

Parametry pracy paneli PV

STC i NOCT paneli fotowoltaicznych Dla większości osób parametrem wyjściowym do zakupu paneli PV jest ich moc maksymalna w watach. Czym jest moc maksymalna panelu PV i jak się ją określa, co oznaczają na panelach wskaźniki STC i NOCT? 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 1000W/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 800W/m^2
- temperatura otoczenia oświetlanego panelu $+20^{\circ}\text{C}$
- spektrum promieniowania dla gęstości atmosfery 1,5 (AM 1,5)
- prędkość wiatru 1m/s

Electrical Properties (STC*)

	LG270S1C-A3	LG265S1C-A3	LG260S1C-A3
Maximum power at STC (P _{mpp})	270	265	260
MPP voltage (V _{mpp})	31.5	31.3	31.1
MPP current (I _{mpp})	8.58	8.49	8.38
Open circuit voltage (V _{oc})	38.5	38.3	38.1
Short circuit current (I _{sc})	9.17	9.11	9.05
Module efficiency (%)	16.5	16.2	15.9
Operating temperature (°C)	-40 ~ +90		
Maximum system voltage (V)	1000 (IEC), 600 (UL)		
Maximum series fuse rating (A)	15		
Power tolerance (%)	0 ~ +3		

* STC (Standard Test Condition): Irradiance 1000 W/m², module temperature 25 °C, AM 1.5

* The nameplate power output is measured and determined by LG Electronics at its sole and absolute discretion.

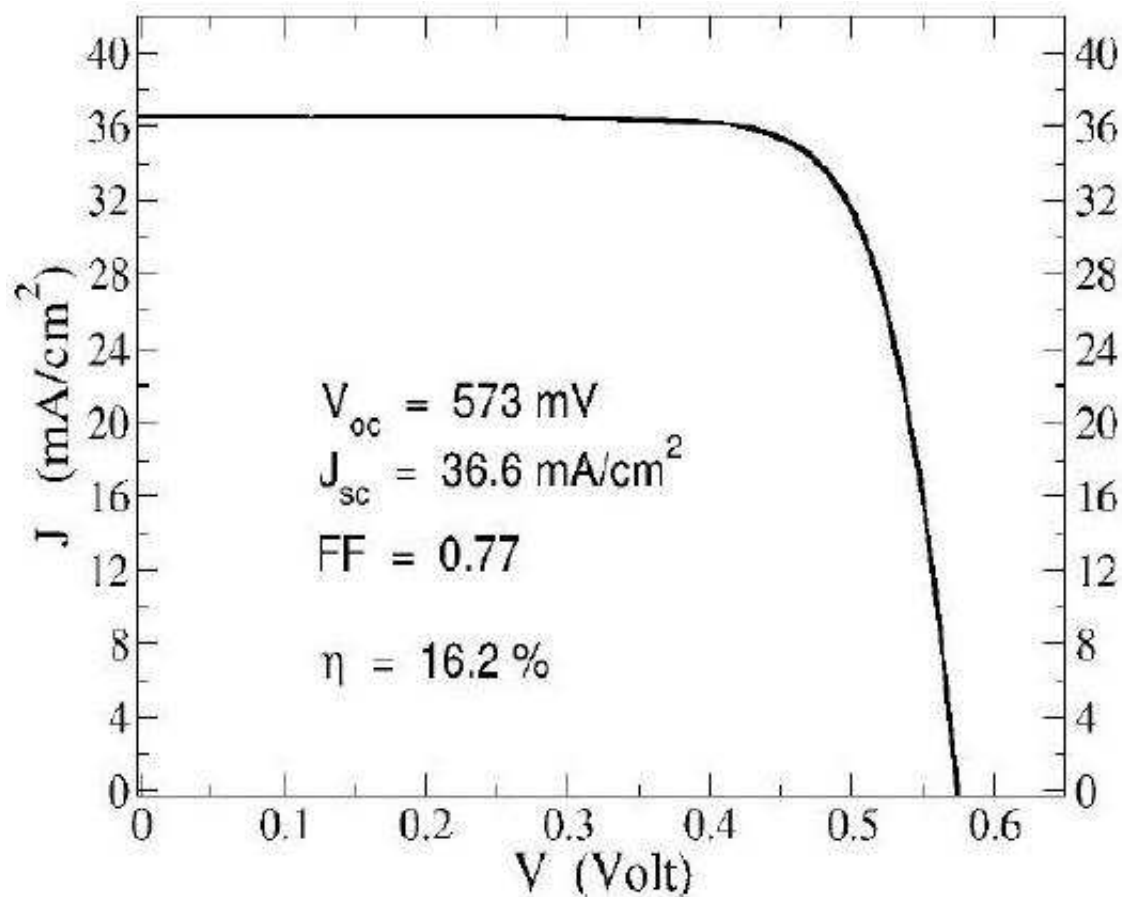
Electrical Properties (NOCT*)

	LG270S1C-A3	LG265S1C-A3	LG260S1C-A3
Maximum power (P _{mpp})	198	195	191
MPP voltage (V _{mpp})	29.0	28.8	28.6
MPP current (I _{mpp})	6.84	6.77	6.68
Open circuit voltage (V _{oc})	35.7	35.5	35.3
Short circuit current (I _{sc})	7.39	7.34	7.29
Efficiency reduction (from 1000 W/m ² to 200 W/m ²)	< 4.5 %		

* NOCT (Nominal Operating Cell Temperature): Irradiance 800 W/m², ambient temperature 20 °C, wind speed 1 m/s

Rys. Charakterystyka paneli PV firmy LG

W powyższej tabeli znajduje się przykładowa charakterystyka paneli fotowoltaicznych firmy LG. Dla panelu LG270S1C-A3 moc nominalna w warunkach STC wynosi 270 W, natomiast dla NOCT tylko 198W. Widzimy też, że wraz ze zmianą warunków pracy zmienia się charakterystyka prądowo-napięciowa panelu. **Charakterystyka prądowo-napięciowa** Charakterystyka prądowo-napięciowa ogniwa PV określa najważniejsze parametry pracy ogniwa takie jak:- prąd zwarcia 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 .



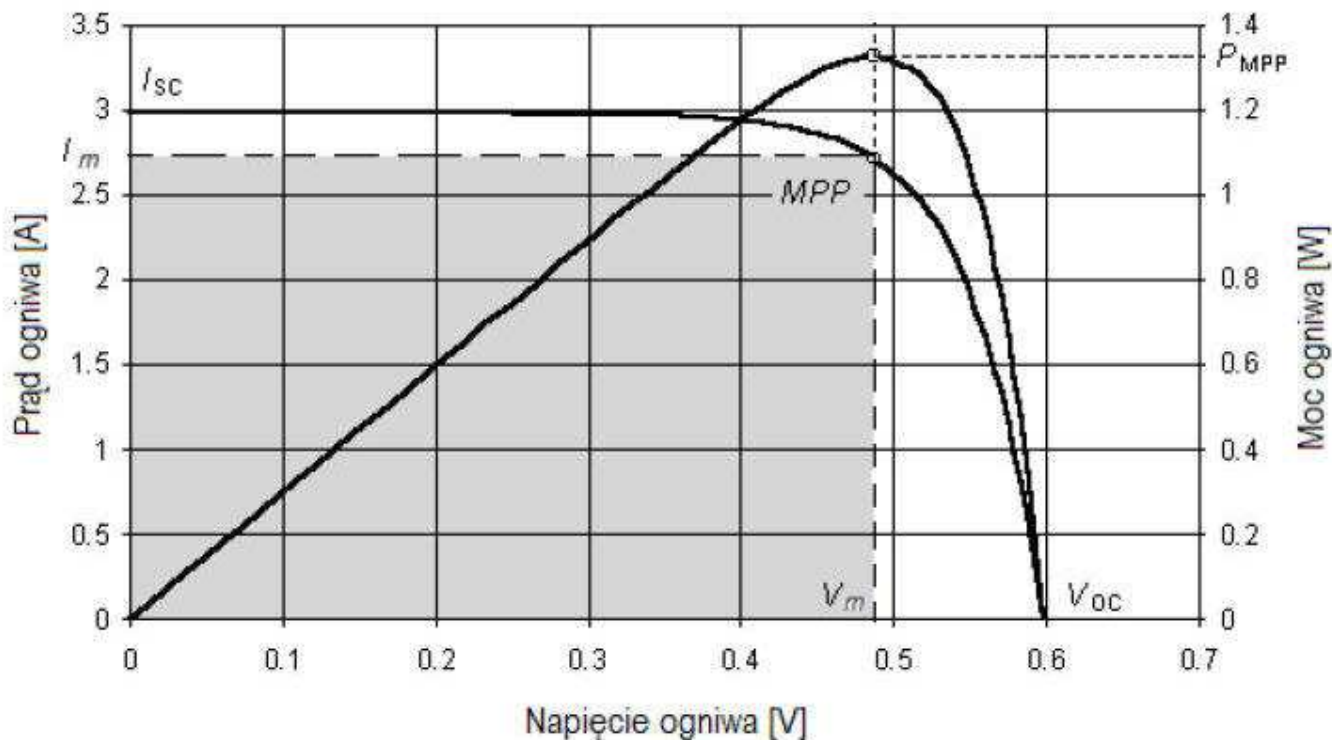
Rys. przykładowa charakterystyka ogniwa słonecznego

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:

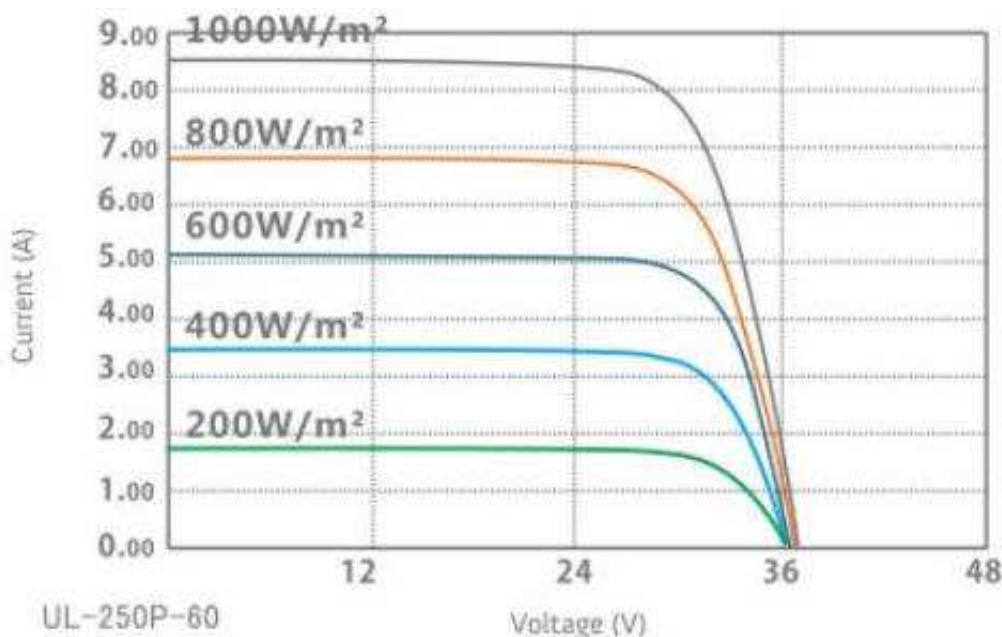
$$P_{\max} = I_m V_m$$

gdzie :

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



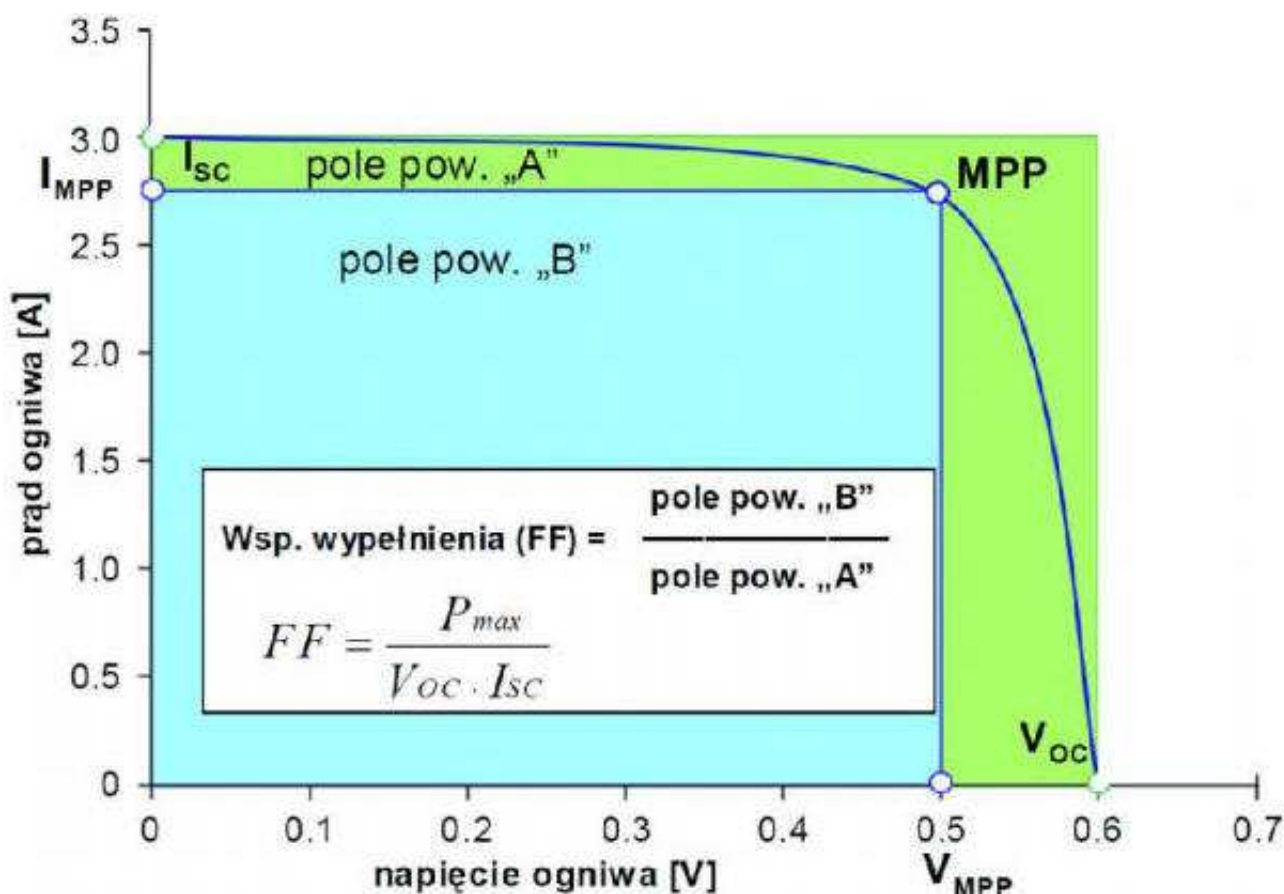
Rys. krzywa prądowo-napięciowa ogniwa i krzywa sprawności, moc w maksymalnym punkcie pracy jest równa polu zacienionego prostokąta a punkt na przecięciu z krzywą MPP (maximum power point) nosi nazwę maksymalnego punktu pracy.



Rys. Krzywa prądowo-napięciowa przykładowego panelu o mocy nominalnej 250Wp dla różnych wartości natężenia oświetlenia. Przy zmiennym oświetleniu krzywa prądowo-napięciowa panelu PV wykazuje znaczne wahania natężenia prądu i jednocześnie niewielkie wahania napięcia. Napięcie obwodu otwartego V_{oc} 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 I_{sc}** 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 rynkowego jakości ogniw. Za ogniwa wysokiej klasy uważa się ogniwa o $FF > 0,75$, średniej klasy $FF = 0,7-0,72$, niskiej klasy $0,6-0,7$.

$$FF = \frac{I_m V_m}{I_{sc} V_{oc}} \quad \text{lub} \quad FF = \frac{I_m V_m}{I_{sc} V_{oc}} \cdot 100\%$$



Rys. Graficzna ilustracja określania współczynnika wypełnienia.

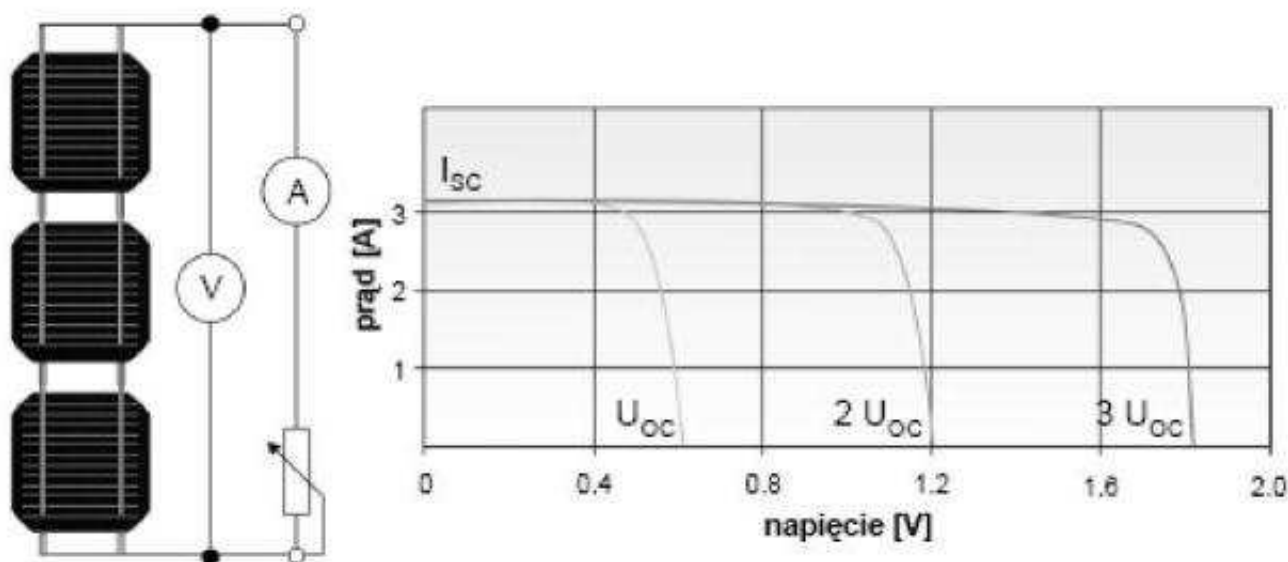
Sprawność modułów PV Sprawność ogniwa PV określa stosunek mocy maksymalnej odzyskiwanej w ogniwie do mocy promieniowania światła słonecznego padającego na ogniwo. Można ją obliczyć ze wzoru:

$$\eta = \frac{I_{mp} V_{mp}}{J \cdot S}$$

gdzie:

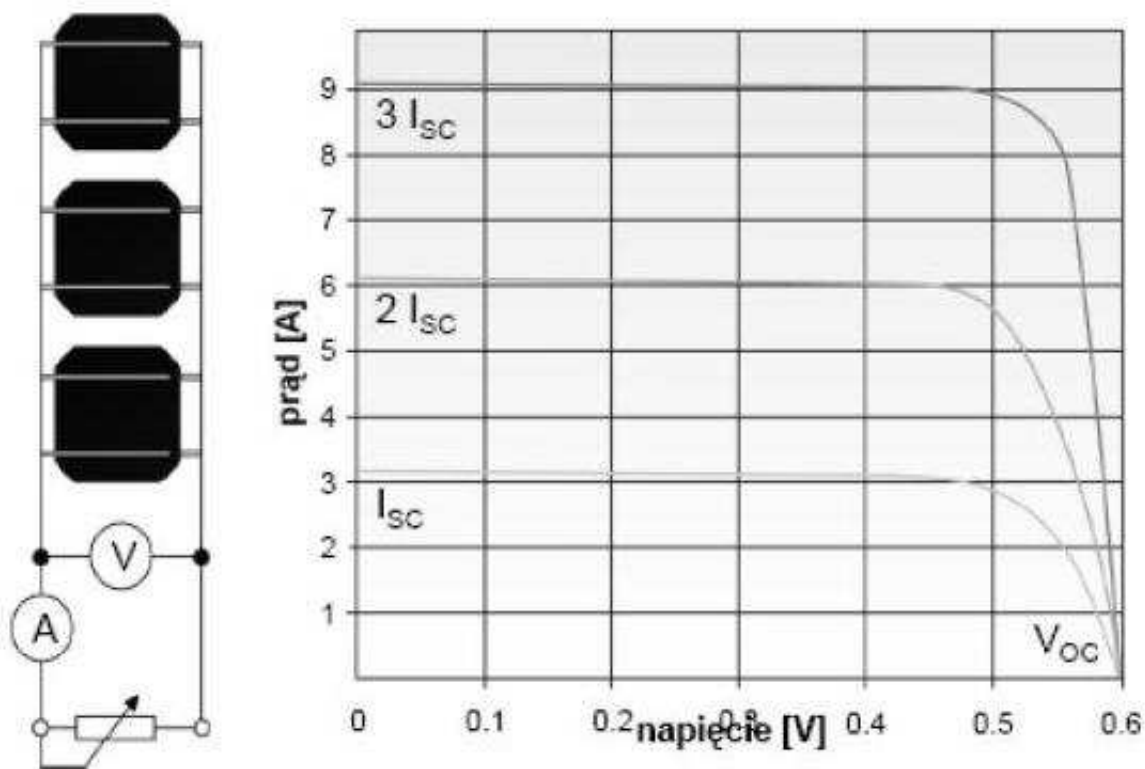
η – sprawność ogniwa, J – natężenie promieniowania padającego na ogniwo [W/m^2], S – pole powierzchni ogniwa [m^2]

Łączenie ze sobą ogniów 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.

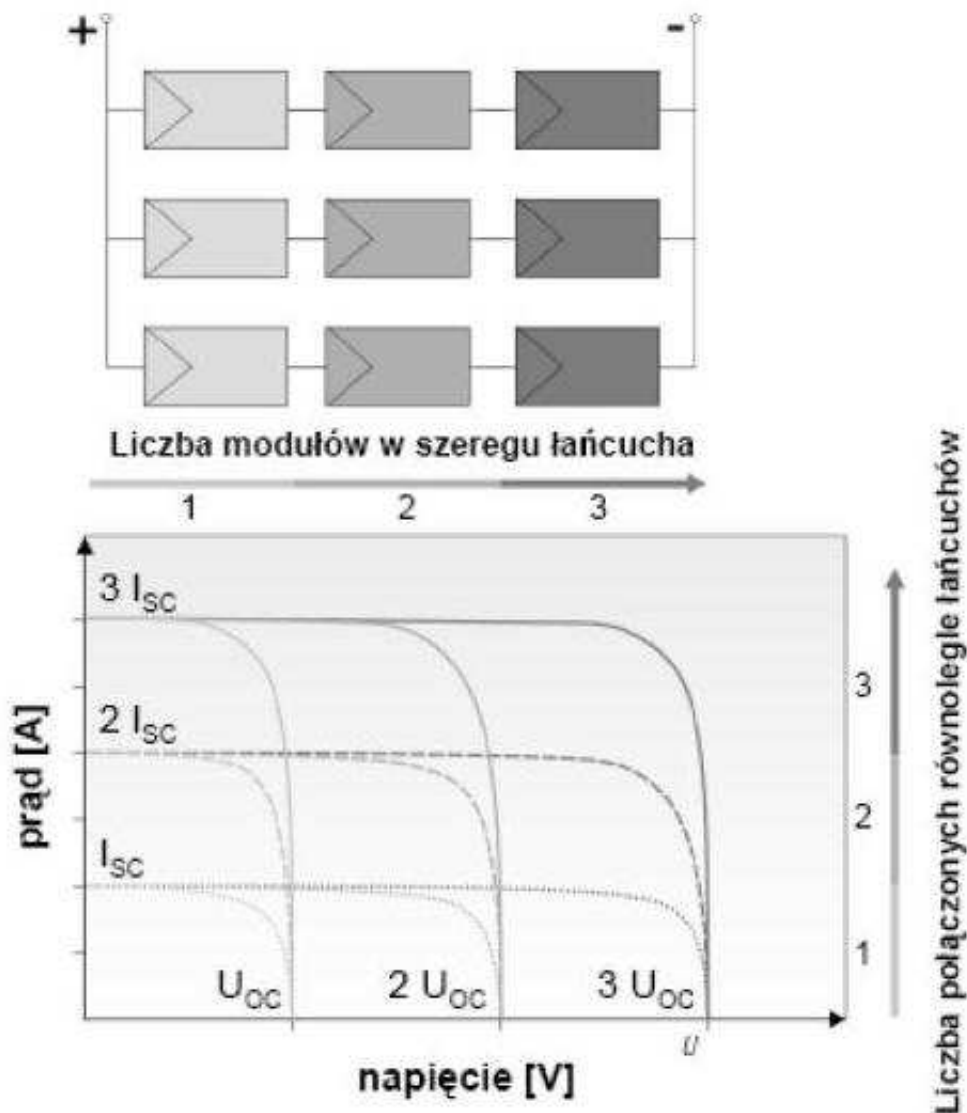


Rys. Połączenie szeregowe ogniw i charakterystyka I-V.

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

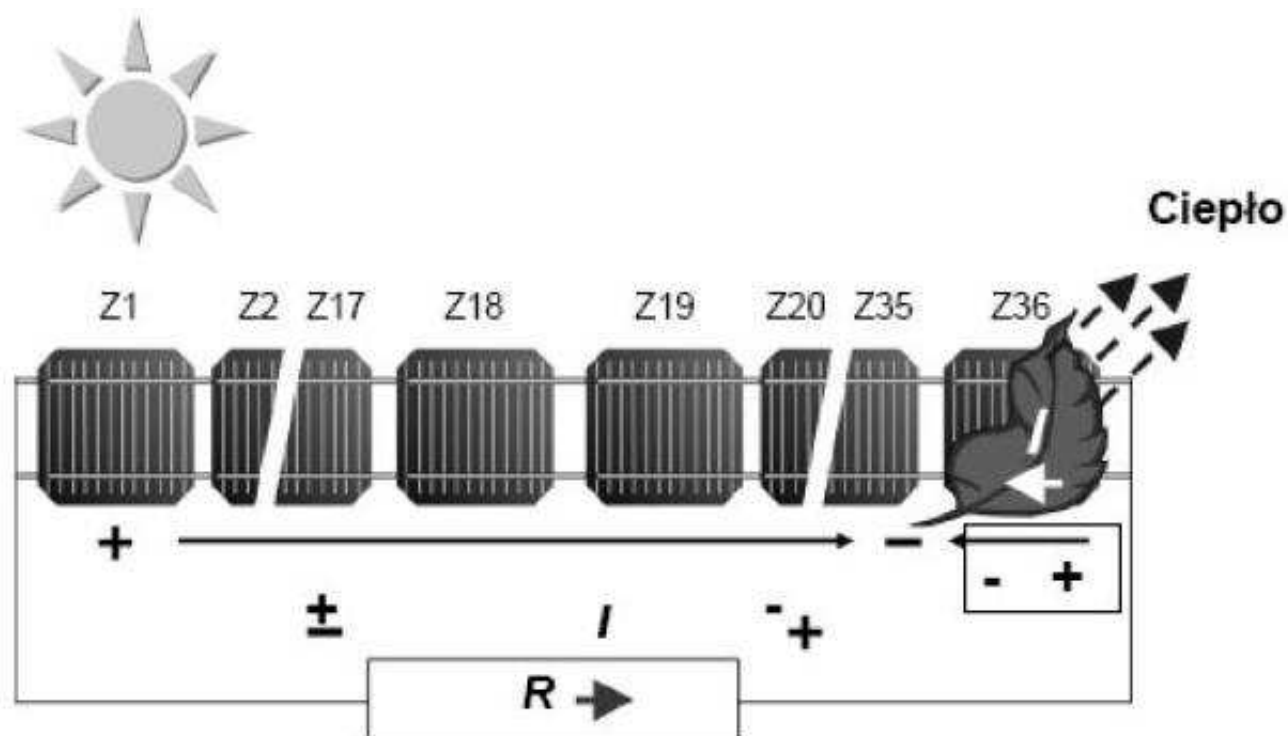


Rys. Połączenie równoległe trzech ogniw.łączenie szeregowo-równoległepolega na równoczesnym łączeniu ogniw szeregowo i równoległe. Przy takim połączeniu sumują się zarówno napięcia jak i natężenia prądów. Napięcie sumuje się w zależności od ilości modułów w łańcuchu jednego szeregu, natężenia prądów sumują się w zależności do ilości połączonych równoległe łańcuchów. Charakterystyka I-V takiego połączenia pokazana jest na rys. poniżej.

