PORADNIK

Ocena ryzyka pożarowego

w INSTALACJACH FOTOWOLTAICZNYCH.

Określenie koncepcji bezpieczeństwa w celu minimalizacji ryzyka

Tłumaczenie i redakcja
Jan Kielin

CNBOP-PIB

TÜVRheinland®
Genau. Richtig.

Z podziękowaniem dla TÜV Rheinland Energy GmbH za udzieloną CNBOP-PIB zgodę
na przekład i publikację Poradnika w języku polskim.

PORADNIK

Ocena ryzyka pożarowego w instalacjach fotowoltaicznych. Określenie koncepcji bezpieczeństwa w celu minimalizacji ryzyka

Annett Sepanski, Florian Reil, Willi Vaaßen, Eckart Janknecht, Uwe Hupach, Nicolas Bogdanski, Bettina van Heeckeren, Heribert Schmidt, Georg Bopp, Hermann Laukamp, Robin Grab, Severin Philipp, Horst Thiem, Josef Huber, Ralf Haselhuhn, Heinrich Häberlin, Andreas Krutzke, Benedikt Neu, Armin Richter, Björn Bansemer, Michael Halfmann

Tłumaczenie i redakcja
Jan Kielin

Wydawnictwo CNBOP-PIB

Józefów 2021

Oświadczenie

Polskie tłumaczenie oryginalnej wersji niemieckiej zostało sfinansowane przez Centrum Naukowo-Badawcze Ochrony Przeciwpożarowej – Państwowy Instytut Badawczy w Józefowie. CNBOP-PIB uzyskało nieodpłatnie pozwolenie na użytkowanie i rozpowszechnianie niniejszych wytycznych – zarówno w wersji papierowej, jak i elektronicznej – za pośrednictwem własnej strony internetowej oraz innych środków przekazu.

Tytuł oryginału: *Bewertung des Brandrisikos in Photovoltaik-Anlagen und Erstellung von Sicherheitskonzepten zur Risikominimierung* (wyd. 2, Lipiec 2015)

Copyright © wersji niemieckiej (2015)
Copyright © wersji polskiej (2021)

TÜV Rheinland Energie und Umwelt GmbH
Centrum Naukowo-Badawcze Ochrony Przeciwpożarowej
im. Józefa Tuliszkowskiego Państwowy Instytut Badawczy
ul. Nadwiślańska 213
05-420 Józefów
www.cnbop.pl

Zarządzający projektem (2015)
Klaus Prume, Projektträger Jülich
Jochen Viehweg, Projektträger Jülich
Partnerzy stowarzyszeni (2015)
TÜV Rheinland Energie und Umwelt GmbH
Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE
Partnerzy projektowi (2015)
Berner Fachhochschule Technik und Informatik
Berufsfeuerwehr München
Currenta GmbH & Co. OHG
Deutsche Gesellschaft für Sonnenenergie e.V. Berlin
Energiebau Solarstromsysteme GmbH
TÜV Rheinland LGA Products GmbH

Gefördert durch:

Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie

aufgrund eines Beschlusses des Deutschen Bundestages

Tłumaczenie na język polski
st. bryg. w st. sp. mgr inż. Jan Kielin

Konsultacje merytoryczne
mł. bryg. mgr inż. Piotr Lesiak

Skład i przygotowanie do wydania
Małgorzata Żurniewicz-Turno

ISBN
978-83-958583-0-7

DOI
10.17381/2021/1

Zastrzeżenie odpowiedzialności
Niniejsze tłumaczenie zostało sfinansowane przez Centrum Naukowo-Badawcze Ochrony Przeciwpożarowej – Państwowy Instytut Badawczy. Ani CNBOP-PIB, ani jego pracownicy nie udzielają żadnych gwarancji, wyraźnych ani dorozumianych ani nie przyjmują żadnej prawnej odpowiedzialności za dokładność, kompletność lub użyteczność jakichkolwiek przedstawionych w tym dokumencie informacji, urządzeń, produktów lub procesów. CNBOP-PIB nie zaświadcza również, że ich użycie nie naruszy praw będących własnością prywatną. Odniesienia w niniejszym dokumencie do jakiegokolwiek konkretnego produktu, procesu lub usługi komercyjnej w postaci nazw handlowych, producenta, znaków towarowych i tym podobnych nie muszą stanowić ani nie sugerują ich poparcia, zalecenia lub wyróżnienia ze strony CNBOP-PIB. Poglądy i opinie przedstawione w niniejszym dokumencie przedstawiają wyłącznie stanowisko autorów publikacji.

Józefów, luty 2021 r.

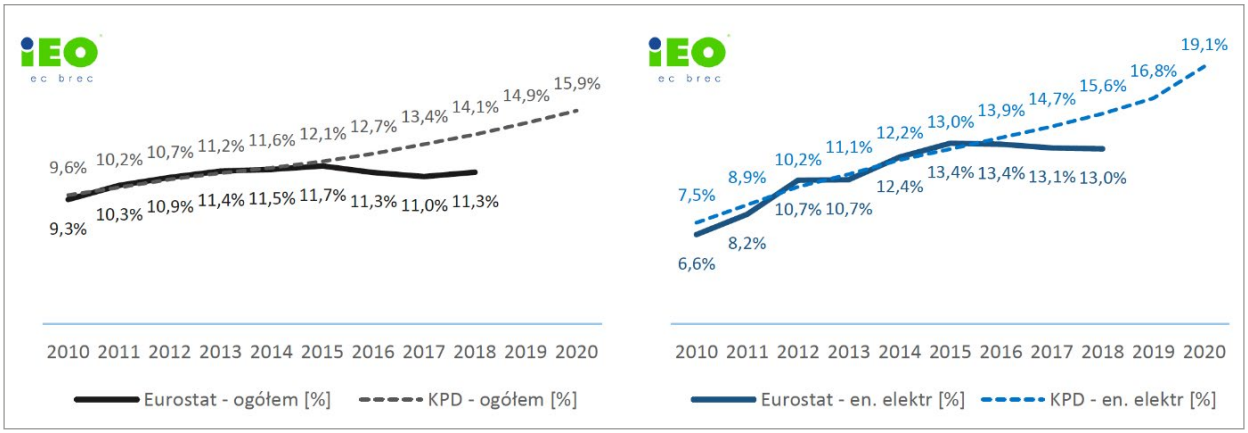
Nota prawna
Niniejszy poradnik, w tym zastosowane w nim grafiki, jest chroniony prawem autorskim. Żadna część tej pracy nie może być reprodukowana ani przetwarzana elektronicznie, kopiowana lub rozpowszechniana w jakiejkolwiek formie (poprzez fotografię, mikrofilm lub jakąkolwiek inną procedurę) bez pisemnej zgody wydawcy.

Dokument oryginalny dostępny w formacie PDF pod adresem:
TÜV Rheinland Energie und Umwelt GmbH
Am Grauen Stein
51105 Kolonia, Niemcy
Telefon: +49 221/806-5222
Fax: +49 221/806-1350
E-mail: solarenergie@de.tuv.com

Szanowni Czytelnicy,

W bieżącym roku CNBOP-PIB podjęło decyzję o przygotowaniu wytycznych (poradnika) dla ratowników i rzeczoznawców do spraw zabezpieczeń przeciwpożarowych dotyczących problematyki związanej z prowadzeniem działań ratowniczych w obiektach wyposażonych w instalacje fotowoltaiczne oraz z projektowaniem i eksploatacją systemów fotowoltaicznych (PV). W wielu państwach, głównie Europy, takie wytyczne w różnej formie powstawały już przed laty – przede wszystkim w Niemczech, ale nie tylko. W naszym kraju potrzeba taka narastała wraz z intensywnym wzrostem instalowanej mocy instalacji fotowoltaicznych, głównie tych przydomowych, ale także dużych farm PV. Wzrost ten dotyczy także innych odnawialnych źródeł energii (oznaczanej u nas skrótem OZE), takich jak: energetyka wiatrowa na lądzie i na morzu, elektrownie wodne, pozyskiwanie energii z biomasy.

Rynek fotowoltaiki (PV) rozwija się najszybciej ze wszystkich sektorów OZE w Polsce. Łączna moc zainstalowana w źródłach fotowoltaicznych na koniec 2019 roku wynosiła prawie 1500 MW, a już w maju 2020 roku przekroczyła 1950 MW. Obecnie największy przyrost nowych mocy obserwowany jest w segmencie mikroinstalacji. Oznacza to dużą aktywność prosumentów indywidualnych i biznesowych. Polska w 2019 roku osiągnęła przyrost nowych mocy na poziomie około 0,9 GW i z udziałem przyrostu mocy wynoszącym 5,5% uplasowała się w pierwszej piątce w Unii Europejskiej. Według prognoz IEO Polska w br. utrzyma tempo wzrostu mocy zainstalowanej i zachowa piąte miejsce w UE. Prognozy IEO wskazują także, że obroty na rynku fotowoltaiki wzrosną w tym roku, w stosunku do poprzedniego, nawet o 25% i przekroczą 5 mld zł[1].



Rysunek 1: Przewidywana ścieżka wzrostu wykorzystania energii ze źródeł odnawialnych w elektroenergetyce w latach 2010–2020 wg KPD oraz wykonanie planu na podstawie danych EUROSTAT. Oprac. IEO.
Źródło: Raport IEO Rynek Fotowoltaiki w Polsce 2020.

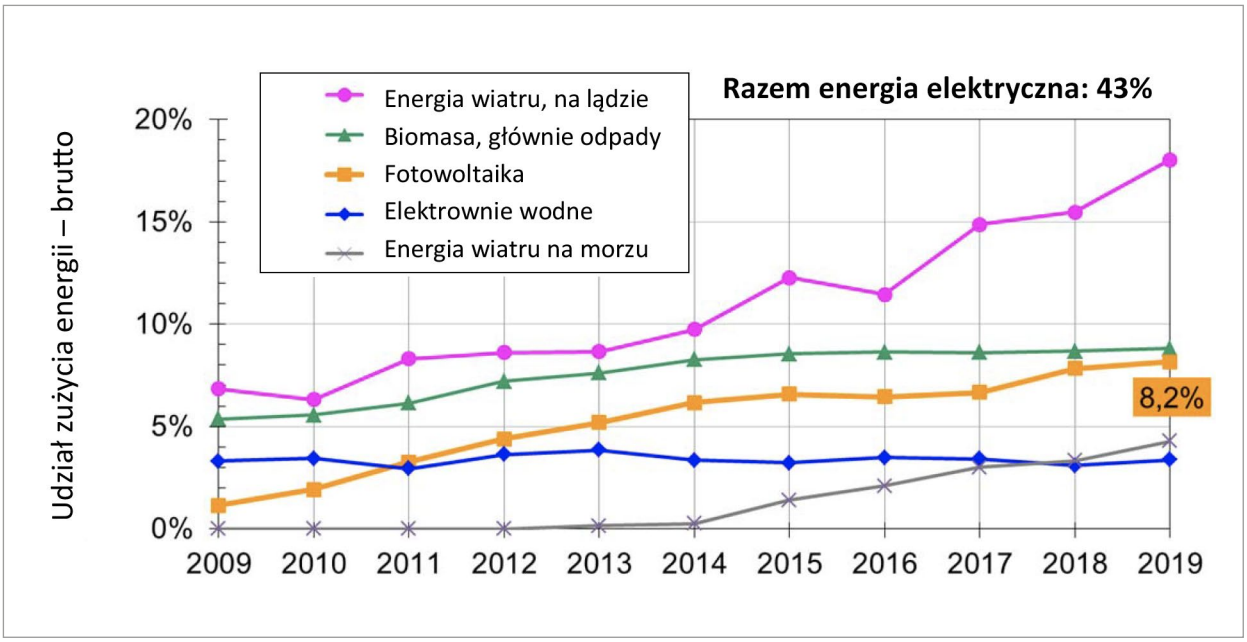
Według danych Agencji Rynku Energii moc zainstalowana fotowoltaiki w Polsce wynosi obecnie ponad 3,43 GW[2].

Przytoczone wyżej dane pokazują, że temat energii słonecznej jest niezwykle aktualny. Coraz częściej w branżowych pismach ukazują się publikacje z zakresu bezpieczeństwa pożarowego związanego ze stosowaniem systemów PV. Są one jednak oparte głównie na źródłach zagranicznych (głównie niemieckich i amerykańskich) oraz stanowią fachowe opracowania firm aktywnie działających

[1] Raport IEO Rynek Fotowoltaiki w Polsce 2020.

[2] https://www.rynekelektryczny.pl/moc-zainstalowana-fotowoltaiki-w-polsce/).

na polskim rynku. W Niemczech OZE mają coraz większy udział w bilansie energetycznym tego kraju. Trend ten ilustruje rysunek 2. Problematyka ochrony przeciwpożarowej systemów fotowoltaicznych, ale także obiektów, w których takie systemy funkcjonują, jest traktowana z należytą powagą. Także we Francji, Szwajcarii i Austrii ukazały się wytyczne, poradniki dotyczące tego zagadnienia. Wartym uwagi przykładem jest dostępny od 2018 roku w Polsce *Poradnik dla jednostek ratowniczo-gaśniczych. Jak bez ryzyka przeprowadzić akcję gaśnicza przy istniejącej instalacji fotowoltaicznej* (będący tłumaczeniem z j. francuskiego).



Rysunek 2: Rozwój udziału odnawialnych źródeł energii w zużyciu energii elektrycznej brutto w latach 2009–2019 w Niemczech
Źródło: H. Wirth, Aktuelle Fakten zur Photovoltaik in Deutschland, Fraunhofer ISE 2020, www.pv-fakten.de.

W bieżącym roku wznowiono prace mające na celu przybliżenie tej problematyki polskiemu środowisku pożarniczemu poprzez opracowanie stosownych wytycznych dla ratowników i dla osób zajmujących się profilaktyką pożarową, w tym uzgadnianiem projektów takich instalacji zgodnie z obowiązującymi aktualnie przepisami. Elementem uzupełniającym te prace są niniejsze tłumaczenia. Publikacja, której tytuł w oryginale brzmi *Bewertung des Brandrisikos in Photovoltaik-Anlagen und Erstellung von Sicherheitskonzepten zur Risikominimierung*, stanowi podsumowanie kilkuletnich badań prowadzonych przez specjalistów z niemieckich uczelni i instytutów naukowych. Instytucje te zostały wymienione na stronie redakcyjnej publikacji.

Zdaję sobie sprawę, że podjąłem się niełatwego zadania, jakim jest przekład tak specjalistycznego opracowania. Jako Instytut zwróciliśmy się o pomoc do profesjonalnego biura tłumaczeń AGIT CENTRUM TŁUMACZEŃ, któremu w tym miejscu pragnę podziękować za udzielone wsparcie przy korekcie tłumaczenia. Mam nadzieję, że wspólny wysiłek pozwolił w pełni oddać przekaz sformułowany przez autorów oryginału. Do tej niełatwej pracy mobilizował mnie także fakt, że wytyczne te zostały już wcześniej przetłumaczone na język angielski[3] i hiszpański, co potwierdza moją opinię, że jest to materiał wartościowy. Drugim bodźcem dla mnie był fakt, że będzie to opracowanie przydatne

[3] Departament Energii Stanów Zjednoczonych, Biuro ds. Technologii Energii Słonecznej.

dla osób kierujących działaniami ratowniczymi, którzy w ramach realizacji tych zadań odpowiadają za bezpieczeństwo podległych im ratowników, ale także za przygotowanie ratowników KSRG do działań w obiektach wyposażonych w systemy PV. Publikacja może posłużyć także tym funkcjonariuszom i specjalistom, którzy zajmują się profilaktyką pożarową w obiektach wyposażonych w instalacje PV, a także dochodzeniami popożarowymi.

W tłumaczeniu tym używam zamiennie określeń: Instalacja fotowoltaiczna – instalacja PV oraz system fotowoltaiczny – system PV, w zależności od kontekstu i tekstu oryginalnego oraz zgodnie z treścią oryginału.

Autorzy niniejszego przewodnika wielokrotnie odwołują się do niemieckich branżowych norm i wytycznych, które mogą być traktowane w Polsce jako sprawdzone źródło wiedzy technicznej. Ośmielam się wyrazić w tym miejscu opinię, że wobec niedoboru opracowań z branży przeciwpożarowej w języku polskim, zasadne byłoby rozważyć podjęcie długofalowych działań ukierunkowanych na upowszechnienie zagranicznej wiedzy z tego obszaru w naszym kraju.

Na koniec pragnę podziękować wszystkim, którzy przyczynili się do powstania niniejszego przekładu, w tym Dyrekcji CNBOP-PIB, Paniom z Działu Wydawnictw i Promocji CNBOP-PIB za trud związany z koordynacją prac nad przygotowaniem tej książki do wydania oraz Pani Małgorzacie Żurniewicz-Turno – za opracowanie graficzne.

Mam nadzieję, że publikacja spotka się z pozytywnym odbiorem, przyczyni się do zwiększenia świadomości na temat bezpieczeństwa systemów PV w Polsce, a także będzie stanowiła inspirację do kolejnych podobnych inicjatyw w przyszłości.

st. bryg. w st. sp. mgr inż. Jan Kielin

Uwagi proszę kierować na adres: jkielin@cnbop.pl

Podziękowania

Zespół projektowy pragnie wyrazić szczególne podziękowania dla Projektträger Jülich (PTJ)[1] za udzielone wsparcie dla przedmiotowego projektu badawczego. Dzięki zaangażowaniu przedstawicieli PTJ, panów Jochena Viehwega i dr. Klausa Prume, możliwe było stworzenie kompleksowego opracowania na temat zagrożeń pożarowych i bezpieczeństwa pożarowego w systemach fotowoltaicznych w formie wytycznych podsumowujących przeprowadzone prace i poczynione ustalenia.

Ponadto zespół projektowy dziękuje firmom i instytucjom partnerów stowarzyszonych za współpracę merytoryczną oraz przedstawicielom niemieckiej branży solarnej za przeprowadzoną przez nich ekspertyzę, jak również przedstawicielom Niemieckiego Towarzystwa Energetyki Słonecznej (Deutsche Gesellschaft für Sonnenenergie – DGS) i Federalnemu Stowarzyszeniu Branży Słonecznej za rozmaite działania zrealizowane w ramach przedmiotowego projektu badawczego.

Chcemy również serdecznie podziękować naszym studentom, którzy z zaangażowaniem i pracowitością zdobywali dogłębną wiedzę specjalistyczną, wspierając szereg zrealizowanych eksperymentów wieloma dobrymi pomysłami w ramach praktyk i prac licencjackich.

Jeszcze raz dziękujemy za wsparcie kadrowe i techniczne, w szczególności Branddirektion München, jak również wsparcie kadrowe i sprzętowe ze strony Berufsfeuerwehr Köln, Freiwillige Feuerwehr Köln, Löschgruppe Porz-Langel i THW, Ortsverband Siegburg, które umożliwiło przeprowadzenie serii kompleksowych badań praktycznych.

Szczególne podziękowania za udostępnienie urządzeń i materiałów na potrzeby eksperymentów kierujemy do następujących firm: Clausen OHG - Treble-Light Special-Lighting, SETOLITE Lichttechnik GmbH, Schmidt-Strahl GmbH, Karl Meister GmbH, Hella Fahrzeugteile Austria GmbH, Dönges GmbH & Co. KG.

Chcielibyśmy również podziękować uczestnikom naszej ankiety internetowej, którzy dostarczyli nam informacji i szczegółowej wiedzy na temat szkód pożarowych z udziałem instalacji fotowoltaicznych z uwzględnieniem poszczególnych ich elementów. W tym miejscu chcielibyśmy podkreślić wsparcie ze strony komend zawodowej straży pożarnej w Niemczech, które przeprowadziły ankietę we własnych szeregach. Szczególne podziękowania w tym kontekście należą się towarzystwu ubezpieczeniowemu Mannheimer Versicherung, które udzieliło nam znacznego wsparcia w postaci danych statystycznych dotyczących zgłoszonych zdarzeń ubezpieczeniowych związanych z instalacjami fotowoltaicznymi.

Na koniec chcielibyśmy podziękować uczestnikom zorganizowanych przez nas trzech warsztatów w Kolonii i Fryburgu. Ich zainteresowanie, wiedza i doświadczenie zapewniły nam wsparcie w realizacji zamierzeń badawczych oraz impuls do podjęcia nowych dociekań.

Willi Vaaßen, TÜV Rheinland i Heribert Schmidt, Fraunhofer ISE
w imieniu zespołu projektowego

[1] Jest to Centrum Naukowo-Badawcze zajmujące sie zarządzaniem projektami badawczymi – więcej informacji na stronie https://www.fz-juelich.de/portal/DE/zentrum/DatenFakten/_node.html;jsessionid=5840CDE1DA00076318B77174A3FE9422 (przyp. tłumacza).

Spis treści

Oświadczenie 4
Od tłumacza 6
Podziękowania 9
Wprowadzenie 15

1 Status, budowa i wymagania dotyczące instalacji fotowoltaicznych 18
1.1 Budowa systemów fotowoltaicznych 18
1.2 Kategoryzacja różnych systemów fotowoltaicznych 19
1.3 Stan wymagań dotyczących elementów, systemów i montażu 20
1.3.1 Przepisy, normy i wytyczne 20
1.3.1.1 Wymagania dla konfiguracji instalacji fotowoltaicznych 21
1.3.2 Wymagania dla modułów fotowoltaicznych 23
1.3.2.1 Wymagania dla falowników PV 24
1.3.2.2 Wymagania dotyczące systemów montażowych 25
1.3.2.3 Wymagania dotyczące elementow DC i systemów magazynowania energii słonecznej 26
1.3.3 Instrukcja instalacyjna producenta 27
1.3.3.1 Moduły fotowoltaiczne 27
1.3.3.2 Falownik 30
1.3.3.3 Kable i złącza DC 31
1.3.3.4 Systemy montażowe 32
1.3.4 Wymagania montażowe dla operatorów sieci dystrybucyjnych 33
1.3.4.1 Przyłączenie do sieci 33
1.3.4.2 Technika pomiarowa 34
1.3.4.3 Technologia wyłączania i kontroli zdalnej 34
1.3.4.4 Kompensacja mocy biernej 34
1.3.4.5 Wahania napięcia zasilania w sieci 35
1.4 Status konserwacji i zapewnienia jakości 35
1.4.1 Warunki gwarancji i rękojmi producenta 35
1.4.1.1 Moduły fotowoltaiczne 35
1.4.1.2 Falownik 37
1.4.1.3 Systemy montażowe 38
1.4.2 Instytucje zajmujące się zapewnianiem jakości i konserwacją 39
1.4.2.1 Zapewnienie jakości komponentów 39
1.4.2.2 Zapewnienie jakości montażu i badania akceptacyjne 40
1.4.2.3 Konserwacja 41
1.4.3 Wymagania ustawodawców i instytucji (VDS, GDV, BSW) 41

2 Łuk elektryczny: uwarunkowania fizyczne i problematyka DC 43
2.1 Definicja i właściwości łuku elektrycznego 43

2.2 Gaszenie łuku elektrycznego ... 44
2.2.1 Zwarcia łukowe w instalacjach prądu przemiennego i prądu stałego ... 45
2.2.2 Charakterystyka łuku elektrycznego przy różnych źródłach prądu stałego ... 46

3 Bezpieczeństwo i jakość instalacji fotowoltaicznych – zagrożenia i błędy ... 48
3.1 Zachowanie modułów podczas pożaru ... 48
3.1.1 Badania ogniowe (odporność na ognie lotne i ciepło) ... 49
3.1.2 Palność i rozprzestrzenianie się ognia ... 50
3.2 Ocena ryzyka zwarcia łukowego w instalacjach fotowoltaicznych ... 53
3.3 Analiza uszkodzeń i pożarów w instalacjach fotowoltaicznych ... 55
3.3.1 Wprowadzenie ... 55
3.3.2 Statystyczna analiza szkód ... 57
3.3.2.1 Wpływ typu instalacji na częstotliwość zdarzeń szkodowych ... 57
3.3.2.2 Przyczyny szkód ... 58
3.3.2.3 Elementy prowadzące do powstawania awarii ... 60
3.3.2.4 Wiek instalacji ... 62
3.3.2.5 Czas awarii ... 63
3.3.2.6 Wnioski z analizy szkód ... 63
3.3.3 Zdjęcia szkód spowodowanych określonymi awariami ... 64
3.3.3.1 Złącza DC ... 64
3.3.3.2 Przełącznik DC ... 64
3.3.3.3 Nieprofesjonalne obchodzenie się z modułami ... 68
3.3.3.4 Luźne połączenia zaciskowe ... 68
3.3.3.5 Rozprzestrzenienie się pożaru za pośrednictwem wiązki kablowej ... 69
3.3.3.6 Niespełnienie wymogów dotyczących „obiektów o podwyższonym ryzyku powstania pożaru" ... 69
3.3.4 Duże pożary ... 71
3.3.5 Wnioski i zalecenia ... 71
3.4 Wewnątrzzakładowe analizy uszkodzeń ... 72
3.4.1 Uszkodzenie stwierdzone w trakcie kontroli towarów przychodzących ... 72
3.4.2 Reklamacje uszkodzeń ... 74
3.5 Potencjalne punkty zagrożenia łukiem elektrycznym w instalacjach PV ... 76
3.5.1 Moduł ... 76
3.5.1.1 Łączenia ogniw ... 76
3.5.1.2 Skrzynka przyłączeniowa modułu ... 78
3.5.1.3 Diody obejściowe ... 82
3.5.2 Złącza i okablowanie ... 83
3.5.2.1 Złącza ... 83
3.5.2.2 Przewody i ich układanie ... 84
3.5.3 Bezpieczniki ... 84
3.5.4 Wyłączniki i punkty odłączenia ... 85
3.5.5 Skrzynka przyłączeniowa generatora ... 86

3.5.6 Falownik ... 88
3.5.7 Montaż falownika ... 92
3.6 Analiza ryzyka ... 92
3.6.1 Metodyka ... 92
3.6.2 Określenie zagrożonych miejsc w instalacjach fotowoltaicznych ... 94
3.6.3 Wnioski ... 97

4 Zagrożenie dla służb ratowniczych w czasie działań ratowniczo - gaśniczych ... 99
4.1 Analiza zagrożenia dla służb ratowniczych ... 99
4.2 Zagrożenia elektryczne dla służb ratowniczych ... 102
4.2.1 Scenariusze ogólne ... 102
4.2.1.1 Zagrożenie ze strony przewodów pod napięciem ... 102
4.2.1.2 Uszkodzenia modułów PV (np. przez kosz drabiny pożarniczej) ... 103
4.2.1.3 Wejście na dach ... 103
4.2.1.4 Powstawanie elektrycznych zwarć łukowych ... 103
4.2.1.5 Podtopienie ... 104
4.2.2 Gaszenie pożaru ... 104
4.2.2.1 Podawanie wody ... 104
4.2.2.2 Otwarcie połaci dachowej ... 104
4.2.2.3 Pożar otwartego systemu fotowoltaicznego ... 104
4.2.3 Ratownictwo techniczne ... 105
4.2.3.1 Uszkodzenia budynków lub instalacji przy funkcjonujących w pełni lub częściowo instalacjach PV ... 105
4.2.3.2 Usuwanie przedmiotów, pojazdów i gruzu ... 105
4.3 Zagrożenia mechaniczne dla ratowników ... 106
4.3.1 Zawalenie się części budynku lub instalacji ... 106
4.3.2 Upadek ratowników ... 106
4.3.3 Naprężenia termiczne w module ... 106
4.3.4 Wybuch ... 107
4.4 Wziewne substancje toksyczne ... 107
4.4.1 Pożar modułów solarnych ... 107
4.4.2 Mechaniczne uszkodzenie magazynów energii (akumulatorów) ... 107
4.5 Seria eksperymentów dotyczących zagrożeń elektrycznych mogących wystąpić w trakcie akcji ratowniczo-gaśniczych ... 108
4.5.1 Przewodnictwo elektryczne podczas akcji gaśniczej ... 108
4.5.1.1 Ogólne ... 108
4.5.1.2 Tło normatywne do oceny wpływu prądu na ludzi ... 109
4.5.1.3 Natężenie prądu i czas działania ... 109
4.5.1.4 Impedancja ciała ... 111
4.5.1.5 Gaszenie pożaru w sąsiedztwie instalacji elektrycznych ... 112
4.5.1.6 Eksperyment 1: Pomiar prądów upływowych przewodzonych przez strumień wody gaśniczej ... 113

4.5.1.7 Właściwości elektryczne odzieży służb ratowniczych ... 119
4.5.1.8 Przewód pod napięciem w wodzie ... 122
4.5.1.9 Podsumowanie ... 123
4.5.1.10 Znaczenie dla normalizacji ... 124
4.5.2 Zagadnienia bezpieczeństwa elektrycznego w sytuacjach użycia sztucznego oświetlenia ... 125
4.5.2.1 Najmniej korzystne „połączenie" ... 126
4.5.2.2 Badania jednorodności ... 128
4.5.2.3 Zalecenie dotyczące minimalnych odległości ... 129
4.5.2.4 Ocena dopuszczalności lub czynników bezpieczeństwa ... 130
4.5.2.5 Wnioski końcowe ... 130
4.6 Emisja zanieczyszczeń podczas pożaru ... 131
4.6.1 Cel ... 131
4.6.2 Stan wiedzy ... 132
4.6.3 Skład modułów i elementów ... 137
4.6.4 Skład gazów pożarowych ... 142
4.6.5 Dawki toksyczne ... 145
4.6.5.1 Gazy pożarowe ... 145
4.6.5.2 Zanieczyszczenia stałe ... 146
4.6.5.3 Zanieczyszczenia w wodzie popożarowej ... 146
4.6.6 Eksperymenty laboratoryjne ... 146
4.6.6.1 Układ eksperymentu ... 147
4.6.6.2 Wykonanie testu ... 147
4.6.6.3 Wyniki eksperymentu ... 149
4.6.7 Podsumowanie ... 156

5 Środki optymalizacji pod kątem bezpieczeństwa produktu i systemu ... 157
5.1 Profilaktyka pożarowa ... 157
5.2 Środki zapewniające jakość podczas produkcji i ich wpływ na ocenę ryzyka ... 159
5.2.1 Proces produkcji ... 159
5.2.2 Zmiany konstrukcyjne (modułu i systemu) ... 161
5.2.3 Kwalifikacja bezpieczeństwa modułów i elementów ... 162
5.2.4 Środki bezpieczeństwa w transporcie ... 177
5.3 Bezpieczna eksploatacja instalacji ... 178
5.3.1 Zapobieganie wystąpieniu łuków elektrycznych / przegrzaniu – dobór i wymiarowanie elementów ... 178
5.3.1.1 Dobór odpowiednich elementów ... 178
5.3.1.2 Projektowanie z uwzględnieniem możliwości powstawania łuku elektrycznego ... 179
5.3.1.3 Prawidłowy montaż ... 180
5.3.1.4 Testy odbiorcze i regularna konserwacja ... 181
5.3.2 Wymagania instalacyjne (projektowanie systemu, w tym planowanie ochrony przeciwpożarowej) ... 184

5.3.3 Systemy PV zlokalizowane na elewacji budynku lub jego dachu 186
5.3.4 Systemy na otwartej przestrzeni 191
5.3.5 Detekcja łuków elektrycznych 191
5.3.6 Akumulatory i kontrolery ładowania 193
5.4 Specjalne wymagania dla dachowych systemów PV 194
5.5 Odbiór techniczny i eksploatacja instalacji 199
5.5.1 Odbiór 200
5.5.2 Konserwacja i kontrola 203
5.5.3 Urządzenia do przełączania i rozłączania 204
5.5.4 Automatyczne monitorowanie instalacji 205
5.6 Urządzenia do wyłączania modułów słonecznych i generatorów 206
5.6.1 Zadanie 206
5.6.2 Ogólne wymagania dotyczące systemów wyłączania generatora słonecznego lub modułu słonecznego 208
5.6.3 Urządzenia techniczne do wyłączania modułów słonecznych i generatorów 209
5.6.4 Podsumowanie 211
5.7 Wymagania dotyczące etykietowania i informacji 212

6 Środki służące podniesieniu poziomu bezpieczeństwa dla ratowników podczas działań 213
6.1 Oznakowanie instalacji 213
6.2 Plan ratowniczy dla straży pożarnych – ułożenie przewodów i urządzeń technicznych 213
6.3 Instrukcja postępowania w przypadku pożaru 215
6.4 Prowadzenie działań w przypadku zalania (w wyniku powodzi) instalacji fotowoltaicznej (ryzyko wybuchu) 216

7 Podsumowanie i perspektywy 217

8 Załącznik 220
I. Lista specjalistycznych publikacji wykorzystanych w ramach projektu 220
II. Dokumenty do pobrania 224
III. Strony internetowe 225
IV. Ankieta 226
V. Spis ilustracji 227
VI. Spis tabel 234
VII. Lista skrótów 236
VIII. Wykaz literatury 238

Dodatek
a) Wyniki badań przeprowadzonych metodą FMEA 244
b) Badania laboratoryjne emisji z modułów PV 254
c) Paszport instalacji fotowoltaicznej 268

Wprowadzenie

Ustawy o dostawach energii elektrycznej (Stromeinspeisungsgesetz) i o odnawialnych źródłach energii (Erneuerbare-Energien-Gesetz – EEG) doprowadziły w Niemczech do prawdziwego boomu na instalacje fotowoltaiczne, zwłaszcza w latach 2005–2012. W latach 2007–2010 moc zainstalowana elektrowni słonecznych wzrastała o ponad 60% rocznie. Duży popyt na moduły fotowoltaiczne i falowniki doprowadził do szybkiego wzrostu liczby producentów elementów fotowoltaicznych na całym świecie. Firmy instalacyjne musiały znacznie zwiększać zatrudnienie, aby być w stanie obsłużyć wszystkie zlecenia na wykonanie instalacji fotowoltaicznych. Pod koniec roku wystąpiły wąskie gardła w wykonawstwie i przyłączaniu instalacji. Wiązało się to ze zbliżaniem się określonego w EEG terminu, do którego przyznawane były zwroty ich kosztów. Niestety w wielu przypadkach ucierpiała na tym jakość wykonawstwa.

Już w 2006 r. zaobserwowano pojedyncze przypadki łuków elektrycznych w instalacjach fotowoltaicznych i ich oddziaływanie na konstrukcje dachowe. W latach 2008 i 2009 wzrosła liczba zgłoszonych pożarów elementów fotowoltaicznych.

Wystąpienie dużego pożaru, jaki miał miejsce w czerwcu 2009 r. w Bürstadt w Hesji i którego zarzewiem była dachowa instalacja fotowoltaiczna o wówczas największej mocy na świecie, przyciągnęło uwagę opinii publicznej. Sprawa została uznana za „palącą".

Długofalowe badania instalacji fotowoltaicznych wykazały ślady pożaru i przegrzania różnych elementów instalacji fotowoltaicznych. Wady wykryte podczas kontroli instalacji, takie jak uszkodzone lub przebarwione moduły, zużyte przewody, wypalone punkty w skrzynkach czy nieprawidłowy montaż, a także różnej skali zdarzenia pożarowe sprawiły, że zaczęto zwracać znacznie baczniejszą uwagę na bezpieczeństwo instalacji fotowoltaicznych, zwłaszcza w systemach dachowych i zintegrowanych z budynkami (BIPV1[1]). Aspekt ten, obok kwestii ekonomicznych i ekologicznych, odgrywa zasadniczą rolę w popularyzacji fotowoltaiki.

Instalacje fotowoltaiczne praktycznie cały czas znajdują się pod napięciem, nawet przy pochmurnej pogodzie. Tendencja do montowania coraz większych systemów doprowadziła do wzrostu napięcia stałego w instalacjach do poziomu 1000 V, a wkrótce osiągnięty zostanie pułap 1500 V. W związku z tym coraz większe znaczenie ma ochrona przeciwporażeniowa, a w szczególności ochrona przed łukami elektrycznymi.

Innym aspektem jest bezpieczeństwo służb ratowniczych, zwłaszcza strażaków. W związku z obawami w tym zakresie zaczęły pojawiać się doniesienia medialne, które drastycznie wyolbrzymiały problem czy wręcz podawały nieprawdziwe informacje, wzbudzając publiczne zaniepokojenie kwestią bezpieczeństwa instalacji fotowoltaicznych. Oto kilka wybranych nagłówków prasowych z lat 2010 i 2011:

Fotowoltaika

Stale pod napięciem: dachy z instalacją fotowoltaiczną stwarzają zagrożenie pożarowe

Klaus D. Voss

Przez brak możliwości wyłączenia instalacji fotowoltaicznej w przypadku pojawienia się ognia straż pożarna nie ma szans na jego opanowanie.

[1] BIPV jest technologią, w której elementy fotowoltaiczne tworzą całość z budynkiem i zwykle pełnią więcej niż jedną funkcję [przypis tłumacza].

Ogień na dachach solarnych

Koszmar dla straży pożarnej

Dom z instalacją fotowoltaiczną uległ spaleniu – straż pożarna bezradna

W obawie przed porażeniem prądem strażacy w wielu przypadkach nie są w stanie ugasić pożarów budynków, na których dachu znajduje się instalacja fotowoltaiczna.

Energetyka słoneczna

Ogień na dachu

Moduły fotowoltaiczne mogą być zaskakująco niebezpieczne.

W celu dokonania analizy ryzyka i sformułowania zaleceń działania dla służb ratowniczych przeprowadzono szereg różnych eksperymentów z udziałem straży pożarnej i Federalnej Agencji Pomocy Technicznej (THW). Miały one na celu ocenę zagrożeń elektrycznych związanych z instalacjami fotowoltaicznymi i gazami emitowanymi podczas pożarów modułów fotowoltaicznych (w tym modułów cienkowarstwowych).

W ramach omawianego projektu badawczego dokonano oceny zdarzeń szkodowych i systematycznej analizy ich przyczyn, jak również przeprowadzono oparte naukowo badania podstawowe modułów fotowoltaicznych. Umożliwiło to dokonanie oceny rzeczywistych zagrożeń związanych z łukiem elektrycznym. Ponadto posiłkowano się informacjami uzyskanymi od ekspertów w dziedzinie fotowoltaiki, straży pożarnej i operatorów instalacji fotowoltaicznych w ramach zainicjowanej ankiety internetowej na temat szkód spowodowanych pożarem i przegrzaniem w systemach fotowoltaicznych. Znaczną część wyników uzyskano poprzez zastosowanie powszechnie uznanej metody oceny ryzyka (FMEA[2]). Przeprowadził ją zespół ekspertów ds. analizy instalacji. Objęła ona wszystkie elementy instalacji fotowoltaicznej, jak również jej instalację i eksploatację.

Na podstawie ustalonego poziomu ryzyka przeprowadzono badania możliwości ograniczenia zagrożenia w odniesieniu do poszczególnych elementów i całych instalacji. To z kolei pozwoliło na sformułowanie konkretnych zaleceń działania zarówno dla producentów elementów, jak i dla planistów i firm instalujących systemy fotowoltaiczne. Ponadto przedstawiono komisjom normalizacyjnym zajmującym się instalacjami fotowoltaicznymi istotne wnioski w zakresie minimalizacji ryzyka.

[2] FMEA (ang. *failure mode and effects analysis*) – analiza rodzajów i skutków możliwych błędów. Metoda ta ma na celu zapobieganie skutkom wad, które mogą powstać w fazie projektowania oraz w fazie wytwarzania [przypis tłumacza].

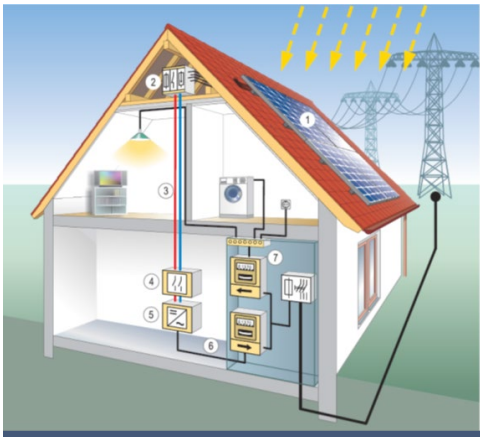
W okresie realizacji projektu zrealizowano trzy publiczne warsztaty w Kolonii i Fryburgu. Cieszyły się one wysoką frekwencją. Oprócz możliwości prezentacji wyników prac zapewniły one również przestrzeń do rzeczowej dyskusji. Powstały liczne publikacje na temat profilaktycznej ochrony przeciwpożarowej, opracowane we współpracy ze stowarzyszeniami branżowymi DGS i BSW, a także Branddirektion München. Uruchomiono również stronę internetową projektu http://www.pv-brandsicherheit.de, zapewniając powszechny wgląd do uzyskanych wyników dla całego społeczeństwa, a w szczególności służb ratowniczych.

W ramach dalszych projektów badawczych podejmowano lub podejmuje się określone zagadnienia – prowadzone są testy pożarowe modułów BIPV, przełączników i separatorów do instalacji fotowoltaicznych, badania detektorów łuków elektrycznych czy oceny ryzyka dla instalacji fotowoltaicznych z rozwiązaniami w zakresie magazynowania energii (akumulatory).

1 Status, budowa i wymagania dotyczące instalacji fotowoltaicznych

1.1 Budowa systemów fotowoltaicznych

System fotowoltaiczny (PV) przekształca energię słoneczną bezpośrednio w energię elektryczną za pomocą kilku połączonych szeregowo modułów słonecznych (łańcuchów). W przypadku systemu fotowoltaicznego podłączonego do sieci energetycznej prąd stały wytwarzany w modułach słonecznych jest przekształcany w prąd przemienny za pomocą falowników i, jeśli to konieczne, wprowadzany do sieci energetycznej za pośrednictwem transformatorów.



Rys. 1-1: Instalacja PV podłączona do sieci energetycznej z bezpośrednim zasilaniem

Schemat przedstawia podstawowy schemat budowy systemu fotowoltaicznego podłączonego do sieci energetycznej. Do jego głównych elementów zalicza się:

1) generator fotowoltaiczny (wiele modułów PV połączonych szeregowo i równoległe na stelażu montażowym),
2) skrzynkę przyłączeniową generatora (wraz z urządzeniami zabezpieczającymi),
3) okablowanie prądu stałego,
4) główny rozłącznik prądu stałego,
5) falownik,
6) okablowanie prądu przemiennego,
7) szafę licznikową z rozdzielnią obwodów prądowych, licznikiem energii wytworzonej i energii pobranej z sieci (dwukierunkowym), a także przyłączem instalacji domowej.

Często na domach jednorodzinnych zamontowanych jest tylko kilka łańcuchów modułów, dzięki czemu można je podłączyć bezpośrednio do falownika i nie ma potrzeby stosowania skrzynki przyłączeniowej generatora.

W przypadku większych instalacji do równoległego połączenia łańcuchów używane są skrzynki przyłączeniowe generatora (GAK[1]). W bardzo dużych instalacjach lub przy zastosowaniu wielu oddzielnych falowników dodatkowo uwzględnia się skrzynki łączeniowe prądu stałego z licznymi obwodami przyłączonymi do GAK.

Skrzynka przyłączeniowa generatora posiada zaciski i punkty separacji, a także, w razie potrzeby, bezpieczniki i diody bocznikujące. Często skrzynki przyłączowe generatora posiadają wbudowane ograniczniki przepięć odprowadzające ładunek do ziemi. W związku z tym do urządzeń tych często doprowadzone są przewody uziemiające i wyrównawcze.

Przy wyborze rozłączników prądu stałego należy upewnić się, że mają one odpowiednią zdolność wyłączania prądu stałego (co najmniej kategoria DC 22B).

Przewody dzieli się na modułowe, łańcuchowe, główne prądu stałego i główne przyłączeniowe prądu przemiennego. Przewody połączeń elektrycznych między poszczególnymi modułami generatora słonecz-

[1] Skrzynka przyłączeniowa DC [przyp. tłumacza].

nego oraz ze skrzynką przyłączeniową generatora są określane jako przewody modułowe lub przewody łańcuchowe. Są one stosowane na zewnątrz. W celu zabezpieczenia instalacji pod względem uziemieniowym i przeciwzwarciowym stosuje się kable jednożyłowe z podwójną izolacją. Kable solarne zgodne z normami EN 50 618 lub VDE-AR-E 2283-4 (oznakowanie: PV1-F) stały się standardem do stosowania w warunkach zewnętrznych. Podwójnie izolowane przewody gumowane typu H07 RN-F, często używane na zewnątrz, wolno stosować w temperaturach roboczych do 60°C. Nie są one odporne na promieniowanie UV, w związku z czym nie powinny być stosowane jako przewody instalacji PV. Starzenie się tych przewodów lub użycie innych, nieodpowiednich, może prowadzić do wad izolacji i łuków elektrycznych.

1.2 Kategoryzacja różnych systemów fotowoltaicznych

Generalnie instalacje fotowoltaiczne można podzielić na przeznaczone do stosowania na otwartej przestrzeni i na budynkach. Wśród systemów budynkowych można wyróżnić te montowane równolegle na dachu pochyłym, podniesione na płaskim dachu lub, rzadko, na pochyłym dachu. Zaliczają się do nich również systemy zintegrowane z dachem, fasady kurtynowe PV, a także systemy zintegrowane z fasadą. Systemy równoległe do dachu często obejmują największe połączone ze sobą pola modułów i w pewnych okolicznościach mogą istotnie utrudniać gaszenie pożarów. Co do zasady należy przestrzegać przepisów dotyczących podziału obiektów na strefy pożarowe. Zabudowa przestrzeni nad oddzieleniami przeciwpożarowymi jest zabroniona.

Tabela 1-1: Kategorie Instalacji PV

Instalacja zewnętrzna Źródło: Krug Immobilien GmbH.	Dach pochyły: system dachowy równoległy Źródło: www.photovoltaik.org	BIPV: zintegrowany system fotowoltaiczny Źródło: Biuro Fotowoltaika
Dach płaski: podparta instalacja PV Źródło: Solaranlagen-Portal	BIPV: Instalacja zintegrowana z fasadą budynku Źródło: Solarfabrik GmbH	Kurtyna fotowoltaiczna na fasadzie budynku, Oldenburg Źródło: Colt Int. GmbH

Zgodnie z koncepcją obwodu elektrycznego rozróżnia się instalacje fotowoltaiczne:

- z falownikiem centralnym,
- z zdecentralizowanymi falownikami.

Instalacje z centralnym falownikiem rzadko są wdrażane jako rozwiązania niskonapięciowe (do 120 V). Zazwyczaj stosuje się wyższe napięcia DC (do 1000 V, w przyszłości również 1500 V).

Urządzenia master-slave lub falowniki z powiązanymi transformatorami średniego napięcia są niekiedy stosowane w przypadku dużych instalacji.

Systemy zdecentralizowane są realizowane z wieloma falownikami szeregowymi lub subgeneratorowymi, z falownikami modułowymi lub z modułowymi przetwornicami prądu stałego (optymalizacja mocy).

1.3 Stan wymagań dotyczących elementów, systemów i montażu

Badania zdarzeń pożarowych, w których za przyczynę uznano instalację fotowoltaiczną, wykazały, że w dużym przybliżeniu 1/3 przypadków uszkodzeń wynikała z wad elementów, 1/3 z nieprawidłowego rozplanowania i 1/3 z nieprawidłowego montażu (błędy wykonawcze), (patrz rozdział 3.3.2, Analiza statystyczna szkód).

W niniejszym rozdziale wymieniono aktualne normy i wymagania ustawy o odnawialnych źródłach energii (EEG) dotyczące najważniejszych elementów instalacji fotowoltaicznych. Jedną z wielu przyczyn błędów instalacyjnych jest często niepełna dokumentacja producentów, nieuwzględniająca żadnych informacji o możliwych źródłach zagrożenia. W dalszej części zawarto przegląd informacji, które zazwyczaj są przekazywane przez producentów, oraz wskazano te najbardziej istotne. Wymieniono również wytyczne i specjalne warunki przyłączeniowe określone przez branżę energetyczną.

1.3.1 Przepisy, normy i wytyczne

W odniesieniu do systemów fotowoltaicznych należy dokonać rozróżnienia pomiędzy normami, które są powszechnie obowiązujące, a zatem mają również zastosowanie do instalacji fotowoltaicznych, a normami, które zostały specjalnie opracowane dla systemów fotowoltaicznych. Ogólnie najważniejszą serią norm dla instalacji niskiego napięcia jest DIN VDE 0100, która opiera się na europejskiej dyrektywie niskonapięciowej. Większość norm dotyczących instalacji fotowoltaicznych jest zebrana w normach serii DIN VDE 0126.

Oprócz norm istnieją wytyczne VDE dotyczące stosowania, wytyczne BDEW, w szczególności wytyczne dotyczące średniego napięcia oraz przepisy branżowych kas ubezpieczeń zdrowotnych w zakresie zapobiegania wypadkom.

Niemiecki Instytut Techniki Budowlanej (DIBt) opublikował dokument z wytycznymi dotyczącymi wykonawstwa systemów fotowoltaicznych oraz określił przepisy budowlane w wykazie zasad budowlanych dotyczących modułów fotowoltaicznych i ich zastosowania (link do pobrania podano w załączniku II, s. 224).

Niemiecki Instytut Techniki Budowlanej (DIBt) regularnie publikuje wykaz przepisów i norm budowlanych oraz interpretuje europejskie rozporządzenia w sprawie produktów budowlanych w Niemczech. W nich też określone są wymagania dotyczące systemów fotowoltaicznych i ich elementów. Opis tych wymagań (wytrzymałość mechaniczna, stabilność, ochrona przeciwpożarowa itp.) zawarto w dokumencie informacyjnym *Uwagi dotyczące produkcji, planowania i wykonywania systemów słonecznych* (listopad 2012 r.). Nad stworzeniem przepisów technicznych i normalizacją w zakresie energetyki słonecznej pracują również stowarzyszenia branżowe BSW i DGS – efektem tych prac są np. zasady techniczne planowania, wykonawstwa i konserwacji systemów PV zgodnie z wymogami ochrony przeciwpożarowej (link do pobrania znajduje się w załączniku II, s. 224).

Podane tu wykazy stanowią jedynie przegląd najważniejszych norm i serii norm w odniesieniu do fotowoltaiki i nie są kompletne.

1.3.1.1 Wymagania dla konfiguracji instalacji fotowoltaicznych

Ogólne wymagania dla instalacji niskonapięciowych do 1500 V DC, które obejmują również systemy fotowoltaiczne, są sformułowane w międzynarodowej serii norm IEC 60364 *Instalacje elektryczne w obiektach budowlanych*, która w VDE jest wymieniona jako DIN VDE 0100. Zawiera ona między innymi ogólne przepisy bezpieczeństwa, definicje terminów i instrukcje doboru, projektowania i montażu sprzętu oraz określa wymaganą odporność instalacji na czynniki zewnętrzne. Norma DIN VDE 0100-712 *Wymagania dotyczące specjalnych instalacji, pomieszczeń i systemów – Systemy zasilania prądem – instalacje solarno-fotowoltaiczne* (PV) odnosi się konkretnie do instalacji fotowoltaicznych. Wyjaśnia ich podstawową budowę, w szczególności połączenie z niezbędną rozdzielnicą i określa wymogi dotyczące zabezpieczeń przed prądami zwarciowymi, przetężeniami i przepięciami, pożarem, a także przed czynnikami środowiskowymi, traktując te kwestie jednak powierzchownie. Są one szczegółowo omówione w odpowiednich ogólnie obowiązujących normach w tym zakresie, a mianowicie DIN EN 62305-3 dotyczącej ochrony przed wyładowaniami atmosferycznymi i przepięciami, DIN EN 61140 dotyczącej ochrony przed porażeniem elektrycznym i DIN EN 61439-1 odnoszącej się do rozdzielnic i sterownic zespołów niskonapięciowych.

Ponadto w niektórych kwestiach obowiązują normy dotyczące ogólnie instalacji wytwarzania energii, ale również i szczegółowo instalacji fotowoltaicznych. Norma DIN EN 61173 *Ochrona przed przepięciami dla systemów wytwarzania energii fotowoltaicznej* (PV) zawiera objaśnienia sposobów zapobiegania uszkodzeniom spowodowanym przepięciami, w szczególności połączenia wyrównawcze, uziemienie i ekranowanie. Załącznik nr 5 do normy DIN EN 62305-3 prezentuje podobne informacje na temat ochrony odgromowej. Niezbędną technikę rozłączeniową i interfejs sieciowy instalacji fotowoltaicznej opisano w dokumentach VDE AR 4105 i DIN EN 61727.

Zdefiniowano również wartości graniczne negatywnych oddziaływań na sieć. Podsumowanie wymagań dotyczących bezpieczeństwa instalacji systemów fotowoltaicznych znajduje się w dyrektywie VdS 3145 opracowanej przez VDE i GDV. Zawiera ona zalecenia dotyczące bezpieczeństwa w zakresie planowania i eksploatacji instalacji, zarówno na poziomie systemu, jak i dla poszczególnych elementów. Szczególny nacisk kładzie się na zapobieganie pożarom i ograniczanie ich skutków, a także odporność instalacji na wpływy środowiskowe, również z uwzględnieniem przepisów dotyczących budownictwa lądowego.

Niektóre szczególne przypadki zastosowań fotowoltaiki są również rozpatrywane przez normy i wytyczne: DIN EN 61194 określa parametry różnych elementów systemu fotowoltaicznego, a także wymagania w zakresie jego dokumentacji.

Norma DIN EN 62124 (VDE 0126-20) zawiera wymagania projektowe dotyczące systemów magazynowania eksploatowanych w połączeniu z instalacjami PV. Kontrolery ładowania do takich akumulatorów PV są opisane w normie DIN EN 62509.

W celu zapewnienia bezpieczeństwa służb w przypadku pożaru norma VDE-AR-E 2100-712 określa zabezpieczenia przed kontaktem z elementami pod napięciem. Szczególnie zwrócono uwagę na wymagania instalacyjne przewodów DC i ich oznakowanie w karcie informacyjnej instalacji PV dostępnej dla straży pożarnych. Poniżej przedstawiono podsumowanie obecnie dostępnych norm dotyczących konfiguracji systemów fotowoltaicznych.

Tabela 1-2: Ważne normy i serie norm związane z konfiguracją instalacji fotowoltaicznych

Konfiguracja instalacji	
Nazwa	**Treść**
DIN EN 61277 *Naziemne fotowoltaiczne systemy wytwarzania energii, zasady ogólne i wytyczne*	Ogólne informacje o systemach PV
DIN 1 EC 60364 DIN VDE 0100 *Budowanie instalacji niskoprądowych*	Budowa, połączenia i elementy systemów niskiego napięcia, zabezpieczenia
DIN VDE 0100-712 *Wymagania dotyczące fotowoltaicznych instalacji zasilania w obiektach produkcyjnych, pomieszczeniach i instalacjach specjalnego typu*	Część DIN VDE 0100 dotycząca fotowoltaiki. Opisuje budowę instalacji PV i niezbędne zabezpieczenia
DIN EN 61140 *Ochrona przed wyładowaniami elektrycznymi*	Obejmuje środki zapobiegające urazom spowodowanym porażeniem prądem elektrycznym
DIN EN 61439 *Rozdzielnice i sterownice niskonapięciowe*	Zasady dotyczące zestawów rozdzielczych w jednostce budowlanej
DIN VDE 0126-1-1 *Samoobsługowy punkt przełączania między instalacją wytwórczą równoległą do sieci a niskonapięciowa siecią publiczną*	Określa wymagania i parametry wyłączenia dla automatycznego przełącznika w interfejsie sieciowym (wersja nieaktualna, zastąpiona przez VDE AR-N 4105)
DIN EN 61727 *Systemy fotowoltaiczne (PV) – Właściwości interfejsu sieciowego*	Określa wymagania dotyczące interfejsu sieciowego instalacji fotowoltaicznej i limity zakłóceń sieci
DIN EN 62305-3 Bbl 5 VDE 0185-305-3 Bbl 5 *Ochrona przed wyładowaniami atmosferycznymi i przepięciami. Systemy zasilania*	Zawiera informacje na temat ochrony przed wyładowaniami atmosferycznymi i przepięciami w instalacjach fotowoltaicznych (bez standardowych specyfikacji)
DIN EN 61173 *Ochrona przed przepięciami dla technologii wytwarzania energii fotowoltaicznej*	Określa działania przeciwko uszkodzeniom spowodowanym przepięciami w systemach fotowoltaicznych
DIN EN 62124 VDE 0126-20 *Elementy BOS do systemów fotowoltaicznych – kwalifikacja konstrukcji w środowisku naturalnym*	Zawiera kryteria przydatności elementów BOS, głównie akumulatorów
DIN EN 61194 *Parametry charakterystyczne wyspowych systemów fotowoltaicznych (PV)*	Podaje parametry różnych elementów samodzielnego (wyspowego) systemu PV
VDE-AR-E 2100-712 *Środki dla zakresu DC instalacji PV w celu utrzymania bezpieczeństwa w przypadku gaszenia pożarów*	Określa środki zapobiegające kontaktowi z elementami budowlanymi znajdującymi się pod napięciem w przypadku pożaru
VDE-AR-N 4105 *Instalacje wytwórcze sieci niskiego napięcia, minimalne wymagania techniczne dotyczące przyłączenia i równoległej eksploatacji instalacji wytwórczych w sieci niskiego napięcia*	Określa wymagania dotyczące technicznych warunków przyłączenia operatorów systemów dystrybucyjnych

1.3.2 Wymagania dla modułów fotowoltaicznych

Moduły fotowoltaiczne przed użyciem lub wprowadzeniem do obrotu są zwykle poddawane badaniu typu. Wymagania dotyczące kwalifikacji konstrukcji zostały określone w normie DIN EN IEC 61215 dla modułów krystalicznych i DIN EN IEC 61646 dla modułów cienkowarstwowych i obejmują szeroko zakrojone testy starzenia i obciążenia. Oprócz odporności na wahania temperatury, promieniowanie UV, wilgotność, wiatr i inne czynniki mechaniczne moduły wymagają również określenia charakterystyki elektrycznej.

Niezależnie od technologii ogniw weryfikację pod względem bezpieczeństwa przeprowadza się zgodnie z normami DIN EN 61730-1 i DIN EN 61730-2. Część 1 opisuje wymagania projektowe i materiałowe. Część 2 dotyczy badań przeprowadzanych na modułach poddanych procesowi starzenia przed testowaniem zgodnie z DIN EN IEC 61215 lub DIN EN IEC 61646. Wyroby są poddawane dalszym badaniom obciążeniowym w zakresie naprężeń mechanicznych, testom ogniowym i ścisłym pomiarom rezystancji izolacji. Certyfikacja typu zgodna z normą DIN EN 61730 stanowi podstawę oznakowania CE modułów fotowoltaicznych przeznaczonych na rynek europejski. Moduły spełniające wymagania klasy A zgodnie z normą DIN EN 61730-1:2004 są uważane za urządzenia klasy ochronności 2 zgodnie z normą DIN EN 61140.

Certyfikat jakości na podstawie normy RAL GZ 966 wydawany jest wówczas, gdy spełnione zostaną określone w niej wymagania dotyczące jakości i badań dla elektrowni słonecznych. Zawierają one docelowe wymogi, oparte na szeregu znaków i kryteriów jakości, dotyczące produkcji elementów wysokiej jakości, a także właściwego projektowania, profesjonalnego wykonania oraz obsługi i eksploatacji instalacji solarnych (energia fotowoltaiczna i słoneczna cieplna). RAL- Gütegemeinschaft für Solarenergieanlagen e.V jest jednym ze 130 niezależnych stowarzyszeń zajmujących się jakością, które ustalają i monitorują wymogi RAL dotyczące jakości i badań w swoich sektorach przemysłowych i usługowych (w 1980 r. RAL [Reichs-Ausschuss für Lieferbedingungen – Komisja Rzeszy ds. Warunków Dostaw] zmieniła nazwę na RAL Deutsches Institut für Gütesicherung und Kennzeichnung e. V. [Niemiecki Instytut Zapewniania i Znakowania Jakości].

Specyfikacje techniczne wydawane przez producenta dla każdej serii modułów, jak również obowiązkowe informacje, jakie należy podawać na ich tabliczkach znamionowych, reguluje norma DIN EN 50380. Norma DIN EN IEC 60904-1 opisuje natomiast standardowe warunki badania (STC), zgodnie z którymi określa się charakterystykę elektryczną modułów. W normie DIN EN 50548 sformułowano wymagania dotyczące skrzynek przyłączeniowych do modułów. W przyszłości zostanie ona zastąpiona przez jej międzynarodową wersję – IEC 62790. Opisano w niej również metody weryfikacji zgodności ze wspomnianymi wymogami. Wymagania dotyczące złącza fotowoltaicznego zawarto w IEC 62852 (lub DIN EN 50521). Do wymagań dla przewodów stosowanych w fotowoltaice odnosi się norma PN-EN 50618 oparta na aktualnej wewnętrznej specyfikacji badania TÜV Rheinland 2PfG 1169.

Moduły związane ze specjalnym zastosowaniem fotowoltaiki zintegrowanej z budynkiem muszą spełniać specjalistyczne wymagania normy DIN 18008 [dawniej np. wytyczne techniczne dotyczące przeszkleń mocowanych liniowo (TRLV)]. DIN VDE 0126-21 definiuje różne typy modułów do użytku zintegrowanego z budynkiem, identyfikuje wymagania specyficzne dla danego zastosowania i zawiera odesłania do innych wymagań, w tym certyfikacji typu na podstawie DIN EN IEC 61215 lub DIN EN IEC 61646 i DIN EN 61730-1/-2.

Oprócz specjalnych wymagań dotyczących modułów zintegrowanych z budynkami opracowywane są kolejne normy dotyczące zastosowań specjalnych, specjalnych konstrukcji, a także odnoszące się do innych norm. Oto kilka przykładów:

- moduły do instalacji morskich lub przybrzeżnych;
- moduły użytkowane w obecności szkodliwych gazów;

- moduły, które działają w skoncentrowanym świetle słonecznym;
- moduły ze zintegrowaną elektroniką (np. moduły AC).

Tabela 1-3: Ważne normy dotyczące modułów fotowoltaicznych

Moduły	
Nazwa	**Treść**
DIN EN IEC 61215 *Krystaliczne naziemne moduły fotowoltaiczne (PV) z krzemu - Kwalifikacja konstrukcji i aprobata typu*	Aprobata typu dla modułów krystalicznych zgodnie z charakterystyką starzeniową
DIN EN IEC 61646 *Naziemne moduły fotowoltaiczne cienkowarstwowe (PV): Kwalifikacja konstrukcji i aprobata typu*	Aprobata typu dla modułów cienkowarstwowych zgodnie z charakterystyką starzeniową
DIN EN 61730 *Moduły fotowoltaiczne (PV) – Ocena bezpieczeństwa Część 1: Wymagania dotyczące konfiguracji Część 2: Wymagania dotyczące badania*	Ocena bezpieczeństwa modułów fotowoltaicznych
DIN EN 50548 (IEC 62790) DIN VDE 0126-5 *Skrzynki przyłączeniowe do modułów fotowoltaicznych*	Wymagania i metody badań skrzynek przyłączeniowych do stosowania w modułach fotowoltaicznych
DIN EN 50521 (IEC 62852) *Złącza do systemów fotowoltaicznych*	Wymagania i metody badań dla skrzynek przyłączeniowych do stosowania na złączach fotowoltaicznych
DIN VDE 0126-21 *Fotowoltaika w budownictwie*	Wymagania dotyczące modułów fotowoltaicznych stosowanych w budownictwie
DIN EN 50380 *Informacje zawierane w specyfikacjach technicznych i na tabliczkach znamionowych modułów fotowoltaicznych*	Wyszczególnia informacje, które muszą być zawarte w specyfikacjach technicznych modułów PV i na tabliczkach znamionowych
DIN EN 60904-1 VDE 0126-4-1 *Pomiar: Pomiar charakterystyk prądowo-napięciowych elementów fotowoltaicznych*	Określa metody i standardowe warunki badania (STC) w celu tworzenia charakterystyk modułu
DIN EN 13501-1 *Klasyfikacja ogniowa wyrobów budowlanych i konstrukcji*	Klasy ogniowe materiałów budowlanych na potrzeby klasyfikacji modułów
DIN 4102-1 *Zachowanie ogniowe substancji i elementów budynków*	Klasy ogniowe według palności na potrzeby klasyfikacji modułów

1.3.2.1 . Wymagania dla falowników PV

Normy bezpieczeństwa dla falowników PV określa norma DIN IEC 62109. Odnoszą się one do zagrożenia związanego z obciążeniem mechanicznym i elektrycznym, a także pożarem. W normie omówiono również prawidłową konstrukcję falownika. Wymagania elektryczne po stronie AC wynikają z technicznych warunków przyłączeniowych operatora sieci dystrybucyjnej, a także normy VDE-AR-N 4105 i serii norm DIN EN 61000 – *Kompatybilność elektromagnetyczna (EMC)*. Zawierają one ogólne wymogi w zakresie kompatybilności parametrów sieci i przyłączonych instalacji oraz określają wartości graniczne dla negatywnego oddziaływania na sieć i występujących w niej wahań.

Treść specyfikacji technicznych i etykiet falowników jest uregulowana w normie DIN EN 50524. W szczególności dotyczy to charakterystyki napięciowo-prądowej po stronach wejściowej i wyjściowej, a także sprawności energetycznej, wskazanej jako ważona sprawność europejska. Zasady jej pomiaru

określa norma DIN EN 50530, w której sformułowano również wymogi dotyczące warunków badania i obwodów pomiarowych.

W przypadku awarii napięcia sieciowego falownik musi samoczynnie odłączyć się od sieci. W celu sprawdzenia przydatności środków mających na celu spełnienie tego wymogu należy przeprowadzić badania zgodnie z normą DIN EN 62116. Nie sformułowano w niej jednak warunków, w których falownik musi odłączać się od sieci, ponieważ zależą one od warunków lokalnych, w szczególności tych ustalanych przez operatorów sieci dystrybucyjnych (techniczne warunki przyłączenia [TAB]).

Tabela 1-4: Ważne normy i serie norm w zakresie falowników

Falowniki	
Nazwa	**Treść**
DIN IEC 62109 VDE 0126-14 *Bezpieczeństwo falowników do stosowania w fotowoltaicznych systemach energetycznych*	Określa wymagania bezpieczeństwa mechanicznego i elektrycznego dla falowników fotowoltaicznych
EN 61000 *Kompatybilność elektromagnetyczna (EMC)*	Kompatybilność elektromagnetyczna sieci i przyłączonych do niej instalacji i urządzeń
DIN EN 50530 VDE 0126-12 *Całkowita sprawność energetyczna falowników*	Określa metody badań sprawności energetycznej falowników fotowoltaicznych
DIN EN 50524 VDE 0126-13 *Informacje zawierane w specyfikacjach technicznych i na tabliczkach znamionowych modułów fotowoltaicznych*	Określa informacje, które muszą być zawarte w specyfikacji technicznej falownika PV i na tabliczce znamionowej
DIN EN 62116 VDE 0126-2 *Metoda badania środków zapobiegających przejściu do pracy wyspowej dla przedsiębiorstw energetycznych w interakcji z falownikami fotowoltaicznymi*	Określa metody badań przydatności środków do wyłączania falowników fotowoltaicznych w przypadku wystąpienia nieprawidłowych napięć sieciowych

1.3.2.2 Wymagania dotyczące systemów montażowych

Obecnie nie istnieją specjalne normy dla systemów montażowych instalacji fotowoltaicznych. Zamiast tego należy stosować ogólne normy dla konstrukcji stalowych i aluminiowych z Eurokodów, które regulują projektowanie, pomiary i budowę konstrukcji nośnych, tj. EN 1990, EN 1993 i EN 1999.

Dokument zgodności konstrukcji stalowych i aluminiowych z europejskimi normami i przepisami, który jest warunkiem stosowania znaku CE, określa norma DIN EN 1090-1.

Założenia projektowe dotyczące oddziaływań otoczenia charakterystycznych dla miejsca instalacji formułowane są na podstawie normy DIN 1055. Oprócz obciążenia wiatrem i śniegiem uwzględniono tu również wpływ temperatury i trzęsień ziemi.

Tabela 1-5: Ważne normy i serie norm w zakresie systemów montażowych instalacji PV

Systemy montażowe	
Nazwa	**Treść**
DIN 1055 *Oddziaływanie na konstrukcje nośne*	Określa założenia dot. obciążenia dla różnych oddziaływań otoczenia. Obciążenia wiatrem i śniegiem
DIN EN 1993 *Projektowanie konstrukcji stalowych*	Zawiera informacje i przepisy dotyczące projektowania konstrukcji stalowych
DIN EN 1999 *Projektowanie konstrukcji aluminiowych*	Zawiera informacje i przepisy dotyczące projektowania konstrukcji aluminiowych
DIN EN 1090 *Wykonanie konstrukcji stalowych i aluminiowych*	Określa wymogi związane z dokumentem zgodności (znak CE) dla konstrukcji stalowych i aluminiowych

1.3.2.3 Wymagania dotyczące elementow DC i systemów magazynowania energii słonecznej

Elementy DC obejmują kable DC, złącza i wyłączniki DC. Budowę kabli i odłączników reguluje norma DIN VDE 0100-712 (patrz 2.3.2.1 Wymagania dotyczące konfiguracji systemu fotowoltaicznego). Złącza fotowoltaiczne regulowane są w osobnej normie DIN VDE 0126-3. Oprócz wymagań dotyczących wytrzymałości mechanicznej i elektrycznej zawiera ona również wymogi dotyczące odporności na polaryzację, możliwości ponownego uszczelnienia i oznakowania. Ponadto przedstawiono metody badania zgodności z tymi wymaganiami i zasady przeprowadzania testów starzeniowych.

Wymagania dotyczące wyznaczania tras kablowych w instalacjach fotowoltaicznych są określone w normie VDE-AR-E 2100-712. Wymaga ona układania kabli w co najmniej ognioodpornej osłonie, jeżeli są one układane wewnątrz budynku. Ogólne wymagania dotyczące wyznaczania tras kablowych można znaleźć w serii norm VDE (VDE 0604).

Pierwotną normą dla systemów magazynowania energii słonecznej jest DIN EN 62093. Formułuje ona kryteria kwalifikacji konstrukcji elementów systemu magazynowania energii, w tym sterownika ładowania i baterii, a także metody przeprowadzania badań. Szczególny nacisk położono na oddziaływanie otoczenia, czyli naprężenia mechaniczne i cieplne, a także wilgoć.

W ww. normie uwzględniono jednak tylko akumulatory ołowiowe i niklowo-kadmowe. Uzupełniające informacje zawarto w normach DIN EN 62509 i DIN EN 61427-1.

Norma DIN EN 62509 określa wymagania dotyczące parametrów wydajności i zarządzania ładowaniem przez sterowniki ładowania akumulatorów PV. Ich spełnienie umożliwia długotrwałą pracę baterii. Dotyczy to tylko akumulatorów ołowiowych. Norma DIN EN 61427-1 określa warunki pracy systemów gromadzenia energii i stawia wymagania dotyczące wytrzymałości mechanicznej, bezpieczeństwa i dokumentacji. Opisano w niej również metody badań ich pojemności, zdolności zachowania ładunku, sprawności energetycznej i czasu życia. Norma obejmuje wprawdzie wszystkie powszechnie stosowane technologie ogniw, w tym ogniwa litowo-jonowe, ale ogranicza się tylko do zastosowań pozasieciowych.

W przygotowaniu jest norma dla systemów magazynowania energii podłączonych do sieci w przygotowaniu jako DIN EN 61427 (stan na lipiec 2015 r.).

Tabela 1-6: Ważne normy dla elementów DC lub systemów magazynowania energii

Elementy DC i systemy pamięci baterii słonecznych	
Nazwa	**Treść**
DIN EN 50521 DIN VDE 0126-3 *Złącza do systemów fotowoltaicznych – wymagania bezpieczeństwa i testy*	Zawiera wymagania dotyczące wytrzymałości mechanicznej i elektrycznej złączy PV oraz definiuje metody badań na potrzeby procedury aprobaty technicznej
DIN EN 62093 VDE 0126-20 *Elementy BOS dla systemów fotowoltaicznych – kwalifikacja konstrukcji w środowisku naturalnym*	Zawiera wymagania dotyczące kwalifikacji konstrukcyjnej układów gromadzenia energii elektrycznej i ich regulatorów ładowania, z naciskiem na akumulatory kwasowo-ołowiowe
DIN EN 61427-1 VDE 0510-40 *Akumulatory wtórnie ładowane i akumulatory do systemów energii fotowoltaicznej – Wymagania ogólne i metody badań*	Wymagania dotyczące układów gromadzenia energii elektrycznej w zastosowaniach poza siecią, niezależnie od technologii ogniw
DIN EN 62509 VDE 0126-15 *Kontrolery ładowania akumulatorów do systemów fotowoltaicznych*	Zawiera wymagania elektryczne dotyczące sterowników ładowania akumulatorów PV przystosowanych do akumulatorów ołowiowo-kwasowych

1.3.3 Instrukcja instalacyjna producenta

Producenci elementów systemu wydają wymagania dotyczące montażu i uruchomienia swoich produktów w formie instrukcji instalacyjnych (tabela 1–7). Oprócz informacji technicznych dotyczących produktu i instrukcji montażu obejmują one również odesłania do odpowiednich norm i przepisów, a także warunków jakości i gwarancji.

Znaczne różnice zaobserwowane między producentami w zakresie dokładności opisu instrukcji instalacyjnej pokazują, że dokumenty te często nie są wystarczające do prawidłowego technicznie montażu instalacji fotowoltaicznej.

1.3.3.1 Moduły fotowoltaiczne

W analizie uwzględniono wybranych producentów z Niemiec, Chin, Japonii i Stanów Zjednoczonych, którzy reprezentują wszystkie segmenty rynku i dostępne technologie ogniw. Serie modułów, do których odnoszą się instrukcje, pochodzą z lat 2008–2012. Należy pamiętać, że wykaz ten nie jest wyczerpujący, ponieważ wskazani w nim producenci zostali wybrani arbitralnie. Pełna lista producentów modułów, na podstawie której utworzono poniższy wykaz, została opublikowana przez czasopismo „PHOTON Profi"

Tabela 1-7: Przykłady instrukcji instalacji modułów fotowoltaicznych

	Producent								
	1	**2**	**3**	**4**	**5**	**6**	**7**	**8**	**9**
Montaż									
Wskazania dotyczące obsługi	X	X	X	X	X	X	X	X	X
Montaż przez odpowiedniego specjalistę	X	X	X	X	X		X	X	X
Przepisy BHP	X	X		X	X	X	X		
Zabezpieczenie montera przed upadkiem	X			X	X	X			
Badanie integralności mechanicznej przed montażem	X				X				X
Wymagania mechaniczne									
Uwagi dotyczące położenia i kierunku montażu	X	X	X	X	X	X	X	X	X
Wytrzymałość statyczna	X	X	X	X	X	X	X	X	X
Wentylacja tylnej części modułu	X	X	X	X	X	X	X	X	
Ochrona przed wilgocią	X	X			X	X	X	X	X
Ograniczenie modyfikacji	X	X			X	X		X	X
Unikanie substancji łatwopalnych	X	X		X		X		X	X
Ochrona przed promieniowaniem UV kabli i skrzynek przyłączeniowych	X	X	X			X	X	X	
Mocowanie na podłożu ognioodpornym	X	X		X		X			X
Ochrona odgromowa	X				X	X	X		
Ochrona przed korozją	X	X			X				
Odciążenie kabli łączących	X						X		
Uwagi dotyczące przeszkleń dachowych		X					X		
Wymagania elektryczne									
Uwagi dotyczące okablowania	X			X	X	X	X	X	X
Połączenie wyrównawcze	X	X	X	X		X	X	X	X
Projektowanie dla 1,25 UOC i ISC	X	X		X		X	X	X	X
Odłączenie instalacji przed przystąpieniem do prac	X			X					X
Wskazania dotyczące dalszych wymagań									
Odesłanie do norm	X	X		X	X	X	X	X	X
Odesłanie do ogólnych wytycznych	X	X	X		X	X	X	X	X
Odesłanie do TAB	X								

Źródło: Marktübersicht Solarmodule, „PHOTON Profi" Issue 2/2010.

Wszystkie instrukcje montażu modułów formułują wymagania mechaniczne i elektryczne dla instalacji i określają procedury ich wykonawstwa. Oprócz instrukcji dotyczących bezpieczeństwa pracy zawierają one wytyczne dotyczące obsługi modułów, które mają zapobiegać uszkodzeniom podczas montażu, takich jak pęknięcia w szkle i ogniwach lub rozwarstwienia.

Kryteria mechaniczne wymagane przez większość producentów obejmują przede wszystkim zapewnienie pozycji montażowej bez naprężeń mechanicznych w każdej temperaturze, zastosowanie odpowiedniego systemu montażu i uwzględnienie maksymalnego obciążenia śniegiem. Ponadto niektórzy producenci zabraniają modyfikacji ramy modułu, jego powierzchni lub skrzynki przyłączeniowej.

Dalsze informacje dotyczą zagadnień związanych z ochroną przeciwpożarową, takich jak materiały łatwopalne w pobliżu modułów, ochrona odgromowa i przeciwprzepięciowa, a także właściwa obsługa i montaż okablowania.

Większość instrukcji montażu dotyczy również ścisłych wymagań elektrycznych dla instalacji fotowoltaicznej, w szczególności zestawiania łańcuchów z zachowaniem wartości granicznych napięcia i prądu zwarciowego. Niektórzy producenci zalecają również określone przekroje kabli DC i kabli uziemienia.

Oprócz wymagań ze strony producenta wszystkie instrukcje montażu odnoszą się również do norm lub innych przepisów i wytycznych (VDE, VDEW, TAB), w szczególności DIN 1055 w zakresie założeń obciążenia i normy lEC 61730.

Zauważyć można, że niemieccy producenci modułów wydają obszerniejsze instrukcje montażu niż konkurenci z innych krajów, zwłaszcza w odniesieniu do środków bezpieczeństwa i ochrony. Producent 1, znany niemiecki zakład, uwzględnia w swojej instrukcji każdy temat wymieniony w powyższej tabeli.

Oprócz instrukcji instalacji producenci modułów publikują również zestawienia informacji technicznych w postaci specyfikacji technicznych. Są one znormalizowane zgodnie z DIN EN 50380, choć występują niewielkie różnice w ich zakresie w zależności od producenta.

Standaryzacja instrukcji montażu powinna być wymogiem, tak jak ma to miejsce w przypadku specyfikacji technicznej.

1.3.3.2 Falownik

Oceniono instrukcje instalacji europejskich, amerykańskich i chińskich producentów falowników. Tabela 1-8 przedstawia fragment przeglądu rynku w czasopiśmie „PHOTON". Jest on reprezentatywny dla obecnego rynku.

Tabela 1-8: Przykłady instrukcji instalacji falowników

	Producent									
	A	**B**	**C**	**D**	**E**	**F**	**G**	**H**	**J**	**K**
Montaż										
Uwagi dotyczące obsługi				X	X		X	X	X	
Montaż przez odpowiedniego specjalistę	X	X	X	X	X	X	X			X
Przepisy bhp	X					X				X
Badanie integralności mechanicznej przed montażem		X	X			X				X
Wymagania mechaniczne										
Ograniczenie modyfikacji	X	X	X	X	X	X	X			X
Instrukcje dotyczące pozycji montażowej	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
– Odstępy bezpieczeństwa	X	X	X	X		X	X	X	X	X
– Mocowanie na materiale trudnopalnym	X	X	X	X		X	X	X		
– Ochrona przed promieniowaniem UV	X	X	X	X	X	X	X	X		X
– Dopływ powietrza	X	X	X	X	X	X	X		X	X
– Temperatura otoczenia	X	X	X	X	X	X	X	X		X
– Ochrona przed wilgocią		X	X	X		X	X	X		
Uwagi dotyczące produkcji zestyków DC	X	X		X				X		X
Uwagi dotyczące produkcji zestyków AC	X				X		X		X	
Wymiarowanie kabli AC	X	X	X	X	X	X	X	X	X	
Odciążenia kabli					X				X	
Wymagania elektryczne										
Wartości graniczne napięcia wejściowego i zasilania	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
Wyłączniki różnicowoprądowe	X	X	X	X	X		X	X	X	
Okablowanie AC	X	X		X	X			X	X	
Uziemienie przy falowniku	X	X	X	X		X	X	X	X	X
Uziemienie bieguna generatora	X	X	X	X	X	X	X		X	
Odesłania do pozostałych przepisów										
Odesłanie do norm	X	X	X	X	X	X				
Odesłanie do ogólnych wytycznych	X		X		X				X	
Odesłanie do warunków technicznych przyłączenia		X	X					X		

Źródło: Market Overview Inverters, wersja PDF, [1].

Instrukcje montażu falowników są znacznie bardziej rozbudowane niż w przypadku innych elementów. Oprócz instrukcji montażu obejmują one również kwestie związane z obsługą i konserwacją, a także informacje o urządzeniach peryferyjnych falownika, takich jak wyłącznik różnicowoprądowy i kable AC.

Prawie wszyscy producenci wymagają montażu na powierzchni trudnopalnej lub niepalnej, zapewnienia określonej odległości bezpieczeństwa i zalecają środki w celu odpowiedniego odprowadzania ciepła z falownika. W większości przypadków uwzględniane jest również połączenie wyrównawcze generatora lub uziemienie samego falownika. We wszystkich instrukcjach w różnym zakresie zawarte są również odesłania do szczegółowych norm i wytycznych montażu.

Stosunkowo niewiele uwagi poświęca się kwestiom bezpieczeństwa pracy. Przed poszczególnymi etapami montażu wskazywane są indywidualne środki ochrony, jakie należy zastosować, np. odłączenie zasilania przed rozpoczęciem pracy przy falowniku i uwzględnienie czasów rozładowania kondensatorów. Zwykle jednak brakuje odniesień do wytycznych dotyczących bezpieczeństwa pracy, odzieży ochronnej i użycia odpowiednich narzędzi. Instrukcje rzadko zajmują się również odciążeniem kabli i mocowaniem kabli przyłączeniowych. Poszczególni producenci podchodzą do tematu połączeń w bardzo różny sposób. Podczas gdy niektóre instrukcje zawierają obszerne informacje lub przynajmniej pewne uwagi na ten temat, inne całkowicie go pomijają.

1.3.3.3 Kable i złącza DC

Część większych producentów systemów połączeń ogniw słonecznych zapewnia specjalne instrukcje dla użytkowników, podczas gdy inni ograniczają się do krótkich poradników. Spotkać się można głównie z instrukcjami montażu i informacjami o produkcie (tabela 1-9). Instrukcje montażu modułów zawierają również częściowo informacje o przewodach przyłączeniowych i złączach.

Tabela 1-9: Zawartość instrukcji instalacji komponentów prądu stałego

	Producent			
	A	**B**	**C**	**D**
Montaż				
Montaż przez odpowiedniego specjalistę	X	X		
BHP	X			
Korzystanie z odpowiednich narzędzi	X	X	X	X
Badanie integralności mechanicznej przed montażem				X
Wymagania mechaniczne				
Ograniczenie modyfikacji	X	X		X
Sprawdzanie połączeń wtykowych		X		X
Kompatybilność	X	X		
Ochrona przed zabrudzeniem	X	X	X	
Ochrona przed wilgocią	X	X		
Ochrona UV		X		
Odciążenie kabli	X			
Mocowanie	X			
Uwagi dotyczące zaciskania	X	X	X	
Kąty gięcia	X	X		
Wskazania na inne regulacje				
Odniesienie do norm		X	X	
Odniesienie do polityki bezpieczeństwa i higieny pracy	X			
Odniesienie do przepisów ogólnych		X		

Zasadniczo producenci zezwalają jedynie wyszkolonym specjalistom na obsługę elementów ich instalacji. Produkty nie mogą być modyfikowane ani łączone z wyrobami innych producentów. W szczególności uznani producenci nie akceptują montowania połączeń wtykowych różnych marek.

Nie można łączyć zabrudzonych lub mokrych styków. Podczas trasowania należy zadbać o to, aby kable i wtyki nie leżały w wodzie, nie były narażone na bezpośrednie działanie promieni słonecznych, a skrzynki przyłączeniowe i złącza nie były naciągnięte. Należy także przestrzegać promieni gięcia.

Instrukcje producentów dotyczące wykonywania połączeń zaciskowych są szczególnie obszerne. Liczący się na rynku producenci dostarczają szczegółowych i ilustrowanych instrukcji, które, między innymi, wymagają użycia odpowiednich zaciskarek zakończeń przewodów, od wskazanego producenta.

Zakres wskazań różni się bardziej w przypadku kabli i złączy niż w przypadku innych elementów instalacji. W niektórych przypadkach dokumenty różnych producentów zawierają również sprzeczne informacje na temat zgodności różnych systemów. W szczególności wiele mniejszych firm wymaga, by ich systemy były kompatybilne z powszechnie stosowanymi systemami wtyków, podczas gdy ich producenci kategorycznie odradzają wykonywania połączeń przy zastosowaniu elementów z innych systemów.

1.3.3.4 Systemy montażowe

Instrukcje montażu systemów mocowania są stosunkowo obszerne, choć więcej miejsca poświęca się w nich montażowi niż wymiarom czy wytrzymałości statycznej systemu (tabela 1-10). W związku z tym zawierają one tylko kilka specyfikacji stanu gotowej instalacji. Zasadniczo wszyscy producenci wymagają sprawdzenia statyki konstrukcji przez odpowiednio wykwalifikowany personel. W szczególności należy uwzględnić obciążenia śniegiem i wiatrem, w zależności od lokalnych warunków. Niektóre instrukcje zawierają zalecenia dotyczące zapobiegania uszkodzeniom spowodowanym wyładowaniami atmosferycznymi i przepięciami poprzez odpowiednie trasowanie przewodów i uziemienie podstawy.

Wszyscy producenci dostarczają mniej lub bardziej szczegółowych informacji na temat bezpieczeństwa i higieny pracy podczas montażu i odnoszą się do większości ustawowych przepisów BHP i wytycznych stowarzyszeń zawodowych. Ogólnie lub częściowo również w konkretnych przypadkach zalecają oni odpowiednie narzędzia. Tylko jeden producent zaleca sprawdzenie stanu materiałów przed rozpoczęciem montażu.

Tabela 1-10: Przykłady instrukcji montażu systemów mocowania

	Producent								
	I	**II**	**III**	**IV**	**V**	**VI**	**VII**	**VIII**	**IX**
Montaż									
Montaż przez odpowiedniego specjalistę	X	X	X	X	X				X
BHP	X	X	X	X	X	X	X		X
Zabezpieczenie przed upadkiem montera			X	X	X	X	X		X
Korzystanie z odpowiednich narzędzi	X			X		X	X		
Sprawdzanie połączeń śrubowych	X	X	X	X	X				
Warunki montażowe (pogoda,)		X							
Badanie integralności mechanicznej przed montażem	X								
Wymagania mechaniczne									
Sprawdzenie statyki	X	X	X	X	X	X	X	X	X
Obciążenie śniegiem	X	X			X	X	X	X	X

Obciążenia wiatrem	X	X	X		X	X	X	X	
Ochrona odgromowa i przeciwprzepięciowa		X	X	X	X	X		X	
Odpływ wody	X		X					X	
Wskazania na inne przepisy									
Odniesienia do dalszych przepisów	X	X	X	X	X	X		X	
Odniesienie do polityki BHP	X	X	X	X		X	X		
Odniesienie do przepisów ogólnych	X	X	X	X	X				

Występują jedynie niewielkie różnice w zakresie instrukcji montażu – tylko jeden producent udziela informacji na temat np. ustawienia modułu i trasowania kabli.

Prawie wszystkie instrukcje odnoszą się do norm wymiarowania elementów mocowania. Często wymieniana jest norma DIN 1055 *Oddziaływanie na konstrukcje nośne*, DIN 4113 dotycząca konstrukcji aluminiowych, DIN 18800 dotycząca wymiarowania konstrukcji stalowych i DIN 4102 dotycząca charakterystyki pożarowej materiałów budowlanych. Ponadto niektóre instrukcje montażu wspominają również o przepisach dotyczących budownictwa dla poszczególnych landów.

1.3.4 Wymagania montażowe dla operatorów sieci dystrybucyjnych

Wymagania montażowe określane przez operatorów sieci dystrybucyjnych (VNB) w zakresie podłączania instalacji fotowoltaicznych do sieci niskiego i średniego napięcia sformułowane są w warunkach technicznych przyłączenia (TAB), które muszą być podane do wiadomości publicznej zgodnie z par. 19 Ustawy o gospodarce energetycznej. TAB oprócz instalacji wytwórczych pracujących równolegle z siecią odnoszą się również do przyłączania odbiorców domowych i przemysłowych. Określają one wartości graniczne negatywnych oddziaływań na sieć w zakresie bezpieczeństwa i stabilności systemu, zalecają urządzenia zabezpieczające i monitorujące oraz regulują parametry zasilania.

Podczas gdy operatorzy sieci dystrybucyjnych dużych przedsiębiorstw energetycznych (takich jak On-edis, Westnetz) wydają własne TAB, mniejsi operatorzy stosują wytyczne opracowane przez Federalne Stowarzyszenie Gospodarki Energetycznej i Wodnej, które nie zawierają żadnych przepisów dotyczących instalacji wytwórczych, natomiast odsyłają do norm VDE dotyczących *Instalacji wytwórczych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej niskiego napięcia* (VDE-AR-N 4105: 2011-08) lub do *Wytycznych technicznych dotyczących instalacji wytwórczych energii w sieciach średniego napięcia*. Poza parametrami technicznymi przyłączenia TAB regulują również procedury organizacyjne rejestracji, uruchomienia i konserwacji przyłącza.

1.3.4.1 Przyłączenie do sieci

Instalacja jest podłączona do sieci dystrybucyjnej za pośrednictwem przyłącza sieciowego lub punktu połączenia. W przypadku instalacji > 30 kW jest to zwykle dotychczasowe przyłącze. Funkcję rozdzielni i punktu separacji ma pełnić wówczas rozdzielnica licznikowa, zgodna z VDE-AR-N 4102, do której zgodnie z TAB należy zapewnić nieograniczony dostęp dla operatora sieci dystrybucyjnej, chyba że zainstalowany został wyłącznik automatyczny. Podobnie jak reszta instalacji przyłącza mogą wykonywać wyłącznie wyspecjalizowane firmy.

Ponadto uregulowaniom podlega rozdział mocy zasilania na fazy przyłącza sieciowego. Asymetria między przewodami zewnętrznymi nie może przekraczać 4,6 kVA przy połączeniu z siecią niskiego

napięcia, w związku z czym od 5 kWp instalacja powinna posiadać przyłącze trójfazowe. Przyłącze trójfazowe o mocy do 30 kWp można również wykonać w formie kilku przyłączy jednofazowych na fazach falowników rozproszonych, pod warunkiem że maksymalna dopuszczalna asymetria nie zostanie przekroczona.

1.3.4.2 Technika pomiarowa

Liczniki energii elektrycznej dokumentujące zakupioną lub wyprodukowaną energię są projektowane zgodnie z mocą przyłącza. Od 100 000 kWh energii pobieranej rocznie lub 100 kW mocy oddawanej zgodnie z TAB zalecane są liczniki z profilem obciążenia. TAB określają również zasady montażu, eksploatacji i odczytu z urządzeń pomiarowych. Szafka licznika z urządzeniami połączeniowymi i mocującymi jest dostarczana przez klienta. W zależności od operatora sieci dystrybucyjnej w przypadku stosowania liczników z profilem obciążenia prowadzony jest zdalny odczyt przy użyciu technologii radiowej lub telekomunikacyjnej. Przy prawidłowym natężeniu prądu roboczego > 60 A w liczniku energii elektrycznej stosuje się miernik przetwornikowy. W przypadku skorzystania przez klienta z możliwości pomiaru porównawczego TAB określa zasady wspólnego użytkowania przetwornika.

1.3.4.3 Technologia wyłączania i kontroli zdalnej

W przypadku izolacji galwanicznej zgodnie z DIN VDE 0105 Część 100 po stronie AC zalecane są urządzenia wyłączeniowe zapewniające możliwość wyłączania obciążenia. W przypadku instalacji o mocy 30 kWp można ją wykonać w formie automatycznego wyłącznika z dwoma równoległymi modułami monitorującymi sieć w połączeniu z ochronnym odłącznikiem obciążenia lub wyłącznikiem szeregowym. Urządzenie wyłączeniowe uruchamia się po przekroczeniu wartości granicznych napięcia i częstotliwości określonych w TAB lub przerwaniu połączenia z lokalnym transformatorem sieciowym i musi być dostosowane do maksymalnego prądu zwarcia. Po zaniku napięcia w sieci dystrybucyjnej instalacja może włączyć się z powrotem najwcześniej po 3 min (niskie napięcie) lub 15 min (średnie napięcie).

Oprócz automatycznego odłączania TAB wymaga w systemach PV instalacji odbiornika ze sterowaniem okrężnym w celu ograniczania maksymalnej mocy zasilania. Sygnał jest przesyłany łączem telefonicznym, drogą radiową lub częstotliwościami audio w sieci, w zależności od operatora sieci. Wytwarzanie energii jest zmniejszane stopniowo – o 60%, 30% i 0% maksymalnej mocy zasilania i jest przetwarzane przez przekaźnik. Instalacje ≤ 30 kWp nie wymagają odbiornika ze sterowaniem okrężnym, jeśli zasilanie jest stale ograniczane do 70% mocy znamionowej generatora.

1.3.4.4 Kompensacja mocy biernej

TAB zobowiązują operatora instalacji wytwórczej do zapewnienia określonego udziału mocy biernej. Jego współczynnik mocy cosϕ jest określany przez operatora sieci dystrybucyjnej, wyskalowany zgodnie z wielkością instalacji, punktem pracy i czasem taryfowym zasilania. Wynosi od 0,9 (przy niedowzbudzeniu) do 1. Za moc bierną pobieraną lub oddawaną z przekroczeniem tolerancji operator sieci dystrybucyjnej nalicza operatorowi instalacji opłaty na warunkach określonych w TAB. Wbudowane kondensatory do kompensacji mocy biernej muszą zawsze załączać się i wyłączać razem z instalacją wytwórczą, aby uniknąć pobierania lub oddawania pojemnościowej mocy biernej.

1.3.4.5 Wahania napięcia zasilania w sieci

Generalnie inne elementy i przyłącza sieciowe nie mogą być zakłócane przez pracę instalacji wytwórczej. Określając wartości graniczne dla zmiennych zakłócających, niektóre TAB powołują się na normę DIN EN 61000-2-2, podczas gdy inne określają własne wartości. Zgodność z wymaganiami operatora sieci wynika z deklaracji producenta lub własnych obliczeń operatora.

Poszczególne zmienne zakłócające dla których określa się wartości graniczne to:

- Skoki napięcia spowodowane włączeniem lub wyłączeniem instalacji wytwórczych lub dużych odbiorców,
- migotanie w punkcie przyłączenia do sieci,
- prądy harmoniczne i asymetrie napięcia między przewodami zewnętrznymi.

Ponadto niektóre TAB określają również wartości graniczne dla osłabienia sieciowych częstotliwości akustycznych dla odbiorników ze sterowaniem okrężnym.

Aby uniknąć negatywnego oddziaływania na sieć, w przypadku przekroczenia maksymalnej zarejestrowanej mocy zasilania, instalacja zostanie od niej odłączona.

1.4 Status konserwacji i zapewnienia jakości

1.4.1 Warunki gwarancji i rękojmi producenta

Większość elementów systemu fotowoltaicznego oprócz ustawowej rękojmi ma gwarancję producenta. Wiąże się ona z określonymi warunkami, wymagającymi nie tylko właściwej instalacji, ale także prawidłowej konserwacji urządzenia. Wymagania warunków gwarancji są zasadniczo spełniane, ponieważ ich nieprzestrzeganie skutkuje unieważnieniem gwarancji producenta.

Oprócz gwarancji producenta istnieje również gwarancja firmy instalatorskiej, która obowiązuje, w zależności od rodzaju umowy dwa (umowa kupna), cztery (VOB) lub pięć (umowa o dzieło) lat. Ponadto wiele firm instalatorskich świadczy również serwis pogwarancyjny.

Pojęcia rękojmi i gwarancji są stosowane na bardzo różne sposoby, czasami nieprawidłowo. Na przykład w niemieckim tłumaczeniu warunków gwarancji producent mówi o „rękojmi na moc" swoich produktów.

Warunki gwarancji dla poszczególnych elementów zostały omówione bardziej szczegółowo poniżej. Elementów DC nie uwzględniono, ponieważ udziela się na nie tylko dwuletniej gwarancji ustawowej. Wykazy producentów nie są wyczerpujące, ale przedstawiają kompleksowy przekrój rynku.

1.4.1.1 Moduły fotowoltaiczne

Zobowiązania producentów w okresie eksploatacji modułu są podzielone na trzy różne roszczenia z tytułu rękojmi i gwarancji.

Rękojmia ustawowa jest ważna 24 miesiące od dostarczenia modułu i obejmuje funkcjonalność i wygląd.

Ponadto wszyscy producenci modułów udzielają rękojmi lub gwarancji na produkt, która jest ważna przez 5 do 10 lat. Obejmuje ona wady produkcyjne i materiałowe, a także, u niektórych producentów, zbyt szybkie starzenie się produktu.

Gwarancja na moc ma zastosowanie, jeżeli moduł nie działa prawidłowo. Jeżeli liniowe lub stopniowane współczynniki degresji dla całego cyklu życia produktu nie zostaną osiągnięte, produkt jest wymieniany.

Okres gwarancji na zachowanie ponad 90% mocy modułu wynosi zazwyczaj 10 lat. Ponad 20 lat na moc na poziomie 80%. Coraz częściej producenci zapewniają liniową gwarancję mocy na okres do 30 lat przy założeniu jej spadku o 0,5–0,7% w skali roku [2].

Należy zauważyć, że w przypadku modułów słonecznych zawsze brane są pod uwagę tolerancje mocy (specyfikacja techniczna modułu). Ponadto stosuje się tolerancje pomiarowe, które utrudniają dochodzenie gwarancji mocy. Przy wykazanej tolerancji mocy modułu na poziomie ±3% i takiej samej tolerancji pomiarowej spadek mocy o ponad 10% można wykazać tylko wówczas, gdy wartość pomiarowa jest o ponad 16% niższa od mocy znamionowej. Tabela 1-11 zawiera przegląd warunków rękojmi i gwarancji różnych producentów.

W przypadku wszystkich trzech form rękojmi rekompensata jest zapewniana przez wymianę danego modułu, jego naprawę lub rekompensatę finansową w formie zwrotu wartości pozostałej lub wypłaty dochodów utraconych w wyniku niewystarczającej mocy. Niektórzy producenci pokrywają również koszty wymiany i transportu modułów.

Tabela 1-11: Kryteria warunków gwarancji i rękojmi producentów modułów

	Producent							
	1	**2**	**3**	**4**	**5**	**6**	**7**	**8**
Rodzaje gwarancji i czas trwania [w latach]								
Rękojmia ustawowa	2	2	2	2	2	2	2	2
Gwarancja/rękojmia na produkt	10	12	5	5	10	10	10	10
Gwarancja mocy	25	25	25	20	30	25	25	25
Korzystający z gwarancji								
Odbiorca końcowy	X	X			X		X	
Kupujący po raz pierwszy		X	X	X	X	X		X
Uszkodzenia								
Błędy materiałowe i wykończeniowe	X	X	X	X	X	X	X	X
Niewystarczająca moc/wydajność	X	X	X	X	X	X	X	X
Wady optyczne		X				X		
Świadczenia z tytułu rękojmi/gwarancji								
Produkt zamienny	X	X	X	X	X	X	X	X
Naprawy	X	X	X	X	X	X	X	X
Przejęcie kosztów wymiany	X	X	X	(X)		X		
Zwrot pozostałej wartości	X			X	X	X		X
Rekompensata z tytułu utraty dochodów na skutek niewystarczającej mocy/wydajności	X							X
Warunki								
Montaż zgodnie z instrukcją	X	X	X	X	X	X	X	X
Profesjonalny montaż	X	X	X	X	X	X	X	X
Normalne stosowanie	X	X	X	X	X	X	X	X
Regularna konserwacja	X		X		X	X		
Zastosowanie w pierwotnej instalacji	X			X	X		X	X
Wyłączenie odpowiedzialności w przypadku:								
Systemów wyspowych	X	X	X	X	X	X	X	X
Siły wyższej	X	X	X	X	X	X	X	X
Wandalizmu	X	X	X	X	X	X	X	X
Połączeń z innymi typami modułów	X	X	X	X	X	X	X	X
Przepięć, sprzężeń zwrotnych z sieci		X				X	X	X

Warunkiem prawa do dochodzenia roszczenia gwarancyjnego jest przede wszystkim użytkowanie modułu w sposób właściwy i zgodny z przeznaczeniem, a w szczególności przestrzeganie instrukcji montażu (patrz pkt. 2.3.1 Instrukcje instalacji producentów). W przypadku stwierdzenia niezgodności z instrukcją montażu lub powszechnie uznanymi zasadami techniki wszelkie roszczenia gwarancyjne wobec producenta wygasają i przechodzą na wykonawcę instalacji, pod warunkiem że istnieje jeszcze możliwość dochodzenia od niego roszczeń z tytułu rękojmi.

Około połowa producentów modułów wymaga odpowiedniej konserwacji instalacji dla zachowania roszczeń gwarancyjnych. Jednak prawie żaden z producentów nie precyzuje, co jaki czas należy przeprowadzać konserwację i jaki powinien być jej zakres. Tylko jedna z instrukcji montażu zaleca coroczne oględziny okablowania i system montażowego.

1.4.1.2 Falownik

W przeciwieństwie do modułów nie ma oddzielnej gwarancji mocy dla falowników. Niewystarczająca moc jest objęta gwarancją fabryczną, której ważność jest równoległa do dwuletniej rękojmi ustawowej i trwa od dwóch do siedmiu lat.

Ponadto niektórzy producenci oferują za dodatkową opłatą stopniowe przedłużenie gwarancji produktu do 25 lat. W przypadku roszczenia gwarancyjnego producent naprawia albo wymienia wadliwe urządzenie bez konieczności wypłacania rekompensaty.

Tabela 1-12: Kryteria warunków gwarancji i rękojmi na falowniki

	Producent								
	A	**B**	**C**	**D**	**E**	**F**	**G**	**H**	**J**
Kształty/maksymalny czas trwania [lata]									
Rekojmia	2	2	2	2	2	2	2	2	2
Gwarancja na produkt (ex works)	5	7	2	5,5	5	5	12	2,5*	5
Gwarancja na produkt dodatkowo płatna	20	25	20	-	-	20	-	-	-
Korzystający z gwarancji									
Odbiorca końcowy	X	X	X		X	X	X	X	
Kupujący po raz pierwszy				X					X
Uszkodzenia									
Wady materiałowe i wykonawcze	X	X	X	X	X	X	X	X	X
Niewystarczająca moc	X	X	X	X	X	X	X	X	X
Wady optyczne			X	X					
Świadczenia z tytułu rękojmi lub gwarancji									
Produkt zamienny	X	X	X	X	X	X	X	X	X
Naprawa	X	X	X	X	X	X	X	X	
Przejęcie kosztów wymiany	(X)	X	X	X	(X)		(X)	(X)	X
Zwrot pozostałej wartości							X		
Rekompensata z tytułu utraty dochodów na skutek niewystarczającej mocy/wydajności				X					

Warunki									
Montaż zgodnie z instrukcją	X			X	X	X	X	X	X
Profesjonalny montaż	X	X	X	X	X	X	X	X	X
Normalne stosowanie	X	X	X	X	X	X	X	X	X
Regularna konserwacja	X			X*	X	X	X		
Wyłączenie odpowiedzialności w przypadku:									
Siła wyższa	X	X	X	X	X	X	X	X	X
Przepięcie, sprzężenie zwrotne sieci	X	X	X	X	X	X		X	X
Naruszenia obowiązujących przepisów		X	X	X	X	X	X		X

Aby kupujący mógł skorzystać z gwarancji, falownik musi być profesjonalnie zamontowany i prawidłowo eksploatowany. Jednak nie wszyscy producenci odnoszą się do instrukcji montażu. Często powołują się tylko na obowiązujące przepisy, głównie z norm VDE. Wyłączeniu podlega odpowiedzialność odszkodowawcza z tytułu szkód powstałych na skutek siły wyższej i przepięć. Części eksploatacyjne, takie jak filtry lub warystory, są zwykle również wyłączone z gwarancji.

Wymagania konserwacyjne poszczególnych producentów są bardzo różne. Podczas gdy niektórzy nie nakładają żadnych wyraźnych warunków, inni po prostu wymagają „profesjonalnej eksploatacji" falownika. Inni z kolei wspominają nawet o konkretnych środkach, takich jak czyszczenie filtrów powietrza lub oględziny zacisków i określają, co jaki czas należy przeprowadzać konserwację.

1.4.1.3 Systemy montażowe

W przypadku systemów montażowych poza rękojmią ustawową powszechnie stosuje się dziesięcioletnią rękojmię na produkt (ex works). Jednak tylko więksi producenci publikują pełne warunki gwarancji. Zwykle szczegóły dotyczące gwarancji są publikowane w specyfikacjach technicznych danego systemu lub w krótkim certyfikacie gwarancyjnym. Gwarancja fabryczna obejmuje usterki związane z wadami materiałowymi i błędami produkcyjnymi i/lub w przypadku uszkodzenia zapewnia wymianę produktu lub naprawę. Koszty transportu zazwyczaj nie podlegają zwrotowi.

Tabela 1-13: Kryteria warunków gwarancji i rękojmi dla systemów montażowych

	Producent				
	I	**II**	**III**	**IV**	**V**
Formy/maksymalny czas trwania [lata]					
Rękojmia	2	2	2	2	2
Gwarancja na produkt (ex works)	**10**	**10**	10	15	10
Korzystający z gwarancji					
Odbiorca końcowy	X		X		X
Kupujący po raz pierwszy		X		X	
Szkody					
Wady materiałowe i wykonawcze	X	X	X	X	X
Wady optyczne					

Świadczenia z tytułu gwarancji lub rękojmi					
Produkt zamienny	X	X	X	X	X
Naprawa		X			X
Przejęcie kosztów wymiany					
Zwrot pozostałej wartości					
Rekompensata z tytułu utraty dochodów na skutek niewystarczającej mocy/wydajności					

Roszczeń gwarancyjnych można dochodzić tylko wówczas, gdy montaż został przeprowadzony przez posiadającą odpowiednie kwalifikacje firmą instalatorską zgodnie z instrukcją. Ponadto należy spełnić specjalne warunki w zakresie statyki. Niektóre warunki gwarancji odnoszą się tutaj do normy DIN 1055 (patrz normy 2.3.2, przepisy i wytyczne). Demontaż systemu montażowego lub jego części do wykorzystania w innej instalacji nie jest wyraźnie wykluczony, pod warunkiem spełnienia wymagań statycznych. Większość producentów wymaga regularnej konserwacji systemu w celu zachowania gwarancji. Nie precyzują jednak, co jaki czas należy przeprowadzać konserwację oraz jakimi konkretnie metodami.

1.4.2 Instytucje zajmujące się zapewnianiem jakości i konserwacją

Oprócz producentów elementów fotowoltaicznych istnieje wiele innych instytucji i podmiotów zajmujących się zapewnianiem jakości instalacji fotowoltaicznych. Z jednej strony istnieją przepisy normatywne dotyczące zapewnienia jakości przez producentów, dystrybutorów i firmy instalatorskie. Ponadto stowarzyszenia branżowe i zawodowe, a także niezależne instytuty badawcze oferują dla chętnych certyfikaty i szablony dokumentacji.

1.4.2.1 Zapewnienie jakości komponentów

Pierwszym krokiem w zapewnieniu jakości jest kontrola jakości prowadzona przez producenta na etapie produkcji. Wymogi normatywne obejmują m.in. ISO 2859 Procedury kontroli wyrywkowej na podstawie wadliwych jednostek i błędów (kontrola atrybutów) i ISO 3951 Procedura badania próbek metodą ilościową”(badanie zmienne). Pierwsza odnosi się do cech kontrolnych o charakterze atrybutu, natomiast druga dotyczy stałych właściwości produktu.

Oba opisują procedury bieżącej kontroli jakości na etapie produkcji i wyjścia towarów oraz określają wielkość i zakres próbki. Na podstawie tych norm również pośrednicy opracowali własne procesy zapewniania jakości.

Zgodność z normami jakości może być monitorowana na zasadzie dobrowolności przez niezależne instytuty badawcze. Na przykład TÜV Rheinland oferuje certyfikację „Power Controlled” dla producentów modułów. Warunkiem wstępnym wydania certyfikatu jest wysoki standard zapewnienia jakości ze szczególnym uwzględnieniem zgodności z tolerancjami wydajności dla modułów. Z oferty korzysta kilku znanych producentów modułów w Niemczech i za granicą.

Inne instytuty, które przeprowadzają niezależne kontrole jakości komponentów w Niemczech, to Fraunhofer ISE, VDE, PI-Berlin, a wśród podmiotów międzynarodowych można wymienić np. Ispra, UL lub JET.

