

# Energetyka słoneczna

## teoria i wykorzystanie systemów fotowoltaicznych

### OPRACOWANIE MONOGRAFICZNE

Kazimierz Drabczyk

Uniwersytet Bielsko-Bialski

Bielsko-Biała 2025



Fundusze Europejskie  
dla Rozwoju Społecznego



Rzeczpospolita  
Polska

Dofinansowane przez  
Unię Europejską



Redaktor Naczelny *dr hab. inż. Krzysztof Brzozowski, prof. UBB*  
Redaktor Działu *dr hab. inż. Klaudiusz Grübel, prof. UBB*  
Recenzent *dr inż. Piotr Sobik*  
Sekretarz Redakcji *mgr inż. Joanna Stanisławska*  
Redakcja techniczna / skład *Kazimierz Drabczyk*

© Uniwersytet Bielsko-Bialski,  
Bielsko-Biała 2025

ISBN: 978-83-67652-53-7

Wydawnictwo Naukowe  
Uniwersytetu Bielsko-Bialskiego  
ul. Willowa 2  
43-300 Bielsko-Biała  
tel. 33 82 79 268  
e-mail: [wydawnictwa@ubb.edu.pl](mailto:wydawnictwa@ubb.edu.pl)



Publikacja udostępniona na licencji Creative Commons Uznanie autorstwa 4.0 Międzynarodowa (CC BY 4.0)  
<https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>



# Spis treści

---

1	Wprowadzenie do energetyki słonecznej.....	10
2	Układ opracowania .....	13
3	Energia słoneczna.....	15
3.1	Słońce .....	15
3.2	Air Mass.....	17
3.3	Energia słoneczna docierająca do powierzchni Ziemi .....	23
4	Ogniwa fotowoltaiczne .....	39
4.1	Efekt fotowoltaiczny.....	39
4.2	Budowa typowego ogniwa fotowoltaicznego.....	42
4.3	Materiały do produkcji ogniw .....	45
4.3.1	Krzem .....	45
4.3.2	Płytki krzemowe.....	48
4.3.3	Inne materiały do produkcji ogniw PV.....	53
4.4	Wybrane rodzaje ogniw fotowoltaicznych.....	54
4.4.1	PERC i TOP-con .....	54
4.4.2	HJT .....	60
4.4.3	IBC.....	63
4.4.4	Ogniwa CdTe.....	66
4.4.5	Ogniwa CIGS.....	69
4.4.6	Ogniwa Perowskitowe .....	71
4.4.7	Ogniwa organiczne (OPV) i barwnikowe (DSSC).....	74
4.5	Sprawności konwersji energii ogniw fotowoltaicznych .....	76
4.5.1	Tabela sprawności ogniw PV - Progress in Photovoltaics.....	76
4.5.2	Tablica sprawności ogniw PV – NREL.....	81
5	Moduły fotowoltaiczne .....	84
5.1	Budowa typowego modułu fotowoltaicznego .....	84

5.2	Materiały do produkcji modułów fotowoltaicznych.....	85
5.3	Wybrane rodzaje modułów fotowoltaicznych.....	88
5.4	Sprawności konwersji energii modułów fotowoltaicznych.....	92
<b>6</b>	<b>Instalacje fotowoltaiczne .....</b>	<b>96</b>
6.1	Rodzaje instalacji fotowoltaicznych.....	96
6.1.1	Instalacje on-grid (sieciowe).....	96
6.1.2	Instalacje off-grid (wyspowe, autonomiczne) .....	97
6.1.3	Instalacje hybrydowe .....	99
6.1.4	Instalacje stacjonarne i mobilne.....	100
6.2	Wielkość i moc instalacji fotowoltaicznych.....	101
6.2.1	Mikroinstalacje .....	102
6.2.2	Małe instalacje .....	102
6.2.3	Instalacje średniej wielkości .....	103
6.2.4	Duże farmy fotowoltaiczne (elektrownie słoneczne).....	103
<b>7</b>	<b>Wybrane metody badawcze stosowane do diagnostyki modułów PV</b>	<b>105</b>
7.1	Wyznaczanie mocy maksymalnej modułu dla STC .....	105
7.2	Badanie izolacji modułu .....	109
7.3	Odporność na gradobicie.....	112
7.4	Badanie mikrouszkodzeń ogniw PV – obrazowanie EL.....	116
<b>8</b>	<b>Analiza trendów rozwoju fotowoltaiki .....</b>	<b>118</b>
8.1	Wybrane trendy w rozwoju fotowoltaiki na świecie .....	138
8.1.1	Redukcja konsumpcji srebra.....	141
8.1.2	Agrowoltaika .....	147
8.1.3	Postęp w dziedzinie ogniw perowskitowych i tandemowych .....	150
8.1.4	Inne kierunki rozwoju PV.....	153
<b>9</b>	<b>Podsumowanie .....</b>	<b>159</b>

„Energetyka słoneczna teoria i wykorzystanie systemów fotowoltaicznych” stanowi monograficzne opracowanie przeznaczone zarówno dla studentów jak i inżynierów.