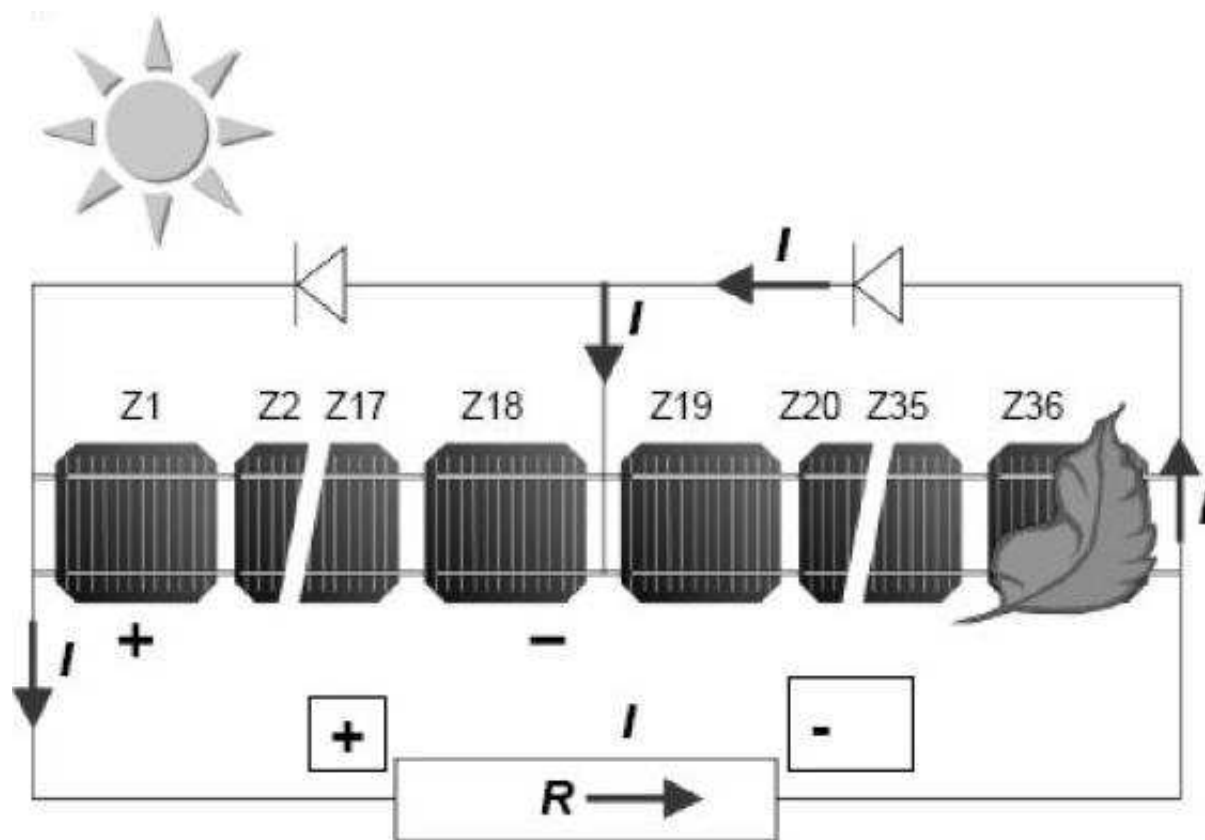


Rys. Połączenie szeregowo-równoległe modułów PV.

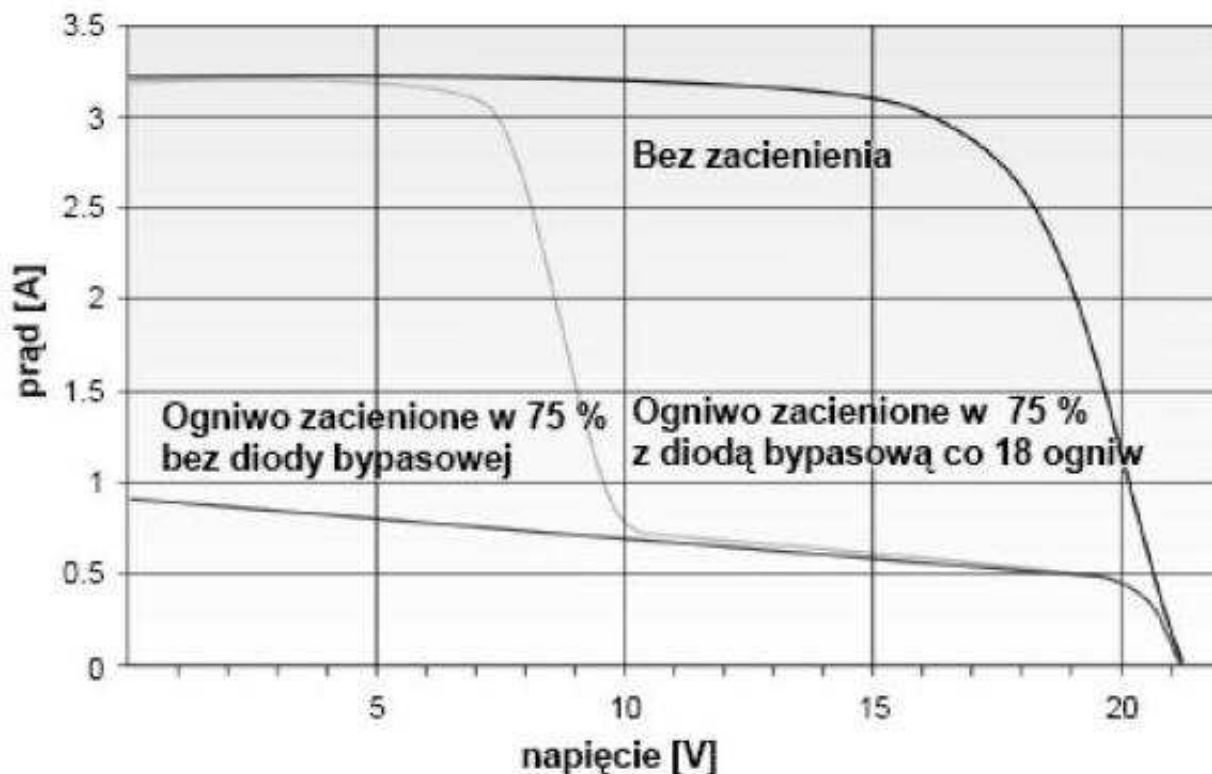
Opisane powyżej zasady łączenia pojedynczych modułów dotyczą też łączenia ze sobą całych paneli PV. **Zacienienie ogniów PV.** Bardzo częstym problemem występującym w czasie eksploatacji paneli fotowoltaicznych jest ich okresowy spadek mocy spowodowany chwilowym zacienieniem np. przez spadające liście, rzucany cień (komin, drzewo), przykrycie śniegiem, itp. Spadek mocy paneli zależy w tym wypadku od sposobu wykonanego połączenia (szeregowe, równoległe). Przy połączeniu szeregowym zacienienie 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 równolegle 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.

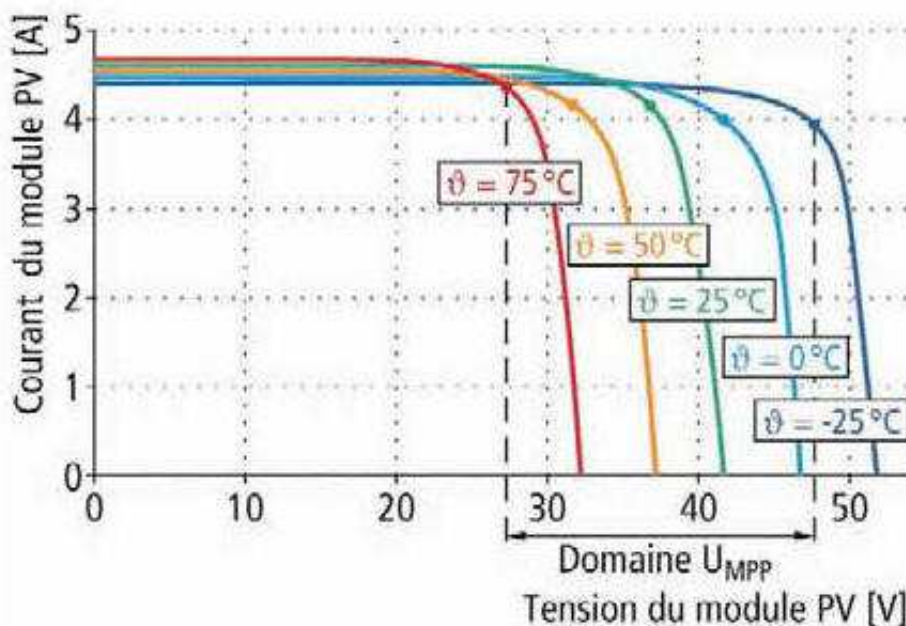


Rys. Stosowanie bocznikowania ogniw.



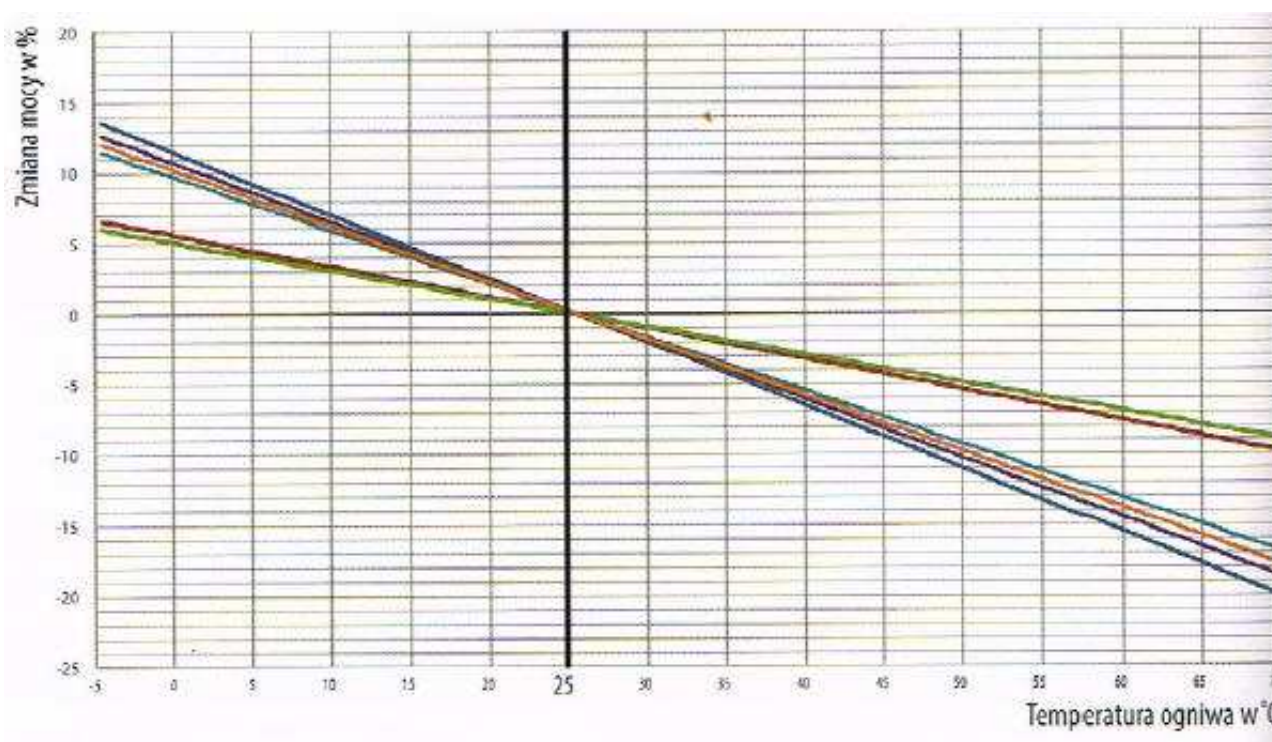
Rys. Wykres I-V instalacji z diodą bocznikującą zamocowaną co 18 ogniw. **Wpływ temperatury na pracę ogniwa PV**

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.



