

## Instalacje fotowoltaiczne - aspekty techniczno-ekonomiczne

**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 oraz analizę ekonomiczną instalacji fotowoltaicznej zainstalowanej na budynku.

**Abstract.** Photovoltaics is one of the most promising technologies for electricity production. Photovoltaic systems can be used in power systems of different scales. In the future, photovoltaics could be an effective and safe source of energy and an important part of a stable and independent energy mix. The article presents the technical aspects of construction of micro-installations of photovoltaic and an economic analysis of the installed photovoltaic installation on the building. (**Photovoltaic systems - technical and economic aspects**).

**Słowa kluczowe:** instalacja fotowoltaiczna, ochrona odgromowa, ochrona przeciwprzebieciowa, analiza ekonomiczna.

**Keywords:** photovoltaic installation, lightning protection, surge protection, economic analysis.

doi:10.12915/pe.2014.10.08

### Wstęp

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. Aby ten cel był możliwy do zrealizowania, konieczne są sprzyjające rozwiązania prawne. W dniu 11 września 2013 r. weszła w życie znowelizowana ustawa Prawo energetyczne (tzw. Mały Trójpak) [1].

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

- mikro instalacja - 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. Częściowy koszt przyłączenia do sieci,
- duża instalacja - powyżej 200 kW. Wymagane jest pozwolenie na budowę, zarejestrowana działalność gospodarcza oraz koncesja. Częściowy lub pełny koszt przyłączenia do sieci [12].

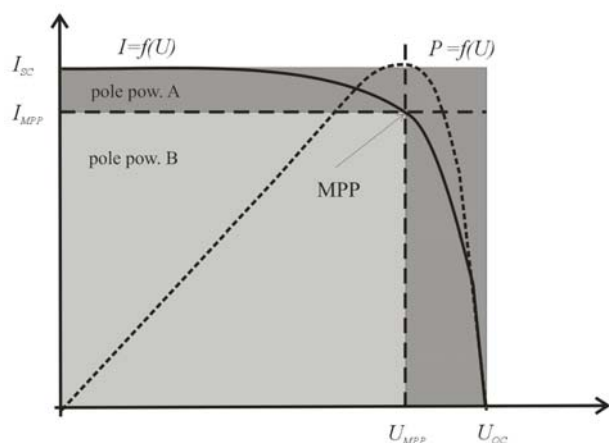
Ogniwa fotowoltaiczne mogą być stosowane w trzech segmentach rynków:

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

### Podstawowe parametry ogniw

Zamiana energii słonecznej na energię elektryczną, w sposób bezpośredni, odbywa się za pomocą ogniwa fotowoltaicznego. Jest to urządzenie półprzewodnikowe zawierające w swej strukturze złącze p-n. W chwili obecnej dostępnych jest na rynku już kilka kolejnych generacji ogniw fotowoltaicznych. Niezależnie od rodzaju i technologii wytwarzania, każdy moduł fotowoltaiczny można scharakteryzować kilkoma parametrami (rys.1), które dostarczają informacji o ich jakości. Parametry te to między innymi: napięcie ogniwa rozwartego  $U_{OC}$  (ang. open circuit voltage), prąd zwarcia  $I_{SC}$  (ang. short circuit current), punkt mocy maksymalnej  $P_{MPP}$  (MPP ang. maximum power point), współczynnik wypełnienia, sprawność. Napięcie  $U_{MPP}$  i prąd

$I_{MPP}$  dla punktu mocy maksymalnej stanowią parametry znamionowe ogniwa.



Rys.1. Charakterystyka prądowo-napięciowa i charakterystyka obciążenia (mocowa)

Sprawność ogniwa wyraża stosunek wytworzonej mocy elektrycznej,  $P_{MPP}$  do mocy padającego promieniowania świetlnego,  $P_{in}$ :