W celu dalszej poprawy jakości modułów fotowoltaicznych i ich oceny na farmie słonecznej w latach 2013–2017 Sunnyside upP, ISC Konstanz, RWTH Aachen, Solarfabrik i TÜV Rheinland zrealizowali wspólny projekt badawczy. Został on finansowany ze środków Federalnego Ministerstwa Gospodarki i Energii (BMWi) na podstawie uchwały Bundestagu pod kodem finansowania 0325588D.

1.4.2.2 Zapewnienie jakości montażu i badania akceptacyjne

Co najmniej tak samo ważne jak jakość użytych komponentów jest prawidłowe wykonanie montażu przez firmę instalatorską. Reklamacje użytkowników końcowych w równym stopniu dotyczą nieprawidłowo wykonanych prac montażowych co wad elementów instalacji, skutkujących zdarzeniami szkodowymi, w tym pożarami. Widać to na przykładach omówionych w rozdziale 3.3 Analiza uszkodzeń i zdarzeń pożarowych w systemach PV.

Jeżeli wady montażowe zostaną wykryte w odpowiednim czasie, powstałe szkody zostaną objęte gwarancją firmy instalatorskiej. Jeśli ta już wygasła, użytkownik końcowy musi ponieść koszty szkody.

Norma DIN 62446 (VDE 0126-23) podaje specyfikacje dotyczące odbiorów technicznych, dokumentacji i konserwacji systemów PV (patrz rozdział 5.5). Stosowanie normy pozwala na wykrycie wad w instalacji przed jej odbiorem i zareagowanie na ewentualne późniejsze uszkodzenia w najlepszy możliwy sposób. Norma ta nie odnosi się jednak do instalacji ze zintegrowanym systemem magazynowania energii. Dokumentację opracowuje wykonawca instalacji i przekazuje ją użytkownikowi końcowemu podczas odbioru technicznego. Zawiera ona schemat elektryczny, specyfikacje techniczne wszystkich użytych elementów oraz instrukcje obsługi i konserwacji.

Schemat elektryczny składa się ze szkicu całego systemu aż do punktu przyłączenia do sieci. Zawiera informacje o poszczególnych elementach – ich producencie, m.in. oznaczeniu typu, rozmiarze łańcucha, prądzie znamionowym i napięciu, położeniu i dostępności. W instrukcji dotyczącej dalszego użytkowania systemu właściciel jest informowany o postępowaniu na wypadek awarii systemu lub awaryjnego wyłączenia, a także o stanie systemu i przysługujących mu roszczeniach gwarancyjnych. Instalator ma również możliwość pozostawienia instrukcji konserwacji.

W odniesieniu do odbiorów technicznych norma DIN EN 62446 uzupełnia obowiązującą dla wszystkich instalacji elektrycznych (niskiego napięcia) normę IEC 60364-6 *Budowa instalacji niskiego napięcia – Część 6: Badania* (niemieckie wdrożenie DIN VDE 0100-600).

Badanie podzielono w niej na kontrolę, pomiary i testy. Kontrola obejmuje oględziny instalacji na podstawie określonych w normie kryteriów oraz weryfikację zgodności wszystkich części z normami bezpieczeństwa. Testowanie i pomiary uwzględniają wszelkie dalsze badania funkcjonalności i bezpieczeństwa instalacji, w szczególności stosowanie metod pomiarowych opisanych przez normę. DIN EN 62446 wyjaśnia te ogólne wymagania w przypadku instalacji fotowoltaicznej i odpowiednio rozszerza kryteria badania IEC 60364-6.

Aby ułatwić poruszanie się po dokumentacji systemu oraz zapewnić jej jakość, wiele stowarzyszeń wydało szablony formularzy, takie jak „paszport PV" (patrz Dodatek c: Paszport instalacji fotowoltaicznej).

Innym dokumentem zapewniającym jakość jest *RAL – wymagania dotyczące jakości i badania instalacji fotowoltaicznych* (RAL GZ-966), które podsumowują obowiązujące zasady techniczne dotyczące wykonawstwa i eksploatacji systemów fotowoltaicznych oraz służą jako wzór dla technicznych warunków dostawy. Obejmują one katalog wymagań dotyczących produkcji elementów, a także planowania, wykonawstwa i konserwacji całych systemów. Tym samym nie tylko odzwierciedlają one obecny stan normalizacyjny, ale pod pewnymi względami doprecyzowują niektóre kwestie. Korzystanie z RAL GZ-966 w umowach na dostawy wiąże się z kosztami po stronie wykonawcy i wymaga certyfikacji wydanej przez stowarzyszenie na rzecz jakości RAL. W celu uzyskania tego certyfikatu firma musi przejść

wstępne badanie, a następnie ponownie poddawać się badaniom w odstępach dwuletnich, w ramach których oceniana jest możliwość zachowania zgodności z przepisami RAL GZ-966.

Różne instytuty, placówki badawcze i eksperci świadczą usługi kwalifikacyjne dla elektrowni fotowoltaicznych. Zaletą takiej usługi jest to, że podczas montażu instalacji i jej odbioru przeprowadzana jest kontrola jakości przez niezależny podmiot.

Ponadto zapewnieniu wysokiej jakości montażu służą oferty certyfikacji firm instalacyjnych (np. przez TÜV Rheinland) lub ekspertów w dziedzinie fotowoltaiki (np. przez VDS).

1.4.2.3 Konserwacja

Ogólne instrukcje konserwacji instalacji niskiego napięcia są określone w normie DIN VDE 0105-100 *Eksploatacja instalacji elektrycznych – Część 100: Ustalenia ogólne*. Kontrola instalacji musi być przeprowadzana w odpowiednich odstępach czasu, tak by wykryto pogorszenie warunków bezpieczeństwa, zanim dojdzie do obrażeń u ludzi i szkód materialnych.

Podobnie jak w przypadku odbioru technicznego przewidziano różne środki oględzin, testowania i pomiaru, ale nie są one obowiązkowe, choć powinny być stosowane w taki sposób, aby zapobiec pogorszeniu bezpieczeństwa instalacji. Kontrola instalacji fotowoltaicznych jest regulowana w normie DIN EN 62446, która przytacza zakres odbioru technicznego jako miarodajny dla kontroli. Należy również przestrzegać zaleceń dotyczących konserwacji i czyszczenia, które są zawarte w dokumentacji instalacji. W normie nie określono jednak, co jaki czas należy przeprowadzać kontrole. Aby wypełnić tę lukę, obecnie prowadzone są prace nad rozszerzeniem normy DIN VDE 0100-712, w której może znaleźć się zalecenie, że czas, co jaki należy przeprowadzać konserwację, wynosi od 2 do 4 lat.

Kilka dokumentów dotyczących warunków gwarancji, w szczególności w przypadku falowników, zawiera również wzmiankę o środkach konserwacji (patrz rozdział 2.4.1 Warunki gwarancji i rękojmi producenta).

Podczas gdy w innych krajach, takich jak Szwajcaria, okresy międzyobsługowe instalacji wytwarzających energię elektryczną (w tym instalacji fotowoltaicznych) są określone przez ustawodawcę, w Niemczech istnieją tylko zalecenia ubezpieczycieli, normy i wytyczne. Wyjątki w pojedynczych przypadkach stanowią wiążące porozumienia między inwestorami i operatorami.

Regularna konserwacja stanowi warunek niezakłóconej i bezpiecznej pracy instalacji. Wadliwe elementy lub nieprawidłowy montaż, czynniki środowiskowe i ogólne procesy starzenia mogą prowadzić do jej lokalnego przegrzania w czasie pracy, a w najgorszym przypadku do powstania łuku elektrycznego.

1.4.3 Wymagania ustawodawców i instytucji (VDS, GDV, BSW)

Należy przestrzegać przepisów odnośnego kodeksu budowlanego danego landu wraz z odpowiednimi wymogami. Dotyczy to w szczególności dostępności dachu na potrzeby akcji gaśniczej oraz wymogów konstrukcyjnych w zakresie ochrony przeciwpożarowej. Odbiór techniczny i przyłączenie instalacji do sieci odbywa się zgodnie z normą VDE AR 4105 i i rozporządzeniem AVBEltV.

Niemiecki Związek Ubezpieczycieli (GdV) we współpracy ze Stowarzyszeniem Ubezpieczycieli Nieruchomości (VdS) opracowuje wytyczne dla instalacji i produktów. Te dyrektywy VdS obejmują zasadniczo środki ochrony osób, mienia i budynków podejmowane w ramach profilaktyki szkód. Przewodnik techniczny dotyczący instalacji fotowoltaicznych VdS 3145 z 07/2011 zawiera informacje na temat wyboru, planowania, wykonawstwa i eksploatacji systemów fotowoltaicznych przyłączonych do sieci

Przedstawiają punkt widzenia ubezpieczycieli oraz odnoszą się do celu, jakim jest uniknięcia lub zminimalizowanie przerw eksploatacyjnych, pożarów i uszkodzeń. Wytyczne VdS 2010 *Ochrona odgromowa i przeciwprzepięciowa zorientowana na ryzyko* określają klasy ryzyka i ochrony odgromowej i przeciwprzepięciowej. Dyrektywa VdS 2025 zawiera wytyczne dotyczące planowania, wymiarowania, wykonawstwa i eksploatacji instalacji elektrycznych.

Federalne Stowarzyszenie Energetyki Słonecznej (BSW) wraz z Centralnym Stowarzyszeniem Niemieckich Rzemiosł Elektrycznych i Informatycznych (ZVEH) opracowało paszport dla systemów fotowoltaicznych – www.photovoltaik-anlagenpass.de. Składa się on przede wszystkim z wielostronicowego formularza i protokołu odbioru, za pomocą którego odbiór i dokumentacja mogą być przeprowadzane profesjonalnie, i wskazuje, które wytyczne powinny być przestrzegane w planowaniu i montażu instalacji (patrz również: załącznik 8 oraz dodatek C).

2 Łuk elektryczny: uwarunkowania fizyczne i problematyka DC

Łuki elektryczne to prądy plazmowe, które od pewnej wielkości mogą być postrzegane jako lśniące (migoczące) światło w kształcie łuku z typowymi trzaskającymi hałasami o określonej wielkości. Temperatura łuku może osiągnąć kilka tysięcy stopni.

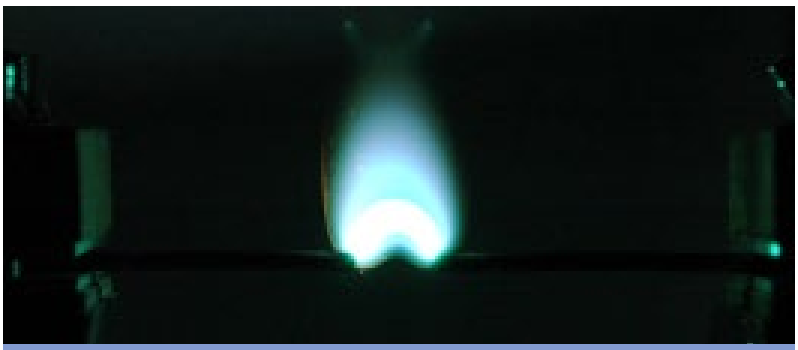
Podczas gdy łuki prądu zmiennego mają właściwości samogasnące ze względu na przekraczanie napięcia i przejścia prądu przez zero, łuki prądu stałego mogą palić się stabilnie, co wiąże się ze szczególnym zagrożeniem pożarowym.

Wszystkim łukom elektrycznym towarzyszy szum elektryczny o wysokiej częstotliwości, który może być rejestrowany w przewodzie, a także poprzez wykrywacze fal elektromagnetycznych. Istnieje przy tym różnica pomiędzy charakterystyką łuku elektrycznego prądu stałego występującego np. w polu generatora fotowoltaicznego a charakterystyką łuku elektrycznego w obwodzie prądu przemiennego. Zostanie to szczegółowo wyjaśnione poniżej.

2.1 Definicja i właściwości łuku elektrycznego

Łuk elektryczny jest wyładowaniem elektrycznym w gazie między dwiema elektrodami, w którym różnica potencjału elektrycznego zapewnia nagłą jonizację i umożliwia stały przepływ prądu.

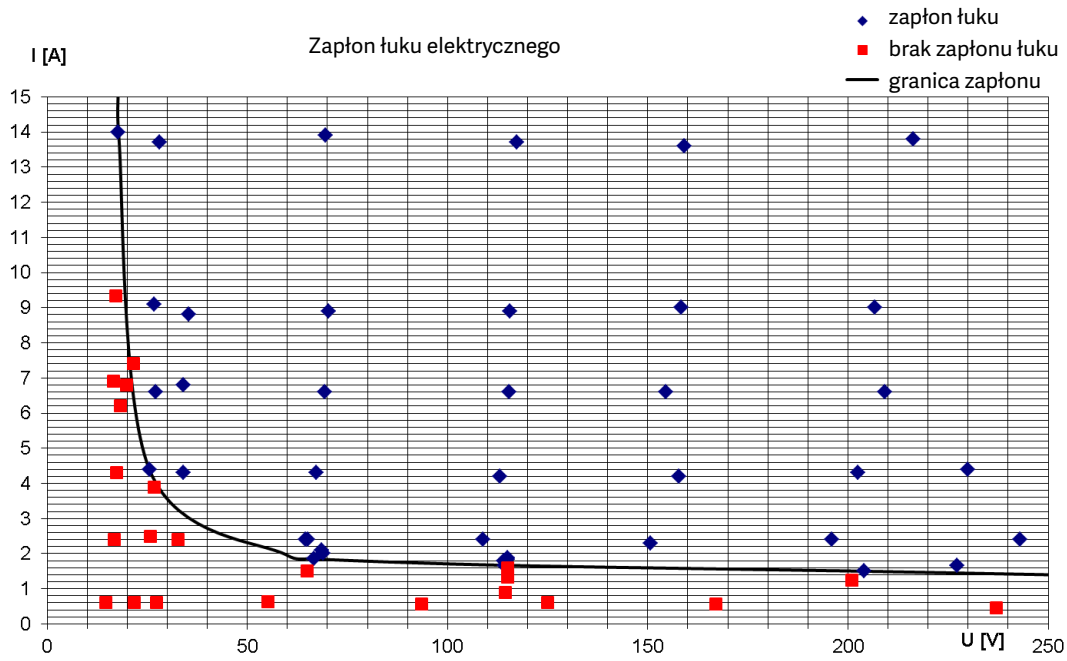
Powyżej określonej temperatury z azotu w powietrzu powstaje plazma przewodząca. Ten stan można uzyskać np. wówczas, gdy zestyk, przez który przepływa prąd elektryczny, jest rozciągnięty. Jeśli siła dociskowa zestyków zmniejszy się, zwiększa się rezystancja obwodu zestyku. Dochodzi do punktowego topienia się, a następnie wrzenia materiału zestyku. Ostatecznie, dochodzi do wybuchu pozostałości metalowego mostka. Powstałe w ten sposób pary metalu prowadzą do pojawienia się łuku elektrycznego, który może przejść w stabilny łuk wyładowczy gazu, jeśli prąd i napięcie są wystarczająco wysokie [3].



Rysunek 2-1: Stabilny łuk DC między elektrodami miedzianymi Zdjęcie: TÜV Rheinland.

Aby powstał stabilny, swobodnie płonący łuk elektryczny, potrzebne jest wystarczające napięcie. Napięcie takiego łuku składa się ze spadku katodowego, spadku anodowego i zależnego liniowo od długości łuku spadku kolumnowego. Minimalne napięcie dla (skrajnie krótkiego) łuku składa się ze spadku anodowego i katodowego; łuk elektryczny nie powstanie przy niższym napięciu.

Wartość zarówno minimalnego napięcia, jak i minimalnego natężenia prądu potrzebnego do powstania łuku zależy od materiału, z jakiego wykonane są elektrody. Zgodnie z doniesieniami w literaturze dla miedzi wynosi ona odpowiednio 13 V lub 0,4 A [4]. Pomiary przeprowadzone w TÜV Rheinland potwierdziły ten rząd wielkości [5]:



Rysunek 2-2: Granice zapłonu łuku elektrycznego, określone na bazie elektrod miedzianych
Źródło: TÜV Rheinland.

Łuk emituje bardzo jasne światło – zarówno w zakresie widzialnym, jak i UV, które może być szkodliwe dla oczu. Sam łuk charakteryzuje się ekstremalnie wysokimi temperaturami do ponad 10 000 K [6]. Dlatego łatwo może dojść do wywołania pożaru otaczających elementów.

Silny przeskok ładunku elektrycznego wytwarza bardzo głośny hałas spowodowany ucieczką powietrza z prędkością naddźwiękową z tworzącego się kanału pomiędzy dwoma elektrodami. Towarzyszący temu dźwięk jest porównywalny do grzmotu podczas burzy. Ponadto nagła ekspansja gorącego powietrza powoduje rozprzestrzenianie się fali ciśnienia. Z drugiej strony zwarcie łukowe o wartości natężenia prądu kilku amperów powoduje tylko słaby trzask i brak zauważalnej różnicy ciśnień.

Łuk, zarówno między przewodami, jak i powietrzny, emituje promieniowanie elektromagnetyczne o częstotliwościach z zakresu MHz. Niestety nie istnieje charakterystyczne widmo dla wszystkich typów łuków, na podstawie którego można w każdych warunkach jednoznacznie zidentyfikować łuk elektryczny w instalacji fotowoltaicznej. Identyfikacji takiej można jednak dokonać na podstawie pewnych wspólnych właściwości tych widm metodą opisaną w rozdziale 5.3.5 Wykrywanie łuków elektrycznych.

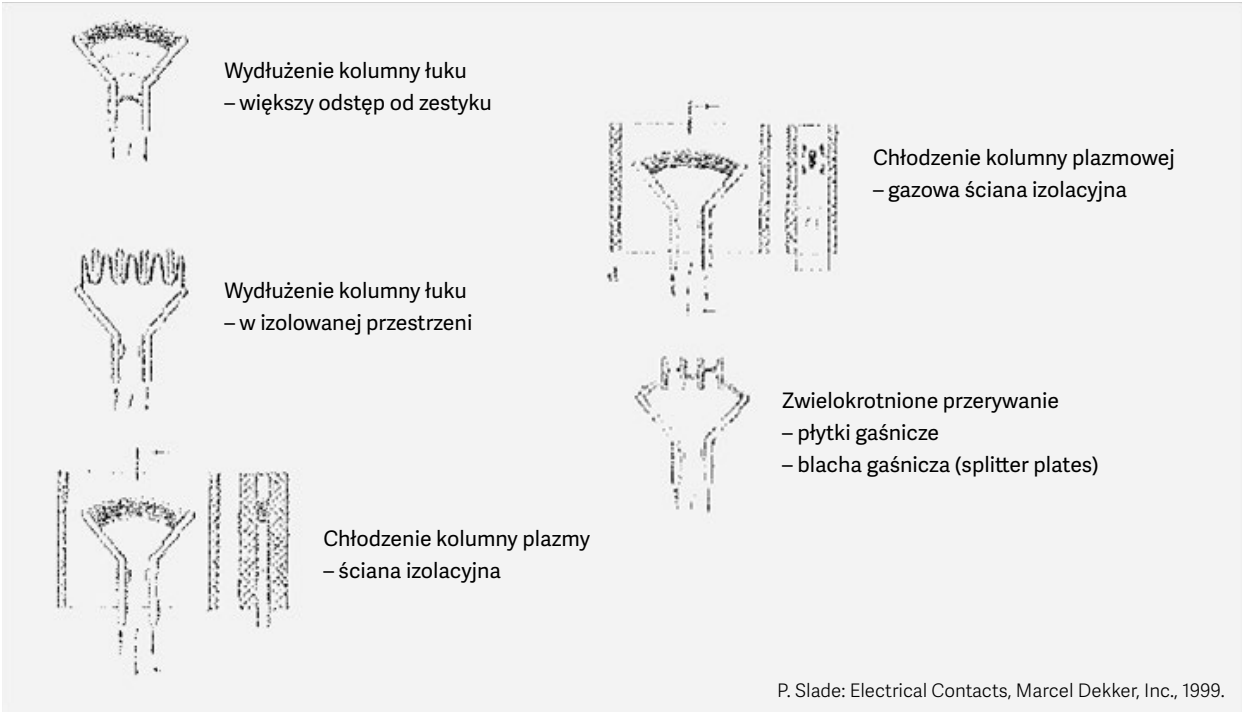
2.2 Gaszenie łuku elektrycznego

Zadaniem urządzenia do gaszenia łuków elektrycznych jest zwiększenie energii wymaganej do utrzymania łuku w stabilnym zakresie. Ma to na celu przerwanie jego ścieżki.

Z reguły jest to realizowane poprzez zwiększenie wymaganego napięcia łuku. W konwencjonalnych elementach przełączających stosuje się następujące środki:

- przedłużenie kolumny łuku elektrycznego,
- chłodzenie łuku elektrycznego,
- wywieranie ciśnienia na łuk elektryczny,
- dzielenie łuku na kilka mniejszych.

Rysunek 2-3 pokazuje schematycznie, w jaki sposób środki te mogą być stosowane w urządzeniu do gaszenia łuku.



Rysunek 2-3: Różne możliwości gaszenia łuku elektrycznego [4]

2.2.1 Zwarcia łukowe w instalacjach prądu przemiennego i prądu stałego

Przesył i dystrybucja energii elektrycznej odbywają się głównie z zastosowaniem instalacji prądu przemiennego. Prąd przemienny charakteryzuje się okresową zmianą kierunku przepływu prądu. Zjawisko to poprawia bezpieczeństwo instalacji elektrycznych w kwestii występowania łuków elektrycznych.

Gdy napięcie lub natężenie prądu przemiennego zbliżają się do punktu przejścia przez wartość zerową, w przypadku powstania łuku elektrycznego nie dochodzi do przekroczenia poziomów natężenia i napięcia wymaganych do utrzymania łuku, co powoduje jego wygaszenie.

Ponowny zapłon przy kolejnym wzroście napięcia występuje raczej rzadko, ponieważ napięcie potrzebne do tego jest znacznie wyższe niż to, które niezbędne jest do utrzymania łuku elektrycznego.

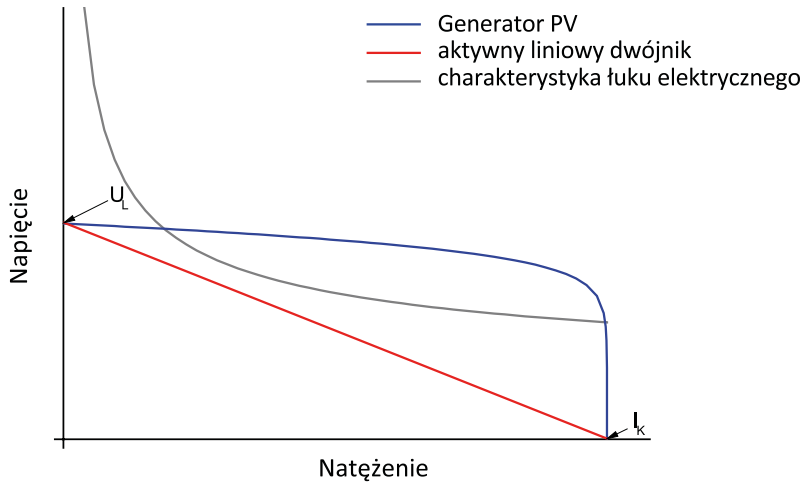
Ponieważ ścieżka łuku jest nadal częściowo zjonizowana i ogrzewana przez wcześniejsze łuki, a także z uwagi na to, że istnieje możliwość występowania prądów pełzających wzdłuż odcinków, w których doszło do uszkodzenia izolacji, w niekorzystnych przypadkach możliwy jest jednak ponowny przeskok. Mamy wtedy do czynienia z łukiem przerywanym, który dwa razy na cykl prądu gaśnie przez krótki czas, aby ponownie się zapalić, gdy znów powstanie wystarczające napięcie.

Sytuacja jest inna w przypadku systemu DC, jak to ma miejsce w przypadku modułów fotowoltaicznych, począwszy od okablowania modułów i rozkładu łańcuchów instalacji fotowoltaicznej, aż po falownik. Nie ma tu żadnego przejścia przez wartość zerową. Łuki elektryczne utrzymują się i mogą palić się stabilnie, o ile wartości napięcia i natężenia są wystarczające do ich utrzymania. Może to trwać dłuższy czas, nawet do kilkudziesięciu minut.

Ponieważ łuki DC nie są przerywane, ale stale się palą, ich promieniowanie ma inną charakterystykę niż łuki prądu przemiennego. W związku z tym łuki prądu przemiennego i stałego niekoniecznie można wykryć przy użyciu tych samych metod.

2.2.2 Charakterystyka łuku elektrycznego przy różnych źródłach prądu stałego

Jeżeli łuk elektryczny jest zasilany ze źródła energii, charakterystyka U-I generatora i granica zajarzenia łuku (patrz Rysunek 2-2) przecinają się. Rysunek 2-4 pokazuje granicę zapłonu łuku dla ustalonego odstępu między elektrodami z charakterystyką generatora fotowoltaicznego i aktywnego liniowego dwójnika (źródło napięcia z oporem wewnętrznym) o identycznym napięciu jałowym i prądzie zwarciowym. Widać wyraźnie, że charakterystyka generatora fotowoltaicznego przecina granicę zajarzenia się łuku elektrycznego. Porównanie charakterystyki aktywnego liniowego dwójnika z granicą zajarzenia się łuku elektrycznego pokazuje natomiast, że nie dochodzi do ich przecięcia. Odstęp elektrod jest zbyt duży, aby utrzymać napięcie łuku przy danej rezystancji.



Rysunek 2-4: Charakterystyka U-I aktywnego liniowego dwójnika i generatora fotowoltaicznego oraz granicy zajarzenia łuku elektrycznego ze stałym odstępem między stykami (schemat)

W rezultacie łuki elektryczne w instalacjach fotowoltaicznych mogą palić się dłużej oraz przy mniejszych odstępach między stykami w porównaniu do konwencjonalnych systemów DC. Dzieje się tak dzięki obecności generatora posiadającego właściwości typowe dla źródła prądu. Ponadto rozdzielnice zaprojektowane dla konwencjonalnych źródeł prądu stałego niekoniecznie muszą wyłączać generator fotowoltaiczny o takich samych parametrach (Isc, Uoc).

Podsumowanie

Łuk elektryczny to wyładowanie gazu (plazma) między dwiema elektrodami, spowodowane gwałtowną jonizacją, która umożliwia przepływ prądu w zależności od materiału i obecności minimalnych wartości natężenia i napięcia. W systemach prądu stałego zjawisko to nie zanika samoczynnie.

Szczególna charakterystyka generatora fotowoltaicznego sprzyja utrzymywaniu się łuków elektrycznych w instalacjach PV w przypadku ich awarii. Problem łuku elektrycznego w odniesieniu do ryzyka pożarowego zasługuje zatem na szczególną uwagę.

3 Bezpieczeństwo i jakość instalacji fotowoltaicznych – zagrożenia i błędy

Oprócz cech konstrukcyjnych (np. odległości) kluczowe znaczenie dla powstawania i rozprzestrzeniania się ognia mają właściwości materiałowe elementów instalacji. O prędkości rozprzestrzeniania się, a ostatecznie następstwach pożaru, decydują tutaj różne czynniki, takie jak odporność materiałów na oddziaływanie płomienia, podtrzymywanie palenia się lub tlenia, czy też możliwe płonące krople wydostające się z poszczególnych części. Ponieważ moduł fotowoltaiczny w znacznym stopniu zbudowany jest z materiałów polimerowych, to ich właściwości mają szczególny wpływ na charakterystykę pożarową.

W ramach projektu badawczego zbadano dwa różne scenariusze powstania pożaru w instalacjach fotowoltaicznych:

1. Pożar wewnątrz budynku lub na budynku i jego przeniesienie się na zamontowaną instalację fotowoltaiczną.
2. Instalacja fotowoltaiczna będąca przyczyną pożaru wskutek jej przegrzania i przepalenia lub powstania łuku w wadliwych punktach styku w module (lub innych elementach) – uszkodzenia te przeanalizowano w rozdziale 3.3.

Ocena i wymagania dotyczące właściwości materiału w tych scenariuszach częściowo się różnią. Bez względu na te różnice materiały zawsze powinny w jak największym stopniu spełniać wszystkie wymagania.

Podczas gdy rozdział 3.1 dotyczy właściwości modułu fotowoltaicznego w odniesieniu do odporności na ogień ze źródła zewnętrznego, w rozdziale 3.2 przeanalizowano ryzyko łuku elektrycznego w instalacji fotowoltaicznej, a rozdział 3.3 przedstawia wyniki szczegółowej analizy faktycznych przypadków uszkodzeń w efekcie przegrzania i pożarów instalacji fotowoltaicznych, które miały miejsce w ostatnich latach w Niemczech.

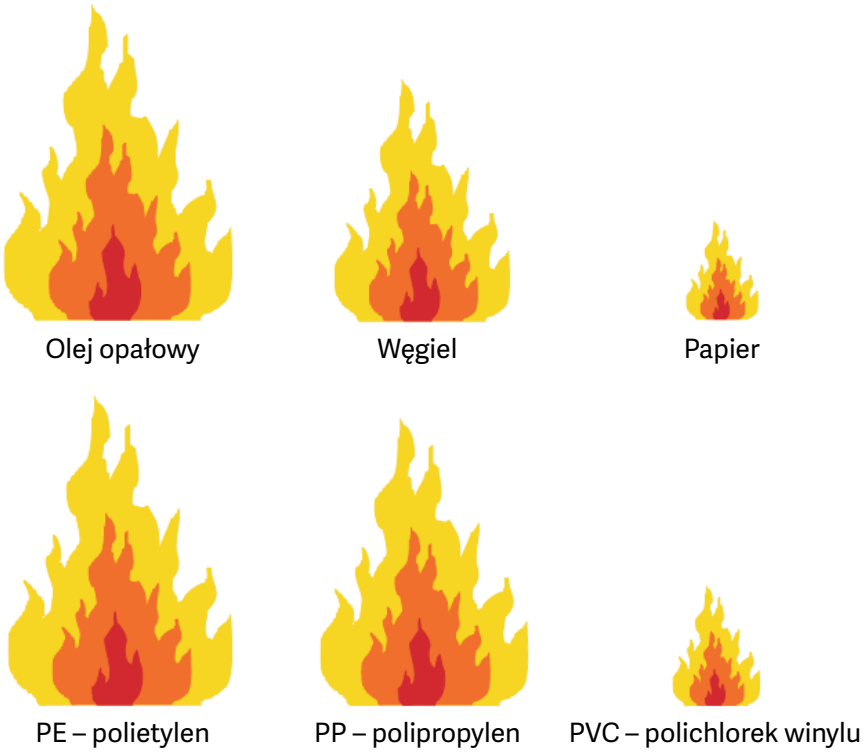
Wymagania i rozwiązania w zakresie zapobiegania pożarom w instalacji fotowoltaicznej, w szczególności z powodu łuków elektrycznych, opisano w rozdziałach 3.5 i 3.6.

3.1. Zachowanie modułów podczas pożaru

Poszczególne elementy instalacji fotowoltaicznej są palne ze względu na zawarte w nich polimery. W rozdziale 4.6 opisano przede wszystkim skład modułów fotowoltaicznych stosowanych w większości instalacji fotowoltaicznych w Niemczech. Odsetek polimerów w modułach krystalicznych grubowarstwowych szklano-foliowych (c-Si) wynosi 5–10% [7], [8], [9]. W przeliczeniu na masę jest to ok. 600–1200 g/m^2. Udział ten dotyczy w dużej mierze materiału laminującego (folia EVA) i warstwy spodniej (PET/PVF). Ponadto stosuje się różne kleje i uszczelniacze, a także materiały izolacyjne w skrzynkach przyłączeniowych, kablach przyłączeniowych i złączach.

Przy zakładanej powierzchni wynoszącej 50 m^2 (ok. 38 modułów standardowych, ok. 9 kWp) w samych modułach zawartych jest do 60 kg polimerów. Inne polimery znajdują się w przewodach łańcuchowych, skrzynkach przyłączeniowych lub falownikach.

Polimery wytwarzają z reguły ciepło spalania, którego wartość, zgodnie z publikacją VDS [10], w przypadku np. polietylenu jest analogiczna do oleju opałowego (PE: 46 MJ/kg > olej opałowy: 43 MJ /kg), co przedstawiono na poniższym rysunku.



Rysunek 3-1: Ciepło spalania różnych polimerów w porównaniu z konwencjonalnymi paliwami opałowymi [10]

W przypadku pożaru z udziałem instalacji fotowoltaicznej charakterystyka pożarowa użytych polimerów i ich zawartość w masie elementów mają istotne znaczenie dla rozwoju i rozprzestrzeniania się pożaru.

3.1.1 Badania ogniowe (odporność na ogniе lotne i ciepło)

Moduły fotowoltaiczne, które są częścią dachu (zintegrowane z budynkiem moduły fotowoltaiczne, BIPV), bada się w Niemczech tak samo jak pokrycia dachowe. Zasadniczo dachy muszą być wystarczająco odporne zarówno na ogień z zewnątrz, jak i promieniowanie cieplne. Moduły fotowoltaiczne będące częścią dachów muszą spełniać te wymagania. Istnieją różne metody badań, za pomocą których można oceniać zachowanie się dachów podczas oddziaływania pożarów zewnętrznych lub wewnętrznych. W normie DIN VDE 0126-21 *Fotowoltaika w budownictwie* określono szczególne wymagania dla modułów BIPV. Ponadto DIBt w swoim dokumencie z 2012 r. odnosi się do konieczności wprowadzenia ogólnego świadectwa kontroli budynku (abP) przez nadzór budowlany, który obejmowałby testy zgodne z normami EN 13501-5 (ENV 1187-1) i DIN 4102-7 dla modułów fotowoltaicznych zintegrowanych z dachem.

Moduły PV zabudowanej na konstrukcji wsporczej są montowane na zewnątrz przegród budowlanych obiektu (na tzw. „dachach twardych”[1]) nie podlegają żadnym specjalnym wymaganiom budowlanym w odniesieniu do odporności na ogniе lotne i promieniowanie cieplne, jednakże w zakresie palności powinny spełniać wymagania dla grupy materiałów tzw. normalnie zapalnych zgodnie z DIN EN ISO 11925-2 z EN 13501-1, klasa reakcji na ogień E, według wymagań państwowych przepisów budowlanych.

[1] W wielu standardach stosowane jest pojęcie określające typ przekrycia dachu jako „dach twardy”. Jest to pokrycie dachu, które jest zdefiniowane zgodnie z DIN 4102-4. Zgodnie ze standardem pokrycie dachu musi być odporne na tak zwane promieniowanie cieplne, a także na lotne ognie. Lotne ognie nie odnoszą się do iskier, ale do małych płonących cząstek (np. płonące wióry drewna). Nawet jeśli te cząstki osiądą na powierzchni dachu, nie mogą one spowodować pożaru. Twardy dach może być pokryty różnymi materiałami, których właściwości uniemożliwiają ich zapalenie się nawet przy silnym źródle ognia. Najczęstsze to dachówki ceramiczne, cementowe lub inne materiały niepalne.

Rozdział 1.3.2 określa ogólne wymagania normatywne dla modułów fotowoltaicznych. Szczegółowy opis badań pożarowych modułów fotowoltaicznych prowadzonych w Niemczech i za granicą, w tym stosowane w nich kryteria oceny, zawarto w sprawozdaniu z badań naukowych BAM z 2014 r. [11]. W badaniach laboratoryjnych oceniono reakcję na ogień, w tym emisję substancji toksycznych z modułów fotowoltaicznych.

W laboratorium ogniowym zbadano również trzy z najczęściej występujących typów modułów. Zaobserwowana charakterystyka pożarowa została opisana poniżej. Tematykę związaną z emisją substancji szkodliwych przedstawiono szczegółowo w rozdziale 4.6.

3.1.2 Palność i rozprzestrzenianie się ognia

Z przeglądu rynku opublikowanego przez firmę Photon w 2012 r. (patrz rozdz. 4.6.3) wynika, że udział w rynku PV modułów krystalicznych, będących zdecydowanie dominującą technologią, utrzymuje się na względnie stałym poziomie od 80% do 90%, podczas gdy udział wszystkich technologii cienkowarstwowych wynosi od 10% do 20% (z tendencją spadkową w ostatnich latach). W laboratorium ogniowym Currenta wykonano trzy serie doświadczeń z udziałem następujących technologii:

- c-Si (krystaliczny moduł grubowarstwowy, laminat szklano-foliowy),
- CIS (moduł cienkowarstwowy na bazie półprzewodników cezowo-indowo-selenowych, laminat szklano-foliowy),
- CdTe (moduł cienkowarstwowy na bazie półprzewodników tellurku kadmu, laminat szkło-szkło), (patrz rozdział 4.6.6).

Odwzorowano nachyloną instalację solarną równoległą do dachu (nachylenie pod kątem 23°) z ogniem rozprzestrzeniającym się od spodu modułu (scenariusz powstawania pożaru: wpływ pożaru więźby dachowej). Metodę zastosowaną w doświadczeniu i jego przebieg opisano szczegółowo w rozdziale 4.6.6.1. Wyniki można znaleźć w Załączniku IX.

Doświadczenia przeprowadzono pod wyciągiem, zgodnie z normą ISO 9705, przy przepływie powietrza rzędu ok. 1 m^3/s. W celu opisania charakterystyki pożarowej mierzono następujące parametry:

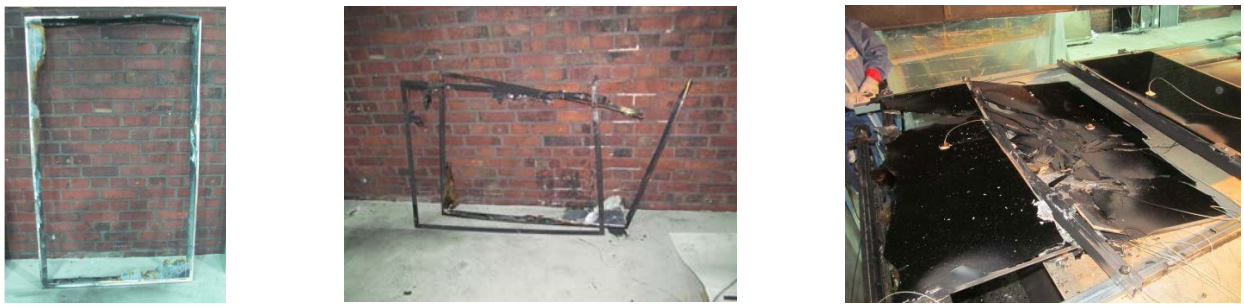
- szybkość wydzielania ciepła,
- szybkość wydzielania dymu,
- wartości temperatury na przedniej i tylnej części modułu,
- utratę masy modułów i masy resztek popożarowych,
- zniszczoną powierzchnię modułu.

Pożar symulowano przy zastosowaniu dwóch różnych palników o mocy 25 kW i 150 kW.

W doświadczeniach z mocą palnika 25 kW we wszystkich trzech typach modułów uszkodzenia wystąpiły tylko miejscowo i miały charakter głównie powierzchniowy.

Rysunek 3-2: Uszkodzenia wywołane palnikiem o mocy 25 kW, po lewej: c-Si, środek: CIS (ułożone poprzecznie), po prawej: CdTe (ułożone poprzecznie)

Palnik o mocy 150 kW doprowadził do znacznego zniszczenia wszystkich typów modułów.



Rysunek 3-3: Uszkodzenie spowodowane palnikiem o mocy 150 kW, po lewej: c-Si, środek: CIS (ułożony poprzecznie), po prawej: CdTe (ułożony poprzecznie)

Moduły szklano-foliowe (c-Si, CIS)

Wyniki doświadczeń laboratoryjnych można podsumować w następujący sposób: płonący materiał odpadł od próbek doświadczalnych już po ok. 1,5–4 min. Po 2–4 min doszło do odklejenia się spodniej folii, a po 6–8 min ogniem zajęty był cały moduł. Górna warstwa ze szkła pękła po 7–10 minutach. Po ok. 12 min. rozkładowi uległa większość części palnych.

Moduły szkło-szkło (CdTe)

Również w tej próbce doświadczalnej płonący materiał zaczął opadać już po 2,5 minucie. Szkło (z tylnej strony) pękło po ok. 4 min, a 30 sekund później doszło do przeniknięcia ognia.

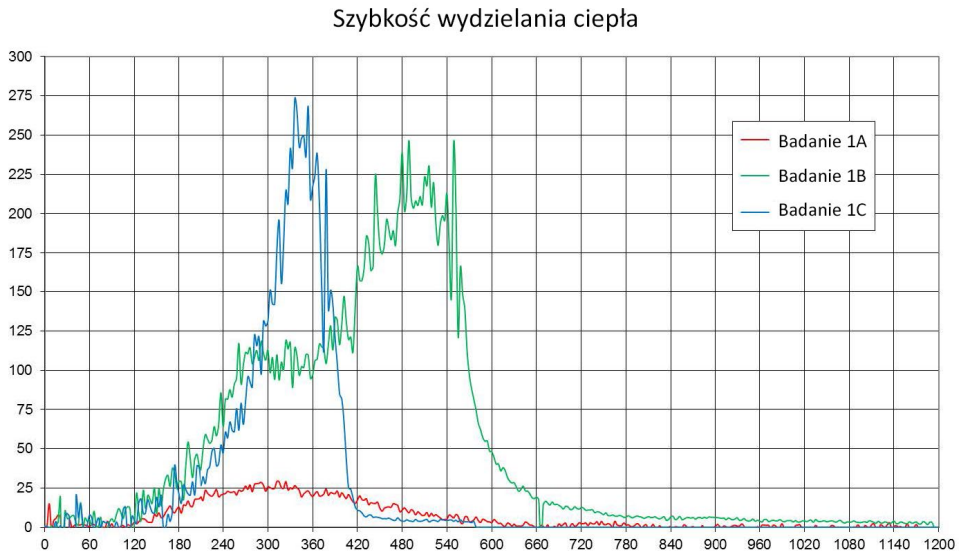
Po zakończeniu działania płomienia palnika o mocy 150 kW we wszystkich trzech typach modułów przez 2–3 min zachodziło dopalanie, aż do wyczerpania się materiału palnego. W testach z palnikiem o mocy zaledwie 25 KW nie stwierdzono spalania po odjęciu palnika.

Oznacza to, że przy stosunkowo niewielkim obciążeniu, np. mniejszym łuku elektrycznym wyłączanym przez detektor, w badanych obiektach nie doszłoby do rozprzestrzenienia się ognia.

Jeżeli jednak pożar obejmie cały moduł fotowoltaiczny, to może on palić się samoczynnie, prowadząc do rozprzestrzeniania się ognia na inne elementy. Dotyczy to również modułów szkło-szkło.

Jeśli spojrzymy na szybkość wydzielania ciepła w omawianych doświadczeniach, to widać, że ogień pojawia się głównie po ok. 4 min od rozpoczęcia ekspozycji na płomień i utrzymuje się do ok. 12. minuty – po tym czasie następuje szybki spadek szybkości wydzielania ciepła. Poniżej pokazano to na przykładzie modułu c-Si. Podobną prawidłowość czasową zaobserwowano w pozostałych dwóch typach modułów, różnice dotyczyły jedynie wartości.

Testy pożarowe przeprowadzone przez ekspertów z Federalnego Instytutu Badań Materiałowych (BAM) w ramach projektu badawczego [12] poświęconego charakterystyce pożarowej modułów fotowoltaicznych obejmowały kilka różnych serii doświadczeń. Przeprowadzono m.in. cykl eksperymentów z obciążeniem analogicznym do opisanego powyżej z zastosowaniem płomienia gazowego skierowanego na spodnią powierzchnię modułów. Zastosowana moc palnika wynosiła jednak tylko 30 kW dla zwartego płomienia (obciążenie punktowe w przeciwieństwie do obciążenia powierzchniowego zastosowanego w omawianych powyżej doświadczeniach).



Rysunek 3-4: Szybkość wydzielania ciepła z modułu c-Si podczas doświadczeń (kolor czerwony – palnik 25 kW, zielony – palnik 150 kW, niebieski – ogień ugaszony po 7 min – w tym punkcie wartość jest pomijalna)

Rysunek 3-5: Po lewej: układ doświadczenia TÜV/Currenta z palnikiem powierzchniowym, fot. TUV Rheinland, Po prawej: układ doświadczenia BAM z palnikiem gazowym punktowym w pozycji środkowej, fot. BAM [12]

W rezultacie BAM stwierdził, że:

- Uszkodzenia spowodowane działaniem płomienia na spodnią powierzchnię modułu były znacznie większe niż w standardowych badaniach ogniowych z oddziaływaniem płomienia na stronę wierzchnią (Burning Brand Test), zarówno w modułach krystalicznych grubowarstwowych (folia-szkło), jak i cienkowarstwowych (szkło-szkło).
- W modułach krystalicznych nie dochodziło do przenikania płomienia, chociaż uszkodzeniu uległa znaczna powierzchnia samych modułów.
- W modułach cienkowarstwowych do przepalenia modułu dochodziło już po 2 min przy niewielkim uszkodzeniu powierzchni.

Istnieją zatem znaczne różnice w charakterystyce pożarowej modułów PV w zależności od intensywności obciążenia powierzchni modułu. Dotyczą one: momentu przepalenia, stopnia zniszczenia, odpadania płonących elementów i samoczynnego podtrzymywania się spalania.

Konkretne stwierdzenia odnoszące się do charakterystyki pożarowej mają zatem zastosowanie wyłącznie do badanych próbek i przyjętych w doświadczeniu parametrów. Wyników doświadczeń nie można uogólniać!

Zaobserwowano zgodność pomiędzy podstawowymi stwierdzeniami sformułowanymi na podstawie dotychczasowych doświadczeń na modułach lub próbkach modułów.

Wnioski

Moduły fotowoltaiczne są palne niezależnie od ich technologii i konstrukcji, a w przypadku zajęcia ich w całości przez ogień wykazują zdolność samoczynnego podtrzymywania spalania.

Płonące materiały (folie, stopione szkło) w ciągu kilku minut mogą wytwarzać płonące krople. W zależności od obciążenia tafle szkła mogą pękać po zaledwie kilku minutach.

Ze względu na niższą zawartość polimerów moduły szkło-szkło podczas spalania wydzielają mniej ciepła i gazów spalinowych.

3.2. Ocena ryzyka zwarcia łukowego w instalacjach fotowoltaicznych

Jak każda instalacja elektryczna system fotowoltaiczny w przypadku awarii może uwalniać dużą ilość ciepła, stanowiąc źródło zapłonu i pożaru. Analizę tego, jak często dochodzi do takich sytuacji, można znaleźć w rozdziale 3.3.2 (zob. także [13]).

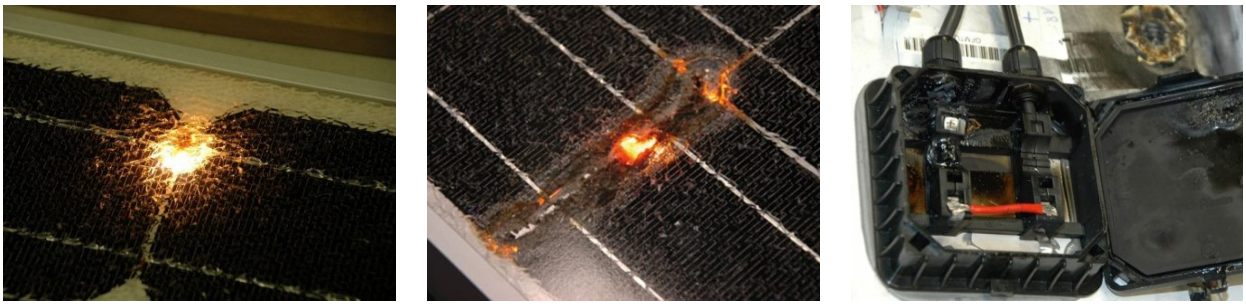
Chociaż pożary spowodowane przez instalacje fotowoltaiczne są na szczęście rzadkie, to często stanowią one poważne zagrożenie dla ludzi i mienia.

Do opracowania skutecznych strategii zapobiegania pożarom lub ograniczenia rozprzestrzeniania się ognia potrzebna jest znajomość czynników, które wywołują takie zdarzenia oraz im sprzyjają.

Największym zagrożeniem w instalacji fotowoltaicznej są łuki elektryczne. Prowadzą one do generowania znacznych ilości ciepła oraz temperatury rzędu kilku tysięcy stopni. To z kolei może skutkować zniszczeniem znajdujących się w otoczeniu materiałów i w rezultacie powstaniem pożaru.

Przepływ prądu elektrycznego sprawia, że pod wpływem rezystancji elektrycznej przewodnika powstaje ciepło. W przypadku awarii wzrost ciepła może pochodzić również z miejscowego wzrostu oporu, np. na starzejących się zestykach. To wprawia w ruch niebezpieczną spiralę z wymuszonym starzeniem w podwyższonych temperaturach, na końcu której może dojść do przepalenia lub – w najgorszym przypadku – do pojawienia się łuku elektrycznego w zależności od materiałów i konstrukcji.

W każdej instalacji fotowoltaicznej znajduje się duża liczba zestyków, a zatem miejsc, w których występuje potencjalne zagrożenie. Jeden moduł zawiera setki zestyków między poszczególnymi ogniwami i łańcuchami.



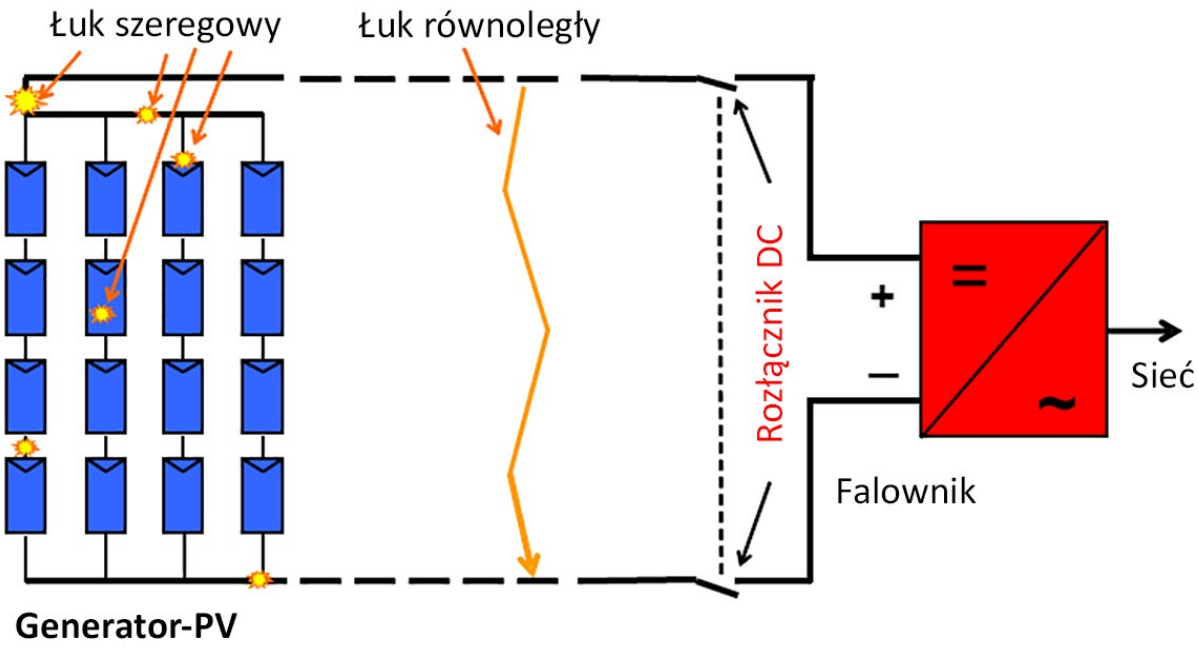
Rysunek 3-6: Łuki elektryczne w modułach fotowoltaicznych
Źródło zdjęć: TÜV Rheinland.

Jeśli biegun generatora słonecznego jest uziemiony, uszkodzona izolacja może umożliwić styczność drugiego bieguna z ziemią i tym samym doprowadzić do powstania łuku elektrycznego. Ponieważ znaczna większość instalacji w Niemczech (w przeciwieństwie do USA) nie posiada uziemionych generatorów słonecznych, niebezpieczeństwo to jest jednak niewielkie.

Inną ewentualnością jest zwarcie między dwoma biegunami instalacji lub jednoczesne wystąpienie zwarcia doziemnego obu punktów instalacji (tzw. łuk równoległy). Ponieważ w takim przypadku całe napięcie systemu może być wykorzystane do zapłonu i podtrzymywania łuku, już niewielkie wartości natężenia prądu wystarczają do powstania stabilnego łuku elektrycznego (zgodnie z rys. 3-2).

Z drugiej strony – na szczęście – ich wystąpienie jest mało prawdopodobne, ponieważ przewody w instalacjach fotowoltaicznych posiadają podwójną izolację. Ponadto wystąpienie równoległego łuku elektrycznego wymaga równoczesnego uszkodzenia dwóch głównych ciągów przewodów bezpośrednio przylegających do siebie, a także inicjującego kontaktu. Podwójne zwarcie do ziemi jest praktycznie niemożliwe w przypadku nowoczesnych falowników, ponieważ dzięki funkcji monitorowania izolacji wykrywają one zwarcie doziemne i wyłączają system.

Wystąpienie łuku szeregowego jest znacznie bardziej prawdopodobne. W typowej instalacji fotowoltaicznej istnieje niezliczona liczba połączeń szeregowych. Stosuje się je na przykład w module między poszczególnymi ogniwami, na złączach łańcuchowych i w skrzynce przyłączeniowej modułu, a poza modułem – w skrzynkach przyłączeniowych, złączach lub wewnątrz falownika. Jeśli jedno z tych połączeń jest źle wykonane lub w czasie eksploatacji jego stan ulega pogorszeniu w wyniku zwiększonej rezystancji połączenia, punkt ten nagrzewa się przy przepływie prądu i dochodzi do miejscowego przegrzania. Wytwarzanie ciepła może spowodować dezintegrację lub nawet topienie się dalszego materiału stykowego aż do całkowitego zerwania połączenia. W takim przypadku łuk elektryczny może powstać przez (początkowo bardzo małą) szczelinę powietrzną. Łuki szeregowe zazwyczaj mają mniejszą energię niż łuki równoległe. Wynika to z tego, że wciąż duża część wartości napięcia spada na falowniku i często zjawisko to dotyczy tylko jednej z wielu równoległych wiązek przewodów. Jednocześnie są one przez to znacznie trudniejsze do zauważenia, ponieważ instalacja wydaje się działać prawidłowo. Rysunek 3-7 przedstawia schematycznie różne miejsca, w których występuje omawiane zagrożenie.



Rysunek 3-7: Możliwość powstania łuków szeregowych i równoległych w instalacji fotowoltaicznej
Źródło zdjęć: [14]

3.3. Analiza uszkodzeń i pożarów w instalacjach fotowoltaicznych

3.3.1. Wprowadzenie

W ramach projektu szczegółowo zbadano przypadki pożarów i przegrzań w instalacjach PV, aby zidentyfikować możliwe słabe punkty i określić możliwości wprowadzenia usprawnień. Ponieważ celem było znalezienie słabych punktów, przypadki przegrzania i pożarów były rozpatrywane łącznie, pomijając tym samym wpływ otoczenia niesprawnego elementu na zakres uszkodzeń.

Przeanalizowano następujące źródła informacji:

- doniesienia znalezione w Internecie i mediach,
- raporty z akcji straży pożarnej,
- ekspertyzy i opinie biegłych,
- dokumentacje na temat szkód z zakładu ubezpieczeniowego Mannheimer Versicherung,
- ankietę internetową.

Zarejestrowane informacje zostały poddane kontroli wiarygodności oraz, w razie potrzeby, zbadane i ocenione. W wielu przypadkach dostępne były jedynie niekompletne informacje, przez co przeprowadzenie całkowicie wiarygodnej oceny przebiegu zdarzeń lub ustalenie ostatecznej przyczyny błędu okazało się niemożliwe. W przypadku dostępności ekspertyzy powypadkowej przyjęto zawarte w niej wnioski.

Przedstawiona poniżej analiza odzwierciedla stan na styczeń 2013 r. W tym czasie w Niemczech działało ok. 1,3 mln instalacji fotowoltaicznych o łącznej mocy ponad 30 GWp. W przeglądzie uwzględ-

niono również wybrane pożary z 2013 roku. Zbadano następujące zdarzenia szkodowe spowodowane przegrzaniem lub pożarem instalacji PV (ustalone lub zgłoszone na terenie Niemiec):

- ok. 430 przypadków pożaru/przegrzania w instalacjach fotowoltaicznych,
- z tego ok. 220 przypadków z zewnętrzną przyczyną pożaru,
- ok. 210 przypadków, w których przyczyną pożaru była sama instalacja fotowoltaiczna.

Chociaż niemożliwe było uwzględnienie wszystkich szkód, powyższe zestawienie jest prawdopodobnie najobszerniejszym, jakie dotychczas opublikowano.

W latach 2013 i 2014 zarejestrowano szereg innych zdarzeń pożarowych, których przyczyny i skutki określono na podstawie statystyk w rozdziale 3.3.2 w celu uzyskania reprezentatywnego zbioru danych.

Poniżej przedstawiono przykład dwóch dobrze znanych przypadków pożarów z lat 2013 i 2014:

1. Pożar w Walldorf: Pożar instalacji fotowoltaicznej na dachu hali magazynowej

Rysunek 3-8: Spalone moduły fotowoltaiczne na płaskim dachu, tutaj konstrukcja nośna modułów z plastikowymi tacami (!)

W czerwcu 2014 r. moduły instalacji fotowoltaicznej zamontowane na powierzchni płaskiego dachu zapaliły się z powodu wady technicznej. Szkody majątkowe wyniosły wiele tysięcy euro.

Pożar został w porę opanowany przez służby ratownicze, dzięki czemu ogień nie przeniósł się na budynek. Jak widać na zdjęciu, moduły zostały przymocowane do nachylonych plastikowych tac. Takie tace są normalnie zapalne (klasa E zgodnie z normą EN13501-1). Przy wyborze materiałów montażowych, szczególnie do systemów dachowych, należy wziąć pod uwagę, że tworzywa sztuczne łatwo ulegają zapłonowi i przenoszą ogień.

Materiały budowlane klasy B2 są normalnie palne. W przypadku narażenia krawędzi lub powierzchni na mały płomień ich palność musi być ograniczona do poziomu określonego w normie DIN 4102-1. Przykładami są: rury i kształtki wykonane z PVC, drewna i materiałów drewnopochodnych o gęstości ≥ 400 kg/m^3 i o grubości większej niż 2 mm oraz płyty kompozytowe. Wszystkie materiały budowlane używane w budynkach muszą co najmniej odpowiadać tej klasie, chyba że są łączone z innymi materiałami budowlanymi i razem z nimi tworzą materiał kompozytowy, który jako układ jest co najmniej normalnie zapalny.

Rysunek 3-9: Po pożarze warsztatu składającego się z magazynu i hali na pojazdy
Źródło: Straż Pożarna w Norderney.

2. Pożar w Norderney: Pożar wybuchł w sierpniu 2013 r. w warsztacie z halą pojazdów. Ogień szybko się rozprzestrzenił, konstrukcja dachu i instalacja fotowoltaiczna zawaliły się, powodując szkody w wysokości wielu milionów euro.

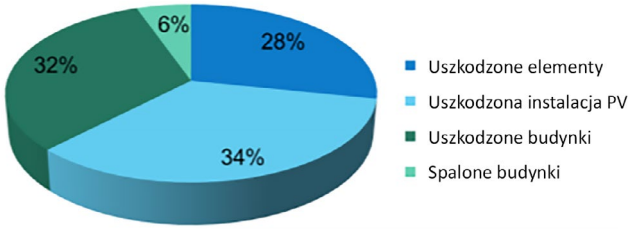
Przykłady te pokazują, jakie scenariusze należy zasadniczo rozróżnić w przypadku pożaru budynków z instalacjami fotowoltaicznymi: z jednej strony jest to pożar wywołany przez samą instalację fotowoltaiczną, a z drugiej – „pożar wtórny" instalacji fotowoltaicznej w wyniku pożaru zewnętrznego (tutaj pożaru budynku).

3.3.2. Statystyczna analiza szkód

Dokonano oceny ok. 210 przypadków szkód, których przyczyna leżała po stronie instalacji fotowoltaicznej. W tabeli 3-1 uporządkowano je w zależności od poziomu szkód. Rysunek 3-10 przedstawia ich rozkład procentowy.

Tabela 3-1: Rozmiar szkód w ok. 210 przypadkach

Uszkodzone elementy	**59**
Uszkodzona instalacja fotowoltaiczna	**75**
Uszkodzone budynki	**67**
Spalone budynki	**12**



Rysunek 3-10: Przegląd rozmiaru szkód w badanych przypadkach

Przypadki te zostały szczegółowo przeanalizowane – na ile pozwalał na to dostęp do odpowiednich danych. Pomimo niepewności co do dokładnego przebiegu i następstw niektórych zdarzeń ich całościowa analiza pozwoliła na wyciągnięcie kliku przekonujących wniosków w odniesieniu do:

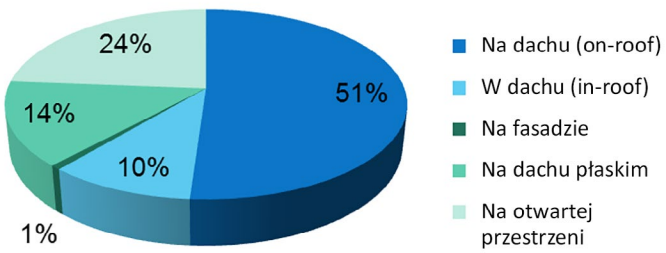
- przyczyny awarii,
- elementu, który wywołał pożar,
- wieku instalacji,
- typu instalacji,
- dotkliwości uszkodzeń, wpływu na środowisko.

Aspekty te przedstawiono poniżej w formie wykresów.

Na podstawie ogólnych obserwacji można stwierdzić, że siła niszcząca łuku elektrycznego znacznie wzrasta, gdy łuk szeregowy przechodzi w łuk równoległy, (na przykład wówczas, gdy łuk z przewodu łańcucha sięgnie sąsiedniej wiązki przewodów stanowiących zespół kablowy). Ze względu na działanie siły Lorentza łuk równoległy ma tendencję do oddalania się od modułów fotowoltaicznych, tym samym przenosząc zagrożenie pożarowe w kierunku falownika.

3.3.2.1 Wpływ typu instalacji na częstotliwość zdarzeń szkodowych

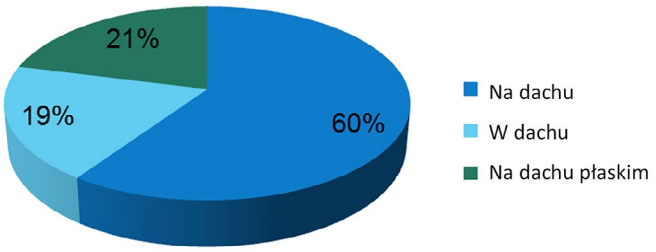
Poniższy wykres pokazuje, jak często dany rodzaj instalacji jest narażony na zdarzenia szkodowe.



Rysunek 3-11: Rozkład procentowy zdarzeń szkodowych według typu instalacji (na podstawie 139 zdarzeń)

Przedstawiony rozkład w przybliżeniu odpowiada strukturze rynkowej opracowanej przez Federalne Stowarzyszenie Przemysłu Słonecznego (BSW), w której ok. 70% mocy pochodzi z instalacji na budynkach, a pozostałe 30% z instalacji na otwartej przestrzeni. Z systemów zintegrowanych z budynkiem (w dachach) uzyskuje się poniżej 1% mocy, jednak instalacje te mają statystycznie ok. 10-procentowy udział w zdarzeniach szkodowych.

W odniesieniu do wszystkich zdarzeń szkodowych budynków zauważalny jest stosunkowo wysoki udział systemów zintegrowanych z budynkiem. Rysunek 3-12 przedstawia procentowy rozkład przypadków uszkodzenia lub zniszczenia budynków w zależności od metody montażu generatora fotowoltaicznego.



Rysunek 3-12: Rozkład uszkodzeń w przypadku zdarzeń szkodowych obejmujących uszkodzenie budynku. Instalacje w dachu (in-roof) obejmują również systemy zintegrowane z elewacją (na podstawie 57 zdarzeń szkodowych)

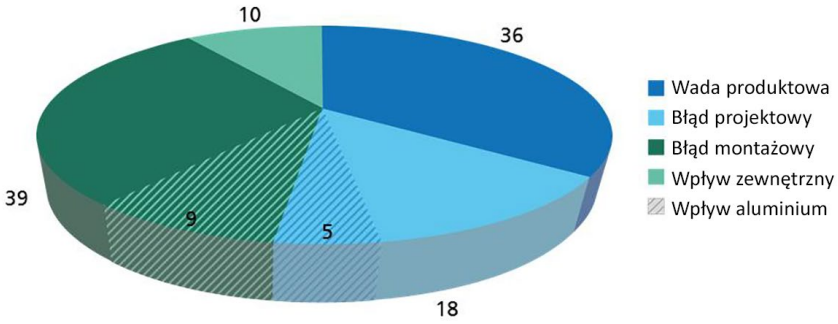
Chociaż szacowany udział instalacji fotowoltaicznych zintegrowanych z budynkiem w zainstalowanej mocy fotowoltaicznej kształtuje się na poziomie jedynie 1%, to odsetek pożarów spowodowanych przez tego typu instalacje i skutkujących uszkodzeniami budynków sięga aż ok. 20%!

Można to wytłumaczyć brakiem efektu ochronnego, jaki daje „twarde pokrycie dachowe" w typowych dachach krytych dachówką: w przypadku przegrzania instalacji fotowoltaicznej zintegrowanej z budynkiem lub pojawienia się łuku elektrycznego źródło zapłonu **znajduje się już w budynku**!

Oznacza to, że systemy zintegrowane z dachem muszą być projektowane i wykonywane ze szczególną ostrożnością.

3.3.2.2 Przyczyny szkód

Rysunek 3-13 przedstawia rozkład przyczyn szkód w 103 zdarzeniach. Do każdej przyczyny na zewnątrz wykresu przypisano konkretną liczbę przypadków. Dominującą przyczyną zewnętrzną okazują się wady montażowe i produktowe. Odsetek przypadków z udziałem przewodów aluminiowych został ujęty w kategorii wad montażowych i planowania. Dla przejrzystości odpowiada on części zakreskowanej wykresu z liczbami podanymi wewnątrz niego.



Rysunek 3-13: Liczba przyczyn szkód w ponad 100 przypadkach

Poniżej przyczyny wyjaśniono bardziej szczegółowo.

Wady produktowe dotyczą głównie modułów i falowników. U wielu producentów modułów w przeszłości wykrywano błędy seryjne. W niektórych przypadkach miały miejsce akcje wycofywania produktów i ich wymiany. Z obiegu wycofywane były niektóre serie falowników w związku z wadami konstrukcyjnymi lub produkcyjnymi.

Błędy projektowe dotyczące konstrukcji mechanicznej z usterkami takimi jak:

- montowanie modułów zbyt blisko siebie, co prowadziło do ich uszkodzeń, a w rezultacie pęknięcia i wystąpienia zwarć łukowych,
- siły ścinające działające na skrzynki przyłączeniowe modułów pochodzące z szyn montażowych umieszczonych zbyt blisko siebie uszkadzały skrzynki, co prowadziło do powstania łuków elektrycznych,
- niezabezpieczone skrzynki przyłączeniowe generatora i falowników zamontowane na otwartej przestrzeni spowodowały pożar tych elementów na skutek obciążeń temperaturą i wodą roztopową,
- brak zastosowania przepustów przeciwpożarowych kabli przy wprowadzaniu przewodów prądu stałego do budynku, co powoduje możliwość bezpośredniego przedostania się do niego ognia.

Liczne wady stwierdzono również w wykonaniu instalacji elektrycznej, np.:

- nieodpowiednie falowniki na zewnątrz,
- falowniki w nieodpowiednim miejscu (z narażeniem na bezpośrednie działanie promieni słonecznych i gazów powodujących korozję),
- kable i przewody o zbyt małych przekrojach,
- rozłączniki główne DC o zbyt małych wymiarach,
- nieprawidłowe typy bezpieczników po stronie DC,
- nieuwzględniona utrata ciepła z bezpieczników,
- przewody DC w skrzynce przyłączeniowej generatora przetarte na metalowych krawędziach,
- nieodpowiednie zaciski do przewodów aluminiowych,
- późniejsza rozbudowa generatora fotowoltaicznego bez sprawdzania wytrzymałości urządzeń eksploatacyjnych.

Błędy projektowe mogą mieć duży wpływ na potencjalne konsekwencje pożaru. Jeśli falownik zamontowany jest bezpośrednio do ściany wykonanej z betonu, łuk elektryczny na złączu DC zostawi jedynie ślady sadzy. Jeśli przymocowany jest do belki lub stoi na drewnianej płycie, może spowodować pożar budynku. Otoczenie falownika ma równie duży wpływ na ewentualne wystąpienie pożaru. Jeśli jakikolwiek płonący materiał spadnie na kamienną podłogę, nic się nie stanie. Jeśli natomiast wpadnie do magazynu siana, może spowodować duży pożar.

W niektórych przypadkach biegli opisują sytuacje, np. [15–17], w których w rażący sposób zignorowano wymagania dotyczące instalacji elektrycznych w pomieszczeniach zagrożonych pożarem [18]. Widać to na poniższych przykładach instalacji wykonanych na budynkach gospodarstw rolnych:

Rysunek 3-14: Niezabezpieczony pożarowo montaż falowników na drewnie, w dodatku utrudniający ich konserwację
Autor zdjęć: W. Schröder, biegły w dziedzinie fotowoltaiki, 2014 r.

„Błędy montażowe” są najczęstszą przyczyną awarii. Po części mogą być spowodowane trudnymi warunkami montażu w zimie i presją czasową. W niektórych przypadkach są one jednak tak rażące, że trzeba zakładać, iż wynikają z braków wiedzy monterów.

Oto lista usterek, które spowodowały pożary:

- źle podłączona wtyczka DC,
- wtyczka źle zaciśnięta (lub wcale),
- niedociągnięty zacisk śrubowy,
- niewłaściwie odizolowane końcówki kabla przed zaciśnięciem,
- nieprawidłowa obróbka przewodów aluminiowych (niewłaściwe zaciski, brak kontroli momentu obrotowego),
- brak zastosowania odciążeń kabla (prowadzi to do mechanicznego obciążenia zacisków).

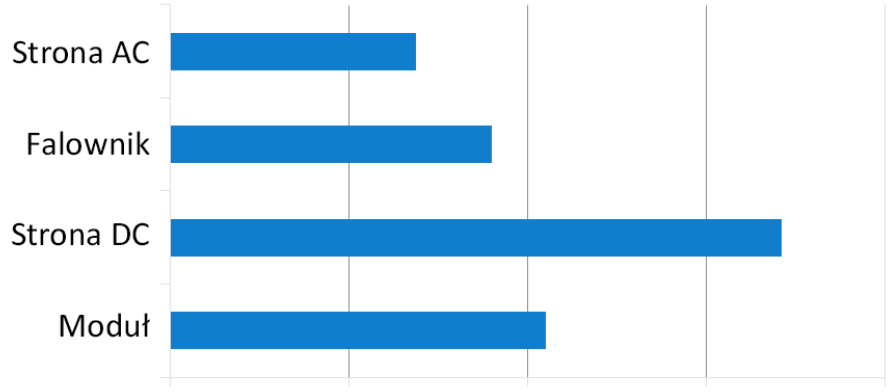
„Wpływ zewnętrzny" to głównie przypadki przegryzienia elementów instalacji przez zwierzęta, pojedyncze uderzenia pioruna, a w jednym zdarzeniu omyłkowe trafienie przez robotnika w ukrytą wiązkę przewodów prądu stałego – spowodowane użyciem zbyt długich śrub.

„Przewód aluminiowy": wady te zostały już uwzględnione w powyższych. Są one wymienione oddzielnie, aby uwydatnić ich znaczenie.

3.3.2.3 Elementy prowadzące do powstawania awarii

W dyskusjach na temat zagrożenia pożarowego ze strony instalacji fotowoltaicznych skupiono się na przypuszczalnie bardziej krytycznej stronie prądu stałego (DC). Ze względu na dużą liczbę połączeń elektrycznych i elementów narażonych na działanie warunków pogodowych i samostabilizację ewentualnego łuku elektrycznego wynikającą z charakterystyki źródła zasilania, jakim są ogniwa słoneczne, ryzyko powstania pożaru w instalacji generatora PV szacuje się na znacznie wyższe niż w strefie prądu przemiennego (AC).

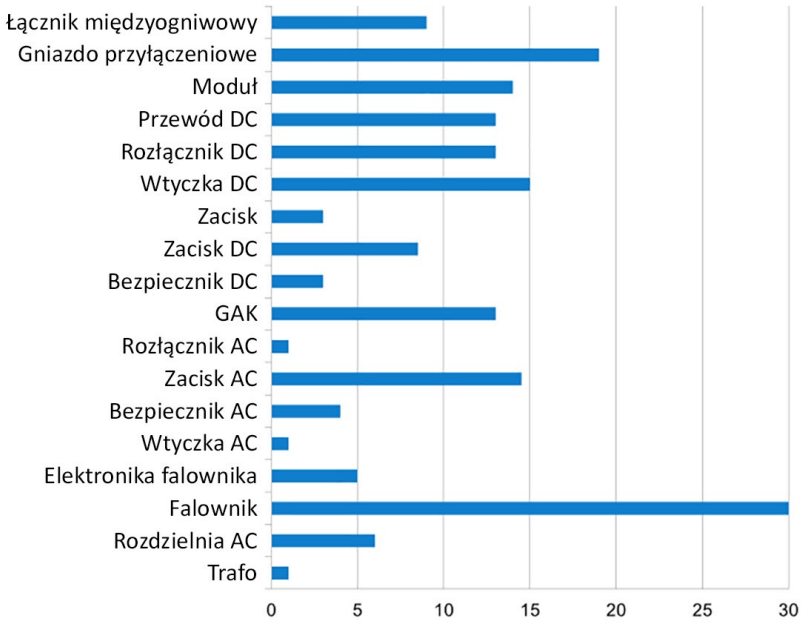
Rysunek 3-15 pokazuje, że często zdarzały się również wady po stronie AC systemu fotowoltaicznego. Jest to zadziwiające, gdyż po stronie AC liczba elementów jest co najmniej 10-krotnie mniejsza niż po stronie DC. Dostępne są również sprawdzone i udoskonalone na przestrzeni lat urządzenia eksploatacyjne, a instalacja AC jest zwykle wykonywana w pomieszczeniach chronionych przed działaniem warunków atmosferycznych. Ponadto każdy wykwalifikowany elektryk posiada odpowiednią wiedzę praktyczno-teoretyczną w zakresie instalacji AC.



Rysunek 3-15: Ogólna klasyfikacja części instalacji, w których wystąpiła awaria (w sumie 174 awarie)

Po możliwie szczegółowym przypisaniu awarii do elementów można ustalić, w których elementach i jak często występują usterki (rys. 3-16).

Uwaga: Poniżej wskazano miejsce, w którym wystąpiła usterka. Nie musi to jednak oznaczać, że to ona była przyczyną pożaru!



Skrzynka przyłączeniowa oznacza skrzynkę przyłączeniową modułu, zacisk oznacza styki zaciskowe wtyczek DC, GAK – skrzynkę przyłączeniową generatora, trafo – transformator sieciowy dla głównego przetwornika stacji zasilającej.

Rysunek 3-16: Liczba awarii poszczególnych elementów (dla 174 zdarzeń)

Podano miejsca wystąpienia awarii, określone jako ich prawdopodobną przyczynę. Oznacza to, że jeśli zgłoszono uszkodzenie modułu, zalicza się je do „modułu", a jeśli zgłoszono uszkodzenie skrzynki przyłączeniowej modułu, zalicza się je do „skrzynki przyłączeniowej". Całkowitą liczbę awarii w modułach uzyskuje się poprzez zsumowanie liczby wad w „modułach", „skrzynkach przyłączeniowych" i „łącznikach międzyogniwowych".

Większość awarii występuje w modułach i falownikach. Fakt ten nie zaskakuje – moduł jest najliczniej pojawiającym się elementem w instalacji fotowoltaicznej, falowniki natomiast są najbardziej złożonymi jej elementami.

Po stronie DC częstotliwość występowania awarii jest mniej więcej taka sama we wszystkich elementach. Po zestawieniu wartości dla kategorii „wtyczka DC" i „zacisk", „wtyczka DC" powiązana z 18 zdarzeniami okazuje się drugim po module najbardziej podatnym na błędy elementem.

Po stronie AC najczęściej – po falowniku – spotykane awarie dotyczą „zacisku AC". W tym miejscu szczególnie dużą rolę odgrywają wady montażowe.

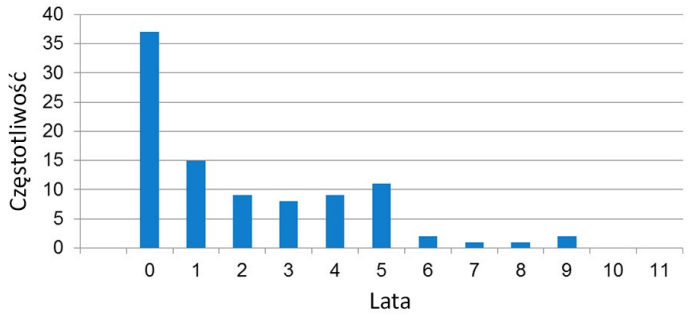
Często nie ma możliwości dokładnego określenia umiejscowienia awarii w skrzynce przyłączeniowej generatora, falownika i rozdzielni AC. Uważa się jednak, że w wielu przypadkach przyczyną były nieprawidłowo wykonane połączenia.

Raporty z ankiety online i wypowiedzi ekspertów sugerują, że zaciski śrubowe wiążą się ze szczególnie wysokim – w porównaniu z innymi technikami połączeń – ryzykiem przegrzania.

3.3.2.4 Wiek instalacji

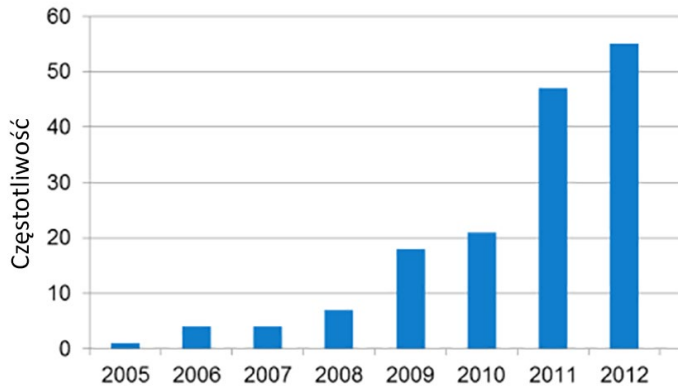
Rysunek 3-17 przedstawia rozkład wieku instalacji w momencie powstania uszkodzenia. Pokazuje znaczną kumulację uszkodzeń w pierwszym roku eksploatacji.

Niektóre uszkodzenia wystąpiły na etapie budowy. Zdaniem autorów duża liczba wczesnych uszkodzeń odzwierciedla z jednej strony wady produkcyjne falowników, a z drugiej – liczne błędy montażu, które doprowadziły do pożarów po zaledwie kilku tygodniach pracy instalacji.



Rysunek 3-17: Wiek instalacji w momencie powstania uszkodzenia (na 99 przypadków)

Duża liczba błędów montażu po części może wynikać ze złych warunków pracy. Na przykład w 2011 r. instalacje odpowiadające za ok. 40% nowo zainstalowanej mocy wykonano w grudniu [19], pod ogromną presją czasu i przy niekorzystnych warunkach. Przyczyną nasilenia prac był zbliżający się termin znacznego obniżenia dofinansowania zgodnie z ustawą o odnawialnych źródłach energii.



Rysunek 3-18: Liczba zdarzeń szkodowych w podziale na poszczególne lata. Wraz ze wzrostem liczby instalacji zwiększa się również częstotliwość zdarzeń szkodowych (dane łącznie dla 157 przypadków)

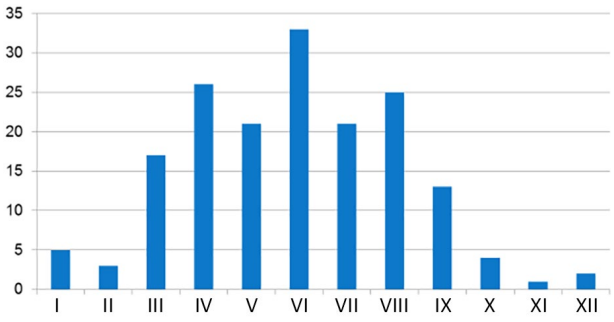
Rysunek 3-18 przedstawia liczbę stwierdzonych szkód rocznie. Można zauważyć ich gwałtowny wzrost w latach 2011–2012, co z pewnym opóźnieniem odzwierciedla znaczną rozbudowę instalacji w latach 2010–2012 (o ok. 7 GWp).

Dane o ok. 25 GWp mocy zainstalowanej pod koniec 2011 r. oraz 65 zdarzeniach szkodowych w 2012 r. pozwalają w wstępnie oszacować, że częstotliwość awarii będących potencjalną przyczyną pożaru wynosiła 0,3% na 1 MWp rocznie.

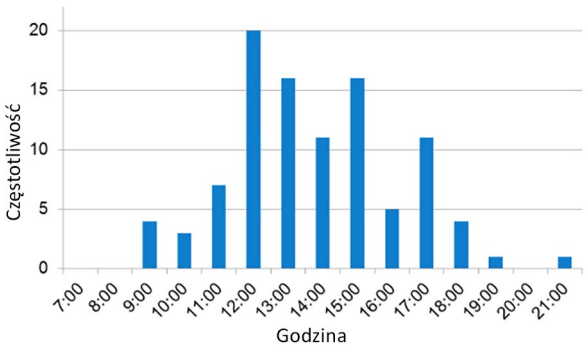
Jest to ostrożny szacunek z uwagi na uwzględnienie w nim awarii związanych z boomem na instalacje fotowoltaiczne, jaki miał miejsce w grudniu 2011 r. Liczba wad instalacji w „normalnych" latach powinna być znacznie niższa.

3.3.2.5 Czas awarii

Poniższe dwa wykresy pomagają zrozumieć mechanizmy, które mogą prowadzić do pożaru. Pokazują one zależność pomiędzy częstotliwością awarii a porami roku i dnia.



Rysunek 3-19: Liczba zdarzeń szkodowych wg miesiąca (łącznie 171)



Rysunek 3-20: Liczba zdarzeń szkodowych w zależności od pory dnia (99 przypadków – w wielu z nich niemożliwe było ustalenie godziny wystąpienia)

Oba wykresy wykazują silną zależność między częstotliwością awarii i podażą energii słonecznej. Częstotliwość awarii wzrasta wraz z większą mocą promieniowania słońca.

Wskazuje to, że większość awarii jest spowodowana działaniem prądu, czyli wadami połączeń lub zestyków oraz przeciążeniem urządzeń. Usterki związane z izolacją odgrywają zatem jedynie niewielką rolę.

3.3.2.6 Wnioski z analizy szkód

Szkody stosunkowo często mają związek z modułami i falownikami. Co zaskakujące, wielokrotnie wykrywano awarie w następujących elementach:

- wtyczki prądu stałego,
- rozdzielnice AC ze wszystkimi elementami, a zwłaszcza złączami zacisków,
- a także z powodu nieprawidłowej obróbki przewodów aluminiowych.

Podsumowanie

Głównymi przyczynami pożarów są wady montażu i wady produktowe związane z falownikami.

Wszystkie połączenia wykonane w obrębie budynku mają potencjalnie krytyczne znaczenie.

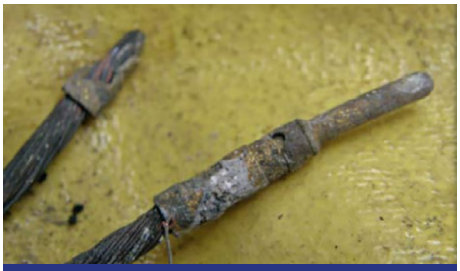
Awarie powodujące pożary w przeważającej mierze wynikają z wadliwych połączeń na głównej ścieżce przepływu prądu, są zatem „wadami szeregowymi". Zwarcia i wady izolacji występują stosunkowo rzadziej.

3.3.3. Zdjęcia szkód spowodowanych określonymi awariami

W celu zilustrowania opisanych powyżej uwag niektóre przypadki szkód omówiono bardziej szczegółowo w dalszej części pracy.

3.3.3.1. Złącza DC

W statystykach awarii przedstawionych na rysunku 3-16 duży udział mają złącza DC:
- nieprawidłowe wykonanie zacisków – np. kombinerkami,
- nieprawidłowe wykonanie połączeń – czyli niepełne połączenia styków,
- nieprawidłowy montaż wtyczki – skutkujący niewidocznym zsunięciem się do tyłu elementu styku podczas przyłączania,
- parowanie krzyżowe (połączenie wtyczki i gniazda różnych producentów).



Rysunek 3-21: Pozostałości dwóch złączy znalezionych w gruzach budynku mieszkalnego [9]
Źródło: Institut für Schadenverhütung und Schadenforschung IFS.

Nieprawidłowo podłączona wtyczka

W słoneczne południe wybuchł pożar zintegrowanej z dachem instalacji fotowoltaicznej. Ogień objął i zniszczył całą więźbę dachową. W gruzach biegły z zakresu pożarnictwa odnalazł resztki różnych złączy (rys. 3-21). Prawy kołek wtykowy jest całkowicie zachowany, lewy uległ odparowaniu na skutek działania łuku elektrycznego.

Biegły orzekł, że „przyczyną zdarzenia było uszkodzenie złącza lub jego nieprawidłowy montaż" [16].

Z punktu widzenia ryzyka w omawianym przypadku wady montażowe lub produktowe nałożyły się na duże, bliskie obciążenie ogniowe związane z instalacją fotowoltaiczną zintegrowaną z dachem.

Złącza parowane krzyżowo

Niektórzy producenci złączy reklamują swoje wyroby, twierdząc, że są „kompatybilne" z produktami innych producentów.

Badania przeprowadzone w TÜV Rheinland [20] i Multi-Contact [21] pokazują, że twierdzenia te nie mają poparcia w faktach. Nawet jeśli w momencie montażu złącza wydają się pasować do siebie, nie można zakładać, że pary złączy różnych producentów wytrzymają po 25 lat. W przyspieszonych testach starzenia takich „par krzyżowych" czasami występowały poważnie zawyżone oporności stykowe. Prowadzą one do przegrzania połączenia złącza i mogą skutkować jego trwałym przerwaniem, a w konsekwencji pojawieniem się zwarcia łukowego.

Z tych względów firma Multi-Contact nie udziela jakiejkolwiek rękojmi na złącza parowane.

3.3.3.2. Przełącznik DC

W 13 przypadkach za źródło awarii uznano przełącznik główny DC. Z dostępnych informacji na temat zdarzeń szkodowych nie wynikało jednoznacznie, czy przyczyną było ogólne wadliwe wykonanie produktu, czy przeciążenie elementów konstrukcyjnych z uwagi na nieprawidłowe zaprojektowanie instalacji przy zignorowaniu dopuszczalnego zakresu temperatury roboczej i wartości prądu zna-

Rysunek 3-22: Pożar skrzynki przyłączeniowej generatora. Na środku zdjęcia widać skrzynkę o tej samej konstrukcji. Brak zadaszenia ochronnego.
Źródło: Ochotnicza Straż Pożarna w Bühl).

mionowego dla przełącznika. Istnieją przesłanki przemawiające za obiema przyczynami.

IFS opublikował następujący raport na temat pożaru instalacji o mocy 1 MWp na dachu zakładu przemysłowego (rys. 3-22).

„...Rzeczoznawca firmy IFS stwierdził podczas dochodzenia, że doszło do przegrzania przełącznika głównego prądu stałego w obudowie kolektora wstępnego. Przełączniki o identycznej konstrukcji były obecne w każdym z prawie 130 kolektorów. Kontrola wykazała, że w kilku przełącznikach doszło już do nadpaleń/nadtopień..." [22].

Biegły znalazł następujące zalecenie w katalogu firmy Santon (bez określenia roku publikacji):

„Rzadko używane przełączniki co najmniej raz w roku wciskać po kilka razy (10 razy) w celu wyczyszczenia styków" [23].

Następnie biegły dostrzegł przyczynę pożaru w braku konserwacji przełączników. Badanie innych skrzynek przyłączeniowych generatora ujawniło kolejne przełączniki noszące ślady oddziaływania ciepła. W sumie problem ten dotyczył ok. 10% skrzynek. Warto zauważyć, że zalecenie odnośnie konserwacji zostało napisane drobnym drukiem i umieszczone na ostatniej stronie katalogu.

Co najmniej dwóch innych producentów przełączników tego typu miało również problemy z płaskimi złączami na podobnych przełącznikach, co skłoniło ich do zmiany rodzaju styku. Przypuszczalnie te płaskie przełączniki również powodowały przegrzanie.

Ponadto w omawianym przypadku pożaru przełączniki zainstalowano w skrzynkach przyłączeniowych generatora, które zostały zamontowane na dachu bez żadnego zabezpieczenia (rys. 3-23). W skrzynkach dystrybucyjnych wystąpiła podwyższona temperatura – szacowana na powyżej 60°C, co przyspieszyło degradację styku.

Obowiązująca w zakresie przełączników norma DIN IEC 60947-3 zakłada, że maksymalna temperatura otoczenia może wynosić 40°C i utrzymywać się przez krótki czas [24]. W związku z tym przełączniki były prawdopodobnie eksploatowane w nieodpuszczalnym zakresie temperatur.

Rysunek 3-23: Pomieszczenie techniczne instalacji fotowoltaicznej po pożarze

Podwyższone temperatury otoczenia

Poprzedni przykład świadczy o tym, że podwyższone temperatury otoczenia zwiększają ryzyko uszkodzenia pracujących urządzeń. Kolejny przykład również tego dowodzi. Jednocześnie pokazuje trudności w określeniu dokładnej przyczyny pożaru. Wreszcie uwidacznia on również odpowiedzialność projektanta instalacji za uwzględnienie oczekiwanych warunków pracy wszystkich części instalacji. Projektant musi wziąć pod uwagę w szczególności wysokie letnie obciążenia temperaturowe.

W poniższym przypadku letnie obciążenie cieplne urządzeń eksploatacyjnych było najwyraźniej zlekceważone. Doszło do pożaru w pomiesz-

czeniu technicznym ok. 6-letniej instalacji fotowoltaicznej. Była to instalacja z kilkoma podobnymi podsystemami (rys. 3-23).

Rzeczoznawca wyznaczony przez firmę ubezpieczeniową jako przyczynę pożaru wskazał przeciążony przełącznik główny DC.

Przełącznik o prądzie znamionowym 16 A był wystarczający dla generatora (I_MPP) o prądzie znamionowym 14,0 A, ale nie zapewniał rezerwy na wypadek prądu przetężeniowego spowodowanego nadmiernym promieniowaniem i podwyższonymi temperaturami otoczenia.

Podobnie jak pozostałych 14 przełączników w instalacji był on narażony na znacznie zwiększone obciążenie cieplne, ponieważ:

- falowniki były montowane w bliższych odległościach, niż określono w instrukcji montażu,
- przełączniki główne DC były zamontowane w niewielkich odległościach między falownikami,
- pomieszczenie rozdzielni elektrycznej znajdowało się pod tylko lekko izolowaną powłoką dachu. W lecie regularnie panowały tam temperatury powietrza powyżej 40°,
- falowniki PV powodowały dodatkowo straty ciepła rzędu 5 kW.

Maksymalna temperatura robocza przełącznika według specyfikacji technicznej wynosiła 40°C! Należy zatem przyjąć, że dopuszczalny zakres temperatur przełącznika był przekraczany regularnie i w znacznym stopniu.

Sześć przełączników przetrwało pożar niemal bez szwanku. Dwa z nich nosiły ślady wcześniejszych uszkodzeń w postaci początkowego zwęglenia na złączach płaskich (rys. 3-24).

Rysunek 3-24: Wyraźne ślady przegrzania na połączeniach i wewnątrz przełącznika „zachowanego" po pożarze

Podczas demontażu powyższego przełącznika zauważono również silne ślady przegrzania. Materiał izolacyjny, tarcze oddzielające i oś były „nadtopione". Ciepło oczywiście pochodziło ze styków przełączających, a nie ze słabszych płaskich złączy, jak pierwotnie podejrzewano. Oś przełącznika skurczyła się ze względu na obciążenie cieplne i została uszkodzona w środku. Przypuszczalnie złamała się dokładnie w momencie, gdy przełącznik był potrzebny – gdy straż pożarna chciała wyłączyć instalację podczas działań gaśniczych.

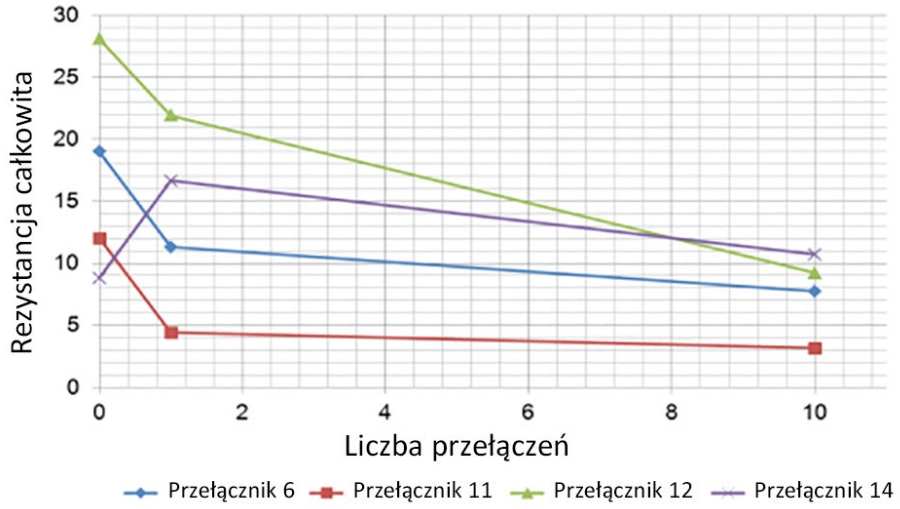
Należy zauważyć, że falowniki i przełączniki zostały zamontowane na ceglanej ścianie. W rezultacie ogień nie znalazł dodatkowej pożywki.

Badanie rezystywności objętościowej w przełącznikach

Wiadomo, że jeżeli przełącznik DC pozostaje nieużywany przez odpowiednio długi czas, na skutek utleniania powierzchni styków i korozji ciernej spowodowanej zmianami długości pod wpływem wahań temperatury i coraz wyższą opornością styków (tzw. *fretting*). Wraz ze wzrostem rezystancji styków w naturalny sposób wzrastają straty mocy, zwiększając w ten sposób temperaturę na stykach, co z kolei przyspiesza utlenianie. Powstaje sprzężenie zwrotne, co ostatecznie może doprowadzić do temperatury wystarczająco wysokiej, aby spowodować nadtopienie lub zapalenie się przełącznika.

Wzrost rezystancji styków można zniwelować poprzez regularne jego uruchamianie. Z tego powodu jeden z wielu producentów przełączników wymaga, aby jego przełączniki były uruchamiane co najmniej dziesięć razy na rok.

W celu sprawdzenia wpływu zalecenia dotyczącego konserwacji zachowane przełączniki zostały usunięte z uszkodzonej instalacji fotowoltaicznej opisanej powyżej i poddane pomiarom w laboratorium pod kątem rezystancji ich styków. Przełączniki prawdopodobnie nie były używane przez ok. sześć lat. Wynik badania pokazuje rysunek 3-25.



Rysunek 3-25: Całkowita rezystancja czterech przełączników w zależności od liczby cykli przełączania. Przełączniki 6, 11 i 12 są tego samego typu, przełącznik 14 jest innego typu.

Rysunek 3-26: Badany przełącznik główny DC z przełącznikiem stykowym

Rezystancja styku zmniejsza się w trzech z czterech przełączników – średnio do ok. 1/3 wartości początkowej. W związku z tym maleją straty omowe. W najgorszym z przełączników wynoszą one początkowo ok. 17 W przy obciążeniu prądem znamionowym i spadają do ok. 6 W.

Identycznie zachowują się przełączniki z dźwigienkami (rys. 3-26), jak wykazały badania w warunkach eksploatacyjnych.

Badaniom rezystancji styków poddano również osiem przełączników 10-letniej instalacji fotowoltaicznej. Przełączniki te także wykazały znaczny spadek rezystancji styków przy wielokrotnym uruchamianiu (w stanie bezprądowym). Rezystancja spadła średnio do prawie jednej trzeciej wartości początkowej.

Przełączniki te również muszą być więc poddawane regularnej konserwacji.

Podsumowanie wniosków z badań przełączników:

- Przełączniki reagują na stale podwyższone temperatury otoczenia przyspieszoną degradacją styku.
- Na etapie planowania instalacji przełączniki powinny być przewymiarowane. Podobnie jak przewody DC przełączniki powinny posiadać obciążalność na poziomie co najmniej 125% wartości prądu znamionowego instalacji. Przełączniki narażone na podwyższone temperatury otoczenia muszą być zaprojektowane zgodnie ze specyfikacjami producenta (derating).
- Wszystkie przełączniki powinny być kontrolowane raz w roku w celu wykrycia śladów przegrzania.
- Wszystkie przełączniki raz w roku powinny być poddawane konserwacji i podczas czynności konserwacyjnych dziesięciokrotnie naciskane (w stanie bezprądowym).

Te ważne wnioski zostały uwzględnione w rozdziale 6.

3.3.3.3. Nieprofesjonalne obchodzenie się z modułami

Operator instalacji zauważył, że podczas prac monter posługiwał się przyłączem jednego z modułów jako uchwytem do transportu. W rezultacie uchwyt odciążający kabli uległ przeciążeniu, a styki skrzynki przyłączeniowej modułu lekko się rozeszły. W lecie nastąpił gwałtowny spadek mocy w tej części generatora. Rysunek 3-27 pokazuje, dlaczego tak się stało: Na jednym ze styków widać ślady łuku elektrycznego:

Rysunek 3-27: Uszkodzone styki w skrzynce przyłączeniowej modułu

W poszukiwaniu przyczyny spadku mocy monter znalazł dwa moduły ze zniszczonym stykiem w skrzynce przyłączeniowej modułu. Ze względu na wewnętrzne łuki elektryczne prąd łańcucha został całkowicie przerwany. Na szczęście łuki te były ograniczone do wnętrza skrzynki.

Jak widać na zdjęciu, lewe przyłącze zsunęło się nieco w dół w względem prawego. Prawdopodobnie stało się tak z powodu mechanicznego „naruszenia" opisanych na początku przewodów przyłączeniowych modułu.

3.3.3.4. Luźne połączenia zaciskowe

Ze względu na większą ekonomiczność coraz częściej w systemach fotowoltaicznych stosowane są przewody aluminiowe. Ponieważ aluminium topi się w niższych temperaturach niż miedź, zwiększone wartości rezystancji styków prowadzą szybciej do odłączenia przewodu i ewentualnie do łuku elektrycznego.

Oto przykład, gdzie rzeczoznawca znalazł wadliwe połączenie zaciskowe, które w połączeniu z przewodem aluminiowym spowodowało pożar. Rozdzielnia prądu przemiennego uległa spaleniu (rys. 3-28).

Rysunek 3-28: Spalone przyłącze AC instalacji fotowoltaicznej
Źródło: Uli Motzer, zakład ubezpieczeniowy Württemberg Versicherung.

Rysunek 3-29: Zakończenie przewodu aluminiowego
Źródło:: Uli Motzer, Württemberg Versicherung.

Przyczynę pożaru znaleziono w poluzowanym zacisku. Rysunek 3-29 przedstawia zakończenie przewodu innego kabla instalacji. Również ten przewód nie został prawidłowo połączony, jak pokazują ślady nadtopienia.

Temat gorących styków zaobserwowano również w bezpiecznikach (zob. rys. 3-30). Tutaj również główną rolę odgrywają przykręcone zestyki. Na styku śrubowym wystąpiła wysoka rezystancja przejścia.

Rysunek 3-30: Przegrzana wkładka topikowa
Źródło: Fot: H. Godard, Energossa.

Rysunek 3-31: Spalone przewody na falowniku
Źródło: Weyerbusch Straż Pożarna.

3.3.3.5. Rozprzestrzenienie się pożaru za pośrednictwem wiązki kablowej

Izolacja powszechnie stosowanych przewodów jest palna i może przyczyniać się do rozwoju pożaru. Wiązki kabli często przyczyniają się do rozprzestrzeniania się ognia. Wówczas ogień na izolacji i łuki elektryczne przemieszczają się między przewodami „plus" i „minus" w wiązce. Duże ciepło łuku elektrycznego może spowodować nawet zapalenie się materiałów trudno zapalnych.

Istnieje zarówno propagacja napędzana termicznie, jeśli ogień może rozprzestrzeniać się w górę, jak i słabsza propagacja elektromagnetyczna łuku z dala od źródła zasilania, jak pokazano na rysunku 3-31:

Jak widać na fotografii uszkodzenia, pożar ten powstał w obszarze przyłączeń DC falownika. Rozprzestrzenił się w górę od kabli z (równoległymi) łukami w wiązce kabli, objął konstrukcję dachu.

Przestrzenne oddzielenie obu biegunów, zaczynając już od falownika prawdopodobnie wcześniej przerwałoby łuk.

3.3.3.6 Niespełnienie wymogów dotyczących „obiektów o podwyższonym ryzyku powstania pożaru"

Zgodnie z doświadczeniami zakładu ubezpieczeniowego Württembergische Versicherung systemy fotowoltaiczne w budynkach gospodarstw rolnych – podobnie jak same budynki – są narażone na zwiększone ryzyko pożaru [18]. Wynika to prawdopodobnie częściowo z faktu, że w takich budynkach często składowane są materiały palne. Występują w nich osady pyłu, a nierzadko nieprzestrzegane są wymogi dotyczące instalacji elektrycznych w „obiektach o podwyższonym ryzyku powstania pożaru" [18].

Wymogi te są przedstawione w sposób przejrzysty w ogólnodostępnej broszurze Stowarzyszenia Ubezpieczycieli Nieruchomości (VdS) [25]. Ich przestrzeganie zmniejsza ryzyko rozprzestrzeniania się ognia, a tym samym ogranicza rozmiary szkód.

Zgodnie z przywołanym dokumentem najważniejszy wymóg stanowi instalacja urządzeń i systemów fotowoltaicznych poza obszarem zagrożenia pożarowego. Na obszarze zagrożonym można uży-

wać wyłącznie urządzeń elektrycznych „niezbędnych do bezpośredniego funkcjonowania danego obszaru zakładu".

W wielu przypadkach falowniki są montowane bezpośrednio do drewnianego podkładu. Jest to rażące zaniedbanie – ogólnie zabronione zgodnie z dokumentacją producenta!

Ilustrują to dwa przykłady:

W pierwszym przypadku falowniki i kable zostały zamontowane na płytach OSB (zob. rys. 3-32). Pożar uszkodził komponenty w pomieszczeniu technicznym instalacji fotowoltaicznej. Zapaliła się również płyta OSB używana do montażu. Podobno w pomieszczeniu znajdowało się mało materiałów palnych, a straż pożarna dotarła na miejsce szybko, więc szkody zostały ograniczone.

Rysunek 3-32: Montaż falowników na płycie OSB, po lewej: miejsce, w którym powstał pożar; po prawej: wykonanie wygląda dobrze, ale jest niezgodne z zasadami ochrony przeciwpożarowej
Źródło: (Ochotnicza straż pożarna gminy Perl, 2011 r. zdj. po lewej); W. Schröder, rzeczoznawca w zakresie instalacji fotowoltaicznych, 2014 (zdj. po prawej).

Rysunek 3-33: Łagodny przebieg pożaru
Źródło: Straż Pożarna w Ellwagen.

W 2009 roku Straż Pożarna w Ellwangen poinformowała o pożarze na terenie gospodarstwa rolnego. Miał on formę „tlącego się ognia", który jednak nie spowodował większych szkód dzięki temu, że został szybko wykryty.

Na zdjęciu obok (rys. 3-33) widać, że prawdopodobną przyczyną pojawienia się ognia w nieużywanym składzie słomy (stodole) było nadgryzienie kabla instalacji fotowoltaicznej przez gryzonie.

Zdarzenie w tym przypadku niewątpliwie skończyło się szczęśliwie, gdyż ogień nie zajął siana.

W innym zdarzeniu z podobnie zamontowaną instalacją zapaleniu uległy elementy drewniane i słoma. W momencie przybycia straży pożarnych budynek był w pełni objęty pożarem i uległ całkowitemu zniszczeniu [26].

3.3.4 Duże pożary

Obecnie (stan na 2013 r.) nadal trwają badania nad przyczynami dwóch poważnych zdarzeń szkodowych, w których instalacja PV na dachu przemysłowym wywołała pożar całego budynku. W jednym z tych przypadków, zdaniem biegłego, istnieją przesłanki wskazujące na to, że pożar wywołał nieprawidłowo zamontowany wyłącznik pożarowy (!), który nie mógł ugasić powstałego łuku.

W obu zdarzeniach ogień szybko rozprzestrzenił się do wnętrza budynku. Doświadczenie z podobnymi instalacjami sugeruje, że przewody systemów fotowoltaicznych były prowadzone do budynku przez otwory przelotowe wykonane w dachu i nie przewidziano zastosowania ścian oddzielenia przeciwpożarowego. Tym samym wiązka kabli stanowiła przypuszczalnie ścieżkę, przez którą łuk elektryczny przedostał się bezpośrednio do budynku.

W innym poważnym pożarze zapaliło się bitumiczne pokrycie dachu. Jest ono uważane za „twarde pokrycie dachowe", czyli zabezpieczone przed promieniowaniem cieplnym i ogniami lotnymi. W przypadku założonej instalacji fotowoltaicznej efekt ochronny nie był wystarczający, jak pokazał wywołany przez nią pożar w Goch (01.04.2012), który szybko objął dużą powierzchnię dachu hali magazynowej, co spowodowało spływanie palących się bitumin (rys. 3-34).

W przypadku takich dachów należy podjąć zapobiegawczo środki ochrony przeciwpożarowej zgodnie z rozdziałem 6.1 w celu zminimalizowania ryzyka poważnego pożaru z powodu nieprawidłowo wykonanych styków.

Rysunek 3-34: Zdarzenie spowodowane łukiem elektrycznym w instalacji fotowoltaicznej na dachu. Po lewej: Płonące bitumiczne pokrycia dachowe wytwarzające silne zadymienie i palące się krople. Po prawej: Na szczęście budynek został uratowany,
Źródło: Ochotnicza straż pożarna w Goch.

3.3.5 Wnioski i zalecenia

W ostatnich latach liczba odnotowywanych rocznie pożarów gwałtownie wzrosła (rys. 3-18). Wiąże się to z dużym wzrostem liczby wykonywanych w ostatnim czasie instalacji fotowoltaicznych.

Biegli wielokrotnie stwierdzali, że w przypadku dużej liczby systemów fotowoltaicznych naruszone zostały podstawowe wymagania instalacyjne.

Uwagi do analizy przypadków pożaru

Można przewidzieć, że w nadchodzących latach należy spodziewać się znacznego wzrostu liczby pożarów w systemach fotowoltaicznych. Wraz ze starzeniem się materiałów coraz częściej będą występować wady izolacji, problemy ze stykami i rezystancją zestykową. W niekorzystnych warunkach wady te mogą spowodować pożar.

Zalecenia dotyczące ograniczania ryzyka

Sposoby zapobiegania dotychczasowym błędom można określić na trzech poziomach:

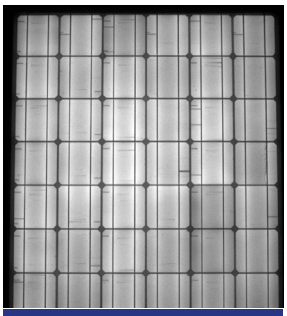
- **Szkolenie monterów** – profesjonalny i wykonany ze świadomością norm jakościowych montaż pozwala uniknąć większości wad i awarii.
- **Kontrole** – solidnie przeprowadzone odbiory techniczne pomagają zidentyfikować błędy początkowe, badania kontrolne – wykryć ukryte i pojawiające się na przestrzeni czasu wady instalacji, np. z powodu starzenia się lub wynikające z wyjątkowych obciążeń (złe warunki atmosferyczne).
- **Rozwój technologii**
  - eliminowanie połączeń śrubowych w obwodach obciążenia.
  - detektory łuków elektrycznych zasadniczo są w stanie je wyłączać.

Szczegółowe zalecenia zostały zestawione w rozdziale 5.

