

WYMOGI TECHNICZNE DLA INSTALACJI FOTOWOLTAICZNYCH

<https://powietrze.malopolska.pl/baza/wymogi-techniczne-dla-instalacji-fotowoltaicznych/>

<http://www.instsani.pl/513/parametry-pracy-paneli-pv>

<https://powietrze.malopolska.pl/baza/wymogi-techniczne-dla-instalacji-fotowoltaicznych/>

<https://powietrze.malopolska.pl/aktualnosci/wytyczne-dla-instalacji-oze/>

NORMY:

- [ODPORNOŚĆ NA PID] ICE 62804–1:2015 LUB RÓWNOWAŻNA
- [MODUŁY PV] PN–EN 61730:2007 (lub równoważną), PN–EN 61215:2005 (lub równoważną),
- [FALOWNIK] DYREKTYWA 2014/35/UE, DYREKTYWĄ 2014/30/UE, PN–EN 61000–6–3, PN–EN 61000–3–12, PN–EN 61000–3–11, PN–EN 1090,
- [OKABLOWANIE] PN–HD 60364–1:2010 oraz PN–IEC 60364–3:2000
- [POMIARY KOŃCOWE] PN–HD 60364–6:2016–07 ORAZ PN–EN 62446–1:2016–08

TESTY:

- odporności na wysoką temperaturę przy wysokiej wilgotności (1000 godzin temperaturze 85°C, 85% wilgotności),
- test izolacji przy wilgotnych warunkach pracy,
- odporności na szok termiczny (50 i 200 cykli, -40°C do +85°C),
- odporność oszronienie (10 cykli, 85°C do - 40°C, wilgotność 85%),
- odporności na prądy upływu (problem PID),
- odporności na promieniowanie UV (15 kWh/m², UV (280 - 385 nm) oraz 5 kWh/m², UV (280 - 320 nm) przy temperaturze 60°C),
- odporności na grad (11 cykli uderzenia kulą lodu o średnicy 25 mm, wadze 7,5 grama, z prędkością 23 m/s),
- odporności mechanicznej (trzy cykle obciążenia modułu po dwie godziny z każdej strony obciążeniem 2400 Pa),
- obecności gorących punktów (5 godzin testu przy irradacji 1000W/m² przy częściowym lub całkowitym zaciemieniu ogniów),
- sprawdzenie wydajności przy niskim natężeniu promieniowania słonecznego 200W/m² i temperatury w warunkach NOCT.

KLASY JAKOŚCIOWE:

- Klasa A (ang. grade A) Ogniwa pozbawione skazy,
- Klasa B (ang. grade B) Ogniwa z nielicznymi skazami,
- Klasa C (ang. grade C).

PROJEKT INSTALACJI FOTOWOLTAICZNEJ

Projekt instalacji fotowoltaicznej powinna wykonać osoba, która posiada:

- uprawnienia budowlane do projektowania w specjalności instalacyjnej w zakresie sieci, instalacji, urządzeń elektrycznych i elektroenergetycznych (Dz. U. z 2018 r. poz. 1202 z późn. zm.) lub
- certyfikat wystawiony przez Prezesa Urzędu Dozoru Technicznego w zakresie systemów fotowoltaicznych.

WYMAGANIA W ZAKRESIE STOSOWANYCH MATERIAŁÓW

Moduły fotowoltaiczne

Moduły fotowoltaiczne stanowią podstawowy element instalacji, który służy do bezpośredniej zamiany energii promieniowania słonecznego na energię elektryczną w postaci prądu stałego. Podstawowe parametry:

- sprawność: nie mniejsza niż 16%,
- typ ogniw: krzemowe,
- moc maksymalna modułu w warunkach STC: nie mniejsza niż 275 Wp (dla modułów 60–ogniwoowych),
- wartość bezwzględna temperaturowego wskaźnika mocy: nie większa niż 0,45%/°C,
- odporność na PID: zgodnie z normą ICE 62804–1:2015 lub równoważną,
- współczynnik wypełnienia: nie mniejszy niż 0,775,
- tylko dodatnia tolerancja mocy,
- wytrzymałość mechaniczna: nie mniejsza niż 5.400 Pa,
- spadek mocy modułów po pierwszym roku pracy: nie większy niż 3%.

TYP	MONOKRYSTALICZNY	POLIKRYSTALICZNY	CIGS	CdTe	AMORFICZNY
SPRAWNOŚĆ	17% do 18%	16% do 17%	12% do 14%	11% do 13%	8% do 10%

FALOWNIKI (INWERTERY)

Zastosowane w instalacjach fotowoltaicznych falowniki (inwertery) powinny posiadać parametry:

- typ falownika: beztransformatorowy,
- sprawność euro: nie mniejsza niż 96%,
- stopień ochrony: min. IP65,
- współczynnik zakłóceń harmoniczných prądu: poniżej 3%,
- sposób chłodzenia: naturalna konwekcja lub wymuszona wentylatorowa,
- posiadać dowolny protokół komunikacji oraz bezprzewodową komunikację,
- gwarancja na wady ukryte: nie krótsza niż 10 lat,
- możliwość modyfikacji współczynnika mocy $\cos\phi$: 0,90 niedowzbudzenie do 0,90 przewzbudzenie.

