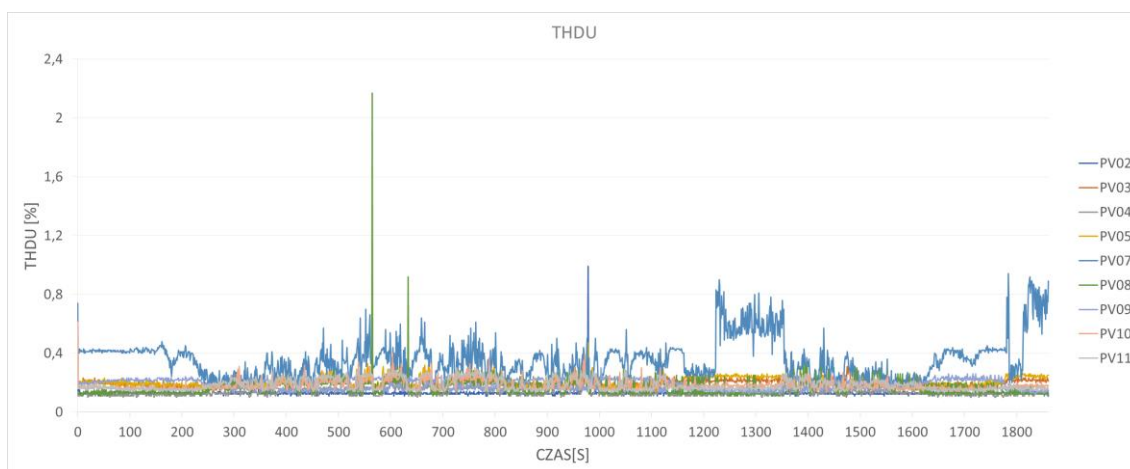
Poniżej, na wykresie Rys. 1.29 i w tabeli Tabela 1.8 przedstawiono analizy dla falowników oznaczonych numerami PV02 i PV05, które wykazały się odstępstwami w przebiegach prądu  $I_{ac}$  (Rys. 1.20). Dla THDU urządzenia PV02 zauważyć można jednorazowy wzrost wartości do poziomu 1 [%] w okolicach 990 sekundy testu. Przebieg dla PV05 nie wykazuje szczególnych cech i jest zbliżony do charakterystyk pozostałych falowników.



Rys. 1.29 THDU, falowniki PV02 i PV05

Tabela 1.8 THDU: porównanie CP05, średniej, CP95, max i min dla falowników PV02 i PV05

Nr. falownika	PV02	PV05
CP05	0,1	0,2
Średnia	0,1	0,2
CP95	0,1	0,3
Max	1,0	0,5
Min	0,1	0,1

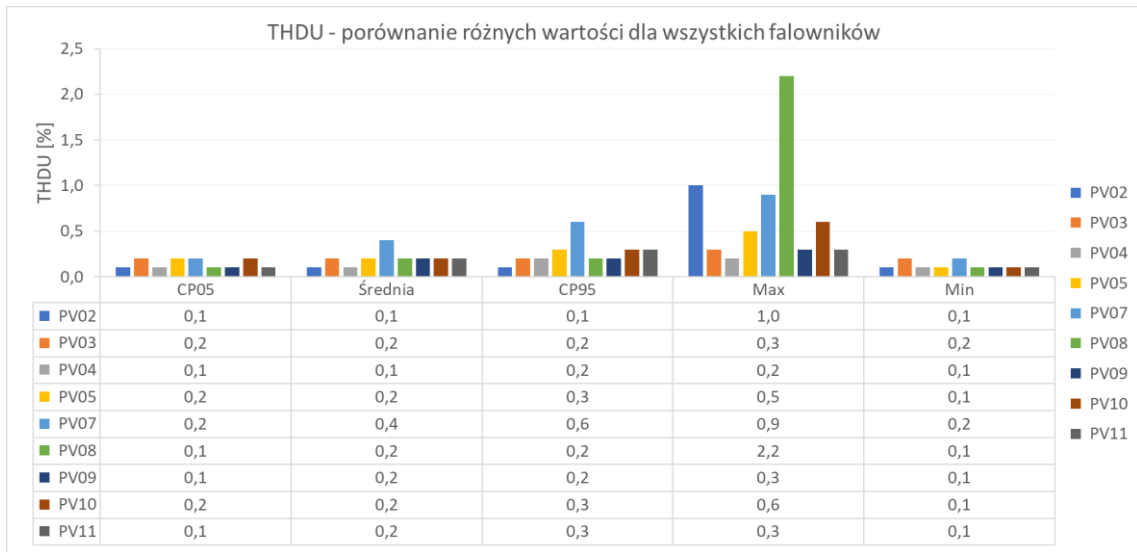


Rys. 1.30 THDU, falowniki jednofazowe bez PV01 i PV06

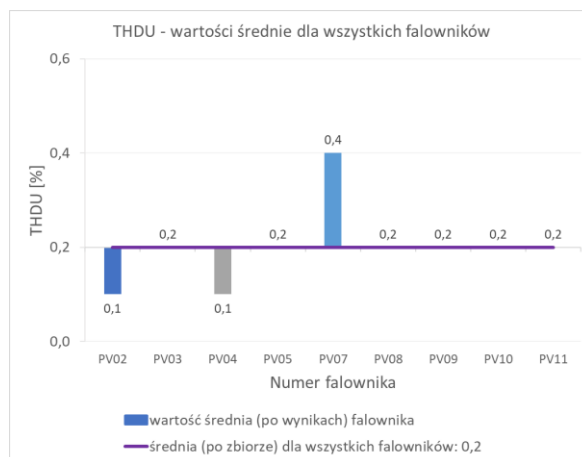
Tabela 1.9 THDU: porównanie CP05, średniej, CP95, max i min dla falowników jednofazowych bez PV01 i PV06

Nr. falownika	PV02	PV03	PV04	PV05	PV07	PV08	PV09	PV10	PV11
CP05	0,1	0,2	0,1	0,2	0,2	0,1	0,1	0,2	0,1
Średnia	0,1	0,2	0,1	0,2	0,4	0,2	0,2	0,2	0,2
CP95	0,1	0,2	0,2	0,3	0,6	0,2	0,2	0,3	0,3
Max	1,0	0,3	0,2	0,5	0,9	2,2	0,3	0,6	0,3
Min	0,1	0,2	0,1	0,1	0,2	0,1	0,1	0,1	0,1





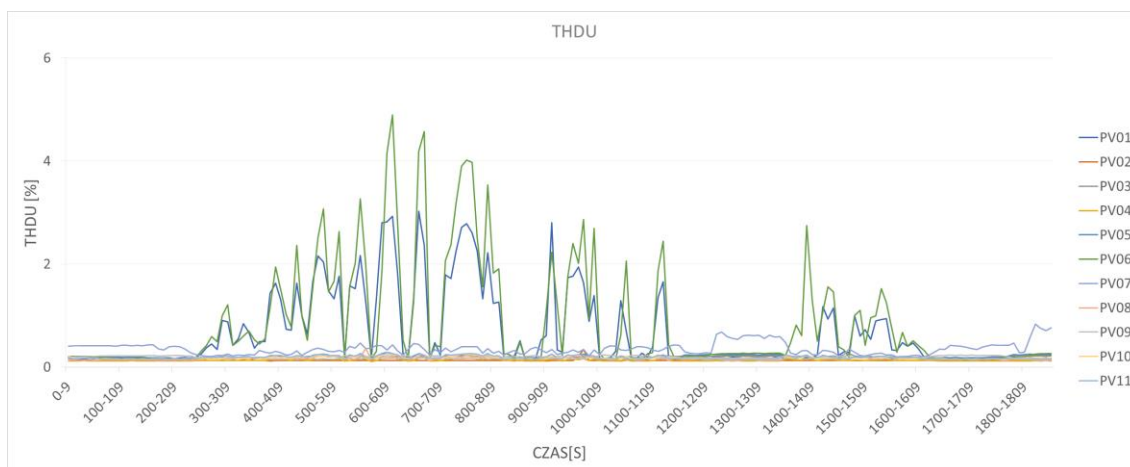
Rys. 1.31 THDU, porównanie różnych wartości dla wszystkich falowników jednofazowych bez PV01 i PV06



Rys. 1.32 THDU, wartości średnie dla wszystkich falowników bez PV01 i PV06

### 1.1.6 Współczynnik zawartości harmonicznych napięcia $THD_u$ uśredniony

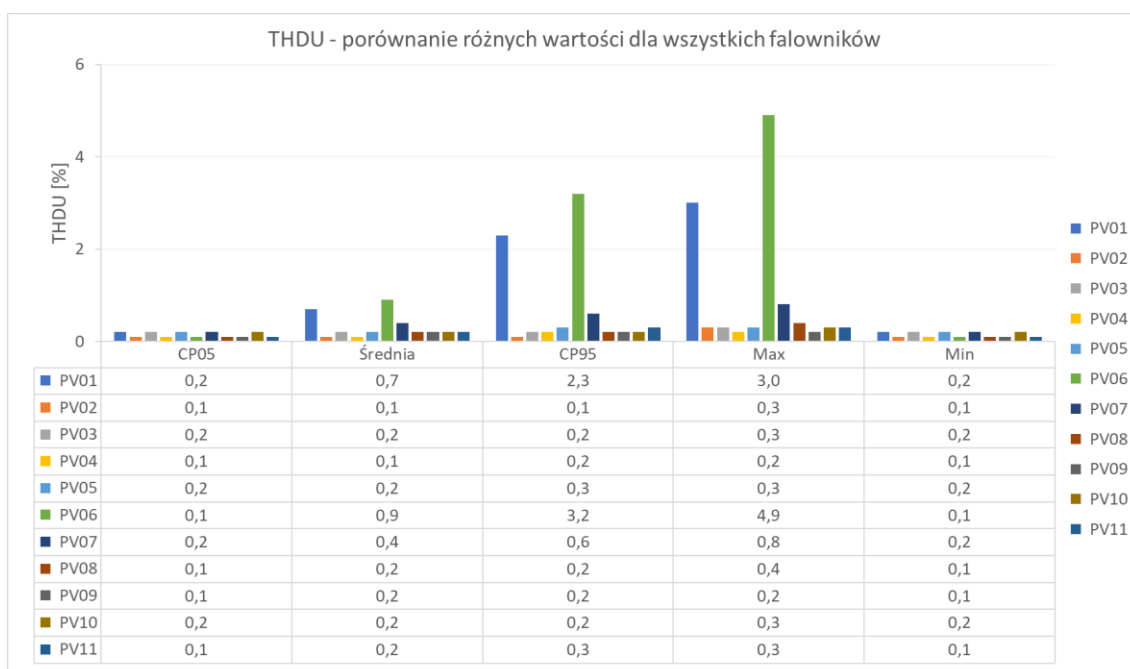
Dużą różnicę względem wartości nieuśrednionych widać w wielkości maksymalnej THDU. Na wykresie Rys. 1.33 przedstawiono przebieg THDU uśredniony co 10 sekund. Z tabeli Tabela 1.10 i grafiki Rys. 1.34 wyraźnie widać, że wartości zmieniły się względem tych nieuśrednionych (Tabela 1.7 i Rys. 1.27). Przede wszystkim wartości maksymalne THDU uległy zmianie wskutek uśredniania. Dla PV06 uprzednio wynosiła 7,5 [%] a teraz jedynie 4,9 [%]. Wartości średnie nie uległy dużym zmianom bądź nie zmieniły się wcale (Rys. 1.35).



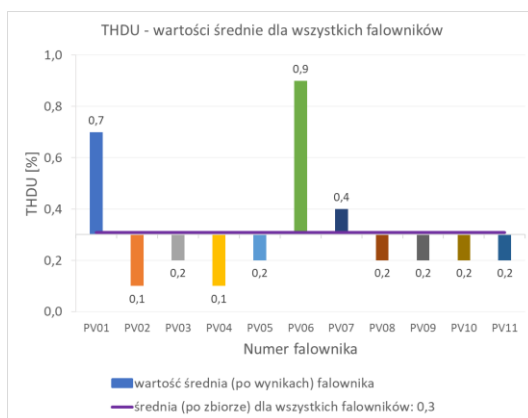
Rys. 1.33 THDU, falowniki jednofazowe, uśrednienie 10s

Tabela 1.10 THDU: porównanie CP05, średniej, CP95, max i min dla falowników jednofazowych, uśrednienie 10s

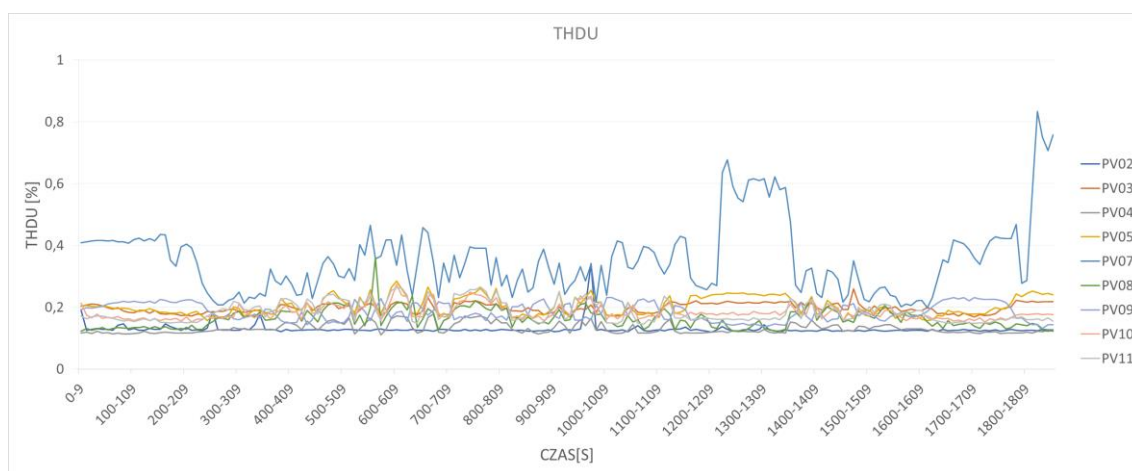
Nr. falownika	PV01	PV02	PV03	PV04	PV05	PV06	PV07	PV08	PV09	PV10	PV11
CP05	0,2	0,1	0,2	0,1	0,2	0,1	0,2	0,1	0,1	0,2	0,1
Średnia	0,7	0,1	0,2	0,1	0,2	0,9	0,4	0,2	0,2	0,2	0,2
CP95	2,3	0,1	0,2	0,2	0,3	3,2	0,6	0,2	0,2	0,2	0,3
Max	3,0	0,3	0,3	0,2	0,3	4,9	0,8	0,4	0,2	0,3	0,3
Min	0,2	0,1	0,2	0,1	0,2	0,1	0,2	0,1	0,1	0,2	0,1



Rys. 1.34 THDU, porównanie różnych wartości dla wszystkich falowników jednofazowych, uśrednienie 10s



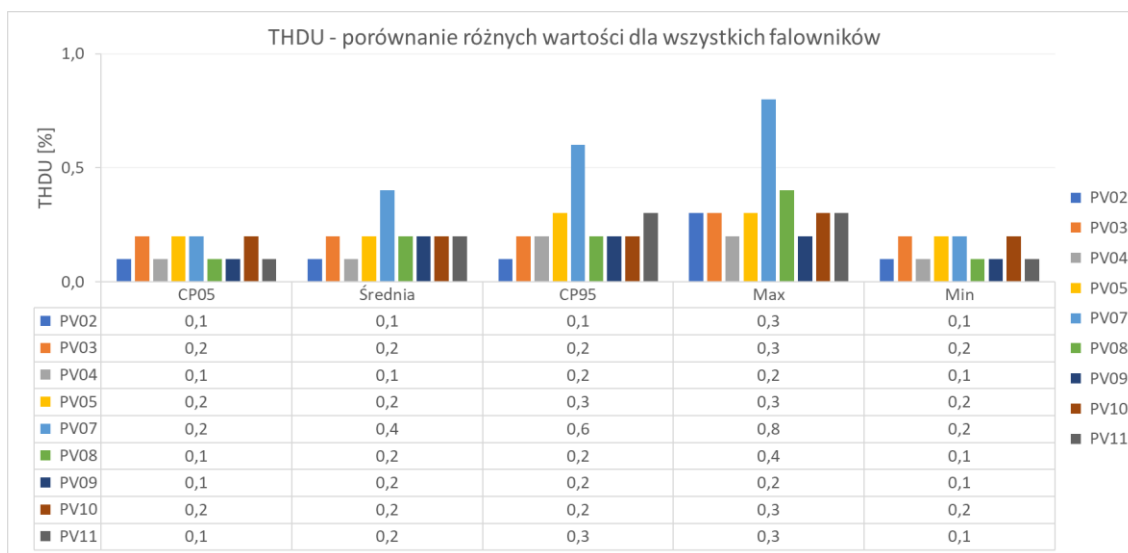
Rys. 1.35 THDU, wartości średnie dla wszystkich falowników, uśrednienie 10s



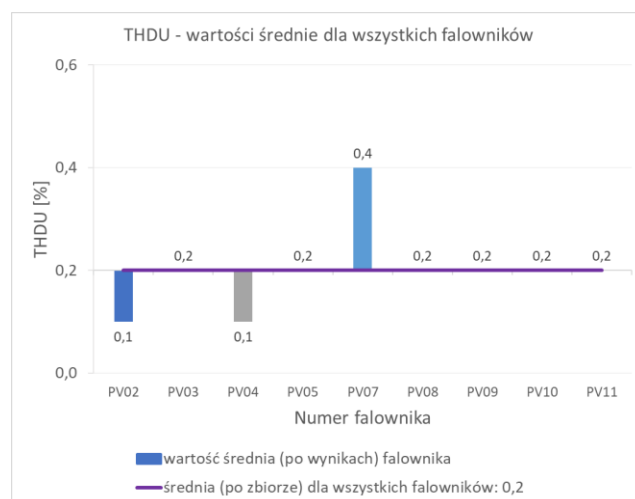
Rys. 1.36 THDU, falowniki jednofazowe bez PV01 i PV06, uśrednienie 10s

Tabela 1.11 THDU: porównanie CP05, średniej, CP95, max i min dla falowników jednofazowych bez PV01 i PV06, uśrednienie 10s

Nr. falownika	PV02	PV03	PV04	PV05	PV07	PV08	PV09	PV10	PV11
CP05	0,1	0,2	0,1	0,2	0,2	0,1	0,1	0,2	0,1
Średnia	0,1	0,2	0,1	0,2	0,4	0,2	0,2	0,2	0,2
CP95	0,1	0,2	0,2	0,3	0,6	0,2	0,2	0,2	0,3
Max	0,3	0,3	0,2	0,3	0,8	0,4	0,2	0,3	0,3
Min	0,1	0,2	0,1	0,2	0,2	0,1	0,1	0,2	0,1



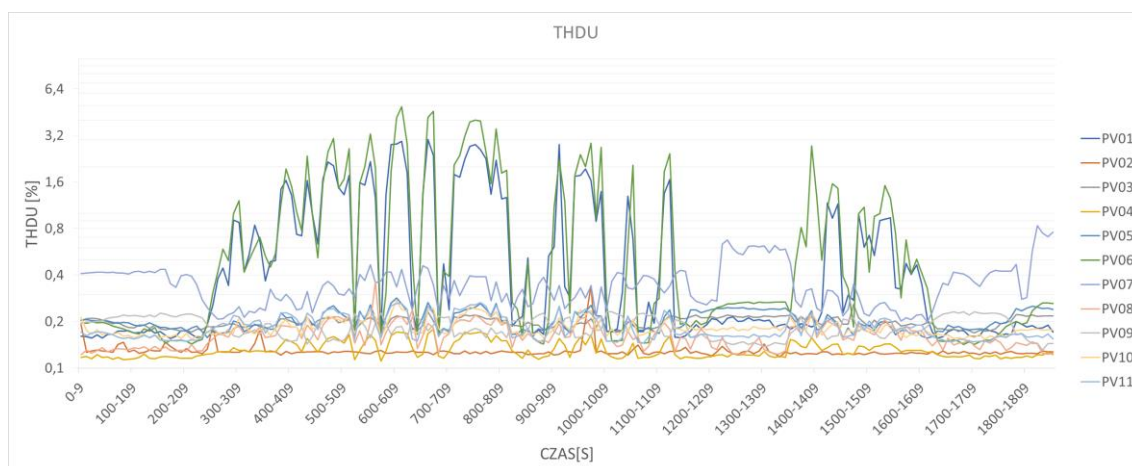
Rys. 1.37 THDU, porównanie różnych wartości dla wszystkich falowników jednofazowych bez PV01 i PV06, uśrednienie 10s



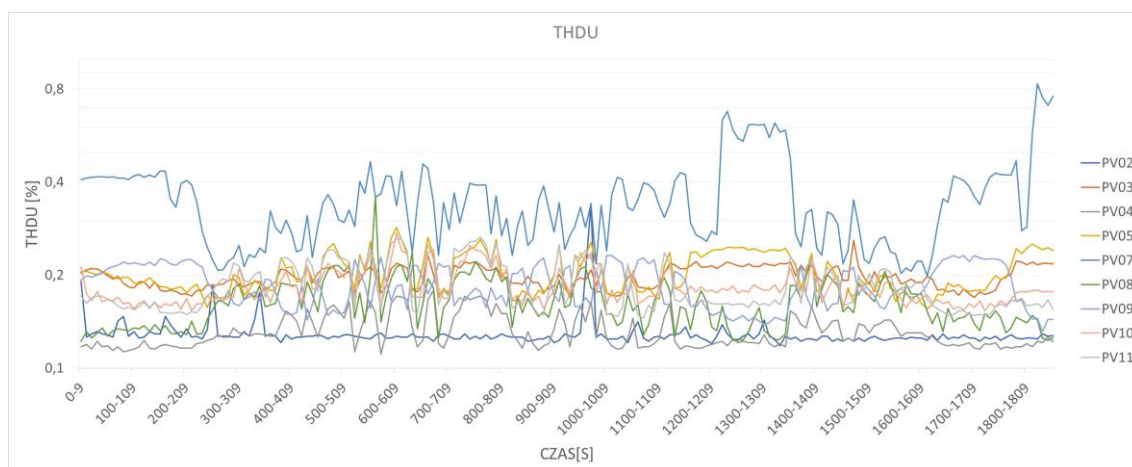
Rys. 1.38 THDU, wartości średnie dla wszystkich falowników bez PV01 i PV06, uśrednienie 10s

W badaniach większość falowników wykazała małe wartości odchyień (np. THDu) natomiast zdarzają się również takie, które znacznie odbiegają od tych parametrów (duże wartości odchyień) i w związku z tym może być to niebezpieczne dla sieci. Uśredniając pomiary może dojść do zaciemnienia rzeczywistej sytuacji. W uśrednionych przedziałach czasu może to być niewielka różnica a zatem możemy nie widzieć rzeczywistych fluktuacji w sieci. Jeżeli przyjrzymy się dokładniejszym pomiarom tj. takim z wyższym próbkowaniem, okazuje się, że ilość zdarzeń odbiegających znacznie od średnich wyników jest znaczna. Przy gwałtownie rosnącej liczbie instalacji PV ilość zdarzeń występujących w sieci również się zwiększa.

### 1.1.7 Współczynnik zawartości harmonicznych napięcia $THDU$ uśredniony logarytmicznie



Rys. 1.39  $THDU$ , falowniki jednofazowe, uśrednienie 10s, skala logarytmiczna

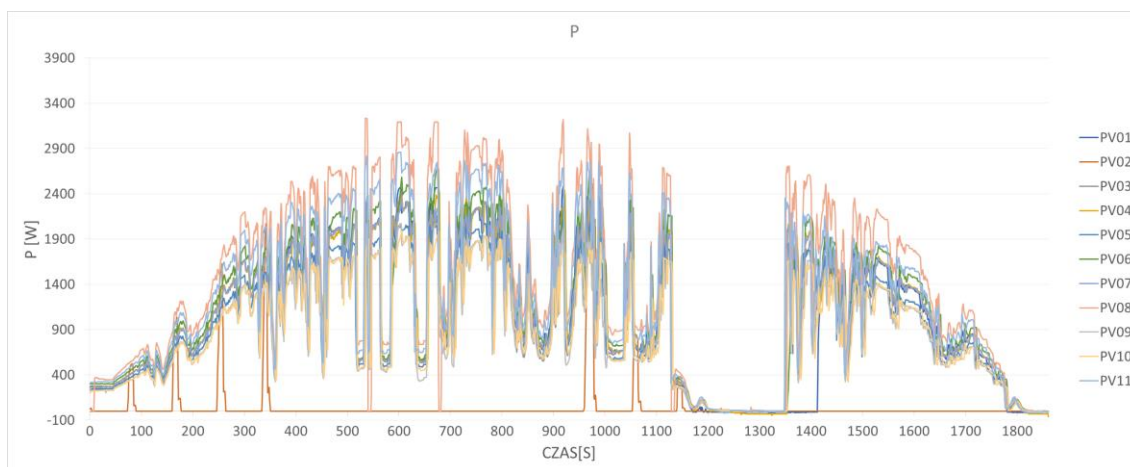


Rys. 1.40  $THDU$ , falowniki jednofazowe bez PV01 i PV06, uśrednienie 10s, skala logarytmiczna

### 1.1.8 Moc czynna

Na wykresie Rys. 1.41 przedstawiono moc  $P$  generowaną przez falowniki jednofazowe biorące udział w teście „kpiech\_hc”. Poszczególne poziomy mocy różnią się i zostało to przedstawione w tabeli Tabela 1.12, na grafice Rys. 1.42 i wykresie wartości średniej Rys. 1.43.

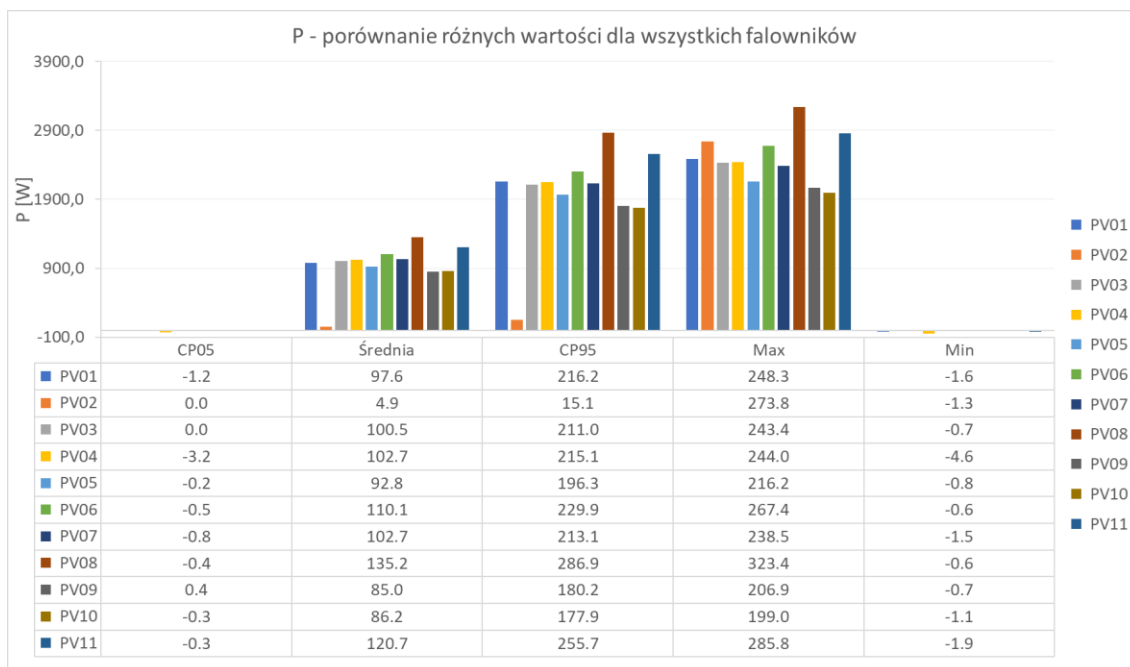
Falownik PV02, podobnie jak w innych wynikach, tym razem również nie wyświetla akceptowalnych danych dotyczących generowanej mocy. Jak już wcześniej wspomniano, autor pracy uważa, że może być to spowodowane złym działaniem falownika, jego brakiem odporności na zadany test lub co mniej prawdopodobne, błędnymi pomiarami. Dla dokładniejszego zobrazowania jego pracy na wykresie Rys. 1.44 przedstawiono jego charakterystykę wraz z losowo dobranym falownikiem z grupy urządzeń pracujących w przewidywalny sposób.



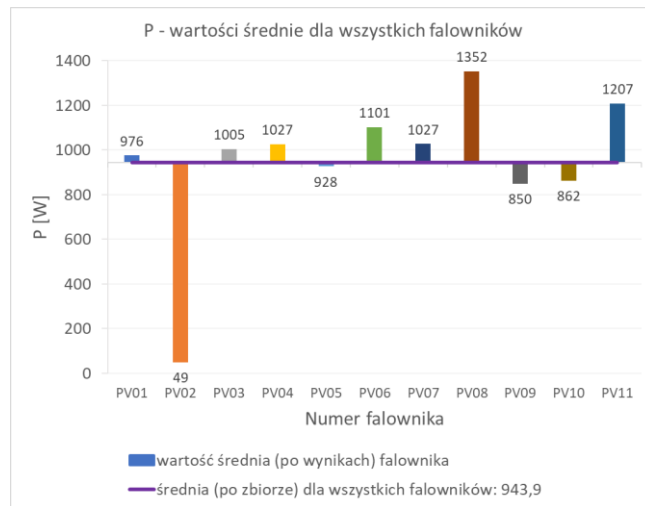
Rys. 1.41 Moc P, falowniki jednofazowe

Tabela 1.12 P: porównanie CP05, średniej, CP95, max i min dla falowników jednofazowych

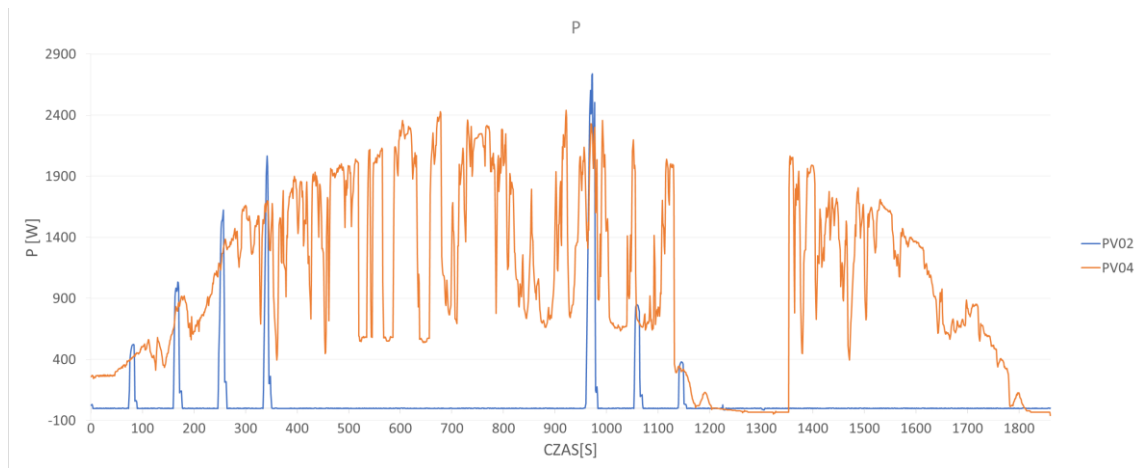
Nr. falownika	PV01	PV02	PV03	PV04	PV05	PV06	PV07	PV08	PV09	PV10	PV11
CP05	-12	0	0	-32	-2	-5	-8	-4	4	-3	-3
Średnia	976	49	1005	1027	928	1101	1027	1352	850	862	1207
CP95	2162	151	2110	2151	1963	2299	2131	2869	1802	1779	2557
Max	2483	2738	2434	2440	2162	2674	2385	3234	2069	1990	2858
Min	-16	-13	-7	-46	-8	-6	-15	-6	-7	-11	-19



Rys. 1.42 P, porównanie różnych wartości dla wszystkich falowników jednofazowych



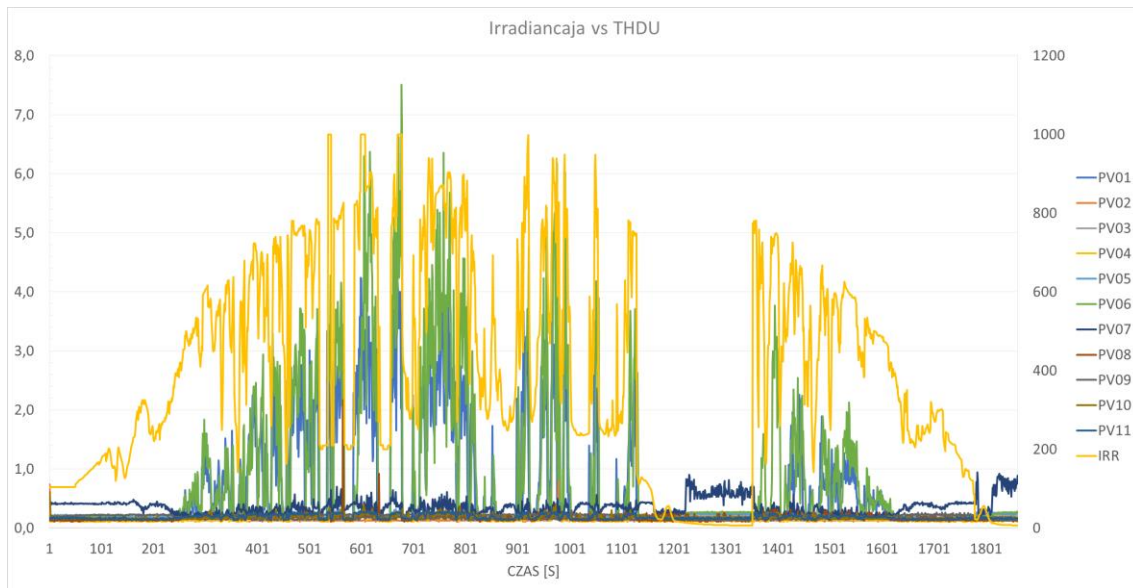
Rys. 1.43  $P$ , wartości średnie dla wszystkich falowników



Rys. 1.44 Moc  $P$ , falowniki PV02 i losowo dobrany PV04

### 1.1.9 $THD_U$ vs irradiancja

Na poniższym wykresie Rys. 1.45 przedstawiającym związek pomiędzy irradiancją a generacją  $THD_U$  zauważyć można, że w momencie najniższej wartości irradiancji (spadek w 1127 sekundzie testu) wartość  $THD_U$  zmienia się. Jest to szczególnie mocno widoczne dla falownika o numerze PV07 oznaczonego na wykresie kolorem ciemnym niebieskim.



Rys. 1.45 THDU vs irradiancja, wszystkie falowniki jednofazowe

## 1.2 Załącznik A: test trójfazowy na zmienną irradiancję i temperaturę modułów „kpiech\_hc”

W testach falowników trójfazowych do analizy danych i kreślenia wykresów używano wielkości średniej (sigma) z trzech faz mierzonej przez analizator. Wyjątkiem była wartość średnia THDI wyliczona przez autora pracy analitycznie jako średnia z trzech faz. Jak się okazuje, wyliczenie dokonywane na wartości średniej podanej przez analizator mogą dosyć mocno odbiegać od wartości na poszczególnych fazach a co za tym idzie mogą zafałszowywać wyniki. Przykład takiej sytuacji w teście „kpiech\_hc” dla napięcia  $U_{ac}$  falowników numer PV22 i PV23.

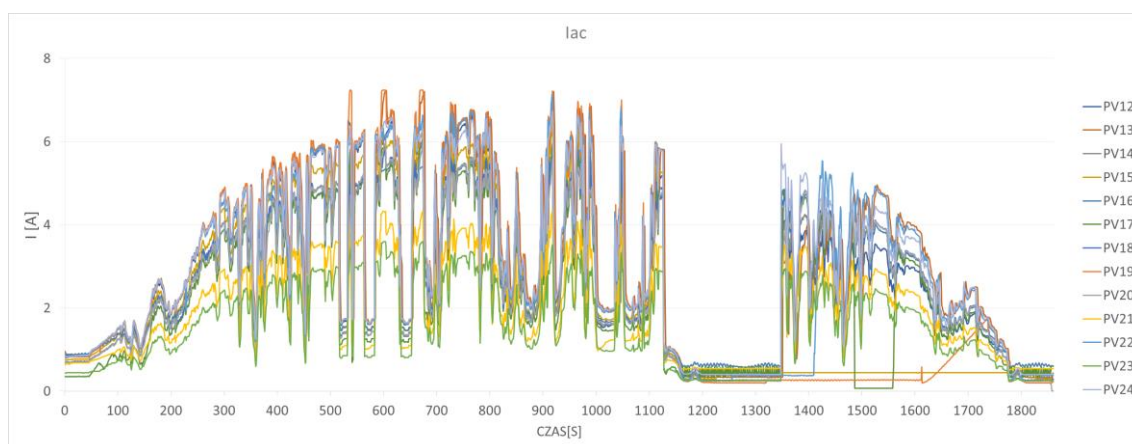
### 1.2.1 Natężenie prądu

Na wykresie (Rys. 1.46) przedstawiono charakterystyki przebiegu prądu  $I_{ac}$  w czasie dla falowników trójfazowych podczas testu „kpiech\_hc”. Patrząc na wykres od razu zauważyć można, że falowniki pracują w zbliżony do siebie sposób, kształt krzywych jest podobny a co za tym idzie odpowiedź na zmienne warunki zbliżona. Różnią się natomiast osiąganą wartością maksymalną  $I_{ac}$ , oscylującą wokół 3,6[A] do 7,2[A] co zostało przedstawione w tabeli Tabela 1.13 i na grafice Rys. 1.47. Wartości średnie po wynikach są do siebie zbliżone i umiejscawiają się w okolicach wartości średnie po zbiorze, co zostało zaprezentowane na wykresie Rys. 1.48.

Ciekawostką jest zachowanie się falowników po dużym spadku wartości prądu (spowodowanym znacznym ograniczeniem irradiancji) mającym miejsce w około 1127 sekundzie testu i trwającym 220 sekund (do ok. 1347 sekund). Po skończeniu spadku większość falowników szybko wróciła do wcześniejszej pracy, podobnie jak to miało miejsce podczas tego samego testu dla falowników jednofazowych, jednak wyjątkiem okazały się trzy urządzenia: PV15, PV19 i PV22. Wyraźnie widać, że po skończeniu zdarzenia nie wróciły od razu bądź nie wróciły wcale do poprzedniej pracy. PV22 wrócił do pracy w 1410 sekundzie, czyli o około 60 sekund później niż większość grupy, PV19 podjął próbę i po około 500 sekundach zaczął wchodzić do pracy, jednak PV15 do końca testu już tego nie zrobił, co przedstawia wykres Rys. 1.52.



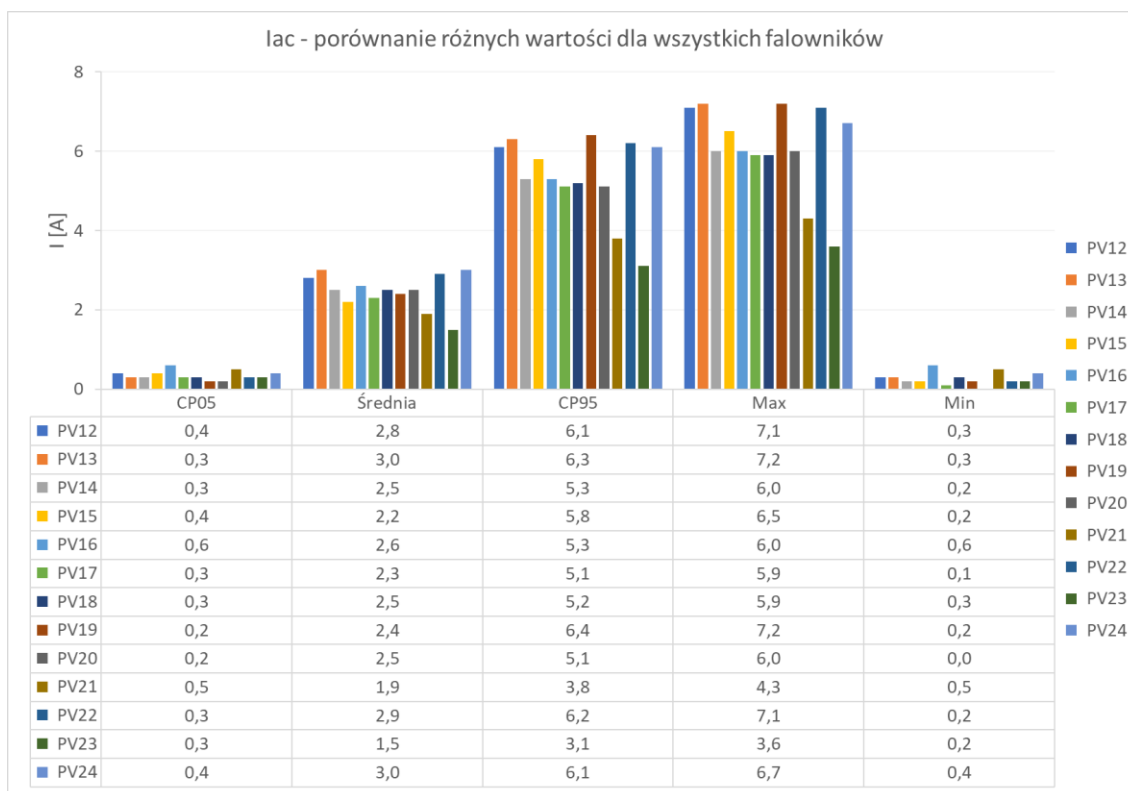
Opisana sytuacja została zobrazowana na wykresach Rys. 1.49, Rys. 1.50 i Rys. 1.51 oraz w tabeli Tabela 1.14, przedstawiających zawężone okno czasowe testu (1100 do 1860 sekundy). W rozdziale dotyczącym analizy  $I_{ac}$  dla falowników jednofazowych w teście  $k_{pich\_hc}$ , opisano już spostrzeżenia dotyczące zachowania się badanych urządzeń. Konkluzje są jednak na tyle istotne dla niniejszej dysertacji, że pozwolono sobie je przytoczyć również w tym miejscu. Autor pracy uważa, że sytuacja opisana w tym podrozdziale jest bardzo ważna i należy się jej dokładnie przyjrzeć. Gdyby tak się zdarzyło, że w systemach fotowoltaicznych zaimplementowane są falowniki źle reagujące na opisane wyżej zdarzenia, mogłoby to prowadzić do dużych strat w produkcji energii elektrycznej jak również propagacji słabej jakości energii elektrycznej do lokalnej sieci elektroenergetycznej.



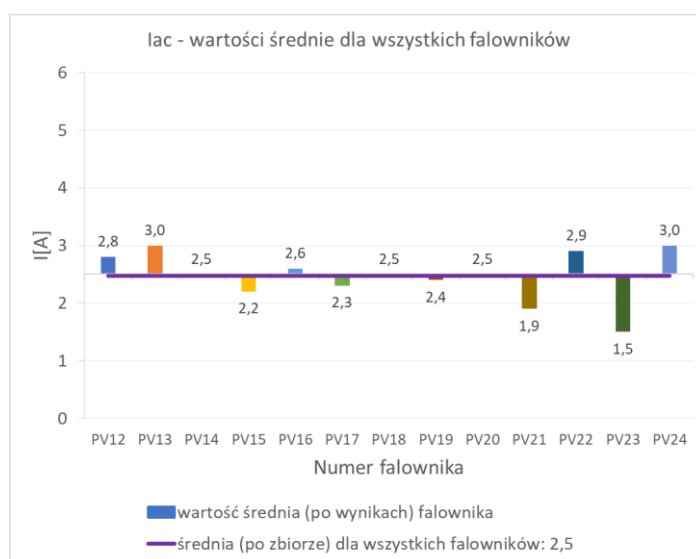
Rys. 1.46  $I_{ac}$ , falowniki trójfazowe

Tabela 1.13  $I_{ac}$ : porównanie CP05, średniej, CP95, max i min dla falowników trójfazowych

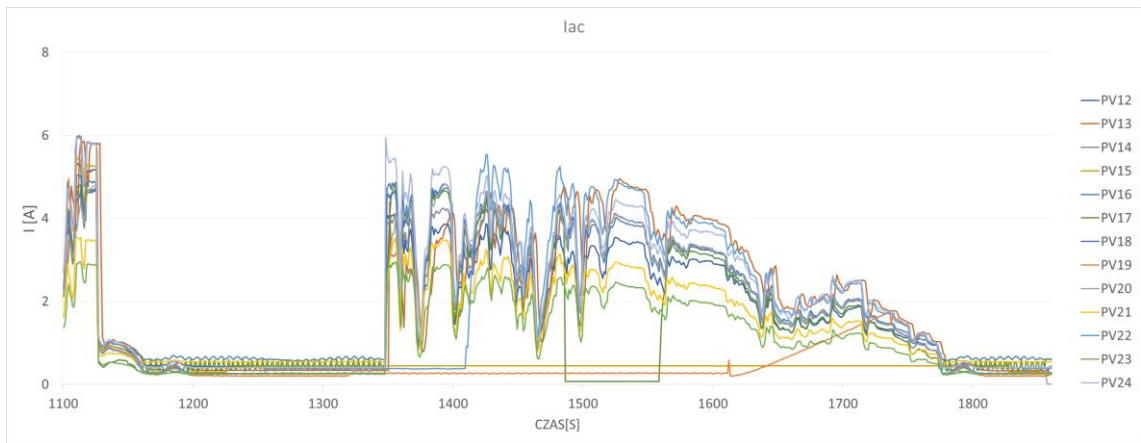
Nr. falownika	PV12	PV13	PV14	PV15	PV16	PV17	PV18	PV19	PV20	PV21	PV22	PV23	PV24
CP05	0,4	0,3	0,3	0,4	0,6	0,3	0,3	0,2	0,2	0,5	0,3	0,3	0,4
Średnia	2,8	3,0	2,5	2,2	2,6	2,3	2,5	2,4	2,5	1,9	2,9	1,5	3,0
CP95	6,1	6,3	5,3	5,8	5,3	5,1	5,2	6,4	5,1	3,8	6,2	3,1	6,1
Max	7,1	7,2	6,0	6,5	6,0	5,9	5,9	7,2	6,0	4,3	7,1	3,6	6,7
Min	0,3	0,3	0,2	0,2	0,6	0,1	0,3	0,2	0,0	0,5	0,2	0,2	0,4



Rys. 1.47 Iac, porównanie różnych wartości dla wszystkich falowników trójfazowych



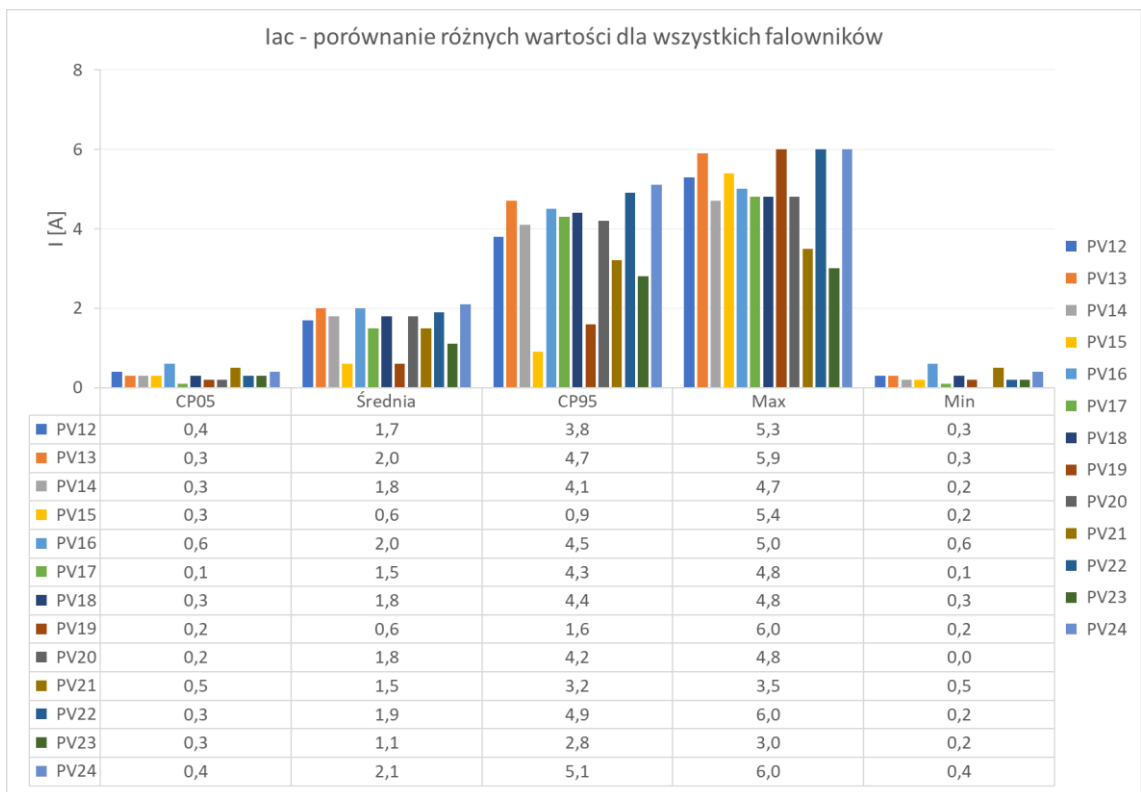
Rys. 1.48 Iac, wartości średnie dla wszystkich falowników



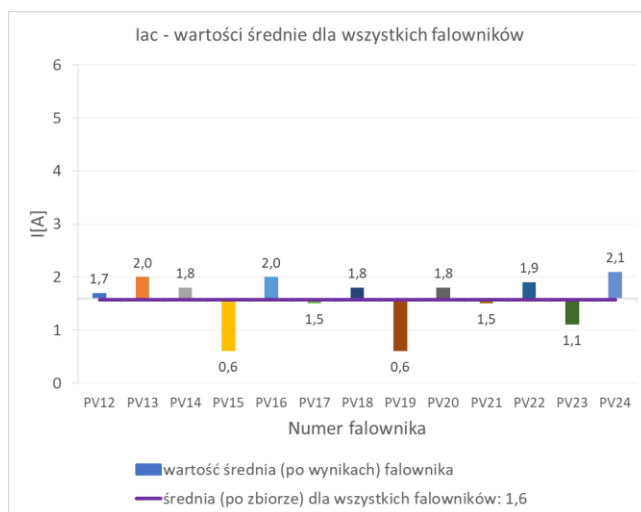
Rys. 1.49 Iac, falowniki trójfazowe, zawężone okno czasowe testu

Tabela 1.14 Iac: porównanie CP05, średniej, CP95, max i min dla falowników trójfazowych, zawężone okno czasowe testu

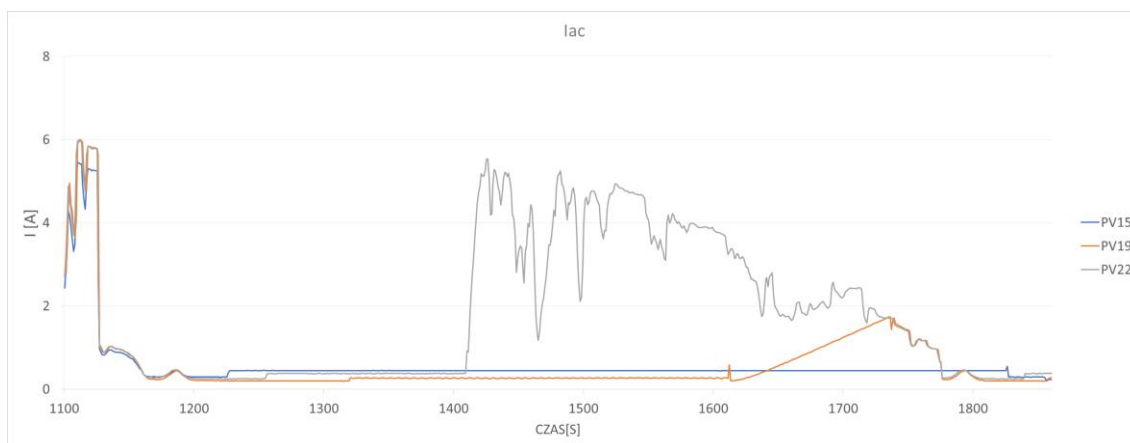
Nr. falownika	PV12	PV13	PV14	PV15	PV16	PV17	PV18	PV19	PV20	PV21	PV22	PV23	PV24
CP05	0,4	0,3	0,3	0,3	0,6	0,1	0,3	0,2	0,2	0,5	0,3	0,3	0,4
Średnia	1,7	2,0	1,8	0,6	2,0	1,5	1,8	0,6	1,8	1,5	1,9	1,1	2,1
CP95	3,8	4,7	4,1	0,9	4,5	4,3	4,4	1,6	4,2	3,2	4,9	2,8	5,1
Max	5,3	5,9	4,7	5,4	5,0	4,8	4,8	6,0	4,8	3,5	6,0	3,0	6,0
Min	0,3	0,3	0,2	0,2	0,6	0,1	0,3	0,2	0,0	0,5	0,2	0,2	0,4



Rys. 1.50 Iac, porównanie różnych wartości dla wszystkich falowników trójfazowych, zawężone okno czasowe testu



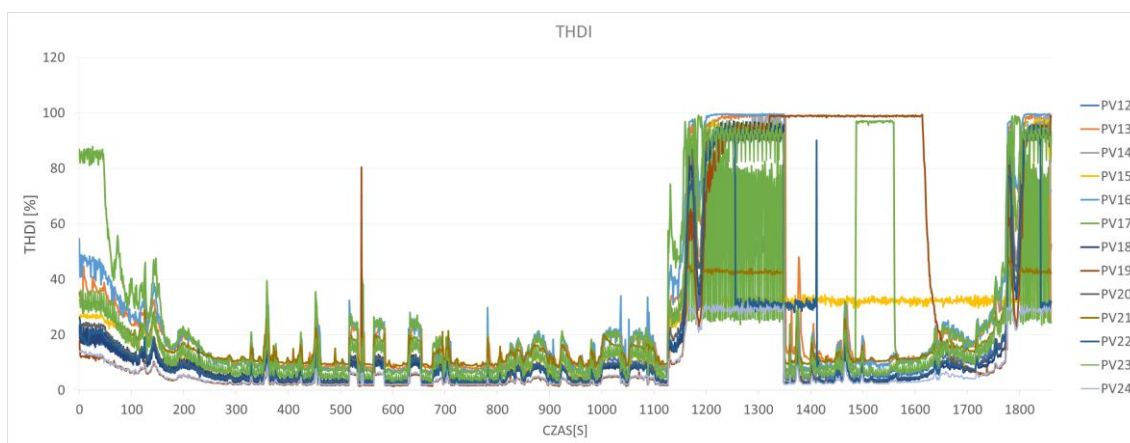
Rys. 1.51  $I_{ac}$ , wartości średnie dla wszystkich falowników, zawężone okno czasowe testu



Rys. 1.52  $I_{ac}$ , falowniki trójfazowe, zawężone okno czasowe testu – odmienne wejście do pracy PV15, PV19 i PV22

## 1.2.2 Współczynnik zawartości harmonicznych prądu THDI

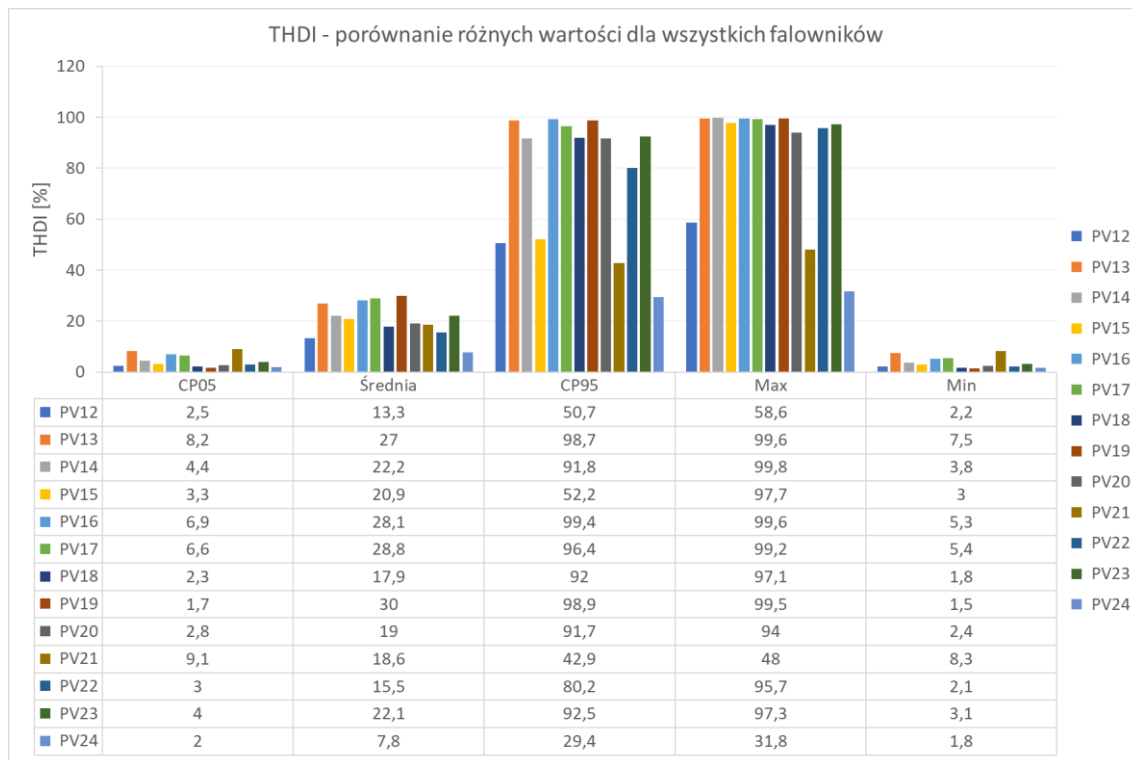
Wartość średnia THDI została wyliczona analitycznie z pomiarów wszystkich trzech faz i zaokrąglona do jednego miejsca po przecinku.



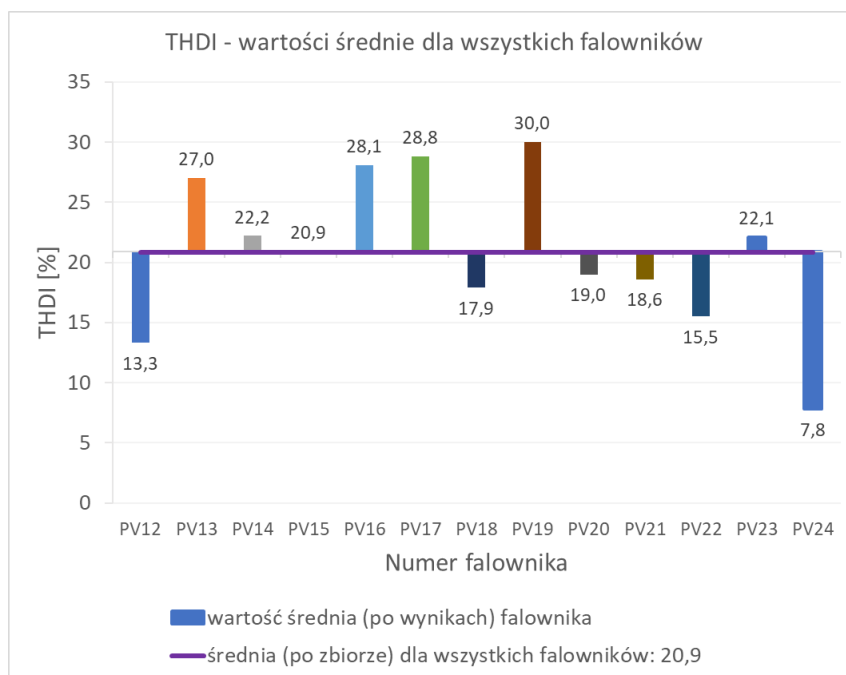
Rys. 1.53 THDI, falowniki trójfazowe

Tabela 1.15 THDI: porównanie CP05, średniej, CP95, max i min dla falowników trójfazowych

Nr. falownika	PV12	PV13	PV14	PV15	PV16	PV17	PV18	PV19	PV20	PV21	PV22	PV23	PV24
CP05	2,5	8,2	4,4	3,3	6,9	6,6	2,3	1,7	2,8	9,1	3,0	4,0	2,0
Średnia	13,3	27,0	22,2	20,9	28,1	28,8	17,9	30,0	19,0	18,6	15,5	22,1	7,8
CP95	50,7	98,7	91,8	52,2	99,4	96,4	92,0	98,9	91,7	42,9	80,2	92,5	29,4
Max	58,6	99,6	99,8	97,7	99,6	99,2	97,1	99,5	94,0	48,0	95,7	97,3	31,8
Min	2,2	7,5	3,8	3,0	5,3	5,4	1,8	1,5	2,4	8,3	2,1	3,1	1,8

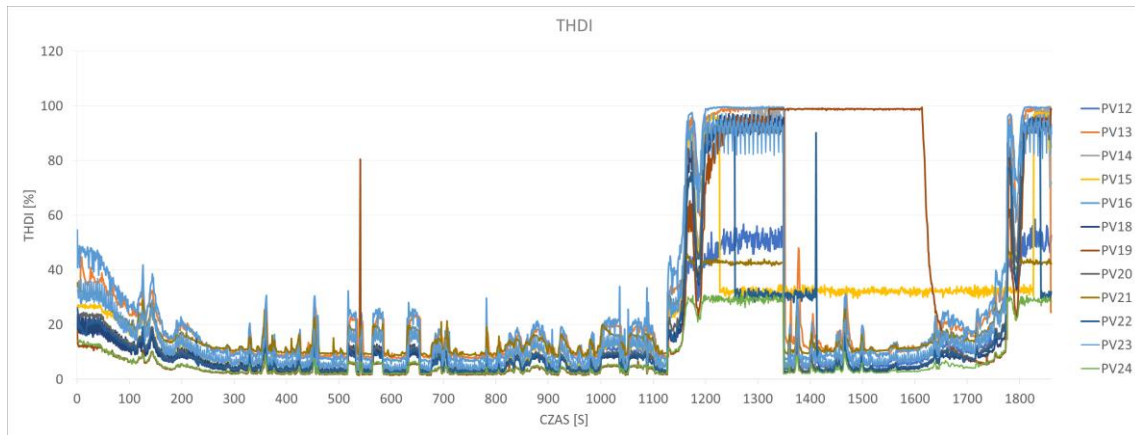


Rys. 1.54 THDI, porównanie różnych wartości dla wszystkich falowników trójfazowych

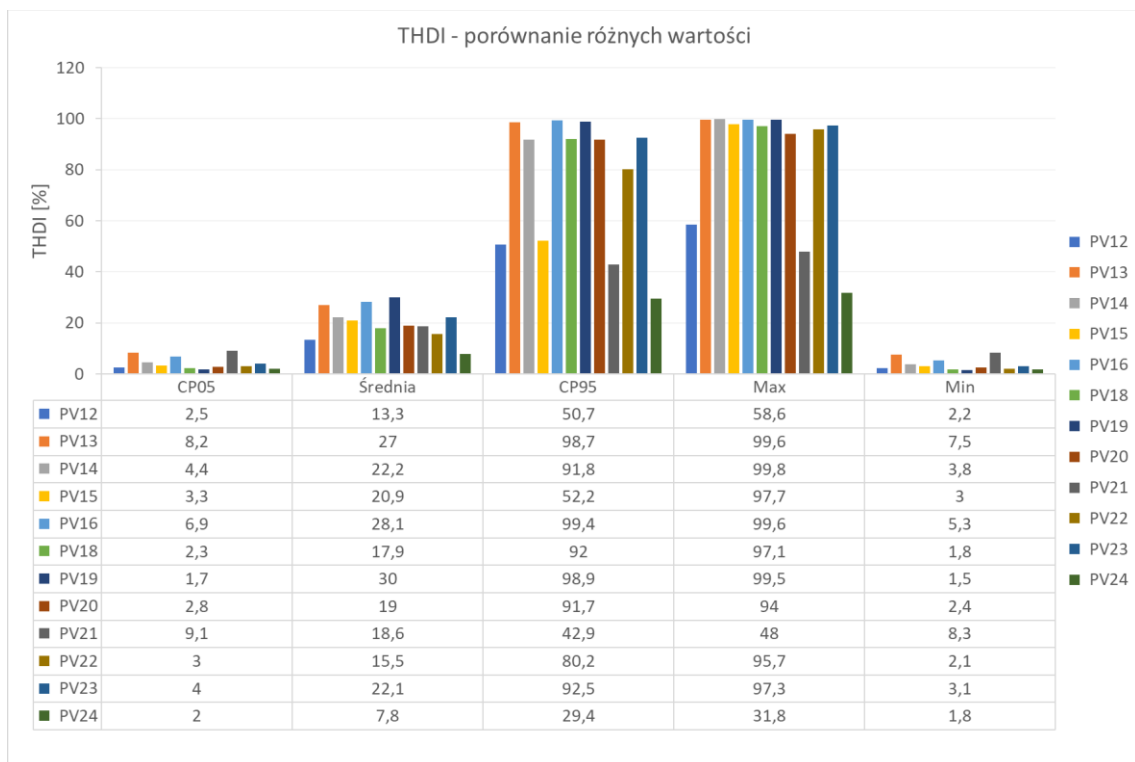


Rys. 1.55 THDI, wartości średnie dla wszystkich falowników

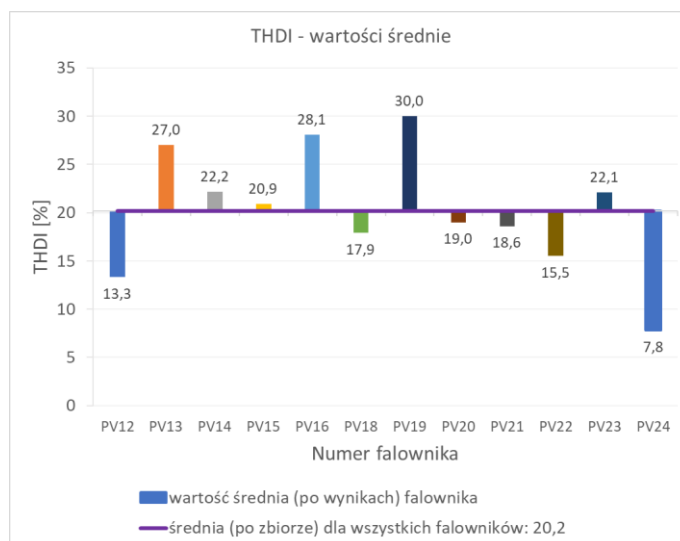
Poniższe wykresy wykonane są bez falownika PV17, który w odróżnieniu do pozostałych urządzeń, wykazuje duże oscylacje w THDI w przedziale czasu około 1150-1350 sekunda testu.



Rys. 1.56 THDI, falowniki trójfazowe bez PV17



Rys. 1.57 THDI, porównanie różnych wartości dla wszystkich falowników trójfazowych bez PV17



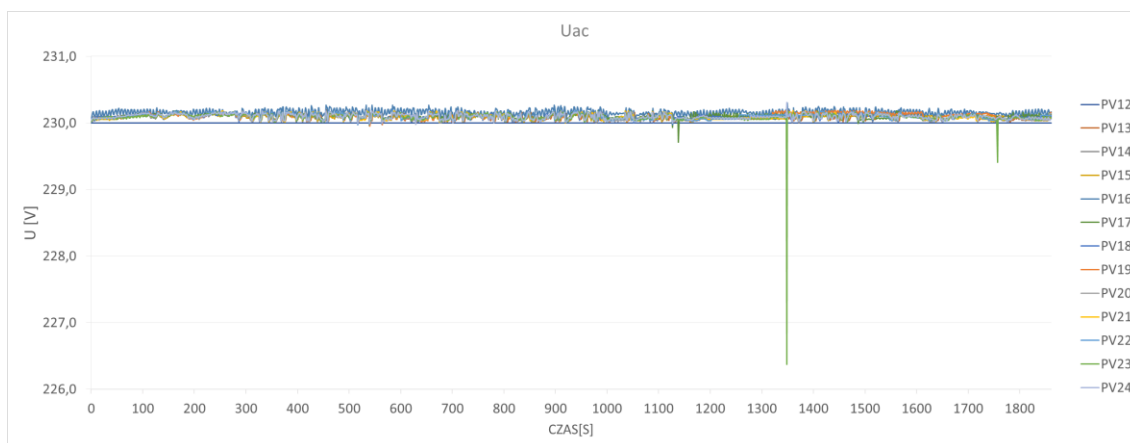
Rys. 1.58 THDI, wartości średnie dla wszystkich falowników bez PV17

### 1.2.3 Wartość napięcia falowników

Wykres Rys. 1.59 przedstawia przebieg napięcia  $U_{ac}$  dla falowników trójfazowych biorących udział w teście „kpiech\_hc”. Szczególną uwagę zwracają charakterystyki dwóch urządzeń. Pierwszym jest falownik oznaczony numerem PV12, dla którego  $U_{ac}$  w trakcie całego testu, dla każdej z faz (a co za tym idzie również wartość średnia) wynosi dokładnie 230[V] i jest to wartość zmierzona przez analizator JEE. Autor pracy uważa, że przyczyną takiej liniowej wartości mogą być nastawy falownika bądź jego konstrukcja. Jest również możliwość błędnego pomiaru jednak badacz chce zwrócić uwagę na inne parametry dla tego urządzenia, jak chociażby prąd  $I_{ac}$  widoczny na wykresach Rys. 1.46, Rys. 1.47 i Rys. 1.48 oraz w tabeli Tabela 1.13, które wyglądają na właściwe i nie odstające od wyników dla innych urządzeń biorących udział w teście.

Drugim falownikiem jest PV23, dla którego w 1348 sekundzie testu nastąpił spadek wartości uśrednionego napięcia do poziomu 226,4[V] (Tabela 1.16, grafika Rys. 1.60 i wykres Rys. 1.61). Bardziej szczegółowo omówiono to zdarzenie, włącznie z rozbiciem na zachowanie się poszczególnych faz, na wykresach Rys. 1.68, Rys. 1.69 i Rys. 1.70 oraz w tabelach Tabela 1.20 i Tabela 1.21.

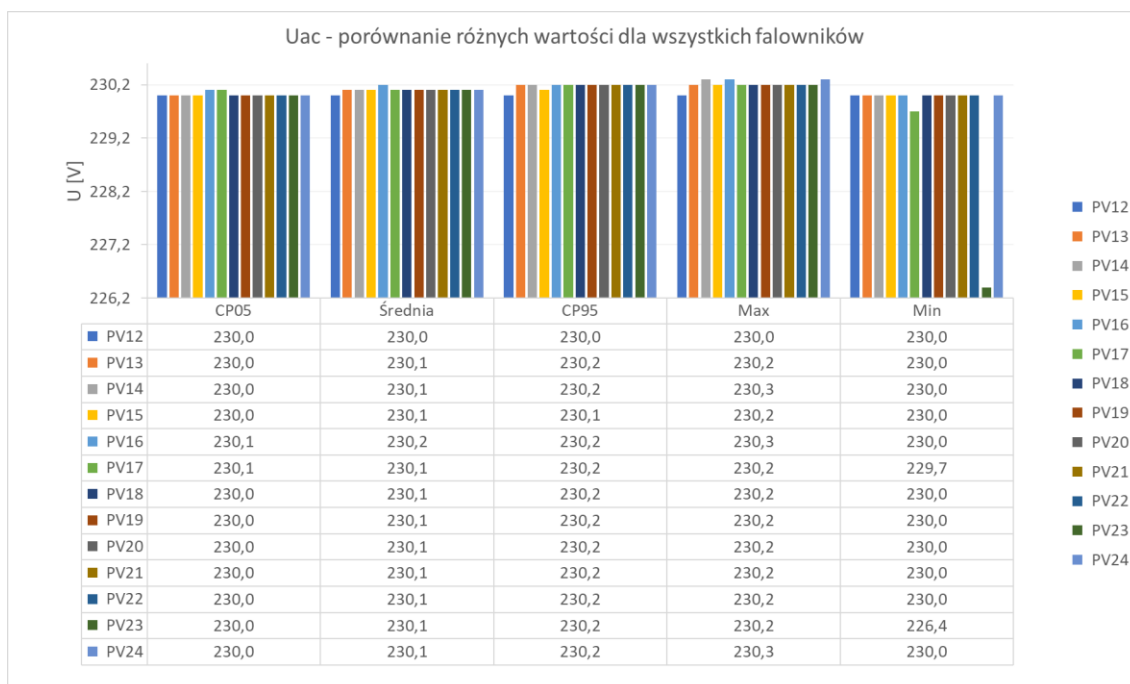
Aby wyeliminować potencjalnie błędne dane pomiarowe, na wykresach Rys. 1.62, Rys. 1.63 i Rys. 1.64 oraz w tabeli Tabela 1.17 przedstawiono przebiegi  $U_{ac}$  dla wszystkich falowników z wyłączeniem wspomnianych dwóch urządzeń PV12 oraz PV23. Stwierdzono, że po usunięciu wspomnianych dwóch urządzeń, wyniki uległy uśrednieniu i zbliżeniu się do siebie.



Rys. 1.59 Uac, falowniki trójfazowe

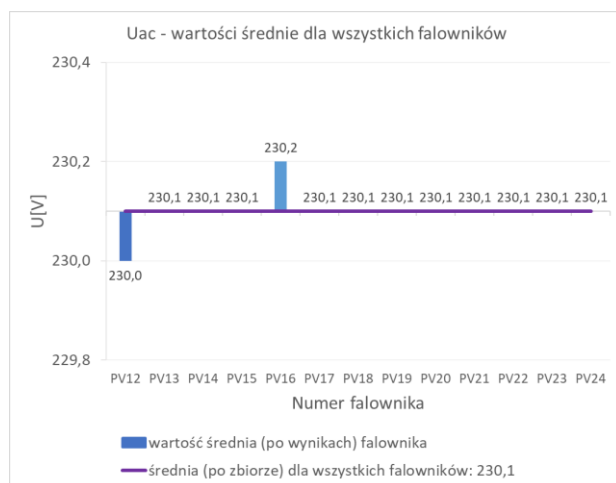
Tabela 1.16 Uac: porównanie CP05, średniej, CP95, max i min dla falowników trójfazowych

Nr. falownika	PV12	PV13	PV14	PV15	PV16	PV17	PV18	PV19	PV20	PV21	PV22	PV23	PV24
CP05	230,0	230,0	230,0	230,0	230,1	230,1	230,0	230,0	230,0	230,0	230,0	230,0	230,0
Średnia	230,0	230,1	230,1	230,1	230,2	230,1	230,1	230,1	230,1	230,1	230,1	230,1	230,1
CP95	230,0	230,2	230,2	230,1	230,2	230,2	230,2	230,2	230,2	230,2	230,2	230,2	230,2
Max	230,0	230,2	230,3	230,2	230,3	230,2	230,2	230,2	230,2	230,2	230,2	230,2	230,3
Min	230,0	230,0	230,0	230,0	230,0	229,7	230,0	230,0	230,0	230,0	230,0	226,4	230,0

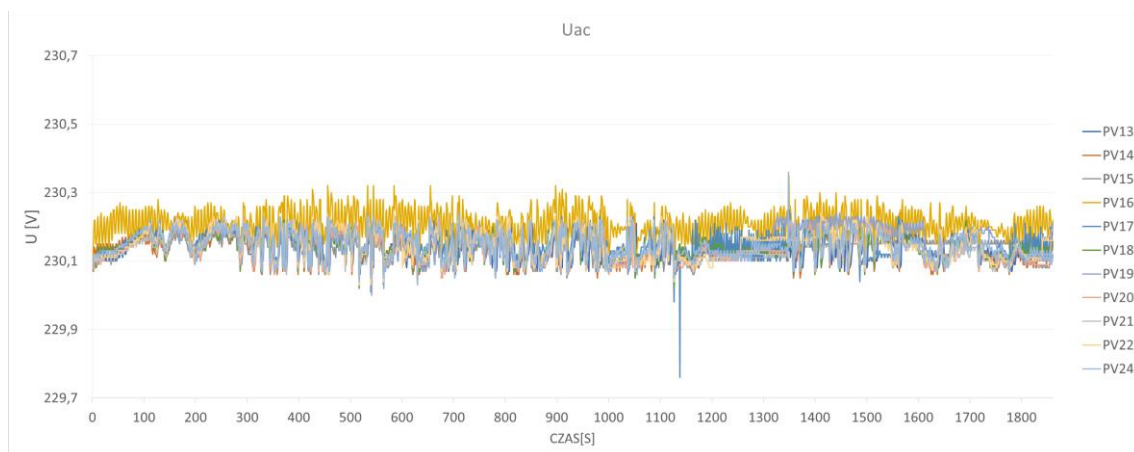


Rys. 1.60 Uac, porównanie różnych wartości dla falowników trójfazowych





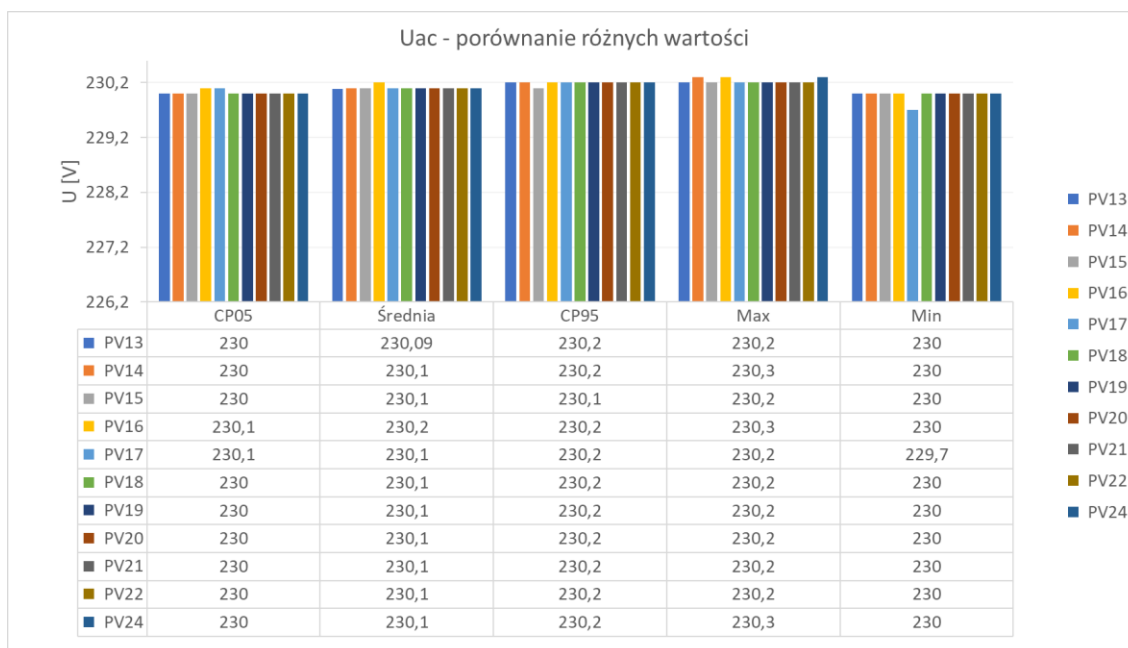
Rys. 1.61  $U_{ac}$ , wartości średnie dla falowników trójfazowych



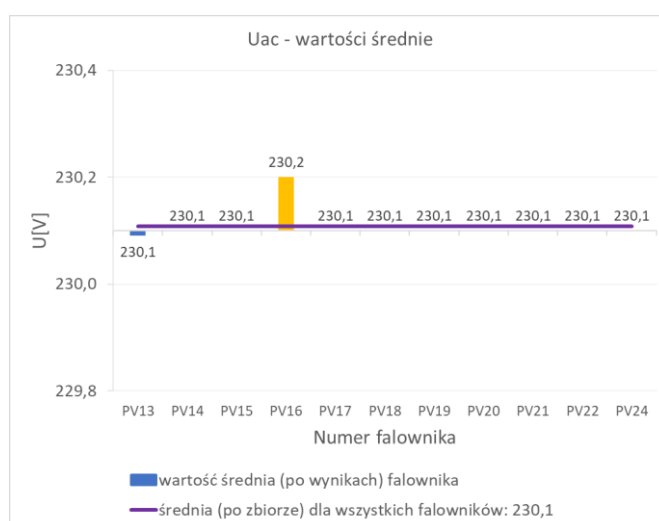
Rys. 1.62  $U_{ac}$ , falowniki trójfazowe bez PV12 i PV23

Tabela 1.17  $U_{ac}$ : porównanie CP05, średniej, CP95, max i min dla falowników trójfazowych bez PV12 i PV23

Nr. falownika	PV13	PV14	PV15	PV16	PV17	PV18	PV19	PV20	PV21	PV22	PV24
CP05	230,0	230,0	230,0	230,1	230,1	230,0	230,0	230,0	230,0	230,0	230,0
Średnia	230,1	230,1	230,1	230,2	230,1	230,1	230,1	230,1	230,1	230,1	230,1
CP95	230,2	230,2	230,1	230,2	230,2	230,2	230,2	230,2	230,2	230,2	230,2
Max	230,2	230,3	230,2	230,3	230,2	230,2	230,2	230,2	230,2	230,2	230,3
Min	230,0	230,0	230,0	230,0	229,7	230,0	230,0	230,0	230,0	230,0	230,0



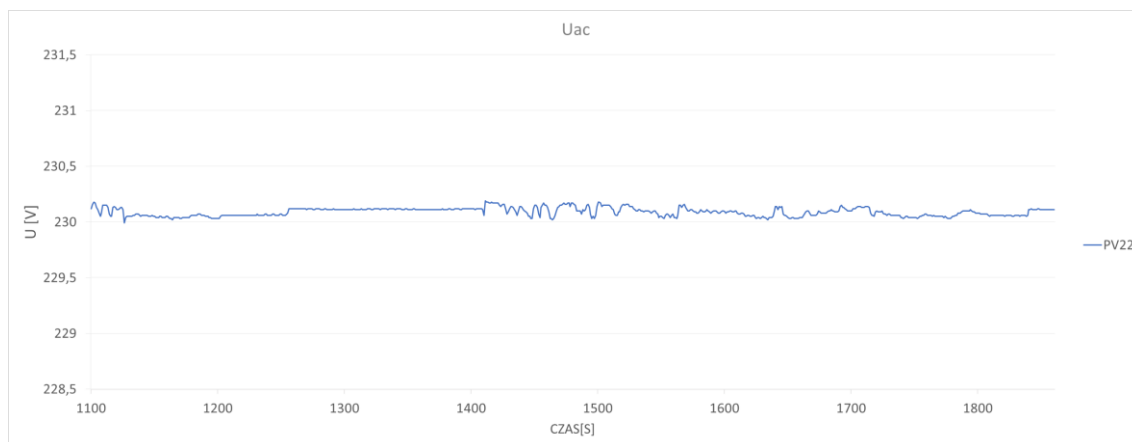
Rys. 1.63 Uac, porównanie różnych wartości dla falowników trójfazowych bez PV12 i PV23



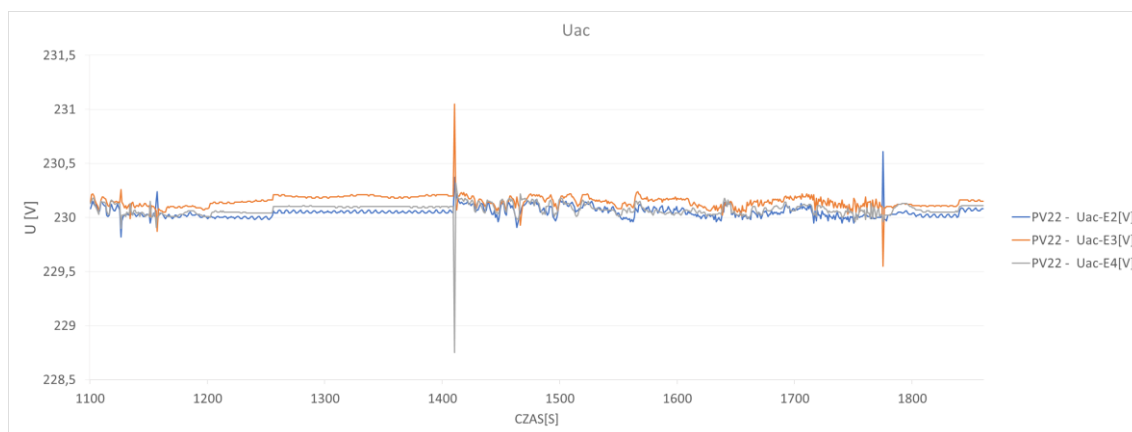
Rys. 1.64 Uac, wartości średnie dla falowników trójfazowych bez PV12 i PV23

Na wykresie Rys. 1.66 przedstawiono przebiegi Uac falownika PV22 dla poszczególnych faz: faza 1 – Uac-E2[V], faza 2 – Uac-E3[V] i faza 3 – Uac-E4[V]. Natomiast na wykresie Rys. 1.65 pokazano wartość średnią (sigma) Uac tego samego falownika, zmierzoną przez analizator JEE. Należy zwrócić uwagę na odmienność przebiegów z poszczególnych faz i wartości średniej. W 1410 sekundzie testu na drugiej fazie (Uac-E3[V]) nastąpiło podwyższenie wartości napięcia z poziomu 230,2[V] do 231,05[V] natomiast na fazie trzeciej (Uac-E4[V]) obniżenie z wartości 230,1[V] do 228,75[V]. Kolejne zdarzenie wystąpiło w 1775 sekundzie testu, dla fazy pierwszej (Uac-E2[V]) nastąpiło podwyższenie napięcia Uac z poziomu 230,02[V] do 230,61[V] a na fazie drugiej obniżenie z poziomu 230,01[V] do 229,55[V]. Wartości te podane są w tabeli Tabela 1.19 i na grafice Rys. 1.67 jako minimalne i maksymalne. Podczas analiz autor pracy zauważył, że dla wartości średniej Uac zmierzonej przez falownik, opisane powyżej szybkie zdarzenia na poszczególnych fazach nie występują i są mocno wygładzone co jest widoczne w tabeli Tabela 1.18 pokazującej min. wartości minimalne

i maksymalne  $U_{ac}$  dla PV22. Dzieje się tak z uwagi na kompensację wzrostów i obniżen napięcia na poszczególnych fazach, jednak badacz uważa, że brak tych zdarzeń w wartości uśrednionej może być powodem przeoczeń i niedoskonałości analiz.



Rys. 1.65  $U_{ac}$ , wartość średnia z trzech faz dla PV22



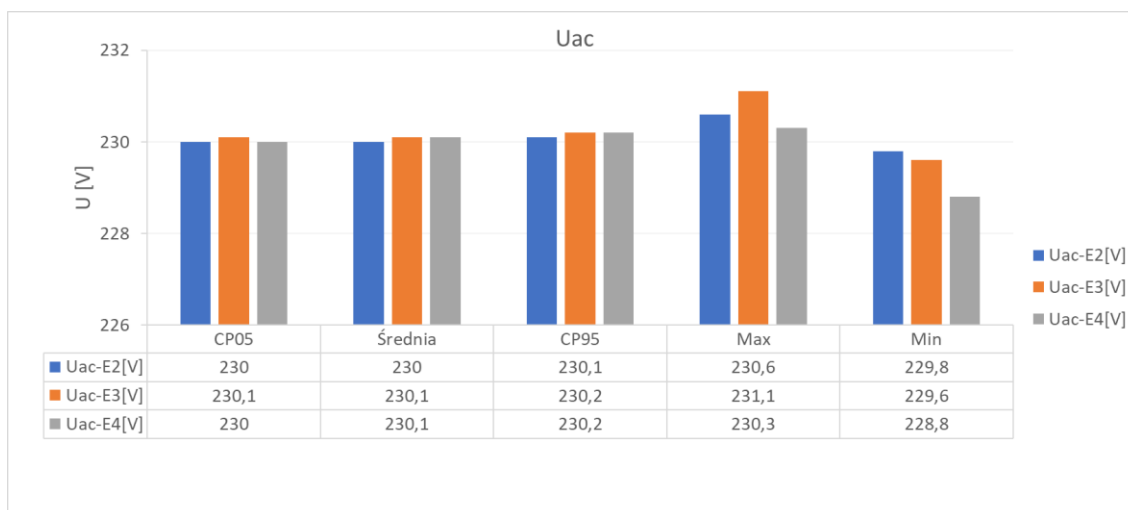
Rys. 1.66  $U_{ac}$ , poszczególne fazy dla PV22

Tabela 1.18  $U_{ac}$ : porównanie CP05, średniej, CP95, max i min dla wartości średniej z trzech faz PV22

Nr. falownika	230,12
CP05	230,0
Średnia	230,1
CP95	230,2
Max	230,2
Min	230,0

Tabela 1.19  $U_{ac}$ : porównanie CP05, średniej, CP95, max i min dla poszczególnych faz PV22

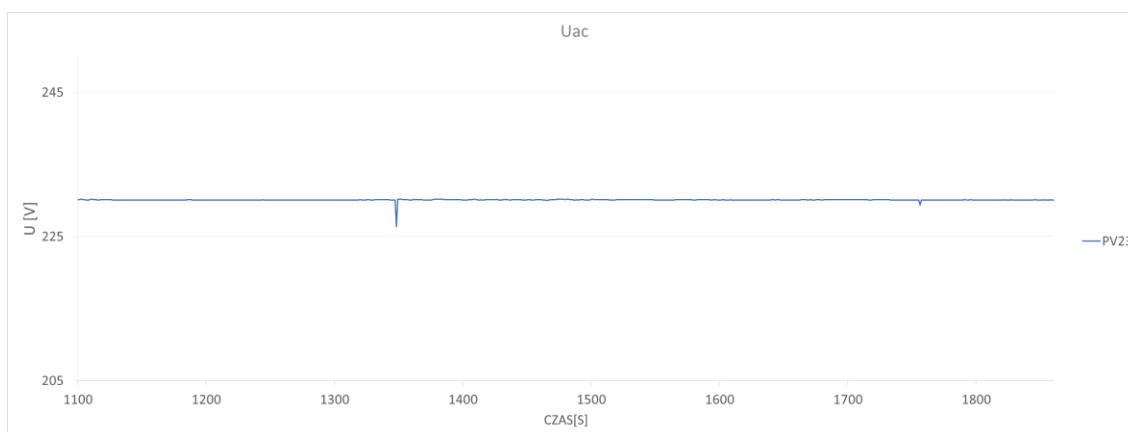
Nr. falownika	Uac-E2[V]	Uac-E3[V]	Uac-E4[V]
CP05	230,0	230,1	230,0
Średnia	230,0	230,1	230,1
CP95	230,1	230,2	230,2
Max	230,6	231,1	230,3
Min	229,8	229,6	228,8



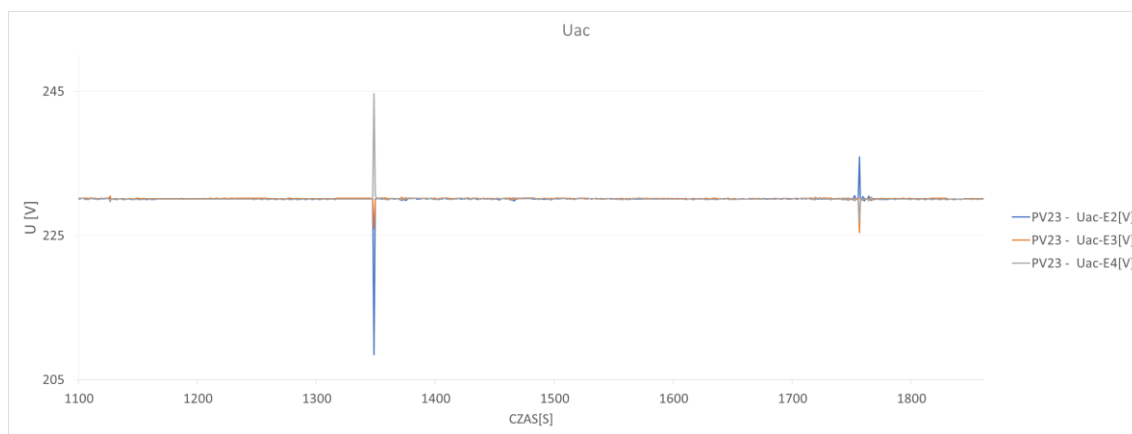
Rys. 1.67 Uac, porównanie różnych wartości dla poszczególnych faz PV22

Podobne obserwacje można zauważyć dla falownika PV23. Wykresy Rys. 1.69 i Rys. 1.70 i tabela Tabela 1.21 przedstawiają wartości dla poszczególnych faz z osobna natomiast wykresy Rys. 1.68 i tabela Tabela 1.20 prezentują dane dla wartości średniej. Uwagę należy zwrócić na spadek wartości uśrednionego napięcia w 1348 sekundzie testu do poziomu 226,4[V] (Tabela 1.20). Natomiast gdy przyjrzymy się temu samemu zdarzeniu dla każdej z faz z osobna, spadek napięcia na fazie pierwszej (Uac-E2[V]) okaże się jeszcze większy, bo aż do poziomu 208,5[V] (Tabela 1.21 oraz grafika Rys. 1.70). Jest to kolejny przykład potwierdzający mniejszą dokładność analityczną, którą charakteryzują się dane uśrednione.

W tym miejscu warto dodać, iż podobne próby były robione również dla prądów Iac dla każdej fazy z osobna i dla wartości uśrednionych dla trzech faz przez analizator JEE. Nie stwierdzono większych odstępstw pomiędzy analizowanymi danymi.