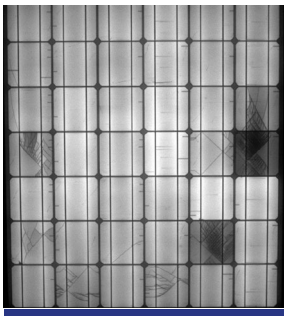
3.4. Wewnątrzzakładowe analizy uszkodzeń

3.4.1 Uszkodzenie stwierdzone w trakcie kontroli towarów przychodzących

Aby zagwarantować swoim klientom niezmiennie wysoką jakość produktów, w szczególności modułów fotowoltaicznych, Energiebau Solarstromsysteme GmbH prowadzi szeroko zakrojoną kontrolę materiałową dostarczanych towarów. Z otrzymanych dostaw zgodnie z normą DIN ISO 2859 pobiera się próbki i na podstawie obszernego katalogu kryteriów poddaje się je badaniom pod kątem ewentualnych wad produkcyjnych lub uszkodzeń w transporcie.



Rysunek 3-35: Zdjęcie elektroluminescencji nienaruszonego modułu



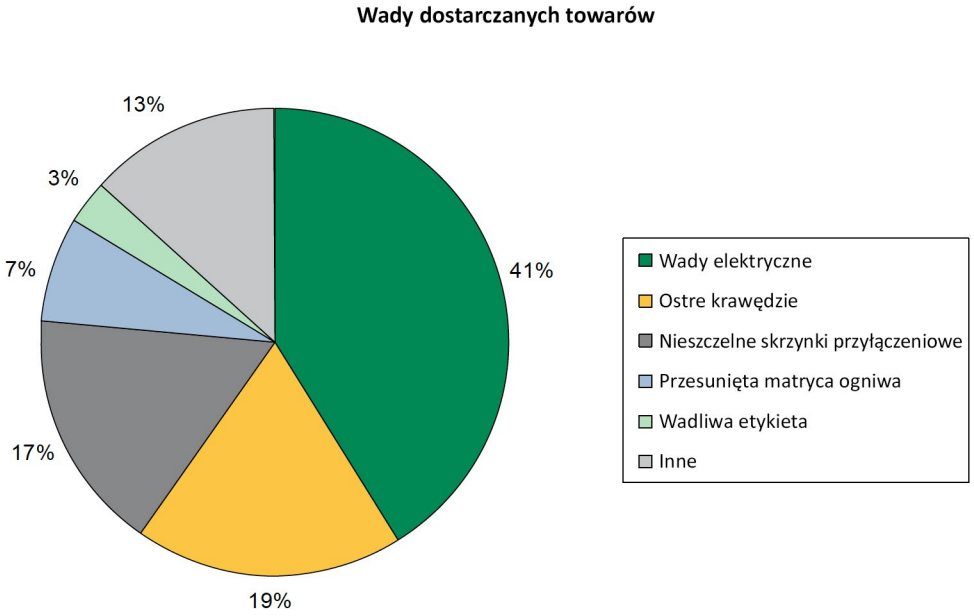
Rysunek 3-36: Zdjęcie elektroluminescencji modułu z mikrozarysowaniami i pęknięciami ogniw

W pierwszej kolejności przeprowadza się oględziny, w ramach których sprawdza się zgodność z tolerancjami produkcyjnymi. Kontroluje się m.in. wymiary i wykończenie ramy, położenie poszczególnych ogniw względem siebie, jakość szkła i laminowania, a także łączeń między ogniwami, szynami i szynami głównymi magistrali. Kontrolowane są również skrzynka przyłączeniowa, przewody, złącza i etykiety modułów.

Po przeprowadzeniu oceny wizualnej przeprowadza się test elektroluminescencji (EL). W tym celu moduł jest fotografowany jako całość. Na wykonanych zdjęciach można łatwo wykryć przerwy w ogniwach oraz wadliwe łączenia.

Od marca 2011 r. do marca 2013 r. w Energiebau przetestowano prawie 24 tys. modułów, z czego 20,2% było wadliwych. Odsetek ten nie uwzględnia jednak wszystkich modułów dostarczonych przez producenta.

Procesy kontroli jakości towarów przychodzących są skonstruowane w taki sposób, że partie z podejrzeniem niskiej jakości podlegają częstszym kontrolom. Jeżeli próbka towaru z danej dostawy okaże się wadliwa, kontroli poddana zostanie reszta modułów.



Rysunek 3-37: Często występujące uszkodzenia stwierdzane podczas kontroli dostarczanych materiałów (ponad 50 sztuk rocznie)

W trakcie kontroli towarów wady stwierdza się najczęściej na podstawie zdjęć elektroluminescencji. Są to głównie pęknięcia ogniw, ale również wadliwe łączenia lub wydruki układów komórek modułów.

Drugim najczęściej spotykanym problemem są nieprawidłowo wykończone ramy z zadziorami lub ostrymi krawędziami narożników. Występują one, gdy części ramy są niestarannie produkowane lub łączone.

Inne wady obejmują niedokładnie wykonane pokrywy skrzynek przyłączeniowych, które z powodu niewłaściwego osadzenia skutkują nieszczelnościami, przemieszczeniami ogniw i nieprawidłowo wydrukowanymi lub naklejonymi tabliczkami znamionowymi.

Około 13% uszkodzeń jest spowodowanych innymi rzadszymi błędami, w tym wadliwymi wydrukami komórek w ogniwach, wadami optycznymi i rozwarstwieniami (zob. również tab. 3-2).

Tabela 3-2: Udział najczęstszych uszkodzeń w całkowitej liczbie uszkodzeń

Oznaczenie wady	Częstotliwość względna w %
Wada wykazana na zdjęciu elektroluminescencyjnym	41%
Ostre krawędzie / zadziory	19%
Nieszczelna skrzynka przyłączeniowa	17%
Przesunięta matryca ogniwa	7,2%
Wadliwa etykieta	3,0%
Wadliwy nadruk na ogniwie	1,7%
Nieprawidłowy kolor	1,5%
Zarysowanie	1,4%
Złącza ogniw przesunięte bocznie	1,1%
Ciała obce w module	1,1%
Wady szkła	0,8%
Wgniecenia w folii na spodniej stronie	0,8%
Odchylenie od kąta prostego	0,8%
Rozwarstwienie	0,8%
Deformacje / wgniecenia	0,6%
Resztki silikonu	0,6%

3.4.2 Reklamacje uszkodzeń

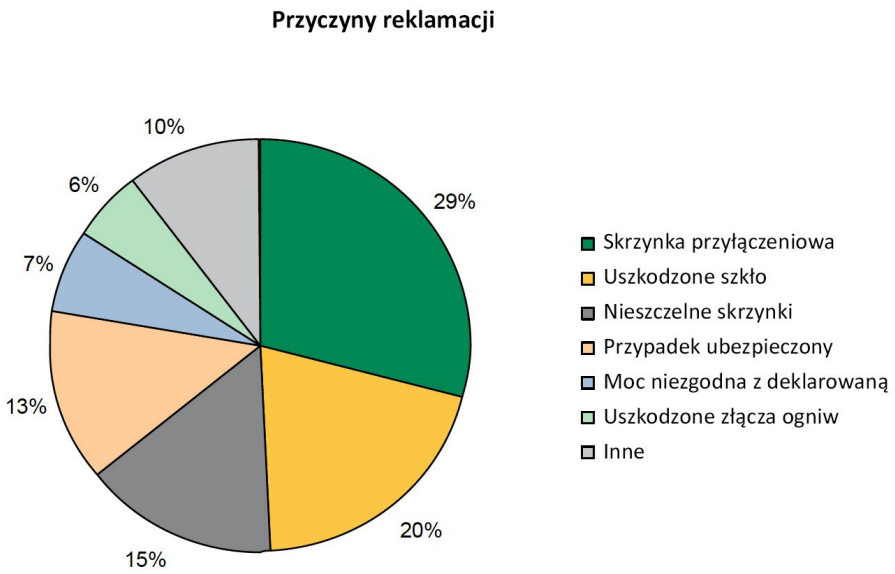
Pomimo kontroli jakości zakrojonych na szeroką skalę zdarza się wielokrotnie, że moduły dostarczane do klienta są wadliwe lub uszkodzone podczas transportu. Wady te są następnie rejestrowane jako reklamacje, przy czym z różnych powodów stosuje się zupełnie inną strukturę strat.

Z jednej strony niektóre wady stwierdzone podczas kontroli przychodzącego towaru mogą być już wykryte i zgłoszone do producenta przed dostawą, z drugiej jednak pewne nieprawidłowości stają się widoczne dopiero po dłuższym czasie eksploatacji – np. zbyt niska moc w wyniku degradacji wywołanej napięciem (PID) – i dlatego mogą być zauważone tylko przez klienta.

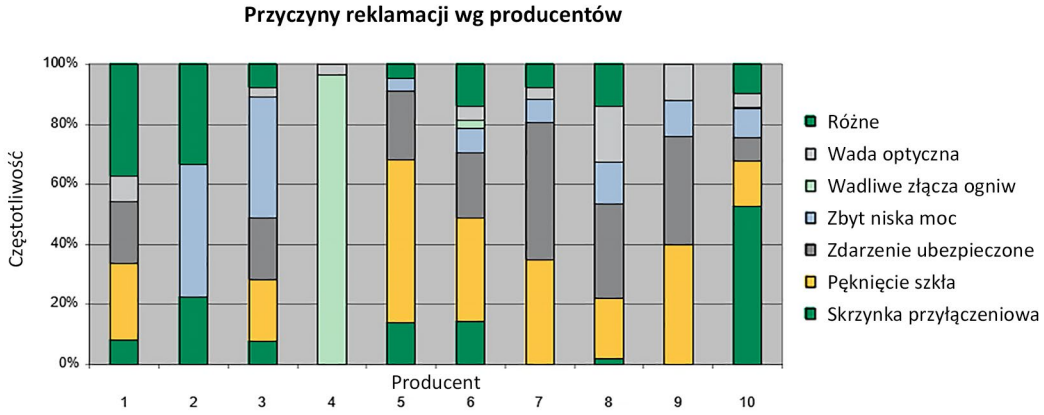
Wreszcie uszkodzenia, takie jak zadrapania, wgniecenia, pęknięcia ogniw lub szkła mogą pojawić się dopiero podczas transportu do klienta lub z powodu niewłaściwego obchodzenia się z elementami w miejscu montażu.

Najczęstszym powodem reklamacji u wszystkich producentów były uszkodzone skrzynki przyłączeniowe. Oprócz obudów i ich pokryw, które spadały z powodu nieprawidłowego wykonania, problem dotyczył również wadliwych lutów i uszkodzonych diod obejściowych. Ze względu na częstotliwość występowania takich przypadków wadliwe skrzynki połączeniowe mogą wiązać się ze szczególnym ryzykiem pojawienia się łuku elektrycznego.

Inne często występujące wady obejmują powszechne zdarzenia objęte zakresem ubezpieczeń w tym pęknięcia szkła ochronnego, które powstają najczęściej w trakcie transportu lub montażu, ale także czasami są wynikiem przegrzewania się ogniw.



Rysunek 3-38: Częstotliwości wad w reklamowanych modułach
Najczęstszą przyczyną skarg u wszystkich producentów były wadliwe skrzynki przyłączeniowe.



Rysunek 3-39: Częstotliwość występowania szkód u różnych producentów

Na rysunku 3-39 wyraźnie widać, że u producenta nr 10 najwięcej reklamacji złożono w związku z wadą skrzynki przyłączeniowej. Ponadto wywnioskować można, że producent nr 4 ma problem z nieprawidłowymi stykami połączeń między ogniwami.

Ogólnie rzecz biorąc, można zauważyć, że użytkownicy końcowi znacznie częściej mają do czynienia z uszkodzeniami powstałymi podczas transportu. Sugeruje to nieprawidłowe i niezgodne z instrukcją postępowanie z modułami w miejscu ich montażu.

Z drugiej strony zbyt niska moc i wadliwe złącza ogniw w gotowych instalacjach są stwierdzane znacznie rzadziej niż w trakcie kontroli dostarczanych materiałów. Pokazuje to, że zdjęcia elektroluminescencyjne są skutecznym sposobem wykrywania takich wad i eliminowania modułów, które je wykazują.

3.5 Potencjalne punkty zagrożenia łukiem elektrycznym w instalacjach PV

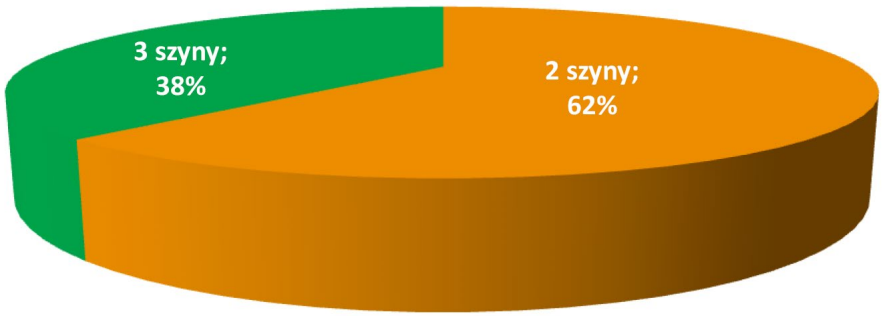
3.5.1 Moduł

3.5.1.1 Łączenia ogniw

Jeśli chodzi o powstawanie łuków elektrycznych w module fotowoltaicznym, newralgicznym punktem są łączenia lutowane.

Szczególnie dużo połączeń lutowanych można znaleźć w łączeniach między poszczególnymi fotoogniwami. Szynoprzewody ogniw łączy się za pomocą lutowanych łączy ogniwowych. W związku z tym ważne jest to, ile szynoprzewodów (a tym samym łączy ogniwowych) ma zainstalowane ogniwo słoneczne. W przypadku większych ogniw obecnie często stosuje się trzy szyny, aby – również w przypadku awarii pojedynczych przejść złącz stykowych lub lokalnego wzrostu temperatury – uzyskać równomierny rozkład napięć w ogniwach. Wówczas awaria lub oddzielenie tylko jednego szynoprzewodu nie wystarczy do zainicjowania łuku [5].

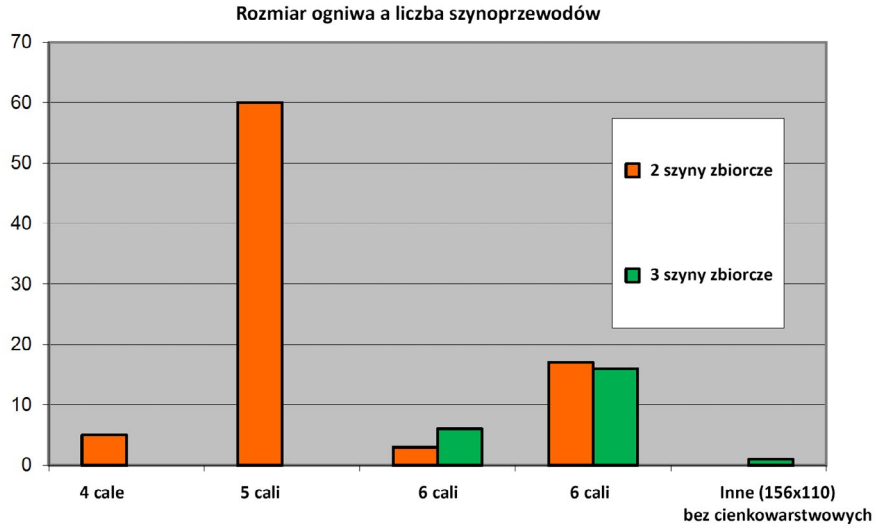
W ramach krótkiej analizy przyjrzano się liczbie łączeń ogniwowych w 50 krystalicznych modułach fotowoltaicznych dostępnych na rynku. Okazało się, że większość modułów posiada dwa szynoprzewody (rys. 3-40).



Rysunek 3-40: Liczba łączeń ogniwowych w różnych typach modułów Busbars – szynoprzewodów

Liczba łączeń ogniwowych w próbce 50 aktualnych typów modułów

Bardziej szczegółowa ocena firmy fotowoltaicznej Energiebau wykazała, że w przypadku ogniw 5” używane są zawsze tylko dwa szynoprzewody. W przypadku ogniw 6” zwykle stosuje się dwa lub trzy szynoprzewody.



Rysunek 3-41: Liczba szyn w zależności od rozmiaru ogniwa

Przegląd opiera się na danych z reprezentatywnych modułów dostępnych na rynku. Każde dodatkowe łączenie ogniwa zwiększa nadmiarowość. W przypadku wystąpienia wadliwych styków lutowanych prąd może przepływać przez inne szynoprzewody.

W związku z tym w przypadku zastosowania trzech szynoprzewodów powstanie łuku elektrycznego na łączach ogniwowych jest mniej prawdopodobne. Z drugiej strony rozwiązanie takie nieznacznie zmniejsza powierzchnię ogniw, która może być aktywnie wykorzystywana do wytwarzania energii elektrycznej.

Łuk elektryczny na złączu ogniwa może pojawić się wówczas, gdy tylko jedno z łączeń ogniw ma połączenie przewodzące i jeśli w tym miejscu następuje utrata metalowego łączenia.

Tego ostatniego należy się spodziewać, jeśli łączenie jest już słabe, a powstające ciepło prowadzi do dalszego topienia materiału w połączeniu. Ponadto dioda obejściowa związana z danym łańcuchem ogniw musi zostać przerwana, ponieważ napięcie pojedynczego łańcucha ogniw nie jest wystarczające do zapalenia łuku [27–28].

Aby zobrazować sekwencję zdarzeń prowadzących do awarii, w TÜV Rheinland przeprowadzono eksperymenty z przygotowanymi modułami. W jednym module oba łączenia ogniwowe zostały oddzielone między dwoma pojedynczymi ogniwami, a diody obejściowe zostały usunięte ze skrzynki połączeniowej. Następnie zapalono łuki elektryczne, które wytwarzały temperatury znacznie powyżej temperatury topnienia (600°C) np. naprężonego termicznie szkła (rys. 3-42). Szkło z przodu ogniwa i fotoaktywne warstwy krzemu stopiły się i wytwarzały palące się krople [29].

Rysunek 3-42: Skutki łuku elektrycznego sprowokowanego przez zerwanie łączenia międzyogniwowego, **Źródło:** TÜV Rheinland.

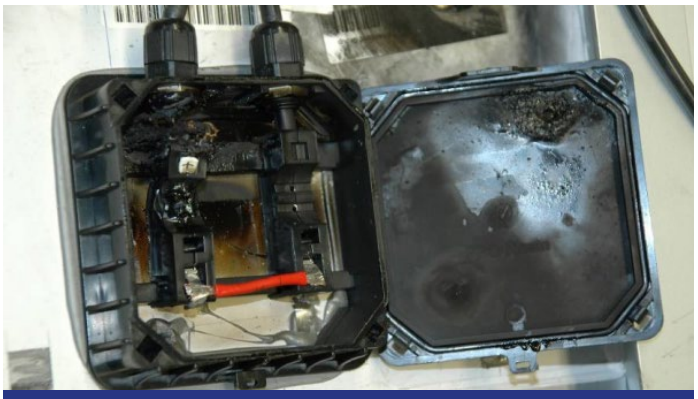
Łuk jarzy się tak długo, jak długo utrzymuje się wystarczające napięcie. Łuk można ugasić poprzez wyłączenie napięcia lub zwiększenie odległości między jego stykami. Jeśli odległość będzie tak duża, że dostępne napięcie przestanie wystarczać, łuk zostanie wygaszony. Może to jednak zająć dużo czasu (kilka minut).

Łuk elektryczny jarzy się nie tylko na bezpośrednich łączeniach ogniw, ale także pomiędzy ogniwami, w ten sposób przemieszczając się między poszczególnymi komórkami ogniw. Ze względu na dużą ilość dostępnego materiału styki spalą się tylko nieznacznie. Podczas doświadczeń laboratoryjnych łuk był zawsze gaszony przez wyłączenie napięcia. Najdłużej palący się łuk został wyłączony po 16 minutach. W tym czasie przemieszczał się wielokrotnie z jednego ogniwa na drugie.

Przed ugaszeniem łuk elektryczny emituje dużo ciepła, które poważnie uszkadza otaczające materiały modułu. Te ostatnie również się paliły, ale po pewnym czasie gasły same po wyłączeniu łuku elektrycznego. Jednak do tego czasu płomienie intensywnie wydostawały się spod dolnej części modułu. Przy bardzo długo palącym się łuku temperatura wzrasta do punktu, w którym szkło topi się (1000°C do 1500°C), a ciekły krzem skapuje z modułu.

3.5.1.2 Skrzynka przyłączeniowa modułu

Ostatnie badania wykazały, że łączenie między zaciskiem stykowym a przewodem przyłączeniowym w gnieździe przyłączeniowym modułu wymaga szczególnej uwagi. Ze względu na konstrukcję ilość materiału łączenia jest wystarczająca, aby utrzymać stabilność łuku elektrycznego. Ponadto w bliskiej odległości dostępny jest materiał palny ze skrzynki, którym jest zazwyczaj tworzywo sztuczne. Należy rozważyć ewentualne rozprzestrzenienie się łuku na otoczenie, a jego ryzyko sklasyfikować jako wysokie.



Rysunek 3-43: Skrzynka przyłączeniowa po wystąpieniu łuku elektrycznego między przewodem przyłączeniowym a zaciskiem przyłączeniowym [5]

Czerwony przewód między dwoma zaciskami na rysunku 3-43 służy do mostkowania modułu, który był już uszkodzony przez poprzednie testy. Łuk wystąpił na przewodzie po lewej stronie.

Skutki pożaru w skrzynce przyłączeniowej modułu mogą być zatem znaczne. Jednak to, czy pożar w ogóle wystąpi, zależy od kilku czynników:
(1) stabilność połączeń (i uchwytów odciążających kable),
(2) ochrona przed korozją (szczelność),
(3) rozpraszanie ciepła w skrzynce przyłączeniowej (diody obejściowe),
(4) właściwości materiałowe istotne dla ryzyka pojawienia się ognia,
(5) ochrona odgromowa i przeciwprzepięciowa.

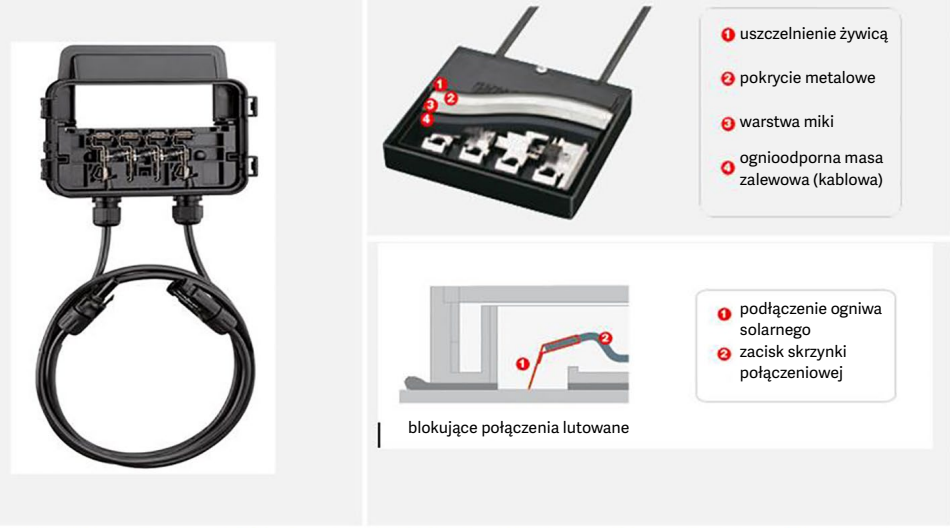
Ocena rzeczywistego zagrożenia pożarowego wymaga dokonania przeglądu typowych konstrukcji i materiałów dostępnych na rynku.

Ad. 1. Stabilność połączeń

Obecne zmiany w skrzynkach przyłączeniowych wprowadzane są przez producentów z uwzględnieniem zasad automatyzacji i bezpieczeństwa procesowego (np. w firmach Spelsberg, Phoenix Contact, Conergy). Mają one na celu zapewnienie niezmiennie wysokiej jakości produkcji (ograniczenie ryzyka zabrudzeń, większą trwałość łączeń klejonych – lepszą szczelność).

Zasadniczo istnieją trzy możliwości połączeń przewodów (rys. 3-44):

- połączenia lutowane,
- połączenia zaciskowe,
- połączenia śrubowe.



Rysunek 3-44: Warianty połączeń

Połączenia zaciskowe są mało podatne na usterki. Stosowanie nieamortyzowanych połączeń śrubowych nie jest obecnie zalecane, ponieważ wykazują się niezawodnością tylko pod warunkiem optymalnego montażu, którego jakość może ulegać pogorszeniu wraz ze starzeniem się materiału. Połączenia zaciskowe regulują się samoczynnie.

Nawet połączenia lutowane mogą zawodzić przy nieprawidłowym montażu. Ryzyko to jest zwykle najbardziej prawdopodobne w przypadku lutowania ręcznego. Wszystkie trzy techniki połączeń (rys. 3-44) są obecnie dostępne na rynku, ale stosuje się głównie połączenia zaciskowe różnych typów i jakości.

Ponadto ważną rolę – z uwagi na możliwość wystąpienia zarówno krótkotrwałych (np. podczas transportu i instalacji), jak i trwałych (np. ze względu na masę kabli) sił rozciągających – odgrywają solidnie wykonane i niezawodne uchwyty odciążające. Należy zadbać o to, aby siły te nie wpływały na jakość połączenia.

Ad 2. Ochrona przed korozją

Akceptowane są skrzynki przyłączeniowe o wysokim stopniu ochrony IP-65.

Skrzynki przyłączeniowe odlewane mogą mieć przewagę nad nieodlewanymi z uwagi na wpływ, jaki na te drugie mają zmiany temperatury i wilgotność. Ryzyko przenikania wilgoci do skrzynki i korozji styków jest w ich przypadku wyższe. Ponadto przepuszczają one więcej tlenu, który w sytuacji powstania łuku elektrycznego pozwala na podtrzymywanie tego zjawisku i tym samym sprzyja powstawaniu pożaru.

Masa zalewowa przynosi wiele korzyści: szczelność, izolację elektryczną i odporność ogniową [30]. Wadą jest jednak problematyczność konserwacji. W razie potrzeby niemożliwa jest też wymiana uszkodzonych diod obejściowych. Należy zauważyć, że niektóre połączenia zaciskowe nie mogą być odlewane, ponieważ poważnie utrudnia to ich regulację i może spowodować przegrzanie, a nawet doprowadzić do powstania łuku elektrycznego.

Ad 3. Rozpraszanie ciepła w skrzynce przyłączeniowej

Skrzynki przyłączeniowe są również narażone na podwyższone temperatury podczas normalnej pracy. W przypadku awarii temperatura w skrzynce może wzrosnąć do ponad 200°C, a w przypadku łuku osiąga powyżej 1000°C. Oprócz odpowiedniego doboru materiału bardzo ważne jest szybkie odprowadzenie powstałego ciepła.

Rysunek 3-45 przedstawia różne rozwiązania w tym zakresie, na przykład podkładki dystansowe do modułu (Huber & Suhner, rodzina produktów HA3 i RH3), płyty metalowe z żebrami chłodzącymi (aluminium, FPE Fischer, Solon), pokrycia z termoprzewodzącym silikonem, termoprzewodzące połączenia z ramą aluminiową (Spelsberg). Należy przy tym przestrzegać warunków dla 2 klasy ochronności.

Rysunek 3-45: Rozpraszanie ciepła
Źródło: Huber & Suhner; FPE Fischer.

Ad 4. Istotne pożarowo właściwości materiałowe

Obecnie skrzynki przyłączeniowe wykonane są prawie wyłącznie z tworzyw sztucznych. Materiały te muszą spełniać następujące wymagania:

- odporność na temperaturę,
- odporność na rozprzestrzenianie płomieni i brak zawartości halogenów,
- wytrzymałość,
- odporność na warunki atmosferyczne,
- odporność na niską temperaturę.

Dostępnych jest wiele tworzyw technicznych, takich jak Ultramid®-A3XZG5 (PA) firmy BASF lub RYNITE® (PET – tworzywa sztuczne) i (PES) firmy DuPont. Są one termoplastyczne i wzmocnione mineralnie.

Od 2007 r. na rynku funkcjonują również aluminiowe skrzynki przyłączeniowe, np. firmy FPE Fischer (aktualnie FPEAL008 Intersolar 2011, [31]). Także w tych skrzynkach znajduje się wewnątrz skrzynka z tworzywa sztucznego przeznaczona na połączenia elektryczne. Według producenta aluminiowa wersja osłony zewnętrznej jest gwarancją wyjątkowo długiego okresu przydatności do użytkowania na zewnątrz i niepowodującego zagrożenia w przypadku przegrzania – czyli długowieczna, bezpieczna, niewymagająca konserwacji i stabilna w działaniu.

Aluminiowa skrzymka jest używana między innymi przez Solar Energy, SOLAR MODUL ISE 175M/B lub Sunworxs GmbH, SUNWORX SW 240P.

Jako materiał przewodzący do kabli słonecznych (kabli DC) stosuje się ocynkowany drut miedziany. Zgodnie z przepisami kable muszą wytrzymywać temperaturę roboczą 120°C. Temperatura dłuższego zwarcia wynosi nawet ok. 250°C. Materiały z tworzyw sztucznych muszą wytrzymać tę temperaturę.

Ad 5. Ochrona odgromowa i przeciwprzepięciowa

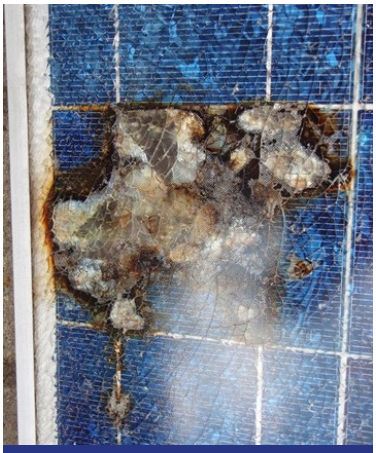
Instalacja fotowoltaiczna generalnie nie zwiększa prawdopodobieństwa uderzenia pioruna. Nie ma ogólnego obowiązku stosowania ochrony odgromowej. Jeśli budynek posiada już system ochrony odgromowej, to należy go uwzględnić przy późniejszym montażu instalacji fotowoltaicznej. W przypadku budynków użyteczności publicznej instalacje fotowoltaiczne wymagają systemu ochrony odgromowej.

Rozdział 1.3.1.1 wymienia normy i wytyczne, których należy przestrzegać w odniesieniu do ochrony odgromowej i przeciwprzepięciowej.

Skutki bezpośredniego lub pośredniego uderzenia pioruna należy rozpatrywać osobno.

W rzadkich przypadkach bezpośredniego uderzenia pioruna w generator słoneczny należy spodziewać się znacznego uszkodzenia modułów (zob. rys. 3-46). Nie można wykluczyć powstania ognia spowodowanego efektem cieplnym prądu wyładowania. Jest bardzo prawdopodobne, że w diodzie obejściowej dojdzie do częściowego zwarcia, a jeśli nie zainstalowano ograniczników przepięć, prawdopodobnie falownik zostanie uszkodzony.

Znacznie częściej występują jednak uderzenia pioruna pośrednie lub w pobliżu, w których prąd częściowy przepływa w pobliskiej części systemu ochrony odgromowej lub przez instalację elektryczną, lub też wywołuje w niej przepięcie.



Rysunek 3-46: Uszkodzenie 10-letniej instalacji po bezpośrednim uderzeniu pioruna
Źródło: Photovoltaic Office Ternus&Diehl GBR.

W takich przypadkach stopniowana ochrona przed przepięciami w generatorze fotowoltaicznym lub w punkcie zasilania sieci może znacznie zmniejszyć ryzyko uszkodzenia diod obejściowych i falownika (wewnętrzna ochrona odgromowa). Jednak diody bocznikowe Schottky'ego pozostają w dużym stopniu zagrożone (zob. rozdz. 3.5.3.1).

Szczególnie w przypadku modułów bezramowych prądy częściowe występujące w niewielkiej odległości (mniej niż ok. 1–2 m) od modułu mogą wywoływać napięcia występujące w wewnętrznych pętlach okablowania modułu, które są na tyle wysokie, że uszkadzają diody obejściowe.

Moduły w ramach są nieco mniej czułe, ale nawet tutaj bardzo małe odległości – mniejsze niż ok. 40–80 cm – mogą być krytyczne [32].

Wraz z odnotowywanym w ostatnim czasie rozwojem wielu elektronicznych urządzeń zabezpieczających w skrzynce przyłączeniowej modułu (inteligentna skrzynka przyłączeniowa) porusza się również temat ochrony przeciwprzepięciowej.

Wnioski

Ryzyko dotyczące skrzynki połączeniowej – w porównaniu z innymi elementami – należy zaklasyfikować jako wysokie pod względem wpływu łuków i rozwoju pożarów. Dlatego też dobra technika wykonania połączenia jest szczególnie ważna – pozwala w znacznym stopniu zapobiegać pożarom powodowanym przez nagrzewanie i łuki elektryczne.

Ponadto korzystne właściwości materiałowe i w zakresie korozyjności, rozpraszania ciepła, a także przepięciowe są ważnymi czynnikami przy konstruowaniu skrzynki przyłączeniowej o niskim poziomie ryzyka pożaru.

3.5.1.3 Diody obejściowe

W celu ochrony ogniw słonecznych przed niedopuszczalnie wysokimi napięciami blokującymi, spowodowanymi nieaktywnymi (np. zacienionymi) ogniwami, zwykle stosuje się diody obejściowe. Są one na ogół zintegrowane ze skrzynką przyłączeniową i zapewniają przekazywanie do zacienionych ogniw energii elektrycznej wytwarzanej przez pozostałe moduły.

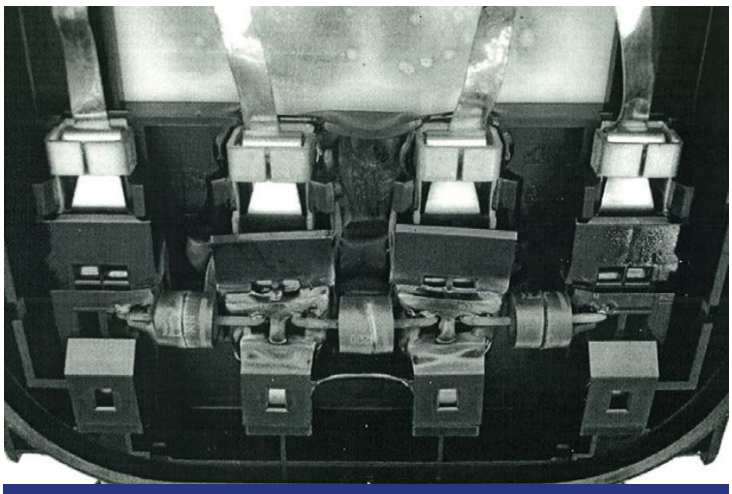
W przeszłości stosowano głównie diody P/N, obecnie coraz częściej używane są diody Schottky'ego, co prowadzi do zmniejszenia strat ciepła. Jednak napięcie przebicia w kierunku blokowania jest dla nich znacznie niższe, przez co mogą ulec uszkodzeniu przez pojedyncze zdarzenia przepięciowe (np. napięcie wstrząsowe spowodowane pobliskim uderzeniem pioruna).

Diody Schottky'ego posiadają znaczne prądy blokujące w wysokich temperaturach, co może prowadzić do niestabilności termicznej.

Istnieją trzy możliwe przypadki awarii:

- diody stale przewodzące (niedoskonałe zwarcie),
- częściowo przewodzące (znacznie zwiększony prąd upływu/grzanie) lub
- przerwanie, co usuwa pierwotny charakter ochronny.

W odniesieniu do diod obejściowych pojawia się problem polegający na tym, że silnie nagrzewają się z mocy wyjściowej, którą osiągają, jeśli przenoszą prąd o wysokim natężeniu przez dłuższy czas. Ogrzewanie to może ostatecznie doprowadzić do przegrzania, a w najgorszym przypadku wywołać pożar.



Rysunek 3-47: Skrzynka przyłączeniowa modułu z uszkodzonymi diodami obejściowymi na skutek sprzężonych prądów piorunowych

Skrzynka przyłączeniowa modułu musi wykazywać trwałą odporność na ciepło pochodzące z diod obejściowych, przez które przepływa prąd. Niezależnie od tego powstawanie ciepła zawsze niesie ze sobą ryzyko, że połączenia stykowe będą trwale korodować lub nawet topić się.

Jeśli styk diody obejściowej powoli ulega degradacji, wraz z długotrwałym obciążeniem diody ciepło odpadowe wytwarzane na styku wzrasta. W końcowym stadium może to prowadzić do bardzo silnego przegrzania z przepaleniem lub powstaniem łuku elektrycznego. W przypadku słabego łączenia lub zniszczenia diody (np. z powodu przegrzania), dioda jest „otwarta", czyli jej funkcja ochronna nie działa. W takim przypadku zacienienie lub awarie styków w module mogą doprowadzić do przegrzania, które uszkadzają moduł i w niekorzystnych okolicznościach mogą powodować pożar.

Po przepięciach (np. uderzenie pioruna) dioda obejściowa zazwyczaj ulega zniszczeniu z powodu (niedoskonałego) zwarcia lub zwiększonego natężenia prądu powrotnego (częściowo przewodzącego). Powoduje to utratę wydajności, ale nie musi osłabiać funkcji ochronnej. Jednak ciągły, wysoki przepływ prądu przez diodę może przyspieszyć starzenie się, a tym samym zwiększyć niebezpieczeństwo pojawienia się łuku w punktach stykowych.

Ryzyko uszkodzenia diod obejściowych jest zwielokrotnione przy długotrwałym obciążeniu. Regularne i trwałe zacienienie zapewnia powstawanie większej ilości ciepła w diodach z odpowiednio wymu-

szonymi mechanizmami starzenia. Diody Schottky'ego ograniczają wytwarzanie ciepła, ale są bardziej wrażliwe na przepięcia.

Innowacyjne, bezdiodowe obwody zabezpieczające (tak zwane „aktywne diody obejściowe" lub „inteligentne diody bypass") mogą znacznie zniwelować ten problem. W produktach tych diodę zastępuje MOSFET, który po uruchomieniu ma rezystancję styków rzędu zaledwie kilku miliomów. Przez to spadek napięcia przez MOSFET przy natężeniu np. 10 A wynosi zaledwie kilkadziesiąt miliwoltów w porównaniu z ok. 400–600 mV przy zastosowaniu konwencjonalnych diod. Zmniejsza to również pięcio- lub dziesięciokrotnie wyzwalanie ciepła, dzięki czemu wyżej wymienione problemy już nie występują. Ponadto aktywne diody obejściowe są wyposażone w zintegrowaną ochronę przeciwprzepięciową, co czyni je wielokrotnie bardziej odpornymi na indukowane przepięcia.

Energię do sterowania MOSFET uzyskuje się za pomocą specjalnego obwodu sterującego z jedynego niskiego spadku napięcia na MOSFET, dzięki czemu element ma tylko dwa przyłącza i – bez dodatkowego zasilania – może być używany jak konwencjonalna dioda obejściowa.

Aktywne diody obejściowe są oferowane na przykład przez microSEMI (LX2400) [31], przy czym nowa ultracienka wersja (LX2410) nadaje się nawet do laminowania do modułu. Inni producenci to ST microelectronics (np. SPV1001) i Texas Instruments (np. SM 74611).

3.5.2 Złącza i okablowanie

3.5.2.1 Złącza

System fotowoltaiczny ma zazwyczaj dużą liczbę złączy. Zarówno każdy moduł, jak i falowniki są zwykle łączone za pomocą złączy. Ze względu na dużą ich liczbę, istnieje znaczny potencjał tworzenia łuków szeregowych.

Ze względu na coraz większą profesjonalizację w rozwoju elementów na rynku dostępne są obecnie złącza, których zastosowanie pozwala całkiem skutecznie zapobiec niezamierzonemu poluzowaniu i korozji styków.

Największe ryzyko wiąże się z parowaniem złączy różnych marek i zaciskania złączy na kablach w terenie [33]. Tego pierwszego należy unikać za wszelką cenę, ponieważ nawet jeśli wtyczki dwóch różnych producentów mechanicznie pasują do siebie, rezystancja przejścia może być znacznie zwiększona, co doprowadzi do silnego ogrzewania się elementu (rys. 3-48). W niektórych przypadkach pojawiły się nawet podrobione modele złączy markowych producentów. Jakość takich produktów jest wątpliwa i w przypadku podejrzenia podrabiania, złącza nie powinny być stosowane w żadnym wypadku.

Rysunek 3-48: Wynik parowania złączy różnych producentów [33]

Jeśli złącza muszą być zaciskane na kablach na budowie, to dla uzyskania odpowiedniego połączenia konieczne jest stosowanie zaciskarki o precyzyjnie określonym docisku, wskazanej przez producenta złącza. Jest to jedyny sposób, aby zagwarantować gazoszczelne, trwałe połączenie (rys. 3-49).

Rysunek 3-49: Porównanie: Prawidłowe i nieprawidłowe zaciskanie w terenie [33]

3.5.2.2 Przewody i ich układanie

Podczas gdy łuki elektryczne szeregowe występują głównie w punktach stykowych i połączeniowych, bardzo wysokoenergetyczny łuk równoległy powstaje m.in. przez wadliwe kable – jeśli może utworzyć połączenie przewodzące między biegunami dodatnim i ujemnym (lub, w przypadku uziemionego generatora słonecznego, między nieuziemionym biegunem a obiektem leżącym na potencjale ziemi). Z reguły jest to wynik uszkodzenia izolacji kabli.

W celu uniknięcia równoległych łuków stosuje się układanie kabli odpornych na uziemienie i zwarcie. Oznacza to, że zarówno przewody dodatnie, jak i ujemne są podwójne lub ze wzmocnioną izolacją, lub też układane w oddzielnych systemach rurowych z prostą izolacją. Przy czterech warstwach izolacyjnych między przewodami dodatnim i ujemnym zaistnienie łuku jest bardzo mało prawdopodobne.

Aby przy uderzeniu pioruna powstały jak najmniej niebezpieczne przepięcia, wielkość pętli utworzonej przez okablowanie powinna być utrzymywana na jak najniższym poziomie. Jednocześnie jednak należy maksymalnie ograniczyć ryzyko równoległego łuku, tj. kontaktu między dwoma przewodami o przeciwnej biegunowości. Spełnienie obu wymagań zapewnia się przez układanie podwójnie izolowanych kabli obok siebie lub – nawet lepiej – przez oddzielne układanie dwóch głównych przewodów w bezpośrednio sąsiadujących ze sobą rurach kablowych.

Ułożenie kabli powinno również jak najmniej obciążać ich izolację. Oznacza to, że sposób ułożenia nie powinien wystawiać kabli na bezpośrednie działanie promieni słonecznych, ciągłe umieszczenie ich pod wodą lub przeciąganie ich po ostrych krawędziach.

Powinny one być zamocowane w taki sposób, aby nie poruszał ich wiatr, co mogłoby powodować uszkodzenia izolacji. Należy przestrzegać dozwolonych promieni gięcia i nie pozwalać, by były niższe niż dozwolono.

3.5.3 Bezpieczniki

We wczesnych rozwoju latach fotowoltaiki (1985–1995) powszechnie stosowało się bezpieczniki łańcuchów. Okazało się jednak, że często zawodziły i powodowały lokalne przegrzania, a nawet pożary szaf rozdzielczych.

W części 712 obowiązującej normy VDE 0100 są one wymagane tylko wtedy, gdy może zostać przekroczona obciążalność prądowa przewodu. W rezultacie są one obecnie wykorzystywane tylko w nielicznych instalacjach.

Od ok. 2 lat istnieją specjalne bezpieczniki PV, skonstruowane w taki sposób, aby nie uruchamiały się przypadkowo przy prawidłowym zwymiarowaniu, a także mogły przerywać przetężenie również w instalacjach o wysokim napięciu (zazwyczaj do 1000 VDC). Wadą jest ich wysoka cena (ok. 10 € za sztukę).

Dogłębne badania wykazały, że bezpieczniki łańcuchowe stanowią pomoc tylko w bardzo ograniczonej klasie możliwych błędów w instalacji fotowoltaicznej. We wszystkich innych przypadkach bezpieczniki łańcuchowe są bezużyteczne, generują dodatkowy koszt i tworzą kilka dodatkowych punktów styku o odpowiednim poziomie ryzyka wystąpienia łuku elektrycznego.

Jedyny scenariusz, w którym bezpieczniki mogą zapewnić ochronę, dotyczy prądów wstecznych, które mogą wprowadzać równoległe łańcuchy paneli w stan z częściowo zwartymi diodami obejściowymi. Dopuszczalny prąd wsteczny dla modułów fotowoltaicznych jest zwykle dwukrotnie większy od maksymalnego prądu zwarcia. Przy pełnym nasłonecznieniu – tylko wtedy, gdy więcej niż 10% diod obejściowych jest zwartych – możliwy jest przepływ prądu wstecznego, który przekracza podany próg [34]. Jednak wystąpienie powyższego błędu jest bardzo mało prawdopodobne.

Proponuje się zatem wymagać bezpieczników łańcuchowych tylko dla instalacji, w których moduły fotowoltaiczne są zainstalowane w środowisku palnym.

Ponieważ w zwartej sieci generatora słonecznego z „n" równoległych łańcuchów może płynąć co najwyżej (n-1)-krotny prąd zwarcia łańcucha, ochrona przed takimi awariami w generatorze słonecznym z bezpiecznikami jest w praktyce możliwa od 3 do 4 łańcuchów [35].

W odniesieniu do obecnej międzynarodowej rewizji normy VDE 0100 Część 712 toczy się ostra debata na temat tego, czy bezpieczniki łańcuchowe chroniące moduły fotowoltaiczne i kable przed prądem wstecznym od 3 lub obliczonej liczby równoległych łańcuchów powinna być wymagana ponownie[1]. Ze względu na ponadnarodowy charakter międzynarodowej normy *IEC 60364-9-1: Instalacje elektryczne niskiego napięcia – Część 9-1: montaż, wymagania konstrukcyjne i bezpieczeństwa dla systemów fotowoltaicznych (PV)* można założyć, że zabezpieczenia te są wymagane, ponieważ w USA i Australii europejskie koncepcje izolacji ochronnej i instalacji odpornej na zwarcia i doziemienia nie są szeroko stosowane i dlatego jest bardziej prawdopodobne, że częściej niż w Europie będzie się tam uwzględniać zabezpieczenia przed łukami elektrycznymi.

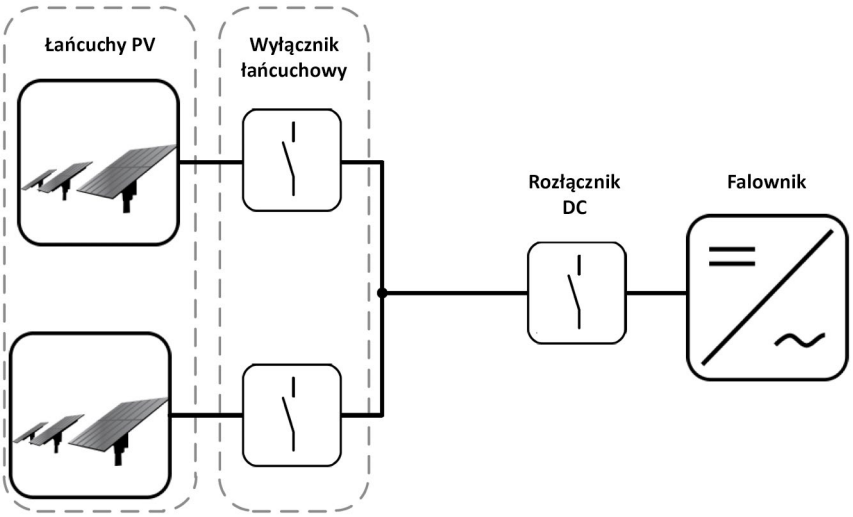
Zalecenie normalizacji:
W przypadku Niemiec proponujemy dopisanie krajowego wstępu do międzynarodowej normy, w którym wskazany zostanie wymóg stosowania bezpieczników łańcuchowych tylko w systemach z modułami PV zainstalowanymi w środowisku palnym.

3.5.4 Wyłączniki i punkty odłączenia

Rysunek 3-50 przedstawia schemat konstrukcji systemu fotowoltaicznego z punktami sekcjonowania prądu DC, które są często stosowane w praktyce podczas instalacji po stronie DC. W niemieckiej normie instalacyjnej dla systemów fotowoltaicznych [36] rozłącznik (zwany także wyłącznikiem prądu stałego) jest wymagany po stronie DC falownika. Ponieważ rozłącznik ten musi bezpiecznie odłączyć falownik od generatora fotowoltaicznego nawet przy obciążeniu znamionowym lub w przypadku

[1] Stan na rok 2015 (przypis. tłum.).

zwarcia falownika po stronie wejściowej, należy zadbać o zapewnienie prawidłowego wymiarowania przełącznika. Zastosowanie rozłącznika DC zaprojektowanego do warunków źródła napięcia DC bez uwzględnienia charakterystyki generatora fotowoltaicznego (charakterystyka źródła zasilania) może spowodować, że wystąpi łuk przełączający, którego nie da się już ugasić!



Rysunek 3-50: Schemat blokowy systemu fotowoltaicznego z punktami wyłączania

Szczególnie w większych systemach fotowoltaicznych urządzenia przełączające są również używane do wyłączania poszczególnych łańcuchów. Ze względu na koszty często używane są tu wyłączniki automatyczne. Wyłączniki automatyczne nie mogą wyłączać obwodu pod napięciem. Powinny zadziałać tylko wtedy, gdy obwód został wcześniej przerwany przez element odłączający obciążenie [37].

Jeżeli chodzi o występowanie łuków zwarciowych w wyłącznikach, łączniki muszą być zaprojektowane na wartości prądów znamionowych.

Alternatywnie na rynku można również znaleźć wyłączniki prądu DC, które zostały specjalnie opracowane dla wymagań odnoszących się do systemów fotowoltaicznych.

W niektórych systemach fotowoltaicznych używa się styczników prądu stałego. Są one przeznaczone do zdalnego włączania i wyłączania pod obciążeniem oraz do przewodzenia prądu, ale nie mogą być używane jako wyłączniki zwarciowe lub separatory [37].

Generalnie każdy element wyposażenia elektrycznego wprowadzający nowe połączenie stykowe do instalacji stwarza ryzyko powstania łuku elektrycznego. Tylko właściwe zwymiarowanie i instalacja mogą utrzymać ten współczynnik na niskim poziomie.

3.5.5 Skrzynka przyłączeniowa generatora

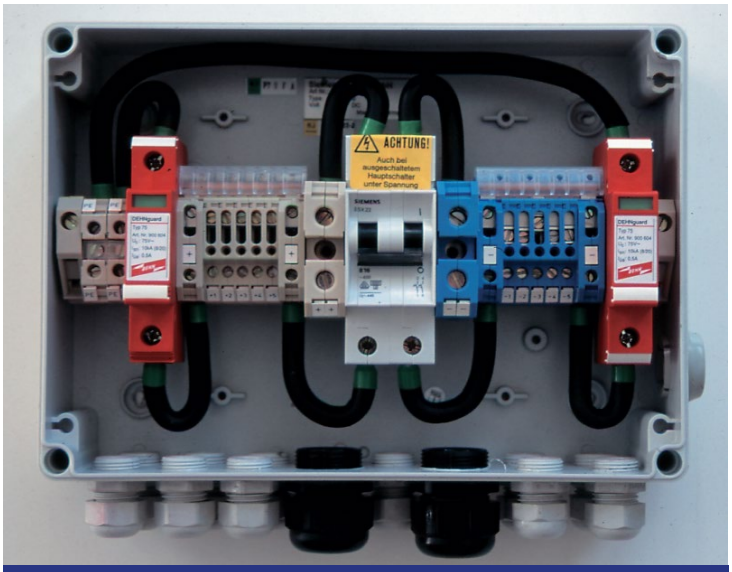
Do skrzynki przyłączeniowej generatora doprowadzonych jest kilka łańcuchów instalacji fotowoltaicznej. Przyłączane są w niej przewody łańcuchowe, przewód główny prądu stałego i, w razie potrzeby, przewód wyrównawczy.

Skrzynka przyłączeniowa generatora zawiera zaciski i punkty sekcjonowania, a także bezpieczniki i diody łańcuchowe, jeśli to konieczne. Często w skrzynkach przyłączeniowych generatora montowane

są ochronniki przepięciowe, które służą do kierowania przepięć do ziemi. Dlatego też do urządzeń tych doprowadzany jest przewód wyrównawczy lub uziemiający.

W skrzynce przyłączeniowej generatora umieszcza się czasami główne rozłączniki prądu stałego lub wyłączniki instalacyjne. W większych instalacjach coraz częściej stosuje się elementy monitorowania łańcuchów. Elementy te zgłaszają wszelkie usterki łańcucha do systemu monitorowania danych, dzięki czemu można rozpocząć poszukiwanie źródła awarii.

Skrzynka przyłączeniowa generatora powinna być zaprojektowana w II klasie ochronności. Strony dodatnia i ujemna powinny być w niej wyraźnie oddzielone.



Rysunek 3-51: Skrzynka przyłączeniowa generatora
Źródło: DGS-Berlin.

Ponieważ urządzenie to jest instalowane na zewnątrz, powinno mieć stopień ochrony co najmniej IP 54 i pracować stabilnie w różnych warunkach atmosferycznych, w tym przy nasłonecznieniu. Jednocześnie zaleca się, aby miejsce i sposób montażu chroniły urządzenie przed deszczem i bezpośrednim nasłonecznieniem. Ze względu na możliwe późniejsze prace konserwacyjne należy zadbać o umieszczenie skrzynki w miejscu łatwo dostępnym

W przypadku skrzynek przyłączeniowych z zaciskami śrubowymi należy zapewnić dokładne wykonanie połączenia, ponieważ w przypadku wadliwego wykonania może dojść do uszkodzenia całego łańcucha. Skrzynki przyłączeniowe z zaciskami sprężynowymi lub z odpowiednimi innymi systemami mocowania nie wymagają tulei przewodowych i są łatwe w obsłudze.

Konstrukcja skrzynki przyłączeniowej generatora musi być zgodna z normą VDE 0660-600-1 (EN 61439-1). Do wykonania okablowania można zastosować bloki zaciskowe, które są mocowane do szyn typu „top hat". Końce dodatnie i ujemne muszą być konsekwentnie oddzielone oraz odporne na doziemienie i zwarcie.

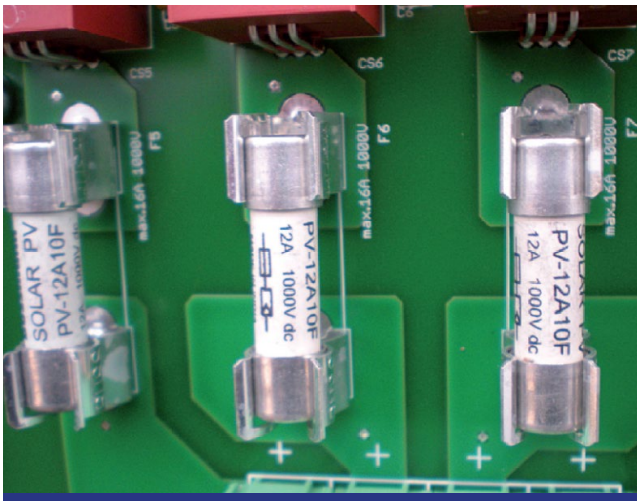
Diody bocznikujące do oddzielenia poszczególnych łańcuchów były pierwotnie używane do silnie zacienionych systemów z falownikiem centralnym. Jednak ich przydatność jest bardzo wątpliwa. Jeśli mimo to stosowane są diody bocznikujące, muszą one, zgodnie z VDE 0100-712, wykazywać wytrzymałość elektryczną odpowiadającą dwukrotności napięcia obwodu otwartego generatora dla STC.

Bezpieczniki łańcuchów chronią przewody przed przeciążeniami w przypadku usterki. Muszą być zaprojektowane do pracy z prądem stałym. Czasami jako bezpieczniki łańcuchów stosowano nieodpowiednie bezpieczniki DC. Ponieważ wraz z przemieszczaniem się chmur mogą występować znaczne wahania natężenia prądu, w normalnym bezpieczniku DC może powstać łuk elektryczny, ale nie będzie on wystarczający, aby stopić granulat izolacyjny. Rezultatem jest nieuruchomienie bezpiecznika i powolne nagrzewanie, co może prowadzić do pożaru w skrzynce bezpiecznikowej.

Niektórzy producenci opracowali odpowiednie bezpieczniki fotowoltaiczne. Do tej pory powstał tylko jeden projekt normy IEC 60269-6 FDIS 09/2010, który uwzględnia specyficzne warunki pracy bezpieczników w instalacjach fotowoltaicznych.

Niektórzy producenci oferują bezpieczniki fotowoltaiczne z możliwością wyłączenia prądu stałego i charakterystykach całego zakresu zgodnie ze wspomnianą normą, z oznaczeniem gR lub gPV (zob. rys. 3-52). Przy wyborze bezpieczników i ich rozmiaru oraz rozłączników ważne jest, aby wziąć pod uwagę następujące współczynniki redukcji dla prądu znamionowego bezpiecznika In (= prąd znamionowy):

1) zwiększoną temperaturę pracy (np. dla 60°C np. 0,84),
2) kumulację, czyli zbyt bliskie ustawienie wielu opraw bezpiecznikowych,
3) współczynnik redukcyjny dla plastikowej osłony wkładki bezpiecznika,
4) współczynnik obciążenia przemiennego (uwzględnia starzenie; zwykle 0,9).



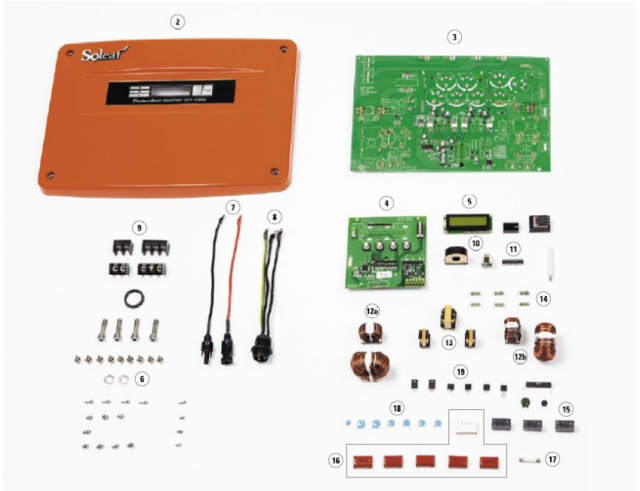
Rysunek 3-52: Bezpieczniki PV wg normy
Źródło: SIBA.

3.5.6 Falownik

Falownik jest najbardziej złożonym pojedynczym elementem systemu fotowoltaicznego. Wszystkie części wymienione w poprzednich rozdziałach, takie jak wtyczki, połączenia zaciskowe, wyłączniki/rozłączniki i przewody, znajdują się w falowniku, i uzupełnione są przez pasywne, elektroniczne i zasilające elementy elektroniczne. W zależności od osprzętu falownika montuje się w nim ponad kilkaset pojedynczych części.

Znane są przypadki wad seryjnych, które wynikały z niewystarczającej wielkości elementów lub ścieżek, częściowo również z usterek produkcyjnych samych płytek drukowanych (przelotek), a także z jakości lutów (zimne luty).

Nie są to jednak wady charakterystyczne dla energii fotowoltaicznej, mogą wystąpić w dowolnym urządzeniu elektronicznym. W związku z tym wady te zostały również usunięte, a falownikom można przypisać wysoką niezawodność i „normalne” ryzyko pożaru.



Rysunek 3-53: Pojedyncze części falownika łańcuchowego [38]

Rysunki 3-53 i 3-54 przedstawiają przykłady części falownika łańcuchowego.

Na podstawie doświadczenia z licznymi falownikami można zidentyfikować pewne potencjalne źródła awarii, na które należy zwrócić szczególną uwagę podczas projektowania:

Płytki drukowane

W przypadku falowników o mocy do około 10 kW, ze względów produkcyjnych, usiłuje się w miarę możliwości umieścić wszystkie elementy na jednej lub kilku płytkach drukowanych. W większości tylko ciężkie i obszerne elementy indukcyjne (dławiki, w razie potrzeby transformatory) są umieszczane oddzielnie w obudowie, częściowo w komorach własnych obudowy. Są one

Rysunek 3-54: Poszczególne części falownika łańcuchowego [38]

Rysunek 3-55: Przykład falownika centralnego w szafie sterowniczej

podłączone do głównej płytki drukowanej za pomocą kabli i punktów mocowania. W przypadku falowników o mocy 100 kW lub większej instalacja jest umieszczana w szafie sterowniczej – zespoły takie jak kondensatory buforowe, półprzewodniki mocy i cewki indukcyjne są połączone ze sobą za pomocą bieżących szyn lub arkuszy. Urządzenia sterownicze i regulacyjne są łączone na płytkach drukowanych.

Projektując płytkę drukowaną, należy zachować niezbędne przekroje przewodów, co zwykle wynika z wymogu niskiej rezystancji lub wysokiego stopnia sprawności.

Termografie falowników pokazują, że nie ma problemów ze zbyt wysokimi temperaturami.

Styki przelotowe (przelotki) dla płytek drukowanych zasilania stanowią potencjalne punkty newralgiczne – tutaj rozwiązanie składa się z dużej liczby małych równoległych przelotek roboczych lub ogólnego dopasowania elementu w takim punkcie styczności.

W zależności od występującego napięcia i oczekiwanego stopnia zanieczyszczenia płytki drukowanej należy przestrzegać normatywnie określonych odległości między drogami przewodzenia.

Złącza / zaciski

Obecnie stosowane falowniki łańcuchowe są zwykle łączone w całości za pomocą złączy. Po stronie DC stosowane są te same systemy wtyczek jak

w przypadku modułów fotowoltaicznych. Po stronie AC są to powszechnie dostępne na rynku lub modyfikowane wielobiegunowe złącza AC lub trójfazowe.

Obciążalność prądowa tych złączy musi być wystarczająca.

Krytycznym punktem jest to, że zwykle nie można używać gotowych kabli przyłączeniowych, a wtyczki muszą być ręcznie montowane na przewodach przyłączeniowych przez firmę instalatorską pracującą na miejscu. Zawsze niesie to ze sobą ryzyko niewystarczającej jakości połączeń zaciskowych. zagniatanych lub uchwytów odciążających, które można zminimalizować tylko poprzez sumienny montaż.

Według ustaleń analizy uszkodzeń przeprowadzonej w ramach projektu badawczego usterki istotne ze względu na ryzyko pożaru często występują na dobrze znanym, konwencjonalnym okablowaniu AC!

W samym urządzeniu połączenia są czasami również wykonywane za pośrednictwem zacisków na płytce drukowanej. Najlepiej w tym miejscu stosować zaciski zawieszenia sprężynowego, ponieważ zapewniają one stały docisk przewodów.

Podczas konstruowania płytki drukowanej lub mocowania jej do urządzenia należy pamiętać, że podczas transportu i montażu mogą wystąpić czasami trudne do przewidzenia i znaczące siły, które mogą prowadzić do uszkodzeń dróg przewodzenia z późniejszymi tego konsekwencjami.

Jak pokazano powyżej, korzystne jest umieszczenie wszystkich elementów na jednej płytce drukowanej lub na możliwie najmniejszej liczbie płytek drukowanych. Minimalizuje to liczbę połączeń między płytkami/zespołami obwodów drukowanych, co powoduje znaczny wzrost niezawodności. Jednocześnie redukowane są również koszty i ogranicza się źródła usterek podczas produkcji urządzeń. Na rynku wciąż istnieją negatywne przykłady z dużą liczbą pojedynczych płytek drukowanych i tak samo dużą liczbą złączy.

Rozłączniki

W Niemczech zgodnie z normą po stronie DC falownika wymagane jest stosowanie rozłącznika. Jest on zwykle zintegrowany z urządzeniem, ale może być również zainstalowany zewnętrznie jako dodatkowy element. Rozłącznik musi być przystosowany do prądu stałego i zaprojektowany dla specjalnej krzywej napięcia prądu w instalacji fotowoltaicznej.

Kondensatory

Kondensatory są stosowane w wielu miejscach falownika. Kluczowe w kontekście ochrony przeciwpożarowej są kondensatory X i Y, które są zamontowane zarówno po stronie DC, jak i AC w celu tłumienia zakłóceń EMC. Ponieważ w układzie elektrycznym mieszczą się bezpośrednio za zaciskami wejściowymi, są narażone na wysokie skoki napięcia i muszą być odpowiednio wytrzymałe – można tu stosować tylko odpowiednie, dozwolone kondensatory.

Dotychczasowe doświadczenie pokazuje, że kondensatory elektrolitowe o większej pojemności, stosowane jako kondensatory bufora wejściowego, nie są elementami krytycznymi. Dla wyższej żywotności urządzeń korzystny jest wybór klasy wysokotemperaturowej np. B. 105°C.

Ograniczniki przepięć / warystory

W falownikach zazwyczaj na stronach wejściowych i wyjściowych znajduje się precyzyjna ochrona przed wyładowaniami elektrycznymi w postaci warystorów lub kombinacji warystorów i wyłączników gazowych. Warystory są potencjalnie zagrożonymi elementami, ponieważ zmniejszają napięcie reakcji z powodu małych, ale dość powszechnych przepięć, aż w końcu zauważalny prąd wyładowania przepływa przez nie już przy normalnym napięciu roboczym. Prowadzi to do przegrzania, a w niektórych przypadkach spalenia warystorów – wada, która jest dość powszechna w falownikach.

Aby zmniejszyć to ryzyko, warystory muszą być dobrane co do napięcia odpowiedzi z wystarczającą odległością od normalnego napięcia roboczego. Stosowane są również warystory o kontrolowanej temperaturze, w których element przełączający na stałe zatrzymuje przepływ prądu przez warystory, gdy tylko przekroczy próg temperatury.

Ponieważ powoduje to również pomijanie rzeczywistej funkcji ochrony przeciwprzepięciowej, ten stan powinien być wyświetlany. Innym rozwiązaniem jest połączenie szeregowe warystora z iskiernikiem.

Obudowa

Dostępne na rynku falowniki łańcuchowe posiadają osprzęt z obudową zarówno metalową, jak i plastikową. W przypadku dużych urządzeń zazwyczaj stosuje się metalowe szafy sterownicze.

Z punktu widzenia ochrony przeciwpożarowej metalowe obudowy są korzystne, ponieważ utrudniają rozprzestrzenianie się ognia w samym urządzeniu. Ponadto ich zaletą jest wysoki stopień ochrony IP (np. IP65), ponieważ w większości przypadków bardzo dobre uszczelnienie obudowy utrudnia dostarczanie tlenu do wewnętrznego źródła ognia.

Wentylator

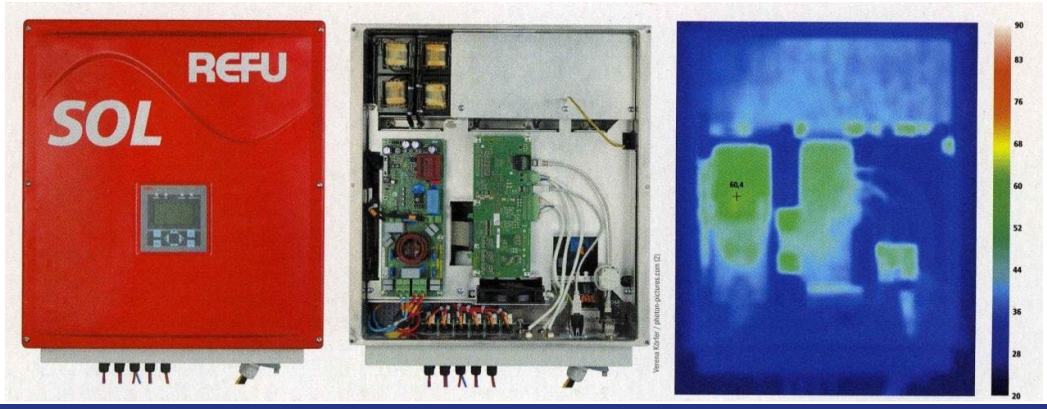
Obecnie na rynku dostępne są zarówno falowniki z aktywnym chłodzeniem przez jeden lub więcej wentylatorów, jak i te bez wentylatorów.

Zaletą urządzeń wyposażonych w wentylator jest to, że całkowity koszt małego radiatora z wentylatorem jest niższy niż urządzenia bez wentylatora z odpowiednio dużym radiatorem. Wadą jest to, że wentylator jest na ogół częścią zużywającą się. Jeszcze istotniejszy jest argument związany z zanieczyszczeniem wentylatora i kanału chłodzącego w wymuszonej wentylacji.

Jednak w przypadku urządzenia bez wentylatora brud lub osłona mogą powodować gromadzenie się ciepła, a tym samym zwiększać zagrożenie pożarowe. Dlatego w obu koncepcjach istotne jest monitorowanie temperatury radiatora w połączeniu z odpowiednim ograniczeniem mocy i, w razie potrzeby, sygnalizacją stanu uszkodzenia.

W niektórych urządzeniach wentylatory są również używane wewnątrz obudowy, aby zapobiec tworzeniu się obszarów o podwyższonej temperaturze. Nie ma tu ryzyka zanieczyszczenia, ale należy wziąć pod uwagę czas pracy wentylatorów.

Dobrze zaprojektowane urządzenia zoptymalizowane pod kątem wysokiej wydajności osiągają poziomy temperatury ok. 10 stopni powyżej temperatury otoczenia nawet przy ciągłym obciążeniu. Jako przykład pokazano tutaj urządzenie firmy REFUsol (rys. 3-56):



Rysunek 3-56: Konstrukcja i zdjęcie termograficzne falownika PV wysokiej wydajności. Maksymalna zmierzona temperatura: 60,4°C [38]

3.5.7. Montaż falownika

Nieoczekiwanie wiele szkód pożarowych powstaje po stronie AC systemów fotowoltaicznych. W wielu przypadkach jako przyczynę stwierdzono niedostateczną jakość wykonania. Zaobserwowano następujące braki:

- przewody były niedowymiarowane,
- zaciski śrubowe nie były dokręcone,
- izolacja kabli została zakleszczona lub końce kabli nie zostały w pełni włożone do zacisku, tak że powierzchnia styku była zbyt mała,
- zasady wymiarowania bezpieczników i wyłączników zostały zignorowane, ponieważ nie wzięto pod uwagę zwiększonego obciążenia cieplnego z powodu akumulacji, zbyt małych odstępów i podwyższonych temperatur otoczenia,
- w systemach PV zastosowano stacje sieciowe zaprojektowane na „obciążenie EVU" ze współczynnikiem jednoczesności 0,7. Tam współczynnik jednoczesności wynosi co najmniej 0,85.

Wszystkie te niedociągnięcia mogą prowadzić do wzrostu obciążenia temperaturowego danego urządzenia, a tym samym do zwiększonego ryzyka degradacji punktów stykowych. Na dłuższą metę degradacja może prowadzić do przegrzania styku, a nawet pożaru.

Wiadomo również, że typowe cykle obciążenia w systemach fotowoltaicznych prowadzą do określonego obciążenia styków. Codzienne zmiany między przestojami i obciążeniem znamionowym oraz długotrwała praca z obciążeniem znamionowym i odpowiadającymi im zmianami temperatury wydają się prowadzić do przyspieszonego starzenia się w wielu rodzajach styku. Dotyczy to co najmniej zacisków szeregowych, zacisków śrubowych na urządzeniach, połączeń szyn prądowych i styków nożowych bezpieczników NH.

Obecne normy dotyczące produktów mogą nie uwzględniać w wystarczającym stopniu takiego cyklicznego obciążenia

Ze względu na możliwość wystąpienia usterek i awarii należy regularnie sprawdzać stan połączeń.

3.6 Analiza ryzyka

3.6.1 Metodyka

Instalacje fotowoltaiczne to złożone systemy elektryczne zawierające różnorodne komponenty. Przy założeniu całkowitej mocy zainstalowanej w Niemczech w 2013 r. na poziomie ponad 30 GW odpowiada to liczbie około 150 milionów modułów, około 450 mln diod obejściowych, około 10 miliardów ogniw słonecznych (3 Wp) i około 50 miliardów lutów. Do tego dochodzą przewody, rozdzielacze, diody bocznikujące, bezpieczniki DC, rozłączniki DC, falowniki, bezpieczniki AC, interfejsy IT itp., a także elementy mechaniczne, takie jak wsporniki podnoszące, a nawet systemy śledzące.

Podobnie jak w przypadku każdej instalacji technicznej istnieje ryzyko, że może dojść do jej uszkodzenia z powodu awarii systemu. Dla zakładów ubezpieczeń, a także firm instalatorskich i operatorów systemów fotowoltaicznych przeprowadzanie oceny tego ryzyka jest zatem bardzo ważne.

W branży ubezpieczeniowej funkcjonują odpowiednie procedury w tym zakresie. Ich przegląd można znaleźć w [39].

Tak zwana FMEA („Analiza rodzajów i skutków możliwych błędów" lub „Analiza skutków") [40] oferuje podejście do identyfikacji i eliminowania możliwych źródeł usterek już w fazie rozwoju produktu lub systemu.

W ramach projektu badawczego metoda ta została zastosowana do kompletnego systemu fotowoltaicznego podłączonego do sieci (bez magazynu energii). Procedurę i wyniki przedstawiono poniżej.

W przemyśle, w szczególności dla producentów produktów wytwarzanych seryjnie, takich jak samochody, FMEA jest ustaloną, a także formalnie wymaganą metodą (DIN EN 60812 *Analiza rodzajów i skutków możliwych błędów*), za pomocą której identyfikuje się możliwe źródła błędu, ocenia i określa się środki naprawcze już w fazie rozwoju produktu. W celu przeprowadzenia analizy zespół około 10 ekspertów z różnych dyscyplin, pod kierunkiem moderatora przeprowadza drobiazgową ocenę elementów systemu, a nawet pojedynczego elementu.

Ocena ryzyka stanowi połączenie wieloletniego doświadczenia, faktycznej wiedzy, ale także „przeczucia". Rozbieżne efekty pracy są szczegółowo omawiane i ostatecznie zespół musi wspólnie uzgodnić poziom ryzyka.

Ryzyko ocenia się zgodnie z trzema kryteriami, które są oznaczone jako A, B i E. Każde z tych kryteriów ocenia się w skali od 1 do 10 na podstawie określonego katalogu, przy czym 10 stanowi największe ryzyko (tabela 3-3).

„A" opisuje prawdopodobieństwo wystąpienia awarii/usterki,

„B" opisuje zakres skutków awarii/usterki, np. konsekwencje,

„E" opisuje prawdopodobieństwo wykrycia, a raczej „prawdopodobieństwo niewykrycia" – tak że współczynnik 10 jest przypisany do błędu, którego nie można wykryć.

Tabela 3-3: Szczegółowy katalog oceny do analizy instalacji fotowoltaicznej

Prawdopodobieństwo wystąpienia		Prawdopodobieństwo wystąpienia pożaru w komponencie systemu		Prawdopodobieństwo wykrycia	
1	Pomijalne teoretycznie możliwe, w praktyce nie	1	Pomijalne Teoretycznie powstanie pożaru jest możliwe, ale praktycznie nie obserwuje się takich sytuacji	1	Bardzo wysokie np. w przypadku awarii instalacji istnieje niezawodny system jej monitorowania itd.
2		2		2	
3	Nieznaczne zostało już zaobserwowane, ale stanowi wyjątek	3	Nieznaczne Powstanie pożaru pod określonymi warunkami jest teoretycznie możliwe	3	Wysokie Wykrywanie usterek jest dostępne, ale czasami może się nie powieść w określonych warunkach
4		4		4	
5	Niskie, rzadkie, rzadko obserwowane, jednak sporadycznie występuje	5	Niskie, rzadko Powstanie pożaru jest możliwe, dochodzi do niego jednak rzadko	5	Sporadycznie charakter usterki jest łatwy do rozpoznania ew. zauważenia, jednak nie podlega systematycznemu rejestrowaniu
6	Sporadycznie występuje w regularnych odstępach	6	Sporadycznie Powstanie pożaru jest możliwe, dochodzi do niego jednak sporadycznie	6	Niskie, sporadycznie Usterka może zostać wykryta przy pomocy urządzeń kontrolnych lub zaobserwowanych następstw
7		7		7	
8	Wysokie często obserwowane	8	Wysokie wystąpienie mogło już wielokrotnie spowodować pożar	8	Nieznaczne Usterka może zostać wykryta w drodze dokładnie określonych badań
9		9		9	
10	Bardzo wysokie jest prawie pewne, że usterka wystąpi w najbliższym czasie	10	Bardzo wysokie Wystąpienie tej usterki często powoduje pożar	10	Pomijalne Ukryte nieprawidłowe działanie Brak możliwości sprawdzenia charakteru usterki

Na podstawie trzech kryteriów cząstkowych oblicza się tak zwaną liczbę priorytetu ryzyka „LPR" (w j. niemieckim RPZ), która wynosi odpowiednio od 1 do 1000.

Dalsza ocena LPR może być przeprowadzana na różne sposoby – jedną z możliwości jest na przykład ustawienie wartości granicznej, powyżej której ryzyko jest uważane za krytyczne i wymagane są środki zaradcze, takie jak np. zmiany konstrukcyjne.

W przeprowadzonej w ramach badania FMEA analizie wartość graniczna LPR została ustalona na poziomie 150 – więc jeśli wszystkie trzy kryteria są ocenione na poziomie 5, niekrytyczny wynik LPR to 125.

To czysto formalne podejście jest kontrowersyjne i dalej powinno być uzupełniane „zdrowym rozsądkiem" i wynikami dyskusji zespołu (zob. rozdział 4.5.2).

3.6.2 Określenie zagrożonych miejsc w instalacjach fotowoltaicznych

Metodę FMEA można zastosować dla pojedynczego elementu, np. modułowej skrzynki przyłączeniowej lub – jak w rozpatrywanym przypadku – dla kompletnego systemu. Odpowiedniej zmianie ulega szczegółowość.

Ponieważ wybrane funkcjonalności lub technologie – takie jak np. połączenia lutowane – są używane w kilku miejscach, zostały one połączone i w miarę możliwości ocenione.

Rozważono następujące grupy:

- złącza (moduł, przewód główny DC, falownik, strona AC),
- zaciski (rozdzielacz pól, falownik ,strona DC i AC),
- połączenia lutowane (ogniwa/łańcuchy, skrzynka przyłączeniowa, falowniki),
- diody (diody obejściowe, diody bocznikujące),
- moduł (ogniwa, szkło, folia na stronie tylnej, urządzenia przyłączeniowe),
- zabezpieczenia (strona DC, strona AC),
- kable (strona DC, strona AC),
- rozłącznik (strona DC),
- falownik,
- projekt i instalacja.

Moderator sformułował łącznie 39 pytań, w wyniku czego przeprowadzono około 140 ocen, w tym iteracje niezbędne do zmniejszenia LPR.

Tabela 3-4 przedstawia przykład oceny według tych trzech kryteriów na podstawie nadtopionej wtyczki prądu stałego z powodu jej niedociśnięcia.

„Prawdopodobieństwo wystąpienia" uznano jako stosunkowo niskie i przyjęto wskaźnik = 4. Z drugiej strony „prawdopodobieństwo powstania pożaru", czyli, przepalenia wtyczki, jest uważane za dość prawdopodobne i przyjęto wartość wskaźnika = 7.

„Prawdopodobieństwo powstania pożaru" zawsze odnosi się tylko do rozważanego elementu, ponieważ rozprzestrzenianie się ognia na inne elementy lub budynek zależy od wielu warunków granicznych, których nie można tutaj oszacować.

Wysoka wartość prawdopodobieństwa wywołania pożaru nie musi oznaczać, że pożar budynku będzie miał faktycznie miejsce. Przykładem tego może być przepalone złącze między dwoma modułami nad twardym pokryciem dachowym (dachówki), które na ogół nie powoduje pożaru.

Trzecie kryterium zakładające, że usterka (niewłaściwe włożenie wtyczki) zostanie wykryta przed wystąpieniem przegrzania, zostało ocenione jako mało prawdopodobne, a więc przyjęto współczynnik 8. Ogólnie rzecz biorąc, mnożenie daje wartość LPR = 224 – czyli znacznie powyżej wybranej wartości granicznej LPR równej 150!

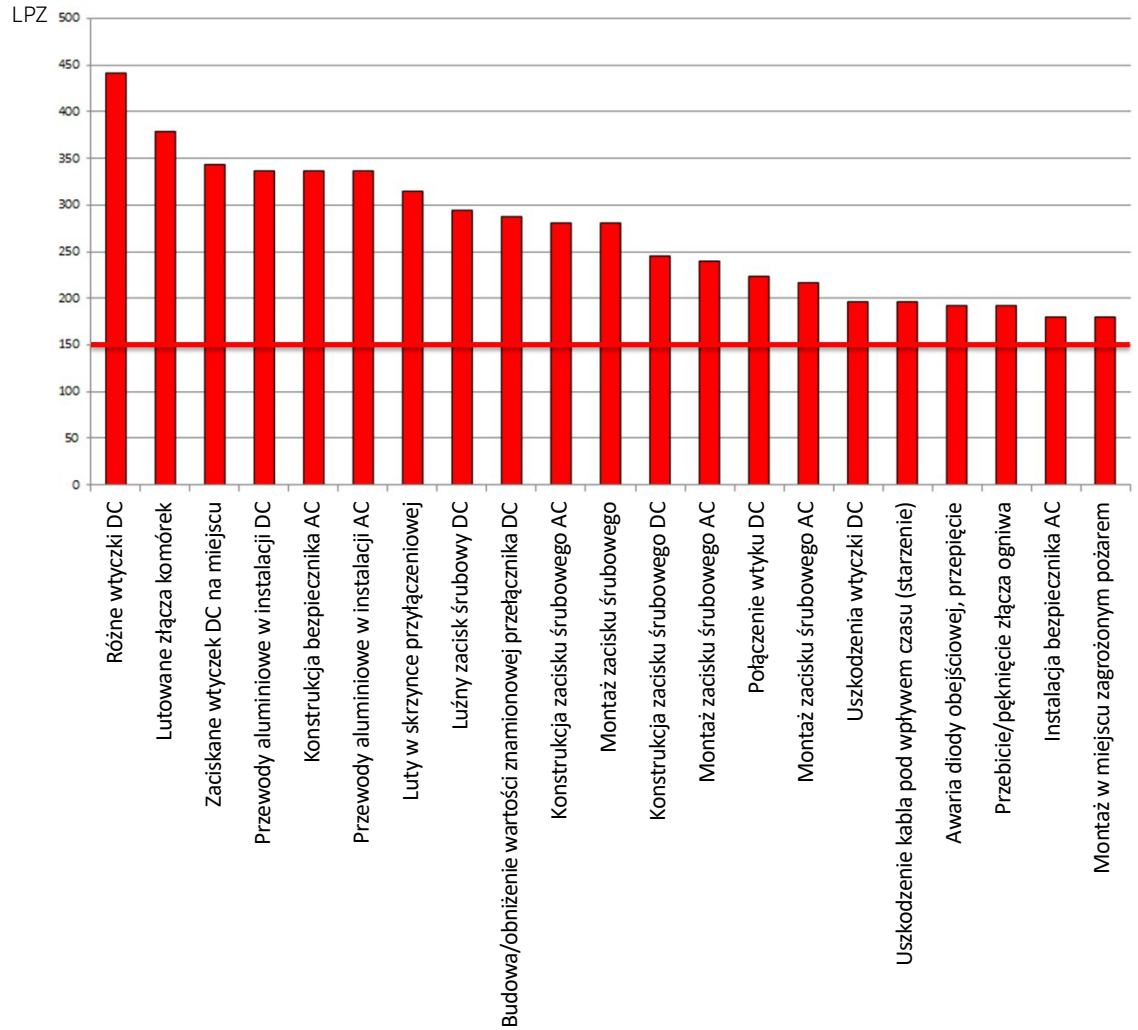
Tabela 3-4: Przykładowa ocena ryzyka związanego z niedociśniętą wtyczką DC

			Stan faktyczny			
Uczestniczące komponenty/ miejsce	**Potencjalna usterka**	**Potencjalna przyczyna**	**Prawdopo-dobieństwo wystąpienia**	**Możliwość wystąpienia pożaru**	**Prawdo-podobieństwo wykrycia**	**LPR**
Wtyczka DC						
Złącze DC	Przepalenie złącza	Niedociśnięcie wtyczki	4	7	8	224

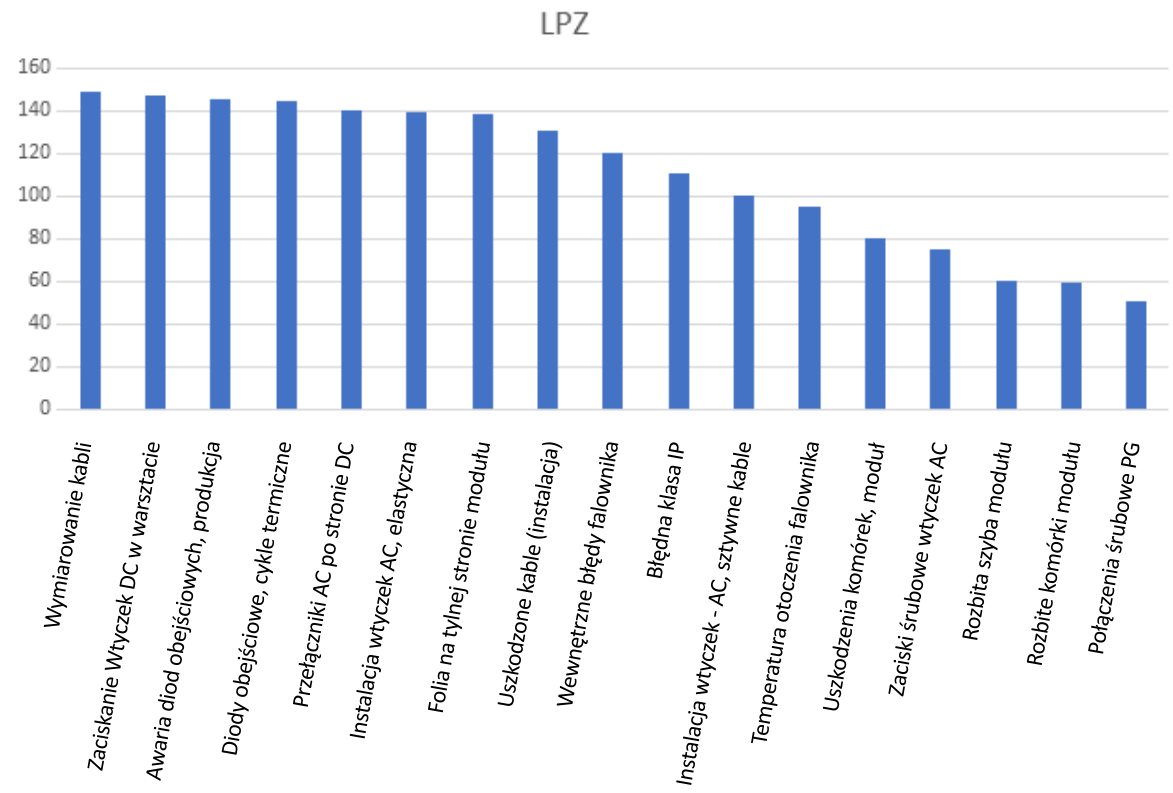
Zgodnie z rysunkiem 3-57 z 39 rozważanych grup 21 uzyskało LPR powyżej wartości granicznej 150, pozostałe 18, które uzyskały wynik poniżej wartości granicznej, wymieniono na rysunku 3-58.

Grupa ekspertów uznała (jako niedopuszczalną!) kombinację złączy różnych producentów za szczególnie krytyczną, ustalając LPR na poziomie około 450.

Ponadto oprócz błędów w produkcji elementów krytyczne znaczenie mają błędy montażowe i projektowe.



Rysunek 3-57: Zespoły/funkcje z LPR > 150



Rysunek 3-58: Złożenia/funkcje z LPR <= 150

W poniższej tabeli przedstawiono przykładową ocenę różnych środków zaradczych w przypadkach niedociśniętych wtyczek, wraz z komentarzami zespołu FMEA.

Tabela 3-5: Przykładowa ocena różnych środków poprawy

Stan poprawiony					
Możliwe środki zaradcze	**Prawdopodobieństwo wystąpienia**	**Prawdopodobieństwo wywołania pożaru**	**Prawdopodobieństwo wykrycia**	**LPR**	**Uwagi**
Stan początkowy	4	7	8	224	
Szkolenie monterów	3	7	8	168	Presja czasowa i kosztowa
Konstrukcja złącza, zatrzasku, wygląd, barwy itd.	2	7	7	98	
Odbiór techniczny (DIN 0126-23)	4	7	7	196	Niewystarczająco!
Odbiór techniczny (rozszerzone metody, np. termografia)	4	7	6	168	Ew. nowe metody
Regularne badaina kontrolne (DIN 0126-23)	4	7	7	196	Niewystarczająco!
Regularne badania kontrolne (rozszerzona metoda np. termografia)	4	7	5	140	Ew. nowe metody pomiaru
Czujnik łuku el.	4	4	7	112	Jeśli niezawodny

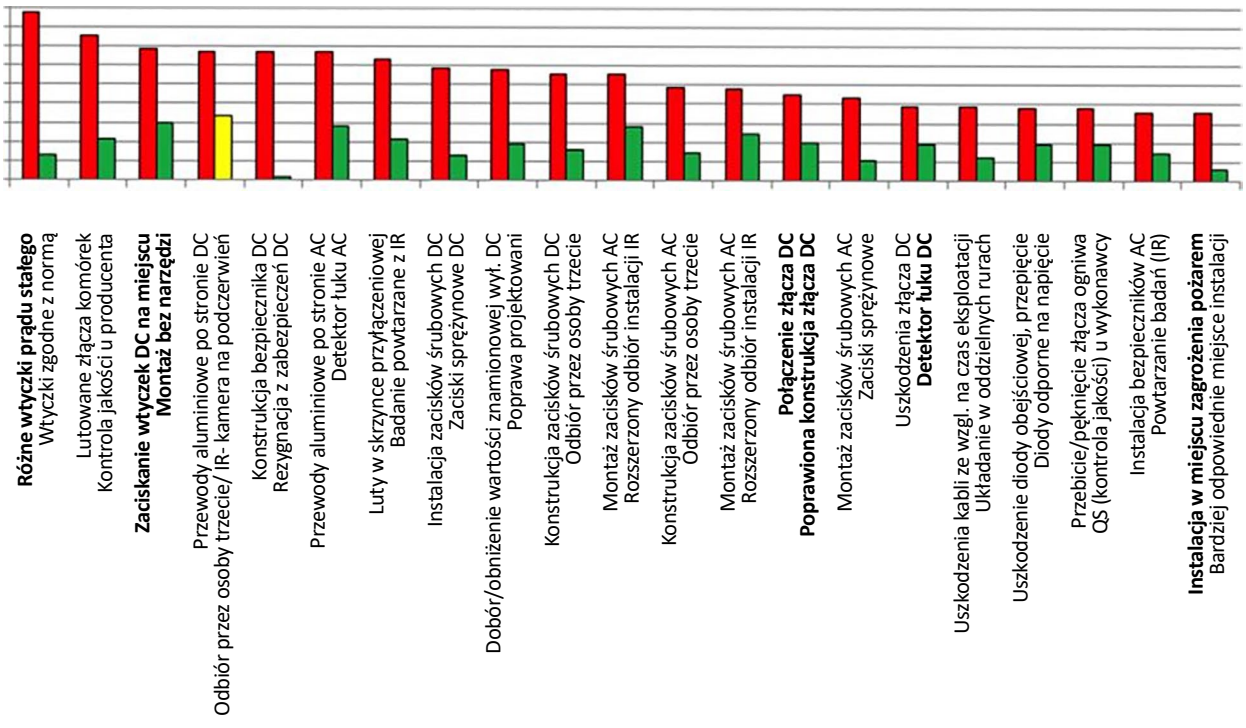
Szkolenie lub podnoszenie świadomości instalatorów może poprawić jakość wykonania instalacji, korygując w ten sposób kryterium „prawdopodobieństwa wystąpienia".

Zespół FMEA uznał jednak, że możliwość poprawy jest niewystarczająca ze względu na presję czasową i kosztową podczas instalacji.

Ulepszenia samej wtyczki (zatrzaski, ergonomia uchwytu, ujawnienie widocznego wskaźnika w przypadku nieprawidłowego podłączenia itp.) oraz regularne powtarzanie testów według rozszerzonych metod (kamera na podczerwień) lub z zastosowaniem detektora zwarcia łukowego, mogą również pomóc zidentyfikować omawiane problemy (przepalenie, ale bez wystąpienia zwarcia łukowego) wcześnie i niezawodnie.

Na szczęście, zgodnie z rysunkiem 3-59, dla wszystkich grup/funkcji z LPR na poziomie ponad 150 można znaleźć praktyczne rozwiązania, które pozwalają na zmniejszenie LPR poniżej krytycznej wartości granicznej.

Pełne wyniki FMEA można znaleźć w Załączniku (załączniki IX).



IR - kamera na podczerwień

Rysunek 3-59: Zestawy/funkcje z LPR > 150 i propozycją rozwiązania z najmniejszym LPR

3.6.3 Wnioski

Jeśli podsumować środki zaradcze wymienione powyżej w danych liczbowych i w dyskusjach w trakcie oceny FMEA, ranking przedstawia się następująco:

1) **Zgodność z obowiązującymi normami i przepisami;**
2) **Niezależne badania techniczne i kontrolne;**
3) **Niezależne rozszerzone badania techniczne i kontrolne (kamera IR, EL, nowe metody);**
4) **Szkolenie projektantów i monterów;**
5) **Zapewnienie jakości u producenta elementów;**

6) **Zaciski sprężynowe zamiast zacisków śrubowych;**
7) **Ogólnoświatowa standaryzacja elementów (w szczególności złączy DC);**
8) **Detektor łuków elektrycznych i automatyczne wyłączanie (patrz uwagi w rozdziale 5.3.5);**
9) **Ulepszenia konstrukcyjne, np. na złączach;**
10) **„Odchudzona" konstrukcja instalacji (eliminacja zbędnych elementów);**
11) **Działania budowlane (np. układanie przewodów z zapewnieniem ochrony);**
12) **Wiele innych szczegółowych rozwiązań, z których większość jest już znana.**

Wnioski:
Niestety „czynnik ludzki" został uznany za główne źródło usterek/awarii. Proponowane środki zaradcze dotyczą zatem głównie zapewnienia jakości zarówno elementów, jak i planowania i realizacji instalacji.

Regularne niezależne badania kontrolne uznano za bardzo przydatne, przy czym związane z nimi nakłady finansowe muszą być współmierne do zysków z instalacji.

Dodatkowe elementy bezpieczeństwa mogą dodatkowo zmniejszyć ryzyko, ale zostały uznane za mniej istotne niż profesjonalne projektowanie i wykonawstwo instalacji z wysokiej jakości elementów.

Realizacja metody FMEA została uznana przez uczestników za bardzo przydatną, ponieważ przeprowadzono dużą liczbę analiz scenariuszy usterek/awarii.

4 Zagrożenie dla służb ratowniczych w czasie działań ratowniczo-gaśniczych

4.1 Analiza zagrożenia dla służb ratowniczych

Możliwe zagrożenia w instalacjach fotowoltaicznych zalicza się do dziewięciu możliwych kategorii zgodnie ze schematem zagrożeń (zasada AAAACEEEE)[1] stosowanym standardowo przez straż pożarną:

1) wziewne substancje toksyczne;
2) strach;
3) rozprzestrzenianie się ognia;
4) promieniowanie radioaktywne;
5) substancje chemiczne;
6) zachorowania/urazy;
7) wybuch;
8) elektryczność;
9) upadek.

W celu przeanalizowania zagrożenia dla personelu ratowniczego konieczne jest określenie scenariuszy, które mogą prowadzić do ewentualnych uszkodzeń lub problemów zdrowotnych na skutek akcji prowadzonych w strefie instalacji fotowoltaicznych:

1. **Wziewne substancje toksyczne** – tak, moduły fotowoltaiczne są palne i zawierają nie tylko szkło i aluminium (ramy), ale także różne tworzywa sztuczne, a także toksyczne metale ciężkie, w zależności od technologii. Narażenie na działanie gazów spalinowych i cząstek sadzy może powodować zagrożenia.
2. **Strach** – nie, ogólnie rzecz biorąc, w przypadku pożaru instalacji PV nie występuje zwiększone ryzyko wybuchu, gwałtownych ruchów mechanicznych lub innych scenariuszy zagrożenia.
3. **Rozprzestrzenianie się ognia** – tak, pożar może się rozprzestrzeniać dzięki zwartej konstrukcji i liniom kablowym między elementami.
4. **Promieniowanie radioaktywne** – nie, nie występuje.
5. **Substancje chemiczne** – tak, ponieważ występują głównie w postaci wziewnych substancji niebezpiecznych (jest to ujęte w poz. 1).
6. **Zachorowanie/uraz** – tak, przy czym ryzyko pochłonięcia wziewnych substancji niebezpiecznych jest już ujęte w poz. 1. Istnieje ryzyko obrażeń, np. na skutek porażenia prądem czy upadku spowodowanego wystraszeniem się lub uderzenia spadającymi elementami instalacji – kwestie te są rozpatrywane w punktach 8 i 9 – nie jest to zatem punkt rozpatrywany oddzielnie.
7. **Eksplozja** – w prawdziwym tego słowa znaczeniu – nie, za wyjątkiem systemów fotowoltaicznych z magazynami energii i zalanymi pomieszczeniami piwnicznymi – systemy te są badane w kolejnym projekcie i nie były tutaj rozpatrywane oddzielnie. Jednak efekty wybuchowe mogą nadal występować, gdy pożar budynku w konstrukcji dachowej rozprzestrzenia się na system fotowoltaiczny, a tafle szkła modułu nagle pękają. Pojawiły się doniesienia, że odłamki szkła znaleziono

[1] Akronim od pierwszych liter wyróżnionych kategorii w języku niemieckim (Atemgifte – toksyny oddechowe, Angstreaktion – strach, Ausbreitung – rozprzestrzenianie się ognia, Atomare Strahlung – promieniowanie atomowe, Chemische Stoffe – substancje chemiczne, Erkrankung / Verletzung – zachorowania / urazy, Explosion – wybuch, Elektrizität – elektryczność, Einsturz – wypadek [przypis tłumacza].

w promieniu od 20 do 30 m. Fragmenty płytek oderwane przez ciepło podczas dużych pożarów zostały przetransportowane na znaczne wysokości przez podgrzane gazy pożarowe i przenoszone na odległość kilkuset metrów w poziomie.

8. **Elektryczność** – tak, szczególnie ze względu na problem napięcia po stronie DC, zagrożenia występują w przypadku uszkodzenia; niebezpieczeństwo dotknięcia i zagrożeń podczas gaszenia pożaru.
9. **Upadek** – tak, na nośność konstrukcji stalowej może mieć wpływ ciepło. W przypadku konstrukcji drewnianej zmniejszenie nośności występuje ze względu na mogące mieć miejsce wypalenie ze zmniejszeniem przekroju poprzecznego. Podobnie efekty te mogą wystąpić w przypadku ram nośnych modułów fotowoltaicznych.

Tabela 4-1: Matryca zagrożeń dla ratowników straży pożarnych ze strony instalacji fotowoltaicznych

Jakie zagrożenia stwierdzono?									
Zagrożenia	Trucizny wziewne	Strach	Rozprzestrzenianie się ognia	Promieniowanie radioaktywne	Substancje chemiczne	Zachorowania / urazy	Wybuch	Prąd	Zawalenia
Jakie zagrożenia musimy zwalczać?									
Ludzie	X		X				(x)	X	X
Zwierzęta	X		X				(x)	X	X
Środowisko	X		X						
Mienie			X						
Przed jakimi zagrożeniami musimy się chronić?									
Załoga							(X)	X	X
Urządzenia									X

Scenariusze operacyjne straży pożarnej można także podzielić na rodzaje akcji: gaszenie pożarów i ratownictwo techniczne. Istnieją jednak również zdarzenia, które można zakwalifikować do obu typów działań. Główny możliwy obszar zagrożenia „Porażenie prądem elektrycznym" został podzielony na trzy obszary „Scenariusze ogólne", „Gaszenie pożarów" i „Ratownictwo techniczne".

W ramach oceny ryzyka różne scenariusze są klasyfikowane według **parametrów wielkości szkód** i **prawdopodobieństwa wystąpienia**.

Są one wykorzystywane zgodnie z wytycznymi z 2012 r. w celu przygotowania oceny ryzyka w strażach pożarnych niemieckiego ustawowego ubezpieczyciela wypadkowego (DGUV).

Prawdopodobieństwo wystąpienia (W) jest podzielone na pięć kategorii:

0 – nigdy (absolutnie nie ma możliwości, aby wystąpiło niebezpieczeństwo);
1 – wyjątkowo;
2 – od czasu do czasu;
3 – prawdopodobnie;
4 – zawsze.

Możliwe **konsekwencje zdrowotne (F)** są również klasyfikowane w pięciu kategoriach:
0 – bez konsekwencji;
1 – drobne, odwracalne urazy, np. małe skaleczenia, otarcia, skręcenia;
2 – urazy umiarkowanie ciężkie, np. złamania kości, oparzenia drugiego stopnia;
4 – obrażenia zagrażające życiu; poważne, trwałe uszkodzenie zdrowia, takie jak paraplegia, ślepota itp.;
8 – skrajne przypadki (śmierć).

Matryca ryzyka (tabela 4-2) pokazuje ocenę ryzyka (R) opartą na prawdopodobieństwie wystąpienia (W) i oczekiwanych konsekwencjach zdrowotnych (F). Źródło: Niemieckie ustawowe ubezpieczenie wypadkowe (DGUV) [1].

Tabela 4-2: Matryca ryzyka dla straży pożarnych

			Ryzyko R = W x F				
Prawdopodobieństwo (W)	Zawsze	4	0	4	8	16	32
	Możliwe	3	0	3	6	12	24
	Czasem	2	0	2	4	8	16
	Wyjątkowo	1	0	1	2	4	8
	Nigdy	0	0	0	0	0	0
			0	1	2	4	8
			Bez skutków	Ograniczone	Umiarkowane	Wysokie	Ekstremalne (śmierć)
			Skutki (F)				

W matrycy z punktów przecięcia prawdopodobieństwa (W) i skutków (F) wynika bezpośrednio grupa ryzyka: 0 | 1–2 | 3–6 | 8–32

Tabela 4-3 przedstawia zidentyfikowane grupy ryzyka i wynikającą z tego potrzebę działania, wraz z określeniem wymaganych środków i stopnia pilności ich zastosowania. Możliwe środki techniczne lub organizacyjne opisano w rozdziale 6.

Tabela 4-3: Grupy ryzyka i niezbędne działania

Grupa ryzyka	Ryzyko	Środki
8–32	Duże	Środki o podwyższonym działaniu ochronnym, pilnie niezbędne
3–6	Średnie	Środki o normalnym działaniu ochronnym, pilnie niezbędne
1–2	Małe	Organizacyjne i osobiste środki ochrony są wystarczające
0	–	Nie są niezbędne dodatkowe środki ochrony

4.2 Zagrożenia elektryczne dla służb ratowniczych

Niebezpieczeństwa związane z porażeniem prądem elektrycznym podczas gaszenia pożarów w systemach fotowoltaicznych muszą być brane pod uwagę w różnych scenariuszach i należy podjąć odpowiednie środki bezpieczeństwa w celu ochrony ekipy ratowniczej i sprzętu lub osób, zwierząt i środowiska przed zagrożeniami elektrycznymi.

Napięcie elektryczne powstaje nie tylko podczas słonecznej pogody. Niebezpieczne napięcia mogą sporadycznie występować również podczas korzystania ze sztucznych lamp, takich jak te używane do oświetlania terenu akcji. Badania naukowe wykazały, że może dochodzić do wytwarzania znacznych ilości energii, zwłaszcza gdy reflektory halogenowe stosowane są w niekorzystnych warunkach. Niebezpieczeństwu można przeciwdziałać poprzez wystarczającą odległość między światłami a modułami (patrz wzór odległości w kontekście projektu badawczego, rozdział 4.5.2). W związku z tym, w niektórych przypadkach, nie ma rozróżnienia między naturalnym i sztucznym oświetleniem.

4.2.1 Scenariusze ogólne

„Scenariusze ogólne" uwzględniają wszystkie zdarzenia, których nie można konkretnie przypisać do gaszenia pożarów lub pomocy technicznej.

Bezpieczeństwo podczas bezpośredniego kontaktu z instalacjami fotowoltaicznymi ma ogromne znaczenie, szczególnie na dachu. Obrażenia spowodowane porażeniem prądem elektrycznym są bardzo niebezpieczne, zwłaszcza na dachach, ponieważ mogą prowadzić do poważnych uszkodzeń wtórnych (upadku z dachu).

Rysunek 4-1: Straż pożarna przy pożarze instalacji fotowoltaicznej na budynku mieszkalnym (Brema, 2008 r.)
Zdjęcie: www.feuerwehr.de

4.2.1.1 Zagrożenie ze strony przewodów pod napięciem

Z powodu oddziaływania pożaru, ale także z przyczyn mechanicznych, np. burz, mogą wystąpić, niezależnie od rodzaju montażu lub instalacji (np. dach, ściana, otwarta przestrzeń), uszkodzenia linii elektrycznych systemów fotowoltaicznych.

Zagrożenie: Dotknięcie przewodów będących pod napięciem przez ratowników uczestniczących w akcji.

Cel ochrony: Zapobieganie porażeniom prądem elektrycznym personelu ratowniczego.

Poziom ryzyka: 16

Ocena: Ze względu na duży rozmiar szkód (możliwa śmierć) ryzyko ocenia się jako wysokie.

4.2.1.2 Uszkodzenia modułów PV (np. przez kosz drabiny pożarniczej)

Zastosowanie różnych (przewodzących prąd) urządzeń może prowadzić do uszkodzenia modułów fotowoltaicznych, a następnie do pośredniego kontaktu z elementami będącymi pod napięciem.

Zagrożenie: Porażenie prądem elektrycznym.

Poziom ryzyka: 4

Cel ochrony: Zapobieganie przeniesieniu potencjału albo pośredniemu dotknięciu.

Ocena: Możliwość porażenia ratownika prądem elektrycznym w uziemionej instalacji może wystąpić w przypadku, gdy ratownik wytworzy napięcie, dotykając dwóch różnych punktów potencjału (np. napięcie krokowe).

4.2.1.3 Wejście na dach

Podczas działań pożarniczych i udzielania pomocy technicznej (ratownictwo techniczne), np. usuwanie śniegu z dachów zagrożonych utratą stateczności, może zachodzić konieczność wejścia na powierzchnię dachu lub na powierzchnię modułu. Na dachu mogą znajdować się moduły wcześniej uszkodzone lub zniszczone, co w pewnych okolicznościach może prowadzić do bezpośredniego lub pośredniego kontaktu z elementami pod napięciem.

Zagrożenie: Porażenie prądem elektrycznym.

Poziom ryzyka: 8

Cel ochrony: Zapobieganie dotykaniu elementów bezpośrednio lub pośrednio znajdujących się pod napięciem.

Ocena: Moduły nie są przeznaczone do chodzenia po nich. W przeciwnym razie może dojść do ich uszkodzenia i powstania zagrożenia dla służb ratowniczych. Prawdopodobieństwo dotknięcia elementu pod napięciem jest uważane za raczej niskie, ale jeśli już do tego dojdzie, może skutkować znacznymi obrażeniami.

4.2.1.4 Powstawanie zwarć łukowych

Uszkodzenia w wyniku pożaru lub czynników mechanicznych mogą prowadzić do wyładowań łukowych. Wysoka energia uwalniana przy temperaturach łuku rzędu kilku tysięcy stopni może spowodować oparzenia lub czasowe uszkodzenie wzroku (błysk światła).

Zagrożenie: Spalenie, czasowe oślepienie (uszkodzenie wzroku).

Poziom ryzyka: 2

Cel ochrony: Zapobieganie styczności z łukiem elektrycznym lub unikanie kierowania na niego wzroku.

Opis: W przeciwieństwie do zwykłych zagrożeń elektrycznych, które nie mogą być postrzegane przez narządy zmysłów człowieka, łuk jest wyraźnie rozpoznawalny ze względu na charakterystyczny wygląd i właściwości akustyczne. Można zatem założyć, że prawdopodobieństwo styczności z nim jest raczej niskie.

4.2.1.5 Podtopienie

W przypadku zalania elementów instalacji PV, np. w wyniku powodzi, wodą lub pianą gaśniczą, części pod napięciem mogą zetknąć się z wilgocią. Możliwe jest wówczas pojawienie się napięcia na elementach znajdujących w sąsiedztwie systemu PV.

