

SKRYPT SZKOLENIOWY SZKOLENIE "FOTOWOLTAIKA W BUDOWNICTWIE"

w ramach projektu: *"Praca szansą na osobisty rozwój"*

2017-01-16

Spis treści

1	Moduł 1 Panele fotowoltaiczne w kontekście technologii odnawialnych.	3
1.1	Co to jest układ fotowoltaiczny?	3
1.2	Korzyści z układów fotowoltaicznych	3
1.2.1	Ekonomiczne	4
1.2.2	Środowiskowe	4
1.3	Wady systemów PV	5
1.4	Typy systemów PV	5
1.4.1	PV podłączone do sieci energetycznej (on grid)	5
1.4.2	Układy autonomiczne (off-grid)	6
1.5	Taryfy gwarantowane	7
1.6	Zielone certyfikaty	8
1.7	Koszty	9
2	Moduł 2. Jak działa system fotowoltaiczny - zasady i budowa	9
2.1	Ogniwa, moduły i generatory PV	9
2.1.1	Ogniwa	9
2.1.2	Moduły	10
2.1.3	Generator PV, pole modułów PV	11
2.2	Konstrukcja modułu	12
2.3	Wpływ temperatury, oświetlenia i zacielenia na sprawność układu	12
2.3.1	Oświetlenie	13
2.3.2	Atmosferyczna masa optyczna	14
2.3.3	Temperatura ogniwa	14
2.3.4	Zacienienie	14
2.4	Konfiguracja stałoprądowa (DC) i zmiennoprądowa(AC)	16
2.5	Charakterystyki elektryczne	16

3	Moduł 3. Projektowanie systemu PV	17
3.1	Projektowanie systemu fotowoltaicznego	17
3.1.1	Napięcie	18
3.1.2	Natężenie	19
3.1.3	Charakterystyka generatora:	20
3.2	Przewody i podłączenia	20
3.3	Diody i bezpieczniki	22
3.3.1	Bezpieczniki szeregowo	22
3.3.2	Diody bocznikujące	23
3.4	Dobór parametrów komponentów DC	24
3.5	Ocena parametrów komponentów AC	26
3.5.1	Rozłączniki generatora - rozłącznik AC i DC	26
4	Moduł 4. Montaż systemu PV	32
4.1	Podstawowe zasady projektowania	32
4.2	Planowanie instalacji	32
4.3	Podsumowanie sekwencjonowania zadań na miejscu instalacji	33
4.3.1	Roboty na dachu	34
4.3.2	Roboty wewnątrz	34
4.3.3	Potrzebne narzędzia	34
4.3.4	Lista potrzebnych narzędzi:	34
4.3.5	Droga na miejsce montażu i powrót	36
4.3.6	Przybycie na miejsce	37
4.3.7	Rusztowanie	37
4.3.8	Prace na dachu	38
4.3.9	Mocowanie generatora do krokwi	38
4.3.10	Sekwencja prac na dachu	40
4.4	Struktury dachowe	40
4.4.1	Terminologia	41
4.4.2	Dachy nachylone/skośne	42
4.4.3	Dachy płaskie	43
4.4.4	Mocowanie modułów	43
4.4.5	Systemy niezintegrowane z budynkiem	43
4.4.6	Uchwyty dachowe	44
4.5	Praca na wysokościach	47
4.6	Typy inwerterów w systemach fotowoltaicznych	48
5	Moduł 5. Konserwacja i wykrywanie usterek	50
5.1	Konserwacja	50
5.2	Przeglądy comiesięczne	51
5.3	Przeglądy co sześć miesięcy	51

5.4	Przeglądy co trzy/cztery lata	52
5.5	Protokół przeprowadzenia konserwacji	53
5.6	Rozwiązywanie problemów	53
5.6.1	Problemy z inwerterem	53
5.6.2	Problemy z generatorem PV	54
5.7	Znajdowanie usterek	54
5.8	Usuwanie usterek	57
6	Test na egzamin z fotowoltaiki	58
7	Second Section	61

1 Moduł 1 Panele fotowoltaiczne w kontekście technologii odnawialnych.

1.1 Co to jest układ fotowoltaiczny?

Skrót PV (z j. ang. photovoltaic) oznacza fotowoltaiczny, czyli zdolność materiału do wytwarzania napięcia, zwykle dzięki fotoemisji, w warunkach ekspozycji na energię promieniowania, szczególnie światła.

Proces konwersji światła (fotonów) bezpośrednio na elektryczność (napięcie) jest nazywany fotowoltaiką (PV = photovoltaics). Kiedy materiały fotowoltaiczne absorbują światło słoneczne, wybija ono elektrony, uwalniając je z atomów, umożliwiając im płynięcie przez materiał i wytwarzanie elektryczności.

Materiały fotowoltaiczne używane są do budowy ogniw słonecznych, które na ogół są zgrupowane w moduły fotowoltaiczne (znane także jako panele słoneczne). Moduły mogą być wzajemnie pogrupowane i połączone tworząc generatory fotowoltaiczne (pola modułów).

Na układ PV składa się kilka elementów składowych: panele słoneczne, system montażu, inwerter (falownik), licznik energii, okablowanie, układ sterowania, tablica rozdzielcza.

1.2 Korzyści z układów fotowoltaicznych

Z instalacją PV wiąże się z kilka rodzajów korzyści. Dwa główne to ekonomiczne i środowiskowe. Za korzyść ekonomiczną faktycznie uważa się inwestycją, która co prawda wymaga poniesienia pewnego kosztu początkowego związanego z uruchomieniem systemu PV, ale potem system ten będzie potrzebował bardzo niewiele zabiegów konserwacyjnych, a będzie w sposób cią-

gły generował elektryczność, którą można odsprzedać klientom sieciowym. **Poniżej podano kilka przykładów takich korzyści:**

1.2.1 Ekonomiczne

Zredukowanie wysokości rachunków za elektryczność: światło słoneczne jest za darmo, więc kiedy poniesiemy początkowe koszty instalacji, to koszty elektryczności zostaną znacznie zredukowane. Typowy domowy system PV może zaspokoić zapotrzebowanie na około 40% energii, jaką zużywa się rocznie w gospodarstwie domowym.

Sprzedaż elektryczności dystrybutorowi energii elektrycznej : jeśli układ produkuje więcej energii elektrycznej niż potrzeba i może zostać zużyte, to energię tę może użyć ktoś inny - a dzięki systemowi PV uda zarobić się trochę pieniędzy.

Zmagazynowanie elektryczności na okres pochmurnych dni: kiedy obiekt nie jest podłączony do sieci elektrycznej, układ może zmagazynować nadmiar energii w akumulatorach i użyć jej wtedy gdy będzie jej potrzebował.

1.2.2 Środowiskowe

Redukcja emisji związków węgla: elektryczność słoneczna jest zieloną, odnawialną energią, przy jej wykorzystaniu nie jest wydzielany szkodliwy dwutlenek węgla ani inne zanieczyszczenia. W przypadku typowego systemu **PV można uniknąć emisji około 1200 kg dwutlenku węgla rocznie** - co stanowi około 30 ton w trakcie eksploatacji systemu.

Ochrona fauny i flory: kopalnie węglowe wymagają dużych ilości wody, aby usunąć różne domieszki z węgla. W elektrowniach węglowych zużywa się duże ilości wody do produkcji pary wodnej oraz wykorzystuje się ją w układach chłodzenia. Kiedy elektrownie węglowe czerpią wodę z jeziora lub rzeki, to ma to wpływ na ryby i inne życie wodne, jak również na zwierzęta i ludzi, którzy od tych zasobów wodnych zależą. W tym samym czasie, w wodzie używanej przez instalacje kotłowe i systemy chłodzenia elektrowni gromadzą się zanieczyszczenia. Jeśli woda używana przez elektrownię zostanie odprowadzona do jeziora lub rzeki, zanieczyszczenia w wodzie mogą zaszkodzić zwierzętom i roślinom. W systemach PV nie zachodzą takie procesy.

Brak odpadów: po spaleniu węgla pozostają odpady stałe i popiół, który składa się głównie z tlenków metali i zasad. Średnia zawartość frakcji popiołu w węglu to około 10%. Odpady stałe powstają także w kopalniach węglowych, kiedy oczyszcza się węgiel oraz w elektrowniach, gdy zanieczyszczenia powietrza są usuwane z gazów kominowych. Większość tych odpadów jest składowana na składowiskach odpadów i w nieczynnych kopalniach, chociaż

obecnie pewną ilość przetwarza się na użyteczne produkty, takie jak cement i materiały budowlane. Tak samo jest w przypadku elektrowni zasilanych paliwem jądrowym, gdzie powstają odpady radioaktywne. Takie odpady są radioaktywne przez wiele tysięcy lat i muszą być przechowywane w specjalnych miejscach albo pod ziemią, albo w betonowych kryptach zanurzonych w wodzie i otoczonych stalą. W przypadku systemów PV nie ma emisji spalin czy powstawania popiołu.

1.3 Wady systemów PV

Poniżej są przedstawione wady systemów PV:

- Pewne toksyczne związki chemiczne, takie jak kadm czy arszenik są używane w procesie produkcji systemów PV. Jednak te czynniki środowiskowe są niewielkie i mogą być łatwo kontrolowane dzięki recyklingowi i odpowiedniej utylizacji.
- Energia słoneczna jest nieco droższa w produkcji niż energia ze źródeł konwencjonalnych, w części w związku z kosztami wytworzenia urządzeń PV, a w części w związku ze sprawnością konwersji urządzeń tych urządzeń. W miarę jak sprawność konwersji zacznie wzrastać, to koszty wytwarzania tych urządzeń zaczną spadać i fotowoltaika stanie się coraz bardziej konkurencyjna pod względem kosztów w porównaniu z paliwami konwencjonalnymi.
- Energia słoneczna jest zmiennym źródłem energii. W tym przypadku produkcja energii zależy od słońca. Może się zdarzyć, że urządzenia słoneczne mogą nie wytwarzać energii przez pewien okres czasu, co może prowadzić do niedoborów w sytuacjach, gdy duża część energii jest właśnie czerpana ze słońca.

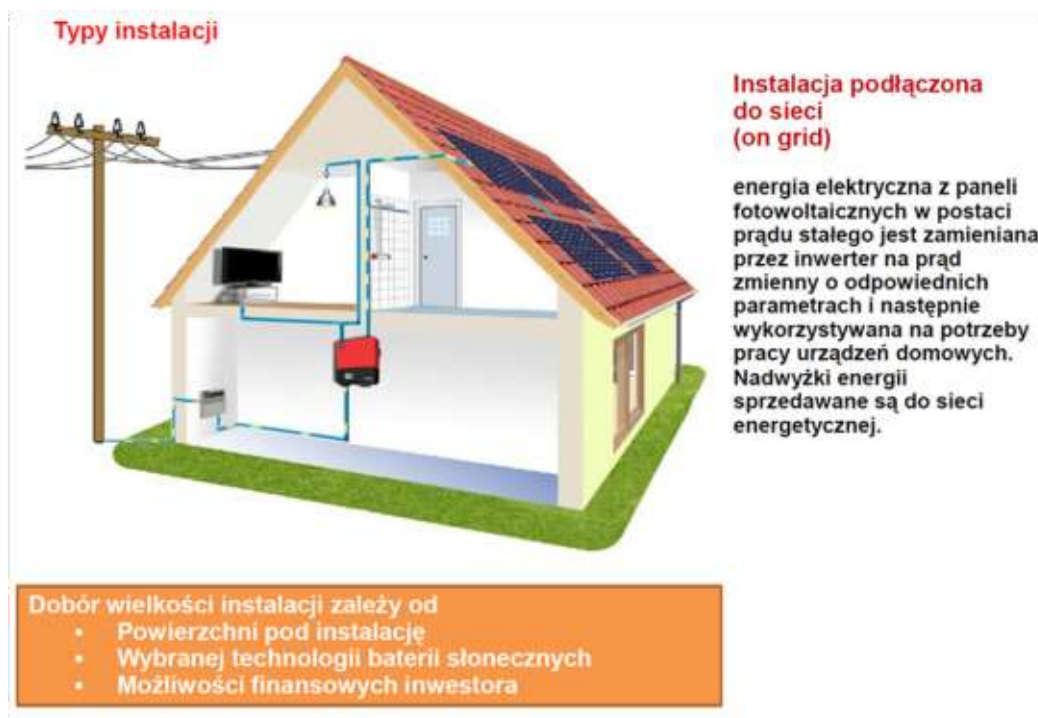
1.4 Typy systemów PV

Systemy fotowoltaiczne są na ogół sklasyfikowane pod względem ich wymogów funkcjonalnych i operacyjnych, konfiguracji podzespołów, i od tego jak są połączone z innymi Źróżłami energii i odbiornikami (urządzeniami elektrycznymi). Istnieją dwie główne kategorie: układy podłączone do sieci energetycznej (on-grid) i układy autonomiczne (off-grid).

1.4.1 PV podłączone do sieci energetycznej (on grid)

Układy PV podłączone do sieci energetycznej są zaprojektowane w taki sposób, aby działać równolegle i w połączeniu z siecią energetyczną. Głównym

elementem takiego systemu jest *inwerter (falownik)*. Inwerter przemienia moc stałą produkowaną przez panele PV na moc zmienną zgodną z wymaganiami napięcia i mocy sieci energetycznej. Inwerter automatycznie zatrzymuje dostarczanie energii do sieci energetycznej, gdy sieć nie jest zasilana. Poniżej przedstawiono typowy układ PV zintegrowany z siecią energetyczną



1.4.2 Układy autonomiczne (off-grid)

Układy autonomiczne są zaprojektowane tak, aby działać niezależnie od sieci energetycznej, i są na ogół zaprojektowane tak i mają rozmiary odpowiednie, aby zasilać urządzenie stało- i zmiennoprądowe. Układy autonomiczne mogą być zasilane tylko przez generator PV albo mogą używać generatora zasilanego wiatrem lub zasilania sieciowego jako Źródła zapasowego zasilania, gdzie wyjście stałoprądowe (DC) modułu lub generatora PV jest bezpośrednio podłączone do obciążenia.

Ponieważ w takich układach nie ma urządzeń do gromadzenia energii, obciążenie funkcjonuje tylko w godzinach, gdy jest światło słoneczne, czyniąc te konstrukcje odpowiednimi dla powszechnych zastosowań jak wentylatory, pompy wodne i niewielkie pompy cyrkulacyjne dla solarnych termicznych

układów ogrzewania wodą. Dopasowanie impedancji obciążenia elektrycznego do maksymalnej mocy wyjściowej generatora PV jest kluczową częścią projektowania dobrze działającego bezpośrednio sprzężonego systemu PV.

Jednak w wielu autonomicznych systemach PV do magazynowania energii używa się akumulatorów.

Poniżej mamy przedstawiony diagram typowego autonomicznego układu PV z akumulatorowym magazynowaniem energii zasilającego odbiorniki stałoi zmiennoprądowe.



1.5 Taryfy gwarantowane

Taryfy gwarantowane są mechanizmem motywującym wprowadzonym przez rząd w celu promowania prywatnych inwestycji małej skali w zakresie technologii odnawialnych. Prawo obliuguje dystrybutorów energii, aby płacili pewną kwotę za każdą produkowaną jednostkę (kWh) odnawialnej energii elektrycz-

nej. Oznacza to, że początkowy nakład pieniężny wydany na system PV zwróci się szybciej.

Taryfa gwarantowana ma obowiązywać przez określoną liczbę lat, co w przypadku fotowoltaiki ustalono na dwadzieścia pięć.

Departament Na Rzecz Zmian Energii i Klimatu {DECC} wydał formalne instrukcje (lipiec 2009) określające jak Wielka Brytania zamierza osiągnąć cele związane z redukcją związków węgla. Ten dokument zawiera ogłoszenie proponowanych taryf gwarantowanych. Ostateczne wysokości stawek zostały ogłoszone 1 lutego 2010 i zaczęły obowiązywać 1 kwietnia 2010 roku.

Taryfy gwarantowane wprowadzone zostaną po 31 grudnia 2015 roku i będą obowiązywać przez 15 lat.

Ma to zachęcić ludzi, aby nie czekali z inwestycją myśląc, że cena technologii w przyszłości spadnie: im później zainwestujesz, tym otrzymasz mniej zwrotu w formie taryf gwarantowanych. W ten sposób przedstawiono zachętę do inwestycji już teraz. Założono, że zwrot z inwestycji systemów PV powinien wynosić między 5 a 8 lat. **Zatwierdzone taryfy są zależne od mocy systemów PV i przedstawiają się następująco: do 3 kW - 0,75 zł/kWh; od 3 do 10 kW - 0,65 zł/kWh.**

1.6 Zielone certyfikaty

Zielone certyfikaty są zbywalnymi certyfikatami przyznawanymi przez odpowiedni organ za każdą 1 MWh lub 1000 kWh wyprodukowanej energii ze źródła odnawialnego. Są przypisane do każdej jednostki energii niezależnie, czy ich producent zużyje ją sam czy prześle ją do sieci energetycznej. Odpowiednie instytucje zajmujące się obrotem zielonymi certyfikatami zaczęły działać w kwietniu 2002 roku jako część porozumienia dystrybutorów energii elektrycznej. Porozumienie to wymaga od dostawców energii, aby określona część elektryczności, którą dostarczają swoim klientom, pochodziła ze źródeł odnawialnych. Rozpoczęto od 3% w 2003 roku, podnosząc stopniowo do 10,4% w 2010 roku, aż do osiągnięcia 15,4% w 2015. Koszt energii dla konsumenta ma być ograniczony z góry, a Zielone certyfikaty mają funkcjonować do 2027 roku, co zostało usankcjonowane prawnie.