Rys. 1.68 Uac, wartość średnia z trzech faz dla PV23



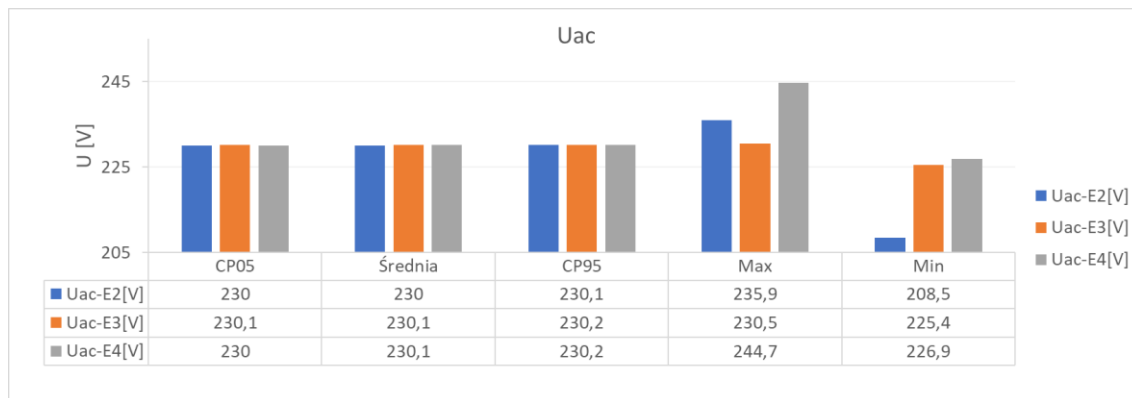
Rys. 1.69 Uac, poszczególne fazy dla PV23

Tabela 1.20 Uac: porównanie CP05, średniej, CP95, max i min dla wartości średniej z trzech faz PV23

Nr. falownika	PV23
CP05	230,0
Średnia	230,1
CP95	230,1
Max	230,2
Min	226,4

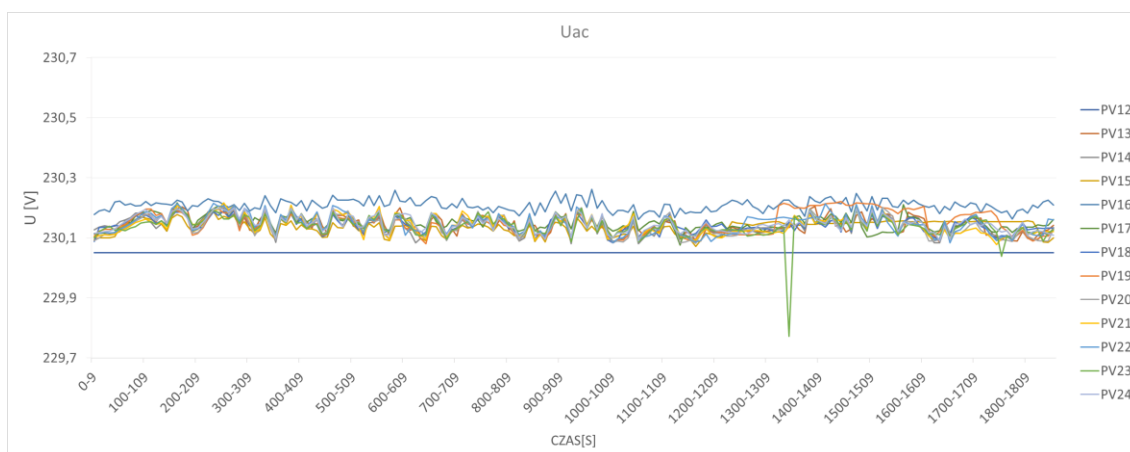
Tabela 1.21 Uac: porównanie CP05, średniej, CP95, max i min dla poszczególnych faz PV23

Nr. falownika	Uac-E2[V]	Uac-E3[V]	Uac-E4[V]
CP05	230,0	230,1	230,0
Średnia	230,0	230,1	230,1
CP95	230,1	230,2	230,2
Max	235,9	230,5	244,7
Min	208,5	225,4	226,9



Rys. 1.70 Uac, porównanie różnych wartości dla poszczególnych faz PV23

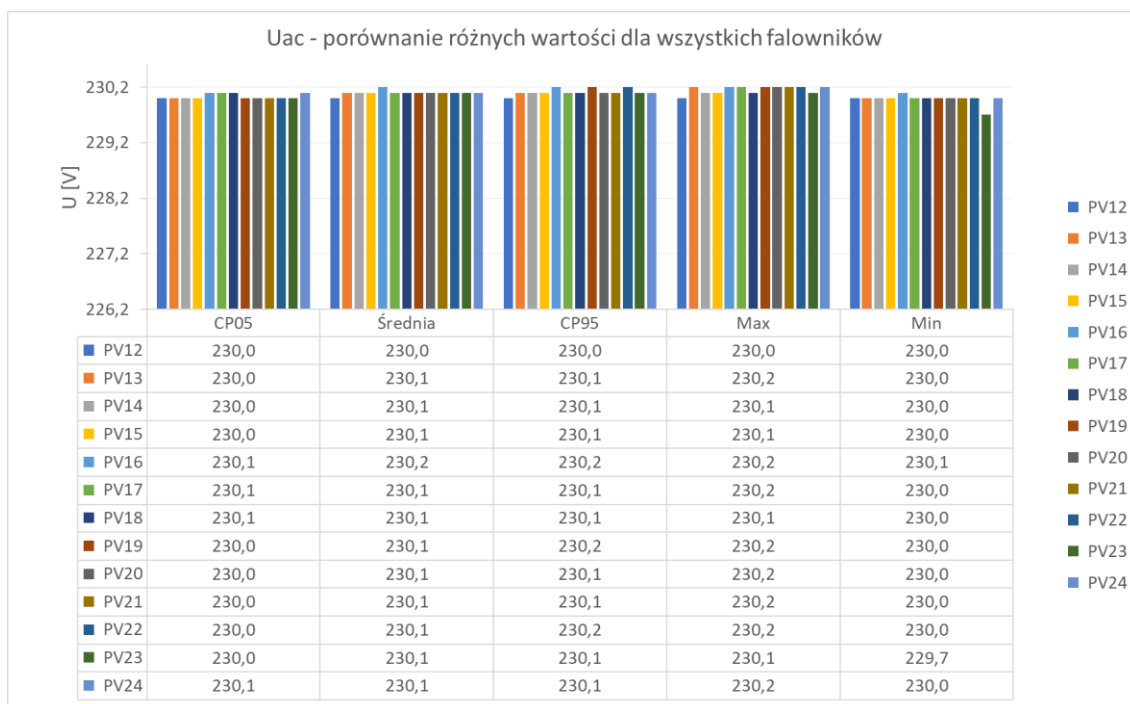
## 1.2.4 Wartość napięcia uśredniona 10s



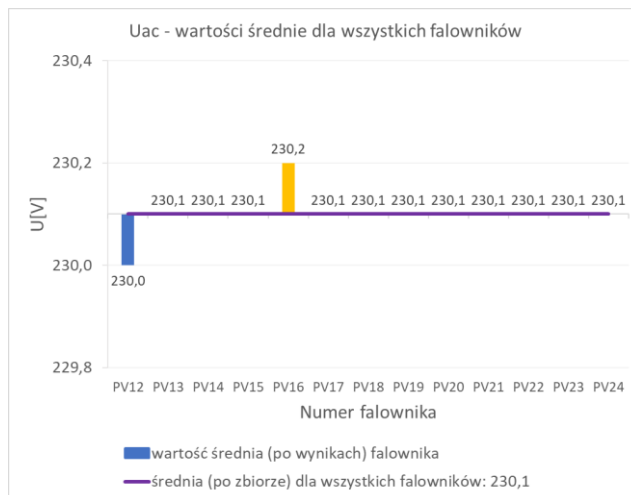
Rys. 1.71 Uac, falowniki trójfazowe, uśrednienie 10s

Tabela 1.22 Uac: porównanie CP05, średniej, CP95, max i min dla falowników trójfazowych, uśrednienie 10s

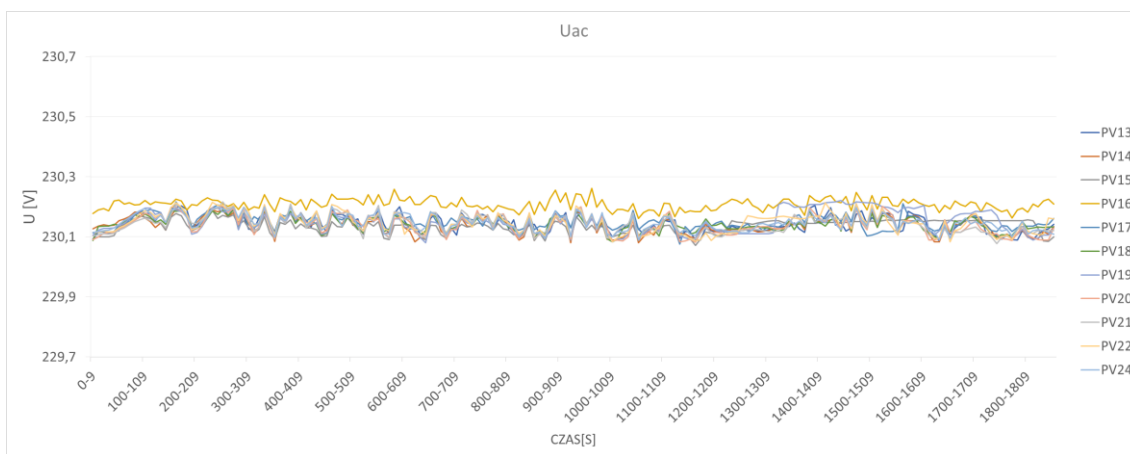
Nr. falownika	PV12	PV13	PV14	PV15	PV16	PV17	PV18	PV19	PV20	PV21	PV22	PV23	PV24
CP05	230,0	230,0	230,0	230,0	230,1	230,1	230,1	230,0	230,0	230,0	230,0	230,0	230,1
Średnia	230,0	230,1	230,1	230,1	230,2	230,1	230,1	230,1	230,1	230,1	230,1	230,1	230,1
CP95	230,0	230,1	230,1	230,1	230,2	230,1	230,1	230,2	230,1	230,1	230,2	230,1	230,1
Max	230,0	230,2	230,1	230,1	230,2	230,2	230,1	230,2	230,2	230,2	230,2	230,1	230,2
Min	230,0	230,0	230,0	230,0	230,1	230,0	230,0	230,0	230,0	230,0	230,0	229,7	230,0



Rys. 1.72 Uac, porównanie różnych wartości dla falowników trójfazowych, uśrednienie 10s



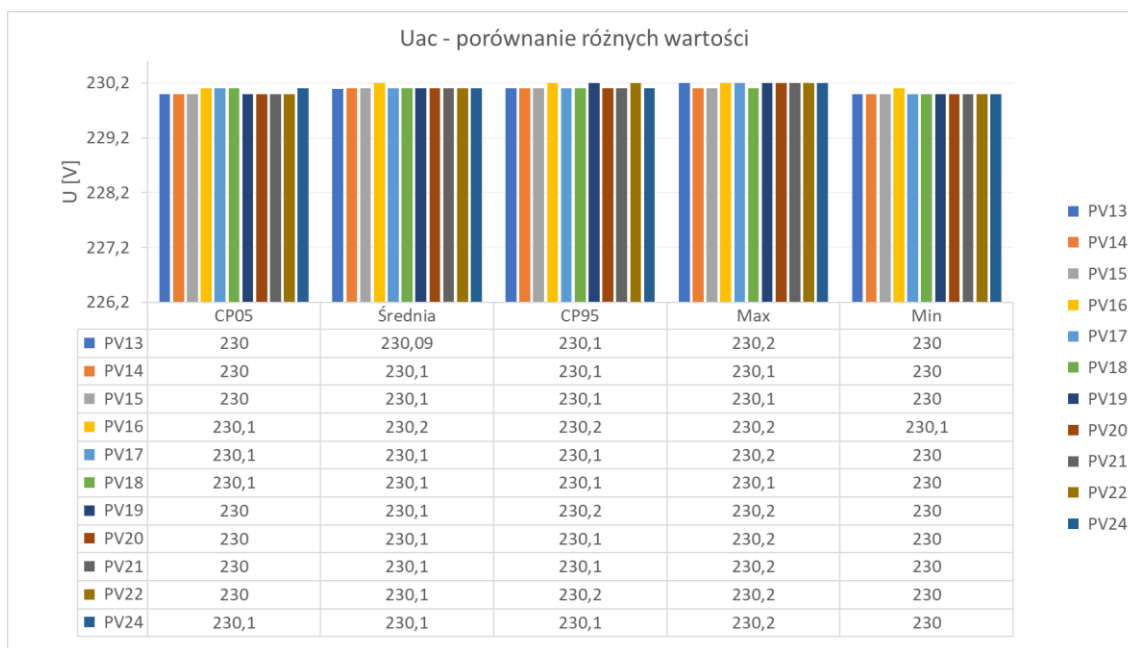
Rys. 1.73 Uac, wartości średnie dla falowników trójfazowych, uśrednienie 10s



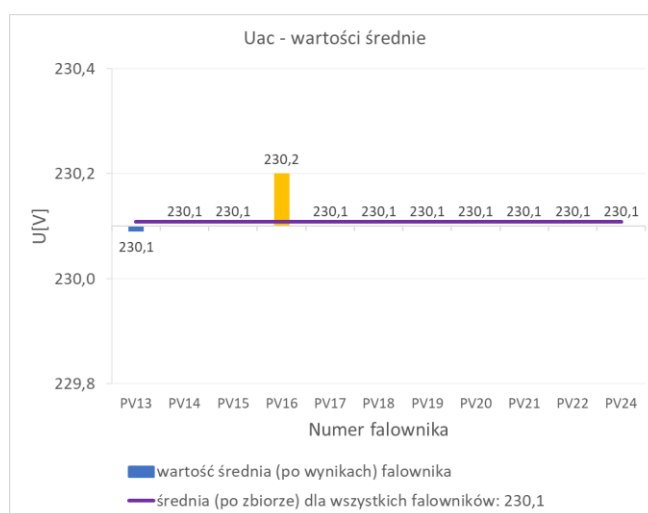
Rys. 1.74 Uac, falowniki trójfazowe bez PV12 i PV23, uśrednienie 10s

Tabela 1.23 Uac: porównanie CP05, średniej, CP95, max i min dla falowników trójfazowych bez PV12 i PV23, uśrednienie 10s

Nr. falownika	PV13	PV14	PV15	PV16	PV17	PV18	PV19	PV20	PV21	PV22	PV24
CP05	230,0	230,0	230,0	230,1	230,1	230,1	230,0	230,0	230,0	230,0	230,1
Średnia	230,1	230,1	230,1	230,2	230,1	230,1	230,1	230,1	230,1	230,1	230,1
CP95	230,1	230,1	230,1	230,2	230,1	230,1	230,2	230,1	230,1	230,2	230,1
Max	230,2	230,1	230,1	230,2	230,2	230,1	230,2	230,2	230,2	230,2	230,2
Min	230,0	230,0	230,0	230,1	230,0	230,0	230,0	230,0	230,0	230,0	230,0



Rys. 1.75  $U_{ac}$ , porównanie różnych wartości dla falowników trójfazowych bez PV12 i PV23, uśrednienie 10s



Rys. 1.76  $U_{ac}$ , wartości średnie dla falowników trójfazowych bez PV12 i PV23, uśrednienie 10s

### 1.2.5 Współczynnik zawartości harmonicznych napięcia $THD_U$

Wartość średnia  $THD_U$  (podobnie jak  $THD_I$ ) została wyliczona analitycznie z pomiarów wszystkich trzech faz i zaokrąglona do jednego miejsca po przecinku.

Na wykresie Rys. 1.77 przedstawiono przebiegi  $THD_U$  dla falowników trójfazowych w teście „kpiech\_hc”. Szczególną uwagę zwraca zachowanie się kilku urządzeń. PV13 i PV22 mają kilka nagłych wzrostów  $THD_U$ , wyraźnie powyżej ich średniego przebiegu wynoszącego odpowiednio 0,3 [%] i 0,2 [%]. Z tabeli Tabela 1.24 i z grafiki Rys. 1.79 odczytać można wartości maksymalne, wynoszące 0,9 [%] dla PV13 i 0,8 [%] dla PV22. Omawiane piki nastąpiły w przedziale czasowym od 550 sekundy do 950 sekundy testu. Aby lepiej przyjrzeć się temu fragmentowi na wykresie Rys. 1.280 pokazano zbliżenie tego fragmentu.

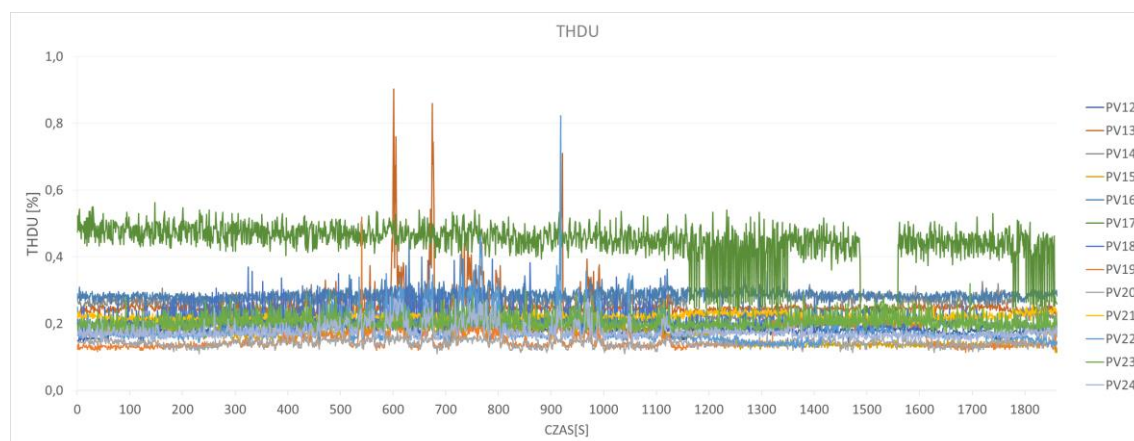
Następnym urządzeniem, którego przebieg  $THD_U$  odstaje od reszty falowników jest PV17, którego wartość średnia  $THD_U$  jest najwyższa wśród badanych urządzeń. Zgodnie



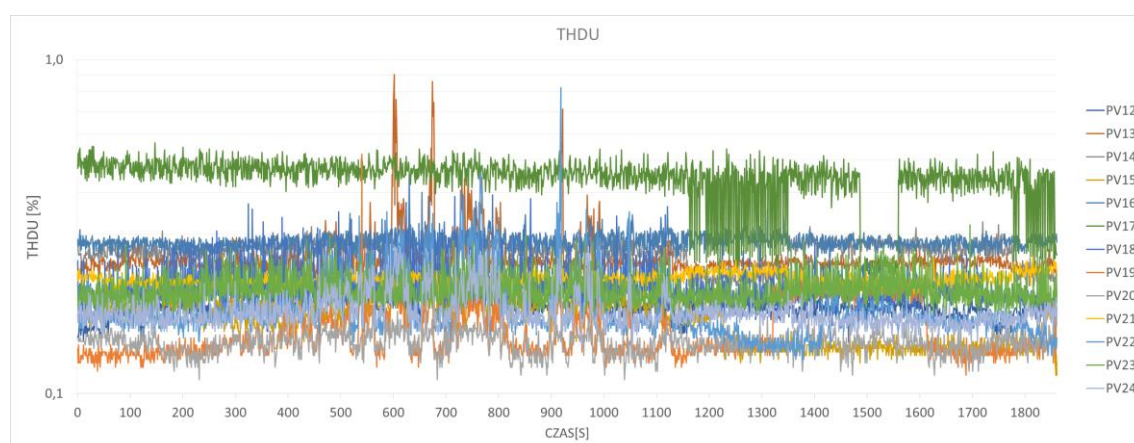
z danymi przedstawionymi w tabeli Tabela 1.24 i na grafice Rys. 1.79 wynosi ona 0,44 [%] czyli prawie dwukrotnie więcej od wartości średniej po zbiorze średnich wynoszącej 0,22 [%] (Rys. 1.80). W analizie THDI (sekcja 1.8.2) falownik PV17 również odznaczał się dużymi fluktuacjami. Autor pracy wnioskuję, że gdyby takie urządzenia pracowały w większości systemów fotowoltaicznych mogłyby one mocno negatywnie wpłynąć na jakość energii elektrycznej a tym samym działanie sieci ee.

Kolejnym interesującym fragmentem testu jest przedział czasowy od 1150 sekundy do końca testu (1860 sekunda), podobnie jak to miało miejsce dla THDI, gdzie również uważniej przyglądano się temu odcinkowi badania. Z tego względu na wykresie Rys. 1.82 pokazano zawężenie testu do omawianego przedziału.

Wykres Rys. 1.83, tabela Tabela 1.25 i grafika Rys. 1.84 przedstawiają pomiary dla falowników PV13, PV17 i PV22 mających odmienne przebiegi THDU od zdecydowanej większości badanych falowników. Na wykresie Rys. 1.85 pokazano wartość średnią po zbiorach wynoszącą 0,29 [%] w odniesieniu do wartości średnich omawianych trzech falowników.



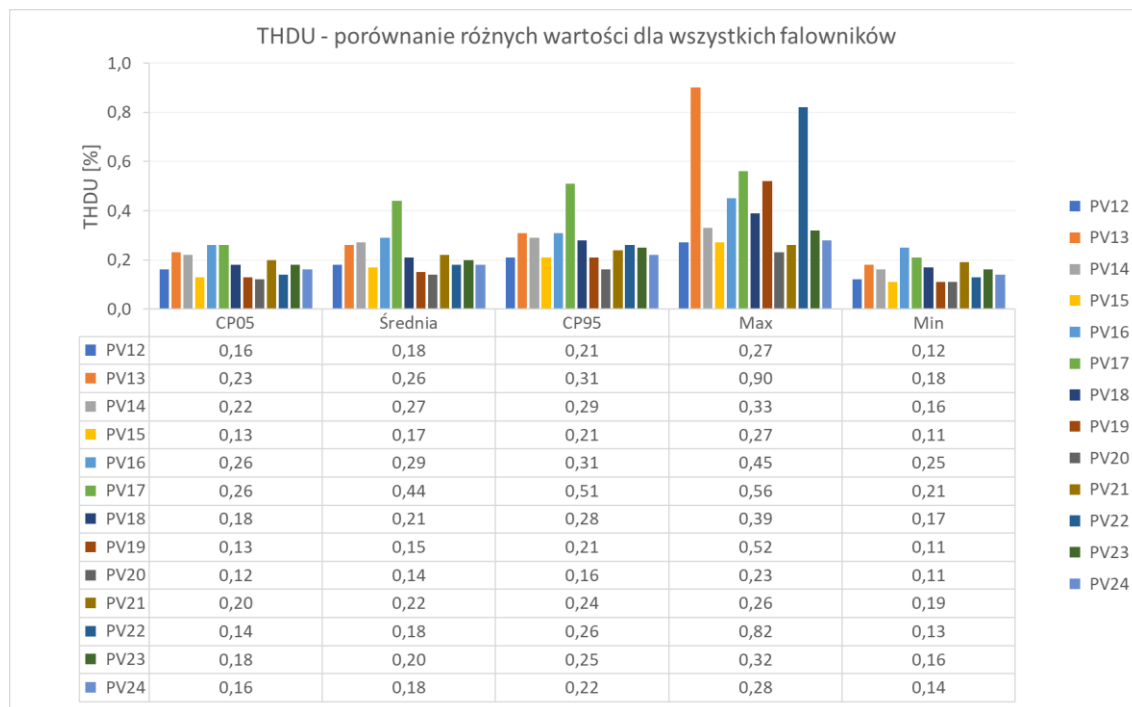
Rys. 1.77 THDU, falowniki trójfazowe



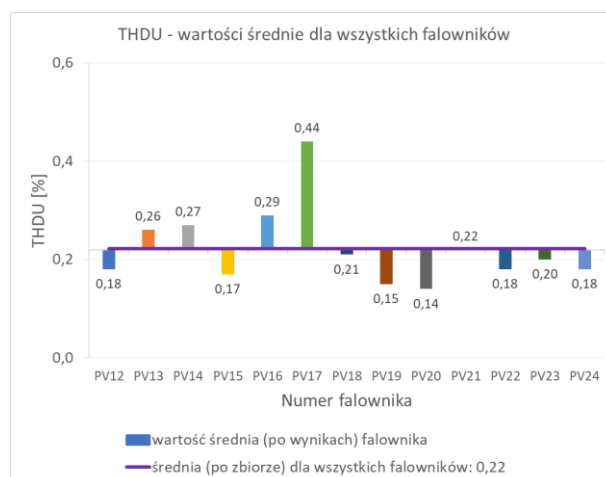
Rys. 1.78 THDU, falowniki trójfazowe, skala logarytmiczna

Tabela 1.24 THDU: porównanie CP05, średniej, CP95, max i min dla falowników trójfazowych

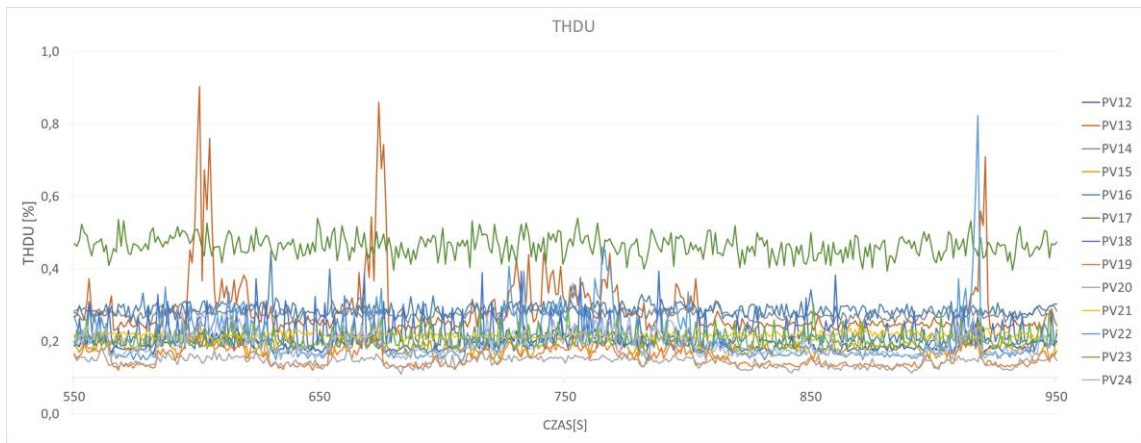
Nr. falownika	PV12	PV13	PV14	PV15	PV16	PV17	PV18	PV19	PV20	PV21	PV22	PV23	PV24
CP05	0,16	0,23	0,22	0,13	0,26	0,26	0,18	0,13	0,12	0,20	0,14	0,18	0,16
Średnia	0,18	0,26	0,27	0,17	0,29	0,44	0,21	0,15	0,14	0,22	0,18	0,20	0,18
CP95	0,21	0,31	0,29	0,21	0,31	0,51	0,28	0,21	0,16	0,24	0,26	0,25	0,22
Max	0,27	0,90	0,33	0,27	0,45	0,56	0,39	0,52	0,23	0,26	0,82	0,32	0,28
Min	0,12	0,18	0,16	0,11	0,25	0,21	0,17	0,11	0,11	0,19	0,13	0,16	0,14



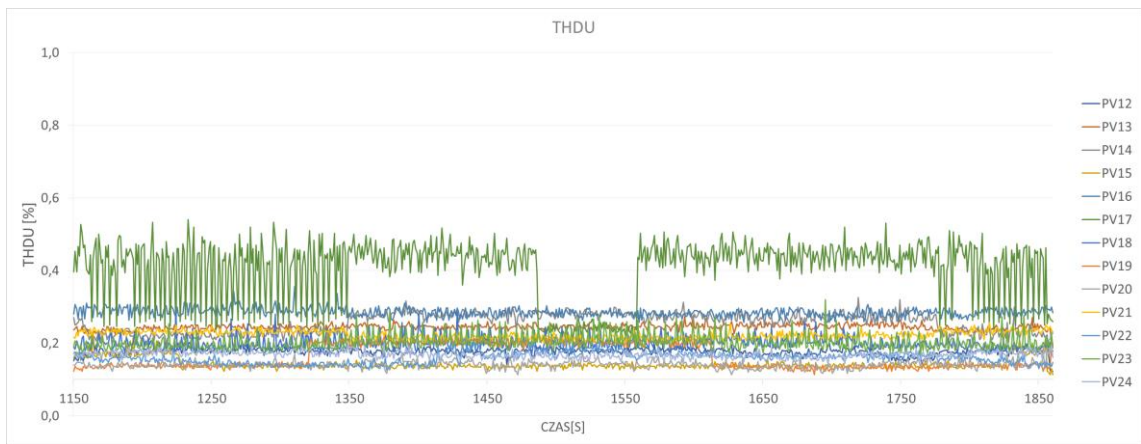
Rys. 1.79 THDU, porównanie różnych wartości dla wszystkich falowników trójfazowych



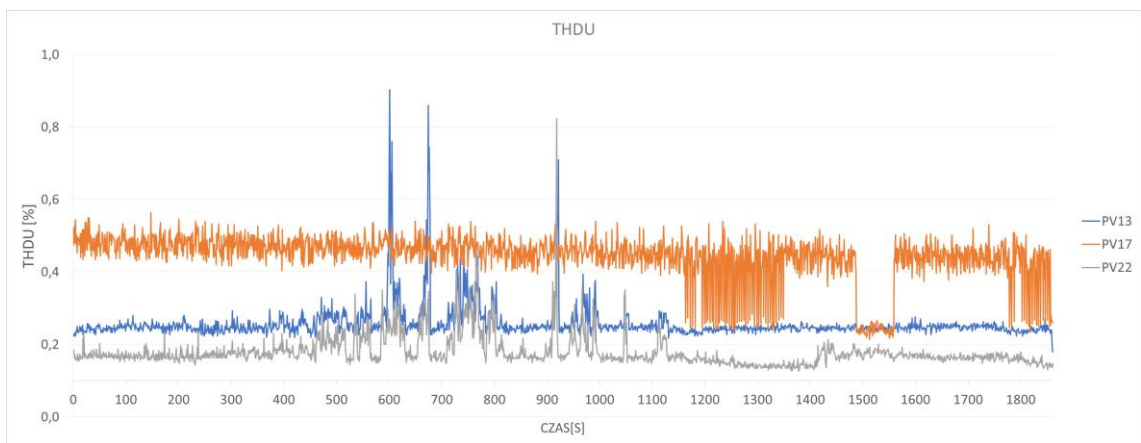
Rys. 1.80 THDU, wartości średnie dla wszystkich falowników



Rys. 1.81 THDU, falowniki trójfazowe, przedział czasu 550-950[s]



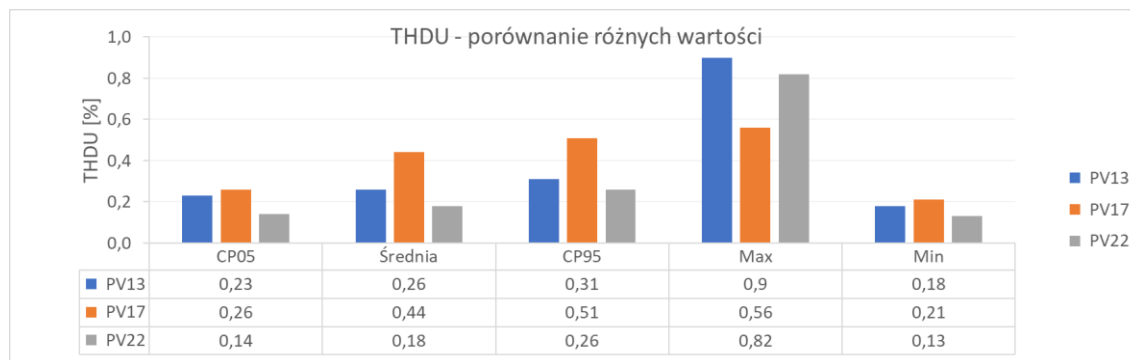
Rys. 1.82 THDU, falowniki trójfazowe, przedział czasu 1150-1860[s]



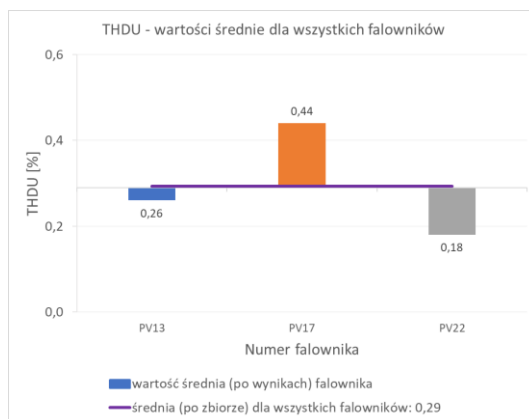
Rys. 1.83 THDU, falowniki trójfazowe PV13, PV17 i PV22

Tabela 1.25 THDU: porównanie CP05, średniej, CP95, max i min dla falowników PV13, PV17 i PV22

Nr. falownika	PV13	PV17	PV22
CP05	0,23	0,26	0,14
Średnia	0,26	0,44	0,18
CP95	0,31	0,51	0,26
Max	0,90	0,56	0,82
Min	0,18	0,21	0,13

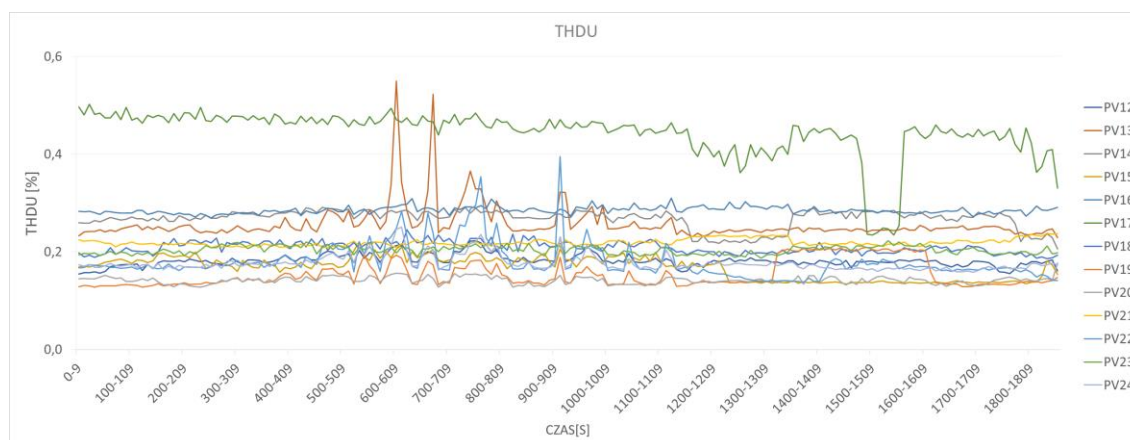


Rys. 1.84 THDU, porównanie różnych wartości dla falowników PV13, PV17 i PV22



Rys. 1.85 THDU, wartości średnie dla PV13, PV17 i PV22

## 1.2.6 Współczynnik zawartości harmonicznych napięcia THDU uśredniony

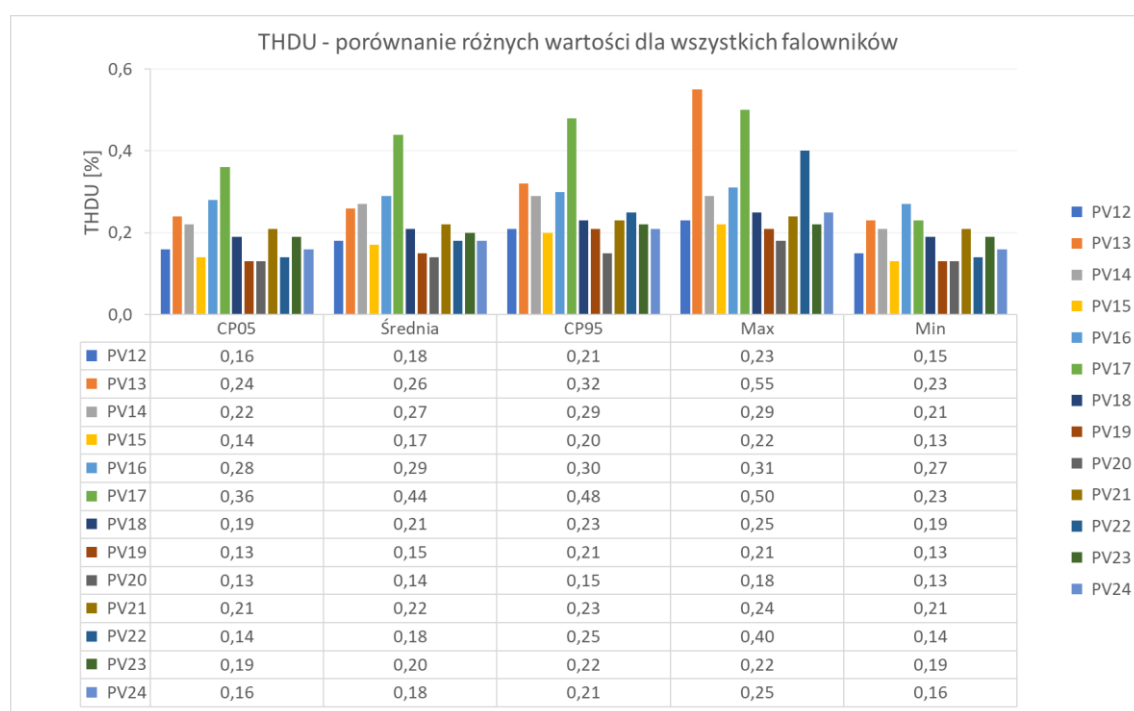


Rys. 1.86 THDU, falowniki trójfazowe, uśrednienie 10s

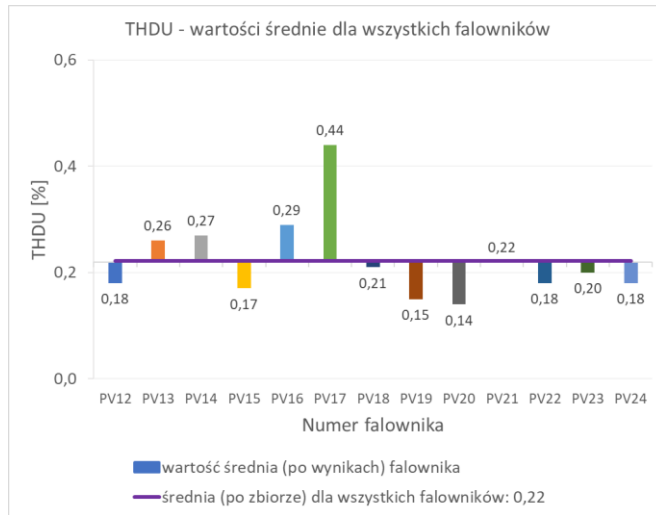
Tabela 1.26 THDU: porównanie CP05, średniej, CP95, max i min dla falowników trójfazowych, uśrednienie 10s

Nr. falownika	PV12	PV13	PV14	PV15	PV16	PV17	PV18	PV19	PV20	PV21	PV22	PV23	PV24
CP05	0,16	0,24	0,22	0,14	0,28	0,36	0,19	0,13	0,13	0,21	0,14	0,19	0,16
Średnia	0,18	0,26	0,27	0,17	0,29	0,44	0,21	0,15	0,14	0,22	0,18	0,20	0,18
CP95	0,21	0,32	0,29	0,20	0,30	0,48	0,23	0,21	0,15	0,23	0,25	0,22	0,21
Max	0,23	0,55	0,29	0,22	0,31	0,50	0,25	0,21	0,18	0,24	0,40	0,22	0,25
Min	0,15	0,23	0,21	0,13	0,27	0,23	0,19	0,13	0,13	0,21	0,14	0,19	0,16

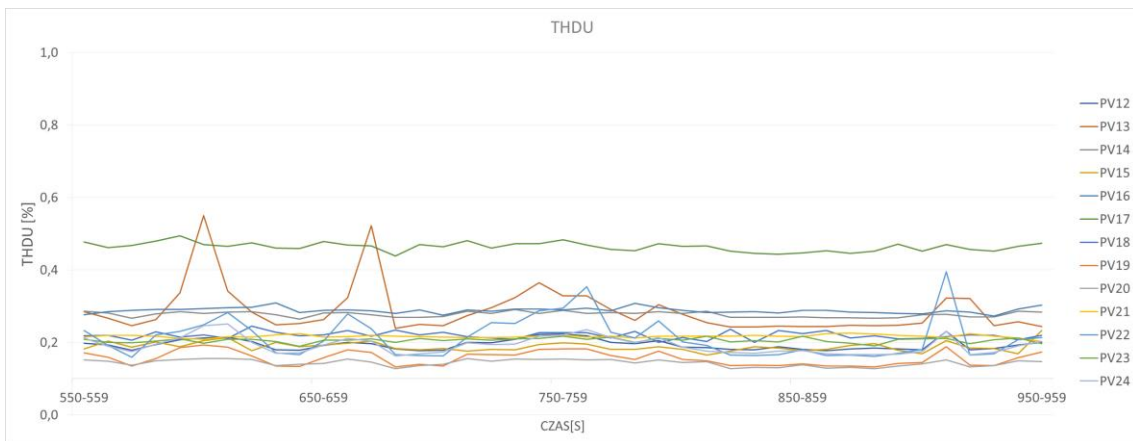
Na poniższej grafice Rys. 1.283 prezentującej uśrednione (10s) pomiary dla różnych wartości dla wszystkich falowników widać wyraźny wzrost, względem wartości bez 10s uśredniania, parametrów CP05, średnia, CP95 dla falownika PV17.



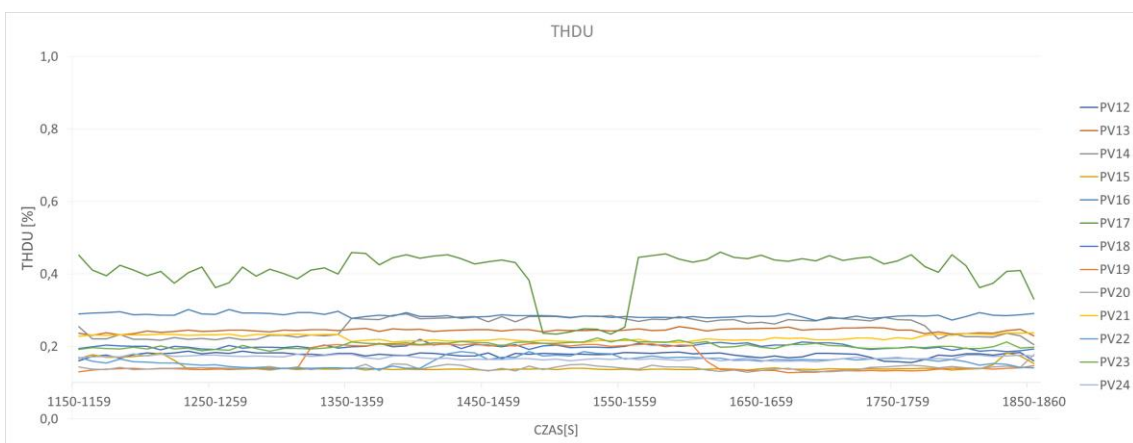
Rys. 1.87 THDU, porównanie różnych wartości dla falowników trójfazowych, uśrednienie 10s



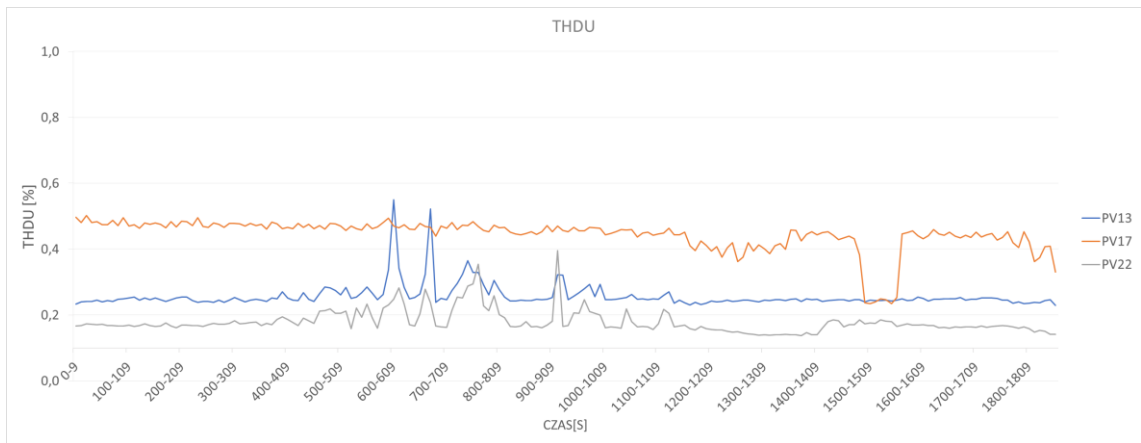
Rys. 1.88 THDU, wartości średnie dla falowników trójfazowych, uśrednienie 10s



Rys. 1.89 THDU, falowniki trójfazowe, przedział czasu 550-950[s], uśrednienie 10s

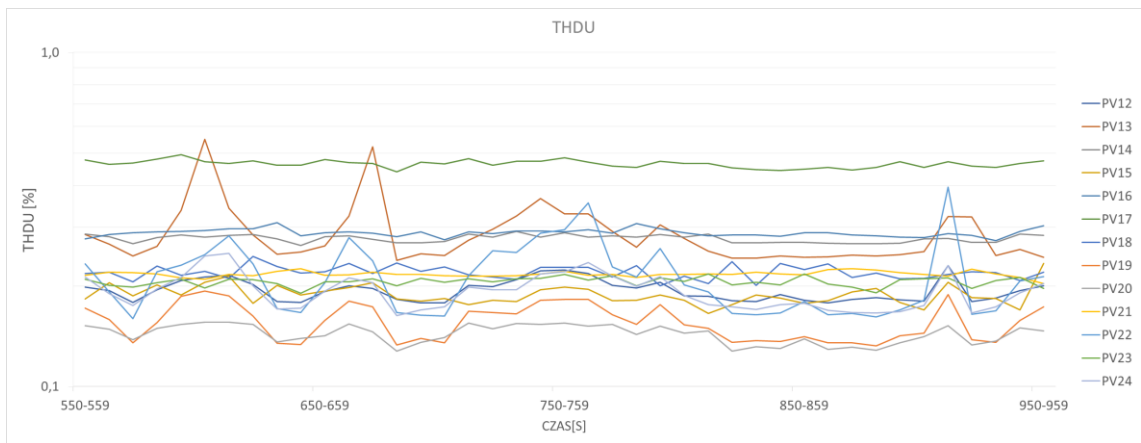


Rys. 1.90 THDU, falowniki trójfazowe, przedział czasu 1150-1860[s], uśrednienie 10s

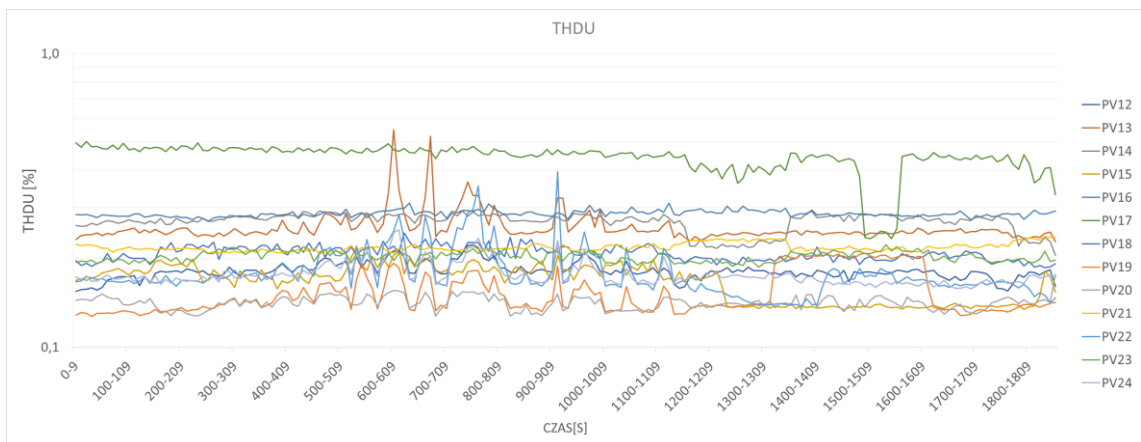


Rys. 1.91 THDU, falowniki trójfazowe PV13, PV17 i PV22, uśrednienie 10s

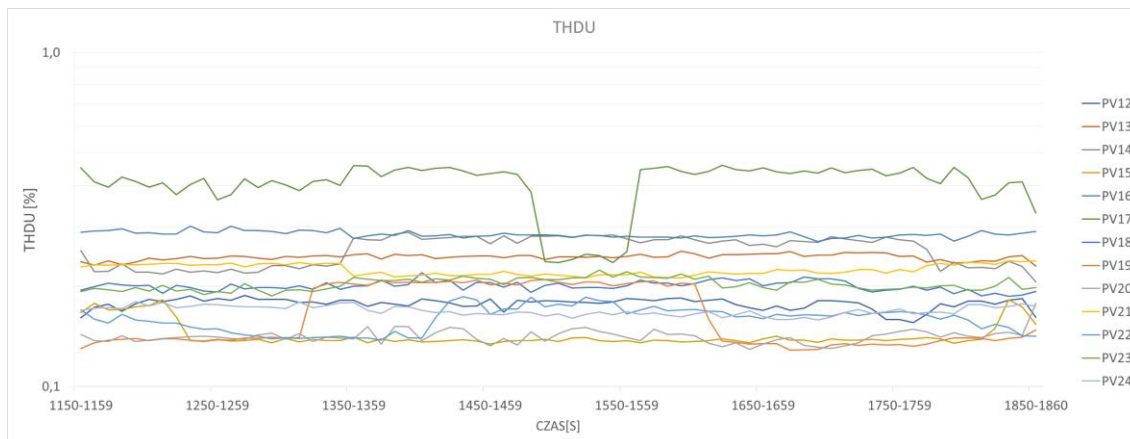
### 1.2.7 Współczynnik zawartości harmonicznych napięcia THDU uśredniony logarymicznie



Rys. 1.92 THDU, falowniki trójfazowe, przedział czasu 550-950[s], uśrednienie 10s, skala logarymiczna



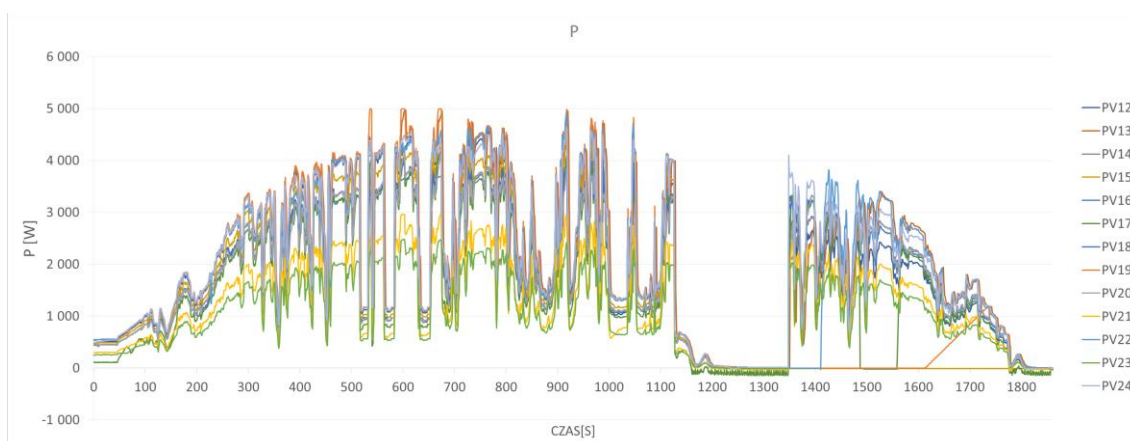
Rys. 1.93 THDU, falowniki jednofazowe, uśrednienie 10s, skala logarymiczna



Rys. 1.94 THDU, falowniki trójfazowe, przedział czasu 1150-1860[s], uśrednienie 10s, skala logarytmiczna

### 1.2.8 Moc czynna

Na wykresie Rys. 1.95 przedstawiono moc  $P$  generowaną przez falowniki trójfazowe biorące udział w teście „kpiech\_hc”. Poszczególne poziomy mocy różnią się i zostało to przedstawione w tabeli Tabela 1.27, na grafice Rys. 1.96 i wykresie wartości średniej Rys. 1.97. Z danych zawartych w tych zestawieniach wynika, że należy przyjrzeć się dokładniej dwóm urządzeniom, które wykazały inny charakter pracy. Chodzi o falowniki numer PV15 i PV19, które po spadku mocy w 1127 sekundzie testu nie weszły już do pracy przed długi czas (PV19) lub nie weszły w ogóle (PV15). Omawiana sytuacja została zobrazowana na wykresie Rys. 1.98. Wydarzenie, które nastąpiło w około 1127 sekundzie testu i trwało 220 sekund (do ok. 1347 sekundy), symulowało nagły spadek irradiancji, czyli inaczej mówiąc nagły brak promieniowania słonecznego. Zakładając wystąpienie takiego scenariusza w warunkach naturalnych, w systemie wyposażonym w urządzenie pracujące w taki sam lub podobny sposób jak PV15 lub PV19, może narazić właściciela instalacji PV na brak generacji energii elektrycznej przez jego system PV a co za tym idzie na poważne straty materialne. Autor pracy nie rekomenduje tego typu urządzeń do eksploatacji w systemie elektroenergetycznym, a jeżeli już zostaną zainstalowane to należy dokładnie i fachowo go skonfigurować, aby pracował możliwie jak najstabilniej.

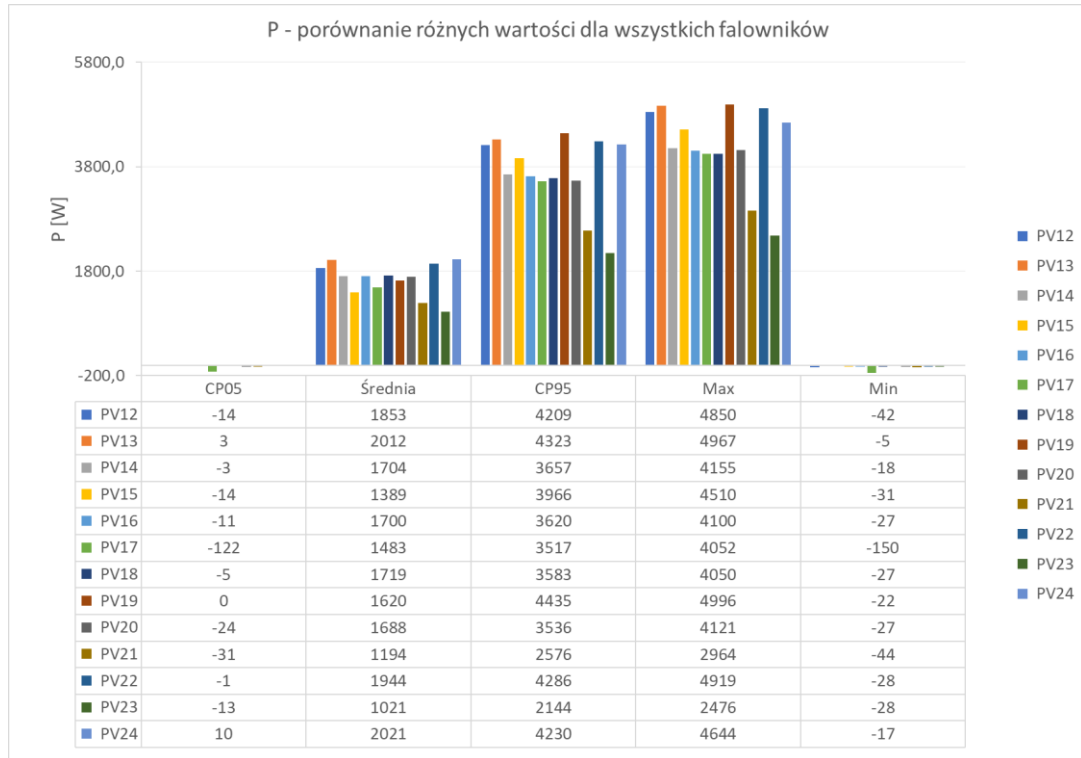


Rys. 1.95 Moc  $P$ , falowniki trójfazowe

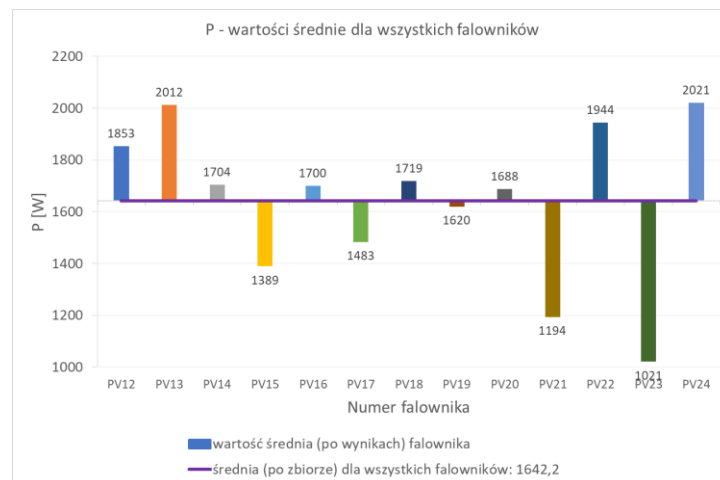


Tabela 1.27 P: porównanie CP05, średniej, CP95, max i min dla falowników trójfazowych

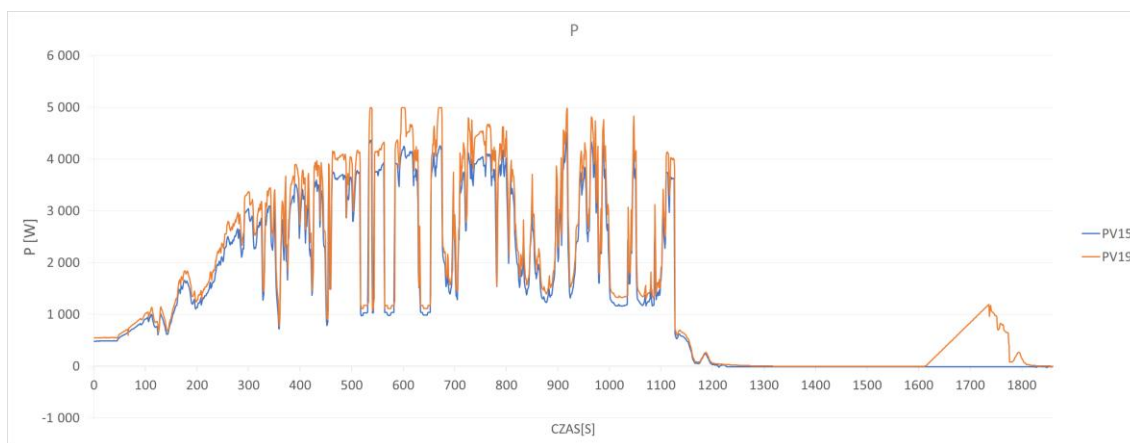
Nr. falownika	PV12	PV13	PV14	PV15	PV16	PV17	PV18	PV19	PV20	PV21	PV22	PV23	PV24
CP05	-14	3	-3	-14	-11	-122	-5	0	-24	-31	-1	-13	10
Średnia	1853	2012	1704	1389	1700	1483	1719	1620	1688	1194	1944	1021	2021
CP95	4209	4323	3657	3966	3620	3517	3583	4435	3536	2576	4286	2144	4230
Max	4850	4967	4155	4510	4100	4052	4050	4996	4121	2964	4919	2476	4644
Min	-42	-5	-18	-31	-27	-150	-27	-22	-27	-44	-28	-28	-17



Rys. 1.96 P, porównanie różnych wartości dla wszystkich falowników trójfazowych

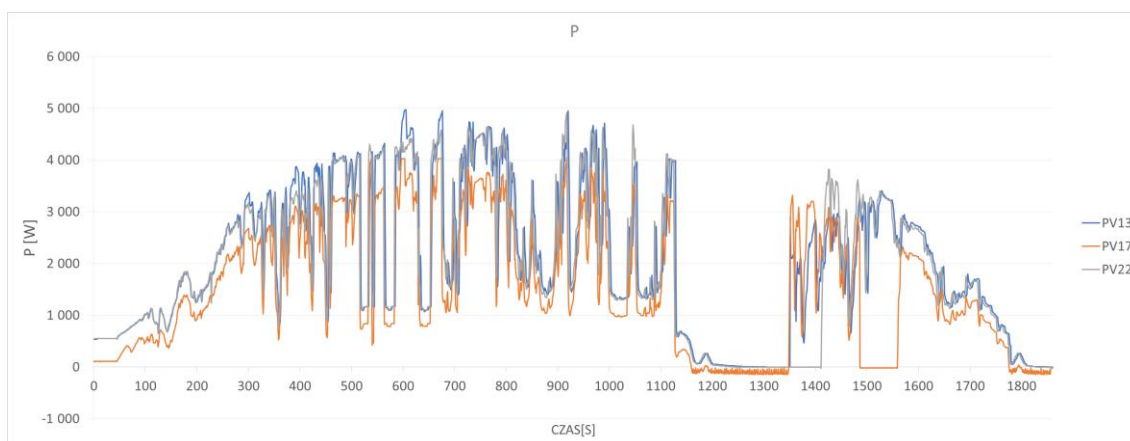


Rys. 1.97 P, wartości średnie dla wszystkich falowników



Rys. 1.98 Moc P, falowniki trójfazowe PV15 i PV19

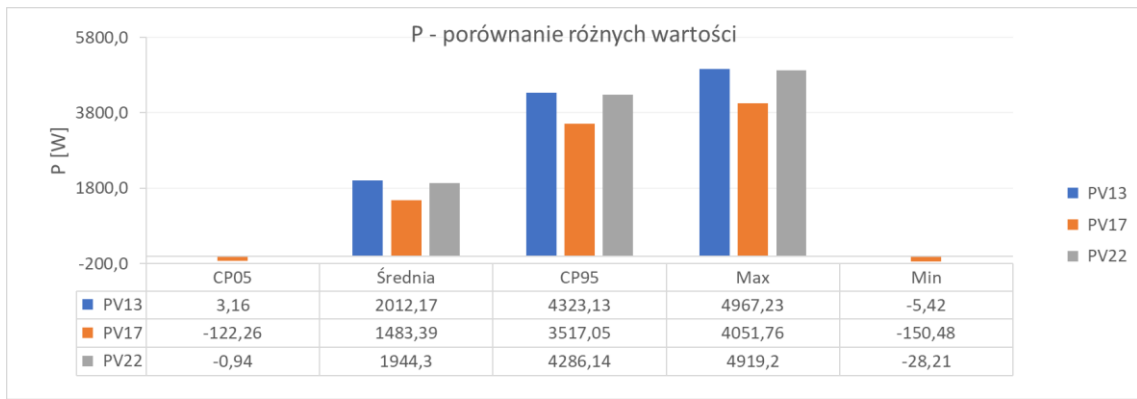
Poniżej na wykresach Rys. 1.99, Rys. 1.100 i Rys. 1.101 oraz w tabeli Tabela 1.28 przedstawiono dane dla falowników PV13, PV17 i PV22, które we wcześniejszej omówionej analizie THDU, wykazały odstępstwa w charakterze pracy od innych falowników. W przebiegu mocy P, nie stwierdzono żadnych odstępstw.



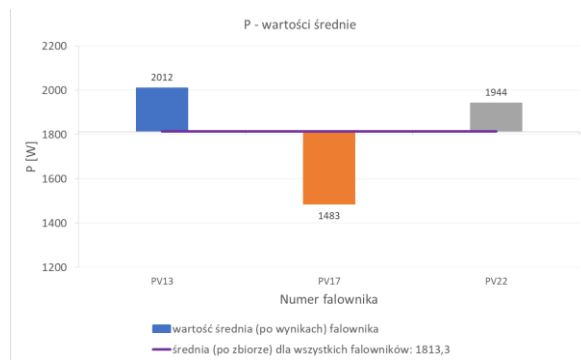
Rys. 1.99 Moc P, falowniki trójfazowe PV13, PV17 i PV22

Tabela 1.28 P: porównanie CP05, średniej, CP95, max i min dla falowników PV13, PV17 i PV22

Nr. falownika	PV13	PV17	PV22
CP05	3	-122	-1
Średnia	2012	1483	1944
CP95	4323	3517	4286
Max	4967	4052	4919
Min	-5	-150	-28



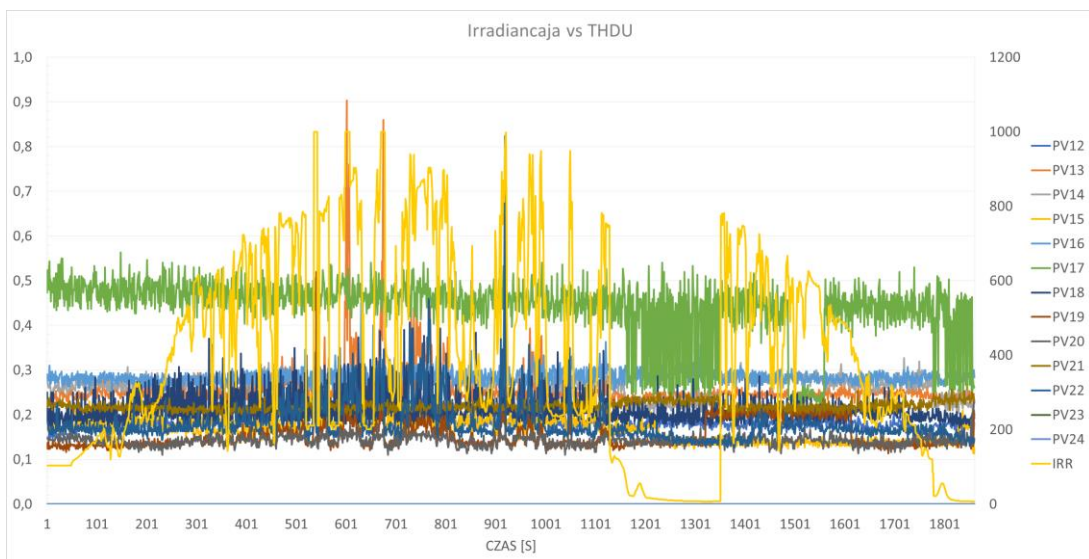
Rys. 1.100 P, porównanie różnych wartości dla falowników PV13, PV17 i PV22



Rys. 1.101 P, wartości średnie dla PV13, PV17 i PV22

### 1.2.9 THDU vs irradiancja

Na poniższym wykresie Rys. 1.102 przedstawiającym związek pomiędzy irradiancją a generacją THDU zauważyć można, że w momencie najniższej wartości irradiancji (spadek w 1127 sekundzie testu) wartość THDU bardzo gwałtownie się zmienia. Jest to szczególnie mocno widoczne dla falownika o numerze PV17 oznaczonego na wykresie kolorem zielonym.



Rys. 1.102 THDU vs irradiancja, wszystkie falowniki trójfazowe

## 1.3 Załącznik A: test jednofazowy na zmienną irradiancję i temperaturę modułów „kpiech\_proc”

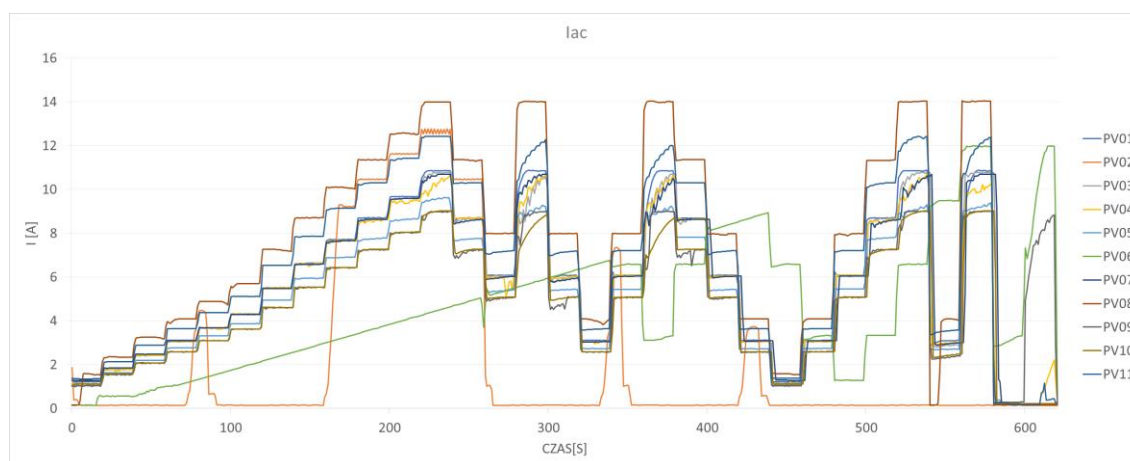
### 1.3.1 Natężenie prądu

Poniżej umieszczono wykres natężenia prądu  $I_{ac}$  (Rys. 1.103) dla wszystkich falowników biorących udział w teście „kpiech\_proc”. Zauważyć można skokowe zmiany wartości natężenia prądu. Są one związane z konstrukcją samego testu i procentową zmianą wartości irradiancji dla badanych falowników. Zauważono, że wartość natężenia prądu  $I_{ac}$  falowników bezpośrednio koresponduje z wartością natężenia promieniowania słonecznego zadanego w symulacji dla paneli fotowoltaicznych. Dane dotyczące testu „kpiech\_proc” można znaleźć w rozdziałach 8.2.1 i 8.2.2.

Dla większości falowników prąd  $I_{ac}$  zmienia się w podobny sposób, z całej grupy wyróżniają się dwa urządzenia. Falownik PV02, generujący trzy krótkie, trwające około 20 sekund impulsy w 75, 336 i 423 sekundzie testu i jeden dłuższy trwający około 200 sekund w 179 sekundzie testu. Świadczyć to może o jego próbach wejścia do pracy i problemach z tym związanych. Jedynie w jednym przypadku impuls trwa dłużej, ale w porównaniu do pozostałych falowników jest to i tak bardzo marny wynik. Drugim urządzeniem odstającym od pozostałych jest PV06, który w momencie, gdy pozostałe falowniki stopniowo podwyższają wartość prądu, on podnosi tę wartość jednostajnie przy ponad dwukrotnie niższej amplitudzie.

Dla porównania na wykresach Rys. 1.106, Rys. 1.107, Rys. 1.108 i w tabeli Tabela 1.30 przedstawiono analizy dla danych bez uwzględnienia wyników PV02 i PV06. Ponieważ charakter pracy pozostałych urządzeń jest do siebie bardzo zbliżony, po usunięciu dwóch urządzeń wartości są bardziej uśrednione a średnia po zbiorze delikatnie wzrosła z poziomu 5,3[A] do 5,8[A]. Zauważalnie jednak na wykresie Rys. 1.108 zauważyć można większe skupienie poszczególnych średnich po wynikach wokół średniej po zbiorze.

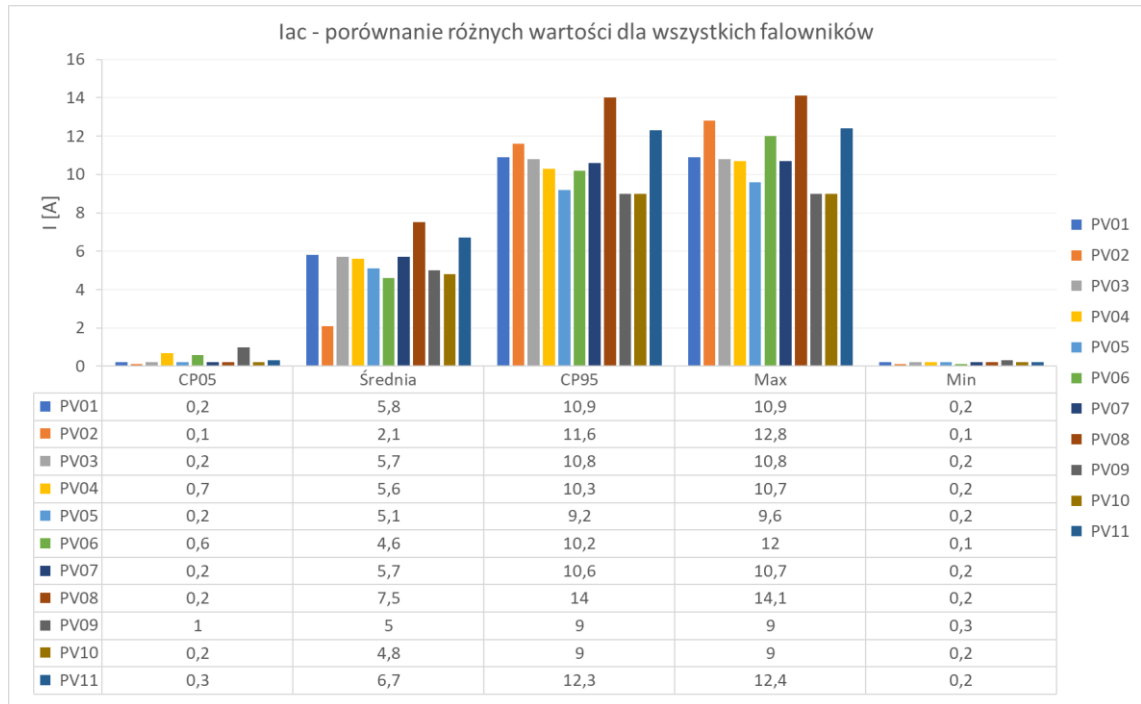
Na wykresach Rys. 1.109, Rys. 1.110, Rys. 1.111 i w tabeli Tabela 1.31 przedstawiono analizy danych wyłącznie dla falowników PV02 i PV06.



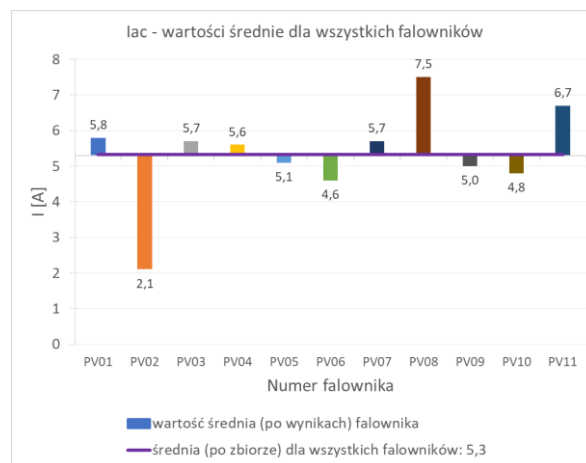
Rys. 1.103  $I_{ac}$ , falowniki jednofazowe

Tabela 1.29 Iac: porównanie CP05, średniej, CP95, max i min dla falowników jednofazowych

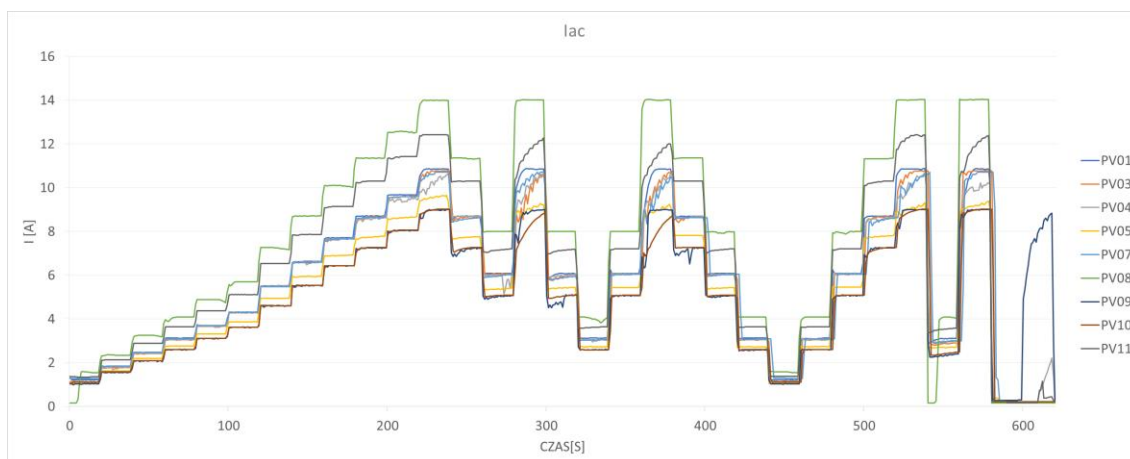
Nr. falownika	PV01	PV02	PV03	PV04	PV05	PV06	PV07	PV08	PV09	PV10	PV11
CP05	0,2	0,1	0,2	0,7	0,2	0,6	0,2	0,2	1,0	0,2	0,3
Średnia	5,8	2,1	5,7	5,6	5,1	4,6	5,7	7,5	5,0	4,8	6,7
CP95	10,9	11,6	10,8	10,3	9,2	10,2	10,6	14,0	9,0	9,0	12,3
Max	10,9	12,8	10,8	10,7	9,6	12,0	10,7	14,1	9,0	9,0	12,4
Min	0,2	0,1	0,2	0,2	0,2	0,1	0,2	0,2	0,3	0,2	0,2



Rys. 1.104 Iac, porównanie różnych wartości dla wszystkich falowników jednofazowych



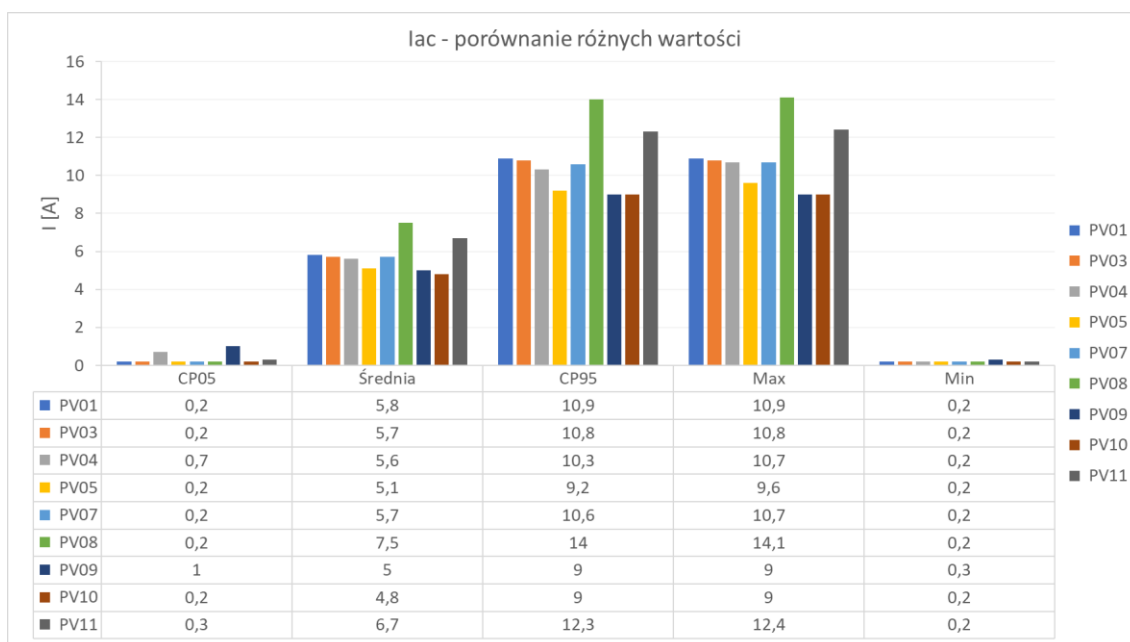
Rys. 1.105 Iac, wartości średnie dla wszystkich falowników



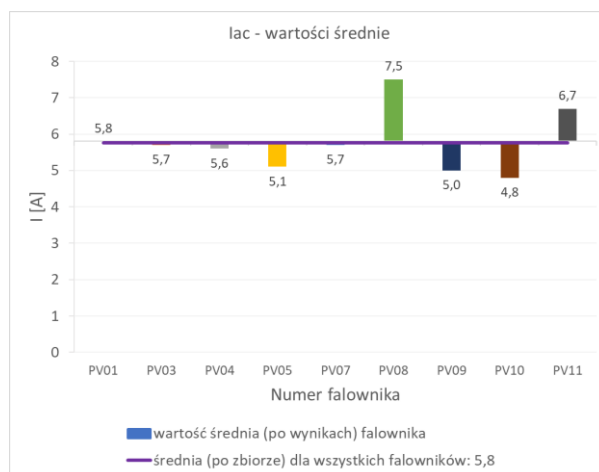
Rys. 1.106 Iac, falowniki jednofazowe bez PV02 i PV06

Tabela 1.30 Iac: porównanie CP05, średniej, CP95, max i min dla falowników jednofazowych bez PV02 i PV06

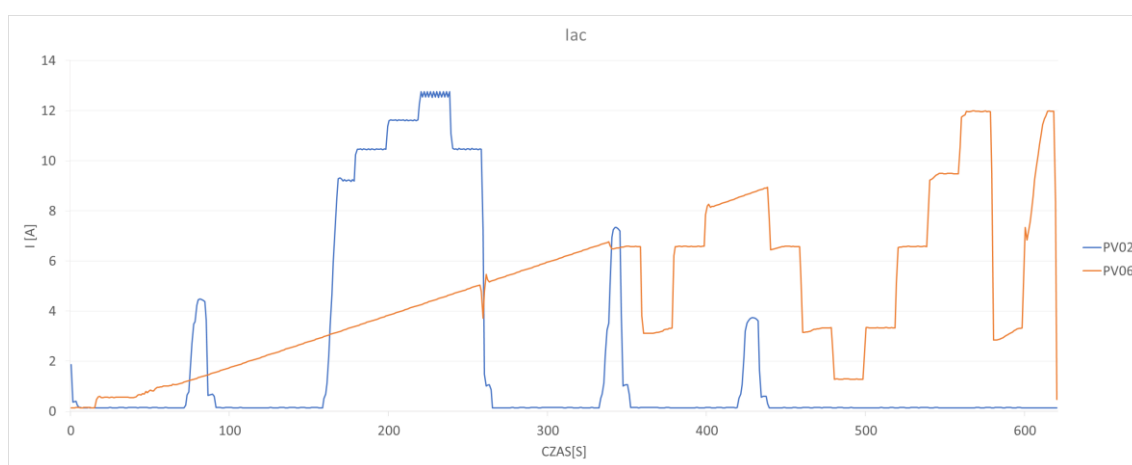
Nr. falownika	PV01	PV03	PV04	PV05	PV07	PV08	PV09	PV10	PV11
CP05	0,2	0,2	0,7	0,2	0,2	0,2	1,0	0,2	0,3
Średnia	5,8	5,7	5,6	5,1	5,7	7,5	5,0	4,8	6,7
CP95	10,9	10,8	10,3	9,2	10,6	14,0	9,0	9,0	12,3
Max	10,9	10,8	10,7	9,6	10,7	14,1	9,0	9,0	12,4
Min	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,3	0,2	0,2



Rys. 1.107 Iac, porównanie różnych wartości dla wszystkich falowników jednofazowych bez PV02 i PV06



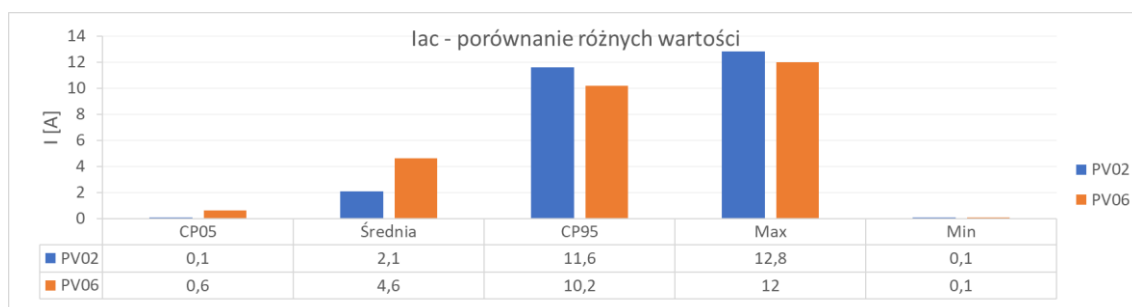
Rys. 1.108 Iac, wartości średnie dla wszystkich falowników bez PV02 i PV06



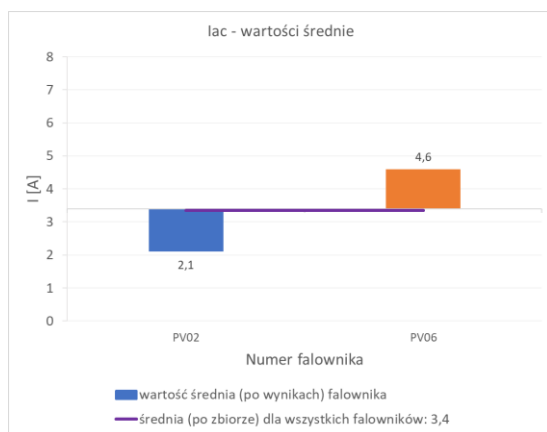
Rys. 1.109 Iac, falowniki jednofazowe PV02 i PV06

Tabela 1.31 Iac: porównanie CP05, średniej, CP95, max i min dla falowników PV02 i PV06

Nr. falownika	PV02	PV06
CP05	0,1	0,6
Średnia	2,1	4,6
CP95	11,6	10,2
Max	12,8	12,0
Min	0,1	0,1

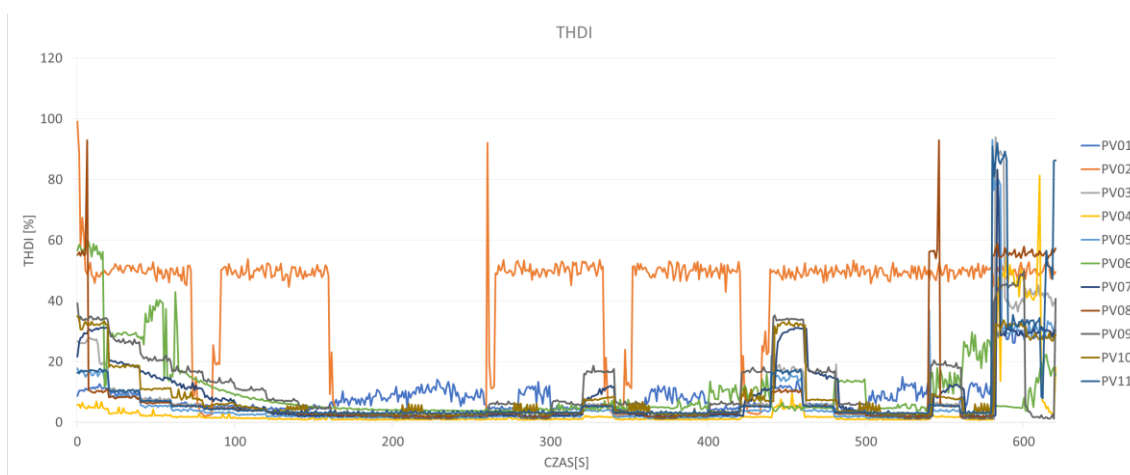


Rys. 1.110 Iac, porównanie różnych wartości dla falowników PV02 i PV06



Rys. 1.111  $I_{ac}$ , wartości średnie dla falowników PV02 i PV06

### 1.3.2 Współczynnik zawartości harmonicznego prądu THD<sub>i</sub>

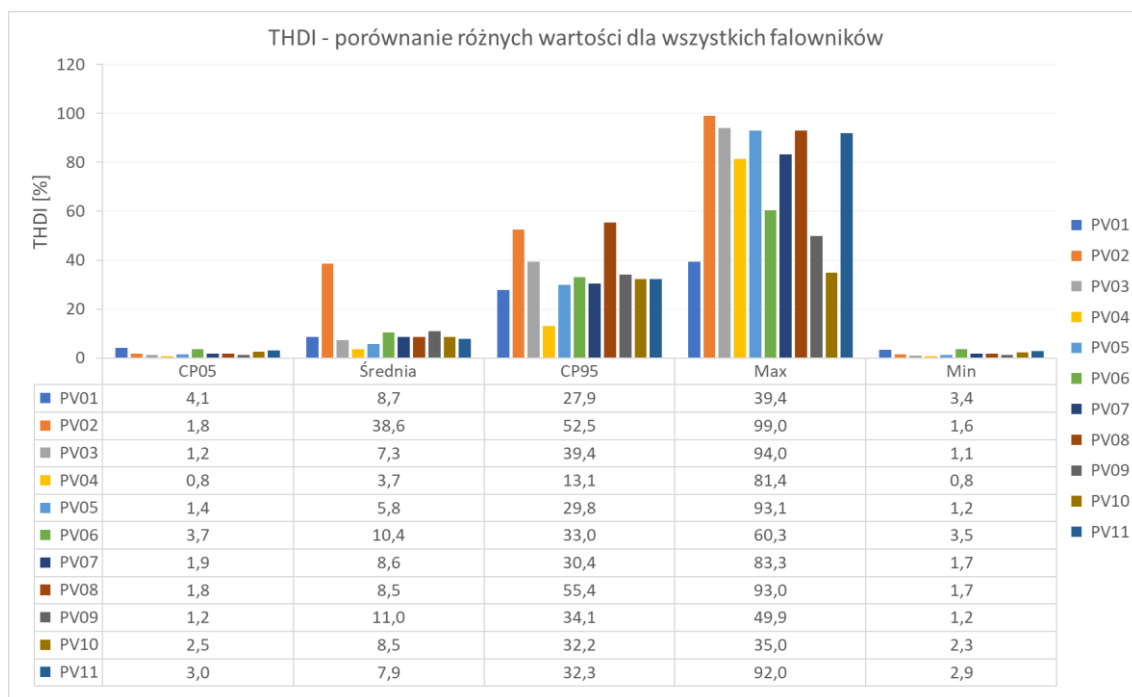


Rys. 1.112 THDI, falowniki jednofazowe

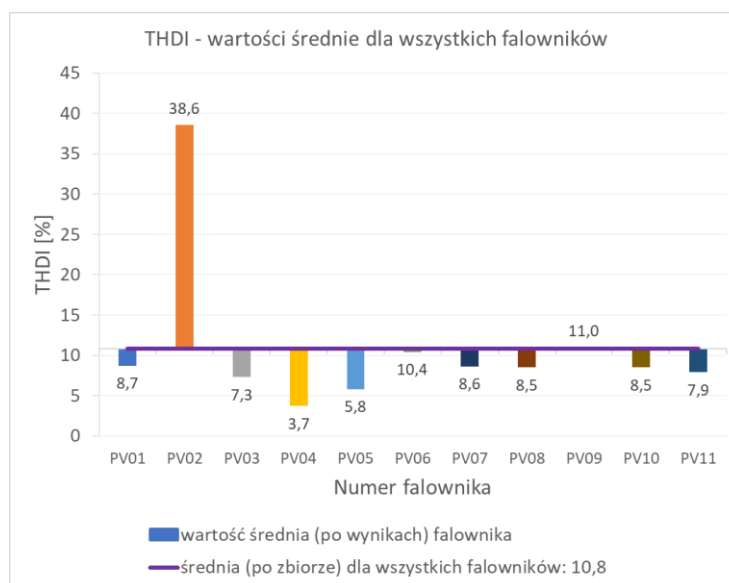
Tabela 1.32 THDI: porównanie CP05, średniej, CP95, max i min dla falowników jednofazowych

Nr. falownika	PV01	PV02	PV03	PV04	PV05	PV06	PV07	PV08	PV09	PV10	PV11
CP05	4,1	1,8	1,2	0,8	1,4	3,7	1,9	1,8	1,2	2,5	3,0
Średnia	8,7	38,6	7,3	3,7	5,8	10,4	8,6	8,5	11,0	8,5	7,9
CP95	27,9	52,5	39,4	13,1	29,8	33,0	30,4	55,4	34,1	32,2	32,3
Max	39,4	99,0	94,0	81,4	93,1	60,3	83,3	93,0	49,9	35,0	92,0
Min	3,4	1,6	1,1	0,8	1,2	3,5	1,7	1,7	1,2	2,3	2,9

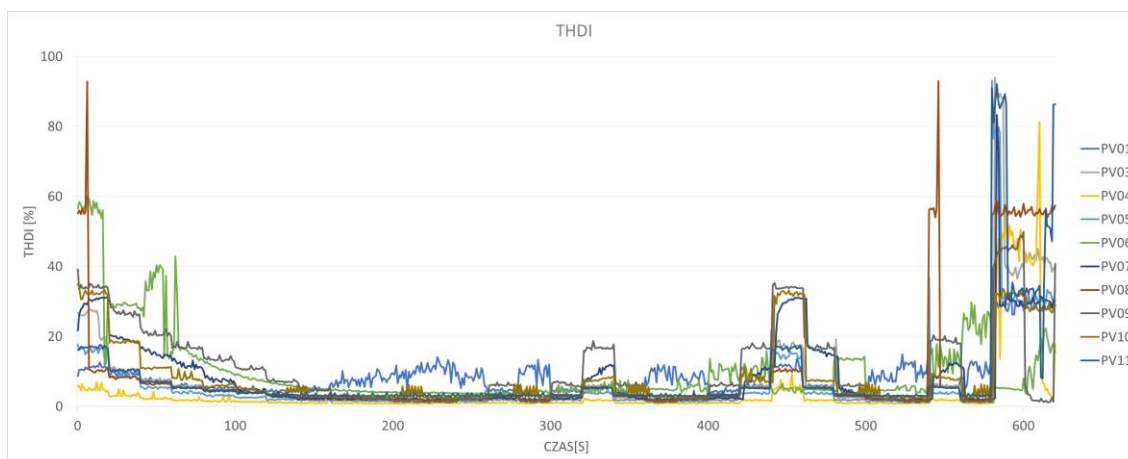




Rys. 1.113 THDI, porównanie różnych wartości dla wszystkich falowników jednofazowych



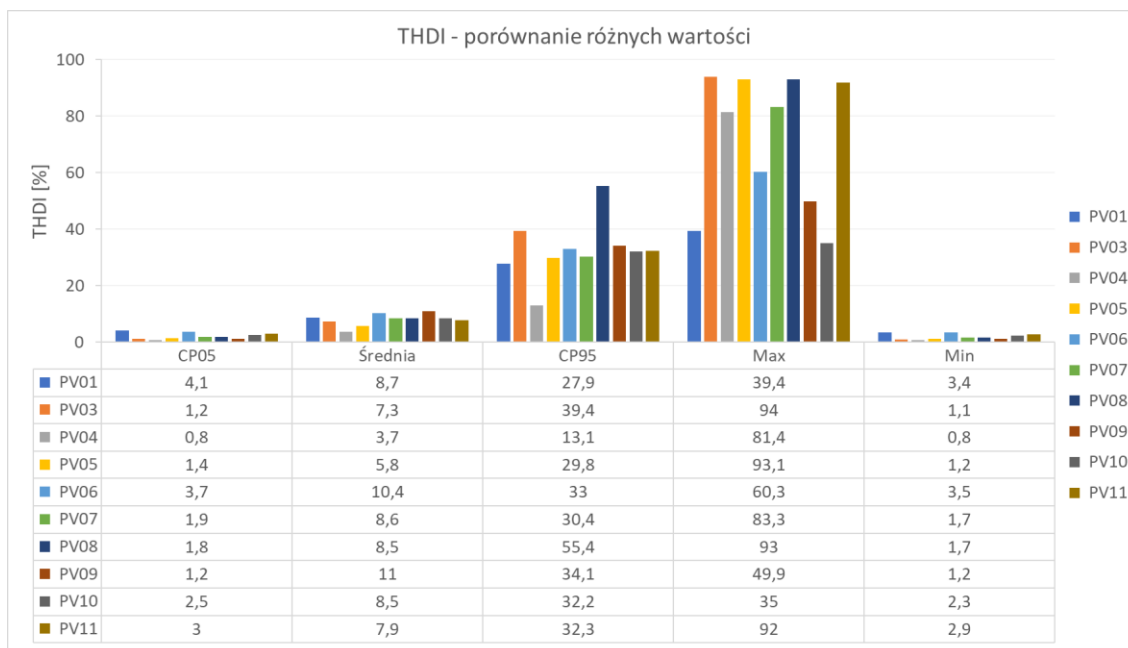
Rys. 1.114 THDI, wartości średnie dla wszystkich falowników



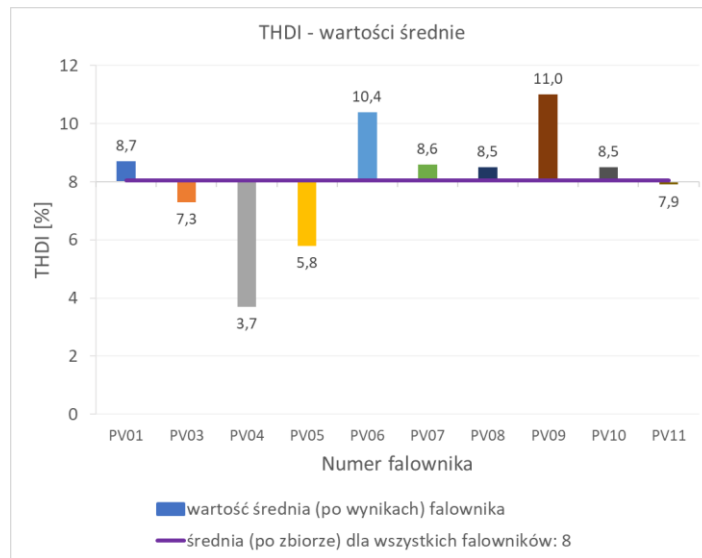
Rys. 1.115 THDI, falowniki jednofazowe bez PV2

Tabela 1.33 THDI: porównanie CP05, średniej, CP95, max i min dla falowników jednofazowych bez PV2

Nr. falownika	PV01	PV03	PV04	PV05	PV06	PV07	PV08	PV09	PV10	PV11
CP05	4,1	1,2	0,8	1,4	3,7	1,9	1,8	1,2	2,5	3,0
Średnia	8,7	7,3	3,7	5,8	10,4	8,6	8,5	11,0	8,5	7,9
CP95	27,9	39,4	13,1	29,8	33,0	30,4	55,4	34,1	32,2	32,3
Max	39,4	94,0	81,4	93,1	60,3	83,3	93,0	49,9	35,0	92,0
Min	3,4	1,1	0,8	1,2	3,5	1,7	1,7	1,2	2,3	2,9



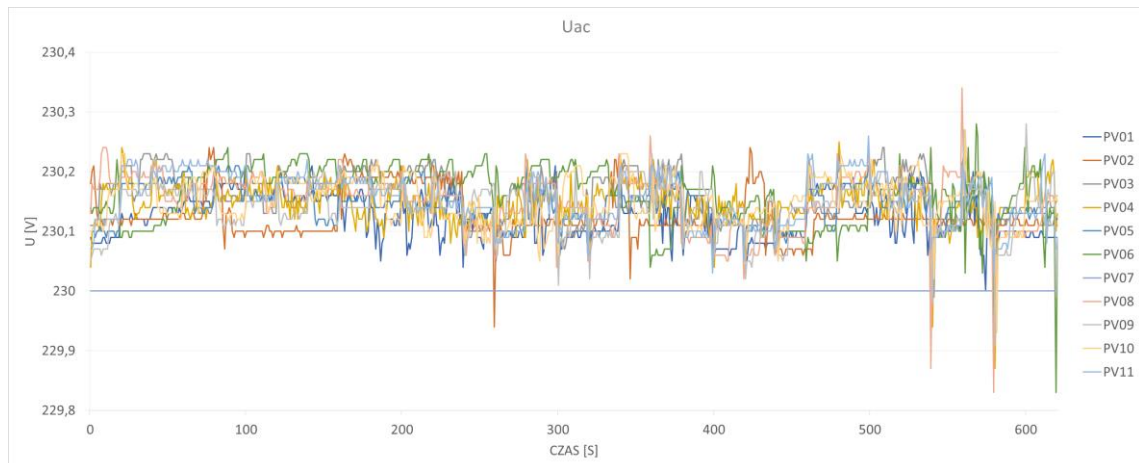
Rys. 1.116 THDI, porównanie różnych wartości dla falowników jednofazowych bez PV2



Rys. 1.117 THDI, wartości średnie dla falowników jednofazowych bez PV2

### 1.3.3 Wartość napięcia falowników

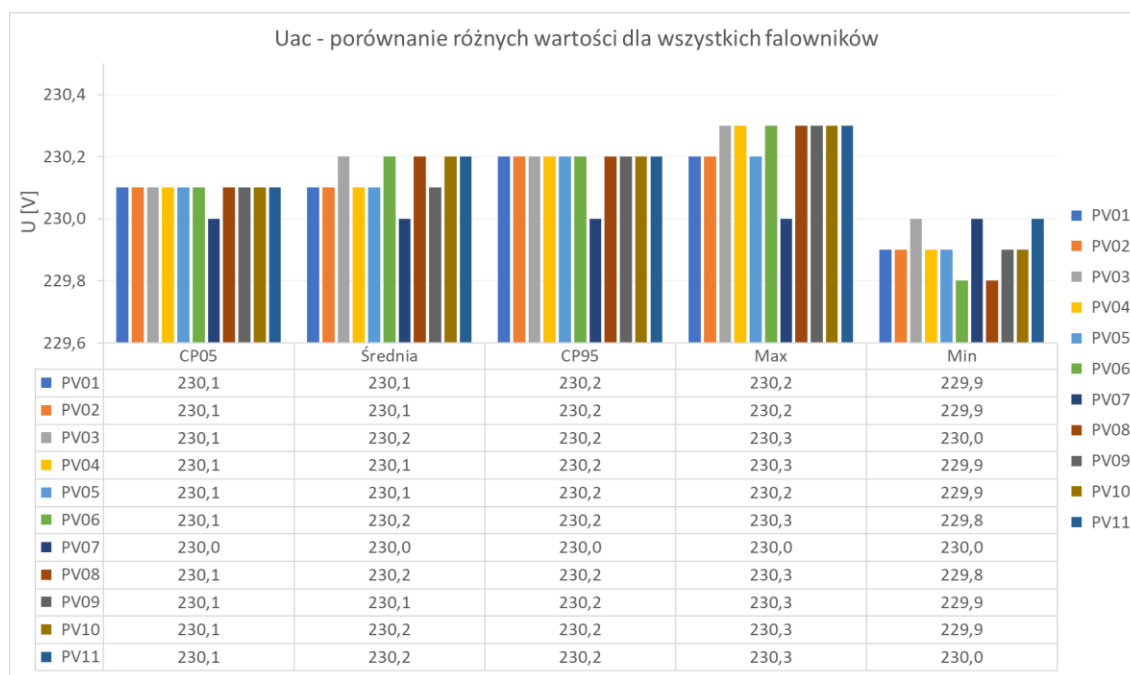
Na wykresach Rys. 1.118, Rys. 1.119 i Rys. 1.120 zaprezentowano charakterystyki napięcia  $U_{ac}$  w czasie dla falowników jednofazowych biorących udział w teście „kpiech\_proc”. Poza kilkoma lekkimi obniżeniami napięcia (wartość minimalna w tabeli Tabela 1.34) zauważyć można, że dla falownika o numerze PV07 napięcie wynosi dokładnie 230[V] w trakcie trwania całego testu. Podobna sytuacja miała już miejsce w teście „kpiech\_hc” dla falownika trójfazowego PV12. Zdarzenie to zostało opisane szczegółowo w załączniku A w sekcji 1.2.3, konkluzje dla omawianego w tym rozdziale urządzenia PV07 są takie same.



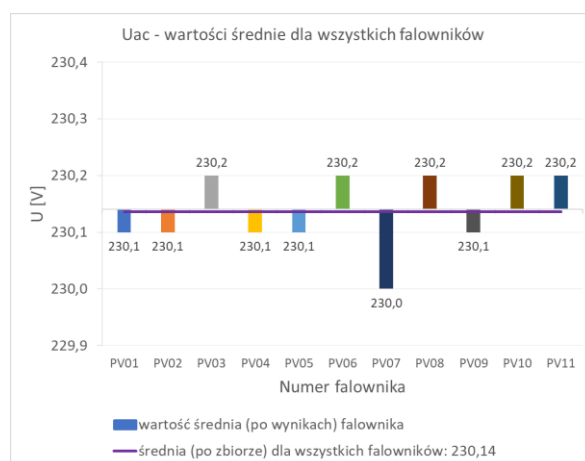
Rys. 1.118  $U_{ac}$ , falowniki jednofazowe

Tabela 1.34 Uac: porównanie CP05, średniej, CP95, max i min dla falowników jednofazowych

Nr. falownika	PV01	PV02	PV03	PV04	PV05	PV06	PV07	PV08	PV09	PV10	PV11
CP05	230,1	230,1	230,1	230,1	230,1	230,1	230,0	230,1	230,1	230,1	230,1
Średnia	230,1	230,1	230,2	230,1	230,1	230,2	230,0	230,2	230,1	230,2	230,2
CP95	230,2	230,2	230,2	230,2	230,2	230,2	230,0	230,2	230,2	230,2	230,2
Max	230,2	230,2	230,3	230,3	230,2	230,3	230,0	230,3	230,3	230,3	230,3
Min	229,9	229,9	230,0	229,9	229,9	229,8	230,0	229,8	229,9	229,9	230,0

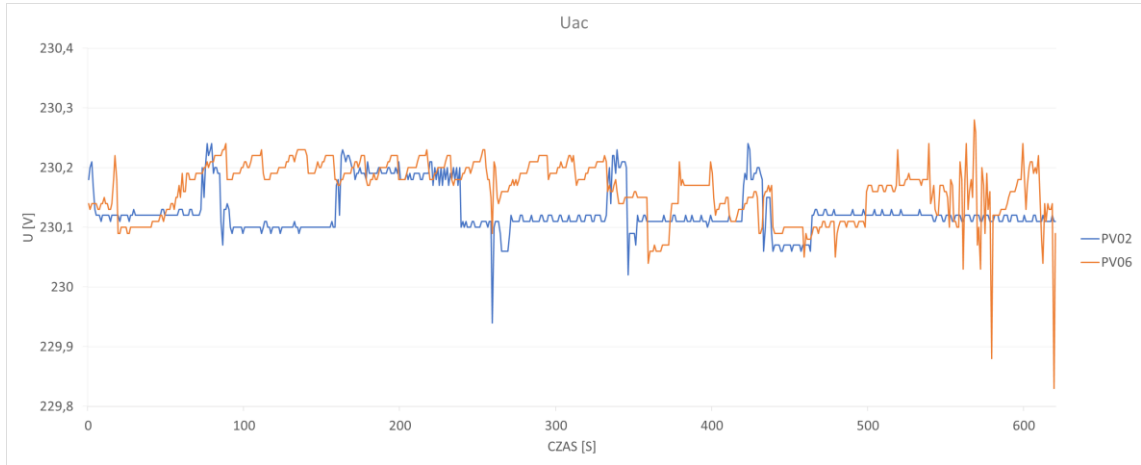


Rys. 1.119 Uac, porównanie różnych wartości dla falowników jednofazowych



Rys. 1.120 Uac, wartości średnie dla falowników jednofazowych

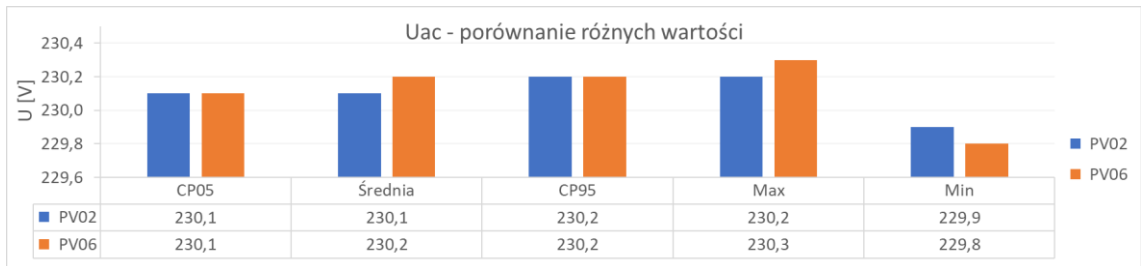
Poniżej na wykresach Rys. 1.121, Rys. 1.122 i Rys. 1.123 oraz w tabeli Tabela 1.35 pokazano przebiegi i dane Uac dla falowników PV02 i PV06 dla których w krzywej prądu Iac (Rys. 1.109) zauważono pewne odstępstwa od pozostałych urządzeń. Dla napięcia nie stwierdzono odchyleń względem całej grupy.