Zagrożenie: Porażenie prądem elektrycznym.

Poziom ryzyka: 24

Cel ochrony: Unikanie kontaktu pośredniego poprzez dotknięcie wody.

Opis: Zwłaszcza w długich lub krętych obiektach, lub gdy widoczność jest słaba z powodu dymu, nie zawsze widać, czy zostały zalane elementy znajdujące się pod napięciem. Należy wziąć pod uwagę ryzyko przepływu prądu przez ciało na skutek kontaktu z wodą.

4.2.2 Gaszenie pożaru

4.2.2.1 Podawanie wody

Podczas działań gaśniczych woda (lub inne środki gaśnicze) podawana na uszkodzone części instalacji może powodować przeniesienie potencjału niezależnie od rodzaju instalacji (instalacja dachowa lub elewacyjna, system PV zewnętrzny).

Zagrożenie: Porażenie prądem elektrycznym.

Poziom ryzyka: 4

Cel ochrony: Zapobieganie przemieszczaniu się napięcia.

Ocena: Ze względu na niską przewodność strumienia wody gaśniczej (patrz rozdział 4.5.1) rozprzestrzenianie napięcia występuje tylko wtedy, gdy występuje na raz kilka niekorzystnych parametrów (nieodpowiedni środek gaśniczy, tworzenie się kałuż, niezachowana odległość gaszenia). Z tego powodu prawdopodobieństwo wystąpienia tego rodzaju zdarzenia jest raczej małe. Natomiast powstałe urazy mogą przybierać znaczne rozmiary.

4.2.2.2 Otwarcie połaci dachowej

Podczas prac gaśniczych ze względów operacyjnych, w niektórych przypadkach, konieczne jest otwarcie dachu. Uszkodzone przy tym elementy systemu fotowoltaicznego mogą mieć kontakt z elementami będącymi pod napięciem.

Zagrożenie: Porażenie prądem elektrycznym.

Poziom ryzyka: 16

Cel ochrony: Zapobieganie bezpośredniemu lub pośredniemu dotknięciu.

Ocena: Otwarcie poszycia dachu w pierwszej kolejności prowadzi do odsłonięcia części pod napięciem. Prawdopodobieństwo kontaktu z nimi można przyjąć jako średnie. Obrażenia mogą być poważne ze względu na napięcie wciąż nienaruszonych modułów fotowoltaicznych.

4.2.2.3 Pożar otwartego systemu fotowoltaicznego

Podczas pożarów wolno stojących systemów fotowoltaicznych może dojść do uszkodzenia stacji falownika lub transformatora i (raczej rzadko) stacji zasilania. W tych „stacjach średniego napięcia" mogą występować napięcia do 20 kV.

Zagrożenie: Porażenie prądem elektrycznym (wysokie napięcie).

Poziom ryzyka: 8

Cel ochrony: Zapobieganie bezpośredniemu lub pośredniemu dotknięciu.

Opis: Elementy instalacji pod wysokim napięciem są co do zasady oznaczane i zabezpieczane przed dostępem osób nieupoważnionych. Prawdopodobieństwo wystąpienia można zatem uznać za bardzo małe, ale ze względu na wysokie napięcie w instalacjach ewentualne obrażenia będą znaczne.

4.2.3 Ratownictwo techniczne

Kilka scenariuszy działań w zakresie ratownictwa technicznego może mieć miejsce w związku z instalacjami fotowoltaicznymi, na przykład:

- uszkodzenia budynków i instalacji spowodowane burzą,
- skutki powodzi,
- wypadki (wybuchy), wypadki drogowe związane z usuwaniem przedmiotów, pojazdów i gruzu.

Tutaj nie rozpatruje się odrębnie akcji ratowania osób, ponieważ możliwe zagrożenia są identyczne jak w akcjach pożarowych. Opisano je w niniejszym rozdziale.

4.2.3.1 Uszkodzenia budynków lub instalacji przy funkcjonujących w pełni lub częściowo instalacjach PV

Zawalenia się budynków lub ich części oraz inne uszkodzenia mechaniczne urządzeń lub ich części mogą prowadzić do przenoszenia zagrożeń porażeniem prądem elektrycznym lub odsłonięcia części pod napięciem w obszarze prowadzonej akcji. Takie uszkodzenia mogą być również spowodowane przez ponadprzeciętne podmuchy wiatru lub inne obciążenia (np. śnieg, lód).

Zagrożenie: Porażenie prądem elektrycznym.

Poziom ryzyka: 16

Cel ochrony: Zapobieganie bezpośredniemu lub pośredniemu zetknięciu z elementami będącymi pod napięciem.

Ocena: Odsłonięte części instalacji, będące pod napięciem, z uwagi na zagrożenie porażenia prądem elektrycznym mogą spowodować znaczne obrażenia u ratowników, także ze względu na małą przejrzystość zniszczonego otoczenia należy spodziewać się większego prawdopodobieństwa wystąpienia zagrożenia.

4.2.3.2 Usuwanie przedmiotów, pojazdów i gruzu

W przypadku wypadków drogowych lub innych wypadków istnieje ryzyko, że konstrukcje o różnej wielkości i przewodności mogą uszkodzić elementy systemu i stanowić zagrożenie elektryczne.

Zagrożenie: Porażenie prądem elektrycznym.

Poziom ryzyka: 12

Cel ochrony: Unikanie bezpośredniej lub pośredniej styczności z elementami pod napięciem podczas usuwania przedmiotów.

Ocena: Ze względu na mechanizm wypadku można założyć w tych scenariuszach, że pewne obszary systemu są uszkodzone, a tym samym części pod napięciem są odsłonięte. Wysokie napięcia mogą spowodować poważne obrażenia u ratowników. Praca bezpośrednio na tych elementach również stwarza duże ryzyko dotknięcia elementów pod napięciem.

4.3 Zagrożenia mechaniczne dla ratowników

4.3.1 Zawalenie się części budynku lub instalacji

W przypadku pożarów lub innych działań technicznych może dojść do utraty stateczności budynku i/lub instalacji. Zawalenie się części budynku lub spadające moduły mogą stanowić zagrożenie dla służb ratowniczych.

Zagrożenie: Obrażenia spowodowane przez spadające elementy.

Poziom ryzyka: 8

Cel ochrony: Zapobieganie obrażeniom spowodowanym przez spadające elementy.

Ocena: Spadające elementy instalacji mogą spowodować poważne zranienia ratowników, ponieważ podstawy systemów fotowoltaicznych nie wytrzymują temperatury pożaru sięgającej nawet do 1000°C (temperatura topnienia aluminium wynosi 660°C).

Wyznaczane są strefy, w których można zostać uderzonym przez spadające elementy. W przypadku zdarzenia (takiego jak np. pożar, trzęsienie ziemi, powodzie, podmywanie) w takiej strefie istnieje zagrożenie życia. Przebywanie w niej jest uzasadnione tylko w celu bezpośredniego ratowania ludzi, wykonania prac zabezpieczających lub rozbiórki. Na przykład ściany szczytowe mogą łatwo się przewrócić, jeśli pozostała konstrukcja budynku jest osłabiona lub już nie istnieje.

4.3.2 Upadek ratowników

Podczas akcji może być konieczne wejście na dach i na moduły. Gładkie powierzchnie modułów niosą ze sobą szczególnie wysokie ryzyko poślizgnięcia się lub upadku. Ogólnie rzecz biorąc, moduły nie są przystosowane do obciążenia spowodowanego wejściem na nie ratownika. W przypadku częściowo uszkodzonych konstrukcji dachowych budynków może zachodzić potrzeba przebicia się przez moduły.

Zagrożenie: Upadek ratownika.

Poziom ryzyka: 12

Cel ochrony: Zapobieganie upadkowi ratownika.

Uwagi: Należy założyć, że istnieje ryzyko upadku w przypadku powierzchni dachu bez dodatkowych zabezpieczeń. Moduły fotowoltaiczne ze względu na swoje właściwości zwiększają to ryzyko. Stopień urazu należy również ocenić jako wysoki, ponieważ upadek zwykle skutkuje poważnymi obrażeniami.

4.3.3 Naprężenia termiczne w module

W przypadku pożaru na skutek obciążenia termicznego, np. przeniknięcia ognia do modułu lub zalania go zimną wodą gaśniczą, w szkłach modułu powstają ekstremalne naprężenia, które z kolei prowadzą do wybuchowego pęknięcia i odprysków szkła niosących ryzyko obrażeń. Mechaniczne naprężenia w szkle spowodowane ruchem i przechylaniem mogą również powodować odpryski podczas usuwania gruzu.

Zagrożenie: Rany cięte spowodowane odłamkami szkła.

Cel ochrony: Unikanie odprysków lub zapobieganie ranom ciętym.

Poziom ryzyka: 4

Ocena: Efekt zależy od różnych procesów obciążenia termicznego lub mechanicznych naprężeń modułów i powoduje poważne obrażenia, przy czym prawdopodobieństwo ich wystąpienia jest niewielkie.

4.3.4 Wybuch

Zalanie części systemu fotowoltaicznego (np. falownika lub akumulatorowni znajdującej się w części podziemnej budynku) na skutek powodzi lub akcji gaśniczej może spowodować proces elektrolizy, w przypadku utrzymania się odpowiedniego napięcia pomiędzy biegunami dodatnim i ujemnym systemu. Powoduje to powstawanie wodoru, co grozi wybuchem w zamkniętych i słabo wentylowanych przestrzeniach (mieszanina piorunująca).

W przypadku akumulatorów litowo-jonowych w skrajnych warunkach zewnętrznych (przegrzanie, zwarcie) nie można wykluczyć ryzyka „ucieczki termicznej" (*thermal runaway*)[1], czyli chemicznej reakcji łańcuchowej z narastającym wydzielaniem ciepła. Może to spowodować zapalenie się akumulatora, prawdopodobnie wybuchowe. W przypadku zniszczenia akumulatora należy spodziewać się emisji toksycznych i żrących chemikaliów (fluorowodór). Szczególne zagrożenia, jakie stwarzają akumulatory, są przedmiotem osobnego projektu badawczego. Na tym etapie nie można przeprowadzić oceny ryzyka.

Kolejnym zagrożeniem są elementy szklane pękające z powodu gorąca. Odłamki szkła i elementów ceramicznych mogą być „wystrzeliwywane" we wszystkich kierunkach.

Zagrożenie: Wybuch

Poziom ryzyka: 4

Cel ochrony: Unikanie powstawania mieszaniny piorunującej lub tworzenia się mieszaniny łatwopalnej, jak również unikanie źródeł zapłonu.

Opis: Stworzenie atmosfery wybuchowej zawierającej wodór wymaga połączenia wielu czynników. Prawdopodobieństwo jej wystąpienia należy uznać za niskie. Jednak skalę obrażeń ratowników w przypadku wybuchu wodoru należy określić jako maksymalną.

4.4 Wziewne substancje toksyczne

4.4.1 Pożar modułów solarnych

Systemy fotowoltaiczne są palne ze względu na zawartość polimerów (patrz rozdział 3.1). Rozdział 4.6 szczegółowo opisuje możliwe toksyczne emisje z pożarów instalacji fotowoltaicznej. Zasadniczo należy spodziewać się uwalniania trucizn oddechowych w stężeniach przekraczających wartość dopuszczalną (wartości ETZW). W zależności od zastosowanych tworzyw sztucznych mogą powstawać wysoce toksyczne i żrące składniki [np. kwas fluorowodorowy (HF)].

Zagrożenie: zatrucie, poparzenie chemiczne.

Poziom ryzyka: 4

Cele ochrony: Ograniczanie stężenia substancji szkodliwych, zapobieganie ich wdychaniu i kontaktowi ze skórą (odzież ochronna i ochrona dróg oddechowych).

Ocena: Toksyczne gazy pożarowe są również wytwarzane w pożarach budynków bez instalacji fotowoltaicznych. Pożar elementów fotowoltaicznych przyczynia się tylko do zwiększenia ich stężenia. Wpływ jest uważany za niewielki, ponieważ oczekuje się, że służby ratownicze będą posiadać i stosować aparaty ochrony oddechowej (ODO).

[1] Ucieczka termiczna ma miejsce, gdy ogniwa litowo-jonowe przekraczają próg niekontrolowanej temperatury, co powoduje nagłe uwolnienie łatwopalnych, toksycznych gazów i nadmierne ciepło, które może doprowadzić do wybuchu.

4.4.2 Mechaniczne uszkodzenie magazynów energii (akumulatorów)

W przypadku mechanicznego uszkodzenia ogniw akumulatorów z jednej strony mogą ulatniać się ciekłe chemikalia, a z drugiej strony w przypadku akumulatorów litowo-jonowych zachodzi ryzyko ucieczki termicznej akumulatora. Oprócz generowania dużej ilości ciepła za pomocą strumienia płomienia lub nawet wybuchu do środowiska wdmuchiwane są toksyczne i żrące substancje.

Jest to szczególnie ważne w często spotykanych sytuacjach, w których lokalizuje się elementy instalacji PV w pomieszczeniach piwnicznych, gdzie należy zapewnić odpowiednią wentylację.

Na tym etapie nie dokonuje się oceny ryzyka. Szczególne zagrożenia w przypadku uszkodzeń spowodowanych przez magazyny energii elektrycznej są analizowane w ramach innego projektu badawczego prowadzonego przez TÜV Rheinland, którego pełny tytuł brzmi: *Bezpieczeństwo i niezawodność systemów fotowoltaicznych z systemami magazynowania ze szczególnym uwzględnieniem zagrożeń pożarowych i strategii gaszenia.*

Uwagi:
W grudniu 2014 r. Uniwersytet w Wuppertal i Federalne Stowarzyszenie Przemysłu Solarnego (BSW) opublikowały ulotkę dotyczącą stosowania stacjonarnych systemów magazynowania opartego o technologię Li-Ion, zawierającą informacje na temat gaszenia pożarów i pomocy technicznej [41]. Niniejsza ulotka jest dostępna do pobrania przez BSW (zob. załącznik II, strona 224).

4.5 Seria eksperymentów dotyczących zagrożeń elektrycznych mogących wystąpić w trakcie akcji ratowniczo-gaśniczych

4.5.1 Przewodnictwo elektryczne podczas akcji gaśniczej

4.5.1.1 Ogólne

W ramach tego projektu opracowano serię eksperymentów na podstawie wcześniejszych publicznych dyskusji na temat zagrożeń związanych z gaszeniem pożarów w systemach PV. Ich celem było zbadanie niebezpiecznych sytuacji podczas gaszenia pożarów w instalacjach elektrycznych o standardowych napięciach PV-DC.

Przeprowadzono łącznie trzy serie eksperymentów:

1. Pomiar prądów upływowych na prądownicach strumieniowych w odniesieniu do wartości referencyjnych określonych w normie VDE 0132.
2. Pomiar efektu ochronnego odzieży roboczej (buty, rękawice).
3. Określenie zagrożenia w zalanych pomieszczeniach.

Ogólne niebezpieczeństwo związane z gaszeniem pożarów instalacji elektrycznych wynika z ryzyka przekroczenia napięcia w elementach instalacji, które znajdują się pod napięciem, lub przepływu prądu elektrycznego przez wodę, w szczególności przez strumienie wody gaśniczej.

Standardowe wartości odległości od systemów elektrycznych pod napięciem dotyczą zarówno podejścia, jak i środków gaśniczych w celu wykluczenia ryzyka porażenia prądem. Systemy fotowoltaiczne z definicji należą do systemów niskiego napięcia zgodnie z VDE 0132 (AC<1000 V, DC<1500 V).

Pierwsze wyniki praktycznych eksperymentów ze strumieniami gaśniczymi, które zostały przeprowadzone w 2010 r. przez biegłego ds. fotowoltaiki dr. Bendela [42] wykazały wartości prądu głównie w jednocyfrowym zakresie mA. Zespół projektowy w momencie prowadzenia eksperymentu w 2011 r. nie dysponował żadnymi innymi wynikami pomiarów przewodności potwierdzających w praktyce norma-

tywne zalecenia dotyczące odległości dla instalacji prądu stałego. W międzyczasie w 2012 r. Oberhessische Versorgungsbetriebe AG (OVAG) przeprowadziło kolejne serie eksperymentów i obecnie w ramach projektu współpracy między OVAG a Stowarzyszeniem Promocji Niemieckiej Ochrony Przeciwpożarowej e.V. (vfdb) w 2014 r. Wartości pomiarowe są również bardzo niewielkie, wychodząc nieznacznie poza zakres 0,1 mA. Pomiary te są brane pod uwagę przy ocenie wyników eksperymentów.

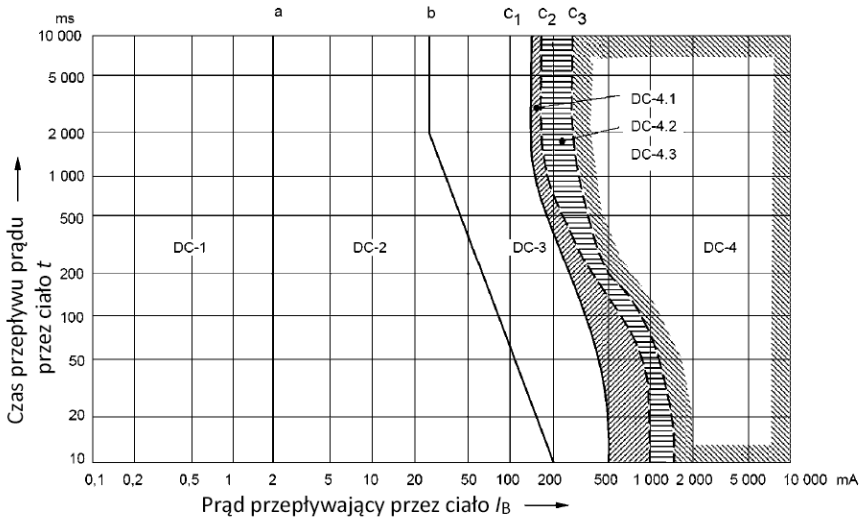
Systemy PV są obecnie projektowane na maksymalne napięcie systemowe 1000 V DC. Rozważa się wzrost wartości maksymalnej do 1500 V DC. Rzeczywista wartość napięcia dla systemu fotowoltaicznego zależy od długości łańcuchów i mocy modułów fotowoltaicznych. W przypadku małych i średnich systemów fotowoltaicznych, które są zwykle instalowane na budynkach, oczekuje się, że napięcia instalacji będą wynosić znacznie <1000 V. W celu uzyskania wiarygodnych wyników jako obecnie maksymalną możliwą wartość przyjęto 1000 V.

Jednak zagrożenie dla osób nie pochodzi bezpośrednio z napięcia, ale z prądu elektrycznego, który przepływa przez ciało ze względu na różnicę napięcia. Może ono mieć skutki fizjologiczne, fizyczne i chemiczne, w zależności od **ścieżki przepływu prądu przez ciało oraz rodzaju prądu i czasu jego przepływu**.

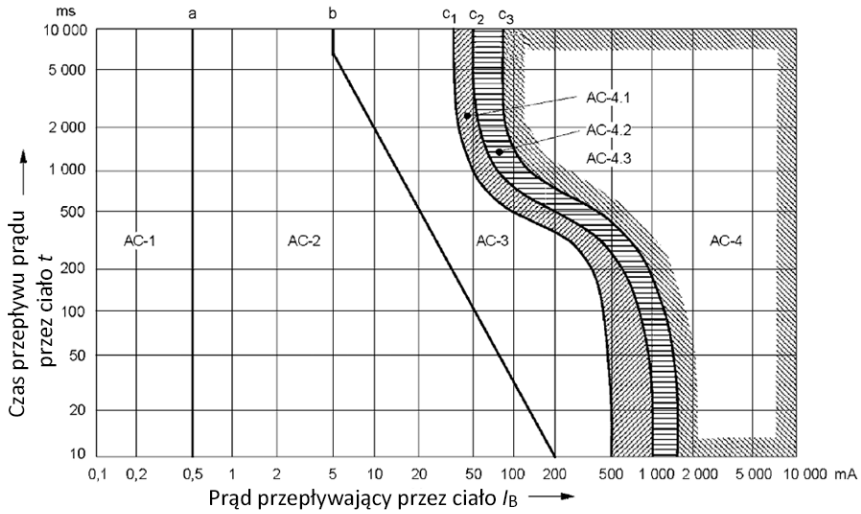
4.5.1.2 Tło normatywne do oceny wpływu prądu na ludzi

4.5.1.3 Natężenie prądu i czas działania

Opis skutków i określenie poziomów służących ocenie zagrożeń wynikających z wpływu prądu na organizm w zależności od natężenia i czasu przepływu prądu przedstawiony jest w normie DIN IEC / TS 60479-1 (VDE V 0140-479-1): 2007-5 – *Wpływ prądu elektrycznego na ludzi i zwierzęta gospodarskie*. Krzywe graniczne przedstawione na rys. 4-2 dla prądu stałego i na rys. 4-3 dla prądu przemiennego odnoszą się do ścieżki prądu od lewej ręki do obu stóp przy założonym normalnym stanie zdrowia danej osoby.



Rysunek 4-2: Zakresy czasu przepływu/natężenia prądu z wpływem prądu stałego na ludzi w przypadku przepływu podłużnego
Źródło: DIN IEC/TS 60479-1 [(VDE V 0140-479-1): 2007-5].



Rysunek 4-3: Zakresy czasu przepływu/prądu z wpływem prądów przemiennych (15-100 Hz) na ludzi w przypadku przepływu podłużnego
Źródło: DIN IEC/TS 60479-1 [(VDE V 0140-479-1): 2007-5].

1. **Zakres DC-1 / AC-1**: Możliwa odczuwalność, ale bez reakcji zaskoczenia.
2. **Zakres DC-2 / AC-2**: Nie należy spodziewać się szkodliwych skutków fizjologicznych. Odczuwalne, możliwe mimowolne skurcze mięśni.
3. **Zakres DC-3 / AC-3**: W tym zakresie należy spodziewać się silnych mimowolnych skurczów mięśni. Ponadto mogą wystąpić trudności w oddychaniu, odwracalne zaburzenia rytmu serca i skurcze mięśni.
4. **Zakres DC-41.4 / AC-4.1...4**: Należy spodziewać się skutków patofizjologicznych, takich jak zatrzymanie akcji serca, zatrzymanie oddechu i uszkodzenie komórek. Wraz ze wzrostem natężenia i czasu przepływu prądu rośnie prawdopodobieństwo migotania komór sercowych.

Porównanie tych dwóch ilustracji pokazuje, że prąd przemienny przy znacznie niższych wartościach prowadzi do bardziej krytycznych skutków niż prąd stały. Dzieje się tak dlatego, że przy prądzie przemiennym struktury nerwowe i mięśniowe, w tym serce, są wzbudzane przy każdej zmianie polaryzacji. Największe zagrożenie występuje w zakresie częstotliwości od 50 Hz do 60 Hz. W przypadku prądu stałego można założyć około 4–5 razy większą wartość od odpowiedniej wartości granicznej prądu przemiennego, jak pokazano w tabeli 4-4.

Tabela 4-4: Wartości dopuszczalne dla długotrwałych obciążeń prądowych

Wartości graniczne dla prądu ciągłego		**IEC 60479-1**		**UL**
		AC	**DC**	**DC**
Zakres 1	Bezpieczny	<0,5 mA	< 2 mA	0–2 mA
Zakres 2	Odczuwalny	0,5–5 mA	2–25 mA	2,1–40 mA
Zakres 3	Obezwładnienie	5–35 mA	25–150 mA	40,1–240 mA
Zakres 4	Porażenie prądem	> 35 mA	> 150 mA	> 240 mA
Zakres 1:	Możliwe odczuwanie, brak reakcji fizycznej			
Zakres 2:	Możliwe skurcze mięśni			
Zakres 3:	Możliwe silne mimowolne skurcze mięśni			
Zakres 4:	Możliwe migotanie komór serca			

Próg odczuwania dla prądu stałego wynosi 2 mA. W przeciwieństwie do prądu przemiennego odczuwalne jest tylko rozpoczęcie i przerwanie przepływu prądu; wydzielanie się ciepła jest zauważalne tylko przy natężeniach powyżej 100 mA. Próg wyzwalania nie jest zdefiniowany dla prądu stałego. Zakres zagrożenia życia w przypadku prądu stałego zaczyna się przy natężeniu 150 mA i czasie przepływu około 1 s. Przy tak wysokich wartościach prądu istnieje ryzyko migotania komór nawet przy prądzie stałym.

Do oceny zagrożenia za wartość graniczną (zakres 2) dla przeprowadzonych pomiarów uznaje się maksymalny prąd 25 mA (DC).

4.5.1.4 Impedancja ciała

Wartości impedancji ciała zależą od wielu czynników, w szczególności drogi przepływu prądu, napięcia dotykowego, czasu trwania przepływu, częstotliwości, stanu nawilżenia skóry, wielkości powierzchni kontaktu, wywieranego ciśnienia i temperatury.

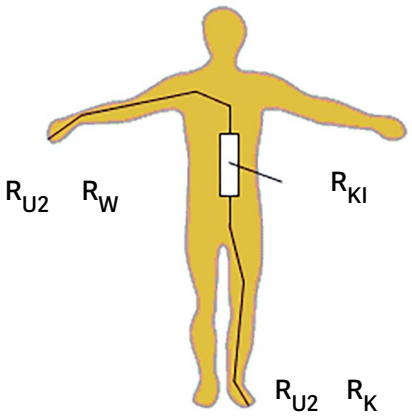
Wraz ze wzrostem napięcia impedancja ciała zmniejsza się asymptotycznie; impedancja skóry może ulec przebiciu już przy napięciu > 200 V. W tabeli 4–5 niektóre statystycznie określone wartości impedancji są wyświetlane dla bieżącej ścieżki prądu „ręka do ręki".

Tabela 4-5: Wybrane wartości impedancji ciała przy przepływie prądu z ręki do ręki w zależności od napięcia na styku [(DIN IEC/TS 60479-1 (VDE V 0140-479-1):2007-05)]

Napięcie dotyku	Wartości całkowitego oporu ciała RT (0), które nie są przekroczone dla		
[V]	5% ludności	50% ludności	95% ludności
100	990	1725	3125
200	800	1275	2050
400	700	950	1275
700	575	775	1050
1000	575	775	1050

Pomiary przeprowadzone w tym celu wykazały, że całkowita impedancja dla bieżącej ścieżki z jednej ręki do jednej nogi jest czasami nieco niższa (10–30%).

Oprócz wewnętrznego oporu ciała istnieją opory przejścia przez odzież i ewentualnie opór stosowanych narzędzi:



Całkowity opór ciała: $R_K = R_{U1} + R_{KI} + R_{U2} + R_K + R_W$

R_K – całkowity opór ciała

R_{KI} – wewnętrzny opór ciała

R_{U1}, R_{U2} – rezystancja styków (skóra)

R_K – opór odzieży

R_W – opór narzędzi

Rysunek 4-4: Całkowity opór ciała
Źródło: Bild Brieselang.NET

Aby móc sformułować miarodajne stwierdzenia dotyczące sytuacji zagrożenia, do eksperymentów, na których oparta jest omawiana praca, przyjęto bardzo niską wartość rezystancji ciała w sumie 550 Ω.

4.5.1.5 Gaszenie pożaru w strefie instalacji elektrycznych

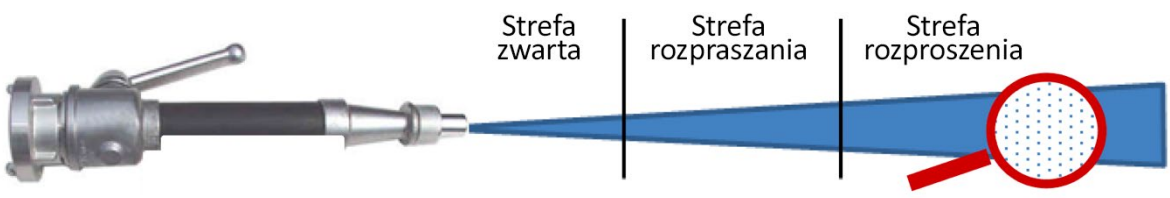
Aby zapobiec przepływowi niebezpiecznych prądów przez ciało ratowników podczas gaszenia elementów instalacji będących pod napięciem, w normie DIN VDE 0132 – *Gaszenie pożarów i realizacja pomocy technicznej w strefie instalacji elektrycznych* – określono zalecane minimalne odległości między otworem wylotowym środka gaśniczego a częściami instalacji pod napięciem. Tabela 4-6 pokazuje minimalne odległości podczas gaszenia pożaru w instalacjach elektrycznych w zakresie niskiego napięcia, tj. do 1000 V prądu przemiennego (AC) lub do 1500 V prądu stałego (DC) [DIN VDE 0132 (VDE 0132): 2008-08].

Tabela 4-6: Wartości orientacyjne minimalnych odległości w zakresie niskiego napięcia

Prądownica DIN 14365-CM	Niskie napięcie (N) ≤ AC 1 kV lub ≤ DC 1,5 kV	Wysokie napięcie (H) > AC1 kV lub > DC 1.5 KV
Prąd rozproszony	1 m	5m
Prąd zwarty	5 m	10 m
Skrót	N-1-5	H-5-10

Odległości te zasadniczo odnoszą się do znormalizowanych prądownic wielofunkcyjnych C zgodnie z normą DIN 14365-CM o średnicy dyszy 9 mm i ciśnieniu przepływu 5 barów. Wartości wytycznych dotyczą również większych wodnych urządzeń gaśniczych, jednak pod warunkiem, że dysze są zgodne z normą DIN 14365-2 w zakresie bezpieczeństwa elektrycznego. Należy przestrzegać instrukcji użytkowania i ostrzeżeń umieszczonych na sprzęcie gaśniczym. Jeśli stosowane są prądownice CM bez dyszy wylotowych lub inne dysze wielofunkcyjne, odległości należy zwiększyć zgodnie z normą VDE 0132, np. w przypadku prądownic wielofunkcyjnych B do minimalnej odległości 5 m.

Aby zrozumieć te ograniczenia normatywne, należy wziąć pod uwagę strukturę zwartego strumienia. W przypadku pełnego strumienia są trzy strefy (rys. 4-5). Obszar zwartego strumienia wody natychmiast po wypływie środka gaśniczego nazywa się strefą zwartą. W kolejnym obszarze strefy rozpraszania struga rozprasza się na małe kropelki. Jeśli osiągnie jakość oddzielonych elektrycznie pojedynczych kropelek, mówimy o strefie rozproszenia (która nadal wydaje się zwarta dla ludzkiego oka).



Rysunek 4-5: Schemat struktury strumienia rozproszonego prądownicy uniwersalnej

Wartości orientacyjne dla odległości prądownic strumieniowych zostały wybrane tak, aby podczas gaszenia pożaru w strefie instalacji elektrycznej pod napięciem były uderzone tylko przez strumień rozpylony, a zatem aby z powodu tworzenia się kropelek nie powstała ciągła droga przewodząca. Tym samym można wyeliminować zagrożenie dla ratowników spowodowane niebezpiecznymi prądami upływowymi.

W zależności od konstrukcji prądownicy strumieniowej zmienia się długość opisywanej strefy rozpraszania oraz odległości gaszenia, jakie należy z tego powodu zachować.

Metoda z normy DIN 14365 opisuje układ badania, w którym mierzy się spadki napięcia różnych rezystancji w prądzie upływowym prądownicy przy użyciu środka gaśniczego, przy pomocy której kierowano strumień wody na ruszt stalowy pod napięciem. Ponieważ nie podano tutaj krytycznych wartości granicznych, wartości z tabeli 4-4 zostały wykorzystane jako punkt odniesienia dla eksperymentów z AP5.3.

Oprócz normy DIN 14365 norma EN 15182 opisuje produkt, który niestety nie dotyczy określania prądów upływu. Podano tylko zalecenie, że do 1000 V należy zachować odległość co najmniej 1 m przy kącie strumienia rozproszonego co najmniej 30°. Nowa norma oznacza, że producenci nowych rodzajów prądownic, które nie zostały przebadane pod kątem bezpieczeństwa elektrycznego zgodnie ze starą normą DIN 14365 część 2, muszą przedstawić dowód ich przydatności do gaszenia pożarów w strefie instalacji elektrycznych. Jeśli producent nie jest w stanie dostarczyć informacji na temat bezpieczeństwa elektrycznego, te prądownice mogą być stosowane tylko w beznapięciowych instalacjach elektrycznych w stanie beznapięciowym.

4.5.1.6 Eksperyment 1: Pomiar prądów upływowych przez strumień wody gaśniczej

Eksperyment ten obejmuje pomiar prądów przewodzonych przez strumienie gaśnicze w symulowanej akcji w instalacji elektrycznej będącej pod napięciem. Pomiary przeprowadzono przy napięciu stałym 1000 V i odległościach gaszenia 1 m i 5 m zgodnie z normą VDE 0132 *Zwalczanie pożarów i ratownictwo techniczne w strefie instalacji elektrycznych*. Prądy zmierzone w eksperymencie są oceniane zgodnie z opisem pod kątem możliwego zagrożenia dla ratowników w przypadku natarcia gaśniczego na systemy fotowoltaiczne.

Sprzęt i środki gaśnicze

Jako środek gaśniczy zastosowano wodę o przewodności elektrycznej 630 µS/cm (20°C).

Jak wiadomo, środek pianotwórczy dodany do wody zwiększa jej przewodność elektryczną i nie może być stosowany podczas pożaru w systemach pod napięciem. Aby zademonstrować praktyczny efekt, przeprowadzono dodatkowe pomiary przy użyciu tego środka gaśniczego (piana klasy A).

W eksperymentach zastosowano powszechnie stosowane w Niemczech typy dysz strumieniowych, wielofunkcyjną prądownicę C (CM; rys. 4-6) i prostą prądownicę typu C (rys. 4-7). Prądownica CM jest wykonana zgodnie z DIN EN 15182-3 (zastępuje starą DIN 14365). Przy ciśnieniu przepływu 5 barów z pyszczkiem o średnicy 9 mm osiąga się przepływ wody około 120 l/min. Posiada jedną opcję ustawienia dla pełnego strumienia (V) i jedną dla strumienia rozproszonego (S) przy kącie wypływu 15°. Natężenie przepływu nie zmienia się. Zasięg rzutu pełnego strumienia wynosi ok. 15 m (rysunek 6).

Prądownica typu C odpowiada wymaganiom normy DIN EN 15182-2. Przy ciśnieniu przepływu 5 bar natężenie przepływu można ustawić na 55, 120 i 215 l/ min za pomocą pierścienia obrotowego. Kształt strumienia można wybrać, obracając głowicę prądownicy w pozycji pełnego strumienia (0°) strumienia rozproszonego (60°) lub położenia Flash-Over (120°). W zależności od typu i producenta prądownicy różnią się one pod względem technicznym i konstrukcyjnym, co oznacza, że zakresy rozpraszania mogą się różnić.

Rysunek 4-6: Prądownica uniwersalna CM

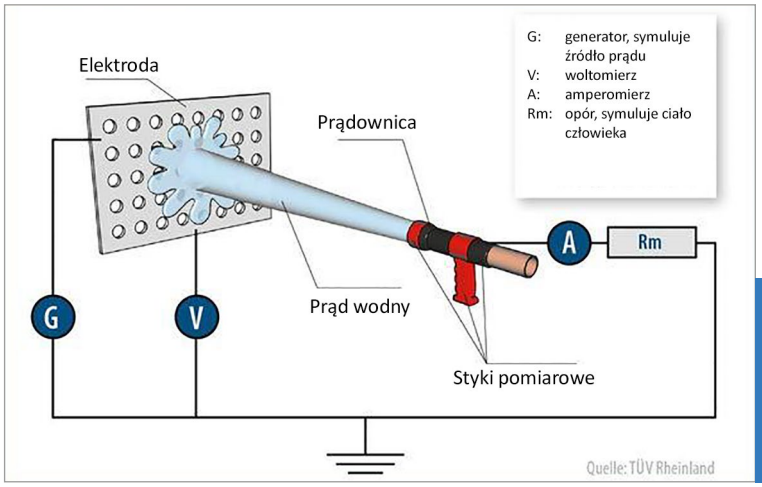
Rysunek 4-7: Prądownica wodna wielofunkcyjna typ: turbo, **Źródło:** FFW München

Przebieg eksperymentów

W tej serii eksperymentów (układ eksperymentu zgodnie z rysunkami 4-8, 4-9) prądy upływowe mierzono za pomocą strumienia wody skierowanego na elektrodę metalową (perforowaną płytkę) pod napięciem. Przy rezystancji obwodu wynoszącej 555 Ω w najgorszym przypadku symulowano (najmniejszą) rezystancję ciała osoby dorosłej (ratownika z przemoczoną odzieżą ochronną).

Rysunek 4-8: Układ eksperymentu z symulowanym modułem fotowoltaicznym (perforowana elektroda płytowa) i prądownicą uniwersalną z odległości jednego metra

Rysunek 4-9: Konfiguracja eksperymentu z symulowaną rezystancją ciała do pomiaru prądów upływowych przez strumień gaśniczy

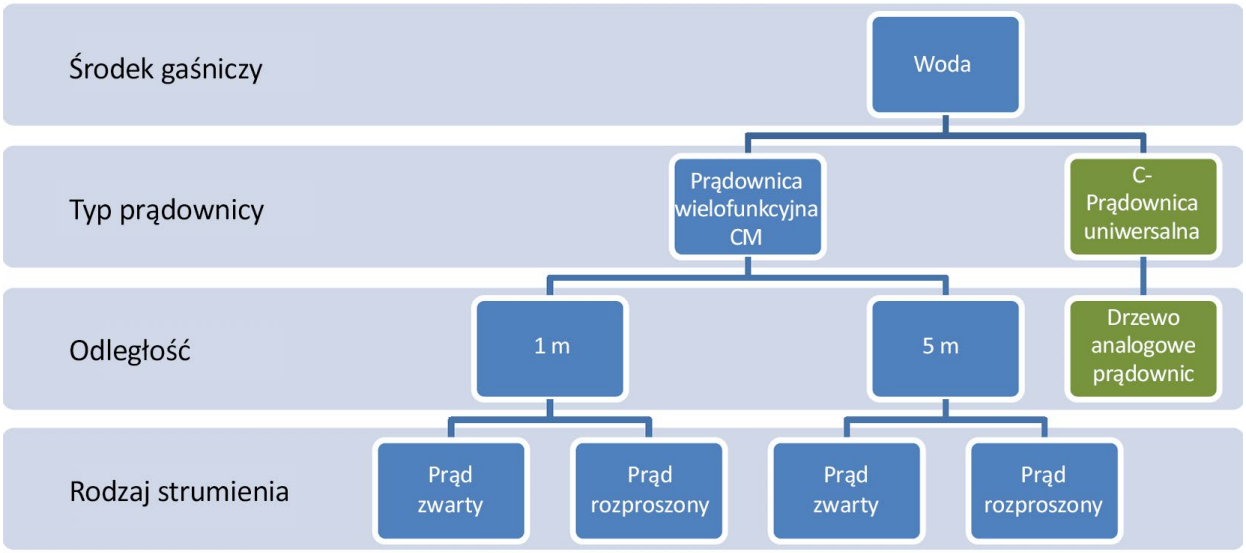


Rysunek 4-10: Pomiar prądów upływu przez strumień wody
Źródło: Solarpraxis AG (Harald Schütt).

Odpowiednia rezystancja elektryczna w obwodzie prądu składa się z oporu strumienia środka gaśniczego, rezystancji ciała, rezystancji styku i danej rezystancji o wysokiej oporności w obwodach zwarciowych, a tym samym określa poziom możliwego prądu upływu przez ciało ludzkie.

Rezystancja strumienia środka gaśniczego zależy od odległości od elektrody pod napięciem, przewodności środka gaśniczego i właściwości strumienia gaśniczego (rys. 4-10).

Serie pomiarów przeprowadzono przy użyciu wspólnej wielofunkcyjnej prądownicy CM i prądownicy C. Eksperymenty przeprowadzono z wodą przy różnych ustawieniach strumienia i w kolejnej serii testów z pianą.



Rysunek 4-11: Ścieżka eksperymentu dotycząca pomiaru przewodności wody jako środka gaśniczego

Poziom prądu upływu przez strumień wody zależy od napięcia spryskiwanych elementów instalacji, rezystancji ciała ludzkiego (w tym rezystancji zestyku) i innych rezystancji w obwodzie, przewodności środka gaśniczego oraz właściwości strumienia natryskowego (rys. 4-5). Im większa odległość od elektrody, tym większe rozpraszanie strumienia środka gaśniczego i mniejsza jego przewodność elektryczna. Odległości zgodnie z DIN VDE 0132 są zaprojektowane tak, aby żadne niebezpieczne prądy nie mogły być przenoszone przez strumień środka gaśniczego.

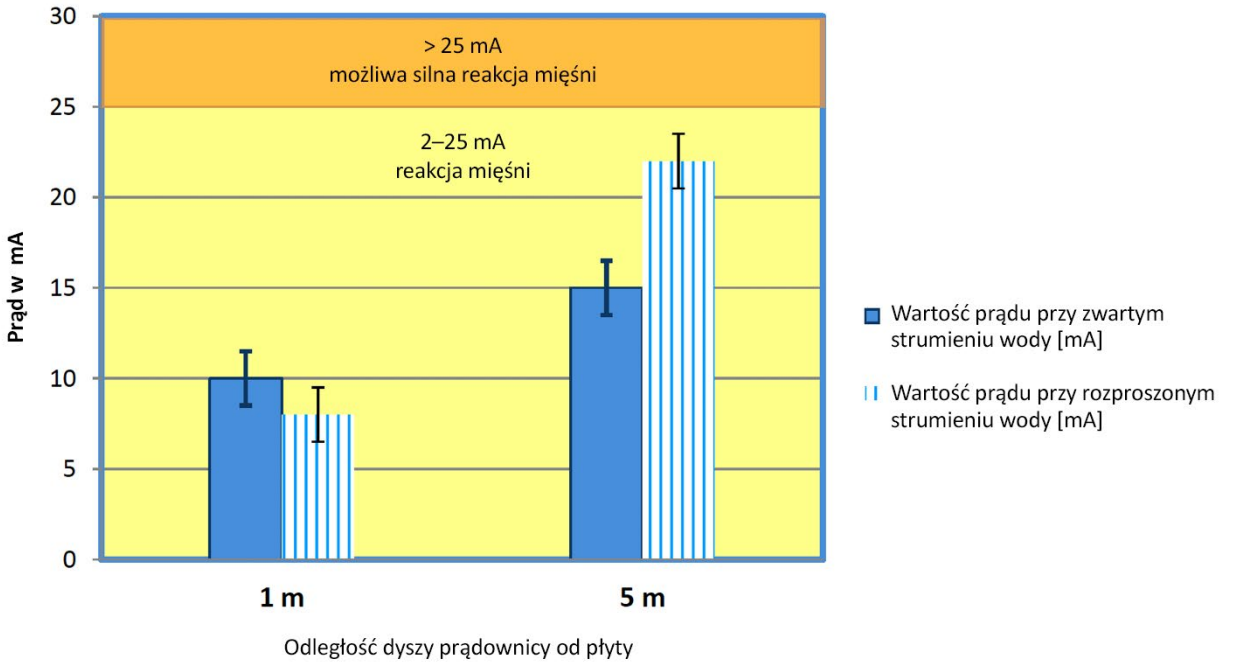
Oczekiwane wyniki

Dla wszystkich zmierzonych wartości prądu upływu oczekiwano niekrytycznych wartości z ogólnego doświadczenia w systemach elektrycznych.

Spodziewana wartość dla pełnego strumienia i odległości 1 m była stosunkowo najwyższa. Wraz ze wzrostem odległości (5 m) i/lub rozpraszaniem (pozycja strumienia natryskowego) prądy upływowe, jeśli w ogóle występują, powinny być mniejsze.

Prądownica wielofunkcyjna

Prądy upływu zmierzone przy użyciu wielofunkcyjnej prądownicy strumieniowej CM z pyszczkiem pokazano na rys. 4-12. Najważniejszy wynik pomiarów jest następujący: wszystkie zmierzone prądy upływowe, które w najgorszym przypadku mogłyby przepłynąć przez ciało strażaka poruszającego się pieszo, mieszczą się w niekrytycznym zakresie < 25 mA (tabela 4-5).



Rysunek 4-12: Prądy upływowe przy zastosowaniu wielofunkcyjnej prądownicy CM (woda)

Zgodnie z oczekiwaniami w odległości 1 m wielkość prądu przy ustawieniu strumienia rozproszonego (kroplistego) (kąt strumienia 15°, belka w paski) są nieco niższe niż przy ustawieniu zwartego strumienia (pełna belka). Natomiast, zgodnie z oczekiwaniami, większe prądy są mierzone w odległości 5 m przy obu typach strumieni gaśniczych niż w odległości 1 m. Zmierzone wartości ustawienia strumienia rozproszonego przekraczają wartości ustawienia pełnego strumienia w odległości 5 m. Biorąc również pod uwagę, że zmierzone wartości wahały się w zakresie ± 2 mA podczas eksperymentów (strumień wody nie jest stałym przewodnikiem elektrycznym), zmierzone różnice są znaczące (patrz omówienie wyników).

Prądownica uniwersalna

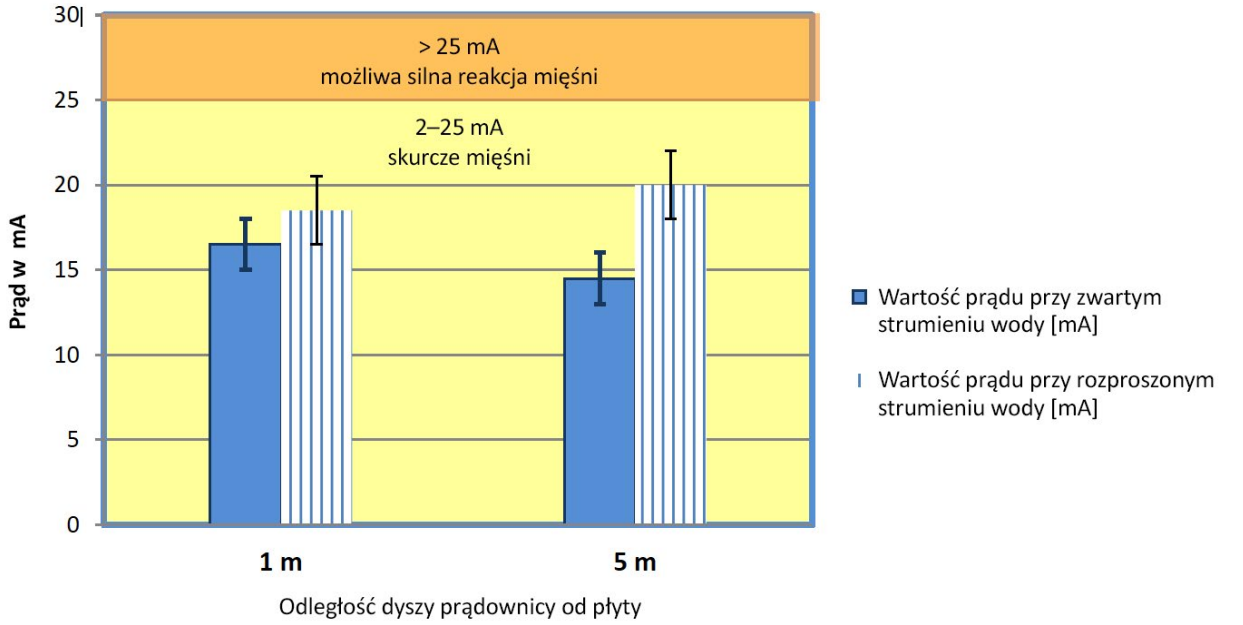
Zmierzone prądy upływowe przy zastosowaniu prądownicy uniwersalnej z dyszą C pokazano na rys. 4-13. Również tutaj najważniejszy wynik pomiarów jest następujący: wszystkie zmierzone prądy upływowe, które mogą w najgorszym przypadku przepłynąć przez ciało strażaka, mieszczą się w niekrytycznym zakresie mniejszym niż 25 mA (zob. tabela 4-5).

Przy ustawieniu zwartego strumienia zmierzone wartości są, zgodnie z oczekiwaniami, niższe w odległości 5 m niż w odległości 1 m, choć ilościowo małe. Nieoczekiwanie zmierzone wartości przy ustawieniu strumienia rozproszonego (kąt rozpraszania 60°, kolumna pasiasta) wykazują wyższe prądy upływowe w obu odległościach niż przy pełnym ustawieniu strumienia. W odległości 5 m zmierzona wartość strumienia rozproszonego jest większa niż dla odległości 1 m.

Zgodnie z oczekiwaniami pomiary porównawcze przy użyciu dodatku środka pianotwórczego wykazały nieco większe prądy niż przy użyciu wody.

Omówienie wyników

W przypadku obu prądownic przy większej odległości, wynoszącej 5 m od elektrody pod napięciem, zmierzono znacznie większe wartości prądów upływowych niż oczekiwano. Można przypuszczać, że w praktycznym układzie konfiguracji wystąpiły uzasadnione prądy zwarciowe i zostały zmierzone.



Rysunek 4-13: Prądy upływowe przy prądownicy uniwersalnej C (woda)

Szczególną uwagę zwrócono zatem na możliwe źródła błędów (dotyczące ewentualnego powstania dodatkowego obwodu w trakcie badań):

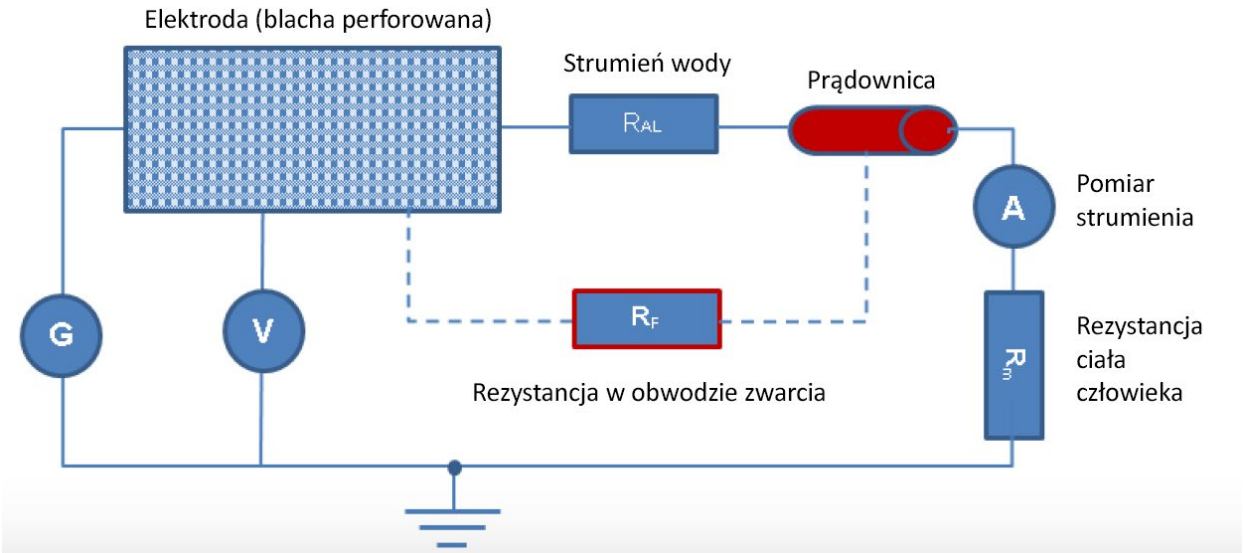
1. W trakcie trwania eksperymentu na powierzchni (asfalcie) utworzyło się rozlewisko wody z powodu odpływającej wody pożarowej.
2. Coraz silniejszy deszcz podczas pomiarów zwilżył również wszystkie elementy układu pomiarowego, przez co nie można było zagwarantować założonego stopnia izolacji elektrody i prądownicy uniwersalnej.
3. Natrysk wody na elektrodę (płyta perforowana) spowodował częściowy odpływ wody z powierzchni w stronę podłoża, co przy pewnych okolicznościach mogło doprowadzić do powstania obwodu o niskiej impedancji.
4. Im większy kąt rozproszenia strumienia wody, tj. im szerzej strumień wody rozpływa się po stalowej płycie (elektroda), tym lepsza ścieżka przewodzenia prądu elektrycznego.

Rysunek 4-14: Spływająca woda tworzy ścieżki przewodzące do mokrego podłoża – na zdjęciu widać pełny strumień

Rysunek 4-15: Spływająca woda tworzy ścieżki przewodzące do pokrytego wodą podłoża – na zdjęciu widać prąd gaśniczy rozproszony

Należy zatem założyć, że między elektrodą a prądownicą występowały obwody zwarciowe, które w zależności od konkretnego kształtu strumienia wody stawały się w miarę trwania testu coraz słabsze.

Zakłada się ponadto, że te prądy zwarciowe wystąpiły oprócz prądów upływowych, które faktycznie miały miejsce i zostały zmierzone. Rysunek 4-16 ilustruje to za pomocą schematu.



Rysunek 4-16: Obwód prądu i obwód zwarciowy

Ponieważ całkowita rezystancja przy równoległym połączeniu rezystorów jest mniejsza niż obu pojedynczych rezystorów, rezystancja RF w obwodzie zwarcia będzie oddziaływać bardziej na mierzony prąd całkowity, im niższa będzie jego rezystancja. Wartość skuteczna rezystancji równoległej między elektrodą a dyszą zmniejsza się, a zatem przepływ prądu staje się większy. Większe natężenia prądu zmierzone w trakcie eksperymentu można zatem wytłumaczyć przez porównanie z wartościami oczekiwanymi.

Skuteczne są również dodatkowe czynniki, takie jak znacznie większa rezystancja ciała i dodatkowa rezystancja przejścia przez odzież ochronną, taką jak rękawice czy buty. W związku z tym należy przyjąć, że rzeczywiste prądy upływowe, które mogą przepływać przez strażaka, są mniejsze niż zmierzone wartości wygenerowane w obecnym układzie testowym, co stanowi najgorszy scenariusz. W warunkach akcji gaśniczej może również powstać przewodzące pokrycie podłoża z „potencjałem obejścia", przypadek (mimowolnie) uwzględniony w przeprowadzonych eksperymentach. W konsekwencji wyniki mieszczą się w bezpiecznym zakresie.

Następne próby przeprowadzone przez inne instytucje (2012, 2014) wykazały znacznie niższe prądy upływowe w zakresie około 1 mA lub mniej (projekt współpracy OVAG i vfdb).

Z powodu innego rodzaju elektrody – metalowej siatki – i większej odległości elektrody od ziemi, znacznie mniej wody gaśniczej popłynęło bezpośrednio do ziemi (w omawianym przypadku na teren trawnika). W zastosowanym układzie eksperymentu mogły powstać wyraźnie niższe prądy zwarciowe. Przed każdym eksperymentem i po nim mierzono je osobno, okazały się jednak przeważnie niższe niż dolny próg pomiarowy w zakresie µA. Należy tutaj zauważyć, że potencjalnie elektrycznie przewodzące strumienie wodne powstają tylko bezpośrednio podczas eksperymentu.

Na zdjęciu po lewej stronie pomiar wykonuje się przy ustawieniu strumienia wody na 45° – nie powstają strumienie wody. Sytuacja wygląda inaczej w przypadku stosowania piany, np. z ustawieniem strumienia rozproszonego 120°, jak pokazano na prawym zdjęciu. Na podłożu tworzy się przewodząca powłoka. Piana omijająca elektrodę, a także spływająca z elektrody, tworzy możliwe obejścia połączeń ze strumieniem rozpylonym.

Rysunek 4-17: Pomiar prądów upływowych podczas gaszenia instalacji elektrycznych pod napięciem. Próby na terenie OVAG w 2014 r., projekt współpracy OVAG i VFDB

Rysunek 4-18: Pomiar prądów upływowych, gaszenie pianą przy ustawieniu prądu rozproszonego. Próby na stronie OVAG w 2014 r.

Wniosek

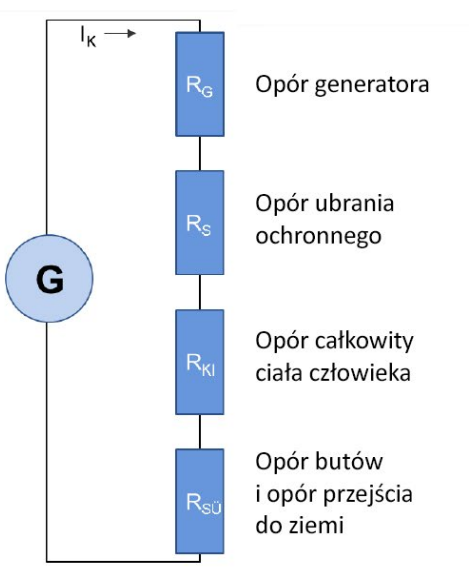
Wszystkie obecnie znane serie pomiarów na ten temat wykazały bardzo niskie lub niekrytyczne prądy upływowe przenoszone przez strumień gaśniczy w zakresie poniżej 25 mA. Jeżeli przestrzegane są zalecane odległości gaszenia zgodnie z DIN VDE 0132, wynoszące 5 m dla pełnego strumienia i 1 m dla strumienia rozproszonego, nie ma niebezpiecznych prądów upływowych dla personelu ratowniczego przy stosowaniu środka gaśniczego.

4.5.1.7 Właściwości elektryczne odzieży służb ratowniczych

W tej serii eksperymentów zbadano dodatkowe działanie ochronne odzieży służb ratowniczych przed porażeniem prądem elektrycznym. Symulowano bezpośredni kontakt z przewodem DC pod napięciem. Używana odzież była testowana zarówno na sucho, jak i na mokro.

Układ badawczy

Manekin wielkości człowieka (ważący 75 kg) symulował ludzkie ciało. Został on pokryty elektrycznie przewodzącą warstwą aluminium i wyposażony w styki pomiarowe. Opór cielesny dla różnych ścieżek prądowych był regulowany za pomocą płytki rezystorowej, a następnie manekina ubranego w komplet przeciwpożarowej odzieży ochronnej. Manekin stał na uziemionej stalowej płycie. Do powierzchni odzieży ochronnej za pomocą metalowych styków przyłożono napięcie (rys. 4-19).



Rysunek 4-19: Konfiguracja eksperymentu z manekinem i schematem obwodu

W eksperymentach natężenia prądu mierzono dla trzech różnych ścieżek prądowych. Dla ścieżki prądu od ręki do ręki i od ręki do stopy zmierzono prąd przy rezystancji ciała 555 Ω. Prąd dla ścieżki prądu od ręki do obu stóp mierzono przy rezystancji ciała 430 Ω. Zdefiniowano dwa punkty styku. Pierwszy punkt styku znajdował się bezpośrednio na rękawicy, a drugi na rękawie kurtki ochronnej. W celu przetestowania działania ochronnego częściowo pominięto rękawice i buty. Do punktów kontaktowych przyłożono napięcie stałe o wartości 1000 V.

Jak widać na równoważnym schemacie obwodu, rezystory są połączone szeregowo. Poszczególne rezystory sumują się do całkowitej rezystancji i ograniczają prąd.

Oczekuje się bardzo wysokich rezystancji w stanie suchym, podczas gdy w stanie mokrym rezystancje gwałtownie spadają, a natężenie prądu powinno odpowiednio wzrosnąć. Buty ochronne powinny mieć największą wartość w szeregu oporności, a zatem pominięcie butów powinno doprowadzić do bardzo silnego wzrostu natężenia.

Gdy odzież ochronna była sucha, wszystkie zmierzone wartości były w zakresie niepewności pomiaru. Tylko bez butów ochronnych mierzono bardzo niskie natężenia poniżej 1 µA, mierzone zgodnie z poniższą tabelą 4-7 i tabelą 4-8:

Tabela 4-7: Suche ubranie, ręka – stopy

Parametr	
Ubranie ochronne	suche
Rękawice	tak
Buty	nie
Miejsce styku elektrody	rękaw
Ścieżka prądu	ręka – stopy
Oporność ciała	430 Ω
Generator napięcia [V]	Ciało – prąd [µA]
1000	0,54

Tabela 4-8: Suche ubranie, ręka – ręka

Parametr	
Ubranie ochronne	suche
Rękawice	tak
Buty	nie
Miejsce styku elektrody	rękaw
Ścieżka prądu	ręka – ręka
Oporność ciała	555 Ω
Generator napięcia [V]	Ciało – prąd [µA]
1000	0,45

Natomiast, gdy odzież robocza była mokra, zmierzono znaczne wartości natężenia prądu w zależności od ścieżki prądu i punktu styku. Prąd z jednej ręki do jednej stopy był w zauważalnym, ale niekrytycznym zakresie, natomiast przy ścieżce prądu z ręki do ręki zmierzono zagrażające życiu wysokie wartości amperów, jak pokazano w poniższych tabelach (tabela 4-9, tabela 4-10 i tabela 4-11):

Tabela 4-9: Mokre ubranie, ręka – stopa

Parametr	
Ubranie ochronne	mokre
Rękawice	tak
Buty	tak
Elektroda kontaktowa	rękawice
Ścieżka przepływu prądu	ręka – stopa
Oporność ciała	555 Ω
Generator napięcia [V]	**Ciało – prąd [mA]**
1000	3,66

Tabela 4-10: Mokre ubranie, ręka – ręka

Parametr	
Ubranie ochronne	suche
Rękawice	tak
Buty	nie
Miejsce styku elektrody	rękaw
Ścieżka przepływu prądu	ręka – ręka
Oporność ciała	555 Ω
Generator napięcia [V]	**Ciało – prąd [A]**
1000	1,50

Podejrzewano drastyczną różnicę w oporności butów ochronnych. W związku z tym zostały usunięte do kolejnego pomiaru ręka do stopy. Zmierzone wówczas natężenia prądu również mieściły się w zakresie zagrażającym życiu.

Tabela 4-11: Mokre ubranie bez butów

Parametr	
Ubranie ochronne	mokre
Rękawice	tak
Buty	nie
Miejsce styku elektrody	rękawice
Ścieżka przepływu prądu	ręka – stopa
Oporność ciała	555 Ω
Generator napięcia [V]	**Ciało – prąd [µA]**
500	0,85
700	1,21
800	1,40
900	1,57

Poniższe dwa zdjęcia (patrz rysunek 4-20) pokazują wpływ prądu na powierzchnie styku. W przypadku ludzkiego ciała w tych punktach pojawiłoby się znamię prądowe, które powstaje w punktach wejścia i wyjścia prądu z powodu dużej ilości powstającego ciepła. W rękawicach na skutek działania ciepła zostały wypalone dziury.

Rysunek 4-20: Wpływ prądu na powierzchnie stykowe, wypalona dziura pod wpływem działania prądu

Wyniki eksperymentu są zgodne z teoretycznymi oczekiwaniami. Sucha odzież strażacka ma bardzo wysoką oporność, a nasiąknięta odzież nie zapewnia ochrony przed porażeniem elektrycznym. Przy ścieżce prądu z jednej ręki do drugiej i rezystancji ciała 555 Ω, na mokrej rękawicy występuje bardzo niski opór wynoszący około 50 Ω, co oznacza, że jeśli dotknie się przewodu DC pod napięciem 1000 V, przez ludzkie ciało może popłynąć prąd o zagrażającym życiu natężeniu 1,5 A (zob.tabela 4-10).

Eksperymenty pokazują wysoką oporność butów i związany z tym efekt ochronny przed porażeniem. Mimo mokrej odzieży przy założonych butach ochronnych wartości zmierzonego natężenia były

niewyczuwalne. Bez butów natężenie prądu przepływającego przez ciało gwałtownie wzrasta i przy napięciu 1000 V wyraźnie przekracza niebezpieczną wartość graniczną.

Istnieje liniowość między prądem a napięciem. Przy mokrej odzieży ochronnej, bez butów ochronnych, i zakładanej rezystancji ciała 555 Ω, zagrażający życiu prąd o natężeniu powyżej 150 µA może przepływać przez ludzi ścieżką prądową z ręki do ręki lub z ręki do stóp nawet przy napięciu 100 V DC (zob. tabela 4-11).

Wniosek

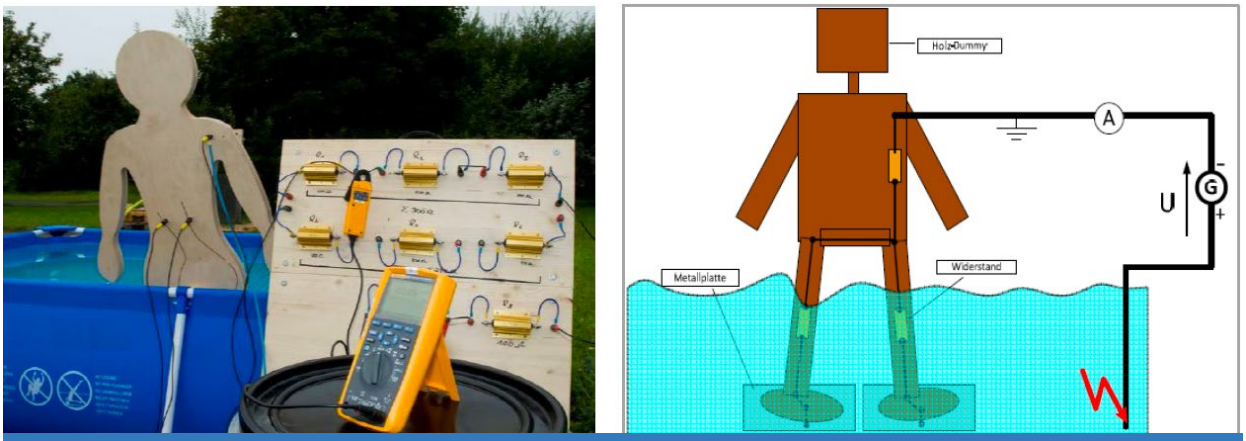
Pomiary pokazują, że nie ma ryzyka porażenia prądem w przypadku noszenia kompletnej i suchej odzieży ochronnej w przypadku dotknięcia przewodu prądu stałego instalacji fotowoltaicznej.

Natomiast przemoczona odzież praktycznie nie daje ochrony przed niebezpiecznymi natężeniami prądu przepływającego przez ciało, jeśli ścieżka prądu biegnie od ręki do ręki. Jeśli ścieżka prądu biegnie od obu rąk do stóp, co zwykle ma miejsce przy prądownicy podczas operacji gaszenia, wysoka rezystancja na butach ochronnych sprawi, że natężenie prądu przepływającego przez ciało człowieka będzie niekrytyczne i minimalnie wyczuwalne.

4.5.1.8 Przewód pod napięciem w wodzie

Eksperyment (zob. rys. 4-21) miał na celu określenie możliwego natężenia prądu przepływającego przez ciało ludzkie w przypadku zalania pomieszczenia obejmującego przewód pod napięciem i jednoczesnego dotknięcia uziemionej części budynku przez ludzi.

Pomiary przeprowadzono przy użyciu basenu 3 x 2 m z wodą i drewnianego manekina o wysokości 160 cm. Do stóp przymocowano metalowe płytki i ułożono na nich przewody miedziane. Przewód pod napięciem znajdował się w wodzie, potencjał ziemi na ramieniu manekina.



Rysunek 4-21: Drewniany manekin w wannie eksperymentalnej i schematyczny układ eksperymentu

Przebieg badania

Przewód pod napięciem zanurzono w basenie wypełnionym wodą do wysokości 60 cm i przewodności 630 Ω S/cm (w temperaturze 20°C). Napięcie ustawiono między 500 V a 900 V (DC). Drewnianego manekina umieszczono w zbiorniku wodnym, mierząc przepływający przez niego prąd w trzech różnych

odległościach: 0,5 m, 1 m i 2 m od przewodu pod napięciem. Ze względu na wysoką przewodność wody w tym eksperymencie oczekuje się stosunkowo wysokiego przepływu prądu. Jego natężenie powinno maleć wraz ze wzrostem odległości do przewodu pod napięciem.

Tabela 4-12: Wyniki badania do eksperymentu 3

Właściwości wody	
Przewodnictwo	630 µS/cm
Temperatura	20°C
Poziom napełnienia wodą	60 cm

UGen, soll [V]	UGen, ist [V]	Ciało-prąd [A]
Odstęp od elektrody 0,5 m		
500	500	1,02
800	800,87	1,64
850	851,87	1,74
Odstęp od elektrody 1 m		
500	500,33	1,02
800	801,04	1,62
850	851,54	1,72
Odstęp od elektrody 2 m		
500	499,98	0,99
800	801,12	1,57
850	851,54	1,67
900	901,67	1,77

Wyniki eksperymentu pokazują, że wszystkie zmierzone wartości natężenia prądu przepływającego przez ciało znajdują się w zakresie amperów, a zatem w zakresie zagrażającym życiu. Zgodnie z oczekiwaniami, w eksperymencie z manekinem można ustalić liniową zależność między natężeniem prądu a napięciem, ale ze względu na zależny od napięcia opór ciała ludzi (tabela 4-5) eksperyment ten tylko w ogólnym zarysie odzwierciedla rzeczywistość. W danym układzie eksperymentu z podanymi oporami obszar niebezpieczny został osiągnięty przy napięciu 75 V.

Zwiększenie odległości do przewodu pod napięciem doprowadziło jedynie do nieznacznego spadku natężenia prądu. Przy 800 V różnica natężenia prądu w odległości 0,5 m i 2 m wynosiła tylko 70 mA, co odpowiada około 3%.

Podczas dokonywania oceny należy zauważyć, że w tym eksperymencie uwzględniono najgorszy scenariusz. Przewód uziemiający znajduje się nad wodą, w związku z czym cały prąd przepływa przez drewniany manekin do ziemi. W przeciwnym razie przez ludzkie ciało przepłynie tylko ułamek stwierdzonych wartości. Ze względu na poziom mierzonych wartości nawet przy odległości kilku metrów nie można zakładać braku niebezpieczeństwa.

Wniosek

W przypadku służb ratowniczych istnieje poważne ryzyko porażenia prądem z powodu zwisających i uszkodzonych przewodów prądu stałego w zalanej piwnicy!
Nawet przy niskich napięciach ok. 100 V może wystąpić niebezpieczny przepływ prądu przez ciało.

4.5.1.9 Podsumowanie

Badania przewodności i możliwych prądów upływowych przez prądownice wykazały, że podczas gaszenia pożaru w obrębie instalacji fotowoltaicznych przy zachowaniu bezpiecznych odległości zgodnie z DIN VDE 0132 nie ma poważnego zagrożenia dla służb ratowniczych związanego z prądami upływowymi przez wodę pożarową przy napięciu 1000 V DC.

Zastosowane prądownice charakteryzują się różnym sposobem rozpraszania strumienia wody, a zatem także różnymi właściwościami przewodności elektrycznej. W szczególności w przypadku

prądownic strumieniowych mogą występować znaczące różnice w uformowaniu strumienia wody z powodu różnych rozwiązań i konstrukcji technicznych. Nowa norma DIN EN 15182 nie przewiduje już badań elektrycznych prądownic. W celu scharakteryzowania prądownic strumieniowych pod względem ich właściwości elektrycznych konieczne są indywidualne badania.

Używana odzież ochronna po wyschnięciu jest dobrym izolatorem i chroni personel ratowniczy przed niebezpiecznymi porażeniami prądem elektrycznym. Natomiast przemoczona odzież nie zapewnia już takiej ochrony, przez co przy wysokich napięciach i ścieżce przepływu prądu z ręki do ręki przez ludzkie ciało mogą przepływać zagrażające życiu natężenia prądu. Stałoby się tak, gdyby oba bieguny przewodu prądu stałego były dotykane jednocześnie. Ponieważ straż pożarna zawsze musi zachowywać bezpieczną odległość – co najmniej jeden metr od elementów instalacji pod napięciem, scenariusz ten jest wprawdzie mało prawdopodobny, ale w praktyce możliwy przy słabej widoczności z powodu ciemności i dymu.

Zalane piwnice stanowią potencjalnie znaczne zagrożenie dla służb ratowniczych. Zawieszone i uszkodzone przewody w instalacji fotowoltaicznej lub innej instalacji elektrycznej domu mogą powodować przepływ prądu przez wodę, jeśli zostaną jednocześnie dotknięte systemy uziemione. Ze względu na wysoką przewodność wody mogą występować natężenia prądu zagrażające życiu nawet w odległości kilku metrów.

W opisanej serii eksperymentów zawsze brano pod uwagę najgorszy scenariusz. Podczas rzeczywistych działań wartości oporu u ludzi, zwłaszcza w odzieży lub odzieży ochronnej i obuwiu, będą znacznie wyższe, co zmniejsza ryzyko niebezpiecznego porażenia prądem.

4.5.1.10 Znaczenie dla normalizacji

- Ustalenia z serii eksperymentów dotyczące bezpiecznych odległości, a właściwie odległości prądownicy, potwierdzają informacje dostarczone przez VDE 132. Krótka wersja opisu serii eksperymentów została wysłana do grupy roboczej DKE K 213 *Gaszenie pożaru w systemach elektrycznych*. W przyszłości dalsze praktyczne testy powinny zostać rozszerzone na zakres napięcia do 1500 V DC, ponieważ ten próg napięcia może być bardziej interesujący w obszarze modułów i instalacji PV.
- Badanie elektryczne dla prądownic nie jest już przewidziane w normie DIN EN 15182. Jednak w celu scharakteryzowania prądownic konieczne są indywidualne badania dotyczące ich właściwości elektrycznych, jak pokazały omówione powyżej serie eksperymentów. Właściwości strumieni wody podawanej z prądownic, a tym samym przewodnictwa elektrycznego strumienia gaśniczego, różnią się w badanych prądownicach wodnych (wielofunkcyjna CM i strumieniowa C).

Właściwości rozpadu kropli, które wyrzucane są z różnych prądownic, można było zaobserwować za pomocą kamer szybkoklatkowych. Na tej podstawie można wywnioskować, że właściwości przewodności i pomiarów nie da się uogólnić dla wszystkich prądownic. **Uzupełnienie nowej normy odpowiednim badaniem elektrycznym prądownic** ma sens i powinno być omówione przez odpowiedni komitet normalizacyjny.

Zalecenie dotyczące normalizacji:
Badanie elektryczne prądownic nie jest już przewidziany w normie DIN EN 15182. Jednak w celu scharakteryzowania prądownic strumieniowych konieczne są indywidualne badania dotyczące ich właściwości elektrycznych, takie jak przedstawiono powyżej. Uzupełnienie nowej normy odpowiednim badaniem elektrycznym dla prądownic ma sens i powinno być omówione przez odpowiedni komitet normalizacyjny.

4.5.2 Zagadnienia bezpieczeństwa elektrycznego w sytuacjach użycia sztucznego oświetlenia

Seria eksperymentów w instytucie fotowoltaiki Uniwersytetu Nauk Stosowanych w Bernie przeprowadzonych przy wsparciu straży pożarnej wykazała, że w przypadku akcji prowadzonych w nocy zastosowanie światła sztucznego, np. reflektorów punktowych usytuowanych w pobliżu instalacji fotowoltaicznej, zasadniczo pozwala na wytworzenie w modułach fotowoltaicznych prądu stałego o znacznym natężeniu [43]. Zalecane są zatem minimalne odstępy reflektorów. Pomiary przeprowadzono przy reflektorach halogenowych skierowanych na wykonany w celach przeprowadzenia testu układ składający się z pionowo ustawionych paneli krystalicznych. Zastosowano standardowe wymiary instalacji oraz okablowania wykorzystywane w budownictwie jednorodzinnym.

Zwiększenie powierzchni paneli PV nie doprowadzi do podwyższenia wartości generowanego prądu z uwagi na to, że promieniowanie ze źródła światła sztucznego nie jest jednorodne i ulega rozproszeniu. Z drugiej strony bardziej zwarta konstrukcja (połączenie wzajemne) może teoretycznie generować wyższe natężenie prądu. Inne badania praktyczne, przeprowadzone np. przez Underwriters Laboratories [44], wskazują na możliwe zagrożenie elektryczne dla służb ratowniczych pod wpływem sztucznego światła.

Aby ustalić minimalną bezpieczną odległość, przeprowadzono dodatkowe serie eksperymentów w ramach projektu, uwzględniając:

1) **typy reflektorów używanych przez służby ratownicze,**
2) **różne typy modułów zainstalowane na dachach w Niemczech,**
3) **najbardziej krytyczny przypadek połączenia paneli (łańcuch),**
4) **najbardziej krytyczny przypadek promieniowania, które jest w dużej mierze prostopadłe do paneli.**

Biorąc pod uwagę najgorszy możliwy scenariusz, który należy tutaj określić, należy sformułować ogólnie obowiązujące zalecenia z uwzględnieniem marginesu bezpieczeństwa.

Przy wyborze reflektorów brano pod uwagę tylko technologie stosowane w dziedzinie bezpieczeństwa w Niemczech. Zawodowa Straż Pożarna w Kolonii, Ochotnicza Straż Pożarna w Kolonii, Straż Pożarna Porz-Langel, THW – lokalne stowarzyszenie Siegburg i różni producenci reflektorów wsparli badania przez pożyczenie reflektorów stosowanych podczas działań oraz wykonanie potrzebnych kombinacji.

Ankieta przeprowadzona wśród profesjonalnych straży pożarnych w Niemczech i różnych organizacji zajmujących sie zwalczaniem zagrożeń wykazała, że stosowane są głównie reflektory z żarówkami halogenowymi o mocy 1000 lub 1500 W. Zazwyczaj stosuje się je na wysuwanych statywach i w zestawach lamp na masztach oświetleniowych, drabinach samochodowych i dźwigach roboczych. W zależności od wersji możliwe jest również zastosowanie reflektora podłogowego. Halogenowe reflektory o mocy powyżej 1500 W są rzadko spotykane. Z reguły w zestawach stosuje się kilka reflektorów, zwykle do 8 lub 10 sztuk na jednej konstrukcji. Oprócz reflektorów halogenowych, na statywach i platformach światła stosowane są również reflektory z lampami metalohalogenkowymi (HM), wysokoprężne lampy sodowe (HN) i wysokoprężne lampy rtęciowe (HQ). Pobór mocy wynosi zwykle 1000 W na lampę, ale niekiedy jest wyższy. Wymienione typy lamp są najczęściej używane do oświetlania miejsca działań i są przeznaczone do użytku w trudnych warunkach, ale wymagają dużego poboru mocy. Z tego powodu coraz częściej stosuje się reflektory z technologią LED i ksenonową. Obecnie stosuje się reflektory LED o mocy do 150 W. Z drugiej strony reflektory ksenonowe są najczęściej używane jako oświetlenie pojazdów ratowniczych i są raczej nietypowe dla omawianego badania.

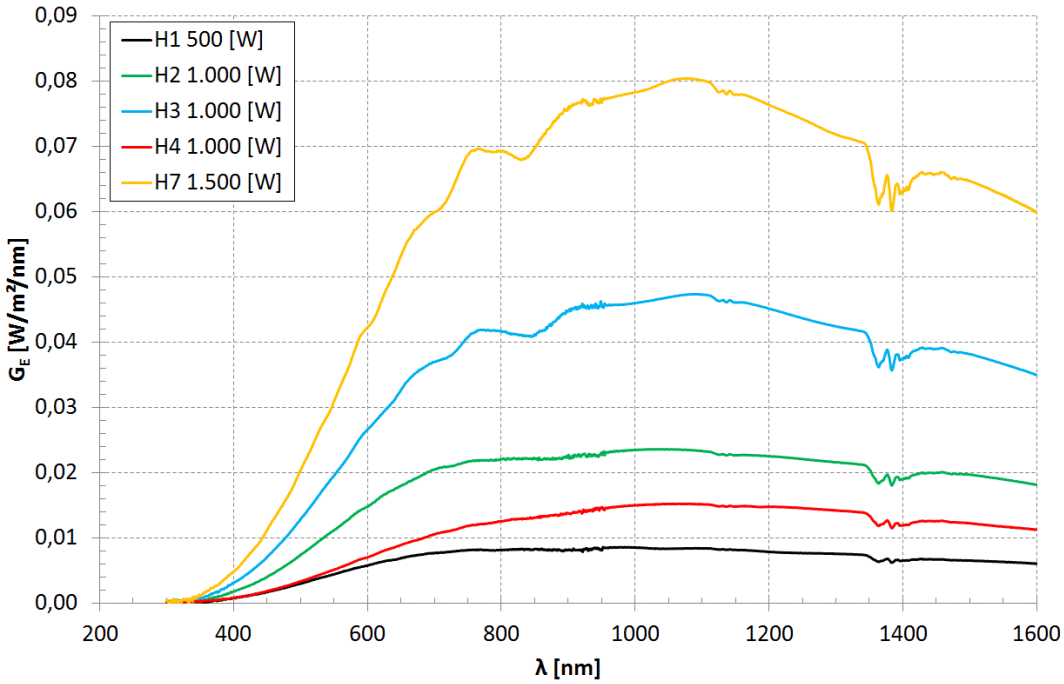
Przeprowadzono wieloetapowe badanie:

1. Określenie najbardziej krytycznej pary technologii reflektorów – technologii modułowej opartej na odpowiednich widmach światła (parowanie w najgorszym scenariuszu).

2. Badania jednorodności stożka światła reflektorów.
3. Pomiary na kompaktowych układach modułów (w przybliżeniu kwadratowy układ, przy stosunkowo najwyższej możliwej do osiągnięcia jednorodności promieniowania reflektorów – najgorszy przypadek).
4. Określenie zależności generowanych prądów i napięć elektrycznych od odległości źródła światła od pola modułu i poziomu mocy zastosowanego reflektora lub kombinacji reflektorów (tutaj z technologią najgorszego scenariusza – parowanie).

4.5.2.1 Najmniej korzystne połączenie

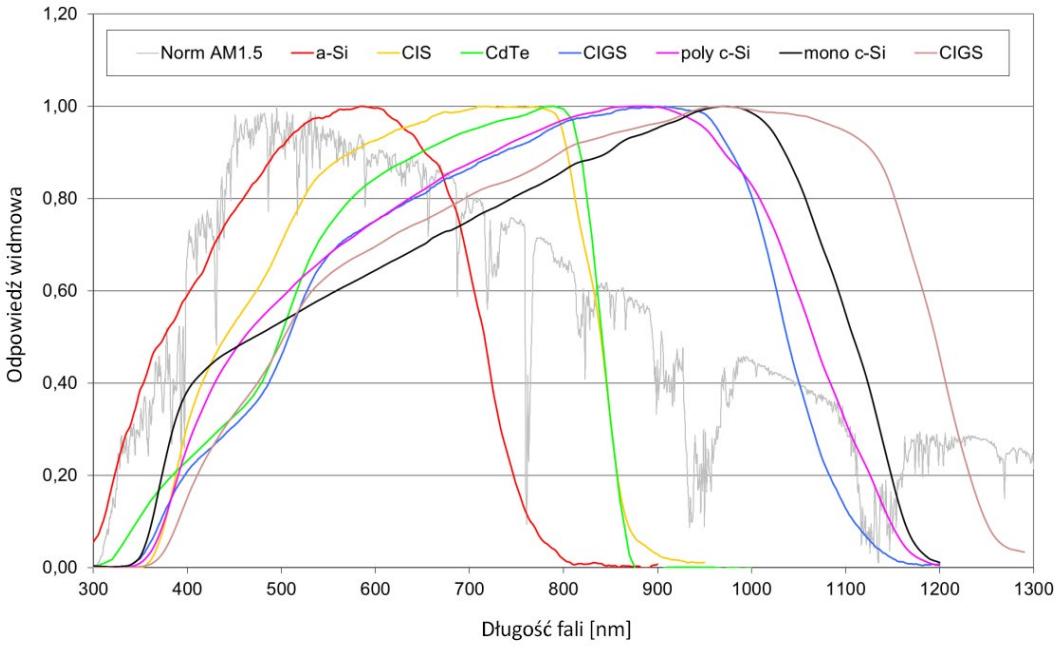
Wszystkie reflektory zostały zmierzone spektralnie, przy czym ustalono, że skład widmowego światła jest niezależny od klasy wydajności i w dużej mierze niezależny od producenta – patrz także rysunek 4-22 na przykładzie 5 różnych reflektorów halogenowych.



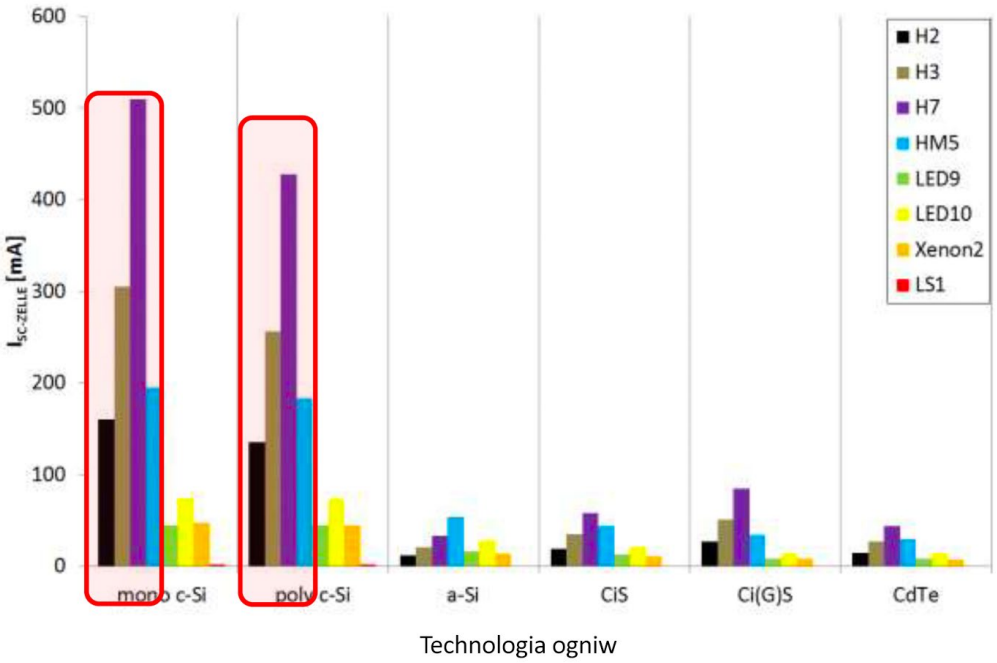
Rysunek 4-22: Widmo światła dla reflektorów halogenowych różnych producentów i różnych klas wydajności

Dla tego porównania należy wziąć pod uwagę czułość widmową różnych technologii modułowych dostępnych na rynku (rys. 4-23) i zestawić je z wyznaczonymi widmami świetlnymi reflektorów. Wynik wszystkich kombinacji typów reflektorów i typów modułów pokazano na rysunku 4-24.

W rezultacie ustalono najgorszy scenariusz parowania lamp halogenowych – moduł krystaliczny zgodnie z powyższym zestawieniem, tj. parowania najczęściej spotykanego obecnie w praktyce. Wyniki pokazują również, że spodziewane w przyszłości zwiększenie zastosowania reflektorów LED znacznie zmniejszy potencjał ryzyka.



Rysunek 4-23: Czułość spektralna różnych technologii modułów



Rysunek 4-24: Generowane prądy zwarciowe w różnych typach reflektorów – kombinacje typów modułów

Chociaż technologia cienkowarstwowych paneli CIGS może przyjąć równie dużą szerokość widmową, zmierzone natężenia prądu są znacznie niższe niż w przypadku modułów krystalicznych ze względu na znacznie niższą nominalną moc wyjściową modułu cienkowarstwowego.

4.5.2.2 Badania jednorodności

Badania wykazały, że jednorodność generowanego światła rośnie wraz ze wzrostem odległości. Z kolei natężenie oświetlenia modułu gwałtownie maleje wraz ze wzrostem odległości (teoretycznie proporcjonalnej do kwadratu odległości w idealnych warunkach). Najbardziej krytycznym przypadkiem w stosunku do osiągalnego prądu jest przystawienie powierzchni reflektora i modułu PV, co w praktyce jest trudne do realizacji, jednakże może być wykorzystane jako walidacja tzw. *worst case*.

Przeprowadzono dwie serie eksperymentów praktycznych.

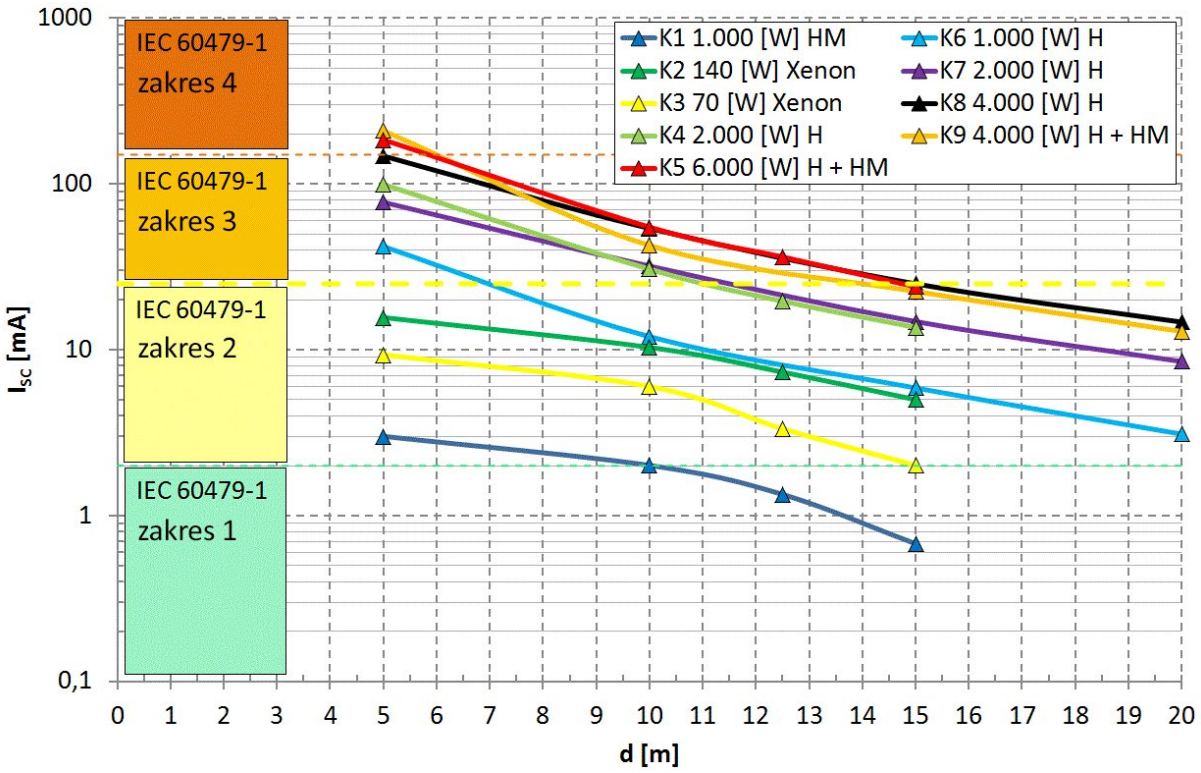
Wytwarzane wartości prądu i napięcia mierzono w pierwszym etapie w jednym module, w drugim etapie w szeregu 6 modułów połączonych szeregowo o maksymalnie zwartej konstrukcji (2 x 3 moduły pionowo jeden nad drugim). Konstrukcja została specjalnie do tego celu wykonana przez firmę Energiebau Solarstromsysteme Köln, zob. rys. 4-25 i rys. 4-26.

Rysunek 4-25: Reflektory halogenowe THW Siegburg oświetlają zwartą konstrukcję złożoną z sześciu modułów

Rysunek 4-26: Pomiar promieniowania generowanego przez reflektory na poziomie modułu (góra, dół, bok i środek)

Badania prowadzono na odległościach od 5 do 20 m z różnymi technologiami lamp (także kombinowanymi, np. halogen, metalohalogenek). Dla uproszczenia do oceny potencjału zagrożenia wykorzystano prąd zwarciowy. Ze względu na płaską charakterystykę I-U modułu PV natężenie tego prądu jest nieco wyższe niż zakładany prąd przepływający przez ludzkie ciało (przy minimum 500 Ω), a tym samym zwiększa współczynnik bezpieczeństwa.

Rysunek 4-27 przedstawia zmierzone wartości serii eksperymentów ze zwartym łańcuchem 6 modułów. Punkty przecięcia z wartościami granicznymi określonymi w normie IEC 60479-1 dotyczącymi wpływu na organizm ludzki pokazują minimalne odległości, które należy ustawić.



Rysunek 4-27: Prąd zwarciowy zmierzony i ekstrapolowany podczas naświetlania lampami halogenowymi o różnych mocach

4.5.2.3 Zalecenie dotyczące minimalnych odległości

Ocena i ekstrapolacja zmierzonych wartości ujawniła następującą zależność między całkowitą mocą reflektorów a odległością od pola modułu przy założonej wartości granicznej Isc = 25 mA:

Podstawowa odległość dla zastosowanej mocy łącznej reflektorów do max. 1 kW

$$d_{Pwej=1kW} = 10\ m \qquad [1]$$

Wzór odległości dla przyjętej mocy reflektorów powyżej 1 kW:

$$d_{Pwej>1kW} = 10\ m + P_{wej[kW]} * 1{,}5\ m/kW \qquad [2]$$

gdzie:

d = minimalny odstęp pomiędzy reflektorem a modułem PV

P_{wej} = suma mocy wejściowych zastosowanych reflektorów w kW

Przy mocy reflektora 4 kW należy zachować odległość 10 m + 4 kW * 1,5 m / kW = 16 m. Poniższa tabela pokazuje minimalne odstępy zgodnie z powyższym wzorem dla niektórych zwykle używanych lamp.

Tabela 4-13: Przykłady zalecanych minimalnych odległości dla często używanych mocy lamp

Moc reflektora w kW	Zalecana odległość w m
1	10
2	13
4	16
6	19
8	22

4.5.2.4 Ocena dopuszczalności lub czynników bezpieczeństwa

We wzorze został uwzględniony współczynnik bezpieczeństwa, tj. wszystkie rzeczywiste zmierzone wartości są faktycznie mniejsze niż odległości obliczone za pomocą wzoru. Ponadto zastosowano dodatkowe zabezpieczenie ze względu na celowo wybrane warunki najgorszego scenariusza (zob. tabela 4-14):

Tabela 4-14: Współczynniki bezpieczeństwa do oceny wyników testu

Wartości graniczne w badaniu	Wartości graniczne w warunkach operacyjnych?
Kombinacje najbardziej krytycznej zastosowanej technologii reflektorów	Prawdopodobnie dlatego, że jest obecnie szeroko stosowany. Może być coraz częściej zastępowana przez niekrytyczną technologię LED
Zastosowany krytyczny typ modułu	Prawdopodobnie najczęstszy
Isc zastosowanych standardowych modułów (4,7 A)	Zwiększy się to wraz z rozwojem mocniejszych ogniw / modułów.
Promieniowanie pionowe na powierzchni modułu	Bardzo nieprawdopodobne
Maksymalna jednorodność rozkładu światła	Niemożliwa
Rezystancja ciała RB = 0 Ω	> 500 Ω
Brak zasłonięcia modułów	Możliwe częściowe zasłonięcie modułów np. przez dym

4.5.2.5 Wnioski końcowe

Wniosek

Wyniki badań pokazują, analogicznie do już przeprowadzonych prac, że sztuczne światło jest w stanie generować niebezpieczne napięcia i natężenia prądu w instalacji fotowoltaicznej, a tym samym potwierdza badania BFH i UL.

W przypadku zachowania określonych minimalnych odległości między źródłami światła, a w szczególności zastosowania reflektorów LED, można założyć znikome zagrożenie ze strony oświetlenia sztucznym światłem.

W ramach tego projektu przeprowadzono badania uzupełniające z użyciem reflektorów zbudowanych w różnych technologiach, o różnych klasach mocy, ustawionych w typowych odległościach od modułów i w określonych najgorszych warunkach (technologia, geometria łańcucha, prostopadłe padanie światła). W praktyce te różne najgorsze warunki nie będą występowały jednocześnie (zob. tabela 4-14).

W szczególności jednorodność promieniowania w układzie doświadczalnym z prostopadłym padaniem światła praktycznie nie zostanie osiągnięta, tak więc wyżej zalecana odległość zawiera na ogół kilka (niepoliczalnych) czynników bezpieczeństwa.

Jedynym krytycznym warunkiem brzegowym serii eksperymentów są wartości charakterystyczne obecnie stosowanych standardowych modułów krystalicznych (2012). Jeśli dostępne są moduły o znacznie wyższej wydajności, można również wygenerować prądy o natężeniu wyższym niż zmierzone tutaj i uwzględnione w zaleceniu odległości reflektorów względem modułów PV.

Zalecenie dotyczące odległości ma zatem zastosowanie do typowych akcji (gaszenia pożaru) w nocy w domach jednorodzinnych i wielorodzinnych z typowym systemem fotowoltaicznym, ale nie stanowi gwarancji dla systemu fotowoltaicznego beznapięciowego i bezprądowego, tj. nie eliminuje konieczności zachowania ostrożności i odległości, jak w przypadku każdej instalacji elektrycznej.

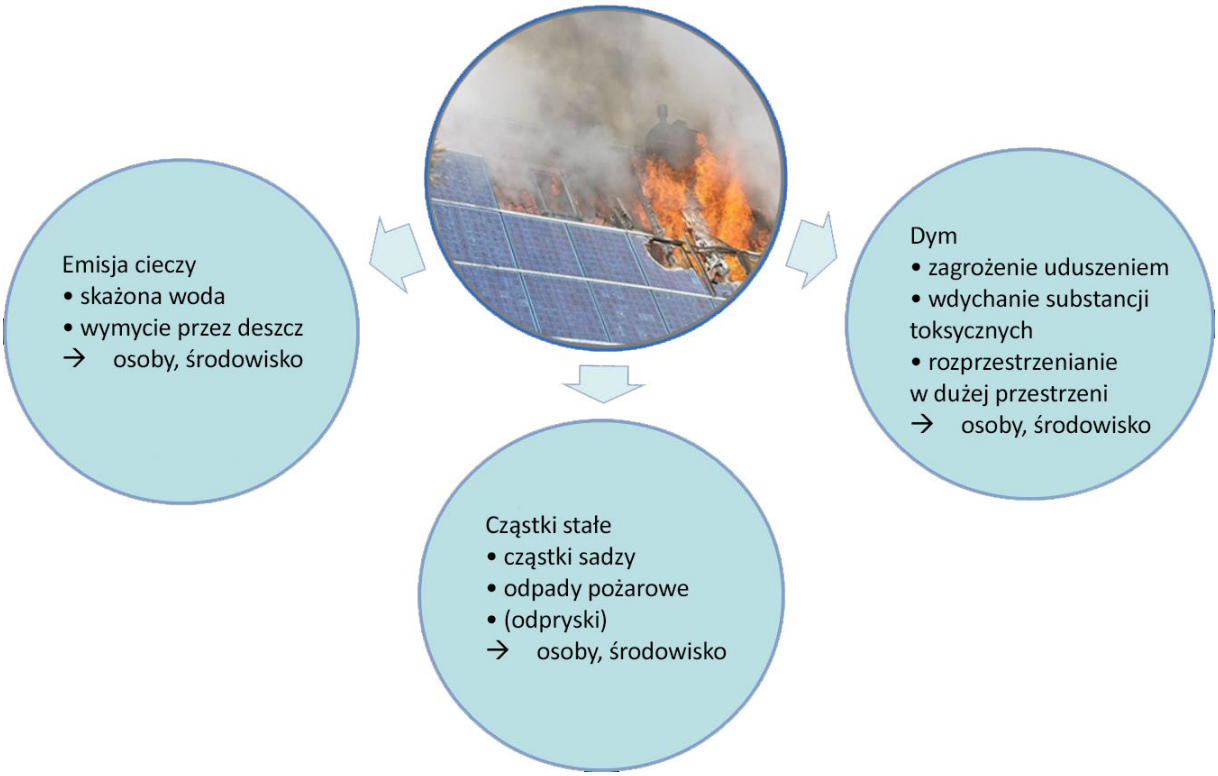
4.6 Emisja zanieczyszczeń podczas pożaru

4.6.1 Cel

System fotowoltaiczny działa przy zerowej emisji niezależnie od zastosowanej technologii modułowej w okresie eksploatacji, szacowanym obecnie na 30 lat, tj. do środowiska nie są uwalniane żadne toksyczne substancje. Nadal panuje niepewność co do poziomu emisji z instalacji fotowoltaicznej w przypadku pożaru z częściowym lub nawet całkowitym zniszczeniem elementów. Różne rodzaje tworzyw sztucznych i innych materiałów palnych, a także w małych ilościach toksyczne metale ciężkie, stanowią część każdego systemu PV. Dlatego nie można wykluczyć ewentualnego uwalniania się gazowych substancji toksycznych pod wpływem ciepła podczas pożaru. Komitet ds. Środowiska w Brukseli wyłączył wszystkie technologie energii odnawialnej z nowego rozporządzenia w sprawie zakazu stosowania kadmu w znowelizowanej ROHS [45].

W tym rozdziale przeanalizowano różne kwestie związane z pożarami z udziałem systemu fotowoltaicznego. Należą do nich ewentualne dodatkowe zagrożenie dla strażaków lub innych osób w pobliżu źródła ognia z powodu emisji toksycznych gazów, możliwy wpływ na glebę w przypadku przeniknięcia do niej dużych ilości wody popożarowej, a także ewentualne rozprzestrzenianie się toksycznych gazów lub cząstek sadzy z powodu termicznych i/lub pogodowych ruchów powietrza w bezpośrednim sąsiedztwie.

Moduły i inne elementy instalacji solarnej są badane pod kątem ich typowych składników, a zatem zanieczyszczeń, które mogą zostać uwolnione w przypadku pożaru, ich maksymalnego możliwego stężenia (najgorszy scenariusz) i ich możliwego rozprzestrzenienia się w środowisku. Na tej podstawie określa się ryzyko związane z materiałami wykorzystywanymi do emisji krytycznych i w razie potrzeby opracowuje zalecenia dotyczące doboru materiałów. Rysunek 4-28 pokazuje źródła emisji, które należy wziąć pod uwagę przy pożarze systemu fotowoltaicznego i ich potencjał zagrożenia dla różnych celów ochrony.



Rysunek 4-28: Emisja i zagrożenia podczas pożaru

4.6.2 Stan wiedzy

Zgodnie z obecnym stanem wiedzy na temat emisji substancji toksycznych z systemów fotowoltaicznych ze względu na konstrukcję nienaruszone moduły nie powodują krytycznego odgazowania podczas normalnego czasu pracy, a także nie przewiduje się przedostawania się zanieczyszczeń do gleby. Z drugiej strony jeśli moduły słoneczne zostaną poważnie uszkodzone, np. ze względu na grad, bezpośrednie uderzenie pioruna lub ogień, nie można wykluczyć uwolnienia zanieczyszczeń w „małych" ilościach, np. [46–48].

Pytanie, czy uwalniane substancje szkodliwe mogą osiągnąć wartości krytyczne dla ludzi i/lub środowiska w przypadku awarii, nie zostało jeszcze ostatecznie wyjaśnione. Dotychczasowe badania dotyczyły głównie modułów cienkowarstwowych opartych na tellurku kadmu (CdTe), ponieważ kadm metaliczny i związki kadmu są klasyfikowane jako wysoce toksyczne pod kilkoma względami: uważa się, że to pierwiastek rakotwórczy, mutagenny dla komórek rozrodczych, uszkadzający płód, a ponadto posiada właściwość gromadzenia się w organizmie, przez co wielokrotna ekspozycja na bardzo niskie dawki może spowodować poważne szkody zdrowotne [49]. Należy to wziąć pod uwagę przy ocenie ryzyka dla personelu straży pożarnej. Ryzyko narażenia wynika głównie z inhalacji lub połknięcia. Ponadto związek ten jest bardzo szkodliwy dla wody. Zatem ewentualne wnikanie wody popożarowej do gleby należy postrzegać jako bardzo krytyczne.

Dyskusja na temat modułów CdTe, głównie w latach 2010–2011, została, nie całkiem bezinteresownie, wymuszona przez przedstawicieli konkurencyjnej technologii modułów krystalicznych, którzy domagali

się włączenia fotowoltaiki do zakresu ROHS, co natychmiast doprowadziło do „końca" technologii CdTe, a więc także największego konkurenta na rynku fotowoltaicznym. Przeprowadzono kilka badań na temat tellurku kadmu w modułach PV, koncentrując się na modułach producentów First Solar i Abound Solar.

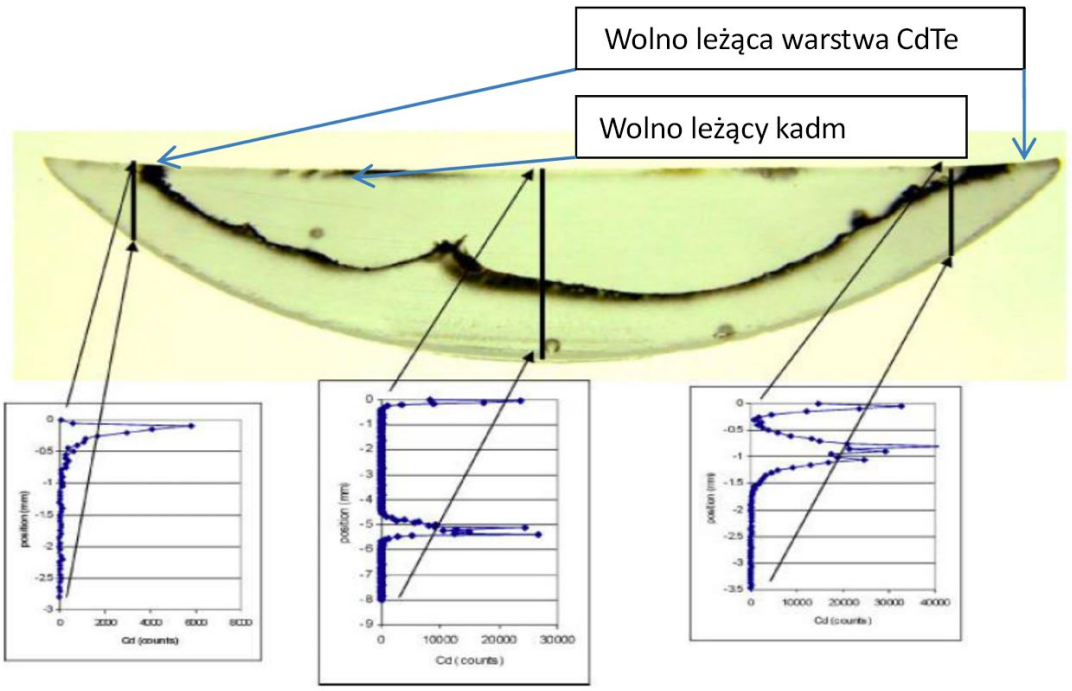
Kompleksowe zestawienie przeprowadzonych prac i ich wyników do 2011 r. zostało opublikowane przez Fraunhofer Center for Silicon Photovoltaics (CSP) na początku 2012 r. [50].

Prowadzi to do wniosku, że emisje kadmu lub związków kadmu wykryte w dotychczasowych badaniach nie osiągają stężeń krytycznych. Prawidłowe wartości AEGL-2 (poziomy wytycznych dotyczących ostrego narażenia dostępne online w [51]) służą jako wartości porównawcze, które reprezentują wartość graniczną, powyżej której mogą wystąpić nieodwracalne lub długotrwałe szkody zdrowotne.

Jednak praktyczne znaczenie ustaleń z tych badań dla oceny ryzyka w przypadku pożaru w rzeczywistych systemach fotowoltaicznych staje się względne, jeśli przyjrzeć się szczegółowo niektórym przeprowadzonym pracom eksperymentalnym i wyciągniętym z nich wnioskom.

Na przykład w 2005 roku w USA [47] zbadano zachowanie próbek modułu CdTe pod wpływem ciepła przy różnych poziomach temperatury od 760°C do 1100°C. Skrupulatnie przeanalizowano emisje gazów, utratę masy, pozostałości i rozkład Cd w resztkach po stopionym szkle. Stwierdzono, że dyfuzja kadmu do otaczającego gazu wzrasta wraz z temperaturą przy stosunkowo stałym natężeniu emisji wynoszącym 0,5%. Z drugiej strony przeważająca część kadmu jest zamknięta w szkle. Przypuszcza się, że całe moduły uwalniają tylko około 0,4% zawartości kadmu ze względu na stosunek krawędzi zewnętrznych do powierzchni.

Pomiary przeprowadzono na małych próbkach znajdujących się w tacach. Podczas topienia doszło do oddzielenia się materiału. Kadm z wewnętrznej warstwy CdTe mógł wydostawać się tylko przez boczne krawędzie (zob. rys. 4-29). W przypadku zabudowanych prawdziwych modułów w systemie fotowoltaicznym odpryski szkła i topiący się materiał mogą odrywać się od modułu, a także odsłonięta może zostać duża część warstwy CdTe lub szkło z rozproszonym kadmem. Teoretycznie możliwe jest, że udział odgazowania kadmu w tych okolicznościach jest znacznie wyższy niż 0,5% zmierzone w laboratorium.



