# PORADNIK

elektro.info.pl

## Fotowoltaika

# Redakcja

**Adres redakcji**
ul. Karczewska 18, 04-112 Warszawa
tel. 22 810 65 61
faks 22 810 27 42
redakcja@elektro.info.pl
www.elektro.info.pl

elektro.info.pl

**Reklama:** Karolina Rosa, krosa@medium.media.pl,
Hanna Witkowska, hwitkowska@medium.media.pl,
Monika Kussy, mkussy@medium.media.pl

**Redakcja:** Anna Kuziemska, akuziemska@elektro.info.pl

MEDIUM GRUPA

**Grupa MEDIUM**
Spółka z ograniczoną odpowiedzialnością Sp.K.
ul. Karczewska 18, 04-112 Warszawa
tel. 22 810 21 24, faks 22 810 27 42
ISBN 978-83-64094-10-1

# Spis treści

Panele PV w układach oświetlenia znaków drogowych oraz słupach oświetlenia drogowego . . . . . 4
„Fotowoltaika – Twój krok w proekologiczną przyszłość” . . . . . 6
Ochrona ppoż. systemów PV oraz neutralizacja zagrożeń pożarowych stwarzanych przez generatory PV podczas pożaru . . . . . 8
Sterowniki zabezpieczeniowe e2TANGO firmy Elektrometal Energetyka SA przeznaczone dla elektrowni odnawialnych źródeł energii (OZE) . . . . . 12
Problematyka zabezpieczeń przetężeniowych oraz zasady doboru ograniczników przepięć po stronie DC elektrowni PV . . 16
Przegląd kabli do instalacji fotowoltaicznych . . . . . 20
Ochrona domowych instalacji fotowoltaicznych przed skutkami wyładowań piorunowych i przepięć (część 1.) – ryzyko pożaru paneli PV i wymagania w zakresie ochrony a ubezpieczenie . . . . . 24
Bezpieczniki firmy SIBA do zabezpieczeń systemów fotowoltaicznych . . . . . 26
ochrona domowych instalacji fotowoltaicznych przed skutkami wyładowań piorunowych i przepięć (część 2.) – budynek bez zewnętrznej ochrony odgromowej i z zewnętrzną ochroną odgromową . . . . . 28
Zestawienie ograniczników przepięć do instalacji fotowoltaicznych po stronie DC . . . . . 32
Zagrożenia wynikające z pracy instalacji fotowoltaicznych . . . . . 38
Słyszysz: fotowoltaika, myślisz: FlexiPower Group . . . . . 44
Fotowoltaika w układach zasilania budynków . . . . . 48
Fotowoltaiczne układy zasilania – ochrona odgromowa i przed przepięciami zgodnie z normą zharmonizowaną PN-HD 60364-7-712 . . . . . 54
Fotowoltaika szansą rozwoju dla komunikacji miejskiej . . . . . 60
Dobór ograniczników przepięć do aplikacji PV w praktyce, czyli o czym każdy instalator i projektant pamiętać powinien . . . . . 64
Bezpieczeństwo w obwodach OZE . . . . . 68
Kamery termowizyjne: szybki i niezawodny sposób testowania paneli słonecznych . . . . . 72
Zastosowanie kamer termowizyjnych do inspekcji instalacji PV . . . . . 74
Katalog firm . . . . . 78



# Partnerzy publikacji

elektro info

Autoryzowany Dystrybutor FLIR
EuroPro GROUP
BITNER®
AS ENERGY
ANMARO®
FLEXIPOWER GROUP
termoenergia
Elektrometal Energetyka SA
JEAN MÜLLER THE NAME FOR SAFETY
Eneria CAT
PHOENIX CONTACT INSPIRING INNOVATIONS
ETI
SIBA BEZPIECZNIKI
KAMERY IR
SCHRACK TECHNIK
kratki ENERGY
RST
Nexans BRINGS ENERGY TO LIFE

# panele PV w układach oświetlenia znaków drogowych oraz słupach oświetlenia drogowego

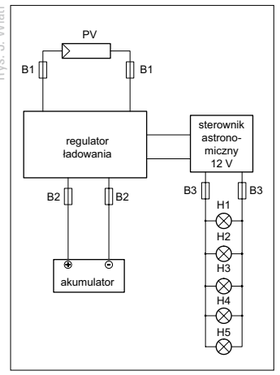
mgr inż. Julian Wiatr

Coraz powszechniejsze stają się w eksploatacji drogowe znaki aktywne, w których instalowane są LED-owe źródła światła, dzięki czemu znak jest dobrze widoczny w nocy. Ponieważ lokalizacja znaków jest realizowana w różnych miejscach, gdzie najczęściej nie ma dostępu do sieci elektroenergetycznej, w takim przypadku pomocne jest wykorzystanie paneli fotowoltaicznych współpracujących z akumulatorem stanowiącym magazyn energii. Na **rysunku 1.** został przedstawiony przykładowy schemat zasilania LED-owych źródeł światła zainstalowanych w układzie prostego generatora fotowoltaicznego.

W celu dobrania elementów tworzących układ zasilania, konieczne jest określenie:

- mocy zasilanych źródeł LED-owych
- czasu autonomicznej pracy akumulatora, który jest niezbędny dla działania układu w czasie dni pochmurnych.

Rys. J. Wiatr




**Rys. 1.** Schemat ideowo-blokowy zasilania drogowego znaku aktywnego lub słupa oświetlenia drogowego zasilanego z generatora PV

Dane te są niezbędne do określenia pojemności akumulatora, doboru regulatora ładowania oraz określenia prądów znamionowych zabezpieczeń.

## przykład

Należy dobrać poszczególne elementy instalacji off-grid współpracującej z oświetleniem znaku drogowego. Znak wyposażony jest w $n = 5$ źródeł LED o napięciu znamionowym $U_n = 12\,V$ oraz prądzie znamionowym $I_H = 0{,}4\,A$. Przewidywany czas świecenia źródeł światła $t_s = 12\,h/dobę$.

Moc zapotrzebowana przez źródła światła:

$$P_H = U_n \cdot I_{cH} = U_n \cdot n \cdot I_H = 12 \cdot 5 \cdot 0{,}4 = 24\ W$$

Spodziewany pobór energii przez źródła światła:

$$W = P_z \cdot t_s = 24 \cdot 12 = 288\ Wh$$

Należy złożyć $x = 7$ dni pochmurnych, przez co wymagany czas pracy oświetlenia znaku przy zasilaniu z akumulatora wyniesie:

$$t_w = t_s \cdot x = 12 \cdot 7 = 84\ h$$

Energia zapotrzebowana przez akumulator:

$$W_A = U_n \cdot I_{cH} \cdot t_w = 12 \cdot 2 \cdot 84 = 2016\ Wh$$

Pobór mocy przez akumulator w czasie ładowania:

$$P_{ŁA} = P_H = 24\ W$$

Wymagana pojemność akumulatora:

$$\frac{W_A}{U_n} = \frac{2016}{12} = 168\ Ah$$

Na tej podstawie należy dobrać dwa akumulatory litowo-jonowe o pojemności 84 Ah każdy, które należy połączyć równolegle.

Wymagana moc panelu fotowoltaicznego:

$$P_{PC} = 1{,}2 \cdot (P_H + P_{ŁA}) = 1{,}2 \cdot (24 + 24) = 57{,}6\ W$$

Panel fotowoltaiczny musi posiadać następujące parametry:

- napięcie maksymalne punktu pracy $U_{max} = 14\,V$,
- prąd maksymalny punktu pracy $I_{max} \geq 4{,}2\,A$,
- moc maksymalny punktu pracy $P_{max} \geq 57{,}6\,W$.

Na podstawie wyników obliczeń należy przyjąć następujące bezpieczniki:

- zabezpieczenie B1: $I_n \geq I_{max} = 4{,}2\,A \Rightarrow I_n = 5\,A$, czyli FSF05.0,
- zabezpieczenie B2 obwodu ładowania akumulatorów: $I_n \geq I = 4\,A \Rightarrow I_n = 5\,A$, czyli FSF05.0,
- zabezpieczenie źródeł światła B3: $I_n \geq I = 2\,A \Rightarrow I_n = 3{,}15\,A$, czyli FSF03.15.

Wszystkie połączenia należy wykonać przewodem miedzianym o przekroju 1,5 mm² przeznaczonym do stosowania w układach PV.

Ponadto należy przyjąć astronomiczny sterownik oświetlenia o napięciu znamionowym 12 V oraz prądzie znamionowym $I_n \geq 4\,A$.

Niemal identyczne układy stosowane są w oświetleniu drogowym, gdzie zasilanie realizowane jest za pomocą paneli fotolotnicznych. Należy jednak pamiętać, że koszt zakupu słupa z generatorem PV znacząco przekracza koszt zakupu słupa tradycyjnego. Jest to wskazanie, że słupy oświetleniowe z generatorem PV powinny być stosowane w miejscach bez dostępu do SEE lub w miejscach, gdzie doprowadzenie energii z SEE jest nieopłacalne. Znacznie tańsze jest w eksploatacji oświetlenie drogowe zasilane z sieci elektroenergetycznej niż z indywidualnego generatora fotowoltaicznego (czas zwrotu inwestycji może być bardzo długi i konieczność wymiany układu zasilania przed zwrotem nakładów inwestycyjnych).

**Fot. 1.** Oświetlenie kortów tenisowych zasilane przez generatory PV zainstalowane na słupach oświetleniowych [www.brasit.pl – 28.05.2020]

Na rynku dostępne są gotowe rozwiązania znaków aktywnych oraz słupów oświetlenia ulicznego z generatorem PV. Podczas projektowania oświetlenia ulicznego z wykorzystaniem słupów wyposażonych w generator PV lub organizacji ruchu drogowego z wykorzystaniem znaków aktywnych należy posługiwać się katalogiem producenta. W artykule przedstawiono jedynie budowę takich układów zasilania oraz zasady doboru poszczególnych elementów układu zasilania. Przykład wykorzystania takich słupów do oświetlenia kortów tenisowych przedstawia **fotografia 1.**



BITNER®

BiT 1000®solar

Giętkie przewody jednożyłowe do zastosowań w instalacjach fotowoltaicznych 1,0/1,0kV

BiT 1000®solar

BiT 1000®solar PV

zastosowanie wnętrzowe | zastosowanie zewnętrzne | EN 60332-1 | wysoka giętkość | bezhalogenowe EN 60754 | niska emisja dymów EN 61034 | odporność UV | olejoodporny EN 60811-404

Przewody **BiT 1000®solar** oraz **BiT 1000®solar PV** są przeznaczone do wykonywania połączeń pomiędzy modułami fotowoltaicznymi oraz pomiędzy ciągami modułów, a także jako przewody łączące zespoły modułów z inwerterem (falownikiem).

Dzięki wysokiej wytrzymałości środowiskowej przewody BiT 1000®solar nadają się do okablowania każdego rodzaju systemu fotowoltaicznego – od paneli montowanych na dachach budynków po rozbudowane elektrownie słoneczne.

# „fotowoltaika – Twój krok w proekologiczną przyszłość”

ENERIA

**Polska przeżywa właśnie fotowoltaiczny boom – moc zainstalowana elektrowni słonecznych przekroczyła już 2 GW. Jak skorzystać z tego trendu i zarabiać na słońcu?**

## energia z nieba

Według informacji podanych przez Polskie Sieci Elektroenergetyczne, moc zainstalowana w polskiej fotowoltaice w lipcu 2020 roku wyniosła 2108,9 MW, co stanowi wzrost rok do roku o 175 procent. Ten gwałtowny rozwój elektrowni słonecznych był możliwy dzięki rządowym programom wsparcia, które zadziałały na zasadzie dźwigni inwestycyjnej i skłoniły Polaków do zamontowania na dachach i posesjach paneli fotowoltaicznych.

Popularność tych urządzeń wynika jednak nie tylko z dopłat do ich instalacji. Własna elektrownia słoneczna to sposób na oszczędności na rachunkach za prąd i jej zakup zwraca się już w kilka lat.

Ponadto, technologia ta uznawana jest za niskoemisyjną i odnawialną, co ma istotne znaczenie w kontekście walki ze zmianami klimatu i przyciąga zainteresowanych tymi kwestiami konsumentów. Jest ona też z roku na rok coraz tańsza – najważniejsze gospodarki świata wydają miliardy dolarów na badania i systemy wsparcia dla fotowoltaiki, napędzając jej rozwój i zmniejszając już i tak niewysokie ceny.

## jak to działa?

Samo działanie modułu słonecznego możliwe jest dzięki reakcji jego kluczowego budulca – czyli w większości przypadków krzemu – z fotonami, poruszającymi się z prędkością światła cząsteczkami, które tworzą różne rodzaje promieniowania. Panele złożone są z tzw. ogniw fotowoltaicznych, z których każde wyposażone jest w płytkę z krzemu. Płytka ta ma dwie powłoki między którymi zachodzi różnica potencjału – tę starają się wyrównać elektrony tworząc wiązania, rozbijane następnie przez fotony. Elektrony zaczynają się więc poruszać, a ich skanalizowanie umożliwia przepływ energii elektrycznej.

Na rynku są obecnie dostępne trzy główne rodzaje paneli fotowoltaicznych, wchodzące w skład dwóch generacji tych urządzeń. Generację pierwszą tworzą panele złożone z ogniw krzemowych mono – i polikrystalicznych. Różnią się one między sobą sprawnością, żywotnością i kosztem produkcji. Bardziej wydajne i wytrzymałe są ogniwa monokrystaliczne, jednakże jednostki te są też droższe niż polikrystaliczne. Istnieje też druga generacja ogniw, tzw. ogniwa amorficzne, do produkcji których można użyć innych surowców niż tylko krzem. Te urządzenia cechują się niską ceną i dużą elastycznością, dzięki czemu można je formować w kształty dopasowane do indywidualnych warunków budowlanych.

## pieniądz ze słońca

Jak zarabia się na fotowoltaice? Bardzo prosto: po uruchomieniu takiej instalacji zaczyna ona generować energię dzięki promieniom słonecznym. Zazwyczaj jej ilość znacznie przewyższa potrzeby konsumpcyjne danego gospodarstwa domowego czy nawet firmy (które stają się prosumentami jednocześnie produkując i zużywając prąd). Nadmiar elektryczności jest wtedy przesyłany do sieci, która pełni rolę wirtualnego magazynu. Użytkownik paneli fotowoltaicznych może „odebrać” wyprodukowaną nadwyżkę w okresie, kiedy jego elektrownia słoneczna akurat prądu nie produkuje (czyli np. w nocy). Dzięki temu sprzedawca energii, z którym właściciel paneli ma umowę, dokonuje odliczeń na jego rachunku, bilansując ilość elektryczności wyprodukowanej i zużytej przez podmiot dysponujący instalacją fotowoltaiczną.

Podstawowym pytaniem dla osób planujących inwestycję w panele słoneczne jest to, ile prądu (a więc: ile oszczędności na rachunkach) wygeneruje takie urządzenie. Odpowiedź jednak nie jest prosta i zależy od wielu czynników.

Przede wszystkim, trzeba wziąć pod uwagę moc planowanej instalacji. Ta standardowo może wahać się od 1 do 10 kWp dla gospodarstw domowych oraz 10-50 kWp dla małych i średnich przedsiębiorstw. Bardzo istotną kwestią jest też dobór technologii – najbardziej wydajne są bowiem panele wyposażone w ogniwa monokrystaliczne, pozostałe rodzaje tych urządzeń są mniej wydajne. Dużą rolę odgrywają też warunki atmosferyczne, geograficzne, kąt nachylenia i wiek urządzenia. Z doświadczenia można założyć że instalacja skierowana bezpośrednio na południe pod odpowiednim kątem jest w stanie wytworzyć 1000 kWh z 1 kWp instalacji.

W ten sposób, instalacja fotowoltaiczna o mocy ok. 3 kW, której koszt wyniesie ok. 15 tysięcy złotych, jest w stanie zwrócić się w ciągu kilku lat. Żywotność modułów fotowoltaicznych jest projektowana na okres ok. 25 lat, inwerterów centralnych na okres 10–15 lat, zaś mikroinwerterów na 25 lat.

Warto wspomnieć, że panele fotowoltaiczne to dobra recepta na podwyżki ceny prądu, które – według wielu ekspertów – następować mają już w tym roku. Ten aspekt również jest warty wzięcia pod uwagę – zarówno przez gospodarstwa domowe, jak i przedsiębiorców.

## szerokie wsparcie

Szybki zwrot z inwestycji w fotowoltaikę jest możliwy m.in. dzięki szerokim możliwościom pozyskania wsparcia dla projektów energetyki słonecznej. Podstawową zachętą jest tu program „Mój Prąd”, który oferuje zainteresowanym dotację rzędu pięciu tysięcy złotych. Według zapowiedzi rządu, środki mogą trafić nawet do ok. 200 tysięcy osób – budżet programu wynosi bowiem miliard zł.

Atrakcyjnym wsparciem dla branży słonecznej jest też program Energia+, zainicjowany przez minister Jadwigę Emilewicz. Pozwala on m.in. odliczyć od dochodu koszty zakupu instalacji fotowoltaicznej (tzw. ulga termomodernizacyjna). Pakiet poszerza również definicję prosumenta oraz upraszcza procedurę budowlaną mikroinstalacji.

Samorządy agregują też środki na fotowoltaiki z Narodowego Funduszu Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej (w ramach programu Prosument) oraz fundusze unijne.

Rozwój energetyki słonecznej wpisuje się w zarys transformacji opracowanej przez Ministerstwo Energii w ramach Polityki Energetycznej Polski do 2040 roku. Według projektu PEP2040, to właśnie moc zainstalowana w fotowoltaice ma wzrosnąć najbardziej w ciągu następnych 20 lat. Ten gwałtowny skok ma szansę nie tylko unowocześnić polską energetykę, ale także podnieść poziom jej bezpieczeństwa – to m.in. niskie nasycenie systemu instalacjami słonecznymi powoduje istotne zagrożenie jego stabilności w sezonie letnim.

## skąd panele?

Z tych względów z zainteresowaniem spojrzeć można na ofertę dostawców paneli fotowoltaicznych. Na tym polu wyróżnia się szczególnie firma Eneria, która oferuje wysokiej jakości instalacje w technologii cienkowarstwowej oraz monokrystalicznej. Dodatkowo, Eneria dysponuje także szeroką paletą przemysłowych magazynów energii, co sprawia, że rozwiązania tej firmy są atrakcyjne dla przedsiębiorców. Instalacje słoneczne Enerii pozwolą bowiem nie tylko wyposażyć dom,firmę, hotlel, budownictwo wielomieszkaniowe itp. w dodatkowe źródło prądu oraz oszczędności, ale także umożliwią budowę systemu zasilania awaryjnego, co jest szczególnie ważne dla tych wszystkich zakładów, gdzie gwarantem zysku jest nieprzerwana praca.

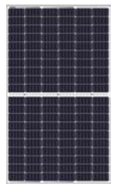
Eneria – dzięki swoim technikom i inżynierom – oferuje kompleksowe wsparcie przy inwestycji w fotowoltaikę, obejmujące projektowanie, montaż, serwis, a także finansowanie takich urządzeń, co czyni tę firmę szczególnie dogodnym partnerem.

Jak widać, chętni do inwestycji w fotowoltaikę mogą liczyć na istotne wsparcie przy swych zamiarach. Moment na realizację takiego przedsięwzięcia jest ze wszech miar korzystny. Warto jednak przed złożeniem wniosku dokładnie rozważyć, jakie środki oferują poszczególne programy – nie zawsze można je bowiem łączyć. Niemniej, w bogatej ofercie możliwości łatwo dobrać opcję skrojoną na miarę indywidualnych potrzeb.

**Monokrystaliczne panele fotowoltaiczne CAT PVC 415 MP**

Panele wyprodukowane w technologii monokrystaliczne PERC. Moduł zachowuje świetne parametry nawet przy niekorzystnych warunkach atmosferycznych, takich jak niska temperatura czy słabe oświetlenie. Panel PVC 415 to jednomodułowa konstrukcja o mocy 415 Wp z 25-letnią gwarancją producenta na produkcję energii elektrycznej, jak i na sam produkt. Panele zapewniają świetny stosunek mocy do powierzchni.

Właściwości:
- do 20,1% sprawności,
- –0/+5% tolerancji mocy wyjściowej,
- liniowa odpowiedź na zacienienie,
- zredukowana temperatura pracy modułu dzięki zastosowaniu unikatowego systemu magistral BUS,
- anty-PID,
- aż 25 lat pełnej gwarancji produktowej.



**Monokrystaliczne panele fotowoltaiczne CAT PVC 455 MP**

Moduł fotoelektryczny monokrystaliczny w technologii PERC dzielony na pół. Panel posiada bardzo dużą sprawność dochodzącą do 20,9%. Dzięki obniżonej wartości prądu w obwodzie uzyskano mniejsze wartości rezystywności obwodów modułu oraz zredukowano zagrożenie występowania hots-spots. Bardzo wysoka liczba pojedynczych komórek w panelu – aż 144 komórki. Moduły występują też w wersji dwustronnej.

Właściwości:
- do 20,9% sprawności,
- –0/+5% tolerancji mocy wyjściowej,
- zmniejszona wrażliwość na zacienienie dzięki podzielonej strukturze modułu,
- anty-PID,
- modele dwustronne,
- gwarancja 87,2% wydajności w 25. roku.

reklama

Eneria CAT

**Dział Instalacji Elektrycznych i Fotowoltaiki**
tel. 22 768 71 86
tel. 22 768 71 85
instalacje@eneria.pl
fotowoltaika@eneria.pl
**www.eneria.pl**

# ochrona ppoż. systemów PV oraz neutralizacja zagrożeń pożarowych stwarzanych przez generatory PV podczas pożaru

dr inż. Mariusz Sarniak – Politechnika Warszawska Filia w Płocku

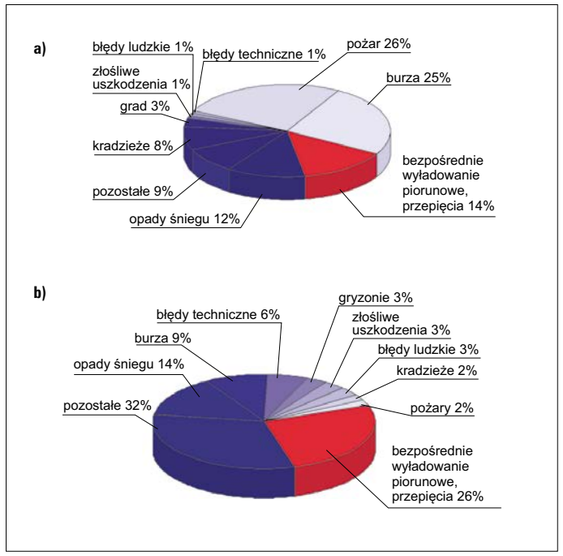
## teoretyczne przesłanki potencjalnych zagrożeń występujących w generatorach PV

Generatory PV ze względu na konwersję energii promieniowania słonecznego muszą być wyeksponowane na bezpośrednie oddziaływanie promieni słonecznych i innych czynników atmosferycznych, z których najbardziej niebezpieczne są burze z wyładowaniami piorunowymi. Z diagramów przedstawionych na **rysunku 1.** wynika, że stosunkowo nieliczne pożary przynoszą bardzo duże straty materialne w postaci uszkodzeń modułów PV. Prawdopodobieństwo samozapłonu modułu PV jest niewielkie i najczęściej ulegają one zniszczeniu podczas pożaru, spowodowanego innymi przyczynami.


### streszczenie

Powszechna jest opinia, że gaszenie instalacji fotowoltaicznych (PV) jest szczególnie utrudnione. W artykule podjęto próbę udzielenia odpowiedzi na pytanie: czy instalacje te wymagają specjalnych procedur gaszenia i jak zapobiegać tego typu incydentom. Kilka lat temu, niemieckie i czeskie media szerzyły pogląd, że strażacy nie gaszą elektrowni PV, ponieważ są one dla nich szczególnie niebezpieczne, gdyż nie można ich wyłączyć. Inne media podawały, że strażacy nie gaszą budynków z generatorami PV, a jedynie chronią budynki sąsiednie przed rozprzestrzenianiem się ognia. Przedstawiono też sposoby zapobiegania destrukcyjnym oddziaływaniom generatora PV podczas rozprzestrzeniania się pożaru.

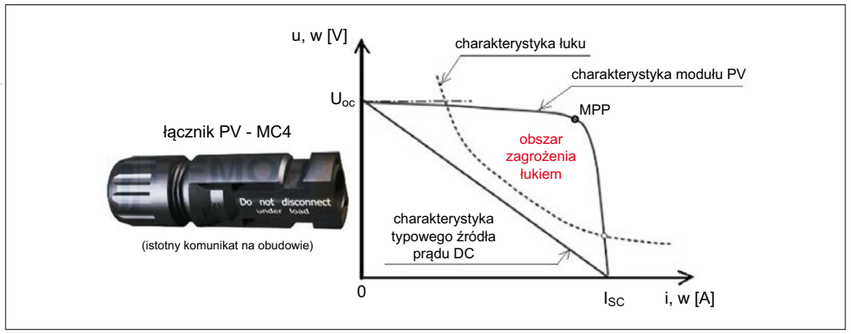

Zdecydowanie największym „wrogiem" dla funkcjonowania generatorów PV jest zjawisko łuku elektrycznego prądu stałego dc, który jest zdecydowanie trudniejszy do ugaszenia od łuku prądu przemiennego AC, mającego naturalne przejście prądu przez wartość zerową. Łuk elektryczny jest jedną z form wyładowania elektrycznego w środowisku zjonizowanej plazmy. Łuk elektryczny jest złożonym zjawiskiem fizycznym, na które składają się zasadniczo trzy rodzaje procesów: termodynamiczne, elektryczne i jonizacyjne. Wszystkie te zjawiska są ze sobą ściśle powiązane. Umożliwiają one jednak w znacznej mierze wyjaśnić zasady gaszenia łuku w łącznikach elektrycznych.




**Rys. 1.** Przyczyny uszkodzeń modułów PV (dane z roku 2010): **a)** porównanie wartości wypłaconych odszkodowań, **b)** częstotliwość występowania uszkodzeń [1]

Klasyczne źródło prądu stałego dc ma charakterystykę prostoliniową. Charakterystyka modułu PV jest częściowo podobna do źródła prądowego, a częściowo do źródła napięciowego (**rys. 2.**) [2]. Jeżeli nałożymy na te dwie zależności charakterystykę łuku elektrycznego, to wyraźnie widać, że w przypadku modułu PV trudno jest uniknąć sytuacji, aby punkt pracy modułu znalazł się poza obszarem zagrożonym wystąpieniem łuku elektrycznego. Z tego powodu wszystkie łączniki i zabezpieczenia stosowane w instalacjach PV po stronie dc muszą być specjalnie zaprojektowane. Ich niewłaściwy dobór może być źródłem wystąpienia łuku elektrycznego, który z kolei może wywołać pożar instalacji.

Rys. M. Sarniak




**Rys. 2.** Nałożenie charakterystyki I–V modułu PV, typowego źródła prądu stałego i łuku elektrycznego

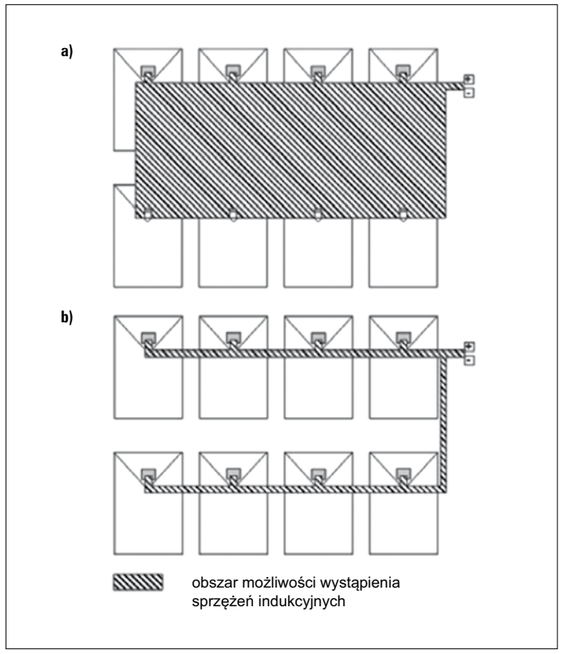
Drugim potencjalnym „wrogiem" generatorów PV są wyładowania atmosferyczne bezpośrednie i pośrednie. Mogą one doprowadzić do sprzężeń galwanicznych, magnetycznych i elektrycznych. Jeżeli nawet przyjmiemy optymistycznie, że prawdopodobieństwo bezpośredniego wyładowania w generator PV jest małe (w Polsce mamy średnio ok. 2–2,5 wyładowań na 1 $km^2$ rocznie), to trzeba mieć na uwadze, że istnieje oddziaływanie pośrednie w promieniu nawet powyżej 1 km. Najczęściej popełnianym błędem, który może mieć poważne konsekwencje, jest nieuzasadniona oszczędność kabli solarnych, polegająca na tworzeniu pętli, będących potencjalnym źródłem sprzężeń indukcyjnych (**rys. 3.**).

Instalacje PV narażone są na ryzyko uszkodzeń powstałych na skutek wyładowań atmosferycznych. Jest to także związane z niską wytrzymałością udarową systemów PV oraz ich rozmiarem, dlatego aby ochronić te instalacje przed skutkami wyładowań atmosferycznych, należy je zabezpieczać wykorzystując urządzenia ochrony odgromowej **LPS** (ang. *Lightning Protection System*) i przeciwprzepięciowej **SPD** (ang. *Surge Protection Devices*). Metody projektowania zabezpieczeń instalacji PV typu LPS i SPD, zostały wyczerpująco opisane w książce [1], syntetycznie we wcześniejszej publikacji autora [4], a także kompleksowo w artykule [5].

W skrócie można stwierdzić, że dobór kąta ochronnego lub promienia toczącej się kuli w ochronie odgromowej (bo takie dwie metody doboru najczęściej stosujemy) przyjmujemy na podstawie założonej klasy LPS (najczęściej III). Istotne znaczenie ma również fakt zachowania minimalnych odstępów izolacyjnych „s" i tego, jak zabezpieczamy instalację PV, gdy ich zachowanie jest niemożliwe lub brak jest LPS-u. Dobór ochrony przeciwprzepięciowej SPD uzależniony jest od powyższych parametrów ochrony odgromowej LPS (najczęściej typ I i/lub II). Kolejnym istotnym aspektem doboru ochrony przeciwprzepięciowej SPD jest jej powtórzenie przy falowniku po stronie dc, jeżeli odległość pomiędzy generatorem PV i falownikiem jest większa niż 10 m (**rys. 4.**).

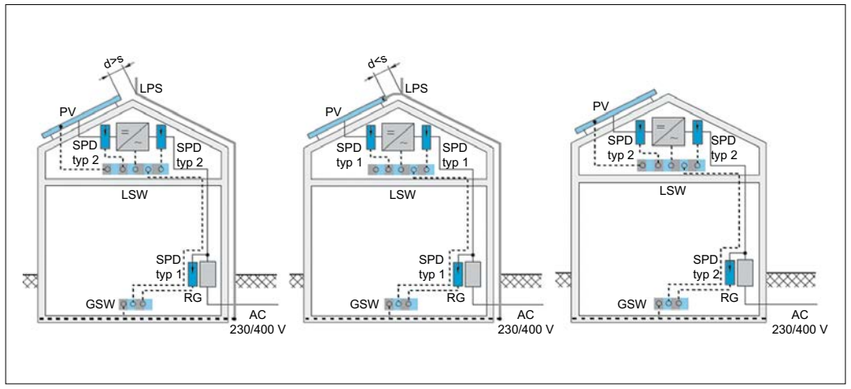
## niemiecki projekt badawczy pt. „Ocena ryzyka pożaru systemów fotowoltaicznych i rozwój koncepcji bezpieczeństwa dla ograniczania ryzyka"

Aby ocenić ryzyko związane z pożarem w budynkach z zainstalowanym systemem PV, w Niemczech realizowano projekt badawczy o nazwie „Ocena ryzyka pożaru systemów fotowoltaicznych i rozwój koncepcji bezpieczeństwa dla ograniczania ryzyka". Projekt ten koncentrował się na analizie zagrożeń i słabych punktów w poszczególnych elementach systemów PV i ocenie możliwości zapobiegania powstania pożarów. Na podstawie analiz zaleca się w nim środki i procedury, które zabezpieczają system PV przed pożarem. Wybrane doniesienia mediów poddano szczegółowemu dochodzeniu, podczas którego porównywano doniesienia medialne z oficjalnymi raportami samych strażaków, z raportami firm ubezpieczeniowych i ich likwidatorów. Okazało się, że informacje przedstawione w mediach były na ogół błędne. Na przykład, przy gaszeniu budynku w miejscowości Rösrath doszło do porażenia strażaka prądem, budynek miał jednak zainstalowany system kolektorów cieczowych, a nie fotowoltaiczny (**rys. 5.**).



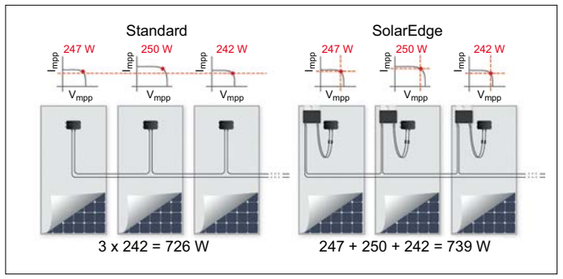

**Rys. 3.** Sposoby prowadzenia przewodów w celu uniknięcia sprzężeń indukcyjnych: **a)** niepoprawny, **b)** poprawny [3]

W związku z twierdzeniem, że strażacy nie gaszą budynków z PV, jest często cytowany przypadek pożaru budynku z systemem fotowoltaicznym w Schwerinsdorf w lutym 2010 r. W oficjalnym raporcie dowódcy strażaków stwierdzono jednak, że strażacy opuścili budynek, ponieważ groziło jego zawalenie (był to budynek drewniany). Raport wyraźnie twierdzi, że system PV nie był bezpośrednią przyczyną pożaru budynku. Twierdzenie, że systemy PV są szczególnie niebezpieczne, ponieważ nie można ich wyłączyć, jest tylko częściowo prawdziwe. Systemy PV obecnie nie są zaprojektowane tak, aby w razie konieczności osiągnąć taki stan, by w przewodach nie było żadnego napięcia, ale nieprawdziwe jest twierdzenie, że w związku z tym systemy PV są szczególnie niebezpieczne. Istnieją przepisy do-

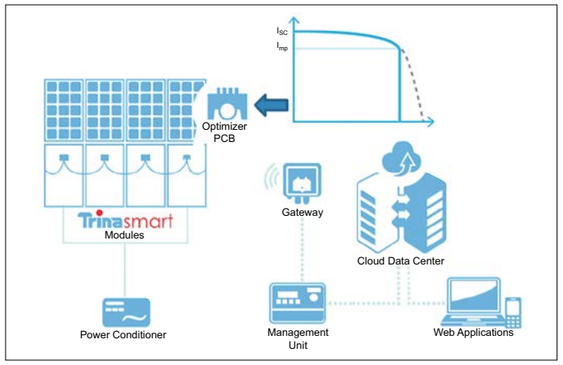



**Rys. 4.** Trzy przypadki współzależności ochrony LPS i SPD w typowym budynku mieszkalnym [5]

**Rys. 5.** Ujęcie z telewizyjnych wiadomości o pożarze w Rösrath [6]




**Rys. 6.** Idea stosowania technologii SolarEdge w budowie generatorów PV [8]




**Rys. 7.** Rozwiązanie firmy Trina Solar stosowane w budowie generatorów PV [9]

tyczące sprzętu przeciwpożarowego pod napięciem do 1000 V (DIN VDE 0132 *Brandbekämpfung im Bereich elektrischer Anlagen – Gaszenie urządzeń elektrycznych*).

Ryzyko porażenia prądem istnieje przy każdym gaszeniu wewnątrz budynku, kiedy tworzy się gęsty dym. Na przykład, przewody ze spaloną izolacją są w takiej sytuacji „niewidzialne", właśnie to był przypadek pożaru w miejscowości Rösrath (**rys. 5.**), było to jednak normalne okablowanie domu, a nie przewody z systemu PV.

Podczas gaszenia muszą być przestrzegane następujące zasady (wg **DIN VDE 0132**) [6]:

- odległości 1 m między strażakiem i urządzeń elektrycznych pod napięciem,
- odległości 1 m w czasie gaszenia rozproszonym strumieniem z prądownicy (zgodnie z DIN 14365),
- odległości 5 m w czasie gaszenia pełnym strumieniem z prądownicy (zgodnie z DIN 14365),
- przy innych prądownicach utrzymywać odległość podaną przez producenta.

Aby zmniejszyć ryzyko pożaru, przygotowano projekt dyrektywy **VDE-AR-E 2100-712**, który obejmuje działania organizacyjne, budowlane i techniczne w celu zmniejszenia ryzyka porażenia prądem podczas gaszenia systemów PV. W przypadku istniejących systemów, jest **wyraźne zalecenie, aby umieścić podstawowe informacje na temat systemu PV – schemat połączeń, rozmieszczenie poszczególnych elementów i kabli**. W każdym przypadku informacje te powinny być dostępne dla dowódcy akcji gaśniczej. Przy montażu nowych systemów PV zaleca się prowadzić kable PV na zewnątrz budynku zgodnie z normami i **zainstalować zdalnie sterowany wyłącznik główny lub umożliwić zdalne wyłączanie poszczególnych modułów lub stringów**.

## eksperymentalny pożar instalacji PV w Czechach

W 2012 roku w Czechach przeprowadzono dwa próbne pożary mikroinstalacji PV [6], w celu sprawdzenia ich specyfiki i możliwości zastosowania standardowych procedur w pracy straży pożarnej. Pierwsza instalacja umieszczona była na metalowym pokryciu dawnej sali gimnastycznej i składała się z 12 monokrystalicznych modułów PV, każdy o mocy nominalnej 155 $W_p$ i łącznej wydajności systemu 1,8 $kW_p$, czyli takiej, jaka zaspokaja potrzeby energetyczne typowego domu jednorodzinnego. W optymalnym punkcie pracy napięcie ($V_{max}$) takiej instalacji wynosi 360 V, chociaż podczas słonecznych mroźnych dni może wzrosnąć nawet do ok. 500 V. Drugi system PV składał się z dwóch modułów, także monokrystalicznych, które zostały umieszczone na pokryciu z dachówki ceramicznej, dodatkowo położonej na dachu zamiast blachy. Wydajność tej instalacji wynosiła 310 $W_p$, czyli tyle, ile potrzebujemy np. w małym domku letniskowym. Moduły połączono równolegle, dlatego napięcie wynosiło około 30 V, maksymalne napięcie wyłączonego systemu wynosiło mniej niż 50 V. **Z punktu widzenia bezpieczeństwa przeciwpożarowego lepiej jest, żeby napięcie systemu PV było jak najniższe, dlatego też zaleca się łączenie mniejszej liczby modułów w jeden szereg (string), co nie zawsze jest zgodne z ogólnymi wytycznymi przy projektowaniu instalacji PV.**

Przed wywołaniem pożaru przeprowadzono szereg pomiarów mających wykazać potencjalne niebezpieczeństwo instalacji elektrycznej podczas gaszenia pożaru. Zaskakujące było odkrycie, że przewody znajdujące się w małej odległości od siebie i zatopione w płytkim zbiorniku z wodą, mogą spowodować w pewnej odległości napięcie krokowe (różnica potencjałów dwóch punktów na odległość jednego kroku, czyli ok. 0,8 m) przekraczające 100 V. Po przerywaniu obwodu instalacji PV pod napięciem ($U_{OC} \approx 480$ V) stwierdzono, że nawet w czasie zachmurzenia powstaje łuk elektryczny nawet do 2 A. W obu eksperymentalnych pożarach mierzono charakterystyki I–V instalacji PV, a także temperaturę modułów. Okazało się, że generują one energię elektryczną nawet w temperaturze powyżej 100°C do momentu, aż ogień nie spowoduje dużych uszkodzeń. Napięcie natomiast może wystąpić nawet na tych modułach, które uległy poważnemu zniszczeniu. Podczas eksperymentu pogoda nie była najlepsza z punktu widzenia funkcjonowania systemu PV, średnia moc promieniowania padającego na moduły była około 200 $W \cdot m^{-2}$. Na podstawie mierzonych charakterystyk I–V można jednak wywnioskować zachowanie systemu w różnych warunkach oświetleniowych. Nagrano również zapis wideoeksperymentu, wykonano termowizyjne zdjęcia z przebiegu całego pożaru i kolejnych faz interwencji strażaków. Uzyskane informacje były wykorzystane do przygotowania metodycznego arkusza z instrukcją likwidacji pożaru elektrowni PV.

Na podstawie wyników pomiarów uzyskanych podczas eksperymentalnego pożaru Generalna Dyrekcja Straży Pożarnej i Ratownictwa Republiki Czeskiej w grudniu 2012 wydała metodyczny arkusz z opisem taktycznych działań w przypadku pożaru elektrowni PV. **Elektrownie PV można gasić wodą w ten sam sposób, jak inne urządzenia elektryczne pod napięciem 400 V (w Niemczech robi się to przy napięciu nawet do 1000 V)**, ale dla większości typów modułów PV jest to maksymalna ich liczba przy połączeniu szeregowym (ostatnio jednak coraz częściej to 1000 V). Podstawową zasadą jest to, by przeprowadzać gaszenie w ten sposób, jakby chodziło o urządzenie pod napięciem, bo nawet po odłączeniu od falownika przez system PV może płynąć energia elektryczna. **Zawsze jednak trzeba w pierwszej kolejności odłączyć moduły od zewnętrznej sieci elektroenergetycznej** (EE). Konieczne jest umieszczenie w dostępnym miejscu schematu podłączenia instalacji PV do sieci EE ze szczególnym oznaczeniem wyłącznika stałoprądowej części instalacji PV. Strażacy podczas akcji gaśniczej muszą przeciwdziałać rozprzestrzenianiu się ognia poprzez chłodzenie elementów nośnych dachu od dołu, a strumień wody skierowany na ogień musi być rozdrobniony. **Nie wolno usuwać płonących modułów PV**. Ze względu na ryzyko porażenia prądem elektrycznym, **strażacy muszą unikać kontaktu z przewodzącymi częściami dachu i modułów PV**, nie stawać na modułach, nie dotykać metalowych elementów konstrukcji dachu, jeżeli są połączone z systemem PV. Moduły PV są mało palne i nie przyczyniają się do zwiększania natężenia ognia, dlatego ich gaszenie jest potrzebne wyłącznie w wyjątkowych przypadkach. Jednak należy pamiętać na istniejące ryzyko upadku konstrukcji nośnej dachu lub spadających modułów lub całych paneli PV, w tym przypadku konieczne jest natychmiastowe opuszczenie zagrożonego miejsca pożaru.

## najnowsze rozwiązania sprzyjające bezpieczeństwu ppoż. generatorów PV

W książce autora [7] zaprezentowano kilka dostępnych rozwiązań, które zwiększają bezpieczeństwo ppoż. generatorów PV:

- rozłączniki DC ppoż. (np. firmy Noark),
- boczniki pożarowe i kompleksowe systemy ppoż. (np. firmy Mersen),
- przekaźniki kontroli izolacji i sposoby wykrywania zwarć doziemnych.

Na **rysunku 6.** przedstawiono zasadę funkcjonowania systemu SolarEdge, który polega na zastosowaniu optymizerów dla każdego modułu PV, wchodzącego w skład budowy generatora PV. Rozwiązanie takie oprócz szacowanego na poziomie 25% zwiększenia wydajności energetycznej systemu PV, umożliwia pełną kontrolę systemu na poziomie pojedynczego modułu PV. Jest to unikatowe rozwiązanie, które zapobiega problemowi niedopasowania modułów PV lub częściowego ich zacienienia.

Inną równie innowacyjną propozycję stanowi system TrinaSmart (**rys. 7.**), który umożliwia bezprzewodowe sterowanie instalacją PV na poziomie pojedynczego modułu. Cechą szczególną tej propozycji jest to, że optymizery te można instalować bezpośrednio w puszkach przyłączeniowych modułów PV (ang. *Junction Box*). Najważniejsze jest to, że optymizery Trina obniżają i ustalają napięcie pojedynczego modułu PV, co redukuje wpływ niekorzystnych oddziaływań termicznych i umożliwia wydłużenie stringów modułów PV o ok. 30% dzięki obniżeniu napięcia.