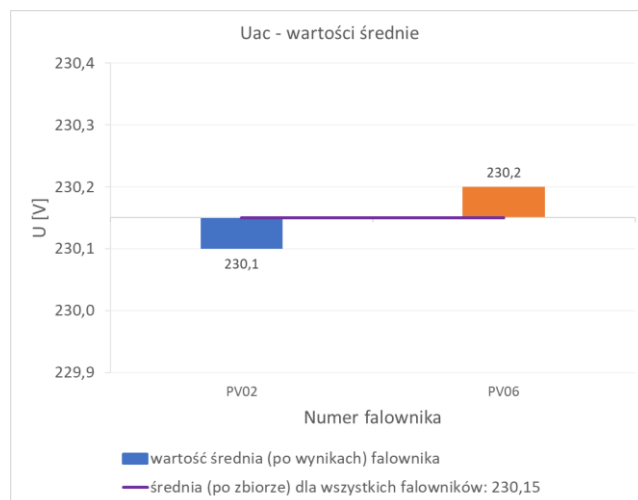
Rys. 1.121  $U_{ac}$ , falowniki jednofazowe PV02 i PV06

Tabela 1.35  $U_{ac}$ : porównanie CP05, średniej, CP95, max i min dla falowników PV02 i PV06

Nr. falownika	PV02	PV06
CP05	230,1	230,1
Średnia	230,1	230,2
CP95	230,2	230,2
Max	230,2	230,3
Min	229,9	229,8

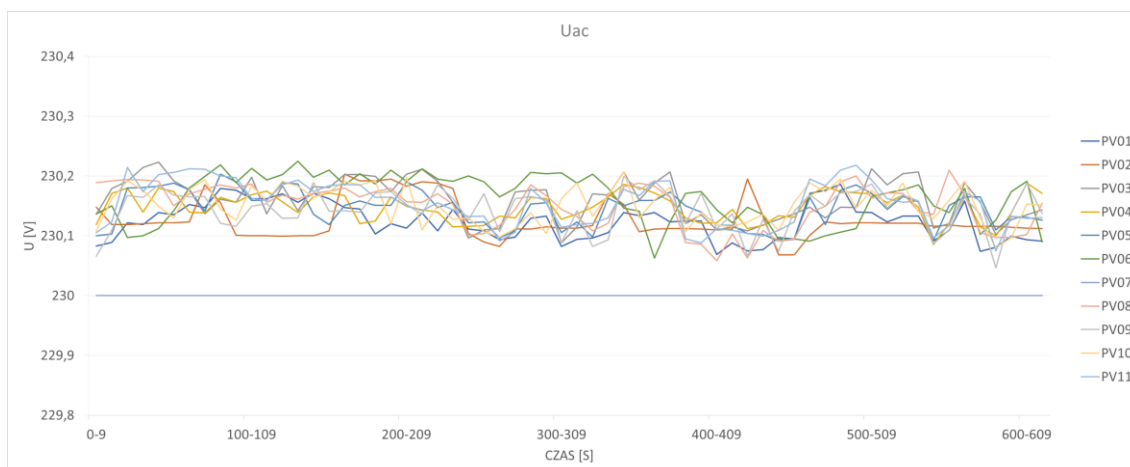


Rys. 1.122  $U_{ac}$ , porównanie różnych wartości dla falowników PV02 i PV06



Rys. 1.123  $U_{ac}$ , wartości średnie dla falowników PV02 i PV06

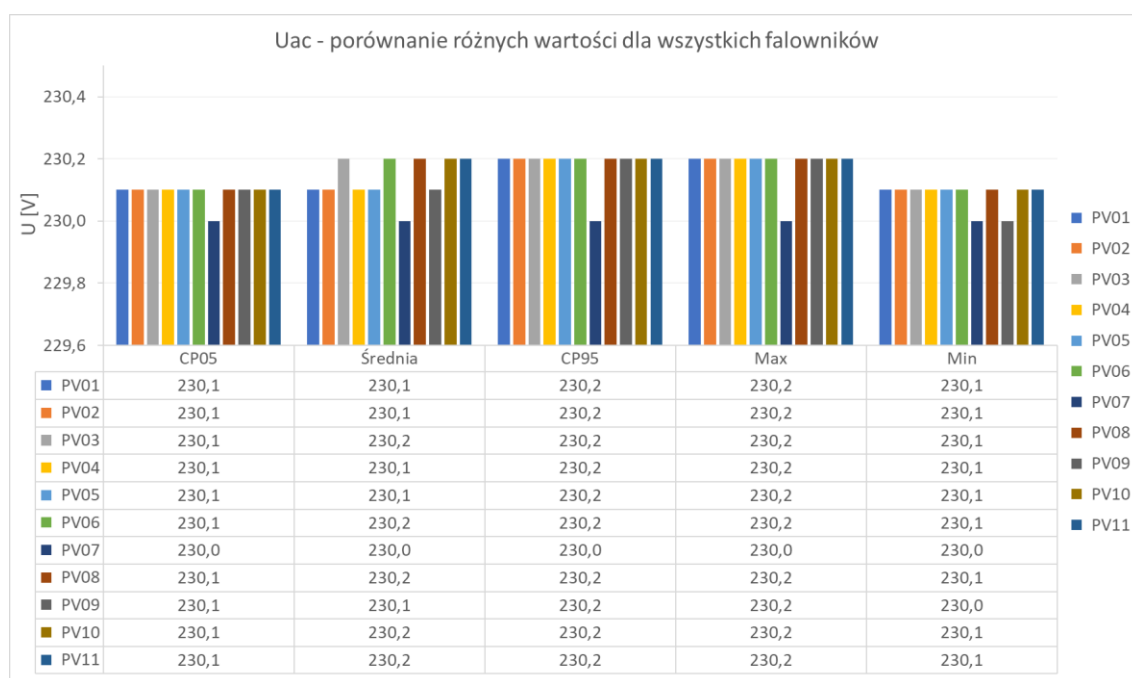
### 1.3.4 Wartość napięcia uśredniona 10s



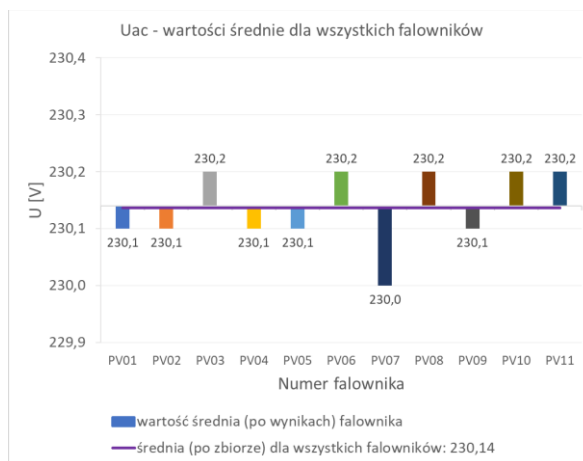
Rys. 1.124 Uac, falowniki jednofazowe, uśrednienie 10s

Tabela 1.36 Uac: porównanie CP05, średniej, CP95, max i min dla falowników jednofazowych, uśrednienie 10s

Nr. falownika	PV01	PV02	PV03	PV04	PV05	PV06	PV07	PV08	PV09	PV10	PV11
CP05	230,1	230,1	230,1	230,1	230,1	230,1	230,0	230,1	230,1	230,1	230,1
Średnia	230,1	230,1	230,2	230,1	230,1	230,2	230,0	230,2	230,1	230,2	230,2
CP95	230,2	230,2	230,2	230,2	230,2	230,2	230,0	230,2	230,2	230,2	230,2
Max	230,2	230,2	230,2	230,2	230,2	230,2	230,0	230,2	230,2	230,2	230,2
Min	230,1	230,1	230,1	230,1	230,1	230,1	230,0	230,1	230,0	230,1	230,1

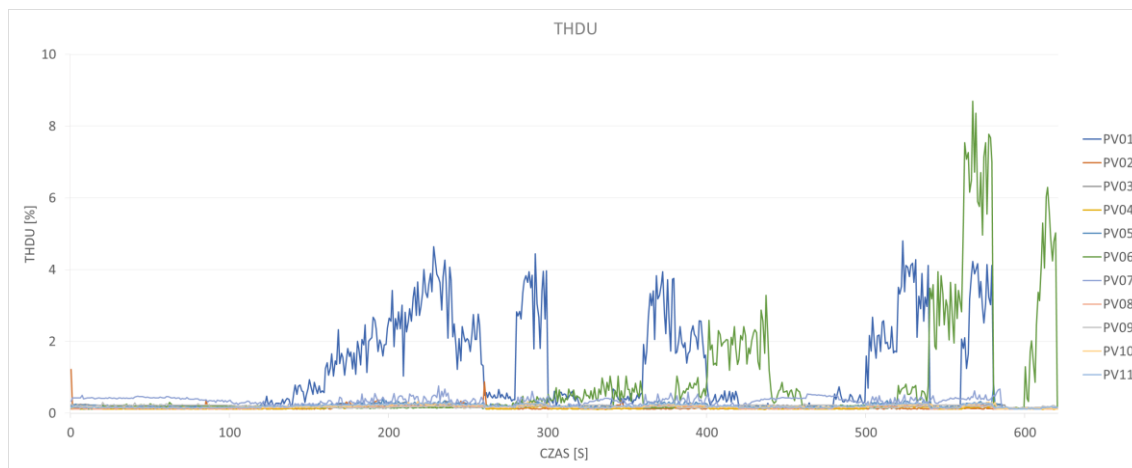


Rys. 1.125 Uac, porównanie różnych wartości dla falowników jednofazowych, uśrednienie 10s



Rys. 1.126  $U_{ac}$ , wartości średnie dla falowników jednofazowych, uśrednienie 10s

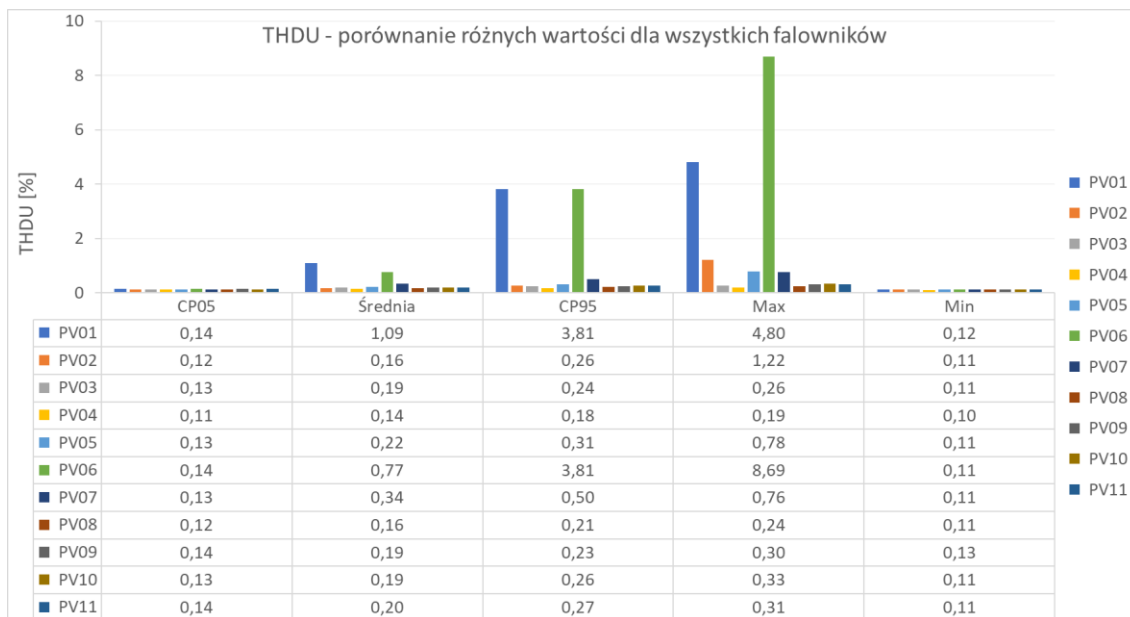
### 1.3.5 Współczynnik zawartości harmonicznych napięcia $THD_u$



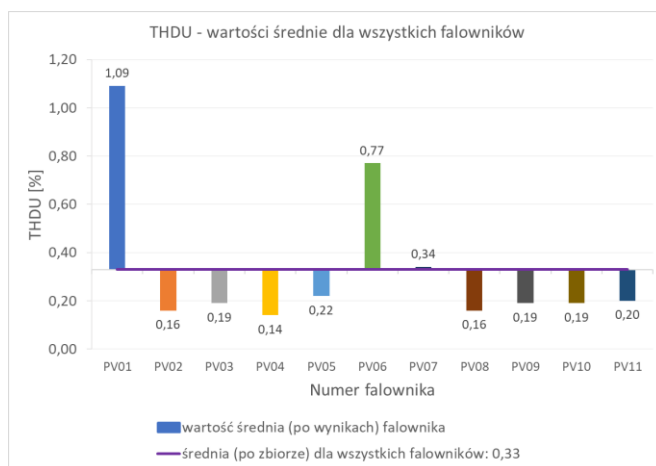
Rys. 1.127  $THD_u$ , falowniki jednofazowe

Tabela 1.37  $THD_u$ : porównanie CP05, średniej, CP95, max i min dla falowników jednofazowych

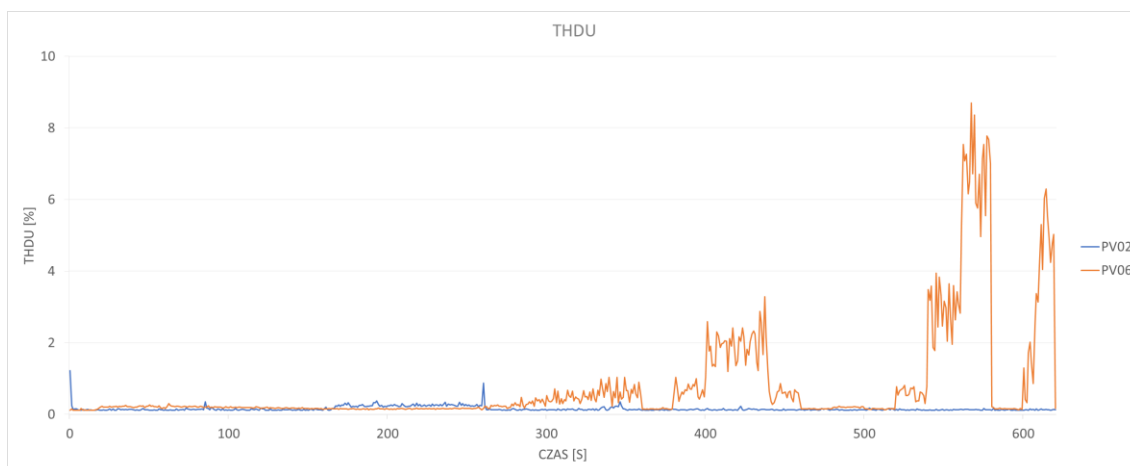
Nr. falownika	PV01	PV02	PV03	PV04	PV05	PV06	PV07	PV08	PV09	PV10	PV11
CP05	0,14	0,12	0,13	0,11	0,13	0,14	0,13	0,12	0,14	0,13	0,14
Średnia	1,09	0,16	0,19	0,14	0,22	0,77	0,34	0,16	0,19	0,19	0,20
CP95	3,81	0,26	0,24	0,18	0,31	3,81	0,50	0,21	0,23	0,26	0,27
Max	4,80	1,22	0,26	0,19	0,78	8,69	0,76	0,24	0,30	0,33	0,31
Min	0,12	0,11	0,11	0,10	0,11	0,11	0,11	0,11	0,13	0,11	0,11



Rys. 1.128 THDU, porównanie różnych wartości dla wszystkich falowników jednofazowych



Rys. 1.129 THDU, wartości średnie dla wszystkich falowników

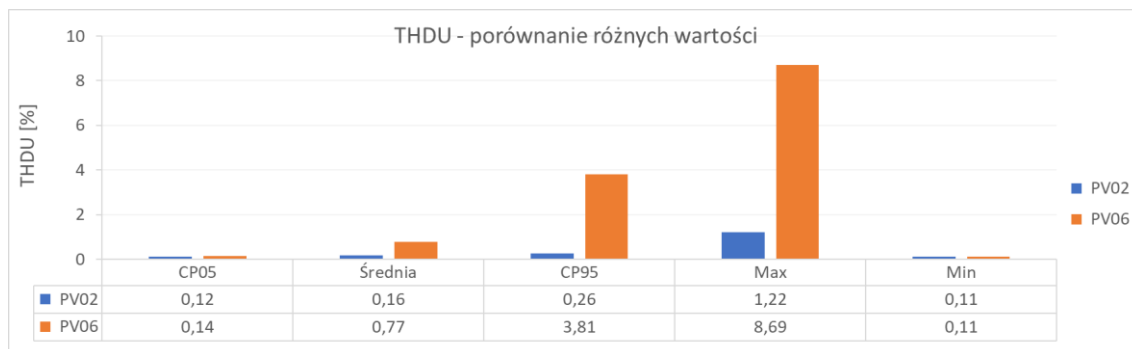


Rys. 1.130 THDU, falowniki jednofazowe PV02 i PV06

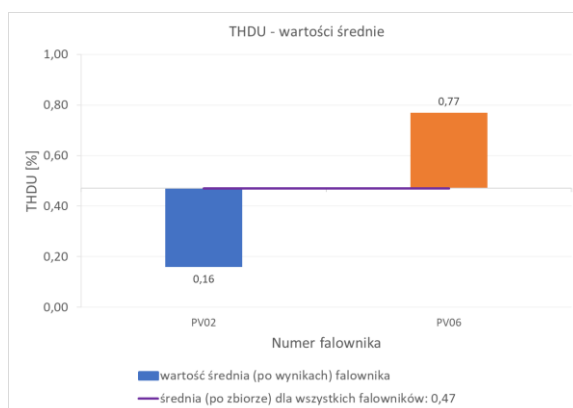


Tabela 1.38 THDU: porównanie CP05, średniej, CP95, max i min dla falowników PV02 i PV06

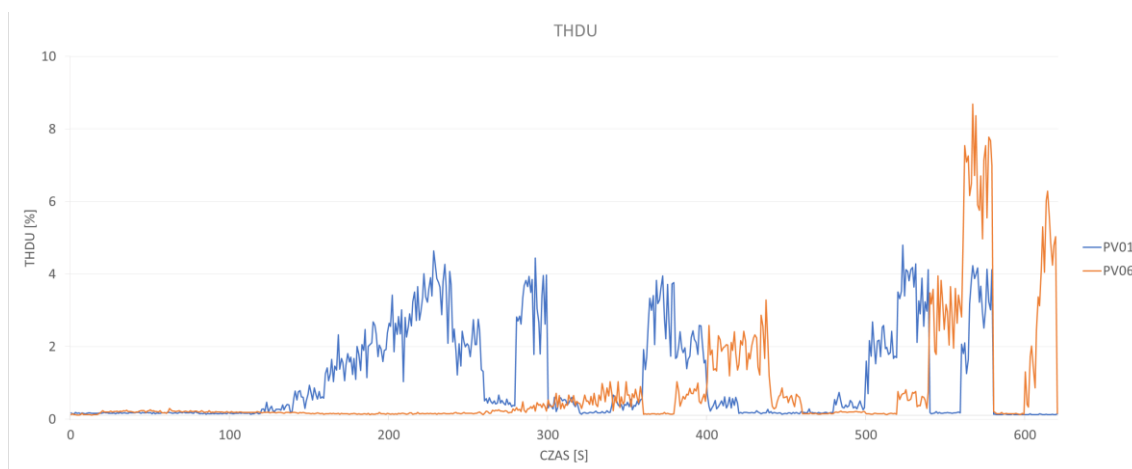
Nr. falownika	PV02	PV06
CP05	0,12	0,14
Średnia	0,16	0,77
CP95	0,26	3,81
Max	1,22	8,69
Min	0,11	0,11



Rys. 1.131 THDU, porównanie różnych wartości dla falowników PV02 i PV06

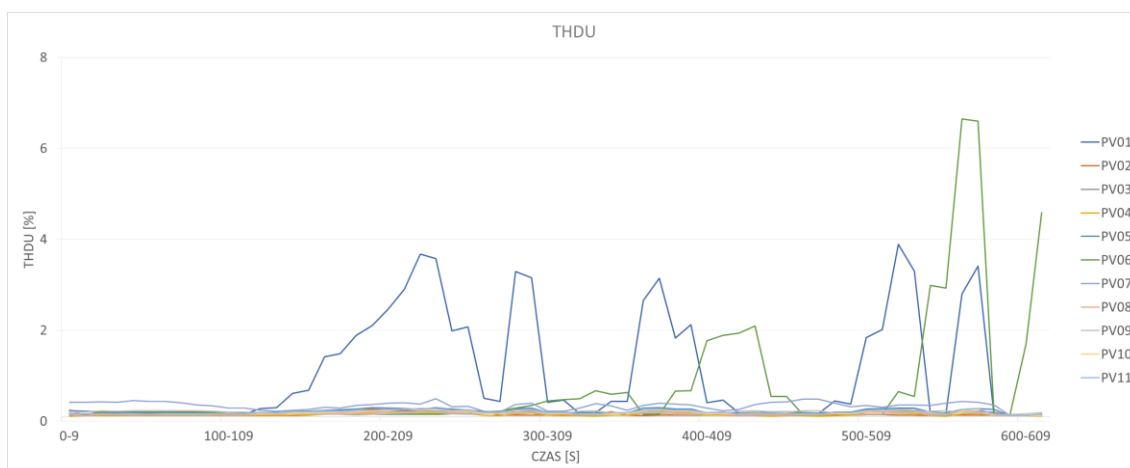


Rys. 1.132 THDU, wartości średnie dla falowników PV02 i PV06



Rys. 1.133 THDU, falowniki jednofazowe PV01 i PV06

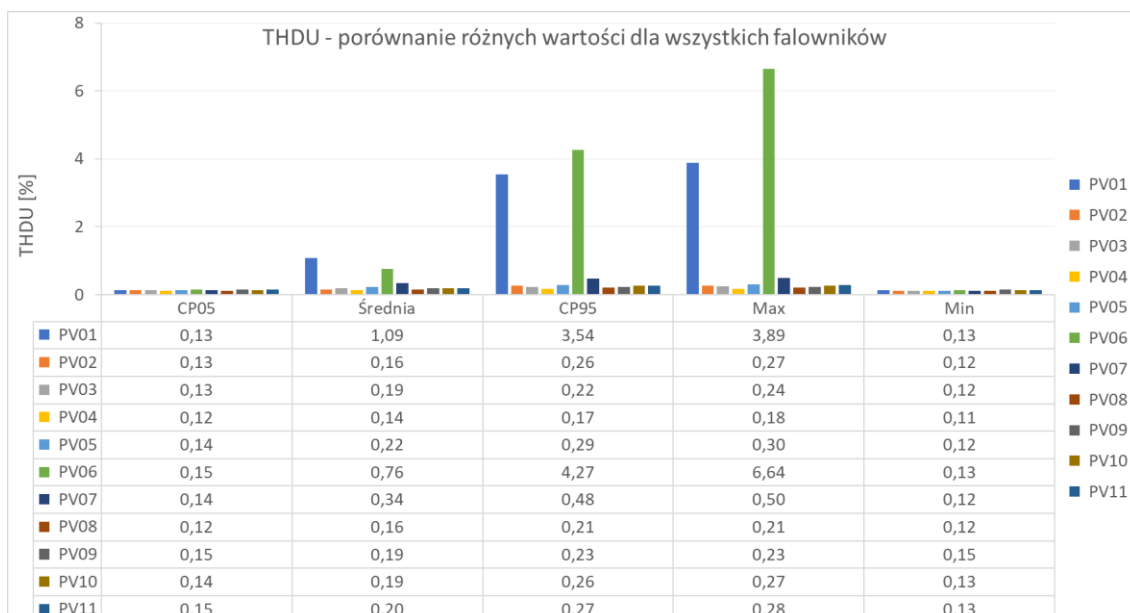
### 1.3.6 Współczynnik zawartości harmonicznych napięcia THD<sub>U</sub> uśredniony



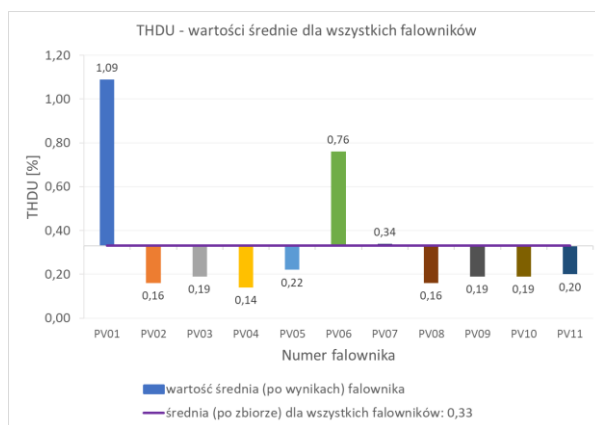
Rys. 1.134 THDU, falowniki jednofazowe, uśrednienie 10s

Tabela 1.39 THDU: porównanie CP05, średniej, CP95, max i min dla falowników jednofazowych, uśrednienie 10s

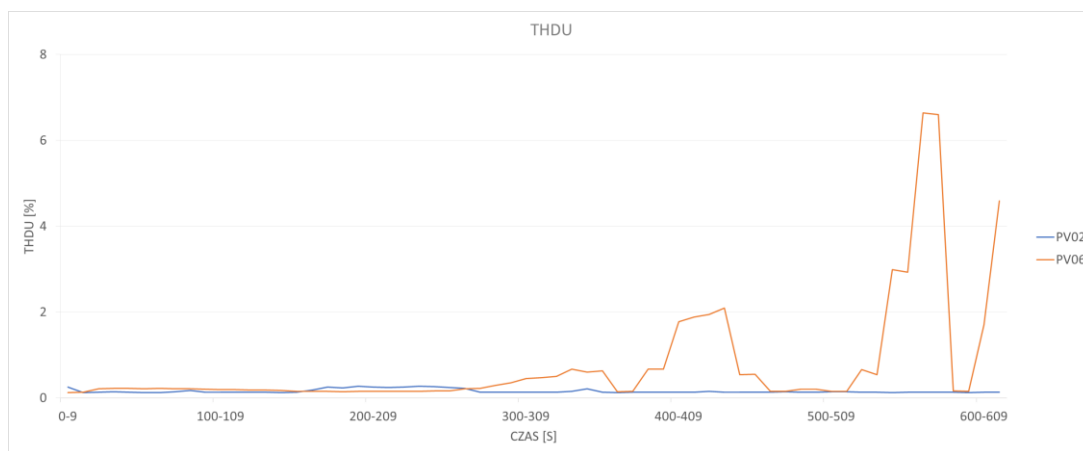
Nr. falownika	PV01	PV02	PV03	PV04	PV05	PV06	PV07	PV08	PV09	PV10	PV11
CP05	0,13	0,13	0,13	0,12	0,14	0,15	0,14	0,12	0,15	0,14	0,15
Średnia	1,09	0,16	0,19	0,14	0,22	0,76	0,34	0,16	0,19	0,19	0,20
CP95	3,54	0,26	0,22	0,17	0,29	4,27	0,48	0,21	0,23	0,26	0,27
Max	3,89	0,27	0,24	0,18	0,30	6,64	0,50	0,21	0,23	0,27	0,28
Min	0,13	0,12	0,12	0,11	0,12	0,13	0,12	0,12	0,15	0,13	0,13



Rys. 1.135 THDU, porównanie różnych wartości dla wszystkich falowników jednofazowych, uśrednienie 10s



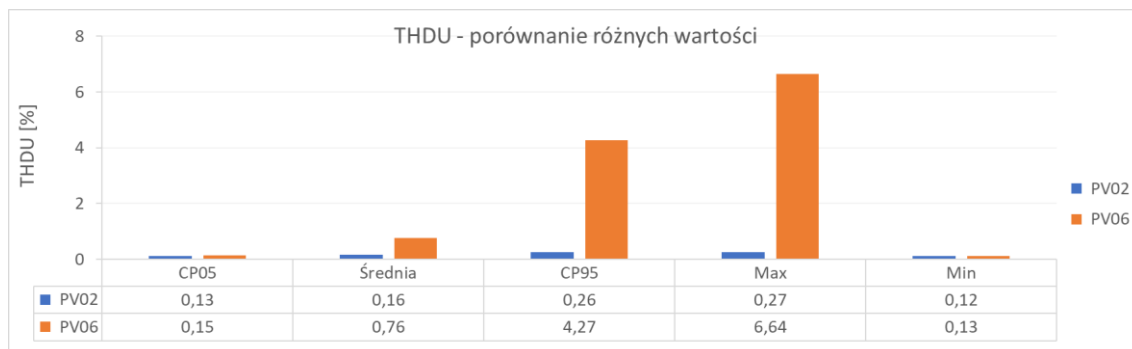
Rys. 1.136 THDU, wartości średnie dla wszystkich falowników, uśrednienie 10s



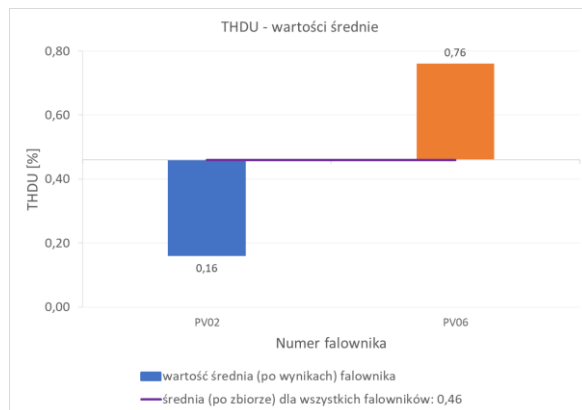
Rys. 1.137 THDU, falowniki jednofazowe PV02 i PV06, uśrednianie 10s

Tabela 1.40 THDU: porównanie CP05, średniej, CP95, max i min dla falowników PV02 i PV06, uśrednianie 10s

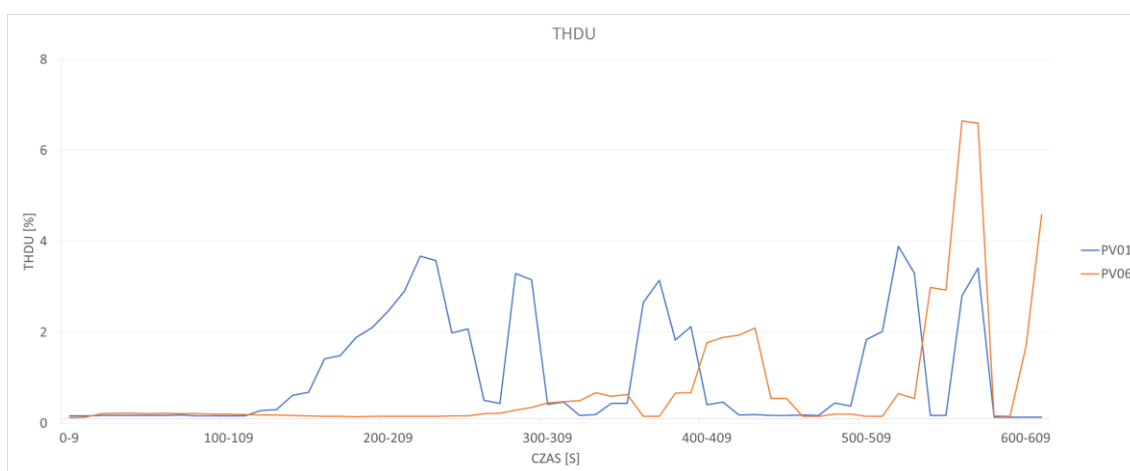
Nr. falownika	PV02	PV06
CP05	0,13	0,15
Średnia	0,16	0,76
CP95	0,26	4,27
Max	0,27	6,64
Min	0,12	0,13



Rys. 1.138 THDU, porównanie różnych wartości dla falowników PV02 i PV06, uśrednianie 10s

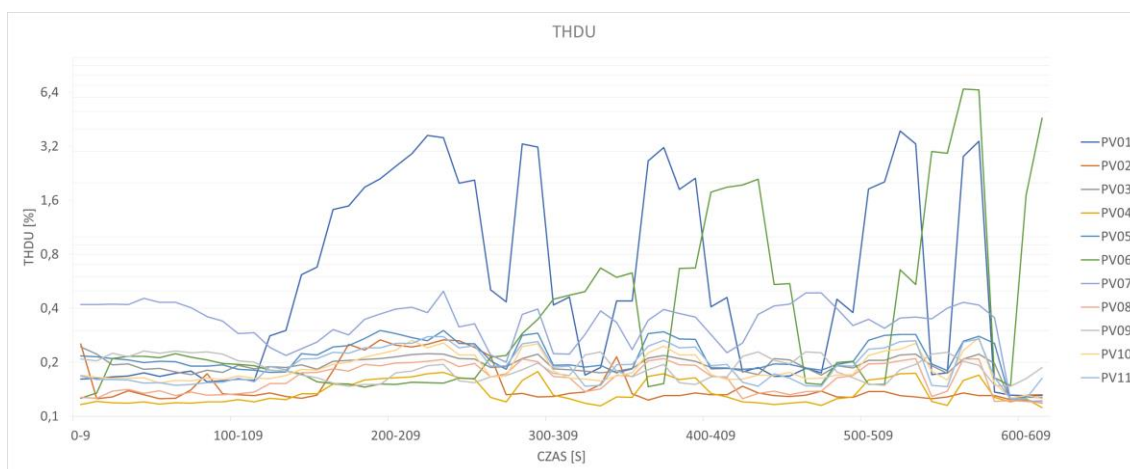


Rys. 1.139 THDU, wartości średnie dla falowników PV02 i PV06, uśrednianie 10s

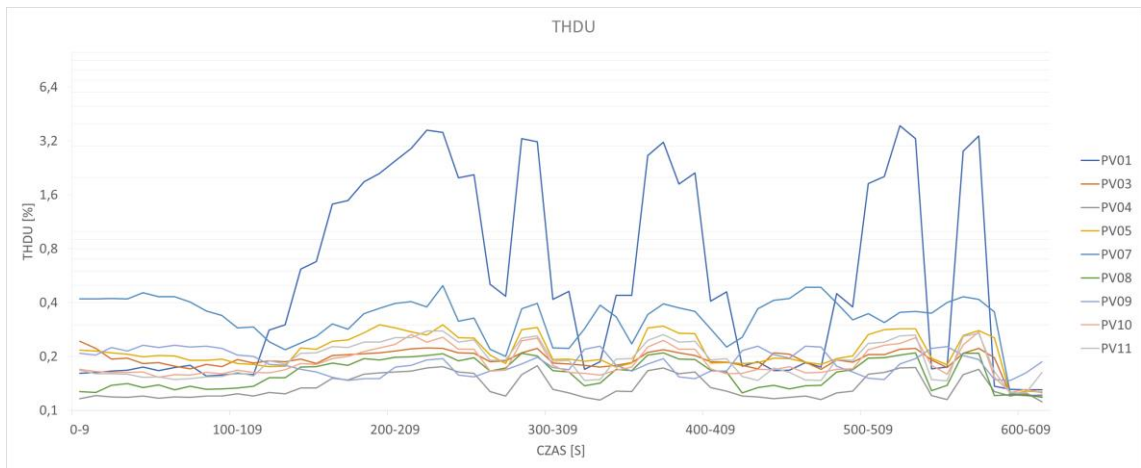


Rys. 1.140 THDU, falowniki jednofazowe PV01 i PV06, uśrednianie 10s

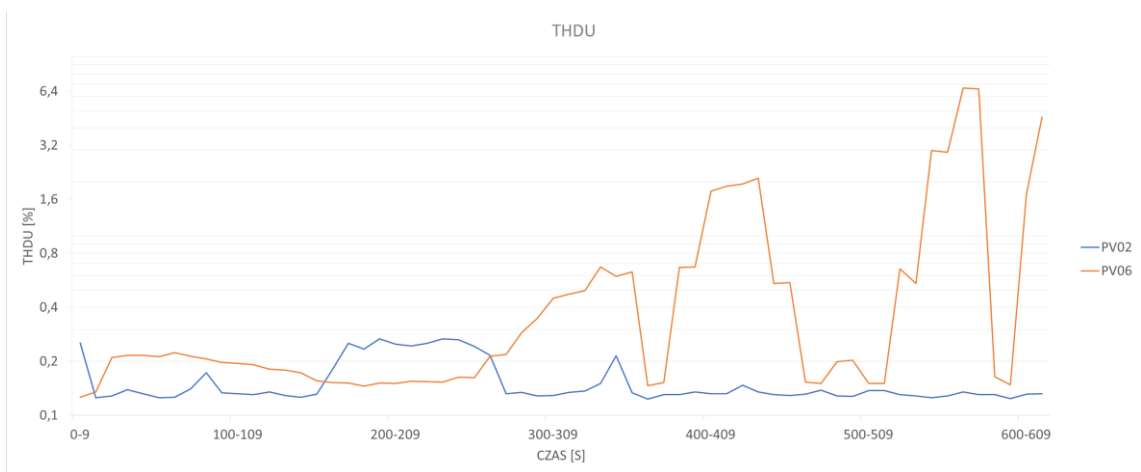
### 1.3.7 Współczynnik zawartości harmonicznych napięcia $THD_u$ uśredniony logarymicznie



Rys. 1.141 THDU, falowniki jednofazowe, uśrednianie 10s, skala logarymiczna

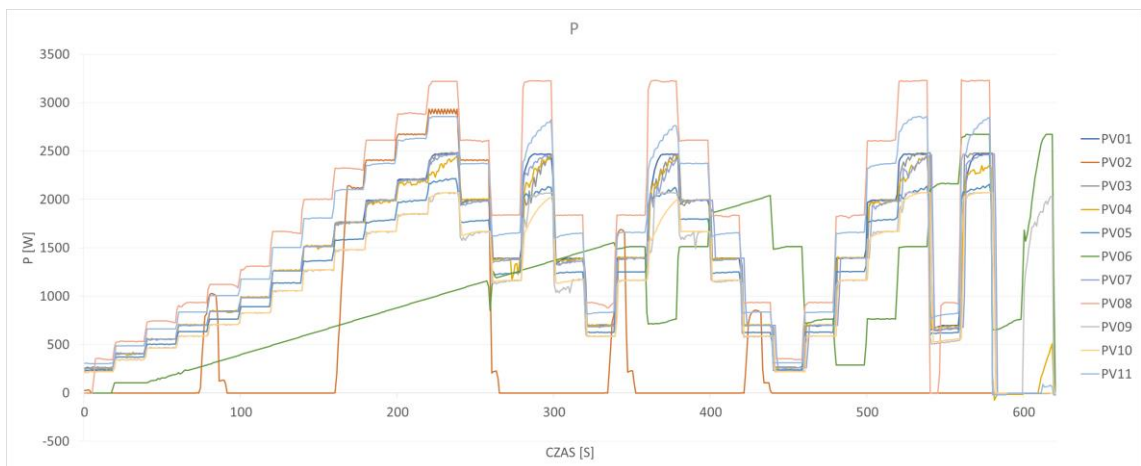


Rys. 1.142 THDU, falowniki jednofazowe bez PV02 i PV06, uśrednianie 10s, skala logarytmiczna



Rys. 1.143 THDU, falowniki jednofazowe PV02 i PV06, uśrednianie 10s, skala logarytmiczna

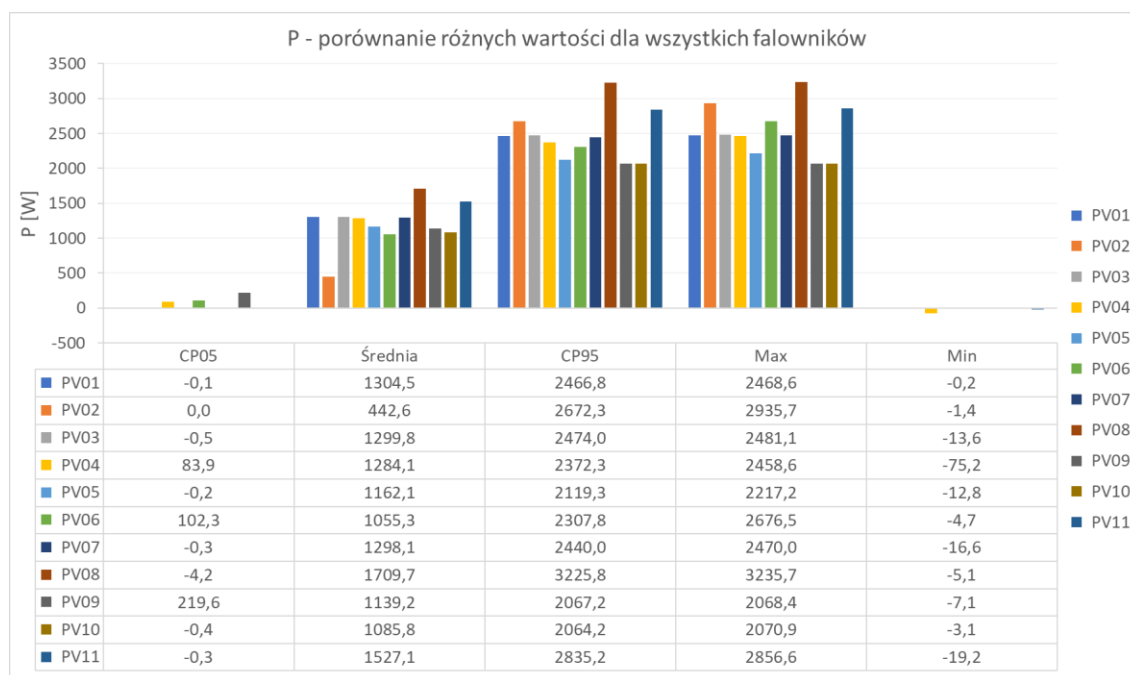
### 1.3.8 Moc czynna



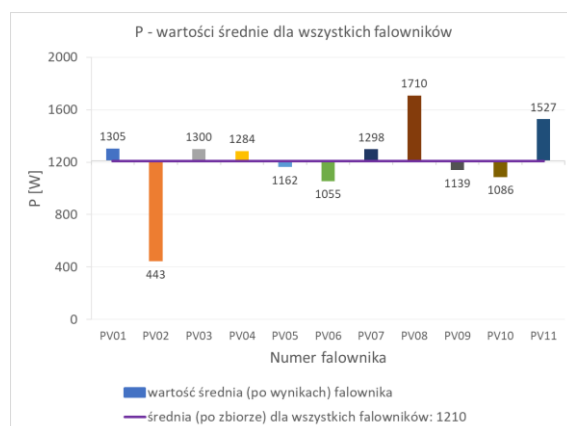
Rys. 1.144 Moc P, falowniki jednofazowe

Tabela 1.41 P: porównanie CP05, średniej, CP95, max i min dla falowników jednofazowych

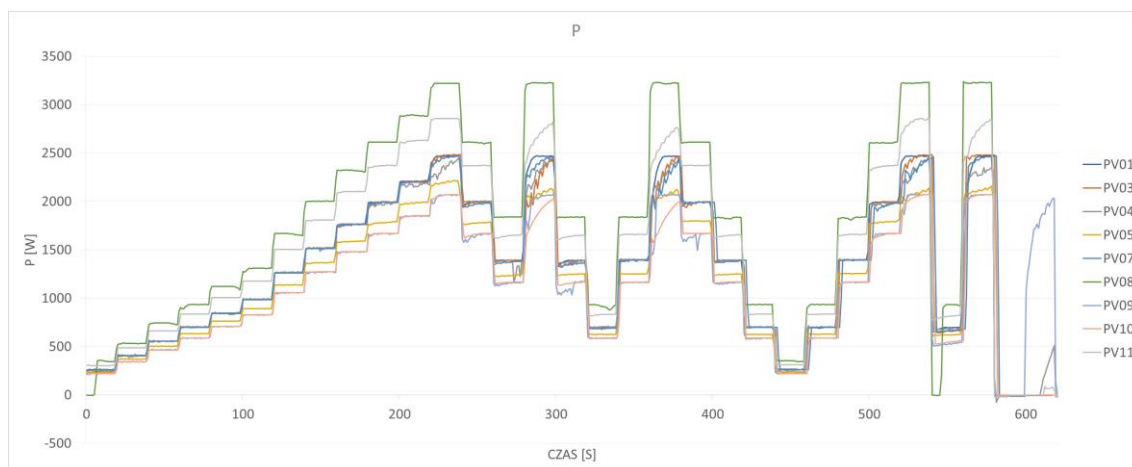
Nr. falownika	PV01	PV02	PV03	PV04	PV05	PV06	PV07	PV08	PV09	PV10	PV11
CP05	0	0	-1	84	0	102	0	-4	220	0	0
Średnia	1305	443	1300	1284	1162	1055	1298	1710	1139	1086	1527
CP95	2467	2672	2474	2372	2119	2308	2440	3226	2067	2064	2835
Max	2469	2936	2481	2459	2217	2677	2470	3236	2068	2071	2857
Min	0	-1	-14	-75	-13	-5	-17	-5	-7	-3	-19



Rys. 1.145 P, porównanie różnych wartości dla wszystkich falowników jednofazowych



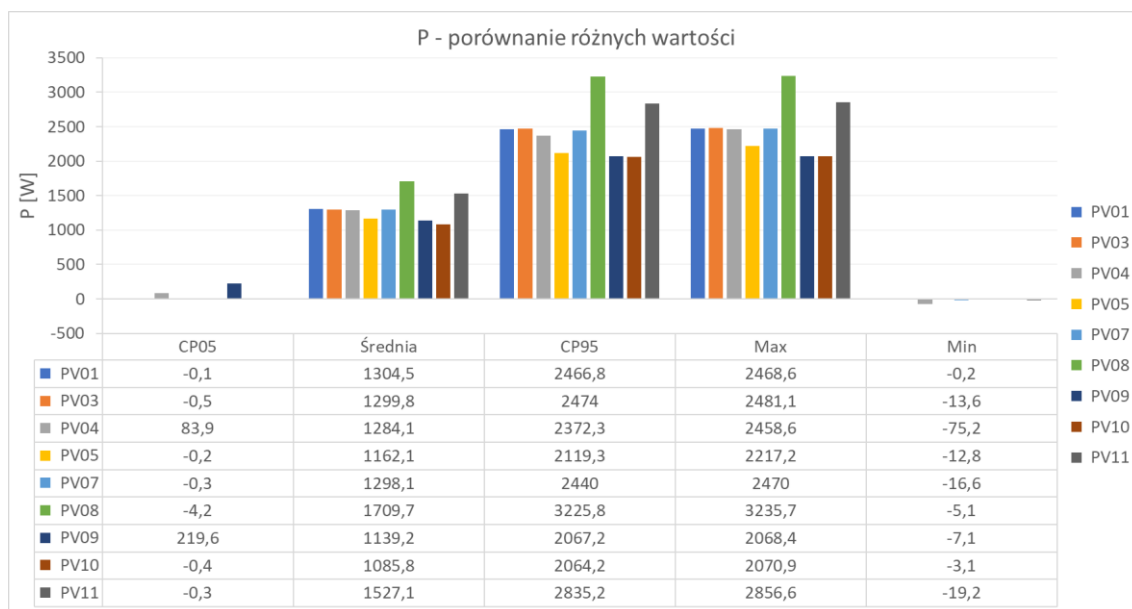
Rys. 1.146 P, wartości średnie dla wszystkich falowników



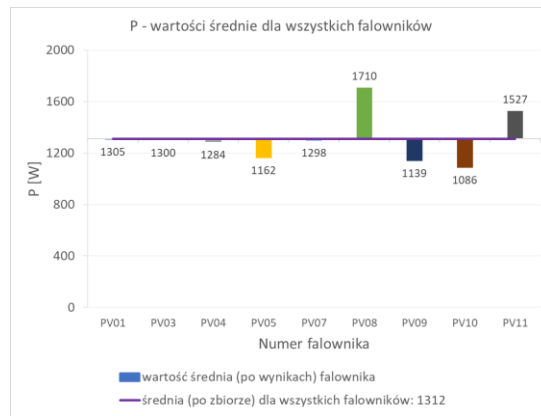
Rys. 1.147 P, falowniki jednofazowe bez PV02 i PV06

Tabela 1.42 P: porównanie CP05, średniej, CP95, max i min dla falowników jednofazowych bez PV02 i PV06 i PV06

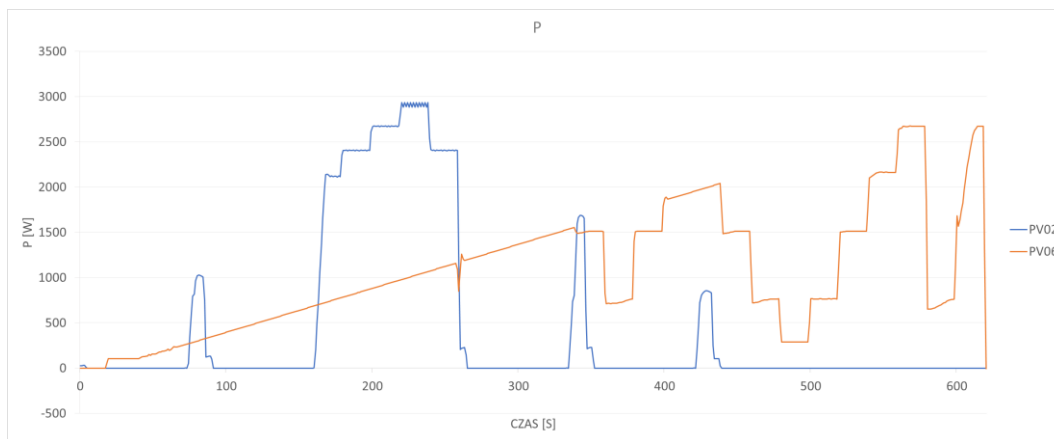
Nr. falownika	PV01	PV03	PV04	PV05	PV07	PV08	PV09	PV10	PV11
CP05	0	-1	84	0	0	-4	220	0	0
Średnia	1305	1300	1284	1162	1298	1710	1139	1086	1527
CP95	2467	2474	2372	2119	2440	3226	2067	2064	2835
Max	2469	2481	2459	2217	2470	3236	2068	2071	2857
Min	0	-14	-75	-13	-17	-5	-7	-3	-19



Rys. 1.148 P, porównanie różnych wartości dla wszystkich falowników jednofazowych bez PV02 i PV06



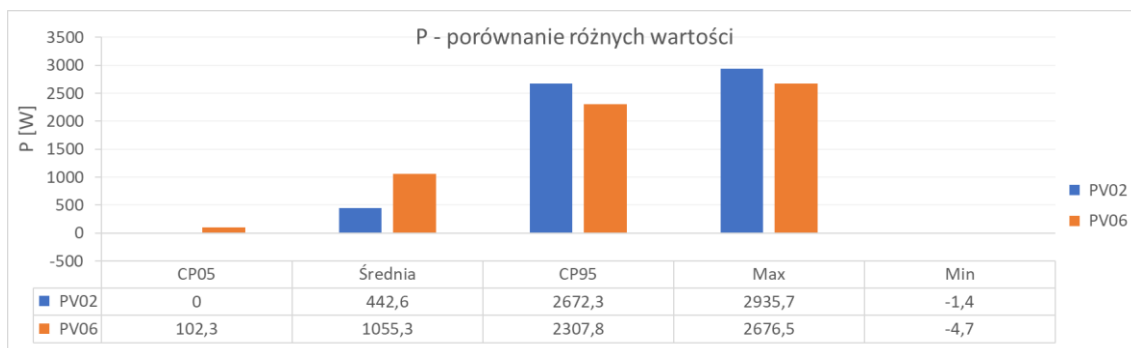
Rys. 1.149 P, wartości średnie dla wszystkich falowników bez PV02 i PV06



Rys. 1.150 P, falowniki jednofazowe PV02 i PV06

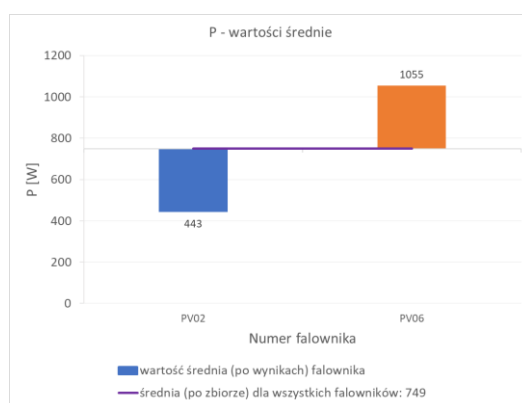
Tabela 1.43 P: porównanie CP05, średniej, CP95, max i min dla falowników PV02 i PV06

Nr. falownika	PV02	PV06
CP05	0	102
Średnia	443	1055
CP95	2672	2308
Max	2936	2677
Min	-1	-5



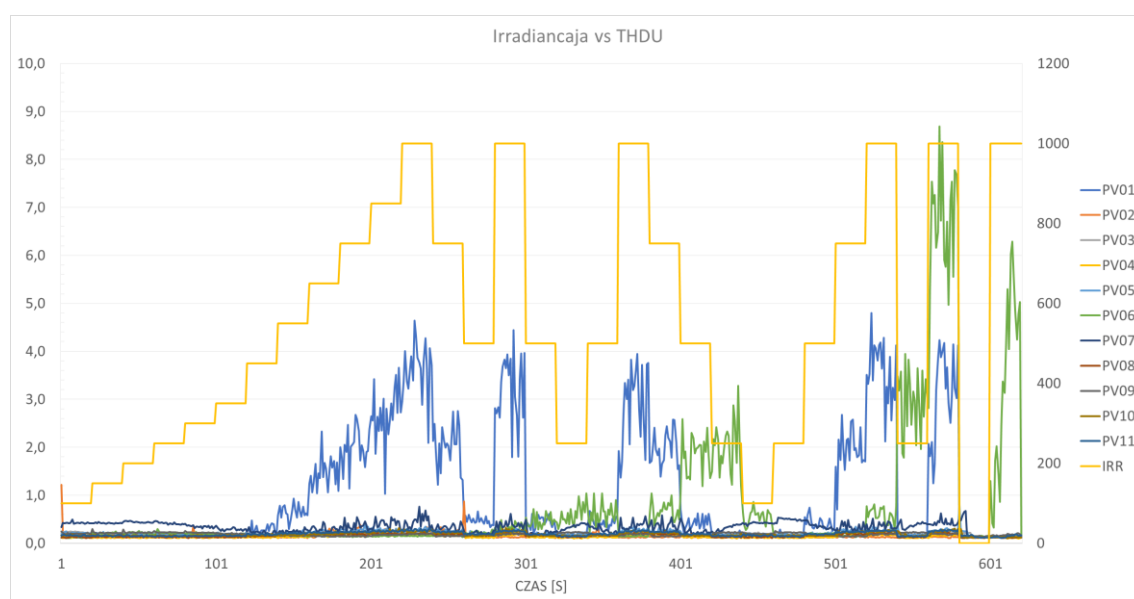
Rys. 1.151 P, porównanie różnych wartości dla falowników PV02 i PV06





Rys. 1.152 P, wartości średnie dla falowników PV02 i PV06

### 1.3.9 THD<sub>U</sub> vs irradiancja



Rys. 1.153 THDU vs irradiancja, wszystkie falowniki jednofazowe

## 1.4 Załącznik A: test trójfazowy na zmienną irradiancję i temperaturę modułów „kpiech\_proc”

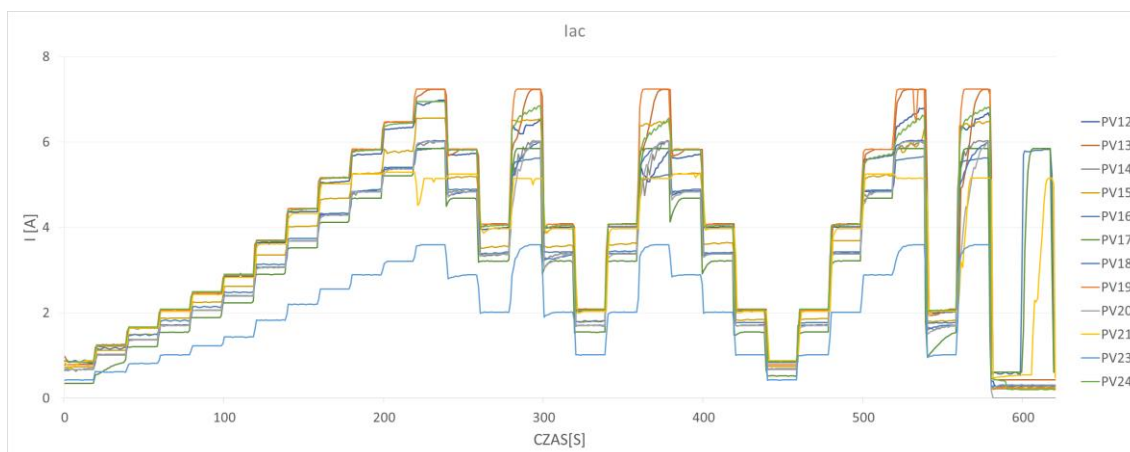
Ze względu na ograniczoną dostępność falownika PV22 podczas przeprowadzania badań, nie został on uwzględniony w teście „kpiech\_proc”. Analizy przeprowadzone zostały dla pozostałych dwunastu trójfazowych urządzeń.

### 1.4.1 Natężenie prądu

Na wykresie Rys. 1.154, przedstawiającym I<sub>ac</sub> dla badanych falowników w teście „kpiech\_proc”, widać, że bezpośrednio koresponduje on z wykresem Rys. 1.157 prezentującym THDI dla tego samego badania. Wzrost THDI zaobserwowano w momentach nagłych, dużych zmian prądu, szczególnie w przypadku niskich wartości I<sub>ac</sub>.

Dane przedstawione w tabeli Tabela 1.44 i na grafice Rys. 1.155, pokazują, że parametry opisujące I<sub>ac</sub>, takie jak: CP05, CP95 jak również wartości średnia, maksymalna i minimalna, są zbliżone dla wszystkich falowników biorących udział w teście. Potwierdzeniem powyższego mogą być krzywe zamieszczone na wykresie Rys. 1.156 prezentujące wartość średnią po zbiorach. W omawianym przypadku wartość ta osiąga poziom 3,3[A] i większość

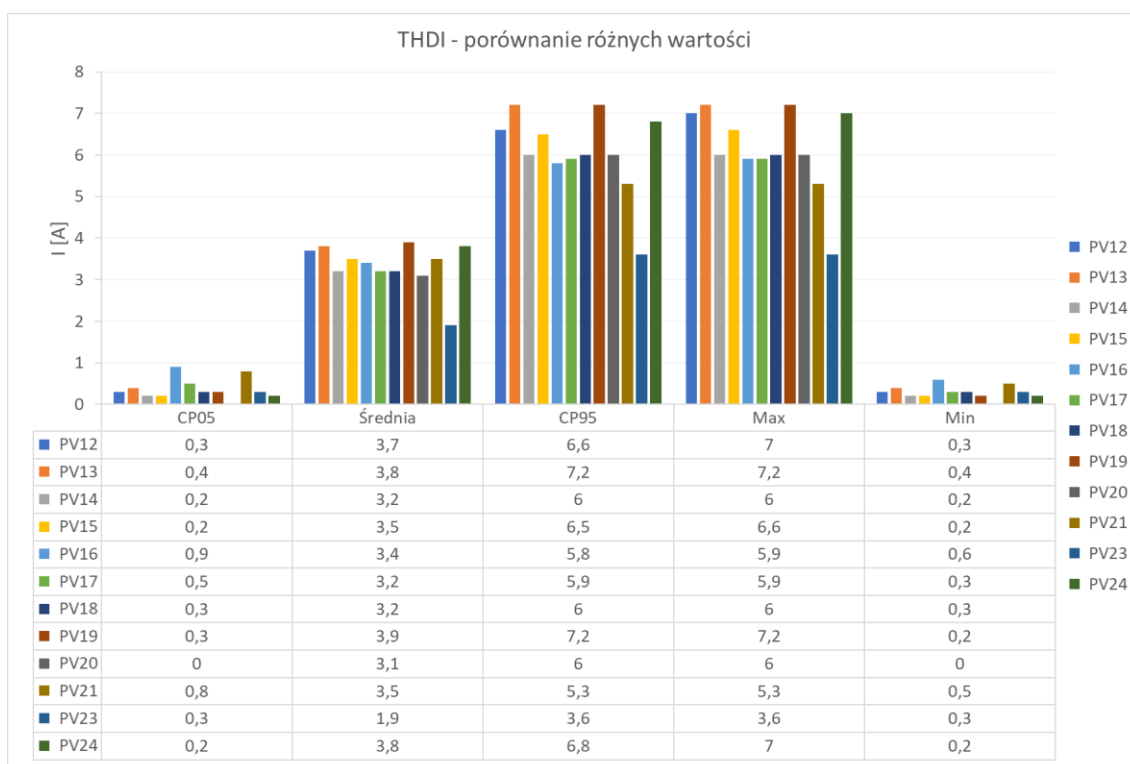
średnich jest do niej zbliżona wahając się w przedziale od 3,1-3,9[A]. Wyjątkiem jest PV23, którego wartość ta wynosi jedynie 1,9[A].



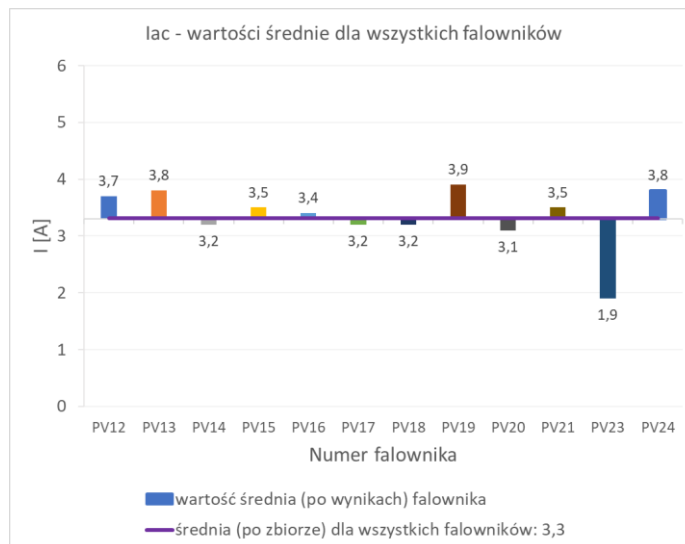
Rys. 1.154 Iac, falowniki trójfazowe

Tabela 1.44 Iac: porównanie CP05, średniej, CP95, max i min dla falowników trójfazowych

Nr. falownika	PV12	PV13	PV14	PV15	PV16	PV17	PV18	PV19	PV20	PV21	PV23	PV24
CP05	0,3	0,4	0,2	0,2	0,9	0,5	0,3	0,3	0,0	0,8	0,3	0,2
Średnia	3,7	3,8	3,2	3,5	3,4	3,2	3,2	3,9	3,1	3,5	1,9	3,8
CP95	6,6	7,2	6,0	6,5	5,8	5,9	6,0	7,2	6,0	5,3	3,6	6,8
Max	7,0	7,2	6,0	6,6	5,9	5,9	6,0	7,2	6,0	5,3	3,6	7,0
Min	0,3	0,4	0,2	0,2	0,6	0,3	0,3	0,2	0,0	0,5	0,3	0,2

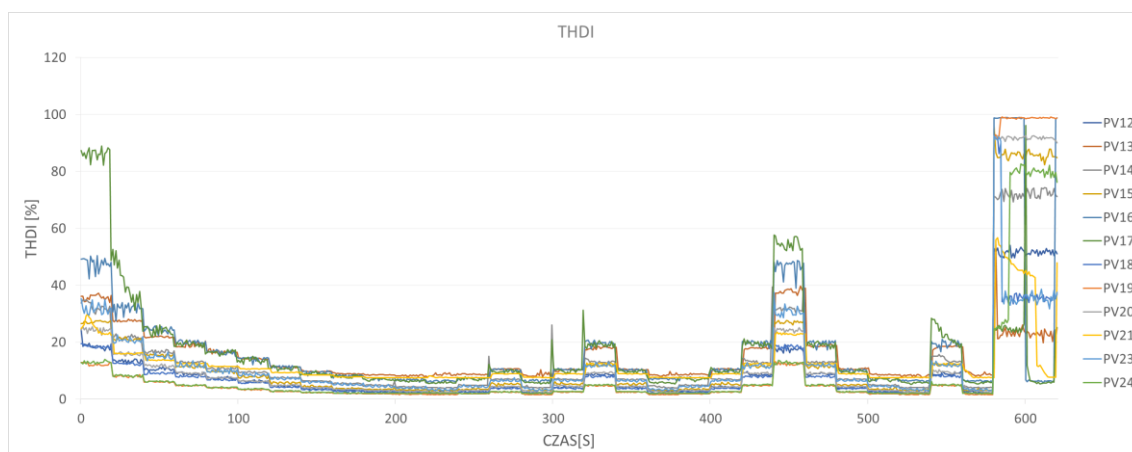


Rys. 1.155 Iac, porównanie różnych wartości dla wszystkich falowników trójfazowych



Rys. 1.156  $I_{ac}$ , wartości średnie dla wszystkich falowników

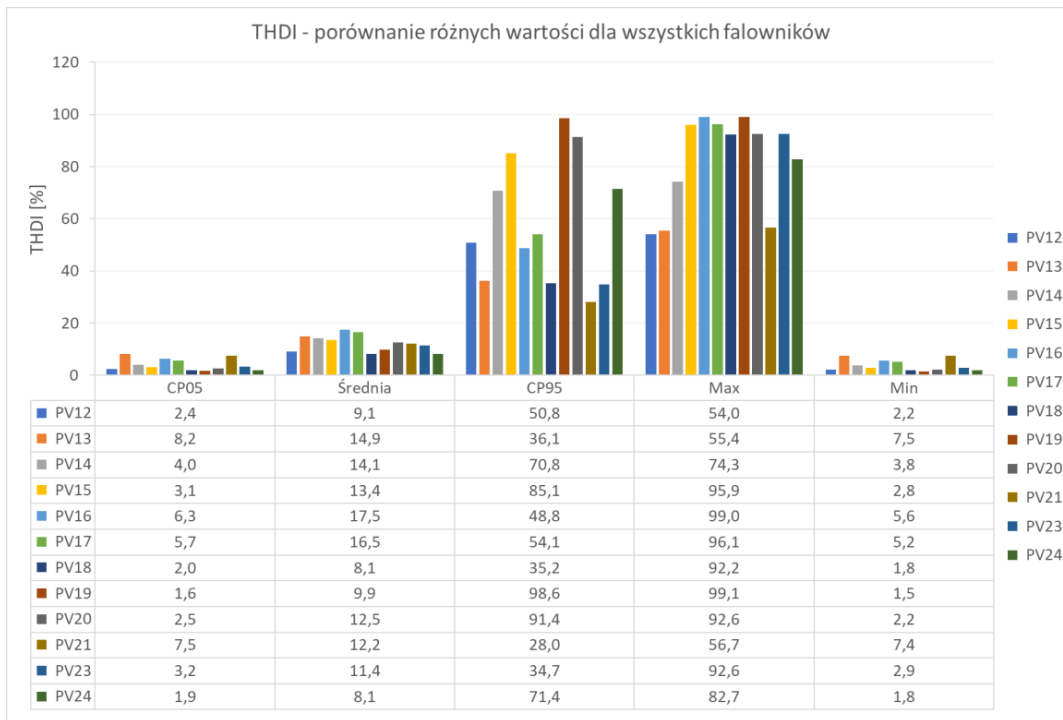
#### 1.4.2 Współczynnik zawartości harmonicznych prądu THD<sub>i</sub>



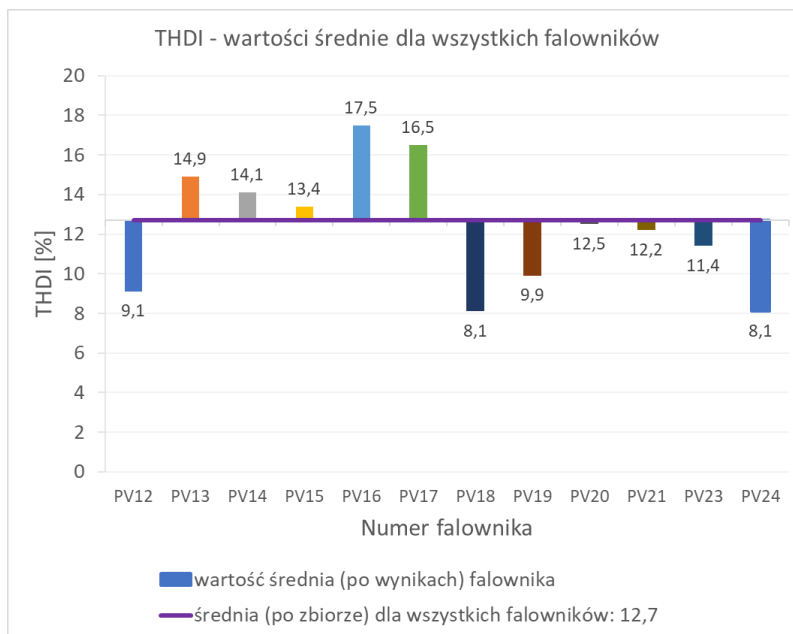
Rys. 1.157 THDI, falowniki trójfazowe

Tabela 1.45 THDI: porównanie CP05, średniej, CP95, max i min dla falowników trójfazowych

Nr. falownika	PV12	PV13	PV14	PV15	PV16	PV17	PV18	PV19	PV20	PV21	PV23	PV24
CP05	2,4	8,2	4,0	3,1	6,3	5,7	2,0	1,6	2,5	7,5	3,2	1,9
Średnia	9,1	14,9	14,1	13,4	17,5	16,5	8,1	9,9	12,5	12,2	11,4	8,1
CP95	50,8	36,1	70,8	85,1	48,8	54,1	35,2	98,6	91,4	28,0	34,7	71,4
Max	54,0	55,4	74,3	95,9	99,0	96,1	92,2	99,1	92,6	56,7	92,6	82,7
Min	2,2	7,5	3,8	2,8	5,6	5,2	1,8	1,5	2,2	7,4	2,9	1,8



Rys. 1.158 THDI, porównanie różnych wartości dla wszystkich falowników trójfazowych

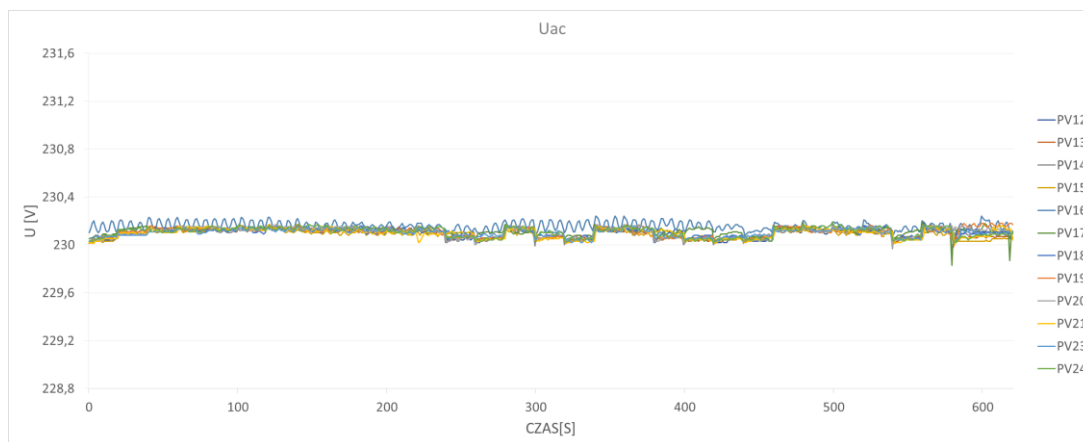


Rys. 1.159 THDI, wartości średnie dla wszystkich falowników

### 1.4.3 Wartość napięcia falowników

Na wykresach poniżej zaprezentowano informacje dotyczące przebiegu napięcia  $U_{ac}$  dla badanych falowników trójfazowych w teście „kpiech\_proc”. W pierwszej kolejności na wykresach Rys. 1.160, Rys. 1.161, Rys. 1.162 i tabeli Tabela 1.46 umieszczono przebiegi i dane dla wartości średniej z trzech faz. Ponieważ w trakcie analizy danych dostrzeżono pewne różnice w charakterystyce poszczególnych krzywych, dla pełnego zrozumienia zjawiska autor pracy postanowił wykreślić krzywe również dla każdej z faz z osobna. I co za tym idzie, wykresy Rys. 1.163, Rys. 1.164, Rys. 1.165 i tabela Tabela 1.47 prezentują wyniki dla fazy

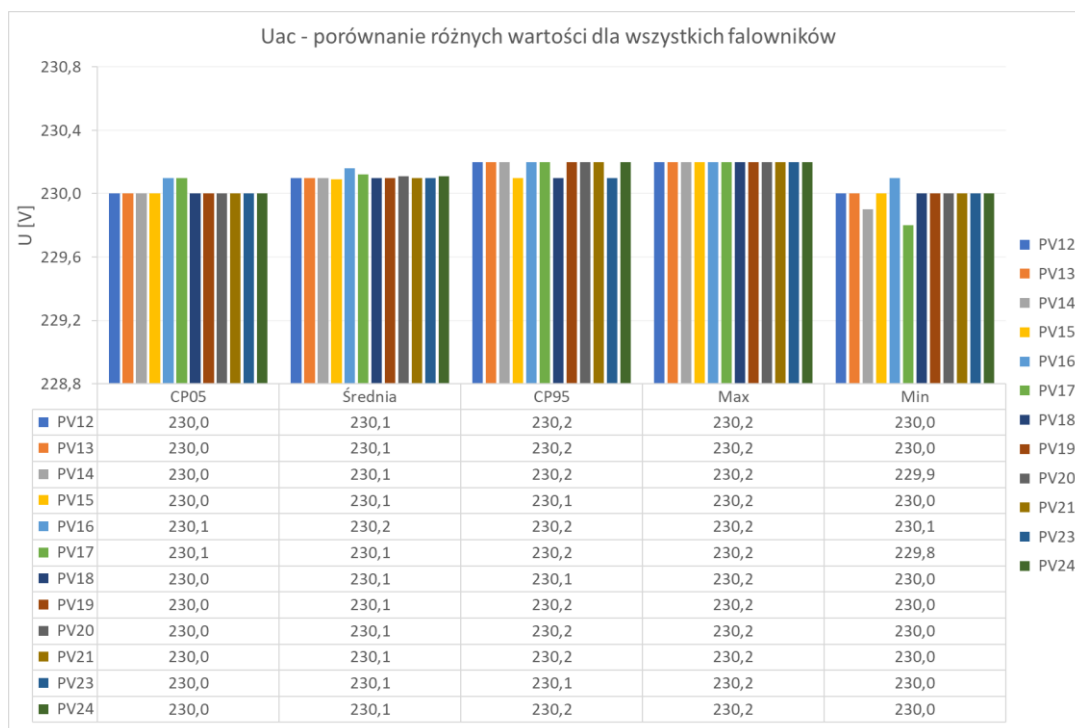
pierwszej ( $U_{ac-E2}[V]$ ), wykresy Rys. 1.166, Rys. 1.167, Rys. 1.168 i tabela Tabela 1.48 dla fazy drugiej ( $U_{ac-E3}[V]$ ) natomiast wykresy Rys. 1.169, Rys. 1.170, Rys. 1.171 i tabela Tabela 1.49 dla fazy trzeciej ( $U_{ac-E4}[V]$ ).



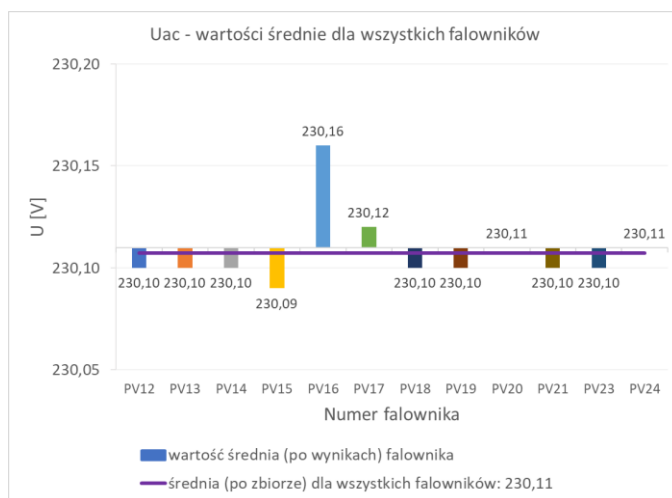
Rys. 1.160  $U_{ac}$ , falowniki trójfazowe, wartość średnia z trzech faz

Tabela 1.46  $U_{ac}$ : porównanie CP05, średniej, CP95, max i min dla falowników trójfazowych, wartość średnia z trzech faz

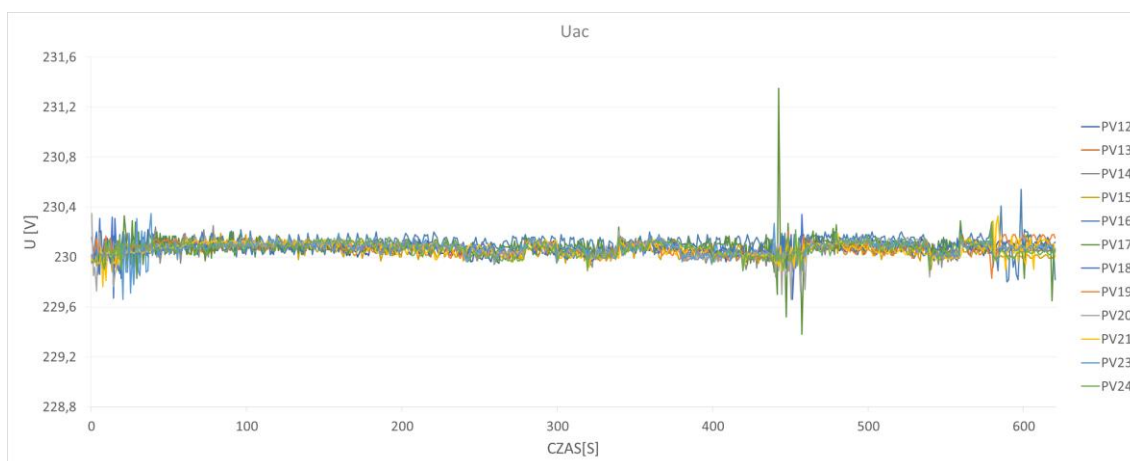
Nr. falownika	PV12	PV13	PV14	PV15	PV16	PV17	PV18	PV19	PV20	PV21	PV23	PV24
CP05	230,0	230,0	230,0	230,0	230,1	230,1	230,0	230,0	230,0	230,0	230,0	230,0
Średnia	230,1	230,1	230,1	230,1	230,2	230,1	230,1	230,1	230,1	230,1	230,1	230,1
CP95	230,2	230,2	230,2	230,1	230,2	230,2	230,1	230,2	230,2	230,2	230,1	230,2
Max	230,2	230,2	230,2	230,2	230,2	230,2	230,2	230,2	230,2	230,2	230,2	230,2
Min	230,0	230,0	229,9	230,0	230,1	229,8	230,0	230,0	230,0	230,0	230,0	230,0



Rys. 1.161  $U_{ac}$ , porównanie różnych wartości dla falowników trójfazowych, wartość średnia z trzech faz



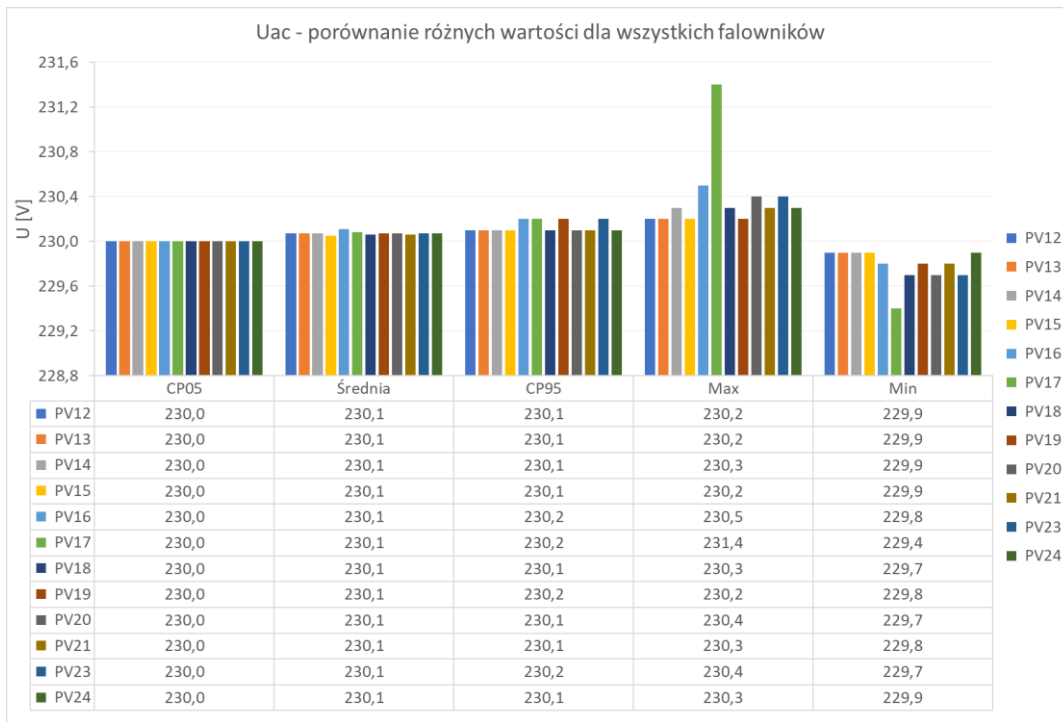
Rys. 1.162  $U_{ac}$ , wartości średnie dla falowników trójfazowych, wartość średnia z trzech faz



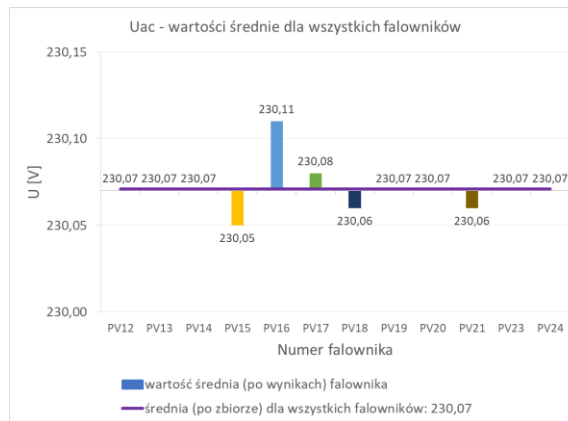
Rys. 1.163  $U_{ac}$ , falowniki trójfazowe, faza pierwsza ( $U_{ac-E2}$ [V])

Tabela 1.47  $U_{ac}$ : porównanie CP05, średniej, CP95, max i min dla falowników trójfazowych, faza pierwsza ( $U_{ac-E2}$ [V])

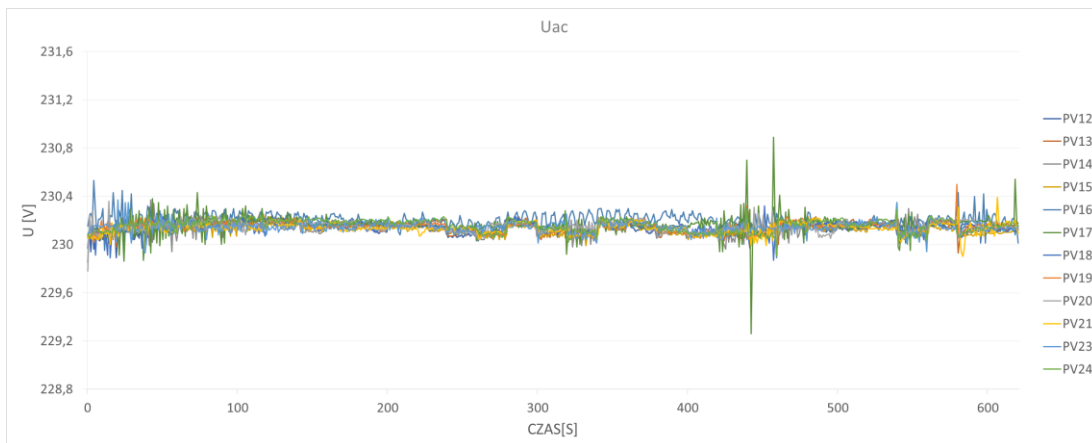
Nr. falownika	PV12	PV13	PV14	PV15	PV16	PV17	PV18	PV19	PV20	PV21	PV23	PV24
CP05	230,0	230,0	230,0	230,0	230,0	230,0	230,0	230,0	230,0	230,0	230,0	230,0
Średnia	230,1	230,1	230,1	230,1	230,1	230,1	230,1	230,1	230,1	230,1	230,1	230,1
CP95	230,1	230,1	230,1	230,1	230,2	230,2	230,1	230,2	230,1	230,1	230,2	230,1
Max	230,2	230,2	230,3	230,2	230,5	231,4	230,3	230,2	230,4	230,3	230,4	230,3
Min	229,9	229,9	229,9	229,9	229,8	229,4	229,7	229,8	229,7	229,8	229,7	229,9



Rys. 1.164 Uac, porównanie różnych wartości dla falowników trójfazowych, faza pierwsza (Uac-E2[V])



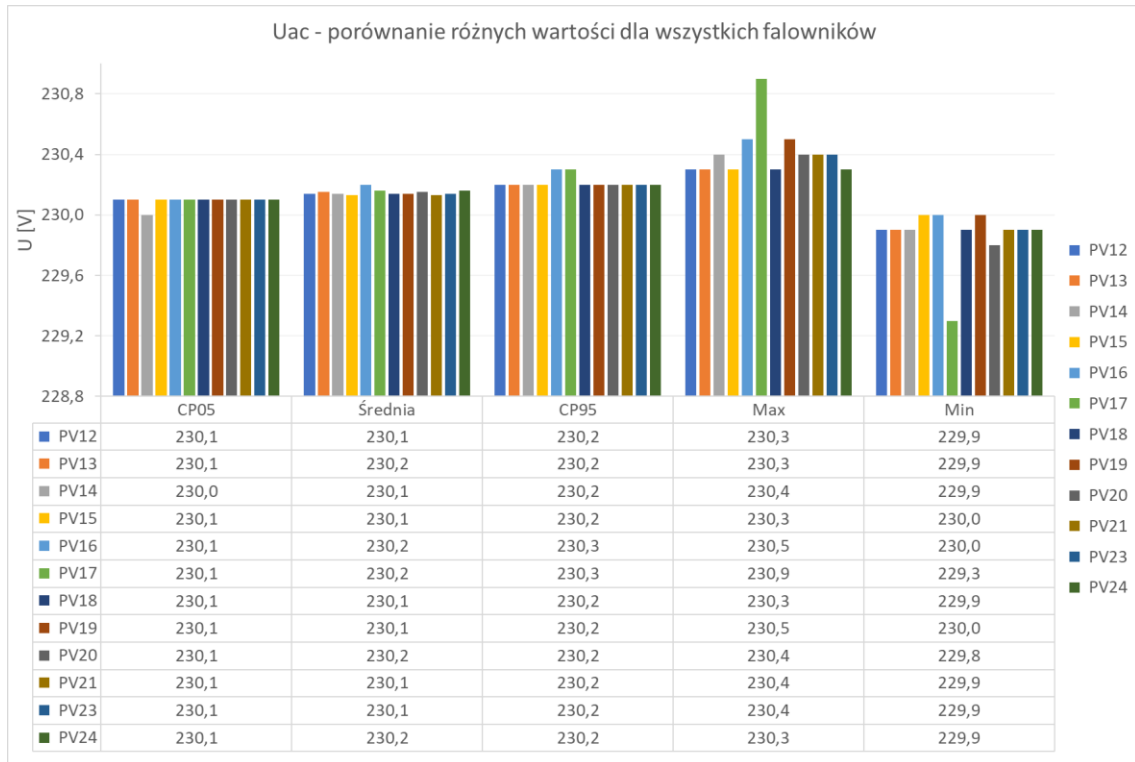
Rys. 1.165 Uac, wartości średnie dla falowników trójfazowych, faza pierwsza (Uac-E2[V])



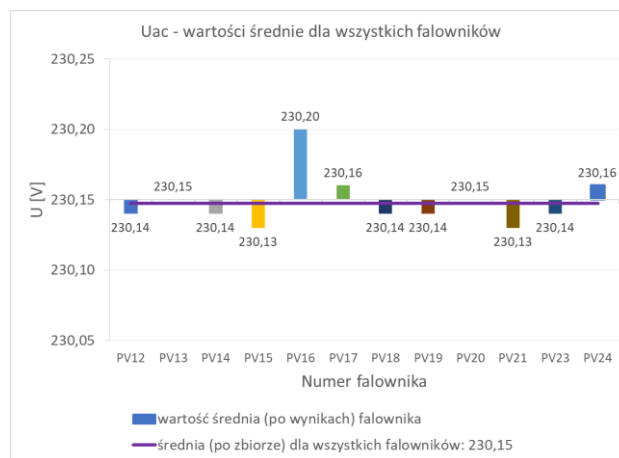
Rys. 1.166 Uac, falowniki trójfazowe, faza druga (Uac-E3[V])

Tabela 1.48 Uac: porównanie CP05, średniej, CP95, max i min dla falowników trójfazowych, faza druga (Uac-E3[V])

Nr. falownika	PV12	PV13	PV14	PV15	PV16	PV17	PV18	PV19	PV20	PV21	PV23	PV24
CP05	230,1	230,1	230,0	230,1	230,1	230,1	230,1	230,1	230,1	230,1	230,1	230,1
Średnia	230,1	230,2	230,1	230,1	230,2	230,2	230,1	230,1	230,2	230,1	230,1	230,2
CP95	230,2	230,2	230,2	230,2	230,3	230,3	230,2	230,2	230,2	230,2	230,2	230,2
Max	230,3	230,3	230,4	230,3	230,5	230,9	230,3	230,5	230,4	230,4	230,4	230,3
Min	229,9	229,9	229,9	230,0	230,0	229,3	229,9	230,0	229,8	229,9	229,9	229,9

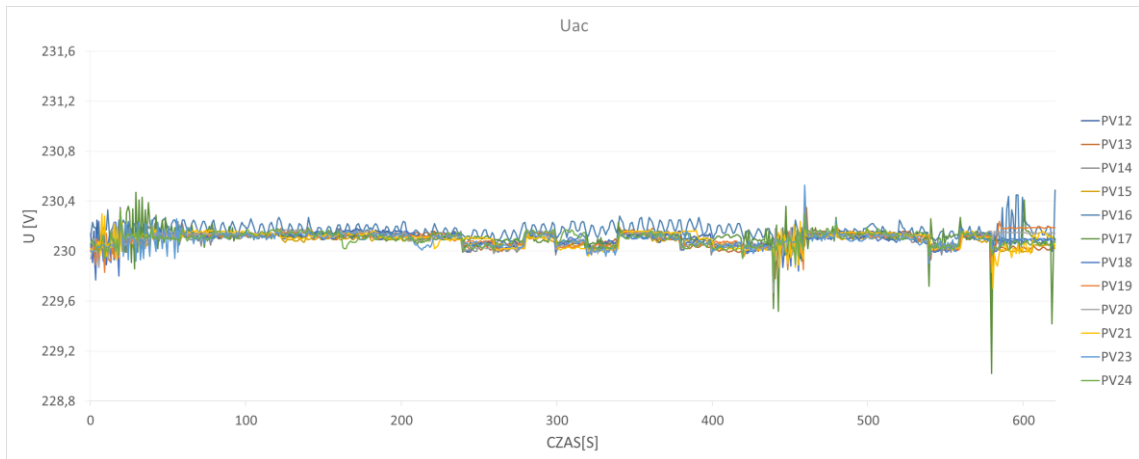


Rys. 1.167 Uac, porównanie różnych wartości dla falowników trójfazowych, faza druga (Uac-E3[V])



Rys. 1.168 Uac, wartości średnie dla falowników trójfazowych, faza druga (Uac-E3[V])

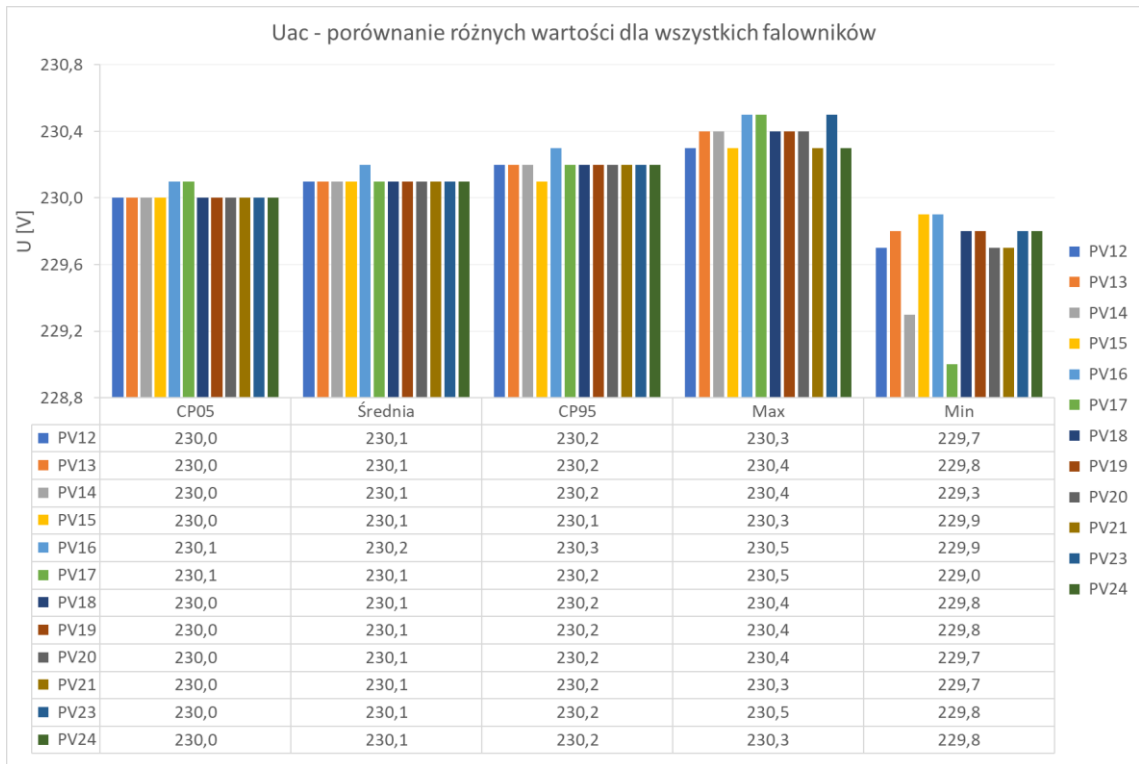




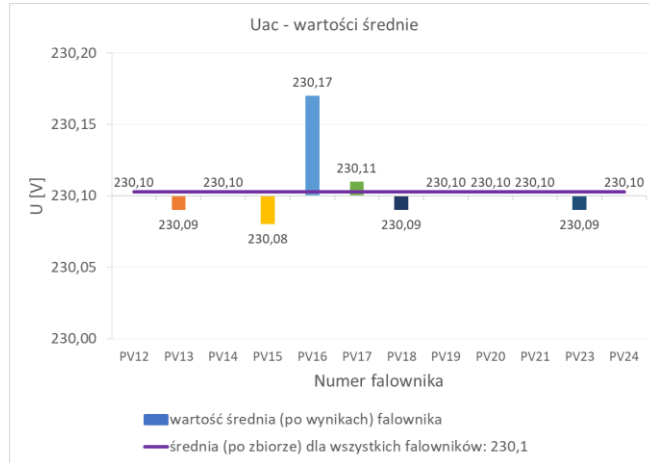
Rys. 1.169  $U_{ac}$ , falowniki trójfazowe, faza trzecia ( $U_{ac-E4}[V]$ )

Tabela 1.49  $U_{ac}$ : porównanie CP05, średniej, CP95, max i min dla falowników trójfazowych, faza trzecia ( $U_{ac-E4}[V]$ )

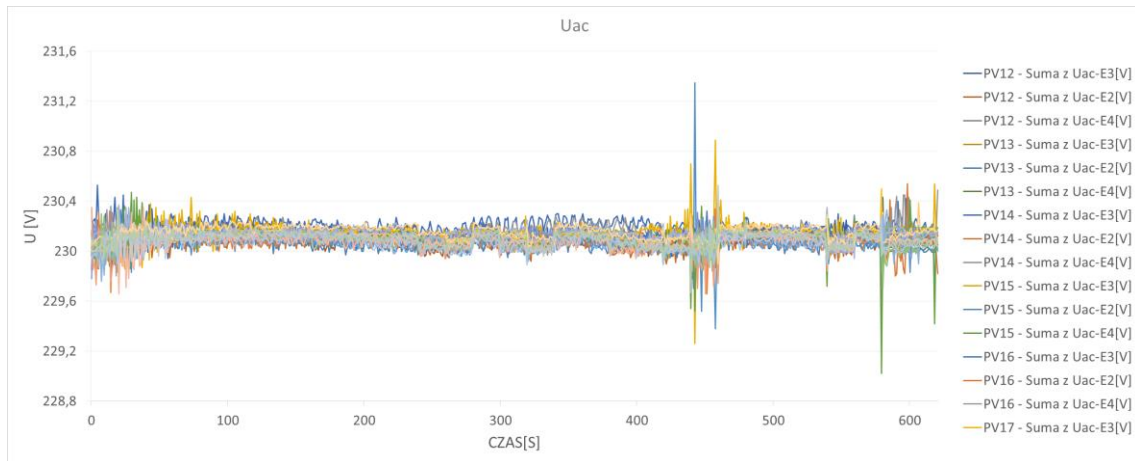
Nr. falownika	PV12	PV13	PV14	PV15	PV16	PV17	PV18	PV19	PV20	PV21	PV23	PV24
CP05	230,0	230,0	230,0	230,0	230,1	230,1	230,0	230,0	230,0	230,0	230,0	230,0
Średnia	230,1	230,1	230,1	230,1	230,2	230,1	230,1	230,1	230,1	230,1	230,1	230,1
CP95	230,2	230,2	230,2	230,1	230,3	230,2	230,2	230,2	230,2	230,2	230,2	230,2
Max	230,3	230,4	230,4	230,3	230,5	230,5	230,4	230,4	230,4	230,3	230,5	230,3
Min	229,7	229,8	229,3	229,9	229,9	229,0	229,8	229,8	229,7	229,7	229,8	229,8



Rys. 1.170  $U_{ac}$ , porównanie różnych wartości dla falowników trójfazowych, faza trzecia ( $U_{ac-E4}[V]$ )