OPTYMALIZATORY MOCY

W typowych instalacjach optymalizacją pracy zajmuje się falownik, a optymalizacja dotyczy wszystkich modułów PV, które są przyłączone do danego falownika. Jeżeli na instalacji jest jeden falownik, to optymalizuje on moduły PV na całej instalacji. W przypadku zastosowania optymalizatorów mocy, urządzenia te powinny posiadać następujące parametry:

- współpraca z dowolnym falownikiem,
- sprawność maksymalna: nie mniejsza niż 98%,
- gwarancja na optymalizator mocy: nie mniej niż 10 lat,
- zastosowane optymalizatory mocy nie powinny ograniczać sposobu montażu modułów fotowoltaicznych.

KONSTRUKCJA WSPORCZA

Panele fotowoltaiczne muszą być przymocowane, niezależnie od lokalizacji systemu, do konstrukcji wsporczej. Rodzaj konstrukcji wsporczej należy dostosowywać indywidualnie do pokrycia dachowego, lokalizacji oraz dodatkowo istniejącej infrastruktury. Konstrukcja wsporcza dla paneli fotowoltaicznych:

- dedykowana do miejsca montażu (odpowiednia konstrukcja do posadowienia na gruncie, dachu płaskim i skośnym);
- wykonana z aluminium lub stali nierdzewnej;
- sposób montażu dedykowany do istniejącego pokrycia dachowego, zgodnie z wytycznymi producenta konstrukcji.

OCHRONA PRZECIWPORAŻENIOWA

Nieprawidłowy montaż paneli PV może powodować potencjalne zagrożenie dla użytkowników instalacji. Ochrona przed porażeniem prądem elektrycznym, powinna się składać ze środka ochrony podstawowej (np. dotyk bezpośredni) i niezależnego środka ochrony przy uszkodzeniu. Ochrona przeciwporażeniowa w systemach fotowoltaicznych:

- zachowanie odległości izolacyjnych,
- izolacja robocza,
- szybkie samoczynne wyłączenie w układzie sieciowym,
- projektowanie instalacji zgodne z przepisami budowlanymi w zakresie ochrony przeciwporażeniowej oraz wymogami normy PN-IEC-6364.

OCHRONA PRZECIWPRIĘCIOWA

Systemy fotowoltaiczne muszą być zabezpieczone przed przepięciem i sprzężeniami, bez względu na objęcie systemu PV ochroną odgromową. Ochrona przeciwprzepięciowa oznacza ochronę przed przepięciami pochodzącymi z sieci energetycznej, przepięciami i sprzężeniami wywołanymi uderzeniem pioruna oraz innymi przepięciami powstałymi w instalacji fotowoltaicznej:

- usytuowanie ograniczników przepięć zawsze jak najbliżej chronionego obiektu. Dodatkowo oprócz miejsca lokalizacji, należy wziąć pod uwagę, czy budynek ma urządzenie piorunochronne LPS,
- ogólne zasady doboru typów zabezpieczeń SPD w systemie PV, które należy zweryfikować na etapie realizacji instalacji.

OCHRONA PRZECIWPRIĘCIOWA DLA OBIEKTU Z URZĄDZENIEM PIORUNOCHRONNYM

Dla obiektu z urządzeniem piorunochronnym:

- należy zastosować ograniczniki przepięć typu 1 lub typu 2. Po stronie zmiennoprądowej, w każdym przypadku należy zastosować ochronę przeciwprzepięciową typu 1 lub typu 2, gdy są zachowane odstępów izolacyjnych, zabezpieczając inwerter przed przepięciami w sieci elektroenergetycznej. Dodatkowo użytkownik obiektu oraz instalacji PV powinien w swoim zakresie posiadać już zainstalowany w rozdzielnicy głównej ogranicznik typu 1 lub 1+2.

OCHRONA PRZECIWPRIĘCIOWA DLA OBIEKTU BEZ URZĄDZENIA PIORUNOCHRONNEGO

Dla obiektu bez urządzenia piorunochronnego:

- należy dokonać ekwipotencjalizacji systemu PV, poprzez połączenie przewodem wyrównawczym konstrukcji wsporczej generatora PV z główną szyną wyrównania potencjału budynku. W takim przypadku po stronie stałoprądowej inwerter należy zabezpieczyć ogranicznikami przeciwprzepięciowymi typu 2. Jako minimalny poziom ochrony zaleca się stosowanie ograniczników typu 1+2. Dodatkowo po stronie zmiennoprądowej, w każdym przypadku należy zastosować ochronę przeciwprzepięciową typu 2 zabezpieczającą inwerter przed przepięciami w sieci elektroenergetycznej.