Oprogramowanie dołączane do technologii TrinaSmart umożliwia monitoring funkcjonowania instalacji PV w postaci statystyk generowanej energii oraz specjalnych alertów, które sygnalizują możliwe potencjalne zagrożenia, w tym ppoż. Jak wynika z modyfikacji charakterystyki I–V modułów PV (**rys. 7.**) praktycznie nie istnieje problem ujemnego współczynnika temperaturowego dla napięcia otwartego (ozn. $V_{OC}$).

W zakresie bezpieczeństwa ppoż. instalacji PV bardzo przydatna jest ich diagnostyka przy użyciu kamer termowizyjnych. Z przeprowadzonych badań w tym zakresie wynika, że najwięcej informacji o stanie instalacji dostarczają termogramy wykonane od strony wewnętrznej modułu, gdyż nie ma wtedy odbić od szyby i jednocześnie widać stan połączeń w puszkach przyłączeniowych i złączach MC4 (jak na **rysunku 2.**).

## podsumowanie

Ryzyko związane z pożarem systemów PV jest zdecydowanie mniejsze, niż mogłoby się wydawać na podstawie sprawozdań w mediach (w Niemczech, a nawet więcej w Czechach). Zagrożenie porażenia prądem elektrycznym jest takie same, jak podczas gaszenia innych urządzeń elektrycznych pod napięciem. Szczególnym problemem jest tylko to, że większość istniejących systemów PV nie można doprowadzić do stanu bez napięcia w obrębie generatora PV. W przypadku pożaru urządzenia elektrycznego pod napięciem zostały opracowane standardowe procedury. Różnica między Czechami i Niemcami jest tylko w górnej granicy napięcia. Podczas gdy w Niemczech, można standardowo gasić wodą urządzenia elektryczne pod napięciem do 1000 V, w Czechach jest to tylko do 400 V. Obecnie istnieją już rozwiązania techniczne, które umożliwiają osiągnięcie stanu obwodu generatora PV bez napięcia (np. SolarEdge i Trina Solar). Statystycznie rzecz ujmując zagrożenie ppoż. będzie wzrastać wraz ze zwiększaniem się liczby uruchamianych w Polsce systemów PV, co wynika z przyjętych zobowiązań w tym zakresie (15 % energii z OZE do 2020 r.).

Reasumując powyższe rozważanie można stwierdzić, że generator PV nie stanowi szczególnie dużego zagrożenia pożarowego pod warunkiem, że:

- został prawidłowo zaprojektowany i wykonany,
- ma odpowiedniej jakości złącza, moduły PV i aparaturę zabezpieczającą (LPS i SPD),
- został wyposażony w nowoczesne rozwiązania monitoringu z funkcjami alertów ppoż.,
- system PV jest w pełni zidentyfikowany (schemat instalacji umieszczony w widocznym miejscu),
- ma możliwość łatwego odłączenia od zewnętrznej sieci elektroenergetycznej (EE),
- są przeprowadzane regularne przeglądy całej instalacji PV (min. raz na pół roku).

Na zakończenie zwracam uwagę na pewien paradoks: projektując elementy ochrony odgromowej, np. w postaci zwodów pionowych, należy mieć na uwadze, że zasłanianie modułów PV nawet przez pręty o niewielkich średnicach destrukcyjnie wpływa na generację energii. Aby zwody pionowe LPS-u nie obniżały wydajności energetycznej modułów PV, należy zachować minimalne odstępy od instalacji PV: dla zwodów pionowych o średnicy 10 mm – minimalny odstęp to 1,08 m, a dla zwodu o średnicy 16 mm – 1,73 m [1].

literatura do artykułu na elektroinfo.pl

**abstract**

**Fire protection of PV systems and neutralization of fire hazards posed by the PV generator during the fire**

Widespread opinion is that the extinction of photovoltaic (PV) is particularly difficult. This paper attempts to answer the question of whether these installations require special procedures for fire protection and how to prevent this type of incident. A few years ago, German and Czech media spread the idea that firemen do not put out the PV plants, they are for them particularly dangerous, because you can not turn them off. Other media stated that the firemen do not put out buildings with PV generators, but only to protect neighboring buildings against the spread of fire. Also presented ways to prevent destructive impacts of the PV generator in the spread of fire.

# sterowniki zabezpieczeniowe e²TANGO firmy Elektrometal Energetyka SA

## przeznaczone dla elektrowni odnawialnych źródeł energii (OZE)

**Mariusz Radziszewski, Sebastian Jaworowicz – Elektrometal Energetyka SA**

**Źródłami energii OZE w Polsce są wiatr, słońce, woda, biomasa i biogaz. Według danych publikowanych przez Instytut Energetyki Odnawialnej oraz Agencję Rynku Energii, aktualnie łączna moc z odnawialnych źródeł energii to około 12 GW. W sektorze OZE fotowoltaika zajmuje wysokie drugie miejsce. Moc instalacji PV w Polsce przekroczyła 3 GW, a według prognoz do roku 2025 może osiągnąć niemal 10 GW. Znaczna liczba elektrowni fotowoltaicznych PV to instalacje do 1 MW, z czego do tej pory w około 500 takich obiektach zastosowano sterowniki zabezpieczeniowe e²TANGO firmy Elektrometal Energetyka SA.**

Rozwiązania firmy Elektrometal Energetyka można stosować dla wszystkich instalacji OZE, takich jak: elektrownie wiatrowe, elektrownie fotowoltaiczne, elektrownie wodne, elektrownie na biomasę i biogazownie. Uniwersalność i bogata funkcjonalność sterowników zabezpieczeniowych e²TANGO powoduje, że w przypadku tych dwóch pierwszych (elektrownie wiatrowe i fotowoltaiczne) e²TANGO znalazły zastosowanie w niewielkich instalacjach prosumenckich (kilkadziesiąt kW), poprzez instalacje do 1 MW, na stacjach wyprowadzenia mocy GPO WN/SN kończąc.

Jednostki wytwórcze elektrowni fotowoltaicznej wyposażane są w zestawy zabezpieczeń podstawowych (nn – 0,4 kV), realizowanych przez każdy z falowników oraz zestawy zabezpieczeń dodatkowych (SN lub zarówno SN, jak i nn) w kontenerowej stacji transformatorowej Wytwórcy, wyposażonej w sterowniki zabezpieczeniowe e²TANGO.

Po stronie SN lub zarówno SN, jak i nn transformatora, w zależności od wymagań inwestora i spółki dystrybucyjnej, sterownik zabezpieczeniowy e²TANGO realizuje szereg funkcji zabezpieczeniowych, m.in.:

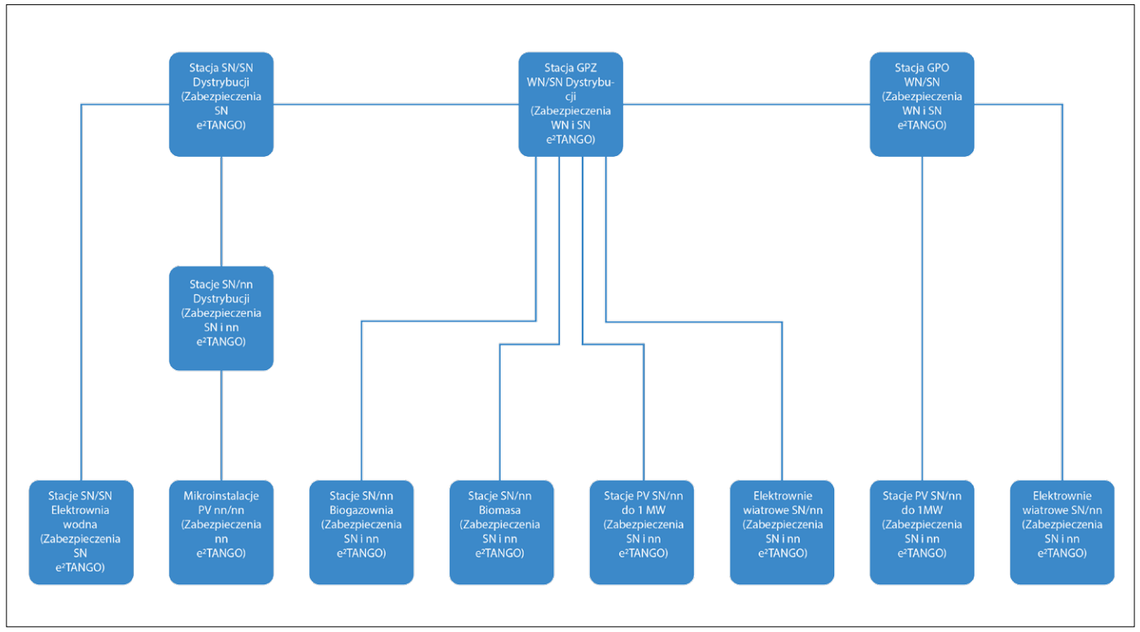
- zabezpieczenie nadprądowe I > T,
- zabezpieczenie zwarciowe I >> T,
- zabezpieczenie kierunkowe ziemnozwarciowe – kierunek działania linia zasilająca $I_0$ > Td,
- zabezpieczenie nadnapięciowe U > T,
- zabezpieczenie podnapięciowe U < T,
- zabezpieczenie nadczęstotliwościowe f > T,
- zabezpieczenie podczęstotliwościowe f < T,
- zabezpieczenie częstotliwościowe df/dt,
- zabezpieczenie zerowonadnapięciowe $U_0$ > T,
- zabezpieczenie zwrotnomocowe P > T,
- zabezpieczenie termiczne transformatora,
- automatyka samoczynnego ponownego załączenia po powrocie napięcia zasilania.

**Rys. 1.** Widok sterownika zabezpieczeniowego e²TANGO

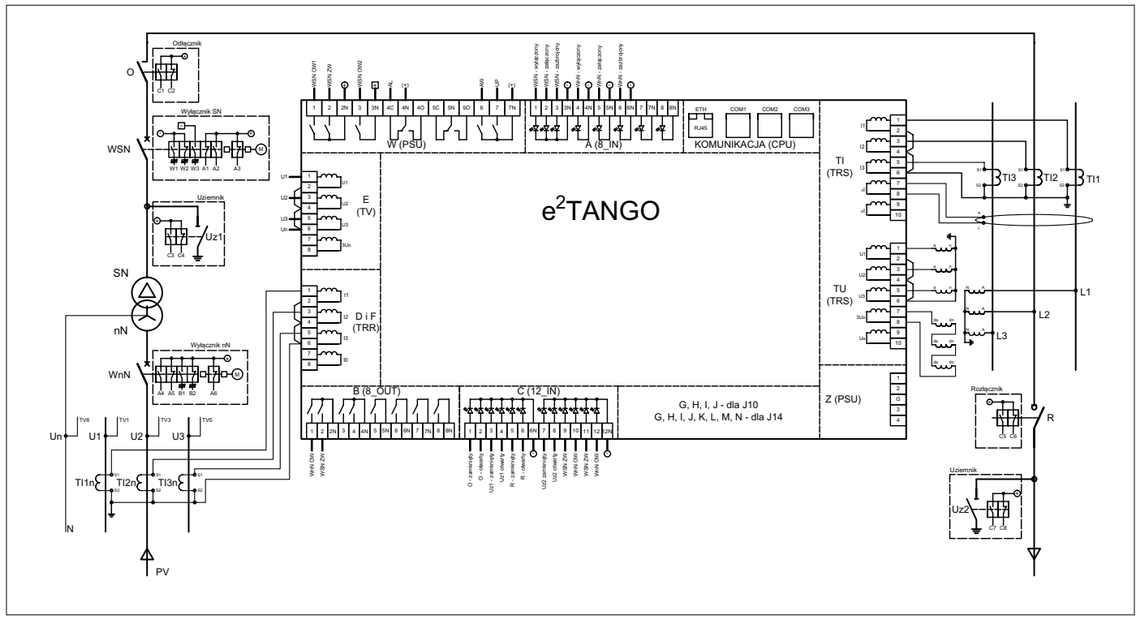
Sterownik e²TANGO poza funkcjami zabezpieczeniowymi umożliwia zdalne wyłączenia i załączenia wyłącznika sprzęgającego SN, z możliwością jego zablokowania i kasowania blokady załączenia na potrzeby zdalnego sterowania spółki dystrybucyjnej, sterowanie urządzeniami pola rozdzielnicy, sygnalizację zdarzeń i stanów oraz komunikację do systemów nadrzędnych (właściciela elektrowni PV oraz OSD). Poza tym umożliwia Inwestorowi zdalne telesterowanie wyłącznikiem nn elektrowni, sygnalizację położenia styków rozłącznika SN oraz uziemnika w polu zasilającym (rozłącznik zamknięty, uziemnik otwarty, rozłącznik otwarty, uziemnik zamknięty), sygnalizację położenia styków wyłącznika sprzęgającego SN w polu transformatorowym, jak również sygnalizację położenia styków wyłącznika nn.

W przypadku instalacji PV, dla których Inwestor (Wytwórca energii elektrycznej) nie dysponuje koncesją na sprzedaż energii elektrycznej (produkuje energię wyłącznie na własne potrzeby), ma możliwość aktywowania w sterowniku zabezpieczeniowym e²TANGO blokady mocy zwrotnej, które aktywuje ograniczenie mocy na sterowniku generatora (falowniku) lub całkowicie odłączy elektrownię od sieci zasilającej.

Właściciel elektrowni fotowoltaicznej, a jednocześnie użytkownik sterownika zabezpieczeniowego e²TANGO, ma również nieodpłatny dostęp do oprogramowania inżynierskiego e²TANGO-Studio. Jest to program inżynierski przeznaczony do obsługi sterownika i jednocześnie narzędzie konfiguracyjne urządzenia. Program został opracowany i wyposażony w bogaty zestaw funkcjonalności, który w połącze-




**Rys. 2.** Uproszczony schemat blokowy obiektów WN, SN, nn pokazujący możliwości i miejsca instalacji sterowników zabezpieczeniowych e²TANGO

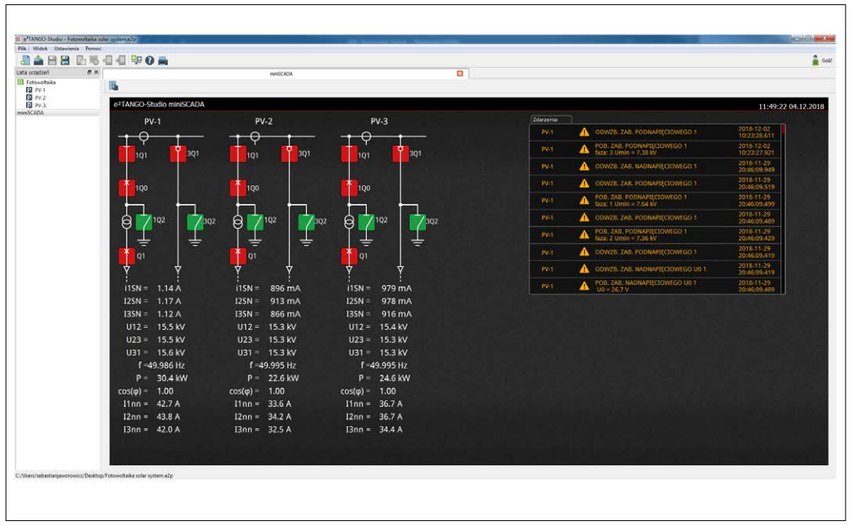



**Rys. 3.** Schemat aplikacyjny sterownika zabezpieczeniowego e²TANGO realizującego funkcje zabezpieczeniowe, pomiary prądu i napięcia, sterowania – zarówno po stronie SN jak i nn transformatora

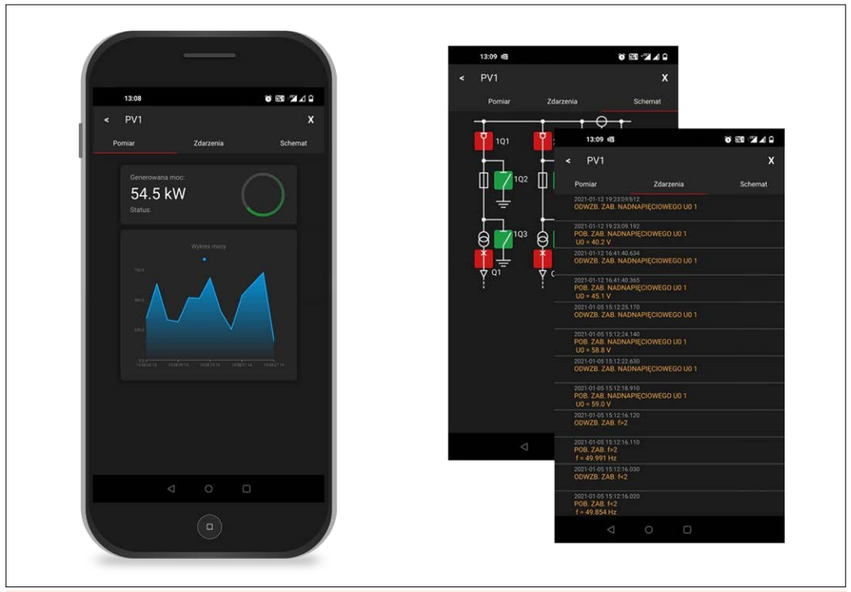
niu z czytelną wizualną konfiguracją widżetów staje się doskonałym wsparciem w codziennej pracy i eksploatacji, umożliwiającym tworzenie projektów dla wielu urządzeń, pól, rozdzielnic czy stacji elektroenergetycznych.

Oprogramowanie inżynierskie e²TANGO-Studio posiada również możliwość rozszerzenia o funkcjonalność „miniSCADA", która umożliwia użytkownikowi zdalny dostęp do urządzenia, odwzorowanie stanu stacji transformatorowej i rozdzielnicy, z możliwością sterowania łącznikami, podglądem alarmów i zdarzeń oraz odczytem online parametrów sterowników zabezpieczeniowych e²TANGO (np. prądy, napięcia, moc, energia, itp.) zainstalowanych w rozdzielnicy. Funkcjonalność została zaprojektowana tak, aby współdzielić łącze inżynierskie (jeden port komunikacyjny) do zabezpieczeń, co pozwala na optymalizację ceny w postaci uproszczenia okablowania oraz infrastruktury sprzętowej i komunikacyjnej.

Niewątpliwą wygodą dla użytkownika jest możliwość obsługi urządzeń e²TANGO poprzez aplikację na telefon. Aplikacja umożliwia właścicielowi elektrowni pełny dostęp do swoich obiektów 24 h na dobę, w tym podgląd stanu łączników wraz z możliwością sterowania (załącz/wyłącz), podgląd zdarzeń i alarmów, informacje o bieżącej i historycznej produkcji energii, itp. Rozwiązanie to jest przydatne i wygodne w szczególności, kiedy właściciel obiektu lub służby utrzymania ruchu mają wiele obiektów, bądź obiekt(y) zlokalizowane są w różnych miejscach, z reguły w znacznej odległości od centrum zarządzania nimi.




**Rys. 4.** Widok okna oprogramowania inżynierskiego e²TANGO-Studio z uruchomioną funkcjonalnością miniSCADA dla elektrowni fotowoltaicznych PV




**Rys. 5.** Widok telefonu z uruchomioną aplikacją okna miniSCADA dla elektrowni fotowoltaicznej PV

## podsumowanie

Sterowniki zabezpieczeniowe e²TANGO dzięki swojej uniwersalności, bogatej funkcjonalności, a jednocześnie przejrzystości i przyjazności w codziennym użytkowaniu i eksploatacji, znalazły zastosowanie we wszystkich gałęziach i punktach Systemu Elektroenergetycznego. Urządzenia oraz ich oprogramowanie, sukcesywnie od kilku lat są rozwijane przez doświadczony zespół R&D, co poprawia ich walory użytkowe, a jednocześnie daje możliwość zaspokojenia potrzeb nawet najbardziej wymagających klientów. Wiele ciekawych i przydatnych funkcjonalności użytkowych sterowników e²TANGO została stworzona i wdrożona dzięki kreatywności i pomysłom naszych klientów, za co serdecznie dziękujemy, jednocześnie zapraszając do dalszej owocnej współpracy.

reklama

Elektrometal Energetyka SA

**Elektrometal Energetyka SA**
02-830 Warszawa
ul. Mazura 18A
tel. 22 350 75 50
faks 22 350 75 51
**www.elektrometal-energetyka.pl**



Elektrometal Energetyka SA
Pomysły z energią

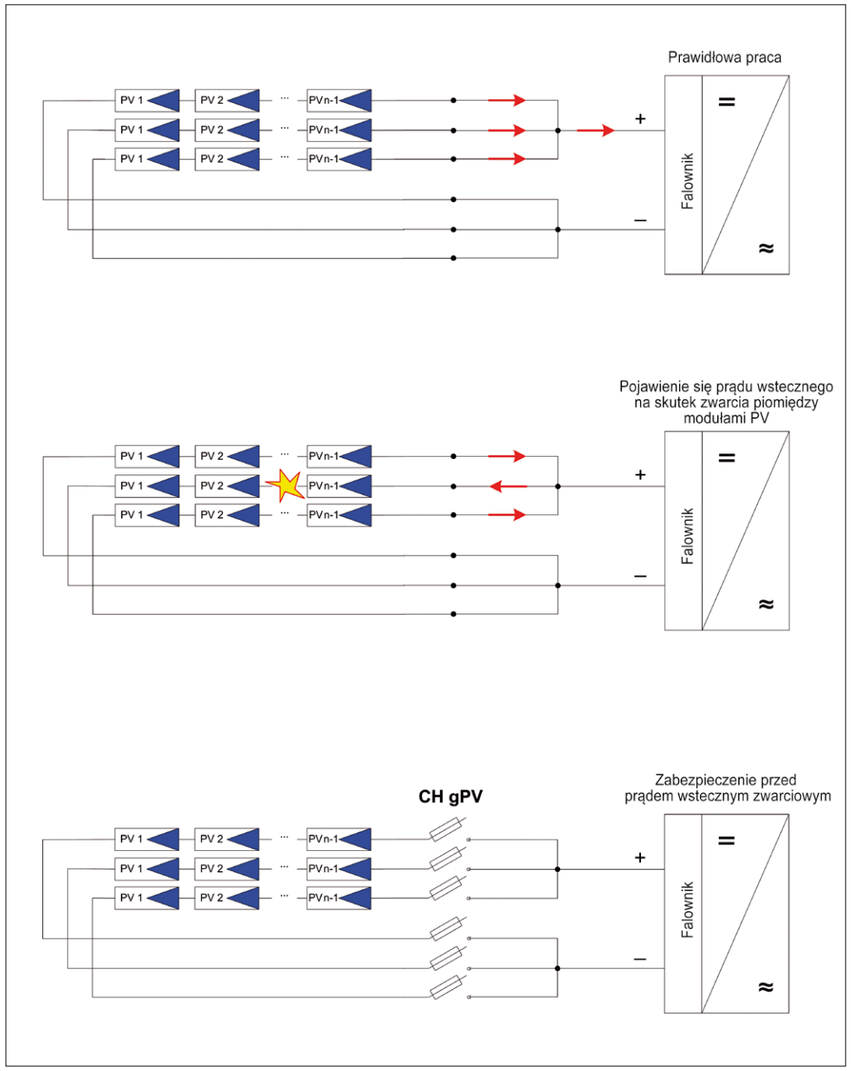
Sterowniki zabezpieczeniowe e²TANGO-800 i e²TANGO-400 dedykowane dla farm wiatrowych i fotowoltaicznych

www.elektrometal-energetyka.pl

# problematyka zabezpieczeń przetężeniowych oraz zasady doboru ograniczników przepięć po stronie DC elektrowni fotowoltaicznej PV

ETI Polam Sp. z o.o.

Systemy i elektrownie fotowoltaiczne PV kojarzą się często tylko z modułami fotowoltaicznymi PV, jednak typowa elektrownia fotowoltaiczna jest znacznie bardziej technicznie rozbudowana. Chcąc wymienić jej części składowe, otrzymamy układ jak na **rysunku 1**. Elektrownia fotowoltaiczna jest złożona z modułów fotowoltaicznych PV, rozdzielnic z zabezpieczeniami DC (przeciążeniowymi i zwarciowymi, ogranicznikami przepięć) przekształtników, rozdzielnic pomiarowych AC – przystosowanych do podłączenia do sieci energetycznej, specjalnych przewodów solarnych i elementów łączących, konstrukcji wsporczych itd.




**Rys. 1.** Części składowe systemu fotowoltaicznego PV

## strona DC-prądu stałego systemu PV

Na ogół elektrownia fotowoltaiczna PV – prosumencka wygląda bardzo prosto: na dachu budynku umieszczone są moduły fotowoltaiczne PV, w budynku są przekształtniki i rozdzielnice, na budynku jest zamocowana rozdzielnica pomiarowa z licznikiem wyprodukowanej energii, a wszystko to połączone jest dwu – lub czterożyłowymi przewodami jak pokazano na **rysunku 1**. Na niebiesko oznaczone są obwody prądu stałego – DC z rozdzielnicami, które zawierają wszystkie niezbędne zabezpieczenia DC. Zwykle w rozdzielnicach DC zamontowane są aparaty zabezpieczające przed przeciążeniem, zwarciem, ograniczniki przepięć i rozłącznik obwodu DC. Główną funkcją aparatów zabezpieczających w rozdzielnicach DC jest ochrona modułów fotowoltaicznych PV przed zwarciami, przeciążeniami i prądami zwarciowymi wstecznymi, które mogą płynąć przez moduły PV, ochrona przed przepięciami – łączeniowymi i wywołanymi wyładowaniami atmosferycznymi. Ponadto rozłącznik DC służy do odłączania modułów PV w przypadku awarii lub prac prowadzonych na części stałoprądowej DC instalacji PV. Skupimy się jednak na części związanej z doborem ograniczników przepięć.

## zabezpieczenie przed przepięciami systemu modułów PV

Ochrona przeciwprzepięciowa to bardzo ważny rodzaj ochrony, którą należy zastosować do części DC systemu modułów PV. Źródłem niebezpiecznych przepięć w systemach PV najczęściej są wyładowania atmosferyczne i przepięcia indukowane w pętlach szeregowo połączonych modułów PV. Na powiększenie napięcia w systemie PV wpływa również zależność temperaturowa samych modułów PV. Przy obliczaniu poziomu ochrony przed przepięciami, jak również przy wyborze typu ochrony przeciwprzepięciowej (typ T1 lub T2), istnieją pewne wytyczne, które zostaną zaprezentowane poniżej.

## prawidłowy dobór napięcia trwałej pracy $U_C$ ograniczników przepięć (SPD) DC

Tak jak w przypadku doboru zabezpieczenia przetężeniowego, również w przypadku ochrony przeciwprzepięciowej, przy określaniu $U_C$ (maksymalne napięcie trwałej pracy) wymagane jest branie pod uwagę odpowiednich współczynników korekcyjnych. Wg normy EN 50539 oraz wg zaleceń większości producentów ograniczników przepięć (SPD) napięcie $U_C$ projektowanego ogranicznika określone jest zależnością:

$$U_C \geq 1{,}2 \times U_{oc\,stc}$$

gdzie:

$U_{oc\,stc}$ – jest to napięcie na zaciskach nieobciążonego modułu PV (przy jego otwartych stykach), lub rzędu szeregowo połączonych modułów PV w standardowych warunkach testu (*Open Circuit voltage under Standard Test Conditions*). Standardowe Warunki Testu są zdefiniowane w normie PN-EN 60904-3. Parametr ten można znaleźć w danych technicznych producenta danego modułu PV,

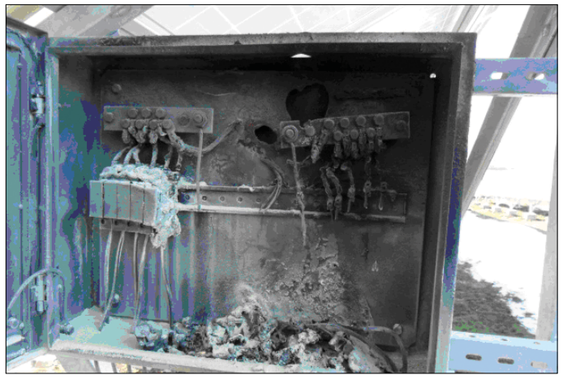
EN 60904-3 – (gęstość strumienia swietlnego – 1000 W/m$^2$, rozkład widmowy AM 1,5, temperatura modułu PV 25 ± 2°C).

Przykład:

W danych technicznych producenta modułów PV podano: $\mathbf{U_{ocstc} = 36\,V}$, w rzędzie mamy 24 moduły PV, to znaczy, że $\mathbf{U_{oc\,stc\,rzędu} = 24 \times U_{oc\,stc}}$, a więc $\mathbf{U_{oc\,stc}}$ całego nieobciążonego rzędu wynosi **864 V**.

Używając współczynnika korekcyjnego **1,2** otrzymamy wartość $\mathbf{U_c}$ ogranicznika DC (max. napięcie trwałej pracy) do ochrony 1-go rzędu modułów:

$$U_C \geq 1{,}2 \times U_{oc\,stc\,rzędu},$$
$$U_C \geq 1{,}2 \times 864\ V = 1036{,}8\ V$$



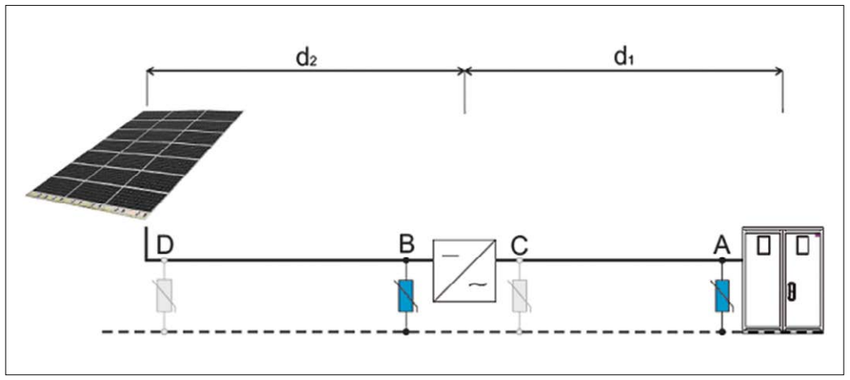
**Rys. 2.** Spalona rozdzielnica DC

Oznacza to, że ogranicznika przepięć DC (SPD) o napięciu trwałej pracy $\mathbf{U_c = 1000\,V}$ nie można zastosować. Należy użyć ogranicznika DC na napięcie $\mathbf{U_c}$ najbliższe tj. $\mathbf{U_c = 1100\,V}$ **lub** $\mathbf{Uc = 1200\,V}$.

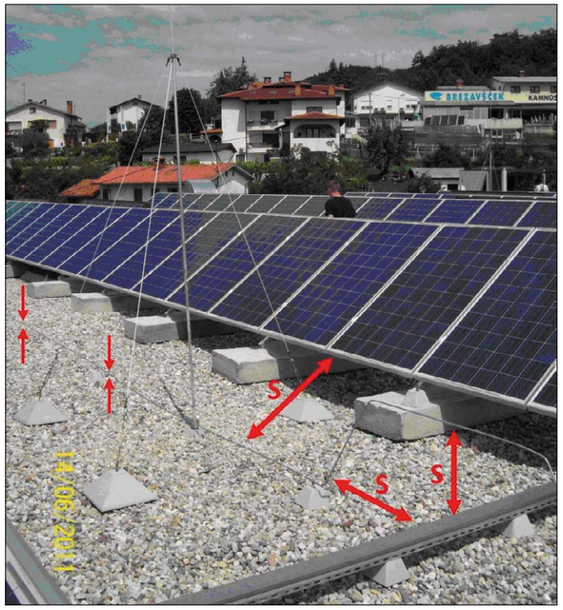
Skąd wziął się współczynnik korekcyjny 1,2? Napięcie na zaciskach nieobciążonego modułu PV podane jest dla temperatury 25°C, a moduły PV posiadają charakterystykę napięciową z ujemnym współczynnikiem temperaturowym, to oznacza, że w niższych temperaturach (zima), napięcie na zaciskach nieobciążonego modułu PV może wzrosnąć nawet o 20%. Konsekwencje nieprawidłowego doboru napięcia trwałej pracy $U_C$ ogranicznika – bez zastosowania współczynnika 1,2 są pokazane na **rysunku 2.**

## dobór właściwego typu ogranicznika (SPD), Typ 1 (T1) lub Typ 2 (T2) wg EN/IEC 61643-32

W elektrowniach fotowoltaicznych PV, w zależności od ich wielkości stosuje się dwa typy ograniczników przepięć (SPD): Typ 1 (T1) jest przeznaczony do ochrony przed przepięciami spowodowanymi bezpośrednim wyładowaniem atmosferycznym w system ochrony – w instalację odgromową zewnętrzna (LPS), a Typ 2 (T2) przed przepięciami spowodowanymi pośrednim wyładowaniem tj. wyładowaniem w pobliżu chronionego obiektu. Ponieważ energia pochodząca od wyładowania bezpośredniego w system ochrony LPS zwykle jest bardzo duża, to ogranicznik T1 posiada wbudowany element ogra-




**Rys. 3.** Ogólny schemat systemu modułów fotowoltaicznych PV i ochrony przeciwprzepięciowej
A – AC rozdzielnica pomiarowa (z licznikiem)
B – DC rozdzielnica (przed przekształtnikiem)
C – AC wyjście przekształtnika
D – PV rozdzielnica pomiędzy modułami PV a przekształtnikiem




**Rys. 4.** Przykład izolowanego systemu ochrony odgromowej

niczający (iskiernik lub warystor) o większej wytrzymałosci, który przeniesie większą energię przy przepływie prądu wyładowczego piorunowego $I_{imp}$ (10/350 µs) i przez to jest droższy. Ogólna zasada jest taka, że w obiektach wyposażonych w zewnętrzną instalację odgromową (LPS) trzeba stosować ograniczniki Typ 1, a w obiektach bez zewnętrznej instalacji odgromowej (LPS) możemy stosować tylko ograniczniki Typ 2. Zostają jeszcze do ustalenia szczegóły, które zależą od zestawu systemu PV, długości linii, miejsc zainstalowania ograniczników przepięć itp.

Przykład 1: Instalacja PV bez zewnętrznej instalacji odgromowej (LPS).

W punktach A i B jest SPD Typ 2 bez względu na odległość $d_1$ i $d_2$.

Jeżeli $d_1 > 10$ m, w punkcie C należy dodać SPD Typ 2.

Jeżeli $d_2 > 10$ m, w punkcie D należy dodać SPD Typ 2.

Przykład 2: Instalacja PV z izolowanym systemem zewnętrznej ochrony odgromowej, pomiędzy instalacją odgromową a modułami PV isnieją zachowane wymagane odległości izolacyjne S wg normy IEC62305 **(rys. 4.)**.

W punkcie A jest bez względu na odległość $d_1$ i $d_2$ zainstalowany SPD Typ 1, a w punkcie B zainstalowany SPD Typ 2.

Jeżeli $d_1 > 10$ m, to w punkcie C należy dodać SPD Typ 1.

Jeżeli $d_2 > 10$ m, to w punkcie D należy dodać SPD Typ 2.

Przykład 3: System PV z nieizolowanym systemem zewnętrznej ochrony odgromowej, moduły PV i instalacja odgromowa są ze sobą połączone lub nie są zachowane odległości izolacyjne S.

W każdym przypadku bez względu na odległości muszą być zanstalowane w punkcie A ograniczniki T1, a w punkcie B w zależności od odległości $d_2$.

Jeżeli $d_2 < 10$ m, to w punkcie B będzie zainstalowany SPD T2.

Jeżeli $d_2 > 10$ m, to w punkcie B będzie zainstalowany SPD T1, w punkcie D należy dodać SPD T1.

Jeżeli $d_1 > 10$ m, to w punkcie C należy dodać SPD T2.

Z powodu własności fizycznych przewodów – szczególnie indukcyjności, w czasie wyładowania bezpośredniegi lub pośredniego w pętlach przewodów indukuje się napięcie:

$$U_L = -L\frac{dI}{dt}$$

zatem przy projektowaniu ochrony przeciwprzepięciowej należy stosować ogólną zasadę długości przewodów 10 metrów.

W instalacjach fotowoltaicznych PV z zewnętrzną istalacją odgromową (LPS) w niektórych sytuacjach na stronie prądu stałego DC można stosować ograniczniki Typ2 (T2), ponieważ napięcie na stronie DC jest zwykle dużo wyższe od napięcia $U_c$ na stronie prądu przemiennego AC gdzie używany jest ogranicznik Typ1 (T1). Zatem w przypadku bezpośredniego wyładowania wcześniej zareaguje ogranicznik przepięć na stronie AC.

Firma ETI Polam Sp. z o.o. oferuje wszystkie potrzebne aparaty zabezpieczające przed przetężeniami i przepięciami do obwodów prądu stałego DC instalacji fotowoltaicznych PV łącznie z gotowymi rozdzielnicami PV z wyposażeniem. Wyposażenie rozdzielnic PV jest uzależnione od konfiguracji systemu modułów PV do których są przeznaczone od liczby modułów PV w łańcuchu, od liczby łańcuchów modułów PV połączonych równolegle, od typu i mocy przekształtnika, od liczby wejść przekształtnika na stronie DC. Na rynku dostępnych jest wiele typów przekształtników, co oznacza, że praktycznie każdy przypadek elektrowni fotowoltaicznej PV wymaga zestawienia odpowiedniej rozdzielnicy DC.

**Rys. 5.** Nowa seria ograniczników do fotowoltaiki ETITEC M T2 PV 1100/20 Y

reklama

ETI

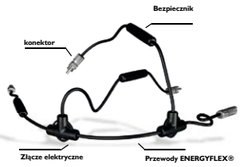
**ETI Polam Sp. z o.o.**
06-100 Pułtusk
ul. Jana Pawła II 18
tel. 23 691 93 00,
faks 23 691 93 60
etipolam@etipolam.com.pl
**www.etipolam.com.pl**

reklama

## Wiązki kablowe dla farm fotowoltaicznych

Jako Nexans produkujemy szeroki zakres kabli wykorzystywanych w farmach fotowoltaicznych

Warto wykorzystać wiązki przy:
- długich odcinkach kabli,
- niestandardowych projektach,
- projektach z pełną gamą kabli (nn, SN i transmisja danych).



Korzyści:
- zmniejszone koszty instalacji z gotowych produktów,
- mniejsza awaryjność (wszystkie odcinki poddane testom podczas produkcji),
- szybszy czas realizacji na inwestycji.

## przegląd kabli

OFERTA SPECJALNA

| | |
|---|---|
| Dystrybutor | Nexans Polska Sp. z o.o.<br>47-400 Racibórz, ul. Wiejska 18<br>tel. 32 414 96 49, faks 32 415 79 77<br>janusz.sokolowski@nexans.com<br>www.nexans.com |
| Producent | Nexans Francja |
| Oznaczenie katalogowe | Energyflex® |

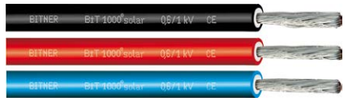
| Parametry techniczne | |
|---|---|
| Typ kabla | do zastosowań w fotowoltaice |
| Napięcie znamionowe, w [V] | ac 1000/1000 (1200)<br>dc 1500/1500 (1800) |
| Napięcie probiercze badania 50 Hz, w [V] | 6500 |
| Zastosowanie | instalacje fotowoltaiczne, długofalowe zastosowanie wewnętrzne i zewnętrzne w zmiennych i surowych warunkach klimatycznych |
| Materiał żyły (klasa)/kształt żyły | miedź ocynowana (kl. 5 wg EN 60228)/okrągła |
| Liczba × przekrój żyły, w [mm²] | od 1×1,5 do 1×16 |
| Materiał powłoki kabla | izolacja i powłoka zewnętrzna: usieciowana HFFR wg EN 60811 i EN 60216-1-2 |
| Maksymalna rezystancja żyły w temperaturze 20°C, w [Ω/km] | od 13,7 do 1,24 |
| Najwyższa dopuszczalna temperatura pracy, w [°C] | 120 |
| Najwyższa dopuszczalna temperatura przy zwarciu, w [°C] | 250/5 s |
| Temperatura pracy (otoczenia), w [°C] | od –40 do 90 |
| Średnica zewnętrzna kabla D, w [mm] | od 4,9 do 9,1 |
| Minimalny promień gięcia kabla | 3×D |
| Pancerz/ekran | nie/nie |
| Masa kabla, w [kg/km] | od 32 do 185 |
| **Informacje dodatkowe** | |
| Uwagi techniczne | bardzo dobra odporność na warunki pogodowe, odporność mechaniczna na uderzenia AG 2 (poziom średni) wg HD 60364-5-52, wodoszczelny (EN 50525-2-21 aneks Di E), przewidywany okres użytkowania 30 lat, produkujemy wiązki przewodów objętych gwarancją oraz pomoc w projektowaniu dużych farm fotowoltaicznych |
| Normy, atesty, certyfikaty, standardy, znaki jakości, poświadczenia | EN 50618, IEC 60754-1/IEC 60754-2, IEC 6034-1-2, IEC 60332-1, CPR: Dca s2, d2, a1 |
| Gwarancja, w [miesiącach] | 24 |

Dane zamieszczone w zestawieniu zostały nadesłane i zautoryzowane przez firmy

## przegląd kabli do instalacji fotowoltaicznych

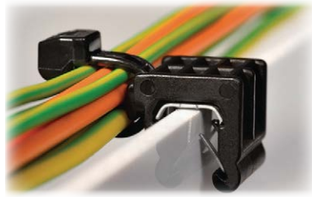
reklama

| | | |
|---|---|---|
| | Zakłady Kablowe BITNER Sp. z o.o.<br>30-009 Kraków, ul. Józefa Friedleina 3/3<br>tel. 12 389 40 24, faks 12 378 37 92<br>bitner@bitner.com.pl<br>www.bitner.com.pl | |
| | Zakłady Kablowe BITNER Sp. z o.o. | |
| | BiT 1000®solar | BiT 1000®solar PV |



| | | |
|---|---|---|
| | energetyczny | sterowniczy/zasilający |
| | ac 600/1000<br>dc 1800 | ac 600/1000<br>dc 900/1800 |
| | 4000 | 4000 |
| | do podłączania modułów fotowoltaicznych | do podłączania modułów fotowoltaicznych |
| | żyła miedziana ocynowana, wielodrutowa, giętka klasy 5 wg EN 60228 | żyły miedziane ocynowana, wielodrutowe, giętkie klasy 5 wg PN-EN 60228 |
| | od 1×2,5 do 1×95 | od 1×4 do 1×6 |
| | specjalna usieciowana mieszanka bezhalogenowa, olejoodporna, odporna na UV i warunki atmosferyczne | specjalna usieciowana mieszanka bezhalogenowa, olejoodporna, odporna na UV i warunki atmosferyczne |
| | od 8,21 do 0,210 | od 5,09 do 3,39 |
| | 120 | 120 |
| | 200 | 200 |
| | od –40 do 90 | od –40 do 90 |
| | od 4,4 do 17,1 | od 4,8 do 5,4 |
| | 4×D | 4×D |
| | nie/nie | nie/nie |
| | od 41,1 do 976,0 | od 50 do 69 |
| | | |
| | powłoka kabla odporna na UV, warunki atmosferyczne, przetarcie, oleje, możliwość układania w temperaturze od –15°C, kabel jest w pełni bezhalogenowy, przewidywany czas pracy kabla: 25 lat | do wykonywania połączeń pomiędzy modułami fotowoltaicznymi i pomiędzy ciągami modułów, a także jako przewody łączące zespoły modułów z inwerterem; powłoka kabla odporna na UV, warunki atmosferyczne, przetarcie, oleje, możliwość układania w temperaturze od -15°C; kabel jest w pełni bezhalogenowy o przewidywanym czasie pracy 25 lat |
| | ROHS 2011/65/EU, LVD 2014/35/EU, CPR 305/2011 | PN-EN 60228, PN-EN 60332-1, EN 60811-404, EN 61034, PN-EN 50575, CPR 305/2011 |
| | 24 | 24 |

ASTE Sp. z o.o.
80-180 Gdańsk
Kowale, ul. Magnacka 25
tel. 58 340 69 00, faks 58 340 69 01
aste@aste.pl
www.aste.pl



## ELEMENTY MOCUJĄCE Edge Clip DO KABLI W INSTALACJACH FOTOWOLTAICZNYCH

Opaski kablowe z uchwytami Edge Clip sprawdzają się wszędzie tam, gdzie nie można nawiercić otworów lub ze względu na wysoką temperaturę nie można stosować elementów przyklejanych. Doskonale sprawdzą się w przypadku prowadzenia przewodów przy panelach fotowoltaicznych, gdzie mamy do czynienia z ciągłym narażeniem na promieniowanie UV.

