Fundusze Europejskie dla Rozwoju Społecznego | Rzeczpospolita Polska | Dofinansowane przez Unię Europejską

Politechnika Świętokrzyska
Wydział Inżynierii Środowiska, Geodezji
i Energetyki Odnawialnej

Kierunek studiów:
Odnawialne Źródła Energii

Katarzyna Stokowiec

Materiały dydaktyczne do przedmiotu

INSTALACJE FOTOWOLTAICZNE W UKŁADACH HYBRYDOWYCH

opracowane w ramach realizacji Projektu
„**Dostosowanie kształcenia w Politechnice Świętokrzyskiej do potrzeb współczesnej gospodarki**”
FERS.01.05-IP.08-0234/23

Kielce, 2025

Spis treści

1. Obliczenia i pomiary w instalacjach fotowoltaicznych 2
1.1. Obliczenia w instalacjach fotowoltaicznych 2
1.2. Pomiary w instalacjach fotowoltaicznych 9
2. Cykl życia instalacji fotowoltaicznych 19
3. Praca instalacji fotowoltaicznych w układach hybrydowych 27
Spis literatury 32

Materiały dydaktyczne objęte licencją Creative Commons BY 4.0.

Licencja dostępna pod adresem: https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/

1. Obliczenia i pomiary w instalacjach fotowoltaicznych

Zarówno obliczenia jak i pomiary w instalacjach fotowoltaicznych stanowią kluczowy aspekt do realizacji w celu uzyskania bezpiecznej i stabilnej pracy systemu. Obliczenia to procedura związana z doborem urządzeń i elementów instalacji na podstawie odpowiednich zależności. Natomiast pomiary dotyczą sprawdzenia parametrów pracy tych urządzeń i elementów. Dlatego też obliczenia będą wykonywane na etapie projektowym, a pomiary będą realizowane jako zadanie eksploatacyjne.

Obliczenia będą dotyczyły:

- Zapotrzebowanie na energię - czyli określenie zużycia energii elektrycznej w budynku
- Moc instalacji - czyli wymagana moc paneli, aby pokryć zapotrzebowanie na energię
- Komponenty - czyli dobór np. paneli, falownika
- Optymalizację - czyli określenie kąta nachylenia i azymutu paneli w celu maksymalizacji uzysku solarnego
- Obliczenia elektryczne - czyli dobór przekrojów przewodów (AC i DC) oraz zabezpieczeń

Natomiast pomiary będą obejmowały:

- Rezystancję izolacji wszystkich obwodów DC; zapobiega porażeniu prądem i zwarciom
- Ciągłość przewodów ochronnych i połączeń wyrównawczych; sprawdzenie prawidłowego uziemienia i połączenia wszystkich metalowych elementów
- Prąd zwarcia i napięcie obwodu otwartego (charakterystyka prądowo-napięciowa łańcuchów modułów); kontrola parametrów paneli i łańcuchów PV
- Parametry falownika i optymalizatorów mocy; napięcie, prąd, moc wyjściowa
- Kamerą termowizyjną – inspekcja połączeń elektrycznych; potencjalne przegrzewanie
- Irradiację i temperaturę paneli; warunki nasłonecznienia i temperatury pracy
- Skuteczność działania zabezpieczeń nadprądowych; np. wyłączników różnicowoprądowych

1.1. Obliczenia w instalacjach fotowoltaicznych

W celu wykonania obliczeń w pierwszej kolejności należy się zapoznać ze specyfiką analizowanego obiektu: urządzeniami, które się w nim znajdują, a także ich

charakterystyką, ilością oraz czasem ich pracy. W tabeli poniżej zestawiono przykładowe obliczenia dla różnych obiektów:

Tabela 1. Przykładowe obliczenia zapotrzebowania na energię dla różnych obiektów.

Sala kinowa o powierzchni 100 m^2		
nazwa urządzenia	pobór mocy, W	zapotrzebowanie na energię, kWh
Ekran	2000	8 760
Projektor	1000	4 380
Oświetlenie	800	3 504
AC (EER=4)	4500	19 710
	Σ	36 354
Sklep spożywczy o powierzchni 100 m^2		
nazwa urządzenia	pobór mocy, W	zapotrzebowanie na energię, kWh
Regał chłodniczy	250	4 380
Lada chłodnicza	500	4 380
Witryna chłodnicza	400	10 512
Zamrażarki	200	7 008
Oświetlenie	320	104
Monitoring - kamery	5	139
Monitoring - rejestrator	20	139
Monitoring - podgląd	30	208
Kasy fiskalne	50	1 040
	Σ	27 910
Sala jadalna w restauracji o powierzchni 100 m^2		
nazwa urządzenia	pobór mocy, W	zapotrzebowanie na energię, kWh
Oświetlenie	160	759
AC (EER=4)	3500	16 608
Kasa fiskalna	50	475
Witryna chłodnicza	400	3 796
Telewizor	30	285
	Σ	21 922

Jak wynika z obliczeń, mimo takiej samej powierzchni, zapotrzebowanie na energię różni się dla wybranych pomieszczeń, co jest związane z ich wyposażeniem. Na podstawie tego typu kalkulacji jesteśmy w stanie dokonać wyboru odpowiedniej ilości paneli fotowoltaicznych, znając moc pojedynczego z nich.

Zakładając montaż instalacji PV w warunkach optymalnych (brak zacienienia) w miejscowości Kielce (czyli dla rocznego nasłonecznienia na powierzchnię horyzontalną rzędu 1 100 W/m^2), a także moc pojedynczego modułu fotowoltaicznego wynoszącą 545 W oraz straty występujące na uzysku energii rzędu 21,5 %:

- straty na przewodach – ok. 1%,
- straty falownika – ok. 3%,
- straty na modułach z uwagi na temperaturę – około 4%,
- straty z uwagi na pracę przy niskim natężeniu promieniowania słonecznego – około 1%,
- straty z uwagi na zacienienie, zabrudzenie – około 1%,
- straty wynikające z niedopasowania prądowego modułów – około 1%,
- straty na diodach bocznikujących – około 0,5%,

dodatkowo biorąc pod uwagę rożne kąty odchylenia od południa i różne kąty nachylenia dachu, można zoptymalizować ilość modułów fotowoltaicznych dla zestawionych w tabeli 1 wielkości, co przedstawia tabela 2:

Tabela 2. Proponowana ilość modułów PV.

Sala kinowa o powierzchni 100 m^2			
ilość modułów, szt.			
	kąt 35^0	kąt 20^0	kąt 50^0
azymut 0^0	69	77	70
	azymut -20	azymut -30	azymut -40
kąt 35^0	69	70	71
Sklep spożywczy o powierzchni 100 m^2			
ilość modułów, szt.			
	kąt 35^0	kąt 20^0	kąt 50^0
azymut 0^0	53	59	54
	azymut -20	azymut -30	azymut -40
kąt 35^0	53	54	55
Sala jadalna w restauracji o powierzchni 100 m^2			
ilość modułów, szt.			
	kąt 35^0	kąt 20^0	kąt 50^0
azymut 0^0	41	46	42
	azymut -20	azymut -30	azymut -40
kąt 35^0	42	42	43

Usytuowanie paneli PV w kierunku południowym pochylonych pod kątem 35º pozwala na zastosowanie najmniejszej ilości ogniw dla danego systemu.

Przy znacznej ilości paneli fotowoltaicznych projektujemy ich montaż w kilku (a czasem nawet kilkunastu) stringach, czyli odwodach prądu stałego, gdzie panele PV podłączone są do nich szeregowo. Wszystkie stringi zostaną podłączone do inwertera, a następnie do instalacji elektrycznej. Dobór poszczególnych elementów na instalacji będzie się odbywał w oparciu o parametry zarówno zastosowanych paneli jak i inwertera. Dla paneli fotowoltaicznych określamy parametry zgodnie

z zależnościami (Koźbiał, 2020), biorąc pod uwagę temperatury ich pracy, które w Polsce przyjmujemy w zakresie od -25ºC do 70ºC.

$$I_{sc}(T_M) = I_{sc}\left[1 + (T_M - 25)\frac{\alpha_T}{100}\right] \tag{1}$$

$$U_{oc}(T_M) = U_{oc}\left[1 + (T_M - 25)\frac{\beta_T}{100}\right] \tag{2}$$

$$P_{MPP}(T_M) = P_{MPP}\left[1 + (T_M - 25)\frac{\gamma_T}{100}\right] \tag{3}$$

Gdzie:

I_{sc} – natężenie prądu zwarcia (maksymalne osiągane przez panel natężenie prądu przy napięciu biegunów 0V, a więc przy braku obciążenia), A

U_{oc} – napięcie jałowe obwodu otwartego (maksymalne napięcie, jaki panel może osiągnąć przy prądzie równym 0A, a więc w obwodzie bez obciążenia), V

P_{MPP} – moc elektryczna generowana w ustalonych warunkach temperaturowych przez panel fotowoltaiczny, W

T_M – temperatura oświetlonego modułu PV, ºC

α_T, β_T, γ_T – współczynniki temperaturowe dla prądu, napięcia i mocy, %/^{0}C

Temperaturę oświetlonego modułu możemy wyznaczyć w oparciu o temperaturę otoczenia, natężenie promieniowania słonecznego oraz warunki pracy (Koźbiał, 2020):

$$T_M = T_{ot} + \frac{(NOCT - 20) \cdot E}{800} \tag{4}$$

Gdzie:

T_{ot} – temperatura otoczenia modułu, ºC

NOCT – temperatura pracy modułu w warunkach normalnych, ºC

E – natężenie promieniowania słonecznego, W/m^2

Wymogi normalnych warunków pracy, czyli NOCT (ang. Normal Operating Cell Temperature) zakładają:

- nasłonecznienie 800 W/m^2;
- temperaturę otoczenia ogniw oświetlanego panelu +20°C;
- spektrum promieniowania dla gęstości atmosfery 1,5 (AM 1,5);
- prędkość wiatru 1 m/s.

Korzystając z zależności 1 - 4 można porównać warunki pracy dla rzeczywistego przykładowego panelu PV o parametrach podanych w tabeli 3 (dane dla ogniwa dobranego dla instalacji z tabeli 2). Zmianę natężenia prądu, jego napięcia oraz

mocy elektrycznej wyrażone zarówno w jednostkach bezwzględnych jak i procentowo przy różnych temperaturach otoczenia, przedstawiono w tabeli 4.

Tabela 3. Parametry wybranego panelu fotowoltaicznego.

Parametry elektryczne:		
Moc maksymalna	545	W
Napięcie jałowe	49,75	V
Prąd zwarciowy	13,93	A
Napięcie mocy maksymalnej	41,96	V
Natężenie mocy maksymalnej	13,04	A
Parametry temperaturowe:		
Temperaturowy wskaźnik prądu	0,045	%/◦C
Temperaturowy wskaźnik napięcia	-0,275	%/◦C
Temperaturowy wskaźnik mocy	-0,350	%/◦C

Tabela 4. Zmiana charakterystyki pracy modułu PV w zależności od różnych temperatur otoczenia

T_{ot}, ^0C	I_{sc}, A	ΔI, %	U_{oc}, V	ΔU, %	P_{MPP}, W	ΔP, %
30	14,177	1,77%	44,36	-10,83%	470	-13,78%
10	14,051	0,87%	47,10	-5,33%	508	-6,78%
-10	13,926	-0,03%	49,84	0,17%	546	0,22%

Biorąc pod uwagę powyższe zestawienie, zmiany temperatury otoczenia modułów fotowoltaicznych w różnym stopniu wpływają na ich pracę: np. moc pojedynczych paneli może się zmieniać nawet o kilkanaście procent, skutkując zmianą mocy całej instalacji.