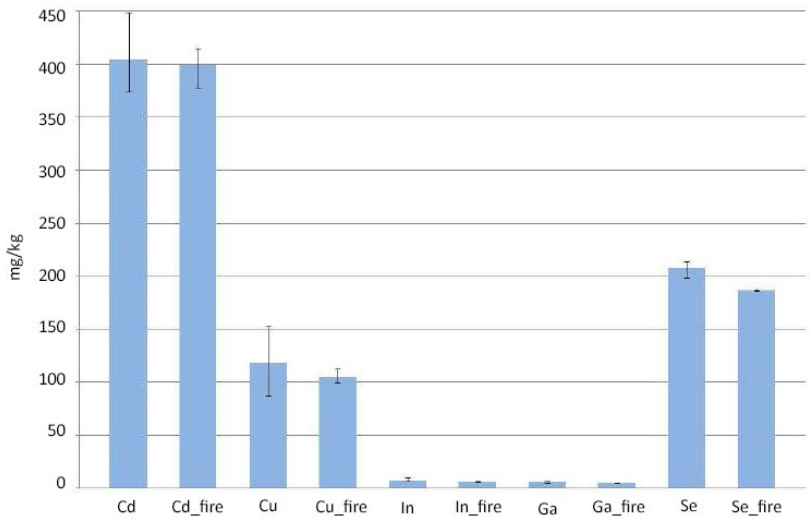
Rysunek 4-29: Próbka modułu CdTe pokazująca zawartość Cd w stopionej i schłodzonej próbce [47]

Najnowsze badanie z 2011 r. dotyczy możliwej emisji kadmu z powodu wypłukiwania przez wodę deszczową z uszkodzonych modułów CdTe oraz dymu w pożarach instalacji fotowoltaicznych [52]. Wyciągnięto z niego wniosek, że zagrożenia dla zdrowia mieszkańców lub pracowników i służb ratowniczych w wyniku emisji kadmu w glebie lub wodach gruntowych lub powietrzu są mało prawdopodobne. Bawarska Agencja Rolnicza [46] zbadała możliwe zagrożenia związane z wnikaniem do gleby metali ciężkich w postaci ołowiu i kadmu w instalacjach na otwartej przestrzeni na obszarach rolniczych lub w ich pobliżu. Ryzyko związane z możliwym wypłukaniem sklasyfikowano jako minimalne, jednak dla zachowania ostrożności zaleca się szybkie usuwanie wadliwych modułów słonecznych.

Pierwsze badania gazów spalinowych przeprowadzono w 1994 r. na zlecenie BP Solar. W warunkach ówczesnej technologii przy temperaturach w przedziale 800-900°C wartości 10-minutowej ekspozycji wyniosły poniżej obowiązującej wartości granicznej zgodnej z AEGL (poziomami wytycznych narażenia ostrego, dostępnego w: [51]), a zatem sklasyfikowano je jako niekrytyczne.

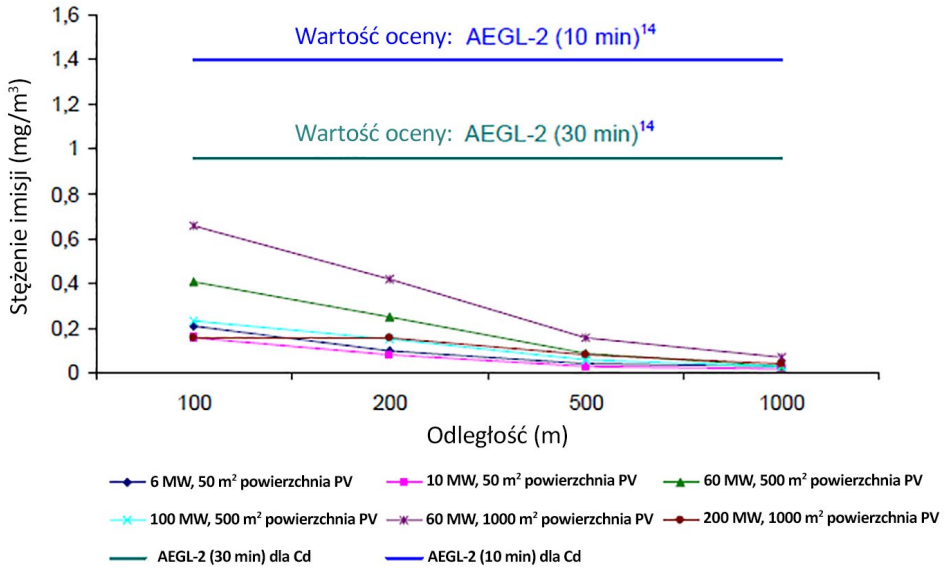
Dalsze badania dotyczące uwalniania metali ciężkich podczas pożaru modułów fotowoltaicznych zostały przeprowadzone w 2011 i 2013 r. przez Federalny Instytut Badań Materiałowych w Berlinie (BAM) [53], [12]. Badania obejmowały małe próbki (75 mm x 75 mm) modułów PV wykonanych wg różnych technologii poddane działaniu ciepła o mocy 50 kW/m^2 i uwzględniały analizę zarówno składu spalin, jak i pozostałości. Po około 8 minutach ekspozycji zespół modułu uległ awarii, czemu towarzyszył znaczny wzrost odgazowania. W rezultacie stwierdzono, że próbki lub gruz popożarowy po ekspozycji na ogień nadal zawierają średnio 94% metali ciężkich z oryginalnych próbek. Natomiast około 6% musiało zostać uwolnionych w trakcie tych badań laboratoryjnych.

Wartości wyjściowe dla modułów CdTe wynosiły około 7 g zawartości Cd/m^2, co odpowiada dolnym wartościom granicznym podanym w literaturze [54]. Ze względu na dużą rozpiętość wyników autorzy zalecili dalsze badania.



Rysunek 4-30: Analiza pozostałości: przed i po próbie ogniowej na próbkach modułów CdTe i CIGS
Źródło: BAM 2013 [12].

Rozkład emisji zanieczyszczeń kadmem w otoczeniu w przypadku pożaru w fotowoltaicznych systemach dachowych z modułami CdTe jest przedmiotem niezależnego badania przeprowadzonego w 2011 r. przez Bawarski Urząd ds. Środowiska (Bayerisches Landesamt für Umwelt) [55]. Rozkład odgazowanego kadmu zbadano dla różnych scenariuszy z uwzględnieniem wiatru. Uwzględniono różne wielkości instalacji i różne moce cieplne oraz pokazano stężenie kadmu na poziomie gruntu dla odległości od 100 m. W rezultacie stwierdzono, że nawet w najgorszym przypadku stężenie Cd wynoszące 30–600 µg/m^3 jest znacznie niższe niż wartości AEGL-2 (1400 µg/m^3; AEGL-2 10 minut) i praktycznie wyklucza jakiekolwiek ryzyko dla środowiska.



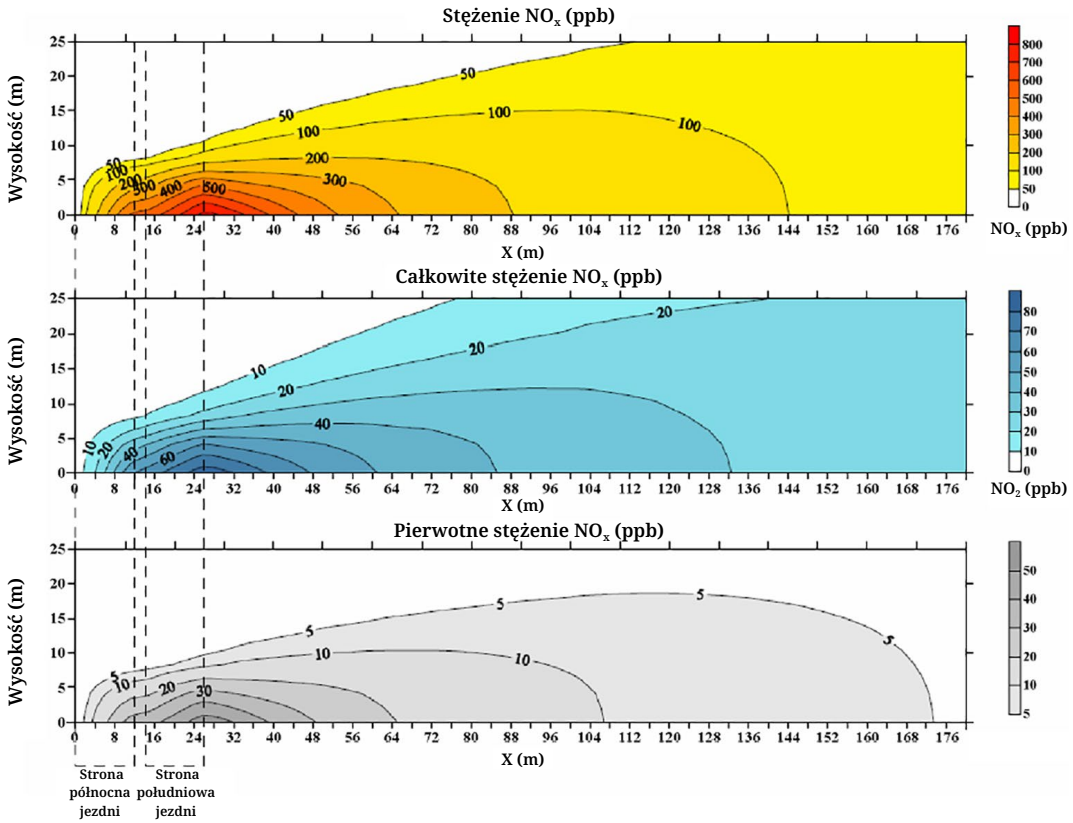
Rysunek 4-31: Imisja (stężenie zanieczyszczeń) kadmu w zależności od odległości do miejsca pożaru przy maks. zawartości kadmu 66 g/m (najgorszy scenariusz)

Ten pozytywny wynik niestety nie wystarcza do udzielenia odpowiedzi na pytanie postawione w niniejszej pracy. Aby ocenić niebezpieczeństwo dla ratowników w przypadku pożaru z powodu toksycznych gazów spalinowych, istotne są znacznie krótsze odległości od miejsca emisji, wynoszące około 8–50 m. I właśnie tam, w zależności od wzrostu ciepła, siły i kierunku wiatru, stężenia są znacznie wyższe niż przy odległościach > 100 m.

Rysunek 4-32 pokazuje przykład typowego rozkładu zanieczyszczeń powietrza, tutaj NO_2. Źródłem emisji jest droga o dużym natężeniu ruchu (z badania przeprowadzonego przez Austriacką Federalną Agencję Środowiska [56]).

W omawianym przykładzie przy raczej małej sile wiatru stężenie zanieczyszczeń powietrza przy gruncie wynosi około 10 ppb w odległości 100 m zgodnie z kierunkiem wiatru (dolna grafika), co jest spowodowane emisją ze źródła na poziomie 50 ppb. Cały zakres stężeń od 50 do 10 ppb można znaleźć w odpowiednim zakresie odległości około 8–50 m.

Oznacza to, że wielokrotność, w tym przykładzie 5-krotność wartości stężenia zanieczyszczenia, może występować w odległości 100 m. Zgodnie z wynikami badania przeprowadzonego przez Bawarski Urząd ds. Środowiska [55], uzyskano zatem wartości znacznie powyżej obu dopuszczalnych wartości AEGL-2 dla 30 minut i 10 minut. Z drugiej strony wpływ termiczny na emisje zanieczyszczeń



Rysunek 4-32: Przykładowe stężenie zanieczyszczeń w zależności od odległości i wysokości
Źródło: Federalna Agencja Środowiska Austria [56].

ma działanie łagodzące, które w przypadku pożaru zapewnia większe rozprzestrzenianie się w górę i zmniejsza stężenie przy gruncie.

To, jak duży jest ten wpływ w praktyce, zależy od konkretnych właściwości pożarowych oraz odpowiednich warunków otoczenia i pogody i jest trudne do oszacowania ze względu na złożoność czynników.

Podsumowanie

Dotychczasowe badania emisji w przypadku zdarzeń szkodowych, a zwłaszcza w przypadku pożaru, wykazały niskie wskaźniki emisji toksycznych gazów lub cząstek sadzy w zakresie do max. 6% zawartości zanieczyszczeń w nieuszkodzonym module. W omawianych badaniach większość zanieczyszczeń była zawarta w stopionym szkle. Z punktu widzenia autorów wyniki badań spalin z jednej strony i symulacji rozkładu z drugiej strony nie wskazywały na istotne ryzyko dla ludzi i środowiska.

Pomimo pozytywnych rezultatów wcześniejszych prac tematu emisji zanieczyszczeń w przypadku pożaru nie można „pominąć" jako niekrytycznego z następujących powodów:

- Dotychczasowe badania spalin i analizy pozostałości przeprowadzono na małych próbkach o długości boku zaledwie kilku centymetrów. Wyniki były rozproszone. Dodatkowe informacje powinny być dostarczone przez analityczne testy laboratoryjne całych modułów w specjalnie wyposażonym laboratorium pożarowym w realnych warunkach.
- Jak dotąd nie przeprowadzono eksperymentów z niepełnym spaleniem, np. poprzez ugaszenie. (Jak dotąd, nie opisano w literaturze badań wg tego scenariusza).

- Ocena ryzyka dla straży pożarnej jest szczególnym przypadkiem: ratownicy przemieszczają się w AODO w pobliżu płonącego systemu fotowoltaicznego. Oszacowanie stężeń substancji szkodliwych w odległościach mniejszych niż 100 m powinno uzupełniać powyższe ustalenia przeprowadzone przez Bawarski Urząd ds. Środowiska.
- W niektórych przypadkach strażacy gaszący pożar są narażeni na substancje szkodliwe znacznie dłużej niż 10 minut. Znajduje to również odzwierciedlenie w szczególnych wartościach tolerancji stosowanych przez straż pożarną (ETW), które odnoszą się do wartości 4 godzin.
- W przypadku metali ciężkich ma miejsce ich gromadzenie się w organizmie , powtarzalna ekspozycja jest wyobrażalna. Należy to uwzględnić w ocenie ryzyka. Konieczne jest zatem inne podejście do analizy wartości dopuszczalnych.

4.6.3 Skład modułów i elementów

Systemy fotowoltaiczne, zwłaszcza moduły fotowoltaiczne, zawierają dużą liczbę materiałów z uwagi na ich złożoną konstrukcję. Aby oszacować teoretycznie możliwą emisję substancji szkodliwych, dokonuje się analizy typowo używanych materiałów i ich zachowania lub możliwych reakcji chemicznych w przypadku pożaru.

Tabela 4-15: Podstawowy skład elementów PV

Elementy	Skład
Moduły	
Ramy	Metale, tworzywa sztuczne
Materiały nośne	Szkło, folia z tworzyw sztucznych, folie metaliczne
Konstrukcja nośna	Metale, tworzywa
Ogniwa solarne	W zależności od technologii: krzem, folie plastikowe, folie metalowe, barwniki, różne (ciężkie) metale
Podłoże	Żywica lana, folie plastikowe
Masy uszczelniające	Guma, silikon
Połączenia ogniw	Metale, stopy metali
Skrzynki przyłączeniowe	Tworzywa sztuczne, metale, diody,
Skrzynki przyłączeniowe prądu stałego (GAK)	Metale, szkło, tworzywa sztuczne
Falownik	Metale, szkło, tworzywa sztuczne

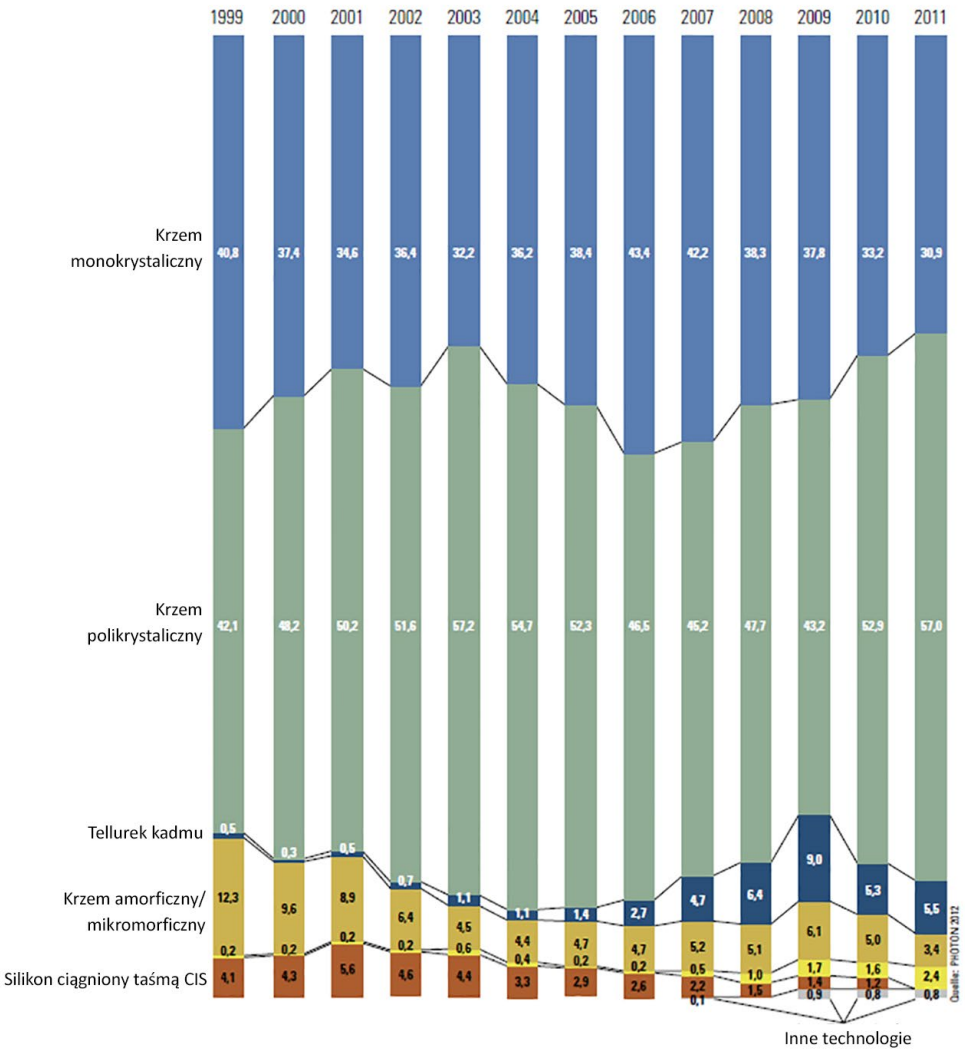
Pod względem ilości przeważają moduły fotowoltaiczne wraz z ich podkonstrukcjami i kablami przyłączeniowymi, a także złącza wtykowe, których liczba waha się od około kilkunastu w przypadku małych systemów dachowych w domach jednorodzinnych do kilkudziesięciu tysięcy w przypadku dużych systemów (na otwartej przestrzeni). Podczas gdy podkonstrukcje i kable składają się z raczej niekrytycznych metali i polimerów, które należy uwzględnić w odniesieniu do spalin, moduły fotowoltaiczne zawierają dużą liczbę substancji w zależności od technologii, z których niektóre są klasyfikowane jako bardzo niebezpieczne dla zdrowia, nawet w bardzo małych ilościach. Poniższe rozważania dotyczące materiałów koncentrują się na modułach fotowoltaicznych o składzie zależnym od technologii.

W zależności od zastosowanych technologii ogniw moduły PV zwykle dzieli się na trzy główne grupy: moduły krystaliczne, moduły cienkowarstwowe i moduły z „innymi” (nowymi) technologiami (zob. tabela 4-16).

Tabela 4-16: Technologie stosowane w instalacjach fotowoltaicznych

Krystaliczny krzem (gruba warstwa)	Cienkowarstwowe	Inne technologie
• sc-Si (monokrystaliczne)	• Krzem	• Barwniki komórkowe
• mc-Si (polikrystaliczne)	• a-Si (krzem amorficzny) • µ-Si (krzem mikromorficzny)	• Komórki z organicznego plastiku
	• Półprzewodniki	• Ogniwa koncentratora (CPV, np. ogniwa potrójnego złącza)
	• CdTe (kadm-tellur)	
	• CIGS/CIS (miedź-ind-gal-selen)	
	• GaAs (gal-arsen)	
	• CZTS (miedź-cynk-siarczek cyny)	

Aby ocenić praktyczne znaczenie rozpatrywanego składu materiału, uwzględnia się udziały w rynku (częstotliwość stosowania) najważniejszych technologii modułów i ogniw:



Rysunek 4-33: Udziały w rynku najpopularniejszych technologii ogniw
Źródło: Photon Europe GmbH, kwiecień 2012 r.

Udział modułów krystalicznych w rynku jako wyraźnie wiodącej technologii, jest względnie stały między 80% a 90%, podczas gdy udział wszystkich technologii cienkowarstwowych wynosi od 10% do 20%, z tendencją spadkową w ciągu ostatnich 3 lat z powodu spadku cen modułów krystalicznych. W obrębie grupy występują zmiany wraz ze wzrostem dominacji modułów tellurku kadmu przy jednoczesnym wzroście udziału modułów CIGS. Inne technologie ogniw, takie jak moduły zawierające barwniki lub polimerowe, jak dotąd nie odgrywały wiodącej roli na rynku.

W poniższych rozważaniach pod uwagę wzięte zostaną zatem typowe krystaliczne moduły grubowarstwowe na bazie krzemu i najważniejsze – pod względem udziału w rynku – moduły cienkowarstwowe z ogniwami wykonanymi z amorficznego krzemu, tellurku kadmu i półprzewodników miedziowo-indowo-galowo-selenowych.

Standardowe moduły krystaliczne

Dominujące na rynku standardowe moduły krystaliczne są wytwarzane głównie jako moduły z folii szklanej z ramą aluminiową. Istnieją również moduły bezramowe w wersji szkło-szkło. Standardowy moduł krystaliczny zasadniczo składa się zatem z górnej tafli szkła, ogniw fotowoltaicznych z przymocowanymi metalowymi łączami kontaktowymi, połączeń zatapianych ogniwa, folii tylnej, skrzynki przyłączeniowej i ramy wykonanej z aluminium. Udziały masowe są zdominowane przez materiały szklane i ramowe (około 85–90%). Pozostała część jest podzielona między różne tworzywa sztuczne, krzem (ogniwa, silikony), a także miedź oraz w niewielkich ilościach inne metale, takie jak srebro, selen i ołów.

Obecne standardowe moduły Si o wydajności około 230–330 Wp mają powierzchnię około 1,6 m^2 (1650 x 990 x 40 mm) i masę około 18–19 kg.

Najważniejsze materiały i ich frakcje masowe w module standardu krystalicznego zostały oparte na badaniach Instytutu Ekologii i Polityki w Hamburgu (Ökopol) z 2004 i 2007 r. [7–8], a także na starszej szczegółowej analizie TÜV Rheinland [57] i innych źródeł. Warto zauważyć, że nie znaleziono bieżących analiz z ostatnich dwóch lat, a prace opublikowane do 2011 r. jako źródło powyższych danych wskazują badania Ökopol, które stanowią podstawę również poniższego opracowania.

Tabela 4-17: Przykład składu standardowego modułu Si 215 Wp [8]

Element	Ilość (2003) wg [Ökopol 2004]	Ilość 2007	
	[%]	[%]	[kg/kWp]
Szkło	62,7	74,16	77,3
Rama (np. AlMg-Si0,5	22,0	10,30	10,7
EVA	7,5	6,55	6,8
Ogniwa solarne	4,0	3,48	3,6
Folia tylna (tedlar)	2,5	3,60	3,8
Skrzynki przyłączeniowe	1,2		
Klej, masa wypełniająca	brak danych	1,16	1,2
Ciężar /kWp	103,6 kg/kWp		102,3
Cu	0,37	0,57	
Ag	0,14	0,004–0,006	
Sn	0,12	0,12	
Pb	0,12	0,07	
Si	brak danych	3 %	

W porównaniu z krystalicznymi modułami grubowarstwowymi, moduły z amorficznego krzemu nie wykazują żadnych znaczących odchyleń w składzie materiałowym pod względem zanieczyszczeń i nie są oddzielnie rozpatrywane poniżej.

Poddane badaniom substancje, zazwyczaj stosowane w elementach krystalicznego modułu PV, wymieniono w tabeli 4-18. Kabel przyłączeniowy wraz z wtyczką nie został uwzględniony w literaturze. Zazwyczaj ich udział w masie wynosi ok. 3,5%, a masa zastosowanych polimerów to 400 g (w przypadku nowszych kabli solarnych są to zwykle sieciowane poliolefiny wraz z miedzią, cyną i aluminium). Wartości procentowe podane w tabeli 4-18 i wynikające z nich dane dotyczące masy na m^2 powierzchni modułu należy zatem rozumieć jedynie jako dane przybliżone.

Tabela 4-18: Materiały i przeciętne frakcje masowe typowego krystalicznego standardowego modułu, folia szklana (laminat jednowarstwowy)

Składnik	Materiał	Zestawienie zbiorcze (przykłady)	Masa [%]	Masa (w przybliżeniu) [g/m²]
Ramy	Metal	Aluminium	8–10	1.060
	Tworzywa sztuczne	Poliuretan, poliamid		
Szkło	ESG, TVG	Szkło (Si, Na, Ca, Mg)	74–76	8.850
	Płyta czołowa, VSG	Szkło, folia PVB		
Ogniwa	Kryształy	Krzem	3,6	424
Łańcuchy ogniw Połączenia	Cynkowana taśma miedziana	Miedź, cyna, srebro, ołów, bizmut (tylko 10-30 µm)	0,8	94
Folia tylna	Folia tedlarowa	PET, PVF, PA	5	590
Połączenie zatapiane		EVA, acrylaty	6	708
Uszczelnienia, kleje	Taśma uszczelniająca ramy	Guma, silikon, akryl, piany - PE, poliuretan, kopolimery etylo-propylenowe	1–2	177
Skrzynki przyłączeniowe	Tworzywa sztuczne, metale	ABS, PET, Aluminium	1–2	177

Moduły cienkowarstwowe

W przypadku modułów cienkowarstwowych oprócz technologii na bazie krzemu stosuje się różne pochłaniające światło materiały półprzewodnikowe (tellurki kadmu, galu/indu, arsenku galu itp.), które są wytłaczane na materiale nośnym, głównie szkle, ale także foliach z tworzywa sztucznego lub metalu.

Moduły cienkowarstwowe są w większości konstrukcjami bezramowymi (jako moduły szklano-szklane lub moduły elastyczne z pokrywami foliowymi). W konstrukcji typów modułów można zaobserwować znacznie większą różnorodność niż w modułach krystalicznych, dlatego nie można zdefiniować „standardowego modułu cienkowarstwowego".

Udział szkła w modułach cienkowarstwowych szkło-szkło jest jeszcze większy niż udział w modułach krystalicznych.

Poniżej w tabeli 4-19 i tabeli 4-20 podano typowy skład modułów z ogniwami CdTe i ogniwami CIS/CIGS jako najczęściej stosowaną technologią cienkowarstwową.

Tabela 4-19: Przykład składu modułu CdTe (120 x 60 cm) [8]

Materiał	Grubość	Ciężar na jednostkę powierzchni	Ciężar w stosunku do mocy
		[g/m²]	[G/Wp*]
Szkło nośne	3 mm	7500	71
TCO-SnO_2	< 1 µm	6,9	0,07
CdS	< 0,1 µm	0,483	0,005
CdTe	7 µm	18	0,17
Kontakt tylny	1 µm	2,7	0,03
EVA	0,5 mm	500	4,8
Szkło przednie	2 mm	7500	71
Taśma – CuSn		6,94	0,07
Skrzynka połączeniowa		21,17	0,2
Kable		57,8	0,6
Razem		15,615	149

Tabela 4-20: Typowe zestawienie modułów CIGS (trzech dostawców) [8]

	Ciężar [g/m²]		
	Producent A	Producent B	Producent C
Si_3N_4	0,5		
Mo	4	5	
CuInGaSe	10	12	9,5
Selen	5	6	4,5
ZnO	7	6	0,7
CdS	0,2	0	0,24
ITO			
Warstwa nośna poliamid			35
Szkło warstwa nośna	7500	7500	
Szkło po przedniej stronie	7500	7500	
Uszczelnienie PIB	500		
Kapsułkowanie (PVB, EVA, PU, PE)	200	500	brak danych
Polimer, klej	400		
Taśma klejąca		100	
Rama aluminiowa	3000	1800	
J-Box PP	400	200	
Kabel, polimer i miedź	400	200	
Poliester etykieta	1	1	
Suma – szkło	15000	15000	
Suma – polimery	1701	701	
Suma – ciężar/m²	19927	17730	

Średnie proporcjonalne ilości materiałów metalicznych istotne dla modułów cienkowarstwowych zgodnie z literaturą zostały ekstrapolowane na rozmiar systemu z założoną powierzchnią modułu 50 m². Przybliżone ilości można zobaczyć w tabeli 4-21:

Tabela 4-21: Metale, materiały i ich udział w masie modułów cienkowarstwowych (CIS/CIGS i CdTe)

Ogniwa	Zestawienie składników	Masa	
		[%]	[g/50 m²]
CIS/CGS	Miedź (włącznie z kablami), Cu	0,8	6.000
Ok. 3% udział w rynku	Ind ,In	0,02	150
	Selen, Se	0,03	225
	Cynk, Zn	0,03	225
	Gal, Ga	0,01	75
	Arsen, As	0,01	75
	Molibden, Mo	0,07	525
	Kadm, CdS	0,001	8
CdTe	Kadm, Cd	0,07	450
Ok. 5% udział w rynku	Tellur, Te	0,07	450

W instalacji fotowoltaicznej o powierzchni modułu wynoszącej około 50 m² CdTe (około 70 modułów rozmiaru po 1200 x 600 mm o łącznej mocy około 5,6 kWp) w zależności od źródła należy oczekiwać zawartości około 450 g kadmu.

Konstrukcje systemów dachowych PV w większości wykonane są z aluminium lub stali nierdzewnej. Spotyka się jednakże wyjątki w postaci konstrukcji w kształcie wanien (tac) wykonanych z tworzyw sztucznych z zastosowaniem np. na dachach płaskich (np. ConSole+ firmy Renusol). Według danych producenta wanny posiadają klasę reakcji na ogień E (zgodnie z DIN EN 13501- 112010-011). Zgodnie z wymaganiami są one normalnie zapalne, a zatem palne.

Materiały konstrukcyjne zintegrowanych z budynkiem systemów PV nie różnią się od konwencjonalnych konstrukcji elewacyjnych i szklanych bez ww. elementów, dlatego nie podlegają dalszym rozważaniom.

4.6.4 Skład gazów pożarowych

Efekty pożaru są silnie zależne od jego rodzaju. Oprócz zakresu szkód dotyczy to również wytwarzania dymu i gazów. Przeanalizowano substancje i związki powstające w trakcie pożaru z uwzględnieniem różnych scenariuszy [58].

W pożarze rozwiniętym z wysoką temperaturą i dopływem tlenu składniki organiczne są w dużej mierze spalane do produktów utleniania węgla (C), wodoru (H) i tlenu (O), czyli do tlenku węgla (CO), dwutlenku węgla (CO_2) i wody (H_2O).

W przypadku pożaru zintegrowane heteroatomy, takie jak fluor (F), chlor (Cl) i azot (N) są przekształcane w odpowiednie (wysoce toksyczne) halogenowodory (HF, HCl) lub tlenki azotu (NO i NO_2).

Gdy temperatura i przepływ tlenu spadają, produkty wykonane z materiału organicznego stają się nieprzejrzyste. Występują tu częściowo utlenione i krakowane związki. Podczas częściowego utleniania

węgla organicznego w składzie spalin dominuje tlenek węgla (CO). Krakowane związki, takie jak monomery plastyczne, dominują w tak zwanym pożarze tlącym się.

Substancje podane w poprzednim punkcie są rozważane poniżej w odniesieniu do tworzenia i składu gazów spalinowych i dymu. Punktem wyjścia jest scenariusz pożaru rozwiniętego, który charakteryzuje się temperaturą powyżej 600°C z wystarczającym dostępem do tlenu [58].

Aby ocenić znaczenie dla strażaków, oprócz toksyczności, należy również wziąć pod uwagę ilość substancji zawartych w modułach.

Szkło

Szkło, główny składnik ilościowy typowego modułu, nie zmienia się chemicznie nawet w wysokich temperaturach, ponieważ jest już w stanie obojętnym, utlenionym. Nie zawiera żadnych krytycznych składników.

Metale

Aluminium może spalać się do tlenku glinu tylko w bardzo wysokich temperaturach, co nie ma miejsca w typowym pożarze. Aluminium można zatem sklasyfikować jako obojętne.

Miedź z kabli zasilających i styków pali się w rozważanych warunkach do tlenku miedzi, który nie ma znaczenia toksycznego.

Cyna i ołów są używane w połączeniach lutowanych, przy zawartości ołowiu wynoszącej około 40%. W razie pożaru metale te są również przekształcane w ich tlenki metali, z których oba mają działanie toksyczne. W warunkach pożaru ołów może być uwalniany jako dym zawierający ołów, podczas gdy cyna wykazuje niewielką lotność.

Kadm, stosowany jako materiał półprzewodnikowy w modułach CdTe, jest również zawarty w elementach o małej masie w innych technologiach ogniw. Ze względu na łatwą utlenialność kadmu można założyć, że kadm jest częściowo przekształcany w tlenek kadmu (CdO) w wyższych temperaturach, są one znacznie mniej lotne niż kadm metaliczny. Zarówno kadm, jak i tlenek kadmu są bardzo toksyczne. Cząsteczki Cd uwolnione w postaci gazowej stanowią około 25% zawartości instalacji [9], podczas gdy części uwolnione łącznie w postaci cząstek stałych i gazowych stanowią około 70% [7]. W (ochłodzonym) powietrzu otoczenia nie należy oczekiwać obecności istotnych składników gazowych. Po uwolnieniu w przypadku pożaru można spodziewać się maksymalnie 1–4 mg /m³ zanieczyszczenia Cd/CdO. W korzystniejszym przypadku kadm jest związany chemicznie przez szklaną powłokę jako krzemian. W porównaniu do wartości ETW wynoszącej 0,4 mg/m³ (patrz rozdz. 4.6.5, str. 145) kadm należy uważać za istotny z punktu widzenia straży pożarnej.

Arsen (As), Molibden (Mo), Cynk (Zn), Gal (Ga), Ind (In), Selen (Se)

Metale te są przede wszystkim istotne dla rozważenia technologii CIGS. W przypadku pożaru powstają przede wszystkim odpowiednie tlenki, takie jak MoO_2 Ga_2O_3, ZnO, a także SeO_2 i CdO. Lotne metale, takie jak selen (i kadm, jak opisano) mogą również odparowywać i występować jako gaz lub w stanie schłodzonym jako dym (cząstki). Szczególnie lotny jest selen, ale także oczekiwany dwutlenek selenu (SeO_2). Arsen jest toksycznym metalem ciężkim zbędnym dla procesów życiowych. Arsen i jego związki są uważane za substancje rakotwórcze. Podejrzewa się również, że selen ma potencjał rakotwórczy. Z drugiej strony, ostra toksyczność selenu elementarnego (np. w przypadku spożycia) jest szacowana na bardzo niską.

Badania dotyczące resztek metali ciężkich podczas spalania odpadów wykazały następujące współczynniki uwalniania toksycznych metali [59–61].

Tabela 4-22: Metale, materiały i ich udział w masie modułów cienkowarstwowych (CIS/CIGS i CdTe)

Metal	Uwalniana frakcja przy 1000°C w %	
	Cząstka/gaz	Faza gazowa
Se	70	70
As	60	40
In	(5)	
Ga	(10)	
Mo	(5)	
Pb	30	12
Zn	30	21
Cd	70	25
Sn	10	
Cu	10	

Określone udziały procentowe uwolnionych metali składają się z części gazowych i części znajdujących się w cząstkach lotnych. Według [59] As i Se są uwalniane w dużym stopniu w temperaturze 1000°C. Około 25% Cd i Zn i około 10% Pb przechodzi w fazę gazową. Udział, który nie jest zawarty w pozostałym popiele, tj. jest emitowany w postaci cząstek stałych (popiołu lotnego), jest znacznie wyższy dla prawie wszystkich rozważanych metali, zwłaszcza dla arsenu i kadmu (70%). Poza selenem uwalniane metale lub związki metali nie pojawiają się w postaci gazowej po schłodzeniu poniżej 200°C. Oszacowano wartości liczbowe dla Ga, In i Mo.

Tworzywa sztuczne i materiały organiczne

Do tej kategorii można zaliczyć masy uszczelniające, folie, skrzynki przyłączeniowe, kable i ewentualnie również stosowane ramy modułów. Pod względem ilościowym szczególnie ważną rolę odgrywają materiał lepiszcza i warstwa spodnia.

Jako podstawę produkcji zanieczyszczeń z polimerów wykorzystano następujące maksymalne szybkości tworzenia się tlenku węgla, chlorowodoru, benzenu, cyjanowodoru, formaldehydu, styrenu i fluorowodoru [62]. Na tej podstawie uzyskano szacunkowe maksymalne stężenia w bliskim zakresie 10–20 m (zob. tabela 4-24).

Tabela 4-23: Maksymalne współczynniki uwalniania polimerów w przypadku pożaru

Element	Polimer	[mg/g] polimer	[ng/g] polimer
CO	Wszystkie	580	
HCN	PAN (25% w ABS)	101 (25)	
HCN	Poliamidy	60	
HCl	PVC	284	
Benzen	PVC	24	
PCCD	PVC		1,8
Formaldehyd	PE	7	
Styren	PS (50% w ABS)	710 (355)	

Udział polimerów w krystalicznych modułach Si wynosi 5–10%, co odpowiada 500–1.500 g/m^2. Składa się z polimeru EVA (folia do osadzania) i PET/PVF (folia podkładowa).

Przy stosowaniu tych folii należy oczekiwać emisji CO i formaldehydu jako kluczowych substancji. Do tego dochodzi uwalnianie fluorowodoru z powodu zawartości fluoru w PVF (jeśli jest stosowany).

Zakładając, że powierzchnia PV wynosi 50 m², dotyczy to w sumie 25–75 kg polimeru, co może prowadzić do następujących maksymalnych stężeń wybranych substancji toksycznych w bliskim otoczeniu. Wartość tolerancji aplikacji (ETW) podano tutaj jako toksykologiczną wartość graniczną. Istniejące wartości graniczne omówiono w punkcie 4.6.5.

Tabela 4-24: Maksymalne stężenia w bliskim otoczeniu

Elementy	Stężenie [mg/m³]			Wartość - ETW
	25 kg polimeru	50 kg polimeru	75 kg polimeru	[mg/m³]
CO	100	**200**	**300**	38
Formaldehyd	1,3	**2,5**	**3,8**	1,25
HF	**25**			10

Teoretycznie możliwe stężenia CO mogą w bliskim otoczeniu przekroczyć toksykologiczne wartości graniczne. Maksymalne oczekiwane stężenia składników formaldehydu i fluorowodoru są również zwiększone w zakresie od dwukrotności do trzykrotności dopuszczalnej wartości ETW.

Ze względu na wbudowane kable z wtyczkami i gniazdami dodatkowe polimery (w starych systemach, prawdopodobnie zawierające PCW z chlorem lub ABS zawierające azot) przyczyniają się do powstawania spalin: na powierzchni modułu 50 m² jest to około 5 kg polimerów. Ilości te nie są wystarczające do przekroczenia odpowiednich wartości ETW substancji, które mogą wystąpić, takich jak dawki HCl, HCN, benzolu lub PCCD/F.

4.6.5 Dawki toksyczne

4.6.5.1 Gazy pożarowe

Najważniejszymi obecnie wartościami oceny dla sytuacji zagrożenia są wartości AEGL (poziomy według wytycznych dotyczących ostrego narażenia). Są to wartości mogące zostać wykorzystane do oceny przypadków zakłóceń według dwunastego rozporządzenia w sprawie ochrony przed imisjami (BIMSCHV). Każdy z nich deklarowany jest dla różnych czasów ekspozycji: 10 min., 30 min., 1 godz., 4 godz., 8 godz. Dla wartości oceny wypadków określono trzy poziomy, które opisują następujące stopnie skuteczności [51]:

	AEGL-1/ERPG-1	Próg do odczuwalnego złego samopoczucia
	AEGL-2/ERPG-2	Próg nieodwracalnych lub innych poważnych długotrwałych skutków zdrowotnych lub skutków utrudniających ewakuację
	AEGL-3/ERPG-3	Próg o działaniu zagrażającym zdrowiu lub życiu

Poziom 2 jest uważany za istotny przy rozważaniu stężeń substancji szkodliwych.

Kolejnymi seriami ocen przeprowadzonych w Niemczech są na przykład MAK (maks. stężenie w miejscu pracy przez 8 godzin dnia roboczego i 40 godzin w tygodniu) i ETW (wartości tolerancji operacyjnych dla straży pożarnej) dla 4 godzin czasu ekspozycji [63].

Na arenie międzynarodowej istnieją inne wartości służące do oceny zagrożeń, należy tu wymienić ERPG (wytyczne planowania reakcji w sytuacjach kryzysowych) i PAC (kryteria działań ochronnych). Wartości PAC stanowią zbiór istniejących wartości granicznych określonych według listy priorytetów.

4.6.5.2 Zanieczyszczenia stałe

Federalne rozporządzenie w sprawie ochrony gleb i zanieczyszczonych gruntów [64], załącznik 2, określa wartości testowe dla bezpośredniego wchłaniania zanieczyszczeń do gleby. Wymieniono różne kategorie, takie jak place zabaw, obszary mieszkalne, parki lub obszary handlowe. Do celów tych badań do porównania wykorzystano kategorię obszarów mieszkalnych.

4.6.5.3 Zanieczyszczenia w wodzie popożarowej

Nie ma porównywalnych wartości dopuszczalnych do oceny stężenia substancji szkodliwych w wodzie popożarowej. Do oszacowania, które stężenia substancji ciekłych należy krytycznie ocenić, posłużono się rozporządzeniem w sprawie osadów ściekowych w rolnictwie (AbfKlärV) [65]. Określa ona wartości dopuszczalne dla zanieczyszczenia (przemysłowego) osadu ściekowego metalami ciężkimi i innymi zanieczyszczeniami w celu ochrony środowiska, w szczególności gleby.

4.6.6 Eksperymenty laboratoryjne

W ramach projektu badawczego BMU, którego dotyczy niniejsze opracowanie, w czerwcu 2014 r. przeprowadzono eksperymenty w laboratorium eksperymentalnym CURRENTA w celu eksperymentalnego scharakteryzowania uwalniania substancji szkodliwych z modułów fotowoltaicznych w przypadku pożaru.

Program badawczy obejmował trzy różne typy modułów (zob. tabela 4-25). Zbadano moduły aktualnie dostępne w sprzedaży. Moduły podpalono w układzie pochyłym od spodu za pomocą palnika gazowego, aby zasymulować możliwy scenariusz pożaru w dachowych instalacjach PV. Analizy substancji szkodliwych przeprowadzono na próbkach spalin, szczątków po pożarze i wody popożarowej.

Tabela 4-25: Typy modułów

Typ	Budowa	Rama	Długość [mm]	Szerokość [mm]	Grubość [mm]
Polikrystaliczny c-Si	Szkło-folia	Aluminium	1655	1000	45*
Cienkowarstwowy CIS	Szkło-folia	Aluminium	1255	980	35*
Cienkowarstwowy CdTe	Szkło-szkło	Brak	1200	600	8
* Grubość ramy					

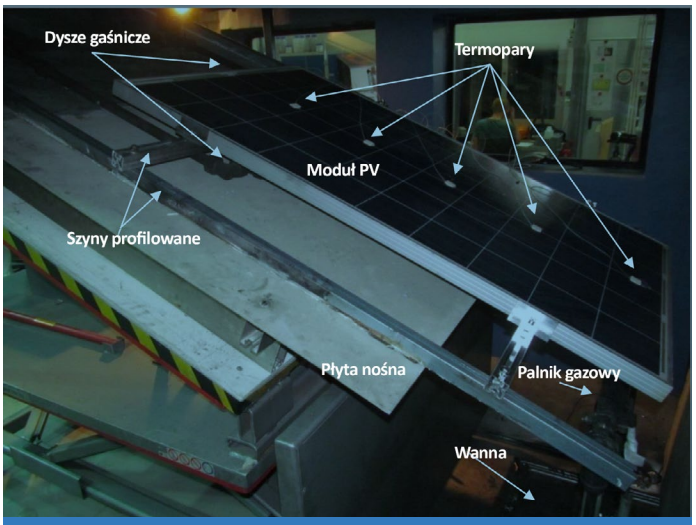
4.6.6.1 Układ eksperymentu

Moduły PV zamontowano za pomocą szyn poprzecznych umieszczonych na płycie nośnej z cementu z wypełnieniem z włókien, która znajdowała się na platformie testowej nachylonej pod kątem 23° względem poziomu (rys. 5-34). Nachylenie wybrano analogicznie do testu przeciwpożarowego dachu zgodnie z UL 790. Moduły wystawały 45 cm poza przednią krawędź płyty nośnej i zostały podpalone od spodu. Jako źródło zapłonu zastosowano palnik gazowy opisany w UL 790, który wytwarza płomień o szerokości około 100 cm (rys. 4-34). Palnik został umieszczony 10 cm poniżej przedniej krawędzi modułu, przy czym pozioma odległość od przedniej krawędzi modułu również wynosiła 10 cm.

Wzdłuż osi wzdłużnej modułu z przodu i z tyłu modułu rozmieszczono pięć termopar. Odległości do przedniej krawędzi modułu wynosiły 10, 40, 70, 100 i 130 cm. Na wykresach temperatur w załączniku „MS-01" (tył modułu) i „MS-06" (przód modułu) wskazano punkty pomiarowe na przedniej krawędzi modułu.

Do eksperymentów z wodą popożarową wykorzystano dwie dysze gaśnicze w górnej części układu badawczego w przestrzeni między modułem a płytą nośną. Aby zebrać wodę popożarową spływającą po płycie wsporczej, na podłodze hali eksperymentalnej umieszczono stalową rynnę o powierzchni 1,75 × 1,50 m².

W celu uzyskania zbliżonych powierzchni wypalenia w modułach, dla modułów c-Si przeprowadzono badania na jednym module w kierunku podłużnym (długość: 1655 mm), dla modułów CIS na dwóch modułach w kierunku poprzecznym (długość całkowita: 1960 mm) oraz dla modułów CdTe na trzech modułach wzdłuż kierunku poprzecznego (długość całkowita: 1840 mm wraz z odległością montażową).



Rysunek 4-34: Układ eksperymentu (na zdjęciu z modułem c-Si)

Rysunek 4-35: Palnik gazowy

4.6.6.2 Wykonanie testu

Dla każdego typu modułu przeprowadzono testy z wykorzystaniem palnika o mocy 25 kW i 150 kW w celu analizy reakcji na płomień i uwalniania zanieczyszczeń przez moduły przy różnych natężeniach obciążeń termicznych (rys. 4-36). Ponadto każdy typ modułu został poddany kolejnemu testowi z mocą palnika 150 kW, po czym został ugaszony 20 l wody gaśniczej w ciągu 45 s po upływie sześciu do siedmiu minut eksperymentu.

Eksperymenty przeprowadzono pod wyciągiem zgodnie z ISO 9705 przy przepływie objętościowym powietrza wylotowego na poziomie około 1 m^3/s. Zmierzono następujące parametry:

- szybkość uwalniania ciepła,
- szybkość wytwarzania dymu,
- temperatury z przodu i z tyłu modułu,
- utrata masy modułów i masa pozostałości po pożarze,
- uszkodzona powierzchnia modułu,
- szybkości wytwarzania składników gazowych dwutlenku węgla (CO_2), tlenku węgla (CO), cyjanowodoru (HCN), chlorowodoru (HCl), bromowodoru (HBr), fluorowodoru (HF), tlenku azotu (NO), dwutlenku azotu (NO_2) i dwutlenku siarki (SO_2),
- ilości arsenu, ołowiu, kadmu i selenu zawartych w spalinach,
- ilości arsenu, ołowiu, kadmu i selenu zawartych w pozostałościach po pożarze,
- ilości arsenu, ołowiu, kadmu i selenu zawartych w wodzie popożarowej.

Ponadto przeprowadzono dwa eksperymenty referencyjne z (niepalnymi) płytami krzemianowo-wapiennymi zamiast modułów, aby określić szybkość tworzenia się dymu, CO_2 i CO spowodowanego przez palnik gazowy w określonych warunkach badania. Wartości pomiarowe zostały odjęte od rzeczywistych wyników pomiarów, w związku z czym wymienione wyniki testów odnosiły się wyłącznie do emisji z modułów PV.

Analiza spalin

W celu oznaczenia arsenu, ołowiu, kadmu i selenu częściowy przepływ powietrza wywiewanego przepuszczono przez układ filtrów, a następnie przez sorbent. Analiza została przeprowadzona techniką ICP-MS. Wyniki pomiarów wymienione w rozdziale 4 odpowiadają sumie udziałów cząstek i filtrów.

Składniki gazu (z wyjątkiem formaldehydu) analizowano w sposób ciągły za pomocą spektrometru FTIR podłączonego do przewodu układu wentylacji. W rozdziale 4 pokazano wartości stężenia uśrednione dla całego eksperymentu.

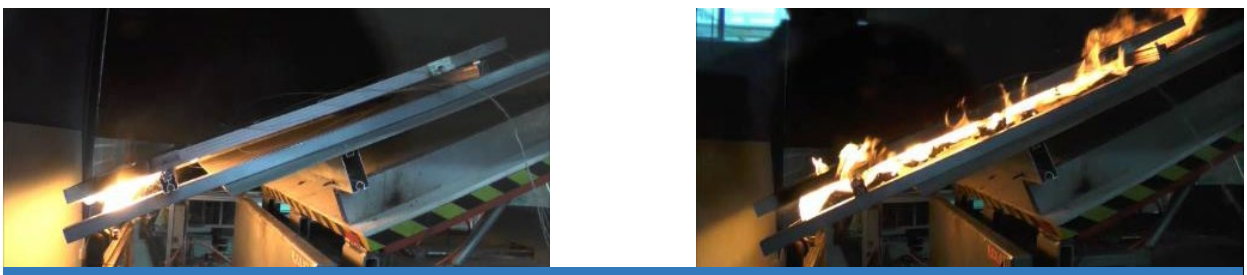
Do oznaczenia formaldehydu użyto wkładu absorpcyjnego; analizę przeprowadzono metodą HPLC.

Analiza pozostałości po pożarze

Pozostałości po pożarze składały się z uszkodzonych części modułu, które od niego odpadły i które zebrano podczas badania na płycie wsporczej ramy testowej i w rynnie zbiorczej pod spodem. Pozostałości po pożarze zostały najpierw zmiecione i ujednolicone. Pobrano z nich dwie próbki i zmielono w młynie. Zawartość arsenu, ołowiu, kadmu i selenu określono za pomocą ICP-MS.

Analiza wody popożarowej

Po wymieszaniu wody gaśniczej zebranej w wannie odciekowej pobrano dwie próbki i poddano je analizie pod kątem zawartości arsenu, ołowiu, kadmu i selenu za pomocą ICP-MS.



Rysunek 4-36: Test ogniowy z wykorzystaniem palników o mocy 25 kW (po lewej stronie) i 150 kW (prawej stronie)

4.6.6.3 Wyniki eksperymentu

Pełne wyniki eksperymentu można zobaczyć w załączniku IX. Poniżej przedstawiono tylko wybrane wyniki. Przeprowadzono ogółem 9 eksperymentów opisanych w poniższej tabeli:

Tabela 4-26: Oznaczenie testu

	Moc palnika 25 kW	Moc palnika 150 kW	Moc palnika 150 kW badanie gaszenia wodą
Typ modułu c-Si	1A	1B	1C
Typ modułu CIS	2A	2B	2C
Typ modułu CdTe	3A	3B	3C

Reakcja na ogień

W eksperymentach z palnikiem o mocy 25 kW na wszystkich trzech typach modułów wystąpiły tylko miejscowe uszkodzenia. Przy mocy palnika o mocy wynoszącej 150 kW moduły zostały w dużej mierze zniszczone, co widać na poniższych zdjęciach.

Rysunek 4-37: Stopień uszkodzenia c-Si przy mocy palnika 25 kW (góra) i 150 kW (dół)

Tabela 4-27: Porównanie wybranych wyników z 9 testów ogniowych

Ubytek masy w %	Moc palnika 25 kW	Moc palnika 150 kW	Moc palnika 150 kW badanie gaszenia wodą
Typ modułu c-Si	2,3	72,5	47,8
Typ modułu CIS	7,9	85,2	18,7
Typ modułu CdTe	0,1	32,6	31,5

Generowanie dymu w m²*	Moc palnika 25 kW	Moc palnika 150 kW	Moc palnika 150 kW badanie gaszenia wodą
Typ modułu c-Si	41	182	73
Typ modułu CIS	92	358	274
Typ modułu CdTe	5	133	86

*Generowanie dymu na m² oznacza rzut wszystkich cząstek dymu wytwarzanych na poziomie dwuwymiarowym

Uwalnianie ciepła w kJ	Moc palnika 25 kW	Moc palnika 150 kW	Moc palnika 150 kW badanie gaszenia wodą
Typ modułu c-Si	7631	59197	27747
Typ modułu CIS	9699	84712	17506
Typ modułu CdTe	785	15809	9786

Ilustracja porównawcza pokazuje, że w zależności od rodzaju konstrukcji występują duże różnice we wszystkich 3 parametrach utraty masy, wytwarzania dymu (ogółem) i wydzielania ciepła (ogółem). Moduł szkło-szkło (CdTe) ze względu na brak warstwy spodniej wykazuje znacznie lepsze właściwości w zakresie reakcji na płomień w porównaniu z dwoma pozostałymi modułami.

Porównując dwa moduły posiadające przekrycie typu folia, należy wziąć pod uwagę, że w technologii CIS, panel posiadał większą masę, masa spalona także była większa i w związku z tym moc cieplna pożaru osiągnęła większą wartość.

Jeśli odniesiemy wytwarzanie dymu do spalonej masy, różnica ulega zmniejszeniu. Ogólnie jednak zachowanie w ogniu modułu typu CIS wypada mniej korzystnie w porównaniu z modułem typu c-Si (zob. tabela 4-28).

Tabela 4-28: Całkowite wytwarzanie dymu w m² * znormalizowane do 1 g spalonej masy

Generowanie dymu w m²/spalona masa	Moc palnika 25 kW	Moc palnika 150 kW
Typ modułu c-Si	0,13	0,11
Typ modułu CIS	0,28	0,13

* Wytwarzanie dymu w m² oznacza rzut wszystkich cząstek dymu generowanych na dwuwymiarową płaszczyznę

Analizy chemiczne

W przeprowadzonych analizach masa danego analitu podana jest w odniesieniu do standardowego metra sześciennego spalin lub jednego kilograma pozostałości po pożarze lub jednego litra wody gaśniczej. Ponadto podana jest całkowita ilość uwolnionych substancji, która wynika z pomnożenia zmie-

rzonego stężenia substancji przez całkowitą objętość spalin, całkowitą masę pozostałości po pożarze lub całkowitą objętość użytej wody gaśniczej.

Analiza spalin

Stężenia w spalinach wytwarzanych mierzono zgodnie z DIN EN 45545-2:2013 jako wartości średnie w czasie trwania testu: eksperyment A/B: 20 minut, eksperyment C: 10 minut (gaszenie po około 7 minutach).

Tabela 4-29: Średnie stężenia spalin modułu c-Si

	Eksperyment 1A	Eksperyment 1B	Eksperyment 1C
Arsen [µg/m³]	1,1	0,8	0,1
Ołów [µg/m³]	50	630	1010
Kadm [µg/m³]	6,5	60	77
Selen [µg/m³]	24	10	9,8
Dwutlenek węgla [mg/m³]	842	3786	3068
Tlenek węgla [mg/m³]	6	30	30
Cyjanowodór [mg/m³]	n.n.	n.n.	n.n.
Chlorowodór [mg/m³]	n.n.	n.n.	n.n.
Bromowodór [mg/m³]	n.n.	n.n.	n.n.
Fluorowodór [mg/m³]	n.n.	n.n.	n.n.
Tlenek azotu [mg/m³]	n.n.	n.n.	n.n.
Dwutlenek azotu [mg/m³]	n.n.	n.n.	n.n.
Dwutlenek siarki [mg/m³]	n.n.	n.n.	n.n.
Formaldehyd [mg/m³]	1,0	0,9	1,8

Tabela 4-30: Średnie stężenia spalin w module CIS

	Eksperyment 2A	Eksperyment 2B	Eksperyment 2C
Arsen [µg/m³]	1,5	1,6	1,0
Ołów [µg/m³]	250	270	480
Kadm [µg/m³]	12	14	34
Selen [µg/m³]	4,8	40	8,0
Dwutlenek węgla [mg/m³]	615	5817	2751
Tlenek węgla [mg/m³]	11	237	382
Cyjanowodór [mg/m³]	n.n.	n.n.	n.n.
Chlorowodór [mg/m³]	n.n.	n.n.	n.n.
Bromowodór [mg/m³]	n.n.	n.n.	n.n.
Fluorowodór [mg/m³]	n.n.	n.n.	n.n.
Tlenek azotu [mg/m³]	n.n.	n.n.	n.n.
Dwutlenek azotu [mg/m³]	n.n.	n.n.	n.n.
Dwutlenek siarki [mg/m³]	n.n.	n.n.	n.n.
Formaldehyd [mg/m³]	1,2	2,1	4,9

Tabela 4-31: Średnie stężenia spalin w module Cd-Te

	Eksperyment 3A	Eksperyment 3B	Eksperyment 3C
Arsen [µg/m³]	0,3	0,2	0,2
Ołów [µg/m³]	34	120	1330
Kadm [µg/m³]	9,9	37	48
Selen [µg/m³]	4,2	4,7	2,2
Dwutlenek węgla [mg/m³]	42	1453	1495
Tlenek węgla [mg/m³]	1	63	90
Cyjanowodór [mg/m³]	n.n.	n.n.	n.n.
Chlorowodór [mg/m³]	n.n.	n.n.	n.n.
Bromowodór [mg/m³]	n.n.	n.n.	n.n.
Fluorowodór [mg/m³]	n.n.	n.n.	n.n.
Tlenek azotu [mg/m³]	n.n.	n.n.	n.n.
Dwutlenek azotu [mg/m³]	n.n.	n.n.	n.n.
Dwutlenek siarki [mg/m³]	n.n.	n.n.	n.n.
Formaldehyd [mg/m³]	0,4	1,6	2,6

n.n. nie zbadano

Porównanie z toksykologicznymi dopuszczalnymi wartościami

CO, CO_2:
Zmierzone wartości znacznie przekraczają > 10-krotność.

Halogenowodory i tlenki azotu:
Zmierzone stężenia wynoszą poniżej granicy wykrywalności (a także poniżej toksykologicznych wartości granicznych).

Metale ciężkie:
Zmierzone wartości wynoszą wyraźnie poniżej wartości granicznych:
Pb < 0,1% GW (PAC = 120 mg/m³ 60 min)
Cd < 10% GW (AEGL-2 30 min = 0,96 mg/m³)
Se < 20% GW (PAC = 0,2 mg/m³)
As < 1% GW (PAC = 0,58 mg/m³)

Ocena wyników

Bezpośrednie porównanie zmierzonych wartości z toksykologicznymi dopuszczalnymi wartościami nie jest możliwe z powodu różnych czasów ekspozycji. Warunki brzegowe różnią się dla każdego pożaru, tj. każdy pożar jest wyjątkowy! Wartości graniczne mogą być wykorzystywane jedynie do oszacowania wielkości możliwego ryzyka dla ludzi.

Na skutek zastosowanej wentylacji badanego układu (1 m³/s) następuje nie do końca mierzalne rozcieńczenie stężenia substancji szkodliwych w powietrzu wylotowym. Zakładając w przybliżeniu przypadek najgorszego scenariusza czystej konwekcji w bezpośrednim otoczeniu (około 2–5 m powyżej źródła ognia) występowałoby ok. 10-krotne stężenie mierzonych substancji szkodliwych. Oznacza to, że w tym ekstremalnym przypadku mamy do czynienia z zakresem toksykologicznych wartości dopuszczalnych dla 30 minut i 60 minut ekspozycji zarówno na kadm, jak i selen.

Wniosek

Podczas pomiarów stężenia spalin stwierdzono znaczące przekroczenia wartości granicznych dla składników CO i CO_2. Halogenowodory i tlenki azotu nie były obecne w mierzalnym stężeniu.

W najgorszym scenariuszu dopuszczalne wartości toksykologiczne dla metali ciężkich – kadmu i selenu – mogą zostać przekroczone w bezpośrednim sąsiedztwie miejsca emisji. W spalinach nie stwierdzono stanowiącego zagrożenie publiczne stężenia.

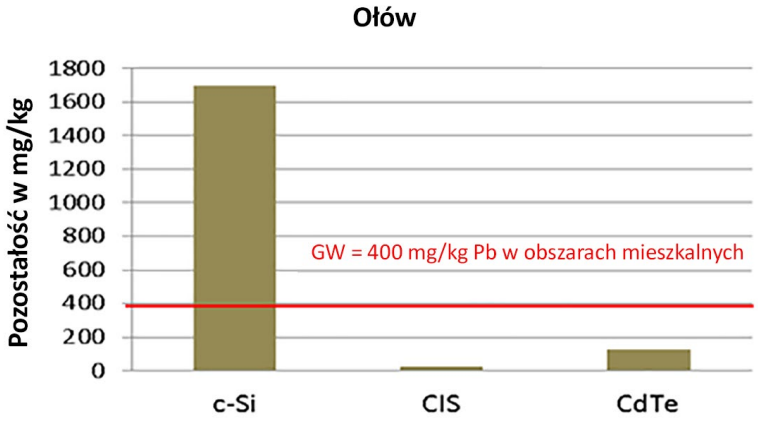
Analiza pozostałości

Rozdział ten koncentruje się na tych zanieczyszczeniach gleby, które mogą być szczególnie istotne dla zdrowia ludzi. Z jednej strony obejmują one duże ilości zanieczyszczeń, które stanowią zagrożenie dla uprawy roślin uprawnych i wód gruntowych, a z drugiej strony ryzyko degradacji gleby, które może prowadzić do zagrożeń, szczególnie na obszarach osadniczych. Szczególnie interesujące są tutaj wrażliwe obszary, takie jak place zabaw dla dzieci oraz ogrody przydomowe i działkowe. Załącznik 2 do federalnego rozporządzenia w sprawie ochrony gleby i miejsc zanieczyszczonych [64], zaktualizowany w 2012 r., określa wartości eksperymentalne dla bezpośredniej absorpcji zanieczyszczeń w glebie. Wartości te są zdefiniowane dla czterech różnych kategorii: place zabaw, obszary mieszkalne, parki i obszary handlowe. Wartości badawcze w kategorii obszaru zamieszkałego służą do oszacowania ryzyka związanego z toksycznymi pozostałościami, zwłaszcza ołowiem, kadmem i arsenem, mierzone w eksperymencie laboratoryjnym.

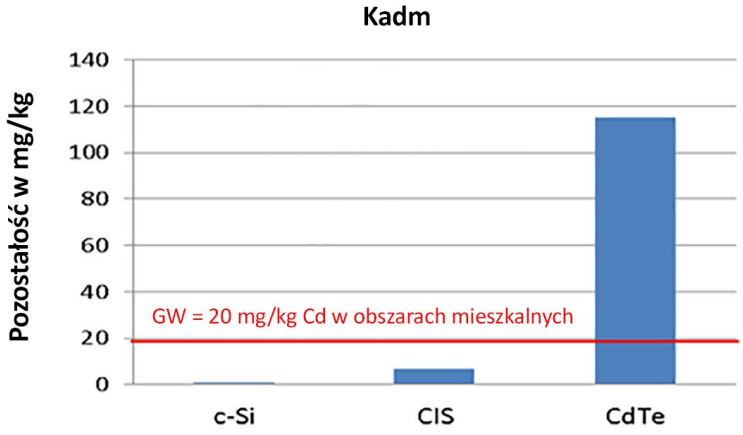
Zgodnie z oczekiwaniami przetwarzanie pozostałości z modułów na potrzeby analityczne okazało się bardzo złożone, również ze względu na twierdzenia sformułowane w innych pracach. Ze względu na niejednorodne pozostałości z modułów (rys. 4-38), z badań nie można wyciągnąć żadnego ogólnego wniosku, ale analiza pozostałości po pożarze wykazała wykrycie ołowiu, kadmu, arsenu i selenu we wszystkich badanych próbkach testowych technologii c-Si, CIS i CdTe.

Rysunek 4-38: Pozostałości po pożarze z 2 modułów CIGS: rama AL, stopione szkło, opalone pozostałości tworzyw sztucznych, sadza i popiół

Ilość znalezionych zanieczyszczeń różni się znacznie między badanymi próbkami trzech technologii. Poniższe rysunki pokazują zmierzone wartości i odpowiadające im wartości testowe według BBodSchV dla substancji ołowiu i kadmu.



Rysunek 4-39: Średnia ilość ołowiu w pozostałościach po pożarze



Rysunek 4-40: Średnia zawartość kadmu w pozostałościach po pożarze

Na podstawie rys. 4-39 można wnioskować, że w pozostałościach po pożarze modułu krystalicznego średnia wartość zawartości dla ołowiu zgodnie z rozporządzeniem o ochronie gleby została przekroczona czterokrotnie, podczas gdy moduły cienkowarstwowe mają wartości niekrytyczne.

Natomiast rysunek 4-40 dla kadmu pokazuje, że wartość testowa została przekroczona pięciokrotnie dla modułu CdTe. Jeżeli rozpatrywany obszar jest wykorzystywany jako ogród przydomowy lub plac zabaw dla dzieci, dopuszczalna wartość testowa jest obniżana do 2 mg/kg zgodnie z BBodSchV, dlatego należy zwrócić szczególną uwagę na możliwe wnikanie kadmu do gleby. W takim przypadku zmierzone stężenie pozostałości z modułu CIS również wchodzi w zakres krytyczny. Dla modułu krystalicznego nie zmierzono przekroczenia wartości.

W żadnej z badanych próbek nie zmierzono wartości krytycznej dla arsenu.

Wniosek

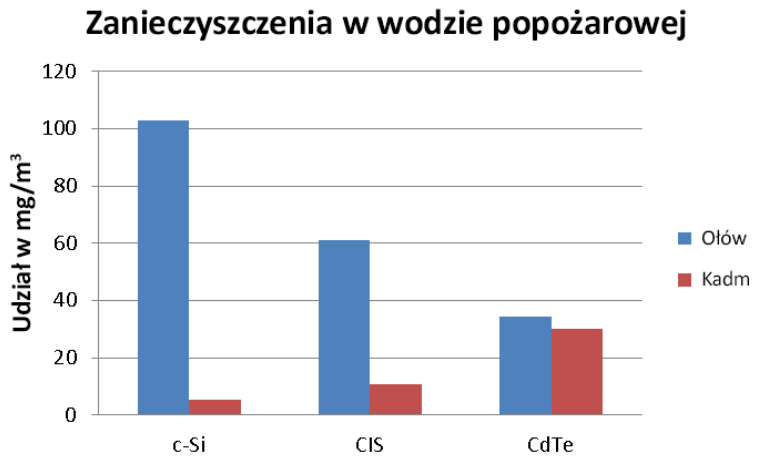
Podczas spalania modułów fotowoltaicznych w pozostałościach po pożarze mogą występować zależne od technologii stężenia ołowiu lub kadmu, co może powodować przedostawanie się krytycznych ilości zanieczyszczeń do gleby.
Dlatego zdecydowanie zaleca się prawidłowe usuwanie pozostałości po pożarze i, w razie potrzeby, wymianę gleby.

Analiza wody popożarowej

Ze względu na duże ilości wody gaśniczej rozpuszczone zanieczyszczenia lub małe cząsteczki unoszone z pozostałościami po pożarze mogą dostać się do środowiska, a także do ziemi. Należy wziąć pod uwagę ewentualne pokrycie tymi pozostałościami części budynków, balkonów lub tarasów, ale także odzieży strażaków zanieczyszczoną wodą popożarową przed dalszym z nich korzystaniem.

Podczas badań nie stwierdzono wartości dopuszczalnych zanieczyszczeń wprowadzanych do gleby przez wodę. Do oceny ryzyka wykorzystano rozporządzenie dotyczące rolnictwa w zakresie osadów ściekowych w zakresie obciążenia przemysłowych osadów ściekowych metalami ciężkimi i innymi zanieczyszczeniami [65]. Podano tu maksymalne dopuszczalne stężenia na jednostkę powierzchni (mg/m^2), podczas gdy stężenie zanieczyszczeń w wodzie gaśniczej zmierzono na jednostkę objętości (mg/m^3). Bezpośrednie porównanie nie jest możliwe, ale dokonano przybliżonej oceny.

Rysunek 4-41 pokazuje zmierzone stężenia zanieczyszczeń ołowiu i kadmu dla poszczególnych technologii modułowych.



Rysunek 4-41: Zmierzone stężenia zanieczyszczeń ołowiu i kadmu w wodzie popożarowej

Ocena wyników pomiaru:

Wartość dopuszczalna dla ołowiu jest przekroczona tylko wtedy, gdy 1 m^3 wody gaśniczej dostanie się na powierzchnię mniejszą niż 1 dm^2 gleby (c-Si).

Wartość graniczna dla kadmu nie jest przekroczona, dopóki 1 m^3 wody gaśniczej nie dostanie się na powierzchnię mniejszą niż 2 m^2 (CdTe).

O ile warunek dla ołowiu w oczywisty sposób nie powinien być osiągalny, warunek dotyczący kadmu jest teoretycznie możliwy do wystąpienia w niekorzystnych warunkach (np. w przypadku przelewania się wody pogaśniczej przez krawędź elementu).

Wniosek
W najgorszych warunkach podczas pożaru modułów CdTe woda gaśnicza może spowodować wprowadzenie krytycznych ilości kadmu do ziemi.
Zaleca się pobieranie próbek gleby i ich analizę.

4.6.7 Podsumowanie

- W trakcie pożaru modułów fotowoltaicznych do środowiska uwalniane są istotne ilości dodatkowych substancji szkodliwych, w zależności od technologii ogniw i, w szczególności, zastosowanych polimerów.
- Emisje zanieczyszczeń z modułów fotowoltaicznych należy traktować jako dodatkowe zagrożenie, ponieważ w każdym pożarze dachu lub domu występuje duże obciążenie substancjami toksycznymi.
- Wielkoformatowe eksperymenty laboratoryjne nie wykazały żadnych przekroczeń wartości granicznych w spalinach dla badanych metali ciężkich i halogenowodoru (oszacowania dokonano dla najgorszego scenariusza). Ze względu na wyjątkowość każdego zdarzenia pożarowego dokładne uwzględnienie wartości granicznych nie jest możliwe.
- Zgodnie z oczekiwaniami toksyczne metale ciężkie, w tym ołów (c-Si) i kadm (CdTe), mierzono w pozostałościach po pożarze w próbkach testowych w ilości potencjalnie przekraczającej wartość graniczną. Ze względu na niejednorodność pozostałości nie jest możliwe wyciągnięcie na tej podstawie ogólnego wniosku.
- Zmierzone stężenie kadmu w wodzie pożarowej wskazuje na możliwe krytyczne zanieczyszczenie gleby przez moduły CdTe.

5 Środki optymalizacji pod kątem bezpieczeństwa produktu i systemu

5.1 Profilaktyka pożarowa

Po zawartym w poprzednich rozdziałach wprowadzeniu dotyczącym określania ryzyka i potencjalnych zagrożeń wynikających ze zwarć łukowych w odniesieniu do pożarów i ich gaszenia poniżej opisano ogólnie stosowane i specjalistyczne środki, które przyczyniają się do zmniejszenia ryzyka.

W celach orientacyjnych należy określić definicje i cele profilaktycznej ochrony przeciwpożarowej, które mogą wywodzić się przede wszystkim z wymagań Wzorcowego Kodeksu Budowlanego (MBO) lub Landowego Kodeksu Budowlanego (LBO). Obowiązujące w tym zakresie postanowienie § 14 MBO zawiera zwięzłe sformułowanie:

„Obiekty budowlane należy projektować, wykonywać, modyfikować i utrzymywać w taki sposób, aby zapobiec wystąpieniu pożaru oraz rozprzestrzenianiu się ognia i dymu (rozprzestrzenianiu się pożaru), a w przypadku wystąpienia pożaru umożliwić ratowanie ludzi i zwierząt, a także skuteczne działania gaśnicze".

Podsumowując w jednym zdaniu: instalacje fotowoltaiczne nie mogą ograniczać możliwości przestrzegania tego wymogu!

MBO, czyli wzorcowy kodeks budowlany, zawiera wiążące wytyczne w zakresie budownictwa. Ponieważ prawo budowlane w Niemczech jest prawem landowym, zastosowanie znajduje odpowiednio 16 kodeksów krajów związkowych, które określają inne wymogi i definicje. Profilaktyczną ochronę przeciwpożarową należy rozumieć jako całokształt wszystkich środków zapobiegających wystąpieniu i rozprzestrzenianiu się pożaru.

Artykuł 61 MBO, art. 2 zdanie b) stanowi:

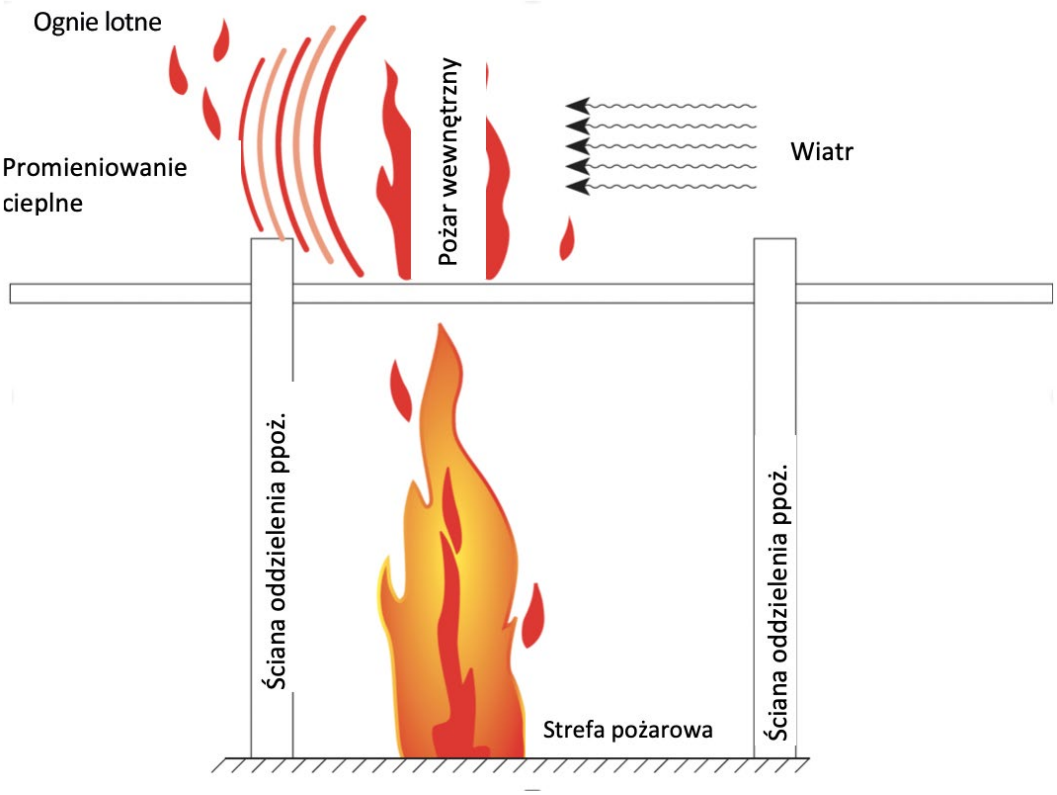
„Instalacje solarne i panele słoneczne montowane wewnątrz i na powierzchni dachu, ścianach zewnętrznych, a także niezależne od budynku (wolnostojące) o wysokości do 3 m i łącznej długości do 9 m są inwestycjami budowlanymi niewymagającymi uzyskania pozwolenia."

Według MBO instalacje słoneczne należą do wyposażenia technicznego budynku. Brak wymogu uzyskania pozwolenia nie oznacza, że wymagania MBO lub LBO nie mają zastosowania. Wręcz przeciwnie: należy przestrzegać prawa budowlanego (ochrona przeciwpożarowa, odległości, przepisy dotyczące ochrony zabytków), przepisów dotyczących wyrobów i konstrukcji budowlanych, statyki i stabilności, a także bezpieczeństwa ruchu drogowego.

W związku z powyższym wszystkie środki profilaktycznej ochrony przeciwpożarowej obejmują liczne ogólne i szczegółowe wymagania związane z montażem, wyborem materiału i eksploatacją instalacji w zakresie:

- zgodności z przepisami budowlanymi i montażowymi, przepisami kodeksów budowlanych krajów związkowych,
- zasięgnięcia wiedzy w wyspecjalizowanych komórkach urzędów na temat wymogów budowlanych i przeciwpożarowych,
- starannego planowania instalacji we współpracy ze specjalistami,
- wysokiej jakości materiałów i elementów,
- profesjonalnego wykonania i odbioru technicznego,
- konserwacji instalacji.

Powyższy zarys przedstawiono w następnych rozdziałach. Jako przykład wskazano zabudowę konstrukcji paneli w sąsiedztwie ścian oddzielenia przeciwpożarowego. W budynkach ściany przeciwpożarowe zapobiegają rozwojowi pożarów i zapobiegają zwiększonemu rozprzestrzenianiu się ognia przez materiały palne, na przykład na poddaszu. Dlatego jest niedopuszczalne, aby instalacje słoneczne ingerowały w strefy pożarowe i ściany oddzieleń przeciwpożarowych, ponieważ potencjalnie palne materiały, takie jak znajdujące się z tyłu modułów folie polimerowe lub przewody, mogą sprzyjać rozprzestrzenianiu się ognia.



Rysunek 5-1: Przedstawienie funkcjonalności ściany oddzielenia przeciwpożarowego
Źródło: BSW.

Specjalne budynki, np. w budownictwie wielokondygnacyjnym (hotele itp.), zgodnie z MBO § 2 wymagają także przestrzegania innych przepisów. Instalacje fotowoltaiczne w obrębie elewacji muszą spełniać co najmniej wymagania trudno zapalności, podczas gdy w obrębie dachu zwykle wystarczająca jest klasa reakcji na ogień na poziomie normalnej zapalności przy jednoczesnym zastosowaniu twardego zadaszenia (odporność na iskry i promieniowanie cieplne).

W obszarze prewencyjnej ochrony przeciwpożarowej oprócz przepisów budowlanych obowiązują również szczegółowe przepisy budowlane (przepisy dotyczące miejsc zbiorowych zgromadzeń, np. stadionów, hoteli, obiektów handlowych takich jak centra handlowe), które doprecyzowują wymagania w tym zakresie.

Z największą możliwą starannością należy zadbać o to, aby instalacje fotowoltaiczne nie generowały dodatkowego ryzyka pożaru, które powinno być ograniczone do niezbędnego minimum. Nieprawidłowy montaż i użytkowanie wadliwych produktów oraz nieodpowiednie prace konserwacyjne w systemach PV mogą zwiększyć to ryzyko.

Poniżej zawarto szczegółowy przegląd istniejących przepisów i innych środków w zakresie zapobiegawczej ochrony przeciwpożarowej i minimalizacji ryzyka dla bezpieczeństwa produkcji i bezpieczeństwa działań ratowniczo-gaśniczych.

Wniosek
§14 MBO:
Obiekty budowlane należy projektować, wykonywać, modyfikować i utrzymywać w taki sposób, aby zapobiec wystąpieniu pożaru oraz rozprzestrzenianiu się ognia i dymu (rozprzestrzenianiu się pożaru), a w przypadku pożaru, by możliwe było ratowanie ludzi i zwierząt oraz skuteczne działania gaśnicze.

5.2 Środki zapewniające jakość podczas produkcji i ich wpływ na ocenę ryzyka

5.2.1 Proces produkcji

Wiele braków i wad konstrukcyjnych, które mogą przyczynić się do zwiększonego ryzyka pożaru, można uniknąć na wczesnym etapie dzięki lepszej kontroli jakości na etapie produkcji. W tym celu TÜV Rheinland przeprowadza u producentów regularne kontrole (przynajmniej raz w roku) pozwalające wykazać niewłaściwą kontrolę i stosowanie nieodpowiednich środków zapewniania jakości. Zgodnie z obowiązującą tabelą zdefiniowaną dla inspektorów z TÜV Rheinland na całym świecie takie wady i braki są zgłaszane albo jako zalecenie, albo jako nieprawidłowość, przy czym producent modułu musi je usunąć.

Istnieje szereg newralgicznych etapów produkcji modułów z krzemu krystalicznego, które mają znaczenie dla późniejszego ryzyka wyładowania łukowego lub pożaru. Jednym z nich jest łączenie ogniw w tzw. łańcuchy poprzez lutowanie. Obecnie proces ten jest przeprowadzany niemal wyłącznie automatycznie przy pomocy tzw. stringerów. Jeżeli ważne parametry, takie jak temperatura i czas lutowania (w zależności od zastosowanego ogniwa) nie zostaną ustawione prawidłowo lub nie zostaną dokładnie zmierzone, mogą wystąpić błędy lutowania, co może prowadzić do zwiększenia rezystancji przejścia, a tym samym do zwiększenia ryzyka wyładowania łukowego.

TÜV Rheinland wymaga zatem od producentów regularnego (najlepiej liniowego) sprawdzania temperatury lutowania i systematycznej kalibracji czujników i urządzeń pomiarowych. Należy również przedstawić dowód regularnych prób wytrzymałości na przenoszenie naprężeń w celu kontroli jakości łączenia.

Analogiczne problemy mogą pojawić się w późniejszym i, w większości przypadków, ręcznym łączeniu łańcuchów. Tutaj również należy zmierzyć temperaturę lutowania i skalibrować używane urządzenie pomiarowe.

Jako jeden z końcowych etapów procesu, gdy skrzynka przyłączowa jest podłączona do styków, zaciski dodatnie i ujemne są zwykle mocowane na miejscu w skrzynce przyłączeniowej zamontowanej na module. Odbywa się to mechanicznie, np. za pomocą łącza z zatrzaskiem lub z dalszym procesem lutowania, dla którego obowiązują te same wymagania jakościowe, jak podano powyżej.

W produkcji modułów cienkowarstwowych monolitycznych wytwarzane ogniwa są na ogół połączone ze sobą podłużną i poprzeczną taśmą kontaktową. Podobnie jak w przypadku modułów z krzemu krystalicznego należy tutaj zapewnić odpowiednie wymiary listew stykowych. Listwy są przymocowane np. przez zgrzewanie ultradźwiękowe lub lutowanie. Również w tym przypadku monitorowanie procesu musi zapewniać brak zakłóceń w przepływie prądu.

Połączenie skrzynki przyłączeniowej, a także wymagania jakościowe są analogiczne do wymagań w zakresie produkcji modułów z krzemu krystalicznego.

Oprócz prób in-line istnieje szereg przydatnych prób offline w celu weryfikacji bezpieczeństwa elektrycznego i przeciwpożarowego modułów. Obejmują one próby hot-spot, w których symulowane jest zacienienie poszczególnych ogniw, oraz próby prądu wstecznego, w których prąd jest przesyłany przez moduł w kierunku przeciwnym. W obu przypadkach może to prowadzić do krytycznego nagrzewania. Dlatego TÜV Rheinland zaleca przeprowadzanie takich prób na gotowych modułach.

Rozsądne jest również poddanie wstępnym testom poszczególnych elementów konstrukcji modułu, takich jak diody i skrzynki przyłączeniowe, które są dostarczane przez innych producentów. Diody należy poddać wyrywkowej kontroli funkcjonalności, ponieważ awaria tego elementu, w zależności od rodzaju awarii w terenie, nie jest zauważalna podczas zwykłej eksploatacji.

Oprócz funkcjonalności skrzynki przyłączeniowe można sprawdzić pod kątem dobrej izolacji elektrycznej i czy nie zwiększają znacząco ogólnej rezystancji szeregowej modułu. Klej, za pomocą którego skrzynka przyłączeniowa jest przymocowana do tylnej części modułu (często przy użyciu specjalnego kleju dostarczanego wraz z puszką), należy sprawdzić pod kątem jego właściwości adhezyjnych, np. poprzez proste mechaniczne próby odrywania. Wskazane jest również sprawdzenie, czy pokrywa skrzynki jest dobrze osadzona. Jeśli konstrukcja modułu zawiera połączenia zaciskane, rezystancję przejścia należy systematycznie mierzyć i kontrolować.

Inne przykłady pomocnych działań kontrolnych obejmują badanie elktroluminescencyjne (zalecana kontrola offline, ale powinna być również wykonywana w 100% inline) i w podczerwieni (np. modułów w trybie testowym) w celu wczesnego wykrycia wadliwych lub krytycznych styków. Badania elektroluminescencji są szczególnie przydatne przed laminowaniem, ponieważ pozwalają na rozpoznanie pęknięć ogniw, mikropęknięć, wadliwych połączeń w odpowiednim czasie, zanim laminaty przejdą przez czasochłonne i kosztowne dalsze etapy produkcji. Badanie można również wykonać dla produktu końcowego bezpośrednio przed dostawą.

Urządzenia mobilne mogą również wykryć możliwe wyładowania elektrostatyczne na elementach modułu podczas poszczególnych etapów produkcji. Na przykład TÜV Rheinland mierzył w procesie produkcyjnym ładunki elektrostatyczne na tylnej części modułów, które powstawały podczas transportu modułów, np. w trakcie montażu skrzynek i ram. W przypadku braku odpowiedniego uziemienia (rozładowania) istnieje ryzyko, że diody obejściowe zostaną uszkodzone przy podłączaniu w wyniku nagłego wyładowania elektrostatycznego. Temat wyładowań elektrostatycznych (ESD) nie powinien być lekceważony, ale można go wyeliminować podczas produkcji.

Zasadniczo wprowadzanie nowych materiałów, w tym nowych dostawców materiałów i elementów modułu, powinno być dokładnie sprawdzane z towarzyszącymi kontrolami jakości, ponieważ nowe materiały często wiążą się z ryzykiem bezpieczeństwa dla ostatecznej konstrukcji modułu.

Niezbędne jest także wdrożenie kompletnego i precyzyjnego systemu identyfikowalności dla całego procesu produkcyjnego (najlepiej w oparciu o dane elektroniczne), aby móc wykryć związek pomiędzy ewentualnymi usterkami, które ujawnią się w terenie, a warunkami w produkcji wadliwych modułów. Identyfikowalność ta powinna obejmować zastosowane materiały i ich dostawców, a także wszystkie maszyny i parametry procesu oraz wszystkie testy jakości przeprowadzone dla danej partii modułów.

Aby zapewnić stały poziom wszystkich wyżej wymienionych kontroli jakości i zminimalizować subiektywne czynniki podczas ich przeprowadzania, zasadnicze znaczenie ma przeprowadzanie regularnych szkoleń pracowników, ich dokumentowanie i podsumowywanie nabytych poziomów kwalifikacji na matrycach kompetencji. Instrukcje robocze powinny być zawsze aktualizowane i udostępniane na miejscu podczas poszczególnych etapów procesu.

Przydatne są dalsze procedury kwalifikacyjne, procedura pomiarowa in-line mająca na celu sprawdzanie jakości lutów między ogniwami (patrz rozdział 5.2.3) lub rozszerzone kryteria kwalifikacji materiałów łatwozapalnych modułów i elementów, patrz przykład w rozdziale 3.3.

Wniosek

Zaufanie jest dobre, ale testowanie jest lepsze!

Istnieje wiele możliwości wewnętrznej kontroli jakości. Ważne, aby nie zapomnieć o dokładnym sprawdzaniu części dostarczanych do produkcji (takich jak skrzynki przyłączeniowe). W celu standaryzacji zaleca się określenie bardziej restrykcyjnych środków zapewnienia jakości w produkcji, zarówno na poziomie części, jak i całego modułu. Wielu producentów reprezentuje już wysoki poziom w tym względzie. Dzięki znormalizowanemu katalogowi zapewniania jakości można osiągnąć jednolity stopień jakości i uniknąć ryzyka związanego z niedokładnym wewnętrznym monitorowaniem produktów.

5.2.2 Zmiany konstrukcyjne (modułu i systemu)

W przeszłości dalszy rozwój technologii połączeń ogniwo-ogniwo generalnie prowadził do stosowania dwóch szyn zbiorczych lub złącz ogniwowych. Obecnie trzy szyny zbiorcze stanowią ustalony standard (patrz rozdział 3.4.1) lub stosowane są całkowicie inne typy połączeń, w których stosuje się więcej niż trzy szyny (ścieżki pionowe). Przypadek, w którym połączenia ogniw są oddzielone z powodu naprzemiennych obciążeń termomechanicznych, czysto mechanicznych czynników produkcyjnych lub pękają samoistnie, wpływa na prawdopodobieństwo wystąpienia łuku w zależności od liczby dostępnych złączy ogniw. Przy co najmniej trzech szynach ryzyko łuku i przedwczesnego spadku wydajności w wyniku zwiększonej rezystancji przejścia w konstrukcji ogniwa jest już zmniejszone. Prąd wciąż może przepływać przez inne nieuszkodzone złącza ogniw.

W szczególnym przypadku fotowoltaiki zintegrowanej z budynkiem (GIPV lub BIPV) bezpieczeństwo związane z występowaniem łuków elektrycznych odgrywa istotną rolę. Ze względu na zastąpienie górnej warstwy dachu modułami fotowoltaicznymi, spodnie warstwy dachu są odsłonięte i szczególnie narażone w przypadku wystąpienia łuku elektrycznego w dolnej części modułów. Rozważając materiały, które mogą wykazywać właściwości rozprzestrzeniania ognia po zapaleniu ze względu na bliskość łuku, warto sformułować zalecenia dotyczące konstrukcji modułu przy zastosowaniu BIPV. Na potrzeby oceny producenta lub dystrybutora, należy zbadać możliwości wprowadzenia następujących przepisów dotyczących materiałów/części:

- Wybór skrzynki przyłączeniowej: istnieją niepalne skrzynki przyłączeniowe, które w przypadku łuku w skrzynce przyłączeniowej powinny gwarantować co najmniej opóźnienie, jeśli nie zapobiegnięcie rozprzestrzenianiu się ognia do wnętrza dachu. Producenci podejmują odpowiednie próby i przedstawiają je jako środki minimalizujące ryzyko.
- Konieczność stosowania warstw tylnych o niskim FSI: współczynnik rozprzestrzeniania się płomienia (FSI) należy określać na warstwach dolnych modułów z folią zgodnie z normą bezpieczeństwa IEC61730 przy zastosowaniu metody ASTM 162. Wymagane jest, aby dla dolnej warstwy modułu wskaźnik ten wynosił nie więcej niż 100. Na FSI ma wpływ temperatura spalin podczas pożaru i prędkość propagacji na próbce. Testy wykazały, że można osiągnąć FSI < 10. Oznacza to stosunkowo znaczne ograniczenia w rozprzestrzenianiu się ognia przez pojedynczą folię podkładową.

Na tej podstawie można sformułować zalecenie stosowania w obszarze BIPV folii o tych właściwościach (FSI < 10).

Szkło jako podłoże z tyłu modułu: w przypadku BIPV istnieje również możliwość zastosowania modułów w układzie szkło-szkło. Takie rozwiązanie pozwala zrezygnować z materiałów polimerowych pełniących funkcję izolatorów dolnej powierzchni modułu. Także w tym przypadku taki układ materiałowy może zmniejszyć ryzyko wystąpienia łuku.

Ponad 90% niektórych materiałów do kapsułkowania, takich jak EVA i PVB, wykorzystuje się w przemyśle PV. Materiały te są pojedynczo łatwo zapalne (nie jako kompozyt), ale mogą również przyspieszyć wydzielanie ciepła w docelowej konstrukcji modułu.

Dlatego również w tym zakresie w przypadku instalacji PV zintegrowanych z budynkiem do hermetyzacji zaleca się stosowanie materiałów nierozprzestrzeniających ognia, np. silikonu.

Wniosek

Ze względu na różne obszary zastosowania modułów fotowoltaicznych należy dokonać odpowiedniego doboru elementów w odniesieniu do różnych wymagań (np. BIPV) w celu zwiększenia bezpieczeństwa związanego z występowaniem łuków elektrycznych. Oznacza to, że ryzyko można zmniejszyć, jeśli konstrukcja modułów jest dostosowana do poziomu ryzyka. Podobne dyskusje prowadzone są również na temat zastosowania modułów PV w różnych warunkach klimatycznych środowiska.

5.2.3 Kwalifikacja bezpieczeństwa modułów i elementów

Aby zapewnić trwałą niezawodność modułów i elementów oraz zmniejszyć ryzyko lub uniknąć wyładowań łukowych, opracowano różne mechanizmy badań i kontroli, które można stosować w procesach wytwarzania zarówno elementów, jak i modułów. Poszczególne procedury oparte są na podstawach normatywnych i zostały dostosowane lub uzupełnione.

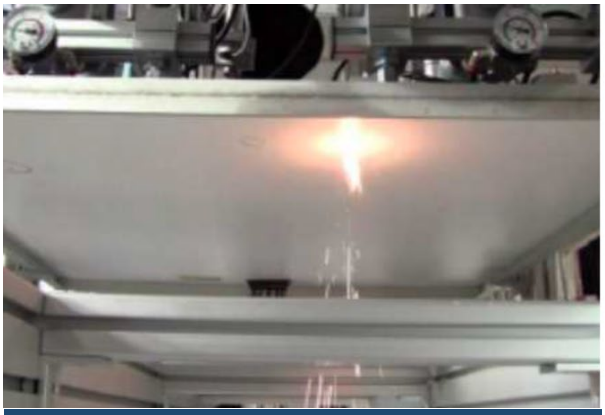
Zachodzi konieczność wprowadzenia warunków bardziej rygorystycznych od tych, które określają obecne normy. Umożliwi to ustalenie częściowego przebiegu zdarzeń szkodowych w warunkach eksploatacyjnych.

Długoterminowa odporność złączy ogniw

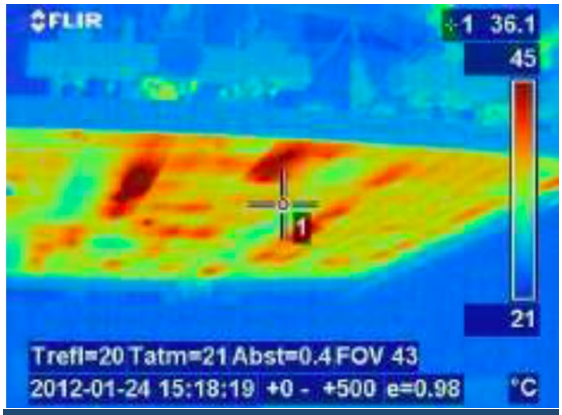
W TÜV Rheinland przeprowadzono w terenie obszerną serię eksperymentów z częściowo wadliwymi modułami PV (gorące punkty na złączach ogniw, mikropęknięcia). Moduły fotowoltaiczne były poddane odrębnym procesom postarzania. Ustalone cykle temperatury i wilgotności wykorzystano do prób kwalifikacyjnych IEC (cykle termiczne i wilgotność o podwyższonej temperaturze). Moduły fotowoltaiczne były następnie obciążane mechanicznie i dynamicznie prądem (polaryzacja dodatnia przy 1,2 ... 2 Isc). To obciążenie szczególnie wpłynęło na złącza ogniw i doprowadziło do silnego lokalnego wzrostu temperatury.

Zwłaszcza tam, gdzie doszło już do wzrostu rezystancji styku, widoczne były wyraźne różnice temperatur w porównaniu do otaczających materiałów i przewodów łączących.

Rysunek 5-2 przedstawia przykład modułu, który po ok. 2000 dynamicznych cykli obciążenia (zgodnie z EN 12211/12210) palił się w wyniku krótkiego łuku elektrycznego w cyklu zadawanych obciążeń w punkcie łączenia ogniwa. O ile technologia połączeń tych modułów (tutaj: złącza ogniw wlutowane między ogniwami) nie jest najnowocześniejszą technologią bezpiecznych połączeń, w tym przypadku możliwe było wystąpienie łuku elektrycznego bez sztucznego i udziału nienaturalnych, mechanicznych uszkodzeń złączy ogniw.



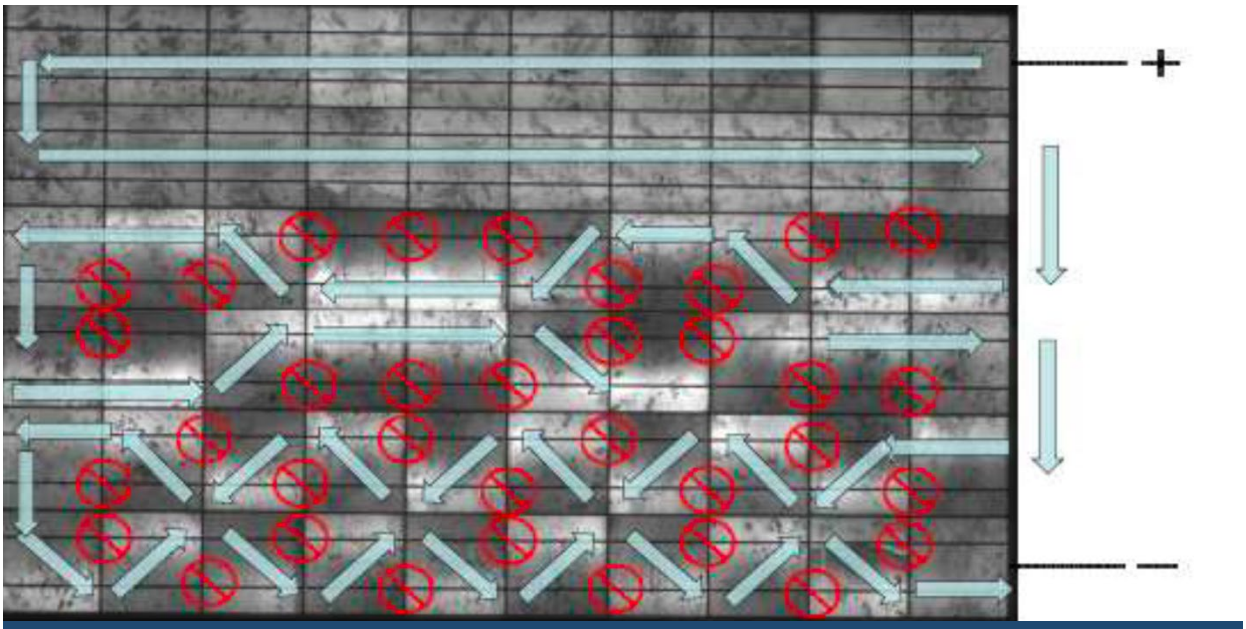
Rysunek 5-2: Łuk w module fotowoltaicznym



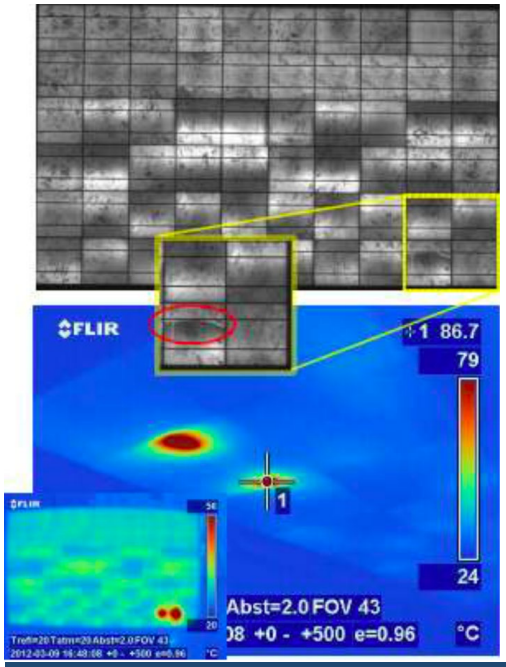
Rysunek 5-3: Obraz w podczerwieni

W pokazanym module łuk elektryczny zapalał się w momencie maksymalnego ciśnienia podczas cyklu. Cały prąd przepłynął następnie przez drugą szynę danego łańcucha. W następnym cyklu ciśnieniowym doszło do pęknięcia pozostałego złącza ogniwowego. Wkrótce potem diody zostały zniszczone przez krótkotrwałe wysokie napięcie. Cały prąd modułu był prowadzony przez diodę obejściową. Dioda przewodziła prąd i nie można było już wytworzyć napięcia. We wszystkich testach moduły były mierzone przed i po pomiarach z zapisami EL i krzywymi charakterystycznymi IV, natomiast moduły były obserwowane z wykorzystaniem zapisów IR podczas testów obciążeniowych.

Aby zobrazować rozkład prądu w ogniwie za pomocą zdjęć elektroluminescencyjnych, przygotowano nieobciążony moduł innego producenta, w którym złącza ogniw były rozdzielane meandrująco. Rezultatem była zygzakowata trasa, którą musiał płynąć prąd. Wywołało to szczególne naprężenia pozostałych nienaruszonych łączeń ogniw. Po krótkim okresie naprężeń mechanicznych wbrew oczekiwaniom nie wystąpiły łuki elektryczne na złączach ogniw obciążonych. Prąd przepływał przez ogniwo na styku mikropęknięć, które znajdowały się dokładnie między złączami ogniwa. Tutaj wzdłuż pęknięcia wystąpiły pojedyncze błyski światła i przypalenia; zob. rysunek 5-4:



Rysunek 5-4: Przygotowany moduł fotowoltaiczny z meandrującym przecięciem taśm przewodzących



Rysunek 5-5: Zdjęcie elektroluminescencyjne z powiększonym pęknięciem ogniwa.
Dół: obraz w podczerwieni z gorącymi punktami na przejściach ogniw

Rysunek 5-6: Ślady wzdłuż pęknięcia ogniwa z powodu przypalenia i błysków światła

Przeprowadzono dalsze testy, w wyniku których w kolejnym module stwierdzono miejscowe przepalenie folii tylnej, a w różnych innych modułach znaczny wzrost temperatury. W ciągu 2000 cykli obciążenia nie wystąpiły dalsze łuki. Ciekawym odkryciem dotyczącym dynamicznego obciążenia przemiennego było to, że w ciągu około 15 sekund między fazą zerowego ciśnienia a obciążeniem rozciągającym mogą wystąpić w module różnice temperatur rzędu ± 10 K.

Poniższy rysunek pokazuje ścieżkę testową, na podstawie której można wykazać niezawodność połączeń stykowych. Ścieżka ta stanowi wariant oprócz innych możliwych scenariuszy poddawania modułów określonym naprężeniom za pomocą dynamicznego zginania poprzez rozciąganie i skręcanie taśm przewodzących, a w szczególności łączeń modułu. Ich wytrzymałość jest miarą „bezpieczeństwa związanego z występowaniem łuków elektrycznych". Obciążenie dynamiczne opiera się tutaj na sekwencji obciążenia przemiennego wg EN 12210/12211.

Przed i po każdym etapie obciążenia moduły należy sprawdzić pod kątem lokalnych wzrostów temperatury za pomocą zdjęć EL i IR. Należy upewnić się, że długotrwałe obciążenie nie spowodowało przerwania łączeń ani uszkodzenia z powodu zwiększonej rezystancji szeregowej.

W badaniach towarzyszących podczas produkcji zalecane jest pobieranie próbek produktu, natomiast podczas tworzenia nowych lub zmiany istniejących materiałów lub procesów lutowania, laminowania lub tworzenia łańcuchów badania takie należy prowadzić przez cały czas produkcji.

Pomiar wejściowy	• Elektroluminescencja • Ocena wzrokowa • Charakterystyka IV • Pomiar izolacji
TC 400	• Polaryzacja dodatnia 1,2 x Isc
Pomiar pośredni	• Elektroluminescencja • Ocena wizualna • Charakterystyka IV • Pomiar izolacji
Dynamiczne obciążenie mechaniczne	• Obciążenie przy 2,4 kPa • 10 sekund/cykl • Razem 1000 cykli • Przesunięcie do przodu 1,2 x Isc • Równoległe zdjęcia w podczerwieni
Bez mechanicznego obciążenia	• Przesunięcie do przodu 1,2 x Isc
Dynamiczne obciążenie mechaniczne	• Obciążenie przy 2,4 kPa • 10 sekund/cykl • Razem 1000 cykli • Przesunięcie do przodu 1,2 x Isc • Równoległe zdjęcia w podczerwieni
Pomiar pośredni	• Elektroluminescencja • Ocena wizualna • Charakterystyka IV • Pomiar izolacji

Rysunek 5-7: Sekwencja badania modułów PV w celu określenia podatności na wyładowania łukowe w połączeniach ogniw

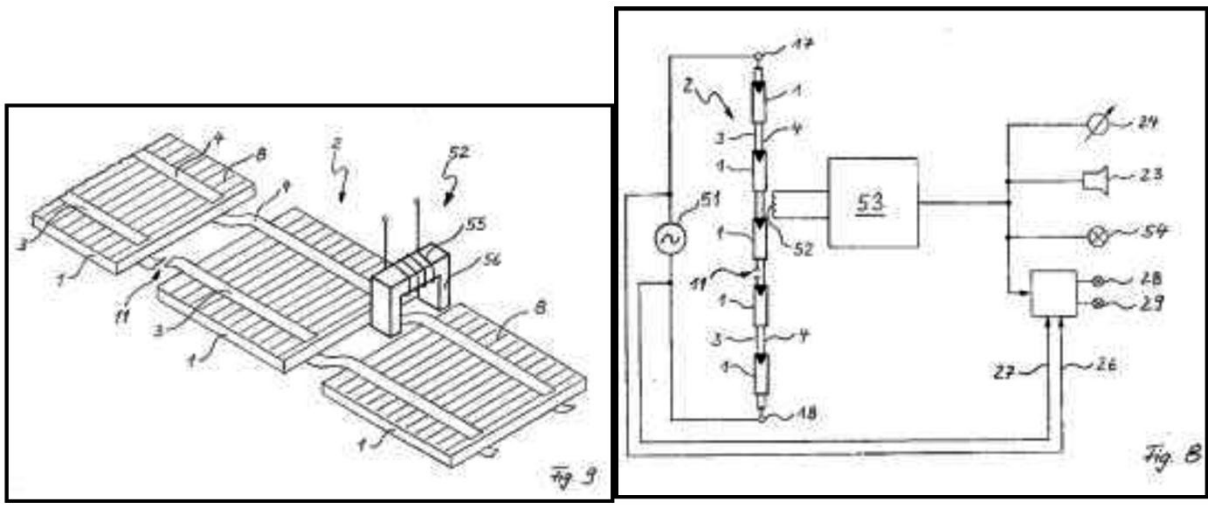
Zalecenie dotyczące normalizacji
Wprowadzenie metody dynamicznej próby mechanicznej z równoczesnym zasilaniem modułów. Odpowiednia metoda powinna służyć do określenia nośności złączy ogniw.

Kwalifikacja złącza lutowanego przy użyciu metody pomiaru In-line

Oprócz procedur zapewnienia jakości w produkcji określonych w 5.1 należy opracować opcje monitorowania jakości lutowania złączy ogniw inline, tj. jako integralnej części procesu. Z punktu widzenia zmniejszenia ryzyka wyładowań łukowych potencjalne miejsca wyładowań łukowych zostały szczegółowo omówione powyżej.

Biorąc pod uwagę, że moc zainstalowana w Niemczech przekracza 30 GWp, z łatwością można zauważyć, że łączenia zasługują na szczególną uwagę przy zastosowaniu dodatkowych środków zapewnienia jakości. Obecnie zamontowanych jest około 150 milionów modułów z łącznie około 10 miliardami ogniw słonecznych (przy 3 Wp) i ponad 50 miliardami lutów, przy czym dla każdego modułu należy zakładać moc 200 W. Poniżej przedstawiono metodę sprawdzania łączeń ogniw opracowaną we Fraunhofer ISE i wprowadzoną w Bad Staffelstein w 1997 r. [66].

Jakość połączenia między dwoma sąsiednimi ogniwami solarnymi, ale także połączenia na ogniwie, można ocenić bezdotykowo za pomocą prądów wskazanych pojemnościowo lub indukcyjnie. Rysunek 5-8 pokazuje podstawową zasadę indukcyjnej metody pomiaru, w której prąd przemienny jest wprowadzany do modułu, a przepływ prądu w dwóch złączach ogniw jest rejestrowany za pomocą czujnika. Jeśli prąd zostanie podzielony nierównomiernie, wystąpi wada łączenia.



