

Procedura działań prewencyjnych – instalacje PV montowane na gruncie.

1. W celu potwierdzenia jakości zastosowanych komponentów wszystkie użyte materiały mają posiadać certyfikaty dopuszczone na rynku polskim. Niezależnie od typu, moduły PV powinny spełniać normy z serii PN-EN IEC 61730-2:2018-06 (Ocena bezpieczeństwa Modułu PV-Część 2: Wymagania dotyczące badań).

UWAGA – szczegóły, dotyczące wymogów jakie się stawia modułom PV, przedstawiono w **Załączniku nr 1**.

2. Instalacja o mocy powyżej 6,5 kWp powinna posiadać dokumentację w postaci Projektu Budowlanego (dodatkowy wymóg stawiany przez Ubezpieczyciela) i opinii Rzeczoznawcy ds. zabezpieczeń ppoż. pod względem zgodności z wymaganiami ochrony ppoż. W przypadku „małych instalacji” tj. Instalacji PV o mocy powyżej 50 kWp, Instalacja PV powinna zostać wzniesiona w oparciu o Pozwolenie na Budowę i zatwierdzony Projekt Wykonawczy. Aby prawnie móc użytkować Instalację PV Klient powinien uzyskać na końcu procesu inwestycyjnego Zezwolenie na Użytkowanie Instalacji PV.
3. Wymogi względem konstrukcji dla Instalacji PV przedstawione zostały w **Załączniku nr 2**.
4. Ubezpieczony ma posiadać komplet kart katalogowych modułów, falowników i innych urządzeń systemowych wchodzących w skład instalacji fotowoltaicznej.
5. Ubezpieczony ma posiadać certyfikaty i deklaracje zgodności dla instalowanych urządzeń.
6. Ubezpieczony ma posiadać karty gwarancyjne zainstalowanych urządzeń.
7. Projekt instalacji PV powinien zostać opracowany na bazie koncepcji technicznej urządzeń wykonanej w dedykowanym temu celowi programie, tj. np.: PVsol, PVsyst, Designer, EasySolar, etc.
8. Instalacja ma być wykonana zgodnie z najlepszymi praktykami dotyczącymi pochylenia, orientacji, wpływu zacienienia, optymalizacji łańcucha oraz robót budowlanych i zabezpieczeń.
9. Moc znamionowa zaprojektowanej instalacji, sprawność oraz straty mają być zgodne ze standardami branżowymi i możliwe do wygenerowania w formie raportu np. z dedykowanego programu.
10. Przed podłączeniem do sieci powinny zostać przeprowadzone testy akceptacyjne obejmujące test napięcia otwartego oraz test prądu zwarcowego (PN-EN 62446 Część 2).
11. Po podłączeniu instalacji do sieci powinien zostać przeprowadzony test odbiorowy prądu stałego wraz z pomiarem wskaźnika wydajności instalacji i porównaniu go z wartością podaną w umowie.
12. Po podłączeniu instalacji do sieci należy również przeprowadzić tzw. test dostępności zwykle trwający 5 dni. Ma on na celu potwierdzenie prawidłowej pracy instalacji. Test połączony z wcześniejszym testem - SBF Poradnik Punkt 2.1.6. Bezpieczeństwo Pożarowe Instalacji PV – przytoczona treść normy 62305 – Część 3.
13. Instalacja PV po uruchomieniu ma być stale monitorowana tak, aby można było maksymalnie ograniczyć straty wydajności wynikające z nieprawidłowego jej działania, częściowej awarii lub zmniejszenia wydajności. Wymaga się od tego typu instalacji kwalifikowanego

monitorowania parametrów oraz szybkiego wykrywania oraz zgłaszania usterek dostępnego zarówno dla właściciela jak i instalatora.

