

doi:10.15199/48.2025.03.04

Zastosowanie kamer termowizyjnych do monitorowania stanu złączy w instalacjach fotowoltaicznych

Streszczenie. Kamera termowizyjna staje się coraz bardziej istotnym narzędziem w diagnostyce instalacji fotowoltaicznych, umożliwiając wczesne wykrywanie problemów związanych z przegrzewaniem złączy. W artykule przedstawiono znaczenie i zastosowanie tej technologii do monitorowania stanu technicznego złączy MC4 oraz ich zamienników, które pozwalają na szybkie wykrywanie potencjalnych nieprawidłowości oraz przyczyniają się do zapewnienia bezpiecznej i niezawodnej pracy systemów.

Abstract. The thermal imaging camera is becoming an increasingly important tool in the diagnosis of photovoltaic systems, enabling early detection of connector overheating problems. This paper presents the importance and application of this technology to monitor the health of MC4 connectors and their replacements, which allow the rapid detection of potential anomalies and contribute to the safe and reliable operation of systems. (**The use of thermal imaging cameras to monitor the condition of joints in photovoltaic installations**)

Słowa kluczowe: kamery termowizyjne, instalacja fotowoltaiczna, złącza MC4, bezpieczeństwo pożarowe.

Keywords: thermal imaging cameras, photovoltaic installation, MC4 connectors, fire safety.

Wstęp

Prąd elektryczny jest podstawowym nośnikiem energii we współczesnej cywilizacji. Każda jednostka, począwszy od gospodarstw domowych, przez zakłady przemysłowe, aż po pojazdy mechaniczne wymaga w różnym zakresie dostępu do energii elektrycznej. Zapotrzebowanie to jest zaspokajane przez sieci oraz instalacje elektroenergetyczne, które stały się nieodzownym elementem dla prawidłowego funkcjonowania współczesnego społeczeństwa.

W Polsce, od pewnego czasu, obserwuje się wzrost zainteresowania budową domowych instalacji fotowoltaicznych. Systemy te umożliwiają indywidualną produkcję energii elektrycznej, co jest odpowiedzią na narastający kryzys energetyczny, rosnące ceny prądu oraz ograniczoną dostępność tradycyjnych źródeł energii, takich jak paliwa kopalne. Znaczące zwiększenie popytu na rozwiązania fotowoltaiczne przyczyniło się do pojawienia się na rynku nowych przedsiębiorstw specjalizujących się i oferujących montaż takich systemów. Niestety, w wyniku nasilonej konkurencji, mniejsze firmy w dążeniu do zminimalizowania kosztów i maksymalizacji zysków, zaczęły stosować materiały niższej jakości lub zatrudniać personel bez odpowiednich kwalifikacji i doświadczenia. Taka praktyka znacząco wpływa na zwiększenie liczby instalacji działających nieprawidłowo, co przekłada się na wzrost częstotliwości powstawania awarii, w tym również na zwiększoną liczbę pożarów.

Pomimo niewątpliwych korzyści ekologicznych i zwiększenia niezależności energetycznej dzięki odnawialnym źródłom energii, nasuwają się także pytania dotyczące bezpieczeństwa tych instalacji. Wśród nich znajdują się kwestie potencjalnych pożarów. W kontekście tych wyzwań, istotne jest nie tylko ciągłe doskonalenie technologii fotowoltaicznej, ale również implementacja zaawansowanych technik detekcji wczesnych sygnałów ostrzegawczych, które mogą wskazywać na nieprawidłowości w funkcjonowaniu systemu. Jednym z kluczowych rozwiązań w tym obszarze jest zastosowanie kamer termowizyjnych, które umożliwiają monitoring temperatury poszczególnych elementów instalacji fotowoltaicznej.

Pożary instalacji fotowoltaicznych – źródło problemu

Choć instalacje fotowoltaiczne oferują liczne korzyści, takie jak zmniejszenie śladu węglowego oraz obniżenie kosztów energii elektrycznej, ich właściciele muszą również

być świadomi zagrożeń związanych z eksploatacją tych systemów [1]. Jednym z najpoważniejszych problemów, które mogą wystąpić, są pożary, wynikające z wadliwego działania instalacji. Często pojawiają się one w wyniku niewłaściwego montażu, zastosowania materiałów o niskiej jakości lub zaniedbań w regularnej konserwacji. W obliczu rosnącej liczby domowych i komercyjnych instalacji fotowoltaicznych, szczególnie ważne staje się wprowadzenie odpowiednich środków zapobiegawczych.