Znając dane dla układu śledzenia maksymalnego punktu mocy (ang. Maximum Power Point Tracking - MPPT), można określić maksymalną oraz minimalną ilość paneli w szeregowym połączeniu określonej liczby modułów paneli fotowoltaicznych, podłączonych do jednego wejścia inwertera (w jednym stringu) (Koźbiał, 2020). W tym celu należy znać parametry napięcia w różnych warunkach pracy instalacji.

$$L_{MAX} = \begin{cases} \dfrac{U_{MAX,INV}}{U_{oc,-25°C}} \\ \dfrac{U_{MAX,INV}}{U_{oc,-10°C}} \\ \dfrac{U_{MAX,MPPT}}{U_{MPP,-15°C}} \end{cases} \tag{5}$$

$$L_{MIN} = \frac{U_{MPPT,MIN}}{U_{MPP,70°C}} \tag{6}$$

Gdzie:
$U_{MAX,INV}$ - maksymalne napięcie wejściowe DC inwertera, V
$U_{MAX,MPPT}$ - maksymalne napięcie MPPT, V
$U_{MPPT,MIN}$ - minimalne napięcie MPPT, V.

Po określeniu maksymalnych i minimalnych ilości paneli w pojedynczym stringu dopuszczalnych dla zadanych parametrów, można określić liczbę stringów dla danego układu:

$$L_{OBW} = \frac{L_{ZLM}}{L_{OBL,MAX}} \tag{7}$$

Gdzie:
L_{ZLM} – powierzchnia do zagospodarowania przez panele fotowoltaiczne,
$L_{OBL,MAX}$ – przyjęta obliczeniowa liczba modułów PV zbliżona do ich liczby maksymalnej.

W celu prawidłowego doboru przewodów należy zapewnić odpowiednie dla nich parametry, takie jak wytrzymałość mechaniczna, długotrwała obciążalność cieplna, obciążalność zwarciowa, dopuszczalny spadek napięcia, ochrona przeciwporażeniowa. Z punktu widzenia dopuszczalnej obciążalności prądowej długotrwałej oraz ochrony przeciwporażeniowej, dobór przewodów musi być zgodny z wytycznymi zawartymi w normach (PN–IEC 60364–5 523:2001P; PN–HD 60364–4–41:2009). Prawidłowy dobór przewodów do instalacji PV polega na (Trzmiel, Węsierska, 2017):

- wyborze rodzaju izolacji przewodu (w zależności od napięcia instalacji),
- obliczeniu i wyborze przekroju przewodu,
- sprawdzeniu dobranego przewodu na warunki wytrzymałości mechanicznej oraz na warunek dopuszczalnego spadku napięcia,
- sprawdzeniu dobranego przewodu na oddziaływanie cieplne prądu zwarciowego i przetężeniowego,
- sprawdzeniu sprawności ochrony przeciwporażeniowej,
- wyborze przewodów uziemiających, ochronnych i wyrównawczych.

Dobór przekroju przewodów po stronie DC instalacji odbywa się zgodnie ze wzorem:

$$S = \frac{P_{MPP} \cdot l}{U^2 \cdot \Delta U_{\%dop} \cdot \gamma} \tag{8}$$

Gdzie:
S – przekrój przewodu, mm^2
P_{MPP} – moc instalacji, W

Politechnika Świętokrzyska Kielce University of Technology
Projekt „Dostosowanie kształcenia w Politechnice Świętokrzyskiej do potrzeb współczesnej gospodarki" nr FERS.01.05-IP.08-0234/23

U – napięcie odwodu, V
l – sumaryczna długość przewodu, m
γ – przewodność właściwa materiału, m/Ωmm^2
$\Delta U_{\%dop}$ – wartość dopuszczalnego spadku napięcia, %

Dla danego (dobranego z katalogu) przekroju określa się spadek mocy i porównuje z dopuszczalnym:

$$\Delta P = \frac{{P_{MPP}}^2 \cdot l}{U^2 \cdot S \cdot \gamma} \tag{9}$$

Natomiast po stronie AC należy wziąć pod uwagę obciążalność prądową, zgodnie ze wzorem:

$$I_{rob} = \frac{P}{U_f \cdot cos\vartheta} \tag{10}$$

Gdzie:
Uf – napięcie fazowe, V
cosϑ – współczynnik mocy, %.

Dla analizowanego przykładu (tabela 1), biorąc pod uwagę dane dla zaproponowanych paneli PV (tabela 3), określono przekroje przewodów. Po stronie DC założono, że będą one wykonane z miedzi, której przewodność właściwa wynosi około 55 1/Ω·m. Dodatkowo przyjęto, że wartość procentowego spadku napięcia nie powinna przekraczać 1%. Dla długości 30 m dobrano następujące przewody:

- sala kinowa: z katalogu 16 mm^2 (wymagane według obliczeń 12 mm^2)
- sklep spożywczy: z katalogu 10 mm^2 (wymagane według obliczeń 9 mm^2)
- sala restauracyjna: z katalogu 10 mm^2 (wymagane według obliczeń 7 mm^2).

Następnie sprawdzono spadek mocy na przewodach, który nie powinien przekraczać 1%, który wyniósł: sala kinowa: 0,73%; sklep spożywczy: 0,89%; sala restauracyjna: 0,69%, co pozwala na wyciągnięcie wniosku o poprawności doboru przyjętych średnic.

Po stronie AC podstawowe kryterium doboru średnic stanowi obciążalność prądowa dopuszczalna długotrwale oraz sprawdzenie warunku na maksymalny dopuszczalny spadek napięcia wynoszący 3%. Dla omawianego przykładu (tabela 1), przyjmując współczynnik mocy 95%, określono prąd obciążenia i na jego podstawie przyjęto przekroje przewodów miedzianych: sala kinowa: 50 mm^2; sklep spożywczy: 35 mm^2; sala restauracyjna: 25 mm^2.

Spadki napięcia na tak dobranych przewodach wynoszą odpowiednio:

- sala kinowa: 0,52%
- sklep spożywczy: 0,57%
- sala restauracyjna: 0,61%,

i mieszczą się one w zadanym przedziale.

1.2. Pomiary w instalacjach fotowoltaicznych

Pomiary urządzeń i sieci elektroenergetycznych mogą być realizowane jako pomontażowe (na nowo zainstalowanych lub modernizowanych urządzeniach, po zakończeniu robót) lub okresowe dla urządzeń już eksploatowanych. Istotne jest to, iż prace pomiarowe wykonywane pod napięciem mogą nieść za sobą zagrożenia dla zdrowia i życia, stąd też powinny być wykonywane przez co najmniej dwie osoby, z których jedna ma obowiązek posiadać odpowiednie wykształcenie techniczne, doświadczanie zawodowe oraz aktualne świadectwa kwalifikacyjne w zakresie pomiarowo-kontrolnym, upoważniające do wykonywania pomiarów pomontażowych i okresowych. Najbardziej popularne są uprawnienia wydawane przez Stowarzyszenie Elektryków Polskich (SEP).

Podczas wykonywania pomiarów należy pamiętać, iż powinny być one przeprowadzone w warunkach co najmniej zbliżonych do warunków normalnej pracy urządzeń z wykorzystaniem odpowiedniego dedykowanego danemu pomiarowi miernika oraz po zapoznaniu się dokumentacją techniczną urządzenia, jak również po sprawdzeniu poprawności wykonywania pomiarów przez miernik. Pomiary powinny być realizowane z jak największą dokładnością (zaleca się dokładność poniżej 3%) (Chrzan i in., 2018).

Po przeprowadzeniu pomiarów niezbędne jest sporządzenie odpowiedniego protokołu, w którym poza danymi osób realizujących badania na instalacji oraz informacjami dotyczącymi wykorzystanych mierników i obiektu, należy zestawić uzyskane wyniki wraz z podsumowaniem ich poprzez sporządzenie wniosków.

Na potrzeby sprawdzenia poprawności i bezpieczeństwa pracy instalacji PV prowadzonych jest szereg pomiarów (punkt 1, str. 2). Zakres i metodyka pomiarów w instalacjach PV są szczegółowo określone w normie (PN-EN 62446).

Oczywistym jest, że przed przystąpieniem do wykonywania pomiarów z wykorzystaniem mierników należy przeprowadzić wstępne oględziny, polegające na inspekcji poprawności zastosowania urządzeń i elementów instalacji z dokumentacją projektową i techniczną. Jakie czynności należy podjąć podczas oględzin instalacji PV zarówno po stronie prądu stałego jak i zmiennego, zestawiono w tabeli 5.

Tabela 5. Co podlega oględzinom na instalacji PV?

Strona DC	Strona AC
— wykonanie instalacji z elementów dopuszczonych do użytku na terenie Unii Europejskiej zgodnych z wymaganiami odpowiednich przepisów, — prawidłowe zainstalowanie instalacji, — zastosowanie prawidłowych środków ochrony przed porażeniem, przed uszkodzeniem izolacji oraz prawidłowe zabezpieczenia nadprądowe — elementy instalacji uziemiającej, — środki ochrony odgromowej oraz przeciwprzepięciowej — poprawny dobór elementów składowych układu po stronie DC	— możliwość odizolowania inwertera, — prawidłowa konfiguracja sieci, — ustawienia inwertera, — ochrona przeciwporażeniowa, — prawidłowe oznaczenie elementów składowych instalacji — dostęp do: schematów instalacji, danych kontaktowych montażysty / konserwatora, opisów procedur wyłączenia instalacji i postępowania w razie awarii w rozdzielnicy fotowoltaicznej

Najistotniejsze pomiary realizowane na instalacjach PV zostały omówione poniżej.

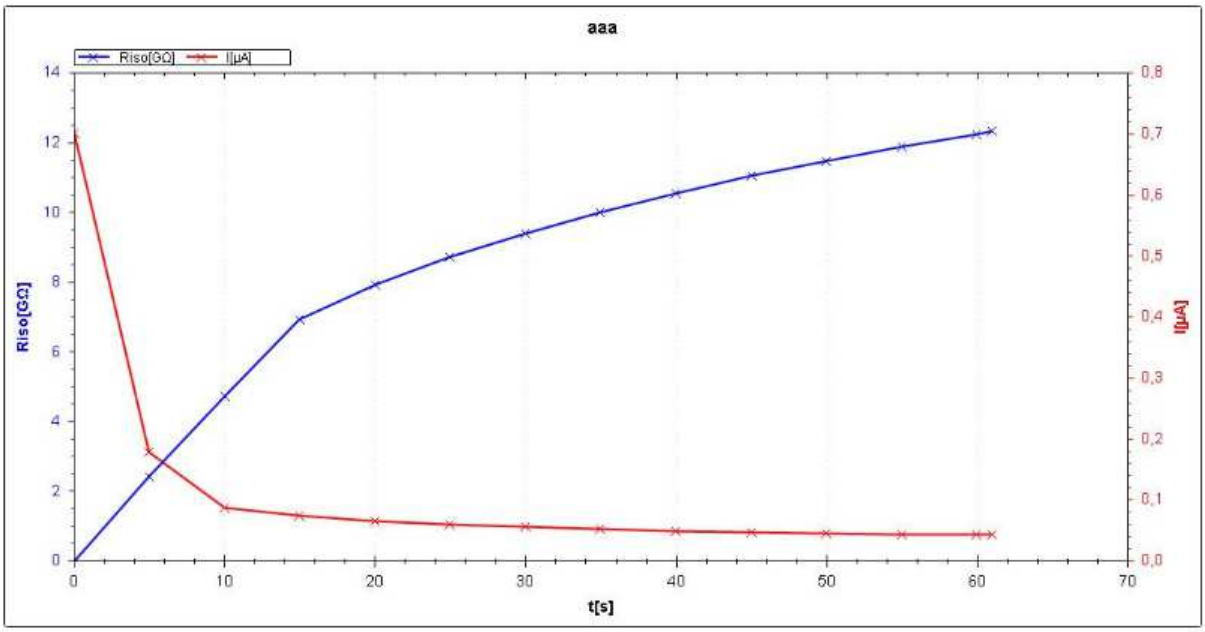
Pomiar rezystancji izolacji wszystkich obwodów DC polega na upewnieniu się, że izolacja nie jest uszkodzona i nie stwarza zagrożenia porażeniem prądem lub zwarciem i stanowi ważne badanie w ramach przeglądów i odbiorów instalacji elektrycznych. Przed przystąpieniem do pomiaru należy odłączyć zarówno zasilanie obwodów DC od źródła jak i wszystkie odbiorniki i urządzenia od obwodów oraz wyczyścić powierzchnie przewodów i zacisków. Pomiar polega na zmierzeniu prądu płynącego przez materiał izolacyjny przy napięciu probierczym dostosowanym do napięcia instalacji PV. Wykorzystując prawo Ohma, obliczana jest rezystancja materiału izolacji. Porównanie tej wielkości do wartości wymaganych (> 1 MΩ) pozwala na wstępne dokonanie oceny o stanie izolacji obiektu. W celu przeprowadzenia pomiarów można wykorzystywać różne urządzenia jak: testery izolacji lub megaomierze (rys. 1).