14. Dużą wartością dodaną instalacji jest to, gdy instalacja PV została wyposażona w dodatkowe funkcje poprawy bezpieczeństwa systemu tj. możliwość monitoringu na poziomie każdego modułu, spełniając tym samym pełną funkcję kontrolną pracy instalacji PV oraz zapewniając precyzyjne narzędzie serwisowe dla przyszłych kontraktów O&M zwiększających bezpieczeństwo instalacji PV.
15. Uruchomienie Instalacji PV powinno się odbyć zgodnie z wytycznymi jakie stawia IEC PN-EN 62446-1: „Systemy fotowoltaiczne przyłącza do sieci — Minimalne wymagania dotyczące dokumentacji systemu, testów rozruchowych i inspekcji”. Instalacja powinna zatem zostać sprawdzona z listą punktów, które zawiera norma i które należy sprawdzić przed uruchomieniem systemu PV.
16. Instalatorzy powinni posiadać specjalne certyfikaty na montaż systemów fotowoltaicznych wydawane przez Urząd Dozoru Technicznego (UDT) bądź producenta systemu (jeżeli tego wymaga producent).
17. Okablowanie wraz z innymi elementami instalacji elektrycznych ma być zaprojektowane, zainstalowane i okresowo sprawdzane przez elektryka kompetentnego w zakresie prac przy instalacjach prądu stałego i przemiennego zgodnie z krajowymi normami.
18. Środki techniczne powinny umożliwiać automatyczne doprowadzenie systemu fotowoltaicznego do bezpiecznego stanu, gdy tylko:
 - a) Falownik i / lub zasilanie sieciowe zostanie wyłączone,
 - b) Uruchomiony zostanie Przeciwpowozowy Wyłącznik Prądu,
 - c) Awarii ulegnie urządzenie odpowiedzialne za tą funkcję, zapewniając uzyskanie poziomu „napięcia bezpiecznego” za normą PN-IEC 60364-4.

Stan bezpieczny uzyskuje się, aby umożliwić osobom nieprzeszkolonym pracę w systemie bez narażenia się na niebezpieczeństwo utraty zdrowia lub życia. Do osiągnięcia stanu bezpiecznego nie powinna być wymagana dodatkowa interwencja człowieka i powinien być on stanem domyślnym pracy instalacji. Jeśli dane rozwiązanie wymaga przeglądów serwisowych – powinny być one wykonywane zgodnie z wytycznymi zakresu i czasu określonego przez producenta.
19. Przy projektowaniu bezpiecznego sposobu rozmieszczenia modułów PV względem siebie, wskazane jest rozważenie uwzględnienia normy VdS 2234 tj. proponowanej dla instalacji na dachach w zakresie zapewnienia wymiarów pól modułów, wzajemnych odległości między polami tj. pola o wymiarach 40 x 40 m, przejścia pomiędzy nimi o szerokości 5 m.
20. Opis możliwych rozwiązań pod kątem zapewnienia funkcjonalności PWP w zakresie przewodów po stronie DC przedstawiono w treści **Załącznika nr 4** dedykowanego instalacjom PV na dachach.
21. Wymagania stawiane projektowanym instalacjom PV przedstawiono między innymi w następujących dokumentach:
 - FM-Global DS.1-15,
 - UL 1741,
 - UL 1699B,
 - VDE-AR-E-2100-712,
 - PN-EN 622446-1,-2,-3,
 - NEC 70 National Electrical Code / NFPA 70,

- VdS 2234,
- IEC 63027,
- PN-EN 60364 – 7 – 712: 2016 - 05 Instalacje elektryczne niskiego napięcia — Część 7-712,
- PN-EN 62109:2010,
- IEC 60947-3.

Dla całej wzniesionej Instalacji PV zastosowanie pewnych rozwiązań może zostać dodatkowo potraktowane przez Ubezpieczyciela jako korzystne z punktu widzenia bezpieczeństwa pracy Instalacji PV.

22. Wzniesiona instalacja ma być utrzymywana i serwisowana zgodnie z PN-EN 62446-2. Między innymi: pierwszy przegląd instalacji ma być wykonany między 11 a 13 miesiącem eksploatacji. Każdy następny przegląd co trzy lata.
23. Falownik fotowoltaiczny, na bazie aktualnych przepisów operatorów OSD (Operator Sieci Dystrybucyjnej) zawartych w dokumentacji IRIESD, powinien posiadać złącze RS485 oraz powinien obsługiwać protokół SunSpec (na bazie karty katalogowej lub dokumentu producenta potwierdzającego pracę w tym standardzie).
24. Wytyczne uzupełniające można zastosować analogicznie jak przedstawiono w treści **Załącznika nr 3**.