Różne konfiguracje elementu Edge Clip pozwalają na prowadzenie przewodów zarówno ponad krawędzią, jak i z boku. We wszystkich dwuczęściowych opaskach element mocujący można swobodnie przesuwać wzdłuż opaski i wybrać optymalną pozycję umiejscowienia główki opaski.

Najważniejsze cechy:
- zwiększona odporność na promieniowanie UV,
- temperatura pracy: –40 do +85°C,
- tworzywo samogasnące,
- materiał wolny od halogenów,
- wyrób zgodny z RoHS,
- do wiązek lub przewodów o średnicy od 1 mm,
- mocowanie do krawędzi blachy o grubości od 1 do 3 mm.

# przegląd kabli elektroenergetycznych do instalacji fotowoltaicznych

| | | |
|---|---|---|
| **Dystrybutor** | Eltrim Kable Sp. z o. o.<br>13-200 Działdowo, Ruszkowo 18<br>tel. 23 697 03 00, faks 23 697 03 02<br>eltrim@eltrim.com.pl<br>www.eltrim.com.pl | |
| **Producent** | Eltrim Kable Sp. z o.o. | |
| **Oznaczenie katalogowe** | **ELT-FLEX® POWER 1000** | **ELT-FLEX® SOLAR HX** |
| | | |
| **Parametry techniczne** | | |
| **Typ kabla** | kabel zasilający | przewody do instalacji fotowoltaicznych |
| **Napięcie znamionowe, w [V]** | ac 600/1000<br>dc 1800 | ac 1000/1000<br>dc 1500 (1800) |
| **Napięcie probiercze badania 50 Hz, w [V]** | 4000 | 4000 |
| **Zastosowanie** | kabel zasilający lub sygnalizacyjny, sterowniczy, do zasilania urządzeń elektrycznych oraz do pracy w sieciach nn oraz zastosowań specjalnych np. wykonania połączeń inwertera/falownika instalacji fotowoltaicznej z rozdzielnią główną; odporne na UV oraz zmienne warunki atmosferyczne | przeznaczony do stosowania w instalacjach PV; do wykonywania połączeń pomiędzy poszczególnymi panelami fotowoltaicznymi oraz pomiędzy ciągiem paneli a inwerterem (falownikiem); odporne na działanie UV, ozonu oraz zmienne warunki atmosferyczne |
| **Materiał żyły (klasa)/kształt żyły** | żyły miedziane giętkie/okrągłe | żyła miedziana ocynowana giętka/okrągła |
| **Liczba × przekrój żyły, w [mm²]** | od 1...5×1,5 do 1...5×240<br>od 7...24×1,5 do 7...24×2,5 | od 1×4 do1×16 |
| **Materiał powłoki kabla** | polichlorek winylu – PVC odporny na UV i warunki atmosferyczne | materiał bezhalogenowy usieciowany, podwójna izolacja |
| **Maksymalna rezystancja żyły w temperaturze 20°C, w [Ω/km]** | od 13,3 (1,5 mm²) do 0,0801 (240 mm²) | od 5,09 (4 mm²) do 1,24 (16 mm²) |
| **Najwyższa dopuszczalna temperatura pracy, w [°C]** | 90 | 120 (20 000 h) |
| **Najwyższa dopuszczalna temperatura przy zwarciu, w [°C]** | 200/5 s | 200/5 s |
| **Temperatura pracy (otoczenia), w [°C]** | od –40 do 90<br>(instalacje ruchome od –5 do 90) | od –40 do 90 |
| **Średnica zewnętrzna kabla D, w [mm]** | dane obliczeniowe w Karcie Katalogowej Wyrobu | od 5,5 (4 mm²) do 8,2 (16 mm²) |
| **Minimalny promień gięcia kabla** | 6×D (połączenia elastyczne 10×D) | 4×D |
| **Pancerz/ekran** | nie/nie | nie/nie |
| **Masa kabla, w [kg/km]** | Dane obliczeniowe w Karcie Katalogowej Wyrobu | od 60 (4 mm²) do 185 (16 mm²) |
| **Informacje dodatkowe** | | |
| **Uwagi techniczne** | samogasnący wg: PN-EN 60332-1-2:2010+A1:2016+A11:2017; klasa odporności na wodę: AD7; klasa odporności na uderzenia: AG2; odporność na warunki atmosferyczne i promieniowanie UV zgodnie z PN-HD 605/A1; przewód giętki – wysoce elastyczny; kolor izolacji: wg PN-HD 308 S2: 2007; kolor powłoki zewnętrznej: czarny; nadają się do układania bezpośrednio w ziemi | samogasnący wg: PN-EN 60332-1-2:2010+A1:2016+A11:2017; klasa odporności na wodę: AD7; klasa odporności na uderzenia: AG2; odporność na warunki atmosferyczne i promieniowanie UV zgodnie z HD 605/A1, odporność na działanie ozonu zgodnie z EN 50396, ETIM 5.0/6.0 Klasa-ID: EC001578; przewód giętki; kolor izolacji: naturalny, kolor powłoki zew.: czarny lub czerwony lub niebieski; na życzenie czarny z czerwonym lub niebieskim paskiem; odpowiednik wg Cenelc: H1Z2Z2-F (EN 50618); przewidywany okres eksploatacji 25 lat |
| **Normy, atesty, certyfikaty, standardy, znaki jakości, poświadczenia** | PN-EN 60332-1-2:2010+A1:2016+A11:2017, PN-HD 605/A1, PN-HD 308 S2: 2007, CPR E093/B/DoP | PN-EN 60332-1-2:2010+A1:2016+A11:2017, HD 60364-7-712, HD 60364-5-52, EN 50396, EN 50618, CPR E099/A/DoP |
| **Gwarancja, w [miesiącach]** | 24 | 24 |

Dane zamieszczone w zestawieniu zostały nadesłane i zautoryzowane przez firmy



# przegląd kabli elektroenergetycznych do instalacji fotowoltaicznych

| | | | |
|---|---|---|---|
| **Dystrybutor** | HELUKABEL POLSKA Sp. z o.o.<br>96-325 Radziejowice, Krze Duże 2<br>tel. 46 858 01 00, 46 858 01 03, faks 46 858 01 17<br>biuro@helukabel.pl<br>www.helukabel.pl | | TECHNOKABEL SA<br>04-343 Warszawa, ul. Nasielska 55<br>tel. 22 516 97 77, faks 22 516 97 87<br>tech@technokabel.com.pl<br>www.technokabel.com.pl |
| **Producent** | HELUKABEL | | TECHNOKABEL SA |
| **Oznaczenie katalogowe** | **SOLARFLEX®-X H1Z2Z2-K** | **SOLARFLEX®-X H1Z2Z2-K NTS** | **SOLARTECH-4** |
| | | | |
| **Parametry techniczne** | | | |
| **Typ kabla** | przewód fotowoltaiczny | przewód fotowoltaiczny | przewód fotowoltaiczny |
| **Napięcie znamionowe, w [V]** | ac 1000<br>dc 1500 | ac 1000<br>dc 1500 | ac 600/1000<br>dc 1800 |
| **Napięcie probiercze badania 50 Hz, w [V]** | – | – | 4000 |
| **Zastosowanie** | do instalacji zewnętrznych i wewnętrznych oraz do pośredniego układania w ziemi w rurach osłonowych | do instalacji zewnętrznych i wewnętrznych na obszarach szczególnie narażonych na ingerencję gryzoni (obszary rolnicze) | do bezpośredniego połączenia ze sobą poszczególnych ogniw fotowoltaicznych, jak i do okablowania w puszkach przyłączeniowych oraz połączeń z inwerterem |
| **Materiał żyły (klasa)/kształt żyły** | żyła miedziana ocynowana, wielodrutowa, giętka (kl. 5 wg IEC 60228) | żyła miedziana pobielana (kl. 5 wg IEC 60228) | miedź ocynowana (5)/okrągła |
| **Liczba × przekrój żyły, w [mm²]** | od 1×2,5 do 1×10 | od 1×4 do 1×10 | od 1×1,5 do 1×120 |
| **Materiał powłoki kabla** | powłoka ze specjalnego usieciowanego tworzywa bezhalogenowego | powłoka ze specjalnego usieciowanego poliolefinu, czarna | materiał bezhalogenowy |
| **Maksymalna rezystancja żyły w temperaturze 20°C, w [Ω/km]** | – | – | od 13,3 do 0,161 |
| **Najwyższa dopuszczalna temperatura pracy, w [°C]** | 120 | 120 | 120 |
| **Najwyższa dopuszczalna temperatura przy zwarciu, w [°C]** | 250 | – | 200/5 s |
| **Temperatura pracy (otoczenia), w [°C]** | od –40 do 90 | od –40 do 90 | od –40 do 90 |
| **Średnica zewnętrzna kabla D, w [mm]** | od 5 do 7,4 | od 6 do 8 | od 4,5 do 25 |
| **Minimalny promień gięcia kabla** | 5×D | 5×D | 4×D |
| **Pancerz/ekran** | nie/nie | tak/nie | nie/nie |
| **Masa kabla, w [kg/km]** | od 41 do 123 | od 85 do 158 | od 32 do 2500 |
| **Informacje dodatkowe** | | | |
| **Uwagi techniczne** | odporny na UV i warunki atmosferyczne, w tym odporność na ozon, odporny na zatopienie w wodzie: AD8 | splot ze stali nierdzewnej, pojedynczy V2A (ochrona przed gryzoniami), odporność na UV i ozon, podwójnie izolowany, zgody z II klasą ochrony | zastosowanie podwójnej izolacji zapewnia dużą odporność mechaniczną, chroni przed niekorzystnym działaniem warunków atmosferycznych, ozonu, promieni UV, jak i zapewnia zwiększoną odporność na zwarcia |
| **Normy, atesty, certyfikaty, standardy, znaki jakości, poświadczenia** | EN 50399; EN 60332-1-2/IEC 60332-1-2; EN 50525-1; EN 50267-2/IEC 60754; EN 61034-1+2/IEC 61034-1+2; EN 50618; EN 50618: załącznik A, B, E; EN 60811-403: test metodą A; EN 50396: test metodą B, TÜV R60115689; klasa CPR wg EN 50575 Dca-s2, d2, a1 | EN 50267; IEC 60754; IEC 60332-1-2; IEC 61034; EN 50289-4-17: metoda A; EN 50396: metoda B; EN 50618: TÜV 2PfG 190/05.12, TÜV R60115689 | PN-EN 50618 |
| **Gwarancja, w [miesiącach]** | 12 | 12 | 24 |

# ochrona domowych instalacji fotowoltaicznych przed skutkami wyładowań piorunowych i przepięć (część 1.)

## ryzyko pożaru paneli PV i wymagania w zakresie ochrony a ubezpieczenie

dr inż. Jarosław Wiater – Politechnika Białostocka

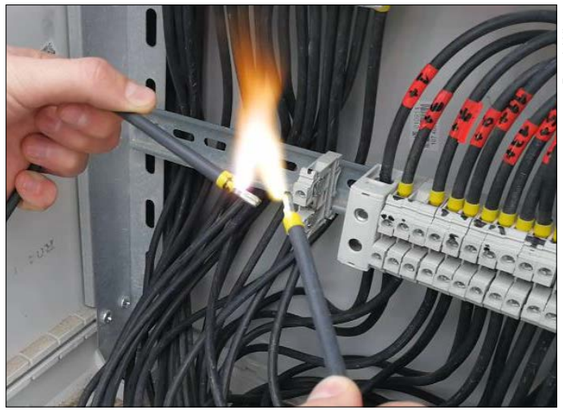
**W Polsce tylko w roku 2019 zainstalowano ponad 104 tysiące mikroinstalacji fotowoltaicznych (PV) o łącznej mocy przekraczającej 680 MWp [1]. Chęć pozyskania „darmowej" energii elektrycznej oraz liczne programy wsparcia tego rodzaju inwestycji przekładają się na tzw. boom, który przekracza założone prognozy [1]. Należy przypuszczać, iż w kolejnych latach instalacje PV staną się nieodzownym składnikiem instalacji elektrycznych. Należy jednak pamiętać, iż poza oczywistymi zaletami są również zagrożenia, z którymi trzeba się zmierzyć. Do najważniejszych zalicza się wpływ czynników zewnętrznych, takich jak m.in. wyładowania piorunowe i związane z nimi przepięcia oraz znaczne ryzyko pożaru nie tylko samych paneli PV, ale również całego obiektu budowlanego w miejscu ich instalacji [2]. Czas zwrotu inwestycji szacowany jest na 10–30 lat. Każde dodatkowe koszty ewentualnej naprawy systemu zmniejszają opłacalność, stąd też należy podjąć niezbędne działania na samym początku, aby móc przeciwstawiać się zagrożeniom przez dziesięciolecia.**


### streszczenie

Obecnie w Polsce bardzo popularne staje się instalowanie na dachu własnego domu instalacji fotowoltaicznej. Wszyscy inwestorzy są zafascynowani możliwością pozyskania energii elektrycznej „za darmo". Ze względu na miejsce montażu instalacje fotowoltaiczne w znacznym stopniu narażone są na skutki bezpośrednich i pośrednich wyładowań piorunowych oraz przepięć pochodzących z różnych źródeł. Czas zwrotu inwestycji może być znacznie przedłużony w przypadku uszkodzenia użytkowanego systemu, dlatego też prawidłowo zaprojektowana oraz dobrze wykonana instalacja odgromowa i przeciwprzepięciowa powinna być jej bardzo ważnym elementem. W skrajnym przypadku instalacja PV może być przyczyną pożaru obiektu, na którym została zainstalowana. W artykule przedstawione zostały podstawowe zasady ochrony odgromowej i przeciwprzepięciowej domowej instalacji fotowoltaicznej.


**Słowa kluczowe:** instalacja fotowoltaiczna, ochrona odgromowa, ograniczanie przepięć, piorun.

Panele PV umieszcza się najczęściej na dachu i zazwyczaj okablowanie instalacji fotowoltaicznej jest wprowadzane do wnętrza budynku. W związku z tym instalowane są długie odcinki przewodów łączące panele z falownikami i siecią elektroenergetyczną. Wyładowania piorunowe powodują powstawanie impulsowego pola elektrycznego i magnetycznego, które to indukuje w pobliskich instalacjach napięcia i prądy udarowe. Długość przewodów oraz wielkość pętli powstających z ułożonych przewodów zwiększa wartości przepięć. Szkody wywołane przez przepięcia występują zarówno w panelach fotowoltaicznych, falownikach, sterownikach, jak i układach elektronicznych nimi sterującymi. Przepięcia dochodzące poprzez sieć energetyczną mogą również uszkodzić pracujące w domu urządzenia, takie jak falownik PV, piec grzewczy, lodówka, telewizor, pralka, komputer i wiele innych. W niesprzyjających warunkach przepięcia same w sobie mogą spowodować pożar paneli umieszczonych na dachu, a jego gaszenie będzie bardzo utrudnione ze względu na obecność napięcia na ich zaciskach i brak możliwości gaszenia wodą. W przypadku bezpośredniego wyładowania piorunowego w obiekt budowlany, na którym zamontowano instalację PV, może dojść do ich zapłonu i pożaru całego budynku. Mając to wszystko na uwadze zaleca się instalację systemu ochrony odgromowej i przeciwprzepięciowej w budynku, na którym są zainstalowane ogniwa PV. Osoby korzystające z kredytu powinny bezwarunkowo wyposażyć swoją instalację w stosowne rozwiązania techniczne, o których mowa poniżej.



Fot. J. Wiater

**Fot. 1.** Praca na zwarcie stringu paneli PV zainstalowanych na dachu obiektu

## ryzyko pożaru paneli PV

Bardzo często osoby zaczynające swoją przygodę z panelami fotowoltaicznymi nie zdają sobie sprawy z zagrożenia, jakie one niosą. Specyfika działania ogniw fotowoltaicznych uniemożliwia ich natychmiastowe wyłączenie. Najprościej rzecz ujmując, nie da się wyłączyć słońca, przez co również nie da się wyłączyć paneli fotowoltaicznych. Cały czas na ich zaciskach wyjściowych obecne jest napięcie – zarówno w dzień słoneczny, jak i pochmurny. Jakiekolwiek uszkodzenie paneli PV skutkujące zwarciem choćby tylko jednego ogniwa w panelu może być przyczyną pożaru. Powstałe w ten sposób zwarcie jest podtrzymywane przez pozostałe ogniwa w stringu, w pojedynczym panelu, ogniwie czy falowniku. Wykrycie i wyłączenie zwarcia jest bardzo trudne lub wręcz niemożliwe. Dostępne na rynku rozwiązania techniczne umożliwiają co najwyżej izolację uszkodzonego modułu. Samo wykrycie zwarcia jest kłopotliwe ze względu na bardzo małą różnicę między prądem znamionowym panelu/ogniwa a prądem zwarciowym. Znamienna jest również możliwość pracy panelu PV na zwarcie (**rys. 1.**). Mając to wszystko na uwadze, przystępując do inwestycji należy wziąć pod uwagę znaczne ryzyko pożaru i podjąć stosowne środki je ograniczające.

W przypadku bezpośrednich wyładowań piorunowych uwolniona energia jest jedną z najczęstszych przyczyn powstawania pożarów. Sama instalacja paneli fotowoltaicznych nie zwiększa ryzyka uderzenia pioruna, ale potencjalne straty w obiekcie wyposażonym w panele będą zdecydowanie większe. Dlatego też zaleca się szczegółową ocenę ryzyka wystąpienia szkody spowodowanej uderzeniem pioruna. Należy tego dokonać zgodnie z wymaganiami normy PN-EN 62305-2 [4]. Najczęściej popełnianym błędem jest instalacja systemu PV bez zwracania uwagi na problem ochrony odgromowej. Na **fotografii 2.** przedstawiono obiekt, w którym doinstalowano system PV nie modyfikując istniejącego systemu ochrony odgromowej (panele PV powyżej piorunochronów na dachu).


### abstract

**Protection of home photovoltaic installations against the effects of lightning and overvoltages. Part 1. Risk of fire of PV panels and protection requirements versus insurance policy**

Currently, it is becoming very popular in Poland to install solar installation on the roof of your own house. All investors are fascinated by the possibility of obtaining electricity "for free". Due to the installation location, solar installations are significantly exposed to the effects of direct and indirect lightning discharges and surges from various sources. The payback time can be significantly extended in the event of damage to the system in use, which is why a properly designed and well-made lightning and surge protection installation is very important. In extreme cases, the PV installation can cause a fire in the facility where it was installed. The article presents the basic principles of lightning and surge protection of a home photovoltaic installation.


**Keywords:** photovoltaic installation, lightning protection, surge protection, lightning strike.

## wymagania w zakresie ochrony a ubezpieczenie

Polskie prawo nie nakłada obowiązku instalacji systemu ochrony odgromowej obiektu wyposażonego w instalację PV. Prawo budowlane nakłada zaś na inwestora/projektanta konieczność analizy ryzyka. Analiza ryzyka przeprowadzona zgodnie z normą umożliwia wybór właściwego poziomu ochrony odgromowej budynku. Bardzo często jednak ubezpieczamy swój obiekt (dom) myśląc o ewentualnym ryzyku powstania strat, które mają być pokryte z polisy. Zawierając umowę ubezpieczenia (cywilnoprawną) z firmą ubezpieczeniową zgadzamy się na warunki zawarte w OWU (ogólne warunki ubezpieczenia). Kupując polisę rzadko sprawdzamy jej warunki. Jednak w nich możemy znaleźć bardzo ciekawe zapisy, które to de-facto w bardziej lub mniej otwarty sposób nakładają na nas obowiązek instalacji ochrony odgromowej i przepięciowej. I tak na przykład w jednym z towarzystw ubezpieczeniowych przeglądając OWU w punkcie opisującym przedmiot ubezpieczenia napotykamy zapis: „Ochroną ubezpieczeniową może być objęta instalacja fotowoltaiczna, która spełnia łącznie następujące warunki: (…) jest wyposażona w system ochrony odgromowej i przeciwprzepięciowej oraz uziemienie". Analizując ten zapis wychodzi na to, że musimy wyposażyć obiekt w ww. instalację, bo jak nie, to nasza instalacja nie jest objęta ubezpieczeniem – pomimo że mamy polisę. Dalej w tym samym OWU w punkcie wyłączenia odpowiedzialności możemy znaleźć, iż wyłączona jest całkowicie odpowiedzialność za szkody powstałe wskutek oddziaływania pola magnetycznego i elektrycznego. Należy tutaj nadmienić, iż wyładowanie piorunowe wytwarza bardzo duże wartości pola elektrycznego i magnetycznego szczegółowo opisane w normie PN-EN 62305-1 [3]. Cóż więc, zawierając umowę jesteśmy ubezpieczeni od kradzieży paneli PV, gradu, wichury itp. – ale nie od przepięć, które właśnie pole elektryczne i magnetyczne powoduje. W innym towarzystwie ubezpieczeniowym w dziale opisującym przedmiot ubezpieczenia czytamy, iż elektrownia fotowoltaiczna winna się składać z urządzenia ochrony przeciwprzepięciowej i odgromowej. Podsumowując należy podkreślić, iż wymagania polskiego prawa nie są równe wymaganiom, na które sami się zgadzamy, podpisując umowę ubezpieczenia (cywilnoprawną).

Fot. J. Wiater

**Rys. 2.** Panele PV zamontowane powyżej systemu ochrony odgromowej

## literatura


1. https://globenergia.pl/ponad-104-tysiace-mikroinstalacji-pv-w-2019-roku-gigantyczny-wzrost-w-fotowoltaice/ (2020.03.26)
2. Poradnik ochrony odgromowej. Neumarkt DEHN, 2019.
3. PN-EN 62305-1:2011 *Ochrona odgromowa. Część 1: Zasady ogólne.*
4. PN-EN 62305-2:2012 *Ochrona odgromowa. Część 2: Zarządzanie ryzykiem.*
5. PN-EN 62305-3:2011 *Ochrona odgromowa. Część 3: Uszkodzenia fizyczne obiektów i zagrożenie życia.*
6. PN-EN 62305-4:2011 *Ochrona odgromowa. Część 4: Urządzenia elektryczne i elektroniczne w obiektach.*
7. DIN EN 62305-3:2016-04; VDE 0185-305-3:2016-04. Blitzschutz – Teil 3: Schutz von baulichen Anlagen und Personen.
8. IEC TS 62561-8:2018 *Lightning protection system components (LPSC). Part 8: Requirements for components for isolated LPS.*
9. PN-EN 50539-11:2013-06 *Niskonapięciowe urządzenia ograniczające przepięcia. Urządzenia ograniczające przepięcia do zastosowań specjalnych z włączeniem napięcia stałego. Część 11: Wymagania i badania dla SPD w zastosowaniach fotowoltaicznych.*
10. PN-EN 61643-31:2019-07 *Niskonapięciowe urządzenia ograniczające przepięcia. Część 31: Wymagania i metody badań dla SPD instalacji fotowoltaicznych.*
11. Rozporządzenie Ministra Infrastruktury z dnia 8 kwietnia 2019 r. w sprawie warunków technicznych, jakim powinny odpowiadać budynki i ich usytuowanie (Dz.U.2019.0.1065).

# bezpieczniki firmy SIBA do zabezpieczeń systemów fotowoltaicznych

SIBA Polska

**Inżynierowie z działu badawczo-rozwojowego firmy SIBA we współpracy z największymi światowymi producentami systemów fotowoltaicznych (PV) uczestniczą we wprowadzaniu najnowszych rozwiązań dotyczących systemów fotowoltaicznych.**

Napięcie pojedynczego ogniwa fotowoltaicznego jest niewielkie i wynosi od 0,3 V do 1,2 V. Aby zwiększyć uzyskiwane napięcie ogniwa fotowoltaiczne łączy się szeregowo w panelach fotowoltaicznych stanowiących najmniejsze zintegrowane jednostki systemu. W celu dalszego zwiększenia napięcia panele fotowoltaiczne łączy się szeregowo w łańcuchy a w celu zwiększenia prądu łańcuchy łączy się równolegle w zespoły. Przekazanie wytworzonej energii prądu stałego do sieci prądu przemiennego umożliwiają falowniki DC/AC. Na panelu fotowoltaicznym umieszcza się informację o znamionowej mocy wyjściowej (W), prądzie znamionowym (A), prądzie zwarciowym (A), napięciu znamionowym (V), maksymalnym napięciu systemu (V) oraz o prądzie znamionowym bezpiecznika ochraniającego panel PV.

Maksymalny prąd, jaki jest w stanie dostarczyć łańcuch fotowoltaiczny przy maksymalnej intensywności światła (prostopadłe padanie światła), wynosi około 110% jego prądu znamionowego. Jest to jeden z głównych parametrów w dobraniu prawidłowego prądu znamionowego bezpiecznika. Gdy bezpiecznik wyłączy prąd zwarcia, musi następnie wytrzymać napięcie pochodzące z innych łańcuchów fotowoltaicznych. Napięcie znamionowe bezpiecznika musi być więc równe lub większe od napięcia bez obciążenia w części systemu, w której jest on zastosowany. Napięcie bez obciążenia jest nie większe niż 1,2 sumy napięć znamionowych paneli łańcucha. Jeżeli w łańcuchu fotowoltaicznym powstanie zwarcie, wszystkie łańcuchy, które są z nim połączone równolegle zaczną zasilać swoim prądem zwarciowym uszkodzony łańcuch PV. Innym ważnym czynnikiem jest maksymalna temperatura otoczenia, w jakiej będzie pracował bezpiecznik, powodująca zazwyczaj konieczność obniżenia prądu znamionowego bezpiecznika. W praktyce stwierdzono, że prąd znamionowy bezpiecznika zabezpieczającego łańcuch fotowoltaiczny powinien wynosić ok. 1,5 prądu maksymalnego łańcucha. Ze względu na swoją charakterystykę czasowo-prądową, bezpieczniki PV zabezpieczające łańcuchy fotowoltaiczne są w stanie wyłączyć zwarcie w odpowiednio krótkim czasie gdy zespół fotowoltaiczny liczy co najmniej 4 równolegle połączone łańcuchy. Do zabezpieczania obwodu wejściowego falownika DC/AC firma SIBA zaleca wkładki topikowe typu URS na napięcie stałe.

| Wymiary [mm] wielkość | Napięcie znamionowe | Prąd znamionowy [A] |
|---|---|---|
| 6,3×32 | DC 400 V | 1 ÷ 8 |
| 10×38 | DC 1000 V | 0,5 ÷ 20 |
| 14×51 | DC 1000 V | 10 ÷ 25 |
| 10×51 | DC 1100 V | 6 ÷ 20 |
| 10×85 | DC 1100 V | 2 ÷ 20 |
| NH 1L | DC 1100 V | 50 ÷ 200 |
| NH 3L | DC 1100 V | 50 ÷ 500 |
| 20×127 | DC 1500 V | 2 ÷ 63 |

*Dalsze szczegóły techniczne na zapytanie i na www.siba-bezpieczniki.pl*

**Tab. 1.** Przegląd wkładek topikowych firmy SIBA dla fotowoltaiki

## zalety bezpieczników dla fotowoltaiki

- Charakterystyka czasowo-prądowa wkładek topikowych optymalnie dostosowana do zabezpieczania paneli fotowoltaicznych.
- Cylindryczny kształt, od 6,3 x 32 mm do 20 x 127 mm, różne wielkości wkładek topikowych NH.
- Napięcia znamionowe od 400 V do 1500 V.
- Różne warianty montażu: wkładki bezpiecznikowe firmy SIBA mogą być lutowane bezpośrednio na płytce montażowej, umieszczane w zaciskach lutowniczych lub montowane w podstawach.
- Małe gabaryty bezpieczników na wyższe napięcia.

# ochrona domowych instalacji fotowoltaicznych przed skutkami wyładowań piorunowych i przepięć (część 2.)

## budynek bez zewnętrznej ochrony odgromowej i z zewnętrzną ochroną odgromową

dr inż. Jarosław Wiater – Politechnika Białostocka

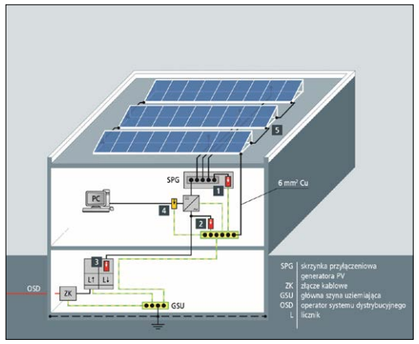
Decydując się na montaż systemu fotowoltaicznego należy doposażyć obiekt w system ochrony odgromowej i przeciwprzepięciowej. Zgodnie z polskim prawem można tego nie robić akceptując jednocześnie straty powstałe w skutek wyładowania piorunowego, przepięcia czy pożaru.

Na wstępie, tak jak już wcześniej wspomniano, należy przeprowadzić analizę ryzyka, której wynik dostarcza informacji o wymaganym poziomie ochrony odgromowej (LPL), a co za tym idzie jakie konkretnie rozwiązania techniczne należy zastosować, aby ryzyko ograniczyć do wymaganego normą poziomu. Dodatek 5 do niemieckiej wersji normy DIN EN 62305-3 [5] w punkcie 4.5 zawiera zapis, że urządzenie piorunochronne wykonane w III klasie LPS (LPL III) odpowiada normalnym wymaganiom dla instalacji fotowoltaicznych [2]. W polskiej edycji normy nie ma takiego uwarunkowania, nie mniej jednak ubezpieczyciele wymagają co najmniej IV klasy LPS oraz ochrony przeciwprzepięciowej. Ciekawe jest również stanowisko Stowarzyszenia Niemieckich Firm Ubezpieczeniowych (Gesamtverband der Deutschen Versicherungswirtschaft – GDV), które w swoich wytycznych VdS 2010 „Ochrona odgromowa i przepięciowa ukierunkowana na ryzyko" wymaga poziomu ochrony LPL III (III klasa LPS) [2]. Podobne stanowisko w tej kwestii wyrażają polskie firmy ubezpieczeniowe bezpośrednio w OWU. Po przeprowadzonej analizie ryzyka można przystąpić do projektowania systemu ochrony odgromowej.

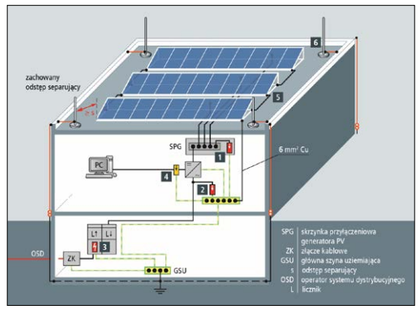

### streszczenie

Obecnie w Polsce bardzo popularne staje się instalowanie na dachu własnego domu instalacji fotowoltaicznej. Wszyscy inwestorzy są zafascynowani możliwością pozyskania energii elektrycznej „za darmo". Ze względu na miejsce montażu instalacje fotowoltaiczne w znacznym stopniu narażone są na skutki bezpośrednich i pośrednich wyładowań piorunowych oraz przepięć pochodzących z różnych źródeł. W artykule przedstawione zostały podstawowe zasady ochrony odgromowej i przeciwprzepięciowej domowej instalacji fotowoltaicznej.

**Słowa kluczowe:** instalacja fotowoltaiczna, ochrona odgromowa, ograniczanie przepięć, piorun.




**Rys. 1.** Budynek bez zewnętrznego urządzenia piorunochronnego, gdzie: **1** – wejście DC falownika, **2** – strona AC falownika, **3** – sieć zasilająca nn 230/400 V, **4** – interfejs przesyłu danych, **5** – połączenia wyrównawcze/zaciski uziemiające [2]




**Rys. 2.** Budynek z zewnętrznym urządzeniem piorunochronnym i z zachowanym odstępem separującym, gdzie: **1** – wejście DC falownika, **2** – strona AC falownika, **3** – sieć zasilająca nn 230/400 V, **4** – interfejs przesyłu danych, **5** – połączenia wyrównawcze/zaciski uziemiające, 6 – układ zwodów pionowych na dachu/iglica odgromowa z podstawą betonową [2]

### budynek bez zewnętrznej ochrony odgromowej

Jeśli analiza ryzyka nie wykazała konieczności instalowania systemu ochrony odgromowej wówczas należy się spodziewać niebezpiecznych napięć indukowanych wskutek pobliskich wyładowań piorunowych obok instalacji PV lub w wyniku przenoszenia się przepięć z sieci elektroenergetycznej zasilającej obiekt [2]. W celu zabezpieczenia się przed skutkami przepięć należy zainstalować ograniczniki przepięć klasy T2 **(rys. 1.)**:

- w rozdzielnicy głównej budynku,
- na wyjściu AC falownika w miejscu przyłączenia sieci niskiego napięcia, jeśli długość przewodów do rozdzielnicy jest większa niż 10 m (wyposażonej w ograniczniki przepięć),
- na wejściu DC falownika w miejscu przyłączenia kabli z paneli PV,
- na wyjściu paneli PV, jeśli długość przewodów do falownika jest większa niż 10 m,
- na wejściu sterującym falownika (jeśli takie posiada i są one wykorzystywane).

W celu wyrównania potencjałów pomiędzy ogniwami PV na dachu oraz dla zapewnienia prawidłowej pracy falownika, a w szczególności układu monitorującego stan izolacji ogniw PV (najczęściej zintegrowanego z falownikiem) wymaga się skutecznego uziemienia konstrukcji nośnej ogniw PV przewodem o minimalnym przekroju 6 mm² Cu lub równoważnym [2].

### budynek z zewnętrzną ochroną odgromową

Najlepszym i zalecanym sposobem ochrony instalacji PV jest montaż zewnętrznego systemu ochrony odgromowej. Koncepcję ochrony pokazuje **rysunek 2.** Głównym zadaniem systemu jest przechwycenie prądu wyładowania piorunowego i wysłanie go przez projektanta obraną drogą do systemu uziomowego. W tym celu należy rozmieścić na dachu system zwodów pionowych wykorzystując do tego metodę toczącej się kuli lub kąta ochronnego zgodnie z wymaganiami normy PN-EN 62305-3 [5] **(rys. 3.)**.

Istotną kwestią podczas rozmieszczania zwodów na dachu jest problem zacienienia ogniw PV. Cień całkowity na ogniwie PV w bardzo dużym stopniu obniża ilość generowanej energii elektrycznej. Projektując system zwodów na dachu należy przeanalizować ten problem, gdyż pominięcie tego znacząco wydłuży okres zwrotu z inwestycji. Aby uniknąć cienia całkowitego należy odpowiednio odsunąć zwody pionowe od modułów PV. I tak przykładowo zwód pionowy o średnicy 10 mm w odległości 1,08 m od ogniwa PV przekształca cień całkowity w półcień, co zapewnia równomierną pracę ogniw **(rys. 6.)**. Dla zwodu o średnicy 16 mm wymagana odległość to 1,76 m (L = Ø × 108). Szczegółowe wytyczne w tym zakresie znajdziemy w niemieckiej wersji normy DIN EN 62305-3 (dodatek 5, załącznik A) [2,7].

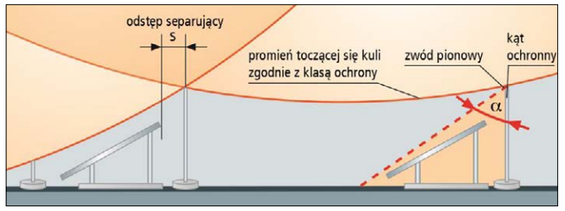
Należy w tym miejscu również wspomnieć o odstępie separującym (s), który należy zapewnić między panelami PV oraz innymi elementami i przewodami umieszczonymi na dachu a systemem zwodów. Spełnienie powyższego wymagania w znaczący sposób zmniejsza zagrożenie przepięciowe i pożarowe, gdyż izoluje system zwodów (który podczas doziemnego wyładowania piorunowego jest źródłem m.in. wysokiego napięcia) na dachu od reszty urządzeń, zabezpiecza przed pojawieniem się niekontrolowanych przeskoków iskrowych, które bezpośrednio mogą być przyczyną pożaru. Metodę wyznaczania wymaganych odstępów separacyjnych znajdziemy w normie PN-EN 62305-3 [5]. W przypadku braku możliwości zapewnienia wymaganych odstępów należy rozważyć stosowanie przewodów o izolacji wysokonapięciowej (HVI) [2]. Dzięki temu przewody odprowadzające prąd piorunowy mogą się stykać z instalacją fotowoltaiczną nie powodując powstania zagrożenia. Przy doborze przewodów HVI należy upewnić się, czy spełniają one wymagania opisane w IEC TS 62561-8 [8] w zakresie deklarowanych odstępów separujących. Niestety na rynku polskim często wykorzystuje się kable średniego napięcia jako przewody wysokonapięciowe bez zdefiniowanego odstępu separacyjnego dedykowanego dla urządzeń piorunochronnych.

Bardzo ważną częścią systemu ochrony są także połączenia wyrównawcze. W sposób naturalny zmniejszają one względne różnice potencjałów między urządzeniami i elementami umiejscowionymi na dachu jak i wewnątrz budynku. W przypadku instalacji PV należy połączyć wszystkie konstrukcje wsporcze umieszczone na dachu pamiętając o wymaganym odstępie separacyjnym. Jeśli na dachu będą umieszczone inne urządzenia elektryczne lub elektroniczne należy wprowadzając okablowanie do środka budynku na granicy strefy LPZ0 i LPZ1 zastosować ograniczniki przepięć klasy T2 – jednocześnie pamiętając o umieszczeniu ich w przestrzeni chronionej stworzonej przez układ zwodów umieszczonych na dachu.

W celu wyrównania potencjałów pomiędzy ogniwami PV na dachu oraz dla zapewnienia prawidłowej pracy falownika, a w szczególności układu monitorującego stan izolacji ogniw PV (najczęściej zintegrowanego z falownikiem) wymaga się skutecznego uziemienia konstrukcji nośnej ogniw PV przewodem o minimalnym przekroju 6 mm² Cu lub równoważnym **(rys. 6.)**.

W celu zabezpieczenia się przed skutkami przepięć należy zainstalować **(rys. 2.)**:

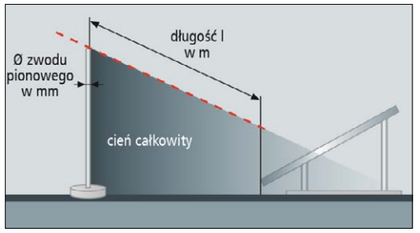
- w rozdzielnicy głównej budynku ogranicznik przepięć klasy T1 kombinowany zbudowany w oparciu o iskiernik,
- na wyjściu AC falownika w miejscu przyłączenia sieci niskiego napięcia ogranicznik przepięć klasy T2 jeśli długość przewodów do rozdzielnicy jest większa niż 10 m,
- na wejściu DC falownika w miejscu przyłączenia kabli z paneli PV ogranicznik przepięć klasy T2 dedykowany do systemów PV,
- na wyjściu paneli PV jeśli długość przewodów do falownika jest większa niż 10 m ogranicznik przepięć klasy T2 dedykowany do systemów PV,
- na wejściu sterującym falownika (jeśli takie posiada i są one wykorzystywane) ogranicznik przepięć przeznaczony do torów sygnałowych klasy C2.



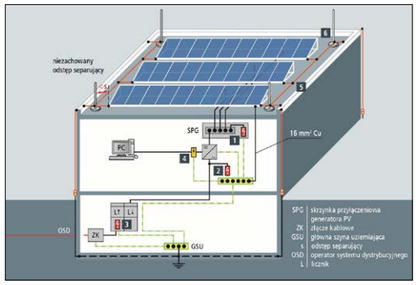

**Rys. 3.** Porównanie metod określenia przestrzeni chronionej metodą toczącej się kuli i kąta ochronnego [2]

Jeżeli pokrycie dachu jest metalowe lub tworzy je sama instalacja PV i z punktu widzenia techniki montażu brak jest możliwości zachowania wymaganych odstępów separacyjnych (s) metalowe części konstrukcji nośnej ogniw PV muszą być połączone przewodami o przekroju min. 16 mm² Cu lub równoważnym do elementów zewnętrznego systemu ochrony odgromowej [2]. Należy także na wejściu przewodów DC falownika zainstalować ograniczniki przepięć klasy T1 dedykowane do instalacji PV. Jeśli długość przewodów łączących panele PV z falownikiem od strony DC jest większa od 10 m należy zainstalować kolejny ogranicznik przepięć klasy T1 dedykowany do instalacji PV (na wyjściu paneli). Na wyjściu AC falownika należy również zainstalować ogranicznik przepięć klasy T1 kombinowany zbudowany w oparciu o iskiernik. W celu wyrównania potencjałów pomiędzy ogniwami PV na dachu oraz dla zapewnienia prawidłowej pracy falownika, a w szczególności układu monitorującego stan izolacji ogniw PV (najczęściej zintegrowanego z falownikiem) wymaga się skutecznego uziemienia konstrukcji nośnej ogniw PV przewodem o minimalnym przekroju 16 mm² Cu lub równoważnym.

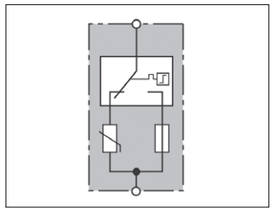
Podczas układania przewodów należy zwrócić uwagę, aby nie tworzyć zbytecznych pętli, w których mogą się indukować większe wartości napięć. Dotyczy to przewodów łączących ogniwa PV z falownikiem, ogniwa między sobą (stringi). Należy unikać prowadzenia poprzecznego przewodów DC między rzędami ogniw, przewoda-




**Rys. 4.** Odstęp panelu PV od zwodu pionowego zapewniający eliminację cienia zupełnego [2]




**Rys. 5.** Budynek z zewnętrznym urządzeniem piorunochronnym bez zachowanego odstępu separującego: **1** – wejście DC falownika, **2** – strona AC falownika, **3** – sieć zasilająca nn 230/400 V, **4** – interfejs przesyłu danych, **5** – połączenia wyrównawcze/zaciski uziemiające, **6** – układ zwodów pionowych na dachu/iglica odgromowa z podstawą betonową [2]



**Rys. 6.** Dwustopniowy ogranicznik przepięć do ogniw PV [2]

mi przesyłu danych lub czujników nasłonecznienia, monitoringu pracy instalacji – tworzą one zbędne pętle, co też zwiększa narażenie przepięciowe całego systemu PV [2].

## specjalne ograniczniki przepięć do ochrony instalacji fotowoltaicznych

Ogniwa fotowoltaiczne ze względu na swoją specyfikę (jak już wspomniano wcześniej) mogą pracować przy prądzie znamionowym bardzo zbliżonym do prądu zwarciowego. Ograniczniki przepięć dla systemów PV (DC) są inaczej budowane niż dla sieci prądu zmiennego (AC) m.in. dlatego, bo prądy następcze przy prądzie stałym trudno jest wyłączyć ze względu na nieprzechodzenie prądu przez zero. Wymusza to stosowanie specjalnych konstrukcji zgodnie z wymaganiami normy PN-EN 50539-11:2013-06 [9] zastąpionej w 2019 roku przez normę PN-EN 61643-31:2019-07 [10]. Głównym problemem w budowie ogranicznika PV jest bezpieczne odłączenie SPD w przypadku jego uszkodzenia lub przegrzania. Ma to na celu zapobieganie pożarowi. Klasyczne stosowane rozwiązanie polegające na stosowaniu zgrzewanego złącza bimetalicznego nie może być bezpośrednio zastosowane dla układów DC (PV). Ograniczniki przepięć prądu stałego składają się zazwyczaj z trzech elementów ucinających, ograniczających lub kombinowanych równolegle połączonych ze specjalnymi bezpiecznikami nadprądowymi sprzężonymi z modułami ograniczającymi przepięcia i działającymi sekwencyjnie. W przypadku pojawienia się krótkotrwałego przepięcia powinien zadziałać tylko moduł ucinający lub ograniczający przepięcie. Jeśli zaburzenie trwa dłużej (czas działania zależny od budowy i własności konkretnego SPD) wówczas ogranicznik przepięć powinien mieć możliwość skutecznego przerwania płynącego prądu zwarciowego (DC) **(rys. 6.)**. Ograniczniki przepięć do paneli PV charakteryzują się również innym napięciowym poziomem ochrony $U_p$ – dobieranym w zależności od napięcia pracy stringu. Wartości prądów znamionowych ($I_n$) i impulsowych ($I_{imp}$) należy dobierać w zależności od przyjętej klasy ochrony, a co za tym idzie maksymalnej wartości prądu piorunowego (10/350 µs), klasy probierczej ogranicznika (T1 lub T2), liczby przewodów odprowadzających zewnętrznego systemu ochrony odgromowej. Szczegóły można znaleźć w normie PN-EN 61643-31 [10]. Zestawienie wymaganych wartości minimalnych prądów znamionowych SPD zaczerpnięto z tabeli A.2 ww. normy i przedstawiono poniżej w **tabelach 1.** i **2**.