OCHRONA ODGROMOWA

Urządzenia systemu fotowoltaicznego nie zwiększają ryzyka wyładowania piorunowego. Jednak zainstalowanie systemu fotowoltaicznego na dachu zwiększa ryzyko przedostania się prądu piorunowego do wnętrza budynku w przypadku wyładowania bezpośrednio w panel. Realizacja ochrony odgromowej:

- w przypadku obiektu, który jest wyposażony w instalację odgromową, panele fotowoltaiczne należy lokalizować w przestrzeni chronionej przy zachowaniu odpowiedniego odstępów izolacyjnego, uniemożliwiającego wystąpienie przeskoków iskrowych pomiędzy

elementami instalacji odgromowej, a dodatkowo metalowymi elementami chronionego urządzenia. Minimalny odstęp izolacyjny musi być wyliczony indywidualnie dla każdego budynku oddzielnie;

- w przypadku obiektu bez instalacji odgromowej, panele i konstrukcję nośną należy uziemić. Przewód uziemiający powinien tworzyć najkrótszą i bezpośrednią drogę do uziomu. Jako przewody uziemiające należy stosować przewody o przekroju nie mniejszym niż: 50 mm^2 – Fe, 25 mm^2 – Al oraz 16 mm^2 – Cu.

URUCHOMIENIE URZĄDZEŃ

Po wykonaniu prac montażowych przed uruchomieniem urządzeń należy wykonać pomiary:

- stanu izolacji kabli zasilających,
- rezystancji uziemienia,
- inne wymagane przepisami badania i pomiary.

Z przeprowadzonych badań i pomiarów należy sporządzić odpowiednie protokoły stanowiące podstawę do uruchomienia i oddania do eksploatacji objętych projektem instalacji.

PRZYŁĄCZENIE DO SIECI ELEKTROENERGETYCZNEJ

Ponadto projektując instalację fotowoltaiczną należy sprawdzić zgodność założeń projektowych z kryteriami przyłączeniowymi oraz wymaganiami technicznymi dla mikroinstalacji i małych instalacji przyłączanych do sieci dystrybucyjnej niskiego napięcia. Kryteria takie przedstawia Operator Systemu Dystrybucji (OSD).

STC I NOCT PANELI FOTOWOLTAICZNYCH

Panele fotowoltaiczne pracują na dachach w różnych warunkach nasłonecznienia. Ilość energii docierająca do paneli w zależności od pory roku, szerokości geograficznej, stopnia czystości atmosfery, zachmurzenia, itp. jest bardzo różna. Dla ułatwienia moc nominalną paneli podaje się więc dla standardowych warunków atmosferycznych STC (Standard Test Conditions) które zakładają:

- nasłonecznienie 1000 W/m^2 ,
- temperaturę ogniw oświetlanego panelu $+25^\circ\text{C}$,
- spektrum promieniowania dla gęstości atmosfery 1,5 (AM 1,5).

Uzyskanie takich warunków w Polsce jest trudne, dlatego bardziej obiektywne będą parametry paneli dla warunków NOCT (Normal Operating Cell Temperature - temperatura ogniwa w normalnych warunkach pracy). Warunki te są następujące:

- nasłonecznienie 800 W/m^2 ,
- temperatura otoczenia oświetlanego panelu $+20^\circ\text{C}$,
- spektrum promieniowania dla gęstości atmosfery 1,5 (AM 1,5),
- prędkość wiatru 1 m/s .

CHARAKTERYSTYKA PRĄDOWO-NAPIĘCIOWA

Charakterystyka prądowo-napięciowa ogniwa PV określa najważniejsze parametry pracy ogniwa:

- prąd zwarciaowy I_{sc} ,
- napięcie obwodu otwartego V_{oc} .

Z charakterystyki tej można też wyznaczyć wartości prądu I_m i napięcia V_m dla maksymalnej mocy ogniwa. Posiadając takie dane można wyznaczyć dalsze parametry pracy ogniwa, jak sprawność η moc maksymalną P_{max} czy tzw. współczynnik wypełnienia FF.

Dla idealnego ogniwa charakterystyka prądowo-napięciowa powinna mieć kształt prostokąta o bokach równych I_{sc} i V_{oc} . W praktyce takie ogniwa nie istnieją, dlatego maksymalna moc ogniwa wyznaczana jest ze wzoru: $P_{max} = I_m \cdot V_m$,

gdzie: I_m i V_m oznaczają wartości natężenia i napięcia dla których pole prostokąta na wykresie charakterystyki przyjmuje wartość maksymalną.