[Tekst alternatywny: na zdjęciu przedstawiono przenośne urządzenie pomiarowe – megaomomierz cyfrowy - z wyświetlaczem pokazującym wartość rezystancji wyrażoną w MΩ, pokrętłem, czerwonym włącznikiem oraz króćcami pomiarowymi.]

Rysunek 1. Cyfrowy megaomomierz - Extech 380360
(źródło: https://www.merazet.pl/produkt/cyfrowy-megaomomierz-extech-380360/)

Wykonując pomiar nieuszkodzonej i niezawilgoconej izolacji wskazania wielkości na przyrządzie pomiarowym będą rosły w czasie, co stanowi wynik zmiany prądu całkowitego pokazanego na rys. 2.

[Tekst alternatywny: na rysunku przedstawiono zależności rezystancji (linia o kolorze niebieskim – odpowiadająca jej wartościom oś pionowa z lewej strony) oraz prądu (linia kolorze czerwonym – odpowiadająca jej wartościom oś pionowa z prawej strony) w czasie w trakcie trwania pomiaru w sekundach – oś pozioma. Wraz z upływem czasu wielkość rezystancji wzrasta, a prądu maleje.]



Rysunek 2. Przykładowy prawidłowy wykres prądu i rezystancji w trakcie wykonywania pomiaru.
(źródło: https://sonel.pl/pl/centrum-wiedzy/artykuly-prasowe/pomiary-rezystancji-izolacji-kabli-przewodow/ocena-stanu-izolacji-na-podstawie-rozkladu-pradu-i-rezystancji-w-funkcji-czasu-trwania-pomiaru/)

Wykonując pomiar w oparciu o interwały czasowe, oblicza się współczynniki charakterystyczne dla procesu pomiaru rezystancji przewodów. Są to DAR (dielectric absorption ratio) oraz PI (polarisation index). Do ich obliczeń wykorzystywane są zmierzone wielkości rezystancji (R_{iso}) wyrażone w MΩ po czasie: 15s, 60s, 1min i 10min. Uwzględniając prawidłowy rozkład w czasie dla sprawnej izolacji (rys. 2), wskaźniki DAR oraz PI powinny przyjmować wartości > 1.

$$DAR = \frac{R_{iso}(60s)}{R_{iso}(15s)} \tag{8}$$

$$PI = \frac{R_{iso}(10\text{min})}{R_{iso}(1\text{min})} \tag{9}$$

W tabeli poniżej zestawiono powszechnie podawane w literaturze oraz przez producentów aparatury badawczej wartości wskaźników DAR oraz PI służące do oceny stanu izolacji.

Tabela 6. Ocena stanu izolacji według wskaźników DAR i PI.

Stan izolacji	DAR	PI
Doskonały	< 1,6	>4
Dobry	1,2 – 1,6	2 - 4
Niejasny, wątpliwy	< 1,2	1 - 2

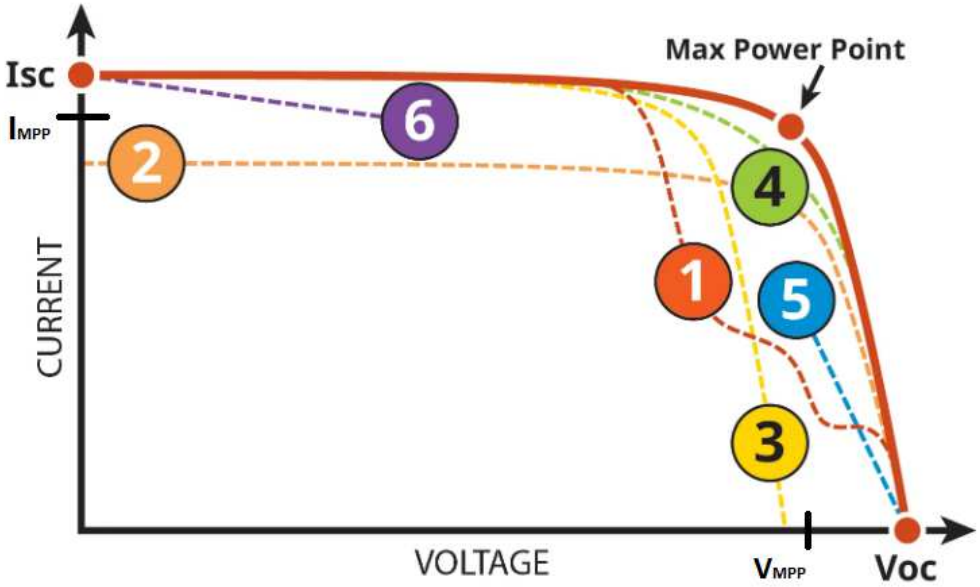
Kolejnym pomiarem wykonywanym na instalacjach PV jest analiza ciągłości przewodów ochronnych i połączeń wyrównawczych. Wykonanie jej należy rozpocząć od oględzin i sprawdzenia prawidłowego połączenia z uziomem przewodów PE oraz ich ciągłości. Ponadto konieczny jest pomiar rezystancji połączeń oraz uziemienia, która w tym przypadku powinna być bliska zeru. Wykorzystywane w tym celu mogą być mierniki uziemień i rezystywności gruntu, które w swoich pomiarach korzystają z metody 3-biegunowej czy też dwucęgowej, służących do pomiaru uziemień. Pierwsza z nich wykorzystuje w sondy pomiarowe (w tym pomiar wielokrotny), zaś druga realizuje pomiar, gdy nie jest możliwe zastosowanie sond pomocniczych.

W celu oceny prawidłowości działania instalacji PV istotna jest również charakterystyka prądowo-napięciowa łańcuchów modułów. Jest to metoda graficzna, prezentująca wykres zależności prądu od napięcia (krzywe I-U). Pozwala ona ocenić wytwarzanie przez moduły odpowiedniej wartości prądu, napięcia oraz mocy w danych warunkach pogodowych. Pomaga wykryć m.in. uszkodzenia pojedynczego ogniwa lub całej grupy ogniw, wysokiej rezystancji łańcucha wynikającej z nieprawidłowych połączeń między modułami, niestarannego zlutowania ścieżek w samym module, zastosowania kabli o zbyt małym przekroju, czy też zabrudzenia. W celu uzyskania wiarygodnych wyników konieczny jest równoległy pomiar parametrów środowiskowych takich jak temperatura modułu oraz natężenie

promieniowania słonecznego, które powinno być stabilne i posiadać wartość powyżej 800 W/m^2. Urządzenia służące do pomiaru krzywych prądowo-napięciowych to rejestratory krzywych I-U lub testery fotowoltaiczne.

Z charakterystyki prądowo-napięciowej można odczytać szereg parametrów niezbędnych do analizy pracy modułów. Należą do nich parametry dla optymalnych warunków pracy modułu PV (napięcie i prąd w punkcie pracy maksymalnej), a także wielkości istotne z punktu widzenia doboru odpowiednich urządzeń, tj. regulator ładowania (napięcie obwodu otwartego) oraz zabezpieczenie instalacji (prąd zwarciowy). Dzięki nim można także analizować ewentualne nieprawidłowości w pracy modułów PV. Diagnostyka może dotyczyć takich problemów jak zacienienie, uszkodzenie modułów lub nieprawidłowe połączenia, ale wymaga porównania uzyskanych wyników z krzywą wzorcową uzyskaną najczęściej z danych deklarowanych przez producenta. Przykład pozwalający na analizę krzywej prądowo-napięciowej przedstawiono na rysunku poniżej.

[Tekst alternatywny: rysunek przedstawia wykres krzywej prądowo-napięciowej oznaczonej linią ciągłą i kolorem pomarańczowym. Na osi poziomej oznaczono napięcie a na pionowej prąd. Dodatkowo pomarańczowym znacznikiem okrągłym zaznaczono punkt pracy maksymalnej (odpowiadający maksymalnej mocy modułu) wraz odpowiadającym mu napięciem (oś pozioma) i prądem (oś pionowa). Ponadto na rysunku liniami przerywanymi w innych kolorach zaznaczono możliwe odchylenia od prawidłowej charakterystyki I-U i ponumerowano je od 1 do 6. Wnioski z nich płynące omówiono poniżej w tekście.]



Rysunek 3. Wzorcowa krzywa napięciowo-prądowa wraz z odchyleniami. (źródło: https://www.fluke.com/pl-pl/nauka/blog/energia-odnawialna/analiza-krzywych-iu)

Oznaczenia na rysunku:
Current – prąd wyrażony w A,
voltage – napięcie wyrażone w V,
Max Power Point – czyli MPP, punkt pracy maksymalnej wraz z odpowiadającymi mu parametrami: I_{MPP} – prąd w punkcie pracy maksymalnej, V_{MPP} – napięcie w punkcie pracy maksymalnej,
1 – 6 odchylenia od prawidłowej krzywej I-U.

Zaobserwowane na przedstawionym wykresie (rysunek 3) odchylenia od krzywej przedstawiają następujące problemy przyczyniające się do nieprawidłowej pracy instalacji PV (numeracja zgodna z rysunkiem 3):

(1.) Krzywa schodkowa – niezgodność prądu w badanym obwodzie ze wzorcem spowodowane np. niejednorodnymi zabrudzeniami, częściowym zacienieniem, uszkodzeniem ogniwa lub łańcucha ogniw, zwartymi diodami obejściowymi; taki kształt (schodki) wynikają z aktywacji diod obejściowych, które przekazują prąd z pominięciem ogniw słabszych lub odbierających mniej światła.

(2.) Niski prąd zwarciowy – może wynikać np. z zacienienia czy zabrudzenia modułu.

(3.) Niskie napięcie obwodu otwartego – najprawdopodobniej jest wynikiem błędnego pomiaru temperatury ogniwa.

(4.) Zagięcie bardziej zaokrąglone od oczekiwanego – prawdopodobny objaw procesu starzenia ogniwa.

(5.) Niższe od oczekiwanego nachylenie pionowej odnogi krzywej I-U - niski współczynnik napięcia.

(6.) Wyższe od oczekiwanego nachylenie poziomej odnogi krzywej I-U – niski współczynnik prądu; możliwe zacienienie, zabrudzenie ale także błędny pomiar napromieniowania.

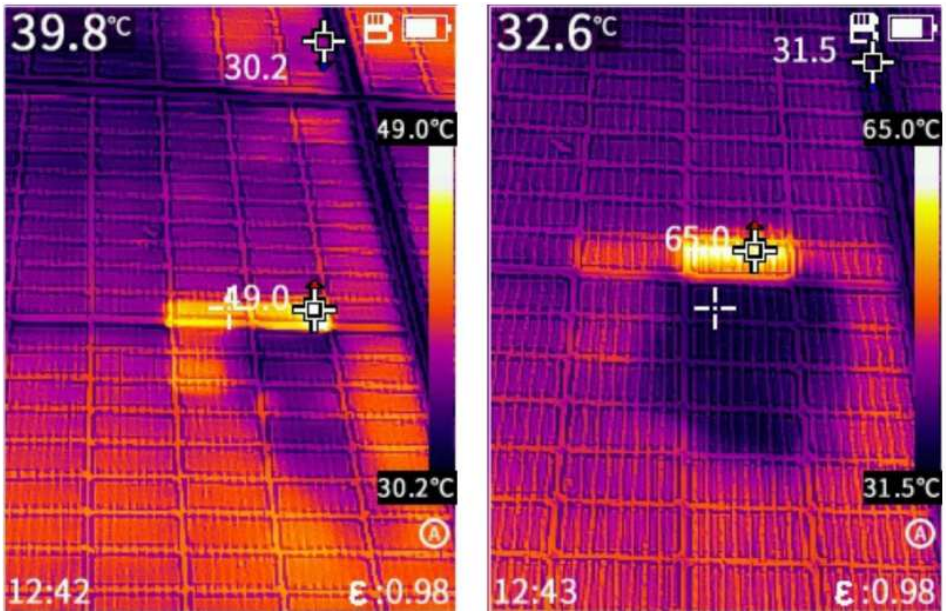
Jak widać na przykładzie rysunku 3 rejestratory krzywych I-U stanowią kluczowe narzędzie w diagnostyce pracy instalacji PV, pozwalając wykryć szereg błędów w pracy systemu dzięki możliwości analizy graficznego wyniku pomiaru.