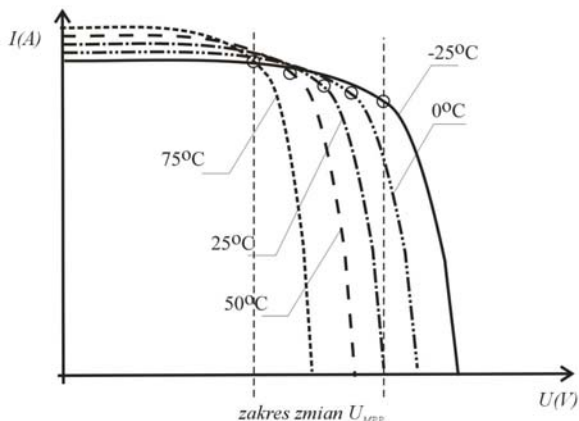
$$(1) \quad \eta = \frac{P_{MPP}}{P_{in}} = \frac{U_{MPP} I_{MPP}}{E \cdot s}$$

gdzie:  $E$  – natężenie promieniowania [ $W/m^2$ ],  $s$  – powierzchnia badanego modułu [ $m^2$ ],

Istotnym parametrem, który wpływa na uzysk energii elektrycznej jest temperatura pracy ogniwa. Producenci podają dane znamionowe zazwyczaj dla temperatury  $25^\circ C$  oraz gęstości promieniowania  $1000 W/m^2$ . Dla temperatury powyżej  $25^\circ C$ , każdy przyrost temperatury ogniwa powoduje spadek mocy maksymalnej, zaś dla temperatury poniżej  $25^\circ C$ , każdy spadek temperatury ogniwa powoduje wzrost mocy maksymalnej (rys.2). Biorąc pod uwagę negatywny wpływ wzrostu temperatury ogniwa na sprawność, należy zapewnić odpowiednie chłodzenie, wentylację dla modułów. Zadanie to realizowane przez odpowiedni montaż modułów, zapewniający swobodny przepływ powietrza przy instalacji [2, 3, 4, 6, 7].

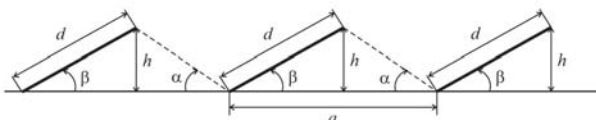
Ważnym aspektem podczas projektowania układów fotowoltaicznych jest ustawienie modułów w kierunku promieniowania słonecznego (rys.3). W zależności od

położenia geograficznego konieczny jest odpowiedni wybór optymalnego kąta nachylenia modułów względem powierzchni (kąt  $\alpha$ ) oraz ustawienie w kierunku południowym.



Rys.2. Wpływ temperatury ogniwa na jego sprawność

Moduł fotowoltaiczny odbiera największą ilość energii, gdy promienie słoneczne padają prostopadłe do jego płaszczyzny. Nieznaczne odchylenie modułu od kierunku południowego ma niewielki wpływ na efektywność pracy instalacji jednak wiąże się ze zmniejszeniem uzysków energetycznych.



Rys.3. Dobór odstępów między rzędami modułów fotowoltaicznych

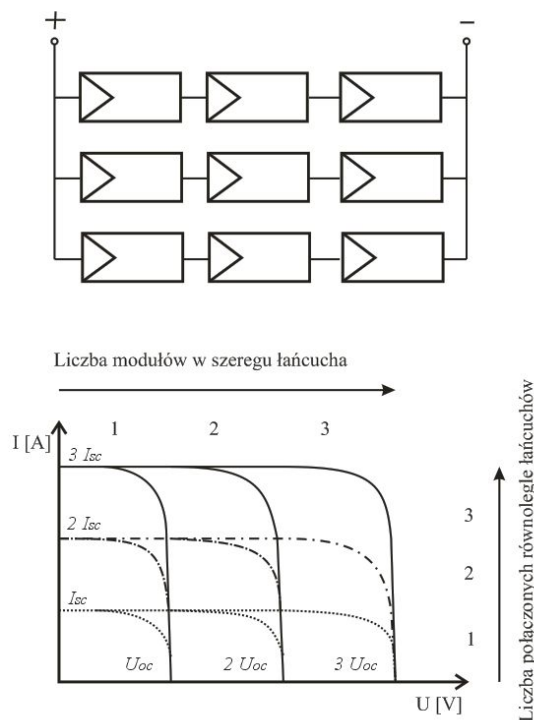
Optymalną odległość pomiędzy modułami można wyznaczyć na podstawie zależności:

$$(2) \quad a = d \cos \beta + h \cos \alpha = d(\cos \beta + \sin \beta \cos \alpha)$$