Widać wyraźnie, że charakterystyka prądowo-napięciowa I-V przy wzroście temperatury powyżej 25°C przesuwa się w lewo, a przy spadku temperatury - w prawo, przy czym zmienia się znacznie napięcie modułu. Natężenie modułu waha się tylko w niewielkim zakresie. W sumie wzrost temperatury wpływa

wyrażnie na obniżenie wydajności (mocy) panelu fotowoltaicznego (przesunięty punkt MPP). Wpływ zmiany temperatury nie jest jednakowy przy różnych typach paneli. 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.



Rys. Wpływ zmiany temperatury na moc ogniw. Jako punkt odniesienia przyjęto temperaturę z testu STC (25°C). W kolejności najmniej nachylona prosta (zielona) - ogniwo amorficzne, powyżej tellurek kadmu, ogniwo CIGS, Q-mono, polikrystaliczne i prosta najbardziej nachylona - ogniwo monokrystaliczne. W tabeli poniżej podano wpływ procentowej straty/wzrostu mocy przy wzroście/spadku temperatury ogniw w lecie/zimą na ich moc końcową. Jako punkt wyjścia 100W przyjęto temp. 25°C oraz jednakowe natężenie oświetlenia.

Typ ogniw	procentowa zmiana mocy	Moc w temp. 0°C	Moc w temp.10°C	Moc w temp. 25°C	Moc w temp.40°C	Moc w temp. 50°C
Monokrystaliczne	-0,47%	111,75W	107,05W	100W	92,95W	88,25W
Polikrystaliczne	-0,43%	110,75W	106,45W	100W	93,55W	89,25W
CdTe	-0,25%	106,25W	103,75W	100W	96,25W	93,75W
CIS/CIGS	-0,40%	110W	106W	100W	94,0W	90,0W

Jak widać z tabeli 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

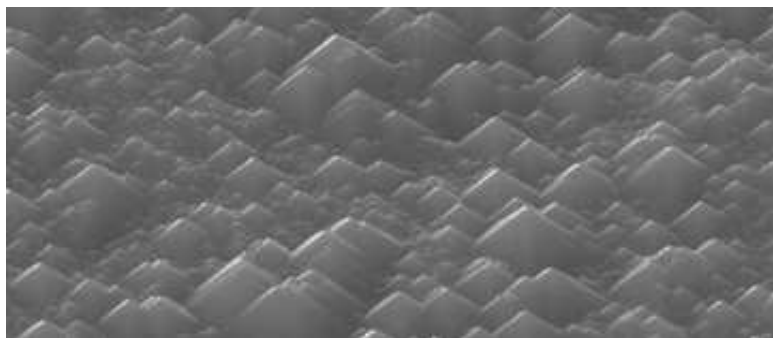
przez wymiennik miedziany i wykorzystane do przygotowania c.w.u. **8.7 NOCT nominal operating cell temperature** Wskaźnik powyższy określa skłonność modułu do nagrzewania się w czasie pracy i podawany jest w jego charakterystyce jako wartość temperatury osiągniętej przez moduł przy pracy w warunkach 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:

$$T_{\text{ogniw w module}} = T_{\text{otoczenia}} + \frac{(NOCT - 20) \cdot E}{800}$$

Gdzie: E - natężenie oświetlenia w W/m² NOCT - wartość temp. NOCT w °C podana w charakterystyce ogniwa

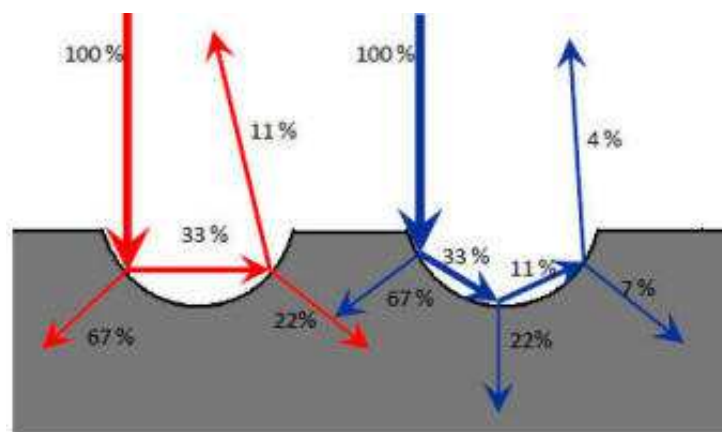
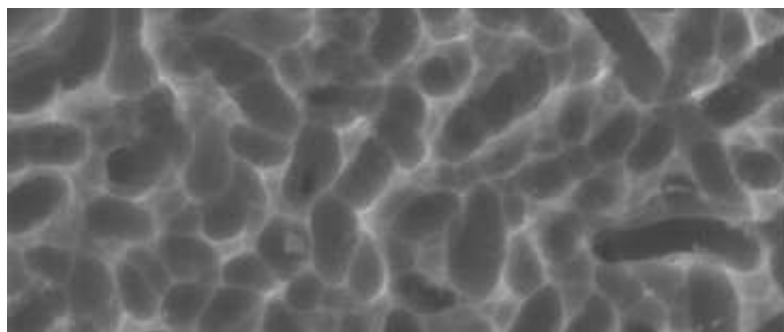
8.8 Tolerancja mocy (Power Tolerance) Panele PV wyprodukowane w określonych warunkach z jednej partii materiału, prawie nigdy nie mają identycznych parametrów pracy, w tym mocy nominalnej. Różnice pomiędzy poszczególnymi modułami lub partiami mogą dochodzić do nawet 5%, przy czym moc nominalna może być 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. **8.9 Wpływ kąta padania promieniowania,**

pojęcie AM Najwyższą sprawność moduły PV uzyskują przy prostokątym 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 przeciwoodbiciowych wykonanych z TiO₂, SiO, Al₂O₃, czy SiO₂. Warstwa przeciwoodbiciowa 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.





Rys. Piramidy po teksturyzacji alkalicznej



Rys. Doły po teksturyzacji kwasowej.

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 nieboskłonie punktu o największej jasności. Dzięki takiemu rozwiązaniu panel jest przez dużą część dnia ustawiony prostopadle do słońca. Kąt pochylenia kolektora względem poziomego terenu (horyzontu) zależy od szerokości geograficznej. W przypadku Lublina szerokość geograficzna wynosi:

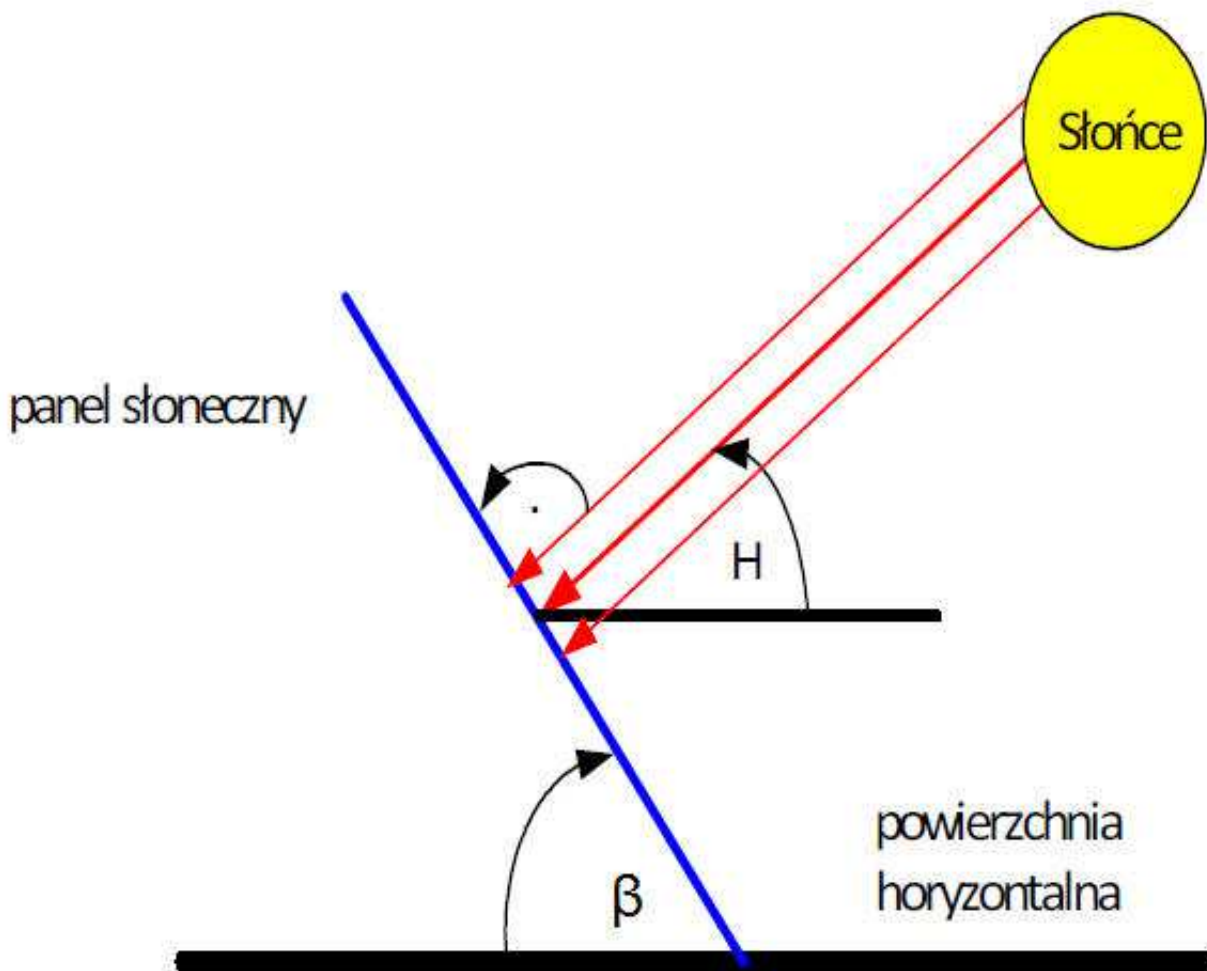
$$\varphi = 51^{\circ}14' \approx 51,23^{\circ}$$