Pomiary w instalacjach PV dotyczą również parametrów falownika i optymalizatorów mocy takich jak napięcie, prąd oraz moc wyjściowa, czy też sprawność, które są mierzone podczas przeglądów okresowych, chyba że częstsza konieczność wyniknie z zaobserwowanych nieprawidłowości pracy instalacji PV.

Inspekcji dotyczącej połączeń elektrycznych można dokonywać na modułach PV za pomocą kamery termowizyjnej, która pozwala na identyfikację problemów z potencjalnym przegrzewaniem, dzięki czemu zapewnia bezpieczeństwo oraz przeciwdziała możliwym awariom. Kamera termowizyjna jest to urządzenie, które rejestruje promieniowanie podczerwone (niewidoczne gołym okiem) emitowane

przez badany obiekt i przekształca wyniki pomiarów w formę graficzną, czyli obraz (termogram), na którym paleta kolorów odpowiada różnym temperaturom: kolory ciepłe dedykowane są zazwyczaj dla wyższych temperatur, a chłodniejsze kolory przypisane są najczęściej niższym temperaturom. Kamery termowizyjne mogą być ręczne, umieszczane na specjalnych statywach lub montowane do dronów, w zależności od wymagań realizowanego zadania. Z punktu widzenia wykorzystania kamery termowizyjnej do inspekcji modułów PV istotnym parametrem jest wartość współczynnika rozdzielczości przestrzennej: najniższy możliwy parametr IFOV (opisuje zakres kątów padania promieniowania, które dociera do pojedynczego detektora w matrycy) pozwala zmaksymalizować precyzję pomiaru. Na rysunku poniżej przedstawiono przykładowy termogram uszkodzonego panelu PV. Przegrzewane na zdjęciu elementy oznaczone są kolorem żółtym, są to tzw. hot-spoty.

[Tekst alternatywny: na rysunku widać dwa zdjęcia kamerą termowizyjną paneli fotowoltaicznych dla emisyjności ε=0,98. Na panelach termowizyjnych występują różne kolory odpowiadające różnym temperaturom. Zgodnie ze skalą znajdującą się z prawej strony zdjęcia, kolor biały odpowiada temperaturom najwyższym i poprzez kolor żółty, pomarańczowy, czerwony, fioletowy jasny i ciemny, aż do czarnego pokazuje jej obniżenie na zdjęciach. Na pierwszym panelu zakres występujących temperatur znajduje się w przedziale 30,2-49ºC, a na drugim 31,5-65ºC. Największa część powierzchni paneli prezentuje kolor fioletowy. Jednak na każdym termogramie widać obszar w żółtym kolorze (wyglądający jakby fragment ogniwa się świecił), gdzie zaobserwowana została najwyższa temperatura z przedziału, oznaczająca nieprawidłowości w działaniu paneli PV. Dodatkowo na każdym termogramie widzimy także zaznaczony krzyżykiem punkt o temperaturze najniższej wraz z podaną jej wartością.]



Rysunek 4. Przykładowy termogram uszkodzonego panelu PV.
(źródło: https://sonel.pl/pl/centrum-wiedzy/artykuly-prasowe/termowizja-i-bezdotykowe-pomiary-temperatury/inspekcje-fotowoltaiczne-z-kamera-termowizyjna-sonel-kt-256f)

Jakie potencjalne problemy można odczytać, analizując podobny termogram panelu PV?:

- Zacienie fragmentu - powoduje odwrócenie polaryzacji, które skutkuje wzrostem oporu elektrycznego spadek napięcia, który finalnie generuje ciepło.
- Niepoprawne wykonanie połączenia – jego przegrzewanie stanowi ryzyko pożarowe, gdyż złącze przenosi prąd stały.
- Weryfikacja nieprawidłowo działających elementów inwertera – np. zbytnio obciążone jedno ze złączy.

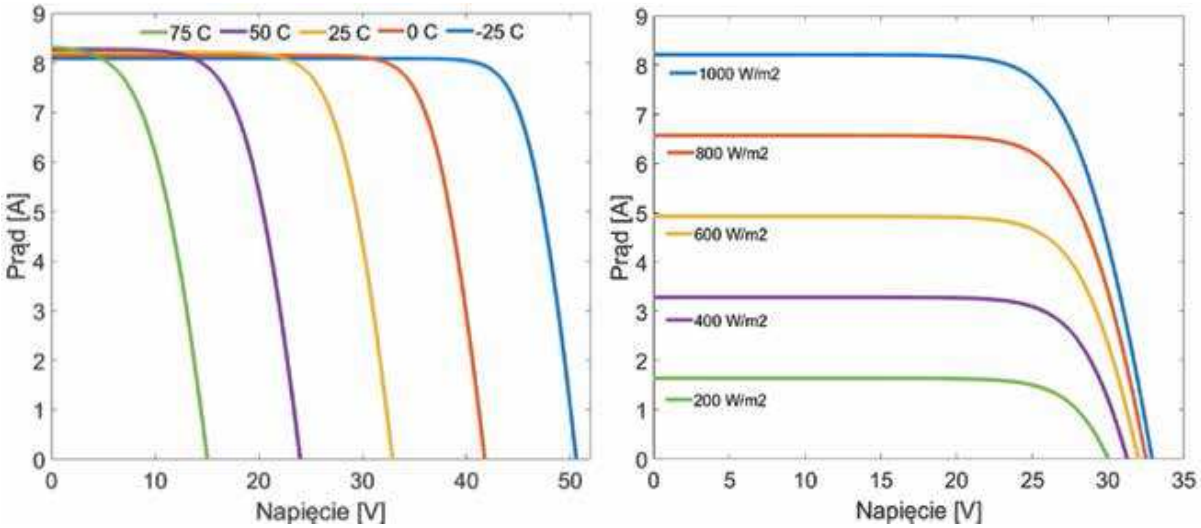
Z punktu widzenia oceny wydajności i efektywności pracy instalacji PV kluczowe są również pomiary irradiacji i temperatury paneli. Pierwszy z pomiarów przeprowadza się zazwyczaj w warunkach STC (Standard Test Conditions), czyli przy promieniowaniu 1000 W/m² i temperaturze 25°C. W celu zmierzenia natężenia promieniowania słonecznego wykorzystywane są pryzmatyczne mierniki napromieniowania (solar radiometer), które podają wielkość gęstości promieniowania słonecznego wyrażoną w watach w odniesieniu do jednostki powierzchni.

Także pomiar temperatury paneli jest czynnikiem istotnym, gdyż ich wysoka temperatura może obniżać ich wydajność. W związku z tym stosowane są pomiary bezdotykowe (z zastosowaniem pirometrów) lub stykowe, montując odpowiednie czujniki bezpośrednio na modułach. Urządzenia wykorzystywane do kontaktowego pomiaru temperatury paneli PV to najczęściej termopary, czyli elementy zbudowane

w oparciu o dwa różne od siebie metale lub półprzewodniki. Są one montowane do tylnej ściany paneli. Ich dokładność pomiaru powinna być wysoka, gdyż nie są one w bezpośrednim kontakcie z warstwą półprzewodników.

Wykorzystując uzyskane informacje jesteśmy w stanie nie tylko ocenić efektywność pracy systemu, ale także diagnozować ewentualne usterki (np. przegrzewanie się paneli czy spadek ich wydajności) oraz optymalizować jego pracę (analizować ustawienie paneli, kąt nachylenia czy też lokalizację) w celu uzyskania maksymalnej produkcji energii elektrycznej. Zmiany prądu i napięcia w funkcji zarówno temperatury jak i natężenia promieniowania słonecznego przedstawiono na rysunku 5.

[Tekst alternatywny: na rysunkach przedstawiono zależność prądu i napięcia w instalacji PV w zależności od temperatury (rysunek lewy) oraz natężenia promieniowania słonecznego (rysunek prawy). Oś pozioma przedstawia napięcie wyrażone w voltach, zaś oś pionowa prąd wyrażony w amperach. Na pierwszym rysunku krzywe oznaczone różnymi kolorami dla różnych temperatur (75, 50, 25, 0 i -25ºC) pokazują przesunięcie krzywej I-U w lewą stronę, czyli spadek napięcia w instalacji wraz ze wzrostem temperatury. Na rysunku drugim krzywe oznaczone różnymi kolorami dla różnych irradiacji (1 000, 800, 600, 400 i 200 W/m^2) pokazują przesunięcie krzywej I-U w dół, czyli spadek prądu wraz z obniżeniem się natężenia promieniowania.]



Rysunek 5. Zależność prądu i napięcia w funkcji temperatury paneli oraz natężenia promieniowania słonecznego.
(źródło: https://inzynierbudownictwa.pl/instalacja-fotowoltaiczna-od-a-do-z/)

Zmiana mocy generowanej przez panele PV jest proporcjonalna do zmian prądu, stąd konsekwencją zmiany natężenia promieniowania, które obniża się w istotny

sposób w stosunku do spadku gęstości promieniowania słonecznego (rys. 5), jest mniejsza moc chwilowa uzyskiwana z pracy instalacji PV.

Na temperaturę pracy ogniw PV przede wszystkim wpływ ma temperatura otoczenia. Jak widać na rysunku ich temperatura pracy przyczynia się do obniżenia napięcia w instalacji, stąd też mogące się pojawiać rożne wartości mocy chwilowej w zależności od pory roku. Na podstawie rysunku 5, możemy wnioskować, że uzysk energii elektrycznej z instalacji PV będzie wyższy w okresie zimowym jak letnim, przy założeniu tych samych warunków pracy jeśli chodzi o nasłonecznienie (zachmourzenie).

Zmiany temperatur modułów będą związane z trzema współczynnikami charakteryzującymi pracę paneli. Należą do nich wskaźnik mocy (γ), wskaźnik napięcia (β) i wskaźnik prądu (α), opisujące procentowe zmiany tych wartości wynikające ze zmiany temperatury o 1ºC. Przykładowo, typowe ich wartości dla modułu wykonanego z krzemu krystalicznego wynoszą $\gamma = -0{,}41\%/^0C$; $\beta = -0{,}31\%/^0C$; $\alpha = +0{,}06\%/^0C$.

Pomiaru skuteczności działania zabezpieczeń nadprądowych dokonuje się poprzez pomiar impedancji pętli zwarcia oraz zadziałania zabezpieczeń w określonym normą czasie (PN-HD 60364-4-41:2017-09). W celu wykonania pomiaru impedancji pętli zwarcia obwodów prądu przemiennego konieczne jest wyznaczenie prądu wyłączającego, obliczenie dopuszczalnej impedancji pętli zwarcia oraz sam pomiar poprzez tzw. sztuczne zwarcie urządzeniem nazywanym rezystorem zwarciowym. Do określenia wartości prądu zwarcia niezbędna jest znajomość parametrów opisujących wyłącznik, układu sieci oraz charakterystyki pasmowej zabezpieczenia. Wartość impedancji pętli zwarcia jest proporcjonalna do napięcia znamionowego sieci oraz odwrotnie proporcjonalna do wartości prądu wyłączającego i jest to najwyższa dopuszczalna do uzyskania podczas pomiaru wartość. Należy ją porównać z wartością zmierzoną, wyliczoną na podstawie różnicy spadków napięć. Istotne dla pomiaru jest to, aby wartość impedancji była na tyle mała, natomiast wartość prądu zwarciowego na tyle duża, by w obwodzie popłynął prąd pozwalający na zadziałanie zabezpieczenia nadprądowego i odłączenie zasilania w czasie nie dłuższym, niż maksymalny dopuszczalny normą, które to czasy zostały zebrane w tabeli poniżej:

Tabela 7. Maksymalny czas odłączenia zasilania przez zabezpieczenie nadprądowe (źródło: opracowanie własne na podstawie PN-HD 60364-4-41:2017-09)

Układ	**50 V < U ≤ 120 V**		**120 V < U ≤ 230 V**		**230 V < U ≤ 400 V**		**U > 400 V**	
	AC	**DC**	**AC**	**DC**	**AC**	**DC**	**AC**	**DC**
TN	0,8 s	--	0,4 s	1 s	0,2 s	0,4 s	0,1 s	0,1 s
TT	0,3 s	--	0,2 s	0,4 s	0,07 s	0,2 s	0,04 s	0,1 s

2. Cykl życia instalacji fotowoltaicznych

Analizując instalacje fotowoltaiczne z punktu widzenia ich wpływu na środowisko naturalne, istotnym zagadnieniem jest rozważenie pełnego cyklu ich życia. Należy tu uwzględnić szereg aspektów związanych ze wszystkimi etapami życia, co przedstawiono w tabeli poniżej.