**Może być traktowane jako skrypt do zajęć w obszarze odnawialnych źródeł energii i inżynierii środowiska.**

Jest także przeznaczone dla wszystkich osób zainteresowanych współczesnym stanem wiedzy oraz możliwościami technologii fotowoltaicznych – kluczowego elementu przyszłego systemu energetycznego opartego na odnawialnych źródłach energii.

Serdecznie dziękuję wszystkim osobom, które przyczyniły się do powstania niniejszego pracowania, zarówno w wersji elektronicznej jak i książkowej.

*Dr hab. inż. Kazimierz Drabczyk prof. UBB*

**Niniejsze opracowanie powstało dzięki dofinansowaniu  
z Narodowego Centrum Badań i Rozwoju z Funduszy Europejskich  
dla Rozwoju Społecznego 2021-2027, Priorytetu 1 Umiejętności,  
Działanie 01.05 Umiejętności w szkolnictwie wyższym w ramach  
projektu:**

„Kompetencje dla branż kluczowych – rozwój kompetencji studentów  
i pracowników UBB” (KBK)

Projekt nr FERS.01.05-IP.08-0040/23



Fundusze Europejskie  
dla Rozwoju Społecznego



Rzeczpospolita  
Polska

Dofinansowane przez  
Unię Europejską



## Spis najważniejszych symboli i skrótów

<b>Skrót / symbol</b>	<b>Pełna nazwa</b>	<b>Opis</b>
$I_{sc}$	Short-circuit current	Prąd zwarciový (modułu/ogniwa)
$V_{oc}$	Open-circuit voltage	Napięcie obwodu otwartego
$I_{mpp}$	Current at maximum power point	Prąd w punkcie mocy maksymalnej
$V_{mpp}$	Voltage at maximum power point	Napięcie w punkcie mocy maksymalnej
$P_{max}$	Maximum power	Moc maksymalna dla STC
$FF$	Fill Factor	Współczynnik wypełnienia charakterystyki $I-V$
$E_{ff}$	Efficiency	Sprawność konwersji energii
$AM$	Air Mass	Współczynnik masy powietrza
$STC$	Standard Test Conditions	Warunki standardowe: $1000 \text{ W/m}^2$ , AM1.5G, $25^\circ\text{C}$
$GHI$	Global Horizontal Irradiance	Całkowite promieniowanie na powierzchnię poziomą.

<i>DNI</i>	Direct Normal Irradiance	Promieniowanie bezpośrednie
<i>DHI</i>	Diffuse Horizontal Irradiance	Promieniowanie rozproszone
<i>GTI</i>	Global Tilted Irradiance	Promieniowanie na płaszczyznę pochyłą
$E_g$	Band Gap	Przerwa wzbroniona półprzewodnika
$R_{sh}$	Shunt resistance	Rezystancja równoległa
$R_s$	Series resistance	Rezystancja szeregową
<i>LID</i>	Light-Induced Degradation	Degradacja wywołana światłem
<i>PID</i>	Potential-Induced Degradation	Degradacja wywołana potencjałem
<i>EL</i>	Electroluminescence	Metoda diagnostyki EL
<i>I-V</i>	Current-voltage characteristic	Charakterystyka prądowo- napięciowa

# 1 Wprowadzenie do energetyki słonecznej

---

W 2023 roku globalne zużycie energii elektrycznej osiągnęło  $2,7064 \times 10^{16}$  Wh<sup>1</sup>, co przy 8760 godzinach w roku przekłada się na średnią moc elektryczną na poziomie  $3 \times 10^{12}$  W. Wdrożenie na odpowiednią skalę technologii efektywnej konwersji promieniowania słonecznego na energię elektryczną pozwoliłoby na pokrycie obecnych i przyszłych potrzeb energetycznych naszej cywilizacji.