Producenci spełniający niezbędne warunki otrzymują Zielone certyfikaty za każdą MWh wytworzonej energii. Certyfikaty te mogą zostać później sprzedane dostawcom, aby mogli spełnić swój obowiązek. Dostawcy mogą albo przedstawić wystarczającą liczbę certyfikatów, który pokrywa niezbędny procent ich produkcji, albo mogą zapłacić aktualną cenę wykupu certyfikatów za brakującą część. Wszystkie wpływy z płatności po cenie wykupu są zwracane dostawcom w części proporcjonalnej do liczby posiadanych przez nich Zielonych certyfikatów.

Wartość Zielonych certyfikatów i taryf gwarantowanych jest corocznie rewidowana, a liczby używane w tych przykładach są aktualne na czerwiec 2011. Można sprawdzić aktualne wartości na stronie OFGEM (Urząd Regulacji Rynków Gazu i Elektryczności) - <http://www.ofgem.gov.uk>.

1.7 Koszty

Koszty instalacji systemu elektryczności solarnej mogą się różnić - średni system kosztuje pomiędzy 20 a 40 tysięcy złotych w zależności od swojego rozmiaru i typu. Cena ta zawiera cenę materiałów i koszty robocizny. W ogólności:

- Im więcej energii elektrycznej system wytwarza, tym więcej kosztuje, ale można dzięki temu więcej zaoszczędzić,
- Dachówki fotowoltaiczne kosztują więcej niż konwencjonalne panele słoneczne,
- Zintegrowane z dachem systemy PV są na ogół droższe od systemów niezintegrowanych (zmodernizowanych), jednak jeśli wymagana jest większa naprawa dachu, zintegrowane płyty/panele PV mogą zrekompenzować koszt pokrycia dachu.

2 Moduł 2. Jak działa system fotowoltaiczny - zasady i budowa

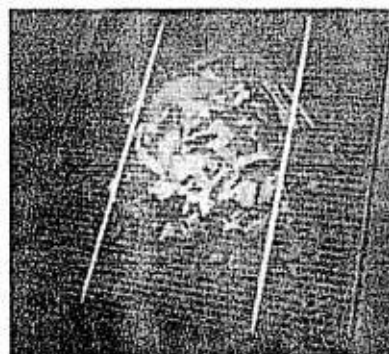
2.1 Ogniwa, moduły i generatory PV

Systemy fotowoltaiczne wykorzystują kilka elementów w celu konwersji energii światła na energię elektryczną. Najbardziej podstawowym z tych elementów jest *ogniwo fotowoltaiczne*, które omówimy jako pierwsze.

2.1.1 Ogniwa

Powszechnie używa się trzech typów ogniw: oparte na krzemie monokrystalicznym, polikrystalicznym (używa się też określenia multikrystaliczne) i krzemie amorficznym (cienkowarstwowe). Ogniwa takie są wykonane z różnych materiałów, z których każdy ma inne właściwości. Ogniwo o największej sprawności jest ogniwo monokrystaliczne, które ma czarny matowy wygląd. Ten typ ogniw ma sprawność konwersji energii świetlnej na elektryczność rzędu 15-18%.

Ogniwa polikrystaliczne są koloru niebieskiego z wyraźnie widocznymi kryształami i posiadają sprawność rzędu 10-12%. Ogniwa z **amorficznego krzemu** mają sprawność 6-8% i są na ogół koloru brązowego. Te ogniwa mają krótszą żywotność niż te krystaliczne, ale są tańsze z powodu ich cienkowarstwowej konstrukcji i redukcji surowca (mianowicie krzemu) potrzebnego do produkcji. Typ cienkowarstwowy ogniwa ma zaletę, że jest cieńszy niż typy krystaliczne i może być stosowany w szerszym zakresie. Ogniwa fotowoltaiczne funkcjonują przy *niskim napięciu, typowo 0,6 V dla typów krystalicznych i 0,9 V dla typu z krzemu amorficznego*. Moduł jest zbiorem ogniw połączonych szeregowo, co sprawia, że zwiększa się napięcie, czyniąc moduły bardziej użytecznymi. Panel solarny jest modułem, który został skonstruowany z wielu ogniw.



ogniwo monokrystaliczne ogniwo polikrystaliczne

2.1.2 Moduły

Moduł jest bardziej powszechnie znany jako panel solarny/słoneczny. Składa się z ogniw, które są elektrycznie połączone razem i zabezpieczone (przed uderzeniem gradu, wiatrem, obciążeniem śniegiem). Muszą również ochronić ogniwa przed wilgocią, która powoduje korozję metalowych kontaktów, zmniejszając ich żywotność i wydajność.

Większość modułów jest sztywna, dzięki czemu może być przytwierdzona do struktury dachu budynku lub urządzeń naprowadzających na słońce. Połączenie elektryczne pomiędzy ogniwami są albo szeregowo, aby uzyskać pożądaną napięcie lub/i równoległe, aby otrzymać żądane natężenie prądu na wyjściu.

Moduły podlegają jakościowym wymagom produkcji takim jak standardy Unii Europejskiej. Poniżej przedstawiono oznaczenia norm związane z wytwarzaniem modułów PV:

PN-EN-61215:2005 - Moduły fotowoltaiczne (PV) z krzemu krystalicznego do zastosowań naziemnych - Kwalifikacja konstrukcji i aprobaty typu.

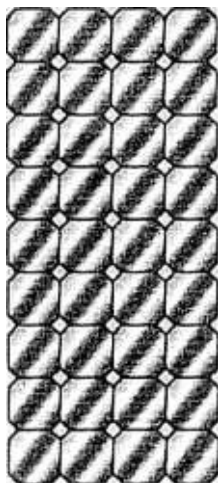
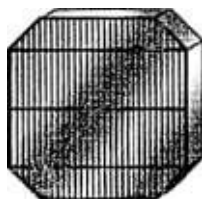
PN-EN-61646:2008 - Cienkowarstwowe naziemne moduły fotowoltaiczne (PV) - Kwalifikacja konstrukcji i zatwierdzenie typu.

PN-EN-61730-1:2007 - Ocena bezpieczeństwa modułu fotowoltaicznego (PVJ - Część 1: Wymagania dotyczące konstrukcji).

MS 005 - Wymaganie certyfikacji produktów: solarne moduły fotowoltaiczne

2.1.3 Generator PV, pole modułów PV

- to kolekcja elektrycznie połączonych modułów, które z kolei mogą być połączone szeregowo lub równoległe w zależności o tego, jakie napięcie lub natężenie prądu jest wymagane dla systemu. Wymagania systemowe są zazwyczaj podyktowane przez konieczne charakterystyki wejściowe dla inwertera/falownika.



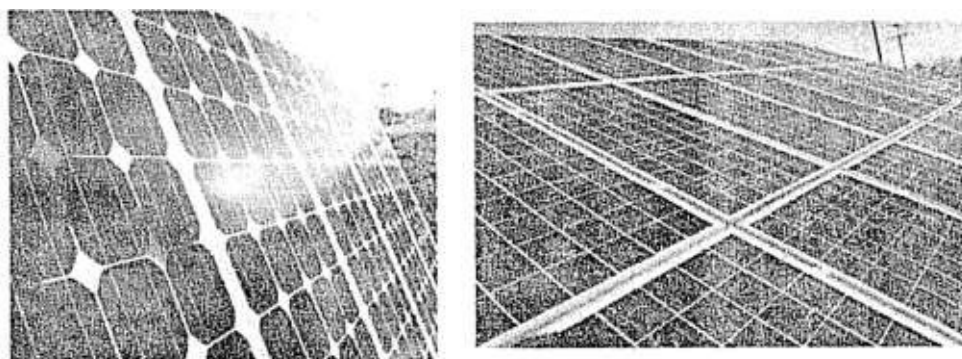
ogniwo

moduł

2.2 Konstrukcja modułu

Moduły solarne obecnie są dostępne w różnych rozmiarach i kształtach. Te mogą się zmieniać od panelu solarnego do dachówek solarnych, które zastępują zwykłe dachówki. W zależności od tego, jakie moduły są zainstalowane, otrzymujemy różne parametry wyjścia. Typowy krystaliczny panel solarny 1m x 1,64m, posiada zwykle 60 ogniw dając na wyjściu przy otwartym obwodzie napięcie około 37-38 V, podczas gdy dachówka solarna złożona zwykle z 4-6 ogniw osiąga napięcie 9,6 - 21,6 V przy otwartym obwodzie. Jest całkiem jasne, że większa powierzchnia ogniw będzie produkować większą moc wyjściową naszego generatora PV.

Ogniwa oparte na amorficznym krzemie są zbudowane inaczej. Zamiast typowego rozmieszczenia ogniw, cienka warstwa krzemu jest pocięta na paski szerokości 1cm, które posiadają napięcie przy otwartym obwodzie rzędu 0,9V. Te paski są dalej łączone razem w celu uzyskania większego napięcia wyjściowego. Typowy moduł oparty na amorficznym krzemie posiada rozmiary 3x1 stopy. Moduł takie mogłyby być krótsze, co zredukowałoby ich natężenie prądu na wyjściu albo węższe, co zredukowałoby ich napięcie na wyjściu.



*moduły z ogniwami opartymi na krzemie moduły z ogniwami opartymi
na krzemie na krzemie
monokrystalicznym polikrystalicznymi*

2.3 Wpływ temperatury, oświetlenia i zacienienia na sprawność układu

Kiedy przyjrzymy się konfiguracji modułów i generatorów PV, to należy rozważyć wiele ich parametrów. Następujące czynniki mają wpływ na sprawność generatora PV. W przypadku większości modułów podaje się ich szczytową

moc wyjściową. Jest to maksymalna moc wyjściową modułów w standardowych warunkach testowych (Standard Test Conditions (STC)).

STC są zdefiniowane przy poziomie natężenia promieniowania słonecznego rzędu 1000 W/m^2 w temperaturze 25 stopni Celsjusza i atmosferycznej masie optycznej równej 1.5. Jest to szczytowe natężenie promieniowania i umiarkowana temperatura, co stanowi "idealne" warunki działania dla modułu solarne. W rzeczywistości, występujące natężenie promieniowania jest znacznie mniejsze niż wartość szczytowa, a występująca temperatura jest zazwyczaj większa niż ta na poziomie STC.

Na STC wpływają 4 czynniki:

2.3.1 Oświetlenie

Oświetlenie: (natężenie światła słonecznego), ta wielkość jest mierzona w watach na metr padające na płaską powierzchnię. Standardowy pomiar to 1000 W/m^2 , (jak powyżej)



Potencjał elektryczności wytworzonej z optymalnie ustawionych modułów PV dla Polski (mapa pochodzi z http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/cmmaps/eu_opt/pvgis_solar_opt)

2.3.2 Atmosferyczna masa optyczna

Atmosferyczna masa optyczna: to odnosi się do "grubości" i przezroczystości powietrza przez, które światło słoneczne musi przejść, aby dotrzeć do modułów. Kąt padania promieni słonecznych wpływa na tę wartość. Standardową wartością jest 1,5.

2.3.3 Temperatura ogniwa

Temperatura ogniwa: ta różni się od temperatury otaczającego powietrza. Wartość standardowych warunków testowych jest zdefiniowana jako 25 stopni Celsjusza. Sprawność systemu PV zmniejsza się wraz ze wzrostem temperatury, co z kolei ma wpływ na typ używanego systemu mocowania.

2.3.4 Zacienienie

Zacienienie: sprawność również jest uzależniona od zacienienia, należy starannie rozważyć sąsiedztwo pobliskich drzew i budynków, gdyż może ono znacząco zredukować moc wyjściową generatora. Dlatego, poziome i pionowe rozmiary generatora mogą posłużyć do zoptymalizowania wydajności przez redukcję wpływu zacienienia jak również do poprawienia wyglądu estetycznego.

Zacienienie występuje w sytuacjach, gdy światło słoneczne jest zasłaniane bądź blokowane przez otaczające środowisko, zarówno architektoniczne, jak i naturalne, a to może mieć znaczny wpływ na wydajność systemu PV. Konieczne jest, aby na etapie projektowania, zacienienie było uważane jako takie, które ma istotny wpływ na roczną wartość wyprodukowanej energii. Zacienienie chwilowe, na przykład śnieg, ptasie odchody i liście również mogą wpływać na wydajność systemu.

Zacienienie redukuje poziom słonecznego promieniowania, które wpływa na wydajność systemu, dlatego pożądane jest wykonanie starannego oraz harmonizującego z otoczeniem projektu w celu upewnienia się, że zacienienie nie będzie występowało.

W sytuacji zacienienia, ograniczeniu podlega zarówno prąd wyjściowy zacienionego modułu, jak i może wystąpić termiczne naprężenie zacienionych modułów. Prąd jest bezpośrednio związany z promieniowaniem słonecznym, a kiedy moduły są połączone szeregowo, to prąd wyjściowy tego szeregu może zostać znacząco zredukowany.

Odwroćcie napięcia w zacienionych modułach może powodować naprężenia termiczne. Diody bocznikujące blokują każde odwrócone napięcie w zacienionym szeregu. Jeśli na przykład rozważyć generator z czterema szeregami, to będą one blokować odwrócone napięcia tylko w zacienionym ciągu.

Spowoduje to zablokowanie prądu, jaki mogłyby popłynąć z inwertera do zacienionego szeregu. Stan blokady modułu i związane z nim straty mogą znacząco zwiększać temperaturę ogniwa i z tego powodu zwiększać prawdopodobieństwo ryzyka jego przegrzania.

Wp to wat peak (inaczej szczytowa moc PV w watach, W, która jest wytwarzana w warunkach STC).

Jak zostało to przedyskutowane powyżej, warunki STC są rzadko osiągalne w praktyce, więc wskaźnik Wp systemu PV jest potencjalnym maksimum mocy wyjściowej, jaką moduł może dostarczyć. Rzeczywista moc wyjściowa, jaką moduł będzie wytwarzał, jest zależna od poziomów promieniowania słonecznego, które zmienia się w ciągu dnia, a także w ciągu roku.

W przypadku dobrze zaprojektowanego systemu PV zintegrowanego z siecią energetyczną o mocy szczytowej 1 kWp zainstalowanego w Wielkiej Brytanii rocznie będzie produkowane około 965 kWh energii elektrycznej. Taki generator będzie wymagał około 8-15 m² odsłoniętej powierzchni w zależności od typu ogni fotowoltaicznych i inwertera DC-AC. Generator powinien być zainstalowany tak, aby był skierowany w kierunku południowym i odchylony 30 stopni od poziomu, aby uzyskać optymalną wydajność.

Typowy dom z 3 pomieszczeniami zużywa rocznie 3880 kWh energii elektrycznej, więc typowy domowy system PV o mocy szczytowej pomiędzy 1.5 a 2 kWp powinien zaspokajać 30-35% wymaganego zapotrzebowania. Ta część powinna być większa w sprawnie energetycznym domu tych samych rozmiarów, chociaż może wystąpić zapotrzebowanie na energię elektryczną w innym czasie niż czas jej wytwarzania. Instalacje PV szczególnie nadają się do komercyjnych budynków, gdzie czas zapotrzebowania na elektryczność pokrywa się z czasem wytwarzania.

Na płaskich dachach możliwe jest zamocowanie systemu PV na konstrukcji, która może być ustawiona pod odpowiednim kątem. Jeśli generator PV ma być zamocowany na pionowej fasadzie lub dachu, to korzystną orientacją powinna być orientacja południowa. W każdym przypadku powinno się unikać orientacji zachodniej. Nachylony generator PV będzie otrzymywać więcej światła niż generator ustawiony pionowo.

W Polsce optymalny kąt nachylenia paneli PV to 35 stopni. Minimalne pochylenie 15 stopni względem poziomu jest rekomendowane po to, aby umożliwić spłukanie brudu z generatora przez deszcz. Mniejsze kąty są lepsze dla orientacji generatora w kierunku wschodnim lub zachodnim, ponieważ słońce jest niżej na niebie w miarę, jak oddala się od południa. (Uzyskiwana moc szczytowa jest największa, gdy płaszczyzna generatora jest skierowana prostopadle do promieni słonecznych).

2.4 Konfiguracja stałoprądowa (DC) i zmiennoprądowa (AC)

Typowy system PV podłączany do sieci energetycznej zawiera dwie konfiguracje: stałoprądową i zmiennoprądową, jako część systemu. Wyjście paneli PV do inwertera jest stałoprądowe (DC), a wyjście inwertera jest zmiennoprądowe (AC). Chociaż DC powszechnie używa się w układach elektrycznych to jednak różni się ono znacznie od AC. Przyglądnijmy się dokładnie definicji DC:

"prąd płynący w jednym kierunku, którego zmiany wartości natężenia wynoszą zero albo są tak niewielkie, że mogą zostać zaniedbane"

Istotną cechą prądu DC jest to, że utrzymuje on stały poziom natężenia w czasie. To odróżnia go od prądu AC, którego natężenie jest zmienne w czasie. W przypadku sieci energetycznej dostarczającej elektryczność zmiany te mają charakter sinusoidalny. Wartość prądu AC o charakterze sinusoidalnym zmienia się okresowo. **Częstotliwość f** tych zmian jest, obok amplitudy - maksymalnej chwilowej wartości płynącego prądu, drugim istotnym parametrem charakteryzującym prąd AC.