Tabela 8. Zestawienie etapów dla cyklu życia instalacji fotowoltaicznej.

Etap	Charakterystyka	Uwagi
Produkcja modułu PV	— Wybór surowców: materiały odnawialne i recyklingowe — Proces produkcji: wytwarzanie, laminacja, montaż i testowanie — Wykorzystanie OZE: ograniczenie wpływu na środowisko poprzez zastosowanie energii solarnej lub wiatrowej	*ewentualna emisja gazów cieplarnianych, stąd konieczna zrównoważona produkcja
Instalacja i użytkowanie	— Planowanie: kluczowe w optymalnym wykorzystaniu energii słonecznej — Transport do miejsca instalacji — Montaż modułów: prawidłowe połączenie z siecią elektryczną, odpowiednie konstrukcje wsporcze — Optymalizacja wykorzystania energii słonecznej: wyższe długoterminowe oszczędności	*transport generuje ślad węglowy *żywotność paneli (przy właściwym montażu i konserwacji) to ok. 25 lat, a magazynów energii oraz falowników ok. 15 lat *sprawność paneli obniża się wraz z wiekiem
Konserwacja i użytkowanie	— Regularne kontrole i przeglądy: diagnostyka problemów, optymalizacja działania modułów PV — Czyszczenie i konserwacja: prawidłowa wydajność — Rozwiązywanie problemów: wydłużenie żywotności	*pomiary (omówione w punkcie 1.2) *monitorowanie wydajności
Recykling	— Proces i jego znaczenie: segregacja materiałów, odzysk cennych surowców, przetwarzanie ich na nowe produkty — Wymaga specjalistycznej wiedzy i technologii	*pozytywny wpływ na środowisko *proces skomplikowany

W tabeli 7 zestawiono 4 kluczowe etapy życia instalacji PV wraz z ich omówieniem poprzez przytoczenie ich charakterystyki oraz uwag dotyczących każdego z nich.

Metoda oceny wpływu instalacji fotowoltaicznej na środowisko, zaczynając od procesu produkcji aż do ich utylizacji, to LCA, czyli z ang. Life cycle assessment. Wpływ systemu PV na środowisko naturalne może być również przeliczona na wskaźnik zwrotu nakładów energetycznych (EPT - Energy Payback Time). Jest on definiowany jako miara czasu konieczna, aby system oparty o odnawialne źródła energii elektrycznej wygenerował taką samą ilość energii (w przeliczeniu na energię pierwotną) jaka została wykorzystana do jego stworzenia.

Norma ISO 14040/40 określa ramy LCA. Natomiast metodologia LCA regulowana jest przez normę ISO 14040/44 i pozwala na obliczanie oraz ocenę emisji dla różnych kategorii wpływu na środowisko. Biorąc pod uwagę jej wyniki można wnioskować o potencjalnych działaniach mających na celu zmniejszenie wpływu na środowisko oraz zbudować i zoptymalizować strategie zrównoważonego rozwoju.

Z punktu widzenia analizy cyklu życia paneli PV istotny jest materiał ich wykonania, szczególnie na etapie produkcji. Panele pierwszej generacji wytwarzane są z krzemu i mogą być mono lub polikrystaliczne. Drugą generację paneli tworzą panele cienkowarstwowe, wykonane z krzemu amorficznego, tellurku kadmu (CdTe) lub mieszaniny miedzi, indu, galu i selenu (CIGS).

Podstawowym surowcem do produkcji modułów pierwszej generacji, czyli krzemowych, jest kwarc SiO_2. Jest on redukowany w atmosferze argonu do krzemu metalurgicznego. Wymaga osiągnięcia czystości >99,9999%, a więc jest poddawany tzw. procesowi Siemensa, który jest realizowany z wykorzystaniem wysokiej temperatury, nawet rzędu 1000ºC. W tej temperaturze bloki krzemowe rosną w atmosferze wodoru i silanu (SiH_4). W celu otrzymania podłoży ogniw słonecznych I generacji krzem zostaje stopiony, cięty, trawiony, czyszczony i domieszkowany fosforem. Otrzymane ogniwa są następnie łączone, pokrywane szkłem i umieszczane w aluminiowej ramie. Produkcja ogniw wykorzystujących krzem wiąże się z powstawaniem odpadów w postaci ścinków Si, które w całości mogą być ponownie użyte do procesu wytwarzania monokryształów (Żelazna i in. 2014).

Do produkcji cienkowarstwowych modułów CdTe niezbędne są materiały takie jak kadm i tellur używane w postaci metalicznej. Otrzymuje się je jako produkty uboczne przy wytapianiu miedzi i cynku, ale wymagają dalszego oczyszczania w celu uzyskania czystości na poziomie 99,999%. Warstwy CdTe, nanoszone są poprzez naparowanie na szkle w temperaturze rzędu 500-600ºC. Dodatkowe zewnętrzne pokrycie szkłem zapewnia wystarczające umocnienie, co eliminuje konieczność stosowania aluminiowej ramy (Żelazna i in. 2014).

Recykling paneli PV jest realizowany przez kilka procesów. Możemy tu mówić o recyklingu termicznym (np. piecowym), który stosowany jest głównie do usuwania folii EVA (laminatu) z ogniw krzemowych i wymaga podgrzewania do temperatur

500–600°C przez kilka godzin. Drugą formą jest recykling mechaniczny, który obejmuje kruszenie, separację szkła i metali, a także ewentualne oczyszczanie ogniw. Ostatni ze stosowanych to recykling chemiczny (np. trawienie kwasami), niezbędny do odzysku czystego krzemu, srebra i aluminium.

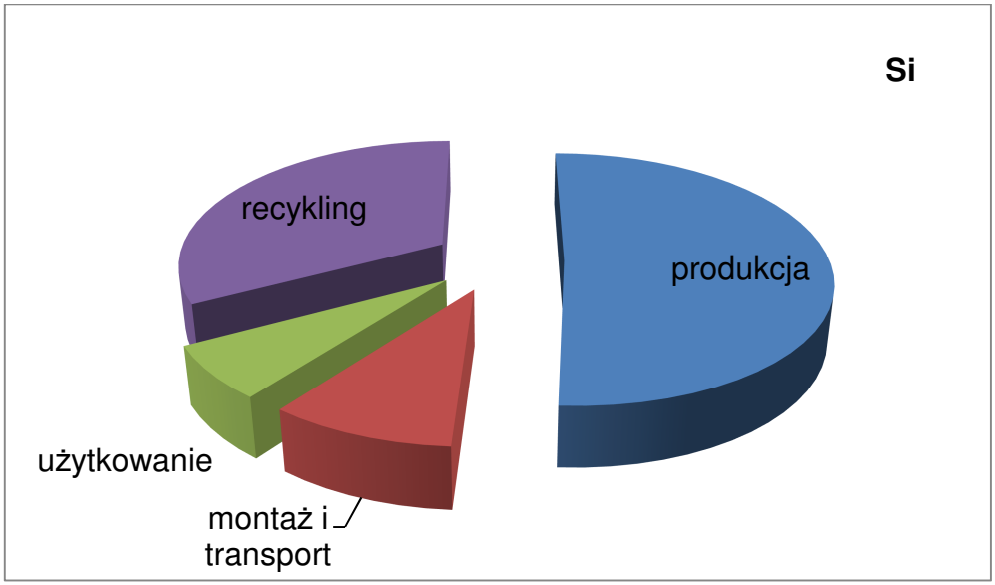
Zużycie energii na poszczególnych etapach cyklu życia instalacji fotowoltaicznych jest różne i zależy od kilku czynników, tj. wielkość instalacji czy też materiał jej wykonania. Podstawowe oszacowania zestawiono w tabeli 7.

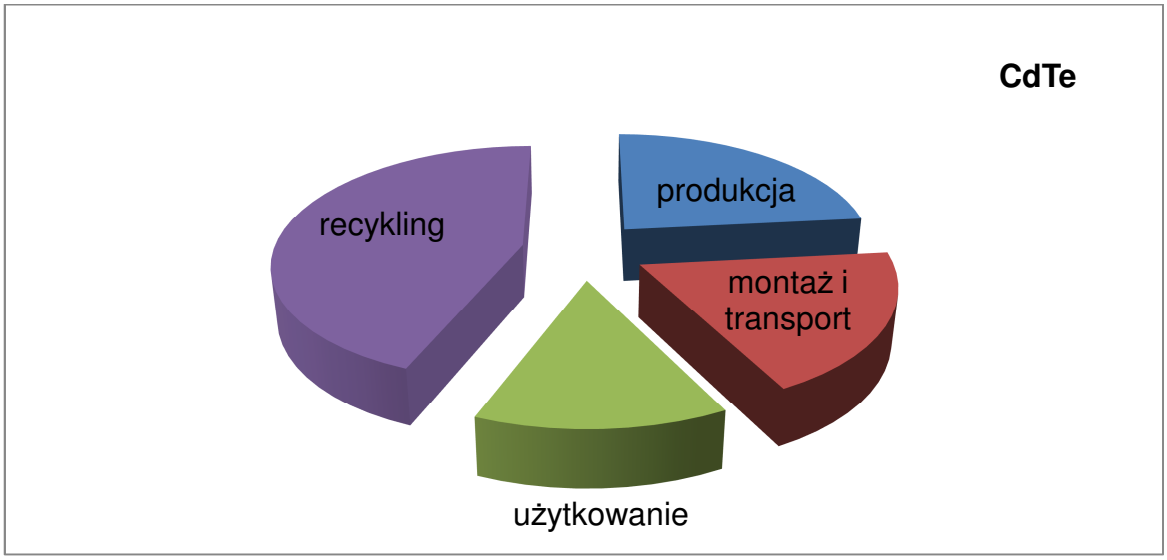
Tabela 9. Przykładowe zużycie energii na poszczególnych etapach cyklu życia instalacji

Produkcja modułu PV	Instalacja i użytkowanie	Konserwacja i użytkowanie	Recykling
— Moduły Si: 28,5kWh/m^2 — Moduły CdTe: 126,6 kWh/m^2 (źródło: Żelazna i in. 2014)	— Transport i dostawa paneli: ok. 1–3 kWh/m² — Montaż mechaniczny (konstrukcja, mocowanie): ok. 0.5–2 kWh/m² — Podłączenie elektryczne (okablowanie, falownik, zabezpieczenia): ok. 0.2–0.5 kWh/m²	— Falownik (inwerter) rocznie: ok. 10–50 kWh — Systemy monitoringu / Wi-Fi / zabezpieczenia: 5–20 kWh rocznie	— Termiczny: ok. 0,5–1 kWh/kg — Mechaniczny: ok. 0,14–0,55 kWh/kg — Chemiczny: ok. 0,8–1,7 kWh/kg

Poniżej zaprezentowano przykład LCA dla instalacji PV składającej się z 41 sztuk paneli o mocy 545 W każdy usytuowanych pod kątem 35° w kierunku południowym dla sali jadalnej w restauracji o powierzchni 100 m^2 (tabela 2). Przyjęto żywotność paneli na 25 lat. O ile proces produkcji, użytkowania czy też recyklingu jest silnie zależny od mocy instalacji, o tyle na transport wpływa również odległość dostawy, a więc wielkość tego parametru może ulegać silnym zmianom zarówno w dół jak i w górę. Podczas obliczeń porównano panel Si oraz CdTe.