NAPIĘCIE OBWODU OTWARTEGO VOC

Jest to napięcie jakie wytworzy się w ogniwie przy maksymalnym oświetleniu i braku przepływu prądu pomiędzy kontaktem przednim i tylnym ogniwa. Powstające w wyniku efektu fotoelektrycznego prądy elektronowe płyną z obszaru p do n, a prądy dziurowe z obszaru n do p. W półprzewodniku typu n gromadzą się ładunki ujemne a w typie p ładunki dodatnie. Napięcie między nimi nosi nazwę napięcia obwodu otwartego (ang. Open Circuit voltage). Wartość V_{oc} można odczytać z wykresu prądowo-napięciowego ogniwa dla $I=0$.

PRĄD ZWARCIA ISC

Powstaje gdy kontakty przednie ogniwa są zwarte z tylnymi. W takich warunkach napięcie jest równe 0 a przez ogniwo płyną tylko prądy generowane światłem. Prąd elektronowy płynie z obszaru p do n a dziurowy z n do p. Wartość tego prądu dla danych warunków oświetlenia nosi nazwę prądu zwarcia I_{sc} (z ang. Short Circuit Current). Wartość prądu zwarcia zależy ściśle od konstrukcji ogniwa i materiału półprzewodnika.

WSPÓŁCZYNNIK WYPEŁNIENIA FF (FILL FACTOR)

Pokazuje w jakim stopniu charakterystyka prądowo-napięciowa ogniwa PV jest zbliżona do idealnej, czyli do pola prostokąta. Współczynnik wypełnienia obliczany jest w procentach jako stosunek pola powierzchni prostokąta o bokach I_m i V_m do pola prostokąta o bokach I_{sc} i V_{oc} . Współczynnik wypełnienia określany jest też jako stosunek mocy rzeczywistej generowanej przez moduł do mocy pozornej (hipotetycznej) obliczonej na podstawie maksymalnych charakterystyk prądu i napięcia. W praktyce parametr ten jest często wykorzystywany do porównania rynkowej jakości ogniw. Za ogniwa wysokiej klasy uważa się ogniwa o $FF > 0,75$, średniej klasy $FF = 0,7-0,72$, niskiej klasy $0,6-0,7$.

SPRAWNOŚĆ MODUŁÓW PV

Sprawność ogniwa PV określa stosunek mocy maksymalnej odzyskiwanej w ogniwie do mocy promieniowania światła słonecznego padającego na ogniwo. Można ją obliczyć ze wzoru: $\eta = (I_m \cdot V_p) / (J \cdot S)$, gdzie: η – sprawność ogniwa, J – natężenie promieniowania padającego na ogniwo [W/m^2], S – pole powierzchni ogniwa [m^2].

ŁĄCZENIE ZE SOBĄ OGNIW PV

Moc pojedynczego ogniwa fotowoltaicznego jest bardzo mała rzędu 1,5-2,6W dla ogniwa o wymiarach 12,5x12,5cm. W panelach ogniwa są więc ze sobą łączone w sposób szeregowy, równoległy lub szeregowo-równoległy.

łączenie szeregowe. Przy połączeniu szeregowym przednia elektroda pierwszego ogniwa jest połączona z tylną elektrodą ogniwa następnego. napięcia w takim połączeniu poszczególnych ogniw sumują się.

łączenie równoległe. Powstaje skutek łączenia przedniej elektrody ogniwa poprzedniego z przednią elektrodą ogniwa następnego. Prądy połączonych w ten sposób ogniw są sumowane.

łączenie szeregowo-równoległe. polega na równoczesnym łączeniu ogniw szeregowo i równoległe. Przy takim połączeniu sumują się zarówno napięcia jak i natężenia prądów. Napięcie sumuje się w zależności od ilości modułów w łańcuchu jednego szeregu, natężenia prądów sumują się w zależności od ilości połączonych równoległe łańcuchów.

ZACIENIENIE OGNIW PV

Bardzo częstym problemem występującym w czasie eksploatacji paneli fotowoltaicznych jest ich okresowy spadek mocy spowodowany chwilowym zacienieniem np. przez spadające liście, rzucany

cień (komin, drzewo), przykrycie śniegiem, itp. Spadek mocy paneli zależy w tym wypadku od sposobu wykonanego połączenia (szeregowe, równoległe). Przy połączeniu szeregowym zacinienie tylko jednego ogniwa w całym panelu powoduje, że prąd płynący przez panel dostosowuje się do prądu płynącego przez najsłabsze ogniwo, w wyniku czego wartość prądu spada niemal do zera. tak oświetlony panel szybko ulega przegrzaniu co grozi jego uszkodzeniem. Aby nie dopuścić do takiej sytuacji stosuje się bocznikowanie ogniw za pomocą diod. Diody są włączone równoległe w układ szeregowy ogniw i przy normalnej ich pracy są spolaryzowane w kierunku zaporowym, tzn. odwrotnie do ogniw PV. Przy normalnym nasłonecznieniu i braku zacinienia prąd płynie przez ogniwa z pominięciem diod. Jeśli jedno z ogniw zostanie zasłonięte dioda polaryzuje się w kierunku przewodzenia i prąd może płynąć w obwodzie z pominięciem zasłoniętego ogniwa.