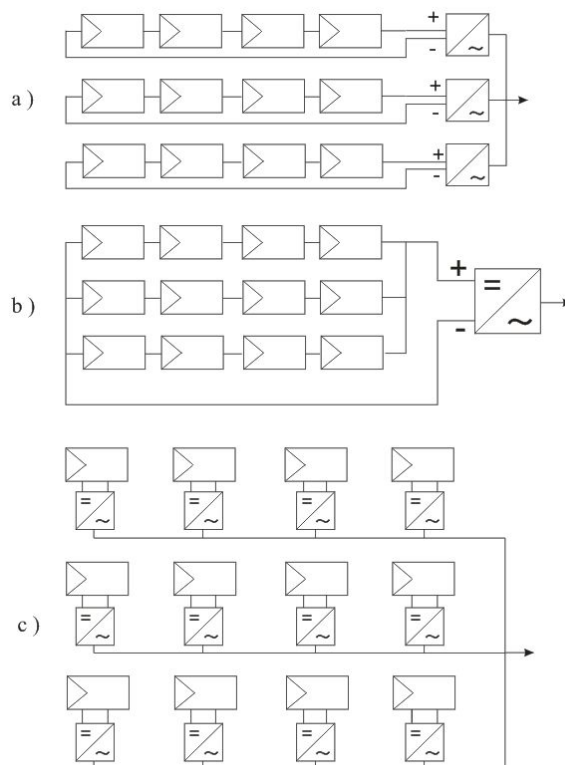
gdzie:  $a$  – odległość między początkami następných rzędów modułów,  $h$  – wysokość krawędzi modułu od ziemi,  $d$  – długość modułu,  $\alpha$  – kąt padania promieni słonecznych,  $\beta$  – kąt nachylenia modułu do powierzchni.

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 ilości modułów, np. dla trzech modułów trzykrotnie (rys.4). 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 ilości modułów.

Łączenie równoległe kilku łańcuchów szeregowych możliwe jest wyłącznie dla identycznej liczby modułów w szeregu. Moduł fotowoltaiczny dostarcza prąd stały, stąd 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), ilość wejść mocy (trackerów MPP). Można wyróżnić trzy podstawowe rodzaje włączenia falowników (rys.5): centralny, szeregowy (stringowy) oraz mikroinwerter wbudowany w moduł [2, 3, 4, 6, 7].



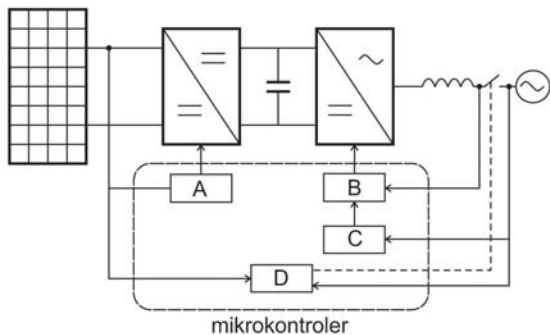
Rys.4. Połączenie szeregowo-równoległe ogniw (modułów) fotowoltaicznych



Rys.5. Rodzaje falowników: a) centralny, b) szeregowy, c) falownik-mikroinwerter wbudowany w moduł

Energia wprowadzana do sieci musi spełniać wysokie wymagania co do jakości, m.in. kształtu przebiegu napięcia i prądu, które powinny być idealnym przebiegiem sinusoidalnym. Ważnym elementem jest również układ śledzenia maksymalnego punktu pracy (ang. Maximum Power Point Tracking, MPPT), który może zwiększyć ilość

przetworzonej energii nawet o kilkanaście procent. Jednym z podstawowych zadań falownika jest ciągłe monitorowanie parametrów sieci takich jak: napięcie, częstotliwość i odpowiednie reagowanie na ich zmiany, w tym odłączenie falownika od sieci w przypadku, gdy wartości tych parametrów znajdą się poza dozwolonym zakresem (rys.6). Ważnym elementem są zabezpieczenia falownika zapewniające jego wydajną i bezpieczną współpracę z siecią. Niemożliwa zatem jest tak zwana wyspowa praca falownika (ang. off-grid), ponieważ bez dodatkowych urządzeń separujących go od sieci mógłby stanowić spore zagrożenie w przypadku awarii.