Mając na uwadze fakt, iż instalacje fotowoltaiczne stanowią istotny element systemów elektroenergetycznych niskiego napięcia, do których są podłączane, projektowanie ich oraz montaż muszą spełniać nie tylko ogólne normy dotyczące instalacji elektrycznych niskiego napięcia, lecz także specyficzne wymagania związane z pracą obwodów prądu stałego, o napięciach sięgających nawet 1500 V [3-4]. Podczas projektowania i budowy instalacji PV kluczowe jest właściwe dobranie środków ochrony przeciwporażeniowej, uwzględniające czynniki środowiskowe, które mogą negatywnie wpłynąć na eksploatację systemu [2]. Instalacja wykonana zgodnie z obowiązującymi regulacjami prawnymi powinna działać niezawodnie przez przewidziany okres użytkowania, minimalizując ryzyko awarii oraz zapewniając bezpieczeństwo użytkownikom i osobom postronnym [4-5]. Jednym z istotnych wymogów bezpieczeństwa jest traktowanie obwodów prądu stałego jako zawsze będących pod napięciem, nawet w sytuacji odłączenia instalacji PV od sieci elektroenergetycznej prądu przemiennego [3]. Oznacza to, że komponenty systemu PV pozostają aktywne, co wymaga szczególnej uwagi przy projektowaniu odpowiednich środków ochronnych.

Prawidłowo zaprojektowane i zbudowane instalacje fotowoltaiczne są bardzo bezpieczne pod względem ochrony przeciwporażeniowej i pożarowej. Jednakże, aby zagwarantować wysoki poziom bezpieczeństwa, konieczne jest regularne monitorowanie stanu technicznego instalacji oraz jej konserwacja, co pozwala na wczesne wykrycie potencjalnych problemów [2].

Pomimo tego, co jakiś czas dochodzi do pożarów, które stwarzają poważne wyzwania, szczególnie ze względu na obecność wysokiego napięcia, co znacznie utrudnia działania ratownicze prowadzone przez strażaków Państwowej Straży Pożarnej (PSP) oraz Ochotniczej Straży Pożarnej (OSP). Ze względu na stosunkowo nowe zagrożenie, jakie stanowią pożary instalacji PV, Komenda

Główna PSP aktywnie gromadzi dane na temat przypuszczalnych przyczyn tych zdarzeń. Każdy kierujący działaniem ratowniczym (KDR) jest zobligowany do szczegółowego opisywania przebiegu interwencji, jak również określenia prawdopodobnej przyczyny pożaru podczas sporządzania dokumentacji. Proces ten ma kilka istotnych celów. Jednym z nich jest identyfikacja najczęstszych przyczyn pożarów instalacji PV, co w przyszłości pozwoli na ich wyeliminowanie poprzez odpowiednie zmiany w przepisach prawnych, prowadzonych czynnościach kontrolno-rozpoznawczych oraz podczas opiniowania projektów przez rzeczoznawców ds. ochrony przeciwpożarowej.

Na podstawie dotychczas zgromadzonych danych w Systemie Wspomagania Decyzji (SWD-ST) (tabela 1), który jest głównym narzędziem służącym do sporządzania i archiwizowania dokumentacji działań ratowniczych prowadzonych przez PSP, wynika, że liczba pożarów związanych z instalacjami fotowoltaicznymi z roku na rok wzrasta [7].

Tabela 1. Przyczyny pożarów instalacji fotowoltaicznych w rozbiu na województwa w latach 2020-2023 [7]

Podział administracyjny	Pożar (P)				OGÓŁE M
	2020	2021	2022	2023	
POLSKA	145	306	586	596	1633
dolnośląskie	11	22	34	34	101
kujawsko-pomorskie	7	11	35	27	80
lubelskie	8	19	35	24	86
lubuskie	5	14	25	19	63
łódzkie	12	20	40	58	130
małopolskie	15	36	63	48	162
mazowieckie	15	38	65	57	175
opolskie	0	8	13	18	39
podkarpackie	18	25	51	46	140
podlaskie	2	9	18	20	49
pomorskie	5	11	31	49	96
śląskie	17	36	71	97	221
świętokrzyskie	2	10	19	18	49
warmińsko-mazurskie	10	7	20	20	57
wielkopolskie	17	29	45	44	135
zachodniopomorskie	1	11	21	17	50

W skali całego kraju liczba pożarów zwiększyła się z 145 przypadków w 2020 roku do 596 w 2023 roku, co łącznie daje 1633 pożary w okresie czterech lat. Liczba pożarów instalacji fotowoltaicznych wzrastała niemal systematycznie każdego roku, co może wskazywać zarówno na rosnącą liczbę instalacji, jak i na potrzebę lepszego nadzoru nad jakością montażu oraz materiałów używanych w tych systemach. Statystyki te podkreślają wagę doboru odpowiednich komponentów składowych oraz regularnych przeglądów i monitoringu instalacji fotowoltaicznych, aby zapobiegać awariom mogącym prowadzić do pożarów. Wraz z rosnącą liczbą instalacji fotowoltaicznych w Polsce, odpowiednie zabezpieczenie i regularna konserwacja systemów stają się coraz bardziej istotne. Zagrożenia pożarowe wynikające z wad lub błędów montażu instalacji fotowoltaicznych stanowią istotne ryzyko, które może prowadzić do poważnych konsekwencji, w tym pożarów.