Poniżej przedstawiono kwestie uwzględniające specyfikę Instalacji PV montowanych na gruncie:

1. Inwestor powinien posiadać promesę na podłączenie do sieci energetycznej i odbiór wyprodukowanej energii elektrycznej przez Zakład energetyczny.
2. Miejsce przeznaczone pod farmę powinno być sprawdzone pod względem ekspozycji na ryzyko zagrożenia powodziowego, spływania i gromadzenia się wody w wyniku deszczu nawalnego, osuwania się ziemi, ekspozycji na działanie silnego wiatru, gromadzenia się zasp śnieżnych.
3. Należy uwzględnić plan zagospodarowania przestrzennego i możliwości potencjalnych inwestycji w najbliższym sąsiedztwie, które mogą skutkować zacienieniem modułów.
4. Konstrukcja wsporcza, umocowanie konstrukcji w gruncie (fundamenty, palowanie) powinny być wykonywane przez certyfikowane firmy, cała konstrukcja wsporcza powinna mieć certyfikat producenta. Ten punkt reguluje **Załącznik nr. 2** odnoszący się szczegółowo do wymogów jakie są stawiane wobec konstrukcji wsporczych/nośnych.
5. Wszystkie elementy montażowe powinny posiadać Gwarancję tego samego Producenta jak i cały System powinien mieć podstawy do traktowania jako kompletne rozwiązanie nośno-konstrukcyjne. Wymagamy użycia w konstrukcji systemowych elementów. Niedopuszczalnym jest wykorzystanie zamienników, których zastosowanie wyklucza działanie Gwarancji jaką daje Producent na całościowe systemowe rozwiązanie konstrukcyjne. Ten punkt reguluje **Załącznik nr. 2** odnoszący się szczegółowo do wymogów jakie są stawiane wobec konstrukcji wsporczych/nośnych.
6. Lokalizacja, w której znajduje się instalacja powinna być ogrodzona – ogrodzenie trwałe, metalowe, o wysokości min. 2 metrów, zakończone drutem kolczastym – całość uniemożliwiająca przedostanie się na teren bez dodatkowych urządzeń i narzędzi.

7. Powinno zastosować się bariery elektroniczne wzdłuż ogrodzenia z powiadomieniem do agencji ochrony mienia.
8. Czas reakcji i przybycia patrolu interwencyjnego agencji ochrony mienia powinien być ustalony w umowie z firmą ochroniarską i nie przekraczać 10 minut od aktywacji alarmu.
9. Powinno zastosować się system kamer wykrywających ruch. Czas zapisu nagrań z systemu kamer powinien wynosić minimum 30 dni. Do obrazu z monitoringu dostęp powinna mieć firma ochroniarska oraz przedstawiciele zakładu.
10. Powinno prowadzić się okresowe usuwanie roślinności z terenu, na którym zamontowano panele – nie jest dopuszczalne pozostawianie suchej roślinności pod modułami.
11. Powinno zapewnić brak możliwości przedostania się pożaru roślinności zza ogrodzenia – należy utrzymywać przy ogrodzeniu instalacji pasa ziemi wolnej od roślinności po wewnętrznej stronie ogrodzenia o szerokości min. 2 - 3 m.
12. Rozmieszczenie modułów powinno uwzględniać rosnącą w pobliżu roślinność – w związku z potencjalnym zacienieniem modułów, przewróceniem drzewa na teren instalacji oraz opadania liści na moduły i teren;
13. Należy zapewnić ochronę przed gryzoniami.
14. Należy rozważyć zapewnienie elektronicznych układów na poziomie modułu MLPE (takie jak optymalizatory mocy i mikrofalowniki), które wykrywają i izolują usterki oraz wyłączają zasilanie na poziomie modułu, a także alarmują o takich usterekach. Dostępny powinien być system oprogramowania do zdalnego monitorowania sieci, umożliwiający szybkie wyłączenie systemów PV.