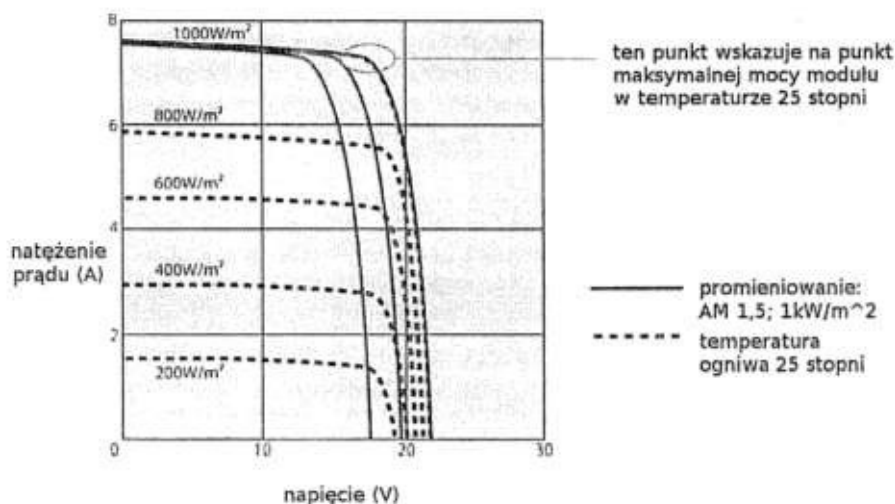
2.5 Charakterystyki elektryczne

Urządzenia fotowoltaiczne mogą również operować w zakresie od obwodu otwartego (zerowe natężenie) do zwarcia (zerowe napięcie). Pomiędzy tymi dwoma ekstremami jest punkt, w którym wytwarzana moc jest maksymalna - 80% napięcia przy obwodzie otwartym dla modułów krystalicznych i 60% napięcia dla obwodu otwartego dla tych opartych na amorficznym krzemie. Jest to **maksymalny punkt mocy** (Maximum Power Point).

Wierzchołek tej krzywej wskazuje maksymalny punkt mocy modułu przy temperaturze 25 stopni Celsjusza.

Przyczyną, dlaczego moduły PV mają taką relację między natężeniem i napięciem jest charakterystyka ogniów. Są one zrobione z materiału półprzewodnikowego, który ma własności diody:

- Jeśli do układu podłączymy obciążenie o pomijalnej impedancji, to mamy w istocie do czynienia ze zwarcie. Oznacza to, że natężenie będzie osiągało maksymalną wartość - **natężenie zwarcia** I_{sc} . Jest to prąd, który umożliwiłby przepływ, jeśli podłączylibyśmy dodatnie i ujemne zaciski modułu przy zerowym napięciu (zerowa moc)
- Jeśli do układu podłączymy obciążenie o nieskończonej impedancji, to w istocie mamy do czynienia z **obwodem otwartym**. Oznacza to, że żaden prąd nie może płynąć, a napięcie na module będzie osiągało maksimum - to jest napięcie obwodu otwartego V_{oc} .



- Kiedy do układu podłączymy pośrednie obciążenie, moduł PV będzie wytwarzał moc, która osiągnie maksimum w punkcie mocy maksymalnej. Ta sytuacja pokazana na wykresie powyżej.

Diagram powyżej pokazuje, że na ogniwie spada napięcie, jeśli temperatura zwiększa się, a natężenie prądu maleje w miarę zmniejszenia natężenia promieniowania. Ten efekt jest wspólny dla wszystkich modułów krystalicznych. Maksymalną moc wyjściową tego ogniwa jest uzyskiwana w punkcie na zakrzywieniu krzywej.

Inwertery, które są używane systemach podłączanych do sieci energetycznej, posiadają układy śledzenia punktu mocy maksymalnej, które umożliwiają sterowanie obciążeniem. Pomaga to utrzymać moduły/generatory najbliżej jak to możliwe punktu mocy maksymalnej, nawet przy zmianach pogody i zmianach zapotrzebowania na elektryczność wewnątrz budynku. Dlatego pobór prądu i napięcie układu powinno być blisko punktu mocy maksymalnej.

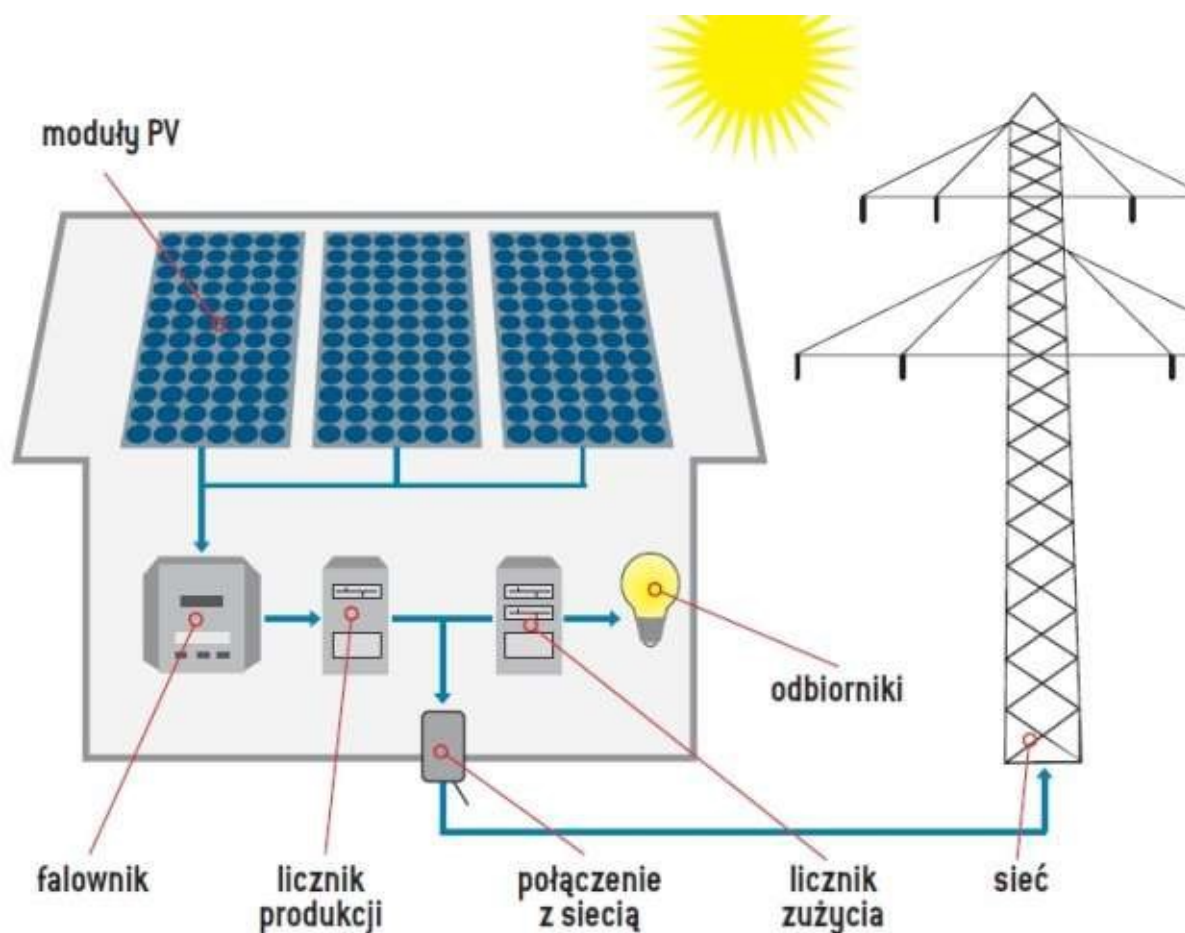
3 Moduł 3. Projektowanie systemu PV

3.1 Projektowanie systemu fotowoltaicznego

Rdzeń projektu systemu PV opiera się na dwóch podstawowych zasadach, połączenia modułów w szereg zwiększa jego zdolność napięciową, a konfiguracja równoległa daje większą wydajność prądową. Jest to

analogiczne do baterii/akumulatorów, gdzie wymagania związane z optymalnym napięciem i natężeniem są ustalone przez konfigurację połączenia.

Napięcia operacyjne większych systemów PV są uzyskiwane poprzez połączenie modułów w szeregi w celu zwiększenia napięcia. Wyższe poziomy mocy są uzyskiwane przez równoległe łączenie szeregów (o takim samym nominalnym napięciu) w celu zwiększenia natężenia. Te własności generatora są istotne, ponieważ muszą zostać obliczone, zanim podejmie się decyzję co do wielkości inwertera. Typowy system zintegrowany z siecią jest zilustrowany poniżej:



3.1.1 Napięcie

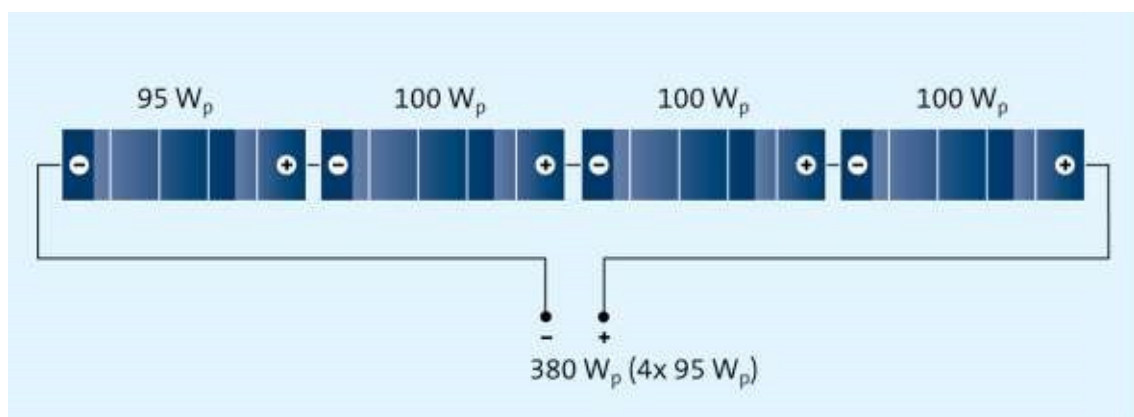
Napięcie i natężenie wyjściowe generatora zależy od konfiguracji i połączenia modułów. Jeśli moduły są połączone w szeregi, to spowoduje zwiększenie

całkowitego napięcia generatora PV, Zauważmy, że istnieją dwie wartości napięcia dla danego modułu. Jedno przy warunkach STC i drugie w punkcie mocy maksymalnej (MPP).

Weźmy napięcie modułu przy warunkach STC jako 21,0 V i połączmy 10 modułów w szereg, co da nam 210 V napięcia na szereg.

Jeśli napięcie w punkcie MPP przyjmiemy 17 V i znowu moduły będą połączone szeregowo, to uzyskamy napięcie w punkcie mocy maksymalnej równe 170 V na szereg. Są to proste obliczenia, mnożąc napięcie wyjściowe modułu przez liczbę modułów tworzących szereg. Moduły połączone w szereg nazywa się szeregami (stringami).

Konfiguracja pojedynczego szeregu (stringa): moduły połączone szeregowo

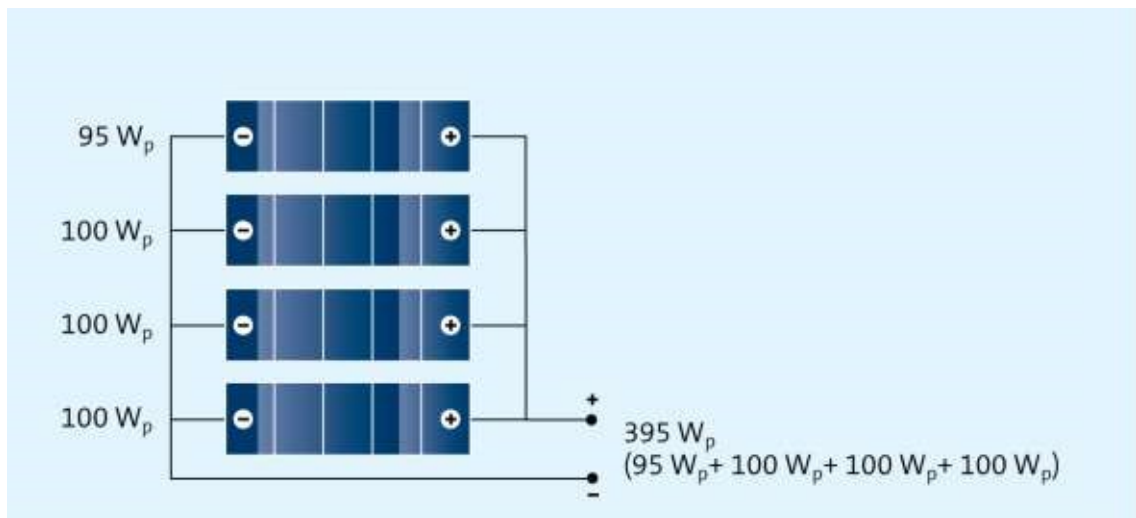


Konfiguracja wielu szeregów (stringów): moduły połączone w szeregi (stringi), a te równolegle

3.1.2 Natężenie

Taki sam proces jak przed chwilą może być zastosowany do obliczenia całkowitego natężenia wyjściowego generatora PV. Istnieją także dwie wartości wyjściowe, znowu w warunkach STC i w punkcie MPP. Jeśli wartość w warunkach STC wynosi 8,25 A, to tę wartość mnożymy przez liczbę szeregów w generatorze. Jeśli są 2 szeregi po 10 modułów w każdym (całkowita liczba to 20 modułów), to prąd zwarcia I_{zw} obliczamy, mnożąc 8,25 razy 2, i to daje 16,5 A dla całego generatora. Znowu, można obliczyć wartość natężenia wyjściowego w punkcie MPP. Jeśli ta wartość wynosiłaby 16,5 A, to dałoby natężenie wyjściowe w punkcie MPP dla całego generatora wielkości 33 A.

Te obliczenia mogą być przedstawiona jak poniżej:



3.1.3 Charakterystyka generatora:

Napięcie przy otwartym obwodzie (szereg) - liczba modułów x napięcie V_{oc} przy STC

Napięcie w punkcie mocy maksymalnej - liczba modułów x UMP (napięcie przy mocy szczytowej)

Natężenie zwarcia - liczba szeregów x I_{sc} przy STC

Natężenie w punkcie mocy maksymalnej - liczba szeregów x IMP (natężenie przy mocy szczytowej) moc szczytowa = UMP x IMP

Wartości te używane są do określania wielkości i wymogów technicznych inwertera wymaganego przez system i przedstawimy to później w części 4.

Należy zachować szczególną ostrożność, kiedy wykonuje się połączenie ze źródłem trójfazowym, aby zapewnić równomierne obciążanie faz.

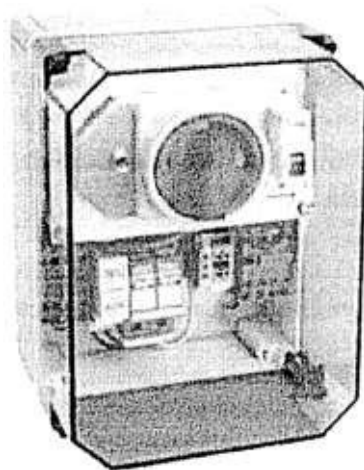
3.2 Przewody i podłączenia

Przed instalacją systemu PV, o ile to możliwe, powinno zostać wykonane i sprawdzone okablowanie. Pozwoli to na skuteczne odseparowanie układu DC podczas instalacji generatora.

Zwykle instalacja wymaga następującego wyposażenia:

- Rozdzielnica DC
- Przewody do styków + i - od odłącznika DC/skrzynki DC do generatora PV
- Przewody z odłącznika DC do inwertera

Przewody używane w układzie DC powinny zostać odpowiedni dobrane, aby upewnić się, że są odporne na warunki środowiskowe, odpowiednie do napięcia i natężenia, przy których będą pracować. Powinno się też uwzględniać efekty cieplne będące skutkiem przepływu prądu i światła słonecznego.



Połączenia/styki/koncówki tych przewodów również powinny zostać poddane ocenie parametrów. Odpowiednio dobrane wtyki i gniazda są zwykle dopasowane do modułów i szeregów tak, aby uprościć proces instalacji generatora PV. Specyficzne złączki DC - odpowiednie do podłączania pod napięciem - powinny zapewniać bardzo dobrą ochronę przed porażeniem. Pewne właściwości, na które należy zwracać uwagę to:

- Złączki DC muszą posiadać odpowiednie parametry zgodnie ze specyfikacją projektu.
- Złączki muszą mieć takie same lub większe specyfikacje napięcia i natężenia jak przewody, z którymi mają być połączone.
- Jeśli złączki mają być dostępne dla nieprzeszkolonego personelu, należy umieścić ostrzeżenie . w pobliżu łącznika. Powinno ono brzmieć: "Ten wyłącznik nie powinien być rozłączany pod obciążeniem - wyłącz najpierw zasilanie AC inwertera." Te wyłączniki mogą zostać uszkodzone przez wyładowania łukowe, jeśli zostaną wyłączane pod obciążeniem.
- Złączki nie mogą i nie powinny być używane jako sposób elektrycznej izolacji DC.
- Złączki powinny być bezpieczne w dotyku

Wszystkie przewody i złączki muszą być zainstalowane zgodnie z odpowiednią normą. Podczas rozważań co do położenia kabli należy wziąć pod uwagę wysokie temperatury, które mogą zostać wytworzone przez generatory PV, a przewody leżące pod modułami PV powinny mieć wytrzymałość minimum 80 °C.