Jednym z kluczowych elementów instalacji fotowoltaicznych, w których mogą wystąpić zagrożenia pożarowe, są złączniki, służące do łączenia poszczególnych modułów. Nieprawidłowy montaż tych elementów lub ich niska jakość mogą prowadzić do niekontrolowanego wydzielania ciepła, co zwiększa ryzyko pożaru. Złączki, które nie zostały właściwie dobrane do

przekroju kabli lub są niepoprawnie zamontowane, skutkują niewystarczającą powierzchnią styku lub zbyt słabym dociskiem, co prowadzi do wzrostu rezystancji. W konsekwencji, wydzielające się ciepło może doprowadzić do zapłonu elementów instalacji. Najczęściej stosowanymi złączkami w instalacjach fotowoltaicznych są złącza MC4 produkowane przez firmę Staubli Electrical Connectors AG. Złącza te są wykonane z miedzi cynowanej, która minimalizuje tempo korozji elektrochemicznej, zapobiegając wzrostowi rezystancji połączeń w dłuższym czasie. Na rynku można również spotkać elementy wykonane z innych stopów, takich jak miedź, nikiel i krzem (CuNiSi) [8]. Moduły fotowoltaiczne (PV), standardowo wykorzystywane do budowy instalacji, są wyposażone w przewody zakończone złącznikami typu MC4, które nie zawsze pochodzą od szwajcarskiego producenta. Złącza te są droższe i objęte patentem ich właściciela. W rezultacie wielu producentów, zwłaszcza z krajów wschodnich, oferuje moduły fotowoltaiczne z własnymi złącznikami, które według ich zapewnień mają być kompatybilne z popularnymi na rynku systemami. W praktyce jednak sytuacja wygląda inaczej. Ze względu na brak jednolitych standardów technicznych dotyczących budowy złączy MC-4, często pojawiają się problemy z kompatybilnością wtyków męskich i żeńskich pochodzących od różnych producentów. Problem ten rzadko występuje podczas łączenia samych modułów, ponieważ zwykle są one wyposażone w złączniki pochodzące od tego samego dostawcy. Sytuacja zmienia się na końcach obwodu modułów połączonych szeregowo, gdzie ostatni i pierwszy moduł łączone są przewodami z inwerterem. W takim połączeniu najczęściej stosuje się dłuższe przewody przygotowywane w zależności od lokalizacji inwertera i możliwości technicznych ich poprowadzenia [4]. Dlatego też przewód ten na obu końcach posiada zarobione złącza np. MC4. W efekcie może dojść do połączenia elementów obwodu różnym złączkami, niekoniecznie kompatybilnymi ze sobą. Sytuację dodatkowo komplikuje fakt, że złącza te często znajdują się w trudno dostępnych miejscach, np. na dachu pod modułami. Dlatego też, w przypadku nadmiernego wzrostu temperatury w takich połączeniach, nagromadzone ciepło może nie mieć możliwości rozproszenia, co stwarza warunki do przegrzewania się komponentów i materiałów izolacyjnych, a w skrajnych przypadkach może doprowadzić do zapłonu.

Zasady projektowania i doboru złączy w instancjach PV

Jednym z ważniejszych problemów związanych ze złączkami MC4 w instalacjach fotowoltaicznych jest ich znaczne niedopasowanie, wynikające z różnic w tolerancjach mechanicznych części męskich i żeńskich produkowanych przez różnych producentów. Porównując wizualnie obudowy oryginalnych złączy MC4 i ich zamienników, można dostrzec pewne różnice, takie jak kolor uszczelki na wtyku męskim, białe napisy na wtyku żeńskim oraz oznaczenia z logiem producenta. Mimo tych zewnętrznych różnic, bardziej subtelne zmiany dotyczą elementów przewodzących wewnątrz złączy. Główne rozbieżności to długość pinu żeńskiego, który w oryginalnych złączkach MC4 jest nieco krótszy oraz różnice w średnicy pinu (rysunek 1). Takie szczegóły są jednak trudne do wychwycenia bez odpowiednich narzędzi pomiarowych lub doświadczenia, co sprawia, że instalatorzy mogą nie być świadomi tych rozbieżności. Różnice te mogą mieć znaczący wpływ na właściwości elektryczne złączy, w szczególności na prąd znamionowy, wytrzymałość mechaniczną i odporność na warunki atmosferyczne. Nieświadomy tych drobnych różnic instalator może błędnie założyć, że zamiennik o niższej