WPŁYW TEMPERATURY NA PRACĘ OGNIWA PV

Najwyższą sprawność ogniwa PV uzyskują przy niskich temperaturach poniżej 25°C. W praktyce uzyskanie tak niskich przedziałów temperatur jest niezwykle trudne, szczególnie w lecie, kiedy panele PV nagrzewają się do 70-80°C. Stosowane są różne próby ograniczania temperatury, min. budowa ogniw hybrydowych stanowiących połączenie kolektora dachowego z ogniwem fotowoltaicznym. Wykres poniżej przedstawia wpływ temperatury na charakterystykę prądowo-napięciową I-V przy stałym natężeniu oświetlenia. Z badań wynika, że największy wpływ temperatury na moc wykazują panele z krzemu krystalicznego, a najmniejszy z krzemu amorficznego. Parametr panelu PV związany ze spadkiem jego mocy w funkcji temperatury nosi nazwę "temperaturowego wskaźnika mocy" (temperature coefficient of Pmax) i podawany jest w %/°C. Największe straty mocy w lecie występują w panelach z krzemu monokrystalicznego, najmniejsze z tellurku kadmu. W zimie sytuacja się odwraca i największe zyski mocy mają panele monokrystaliczne. Obecnie dla wyeliminowania tego zjawiska, szczególnie w ciepłych krajach, duże farmy fotowoltaiczne projektuje się na wodzie, gdzie panele chłodzone są bezpośrednio wodą. Innym rozwiązaniem jest stosowanie tzw. paneli hybrydowych PVT, gdzie ciepło z ogniw pV odbierane jest przez wymiennik miedziany i wykorzystane do przygotowania c.w.u.

NOCT NOMINAL OPERATING CELL TEMPERATURE

Wskaźnik powyższy określa skłonność modułu do nagrzewania się w czasie pracy i podawany jest w jego charakterystyce jako wartość temperatury osiąganą przez moduł przy pracy w warunkach rzeczywistych (test NOCT) czyli przy temperaturze otoczenia 20°C. Im niższa temperatura NOCT tym lepiej i tym wyższej klasy moduł. Panele o wysokiej jakości mają współczynnik NOCT nawet w granicach 45-46°C. Niskiej klasy >50°C.

Temperaturę jaką osiąga panel w warunkach natężenia oświetlenia i temperatury otoczenia, przy wykorzystaniu parametru NOCT można obliczyć ze wzoru: $T_{ogniw} = T_{otoczenia} + ((NOCT - 20) \cdot E) / 800$, gdzie: E - natężenie oświetlenia w W/m², NOCT - wartość temp. NOCT w °C podana w charakterystyce ogniwa.

TOLERANCJA MOCY (POWER TOLERANCE)

Panele PV wyprodukowane w określonych warunkach z jednej partii materiału, prawie nigdy nie mają identycznych parametrów pracy, w tym mocy nominalnej. Różnice pomiędzy poszczególnymi modułami lub partiami mogą dochodzić do nawet 5%, przy czym moc nominalna może być w wybranych modułach większa lub mniejsza niż określona w charakterystyce modułu. Tę różnicę określa się jako tolerancję mocy i podaje w procentach mocy modułu, np. dla modułu o mocy nominalnej P=250Wp, Power Tolerance ΔPmax = 0/+3 określa, że moc modułu w warunkach testu STC może się wahać od 250-253 Wp. Tolerancja -2/+2 dla tego samego modułu oznacza zakres mocy od 248-252 Wp. Generalnie moduły z tzw. dodatnią tolerancją są zawsze korzystnym zakupem dla klienta.

WPŁYW KĄTA PADANIA PROMIENIOWANIA, POJĘCIE AM

Najwyższą sprawność moduły PV uzyskują przy prostopadłym kącie padania promieni słonecznych na powierzchnię panelu. Dzieje się tak, ponieważ do obszaru złącza przechodzi wówczas największa liczba fotonów. Przy zmniejszaniu się kąta, coraz większa liczba fotonów ulega odbiciu, przez co zmniejsza się sprawność konwersji. Aby zapobiec temu zjawisku na powierzchni paneli używa się