Jedną z kluczowych technologii wspierających dekarbonizację jest fotowoltaika, polegająca na konwersji promieniowania słonecznego w energię elektryczną, przy czym proces ten jest całkowicie bezemisyjny. Konwersja energii słonecznej na elektryczną związana jest z układem Słońce-Ziemia. Energia ta jest pierwotnie wytwarzana w procesie reakcji termojądrowych zachodzących na Słońcu, a następnie przesyłana na Ziemię w sposób przewidywalny, co czyni Słońce największym dostępnym odnawialnym źródłem energii. Całkowita moc promieniowania emitowanego przez Słońce

---

<sup>1</sup> <https://www.statista.com/statistics/280704/world-powerconsumption>, dostęp 17 maja 2025.

wynosi około  $3,846 \times 10^{26}$  W, z czego na powierzchnię Ziemi dociera około  $4,4 \times 10^{16}$  W<sup>2</sup>.

Niniejszy skrypt zawiera wybrane informacje dotyczące szeroko pojętej energetyki słonecznej. Mimo, że energia słoneczna może być wykorzystywana na różne sposoby najważniejszym i najbardziej przyszłościowym jest fotowoltaika. Fotowoltaika to jednocześnie dziedzina nauki i przemysłu zajmująca się pozyskiwaniem energii elektrycznej z energii promieniowania elektromagnetycznego (słonecznego), którego powszechnym i nieograniczonym źródłem na Ziemi jest Słońce. Pojedyncze przyrządy półprzewodnikowe, które stosowane są do konwersji energii słonecznej na energię elektryczną nazywane są ogniwami fotowoltaicznymi (słonecznymi).

Obecnie fotowoltaika stała się nową specjalizacją w nauce i technologii, a jako sektor przemysłowy przynosi korzyści nie tylko w postaci nowego, niekonwencjonalnego sposobu produkcji energii elektrycznej, ale także w postaci stymulacji rozwoju gospodarczego w krajach, które dostrzegają w niej ogromny potencjał.

O tym jak szeroki jest obecnie zakres badań, produkcji i zastosowań światowej fotowoltaiki najlepiej pokazują coroczne

---

<sup>2</sup> NASA Science Learning – Science Mission Directorate. The Balance of Power in the Earth-Sun System.

światowe, jak również bardziej lokalne: amerykańskie, europejskie i azjatyckie konferencje oraz targi. Prezentowane są na nich najnowsze badania, osiągnięcia naukowe a także produkty, które weszły do masowej produkcji. Przykładem jest Europejska Konferencja i Wystawa Fotowoltaiczna (EU PVSEC). Ta która odbyła się w dniach 23–27 września 2024 w Centrum Austria Center Vienna zgromadziła ponad 1 800 ekspertów z 60 krajów<sup>3</sup>. Wydarzenie obejmowało ponad 1 100 prezentacji dotyczących najnowszych innowacji, co dowodzi, iż tego typu wydarzenie jest wiodącą platformą wymiany doświadczeń na temat prowadzonych badań i miejscem prezentacji najnowszych osiągnięć przemysłu.

---

<sup>3</sup> <https://www.solarpowereurope.org/events/41st-european-photovoltaic-solar-energy-conference-and-exhibition>

## 2 Układ opracowania

---

W pierwszych rozdziałach omówiono fizyczne podstawy funkcjonowania energetyki słonecznej – od charakterystyki Słońca jako źródła energii, przez opis widma promieniowania, aż po zagadnienia związane z modyfikacją promieniowania przez atmosferę i jego oddziaływaniem na powierzchnię Ziemi. Szczególną uwagę poświęcono klasyfikacji promieniowania słonecznego oraz parametrom takim jak *Air Mass*, które mają fundamentalne znaczenie w procesie standaryzacji badań fotowoltaicznych.

Centralną część stanowi rozbudowany opis ogniw fotowoltaicznych – ich budowy, działania oraz stosowanych materiałów półprzewodnikowych. Przedstawiono najważniejsze typy ogniw: od najpopularniejszych krzemowych (PERC, IBC, HJT) przez cienkowarstwowe (CIGS, CdTe) po moduły tandemowe i ogniwa perowskitowe, które stanowią obecnie jeden z najdynamiczniej rozwijających się obszarów badań. Uwzględniono także zagadnienia związane z konstrukcją modułów fotowoltaicznych, materiałami do ich enkapsulacji oraz ewolucją struktur prowadzącą do wzrostu ich sprawności i trwałości.