## najczęściej popełniane błędy

1. Brak jakiejkolwiek ochrony. Dołożenie instalacji PV bez modyfikacji systemu ochrony odgromowej i przeciwprzepięciowej obiektu.
2. Stosowanie aktywnej ochrony odgromowej lub innej polegającej na ograniczeniu liczby zwodów lub cienia na dachu. Wyłącza to odpowiedzialność ubezpieczyciela za ewentualne straty ze względu na stosowanie rozwiązań niezgodnych z polskim prawem budowlanym. Błędem jest powoływanie się na normy francuskie nie przywołane w polskim rozporządzeniu Ministra Infrastruktury w sprawie warunków technicznych, jakim powinny odpowiadać budynki i ich usytuowanie [11].
3. Niezachowane odstępy separacyjne na dachu.
4. Brak ochrony przeciwprzepięciowej skoordynowanej energetycznie z urządzeniem końcowym (falownikiem). Ryzykujemy uszkodzenie falownika w skutek przepięć pomimo zastosowania ogranicznika przepięć.

## podsumowanie

Własne elektrownie słoneczne stają się coraz bardziej popularne i modne w Polsce. Dostrzegając ich zalety, aktywnie z nich korzystając nie można zapominać o zagrożeniach, które wraz z sobą one niosą. Ryzyko pożaru obiektu, na którym są zainstalowane wzrasta znacząco. Bez skutecznej ochrony odgromowej i przeciwprzepięciowej okres zwrotu z inwestycji może być dłuższy lub w ekstremalnych przypadkach koszty przewyższą znacząco potencjalne zyski. W polskim prawie winien być wprowadzony zapis nakładający na użytkowników instalacji PV konieczność wyposażenia ich w urządzenia piorunochronne i przeciwprzepięciowe. Brak takiej regulacji jest wykorzystywany do zmniejszenia kosztów inwestycji. Ubezpieczenie daje tylko złudną nadzieję na pokrycie ewentualnych strat. Podsumowując: zaleca się instalację potocznie zwanej „odgromówki" i „przepięciówki".

| Klasa ochrony odgromowej i maksymalny prąd piorunowy (10/350 µs) | | Liczba przewodów odprowadzających zewnętrznego urządzenia piorunochronnego | | | |
|---|---|---|---|---|---|
| | | <4 | | ≥4 | |
| | | Wartości dla SPD typu 1 ograniczających napięcie lub SPD typu 1 kombinowanych (połączenie szeregowe) na podstawie doboru $I_{8/20}$ (8/20 µs) i $I_{10/350}$ (10/350 µs) | | | |
| | | $I_{SPD1}=I_{SPD2}$ $I_{8/20}$ / $I_{10/350}$ | $I_{SPD3}=I_{SPD1}+I_{SPD2}=I_{total}$ $I_{8/20}$ / $I_{10/350}$ | $I_{SPD1}=I_{SPD2}$ $I_{8/20}$ / $I_{10/350}$ | $I_{SPD3}=I_{SPD1}+I_{SPD2}=I_{total}$ $I_{8/20}$ / $I_{10/350}$ |
| I lub nieznana | 200 kA | 17/10 | 34/20 | 10/5 | 20/10 |
| II | 150 kA | 12,5/7,5 | 25/15 | 7,5/3,75 | 15/7,5 |
| III i IV | 100 kA | 8,5/5 | 17/10 | 5/2,5 | 10/5 |

**Tab. 1.** Dobór minimalnej wartości prądu znamionowego ($I_n$) i impulsowego ($I_{imp}$) ograniczników przepięć klasy T1 ograniczających lub kombinowanych (połączenie szeregowe warystorów i iskierników) zgodnie z PN-EN 61643-31 [2, 10]

| Klasa ochrony odgromowej i maksymalny prąd piorunowy (10/350 µs) | | Liczba przewodów odprowadzających zewnętrznego urządzenia piorunochronnego | | | |
|---|---|---|---|---|---|
| | | <4 | | ≥4 | |
| | | Wartości dla SPD typu 1 ograniczających napięcie lub SPD typu 1 kombinowanych (połączenie równoległe) | | | |
| | | $I_{SPD1}=I_{SPD2}$ $I_{imp}$ | $I_{SPD3}=I_{SPD1}+I_{SPD2}=I_{total}$ $I_{imp}$ | $I_{SPD1}=I_{SPD2}$ $I_{imp}$ | $I_{SPD3}=I_{SPD1}+I_{SPD2}=I_{total}$ $I_{imp}$ |
| I lub nieznana | 200 kA | 25 | 50 | 12,5 | 25 |
| II | 150 kA | 18,5 | 37,5 | 9 | 18 |
| III i IV | 100 kA | 12,5 | 25 | 6,25 | 12,5 |

**Tab. 2.** Dobór minimalnej wartości prądu znamionowego ($I_n$) i impulsowego (Iimp) ograniczników przepięć klasy T1 ucinających (iskierników) lub kombinowanych (połączenie równoległe warystorów i iskierników) zgodnie z PN-EN 61643-31 [2, 10]

literatura do artykułu na elektro.info.pl


## abstract

**Protection of home photovoltaic installations against the effects of lightning and overvoltages**

Currently, it is becoming very popular in Poland to install solar installation on the roof of your own house. All investors are fascinated by the possibility of obtaining electricity "for free". Due to the installation location, solar installations are significantly exposed to the effects of direct and indirect lightning discharges and surges from various sources. The article presents the basic principles of lightning and surge protection of a home photovoltaic installation.


**Keywords:** photovoltaic installation, lightning protection, surge protection, lightning strike.

# Gwarancja bezpieczeństwa Twojej instalacji PV

Poznaj rozwiązania dla fotowoltaiki

- ograniczniki przepięć na stronę AC i DC oraz do zabezpieczenia obwodów sygnałowych
- gotowe skrzynki połączeniowe z ogranicznikami przepięć na stronę DC
- złącza typu SUNCLIX, które przy montażu nie wymagają narzędzi (poza narzędziem do zdjęcia izolacji)
- narzędzia dla instalatorów paneli fotowoltaicznych
- druk oznaczników na życzenie (www.phoenixcontact.pl/drukowanie)

**Dowiedz się więcej:** www.phoenixcontact.pl/fotowoltaika

PHOENIX CONTACT
INSPIRING INNOVATIONS

© PHOENIX CONTACT 2020

# zestawienie ograniczników przepięć do instalacji fotowoltaicznych po stronie dc

| | | | |
|---|---|---|---|
| Dystrybutor | DEHN POLSKA Sp. z o.o. | | |
| Producent | DEHN SE + Co KG | | |
| Oznaczenie katalogowe | 900 070 | 952 510 | 952 565 |

| Parametry techniczne | | | |
|---|---|---|---|
| Ogranicznik przepięć wg normy PN-EN 61643-31/PN-EN 50539-11 | typ 1+ typ 2 | typ 2 | typ 2 |
| Znamionowe napięcie zasilania dc, w [V] | ≤1200 | ≤1000 | ≤1170 |
| Nominalny prąd wyładowczy $I_n$ (8/20 µs), w [kA] | 20 | 12,5 | 20 |
| Maksymalny prąd wyładowczy $I_{max}$ (8/20 µs), w [kA] | 40 | 25 | 40 |
| Zdolność gaszenia prądu następczego $I_{fi}$, w [kA] | 10 | 10 | 10 |
| Maksymalny prąd udarowy $I_{total}$ (10/350 µs), w [kA] | 12,5 | nie dotyczy | nie dotyczy |
| Napięciowy poziom ochrony $U_p$ (dc-PE), w [kV] | ≤3,8 | ≤4,0 | ≤4,0 |
| Wytrzymałość zwarciowa $I_{SCPV}$, w [kA] | 10 | 10 | 10 |
| Prąd upływu | ≤100 µA | ≤20 µA | ≤50 µA |
| Czas odpowiedzi, w [ns] | ≤25 | ≤25 | ≤25 |
| Element ograniczający przepięcia | warystor | warystor | warystor |
| Wskaźnik uszkodzenia | nie | nie | tak |
| Przekrój przyłączanych przewodów, w [mm²] | od 1,5 do 35 (drut)<br>od 1,5 do 25 (linka) | od 1,5 do 35 (drut)<br>od 1,5 do 25 (linka) | od 1,5 do 35 (drut)<br>od 1,5 do 25 (linka) |
| Szerokość montażowa lub (wys. × szer. × gł.), w [mm] | 4 moduły | 3 moduły | 3 moduły |
| Temperatura pracy (otoczenia), w [°C] | od –40 do 80 | od –40 do 80 | od –40 do 80 |
| **Informacje dodatkowe** | | | |
| Uwagi techniczne | montaż na szynie TH 35, opcjonalnie wskaźnik uszkodzenia (900 075) | dodatkowe wbudowane bezpieczniki, moduł wymienny, montaż na szynie TH 35, opcjonalnie wskaźnik uszkodzenia (952 515) | moduł wymienny, montaż na szynie TH 35 |
| Normy, certyfikaty (jednostki certyfikujące), standardy, znaki jakości | KEMA | KEMA, UL, CSA | UL, KEMA |
| **Gwarancja, w [miesiącach]** | **60 miesięcy (ustalana indywidualnie)** | **60 miesięcy (ustalana indywidualnie)** | **60 miesięcy (ustalana indywidualnie)** |

Dane zamieszczone w zestawieniu zostały nadesłane i zautoryzowane przez firmy



zestawienie ograniczników przepięć do instalacji fotowoltaicznych po stronie dc

| | | |
|---|---|---|
| ETI Polam Sp. z o.o.<br>06-100 Pułtusk, ul. Jana Pawła II 18,<br>tel. 23 691 93 00, faks 23 691 93 60<br>etipolam@etipolam.com.pl<br>www.etipolam.com.pl | JEAN MUELLER POLSKA Sp. z o.o.<br>02-293 Warszawa, ul. Krótka 4<br>tel. 22 751 79 01, faks 22 751 79 03<br>info@jeanmueller.pl<br>www.jeanmueller.pl | |
| ETI | CITEL | |
| ETITEC EM T12 PV 1100/6,25 Y | DS60VGPV-1000G/51 | DS50PVS-1000/G |

| | | |
|---|---|---|
| typ 1+ typ 2 | kombinowany typ 1+typ 2 | typ 2 |
| 1100 | 1000 | 1000 |
| 20 | 20 | 20 |
| 40 | 40 | 40 |
| brak prądu następczego | nieskończona | nieskończona |
| 12,5 | 12,5 | – |
| <3,8 | ≤2,3 | ≤1,5 |
| 11 | 15 kA | 70 A |
| <10 µA | brak | brak |
| <25 | ≤25 | ≤25 |
| 3 warystory | warystor + iskiernik | warystor + iskiernik |
| optyczny | tak | tak |
| od 1,5 do 35 (drut)<br>od 1,5 do 25 (linka) | od 6 do 35 | od 2,5 do 35 |
| 3 moduły | 5TE | 3TE |
| od –40 do 85 | od –40 do 85 | od –40 do 85 |
| | | |
| montaż na szynie DIN 35 mm, opcjonalni styk RC do zdalnej kontroli, wymienne moduły, konfiguracja Y | montaż na szynie TH 35, unikalna technologia VG, połączenie szeregowe warystora i iskiernika w układzie Y, styk zdalnej sygnalizacji | montaż na szynie TH 35, moduły wymienne, układ połączeń Y, styk zdalnej sygnalizacji |
| EN 50539-11:2013+A1:2014 | PN-EN 61643-11, EN 50539-11,<br>znak jakości VDE, VDE 0185-305 cz.5,<br>UTE C 61-740-51, certyfikat ÖVE | PN-EN 50539-11 |
| **24** | **120** | **60** |

# zestawienie ograniczników przepięć do instalacji fotowoltaicznych po stronie dc

PHOENIX CONTACT
INSPIRING INNOVATIONS

| | | | |
|---|---|---|---|
| Dystrybutor | Phoenix Contact Sp. z o.o.<br>51-317 Wrocław, ul. Bierutowska 57–59<br>Budynek nr 3/A<br>tel. 71 398 04 10, faks 71 398 04 99<br>pxcpl@phoenixcontact.pl<br>www.phoenixcontact.pl/fotowoltaika | | |
| Producent | Phoenix Contact | | |
| Oznaczenie katalogowe | VAL-MS-T1/T2<br>1000DC-PV/2+V 2801160<br>wersja ze stykiem FM: 2801161 | VAL-MS 1000DC-PV/2+V 2800628<br>wersja ze stykiem FM: 2800627 | VAL-MB-T1/T2 1500DC-PV/2+V<br>2905641 wersja ze stykiem FM:<br>2905640 |
| | | | |
| **Parametry techniczne** | | | |
| Ogranicznik przepięć wg normy PN-EN 61643-31/PN-EN 50539-11 | typ 1/typ 2 | typ 2 | typ 1/typ 2 |
| Znamionowe napięcie zasilania dc, w [V] | 1050 | 1170 | 1500 |
| Nominalny prąd wyładowczy $I_n$ (8/20 µs), w [kA] | 15 | 15 | 20 |
| Maksymalny prąd wyładowczy $I_{max}$ (8/20 µs), w [kA] | 40 | 40 | 40 |
| Zdolność gaszenia prądu następczego $I_{fi}$, w [kA] | nie dotyczy | nie dotyczy | nie dotyczy |
| Maksymalny prąd udarowy $I_{total}$ (10/350 µs), w [kA] | 5 | nie dotyczy | 6,25 |
| Napięciowy poziom ochrony $U_p$ (dc-PE), w [kV] | ≤3,5 | ≤3,7 | ≤ 4,5 |
| Wytrzymałość zwarciowa $I_{SCPV}$, w [kA] | 2000 A | 2000 A | 2000 A |
| Prąd upływu | ≤20 µA | ≤20 µA | ≤ 100 µA |
| Czas odpowiedzi, w [ns] | ≤ 25 | ≤ 25 | ≤ 25 |
| Element ograniczający przepięcia | warystory w układzie Y | warystory w układzie Y | warystory w układzie Y |
| Wskaźnik uszkodzenia | tak/dostępna wersja ze stykiem FM | tak/dostępna wersja ze stykiem FM | tak/dostępna wersja ze stykiem FM |
| Przekrój przyłączanych przewodów, w [mm²] | od 1,5 do 35 (drut)<br>od 1,5 do 25 (linka) | od 1,5 do 35 (drut)<br>od 1,5 do 25 (linka) | od 2,5 do 35 (linka) |
| Szerokość montażowa lub (wys. × szer. × gł.), w [mm] | 89,8×53,4×65,7 | 98,7×53,4×65,7 | 120×71,2×65,5 |
| Temperatura pracy (otoczenia), w [°C] | od –40 do 80 | od –40 do 80 | od –40 do 80 |
| **Informacje dodatkowe** | | | |
| Uwagi techniczne | SPD dla izolowanych systemów 1000 V DC, montaż na szynie DIN, trzy wtyki, możliwość okresowego badania CHECKMASTERem, wskaźnik stanu na każdym wtyku | SPD dla izolowanych systemów 1000 V dc, montaż na szynie DIN, trzy wtyki, możliwość okresowego badania CHECKMASTERem, wskaźnik stanu na każdym wtyku | montaż na szynie TH 35 |
| Normy, certyfikaty (jednostki certyfikujące), standardy, znaki jakości | EN 50539-11 2013, UL, KEMA-KEUR, EAC, cULus | EN 50539-11 2013, UL, KEMA-KEUR, EAC, cULus | EN 50539-11:2013 |
| Gwarancja, w [miesiącach] | 24 | 24 | 24 |

Dane zamieszczone w zestawieniu zostały nadesłane i zautoryzowane przez firmy



# zestawienie ograniczników przepięć do instalacji fotowoltaicznych po stronie dc

RST

| | | | |
|---|---|---|---|
| | RST Sp. z o.o.<br>15-620 Białystok, ul. Elewatorska 17/1<br>tel. 792 350 100<br>rst@rst.pl<br>www.rst.pl | | |
| | LEUTRON GmbH | | |
| | PowerPro PV 1000<br>Art. Nr. 374402 | CT PV-T2/2+1/100<br>Art. Nr. 960226 | EnerPro 1002Tr<br>Art. Nr. 395002 |
| | | | |
| | | | |
| | typ 1 + typ 2 | typ 2 | typ 2 |
| | 1000 | 1000 | 1000 |
| | 40 | 20 | 5 |
| | 40 | 40 | 10 |
| | – | – | 125 A gG |
| | 12,5 | – | – |
| | ≤ 4,2 | ≤ 5 | ≤3,5 |
| | – | – | – |
| | tak | tak | tak |
| | ≤ 25 | ≤ 25 | ≤ 25 |
| | warystor | warystor | warystor |
| | tak | tak | tak |
| | od 1,5 do 35 (drut)<br>od 1,5 do 25 (linka) | od 1,5 do 35 (drut)<br>od 1,5 do 25 (linka) | od 1,5 do 35 (drut)<br>od 1,5 do 25 (linka) |
| | 3 moduły | 3 moduły | 2 moduły |
| | od –40 do 80 | od –40 do 80 | od –40 do 80 |
| | | | |
| | dodatkowa dioda sygnalizująca obecność napięcia w układzie DC i sprawność ogranicznika, styk FM do zdalnej sygnalizacji, kompaktowa mała obudowa, montaż na szynie TH 35 | styk FM do zdalnej sygnalizacji, Kompaktowa mała obudowa, montaż na szynie TH 35 | dodatkowa dioda sygnalizująca obecność napięcia w układzie DC i sprawność ogranicznika, styk FM do zdalnej sygnalizacji, kompaktowa mała obudowa, montaż na szynie TH 35 |
| | IEC 61643-11 / EN61643-11 | IEC 61643-11 / EN61643-11 | IEC 61643-11 / EN61643-11 |
| | 24 | 24 | 24 |

## zestawienie ograniczników przepięć do instalacji fotowoltaicznych po stronie dc

| | SCHRACK TECHNIK | | Weidmüller |
|---|---|---|---|
| Dystrybutor | Schrack Technik Polska Sp. z o.o.<br>03-310 Warszawa, ul. Staniewicka 5<br>tel. 22 205 31 10, faks 22 205 31 11<br>kontakt@schrack.pl<br>www.schrack.pl | | Weidmüller Sp. z o.o.<br>00-876 Warszawa, ul. Ogrodowa 58<br>tel. 22 510 09 40, faks 22 510 09 41<br>biuro@weidmuller.com.pl<br>www.weidmuller.pl |
| Producent | Schrack Technik Polska | | Weidmüller |
| Oznaczenie katalogowe | IS01121101 | IS01111101 | 2530620000 VPU PV I+II 3 R 1000 |

| Parametry techniczne | | | |
|---|---|---|---|
| Ogranicznik przepięć wg normy PN-EN 61643-31/PN-EN 50539-11 | typ 2 | typ 1+2 | kombinowany typ 1+typ 2 |
| Znamionowe napięcie zasilania dc, w [V] | 1100 | 1100 VDC | 1100 |
| Nominalny prąd wyładowczy $I_n$ (8/20 µs), w [kA] | 20 | 20 | 20 |
| Maksymalny prąd wyładowczy $I_{max}$ (8/20 µs), w [kA] | 40 | 40 | 40 |
| Zdolność gaszenia prądu następczego $I_{fi}$, w [kA] | – | – | 40 |
| Maksymalny prąd udarowy $I_{total}$ (10/350 µs), w [kA] | 50 | 50 | 12,5 |
| Napięciowy poziom ochrony $U_p$ (dc-PE), w [kV] | 3,8 | 3,8 | ≤3,8 |
| Wytrzymałość zwarciowa $I_{SCPV}$, w [kA] | 11 | 11 | 11 |
| Prąd upływu | – | – | tak |
| Czas odpowiedzi, w [ns] | 25 | 25 | – |
| Element ograniczający przepięcia | warystor | warystor | warystor |
| Wskaźnik uszkodzenia | tak | tak | tak |
| Przekrój przyłączanych przewodów, w [mm²] | od 1,5 do 35 (drut)<br>od 1,5 do 25 (linka) | od 1,5 do 35 (drut)<br>od 1,5 do 25 (linka) | od 1,5 do 35 (drut)<br>od 1,5 do 25 (linka) |
| Szerokość montażowa lub (wys. × szer. × gł.), w [mm] | 3 moduły | 3 moduły | 3 moduły |
| Temperatura pracy (otoczenia), w [°C] | od –40 do 85 | od –40 do 85 | od –40 do 70 |
| **Informacje dodatkowe** | | | |
| Uwagi techniczne | moduł wymienny, montaż na szynie TH 35 | moduł wymienny, montaż na szynie TH 35 | moduł wymienny, montaż na szynie TH 35, styk do zdalnej sygnalizacji |
| Normy, certyfikaty (jednostki certyfikujące), standardy, znaki jakości | – | – | CE, UL, cURus, EN 50539-11:2013+A1:2014, UL 1449 Ed.4 |
| **Gwarancja, w [miesiącach]** | **12** | **12** | **12 (MTBF 45 lat)** |

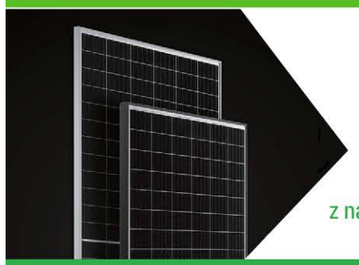
Dane zamieszczone w zestawieniu zostały nadesłane i zautoryzowane przez firmy



AS ENERGY

DYSTRYBUTOR
FOTOWOLTAIKI

AS ENERGY, ul.Rymera 19, 44-270 Rybnik, biuro@asenergy.pl, www.asenergy.pl, +48 32 440 98 62



Największy na świecie producent modułów wg rankingu Bloomberg Tier 1, oferujący jedne z najbardziej innowacyjnych rozwiązań na rynku.

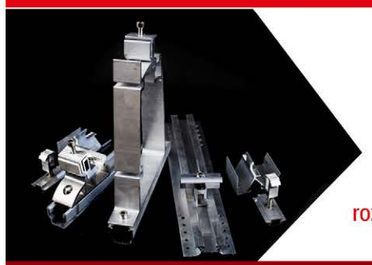
JinKO Solar
Building Your Trust in Solar

PANELE FOTOWOLTAICZNE

Inwertery marki Solis, który obecnie jest jednym z najstarszych i największych producentów falowników, w 2020 roku został uhonorowana nagrodą TÜV Rheinland „All Quality Matters".

solis inverters

INWERTERY



Konstrukcje dachowe K2 - znanego niemieckiego producenta, który opracowuje pionierskie i funkcjonalne rozwiązania systemowe do montażu instalacji fotowoltaicznych.

K2 systems

KONSTRUKCJE DACHOWE

KONSTRUKCJE NAZIEMNE

KABLE I ZABEZPIECZENIA

# zagrożenia wynikające z pracy instalacji fotowoltaicznych

dr inż. Radosław Szczerbowski – Politechnika Poznańska

**Polska zobowiązana jest do zwiększenia do 2020 r. udziału energii ze źródeł odnawialnych w bilansie energetycznym do 15%. Osiągnięcie tego celu wymaga zwiększenia liczby przedsięwzięć w tym sektorze energetyki. W tym kontekście rozwój inwestycji w dziedzinie technologii odnawialnych wydaje się właściwy. Aby było to możliwe, konieczne są sprzyjające rozwiązania prawne. Alternatywą dla energii produkowanej w źródłach konwencjonalnych, a w przyszłości coraz ważniejszym źródłem energii we wszystkich jej formach, są w warunkach polskich technologie związane z wykorzystaniem biomasy, energii wiatru i fotowoltaiką.**


## streszczenie

Fotowoltaika jest jedną z bardziej obiecujących technologii wytwarzania energii elektrycznej. Instalacje fotowoltaiczne można stosować w systemach energetycznych różnych skali. W przyszłości fotowoltaika może stać się efektywnym i bezpiecznym źródłem energii oraz ważnym elementem stabilnego i niezależnego miksu energetycznego. W artykule przedstawiono aspekty techniczne związane z budową mikroinstalacji fotowoltaicznych. Szczególną uwagę zwrócono na ochronę instalacji fotowoltaicznych oraz na zagrożenia wynikające z pracy instalacji fotowoltaicznych.


W ustawie o OZE definiuje się następujące typy instalacji odnawialnych źródeł energii:

- mikroinstalacja – do 40 kW. Dla tej wielkości instalacji nie jest wymagane pozwolenie na budowę, właściciel nie musi prowadzić działalności gospodarczej. Koszt układu zabezpieczającego i pomiarowo-rozliczeniowego ponosi operator systemu dystrybucyjnego (OSD),
- mała instalacja – od 40 kW do 200 kW. Wymagane jest pozwolenie na budowę oraz zarejestrowana działalność gospodarcza, inwestor ponosi także częściowy koszt przyłączenia do sieci,
- duża instalacja – powyżej 200 kW. Wymagane jest pozwolenie na budowę, zarejestrowana działalność gospodarcza oraz uzyskanie koncesji.

Ogniwa fotowoltaiczne mogą być stosowane w trzech segmentach rynków:

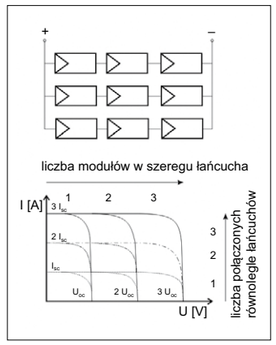
- mikroinstalacje PV do 10 kW instalowane na budynkach mieszkalnych,
- małe i średnie systemy (10–100 kW) instalowane na budynkach przemysłowych,
- duże systemy naziemne powyżej 100 kW.

## ochrona instalacji fotowoltaicznych

Moduły fotowoltaiczne można łączyć ze sobą szeregowo i równolegle. Dzięki temu osiągamy odpowiednią wartość napięcia oraz prądu instalacji. Połączenie szeregowe powoduje wzrost napięcia proporcjonalnie do liczby modułów, np. dla trzech modułów trzykrotnie **(rys. 1.)**. Należy zwrócić uwagę, że łączone moduły, które tworzą łańcuch, powinny posiadać te same parametry. Degradacja prądowa jednego z elementów będzie miała wpływ na cały łańcuch. Połączenie równoległe powoduje wzrost prądu proporcjonalnie do liczby modułów.

Łączenie równoległe kilku łańcuchów szeregowych możliwe jest wyłącznie dla identycznej liczby modułów w szeregu. Moduł fotowoltaiczny dostarcza prąd stały, dlatego konieczne jest wykorzystanie falownika. Charakteryzuje go kilka parametrów: moc, zakres napięć pracy, napięcie startu, minimalne napięcie wejściowe, maksymalne napięcie wejściowe, maksymalne napięcie pracy (w punkcie MPP), liczba wejść mocy (trackerów MPP).

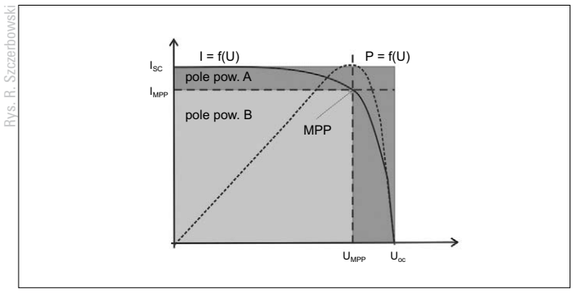
System fotowoltaiczny zamontowany na dachu budynku to pracująca elektrownia, dlatego każda osoba, która może mieć do niej dostęp, musi być bezpieczna. Instalacje fotowoltaiczne są bardzo zróżnicowane: budowane są na moce od pojedynczych W do kW, przy napięciu od 12 V do ponad 1000 V. Wykonywane są jako instalacje uziemione i izolowane, z przekształtnikami wyposażonymi lub nie w transformatory separacyjne. Dlatego ważne jest zapewnienie tym instalacjom podstawowej ochrony.




Rys. R. Szczerbowski

**Rys. 1.** Połączenie szeregowo-równoległe ogniw (modułów) fotowoltaicznych

Z charakterystyki prądowo-napięciowej I = f(U), przedstawionej na **rysunku 2.** wynika, że w przypadku wystąpienia zwarcia zacisków wyjściowych panelu, prąd zwiększa się tylko o kilkanaście procent w stosunku do punktu pracy, przy którym wytwarza największą moc. Dla takiej instalacji trudno jest dobrać zabezpieczenie przetężeniowe. W przypadku równolegle połączonych rzędów modułów fotowoltaicznych uszkodzenie jednego lub więcej paneli czy też częściowe zacienienie jednego z nich, powoduje w tym panelu stan zwarcia i przepływ przez uszkodzony panel prądu zwarciowego ($I_{SC}$) (prądu wstecznego), będącego sumą prądów pochodzących z innych rzędów łańcuchów paneli fotowoltaicznych. Największa dopuszczalna wartość prądu wstecznego według normy IEC 61730-2 dla pojedynczego modułu fotowoltaicznego wynosi od 2 do 2,6 · $I_{SC}$. Prąd wsteczny zależy od liczby połączonych równolegle rzędów paneli i już dla trzech rzędów paneli może osiągnąć określoną w normie wartość. Prądy wsteczne mogą spowodować znaczny przyrost temperatury modułu, co w skrajnym przypadku może doprowadzić do jego zniszczenia termicznego i pojawienia się łuku elektrycznego DC.




Rys. R. Szczerbowski

**Rys. 2.** Charakterystyka prądowo-napięciowa i charakterystyka obciążenia (mocowa), gdzie: $U_{OC}$ – napięcie ogniwa rozwartego (ang. *open circuit voltage*), $I_{SC}$ – prąd zwarcia (ang. *short circuit current*), $P_{MPP}$ – punkt mocy maksymalnej (MPP ang. *maximum power point*), $U_{MPP}$ i $I_{MPP}$ – napięcie i prąd dla punktu mocy maksymalnej

Do zabezpieczeń stringów instalacji fotowoltaicznych najczęściej stosowane są bezpieczniki, które w przypadku awarii przerywają obwód elektryczny. Bezpieczniki są rozwiązaniem prostym w użytkowaniu, ale należy zwrócić uwagę na ich podstawowe wymagania. Powinny posiadać charakterystykę gPV odpowiednią do ochrony instalacji fotowoltaicznych, zgodnie z normą IEC 60269-6.

Oprócz prawidłowo dobranej charakterystyki bardzo ważne jest również prawidłowe napięcie znamionowe bezpiecznika, które powinno być wyższe niż najwyższe napięcie w systemie fotowoltaicznym. Przy wyborze poziomu prądu znamionowego bezpiecznika musi być spełniona zależność:

$$1{,}4 \cdot I_{SC} \le I_n \le 2{,}4 \cdot I_{SC} \qquad (1)$$

gdzie:

$I_{SC}$ – znamionowy prąd zwarciowy modułów fotowoltaicznych,

$I_n$ – prąd znamionowy bezpiecznika.

W instalacjach fotowoltaicznych zakłada się dwa poziomy zabezpieczeń, które zapewniane są poprzez bezpieczniki topikowe. Poziom I ma za zadanie wyłączanie prądów zwarciowych DC w obszarze paneli w miejscu położonym możliwie najbliżej paneli fotowoltaicznych. Istotne jest, aby rozłącznik był zainstalowany zarówno w biegunie „+", jak i „–" obwodu łańcucha paneli. Kolejny II poziom zabezpieczeń stanowi ochronę główną instalacji fotowoltaicznej, a zabezpieczenia zazwyczaj instaluje się w pobliżu zacisków wejściowych przekształtnika. Należy pamiętać, aby bezpiecznik był zainstalowany zarówno na biegunie „+", jak i „–" przekształtnika. Trzeba sprawdzić, czy przekształtnik jest uziemiony. Jeżeli przewidziano uziemienie, bezpiecznik instaluje się wyłącznie na jednym biegunie. Typowe wkładki topikowe oraz współpracujące z nimi rozłączniki, przeznaczone do ochrony ogniw fotowoltaicznych, projektowane są na napięcie 900 V i 1000 V DC. Z kolei wkładki topikowe będące zabezpieczeniem głównym instalacji fotowoltaicznej produkowane są na napięcie znamionowe DC 750 V – 1100 V. Są one umieszczane w podstawach bezpiecznikowych lub rozłącznikach bezpiecznikowych.

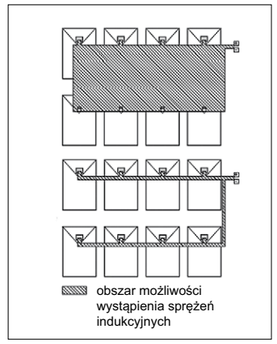
Ponieważ instalacje fotowoltaiczne montowane są na otwartych powierzchniach, narażone są na ryzyko uszkodzeń powstałych na skutek wyładowań atmosferycznych. Jest to także związane z niską wytrzymałością udarową systemów fotowoltaicznych oraz ich rozmiarem, dlatego aby ochronić instalacje fotowoltaiczne przed skutkami wyładowań atmosferycznych należy je zabezpieczać wykorzystując rozwiązania ochrony odgromowej (ang. LPS – *Lightning Protection System*) i przeciwprzepięciowej (ang. SPD – *Surge Protection Devices*). Ochrona przed przepięciami jest szczególnie istotna w systemach PV dołączonych do sieci elektrycznej. Wszystkie elementy systemu fotowoltaicznego mogą być narażone na uszkodzenie lub zniszczenie spowodowane oddziaływaniem wyładowania atmosferycznego nie tylko w wyniku bezpośredniego trafienia, lecz też w wyniku wyładowania w pobliżu obiektu.

Falownik, który stanowi istotny element instalacji fotowoltaicznych, powinien być szczególnie chroniony przed oddziaływaniem impulsów przepięciowych. Zagrożenia te można zminimalizować stosując podstawowe środki ochrony: odgromowej, przeciwprzepięciowej, uziemienia, system wyrównania potencjałów, ekranowanie oraz odpowiednie poprowadzenie przewodów.

Główne przyczyny uszkodzeń systemów fotowoltaicznych mogą być spowodowane poprzez:

- sprzężenia galwaniczne, kiedy część prądu wyładowania piorunowego przepływając bezpośrednio przez elementy instalacji PV powoduje powstanie napięć dochodzących do 100 kV,
- sprzężenia magnetyczne, kiedy prądy wyładowań atmosferycznych powodują przepięcia poprzez indukcję magnetyczną,
- sprzężenia elektryczne, które powstają na skutek działania pola elektrycznego przy przepływie prądu udarowego.

Instalacje fotowoltaiczne narażone są na występowanie przepięć nie tylko na skutek bezpośredniego wyładowania atmosferycznego, ale również na przepięcia indukowane na skutek wyładowań w pobliżu obiektu. Aby zmniejszyć możliwość powstawania przepięć, należy pamiętać o tym, by w odpowiedni sposób układać przewody (**rys. 3.**), aby ograniczyć obszar występowania sprzężeń (pętli indukcyjnych), a zwody i przewody instalacji odgromowej powinny być prowadzone w odpowiednim odstępie izolacyjnym od instalacji fotowoltaicznej.




Rys. R. Szczerbowski

**Rys. 3.** Sposoby prowadzenia przewodów w celu uniknięcia sprzężeń indukcyjnych: **a)** niepoprawny, **b)** poprawny

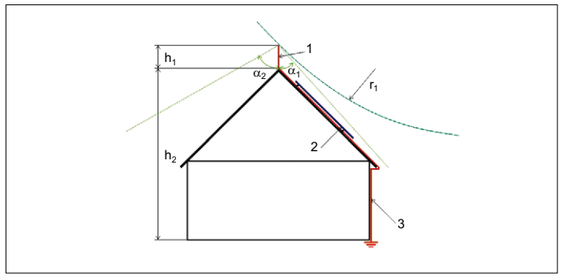
Podstawowe zasady ochrony przed bezpośrednim oddziaływaniem prądu piorunowego określono w normach ochrony odgromowej PN-EN 62305. Zgodnie z normą instalację odgromową należy wykonać w określonym odstępie izolacyjnym „s" od elementów instalacji fotowoltaicznej. W praktyce przyjęło się, że wystarczający odstęp izolacyjny s, zawiera się w przedziale od 0,5 do 1 m.

W celu wyznaczenia wartości odstępu izolacyjnego s należy skorzystać z równania:

$$s = k_i \frac{k_c}{k_m} L \qquad (2)$$

gdzie:

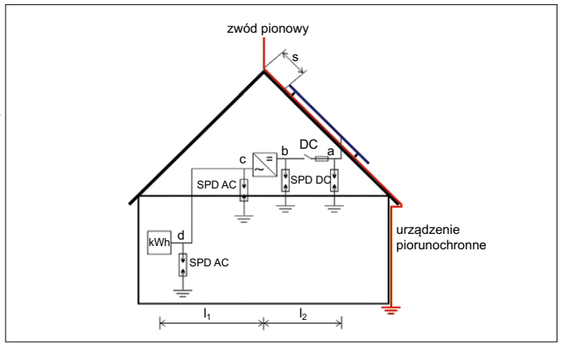
$k_i$ – współczynnik zależny od wybranego poziomu ochrony systemu odgromowego,




Rys. R. Szczerbowski

**Rys. 4.** Wyznaczanie stref ochronnych instalacji odgromowej dla budynku z systemem fotowoltaicznym, gdzie: **1** – zwód pionowy, **2** – instalacja fotowoltaiczna, **3** – instalacja odgromowa, $h_1$ – wysokość zwodu pionowego, $h_2$ – wysokość budynku, $\alpha_1$, $\alpha_2$ – kąty ochrony, $r_1$ – promień kuli

Rys. R. Szczerbowski




**Rys. 5.** Schemat instalacji fotowoltaicznej z uwzględnieniem ochrony przeciwprzepięciowej

$k_c$ – współczynnik zależny od rozpływu prądu w przewodach ochrony odgromowej,

$k_m$ – współczynnik zależny od rodzaju materiału, jaki wykorzystano w odstępie izolacyjnym,

L – długość mierzona wzdłuż zwodu lub przewodu odprowadzającego, pomiędzy punktem, w którym ma być wyznaczany odstęp izolacyjny s, a najbliższym punktem połączenia wyrównawczego.

Funkcje ochrony przed bezpośrednim wyładowaniem atmosferycznym spełniają odpowiednio dobrane i rozmieszczone na budynku układy zwodów pionowych i poziomych wraz z przewodami odprowadzającymi, połączeniami wyrównawczymi i uziomem. Układy przewodów ochronnych tworzą przestrzeń chronioną, w zasięgu której powinny znaleźć się elementy systemu fotowoltaicznego. Dodatkowo, wszystkie metalowe elementy mocujące powinny być połączone z główną szyną wyrównawczą budynku. Zasady tworzenia przestrzeni chronionej określono w normach. Strefę ochronną tworzoną przez zwody można wyznaczyć za pomocą kąta ochronnego lub wykorzystując zasadę toczącej się kuli.

Metoda „toczącej się kuli" (**rys. 4.**) jest modelem, który daje możliwość badania przestrzeni chronionej przed bezpośrednim uderzeniem pioruna. Po modelu instalacji przetaczana jest kula o odpowiednim promieniu, przy czym wszystkie punkty styku z modelem są punktami ewentualnych uderzeń pioruna. Wartości promienia kuli wynoszą 20 m, 30 m, 45 m i 60 m, odpowiednio dla I, II, III i IV poziomu ochrony odgromowej. W metodzie kąta ochronnego przestrzeń chroniona przed bezpośrednim uderzeniem pioruna zależy od poziomu ochrony odgromowej i wysokości zwodu pionowego.

Ogólną koncepcję ograniczania przepięć dla budynku z instalacją fotowoltaiczną współpracującą z siecią elektroenergetyczną niskiego napięcia przedstawiono na **rysunku 5.** Do ograniczania przepięć zastosowano układy ograniczników przepięć (SPD) zarówno w instalacji elektrycznej, jak i obwodach stałoprądowych. W instalacji, w zależności od punktu przyłączenia, można stosować ograniczniki typu 1 lub 2. Stosowanie układów SPD w danym punkcie zależy od kilku wielkości. Ograniczniki przepięć w punkcie b i d (**rys. 5.**) powinny być zainstalowane niezależnie od układu instalacji:

- jeśli budynek nie ma instalacji odgromowej, to niezależnie od długości $l_1$ i $l_2$ konieczne jest stosowanie ograniczników SPD w punktach a, b, c i d,
- jeżeli zachowana jest wymagana przepisami odległość pomiędzy instalacją odgromową a instalacją fotowoltaiczną „s", wtedy w punkcie d należy zainstalować ogranicznik SPD typu 1, a w punkcie b ogranicznik typu 2. Jeżeli odległość $l_1$ pomiędzy rozdzielnicą główną obiektu a falownikiem jest większa niż 10 m, zalecane jest zastosowanie dodatkowego ogranicznika przepięć typu 2 (punkt c). Również dodatkowy ograniczniki przepięć typu 2 (przeznaczony do systemów fotowoltaicznych) wymagany jest w przypadku, gdy długość przewodów $l_2$ łączących instalację fotowoltaiczną z przekształtnikiem przekracza 10 m (**rys. 5.**, punkt a),
- jeżeli nie jest zachowana wymagana przepisami odległość pomiędzy instalacją odgromową a instalacją fotowoltaiczną „s" lub instalacja odgromowa i fotowoltaiczna są ze sobą połączone, wtedy w punkcie d należy zainstalować ogranicznik SPD typu 1, a w punkcie b typ ogranicznika zależy od odległości $l_2$. Jeżeli odległość $l_2$ jest mniejsza niż 10 m, zalecane jest zastosowanie dodatkowego ogranicznika przepięć typu 2, jeśli większa niż 10 m, wtedy stosujemy ogranicznik typu 1. Również dodatkowy ograniczniki przepięć typu 2 wymagany jest w przypadku, gdy długość przewodów $l_1$ przekracza 10 m (punkt c).

W instalacjach prądu stałego nie występuje „przejście prądu przez zero" i tym samym utrudnione jest gaszenie prądów zwarciowych, co w przypadku doboru niewłaściwych ograniczników może stwarzać zagrożenie pożarowe dla urządzeń elektrycznych i elektronicznych. Ponadto SDP chroniące systemy fotowoltaiczne powinny być zainstalowane w taki sposób, aby istniała możliwość ich kontroli, przeglądów i konserwacji.

## nowa technologia – nowe wyzwania

Od czasu do czasu pojawiają się jednak „ciemne chmury" na horyzoncie energetyki słonecznej. Instalacje fotowoltaiczne łączy się w łańcuchy (stringi), po stronie prądu stałego instalacja fotowoltaiczna jest źródłem prądu o wartości ok. 5–8 A, przy napięciu sięgającym nawet 1000 V, podczas gdy dopuszczalne napięcie dotykowe długotrwałe prądu stałego może stanowić zagrożenie dla jego życia. Jeśli w jednym ze stringów wystąpi uszkodzenie (na skutek nieprawidłowego montażu, uszkodzenia lub po prostu wskutek zestarzenia instalacji), może pojawić się łuk elektryczny, który może płynąć tak długo, jak panele są w bezpośrednim świetle słonecznym. Dodatkowo łuk elektryczny generuje bardzo wysokie temperatury, przy których może powstać pożar.

Na wiele zagrożeń zwracają uwagę dokumenty normalizacyjne krajów europejskich (np. Francji, Niemiec, Austrii, Czech czy Wielkiej Brytanii), a także w Stanach Zjednoczonych i Australii, pokazując prawidłowe sposoby wykonywania instalacji fotowoltaicznych oraz ich zabezpieczeń. Wiele krajów zwraca również uwagę na bezpieczeństwo obsługi podczas konserwacji instalacji oraz w przypadku zdarzeń losowych związanych z pożarami budynków, na których zainstalowane są panele fotowoltaiczne.

Nawet słabe światło padające na instalację fotowoltaiczną może spowodować zagrożenie dla ludzi. Z powodu powstającego pod wpływem promieniowania słonecznego napięcia, instalatorzy, osoby zajmujące się konserwacją instalacji czy strażacy podczas akcji ratowniczo-gaśniczej w domu, w którym zainstalowano system fotowoltaiczny, narażeni są na ryzyko wystąpienia porażenia prądem. Jak wspomniano wcześniej, łączenie szeregowe i równolegle paneli fotowoltaicznych sprawia, że prądy i napięcia w instalacji fotowoltaicznej osiągają znaczne wartości, zagrażające życiu i zdrowiu ludzi.