przezroczystych warstw przeciwo odbiciowych wykonanych z TiO_2 , SiO , Al_2O_3 , czy SiO_2 . Warstwa przeciwo odbiciowa pełni też często funkcję ochrony przed wpływami atmosferycznymi. Innym zabiegiem polepszającym pochłanianie promieniowania słonecznego jest teksturyzacja powierzchni. Polega ona na wytrawianiu materiału półprzewodnikowego i nadanie mu struktury piramidy lub nieregularnych wąwozów. Dzięki teksturyzacji fotony odbite od powierzchni panelu mają możliwość ponownego zaabsorbowania przez warstwę powierzchniową. Droższym rozwiązaniem jest stosowanie paneli z systemem nadążnym poruszającym się za słońcem i wyszukujące na nieboskłonnie punktu o największej jasności. Dzięki takiemu rozwiązaniu panel jest przez dużą część dnia ustawiony prostopadłe do słońca. Kąt pochylenia kolektora względem poziomu terenu (horyzontu) zależy od szerokości geograficznej. W przypadku Lublina szerokość geograficzna wynosi: $\varphi 51^\circ 14'$, stąd kąt pochylenia słońca nad horyzontem wyniesie $H = 90^\circ - \varphi 51^\circ 14' = 38^\circ 77'$, a kąt pochylenia paneli względem poziomu gruntu $\beta = 90^\circ - H 38^\circ 77' = 51^\circ 23'$. Obliczenia dotyczą tylko okresu wiosennego lub jesienno. Dla okresu letniego korzystniej jest ustawić panele pod mniejszym kątem. Generalnie dla pracy całorocznej optymalnym kątem dla paneli jest kąt około 30° .

POJĘCIE WSPÓŁCZYNNIKA AM

W wymaganiach testu STC i NOCT występuje parametr $\text{AM}_{1,5}$. AM - jest to tzw. masa optyczna atmosfery określająca miarę długości drogi przemierzanej przez promieniowanie słoneczne (bezpośrednie) z ciała niebieskiego przez atmosferę do poziomu morza, wyrażoną w odniesieniu do długości drogi wzdłuż pionu. $\text{AM}(X)$ jest więc stosunkiem (wielokrotnością) długości drogi promieniowania przez atmosferę przy promieniowaniu padającym pod pewnym kątem do długości drogi przy przejściu przez atmosferę prostopadłe do powierzchni Ziemi (przy Słońcu w zenicie). $\text{AM}(X)$ można wyrazić zależnością: $\text{AM}(X) = 1 / \sin(\alpha_s) = 1 / \cos(\Theta_Z)$, gdzie: Θ_Z – kąt zenitalny - kątowa odległość Słońca od pionu, α_s – kąt wzniesienia Słońca (kąt pozornej wysokości (h) Słońca) – kąt dopełniający kąta zenitalnego (kąt pomiędzy wiązką bezpośredniego promieniowania słonecznego a płaszczyzną poziomą wyrażony w stopniach) $\alpha_s = 90^\circ - \Theta_Z$.

LID PROCENTOWA UTRATA MOCY

Każdy panel fotowoltaiczny ulega stopniowemu starzeniu co wpływa na jego końcową wydajność w Wp. Średnia utrata mocy w zależności od typu panelu waha się od 0,6-1,0%/rok. W początkowym okresie użytkowania strata mocy może być znacznie szybsza związana z degradacją ogniwa pod wpływem promieniowania słonecznego i nosi nazwę LID (Light Induced Degradation). Zjawisko trwa 6-24 godzin i związane jest z łączeniem się tlenu w płytkach krzemowych z atomami boru. Im bardziej zanieczyszczony tlenem krzem tym większa utrata mocy ogniwa. W przypadku ogniwa z krzemu amorficznego degradacja przebiega jeszcze szybciej, w ciągu pierwszych 6 godzin użytkowania sprawność ogniwa obniża się nawet o 30%. Jest tzw. efekt Staeblera-Wrońskiego, dlatego producenci ogniwa często podają moc ogniwa a-Si już po okresie degradacji, lub w charakterystyce ogniwa podawana jest jego początkowa sprawność. Nie zachwycajmy się wtedy wartością 122Wp podczas gdy moc nominalna to tylko 100Wp, bo po pierwszym użyciu ogniwo nie przekroczy wartości nominalnej. Zjawisko gwałtownej utraty mocy w przypadku ogniwa amorficznego może powodować w pierwszym okresie nadprodukcję energii elektrycznej (należy uwzględnić ten fakt w projekcie). Ponadto ogniwa amorficzne mają tendencję do regeneracji w przypadku wzrostu temperatury, dlatego w lecie ich moc może w przeciwieństwie do innych ogniwa nawet rosnąć ale szybko spadać w czasie zimy. Efekt Staeblera-Wrońskiego jest trudny do wytłumaczenia. Sprawność optyczna ogniwa spada z jego powodu z początkowych 10% do około 7%. Z efektem tym zmierzył się ostatnio Holender Gijs Van Elzakker. Dokonał tego poprzez rozcieńczenie materiału z którego wytwarza się amorficzny krzem, czyli gazu silanowego (SiH_4), przy pomocy wodoru. Dzięki odpowiednio dobranym proporcjom zminimalizował znaczenie efektu Staeblera-Wrońskiego, w rezultacie spadek wydajności jest teraz niewielki i ostateczna sprawność paneli wynosi około 9%. Innowacja holenderskiego badacza została już wdrożona do produkcji w niemieckich zakładach Inventux Technologies.