Szczegółowo omówiono także instalacje fotowoltaiczne w kontekście ich typologii, możliwości zastosowań oraz skali realizacji – od mikroinstalacji prosumenckich, przez systemy

hybrydowe i off-grid, po wielkoskalowe farmy fotowoltaiczne. W rozdziałach dotyczących diagnostyki i badań modułów, przedstawiono metody oceny jakości i sprawności urządzeń fotowoltaicznych, ze szczególnym uwzględnieniem badań laboratoryjnych i terenowych (m.in. EL, *hail test*, pomiary STC).

W końcowej części zaprezentowano aktualne globalne trendy rozwojowe branży PV. Omówiono m.in. problem ograniczenia zużycia srebra w ogniwach – będącego efektem presji rynkowej i konieczności optymalizacji zużycia zasobów. Przedstawiono także obserwowane tendencje zaostrzania kryteriów jakościowych badań modułów, rozwój technologii ogniw tandemowych oraz rozwój agrowoltaiki, jako interdyscyplinarnego połączenia produkcji energii z rolnictwem.

Analiza światowych prognoz energetycznych oraz strategii dekarbonizacyjnych pokazuje, że fotowoltaika stoi u progu osiągnięcia dominującej pozycji w globalnym miksie energetycznym. Szacunki wskazują, że do około 2060 roku może stać się głównym źródłem energii elektrycznej na świecie, co wynika zarówno ze wzrostu sprawności urządzeń, jak i systematycznego spadku kosztów produkcji energii, które osiągnęły obecnie poziomy konkurencyjne względem paliw kopalnych.

## 3 Energia słoneczna

---

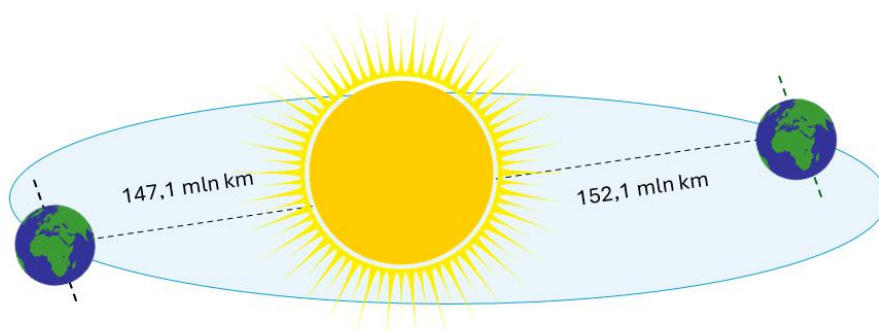
### 3.1 Słońce

Słońce, obserwowane nieuzbrojonym okiem, wygląda jak niewielkie koło świecące intensywnym biało-żółtym światłem. Ze względu na eliptyczny kształt orbity Ziemi, jego średnica waha się od 31,4 minut kątowych w dniu 3 lipca (aphelium) do 32,5 minut kątowych w dniu 3 stycznia (perihelium). Podobnie jak inne gwiazdy ciągu głównego, Słońce jest ogromną kulą plazmy, której gęstość stopniowo maleje wraz z odległością od środka (ale nigdy nie spada gwałtownie do zera). Za jego powierzchnię przyjmuje się dolną część fotosfery – cienką warstwę plazmy o grubości około 500 km - emitującą większość promieniowania widzialnego. Średnica Słońca, definiowana w ten sposób, wynosi 1 392 520 km, co odpowiada ponad 109 średnicom Ziemi. Zewnętrzne warstwy plazmy, nazywane atmosferą słoneczną, emitują promieniowanie w szerokim zakresie fal, od rentgenowskich po radiowe. Powierzchnia Słońca to około  $6,1 \times 10^9 \text{ km}^2$ , czyli niemal 12 000 razy więcej niż powierzchnia Ziemi. Fotosfera ma temperaturę około 5800 K, co przyjmuje się za temperaturę powierzchniową Słońca.<sup>4</sup>

---

<sup>4</sup> „Przewodnik po Słońcu” - Instytut Astronomiczny Uniwersytetu Wrocławskiego 51-622 Wrocław, ul. Kopernika 11, Tel: (71) 372-93-74 Zakład Heliofizyki i Fizyki Kosmicznej ([http://helio.astro.uni.wroc.pl/helio\\_sundescrip.html](http://helio.astro.uni.wroc.pl/helio_sundescrip.html))