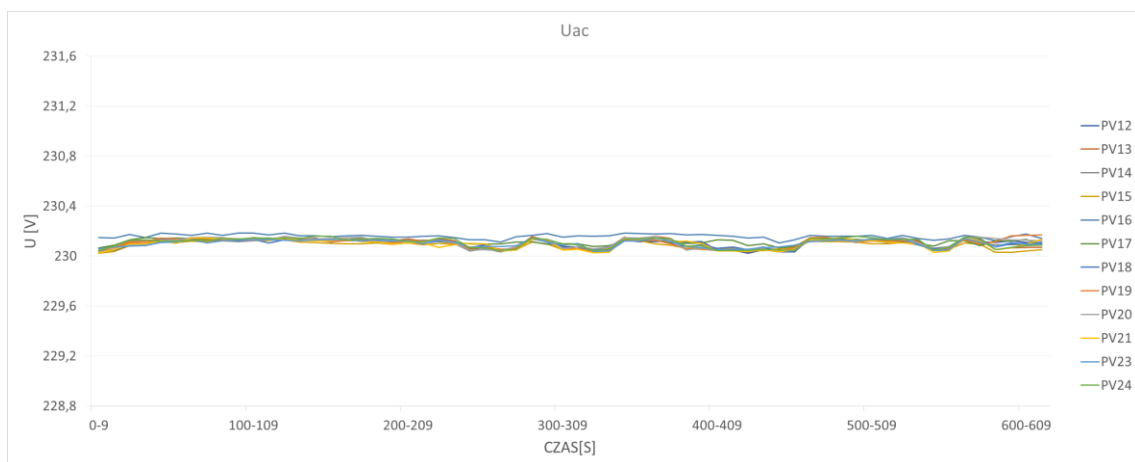


Rys. 1.171  $U_{ac}$ , wartości średnie dla falowników trójfazowych, faza trzecia ( $U_{ac-E4[V]}$ )

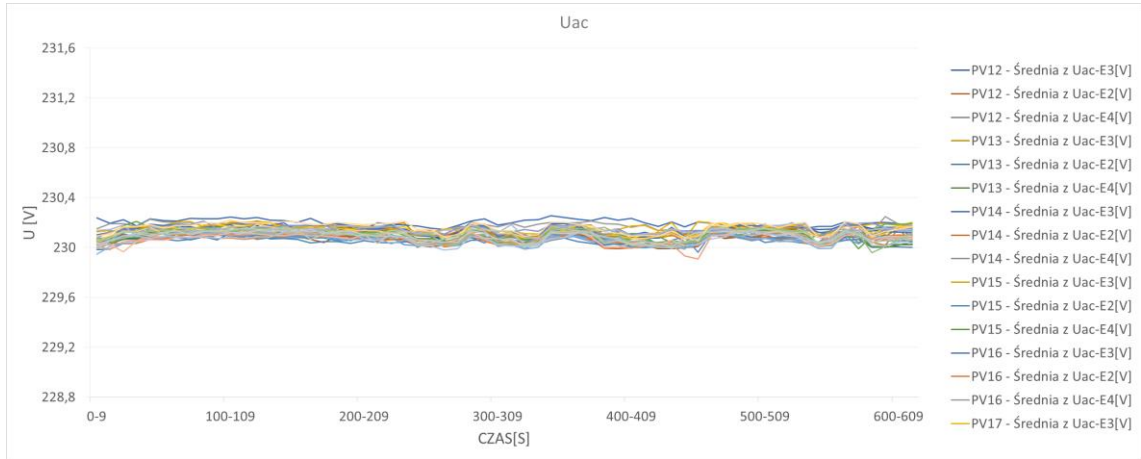


Rys. 1.172  $U_{ac}$ , falowniki trójfazowe, wszystkie trzy fazy razem

#### 1.4.4 Wartość napięcia uśredniona 10s

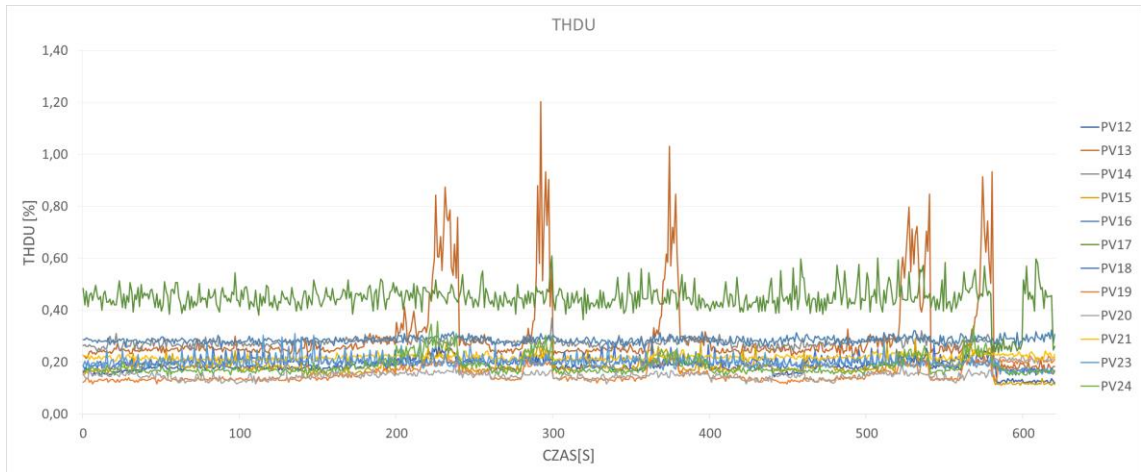


Rys. 1.173  $U_{ac}$ , falowniki trójfazowe, wartość średniac z trzech faz, uśrednienie 10s



Rys. 1.174  $U_{ac}$ , falowniki trójfazowe, wszystkie trzy fazy razem, usrednienie 10s

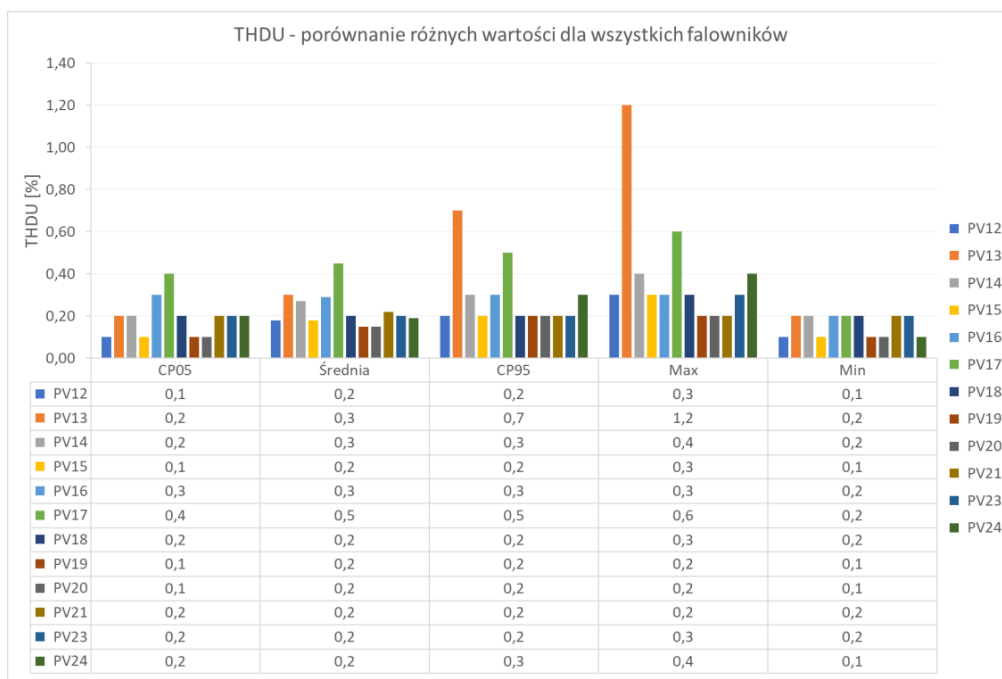
#### 1.4.5 Współczynnik zawartości harmonicznego napięcia $THD_U$



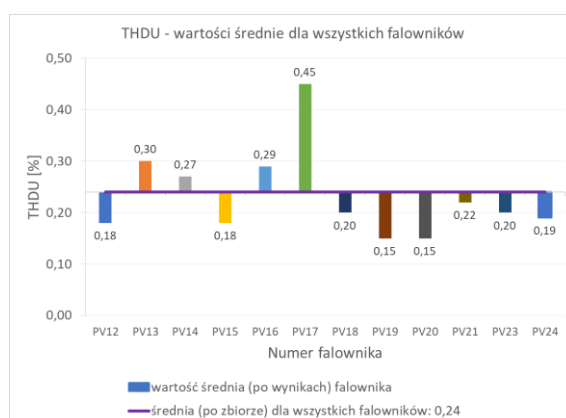
Rys. 1.175  $THDU$ , falowniki trójfazowe

Tabela 1.50  $THDU$ : porównanie CP05, średniej, CP95, max i min dla falowników trójfazowych

Nr. falownika	PV12	PV13	PV14	PV15	PV16	PV17	PV18	PV19	PV20	PV21	PV23	PV24
CP05	0,10	0,20	0,20	0,10	0,30	0,40	0,20	0,10	0,10	0,20	0,20	0,20
Średnia	0,18	0,30	0,27	0,18	0,29	0,45	0,20	0,15	0,15	0,22	0,20	0,19
CP95	0,20	0,70	0,30	0,20	0,30	0,50	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,30
Max	0,30	1,20	0,40	0,30	0,30	0,60	0,30	0,20	0,20	0,20	0,30	0,40
Min	0,10	0,20	0,20	0,10	0,20	0,20	0,20	0,10	0,10	0,20	0,20	0,10

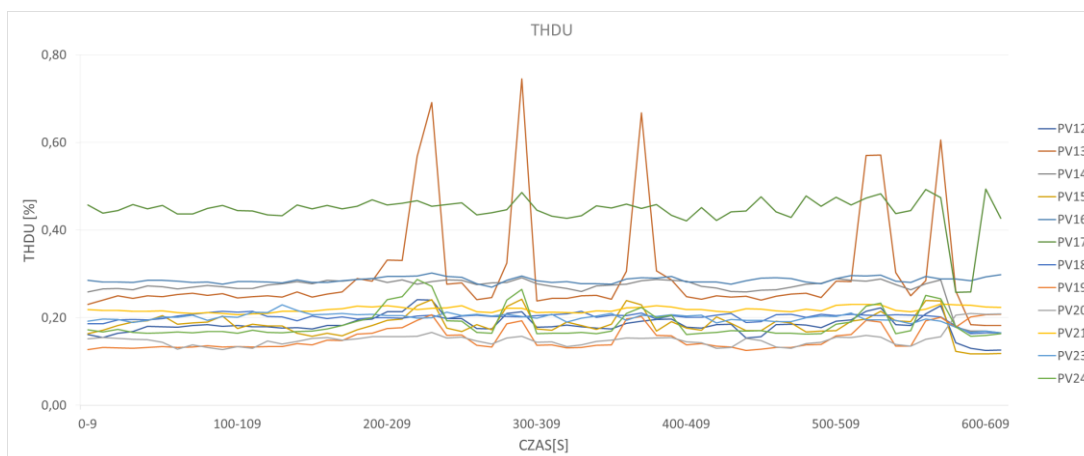


Rys. 1.176 THDU, porównanie różnych wartości dla wszystkich falowników trójfazowych



Rys. 1.177 THDU, wartości średnie dla wszystkich falowników

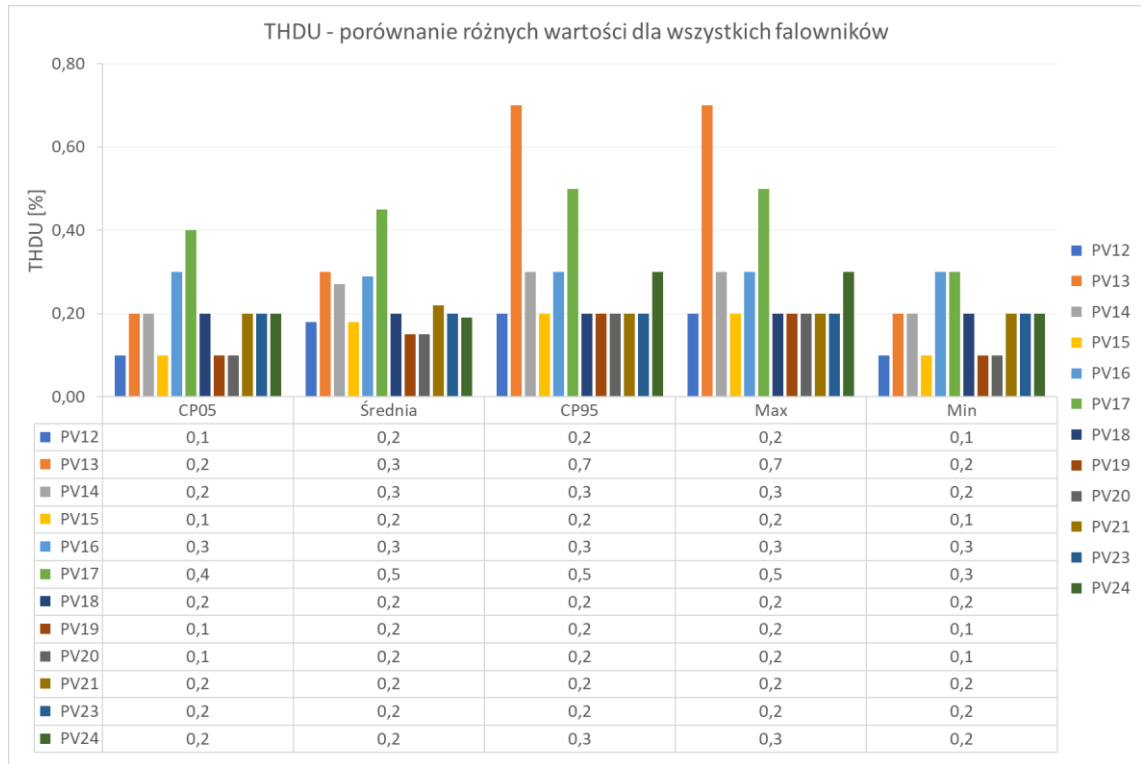
#### 1.4.6 Współczynnik zawartości harmonicznych napięcia THDU uśredniony



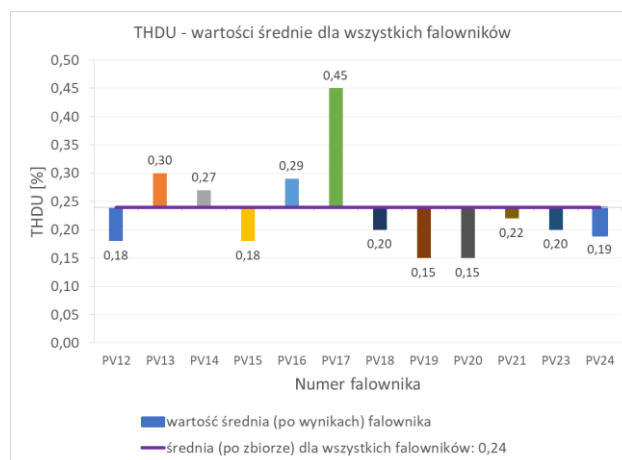
Rys. 1.178 THDU, falowniki trójfazowe, uśrednienie 10s

Tabela 1.51 THDU: porównanie CP05, średniej, CP95, max i min dla falowników trójfazowych, uśrednienie 10s

Nr. falownika	PV12	PV13	PV14	PV15	PV16	PV17	PV18	PV19	PV20	PV21	PV23	PV24
CP05	0,10	0,20	0,20	0,10	0,30	0,40	0,20	0,10	0,10	0,20	0,20	0,20
Średnia	0,18	0,30	0,27	0,18	0,29	0,45	0,20	0,15	0,15	0,22	0,20	0,19
CP95	0,20	0,70	0,30	0,20	0,30	0,50	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,30
Max	0,20	0,70	0,30	0,20	0,30	0,50	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,30
Min	0,10	0,20	0,20	0,10	0,30	0,30	0,20	0,10	0,10	0,20	0,20	0,20

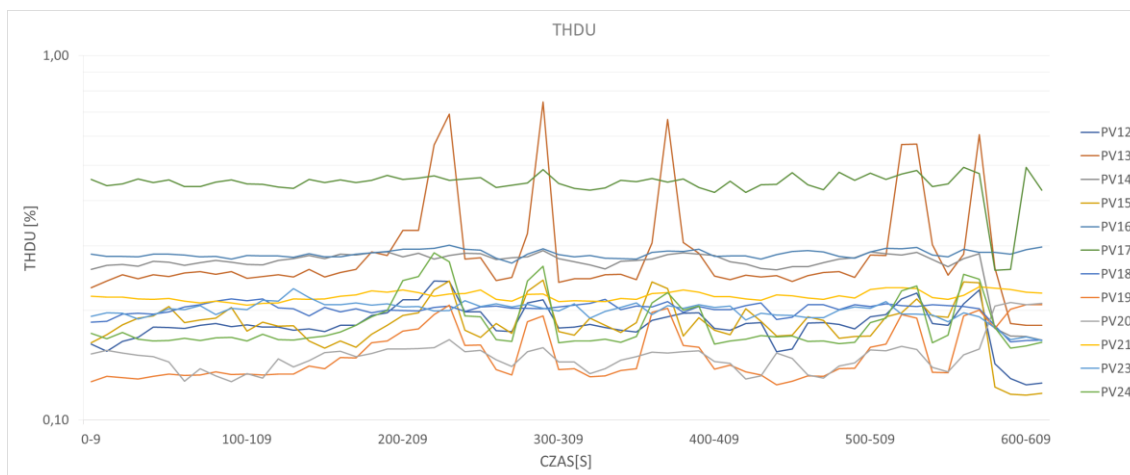


Rys. 1.179 THDU, porównanie różnych wartości dla falowników trójfazowych, uśrednienie 10s



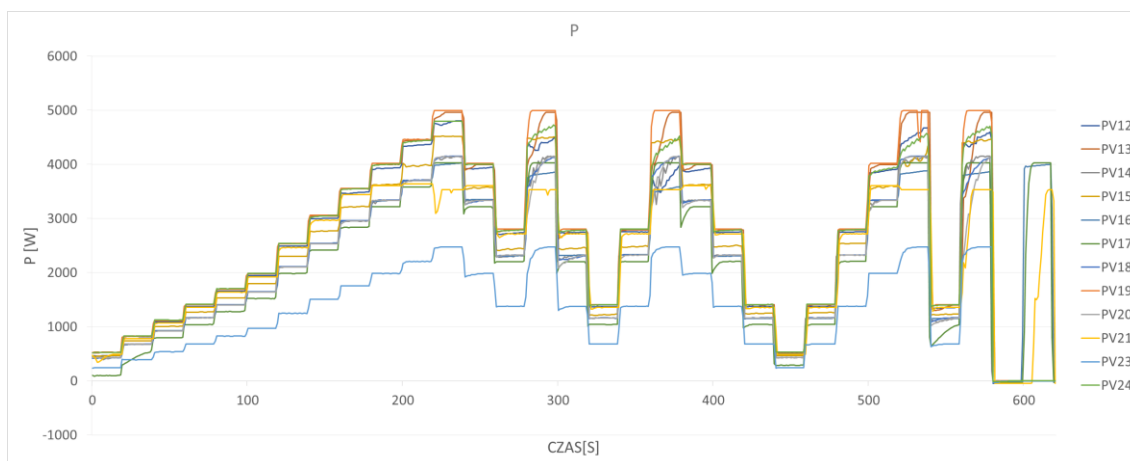
Rys. 1.180 THDU, wartości średnie dla falowników trójfazowych, uśrednienie 10s

### 1.4.7 Współczynnik zawartości harmonicznych napięcia THDU uśredniony logarymicznie



Rys. 1.181 THDU, falowniki trójfazowe, uśrednienie 10s, skala logarymiczna

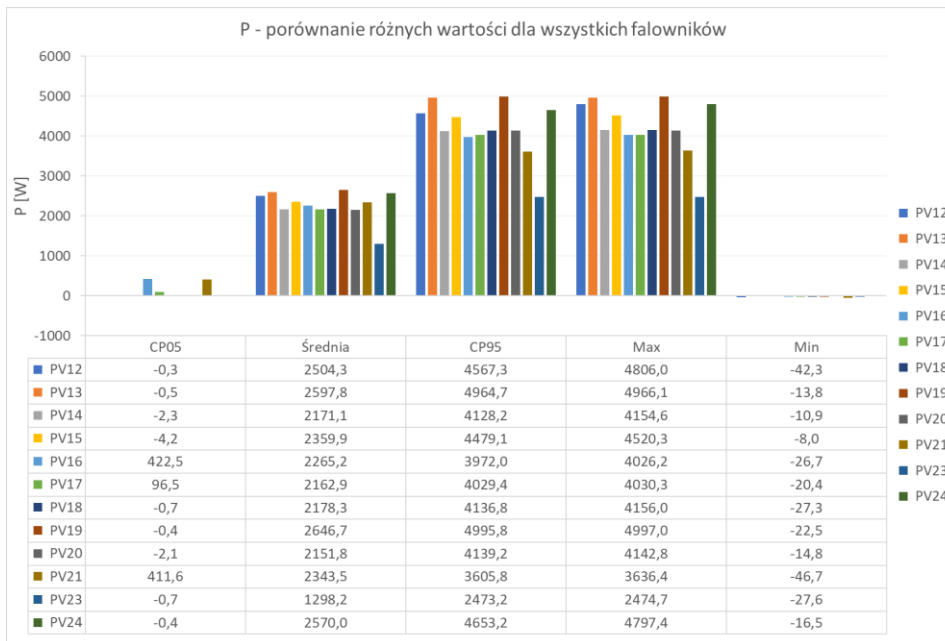
### 1.4.8 Moc czynna



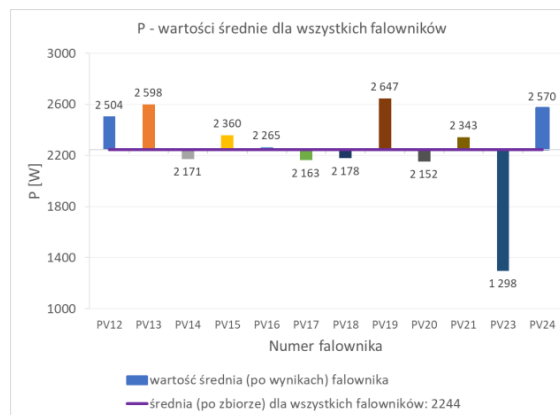
Rys. 1.182 Moc P, falowniki trójfazowe

Tabela 1.52 P: porównanie CP05, średniej, CP95, max i min dla falowników trójfazowych

Nr. falownika	PV12	PV13	PV14	PV15	PV16	PV17	PV18	PV19	PV20	PV21	PV23	PV24
CP05	0	-1	-2	-4	423	97	-1	0	-2	412	-1	0
Średnia	2504	2598	2171	2360	2265	2163	2178	2647	2152	2343	1298	2570
CP95	4567	4965	4128	4479	3972	4029	4137	4996	4139	3606	2473	4653
Max	4806	4966	4155	4520	4026	4030	4156	4997	4143	3636	2475	4797
Min	-42	-14	-11	-8	-27	-20	-27	-23	-15	-47	-28	-17

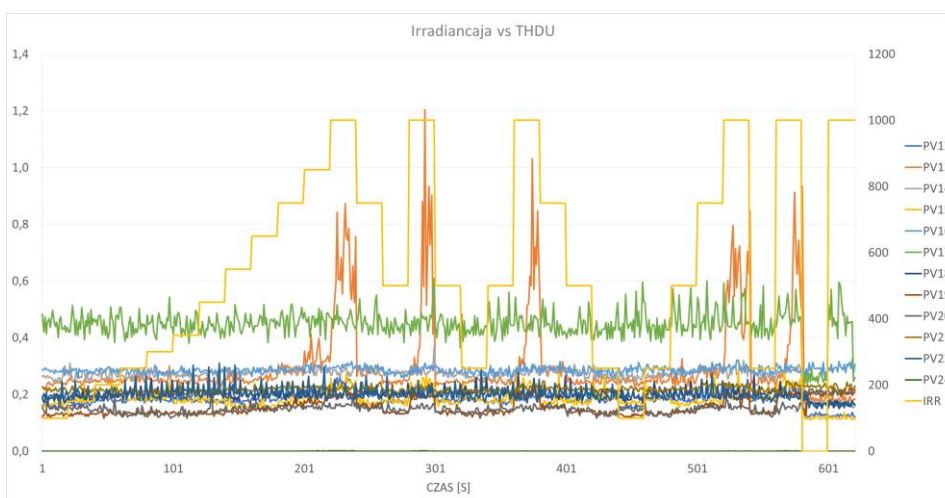


Rys. 1.183 P, porównanie różnych wartości dla wszystkich falowników trójfazowych



Rys. 1.184 P, wartości średnie dla wszystkich falowników

#### 1.4.9 THD<sub>U</sub> vs irradiancja



Rys. 1.185 THDU vs irradiancja, wszystkie falowniki trójfazowe

## 1.5 Załącznik A: test jednofazowy na stopniowe zacinienie modułów „sh1”

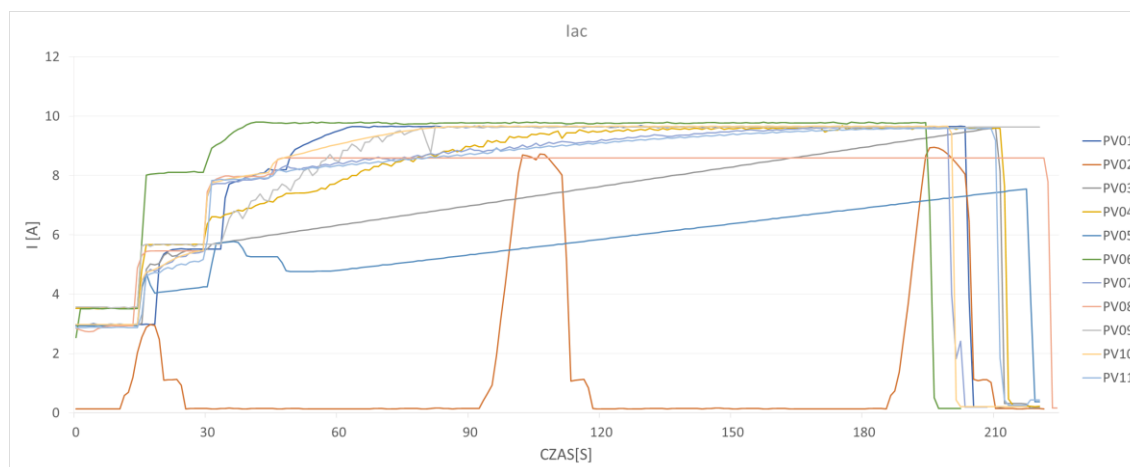
W związku ze specyfiką testu „sh1” dla falowników jednofazowych, występuje różnica w jego czasie trwania. Rozbieżność pomiędzy zakończeniem testu dla granicznych urządzeń sięga 22 sekund.

### 1.5.1 Natężenie prądu

Na wykresie Rys. 1.186 przedstawiono charakterystyki  $I_{ac}$  dla testu „sh1” falowników jednofazowych. Dla większości falowników wartość prądu stabilizuje się na stałym poziomie w okolicach 20-50 sekundy testu i wynosi ok 8-10 [A], z wyłączeniem falowników oznaczonych numerami PV03 i PV05, dla których prąd rośnie jednostajnie w trakcie całego testu i osiąga swoje maksimum na końcu. Wyjątkiem jest falownik PV02, którego przebieg  $I_{ac}$  w czasie odznacza się występowaniem okresowych impulsów trwających ok. 30 sekund z odstępem ok. 90 sekund. Świadczyć to może o tym, że falownik próbował wejść do pracy jednak miał z tym problemy i próbę tę powtarzał kilkakrotnie jednak bez widocznego sukcesu. Kolejne wykresy min. THDI - Rys. 1.192, prezentujące zawartość harmonicznym prądu, zdają się potwierdzać tę tezę.

Wartości  $I_{ac}$ : średnia, CP95 i minimalna (Tabela 1.53, Rys. 1.187) są na zbliżonym poziomie osiągając odpowiednio ok. 8[A], 8-10[A] i 0,2[A]. Wyjątek stanowi wartość średnia dla falownika PV02, która mocno odstaje od pozostałej grupy (średnia po zbiorze wynosi 7,2[A]) i wynosi 1,4[A] (Rys. 1.188), jak również wartość minimalna dla urządzenia PV09, osiągająca poziom 3,5[A].

Dla porównania, na wykresie Rys. 1.189, grafice Rys. 1.190 i w tabeli Tabela 1.54 przedstawiono analizy danych dla wszystkich falowników z wyłączeniem PV02. Wykres Rys. 1.191 prezentujący średnią  $I_{ac}$  po zbiorze pokazuje, że wartość ta trochę wzrosła dla grupy bez PV02 i wynosi 7,8[A] (dla wszystkich 7,2[A]).

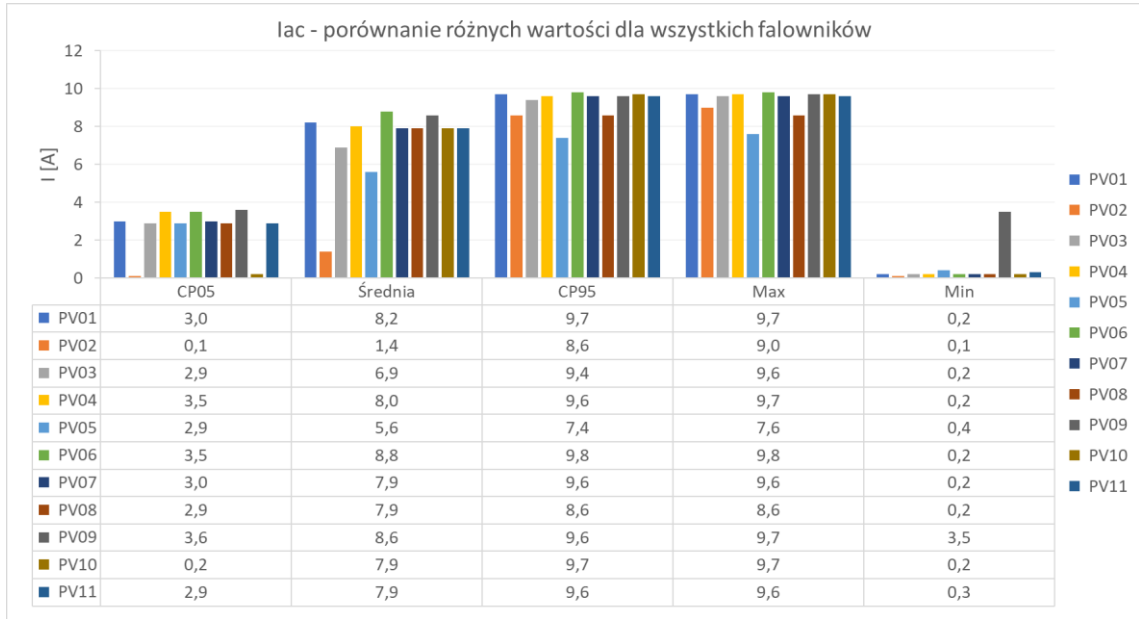


Rys. 1.186  $I_{ac}$ , falowniki jednofazowe

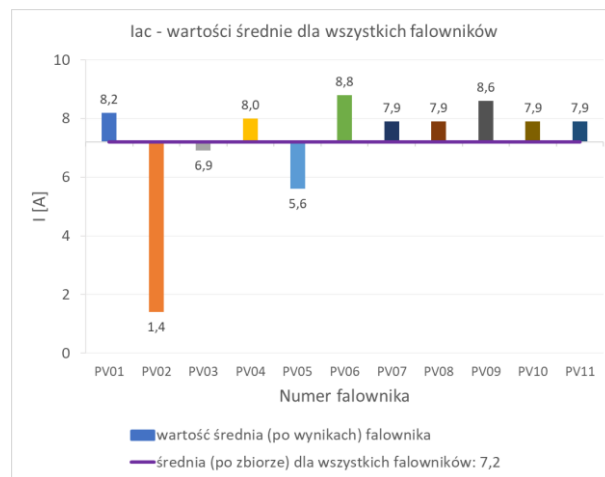
Tabela 1.53  $I_{ac}$ : porównanie CP05, średniej, CP95, max i min dla falowników jednofazowych

Nr. falownika	PV01	PV02	PV03	PV04	PV05	PV06	PV07	PV08	PV09	PV10	PV11
CP05	3,0	0,1	2,9	3,5	2,9	3,5	3,0	2,9	3,6	0,2	2,9
Średnia	8,2	1,4	6,9	8,0	5,6	8,8	7,9	7,9	8,6	7,9	7,9
CP95	9,7	8,6	9,4	9,6	7,4	9,8	9,6	8,6	9,6	9,7	9,6
Max	9,7	9,0	9,6	9,7	7,6	9,8	9,6	8,6	9,7	9,7	9,6
Min	0,2	0,1	0,2	0,2	0,4	0,2	0,2	0,2	3,5	0,2	0,3

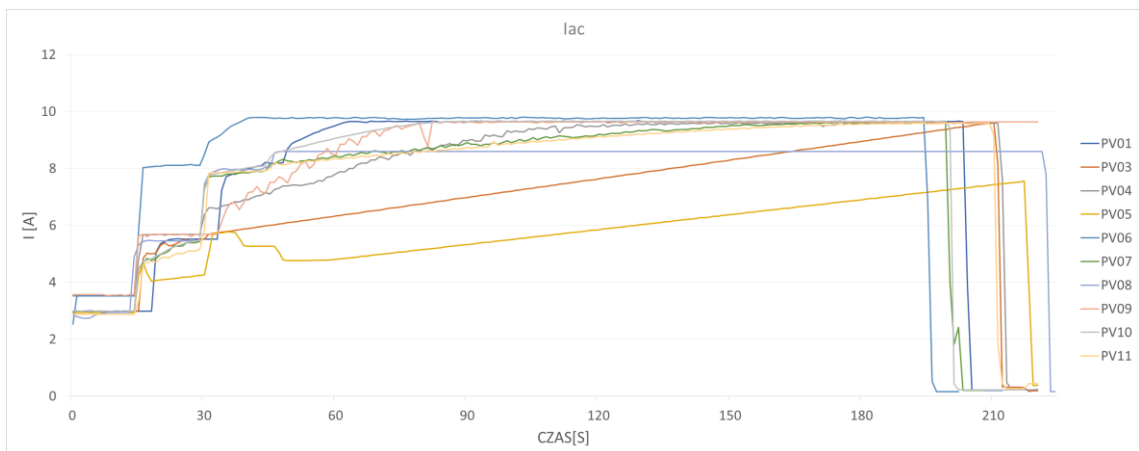




Rys. 1.187 Iac, porównanie różnych wartości dla wszystkich falowników jednofazowych



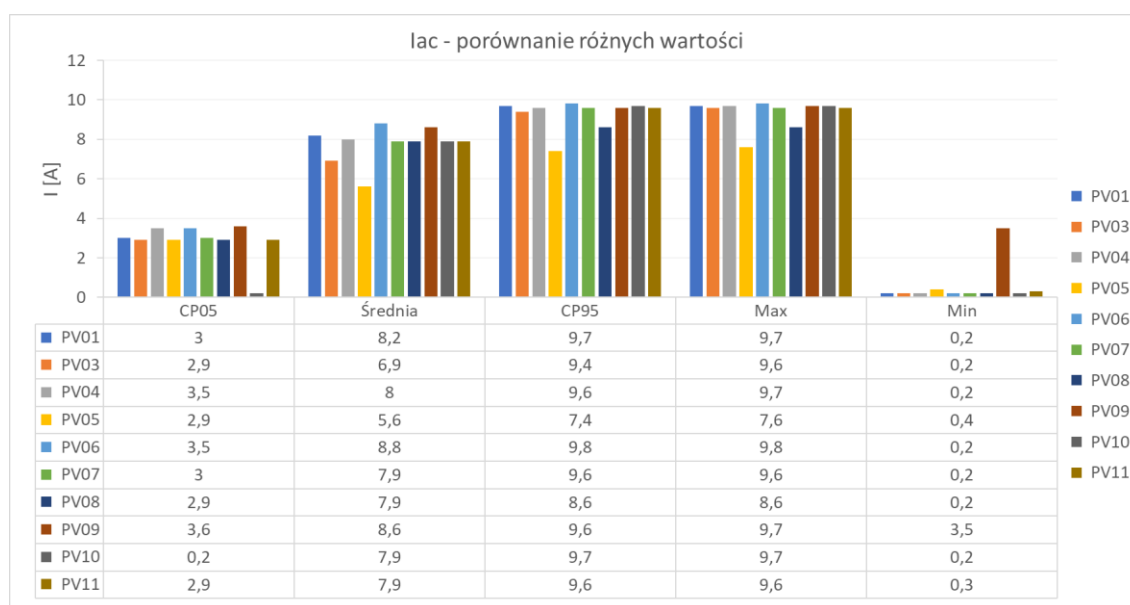
Rys. 1.188 Iac, wartości średnie dla wszystkich falowników



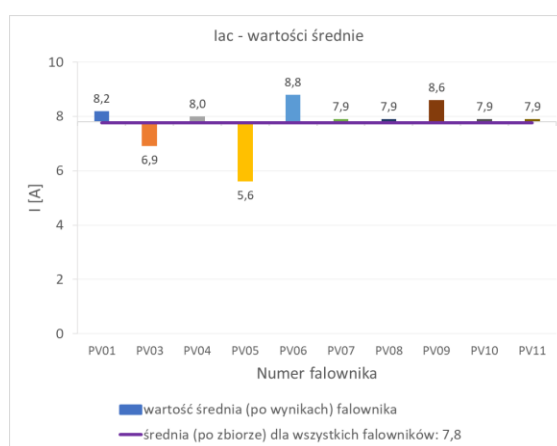
Rys. 1.189 Iac, falowniki jednofazowe bez PV02

Tabela 1.54 Iac: porównanie CP05, średniej, CP95, max i min dla falowników jednofazowych bez PV02

Nr. falowr	PV01	PV03	PV04	PV05	PV06	PV07	PV08	PV09	PV10	PV11
CP05	3,0	2,9	3,5	2,9	3,5	3,0	2,9	3,6	0,2	2,9
Średnia	8,2	6,9	8,0	5,6	8,8	7,9	7,9	8,6	7,9	7,9
CP95	9,7	9,4	9,6	7,4	9,8	9,6	8,6	9,6	9,7	9,6
Max	9,7	9,6	9,7	7,6	9,8	9,6	8,6	9,7	9,7	9,6
Min	0,2	0,2	0,2	0,4	0,2	0,2	0,2	3,5	0,2	0,3

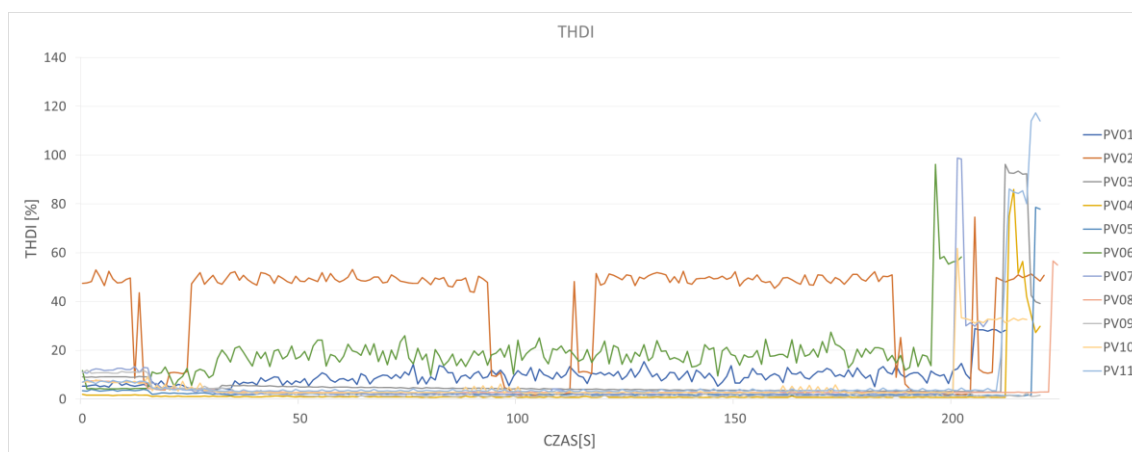


Rys. 1.190 Iac, porównanie różnych wartości dla wszystkich falowników jednofazowych bez PV02



Rys. 1.191 Iac, wartości średnie dla wszystkich falowników bez PV02

## 1.5.2 Współczynnik zawartości harmonicznego prądu THD<sub>i</sub>

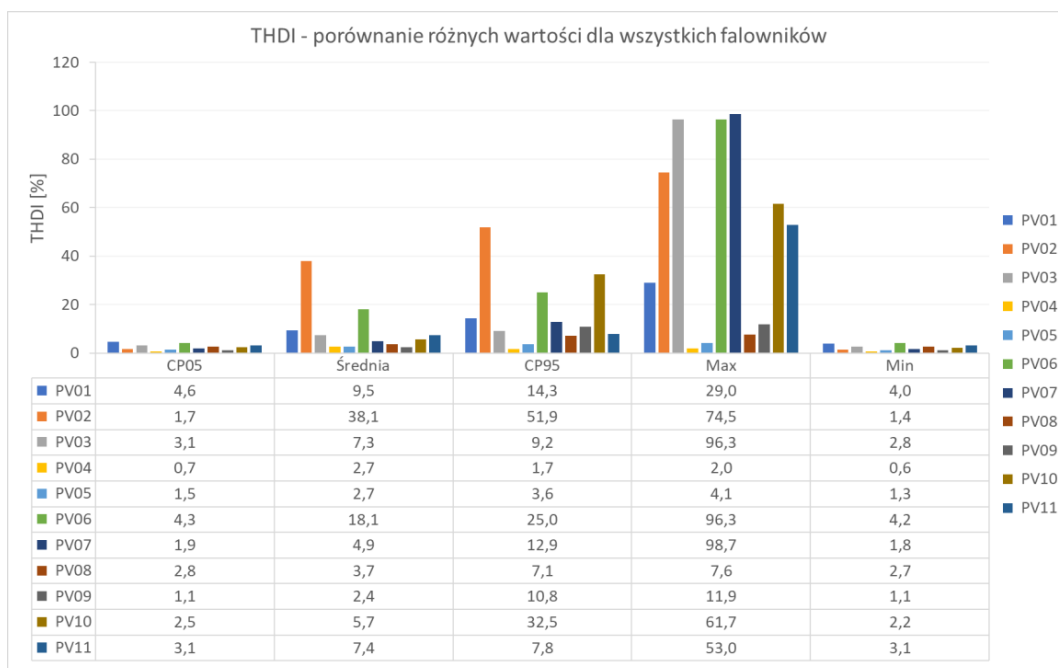


Rys. 1.192 THDI, falowniki jednofazowe

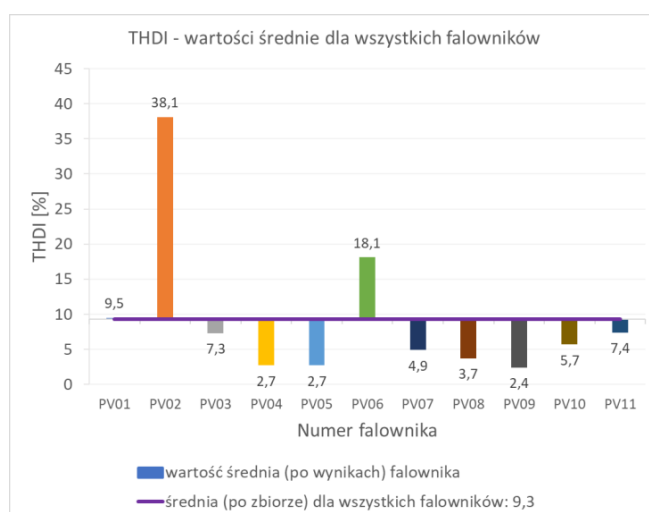
Falownik PV2 ma najwyższe wartości THDI wśród wszystkich badanych falowników, tym samym potwierdzają się analizy z poprzednich testów. Wyraźnie widać, że to urządzenie pracuje najgorzej ze wszystkich przebadanych. Wyraźnie wyższe wartości THDI, od pozostałych falowników mają również urządzenia nr. PV1 i PV06 (Rys. 1.195), oscylujące w granicach 15-25% THDI. Jak wynika z tabeli Tabela 1.55 i grafiki Rys. 1.193, dla większości falowników średnia wartość THDI mieści się w zakresie 2-7,5%. Odchylenia od wartości średniej wynoszącej 9,3%, dla wszystkich falowników biorących udział w teście, przedstawiono na wykresie Rys. 1.194.

Tabela 1.55 THDI: porównanie CP05, średniej, CP95, max i min dla falowników jednofazowych

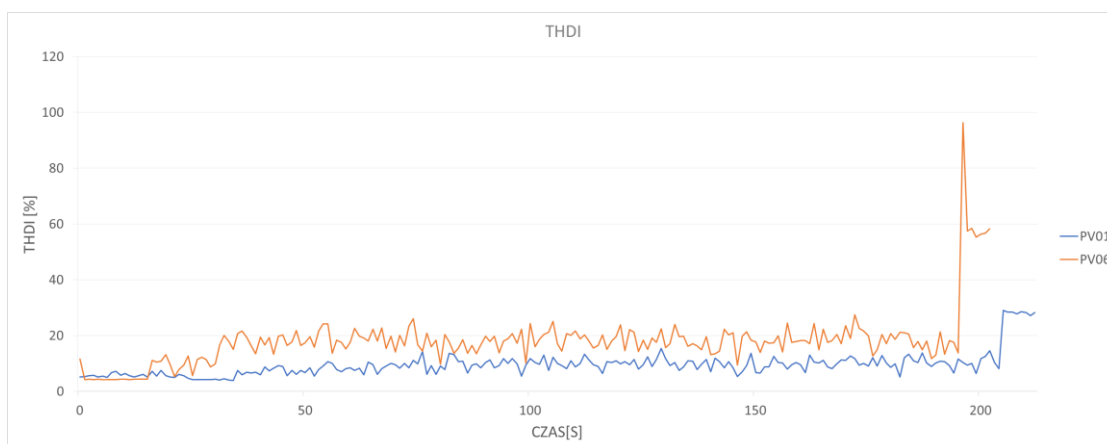
Nr. falownika	PV01	PV02	PV03	PV04	PV05	PV06	PV07	PV08	PV09	PV10	PV11
CP05	4,6	1,7	3,1	0,7	1,5	4,3	1,9	2,8	1,1	2,5	3,1
Średnia	9,5	38,1	7,3	2,7	2,7	18,1	4,9	3,7	2,4	5,7	7,4
CP95	14,3	51,9	9,2	1,7	3,6	25,0	12,9	7,1	10,8	32,5	7,8
Max	29,0	74,5	96,3	2,0	4,1	96,3	98,7	7,6	11,9	61,7	53,0
Min	4,0	1,4	2,8	0,6	1,3	4,2	1,8	2,7	1,1	2,2	3,1



Rys. 1.193 THDI, porównanie różnych wartości dla wszystkich falowników jednofazowych

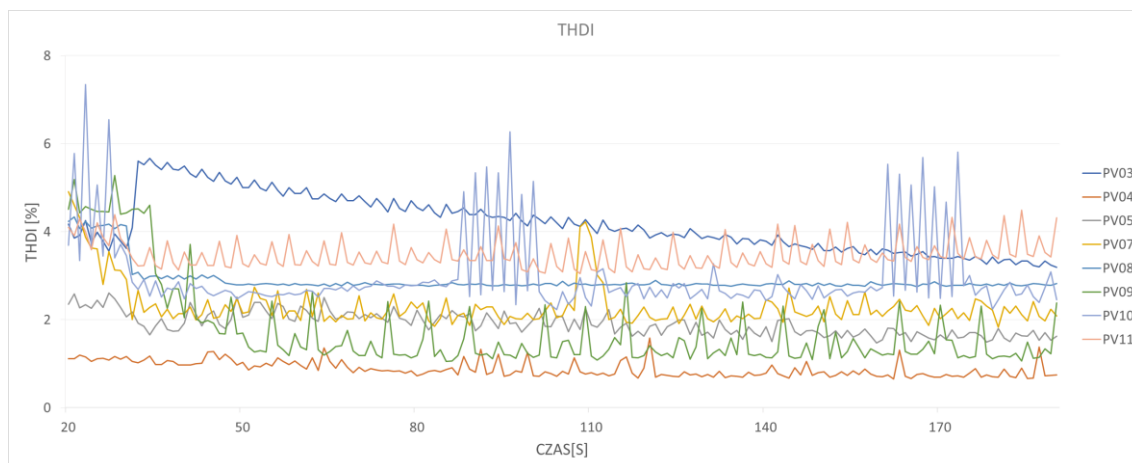


Rys. 1.194 THDI, wartości średnie dla wszystkich falowników



Rys. 1.195 THDI dla falowników PV01 i PV06

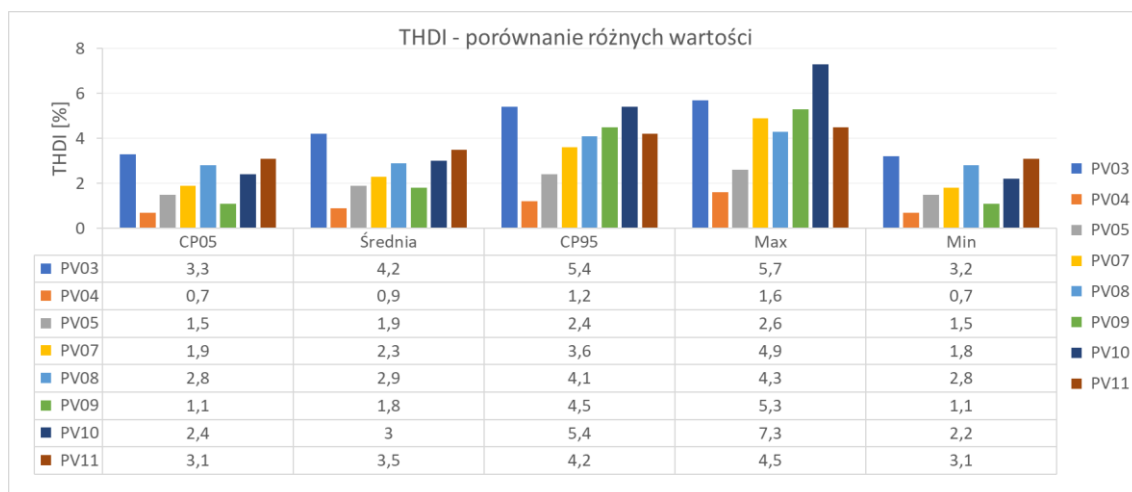
Na wykresie Rys. 1.196 przedstawiono charakterystyki THDI dla wszystkich falowników z wyłączeniem trzech najbardziej odstających od wartości średnich: PV01, PV02 i PV06. Dla lepszej analizy zawężono przedział czasowy do 20-190 sekund, redukując tym samym początkowe i końcowe wysokie wartości THDI. Porównanie różnych wartości dla badanej grupy przedstawia tabela Tabela 1.56 i grafika Rys. 1.197, natomiast rysunek Rys. 1.198 wizualizuje rozkład wartości średnich THDI dla prezentowanej grupy urządzeń.



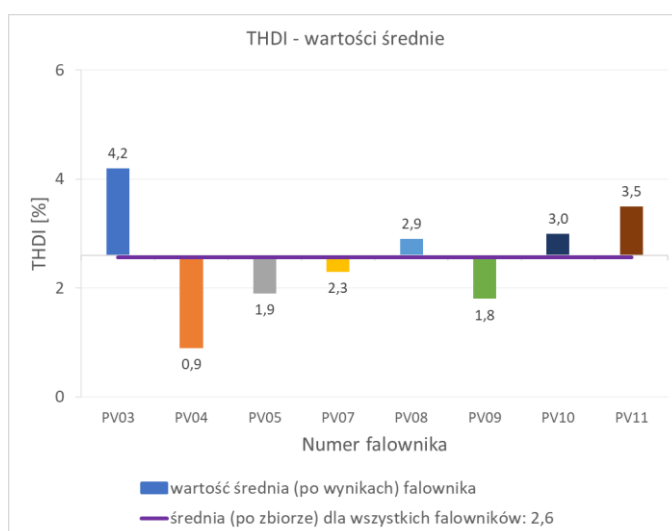
Rys. 1.196 THDI dla wszystkich falowników bez PV01, PV02 i PV06

Tabela 1.56 THDI: porównanie CP05, średniej, CP95, max i min dla falowników jednofazowych bez PV01, PV02 i PV06

Nr. falownika	PV03	PV04	PV05	PV07	PV08	PV09	PV10	PV11
CP05	3,3	0,7	1,5	1,9	2,8	1,1	2,4	3,1
Średnia	4,2	0,9	1,9	2,3	2,9	1,8	3,0	3,5
CP95	5,4	1,2	2,4	3,6	4,1	4,5	5,4	4,2
Max	5,7	1,6	2,6	4,9	4,3	5,3	7,3	4,5
Min	3,2	0,7	1,5	1,8	2,8	1,1	2,2	3,1



Rys. 1.197 THDI, porównanie różnych wartości dla falowników jednofazowych bez PV01, PV02 i PV06



Rys. 1.198 THDI, wartości średnie dla falowników jednofazowych bez PV01, PV02 i PV06

### 1.5.3 Wartość napięcia falowników

Na wykresie Rys. 1.199, przedstawiającym napięcie  $U_{ac}$  dla falowników jednofazowych biorących udział w eksperymencie „sh1”, zauważyć można bardzo nietypowe zdarzenie. Ponieważ w tym teście zakończenie dla poszczególnych falowników było nieco odmienne (dla granicznych falowników były to 22 sekundy) na wspomnianym rysunku widać, że napięcie dla części falowników spada nieco pod koniec testu. Może to być spowodowane lekkim przesunięciem w czasie. Uwagę zwraca jedno urządzenie oznaczone numerem porządkowym PV01. Podobna sytuacja miała już miejsce w innych testach, napięcie  $U_{ac}$  urządzenia utrzymuje się na stałym poziomie, wynoszącym dokładnie 230[V].

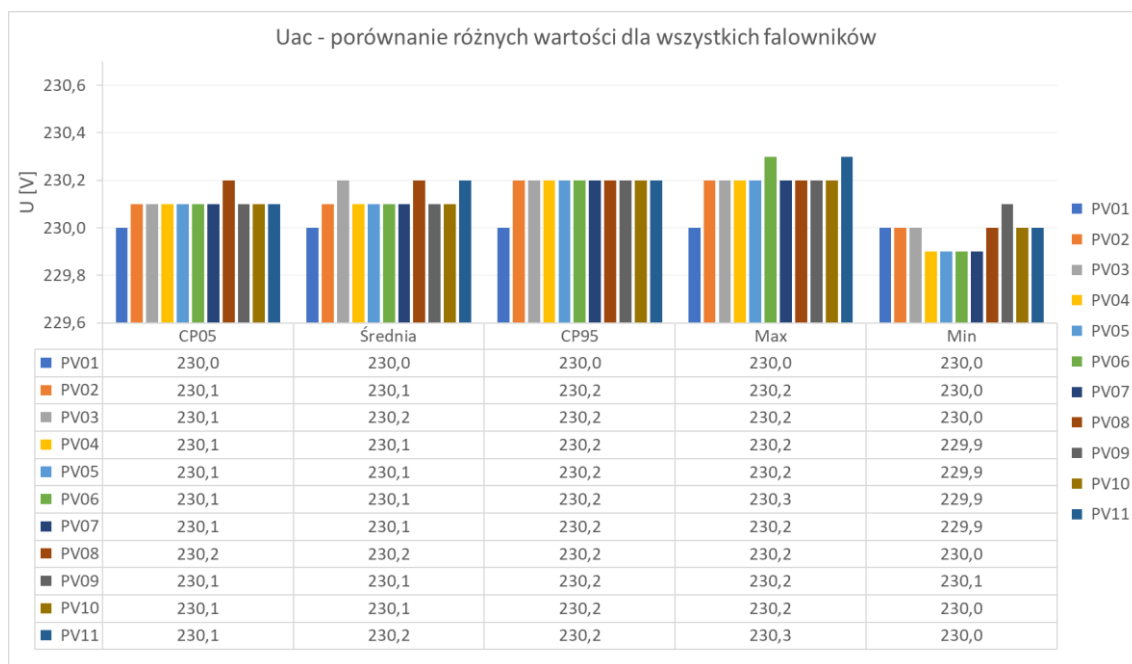
W tabeli Tabela 1.57 jak również na grafice Rys. 1.200 przedstawiono wartości CP05, CP95, minimalne, średnie i maksymalne dla napięcia  $U_{ac}$ . Różnice dla poszczególnych urządzeń są bardzo niewielkie, rzędu 0,1[V] i według autora pracy nie mają znaczącego wpływu dla dalszych analiz. Potwierdzeniem jest wykres Rys. 1.201 prezentujący wartość średnią po zbiorach w odniesieniu do wartości średniej po wynikach każdego z falowników, gdzie zauważyć można niewielkie odchylenia poszczególnych napięć od średniej wynoszącej 230,12[V].



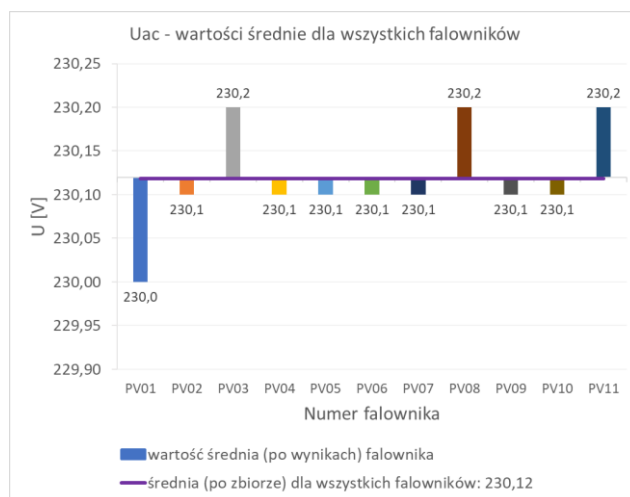
Rys. 1.199  $U_{ac}$ , falowniki jednofazowe

Tabela 1.57 Uac: porównanie CP05, średniej, CP95, max i min dla falowników jednofazowych

Nr. falownika	PV01	PV02	PV03	PV04	PV05	PV06	PV07	PV08	PV09	PV10	PV11
CP05	230,0	230,1	230,1	230,1	230,1	230,1	230,1	230,2	230,1	230,1	230,1
Średnia	230,0	230,1	230,2	230,1	230,1	230,1	230,1	230,2	230,1	230,1	230,2
CP95	230,0	230,2	230,2	230,2	230,2	230,2	230,2	230,2	230,2	230,2	230,2
Max	230,0	230,2	230,2	230,2	230,2	230,3	230,2	230,2	230,2	230,2	230,3
Min	230,0	230,0	230,0	229,9	229,9	229,9	229,9	230,0	230,1	230,0	230,0

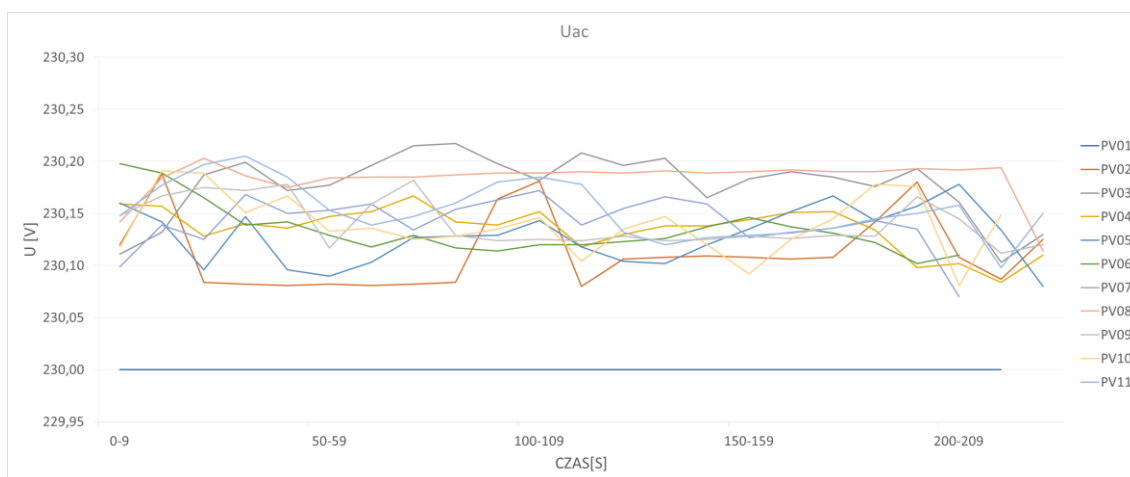


Rys. 1.200 Uac, porównanie różnych wartości dla falowników jednofazowych



Rys. 1.201 Uac, wartości średnie dla falowników jednofazowych

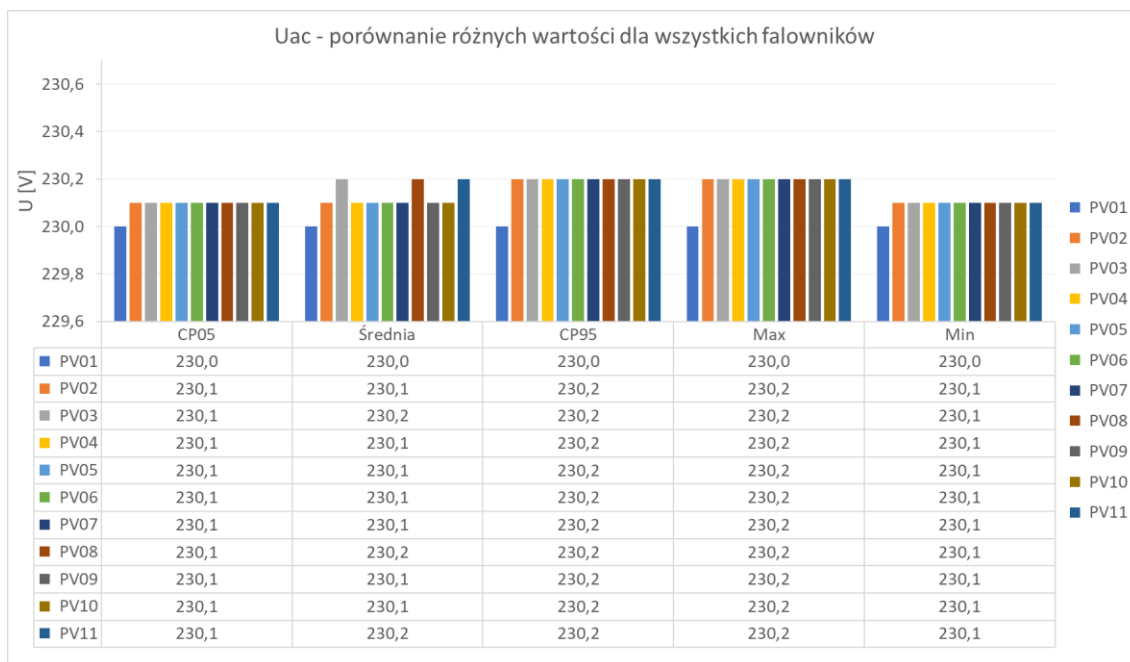
## 1.5.4 Wartość napięcia uśredniona 10s



Rys. 1.202 Uac, falowniki jednofazowe, uśrednienie 10s

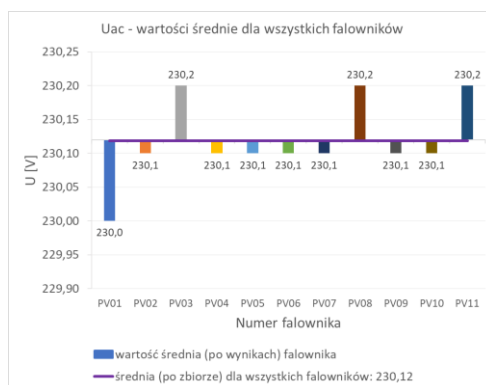
Tabela 1.58 Uac: porównanie CP05, średniej, CP95, max i min dla falowników jednofazowych, uśrednienie 10s

Nr. falownika	PV01	PV02	PV03	PV04	PV05	PV06	PV07	PV08	PV09	PV10	PV11
CP05	230,0	230,1	230,1	230,1	230,1	230,1	230,1	230,1	230,1	230,1	230,1
Średnia	230,0	230,1	230,2	230,1	230,1	230,1	230,1	230,2	230,1	230,1	230,2
CP95	230,0	230,2	230,2	230,2	230,2	230,2	230,2	230,2	230,2	230,2	230,2
Max	230,0	230,2	230,2	230,2	230,2	230,2	230,2	230,2	230,2	230,2	230,2
Min	230,0	230,1	230,1	230,1	230,1	230,1	230,1	230,1	230,1	230,1	230,1



Rys. 1.203 Uac, porównanie różnych wartości dla falowników jednofazowych, uśrednienie 10s

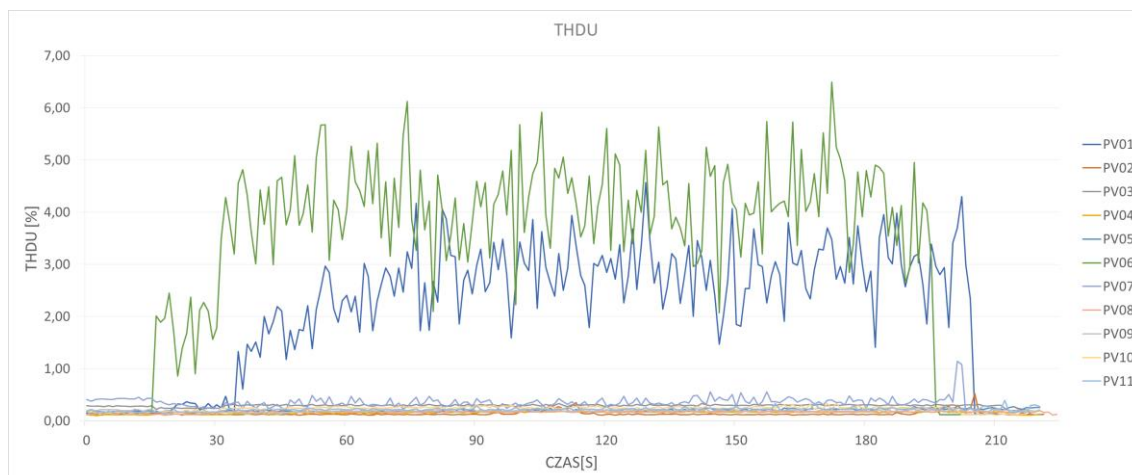




Rys. 1.204 Uac, wartości średnie dla falowników jednofazowych, uśrednienie 10s

### 1.5.5 Współczynnik zawartości harmonicznego napięcia THDU

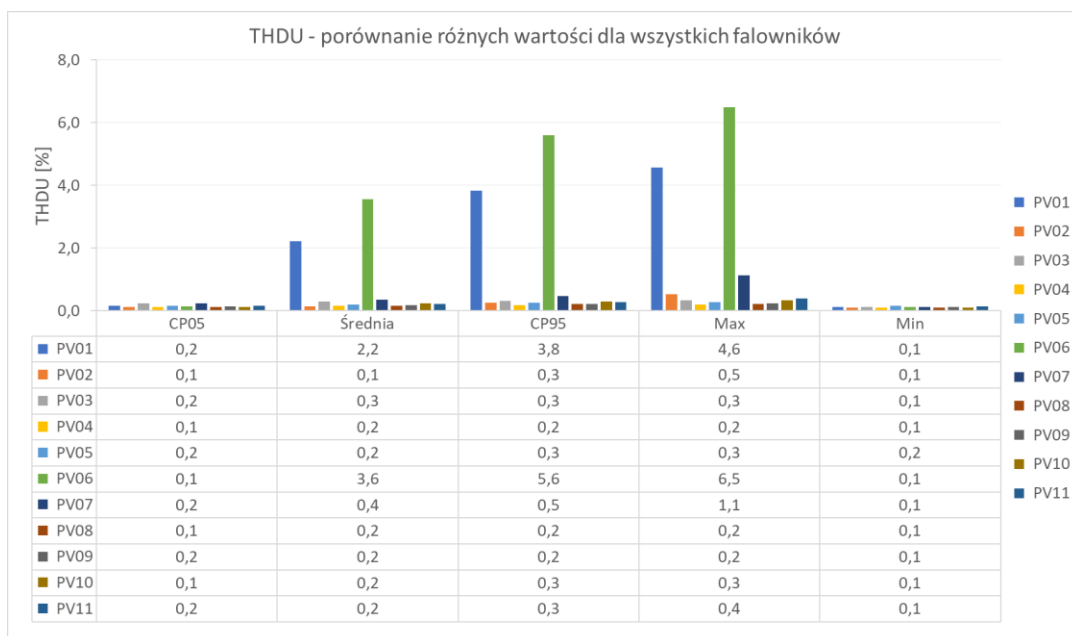
W tym teście od reszty badanych urządzeń bardzo odstają wyniki dla falowników PV01 i PV06.



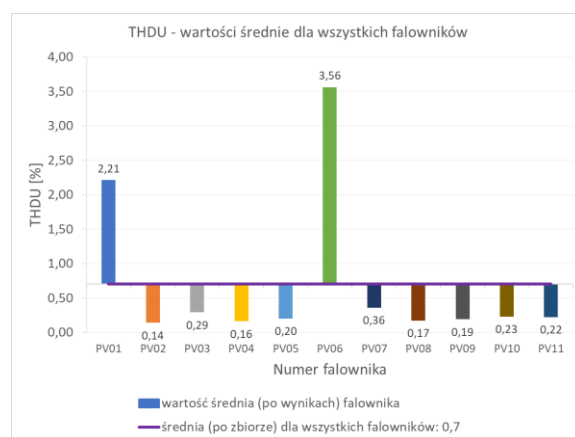
Rys. 1.205 THDU, falowniki jednofazowe

Tabela 1.59 THDU: porównanie CP05, średniej, CP95, max i min dla falowników jednofazowych

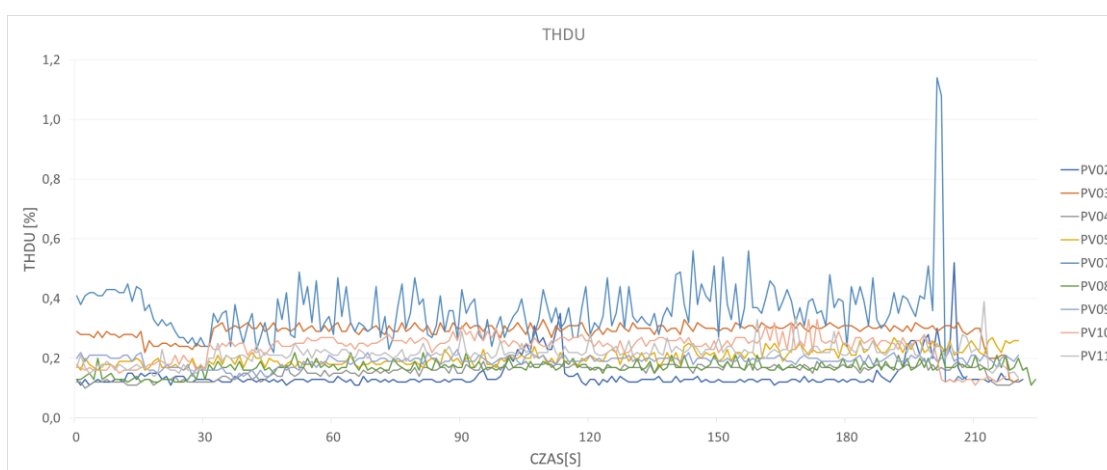
Nr. falownika	PV01	PV02	PV03	PV04	PV05	PV06	PV07	PV08	PV09	PV10	PV11
CP05	0,16	0,12	0,24	0,12	0,17	0,14	0,24	0,13	0,15	0,13	0,16
Średnia	2,21	0,14	0,29	0,16	0,20	3,56	0,36	0,17	0,19	0,23	0,22
CP95	3,82	0,25	0,32	0,18	0,26	5,59	0,48	0,21	0,21	0,29	0,27
Max	4,57	0,52	0,33	0,20	0,27	6,49	1,14	0,22	0,23	0,33	0,39
Min	0,12	0,11	0,12	0,10	0,16	0,12	0,12	0,11	0,13	0,11	0,14



Rys. 1.206 THDU, porównanie różnych wartości dla wszystkich falowników jednofazowych



Rys. 1.207 THDU, wartości średnie dla wszystkich falowników

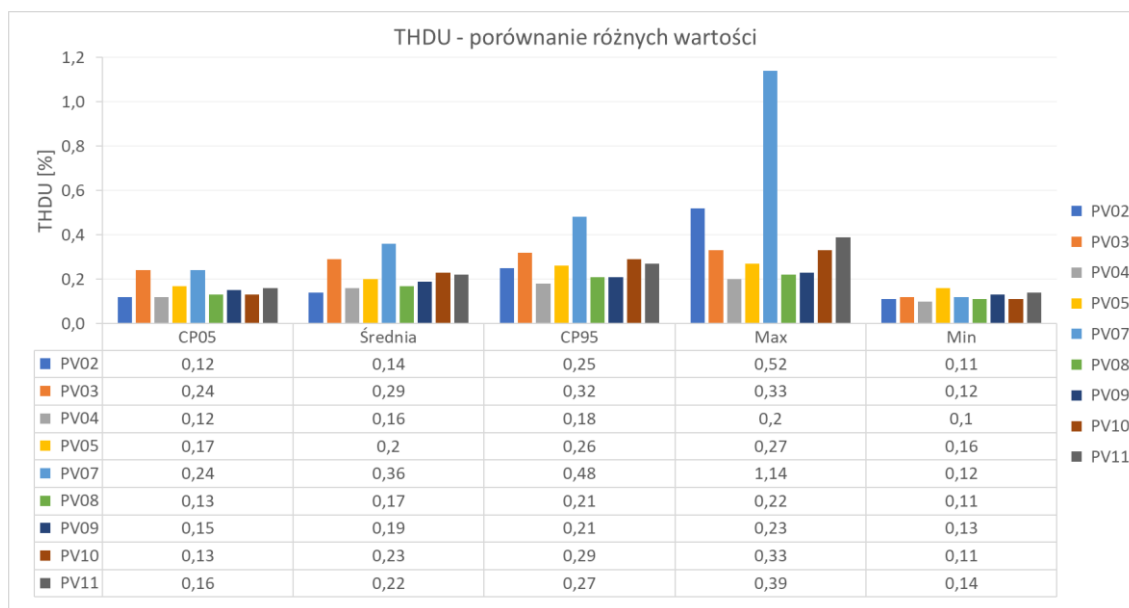


Rys. 1.208 THDU, falowniki jednofazowe bez PV01 i PV06

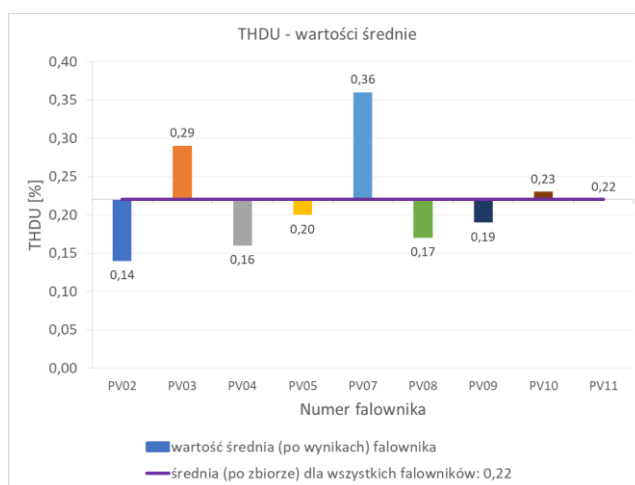
Tabela 1.60 THDU: porównanie CP05, średniej, CP95, max i min dla falowników jednofazowych bez PV01 i PV06

Nr. falownika	PV02	PV03	PV04	PV05	PV07	PV08	PV09	PV10	PV11
CP05	0,12	0,24	0,12	0,17	0,24	0,13	0,15	0,13	0,16
Średnia	0,14	0,29	0,16	0,20	0,36	0,17	0,19	0,23	0,22
CP95	0,25	0,32	0,18	0,26	0,48	0,21	0,21	0,29	0,27
Max	0,52	0,33	0,20	0,27	1,14	0,22	0,23	0,33	0,39
Min	0,11	0,12	0,10	0,16	0,12	0,11	0,13	0,11	0,14

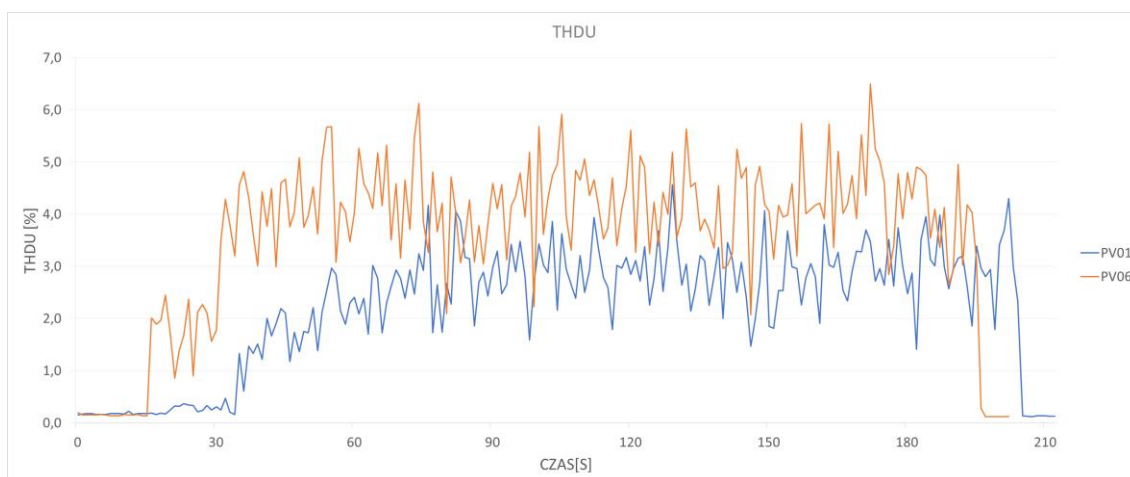
Bardzo duża różnica względem wartości uśrednionych 10s.



Rys. 1.209 THDU, porównanie różnych wartości dla wszystkich falowników jednofazowych bez PV01 i PV06

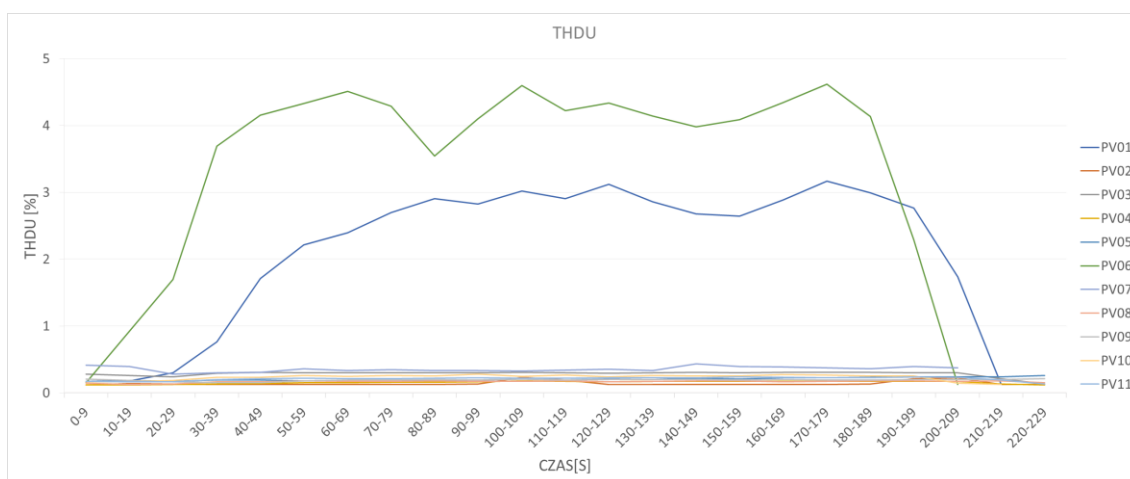


Rys. 1.210 THDU, wartości średnie dla wszystkich falowników bez PV01 i PV06



Rys. 1.211 THDU, falowniki jednofazowe PV01 i PV06

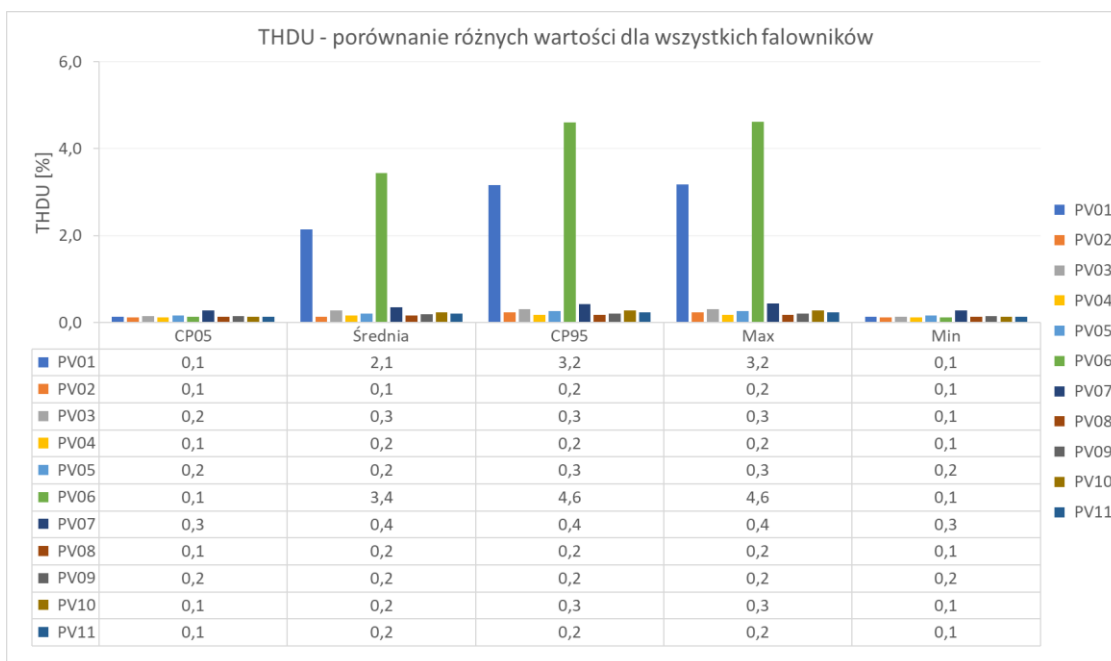
### 1.5.6 Współczynnik zawartości harmonicznych napięcia THDU uśredniony



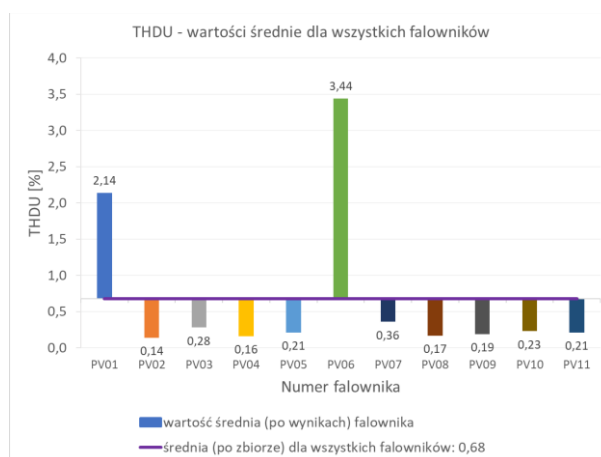
Rys. 1.212 THDU, falowniki jednofazowe, uśrednienie 10s

Tabela 1.61 THDU: porównanie CP05, średniej, CP95, max i min dla falowników jednofazowych, uśrednienie 10s

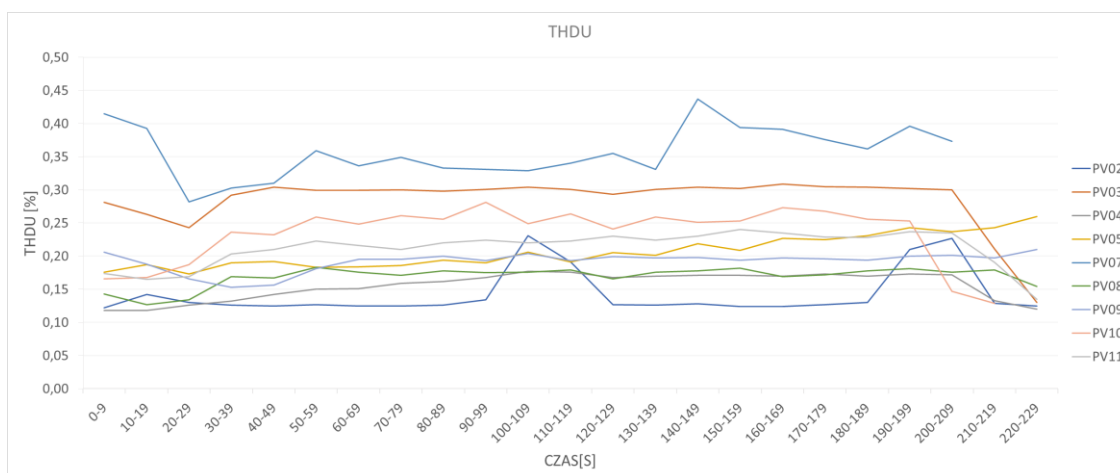
Nr. falownika	PV01	PV02	PV03	PV04	PV05	PV06	PV07	PV08	PV09	PV10	PV11
CP05	0,13	0,12	0,15	0,12	0,17	0,13	0,28	0,13	0,15	0,13	0,14
Średnia	2,14	0,14	0,28	0,16	0,21	3,44	0,36	0,17	0,19	0,23	0,21
CP95	3,16	0,23	0,31	0,18	0,26	4,61	0,43	0,18	0,21	0,28	0,24
Max	3,17	0,23	0,31	0,18	0,26	4,62	0,44	0,18	0,21	0,28	0,24
Min	0,13	0,12	0,13	0,12	0,17	0,12	0,28	0,13	0,15	0,13	0,14



Rys. 1.213 THDU, porównanie różnych wartości dla wszystkich falowników jednofazowych, uśrednienie 10s



Rys. 1.214 THDU, wartości średnie dla wszystkich falowników, uśrednienie 10s

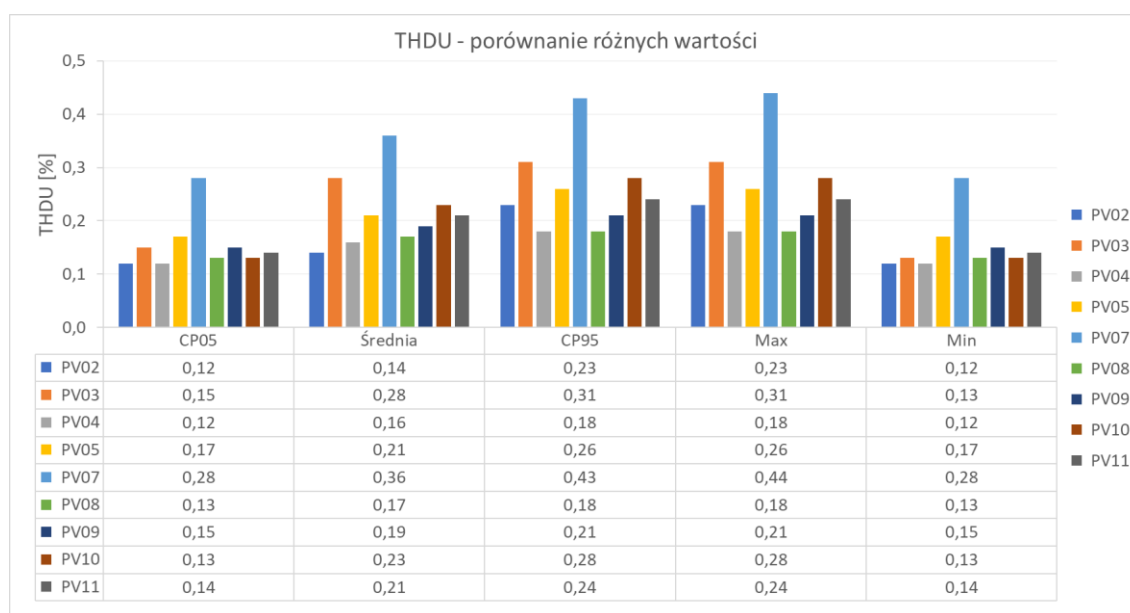


Rys. 1.215 THDU, falowniki jednofazowe bez PV01 i PV06, uśrednianie 10s

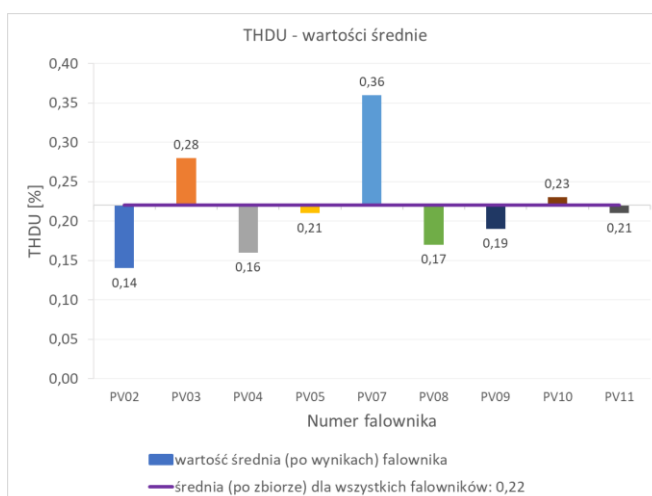
Tabela 1.62 THDU: porównanie CP05, średniej, CP95, max i min dla falowników jednofazowych bez PV01 i PV06, uśrednienie 10s

Nr. falownika	PV02	PV03	PV04	PV05	PV07	PV08	PV09	PV10	PV11
CP05	0,12	0,15	0,12	0,17	0,28	0,13	0,15	0,13	0,14
Średnia	0,14	0,28	0,16	0,21	0,36	0,17	0,19	0,23	0,21
CP95	0,23	0,31	0,18	0,26	0,43	0,18	0,21	0,28	0,24
Max	0,23	0,31	0,18	0,26	0,44	0,18	0,21	0,28	0,24
Min	0,12	0,13	0,12	0,17	0,28	0,13	0,15	0,13	0,14

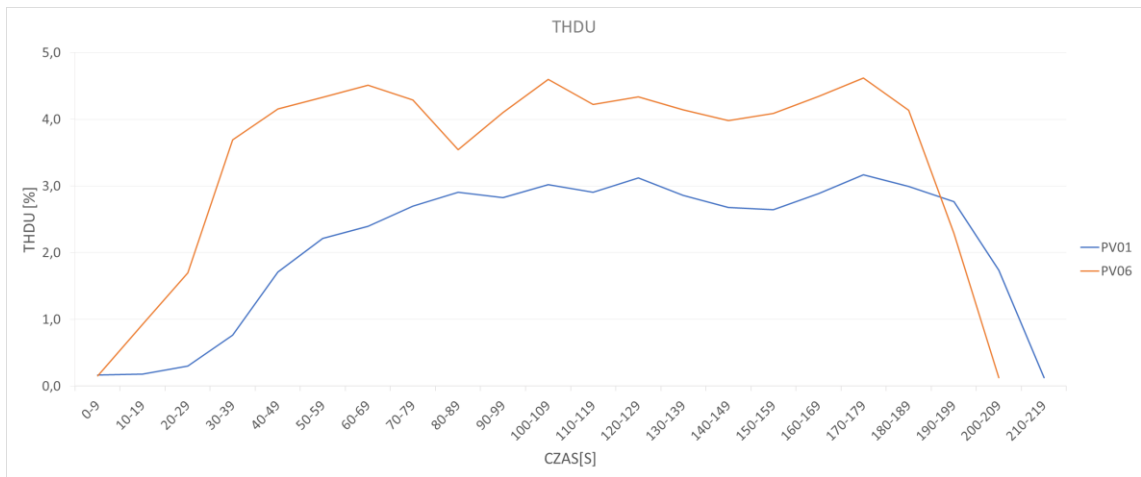
Uśrednienie 10s miało bardzo duży wpływ na wartość max PV07, tutaj wynosi 0,44 a bez uśrednienia jest 1,14, bardzo duża różnica.



Rys. 1.216 THDU, porównanie różnych wartości dla wszystkich falowników jednofazowych bez PV01 i PV06, uśrednienie 10s

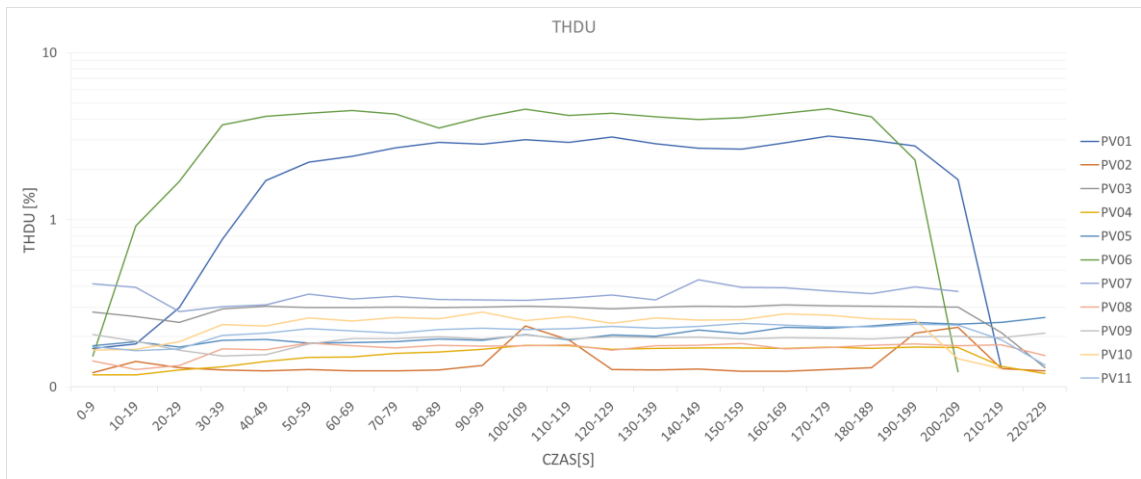


Rys. 1.217 THDU, wartości średnie dla wszystkich falowników bez PV01 i PV06, uśrednienie 10s

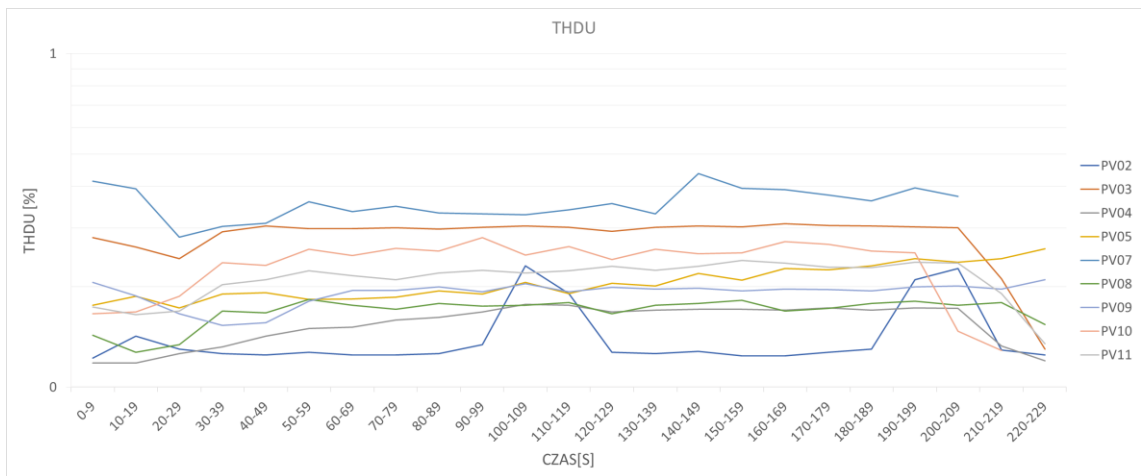


Rys. 1.218 THDU, falowniki jednofazowe PV01 i PV06, uśrednienie 10s

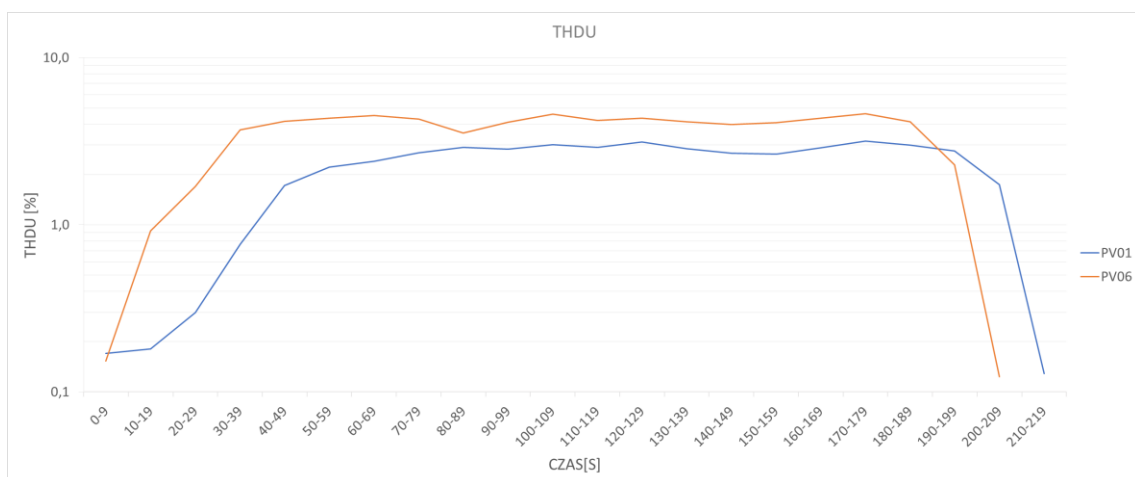
### 1.5.7 Współczynnik zawartości harmonicznych napięcia THDU uśredniony logarytmicznie



Rys. 1.219 THDU, falowniki jednofazowe, uśrednianie 10s, skala logarytmiczna

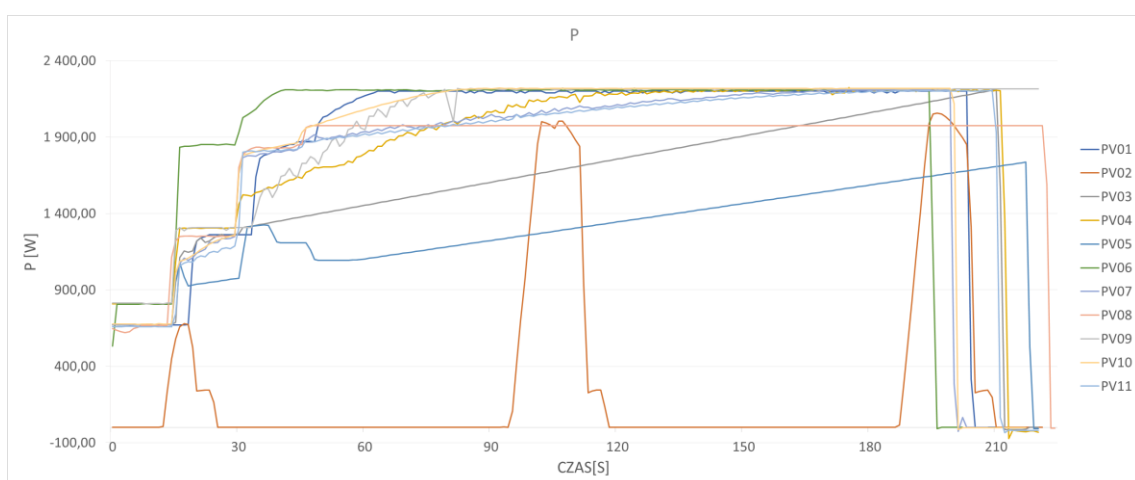


Rys. 1.220 THDU, falowniki jednofazowe bez PV01 i PV06, uśrednianie 10s, skala logarytmiczna



Rys. 1.221 THDU, falowniki jednofazowe PV01 i PV06, uśrednienie 10s, skala logarytmiczna

### 1.5.8 Moc czynna

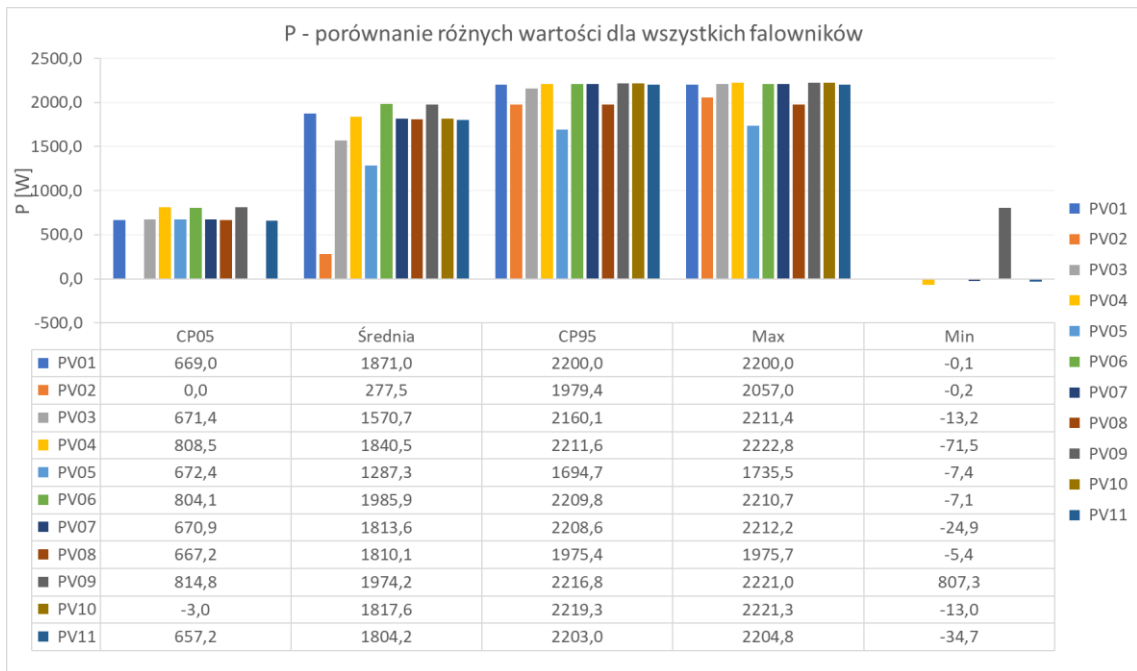


Rys. 1.222 Moc P, falowniki jednofazowe

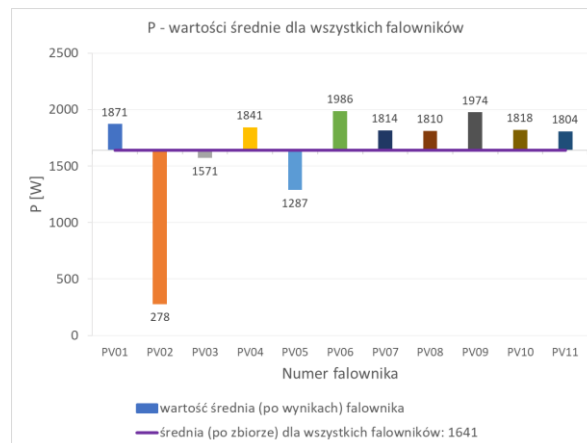
Tabela 1.63 P: porównanie CP05, średniej, CP95, max i min dla falowników jednofazowych

Nr. falownika	PV01	PV02	PV03	PV04	PV05	PV06	PV07	PV08	PV09	PV10	PV11
CP05	669,0	0,0	671,4	808,5	672,4	804,1	670,9	667,2	814,8	-3,0	657,2
Średnia	1871,0	277,5	1570,7	1840,5	1287,3	1985,9	1813,6	1810,1	1974,2	1817,6	1804,2
CP95	2200,0	1979,4	2160,1	2211,6	1694,7	2209,8	2208,6	1975,4	2216,8	2219,3	2203,0
Max	2200,0	2057,0	2211,4	2222,8	1735,5	2210,7	2212,2	1975,7	2221,0	2221,3	2204,8
Min	-0,1	-0,2	-13,2	-71,5	-7,4	-7,1	-24,9	-5,4	807,3	-13,0	-34,7





Rys. 1.223 P, porównanie różnych wartości dla wszystkich falowników jednofazowych



Rys. 1.224 P, wartości średnie dla wszystkich falowników

### 1.5.9 THD<sub>u</sub> vs irradiancja

Brak danych o irradiancji

## 1.6 Załącznik A: test trójfazowy na stopniowe zacinienie modułów „sh1”

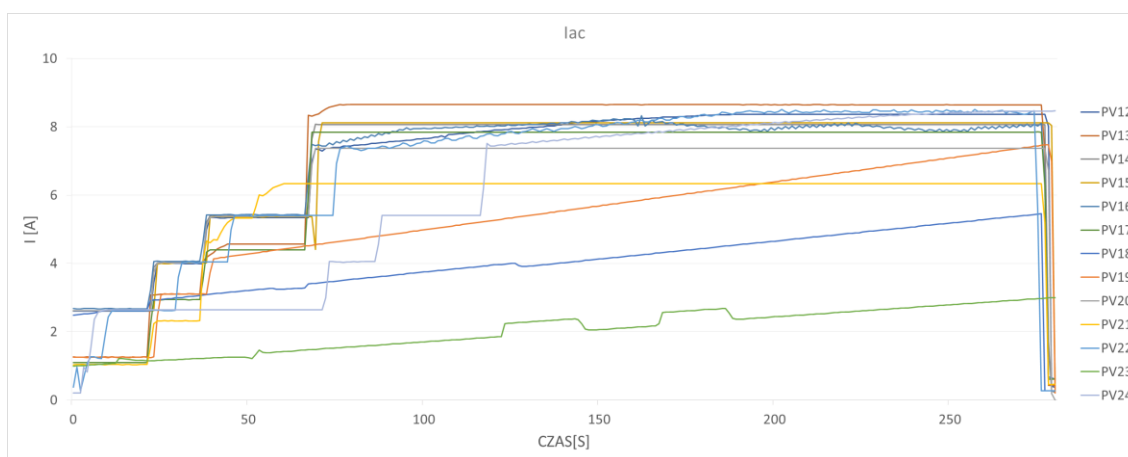
### 1.6.1 Natężenie prądu

Na wykresie Iac dla testu „sh1” wyróżnić można dwie grupy falowników (Rys. 1.225). Pierwsza, stopniowo zwiększająca natężenie prądu do około 70 sekundy testu, po czym praca do końca trwania testu na poziomie około 8 [A]. Do tej grupy można zaliczyć urządzenia oznaczone numerami: PV12 do PV17, PV20 do PV22 i PV24 (Rys. 1.228, Rys. 1.229, Rys. 1.230 oraz Tabela 1.65), gdzie PV21 osiąga mniejszą wartość maksymalną niż pozostałe (tj. 6,3 [A] w porównaniu do ok. 8,2-8,7 [A] – Tabela 1.64) a PV24 odznacza się przesunięciem

względem pozostałych falowników o około 50 sekund, tę grupę przedstawiono dodatkowo na wykresie nr wykresu, nr grafiki i nr tabelki.