cenie jest równoważny oryginałowi, co prowadzi do ryzyka montażu komponentów o niższych parametrach technicznych. Takie złącza mogą mieć niższy prąd znamionowy, co zwiększa ryzyko przeciążenia instalacji i w efekcie prowadzi do przegrzewania się złącza. Problem ten jest szczególnie poważny w kontekście obwodów prądu stałego, w których łatwo wywołać łuk elektryczny nawet przy napięciu rzędu kilkuset woltów. Dodatkowo, zamienniki złącz, które nie są w pełni kompatybilne z oryginalnymi elementami, mogą również wpływać na szczelność i ochronę przed wnikaniem wilgoci oraz zanieczyszczeń, co przyspiesza proces degradacji połączeń elektrycznych. Montaż takich złączy w trudno dostępnych miejscach, takich jak dachy budynków, może sprawić, że wykrycie i naprawa wadliwego połączenia będzie opóźniona, co zwiększa ryzyko wystąpienia awarii, a w skrajnych przypadkach pożaru.



Rys. 1. Porównanie złącza MC4 z zamiennikiem

Projektując instalacje fotowoltaiczne, kluczowe znaczenie ma uwzględnienie warunków pracy oraz czynników środowiskowych, na które będą narażone poszczególne elementy systemu. Obwody modułów PV, zwłaszcza te montowane na dachach budynków, muszą być przystosowane do funkcjonowania w bardzo szerokim zakresie temperatur. W Polsce typowe wartości wahają się od -25°C w zimie do nawet 90°C latem, przy czym instalacje te są dodatkowo narażone na obecność wody, śniegu oraz intensywne promieniowanie UV. Dobór komponentów, takich jak okablowanie, złączniki, tablice rozdzielcze czy urządzenia zabezpieczające, musi uwzględniać te ekstremalne warunki środowiskowe, aby zapewnić trwałość i niezawodność instalacji. Każdy z tych elementów powinien być dobrany na etapie projektowania z uwzględnieniem nie tylko obowiązujących norm, takich jak [3], ale także wymagań dotyczących długotrwałej obciążalności prądowej.

Ważnym aspektem jest także prawidłowe określenie maksymalnej obciążalności prądowej poszczególnych elementów systemu, w szczególności złącz, przewodów i urządzeń zabezpieczających, co pozwala na uniknięcie przeciążeń i nadmiernego nagrzewania się tych komponentów. Zgodnie z wymaganiami normy [3], przyjmuje się, że temperatura otoczenia w takich obwodach nie powinna być niższa niż 70°C . Oznacza to, że projektanci muszą stosować współczynniki korekcyjne, które redukują dopuszczalne obciążenie prądowe komponentów, aby dostosować je do realnych warunków pracy. Niezastosowanie odpowiednich współczynników przy doborze elementów instalacji, może prowadzić do nadmiernego nagrzewania, co przyspiesza degradację izolacji oraz stwarza zagrożenie pożarowe. Zalecenia producenta złącza MC4 również uwzględniają ekstremalne warunki pracy instalacji PV. Dla optymalnego działania, producent rekomenduje przyjęcie maksymalnej temperatury otoczenia na poziomie 85°C . Jednocześnie maksymalną

dopuszczalną temperaturę pracy samego złącza MC4 określono na 105°C , co stanowi bezpieczny margines w kontekście pracy złącza w wysokich temperaturach otoczenia [6]. W tabeli 2 przedstawiono wartości prądów znamionowych złącz MC4 i MC4-EVO 2 dla różnych przekrojów przewodów oraz temperatur otoczenia.

Tabela 2. Dopuszczalne obciążenie złączy MC4 i MC4-EVO 2 w zależności od temperatury otoczenia i przekroju poprzecznego przewodu [6]