[Tekst alternatywny: na rysunku przedstawione są wykresy kołowe dla zużycia energii w cyklu życia paneli Si oraz CdTe. Poszczególne (4) wycinki koła oznaczone różnymi kolorami pokazują udział procentowy kolejnych etapów w całym cyklu życia modułów.]



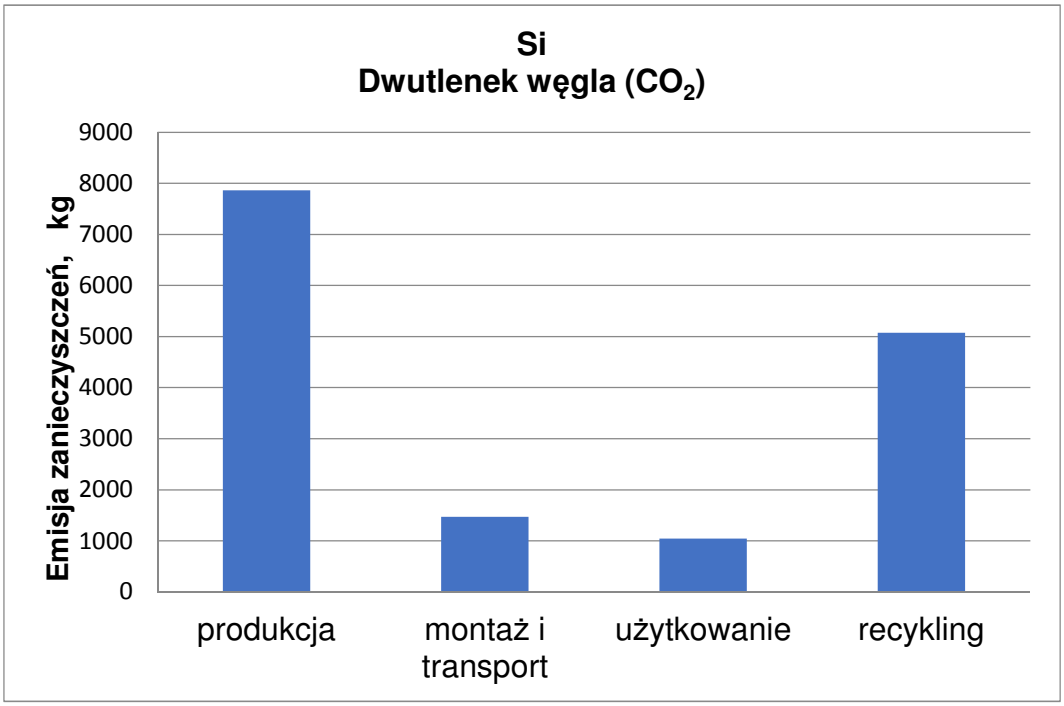


Rysunek 6. Udział poszczególnych etapów w cyklu życia modułów PV wykonanych z krzemu (Si) oraz z tellurku kadmu (CdTe).

Jak zostało zobrazowane na wykresie kołowym, w przypadku ogniw PV wykonanych z krzemu, największy udział w zużyciu energii w trakcie ich cyklu życia występuje dla etapu produkcji oraz recyklingu. Natomiast dla ogniw II generacji zużycie energii generuje przede wszystkim ich recykling, choć udział ten jest nieznacznie większy w porównaniu do pozostałych etapów, które prezentują porównywalne do siebie wyniki. Na etapie produkcji istotnym czynnikiem ograniczającym zużycie energii może być wykorzystanie do tego procesu odzyskanych materiałów oraz instalacji odnawialnych źródeł energii. Gdyby przyjąć transport modułów z wykorzystaniem ciężarówki elektrycznej a nie spalinowej, można zaoszczędzić ok. 73% na zużyciu energii na cele spedycyjne.

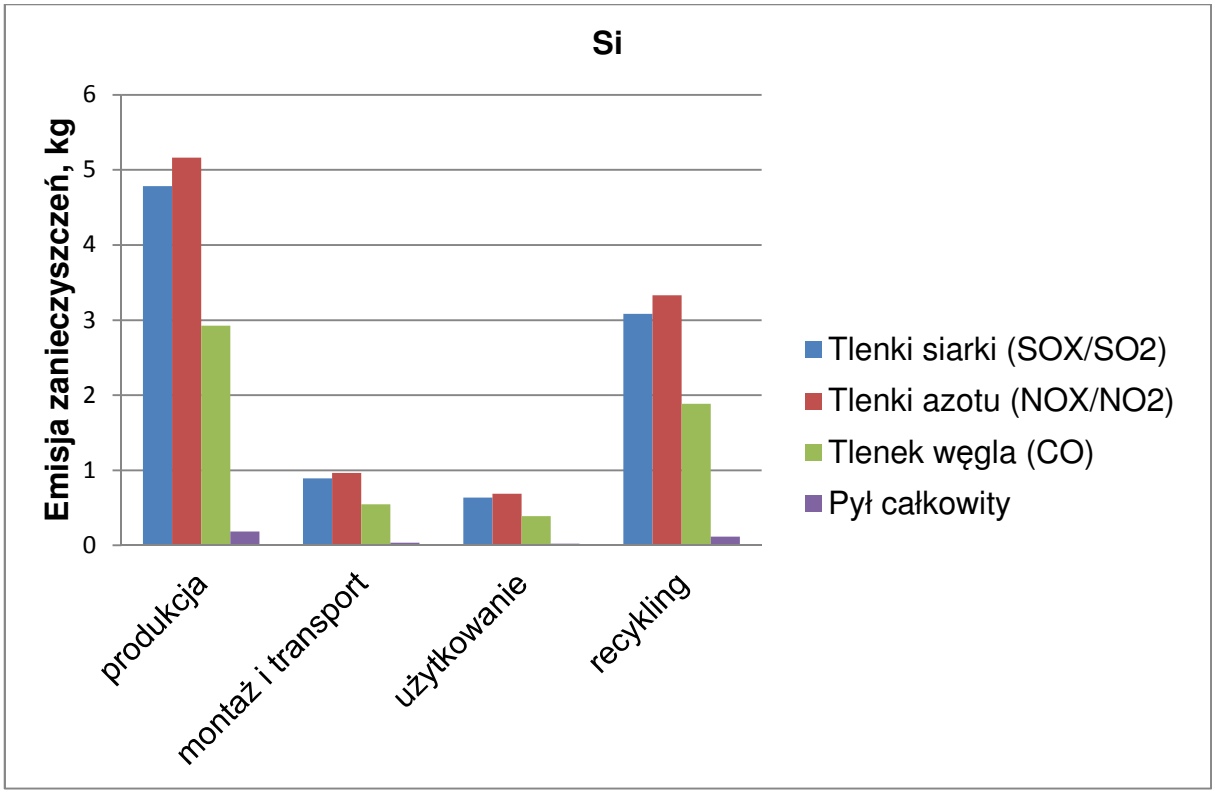
Biorąc pod uwagę powyższe obliczenia (rys. 6) oraz wskaźniki emisji zanieczyszczeń substancji szkodliwych do atmosfery podawane przez Krajowy Ośrodek Bilansowania i Zarządzania Emisjami (KOBiZE) (Wskaźniki emisyjności…) określono emisję zanieczyszczeń dla instalacji PV wykonanych z modułów opartych o krzem i tellurek kadmu. Wyniki zestawiono na wykresach poniżej.

[Tekst alternatywny: na wykresie słupkowym przedstawiono emisję dwutlenku węgla do atmosfery wyrażoną w kg dla 4 etapów cyklu życia instalacji PV wyposażonych w ogniwa krzemowe.]



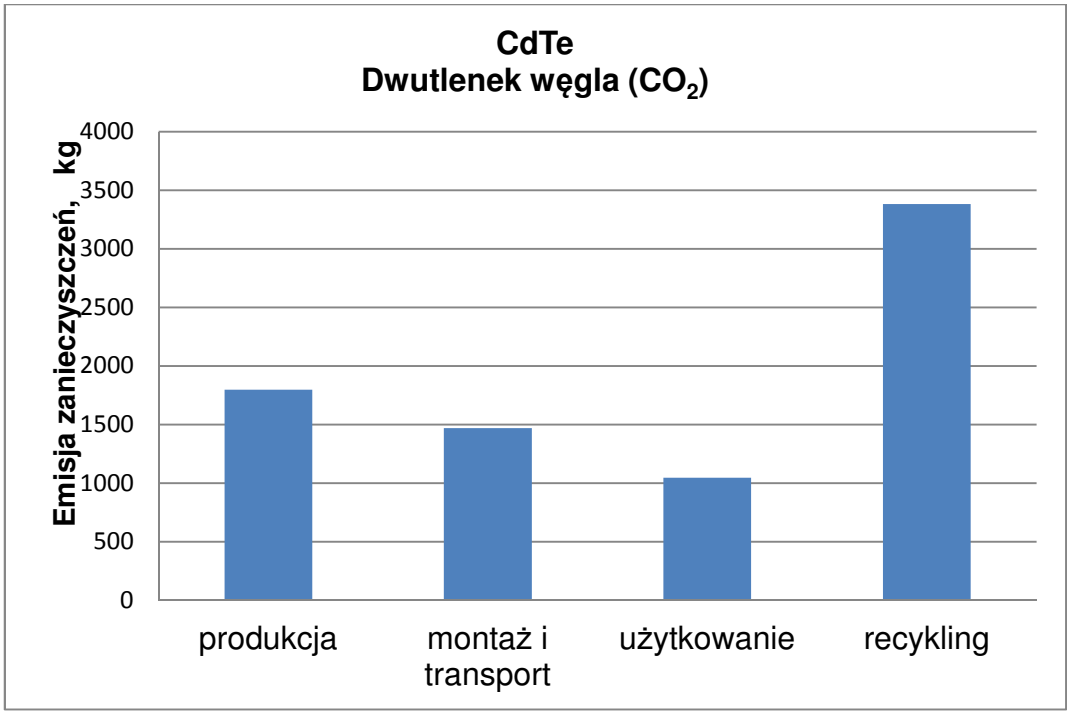
Rysunek 7. Emisja dwutlenku węgla do atmosfery w cyklu życia instalacji PV z ogniwami wykonanymi z krzemu.

[Tekst alternatywny: na wykresie słupkowym przedstawiono emisję zanieczyszczeń do atmosfery wyrażoną w kg dla 4 etapów cyklu życia instalacji PV wyposażonych w ogniwa krzemowe. Poszczególne zanieczyszczenia (tlenki siarki, tlenki azotu, tlenek węgla oraz pył całkowity) oznaczono różnymi kolorami.]