Załącznik nr 1: **Warunki jakie muszą spełniać Moduły PV na rynku europejskim**

Należy dla potwierdzenia jakości sprawdzać posiadane przez moduły certyfikaty, ponieważ moduły po wyprodukowaniu powinny każdorazowo być przebadane pod wieloma kątami.

Wszystkie typy modułów powinny spełniać normy z serii PN-EN IEC 61730-2:2018-06 (Ocena Bezpieczeństwa Modułu PV – Część 2).

Moduły wykonane z ogniw krzemowych powinny posiadać certyfikat potwierdzający spełnienie normy PN-EN 61215-1-1:2016-10.

Moduły cienkowarstwowe powinny posiadać certyfikat na zgodność z normami w zależności od technologii materiału półprzewodnikowego – PN-EN 61215-1-4:2017 dla modułów CIGS, PN-EN 61215-1-3:2017-08 dla modułów z krzemu amorficznego lub PN-EN 61215-1-2:2017-07 dla modułów z tellurku kadmu.

Posiadane przez moduły wymienione powyżej certyfikaty dają gwarancję, że moduły są odpowiedniej jakości i że będą one bezpieczne w użytkowaniu.

Certyfikaty i Normy te dają pewność, że moduły przeszły wymienione poniżej wymagane testy, czyli że moduły zostały sprawdzone pod względem posiadania wymaganych parametrów konstrukcyjnych i użytkowych.

W szczególności przebadane więc musiały zostać pod względem:

- Odporności na wysoką temperaturę przy wysokiej wilgotności (1000 godz. w temp. 85 st. C w wilgotności 85%),
- Izolacji przy wysokiej wilgotności w warunkach pracy,
- Odporności na szok termiczny (50 i 200 cykli -40 st. C do 85 st. C),
- Odporności na oszronienie (10 cykli 85 st. C do -40 st. C wilgotność 85%),
- Odporności na prądy upływu – problem PID,
- Odporności na promieniowanie UV 15kWh/m² UV 280-385nm i UV 5 kWh/m² UV 280-320 przy 60 st. C,
- Odporności na grad czyli na uderzenia kulami lodu o średnicy 25mm o wadze 7,5g z prędkością 23 m/s,
- Odporności mechanicznej (trzy cykle obciążenia modułu po dwie godziny z każdej strony obciążeniem 2 400 Pa),
- Obecności gorących punktów (5 godzin testu przy irradacji 1000W/m² przy częściowym lub całkowitym zaciemieniu ogniw),
- Sprawdzenie wydajności przy niskim natężeniu promieniowania słonecznego 200 W/m² (temperatura w warunkach NOCT),
- Temperaturowych współczynników mocy prądu i napięcia.

Załącznik nr 2: **Wymagania w odniesieniu do konstrukcji wsporczych dla Instalacji PV**

Konstrukcja przeznaczona do budowy Elektrowni Fotowoltaicznych ma posiadać Krajową lub Europejską Ocenę Techniczną wydaną przez Instytut Techniki Budowlanej.

Wprowadzenie do sprzedaży konstrukcji wsporczych oznacza konieczność wykonania szeregu tzw. badań typu potwierdzających cechy techniczne wyrobów zmierzających do uzyskania Krajowej lub Europejskiej Oceny Technicznej oraz wystawienia deklaracji cech użytkowych zgodnie z obowiązującymi przepisami.

Odpowiednio Krajowe lub Europejskie Oceny Techniczne dla tego typu wyrobów wydaje Instytut Techniki Budowlanej.