Zagrożenia, jakie stwarza instalacja fotowoltaiczna, można podzielić na 3 grupy:

- zagrożenia porażeniem prądem elektrycznym,
- zagrożenia pożaru,
- zagrożenia związane z uszkodzeniem innych urządzeń elektrycznych w domu.

Montaż modułów fotowoltaicznych na dachu może zmniejszyć jego odporność na ogień w przypadku, gdy wytrzymałość modułów fotowoltaicznych znacznie odbiega od wytrzymałości pokrycia dachowego. Jest mało prawdopodobne, by prawidłowo zaprojektowana i wykonana instalacja fotowoltaiczna mogła doprowadzić do pożaru. Ale warto zachować odpowiednie środki ostrożności oraz zwrócić uwagę na fakt, kiedy instalacja fotowoltaiczna znajdzie się w zagrożonym pożarem budynku. Na podstawie badań zauważono, że istnieją dodatkowe czynniki, które mają wpływ na rozprzestrzenianie się ognia na dachu, na którym została zainstalowana instalacja fotowoltaiczna. Na dachu bez instalacji fotowoltaicznej płomień rozprzestrzenia się w osi pionowej i może być nieco odchylany z powodu wiatru. W momencie, gdy ogień rozprzestrzenia się pod panelem PV, płomień kierowany jest znacznie bliżej powierzchni dachu i prawie równolegle do niej. To sprawia, że zwiększa się ilość ciepła oddziałująca na powierzchnię dachu. Górna powierzchnia panelu PV zwykle jest wykonana z hartowanego szkła, dolna część płyty może zawierać materiały palne. Jeśli panel PV się zapali, to wytwarza dodatkowe ciepło, które promieniuje w kierunku pokrycia dachowego.

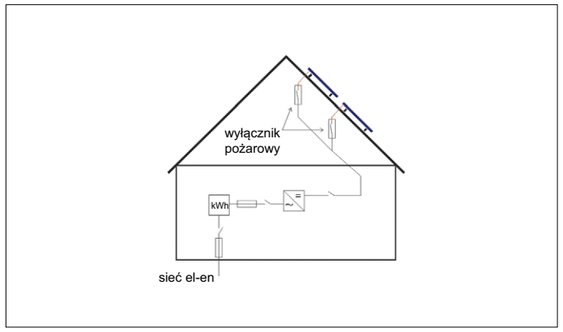
Zagrożenie pożarowe w instalacji fotowoltaicznej może być spowodowane:

- powstawaniem „hotspotów" w modułach fotowoltaicznych,
- przegrzaniem lub łukiem elektrycznym, który może pojawić się w samym module fotowoltaicznym, na złączach lub w miejscu połączenia modułów fotowoltaicznych („combiner box"),
- przegrzaniem lub łukiem elektrycznym uszkodzonej instalacji elektrycznej po stronie DC lub AC,
- uszkodzeniem inwertera, itp.

Aby zrozumieć zagrożenia, należy szczególną uwagę zwrócić na następujące cechy instalacji fotowoltaicznej:

- jeśli moduły fotowoltaiczne są wystawione na działanie światła słonecznego, nie jest możliwe odłączenie napięcia od panelu fotowoltaicznego,

Rys. R. Szczerbowski



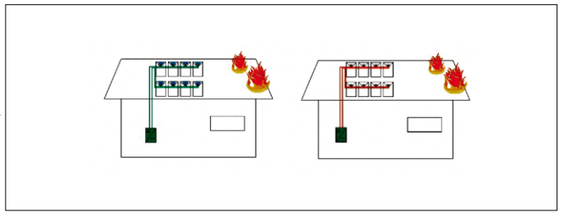

**Rys. 6.** Wyłącznik pożarowy łańcucha modułów fotowoltaicznych

- prąd zwarcia jest tylko nieznacznie wyższy niż prąd pracy w normalnych warunkach pracy, a wartość prądu, która zależy od natężenia padającego promieniowania słonecznego, waha się od zera do wartości maksymalnych,
- wartość napięcia, która pojawia się w instalacji fotowoltaicznej, zmienia się w zależności od zmian temperatury i padającego promieniowania słonecznego, może się zmieniać o setki woltów w ciągu dnia.

Panele fotowoltaiczne pracują przy ciągle zmieniających się prądach i napięciach po stronie prądu stałego, dlatego powinny być odporne na ekstremalne warunki pogodowe, a producenci gwarantują ich bardzo długą żywotność (przynajmniej 25 lat). Pomimo starannego zaprojektowania oraz wykonania, mogą się w nich pojawić mikrowyładowania łukowe. Spowodowane to może być procesami starzeniowymi oraz opisanymi wyżej warunkami pracy. Wyładowania łu-

reklama

Rys. R. Szczerbowski



**Rys. 7.** Po lewej system bezpieczny z mikrofalownikami lub wyłącznikami poszczególnych paneli PV, po prawej – tradycyjny system, w którym może pojawić się niebezpieczne napięcie

kowe pojawiające się po stronie prądu stałego w instalacjach fotowoltaicznych są niebezpieczne i mogą być również przyczyną pożarów instalacji fotowoltaicznych.

Systemy ochrony powszechnie stosowane w instalacjach fotowoltaicznych, z reguły nie wykrywają mikrozwarć szeregowych oraz równoległych, które mogą się pojawiać. Jednakże problem ten został zauważony i np. amerykańska National Electric Code zobowiązała instalatorów do montażu urządzeń wykrywających i ochronnych przed wyładowaniami po stronie prądu stałego. Po wykryciu zwarcia łukowego, urządzenie zabezpieczające musi być w stanie odłączyć uszkodzony obwód i wszystkie elementy systemu zagrożone wystąpieniem zwarcia łukowego.

W przypadku uszkodzenia instalacji fotowoltaicznej, ze względów bezpieczeństwa istotne jest, aby w pierwszej kolejności otworzyć wyłącznik po stronie AC, następnie sprawdzić, czy inwerter przestał pracować, w dalszej kolejności odłączyć falownik po stronie DC, a jeśli nie ma takiej możliwości, odłączyć „combiner box". Idealnym rozwiązaniem byłby w takich przypadkach wyłącznik bezpieczeństwa, który realizuje wszystkie te działania. Tego typu wyłącznik powinien być odpowiednio oznakowany i znajdować się przy wejściu do budynku. Są już rozwiązania techniczne, które nie tylko rozłączają całą instalację fotowoltaiczną, ale także każdy ze stringów, co znacznie zwiększa bezpieczeństwo systemu **(rys. 6.).** Należy mieć jednak świadomość, że nawet po zadziałaniu wszystkich wyżej wymienionych wyłączników, instalacja fotowoltaiczna nadal będzie pod napięciem. Innymi słowy, przez cały czas w ciągu dnia, a także w przypadku oświetlenia sztucznym światłem, okablowanie, panele fotowoltaiczne, „combiner box", inwerter mogą być pod napięciem.

Już na etapie projektu dachowej instalacji fotowoltaicznej, poza spodziewanym uzyskiem energetycznym, projektant powinien zadbać o odpowiednie odległości montowanych paneli od krawędzi dachu, w celu zapewnienia właściwej konserwacji i bezpiecznego gaszenia w przypadku pożaru. Wiele krajów wypracowało w tym celu odpowiednie wytyczne, które uwzględniają nie tylko odległości instalacji fotowoltaicznych od instalacji odgromowej, ale również zwracają uwagę na szereg wymogów dotyczących bezpiecznego dostępu podczas konserwacji instalacji czy też gaszenia płonącego budynku przez straż pożarną. Generalnie zakłada się, że odległość 1 metra od krawędzi dachu oraz otworów dachowych (okna, włazy itp.) jest wystarczająca do zapewnienia bezpiecznej pracy.

Systemy fotowoltaiczne powinny być dobrze oznakowane, zwłaszcza wyłączniki, które odcinają instalację PV od sieci elektroenergetycznej. Wzorem państw, w których od dawna prowadzone są badania nad bezpieczeństwem obsługi instalacji PV, warto umieszczać te wyłączniki na zewnątrz budynków, aby w razie pożaru można było w sposób bezpieczny odłączyć całą instalację od sieci elektroenergetycznej.

Podczas akcji gaśniczej, w miejscu, gdzie zainstalowany jest system PV, strażak może zostać porażony prądem elektrycznym podczas cięcia przewodów elektrycznych będących pod napięciem. W Stanach Zjednoczonych, Wielkiej Brytanii oraz Niemczech przeprowadzono szereg eksperymentów w celu wykazania potencjalnych zagrożeń elektrycznych podczas przerywania przewodów w systemach fotowoltaicznych. Wyniki eksperymentów wskazują, że strażak może być zagrożony porażeniem prądem elektrycznym z powodu uszkodzeń elementów systemu PV. Bezpieczne działania gaśnicze wymagają zwykle odłączenia zasilania elektrycznego budynku, aby woda, która jest stosowana do gaszenia pożaru, nie stanowiła zagrożenia dla ekip gaśniczych.

System fotowoltaiczny, nawet po odłączeniu go od sieci elektroenergetycznej, nadal może znajdować się pod napięciem ze względu na światło padające na panele fotowoltaiczne (nawet sztuczne oświetlenie może wytwarzać znaczne prądy). Rozwiązaniem tego problemu byłoby stosowanie mikrofalowników instalowanych na każdym panelu PV lub zdalnie sterowane urządzenia stosowane na poziomie panelu, umożliwiające rozłączenie całej instalacji **(rys. 7.).**

Najczęściej falowniki oraz osprzęt zabezpieczający instalowany jest na najwyższym piętrze budynku, lub pod dachem. Są to miejsca trudno dostępne dla ekip gaśniczych podejmujących działania w budynku. Nowe rozwiązania i założenia proponują umieszczanie rozłączników DC na parterze lub „w granicy" posesji, tak aby mogły być obsługiwane zdalnie.

## podsumowanie

Instalacje fotowoltaiczne stają się coraz bardziej popularnym źródłem energii odnawialnej. W Polsce do końca ubiegłego roku zainstalowano łącznie około 6 MW instalacji fotowoltaicznych. Dla porównania, w systemie niemieckim do końca ubiegłego roku zainstalowano już ponad 36 GW w instalacjach fotowoltaicznych, jest to wielkość porównywalna z całkowitą mocą, jaką dysponuje nasz system elektroenergetyczny. Istotnym elementem, który w przyszłości pozwoli na większe zainteresowanie systemami fotowoltaicznymi, będzie z pewnością spadek ceny modułów oraz możliwość odsprzedaży produkowanej energii elektrycznej przy bardziej sprzyjających cenach.

Projekty instalacji fotowoltaicznych wykonane zgodne z normami i przepisami z pewnością wydłużą znacznie czas eksploatacji inwestycji. Prawidłowy montaż oraz odpowiednie prowadzenie przewodów zwiększają skuteczność ochrony przepięciowej i odgromowej. Ponadto stosowanie systemów ochrony odgromowej i przeciwprzepięciowej pozwoli na wyeliminowanie zagrożeń uszkodzenia instalacji fotowoltaicznej, która może powstać na skutek wyładowań atmosferycznych oraz przepięć w liniach zasilających.

Niewielka liczba zarejestrowanych wypadków pokazuje, że prawdopodobieństwo jakiegoś zdarzenia ze strony systemu fotowoltaicznego jest niskie. Szczególnie jeśli cała instalacja jest zaprojektowana poprawnie, wykonana z dobrej jakości materiałów, ma właściwie dobrane urządzenia i jest odpowiednio konserwowana. Niemniej jednak, istnieją pewne potencjalne zagrożenia stwarzane przez systemy fotowoltaiczne, które zostały zauważone przez różnych ekspertów z dziedziny bezpieczeństwa w wielu krajach.

literatura do artykułu na elektroinfo.pl


**abstract**

**Hazards arising due to operation of photovoltaic systems**

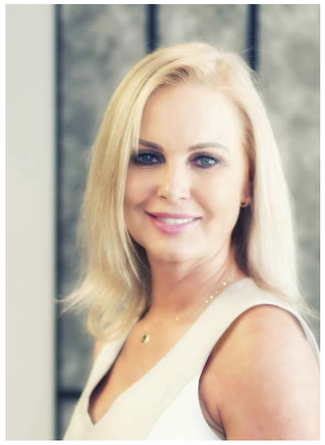
Photovoltaics is one of most promising technologies of electric energy generation.Photovoltaic installations may be used in power system in various scale. In the future photovoltaic may become effective and safe source of energy and important element of stable and independent energy mix. In the paper there are presented technical aspects connected with photovoltaic microinstallation constructing. Particular attention was paid to photovoltaic installation protection and to hazards due to work of photovoltaic installation.





AS ENERGY

# NOWA MARKA W BRANŻY PV



WYPOSAŻENIE WNĘTRZ I FOTOWOLTAIKA – NA TEN MARIAŻ ZDECYDOWAŁA SIĘ FIRMA RUCKZUCK, KTÓRA STWORZYŁA MARKĘ AS ENERGY I AMBITNIE WKRACZA W BRANŻĘ PV. O SZCZEGÓŁACH MÓWI PREZES ZARZĄDU ANNA GÓRECKA.

RuckZuck od 2004 roku działa w branży wyposażenia wnętrz. Skąd decyzja o zainwestowaniu w fotowoltaikę?

*Jako firma z kilkunastoletnim stażem, doskonale rozumiemy zmieniające się potrzeby rynku i nie boimy się podejmowania odważnych decyzji. W czasach zwiększonej świadomości ekologicznej priorytetem staje się pozyskiwanie energii z odnawialnych źródeł, a jednym z najbardziej powszechnych rozwiązań są instalacje PV. Dynamiczny rozwój fotowoltaiki sprawia, że dostrzegamy w niej duży potencjał i przyszłość OZE. Chcemy wykorzystać doświadczenie z prowadzenia sieci RuckZuck, wdrażając nasze najlepsze praktyki w nowej branży.*

Co zyskają klienci AS Energy?

*Przede wszystkim wiarygodnego partnera biznesowego, który zapewni im najlepsze produkty na rynku i będzie dla nich wsparciem. Zależało nam, by nasi dostawcy byli sprawdzeni i niezawodni, dlatego wybraliśmy do współpracy tylko kilku producentów, ale takich, którzy są liderami branży. Mowa tu o Jinko Solar, największym producencie modułów PV na świecie, K2, opracowującym pionierskie rozwiązania systemowe do montażu instalacji oraz Solis, marce dostarczającej innowacyjną technologię inwerterów. Wszystkie nasze produkty znajdują się w magazynie na terenie Polski, dzięki czemu zamówienia realizujemy szybko i sprawnie. Klientom oferujemy kompleksową obsługę i fachowe doradztwo zarówno podczas projektowania, jak i składania oferty. W ten sposób chcemy budować zaufanie, które, mamy nadzieję, przerodzi się w długoterminowe relacje. Regularnie organizujemy szkolenia dla instalatorów, podczas których dzielimy się wiedzą techniczną oraz doradzamy takie rozwiązania, które staną się dla nich istotnymi ułatwieniami.*

Kto, poza instalatorami, może skorzystać z usług AS Energy?

*Naszą ofertę kierujemy przede wszystkim do sektora B2B: zarówno do instalatorów, jak i biur projektowych oraz hurtowni elektrycznych. Jesteśmy przekonani, że współpraca z AS Energy pozwoli wszystkim tym podmiotom pracować na solidnych, wysokojakościowych produktach, dzięki czemu wzmocnią swoją pozycję na rynku.*

**AS ENERGY**
**ul.Rymera 19, 44-270 Rybnik, biuro@asenergy.pl, www.asenergy.pl, +48 32 440 98 62**

# słyszysz: fotowoltaika, myślisz: FlexiPower Group

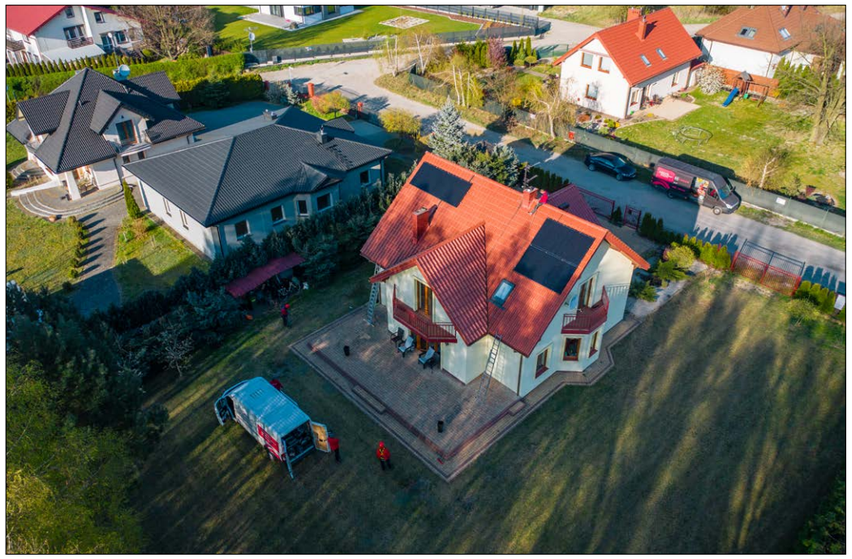
FlexiPower Group

**Odnawialne źródła energii to ich chleb powszedni. Firma FlexiPower Group działa na rynku od 2007 roku i w tym czasie wykonała już ponad 25 tys. instalacji fotowoltaicznych, 45 tys. instalacji solarnych i prawie 5 tys. montaży pomp ciepła. W branży stawia na nowoczesne technologie i stały rozwój.**

FlexiPower Group to jedna z najbardziej cenionych firm na rynku. Świadczy o tym przede wszystkim liczba wykonanych instalacji i stale rosnące grono zadowolonych klientów.

Branża fotowoltaiczna w Polsce rozwija się jak nigdy przedtem. Na jej rozwój niewątpliwie wpływają coraz to nowsze programy czy dofinansowania na inwestycje w OZE. Wraz z rynkiem rośnie również świadomość klienta, który coraz lepiej potrafi przekazać swoje oczekiwania.

Dzięki szkoleniom w kraju i za granicą, handlowcy oraz grupy montażowe FlexiPower Group stale podnoszą swoje kompetencje, co przekłada się na obsługę klienta. Firma z Kudrowic zapewnia kompleksową obsługę – od konsultacji i audytu, przez montaż, aż do pełnego wsparcia technicznego i serwisowego. Jest autoryzowanym dystrybutorem marki SolaX Power (falowniki), Sunergy (moduły) oraz ściśle współpracuje z Jinko Solar i Kioto Solar. W ofercie posiada także pompy ciepła i stacje ładujące.



Decyzja o wprowadzeniu marki SolaX Power na rynek polski była przysłowiowym strzałem w dziesiątkę. Falowniki z Hangzhou są jednymi z najlepszych w swojej klasie, a ich zalety można wypisywać w nieskończoność. Są to między innymi:

- wysoka sprawność,
- wbudowany wyświetlacz,
- zakres mocy od 0,7 kW do 60 kW,
- menu w języku polskim,
- intuicyjny i czytelny interfejs,
- zdalny monitoring instalacji z każdego miejsca na Ziemi.

Warto również wspomnieć o 10-letniej gwarancji na urządzenia, podczas gdy standardem jest okres tylko 7 lat.

Dzięki statusowi oficjalnego dystrybutora falowników SolaX Power, serwis odbywa się w Polsce. To kolejny bardzo ważny argument dla potencjalnego klienta – cokolwiek się wydarzy, firma ma pełną kontrolę nad przebiegiem procesu serwisowego czy reklamacji.

Magazyn, który znajduje się pod Łodzią, to gwarancja dostępu do wszystkich modeli praktycznie od ręki, co znacznie skraca czas oczekiwania na montaż. Sztandarowe hasło FlexiPower Group, obok „Czerpiemy energię ze słońca", to „Umowa w 24 h, montaż w 10 dni".

Przy współpracy oficjalnego dystrybutora w Polsce, firma z Hangzhou wprowadza w tym roku falowniki hybrydowe, które z pewnością za kilka lat będą wykorzystywane w większości instalacji fotowoltaicznych.

Nowoczesna technologia to nie jedyne rozwiązania o jakie FlexiPower Group rozszerza swoje usługi. Podczas pandemii, która wymusiła na świecie przymusową kwarantannę, w firmie pojawił się pomysł na spotkania online. Przygotowano specjalne narzędzia, dzięki którym można odbyć spotkanie i audyt, jak również podpisać umowę bez potrzeby fizycznego kontaktu z handlowcem. Ciekawostką jest, że ta forma kontaktu została tak dobrze przyjęta, że została utrzymana również po zniesieniu kwarantanny i tym samym pozwoliła na szybszą obsługę klientów na terenie całego kraju.

Nowa strategia, która została wdrożona do firmy w 2019 roku, spowodowała szereg zmian. Pierwszą, najbardziej widoczną, był rebranding. Na przełomie lat 2019/2020, firma zmieniła wygląd strony www oraz całą identyfikację graficzną. Dało się to zauważyć



FLEXIPOWER GROUP

CZERPIEMY ENERGIĘ ZE SŁOŃCA
dla domu, dla firmy, dla Ciebie

Umowa w 24h, montaż w 10 dni!

+48 535 102 121
www.flexipowergroup.pl

Fotowoltaika • Pompy ciepła • Kolektory słoneczne

po wielu publikacjach, które miały miejsce nie tylko w prasie branżowej, lecz także komercyjnej. Taki ruch spowodowany był odświeżeniem portfolio usług, jak również szerszemu wyjściu do klienta detalicznego.

W ostatnich kilku miesiącach firma z Kudrowic zaczęła coraz szerzej komunikować o swojej ofercie inwestycyjnej na farmy fotowoltaiczne. Cele dla inwestorów są bardzo czytelne:

- pomnożenie kapitału,
- wysokooprocentowana lokata,
- stabilne źródło pasywnego przychodu,
- zabezpieczenie finansowe dla najbliższych.

Dodatkowym argumentem za inwestycją jest oczywiście ekologia i pozytywny wpływ na środowisko. Farmy fotowoltaiczne to bezemisyjne źródło energii, które daje inwestorom niezależność finansową i energetyczną.

Farmy fotowoltaiczne to dla firmy priorytet w komunikacji na lata 2020 – 2023.

Dotychczasowe działania marketingowe zostały również uzupełnione o serię transmisji na żywo, które również uruchomiono właśnie w trakcie kwarantanny. Format jest przeznaczony praktycznie dla każdego kto miał lub planuje mieć styczność z branżą OZE.

Podczas transmisji specjalista z FlexiPower Group przeprowadza widzów po najważniejszych aspektach instalacji fotowoltaicznej oraz prezentuje ofertę produktów z portfolio firmy. Filmy są zapisywane i osadzane na kanałach społecznościowych, takich jak Facebook i YouTube.

Ten zabieg jeszcze bardziej przybliża potencjalnych klientów do podjęcia pozytywnej decyzji na temat montażu instalacji fotowoltaicznej w swoim domu lub firmie. Prezentacja odbywa się w oparciu o konkretne przykłady, dlatego łatwo odpowiedzieć sobie na pytanie, „czy instalacja mi się opłaca".

Zużycie prądu stale rośnie. Wynika to przede wszystkim z obecności wielu nowoczesnych urządzeń, które posiadamy w swoich domach czy firmach. Nadchodzi era inteligentnych domów i elektrycznych samochodów. Coraz ważniejsza staje się więc niezależność energetyczna lub – mówiąc kolokwialnie – po prostu tani prąd.

FlexiPower Group, dzięki swojemu doświadczeniu, jest w stanie szybko i sprawnie zaprezentować zainteresowanemu korzyści związane z posiadaniem instalacji fotowoltaicznej oraz montażu pompy ciepła w parze.

To bowiem powoli staje się regułą – klient, który pyta o fotowoltaikę, pyta także o pompę ciepła, która wykorzystuje energię naturalną zgromadzoną w powietrzu, wodzie i ziemi. Dzięki procesom termodynamicznym przetwarza ją i dostarcza do naszej sieci. Ten nowoczesny i ekologiczny system ogrzewania zyskuje przy bliższym poznaniu i również, tak jak instalacja fotowoltaiczna, jest ekologiczny i tani w użyciu.

Rozwiązania tego typu już niedługo będą w każdym domu czy firmie. Wynika to najpewniej z oszczędności, ale też z faktu, że dzięki takim firmom jak FlexiPower Group jesteśmy coraz bardziej świadomymi konsumentami. Do tej pory wielu potencjalnym klientom wydawało się, że z powodów finansowych rozwiązania takie jak fotowoltaika czy pompa ciepła nie są dla nich. Firma z Kudrowic, wychodząc naprzeciw oczekiwaniom, wdrożyła do swoich usług również finansowanie.

Dziś można już uzyskać kredyt, pożyczkę lub leasing na jedną z pożądanych usług. Dodatkowym rozwiązaniem jest tzw. „Montaż instalacji fotowoltaicznej dziś, płatność za 3 miesiące" realizowana dzięki Santander Consumer Bank.

To wygodny sposób, dzięki któremu potencjalny klient nie musi pierwszego dnia współpracy brać na siebie zobowiązań finansowych.

Poza samym ułatwianiem zakupu, FlexiPower Group pomaga również potencjalnym klientom w dopełnieniu formalności związanych z programami takimi jak „Mój Prąd" czy „Czyste Powietrze 2.0". Specjaliści, którzy odpowiedzialni są za kontakt, dzięki znajomości procedur bardzo szybko i wyczerpująco odpowiedzą na wszystkie pytania.

Rynek fotowoltaiczny w Polsce rośnie w siłę, podobnie jak liczba wygranych przetargów oraz zadowolonych klientów FlexiPower Group. Budowanie świadomości i szeroko pojęta edukacja wpływa na późniejsze polecenia firmy. Nierzadko bywa, że dany handlowiec po montażu instalacji fotowoltaicznej trafia później do dwóch, trzech sąsiadów z rekomendacji.

Więcej na temat FlexiPower Group oraz usług z ich portfolio znajduje się na www.flexipowergroup.pl oraz w mediach społecznościowych Facebook, Linkedin, YouTube.

reklama

FLEXIPOWER GROUP

**FlexiPower Group Sp. z o.o. Sp. K.**
Kudrowice 12
95-200 Pabianice
tel. +48 535 102 121
biuro@flexipowergroup.pl
**www.flexipowergroup.pl**

# fotowoltaika w układach zasilania budynków

dr inż. Mariusz Sarniak – Politechnika Warszawska, Filia w Płocku

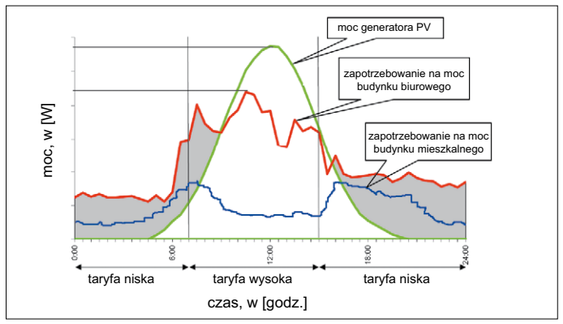
**Fotowoltaika (oznaczana dalej w skrócie – PV) wykorzystuje zjawisko polegające na bezpośredniej konwersji energii promieniowania słonecznego na energię elektryczną, nie jest źródłem energii przystosowanym do zasilania odbiorników energii w sposób ciągły. Promieniowanie słoneczne jest niewyczerpywalnym źródłem energii, a jego wykorzystywanie w procesie konwersji fotowoltaicznej nie wpływa destrukcyjnie na bilans energetyczny Ziemi. Wadą promieniowania słonecznego jako źródła energii jest jego cykliczna dostępność dobowa (0÷5 kWh/m²) i duże rozproszenie. Podstawowym problemem w fotowoltaice jest to, że ilość promieniowania słonecznego zmienia się w ciągu roku najczęściej nieproporcjonalnie do potrzeb energetycznych użytkowanego obiektu.**

Systemy PV instalowane w budownictwie to głównie mikroinstalacje (do 40 $kW_p$ – gdzie $W_p$ oznacza jednostkę wat mocy szczytowej, czyli maksymalnej w ustalonych warunkach) lub małe instalacje (do 200 $kW_p$) – kryterium to zostało określone ustawowo (Prawo energetyczne – 2013 r.). Tego typu instalacje są dołączane najczęściej bezpośrednio do sieci niskiego napięcia (230/400 V).

Publiczne sieci elektroenergetyczne (oznaczane dalej – EE) stanowią źródło napięciowe dla zmieniającej się dużej liczby włączanych i wyłączanych równocześnie odbiorników energii. Mimo ciągle zmieniającego się obciążenia napięcie w sieci EE pozostaje na stałym poziomie, a prąd płynący do odbiorników zależy od impedancji obwodu zasilania. Systemy PV to niestabilne źródła energii elektrycznej, które są dołączane do sieci EE równolegle poprzez falowniki sieciowe. Źródła takie mają charakter prądowy, a prąd płynący w obwodzie zasilania jest wymuszony napięciem sieci EE, zależy od chwilowej zmiennej mocy źródła i nie zależy od podłączonego obciążenia. W sytuacji zaniku źródła napięciowego, jakim jest sieć publiczna EE, sieciowy falownik PV nie będzie w stanie utrzymać odpowiedniego poziomu napięcia na swoim wyjściu. Najpowszechniejszą metodą kontroli mocy wyjściowej sieciowych falowników PV jest układ dynamicznego ograniczania mocy czynnej falownika w funkcji częstotliwości sieci EE. Najczęściej wzrost częstotliwości w sieci EE powyżej 52 Hz powoduje odcięcie źródła prądowego, jakim jest sieciowy falownik PV.


## streszczenie

W pracy przeanalizowano różne systemy fotowoltaiczne stosowane w układach zasilania budynków. Na podstawie profilu zużycia energii w różnych typach budynków, dokonano oceny najczęściej stosowanych konfiguracji współpracy systemów fotowoltaicznych z siecią elektroenergetyczną. Dokonano również analizy różnych wariantów ochrony przeciwprzepięciowej w systemach fotowoltaicznych, będących alternatywnym, uzupełniającym źródłem energii elektrycznej w budynkach.


**Rys. 1.** Dobowy rozkład mocy uzyskiwanej z generatora PV oraz zapotrzebowania na moc dla budynku mieszkalnego i biurowego [1]

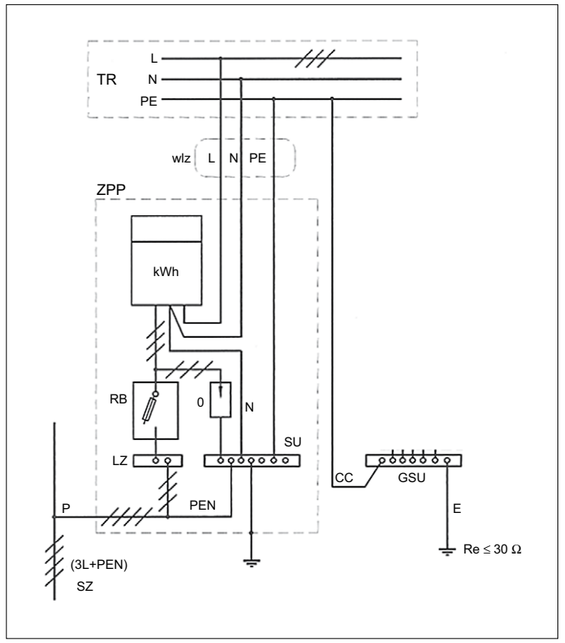
## rodzaje systemów PV stosowanych w budownictwie

Systemy PV stosowane w budownictwie możemy sklasyfikować ze względu na różne sposoby współpracy z siecią elektroenergetyczną [1]. Dominują tu obecnie systemy PV dołączone do sieci (ON GRID), które mogą również współpracować ze specjalnymi magazynami energii elektrycznej. Systemy autonomiczne (OFF GRID), mające zastosowanie tylko tam, gdzie dostęp do sieci jest utrudniony, niemożliwy lub dążymy do niezależności od sieci. W tym przypadku problemem jest duży koszt magazynowania energii oraz konieczność nieracjonalnego przewymiarowania wielkości systemu PV dla instalacji funkcjonujących całorocznie ze względu na zróżnicowaną dawkę dobowej ilości promieniowania słonecznego.

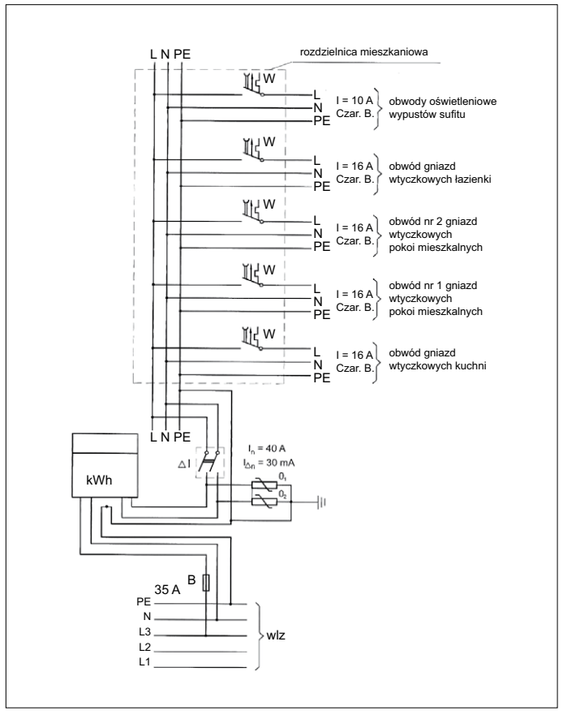
Ze względu na miejsce montażu instalacji PV na budynkach wyróżniamy systemy PV połączone z elementami konstrukcyjnymi budynku – BIPV (ang. *Building Integrated Photovoltaics*) oraz instalowane na budynkach – BAPV (ang. *Building Applied Photovoltaics*). Obecnie dominują zdecydowanie generatory PV zbudowane z elementów typu BAPV, które mogą być instalowane na budynkach już istniejących, natomiast elementy typu BIPV, stanowiące moduły PV wbudowane w materiały budowlane (np. dachówki PV, elewacyjne płyty PV, moduły transparentne w szybach okien itp.), są instalowane w budynkach nowo budowanych lub modernizowanych (moduły wbudowywane w elewacje podczas termomodernizacji budynku). Systemy PV typu BIPV to aktualnie jedynie ok. 1% wszystkich systemów zainstalowanych w Polsce. Istotnym problemem jest sposób okablowania tego typu systemów PV. Każda dachówka PV jest oddzielnym niewielkim minimodułem PV, co zwiększa liczbę koniecznych połączeń, a tym samym rośnie ryzyko związane z awariami i możliwością powstania pożaru.

Podsumowując możemy stwierdzić, że systemy PV zbudowane są z generatora PV o budowie modułowej i falownika, którego wyjście łączymy z obwodami zasilania w ramach sieci EE (sieciowe falowniki PV) lub wyspowych wydzielonych mikrosieci lokalnych (wyspowe falowniki PV).






**Rys. 2.** Przykładowy jednokreskowy schemat zasilania w energię elektryczną budynku, gdzie: **SZ** – sieć zasilająca (EE), **P** – przyłącze, **ZPP** – zestaw przyłączeniowo-pomiarowy, **LZ** – listwa zaciskowa, **RB** – rozłącznik bezpiecznikowy lub wyłącznik nadprądowy selektywny, **L** – przewody fazowe (L1, L2, L3), **O** – ogranicznik przepięć, **SU** – szyna uziemiająca, **TR** – tablica rozdzielcza, **wlz** – wewnętrzna linia zasilająca, **GSU** – główna szyna uziemiająca, **N** – przewód neutralny, **PE** – przewód ochronny, **PEN** – przewód neutralno-ochronny, **CC** – przewód wyrównawczy, **kWh** – licznik energii elektrycznej [2]




**Rys. 3.** Przykładowy schemat instalacji elektrycznej w mieszkaniu budynku wielorodzinnego, gdzie: **L1, L2, L3** – przewody fazowe, **N** – przewód neutralny, **PE** – przewód ochronny, **W** – wyłącznik nadprądowy, **B** – bezpiecznik topikowy lub wyłącznik nadprądowy selektywny, **$O_1$, $O_2$** – ograniczniki przepięć, **kWh** – licznik energii elektrycznej [2]

## profil zapotrzebowania na moc w budynku

Prawidłowy dobór rodzaju i wielkości systemu PV, który zostanie zainstalowany na budynku mieszkalnym, polega na określeniu jego zapotrzebowania na moc i skorelowaniu jej z mocą generatora PV. Zakładamy przy tym, aby w jak największym stopniu zaspokoić własne potrzeby energetyczne budynku, a tylko jej nadwyżki odprowadzać do sieci EE. Podejście to polega na tym, aby minimalizować straty związane z ewentualnym przesyłaniem lub magazynowaniem energii. Sytuację taką hipotetycznie przedstawiono na **rysunku 1.**, gdzie porównano dobowe zapotrzebowanie na moc elektryczną w typowym budynku mieszkalnym i biurowym na tle mocy z generatora PV.

Analiza porównawcza wypada dla budynku mieszkalnego niekorzystnie. Największe zapotrzebowanie na moc dla budynku mieszkalnego nie pokrywa się w czasie z największą mocą generatora PV. Jest to naturalna konsekwencja normalnego trybu pracy i życia mieszkańców, którzy podczas największej generacji energii elektrycznej ze Słońca są zwykle poza domem i ich korzystanie z energii elektrycznej jest ograniczone. Korzystniejsza korelacja występuje w przypadku budynku typu biurowego lub ogólnie tzw. budynku użyteczności publicznej. Występująca tu zgodność pozwala na racjonalne zużycie wygenerowanej energii na miejscu, bez konieczności magazynowania lub przesyłania. Dodatkowym atutem jest też zbieżność wzmożonej generacji z godzinami obowiązywania wysokich taryf za energię elektryczną z sieci.

Racjonalne wykorzystanie energii wygenerowanej w systemie PV, zainstalowanym na/w budynku mieszkalnym (BIPV lub BAPV), polega na zastosowaniu jednego z następujących wariantów:

- akumulacja niewykorzystanej energii elektrycznej (mała efektywność),
- akumulacja niewykorzystanej energii w postaci ciepłej wody użytkowej (CWU),
- odsprzedaż nadmiaru energii do sieci (licznik dwukierunkowy – net metering),
- odsprzedaż całej wygenerowanej energii (taryfa gwarantowana – FIT).

## budowa typowego układu zasilania budynku z sieci EE

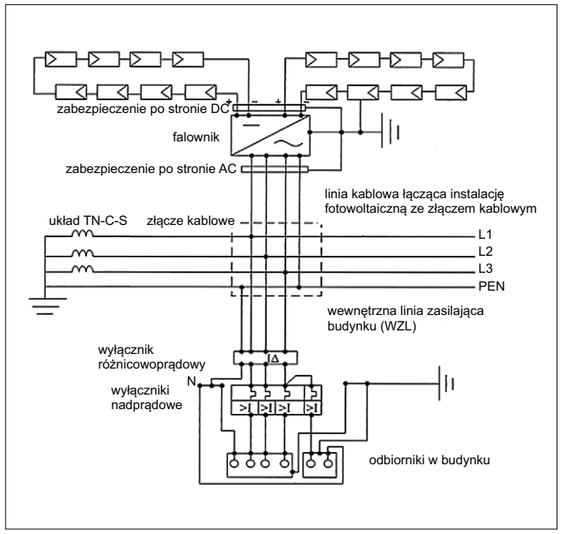
Na **rysunku 2.** przedstawiono przykładowy schemat instalacji zasilającej budynek z sieci EE, a na kolejnym (**rys. 3.**) pokazano instalację odbiorczą, zasilaną z wewnętrznej linii zasilającej (wlz) z zaznaczeniem elementów zabezpieczających i pomiarowych.

Jest to typowy układ sieci TNC-S, w którym mamy 4-przewodową sieć zasilającą (z przewodem PEN) oraz 5-przewodową (lub 3-przewodową w układzie jednofazowym) wewnętrzną linię zasilającą odbiorców końcowych [2].

Według obowiązującego prawa systemy PV o mocy nominalnej nie większej niż moc przyłącza (tzw. prosumenckie) dołączamy do sieci EE za jego pośrednictwem, bez konieczności budowy oddzielnych dedykowanych przyłączy zasilających.

Dochodzą w tym przypadku trzy elementy dodatkowe, wynikające ze specyfiki systemów PV:

- sposób pomiaru wygenerowanej w systemie PV energii,
- zastosowanie odpowiednich elementów zabezpieczających w systemie PV,




**Rys. 4.** Schemat dołączenia systemu PV do złącza kablowego sieci zasilającej w układzie TN-C-S [2]

- przygotowanie instalacji do ciągłego lub inspekcyjnego monitoringu systemu PV.

Sposób i miejsce dołączenia systemu PV do instalacji elektrycznej budynku zależy od tego, jaki to jest system. W przypadku dołączania do sieci decydujący jest typ falownika (jedno- lub trójfazowy), a w przypadku mikrosieci wyspowych (OFF-GRID) elementem sprzęgającym jest najczęściej specjalny falownik, będący źródłem napięciowym. Falowniki wyspowe funkcjonują najczęściej jako lokalne źródła napięciowe z własnym magazynem energii (najczęściej w postaci akumulatorów). Mogą one zastąpić publiczną sieć EE przez określony czas (podobnie jak UPS-y), a także równocześnie współpracować ze źródłami prądowymi, podłączonymi do wyspowej mikrosieci poprzez sieciowe falowniki PV. W takim przypadku falownik sieciowy realizuje trzy zadania [3]:

- podtrzymuje zasilanie w wydzielonym obwodzie,
- umożliwia ładowanie akumulatorów ze źródła prądowego i/lub z sieci EE,
- zabezpiecza wydzielony obwód przed przeciążeniem przez regulację mocy źródła prądowego.

## sposób podłączenia systemu PV do sieci EE

Na **rysunku 4.** przedstawiono schemat dołączenia do sieci EE systemu PV z trójfazowym falownikiem w miejscu złącza kablowego budynku. Na uwagę zasługuje fakt, że dołączamy taki system PV w miejscu przed zainstalowanym wyłącznikiem różnicowoprądowym w wewnętrznej linii zasilającej.

Z kolei na **rysunku 5.** pokazano schemat dołączenia do sieci EE systemu PV z zaznaczonym układem pomiarowym i elementami zabezpieczeń. Układ pomiarowy zbudowano z dwóch szeregowo połączonych liczników kWh, z których jeden jest licznikiem dwukierunkowym, a drugi jednokierunkowym. Ten pierwszy rejestruje energię pobraną i oddaną do/z sieci EE, a drugi rejestruje wyłącznie energię wygenerowaną w systemie PV. Aby tak funkcjonował układ pomiarowy, wewnętrzna linia zasilająca budynku musi być podłączona pomiędzy tymi licznikami (**rys. 5.**). Taka konfiguracja układu pomiarowego umożliwia dowolny sposób rozliczania „zielonej energii" (*net metering, feed-in tariff i „system zielonych certyfikatów"*).

## zabezpieczenia stosowane w systemach PV

System PV jest źródłem energii, które odróżnia od innych źródeł to, że [4]:

- jest wystawiony na bezpośrednie oddziaływanie warunków atmosferycznych,
- występuje w nim prawie liniowa zależność prądu po stronie DC od natężenia promieniowania słonecznego,
- napięcie na zaciskach modułu pojawia się nawet przy niskim natężeniu promieniowania słonecznego,
- mała, w stosunku do maksymalnej, wartość prądu zwarcia po stronie DC,
- odizolowanie źródła od ziemi po stronie DC.

Dla systemów PV, zarówno po stronie DC instalacji, jak i po stronie AC, projektuje się następujace rodzaje zabezpieczeń [4]:

- ochrona odgromowa, przeciwporażeniowa i przeciwprzepięciowa,
- ochrona przeciążeniowa i zwarciowa,
- izolowanie i rozłączanie instalacji.

Zdecydowana większość systemów PV instalowanych w różnej formie na budynkach mieszkalnych to systemy dołączone do sieci (ON-GRID), które wymagają stosowania ograniczników przepięć do ochrony przed skutkami przepięć. Źródłem tych przepięć mogą być bezpośrednie lub pośrednie oddziaływania wyładowań atmosferycznych na generator PV. Specyfika instalacji PV po stronie DC wymaga stosowania specjalnych zabezpieczeń, które różnią się od tych, stosowanych w instalacji elektrycznej budynku. Ograniczniki przepięć, tzw. SPD (ang. *Surge Protective Device*) ze względu na budowę dzielimy na:

- iskiernikowe (ucinające),
- warystorowe (ograniczające),
- mieszane (np. technologie: VG, SCI lub inne).