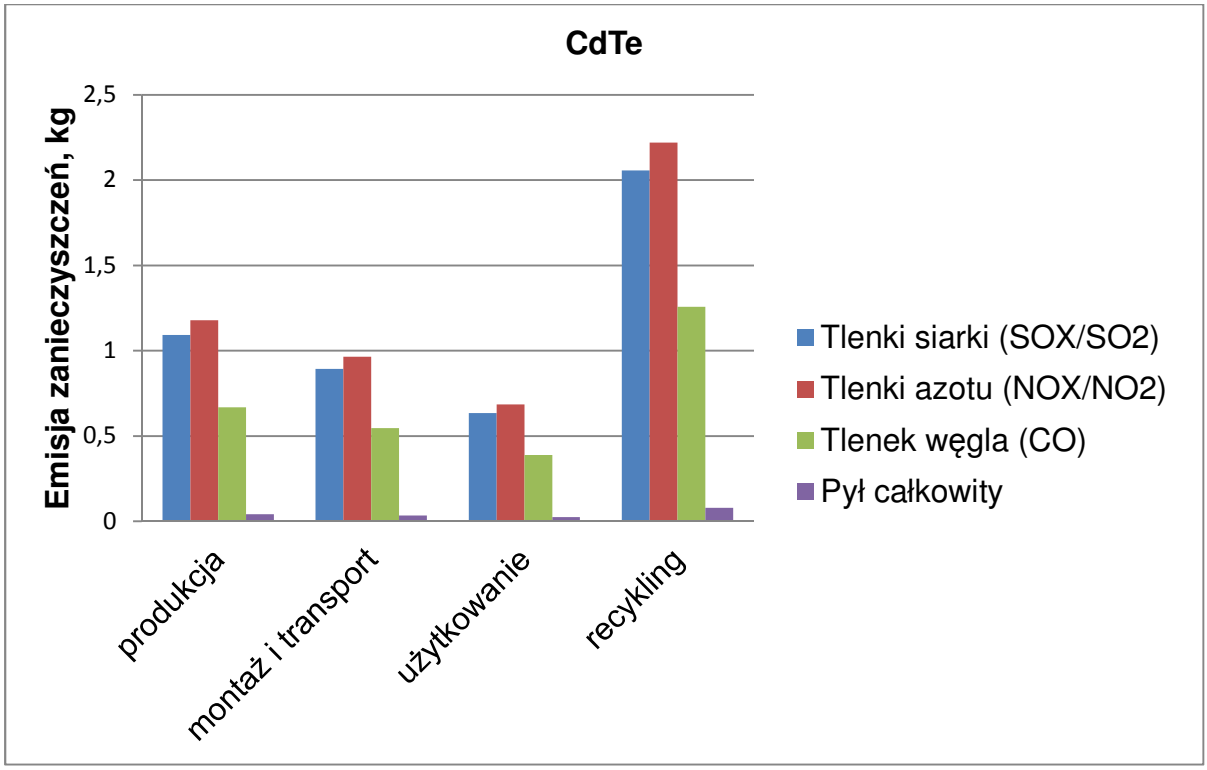
Rysunek 8. Emisja zanieczyszczeń do atmosfery w cyklu życia instalacji PV z ogniwami wykonanymi z krzemu.

[Tekst alternatywny: na wykresie słupkowym przedstawiono emisję dwutlenku węgla do atmosfery wyrażoną w kg dla 4 etapów cyklu życia instalacji PV wyposażonych w ogniwa z tellurku kadmu.]



Rysunek 9. Emisja dwutlenku węgla do atmosfery w cyklu życia instalacji PV z ogniwami wykonanymi z tellurku kadmu.

[Tekst alternatywny: na wykresie słupkowym przedstawiono emisję zanieczyszczeń do atmosfery wyrażoną w kg dla 4 etapów cyklu życia instalacji PV wyposażonych w ogniwa z tellurku kadmu. Poszczególne zanieczyszczenia (tlenki siarki, tlenki azotu, tlenek węgla oraz pył całkowity) oznaczono różnymi kolorami.]



Rysunek 10. Emisja zanieczyszczeń do atmosfery w cyklu życia instalacji PV z ogniwami wykonanymi z tellurku kadmu.

Jak pokazano na rysunkach (7-10) emisja CO_2 do atmosfery jest znacznie wyższa niż pozostałych zanieczyszczeń. Natomiast użytkowanie modułów PV w każdym przypadku generuje najmniejszą ilość zanieczyszczeń. Jednakże biorąc pod uwagę cały cykl życia i porównując do produkcji energii elektrycznej poprzez instalacje fotowoltaiczne, czyli zaoszczędzonej dzięki niej emisji, jest to nadal znikomy ułamek. Dla przykładu obliczeniowego emisja zaoszczędzona, nawet przy założeniach nieoptymalnych warunków nasłonecznienia i spadku wydajności modułów wraz z upływem czasu, jest rzędu:

- Dwutlenek węgla (CO_2): ok. 2 200 ton,
- Tlenki siarki (SO_X/SO_2): ok. 1,4 tony,
- Tlenki azotu (NO_X/NO_2): ok. 1,5 tony,
- Tlenek węgla (CO): ok. 0,8 tony,
- Pył całkowity: ok. 50 kg.

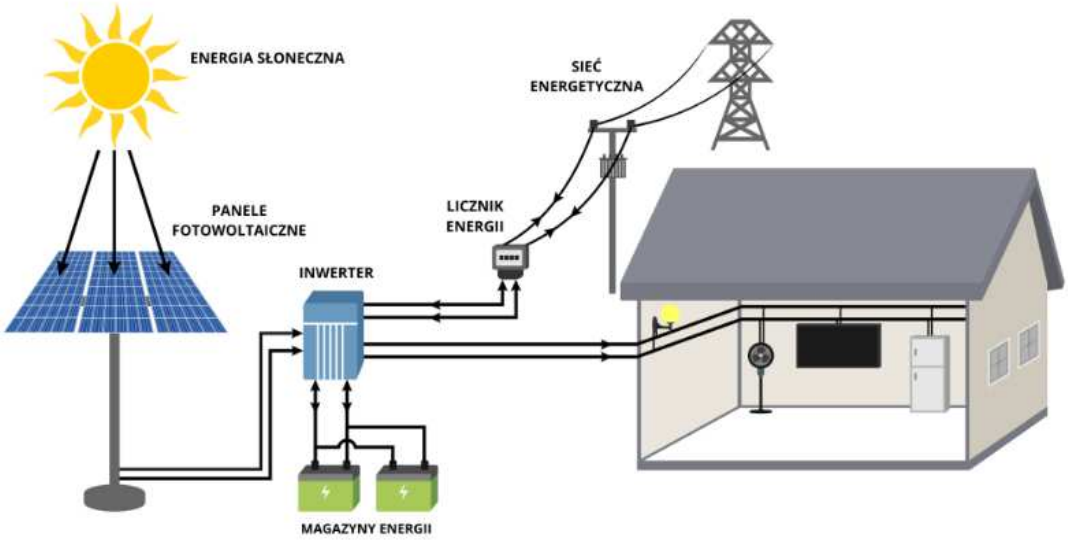
Przyjmując obliczone wartości emisji zanieczyszczeń, czas pracy instalacji PV niezbędny do wyprodukowania energii elektrycznej pokrywającej emisję zanieczyszczeń do atmosfery w całym jej cyklu życia wynosi poniżej 0,5 roku.

3. Praca instalacji fotowoltaicznych w układach hybrydowych

Instalacje fotowoltaiczne mogą współpracować zamiennie przy produkcji energii elektrycznej z innymi rozwiązaniami, tworząc w ten sposób systemy hybrydowe. Jako systemy hybrydowe PV rozumiemy także instalacje współpracujące z siecią, łącząc w ten sposób cechy instalacji on-grid (sieciowych) i off-grid (wyspowych).

W układach hybrydowych instalacji PV niezbędny jest magazyn energii, liczniki dwukierunkowe oraz inwerter hybrydowy, który zarządza pracą i przepływem energii pomiędzy użytkownikiem, ogniwami PV, magazynem oraz siecią. Jest on zaprogramowany na maksymalizację autokonsumpcji. Dlatego też jako priorytet traktuje wykorzystanie energii elektrycznej produkowanej przez instalację fotowoltaiczną. W przypadku braku wystarczającego nasłonecznienia będzie odbierał energię zakumulowaną w magazynach, a dopiero jako ostatnie ogniwo wykorzystywał energię dostarczoną z sieci. Jeśli natomiast uzysk solarny przekroczy zapotrzebowanie na energię elektryczną w budynku, inwerter hybrydowy ma za zadanie przekierować nadwyżkę do magazynowania, a ostatecznie do sieci. Schemat takiej instalacji przedstawiono na rysunku poniżej.

[Tekst alternatywny: na rysunku przedstawiono układ hybrydowy, w którym panele PV (oznaczone kolorem niebieskim i znajdujące się na słupie) odbierają promieniowanie słoneczne (oznaczone jako strzałki odchodzące od słońca), przekształcają je w energię elektryczną i współpracują z inwerterem (w kolorze jasnoniebieskim). Falownik może przekazywać energię elektryczną na odbiorniki (które na rysunku znajdują się wewnątrz przekrojonego wzdłuż budynku), do magazynu energii (zielone baterie ze znakiem graficznym w postaci białej błyskawicy) lub do sieci energetycznej (słupy energetyczne i kable elektroenergetyczne) poprzez licznik energii. Inwerter może także odbierać energię z magazynu lub z sieci energetycznej poprzez licznik dwukierunkowy. Wszystkie potencjalne kierunki przepływu energii elektrycznej oznaczają strzałki.]



Rysunek 11. Schemat działania instalacji fotowoltaicznej hybrydowej. (źródło: https://rankingpv.pl/fotowoltaika-hybrydowa-przyszlosc-niezaleznej-energetyki/#:~:text=Jak%20dzia%C5%82a%20fotowoltaika%20hybrydowa?,nadwy%C5%BCki%20trafiaj%C4%85%20do%20magazynu%20energii.)

Oczywistym jest fakt, iż taka instalacja przynosi szereg korzyści dla prosumenta lub przedsiębiorcy. Przede wszystkim pozwala na niezależność energetyczną i zwiększenie autokonsumpcji. Dodatkowo chroni przed awariami sieci energetycznej i zapewnia optymalne zarządzanie energią.

Dobór przykładowych magazynów energii dla instalacji fotowoltaicznych w omawianych w przykładach znajdujących się w niniejszych materiałach (tabela 1), wraz ze zwiększeniem kosztów instalacji zestawiono w tabeli poniżej. Przyjęto magazynowanie energii elektrycznej na pokrycie zapotrzebowania odpowiadającego 1 dobie. Biorąc pod uwagę, że jest to system hybrydowy, czyli również współpracujący z siecią energetyczną, taki okres czasu założono jako wystarczający.

Tabela 10. Porównanie doboru magazynów energii.

	akumulatory AGM VRLA		akumulatory LiFePO4		akumulatory żelowe	
	ilość, szt.	koszt, zł	ilość, szt.	koszt, zł	ilość, szt.	koszt, zł
sala kinowa	83	49.800	21	69.300	38	53.200
sklep spożywczy	64	38.400	16	52.800	29	40.600
sala restauracyjna	51	30.600	13	42.900	23	32.200

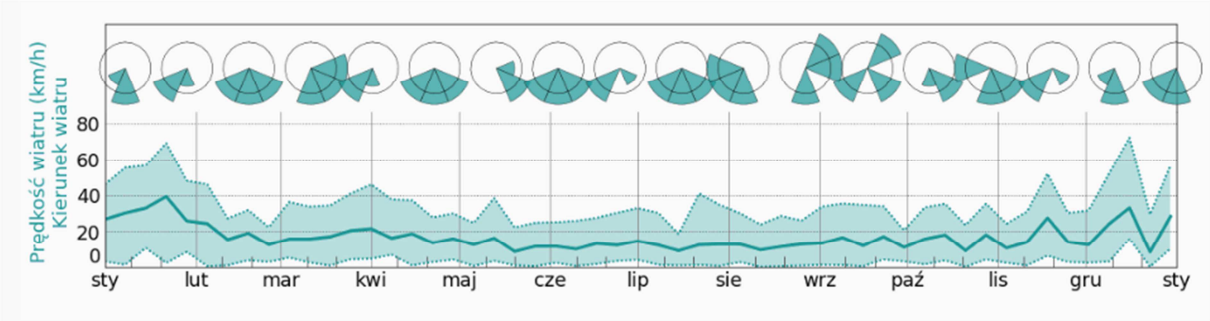
Jak wynika z zestawienia znajdującego się w tabeli powyżej, największą pojemnością charakteryzują się akumulatory litowo-żelazowo-fosforanowe, choć są one najdroższe.

Z punktu widzenia współpracy instalacji PV z rozwiązaniami zasilania instalacji elektrycznej w budynku ze źródeł awaryjnych, w rejonach o częstym występowaniu awarii sieci energetycznych, jako alternatywne źródło energii może posłużyć agregat prądotwórczy. W przypadku instalacji off-grid oraz hybrydowych, agregat będzie stanowił rezerwowe źródło zasilania i będzie współpracował zamiennie z instalacją PV. Podłączenie agregatu prędotwórczego do współpracy z falownikiem w instalacji on-grid jest możliwe tylko w dedykowanych systemach poprzez specjalne sterowniki.