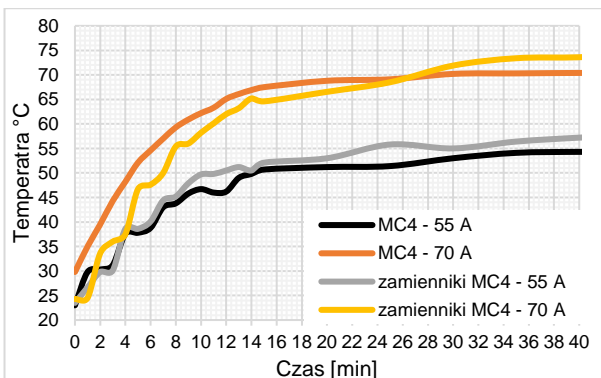
Prądy znamionowe w odpowiednich temperaturach otoczenia dla MC4 i MC4-EVO 2			
Temperatura otoczenia	Przekrój przewodu		
	2,5 mm ²	4 mm ²	6 mm ²
30°C	42 A	55 A	70 A
40°C	39 A	51 A	65 A
50°C	36 A	47 A	60 A
60°C	32 A	43 A	54 A
70°C	28 A	38 A	48 A
80°C	24 A	32 A	40 A
90°C	19 A	25 A	31 A

Niedostosowanie komponentów do rzeczywistych warunków eksploatacji może prowadzić do przeciążeń, co znacznie zwiększa ryzyko termicznej degradacji materiałów, a tym samym niebezpieczeństwo awarii lub pożaru. Należy w tym miejscu podkreślić, że dane zawarte w tabeli 2 dotyczą złączy firmy Staubli Electrical Connectors AG. Dostępne zamienniki na rynku nie zawsze spełniają takie wymagania, a w niektórych przypadkach wyraźnie wskazują maksymalne obciążenie prądowe na poziomie 30 A dla przekroju poprzecznego przewodu wynoszącego 4-6 mm², co w kontekście doboru złączy ma duże znaczenie.

Wykorzystanie obrazowania termicznego do oceny złączy w warunkach obciążenia prądowego

Wykrywanie niekompatybilności złączy w instalacjach fotowoltaicznych jest możliwe, gdy wzrost rezystancji prowadzi do nadmiernego wydzielania ciepła. Aby ocenić skuteczność obrazowania termicznego w identyfikowaniu takich nieprawidłowości, konieczne było stworzenie warunków symulujących ekstremalne obciążenie złączy. W związku z tym opracowano model badawczy uwzględniający różne kombinacje połączeń, zarówno od różnych producentów, jak i różne poziomy poprawności wykonania połączeń. Na podstawie zgromadzonych danych przyjęto temperaturę otoczenia wynoszącą 30°C , co zgodnie z tabelą 2 pozwoliło na dobór natężenia prądu elektrycznego o wartościach 55 A i 70 A, w zależności od średnicy przewodów. Badania przeprowadzono zarówno dla oryginalnych złączy MC4, jak i ich zamienników, a rozkład temperatury był monitorowany w sposób ciągły za pomocą kamery termowizyjnej. Próby były prowadzone do momentu ustabilizowania się temperatury, co zazwyczaj trwało od 30 do 60 minut. Pomiar temperatury przeprowadzano w regularnych odstępach czasu, z odczytami co 60 sekund, co pozwalało na dokładne monitorowanie zmian temperatury w czasie rzeczywistym. Ostatecznym etapem badania było testowanie złączy w warunkach, w których występowała duża rezystancja przejścia, spowodowana niewłaściwym połączeniem. W badaniach celowo pominięto wpływ szczelności oraz czynników atmosferycznych, takich jak wilgoć, aby skupić się wyłącznie na analizie wpływu obciążenia prądowego na wydzielanie ciepła, które umożliwiło powtarzalność prób w krótkim czasie. Analiza termowizyjna umożliwiła precyzyjne wskazanie miejsc o najwyższej temperaturze, wyświetlając je w jasnych barwach, co ułatwia ich identyfikację nawet w warunkach intensywnego nasłonecznienia oraz

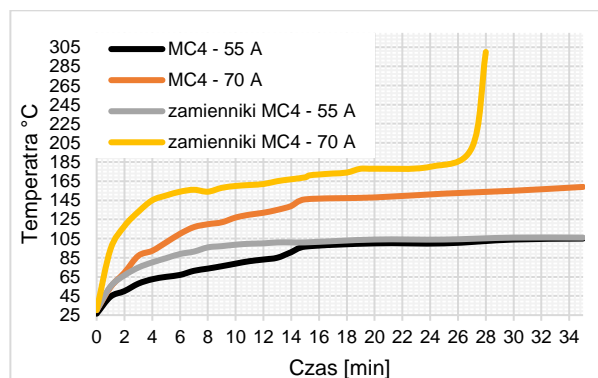
podwyższonej temperatury konstrukcji dachowych. Dzięki temu narzędziu można dokładnie ocenić, czy połączenia są wykonane prawidłowo i czy działają bezpiecznie, co czyni tę metodę szczególnie przydatną w zapobieganiu awariom i zagrożeniom pożarowym [9]. Uzyskane wyniki przedstawiono na rysunku 2.