Jako jednostka uprawniona precyzuje i określa zakres badań dla podkonstrukcji przeznaczonych do budowy elektrowni fotowoltaicznych obejmujący:

- A. klasyfikację wyrobów pod kątem kształtu, wymiarów na zgodność z PN-EN 755-9:2010,
- B. klasyfikację kształtowników aluminiowych pod kątem trwałości wg normy PN-EN 1999-1-1:2011. W tym zakresie konstrukcja powinna spełniać min. klasę B bez powłoki ochronnej i musi być potwierdzenie, że może być stosowana w środowiskach o danej kategorii korozyjności atmosferycznej wg normy PN-EN ISO 12944-2:2001.
- C. klasyfikację wyrobów stalowych pod kątem antykorozyjności,
- D. badania wytrzymałościowe połączeń,
- E. badanie obciążenia paneli PV wraz z konstrukcją nośną,
- F. masę zestawów.

Uwzględniając powyższe wymagania zalecane jest każdorazowe sprawdzenie czy wykonawca instalacji oferuje zastosowanie do budowy rozwiązań konstrukcyjnych i wyrobów posiadających dokumenty wskazujące na ich cechy funkcyjno-użytkowe tj. Aprobata Techniczną, Krajową Ocenę Techniczną bądź Europejską Ocenę Techniczną, które dopuszczają je jako wyrób budowlany do stosowania w budownictwie i powszechnym obrocie.

Podkonstrukcje wykorzystywane do budowy instalacji fotowoltaicznych podlegają systemowi oceny zgodności „2+”, tj. wymagają wprowadzenia zakładowej kontroli produkcji, która dodatkowo jest nadzorowana przez jednostkę posiadającą odpowiednią notyfikację nadaną przez Polskie Centrum Akredytacyjne (PCA). Podmiotem posiadającym odpowiednią akredytację mogącym nadzorować zakładową kontrolę produkcji jest m.in. Instytut Techniki Budowlanej w Warszawie. Powyższy wymóg potwierdza KRAJOWA OCENA TECHNICZNA ITB-KOT-2018/0109 wydanie 1, która wskazuje: „Zgodnie z rozporządzeniem Ministra Infrastruktury i Budownictwa z dnia 17 listopada 2016 r. w sprawie sposobu deklarowania właściwości użytkowych wyrobów budowlanych oraz sposobu znakowania ich znakiem budowlanym (Dz. U. z 2016 r., poz. 1966) ma zastosowanie system 2+ oceny i weryfikacji stałości właściwości użytkowych.”. Obowiązek weryfikacji, czy wyroby budowlane podlegają systemowi oceny zgodności „2+” i pochodzą od producentów posiadających zakładową kontrolę produkcji nadzorowaną przez jednostkę posiadającą notyfikację, spoczywa na służbach nadzoru budowlanego / inwestorskiego. Aby spełnić powyższy wymóg należy zażądać od dostawcy podkonstrukcji przedstawienia Krajowej Deklaracji Właściwości Użytkowych, wskazującej na zgodność z Krajową Oceną Techniczną, Aprobata Techniczną, normą wyrobu oraz wykazania posiadania przez producenta wyrobu wspomnianej powyżej certyfikowanej zakładowej kontroli produkcji.

Załącznik nr 3: **Wytyczne organizacyjne**

Zakład powinien zapewnić dowódcy akcji-ratowniczo gaśniczej, przybyłemu na miejsce pożaru dostęp do opracowanej **Mapy komponentów instalacji PV**.

Mapa ta powinna zostać uzgodniona z rzeczoznawcą do spraw zabezpieczeń ppoż.