Średnia odległość Ziemi od Słońca wynosi około 149,6 milionów kilometrów i nazywana jest **jednostką astronomiczną (AU)**. Orbita Ziemi nie jest idealnie kołowa, lecz lekko eliptyczna, dlatego odległość ta zmienia się w ciągu roku. W peryhelium, czyli w punkcie orbity najbliższym Słońcu, Ziemia znajduje się w odległości około 147,1 milionów kilometrów i ma to miejsce na początku stycznia. W aphelium, czyli w punkcie najdalszym od Słońca, dystans wynosi około 152,1 milionów kilometrów, co przypada na początek lipca<sup>5</sup> (Rys. 3.1)



Rys. 3.1 Orbita Ziemi z jej najważniejszymi punktami, peryhelium i aphelium<sup>6</sup>

Promieniowanie słoneczne stanowi podstawowe źródło energii w naszym Układzie Słonecznym. Słońce, będące głównym składnikiem masy układu (99,8% jego całkowitej masy), w wyniku

---

<sup>5</sup> <https://science.nasa.gov/solar-system/cosmic-distances>

<sup>6</sup> Na podstawie : <https://static.epodreczniki.pl>

reakcji termojądrowych generuje około  $8,33 \times 10^{24}$  kWh energii dziennie. Do górnych warstw atmosfery ziemskiej dociera strumień energii o natężeniu  $1366,1 \text{ W/m}^2$ . Wartość ta, określana mianem **stałej słonecznej**, opisuje ilość energii przekazywanej przez promieniowanie słoneczne na powierzchnię jednego metra kwadratowego, ustawioną prostopadle do kierunku padania promieniowania i znajdującą się w odległości odpowiadającej średniej orbicie Ziemi.

Przeźroczoność między Słońcem a Ziemią można w przybliżeniu traktować jako próżnię, zawierającą maksymalnie cztery atomy na metr sześcienny. W warunkach próżni nie występuje ani rozpraszanie, ani absorpcja światła. Z tego względu spadek intensywności promieniowania słonecznego wraz ze wzrostem odległości od Słońca wynika jedynie z efektu rozszerzania się kąta bryłowego.

Na obszarze Polski, w rejonie Krakowa, roczna suma energii docierającej do powierzchni Ziemi wynosi około  $1110 \text{ kWh/m}^2$ . Promieniowanie słoneczne, które dociera do powierzchni naszej planety, ulega dalszym modyfikacjom wskutek oddziaływania atmosfery oraz jej składników. Stopień tej modyfikacji opisuje współczynnik **masy powietrza AM** (ang. *Air Mass*).

## 3.2 Air Mass

Oddziaływanie atmosfery prowadzi do „osłabienia” promieniowania słonecznego w wyniku trzech podstawowych

procesów: absorpcji, rozpraszania oraz odbicia od powierzchni atmosfery. Rozkład widma promieniowania słonecznego ulega znacznym zmianom ze względu na nierównomierną absorpcję i rozpraszanie w określonych zakresach długości fal. Biorąc pod uwagę, że atmosfera ziemska składa się głównie z azotu, tlenu, pary wodnej, pyłów zawieszonych oraz gazów szlachetnych, to taka mieszanina ma istotny wpływ na promieniowanie słoneczne docierające do powierzchni Ziemi. Powoduje ona zarówno spadek mocy promieniowania, jak i zmianę jego rozkładu widmowego. Lokalne zmiany natężenia promieniowania mogą być również efektem zmiennej przezroczystości atmosfery, wywołanej zjawiskami meteorologicznymi takimi jak zachmurzenie, mgły czy zanieczyszczenie powietrza. Wszystkie te czynniki wpływają bezpośrednio na ilość i charakter widmowej energii słonecznej..

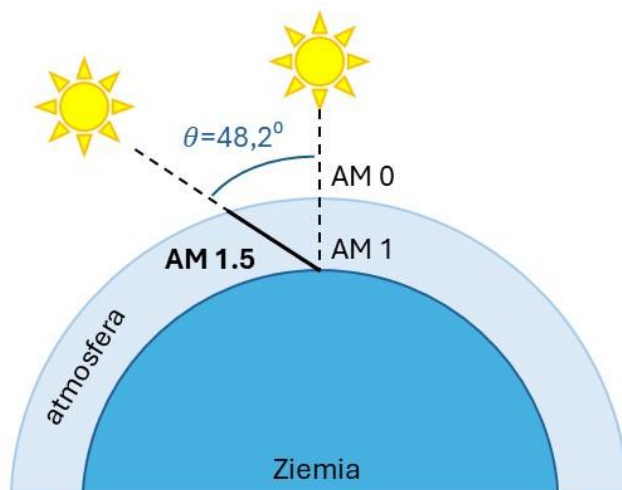
Zmiany natężenia i rozkładu widmowego promieniowania słonecznego są silnie uzależnione od długości toru, jaki światło musi przebyć, przechodząc przez atmosferę ziemską. Tor ten zmienia się w zależności od położenia Słońca względem horyzontu. Gdy Słońce znajduje się bezpośrednio w zenicie, a więc promieniowanie dociera do powierzchni pod kątem  $90^\circ$ , promieniowanie to przebywa najkrótszą możliwą drogą przez atmosferę, a straty związane z rozpraszaniem i absorpcją są minimalne. Taka sytuacja odpowiada współczynnikowi masy powietrza równemu **AM 1.0** (ang. *Air Mass 1.0*).