Przewody przechodzące przez dach i ściany powinny być zabezpieczone przed mechanicznym uszkodzeniem przez użycie zaprojektowanych do tego celu elementów dachowych, przewodów, otworów w dachówkach, a uszczelnianie ich za pomocą masy nie jest dopuszczalne.

Przewody zewnętrzne powinny być odporne na promieniowanie UV, wodoodporne, i jest rekomendowane, aby były elastyczne (wielozyłowe), aby umożliwić przemieszczanie generatora/modułów spowodowane przez wiatr i temperaturę. Aby zminimalizować ryzyko uszkodzenia, drogi przewodów powinny być krótkie na ile to możliwe. Kiedy wymagane jest położenie długiego przewodu, dobrą praktyką jest opisanie wzdłuż położenia kabli DC informacji: "Niebezpieczeństwo, wysokie napięcie (w ciągu dnia) - przewód do generatora PV". Należy poinformować personel, który jest odpowiedzialny na konserwację budynku o ostatnich zmianach, jakie zostały wykonane.

Aby uniknąć indukowanych skoków napięcia, na przykład podczas wyłączeń atmosferycznych, występujących w modułach PV, przewody modułów i związane z nimi kable DC powinny poprowadzone razem (kabel do +, kabel do -), o ile to tylko możliwe. Jeśli tak zrobimy, to potencjalne utworzenie pętli (indukcyjnej) w instalacji jest zredukowane do minimum, co ogranicza wystąpienie indukowanego napięcia. Na obszarach, gdzie istnieje wysokie ryzyko uderzenia pioruna, zaleca się wykonanie indywidualną osłonę przewodów.

Należy również starannie rozważyć potencjalne wystąpienie zwarcia podczas prowadzenia dodatnich i ujemnych przewodów. Dlatego należy zapewnić odpowiednią ochronę, aby uniknąć mechanicznych uszkodzeń.

3.3 Diody i bezpieczniki

3.3.1 Bezpieczniki szeregowo

W większych instalacjach PV w celu zapobieżenia ryzyka pożaru przeciążonych przewodów stosuje się diody i bezpieczniki. Zwyczajowo bezpieczniki te są zwane **bezpiecznikami szeregowymi**, kiedy są one podłączone do głównych przewodów szeregu generatora, zwykle są umieszczane w skrzynce przyłączeniowej DC. Bezpieczniki szeregowo stosuje się w generatorach, które są utworzone z czterech lub więcej szeregów, i powinny być dopasowane do obydwu dodatnich i ujemnych przewodów DC dla wszystkich szeregów. Bezpieczniki szeregowo powinny spełniać następujące wymagania:

- Bezpieczniki szeregów powinny posiadać parametry odpowiednie do pracy w układzie DC przy wartościach występujących w momencie awarii.
- Bezpieczniki szeregów powinny posiadać parametry: $V_{oc} (STC) \times \text{liczba modułów w szeregu} (M) \times 1,15$
- Bezpieczniki szeregów muszą mieć prąd zadziałania, który jest mniejszy niż $2 \times I_{sc} (STC)$, a zdolność przenoszenia natężenia prądu przewodu do szeregu wartość mniejszą
- Bezpieczniki szeregów można pominąć przy szeregu lub generatorze PV, jeśli okablowanie układu jest zdolne przenieść/wytrzymać ciągle obciążenie rzędu $1,25 \times I_{sc} (STC)$ a dowolnym miejscu

Układy z trzema lub mniejszą liczbą szeregów w generatorze nie są w stanie wytworzyć wystarczających prądów (powodujących awarię/uszkodzenie) dających podstawy do użycia bezpiecznika szeregów. Stosuje się je jedynie, jeśli przewody z szeregów łączące generator ze skrzynką przyłączeniową nie spełniają wymagań dla takich natężeń prądów.

Należy zaznaczyć, że pominięcie bezpieczników szeregów w przypadku generatora składających się z trzech lub mniej szeregów jest uzasadnione, jeśli projektant systemu zweryfikował z producentem modułów, że są one w stanie przetrwać wsteczny prąd o wartości $2 \times 1,15 \times I_{sc} (STC)$.

3.3.2 Diody bocznikujące

Diody bocznikujące są również używane w układach zintegrowanych z siecią w celu zapobieżenia przepływu prądów wstecznych przez równolegle połączone moduły. Prądy wsteczne występują tam, gdzie szereg nie był w stanie wytworzyć napięcia (na skutek zacinienia albo zwarcia) i tym samym dostarczać prądu. Ze względu na to, że szeregi są połączone równolegle, to taka sytuacja umożliwia prądowi z innych szeregów przechodzić przez niego w przeciwnym kierunku. Ma to szkodliwy wpływ na moduły w tym szeregu i może spowodować ich awarię, jeśli moduły nie są zaprojektowane tak, aby to wytrzymać. Diody bocznikujące są dopasowane do każdego szeregu w przypadku normalnego kierunku przepływu prądu, pozwalając w ten sposób przepłynąć przez szereg wypadkowym prądom szeregowym, Diody bocznikujące muszą spełniać następujące minimalne wymagania napięciowe:

- $2 \times V_{oc} (STC) \times \text{liczba modułów w szeregu}$

Istnieją jednak pewne wady związane ze stosowaniem diod bocznikujących.

? Ze względu na to, że diody są połączone szeregowo z szeregami, to oznacza, że występuje na nich pewien spadek napięcia. Wynosi on w przybliżeniu około 0.7 V.

- Uszkodzone diody okazują się problematyczne w szeregach PV, które zostały zupełnie uszkodzone, ale uszkodzenie nie zostało wykryte przez pewien czas, dlatego zaleca się stosowanie zabezpieczeń nadprądowych każdej gałęzi.

Większość systemów PV zintegrowanych z siecią obecnie na ogół jest projektowanych bez diod. Standardowe moduły często są w stanie przetrwać bez uszkodzenia siedmiokrotnie wystąpienie prądu zwarcia.

Diody nie są wymagane, jeśli wszystkie poniższe warunki są spełnione:

- Jeśli używa się tylko modułów tego samego typu i mamy mniej niż 3 szeregi (stringi) . Jeśli spełniają one wymagania ochrony Klasy II.
- Jeśli moduły posiadają certyfikat, który potwierdza, że są w stanie wytrzymać 50% nominalnego prądu zwarcia płynącego w kierunku przeciwnym do normalnego przepływu prądu.
- Jeśli napięcie przy obwodzie otwartym nie różni się o więcej niż 5% pomiędzy poszczególnymi szeregami

bezpiecznik

dioda blokująca

3.4 Dobór parametrów komponentów DC

Wszystkie komponenty DC (przewody, wyłączniki, przełączniki, itd.) układu muszą posiadać odpowiednie parametry, które zostały obliczone z uwzględnieniem maksymalnego napięcia i natężenia generatora PV. Należy uwzględnić napięcia i natężenia szeregowo/równolegle połączonych modułów tworzących generator PV, a także indywidualne charakterystyki wyjściowe modułów. Dwie wielkości, które należy rozważyć to V_{oc} i I_{sc} przy warunkach STC. Jak powiedziano wcześniej, warunki STC nie występują bardzo często (w Wielkiej Brytanii), ale wartości tych należy użyć w obliczeniach, ponieważ zawsze istnieje możliwość, że takie warunki mogą się pojawić i nasz układ musi być w stanie wtedy funkcjonować.

Istnieje wiele czynników, które mogą zostać dopasowane do warunków występujących w Wielkiej Brytanii w przypadku modułów mono- i polikrystalicznych.

Wszystkie komponenty DC muszą mieć parametry co najmniej:

Napięcie: $V_{oc} \text{ STC} \times 1,15$ Natężenie: $I_{sc} \text{ STC} \times 1,25$

Kiedy wykorzystujemy moduły różnych typów, wszystkie komponenty DC powinny mieć minimalne parametry określone następująco:

Szczegółowe obliczenia dla najgorszego przypadku dla V_{oc} i I_{sc} . Te wartości powinny zostać obliczone dla danych producenta dla zakresu temperatur od -10 do 80°C i poziomu promieniowania aż do 1250 W m^2 . Główne przewody DC (od i do całego generatora) powinny mieć minimum następujące parametry:

Napięcie: $V_{otw} \text{ STC} \times M \times 1,15$ (gdzie M jest liczbą szeregów połączonych modułów) Natężenie: I_{zw}

$\text{STC} \times N \times 1,25$ (gdzie N oznacza liczbę równolegle połączonych szeregów)

Przewody DC w szeregach powinny mieć parametry jak poniżej: Generator PV bez bezpieczników szeregowych:

Napięcie: $V_{otw} \text{ STC} \times M \times 1,15$ (M liczba modułów połączonych w szeregu)

Natężenie: $I_{zw} \text{ STC} \times 1,25$

Generator PV bez bezpieczników szeregów:

Napięcie: $V_{oc} \text{ STC} \times M \times 1,15$ (gdzie M jest liczbą modułów połączonych w szeregu) Natężenie: $I_{sc} \text{ STC} \times (N-1) \times 1,25$ (gdzie N jest liczbą równolegle połączonych szeregów)

W przypadku gdy nie ma bezpieczników szeregów, należy przy obliczeniach parametrów uwzględnić mnożnik $(N-1)$. Z teorii wynika, że maksymalny prąd płynący przez przewód szeregowy, który spowodowałby uszkodzenie, wynosiłby $(N-1) \times I_{sc}$, gdzie N to liczba równolegle połączonych szeregów. Dla mniejszych systemów należy się upewnić, że przewody w szeregach posiadają parametry, które pozwalają bezpiecznie płynąć maksymalnemu prądowi powodującemu uszkodzenie. Taka metoda obliczeń opiera się na przeszacowaniu parametrów przewodów w taki sposób, że prąd powodujący uszkodzenie jest dopasowany i chociaż to nie spowoduje uniknięcia awarii, to jednak zapobiegnie ryzyku powstania pożaru z powodu przeciążenia przewodów.

Przewody, które są poprowadzone pod generatorem PV powinny wytrzymywać temperaturę minimum 80°C .

Okablowanie DC powinno także zostać wybrane tak, aby zminimalizować ryzyko doziemienia czy zwarcia. Można to osiągnąć poprzez następującą metodę okablowania:

- Przewód jednożyłowy - podwójnie izolowany
- Przewód jednożyłowy prowadzony w odpowiednich rynnach/korytkach/listwach

- Przewód zbrojony SWA z osnową stalową - zwykle odpowiedni tylko dla głównego okablowania DC.

Wszystkie przewody powinny mieć dobrane rozmiary zapewniające spadek napięcia mniejszy niż 3% przy warunkach STC na odcinku pomiędzy generatorem PV a inwerterem. Wszystkie zewnętrzne kable powinny być odporne na działanie promieniowania UV, wodoodporne i giętke.

3.5 Ocena parametrów komponentów AC

Przewody AC powinny posiadać odpowiednie parametry i być zainstalowane w zgodzie z odpowiednią normą. Zasilanie AC z inwertera powinno być wprowadzone do gniazdka w odbiorniku z użyciem właściwego wyłącznika instalacyjnego (wyłącznik nadprądowy), który powinien zostać odpowiednio dobrany do typu i wyjścia inwertera.

3.5.1 Rozłączniki generatora - rozłącznik AC i DC

Ze względu na naturę systemu PV, system należy wyposażyć w odłączniki AC i DC. Zapewniają one sposób ręcznego odseparowania elektrycznego całego generatora PV. Odłączniki te są wymagane podczas instalacji systemu, a następnie przy pracach konserwacyjnych i serwisowych. Odłączniki AC i DC powinny być umiejscowione w pobliżu inwertera.

W przypadku odłączników DC należy przestrzegać:

- Odłącznik DC musi być dwubiegunowy - aby elektrycznie odizolować zarówno przewody plus i minus generatora PV,
- Odłącznik musi posiadać parametry do pracy w zakresie systemu DC.
- Dla odłączenia głównego systemu DC rekomendowany jest odłącznik obciążenia.
- Jeśli nie wybierzemy odłącznika obciążenia, to wybrany model powinien posiadać blokadę.
- Gdy blokada nie jest dostępna, i nie wybrano odłącznika obciążenia, to ten fakt powinien być wyraźnie oznakowany: "Ten odłącznik nie funkcjonuje pod obciążeniem - odłącz najpierw zasilanie zmiennoprądowe inwertera". Taka opcja nie jest preferowana.

- Odłącznik DC musi posiadać parametry odpowiadające maksymalnym występującemu napięciu i natężeniu. Te powinny odpowiadać napięciu przy obwodzie otwartym w temperaturze -10°C i natężeniu prądu zwarcia przy warunkach STC.
- Odłącznik DC powinien być oznakowany jako "Główny odłącznik generatora PV", z wyraźnie oznakowanymi pozycjami włączenia i odłączenia. Obudowy odłączników powinny również zawierać ostrzeżenie: "Niebezpieczeństwo, występują części p o d napięciem w ciągu dnia." Wszystkie etykiety powinny być wyraźne, łatwo widoczne, dobrze umocowane.

Nie należy stosować odłączników AC o takich samych parametrach w miejsce odłączników DC. Odłączanie obwodów AC jest mniej wymagające ze względu na to, że wartość napięcia przechodzi przez punkt 0V wiele razy w ciągu sekundy.

Zaleca się przy wyborze odłącznika DC, aby wybrać typ odcinający obciążenie. Nawet nieodcinające obciążenia wyłączniki stanowią tańszą alternatywę. Nie mogą one jednak być przełączane bez uprzedniego wyłączenia inwertera za pomocą odłącznika AC. W pobliżu takiego odłącznika DC należy umieścić odpowiednią tabliczkę, aby zapewnić wykonanie takiej procedury. Uszkodzenie może być spowodowane przez przypadkowe wyłączenie podczas pracy pod obciążeniem i chociaż może to być niewidoczne, to może poważnie zmniejszyć wydajność i bezpieczeństwo użytkowania wyłącznika.



W przypadku odłączników AC należy przestrzegać:

Zgodnie z normą powinny się występować 2 odłączniki pomiędzy inwerterem i punktem podłączenia zasilania. Jeden powinien zostać zainstalowany w

pobliżu inwertera, a drugi w pobliżu odbiornika energii. Jeśli obydwa miałyby się znajdować w tym samym pomieszczeniu, wymagany jest tylko jeden.

- Odłączniki powinny odłączać wszystkie przewody pod napięciem i przewody neutralne (wielobiegunowe)
- Powinny mieć zrozumiałe oznaczenia pozycji WŁĄCZONE i WYŁĄCZONE oraz etykietę „System PV - wyłącznik awaryjny.”
- Odłącznik w pobliżu odbiornika energii powinien mieć możliwość blokady tylko w pozycji WYŁĄCZONE i powinien być łatwo dostępny. Oznacza to, że odłącznik NIE MOŻE mieć blokady w pozycji WŁĄCZONE.
- W punkcie zamontowania każdego odłącznika AC, sieć publiczną powinno się uważać za źródło,

a instalację PV należy uznać za obciążenie.

Wymagania odnośnie odłączników AC są częścią odpowiednich norm.



Skrzynki przyłączeniowe

Skrzynki przyłączeniowe DC mają zastosowanie w przypadku, gdy istnieje więcej niż jeden szereg (string). Skrzynka przyłączeniowa jest punktem, gdzie szeregi są łączone równolegle jeden z drugim. Jest to też punkt, w którym podłącza się bezpieczniki szeregowo (jeśli się je stosuje).

Skrzynki przyłączeniowe DC powinny zawierać:

- Skrzynki przyłączeniowe DC powinny być oznakowane jako „Skrzynka przyłączeniowa generatora PV a także: " Niebezpieczeństwo! Zawiera elementy pod napięciem w ciągu dnia." Wszystkie etykiety powinny być wyraźne, łatwo widoczne, dobrze umocowane i długotrwałe.
- Rekomenduje się, aby istniały sposoby odłączania i odseparowania poszczególnych szeregów od generatora PV, które można bezpiecznie obsługiwać, gdy są one pod napięciem. Można to osiągnąć przez zastosowanie odpowiednich wymiennych zespołów bezpieczników wewnątrz skrzynki przyłączeniowej lub innych ruchomych łącz. Nie powinno się wykonywać takiego odłączania, jeśli system jest pod obciążeniem.

Konstrukcja skrzynek przyłączeniowych DC również musi uwzględniać poziom oferowanej ochrony przed zwarciami. Rekomenduje się, że ochrona przed zwarciami była osiągana przez:

- Obudowy z materiałów były wykonane całkowicie nieprzewodzących.
- Szyny montażowe dla biegunów + i - były adekwatnie odseparowane/oddzielone przez zastosowanie odpowiednich płyt izolujących albo odseparowanie przez użycie osobnych skrzynek dla biegunów + i . Przewody i układ zacisków były takie, aby zwarcie podczas instalacji lub prac serwisowych było wyjątkowo mało prawdopodobne.
- Gdy mają być połączone do skrzynki przyłączeniowej tylko dwa szeregi - alternatywą był łącznik szeregów. Jeden pokazany tutaj jest łącznikiem dla złączek MC4, które po prostu podłącza się z szeregów, a potem pojedynczą złączkę do inwertera.