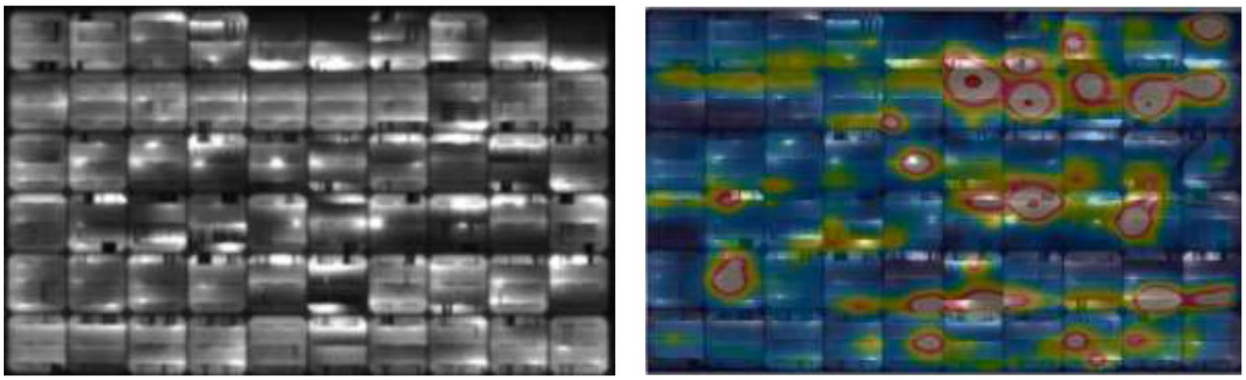
Rysunek 5-8: Schemat metody pomiaru indukcyjnego do badania błędów połączenia między dwoma ogniwami

Przydatność metody kwalifikacji połączeń ogniw wykazano w teście obciążeniowym (test TC-1000 zgodnie z IEC61215, -40°C - + 85°C) [28]. Wzrost lokalnej rezystancji przejścia doprowadził do zmniejszenia wydajności (około 50%). Na zdjęciach EL i IR można zauważyć istotne ubytki spowodowane ruchami mechanicznymi w wyniku zmian temperatury na lutach pomiędzy ogniwami lub na nich. Widoczne na zdjęciu EL czarne obszary ogniwa odpowiadają nieaktywnym częściom, zaś jaśniejsze obszary wskazują na większą gęstość prądu.

W praktyce moduł wykazywał straty mocy w jednej instalacji, ale cały przepływ prądu nie uległ przerwaniu. Niemniej widać różnice temperatur na powierzchniach ogniw i przejściach między nimi. Rysunek 5-9 pokazuje, że zdjęcia EL i w podczerwieni nie korelują ze sobą w 100%. W związku z tym sensowna jest metoda wykrywania o wyższej rozdzielczości.

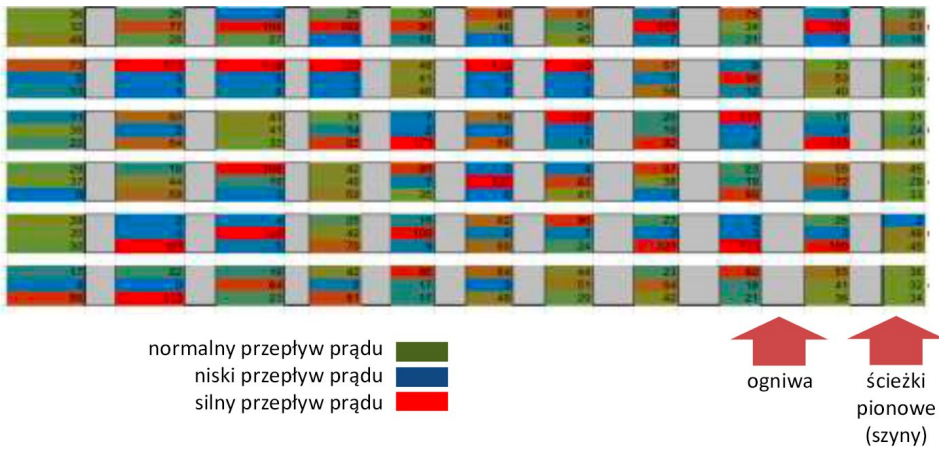
Widoczne są wyraźne ubytki ogniw, szczególnie przy przejściach między nimi. Jednak nie ma 100% korelacji między zdjęciami EL i IR [28].

W serii eksperymentów obciążalność prądową złączy ogniw modułu pokazanego powyżej zmierzono za pomocą metody indukcyjnej poprzez sprzężenie prądu o wysokiej częstotliwości przez generator funkcyjny. Szyny mierzono czujnikiem przy każdym przejściu między ogniwami, a ich właściwości badano po teście starzenia.



Rysunek 5-9: Porównanie zdjęć elektroluminescencyjnych i w podczerwieni na postarzonym module

Czujnik zasadniczo składa się z cewki, za pomocą której indukowane są napięcia indukcyjne z powodu zmiennego pola, które z kolei odczytano na oscyloskopie. Rysunek 5-10 pokazuje napięcia w czujniku indukcyjnym indukowane prądami fazowymi w złączach ogniwa (liczby wskazują względne rozmiary proporcjonalne do prądu fazowego). Wyraźnie widać różnice w przepływach przez złącza.



Rysunek 5-10: Napięcie indukowane w czujniku przez prąd łańcucha w złączach ogniw (wartości względne, proporcjonalne do prądu łańcucha) [28]

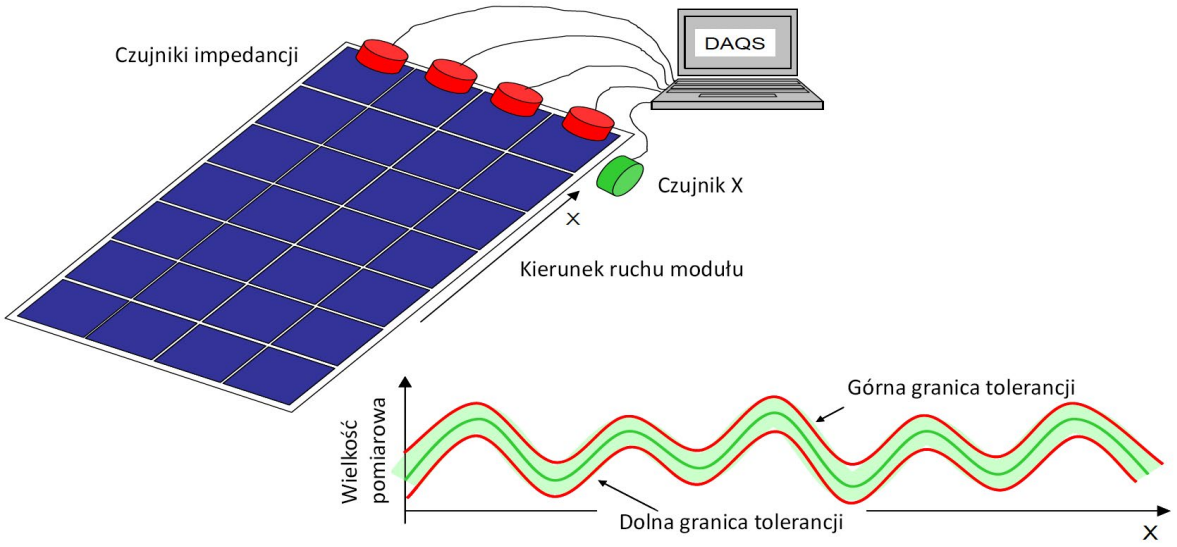
Na podstawie powyższych eksperymentów można sformułować propozycję, aby przetestować i zastosować proces in-line do produkcji modułów przy użyciu tej samej procedury.

W oparciu o indukcyjną metodę pomiaru czujniki wykrywające równolegle można umieścić na taśmie przenośnika i podczas etapu pośredniego, na przykład przed laminowaniem lub po nim, zbadać przewodność i jakość lutowanych połączeń w zależności od położenia. Rysunek 5-11 przedstawia schemat metody.

Po pomyślnym przeprowadzeniu podstawowych testów należy przyjrzeć się następującym aspektom i uwzględnić je w kolejnych badaniach w ramach projektu rozwojowego:

- określenie dopuszczalnych wartości granicznych odchyleń,
- powiązanie z innymi metodami pomiarowymi (elektroluminescencja, podczerwień itp.),
- wpływ oświetlenia/przepływu prądu podczas pomiaru,
- przydatność dla innych technologii ogniw/modułów (np. styk na tylnej stronie),

- ustawienie stanowiska pomiarowego z kilkoma czujnikami i rejestracją mierzonych wartości,
- wypróbowanie kombinacji różnych metod,
- „opracowanie„ inteligentnego" oprogramowania (np. samouczącego się),
- instalacja i testowanie prototypowego systemu na linii produkcyjnej modułów,
- wdrożenie produktu przemysłowego z partnerem przemysłowym.



Rysunek 5-11: Metoda wykrywania (In-line) wad połączeń między ogniwami [66]

Narażenie elementów na ogień

Z uwagi na stosowanie modułów słonecznych w i na budynkach od 2012 r. DIBt z pewnymi ograniczeniami uznaje moduły słoneczne, za podlegające odpowiednim regulacjom produkty budowlane. Obejmują one montowane na dachu, zintegrowane z budynkiem i niezależne moduły PV o kącie montażu mniejszym niż 75° i mechanicznie mocowanym szklanym pokryciem o powierzchni maks. 2 m² [67]. Jeśli moduły są zintegrowane z dachem, tj. zastępują pokrycie dachowe, dystrybutor w Niemczech musi posiadać ogólne świadectwo badania nadzoru budowlanego na wystarczającą odporność na iskry i promieniowanie cieplne [67]. Zgodnie z krajowymi przepisami budowlanymi wyroby budowlane muszą być normalnie zapalne, aby można je było zainstalować w budynku.

Rysunek 5-12: Metoda badania palności zgodnie z EN 13501-1

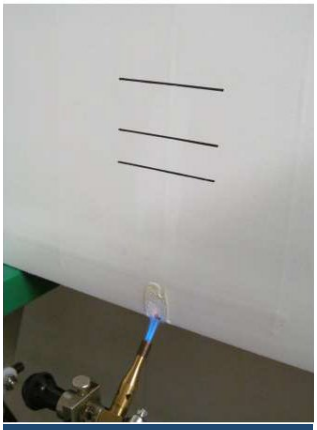
Normalnie zapalny oznacza spełniający wymagania normy EN 13501-1 tj. posiadający co najmniej klasę reakcji na ogień E. Tę klasyfikację palności opisuje metoda badawcza, w której płomień wielkości zapałki jest przyłożony do określonej próbki materiału w celu zbadania zapalenia się.

Typowe klasyfikacje pożarowe, którym podlegają moduły, pochodzą z amerykańskiej normy UL 790 i opisują metodę badania dachów. Stosowane tam klasy pożarowe są nieznane w Niemczech i dlatego powinny być uzupełnione odpowiednimi kategoriami znanymi firmom wykonującym instalacje fotowoltaiczne w Niemczech.

Dlatego zalecamy celowe znakowanie produktów zgodnie z klasyfikacją europejską EN 13501-1.

Ponieważ moduły fotowoltaiczne zwykle nie spełniają wymagań dotyczących rozmiarów określonych dla metody badawczej wymienionej w EN 13501-1 (ISO 11925-2), nie można przeprowadzić badania całego produktu. Producent modułu może zastosować odpowiednią deklarację do całego produktu, jeśli istnieją zapisy z testów odporności ogniowej zarówno laminatu, jak i innych krytycznych materiałów polimerowych. Charakterystyki zapłonowe skrzynek przyłączeniowych, złączy wtykowych i kabli PV są badane zgodnie z IEC 62790 (lub EN 50548), IEC 62852 (lub EN 50521) i prEN 50618 (lub TÜV Rheinland 2PfG 1169) w przewodzie grzejnym lub płomieniu gazowym. Tutaj ocenia się również, czy materiały nie kapią, płonąc lub żarząc się.

Jak dotąd nie uwzględniono wymagań normatywnych, a tym samym wymagań przeciwpożarowych zorientowanych na komponenty dla połączeń klejonych. Zarówno w wewnętrznych, jak i zewnętrznych testach laboratoryjnych klej i połączenia klejowe między laminatem a ramą, ale także w odniesieniu do skrzynki przyłączeniowej, muszą zostać zbadane, aby zobaczyć, czy występują jakiekolwiek odchylenia od wymagań klasyfikacji europejskiej.



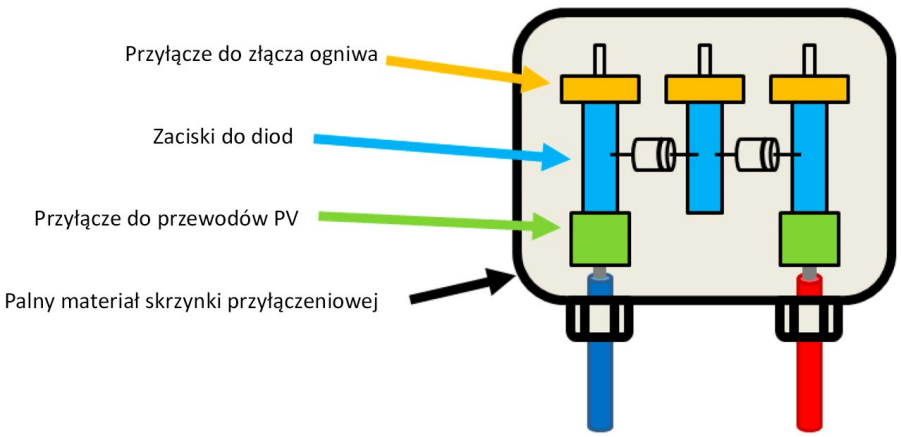
Rysunek 5-13: Kwalifikacja materiału pod względem palności

Badania te są wykorzystywane do kwalifikacji materiałów, ale nie są porównywalne z klasyfikacją EN 13501-1 ze względu na opis badania. W rezultacie zachowanie elementów i modułu w czasie pożaru musi zostać zadeklarowane na podstawie tych wymagań. To dodatkowe oznaczenie pomaga planistom, architektom, a przede wszystkim personelowi ratowniczemu ocenić istniejące ryzyko zapalenia się materiałów.

W celu dalszej analizy, w jaki sposób należy oceniać normatywne wymagania technologii przeciwpożarowej dla skrzynek przyłączeniowych, przeprowadzono serie porównawcze z różnymi obiektami testowymi w celu określenia palności elementów skrzynek.

Celem było zrozumienie, czy wymagania testowe wynikające z ustalonych zasad dla modułowych skrzynek przyłączeniowych są wystarczające i czy palność materiałów w przypadku łuku jest odpowiednio niska.

Ryzyko powstania wyładowania łukowego w skrzynce przyłączeniowej dotyczy: diody obejściowej, wprowadzenia i podłączenia głównych łańcuchów i gniazda kablowego.



Rysunek 5-14: Skrzynka przyłączeniowa PV z przyłączami zaciskowymi

W przypadku powstania łuku elektrycznego można założyć, że otaczające go materiały są narażone na ekstremalnie wysokie temperatury (> 5000°C).

W celu uzyskania kwalifikacji bezpieczeństwa należy zbadać, czy otaczające materiały mogą wpływać na rozprzestrzenianie się ognia w przypadku łuku elektrycznego, tj. czy części materiału kapią podczas spalania, czy palą się dalej po zgaszeniu łuku elektrycznego. Jest to szczególnie ważne, jeśli używany jest przełącznik lub rozłącznik automatyczny.

W tym celu w TÜV Rheinland przeprowadzono testy, które wykroczyły poza normę i uzupełniały określone w niej warunki o rzeczywiste tło testów. Testy ogniowe zostały przeprowadzone na podstawie badania zgodnie z EN 60695-11-20, które jest również stosowane wg EN 50548 dla skrzynek przyłączeniowych PV. Jednak zgodnie z EN 60695 wszystkie badane obiekty są ustawione w pionie. Mając na uwadze, że moduły są montowane głównie przy nachyleniu od 20° do 60° (nie dotyczy to instalacji fasadowych), do układu eksperymentu wybrano również konstrukcję pochyloną. Jak można zobaczyć na poniższym rysunku 5-15, wybrano kąt między 30° a 50° dla układu eksperymentu w celu ustalenia, czy ma on wpływ na właściwości ogniowe skrzynki przyłączeniowej.

Ponadto celem tego badania było określenie, jak krytyczny jest wpływ kapiących materiałów na prawdziwe materiały budowlane, np. membrany dachowe, materiały izolacyjne itp. Ma to szczególne znaczenie przy rozważaniu systemów zintegrowanych z dachem.

Podczas eksperymentu płomień zastosowano w punktach, w których w przypadku awarii może wystąpić łuk.

Opalanie płomieniem przeprowadzono z zastosowaniem płomienia o mocy 500 W, który opisany jest w EN60695-11-20. Zastosowano również cykle płomienia 5 x 5 sekund z 5-sekundową przerwą, zgodnie z opisem w normie.

Rysunek 5-15: Oddziaływanie płomienia na pokrywę w obszarze połączeń przewodów i opalanie płomieniem przykręconego dławika kablowego próbki
Źródło: TÜV Rheinland.

W celu ustalenia, czy podłoże może ulec zapaleniu od kapiącego materiału cienką warstwę waty bawełnianej umieszczono 300 mm poniżej punktu płomienia, zgodnie z opisem metody w normie EN 60695-11 20.

Do oceny badania zastosowano również normę EN 60695-11-20. Rejestrowany jest przy tym czas dopalania lub tlenia się po usunięciu źródła ciepła (zob. tabela 5-1) i odnotowuje się, czy doszło do skapywania materiału i zapalenia podłoża z waty bawełnianej.

Tabela 5-1: Kryteria oceny wyników badań (Źródło: DIN EN 60695-11-20)

Kryteria	Kategoria 5VB
Czas dopalania z płomieniem plus czas tlenia się po piątym płomieniu	≤ 60s
Czy podkład z waty zapalił się od palących się kropel lub cząstek próbki materiału?	Nie
Czy próbka uległa całkowitemu spaleniu?	Nie

Tabela 5-2: Przegląd – porównanie przeprowadzonych testów z pomiarami normatywnymi

	Zastosowany układ badania	Normatywny układ badania (EN 50548)
Badanie	Kompletna skrzynka przyłączeniowa montowana na podłożu	Próbka materiału z próbki końcowej
Nachylenie	30° do 50° od pionu	Pionowo
Odstęp od podłoża	300 mm	
Rodzaj podłoża	Warstwa nieprasowanej waty bawełnianej	
Płomień	500 W – płomień wg EN 60695-11-20 kalibrowany wg IEC 60695-11-3	
Opalanie płomieniem	5-krotnie (5 s opalania + 5 s przerwy)	
	Z zewnątrz, w strefie zacisku przyłączeniowego dla przewodów PV	Dolna krawędź próbki
Punkt natarcia	5VB wg DIN EN 60695-11-20 rozdział 8.4 (patrz tabela 1)	

Przeprowadzono w sumie 45 testów palności. Próbki od ośmiu różnych producentów i łącznie 19 różnych typów skrzynek przyłączeniowych zostały poddane testowi. Aby potwierdzić powtarzalność testów, przeprowadzono więcej niż jeden test dla każdego typu skrzynki i materiału, w zależności od możliwości.

Wyniki

Testy wykazały, że większość próbek spełniała kryteria. Zaledwie 13 działań płomieniem należało ocenić jako „niezaliczone". W jednej z badanych próbek stwierdzone nieprawidłowości wynikały z jej długiego czasu dopalania się i powstawania palących się kropel, które zapalały watę bawełnianą i materiał membrany dachowej. Podczas ponownego testowania z układem dokładnie odpowiadającym wymogom normy EN60695-11-20 materiał spełnił jednak jej wymagania (!).

Inne testy wykazały, że często to nie materiał obudowy, ale dodatki takie jak nakrętki złączne na dławikach kablowych lub uszczelki sprzyjały dalszemu paleniu się, co w praktyce stanowi ryzyko.

Wniosek

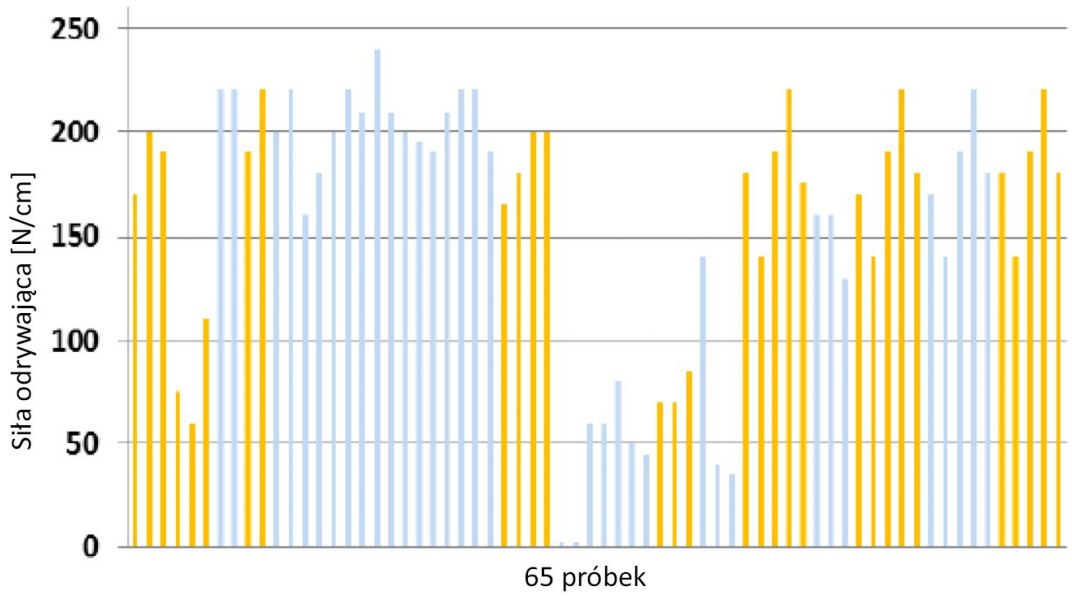
Przedstawione tutaj testy stanowią podstawę do badania zachowania elementów skrzynki przyłączeniowej pod wpływem płomienia lub łuku elektrycznego względem otaczających materiałów budowlanych.

Zalecenie dotyczące normalizacji:
Konkretna praktyczna propozycja badania powinna zostać wzięta pod uwagę przy przyszłym dostosowaniu do EN 50548 i włączona do kompleksowej koncepcji bezpieczeństwa produktu pod kątem praktycznych rozwiązań montażowych.

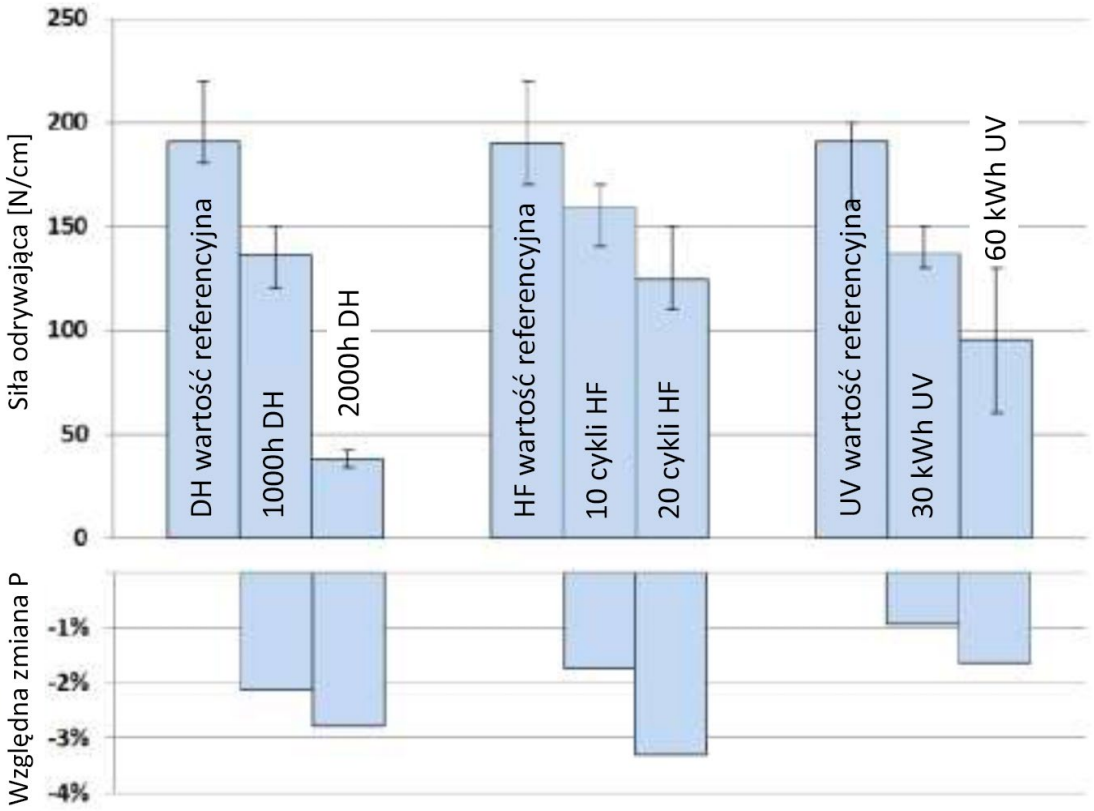
Połączenia klejowe laminatów i skrzynek przyłączeniowych: próby rozciągania

Wpływ wadliwych połączeń laminatów między materiałami hermetyzującymi i izolującymi foliami na tylnych stronach modułów PV na proces korozji (z powodu dyfuzji wody) na złączach odgrywa w długoterminowym zachowaniu materiału z punktu widzenia bezpieczeństwa równie ważną rolę co integralność mechaniczna i wpływ na wydajność. Aby ustalić jakość i siłę połączenia adhezyjnego między częściami laminatu, można zastosować próby rozciągania – również za pomocą pomiarów porównawczych przed symulacją warunków otoczenia i po niej. Testy porównawcze w TÜV Rheinland [68] pokazują, że właściwości laminatu w terenie różnią się znacznie pod względem wytrzymałości na rozciąganie (rys. 5-17, 5-18).

Rysunek 5-16: Stanowisko do badania siły odrywającej



Rysunek 5-17: Porównanie serii porównawczych do określania siły rozciągającej kompozytów laminowanych między EVA a folią na tylnej stronie modułu

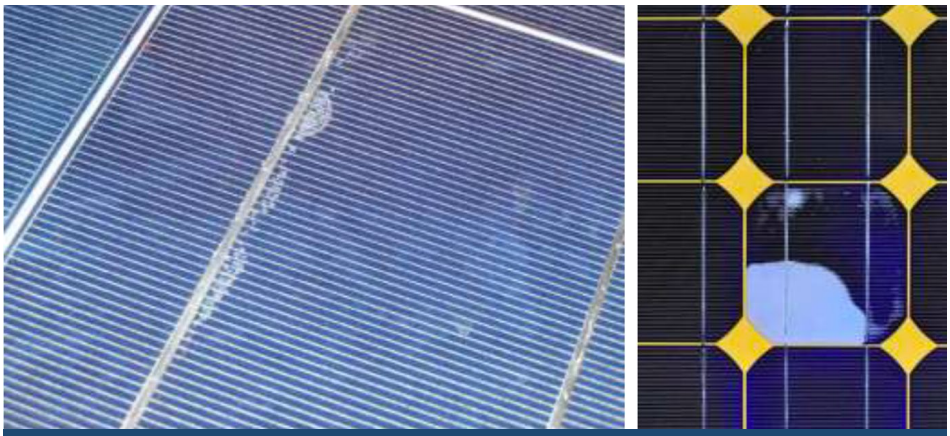


Rysunek 5-18: Oznaczanie starzenia przed i po symulowanych warunkach otoczenia na przykładzie przyczepności warstw laminatu

Na siłę przyczepności mają wpływ oznaki starzenia. Folia tylna staje się krucha z powodu czynników środowiskowych. Oprócz zmniejszenia właściwości izolacyjnych prowadzi to również do przyspieszonego starzenia się łączeń.

Aby określić jakość laminatu, można ogólnie zbadać następujące właściwości mechaniczne:

- wykres naprężenia i odkształcenia przed i po starzeniu,
- granicę plastyczności i wytrzymałość na rozciąganie,
- modyfikację modułu sprężystości.



Rysunek 5-19: Przykład: rozwarstwienie w pobliżu szyny przyłączeniowej ogniw

W odniesieniu do wytrzymałości skrzynek przyłączeniowych zgodnie z obowiązującymi normami, np. UL 1703 (norma dla płaskich modułów fotowoltaicznych) wymaga się, by kable połączeniowe były testowane w ramach badania skrzynki łączeniowej przy maksymalnym obciążeniu, nie mniej niż 155 N. Jest to równoważne z obciążeniem, które powstałoby, gdyby moduły były nieprawidłowo przenoszone na plecach i przytrzymywane za kable przyłączeniowe.

Ta wysoka siła utrzymująca z pewnością zasługuje na dalsze omówienie, ponieważ w praktyce obciążenie byłoby możliwe do wyjaśnienia tylko przy nieprzeszkolonym personelu instalacyjnym, czego pomimo testów można byłoby uniknąć. Ponadto zdefiniowano badanie skrzynki łączeniowej, w którym kable połączeniowe są ciągnięte z siłą 89 N w różnych kierunkach. Tym wymaganiom dotyczącym naprężeń podlega badanie wytrzymałości głowic kablowych wg normy IEC 61215 (lub IEC 60068-2-21), w której kable połączeniowe są ciągnięte z siłą mniejszą niż 40 N.

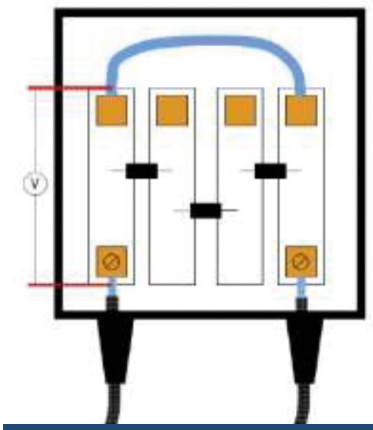
W bieżących dyskusjach normalizacyjnych dot. wydania 3 normy IEC 61215 test należy również dostosować do praktycznego radzenia sobie z obciążeniami zależnymi od przekrojów przewodów (do 155 N przy przekroju przewodu 55 mm). Uwzględniony zostanie również test skręcania, który symuluje skręcenie kabli podczas instalacji. Ponadto w kolejnym wydaniu ma być również zastosowane badanie siły trzymającej skrzynki przyłączeniowej (40 N przez 30 minut), która będzie obciążać klej lub wiązanie kleju z filią zamocowaną na dole panelu. Wynik testu jest oceniany w zależności od właściwości izolacyjnych (drogi upływu).

Przy naturalnym pionowym obciążeniu, ze względu na ciężar kabli i wtyczek, ciężar wynosi zaledwie kilka gramów. Istniejące badania dotyczą wystarczającej siły trzymającej połączeń śrubowych lub stałych połączeń między puszką przyłączeniową a kablem modułu, ale także trwałości połączenia klejowego między skrzynką przyłączeniową a folią tylną.

Na podstawie ww. sekwencji badań norma IEC podaje definicje zorientowane na zastosowanie w celu zbadania siły trzymającej kabel modułu w skrzynce przyłączeniowej na podstawie losowych próbek, zarówno w ramach kontroli towarów przychodzących od dostawcy, jak i po dostarczeniu gotowego modułu PV.

Określanie rezystancji styków w połączeniach krytycznych w skrzynce przyłączeniowej modułu

Wraz z obecnie planowaną zmianą A2 w ramach EN 50548 lub planowaną pierwszą edycją IEC 62790 (skrzynki przyłączeniowe do modułów fotowoltaicznych) zdefiniowano dodatki w zakresie wymagań ochrony przeciwpożarowej. Dotyczą one przede wszystkim niezawodności połączeń stykowych w skrzynce przyłączeniowej. Aby poprawić kwalifikację rezystancji styków, wykonuje się pomiary w celu określenia rezystancji styków między punktami połączenia kabla modułu i złączy ogniw w skrzynce przyłączeniowej. Pomiary porównawcze są przeprowadzane przed testem cykliczności termicznej i po nim.



Rysunek 5-20: Punkty pomiarowe do określania rezystancji styków w normie dot. skrzynek przyłączeniowych (EN 50548: 2011 + A1: 2013)

Całkowita rezystancja styku nie może być wyższa niż 5 mΩ jako wartość początkowa i nie może być większa niż 150% po testach starzenia. Skrzynka przyłączeniowa jest zwarta do pomiaru na zaciskach złącza ogniwa i zasilana prądem o natężeniu 1 A (rys. 5-20).

Ponadto złącza wewnętrzne (w skrzynce przyłączeniowej) muszą również spełniać mające zastosowanie wymagania normy EN 50521: 2008/A1: 2012 lub IEC 62852 ed.1 (FDIS) (*Złącza do systemów fotowoltaicznych*), przy czym test przyspieszenia zmiany temperatury ma tutaj 800 cykli.

W przygotowywanym uzupełnieniu do części 1 normy bezpieczeństwa dla modułów fotowoltaicznych EN 61730-1: 2007/A11: 2014

Moduły fotowoltaiczne (PV) – kwalifikacja bezpieczeństwa – Część 1: Wymagania dotyczące konstrukcji, w Europie wymagane jest, aby elementy takie jak skrzynki przyłączeniowe i złącza spełniały wyżej wymienione wymagania normy. Jak dotąd nie miało to miejsca w normie opracowanej przez IEC. Trwają prace nad poprawą standardu bezpieczeństwa poprzez drugie wydanie z serii IEC 61730.

Reakcja na ogień folii tylnych

W tej chwili dla folii tylnych wymagany jest tak zwany wskaźnik rozprzestrzeniania się płomienia o maksymalnej wartości FSI 100 według normy IEC 61730-1 i zgodnie ze standardem ASTM E 162. Wartość ta jest obliczana na podstawie właściwości rozprzestrzeniania się płomienia na próbce testowej oraz wcześniej określonych wskaźników pomiarowych. Oprócz prędkości rozprzestrzeniania się płomienia (im wyższa, tym wyższa FSI) wynik determinuje również temperatura w układzie wentylacyjnym.

Przy użyciu próbek testowych poszczególnych producentów folii przeprowadzono porównawcze serie testów na folii tylnej i przedniej. Testy wykonywano za pomocą różnych metod (ISO, ASTM, UL).

Celem badań było określenie tendencji w materiałach i ich właściwości oraz umożliwienie jakościowej wstępnej selekcji materiałów modułowych jako elementów zespolenia poprzez opracowanie odpowiedniej metody testowej.

Jak dotąd nie przeprowadzano oceny zachowania produktu końcowego w przypadku pożaru.

Do badań dostępne były materiały APA, ETFE, PPE, TPT i PA (jako konwencjonalna bariera paroszczelna). Oprócz wspomnianej normy ASTM zastosowano normy: ISO 11925-2 (istotna również jako podstawa badawcza do klasyfikacji materiałów budowlanych), ISO 5658-2 i 95/28 WE.

Tabela 5-3: Przegląd próbek do badań i zastosowanych badań

Nr laboratorium	Litera	Badanie	Wymiar	Grubość	Materiał	Liczba
L20056A	A	UL 94	200*50	0,43	APA	15
L20056B	A	ISO 11925-2	250*90	0,43	APA	12
L20056C	A	ISO 5658-2	800*155	0,43	APA	3
L20056D	A	98/28 EG	560*170	0,43	APA	3
L20057A	B	ASTME 162	457*152	0,1	ETFE-frontsheet-F1	4
L20057B	B	ISO 11925-2	250*90	0,1	ETFE-frontsheet-F1	12
L20057C	B	ISO 5658-2	800*155	0,1	ETFE-frontsheet-F1	3
L20057D	B	98/28 EG	560*170	0,1	ETFE-frontsheet-F1	3
L20058A	C	ASTME 162	457*152	0,28	PPT	6
L20058B	C	ISO 11925-2	250*90	0,28	PPT	24
L20058C	C	ISO 5658-2	800*155	0,28	PPT	6
L20058D	C	95/28 EG	560*170	0,28	PPT	6
L20059A	D	ASTME 162	457*152	0,35	PPE	4
L20059B	D	ISO 11925-2	250*90	0,35	PPE	12
L20059C	D	ISO 5658-2	800*155	0,35	PPE	3
L20059D	D	95/28 EG	560*170	0,35	PPE	3
Klimamem.	E	ASTME 162	457*152	0,6	PA(paroszczelna)	6
Klimamem.	E	ISO 11925-2	250*90	0,6	PA(paroszczelna)	14
Klimamem.	E	ISO 5658-2	800*155	0,6	PA(paroszczelna)	4
Klimamem.	E	95/28 EG	560*170	0,6	PA(paroszczelna)	6
Klimamem.	E	UL 94	200*50	0,6	PA(paroszczelna)	12

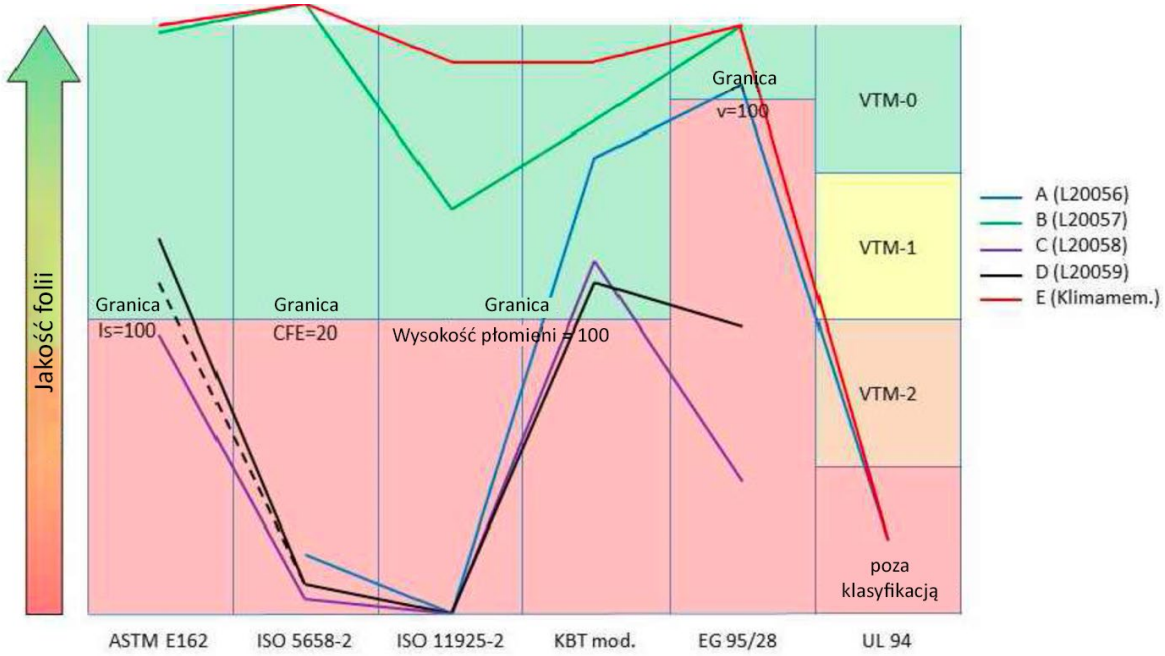
Podsumowując, można stwierdzić, że ocena reakcji na ogień jest podobna dla wszystkich próbek do badań w każdym teście. Każde badanie pozwalało na stwierdzenie jakości materiału, a zatem można wstępnie założyć, że wszystkie metody są w równym stopniu odpowiednie.

W ISO 11925-2 badano nie tylko pojedynczą próbkę, ale także kompozyt, w którym wykorzystano krzemian wapnia (CaSi) jako podkład. Próbkę folii zaciśnięto na module CaSi, nie przyklejono. Wyniki różnią się znacznie od wyników bez CaSi, więc test z pojedynczymi foliami (w całości ujemny z wyjątkiem ETFE) nie jest porównywalny z testem dotyczącym zastosowania końcowego. Wsparcie za pomocą CaSi wykazało propagację płomienia podobną do tej podczas przeprowadzania klasyfikacji materiału budowlanego na produkcie końcowym (moduł jako kompozyt materiałowy).

Folie C i D wykazywały dość gwałtowne zachowanie się materiału podczas pożaru, które w rzeczywistości nie wystąpiłoby w materiale kompozytowym w takim stopniu. Cienkie folie ogólnie zachowują się lepiej. W materiale kompozytowym PVB lub EVA dodatkowo określono właściwości reakcji na ogień, które są potencjalnie gorsze w porównaniu z foliami stosowanymi w warstwie spodniej, co może potencjalnie stanowić problem w przypadku cieńszej warstwy montowanej w dolnej części panelu.

Wszystkie badania nadają się do wstępnego wyboru folii na tylną stronę. Nie zastępują one jednak badań grup materiałów związanych z zastosowaniem końcowym. Norma ASTM nie jest wystarczająca do wyciągnięcia wiarygodnych wniosków na temat zastosowania folii tylnej na całym produkcie, jakim jest moduł.

Jednak wszystkie normy oferują możliwość określenia jakości poszczególnych materiałów. W przypadku ASTM E 162 i ISO 11925-2 można stosować CaSi jako podkład, dzięki czemu możliwe jest zaobserwowanie wyraźnej tendencji na podstawie porównań z próbkami końcowymi (moduły: testowanie na folii tylnej, patrz także 02/2011).



Rysunek 5-21: Przegląd próbek do badań i zastosowanych testów

Zalecenie dotyczące normalizacji:
Zaleca się włączenie testów końcowego zastosowania zgodnie z wymaganiami normy IEC 61730. Badanie rozprzestrzeniania się płomienia i reakcji na ogień na pojedynczym materiale polimerowym na samej warstwie tylnej nie jest wystarczające.

Na podstawie doświadczeń Currenta i TÜV Rheinland w teście obciążenia dachu UL 790 (próba ogniowa w ramach normy IEC 61730-2) na modułach zaleca się również przyjrzenie się późniejszej części wewnętrznej folii w teście propagacji płomienia w indywidualnych testach podkładów, ponieważ są tu również inne materiały używane jako faktycznie zadeklarowane warstwy rdzenia folii.

Te wyniki i ustalenia są udostępnione w WG 2 normy IEC TC 82, a także zostały uwzględnione w aktualnych projektach zmian normy IEC 61730.

5.2.4 Środki bezpieczeństwa w transporcie

W poprzednich rozdziałach opisano potencjalne zagrożenie pożarowe związane z pęknięciem ogniw. W jednym z przypadków szkody pożarowe zostały spowodowane niewielkim uszkodzeniem w postaci rysy wzdłuż ogniwa. W wyniku tego uszkodzenia prąd przepłynął po przekątnej przez ogniwo (wskutek dwóch słabo połączonych złączy ogniw). Dlatego też w niniejszym przewodniku zawarto zalecenia dotyczące bezpieczeństwa transportu i zabezpieczenia ładunku.

Drgania mechaniczne i wstrząsy powstają w wyniku przejściowych lub oscylacyjnych ruchów podczas transportu, w wyniku czego przewożone towary są odchylane od położenia spoczynkowego z powodu nierówności w ruchu drogowym lub podczas przeładunku.

W serii eksperymentów określono częstotliwości rezonansowe modułów (przy około 11 Hz) pod wpływem wibracji (platforma wibracyjna) po dłuższym czasie ekspozycji. W indywidualnych przypadkach obciążenia były wystarczające, aby spowodować pękanie i uszkodzenie ogniw [69]. Inne czynniki podczas transportu mogą nie tylko wpływać na stabilność mechaniczną ogniwa, ale również powodować naprężenia w szkle (na przykład w przypadku pochyłych ładunków).

W przypadku nieprawidłowego ustawienia podczas transportu tylne arkusze modułów są zagrożone przez kontakt z wózkiem widłowym, nacisk pręta, wsunięcie bolca itp.

Rysunek 5-22: Po lewej: nieprawidłowy załadunek z wgnieceniem spowodowanym przez widły wózka widłowego, po prawej: niewłaściwy transport modułów słonecznych

Aby osiągnąć możliwie największy stopień zmniejszenia ryzyka szkód transportowych, należy unikać czynników, które mają kluczowe znaczenie dla wydajności i bezpieczeństwa. Wspomniane uszkodzenia na tylnych foliach (zadrapania, oderwanie materiału) spowodowane błędami w transporcie i przeładunku lub niewystarczającym opakowaniem zostały odkryte w praktyce i stanowią znaczne ryzyko nawet przed rozpoczęciem eksploatacji instalacji.

Dlatego zaleca się stosowanie wyłącznie kwalifikowanych opakowań, które są np. certyfikowane zgodnie z międzynarodową normą IEC 62759-1. W ramach tej normy badane jest opakowanie pod kątem przydatności do transportu modułów fotowoltaicznych.

5.3 Bezpieczna eksploatacja instalacji

5.3.1 Zapobieganie wystąpieniu łuków elektrycznych / przegrzaniu – dobór i wymiarowanie elementów

Aby zapobiec pożarowi, ważne jest, aby unikać wyładowań łukowych i lokalnego przegrzania w instalacji fotowoltaicznej.

Tutaj nacisk należy kłaść na najwyższą jakość pod względem doboru elementów, planowania, montażu i konserwacji pomimo istniejącej presji cenowej. O wiele bardziej prawdopodobne jest wystąpienie łuku w źle zaprojektowanej instalacji fotowoltaicznej niż w systemie wysokiej jakości. Producenci elementów, planiści i firmy instalatorskie powinny podjąć odpowiednie środki i uwzględnić wytyczne w tym zakresie.

5.3.1.1 Dobór odpowiednich elementów

Pierwszym krokiem w wykonaniu systemu PV jest wybór jego elementów. Należy wybrać moduły, wtyczki, kable, falowniki i inne elementy, które stwarzają możliwie najniższe ryzyko pożaru. Dzieje się tak, gdy producent podzespołu przykłada szczególną wagę do jakości punktów połączeń.

W odniesieniu do **modułu** oznacza to, że liczba połączeń lutowanych musi być jak najniższa, a jakość lutowania, w tym w skrzynce przyłączeniowej, jak najwyższa. Należy unikać zacisków śrubowych na rzecz zacisków sprężynowych. Starannie wykonana redukcja naprężeń kabla przyłączeniowego modułu może zapobiec obciążeniu kabli, które prowadzi do uszkodzenia połączenia ze skrzynką przyłączeniową.

Złącza powinny wyraźnie się zatrzasnąć i mieć trwale niski opór przejścia. Ogólnie rzecz biorąc, w przypadku złączy wtykowych, podobnie jak w przypadku skrzynek zbiorczych, należy zapewnić zainstalowanie nowoczesnych systemów markowych producentów. W przypadku systemów zacisków śrubowych ryzyko niestabilnego, a tym samym potencjalnie niebezpiecznego połączenia jest znacznie wyższe niż w przypadku nowoczesnych zacisków sprężynowych, dlatego nie należy już używać tych pierwszych.

Kable solarne muszą być wysoce odporne na promieniowanie UV i zawsze muszą być podwójnie izolowane, ponieważ ryzyko równoległego łuku jest znacznie niższe.

Falowniki ze zintegrowanym monitorowaniem izolacji umożliwiają zauważenie (pierwszej) usterki uziemienia, dzięki czemu wtedy praktycznie niemożliwe jest pośrednie połączenie obu biegunów poprzez potencjał uziemienia.

5.3.1.2 Projektowanie z uwzględnieniem możliwości powstawania łuku elektrycznego

Podczas szczegółowego projektowania instalacji PV można znacznie zwiększyć jej bezpieczeństwo pożarowe. Istnieje jednak też kilka poważnych błędów, których należy unikać przy planowaniu instalacji, ponieważ znacznie zwiększają ryzyko pożaru.

Dzisiejsze moduły fotowoltaiczne są wyposażone w diody obejściowe, które zapobiegają wysokim napięciom blokującym w ogniwach w przypadku częściowego zacienienia, a tym samym chronią przed przegrzaniem w module, czyli powstawaniem tzw. hot spotów. Diody te jednak mogą ulec awarii, np. na skutek przepięć podczas produkcji, transportu lub montażu, albo na skutek uderzenia pioruna w pobliżu podczas ich działania.

Ponadto długotrwałe, względnie często zmieniające się zacienienie, często prowadzi do przeciążenia termicznego i zwiększonego obciążenia cyklicznego diod obejściowych.

Zasadniczo najlepszą ochroną przed gorącymi punktami jest instalacja modułów w taki sposób, aby w miarę możliwości unikać zacienienia, zwłaszcza długotrwałego. Szczególnie silne zacienienie w intensywnym świetle słonecznym jest szkodliwe i nie powinno występować. Cień występujący rano lub wieczorem, w którym promienie słoneczne padają pod względnie płaskim kątem, ma mniej krytyczne znaczenie – w takich przypadkach natężenie prądu i dodatkowe ogrzewanie jest stosunkowo niskie.

Elementy bezpieczeństwa, takie jak **bezpieczniki lub łączniki**, są często zintegrowane z sekcją prądu stałego systemów fotowoltaicznych. W indywidualnych przypadkach należy zawsze sprawdzać, czy rozwiązanie to ma uzasadnienie. Każdy dodatkowy element niesie ryzyko dodatkowych punktów styku i innych źródeł usterek. Zaletą „odchudzonego" systemu, tj. z jak najmniejszą liczbą elementów, jest mniejsza liczba punktów, w których system może zostać uszkodzony.

Mniejsze instalacje z mniej niż trzema równoległymi łańcuchami nie wymagają bezpieczników łańcuchowych, ponieważ wszelkie prądy zwrotne, przed którymi mają chronić te bezpieczniki, mogą być przenoszone przez moduły [35]. Dotyczy to większości systemów dachowych w domach jedno lub wielorodzinnych. Jeżeli jednak użycie bezpieczników jest konieczne, należy zadbać o to, aby spełniały one również specjalne wymagania dotyczące fotowoltaiki, dla których nominalny prąd roboczy jest niewiele mniejszy niż prąd zwarciowy.

To samo dotyczy instalacji łączników w okablowaniu prądu stałego. Oznacza to, że części systemu można odłączyć od źródła zasilania, co może być przydatne podczas naprawy lub innych prac budowlanych lub w przypadku akcji ratowniczej prowadzonej przez straż pożarną („rozłącznik pożarowy"). Jednak jeśli chodzi o ryzyko pożaru w instalacji fotowoltaicznej, dodatkowe łączniki są po prostu kolejnym możliwym punktem awarii, dlatego należy rozważyć, czy celu ochrony nie można również osiągnąć poprzez ochronę kabli prądu stałego przed dotknięciem, np. umieszczając je pod tynkiem lub w kanałach kablowych.

Jeżeli mimo to zainstalowane są łączniki, muszą one również zostać zaprojektowane zgodnie ze specjalnymi wymaganiami fotowoltaiki – nie wystarczy użyć normalnych przełączników prądu stałego i przestrzegać informacji o maksymalnych wartościach natężenia prądu i napięcia, ponieważ fotowoltaika ma inną charakterystykę prądowo-napięciową niż konwencjonalne źródła napięcia stałego.

Fatalnym błędem, który jednak jest czasami popełniany, jest **umieszczenie elementów systemu w pomieszczeniach z wysoce łatwopalnym materiałem**, np. słomą, ściółką lub trocinami.

W szczególności falownik, który sam generuje ciepło, nigdy nie może być używany w takim otoczeniu.

Ryzyko pożaru rośnie również ze strony innych elementów, np. układanych kabli, na skutek nagrzania się lub iskrzenia w instalacji elektrycznej.

5.3.1.3 Prawidłowy montaż

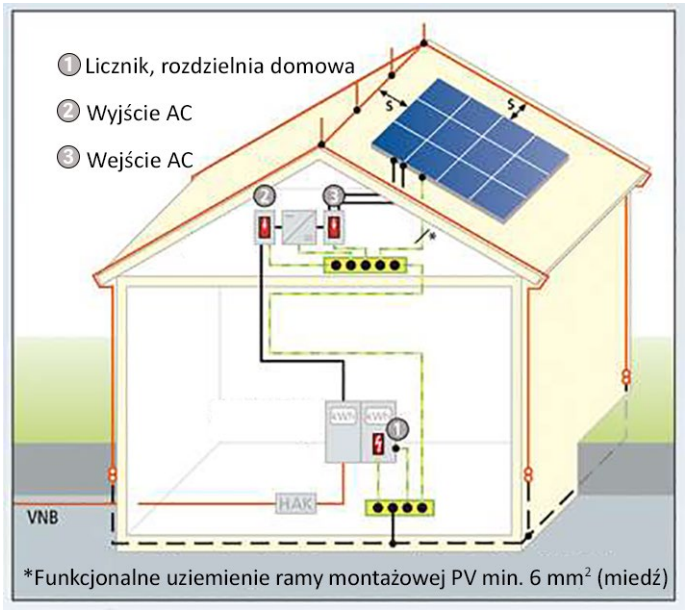
Podczas budowy systemów PV szczególną odpowiedzialność za zachowanie przez nie funkcji bezpieczeństwa pożarowego ma firma instalacyjna. W przeszłości często dochodziło do zdarzeń szkodowych, których przyczyna tkwiła w poważnych wadach montażowych.

Szczególnie krytyczne wady montażowe, które występowały w przeszłości, dotyczyły zainstalowanych złączy wtykowych. Bardzo niebezpieczne i niestety pojawiające się czasami błędy dotyczą niepełnego włożenia lub połączenia wtyczek różnych producentów. To ostatnie może wystąpić, jeśli złącza różnych marek są mechanicznie kompatybilne. Niemniej jednak rezystancja przejścia może być tutaj zwiększona, co prowadzi do zwiększenia wydzielania ciepła i długotrwałego uszkodzenia połączenia. Wykonując połączenia na miejscu, należy upewnić się, że używane są odpowiednie narzędzia, aby zapewnić optymalny docisk.

Inne **problemy z okablowaniem** dotyczą niewłaściwego prowadzenia kabli bez odpowiedniego mocowania, na ostrych krawędziach, nieprzestrzegania minimalnych promieni zginania lub prowadzenia ich nad **strefami pożarowymi**.

Aby uniknąć przeniesienia się energii pomiędzy przewodami odprowadzającymi energię z pioruna (piorunochrony) do elementów i okablowania systemu fotowoltaicznego, należy zachować pomiędzy nimi odległość co najmniej 0,5 m (patrz także sekcja 3.5.1).

Obliczenie (minimalnej) odległości separacji opisano w DIN EN 62305-3 (VDE 0185-305-3).



Rysunek 5-23: Koncepcja ochrony przed przepięciami dla systemu PV z zewnętrzną ochroną odgromową z odległością separacji *s*
Źródło: Dehn, Blitzplaner [70].

Nie wpływa to jednak na przewód wyrównawczy, który zawsze należy poprowadzić blisko kabli prądu stałego. Ponadto rozmiar pętli utworzonej przez okablowanie musi być zawsze możliwie tak mały, by w przypadku uderzenia pioruna mogły być wywołane tylko możliwie najniższe niebezpieczne przepięcia.

Jednocześnie możliwość równoległego łuku, tj. styku elektrycznego, przez powietrze pomiędzy dwoma przewodami o przeciwnej polaryzacji, musi być jak najmniejsza.

Oba wymagania można spełnić, układając podwójnie izolowane kable obok siebie lub – najlepiej – układając dwie główne linie w dwóch bezpośrednio przylegających lub jednym systemie prowadzenia kabli wyposażonym w ścianki działowe. Zastosowanie oddzielnych systemów prowadzenia kabli dla plusa i minusa jest wymagane tylko przy układaniu ich w łatwopalnym otoczeniu.

Czasami obserwowano, że instalatorzy dla wygody nosili moduły wiszące na kablach. Nawet jeśli zaciski połączeniowe kabli zwykle mają odciążenie, nie są one przystosowane do takiego obciążenia. Za wszelką cenę należy unikać takiego postępowania.

Jeśli mają być zastosowane bezpieczniki łańcuchowe lub przełączniki prądu stałego, należy koniecznie upewnić się, że mogą one również stale przewodzić prąd w instalacji – nośność prądu może się zmniejszyć z powodu nagrzewania, jeśli elementy zostaną zainstalowane bezpośrednio obok siebie.

Podczas instalowania falowników należy również przestrzegać wszystkich określonych minimalnych odstępów. Jest to często zaniedbywane, ale może mieć poważne konsekwencje, jeśli elementy systemu ulegną awarii lub nawet zapalą się w wyniku przegrzania. Nie jest dopuszczalne mocowanie do materiałów łatwopalnych, takich jak np. drewno.

Jeśli nie zostało to jeszcze uwzględnione przy planowaniu systemu, kompetentna firma instalatorska powinna już na etapie wykonania zrezygnować z montowania elementów instalacji **w otoczeniu łatwopalnych materiałów** (np. siano, słoma, trociny, paliwo itp.).

5.3.1.4 Testy odbiorcze i regularna konserwacja

DIN EN 62446 (VDE 0126-23): 2010-07 określa, że oprócz punktów, które musi zawierać dokumentacja systemu, obejmuje następujące testy i pomiary niezbędne do uruchomienia, jak również wykonywane okresowo kontrole i pomiary wymagane przepisami prawa (informacje zestawione w opracowaniu na podstawie następujących danych: [71]).

Wszystkie testy należy przeprowadzić podczas montażu i po zakończeniu zgodnie z IEC 60364-6 (DIN VDE 0100-600: 2008-06).

Dozorowanie systemu DC:

- Należy przedstawić dowód, że system prądu stałego został zaprojektowany, wybrany i zainstalowany zgodnie z wymaganiami normy IEC 60364-6, a w szczególności zgodnie z wymaganiami normy DIN VDE 0100-712.
- Elementy instalacji prądu stałego są zaprojektowane do pracy z prądem stałym i najwyższym możliwym napięciem układu prądu stałego, a także dla najwyższego możliwego prądu znamionowego.
- Ochronę uzyskuje się dzięki zastosowaniu klasy ochronności II lub równoważnej izolacji po stronie prądu stałego.
- Żyły kabli PV, kable generatora fotowoltaicznego i kable główne prądu stałego fotowoltaicznego są wybierane i instalowane w taki sposób, aby ryzyko zwarć doziemnych i zwarć było ograniczone do minimum; zwykle osiąga się to za pomocą kabli z izolacją ochronną i wzmocnioną (często nazywaną „podwójną izolacją").
- System okablowania został wybrany i zainstalowany w taki sposób, aby był w stanie wytrzymać spodziewany wpływ czynników zewnętrznych, takich jak wiatr, oblodzenie, temperatura i promieniowanie słoneczne.
- W przypadku systemów bez zabezpieczenia nadprądowego kable łańcuchowe powinny mieć wymiary większe niż teoretycznie możliwy maksymalny możliwy prąd wsteczny. Żyły kabli muszą być zaprojektowane w taki sposób, aby mogły absorbować najwyższy łączny prąd powrotny z równoległych łańcuchów.

- Równoległe połączenie łańcuchów może być wykonane tylko z tą samą biegunowością łańcucha i w przybliżeniu takim samym napięciem wyjściowym w obwodzie otwartym, w przeciwnym razie mogą wystąpić niebezpieczne usterki, których nie można kontrolować za pomocą systemów ochronnych.
- Zabezpieczenia nadprądowe ciągów dla systemów muszą być zainstalowane i prawidłowo zaprojektowane zgodnie z lokalnymi warunkami technicznymi przyłączenia lub zgodnie z instrukcjami producenta dotyczącymi ochrony modułów PV.
- Rozłącznik prądu stałego musi być zainstalowany po stronie prądu stałego falownika.
- Jeśli zainstalowane są diody blokujące, ich napięcie wsteczne musi wynosić co najmniej 2 x UOC przy SRC łańcucha fotowoltaicznego. Obwody ochronne (np. ochrona przeciwprzepięciowa, równoległy kondensator tłumiący) nie są co prawda zwyczajowo stosowane, ale należy je wziąć pod uwagę.
- Jeśli przewód prądu stałego jest uziemiony, musi istnieć co najmniej prosta separacja między stronami prądu przemiennego i stałego. Połączenia uziemienia należy zabezpieczyć przed korozją.
- Jeśli zainstalowane są ochronne przewody wyrównawcze potencjałów, należy je zainstalować równolegle i jak najbliżej kabli / przewodów prądu stałego i przemiennego oraz akcesoriów.

Ochrona przed przepięciami:

- Obszar wszystkich pętli okablowania musi być jak najmniejszy, aby zredukować napięcia indukowane przez wyładowanie atmosferyczne.
- Istniejące ochronne wyrównawcze potencjały przewodów ramy generatora fotowoltaicznego muszą być uziemione. Przewody te muszą być równoległe i jak najbliżej kabli prądu stałego.
- Ramy modułów nie muszą być indywidualnie uziemione.

System prądu przemiennego jest ogólnie zaprojektowany, wybrany i zainstalowany zgodnie z wymaganiami normy IEC 60364, a w szczególności zgodnie z wymogami normy DIN VDE 0100-712:

- Po stronie prądu przemiennego należy zapewnić urządzenie do rozłączania falownika, np. poprzez odpowiednie bezpieczniki.
- Wszystkie urządzenia rozłączające i przełączające muszą być podłączone tak, aby instalacja fotowoltaiczna znajdowała się po „stronie obciążenia", a zasilanie publiczne po „stronie zasilania".
- Parametry pracy falownika należy zaprogramować zgodnie z lokalnymi warunkami technicznymi przyłącza lub zgodnie z instrukcjami producenta.

Wszystkie obwody, urządzenia ochronne, przełączniki i zaciski przyłączeniowe powinny posiadać odpowiednie etykiety:

- Należy dołączyć ostrzeżenia o napięciu, także po wyłączeniu napięcia sieciowego.
- Główny wyłącznik prądu przemiennego musi być wyraźnie oznakowany.
- W punkcie połączenia muszą istnieć ostrzeżenia dotyczące podwójnego zasilania.
- Podstawowy schemat obwodu musi być dostępny na miejscu.
- Ustawienia ochronne falownika i szczegóły instalacji muszą być dostępne na miejscu.
- Procedury wyłączania awaryjnego muszą być dostępne na miejscu.
- Wszystkie etykiety i oznaczenia muszą być trwale i odpowiednio przymocowane.

Etapy badania:

Poniższa część dotyczy pomiarów wymaganych w normie VDE 0126-23 w celu wyjaśnienia pracownikowi niezbędnych etapów badania i ich technicznej realizacji w codziennej pracy:

1. Testowanie wszystkich obwodów prądu przemiennego zgodnie z DIN VDE 0100-60.
2. Kontrola układu prądu stałego.

3. Kontrola ciągłości ochronnych i ekwipotencjalnych przewodów łączących.
4. Kontrola polaryzacji każdego łańcucha.
5. Sprawdzenie napięcie wyjścia obwodu otwartego każdego łańcucha.
6. Sprawdzenie prądu zwarciowego każdego łańcucha.
7. Badanie funkcjonalne.
8. Pomiar rezystancji izolacji obwodów prądu stałego.

Ta sekwencja pomiarów określona w normie nie zawsze jest najszybszym sposobem dla osoby je przeprowadzającej, jednak istnieje uzasadnienie dla przeprowadzenia badania w podanej kolejności.

Pomiary na otwartym łańcuchu należy podsumować, tzn. test działania należy przeprowadzić dopiero po pomiarze izolacji po uruchomieniu falownika.

Łuki w systemie fotowoltaicznym zwykle nie pojawiają się nagle i bez wcześniejszych oznak, ale zwykle są wywoływane w wyniku starzenia się (degradacji). Można je zauważyć odpowiednio wcześniej. **Regularna konserwacja** (np. co 2 lata) umożliwia identyfikację punktów krytycznych w odpowiednim czasie i usunięcie przyczyn błędów.

Ważnym testem jest **dokładna wizualna kontrola systemu** przez specjalistę. Wiele uszkodzeń można łatwo wykryć gołym okiem. Należą do nich np. uszkodzenie modułu, odbarwienie lub deformacja modułów i skrzynek przyłączeniowych, porowate lub przetarte kable, złącza stopione przez ciepło lub nadmierne zabrudzenie.

Ogrzewanie można skutecznie wykryć za pomocą **kamery na podczerwień**. Oznacza to, że zarówno moduły, jak i podzespoły BOS można sprawdzić, a nadmiernie nagrzane elementy można wymienić w odpowiednim czasie.

Przełączniki prądu stałego zainstalowane w instalacjach fotowoltaicznych zwykle działają tylko w przypadku awarii. Jeśli system działa normalnie, są one zawsze włączone. Jednak często mają one tę właściwość, że ich rezystancja przejścia znacznie wzrasta, gdy nie są używane przez dłuższy czas. Może to prowadzić do nagrzewania się, co z kolei może prowadzić do wyładowań łukowych w dłuższej perspektywie. Przełącznik, który jest rzeczywiście przeznaczony jako element bezpieczeństwa, z pewnością może wywołać pożar, jeśli nie będzie regularnie konserwowany.

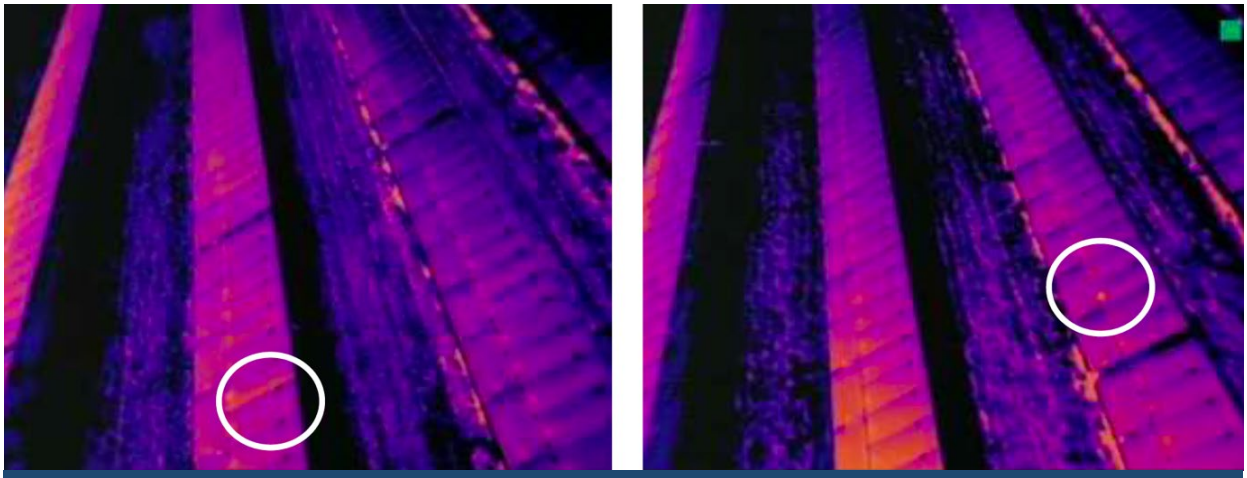
Niektórzy producenci przełączników zalecają, **by raz do roku przełącznik DC został dziesięciokrotnie użyty**. W rezultacie wszelkie ewentualne osady tlenku są ścierane, a rezystancja przejścia jest znacznie zmniejszona [72]. Zapobiega to również przyklejaniu się styków przełącznika po uruchomieniu.

Działanie to jest zdecydowanie zalecane dla wszystkich mechanicznych rozłączników prądu stałego!

Ważnym celem konserwacji systemu fotowoltaicznego jest znalezienie **wadliwych diod obejściowych**. W szczególności otwarte diody obejściowe są stosunkowo trudne do wykrycia, ale jeśli wystąpi druga usterka, mogą one sprzyjać powstaniu łuku. Tak długo, jak moduł słoneczny jest wolny od błędów i niezacieniony, awaria diody obejściowej nie wpływa na instalację fotowoltaiczną. Przestaje ona jednak wówczas pełnić funkcję ochronną. Zacienianie prowadzi następnie do silnego nagrzewania dotkniętych tym obszarów modułu i do znacznej utraty wydajności.

Z punktu widzenia ochrony przeciwpożarowej ważniejszy jest fakt, że dodatkowe przerwanie toru prądowego w module (np. zerwanie taśmy, mikropęknięcia itp.) powoduje jednak duże prawdopodobieństwo wystąpienia łuku elektrycznego. Częściowe zwarcie diody obejściowej można wykryć podczas konserwacji za pomocą kamery na podczerwień o promieniowaniu około 300 W/m^2 – jest to możliwe ze względu na nieco wyższą temperaturę uszkodzonego odcinka modułu (zob. rys. 5-24).

Inną, niezależną od promieniowania i niezawodną metodą wykrywania jest pomiar **porównawczy napięć wyjściowych** w obwodzie otwartym poszczególnych łańcuchów.



Rysunek 5-24: Po lewej: rozgrzana dioda obejściowa i powiązany z nią prawy łańcuch; po prawej: wyraźnie rozgrzana dioda obejściowa na wykonanych dronem zdjęciach przeglądowych w podczerwieni w około 5-letniej instalacji na zewnątrz
Źródło: TÜV Rheinland.

Trudniej jednak znaleźć istotniejszy dla ochrony przeciwpożarowej przypadek częściowo przewodzących lub otwartych diod obejściowych. Jeśli diody przyłączeniowe PV można zbadać za pomocą kamery na podczerwień, częściowo przewodzącą diodę obejściową można zidentyfikować na podstawie jej znacznie podwyższonej temperatury (rys. 5-24 po prawej).

Również w tym zakresie sformułowano propozycje dotyczące metod pomiaru liniowego, które są wymienione w rozdziale 5.5. Poszukiwanie uszkodzonych diod obejściowych należy przeprowadzić po uderzeniu pioruna w instalację fotowoltaiczną lub **po uderzeniu pioruna w instalację odgromową w bezpośrednim sąsiedztwie**.

5.3.2 Wymagania instalacyjne (projektowanie systemu, w tym planowanie ochrony przeciwpożarowej)

Podczas planowania i instalowania systemów fotowoltaicznych należy wziąć pod uwagę wymagania ochrony przeciwpożarowej. Należy przestrzegać odpowiednich wymagań ochrony przeciwpożarowej zawartych w przepisach budowlanych, a także wszelkich innych wymagań konstrukcyjnych, zasad ochrony przeciwpożarowej i reguły zastosowania określone w normie VDE VDE-AR-E 2100-712.

W marcu 2011 r. Niemieckie Stowarzyszenie Branży Solarnej (BSW), Niemieckie Stowarzyszenie ds. Energetyki Słonecznej (DGS), Centralne Stowarzyszenie Niemieckich Rzemieślników Elektrycznych i Technologii Informatycznych (ZVEH), Straż Pożarna w Monachium oraz Federalne Stowarzyszenie Specjalistycznych Projektantów i Ekspertów w zakresie profilaktyki pożarowej (BFSB) opracowały wspólnie zasady techniczne „Projektowanie ochrony przeciwpożarowej, budowy i konserwacji systemów fotowoltaicznych". Opracowanie powstało w konsultacji ze Stowarzyszeniem Komendantów Zawodowych Straży Pożarnych w Niemczech (AGBF Bund). Zasady te uwzględniają zatem aktualny stan wiedzy technicznej.

Podsumowano wymagania już istniejące w różnych przepisach w branży budowlanej i elektrycznej, zidentyfikowano luki w przepisach i przedstawiono sposoby ich rozwiązania. Przepisy przeciwpożarowe powstały dzięki pracy interdyscyplinarnej grupy roboczej ze strażą pożarną, ekspertami

w zakresie ochrony przeciwpożarowej i instalacji fotowoltaicznych, urzędnikami odpowiedzialnymi za kwestie ochrony przeciwpożarowej, planistami i monterami.

W celu dalszego zgłębiania tej tematyki każdemu monterowi i planiście zaleca się pobranie materiałów ze strony **www.dgs-berlin.de** (patrz Załącznik, str. 225). Można je zamówić w formie broszury w BSW na stronie **www.solarwirtschaft.de**.

Jakość elementów, projektowanie, konstrukcja i instalacja mają decydujący wpływ na ryzyko występowania usterek eksploatacyjnych, które mogą doprowadzić do pożaru (np. z powodu łuku). Moduły i falowniki powinny mieć odpowiednie certyfikaty. Podstawy instalacji są określone w normie DIN VDE 0100-712 „Instalacja systemów niskiego napięcia – systemy zasilania PV" i należy ich przestrzegać. Przewidują one również wymóg zaprojektowania instalacji w klasie ochronności II.

Złącza muszą być wykonane zgodnie ze sztuką. Nie można stosować różnych lub nieodpowiednich złączy.

Należy stosować tylko **odpowiednie bezpieczniki łańcuchowe PV** zgodne z projektem normy IEC 60263-6. Bezpieczniki można pominąć w systemach z jednym do trzech łańcuchów. Uwaga: niewłaściwe bezpieczniki lub nieodpowiednia konstrukcja i montaż oprawki bezpieczników zwiększają ryzyko wyładowania łukowego!

Zasadniczo należy stosować **falowniki z monitorowaniem izolacji**. Ponadto należy zadbać o odpowiednią integrację z istniejącymi lub niezbędnymi **systemami odgromowymi i przeciwprzepięciowymi**. Należy przestrzegać wymagań dotyczących ochrony odgromowej i przeciwprzepięciowej, w szczególności zgodnie z załącznikiem 5 do normy VDE 62305-3 *Ochrona odgromowa i przeciwprzepięciowa w systemach zasilania fotowoltaicznego*.

Moduły i przewody powinny być **odpowiednio przymocowane**. Moduły fotowoltaiczne należy przymocować zgodnie z instrukcją montażu producenta modułu i badać obciążenia śniegiem i wiatrem zgodnie z DIN1055 część 4 i 5 lub Eurokod 1 w danym miejscu. Test ten powinien również dotyczyć systemu montażowego, np. za pomocą statyki systemu i do przenoszenia obciążeń na konstrukcję dachu lub budynek.

Błędy i wady instalacji elektrycznej można wykryć za pomocą testów zgodnie z normą EN 62446 *Systemy fotowoltaiczne podłączone do sieci – minimalne wymagania dotyczące dokumentacji systemu, odbioru technicznego i okresowych kontroli*. Należy przestrzegać ogólnie uznanego stanu techniki, norm oraz certyfikatów, wytycznych i zasad na nich opartych, a także informacji z „DGS – Wytyczne dla systemów fotowoltaicznych". Stanowią one podstawę dobrej jakości instalacji.

Należy unikać instalowania kabli prądu stałego, falowników lub skrzynek przyłączeniowych generatora w obszarach schodów i wyjść.

Elementy elektryczne, takie jak skrzynka przyłączeniowa generatora i falowniki, muszą być instalowane na niepalnych powierzchniach nośnych.

W szczególności należy przeprowadzić właściwy wybór, instalację, zamocowanie i ułożenie przewodów. Na przykład do użytku zewnętrznego zgodnie z „Profil kabli do systemów fotowoltaicznych" według VDE-AR-E 2283-4, oznaczenie: typ PV1-F należy stosować tylko odpowiednie przewody.

Należy zwrócić uwagę na prawidłowe mocowanie, odciążenie kabli i dopuszczalne promienie ich gięcia. Układanie na ostrych krawędziach jest niedozwolone.

Przewody powinny być zabezpieczone przed gryzoniami, nie tylko na obszarach wiejskich (szopy pracze w środowisku miejskim).

Wskazówki dotyczące bezpiecznego miejsca instalacji falowników

Szczeliny wentylacyjne i radiator falowników muszą być wolne, aby zapewnić optymalne chłodzenie.

Z tego samego powodu urządzenia nie powinny być montowane blisko siebie.

Należy przestrzegać instrukcji producenta.

Falowników nie wolno mocować do drewnianych ścian ani na innych łatwopalnych materiałach!

Blacha metalowa jako osłona między falownikiem a drewnianą ścianą nie jest zalecana, ponieważ blacha przewodzi ciepło z falownika, ogranicza wymianę powietrza do drewna i dlatego może ulec samozapłonowi.

Jako podkład najlepiej nadaje się płyta konstrukcyjna z materiału budowlanego klasy A1 (= niepalna), na przykład krzemianowo-wapienna o grubości 15 mm i z naddatkiem 10 cm na obwodzie. Falowniki nie powinny być montowane w obszarach zawierających materiały palne.

Urządzenia należy chronić przed agresywnymi oparami, parą wodną i drobnym pyłem. Są to np. pary amoniaku wytwarzane w stodołach lub stajniach, które mogą powodować uszkodzenie falownika.

5.3.3 Systemy PV zlokalizowane na elewacji budynku lub jego dachu

Zasadniczo instalacja systemów fotowoltaicznych nie może zmniejszać funkcji ochronnej dachów i ścian oddzieleń przeciwpożarowych. Aby zapobiec rozprzestrzenianiu się pożaru budynku na inne budynki lub części budynku, odpowiednie przepisy budowlane krajów związkowych (LBO) i wzorcowe przepisy budowlane (MBO) określają różne wymagania dotyczące budynków i dachów (patrz rozdział 5.2.1 Ochrona przeciwpożarowa).

Obejmują one w szczególności wymóg tzw. twardego dachu dla rozwiązań wewnątrz dachowych, a także stosowanie materiałów sklasyfikowanych jako B2 – normalnie zapalny, klasa B2 zgodnie z DIN 4102 (stary standard) lub klasy reakcji na ogień E zgodnie EN13501 (nowy standard) dla rozwiązań dachowych. Większość modułów PV z przeszkleniem można zaliczyć do układów sklasyfikowanych do B2 lub E.

Dostawcy modułów powinni to potwierdzić deklaracją zgodności producenta.

W przypadku systemów zintegrowanych z dachem producent dostarcza z reguły dowód, że rozwiązanie spełnia warunki dla „twardego dachu" w postaci zaświadczeń z badań nadzoru budowlanego. W „dokumencie informacyjnym dotyczącym produkcji, planowania i wykonania instalacji solarnych" wydanym w lipcu 2012 r. przez Niemiecki Instytut Techniki Budowlanej (DIBt) napisano m.in.: „Instalacje solarne muszą być wykonane z normalnie zapalnych materiałów budowlanych (sekcja 26 (1) MBO). Jeśli są one umieszczone w/lub na przegrodach budowlanych, powierzchniach ścian zewnętrznych i stanowią okładziny ścian zewnętrznych w budynkach klasy budowlanej 4 i 5, muszą być trudno zapalne (par. 28 ust. 3 zdanie 1 MBO). Elementy z palnymi materiałami budowlanymi nie mogą być prowadzone nad ścianami przeciwpożarowymi (par. 30, ust. 5, klauzula 1, pół klauzula 2, ust. 7, klauzule 1 i 2 MBO)".

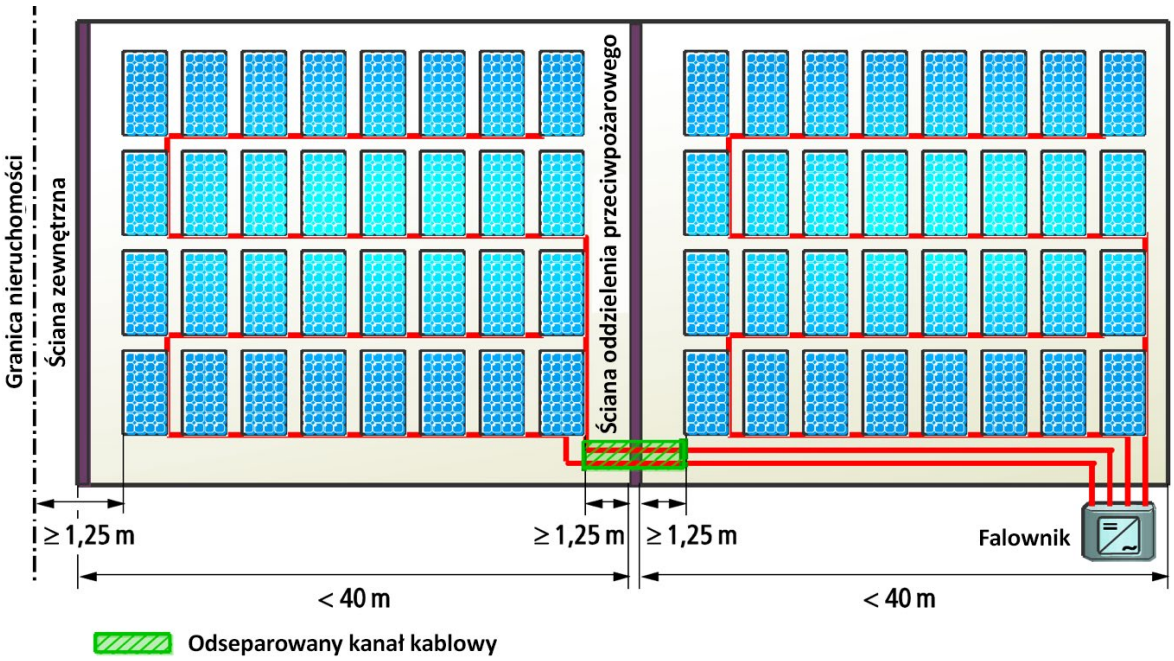
MBO obejmuje również wykonanie ścian przeciwpożarowych i odstępów między tzw. materiałami normalnie zapalnymi i ścianami przeciwpożarowymi. Ma to zapobiec rozprzestrzenianiu się ognia przez ognie lotne lub promieniowanie cieplne. MBO pisze w § 32u m.in., że lukarny, konstrukcje dachowe wykonane z palnych materiałów budowlanych muszą znajdować się co najmniej 1,25 metra od ściany oddzielenia przeciwpożarowego. Dotyczy to również modułów fotowoltaicznych i innych elementów systemu.

Występowały sytuacje, w których strefy pożarowe były zabudowane przez moduły fotowoltaiczne, przewody zasilające były poprowadzone przez strefy pożarowe lub nie zastosowano przepustów kablowych z właściwą ochroną w ścianach oddzielenia przeciwpożarowego. Kable, które są przeprowadzane przez ścianę oddzielenia przeciwpożarowego lub nad nią, należy układać zgodnie z przepisami przeciwpożarowymi oraz dyrektywą wzorcową dotyczącą okablowania (MLAR). W przeciwnym razie istnieje ryzyko rozprzestrzeniania się ognia z powodu tak zwanego efektu lontu w materiale izolacyjnym. Użyte materiały muszą być odpowiednie do zastosowań zewnętrznych.

Rysunek 5-25: Bandaże przeciwpożarowe mogą zapobiegać przenoszeniu pożaru ponad ścianą oddzielenia przeciwpożarowego
Źródło: Obo Bettermann [73].

Przykład ekonomicznego rozwiązania do przeprowadzania wiązek kabli PV nad ścianami oddzieleń przeciwpożarowych przy użyciu „bandaży przeciwpożarowych" (zatwierdzonych przez DIBT) pokazano obok.

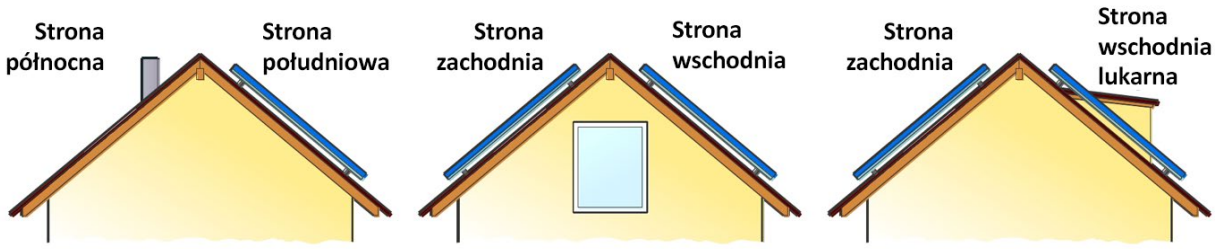
Ściany przeciwpożarowe muszą zostać wyniesione na wysokość co najmniej 30 cm nad element dachu sklasyfikowany jako normalnie zapalny materiał, a zatem ponad górną krawędź paneli PV. Jak wspomniano wcześniej, materiały normalnie zapalne można instalować tylko w określonych odstępach od ścian oddzieleń przeciwpożarowych. Dlatego panele montowane nad powierzchnią dachu sklasyfikowane jako normalnie zapalne muszą być montowane w odległości co najmniej 1,25 m. (rys. 5-26).



Rysunek 5-26: Prowadzenie kabli przez ścianę oddzielenia przeciwpożarowego i odległości modułów od ściany przeciwpożarowej lub granicy nieruchomości
Źródło: DGS Berlin.

Wymagania dotyczące planowania zwalczania pożaru

W przypadku pożaru budynku strażacy muszą szybko i bezpiecznie dotrzeć do źródła ognia. W przypadku niektórych akcji konieczne jest bezpośrednie dotarcie z powierzchni dachu do elementów konstrukcyjnych dachu w celu gaszenia pożaru. W takiej sytuacji instalacja elektryczna znajdująca się pod napięciem, może stanowić przeszkodę, szczególnie jeśli zajmuje całą powierzchnię dachu, czego należy unikać. Dostęp do konstrukcji dachu jest tak różnorodny jak budynki. Najważniejsze warianty dachu z możliwościami dostępu pokazano tutaj jako przykłady (rys. 5-27):

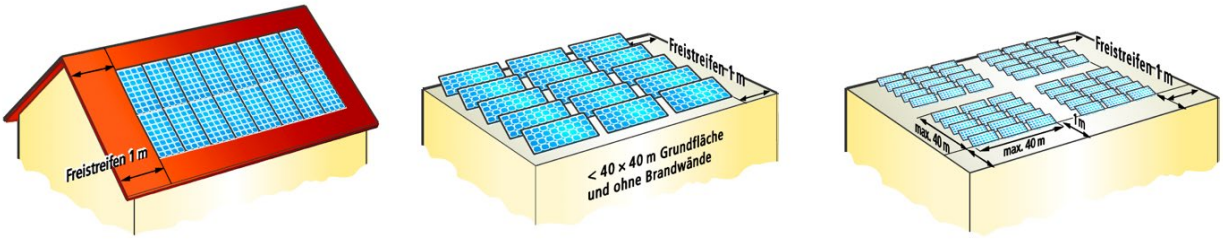


Rysunek 5-27: Różne opcje dostępu do gaszenia pożaru na spadzistym dachu
Źródło: DGS Berlin.

W wielu przypadkach strażak może dostać się do konstrukcji dachu przez drugą połowę dachu (często północną część), która nie jest pokryta generatorem fotowoltaicznym, i stamtąd może walczyć z ogniem w wystarczającej odległości od części znajdujących się pod napięciem. Jeśli obie połówki dachu są zajęte, tak jak w przypadku dachów wschodnich i zachodnich, muszą być możliwe inne opcje dostępu do dachu.

Inne sposoby to okna lukarny lub okna szczytowe. Ważne jest, aby upewnić się, że mają one wymiary tak zwanego „obligatoryjnego okna", odpowiedniego jako droga ewakuacyjna, i że personel ratowniczy może do nich dotrzeć. Zgodnie z kodeksem budowlanym wymiar takiego okna powinien wynosić co najmniej 90 cm x 120 cm.

Jeśli jednak dostęp do więźby dachowej nie jest możliwy przez tylne powierzchnie dachu lub okna, należy zadbać o to, aby odpowiednia część dachu pozostała wolna. W przypadku służb ratowniczych pomocny jest wolny pas o szerokości co najmniej 1 m do prowadzenia działań gaśniczych (rys. 5-28).



a) spadzisty dach pokryty instalacją PV z obu stron – pas wolny 1 m

b) dach średniej wielkości na budynku o powierzchni mniejszej niż 40 x 40 m, bez ścian oddzieleń przeciwpożarowych – pas wolny 1m

c) duży dach nad budynkiem o powierzchni powyżej 40 x 40 m powierzchni podstawowej

Rysunek 5-28: Opcje dostępu do walki z ogniem
Źródło: DGS Berlin.

W przypadku dachów bez innych opcji dostępu i o powierzchni mniejszej niż 40 x 40 m na dłuższym boku należy zastosować 1 metr wolnego pasa. Ponadto zalecany jest dodatkowy prześwit pośredni przy szerokości systemu > 20 metrów. Jeśli planowane są większe systemy fotowoltaiczne, obszary generatora należy podzielić na powierzchnie o maksymalnych wymiarach 40 x 40 metrów. Pomiędzy tymi odcinkami muszą być wykonane przejścia o szerokości co najmniej jednego metra.

Przy planowaniu odległości do części pod napięciem ważne jest, aby wziąć pod uwagę same moduły fotowoltaiczne, a także kable i inne elementy instalacji. Podczas planowania systemów fotowoltaicznych dla budynków specjalnych, jak określono w przepisach budowlanych danego kraju związkowego, a także przy specjalnych kształtach dachu, należy skonsultować się z ekspertami w zakresie ochrony przeciwpożarowej.

Wymagania dotyczące instalacji elektrycznej

Podczas instalacji systemu PV należy przestrzegać reguły stosowania VDE VDE-AR-2100-712 *Minimalne wymagania dla obszaru DC instalacji fotowoltaicznej w przypadku gaszenia pożaru lub udzielania pomocy technicznej*. Ponieważ generator fotowoltaiczny może mieć napięcie do 1000 V, którego nie można wyłączyć w ciągu dnia, działanie straży pożarnej w walce z pożarem może być utrudnione.

Strażacy podczas gaszenia instalacji elektrycznych muszą przestrzegać zasad bezpieczeństwa określonych w VDE 0132. Podczas gaszenia prądownicą uniwersalną lub prądownicą strumieniową wielofunkcyjną należy zachować odpowiednią bezpieczną odległość jednego metra lub pięciu metrów.

Na zewnątrz budynku te odległości gaszenia od instalacji fotowoltaicznej można zasadniczo łatwo utrzymać. Natomiast w przypadku natarcia gaśniczego lub ratowania ludzi w budynku nie zawsze jest możliwe zachowanie bezpiecznej odległości, np. przy ograniczonej widoczności z powodu dymu. Z tego powodu w VDE AR-2100-712 sformułowano cel ochrony w planowaniu i instalacji systemów fotowoltaicznych w celu **uniknięcia niebezpiecznych dotykowych napięć stałych w budynku w przypadku pożaru**, tak aby ratowanie ludzi i gaszenie pożarów wewnątrz budynku mogły być bezpiecznie przeprowadzane.

Aby osiągnąć ten cel ochrony, muszą zostać spełnione następujące minimalne wymagania dotyczące planowania, budowy i instalowania systemów fotowoltaicznych zgodnie z VDE-AR2100-712:

- W każdej instalacji fotowoltaicznej muszą być zapewnione oznaczenia systemów PV i prowadzenia przewodów. Dotyczy to zamocowania znormalizowanej tabliczki na skrzynce przyłączeniowej budynku i zapewnienia planu instalacji dla służb ratowniczych w punkcie przyłączenia instalacji elektrycznej, np. skrzynce przyłączeniowej budynku lub głównej skrzynce rozdzielczej budynku.
- Ponadto należy podjąć konstrukcyjne lub techniczne środki instalacyjne, aby zabezpieczyć budynek przed niebezpiecznymi napięciami.
- Dostępne są następujące środki montażowo-konstrukcyjne:
  1. Zabezpieczone przed pożarem prowadzenie w budynku przewodów DC, których nie można wyłączyć. Odporność ogniowa systemu kablowego zależy od obowiązujących przepisów budowlanych (co najmniej F30). Wymaganie to można zrealizować np. przez poprowadzenie przewodów zabezpieczonych pożarowo w ścianie lub szybie kablowym zgodnie z VDE 0100-520 zgodnie z EN 1366 lub DIN 4102.
  2. Prowadzenie kabli DC systemu fotowoltaicznego na zewnątrz budynku przez np.:
     - wyprowadzenie kabli DC na zewnątrz budynku i doprowadzenie ich bezpośrednio do pomieszczenia ruchu elektrycznego lub do punktu przyłącza w domu lub
     - instalacja falowników na zewnątrz lub przy wejściu do budynku. Jeżeli falownik jest instalowany przy wejściu do budynku, w szczególności należy zwrócić uwagę na strefy pożarowe i stosować odpowiednie izolacje pożarowe.
  3. Ognioodporne ułożenie w budynku kabli PV DC w sposób zapobiegający ich dotknięciu. 1 metr powyżej zasięgu ręki osób niekorzystających z pomocy (np. drabiny) i prowadzenie na systemach nośnych kabli zgodnie z DIN 4102-12. W przypadku tego typu instalacji system nośny kabli musi być objęty funkcjonalnym wyrównaniem potencjałów.

Generalnie w przypadku instalacji kabli DC strefa niezabezpieczona do 1 metra wokół generatora fotowoltaicznego na dachu i wokół falownika w budynku jest dopuszczalna i musi być odpowiednio oznaczona w dokumentacji dla ratowników.

Przewody prądu stałego w budynku, których nie można wyłączyć, można układać pod tynkiem mineralnym o grubości co najmniej 15 mm zgodnie z wytycznymi wzorcowymi w zakresie „montażu podtynkowego". Montaż może odbywać się również w szybach instalacyjnych i kanałach wykonanych z niepalnych materiałów budowlanych o odporności ogniowej co najmniej F30.

Jeśli nie można wdrożyć konstrukcyjnych środków montażowych, należy zastosować jeden z następujących technicznych środków instalacyjnych:

1. Instalacja odłącznika DC ze zdalnym wyzwalaniem w celu odizolowania głównej linii DC w budynku lub odizolowania ciągów modułów lub
2. Stosowanie rozłączników modułów, które jednak nie zostały jeszcze dopuszczone przez odpowiednią normę produktową w przepisach.

Tylko system prądu stałego po stronie wyjściowej można uznać za obszar chroniony. Obciążalność prądowa długotrwała urządzenia wyłączającego musi być zaprojektowana na co najmniej 1,25-krotność wartości Isc STC w punkcie przyłączenia. W przypadku wystąpienia awarii wewnętrznej urządzenie musi przejść w stan bezpieczny (zasada bezpieczeństwa bez błędów – *fail-safe*), np. rozłączyć się w przypadku awarii rozłącznika. Jeżeli nie można tego zapewnić, to funkcjonalność ta musi być codziennie nadzorowana. W razie potrzeby, aby nie zakłócać działania urządzenia wyłączającego, konieczne może być zastosowanie innych urządzeń, które zapobiegają powstawaniu prądów wstecznych z falowników lub równoległych łańcuchów, takich jak diody lub bezpieczniki łańcuchowe.

Po uruchomieniu przez zewnętrzny sygnał zwalniający, np. z jednostki sterującej lub falownika, który musi być włączony na stałe (zasada *fail-safe*), urządzenie wyłączające musi zareagować, jeśli w ciągu max. 15 sekund sygnał zwolnienia nie jest obecny. Ma sens, aby urządzenie włączało się ponownie po powrocie sygnału zwalniającego.

Urządzenia do rozłączania łańcucha lub generatora fotowoltaicznego muszą spełniać wymagania dotyczące urządzenia przełączającego (rozdzielnicy) zgodnie z EN 60947-3 lub EN 60947-2. Urządzenia do wyłączania w lub przy skrzynce przyłączeniowej modułu muszą spełniać co najmniej wymagania dotyczące badania temperatury diod obejściowych zgodnie z normą IEC 61215 lub IEC 61646. Urządzeniem do wyłączania modułu może być przełącznik półprzewodnikowy bez funkcji rozłączania, jeśli można zapewnić wyłączenie, biorąc pod uwagę typowe mechanizmy awarii.

W przypadku wyżej wymienionych urządzeń wyłączających inne wymagania, takie jak dostosowane testy żywotności i zdefiniowane prawdopodobieństwo awarii, nadal muszą być określone w normie produktowej.

Tabela 5-4: Schemat poglądowy środków ochrony przeciwpożarowej VDE AR 2100-712

Oznaczenie i dokumentacja	
1. Oznakowanie Instalacji PV na skrzynce przyłączeniowej budynku przy zastosowaniu tabliczki informacyjnej	
2. Plany instalacji dla służb ratowniczych	
3. Uzupełnienia do istniejących planów pożarniczych	
i budowlane rozwiązania instalacyjne	**lub techniczne rozwiązania instalacyjne**
1. Chronione przed ogniem układanie niewyłączalnych przewodów DC w budynku lub	1. Urządzenia do rozłączania łańcucha lub generatora PV lub
2. Układanie części DC instalacji PV poza budynkiem lub	2. Urządzenia do odłączania modułów PV*
3. Zabezpieczone przed uszkodzeniem systemy nośne odporne na działanie ognia	* Uwaga: wymogi dot. urządzeń nie zostały jeszcze wprowadzone do normy

5.3.4 Systemy na otwartej przestrzeni

Podczas planowania instalacji należy zapewnić odpowiedni dostęp dla jednostek straży pożarnej. Przejścia między sekcjami generatora dla pojazdów gaśniczych powinny być wolne, zwłaszcza do falowników i stacji transformatorowych. Wskazane jest podzielenie powierzchni zajmowanej przez generator na strefy pożarowe i pozostawienie wolnych dróg wewnętrznych, aby uniknąć ryzyka rozprzestrzenienia się ognia.

Monitoring systemu powinien być wyposażony w monitoring pożarowy (ISP). Miejscowa straż pożarna powinna zostać poinformowana o instalacji fotowoltaicznej, w tym o prowadzeniu kabli i otrzymać jej plany na potrzeby ewentualnej akcji gaśniczej. Straż pożarna powinna mieć dostęp do CSP.

Kable uziemiające muszą być prawidłowo podłączone i zabezpieczone przed uszkodzeniami mechanicznymi, np. podczas koszenia trawy. Podobnie połączenia w transformatorze i falownikach muszą być wykonane prawidłowo, z ochroną przed uszkodzeniami mechanicznymi. Zasadniczo po stronie prądu stałego należy również wykonać **uziemienie i instalację przeciwzwarciową**.

Obciążenia i zagrożenia pożarowe należy zminimalizować poprzez zastosowanie następujących środków:

- Użyć odpowiedniego materiału na konstrukcję nośną modułów.
- Ułożyć kable zabezpieczone przed gryzoniami.
- Po wykonaniu instalacji nie pozostawiać w jej obrębie materiałów łatwozapalnych (pudełka kartonowe, materiały opakowaniowe itp.).
- Nie dopuścić do zarastania pod systemem PV (regularne koszenie, szczególnie pod systemem PV) i usuwać ścinki trawy z terenu instalacji.
- Przeprowadzać regularną konserwację systemu wentylacji falowników.

5.3.5 Detekcja łuków elektrycznych

Jeśli przestrzegane są zasady określone w rozdziale 5.3.1. Instrukcje zapobiegania występowaniu łuków elektrycznych i przegrzania, zachodzi bardzo małe prawdopodobieństwo wystąpienia pożaru spowodowanego przez system fotowoltaiczny. Zasadniczo taką strategię można uznać za całkowicie wystarczającą.

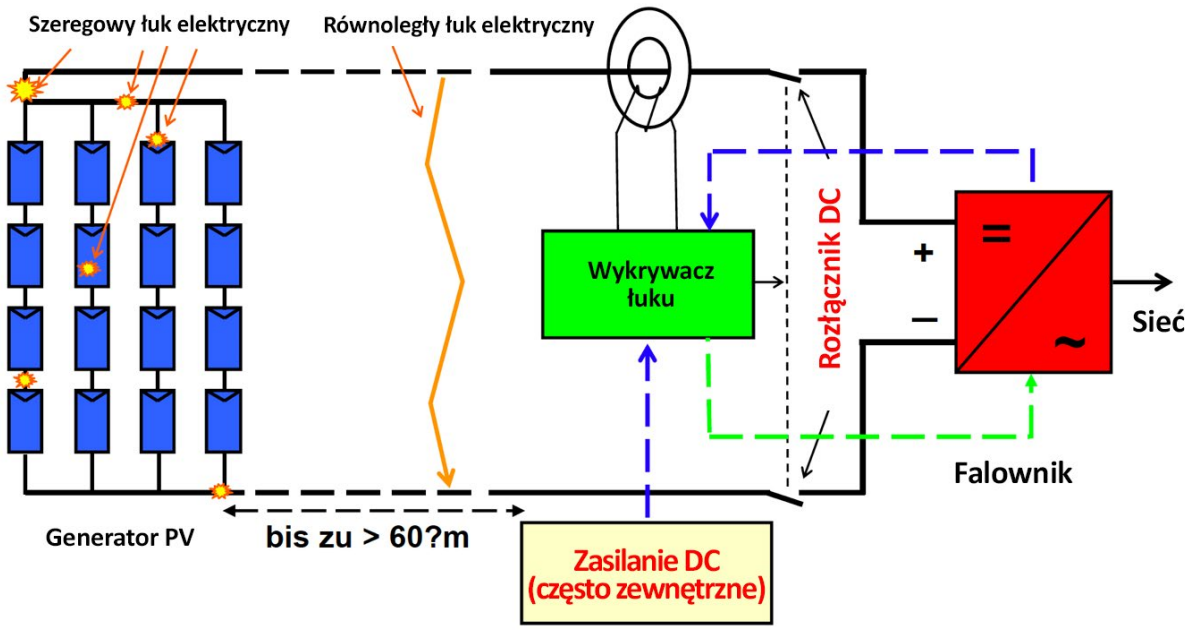
W Stanach Zjednoczonych ryzyko wyładowania łukowego należy oceniać inaczej: systemy fotowoltaiczne są często wykonywane z uziemionym generatorem fotowoltaicznym, co oznacza większe ryzyko wystąpienia łuku równoległego. Domy często budowane są z materiałów trudno zapalnych, takich jak drewno, a dachy pokryte są bitumiczną papą dachową.

Dlatego też obrano tam inny kierunek: norma amerykańska National Electric Code 2011 [74] wymaga instalacji dostępnych detektorów łuku elektrycznego w instalowanych w budynkach systemach fotowoltaicznych (w oparciu o sytuację z niektórymi obwodami prądu przemiennego w gospodarstwie domowym, gdzie wymóg ten stosuje się już od kilku lat).

Podstawowe zasady wielu aktualnych rozwiązań wykrywania łuków elektrycznych

Obecnie nie ma porównywalnych przepisów instalacyjnych dla detektorów łukowych w Niemczech i Europie. Niemniej jednak stosowanie tych urządzeń może być zalecane, ponieważ 100% ochrona przed łukami nie jest możliwa.

Można sobie wyobrazić takie zalecenie dla systemów, w których pożar stwarza szczególne zagrożenie dla życia i zdrowia lub mienia, lub które wymagają specjalnej ochrony, np. w budynkach użyteczności publicznej, takich jak przedszkola, szkoły, domy opieki społecznej, szpitale, a nawet muzea lub archiwa.



Rysunek 5-29: Typowy podstawowy obwód aktualnych rozwiązań LBD. Zasilanie i wyłączanie przez falowniki (do integracji) lub zewnętrznie. Analiza prądów łukowych w zakresie 1 - 500 kHz (w zależności od producenta) [6]

Detektor łuku musi jednak działać niezawodnie przez cały czas.

Jest to wyzwanie, którego nie należy lekceważyć. Należy upewnić się, że detektor łuku pozostaje w pełni funkcjonalny przez bardzo długi czas, jeśli to możliwe przez cały okres eksploatacji systemu fotowoltaicznego, bez powodowania uszkodzeń w samym systemie. W tym przypadku pomocne mogą być środki ochronne, takie jak zintegrowany autotest.

Detektor łuku ma również sens tylko wtedy, gdy można założyć, że **niezawodnie wykryje łuki**. Ze względu na różnorodność systemów fotowoltaicznych, w których ma być stosowany, to zadanie nie jest wcale łatwe. Łuki w modułach generują inne wzorce szumów niż w listwach zaciskowych. Różne długości kabli tłumią sygnały łuku w różnym stopniu. Zakłócenia falownika, przełączanie stanów nieustalonych lub sprzężone sygnały radiowe mogą maskować lub nakładać się na szum emitowany przez łuk.

Tylko bardzo solidne algorytmy wykrywania przetestowane na wielu różnych systemach mogą zagwarantować rzeczywiste korzyści.

Problem fałszywego wyzwalania jest jeszcze bardziej krytyczny. Detektor łuku, który powoduje fałszywe wyzwalanie, spotka się z niewielką przychylnością operatora instalacji. Jeśli system fotowoltaiczny wyłączy się z powodu wykrycia łuku, dokładna lokalizacja uszkodzenia nie jest bowiem całkowicie znana. W związku z tym należy dokładnie sprawdzić system, aby znaleźć lub wykluczyć błąd.

Jeszcze trudniej jest udowodnić, że w ogóle nie było łuku, ale wystąpił fałszywy alarm. W razie wątpliwości może to zrobić wyłącznie specjalista i tylko po sprawdzeniu każdego modułu, wszystkich punktów połączeń i kompletnego okablowania.

Powoduje to znaczne koszty i dużą niepewność dla klienta. Istnieje również duże ryzyko, że po niektórych takich fałszywych wykryciach właściciel instalacji po prostu zmostkuje niewiarygodny detektor łuku, aby uniknąć takich kosztów i dalszej utraty zysków.

Istnieje duże prawdopodobieństwo fałszywego wyzwolenia w przypadku przewodowego wykrywania łuku:

- Skoki w przebiegu prądu mogą np. być również powodowane migracją chmury lub nagłego zacienienia, np. spowodowanego przez liście lub odchody ptaków.
- Sąsiadujące urządzenia elektroniczne, a nawet sygnały radiowe, mogą generować wzorce interferencji, które można uchwycić za pomocą rozbudowanego okablowania systemu fotowoltaicznego. Te wzory interferencji mogą zapewnić zwiększone składowe sygnału w tych samych zakresach częstotliwości, co jest typowe dla wyładowań łukowych.
- Na skutek częstotliwości przełączania (ok. 1 kHz do kilkudziesięciu kHz i związanymi z nimi składowymi harmonicznymi) wykorzystywanych do konwersji energii falownik jako część systemu generuje również zakłócenia i składowe szumowe, które mogą być błędnie interpretowane jako skutki łuku.

Ten ostatni punkt jest szczególnie trudny do opanowania, ponieważ każdy falownik powoduje inne spektrum zakłóceń, a także w procesach, takich jak śledzenie MPP, praca przy częściowym obciążeniu lub usługi sieciowe.

Dlatego zbudowanie detektora łuku, który działa z dowolnym falownikiem na rynku i we wszystkich warunkach pracy, jest bardzo trudne.

Oprócz solidnych i szeroko przetestowanych algorytmów wykrywania można temu zaradzić również dzięki celowym koncepcjom wyłączania (np. wyłączenie z opóźnieniem lub – po pewnym czasie oczekiwania w stanie wyłączonym – powtarzane próbne włączanie przed ostatecznym wyłączeniem), jeśli jest to dozwolone przez normy.

Wnioski

Podsumowując, można stwierdzić, że detektory łuku mogą stanowić plus dla bezpieczeństwa w przypadku szczególnie niebezpiecznej sytuacji.

Dzieje się tak jednak tylko wtedy, gdy zastosowany detektor łuku może niezawodnie wykryć wyładowania łukowe, a fałszywe uruchomienia można wykluczyć z dużym prawdopodobieństwem.

Dlatego niezbędny jest staranny wybór takiego urządzenia.

5.3.6 Akumulatory i kontrolery ładowania

Systemy PV poza siecią z akumulatorami i kontrolerami ładowania nie wchodziły w zakres projektu badawczego, na którym opiera się ten raport. Ponieważ jednak akumulatory są coraz częściej stosowane jako systemy fotowoltaiczne podłączone do sieci, poniżej wymieniono minimalne wymagania dotyczące zapobiegania pożarom.

Wymagania bezpieczeństwa dla stacjonarnych akumulatorów i systemów baterii ołowiowych i NiCd są szczegółowo opisane w normie EN 50272-2: 2001 (VDE 0510 część 2 i IEC 62485-2).

Poniżej omówiono tylko **środki zapobiegające przegrzaniu i wyładowaniu łukowemu** w obszarze rozdzielnicy i okablowania oraz **środki przeciw zagrożeniu wybuchem**. Te środki należy również przestrzegać w przypadku akumulatorów litowo-jonowych.