Wśród dostępnych aktualnie na rynku ograniczników przepięć, przeznaczonych do stosowania w systemach PV, interesującą propozycją jest opatentowana przez firmę CITEL technologia VG [5]. Jest to seria ograniczników przepięć SPD, w których połączono szeregowo iskiernik gazowy z wysokowydajnym warystorem. Alternatywą dla tej technologii może być seria ograniczników firmy DEHN, wykonanych w technologii SCI (ang. *Schort-circut Interruption*), które mają trójstopniowy układ przełączający [6].

W przypadku ograniczników wykonanych w technologii VG, wyróżniamy dwa typy:

- typu I (dawna nazwa B),
- typu II (dawniej C),
- typu III (dawniej D),
- kombinowane typu II i III (dawniej B+C).

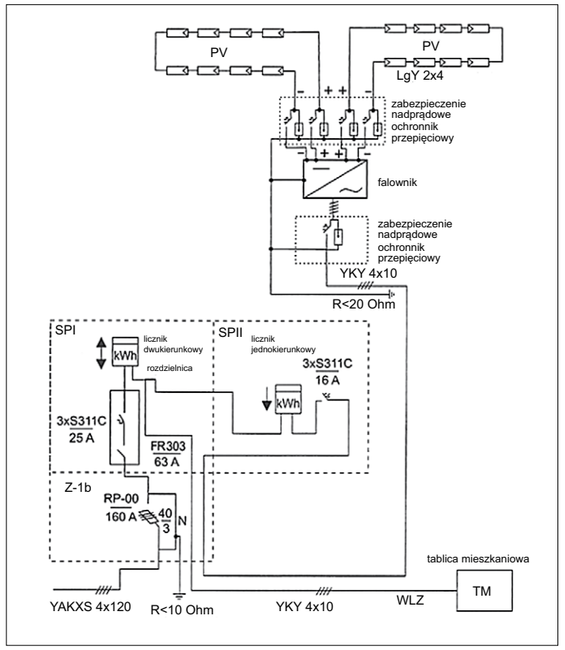
Optymalny dobór nominalnego napięcia ograniczników SPD to ok. 90% znamionowego napięcia generatora PV [5]. Ograniczniki typu VG nie wymagają dodatkowego dobezpieczenia w postaci bezpieczników topikowych lub wyłączników nadprądowych, gdyż zainstalowany szeregowo połączony iskiernik gazowy podczas normalnej pracy zapewnia wystarczającą przerwę w obwodzie. Ograniczniki warystorowe w obwodach prądu stałego są bardziej narażone na negatywne efekty zużyciowe (szybsze starzenie i stały wzrost prądów upływu).

Szczegółowy dobór typu i miejsca instalacji ograniczników w systemie PV, dołączonym do sieci budynku, uzależniony jest od dwóch podstawowych kryteriów:

- od tego, czy budynek wyposażony jest w instalację odgromową (LPS – ang. *Lightning Protection System*),
- od odległości pomiędzy generatorem PV i falownikiem.

W budynkach wyposażonych w instalację odgromową, w których zachowane są wymagane odstępy izolacyjne s (najczęściej powyżej 0,5 m – dokładną wartość wyliczamy ze wzoru w normach) pomiędzy konstrukcją wsporczą generatora PV i najbliższymi zwodami LPS, należy zastosować ograniczniki typu 2 (dawniej klasa C). Dodatkowo w takim przypadku należy konstrukcję wsporczą generatora PV połączyć przewodem wyrównawczym z główną szyną wyrównywania potencjału w budynku.






**Rys. 5.** Schemat dołączenia systemu PV do sieci EE z zaznaczeniem układu pomiarowego i zabezpieczeń [2]

Jeżeli budynek ma instalację odgromową LPS, ale nie można zachować odstępów izolacyjnych, to należy konstrukcję wsporczą generatora PV połączyć z najbliższym zwodem instalacji LPS i zastosować ogranicznik typu 1+2 (dawniej klasa B+C). Obowiązek montażu instalacji odgromowej dotyczy budynków użyteczności publicznej oraz tych, których wysokość przekracza 15 m.

Jeżeli budynek mieszkalny nie jest wyposażony w instalację odgromową, to należy w takim przypadku dokonać ekwipotencjalizacji systemu PV, przez połączenie przewodem wyrównawczym konstrukcji wsporczej generatora PV z główną szyną wyrównania potencjału budynku. W takim przypadku zaleca się zastosowanie ograniczników typu 1+2, ale dopuszczalne jest stosowanie ograniczników typu 2, jako minimalnego poziomu ochrony [5].

Kolejne kryterium to odległość pomiędzy generatorem PV a falownikiem w systemie PV, jeżeli jest większa niż 10 m, to ograniczniki, o których była mowa wcześniej, instalujemy w pobliżu generatora PV, a przy falowniku dodatkowo instalujemy ogranicznik typu 2. Falownik dodatkowo zabezpieczamy w każdym przypadku po stronie AC ogranicznikiem typu 2 przeznaczonym do instalacji AC. Jeżeli budynek posiada instalację odgromową LPS, to dodatkowo w rozdzielnicy głównej należy zastosować ogranicznik typu 1+2, przeznaczony do instalacji AC.

Na **rysunku 6.** przedstawiono przykładowe rozmieszczenie elementów systemu zabezpieczeń w różnych typach budynku.

Dla przedstawionych na **rysunku 6.** trzech przypadków rozmieszczenia ochronników przepięć zaleca się stosowanie odpowiednich typów ochronników tak, jak to pokazano na schemacie na **rysunku 7.** (w pierwszej kolumnie tabeli zaznaczono nr SPD z **rysunku 6.**).

Jeżeli w systemie PV nie występują więcej niż dwa łańcuchy modułów PV, to nie jest konieczne stosowanie zabezpieczeń przetężeniowych, a jedynie rozłączników przed falownikiem. Ogólnie można zapisać, że zabezpieczenie przed prądami rewersyjnymi (np. spowodowanych zacienieniem) jest wymagane jeżeli [4]:



reklama

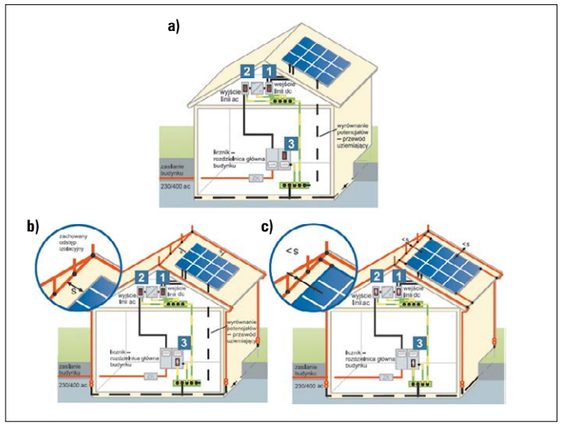
elektro info

Profesjonalne szkolenia dla elektryków online!

„Podstawy projektowania przydomowych systemów fotowoltaicznych"

Dostępne od ręki o każdej porze i bez względu na to, gdzie jesteś!

www.kursy.elektro.info.pl




**Rys. 6.** Przykładowe rozwiązania ochrony przepięciowej dla budynku: **a)** bez LPS, **b)** z LPS, z zachowaniem wymaganych odstępów izolacyjnych, **c)** z LPS, ale bez zachowania wymaganych odstępów izolacyjnych [7]

wariant z rys. 6

a) b) c)

| SPD | Bez LPS | Zachowany odstęp s | Niezachowany odstęp s |
|---|---|---|---|
| 1 | SPD typ II (C) DC | SPD typ II (C) DC | SPD typ I+II (B+C) DC |
| *2* | *SPD typ II (C) AC* | *SPD typ II (C) AC* | *SPD typ II (C) AC* |
| 3 | SPD typ II (C) AC | SPD typ I+II (B+C) AC | SPD typ I+II (B+C) AC |

**Rys. 7.** Zalecane typy ograniczników przepięć dla wariantów budynku przedstawionych na **rysunku 6.** [4]

$$N \le 1 + \frac{I_{REW}}{I_{SC}} \quad (1)$$

gdzie:
N – liczba stringów generatora PV połączonych równolegle,
$I_{REW}$ – maksymalny prąd rewersyjny modułu PV, podawany przez producenta,
$I_{SC}$ – prąd zwarcia modułu PV w warunkach standardowych (tzw. STC).

Jeżeli prąd rewersyjny nie jest podany przez producenta modułu PV, to do obliczeń należy przyjąć, że $N \le 3$. W przypadku gdy równolegle połączonych jest więcej łańcuchów modułów PV, to każdy nieuziemiony biegun takiego generatora PV zabezpieczamy bezpiecznikiem przeciążeniowym o charakterystyce gPV i o wartości nominalnej $I_n$:

$$1,4 \cdot I_{SC} \le I_n \le 0,9 \cdot I_{REW} \quad (2)$$

lub

$$1,4 \cdot I_{SC} \le I_n \le 2 \cdot I_{SC} \quad (3)$$

Dobierając bezpieczniki należy również brać pod uwagę napięcie znamionowe $U_n$, które dobieramy wg zależności:

$$U_n \ge 1,2 \cdot U_{OC\ STC} \cdot L \quad (4)$$

gdzie:
L – liczba modułów PV połączonych szeregowo,
$U_{OC\ STC}$ – napięcie modułu PV nieobciążonego, podawane przez producenta.

Projektując okablowanie instalacji należy przestrzegać zasady, aby straty na nim nie przekraczały 1% i prowadzić trasy kablowe w ten sposób, żeby nie tworzyć pętli indukcyjnych.

Stosowanie elementów zabezpieczających systemy PV jest jednak przedsięwzięciem dość kosztownym i w przypadku małych instalacji może wynieść nawet ok. 25% inwestycji. Aktualny koszt małych inwestycji w postaci systemów PV wynosi w Polsce ok. 6000 zł/$kW_p$, co skutkuje blisko 10-letnim czasem zwrotu inwestycji w przypadku braku dofinansowania.

## podsumowanie

Wbrew wielu optymistycznie nastawionym propagatorom wdrażania fotowoltaiki w Polsce, ze względu na geograficzne położenie, nigdy nie będzie ona podstawowym źródłem energii elektrycznej. Fotowoltaika może jednak odgrywać rolę rozproszonego źródła energii, zużywanej głównie na miejscu, ograniczając w ten sposób straty przesyłowe. Sytuacja ta może jednak ulec zmianie, jeżeli poprawią się znacząco parametry dostępnych na rynku magazynów energii elektrycznej.

Każdy nowoczesny budynek ma pewien określony stały minimalny pobór energii, który możemy zrekompensować bardzo małym systemem PV w postaci modułu z mikrofalownikiem. Takie minisystemy są aktualnie dostępne na rynku o mocach w zakresie 240÷300 W, a ze względu na niezależne ich funkcjonowanie, można je w przyszłości praktycznie dowolnie rozbudowywać. Urządzenia takie mają wbudowane niezbędne zabezpieczenia i różnego rodzaju podsystemy monitorujące ich funkcjonowanie. Jeżeli nie decydujemy się na sprzedaż nadmiarowej energii, możemy jej nadwyżki akumulować w postaci CWU, jeżeli podłączymy specjalny kontroler mocy zwrotnej, który będzie załączał grzałki elektryczne do podgrzewania wody, gdy system PV generuje więcej energii niż wynoszą aktualne potrzeby w instalacji wewnętrznej budynku. Spotyka się również coraz częściej systemy PV przeznaczone do podgrzewania CWU, jako rozwiązanie alternatywne do kolektorów cieczowych [8].

Obecnie w Polsce inwestowanie w systemy PV jest jeszcze nieopłacalne ekonomicznie i wymaga dofinansowania, aby zwrot inwestycji nie był dłuższy niż 3 lata. Jedynym pozytywnym aspektem opóźniania tego procesu jest to, że instalacje fotowoltaiczne będą nowocześniejsze niż w krajach, gdzie mechanizmy dofinansowania wdrożono wcześniej. Mechanizmy wsparcia dla fotowoltaiki powinny być tak skonstruowane, aby jej rozwój był ciągły i stopniowy. Takie podejście do sprawy pozwoli na uniknięcie błędów, popełnionych przez te kraje, w których na dotacjach do fotowoltaiki zyskał głównie kapitał spekulacyjny.

## literatura


1. M. Sarniak, Budowa i eksploatacja systemów fotowoltaicznych, seria „Zeszyty dla elektryków" nr 13, Grupa MEDIUM, Warszawa 2015.
2. I. Góralczyk, R. Tytko, Fotowoltaika. Urządzenia, instalacje fotowoltaiczne i elektryczne, Wydawnictwo i Drukarnia Towarzystwa Słowaków w Polsce, Kraków 2015.
3. S. Witoszek, Wyspowe mikrosieci – częściowe sprzężenie AC, Magazyn „Fotowoltaika" nr 2/2015, s. 12–14.
4. M. Dolata, Zabezpieczenia elektryczne w systemach fotowoltaicznych (e-book). Źródło: http://maciejdolata.com/publikacje/ – [dostęp: sierpień 2015].
5. Katalog Jean Mueller Polska 2015 – Ochrona instalacji PV, Jean Mueller Polska Sp. z o.o., ul. Krótka, 02-293 Warszawa.
6. K. Wincencik, Ochrona przepięciowa systemów PV zainstalowanych na dachu, „Fotowoltaika" nr 2/2015, s. 32–36.
7. A. Sowa, K. Wincencik, Ograniczanie przepięć w instalacjach niskonapięciowych systemów fotowoltaicznych, „elektro.info" 7–8/2012, s. 2–4.
8. SELFA GE S.A., Autonomiczny zestaw fotowoltaiczny do podgrzewania wody PVCWU – Karta produktu: http://www.selfa-pv.com /produkty/2015-08-03-19-56-38/zestaw-pv-cwu [dostęp: sierpień 2015].



**abstract**

**Photovoltaic power systems of buildings**
The paper analyzes the different systems used in photovoltaic power systems of buildings. Based on energy consumption profile in different types of buildings, an assessment of the most commonly used configuration of photovoltaic systems to interoperate with the electricity network. It was also examined different variants of surge protection in photovoltaic systems, which are an alternative, complementary source of electrical energy in buildings.





Z NAMI
NIE ZABRAKNIE CI
ENERGII

Oferujemy:
- monoblokowe zasilacze awaryjne UPS
- modułowe zasilacze awaryjne UPS
- stabilizatory napięcia
- akumulatory VRLA
- agregaty prądotwórcze
- systemy fotowoltaiczne

ANMARO Sp. z o.o.
ul. Na Skały 1b
35-321 Rzeszów
www.anmaro.pl
e-mail: anmaro@anmaro.pl
tel.: 22 378 1749
faks: 22 378 1750
ANMARO ®

# fotowoltaiczne układy zasilania – ochrona odgromowa i przed przepięciami zgodnie z normą zharmonizowaną PN-HD 60364-7-712

dr inż. Tomasz Maksimowicz

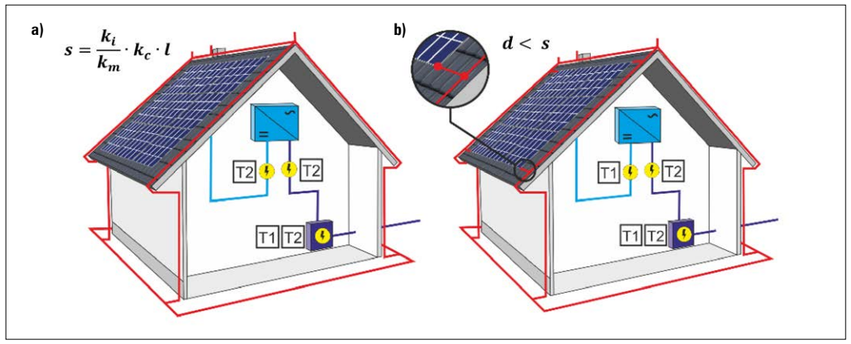
**Odnawialne źródła energii (OZE), wykorzystywane są coraz powszechniej we wszelkich obszarach budownictwa i energetyki. Coraz częściej stosowane w sektorze prywatnym instalacje fotowoltaiczne (PV) są szczególnie narażone na skutki oddziaływania wyładowań atmosferycznych. Wykonywane obecnie najczęściej jako rozbudowa istniejących instalacji elektrycznych powinny być dostosowane zarówno pod kątem ochrony odgromowej, jak i przed przepięciami do danego obiektu.**

Wytyczne w zakresie ochrony odgromowej fotowoltaicznych układów zasilania ujęte są, między innymi, w normie zharmonizowanej PN-HD 60364-7-712:2016-05 *Instalacje elektryczne niskiego napięcia. Część 7-712: Wymagania dotyczące specjalnych instalacji lub lokalizacji. Fotowoltaiczne (PV) układy zasilania* [1] z uwzględnieniem wymogów norm odgromowych serii PN-EN 62305 [2]. Norma [1] skupia się przede wszystkim na ochronie przed przepięciami, w kwestii ochrony odgromowej należy odnieść się zatem do zasad ogólnych wg PN-EN 62305-3 [2]. Dodatkowe, bardziej szczegółowe informacje można znaleźć w dodatku VDE 0185-305-3 Beiblatt 5 [3] do niemieckiej normy DIN EN 62305-3. Niestety dodatek VDE dostępny jest jedynie w wersji niemieckojęzycznej. Na jego podstawie opracowywany jest jednak raport techniczny IEC TR 63227 [4], którego publikacja w języku angielskim planowana jest w 2020 roku.


## streszczenie

Artykuł opisuje wymagania normy zharmonizowanej PN-HD 60364-7-712 odnośnie ochrony instalacji fotowoltaicznych przed skutkami oddziaływania wyładowań atmosferycznych. Omówiono problemy związane z ochroną przed bezpośrednim uderzeniem pioruna. Szczegółowo opisano znaczenie i zasady określania wymaganych odstępów separujących pomiędzy instalacją PV a przewodami urządzenia piorunochronnego. Zasady ochrony przed przepięciami opisane zostały z uwzględnieniem doboru wymaganych typów ograniczników przepięć i ich lokalizacji. Omówiono zagrożenia wynikające z bezpośredniego łączenia paneli PV z przewodami urządzenia piorunochronnego i wpływ takich rozwiązań na dobór typów ograniczników przepięć.

**Słowa kluczowe:** fotowoltaiczne układy zasilania, ochrona odgromowa, ogranicznik przepięć, odstęp separujący




**Rys. 1.** Budynek z instalacją PV chroniony przez LPS: **a)** z zapewnionym odstępem separującym, **b)** przy zastosowaniu połączenia wyrównawczego

## ochrona przed bezpośrednim uderzeniem pioruna

Zagrożenia wynikające z oddziaływania zjawisk atmosferycznych i zasady ochrony odgromowej zależą w praktyce od rodzaju obiektu i mocy instalacji PV. Obiekty, w których wykorzystywane są systemy PV można podzielić na [1]:

- obiekty mieszkalne,
- obiekty niemieszkalne i
- elektrownie PV na otwartej przestrzeni.

Obecnie najliczniejszą grupę stanowią instalacje PV wykonywane na dachach domów jednorodzinnych. Liczne dofinansowania i programy, takie jak „Mój prąd", sprzyjają popularyzacji OZE i coraz szerszemu zastosowaniu instalacji PV w budynkach prywatnych. Coraz częściej projektuje się także budynki energooszczędne, których celem jest osiągnięcie jak największej samowystarczalności energetycznej. Podobnie jest w przypadku obiektów przemysłowych, gdzie panele PV, często w maksymalny możliwy sposób, zajmują powierzchnie dachów płaskich. Przemysł często traktuje OZE jako inwestycje w celu minimalizacji kosztów produkcji lub utrzymania obiektów. Panele PV instalowane na dachach, tak jak inne urządzenia elektryczne, stają się przez to potencjalnie najbardziej narażonym na uderzenie pioruna elementem budynku. Należy zdać sobie sprawę, że zagrożenie związane jest nie tylko z uderzeniem pioruna bezpośrednio w panel PV, ale także z ryzykiem przeskoków iskrowych od przewodów urządzenia piorunochronnego do znajdujących się w ich pobliżu paneli lub do okablowania łańcuchów PV. W przypadku elektrowni naziemnych, pomimo względnie bardzo małej ich wysokości, także nie można wykluczyć zagrożenia wyładowaniem bezpośrednim ze względu na dużą zajmowaną powierzchnię.

Ustawa Prawo energetyczne narzucająca obowiązki zakupu energii elektrycznej pochodzącej z OZE sprzyja powstawaniu kolejnych elektrowni fotowoltaicznych lokalizowanych na otwartych przestrzeniach. Takie elektrownie PV zajmują bardzo duże powierzchnie, liczone często w hektarach. W praktyce im większa moc elektrowni PV, tym większa zajmowana przez nią powierzchnia i statystycznie większe ryzyko uderzenia pioruna. Dla przykładu elektrownia o mocy do 1 MW, która może zajmować powierzchnię do 2 ha jest statystycznie narażona na uderzenie pioruna 1 raz na 20 lat (przy typowej dla obszaru Polski gęstości doziemnych wyładowań atmosferycznych $N_g = 2{,}5$ wył./km$^2$/rok).

W przypadku istniejących obiektów budowlanych ochrona paneli PV przed bezpośrednim uderzeniem pioruna powinna być dostosowana do klasy urządzenia piorunochronnego budynku (LPS). Jeżeli budynek nie jest wyposażony w urządzenie piorunochronne lub nie ma określonego poziomu ochrony LPL to należałoby przeprowadzić ocenę ryzyka według PN-EN 62305-2 w celu zweryfikowania potrzeby stosowania środków ochrony i określenia ewentualnej klasy LPS.

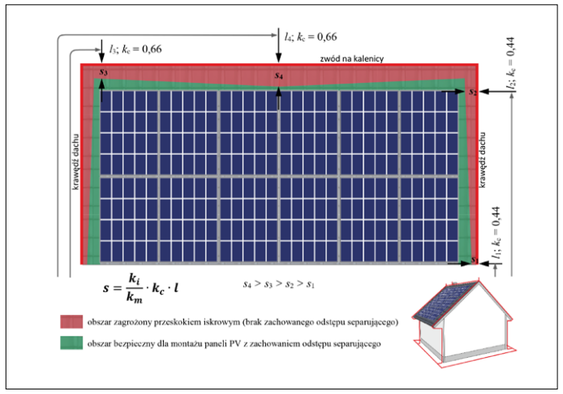
Strefy ochronne dla instalacji fotowoltaicznych wyznacza się metodą toczącej się kuli lub metodą kąta ochronnego w zależności od określonej klasy LPS zgodnie z PN-EN 62305-3 [2]. Metody te są ogólnie znane i nie będą z tego względu opisane w niniejszym artykule. Przy projektowaniu ochrony paneli PV należy zwrócić uwagę na inną szczególnie istotną kwestię. Zgodnie z punktem 712.534.101 normy zharmonizowanej PN-HD 60364-7-712 [1], instalacja PV **powinna znajdować się w strefie LPZ $0_B$ i <u>być odseparowana</u> od wszystkich części urządzenia piorunochronnego (rys. 1a).** Poprzez odseparowanie należy rozumieć brak bezpośredniego połączenia i zachowanie odstępu separującego obliczanego według punktu 6.3 normy PN-EN 62305-3 [2]. Zachowanie bezpiecznych odległości od metalowych części urządzenia piorunochronnego i podłączonych do niego przewodzących elementów konstrukcyjnych budynku nie zawsze jest jednak możliwe. Sytuacja taka może wystąpić w przypadku maksymalnego wykorzystania powierzchni dachu zajmowanej przez panele lub tam, gdzie budynki pokryte są dachami metalowymi. W takich sytuacjach należy wykonać piorunochronne połączenia wyrównawcze pomiędzy przewodami LPS a metalową obudową paneli **(rys. 2b).**

> ***712.534 Urządzenia do ochrony przed przepięciami***
> ***712.534.101 Postanowienia ogólne***
> *Jeżeli instalacja PV znajduje się w przestrzeni chronionej przez LPS, wszystkie przewody zasilające i sygnałowe lub linie układu PV należy odseparować od wszystkich części LPS.*
> *(…)*
> *Jeżeli nie można zapewnić wymaganego odstępu separującego, to pomiędzy instalacją PV a LPS należy zastosować połączenie wyrównawcze, według opisu w EN 62305-3.*

Odstęp separujący według metody uproszczonej oblicza się z zależności [2]:

$$s = \frac{k_i}{k_m} \cdot k_c \cdot l$$

gdzie:
s – odstęp separujący w [m],
$k_i$ – współczynnik zależny od klasy LPS,
$k_m$ – współczynnik zależny od materiału izolacji elektrycznej,
$k_c$ – współczynnik zależny od podziału prądu pioruna,
l – długość w metrach, mierzona wzdłuż przewodów LPS od punktu, w którym rozpatrywany jest odstęp separujący do punktu najbliższego połączenia wyrównawczego lub do uziomu.




**Rys. 2.** Analiza odstępu separującego od przewodów LPS na dachu spadzistym

| $k_i$ | | $k_c$ | | $k_m$ | |
|---|---|---|---|---|---|
| LPS klasy III-IV | 0,04 | n = 1* | 1 | powietrze | 1 |
| LPS klasy II | 0,06 | n = 2 | 0,66 | beton, cegły, drewno | 0,5 |
| LPS klasy I | 0,08 | n > 2 | 0,44 | | |

*** –** dotyczy LPS odseparowanego i zwodów pionowych; n – liczba przewodów odprowadzających.

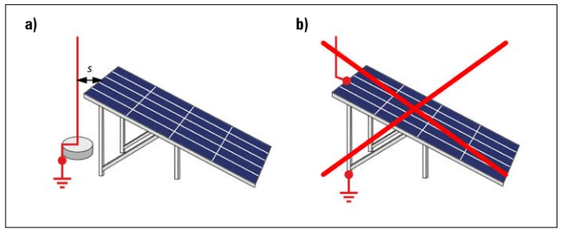
**Tab. 1.** Wartości współczynników do obliczeń odstępów separujących według metody uproszczonej [2]

Wartości współczynników *k* podano w tablicy 1. W przypadku większości systemów PV jako stałe można przyjąć $k_i = 0{,}04$ i $k_m = 1$ co odpowiada LPS klasy III lub IV oraz odstępowi rozpatrywanemu w powietrzu. Jako zmienne do wyliczenia wartości s występować będą: współczynnik zależny od podziału prądu pioruna $k_c$ oraz odległość l mierzona wzdłuż przewodów LPS od rozpatrywanego punktu do uziemienia.

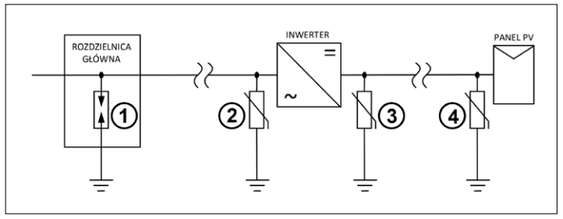
Dla zobrazowania odstępu separującego rozpatrzony zostanie przypadek montażu paneli PV na powierzchni dachu spadzistego o wymiarach 10 m × 5 m przedstawiony na **rysunku 2**. Do obliczeń przyjęto, że urządzenie piorunochronne klasy IV budynku zawiera 4 przewody odprowadzające, a długość przewodów odprowadzających od krawędzi dachu do uziomu otokowego wynosi 6 m. W punkcie $s_1$ przy dolnej krawędzi dachu odstęp separujący od przewodu LPS będzie wynosił zaledwie 11 cm ($k_c = 0{,}44$ i $l_1 = 6$ m). Natomiast w punkcie $s_2$ odległym od krawędzi dachu o 4,5 m wymagany odstęp będzie wynosił już 18 cm ($k_c = 0{,}44$ i $l_1 = 10{,}5$ m). W przypadku odstępu rozpatrywanego od zwodu poziomego prowadzonego po kalenicy dachu należy już przyjąć wartość $k_c = 0{,}66$, ponieważ prąd w zwodzie poziomym podzieli się tylko na dwie części. Zatem wymagane odstępy od przewodu LPS na szczycie dachu będą większe: $s_3 = 30$ cm przy krawędzi ($k_c = 0{,}66$ i $l_3 = 11{,}5$ m) oraz $s_4 = 42$ cm pośrodku dachu ($k_c = 0{,}66$ i $l_4 = 16$ m).

Odstęp separujący powinien być zatem rozpatrywany zawsze w najmniej korzystnym przypadku, czyli w punkcie, w którym długość l będzie największa. Należy także zawsze brać pod uwagę odpowiednią wartość współczynnika $k_c$ na podstawie potencjalnego podziału prądu pioruna w LPS.

W budynkach z dachami spadzistymi należy zawsze zweryfikować, czy zwód poziomy na kalenicy dachu zapewnia strefę ochronną dla całej konstrukcji paneli PV. Jeżeli nie, to należy uzupełnić urządzenie piorunochronne o dodatkowe zwody. Panele PV na dachach płaskich oraz elektrownie PV na otwartym terenie chronione są najczęściej z zastosowaniem




**Rys. 3.** Ochrona paneli PV za pomocą zwodów pionowych: **a)** LPS odseparowany (rozwiązanie zalecane); **b)** wykorzystanie konstrukcji wsporczej jako naturalnego elementu LPS (rozwiązanie niezalecane)




**Rys. 4.** Lokalizacja SPD w instalacji fotowoltaicznej

| Typ instalacji | Obiekty mieszkalne | Elektrownia PV na otwartej przestrzeni | Obiekty niemieszkalne |
|---|---|---|---|
| $L_{crit}$ | 115 / $N_g$ | 200 / $N_g$ | 450 / $N_g$ |
| $L_{crit}$ dla $N_g$ = 2,5 wył/km²/rok | 46 m | 80 | 180 |
| $L \geq L_{crit}$ | Wymagana jest ochrona przeciwprzepięciowa po stronie DC | | |
| $L < L_{crit}$ | Nie jest wymagana ochrona przeciwprzepięciowa po stronie DC | | |

**$N_g$** – gęstość wyładowań doziemnych (wyładowanie/km²/rok) odpowiadająca lokalizacji linii zasilającej i przyłączonych obiektów

**Tab. 2.** Oszacowane krytyczne długości Lcrit (na podstawie tablicy 712.102 [1])

zwodów pionowych. Takie rozwiązanie wymaga dodatkowej analizy czy cień rzucany przez zwód pionowy nie spowoduje zmniejszenia sprawności sąsiednich paneli PV. Spotyka się tu najczęściej dwa rodzaje ochrony: w postaci odseparowanego zwodu wolnostojącego **(rys. 3a)** lub w postaci krótkiego zwodu pionowego mocowanego do górnej części konstrukcji wsporczej paneli PV **(rys. 3b)**. Zdecydowanie bardziej bezpieczne i poprawne jest zastosowanie zwodu odseparowanego. Wymagane odstępy separujące w przypadku elektrowni PV na otwartym terenie są stosunkowo małe ze względu na niedużą odległość do powierzchni ziemi i ich zapewnienie nie stwarza problemów. W przypadku instalacji na dachach płaskich istotny wpływ na odstęp separujący może mieć wysokość budynku. Wykorzystanie konstrukcji wsporczych paneli PV jako naturalnego elementu LPS **(rys. 3b)** w ogóle nie powinno być brane pod uwagę, ponieważ takie rozwiązanie jest niczym innym jak sprowadzaniem prądu pioruna bezpośrednio na chronione urządzenie.

Sposób wykonania ochrony paneli PV: z zachowaniem odstępów separujących lub z zastosowaniem połączeń wyrównawczych ma decydujące znaczenie w kwestii ochrony przed przepięciami obwodów stałoprądowych DC.

## ochrona przed przepięciami

Załącznik C do normy [1] przedstawia przykłady lokalizacji ograniczników przepięć (SPD) w instalacji elektrycznej, w której występują obwody PV **(rys. 4.)**:

1. rozdzielnica główna obiektu,
2. strona AC inwertera,
3. strona DC inwertera,
4. panele PV.

Najbardziej podatnym na uszkodzenia elementem instalacji PV są nie panele PV narażone na bezpośrednie uderzenie pioruna, lecz inwertery DC/AC. Od strony stałoprądowej narażone są zarówno na przepięcia indukowane w łańcuchach PV, jak i częściowe prądy pioruna mogące przeniknąć do instalacji przy wyładowaniu bezpośrednim w wyniku przeskoków iskrowych. Od strony AC inwerter może być z kolei narażony na przepięcia występujące w sieci elektroenergetycznej, o ile rozdzielnica główna obiektu nie jest należycie zabezpieczona.

Nie w każdym przypadku ograniczniki przepięć należy instalować we wszystkich wskazanych lokalizacjach. Zastosowanie SPD w rozdzielnicy głównej zależy od kryteriów ocenianych według norm serii PN-EN 62305 oraz PN-HD 60364-4-443 [5]. Ochrona falownika po stronie prądu przemiennego zgodnie z punktem 712.534.103 jest wymagana, gdy *falownik znajduje się w odległości większej niż 10 m od złącza instalacji* (rozdzielnicy głównej). Ochrona obwodów po stronie DC powinna być stosowana, gdy ochrona przed przepięciami jest wymagana według PN-HD 60364-4-443 [5].

***712.443.101 Ochrona przed przepięciami dorywczymi***
*Tam, gdzie zgodnie z HD 60364-4-443 ochrona przed przepięciem dorywczym jest wymagana powinna być zastosowana również po stronie DC instalacji PV.*

Zgodnie z punktem 712.443.101 ochrona po stronie DC jest zatem wymagana zawsze, jeżeli budynek wyposażony jest w urządzenie piorunochronne lub spełnione jest kryterium współczynnika CRL dotyczącego długości linii elektroenergetycznej według [5]. Kryterium CRL wymusza stosowanie SPD przykładowo, gdy budynek mieszkalny położony jest w obszarze wiejskim lub podmiejskim i odległość do najbliższego ogranicznika zainstalowanego w sieci elektroenergetycznej wynosi zaledwie 68 m dla linii kablowej lub 34 m dla linii napowietrznej (dla typowej gęstości wyładowań doziemnych $N_g$ = 2,5 wyładowania/km²/rok) [6]. Jeżeli ochrona przed przepięciami dorywczymi według PN-HD 60364-4-443 [5] nie jest wymaga, to należy z kolei dokonać oceny ryzyka (pkt 712.443.102) na podstawie długości L (w metrach) trasy kablowej między falownikiem, a punktami łączenia modułów PV różnych łańcuchów. Według tej oceny ochrona jest wymagana, jeżeli długość L jest większa od długości $L_{crit}$ określonej zgodnie z tablicą 712.102 [1].

Sumując wszystkie powyższe kryteria, należy uznać, że ochrona przed przepięciami instalacji PV zgodnie z normą zharmonizowaną PN-HD 60364-7-712 [1] powinna być stosowana niemal w każdym przypadku.

Ogranicznik przepięć po stronie DC zawsze powinien być instalowany jak najbliżej falownika. Dodatkowe SPD mogą być jednak wymagane także w innych miejscach, na przykład, gdy odległość między wejściem kabla DC do budynku a falownikiem jest większa niż 10 m (SPD instalowane na granicy LPZ 0/1) lub bezpośrednio przy panelach w rozległych układach elektrowni PV na otwartym terenie.

## dobór ograniczników przepięć

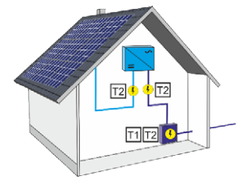
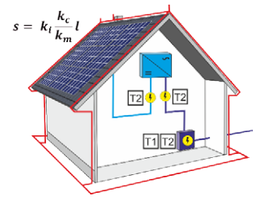
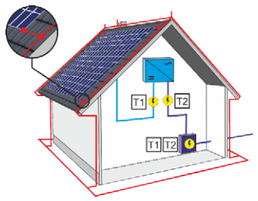
Dobór typu SPD w praktyce zależy od obecności urządzenia piorunochronnego i sposobu jego wykonania **(tab. 3.)**. W rozdzielnicy głównej budynku w większości przypadków zastosowanie mają ograniczniki typu 1 lub najlepiej typu 1+2 o niskim napięciowym poziomie ochrony, które mają zadeklarowaną odporność na prądy pioruna $I_{imp}$. Zastosowanie ograniczników warystorowych typu 2 w tym miejscu jest dopuszczalne wyłącznie, gdy można wykluczyć ryzyko uderzenia pioruna w zewnętrzną linię elektroenergetyczną. Po stronie AC inwertera, gdy są wymagane, stosuje się SPD typu 2. Dobór SPD pod stronie obwodów stałoprądowych zależy z kolei od wykonania urządzenia piorunochronnego. Jeżeli zastosowano połączenia wyrównawcze między konstrukcją paneli a przewodami LPS jak na **rysunku 1b** lub **3b**, to zgodnie z punktem 712.534.102.6 [1] należy stosować SPD typu 1 o odporności nie mniejszej niż $I_{imp}$ = 12,5 kA. Ograniczniki przepięć typu 2 do ochrony falownika po stronie DC powinny być stosowane tylko wtedy, jeżeli zachowane zostały bezpieczne odstępy separujące.

***712.534.102.1 Dobór klasy probierczej SPD***
*Na ogół SPD powinny należeć do II klasy probierczej. Jeżeli przewidziana jest ochrona przed skutkami wyładowań bezpośrednich, a odstęp separujący S nie jest zachowany zgodnie z EN 62305-3, należy stosować SPD I klasy probierczej (na ogół w połączeniu z SPD II klasy probierczej).*

Wymaga się (pkt. 712.534.102.4 [1]), aby minimalna wartość znamionowego prądu wyładowczego $I_n$ ograniczników typu 2 wynosiła co najmniej 5 kA (8/20 µs). Norma zwraca jednocześnie uwagę, że stosowanie SPD o wyższych parametrach powoduje wydłużenie trwałości urządzeń do ograniczania przepięć. Ograniczniki typu 2 występują w trzech konfiguracjach: 2+0, 2+1 oraz 2+GDT **(rys. 5.)**. Podstawowa konfiguracja 2+0 stanowi połączenie biegunów (+) i (-) obwodu DC za pomocą dwóch warystorów w układzie typu V względem punktu uziemiającego. Wadą takiego rozwiązania jest ryzyko związane z uszkodzeniem SPD w wyniku przebicia izolacji w obwodzie stałoprądowym. Ogranicznik do ochrony obwodu d.c PV składa się z warystorów o napięciu znamionowym równym co najmniej połowie maksymalnego napięcia UOCmax w stanie jałowym panelu PV. Całkowita wartość napięcia panelu PV w warunkach normalnej pracy odkłada się na dwóch połączonych warystorach. W przypadku przebicia izolacji (zwarcia jednego z biegunów obwodu DC do ziemi) całkowite napięcie obwodu DC odkłada się na pojedynczym module warystora **(rys. 5a)** prowadząc do jego przeciążenia termicznego i uszkodzenia. Z tego względu zaleca się stosowanie trójmodułowych ograniczników typu 2, w konfiguracji połączeń typu Y z dodatkowym warystorem **(rys. 5b)** lub iskiernikiem GDT **(rys. 5c)**. Dodatkowy element (warystor lub GDT) w gałęzi ochronnej zabezpiecza ogranicznik przed jego uszkodzeniem w przypadku przebicia izolacji w obwodzie DC instalacji PV. Rozwiązanie z zastosowaniem iskiernika dodatkowo eliminuje prąd upływu powodowany przez elementy warystorowe zwiększając tym samym trwałość SPD. Przykłady ograniczników przepięć różnych typów w poszczególnych konfiguracjach przedstawiono w **tabeli 4**.

Obecnie do ochrony inwertera dostępne są gotowe rozwiązania w postaci skrzynek przyłączeniowych ze zintegrowaną ochroną przed przepięciami (np. układy RST PV, **rys. 6.**). Układ taki może być dostosowany do dowolnej liczby i typu SPD w zależności od liczby łańcuchów, wejść MPPT i ewentualnej potrzeby ochrony strony AC. Dodatkowo skrzynka może być wyposażona w typowe złącza MC4, zabezpieczenia obwodów DC (z wkładkami cylindrycznymi PV 10 x 38 mm) i AC czy dodatkowe rozłączniki. Prefabrykowane na zamówienie klienta, mogą być dostosowane do dowolnej konfiguracji instalacji PV zarówno dla budynków jednorodzinnych jak i złożonych elektrowni fotowoltaicznych.

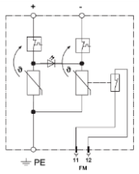
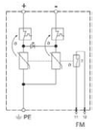
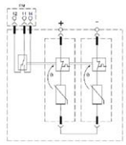
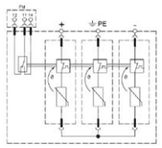
W wielu przypadkach może się jednak okazać, że z punktu widzenia zagrożenia piorunowego największe ryzyko związane jest z wyładowaniami pobliskimi. O ile prawdopodobieństwo bezpośredniego uderzenia pioruna wynosi statystycznie typowo raz na kilkadziesiąt lat to prawdopodobieństwo zaindukowania się niebezpiecznych przepięć jest zdecydowanie większe. W zależności od wielkości instalacji niebezpieczne mogą się okazać nawet wyładowania

| Lokalizacja SPD | Rozdzielnica główna (1) | Strona a.c. inwertera (2) | Obwód d.c. (3) (4) |
|---|---|---|---|
|  brak LPS | **EL-T2/3+0-275*** Nr kat. 38 81 30 T2 $I_n$ = 20 kA | **EL-T2/4+0-275** Nr kat. 38 81 02 T2 $I_n$ = 20 kA | **EnerPro 1002Tr** Nr kat. 39 50 02 T2 $I_{max}$ = 10 kA |
|  LPS odseparowany (d>s) | **CT-T1+2/3+0-350** Nr kat. 96 00 03 T1 T2 $I_{imp}$ = 25 kA | **EL-T2/4+0-275** Nr kat. 38 81 02 T2 $I_n$ = 20 kA | **CT PV-T2/2+0/1000** Nr kat. 96 02 22 T2 $I_n$ = 20 kA |
|  panele PV połączone z LPS (d<s) | **CT-T1+2/3+0-350** Nr kat. 96 00 03 T1 T2 $I_{imp}$ = 25 kA | **EL-T2/4+0-275** Nr kat. 38 81 02 T2 $I_n$ = 20 kA | **PowerPro PV 1000** Nr kat. 37 44 02 T1 T2 $I_{imp}$ = 12,5 kA |

** – w rozdzielnicy głównej można zastosować ogranicznik Typu 2 wyłącznie w przypadku, gdy zasilany jest wyłącznie linią kablową, która nie łączy się z linią napowietrzną i można wykluczyć ryzyko bezpośredniego uderzenia pioruna w linię*

*Przykłady ograniczników przepięć zaprezentowane na podstawie oferty firmy LEUTRON. Pełna oferta produktów na www.rst.pl*

**Tab. 3.** Dobór typów SPD w poszczególnych lokalizacjach w zależności od sposobu wykonania ochrony odgromowej

| Typ SPD | PowerPro PV | | EnerPro 1002Tr | CT PV-T2/2+0 | | CT PV-T2/2+1 | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | | | | | |
| | T1 T2 $I_{mp}$ = 12,5 kA | | T2 $I_{max}$ = 10 kA | T2 $I_n$ = 20 kA | | T2 $I_n$ = 20 kA | |
| Schemat |  | |  |  | |  | |
| $U_{CPV}$ | 800 V | 1000 V | 1000 V | 600 V | 1000 V | 600 V | 1000 V |
| $U_p$ | 2,2 kV | 4,2 kV | 3,5 kV | 3 kV | 5 kV | 3 kV | 5 kV |
| Właściwości | Ograniczniki przepięć typu 1+2 do ochrony obwodów DC paneli PV połączonych galwanicznie z LPS. | | Podstawowa ochrona SPD Typu 2 obwodów DC inwerterów i paneli PV odseparowanych instalacji fotowoltaicznych. Do zastosowań na granicy stref LPZ 0B-1. | Ogranicznik dwupolowy o podwyższonej odporności udarowej do instalacji z zachowanym odstępem separującym. | | Ogranicznik trójpolowy o podwyższonej odporności udarowej, w konfiguracji połączeń typu Y zabezpieczającej przed uszkodzeniem w wyniku przebicia izolacji. | |

Przykłady ograniczników przepięć zaprezentowane na podstawie oferty firmy LEUTRON. Pełna oferta produktów na www.rst.pl

**Tab. 4.** Konfiguracje ograniczników przepięć do ochrony obwodów stałoprądowych instalacji fotowoltaicznych

doziemne w odległości do kilkuset metrów. Struktura okablowania instalacji PV opiera się na łańcuchach stanowiących samoistnie pętle podatne na indukowane się przepięć w obwodach stałoprądowych DC. Z tego względu bardzo duże znaczenie ma sposób prowadzenia tras kablowych i to nie tylko w rozległych instalacjach PV na otwartych przestrzeniach, ale także w przypadku stosunkowo niewielkich instalacji na dachach budynków. Zgodnie z punktem 712.521.102 normy [1] w celu ograniczenia przepięć indukowanych w łańcuchach PV „należy zmniejszyć – do granic możliwości – powierzchnie wszystkich pętli".