Zakres oddziaływania atmosfery na promieniowanie słoneczne opisuje właśnie współczynnik masy powietrza (AM), który definiuje się

jako stosunek rzeczywistej drogi promieniowania przez atmosferę do drogi najkrótszej – tej przy kącie padania  $90^\circ$ , czyli w zenicie. Wraz ze zmniejszaniem kąta padania promieni słonecznych (czyli gdy Słońce znajduje się bliżej horyzontu), droga ta się wydłuża, a wartość współczynnika AM rośnie, wskazując na większy wpływ atmosfery na przechodzące przez nią promieniowanie.

W praktyce, dla celów laboratoryjnych, projektowych i standaryzacyjnych w fotowoltaice, najczęściej stosuje się warunki określone jako **AM 1.5** (Rys. 3.2). Oznaczają one, że promieniowanie słoneczne dociera do powierzchni Ziemi pod kątem  $48,2^\circ$  względem zenitu. Taki przypadek dobrze reprezentuje przeciętne warunki nastłonecznienia dla środkowych szerokości geograficznych na Ziemi (około  $37^\circ$  szerokości geograficznej).

Widmo promieniowania słonecznego AM 1.5, tzw. **AM 1.5G** (Global), zawiera zarówno bezpośredni, jak i rozproszony komponent promieniowania, i jest szeroko wykorzystywane jako standard odniesienia w testach sprawności konwersji energii ogniw fotowoltaicznych (zgodnie z normami ASTM G173 lub IEC 60904-3). Uwzględnia ono typowe straty energetyczne wynikające z absorpcji przez cząsteczki powietrza, ozon, parę wodną i aerozole.



Rys. 3.2 Graficzna interpretacja liczby masy powietrza (Air Mass)

Do obliczania współczynnika AM często stosuje się jego przybliżoną wartość wyrażoną zależnością:

$$AM = \frac{1}{\cos\theta}$$

Wzór ten dobrze sprawdza się dla kątów  $\theta < 60^\circ$ , czyli gdy Słońce jest stosunkowo wysoko nad horyzontem. Przy większych kątach jego dokładność spada, ponieważ nie uwzględnia krzywizny Ziemi i struktury atmosfery.

Dla większych kątów zenitalnych, stosuje się bardziej precyzyjny wzór (model Kasten & Young, 1989)<sup>7</sup>:

---

<sup>7</sup> Kasten, F., & Young, A. T. (1989). Revised optical air mass tables and approximation formula. *Applied optics*, 28(22), 4735–4738.

<https://doi.org/10.1364/AO.28.004735>

$$AM = \frac{1}{(\cos\theta + 0,50572 \cdot (96,07995^\circ - \theta))^{-1,6364}}$$