Drugą grupę, do której zaliczyć można min.: PV18, PV19 i PV23 charakteryzuje ciągłe, jednostajne zwiększanie natężenia prądu przez całą długość trwania testu, bez wyraźnych skoków widocznych w grupie pierwszej, wykresy jak również wyniki analiz przedstawiono kolejno na: Rys. 1.231, Rys. 1.232 i Rys. 1.233 oraz w tabeli Tabela 1.66.

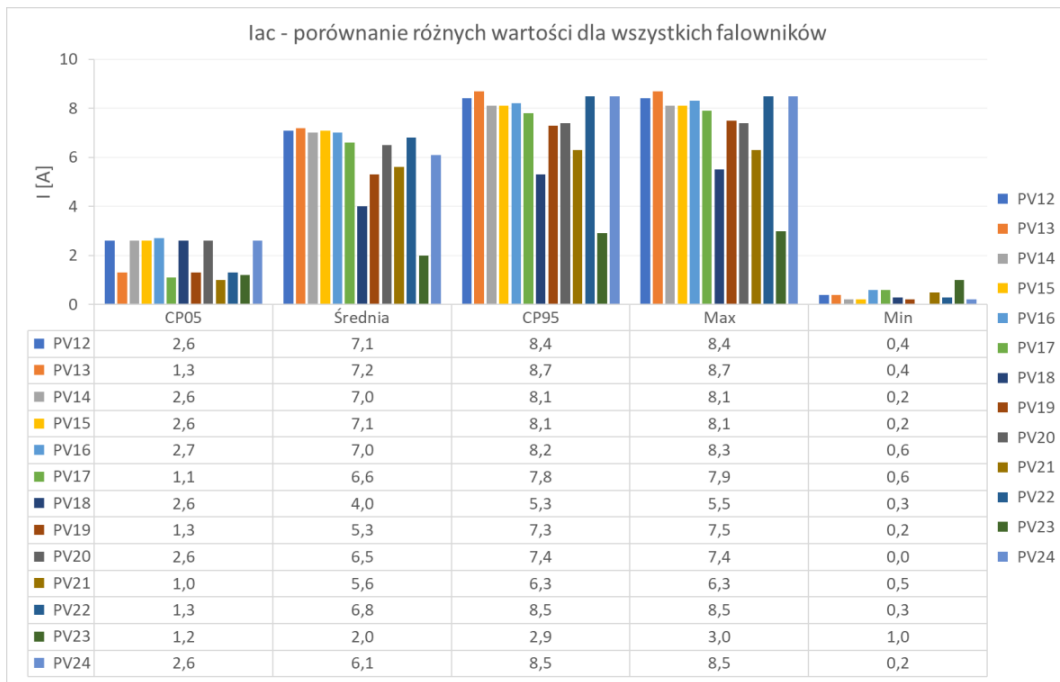
Wartości średnie  $I_{ac}$  dla wszystkich badanych urządzeń są dosyć równo rozłożone i oscylują wokół wartości średniej po zbiorze wynoszącej 6 [A] z wyjątkiem falownika PV23, którego wartość średnia jest niższa i wynosi zaledwie 2 [A] (Rys. 1.227). Również reszta parametrów  $I_{ac}$  takich jak CP95, wartość minimalna i maksymalna, zaprezentowana na grafice Rys. 1.226, rozkłada się równo dla wszystkich urządzeń z wyjątkiem CP05 gdzie grupa kilku falowników ma tę wartość prawie dwukrotnie niższą niż pozostałe.



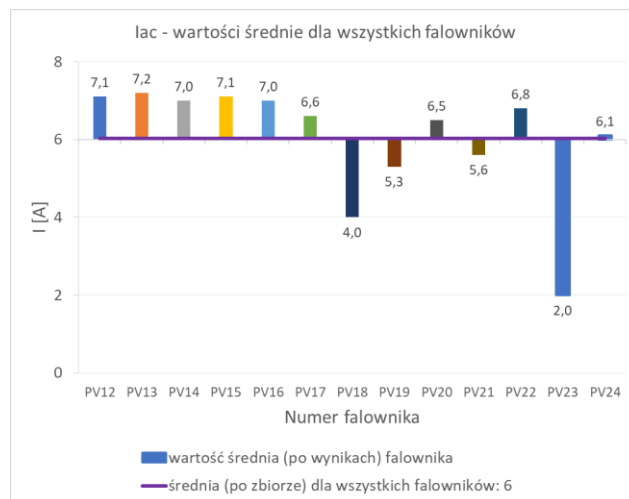
Rys. 1.225  $I_{ac}$ , falowniki trójfazowe

Tabela 1.64  $I_{ac}$ : porównanie CP05, średniej, CP95, max i min dla falowników trójfazowych

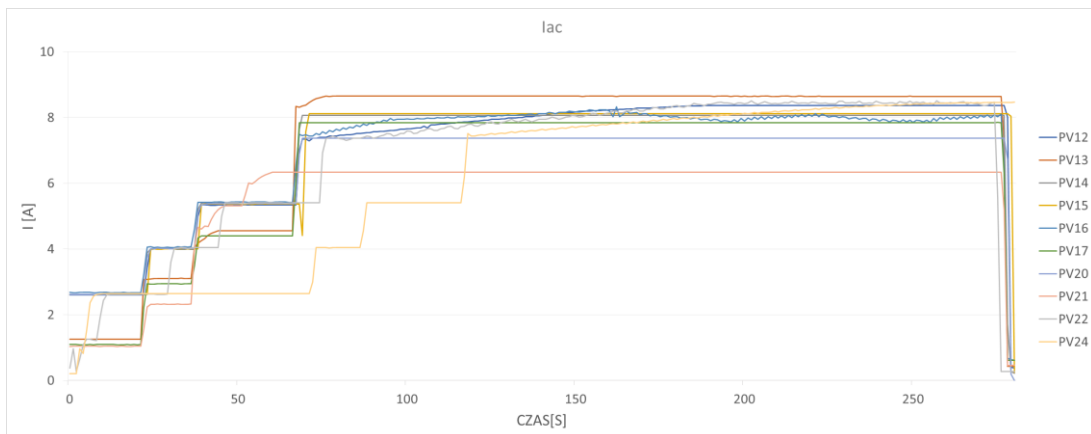
Nr. falownika	PV12	PV13	PV14	PV15	PV16	PV17	PV18	PV19	PV20	PV21	PV22	PV23	PV24
CP05	2,6	1,3	2,6	2,6	2,7	1,1	2,6	1,3	2,6	1,0	1,3	1,2	2,6
Średnia	7,1	7,2	7,0	7,1	7,0	6,6	4,0	5,3	6,5	5,6	6,8	2,0	6,1
CP95	8,4	8,7	8,1	8,1	8,2	7,8	5,3	7,3	7,4	6,3	8,5	2,9	8,5
Max	8,4	8,7	8,1	8,1	8,3	7,9	5,5	7,5	7,4	6,3	8,5	3,0	8,5
Min	0,4	0,4	0,2	0,2	0,6	0,6	0,3	0,2	0,0	0,5	0,3	1,0	0,2



Rys. 1.226 Iac, porównanie różnych wartości dla wszystkich falowników trójfazowych



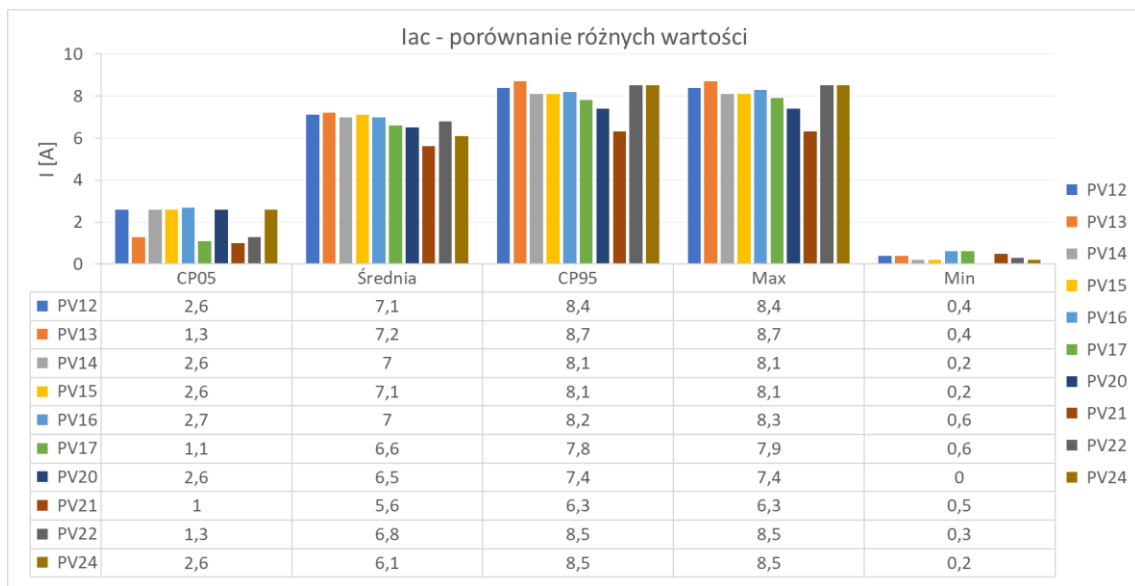
Rys. 1.227 Iac, wartości średnie dla wszystkich falowników



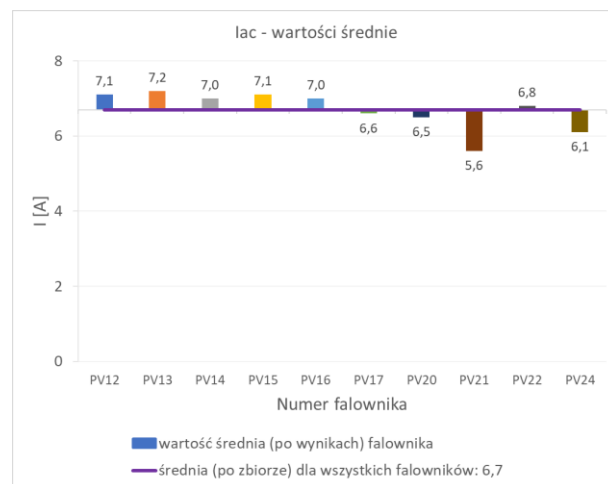
Rys. 1.228 Iac, falowniki trójfazowe bez PV18, PV19 i PV23

Tabela 1.65 Iac: porównanie CP05, średniej, CP95, max i min dla falowników trójfazowych bez PV18, PV19 i PV23

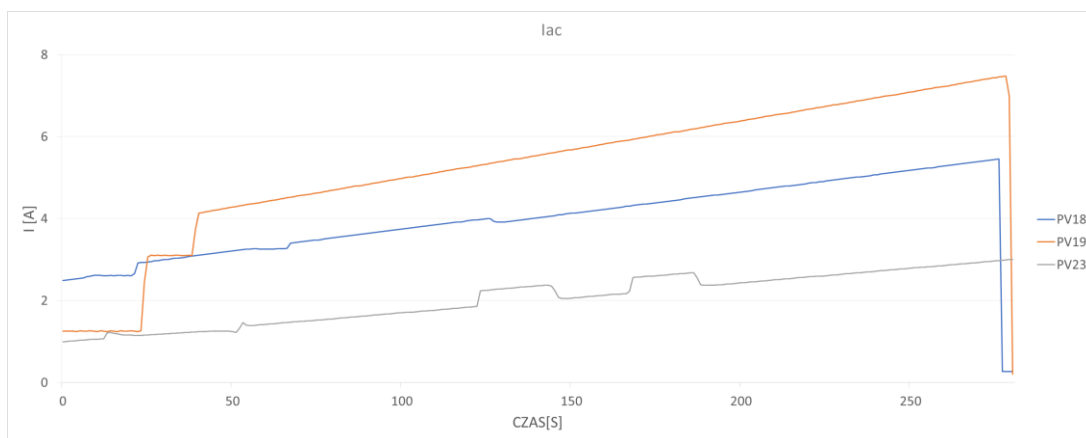
Nr. falownika	PV12	PV13	PV14	PV15	PV16	PV17	PV20	PV21	PV22	PV24
CP05	2,6	1,3	2,6	2,6	2,7	1,1	2,6	1,0	1,3	2,6
Średnia	7,1	7,2	7,0	7,1	7,0	6,6	6,5	5,6	6,8	6,1
CP95	8,4	8,7	8,1	8,1	8,2	7,8	7,4	6,3	8,5	8,5
Max	8,4	8,7	8,1	8,1	8,3	7,9	7,4	6,3	8,5	8,5
Min	0,4	0,4	0,2	0,2	0,6	0,6	0,0	0,5	0,3	0,2



Rys. 1.229 Iac, porównanie różnych wartości dla falowników trójfazowych bez PV18, PV19 i PV23



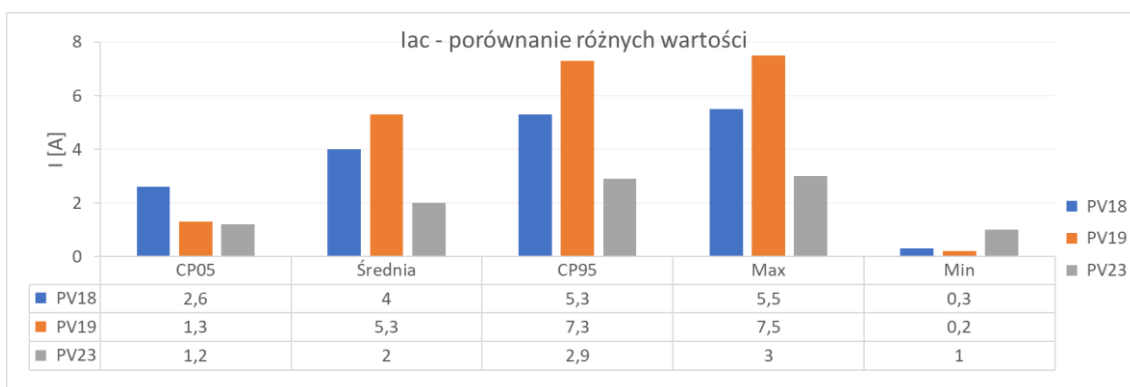
Rys. 1.230 Iac, wartości średnie dla falowników bez PV18, PV19 i PV23



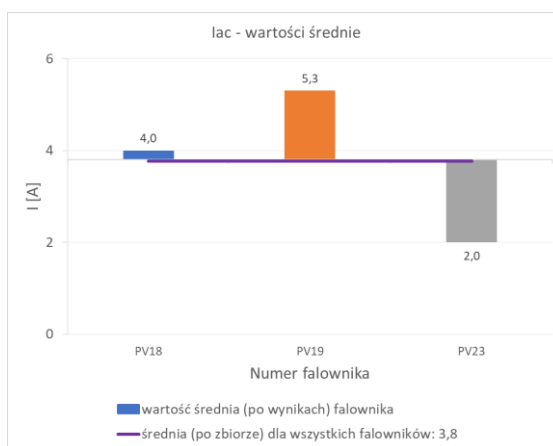
Rys. 1.231 Iac, falowniki trójfazowe PV18, PV19 i PV23

Tabela 1.66 Iac: porównanie CP05, średniej, CP95, max i min dla falowników trójfazowych PV18, PV19 i PV23

Nr. falownika	PV18	PV19	PV23
CP05	2,6	1,3	1,2
Średnia	4,0	5,3	2,0
CP95	5,3	7,3	2,9
I <sub>Max</sub>	5,5	7,5	3,0
I <sub>Min</sub>	0,3	0,2	1,0

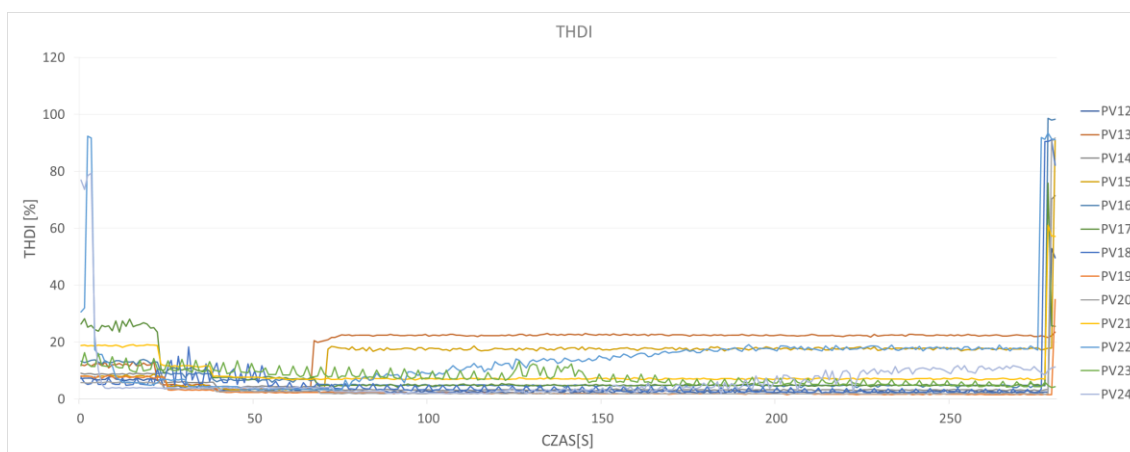


Rys. 1.232 Iac, porównanie różnych wartości dla falowników trójfazowych PV18, PV19 i PV23



Rys. 1.233 Iac, wartości średnie dla falowników PV18, PV19 i PV23

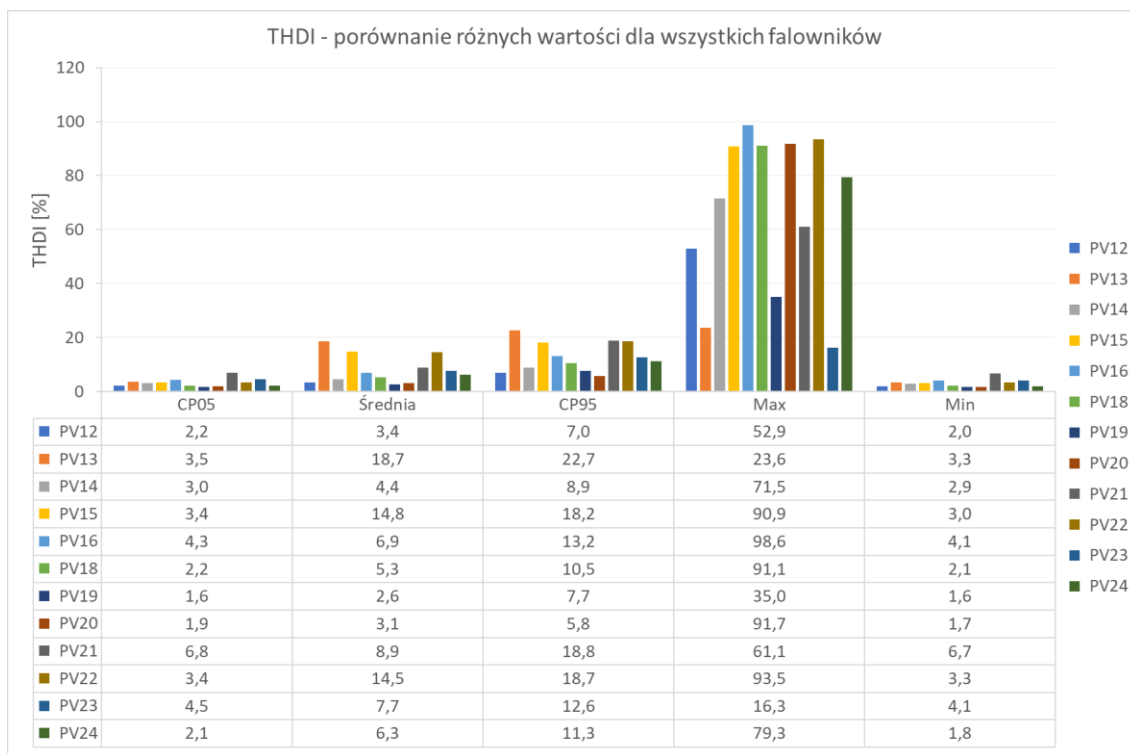
## 1.6.2 Współczynnik zawartości harmonicznych prądu THD<sub>i</sub>



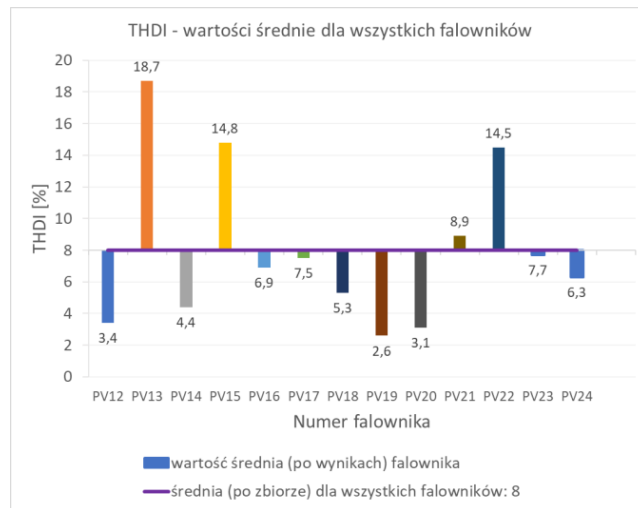
Rys. 1.234 THDI, falowniki trójfazowe

Tabela 1.67 THDI: porównanie CP05, średniej, CP95, max i min dla falowników trójfazowych

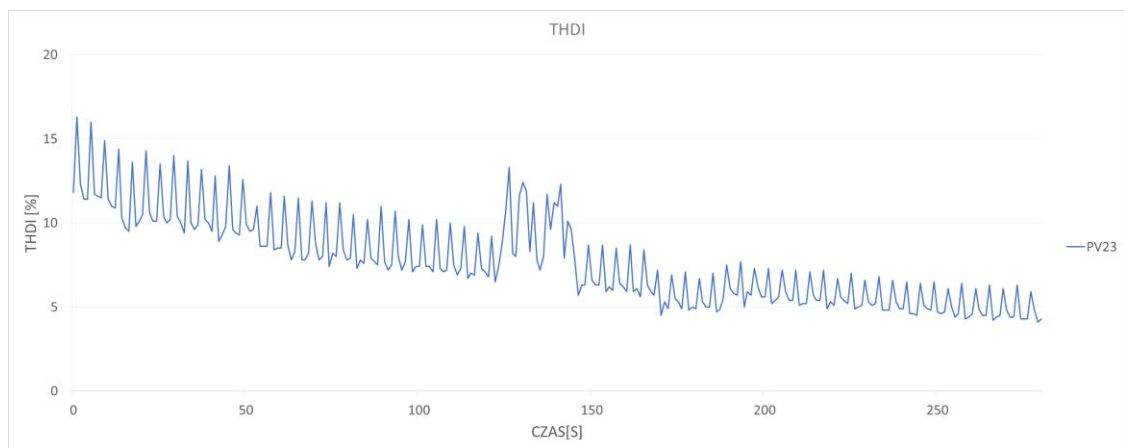
Nr. falownika	PV12	PV13	PV14	PV15	PV16	PV17	PV18	PV19	PV20	PV21	PV22	PV23	PV24
CP05	2,2	3,5	3,0	3,4	4,3	4,6	2,2	1,6	1,9	6,8	3,4	4,5	2,1
Średnia	3,4	18,7	4,4	14,8	6,9	7,5	5,3	2,6	3,1	8,9	14,5	7,7	6,3
CP95	7,0	22,7	8,9	18,2	13,2	25,7	10,5	7,7	5,8	18,8	18,7	12,6	11,3
Max	52,9	23,6	71,5	90,9	98,6	75,9	91,1	35,0	91,7	61,1	93,5	16,3	79,3
Min	2,0	3,3	2,9	3,0	4,1	4,2	2,1	1,6	1,7	6,7	3,3	4,1	1,8



Rys. 1.235 THDI, porównanie różnych wartości dla wszystkich falowników trójfazowych

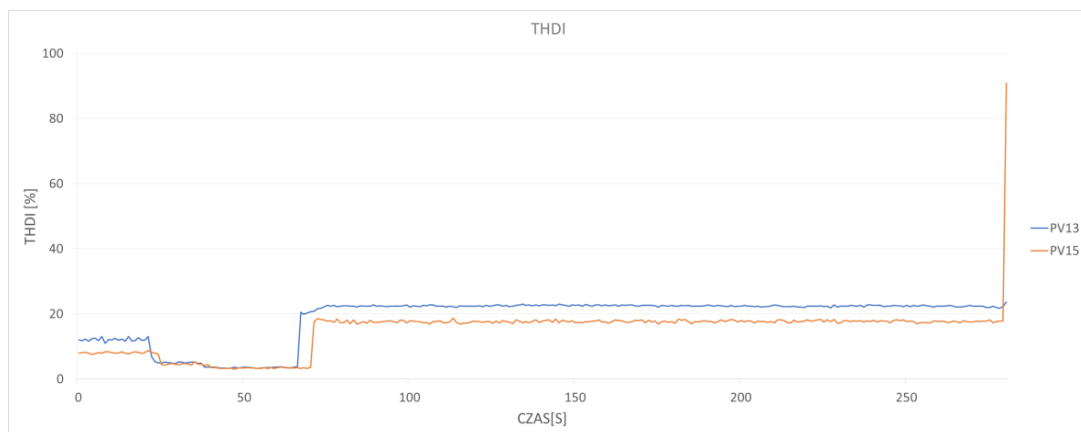


Rys. 1.236 THDI, wartości średnie dla wszystkich falowników



Rys. 1.237 THDI, falownik PV23

Na powyższym wykresie (Rys. 1.237) przedstawiono THDI dla falownika oznaczonego numerem PV23. Charakterystyka przebiegu wyraźnie odstaje od pozostałych. Zauważyć można oscylacje THDI podczas trwania całego testu. W pozostałych przypadkach widocznych na grafice Rys. 1.234 zjawisko takie nie występuje bądź jego amplituda jest dużo mniejsza. Z kolei na rysunku Rys. 1.238 zauważyć można grupę dwóch falowników, PV13 i PV15, o podobnym przebiegu, które różnią się kształtem od pozostałych.

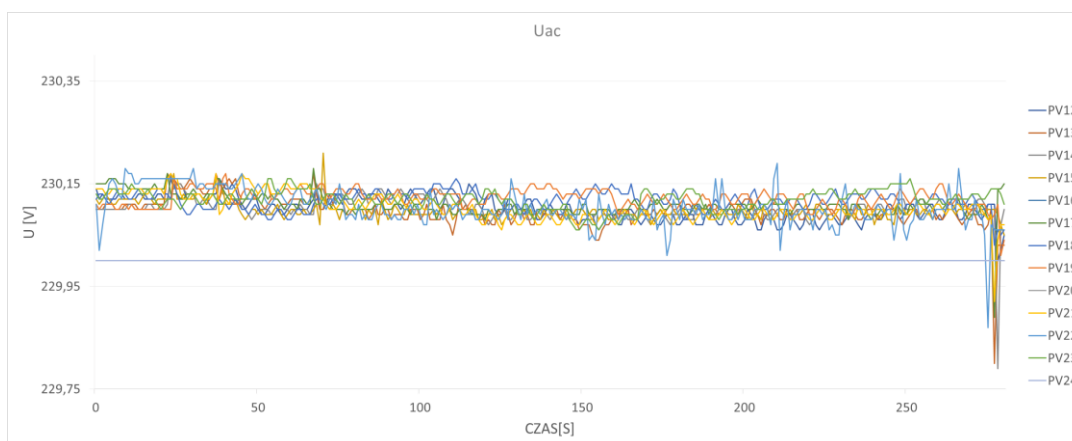


Rys. 1.238 THDI, falowniki PV13 i PV15

### 1.6.3 Wartość napięcia falowników

Wykres Rys. 1.239 przedstawia charakterystykę  $U_{ac}$  dla falowników trójfazowych w teście „sh1”. Kolejno grafika Rys. 1.240 i tabela Tabela 1.68 prezentują dane analityczne dla badanej grupy urządzeń. Na wykresie Rys. 1.241 pokazano wartość średnią po zbiorach dla napięcia  $U_{ac}$ .

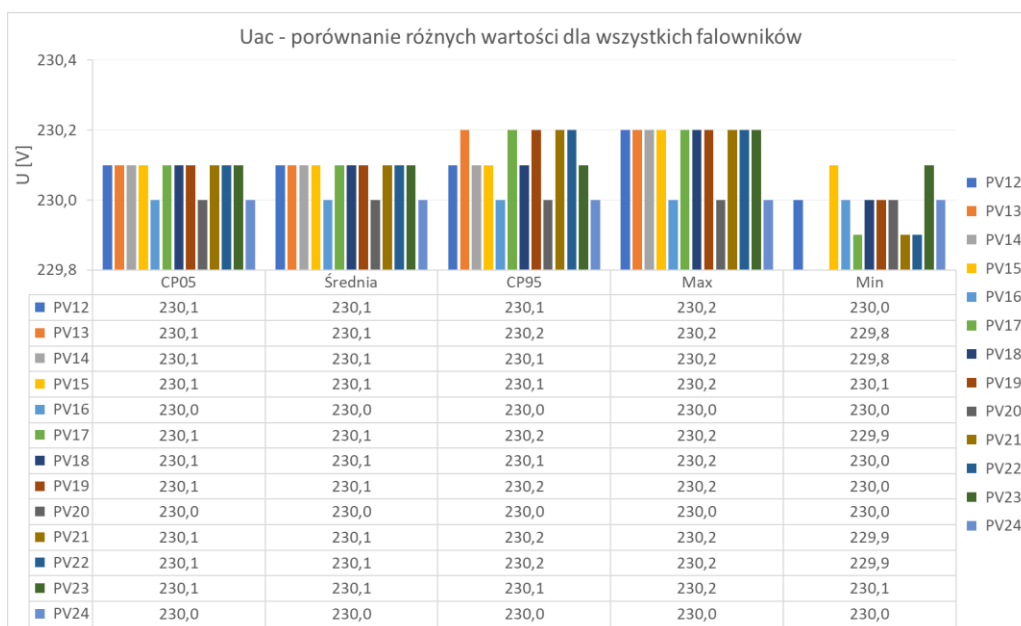
Ponieważ przebiegi prądu  $I_{ac}$  dla falowników PV18, PV19 i PV23 (wykres Rys. 1.231) odstawały od reszty urządzeń, postanowiono sprawdzić zachowanie się napięcia  $U_{ac}$  dla tej grupy. Analizy, widoczne na wykresie Rys. 1.242, nie wykazały nic niepokojącego.



Rys. 1.239  $U_{ac}$ , falowniki trójfazowe

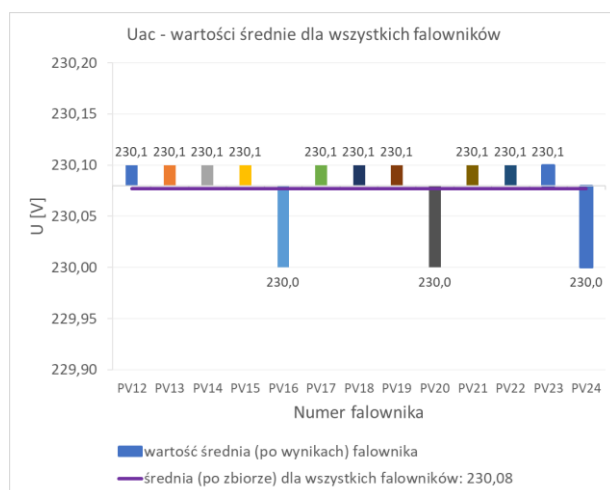
Tabela 1.68  $U_{ac}$ : porównanie CP05, średniej, CP95, max i min dla falowników trójfazowych

Nr. falownika	PV12	PV13	PV14	PV15	PV16	PV17	PV18	PV19	PV20	PV21	PV22	PV23	PV24
CP05	230,1	230,1	230,1	230,1	230,0	230,1	230,1	230,1	230,0	230,1	230,1	230,1	230,0
Średnia	230,1	230,1	230,1	230,1	230,0	230,1	230,1	230,1	230,0	230,1	230,1	230,1	230,0
CP95	230,1	230,2	230,1	230,1	230,0	230,2	230,1	230,2	230,0	230,2	230,2	230,1	230,0
Max	230,2	230,2	230,2	230,2	230,0	230,2	230,2	230,2	230,0	230,2	230,2	230,2	230,0
Min	230,0	229,8	229,8	230,1	230,0	229,9	230,0	230,0	230,0	229,9	229,9	230,1	230,0

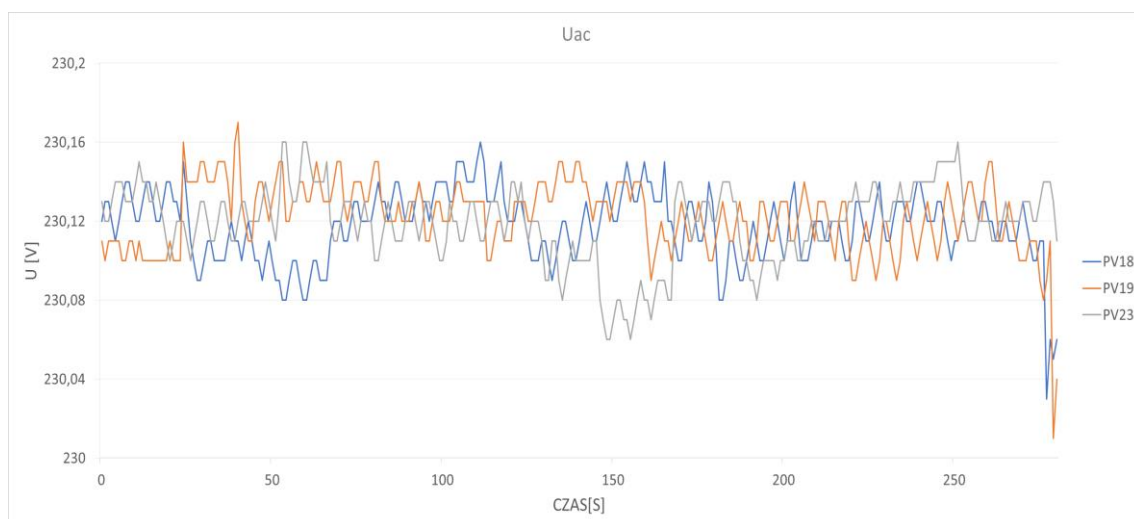


Rys. 1.240  $U_{ac}$ , porównanie różnych wartości dla falowników trójfazowych

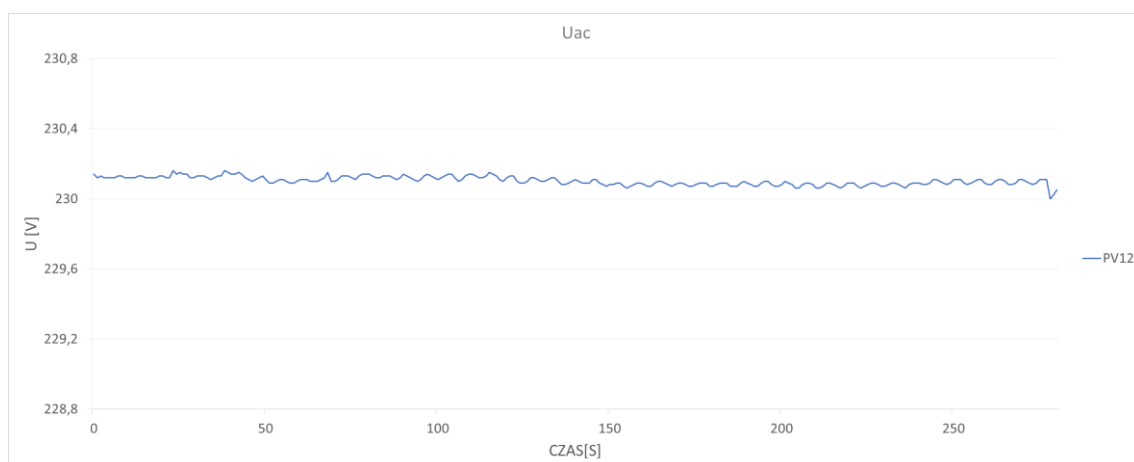




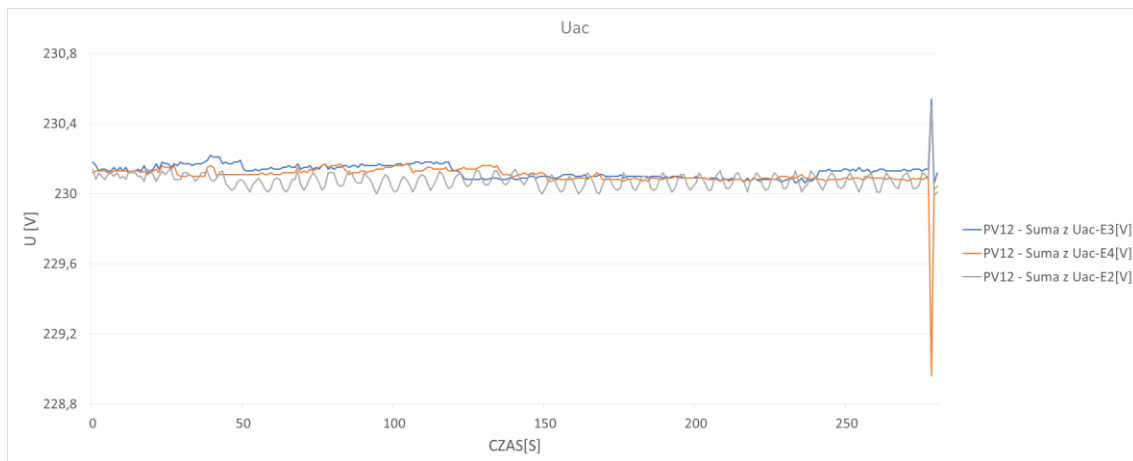
Rys. 1.241  $U_{ac}$ , wartości średnie dla falowników trójfazowych



Rys. 1.242  $U_{ac}$ , falowniki trójfazowe PV18, PV19 i PV23

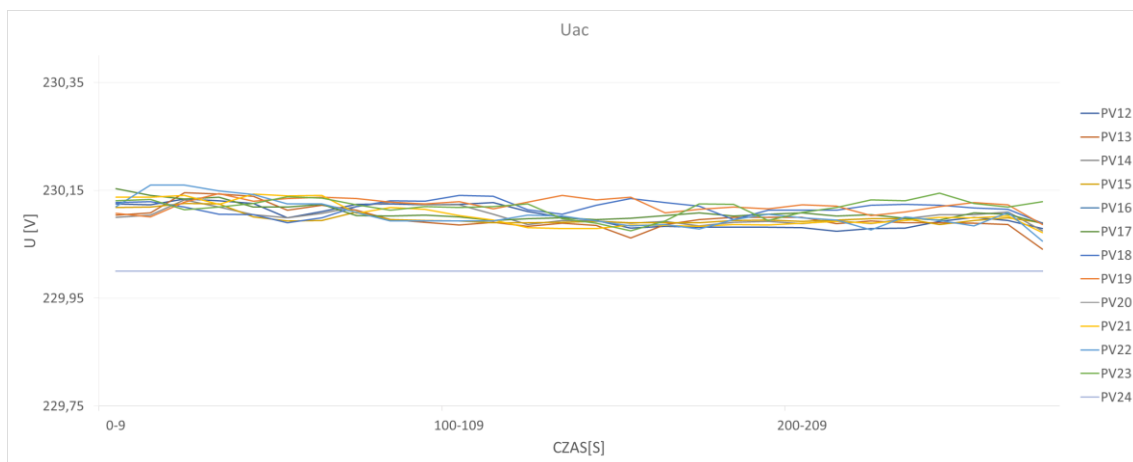


Rys. 1.243  $U_{ac}$ , falowniki PV12, uśrednienie trzech faz



Rys. 1.244 Uac, falowniki PV12, poszczególne fazy

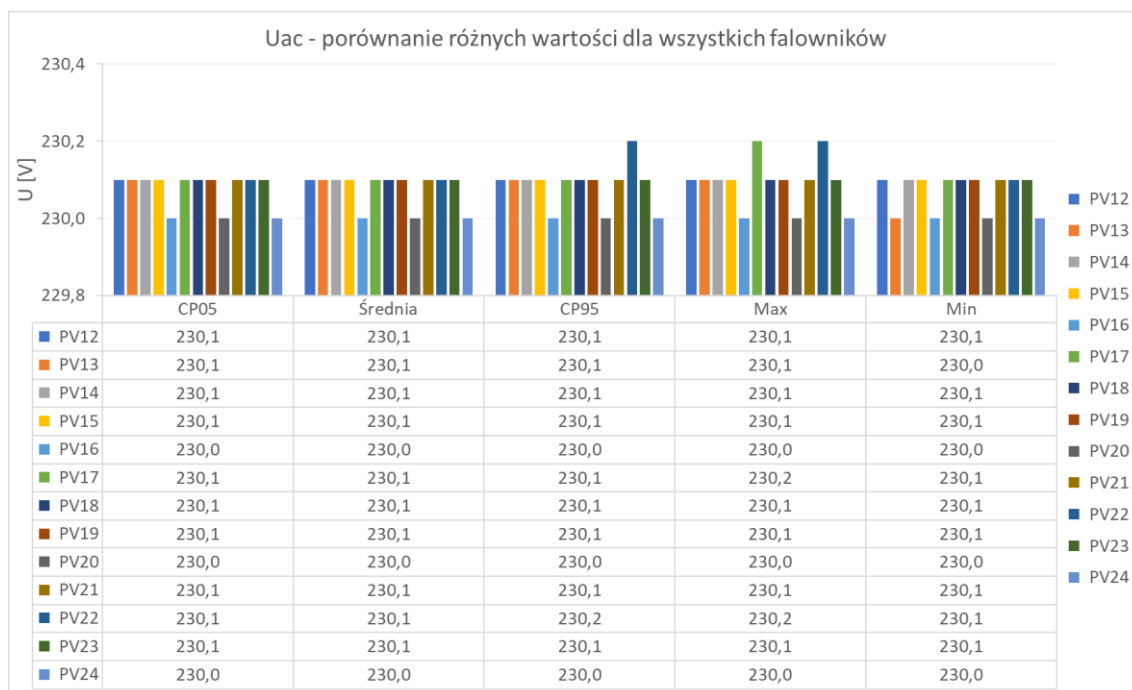
### 1.6.4 Wartość napięcia uśredniona 10s



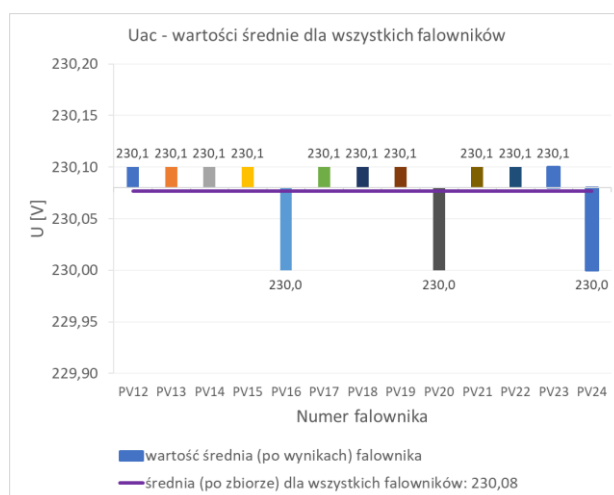
Rys. 1.245 Uac, falowniki trójfazowe, uśrednienie 10s

Tabela 1.69 Uac: porównanie CP05, średniej, CP95, max i min dla falowników trójfazowych, uśrednienie 10s

Nr. falownika	PV12	PV13	PV14	PV15	PV16	PV17	PV18	PV19	PV20	PV21	PV22	PV23	PV24
CP05	230,1	230,1	230,1	230,1	230,0	230,1	230,1	230,1	230,0	230,1	230,1	230,1	230,0
Średnia	230,1	230,1	230,1	230,1	230,0	230,1	230,1	230,1	230,0	230,1	230,1	230,1	230,0
CP95	230,1	230,1	230,1	230,1	230,0	230,1	230,1	230,1	230,0	230,1	230,2	230,1	230,0
Max	230,1	230,1	230,1	230,1	230,0	230,2	230,1	230,1	230,0	230,1	230,2	230,1	230,0
Min	230,1	230,0	230,1	230,1	230,0	230,1	230,1	230,1	230,0	230,1	230,1	230,1	230,0



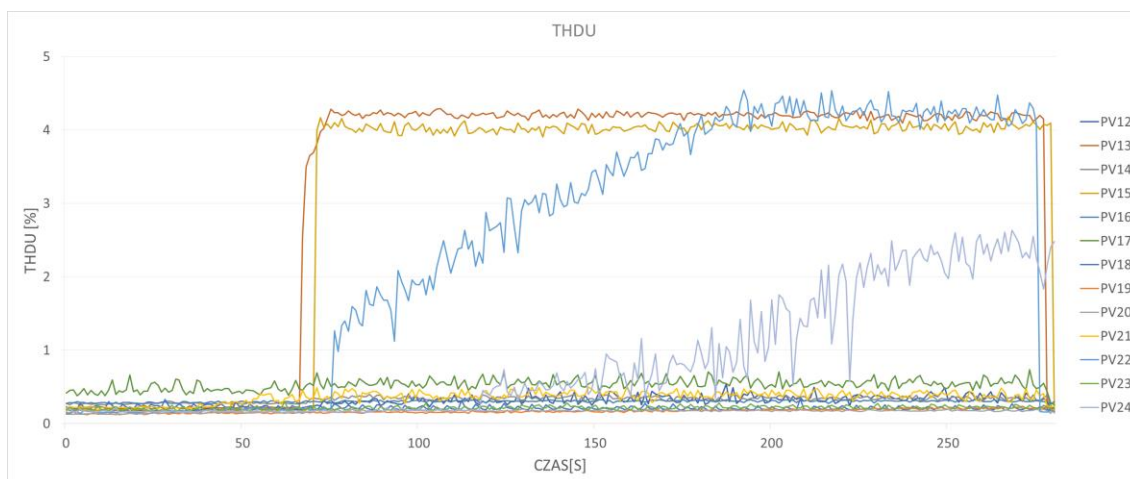
Rys. 1.246 Uac, porównanie różnych wartości dla falowników trójfazowych, uśrednienie 10s



Rys. 1.247 Uac, wartości średnie dla falowników trójfazowych, uśrednienie 10s

### 1.6.5 Współczynnik zawartości harmonicznych napięcia THD<sub>U</sub>

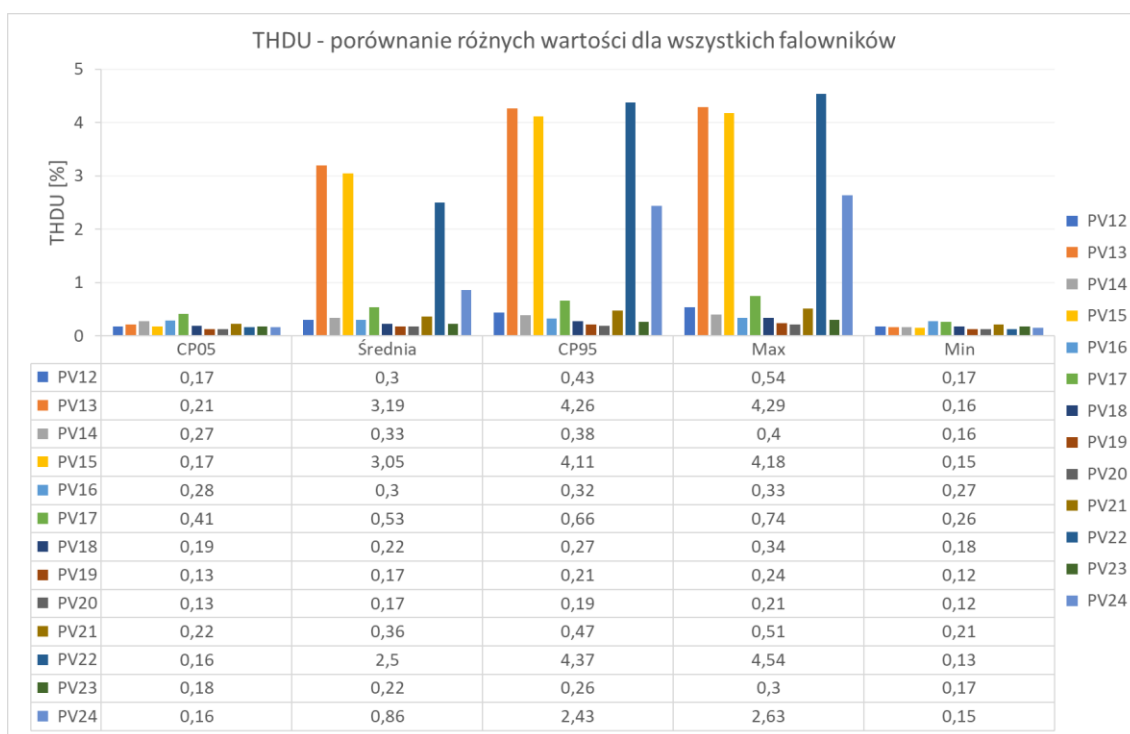
Bardzo odstają od reszty badanych urządzeń falowniki o numerach PV13, PV15, PV22, PV24.



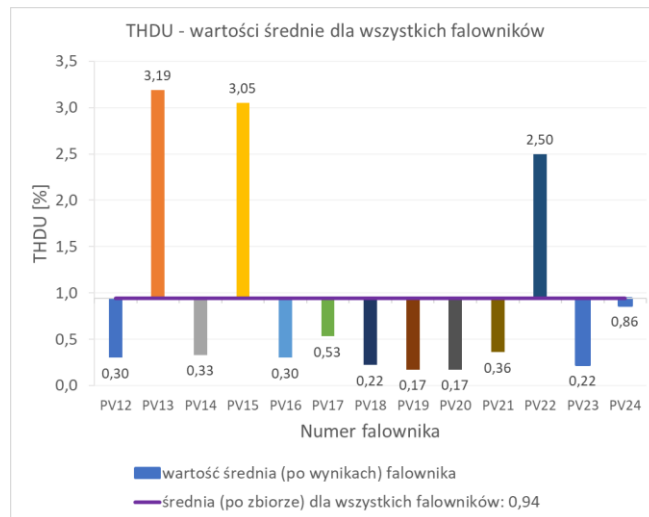
Rys. 1.248 THDU, falowniki trójfazowe

Tabela 1.70 THDU: porównanie CP05, średniej, CP95, max i min dla falowników trójfazowych

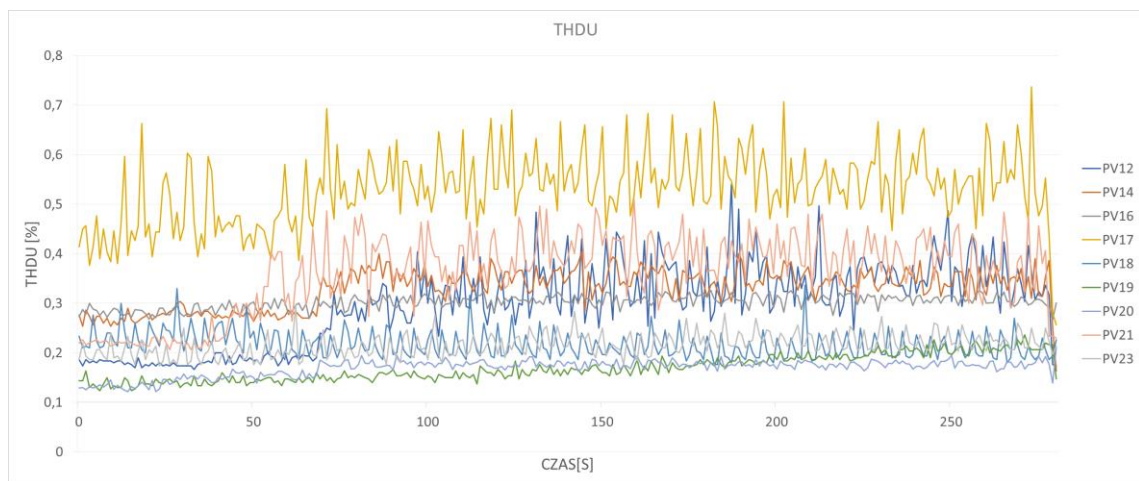
Nr. falownika	PV12	PV13	PV14	PV15	PV16	PV17	PV18	PV19	PV20	PV21	PV22	PV23	PV24
CP05	0,17	0,21	0,27	0,17	0,28	0,41	0,19	0,13	0,13	0,22	0,16	0,18	0,16
Średnia	0,30	3,19	0,33	3,05	0,30	0,53	0,22	0,17	0,17	0,36	2,50	0,22	0,86
CP95	0,43	4,26	0,38	4,11	0,32	0,66	0,27	0,21	0,19	0,47	4,37	0,26	2,43
Max	0,54	4,29	0,40	4,18	0,33	0,74	0,34	0,24	0,21	0,51	4,54	0,30	2,63
Min	0,17	0,16	0,16	0,15	0,27	0,26	0,18	0,12	0,12	0,21	0,13	0,17	0,15



Rys. 1.249 THDU, porównanie różnych wartości dla wszystkich falowników trójfazowych



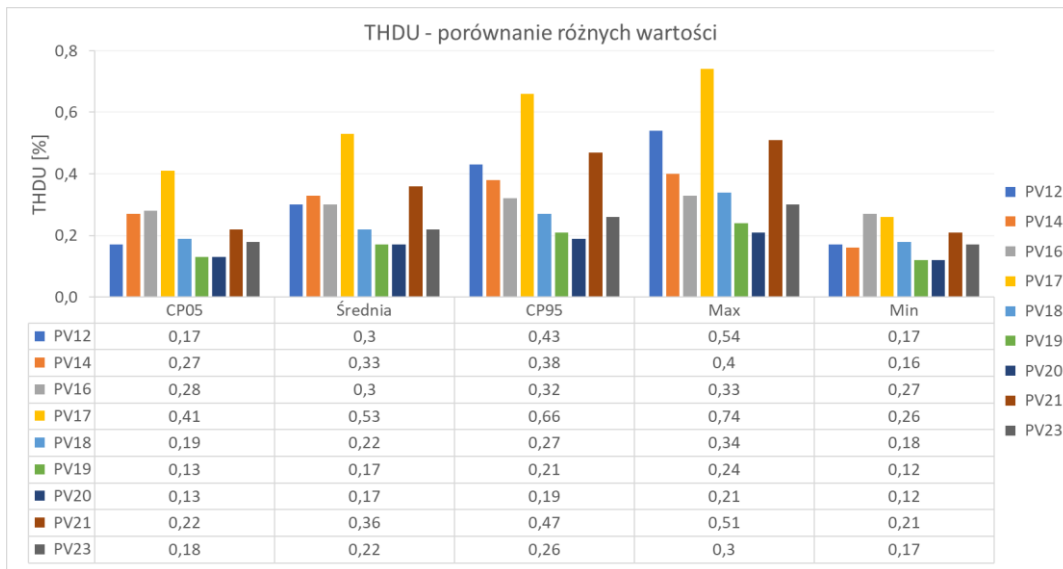
Rys. 1.250 THDU, wartości średnie dla wszystkich falowników



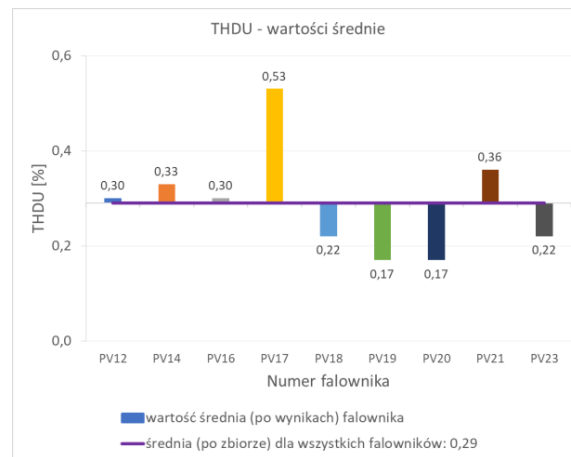
Rys. 1.251 THDU, falowniki trójfazowe bez PV13, PV15, PV22 i PV24

Tabela 1.71 THDU: porównanie CP05, średniej, CP95, max i min dla falowników trójfazowych bez PV13, PV15, PV22 i PV24

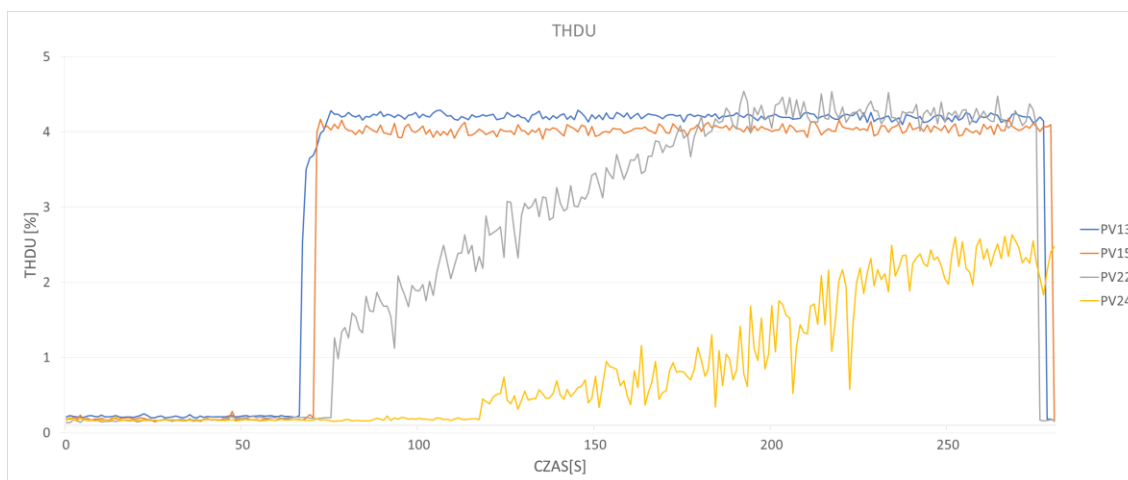
Nr. falownika	PV12	PV14	PV16	PV17	PV18	PV19	PV20	PV21	PV23
CP05	0,17	0,27	0,28	0,41	0,19	0,13	0,13	0,22	0,18
Średnia	0,30	0,33	0,30	0,53	0,22	0,17	0,17	0,36	0,22
CP95	0,43	0,38	0,32	0,66	0,27	0,21	0,19	0,47	0,26
Max	0,54	0,40	0,33	0,74	0,34	0,24	0,21	0,51	0,30
Min	0,17	0,16	0,27	0,26	0,18	0,12	0,12	0,21	0,17



Rys. 1.252 THDU, porównanie różnych wartości dla falowników trójfazowych bez PV13, PV15, PV22 i PV24



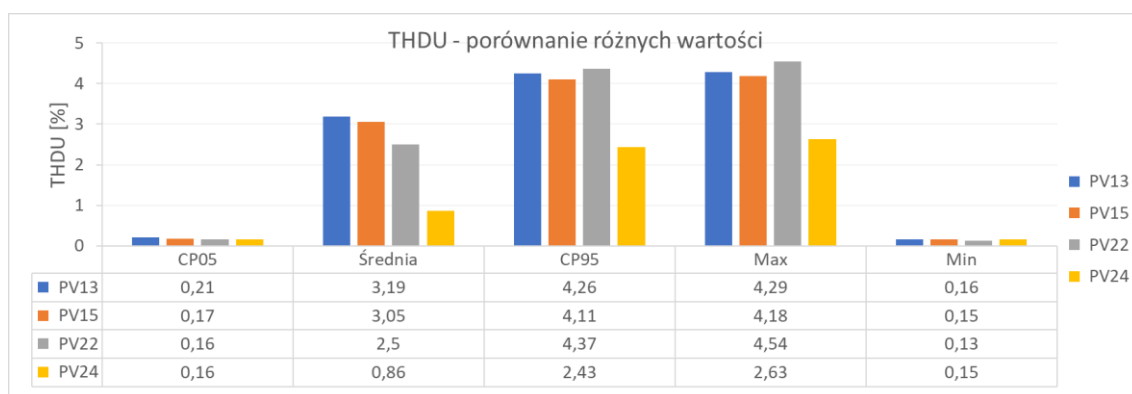
Rys. 1.253 THDU, wartości średnie dla falowników trójfazowych bez PV13, PV15, PV22 i PV24



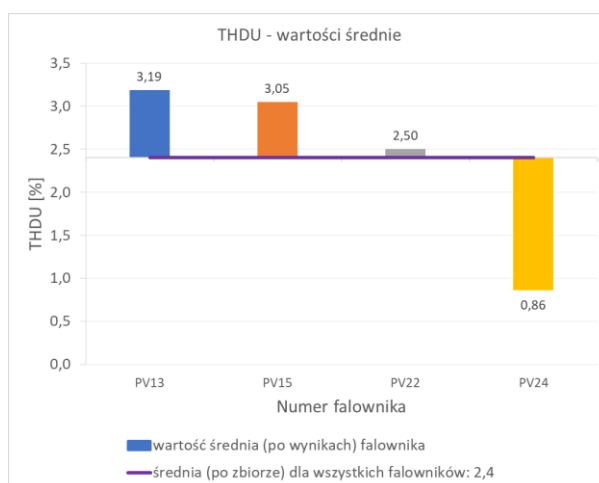
Rys. 1.254 THDU, falowniki trójfazowe PV13, PV15, PV22 i PV24

Tabela 1.72 THDU: porównanie CP05, średniej, CP95, max i min dla falowników trójfazowych PV13, PV15, PV22 i PV24

Nr. falownika	PV13	PV15	PV22	PV24
CP05	0,21	0,17	0,16	0,16
Średnia	3,19	3,05	2,50	0,86
CP95	4,26	4,11	4,37	2,43
Max	4,29	4,18	4,54	2,63
Min	0,16	0,15	0,13	0,15

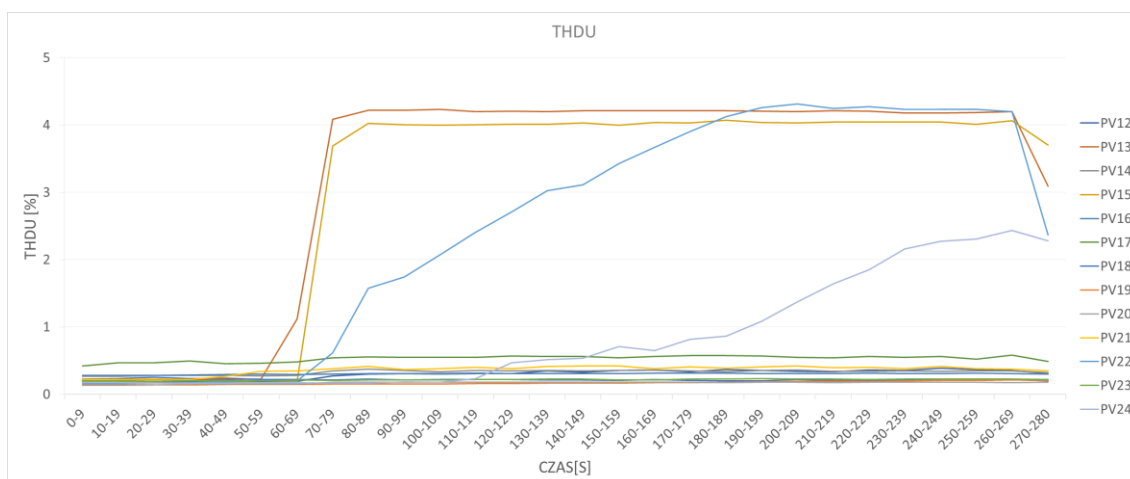


Rys. 1.255 THDU, porównanie różnych wartości dla falowników trójfazowych PV13, PV15, PV22 i PV24



Rys. 1.256 THDU, wartości średnie dla falowników trójfazowych PV13, PV15, PV22 i PV24

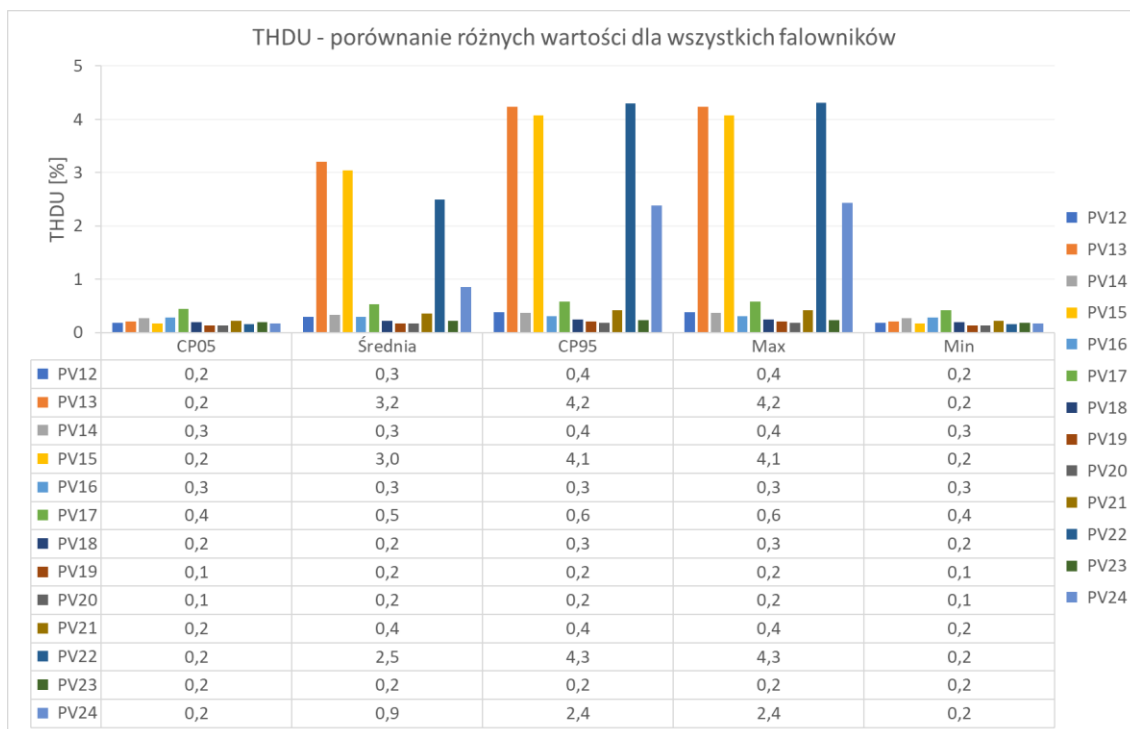
## 1.6.6 Współczynnik zawartości harmonicznych napięcia THD<sub>U</sub> uśredniony



Rys. 1.257 THDU, falowniki trójfazowe, uśrednienie 10s

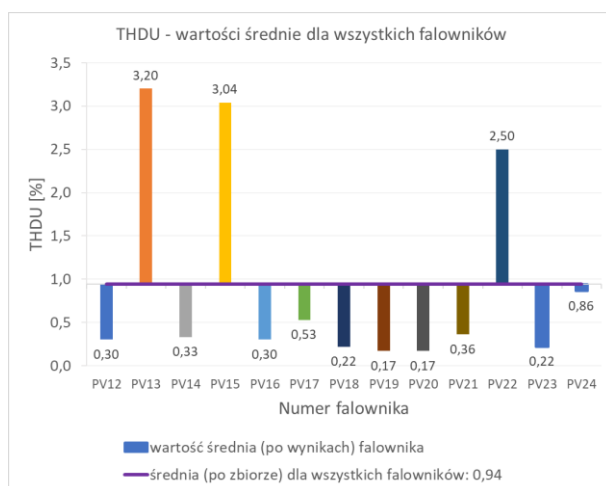
Tabela 1.73 THDU: porównanie CP05, średniej, CP95, max i min dla falowników trójfazowych, uśrednienie 10s

Nr. falownika	PV12	PV13	PV14	PV15	PV16	PV17	PV18	PV19	PV20	PV21	PV22	PV23	PV24
CP05	0,18	0,21	0,27	0,17	0,28	0,44	0,20	0,14	0,13	0,22	0,16	0,20	0,17
Średnia	0,30	3,20	0,33	3,04	0,30	0,53	0,22	0,17	0,17	0,36	2,50	0,22	0,86
CP95	0,38	4,23	0,37	4,07	0,31	0,58	0,25	0,21	0,18	0,42	4,30	0,23	2,38
Max	0,38	4,23	0,37	4,07	0,31	0,58	0,25	0,21	0,18	0,42	4,31	0,23	2,43
Min	0,18	0,21	0,27	0,17	0,28	0,42	0,20	0,14	0,13	0,22	0,16	0,19	0,17

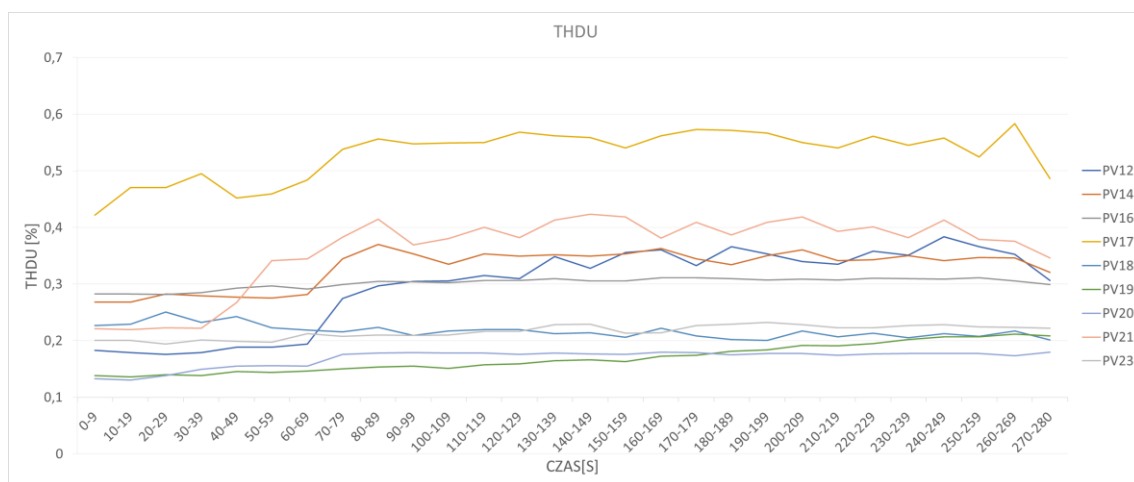


Rys. 1.258 THDU, porównanie różnych wartości dla wszystkich falowników trójfazowych, uśrednienie 10s





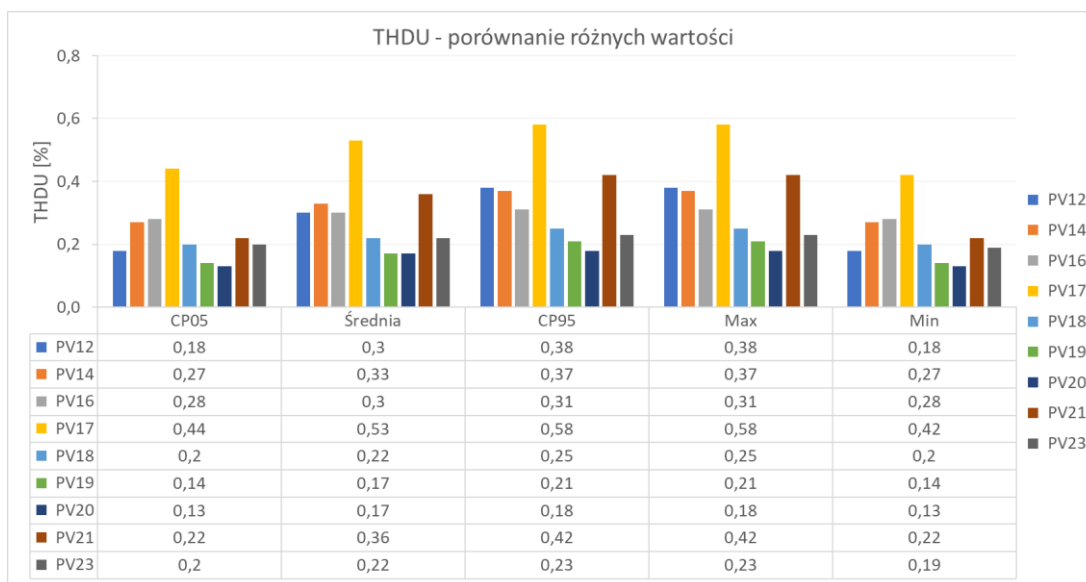
Rys. 1.259 THDU, wartości średnie dla wszystkich falowników, uśrednienie 10s



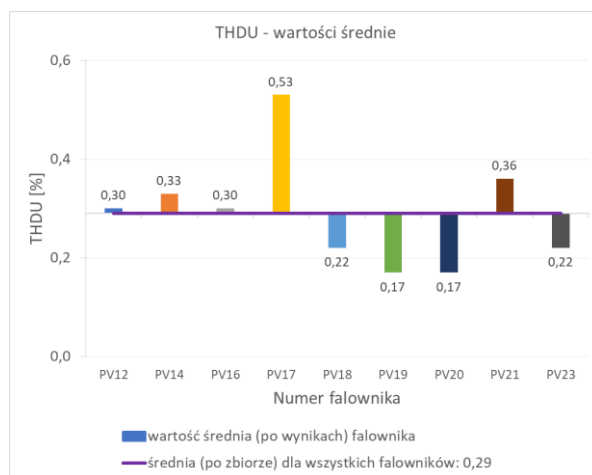
Rys. 1.260 THDU, falowniki trójfazowe bez PV13, PV15, PV22 i PV24, uśrednienie 10s

Tabela 1.74 THDU: porównanie CP05, średniej, CP95, max i min dla falowników trójfazowych bez PV13, PV15, PV22 i PV24, uśrednienie 10s

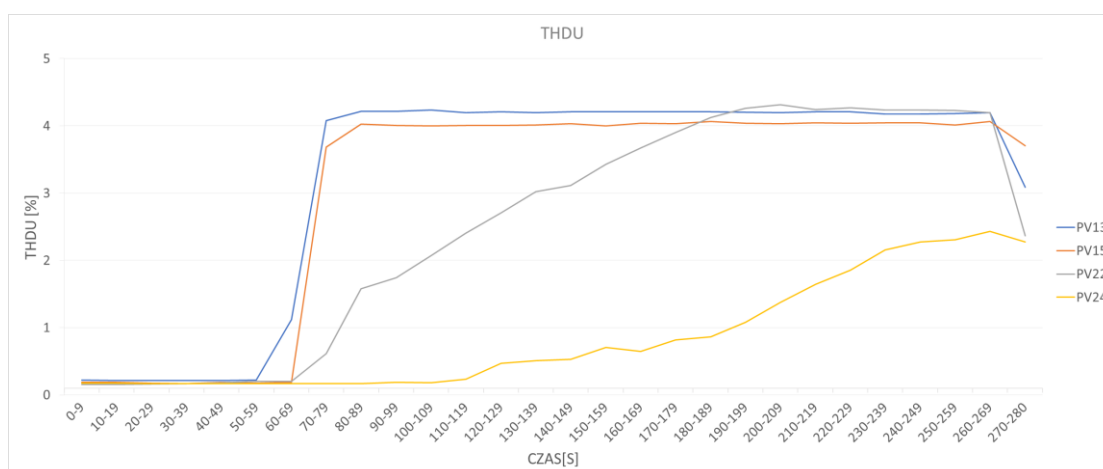
Nr. falownika	PV12	PV14	PV16	PV17	PV18	PV19	PV20	PV21	PV23
CP05	0,18	0,27	0,28	0,44	0,20	0,14	0,13	0,22	0,20
Średnia	0,30	0,33	0,30	0,53	0,22	0,17	0,17	0,36	0,22
CP95	0,38	0,37	0,31	0,58	0,25	0,21	0,18	0,42	0,23
Max	0,38	0,37	0,31	0,58	0,25	0,21	0,18	0,42	0,23
Min	0,18	0,27	0,28	0,42	0,20	0,14	0,13	0,22	0,19



Rys. 1.261 THDU, porównanie różnych wartości dla falowników trójfazowych bez PV13, PV15, PV22 i PV24, uśrednienie 10s



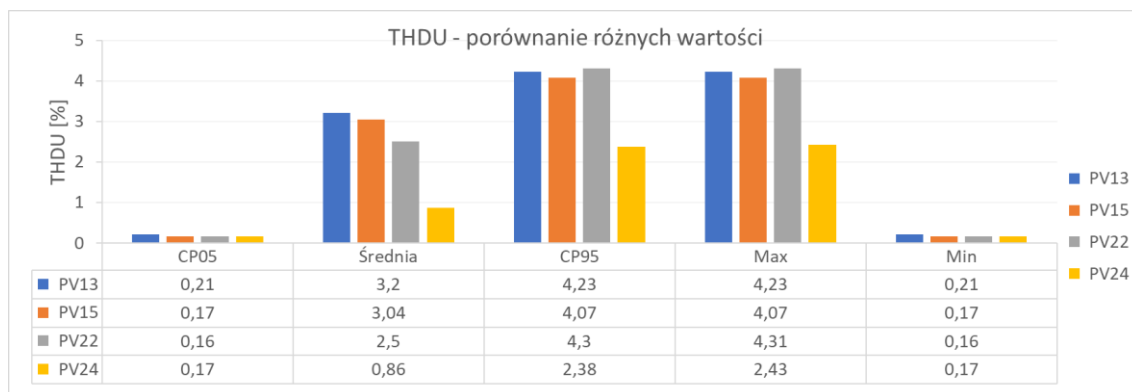
Rys. 1.262 THDU, wartości średnie dla falowników trójfazowych bez PV13, PV15, PV22 i PV24, uśrednienie 10s



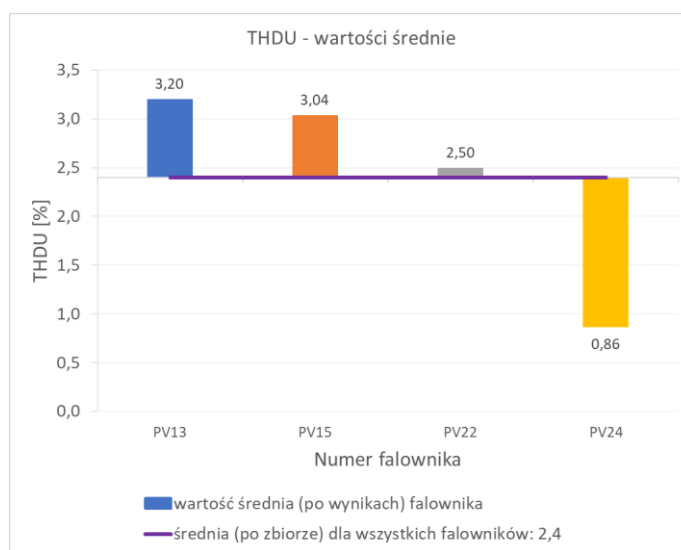
Rys. 1.263 THDU, falowniki trójfazowe PV13, PV15, PV22 i PV24, uśrednienie 10s

Tabela 1.75 THDU: porównanie CP05, średniej, CP95, max i min dla falowników trójfazowych PV13, PV15, PV22 i PV24, uśrednienie 10s

Nr. falownika	PV13	PV15	PV22	PV24
CP05	0,21	0,17	0,16	0,17
Średnia	3,20	3,04	2,50	0,86
CP95	4,23	4,07	4,30	2,38
Max	4,23	4,07	4,31	2,43
Min	0,21	0,17	0,16	0,17

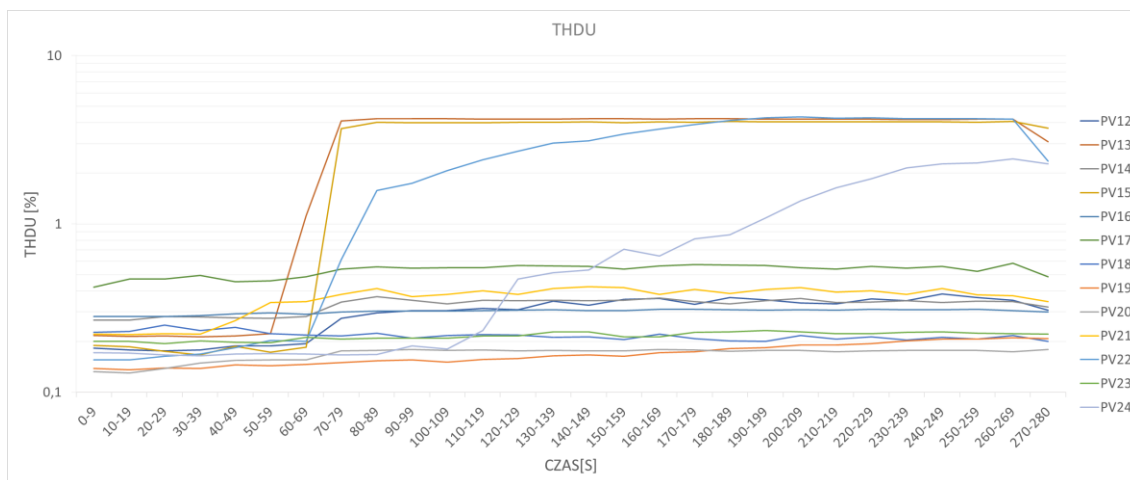


Rys. 1.264 THDU, porównanie różnych wartości dla falowników trójfazowych PV13, PV15, PV22 i PV24, uśrednienie 10s

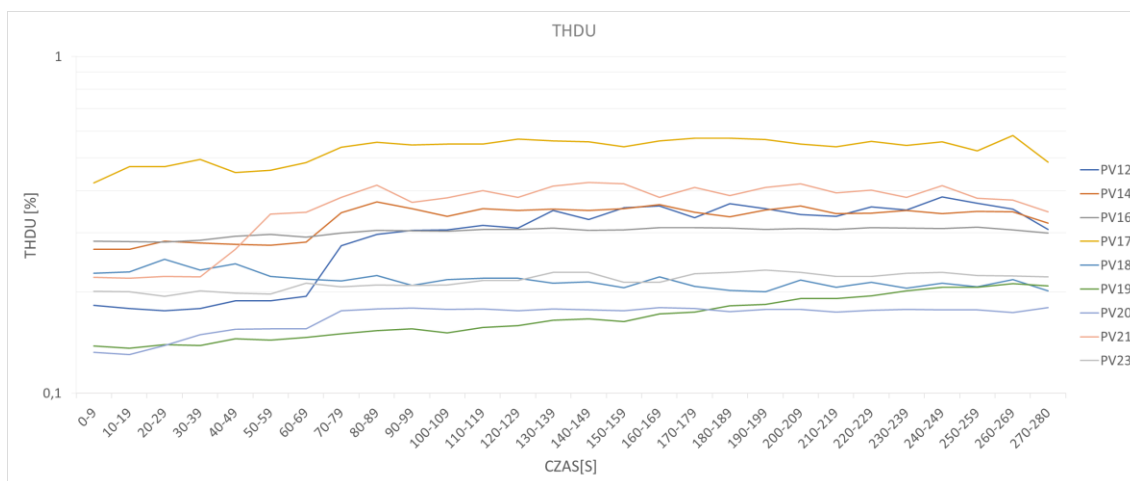


Rys. 1.265 THDU, wartości średnie dla falowników trójfazowych PV13, PV15, PV22 i PV24, uśrednienie 10s

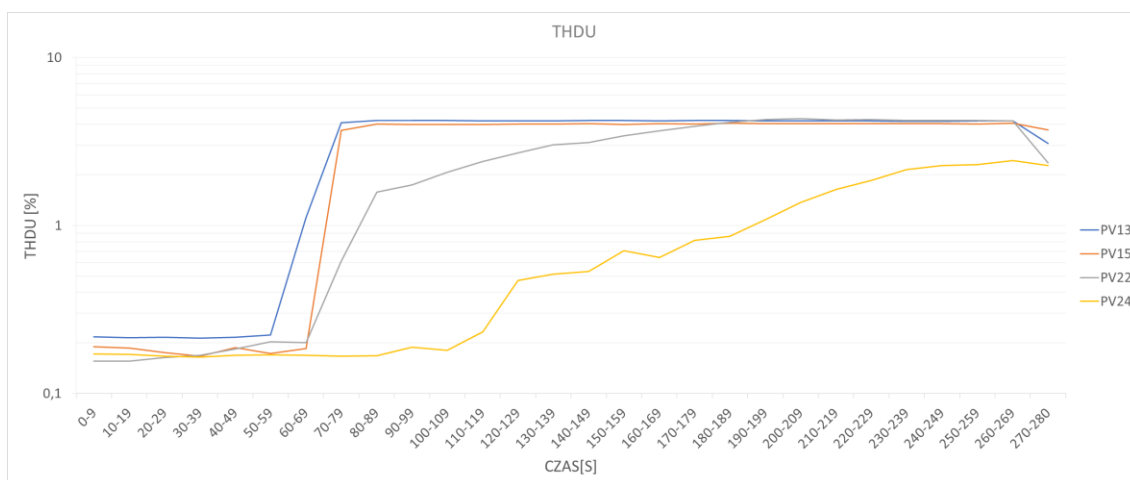
### 1.6.7 Współczynnik zawartości harmonicznych napięcia THD<sub>U</sub> uśredniony logarymicznie



Rys. 1.266 THDU, falowniki trójfazowe, uśrednienie 10s, skala logarymiczna

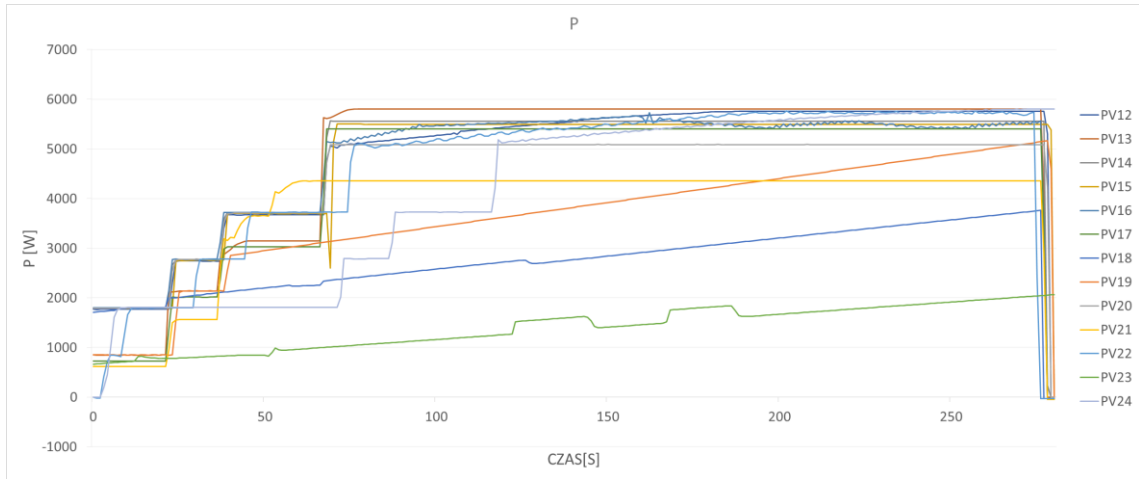


Rys. 1.267 THDU, falowniki trójfazowe bez PV13, PV15, PV22 i PV24, uśrednienie 10s, skala logarymiczna



Rys. 1.268 THDU, falowniki trójfazowe PV13, PV15, PV22 i PV24, uśrednienie 10s, skala logarymiczna

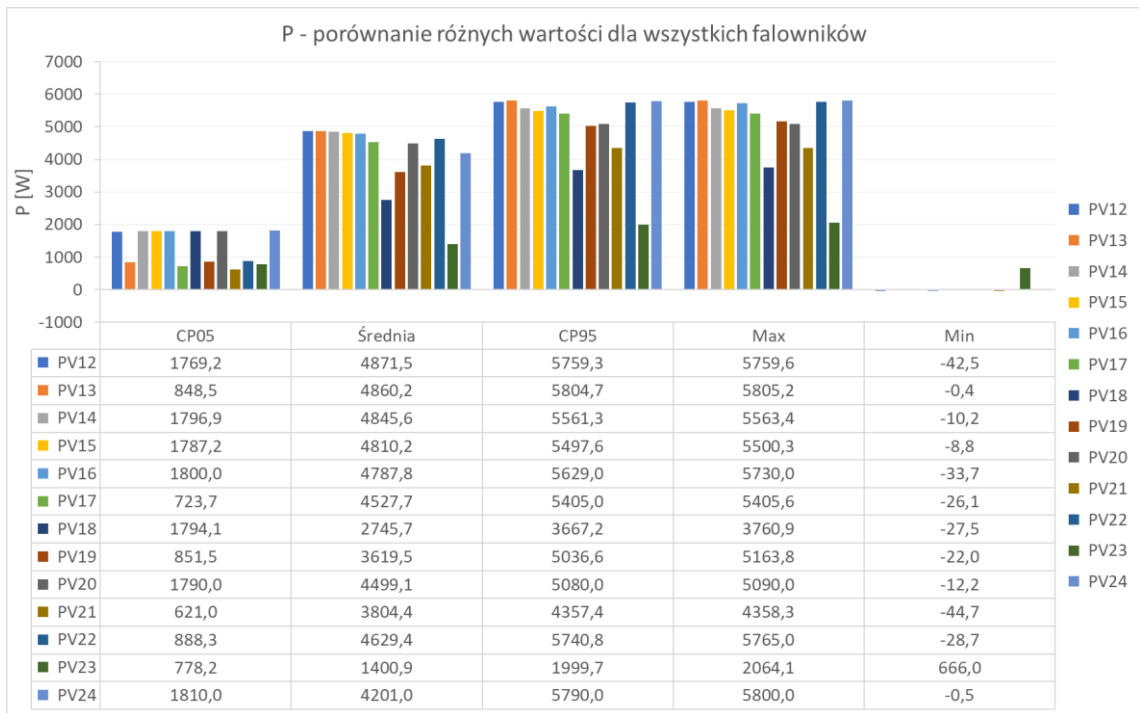
### 1.6.8 Moc czynna



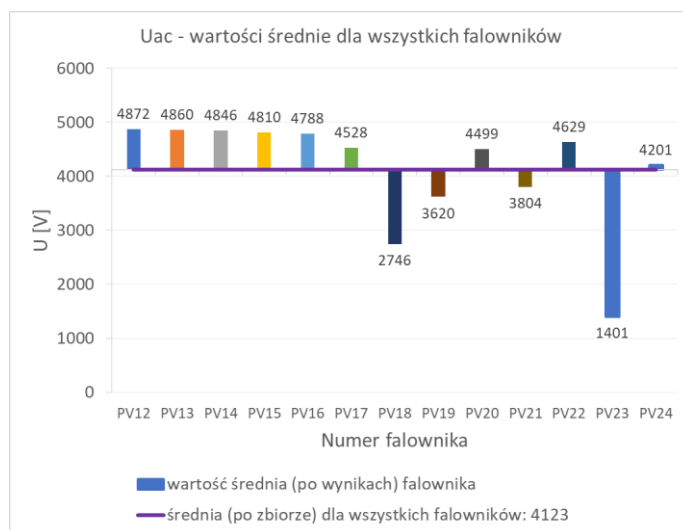
Rys. 1.269 Moc P, falowniki trójfazowe

Nr. falownika	PV12	PV13	PV14	PV15	PV16	PV17	PV18	PV19	PV20	PV21	PV22	PV23	PV24
CP05	1769	849	1797	1787	1800	724	1794	852	1790	621	888	778	1810
Średnia	4872	4860	4846	4810	4788	4528	2746	3620	4499	3804	4629	1401	4201
CP95	5759	5805	5561	5498	5629	5405	3667	5037	5080	4357	5741	2000	5790
Max	5760	5805	5563	5500	5730	5406	3761	5164	5090	4358	5765	2064	5800
Min	-43	0	-10	-9	-34	-26	-28	-22	-12	-45	-29	666	-1

Tabela 1.76 P: porównanie CP05, średniej, CP95, max i min dla falowników trójfazowych



Rys. 1.270 P, porównanie różnych wartości dla wszystkich falowników trójfazowych



Rys. 1.271  $P$ , wartości średnie dla wszystkich falowników

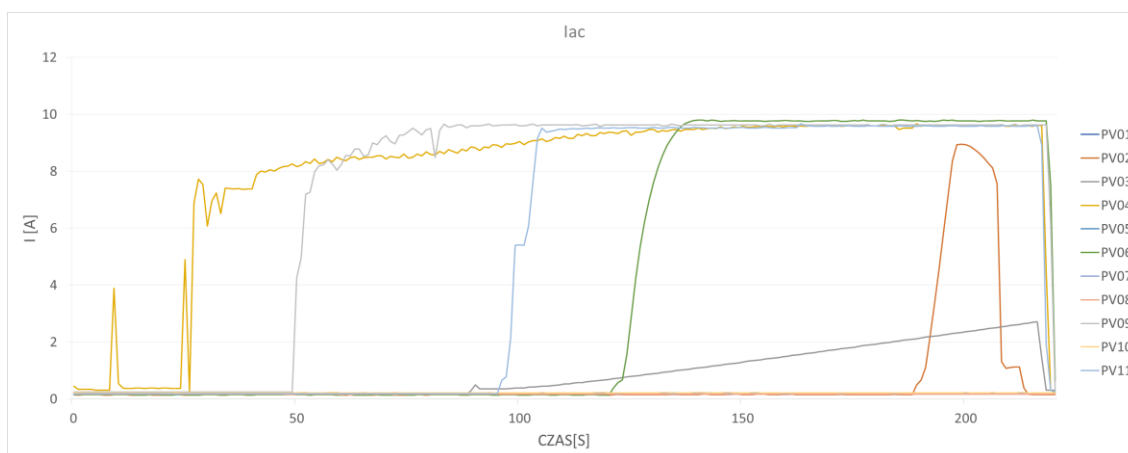
### 1.6.9 $THD_U$ vs irradiancja

Brak danych o irradiancji

## 1.7 Załącznik A: test jednofazowy na stopniowe zacienienie modułów „sh6”

### 1.7.1 Natężenie prądu

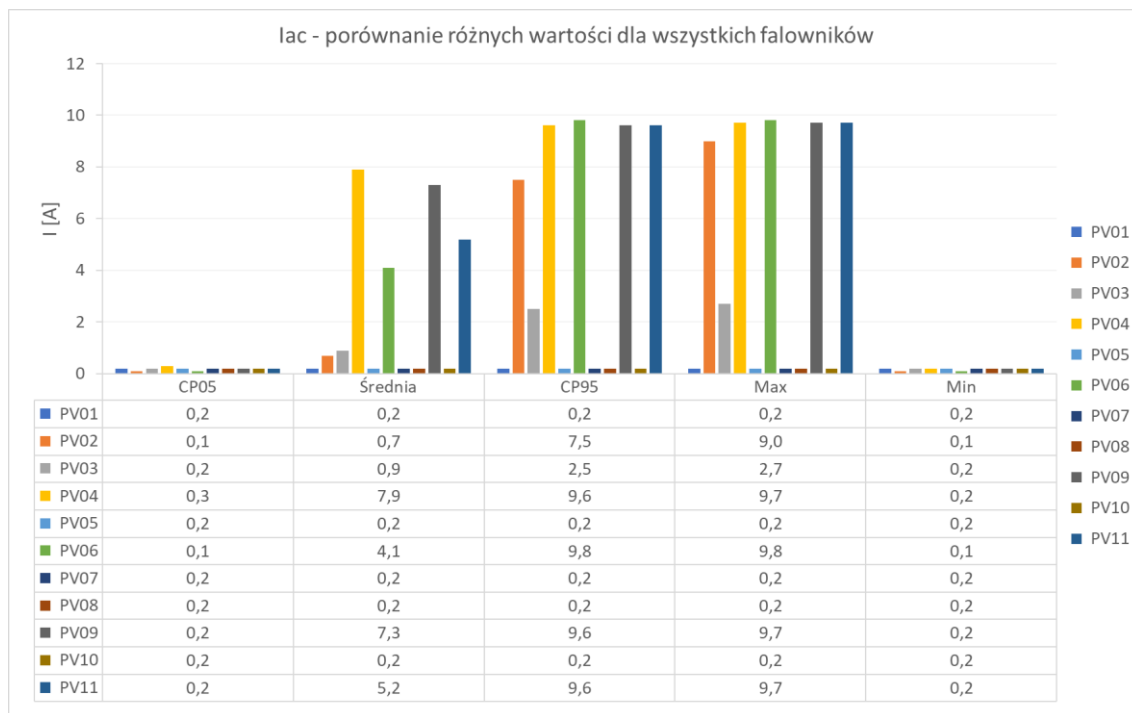
W przebiegu natężenia prądu po stronie ac dla testu „sh6” wyraźnie zaznaczają się dwie grupy falowników. Na rysunku Rys. 1.272 można zwrócić uwagę na podział na urządzenia osiągające wartości około 10 [A] (PV02, PV04, PV06, PV09 i PV11 - Rys. 1.275 i Tabela 1.78), jak i te oscylujące wokół 0,2 [A] (PV01, PV05, PV07, PV08, PV10 - Rys. 1.276 i Tabela 1.79). Obserwacje te potwierdzają dane zawarte w tabeli Tabela 1.77 i na grafice Rys. 1.273 z których odczytać można min. wartość maksymalną dla każdego falownika jak również percentyl CP95. Jedynie falownik PV03 charakteryzujący się odmienną charakterystyką  $I_{ac}$ , nie został przyporządkowany do żadnej z dwóch grup. Co ciekawe, falownik PV02 mający wartość maksymalną  $I_{ac}$  równą 9 [A] jako jedyny ze swojej grupy ma niską wartość średnią, wynoszącą zaledwie 0,7 [A] czyli zbliżoną bardziej do drugiej grupy urządzeń, odznaczających się dużo niższymi wartościami natężenia prądu (Rys. 1.274).