Rys. 2. Charakterystyki przyrostu temperatury złączy MC4 i zamienników przy obciążeniach 55 A i 70 A

Na podstawie przeprowadzonych badań oraz analizy wyników przedstawionych na wykresie, można zauważyć niewielkie różnice temperatur pomiędzy oryginalnymi złączami MC4 a ich zamiennikami, zarówno dla obciążenia 55 A, jak i 70 A. Przy obciążeniu na poziomie 55 A temperatura oryginalnych złączy MC4 stabilizuje się na poziomie około 54°C, podczas gdy zamienniki osiągają temperaturę około 57,9°C. Różnica wynosi zatem 3,8°C. Dla obciążenia 70 A, temperatura oryginalnych złączy wynosi około 70,4°C, a zamienników – 75°C, co daje różnicę 4,6°C. Uzyskane temperatury nie przekraczają dopuszczalnych wartości założonych przez producenta ale ich znaczenie w kontekście bezpieczeństwa instalacji fotowoltaicznych nie może być bagatelizowane. Nawet niewielkie wzrosty temperatury mogą z czasem prowadzić do degradacji materiałów użytych w instalacji, zwłaszcza przy długotrwałej eksploatacji w trudnych warunkach atmosferycznych. Przyspieszona degradacja złączy może wpłynąć na ich wydajność i żywotność, a także prowadzić do zwiększenia ryzyka awarii. Dlatego też termogramy uzyskane podczas okresowych przeglądów powinny stanowić wyraźne ostrzeżenie, że niektóre elementy instalacji mogą nie działać prawidłowo, co wymaga natychmiastowej uwagi i dalszej diagnostyki.

Szczególnie ważne stają się to w sytuacjach, w których występują skrajne warunki eksploatacyjne, wykraczające poza znamionowe parametry pracy złączy, na przykład w przypadku źle wykonanych połączeń lub przyspieszonej degradacji wynikającej z wpływu czynników atmosferycznych. Aby zbadać te skrajne przypadki, przeprowadzono dodatkowe testy na złączach typu MC4, w których celowo nie wsunięto wtyków do momentu pełnego "kliknięcia" zamków zamykających, ograniczając w ten sposób siłę docisku oraz powierzchnię styku pinów przewodzących. W ten sposób symulowano podwyższoną rezystancję przejścia, która mogłaby wystąpić w warunkach niedbałego montażu lub ich niedopasowania przy mieszanym połączeniu zamienników z oryginalnymi złączami. Należy podkreślić, że mnogość złączy w każdej instalacji fotowoltaicznej, trwałość tworzyw sztucznych poddanych oddziaływaniu promieni UV i temperatury otoczenia daje realne prawdopodobieństwo zaistnienia takiej sytuacji. Uzyskane wyniki przedstawiono na rysunku 3.

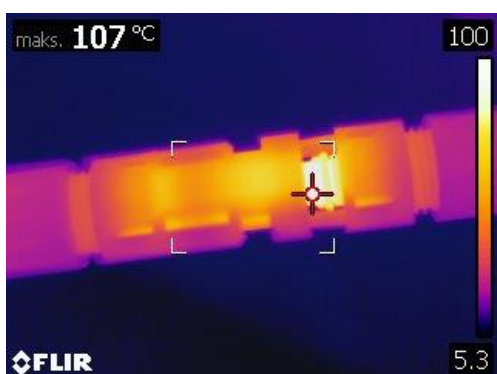


Rys. 3. Charakterystyki przyrostu temperatury złączy MC4 i zamienników przy obciążeniach 55 A i 70 A dla podwyższonej rezystancji połączenia