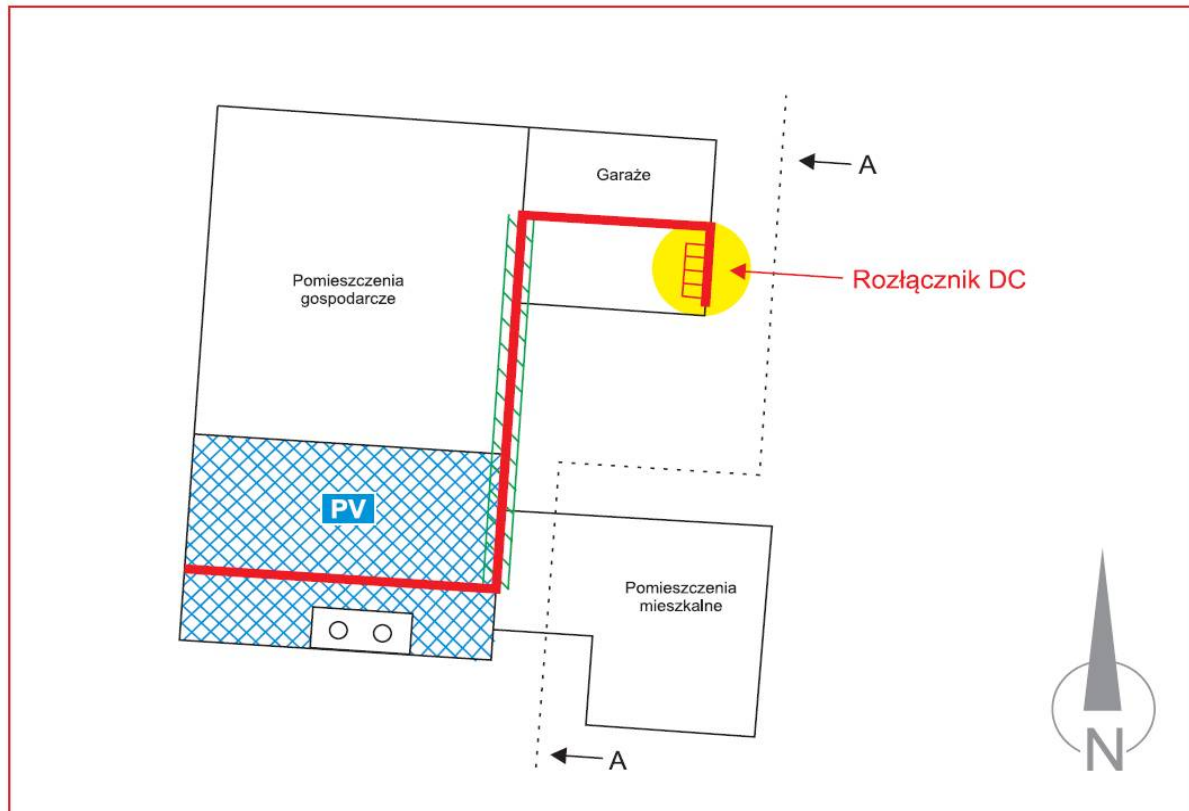
Zaleca się, aby mapa komponentów instalacji została opracowana zgodnie z normą VDE-AR-2100-712 i uzgodniona z PSP.

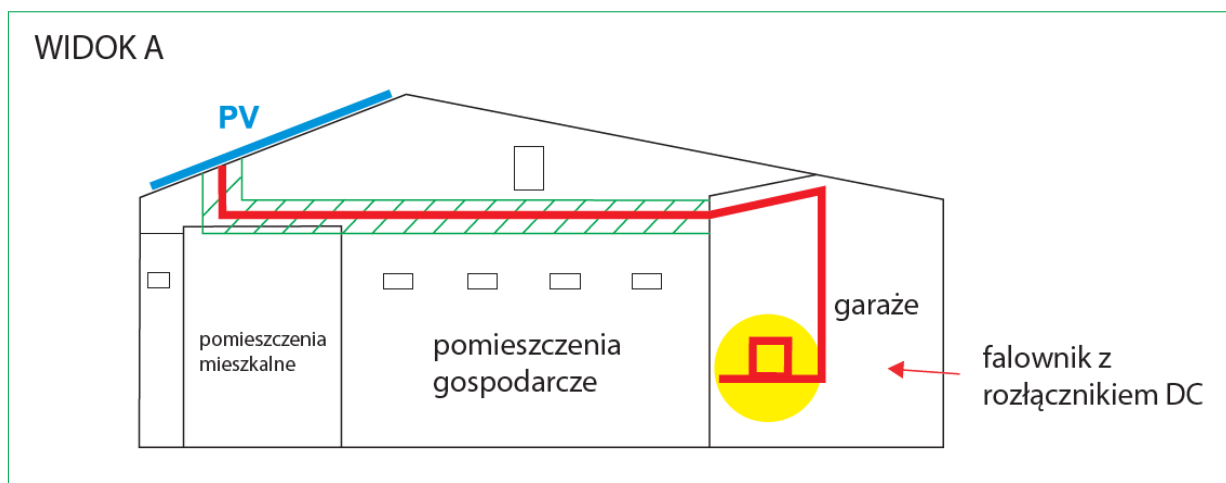
Każdy Plan dla straży pożarnej zgodny z normą DIN 14095 powinien zostać zweryfikowany przed jego udostępnieniem.