stąd kąt pochylenia słońca nad horyzontem wyniesie

$$H = 90^{\circ} - \varphi = 90^{\circ} - 51,23^{\circ} = 38,77^{\circ}$$

a kąt pochylenia paneli względem poziomu gruntu

$$\beta = 90^{\circ} - H = 51,23^{\circ}$$



Powyższe obliczenia dotyczą tylko okresu wiosennego lub jesiennego. Dla okresu letniego korzystniej jest ustawić panele pod mniejszym kątem. Generalnie dla pracy całorocznej optymalnym kątem dla paneli jest kąt około 30°.

Pojęcie współczynnika AMW wymaganiach testu STC i NOCT występuje parametr AM1,5. Co on oznacza? 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. AM(X) jest więc stosunkiem (wielokrotnością) długości drogi promieniowania przez atmosferę przy promieniowaniu padającym pod pewnym kątem do długości drogi przy przejściu przez atmosferę prostopadle do powierzchni Ziemi (przy Słońcu w zenicie). AM(X) można wyrazić zależnością:

$$AM(X) = \frac{1}{\sin \alpha_s} = \frac{1}{\cos \Theta_z}$$

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) $\alpha_s = 90^\circ - \Theta_z$

Rozkłady widmowe mierzone na powierzchni Ziemi dla różnych, przykładowych, pozornych wysokości Słońca (α_s) oznaczono odpowiednio:

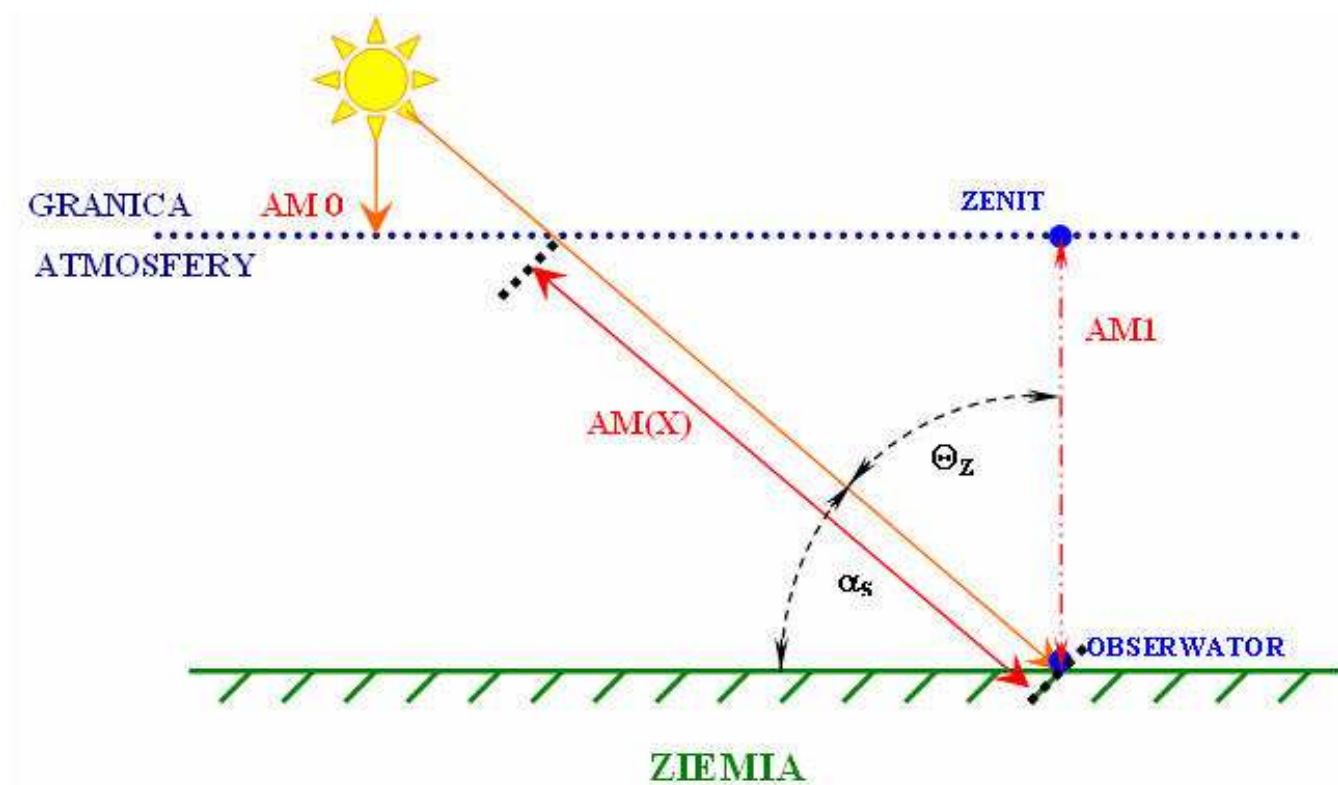
AM1 dla $\alpha_s = 90^\circ$

AM1,2 dla $\alpha_s = 56,4^\circ$

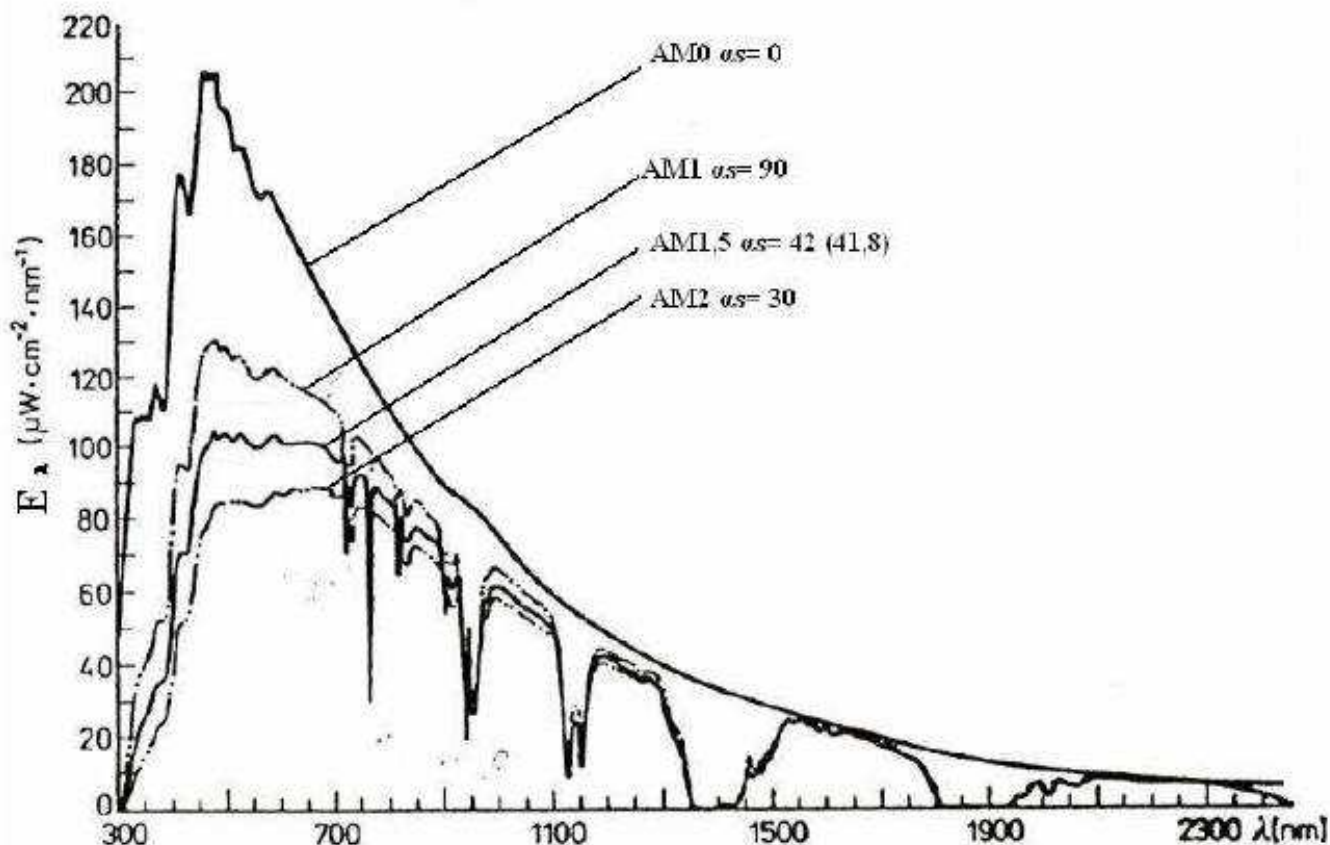
AM1,5 dla $\alpha_s = 42^\circ$ (41,8°)

AM2 dla $\alpha_s = 30^\circ$

AM4 dla $\alpha_s = 14,5^\circ$



Umownie rozkład widmowy promieniowania słonecznego na górnej powierzchni atmosfery ziemskiej oznacza się jako AM0. Krzywa ta zbliżona jest do rozkładu widmowego ciała doskonale czarnego o $T = 5\,800\text{ K}$. Na rysunku poniżej pokazano jak zmienia się widmo promieniowania słonecznego w zależności od drogi promieniowania (różne $AM(X)$) przez atmosferę. Można zauważyć, że dla AM0 natężenie napromienienia słonecznego osiąga najwyższą wartość, a dla pozostałych $AM(X)$, czyli dla rozkładów widmowych promieniowania po przejściu przez atmosferę, wartości natężenia napromienienia słonecznego są mniejsze, ale nie zauważa się dużych różnic wartości pomiędzy poszczególnymi $AM(X)$.