- Napięcie nominalne jest iloczynem liczby ogniw połączonych szeregowo i napięcia nominalnego ogniwa (akumulator ołowiowy: 2 V, akumulator niklowo-kadmowy: 1,2 V). Nie odpowiada to jednak napięciu podczas ładowania (wyższe) lub rozładowywania (niższe).
- Rozłączniki wielobiegunowe (plus i minus) muszą znajdować się w przewodach akumulatorów i przewodach wszystkich urządzeń podłączonych do szyny DC, takich jak kontrolery ładowania, falowniki akumulatorów lub ładowarki. W przeciwieństwie do przełączników PV-DC, nie muszą one być odłączane przy prądzie znamionowym; można nawet zastosować złącza lub specjalne zaciski. Ponieważ personel obsługujący systemy fotowoltaiczne jest wykorzystywany do odłączania pod obciążeniem i ułatwienia konserwacji, zdecydowanie zaleca się umieszczenie kontrolera ładowania, falownika i akumulatora w osobnych obudowach z zastosowaniem urządzeń izolujących z możliwością odłączenia obciążenia.
- Ponieważ akumulator jako źródło napięcia może wytwarzać wyjątkowo wysokie prądy zwarciowe, przewody do bezpieczników akumulatorowych muszą być uziemione i odporne na zwarcia. Podobnie jak w przypadku kabli PV-DC zalecane jest stosowanie podwójnie izolowanych przewodów jednożyłowych. W przypadku izolowanych sieci prądu stałego i falowników, które nie zapewniają izolacji galwanicznej, wymagane jest zabezpieczenie wielobiegunowe. W przypadku uziemionych sieci prądu stałego oraz w przypadku galwanicznie nieizolowanych falowników akumulatorowych z przewodem neutralnym, należy uziemić tylko przewód nieuziemiony.
- Podczas ładowania, a zwłaszcza podczas przeładowania, gazy wydobywają się ze wszystkich ogniw i akumulatorów w akumulatorach ołowiowych i Ni-Cd. Powstają one w wyniku elektrolizy spowodowanej prądem przeładowania. Gazy składają się z tlenu i wodoru. Stężenie wodoru musi być utrzymywane poniżej 4% (stężenie objętościowe) przez wentylację naturalną lub techniczną. EN 50272-2: 2001 zawiera szczegółowy wzór i tabelę do obliczania tego przepływu objętościowego. W przypadku bezobsługowych akumulatorów ołowiowych z zamkniętymi ogniwami i elektrolitem związanym w żelu lub włóknach przepływ ten jest pięciokrotnie mniejszy niż w przypadku zamkniętych ogniw z ciekłym elektrolitem. Dlatego odpowiednią wentylację można zwykle zapewnić przez dwa małe otwory w pomieszczeniu akumulatora prowadzące na zewnątrz.
- Aby zapobiec wytwarzaniu gazu akumulatory litowo-jonowe nie mogą być przeładowywane. Z uwagi na to, że elektrolit zawierający alkohol może uwolnić się w niekorzystnych warunkach w przypadku awarii, należy zapewnić minimalną wolną przestrzeń dla większości akumulatorów litowych.

5.4 Specjalne wymagania dla dachowych systemów PV

W równolegle prowadzonym projekcie przy wsparciu Federalnego Ministerstwa Gospodarki (BMWi; numer finansowania 01FS12053), TÜV Rheinland, Currenta GmbH i Co. OHG oraz Uniwersytetu w Wuppertalu przeprowadzono prace przednormalizacyjne w zakresie wymagań przeciwpożarowych dla systemów PV w i na dachach.

Głównym celem tego projektu jest określenie metod badań pożarowych, które, dostosowane do światowych systemów PV zintegrowanych z dachem i systemów PV montowanych na dachach, odwzorowują realistyczne narażenie na ogień w wyniku wpływu pożarów zewnętrznych.

Wspomniane metody badań należy wygenerować na podstawie wyników serii testów, które polegają na indywidualnym rozpatrzeniu i zastosowaniu kombinacji ustanowionych w Europie testów pożarowych dachu.

Na podstawie tych metod badawczych powinno być możliwe dokonanie kwalifikacji dotyczącej rozprzestrzeniania się ognia przez zintegrowaną z budynkiem instalację fotowoltaiczną (GIPV) lub wpływu dodatkowej powłoki dachu budynku przez instalację fotowoltaiczną stanowiącą dodatek do budynku (GAPV) w przypadku ogni lotnych i ciepła promieniowania.

Ustalenia z tych badań powinny doprowadzić do międzynarodowej normalizacji europejskiej i zostać wykorzystane do opracowania zharmonizowanej specyfikacji testu.

Seria eksperymentów powinna określić wpływ na GIPV w oparciu o istniejące europejskie testy obciążenia ogniowego dachów. Kluczowy jest przede wszystkim wybór odpowiednich materiałów zapalających, parametrów obciążenia wiatrem, a także dodatkowych źródeł promieniowania dla eksperymentalnego przeprowadzenia symulacji pożarów.

W przypadku GAPV po raz pierwszy badane są skutki instalacji modułu na dachu dla scenariusza źródła ognia między systemem fotowoltaicznym a dachem (np. ogień lotny z pożarów zewnętrznych lub od fajerwerków).

Różne rodzaje pokryć dachowych w Niemczech i różne położenia materiałów zapalających (położenie i konstrukcja) należy dodatkowo scharakteryzować za pomocą pomiarów temperatury.

Ustalenia z tej serii testów powinny umożliwić wnioskodawcom ocenę zakresu, w jakim testy ogniowe należy zastosować do systemów fotowoltaicznych, aby niezawodnie zapobiec rozprzestrzenianiu się ognia w przypadku pożarów zewnętrznych w budynku lub nie stanowić dodatkowego obciążenia w ocenie ryzyka w przypadku GAPV.

Podczas testów zbadano różne konstrukcje dachu i różne systemy instalacji PV.

Wybrano następujące konfiguracje materiałów i konstrukcji dachowych, które stanowią tak zwane „miękkie" i „twarde" pokrycia dachowe (patrz także rozdział 6.2.2):

Konfiguracja 1:

1. warstwa (= najwyższa): niepiaskowana membrana bitumiczna, d = 5,0 mm
2. warstwa: styropianowe płyty izolacyjne, d = 80 mm
3. warstwa: membrana bitumiczna z paroizolacją aluminiową, d = 5,0 mm.

Konfiguracja 2:

1. warstwa: piaskowana membrana bitumiczna, d = 5,2 mm
2. warstwa: niepiaskowana membrana bitumiczna, d = 5,0 mm
3. warstwa: poliuretanowe płyty izolacyjne, d = 80 mm
4. warstwa: membrana bitumiczna z paroizolacją aluminiową, d = 5,0 mm.

Konfiguracja 3:

1. warstwa: arkusz PVC, d = 1,5 mm
2. warstwa: płyty izolacyjne z wełny mineralnej, d = 80 mm
3. warstwa: membrana bitumiczna z paroizolacją aluminiową, d = 5,0 mm.

Konfiguracja 4:

1. warstwa: dachówki wraz z łatami, d ≈ 80 mm
2. warstwa: membrana uszczelniająca, d ≈ 2 mm
3. warstwa: zwykły filc dociskowy do krokwi wykonany z wełny szklanej, d = 200 mm.

Konfiguracja 5:

1. warstwa: moduł dachowy, umieszczony w wirtualnym pokryciu dachu składającym się z modułów CaSi i łat dachowych, d = 50 mm

2. warstwa: membrana uszczelniająca, d = 2 mm

3. warstwa: zwykły filc dociskowy do krokwi wykonany z wełny szklanej, d = 200 mm.

Ponadto do eksperymentu dobrano układ palników, który zatwierdzono i zbadano pod kątem możliwości zastosowania w praktyce.

We wszystkich konfiguracjach dachu opracowany palnik został porównany z koszem z wełny drzewnej. Początkowo nie użyto tutaj modułów fotowoltaicznych.

Wykazano, że palnik może wytwarzać takie same współczynniki wydzielania ciepła jak paląca się wełna drzewna stosowana zgodnie z ENV 1187-1. W związku z tym palnik gazowy zastosowano również w innych konfiguracjach dachu z modułami fotowoltaicznymi.

Stwierdzono, że konstrukcja / konfiguracja dachu w eksperymentach znacząco wpłynęła na wyniki testów!

Podczas eksperymentów z membraną bitumiczną elementy dachowe i inne warstwy, w tym moduły, zostały całkowicie spalone. Dotyczy to miękkich i twardych pokryć dachowych. To „obniżenie klasy" twardego pokrycia dachowego, dla którego właściwa klasa to B_{roof} (t1), można wytłumaczyć znacznie ograniczonym rozpraszaniem ciepła w górę dzięki podpartej konstrukcji modułu PV.

Miękkie pokrycia dachowe otrzymały już pierwotnie niską klasę.

Systemy dachowe zastosowane w eksperymentach do montażu nachylonych modułów fotowoltaicznych na płaskich dachach odpowiadają najgorszemu przypadkowi instalacji stosowanych w praktyce: z jednej strony ogień lotny może dostać się między moduły i powierzchnię dachu, z drugiej strony kapiące materiały z modułu mogą spaść bez przeszkód na dach.

Rysunek 5-30: Z lewej: podkład z bitumu elastomerowego, płyty izolacyjne EPS, arkusz paroizolacyjny bitumu z nowym palnikiem gazowym. Po prawej: membrana hydroizolacyjna z PCV, płyty izolacyjne z wełny mineralnej, membrana bitumoizolacyjna

Obecnie istnieją również systemy konstrukcyjne utrzymujące nachylenie modułów, które zapobiegają tego rodzaju przedostawaniu się ognia (np. przez tylne ściany w konstrukcji, balast w postaci podsypki żwirowej). Ponadto niepalne lub trudno zapalne podkłady (np. maty ochronne) między konstrukcją nośną a powierzchnią dachu mogą zapobiegać rozprzestrzenianiu się ognia lub znacznie go ograniczać. Aby ocenić ich przydatność, należy przeprowadzić dalsze stosowne badania.

Eksperymenty dotyczące zastosowania płaskich membran dachowych z PVC w połączeniu z dachówkami w konstrukcji równoległej nie były krytyczne. Tutaj zniszczenie ograniczono do obszaru początkowego zapłonu.

Rysunek 5-31: Z lewej: Konstrukcja równoległa do dachu z betonowymi dachówkami i modułem fotowoltaicznym. Po prawej: inicjator zapłonu został umieszczony między modułem a powierzchnią dachu

Rysunek 5-32: Wynik po badaniu. Moduł został zniszczony, brak wypalenia na powierzchni dachu

Podobnie nie zaobserwowano żadnych krytycznych wyników w testach integracji dachu, w związku z czym podtrzymano kryteria klasyfikacji określone w EN 13501-5 dla konstrukcji. Jeśli chodzi o integrację z dachem, należy zauważyć, że w konstrukcjach systemu zwykle stosuje się również inne elementy z tworzywa sztucznego, aby zapewnić szczelność przed deszczem w przypadku modułów gontowych lub modułów montowanych na styk. Testy przeprowadzone w tym projekcie nie pozwalają na uchwycenie różnorodności obecnie używanych systemów.

Dlatego też test z gipsem dotyczył instalacji zintegrowanej z dachem ze zlicowanym połączeniem płyt krzemianowo-wapiennych. Jednocześnie stosowano typowe folie dachowe (folia – normalnie zapalna oraz warstwa izolacji termicznej z trudno zapalnej wełny mineralnej).

W tych pomiarach nie było propagacji ognia ani zapłonu powyżej lub na module fotowoltaicznym. **W przypadku późniejszej zharmonizowanej metody badania należy jednak jasno określić, które materiały (i reakcji na ogień) konfiguracji dachu zostaną użyte w badaniu**.

W zależności od wyniku testu można następnie zdecydować, czy system GIPV może być używany bez ograniczeń, czy tylko w połączeniu z niektórymi materiałami. **W projekcie nie uwzględniono wymogu stosowania plastikowych wanien** jako systemu montażu na płaskim dachu (wspomniany wyżej pożar z tymi wannami w rozdziale 3.3, str. 55, pojawił się dopiero po zakończeniu testów).

Zadaniem projektu było przedstawienie wymagań jako rekomendacji do późniejszych prac normalizacyjnych. W tym celu opracowano kompleksowe wyniki i stanowiska. W tym projekcie nie można było omówić ostatecznego określenia procedur testowych i wymagań.

W przypadku systemów PV zintegrowanych z dachem warto korzystać z **definicji i metod testowych normy ENV 1187**, która od dawna jest stosowana w przypadku pokryć dachowych. Testy wykazały, że metodę 1 można zastosować do zewnętrznego systemu pokrycia dachowego. Ustalenie dotyczące położenia zestawu lub palnika musi być wykonane zgodnie z ENV 1187-1. Każde złącze systemowe (moduł-moduł lub połączenie dachowe i modułu) musi być poddane oddziaływaniu źródła zapłonu.

Analogicznie do zwykłych badań dachów można również zastosować kryteria klasyfikacji EN 13501-5.

Metoda badawcza musi także wymagać, aby materiały dachowe, takie jak membrana podkładowa itp., były również rejestrowane w dzienniku, aby odnotować wszelkie ograniczenia, które mogą być konieczne w przypadku korzystania z systemów w połączeniu z różnymi materiałami. Można sobie wyobrazić, że moduły fotowoltaiczne z pewnymi podkonstrukcjami miały gorsze klasy odporności ogniowej niż zwykłe pokrycia dachowe, takie jak dachówka esówka lub płaska.

Ogólnie można zastosować kosz z wełny drzewnej lub palnik. Oba źródła zapalające są odpowiednie.

Do badań systemów fotowoltaicznych równoległych do dachu należy określić przykładowy rodzaj dachówki. Alternatywnie może to być również niepalna warstwa, na przykład wykonana z krzemianu wapnia, w celu symulacji porównywalnych podkonstrukcji i sytuacji na dachu.

W tym przypadku sensowne jest porównanie zwykłych pokryć dachowych z potencjalnymi materiałami zastępczymi do badań laboratoryjnych z wykorzystaniem dalszych badań FE. Zastosowanie palnika ma zalety, ponieważ kosz z wełny drzewnej nie może być umieszczony między modułem fotowoltaicznym a powierzchnią dachu ze względu na jego rozmiar. W dyskusji na temat normalizacji należy wziąć to pod uwagę. Zwykła odległość dachu podczas testów nie powinna przekraczać 8 cm między spodem modułu a powierzchnią dachu, chyba że producent może poprawić ochronę przeciwpożarową przez zwiększenie tej odległości.

W związku z tym należy zawsze sprawdzić wymagania testowe zgodnie ze specyfikacjami producenta dla jego sytuacji montażowej.

To samo dotyczy systemów montowanych na dachu na jego płaskiej powierzchni, w których dwa warianty źródeł zapłonu doprowadziły do szybkiego rozprzestrzeniania się ognia na różną skalę!

Sensowne jest przeprowadzenie testu systemów GAPV, zwłaszcza w przypadku dachów płaskich, z odpowiednim systemem montażowym producenta, ponieważ sama konstrukcja, niezależnie od położenia dachu, może zapobiec rozprzestrzenianiu się ognia. Obecnie istnieją też producenci modułów, którzy nie używają własnego systemu montażu na płaskim dachu, ale kupują go od zewnętrznego dostawcy. Zdarza się, że firma instalatorska dobiera oraz stosuje moduły i systemy różnych producentów.

W przypadku modułów bez powiązanego systemu montażowego należy opracować praktyczne rozwiązanie normalizacyjne, z jednej strony aby ograniczyć nakład pracy przy badaniu, a z drugiej strony, aby zapewnić możliwie najwyższy poziom kwalifikacji przy użyciu metody testowej.

Dla wszystkich powyższych przypadków jako podstawę klasyfikacji należy zastosować normę EN 13501-5, ponieważ nadal celem ochrony jest to, aby zewnętrzne działanie płomienia nie mogło przenikać do wnętrza budynku.

Dalsze parametry, takie jak czas trwania testu i prędkości wiatru, muszą być przedmiotem przyszłej dyskusji na temat normalizacji. W omawianym projekcie nie można wprowadzić żadnej dywersyfikacji.

Przy wsparciu pięciu krajów europejskich zdecydowano, że jesienią 2014 r. przedstawiona zostanie nowa propozycja przedmiotu pracy nad stworzeniem metody próby ogniowej dla montowanych na dachu systemów fotowoltaicznych.

Prace te zaaprobowała również komisja krajowa. W tym celu wybrano następujący tytuł: „Zewnętrzna ekspozycja ogniowa na dachy w połączeniu z układami fotowoltaicznymi (PV) – Metody badań". Wyniki badań stanowią punkt wyjścia do dalszych dyskusji.

Projekt normalizacyjny należy postrzegać jako wspólny dokument roboczy opracowany z przedstawicielami CEN, tj. w ramach europejskiego systemu normalizacji w zakresie zagadnień techniczno-budowlanych.

Wniosek

Europejskie metody testowania systemów fotowoltaicznych montowanych na dachach nie przedstawiają obecnie zharmonizowanego obrazu w rozumieniu przepisów budowlanych. Do tej pory moduły fotowoltaiczne były testowane zgodnie z IEC 61730-2 oraz amerykańską metodą UL 790.

Ze względu na funkcjonowanie w Europie wielu norm dotyczących testowania palności i właściwości ogniowych i rozprzestrzeniania ognia przez dach europejska norma EN 61730 nie uwzględniła jeszcze testów ogniowych modułów PV!

W celu ujednolicenia wymogów w Europie prowadzone są prace normalizacyjne z udziałem Cenelec i CEN nad metodą uwzględniającą różne typy instalacji na dachach.

5.5 Odbiór techniczny i eksploatacja instalacji

Po montażu instalacji fotowoltaicznej w docelowym miejscu należy dokonać jej odbioru technicznego. Ma to na celu zapewnienie, że system działa poprawnie i nie stwarza żadnych zagrożeń. Prawidłowe funkcjonowanie jest zwykle weryfikowane za pomocą prób odbiorczych, które są udokumentowane protokołem odbioru.

W przypadku systemów fotowoltaicznych zastosowanie mają przede wszystkim normy DIN EN 62446 VDE 0126-23 *Systemy fotowoltaiczne podłączone do sieci – minimalne wymagania dotyczące dokumentacji systemu, odbiorów technicznych i kontroli*. Dokumentuje on minimalne wymagania dotyczące odbioru technicznego. Odnoszą się one jednak głównie do części DC instalacji.

W części dotyczącej prądu przemiennego i reszty instalacji zastosowanie znajdują zwykłe normy i standardy elektrotechniczne (takie jak VDE 0100 część 610).

Pierwsze uruchomienie zwykle wykonuje sam instalator systemu, który musi potwierdzić, że system został poprawnie uruchomiony i można go bezpiecznie eksploatować. System można następnie przekazać właścicielowi lub operatorowi. Po przekazaniu właścicielowi (z zastrzeżeniem odbioru), właściciel ponosi odpowiedzialność za niebezpieczeństwa lub szkody spowodowane przez eksploatację. W związku z tym musi zapewnić prawidłowe działanie lub może powierzyć to zadanie operatorowi.

Rysunek 5-33: Pomiary przewodów na skrzynce przyłączeniowej generatora

Przed przekazaniem systemu należy przekazać operatorowi odpowiednie instrukcje. Podobnie należy udostępnić mu wszystkie dokumenty, które są niezbędne lub pomocne w obsłudze i konserwacji.

Dokumentacja obejmuje w szczególności:

- opis systemu (np. z planem ogólnym),
- obwody i schematy obwodów,
- karty produktu,
- instrukcję obsługi,
- w stosownych przypadkach – certyfikaty, certyfikaty gwarancyjne itp.,
- protokoły odbioru,
- w razie potrzeby dowód wykonania obliczeń statycznych.

Pomocne są również:

- adres serwisu,
- zalecenia dotyczące konserwacji.

Właściciel jest zobowiązany do monitorowania prawidłowej eksploatacji systemu. W tym celu musi podjąć odpowiednie środki. Z jednej strony jest to monitorowanie parametrów roboczych (np. za pomocą sygnalizacji statusu itp.), a z drugiej strony odpowiednia konserwacja i kontrola. Punkty te omówiono szerzej w kolejnych rozdziałach.

5.5.1 Odbiór

System PV wymaga odbioru jak każdy obiekt budowlany. Odbiór jest formalnie przeprowadzany przez właściciela lub operatora. Ponieważ przeważnie nie dysponują oni odpowiednią wiedzą specjalistyczną, często powierzają odbiór odpowiednim firmom (wyspecjalizowanym firmom, biurom inżynieryjnym, instytutom badawczym itp.) lub specjalistom.

Wraz z dokonaniem odbioru właściciel oświadcza, że system odpowiada pod względem rodzaju i wykonania uzgodnionej specyfikacji (z zastrzeżeniem wad ukrytych) oraz że wywiązał się ze wszystkich zobowiązań umownych.

Zgodnie z prawem najpóźniej w terminie odbioru należy uregulować wszystkie należności (wykraczające poza cenę umowną dostawy) na rzecz wykonawcy instalacji (chyba że ustalono inaczej lub stwierdzono wady).

Ponadto, jak już opisano w rozdziale „Odbiór techniczny", właściciel przyjmuje odpowiedzialność za eksploatację systemu.

W rezultacie odbiór instalacji ma daleko idące konsekwencje dla właściciela, a zatem powinien być przeprowadzony z wielką ostrożnością, w szczególności w celu wykluczenia zagrożeń bezpieczeństwa (np. niebezpieczeństwo porażenia prądem lub pożaru). W przypadku starannie przeprowadzonego odbioru wszelkie wady lub odchylenia od rodzaju wykonania, jakości i stanu instalacji powinny być stwierdzone bez problemów. Na tej podstawie można również wnioskować o wprowadzenie poprawek lub uzupełnień.

Ponieważ właścicielom często brakuje odpowiedniego zaplecza technicznego do fachowej oceny systemu, wskazane jest zaangażowanie specjalistów. Poza kwalifikacjami specjalistycznymi i wiedzą techniczną wykonawcy niezwykle przydatne jest pewne doświadczenie w ocenie systemów PV. Na rynku działa wystarczająco dużo firm świadczących pełny zakres usług fotowoltaicznych.

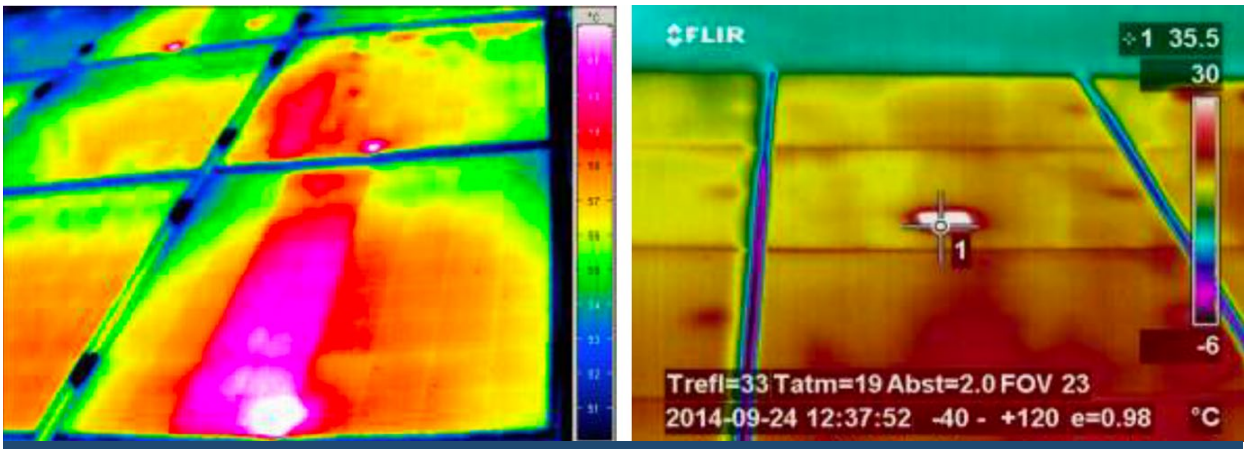
Zakres badań i kontroli przeprowadzanych podczas odbioru należy dostosować do rodzaju, wielkości i złożoności systemu, a także do specjalnych warunków środowiskowych lub specjalnego profilu wymagań. W systemie fotowoltaicznym zintegrowanym z budynkiem istnieje więcej punktów kontrolnych niż np. w systemie równoległym do dachu. Podobnie zaleca się zainwestowanie w bardziej dogłębną kontrolę wydajności w przypadku dużego systemu niż w przypadku małego systemu. Decyzja ostatecznie należy do właściciela lub inwestora, przy czym pewne wymagania w tym zakresie mogą stawiać również banki lub ubezpieczyciele.

Rysunek 5-34: Kontrola wzrokowa (po lewej falownika) i pomiar (po prawej na skrzynce przyłączeniowej generatora) w ramach odbioru

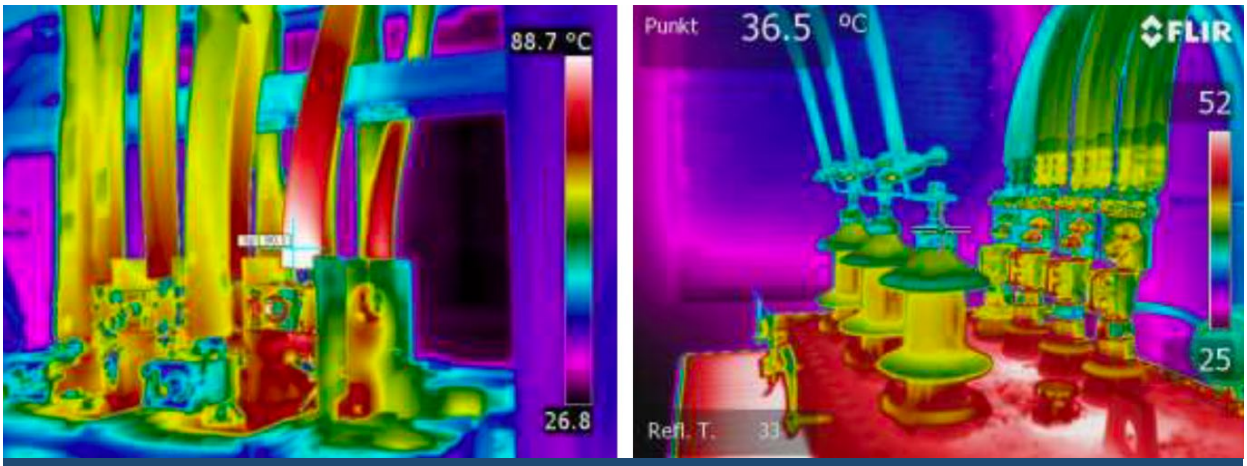
Profesjonalny odbiór powinien obejmować następujące kluczowe punkty:

- Przegląd dokumentacji:
  - kompletność,
  - prawidłowy dobór i konstrukcja elementów,
  - przydatność elementów do zamierzonego celu,
  - interakcja poszczególnych elementów;
- Porównanie zainstalowanego systemu ze specyfikacją:
  - parametry systemu (projekt i wymiarowanie),
  - orientacja i ustawienie generatora,
  - wybór elementów,
  - jakość wykonania,
  - realizacja gwarantowanych właściwości;
- Kompleksowa kontrola wzrokowa:
  - ustalenie zgodności z odpowiednimi normami i wytycznymi,
  - sprawdzenie, czy nie ma wad;
- Testowanie i pomiary:
  - np. pomiary łańcuchów (prąd zwarciowy, napięcie wyjściowe obwodu otwartego, rezystancja izolacji),
  - np. badanie termograficzne,

- np. uruchomienie części systemu związanych z bezpieczeństwem,
- np. pomiary charakterystyki U-I,
- np. pomiary mechaniczne.



Rysunek 5-35: Przykłady termografii generatora fotowoltaicznego



Rysunek 5-36: Przykłady termografii w podrozdzielni i na transformatorze

Należy zauważyć, że brane są pod uwagę wszystkie odpowiednie elementy systemu od modułu do punktu wejścia. System obejmuje np. także konstrukcję nośną modułu i fundament lub kotwienie. Oceniając system, należy również wziąć pod uwagę jakość wykonanej pracy, a także przydatność systemu do długotrwałej eksploatacji (20 lat i więcej).

Oprócz głównych kryteriów oceny ważną rolę mogą odegrać także inne punkty, w tym:

- łatwość konserwacji,
- wpływ na ludzi i środowisko,
- spełnienie gwarantowanych właściwości.

Wniosek

Obszerny i szczegółowy odbiór systemu znacznie zmniejsza ryzyko awarii i zagrożenia bezpieczeństwa, ponieważ umożliwia identyfikację oraz usunięcie wad i braków jakościowych.

5.5.2 Konserwacja i kontrola

W przeciwieństwie do wcześniejszych oświadczeń niektórych producentów elementów i instalatorów systemów systemy PV nie są w żaden sposób bezobsługowe!

Są narażone na duże obciążenia zewnętrzne, w szczególności czynniki klimatyczne (wiatr, deszcz, grad, napór śniegu, promieniowanie UV, gwałtowne zmiany temperatury itp.).

Ponadto w systemach PV występują również typowe mechanizmy starzenia. Podobnie jak w przypadku wszystkich elementów i systemów mogą wystąpić zakłócenia lub przedwczesne awarie. Ponadto zdarzenia lub czynniki nadzwyczajne (np. ugryzienie kuny, żrące substancje, ekstremalne temperatury, uderzenia pioruna itp.) mogą prowadzić do uszkodzeń lub przyspieszonego starzenia.

Uszkodzenia lub zmiany materiałów mogą, oprócz utraty wydajności, np. powodować również miejscowe przegrzanie, co w najgorszym przypadku może prowadzić do termicznego zniszczenia elementów, powstania stabilnego łuku prądu stałego, a ponadto do pożaru w instalacji fotowoltaicznej.

Dlatego też konieczne są regularne kontrole i czynności konserwacyjne w celu zapewnienia bezpiecznego i odpowiedniego działania instalacji. Podobnie wydajność instalacji można zwiększyć przez odpowiednią kontrolę i konserwację instalacji.

W zależności od rodzaju systemu i wymagań eksploatacyjnych przydatne są **różne środki konserwacji i odstępy czasu, w jakich są przeprowadzane**. Oprócz rutynowej konserwacji przydatne są dodatkowe kontrole i działania konserwacyjne związane z konkretnymi zdarzeniami (np. po burzy, zgłoszeniach zakłóceń, awariach systemu, spadku wydajności itp.).

Ogólne środki kontroli i konserwacji są wymienione poniżej. **Typowe środki kontroli to:**

- kontrola wzrokowa (np. pod kątem uszkodzeń zewnętrznych lub zmian materiału),
- sprawdzanie parametrów instalacji (wyświetlacze stanu, komunikaty o usterkach, wydajności itp.),
- testowanie i pomiary (w tym przypadku możliwe są te same działania co w przypadku odbioru albo ich część – często testy i pomiary dotyczą tylko losowych próbek).

Typowe środki konserwacji:

- czyszczenie modułów fotowoltaicznych i czujników meteorologicznych,
- czyszczenie użebrowania chłodzącego i kanałów wentylacyjnych lub filtrów,
- pielęgnacja zieleni lub przycinanie roślinności,
- wymiana części eksploatacyjnych,
- testowanie i uruchamianie urządzeń bezpieczeństwa (patrz uwaga w rozdziale 3.3.3.2),
- ustawienie lub kalibracja parametrów.

Należy zauważyć, że do realizacji poszczególnych punktów wymagane są różne kwalifikacje i sprzęt. Pewne działania może wykonać sam operator. Inne muszą być przeprowadzane przez specjalistów posiadających odpowiednie kwalifikacje i sprzęt (np. przez elektryka).

Na rynku dostępnych jest wielu dostawców usług utrzymania systemów PV. Często oferowane są również tak zwane umowy kompleksowej konserwacji. Ważne jest, aby upewnić się, że w umowie uwzględnione są potrzebne środki konserwacyjne, a także że określono, co jaki czas mają być przeprowadzane.

Często oferowane są połączone umowy na konserwację i zarządzanie. Zaletą jest to, że oba obowiązki pokrywają się i nie występują problemy na ich przecięciu. Z drugiej strony zazwyczaj nie ma tutaj mechanizmu kontrolnego.

Wniosek

Regularne kontrole i regularna konserwacja, które są przeprowadzane w przypadku zdarzeń specjalnych, pomagają zminimalizować ryzyko awarii w dłuższej perspektywie i uniknąć niebezpiecznych sytuacji.

5.5.3 Urządzenia do przełączania i rozłączania

Aby móc przeprowadzić kontrolę i konserwację, konieczna jest elektryczna izolacja generatora fotowoltaicznego i falownika. Szczególny problem wyłączenia na poziomie modułu w przypadku pożaru lub innych działań awaryjnych opisano osobno w rozdziale 6.3.

Aby móc zmierzyć pojedyncze łańcuchy, należy je rozdzielić. Dlatego wymagane są odpowiednie urządzenia do odłączania i separacji. Często są one stosowane w skrzynkach przyłączeniowych generatora i mogą być wyposażone np. w rozłącznik z zaciskami rozłączającymi lub podstawę bezpiecznikową z funkcją rozłączania.

Rysunek 5-37: Skrzynka przyłączeniowa generatora z rozłącznikiem i zaciskami rozłączającymi

W przypadku falowników łańcuchowych aktywacja jest częściowo zintegrowana z falownikiem. Ciągi łańcuchów można rozdzielić za pomocą złączy na wejściu falownika.

Ważne jest, aby zapewnić, że pod obciążeniem mogą być obsługiwane tylko **rozłączniki (mechaniczne)**. Wszystkie inne urządzenia rozłączające mogą być obsługiwane tylko bez obciążenia. Zazwyczaj dołączane są odpowiednie ostrzeżenia. Należy przestrzegać przepisów dotyczących zapobiegania wypadkom (zwłaszcza BGVA3).

Uwaga:

Z powodu równoległych połączeń w skrzynkach sprzęgających lub w falowniku mogą wystąpić wsteczne napięcia. Moduły fotowoltaiczne zawsze znajdują się pod napięciem pod wpływem promieniowania.

Rysunek 5-38: Podstawa bezpiecznikowa

Rysunek 5-39: Rozłącznik

Rysunek 5-40: Rozłącznik z funkcją rozłączania z bezpiecznikiem

Odpowiednie rozłączniki należy również stosować po stronie prądu przemiennego. Zazwyczaj są one umieszczone bezpośrednio na falowniku (falownik centralny), alternatywnie w rozdzielaczach pomocniczych.

Urządzenia przełączające i rozłączające znajdują się również w stacji transformatorowej lub, w przypadku dużych systemów, w stacji średniego napięcia (rys. 5-41). Należy zapewnić odpowiednie urządzenia do rozłączenia, zwarcia i uziemienia (np. zestaw do uziemienia i zwarcia do transformatora, zob. rys. 5-42).

Odpowiednie czynności przełączania i rozłączania mogą być przeprowadzane tylko w tych punktach przez wyspecjalizowany personel posiadający uprawnienia i, w razie potrzeby, wyposażenie ochronne.

Rysunek 5-41: Rozdzielnica średniego napięcia

Rysunek 5-42: Zestaw do zwarcia i uziemienia transformatora

5.5.4 Automatyczne monitorowanie instalacji

Jak opisano w poprzednich punktach, nie można kategorycznie zakładać, że systemy PV będą działać przez cały okres eksploatacji (zwykle co najmniej 20 lat, w przypadku nowych systemów zakłada się 30 lat) bez awarii i bez zmian wydajności ani sprawności. Aby ograniczyć straty wydajności wynikające z nieprawidłowego działania, częściowej awarii lub zmniejszenia wydajności w jak największym stopniu, wymagane jest kwalifikowane monitorowanie parametrów, a także szybkie wykrywanie i zgłaszanie błędów.

Jest to zwykle możliwe dzięki monitorowaniu systemu.

Ponieważ na parametry systemu mają bezpośredni wpływ warunki napromieniania i poziom temperatury, nie można uzyskać bezpośredniej charakterystyki wydajności bez znajomości tych warunków środowiskowych. Należy zatem zapewnić odpowiednio wysoką jakość czujników, w tym urządzeń do pomiaru promieniowania.

Urządzenia wymagają **regularnych kontroli i kalibracji**, a także systematycznej konserwacji, aby utrzymać niedokładności pomiaru na niskim poziomie.

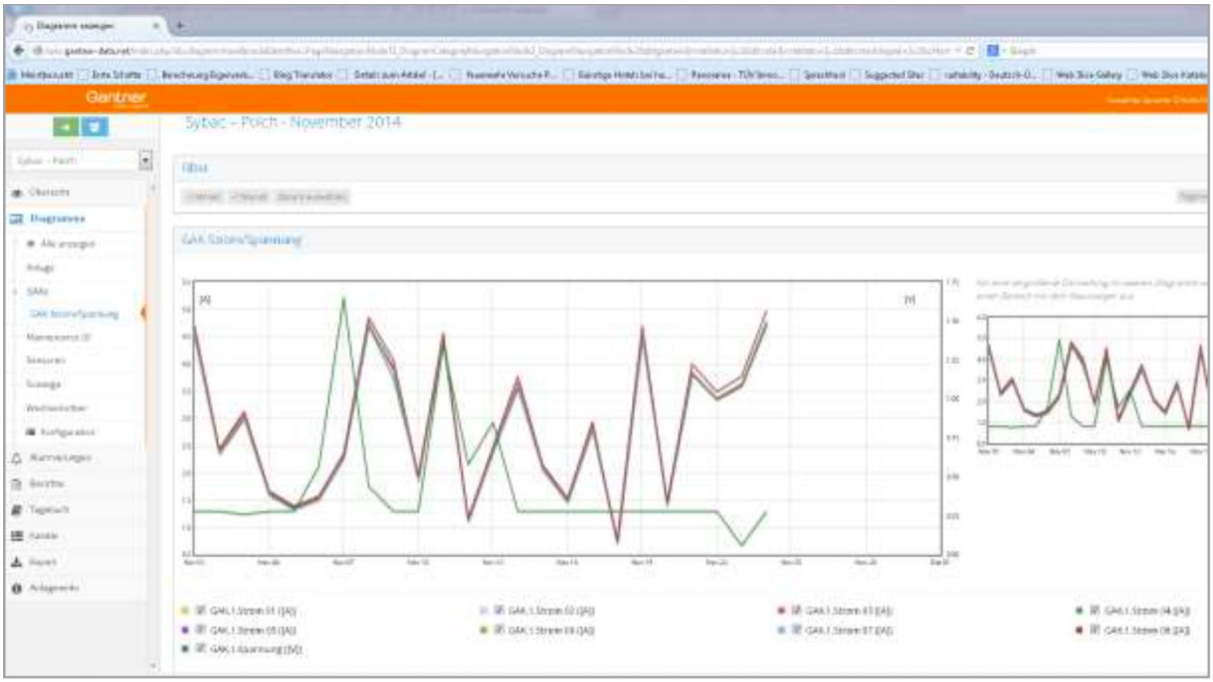
Korelując dane atmosferyczne z parametrami systemu, można określać i analizować parametry wydajności. Powszechnie stosowanym wskaźnikiem jest tak zwany „współczynnik wydajności" (PR), który odzwierciedla stosunek energii dostarczonej do energii promieniowania, a zatem stanowi miarę wydajności systemu fotowoltaicznego.

W zależności od stopnia szczegółowości obliczania parametrów można zidentyfikować problemy różnej skali – na przykład awarię lub znaczny spadek wydajności w łańcuchu można szybko zidentyfikować i zlokalizować za pomocą monitorowania prądu łańcuchowego. Odchylenia są wykrywane za pomocą względnego porównania z innymi łańcuchami.

W ten sposób można również zidentyfikować problemy z poszczególnymi falownikami (np. późniejsze uruchomienie lub przejściowe awarie).

W dużych systemach często agreguje się dane z wielu łańcuchów.

Różne rozwiązania są dostępne na rynku. Przykład monitorowania łańcucha pokazano na rysunku 5-43, gdzie profile czasowe wszystkich prądów ciągu mogą być wyświetlane i analizowane w różnych rozdzielczościach (okresach) falownika.



Rysunek 5-43: Przykład portalu online z monitorowaniem prądu fazowego/łańcuchowego

5.6 Urządzenia do wyłączania modułów słonecznych i generatorów

5.6.1 Zadanie

Ogniwa słoneczne wytwarzają napięcie elektryczne, o ile są oświetlone. Przy bardzo małym nasłonecznieniu napięcie to jest niskie, ale szybko rośnie wraz ze wzrostem nasłonecznienia do pełnego napięcia. Prąd oddany z ogniwa słonecznego jest proporcjonalny do nasłonecznienia.

Generatorów słonecznych – porównywalnie z bateriami – nie można wyłączyć bez dodatkowych środków. Właściwość ta, odbiegająca od zwykłych źródeł napięcia, wymaga specjalnego traktowania zarówno podczas instalacji i konserwacji systemów fotowoltaicznych, jak i w przypadku wszelkich niezbędnych akcji ratowniczych w budynkach z systemami fotowoltaicznymi lub w systemach na otwartej przestrzeni.

W związku z szybkim rozwojem systemów fotowoltaicznych w 2008 r. toczyła się intensywna dyskusja na temat tego, czy brak możliwości wyłączenia instalacji fotowoltaicznej na budynku stanowi niemożliwe do opanowania zagrożenie dla ratowników i czy straż pożarna powinna rezygnować z akcji gaśniczych w takich przypadkach. Ostatecznie ta dyskusja doprowadziła do decyzji Konferencji Ministrów Spraw Wewnętrznych krajów związkowych w 2010 r., zgodnie z którą wszystkie moduły fotowoltaiczne powinny posiadać możliwość wyłączenia. Organy normalizacyjne DKE zostały poproszone o opracowanie odpowiednich norm dotyczących produktu i instalacji. Zwołano grupę roboczą w celu opracowania reguły stosowania VDE VDE-AR-E 2100-712, która opisuje podstawowe „Środki dla obszaru DC systemu fotowoltaicznego w celu utrzymania bezpieczeństwa elektrycznego w przypadku pożaru lub pomocy technicznej" [75–76].

Ponieważ obecnie nie ma utrwalonego stanu techniki w zakresie wyłączania modułów i generatorów, który mógłby stanowić podstawę normy produktowej, reguła stosowania opisuje jedynie minimalne wymagania techniczne i organizacyjne dla osiągnięcia bezpiecznego stanu systemu.

Generalnie wyłączenie nie jest wymagane, ale jest rozwiązaniem opcjonalnym, jeżeli środki konstrukcyjne (np. bezpieczne układanie kabli, podłączanie kabli i falownika na zewnątrz) zostaną uznane za niewystarczające (patrz także rozdział 6.3.3: Wymagania dotyczące instalacji elektrycznej).

Wspomniana powyżej kontrowersyjna dyskusja na temat potencjalnego zagrożenia dla ratowników zapoczątkowała również stworzenie obszernego materiału informacyjnego dla straży pożarnych i ratowników oraz dalsze szkolenia. Związane z tym bardziej obiektywne podejście do problemu doprowadziło do odejścia w straży pożarnej od ogólnego wymogu wyłączania instalacji, ponieważ w zasadzie każde urządzenie wyłączające może ulec awarii.

Ponieważ ratownik nie jest w stanie przestrzegać „pięciu zasad bezpieczeństwa" [77] w czynnościach związanych z instalacjami elektrycznymi, musi założyć – pomimo obecności urządzenia wyłączającego – że system jest pod napięciem.

Dlatego też strażacy trzymają się sprawdzonych podstawowych zasad, zgodnie z którymi do instalacji elektrycznych można zbliżać się na zalecaną odległość 1 m od elementów pod napięciem, a przy gaszeniu rozproszonym strumieniem 1 m i 5 m w przypadku zwartego strumienia.

W związku z tym, że do końca roku 2014 w Niemczech zainstalowanych zostało ponad 1,5 miliona systemów fotowoltaicznych o łącznej mocy ok. 38 GW, nadal pozostaje ważne pytanie, czy urządzenia wyłączające mogą być modernizowane i czy modernizacja taka może być wymagana. Oprócz pytań technicznych istnieją również pytania prawne, takie jak: np. uwzględnienie istniejącej ochrony.

Należy zatem założyć, że zarówno w średnim, jak i długim okresie ratownicy napotkają instalacje zarówno z takimi urządzeniami wyłączającymi, jak i bez nich. Ponieważ zwykle nie wiadomo czy instalacja je posiada, w przyszłości ratownicy będą musieli traktować każdą instalację tak, jakby nie można jej było wyłączyć.

W innych krajach, zwłaszcza w USA, perspektywy są zgoła odmienne. W aktualnym krajowym kodeksie elektrycznym pod słowem kluczowym „Rapid Shutdown [szybkie wyłączenie] (NEC 690.12)" [78] wprowadzono wymóg, aby każdy system fotowoltaiczny – zintegrowany z budynkiem zamontowany na otwartej przestrzeni – musi zostać wyłączony w ciągu 10 sekund. Napięcie resztkowe 30 woltów lub moc resztkowa 240 VA może być nadal obecna. Wymagania te nie zwalniają jednak ratowników z przestrzegania wcześniejszych zasad bezpieczeństwa.

5.6.2 Ogólne wymagania dotyczące systemów wyłączania generatora słonecznego lub modułu słonecznego

W przeszłości przedstawiono liczne sugestie dotyczące wyłączania systemów fotowoltaicznych w sytuacjach awaryjnych, a niektóre również zostały przetestowane. Zostały one zestawione i ocenione np. w [79] i [80].

Pierwsza klasa możliwości opiera się na dużej, światłoszczelnej osłonie generatora słonecznego za pomocą np. piany gaśniczej, brezentu lub nieprzeźroczystego żelu. Jak dotąd podejścia te albo nie były technicznie skuteczne, albo nie były wykonalne z punktu widzenia straży pożarnej. Piany gaśnicze zwykle nie trzymają się najczęściej nachylonych i gładkich powierzchni modułów, nakładanie żelu jest zbyt czasochłonne, a plandeki praktycznie nie tolerują wiatru i nie mogą być stosowane w większych systemach (zob. rys. 5-44). W przypadku pożaru domu z możliwym zagrożeniem dla ludzi ratownicy zawsze najpierw podejmą próbę natarcia wewnętrznego zgodnie z wypróbowanymi i przetestowanymi zasadami postępowania i nie zajmą się w pierwszej kolejności generatorem słonecznym. Wspomniane podstawowe możliwości wyłączania generatorów słonecznych nie znajdują się w regule stosowania VDE-AR-E 2100-712.

Rysunek 5-44: Eksperymenty dotyczące szczelnego przykrycia modułów PV
Źródło zdjęć: http://pv-notaus.de/gefahren.html.

Druga klasa systemów wykonuje **wyłączenie elektryczne w systemie fotowoltaicznym samoczynnie**. Zasadniczo można to zrobić na różnych poziomach, od modułu do falownika, przy różnym stopniu skuteczności w zakresie ochrony osób. Wymagany wysiłek różni się też od rozmiarów instalacji. Powyższe reguły zastosowania uwzględniają tylko systemy fotowoltaiczne na budynkach lub w nich.

Do tej pory nie było wymogu możliwości wyłączenia systemów na otwartej przestrzeni, ale może być on korzystny w przypadku akcji ratowania osób w wypadkach pojazdów lub samolotów w obrębie takich instalacji (np. ekrany akustyczne na autostradach).

Podstawową funkcją wymaganą w regule stosowania VDE-AR-E 2100-712 jest to, że w przypadku zaniku napięcia sieciowego lub wyłączenia falownika przewody prądu stałego w budynku muszą zostać automatycznie wyłączone przez urządzenie ochronne znajdujące się na zewnątrz budynku.

Wyłączone oznacza, że

- napięcie musi być mniejsze niż 120 V,
- suma wszystkich wyjściowych prądów zwarciowych musi być mniejsza niż 12 mA,
- energia wyjściowego układu prądu stałego musi być mniejsza niż 350 mJ.

Urządzenia przełączające – podobnie jak diody obejściowe – muszą być w stanie przewodzić trwale 1,25-krotność wartości nominalnego prądu zwarciowego i powinny wykazywać działanie fail-safe w przypadku awarii, tj. automatycznie przełączać się w stan bezpieczny, wyłączony w przypadku awarii. Jeśli nie jest to zagwarantowane (np. w przypadku przełączników półprzewodnikowych), wymagany jest codzienny test działania, np. przy włączaniu falownika rano.

Ponadto systemy nie mogą prowadzić do niedopuszczalnych stanów eksploatacyjnych, takich jak np. prądy wsteczne w generatorach, jeśli poszczególne moduły zostaną przypadkowo lub w różnym czasie wyłączone przez urządzenie zwarciowe.

Urządzenia wyłączające muszą być aktywnie włączone przez sygnał zezwolenia. Jeśli ten sygnał nie jest stale podawany, wyłączenie musi nastąpić w ciągu maksymalnie 15 sekund. Sygnał zezwolenia może być generowany tylko w przypadku obecności napięcia zasilania, ale może być stłumiony przez inne urządzenia przełączające i monitorujące (np. systemy sygnalizacji pożaru) lub nawet ręcznie.

Po powrocie do normalnego stanu roboczego (np. powrotu napięcia sieciowego) urządzenie wyłączające może ponownie włączyć się automatycznie.

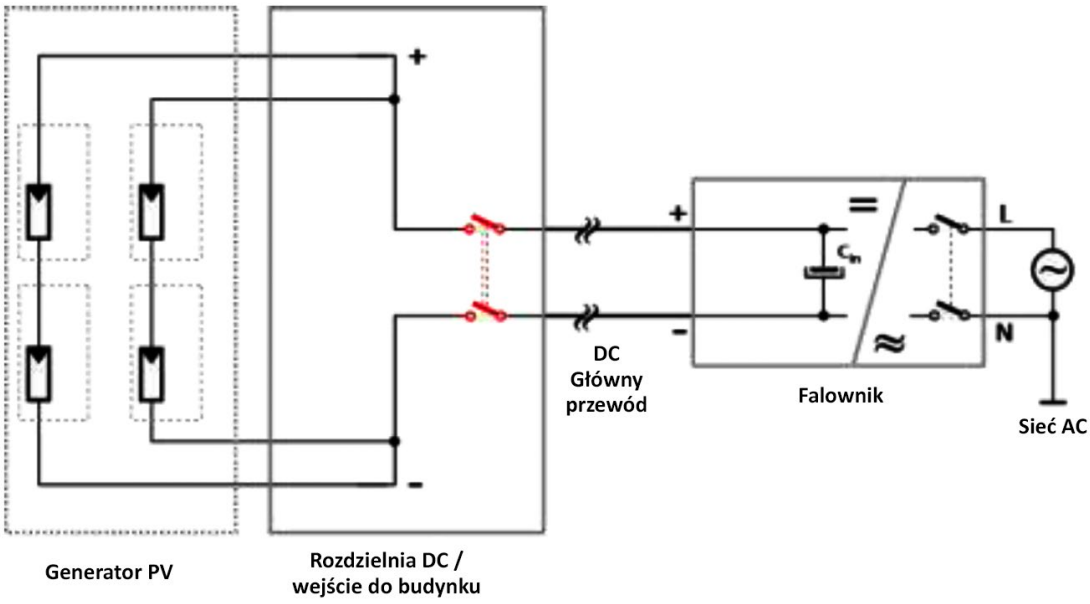
W przypadku systemów wyspowych sygnał zwalniający musi zostać przerwany, gdy system tworzący sieć wyspową zostanie wyłączony.

5.6.3 Urządzenia techniczne do wyłączania modułów słonecznych i generatorów

Reguła stosowania uwzględnia możliwości wyłączenia na poziomie generatora i na poziomie modułu. Uwzględniono zarówno opcje odłączania, jak i zwarcia.

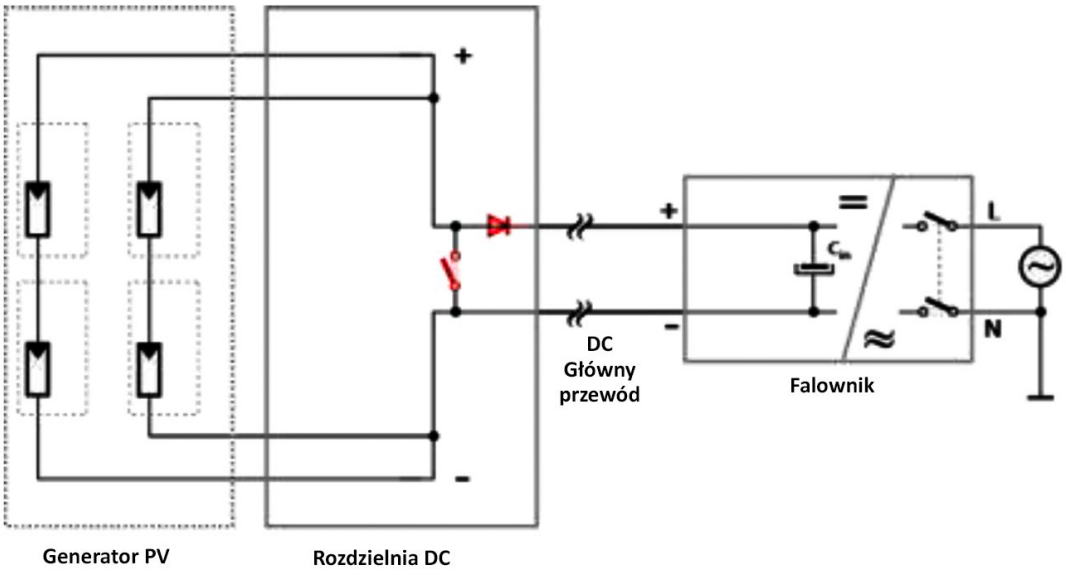
Rysunek 5-45 pokazuje przykład urządzenia do odłączania na końcu generatora lub na wejściu do budynku. Urządzenia odłączające tego typu, znane pod nazwą „przełączników pożarowych", muszą spełniać wymagania dotyczące urządzenia przełączającego zgodnie z DIN EN 60947-3 (VDE 0660-107) lub zgodnie z DIN EN 60947-2 (VDE 0660-101).

Dalsze wymagania muszą jeszcze zostać określone w normie dotyczącej produktu.



Rysunek 5-45: Przykładowe urządzenie do odłączania na końcu generatora

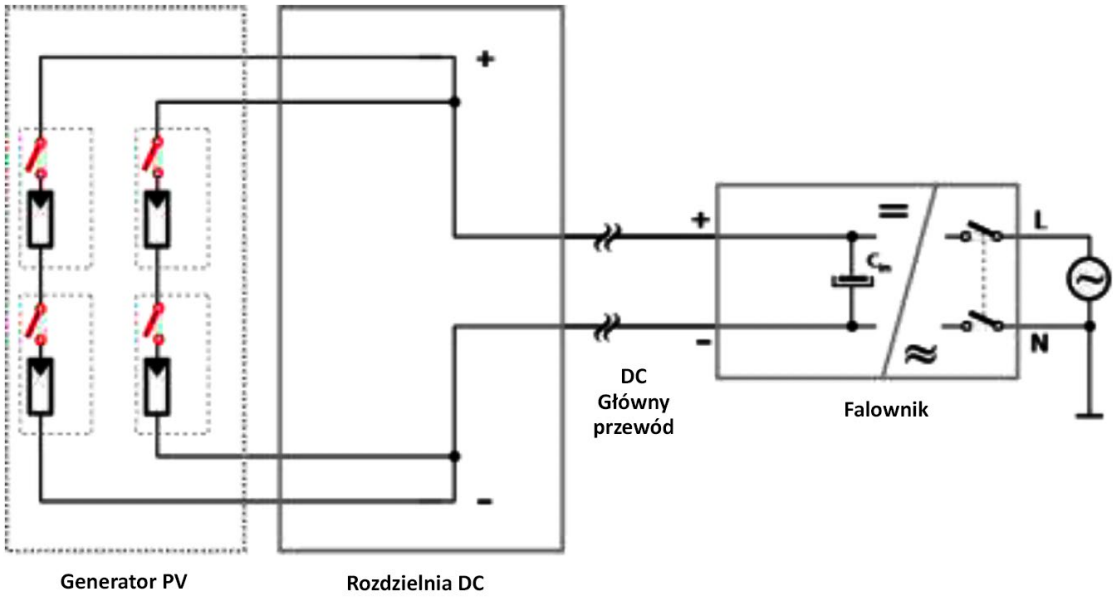
Wyłączenie przez trwałe zwarcie generatora solarnego zgodnie z rys. 5-46 jest niedozwolone zgodnie z regułą stosowania. Powodem tego jest to, że chociaż przewody za punktem sekcjonowania są pozbawione napięcia, to pełne napięcie łańcucha występuje w punkcie separacji w zwartym łańcuchu, co ostatecznie stanowi wyższy potencjał zagrożenia w samym generatorze słonecznym. Dlatego należy unikać długotrwałego zwarcia. Dopuszczalne jest krótkotrwałe (15 s) zwarcie w celu wyłączenia równoległych łuków między dwoma przewodami przewodzącymi prąd, ale takie równoległe łuki występują niezwykle rzadko.



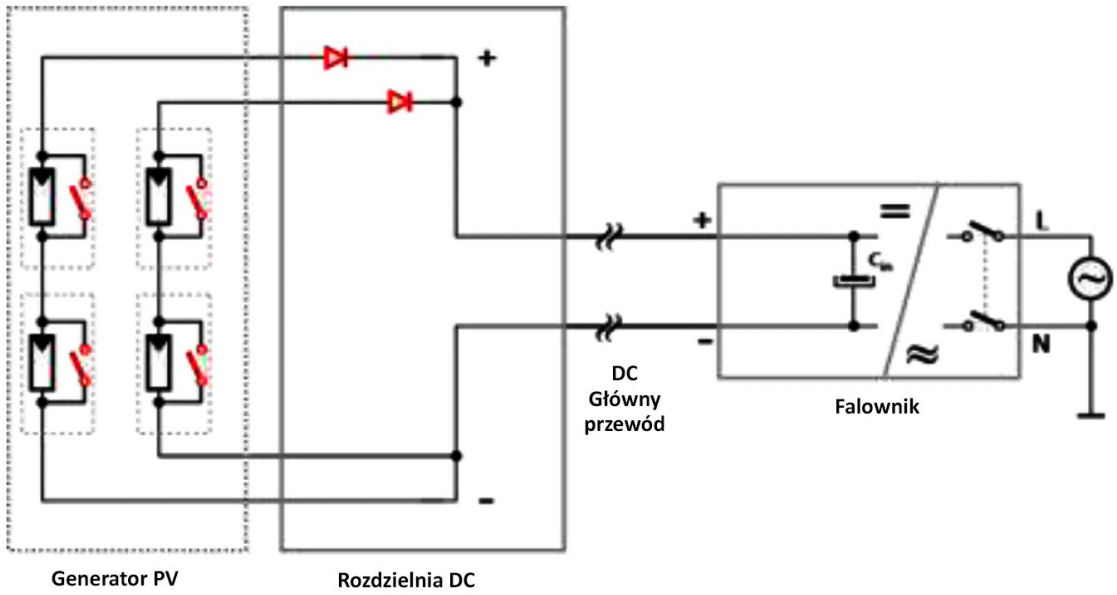
Rysunek 5-46: Przykładowe urządzenie do zwarcia na końcu generatora

Rysunek 5-47 pokazuje urządzenie do wyłączania modułu słonecznego poprzez jego odłączenie. Chociaż nie jest to wyraźnie wymienione w regule stosowania, pod pojęciem takiego urządzenia należy również rozumieć moduły ze zintegrowanymi lub przypisanymi przetwornikami DC/DC lub DC/AC, które zapewniają równoważną funkcję. Istotne jest tutaj, aby urządzenie do wyłączania mogło być również przełącznikiem półprzewodnikowym bez funkcji izolującej, jeżeli typowy mechanizm awaryjny zapewnia wyłączenie. Jeśli nie jest to zagwarantowane, należy przeprowadzić codzienny automatyczny test działania, patrz wyżej. Wymagania dotyczące takich urządzeń do wyłączania modułu fotowoltaicznego nadal muszą być określone w normie produktu.

Urządzenie powodujące zwarcie na poziomie modułu pokazane na rysunku 5-48 zostało odrzucone w szczególności przez producentów modułów w ramach publicznej procedury odwoławczej dotyczącej reguły stosowania. Nie można osiągnąć końcowego rezultatu, dlatego wymagania dotyczące takich urządzeń dla zwarcia modułu fotowoltaicznego nadal muszą być określone w normie produktu.



Rysunek 5-47: Przykładowe urządzenie do wyłączania za pomocą przełącznika szeregowego na poziomie modułu



Rysunek 5-48: Przykładowe urządzenie do wyłączania przez zwarcie na poziomie modułu

5.6.4 Podsumowanie

Reguła zastosowania VDE opisuje szereg środków, za pomocą których można zachować bezpieczeństwo elektryczne w przypadku pożaru lub udzielania pomocy technicznej.

Wyłączenie generatora słonecznego lub poszczególnych modułów nie jest obowiązkowe, ale jest możliwe.

Wnioski z badań rozłączników z 3.3.3.2 pokazują również, że przełączniki reagują na trwale podwyższone temperatury otoczenia z przyspieszoną degradacją styków. Podczas planowania przełączniki powinny być przewymiarowane: podobnie jak kable prądu stałego, przełączniki powinny być w stanie wytrzymać co najmniej 125% prądu znamionowego systemu. Przełączniki narażone na podwyższone temperatury otoczenia muszą być zaprojektowane zgodnie ze specyfikacjami obniżania parametrów znamionowych producenta:

- Wszystkie przełączniki powinny być sprawdzane co roku w celu wykrycia przegrzania.
- Wszystkie przełączniki powinny być serwisowane raz w roku i w ramach serwisu uruchamiane dziesięć razy.

Szczegółowe wymagania techniczne dla takich systemów wyłączania lub zwarć muszą jeszcze zostać określone w normach dotyczących produktów. Prace przednormalizacyjne na ten temat są obecnie realizowane we wspólnym projekcie badawczym przy wsparciu finansowym Federalnego Ministerstwa Gospodarki i Energii (BMWI) w ramach grantu nr 0325596F. Partnerzy TÜV Rheinland LGA Products, E-T-A Elektrotechnische Apparate, Q3 Energieelektronik, Eaton Industries i SMA Solar Technology zajmują się testami starzenia i niezawodności tych urządzeń.

5.7 Wymagania dotyczące etykietowania i informacji

Zasadniczo służby ratownicze podczas gaszenia pożaru w strefie urządzeń elektrycznych muszą przestrzegać odległości zgodnie z VDE0132. Jeżeli w systemach stosowane są urządzenia wyłączające zgodnie z regułą stosowania VDE VDE-AR-2100-712, odpowiedni system prądu stałego po stronie wyjściowej można uznać za obszar chroniony. Urządzenia wyłączające i obszar chroniony po wyłączeniu należy oznaczyć osobno w planie przeglądu.

Zalecenie: po wprowadzeniu na rynek wyłączników modułowych certyfikowanych zgodnie z normą produktu, należy zastosować osobny znak z (np.) zieloną obwódką i uzupełniony o symbol wyłącznika modułowego. Umożliwiłoby to służbom ratowniczym szybkie rozpoznanie, że w generatorze nie występuje niebezpieczne napięcie stałe.

Generalnie dobrym pomysłem byłoby, gdyby informacja o tym, czy w budynku istnieje system fotowoltaiczny, byłaby dostępna przed wyjazdem ekipy strażackiej. Utrzymywanie aktualności tych informacji jest jednak wyzwaniem. Dodatkowym problemem jest to, że nie wszystkie komputery straży pożarnej mają dostęp do internetu. Przydatna byłaby centralna baza danych w Internecie, do której miałyby dostęp organy państwowe, a dane adresowe mogłyby być przesyłane do odpowiednich okręgów administracyjnych lub bezpośrednio do central straży pożarnej lub remiz.

Rejestracja systemów fotowoltaicznych dokonana w Federalnej Agencji ds. Sieci byłaby do tego odpowiednia. Odpowiedni wniosek grupy projektowej został jednak odrzucony przez Federalną Agencję Sieci.

Zasadniczo odpowiednie byłoby również łączenie i ocena wszystkich zgłoszeń systemowych od operatorów sieci na stronie internetowej DGS: www.energymap.info (plik csv z danymi adresowymi wszystkich zarejestrowanych systemów EEG w Niemczech). Nadal jednak należałoby opracować odpowiedni interfejs online do wyszukiwania adresów i kodów pocztowych. Dużym problemem jest brak aktualności i brakujących danych adresowych. Operatorzy sieci zgłaszają się do 18 miesięcy po uruchomieniu.

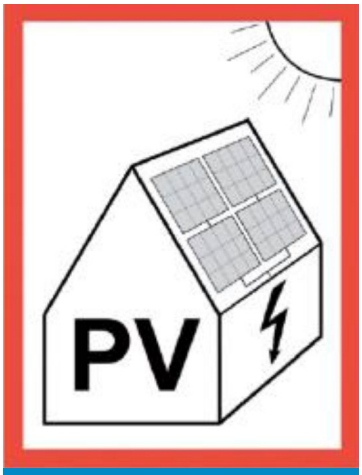
Ponad 10 000 instalacji nie zawiera obecnie żadnych danych adresowych. Adresy zwykle wskazują punkt przyłączenia do sieci, który w niektórych okolicznościach nie pokrywa się z położeniem instalacji. Wszystkie dane musiałyby zostać sprawdzone lub, jeszcze lepiej, należałoby nakłaniać operatorów sieci do właściwego wypełniania ich zobowiązań prawnych (EEG § 52).

6 Środki służące podniesieniu poziomu bezpieczeństwa dla ratowników podczas działań

6.1 Oznakowanie instalacji

Systemy fotowoltaiczne na dachu nie zawsze są od razu widoczne, szczególnie gdy jest dużo dymu. Obecnie nie ma centralnej bazy z aktualnymi danymi dot. wszystkich zainstalowanych systemów PV. Dlatego w miejscu montażu instalacji należy zapewnić szybkie i jasne informacje dla straży pożarnych i innych osób.

Oznakowanie na skrzynce przyłączeniowej domu pozwala strażakom szybko rozpoznać, czy na nieruchomości znajduje się system fotowoltaiczny. W celu identyfikacji znak ostrzegawczy (zob. rys. 6-1) należy zastosować w punkcie przyłączenia systemu fotowoltaicznego zgodnie z normą VDE-AR2100-712, np. skrzynka przyłączeniowa domu lub rozdzielnica główna budynku (odpowiednią naklejkę można uzyskać online od Niemieckiego Towarzystwa Energetyki Słonecznej (DGS)).[1]



Rysunek 6-1: Etykieta informacyjna PV zgodnie z VDE-AR2100-712

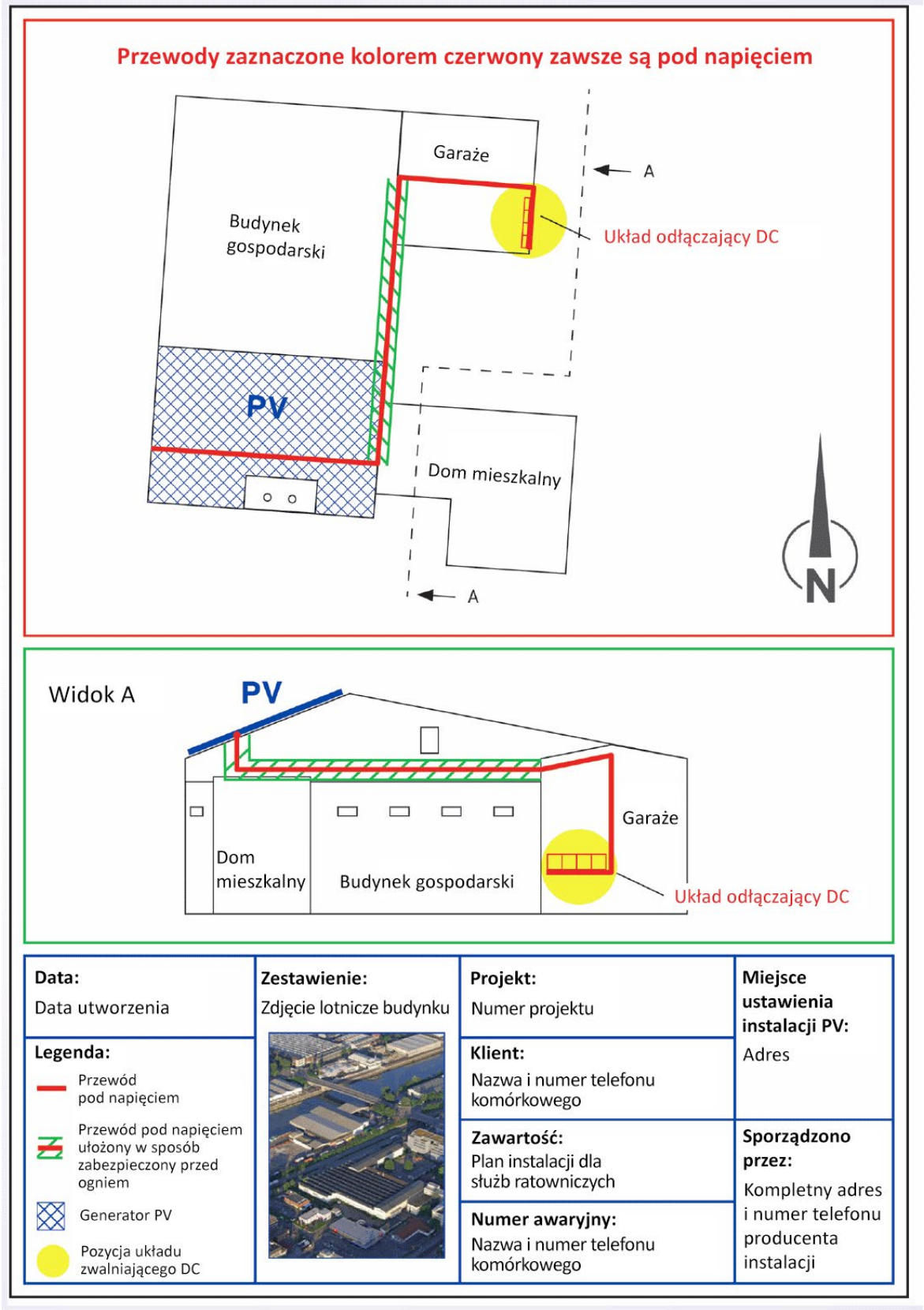
6.2 Plan ratowniczy dla straży pożarnych – ułożenie przewodów i urządzeń technicznych

Plan instalacji (rys. 6-2) zgodnie z regułą określoną w VDE-AR2100-712 musi być udostępniony w punkcie przyłączenia instalacji elektrycznej w odpowiedni sposób (poprzez zawieszenie, rozłożenie itp.). Pomaga to personelowi ratowniczemu w szybkim ustaleniu położenia elementów pod napięciem w obiekcie. Każdy plan dla straży pożarnej zgodny z normą DIN 14095 powinien zostać zweryfikowany przed jego udostępnieniem.

Plan instalacji musi przedstawiać rodzaj i lokalizację elementów instalacji fotowoltaicznej w sposób możliwie prosty i jasny, np.:

- wszystkie przewody pod napięciem, których nie można odłączyć,
- przewody PV pod napięciem DC w budynku posiadające określoną klasę odporności na oddziaływanie ognia,,
- usytuowanie generatora fotowoltaicznego,
- położenie wszystkich urządzeń odłączających DC.

[1] W Polsce obowiązuje w tej sprawie PN-HD 60364-7-712 pkt 712.514 Identyfikacja



Rysunek 6-1: Przykład ogólnego planu dla służb ratowniczych zgodnie z VDE-AR-2100-712

6.3 Instrukcja postępowania w przypadku pożaru

W rozdziale 5 rozważono już wiele różnych scenariuszy w przypadku pożaru. Chociaż sytuacje te różnią się pod względem procedur taktycznych i technicznych, można podsumować techniczne, organizacyjne i osobiste środki ochrony.

Środki techniczne

Środki techniczne powinny automatycznie doprowadzić system do bezpiecznego stanu w przypadku jakiejkolwiek awarii. Stan bezpieczny jest zapewniony, gdy osoby bez specjalistycznej wiedzy mogą pracować przy instalacji bez zagrożenia. Dodatkowa interwencja ludzi w celu osiągnięcia bezpiecznego stanu nie powinna być konieczna. Obecnie opracowywane są normatywne rozwiązania techniczne.

Środki organizacyjne

Rozważając środki organizacyjne, nie omówiono osobno wszystkich typowych procedur – w przypadku pożaru i pomocy technicznej – takich jak użycie aparatu oddechowego lub zwracanie uwagi na możliwe strefy upadku gruzu.

Z organizacyjnego punktu widzenia można zasadniczo wspomnieć o marginesie bezpieczeństwa we wszystkich rozważanych scenariuszach. Należy rozróżnić podstawową odległość ratowników od urządzeń mogących być pod napięciem od odległości podczas gaszenia. Zgodnie z ulotką informacyjną „Zagrożenia elektryczne w miejscu użytkowania" (GUV-I 8677) opracowaną przez Deutsche Gesetzliche Unfallversicherung e.V. należy zachować minimalną odległość jednego metra od wszystkich systemów niskiego napięcia i ich elementów. Jeśli to możliwe lub sytuacja jest niejasna, strefa bezpieczeństwa musi zostać wydzielona.

Zróżnicowane odległości bezpieczeństwa dotyczą gaszenia, które są określone w normie: „Gaszenie pożarów i udzielanie pomocy technicznej w obszarze instalacji elektrycznych" (DIN VDE 0132) Stowarzyszenia Elektrotechniki, Elektroniki i Technologii Informacyjnych (Verband der Elektrotechnik, Elektronik und Informationstechnik e.V). Odległości zostały również potwierdzone w praktycznym eksperymencie projektu badawczego dotyczącego systemów PV.

Jeśli prace mają być wykonywane w obrębie uszkodzonej instalacji lub na niej, mogą je ocenić lub przeprowadzić wyłącznie wykwalifikowani elektrycy. Specjalistyczny personel może również ustalić bezpieczny stan systemu, aby możliwa była bezpieczna eksploatacja. Jeśli system lub elementy przełączające nie są jeszcze uszkodzone, system może być również częściowo wyłączony przez niewykwalifikowany personel (patrz karta kieszonkowa BSW). Podczas wszelkich prac należy być wyposażonym w środki ochrony osobistej zgodnie z obowiązującymi normami.

W szczególności dotyczy to systemów wysokiego napięcia, w których przy wszystkich zadaniach mogą pracować tylko wykwalifikowani elektrycy.

W przypadku zastosowania sztucznego oświetlenia obowiązuje zalecenie zachowania bezpiecznych odległości zgodnie z rozdziałem 4.5.2 projektu badawczego.

Środki osobowe

W celu zminimalizowania ryzyka dla personelu oprócz wszystkich środków technicznych i organizacyjnych wiedza na temat zagrożeń, skutków i środków bezpieczeństwa musi być przekazywana poprzez szkolenia i powtarzana podczas systematycznego dokształcania. Jednolite nauczanie jest ważne przy przekazywaniu wiedzy. Może to wykonać wyłącznie wykwalifikowany personel. Szkolenie teoretyczne i praktyczne powinno odbywać się na miejscu. Ponadto specjalistyczne firmy mogą zapewnić wsparcie w zakresie szkoleń.

6.4 Prowadzenie działań w przypadku zalania (w wyniku powodzi) instalacji fotowoltaicznej (ryzyko wybuchu)

Akcje gaśnicze w obrębie zalanych systemów fotowoltaicznych wymagają dodatkowych działań organizacyjnych oprócz działań opisanych w rozdziale 7.3. Oprócz zachowania zwykłych odstępów bezpieczeństwa do obszarów zalanych można wejść dopiero po usunięciu napięcia (GUV-I 8677). Aby móc ustalić stan beznapięciowy, wszystkie części instalacji elektrycznej znajdujące się pod wodą powinny być odłączone od generatora przez wykwalifikowanego elektryka. Dzięki temu można uniknąć potencjalnego zagrożenia polegającego na zatrzymaniu elektrolizy wody na wodór i tlen.

Ze względu na możliwość powstania mieszaniny wybuchowej tlenu z wodorem, pomiary Ex należy wykonywać w miarę kontynuowania przemieszczania sie zespołu ratowniczego do przodu. Jeśli podczas tych pomiarów zostanie stwierdzone ryzyko wybuchu lub można to założyć na podstawie określonych objawów, należy wydzielić odpowiednio zagrożony obszar zgodnie z obowiązującymi zasadami.

Ponadto w przypadku uszkodzenia elektrycznych urządzeń magazynujących (akumulatory) mogą powstawać toksyczne i żrące gazy (np. HF – fluorowodór).

Zagrożeniom tym można przeciwdziałać poprzez ukierunkowaną wentylację danych obszarów.

7 Podsumowanie i perspektywy

Niniejsze wytyczne podsumowują wyniki ponad 3 lat prac badawczych konsorcjum przy wsparciu innych ekspertów PV, stowarzyszeń branżowych, partnerów przemysłowych, straży pożarnych, firm instalacyjnych, firm ubezpieczeniowych i operatorów.

Praca obejmowała kilka obszarów tematycznych:

- Ocena ryzyka pożarowego w systemach fotowoltaicznych, zarówno w przypadku czynników zewnętrznych spowodowanych przez pożar zewnętrzny, jak i ryzyka powstania pożaru w samym systemie fotowoltaicznym.
- Ocena ryzyka w przypadku pożaru dla sił ratowniczych, w szczególności straży pożarnych oraz strategie ograniczania tego ryzyka.
- Ocena możliwości minimalizacji ryzyka powstania pożaru i rozprzestrzeniania się ognia w obrębie instalacji.
- Wyprowadzanie zaleceń dotyczących projektowania elementów i systemów, materiałów, zapewnienia jakości podczas produkcji, montażu i eksploatacji.

W celu analizy ryzyka w okresie od 2011 do końca 2013 r. przeprowadzono szeroko zakrojone badania. Dotyczyły one rzeczywistych szkód pożarowych w systemach fotowoltaicznych, które obejmowały ankietę internetową, zapytania do zawodowych straży pożarnych i ubezpieczycieli instalacji fotowoltaicznych w Niemczech. Zidentyfikowano 430 przypadków pożaru lub uszkodzeń termicznych w systemach PV, przy czym system PV był przyczyną zdarzenia lub uznano, że mógł być przyczyną zdarzenia w około połowie przypadków. Badania wykazały, że w około jednej trzeciej przypadków uszkodzenie było spowodowane przez same komponenty fotowoltaiczne, w kolejnej jednej trzeciej przypadków przez błędy planowania, a także w jednej trzeciej przez błędy montażowe. Nieproporcjonalnie wiele pożarów miało miejsce około południa lub wczesnym popołudniem oraz w miesiącach letnich, tj. przy wysokim natężeniu promieniowania, a zatem przy znacznych wartościach wytwarzanej energii. W takich przypadkach zawiodły wadliwe i prawdopodobnie wcześniej uszkodzone elementy.

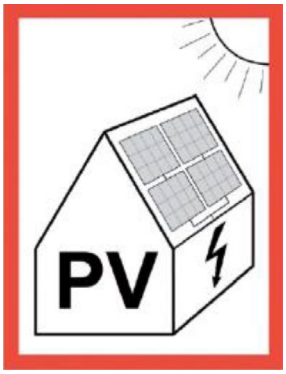
Zespół ekspertów przeprowadził badania laboratoryjne metodą FMEA („Analiza zaniechań i skutków awarii" lub także „Możliwość błędów i analiza ich wpływu"). „Czynnik ludzki" został zidentyfikowany jako główne źródło błędu, dlatego wyprowadzone zalecenia dotyczą głównie obszaru zapewniania jakości zarówno komponentów, jak i projektowania i wykonania instalacji.

Na potrzeby normalizacji zaleca się określenie wzmożonych środków zapewnienia jakości w produkcji, zarówno na poziomie elementów, jak i modułów. Wielu producentów kładzie już nacisk na wysoką jakość. Znormalizowany katalog zapewniania jakości zapewni jednolity miernik jakości i pomoże zapobiegać zagrożeniom poprzez ciągłe monitorowanie produktów.

Regularne kontrole systemów przez niezależne strony trzecie uznano za bardzo przydatne. Dodatkowe elementy bezpieczeństwa mogą dodatkowo zmniejszyć ryzyko, ale zostały umieszczone dopiero na drugim miejscu za profesjonalnym zaplanowaniem i wykonaniem instalacji z zastosowaniem elementów wysokiej jakości. W wielu przypadkach **niewłaściwie zaprojektowane lub przedwcześnie starzejące się styki** zostały zidentyfikowane jako punkty ryzyka w elementach instalacji, zarówno w samym module (skrzynce przyłączeniowej!), jak i w przypadku złącz i styków w skrzynkach odbiorczych i falownikach. W dłuższej perspektywie prowadzi to do przegrzania, co może ostatecznie

spowodować przepalenie lub łuk. **Rodzaj materiałów znajdujących się w otoczeniu instalacji oraz sposób montażu** decydują następnie o dalszym rozwoju pożaru. Na przykład często spotykane przez ekspertów przypadki instalowania falownika na łatwopalnej powierzchni (płycie z materiału drewnopochodnego) lub nad nią – w razie usterki – mogą prowadzić do niszczycielskich skutków. Dotyczy to także (normalnie zapalnej) folii lub drewnianych belek konstrukcji dachu w przypadku stosowania modułów BIPV.

Pomimo środków zapewnienia jakości nie można w 100% wykluczyć przegrzania lub wyładowania łukowego. **Zasadniczo detektory łuku mogą spowodować dodatkowe ograniczenie ryzyka**, ale tylko wtedy, gdy mają wysoki poziom niezawodności wykrywania z małą skłonnością do inicjowania fałszywych alarmów. Ze względu na charakterystyki łuku i wiele możliwych zakłóceń jest to bardzo wymagające, a ponadto specyficzne dla falownika. Zachodzi potrzeba dalszych prac rozwojowych w tym zakresie. Dzięki intensywnym badaniom w projekcie zidentyfikowano już rozwiązania, które nadal wymagają dalszego rozwoju. Kolejną otwartą kwestią jest niezbędna wytrzymałość, aby zagwarantować funkcjonalność w obecnie szacowanym czasie działania systemów fotowoltaicznych wynoszącym 25–30 lat.



Informacja o obecności instalacji fotowoltaicznej w obiekcie została zadeklarowana jako podstawowy czynnik bezpieczeństwa operacyjnego straży pożarnej, który musi być zagwarantowany za pomocą określonej etykiety z użyciem znaku ostrzegawczego w strefie wejściowej lub przyłączeniowej obiektu.

Zagrożenia dla straży pożarnej wynikają przede wszystkim z napięcia stałego wytwarzanego w obszarze generatora, które nadal występuje po stronie prądu stałego po odłączeniu układu od przyłącza sieciowego, o ile światło pada na moduły.

W obszarze **wyłączania modułów i generatorów** nie ma obecnie ustalonego stanu techniki, a zatem nie ma normy produktowej i wykonawczej. Dotychczasowe organy normalizacyjne DKE opracowały regułę stosowania (VDE-AR-E 2100-712)[1], która opisuje minimalne wymagania techniczne i organizacyjne dla osiągnięcia bezpiecznego stanu systemu w sytuacji awaryjnej. Wyłączenie nie jest generalnie wymagane, ale jest rozwiązaniem opcjonalnym, jeżeli środki konstrukcyjne (np. bezpieczne układanie kabli, podłączanie kabli i falownika na zewnątrz) zostaną uznane za niewystarczające.

Ponieważ ratowanie ludzi zawsze jest priorytetem dla ekip ratowniczych w napiętych sytuacjach pod presją czasu, przestrzeganie „pięciu zasad bezpieczeństwa" podczas pracy z instalacjami elektrycznymi będzie prawie niemożliwe. Pomimo możliwej obecności urządzenia wyłączającego, ratownicy będą musieli założyć, że system nie jest pozbawiony zasilania.

Temu zagrożeniu można przeciwdziałać poprzez zachowanie minimalnej odległości 1 m, co jest ogólnie zalecane dla instalacji elektrycznych. W szczególności, w przypadku zdarzeń pożarowych przy bardzo ograniczonej widoczności, niejasnej sytuacji w budynku i ewentualnej konieczności ratowania ludzi, uszkodzone przewody DC stwarzają wysokie zagrożenie porażenia prądem dla ratowników. W związku z tym przewody elektryczne powinny być prowadzone na zewnątrz budynku i charakteryzować się odpornością na oddziaływanie ognia. Alternatywnie przewody można umieszczać w wydzielonych kanałach chroniących instalację przed pożarem.

Seria testów przewodności potwierdziła, że przestrzeganie określonych minimalnych odległości – **5 m dla strumienia zwartego i 1 m dla strumienia rozproszonego – nie powoduje zagrożenia porażeniem prądem dla personelu obsługującego wodne prądownice gaśnicze**. Należy zwrócić uwagę na stosowanie certyfikowanych wodnych prądownic gaśniczych w przypadku aplikowania dodatków środków pianotwórczych, ponieważ zwiększają one przewodność elektryczną.

[1] W międzyczasie w Niemczech ukazała się nowelizacja tej normy – wydanie z grudnia 2018 r.

Ponadto pomiary wykazały, że mokra odzież ochronna praktycznie nie zachowuje właściwości izolacyjnych względem przewodzenia prądu elektrycznego. Zalane piwnice z instalacjami elektrycznymi, np. falowniki lub elektryczne urządzenia magazynujące (akumulatory) stanowią zagrożenie dla życia w przypadku awarii! Oprócz ryzyka porażenia prądem mogą powstawać gazy żrące i wybuchowe (gazy tlen-wodór). Dlatego należy zapewnić dobrą wentylację.

Badania emisji z pożaru ujawniły dodatkowe zanieczyszczenia gazami CO i CO_2, które zwykle występują w pożarach domów. Możliwe przekroczenia toksykologicznych wartości granicznych uwalnianych metali ciężkich, takich jak ołów i kadm, zależnych od technologii wykonania instalacji PV, stwierdzono tylko w bezpośrednim sąsiedztwie miejsca pożaru i w bardzo niesprzyjających warunkach. **Zagrożenie związane z przekroczeniem dopuszczalnych wartości toksycznych dla środowiska ze względu na zanieczyszczenia lotne spowodowane spalaniem modułów fotowoltaicznych można wykluczyć na podstawie badań opisanych w literaturze, własnych testów ogniowych i obliczeń symulacji rozprzestrzeniania.** Pozostałości po pożarze mogą zawierać nadmierne ilości toksycznych metali ciężkich, takich jak ołów lub kadm (dopuszczalna wartość w gruncie dla obszarów zamieszkanych). W przypadku uszkodzenia modułów CdTe woda popożarowa może spowodować przedostanie się do ziemi krytycznych ilości kadmu. Wyniki pomiaru nie mogą być uogólnione, ale pokazują, że istnieje potencjalne zagrożenie. Właściwe usuwanie pozostałości po pożarze jest zatem uważane za niezbędne. **W przypadku poważnego uszkodzenia ogniowego modułów CdTe zaleca się sprawdzenie podłoża w bezpośrednim otoczeniu.**

Szereg kompleksowych eksperymentów ze sztucznym oświetleniem (reflektory) potwierdził, że w określonych warunkach stosowane reflektory mogą generować w modułach prąd o niebezpiecznych natężeniach. **W projekcie sformułowano ogólną i prostą formułę odległości, która umożliwia straży pożarnej szybkie określenie minimalnej odległości dla zastosowanego poziomu mocy nasłonecznienia, a tym samym uniknięcie zagrożeń elektrycznych spowodowanych prądami stałymi podczas akcji gaśniczych prowadzonych w nocy.**

Podczas realizacji projektu coraz częściej stosowane były systemy PV z magazynowaniem energii. Wsparcie polityczne dla tych systemów, zwłaszcza w segmencie małych systemów, oraz szybki rozwój technologii magazynowania energii sugerują, że będą one coraz bardziej rozpowszechnione w nadchodzących latach. W ramach omawianego projektu badawczego nowe sytuacje i zagrożenia związane z instalacją można było oceniać tylko punktowo. Szczególne właściwości i zagrożenia w przypadku szkód spowodowanych przez magazynowanie energii elektrycznej zostaną przeanalizowane w ramach innego projektu badawczego prowadzonego przez TÜV Rheinland. Pełny tytuł brzmi: *Bezpieczeństwo i niezawodność systemów fotowoltaicznych z systemami magazynowania, ze szczególnym uwzględnieniem zagrożeń pożarowych i strategii gaśniczych*.

Podsumowując, z badań tego i innych równoległych projektów badawczych wynika, że ryzyko pożaru w systemach fotowoltaicznych z planowaniem ochrony przeciwpożarowej, użyciem wysokiej jakości elementów i profesjonalnym montażem jest bardzo niskie. Nie można wykluczyć przegrzania z powodu starzenia się styków podczas eksploatacji, ale zwykle rozwija się ono przez dłuższy czas. W najgorszym przypadku może powstać łuk elektryczny. Łuki prądu stałego nie gasną i dlatego wiążą się z ryzykiem rozprzestrzeniania się ognia. Regularne kontrole i konserwacja mogą zapobiec poważnym uszkodzeniom, podobnie jak inspekcje przeprowadzane po zdarzeniach takich jak burze lub trzęsienia ziemi. W szczególnych sytuacjach instalacyjnych detektory łuku z wyłącznikiem mogą zapewnić dodatkowe bezpieczeństwo. W przypadku tych urządzeń wciąż zachodzi potrzeba prac rozwojowych na rzecz niezawodności i trwałości.

Systemy fotowoltaiczne nie stwarzają żadnego szczególnego zagrożenia dla personelu straży pożarnej, jeśli zachowane są odległości bezpieczeństwa, podobnie jak w przypadku innych instalacji elektrycznych pod napięciem. Podstawowym i skutecznym środkiem ochrony dla straży pożarnej jest wyraźnie widoczne oznaczenie na budynku wskazujące, że system fotowoltaiczny jest w nim/na nim zainstalowany.

8 Załącznik

I. Lista specjalistycznych publikacji wykorzystanych w ramach projektu

- *Fire Safety at PV Systems – Fire Prevention and Fire Fighting*, 15.02.2011, Photon PV Safety Conference, San Francisco – USA, F. Reil.
- *Normanforderungen zur Brandsicherheit sowie erweiterte Maßnahmen zur Brandvorbeugung und –bekämpfung*, 18.02.2011, 1. PV Anwenderkonferenz, Köln, F. Reil.
- *Normanforderungen zur Brandsicherheit sowie erweiterte Maßnahmen zur Brandvorbeugung und –bekämpfung*, 18.03.2011, Argesolar Praxis Workshop, Saarbrücken, F. Reil.
- *German Research Project: Fire Safety Risks at PV Systems and Risk Minimization*, 12.04.2011, Photon PV Safety Conference, Berlin, F. Reil.
- *Brandschutz an PV-Anlagen – Aktuelle Normanforderungen und Forschungsaktivitäten*, 14.04.2011, PV-Komponenten-Workshop, Köln, F. Reil.
- *Normanforderungen für den Brandschutz von PV-Anlagen und Ausblick*, 17.05.2011, Bauzentrum München, München, F. Reil.
- *Normanforderungen für den Brandschutz von PV-Anlagen und Ausblick*, 25.05.2011, Bauzentrum München, München, W. Vaaßen.
- *Technische Möglichkeiten zur Abschaltung von Solargeneratoren im Schadensfalle – eine Übersicht und Bewertung*. 04.03.201, 26. Symposium Photovoltaische Solarenergie, Bad Staffelstein, Seiten 594 – 599, Dr. H. Schmidt.
- *Übersicht und Bewertung der verschiedenen Abschaltlösungen*, 08.06.2011, DGS-Workshop “Photovoltaik und Brandschutz“, München, Dr. H. Schmidt.
- *Determination of Fire Safety Risks at PV Systems and Development of Risk Minimization Measures*, September 2011, EUPVSEC 2011, Hamburg, F. Reil, W. Vaaßen, A. Sepanski, B. van Heeckeren, F. Gülenc, Dr. H. Schmidt, R.Grab, G. Bopp, H. Laukamp, S. Phillip, H. Thiem, A. Richter, A. Krutzke, R. Haselhuhn, M. Halfmann, F. Volkenborn, Prof. Dr. H. Häberlin.
- *Brandrisiken in PV-Anlagen und Erstellung von Sicherheitskonzepten*, November 2011, VDI-Fachforum – PV und Brandschutz - Ein schwelender Konflikt, Düsseldorf, A. Sepanski, F. Reil, W. Vaaßen.
- *Brandschutz an PV-Anlagen-Aktuelle Normanforderungen und Forschungsaktivitäten*, Oktober 2011, TRLP Wechselrichter-Symposium, Köln, F. Reil.
- *Qualitätskontrolle von PV-Anlagen im Systemhaus*, Januar 2012, Brandschutz-Workshop, Köln, A. Richter.
- *Statistische Schadensanalyse an deutschen PV-Anlagen*, Januar 2012, Brandschutz-Workshop, Köln, H. Laukamp.
- *Lichtbogenversuche an Modulen und Komponenten*, Januar 2012, Brandschutz-Workshop, Köln, A. Sepanski.

- *Elektrische Gefährdung der Feuerwehren durch PV-Anlagen (Messung elektrischer Leitfähigkeiten)*, Januar 2012, Brandschutz-Workshop, Köln, H. Thiem.
- *Gefährdung beim Löschangriff an PV-Anlagen bei Mond- und Kunstlicht*, Januar 2012, Brandschutz--Workshop, Köln, Prof. Dr. H. Häberlin.
- *Baustoffklassifizierung und Entflammbarkeitsuntersuchungen an PV-Modulen*, Januar 2012, Brandschutz-Workshop, Köln, F. Reil.
- *Anforderung an die Qualitätssicherung*, Januar 2012, Brandschutz-Workshop, Köln, J. Althaus.
- *Brandschutz bei BIPV*, Januar 2012, Brandschutz-Workshop, Köln, F. Reil.
- *Brandschutzgerechte Installationen*, Januar 2012, Brandschutz-Workshop, Köln, R. Haselhuhn.
- *Lichtbogenerkennung – Normüberblick und technische Anforderungen*, Januar 2012, Brandschutz--Workshop, Köln, S. Philipp.
- *Sicherheitskonzepte zum Schutz vor elektrischem Schlag*, Januar 2012, Brandschutz-Workshop, Köln, S. Philipp.
- Fire protection and safety concepts, Januar 2012, 2nd Inverter and PV System Technology Forum, Berlin, H. Schmidt.
- *PV systems – a fire hazard? - Myths and facts from German experiences*, 2012, 27th EU PVSEC, H. Laukamp, G. Bopp, R. Grab, H. Häberlin, B. van Heeckeren, S. Phillip, F. Reil, H. Schmidt, A. Sepanski, H. Thiem, W. Vaaßen.
- *Qualifizierung und Risikobetrachtung von Lichtbögen in PV-Modulen*, OTTI: PV-Symposium, Bad Staffelstein, 2013, F. Reil, W.Vaaßen, A.Sepanski, B. van Heeckeren.
- *Lichtbogendetektion in PV-Anlagen*, OTTI: PV-Symposium, Bad Staffelstein, 2013, R. Grab, Prof. Dr. H. Häberlin, R. Schmitz, L. Borgna, Dr. H. Schmidt, H. Laukamp, G. Bopp, F. Reil.
- *Brandverhalten von PV-Modulen, VDI „Technische Sicherheit“*, Januar 2013, M. Halfmann, Dr. B. Bansemer.
- *Lichtbogenerkennung bei PV-Modulen*, 9. Workshop Photovoltaik-Modultechnik, 30.11.2012, S. Philipp.
- *PV systems - a fire hazard? - Myths and facts from German experiences*, 27th EU PVSEC, 26.9.2012, H. Laukamp.
- *Schadens - und Brandfallanalyse an PV-Anlagen*, 2. Workshop PV-Brandsicherheit, 24.01.2013, Freiburg, H. Laukamp.
- *Risikoanalyse von PV-Systemen mit der FMEA-Methodik*, 2. Workshop PV-Brandsicherheit, 24.01.2013, Freiburg, Dr. H. Schmidt.
- *Erarbeitung neuer Prüfmethoden für Lichtbogendetektoren*, 2. Workshop PV-Brandsicherheit, 24.01.2013, Freiburg, R. Grab.
- *Technische Brandrisikominimierung bei Gebäudeintegrierter Photovoltaik (BIPV)*, 2. Workshop PV-Brandsicherheit, 24.01.2013, Freiburg, F. Reil.
- *Fehleranalyseverfahren für Bypassdioden*, 2. Workshop PV-Brandsicherheit, 24.01.2013, Freiburg, Dr. H. Schmidt.

- *Brandschutz an PV-Anlagen, Solarpraxis PV Systemtechnik*, Düsseldorf, 08.03.2013, F. Reil.
- *Bestimmung von Brandrisiken an PV-Anlagen und Ableitung von Maßnahmen zur Risikominimierung, FortRYS.ungsstätte der Berufsfeuerwehren NRW AGBF NRW*, Münster, 22.10.2012, F. Reil.
- *Bauregelung des DIBt mit Baustoffklassifizierung von PV-Modulen*, 10. Workshop Modul-Technik, Köln (stellvertretend durch Alexander Werner, BSW), 30.11.2012, F. Reil.
- *Bestimmung von Brandrisiken an PV-Anlagen und Ableitung von Maßnahmen zur Risikominimierung*, Wissenschaftstage Berlin, Berlin, 27.11.2012, F. Reil.
- *Baulicher Brandschutz an PV-Anlagen*, Verbraucherschutz NRW, Siegburg, 23.11.2013, F. Reil.
- *Entzündbarkeit von Solarmodulen und Komponenten*, TLRP Wechselrichter Workshop, Köln 20.11.2012, F. Reil.
- *Comparison of Different DC Arc Spectra – Derivation of Proposals for the Development of an International Arc Fault Detector Standard*, IEEE PVSC-Veröffentlichung, Tampa, USA, 2013.
- *Determination of Arcing Risks in PV Modules with Derivation of Risk Minimization Measures IEEE PVSC-Veröffentlichung*, Tampa, USA, 2013.
- *Qualität in der Photovoltaik – Werterhalt und Ertragssicherung durch Wartung*, EnergieAgentur NRW, Düsseldorf, 2013.
- *Zusammenfassung Schadensfallerhebung und - analyse, Ergebnisse einer extensiven Erfassung von Schäden*, Brandschutz-Workshop, Köln, Januar 2014, H. Laukamp, Dr. H. Schmidt, Fraunhofer--Institut für Solare Energiesysteme ISE.
- *Lichtbogendetektion in PV-Anlagen*, Brandschutz-Workshop, Köln, Januar 2014, R. Grab, Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE, Prof. Dr. H. Häberlin, L. Borgna, Berner Fachhochschule Technik und Informatik, BFH-TI.
- *Hinweise zu einer ganzheitlichen Installation zur Brandrisikominimierung*, Köln, Januar 2014, R. Haselhuhn, Deutsche Gesellschaft für Sonnenenergie e.V. DGS.
- *Installationsempfehlungen und Diskussionsstand der zukünftigen PV Installationsnorm IEC 60364-9-1*, Brandschutz-Workshop, Köln, Januar 2014, G. Bopp, H. Laukamp, Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE.
- *Neuartige Methoden zur Qualitätssicherung und Fehlersuche*, Brandschutz-Workshop, Köln Januar 2014, N.Bogdanski, TÜV Rheinland Energie und Umwelt GmbH, Dr. H. Schmidt, Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE.
- *Emissionen von Solarmodulen im Brandfall*, Brandschutz-Workshop, Köln, Januar 2014, A. Sepanski, TÜV Rheinland Energie und Umwelt GmbH.
- *Elektrische Risiken für Einsatzkräfte, Rückblick und neue Ergebnisse*, Brandschutz-Workshop, Köln Januar 2014, Horst Thiem, Berufsfeuerwehr München, M. Reichard, A. Sepanski, F. Reil, TÜV Rheinland Energie und Umwelt GmbH.
- *Emissionen von Photovoltaikmodulen im Brandfall*, 11. Workshop Modul-Technik, Köln, November 2014, A. Sepanski, TÜV Rheinland Energie und Umwelt GmbH, B. Bansemer Currenta GmbH.

Dwie relacje telewizyjne w Bayerische Rundfunk (program Geld + Leben w 2011 r.) i ARD (Plusminus) dotyczyły debaty na temat ochrony przeciwpożarowej w systemach PV. W audycji ARD wspomniano również o obecnym projekcie badawczym.

W programie hitec w grudniu 2011 roku nadawca telewizyjny 3SAT intensywnie dokumentował pomiary przewodnictwa i odniósł się do prac w zrealizowanym projekcie badawczym. Link do fragmentu programu znajduje się na stronie głównej projektu. Temat został również opracowany przez WDR w programie Kopfball. W bardzo przejrzysty sposób wyjaśniono w nim zagadnienia z rozdziału 5.5.

II. Dokumenty do pobrania

- Broschüre „Brandschutzgerechte Planung, Errichtung und Instandhaltung von PV-Anlagen“: http://www.dgs.de/fileadmin/RYS.er/Dokumente/PV-Brandschutz_DRUCK_24_02_2011.pdf
- DIBT-Hinweispapier „Hinweise für die Herstellung, Planung und Ausführung von Solaranlagen“ https://www.dibt.de/de/Fachbereiche/Abteilung_I.html
- BSW Solar, Merkblatt für Einsatzkräfte – Einsatz an stationären Lithium-Solarstromspeichern – Hinweise für die Brandbekämpfung und technische Hilfeleistung. http://bsw.li/1u5Yqz5

III. Strony internetowe

- Projekthomepage: http://www.pv-brandsicherheit.de
- Homepages der Projektpartner:
  - TÜV Rheinland Energie und Umwelt GmbH: www.tuv.com/PV
  - Fraunhofer Institut Solare Energiesysteme: www.ise.fraunhofer.de
  - Deutsche Gesellschaft für Sonnenenergie, Landesverband Berlin-Brandenburg e.V: http://www.dgs-berlin.de
  - Feuerwehr / Brandtechnologie München: http://www.muenchen.de/rathaus/Stadtverwaltung/Kreisverwaltungsreferat/Branddirektion-Muenchen.html
  - Currenta GmbH & Co. OHG: Analytik: http://www.analytik.currenta.de
  - Energiebau Solarstromsysteme GmbH: http://www.energiebau.de
  - Berner Fachhochschule: http://www.bfh.ch Photovoltaiklabor der Berner Fachhochschule: http://www.pvtest.ch
- Deutsche Gesellschaft für Sonnenenergie: http://www.dgs.de
- Bundesverband Solarwirtschaft: http://www.solarwirtschaft.de Leitfaden zur Planung und Errichtung von Photovoltaikanlagen und weitere Fachpublikationen: http://www.dgs-berlin.de/de/publikationen/photovoltaikleitfaden.html
- Bundesnetzagentur: http://www.bundesnetzagentur.de Anlagenregister Photovoltaik: http://www.bundesnetzagentur.de/cln_1411/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/ErneuerbareEnergien/Anlagenregister/Anlagenregister_node.html

IV. Ankieta

Ankieta dotycząca przypadków przegrzania i pożaru w związku z systemami fotowoltaicznymi jest nadal dostępna online. Dane będą dalej zarejestrowane w 2015 roku[1]. Dziękujemy za wsparcie.