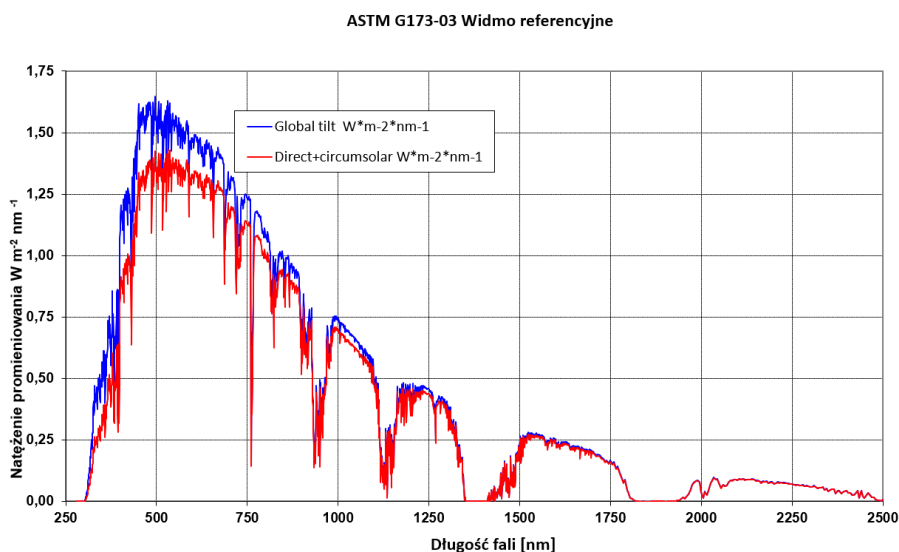
Ten empiryczny wzór uwzględnia zjawiska geometryczne i optyczne związane z większą drogą promieniowania przechodzącego przez atmosferę Ziemi, szczególnie przy niskim położeniu Słońca nad horyzontem (czyli dużym kącie zenitalnym). Zastosowany model skutecznie opisuje współczynnik AM dla kątów słonecznych większych niż 75°. Natomiast AM 0 odnosi się do warunków następczenia na granicy atmosfery i przestrzeni kosmicznej, gdzie atmosfera nie ma wpływu na promieniowanie słoneczne.

Do badań parametrów ogniw i modułów fotowoltaicznych powszechnie przyjmuje się obecnie wartość AM 1.5, Wartość ta dobrze odzwierciedla warunki typowe dla większości miejsc na świecie, a zwłaszcza dla szerokości geograficznych, w których pracuje większość komercyjnych instalacji fotowoltaicznych. Parametr AM 1.5 stał się standardem mniej więcej w latach siedemdziesiątych XX wieku.

Parametr AM określa więc nie tylko masę powietrza ale także widmo promieniowania słonecznego. Dla zastosowań naziemnych zdefiniowano dwa standardy opisujące widmo promieniowania AM 1.5. Spektrum AM1.5 Global jest dedykowane dla modułów płaskich a gęstość mocy promieniowania wynosi tu 1000 W/m<sup>2</sup> (100 mW/cm<sup>2</sup>). Spektrum AM1.5 *Direct (+circumsolar)* jest stosowane dla układów z koncentratorami promieniowania słonecznego. Zawiera

bezpośrednią wiązkę światła z tarczy słońca (promieniowanie bezpośrednie) oraz komponent *circumsolar* pochodzący z promieniowania z obszaru wokół Słońca w postaci dysku o promieniu 2,5 stopnia. Spektrum *direct plus circumsolar* ma całkowitą gęstość mocy równą  $900 \text{ W/m}^2$ .<sup>8</sup>

Wykresy pokazujące przebieg widma (zależność natężenia promieniowania od długości fali) AM1.5 G i AM 1.5D pokazano poniżej (Rys. 3.3)



Rys. 3.3 Widma promieniowania słonecznego dla AM1.5G i AM1.5D<sup>9</sup>

Standard AM 1.5 został ujęty w normie ASTM G173 (Standardowe tabele referencyjnych widm promieniowania słonecznego:

<sup>8</sup> <https://www.pveducation.org/pvcdrom/appendices/standard-solar-spectra>

<sup>9</sup> <https://www.pveducation.org/pvcdrom/appendices/standard-solar-spectra>

promieniowanie bezpośrednio normalne oraz całkowite na powierzchni nachylonej pod kątem  $37^\circ$ ), gdzie widmo referencyjne określono w zakresie długości fal od 280 do 4000 nm. Alternatywna wersja standardu AM 1.5 wraz z procedurami pomiarowymi dla ogniw, modułów oraz systemów fotowoltaicznych, została opisana w normie IEC 60904 (Urządzenia fotowoltaiczne). Standard AM 1.5 jest również odpowiedni dla typowej szerokości geograficznej Polski. Ponadto widmo promieniowania dla AM1.5 ma duże znaczenie przy badaniach parametrów elektrycznych zarówno ogniw jak i modułów fotowoltaicznych. Więcej na ten temat opisano w rozdziale: Metody badawcze stosowane do diagnostyki modułów PV.

### 3.3 Energia słoneczna docierająca do powierzchni Ziemi

Promieniowanie docierające do powierzchni Ziemi, zmodyfikowane przez atmosferę, określane jest często jako irradancja (polskie określenie wywodzące się z angielskiego *Irradiance*). Często używane są też określenia takie jak: gęstość strumienia promieniowania lub strumień mocy promieniowania elektromagnetycznego. Potocznie mówi się także o nasłonecznieniu. Bez względu na stosowane określenie wartość wyrażana jest w jednostkach mocy na jednostkę powierzchni ( $W/m^2$ ).