Sposób łączenia modułów PV może decydować o podatności obwodu na indukowanie się przepięć. Im większa powierzchnia pętli tworzonej przez obwód DC **(rys. 7a)** tym większa indukcyjność i wartości napięć indukowanych na skutek oddziaływania piorunowego pola elektromagnetycznego. W celu minimalizacji pętli należy zapewnić uporządkowane i wspólne trasy dla przewodów łączących moduły PV **(rys. 7b)**.

***712.521.102** Aby zminimalizować wartości napięć indukowanych przez wyładowania piorunowe, należy zmniejszyć – do granic możliwości – powierzchnie wszystkich pętli, a zwłaszcza tworzących oprzewodowanie łańcuchów PV. Przewody DC i połączeń wyrównawczych powinny przebiegać obok siebie.*

## podsumowanie

Kwestia ochrony przed przepięciami instalacji fotowoltaicznych jest obszernie omówiona w normie zharmonizowanej PN-HD 60364-7-712. Dobór ograniczników przepięć zależy przede wszystkim od sposobu wykonania ochrony odgromowej. Panele PV powinny znajdować się w przestrzeni LPZ 0B oraz w bezpiecznych odstępach separujących od przewodów LPS. Łączenie konstrukcji paneli z LPS, za pomocą połączeń wyrównawczych powinno być ostatecznością. Ochrona przed przepięciami powinna być stosowana ze względu na zabezpieczenie nie tylko samej instalacji PV, ale także instalacji i osób wewnątrz budynku. Ze względów ekonomicznych instalacja PV nie powinna ulec uszkodzeniu, zanim nie zwróci się koszt inwestycji.

## literatura


1. PN-HD 60364-7-712:2016-05 *Instalacje elektryczne niskiego napięcia. Część 7-712: Wymagania dotyczące specjalnych instalacji lub lokalizacji. Fotowoltaiczne (PV) układy zasilania.*
2. PN-EN 62305-3:2011 *Ochrona odgromowa. Część 3: Uszkodzenia fizyczne obiektów i zagrożenie życia.*
3. DIN EN 62305-3 VDE 0185-305-3 Beiblatt 5:2014-02 *Protection against lightning. Part 3: Physical damage to structures and life hazard. Supplement 5: Lightning and overvoltage protection for photovoltaic power supply systems.*
4. IEC TR 63227 *Lightning and surge voltage protection for photovoltaic (PV) power supply systems* (projekt, planowana publikacja w 2020 r.).
5. PN-HD 60364-4-443:2016-03 *Instalacje elektryczne niskiego napięcia. Część: 4-443: Ochrona dla zapewnienia bezpieczeństwa. Ochrona przed zaburzeniami napięciowymi i zaburzeniami elektromagnetycznymi. Ochrona przed przejściowymi przepięciami atmosferycznymi lub łączeniowymi.*
6. T. Maksimowicz, Dobór ograniczników przepięć w instalacjach elektrycznych według znowelizowanych norm PN-HD 60364, elektro.info nr 4/2018, pp. 44-48, kwiecień 2018.



**abstract**

**Photovoltaic power supply systems – lightning and overvoltage protection according to harmonized standard PN-HD 60364-7-712**

The paper describes the requirements of the harmonized standard PN-HD 60364-7-712 regarding the protection of photovoltaic installations against the effects of lightning. Problems related to protection against direct lightning strike are discussed. The meaning and principles of calculating the required separation distances between the PV installation and the lightning protection system conductors are described in detail. The principles of surge protection are described taking into account the selection of the required types of surge protection devices and their location. The threats resulting from direct connection of PV panels with the lightning protection system conductors and the impact of such solutions on the selection of surge arrester types were discussed.


**Keywords:** photovoltaic power supply systems, lightning protection, surge arrester, separating distance


reklama

RST

**RST sp. z o.o.**
15-620 Białystok
ul. Elewatorska 17/1
tel. +48 792 350 100
t.maksimowicz@rst.pl
**www.rst.pl**





**W naszej księgarni znajdziecie Państwo książki z dziedziny:**

.e .i .b
elektrotechnika
instalacje
budownictwo

- budownictwa
- chłodnictwa
- ciepłownictwa i ogrzewnictwa
- gazownictwa
- instalacji sanitarnych
- ochrony środowiska
- wentylacji i klimatyzacji
- instalacji elektrycznych
- informatyki
- oraz programy, słowniki, poradniki

ksiegarniatechniczna.com.pl

**Księgarnia Techniczna**
**Grupa MEDIUM**
ul. Karczewska 18
04-112 Warszawa
tel.: 22 810 21 24
faks 22 810 27 42
e-mail: eib@ksiegarniatechniczna.com.pl
www.ksiegarniatechniczna.com.pl

# fotowoltaika szansą rozwoju dla komunikacji miejskiej

mgr Beata Zakrzewska, mgr inż. Konrad Rojek – Uniwersytet Technologiczno-Humanistyczny w Radomiu

Energia elektryczna jest jednym z głównych czynników mających wpływ na rozwój gospodarczy świata. W najbliższych latach przewidywany jest wzrost konsumpcji energii elektrycznej pochodzącej z fotowoltaiki. Po raz pierwszy zjawisko fotoelektryczne zostało wykryte w 1839 r. przez francuskiego naukowca Antoniego Cezara Becquerela i wyjaśnione przez Alberta Einsteina w 1921 r., a następnie znalazło zastosowanie w latach 50. ubiegłego wieku w kosmonautyce. Fotowoltaika (*photo* – z jęz. gr. światło i *voltaic* – z jęz. ang. – słowo kojarzone z prądem elektrycznym) – to technologia aktywnej produkcji energii elektrycznej z promieniowania słonecznego. Słońce stanowi trzecie co do wielkości źródło energii odnawialnej na świecie. Do czynników zewnętrznych mających wpływ na ilość wytwarzanej energii elektrycznej wskutek przemian pozyskanego promieniowania Słońca zaliczamy: intensywność promieniowania, przejrzystość atmosfery oraz kąt padania promieni słonecznych. Intensywność promieniowania (irradiacja) to strumień promieniowania, padający na jednostkę powierzchni i wyrażony w (W/m$^2$). Przejrzystość atmosfery to czynnik, który ma znaczący wpływ na wydajność zastosowanych instalacji fotowoltaicznych, przy czym para wodna, pyłki roślin oraz zanieczyszczenia zmieniają własności optyczne powietrza.

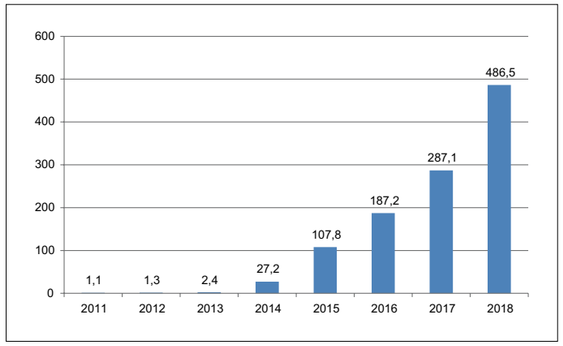

## streszczenie

Celem artykułu jest wskazanie korzyści płynących z rozwoju fotowoltaiki w sektorze transportu publicznego. Przedstawiono wpływ czynników zewnętrznych na ilość produkowanej energii elektrycznej z promieniowania słonecznego. Dokonano charakterystyki dynamiki wzrostu mocy zainstalowanej na rynkach w Polsce i na świecie. Omówiono sposób montażu paneli fotowoltaicznych na dachach autobusów i efektywność ich zastosowania. W artykule skupiono się przede wszystkim na zastosowaniu energii odnawialnej w autobusach miejskich.

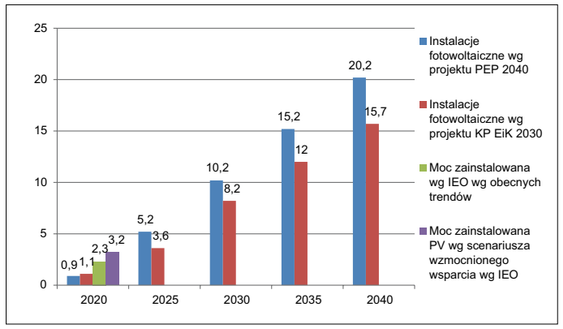

Fotowoltaika (PV) polega na bezpośredniej konwersji energii promieniowania słonecznego na energię elektryczną. W odniesieniu do źródeł konwencjonalnych, promieniowanie słoneczne jest niewyczerpywalnym źródłem energii odnawialnej. Największe nasłonecznienie uzyskuje absorber w postaci modułu fotowoltaicznego zamontowany w stosunku do pozornego ruchu Słońca tak, aby promienie padały prostopadle. Ze względów ekonomicznych przyjmuje się do zastosowania krzem amorficzny, który absorbuje promieniowanie słoneczne z czterdziestokrotnie większą sprawnością w porównaniu z krzemem monokrystalicznym. Warstwa o grubości 1 µm wystarcza do zaabsorbowania ponad 90% energii słonecznej padającej na ogniwo, która może być osadzana na tanich podłożach takich jak: szkło, metal czy plastik [15].

W celu polepszenia jakości powietrza w miastach zachodzi konieczność poszukiwania nowych rozwiązań w sektorze transportu miejskiego. Obecnie przemysł fotowoltaiczny jest jednym z najdynamiczniej rozwijających się sektorów globalnej gospodarki. Era gospodarki bazującej na przemyśle naftowym ustępuje miejsca nowej gospodarce, opartej na czystszych i bardziej zrównoważonych źródłach energii.

Jednym z kluczowych czynników nowoczesnej gospodarki umożliwiających rozwój społeczno-gospodarczy jest sprawny i efektywny system transportowy. Wraz ze wzrostem popytu na transport zauważa się tendencję w kierunku budowania nowej infrastruktury i otwierania rynków.




**Rys. 1.** Moc zainstalowana w źródłach fotowoltaicznych w Polsce w latach 2011–2018 w MW. Opracowanie własne na podstawie: [2]




**Rys. 2.** Prognozy dla sektora. Opracowanie własne na podstawie: [1]

## zrównoważony rozwój transportu

Rozwój transportu odbywa się według zasad zrównoważonego rozwoju. Pojęcie zrównoważony rozwój transportu rozumiane jest jako proces zmian w sektorze transportu wykazujący cechy rosnącego zrównoważenia. Zrównoważenie to zintegrowane działania ludzkie oraz konieczność podejmowania skoordynowanych decyzji pomiędzy różnymi sektorami, grupami interesów oraz systemami legislacyjnymi. System zrównoważonego transportu uwzględnia kryterium dostępności do usług transportowych zgodnie z wymogiem bezpieczeństwa zdrowotnego i ekologicznego, z uwzględnieniem zasady sprawiedliwości międzypokoleniowej, a także kryterium efektywności ekonomicznej oraz kryterium ograniczania wpływu na środowisko i wykorzystanie przestrzeni. Zakłada się, że sektor transportu powinien zużywać mniej energii w bardziej prośrodowiskowy sposób, lepiej korzystać z nowoczesnej infrastruktury i ograniczać negatywny wpływ na środowisko oraz najważniejsze zasoby naturalne takie jak wodę, ziemię i ekosystemy.



Jednocześnie nie należy ograniczyć mobilności [16].

## rynek fotowoltaiki w Polsce

Sektor fotowoltaiki to niewątpliwie jeden z najdynamiczniej rozwijających się obszarów OZE. Dotyczy to zarówno Polskich, jak i światowych uwarunkowań. Polski rynek fotowoltaiczny charakteryzuje się dużym, jednakże dotąd niedostatecznie wykorzystywanym, potencjałem rozwoju. Zgodnie z danymi z końca kwietnia 2019 r. łączna moc zainstalowana w źródłach fotowoltaicznych wynosiła 486,5 MW. Natomiast w maju 2019 r. przekroczyła już 700 MW. Na **rysunku 1.** przedstawiono dynamikę wzrostu mocy zainstalowanej w źródłach fotowoltaicznych w Polsce w latach 2011–2018.

W ostatnich latach obserwuje się dynamiczny wzrost liczby nowych instalacji fotowoltaicznych. W ubiegłym roku Polska osiągnęła w tym względzie poziom umożliwiający jej zaistnienie na europejskim rynku. Generując roczny przyrost rzędu 235 MW została sklasyfikowana na 9. miejscu. Zgodnie z szacunkami uwzględniającymi aktualne inwestycje i trendy, Polska może w najbliższym czasie (nawet jeszcze w 2019 r.) znaleźć się na 4. miejscu w UE w klasyfikacji rocznych przyrostów nowych źródeł fotowoltaicznych [1].

W niedawno opublikowanym projekcie „Polityki Energetycznej Polski do 2040 r." [3] oraz „Krajowym planie na rzecz energii i klimatu na lata 2021–2030" [4] zakłada się jeszcze większy wzrost mocy zainstalowanej w źródłach fotowoltaicznych już w 2020 r. Najbardziej optymistyczne założenia rozwoju sektora PV znajdują się w projekcie „Polityki Energetycznej Polski do 2040 r.". Łączna moc instalacji fotowoltaicznych ma wynieść w 2040 r. ponad 20,2 GW. Natomiast zgodnie z Krajowym planem na rzecz energii i klimatu przewiduje się powstanie w 2040 r. 15,7 GW instalacji. Na podstawie tych założeń fotowoltaika będzie stanowić w 2040 r. około 25% całkowitej mocy zainstalowanej w OZE.

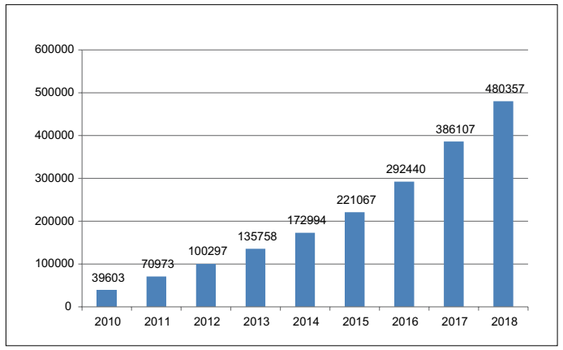
Rynek fotowoltaiczny ma stać się najważniejszym obszarem inwestycji w ramach energetyki odnawialnej. Ważnym jest jednak fakt, iż w dalszym ciągu największą rolę w obrotach branży fotowoltaicznej odgrywają prosumenci, którzy są wspierani dotacjami UE. Szybki rozwój charakteryzuje jednak autoproducentów oraz farmy fotowoltaiczne. Podmioty te sprzedają energię na zasadach rynkowych. Postępująca coraz intensywniej komercjalizacja branży PV przyczynia się do wzrostu znaczenia na rynku banków inwestycyjnych, również banków działających w segmencie detalicznym i obsługujących prosumentów.

Na podstawie zaprezentowanych danych można przyjąć z dużym prawdopodobieństwem, iż warunki realizowania inwestycji w sektorze OZE, a tym samym w PV, będą ulegać dalszej poprawie. Najbliższe lata będą w Polsce atrakcyjne zarówno dla inwestorów, jak i dostawców rozwiązań na rynku fotowoltaiki. Zakłada się również, że technologie PV staną się liderem krajowego rynku inwestycji energetycznych, zaś Polska obejmie pozycję jednego z ważniejszych rynków europejskiej fotowoltaiki.

## rynek fotowoltaiki na świecie

Sytuacja sektora PV zarysowuje się równie pozytywnie w globalnym ujęciu. Uzasadnieniem tego stwierdzenia są dane zobrazowane na **rysunku 3.** Przedstawiono na nim moc zainstalowaną w źródłach fotowoltaicznych na świecie w latach 2010–2018.

Zawężając analizę do krajów Unii Europejskiej (stan na koniec kwietnia 2019 r.) można stwierdzić, iż rynek fotowoltaiki ulega dynamicznemu rozwojowi wraz z wdrożeniem Dyrektywy OZE w 2009 r. Od tego momentu do 2018 r. odnotowano ponad dziesięciokrotny wzrost mocy zainstalowanej w źródłach fotowoltaicznych w krajach UE. Na koniec 2018 r. moc ta wynosiła 116 GW. Rok 2018 był rekordowy, powstało bowiem w tym czasie również ponad 50% więcej nowych instalacji fotowoltaicznych, niż w 2017 r. [1].



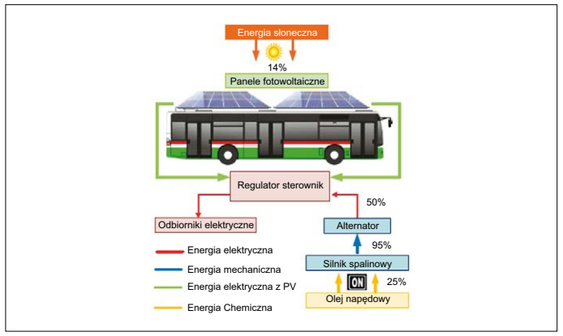

**Rys. 3.** Moc zainstalowana w źródłach fotowoltaicznych na świecie w latach 2010–2018 w MW. Opracowanie własne na podstawie: [2]

Największy wzrost odnotowano w tym względzie w Niemczech. Był to przyrost o ponad 3 GW. Kolejno w Holandii (o 1,5 GW), Francji (o 1,3 GW) i na Węgrzech (o ponad 0,5 GW) [1,5].

## technologia fotowoltaiczna autobusów miejskich

Jednym z najważniejszych powodów rozwoju autobusowych systemów transportu są coraz większe wymagania pasażerów co do komfortu podróży. Chodzi tu przede wszystkim o takie udogodnienia jak klimatyzacja, ogrzewanie, komunikacja audiowizualna z organizatorem transportu (m.in. telewizja pokładowa, infor-

reklama




**Rys. 4.** Schemat systemu fotowoltaicznego PV w autobusie miejskim [13]

macje foniczne) oraz oświetlenie wewnętrzne. Nowoczesne autobusy wyposażane są także w funkcje elektronicznego wspomagania zarządzaniem ruchem miejskim. Proces ten wspomagają systemy GPS, Wi-Fi oraz monitoring. Wszystkie te elementy przyczyniają się do rosnącego obciążenia wewnętrznej instalacji elektrycznej. W związku z tym pobór prądu we współczesnych autobusach miejskich stanowi ważne zagadnienie do rozwiązania [6].

Odciążenie pracy alternatora oraz zużycia akumulatorów jest coraz częściej realizowane poprzez stosowanie paneli fotowoltaicznych (na **rysunku 4.** przedstawiono schemat systemu fotowoltaicznego PV w autobusie miejskim). Jednakże takie rozwiązanie jest ściśle związane z potrzebą zmierzenia się z ważnymi problemami o naukowo-badawczym charakterze. Inaczej bowiem wygląda montaż i efektywność panelu nieruchomego (montowanego zazwyczaj na dachu budynku) oraz panelu przemieszczającego się wraz z autobusem.

Podczas montażu panelu fotowoltaicznego konieczne jest uwzględnienie oporu czołowego pojazdu. W związku z tym panele montowane są w pozycji horyzontalnej. Jednakże takie położenie obwarowane jest mniejszą (o około 13% w stosunku do optymalnego położenia) produktywnością ogniw [13]. Do niższej efektywności przyczynia się również wysoka zabudowa miejska, która obniża stopień nasłonecznienia paneli montowanych na autobusach. Oprócz wysokiej zabudowy, efektywność tego procesu jest także obniżana przez mniejszą przezroczystość powietrza miejskiego (szczególnie nad ulicami). Ponadto na dachach autobusów znajduje się wiele urządzeń i elementów technicznych, które mogą ograniczać zarówno montaż, jak i efektywność działania paneli fotowoltaicznych. Należy również wspomnieć o tak oczywistych ograniczeniach jak uzależnienie nasłonecznienia od pór roku oraz warunków geograficznych [6].

Pojazd będący w ruchu utrudnia również skuteczność naświetlania poszczególnych ogniw panelu. W tym przypadku dynamika zmian oświetlenia charakteryzuje się znacznie większymi wahaniami, niż można zaobserwować w nieruchomych panelach. Konieczne jest w związku z tym adaptacyjne śledzenie punktu pracy ogniw, który gwarantuje maksimum uzyskiwanej mocy [6].

Konstrukcja autobusów miejskich narażona jest na działanie wielu naprężeń mechanicznych. Montaż ogniw fotowoltaicznych na dachu autobusu powoduje, że naprężenia te są przenoszone również na nie. Panele fotowoltaiczne są wrażliwe na działanie takich sił, co w konsekwencji podnosi ryzyko ich uszkodzeń. W związku z tym konieczne jest stosowanie takich rozwiązań montażu, które zminimalizują przenoszenie naprężeń i zapewnią ochronę przed uszkodzeniem paneli. Konstrukcja montażu i same panele nie mogą być zbyt masywne. Nie można bowiem narazić konstrukcji dachu autobusu na zbyt duże obciążenie oraz zwiększenie masy całkowitej pojazdu, co w konsekwencji przyczyni się do większego spalania, które miało być ograniczone przez zamontowanie paneli fotowoltaicznych [6]. Często stosowanym rozwiązaniem jest montowanie paneli polikrystalicznych, które charakteryzują się dużą elastycznością w porównaniu ze standardowymi panelami montowanymi na budynkach [13].

Montaż paneli fotowoltaicznych na dachu autobusu obniża jego właściwości aerodynamiczne. Ponadto przytwierdzenie go do poszycia dachu może przenosić do pewnego stopnia ciepło z autobusu na panele, co przyczyni się również do nagrzania paneli i zmniejszenia ich sprawności przetwarzania energii słonecznej [6].

Pomimo wielu wymagań, jakie należy uwzględnić podczas stosowania paneli fotowoltaicznych w autobusach miejskich, zaleca się stosowanie tej technologii. W wielu polskich miastach takie autobusy funkcjonują z powodzeniem [7, 8, 9, 10]. Pomimo zmniejszenia produktywności paneli podczas montażu w pozycji horyzontalnej oraz innych czynników obniżających skuteczność nasłonecznienia ogniw fotowoltaicznych, ich montaż na jak największej powierzchni dachu autobusu przyczynia się do zmniejszenia kosztów jego eksploatacji [6].

Wdrożenie takiego rozwiązania przyczynia się do [6, 11]:

- zredukowania zużycia paliwa;
- przedłużenia żywotności akumulatorów autobusu;
- ograniczenia ilości przypadków wyładowania akumulatorów autobusu;
- ograniczenia hałasu i emisji szkodliwych cząstek spalin [12, 14] podczas postoju autobusu na przystankach końcowych. Istnieje bowiem możliwość wyłączenia silnika spalinowego bez obawy przed wyładowaniem się akumulatora przez włączone urządzenia elektryczne.

Ponadto zmniejszenie zużycia paliwa przyczynia się do zwiększania bezpieczeństwa energetycznego kraju. Kolejnym pozytywnym efektem zastosowania paneli fotowoltaicznych w komunikacji miejskiej jest promowanie wśród społeczeństwa odnawialnych źródeł energii [6].

## podsumowanie

Wdrażanie fotowoltaiki w Polsce ze względu na położenie geograficzne obecnie odgrywa rolę rozproszonego źródła energii. Inwestowanie w systemy PV jest pozytywnym aspektem ze względu na coraz nowocześniejsze instalacje fotowoltaiczne i stopę zwrotu inwestycji w krótkim okresie. Ogniwa fotowoltaiczne znajdują coraz większe zastosowanie w transporcie autobusowym ze względu na wzrost ich sprawności oraz zmniejszające się koszty instalacji. Efekty ekonomiczne i ekologiczne przyczyniają się do podejmowania decyzji w niezależne, odnawialne źródła energii, tj. w fotowoltaikę ze względu na możliwość uzyskania korzyści finansowych oraz środowiskowych. Polskie miasta są coraz częściej postrzegane jako nowoczesne, proekologiczne, a decydenci kierują się głównie potrzebą poprawy jakości powietrza, chęcią obniżenia poziomu hałasu oraz podnoszenia standardu usługi przewozu pasażerów.

literatura do artykułu na elektroinfo.pl


**abstract**

**Photovoltaic a chance development for urban transport**

The aim of the article is to indicate the benefits of photovoltaic development in the public transport sector. The influence of external factors on the amount of electricity produced from solar radiation is indicated. The dynamics of the installed capacity increase on the markets in Poland and in the world were presented. The method of mounting photovoltaic panels on bus roofs and the efficiency of their application were discussed. The article focuses primarily on the use of renewable energy in city buses.





SCHRACK TECHNIK

www.schrack.pl

Sklep internetowy

Ponad 30 tysięcy produktów elektrotechnicznych z dostawą 24h i bezpłatne programy do projektowania instalacji

- Rozdzielnice elektryczne
- Sieci komputerowe i SAT TV
- Inteligentny budynek KNX
- UPS i systemy fotowoltaiczne
- Oświetlenie wewnętrzne i zewnętrzne

Zyskaj indywidualne ceny na tysiące produktów Schrack Technik, profesjonalne programy i wsparcie techniczne.
Utwórz konto na www.schrack.pl

WSZYSTKO DLA INSTALATORA

Get Ready. Get Schrack.

# dobór ograniczników przepięć do aplikacji PV w praktyce

## czyli o czym każdy instalator i projektant pamiętać powinien

Phoenix Contact

**Ograniczniki przepięć (SPD – popularny skrót z języka angielskiego) chronią instalację elektryczną przed przepięciami łączeniowymi (pochodzącymi od silników, falowników, styczników) i pochodzącymi od wyładowań atmosferycznych (bezpośrednich i pośrednich, np. w bliskie drzewa czy linię przesyłową).**

Zanim przejdziemy do pokazania tego, jakie ograniczniki przepięć należy zastosować w zależności od rzeczywistej sytuacji w obiekcie, trzeba wiedzieć że nie wszystkie ograniczniki dostępne na Polskim rynku są dobrej jakości. Jak wykazały testy których wyniki można zobaczyć na stronie Krajowej Izby Gospodarczej Elektroniki i Telekomunikacji: https://kigeit.org.pl/ftp/mk/spae2/spae/gkz_spae/SPAE_prezentacja.pdf około połowa sprzedawanych ograniczników nie spełnia parametrów deklarowanych w kartach katalogowych. Poniżej znajdziemy bezpieczne rozwiązania spełniające wszystkie wymagania określone normami i sprawdzone w milionach aplikacji na całym świecie.

### jakie ograniczniki przepięć należy zastosować w zależności od zastanej sytuacji na obiekcie? (zgodnie z IEC 61643-32 dla niewielkich obiektów przyjęty jest IV poziom ochrony obiektu)

Na **rysunku 1.** pokazano trzy przypadki, które można spotkać w rzeczywistych sytuacjach.

W praktyce często na wejściu zasilania AC do budynku, niezależnie od sytuacji stosuje się uniwersalny i szybki ogranicznik T1/T2: VAL-MS-T1/T2 335/12.5/3+1 dla 3 faz (3f) lub VAL-MS-T1/T2 335/12.5/1+1 dla jednej fazy (1f). Uwaga! Wszystkie wymienione ograniczniki dostępne są również ze złączem sygnalizującym uszkodzenie ogranicznika odpowiednio: VAL-MS T1/T2…-FM, VAL-MS../FM, co może istotnie pomóc w bieżącym monitorowaniu ograniczników.

## informacje instalacyjne

**SPD na wejściu do obiektu w miejscu 2:**

Ogranicznik typu 2 na wejściu zasilania AC do budynku jest wymagany zawsze w głównej skrzynce rozdzielczej budynku. Ogranicznik zainstalowany w skrzynce na granicy posesji jest nieskuteczny dla ochrony obiektu. Gdy obiekt posiada zewnętrzną instalację piorunochronną wówczas należy zastosować ogranicznik przepięć, mający w swoim oznaczeniu T1 (T1/T2; T1+T2) aby wyrównać potencjał na wejściu a tym samym chronić m.in. przed pożarem, zgodnie z PN-EN 60364-5-534 oraz PN-HD 60364-4-443:2016.

Ograniczniki typu 1 powinny być przyłączane przewodem o przekroju nie mniejszym niż 16 mm$^2$. Minimalna wartość prądu $I_{imp}$ ogranicznika typu 1 po stronie AC to 12,5 kA 10/350 µs (słabsze ograniczniki są dopuszczane ale należy wykonać analizę ryzyka zgodnie z normą EN 62305 potwierdzając jego parametry jako wystarczające w tej aplikacji). Bezpieczne są aparaty, których parametry są potwierdzone certyfikatem z badań zgodnie z PN-EN 61643-11, niezależnego laboratorium akredytowanego. Dla naszego bezpieczeństwa każdy certyfikowany SPD typu 1 musi zgodnie z tą normą pozytywnie przejść 44 testy.

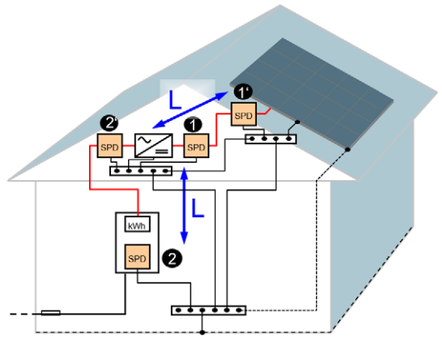
**SPD w miejscu 2' nie jest wymagany, gdy:**

- falownik oraz główna skrzynka rozdzielcza budynku są połączone do tej samej głównej listwy uziemiającej obiektu, każde przewodem o długości ≤ 0,5 m (na przykład, gdy falownik znajduje się w głównej szafie) lub – przewody od SPD w głównej skrzynce do falownika są krótsze niż 10 m i przewód PE jest poprowadzony razem z przewodami zasilającymi AC

**SPD w miejscu 1 jest wymagany.**

**SPD w miejscu 1' nie jest wymagany (w przypadku braku instalacji odgromowej lub przy zachowanym odstępie separującym) gdy:**

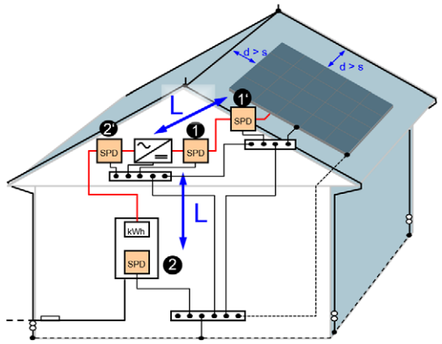
- przewody od falownika do generatora są < 10 m i poziom ochrony $U_p$ (do którego ograniczane jest przepięcie przez SPD) ogranicznika zainstalowanego w miejscu 1 jest niższy lub równy 0,8 $U_w$ napięcia wytrzymywanego generatora fotowoltaicznego
  lub
- poziom ochrony $U_p$ ogranicznika zainstalowanego w miejscu 1 jest niższy lub równy 0,5 $U_w$ napięcia wytrzymywanego generatora,




| SPD | 1) Bez instalacji odgromowej | |
|---|---|---|
| | przewody L < 10 m | Przewody L ≥ 10 m |
| 1 | T2 dla PV | T2 dla PV |
| 1' | | T2 dla PV |
| 2 | *T1/T2 lubT2 | *T1/T2 lub T2 |
| 2' | | T2 |

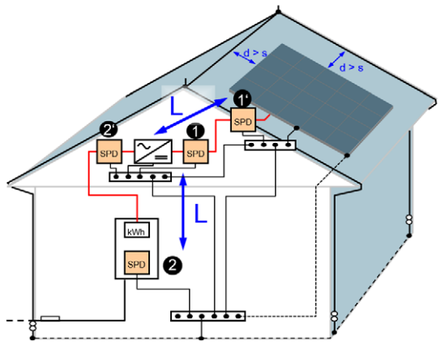
**T2** dla PV: VAL-MS 1000DC-PV/2+V 2800628
**T2** 3f: VAL-MS 230/3+1 2838209
**T2** 1f: VAL-MS 230/1+1 2804429

*) W przypadku, jeśli obiekt zasilany jest linią napowietrzną lub w pobliżu znajduje się wysoki obiekt/drzewo wówczas na wejściu AC do budynku należy stosować SPD T1/T2: VAL-MS-T1/T2 335/12.5/3+1 2800184




| SPD | 2) Instalacja odgromowa i zachowano odstęp separujący | |
|---|---|---|
| | przewody L < 10 m | Przewody L ≥ 10 m |
| 1 | T2 dla PV | T2 dla PV |
| 1' | | T2 dla PV |
| 2 | T1/T2 | T1/T2 |
| 2' | | T2 |

**T2** dla PV: VAL-MS 1000DC-PV/2+V 2800628
**T1/T2** 3f: VAL-MS-T1/T2 335/12.5/3+1 2800184
**T1/T2** 1f: VAL-MS-T1/T2 335/12.5/1+1 2800187




| SPD | 3) Instalacja odgromowa i brak odstępu separującego | |
|---|---|---|
| | przewody L < 10 m | Przewody L ≥ 10 m |
| 1 | **T1/T2** dla PV | **T1/T2** dla PV |
| 1' | | **T1/T2** dla PV |
| 2 | **T1/T2** | **T1/T2** |
| 2' | | **T1/T2** |

**T1/T2** PV: VAL-MS-T1/T2 1000DC-PV/2+V 2801160
**T1/T2** 3f: VAL-MS-T1/T2 335/12.5/3+1 2800184

**Rys. 1.**

| $U_{OC\ MAX}$, w [V] | $U_w$, w [V] | |
|---|---|---|
| | Generator i inny sprzęt elektryczny | Inwerter |
| 600 | 4 000 | 4000 |
| 800 | 5 000 | |
| 849 | 6 000 | |
| **1000** | **6 000** | **6 000** |
| 1500 | *8 000* | 8 000 |

**Tab. 1.** Ograniczniki przepięć typu T1/T2 oraz T2 dla aplikacji fotowoltaicznych stosowane w instalacjach na 1000 V DC zazwyczaj posiadają poziom ochrony Up ≈ 3,5 kV (przykładowo model: VAL-MS-T1/T2 1000DC-PV/2+V i VAL-MS 1000DC-PV/2+V)

Jeśli producent paneli nie podał takiej informacji, należy przyjąć wartości z tabeli 712.534 normy PN-HD 60364-7-712. Dla instalacji 1000 VDC wartość ta wynosi 6000 V. **Tabela 1.** została opracowana na podstawie tabeli 712.534 (mówiącej o relacji pomiędzy $U_{oc}$ a $U_w$ po stronie DC) z ww. normy.

| | |
|---|---|
| | 1. SOL-SC-1ST-0-DC-2MPPT-2000SE – 1105828<br>Skrzynka przyłączeniowa PV 1000 V DC **SPD Typ T2,** 2MPPT, dławiki na przepustach |
| | 2. SOL-SC-1ST-0-DC-2MPPT-1000SE – 1101176<br>Skrzynka przyłączeniowa PV 1000 V DC **SPD Typ T1/T2,** 2MPPT, dławiki na przepustach |
| | 3. SOL-SC-1ST-0-DC-1MPPT-2001 – 2403338<br>Skrzynka przyłączeniowa PV 1000V DC **SPD Typ 2**, 1MPPT, kompletne złącza Sunclix |
| | 4. SOL-SC-1ST-0-DC-1MPPT-1001 – 2404298<br>Skrzynka przyłączeniowa PV 1000V DC **SPD Typ T1/T2**, 1MPPT, kompletne złącza Sunclix<br>*(Złącza SUNCLIX nie wymagają użycia narzędzi zaprasowujących końcówki. Ich obecność nie ma wpływu na pozostałe elementy i połączenia w instalacji)* |

**Tab. 2.**

$U_w$ – znamionowe napięcie udarowe wytrzymywane (wytrzymałość izolacji) w punkcie przyłączenia ogranicznika.

$U_{OC\ MAX}$ – maksymalne napięcie ogniwa otwartego, nieobciążonego.

Pokazane wcześniej przy tabelach w **rysunku 1.** ograniczniki przepięć należy zainstalować w skrzynkach, modele po stronie DC w skrzynkach z odpowiednim certyfikatem potwierdzającym możliwość zastosowania w aplikacji z prądem stałym DC. By nie musieć robić tego samemu można też skorzystać z gotowych rozwiązań. Powyżej lista popularnych skrzynek fotowoltaicznych. Osoby preferujące montaż samemu powinny pamiętać, że podobnie jak w przypadku innych aparatów przewody przyłączane do ograniczników przepięć powinny być dokręcane z odpowiednim momentem podanym w kartach katalogowych. Odpowiednie dokręcenie umożliwia wkrętak z nastawnym momentem obrotowym z serii TSD…

Więcej o produktach z tej serii można znaleźć tutaj:

Dla wszystkich monterów instalacji PV przygotowaliśmy specjalny zestaw niezbędnych narzędzi do wykonania właściwego i bezpiecznego połączenia gdy wykorzystywane są złącza MC-4: TOOL KIT SOLAR STANDARD 1170853.

W zestawie znajduje się narzędzie do cięcia przewodów, usuwania izolacji oraz praska dla najbardziej popularnych złącz solarnych. Zestaw uzupełnia uniwersalny wkrętak VDE dla szerokich zastosowań. Szczegóły można znaleźć tutaj:

Dla wszystkich osób, które zainteresowane są ergonomicznymi narzędziami ręcznymi, zapraszamy na stronę:

Osoby zainteresowane poszerzeniem swojej wiedzy na temat ochrony przed przepięciami instalacji fotowoltaicznych zapraszam do pobrania popularnego opracowania i broszury z produktami ze strony: **www.phoenixcontact.pl/fotowoltaika.**

reklama

PHOENIX CONTACT
INSPIRING INNOVATIONS

**Phoenix Contact Sp. z o.o.**
51-317 Wrocław
ul. Bierutowska 57–59
Budynek nr 3/A
tel. 71 398 04 10
faks 71 398 04 99
phoenixcontact@phoenixcontact.pl
**www.phoenixcontact.pl**

# bezpieczeństwo w obwodach OZE

dr inż. Ryszard Zacirka, dr inż. Janusz Konieczny – Politechnika Wrocławska

W artykule przedstawiono zagadnienia związane z zagrożeniem porażeniowym i pożarowym występującym w obwodach związanych z energetyką ze źródeł odnawialnych. Przeanalizowano różne możliwe układy pracy instalacji przy takim zasilaniu. Przedstawiono możliwe problemy przy eksploatacji takich układów.

## specyfika energetyki odnawialnej

Z powodu coraz poważniejszych zagrożeń dla ludzkości, wynikających z degradacji środowiska, wymuszana jest zmiana technologii produkcji energii elektrycznej, która jest jednym z istotnych elementów wpływających na jego stan. Powstała zatem ogólna tendencja wykorzystywania do produkcji energii elektrycznej źródeł odnawialnych. Jedną z istotnych cech tego rodzaju źródeł energii jest jej rozproszenie i mała gęstość powierzchniowa. Powoduje to konieczność stosowania energetyki opartej na dużej ilości, stosunkowo małych producentów.

Zgodnie z ustawą o odnawialnych źródłach energii, instalacje podzielono na trzy grupy, biorąc pod uwagę ich moc zainstalowaną. Są to:

- mikroinstalacje, przy mocach do 40 kW,
- małe instalacje, przy mocach od 40 kW do 200 kW,
- duże instalacje, przy mocach powyżej 200 kW [1].

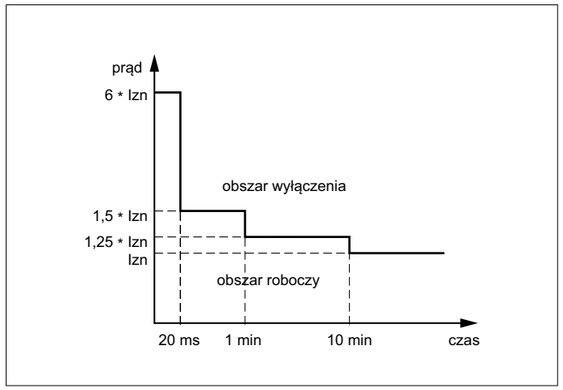

**streszczenie**

W artykule przedstawiono zagadnienia związane z zagrożeniem porażeniowym i pożarowym występującym w obwodach związanych z energetyką ze źródeł odnawialnych. Przeanalizowano różne możliwe układy pracy instalacji przy takim zasilaniu. Przedstawiono możliwe problemy przy eksploatacji takich układów.


Według danych podawanych przez Stowarzyszenie Branży Fotowoltaicznej Polska PV, małe i duże instalacje OZE zdominowane są głównie przez farmy wiatrowe stanowiące 81% mocy zainstalowanej, natomiast w przypadku mikroinstalacji dominującym źródłem wytwórczym są instalacje fotowoltaiczne i stanowią one prawie 99% mocy wszystkich mikroinstalacji. Dynamika wzrostu tego typu instalacji jest bardzo wysoka. W 2014 roku zainstalowano 2,6 MWp mikroinstalacji PV, w roku 2015 – 22,3 MWp, natomiast w 2016 – 65,6 MWp [2].

W przypadku małych i dużych instalacji wymagane jest pozwolenie na budowę oraz zarejestrowana działalność gospodarcza, co w oczywisty sposób narzuca pewne pozytywne standardy postępowania podczas budowy i eksploatacji. Zwłaszcza w przypadku dużych instalacji OZE, niezależnie od źródeł energii, możemy traktować je jak klasyczne elektrownie zawodowe. Występują w nich podobne problemy, podobne są również kompetencje ludzi je obsługujących. Jeżeli występują zagrożenia, to są one dobrze rozeznane i dobrze interpretowane przez obsługujących je pracowników.

Większy problem stanowią mikroelektrownie wykorzystujące odnawialne źródła energii, dlatego, że bardzo często obsługiwane są przez ludzi niemających w ogóle nic wspólnego z energetyką. W związku z tym wiedza o pewnych właściwościach stosowanych urządzeń jest niewielka. Często konstrukcje są wykonywane samodzielnie przez użytkowników, dla których głównym źródłem informacji są fora internetowe. W związku z tym nie zawsze można zapewnić odpowiedni poziom bezpieczeństwa, z samego faktu, że obsługa nie jest do tego przygotowana. Wiele firm sprzedaje gotowe zestawy, składające się z panelu fotowoltaicznego z uchwytami montażowymi, falownika i przewodów łączących. Po zamontowaniu paneli na dachu wystarczy połączyć czerwone zaciski czerwonym przewodem, czarne zaciski czarnym przewodem i włączyć falownik do dowolnego gniazdka jednofazowego. Czyli aby podłączyć generator o mocy 40 kW, nie potrzeba żadnych kwalifikacji.




Rys. R. Zacirka, J. Konieczny

**Rys. 1.** Przykład charakterystyki prądowo-czasowej falownika

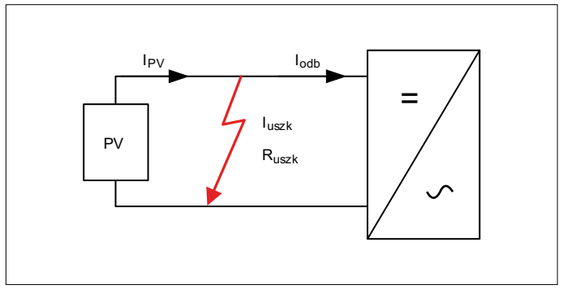
## możliwe konfiguracje instalacji

W przypadku klasycznych rozwiązań prosumenckich energia pierwotna pochodząca od źródeł odnawialnych zamieniana jest na energię elektryczną, o parametrach wynikających z zastosowanej technologii. W przypadku energii słonecznej są to najczęściej ogniwa fotowoltaiczne, które dostarczają prąd stały. Następnie w falowniku prąd stały zamieniany jest na prąd przemienny o wymaganych parametrach i dostarczany do obwodów w zasilanym obiekcie. Aby zapewnić bezpieczeństwo, falownik skonstruowany jest tak, że pierwotnym źródłem parametrów, takich jak częstotliwość, zgodność fazowa i wartość napięcia, jest sieć elektroenergetyczna zasilająca obiekt. Zatem parametry napięcia generowane przez falownik są związane z parametrami, jakie występują w sieci zasilającej obiekt. Więc kiedy zanika napięcie w sieci zasilającej, na przykład z powodu awarii lub planowych wyłączeń, zanika również dostarczanie energii wytwarzanej przez falownik. Dzięki temu, w tym układzie pracy parametry w obwodach wewnątrz obiektu, nawet w warunkach zakłóceniowych, są takie same jak w przypadku zasilania obiektu wyłącznie z sieci energetyki zawodowej. Gwarantuje to poprawność pracy aparatury zabezpieczającej przewody, na przykład związanej z prądami zwarcia, jakie występują w instalacji, oraz z koordynacją zabezpieczeń.