Ankieta znajduje się pod linkiem: http://www.pv-brandsicherheit.de

V. Spis ilustracji

Rys. 1-1: Instalacja PV podłączona do sieci energetycznej z bezpośrednim zasilaniem 18

Rys. 2-1: Stabilny łuk DC między elektrodami miedzianymi. Zdjęcie: TÜV Rheinland 43

Rys. 2-2: Granice zapłonu łuku elektrycznego, określone na bazie elektrod miedzianych Źródło: TÜV Rheinland 44

Rys. 2-3: Różne możliwości gaszenia łuku elektrycznego [4] 45

Rys. 2-4: Charakterystyka U-I aktywnego liniowego dwójnika i generatora fotowoltaicznego oraz granicy zajarzenia łuku elektrycznego ze stałym odstępem między stykami (schemat) 46

Rys. 3-1: Ciepło spalania różnych polimerów w porównaniu z konwencjonalnymi paliwami opałowymi [10] 49

Rys. 3-2: Uszkodzenia wywołane palnikiem o mocy 25 kW, po lewej: c-Si, środek: CIS (ułożone poprzecznie), po prawej: CdTe (ułożone poprzecznie) 50

Rys. 3-3: Uszkodzenie spowodowane palnikiem o mocy 150 kW, po lewej: c-Si, środek: CIS (ułożony poprzecznie), po prawej: CdTe (ułożony poprzecznie) 51

Rys. 3-4: Szybkość wydzielania ciepła z modułu c-Si podczas doświadczeń (kolor czerwony – palnik 25 kW, zielony – palnik 150 kW, niebieski – ogień ugaszony po 7 min – w tym punkcie wartość jest pomijalna) 52

Rys. 3-5: Po lewej: układ doświadczenia TÜV/Currenta z palnikiem powierzchniowym, fot. TUV Rheinland, Po prawej: układ doświadczenia BAM z palnikiem gazowym punktowym w pozycji środkowej, fot. BAM [12] 52

Rys. 3-6: Łuki elektryczne w modułach fotowoltaicznych. Źródło zdjęć: TÜV Rheinland 54

Rys. 3-7: Możliwość propagacji łuków szeregowych i równoległych w instalacji fotowoltaicznej. Źródło zdjęć: [14] 55

Rys. 3-8: Spalone moduły fotowoltaiczne na płaskim dachu, tutaj konstrukcja nośna modułów z plastikowymi tacami (!) 56

Rys. 3-9: Po pożarze warsztatu składającego się z magazynu i hali na pojazdy 56

Rys. 3-10: Przegląd rozmiaru szkód w badanych przypadkach 57

Rys. 3-11: Rozkład procentowy zdarzeń szkodowych według typu instalacji (na podstawie 139 zdarzeń) 57

Rys. 3-12: Rozkład uszkodzeń w przypadku zdarzeń szkodowych obejmujących uszkodzenie budynku. Instalacje w dachu (in-roof) obejmują również systemy zintegrowane z elewacją (na podstawie 57 zdarzeń szkodowych) 58

Rys. 3-13: Liczba przyczyn szkód w ponad 100 przypadkach 58

Rys. 3-14: Niezabezpieczony pożarowo montaż falowników na drewnie, w dodatku utrudniający ich konserwację. Autor zdjęć: W. Schröder, biegły w dziedzinie fotowoltaiki, 2014 r 59

Rys. 3-15: Ogólna klasyfikacja części instalacji, w których wystąpiła awaria(w sumie 174 awarie) 60

Rys. 3-16: Liczba awarii poszczególnych elementów (dla 174 zdarzeń) 61

Rys. 3-17: Wiek instalacji w momencie powstania uszkodzenia (na 99 przypadków)..... 62

Rys. 3-18: Liczba zdarzeń szkodowych w podziale na poszczególne lata.
Wraz ze wzrostem liczby instalacji zwiększa się również częstotliwość
zdarzeń szkodowych (dane łącznie dla 157 przypadków) 62

Rys. 3-19: Liczba zdarzeń szkodowych wg miesiąca (łącznie 171) 63

Rys. 3-20: Liczba zdarzeń szkodowych w zależności od pory dnia (99 przypadków
– w wielu z nich niemożliwe było ustalenie godziny wystąpienia) 63

Rys. 3-21: Pozostałości dwóch złączy znalezionych w gruzach budynku mieszkalnego [9]
Źródło: Institut für Schadenverhütung und Schadenforschung IFS 64

Rys. 3-22: Pożar skrzynki przyłączeniowej generatora. Na środku zdjęcia widać
skrzynkę o tej samej konstrukcji. Brak dachu ochronnego.
Źródło: Ochotnicza Straż Pożarna w Bühl 65

Rys. 3-23: Pomieszczenie techniczne instalacji fotowoltaicznej po pożarze 65

Rys. 3-24: Wyraźne ślady przegrzania na połączeniach i wewnątrz przełącznika „zachowanego”..... 66

Rys. 3-25: Całkowita rezystancja czterech przełączników w zależności od liczby cykli
przełączania. Przełączniki 6, 11 i 12 są tego samego typu,
przełącznik 14 jest innego typu 67

Rys. 3-26: Badany przełącznik główny DC z klawiszem dźwigienką łącznikową 67

Rys. 3-27: Uszkodzone styki w skrzynce przyłączeniowej modułu 68

Rys.3-28: Spalone przyłącze AC instalacji fotowoltaicznej
Źródło: Uli Motzer, zakład ubezpieczeniowy Württemberg Versicherung 68

Rys. 3-29: Zakończenie przewodu aluminiowego
Źródło: Uli Motzer, Württemberg Versicherung 68

Rys. 3-30: Przegrzana wkładka topikowa. Źródło: Fot: H. Godard, Energossa 69

Rys. 3-31: Spalone przewody na falowniku. Źródło: Weyerbusch Straż Pożarna 69

Rys. 3-32: Montaż falowników na płycie OSB, po lewej: miejsce, w którym powstał pożar;
po prawej: wykonanie wygląda dobrze, ale jest niezgodne z zasadami ochrony
przeciwpożarowej. Źródło: (Ochotnicza straż pożarna gminy Perl, 2011 r. zdj. po
lewej); W. Schröder, rzeczoznawca w zakresie instalacji fotowoltaicznych, 2014
(zdj. po prawej) 70

Rys. 3-33: Łagodny przebieg pożaru. Źródło: Straż Pożarna w Ellwagen 70

Rys. 3-34: Zdarzenie spowodowane łukiem elektrycznym w nachylonej instalacji
fotowoltaicznej na dachu. Po lewej: Płonące bitumiczne pokrycia dachowe
wytwarzające silne zadymienie i palące się krople. Po prawej: Na szczęście
budynek został uratowany. Źródło: Ochotnicza straż pożarna w Goch 71

Rys. 3-35: Zdjęcie elektroluminescencji nienaruszonego modułu 72

Rys. 3-36: Zdjęcie elektroluminescencji modułu z mikrozarysowaniami i pęknięciami ogniw 72

Rys. 3-37: Często występujące uszkodzenia stwierdzane podczas kontroli towarów przychodzących (ponad 50 sztuk rocznie) 73

Rys. 3-38: Częstotliwości wad w reklamowanych modułach 75

Rys. 3-39: Częstotliwość występowania szkód u różnych producentów 75

Rys. 3-40: Liczba łączeń ogniwowych w różnych typach modułów Busbars – szynoprzewodów 76

Rys. 3-41: Liczba szyn w zależności od rozmiaru ogniwa (Zoll - cal) 77

Rys. 3-42: Skutki łuku elektrycznego sprowokowanego przez zerwanie łączenia międzyogniwowego. Źródło: TÜV Rheinland 77

Rys. 3-43: Skrzynka przyłączeniowa po wystąpieniu łuku elektrycznego między przewodem przyłączeniowym a zaciskiem przyłączeniowym [5] 78

Rys. 3-44: Warianty połączeń 79

Rys. 3-45: Rozpraszanie ciepła 80

Rys. 3-46: Uszkodzenie 10-letniej instalacji po bezpośrednim uderzeniu pioruna. Źródło: Photovoltaic 81

Rys. 3-47: Skrzynka przyłączeniowa modułu z uszkodzonymi diodami obejściowymi na skutek sprzężonych prądów piorunowych 82

Rys. 3-48: Wynik parowania złączy różnych producentów [33] 83

Rys. 3-49: Porównanie: Prawidłowe i nieprawidłowe zaciskanie w terenie [33] 84

Rys. 3-50: Schemat blokowy systemu fotowoltaicznego z punktami wyłączania 86

Rys. 3-51: Skrzynka przyłączeniowa generatora. Źródło: DGS-Berlin 87

Rys. 3-52: Bezpieczniki wg normy. Źródło: SIBA 88

Rys. 3-53: Pojedyncze części falownika łańcuchowego [38] 88

Rys. 3-54: Poszczególne części falownika łańcuchowego [38] 89

Rys. 3-55: Przykład falownika centralnego w szafie sterowniczej 89

Rys. 3-56: Konstrukcja i zdjęcie termograficzne falownika PV wysokiej wydajności. Maksymalna zmierzona temperatura: 60,4°C [38] 91

Rys. 3-57: Zespoły/funkcje z LPR > 15 95

Rys. 3-58: Złożenia/funkcje z LPR <= 15 96

Rys. 3-59: Zestawy/funkcje z LPR > 150 i propozycją rozwiązania z najmniejszym LPR 97

Rys. 4-1: Straż pożarna przy pożarze instalacji fotowoltaicznej na budynku mieszkalnym (Brema, 2008 r.). Zdjęcie: www.feuerwehr.de 102

Rys. 4-2: Zakresy czasu przepływu / natężenia prądu z wpływem prądu stałego na ludzi w przypadku przepływu podłużnego. Źródło: DIN IEC/TS 60479-1 (VDE V 0140-479-1): 2007-5] 109

Rys. 4-3: Zakresy czasu/prądu z wpływem prądów przemiennych (15-100 Hz) na osoby o przepływie podłużnym. Źródło: DIN IEC/TS 60479-1 (VDE V 0140-479-1): 2007-5] 110

Rys. 4-4: Całkowity opór ciała. Źródło: Bild Brieselang.NET 111

Rys. 4-5: Schemat struktury strumienia rozproszonego prądownicy uniwersalnej 112

Rys. 4-6: Wielofunkcyjna prądownica C 114

Rys. 4-7: Prądownica uniwersalna CM 114

Rys. 4-8: Układ eksperymentu z symulowanym modułem fotowoltaicznym (perforowana elektroda płytowa) i prądownicą uniwersalną z odległości jednego metra 114

Rys. 4-9: Konfiguracja eksperymentu z symulowaną rezystancją ciała do pomiaru prądów upływowych przez strumień gaśniczy 114

Rys. 4-10: Pomiar prądów upływu przez strumień wody. Źródło: Solarpraxis AG (Harald Schütt) 114

Rys. 4-11: Ścieżka eksperymentu dotycząca pomiaru przewodności wody jako środka gaśniczego 115

Rys. 4-12: Prądy upływowe przy zastosowaniu wielofunkcyjnej prądownicy CM (woda) 116

Rys. 4-13: Prądy upływowe przy prądownicy uniwersalnej C (woda) 117

Rys. 4-14: Spływająca woda tworzy ścieżki przewodzące do mokrego podłoża – na zdjęciu widać pełny strumień 117

Rys. 4-15: Spływająca woda tworzy ścieżki przewodzące do pokrytego wodą podłoża – na zdjęciu widać prąd gaśniczy rozproszony 117

Rys. 4-16: Obwód prądu i obwód zwarciowy 118

Rys. 4-17: Pomiar prądów upływowych podczas gaszenia instalacji elektrycznych pod napięciem. Próby na terenie OVAG w 2014 r., Projekt współpracy OVAG i VFDB 119

Rys. 4-18: Pomiar prądów upływowych, gaszenie pianą przy ustawieniu prądu rozproszonego. Próby na stronie OVAG w 2014 r 119

Rys. 4-19: Konfiguracja eksperymentu z manekinem i schematem obwodu 120

Rys. 4-20: Wpływ prądu na powierzchnie stykowe, wypalona dziura pod wpływem działania prądu 121

Rys. 4-21: Drewniany manekin w wannie eksperymentalnej i schematyczny układ eksperymentu 122

Rys. 4-22: Widmo światła dla reflektorów halogenowych różnych producentów i różnych klas wydajności 126

Rys. 4-23: Czułość spektralna różnych technologii modułów 127

Rys. 4-24: Generowane prądy zwarciowe w różnych typach reflektorów – kombinacje typów modułów 127

Rys. 4-25: Reflektory halogenowe THW Siegburg oświetlają zwartą konstrukcję złożoną z sześciu modułów 128

Rys. 4-26: Pomiar promieniowania generowanego przez reflektory na poziomie modułu (góra, dół, bok i środek) 128

Rys. 4-27: Prąd zwarciowy zmierzony i ekstrapolowany podczas naświetlania lampami halogenowymi o różnych mocach 129

Rys. 4-28: Emisja i zagrożenia podczas pożaru 132

Rys. 4-29: Próbka modułu CdTe z przebiegiem części Cd w stopionej i schłodzonej próbce [47] 133

Rys. 4-30: Analiza pozostałości: przed i po próbie ogniowej na próbkach modułów CdTe i CIGS. Źródło: BAM 2013 [12] 134

Rys. 4-31: Imisja (stężenie zanieczyszczeń) kadmu w zależności od odległości do miejsca pożaru przy maks. zawartości kadmu 66 g/m (najgorszy scenariusz) 135

Rys. 4-32: Przykładowe stężenie zanieczyszczeń w zależności od odległości i wysokości. Źródło: Federalna Agencja Środowiska Austria [56] 136

Rys. 4-33: Udziały w rynku najpopularniejszych technologii ogniw. Źródło: Photon Europe GmbH, kwiecień 2012 r. 138

Rys. 4-34: Układ eksperymentu (na zdjęciu z modułem c-Si) 147

Rys. 4-35: Palnik gazowy 147

Rys. 4-36: Test ogniowy z wykorzystaniem palnika o mocy 25 kW (góra) i 150 kW (dół) 148

Rys. 4-37: Stopień uszkodzenia c-Si przy mocy palnika 25 kW (góra) i 150 kW (dół) 149

Rys. 4-38: Pozostałości po pożarze z 2 modułów CIGS: rama AL, stopione szkło, opalone pozostałości tworzyw sztucznych, sadza i popiół 153

Rys. 4-39: Średnia ilość ołowiu w pozostałościach po pożarze 154

Rys. 4-40: Średnia zawartość kadmu w pozostałościach po pożarze 154

Rys. 4-41: Zmierzone stężenia zanieczyszczeń ołowiu i kadmu w wodzie pożarowej 155

Rys. 5-1: Przedstawienie zadania ściany oddzielenia przeciwpożarowego. Źródło: BSW 158

Rys. 5-2: Łuk w module fotowoltaicznym 163

Rys. 5-3: Obraz w podczerwieni 163

Rys. 5-4: Przygotowany moduł fotowoltaiczny z meandrującym przecięciem taśm przewodzących 163

Rys. 5-5: Zdjęcie elektroluminescencji z powiększonym pęknięciem ogniwa. Dół: obraz w podczerwieni z gorącymi punktami na przejściach ogniw 164

Rys. 5-6: Ślady wzdłuż pęknięcia ogniwa z powodu przypalenia i błysków światła 164

Rys. 5-7: Sekwencja badania modułów PV w celu określenia podatności na wyładowania łukowe w połączeniach ogniw 165

Rys. 5-8: Schemat metody pomiaru indukcyjnego do badania błędów połączenia między dwoma ogniwami 166

Rys. 5-9: Porównanie zdjęć elektroluminescencji i w podczerwieni na postarzonym module 189

Rys. 5-10: Napięcie indukowane przez prąd fazowy w złączach ogniwa w czujniku (rozmiary względne, proporcjonalne do prądu łańcucha) [28] 167

Rys. 5-11: Metoda wykrywania (In-line) wad połączeń między ogniwami [66] 168

Rys. 5-12: Metoda badania palności zgodnie z EN 13501-1 168

Rys. 5-13: Kwalifikacja materiału pod względem palności 169

Rys. 5-14: Skrzynka przyłączeniowa PV z przyłączami zaciskowymi 169

Rys. 5-15: Uderzenie płomienia w pokrywę w obszarze połączeń przewodów i opalanie płomieniem przykręconego dławika kablowego próbki. Źródło: TÜV Rheinland 170

Rys. 5-16: Stanowisko do testowania siły odrywającej 172

Rys. 5-17: Porównanie szeregów porównawczych do określania siły rozciągającej kompozytów laminowanych między EVA i folią na tylnej stronie modułu 172

Rys. 5-18: Oznaczanie starzenia przed i po symulowanych warunkach otoczenia na przykładzie przyczepności warstw laminatu 173

Rys. 5-19: Przykład: rozwarstwienie w pobliżu szyny przyłączeniowej ogniw 173

Rys. 5-20: Punkty pomiarowe do określania rezystancji styków w normie dot. skrzynek przyłączeniowych (EN 50548: 2011 + A1: 2013) 174

Rys. 5-21: Przegląd próbek do badań i zastosowanych badań 176

Rys. 5-22: Po lewej: Nieprawidłowy załadunek z wgnieceniem spowodowanym przez widły wózka widłowego, po prawej: Niewłaściwy transport modułów słonecznych 177

Rys. 5-23: Koncepcja ochrony przed przepięciami dla systemu PV z zewnętrzną ochroną odgromową z odległością separacji s. Źródło: Dehn, Blitzplaner [70] 180

Rys. 5-24: Po lewej: rozgrzana dioda obejściowa i powiązany z nią prawy łańcuch; po prawej: wyraźnie rozgrzana dioda obejściowa na wykonanych dronem zdjęciach przeglądowych w podczerwieni w około 5-letniej instalacji na zewnątrz. Zdjęcie: TÜV Rheinland 184

Rys. 5-25: Bandaże przeciwpożarowe mogą zapobiegać przenoszeniu pożaru ponad ścianą oddzielenia przeciwpożarowego Zdjęcie: Obo Bettermann [73] 187

Rys. 5-26: Prowadzenie kabli przez ścianę oddzielenia przeciwpożarowego i odległości modułów od ściany przeciwpożarowej lub granicy nieruchomości. Źródło: DGS Berlin 87

Rys. 5-27: Różne opcje dostępu do gaszenia pożaru na spadzistym dachu. Źródło: DGS Berlin 188

Rys. 5-28: Opcje dostępu do walki z ogniem. Źródło: DGS Berlin 188

Rys. 5-29: Typowy podstawowy obwód aktualnych rozwiązań LBD. Zasilanie i wyłączanie przez falowniki (do integracji) lub zewnętrznie. Analiza prądów łukowych w zakresie 1–500 kHz (w zależności od producenta) [6] 192

Rys. 5-30: Z lewej: podkład z bitumu elastomerowego, płyty izolacyjne EPS, arkusz paroizolacyjny bitumu z nowym palnikiem gazowym. Po prawej: membrana hydroizolacyjna z PCV, płyty izolacyjne z wełny mineralnej, membrana bitumoizolacyjna 196

Rys. 5-31: Z lewej: Konstrukcja równoległa do dachu z betonowymi dachówkami i modułem fotowoltaicznym. Po prawej: inicjator zapłonu został umieszczony między modułem a powierzchnią dachu 197

Rys. 5-32: Wynik po badaniu. Moduł został zniszczony, brak wypalenia na powierzchni dachu 197

Rys. 5-33: Pomiary przewodów na skrzynce przyłączeniowej generatora 199

Rys. 5-34: Kontrola wzrokowa (po lewej falownika) i pomiar (po prawej na skrzynce przyłączeniowej generatora) w ramach odbioru 201

Rys. 5-35: Przykłady termografii generatora fotowoltaicznego 202

Rys. 5-36: Przykłady termografii w podrozdzielni i na transformatorze 202

Rys. 5-37: Skrzynka przyłączeniowa generatora z rozłącznikiem i zaciskami rozłączającymi 204

Rys. 5-38: Podstawa bezpiecznikowa 204

Rys. 5-39: Rozłącznik 204

Rys. 5-40: Rozłącznik z funkcją rozłączania z bezpiecznikiem 204

Rys. 5-41: Rozdzielnica średniego napięcia 205

Rys. 5-42: Zestaw do zwarcia i uziemienia transformatora 205

Rys. 5-43: Przykład portalu online z monitorowaniem prądu fazowego/łańcuchowego 206

Rys. 5-44: Eksperymenty dotyczące szczelnego przykrycia modułów PV, Źródło zdjęć: Http://pv-notaus.de/gefahren.html 208

Rys. 5-45: Przykładowe urządzenie do odłączania na końcu generatora 209

Rys. 5-46: Przykładowe urządzenie do zwarcia na końcu generatora 210

Rys. 5-47: Przykładowe urządzenie do wyłączania za pomocą przełącznika szeregowego na poziomie modułu 211

Rys. 5-48: Przykładowe urządzenie do wyłączania przez zwarcie na poziomie modułu 211

Rys. 6-1: Etykieta informacyjna PV zgodnie z VDE-AR2100-712 213

Rys. 6-2: Przykład ogólnego planu zestawieniowego dla służb ratowniczych zgodnie z VDE-AR-2100-712 214

VI. Spis tabel

TABELA 1-1: Kategorie Instalacji PV 19

TABELA 1-2: Ważne normy i serie norm związane z konfiguracją instalacji fotowoltaicznych 22

TABELA 1-3: Ważne normy dotyczące modułów fotowoltaicznych 24

TABELA 1-4: Ważne normy i serie norm w zakresie falowników 25

TABELA 1-5: Ważne normy i serie norm w zakresie systemów montażowych instalacji PV 26

TABELA 1-6: Ważne normy dla elementów DC lub systemów magazynowania energii 27

TABELA 1-7: Przykłady instrukcji instalacji modułów fotowoltaicznych 28

TABELA 1-8: Przykłady instrukcji instalacji falowników 30

TABELA 1-9: Zawartość instrukcji instalacji komponentów prądu stałego 31

TABELA 1-10: Przykłady instrukcji montażu systemów mocowania 32

TABELA 1-11: Kryteria warunków gwarancji i rękojmi producentów modułów 36

TABELA 1-12: Kryteria warunków gwarancji i rękojmi na falowniki 37

TABELA 1-13: Kryteria warunków gwarancji i rękojmi dla systemów montażowych 38

TABELA 3-1: Rozmiar szkód w ok. 210 przypadkach 57

TABELA 3-2: Udział najczęstszych uszkodzeń w całkowitej liczbie uszkodzeń 74

TABELA 3-3: Szczegółowy katalog oceny do analizy instalacji fotowoltaicznej 93

TABELA 3-4: Przykładowa ocena ryzyka związanego z niedociśniętą wtyczką DC 95

TABELA 3-5: Przykładowa ocena różnych środków poprawy 96

TABELA 4-1: Matryca zagrożeń dla ratowników straży pożarnych ze strony instalacji fotowoltaicznych 100

TABELA 4-2: Matryca ryzyka dla straży pożarnych 101

TABELA 4-3: Grupy ryzyka i niezbędne działania 101

TABELA 4-4: Wartości dopuszczalne dla długotrwałych obciążeń prądowych 110

TABELA 4-5: Wybrane wartości impedancji ciała przy przepływie prądu z ręki do ręki w zależności od napięcia na styku (DIN IEC/TS 60479-1 (VDE V 0140-479-1):2007-05) 111

TABELA 4-6: Wartości orientacyjne minimalnych odległości w zakresie niskiego napięcia 112

TABELA 4-7: Suche ubranie, ręka – stopy 120

TABELA 4-8: Suche ubranie, ręka – ręka 120

TABELA 4-9: Mokre ubranie, ręka – stopa 121

TABELA 4-10: Mokre ubranie, ręka – ręka 121

TABELA 4-11: Mokre ubranie bez butów 121

TABELA 4-12: Wyniki badania do eksperymentu 3 123

TABELA 4-13: Przykłady zalecanych minimalnych odległości dla często używanych mocy lamp 130

TABELA 4-14: Współczynniki bezpieczeństwa do oceny wyników testu....130
TABELA 4-15: Podstawowy skład elementów PV....137
TABELA 4-16: Technologie stosowane w instalacjach fotowoltaicznych....138
TABELA 4-17: Przykład składu standardowego modułu Si 215 Wp [8]....139
TABELA 4-18: Materiały i przeciętne frakcje masowe typowego krystalicznego standardowego modułu, folia szklana (laminat jednowarstwowy)....140
TABELA 4-19: Przykład składu modułu CdTe (120 x 60 cm) [8]....141
TABELA 4-20: Typowe zestawienie modułów CIGS (trzech dostawców) [8]....141
TABELA 4-21: Metale, materiały i ich udział w masie modułów cienkowarstwowych (CIS/CIGS i CdTe)....142
TABELA 4-22: Metale, materiały i ich udział w masie modułów cienkowarstwowych (CIS/CIGS i CdTe)....144
TABELA 4-23: Maksymalne współczynniki uwalniania polimerów w przypadku pożaru....144
TABELA 4-24: Maksymalne stężenia w bliskim otoczeniu....145
TABELA 4-25: Typy modułow....146
TABELA 4-26: Oznaczenie testu....149
TABELA 4-27: Porównanie wybranych wyników z 9 testów ogniowych....150
TABELA 4-28: Całkowite wytwarzanie dymu w m^2 * znormalizowane do 1 g spalonej masy....150
TABELA 4-29: Średnie stężenia spalin modułu c-Si....151
TABELA 4-30: Średnie stężenia spalin w module CIS....151
TABELA 4-31: Średnie stężenia spalin w module CD-Te....152
TABELA 5-1: Kryteria oceny wyników badań (Źródło: DIN EN 60695-11-20)....171
TABELA 5-2: Przegląd – porównanie testów przeprowadzonych z pomiarem normatywnym....171
TABELA 5-3: Przegląd próbek do badań i zastosowanych badań....175
TABELA 5-4: Schemat poglądowy środków ochrony przeciwpożarowej VDE AR 2100-712....190

VII. Lista skrótów

Skrót	Wyjaśnienie
ABS	kopolimer akrylonitryl-butadien-styren
AEGL	Wytyczne dotyczące ostrej ekspozycji
a-Si	krzem amorficzny (moduł cienkowarstwowy)
AR	warstwa antyrefleksyjna
ASTM	International (American Society for Testing and Materials)
BBodSchgV	Federalne rozporządzenie w sprawie ochrony gleby i terenów zanieczyszczonych
BIMSCHV	Federalne rozporządzenia dotyczące kontroli zanieczyszczeń
BMU	Federalne Ministerstwo Środowiska, Ochrony Przyrody, Budownictwa i Bezpieczeństwa Jądrowego
BMWi	Federalne Ministerstwo Gospodarki i Energetyki
CdTe	tellurek kadmu
CPS	Skoncentrowana energia słoneczna (koncentracja modułów PV)
DIN	Niemiecki Instytut Normalizacji
ETW	Wartości tolerowane podczas akcji gaśniczych
EL	Elektroluminescencja
ERPG	Wytyczne dotyczące planowania reagowania kryzysowego
EVA	octan etylowinylowy
EN	normy europejskie
FSI	indeks rozprzestrzeniania się płomienia
FTIR	spektrometr w podczerwieni z transformatą Fouriera
GAK	skrzynka przyłączeniowa DC
HPLC	wysokosprawna chromatografia cieczowa
NN	wysokość powyżej normalnego zera
IR	podczerwień (termografia)
IEC	Międzynarodowa Komisja Elektrotechniczna
ISO	Międzynarodowa Organizacja Normalizacyjna
IEC	Międzynarodowa Komisja Elektrotechniczna
c-Si	krzem krystaliczny (moduł grubowarstwowy)

Skrót	Wyjaśnienie
CIS	diselenek indowo-miedziowy
LBO	przepisy budowlane krajów związkowych
ICP-MS	spektrometria mas z plazmą sprzężoną indukcyjnie (pol. Spektrometria mas z plazmą indukcyjnie sprzężoną)
Mpp	maksymalny punkt mocy
ML	obciążenie mechaniczne
µ -Si	krzem mikromorficzny
MBO	wzorcowe kodeksy budowlane
PA	poliamid
PAC	kryteria działań ochronnych
PET	tereftalan polietylenu
PSA	osobiste wyposażenie ochronne
PVB	poliwinylobutyral
PVF	polifluorek winylu
STC	standardowe warunki testowe
IV	Wykres prądowo-napięciowy (również charakterystyka I-U)
UL	Underwriters Laboratories – laboratorium certyfikujące bezpieczeństwo
VFDB	Stowarzyszenie Rozwoju Niemieckiej Ochrony Przeciwpożarowej
WT	Wet Leakage - Leckstrommessung unter Benässung – pomiar prądu upływu urządzeń el. w celu sprawdzenia izolacji obudowy podczas zanurzenia w wodzie

VIII. Wykaz literatury

[1] L. Photon, „Marktübersicht Wechselrichter," *Photon Profi*, 3 2013.

[2] „http://www.photovoltaik.org/wissen/leistungsgarantie," [Online]. [Zugriff am 22 01 2015].

[3] T. Schöpf, *Seminar Störlichtbogenschutz: Grundlagen der Kontaktphysik*, Haus der Technik, München, 2011.

[4] P. Slade, *Electrical Contacts*, Marcel-Dekker, New York, 1999.

[5] J. Zornikau, *Untersuchung der Entstehung von Lichtbögen in Photovoltaik-Modulen und Bewertung der Risiken*, Diplomarbeit, TÜV Rheinland, Köln, 2007.

[6] G. Burkhard, *Schaltgeräte der Elektrotechnik*, VEB Technik Verlag, Berlin, 1985.

[7] Ökopol, „Stoffbezogene Anforderungen an Photovoltaik-Produkte und deren Entsorgung," Institut für Ökologie und Politik GmbH, IE Institut für Energetik und Umwelt GmbH, 2004.

[8] Ökopol, „Studie zur Entwicklung eines Rücknahme- und Verwertungssystems für photovoltaische Produkte," Institut für Ökologie und Politik GmbH , 2007.

[9] Dr. H. Wirth, Fraunhofer ISE, „Aktuelle Fakten zur Photovoltaik in Deutschland," April 2012.

[10] VDS, „Kunststoffe - eigenschaften, Brandverhalten, Brandgefahren, VDS 2516:2000-12," 2000.

[11] S. Krüger, B.Teichmann, M. despinasse, B. Klaffke, BAM , „Systematische Untersuchung des Brandverhaltens und des Feuerwiderstandes von PV-Modulen einschließlich der Emissionen im Brandfall und Entwicklung eines Prüfverfahrens zum Einfluss von PV-Modulen auf die harte Bedachung," Fraunhofer IRB Verlag, 2014.

[12] B. Teichmann, S. Krüger, „Systematische Untersuchung des Brandverhaltens und des Feuerwiderstands von Photovoltaik-Modulen einschließlich der Emissionen im Brandfall und Entwicklung eines Prüfverfahrens zum Einfluss von PV-Modulen auf die harte Bedachung," BAM Bundesanstalt für Materialforschung und -prüfung, Abt. Bauwerkssicherheit, Berlin, 2013.

[13] H. Laukamp, *Schadens- und Brandfallanalyse an PV-Anlagen (geänderte Version)*, 2. PV-Brandschutz--Workshop, Freiburg, 2013.

[14] H. Häberlin, *Was tun bei Detektion? Sinnvolle Strategien zum Erreichen eines sicheren Anlagenzustands bei Auslösen des Lichtbogendetektors*, 2. PV-Brandschutz-Workshop, Freiburg, 2013.

[15] L. Erbe, „Typische Mängel an Photovoltaikanlagen, http://www.schadenprisma.de/pdf/sp_2011_3_4.pdf," *Schadenprisma*, 2011.

[16] C. Bendel, „Qualitätsmängel in Photovoltaikanlagen, Kassel„"*Elektropraktiker Photovoltaik*, 2011.

[17] M. Schmitt, „Mängel bei der Errichtung von Photovoltaikanlagen, Tagungsband 26. nationales Sypmposium Photovoltaik," Bad Staffelstein, 2011.

[18] I. Röpcke, „Feuergefahr im Kuhstall, Photovoltaik Magazin," 04/2009.

[19] K.Freier, Bundesumweltministerium Berlin (BMU), „Jetzige und künftige Anforderungen des EEG, Vortrag bei der 1. Deutsche Photovoltaik – Sicherheitstagung," Berlin, 09/2013.

[20] R. Brück, TÜV Rheinland LGA Products GmbH, „Anforderungen an die Interoperabilität von Steckverbindern; http://www.tuv.com/media/germany/10_industrialservices/pv_modulworkshop_2012/5-4_

Brueck_Anforderungen_an_die_Interoperabilitaet_von_Steckverbindern.," 9. Workshop Modultechnologie, Köln, 2012.

[21] M. Berginski, Multi-Contact, „Sichere Steckverbindungen: Paarung von Fremdprodukten / Crimpen im Feld, 2.ter Workshop PV Brandsicherheit, http://www.pv-brandsicherheit.de/fileadmin/WS_24-01-13/09_Berginski_Sichere_Steckverbindungen.pdf," Köln, 2013.

[22] IFS, „IFS Kiel, Kurzschluss an einer Photovoltaikanlage, IFS SCHADENBEISPIEL, http://www.schadenprisma.de/pdf/sp_2010_2_6.pdf," *Schadenprisma Heft* 2, 2010.

[23] Santon Katalog Schalter, „http://www.santonswitchgear.com/ (P-Type Switch Disconnect 10IS1UKB.pdf)," Download 2012.

[24] Siemens, Grundlagen der Niederspannungs-Schalttechnik, Kap 21J, 2008.

[25] VdS, „Elektrische Anlagen in feuergefährdeten Betriebsstätten und diesen gleichzustellende Risiken," 2013.

[26] T. Kuchlmayr, „Vermeidung von Praxisfehlern bei der Montage und Installation von Photovoltaik--Anlagen - Praxisbericht eines Sachverständigen, Photovoltaik Expertenseminar, Internationales Congresscenter Stuttgart, 25.02.2010," Stuttgart, 2010.

[27] Dr. H. Schmidt, Fraunhofer ISE, „Fehleranalyseverfahren für Bypassdioden, 3. Workshop, www.pv-brandsicherheit.de," Freiburg, 2013.

[28] Dr. Nicolas Bogdanski, TÜv Rheinland,, „Neuartige Methoden zur Qualitätssicherung und Fehlersuche, 3. Workshop Brandschutz," Köln, 2014.

[29] J. Zornikau, W. Vaaßen und F. Reil, *Occurence of Electric Arcs in Crystalline Silicon PV Modules*, EU PVSEC, Hamburg, 2009.

[30] Conergy Group, *Keine Brandgefahr - Conergy PowerPlus Module bieten höchste Sicherheit in der Photovoltaik*, Pressemitteilung, 2009.

[31] FPE Fischer, „Fischer stellt neue Aluminium-Anschlussdose vor, 13.05.2011," [Online]. Available: http://www.mm-erneuerbare-energien.de/solarenergie/articles/315708/.

[32] H. Häberlin und M. Kämpfer, *Schäden an Bypassdioden in PV-Modulen durch Spannungen und Ströme, die durch nahe gelegene Blitzströme verursacht werden*, 23. Symposium Photovoltaische Solarenergie, Bad Staffelstein, 2008.

[33] Multi-Contakt, Berginski, M., *Sichere Steckverbindungen: Paarung von Fremdprodukten / Crimpen im Feld*, 2. PV-Brandschutz-Workshop, Freiburg, 2013.

[34] H. Laukamp, G. Bopp, N. Henze, P. Kremer, A. Soria Moya und C. Wittwer, *Gibt es relevante Rückströme in PV-Generatoren?*, 25. Symposium Photovoltaische Solarenergie, Bad Staffelstein, 2010.

[35] H. Häberlin, *Photovoltaik - Strom aus Sonnenlicht für Verbundnetz und Inselanlagen, Electrosuisse--Verlag*, Fehraltorf, 2010.

[36] VDE 0100-712, *Errichten von Niederspannungsanlagen Teil 7-712: Anforderungen für Betriebsstätten, Räume und Anlagen besonderer Art – Solar-Photovoltaik-(PV) -Stromversorgungssysteme*, VDE Verlag GmbH, 2006.

[37] E. Vinaricky, *Elektrische Kontakte, Werkstoffe und Anwendungen*, Springer Verlag, 2002.

[38] Photon, 10/2010.

[39] http://de.wikipedia.org/wiki/Risikoanalyse/.

[40] http://de.wikipedia.org/wiki/FMEA/.

[41] BSW, Bergische Universität Wuppertal, FG Sicherheitstechnik/Abwehrender Brandschutz, „Einsatz an stationären Lithium-Solarstromspeichern, Hinweise für die Brandbekämpfung," 12/2014.

[42] C. Bendel, „Untersuchung der Gefährdung von Brandschützern beim Löschen von unter Spannung stehenden PV-Anlagen, PV-Testanlage bei Fa. SMA, 24.08.2010," 2010.

[43] Berner Fachhochschule, Technik und Informatik, Labor für Photovoltaik, H. Häberlin, „ "Gefährdung der Feuerwehr beim Löschangriff an PV-anlagen bei Mond- und Kunstlicht"," 2012.

[44] Underwriters Laboratories Inc., „Firefighter Safety and Photovoltaic Installations Research Project"," 2011.

[45] ROHS-Richtlinie 2011/65/EU, *ROHS - Richtlinie 2011/65/EU des Eurpäischen Parlaments und des Rates, Directive 2011/65/EU OF THE EUROPEAN PARLIAMENT AND OF THE COUNCIL on the restriction of the use of certain hazardous substances in electrical and electronic equipment*, 2011.

[46] T. Ebert, Chr. Müller, Bundesverband Boden e.V., „Schadstoffe in Photovoltaik-Freiflächenanlagen - sind sie eine Gefahr für den Boden?," 2011.

[47] Fthenakis, V.M. et all, „"Emissions and Encapsulation of Cadmium in CdTe PV Modules During Fires"," Environmental Sciences Department, Brookhaven National Laboratory, NY and Consortium for Advanced Radiation Resources, Univ. of Chicago, 2005.

[48] Photovoltaik.org, „Besondere Gefahren der Photovoltaik durch giftige verbrennung und Ausbreitung," 2013. [Online]. Available: http://www.photovoltaik.org/betrieb/brandschutz/giftige-verbrennung-brandausbreitung.

[49] Sicherheitsdatenblatt Cadmium gemäß Verordnung (EG) Nr. 1907/2006, „Cadmium," Sigma-Aldrich GMBH, 2011.

[50] M. Held, Chr. Hagendorf, „http://www.csp.fraunhofer.de/presse-und-veranstaltungen/details/id/47/," Scientific Comment of Fraunhofer to Life Cycle Assessement of CdTe Photovoltaics, 28 02 2012. [Online]. Available: http://www.csp.fraunhofer.de/presse-und-veranstaltungen/details/id/47/. [Zugriff am 19 09 2013].

[51] E. Environmental Protection Agency, „Acute Exposure Guideline Levels (AEGL)," http://www.epa.gov/oppt/aegl/pubs/chemlist.htm.

[52] P. Sinha, R. Balas, L. Krueger, „Fate and Transport Evaluation of Potential Leaching and Fire Risks from CdTe PV," 37th IEEE Photovoltaic Specialist Conference, Seattle, 2011.

[53] S.Krüger, „Rauchentwicklung, Rauchgaszusammensetzung und Brandrückstandsanalytik von PV-Modulen im Brandfall, Vortrag VDI," Bundesanstalt für Materialforschung und -prüfung (BAM), Berlin, 2011.

[54] K. Sander et. all, „STUDIE ZUR ENTWICKLUNG EINES RÜCKNAHME- UND VERWERTUNGSSYSTEM FÜR PHOTOVOLTAISCHE PRODUKTE," Ökopol, EPIA, BSW-Solar, 2007.

[55] J. Beckmann, A. Mennenga, Bayerisches Landesamt für Umwelt (BLU) , „Berechnung von Immis-

sionen beim Brand einer PV-Anlage aus CdTe-Modulen," http://www.lfu.bayern.de/luft/doc/pvbraende.pdf, 2011.

[56] C. Nagl, W. Spangl, „Flächenhafte Darstellung Luftschadstoffe – Räumliche Variation der Schadstoffkonzentration, Machbarkeitsstudie zur Berechnung der PM10-, PM2,5 und NO2-Belastung in Österreich," Umweltbundesamt Österreich, 2007.

[57] H. Saran, TÜV Rheinland Energie und Umwelt GmbH, „Entstehung von giftigen Gasen beim Brand von Photovoltaik-Modulen," TÜV Rheinland, 1997.

[58] Dr. Körber, TÜV Rheinland, „Stellungnahme: Risikoanalyse für die Schadstofffreisetzung bei Bränden von PV-Anlagen," Köln, 2012.

[59] H. Cramer, „Grundlegende Untersuchungen über die Emissionen von Spurenstoffen bei der Verbrennung von Kohle, VGB Kraftwerkstechnik 66 (1986), Heft 8, S. 750-753," 1986.

[60] Vehlow, J., Birnbaum, L., Köppel, W., „Arsen und Antimon in der Abfallverbrennung, A J 3/97, S. 9-19," 1997.

[61] Vogg, H., Braun, H., Metzger M. und Schneider J., „The specific Role of Cadmium und Mercury in Municipal Solid aste Incineration, Waste Mangement Research (1986) 4, S. 65-79," 1986.

[62] Dr. Ortner, Dr. Hensler, „Beurteilung von Kunststoffbränden," www.lfu.bayern.de/luft/doc/kunststoffbraende.pdf, 1995.

[63] VFDB, „Verein zur Förderung des Deutschen Brandschutzes e.V., Richtlinie vfdb 10/01Bewertung von Schadstoffkonzentrationen im Feuerwehreinsatz, Stand Herbst 2010," 2010.

[64] BBodSchV, „Bundesbodenschutz- und Altlastenverordnung - BBodSchV," 1999.

[65] BMU, „Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, Klärschlammverordnung," 1992 / 2012.

[66] Dr. H. Schmidt, Fraunhofer ISE, „ Aus der Praxis für die Praxis – Fehlersuche in Solargeneratoren und Modulen, 12. Symposium Photovoltaische Solarenergie, Bad Staffelstein 1997, Seiten 128 - 134," 1997.

[67] DIBT, „DIBT-Hinweispapier „Hinweise für die Herstellung, Planung und Ausführung von Solaranlagen"," Berlin, 2012.

[68] Dr. N. Bogdanski et al., TÜV Rheinland, „Analytical methods to analyze ageing of PV modules on module level, PVSEC," Amsterdam, 2014.

[69] F. Reil, *Mechanische Beanspruchungen für PV-Module - Transportbelastungen*, Köln, 2009.

[70] Dehn + Söhne, Blitzplaner, 2. aktualisierte Auflage, Neumarkt, 2007.

[71] http://www.elektrofachkraft.de/fachwissen/fachartikel/regelwerke/anforderungen-der-neuen-din-en-62446-vde-0126-teil-23-2010-07/, Abgerufen im Januar 2014.

[72] H. Laukamp und G. Bopp, *PV Fire Hazard - Analysis and Assessment of Fire Incidents*, EU PVSEC, Paris, 2013.

[73] S. Ring, O. Bettermann, Energy 2.0, Brandschutz auf dem Dach, Juni 2012.

[74] W. B. Sandia National Laboratories, Edition National Electric Code, Article 690.11, 2011.

[75] VDE, „Anwendungsregel VDE-AR-E 2100-712,VFDE Verlag GmbH," Berlin, 2013.

[76] „www.sonnenenergie.de, 2014," [Online]. Available: http://www.sonnenenergie.de/index.php?id=30&no_cache=1&tx_ttnews[tt_news]=92.

[77] „Wikipedia, 2014," [Online]. Available: http://de.wikipedia.org/wiki/F%C3%BCnf_Sicherheitsregeln.

[78] „www.solarprofessional.com, 2014," [Online]. Available: [4] http://solarprofessional.com/articles/design-installation/understanding-the-nec-2014-and-its-impact-on-pv-systems/page/0/4.

[79] „www.pv-brandsicherheit.de, Workshop am 26.01.2012," [Online]. Available: [5] http://www.pv-brandsicherheit.de/fileadmin/WS_26-01-12/Sicherheitskonzepte_H_Schmidt_T%C3%9CV--Workshop_26012012_Homepage.pdf.

[80] „www.pv-brandsicherheit.de, Workshop 24.01.2013," [Online]. Available: [6] http://www.pv-brandsicherheit.de/fileadmin/WS_24-01-13/08_H%C3%A4berlin_Was_tun_nach_Ausl%C3%B6sung_LBD.pdf.

[81] BINE Informationsdienst, „Recycling von Photovoltaik-Modulen," 2010.

[82] Patterson, M. H., Turner, A. K., Sadeghi, M., Marshall, R.J. 12th European Photovoltaic Solar Energy Conference, Amsterdam, Netherlands, , „Health, Safety, and Environmental Aspects of the Production and Use of CdTe Thin Film Photovoltaics Modules," 1994.

[83] E. Augsten, *Blick in die Blackbox*, Sonne, Wind und Wärme, 9/2007.

[84] H. Häberlin und M. Kämpfer, *Measurements of Damages at Bypass Diodes by Included Voltages and Currents in PV Modules Caused by Nearby Lightning Currents with Standard Waveform*, 23rd EU PVSEC, Valencia, 2008.

[85] http://www.pv-brandsicherheit.de/freiburg2013.

[86] Arnold, H., „MOSFETs plus Logik statt Bypass-Dioden," *Energie&Technik*, 2011.

[87] TÜV Rheinland, „Internet basierte Umfrage zu Brandfällen, http://www.pv-brandsicherheit.de/9/," 2010 bis 2015.

[88] IFS, „ Brandgefährliche Mängel und Versäumnisse, IFS Report," 03/2012.

[89] Siemens AG, Sicherungssysteme - BETA Niederspannungs-Schutzschalttechnik, Technik-Fibel,Bestell-Nr.: E10003-E38-10T-G3021, 2010.

[90] Friege, H., Kummer, B., „Ressourcenschonung am Beisiel der Elektro- und Elektronikaltgeräte III. Photovoltaik-Module," 2012.

[91] M. Bächle, Allianz Stuttgart, „Einsatz von Aluminiumkabeln in der Photovoltaik, ep Photovoltaik," 5/6/2012.

[92] Photon , „Marktübersicht PV-Modultechnologien," 2012.

Dodatek a)

Wyniki badań przeprowadzonych metodą FMEA
Wyniki analizy FMEA do tematu Ryzyko pożaru w instalacjach PV, 10.12.2012, Frankfurt

			Stan obecny				Stan po poprawie					
Komponenty/ miejsce	Potencjalny błąd	Potencjalne przyczyny	Prawdopodobieństwo wystąpienia	Prawdopodobieństwo powstania pożaru (znaczenie)	Prawdopodobieństwo wykrycia	LPR[1]	Możlivve środki zaradcze	Prawdopodobieństwo wystąpienia	Prawdopodobieństwo powstania pożaru (znaczenie)	Prawdopodobieństwo wykrycia	LPR	Komentarz
Wtyczka DC												
Wtyczka podączeniowa DC	Nadtopione wtyczki	Wtyczka połączeniowa niewłaściwie włożona	4	7	8	224	Szkolenie instalatorów	3	7	8	168	
							Konstrukcja złączy: zatrzaski, identyfikacja przez dotyk, kolorowy pierścień itd.	2	7	7	98	
							Inspekcja odbiorcza DIN 126-23	4	7	7	196	
							Inspekcja akceptacyjna (nowa metoda, np. IR – identyfikacja w podczerwieni)	4	7	6	168	Nowe metody pomiarowe
							Regularne powtarzanie prób (DIN 126-23)	4	7	7	196	
							Regularne powtarzanie prób, nowe metody (np. IR identyfikacja w podczerwieni)	4	7	5	140	
							Wykrywacz łuku elektrycznego	4	4	7	112	Jeśli funkcja jest pewna
		Wtyczka uszkodzona mechanicznie, skorodowana przez niewłaściwą instalację, zwietrzała, uszkodzona przez zwierzęta, błąd produkcyjny	4	7	7	196	Szkolenie instalatorów	3	7	7	147	
							Inspekcja odbiorcza DIN 126-23	4	7	7	196	
							Regularne powtarzanie prób (DIN 126-23)	4	7	5	140	
							Wykrywacz łuku elektrycznego	4	4	6	96	
							Pomiary izolacji	4	7	5	140	
		Wtyczka fabrycznie źle zmontowana (także wewnątrz rozdzielaczy, falowników itd.)	3	7	7	147	Środki kontroli jakości u dostawcy					
							Kontrola odbiorcza (wizualna, IR, nowe metody pomiaru)					
							Regularne powtarzanie badań (wizualna, IR, nowe metody pomiaru)					
							Wykrywacz łuku elektrycznego					

[1] LPR - liczba priorytetu ryzyka.

Dodatek a)

			Stan obecny				Stan po poprawie					
Komponenty/ miejsce	Potencjalny błąd	Potencjalne przyczyny	Prawdopodobieństwo wystąpienia	Prawdopodobieństwo powstania pożaru (znaczenie)	Prawdopodobieństwo wykrycia	LPR	Możliwe środki zaradcze	Prawdopodobieństwo wystąpienia	Prawdopodobieństwo powstania pożaru (znaczenie)	Prawdopodobieństwo wykrycia	LPR	Komentarz
Wtyczka podączeniowa DC	Nadtopione wtyczki	Wtyczka źle zainstalowana (na miejscu)	7	7	7	343	Szkolenie instalatorów	4	7	7	196	
							Montaż złączy: połączenia bez stosowania specjalnych narzędzi	3	7	7	147	
							Regularne powtarzanie prób (DIN 126-23)	7	7	5	245	
		Wtyczki różnych producentów (podróbka)	7	7	9	441	Wykrywacz łuku elektrycznego	7	4	6	168	
							Szkolenie projektantów i instalatorów	4	7	9	252	
							Umowa na stosowanie normatywnych wtyczek	1	7	9	63	
							Normowe wykluczenie niekompatybilnych wtyczek	2	7	9	126	
Wtyczka AC												
Wtyczka AC	Wtyczka przepalona	Kontakty śrubowe niewystarczająco dociągnięte	3	6	5	90	Szkolenie instalatorów					
							Kontrola odbiorcza (wizualna, IR, nowe metody pomiaru)					
							Regularne powtarzanie badań (wizualna, IR, nowe metody pomiaru)					
		Niedopuszczalnie sztywny kabel przy nieodpowiedniej wtyczce	5	5	4	100	Szkolenie instalatorów					
							Kontrola odbiorcza (wizualna, IR, nowe metody pomiaru)					
		Niedopuszczalnie elastyczny kabel bez odpowiednich tulejek kablowych	5	5	7	140	Szkolenie instalatorów					
							Kontrola odbiorcza (wizualna, IR, nowe metody pomiaru)					

Dodatek a)

			Stan obecny				Stan po poprawie						
Komponenty/ miejsce	Potencjalny błąd	Potencjalne przyczyny	Prawdopodobieństwo wystąpienia	Prawdopodobieństwo powstania pożaru (znaczenie)	Prawdopodobieństwo wykrycia	LPR	Możliwe środki zaradcze	Prawdopodobieństwo wystąpienia	Prawdopodobieństwo powstania pożaru (znaczenie)	Prawdopodobieństwo wykrycia	LPR	Komentarz
Zaciski śrubowe												
Zaciski śrubowe w dystrybucji pól, falownikach (po stronie DC)	Zaciski nadpalone	Połączenia śrubowe niedostatecznie dokręcone, przewody nieodpowiednio wprowadzone	7	7	6	294	Szkolenie instalatorów, klucze dynamometryczne	4	7	6	168	
							Inspekcja odbiorcza DIN 126-23	7	7	5	245	
							Kontrola odbiorcza (wizualna, IR, nowe metody pomiaru) lub pomiar oporności połączenia	7	7	3	147	
							Regularne badanie zgodnie z DIN 126-23	7	7	4	196	
							Regularne powtarzanie badań, nowe metody np. IR	7	7	3	147	
							Zastosowanie bardziej preferowanych połączeń sprężynowych (gdzie to możliwe)	3	7	3	63	
							Konstrukcyjne zmiany w skrzynce przyłączeniowej generatora	5	7	4	140	np. prostsze, bezpośrednie wprowadzanie połączeń
							Detektor łuku elektrycznego	7	4	6	168	
							Optymalizacja projektowania	3	8	7	168	
							Testy odbiorcze (DIN 0126 23)	5	8	5	200	
							Poprawione badania odbiorcze (np. pomiar rezystancji IR)	5	8	4	160	
							Odbiór przez osoby trzecie (Rzeczoznawca PV)	5	8	2	80	
							Szkolenie instalatorów	5	7	8	280	
							Inspekcja odbiorcza DIN 126-23	5	7	8	280	
							Rozszerzona kontrola odbiorcza, kamera termowizyjna	5	7	4	140	
							Zmiany konstrukcyjne listwy zaciskowej (regulacja)	4	7	6	168	
		Niewymiarowe, zbyt blisko siebie (temperatura otoczenia, obniżanie wartości znamionowych), brak płytek separacyjnych itp.	5	8	7	280						
		Izolacja kabli zaciśnięta	5	7	8	280						

Dodatek a)

			Stan obecny				Stan po poprawie					
Komponenty/ miejsce	Potencjalny błąd	Potencjalne przyczyny	Prawdopodobieństwo wystąpienia	Prawdopodobieństwo powstania pożaru (znaczenie)	Prawdopodobieństwo wykrycia	LPR	Możliwe środki zaradcze	Prawdopodobieństwo wystąpienia	Prawdopodobieństwo powstania pożaru (znaczenie)	Prawdopodobieństwo wykrycia	LPR	Komentarz
Zaciski śrubowe w dystrybucji pól, falownikach (po stronie DC)	Zaciski nadpalone	Nieodpowiednia obróbka przewodów aluminiowych	7	8	6	336	Szkolenie instalatorów	5	8	6	240	
							Inspekcja odbiorcza DIN 126-23	7	8	5	280	
							Rozszerzona kontrola odbiorcza, kamera termowizyjna	7	8	3	168	
							Odbiór przez osoby trzecie (Rzeczoznawca z wiedzą dot. aluminium)	7	8	3	168	
							Wykrywacz łuku elektrycznego	7	7	6	294	Duży przekrój – duża moc. > łuk równoległy
Zaciski śrubowe AC												
Zaciski śrubowe w rozdzielnicach elektrycznych. falowniki (strona AC)	Zaciski nadpalone	Styki śrubowe niedostatecznie dokręcone. Przewody poprowadzone nieprawidłowo	6	6	6	216	Szkolenie instalatorów, moment obrotowy kluczy	4	6	6	144	
							Test akceptacji (DIN 0126-23)	6	6	5	180	
							Test akceptacyjny (ulepszony np. O Iß lub pomiar rezystancji styku)	6	6	3	108	
							Regularne powtarzanie testu (DIN 0126-23)	6	6	4	144	
							Regularne powtarzanie testu (ulepszone np. IR)	6	6	3	108	
							Preferowane użycie zacisków sprężynowych (jeśli to możliwe)	3	6	3	54	
							Zmiany konstrukcyjne w skrzynce przyłączowej generatora	5	6	4	120	np. uproszczone, proste wprowadzanie połączeń
							Wykrywacz łuku elektrycznego					łuk przy miedzi najpierw przy bardzo wysokiej temperaturze, efekt niejasny
		Niewymiarowe, zbyt blisko siebie (temperatura otoczenia, obniżenie wartości znamionowych), brak płytek separacji potencjału itp.	5	7	7	245	Poprawa projektowania	3	7	7	147	
							Badanie odbiorcze (DIN 0100-600)	5	7	5	175	
							Poprawiona kontrola odbiorcza, pomiar oporności, IR	5	7	4	140	
							Odbiór przez osoby trzecie (Rzeczoznawca PV)	5	7	2	70	

Dodatek a)

			Stan obecny				Stan po poprawie					
Komponenty/ miejsce	Potencjalny błąd	Potencjalne przyczyny	Prawdopodobieństwo wystąpienia	Prawdopodobieństwo powstania pożaru (znaczenie)	Prawdopodobieństwo wykrycia	LPR	Możliwe środki zaradcze	Prawdopodobieństwo wystąpienia	Prawdopodobieństwo powstania pożaru (znaczenie)	Prawdopodobieństwo wykrycia	LPR	Komentarz
Zaciski śrubowe w rozdzielaczach polowych. falowniki (strona AC)	Zaciski nadpalone	Zaciśnięta izolacja kabla	5	6	8	240	Szkolenie instalatorów	5	6	8	240	W tym przypadku nie pomaga
							Test akceptacji (DIN 0100-600)	5	6	8	240	
							Rozszerzona kontrola odbiorcza, kamera termowizyjna	5	6	4	120	
							Konstrukcyjne zmiany w listwie zacisków (ustawienia)	4	6	6	144	
							Szkolenie instalatorów	5	8	6	240	
							Test akceptacji (DIN 0100-600)	7	8	5	280	
		Niewłaściwa obróbka kabli aluminiowych	7	8	6	336	Rozszerzona kontrola odbiorcza, kamera termowizyjna	7	8	3	168	
							Odbiór przez osoby trzecie (Rzeczoznawca z wiedza dot. Aluminium)	7	8	3	168	
							Wykrywacz łuku elektrycznego	7	4	5	140	Łuk w przypadku miedzi tylko w bardzo wysokich temperaturach, efekt jest niejasny
Połączenia lutowane												
Połączenia lutowane w module (złącze ogniwa, złącze krzyżowe)	Wadliwe połączenia lutowane, możliwe łuki elektryczne w module	Złe lutowanie. Starzenie się z powodu naprężeń mechanicznych / termicznych	7	6	9	378	Badanie odbiorcze dostaw Polepszenie odbioru u dostawcy (24 h)	2	6	9	108	
							Regularne powtarzanie testu (DIN 0126-23)	7	6	8	336	
							Regularne powtarzanie testu (ulepszone np. IR)	7	6	3	126	Jeżeli świeci słońce
							Wykrywacz łuku elektrycznego	7	4	7	196	

Dodatek a)

			Stan obecny				Stan po poprawie						
Komponenty/ miejsce	Potencjalny błąd	Potencjalne przyczyny	Prawdopodobieństwo wystąpienia	Prawdopodobieństwo powstania pożaru (znaczenie)	Prawdopodobieństwo wykrycia	LPR	Możliwe środki zaradcze	Prawdopodobieństwo wystąpienia	Prawdopodobieństwo powstania pożaru (znaczenie)	Prawdopodobieństwo wykrycia	LPR	Komentarz
Diody												
Diody obejściowe i łańcuchowe	Diody zwarte lub rozwarte	Przepięcie spowodowane wyładowaniem statycznym	4	4	9	144	Środki kontroli jakości. Szkolenie instalatorów					
							Zabezpieczenie przeciwprzepięciowe na diodach					
		Przepięcia powodowane burzami lub zakłóceniami w systemie	6	4	8	192	Wymagana ochrona odgromowa	4	4	8	128	
							Zabezpieczenie przeciwprzepięciowe na diodach, diody odporne na przepięcia	3	4	5	96	
							Regularne powtarzanie badań, nowe metody np. IR	6	4	4	96	
		Długotrwała awaria z powodu przeciążenia termicznego i zmian temperatury przy zmieniającym się zacienieniu	4	4	9	144	Stosowanie technik chłodzenia					
							Regularne powtarzanie badań, nowe metody np. IR					
Moduł												
Moduł	Przerwy, błędy izolacji	Zerwane złącza ogniw, taśma łączeniowa	4	6	8	192	Zmiana wyglądu u dostawcy, kontrola jakości	2	6	6	96	
							Regularne powtarzanie badań, nowe metody np. IR	4	6	4	96	
							Wykrywacz łuku elektrycznego	4	4	7	112	
		Pęknięcie ogniwa	2	3	8	48						
		Pękniecie szkła	6	5	2	60	Usprawniona technika montażu					
							Regularne powtarzanie badań, nowe metody np. IR					
							Wykrywacz łuku elektrycznego					

Dodatek a)

			Stan obecny				Stan po poprawie					
Komponenty/ miejsce	Potencjalny błąd	Potencjalne przyczyny	Prawdopodobieństwo wystąpienia	Prawdopodobieństwo powstania pożaru (znaczenie)	Prawdopodobieństwo wykrycia	LPR	Możliwe środki zaradcze	Prawdopodobieństwo wystąpienia	Prawdopodobieństwo powstania pożaru (znaczenie)	Prawdopodobieństwo wykrycia	LPR	Komentarz
Moduł	Przerwy, błędy izolacji	Uszkodzenie folii na tylnej stronie w wyniku błędu montażowego, starzenia się lub aktu wandalizmu	5	4	7	140	Szkolenie instalatorów					
							Kontrolowanie izolacji przez falownik					
							Badania odbiorcze, nowe metody pomiarowe np. IR					
							Regularne powtarzanie badań, nowe metody pomiarowe np. IR					
		Uszkodzenia komórek jak mikro rysy, inne	8	2	6	96	Zapobieganie przyczynom na etapie projektowania i kontrolę jakości					
							Regularne powtarzanie badań, nowe metody pomiarowe np. IR					
Bez-pieczniki DC												
Bezpieczniki - DC	Przegrzanie, niewystarczające przełączenia	Stosowanie nieodpowied-nich bezpieczników np. bezpieczników AC albo o niewystarczającym napięciu lub niewłaściwie zainstalowanych	6	8	7	336	Lepsze projektowanie, dobór odpowiednich komponentów	2	8	7	112	
							Rezygnacja z bezpieczników DC, jeśli to możliwe	1	1	1	1	Uwaga: tylko jeśli to możliwe (2 lub 3 łańcuchy)
							Inspekcja odbiorcza DIN 126-23	6	8	4	192	
							Odbiór przez osoby trzecie (Rzeczoznawca PV)	6	8	2	96	
Bez-pieczniki AC												
Bezpieczniki AC	Przegrzanie	Przegrzanie przez silne zwielokrotnienie, wysoka temperatura otoczenia łączy	6	6	5	180	Lepsze projektowanie, dobór odpowiednich komponentów	3	6	5	90	
							Test akceptacji (DIN 0100-600)	6	6	3	108	
							Regularne sprawdzanie (wg DIN 0105-100)	6	6	2	72	Rozpoznawalne są również brązowe kolory

Dodatek a)

			Stan obecny				Stan po poprawie					
Komponenty/ miejsce	Potencjalny błąd	Potencjalne przyczyny	Prawdopodobieństwo wystąpienia	Prawdopodobieństwo powstania pożaru (znaczenie)	Prawdopodobieństwo wykrycia	LPR	Możliwe środki zaradcze	Prawdopodobieństwo wystąpienia	Prawdopodobieństwo powstania pożaru (znaczenie)	Prawdopodobieństwo wykrycia	LPR	Komentarz
Kable DC i AC												
Kable DC i AC	Mechaniczne uszkodzenia, wady izolacji, łuk elektryczny	Uszkodzenia długotrwałym użytkowaniem (promieniowanie UV, wilgoć, zmiany temperatury)	7	7	4	196	Dobór odpowiednich komponentów	4	7	4	112	
							Chronione ułożenie kabli	3	7	4	84	
							Prowadzenie przewodów w wydzielonych kanałach ochronnych	3	5	4	60	
							Dozorowanie izolacji przez falownik	7	7	2	98	Jeśli pozwala stan techniki
							Regularne badanie wg DIN 126-23	7	7	3	147	
		Uszkodzenia przez nieostrożność	7	5	8	140	Wykrywacz łuku elektrycznego	7	7	7	196	Równoległe i do ziemi
							Szkolenie instalatorów					
							Odbiór (wizualny, pomiar izolacji)					
		Elektryczne przeciążenie ze względu na przekrój albo sposób ułożenia (za gęsto)	5	5	6	150	Lepsze projektowanie, odpowiedni dobór komponentów					
							Odbiór (wizualny, IR)					
Wyłącznik DC												
Wyłącznik DC - wewnątrz lub na zewnątrz falownika	Wyłącznik nadtopiony (przypalony), brak możliwości separacji	Niekompatybilny z DC	3	8	6	144	Poprawione projektowanie, dobór odpowiednich komponentów					
							Odbiór (oględziny, IR, nowe metody pomiarowe)					
		Niewystarczające napięcie i prąd znamionowy	6	8	6	288	Ulepszone projektowanie, dobór odpowiednich komponentów	2	8	6	96	
							Badanie odbiorcze wg DIN 126-23	6	8	3	144	Starzenie się styków: przełączniki muszą zostać potwierdzone

Dodatek a)

			Stan obecny				Stan po poprawie					
Komponenty/ miejsce	Potencjalny błąd	Potencjalne przyczyny	Prawdopodobieństwo wystąpienia	Prawdopodobieństwo powstania pożaru (znaczenie)	Prawdopodobieństwo wykrycia	LPR	Możliwe środki zaradcze	Prawdopodobieństwo wystąpienia	Prawdopodobieństwo powstania pożaru (znaczenie)	Prawdopodobieństwo wykrycia	LPR	Komentarz
Falownik												
Falownik	Falownik przegrzany, falownik uszkodzony elektrycznie	Wentylacja zatrzymana lub nieczynna	6	4	5	120	Dobór czystego stanowiska					
							Bezpieczne usytuowanie falownika					
							Regularna konserwacja, czyszczenie					
							Regularne powtarzanie badania (oględziny, IR, nowe metody pomiarowe					
		Temperatura otoczenia za wysoka	5	4	5	100	Ulepszone projektowanie, dobór odpowiednich komponentów					
							Środki wentylacji					
							Dobry projekt, wysoka jakość wykonania					
		Wewnętrzny błąd elektryczny	4	4	8	128	Ochrona przed przepięciem					
							Metalowa skrzynka					
							Wykrywacz łuku elektrycznego, wyłącznik modułu					
Wilgotność												
Ogólna instalacja	Korozja przez wnikanie wilgoci	Nieodpowiedni poziom ochrony IPxx/brak wymiany powietrza	5	4	6	120	Ulepszone projektowanie, dobór odpowiednich komponentów					Wybrać odpowiedni stopień ochrony dla danego miejsca montażu!
							Regularne powtarzanie badania (oględziny, IR, nowe metody pomiarowe					
		Połączenia śrubowe w PG – wprowadzenie przewodów od góry	4	4	3	48	Szkolenie instalatorów					
							Badania odbiorcze (oględziny, IR, nowe metody pomiarowe					

Dodatek a)

			Stan obecny				Stan po poprawie					
Komponenty/ miejsce	Potencjalny błąd	Potencjalne przyczyny	Prawdopodobieństwo wystąpienia	Prawdopodobieństwo powstania pożaru (znaczenie)	Prawdopodobieństwo wykrycia	LPR	Możliwe środki zaradcze	Prawdopodobieństwo wystąpienia	Prawdopodobieństwo powstania pożaru (znaczenie)	Prawdopodobieństwo wykrycia	LPR	Komentarz
Zagrożenie pożarem												
Ogólna instalacja	Podwyższone zagrożenie pożarem	Montaż na palnym podłożu (np. drewno, płyta wiórowa) lub w pobliżu materiałów palnych (słoma, siano, paliwo)	6	6	5	180	Dobór odpowiedniego standardu	1	6	5	30	
							Przestrzeganie odpowiednich wymagań VDE i budowlanych	2	6	5	60	
							Dotrzymanie wymagań dostawcy	3	6	5	90	Jeśli przydatne
							Odbiorcze badanie wg DIN 126-23	6	6	3	108	
							Regularne badanie wg DIN 126-23	6	6	3	108	Możliwe zmiany użytkowania pomieszczenia
Połączenia lutowane J Box												
Połączenia lutowane wewnątrz skrzynki połączeniowej	Niewłaściwe połączenia lutowane, możliwy łuk w module lub w skrzynce	Złe lutowanie, starzenie się przez mechaniczne/ termiczne obciążenie	5	7	9	315	Poprawa jakości u dostawcy	2	7	9	126	
							Regularne badanie wg DIN 126-23	5	7	9	315	
							Rozszerzone regularne badanie (z IR)	5	7	3	105	
							Wykrywacz łuku elektrycznego	5	4	8	160	

1. Przedmiot i cel badania

W ramach projektu badawczego BMU „Ocena zagrożenia pożarowego w instalacjach fotowoltaicznych i tworzenie koncepcji bezpieczeństwa w celu zminimalizowania ryzyka" w czerwcu 2014 r. w budynku testowym CURRENTA przeprowadzono badania eksperymentalne mające na celu scharakteryzowanie uwalniania zanieczyszczeń z modułów fotowoltaicznych w przypadku pożaru. Program badań obejmował trzy różne typy modułów (tab. 1). Każdy wystawiony był na działanie palnika gazowego ustawionego od dolnej strony modułu, tak aby zasymulować możliwy scenariusz rozwoju pożaru przy zastosowaniu dachowych paneli PV. Analizy zanieczyszczeń przeprowadzono na próbkach gazów spalinowych, pozostałości po pożarze oraz wody popożarowej.

Tabela 1: Badane typy modułów

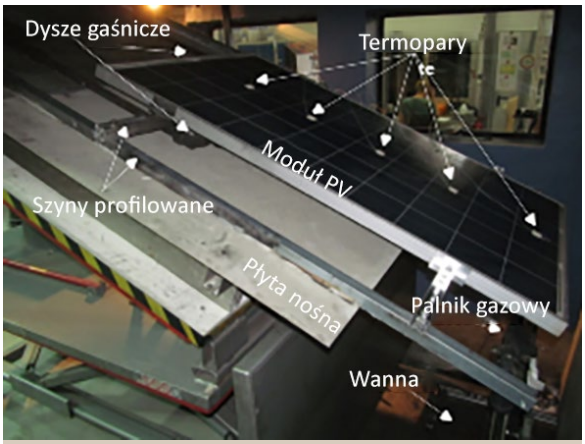
Typ	Budowa	Rama	Długość [mm]	Szerokość [mm]	Grubość [mm]
c-Si	szkło-folia	Aluminium	1655	1000	45*
CIS	szkło-folia	Aluminium	1255	980	35*
CdTe	szkło-folia	Bez	1200	600	8
* grubość ramy					

2. Układ doświadczalny

Moduły fotowoltaiczne zostały zamontowane za pomocą szyn profilowych o wysokości 40 mm, które ułożono poprzecznie na płycie nośnej z cementu włóknistego znajdującej się na platformie testowej nachylonej pod kątem 23° do poziomu (rysunek 1). Wybrane nachylenie było analogicznie do tego stosowanego w testach ogniowych dachu według normy UL 790. Moduły wystawały na 45 cm ponad przednią krawędź płyty nośnej. Od spodu w tej przestrzeni zostały poddane działaniu płomienia. Jako źródło zapłonu zastosowano palnik gazowy opisany w normie UL 790, wytwarzający płomień o szerokości ok. 100 cm (rys. 2). Palnik umieszczono 10 cm poniżej przedniej krawędzi modułu, odległość w poziomie do przedniej krawędzi modułu również wynosiła 10 cm.

Z przodu i z tyłu modułu, wzdłuż jego osi podłużnej, umieszczono pięć termopar. Ich odległości do przedniej krawędzi modułu wynosiły odpowiednio 10, 40, 70, 100 i 130 cm. Zawarte w załączniku wykresy temperatur dotyczą miejsc pomiarowych na przedniej krawędzi modułu – „MS-01" (tył modułu) i „MS-06" (przód modułu). W celu przeprowadzenia badań wody popożarowej zainstalowano dwie dysze gaśnicze w górnej części stanowiska badawczego w przestrzeni między modułem a płytą nośną. Stalowa wanna o wymiarach 1,75 × 1,50 m^2 została umieszczona na podłodze hali testowej. Jej zadaniem było zbieranie wody popożarowej spływającej z płyty nośnej.

Aby przyłożyć płomień do modułów o podobnej powierzchni, dla typu c-Si badania przeprowadzono z jednym modułem w układzie wzdłużnym (długość: 1655 mm), dla typu CIS – z dwoma modułami w układzie poprzecznym (długość całkowita: 1960 mm) oraz dla CdTe z trzema modułami w orientacji poprzecznej (długość całkowita: 1840 mm wraz z odstępami montażowymi).



Rysunek 1: Konfiguracja eksperymentalna (pokazana tutaj z modułem c-Si)

Rysunek 2: Palnik gazowy

3. Przeprowadzenie eksperymentu

Dla każdego typu modułu przeprowadzono badania z zastosowaniem palnika o mocy 25 kW i 150 kW. Badania miały na celu analizę reakcji na ogień modułów oraz uwalniania z nich zanieczyszczeń przy różnej intensywności naprężeń termicznych (rys. 3). Ponadto na każdym typie modułu przeprowadzono kolejny test z zastosowaniem palnika o mocy 150 kW. Po 6-7 minutach ugaszano pożar przy użyciu 20 litrów wody gaśniczej podawanej przez 45 sekund.

Badania przeprowadzono pod wyciągiem zgodnie z normą ISO 9705 przy objętościowym przepływie powietrza usuwanego wynoszącym ok. 1 m^3/s. Zmierzono następujące wielkości:

- szybkość wydzielania ciepła,
- szybkość wytwarzania dymu,
- temperatury z przodu i z tyłu modułu,
- ubytek masy modułów i masy pozostałości po pożarze,
- uszkodzona powierzchnia modułu,
- szybkość wytwarzania składników gazowych: dwutlenek węgla (CO_2), tlenek węgla (CO), cyjanowodór (HCN), chlorowodór (HCl), bromowodór (HBr), fluorowodór (HF), tlenek azotu (NO), dwutlenek azotu (NO_2) i dwutlenek siarki (SO_2),
- ilości arsenu, ołowiu, kadmu i selenu zawarte w spalinach,
- ilości arsenu, ołowiu, kadmu i selenu zawarte w pozostałościach po pożarze,
- ilości arsenu, ołowiu, kadmu i selenu zawarte w wodzie gaśniczej.

Ponadto przeprowadzono dwa testy referencyjne z (niepalnymi) płytami z krzemianu wapnia zamiast modułów w celu określenia szybkości wydzielania dymu, CO_2 i CO generowanego przez palnik gazowy w określonych warunkach badania. Zmierzone w ten sposób wartości zostały odjęte od rzeczywistych wyników pomiarów, tak aby wyniki badań przedstawione w rozdziale 4 dotyczyły wyłącznie emisji z modułów fotowoltaicznych.

Analiza składników dymu

W celu oznaczenia arsenu, ołowiu, kadmu i selenu część strumienia powietrza wywiewanego przepuszczono przez układ filtrów, a następnie przez sorbent. Analiza została przeprowadzona przy użyciu ICP-MS. Wyniki pomiarów wymienione w części 4 odpowiadają sumie cząstek w postaci pyłu i cząstek zebranych w filtrach.

Analizę składników gazu (z wyjątkiem formaldehydu) prowadzono w sposób ciągły za pomocą spektrometru FTIR podłączonego do wentylacji usuwającej powietrze. Rozdział 4 przedstawia wartości stężeń uśrednione w czasie trwania eksperymentu.

Do oznaczenia formaldehydu użyto wkładu absorpcyjnego; analizę przeprowadzono metodą HPLC.

Analiza pozostałości po pożarze

Pozostałości po pożarze składały się z uszkodzonych, odpadających części modułu, które zebrały się w trakcie testu na płycie nośnej ramy testowej oraz w tacy ściekowej poniżej. Pozostałości po pożarze zostały najpierw zmiecione i zmieszane. Pobrano dwie próbki i rozdrobniono je w młynku tnącym. Zawartość arsenu, ołowiu, kadmu i selenu oznaczono za pomocą ICP-MS.

Analiza wody popożarowej

Po zmieszaniu wody popożarowej zebranej w zbiorniku pobrano dwie próbki i przeanalizowano je za pomocą ICP-MS na zawartość arsenu, ołowiu, kadmu i selenu.

Analizę arsenu, ołowiu, kadmu i selenu przeprowadził Dział Analizy Pierwiastków, pobór próbek spalin i analiza formaldehydu – Dział Analiz Powietrza, a rozdrobnienie pozostałości po pożarze – Dział Analiz Środowiskowych CURRENTA.

Rysunek 3: Test ogniowy z zastosowaniem palnika o mocy 25 kW (lewy rys.) i 150 kW (prawy rys.)

4. Wyniki badań

W sumie przeprowadzono dziewięć badań, które oznaczono w następujący sposób.

Tabela 2: Oznaczenie badania

	Palnik o mocy 25 kW	Palnik o mocy 150 kW	Palnik o mocy 150 kW, test gaszenia wodą
Typ modułu: c-Si	1A	1B	1C
Typ modułu: CIS	2A	2B	2C
Typ modułu: CdTe	3A	3B	3C

W testach z palnikiem o mocy 25 kW na wszystkich trzech typach modułów wystąpiły tylko lokalnie ograniczone, głównie powierzchowne uszkodzenia. Duża powierzchnia modułów została zniszczona przy mocy palnika na poziomie 150 kW. Dokumentację testów można znaleźć w załączniku do raportu.

Wyniki analizy chemicznej podano poniżej jako masę badanego analitu na podstawie jednego standardowego metra sześciennego spalin, jednego kilograma pozostałości po pożarze lub jednego litra wody gaśniczej. Dodatkowo wyszczególniono łączne ilości uwolnionych substancji, które wynikają z pomnożenia zmierzonego stężenia substancji przez całkowitą objętość gazów spalinowych, całkowitą masę pozostałości po pożarze lub całkowitą objętość użytej wody gaśniczej.

n.n.: niewykrywalne

n.e.: nie określono

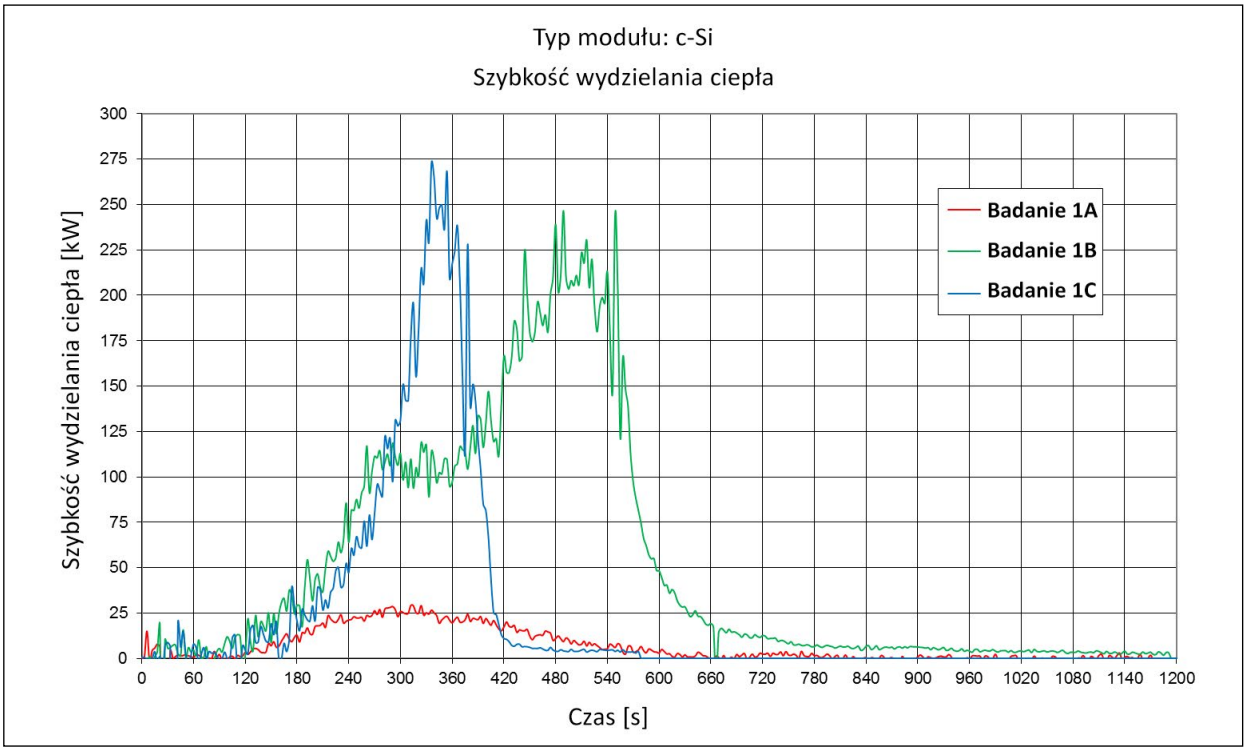
4.1 Moduł typu c-Si

Uwolnienie ciepła, tworzenie się dymu i uszkodzenie badanego modułu

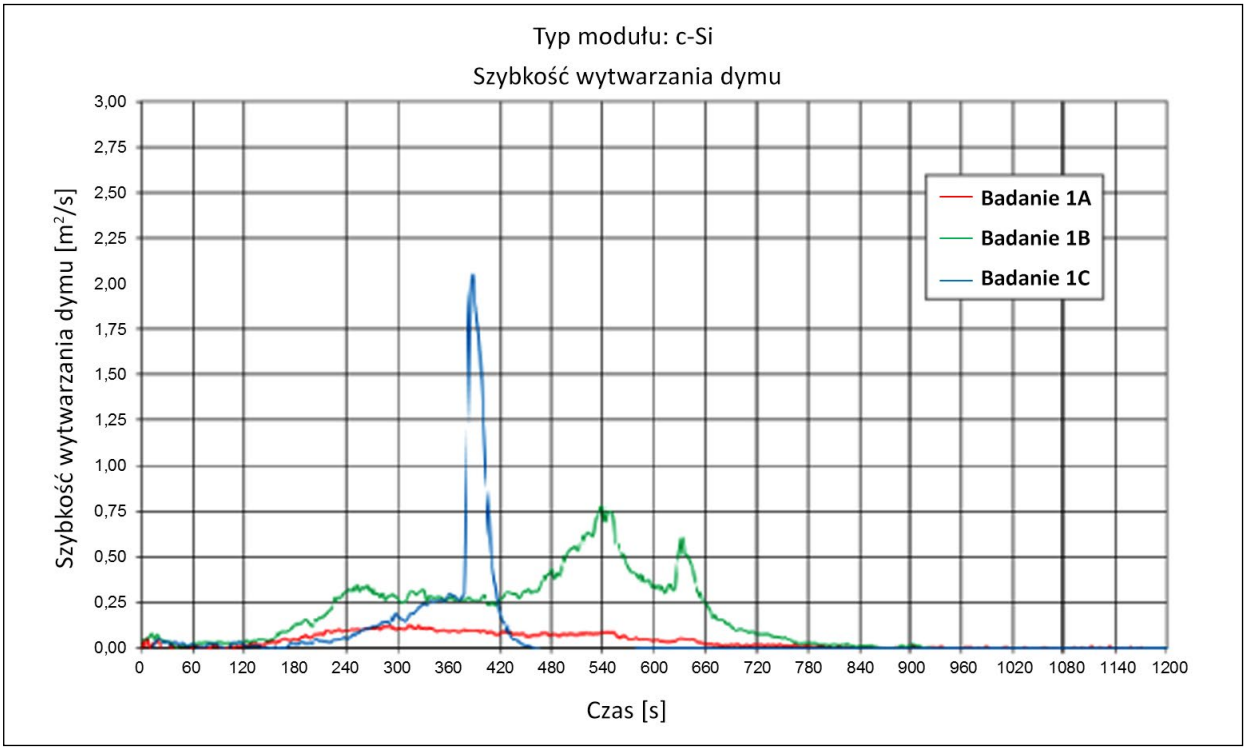
Tabela 3: Parametry ogniowo-technologiczne dla modułu typu c-Si

		Badanie 1A	Badanie 1B	Badanie 1C
Czas badania	**[s]**	1200	1200	600
Maksymalna szybkość wydzielania ciepła	**[kW]**	29,2	246,6	272,9
Średnia szybkość wydzielania ciepła	**[kW]**	6,4	49,3	46,2
Łączna ilość wydzielonego ciepła	**[kJ]**	7631	59197	27747
Maksymalna szybkość wytwarzania dymu *	**[m²/s]**	0,12	0,78	2,05
Średnia szybkość wytwarzania dymu *	**[m²/s]**	0,03	0,15	0,12
Całkowite wydzielanie dymu *	**[m²]**	41	182	73
Masa początkowa modułu	**[g]**	19978	20022	19882
Masa pozostała z modułu	**[g]**	19525	5502	10375
Utrata masy	**[g]**	453	14520	9507
Utrata masy	**[%]**	2,3	72,5	47,8
Masa pozostałości po pożarze	**[g]**	143	12798	n.e.
Spalona masa	**[g]**	310	1722	n.e.
Zniszczona powierzchnia	**[m²]**	0,54	1,53	0,97

* Wydzielanie dymu podano w m², tj. powierzchnia, na której wszystkie cząsteczki dymu będą rzutować na dwuwymiarową płaszczyznę.



Rysunek 4: Szybkość wydzielania ciepła z modułu typu c-Si



Rysunek 5: Współczynnik wytwarzania dymu, typ modułu c-Si

Analiza spalin

Tabela 4: Analiza spalin dla modułu typu c-Si – zmierzone wartości (uśrednione w czasie)

		Badanie 1A	Badanie 1B	Badanie 1C
Arsen	**[µg/m³]**	1,1	0,8	0,1
Ołów	**[µg/m³]**	50	630	1010
Kadm	**[µg/m³]**	6,5	60	77
Selen	**[µg/m³]**	24	10	9,8
Dwutlenek węgla	**[mg/m³]**	842	3786	3068
Tlenek węgla	**[mg/m³]**	6	30	30
Cyjanowodór	**[mg/m³]**	n.n.	n.n.	n.n.
Chlorowodór	**[mg/m³]**	n.n.	n.n.	n.n.
Bromowodór	**[mg/m³]**	n.n.	n.n.	n.n.
Fluorowodór	**[mg/m³]**	n.n.	n.n.	n.n.
Tlenek azotu	**[mg/m³]**	n.n.	n.n.	n.n.
Dwutlenek azotu	**[mg/m³]**	n.n.	n.n.	n.n.
Dwutlenek siarki	**[mg/m³]**	n.n.	n.n.	n.n.
Formaldehyd	**[mg/m³]**	1,0	0,9	1,8

Tabela 5: Analiza spalin dla modułu typu c-Si – obliczone całkowite uwolnienie

		Badanie 1A	Badanie 1B	Badanie 1C
Arsen	**[mg]**	1,3	1,0	0,1
Ołów	**[mg]**	61	760	600
Kadm	**[mg]**	7,9	72	46
Selen	**[mg]**	29	12	5,8
Dwutlenek węgla	**[g]**	1020	4543	1822
Tlenek węgla	**[g]**	7	36	18
Formaldehyd	**[g]**	1,2	1,1	1,1

Analiza pozostałości po pożarze

Tabela 6: Analiza pozostałości po pożarze dla modułu typu c-Si – zmierzone wartości

		Badanie 1A		Badanie 1B		Badanie 1C	
		Próba 1	**Próba 2**	**Próba 1**	**Próba 2**	**Próba 1**	**Próba 2**
Arsen	**[mg/kg]**	48	30	11	9,1	n.e.	n.e.
Ołów	**[mg/kg]**	4800	6400	700	2700	n.e.	n.e.
Kadm	**[mg/kg]**	0,3	2,5	0,4	1,4	n.e.	n.e.
Selen	**[mg/kg]**	0,5	110	0,3	20	n.e.	n.e.

Tabela 7: Analiza pozostałości po pożarze dla modułu typu c-Si – obliczone całkowite uwalnianie

		Badanie 1A		Badanie 1B		Badanie 1C	
		Próba 1	Próba 2	Próba 1	Próba 2	Próba 1	Próba 2
Arsen	**[mg]**	6,9	4,3	140	120	n.e.	n.e.
Ołów	**[mg]**	690	920	9000	35000	n.e.	n.e.
Kadm	**[mg]**	0,04	0,36	5,1	18	n.e.	n.e.
Selen	**[mg]**	0,07	16	3,8	260	n.e.	n.e.

Analiza wody gaśniczej

Tabela 8: Analiza wody zużytej do gaszenia modułu c-Si – odczyty

		Badanie 1A		Badanie 1B		Badanie 1C	
		Próba 1	Próba 2	Próba 1	Próba 2	Próba 1	Próba 2
Arsen	**[µg/L]**	n.e.	n.e.	n.e.	n.e.	0,9	1,2
Ołów	**[µg/L]**	n.e.	n.e.	n.e.	n.e.	76	130
Kadm	**[µg/L]**	n.e.	n.e.	n.e.	n.e.	4,9	5,7
Selen	**[µg/L]**	n.e.	n.e.	n.e.	n.e.	13	3,6

Tabela 9: Analiza wody zużytej do gaszenia modułu c-Si – obliczone całkowite uwolnienie

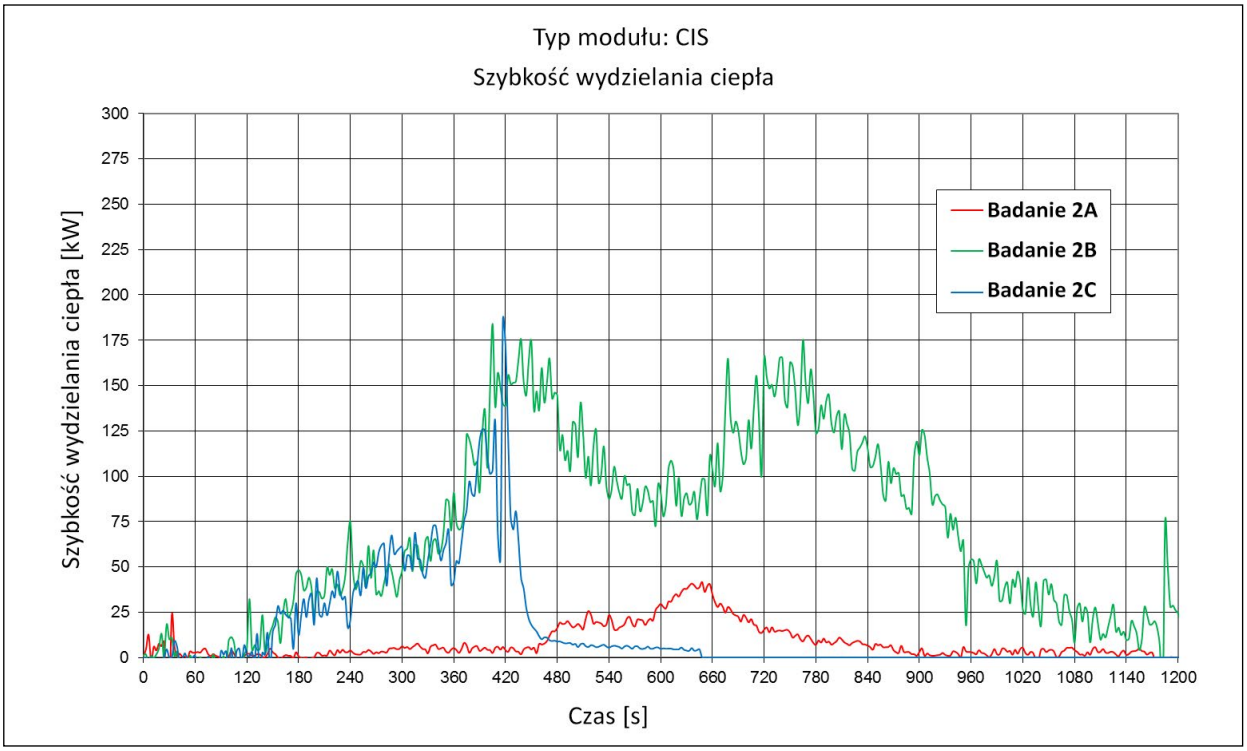
		Badanie 1A		Badanie 1B		Badanie 1C	
		Próba 1	Próba 2	Próba 1	Próba 2	Próba 1	Próba 2
Arsen	**[mg]**	n.e.	n.e.	n.e.	n.e.	0,02	0,02
Ołów	**[mg]**	n.e.	n.e.	n.e.	n.e.	1,5	2,6
Kadm	**[mg]**	n.e.	n.e.	n.e.	n.e.	0,10	0,11
Selen	**[mg]**	n.e.	n.e.	n.e.	n.e.	0,26	0,07

4.2 Moduł typu CIS

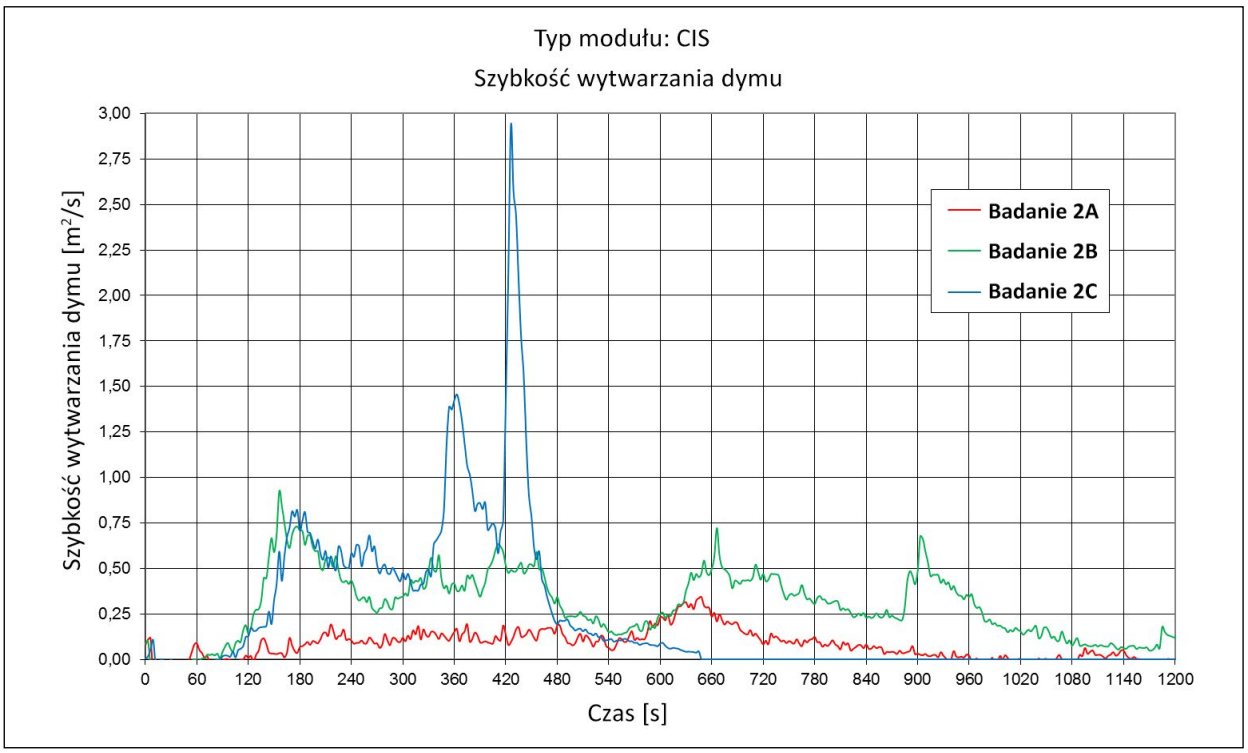
Uwalnianie ciepła, powstawanie dymu i uszkodzenia próbki do badań

Tabela 10: Parametry ogniowo-technologiczne dla modułu typu c-Si

		Badanie 2A	Badanie 2B	Badanie 2C
Czas badania	**[s]**	1200	1200	600
Maksymalna szybkość wydzielania ciepła	**[kW]**	41,7	184,1	186,3
Średnia szybkość wydzielania ciepła	**[kW]**	8,1	70,6	29,2
Łączna ilość wydzielonego ciepła	**[kJ]**	9699	84712	17506
Maksymalna szybkość wytwarzania dymu	**[m²/s]**	0,34	0,92	2,94
Średnia szybkość wytwarzania dymu	**[m²/s]**	0,08	0,30	0,46
Całkowite wydzielanie dymu	**[m²]**	92	358	274
Masa początkowa modułu	**[g]**	39165	39099	39124
Masa pozostała z modułu	**[g]**	36075	5805	31806
Utrata masy	**[g]**	3090	33294	7318
Utrata masy	**[%]**	7,9	85,2	18,7
Masa pozostałości po pożarze	**[g]**	2758	30547	n.e.
Spalona masa	**[g]**	332	2747	n.e.
Zniszczona powierzchnia	**[m²]**	0,45	2,36	2,34



Rysunek 6: Uwalnianie ciepła – moduł typu CIS



Rysunek 7: Powstawanie dymu – moduł typu CIS

Analiza gazów zawartych w dymie

Tabela 11: Analiza gazów zawartych w dymie – moduł typu CIS – wartości zmierzone (uśrednione)

		Badanie 2A	Badanie 2B	Badanie 2C
Arsen	**[µg/m³]**	1,5	1,6	1,0
Ołów	**[µg/m³]**	250	270	480
Kadm	**[µg/m³]**	12	14	34
Selen	**[µg/m³]**	4,8	40	8,0
Dwutlenek węgla	**[mg/m³]**	615	5817	2751
Tlenek węgla	**[mg/m³]**	11	237	382
Cyjanowodór	**[mg/m³]**	n.n.	n.n.	n.n.
Chlorowodór	**[mg/m³]**	n.n.	n.n.	n.n.
Bromowodór	**[mg/m³]**	n.n.	n.n.	n.n.
Fluorowodór	**[mg/m³]**	n.n.	n.n.	n.n.
Tlenek azotu	**[mg/m³]**	n.n.	n.n.	n.n.
Dwutlenek azotu	**[mg/m³]**	n.n.	n.n.	n.n.
Dwutlenek siarki	**[mg/m³]**	n.n.	n.n.	n.n.
Formaldehyd	**[mg/m³]**	1,2	2,1	4,9

Tabela 12: Analiza gazów zawartych w dymie – moduł typu CIS – obliczone całkowite uwolnienie

		Badanie 2A	Badanie 2B	Badanie 2C
Arsen	**[mg]**	1,9	1,8	0,6
Ołów	**[mg]**	310	300	290
Kadm	**[mg]**	15	16	20
Selen	**[mg]**	5,9	45	4,8
Dwutlenek węgla	**[g]**	760	6492	1634
Tlenek węgla	**[g]**	14	265	227
Formaldehyd	**[g]**	1,5	2,3	2,9

Analiza pozostałości po pożarze

Tabela 13: Analiza pozostałości po pożarze dla modułu typu CIS – zmierzone wartości

		Badanie 2A		Badanie 2B		Badanie 2C	
		Próba 1	**Próba 2**	**Próba 1**	**Próba 2**	**Próba 1**	**Próba 2**
Arsen	**[mg/kg]**	1,7	2,2	1,7	2,5	n.e.	n.e.
Ołów	**[mg/kg]**	23	26	23	29	n.e.	n.e.
Kadm	**[mg/kg]**	5,9	5,9	6,0	7,4	n.e.	n.e.
Selen	**[mg/kg]**	350	260	360	110	n.e.	n.e.

Tabela 14: Analizy pozostałości po pożarze dla modułu typu CIS – obliczone całkowite uwolnienie

		Badanie 2A		Badanie 2B		Badanie 2C	
		Próba 1	**Próba 2**	**Próba 1**	**Próba 2**	**Próba 1**	**Próba 2**
Arsen	**[mg]**	4,7	6,1	52	76	n.e.	n.e.
Ołów	**[mg]**	63	72	700	890	n.e.	n.e.
Kadm	**[mg]**	16	16	180	230	n.e.	n.e.
Selen	**[mg]**	970	720	11000	3400	n.e.	n.e.

Analiza wody gaśniczej

Tabela 15: Analiza wody gasniczej dla modułu typ CIS – wartości zmierzone

		Badanie 2A		Badanie 2B		Badanie 2C	
		Próba 1	**Próba 2**	**Próba 1**	**Próba 2**	**Próba 1**	**Próba 2**
Arsen	**[µg/L]**	n.e.	n.e.	n.e.	n.e.	0,7	0,9
Ołów	**[µg/L]**	n.e.	n.e.	n.e.	n.e.	61	61
Kadm	**[µg/L]**	n.e.	n.e.	n.e.	n.e.	12	9,5
Selen	**[µg/L]**	n.e.	n.e.	n.e.	n.e.	240	700

Tabela 16: Analiza wody gaśniczej dla modułu typ CIS – obliczone całkowite uwolnienie

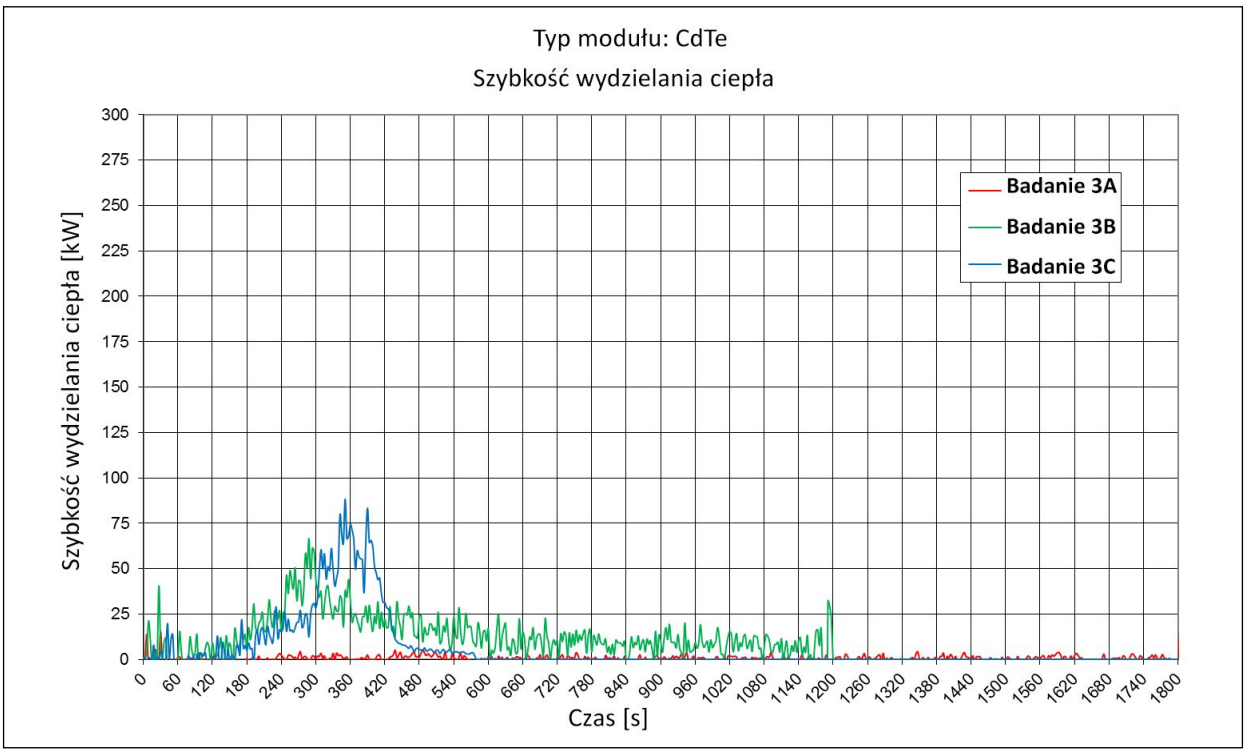
		Badanie 2A		Badanie 2B		Badanie 2C	
		Próba 1	Próba 2	Próba 1	Próba 2	Próba 1	Próba 2
Arsen	**[mg]**	n.e.	n.e.	n.e.	n.e.	0,01	0,02
Ołów	**[mg]**	n.e.	n.e.	n.e.	n.e.	1,2	1,2
Kadm	**[mg]**	n.e.	n.e.	n.e.	n.e.	0,24	0,19
Selen	**[mg]**	n.e.	n.e.	n.e.	n.e.	4,8	14

4.3 Moduł CdTe

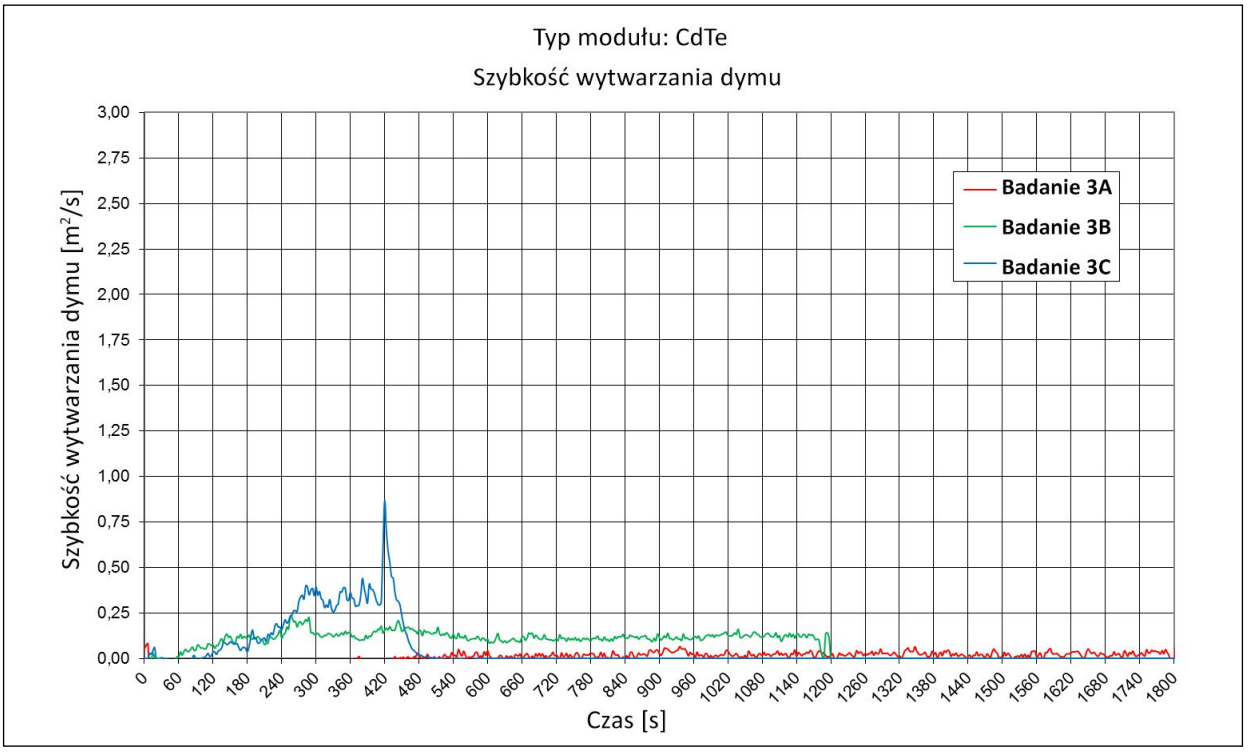
Uwolnienie ciepła, tworzenie się dymu i uszkodzenie badanego modułu

Tabela 17: Parametry ogniowo-technologiczne dla modułu typu CdTe

		Badanie 3A	Badanie 3B	Badanie 3C
Czas badania	**[s]**	1800	1200	600
Maksymalna szybkość wydzielania ciepła	**[kW]**	15,3	66,5	88,2
Średnia szybkość wydzielania ciepła	**[kW]**	0,4	13,2	16,3
Łączna ilość wydzielonego ciepła	**[kJ]**	785	15809	9786
Maksymalna szybkość wytwarzania dymu	**[m²/s]**	0,08	0,23	0,87
Średnia szybkość wytwarzania dymu	**[m²/s]**	0,003	0,11	0,14
Całkowite wydzielanie dymu	**[m²]**	5	133	86
Masa początkowa modułu	**[g]**	35583	35540	35527
Masa pozostała z modułu	**[g]**	35552	23942	24334
Utrata masy	**[g]**	31	11598	11193
Utrata masy	**[%]**	0,1	32,6	31,5
Masa pozostałości po pożarze	**[g]**	2	11035	n.e.
Spalona masa	**[g]**	29	563	n.e.
Zniszczona powierzchnia	**[m²]**	0,03	0,32	0,82



Rysunek 8: Uwalnianie ciepła – moduł typu CdTe



Rysunek 9: Powstawanie dymu – moduł typu CdTe

Analiza gazów zawartych w dymie

Tabela 18: Analiza gazów zawartych w dymie – moduł typu CdTe – wartości zmierzone (uśrednione)

		Badanie 3A	Badanie 3B	Badanie 3C
Arsen	**[µg/m³]**	0,3	0,2	0,2
Ołów	**[µg/m³]**	34	120	1330
Kadm	**[µg/m³]**	9,9	37	48
Selen	**[µg/m³]**	4,2	4,7	2,2
Dwutlenek węgla	**[mg/m³]**	42	1453	1495
Tlenek węgla	**[mg/m³]**	1	63	90
Cyjanowodór	**[mg/m³]**	n.n.	n.n.	n.n.
Chlorowodór	**[mg/m³]**	n.n.	n.n.	n.n.
Bromowodór	**[mg/m³]**	n.n.	n.n.	n.n.
Fluorowodór	**[mg/m³]**	n.n.	n.n.	n.n.
Tlenek azotu	**[mg/m³]**	n.n.	n.n.	n.n.
Dwutlenek azotu	**[mg/m³]**	n.n.	n.n.	n.n.
Dwutlenek siarki	**[mg/m³]**	n.n.	n.n.	n.n.
Formaldehyd	**[mg/m³]**	0,4	1,6	2,6

Tabela 19: Analiza gazów zawartych w dymie - moduł typu CdTe – obliczone całkowite uwolnienie

		Badanie 3A	Badanie 3B	Badanie 3C
Arsen	**[mg]**	0,6	0,2	0,1
Ołów	**[mg]**	64	140	800
Kadm	**[mg]**	19	43	29
Selen	**[mg]**	7,9	5,4	1,3
Dwutlenek węgla	**[g]**	79	1674	897
Tlenek węgla	**[g]**	2	73	54
Formaldehyd	**[g]**	0,8	1,8	1,6

Analiza pozostałości po pożarze

Tabela 20: Analiza pozostałości po pożarze modułu typu CdTe – wartości zmierzone

		Badanie 3A		Badanie 3B		Badanie 3C	
		Próba 1	**Próba 2**	**Próba 1**	**Próba 2**	**Próba 1**	**Próba 2**
Arsen	**[mg/kg]**	2,2	8,2	0,6	0,9	n.e.	n.e.
Ołów	**[mg/kg]**	17	160	52	200	n.e.	n.e.
Kadm	**[mg/kg]**	2,0	7,4	120	110	n.e.	n.e.
Selen	**[mg/kg]**	300	250	2,8	3,6	n.e.	n.e.

Tabela 21: Analiza pozostałości po pożarze – moduł typ CdTe – obliczone ilości uwolnione

		Badanie 3A		Badanie 3B		Badanie 3C	
		Próba 1	Próba 2	Próba 1	Próba 2	Próba 1	Próba 2
Arsen	**[mg]**	0,004	0,02	6,6	9,9	n.e.	n.e.
Ołów	**[mg]**	0,03	0,3	570	2200	n.e.	n.e.
Kadm	**[mg]**	0,004	0,02	1300	1200	n.e.	n.e.
Selen	**[mg]**	0,6	0,5	31	40	n.e.	n.e.

Analiza wody popożarowej

Tabela 22: Analiza wody popożarowej – moduł CdTe – wartości zmierzone

		Badanie 3A		Badanie 3B		Badanie 3C	
		Próba 1	Próba 2	Próba 1	Próba 2	Próba 1	Próba 2
Arsen	**[µg/L]**	n.e.	n.e.	n.e.	n.e.	1,4	1,4
Ołów	**[µg/L]**	n.e.	n.e.	n.e.	n.e.	35	34
Kadm	**[µg/L]**	n.e.	n.e.	n.e.	n.e.	7,1	53
Selen	**[µg/L]**	n.e.	n.e.	n.e.	n.e.	73	47

Tabela 23: Analiza wody popożarowej – moduł CdTe – wartości całkowite obliczone

		Badanie 3A		Badanie 3B		Badanie 3C	
		Próba 1	Próba 2	Próba 1	Próba 2	Próba 1	Próba 2
Arsen	**[mg]**	n.e.	n.e.	n.e.	n.e.	0,03	0,03
Ołów	**[mg]**	n.e.	n.e.	n.e.	n.e.	0,70	0,68
Kadm	**[mg]**	n.e.	n.e.	n.e.	n.e.	0,14	1,1
Selen	**[mg]**	n.e.	n.e.	n.e.	n.e.	1,5	0,94

Dodatek c)

Paszport instalacji fotowoltaicznej nr _____

Instalacja PV

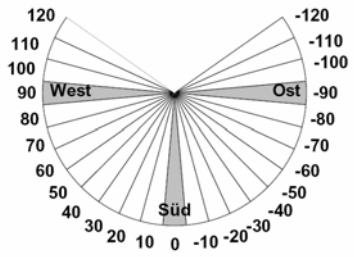
Zainstalowana moc instalacji

Nominalna moc wszystkich modułów: _____ kWp

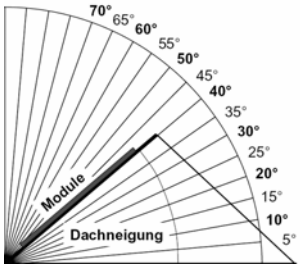
Tolerancja mocy modułów: _____ %

Orientacja i nachylenie dachu

Kierunek



Nachylenie dachu



Proszę każdorazowo zaznaczyć odpowiednią liczbę stopni

Kupujący system / zleceniodawca

_____

(Imię, nazwisko lub firma)

_____

Ulica, numer domu

_____

Kod, miejscowość

Miejsce zainstalowania instalacji

_____

Właściciel budynku, działki (imię, nazwisko lub firma)

_____

Ulica, numer domu

_____

Kod, miejscowość

Zdjęcie instalacji, opis

Zdjęcie lub opis systemu (typ budynku, dach skośny / dach płaski, połączony lub kilka podsystemów, na dachu / zintegrowany, ...)

Uruchomienie, licznik energii elektrycznej

Dzień oddania do użytku:_____

Numer licznika mocy oddawanej: _____

Stan licznika przy przekazaniu: _____ kWh

Zużycie własne prądu zgodnie z ustawą EEG [o energii ze źródeł odnawialnych] TAK NIE

Data uruchomienia

Urządzenie pomiarowe, nr licznika

Stan licznika przy przekazaniu

W przypadku zużycia własnego zgodnie z par. 3 ust. 2 ustawy EEG z 2009 r. dodatkowo:

Urządzenie pomiarowe dla nadwyżki, nr licznika:

Stan licznika przy przekazaniu:

Prognozowana wydajność systemu

Oczekiwany uzysk energii elektrycznej:_____kWh/Jahr*

☐ Nie sporządzono prognozy

* Jest to niewiążąca prognoza na średni rok słoneczny. Uzysk energii elektrycznej zależy od jakości systemu, a także od wielu czynników niezależnych od systemu, takich jak coroczne wahania promieniowania słonecznego, wentylacja modułów, zacienienie systemu i lokalne warunki pogodowe

Przepustka systemowa wystawcy - instalatora

Ten paszport instalacji został wystawiony przez:

Firma

Osoba sporządzająca (imię i nazwisko)

Ulica, numer domu

Kod, miejscowość

Niżej podpisany potwierdzam, że wszystkie informacje zawarte w tym paszporcie systemu i systemach od 1 do 4 dotyczą opisanego powyżej systemu fotowoltaicznego i zostały przekazane kupującemu [1) 2)]

Data, podpis wystawiającego paszport/instalatora

www.photovoltaik-anlagenpass.de
Pieczęć potwierdza, że wystawiająca firma jest zarejestrowana w „Stowarzyszeniu Jakości Fotowoltaiki" BSW-Solar i ZVEH

Pieczęć firmy

Pieczęć wystawcy paszportu dla instalacji PV z numerem rejestracyjnym

1) Paszport instalacji jest kompletny tylko z załącznikami (1) do (4)
2) Paszport instalacji fotowoltaicznej został sporządzony z dużą dokładnością. Nie można jednak udzielić gwarancji w sensie niezależnej od winy odpowiedzialności za istnienie ocenianych właściwości.