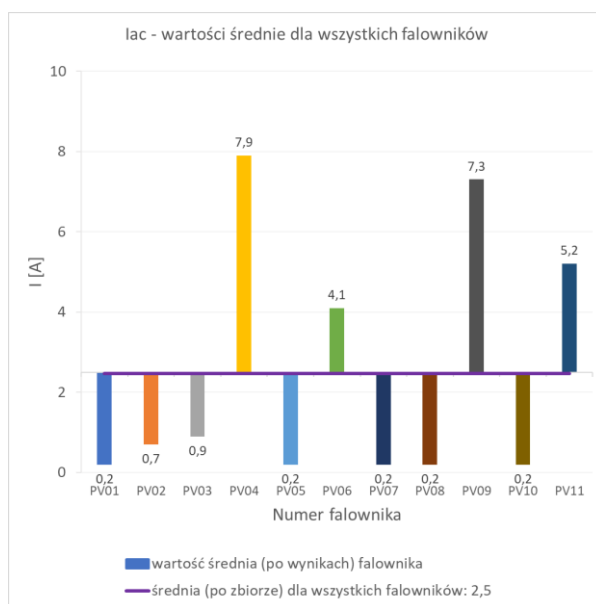
Rys. 1.272  $I_{ac}$ , falowniki jednofazowe

Tabela 1.77 Iac: porównanie CP05, średniej, CP95, max i min dla falowników jednofazowych

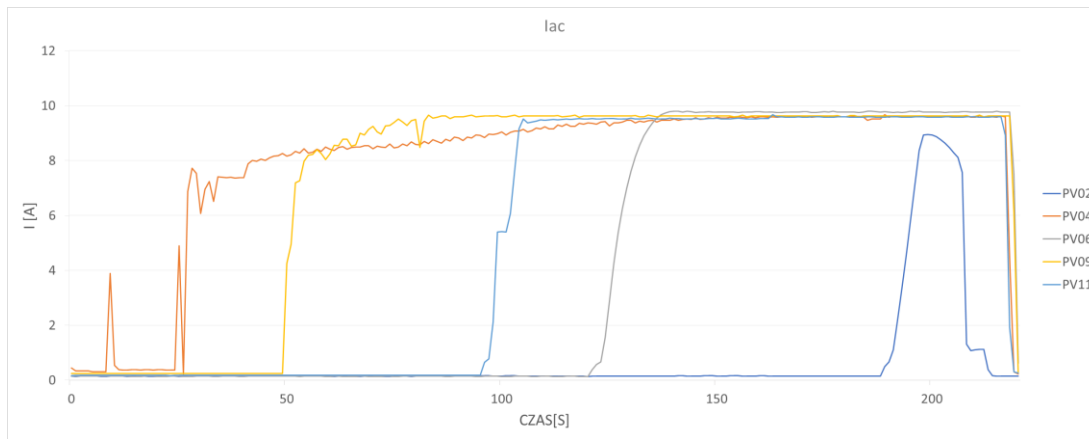
Nr. falownika	PV01	PV02	PV03	PV04	PV05	PV06	PV07	PV08	PV09	PV10	PV11
CP05	0,2	0,1	0,2	0,3	0,2	0,1	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
Średnia	0,2	0,7	0,9	7,9	0,2	4,1	0,2	0,2	7,3	0,2	5,2
CP95	0,2	7,5	2,5	9,6	0,2	9,8	0,2	0,2	9,6	0,2	9,6
Max	0,2	9,0	2,7	9,7	0,2	9,8	0,2	0,2	9,7	0,2	9,7
Min	0,2	0,1	0,2	0,2	0,2	0,1	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2



Rys. 1.273 Iac, porównanie różnych wartości dla wszystkich falowników jednofazowych



Rys. 1.274 Iac, wartości średnie dla wszystkich falowników

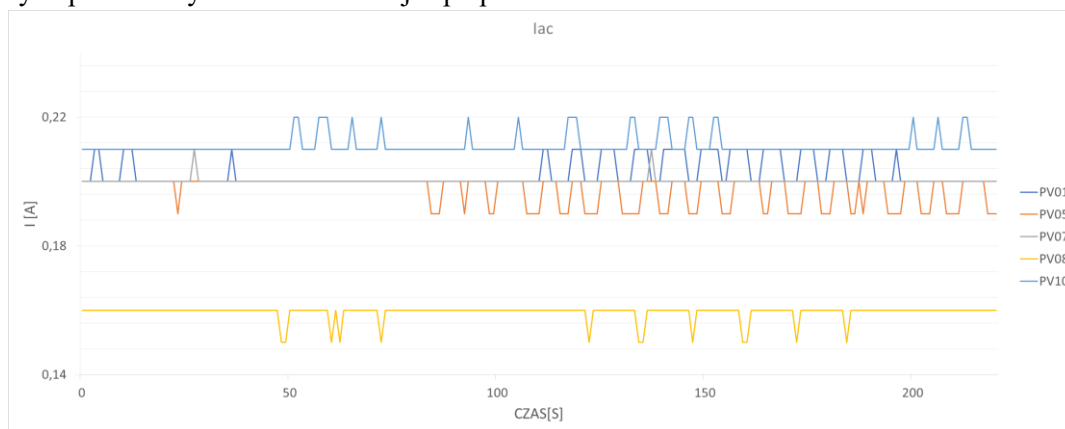


Rys. 1.275 Grupa falowników z wysokimi wartościami Iac: PV02, PV04, PV06, PV09 i PV11

Tabela 1.78 Iac: porównanie CP05, średniej, CP95, max i min dla grupy falowników z wysokimi wartościami Iac: PV02, PV04, PV06, PV09 i PV11

Nr. falownika	PV02	PV04	PV06	PV09	PV11
CP05	0,1	0,3	0,1	0,2	0,2
Średnia	0,7	7,9	4,1	7,3	5,2
CP95	7,5	9,6	9,8	9,6	9,6
Max	9,0	9,7	9,8	9,7	9,7
Min	0,1	0,2	0,1	0,2	0,2

Z uwagi na bardzo małe wartości natężenia prądu w drugiej grupie falowników (Rys. 1.276 i Tabela 1.79), aby uzyskać większą dokładność wyników zwiększono dokładność danych pomiarowych do dwóch miejsc po przecinku.



Rys. 1.276 Grupa falowników z niskimi wartościami Iac: PV01, PV05, PV07, PV08 i PV10

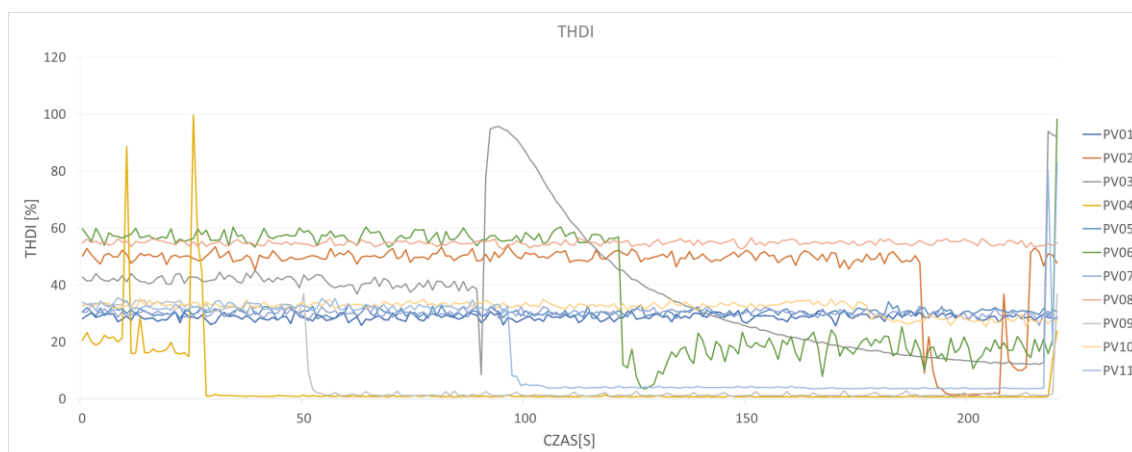
Tabela 1.79 Iac: porównanie CP05, średniej, CP95, max i min dla grupy falowników z niskimi wartościami Iac: PV01, PV05, PV07, PV08 i PV10

Nr. falownika	PV01	PV05	PV07	PV08	PV10
CP05	0,20	0,19	0,20	0,15	0,21
Średnia	0,20	0,20	0,20	0,16	0,21
CP95	0,21	0,20	0,20	0,16	0,22
Max	0,21	0,20	0,21	0,16	0,22
Min	0,20	0,19	0,20	0,15	0,21

Analizy testu „sh6”, w tym tak wyraźny podział na dwie grupy urządzeń, pokazują jak różne falowniki dostępne są na rynku i jak odmienny wpływ mogą mieć na pracę całego systemu fotowoltaicznego.



## 1.7.2 Współczynnik zawartości harmonicznego prądu THD<sub>i</sub>



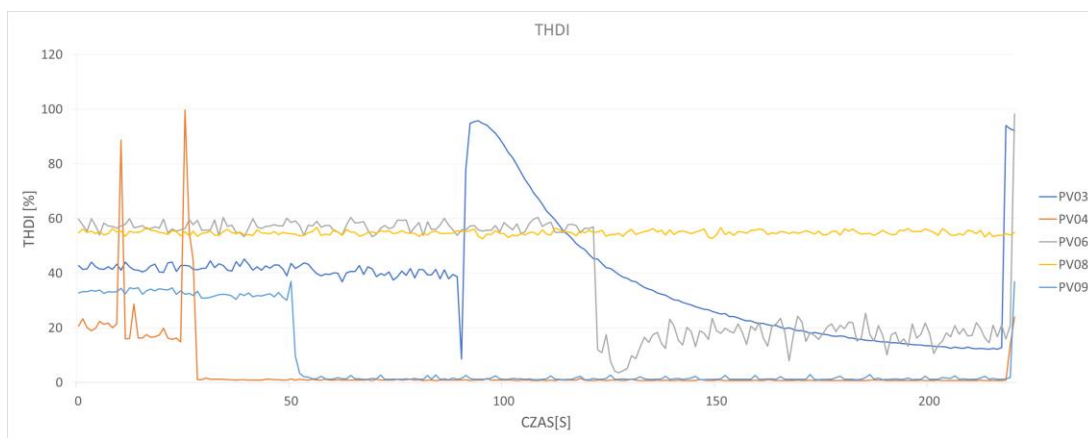
Rys. 1.277 THDI, falowniki jednofazowe

Na wykresie Rys. 1.277 zaobserwować można wartości THDI dla falowników jednofazowych w teście „sh6”. Zdecydowana większość przebiegów, oscyluje w granicach 30-60%. Warto zwrócić uwagę, że PV02 nie odstaje tak bardzo od reszty wyników jak miało to miejsce podczas innych testów. Nie odbiega od nich znacząco wartością i kształtem, jednak jego wynik THDI należy do najwyższych w grupie badanych falowników. Większą od PV02 wartość THDI, zachowując jednak zbliżoną charakterystykę, mają urządzenia PV06 i PV08 (Rys. 1.278). Na tle wszystkich pomiarów odróżniają się wyraźnie falowniki PV03 i PV04 odbiegające znacznie przebiegiem od reszty prób.

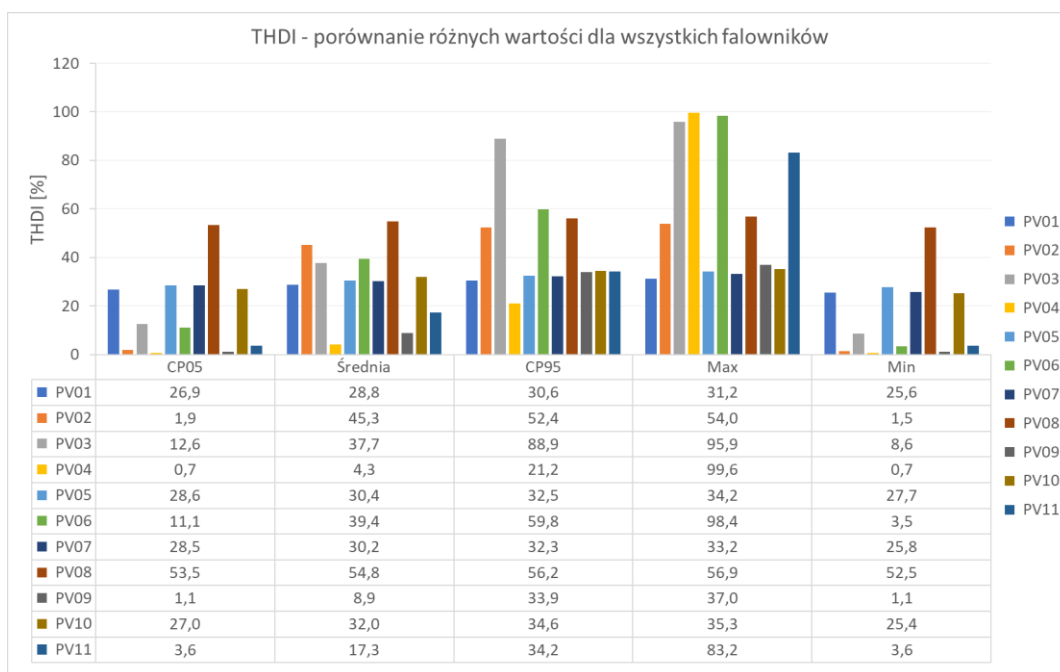
Wartość percentyli CP05 i CP95, jak również wartości średnie, maksymalne i minimalne, przedstawione w tabeli Tabela 1.80 i na grafice Rys. 1.279 są znacznie wyższe niż podczas pozostałych testów. Może to być spowodowane charakterystyką testu i faktem, że był on wymagający dla większości urządzeń biorących udział w badaniu. Potwierdzeniem tej tezy może być bardzo wysoka wartość średnia po zbiorze średnich wynosząca aż 29,9% widoczna na rysunku Rys. 1.280. Co ciekawe, na tym samym rysunku zauważyć można, że tym razem najwyższą średnią wynoszącą aż 54,8% osiągnął falownik PV08 a nie PV02 jak to miało miejsce dotychczas (średnia 45,3% w tym teście). Natomiast najniższą średnią THDI, mocno odstającą od pozostałych wyników, miały urządzenia PV04 i PV09 (Rys. 1.278), odpowiednio 4,3% i 8,9% (Rys. 1.279 i Rys. 1.280).

Tabela 1.80 THDI: porównanie CP05, średniej, CP95, max i min dla falowników jednofazowych

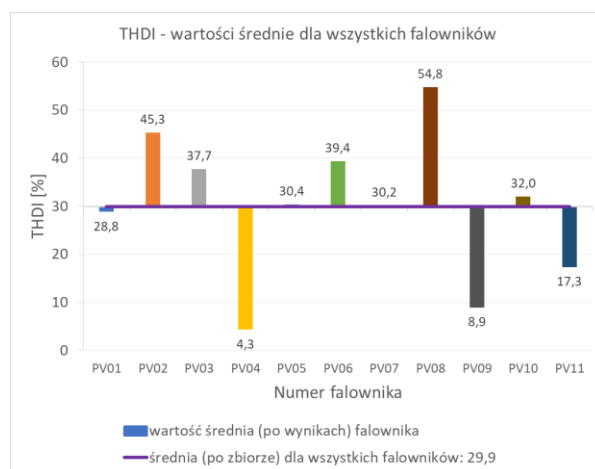
Nr. falownika	PV01	PV02	PV03	PV04	PV05	PV06	PV07	PV08	PV09	PV10	PV11
CP05	26,9	1,9	12,6	0,7	28,6	11,1	28,5	53,5	1,1	27,0	3,6
Średnia	28,8	45,3	37,7	4,3	30,4	39,4	30,2	54,8	8,9	32,0	17,3
CP95	30,6	52,4	88,9	21,2	32,5	59,8	32,3	56,2	33,9	34,6	34,2
Max	31,2	54,0	95,9	99,6	34,2	98,4	33,2	56,9	37,0	35,3	83,2
Min	25,6	1,5	8,6	0,7	27,7	3,5	25,8	52,5	1,1	25,4	3,6



Rys. 1.278 THDI, falowniki odróżniające się od pozostałych: PV03, PV04, PV06, PV08 i PV09



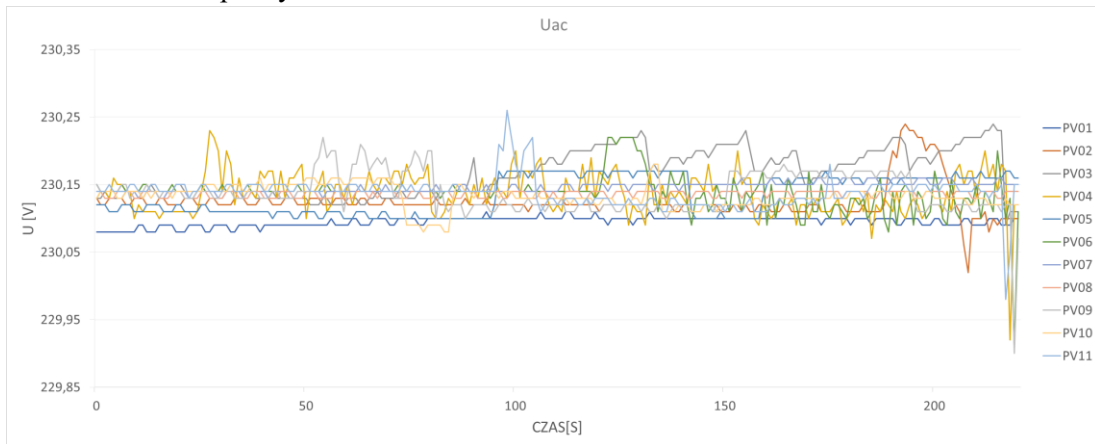
Rys. 1.279 THDI, porównanie różnych wartości dla wszystkich falowników jednofazowych



Rys. 1.280 THDI, wartości średnie dla wszystkich falowników

### 1.7.3 Wartość napięcia falowników

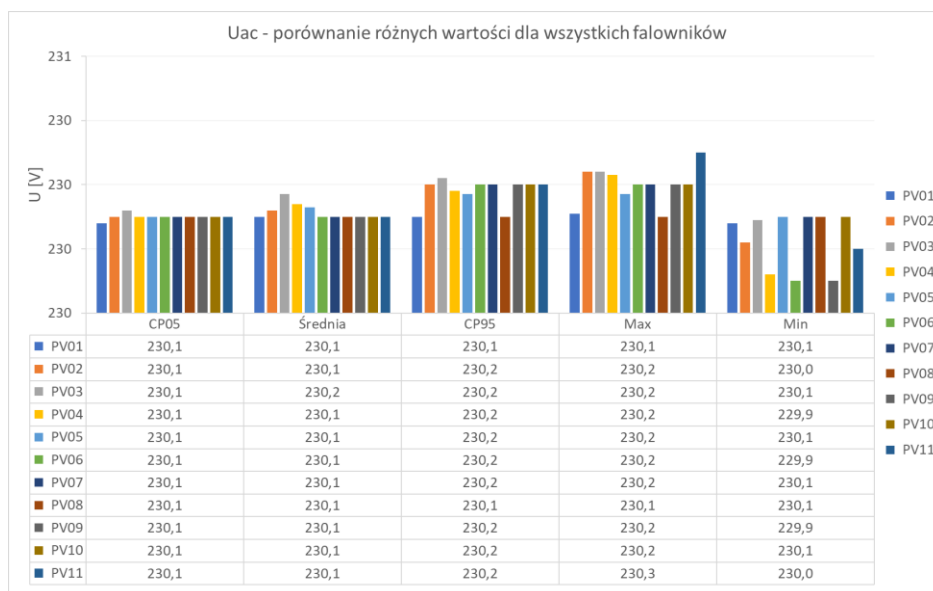
Na wykresie Rys. 1.281 przedstawiono przebieg napięcia  $U_{ac}$  dla falowników jednofazowych biorących udział w teście „sh6”. Przebiegi dla wszystkich urządzeń są do siebie bardzo zbliżone i jak pokazują dane zawarte w tabeli Tabela 1.81 i na grafice Rys. 1.282, różnice pomiędzy poszczególnymi wartościami są znikome. Potwierdzeniem tych danych jest wykres Rys. 1.283 prezentujący wartość średnią po zbiorach wynoszącą 230,11 [V] na tle wartości średnich po wynikach.



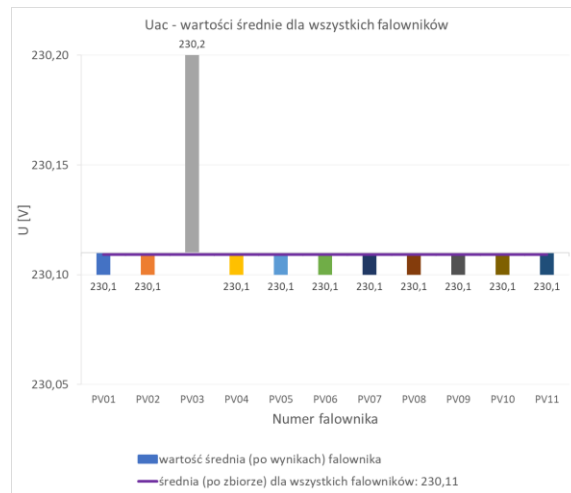
Rys. 1.281  $U_{ac}$ , falowniki jednofazowe

Tabela 1.81  $U_{ac}$ : porównanie CP05, średniej, CP95, max i min dla falowników jednofazowych

Nr. falownika	PV01	PV02	PV03	PV04	PV05	PV06	PV07	PV08	PV09	PV10	PV11
CP05	230,08	230,10	230,12	230,10	230,10	230,10	230,10	230,10	230,10	230,10	230,10
Średnia	230,10	230,12	230,17	230,14	230,13	230,10	230,10	230,10	230,10	230,10	230,10
CP95	230,10	230,20	230,22	230,18	230,17	230,20	230,20	230,10	230,20	230,20	230,20
Max	230,11	230,24	230,24	230,23	230,17	230,20	230,20	230,10	230,20	230,20	230,30
Min	230,08	230,02	230,09	229,92	230,10	229,90	230,10	230,10	229,90	230,10	230,00

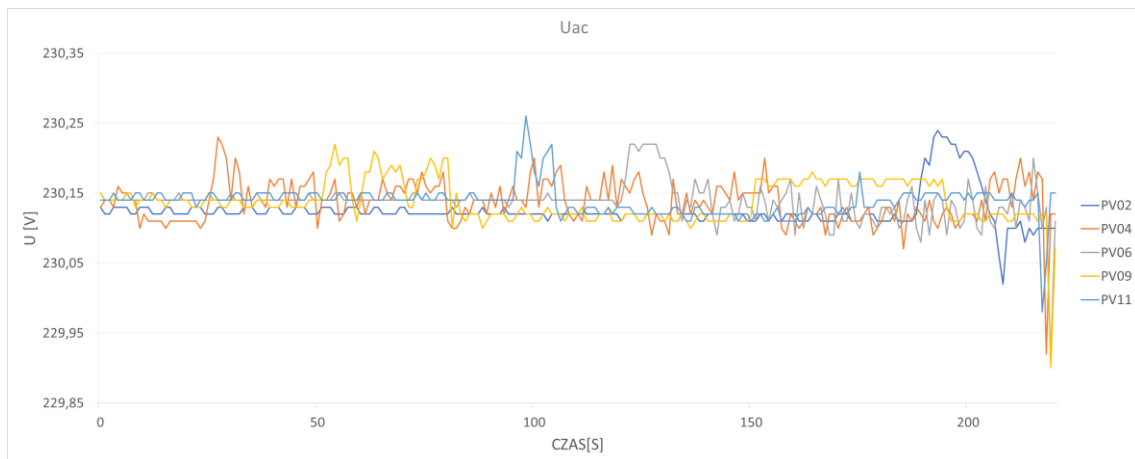


Rys. 1.282  $U_{ac}$ , porównanie różnych wartości dla falowników jednofazowych



Rys. 1.283  $U_{ac}$ , wartości średnie dla falowników jednofazowych

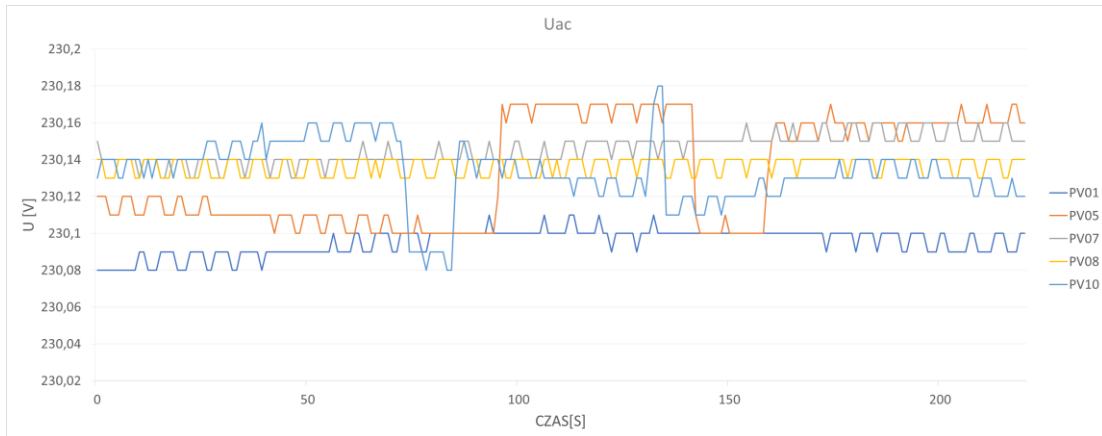
Ponieważ w analizie prądu  $I_{ac}$  dla testu falowników jednofazowych „sh6”, zauważono podział na dwie grupy, co zostało opisane szczegółowo w sekcji 1.7.1, postanowiono przyjrzeć się tym grupom w kontekście napięcia  $U_{ac}$ . Poniżej na wykresie Rys. 1.284 przedstawiono grupę pierwszą, odznaczającą się wysokimi wartościami  $I_{ac}$ , należą do niej falowniki PV02, PV04, PV06, PV09 i PV11. Natomiast wykres Rys. 1.285 przedstawia grupę drugą, dla której wartość  $I_{ac}$  była dużo niższa, w tym zestawieniu znalazły się falowniki PV01, PV05, PV07, PV08 i PV10. Porównanie wspomnianych wykresów jak również tabel Tabela 1.82 i Tabela 1.83 z danymi falowników wykazało, że nie ma pomiędzy tymi dwiema grupami znaczących różnic w przebiegach napięcia  $U_{ac}$ . Odchylenia pomiędzy poszczególnymi wartościami zaprezentowanymi w tabelach są bardzo znikome.



Rys. 1.284 Napięcie  $U_{ac}$  dla grupy falowników z wysokimi wartościami  $I_{ac}$ : PV02, PV04, PV06, PV09 i PV11

Tabela 1.82  $U_{ac}$ : porównanie CP05, średniej, CP95, max i min dla grupy falowników z wysokimi wartościami Iac: PV02, PV04, PV06, PV09 i PV11

Nr. falownika	PV02	PV04	PV06	PV09	PV11
CP05	230,10	230,10	230,10	230,11	230,11
Średnia	230,12	230,14	230,14	230,14	230,14
CP95	230,20	230,18	230,18	230,19	230,15
Max	230,24	230,23	230,22	230,22	230,26
Min	230,02	229,92	229,91	229,90	229,98

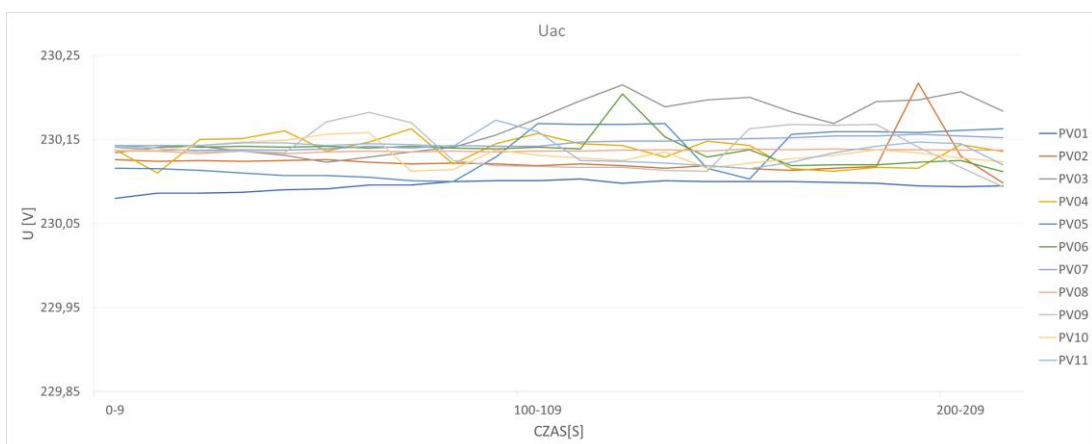


Rys. 1.285 Napięcie  $U_{ac}$  dla grupy falowników z niskimi wartościami Iac: PV01, PV05, PV07, PV08 i PV10

Tabela 1.83  $U_{ac}$ : porównanie CP05, średniej, CP95, max i min dla grupy falowników z niskimi wartościami Iac: PV01, PV05, PV07, PV08 i PV10

Nr. falownika	PV01	PV05	PV07	PV08	PV10
CP05	230,08	230,10	230,13	230,13	230,09
Średnia	230,10	230,13	230,15	230,14	230,13
CP95	230,10	230,17	230,16	230,14	230,16
Max	230,11	230,17	230,16	230,14	230,18
Min	230,08	230,10	230,13	230,13	230,08

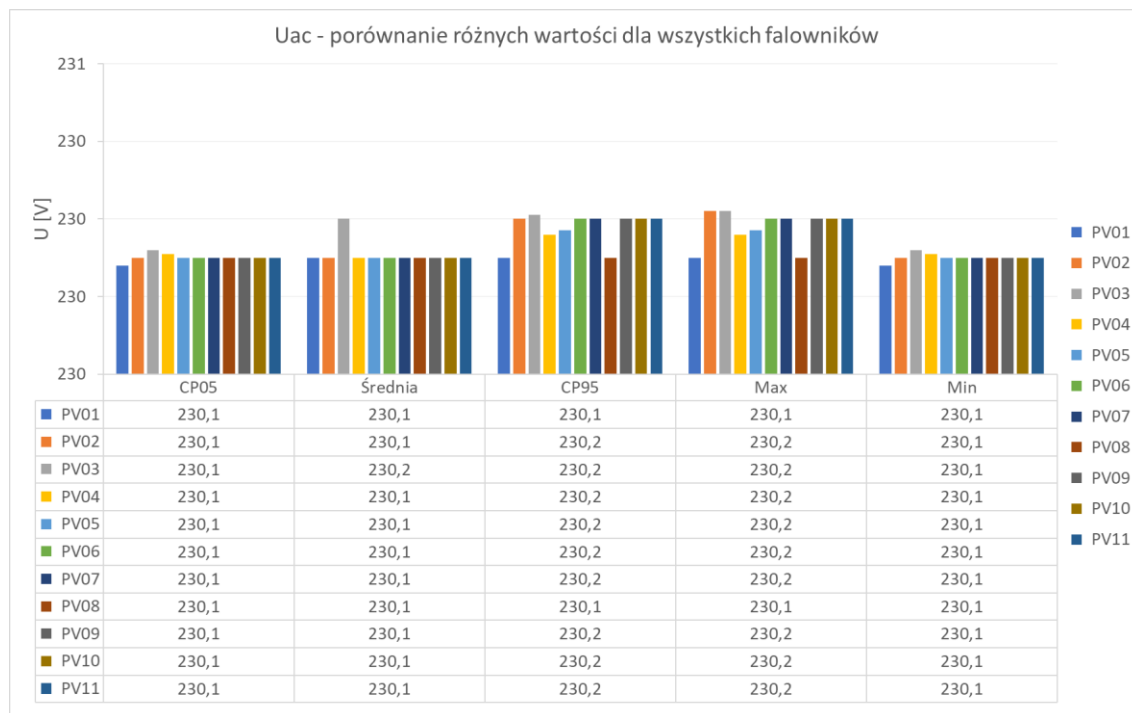
#### 1.7.4 Wartość napięcia uśredniona 10s



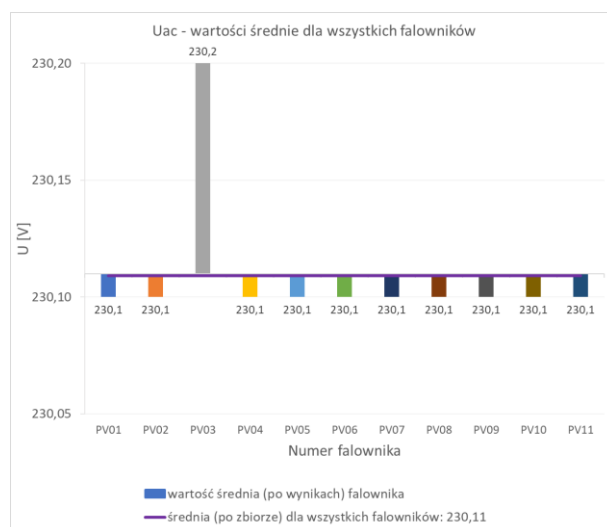
Rys. 1.286  $U_{ac}$ , falowniki jednofazowe, uśrednienie 10s

Tabela 1.84  $U_{ac}$ : porównanie CP05, średniej, CP95, max i min dla falowników jednofazowych, uśrednienie 10s

Nr. falownika	PV01	PV02	PV03	PV04	PV05	PV06	PV07	PV08	PV09	PV10	PV11
CP05	230,08	230,10	230,12	230,11	230,10	230,10	230,10	230,10	230,10	230,10	230,10
Średnia	230,10	230,10	230,20	230,10	230,10	230,10	230,10	230,10	230,10	230,10	230,10
CP95	230,10	230,20	230,21	230,16	230,17	230,20	230,20	230,10	230,20	230,20	230,20
Max	230,10	230,22	230,22	230,16	230,17	230,20	230,20	230,10	230,20	230,20	230,20
Min	230,08	230,10	230,12	230,11	230,10	230,10	230,10	230,10	230,10	230,10	230,10



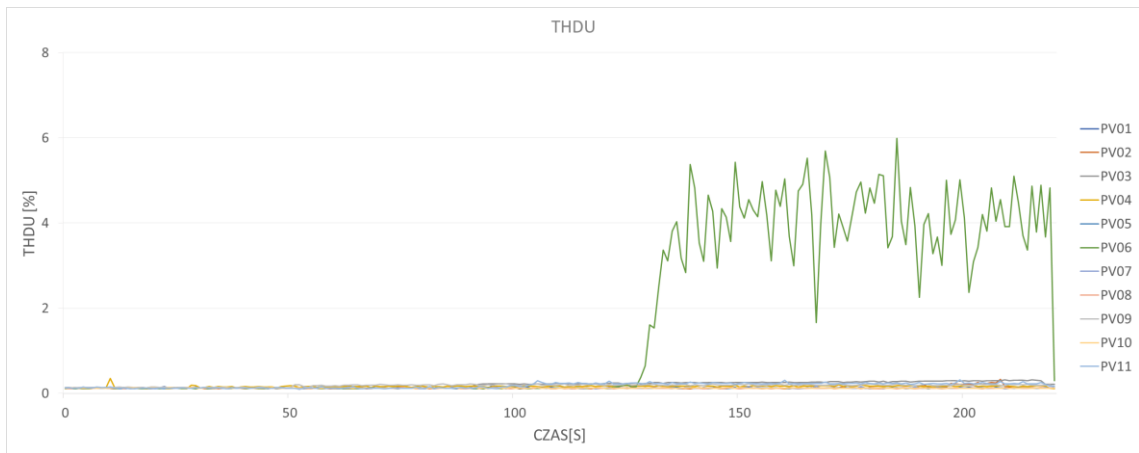
Rys. 1.287  $U_{ac}$ , porównanie różnych wartości dla falowników jednofazowych, uśrednienie 10s



Rys. 1.288  $U_{ac}$ , wartości średnie dla falowników jednofazowych, uśrednienie 10s

### 1.7.5 Współczynnik zawartości harmonicznych napięcia THDU

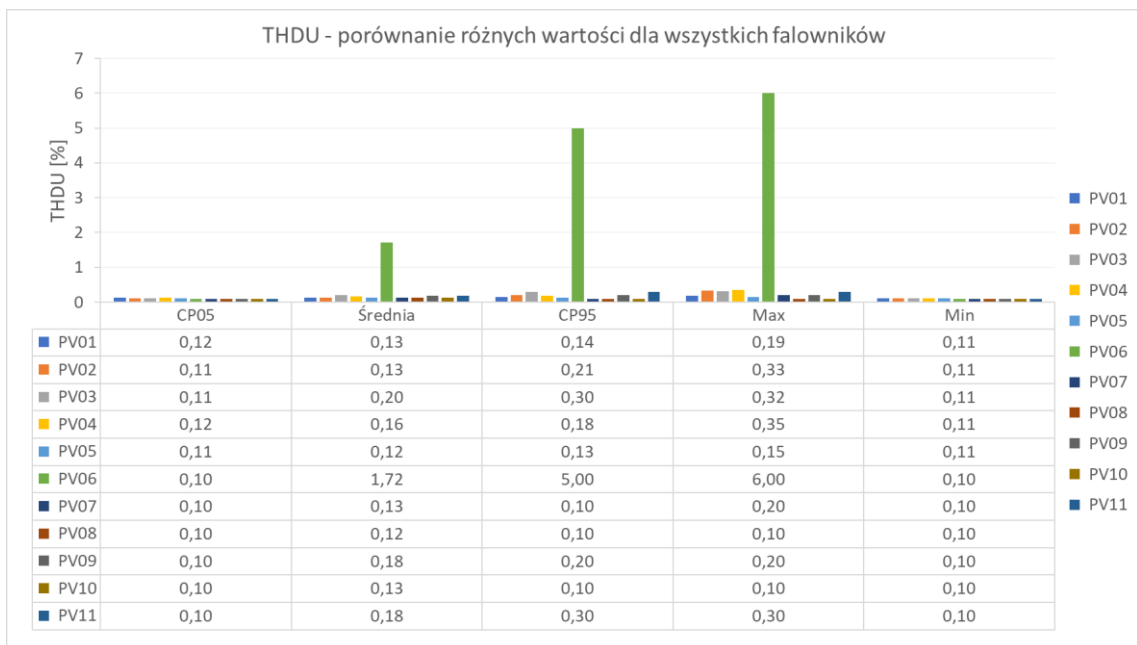
Falownik PV06 bardzo odstaje w porównaniu z innymi urządzeniami.



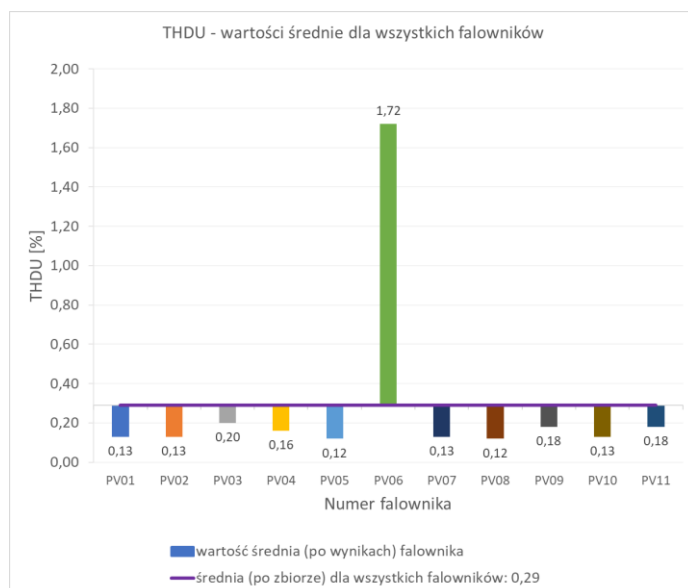
Rys. 1.289 THDU, falowniki jednofazowe

Tabela 1.85 THDU: porównanie CP05, średniej, CP95, max i min dla falowników jednofazowych

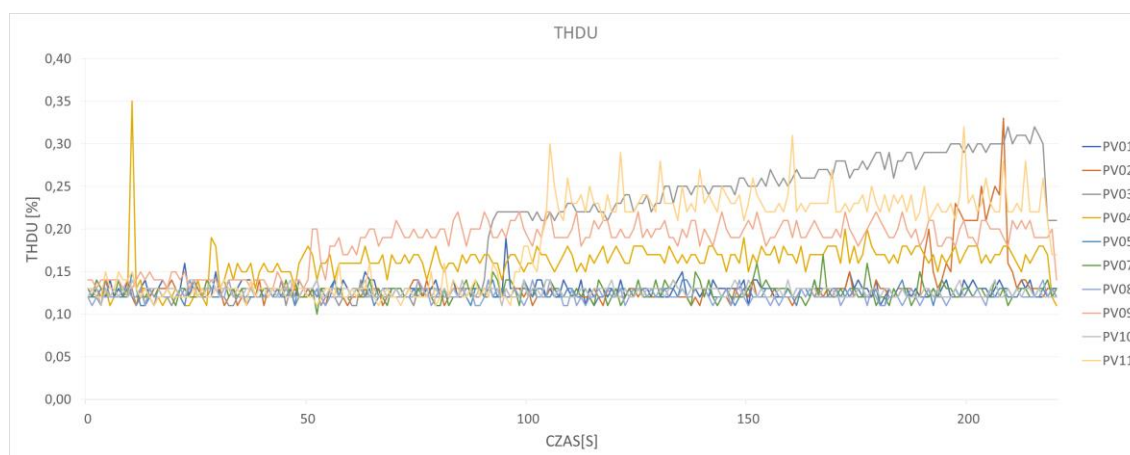
Nr. falownika	PV01	PV02	PV03	PV04	PV05	PV06	PV07	PV08	PV09	PV10	PV11
CP05	0,12	0,11	0,11	0,12	0,11	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10
Średnia	0,13	0,13	0,20	0,16	0,12	1,72	0,13	0,12	0,18	0,13	0,18
CP95	0,14	0,21	0,30	0,18	0,13	5,00	0,10	0,10	0,20	0,10	0,30
Max	0,19	0,33	0,32	0,35	0,15	6,00	0,20	0,10	0,20	0,10	0,30
Min	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10



Rys. 1.290 THDU, porównanie różnych wartości dla wszystkich falowników jednofazowych



Rys. 1.291 THDU, wartości średnie dla wszystkich falowników

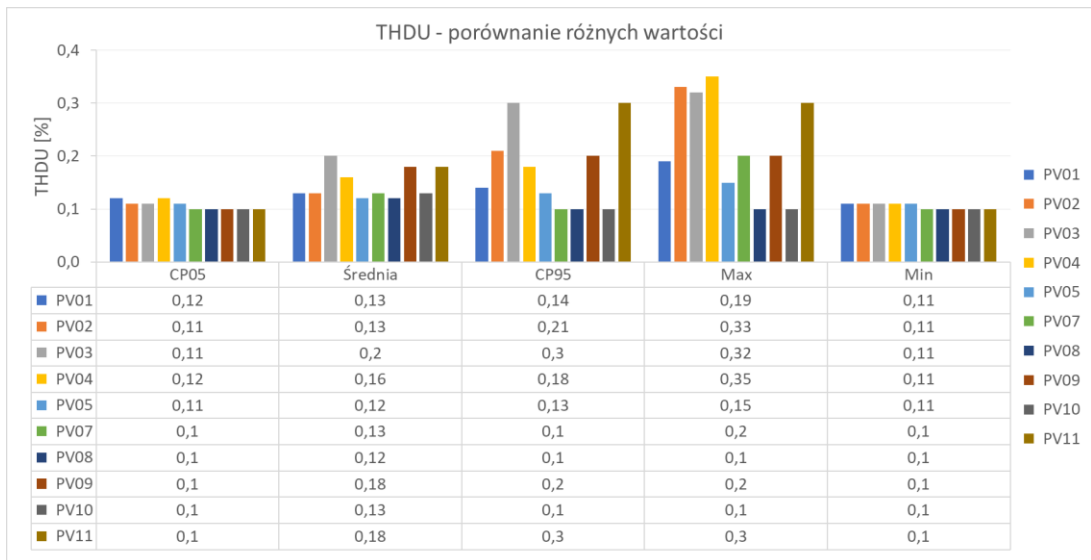


Rys. 1.292 THDU, falowniki jednofazowe bez PV06

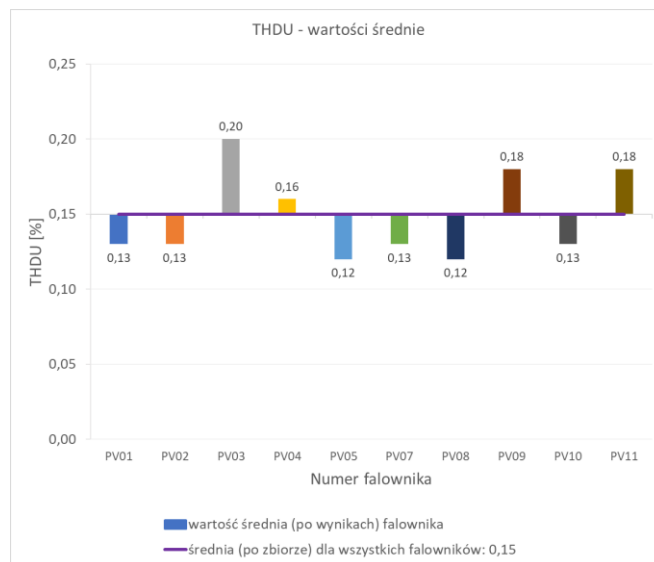
Tabela 1.86 THDU: porównanie CP05, średniej, CP95, max i min dla falowników jednofazowych bez PV06

Nr. falownika	PV01	PV02	PV03	PV04	PV05	PV07	PV08	PV09	PV10	PV11
CP05	0,12	0,11	0,11	0,12	0,11	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10
Średnia	0,13	0,13	0,20	0,16	0,12	0,13	0,12	0,18	0,13	0,18
CP95	0,14	0,21	0,30	0,18	0,13	0,10	0,10	0,20	0,10	0,30
Max	0,19	0,33	0,32	0,35	0,15	0,20	0,10	0,20	0,10	0,30
Min	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10



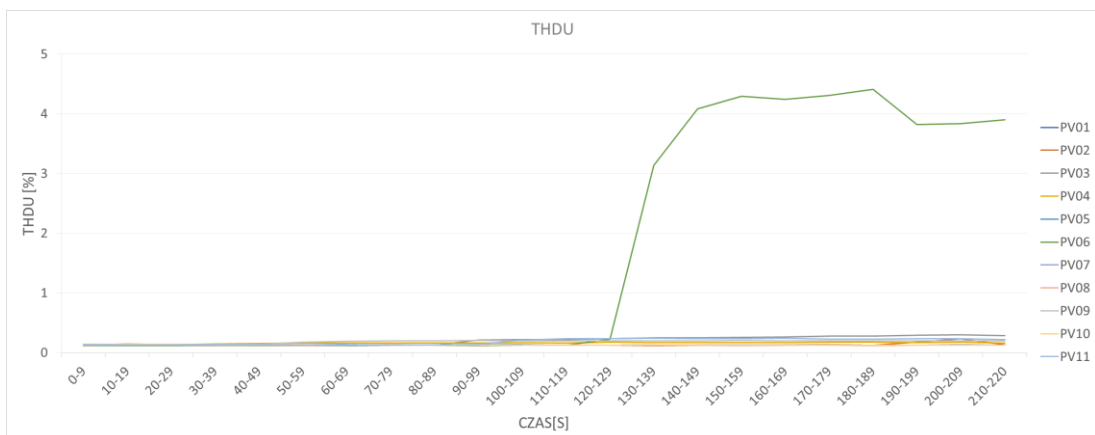


Rys. 1.293 THDU, porównanie różnych wartości dla wszystkich falowników jednofazowych bez PV06



Rys. 1.294 THDU, wartości średnie dla wszystkich falowników bez PV06

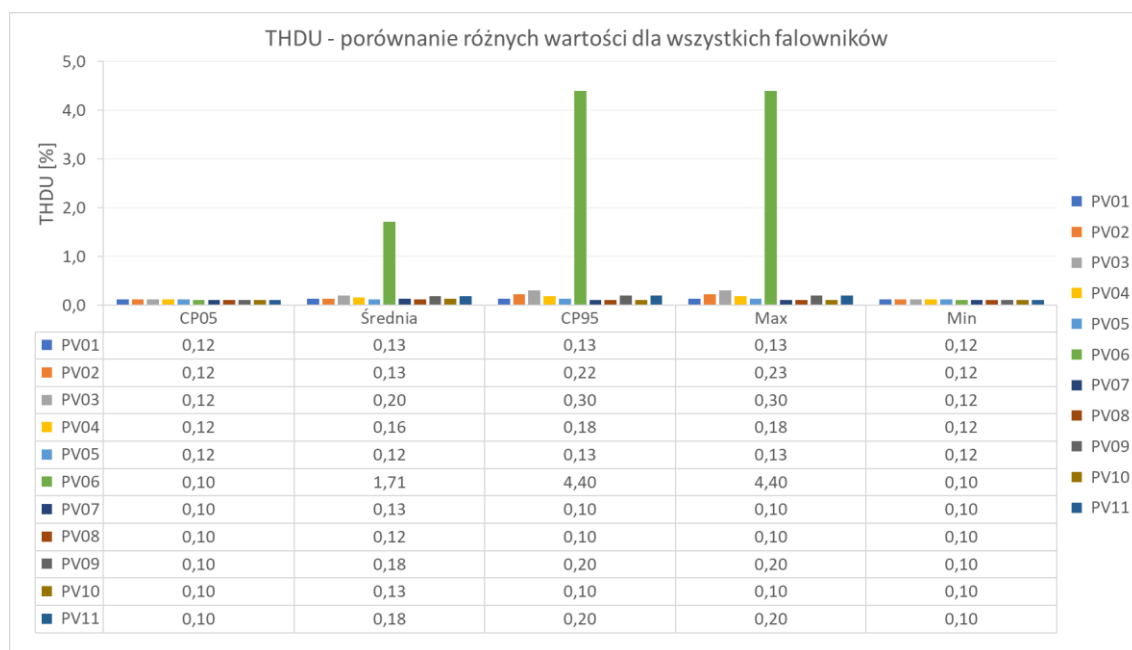
### 1.7.6 Współczynnik zawartości harmonicznych napięcia THDU uśredniony



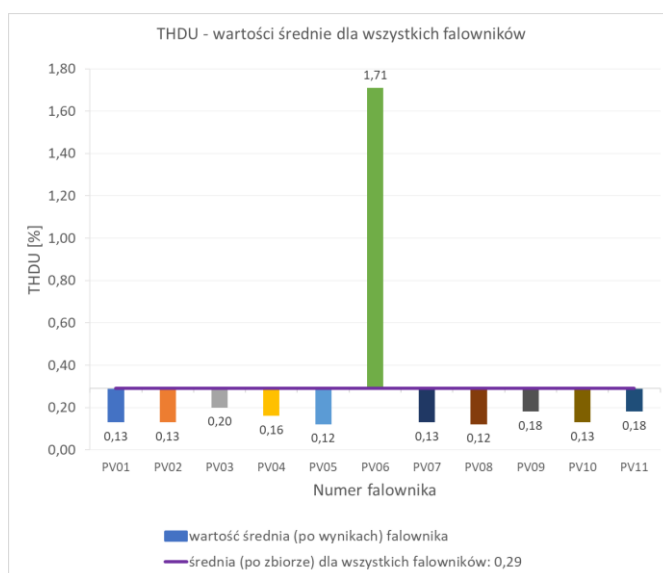
Rys. 1.295 THDU, falowniki jednofazowe, uśrednienie 10s

Tabela 1.87 THDU: porównanie CP05, średniej, CP95, max i min dla falowników jednofazowych, uśrednienie 10s

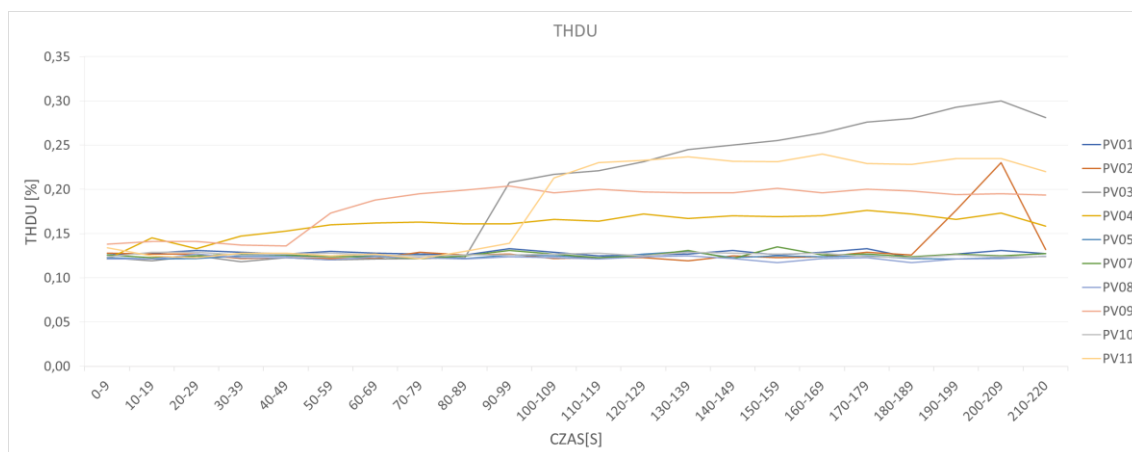
Nr. falownika	PV01	PV02	PV03	PV04	PV05	PV06	PV07	PV08	PV09	PV10	PV11
CP05	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10
Średnia	0,13	0,13	0,20	0,16	0,12	1,71	0,13	0,12	0,18	0,13	0,18
CP95	0,13	0,22	0,30	0,18	0,13	4,40	0,10	0,10	0,20	0,10	0,20
Max	0,13	0,23	0,30	0,18	0,13	4,40	0,10	0,10	0,20	0,10	0,20
Min	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10



Rys. 1.296 THDU, porównanie różnych wartości dla wszystkich falowników jednofazowych, uśrednienie 10s



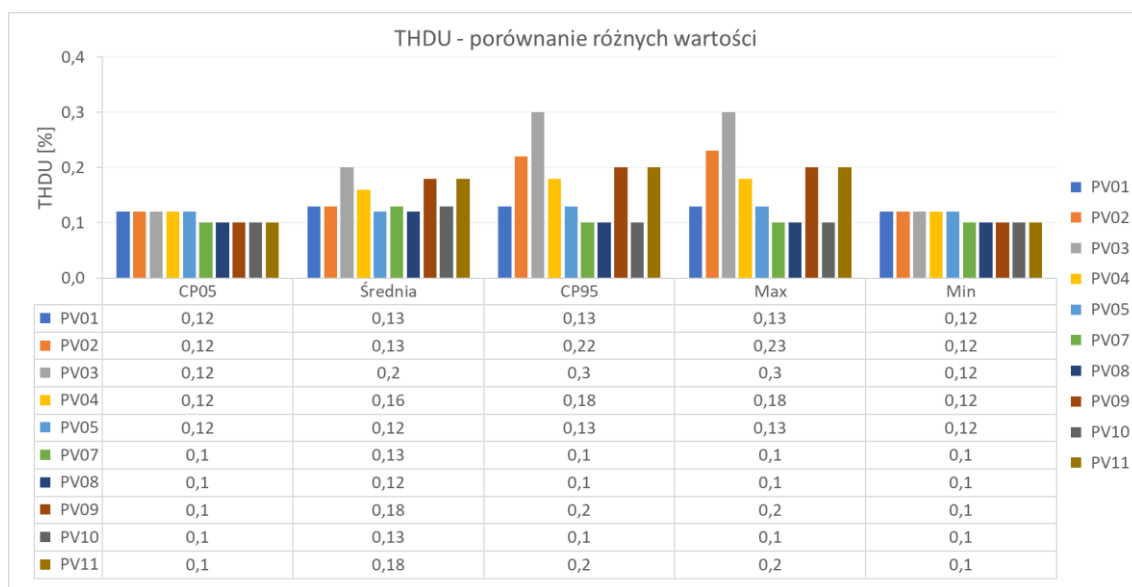
Rys. 1.297 THDU, wartości średnie dla wszystkich falowników, uśrednienie 10s



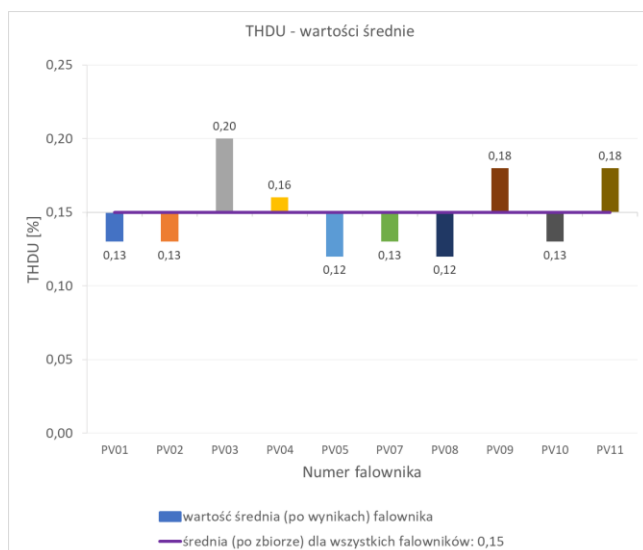
Rys. 1.298 THDU, falowniki jednofazowe bez PV06, uśrednienie 10s

Tabela 1.88 THDU: porównanie CP05, średniej, CP95, max i min dla falowników jednofazowych bez PV06, uśrednienie 10s

Nr. falownika	PV01	PV02	PV03	PV04	PV05	PV07	PV08	PV09	PV10	PV11
CP05	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10
Średnia	0,13	0,13	0,20	0,16	0,12	0,13	0,12	0,18	0,13	0,18
CP95	0,13	0,22	0,30	0,18	0,13	0,10	0,10	0,20	0,10	0,20
Max	0,13	0,23	0,30	0,18	0,13	0,10	0,10	0,20	0,10	0,20
Min	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10

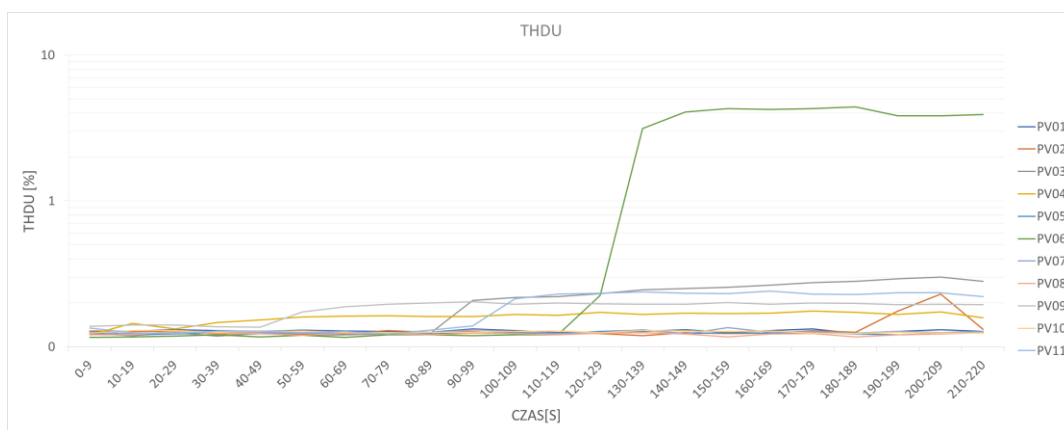


Rys. 1.299 THDU, porównanie różnych wartości dla wszystkich falowników jednofazowych bez PV06, uśrednienie 10s

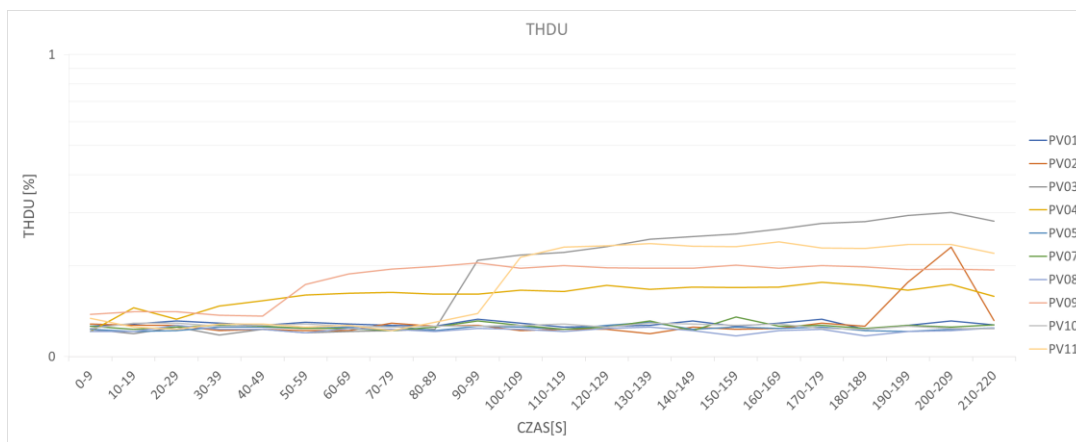


Rys. 1.300 THDU, wartości średnie dla wszystkich falowników bez PV06, uśrednienie 10s

### 1.7.7 Współczynnik zawartości harmonicznych napięcia THDU uśredniony logarymicznie



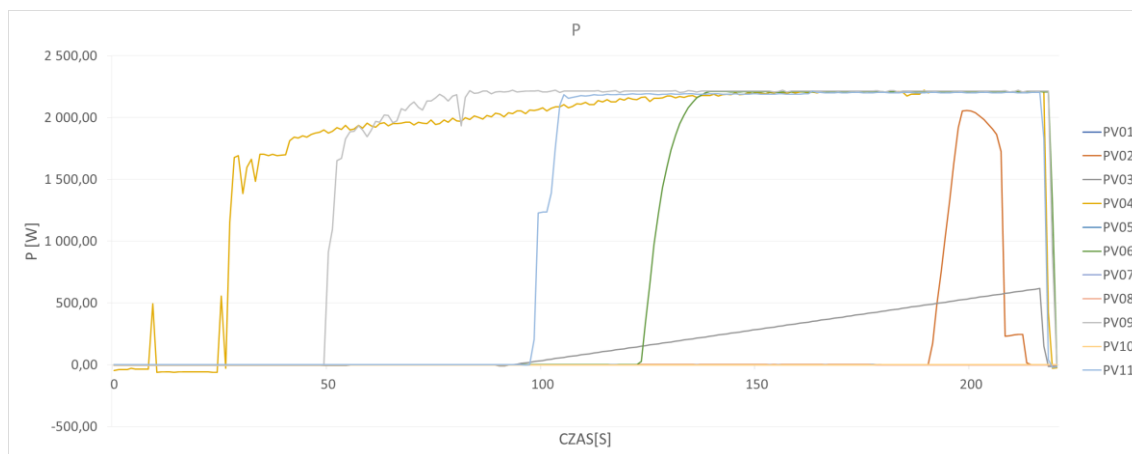
Rys. 1.301 THDU, falowniki jednofazowe, uśrednienie 10s, skala logarymiczna



Rys. 1.302 THDU, falowniki jednofazowe bez PV06, uśrednienie 10s, skala logarymiczna

### 1.7.8 Moc czynna

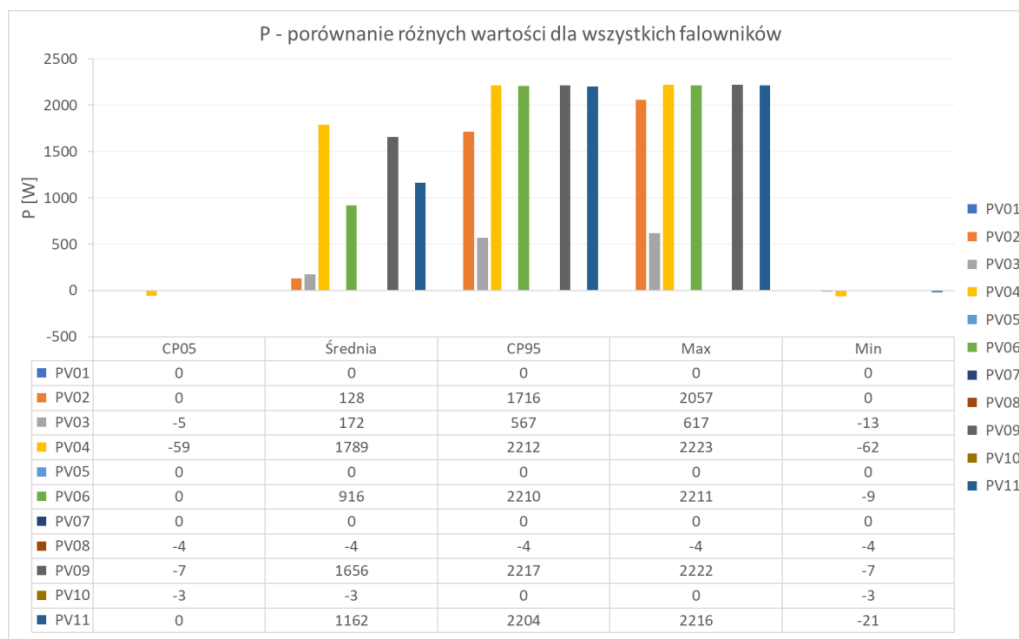
Kilka falowników w tym teście w ogóle nie wygenerowało żadnej mocy: PV01, PV05, PV07, PV08, PV10. Trzeba jednak zaznaczyć, że był to ciężki test symulujący bardzo niekorzystne warunki pracy dla instalacji fotowoltaicznych a co za tym idzie wszystkie urządzenia biorące w nim udział miały problemy z prawidłową pracą. Test ten miał na celu sprawdzenie działania falowników w skrajnie niekorzystnych warunkach działania.



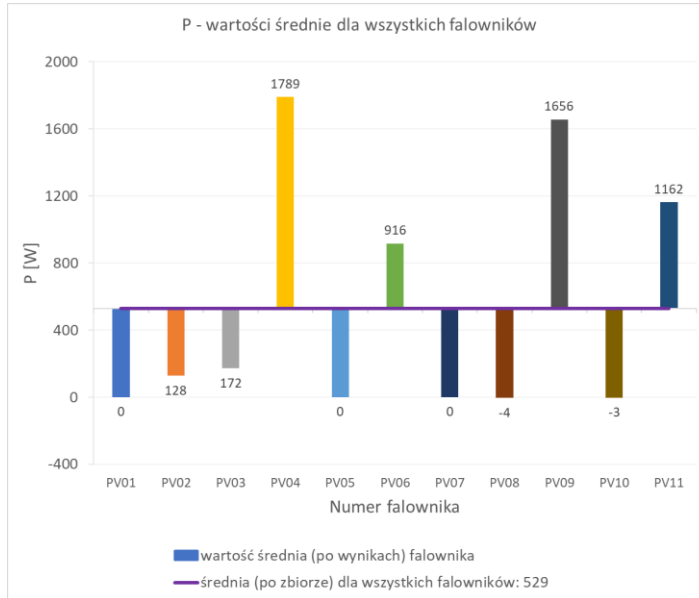
Rys. 1.303 Moc P, falowniki jednofazowe

Tabela 1.89 P: porównanie CP05, średniej, CP95, max i min dla falowników jednofazowych

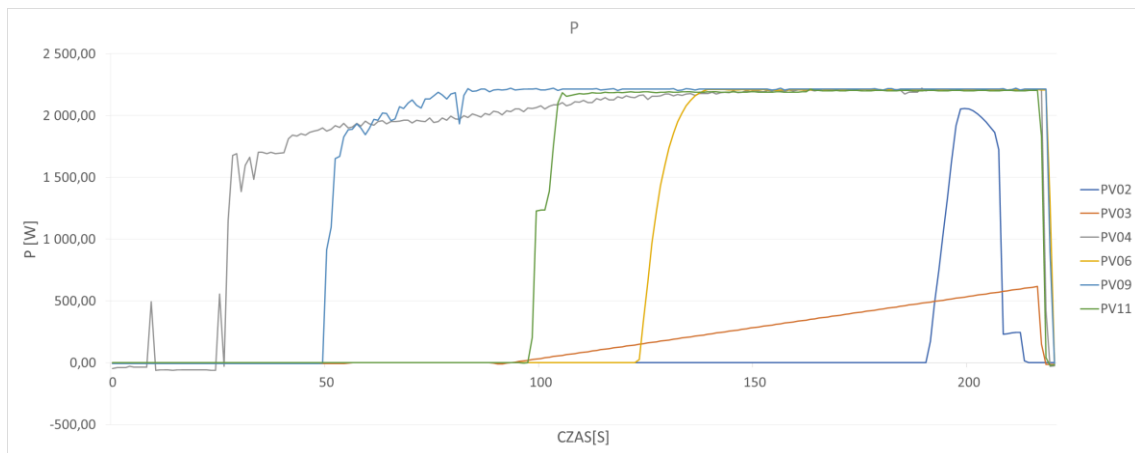
Nr. falownika	PV01	PV02	PV03	PV04	PV05	PV06	PV07	PV08	PV09	PV10	PV11
CP05	0	0	-5	-59	0	0	0	-4	-7	-3	0
Średnia	0	128	172	1789	0	916	0	-4	1656	-3	1162
CP95	0	1716	567	2212	0	2210	0	-4	2217	0	2204
Max	0	2057	617	2223	0	2211	0	-4	2222	0	2216
Min	0	0	-13	-62	0	-9	0	-4	-7	-3	-21



Rys. 1.304 P, porównanie różnych wartości dla wszystkich falowników jednofazowych



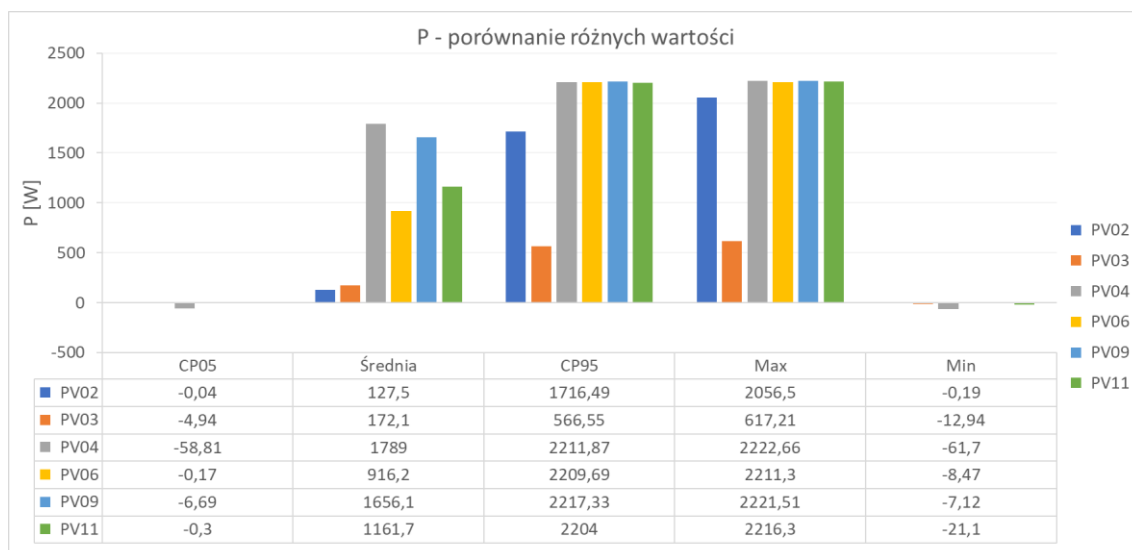
Rys. 1.305 P, wartości średnie dla wszystkich falowników



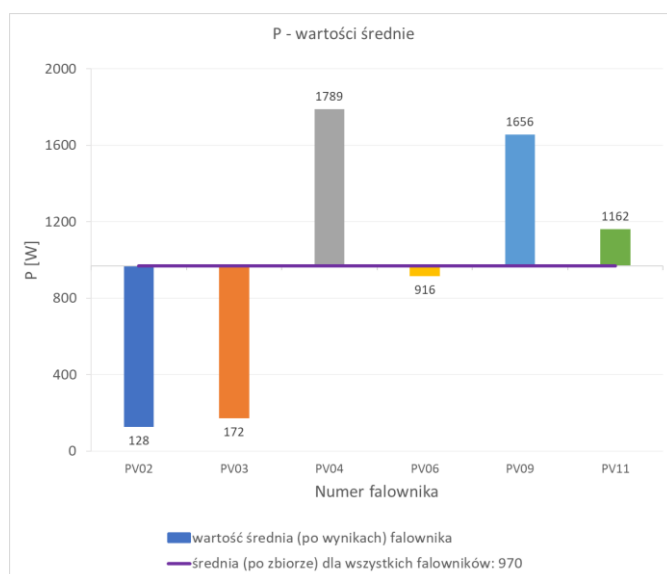
Rys. 1.306 Moc P, falowniki jednofazowe, które podjęły pracę: PV02, PV03, PV04, PV06, PV09 i PV11

Tabela 1.90 P: porównanie CP05, średniej, CP95, max i min dla falowników PV02, PV03, PV04, PV06, PV09 i PV11

Nr. falownika	PV02	PV03	PV04	PV06	PV09	PV11
CP05	0	-5	-59	0	-7	0
Średnia	128	172	1789	916	1656	1162
CP95	1716	567	2212	2210	2217	2204
Max	2057	617	2223	2211	2222	2216
Min	0	-13	-62	-8	-7	-21



Rys. 1.307 P, porównanie różnych wartości dla falowników PV02, PV03, PV04, PV06, PV09 i PV11



Rys. 1.308 P, wartości średnie dla wszystkich falowników PV02, PV03, PV04, PV06, PV09 i PV11

### 1.7.9 THD<sub>U</sub> vs irradiancja

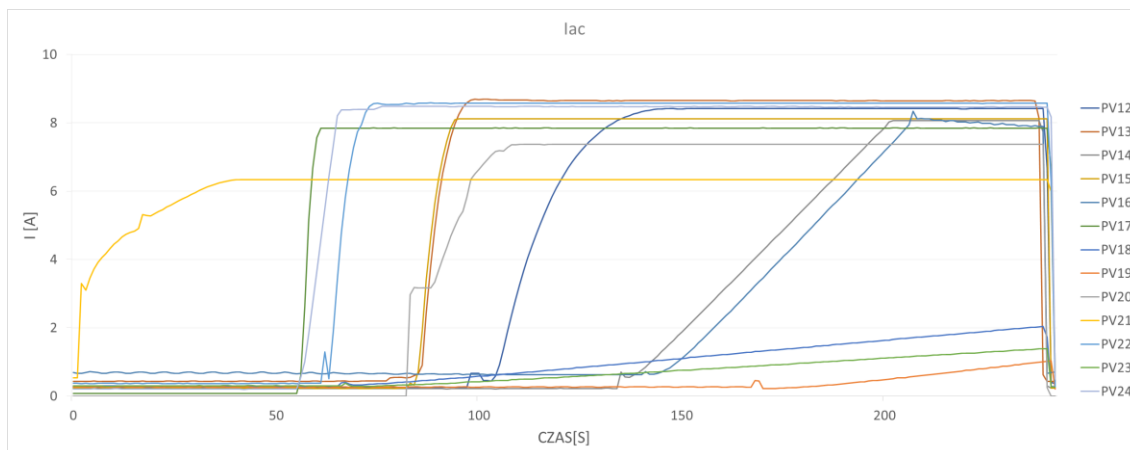
Brak danych o irradiancji

## 1.8 Załącznik A: test trójfazowy na stopniowe zacinienie modułów „sh6”

### 1.8.1 Natężenie prądu

W odróżnieniu do testu „sh6” dla falowników jednofazowych, w przypadku falowników trójfazowych, praca urządzeń jest bardziej ujednoczona co przedstawiono na wykresie Rys. 1.309, w tabeli Tabela 1.91 i grafice Rys. 1.310. Oprócz małej grupki falowników PV18, PV19 i PV23, których wartość maksymalna  $I_{ac}$  nie przekracza 2 [A] (Rys. 1.315, Rys. 1.316 i Tabela 1.93) i falownika PV21, którego charakterystyka odstaje nieco od pozostałych, wszystkie pozostałe falowniki zachowują się w podobny sposób. Aby lepiej przyjrzeć się wynikom dla dominującej w tym teście grupy przygotowano wykresy Rys. 1.312, Rys. 1.313 oraz tabelę Tabela 1.92 bez uwzględnienia odstających falowników. Wartość średnią

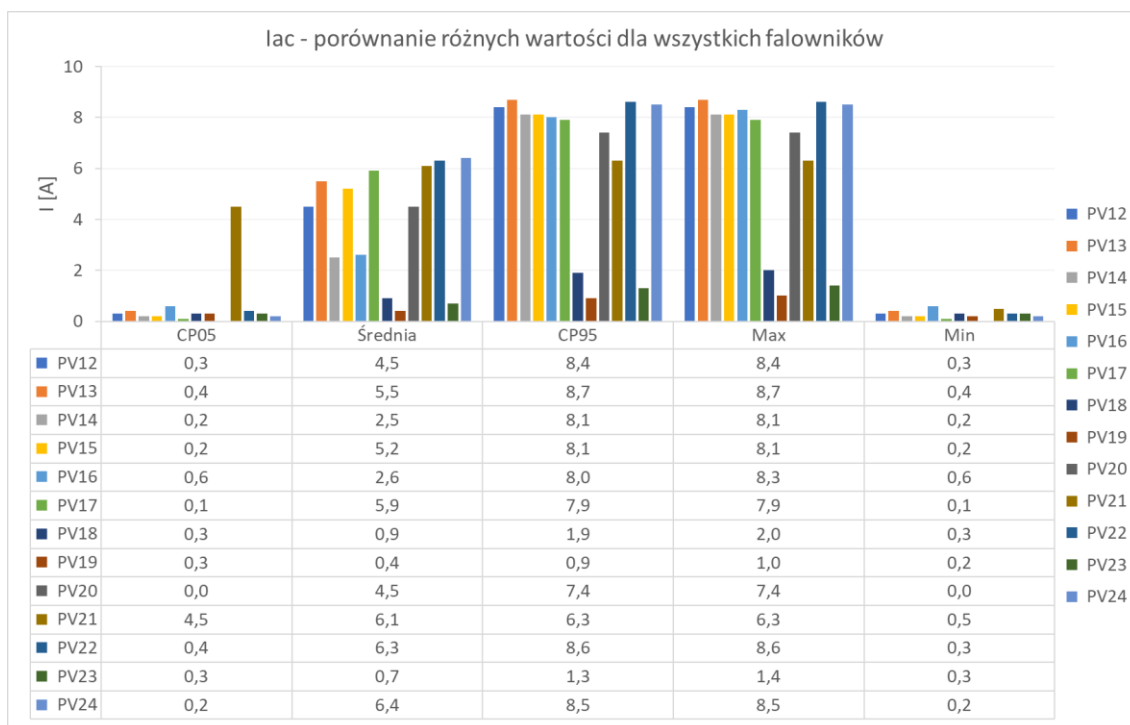
po zbiorze średnich  $I_{ac}$  wynoszącą 4,8 [A], w odróżnieniu do 4 [A] dla wszystkich falowników (Rys. 1.311) przedstawiono na grafice Rys. 1.314.



Rys. 1.309  $I_{ac}$ , falowniki trójfazowe

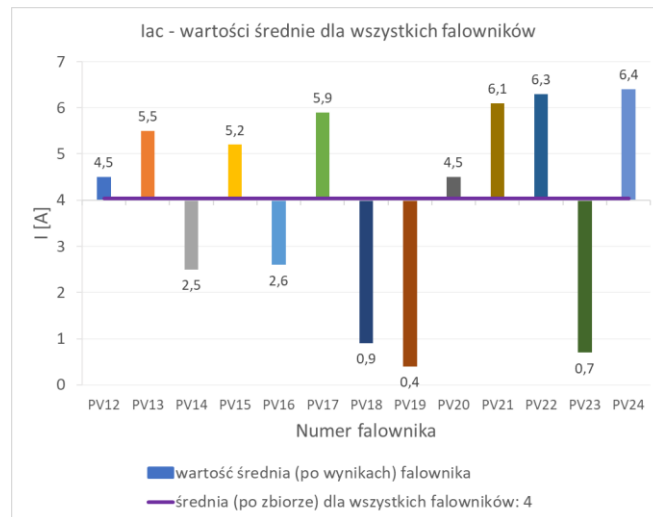
Tabela 1.91  $I_{ac}$ : porównanie CP05, średniej, CP95, max i min dla falowników trójfazowych

Nr. falownika	PV12	PV13	PV14	PV15	PV16	PV17	PV18	PV19	PV20	PV21	PV22	PV23	PV24
CP05	0,3	0,4	0,2	0,2	0,6	0,1	0,3	0,3	0,0	4,5	0,4	0,3	0,2
Średnia	4,5	5,5	2,5	5,2	2,6	5,9	0,9	0,4	4,5	6,1	6,3	0,7	6,4
CP95	8,4	8,7	8,1	8,1	8,0	7,9	1,9	0,9	7,4	6,3	8,6	1,3	8,5
Max	8,4	8,7	8,1	8,1	8,3	7,9	2,0	1,0	7,4	6,3	8,6	1,4	8,5
Min	0,3	0,4	0,2	0,2	0,6	0,1	0,3	0,2	0,0	0,5	0,3	0,3	0,2

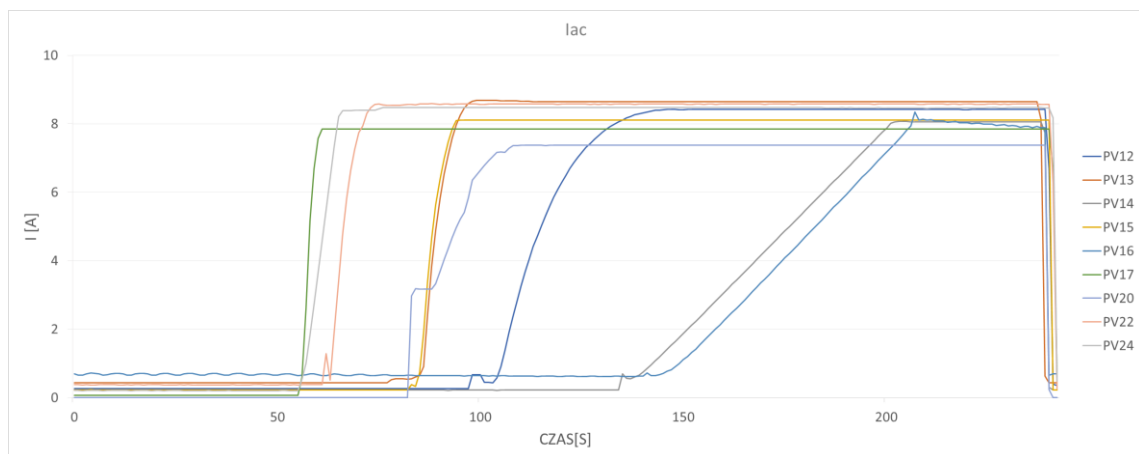


Rys. 1.310  $I_{ac}$ , porównanie różnych wartości dla wszystkich falowników trójfazowych





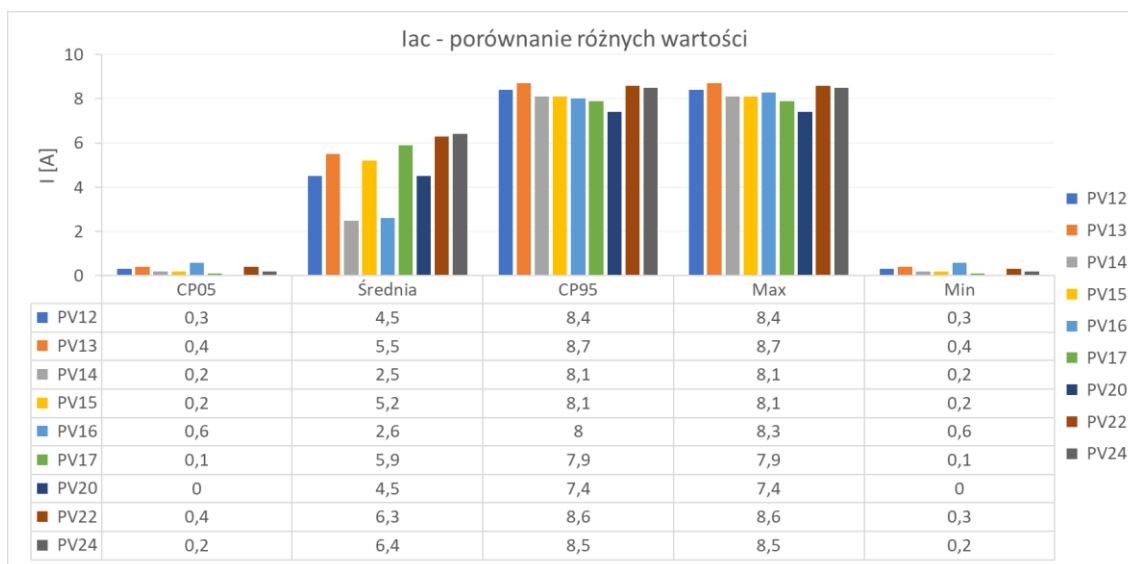
Rys. 1.311  $I_{ac}$ , wartości średnie dla wszystkich falowników



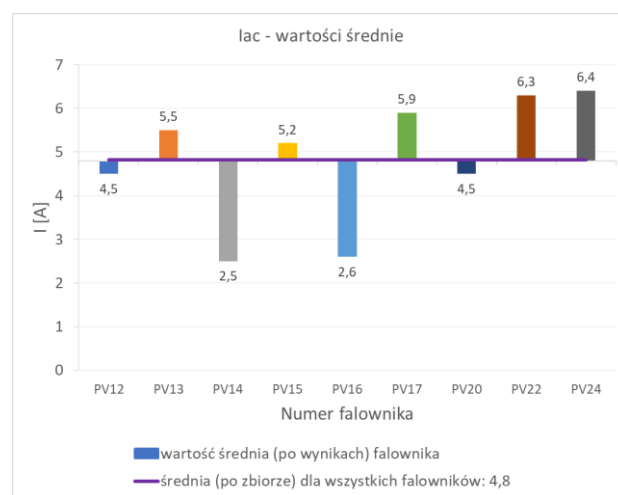
Rys. 1.312  $I_{ac}$ , falowniki bez PV18, PV19, PV21 i PV23

Tabela 1.92  $I_{ac}$ : porównanie CP05, średniej, CP95, max i min dla falowników bez PV18, PV19, PV21 i PV23

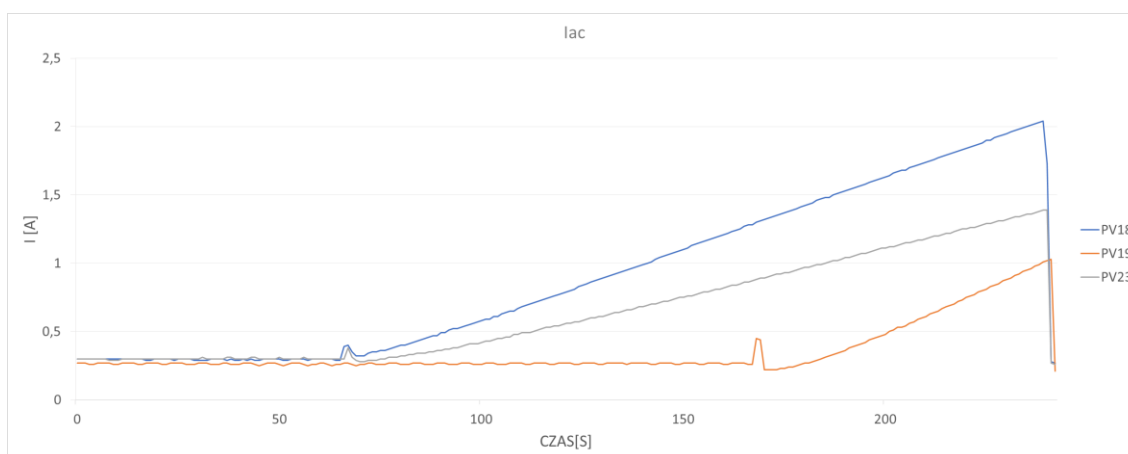
Nr. falownika	PV12	PV13	PV14	PV15	PV16	PV17	PV20	PV22	PV24
CP05	0,3	0,4	0,2	0,2	0,6	0,1	0,0	0,4	0,2
Średnia	4,5	5,5	2,5	5,2	2,6	5,9	4,5	6,3	6,4
CP95	8,4	8,7	8,1	8,1	8,0	7,9	7,4	8,6	8,5
Max	8,4	8,7	8,1	8,1	8,3	7,9	7,4	8,6	8,5
Min	0,3	0,4	0,2	0,2	0,6	0,1	0,0	0,3	0,2



Rys. 1.313 Iac, porównanie różnych wartości dla falowników bez PV18, PV19, PV21 i PV23



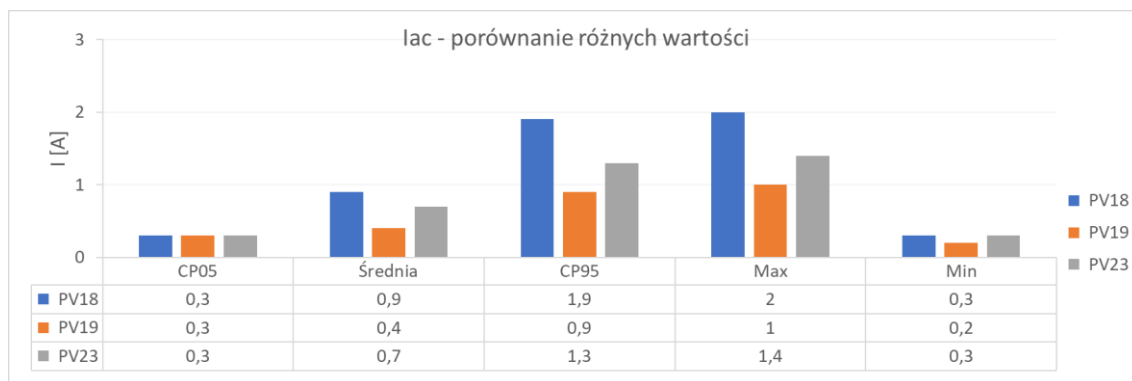
Rys. 1.314 Iac, wartości średnie dla falowników bez PV18, PV19, PV21 i PV23



Rys. 1.315 Iac, falowniki PV18, PV19 i PV23

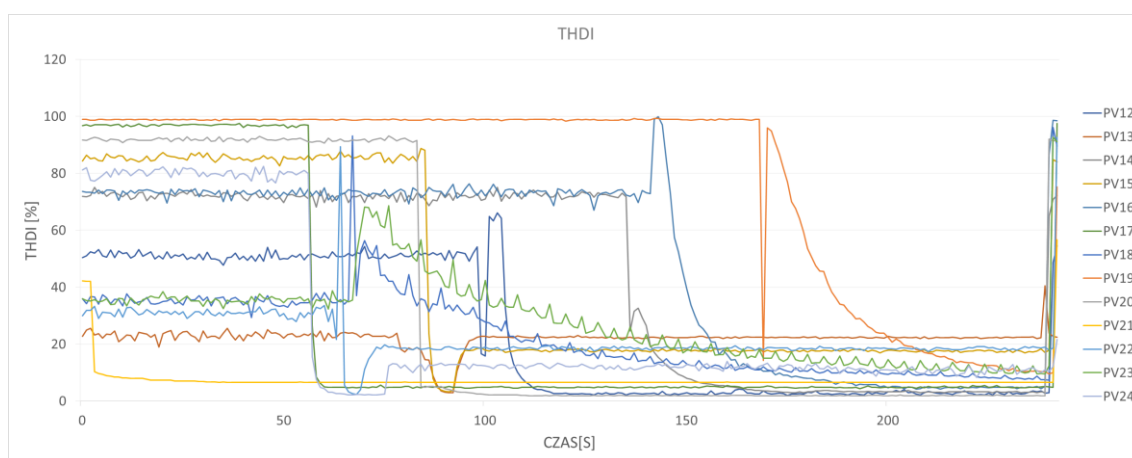
Tabela 1.93 Iac: porównanie CP05, średniej, CP95, max i min dla falowników PV18, PV19 i PV23

Nr. falownika	PV18	PV19	PV23
CP05	0,3	0,3	0,3
Średnia	0,9	0,4	0,7
CP95	1,9	0,9	1,3
Max	2,0	1,0	1,4
Min	0,3	0,2	0,3



Rys. 1.316 Iac, porównanie różnych wartości dla falowników PV18, PV19 i PV23

### 1.8.2 Współczynnik zawartości harmonicznego prądu THD<sub>i</sub>



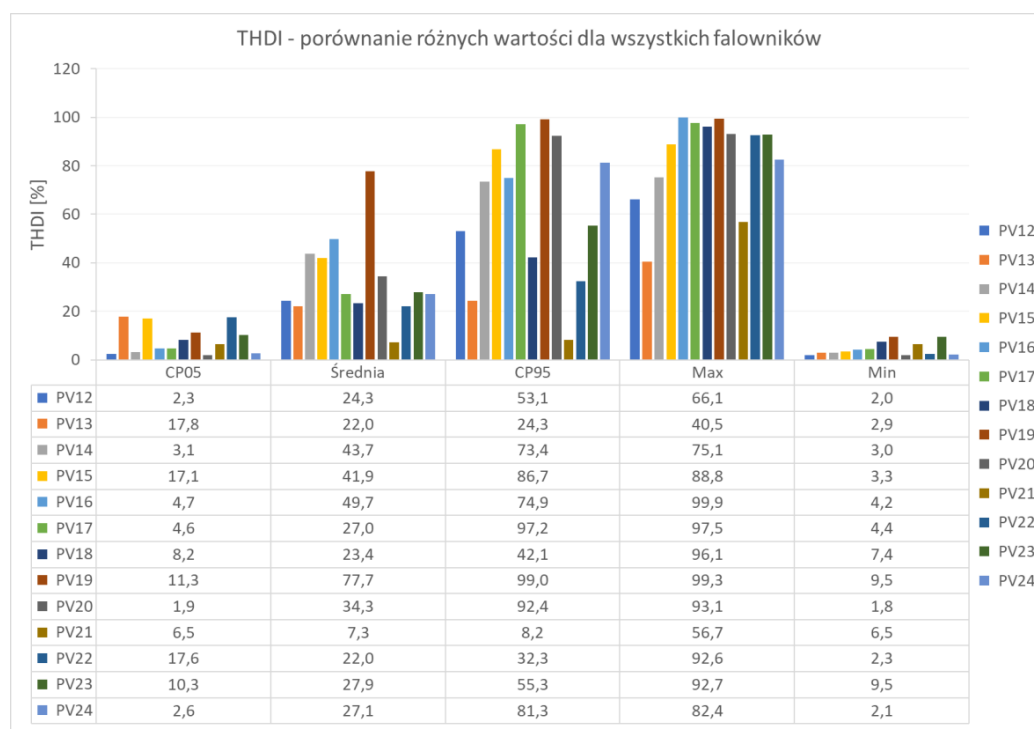
Rys. 1.317 THDI, falowniki trójfazowe

Analiza THDI wykazała się dużą rozbieżnością w wynikach dla poszczególnych urządzeń.