Rys.6. Układy regulacji w falowniku. Strona DC/DC – śledzenie mocy maksymalnej, strona DC/AC – współpraca z siecią, A – układ śledzenia punktu mocy maksymalnej MPPT, B – regulacja prądu, C – synchronizacja, D – monitoring parametrów

### Ochrona instalacji fotowoltaicznych

System fotowoltaiczny zamontowany na dachu budynku to pracująca elektrownia, dlatego każda osoba, która może mieć do niej dostęp musi być bezpieczna. Dlatego ważne jest zapewnienie ochrony podstawowej – przed dotykaniem bezpośrednim, a także należy zapewnić odpowiednią ochronę przed dotykiem pośrednim – przy uszkodzeniu.

Z charakterystyki prądowo-napięciowej  $I=f(U)$ , przedstawionej na rysunku 1 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 paneli, powoduje w tym panelu stan zwarcia i przepływ przez uszkodzony panel prądu zwarciovego ( $I_{sc}$ ) (prądu wstecznego), będącego sumą prądów pochodzących z innych rzędów łańcuchów paneli fotowoltaicznych.

Największa dopuszczalna wartość prądu zwrotnego według normy IEC 61730-2 dla pojedynczego modułu fotowoltaicznego wynosi od 2 do  $2,6 \times I_{sc}$ . 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.

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 wyzwalania 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:

$$(3) \quad 1,4 \times I_{SC} \leq I_n \leq 2,4 \times I_{SC}$$

gdzie:  $I_{SC}$  – znamionowy prąd zwarciovych modułów fotowoltaicznych,  $I_n$  – prąd znamionowy bezpiecznika.

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 przeciwprzebieciowej (ang. SPD – Surge Protection Devices).

Falownik, który stanowi istotny element instalacji fotowoltaicznych powinien być szczególnie chroniony przed oddziaływaniem impulsów przebieciowych. Zagrożenia te można zminimalizować stosując podstawowe środki ochrony: odgromowej, przeciwprzebieciowej, 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 przepływa bezpośrednio przez elementy instalacji PV powoduje powstanie napięć o dochodzących do 100 kV,
- sprzężenia magnetyczne, kiedy prądy wyładowań atmosferycznych powodują przebiecia poprzez indukcję magnetyczną,
- sprzężenia elektryczne, które powstają na skutek działania pola elektrycznego przy przepływie prądu udarowego.

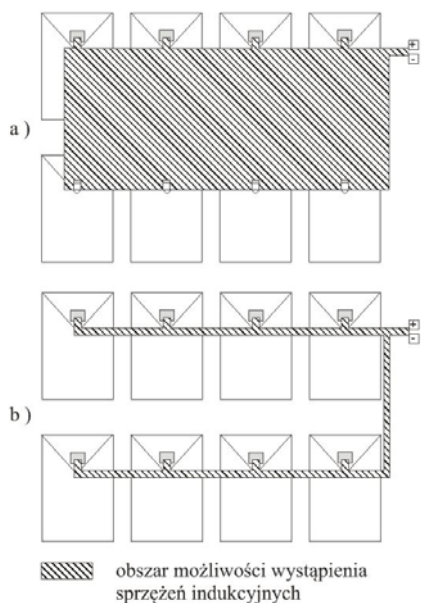
Instalacje fotowoltaiczne narażone są na występowanie przebiec nie tylko na skutek bezpośredniego wyładowania atmosferycznego ale również na przebiecia indukowane na skutek wyładowań w pobliżu obiektu. Aby zmniejszyć możliwość powstawania przebiec należy pamiętać o tym by w odpowiedni sposób układać przewody (rys.6) aby ograniczyć obszar występowania sprzężeń, a zwody i przewody instalacji odgromowej powinny być prowadzone w odpowiednim odstępnie izolacyjnym od instalacji fotowoltaicznej.

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 odstępnie izolacyjnym „s” od elementów instalacji fotowoltaicznej. W praktyce przyjęło się, że wystarczający odstęp izolacyjny s, zawiera się w przedziale od 0,5 do 1m. W celu wyznaczenia wartości odstępnie izolacyjnego s należy skorzystać z równania:

$$(4) \quad s = k_i \frac{k_c}{k_m} L$$

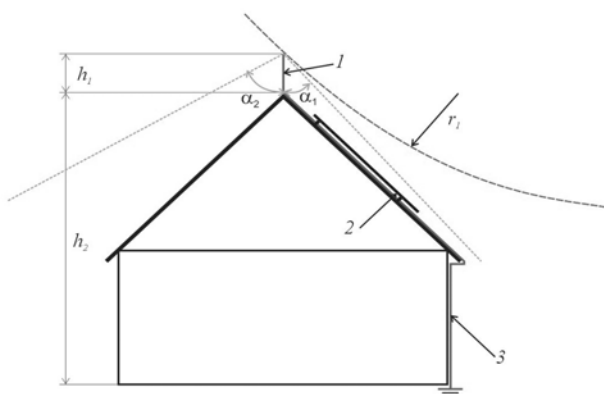
gdzie:  $k_i$  – współczynnik zależny od wybranego poziomu ochrony systemu odgromowego,  $k_c$  – współczynnik zależny od rozpiętości prądu w przewodach ochrony odgromowej,  $k_m$  – współczynnik zależny od rodzaju materiału, jaki wykorzystano w odstępnie izolacyjnym,  $L$  - długość mierzona

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



Rys.7. Sposoby prowadzenia przewodów w celu uniknięcia sprzężeń indukcyjnych: a) poprawny, b) niepoprawny

Funkcje ochrony przed bezpośrednim wyładowaniem atmosferycznym spełniają odpowiednio dobrze 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 listwą potencjału wyrównawczego budynku. Zasady tworzenia przestrzeni chronionej określono w normach. Strefę ochronną tworzoną przez zwody można wyznaczyć przy pomocy kąta ochronnego lub wykorzystując zasadę toczonej się po dachu kuli.



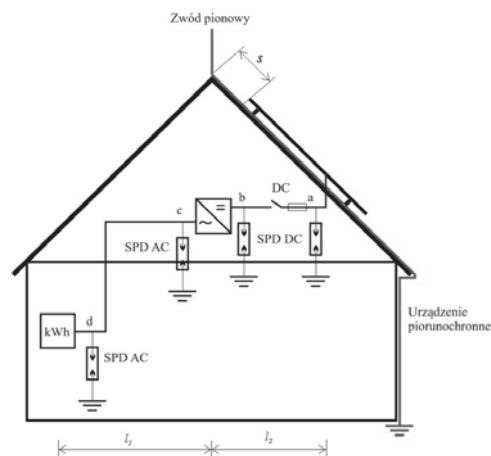
Rys.8. Wyznaczanie stref ochronnych instalacji odgromowej dla budynku z systemem fotowoltaicznym. 1. zwód pionowy, 2. instalacja fotowoltaiczna, 3. instalacja odgromowa,  $h_1$  – wysokość zwodu pionowego,  $h_2$  – wysokość budynku,  $\alpha_1$ ,  $\alpha_2$  – kąty ochrony,  $r_1$  – promień kuli

Metoda „toczącej się kuli” (rys.8) jest geometryczno-elektrycznym 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. Metoda kąta ochronnego, w której przestrzeń chroniona przed bezpośrednim uderzeniem pioruna określana jest i 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 9. W przedstawionej instalacji do ograniczania przepięć zastosowano układy ograniczników przepięć (SPD) zarówno w instalacji elektrycznej oraz 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.9) powinny być zainstalowane niezależnie od układu instalacji:

- jeśli budynek nie posiada 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 typ 2 (punkt c). Również dodatkowy ograniczniki przepięć typ 2 (dedykowany do systemów fotowoltaicznych) wymagany jest w przypadku gdy długość przewodów  $l_2$  łączących instalację fotowoltaiczną z przekształtnikiem przekracza 10 m (rys.9, punkt a),



Rys.9. Schemat instalacji fotowoltaicznej z uwzględnieniem ochrony przeciwprzepięciowej

- 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 typ 2, jeśli większa niż 10 m wtedy stosujemy ogranicznik typ 1. Również dodatkowy ograniczniki przepięć typ 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 zwarciovych, 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 [2, 7, 8, 9, 10, 11].