Bezpieczne odizolowanie

Wszystkie panele PV są pod napięciem od momentu wytworzenia i z tego powodu powinny być uznane jako faktycznie wytwarzające elektryczność przez cały czas. Normy stwierdzają, że "Osprzęt PV po stronie DC powinien być uznany jako będący pod napięciem, nawet jeśli system PV jest odłączony ze strony AC." Mając to na uwadze, przypisujemy zwiększoną wagę procesowi bezpiecznego odizolowania, pracy w warunkach pod napięciem zgodnie z przepisami BHP oraz podzieleniu procesu instalacji na etapy.



Należy z tego powodu starannie przestrzegać sekwencjonowania procesu instalacji, gdyż zapewnia to, że podczas żadnego etapu instalacji

instalatorzy nie będą wystawieni na działanie niebezpiecznych napięć DC. Na przykład, montowanie zacisków i podłączanie powinno być wykonywane przy wyłączonym napięciu, a sekwencjonowanie zadań zapewnia ochronę przed będącymi pod napięciem końcówkami DC i złączami. Proces podziału na etapy musi być odzwierciedlony we wszelkiej dokumentacji oceny ryzyka.

Bezpieczne odizolowanie jest kluczowym procesem przy wykonywaniu każdej pracy związanej z elektrycznością i solarne systemy fotowoltaiczne nie są tu żadnym wyjątkiem. Ze względu na unikalną naturę wytwarzania elektryczności, instalatorzy powinni mieć większą świadomość niebezpieczeństwa prac związanych z podłączaniem i konserwacją systemów PV. Systemy PV są nietypowe pod tym względem, że nie mogą zostać wyłączone, dlatego każde złącze pozostaje pod napięciem cały czas w ciągu dnia. Pamiętając o tym, bezpieczne odizolowanie powinno być stosowane cały czas, aby zapobiec porażeniu i poparzeniu prądem.

Dobłą praktyką jest instalowanie modułów/generatorów PV jako ostatnich elementów układu w celu redukcji ryzyka opisanego powyżej. Jeśli to nie jest możliwe, to przykrycie arkuszem i zaciemnienie generatora nie jest uzna-

wane za bezpieczny sposób odizolowania. Powinno się zastosować poniższe informacje i procedury.

Należy użyć odłączników DC i AC odpowiednio dobranych do systemu PV a celu zapewnienia bezpiecznego odizolowania.

W celu odizolowania układu DC odłącznik DC, umieszczony w pobliżu inwertera, powinien być wyłączony (tylko jeśli ma możliwość odcięcia obciążenia) w celu odcięcia zasilania DC, które jest podpięte do inwertera. W większości wypadków, odłącznik DC nie ma funkcji zablokowanie go w pozycji wyłączonej, więc musimy mieć zdejmowalną dŁwignię, którą można przechowywać w osobnym miejscu (zamykanej skrzynce), która powinna być dostępna od osoby wykonującej odizolowanie. W celu odłączenia układu 'AC odłącznik AC, umiejscowiony w pobliżu odbiornika energii, powinien być wyłączony. Odłącznik AC powinien być zablokowany w pozycji wyłączony przy użyciu odpowiedniej blokady.

Powinno się wyeksponować informacje ostrzegawcze we wszystkich miejscach gdzie można dokonać odizolowania, dostarczając informacji o osobie, która wykonała odizolowanie i jak się z nią skontaktować.

W miejscach gdzie jest wykonywana praca związana z instalacją, należy stosować zestaw odpowiednich próbników albo dwustanowe wskaźniki napięcia. Kiedy wskaźniki pokazują, że napięcie systemu AC jest wyłączone, następująca przeprowadzić następującą procedurę:

- WskaŁniki napięcia powinny sprawdzone na znanym testowym Źródle pod napięciem.
- Sprawdzić napięcie pomiędzy stykami:

uziemionym i fazowym, neutralnym i fazowym, uziemionym i neutralnym. . Ponownie należy sprawdzić wskaŁniki napięcia na znanym testowym Źródle pod napięciem. Aby przetestować nie będącą pod napięciem część DC układu, należy przeprowadzić następującą procedurę:

WskaŁniki napięcia powinny być sprawdzone na znanym testowym Źródle pod napięciem.

? Sprawdzić napięcie między stykami:

uziemionym i plusem, minusem i plusem, uziemionym i minusem.

Ponownie sprawdzić wskaŁniki napięcia na testowym Źródle pod napięciem.

4 Moduł 4. Montaż systemu PV

4.1 Podstawowe zasady projektowania

Przed rozpoczęciem projektowania solarnego generatora fotowoltaicznej, należy zebrać charakterystyki budynku w celu określenia, jaki będzie w tym miejscu odpowiedni system PV, Należy uwzględnić:

- Czy budynek posiada odpowiednią konstrukcję dachu/fasady, która jest w stanie wytrzymać obciążenie generatora PV? Rekomenduje się przeprowadzenie badania zdolności nośnej konstrukcji przed wykonaniem prac projektowych.
- Czy budynek posiada odpowiednio dużo miejsca na dachu/fasadzie o odpowiednim nachyleniu (zwykle między 30 a 40 stopni), aby była możliwa instalacja generatora PV?

Jest to istotny aspekt wymaganych informacji związanych z instalacją, ponieważ to decyduje czy instalacja PV będzie efektywna pod względem kosztów dla klienta i bezpośrednio wpływa na liczbę modułów/parametry napromieniowania słonecznego, które determinują wartości wyjściowe generatora.

- Czy budynek posiada dach/fasadę skierowaną ku południu, do której będzie można zamontować generator PV? Jeśli budynek nie ma takiego dachu/takiej fasady, to spowoduje, że niedostateczna ilość promieniowania słonecznego, na które jest wystawiony generator, zredukuje parametr/ na wyjściu generatora.
- Jakie materiały zostały użyte do zbudowania budynku i czy solarny generator PV może być w odpowiedni sposób przymocowany do tych materiałów? Jeśli, na przykład, pochylony dach ma wiązary dachowe, to w tej sytuacji jest możliwe zamontowanie haków i systemu uchwytów, podczas gdy inny system - np. posiadający płaski betonowy dach - wymagałby zastosowania pomocniczej konstrukcji ramowej. Mogą wystąpić również pewne okoliczności, w których gdy generatora PV nie można zamontować.

4.2 Planowanie instalacji

Rozpoczęcie planowania pracy w zaciszu domowym albo za biurkiem, zanim przybędzie się na miejsce, może okazać się pożyteczną aktywnością. Opierając się na informacjach z inspekcji o miejscu instalacji i specyfikacji systemu, powinniśmy być zdolni wykonać następujące rozplanowanie zasobów:

- Określ harmonogram prac instalacji (włączając poszczególne zadania).
- Sporządź listę wszystkich części: tych, które są dostępne i tych, które trzeba jeszcze zdobyć; sprawdź czy dostarczony sprzęt jest kompletny i nieuszkodzony.
- Sporządź listę dokumentacji, narzędzi i wyposażenia włączając sprzęt do zapewnienia bezpieczeństwa i podesty/rusztowania wymagane do konkretnej pracy. Określ, jakie umiejętności, ile ludzi, ile godzin prawdopodobnie będziesz potrzebować. Zaplanuj harmonogramy pracy.
- Sporządź listę wszystkich wstępnych prac, które trzeba wykonać

4.3 Podsumowanie sekwencjonowania zadań na miejscu instalacji

Całe okablowanie PV powinno być, o ile to możliwe, ukończone przed montażem generatora PV.

Umożliwi to skuteczne odizolowanie elektryczne układu DC) dzięki odłącznikowi DC i wtykom modułu PV) podczas instalacji generatora, i efektywne elektryczne odizolowanie generatora PV podczas montażu inwertera. Zwykle wymaga to montażu:

- Odłączników DC i rozdzielnic DC
- Przewodów plus i minus - z odłącznika DC/skrzynki przyłączeniowej do obydwu końców generatora/szeregu PV
- Głównych przewodów generatora PV od odłącznika DC do inwertera.

Czynności te powinny być wykonane w taki sposób, aby nigdy nie było konieczne, by instalator nie musiał pracować w żadnej sytuacji, w której jednocześnie byłyby dostępne części plus i minus szeregu PV, które są pod napięciem. Podczas gdy instalator będzie zajmował się - podczas kolejnych etapów instalacji - przewodami pod napięciem, nie będzie możliwości porażenia prądem z częściowo zainstalowanego szeregu PV, ponieważ obwód jest przerwany na odłączniku DC. Maksymalne napięcie powodujące porażenie elektryczne, które występuje w układzie, jest napięciem pojedynczego modułu PV. W przypadkach, gdy nie ma możliwości wcześniejszego zainstalowania odłącznika DC (np. nowy projekt, gdzie generator PV jest instalowany zanim ukończy się pomieszczenie), końcówki/wtyki przewodów powinny być tymczasowo umieszczone w skrzynce izolacyjnej i odpowiednio oznaczone.

4.3.1 Roboty na dachu

Aby do minimum ograniczyć zakłócenia w funkcjonowaniu gospodarstwa domowego, i zredukować możliwe opóźnienia związane z niekorzystną pogodą, wszystkie prace zewnętrzne włączając dostęp do dachu i roboty dachowe powinny być wykonane w pierwszej kolejności. Może to sprawić problemy w przypadku, gdy generator PV jest pod napięciem i wytwarza energię elektryczną. W tej sytuacji powinien zostać on przechowany w opakowaniu na posesji z okablowaniem DC gotowym do podłączenia, gdy tylko zostanie ukończona pozostała część instalacji. Jeśli to nie byłoby praktyczne, to prace na dachu i instalacja generatora powinna być ostatnim zadaniem do wykonania.

4.3.2 Roboty wewnątrz

Roboty wewnątrz zwykle mogą być wykonywane w tym samym czasie co prace na dachu, jeśli na to pozwalają tylko względy bezpieczeństwa. Może się zdarzyć, że pogoda może czasem zmusić do wykonania w pierwszej kolejności robót wewnątrz budynku.

Zwykle to inwerter, odłączniki DC i AC oraz licznik energii są instalowane jako pierwsze, a potem kładzie się przewody połączeniowe między nimi.

4.3.3 Potrzebne narzędzia

Cały elektryczny osprzęt w miejscu instalacji powinien działać przy napięciu poniżej 36V DC dzięki transformatorowi sieciowemu albo generatorowi zasilania. Nie należy używać sprzętu elektrycznego w przypadku występowania wilgoci. Wszystkie bezprzewodowe urządzenia elektryczne powinny być objęte testem potwierdzającym możliwość pracy na zewnątrz.

4.3.4 Lista potrzebnych narzędzi:

- drabina ze stopniami
- drabina 3 x 3.5m - po rozłożeniu 7,2m
- drabina dachowa 4,3m - po rozłożeniu 7,6m
- drabina dachowa 2,9m - po rozłożeniu 4,6m
- uprząż + 1,5 linka
- zacisk ręczny
- lina (10-12 mm gruba x 30m długa)

- zabezpieczenie liny, które można przymocować do dachu, chroniąca linę przy krawędzi dachu
- pas narzędziowy
- nieścieralny pisak
- kreda (do zaznaczania)
- podkładka do klęczenia (około 1,2m x 0,5m)
- arkusze przeciwpylowe (około 20m)
- taśma miernicza (5m)
- pistolet do pianki uszczelniającej
- klucze oczkowe 10,13,17, 19mm
- klucz nastawny 12"(do 34mm)
- klucz nasadowy 10,13, 17,19 mm
- śrubokręty
- nożyk + ostrza
- piłka do drewna
- szczotka druciana
- przenośna poziomica
- pitka do metalu (300mm + brzeszczoty)
- młotek ciesielski
- 4,5ślifierka z tarczami do ciecia (dachówek)
- wiertarka
- uszczelniaacz silikonowy . taśma izolacyjna w różnych kolorach do zaznaczania przewodów fazowych i neutralnych
- nożyce do przewodów
- szczypce

- miernik do wykonywania pomiarów
- przewody AC i DC zaciskarka
- lampy
- poręczna latarka
- termometr cyfrowy
- kompas o płaskiej krawędzi lub GPS
- kombinezon
- maska przeciwpyłowa
- buty ochronne
- rękawiczki z izolacją odporne na działanie czynników chemicznych
- kask
- kurtkę przeciwdeszczową
- chustki i szmaty
- zestaw do pierwszej pomocy

Przez cały czas instalacji wymagana jest obecność co najmniej 2 kompetentnych osób. Wszystkie stosowane materiały powinny być używane zgodnie z instrukcją producenta.

4.3.5 Droga na miejsce montażu i powrót

Przed wyruszeniem przeprowadź ocenę ryzyka związanego z pogodą. Ładując samochód, zanotuj wszystkie stosowne numery seryjne urządzeń. Jeśli droga na miejsce instalacji jest długa, to rozważ: bezpieczeństwo, zmęczenie, przerwy podczas transportu, wszystkie towary i urządzenia powinny być bezpiecznie składowane w pojazdach w celu minimalizacji możliwości uszkodzenia albo kradzieży.

4.3.6 Przybycie na miejsce

Sprawdź czy wszystkie towary i urządzenia są nieuszkodzone

- Zabezpiecz samochód
- Na początku przedstaw się klientowi, przywitaj się, i powiedz, że dokonasz ponownej oceny miejsca instalacji, i że planujesz się z nim spotkać ponownie, zanim rozpocznieś pracę
- Dokonaj ponownej oceny ryzyka związanego z warunkami pogodowymi, odłóż prace na dachu, jeśli miałyby być niebezpieczne
- Oceń warunki w miejscu instalacji, zwracając uwagę na wszystkie aspekty, włączając zdrowie i bezpieczeństwo
- Oceń stan dachu i szczegółowo go sfotografuj, uświadom klienta o uszkodzeniach takich jak pęknięte dachówki - zanim rozpocznieś pracę
- Sprawdź wykonalność instalacji i dokładność wszystkich wcześniejszych *przeglądów / pomiarów / planów* włączając zaproponowany sposób podniesienia paneli, ulokowanie i orientację używając kompasu z korektą dewiacji magnetycznej
- Sprawdź warunki wewnątrz budynku, aby określić czy poddasze jest bezpieczne i wolne od przeszkód
- Sprawdź wszystkie zamierzone miejsca położenia przewodów oraz przeszkody i trudności, jakie mogą się pojawić
- Dokonaj krytycznej oceny rusztowania/podestów umożliwiających dostęp do dachu (jeśli zostały dostarczone)
- Jeśli warunki atmosferyczne w miejscu instalacji są odpowiednie w ciągu dnia, krótko poinformuj mieszkańców, co i kiedy będzie wykonywane, określając przewidywaną skalę czasową oraz przekaz informacje dotyczące implikacji tych robót dla bezpieczeństwa i zdrowia mieszkańców

4.3.7 Rusztowanie

Jest istotne, aby miejsce gdzie odbywa się praca nie spowodowało upadku z wysokości większej niż 2m. Implikacją tego jest, aby szerokość jakiegokolwiek rusztowania zwykle rozciągała się znacząco więcej niż szerokość jakiegokolwiek generatora PV. Najbardziej bezpieczne, ale też najbardziej czasochłonne

rusztowania do zbudowania, to tradycyjne stalowe rusztowania warszawskie. Na rynku są również dostępne specjalistyczne, przenośne, lekkie rusztowania aluminiowe.

4.3.8 Prace na dachu

Wymagane kompetencje muszą obejmować bezpieczną pracę na wysokości i szkolenia na dachu. Potrzebne są dwie osoby. Potwierdź z klientem lokalizację generatora. Zdecyduj dokładnie, w którym miejscu na dachu zostanie zamontowana instalacja. Jeśli jest to konieczne, wykonaj potrzebne otwory w uchwytych dachowych jeszcze przed wejściem na dach.

4.3.9 Mocowanie generatora do krokwi

Sprawdź czy krokwie są wystarczająco mocne. Jeśli nie jesteś pewien, poproś inżyniera budowlanego, aby wykonał dla Ciebie obliczenia. Na ogół jeśli krokiew ma być podparciem dla generatora PV, powinna mieć powierzchnię przekroju poprzecznego przynajmniej 7500 mm². Jeśli żadna krokiew nie spełnia tego wymagania, to wtedy albo dodaj prostopadłą belkę pomiędzy dwiema krokwiami, albo wzmocnij krokiew tak, aby spełniała to wymaganie.

Aby zapobiec ryzyku uszkodzenia konstrukcji dachu na skutek pęknięcia krokwi, wąskie krokwie powinny być wzmocnione. Alternatywnie należy zamocować pomiędzy krokwiami rozpory grubości co najmniej 100 mm, używając wsporników albo mocnych śrub do przytwierdzenia ich do krokwi. Zanim zostanie przytwierdzona rozpora należy w dachu wywiercić otwór zewnętrzny, a następnie dopasować do niego rozpore (czynność, do której potrzebne są dwie osoby).

Podczas oceny pokryć dachowych, należy ustawić wytyczne, kiedy wymagane roboty dachowe możemy wykonać we własnym zakresie, a kiedy są poza kompetencjami instalatorów i wtedy najlepiej jest je zostawić dekarzom.

Łupki (rodzaj kamiennej dachówki) powinny być ułożone jak wątki ceglane, zachodzić na siebie na podwójną zakładkę, aby uniknąć wnikania wody. Są lepsze (jeśli bierzemy pod uwagę ciężar przypadający na metr kwadratowy) niż zwykłe dachówki. Łupki nie posiadają występow ułatwiających pozycjonowanie na spodniej stronie, więc każdy łupek musi być dopasowany indywidualnie i przymocowany do połaci dachowej. Z tego powodu wykonanie pokrycia dachowego z łupków jest bardziej czasochłonne niż z dachówek. Łupki są zwykle odpowiednie na dachy skośne o nachyleniu 23 stopnie lub więcej. Większe łupki mogą zostać zastosowane nawet dla mniejszych nachyleń.