Plan ogólnie musi przedstawiać typy i lokalizacje elementów instalacji fotowoltaicznej w możliwie prosty i jasny sposób.

Mapa obejmować powinna:

- wszystkie przewody pod napięciem, których nie można wyłączyć,
- żywe przewody DC poprowadzone w budynku i zabezpieczone przed pożarem,
- lokalizację generatora fotowoltaicznego – czyli usytuowanie modułów,
- pozycje wszystkich urządzeń odłączających prąd stały, jeżeli zostały zastosowane.



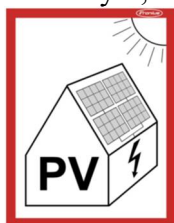


Data: Data utworzenia	Podgląd: Zdjęcie budynku	Projekt: Numer projektu	Adres instalacji PV: Dane adresowe
Oznaczenia:  kabel pod napięciem  kabel pod napięciem (trasy ognioodporne)  panele fotowoltaiczne  pozycja rozłącznika DC		Klient: Imię i nazwisko, numer telefonu	
		Zawartość: System PV, schemat trasy pożarowej	Opracowane przez: Nazwa, adres, numer telefonu
		Numer alarmowy: Imię i nazwisko, numer telefonu	

W miejscu montażu instalacji należy zapewnić szybkie i jasne informacje dla straży pożarnych i innych osób.

W zakresie oznaczania instalacji PV i jej elementów SBF zaleca się stosowanie poniższych oznaczeń:

Naklejka ta powinna być umieszczona w punkcie przyłączenia instalacji PV, przy liczniku, w złączu kablowym, oraz jeżeli budynek posiada główny wyłącznik prądu - to także w tym miejscu.



Naklejka powinna być umieszczona wewnątrz rozdzielni RAC pod wyłącznikiem nadprądowym.

GŁÓWNY WYŁĄCZNIK AC

Naklejka powinna być umieszczona wewnątrz rozdzielnic RAC pod wyłącznikiem nadprądowym.

**GŁÓWNY
WYŁĄCZNIK AC
INSTALACJI
FOTOWOLTAICZNEJ**

Naklejka powinna być umieszczona na obudowie falownika w widocznym miejscu obok wyłącznika izolacyjnego DC wbudowanego w falownik.

**GŁÓWNY
WYŁĄCZNIK DC
INSTALACJI
FOTOWOLTAICZNEJ**

Naklejki powinny być umieszczone na bocznej bądź frontowej obudowie falownika w górnej części.



UWAGA!

URZĄDZENIE ELEKTRYCZNE
POD NAPIĘCIEM!

Naklejka powinna znaleźć się na obudowie rozdzielnic RDC.



UWAGA!

URZĄDZENIE MOŻE BYĆ
POD NAPIĘCIEM NAWET
PO ROZŁĄCZENIU!

Naklejka powinna być umieszczona w pobliżu trasy kablowej DC przy falowniku.



**PRZEWODY INSTALACJI FOTOWOLTAICZNEJ
UWAGA! WYSOKIE NAPIĘCIE DC W CIĄGU DNIA**

Naklejka powinna znajdować się na obudowie rozdzielnic RAC zaraz nad drzwiczkami.

Rozdzielnica PV - AC

Naklejka powinna znajdować się na obudowie rozdzielnic RDC zaraz nad drzwiczkami.