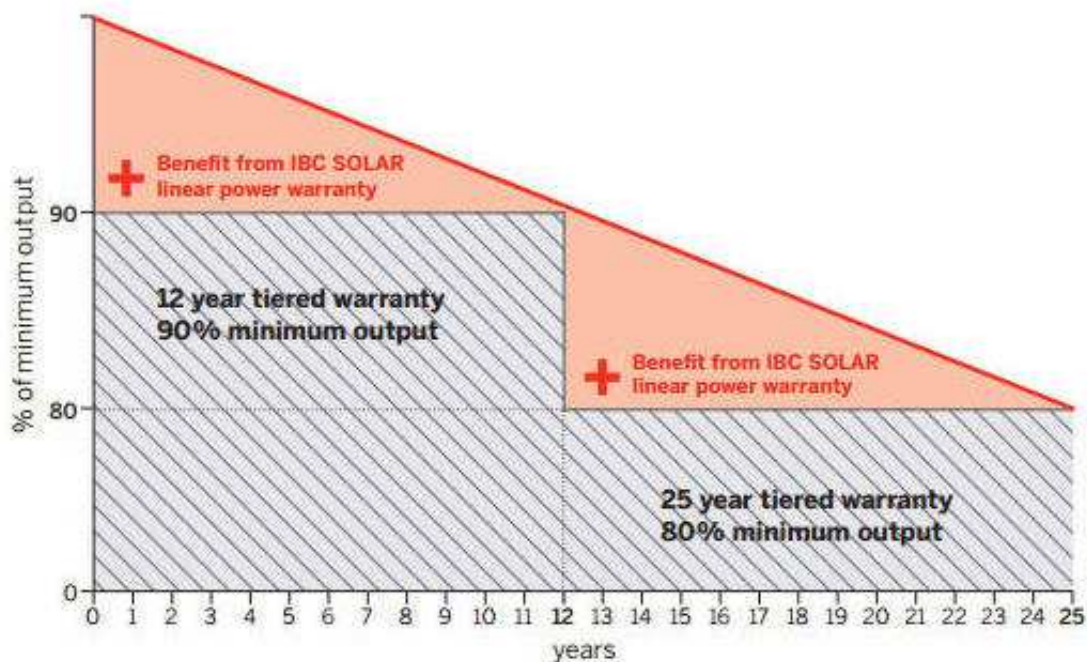
Rys. Rozkłady widmowe promieniowania.

8.10 LID procentowa utrata mocy

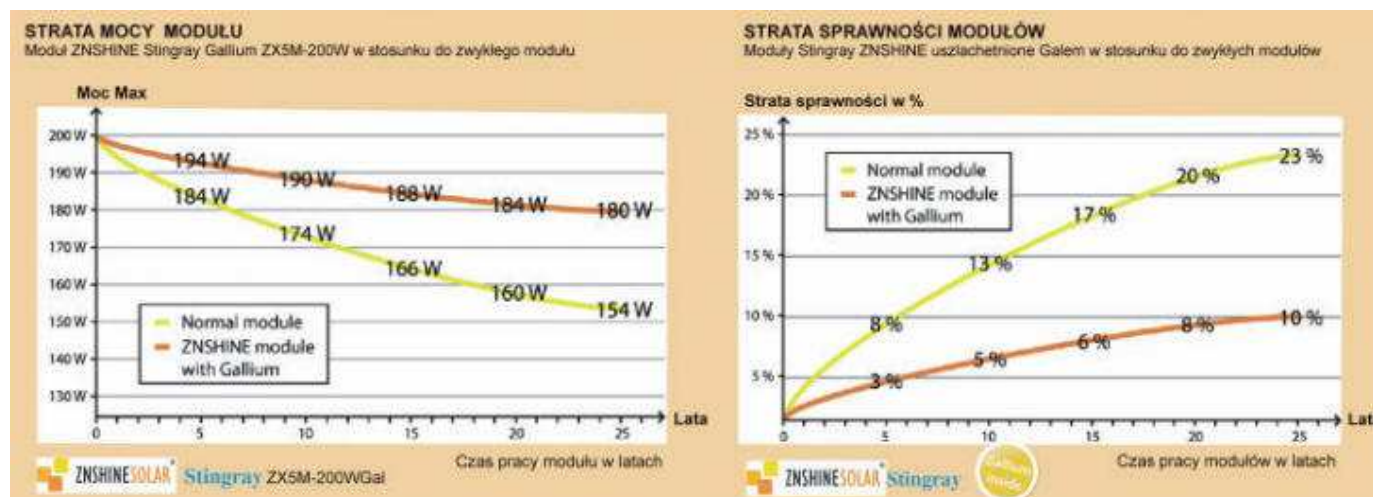
Każdy panel fotowoltaiczny ulega stopniowemu starzeniu co wpływa na jego końcową wydajność w Wp. Średnia utrata mocy w zależności od typu panelu waha się od 0,6-1,0%/rok. W początkowym okresie użytkowania strata mocy może być znacznie szybsza związana z degradacją ogniwa pod wpływem promieniowania słonecznego 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 ogniw 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 ogniw amorficznych 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 ogniw nawet rosnać 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.



Rys. Liniowa i gwarantowana moc ogniwa PV w zależności od ilości lat pracy. 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.



Rys. Utrata mocy dla klasycznych modułów krzemowych z domieszką boru i modułów ZNShine z domieszką galu.

Testy wytrzymałościowe paneli PV (tekst: Edward Smidt) Panele PV podlegają badaniom wytrzymałościowym zgodnie z poniższymi wytycznymi i normami:

1. DYREKTYWA 2006/95/WE PARLAMENTU EUROPEJSKIEGO I RADY z dnia 12 grudnia 2006 r. 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

2. PN-EN 61215:2005 Moduły fotowoltaiczne (PV) z krzemu krystalicznego do zastosowań naziemnych -Kwalifikacja konstrukcji i aprobaty typu (oryg.), Polski Komitet Normalizacyjny, Warszawa 2007
3. PN-EN 61730-1:2007 Ocena bezpieczeństwa modułu fotowoltaicznego (PV) - Część 1: Wymagania dotyczące konstrukcji (oryg.), Polski Komitet Normalizacyjny, Warszawa 2007
4. 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 zależy będzie od jego projektu, środowiska i warunków, w których pracuje. By tego dowiedzieć moduł

poddaje się sekwencjom badań, jak w tabeli poniżej. Pierwszych 5 badań (poz. 1-5 w tabeli poniżej) wykonuje się na wszystkich pobranych próbkach, natomiast badania wymienione w poz. 6 są prowadzone na poszczególnych modułach (6a/6b), lub parach modułów (6c-6e). 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 wykazują usterki, projekt powinien być uznany za niespełniający wymagań.

Badanych 8 próbek modułów w sekwencjach:				
1. Kondycjonowanie wstępne 5 kWh•m ⁻²				
2. Oględziny [10.1]				
3. Wyznaczenie mocy maksymalnej [10.2]				
4. Próba wytrzymałości dielektrycznej [10.3]				
5. Próba upływności prądowej w warunkach wilgoci [10.15]				
6a. 1 moduł kontrolny nie objęty innymi badaniami	6b. 1 moduł objęty badaniami funkcjonalnymi [10.4-10.9, 10.18]	6c. 2 moduły objęte badaniami klimatycznymi narażeniowo – wytrzymałościowymi [10.10-10.12, 10.14]	6d. 2 moduły objęte badaniem 200 cykli termicznych -45°C do +85°C [10.11]	6e. 2 moduły objęte wytrzymałościowymi badaniami klimatyczno – mechanicznymi [10.13, 10.15-10.17]
7. Próba powtórzeniowa: Próba upływności prądowej w warunkach wilgoci [10.15]				

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:

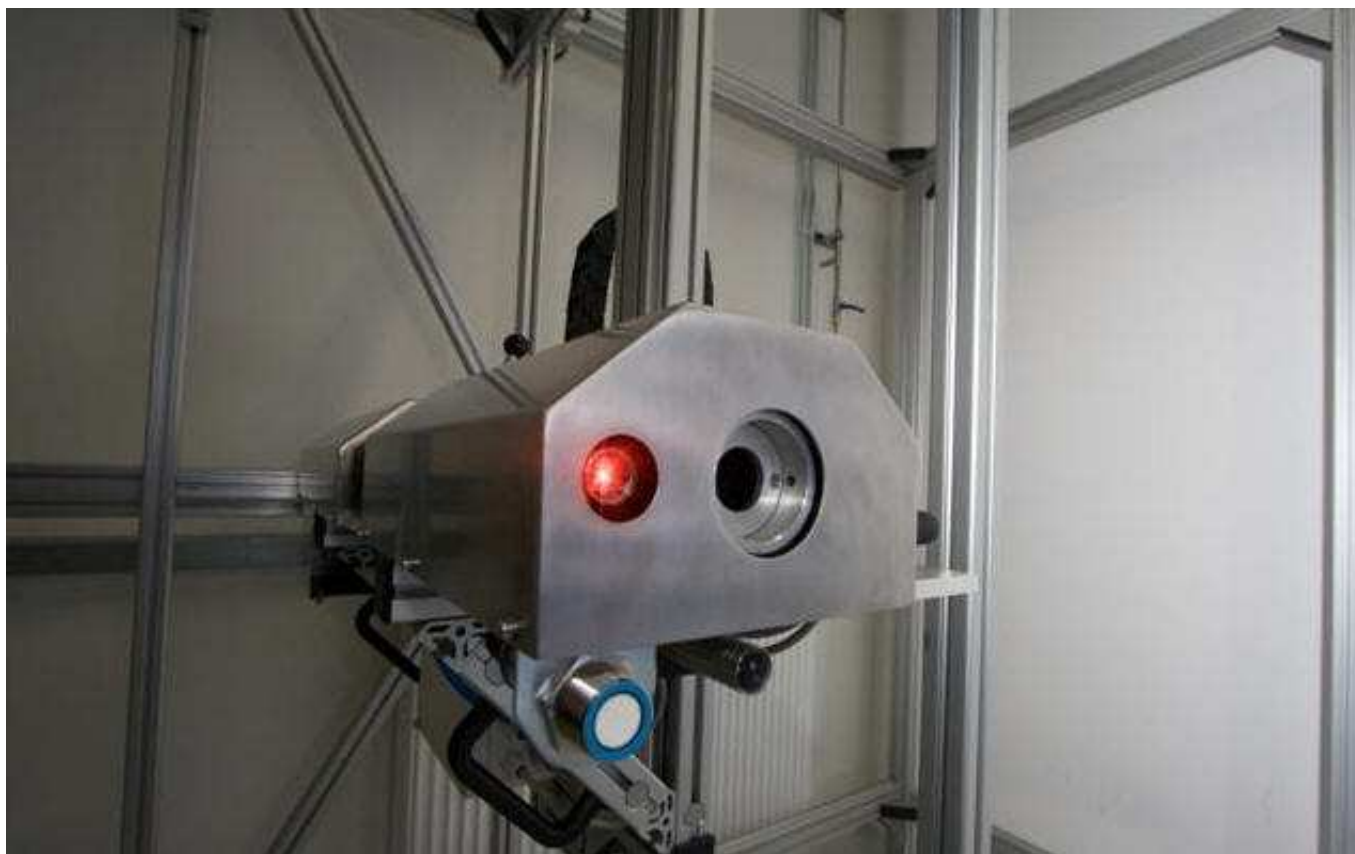
Klasa	Dostępność	Napięcie układu	Moc układu	Klasa ochrony
A	Nieograniczona	> 50 V DC	> 240 W	II
B	Ograniczona	> 50 V DC	> 240 W	0
C	Nieograniczona	≤ 50V DC	≤ 240 W	III

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

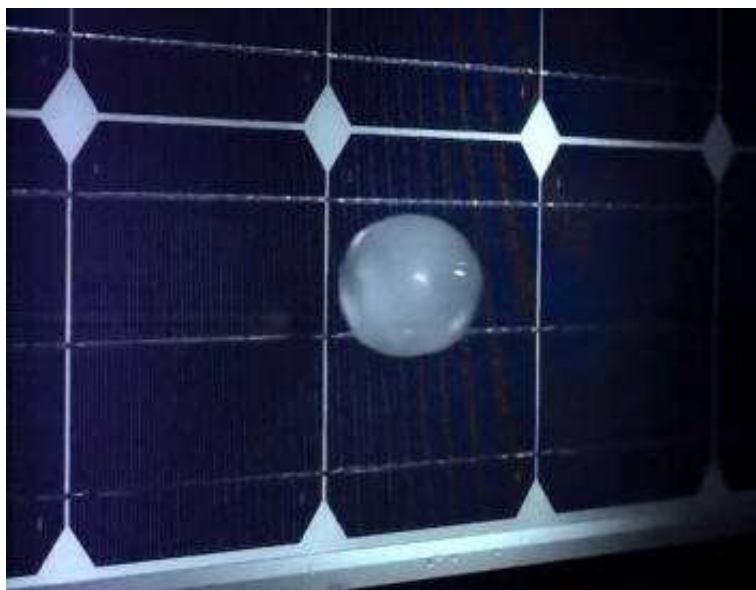
- próby kondycjonowania wstępnego;
 - oględziny;
 - badania zagrożenia porażeniem elektrycznym;
 - badania zagrożenia pożarowego;
 - próby narażeń mechanicznych;- badania składników panelu.
- Poniżej w tabeli przegląd badań

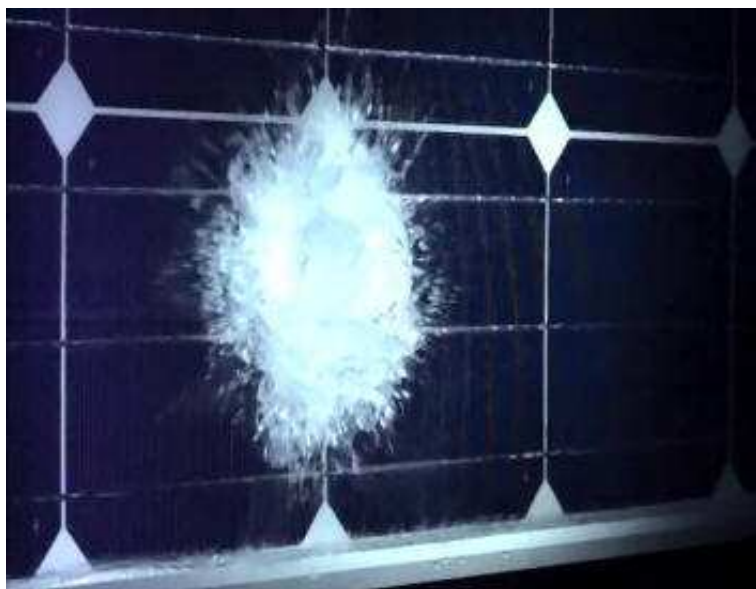
Test	Klasa zastosowania /ochrony			Badanie	Opis badania			Aparatura badawcza
	A/II	B/0	C/III		61215	61730	Skrót opisu	
A. Próby kondycjonowania								
MST 51	X	X	X	Temperatura cykliczna	10.11	-	$(-40 \leq t \leq 85) \pm 2^{\circ}\text{C} - 200$ cyklów 6h	$(-40 \leq t \leq 85) \pm 2^{\circ}\text{C}$
MST 52	X	X	X	Zimno wilgotne	10.12	-	$(-40 \leq t \leq 85) \pm 2^{\circ}\text{C} - 10$ cyklów 24h+rejestr	$(-40 \leq t \leq 85) \pm 2^{\circ}\text{C}$
MST 53	X	X	X	Gorąco wilgotne	10.13	-	$85^{\circ}\text{C} \pm 2^{\circ}\text{C}$ ($85\% \pm 5\%$) 1000h	$85^{\circ}\text{C} \pm 2^{\circ}\text{C}$ ($85 \pm 5\%$)
MST 54	X	X	X	Odporność UV	10.10	-	Temp. mod. $(60 \pm 5)^{\circ}\text{C}$ -UV 15kWhm^{-2}	15kWhm^{-2} (280-385)nm
B. Oględziny ogólne								
MST 01	X	X	X	Oględziny	10.1	10.1	≥ 1000 luks; noty i foto błędów, odchyłek	Ośw. ≥ 1000 luks
C. Badanie zagrożenia porażeniem elektrycznym								
MST 11	X	X	-	Dostępność	-	10.2	$R > 1\text{M}\Omega$	Omierz
MST 12	X	X	-	Kruchość	-	10.3	$F = (8,9 \pm 0,5)\text{N}$; $S = (150 \pm 30)\text{mm/s}$	Ostrze wg rys. 2
MST 13	X	X	X	Ciągłość ochrony	-	10.4	$I = (2,5 \pm 10\%) \times I_{\text{max}}$ (zabezp.); 2min $R < 0,1$	Woltomierz
MST 14	X	X	-	Napięcie impulsowe	-	10.5	(800-6000)V; folia Cu gr.(0,05-0,07)mm	Generator + oscyloskop
MST 16	X	X	-	Wytrzymałość dielektryczna	10.3	10.6	$(2000 + 4 \times U_N)\text{V}$	Zródło $U > (2000 + 4 \times U_N)\text{V}$
MST 17	X	X	-	Upływność	10.15	-	500V; 2min; $S > 1\text{m}^2$ $R \geq 40\text{M}\Omega$	Miernik R izolacji
MST 42	X	X	X	Solidność połączeń	10.14	-	IEC 60068-2-21 próba U	
D. Badanie zagrożenia pożarowego								
MST 21	X	X	X	Próba temperatur	-	10.7	$(20 \leq t \leq 55)^{\circ}\text{C}$; 700-1000 Wm^{-2}	Symulator $\geq 700\text{Wm}^{-2}$
MST 22	X	X	X	Gorące miejsca	10.9	-	700 Wm^{-2} ; 5h dla poł. S, SP, SPS	Symulator $\geq 700\text{Wm}^{-2}$
MST 23	X		(X)	Próba pożar.	-	10.8	ISO 834 (ANSI/UL 790)	
MST 25	X	X	X	Próba term. dioda boc.	10.18	-	Pomiar temp. paneli przy I zwarcia	Zasilacz DC + termometr
MST 26	X	X	-	Przeciążenie zwrotnoprądowe	-	10.9	Bibułka, gaza, 50	Zasilacz DC+ solarymetr
E. Badanie naprężeń mechanicznych								
MST 32	X	-	X	Łamliwość modułów	-	10.10	Uderzenia z wys. 300, 450, 1220 mm	Młot skórzany o śr. 45,5; h>1,5m
MST 34	X	X	X	Obciążenia mechaniczne	10.16	-	2400Pa/1h	Prasa/ciężar + omierz
F. Próby podzespołów								
MST 15	X	-	-	Wyładowania cząstkowe	-	11.1	10 próbek	Miernik RFI – IEC 60664-1
MST 33	X	X	-	Giętkość kanał.	-	11.2	Siły od 220 do 490 N	
MST 44	X	X	X	Odp. skrzynki zacisk.	-	11.3	44,5 N/1min.; po 1h pomiar przemiesz.	

Test na uderzenie gradu (hail impact test) - Test stosowany w rejonach o zwiększonym zagrożeniu gradem, przeprowadzany jest w temp. około 4°C. 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



Fot. Wyrzutnia kulek gradowych





Fot. Przebieg testu

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





Fot. Pokaz wytrzymałości panelu PV.