Niezależnie od typu modułu producenci zapewniają standardową gwarancję na moc na poziomie:

- 95% po 5 latach pracy,
- 90% po 10 latach pracy,
- 80% po 25 latach pracy.

Najlepsze ogniwa na rynku mogą nieznacznie odbiegać od tych parametrów zapewniając np. 8% utraty mocy po 10 latach. Na rynku można już znaleźć moduły krzemowe z dodatkiem galu zamiast boru (np. moduły firmy ZNShine). Rozwiązanie takie zapewnia znacznie mniejszą roczną utratę mocy.

jak udowadnia w testach firma, w pierwszym roku spadek mocy nie przekracza 1%, po 10 latach pracy 5% a po 25 latach 10% mocy początkowej. Pozwala to na uzyskanie w ciągu całego okresu użytkowania od 5-7% więcej energii niż przy klasycznych modułach krzemowych z domieszką boru.

TESTY WYTRZYMAŁOŚCIOWE PANELI PV (TEKST: EDWARD SMIDT)

Panele PV podlegają badaniom wytrzymałościowym zgodnie z poniższymi wytycznymi i normami:

- DYREKTYWA 2006/95/WE PARLAMENTU EUROPEJSKIEGO I RADY z dnia 12 grudnia 2006 roku w sprawie harmonizacji ustawodawstwa państw członkowskich odnoszących się do sprzętu elektrycznego przewidzianego do stosowania w określonych granicach napięcia, Dziennik Urzędowy Unii Europejskiej, 27.12.2006, L374/10.
- PN-EN 61215:2005 Moduły fotowoltaiczne (PV) z krzemu krystalicznego do zastosowań naziemnych -Kwalifikacja konstrukcji i aprobaty typu (oryg.), Polski Komitet Normalizacyjny, Warszawa 2007.
- PN-EN 61730-1:2007 Ocena bezpieczeństwa modułu fotowoltaicznego (PV) - Część 1: Wymagania dotyczące konstrukcji (oryg.), Polski Komitet Normalizacyjny, Warszawa 2007.
- PN-EN 61730-2:2007 Ocena bezpieczeństwa modułu fotowoltaicznego (PV) - Część 2: Wymagania dotyczące badań (oryg.), Polski Komitet Normalizacyjny, Warszawa 2007.

BADANIA KONSTRUKCJI I UZNANIE FUNKCJONALNOŚCI WG PN-EN 61215

Jedną z podstawowych norm dotyczących paneli fotowoltaicznych - PN-EN 61215 „Moduły fotowoltaiczne (PV) z krzemu krystalicznego do zastosowań naziemnych - Kwalifikacja konstrukcji i aprobaty typu” określa wymagania dotyczące kwalifikowania konstrukcji oraz aprobaty typu modułów fotowoltaicznych odpowiednich dla długotrwałego działania w otwartym środowisku. Stosuje się ją wyłącznie do modułów wykonanych z krzemowych ogniw krystalicznych. W zakresie badań norma określa charakterystyki elektryczne i termiczne modułu by wykazać, że moduły są zdolne wytrzymać wydłużone narażenia klimatyczne. Można powiedzieć że przypuszczalny, rzeczywisty czas pracy modułu zależeć będzie od jego projektu, środowiska i warunków, w których pracuje. By tego dowieść moduł poddaje się sekwencjom badań. Po zakończeniu badań w poszczególnych sekwencjach wszystkie 8 modułów jest poddawanych sprawdzającej próbie upływności prądowej w warunkach wilgoci (poz. 7 tabeli). W celu ustalenia, że projekt modułu przeszedł badania i może otrzymać aprobatę typu norma PN-EN 61215 określa kilka kryteriów, między innymi to, że w wyniku badań nie stwierdzono żadnych poważnych, widocznych uszkodzeń, deficyt maksymalnej mocy wyjściowej nie przekroczył 8% a wszystkie pojedyncze badania dały wynik pozytywny. Jeżeli dwa lub więcej modułów nie spełnia powyższych kryteriów badań, należy uznać że projekt nie spełnił wymagań kwalifikacyjnych. W przypadku gdy jeden z modułów nie przejdzie jednej z prób, inne dwa wybrane moduły powinny być poddane badaniom, a jeżeli jeden lub oba moduły także wykazą usterki, projekt powinien być uznany za niespełniający wymagań.

BADANIA BEZPIECZEŃSTWA UŻYTKOWANIA WG PN-EN 61730

Norma PN-EN 61730 składa się z dwu części:

- PN-EN 61730-1 Ocena bezpieczeństwa modułu fotowoltaicznego (PV) – Część 1: Wymagania dotyczące konstrukcji,
- PN-EN 61730-2 Ocena bezpieczeństwa modułu fotowoltaicznego (PV) – Część 2: Wymagania dotyczące badań.