### Analiza ekonomiczna instalacji fotowoltaicznej

W nowelizacji Prawa energetycznego z 26 lipca 2013 r., znalazł się zapis istotny dla gospodarstw domowych i firm zainteresowanych montażem instalacji fotowoltaicznych o mocy do 40 kW. Zgodnie z nowymi przepisami osoby zainteresowane montażem mikroinstalacji OZE nie muszą już rejestrować działalności gospodarczej, a nadwyżki produkowanej energii mogą sprzedawać do sieci po cenie wynoszącej 80% średniej ceny z rynku hurtowego w roku wcześniejszym. Cena gwarantowana za sprzedaż energii nie dotyczy jednak eksploatujących mikroinstalacje fotowoltaiczne przedsiębiorców, którzy w dalszym ciągu mogą korzystać ze wsparcia w ramach obecnego systemu zielonych certyfikatów. Przedsiębiorców nie dotyczy także kolejne ułatwienie przewidziane w „małym trójpaku” dla osób montujących mikroinstalacje OZE. Chodzi o koncesję, którą – w przeciwieństwie do gospodarstwa domowego eksploatującego mikroinstalację fotowoltaiczną – przedsiębiorca będący właścicielem takiego systemu musi posiadać.

Tabela 1. Wyniki analizy ekonomicznej

Moc [kW]	4							
Nakład inwestycyjny [zł]	16000				30000			
Czas pracy [h]	950							
Ilość wyprodukowanej energii [MWh]	3,8							
Ilość energii sprzedanej [%]	0	30	40	50	0	30	40	50
Czas zwrotu inwestycji [lata]	12	18	21	>25	>25	>25	>25	>25
Czas pracy [h]	1000							
Ilość wyprodukowanej energii [MWh]	4							
Ilość energii sprzedanej [%]	0	30	40	50	0	30	40	50
Czas zwrotu inwestycji [lata]	12	17	19	23	>25	>25	>25	>25

### Podsumowanie

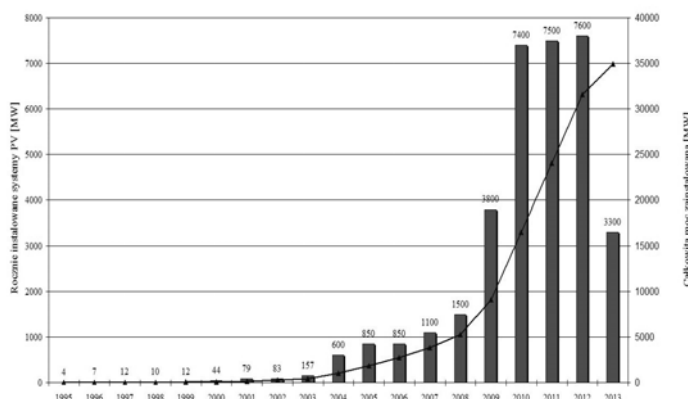
Instalacje fotowoltaiczne stają się coraz bardziej popularnym źródłem energii odnawialnej. W Polsce do połowy bieżącego roku zainstalowano łącznie około 6 MW instalacji fotowoltaicznych. Dla porównania, w systemie niemieckim do końca ubiegłego roku zainstalowano już ponad 35 GW w instalacjach fotowoltaicznych, jest to wielkość porównywalna z całkowitą mocą jaką dysponuje nasz system elektroenergetyczny. Dynamikę wzrostu budo-wy systemów PV na rynku niemieckim pokazano na rys 10.

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. Amortyzacja systemów fotowoltaicznych może się jednak wydłużyć ze względu na ewentualne uszkodzenia, które w prostym przełożeniu prowadzą do utraty zysków. Projekty instalacji fotowoltaicznych prowadzone zgodnie 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

Zgodnie z przepisami prawa energetycznego przyłączenie mikroinstalacji do sieci elektroenergetycznej jest darmowe. Zakład energetyczny pokrywa koszty wymiany licznika, niestety oddawana do sieci energia jest skupowana po bardzo niskich stawkach ok. 0,156 zł/kWh. Stawka ta jest określona ustawowo jako 80% średniej ceny energii z poprzedniego roku [1]. Czy w takich warunkach instalacja PV może być ekonomicznie uzasadniona? Zakładając, że część wytworzonej energii elektrycznej zużywamy na potrzeby własne możemy uniknąć kosztu zakupu energii, która w chwili obecnej wynosi ok. 0,6 zł/kWh. Sama instalacja nie może być zbyt duża, aby współczynnik konsumpcji był możliwie wysoki.