Przeprowadzone badania temperatury złączy MC4 oraz ich zamienników przy obciążeniach 55 A i 70 A, w warunkach nieprawidłowego połączenia, wykazały znaczące różnice w ich zachowaniu termicznym. Dla złączy MC4 obciążonych prądem 55 A temperatura wzrosła z początkowego poziomu 26,5°C do wartości krytycznej 105°C po około 30 minutach. Złącza zamienne szybciej osiągały krytyczną temperaturę 106°C w porównaniu do oryginalnych złączy MC4. Należy podkreślić, że złącza zamienne wykazywały większą niestabilność termiczną już dla niższych obciążeń prądowych, co sugeruje, że tolerancje wykonania oraz jakość komponentów znacząco wpływają na ich właściwości przewodzące. Przy wyższym obciążeniu 70 A, różnice między poprawnie połączonymi złączami MC4 a złączami o niepoprawnym połączeniu były jeszcze bardziej wyraźne. W prawidłowo połączonych złączach MC4 temperatura osiągnęła poziom 155°C po 30 minutach, natomiast w złączach zamiennych odnotowano drastyczny wzrost do poziomu ponad 300°C, co stanowi wartość krytyczną i bezpośrednio wskazuje na niebezpieczeństwo wystąpienia awarii. Wyniki tych prób pokazują, że niewłaściwe połączenie złączy MC4, szczególnie w przypadkach, gdy elementy są nieprecyzyjnie dobrane prowadzi do znacznego wzrostu temperatury w czasie pracy pod obciążeniem. Złącza zamienne nie radzą sobie z utrzymaniem stabilności termicznej, co skutkuje szybszym nagrzewaniem się i osiągnięciem temperatur krytycznych. Podczas pracy pod wysokim obciążeniem prądowym, jak 70 A, niekompatybilność złączy może prowadzić do wzrostu temperatury do poziomów zagrażających stabilności całego systemu, a nawet jego bezpieczeństwu. Tak drastyczny wzrost temperatury, jaki zaobserwowano w niepoprawnych połączeniach (ponad 300°C), może spowodować poważne uszkodzenia komponentów. Każdorazowo po kilkudziesięciu sekundach dochodziło do zapalenia się obudowy złączy wykonanych z tworzywa sztucznego, co może zainicjować pożar w całej instalacji fotowoltaicznej.

Na uwagę zasługuje fakt, iż zarówno oryginalne konektory MC4, jak i ich zamienniki podczas pracy pod obciążeniem 55 A nie wykazywały widocznych zewnętrznych oznak uszkodzeń ani nieprawidłowego działania. W związku z tym, w instalacjach fotowoltaicznych, gdzie złącza są często umiejscowione w trudno dostępnych miejscach, takich jak spodnia strona paneli czy inne ukryte strefy montażowe, kontrola wzrokowa okazuje się niewystarczająca. Brak zauważalnych zmian wizualnych utrudnia identyfikację problemów związanych z przegrzewaniem lub nieprawidłowym funkcjonowaniem złączy, co czyni tę metodę nieskuteczną w ocenie rzeczywistego stanu technicznego złączy MC4 w takich

warunkach. Dopiero zaawansowane technologie, takie jak obrazowanie termiczne, pozwalają na rzeczywistą ocenę stanu technicznego złączy (rysunek 4).



Rys. 4. Obraz termograficzny złącza MC4 przedstawiający nadmierny wzrost temperatury

Analizując krzywą nagrzewania się zamienników złączy MC4 przy wyższym obciążeniu wynoszącym 70 A, można zaobserwować niezwykle istotne zjawisko jakim jest największa dynamika przyrostu temperatury, która miała miejsce w ostatniej minucie próby, kiedy to temperatura wzrosła aż o 100°C. Tak gwałtowny wzrost temperatury wskazuje, że złącze może przez dłuższy czas działać stosunkowo stabilnie, co może stwarzać fałszywe poczucie bezpieczeństwa. Jednak w końcowej fazie, gdy złącze osiąga swoje graniczne możliwości termiczne, dochodzi do nagłego wzrostu temperatury, co drastycznie zwiększa ryzyko uszkodzenia elementów systemu. W takim przypadku, zjawisko to może pozostać niezauważone aż do momentu, kiedy skutki są już nieodwracalne. Tak wysoka dynamika wzrostu temperatury wskazuje na krytyczny moment, w którym złącze osiąga granice swojej wytrzymałości termicznej, co bezpośrednio prowadzi do uszkodzenia komponentów. Taka sytuacja jest szczególnie niebezpieczna, ponieważ użytkownicy mogą przez dłuższy czas nieświadomie eksploatować instalację z wadliwymi złączami, nie zdając sobie sprawy z narastającego zagrożenia. Dopiero w momencie osiągnięcia krytycznej temperatury istnieje realna ryzyko awarii, która może prowadzić do przegrzania komponentów, uszkodzeń izolacji przewodów, a w najgorszym przypadku – do pożaru instalacji.

W związku z tym należy wyciągnąć wniosek, że wzrokowa inspekcja instalacji PV, zwłaszcza w trudno dostępnych miejscach, jest niewystarczająca do pełnej oceny bezpieczeństwa i niezawodności połączeń elektrycznych. Badania wyraźnie pokazują, że regularne przeglądy z wykorzystaniem obrazowania na podczerwień są niezbędne, aby zidentyfikować wczesne oznaki przegrzewania się złączy, które mogą nie być widoczne gołym okiem. Tego rodzaju badania powinny być przeprowadzane okresowo, aby monitorować stan techniczny złączy i zapobiegać potencjalnym awariom. Zastosowanie technologii monitoringu termicznego powinno stać się standardem w konserwacji systemów fotowoltaicznych, szczególnie tam, gdzie złącza są narażone na wysokie obciążenia prądowe i ekstremalne warunki środowiskowe.