Natomiast na obszarach o zmiennych warunkach pogodowych instalacje PV mogą hybrydowo współpracować z turbinami wiatrowymi. Oba te źródła się wzajemnie uzupełniają: upalne dni charakteryzują się niewielkimi ruchami powietrza, a pochmurne wzmożonym przepływem wiatru. Przyczynia się to do uzyskania rozkładu produkcji energii zbliżonego do krzywej jaka wynika z analizy zapotrzebowania energetycznego budynku. Korzyść takiego układu stanowi nie tylko zadowalający uzysk energetyczny dla użytkowników, ale również oszczędności na kosztach inwestycyjnych instalacji PV (w porównaniu do rozwiązania, gdy stanowiłaby ona jedyny system produkujący energię elektryczną), która jest najdroższa spośród wszystkich OZE w przeliczeniu na 1 kW instalacji. Dodatkowo mniejsza wymagana moc modułów fotowoltaicznych to także mniejsze obciążenie konstrukcji budynku oraz oszczędność miejsca.

Turbina wiatrowa powinna być projektowana z wykorzystaniem rocznego rozkładu prędkości wiatru w danej lokalizacji. Dlatego też niezbędna jest analiza warunków istniejących, którą dla Kielc w roku 2024 przedstawiono na rysunku poniżej.

[Tekst alternatywny: na rysunku przedstawiono prędkości wiatru w miejscowości Kielce występujące w ciągu całego roku 2024: zarówno przedział dla każdego z dni (obszar zacieniowany na zielono) jak i wartość średnią (linia ciągła zielona). Oś pozioma przedstawia kolejne dni i miesiące, a oś pionowa prędkość wiatru wyrażoną w km/h. Dodatkowo na rysunku możemy zaobserwować kierunki wiatru w danym okresie czasu jako zacieniowane na zielono fragmenty koła, co znajduje się powyżej wykresu.]



Rysunek 12. Dane historyczne dla prędkości i kierunku wiatru w Kielcach w 2024 roku. (źródło:https://www.meteoblue.com/pl/pogoda/historyclimate/weatherarchive/kielce_polska_769250?fcstlength=1y&year=2024&month=8)

Jak widać na wykresie średnia prędkość wiatru na terenie Kielc wynosi ok 20 km/h, czyli jest to wielkość rzędu 6 m/s. Stąd też analizę pracy turbin wiatrowych w układach hybrydowych, czyli przy współpracy z instalacją PV, na terenie województwa świętokrzyskiego można porównać do wyników prowadzonych badań (Wróbel i in., 2022). Wnioski z nich płynące pozwalają w efektywny sposób wykorzystać na takim terenie także turbinę wiatrową zaprojektowaną do prędkości 8 m/s. Zastosowanie elektrowni wiatrowej, podłączonej do instalacji fotowoltaicznej, pozwala na duży wzrost produkcji energii przy stosunkowo niewielkich nakładach inwestycyjnych. Rozwiązanie takie może jednak wymagać stosowania dodatkowego obciążenia, umożliwiającego obciążanie turbiny przy przekroczeniu mocy falownika lub wydajnych hamulców mechanicznych.

Zakładając współpracę instalacji PV z turbiną wiatrową produkującą 1 620 kWh energii elektrycznej w skali rocznej (1 200 W mocy), wymagana ilość ogniw fotowoltaicznych (na podstawie tabela 1, 2) wynosi:

a) Sala kinowa: 65 szt (mniej o 5%),
b) Sklep spożywczy: 49 szt (mniej o 6%),
c) Sala restauracyjna: 38 szt (mniej o 7%).

Natomiast zakładając energię elektryczną w skali roku produkowaną przez turbinę wiatrową wysokości 2 700 kWh (2 400 W) wymagana ilość modułów PV wyniesie:

d) Sala kinowa: 63 szt (mniej o 8%),
e) Sklep spożywczy: 47 szt (mniej o 11%),
f) Sala restauracyjna: 36 szt (mniej o 12%).

Jako kolejny przykład układów hybrydowych, ekologicznym i technicznie optymalnym rozwiązaniem może być współpraca instalacji fotowoltaicznych połączona z produkcją wodoru. Nadmiar energii elektrycznej generowanej przez ogniwa PV w takim układzie nie jest magazynowany w bateriach, ale wykorzystywany do

elektrolizy wody, czyli rozkładania jej na wodór i tlen. Wodór wyprodukowany powyższą metodą nazywamy „zielonym”, gdyż pozwala uniknąć emisji dwutlenku węgla do atmosfery obecnego przy jego powstawaniu z wykorzystaniem paliw kopalnych. Wytworzony w ten sposób wodór w postaci skroplonej lub sprężonej jest magazynowany w specjalnych zbiornikach. Jest to proces magazynowania długoterminowego, bo pozwala odzyskać zakumulowaną energię nawet po kilku miesiącach od momentu jej wytworzenia. Przewagą takiego rozwiązania nad bateriami AGM / żelowymi/ LiFePO4 jest właśnie czas przechowywania energii, który w przypadku baterii jest znacznie krótszy. Wodór może zostać następnie wykorzystany do zasilania ogniw paliwowych (produkujących równocześnie energię elektryczną oraz ciepło), ale także do napędu pojazdów wyposażonych w silniki wodorowe.

Naukowcy z Uniwersytetu w Kantabrii (Hiszpania) przeprowadzili pilotażowy projekt dotyczący samowystarczalnego lokalu o powierzchni 80 m^2 wyposażonego wyłącznie w panele fotowoltaiczne, baterie i magazyny wodoru. System energetyczny został zoptymalizowany i składał się z 20 paneli słonecznych, o mocy 40 W każdy, umieszczonych na dachu budynku, czterech akumulatorów o pojemności 2,4 kWh, 35-litrowego zbiornika na wodę, w którym po oczyszczeniu wykorzystywano do elektrolizy wodę z kranu, oraz zbiornika o pojemności 600 litrów magazynującego wodór pod ciśnieniem 300 barów. Oba zbiorniki zostały ustawione w szopie na sąsiedniej działce. Strategia zarządzania energią polegała na następującej konfiguracji: panele PV najpierw zasilają dom, a występująca nadwyżka produkcji energii elektrycznej w pierwszej kolejności jak magazynowana poprzez baterie, a dopiero gdy one są napełnione wytwarzany jest wodór poprzez elektrolizer i akumulowany jest w zbiorniku wysokociśnieniowym. Przy braku wystarczającego uzysku solarnego, budynek jest zasilany w energię elektryczną pochodzącą z baterii, a dopiero po ich pełnym rozładowaniu energia jest dostarczana w wyniku pracy ogniwa paliwowego. Przez 2 lata funkcjonowania instalacja pozwoliła na oszczędność rzędu 15 200 kWh energii pierwotnej oraz obniżenie emisji CO_2 o 2,3 tony (https://www.energetyka-rozproszona.pl/artykuly/samowystarczalny-dom-dzieki-polaczeniu-pv-i-zielonego-wodoru/).

Spis literatury

- ✓ artykuły naukowe:
  - Chrzan M., Moszyński S., Pietruszczak D. (2018). Pomiary pomontażowe urządzeń i sieci elektroenergetycznych średniego napięcia SN, *AUTOBUSY 12*, 341-349
  - Koźbiał T. (2020). Generatory fotowoltaiczne w kontekście doboru elementów składowych oraz ochrony przeciwpożarowej, *Przegląd Elektrotechniczny*, 11, 208-212.
  - Trzmiel G., Węsierska M. (2017) Kryteria doboru przewodów w instalacjach fotowoltaicznych, *Poznan University of Technology Academic Journals,* 89, 425-433.
  - Wróbel L., Tomczewski K., Tomczewski A.(2022). Analiza możliwości rozbudowy instalacji fotowoltaicznej o turbinę wiatrową, *Przegląd Elektrotechniczny*, 98, 73-76.
  - Żelazna A., Zdyb A., Pawłowski A. (2014). Porównanie wybranych paneli fotowoltaicznych na podstawie bilansu materiałowo-energetycznego w ich cyklu życia, *Journal of Civil Engineering, Environment and Architecture,* t. XXXI, z. 61, 557-564
- ✓ akty prawne:
  - ISO 14040:2006 - Zarządzanie środowiskowe -- Ocena cyklu życia -- Zasady i ramy
  - ISO 14044:2006 - Zarządzanie środowiskowe -- Ocena cyklu życia -- Wymagania i wytyczne
  - PN-EN 62446:2016-08 „Systemy fotowoltaiczne (PV) – Wymagania dotyczące badań, dokumentacji i utrzymania”
  - PN–IEC 60364–5 523:2001P „Instalacje elektryczne w obiektach budowlanych. Dobór i montaż wyposażenia elektrycznego. Obciążalność prądowa długotrwała”
  - PN-HD 60364-4-41:2017-09 to "Instalacje elektryczne niskiego napięcia - Część 4-41: Ochrona dla zapewnienia bezpieczeństwa - Ochrona przed porażeniem elektrycznym"
- ✓ źródła internetowe:
  - https://www.energetyka-rozproszona.pl/artykuly/samowystarczalny-dom-dzieki-polaczeniu-pv-i-zielonego-wodoru/ (dostęp 18.07.2025)
  - https://www.fluke.com/pl-pl/nauka/blog/energia-odnawialna/analiza-krzywych-iu (dostęp 10.07.2025)
  - https://inzynierbudownictwa.pl/instalacja-fotowoltaiczna-od-a-do-z/) (dostęp 10.07.2025)
  - https://www.merazet.pl/produkt/cyfrowy-megaomomierz-extech-380360/ (dostęp 10.07.2025)

- https://www.meteoblue.com/pl/pogoda/historyclimate/weatherarchive/kielce_polska_769250?fcstlength=1y&year=2024&month=8 (dostęp: 18.07.2025)
- https://rankingpv.pl/fotowoltaika-hybrydowa-przyszlosc-niezaleznej-energetyki/#:~:text=Jak%20dzia%C5%82a%20fotowoltaika%20hybrydowa?,nadwy%C5%BCki%20trafiaj%C4%85%20do%20magazynu%20energii. (dostęp: 18.07.2025)
- https://sonel.pl/pl/centrum-wiedzy/artykuly-prasowe/pomiary-rezystancji-izolacji-kabli-przewodow/ocena-stanu-izolacji-na-podstawie-rozkladu-pradu-i-rezystancji-w-funkcji-czasu-trwania-pomiaru/) (dostęp 10.07.2025)
- https://sonel.pl/pl/centrum-wiedzy/artykuly-prasowe/termowizja-i-bezdotykowe-pomiary-temperatury/inspekcje-fotowoltaiczne-z-kamera-termowizyjna-sonel-kt-256f (dostęp 10.07.2025)
- Wskaźniki emisyjności CO2, SO2, NOx, CO i pyłu całkowitego dla energii elektrycznej na podstawie informacji zawartych w Krajowej bazie o emisjach gazów cieplarnianych i innych substancji za 2023 rok Warszawa, grudzień 2024 https://www.kobize.pl/uploads/materialy/materialy_do_pobrania/wskazniki_emisyjnosci/Wska%C5%BAniki_emisyjno%C5%9Bci_dla_energii_elektrycznej_grudzie%C5%84_2024.pdf (dostęp: 18.07.2025)

Na etapie opracowywania niniejszych materiałów dydaktycznych wykorzystana zostało wiedza i doświadczenie nabyte w ramach wizyt studyjnych w Instytucie Technologii Paliw i Energii w Zabrzu oraz w Žilinská univerzita in Žiline (Słowacja), zrealizowanych w ramach projektu „Dostosowanie kształcenia w Politechnice Świętokrzyskiej do potrzeb współczesnej gospodarki" FERS.01.05-IP.08-0234/23. W szczególności dotyczy to zagadnień odnoszących się do najnowszych technologii, trendów badawczych oraz rozwiązań praktycznych stosowanych w obszarze magazynowania energii poprzez procesy zmiennofazowe, ważnych dla studentów kierunków inżynierii środowiska oraz odnawialne źródła energii, pozwalających na lepsze zrozumienie zagadnień z jakimi spotkają się w pracy zawodowej jako inżynierowie, a także na świadome stosowanie innowacyjnych i prośrodowiskowych rozwiązań na każdym etapie procesu inwestycyjnego, zgodnych z ideą zrównoważonego rozwoju i zielonej transformacji.