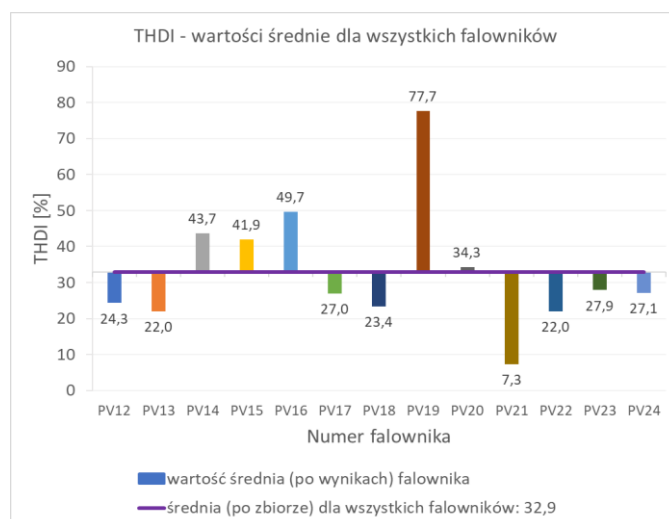
Bardzo wysoka wartość średnia THDI – najwyższa wśród wszystkich czterech przeprowadzonych testów. Najbardziej odstające od pozostałych ch-ki: PV19 i PV21. Wykres bez PV19 i PV21. W początkowej fazie testu, do około setnej sekundy THDI było wyraźnie wyższe (oscylujące w granicach 20%-100%) niż w pozostałej części testu, gdzie oprócz falowników PV14 i PV16, wartość ta nie przekracza 20%.

Tabela 1.94 THDI: porównanie CP05, średniej, CP95, max i min dla falowników trójfazowych

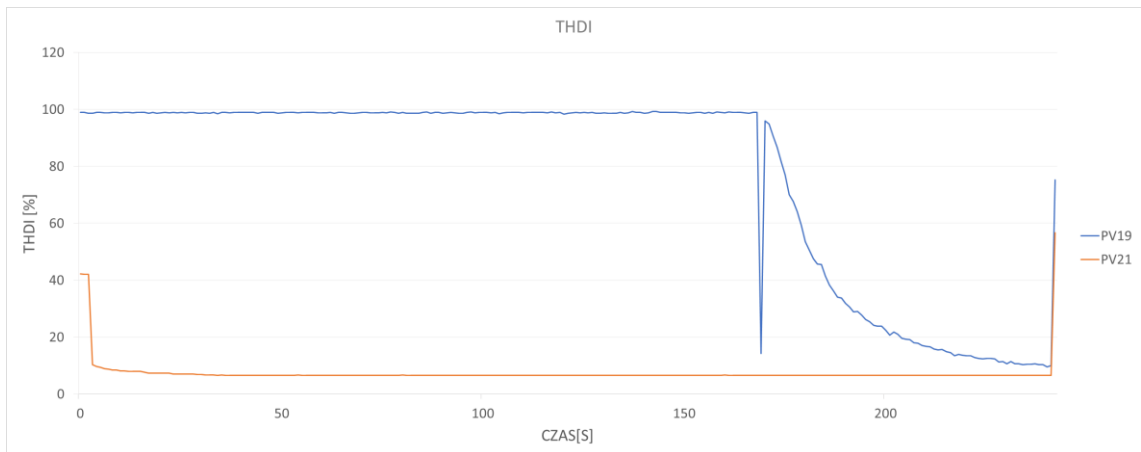
Nr. falownika	PV12	PV13	PV14	PV15	PV16	PV17	PV18	PV19	PV20	PV21	PV22	PV23	PV24
CP05	2,3	17,8	3,1	17,1	4,7	4,6	8,2	11,3	1,9	6,5	17,6	10,3	2,6
Średnia	24,3	22,0	43,7	41,9	49,7	27,0	23,4	77,7	34,3	7,3	22,0	27,9	27,1
CP95	53,1	24,3	73,4	86,7	74,9	97,2	42,1	99,0	92,4	8,2	32,3	55,3	81,3
Max	66,1	40,5	75,1	88,8	99,9	97,5	96,1	99,3	93,1	56,7	92,6	92,7	82,4
Min	2,0	2,9	3,0	3,3	4,2	4,4	7,4	9,5	1,8	6,5	2,3	9,5	2,1



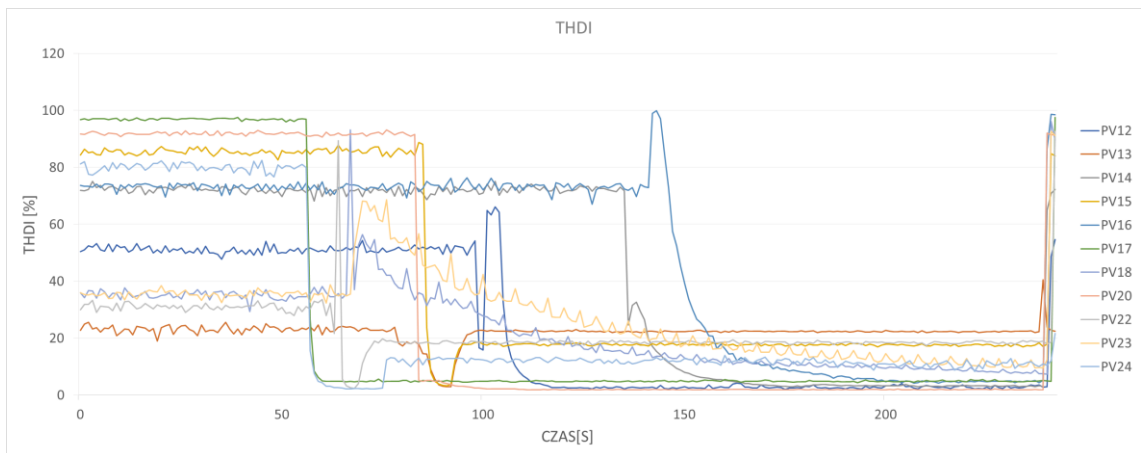
Rys. 1.318 THDI, porównanie różnych wartości dla wszystkich falowników trójfazowych



Rys. 1.319 THDI, wartości średnie dla wszystkich falowników



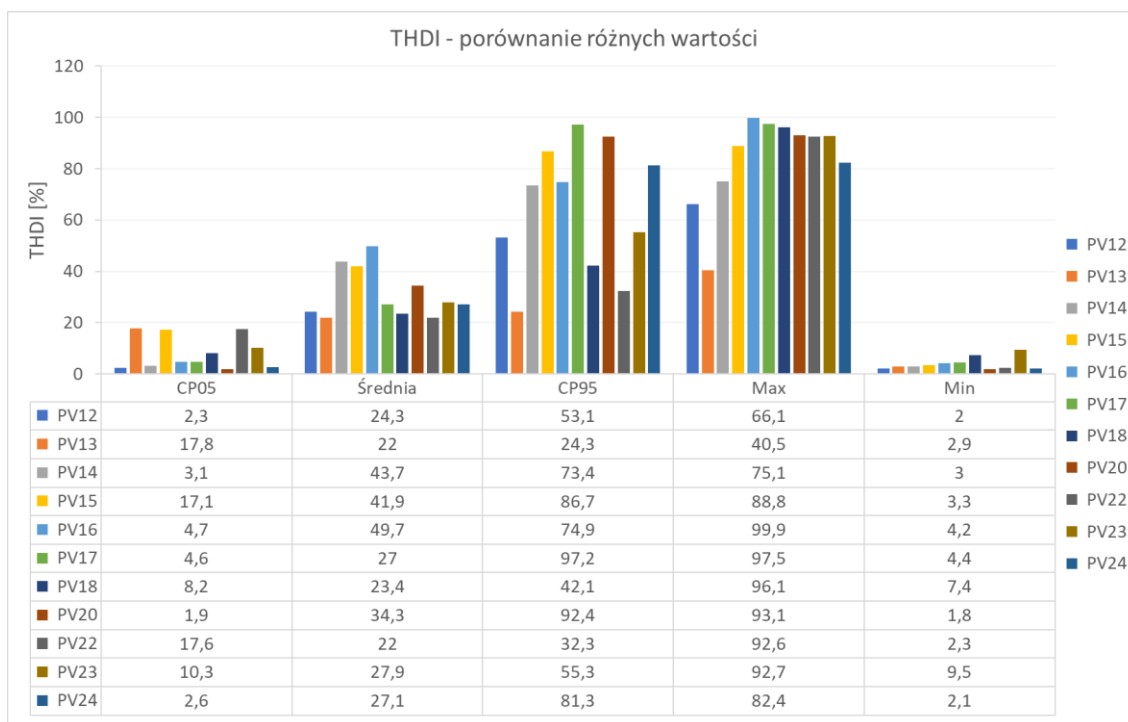
Rys. 1.320 THDI, najbardziej odstające od pozostałych ch-ki: PV19 i PV21



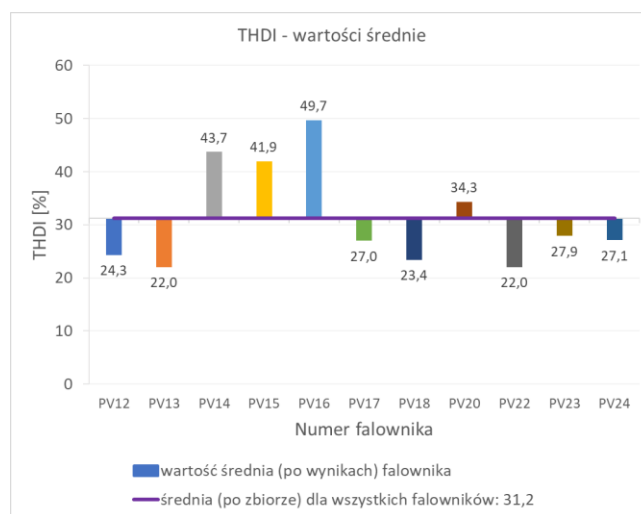
Rys. 1.321 THDI, wszystkie falowniki bez PV19 i PV21

Tabela 1.95 THDI: porównanie CP05, średniej, CP95, max i min dla falowników trójfazowych bez PV 19 i PV21

Nr. falownr	PV12	PV13	PV14	PV15	PV16	PV17	PV18	PV20	PV22	PV23	PV24
CP05	2,3	17,8	3,1	17,1	4,7	4,6	8,2	1,9	17,6	10,3	2,6
Średnia	24,3	22,0	43,7	41,9	49,7	27,0	23,4	34,3	22,0	27,9	27,1
CP95	53,1	24,3	73,4	86,7	74,9	97,2	42,1	92,4	32,3	55,3	81,3
Max	66,1	40,5	75,1	88,8	99,9	97,5	96,1	93,1	92,6	92,7	82,4
Min	2,0	2,9	3,0	3,3	4,2	4,4	7,4	1,8	2,3	9,5	2,1



Rys. 1.322 THDI, porównanie różnych wartości dla falowników trójfazowych bez PV19 i PV21



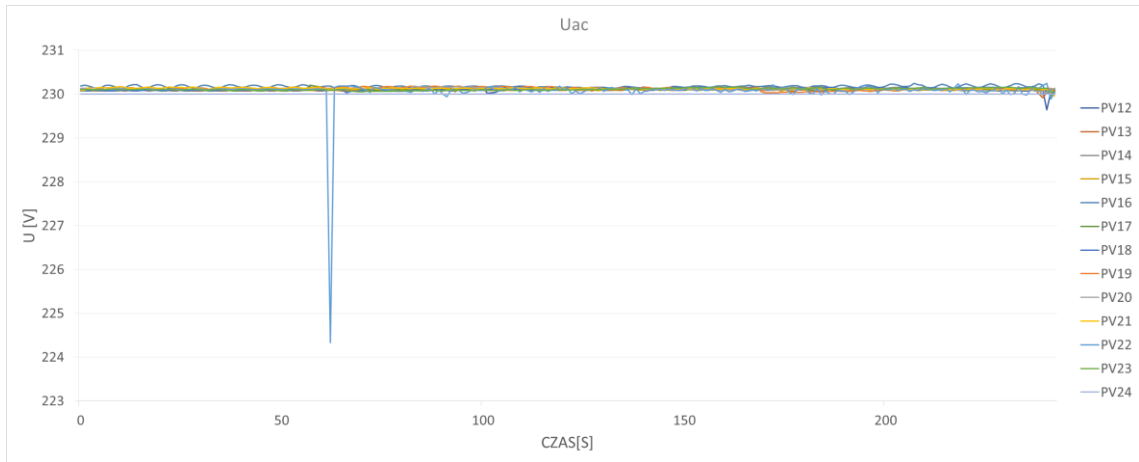
Rys. 1.323 THDI, wartości średnie dla falowników trójfazowych bez PV19 i PV21

### 1.8.3 Wartość napięcia falowników

Wykres Rys. 1.324 przedstawia przebieg napięcia  $U_{ac}$  dla falowników trójfazowych w teście „sh6”. Od razu widać, że jedno z urządzeń, oznaczone numerem PV22 wyróżnia się na tle pozostałych generując spadek napięcia. Aby sprawdzić pozostałe charakterystyki, na wykresie Rys. 1.327 pokazano przebieg  $U_{ac}$  dla wszystkich falowników z wyłączeniem PV22. Kolejno w tabeli Tabela 1.96 jak i na grafice Rys. 1.325 znaleźć można dokładne dane dla poszczególnych przebiegów.

Kolejnym falownikiem wyróżniającym się w zestawieniu jest PV24, który dla całego przebiegu napięcia ma stałą wartość dokładnie na poziomie 230 [V].

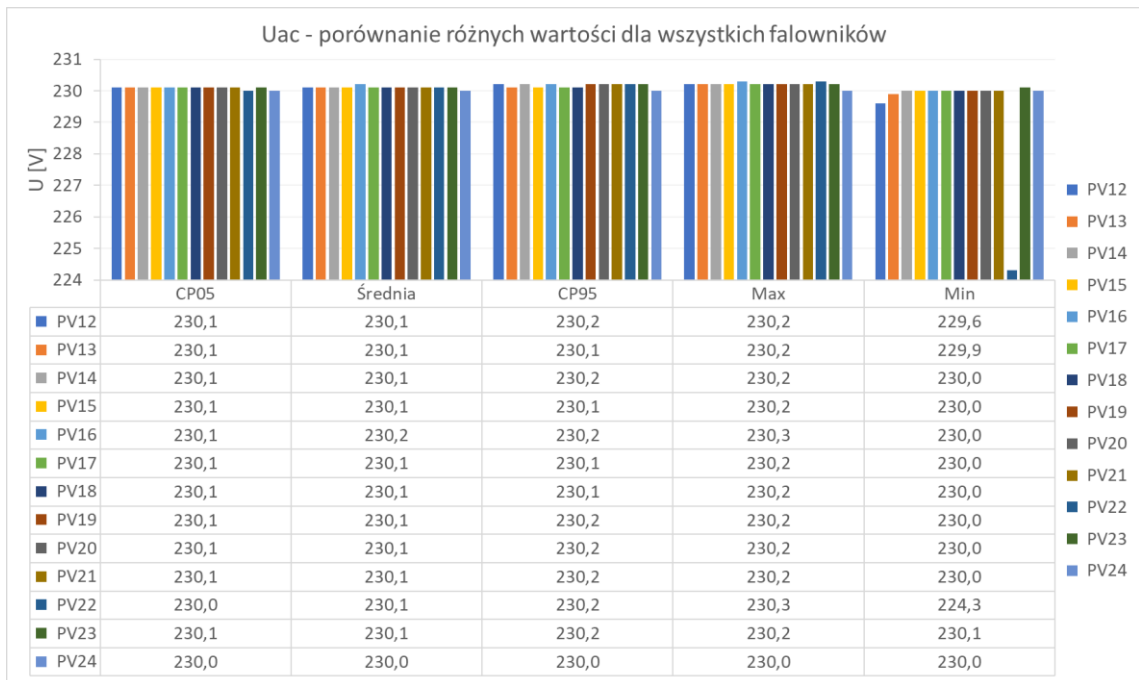
Na charakterystyce Rys. 1.330 pokazano szczegółowy przebieg napięcia  $U_{ac}$  dla falownika trójfazowego PV22, które obniżyło się do wartości 224,3 [V] (Tabela 1.96) w 62 sekundzie testu. Autor pracy nie potrafi wytłumaczyć tego zjawiska.



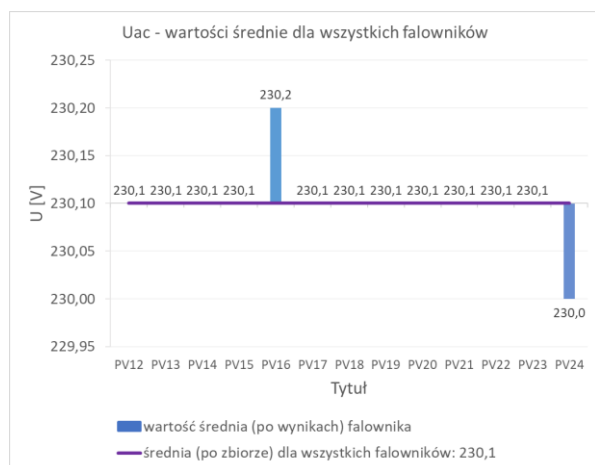
Rys. 1.324  $U_{ac}$ , falowniki trójfazowe

Tabela 1.96  $U_{ac}$ : porównanie CP05, średniej, CP95, max i min dla falowników trójfazowych

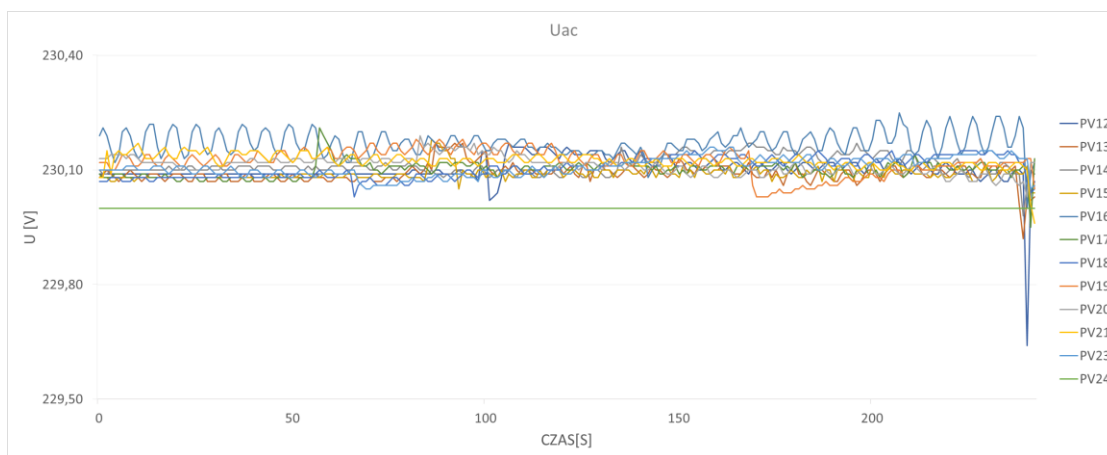
Nr. falownika	PV12	PV13	PV14	PV15	PV16	PV17	PV18	PV19	PV20	PV21	PV22	PV23	PV24
CP05	230,1	230,1	230,1	230,1	230,1	230,1	230,1	230,1	230,1	230,1	230,0	230,1	230,0
Średnia	230,1	230,1	230,1	230,1	230,2	230,1	230,1	230,1	230,1	230,1	230,1	230,1	230,0
CP95	230,2	230,1	230,2	230,1	230,2	230,1	230,1	230,2	230,2	230,2	230,2	230,2	230,0
Max	230,2	230,2	230,2	230,2	230,3	230,2	230,2	230,2	230,2	230,2	230,3	230,2	230,0
Min	229,6	229,9	230,0	230,0	230,0	230,0	230,0	230,0	230,0	230,0	224,3	230,1	230,0



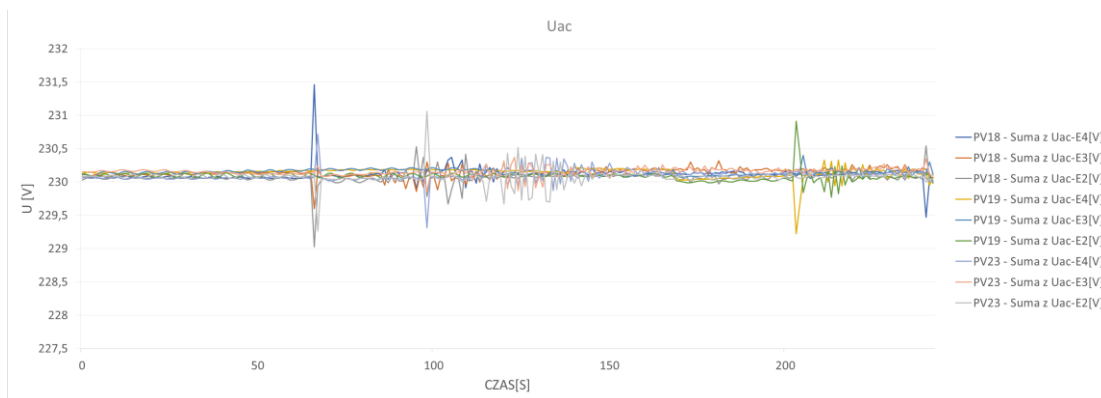
Rys. 1.325  $U_{ac}$ , porównanie różnych wartości dla falowników trójfazowych



Rys. 1.326  $U_{ac}$ , wartości średnie dla falowników trójfazowych

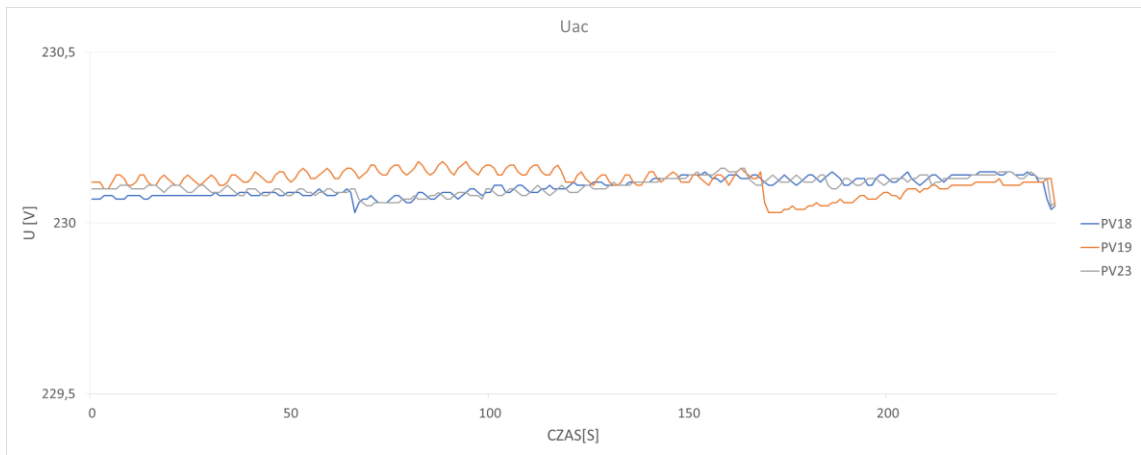


Rys. 1.327  $U_{ac}$ , falowniki trójfazowe bez PV22

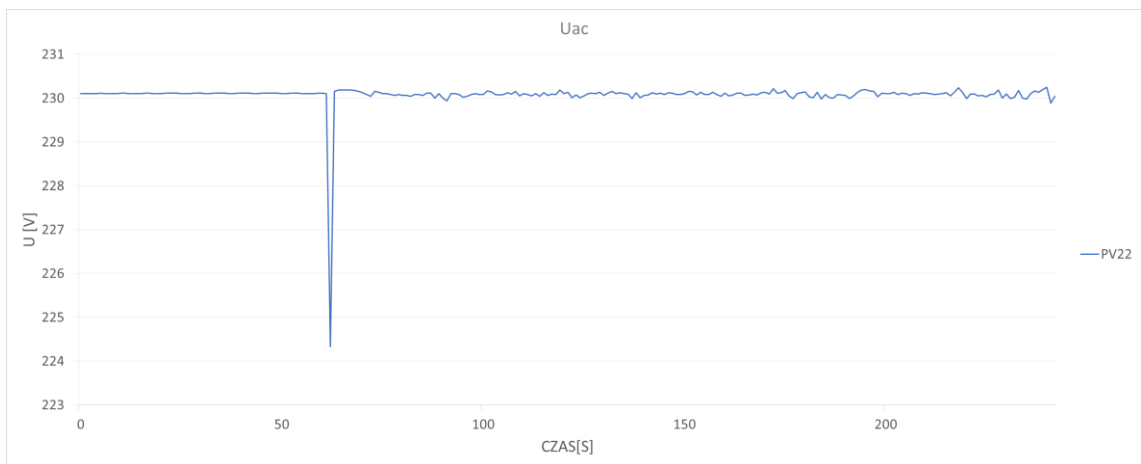


Rys. 1.328  $U_{ac}$ , falowniki PV18, PV19 i PV23, poszczególne fazy



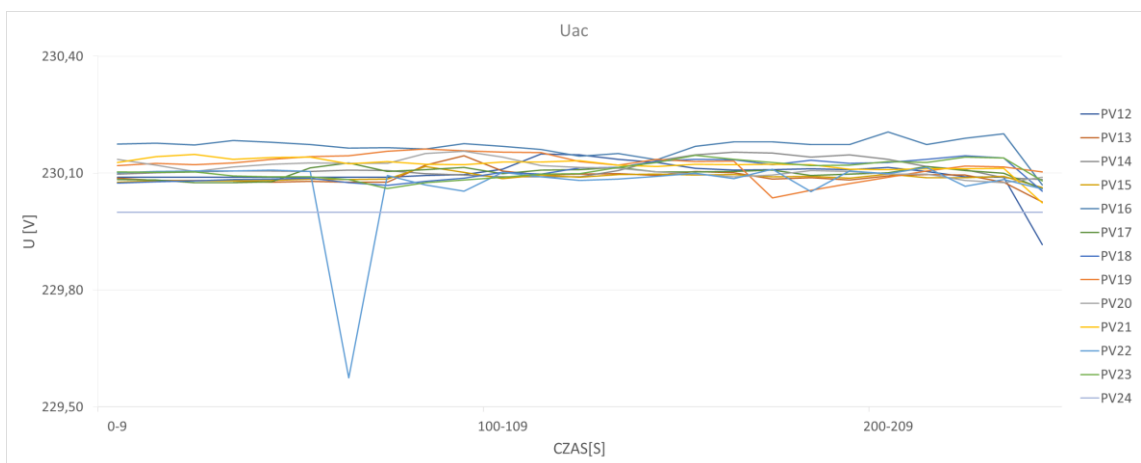


Rys. 1.329  $U_{ac}$ , falowniki PV18, PV19 i PV23, wartość uśredniona



Rys. 1.330  $U_{ac}$ , falownik PV22

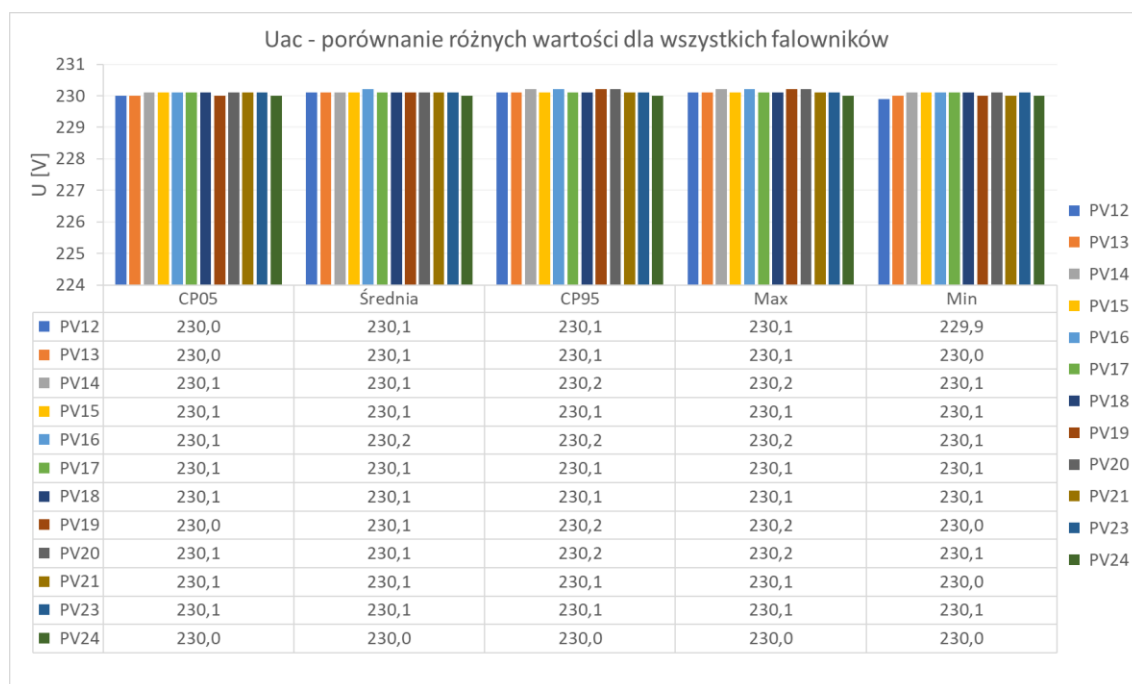
#### 1.8.4 Wartość napięcia uśredniona 10s



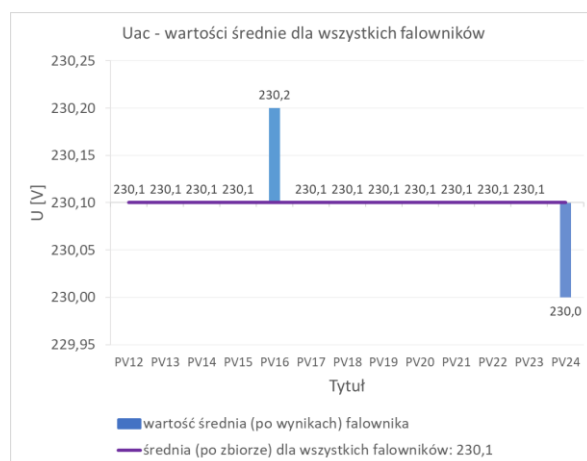
Rys. 1.331  $U_{ac}$ , falowniki trójfazowe, uśrednienie 10s

Tabela 1.97 Uac: porównanie CP05, średniej, CP95, max i min dla falowników trójfazowych, uśrednienie 10s

Nr. falownika	PV12	PV13	PV14	PV15	PV16	PV17	PV18	PV19	PV20	PV21	PV22	PV23	PV24
CP05	230,0	230,0	230,1	230,1	230,1	230,1	230,1	230,0	230,1	230,1	229,7	230,1	230,0
Średnia	230,1	230,1	230,1	230,1	230,2	230,1	230,1	230,1	230,1	230,1	230,1	230,1	230,0
CP95	230,1	230,1	230,2	230,1	230,2	230,1	230,1	230,2	230,2	230,1	230,1	230,1	230,0
Max	230,1	230,1	230,2	230,1	230,2	230,1	230,1	230,2	230,2	230,1	230,1	230,1	230,0
Min	229,9	230,0	230,1	230,1	230,1	230,1	230,1	230,0	230,1	230,0	229,6	230,1	230,0

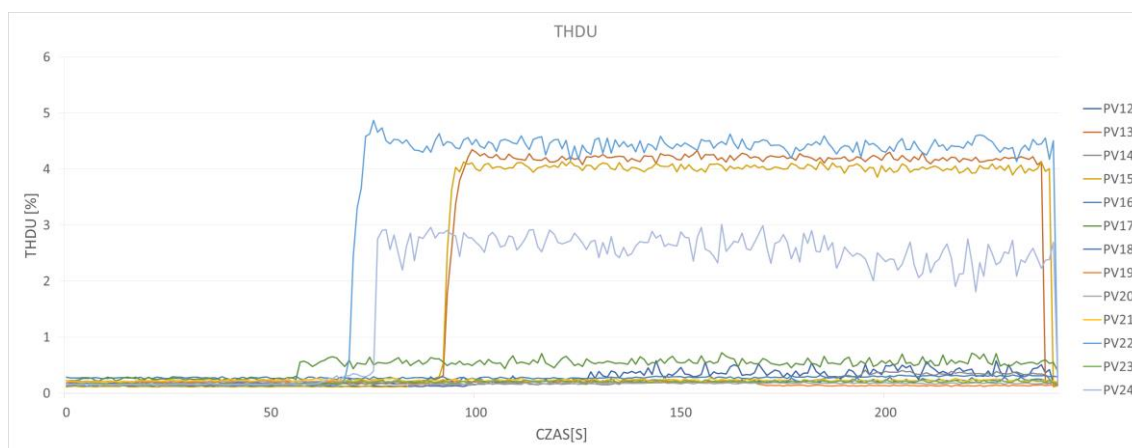


Rys. 1.332 Uac, porównanie różnych wartości dla falowników trójfazowych, uśrednienie 10s



Rys. 1.333 Uac, wartości średnie dla falowników trójfazowych, uśrednienie 10s

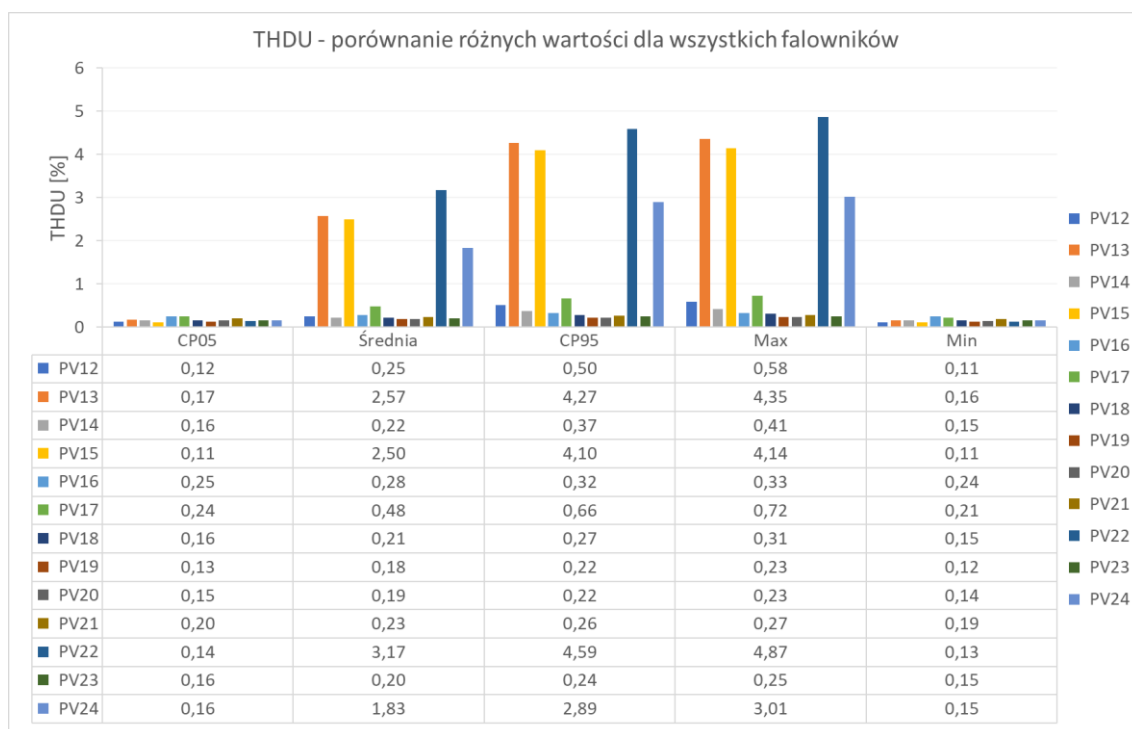
### 1.8.5 Współczynnik zawartości harmonicznych napięcia THDU



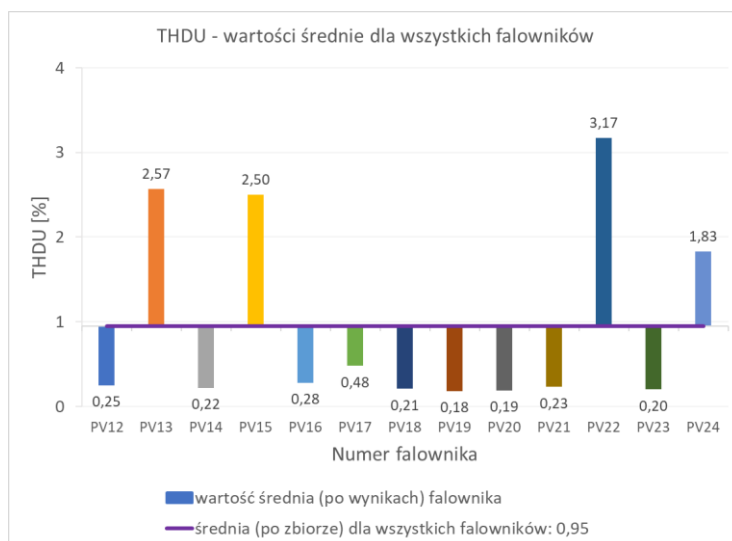
Rys. 1.334 THDU, falowniki trójfazowe

Tabela 1.98 THDU: porównanie CP05, średniej, CP95, max i min dla falowników trójfazowych

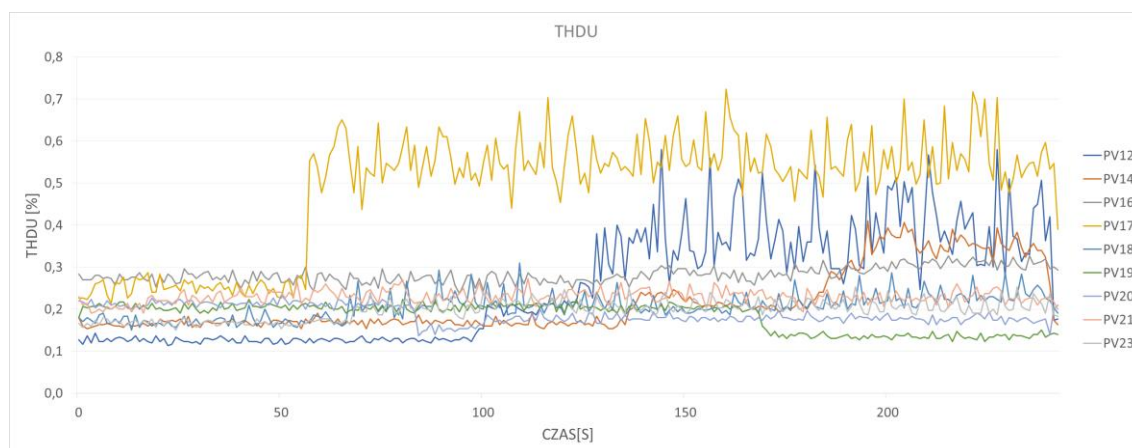
Nr. falownika	PV12	PV13	PV14	PV15	PV16	PV17	PV18	PV19	PV20	PV21	PV22	PV23	PV24
CP05	0,12	0,17	0,16	0,11	0,25	0,24	0,16	0,13	0,15	0,20	0,14	0,16	0,16
Średnia	0,25	2,57	0,22	2,50	0,28	0,48	0,21	0,18	0,19	0,23	3,17	0,20	1,83
CP95	0,50	4,27	0,37	4,10	0,32	0,66	0,27	0,22	0,22	0,26	4,59	0,24	2,89
Max	0,58	4,35	0,41	4,14	0,33	0,72	0,31	0,23	0,23	0,27	4,87	0,25	3,01
Min	0,11	0,16	0,15	0,11	0,24	0,21	0,15	0,12	0,14	0,19	0,13	0,15	0,15



Rys. 1.335 THDU, porównanie różnych wartości dla wszystkich falowników trójfazowych



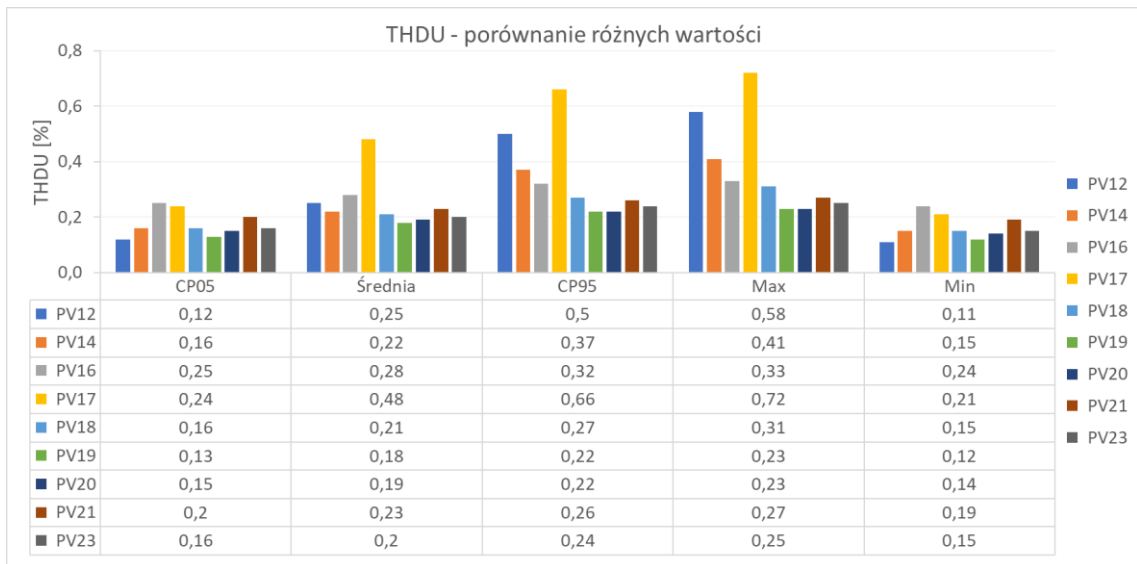
Rys. 1.336 THDU, wartości średnie dla wszystkich falowników



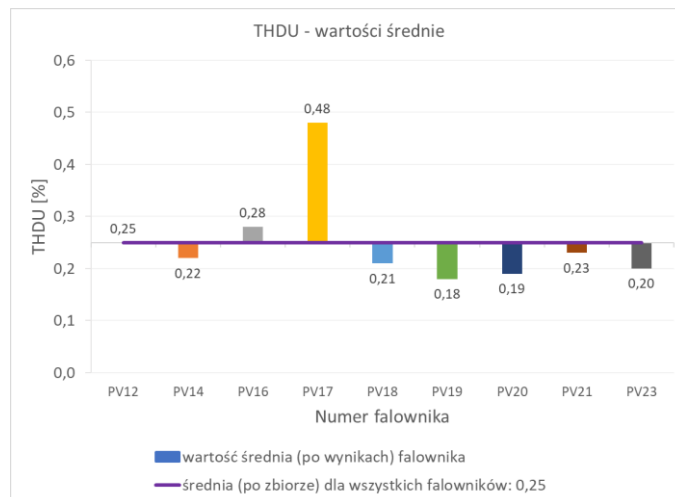
Rys. 1.337 THDU, falowniki trójfazowe bez PV13, PV15, PV22 i PV24

Tabela 1.99 THDU: porównanie CP05, średniej, CP95, max i min dla falowników trójfazowych bez PV13, PV15, PV22 i PV24

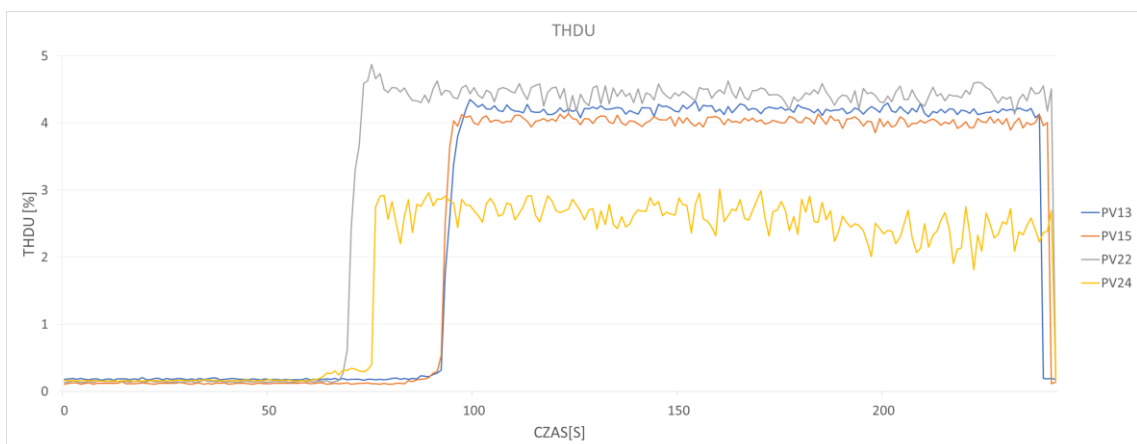
Nr. falownika	PV12	PV14	PV16	PV17	PV18	PV19	PV20	PV21	PV23
CP05	0,12	0,16	0,25	0,24	0,16	0,13	0,15	0,20	0,16
Średnia	0,25	0,22	0,28	0,48	0,21	0,18	0,19	0,23	0,20
CP95	0,50	0,37	0,32	0,66	0,27	0,22	0,22	0,26	0,24
Max	0,58	0,41	0,33	0,72	0,31	0,23	0,23	0,27	0,25
Min	0,11	0,15	0,24	0,21	0,15	0,12	0,14	0,19	0,15



Rys. 1.338 THDU, porównanie różnych wartości dla wszystkich falowników trójfazowych bez PV13, PV15, PV22 i PV24



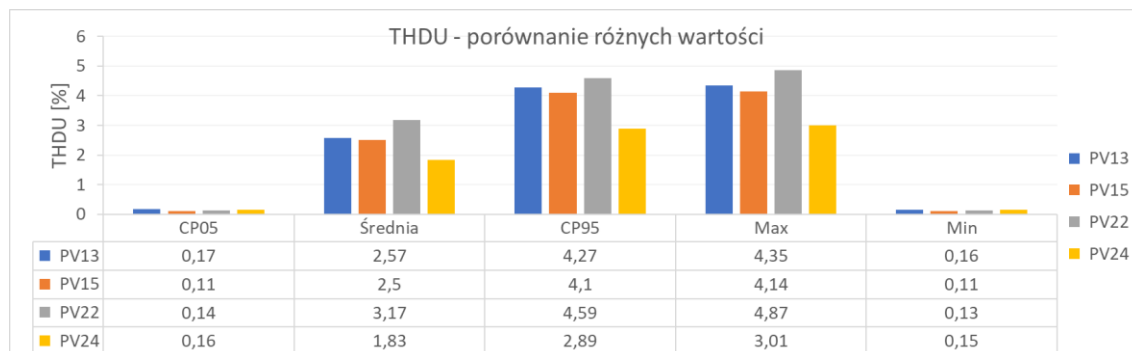
Rys. 1.339 THDU, wartości średnie dla wszystkich falowników bez PV13, PV15, PV22 i PV24



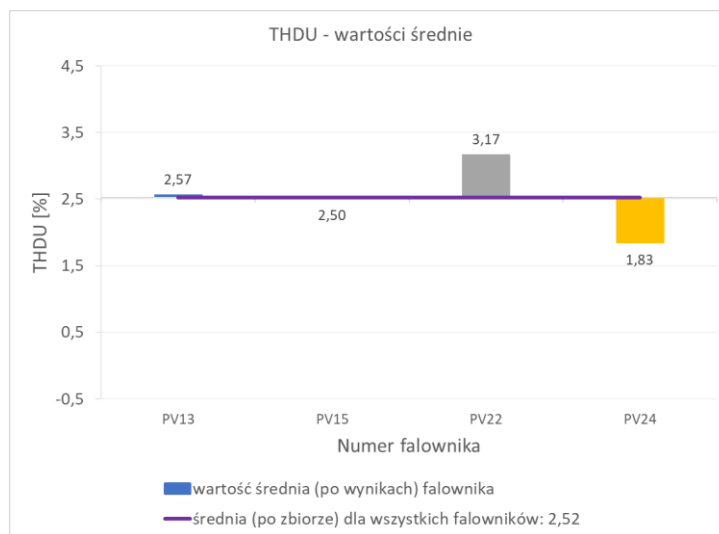
Rys. 1.340 THDU, falowniki trójfazowe PV13, PV15, PV22 i PV24

Tabela 1.100 THDU: porównanie CP05, średniej, CP95, max i min dla falowników trójfazowych PV13, PV15, PV22 i PV24

Nr. falownika	PV13	PV15	PV22	PV24
CP05	0,17	0,11	0,14	0,16
Średnia	2,57	2,50	3,17	1,83
CP95	4,27	4,10	4,59	2,89
Max	4,35	4,14	4,87	3,01
Min	0,16	0,11	0,13	0,15

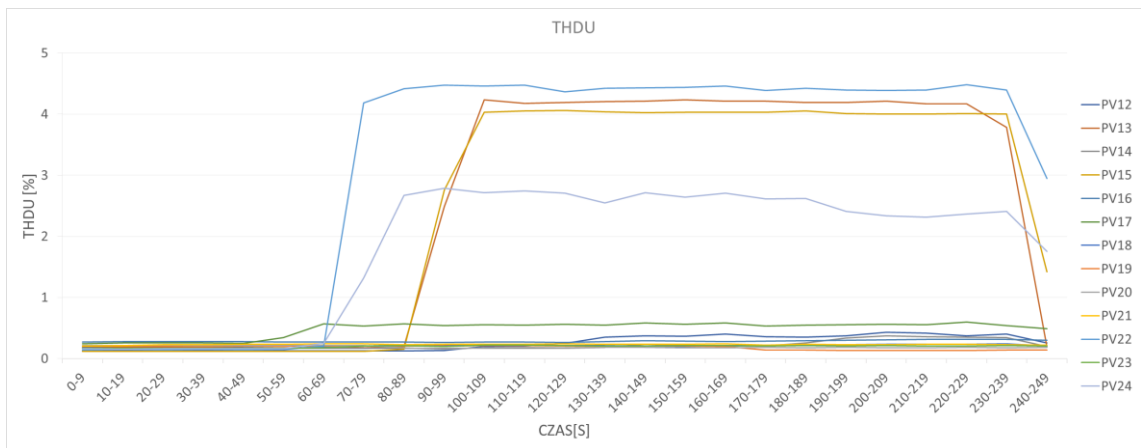


Rys. 1.341 THDU, porównanie różnych wartości dla wszystkich falowników trójfazowych PV13, PV15, PV22 i PV24



Rys. 1.342 THDU, wartości średnie dla wszystkich falowników PV13, PV15, PV22 i PV24

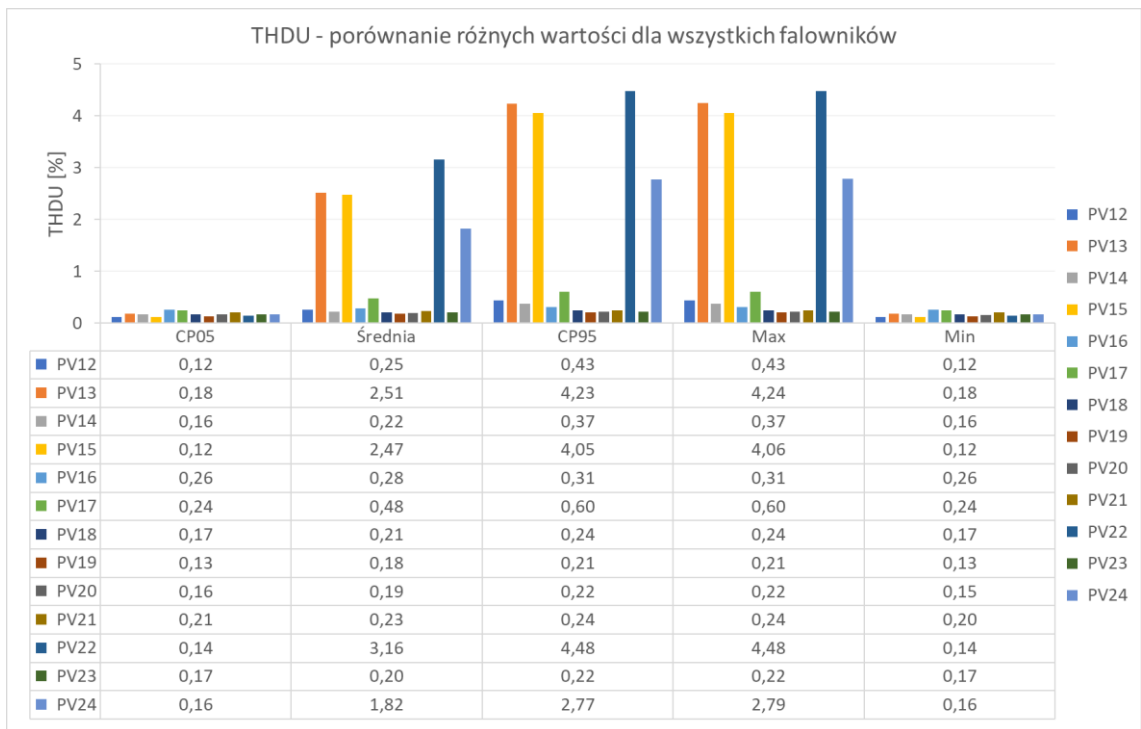
### 1.8.6 Współczynnik zawartości harmonicznych napięcia THDU uśredniony



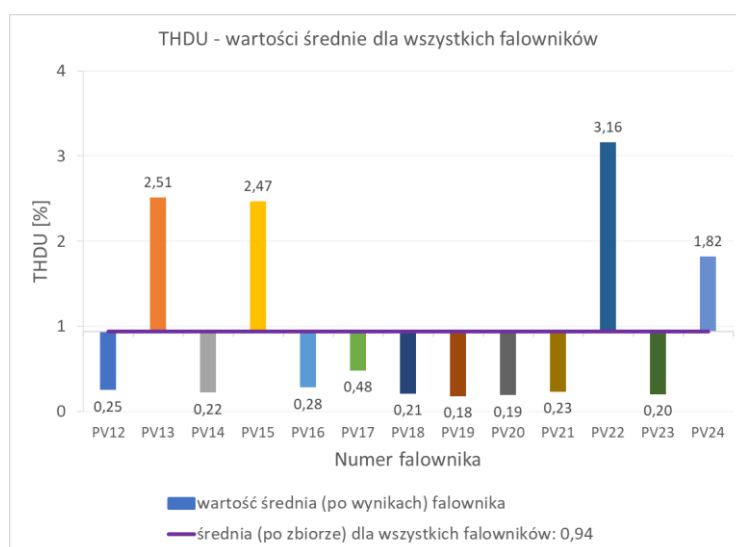
Rys. 1.343 THDU, falowniki trójfazowe, uśrednienie 10s

Tabela 1.101 THDU: porównanie CP05, średniej, CP95, max i min dla falowników trójfazowych, uśrednienie 10s

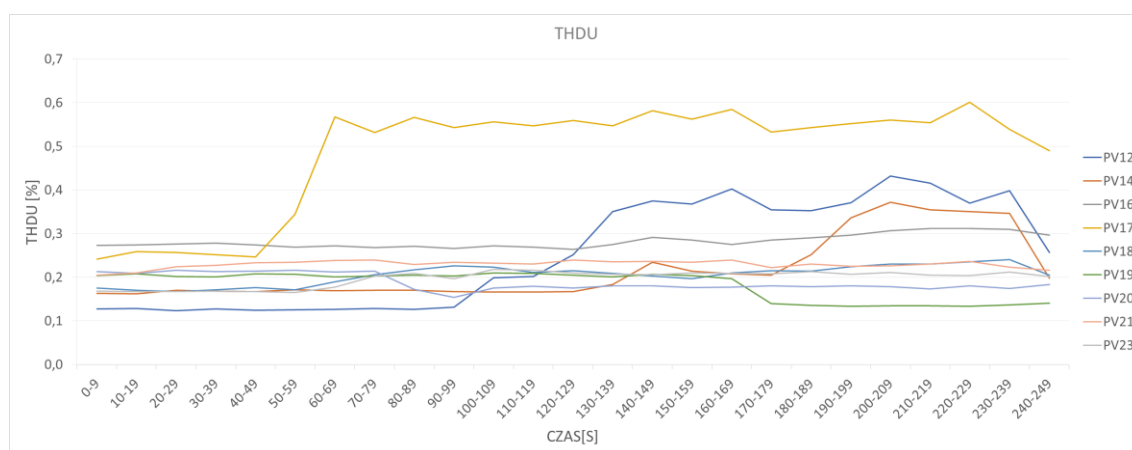
Nr. falownika	PV12	PV13	PV14	PV15	PV16	PV17	PV18	PV19	PV20	PV21	PV22	PV23	PV24
CP05	0,12	0,18	0,16	0,12	0,26	0,24	0,17	0,13	0,16	0,21	0,14	0,17	0,16
Średnia	0,25	2,51	0,22	2,47	0,28	0,48	0,21	0,18	0,19	0,23	3,16	0,20	1,82
CP95	0,43	4,23	0,37	4,05	0,31	0,60	0,24	0,21	0,22	0,24	4,48	0,22	2,77
Max	0,43	4,24	0,37	4,06	0,31	0,60	0,24	0,21	0,22	0,24	4,48	0,22	2,79
Min	0,12	0,18	0,16	0,12	0,26	0,24	0,17	0,13	0,15	0,20	0,14	0,17	0,16



Rys. 1.344 THDU, porównanie różnych wartości dla wszystkich falowników trójfazowych, uśrednienie 10s



Rys. 1.345 THDU, wartości średnie dla wszystkich falowników, uśrednienie 10s

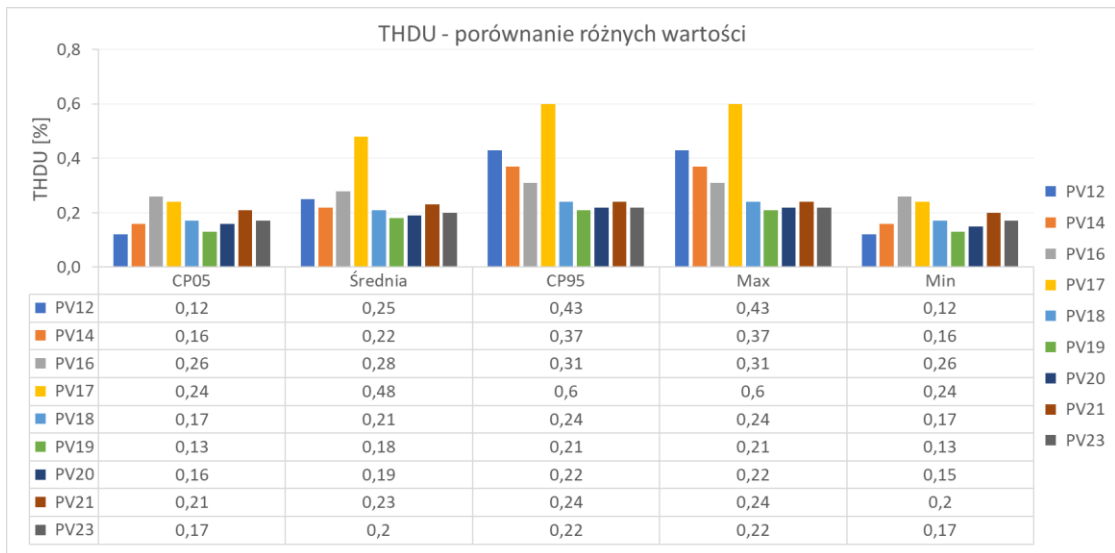


Rys. 1.346 THDU, falowniki trójfazowe bez PV13, PV15, PV22 i PV24, uśrednienie 10s

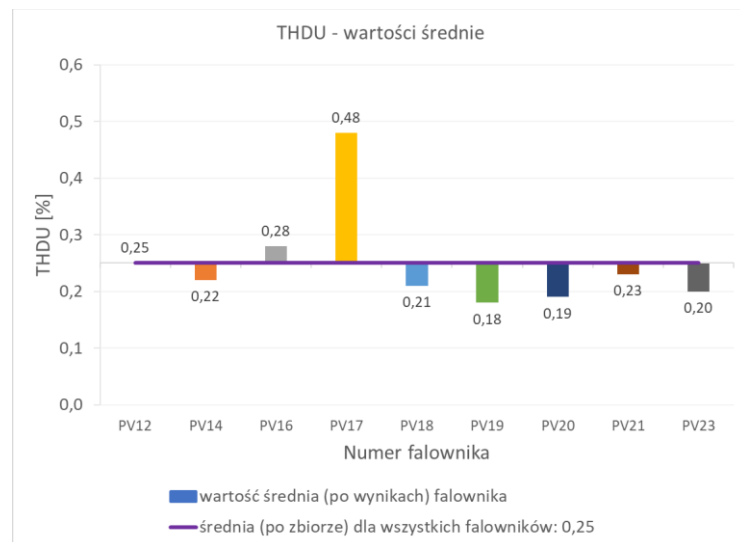
Tabela 1.102 THDU: porównanie CP05, średniej, CP95, max i min dla falowników trójfazowych bez PV13, PV15, PV22 i PV24, uśrednienie 10s

Nr. falownika	PV12	PV14	PV16	PV17	PV18	PV19	PV20	PV21	PV23
CP05	0,12	0,16	0,26	0,24	0,17	0,13	0,16	0,21	0,17
Średnia	0,25	0,22	0,28	0,48	0,21	0,18	0,19	0,23	0,20
CP95	0,43	0,37	0,31	0,60	0,24	0,21	0,22	0,24	0,22
Max	0,43	0,37	0,31	0,60	0,24	0,21	0,22	0,24	0,22
Min	0,12	0,16	0,26	0,24	0,17	0,13	0,15	0,20	0,17

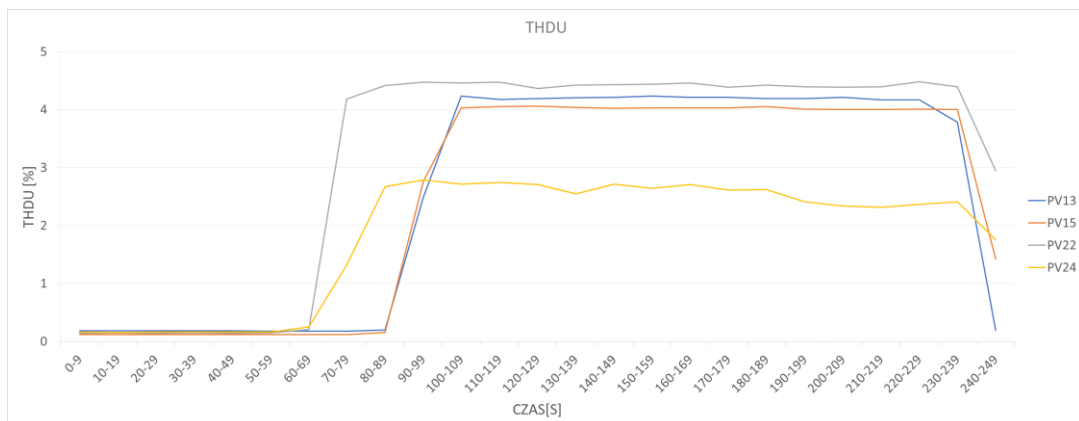




Rys. 1.347 THDU, porównanie różnych wartości dla wszystkich falowników trójfazowych bez PV13, PV15, PV22 i PV24, uśrednienie 10s



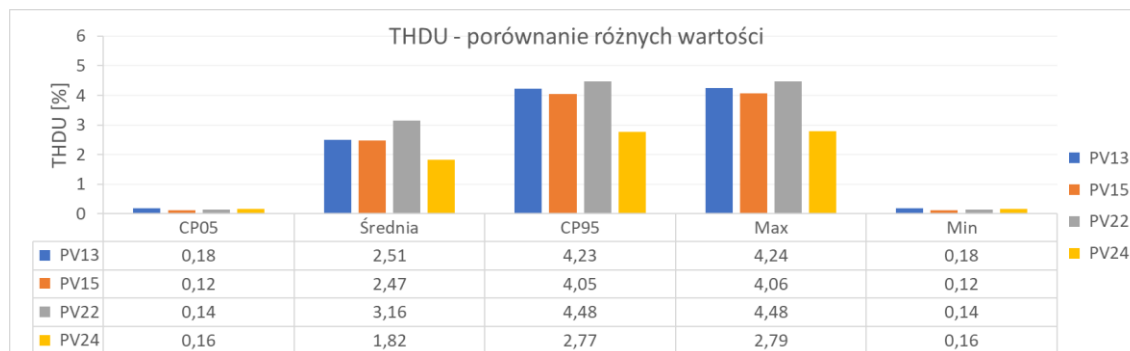
Rys. 1.348 THDU, wartości średnie dla wszystkich falowników bez PV13, PV15, PV22 i PV24, uśrednienie 10s



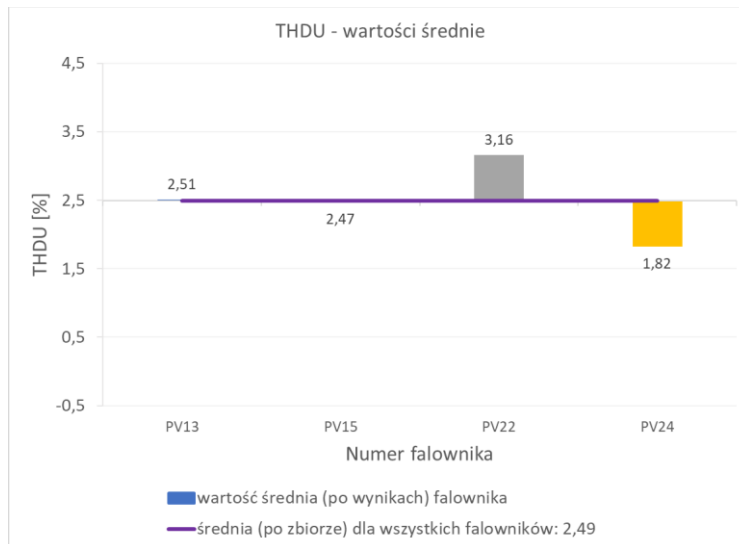
Rys. 1.349 THDU, falowniki trójfazowe PV13, PV15, PV22 i PV24, uśrednienie 10s

Tabela 1.103 THDU: porównanie CP05, średniej, CP95, max i min dla falowników trójfazowych PV13, PV15, PV22 i PV24, uśrednienie 10s

Nr. falownika	PV13	PV15	PV22	PV24
CP05	0,18	0,12	0,14	0,16
Średnia	2,51	2,47	3,16	1,82
CP95	4,23	4,05	4,48	2,77
Max	4,24	4,06	4,48	2,79
Min	0,18	0,12	0,14	0,16

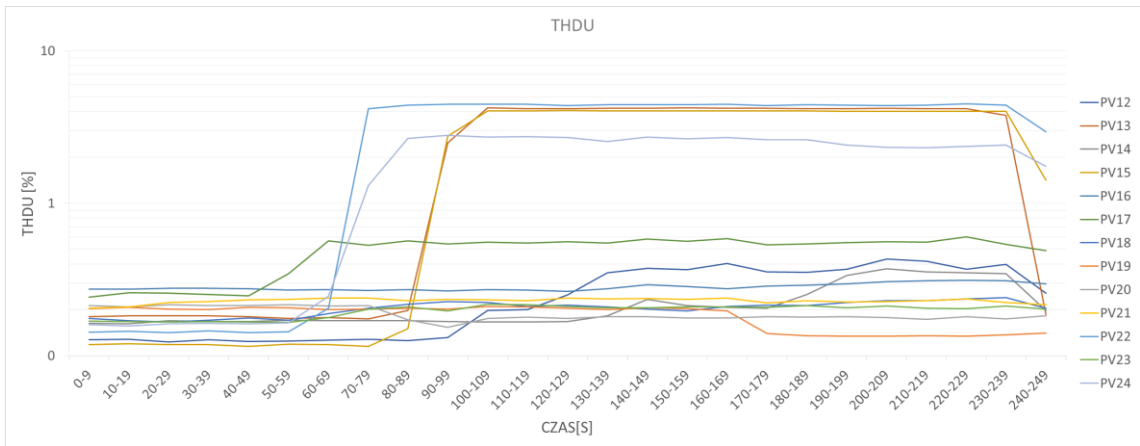


Rys. 1.350 THDU, porównanie różnych wartości dla wszystkich falowników trójfazowych PV13, PV15, PV22 i PV24, uśrednienie 10s

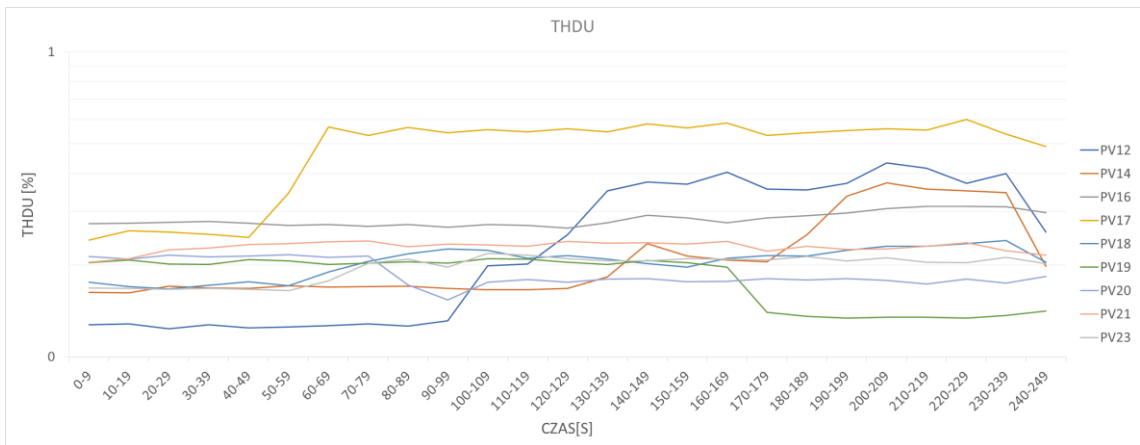


Rys. 1.351 THDU, wartości średnie dla wszystkich falowników PV13, PV15, PV22 i PV24, uśrednienie 10s

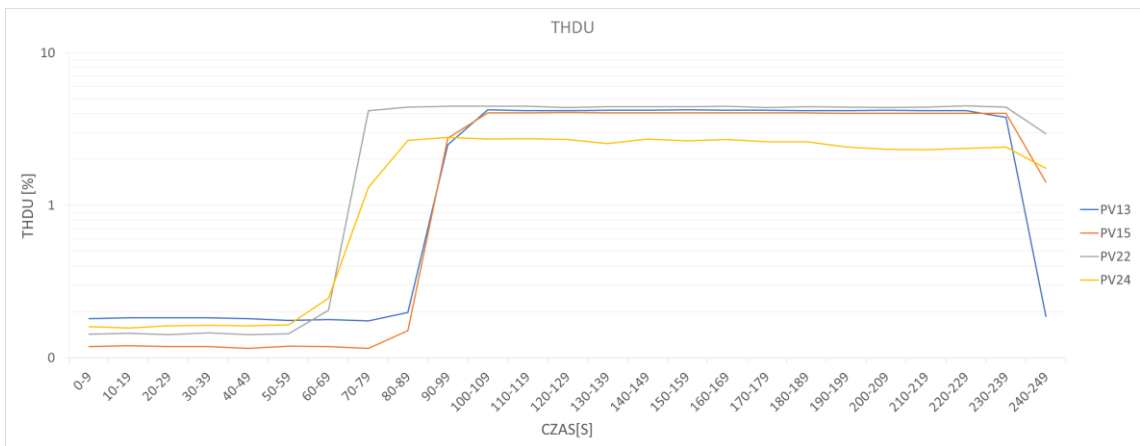
### 1.8.7 Współczynnik zawartości harmonicznych napięcia $THDU$ uśredniony logarytmicznie



Rys. 1.352 THDU, falowniki trójfazowe, uśrednienie 10s, skala logarytmiczna

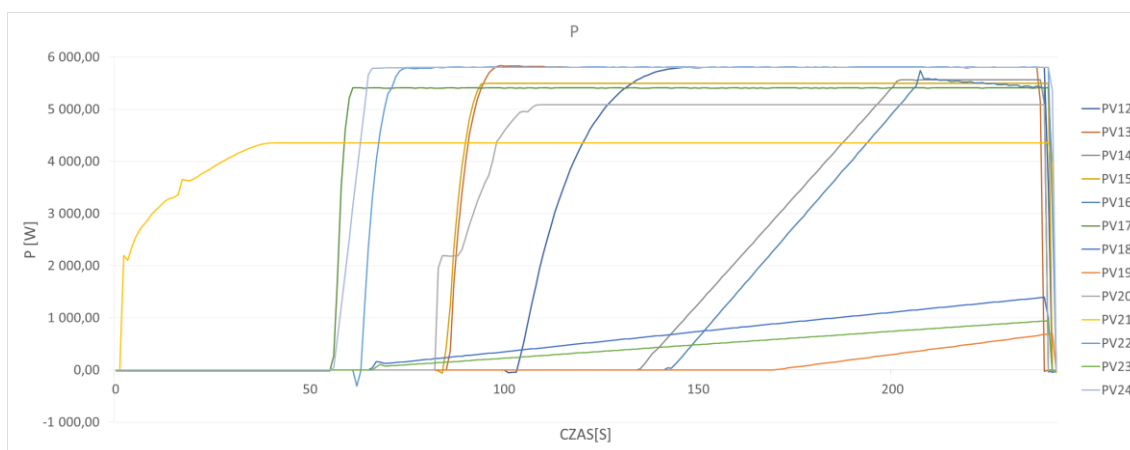


Rys. 1.353 THDU, falowniki trójfazowe bez PV13, PV15, PV22 i PV24, uśrednienie 10s, skala logarytmiczna



Rys. 1.354 THDU, falowniki trójfazowe PV13, PV15, PV22 i PV24, uśrednienie 10s, skala logarytmiczna

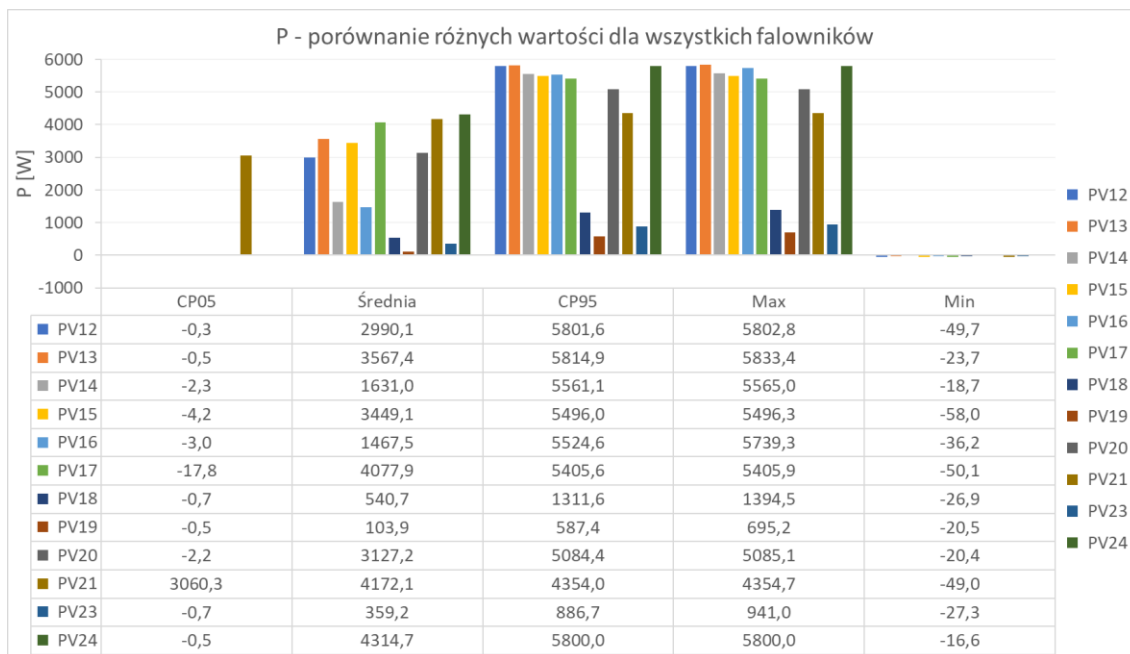
## 1.8.8 Moc czynna



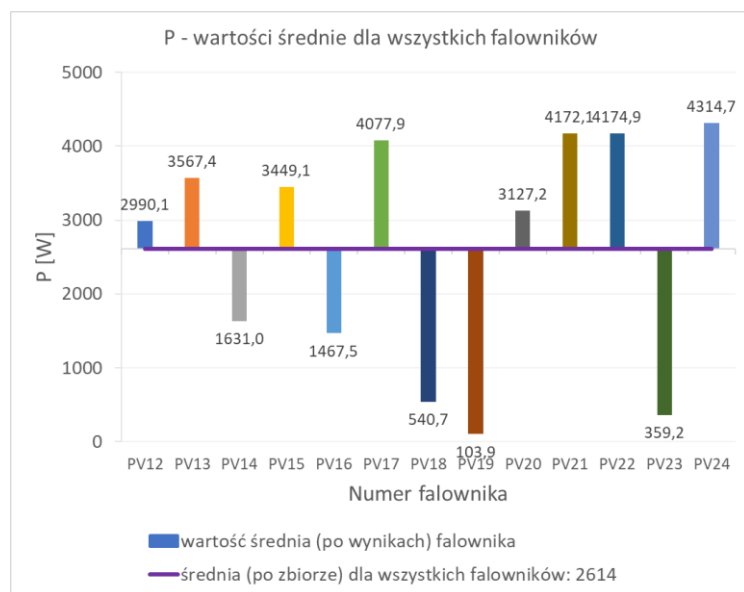
Rys. 1.355 Moc P, falowniki trójfazowe

Tabela 1.104 P: porównanie CP05, średniej, CP95, max i min dla falowników trójfazowych

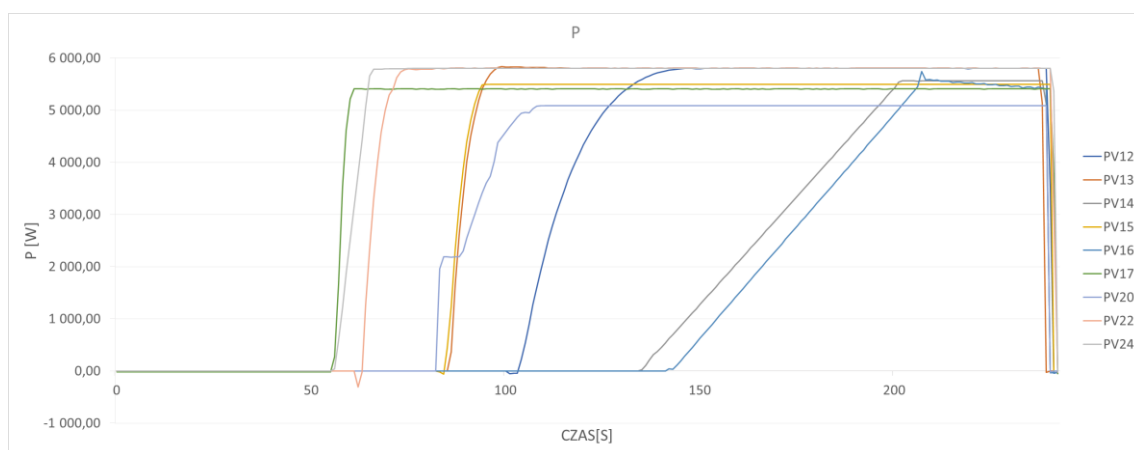
Nr. falownika	PV12	PV13	PV14	PV15	PV16	PV17	PV18	PV19	PV20	PV21	PV22	PV23	PV24
CP05	0	-1	-2	-4	-3	-18	-1	-1	-2	3060	-1	-1	-1
Średnia	2990	3567	1631	3449	1468	4078	541	104	3127	4172	4175	359	4315
CP95	5802	5815	5561	5496	5525	5406	1312	587	5084	4354	5808	887	5800
Max	5803	5833	5565	5496	5739	5406	1395	695	5085	4355	5809	941	5800
Min	-50	-24	-19	-58	-36	-50	-27	-21	-20	-49	-306	-27	-17



Rys. 1.356 P, porównanie różnych wartości dla wszystkich falowników trójfazowych



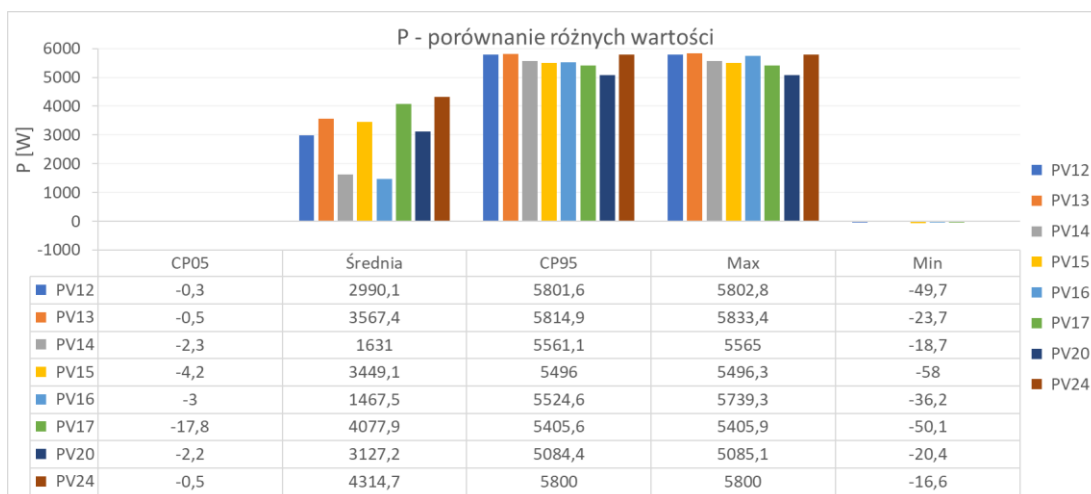
Rys. 1.357 P, wartości średnie dla wszystkich falowników



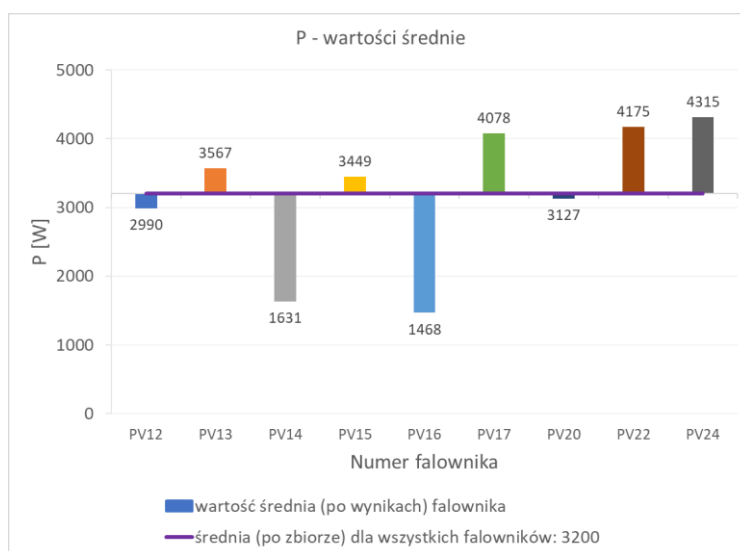
Rys. 1.358 P, falowniki bez PV18, PV19, PV21 i PV23

Tabela 1.105 P: porównanie CP05, średniej, CP95, max i min dla falowników bez PV18, PV19, PV21 i PV23

Nr. falownika	PV12	PV13	PV14	PV15	PV16	PV17	PV20	PV22	PV24
CP05	0	-1	-2	-4	-3	-18	-2	-1	-1
Średnia	2990	3567	1631	3449	1468	4078	3127	4175	4315
CP95	5802	5815	5561	5496	5525	5406	5084	5808	5800
Max	5803	5833	5565	5496	5739	5406	5085	5809	5800
Min	-50	-24	-19	-58	-36	-50	-20	-306	-17

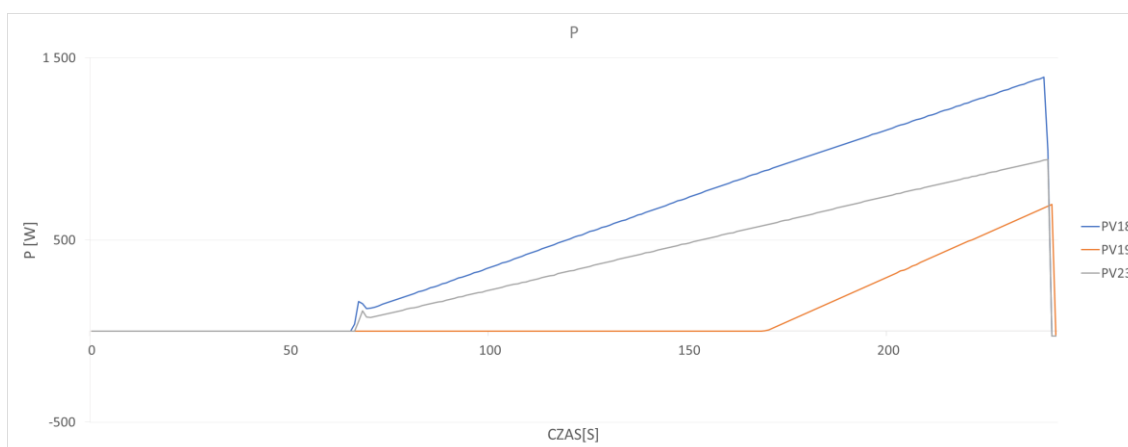


Rys. 1.359 P, porównanie różnych wartości dla falowników bez PV18, PV19, PV21 i PV23



Rys. 1.360 P, wartości średnie dla falowników bez PV18, PV19, PV21 i PV23

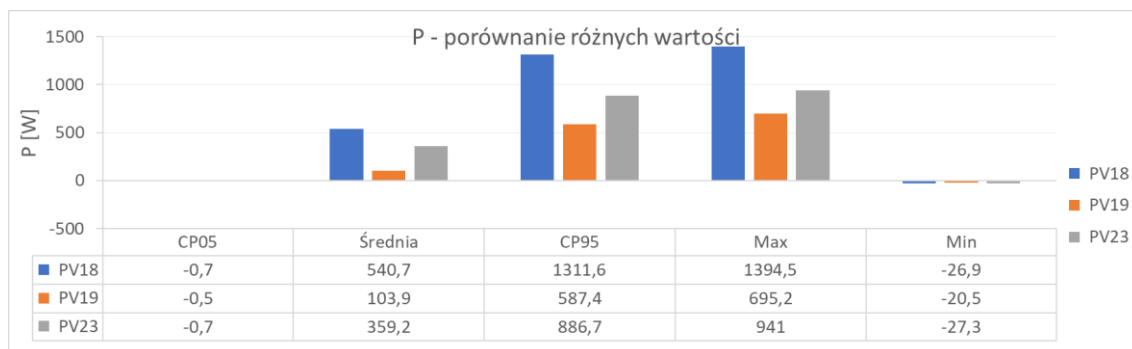
Poniżej zestawiono ze sobą falowniki PV18, PV19 i PV23 ponieważ mają podobne przebiegi.



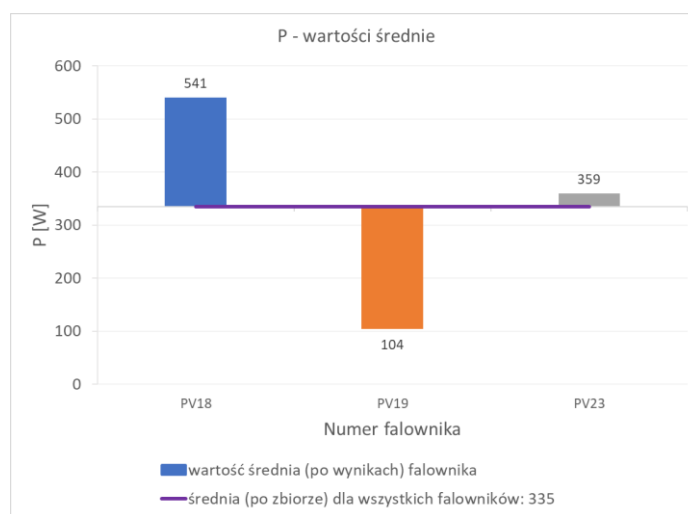
Rys. 1.361 P, falowniki PV18, PV19 i PV23

Tabela 1.106 P: porównanie CP05, średniej, CP95, max i min dla falowników PV18, PV19 i PV23

Nr. falownika	PV18	PV19	PV23
CP05	-1	-1	-1
Średnia	541	104	359
CP95	1312	587	887
Max	1395	695	941
Min	-27	-21	-27



Rys. 1.362 P, porównanie różnych wartości dla falowników PV18, PV19 i PV23



Rys. 1.363 P, wartości średnie dla falowników PV18, PV19 i PV23

### 1.8.9 THD<sub>U</sub> vs irradiancja

Brak danych o irradiancji





## **2. Załącznik B - Badania ankietowe na temat fotowoltaicznych źródeł energii. Klastry energii – dodatkowe analizy**

### **2.1 Załącznik B: Ankieta 1 „Klastry energii - szanse i bariery rozwoju. Koordynatorzy klastrów energii”**

Jednym z narzędzi przyjętych w ramach projektu KlastER ([www.er.agh.edu.pl](http://www.er.agh.edu.pl)) są badania ankietowe adresowane do różnych środowisk. Celem pierwszej przeprowadzonej ankiety było poznanie odpowiedzi twórców klastra i/lub ich koordynatorów na pytanie: jakie są bariery rozwoju klastrów oraz jakie są szanse rozwoju tej formy upowszechniania rozproszonych źródeł energii w Polsce. Pytania dotyczyły następujących wyróżnionych obszarów [14]:

- procesu powołania klastra (inicjatorzy, powody powołania, potencjalne korzyści, strategia rozwoju, trudności, itp.)
- certyfikacji prowadzonej przez Ministerstwo Energii (powody przystąpienia do konkursu, proces oceny, korzyści, itp.)
- działalności klastra (koordynator, lokalne źródła energii, źródła finansowania, stosowane rozwiązania techniczne i technologiczne, monitorowanie i bilansowanie, itp.)
- społeczności lokalnej (poziom zaangażowania mieszkańców, samorządów, biznesu, działalność edukacyjna itp.)
- współpracy z lokalnymi operatorami systemów energetycznych (obszary i efekty współpracy, umowy, itp.)
- perspektyw rozwoju (ocena istniejących regulacji, identyfikacja niezbędnych zmian legislacyjnych, itp.) [14].

#### **Informacje techniczne o ankiecie:**

- Ankieta zawierała 39 pytań głównych plus 12 pytań uzupełniających, łącznie 51 pytań,
- Okres udzielania odpowiedzi: 25.02.2019 – 13.03.2019,
- Na zadane pytania odpowiedzi udzieliło 50 respondentów reprezentujących Klastry energii zlokalizowane na terenie Polski. Lista Klastrów została przedstawiona w tabeli Tabela 2.1

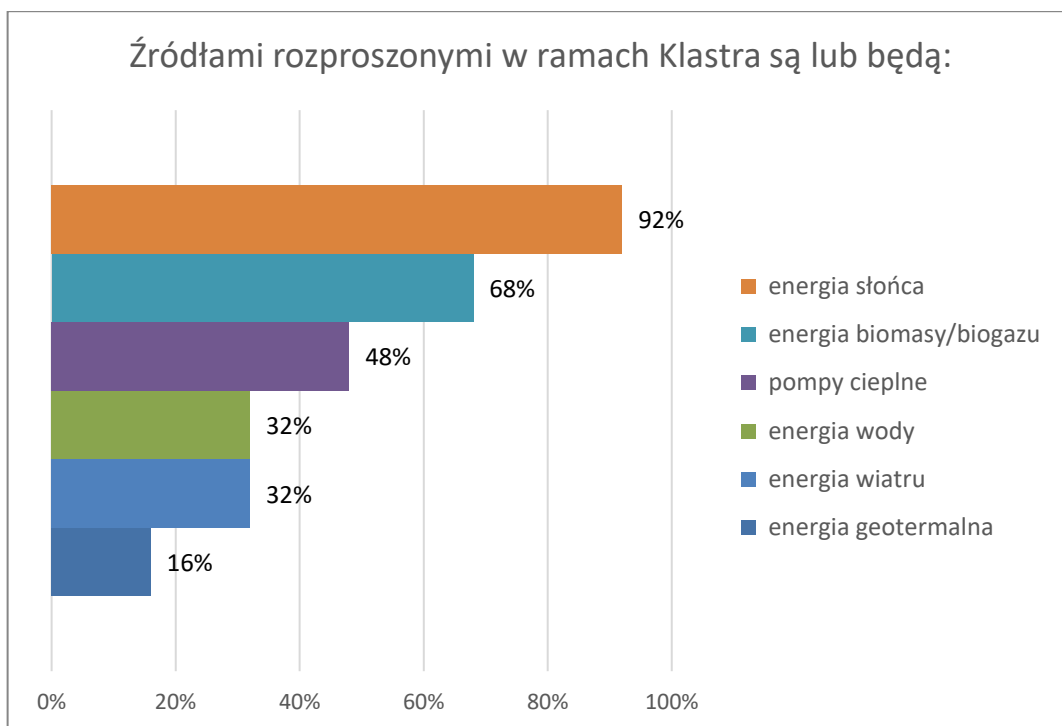
Tabela 2.1 *Klasy energii biorące udział w pierwszej ankiecie*

Nr.	Nazwa Klastra energii	Nr.	Nazwa Klastra energii
1	Tuczyński Klaster Energii	26	Leszczyński Klaster Energii "NOWA ENERGIA DLA LESZNA"
2	Wirtualna Zielona Elakrownia Ochotnica	27	Mazurska Energia
3	Energetyczne Grajewo	28	KLASTER ENERGII POWIATU PRZYSUSKIEGOIEGO
4	WiK DZIERŻONIÓW	29	Pińczowski Klaster Energetyczny
5	Klaster Energii Zbiornika Czorsztyńskiego	30	Pilski Klaster Energetyczny
6	Zgorzelecki Klaster Rozwoju OZE i Efektywności Energetycznej	31	Legionowski Klaster Energii
7	Siedlecki Klaster Energii Lider Gmina Kotuń	32	Siemiatycki Klaster Energii
8	Włodawski Klaster Zrównoważonej Energetyki i OZE	33	Dzierżoniowski Klaster Energii
9	Wałbrzyski Klaster Energetyczny	34	Klaster Energii Ziemi Siedleckiej
10	Sądecki Klaster Energii Odnawialnej	35	Biznesowy Klaster Energii w Czarnej Białostockiej (w tworzeniu)
11	Klaster Energii Zielony Pierścień Tarnowa	36	Cieszyński Klaster Energii
12	SOCHACZEWSKI KLASTER ENERGII	37	Brenergia - Klaster Lokalnego Systemu Energetycznego
13	Konecki Klaster Energetyczny	38	energyREGION Rzepin
14	Koszaliński Klaster Energii	39	Soliński Klaster Energii
15	KLASTER PEPG POWIATU GLIWICKIEGO	40	Południowo-Zachodni Klaster Energii
16	Klaster Energii Energetyka Ożarów	41	Żywiecki Klaster Energii "Żywiecka Energia Przyszłości"
17	KLASTER ENERGETYCZNY SIECHNICE	42	Tomaszowski Klaster Energii
18	Sztumski Klaster Energetyczny	43	Klaster Energii Tomaszów
19	Płoński Klaster Energii	44	Kwidzyński Klaster Energii
20	Legionowski Klaster Energii	45	Dzierżoniowski Klaster Energii
21	Siedlecki Klaster Energii	46	Klaster Energia Jarocin
22	Gorzowski Klaster Energii	47	Klaster Energii Gminy Dubicze Cerkiewne
23	Słupski Klaster Bioenergetyczny	48	Nadwiślański Klaster Energii
24	Bezpieczna i Czysta Energia dla Sokółowa	49	Karkonoski Klaster Energii
25	energyREGION Michałowo	50	Energetyczny Klaster Oławski "EKO"

### 2.1.1 *Analiza odpowiedzi ankiety uczestników Klastrów energii*

W rozdziale przedstawione zostaną analizy wybranych pytań z ankiety numer 1 (część 1) bezpośrednio związanych z tematyką poruszaną w niniejszej dysertacji. Szczególnej uwadze poddane będą odpowiedzi respondentów związane z fotowoltaicznymi źródłami energii (PV), energią słońca i jakością energii elektrycznej. Dokładną analizę całego badania prezentują autorzy w [14].

- Pytanie 3. „Źródłami rozproszonymi w ramach Klastra są lub będą:”

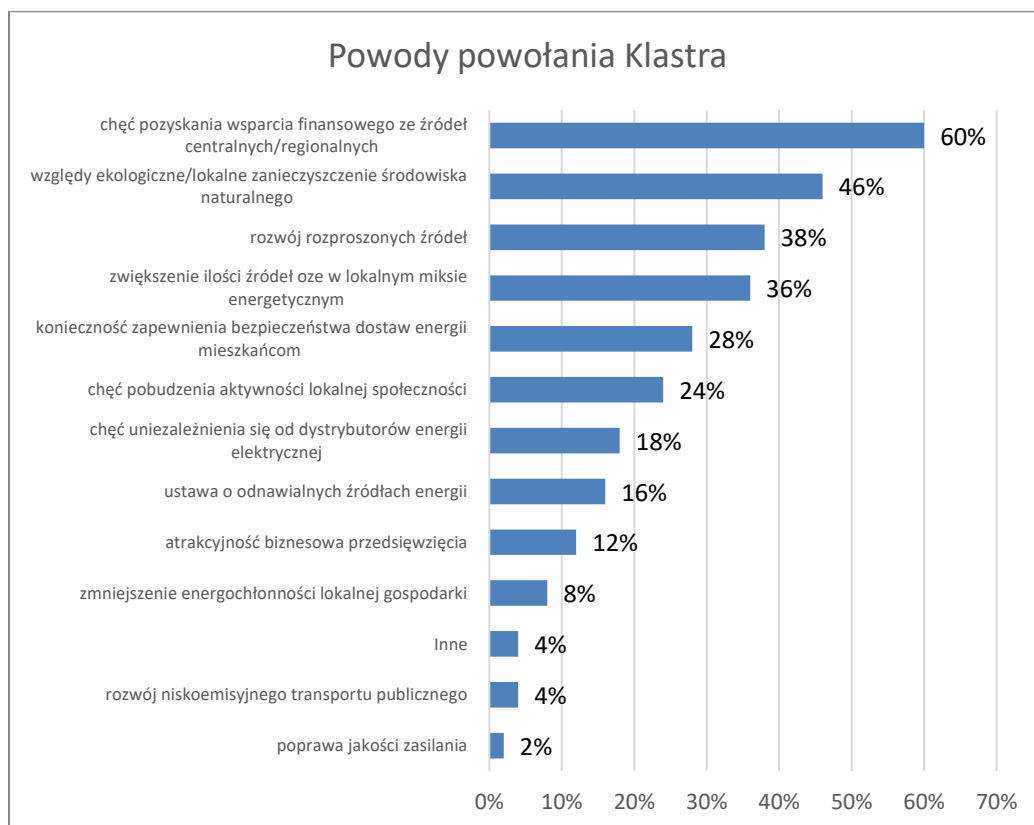


Rys. 2.1 Pytanie 3. „Źródłami rozproszonymi w ramach Klastra są lub będą:”

Na rysunku Rys. 2.1 przedstawiono odpowiedzi udzielone na pytanie nr. 3. Zdecydowana większość respondentów, bo aż 92% jako dominujące rozproszone źródło energii na terenie funkcjonowania swojego Klastra podało energię słońca. Kolejno energię biomasy/biogazu 68%, pompy ciepłe 48%, po 32% energię wody i wiatru i jedynie 16 % dla energii geotermalnej.