Celem obu części normy, jak wskazuje sama ich nazwa, jest ocena bezpieczeństwa modułów. O ile większość wymagań konstrukcyjnych z zakresu części pierwszej normy można w łatwy sposób ocenić w trakcie oględzin lub badań, to wymagania badawcze będące przedmiotem części drugiej potrzebują już znacznie większych nakładów środków w postaci wyposażenia i czasu, więc warto tej części normy poświęcić więcej uwagi. Część druga normy PN-EN 61730 opisuje wymagania badawcze wobec modułów fotowoltaicznych (PV) w celu zapewnienia bezpiecznego działania pod kątem elektrycznym i mechanicznym podczas spodziewanego okresu ich pracy. Poszczególne tematy mają zapewnić ocenę zapobiegania porażeniom elektrycznym, zagrożeniom pożarowym i obrażeniom osobistym w wyniku narażeń mechanicznych i środowiskowych. Sekwencje badań zostały ustalone tak, by jako badania kondycjonowania wstępnego można zastosować badania wg PN-EN 61215 lub PN-EN 61646. Kryteria przejścia sekwencji badań dają pewność wykrycia ewentualnych uszkodzeń składników wewnętrznych

i zewnętrznych modułów PV, które mogłyby wywołać wspomniane narażenia: pożar, porażenie prądem elektrycznym albo obrażenia osobiste. Obie części normy definiują wymagania w stosunku do różnych klas zastosowania modułów fotowoltaicznych, jednakże nie powinny być uważane jako pełny zbiór wszystkich krajowych czy też regionalnych przepisów budowlanych. Natomiast w niektórych regionach, np. z uwagi na lokalne warunki atmosferyczne, wiatr, wilgotność, mróz, gradobicie, itp., norma zaleca konieczność rozważenia potrzeby opracowania miejscowych, lokalnych przepisów, zapewniających bezpieczną instalację i eksploatację modułów. Tymczasem norma definiuje trzy klasy zastosowania i jakość konstrukcji wymaganych wobec każdej z klas w sposób następujący:

KLASA	DOSTĘPNOŚĆ	NAPIĘCIE UKŁADU	MOC UKŁADU	KLASA OCHRONY
A	NIEOGRANICZONA	> 50V DC	> 240 W	II
B	OGRANICZONA	> 50 V DC	> 240 W	0
C	NIEOGRANICZONA	≤ 50 V DC	≤ 240 W	III

W wyniku określenia zagrożeń posiadających wpływ na żywotność i bezpieczeństwo modułów PV w normie ustalono kategorie wymaganych badań:

- próby kondycjonowania wstępnego,
- oględziny,
- badania zagrożenia porażeniem elektrycznym,
- badania zagrożenia pożarowego,
- próby narażeń mechanicznych,
- badania składników panelu.

TEST NA UDERZENIE GRADU (HAIL IMPACT TEST)

Test stosowany w rejonach o zwiększonym zagrożeniu gradem, przeprowadzany jest w temp. około 4C. Test przeprowadza się za pomocą specjalnych wyrzutni kulek gradowych. Kulki uderzają panel w 11 cyklach. Kulka gradowa ma średnicę 1" (około 25mm) uderza z prędkością 23m/s. Po zakończeniu testu nie powinno być widocznych uszkodzeń, typu:

- pęknięcia ogniw,
- pęknięcia szkła,
- mikropęknięcia,
- łagodne deformacje strukturalne.

Test powyższy może być też przeprowadzany z wykorzystaniem skórzanego młotka o średnicy 45,5mm uderzającego z różnej wysokości.

TEST NA OBCIĄŻENIE MECHANICZNE STATYCZNE PANELU (STATIC LOAD TEST)

Panel PV obciąża się ciężarem wywołując przez okres 1h naprężenie rzędu 2400Pa. Poniżej prawdziwy pokaz wytrzymałości panelu aż do rozerwania powłoki.

PODSTAWOWE WYTYCZNE DO OKREŚLENIA WYMOGÓW TECHNICZNYCH I EKSPLOATACYJNYCH DLA INSTALACJI OZE

W związku planowanymi naborami na wybór wykonawców instalacji OZE zaistniała potrzeba opracowania uniwersalnych wymagań w zakresie specyfikacji technicznych urządzeń. Wychodząc naprzeciw oczekiwaniom Liderów projektów wybranych do otrzymania dofinansowania, Urząd Marszałkowski Województwa Małopolskiego przygotował Podstawowe wytyczne do określenia wymagań technicznych i eksploatacyjnych dla instalacji OZE (pompy ciepła, kolektory słoneczne, panele fotowoltaiczne, kotły na biomasę).

Wytyczne opracowali specjaliści z Centrum Zrównoważonego Rozwoju i Poszanowania Energii „Miękinia” we współpracy z Polską Organizacją Rozwoju i Technologii Pomp Ciepła (PORT PC), Stowarzyszeniem Branży Fotowoltaicznej oraz GLOBEnergia.