Alternatywami dla łupków naturalnych są łupki wykonane ze sztucznych materiałów. Niektóre są lżejsze, a większość tańsza.

Dachówki na pióro i wpust są zazwyczaj wykonane z betonu. Posiadają profil, który umożliwia dachówkom zachodzenie jedna na drugą, dając lepszą ochronę przed wnikaniem wody. Ich typowy rozmiar to 380mm x 230mm, a efektywna szerokość to 200mm (tj. 30mm na zakładkę). Zwykle są układane liniami prostymi w górę dachu na pojedynczą zakładkę. Są cięższe (jeśli brać pod uwagę ciężar przypadający na metr kwadratowy) niż łupki, ale lżejsze niż zwykle dachówki. Występy na spodniej stronie ułatwiające pozycjonowanie są wykorzystywane do przytwierdzania ich do połaci dachowej. Są odpowiednie na dachy skośne o nachyleniu 23 stopnie lub więcej.

Zwykle dachówki były tradycyjnie wytwarzane z gliny, ale obecnie robi się je z betonu i mają zazwyczaj wymiary około 265mm x 165mm. Muszą być układane jak wątki ceglane na podwójną zakładkę, aby uniknąć wnikania wody po bokach. Ze względu na podwójną zakładkę, są cięższe zarówno niż łupki, jak i dachówki na pióro i wpust. Występy ułatwiające pozycjonowanie są wykorzystywane do mocowania ich do połaci dachowej. Są odpowiednie na dachy skośne o nachyleniu 35 stopni lub więcej.

Jeśli chodzi o łatwość montażu, dachówka holenderska jest na ogół przeznaczona do układania na jedną zakładkę i mocuje się ją jedynie na grzbiecie, kalenicy i okapach oraz wokół otworów dachowych. Umożliwia ona łatwy montaż uchwytów dachowych, ponieważ mogą one zostać wpuszczone pod dachówkę znajdującą się powyżej lub ostrożnie usunięte. Rząd podniesionych dachówek może zostać użyty do tego, aby dekarze mogli przemieścić dach, o ile uważają, aby nie uszkodzić znajdującej się pod spodem izolacji. Jednak, łupki układane na podwójną zakładkę są trudniejsze w montażu, ponieważ są one wszystkie przytwierdzane na dachu i tworzą bardziej delikatne pokrycie dachowe, które może ulec pęknięciu, gdy chodzi się po nim, szczególnie w przypadku łupków naturalnych, które zwietrzały na starym dachu.

Izolacja/papa jest materiałem znajdującym się pomiędzy spodem łupków/dachówek a szkieletem konstrukcji dachu zapewniającym dodatkową ochronę i barierę wodoodporną. Tradycyjnie jest wykonana z warstwy bitumicznej osadzonej na silnej tkanej osnowie. Osnowa jest podatna na pękanie na skutek starzenia się i na gnicie, w miejscach gdzie jest wystawiona na działanie promieni słonecznych. Nowoczesne alternatywy są na ogół lżejsze i wytrzymalsze.

Dachy płaskie są normalnie pokryte systemem dwóch lub trzech warstw papy - na gorąco, przy użyciu płomienia palnika. Zamiast tradycyjnej papy asfaltowej można użyć innych materiałów np. bazujących na polimerach oferujących lepsze parametry. Wierzchnią powierzchnię można pokryć zapobiegającą pękaniu posypką albo pomalować warstwą odbijającą promieniowanie

słoneczne. Każde naruszenie chociaż jednej z trzech warstw musi być na nowo uszczelnione, aby utrzymać wodoodporność.

4.3.10 Sekwencja prac na dachu

Całe okablowanie DC powinno być ukończone przed montażem solarnego generatora PV. Umożliwi to skuteczne elektryczne odseparowanie układu DC (dzięki odłącznikowi DC i złączkom przewodów modułu PV) podczas montażu generatora oraz skuteczne odseparowanie generatora podczas instalacji inwertera. Typowa sekwencja prac to montaż:

- odłącznika DC i rozdzielnic DC
- przewodów plus i minus szeregu/generatora - od odłącznika DC/skrzynki przyłączeniowej do końców szeregu/generatora
- głównych przewodów generatora od odłącznika DC do inwertera

Prace powinny być wykonywane w taki sposób, aby instalator nigdy nie musiał pracować w sytuacji, w której jednocześnie byłyby dostępne będące pod napięciem części + i - szeregu (stringa).

W czasie gdy instalator będzie podłączał kolejne moduły, ponieważ układ jest przerwany w punkcie zamontowania odłącznika DC, to nie będzie możliwości porażenia prądem płynącym z częściowo zainstalowanego szeregu. Maksymalne napięcie (powodujące porażenie elektryczne), które może wystąpić w obwodzie, jest takie, jak napięcie pojedynczego modułu. Tam gdzie nie jest możliwe wcześniejsze zainstalowanie odłącznika DC (np. w przypadku instalacji generatora PV przed ukończeniem rozdzielni/tablicy rozdzielczej), należy tymczasowo zaizolować końce przewodów i umieścić w odpowiednio opisanej skrzynce.

4.4 Struktury dachowe

Roboty wymagane na dachu są ważną częścią procesu instalacji, chociaż na ogół elektrycy są z nią niezaznajomieni. Jest kilka aspektów tych robót, z którymi należy się zapoznać:

- terminologia
- wiedza o robotach dachowych (podnoszenie i wymiana dachówek, przywrócenie szczelności połączeń)

4.4.1 Terminologia

W celu zrozumienia jak działa system mocowania generatora PV, musimy najpierw zrozumieć, jakie są struktury dachów i jaka jest terminologia używana do opisu pewnych części tej struktury.

Dach spadowy (skośny) - ten termin używany jest do opisu pochylonego dachu. Spad jest to kąt, jaki powierzchnia dachu tworzy z poziomem.

Krawędź narożna - zewnętrzna pochylona krawędź, która łączy dwa spad

Dach czterospadowy - Dach czterospadowy, zwany również dachem czteropołaciowym lub brogowym - dach o dwóch przeciwległych połaciach podłużnych w kształcie trapezu i dwóch przeciwległych połaciach bocznych w kształcie trójkąta. W przeciwieństwie do dachu dwuspadowego - w dachu czterospadowym nie występują trójkątne ściany zwane szczytami. Odmiana dachu czterospadowego bez kalenicy, gdzie dach składa się z czterech trójkątnych połaci, zwana jest dachem namiotowym dach, którego wszystkie części są nachylone. Na takim dachu nie ma szczytowych zakończeń. Dach czterospadowy ma więcej spadów niż dach dwuspadowy. Oznacza to, że jest większa szansa na to, że taki dach będzie miał powierzchnię skierowaną w stronę południową, jednak spad

Ściana szczytowa - trójkątna sekcja ściany na końcu budynku, która podtrzymuje dwie nachylone części dachu. Krokiew - ukośna belka, najczęściej drewniana w więzarach dachowych oparta na belce więzarowej lub namurnicy, wzmacniana często jętką lub podpierana platwią. Na niej, za pośrednictwem łat opiera się pokrycie dachowe.

Łaty - drewniane listwy drewna, do których mocuje się dachówki.

Kontrłaty - cienkie drewniane listwy mocowane pionowo na izolacji/papie, przytwierdzone do krokwi, taty przymocowane są poziomo do górnej powierzchni kontrłat, a następnie dachówki lub łupki są przymocowane do łat. W przypadku systemów zintegrowanych z dachem taki sposób montażu umożliwia cyrkulację większej ilości powietrza pomiędzy modułami a izolacją/papą. Taki sposób zaleca się tak dla systemów zintegrowanych, gdyż sprawia to, że moduły są chłodniejsze, a to zwiększa moc wyjściową generatora PV.

Dachy są na ogół klasyfikowane według ich nachylenia:

- płaskie - mniejsze niż 5 stopni
- lekko nachylone - w granicach 5-22 stopni
- nachylone - w zakresie 22-45 stopni

- strome - powyżej 45 stopni

Większość instalowanych systemów PV znajduje się na budynkach. Moduły zintegrowane i niezintegrowane posiadają różne wymagania, jeśli chodzi o montaż, wentylację, odporność na warunki atmosferyczne.

Kiedy mamy do czynienia z dachem nachylonym, to warstwa wierzchnia takiego dachu jest zasadniczo inna niż płaskiego.

4.4.2 Dachy nachylone/skośne

Na dachu nachylonym, warstwa powierzchniowa stanowi pokrycie dachu, składające się z dachówek lub kaflów. Te są ułożone w poprzek kierunku przepływu wody deszczowej i wymagają z tego względu pewnego minimalnego nachylenia dachu.

W przypadku struktury dachowej konieczne jest w podczas montażu systemu PV zachowanie funkcji ochrony przed wodą. Poniżej znajdują się pewne pozycje do rozważenia:

- Żadne drewniane belki nie powinny zostać odkryte
- Nie wolno połamać dachówek albo pozostawić miejsc, które zostały nimi pokryte
- Należy zastosować stosowne opierzenia/obróbki na brzegach pokrycia dachowego (np. na krawędzi systemu PV zintegrowanego z dachem albo w miejscach gdzie zostały usunięte dachówki w celu zamontowania ramy dla systemów niezintegrowanych z dachem)

Wszystkie dachy, niezależnie czy system PV jest zainstalowany, czy nie, muszą posiadać odpowiednio wentylowane obszary, aby spełnić odpowiednie normy budowlane. Tę funkcję często uzyskuje się dzięki dachówkom wentylacyjnym albo dachowym otworom wentylacyjnym. Ważne jest, aby funkcjonowanie tych metod wentylacji nie zostało zakłócone przez instalację PV. Możliwe jest np. przemieszczenie dachówek wentylacyjnych w inne części dachu. Alternatywnie, generator PV może być tak umiejscowiony, aby uniknąć dodatkowego montażu dachówek instalacyjnych. W pewnych przypadkach, dachowe otwory wentylacyjne mogą znajdować się na okapach,

Krokwie mogą również być zbyt wąskie, aby wkręcić w nie śruby ramy montażowej, dlatego w razie potrzeby powinno się dopasować rozpory w celu zapewnienia prawidłowego mocowania.

Projekt strukturalny i zintegrowanie z dachem powinny zostać ocenione, zanim rozpocznie się instalacja.

4.4.3 Dachy płaskie

Pokrycie dachów płaskich jest uszczelnieniem dachu. Na całej jego powierzchni znajduje się nie przepuszczająca wody warstwa, która może być wykonana z papy bitumicznej, plastikowych płyt, itp. Rodzaje tych uszczelnień są absolutnie istotne dla dachów o nachyleniu mniejszym niż 5 stopni.

Zanim rozpoczną się prace instalacyjne powinna zostać wykonana ocena projektu strukturalnego dachu.

4.4.4 Mocowanie modułów

Moduły/generatory PV mogą zostać montowane prawie w każdym miejscu na zewnątrz budynku. Należy rozważyć następujące punkty przy wyborze miejsca mocowania;

- Dachy spadowe (systemy zintegrowane i niezintegrowane)
- Dachy płaskie (systemy zintegrowane i niezintegrowane)
- Fasady (systemy zintegrowane i niezintegrowane)

Każdy rodzaj ma swój unikalny system mocowania i należy to rozważyć i sprawdzić czy dany system jest odpowiedni dla zamierzonego celu.

4.4.5 Systemy niezintegrowane z budynkiem

W przypadku zastosowania takiego systemu generator PV jest przymocowany do struktury dachu znajdującej się pod pokryciem dachowym (płytki, kafle), a układ przewodnic jest przyczepiony do mocowania dachowego. Moduły są umocowane do systemu przewodnic za pomocą specjalnych uchwytów. Należy wyznaczyć bezpieczne punkty mocowania, aby umożliwić zbudowanie konstrukcji wspierających, które będą wspierać moduły PV, a punkty mocowania w dachu powinny zostać odpowiednio uszczelnione.

Konstrukcje wspierające muszą być w stanie wytrzymać działanie sił, jakie będą występować w trakcie eksploatacji i być w stanie przenieść te siły na strukturę dachu, w tym samym czasie wspierając się na pokryciu dachowym.

W przypadku, gdy mamy do czynienia z systemami nieintegrowanymi, na zainstalowane moduły działają pewne czynniki skierowane przeciw sobie. Czynniki dociskające konstrukcję są rezultatem obciążenia śniegiem, wpływem ciśnienia wiatru, a także indywidualną wagą modułów i struktury pomocniczej. Czynniki wyrywające konstrukcję pochodzą głównie z ciągnącego wpływu wiatru, który może podwiewać moduły i działać na nie jak na żagle łódki. W celu zminimalizowania tych sit należy rozważyć następujące rzeczy:

Prześwit między powierzchnią modułów a pokryciem dachu powinien być na tyle minimalny, aby nie wpłynąć ujemnie na skuteczność wentylacji generatora.

- Moduły nie powinny wystawać poza pionową i poziomą linię budynku. Dystans pomiędzy generatorem a krawędzią dachu powinna być przynajmniej 5 razy większa niż odległość generatora od powierzchni dachu. Np. jeśli generator jest montowany 30mm nad pokryciem dachy, odległość od krawędzi dachy powinna wynosić 150mm.
- Moduły powinny być zamocowane tak, aby ich powierzchnia była pod takim samym kątem co spad dachu.

Wszystkie odstępstwa między modułami powinny być takie same i być niewielkie (około 10mm), aby zminimalizować ciśnienie, jakie tworzy się za generatorem. Także przyczyni się to do zredukowania gwizdów/świsztów powodowanych przez wiatr w czasie wietrznej pogody.

4.4.6 Uchwyty dachowe

Wybór uchwytów głównie zależy od typu istniejącego pokrycia dachowego. Istnieją rozwiązania, które są zależne bądź niezależne od rodzaju krokwi. Mocowania niezależne od krokwi, które mocuje się do połaci dachowych, oferują większą elastyczność, jeśli chodzi o miejsce mocowania. Jednak nie mają one takiej zdolności wytrzymywania większych obciążeń jak mocowania zależne od rodzaju dachu. Omówimy mocowania zależne od rodzaju krokwi.

Mocowania zależne od krokwi zwykle występują w postaci haków dachowych i występują w różnych rozmiarach i kształtach zależnie od istniejącego pokrycia dachowego.

Prowadnice

Prowadnice, które są mocowane do uchwytów dachowych, utrzymują moduły PV. Powszechna konfiguracja to ustawienie poziome (dwie prowadnice dla każdego rzędu), w poprzek powierzchni dachu, a moduły są zorientowane pionowo (jak portret). Odległość między prowadnicami zależy od dostępnych miejsc, do których można przymocować uchwyty dachowe. Jeśli potrzeba, prowadnice mogą zostać zamontowane pionowo z modułami zorientowanymi horyzontalnie.

Klamry mocujące są zwykle przystosowane do systemu prowadnic. Dwustronna środkowa klamra jest zwykle stosowana pomiędzy dwoma modułami, a klamra pojedyncza na końcach każdego rzędu. Utrzymują one moduły w

miejscu za pomocą śrub montażowych, które wchodzą we wpusty w prowadnicach. Długość śruby czy wysokość klamry są dobrane do głębokości obramowania modułu.

Faktyczne systemy mocowania na dachu są zwykle podobne do siebie niezależnie od wytwórcy, jednak istnieją pewne różnice, więc należy zwrócić uwagę w instrukcji, czy specyficzny typ systemu jest odpowiedni dla konkretnego dachu.

Komponenty systemu pokazane tutaj są dosyć powszechne z główną różnicą czy używa się zasuwek czy śrub imbusowych.

Wentylacja modułów

W celu prawidłowego chłodzenia generatora należy zapewnić wystarczającą wentylację (typowo wystarcza odstęp minimum 25mm pod spodem). W przypadku systemów zintegrowanych można to uzyskać przez zapewnienie odpowiedniej przestrzeni wentylacyjnej pod modułami. Na konwencjonalnym dachu skośnym, wentylacja wnętrza pod połacią dachu zapewniona jest dzięki zastosowaniu kontrłat ułożonych na warstwie uszczelniającej oraz przez instalację okapów i wentylację kalenicy.

Wentylacja inwertera

Inwertery nagrzewają się i należy dla nich zapewnić wystarczającą wentylację. Należy przestrzegać wartości prześwitów zalecanych przez producenta (np. od radiatora). Nieprzestrzeganie tych parametrów może spowodować zmniejszenie wydajności inwertera, gdyż będzie on pracować z mniejszą sprawnością, gdy osiągnie swoją maksymalną temperaturę. Taka sytuacja powinna być opisana w instrukcji obsługi inwertera i może być oznaczona odpowiednią etykietą "Nie blokować wentylacji".

Systemy nadążane - trackery

Układ nadążny jest używany do śledzenia drogi słońca - dziennej albo rocznej. Stosując takie układy, pozyskuje się dodatkową energię w porównaniu z powierzchnią horyzontalną - 50% w lecie i aż 300% w zimie.

Układy nadążne zwykle są wolnostojące i montowane są w ogrodach albo na płaskich dachach, aby umożliwić generatorowi PV poruszanie się i uzyskanie optymalnego kąta i pozycji. Można to robić albo ręcznie albo automatycznie przy użyciu silnika elektrycznego.