Sytuacja wygląda inaczej, jeżeli użytkownik uzna, że może wykorzystać źródło energii do zasilania swoich odbiorników, nie tylko w warunkach normalnej pracy, ale również jako źródło zasilania rezerwowego, w przypadku gdy nastąpi awaria systemu energetycznego lub podczas prac remontowych i tym podobnych działań energetyki zawodowej. W takich sytuacjach mogą pojawiać się pewne problemy wynikające z tego, że po pierwsze, falownik musi być przystosowany do pracy wyspowej [3], po wtóre, instalacja musi być przygotowana do pracy w taki sposób aby działała poprawnie bez zasilania zewnętrznego, czyli w sytuacji, gdy parametry sieci zasilającej ulegają radykalnej zmianie. Zmienia nam się zasadniczo układ pracy sieci. Cechami tak zmienionego układu jest to że zostaje ograniczony prąd zwarciowy, z powodu ograniczonej mocy, jaką może dostarczyć źródło lokalne. W związku z tym powstają kłopoty z poprawnym działaniem zabezpieczeń, a zwłaszcza z ich koordynacją na poszczególnych poziomach, z powodu znacznie niższej wartości prądu zwarciowego. W takim układzie zasilania mogą pojawiać się prądy nie tylko sinusoidalne, ale również, przy pewnych rodzajach uszkodzeń w falownikach, prądy o niepełnych sinusoidach, czyli pulsujące lub nawet prądy stałe. Tego rodzaju prądy mogą powodować nieprawidłowe działanie niektórych urządzeń zabezpieczających, zwłaszcza wyłączników różnicowoprądowych. Jeżeli spodziewamy się, że może wystąpić prąd niesinusoidalny, a zwłaszcza prąd stały, musimy przewidzieć to w instalacji stosując na przykład wyłączniki różnicowoprądowe typu B.

Przy zasilaniu wyspowym, ze względu na niestabilne warunki dostarczania energii, bardzo często stosuje się akumulatorowe magazyny energii. Jeżeli stosowany jest akumulator do magazynowania energii, zasilacz ma możliwość chwilowego zwiększania prądu, co pozwala podbijać na krótko prąd zwarciowy. Dzięki temu łatwiej jest dobrać zabezpieczenia i zapewnić selektywność ich działania.

Zasilacz taki jest jedynym źródłem energii zasilającej obwody elektryczne, zatem istotnym parametrem pozwalającym poprawnie zaprojektować obwody odbiorcze jest charakterystyka prądowo-czasowa zasilacza w chwilach przeciążenia i zwarcia. Z punku widzenia ochrony przeciwporażeniowej najistotniejsza jest wartość prądu uszkodzeniowego, jaki może popłynąć w chwili zwarcia lub przeciążenia. Budowa falownika jest stosunkowo złożona, a producenci, w zależności od swojej koncepcji, stosują różne rozwiązania techniczne, co powoduje, że parametry charakterystyki prądowo-czasowej bardzo różnią się w poszczególnych rodzajach zasilaczy. W głównych obwodach roboczych falowników znajdują się elementy energoelektroniczne, których szczególną cechą jest gwałtowna i nieodwracalna utrata właściwości półprzewodnika po przekroczeniu parametrów dopuszczalnych. Utrata ta może polegać zarówno na przebiciu złącza, co objawia się trwałym zwarciem w miejscu złącza, lub przepaleniem złącza, co objawia się przerwą w obwodzie. Oczywiście uszkodzenia nie muszą przyjmować tylko skrajnego stanu, czyli rezystancji bliskiej zero przy zwarciu, lub bliskiej nieskończoności przy przepaleniu złącza, lecz mogą przyjmować wartości pośrednie. Stan taki jest szczególnie niebezpieczny, bo z jednej strony stwarza zagrożenie porażeniowe lub pożarowe, a równocześnie nie jest prawidłowo rozpoznawany przez urządzenia zabezpieczające. Ze względu na wrażliwość elementów składowych falowników na przekroczenie wartości granicznych ich parametrów, urządzenia te są wewnętrznie zabezpieczone przed takimi sytuacjami. Najczęściej są to elektroniczne systemy kontrolujące wartość napięcia, płynącego prądu lub mocy wydzielanej w elementach energoelektronicznych, i sterują tymi wartościami tak, aby nie zostały przekroczone wartości dopuszczalne. Dodatkowo stosowane są zabezpieczenia w postaci szybkich bezpieczników topikowych, które powinny zadziałać, gdy zawiodą systemy elektroniczne.



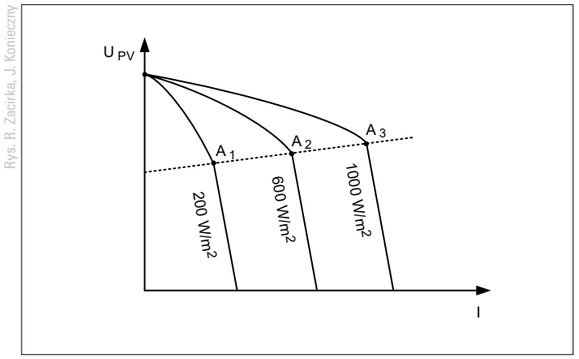

Rys. R. Zacirka, J. Konieczny

**Rys. 2.** Rozpływ prądu przy uszkodzeniu izolacji na przewodach łączących panele z falownikiem

Aktywne sterowanie parametrami elektrycznymi w warunkach awaryjnych powoduje, że można dokładnie zaprojektować charakterystykę prądowo-czasową dla zwarć i przeciążeń w obwodach zasilanych przez falowniki. Charakterystyki te podawane są przez producentów w danych katalogowych, lecz niestety charakteryzują się znaczną różnorodnością, czego efektem jest trudność z doborem zabezpieczeń. Najczęściej charakterystyka jest trójstopniowa. Na **rysunku 1.** pokazano taką charakterystykę z przykładowymi wartościami. Najistotniejszy jest pierwszy segment związany z największą krotnością prądu. Ma to istotny wpływ na dobór zabezpieczeń nadprądowych, a głównie na selektywność ich działania. Wartość prądu płynącego w stanie awaryjnym ma oczywiście wpływ na bezpieczeństwo elektryczne i sposób działania zabezpieczeń przeciwporażeniowych, zatem zawsze trzeba analizować dokładnie parametry

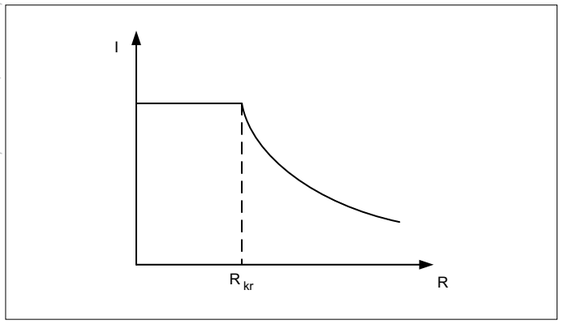

Reklama

Rys. R. Zacirka, J. Konieczny




**Rys. 3.** Charakterystyka prądowo-napięciowa ogniwa fotowoltaicznego przy różnych natężeniach promieniowania słonecznego

Rys. R. Zacirka, J. Konieczny




**Rys. 4.** Charakterystyka zabezpieczenia rezystancyjnego

falowników, również przy ich wymianie w istniejących instalacjach.

## zagrożenia porażeniowe i pożarowe

Panele instalowane są na zewnątrz, najczęściej na dachu. Narażone są więc, w znacznie większym stopniu niż inne instalacje, na przepięcia powodowane przez wyładowania atmosferyczne. Oddziaływania szkodliwe dotyczą nie tylko samych ogniw fotowoltaicznych, ale również obwodów łączących ogniwa z falownikami. Mogą więc występować uszkodzenia izolacji w tych obwodach. Nie muszą to być uszkodzenia na tyle duże, że uniemożliwiają pracę instalacji, ale mogą powodować wzrost prądu upływowego do wartości niebezpiecznych z punktu widzenia ochrony przeciwpożarowej. Najbardziej niebezpieczny jest obwód łączący panele pomiędzy sobą i falownikiem. Przykład rozpływu prądu w warunkach uszkodzenia przedstawiono na **rysunku 2.**

Jedną z cech charakterystycznych niektórych źródeł energii odnawialnej jest to, że dostawa energii jest od nas niezależna, i to nie tylko w sytuacji jej braku, gdy jej potrzebujemy, ale również jest dostarczana kiedy nie jest nam potrzebna, a nawet wówczas, kiedy może być dla nas groźna. Czyli dla ogniwa fotowoltaicznego napięcie na zaciskach ogniwa występuje zawsze, gdy świeci słońce. W pewnych okolicznościach, nawet w nocy, ogniwa mogą być groźne, gdyż wystarczy oświetlenie ich światłem księżycowym, aby wytworzyć prąd rażeniowy, wystarczający aby zagrozić człowiekowi. Wprawdzie pojedyncze ogniwo ma napięcie około 0,5 V, ale nie stosuje się pojedynczych ogniw. W praktyce produkowane są panele o napięciach od kilkunastu do kilkudziesięciu woltów. Tworząc instalację fotowoltaiczną łączy się panele szeregowo-równolegle. Napięcie na takim zestawie osiąga wartości od kilkuset do 1000 V i nawet przy niewielkim oświetleniu ma swoją wartość znamionową.

W przypadku OZE opartych na PV praktycznie nie ma różnicy pomiędzy prądem roboczym a prądem zwarciowym, co widać na **rysunku 3.** Zatem stosowane powszechnie systemy zabezpieczeń, jakimi najczęściej są zabezpieczenia nadprądowe, nie spełniają prawidłowo swoich funkcji. Z charakterystyki źródeł fotowoltaicznych wynika, że maksymalny prąd roboczy, a tym samym prąd zwarcia, są praktycznie wprost proporcjonalne do natężenia promieniowania słonecznego, czyli są zmienne w czasie. Przy niskim natężeniu promieniowania słonecznego prąd zwarcia jest znacznie niższy od prądu roboczego w momentach wysokiego natężenia promieniowania słonecznego. Zmiany te mogą następować bardzo szybko, na przykład przy przesuwających się nad panelami chmurami. Falownik lub układ ładujący akumulator usiłuje pracować tak, aby znajdować się jak najbliżej punktu maksymalnej mocy przy aktualnym natężeniu oświetlenia (punkty A na **rysunku 2.**), zatem punkt pracy instalacji jest dynamiczny i cały czas jest bliski prądowi maksymalnemu, czyli bliski również prądowi zwarcia. W związku z tym trudno jest na podstawie prądu rozróżnić stan normalnej pracy od stanu awaryjnego.

Natomiast w miarę stałą wartością w zakresie roboczym charakterystyk jest napięcie, które w chwili zwarcia gwałtownie spada do wartości bliskiej zeru. Teoretycznie można by zatem reagować na poziom napięcia i wyłączać obwód po stwierdzeniu obniżenia się napięcia poniżej wartości krytycznej. Niestety, nie jest ono wygodnym wskaźnikiem stanu obwodu z dwóch powodów. Po pierwsze, stan beznapięciowy jest jednym ze stanów normalnej pracy, na przykład w nocy. Po drugie, obniżenie napięcia poniżej wartości krytycznej dotyczy całej instalacji, a nie tylko uszkodzonego obwodu, więc nie udałoby się zachować selektywnego działania zabezpieczeń.

Jedną z możliwości jest analiza rezystancji obciążenia. Jeżeli będziemy mierzyli prąd i napięcie, to obliczając rezystancję obwodu możemy określić, w którym momencie nastąpiło przekroczenie dopuszczalnych parametrów dla danego obwodu. Po obniżeniu się rezystancji w danym obwodzie poniżej wartości krytycznej $R_{kr}$ **(rys. 4.)** następuje pobudzenie zabezpieczenia i im niższa jest rezystancja w obwodzie, tym szybciej zadziała zabezpieczenie danego obwodu. Pozwala to wyłączyć uszkodzony obwód zachowując selektywnie możliwość pracy pozostałych obwodów.

## wnioski

1. Panele fotowoltaiczne stwarzają specyficzne zagrożenia porażeniowe i pożarowe wynikające i ich sposobu działania.
2. Jeżeli panele pracują wyłącznie w trybie online, instalacja wewnątrz obiektu pracuje normalnie jak klasyczna instalacja.
3. Jeżeli istnieje możliwość pracy wyspowej opartej wyłącznie na panelach fotowoltaicznych, należy przeanalizować poprawność pracy instalacji w takich stanach pracy.

## literatura


1. R. Szczerbowski, Zagrożenia wynikające z pracy instalacji fotowoltaicznych, „elektro.info" 4/2015.
2. www.polskapv.pl
3. www.fotowoltaika.belos.pl



**abstract**

**Safety in RES circuits**
The article presents issues related to the risk of paralysis and fire occurring in the circuits associated with the energy from renewable sources. Various possible operating states of the installation with such a power supply were analyzed. Possible problems in the operation of such systems were presented.





**W naszej księgarni znajdziecie Państwo książki z dziedziny:**

.e .i .b
elektrotechnika
instalacje
budownictwo

- budownictwa
- chłodnictwa
- ciepłownictwa i ogrzewnictwa
- gazownictwa
- instalacji sanitarnych
- ochrony środowiska
- wentylacji i klimatyzacji
- instalacji elektrycznych
- informatyki
- oraz programy, słowniki, poradniki

ksiegarniatechniczna.com.pl

**Księgarnia Techniczna**
**Grupa MEDIUM**
ul. Karczewska 18
04-112 Warszawa
tel.: 22 810 21 24
faks 22 810 27 42
e-mail: eib@ksiegarniatechniczna.com.pl
www.ksiegarniatechniczna.com.pl

# kamery termowizyjne: szybki i niezawodny sposób testowania paneli słonecznych

**Kamery IR – na podstawie materiałów FLIR SYSTEMS**

**Zapewnienie jakości ma fundamentalne znaczenie dla paneli słonecznych. Bezawaryjność paneli jest wstępnym warunkiem efektywnego wytwarzania energii, długiego okresu eksploatacji i wysokiego zwrotu z inwestycji. Aby zapewnić bezawaryjne działanie, wymagana jest szybka, prosta i niezawodna metoda oceny wydajności paneli słonecznych, zarówno podczas procesu produkcji, jak i po ich zainstalowaniu. Wykorzystanie kamer termowizyjnych do oceny działania paneli zapewnia kilka korzyści. Nieprawidłowości są bez problemu widoczne na wyraźnym obrazie termowizyjnym i – w przeciwieństwie do większości innych metod – kamer termowizyjnych można użyć do skanowania zainstalowanych paneli słonecznych podczas normalnego działania. Kamery termowizyjne pozwalają także skanować duże obszary w krótkim czasie.**

W dziedzinie badań i rozwoju kamery termowizyjne są już uznanym narzędziem oceny ogniw i paneli słonecznych. Do tych zaawansowanych pomiarów zwykle używane są, w kontrolowanych warunkach laboratoryjnych, kamery o wysokich parametrach z chłodzonymi detektorami. Jednak stosowanie kamer termowizyjnych do oceny paneli słonecznych nie ogranicza się tylko do badań naukowych. Niechłodzone kamery termowizyjne są obecnie coraz częściej używane do kontroli jakości paneli słonecznych przed zainstalowaniem oraz do regularnego utrzymania ich w ruchu po ich zainstalowaniu. Te niedrogie kamery są lekkie i przenośne, co pozwala na dowolne ich wykorzystanie w terenie. Za pomocą kamery termowizyjnej można wykryć miejsca potencjalnych problemów i naprawić je przed faktycznym wystąpieniem awarii. Jednak nie każda kamera termowizyjna nadaje się do kontroli ogniw słonecznych. Istnieją pewne zasady i wytyczne, które muszą być przestrzegane w celu przeprowadzenia efektywnej kontroli i wyciągnięcia prawidłowych wniosków. Przykłady w tym artykule są oparte na modułach fotowoltaicznych z krystalicznymi ogniwami słonecznymi, jednak te zasady i wytyczne dotyczą także kontroli termograficznej modułów cienkowarstwowych, ponieważ podstawowe koncepcje termografii są takie same.

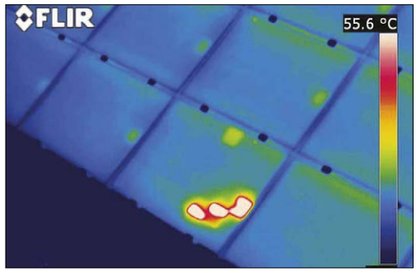
## procedury kontroli paneli słonecznych za pomocą kamer termowizyjnych

W procesie rozwoju i produkcji ogniwa słoneczne są aktywowane elektrycznie lub przy użyciu lamp błyskowych. Zapewnia to wystarczający kontrast termiczny do dokładnych pomiarów termograficznych. Tej metody nie można stosować do testowania paneli słonecznych w terenie, więc operator musi zapewnić wystarczającą ilość światła słonecznego. Aby osiągnąć wystarczający kontrast termiczny podczas kontroli ogniw słonecznych w terenie, potrzebne jest napromieniowanie słoneczne 500 W/m² lub wyższe. W celu osiągnięcia najlepszych wyników zalecane jest napromieniowanie słoneczne na poziomie 700 W/m². Napromieniowanie słoneczne określa moc chwilową na powierzchni w jednostkach kW/m², która może być zmierzona piranometrem (w przypadku globalnego napromieniowania słonecznego) lub pirheliometrem (w przypadku bezpośredniego napromieniowania słonecznego). Zależy ono w dużym stopniu od miejsca i lokalnych warunków pogodowych. Kontrast termiczny mogą również zwiększać niskie temperatury zewnętrzne.

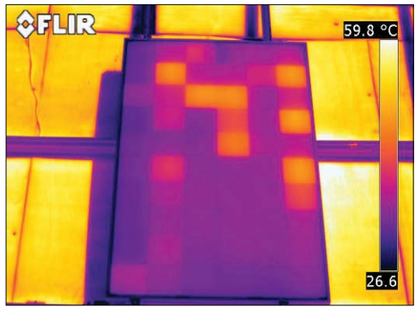
Bateria paneli fotowoltaicznych na dachu

## jaki rodzaj kamery jest potrzebny?

Ręczne kamery termowizyjne do kontroli prognostycznych mają zazwyczaj niechłodzony detektor mikrobolometryczny reagujący na długości fal 8–14 µm. Jednak szkło nie jest przezroczyste w tym zakresie. Gdy ogniwa słoneczne są kontrolowane z przodu, kamera termowizyjna widzi rozkład ciepła na powierzchni szkła, ale tylko pośrednio rozkład ciepła w ogniwach pod spodem. W związku z tym różnice temperatur, które można zmierzyć i zobaczyć na szklanej powierzchni panelu słonecznego, są małe. Aby różnice te były widoczne, kamera termowizyjna używana do tych kontroli musi mieć czułość termiczną ≤0,08 K. Aby wyraźnie ukazać małe różnice temperatur na obrazie termowizyjnym, kamera powinna również umożliwiać ręczną regulację poziomu i zakresu. Moduły fotowoltaiczne są zwykle montowane na wysoce odblaskowym szkielecie aluminiowym, który na obrazie termowizyjnym jest widoczny jako zimny obszar, ponieważ odbija promieniowanie cieplne emitowane przez niebo. W praktyce oznacza to, że kamera termowizyjna rejestruje temperaturę szkieletu jako znacznie poniżej 0°C. Ponieważ wyrównanie histogramu kamery termowizyjnej automatycznie dostosowuje się do maksymalnej i minimalnej zmierzonej temperatury, wiele małych anomalii termicznych nie będzie widocznych od razu. Aby uzyskać obraz termiczny o wysokim kontraście, konieczna jest ciągła ręczna korekta poziomu i zakresu. Rozwiązaniem jest funkcja nosząca nazwę DDE (Digital Detail Enhancement – cyfrowe wzmocnienie szczegółów). DDE automatycznie optymalizuje kontrast obrazu w polach o wysokim zakresie dynamicznym, a obrazu termowizyjnego nie trzeba dostosowywać ręcznie. Kamera termowizyjna z funkcją DDE doskonale nadaje się więc do szybkiej i precyzyjnej kontroli paneli słonecznych.




Obraz termowizyjny uzyskany kamerą FLIR P660 podczas przelotu nad farmą słoneczną (termogram udostępniony przez Evi Müllers, IMM)




Termogram z poziomem i zakresem w trybie w trybie ręcznym

## przydatne funkcje

Inną przydatną funkcją kamery termowizyjnej jest oznaczanie obrazów termowizyjnych danymi GPS. Pomaga to zlokalizować wadliwe moduły na dużych obszarach, np. na farmach słonecznych, a także powiązać obrazy termowizyjne z urządzeniami, np. w raportach. Kamera termowizyjna powinna mieć wbudowany aparat cyfrowy, aby skojarzony obraz (zdjęcie cyfrowe) mógł być zapisany z powiązanym obrazem termowizyjnym. Przydatny jest również tzw. tryb łączenia, który umożliwia nakładanie zdjęć i obrazów termicznych. Komentarze tekstowe i głosowe, które mogą być zapisane w kamerze wraz z obrazami termowizyjnymi, stanowią dodatkową korzyść w przypadku raportowania.

## ustawienie kamery: należy wziąć pod uwagę odbicia i emisyjność

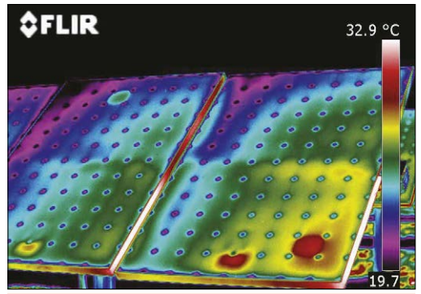
Chociaż szkło ma emisyjność 0,85–0,90 w pasmie częstotliwości 8–14 µm, pomiary termowizyjne na powierzchniach szklanych nie są łatwe. Odbicia szkła są lustrzane, co oznacza, że okoliczne obiekty o różnych temperaturach mogą być wyraźnie widoczne na obrazie termowizyjnym. W najgorszym przypadku powoduje to błędy interpretacji (fałszywe „gorące punkty") i błędy pomiarowe. W celu uniknięcia odbicia kamery termowizyjnej i operatora w szkle nie można jej umieszczać prostopadle do kontrolowanego modułu. Emisyjność jest jednak najwyższa, gdy kamera jest prostopadła, i zmniejsza się wraz z rosnącym kątem. Kąt widzenia 5–60° stanowi dobry kompromis (0° to kąt prostopadły).

## obserwacje z dużej odległości

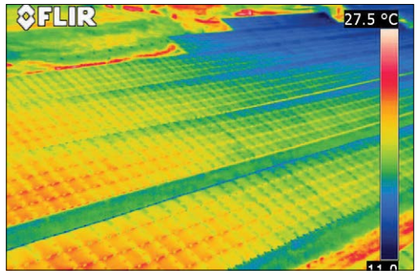
Nie zawsze można łatwo osiągnąć odpowiedni kąt widzenia podczas wykonywania pomiaru. W większości przypadków użycie statywu rozwiązuje problem. W trudniejszych warunkach konieczne może być użycie mobilnych platform roboczych lub nawet przelot helikopterem nad ogniwami słonecznymi. W takich przypadkach większa odległość od celu może być korzystna, ponieważ większy obszar można sprawdzić w jednym przebiegu. Aby zapewnić odpowiednią jakość obrazu termowizyjnego, do większych odległości należy użyć kamery termowizyjnej o rozdzielczości min. 320×240 pikseli – najlepiej 640×480 pikseli. Kamera powinna mieć również wymienny obiektyw, aby operator mógł zastosować teleobiektyw w celu prowadzenia obserwacji z daleka, np. z helikoptera. Wskazane jest jednak używanie teleobiektywów tylko w kamerach termowizyjnych, które mają wysoką rozdzielczość obrazu. Kamery termowizyjne o niskiej rozdzielczości nie będą mogły rejestrować małych szczegółów termicznych, które wskazują na wady paneli słonecznych, przy pomiarach z dużej odległości z użyciem teleobiektywu.

Zobacz kamery termowizyjne do testowania paneli słonecznych.

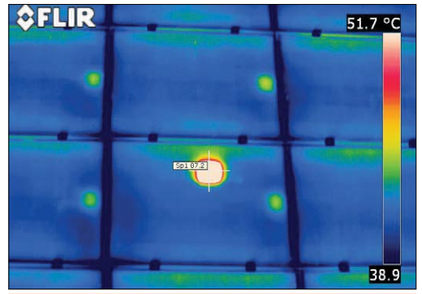
Ten obraz termowizyjny pokazuje duże obszary o podwyższonych temperaturach. Bez dodatkowych informacji nie jest oczywiste, czy są to anomalie termiczne, czy zacienienia/odbicia




Czerwone plamy wskazują moduły, które są stale cieplejsze niż reszta, co wskazuje na wadliwe połączenia




W celu uniknięcia fałszywych wniosków podczas kontroli paneli słonecznych kamera termowizyjna powinna być ustawiona pod odpowiednim kątem




Gorący punkt w jednym ogniwie słonecznym oznacza fizyczne uszkodzenie wewnątrz ogniwa

reklama

KAMERY IR

**Kamery IR**
02-521 Warszawa
ul. Rakowiecka 39A/3
tel. +48 601 251 025
rutkowski@kameryir.com.pl
**www.kameryir.com.pl**

# zastosowanie kamer termowizyjnych do inspekcji instalacji PV

wprowadzenie

mgr inż. Karol Kuczyński

**Termowizja jest metodą badawczą, która polega na bezkontaktowej analizie rozkładu temperatury na powierzchni badanego obiektu. Niewidoczne dla ludzkiego oka promieniowanie podczerwone, które jest emitowane przez każde ciało o temperaturze wyższej od zera bezwzględnego (−273,15°C=0°K), jest przekształcane na światło widzialne i prezentowane z wykorzystaniem jednej z dostępnych palet barwnych, a następnie rejestrowane w postaci termogramów [1].**

## Kamery IR

Inspekcyjne ręczne kamery termowizyjne (IR) najczęściej wyposażone są w niechłodzony detektor bolometryczny FPA (ang. Focal Plane Array), rejestrujący promieniowanie w zakresie o długości fali 8÷14 µm (zakres długofalowy LW – ang. *Long Wave*). Detektory bolometryczne są detektorami termicznymi, w których sygnałem pomiarowym jest zmiana rezystancji elementu pomiarowego. Dla tego zakresu widma promieniowania szkło jest praktycznie nieprzezroczyste. Lepsze efekty można uzyskać przy zastosowaniu kamer IR fotonowych krótkofalowych SW o zakresie długości fali 2÷5 µm (ang. Short Wave), w których sygnałem pomiarowym jest zmiana przewodności elektrycznej. Wymagają one jednak chłodzenia detektora (do ok. 77 K = –196°C). Krótkofalowe kamery IR są odporne na tzw. „efekt szklarniowy", który polega na tym, że szkło kwarcowe dobrze przepuszcza promieniowanie krótkofalowe (do ok. 4 µm), a więc mogą mierzyć temperaturę obiektu za taką przegrodą [4]. Zakresy falowe LW i SW produkowanych kamer IR wynikają z istnienia w tych przedziałach długości fal tzw. „okna atmosferyczne", w których przepuszczalność atmosfery dla promieniowania jest największa. Pomiędzy tymi przedziałami fal tłumienie sygnału termowizyjnego jest bardzo duże [2].

## parametry zależne od operatora

Urządzenia termograficzne są dość specyficznymi przyrządami pomiarowymi, w których samo wykonanie pomiaru nie jest problemem dla większości służb technicznych. Prawidłowe nastawienie parametrów obserwacyjnych kamery termowizyjnej i późniejsza interpretacja wyników są jednak skomplikowane. Podstawowym błędem pomiarów jest niedostosowywanie parametrów obserwacyjnych kamery do środowiska pomiarowego, w którym pracujemy. Kamera termowizyjna obserwuje obiekty z pewnej odległości. W przestrzeni pomiędzy kamerą a obiektem jest wiele czynników zakłócających. Operator kamery powinien dostosować ustawienia parametrów kamery do środowiska pracy, a mianowicie wprowadzić odpowiednią odległość od obiektu, temperaturę otoczenia, wilgotność, jak również uwzględnić promieniowanie odbite od obserwowanego obiektu [2]. Różnica między rzeczywistą temperaturą obiektu a temperaturą zmierzoną kamerą termowizyjną z typowego dystansu obserwacyjnego 2 m może wynosić około 3°C. Nie jest to błąd znaczący, ale biorąc pod uwagę możliwość nakładania się kolejnych błędów, może prowadzić do błędnych wniosków.

Następnymi parametrami istotnymi przy obserwacji badanego obiektu są wilgotność powietrza oraz zanieczyszczenia. Wpływają one zasadniczo na przepuszczalność promieniowania podczerwonego emitowanego lub odbitego przez obserwowany obiekt [2].

Fot. JT

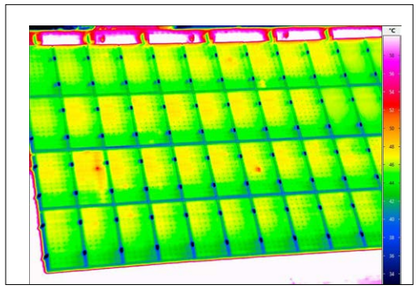
**Fot. 1.** Moduły fotowoltaiczne umieszczone na dachu

Kolejne błędy wprowadzane przez operatorów związane są z niedostosowaniem parametrów obserwacyjnych kamery do właściwości fizycznych obserwowanego obiektu. Każdy materiał, z wyjątkiem ciała doskonale czarnego, charakteryzuje się pewną emisją promieniowania z zakresu podczerwieni, absorpcją promieniowania i jego refleksyjnością. Wprowadzono współczynnik emisyjności, za pomocą którego można skorygować odczyty kamery termowizyjnej, tym samym uzyskując wiarygodne dane metrologiczne. Z punktu widzenia pomiarów termowizyjnych instalacji elektrycznych, tzw. emisyjność mierzonego obiektu jest bardzo istotna. Wprowadzono tę wielkość w celu odniesienia promieniowania ciała rzeczywistego do „wzorca", jakim jest ciało doskonale czarne. Współczynnik emisyjności określa zdolność danego ciała do emitowania własnej energii z pominięciem energii odbitej i przepuszczanej. Współczynnik emisyjności zawiera się w przedziale od 0 do 1. Z praktyki wynika, że im jest on bliższy 1 dla danego ciała, tym pomiar jest prostszy i daje dokładniejsze wyniki. Współczynnik emisyjności zależy od faktycznej temperatury ciała, właściwości materiału oraz otaczającego go środowiska. Często spotykane w instalacjach elektrycznych materiały polerowane czy czarna izolacja przewodów, wymuszają kalibrację kamery o odpowiedni współczynnik emisyjności, właściwy dla obserwowanego obiektu. Współczynnik ten powinien być każdorazowo zadany kamerze. Jeżeli znamy dokładnie materiał, sprawa jest prosta – jeżeli nie znamy, wymagane jest przeprowadzenie prób, które pozwolą ustalić faktyczny współczynnik emisyjności danego obiektu [2].

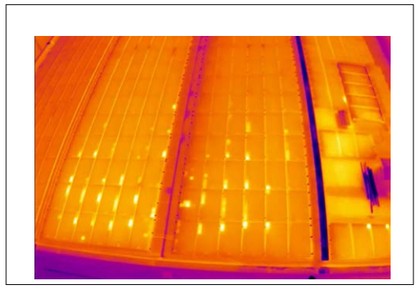
Należy także pamiętać, że niektóre materiały odbijają promieniowanie cieplne podobnie jak lustro odbija światło widzialne. Przykładem może być wypolerowany metal lub szkło. Odbicia mogą prowadzić do niewłaściwej interpretacji obrazu w podczerwieni. Odbicie własnego promieniowania podczerwonego operatora, żarówki lub innego obiektu może spowodować pojawienie się fałszywych punktów o podwyższonej temperaturze.

## inspekcja ogniw słonecznych

Mimo że szkło ma emisyjność 0,85-0,90 w zakresie 8-14 mikrometrów, pomiary termowizyjne na powierzchni szkła nie są łatwe do zrobienia. Odbicia szklane są lustrzane, co oznacza, że otaczające przedmioty o różnych temperaturach mogą być wyraźnie widoczne w obrazie termicznym. Powoduje to błędną interpretację obrazów termowizyjnych, które zawierają nieprawdziwe „gorące punkty" oraz błędy pomiarowe.



**Fot. 2.** Farma fotowoltaiczna w podczerwieni z widocznymi miejscami o podwyższonej temperaturze [4]



**Fot. 3.** Panel fotowoltaiczny z widocznymi miejscami o podwyższonej temperaturze [3]

Aby uniknąć odbicia kamery termowizyjnej i samego operatora na powierzchni szklanej, kamera IR nie powinna być ustawiona prostopadle do sprawdzanego modułu. Jednak emisyjność jest najwyższa, gdy kamera ustawiona jest prostopadłe, a zmniejsza się wraz ze wzrostem kąta. Dobrym rozwiązaniem jest kąt patrzenia 5-60 °.

Podczas badania modułów fotowoltaicznych z przodu kamera termowizyjna rejestruje wprawdzie rozkład ciepła bezpośrednio na szklanej powierzchni modułu, ale rozkład ciepła ogniw znajdujących się pod szkłem ma jedynie charakter pośredni. Dlatego różnice temperatury zmierzone na szklanej powierzchni modułu PV mogą być niewielkie. Aby można je było zaobserwować, do takiej inspekcji konieczne jest użycie kamery o czułości cieplnej ≤ 50 mK. Aby te niewielkie różnice temperatury dało się zauważyć, kamera IR powinna posiadać możliwość ręcznej regulacji poziomu i zakresu mierzonej temperatury. Moduły PV są najczęściej montowane na silnie odbijających promieniowanie aluminiowych ramach, które na obrazach termowizyjnych są widoczne najczęściej jako zimne obszary. Układ autoregulacji w kamerze IR dopasowuje zakres do najniższej i najwyższej temperatury na obrazie i z tego powodu niewielkie anomalie cieplne mogą nie być widoczne. To również jest przyczyną, dla której

reklama

poziom i zakres temperatur na obrazie w kamerze IR powinien być też regulowany ręcznie [1].

Nie każda jednak kamera termowizyjna nadaje się do badania modułów PV, a dodatkowo podczas badania trzeba przestrzegać określonych zasad, aby było ono skuteczne i nie prowadziło do błędnych wniosków. Aby był zapewniony odpowiedni kontrast termiczny podczas inspekcji, natężenie promieniowania słonecznego powinno wynosić co najmniej 500 W/m$^2$, jednak optymalny rezultat można uzyskać dopiero przy natężeniu promieniowania wynoszącym około 700 W/m$^2$. Duże znaczenie mają także warunki atmosferyczne panujące podczas pomiarów, np. niższe temperatury zewnętrzne również pozwalają zwiększyć kontrast termiczny (słoneczne przedpołudnia) [1].

Często trzeba prowadzić obserwację instalacji o dużej powierzchni. Aby w tych warunkach uzyskać odpowiednio wysoką jakość termogramów, konieczne jest zastosowanie kamery termowizyjnej o wysokiej rozdzielczości obrazu. Dobre efekty można uzyskać już przy rozdzielczości 640×480 px (pikseli), ale wyższe rozdzielczości są pożądane (ze wzrostem rozdzielczości rośnie niestety cena kamery IR). Kamera termowizyjna używana do badania instalacji fotowoltaicznych powinna mieć także wymienną optykę umożliwiającą dopasowanie do współpracy z dronem [1].

Często moduły PV bada się kamerą IR od tyłu. Pozwala to znacznie zredukować odbicia spowodowane innymi obiektami, w tym słońcem lub chmurami, które utrudniają obserwację. Temperatury na tylnej stronie modułów są wyższe, gdyż mierzone są bezpośrednio na powierzchni ogniw, a nie na oddzielającej je szklanej powierzchni. Podstawową zasadą jest to, aby podczas badania ogniw PV unikać wszelkiego rodzaju odbić. Tył modułu PV nie odbija tak silnie promieniowania cieplnego, dokładność pomiaru temperatury modułu jest dzięki temu zdecydowanie wyższa. Może się zdarzyć, że właśnie podczas badania od tyłu na obrazie z kamery nie pojawią się gorące punkty, które były widoczne podczas obserwacji modułów z przodu. Będzie to potwierdzeniem, że punkty te powstały wskutek odbić i nie są przyczyną usterki. Następnie można przeprowadzić specjalistyczne badania przetwarzania energii ze światła przez poszczególne obszary modułu [1].

## przydatne funkcje

Kolejną przydatną funkcją dla kamery termowizyjnej jest oznaczanie zdjęć termalnych z współrzędnymi z GPS. Pozwala to na łatwe zlokalizowanie wadliwych modułów w dużych obszarach, np. na rozległych farmach fotowoltaicznych, a także odnoszenie obrazów termicznych do urządzeń, np. w raportach.

Kamera termowizyjna powinna mieć wbudowany aparat cyfrowy, który umożliwia rejestrację obrazu w świetle widzialnym (cyfrowe zdjęcie) umożliwiając powiązanie go z obrazem termicznym. Jest to tryb umożliwiający nakładanie obrazów cieplnych i wizualnych na siebie, co umożliwia łatwą identyfikację miejsca anomalii temperaturowych na powierzchni. Przy tworzeniu raportów mogą okazać się przydatne komentarze głosowe oraz tekstowe, które są zapisywane w kamerze razem z obrazem.

Jest jeszcze wiele interesujących funkcji, ale będzie to przedmiotem kolejnego artykułu.

## literatura


1. M. Sarniak, Badania termowizyjne krzemowych modułów fotowoltaicznych, PW filia w Płocku, prezentacja
2. K. Kuczyński, G. Dymny, Inspekcja instalacji elektrycznych za pomocą kamer termowizyjnych, „elektro.info", 3/2020
3. materiały firmy Flir
4. materiały firmy InfraTec



reklama

Zamów prenumeratę elektro info

FORMULARZ ZAMÓWIENIA

Zamawiam prenumeratę:

Zaznacz wybraną opcję krzyżykiem i wpisz, od którego numeru chcesz zacząć prenumeratę

☐ dwuletnią – 235 zł od numeru ☐
☐ roczną – 130 zł od numeru ☐
☐ półroczną – 80 zł od numeru ☐
☐ edukacyjną – 80 zł od numeru ☐
☐ próbną (kolejne 3 numery) – bezpłatną od numeru ☐

Nazwa firmy

Ulica i numer

Kod pocztowy

Miejscowość

Osoba zamawiająca

Rodzaj działalności

NIP

Telefon kontaktowy

E-mail

Administratorem Państwa danych osobowych jest Grupa MEDIUM Spółka z ograniczoną odpowiedzialnością Sp.K., nr KRS: 0000537655, z siedzibą w 04-112 Warszawa, ul. Karczewska 18, tel. +48 22 810-21-24, wydawca elektro.info.
Wyrażam zgodę na przetwarzanie moich danych osobowych przez Grupa MEDIUM Spółka z ograniczoną odpowiedzialnością Sp.K. w celu zamówienia prenumeraty.
Przysługuje Pani/Panu prawo do wglądu do swoich danych, aktualizowania, poprawiania oraz całkowitego usunięcia ich, a także wniesienia sprzeciwu wobec ich przetwarzania. Podanie danych ma charakter dobrowolny. Dane są chronione zgodnie z Rozporządzeniem Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2016/679 z dnia 27 kwietnia 2016 r.

Upoważniam GRUPĘ MEDIUM do wystawienia faktury VAT bez podpisu odbiorcy.

Data: ..... Podpis: .....

Wysyłka będzie realizowana po dokonaniu wpłaty na konto: Volkswagen Bank Polska S.A., 09 2130 0004 2001 0616 6862 0001

Termowizja z FLIR Systems

Kamery Termowizyjne, Przyrządy pomiarowe, Oprogramowanie.

Autoryzowany dystrybutor w Polsce, Premium Partner FLIR Systems, 2019 Platinum Partner

▪ Kamery ▪ Przyrządy ▪ Szkolenia ▪ Serwis

Kamery termowizyjne

Mobilne pomiarowe kamery termowizyjne FLIR.

Przyrządy pomiarowe

Urządzenia wspierające badania i analizy termowizyjne FLIR.

Programy do analiz

Programy do analiz Najbardziej mobilna oferta oprogramowani dla termowizji.

Termoenergia FLIR

Dane do zamówienia
Termoenergia
Autoryzowany Dystrybutor Flir Systems
tel: +48 501 243 376
tel: +48 22 300 05 35
kontakt@termoenergia.pl

kameratermowizyjna.pl

**ANMARO Sp. z o.o.**
05-090 Raszyn, ul. Stawowa 21A
tel. 22 378 17 49, faks 22 378 17 50
**anmaro@anmaro.pl**

**AS ENERGY**
44-270 Rybnik, ul. Rymera 19
tel. 32 440 98 62
biuro@asenergy.pl
**ww.asenergy.pl**

**Zakłady Kablowe BITNER Sp. z o.o.**
30-009 Kraków, ul. Józefa Friedleina 3/3
tel. 12 389 40 24, faks 12 378 37 92
bitner@bitner.com.pl
**www.bitner.com.pl**

**Elektrometal Energetyka SA**
02-830 Warszawa, ul. Mazura 18A
tel. 22 350 75 50, faks 22 350 75 51
**www.elektrometal-energetyka.pl**

**ENERIA**
Dział Instalacji Elektrycznych i Fotowoltaiki
tel. 22 768 71 86, tel. 22 768 71 85
instalacje@eneria.pl, fotowoltaika@eneria.pl
**www.eneria.pl**

**ETI POLAM Sp. z o.o.**
06-100 Pułtusk, ul. Jana Pawła II 18
tel. 23 691 93 00, faks 23 691 93 60
etipolam@etipolam.com.pl
**www.etipolam.com.pl**





**Euro Pro Group**
58-200 Dzierżoniów, ul. Jałowcowa 1
tel. +48 697 790 707
rgonet@europro.com.pl
**www.europro.com.pl**

**FlexiPower Group Sp. z o.o. Sp. K.**
Kudrowice 12, 95-200 Pabianice
tel. +48 535 102 121
biuro@flexipowergroup.pl
**www.flexipowergroup.pl**

**JEAN MUELLER POLSKA Sp. z o.o.**
02-293 Warszawa, ul. Krótka 4
tel. 22 751 79 01, faks 22 751 79 03
info@jeanmueller.pl
**www.jeanmueller.pl**

**Kamery IR**
02-521 Warszawa, ul. Rakowiecka 39A/3
tel. +48 601 251 025
rutkowski@kameryir.com.pl
**www.kameryir.com.pl**

**Kratki.pl**
26-660 Wsola/Jedlińsk
ul. W. Gombrowicza 4
tel. +48 389 99 20
**www.kratkienergy.com**

**Nexans Polska Sp. z o.o.**
47-400 Racibórz, ul. Wiejska 18
tel. 32 414 96 49, faks 32 415 79 77
janusz.sokolowski@nexans.com
**www.nexans.com**

**Phoenix Contact Sp. z o.o.**
51-317 Wrocław, ul. Bierutowska 57–59, Budynek nr 3/A
tel. 71 398 04 10, faks 71 398 04 99
phoenixcontact@phoenixcontact.pl
**www.phoenixcontact.pl**

**SIBA Polska Sp. z o.o.**
05-082 Stare Babice, ul. Warszawska 300D
tel. 22 832 14 77, 601 241 236, 603 567 198
siba@siba-bezpieczniki.pl
**www.siba-bezpieczniki.pl**

**RST sp. z o.o.**
15-620 Białystok, ul. Elewatorska 17/1
tel. +48 792 350 100
rst@rst.pl
**www.rst.pl**

**Schrack Technik**
03-310 Warszawa, ul. Staniewicka 5
tel. 22 205 31 00, faks 22 205 31 01
kontakt@schrack.pl
**www.schrack.pl**

**Termoenergia** Autoryzowany Dystrybutor Flir Systems
04-906 Warszawa, ul. Gruntowa 8
tel. 22 300 05 35
kontakt@termoenergia.pl
**www.kameratermowizyjna.pl**

**Redakcja elektro.info**
04-112 Warszawa, ul. Karczewska 18
tel. 22 810 65 61, faks 22 810 27 42
redakcja@elektro.info.pl
**www.elektro.info.pl**

elektro info