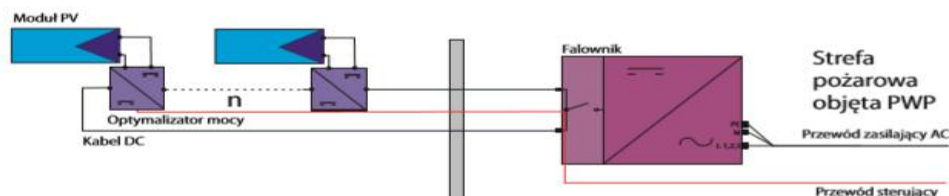
Rozdzielnica PV - DC

Załącznik nr 4:

Zapewnienie funkcjonalności PWP w zakresie przewodów po stronie DC

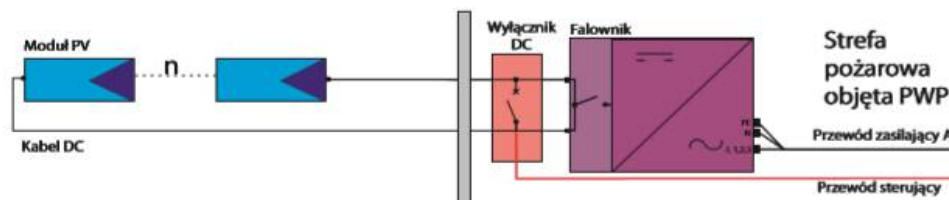
Należy znaleźć miejsce na zastosowanie jednego z czterech poniżej opisanych rozwiązań:

Rozwiązanie 1:



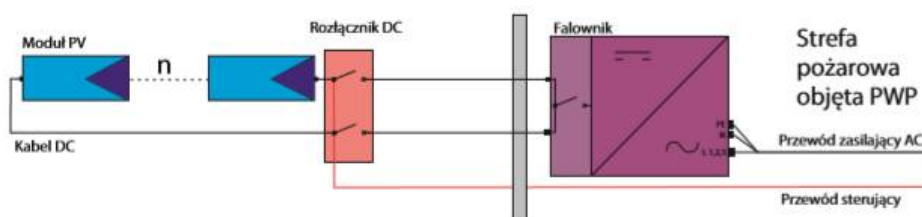
Zastosowanie optymalizatorów mocy, które w zależności od typu mogą posiadać funkcję obniżenia napięcia do wartości bezpiecznych bądź do „zera”. W tym przypadku brak konieczności dublowania tego rozwiązania poprzez zewnętrzne wyłączniki.

Rozwiązanie 2:



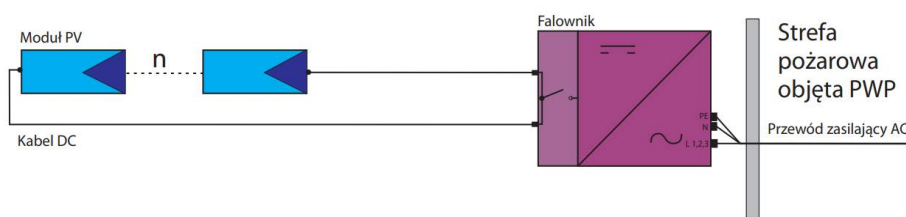
Zastosowanie „przeciwpożarowych wyłączników napięcia poprzez wpicie tego typu urządzeń w łańcuchy DC modułów PV. Po wyzwoleniu ich działania wyłączniki napięcia zwierając obwody obniżają w nich napięcie, jednakże jednocześnie utrzymując prąd zwarciový. W tym przypadku po zadziałaniu stycznika zwarciový nie ma możliwości zdjęcia napięcia z poszczególnych modułów

Rozwiązanie 3:



Zastosowanie sterowanych sygnałem zewnętrznym rozłączników obwodowych DC. Pamiętać należy, że w tym przypadku na generatorze PV (tutaj na całym stringu modułów) będzie po zadziałaniu rozłączników obecne cały czas napięcie obwodu otwartego.

Rozwiązanie 4:



Montaż falownika poza strefą pożarową w takim miejscu, aby przewody DC nie przechodziły przez strefę pożarową.