Układy nadążne, które podążają za roczną drogą słońca, są stosunkowo łatwe w implementacji, ponieważ ustawienie generatora musi być zmieniane tylko w dużych interwałach czasowych (zwykle tygodnie lub miesiące). Te układy nadążne zwykle nie są automatyczne i muszą być przestawiane ręcznie.

Systemy nadążne, które śledzą dzienną drogę słońca, są znacznie bardziej skomplikowane. Systemy używają automatycznych układów współpracujących z czujnikami światła kontrolującymi system śledzący. Czujniki światła

stosowane są do skierowania modułów/generatorów w kierunku najjaśniejszego punktu na niebie. Śledzenie dzienne można także uzyskać przez stosowanie metod astronomicznych. W tym przypadku układ elektroniczny oblicza bieżącą pozycję słońca w miejscu instalacji generatora i silnik nadążny kieruje moduły prostopadle do słońca co określone wcześniej interwały czasowe.

Systemy nadążne są również zaprojektowane do działania albo jako jednoosiowy system nadążny albo dwuosiowy. System jednoosiowy działa przez ustawienie pionowego kąta nachylenia generatora, a kąt poziomy jest zwykle ustalony. System dwuosiowy może mieć te dwa kąty nastawne.

Uziemienie i piorunochrony

Ze względu na to, że systemy PV są montowane na zewnątrz budynku, to są one podatne na wyładowania atmosferyczne. Dlatego układy powinny posiadać uziemienie. Są dwa obszary związane z uziemieniem wymagające uwagi:

- rama generatora PV
- inwerter

Uziemienie

Uziemienie ramy generatora jest wykonywane w celu usunięcia ryzyka porażenia prądem elektrycznym przy dotknięciu ramy. Zapewnia ono także pewien stopień ochrony przed przepięciami atmosferycznymi.

Inwerter powinien być traktowany jak urządzenie elektryczne i uziemione zgodnie z zasadami opisanymi w odpowiednich normach.

Uziemienie generatora nie jest wymagane, jeśli:

JEŚLI inwerter ma transformator między częściami AC i DC

ORAZ generator PV i rama nie są strefie takiego samego potencjału

ORAZ nie jest wymagany piorunochron

Uziemienie generatora JEST wymagane:

1. JEŚLI inwerter nie ma transformatora izolującego części AC i DC
2. LUB - jakkolwiek część przewodząca generatora i ramy jest w strefie jednakowego potencjału

Uziemienie ramy generatora zapewnia, że dowolne prace przy metalowych częściach pozostają na poziomie potencjału "ziemi". Taka sytuacja występuje w przypadku systemów, które nie mają transformatora izolującego części AC i DC inwertera, gdyż wtedy istnieje zwiększone ryzyko, że rama osiągnie potencjał zasilania AC. Natomiast w transformatorze uzwojenia wejściowe

i wyjściowe są elektrycznie odseparowane przez podwójną lub wzmocnioną izolację.

Elektryczne odizolowanie zasilania od części DC przez użycie transformatora (razem z zastosowaniem stref jednakowego potencjału) jest kluczowym czynnikiem podczas oceny czy wymagane jest uziemienie generatora PV.

Jeśli dowolna część ramy jest w strefie jednakowego potencjału, to odpowiednia norma przewiduje, że rama powinna być połączona z głównym zaciskiem uziemiającym, aby zapewnić, że części, których można dotknąć pozostawały w strefie jednakowego potencjału.

Połączenie z ziemią wszelkich przewodników przewodzących prąd DC NIE jest rekomendowane. Błyskawice mogą spowodować uszkodzenia albo przez bezpośrednie uderzenie albo na skutek skoków napięcia spowodowanych uderzeniem w pobliżu. Indukowane skoki napięcia są bardziej prawdopodobną przyczyną uszkodzeń w większości instalacji, szczególnie na obszarach wiejskich gdzie elektryczność dostarcza się zwykle za pomocą długich linii napowietrznych.

Na ogół akceptuje się, że instalacja na dachu typowego systemu PV niewiele zwiększa ryzyko bezpośredniego uderzenia pioruna.

Jeśli budynek jest już wyposażony w system ochrony przed wyładowaniami atmosferycznymi, to rama generatora powinna być podłączona do tego systemu. Dodatkowe połączenie ze strefą jednakowego potencjału może także być wymagane.

4.5 Praca na wysokościach

Jak powiedziano wcześniej, większość generatorów PV jest montowana na dachach lub montowana na wysokościach. Wnosi to dodatkowe ryzyko pracy na wysokościach. Powinno się rozważać nie tylko bezpieczeństwo instalatora, ale także klienta (i jego pracowników/rodziny). Stosowna ocena ryzyka powinna być przeprowadzona przed jakimikolwiek pracami związanymi z systemem PV.

Ryzyko spadnięcia albo upuszczenia jakiejś części generatora PV jest związane z wagą modułów i szkieletu, powierzchnią modułu (ze względu na wiatr) jak również z nachyleniem dachu. Te ryzyka mogą być zminimalizowane przez użycie: rusztowania, drabin, uprząży do wspinania, zwyżki. Jakakolwiek praca wykonywana powyżej 2 m nad ziemią wymaga użycia wyposażenia do podnoszenia - takiego jak drabiny, rusztowania i/lub uprząże wspinaczkowe zaczepiane do budynku, szczególnie kiedy pracuje się blisko krawędzi budynku.

Rusztowania powinny być wzniesione i sprawdzone przed użyciem przez kompetentną osobę.

- Użycie stosownego i bezpiecznego rusztowania
- Kółka rusztowania powinny być zablokowane
- Podesty prawidłowo ustawione, aby nie spowodować potknięcia
- Wyposażone w poręcze i stopki
- Wyposażenie do podnoszenia

Drabiny powinny być przywiązane, aby uniknąć poślizgnięcia się na bok lub to tyłu. Drabiny powinny być ustawione na poziomej powierzchni i oparte o pionową powierzchnię, tak aby wierzchołek drabiny znajdował się na wysokości cztery razy większej niż odległość podstawy drabiny od ściany pionowej.

4.6 Typy inwerterów w systemach fotowoltaicznych

Inwerter jest jednym z kluczowych elementów systemu PV. Nie tylko umożliwia konwersję DC do AC, ale także maksymalizuje moc wyjściową systemu PV i zapewnia bezpieczne połączenie z siecią energetyczną.

Inwertery z systemach zintegrowanych z siecią są na ogół podłączone do szeregów PV, które zasilają wejście DC i przekształcają na użyteczne, jednofazowe, niskie napięcie AC przekazywane do sieci dystrybucyjnej.

Inwertery w systemach zintegrowanych są zwykle dopasowane do 80% mocy szczytowej (W_p) generatora PV. Ze względu na relatywnie niskie średnie słoneczne natężenie promieniowania, można dobrać mniejszą moc inwertera, aby odzwierciedlić ten fakt. Kiedy generator PV funkcjonuje przy szczytowym napromieniowaniu (szczytowa moc wyjściowa PV) moc inwertera zostanie ograniczona na poziomie maksymalnego prądu wyjściowego AC inwertera. Dodatkowo spodziewany zakres operacyjnego napięcia DV generatora PV jest dopasowany do zakresu DC inwertera.

Inwerter musi spełniać wymagania odnośnie do odpowiedniego natężenia prądu.

Inwerter musi być zdolny wytrzymać maksymalne napięcie generatora PV i natężenie prądu. Kluczową cechą inwerterów związaną z bezpieczeństwem jest to, aby spowodowały one odłączenie systemu PV jeśli system dystrybucji nie jest zasilany. Takie zachowanie jest pożądane dlatego, aby uniknąć niebezpiecznej sytuacji, gdy system PV mógłby zasilać sieć dystrybucji podczas planowanej albo nieplanowanej przerwy zasilania. Pracownicy mogą nie zdawać sobie sprawy z tego, że obwód jest pod napięciem. Scenariusz ten jest określany jako "islanding" i przedstawia potencjalne niebezpieczeństwo. Powinno się przeprowadzić odpowiedni test (zgodnie z normą), aby upewnić się, że inwerter jest zabezpieczony przed taką sytuacją.

Istnieją trzy główne typy inwerterów podłączanych do sieci. Są to:

- Inwertery centralne
- Inwertery szeregowo
- Inwertery modułowe

Dopasowanie inwertera jest krytycznie ważną częścią projektu systemu, gdyż występujące zbyt niskie napięcie ze względu na warunki pogodowe nieprzewodzące do wystarczającego uzysku słonecznego mogą doprowadzić do spadku albo całkowitego braku wydajności w zależności od tego jak niskie jest napięcie.

Jeśli chodzi o zbyt duże napięcie, to podczas dopasowania inwertera na etapie projektu należy upewnić się, że generator PV będzie działać w zakresie parametrów napięciowych inwertera. W przypadku wyładowań atmosferycznych i innych przepięć mających źródło poza układem, może być konieczne określenie ograniczników przepięć, w przypadkach gdzie lokalizacja, rozmiar instalacji i prawdopodobieństwo wyładowań atmosferycznych są uznane, aby mieć wystarczający wpływ zewnętrzny. Dalsze wskazówki można znaleźć w stosownych normach.

Większość inwerterów podłączanych do sieci jest wyposażonych we wbudowane układy ograniczania przepięć, jednak można wymienić dodatkowe formy zabezpieczeń:

- Aby ochronić układ AC, ograniczniki przepięć powinny być zamontowane w głównym punkcie podłączenia zasilania AC
- Aby ochronić układ DC, ograniczniki przepięć powinny być zamontowane w punkcie końcowym okablowania DC i na końcu generatora PV
- Aby chronić poszczególne urządzenia, ograniczniki powinny być zamontowane tak blisko tych urządzeń jak to tylko możliwe

Podobnie jak w przypadku zbyt niskich i zbyt wysokich napięć, należy w trakcie projektowania starannie rozpatrzyć przypadki zbyt dużego i zbyt małego natężenia prądu i odpowiednio to tego dopasować parametry inwertera.

5 Moduł 5. Konserwacja i wykrywanie usterek

Na ogół systemy PV zwykle działają bezusterkowo nie wymagają wiele konserwacji. Powinny być jednak wykonywane przeglądy okresowe albo przez operatora systemu, albo instalatora systemu, aby upewnić się, że system będzie działał poprawnie i nie ulegnie awarii. Wykonywanie takich czynności jest także potencjalnym źródłem dodatkowego dochodu dla instalatorów, którzy mogą zaoferować klientowi umowę obsługi serwisowej. W tym module zostaną rozpatrzone kluczowe punkty w tym sprawdzanie, utrzymanie systemu PV oraz ewentualne środki naprawy usterek, jakie mogą wystąpić.

5.1 Konserwacja

Następujące czynności to tylko podstawowymi wskazówkami. Upewnij się, że przeczytano zalecenia producenta odnośnie konserwacji i potrzebnego wyposażenia. Przed otwarciem urządzeń/skrzynek upewnij się, że wykonano procedury związane z bezpiecznym odłączeniem układu (jeśli takie mają zastosowanie).

Aby zapewnić utrzymanie wysokiego poziomu serwisowania, należy udostępnić następujące informacje:

Wszystkie stosowne certyfikaty włączając:

1. Certyfikat instalacji elektrycznej/Protokół odbioru instalacji
2. Harmonogram przeglądów
3. Wyniki/Harmonogram testów
4. Schemat instalacji i lokalizację kluczowych elementów
5. Kiedy system został zainstalowany
6. Zmiany w instalacji, jeśli nastąpiły już po uruchomieniu instalacji
7. Kiedy system był ostatnio serwisowany/podlegał przeglądowi

Przed wykonaniem prac konserwacyjnych, należy przyjąć/zrobić harmonogram przeglądów.

5.2 Przeglądy comiesięczne

Należy wykonywać i zapisywać stan odczytów licznika. (Może to nie być istotne w układach, które automatycznie monitorują te dane)

Następujące czynności należy wykonać dla modułów/generatora:

Usuń wszystkie możliwe źródła zacielenia modułów i opłucz moduł, aby usunąć naniesiony kurz, brud i inne zanieczyszczenia. Może to wymagać poświęcenia dodatkowego czasu, aby pozbyć się ptasich odchodów albo soków z drzew.

5.3 Przeglądy co sześć miesięcy

Skrzynka przyłączeniowa generatora PV

Należy otworzyć skrzynkę przyłączeniową, aby przeprowadzić przegląd połączeń. Należy sprawdzić czy nie ma żadnych insektów oraz innych ciał obcych czy znaków zawilgocenia. Należy sprawdzić bezpieczniki (jeśli mają zastosowanie). Użyj woltomierza i amperomierza DC, aby zmierzyć i zapisać napięcie obwodu otwartego i poziom natężenia prądu na wyjściu skrzynki przyłączeniowej. Zanotuj również poziom natężenie promieniowania słonecznego w czasie wykonywania pomiarów. Usuń**bezpieczniki** (jeśli mają zastosowanie) i zapisz dla każdego szeregu poziomy napięcia obwodu otwartego i natężenia prądu. Zwróć uwagę czy nie występują różnice pomiędzy zmierzonymi wielkościami dla poszczególnych szeregów (można to wykorzystać w celu późniejszego skorygowania). Można także te pomiary wykorzystać do określenia czy wydajność generatora PV zmniejsza się w miarę upływu czasu.

Powierzchnia generatora PV

- Zanotuj stan modułów. Szukaj oznak degradacji (to mogą być zmiany koloru, zaparowane szyby, rozwarstwienie, wypaczenie, przecieki wody), pęknięć szyb i wykrzywień ram modułów.
- Wszystkie nakrętki i śruby ramy generatora PV i modułów powinny zostać sprawdzone oraz dokręcone jeśli zachodzi taka potrzeba.
- Luźnie okablowanie z modułów powinno zostać zabezpieczone przed uszkodzeniem lub zerwaniem przez złą i niekorzystną pogodę. Sprawdź czy nie występują żadne pęknięcia, głębokie nacięcia, miejscowe zużycie i jeśli występują - to wymień. Sprawdź czy wszystkie połączenia pomiędzy modułami są odpowiednio naprężone i czy nie ma żadnych uszkodzeń osłon czy wtyków. Wymień je jeśli zachodzi taka potrzeba.
- Sprawdź uziemienie ramy (jeśli występuje).

- Sprawdź przejścia (przewodów) przez dach/ściany budynku, czy są odpowiednio szczelne i napraw jeśli zachodzi taka potrzeba.
- Otwórz skrzynki przyłączeniowe i sprawdź czy wtyki nie są zabrudzone, obluzowane/luźne i czy nie ma przerw w kontaktach. Napraw lub wymień, jeśli zachodzi taka potrzeba. Sprawdź wszystkie wtyki wewnątrz skrzynki i dokonaj naprawy, jeśli zachodzi taka potrzeba.

Inwerter Następujące czynności należy wykonać w przypadku inwertera. Użyj woltomierza i amperomierza DC, aby sprawdzić i zanotować operacyjne poziomy napięcia i natężenia prądu inwertera. To samo wykonaj dla wyjścia AC.

Sprawdź funkcjonalność inwertera, upewnij się, że diody, wyświetlacze są sprawne, i pokazują stosowne informacje.

Zapisz całkowitą liczbę kWh wyprodukowanych od czasu pierwszego uruchomienia (jeśli możliwe). Użyj odczytów do porównania wydajności w okresie pomiędzy przeglądami.

Odłącz inwerter i sprawdź czy nie ma luźnych, zabrudzonych czy nie kontaktujących wtyczek. Sprawdź czy obudowa nie ma pęknięć czy uszkodzeń. Włącz inwerter i upewnij się, że operacje startowe przebiegają normalnie i że inwerter wytwarza energię elektryczną AC.

5.4 Przeglądy co trzy/cztery lata

Powtórzenie pomiarów uruchomieniowych

Ta czynność może zostać wykonana tylko przez wykwalifikowany personel. Inwertery w lokalizacjach zewnętrznych

Sprawdź inwerter czy nie ma oznak zawilgocenia lub przecieków wody bez względu na przydatność inwertera do pracy w warunkach zewnętrznych. Ta czynność może zostać wykonana tylko przez wykwalifikowany personel.

Następujące czynności należy wykonać jeśli mamy powód, aby podejrzewać wystąpienie usterki. Moduły, Skrzynki przyłączeniowe i osprzęt zabezpieczający AC

Należy przeprowadzić pomiary szczytowych parametrów wyjściowych. Ta czynność może zostać wykonana tylko przez wykwalifikowany personel. Należy sprawdzić bezpieczniki szeregowo razem z wyłącznikami nadmiarowo-prądowymi i wyłącznikami różnicowoprądowymi (różnicówkami).

Przeprowadzenie konserwacji jest podstawowym wymogiem regulowanym przez odpowiednie normy. Chociaż przepisy nie określają szczegółowo sposobu, w jaki ma ona zostać wykonana dla instalacji elektrycznych, to jednak dostarczają one pewnych wskazówek. Wymagania dotyczące konserwacji

układów elektrycznych narzucają konieczność prowadzenia ewidencji konserwacji.

5.5 Protokół przeprowadzenia konserwacji

Sporządzanie protokołu przeprowadzania konserwacji jest niezbędnym procesem posiadania dokładnych i aktualnych informacji o systemie PV. Kompetentna firma/osoba przeprowadzająca konserwację powinna mieć wypracowane sposoby zapisywania wszelkich informacji lub warunków, które zostały zaobserwowane. Wyniki pomiarów i spostrzeżenia należy wykorzystać do stworzenia raportu o stanie systemu PV, gdzie opisane są wszystkie szczegóły procedury konserwacji i wszelkie rekomendacje dotyczące naprawy lub wymiany uszkodzonego czy nieadekwatnego sprzętu. Klient powinien otrzymać kopię raportu, po tym jak zostanie on sporządzony.