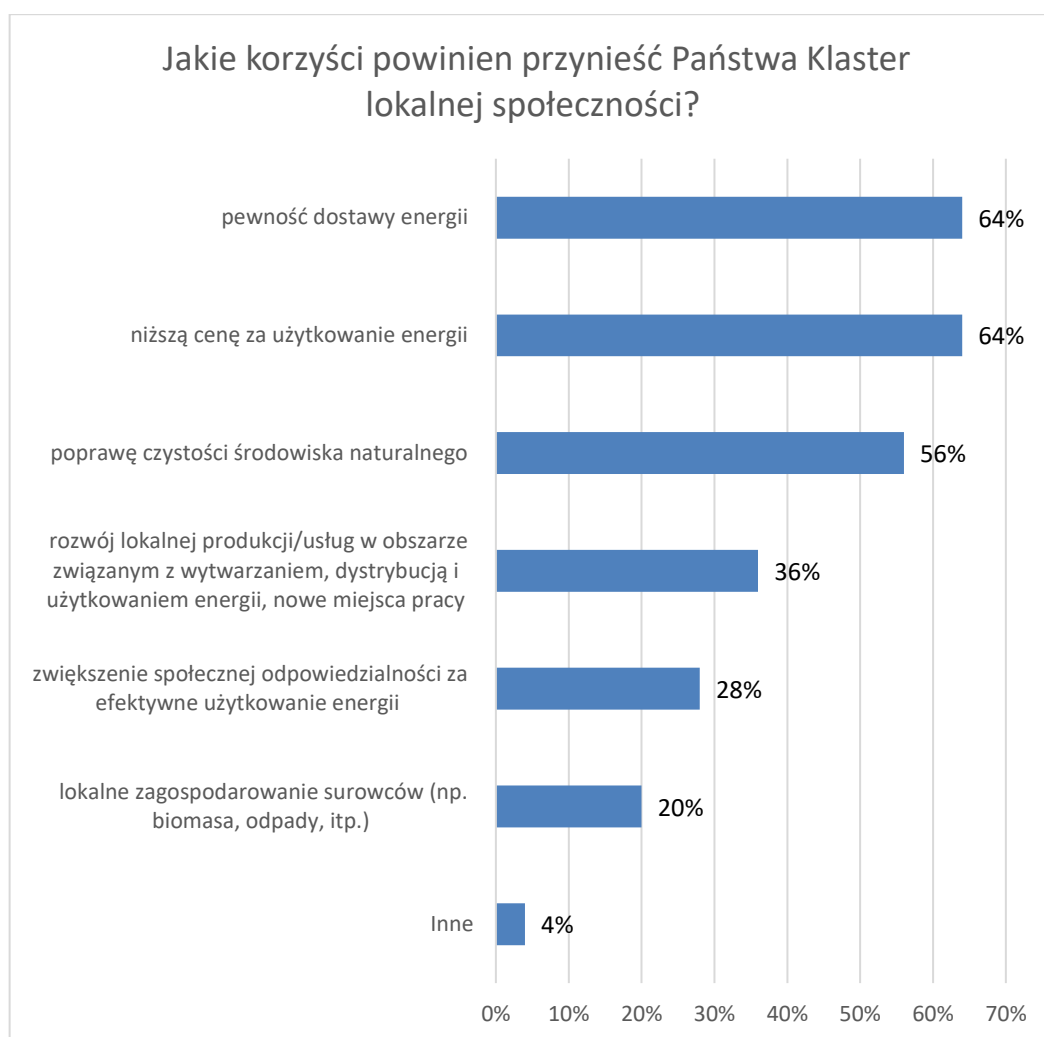
- Pytanie 4. „Powody powołania Klastra”

W kolejnym pytaniu poproszono o wskazanie maksymalnie trzech najważniejszych powodów powołania Klastra. Wyniki przedstawiono na rysunku Rys. 2.2. Wśród wskazanych odpowiedzi na pierwszym miejscu, zdobywając 60% głosów, znalazła się „chęć pozyskania wsparcia finansowego ze źródeł centralnych/regionalnych”, następnie „względy ekologiczne/lokalne zanieczyszczenie środowiska naturalnego” 46% i trzeciej pozycji najchętniej wskazywanych powodów, z wynikiem 38%, podano „rozwój rozproszonych źródeł”. Na uwagę zasługują również odpowiedzi takie jak „konieczność zapewnienia bezpieczeństwa dostaw energii mieszkańcom” 28%, „chęć uniezależnienia się od dystrybutorów energii elektrycznej” 18% i jedynie 2% ankietowanych wskazało jako powód powołania Klastra poprawę jakości zasilania.



Rys. 2.2 Pytanie 4. „Powody powołania Klastra”

- Pytanie 7. „Jakie korzyści powinien przynieść Państwa Klaster lokalnej społeczności?”

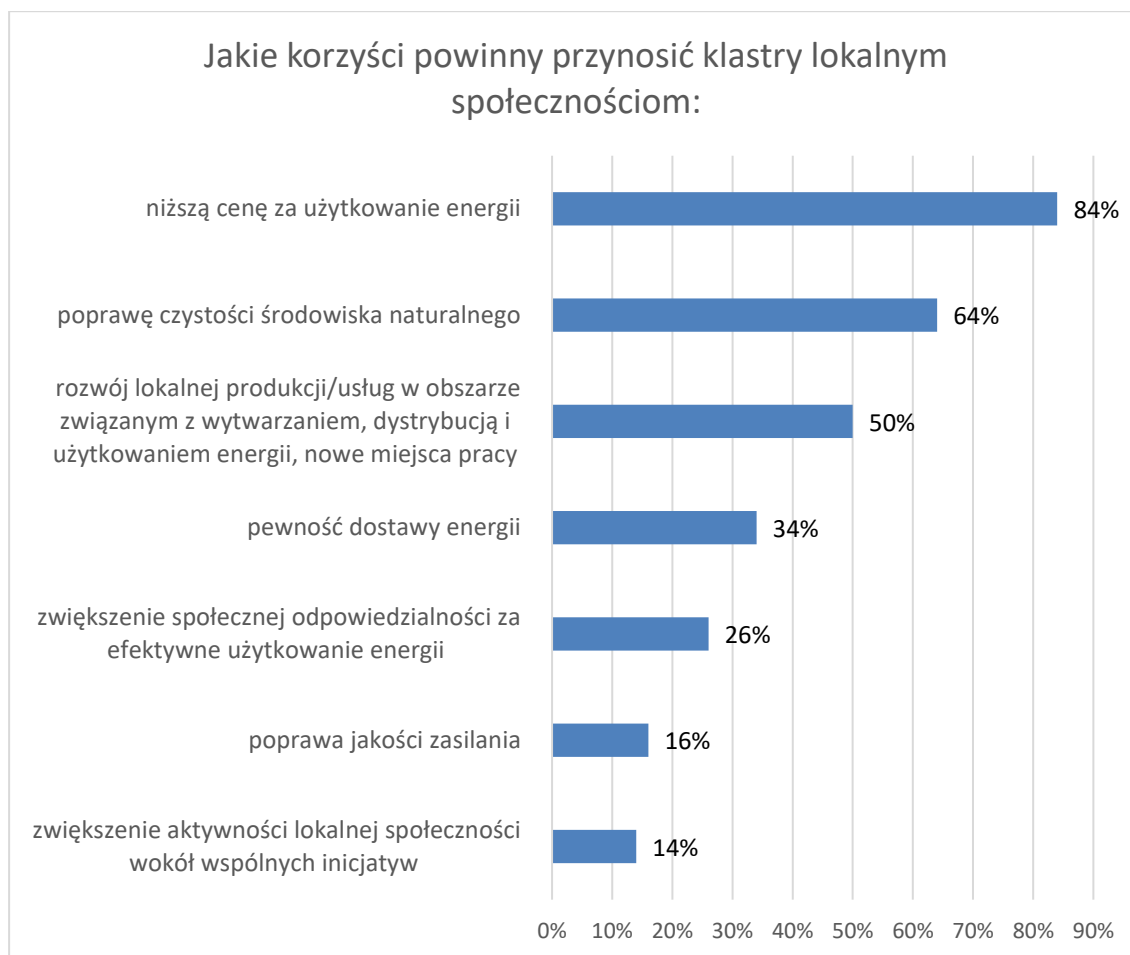


Rys. 2.3 Pytanie 7. „Jakie korzyści powinien przynieść Państwa Klaster lokalnej społeczności?”

Na pytanie dotyczące korzyści, jakie według twórców powinien przynieść ich Klaster (Rys. 2.3) aż po 64% uzyskały odpowiedzi „pewność dostawy energii” i „niższą cenę za użytkowanie energii”. Widać więc wyraźnie, że za powołaniem Klastrow energii kryją się nadzieje na zapewnienie pewności dostawy energii elektrycznej społeczności zamieszkującej teren danego Klastra.

- Pytanie 34. „Jakie korzyści powinny przynosić klastry lokalnym społecznościom:”

W kolejnym pytaniu również poproszono o udzielenie odpowiedzi dotyczącej korzyści powołania klastrow energii dla lokalnych społeczności (Rys. 2.4), tym razem skupiono się jednak na ogólnych korzyściach płynących z powołania klastrow a nie jak poprzednio na konkretnym klastrze reprezentowanym przez respondenta.



Rys. 2.4 Pytanie 34. „Jakie korzyści powinny przynosić klastry lokalnym społecznościom:”

Oczekiwania twórców klastrów wyraźnie skupiają się wokół zagadnień związanych z niższą ceną za użytkowanie energii, tę odpowiedź wskazało aż 84% badanych, kolejno troska o poprawę czystości środowiska naturalnego 64%. Pewność dostawy energii zyskała 34% głosów, natomiast korzyść wynikająca z poprawy jakości zasilania uplasowała się na przedostatnim miejscu i znalazła poparcie u zaledwie 16% respondentów.

- Pytanie 38. „W oparciu o przygotowaną strategię rozwoju energetycznego oraz posiadaną wiedzę/doświadczenie, które rozproszone źródła energii Państwa zdaniem są najbardziej ekonomicznie i technicznie korzystne dla rozwoju energetyki rozproszonej w klastrach energii?”



Rys. 2.5 Pytanie 38. „Które rozproszone źródła energii Państwa zdaniem są najbardziej ekonomicznie i technicznie korzystne dla rozwoju energetyki rozproszonej w klastrach energii?”

Pod koniec badania poproszono o wskazanie, które zdaniem koordynatorów klastra rozproszone źródła energii są najbardziej ekonomicznie i technicznie korzystne dla rozwoju energetyki rozproszonej w klastrach energii (Rys. 2.5). I tym razem respondenci wskazali niemal jednogłośnie (90% odpowiedzi) na energię pochodzącą ze słońca.

### 2.1.2 Podsumowanie

Jak można przeczytać w [14] w pierwszej ankiecie dotyczącej klastrów energii wyrażali swoje opinie ich koordynatorzy. W odpowiedziach respondentów z jednej strony można zauważyć duży entuzjazm i satysfakcję z dotychczasowych własnych dokonań, ale równocześnie widać wyraźny brak akceptacji dla istniejących uwarunkowań prawnych w których funkcjonują utworzone wspólnoty energetyczne. Dominuje oczekiwanie rzeczywistego, a nie deklaratywnego jak dotychczas (w opinii respondentów), wsparcia finansowego tych działań z programów i źródeł zewnętrznych. Istnieje obawa, że jeżeli tak się nie stanie, to duży początkowy entuzjazm dla słusznej koncepcji lokalnych wspólnot energetycznych zostanie zmarnowany i trudno będzie go ponownie wzniecić [14]. Niewielu respondentów zwróciło uwagę na zagadnienia związane z jakością energii elektrycznej na terenie funkcjonowania klastrów, jednak zdecydowana większość jako główne źródło rozproszone na terenie swojego klastra widzi energię pochodzącą z fotowoltaicznych źródeł energii.

## 2.2 Załącznik B: Ankieta 2 „Klustry energii - szanse i bariery rozwoju. Część 2: Operatorzy sieci dystrybucyjnych”

Klustry energii funkcjonują na obszarze działania lokalnych dystrybutorów. Wzajemne relacje tych dwóch podmiotów mają więc fundamentalne znaczenie dla rozwoju wspólnot energetycznych i szerzej – dla rozwoju energetyki rozproszonej w Polsce. Bez określenia zasad współpracy gwarantujących korzyści obydwu partnerom rozwój tej formy rynku energii będzie bardzo trudny, jeżeli w ogóle możliwy. Dlatego druga ankieta – której podsumowanie prezentuje niniejszy rozdział – była adresowana do operatorów lokalnych sieci dystrybucji

energii (posiadających koncesję zgodnie z ustawą PE, art. 32, ust. 1, pkt. 3). Pytania kierowane do respondentów dotyczyły następujących wyróżnionych obszarów [107]:

- podstawowe informacje o operatorze (rodzaj dystrybuowanej energii, forma funkcjonowania, struktura właścicielska, obszar działania, liczba odbiorców itp.),
- wiedza operatorów o klastrach energii,
- kontakty operatorów z klastrami energii,
- informacje techniczne o źródłach energii,
- procedura przyłączania rozproszonych źródeł energii do sieci dystrybucyjnej,
- współpraca rozproszonych źródeł z siecią zasilającą,
- bilansowanie mocy/energii rozproszonych źródeł i odbiorników w ramach klastrów,
- przyszłość klastrów (opinie i rekomendacje).

### **Informacje techniczne o ankiecie:**

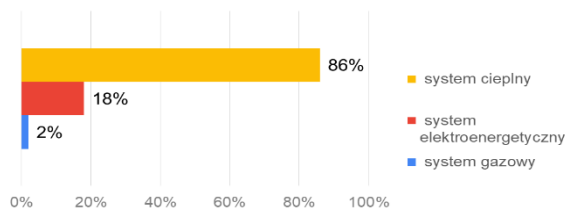
- Ankieta podzielona była na 2 części: podstawową i załącznik,
- Część podstawowa "ANKIETA – OPERATORZY SYSTEMÓW ENERGETYCZNYCH (posiadających koncesję zgodnie z ustawą PE art. 32 ust.1 pkt 3)" była adresowana do wszystkich respondentów,
- Załącznik do ankiety zatytułowany "Załącznik 1: Jakość dostawy energii elektrycznej i instalacje PV" przeznaczony był dla dużych operatorów systemów elektroenergetycznych (Dodatkowe pytania z dziedziny JEE - dotyczy tylko Tauron, Enea, PGE, PSE, Energa, RWE. Na pytania jak w załączniku odpowiadali w ankiecie operatorzy z 16 krajów w Europie),
- Opis załącznika do ankiety: Niniejsza ankieta dotyczy następujących zaburzeń elektromagnetycznych występujących w sieciach elektroenergetycznych, których przyczyną są (mogą być) instalacje fotowoltaiczne: wolne zmiany napięcia, wahania napięcia, zapady, krótkotrwałe wzrosty i stany przejściowe, niesymetria napięcia, odkształcenie napięcia w przedziale do 2 kHz (harmoniczne i interharmoniczne) oraz w paśmie 2-150 kHz,
- Na część podstawową odpowiedzi udzieliło 51 respondentów natomiast załącznik uzupełniło 19 respondentów. Jednak w analizie załącznika dotyczącego jakości energii elektrycznej i instalacji PV brano pod uwagę wyłącznie odpowiedzi 8 respondentów, których przedmiotem działania jest system elektroenergetyczny,
- Okres udzielania odpowiedzi: 10.09.2019 – 18.11.2019,
- Ankieta podstawowa zawierała 57 pytań głównych plus 16 pytań uzupełniających, łącznie 73 pytania,
- Załącznik do ankiety zawierał 10 pytań głównych plus 10 pytań uzupełniających dając łącznie 20 pytań,
- Sumarycznie ankieta nr. 2, część podstawowa wraz z załącznikiem zawierała 93 pytania.

### **2.2.1 Analiza odpowiedzi ankiety operatorów sieci dystrybucyjnych - część podstawowa**

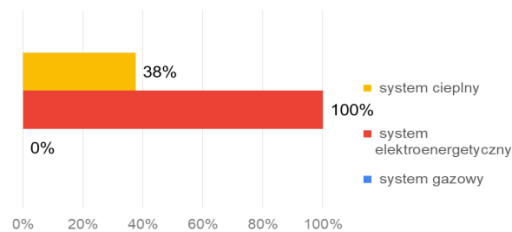
W rozdziale przedstawione zostaną analizy wybranych pytań z ankiety numer 2 (część podstawowa) bezpośrednio związanych z tematyką poruszaną w niniejszej dysertacji. Szczególnej uwadze poddane będą odpowiedzi respondentów związane z fotowoltaicznymi źródłami energii (PV), energią słońca i jakością energii elektrycznej. Dokładną analizę całego badania prezentują autorzy w [107].

- Pytanie 1. „Sieć energetyczna będąca przedmiotem działania operatora”

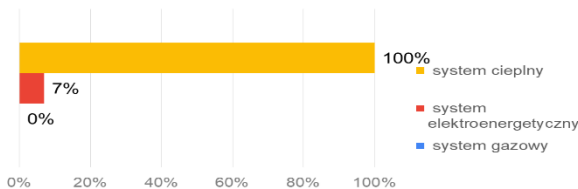




(a) wszyscy respondenci<sup>2</sup>



(b) operatorzy systemów elektroenergetycznych



(c) operatorzy systemów ciepłych

Rys. 2.6 Pytanie 1. „Sieć energetyczna będąca przedmiotem działania operatora”

Spośród 51 operatorów uczestniczących w ankiecie 86% zajmuje się dystrybucją energii cieplnej, 18% energii elektrycznej, a 2% dostawą gazu (Rys. 2.6a). W zbiorze operatorów systemu elektroenergetycznego (przyjętych na rysunku Rys. 2.6b jako 100%) 38% działa także na rynku energii cieplnej. W zbiorze operatorów systemu ciepłego (przyjętych na rysunku Rys. 2.6c jako 100%) 7% działa również na rynku energii elektrycznej [107].

- Pytanie 40. „Czy znane są Państwu powody powołania na Państwa terenie Klastrow energii?”

W tym pytaniu poproszono operatorów o podanie maksymalnie 3 najważniejszych ich zdaniem powodów powołania Klastra na ich terenie działania. Zdaniem operatorów głównymi powodami powołania klastrow na obszarze ich działania były „chęć pozyskania wsparcia finansowego ze źródeł centralnych/regionalnych” (57%), „względy ekologiczne/lokalne zanieczyszczenie środowiska naturalnego” (29%) oraz „wprowadzenie do ustawy o odnawialnych źródłach energii definicji Klastra Energii” (24%). Na rozwój rozproszonych źródeł energii wskazało 19% badanych. Jedynie 10% wskazało na odpowiedź mówiącą o zapewnieniu bezpieczeństwa dostaw energii mieszkańcom i co bardzo ważne, nikt z ankietowanych nie wskazał poprawy jakości zasilania jako powód powołania Klastra. Może to świadczyć o świadomości operatorów sieci dystrybucyjnych odnośnie wpływu rozproszonych źródeł energii na jakość energii elektrycznej (Rys. 2.7).

<sup>2</sup> Suma na rysunku przekracza 100%, ponieważ część z operatorów dysponuje zarówno systemem ciepłym, jak i elektroenergetycznym – co jest widoczne na wykresach Rys. 2.6b i Rys. 2.6c. Część operatorów jest zaliczana zarówno do systemu ciepłego, jak i elektroenergetycznego.



(a) wszyscy respondenci



(b) operatorzy systemów elektroenergetycznych



(c) operatorzy systemów ciepłych

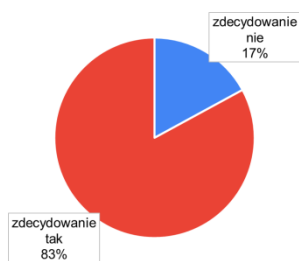
Rys. 2.7 Pytanie 40. „Czy znane są Państwu powody powołania na Państwa terenie Klastrow energii?”

- Pytanie 46 „Czy powołanie i współpraca z klastrami na terenie działania operatora przyniesie korzyści lokalnej społeczności?” i pytanie 47 „Czy z perspektywy operatora tworzenie klastrów energii jest zjawiskiem korzystnym?”

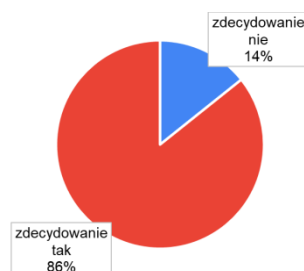
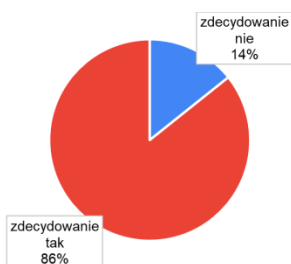
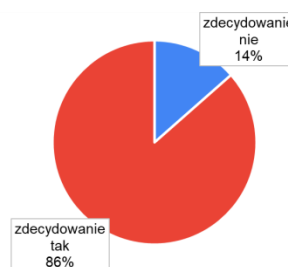
Kolejne dwa pytania dotyczą korzyści idących z powoływania klastrów energii dla lokalnej społeczności i punktu widzenia operatora na to zjawisko. Wśród obszernej listy korzyści, które zdaniem operatorów powinny wynikać z istnienia i współpracy z klastrami, wyróżniono (Rys. 2.8): niezależność i bezpieczeństwo energetyczne poprzez dywersyfikację dostaw energii, pozyskanie nowych odbiorców, stabilizację lokalnego rynku energii – finansową i energetyczną, zwiększoną konkurencyjność dostaw energii i wymuszoną elastyczność usług operatorskich (także handlową), przygotowanie wspólnej oferty z dostawcami pozostałych mediów, składanie wspólnych zamówień, sprzedaż przez wspólne kanały dystrybucji, rozwój źródeł rozproszonych i lepsze ich wykorzystanie, powstanie rynku

usług energetycznych i nowych form biznesu, wzrost technicznej innowacyjności, rozwój niskoemisyjnego transportu publicznego, przyspieszenie redukcji niskiej emisji, pobudzenie istniejącego lokalnego potencjału gospodarczego (nie tylko w ramach klastra) i wymuszenie większej jego aktywności i efektywności biznesowej, pozyskanie wsparcia finansowego ze źródeł centralnych/regionalnych [107].

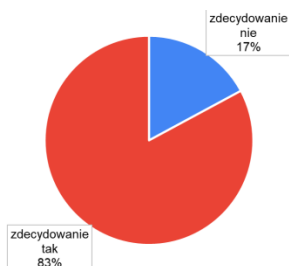
Brak zainteresowania tworzeniem klastrów i współpracą z nimi przez część operatorów wynikający z postrzegania tych wspólnot jako zjawiska niekorzystnego (14%, Rys. 2.9) jest spowodowany istniejącymi barierami organizacyjnymi, brakiem woli współpracy po stronie odbiorców, trudnością porozumienia między niekiedy wieloma partnerami, a także licznymi (statutowymi) obowiązkami – klaster to dodatkowe obciążenie związane z jego rozliczeniem i obsługą danych pomiarowych (także potrzeba zmian w systemach informatycznych, konieczność wymiany informacji pomiędzy różnymi systemami). Obecność źródeł rozproszonych, w większości niekontrolowanych przez operatora, to dodatkowe utrudnienie eksploatacji systemu elektroenergetycznego [107].



(a) wszyscy respondenci



(b) operatorzy systemów elektroenergetycznych



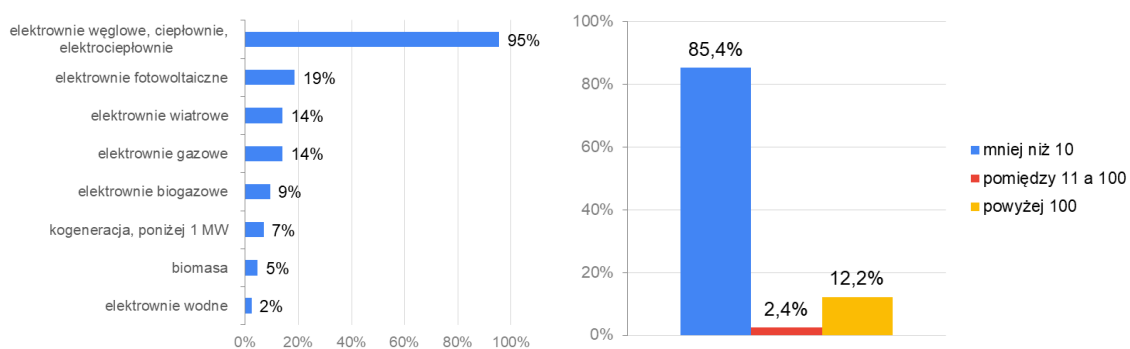
(c) operatorzy systemów ciepłych

Rys. 2.8 Pytanie 46. „Czy powołanie i współpraca z klastrami na terenie działania operatora przyniesie korzyści lokalnej społeczności?”

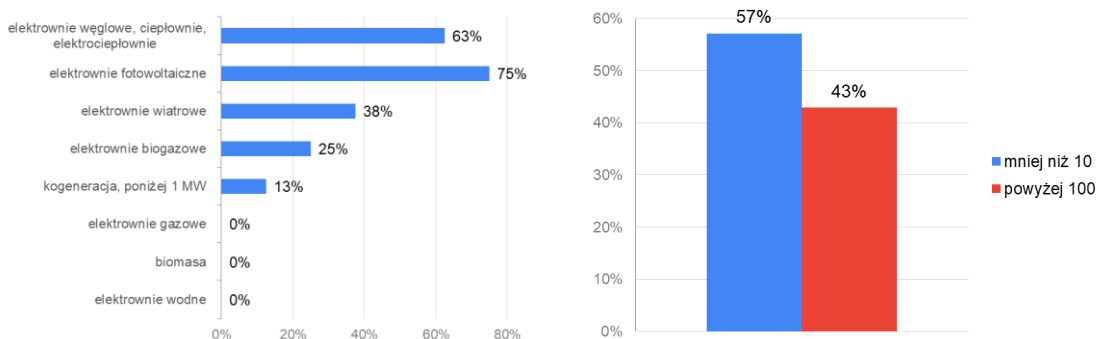
Rys. 2.9 Pytanie 47. „Czy z perspektywy operatora tworzenie klastrów energii jest zjawiskiem korzystnym?”

- Pytanie 6. „Jaki rodzaj źródeł rozproszonych dominuje na obszarze działania operatora” i pytanie 7. „Ile źródeł rozproszonych o mocy jednostkowej większej niż 100 kW jest przyłączonych do sieci dystrybucyjnej operatora:”

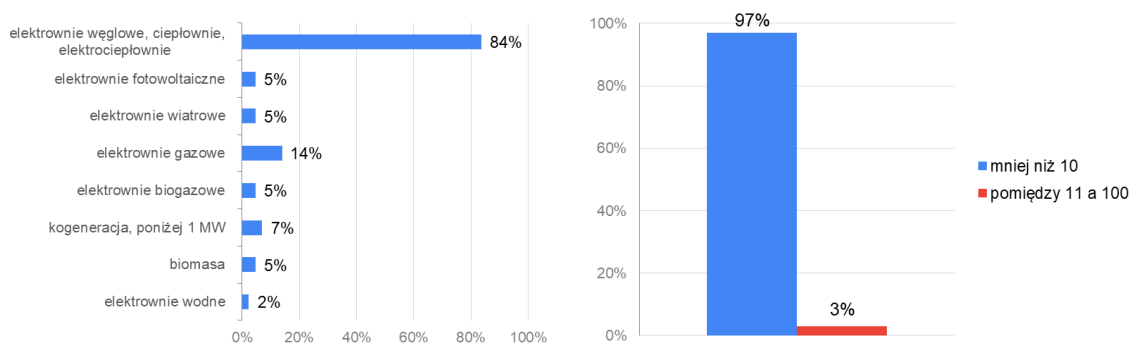
W pytaniu dotyczącym rodzajów źródeł rozproszonych na obszarze działania operatora poproszono o wskazanie maksymalnie 3 odpowiedzi. W wyniku analizy danych uzyskanych z odpowiedzi okazało się, iż wśród źródeł energii zainstalowanych na obszarze działania operatorów dominują elektrownie węglowe, ciepłownie i elektrociepłownie – 95% (84% w zbiorze dystrybutorów ciepła) (Rys. 2.10). W grupie operatorów systemów elektroenergetycznych dominują instalacje fotowoltaiczne – 75%. Może to wskazywać na fakt, że respondenci w odpowiedzi kierowali się liczbą źródeł, a nie ich mocą. W przypadku 85% respondentów liczba istniejących źródeł o mocy większej niż 100 kW nie przekracza 10 (Rys. 2.10) [107].



(a) wszyscy respondenci



(b) operatorzy systemów elektroenergetycznych

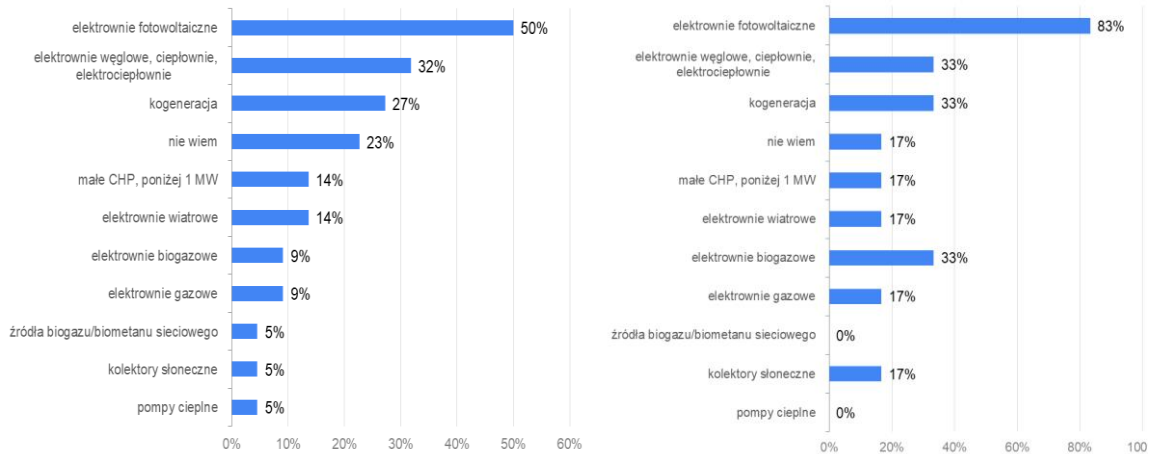


(c) operatorzy systemów ciepłych

Rys. 2.10 Pytania 6 i 7. „Rodzaj rozproszonych źródeł energii istniejących na obszarze działania operatora oraz liczba źródeł o mocy większej niż 100 kW”

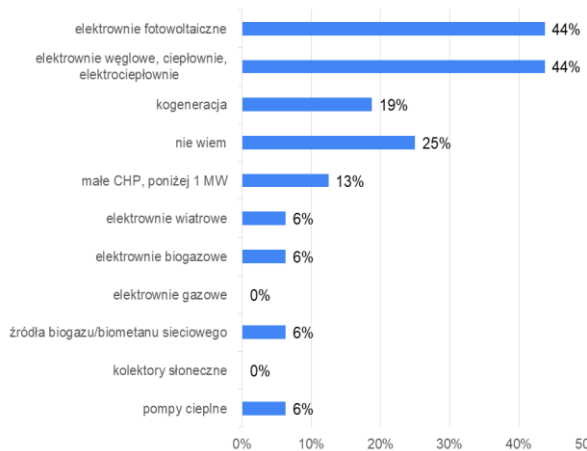
- Pytanie 39. „Źródłami rozproszonymi w ramach powołanego na Państwa terenie Klastra energii są lub będą głównie:”

W kolejnym pytaniu również poproszono o udzielenie maksymalnie trzech odpowiedzi. Według wiedzy operatorów dominującym źródłem rozproszonym w klastrach energii funkcjonujących na obszarze działania operatorów są/będą elektrownie fotowoltaiczne, takiej odpowiedzi udzieliło 50% badanych (Rys. 2.11).



(a) wszyscy respondenci

(b) operatorzy systemów elektroenergetycznych



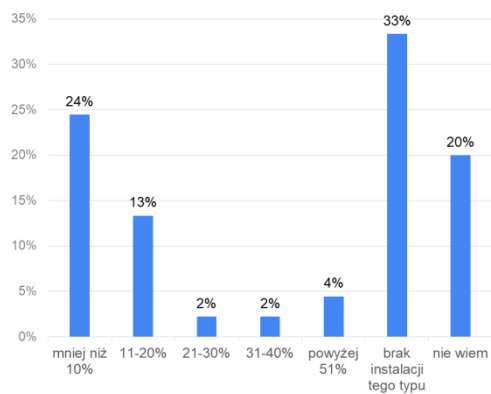
(c) operatorzy systemów ciepłych

Rys. 2.11 Pytanie 39 „Źródłami rozproszonymi istniejącymi w ramach powołanego klastra/klastrów energii są/będą głównie?”

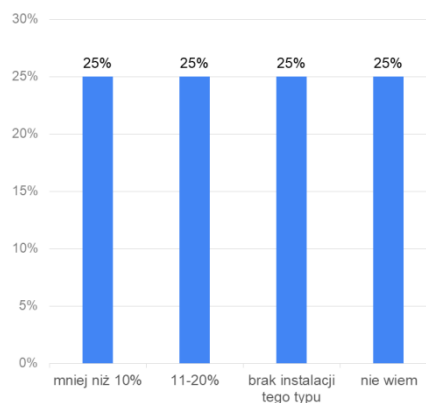
- Pytanie 15. „Całkowita moc rozproszonych źródeł w relacji do mocy konsumowanej na obszarze działania Operatora wynosi:” i pytanie 16. „Jeżeli na obszarze działania Operatora występują instalacje fotowoltaiczne to ich dominująca moc jednostkowa zawarta jest w przedziale:”

Kolejna grupa pytań dotyczyła różnych technologii wykorzystywanych w rozproszonych źródłach energii. I tak, na pytanie o całkowitą moc rozproszonych źródeł w relacji do mocy konsumowanej na obszarze działania operatora ponad 33% respondentów potwierdziło brak takich źródeł (37% tej grupy to operatorzy ciepłowni) (Rys. 2.12). Tylko w przypadku 4% moc zainstalowanych źródeł przekracza 51% mocy odbieranej. Wiedza

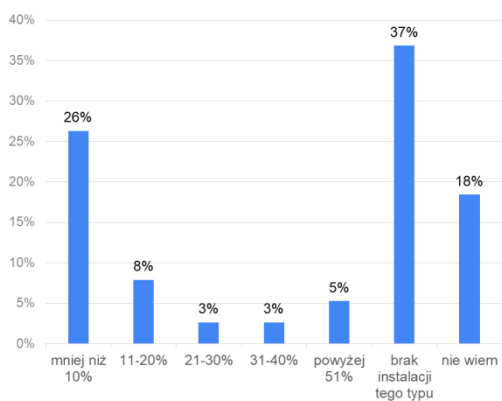
operatorów dotycząca mocy źródeł dla różnych technologii OZE jest mocno ograniczona. W znacznej większości przypadków respondenci nie potrafili odpowiedzieć na pytanie, jaki jest procent instalacji OZE o mocach wskazanych za dominujące w relacji do ich całkowitej liczby na obszarze działania operatora (dla wyróżnionych technologii) [107]. Dotyczy to wszystkich rodzajów OZE a odpowiedzi dla instalacji PV pokazano na rysunku Rys. 2.13.



(a) wszyscy respondenci

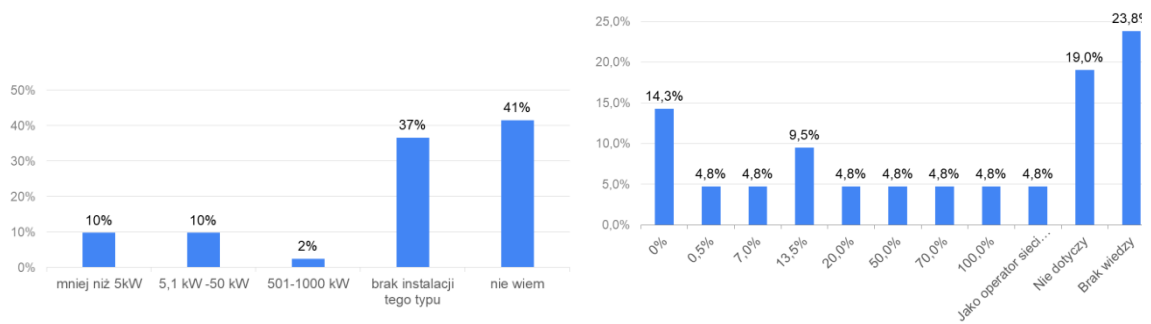


(b) operatorzy systemów elektroenergetycznych

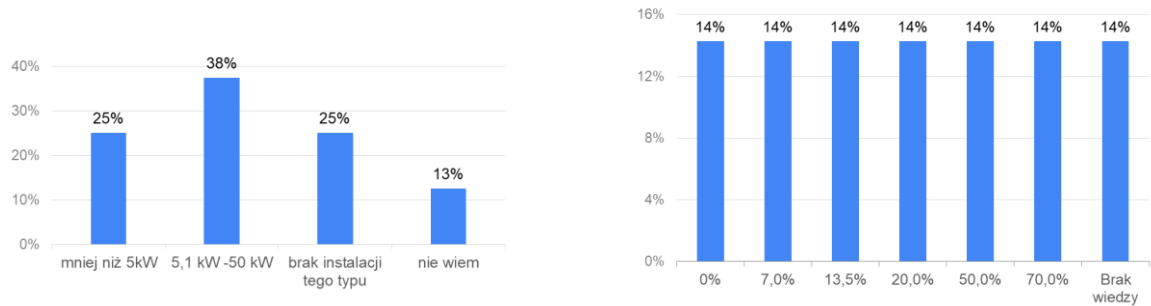


(c) operatorzy systemów ciepłych

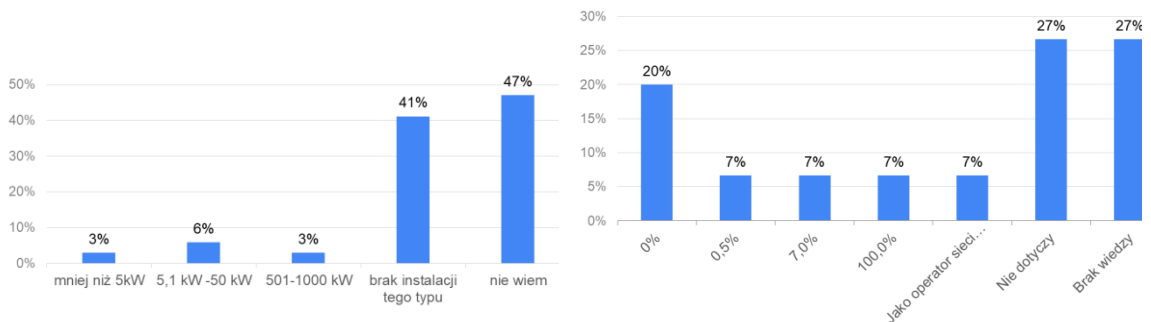
Rys. 2.12 Pytanie 15 „Całkowita moc rozproszonych źródeł w relacji do mocy konsumowanej na obszarze działania operatora”



(a) wszyscy respondenci



(b) operatorzy systemów elektroenergetycznych

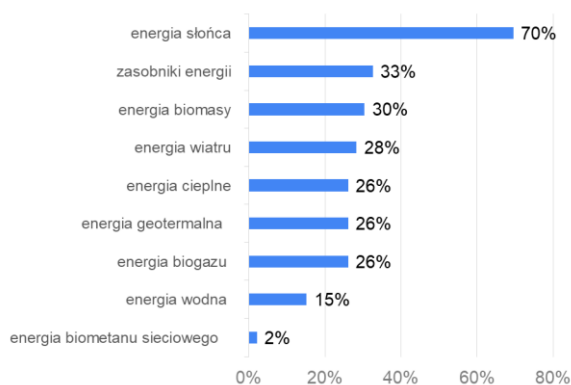


(c) operatorzy systemów ciepłych

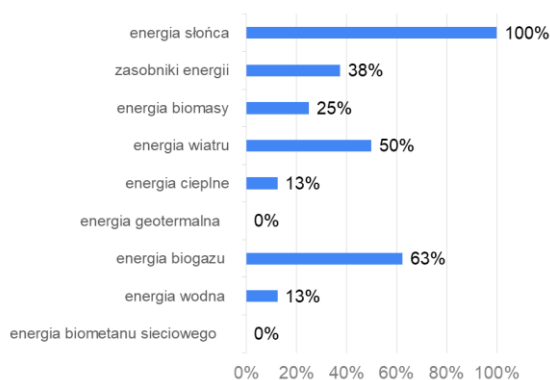
Rys. 2.13 Pytanie 16 „Dominująca moc jednostkowa instalacji PV oraz procentowy udział instalacji PV o dominującej mocy jednostkowej do ogółu instalacji PV na obszarze działania operatora”

- Pytanie 57. „W oparciu o posiadaną wiedzę/doświadczenie proszę wskazać, które rozproszone źródła energii Państwa zdaniem są najbardziej ekonomicznie i technicznie korzystne dla rozwoju energetyki rozproszonej w Klastrach energii:”

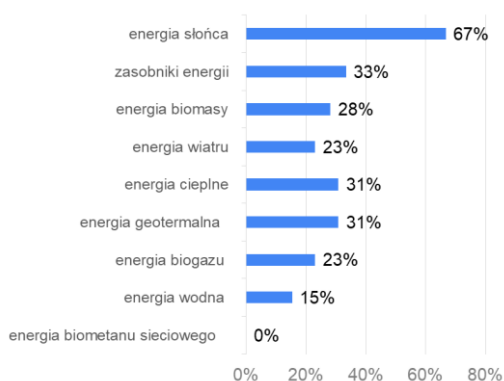
W następnym pytaniu podobnie jak w innych przypadkach, polecono respondentom wskazać maksymalnie trzy odpowiedzi. W oparciu o posiadaną wiedzę/doświadczenie za najbardziej ekonomicznie i technicznie korzystne dla rozwoju energetyki rozproszonej w klastrach energii operatorzy wskazali źródła fotowoltaiczne (70%, Rys. 2.14) [107].



(a) wszyscy respondenci



(b) operatorzy systemów elektroenergetycznych



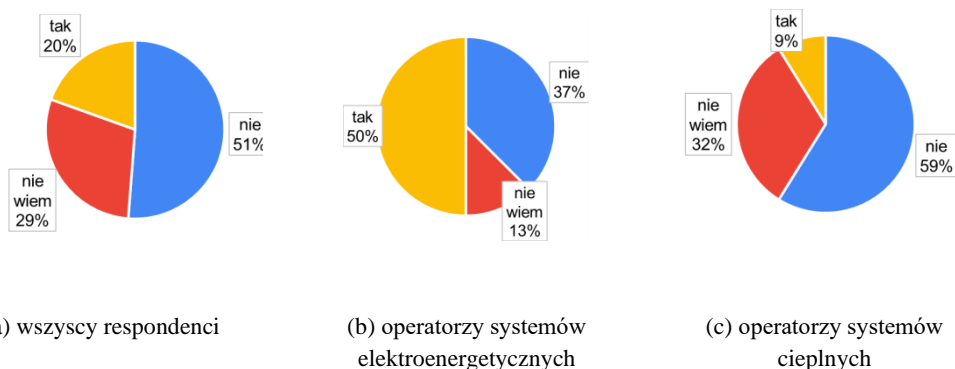
(c) operatorzy systemów ciepłnych

Rys. 2.14 Pytanie 57 „Najbardziej korzystne ekonomicznie i technicznie rozproszone źródła energii w opinii operatorów”

- Pytanie 21. „Czy stwierdziliście Państwo w sieci dystrybucyjnej problemy techniczne, które związane są z pracą źródeł rozproszonych?”

Połowa wszystkich operatorów (51%, Rys. 2.15) uważa, że rozproszone źródła energii nie wpływają negatywnie na sieci dystrybucyjne. Znacząco odmienne zdanie mają operatorzy systemów elektroenergetycznych. Podkreślają oni problemy z odkształceniem napięcia oraz jego wartością, szczególnie w obwodach nN z dużą liczbą prosumenckich instalacji PV (50%) [107]. Wskazywane problemy to min. „wprowadzanie wyższych harmonicznych do sieci OSD (zakłócenia pracy sieci) w szczególności w miejscach gdzie te źródła są skupione w dużej ilości (wiele instalacji przyłączonych do tego samego transformatora SN/nn)”, „problemy z poziomami napięć - rozwiązanie przez rozwój sieci”, „zmiany napięcia w sieci w zależności od wielkości generacji, które mogą przekroczyć dopuszczalne wartości”, „Źródła rozproszone są przeważnie źródłami niestabilnymi np. elektrownie wiatrowe lub fotowoltaiczne. Właściciele tych źródeł często nie przesyłają prognoz generacji do OSD, co wpływa na dokładność analiz i obliczeń niezbędnych dla prowadzenia ruchu sieci. Jednocześnie większość małych jednostek wytwórczych nie udostępnia pomiarów i sterowań do systemów SCADA OSD (tylko jednostki o dużej mocy) pozwalających na bieżące monitorowanie pracy tych jednostek wytwórczych. Występują pojedyncze problemy z uzyskaniem zgód na planowane wyłączenia np. do prac eksploatacyjnych, bo właściciele sugerują odszkodowania za wyłączenie.”

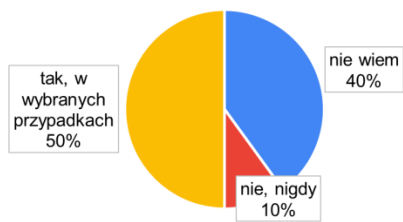




Rys. 2.15 Pytanie 21 „Czy stwierdzono występowanie w sieci dystrybucyjnej problemów technicznych związanych z pracą źródeł rozproszonych?”

- Pytanie 22. „Czy w punkcie przyłączenia rozproszonych źródeł energii instalowane są rejestratory jakości napięcia (dotyczy operatorów sieci elektroenergetycznych)?”, pytanie 22a „W przypadku zaznaczenia odpowiedzi "tak, zawsze", proszę wskazać jakie parametry są mierzone:” i pytanie 23. „Czy dane dotyczące wskaźników jakości napięcia są:”

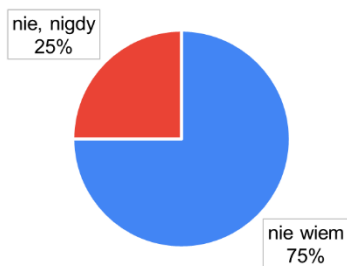
Zdaniem operatorów sieci elektroenergetycznej wszystkie rozproszone źródła energii elektrycznej większych mocy są wyposażone w układy umożliwiające monitorowanie ich pracy (Rys. 2.16). Respondenci, którzy odpowiedzieli "tak, w wybranych przypadkach" na powyższe pytanie poproszono o wskazanie tych przypadków, i tak pojawiły się min. następujące odpowiedzi: „w przypadku stwierdzenia problemów z jakością napięcia”, „istnieje podejrzenie negatywnego wpływu źródła na jakość energii”, „W przypadkach, kiedy liczniki energii rejestrują wzrost zakłóceń sieci OSD poprzez wprowadzanie wyższych harmonicznych do sieci OSD”. Respondentów tych zapytano również o listę mierzonych parametrów „jakościowych” – w większości przypadków (67%) wskazano na rejestratory klasy A (wg. normy PN EN 61000-4-30) jako podstawowy przyrząd pomiarowy, co jednoznacznie definiuje zbiór mierzonych wskaźników (Rys. 2.17). Mierzone są więc wszystkie wskaźniki jakości zgodnie z treścią Rozporządzenia Systemowego [133]. Pozyskane w ten sposób dane są gromadzone w pamięci lokalnej rejestratora (operatorzy elektroenergetyczni 75%, Rys. 2.18). 25% respondentów nie posiada takiej informacji. Dla źródeł mniejszej mocy decyzja o instalacji stacjonarnego lub przenośnego rejestratora jest podejmowana w przypadku wystąpienia negatywnych zjawisk, których przyczyną może być zła jakość napięcia [107].



(a) wszyscy respondenci

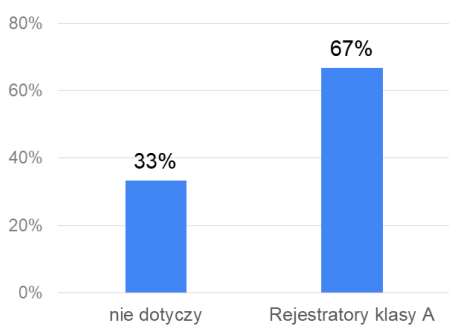


(b) operatorzy systemów elektroenergetycznych

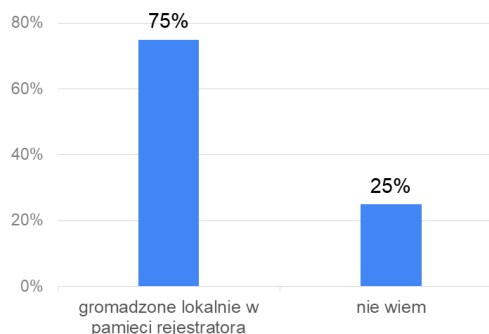


(c) operatorzy systemów ciepłych

Rys. 2.16 Pytanie 22 „Czy w punkcie przyłączenia rozproszonych źródeł energii instalowane są rejestratory jakości napięcia?”



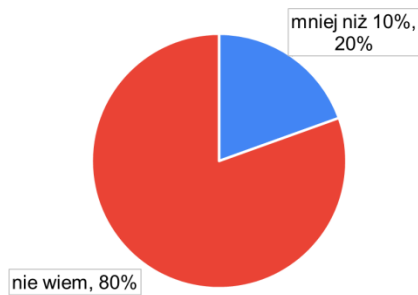
Rys. 2.17 Pytanie 22a „Rodzaj rejestratora stosowanego do pomiaru wskaźników jakości dostawy energii elektrycznej”



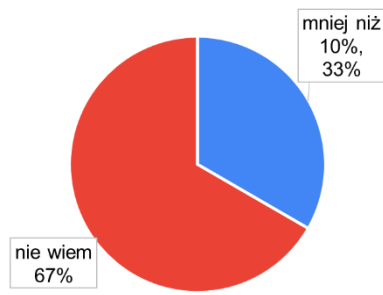
Rys. 2.18 Pytanie 23 „Gdzie archiwizowane są dane z rejestratorów wskaźników jakości dostawy energii?”

- Pytanie 24. „Czy istnieje ciągły pomiar mocy generowanej przez źródła rozproszone:”, pytanie 48. „Proszę wskazać obecny poziom generacji lokalnej energii w relacji do lokalnego zużycia energii w ramach Klastrow, które powstały na Państwa terenie:”, pytanie 50. „Czy według Państwa wiedzy bilansowanie lokalne energii wytwarzanej w ramach Klastra w źródłach rozproszonych?”, pytanie 51. „Czy według Państwa wiedzy bilansowanie lokalnej sumarycznej konsumpcji energii w ramach Klastra:”,

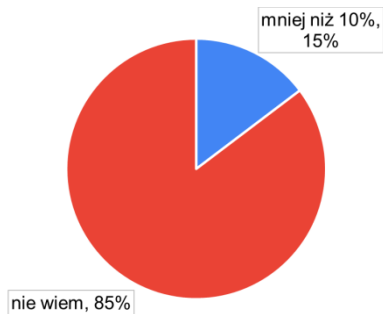
W zdecydowanej większości przypadków (80%) operatorzy nie potrafią oszacować poziomu lokalnej generacji w relacji do lokalnego zużycia energii w klastrach, które powstały na ich terenie (Rys. 2.19). Nie posiadają także wiedzy na temat istnienia lub braku bilansowania energii wytworzonej w źródłach rozproszonych i konsumowanej w klastrach (Rys. 2.20). W przypadku operatorów elektroenergetycznych współczynnik ten wynosi 40%. Realizacja ciągłego pomiaru mocy (Rys. 2.21) jest uzależniona od wielkości źródła lub zobowiązań wynikających z podpisanej umowy. Pomiar jest obowiązkowy dla źródeł występujących o świadectwa pochodzenia, w tym źródeł „wiatrowych” [107].



(a) wszyscy respondenci



(b) operatorzy systemów elektroenergetycznych

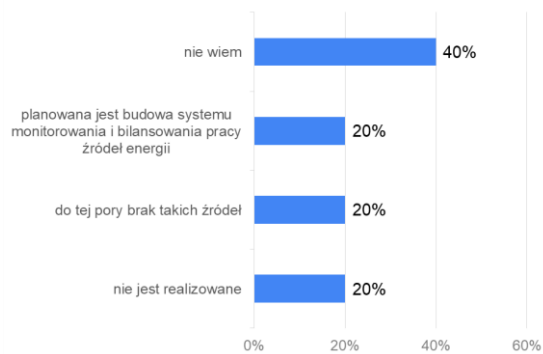
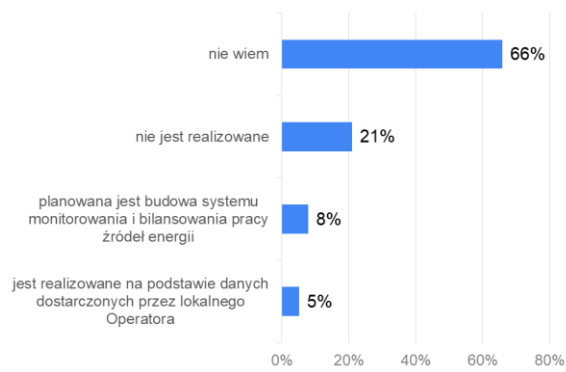


(c) operatorzy systemów ciepłych

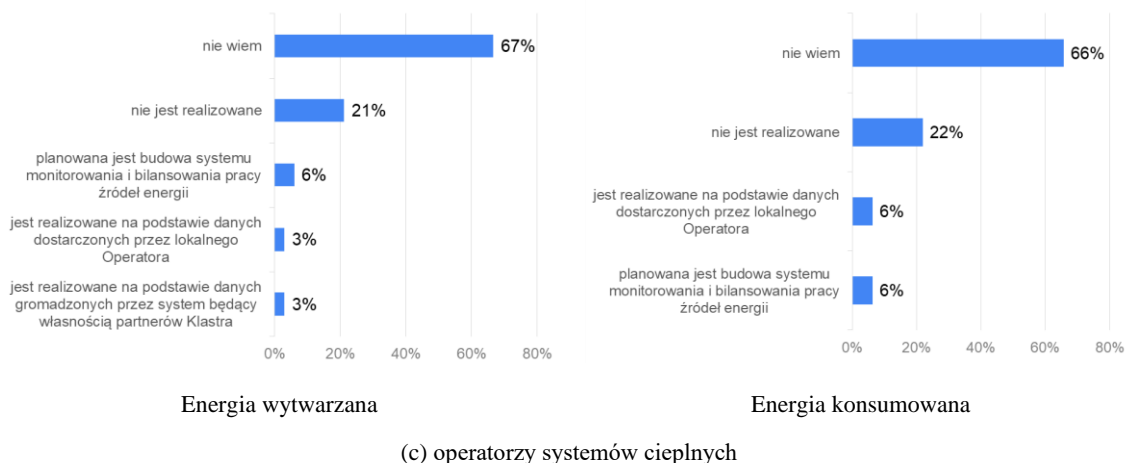
Rys. 2.19 Pytanie 48 „Poziom generacji lokalnej w relacji do konsumpcji energii w ramach klastrów istniejących na obszarze działania operatora”



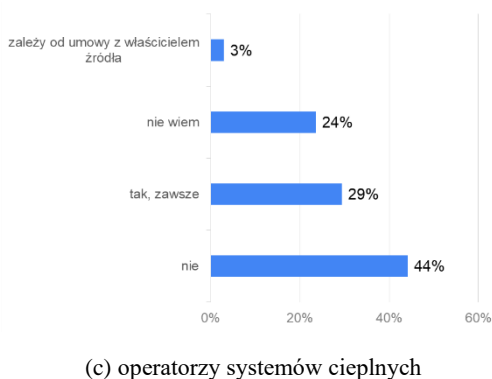
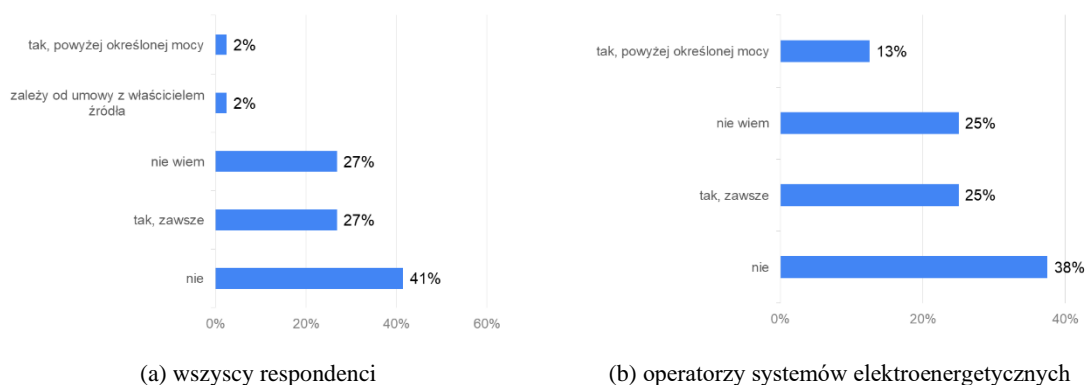
(a) wszyscy respondenci



(b) operatorzy systemów elektroenergetycznych



Rys. 2.20 Pytanie 50 i pytanie 51 „Czy zgodnie z wiedzą operatorów istnieje lokalne bilansowanie energii w ramach klastrów działających na ich obszarze?”



Rys. 2.21 Pytanie 24 „Czy istnieje ciągły pomiar mocy źródła energii?”

- Pytanie „52. Jakie korzyści w Państwa opinii może przynieść Klastr lokalnym społecznościom?”

Wśród odpowiedzi udzielonych na to pytanie pojawiły się min. takie argumenty: „pobudzenie aktywności społeczności lokalnej, względy ekologiczne, rozwój źródeł rozproszonych”, „obniżenie kosztów dostawy energii”, „obniżenie kosztów zużycia energii”, „bezpieczeństwo dostaw energii elektrycznej”, „samowystarczalność, konkurencyjność, bezpieczeństwo”, „względy ekologiczne”, „Energia w korzystniejszych cenach dla odbiorców”, „konkurencyjność na rynku energii”, „Niezależność energetyczną i obniżenie opłat”, „lepsze

wykorzystanie lokalnych źródeł energii, niższe ceny energii”, „Korzyści ekologiczne, finansowe”.

### **2.2.2 Podsumowanie**

Pogląd operatorów systemów energetycznych na klastry energii, ich zasadność oraz ewentualne korzyści czy straty wynikające z tworzenia takich energetycznych jednostek produkcyjnych, został zarysowany za pomocą przekazanych odpowiedzi. Wyniki badania sugerują, że operatorzy sieci elektroenergetycznych wykazują większe zainteresowanie rozwijaniem klastrów energii i ogólnie - energetyki rozproszonej, w porównaniu z operatorami sieci ciepłowniczych [106]. Operatorzy przeważnie postrzegają klastry energii jako możliwość rozwoju rozproszonych źródeł energii, zmniejszenia kosztów konsumpcji i dostarczania energii oraz, co niezmiernie ważne, gwarancję bezpieczeństwa energetycznego przy jednoczesnym szacunku dla środowiska naturalnego.

Z dodatkowych informacji zawartych w ankiecie dla operatorów systemów elektroenergetycznych na temat wpływu fotowoltaicznych źródeł energii na jakość dostawy energii elektrycznej w systemach elektroenergetycznych (załącznik 1: Jakość dostawy energii elektrycznej i instalacje PV), wynika, że w większości sytuacji, operatorzy systemów elektroenergetycznych nie posiadają wiedzy na temat związku między wzrostem liczby zakłóceń elektromagnetycznych a zwiększoną liczbą instalacji fotowoltaicznych integrowanych z ich systemami. Odnosi się to zarówno do małych i średnich instalacji PV o mocy do 30 kW, jak i dużych instalacji o mocy przekraczającej 30 kW. Brak tej wiedzy jest bezpośrednio spowodowany brakiem odpowiedniej infrastruktury pomiarowej umożliwiającej ciągłe monitorowanie, agregację i następnie analizę danych pomiarowych dotyczących omawianych zakłóceń elektromagnetycznych. Sugerowanym rozwiązaniem jest stopniowe zwiększanie inwestycji w urządzenia i systemy monitorujące jakość energii elektrycznej w systemach obsługiwanych przez operatorów. Różnica w obserwacjach respondentów dotyczących aktualnego stanu zakłóceń elektromagnetycznych i prognoz na przyszłość wynika z dynamicznego wzrostu mocy zainstalowanych w instalacjach PV na terenie całego kraju. Respondenci zgłaszają, że obecnie nie zauważają znaczącej korelacji między wzrostem zakłóceń elektromagnetycznych a wzrostem liczby instalacji PV, ale opierając się na ich doświadczeniu i spostrzeżeniach, przewidują, że ilość zakłóceń będzie sukcesywnie rosła w przyszłości.

### **2.3 Załącznik B: Ankieta 3 „Klastry energii - szanse i bariery rozwoju. Część 3: Instytucje zainteresowane rozwojem energetyki rozproszonej w Polsce”**

W kolejnej, trzeciej ankiecie, poproszono przedstawicieli instytucji, organizacji, stowarzyszeń, fundacji itp. aktywnie działających na rzecz rozwoju energetyki rozproszonej w Polsce o wyrażenie opinii i oczekiwań dotyczących klastrów energii, jak również szeroko rozumianej energetyki rozproszonej (ER). Pytania dotyczyły następujących obszarów [108]:

- informacje o respondencie (typ instytucji i jej forma prawna, profil działania, obszar zainteresowań, teren działania, liczba pracowników, posiadane zasoby z zakresu energetyki rozproszonej),
- współpraca z klastrami energii (znajomość zasad funkcjonowania klastrów energii, oferta współpracy i zakres usług dedykowanych klastram, prowadzenie działań edukacyjnych w obszarze energetyki rozproszonej i klastrów energii),
- klastry energii – opinie i rekomendacje (rola klastrów energii w rozwoju energetyki rozproszonej w Polsce, korzyści płynące z istnienia klastrów dla lokalnych społeczności, najkorzystniejsze OZE dla klastrów energii, czynniki wpływające na

sukces klastra, poziom zainteresowania klastrami, zaangażowanie mieszkańców, przedsiębiorców i samorządu terytorialnego w działanie klastra, regulacje prawne i zagrożenia dla rozwoju klastrów),

- chęć współpracy z konsorcjum realizującym projekt „Rozwój energetyki rozproszonej w klastrach energii (KlastER)” (oczekiwania wobec konsorcjum, współpraca w celu promocji i rozwijania energetyki rozproszonej).

**Informacje techniczne o ankiecie:**

- Ankieta zawierała 27 pytań głównych plus 9 pytań uzupełniających, łącznie 36 pytań,
- Okres udzielania odpowiedzi: 20.03.2019 – 31.01.2020,
- Na zadane pytania odpowiedzi udzieliło 15 instytucji zaangażowanych w proces transformacji energetycznej w Polsce, spośród 51 zaproszonych do wzięcia udziału w badaniu. Pełna lista instytucji znajduje się w tabeli Tabela 2.2.

Tabela 2.2 Instytucje poproszone o udział w trzeciej ankiecie

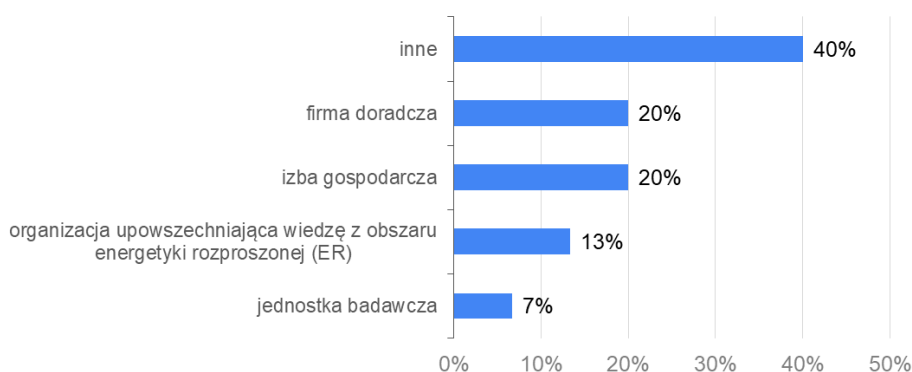
Nr.	Nazwa instytucji	Nr.	Nazwa instytucji
1	Dolnośląski Instytut Studiów Energetycznych ( <a href="http://dise.org.pl/n/">http://dise.org.pl/n/</a> )	27	Polskie Stowarzyszenie Paliw Alternatywnych ( <a href="http://pspa.com.pl">http://pspa.com.pl</a> )
2	Europejski Instytut Miedzi ( <a href="https://copperalliance.pl/">https://copperalliance.pl/</a> )	28	Polskie Towarzystwo Biomasy POLBIOM ( <a href="http://www.polbiom.pl/">http://www.polbiom.pl/</a> )
3	Forum Energii ( <a href="http://forum-energii.eu/pl">http://forum-energii.eu/pl</a> )	29	Polskie Towarzystwo Fotowoltaiki ( <a href="https://pv-polska.pl/">https://pv-polska.pl/</a> )
4	Fundacja na rzecz Energetyki Zrównoważonej ( <a href="http://www.fnez.pl">http://www.fnez.pl</a> )	30	Polskie Towarzystwo Morskiej Energetyki Wiatrowej ( <a href="http://www.ptmew.pl/pl/strona-glowna.php">http://www.ptmew.pl/pl/strona-glowna.php</a> )
5	Instytut Polityki Energetycznej im. Ignacego Łukasiewicza ( <a href="http://www.instytutpe.pl/">http://www.instytutpe.pl/</a> )	31	Polskie Towarzystwo Przesyłu i Rozdziału Energii Elektrycznej ( <a href="http://www.ptpiree.pl/">http://www.ptpiree.pl/</a> )
6	Izba Energetyki Przemysłowej i Odbiorców Energii – ( <a href="http://iep.org.pl/">http://iep.org.pl/</a> )	32	PSE Innowacje ( <a href="https://www.pse-innowacje.pl/">https://www.pse-innowacje.pl/</a> )
7	Izba Gospodarcza Ciepłownictwo Polskie ( <a href="http://www.igcp.org.pl">http://www.igcp.org.pl</a> )	33	PSE S.A. ( <a href="http://www.pse.pl">http://www.pse.pl</a> )
8	Izba Gospodarcza Energetyki i Ochrony Środowiska ( <a href="https://www.igeos.pl">https://www.igeos.pl</a> )	34	South Poland Cleantech Cluster ( <a href="http://spcleantech.pl/">http://spcleantech.pl/</a> )
9	Krajowa Agencja Poszanowania Energii ( <a href="https://www.kape.gov.pl/">https://www.kape.gov.pl/</a> )	35	Stowarzyszenie Gmin Przyjaznych Energii Odnawialnej ( <a href="http://sgpeo.pl/">http://sgpeo.pl/</a> )
10	Krajowa Izba Biopaliw ( <a href="http://www.kib.pl">http://www.kib.pl</a> )	36	Stowarzyszenie Energetyki Odnawialnej ( <a href="http://seo.org.pl/">http://seo.org.pl/</a> )
11	Krajowa Izba Gospodarcza Elektroniki i Telekomunikacji ( <a href="https://kigeit.org.pl/">https://kigeit.org.pl/</a> )	37	Stowarzyszenie Gmin Polska Sieć „Energie Cités” – ( <a href="http://pnec.org.pl/pl/">http://pnec.org.pl/pl/</a> )
12	Krajowy Instytut Energetyki Rozproszonej ( <a href="http://kier-institute.pl/">http://kier-institute.pl/</a> )	38	Stowarzyszenie Klaster 3x20 ( <a href="https://klaster3x20.pl/">https://klaster3x20.pl/</a> )
13	Living Lab ( <a href="https://elivinglab.pl/?page_id=1559">https://elivinglab.pl/?page_id=1559</a> )	39	Stowarzyszenie na rzecz Gospodarki Energetycznej Polski ( <a href="https://pae.org.pl/">https://pae.org.pl/</a> )
14	Ministerstwo Nauki i Szkolnictwa Wyzszego ( <a href="https://www.gov.pl/web/nauka">https://www.gov.pl/web/nauka</a> )	40	Stowarzyszenie Polska Izba Magazynowania Energii ( <a href="http://www.pime.pl/">http://www.pime.pl/</a> )
15	Ministerstwo Rozwoju i Inwestycji - Departament Programów Infrastrukturalnych	41	Towarzystwo Elektrowni Wodnych ( <a href="http://www.tew.pl/">http://www.tew.pl/</a> )
16	Ministerstwo Rozwoju i Inwestycji - Departament Regionalnych Programów Operacyjnych	42	Towarzystwo Obrotu Energią ( <a href="http://www.toe.pl/pl/">http://www.toe.pl/pl/</a> )
17	Narodowa Agencja Poszanowania Energii ( <a href="https://nape.pl/">https://nape.pl/</a> ) - wypełniona	43	Towarzystwo Rozwoju Małych Elektrowni Wodnych ( <a href="http://trmew.pl/index.php?id=31">http://trmew.pl/index.php?id=31</a> )
18	Narodowy Fundusz Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej – ( <a href="http://nfosigw.gov.pl/">http://nfosigw.gov.pl/</a> )	44	Unia Producentów i Pracodawców Przemysłu Biogazowego ( <a href="https://upeci.pl">https://upeci.pl</a> )
19	Ogólnopolskie Porozumienie Kooperacyjne Klastrow Energii „KlasGRID” ( <a href="http://klasgrid.pl/">http://klasgrid.pl/</a> )	45	Związek Gmin Wiejskich Rzeczypospolitej Polskiej ( <a href="http://www.zgwrp.pl/">http://www.zgwrp.pl/</a> )
20	Polska Biomasa ( <a href="http://www.polska-biomasa.pl/">http://www.polska-biomasa.pl/</a> )	46	Związek Miast Polskich ( <a href="http://www.zmp.poznan.pl/">http://www.zmp.poznan.pl/</a> )
21	Polska Izba Biomasy ( <a href="http://www.biomasa.org.pl/">http://www.biomasa.org.pl/</a> )	47	Związek Powiatów Polskich ( <a href="https://www.zpp.pl/kontakt">https://www.zpp.pl/kontakt</a> )
22	Polska Izba Gospodarcza Energetyki Odnawialnej ( <a href="http://www.pigeor.pl/">http://www.pigeor.pl/</a> )	48	Związek Pracodawców Gospodarki Odpadami ( <a href="http://www.zpgo.pl">http://www.zpgo.pl</a> )
23	Polska Izba Rozwoju Technologii Pomp Ciepła ( <a href="http://portpc.pl/">http://portpc.pl/</a> )	49	Związek Województw Rzeczypospolitej Polskiej ( <a href="https://zwrp.pl/pl/">https://zwrp.pl/pl/</a> )
24	Polskie Stowarzyszenie Energetyki Słonecznej ( <a href="http://www.pses.eu/">http://www.pses.eu/</a> )	50	Instytut Sobieskiego ( <a href="https://sobieski.org.pl/">https://sobieski.org.pl/</a> )
25	Polskie Stowarzyszenie Energetyki Wiatrowej ( <a href="http://psew.pl/">http://psew.pl/</a> )	51	Instrat - Fundacja Inicjatyw Strategicznych ( <a href="https://instrat.pl/">https://instrat.pl/</a> )
26	Polskie Stowarzyszenie Geotermiczne ( <a href="http://www.energia-geotermalna.org.pl/">http://www.energia-geotermalna.org.pl/</a> )		

### 2.3.1 Analiza odpowiedzi ankiety instytucji zaangażowanych w rozwój energetyki odnawialnej

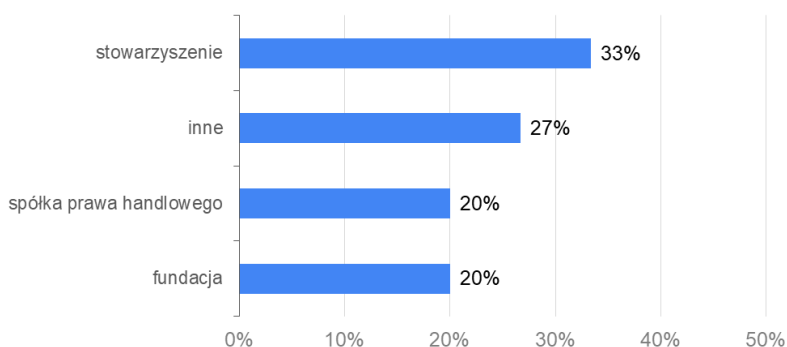
W rozdziale przedstawione zostaną analizy wybranych pytań z ankiety numer 3 (część 3) bezpośrednio związanych z tematyką poruszaną w niniejszej dysertacji. Szczególnej uwadze poddane będą odpowiedzi respondentów związane z fotowoltaicznymi źródłami energii (PV), energią słońca i jakością energii elektrycznej. Dokładną analizę całego badania prezentują autorzy w [108].

- Pytanie 1. „Prosimy o wskazanie typu Instytucji” i pytanie 2. „Jaka jest forma prawna Państwa Instytucji?”

Spośród 15 instytucji uczestniczących w ankiecie (z 51, do których zwrócono się z prośbą o udział w ankiecie), odpowiednio po 20% stanowią firmy doradcze i izby gospodarcze, 13% organizacje upowszechniające wiedzę z obszaru energetyki rozproszonej (ER), 7% to jednostki badawcze, a 40% inne typy instytucji (think tank, stowarzyszenie branży energetycznej, organizacja samorządowa, stowarzyszenie gmin przyjaznych energii odnawialnej itp.) (Rys. 2.22). Forma prawna przyjęta przez instytucje biorące udział w badaniu to w większości stowarzyszenie – 33%, kolejno po 20% spółka prawa handlowego i fundacja, 27% stanowią „inne” formy, wśród których wyróżniono między innymi uczelnie wyższe, sp. z o.o. non for profit (IOB) i izby gospodarcze (Rys. 2.23) [108].



Rys. 2.22 Pytanie 1. „Prosimy o wskazanie typu Instytucji”

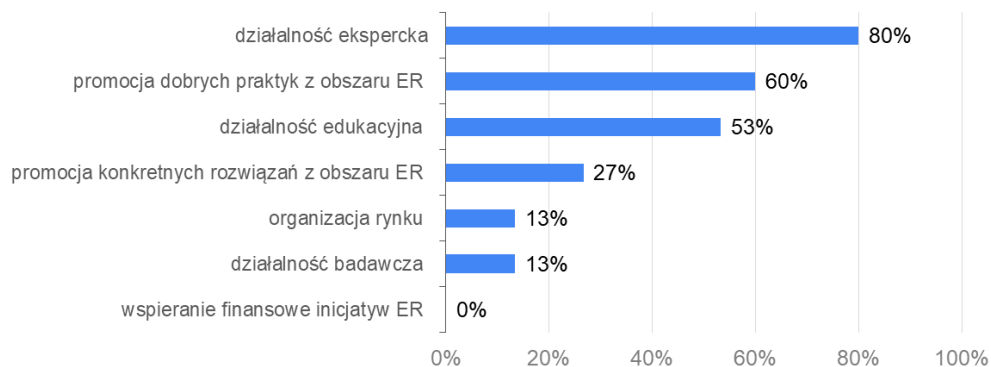


Rys. 2.23 Pytanie 2. „Jaka jest forma prawna Państwa Instytucji?”

- Pytanie 3. „Jaki jest profil działania Państwa Instytucji w obszarze energetyki rozproszonej (ER)”



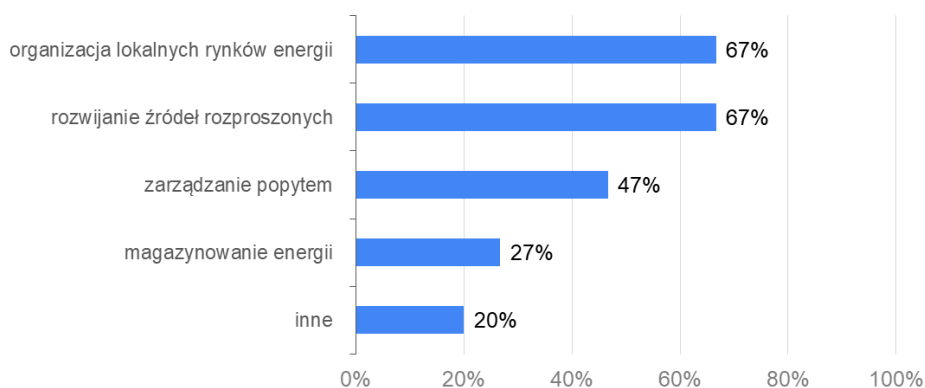
W kolejnym pytaniu poproszono respondentów o określenie profilu działalności instytucji w odniesieniu do energetyki rozproszonej (ER) – można było wskazać maksymalnie trzy odpowiedzi z podanej listy. Zdecydowana większość, bo aż 80%, podała działalność ekspercką jako główny obszar swojej działalności, 60% – promocję dobrych praktyk z obszaru ER, 53% – działalność edukacyjną, 27% – promocję konkretnych rozwiązań z obszaru ER, po 13% organizację rynku i działalność badawczą. Żadna z instytucji nie wskazała wspierania finansowego inicjatyw energetycznych ER (Rys. 2.24) [108].



Rys. 2.24 Pytanie 3. „Jaki jest profil działania Państwa Instytucji w obszarze energetyki rozproszonej (ER)”

- Pytanie 4. „Proszę wskazać obszar Państwa zainteresowania w zakresie energetyki rozproszonej (ER)”

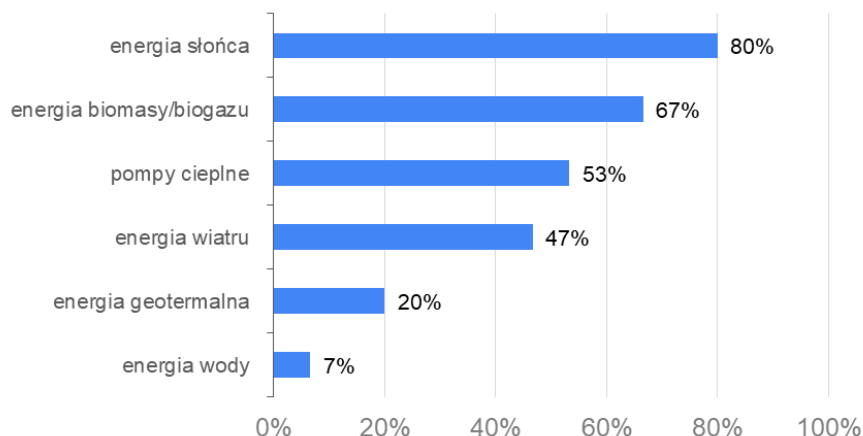
Obszarem zainteresowań w zakresie energetyki rozproszonej znacznej liczby respondentów (67%) jest organizacja lokalnych rynków energii, również 67% chce rozwijać źródła rozproszone, 47% angażuje się w zarządzanie popytem, 27% w magazynowanie energii, 20% rozkłada się odpowiednio na: OZE i integrację sektorów, platformy ICT dla klastrów energii i co bardzo ważne: wspieranie rozwoju sieci dystrybucyjnej na potrzeby rozwoju źródeł odnawialnych (Rys. 2.25). Z zamieszczonych przez respondentów komentarzy wnioskować można, iż ankietowane instytucje zdają sobie sprawę z ciągłego rozwoju energetyki rozproszonej i widzą potrzebę rozwijania sieci dystrybucyjnej, aby ta sprostała wzmożonemu popytowi min. na nowe instalacje PV. Na prośbę o doprecyzowanie zainteresowań wskazanych w punkcie dotyczącym rozwijania źródeł rozproszonych, w komentarzach uzupełniających pojawiły się następujące zagadnienia: fotowoltaika (wymieniana na pierwszym miejscu w większości odpowiedzi), energia wiatru, biogaz, geotermia, pompy ciepła, kogeneracja, „większość źródeł alternatywnych opłacalnych ekonomicznie i sprawdzonych technicznie, które są lokalnymi źródłami energii połączonymi możliwie bezpośrednio z odbiorcami energii”. W odpowiedziach wyraźnie wskazano na fotowoltaikę jako dziedzinę, w rozwoju której chce uczestniczyć dominująca liczba respondentów [108].



Rys. 2.25 Pytanie 4. „Proszę wskazać obszar Państwa zainteresowania w zakresie energetyki rozproszonej (ER)”

- Pytanie 5. „Proszę wskazać maksimum 3 źródła rozproszone w obrębie zainteresowania Instytucji”

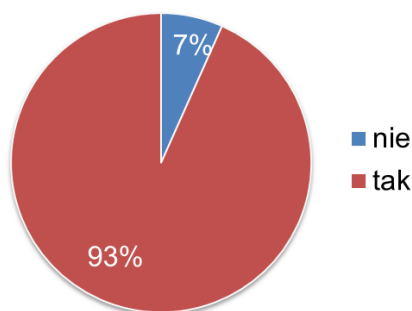
Informacje zawarte w poprzednich odpowiedziach znalazły również odzwierciedlenie w wyborach ankietowanych dokonanych w kolejnym pytaniu, w którym poproszono o wskazanie rozproszonych źródeł energii będących w obrębie zainteresowań danej instytucji. W zdecydowanej większości (80%) wybrano energię słoneczną, następnie biomasę/biogaz – 67%, pompy ciepła – 53%, energię wiatru – 47%, energię geotermalną – 20% i energię wody – 7% (Rys. 2.26) [108].



Rys. 2.26 Pytanie 5. „Proszę wskazać maksimum 3 źródła rozproszone w obrębie zainteresowania Instytucji”

- Pytanie 9. „Czy znane są Państwu zasady funkcjonowania klastrów energii?”

Znakomita większość respondentów (83%) zna zasady funkcjonowania klastrów energii, jedynie 7% nie posiada takiej wiedzy (Rys. 2.27) [108].



Rys. 2.27 Pytanie 9. „Czy znane są Państwu zasady funkcjonowania klastrów energii?”

- Pytanie 14. „Czy uważają Państwo, że klastry energii mogą odegrać istotną rolę w rozwoju energetyki rozproszonej w Polsce?”

Większość instytucji uważa, że klastry energii mogą odegrać istotną rolę w rozwoju energetyki rozproszonej w Polsce (20% – bardzo dużą, 40% – dużą), jedynie 7% wskazało, że może być ona marginalna (Rys. 2.28) [108].



Rys. 2.28 Pytanie 14. „Czy uważają Państwo, że klastry energii mogą odegrać istotną rolę w rozwoju energetyki rozproszonej w Polsce?”

- Pytanie 15. „Jakie korzyści lokalnym społecznościom powinny przynosić klastry?”

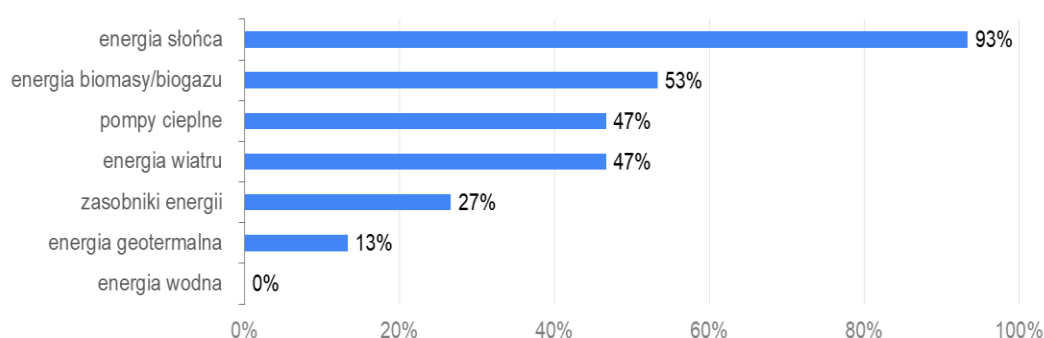
Według ankietowanych największą korzyścią dla lokalnych społeczności z tytułu funkcjonowania klastrów energii powinien być „rozwój lokalnej produkcji/usług w obszarze związanym z wytwarzaniem, dystrybucją i użytkowaniem energii, nowe miejsca pracy”. Taką odpowiedź wskazało 67% osób, po 53% przypadło dla „poprawy stanu środowiska naturalnego” i „niższej ceny za użytkowanie energii”; z kolei „zwiększenie aktywności lokalnej społeczności wokół wspólnych inicjatyw” wskazało 47% ankietowanych, „zwiększenie społecznej odpowiedzialności za efektywne użytkowanie energii” – 40%. Co zastanawiające „poprawę jakości zasilania” wskazało zaledwie 20% instytucji [108]. Natomiast jedynie 7% respondentów uważa, że klastry mogą zapewnić ciągłość dostaw energii. Rozkład odpowiedzi na to pytanie przedstawia rysunek Rys. 2.29.



Rys. 2.29 Pytanie 15. „Jakie korzyści lokalnym społecznościom powinny przynosić klastry?”

- Pytanie 16. „Proszę wskazać rozproszone źródła energii, które, Państwa zdaniem, są najbardziej ekonomicznie i technicznie korzystne dla rozwoju energetyki rozproszonej w klastrach energii?”

Na jednym z poprzednich wykresów (pytanie 5 - Rys. 2.26) pokazano, że 80% respondentów wybrało energetykę słoneczną jako obszar szczególnego zainteresowania. Opinia ta została potwierdzona w odpowiedzi na kolejne pytanie, w którym organizatorzy ankiety poprosili o wskazanie najkorzystniejszego dla rozwoju klastrów energii rozproszonego źródła energii. Aż 93% badanych wskazało na pierwszym miejscu właśnie energetykę opartą na energii słonecznej. Co więcej, zaobserwować można bardzo dużą różnicę między kolejnymi technologiami. Na drugim miejscu z wynikiem 53% znalazła się energia pochodząca z biomasy/biogazu, następnie po 47% pompy ciepła i energia wiatru, 27% zasobniki energii, 13% energia geotermalna. Co ciekawe, żadna instytucja nie wskazała energii pochodzącej z wody jako ekonomicznie i technicznie korzystnej dla rozwoju energetyki rozproszonej w klastrach energii (Rys. 2.30) [108].



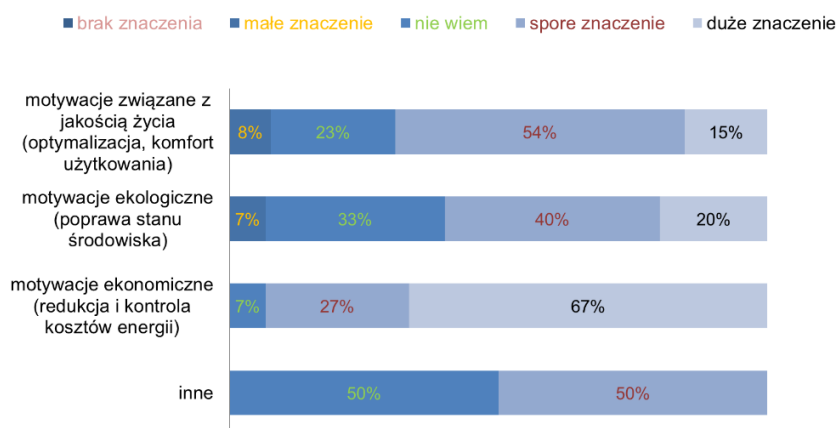
Rys. 2.30 Pytanie 16. „Proszę wskazać rozproszone źródła energii, które, Państwa zdaniem, są najbardziej ekonomicznie i technicznie korzystne dla rozwoju energetyki rozproszonej w klastrach energii?”

- Pytanie 19. „Jakie motywacje według Państwa mogą mieć znaczenie dla zaangażowania mieszkańców w działania klastra energii?”, pytanie 20. „Jakie motywacje według Państwa mogą mieć znaczenie dla zaangażowania przedsiębiorców w działania klastra

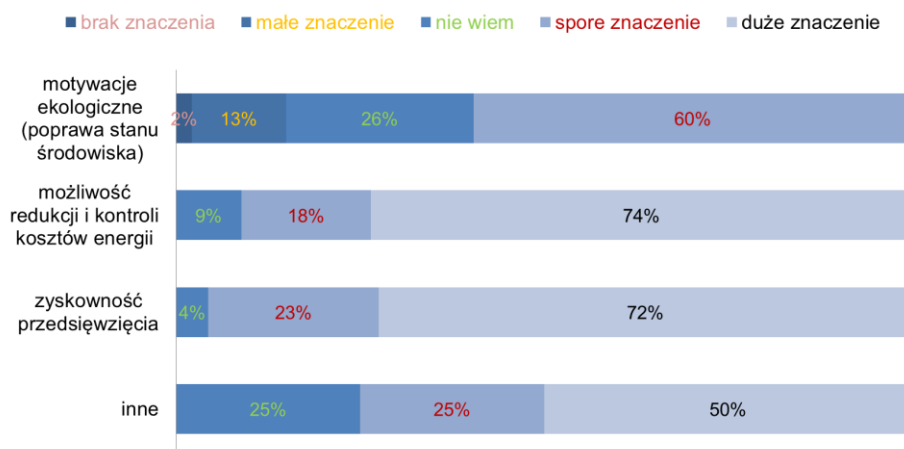
energii?” i pytanie 21. „Jakie motywacje według Państwa mogą mieć znaczenie dla zaangażowania jednostek samorządu terytorialnego w działania klastra energii?”

W kolejnych trzech pytaniach poproszono o wskazanie motywacji, które zdaniem przedstawicieli instytucji zaangażowanych w transformację energetyczną w Polsce, mogą mieć znaczenie dla zaangażowanie w działanie klastra energii kolejno mieszkańców (Rys. 2.31), przedsiębiorców (Rys. 2.32) i jednostek samorządu terytorialnego (Rys. 2.33). Do każdej z odpowiedzi ankietowani mogli przyporządkować jedną z pięciu gradientowych wartości, gdzie: 1 - brak znaczenia, 2 – małe znaczenie, 3 - nie wiem, 4 – spore znaczenie, 5 - duże znaczenie.

Większość respondentów wyraża opinię, że głównym czynnikiem motywującym do udziału mieszkańców w klastrach energii są względy ekonomiczne, w tym redukcja kosztów energii (67% – duże znaczenie i 27% – spore znaczenie), jakość życia rozumiana jako komfort użytkowania energii (15% i 54%) oraz dbałość o poprawę stanu środowiska (20% i 40%) (Rys. 2.31) [108].

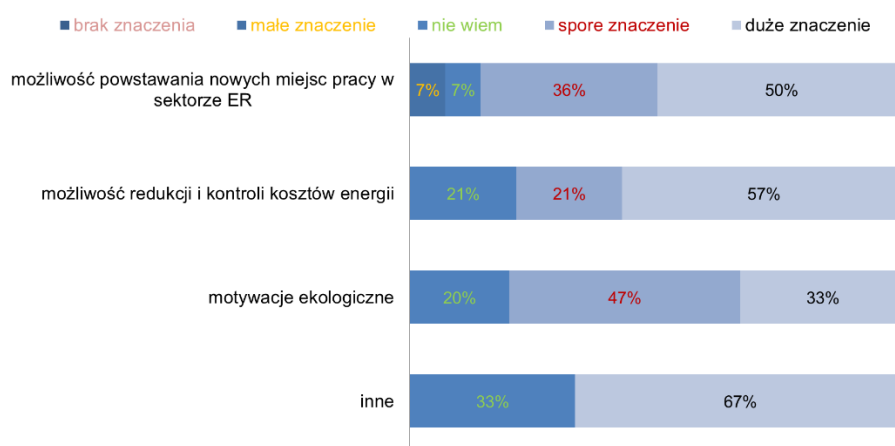


Rys. 2.31 Pytanie 19. „Jakie motywacje według Państwa mogą mieć znaczenie dla zaangażowania mieszkańców w działania klastra energii?”



Rys. 2.32 Pytanie 20. „Jakie motywacje według Państwa mogą mieć znaczenie dla zaangażowania przedsiębiorców w działania klastra energii?”

Przedsiębiorcy, angażując się w działania klastra energii, będą kierować się trochę innymi motywacjami niż mieszkańcy. Respondenci uważają, że największe znaczenie będzie miała w ich przypadku możliwość redukcji i kontroli kosztów energii (duże znaczenie – 74% i spore znaczenie – 18%), jak również rentowność przedsięwzięcia (72% i 23%). Ważne są także motywacje ekologiczne, czyli poprawa stanu środowiska – 60%. W odpowiedzi „inne” znalazły się takie czynniki, jak poprawa jakości dostawy energii, w tym ciągłość dostawy oraz decyzje polityczne ważne dla zarządów spółek Skarbu Państwa (Rys. 2.32). Respondentów zapytano również o motywacje mogące mieć znaczenie dla zaangażowania jednostek samorządu terytorialnego w działania klastra energii. W tym przypadku wskazano głównie możliwość redukcji i kontroli kosztów energii (57% – duże znaczenie i 21% – spore znaczenie, „samorząd też jest konsumentem energii i niebagatelną różnicą w budżecie może być obniżenie ceny (energii)”), jak również możliwość powstania nowych miejsc pracy w sektorze ER (50% i 36%). Nie bez znaczenia są także względy ekologiczne (33% i 47%), wizerunkowe oraz finansowanie zewnętrzne (Rys. 2.33) [108].



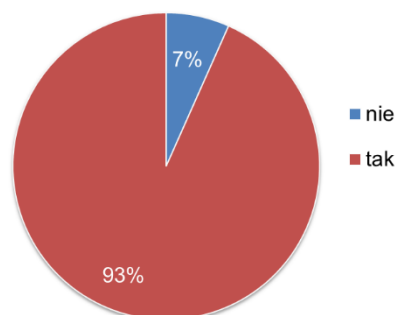
Rys. 2.33 Pytanie 21. „Jakie motywacje według Państwa mogą mieć znaczenie dla zaangażowania jednostek samorządu terytorialnego w działania klastra energii?”

### 2.3.2 Podsumowanie

Wśród instytucji biorących udział w badaniu ankietowym, głównym profilem działalności w odniesieniu do energetyki rozproszonej jest w zdecydowanej większości działalność ekspercka. Natomiast głównym źródłem energii będącym w obszarze zainteresowań są instalacje fotowoltaiczne. Takie połączenie kompetencji i zainteresowań może zaowocować dynamicznym rozwojem wiedzy w zakresie instalacji PV i ich wpływu na zaburzenia w sieci elektroenergetycznej. Rekomendacje i opinie polskich instytucji zaangażowanych w rozwój energetyki rozproszonej w Polsce są niezwykle ważne w odniesieniu do przyszłości klastrów energii i promocji ER w naszym kraju. W motywacjach angażujących mieszkańców, przedsiębiorców i jednostki samorządu terytorialnego do działania klastrów energii, pojawiają się odpowiedzi sugerujące rosnące zainteresowanie i nadzieję na poprawę jakości energii elektrycznej jak i ciągłością jej dostawy.

W pytaniu 22. poproszono o wyrażenie opinii czy polskie instytucje widzą potrzebę zmiany regulacji prawnych określających warunki funkcjonowania rozwoju klastrów energii. W zdecydowanej większości odpowiedź była twierdząca, tę opcję wybrało aż 93 % badanych, jedynie 7% nie widzi takiej potrzeby (Rys. 2.34). Co więcej w pytaniu 23. proszącym o wskazanie, zdaniem respondentów, konieczności wprowadzenia ewentualnych zmian regulacji prawnych, mając w szczególności na uwadze czynniki utrudniające działanie klastrów oraz warunkujące ich dalszy rozwój - respondenci zauważają min. potrzebę zmiany zasad

dostępu do istniejącej infrastruktury dystrybucyjnej, ułatwienie możliwości budowania własnej infrastruktury dystrybucyjnej i co ważne dostrzegają brak zagwarantowanego prawem dostępu do sieci dystrybucyjnych i danych pomiarowych. Wymieniony został również brak wdrożonego systemu inteligentnego opomiarowania czy brak dostępu do danych pomiarowych online dla odbiorcy/małego producenta. Powyższe odpowiedzi pokrywają się z tymi udzielonymi przez operatorów sieci dystrybucyjnych w zakresie braku opomiarowania i dostępu do danych dotyczących min. jakości energii elektrycznej.



Rys. 2.34 Pytanie 22. Czy widzą Państwo potrzebę zmiany regulacji prawnych określających warunki funkcjonowania rozwoju klastrów energii?

## 2.4 Załącznik B: Podsumowanie badań ankietowych

W przeprowadzonych badaniach, wśród omawianych rozproszonych źródeł energii, wyraźnie widać odznaczającą się fotowoltaikę, czyli technologię bezpośrednio wykorzystującą energię słońca do produkcji energii elektrycznej. W zdecydowanej większości odpowiedzi udzielanych przez koordynatorów klastrów energii, właśnie w tym źródle upatruje się dużych nadziei na zbilansowanie zapotrzebowania na energię elektryczną. Jak wskazują badani, jest ona dostępna lokalnie na terenie funkcjonowania klastrów i co ważne jest postrzegana jako rozwiązanie proekologiczne i sprzyjające poprawie stanu środowiska naturalnego a co za tym idzie komfortu i jakości życia lokalnych społeczności. Również operatorzy sieci dystrybucyjnych zgadzają się co do faktu, że elektrownie fotowoltaiczne są dominującym źródłem energii rozproszonej na terenie ich działalności. Koordynatorzy w niewielkim stopniu wyrazili zainteresowanie aspektami związanymi z jakością energii elektrycznej. Przyczyną takiego stanu może być niedostateczny poziom wiedzy o konsekwencjach słabej lub złej jakości energii elektrycznej i jej wpływ na funkcjonowanie urządzeń elektrycznych na terenie Klastra jak również komfortu życia osób zamieszkujących dany obszar. Natomiast operatorzy systemów elektroenergetycznych przyznają, że wcale lub w sposób znikomy monitorują stan sieci pod kątem jakości energii elektrycznej i wpływu instalacji PV na jej stan. W wyniku braku odpowiedniej infrastruktury do monitorowania a co za tym idzie, zbierania i analizowania danych pomiarowych, operatorzy przyznają, że nie zauważają większego wzrostu zaburzeń elektromagnetycznych spowodowanego rosnącą liczbą instalacji fotowoltaicznych. Bazując jednak na swoim doświadczeniu i obserwując proces transformacji energetycznej w Polsce, przyznają, że w przyszłości stan jakości energii elektrycznej może ulec pogorszeniu w wyniku przyłączania do sieci coraz większej liczby instalacji fotowoltaicznych.

W przeprowadzonych badaniach bardzo mocno rysuje się zainteresowanie fotowoltaicznymi źródłami energii. Zarówno twórcy/koordynatorzy klastrów energii, operatorzy systemów elektroenergetycznych jak i instytucje zaangażowane w proces transformacji

energetycznej w Polsce, zgodnie przyznają, że jest to dominujące, odnawialne źródło energii w naszym kraju i to właśnie w energii słonecznej upatrują szansy na wprowadzenie bardziej zbilansowanego, proekologicznego, mogącego zapewnić bezpieczeństwo energetyczne miksu energetycznego. Co więcej, we wszystkich trzech ankietach wyłania się widoczny brak infrastruktury służącej do prowadzenia pomiarów parametrów sieci elektroenergetycznej i potrzeba jej budowy. Bez tego bardzo trudno będzie w rzetelny sposób oceniać wpływ instalacji PV na zaburzenia elektromagnetyczne występujące w sieci. Jak podają autorzy II Krajowego Raportu Benchmarkingowego nt. jakości dostaw energii elektrycznej do odbiorców przyłączonych do sieci przesyłowych i dystrybucyjnych, jednym z pierwszych działań przeprowadzonych w ramach projektu KlastER była identyfikacja uwarunkowań i barier technicznych, prawnych, ekonomicznych i społecznych rozwoju energetyki rozproszonej. Z badań tych jednoznacznie wynika, że jednym z najważniejszych technicznych czynników warunkujących rozwój energetyki rozproszonej są zagadnienia jakości dostawy energii elektrycznej [41].

#### **Informacje podsumowujące:**

- Ankieta nr. 1 zawierała 39 pytań głównych plus 12 pytań uzupełniających, łącznie 51 pytań,
- Na zadane pytania w ankiecie nr. 1 odpowiedzi udzieliło 50 respondentów,
- Ankieta nr. 2, część podstawowa wraz z załącznikiem zawierała 93 pytania,
- Na część podstawową ankiety nr. 2 odpowiedzi udzieliło 51 respondentów natomiast załącznik uzupełniło 19 respondentów,
- Ankieta nr. 3 zawierała 27 pytań głównych plus 9 pytań uzupełniających, łącznie 36 pytań,
- Na zadane pytania w ankiecie nr. 3 odpowiedzi udzieliło 15 instytucji zaangażowanych w proces transformacji energetycznej w Polsce,
- Okres udzielania odpowiedzi: 25.02.2019– 31.01.2020,
- Łącznie w trzech ankietach było 180 pytań,

W badaniach wzięło udział łącznie 116 respondentów.