Analizie ekonomicznej poddane zostały dwa układy fotowoltaiczne o mocy 4 kW. Oba zainstalowane dla małego gospodarstwa domowego. Wyniki analizy przedstawiono w Tabeli 1. Założenia do analizy ekonomicznej: stały spadek wielkości produkcji paneli fotowoltaicznych związany ze spadkiem sprawności równy 0,8% rocznie, stały 2% wzrost cen energii elektrycznej. Nakład inwestycyjny na instalację założono dla dwóch przypadków: najtańszych dostępnych na rynku paneli fotowoltaicznych bez kosztów montażu oraz paneli fotowoltaicznych renomowanego producenta z kosztem montażu. Obliczenia wykonano dla dwóch czasów pracy instalacji: 950 h oraz 1000 h w ciągu roku. Założono także sprzedaż nadwyżek wyprodukowanej energii do sieci elektroenergetycznej od 0-50%.

fotowoltaicznej, która może powstać na skutek wyładowań atmosferycznych oraz przepięć w liniach zasilających.



Rys.10. Przyrosty roczne zainstalowanej mocy w systemach fotowoltaicznych oraz całkowita moc zainstalowana w fotowoltaice w niemieckim systemie elektroenergetycznym (opracowanie własne na podstawie [5, 12, 13, 14, 15])

Na podstawie przeprowadzonej analizy ekonomicznej można zauważyć, że czas zwrotu z inwestycji w obu analizowanych przypadkach jest bardzo długi, od 12 lat do nawet powyżej 25 lat, czyli teoretycznie przekracza czas życia paneli fotowoltaicznych. Czas zwrotu silnie zależy od



czasu wykorzystania paneli fotowoltaicznych. Ustawodawca pisząc założenia do małego trójpaku wyraźnie określił zakres stosowania układów fotowoltaicznych w mikroskali. Z analizy wynika, że najbardziej opłacalne jest stosowanie układów o mocach porównywalnych z mocą zużywaną w budynku. Im wyższa ilość energii sprzedawanej do sieci tym dłuższy czas zwrotu inwestycji. Mimo, że fotowoltaika jeszcze bardzo długo nie będzie stanowiła konkurencji dla energetyki opartej o surowce kopalne, to jej udział w systemie elektroenergetycznym z pewnością będzie sukcesywnie wzrastać.

#### LITERATURA

- [1] Ustawa z dnia 26 lipca 2013 r. o zmianie ustawy - Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw, Dz.U. 2013 poz. 984
- [2] Haberlin H., Photovoltaics. System Design and Practice, Wiley, 2012
- [3] Klugmann-Radziemska E., Fotowoltaika w teorii i praktyce, Wydawnictwo BTC, Legionowo 2010
- [4] Pietruszko S., Perspektywy i bariery rozwoju fotowoltaiki w Polsce, *Czysta Energia*, nr 1/2012 (125)
- [5] PVPS Report - A Snapshot of Global PV 1992-2012 Preliminary information from the IEA PVPS Programme - Report IEA-PVPS T1-22:2013

- [6] Stapleton G., Neill S., Grid-Connected Solar Electric Systems, *Earthscan*, London 2012
- [7] Gevorkian P., Large-Scale Solar Power System Design, *MCGraw-Hill Companies, Inc.* 2011
- [8] Kowalski P., Ogniwa fotowoltaiczne. Dobór przewodów łączących, *Polski Instalator*, nr 4/2014, 24-25
- [9] Wincencik K., Prosumencka instalacja PV – wybrane zagadnienia ochrony odgromowej i przepięciowej, *Fotowoltaika Wydanie Specjalne*, nr 1/2014, 20-23
- [10] Sowa A., Wincencie K., Ograniczanie przepięć w instalacjach niskonapięciowych systemów fotowoltaicznych, *Elektro.info*, nr 7-8/2012, 79-81
- [11] Kłopotcki R., Zabezpieczenia elektrowni fotowoltaicznych w praktyce, *Elektroinstalator*, nr 3/2013, 18-21
- [12] Winneker C. red., Global Market Outlook for Photovoltaics 2013-2017, [www.epia.org](http://www.epia.org)
- [13] Wirth H., Recent Facts about Photovoltaics in Germany, *Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems ISE*, 2014.
- [14] <http://www.energieagentur.nrw.de>
- [15] <http://www.bundesregierung.de>

---

**Autor:** dr inż. Radosław Szczerbowski, Politechnika Poznańska, Instytut Elektroenergetyki, ul. Piotrowo 3a, 60-965 Poznań, E-mail: [radoslaw.szczerbowski@put.poznan.pl](mailto:radoslaw.szczerbowski@put.poznan.pl)