Dobłą praktyką jest regularne sprawdzanie wyświetlacza błędów inwertera, najlepiej codziennie, jeśli to możliwe. Jeśli system jest wyposażony w automatykę monitorującą jego działanie i informującą o wystąpieniu awarii, to stanowi to znaczne ułatwienie pracę operatora.

5.6 Rozwiązywanie problemów

Oczekuje się, że system PV będzie funkcjonować pomiędzy 25 a 30 lat. Ze względu wystawienie systemu na działanie warunków pogodowych, mogą w tym czasie wystąpić rozmaite usterki. W zależności od rodzaju usterki, zawsze zaleca się przeprowadzenie najpierw kontroli wzrokowej, w szczególności oględziny generatora PV. Należy wypatrywać oznak uszkodzeń mechanicznych! zabrudzeń. Należy sprawdzić wszystkie połączenia kablowe.

5.6.1 Problemy z inwerterem

Brak mocy na wyjściu inwertera może być spowodowany

- przez przepalony bezpiecznik szeregu,
- uszkodzony przewód,
- usterkę uziemienia lub
- przekroczenie wewnętrznych zakresów pracy inwertera (zbyt małe lub zbyt duże wartości napięcia/natężenia).

Przy wyłączonym inwerterze (użyj odłącznika AC) sprawdź czy występują jakieś usterki uziemienia i napraw jeśli potrzeba prze uruchomieniem inwertera. Sprawdź czy nie ma przepalonych bezpieczników i wymień jeśli zachodzi potrzeba.

Wahania warunków mających wpływ na generator mogą zmienić wartości napięcia/natężenia DC i gdy te wartości nie mieszczą się w zakresie ustawionym pracy, mogą spowodować wyłączenie inwertera.

5.6.2 Problemy z generatorem PV

Przed sprawdzeniem generatora PV, zmierz i zapisz poziomy napięcia i natężenia na wejściu inwertera ze strony generatora PV. Jeśli nie ma żadnego napięcia/natężenia na inwerterze, sprawdź wszystkie komponenty DC. Poszukaj luźnych/nie kontaktujących przewodów inwertera. Wymień uszkodzone okablowanie, wyczyść wszystkie zaciski.

Należy dokonać wzrokowej kontroli generatora i sprawdzić czy nie ma uszkodzonych modułów lub okablowania. Napraw i wymień wszystkie uszkodzone przewody, jeśli zachodzi taka potrzeba.

Jeśli napięcie na wyjściu jest niskie, to może to wskazywać, że pewne moduły w szeregu są wadliwe lub odłączone i może zajść potrzeba ich wymiany. Diody bocznikujące (jeśli są) mogą również być uszkodzone i wymagać wymiany.

Niskie natężenie na wyjściu może być spowodowane przez warunki pogodowe (zachmurzenie), wadliwe diody bocznikujące, uszkodzone moduły, przerwane, luźne lub zabrudzone połączenia równoległe między szeregami. Wymień wszystkie uszkodzone moduły wadliwe diody. Wyczyść i popraw niekontaktujące połączenia. Należy usunąć wszystkie źródła zacienienia generatora PV. Należy usunąć również silne zabrudzenie. Wymagane pomiary do znalezienia usterki w systemach zintegrowanych z siecią są w zasadzie takie same jak te przeprowadzane przy uruchamianiu systemu. Dlatego proces znajdowania usterki jest taki sam jak opisany w module dotyczącym uruchamiania systemu PV.

5.7 Znajdowanie usterek

Kilka przykładów usterek jest wymienionych poniżej:

- Utrata pełnej wydajności
- Utrata mocy na wyjściu inwertera
- Zanik zasilania AC w obwodzie inwertera

- Brak mocy z obwodu DC
- Uszkodzony lub zniszczony moduł solarny
- Usterka przewodu w obwodzie DC
- Brudne/częściowo przesłonięte/zacienione moduły

W celu zdiagnozowania tych usterek, należy postępować logicznie krok po kroku. Poniżej znajdują się ogólne wskazówki, które mogą zaoszczędzić czas i które można zastosować do wszystkich tych usterek.

1. Zapytaj osobę odpowiedzialną za system jak objawia się usterka? Jak często występuje? Czy występuje o określonych porach dnia? Czy system był regularnie konserwowany?
2. Wykonaj wizualny ogląd osprzętu włączając w to generator PV. Pewne usterki mogą wystąpić z powodu zgromadzenia warstwy kurzu lub zacinienia generatora PV i nie wymagają dostępu do dachu, gdyż mogą być łatwo dostrzeżone z ziemi.
3. Wykonaj testy zabezpieczenia i funkcjonalności systemu. Jeśli wiesz, co system robi na różnych etapach działania, to łatwiej jest stwierdzić co jest przyczyną usterek.

Powyższe punkty powinny być punktem wyjściowym do postawienia diagnozy. Szczegółowe wskazówki są następujące:

Utrata mocy - wykonawszy powyższe kroki 1- 3, następnym krokiem będzie zanotowanie odczytów na wyjściu generatora PV przy inwerterze. Te odczyty powinny być skonfrontowane z oczekiwanymi wartościami napięcia i natężenia generatora. Przyczyną może być np. zacinienie, które spowodowało przepalenie bezpiecznika. Doprowadziło to do wyłączenia szeregu i zmniejszenia mocy wyjściowej generatora.

Utrata mocy na wyjściu inwertera - po wykonaniu powyższych kroków 1-3, następnym będzie sprawdzenie wyświetlacza inwertera. Wyświetlacz powinien wskazywać czy inwerter otrzymuje sygnał pochodzący z generatora i czy inwerter otrzymuje sygnał AC. Jeśli żaden z tych odczytów nie jest oczywisty, poszukaj innych usterek wyszczególnionych tutaj w celu postawienia diagnozy. Jeśli do inwertera dochodzą obydwa sygnały, to taka sytuacja może wskazywać na wewnętrzną usterkę inwertera lub na to, że parametry podawane na wejście inwertera (napięcie/natężenie) wynikające z aktualnej pracy generatora PV nie są spełnione.

Zanik zasilania AC w obwodzie inwertera - po wykonaniu kroku 1, usterkę jest łatwo zidentyfikować.

Sprawdź wyświetlacz inwertera, który powinien pokazywać informację o błędzie braku zasilania AC. Może to oznaczać brak zasilania z sieci energetycznej albo po prostu wskazywać na to, że odłącznik (wyłącznik nadmiarowo-prądowy/wyłącznik różnicowo-prądowy/odłącznik DC) został wyłączony.

- Brak mocy z obwodu DC - Po wykonaniu czynności z punktu 1, usterkę jest łatwo zidentyfikować. Sprawdź wyświetlacz inwertera, który powinien wskazywać brak zasilania od strony generatora PV.

Może być wiele przyczyn takiej usterki: obłuzowany główny przewód DC, o całkowite zacinienie generatora PV, o przepalone bezpieczniki szeregow, po prostu wyłączony odłącznik DC

- Zepsute lub uszkodzone moduły solarne - Wykonaj kroki 1-3. Może za-chodzić potrzeba dokonania pełnej/wyczerpującej kontroli wzrokowej generatora PV, podczas której mogą być potrzebne dodatkowe narzędzia. Objawy tej usterki będą podobne do objawów pierwszej, gdyż uszkodzone i zepsute moduły doprowadzą do sytuacji, kiedy szereg (string) nie wytwarza żadnej mocy i nastąpi całkowita utrata mocy, co powinno być sygnalizowane na wyświetlaczu inwertera.
- Usterka okablowania w obwodzie DC - Wykonaj kroki 1-3. Usterka może objawiać się albo zredukowaną mocą albo brakiem mocy z obwodu DC, co powinno być sygnalizowane na wyświetlaczu inwertera. Zredukowana moc może wskazywać, że poluzowało się połączenie albo został uszkodzony przewód do szeregu, podczas gdy całkowity brak mocy z generatora może wskazywać na taką samą usterkę, ale dotyczącą głównego przewodu DC.
- Zabrudzone/częściowo zakryte/zacienione moduły - Wykonaj czynności 1 i 2. Objawem tej usterki mogą być albo zredukowana moc albo brak mocy z obwodu DC, co powinno być sygnalizowane na wyświetlaczu inwertera. Ten typ usterki jest zwykle prosty do zidentyfikowania, ale efekt zacinienia jest trochę mniejszy w pochmurne lub deszczowe dni, więc należy sobie wyobrazić drogę słońca. Jeśli problem pojawiał się stopniowo, to przyczyną może być zaniechanie przeprowadzania konserwacji przez jakiś czas albo to, że w tym okresie w pobliżu wyrosły nowe drzewa czy powstały nowe budynki. Jeśli problem wystąpił nagle, to przyczyną mogą być np. opadnięte gałęzie albo na modułach znajdują się materiały, które zostały naniesione przez wiatr.

5.8 Usuwanie usterki

Aby usunąć opisane wyżej usterki, należy najpierw zdiagnozować przyczynę. Po tym jak zostanie ona zidentyfikowana, należy wykonać następujące metody naprawy:

Utrata mocy - jeśli przyczyną jest zacienienie, usuń obiekty, które spowodowały efekt zacienienia (dobrze zaprojektowany system nie powinien ulegać regularnym zacienieniom generatora spowodowanym np., przez drzewa czy sąsiadujące budynki). Sprawdź wszystkie połączenia, jeśli są luźne wymień. Wymień przepalone bezpieczniki.

Brak mocy na wyjściu inwertera - jeśli przyczyną jest inwerter, to musi on zostać albo naprawiony (przez kompetentne osoby) albo wymieniony. Jeśli na wejściu inwertera nie ma odpowiednich wymaganych parametrów, to zachowanie takie może być objawem innej awarii, jak zepsuty lub uszkodzony moduł albo usterka przewodu DC, powodująca zredukowane napięcie/natężenie na wyjściu inwertera. Opis ich naprawy pojawi się dalej.

Zanik zasilania obwodu AC inwertera - nie ma wiele opcji naprawy usterki tego typu. Upewnij się, że wszystkie zainstalowane przełączniki i odłączniki są włączone. Jeśli to nie rozwiązuje problemu, sprawdź przewody AC biegnące od odbiornika do inwertera. Usterka może mieć przyczynę wynikającą z zaniku napięcia ze strony dystrybutora energii elektrycznej, co oznacza, że tym przypadku nie jest wymagana żadna naprawa.

Brak mocy z obwodu DC - sprawdź czy odłącznik DC jest włączony. Usuń wszystkie obiekty powodujące efekt zacienienia i sprawdź czy połączenia nie są obluzowane i wymień je jeśli potrzeba. Wymień przepalone bezpieczniki modułów.

Uszkodzony lub zepsuty moduł solarny - nie ma innej metody naprawy tej usterki jak wymiana uszkodzonego lub zepsutego modułu. Zauważ, że szereg zawierający uszkodzony moduł będzie odłączony od generatora PV podczas wymiany. Nie należy w tym czasie po prostu wykonywać połączenia pomiędzy dwoma sąsiednimi modułami znajdujących się po obu stronach uszkodzonego modułu. Takie postępowanie spowodowałoby, że szereg pracowałby przy innym napięciu niż pozostało szeregi generatora PV.

Usterka okablowania w obwodzie DC - wymiana przewodu jest jedynym sposobem naprawy jest usterki.

Zabrudzone/częściowo zakryte/zacienione moduły - w zależności co jest przyczyną problemu, to rozwiązanie może być łatwe lub trudne. Jeśli nie wykonywano konserwacji, to przyczyną może być zgromadzony na modułach kurz lub brud, albo opadnięte gałęzie, albo nawiane przez wiatr plastikowe worki. Proste oczyszczenie powierzchni modułów i usunięcie niepotrzebnych obiektów powinno rozwiązać problem. Zacienienie może być trudniejsze do

usunięcia jeśli ma związek z cudzą własnością jak np. ucięcie gałęzi drzew należących do sąsiada itd. Jeśli zacienienie jest spowodowane przez nowo powstały budynek, to jedynym rozwiązaniem może być zmiana lokalizacji generatora.

6 Test na egzamin z fotowoltaiki

Średnia ilość energii promieniowania. dla województwa lubelskiego wynosi:
1000 Wm²

Panele przetwarzają energię: **za pomocą konwersji fotowoltaicznej**

Instalacja autonomiczna to instalacja **off grid** czyli wyłączona z sieci

Najwyższą sprawność ogniw fotowoltaicznych mają: **ogniwa hybrydowe**

Jakiego typu diody zabezpieczają panele fotowoltaiczne połączone szeregowo przez wpływem prądu zwrotnego: **diody bocznikujące**

Ogniwa fotowoltaiczne umieszczone na kątach stałych powinny być pochylone pod kątem: **35 stopni**

Maksymalna sprawność modułu fotowoltaicznego wynosi: **15-18 %**

Uzyskiwana **moc szczytowa** jest największa gdy: **płaszczyzna generatora jest skierowana do promieni słonecznych prostopadle**

Wyjście paneli do inwertera jest: **stałoprądowe DC**

Najmniejszy element fotowoltaiczny to: **ogniwo**

Za pomocą jakich urządzeń wykonuje się pomiar energii elektrycznej: **licznik energii elektrycznej, dwukierunkowy**

Czy budowa instalacji fotowoltaicznej wymaga pozwolenia na budowę: **na zgłoszenie**

Pierwiastek wykorzystywany do budowy ogniw: **krzem**

Jakie są zabezpieczenia w instalacjach fotowoltaicznych: **ograniczniki przepięć, instalacja odgromowa, instalacja przeciążeniowa**

Do czego służy inwerter: **konwertuje prąd stały DC na prąd zmienny AC**

Wypożenie instalacji autonomicznej wyspowej: **panel fotowoltaiczny, regulator ładowania, akumulator, inwerter dla systemu off grid**

Sprawność energetyczna fotowoltaiczna ogniwa: **zwiększa się pod wpływem wzrostu natężenia oświetlenia**

String jest to: **zespół połączonych szeregowo baterii - paneli**

Czy panele fotowoltaiczne mogą wytwarzać 230 V? **nie mogą wytwarzać 230 V**

Przetwornicę do zmiany napięcia stałego na zmienny określa się jakim symbolem: **DC/AC**

Odległość paneli od krawędzi dachu: **od 0,6 do 1 m**

Nasłonecznienie to wielkość fizyczna: **określająca średnią moc promieniowania przypadającą na jednostkę powierzchni**

Polska znajduje się w strefie nasłonecznienia: **do 900 do 1000 kWh/m²**

Co to jest mikroinstalacja: **instalacja OZE o łącznej mocy energii elektrycznej przyłączona do sieci energii elektrycznej o napięciu znamionowym nie większym niż 110 kW**

Rodzaje systemów fotowoltaicznych: **on grid, off grid**

Moc modułów fotowoltaicznych podajemy w: **Wp - watt peak**

Wzrost temperatury paneli fotowoltaicznych jest wtedy kiedy: **Maleje moc wytwarzania energii przez panel fotowoltaiczny**

Jaka jest różnica między falownikiem a inwerterem: **Nie ma różnicy, to to samo, falownik polska nazwa inwertera**

Co oznacza skrót BIPV ang. Buidling-Integrated Photovoltaics Instalacja fotowoltaiczna zintegrowana z budynkiem

Jakie rodzaje połączeń stosowane są wewnątrz paneli fotowoltaicznych: **mieszane** Do produkcji ogniw fotowoltaicznych wykorzystujemy: **krzem, arsenek galu, tellurek kadmu, (wszystkie odpowiedzi są dobre)**

Najwyższą sprawność energetyczną osiągają ogniwa: **Monokrystaliczne**

Sprawność energetyczna fotoogniwa : **Zwiększa się wraz ze wzrostem natężenia oświetlenia**

W instalacjach fotowoltaicznych wykorzystuje się obwody: **AC/DC**

Instalacja przyłączona do sieci: **On grid**

Wyjście inwertera jest:

Zmiennoprądowe AC

Definicja prądu DC przemiennego: **Prąd płynący w jednym kierunku o stałym poziomie natężenia, którego zmiany wartości natężenia wynoszą 0 albo są tak niewielkie , że mogą zostać zaniedbane**

Maksymalna sprawność modułów fotowoltaicznych to: **15-18**

Czy można ładować akumulator w instalacji elektrycznej bez regulatora ładowania:

nie ponieważ panele mają wyższe napięcie niż akumulator

Definicja falownika: **Falownik zmienia napięcie stałe na napięcie zmienne**

String: **Zespół połączonych szeregowo modułów fotowoltaicznych**

Przewody leżące pod modułami PV powinny mieć wytrzymałość:

minimum 80 stopni C

Zaznacz poprawną odpowiedź: **Dach powinien mieć od 22 do 45 stopni nachylenia**

Czy istnieje konieczność modyfikacji instalacji elektrycznej do modułu do domu: **Nie ma potrzeby modyfikacji**

Dopuszczalne spadki napięć na przewodach między modułami PV a falownikiem: **Muszą mieć wartość poniżej 1**

Jakie zagadnienie trzeba uwzględnić przy konstrukcji wsporczej w instalacji fotowoltaicznej Dodatkowe obciążenie konstrukcji dachu lub elewacji

Protokół instalacji zdawczo-odbiorczy: Sporządzony po próbnym uruchomieniu instalacji

Prawidłowo wykonana instalacja powinna mieć zabezpieczenie : przepięciowe odgromowe

7 Second Section