Podsumowanie i wnioski

Przeprowadzone badania z wykorzystaniem kamer termowizyjnych wyraźnie ukazały różnice w zachowaniu termicznym złączy MC4 oraz ich zamienników przy różnych

obciążeniach prądowych. Zidentyfikowano, że mimo początkowej stabilności temperaturowej, zamienniki wykazują większą dynamikę wzrostu temperatury w końcowej fazie pracy, co może prowadzić do osiągnięcia poziomów krytycznych i stwarzać zagrożenie awarii lub nawet pożaru instalacji.

Termogramy, będące kluczowym narzędziem diagnostycznym, umożliwiły precyzyjne śledzenie zmian temperatury i identyfikację miejsc, w których dochodziło do niebezpiecznego nagrzewania się złączy. Badania pokazały, że różnice w jakości i kompatybilności złączy mogą znacząco wpłynąć na ich zachowanie pod obciążeniem prądowym, szczególnie w warunkach, gdy montaż nie jest idealny lub elementy pochodzą od różnych producentów.

W tym kontekście systemy obrazowania termicznego stanowią jedno z najbardziej efektywnych narzędzi do monitorowania stanu technicznego złączy oraz innych elementów instalacji fotowoltaicznych. Dzięki możliwości bezdotykowego pomiaru temperatury i wykrywania punktów przegrzewających się, umożliwiają one szybkie zidentyfikowanie problemów, takich jak luźne połączenia, przeciążenia prądowe czy degradacja materiałów. Wczesne wykrycie takich nieprawidłowości pozwala na szybkie podjęcie działań naprawczych, minimalizując ryzyko pożaru i zwiększając bezpieczeństwo eksploatacji systemu. Zastosowanie termografii jako metody kontroli i diagnostyki w sektorze fotowoltaicznym jest skutecznym narzędziem do podnoszenia standardów bezpieczeństwa, a także do optymalizacji pracy i zwiększenia efektywności energetycznej instalacji fotowoltaicznych. Termografia umożliwiła przeprowadzenie analizy dużej liczby połączeń modułów fotowoltaicznych w krótkim czasie, a regularne monitorowanie stanu instalacji fotowoltaicznych pomaga w identyfikacji nieprawidłowości i zapobieganiu awariom. Na tej podstawie zasadne staje się wdrożenie regularnych badań z użyciem kamer termowizyjnych, co pozwoli na poprawę bezpieczeństwa tych systemów.

Autorzy: dr inż. Adrian Barasiński, Politechnika Częstochowska, Wydział Elektryczny, Katedra Elektroenergetyki, Al. Armii Krajowej 17, 42-200 Częstochowa, E-mail: adrian.barasinski@pcz.pl, mgr inż. Michał Kobierski, Politechnika Częstochowska, Szkoła Doktorska, Komenda Miejska PSP w Sosnowcu ul. Klimontowska 21, 41-200 Sosnowiec, E-mail: fireman777@o2.pl.

LITERATURA

- [1] Messenger R., Abtahi A.: *Photovoltaic Systems Engineering*, CRC Press, (2017)
- [2] Barasiński A., Czaja P., Polak D.: *Ochrona przeciwpożarowa i przeciwporażeniowa instalacji fotowoltaicznych*, *Prace naukowe AJD, Technika, Informatyka, Inżynieria bezpieczeństwa*, Częstochowa (2018) t. VI, 295-305
- [3] PN-HD 60364-7-712:2016-05 Instalacje niskiego napięcia. Część 7-712: Wymagania dotyczące specjalnych instalacji lub lokalizacji. Fotowoltaiczne (PV) układy zasilania
- [4] Czaja P.: *Bezpieczeństwo pożarowe instalacji fotowoltaicznych*, *Przegląd Elektrotechniczny*, 97 (2021), nr 12, 105-108
- [5] PN-HD 60364-4-41:2017-09 Instalacje elektryczne niskiego napięcia. Część 4-41: Ochrona dla zapewnienia
- [6] MC4 & MC4-Evo 2 for low-voltage DC applications up to 100 A, Staubli Description Report, (2024)
- [7] Dane statystyczne, Komenda Główna PSP, Warszawa 2024
- [8] Original MC4 Renewable Energy, Solar Photovoltaics, Staubli
- [9] Tsanakas J.A., Long Ha, Buerhop C.: *Faults and infrared thermographic diagnosis in operating c-Si photovoltaic modules: A review of research and future challenges*, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, nr 62 (2016), 695-709