Wartość nasłonecznienia zależy od wysokości Słońca nad horyzontem, stanu atmosfery oraz kąta nachylenia analizowanej

powierzchni (absorbera) względem promieniowania słonecznego. W warunkach standardowych, dla AM 1.5, wartość nastonecznienia przyjęto jako  $1000,37 \text{ W/m}^2$ , co odpowiada nastonecznieniu w bezchmurny letni dzień w Polsce. Należy dodać, że wartość  $1000,37 \text{ W/m}^2$  wynika bezpośrednio z całkowania widma referencyjnego AM1.5G zgodnie z normą ASTM G173-03. W normie tej podano widmo promieniowania słonecznego w funkcji długości fali (od 280 nm do 4000 nm). Jeśli całe to widmo zostanie scałkowane (zsumowana energia we wszystkich długościach fal), otrzymuje się właśnie  $1000,37 \text{ W/m}^2$ , zaokrąglane zwykle do  $1000 \text{ W/m}^2$  jako wartość standardowa.

Dla absorbera umieszczonego na powierzchni Ziemi można wyróżnić kilka rodzajów irradiancji.

- *TSI – Total Solar Irradiance*
- *DNI – (ang. Direct Normal Irradiance)* odnosi się do ilości promieniowania słonecznego docierającego do powierzchni ustawionej prostopadle do kierunku padania promieni słonecznych. Pomiar ten nie uwzględnia promieniowania rozproszonego przez atmosferę. Wartość DNI stanowi zatem różnicę pomiędzy całkowitym promieniowaniem słonecznym
- *TSI, (ang. Total Solar Irradiance)* na granicy atmosfery a tą częścią promieniowania, która uległa rozproszeniu podczas przechodzenia przez atmosferę.
- *DHI – (ang. Diffuse Horizontal Irradiance, także: DIF, ISH)* odnosi się do tej części promieniowania, która – po

rozproszeniu przez atmosferę – dociera do poziomej powierzchni na Ziemi. W tym przypadku komponent promieniowania bezpośredniego nie jest brany pod uwagę. Suma napromienienia bezpośredniego i rozproszonego tworzy całkowite napromienienie poziome GHI.

- *GHI* – (ang. *Global Horizontal Irradiance*), które opisuje sytuację, gdy powierzchnia absorbera jest ustawiona poziomo, a komponent bezpośredni zależy od położenia Słońca względem zenitu.
- *GTI* – (ang. *Global Tilted Irradiance*) określa poziom napromienienia na powierzchni ustawionej pod określonym kątem względem promieniowania słonecznego. Parametr ten jest szczególnie istotny dla instalacji fotowoltaicznych montowanych pod określonym kątem.
- *GNI* – (ang. *Global Normal Irradiance*) odnosi się do sumarycznego promieniowania padającego na powierzchnię ustawioną prostopadle do kierunku promieniowania słonecznego.

Przykładowe zależności między podstawowymi typami irradancji przedstawiono poniżej<sup>10, 11</sup>.

Najważniejsze wzory opisujące zależności między poszczególnymi typami irradancji:

---

<sup>10</sup> Wikipedia - Solar irradiance

<sup>11</sup> <https://globalsolaratlas.info>

*DNI (Direct Normal Irradiance)* – promieniowanie bezpośrednie:

$$DNI = TSI - \text{straty atmosferyczne}$$

*GHI (Global Horizontal Irradiance)* – całkowite promieniowanie poziome:

$$GHI = DNI \cdot \cos \theta + DHI$$

gdzie:  $\theta$  to kąt padania promieni słonecznych względem normalnej do powierzchni poziomej.

*GTI (Global Tilted Irradiance)* – całkowite promieniowanie na powierzchni pochylonej<sup>12</sup>:

$$GTI = DNI \cdot \cos(\theta_{\text{tilt}}) + DHI \cdot \left( \frac{1 - \cos(\beta)}{2} \right) + \text{Albedo} \cdot GHI \left( \frac{1 - \cos(\beta)}{2} \right)$$

gdzie:

- $\theta_{\text{tilt}}$  - kąt padania promieniowania na powierzchnię pochyloną,
- $\beta$  - kąt nachylenia powierzchni,
- *Albedo* – współczynnik odbicia od podłoża.

*GNI (Global Normal Irradiance)* – całkowite promieniowanie normalne:

$$GNI = DNI + DHI$$

---

<sup>12</sup> <https://power.larc.nasa.gov>

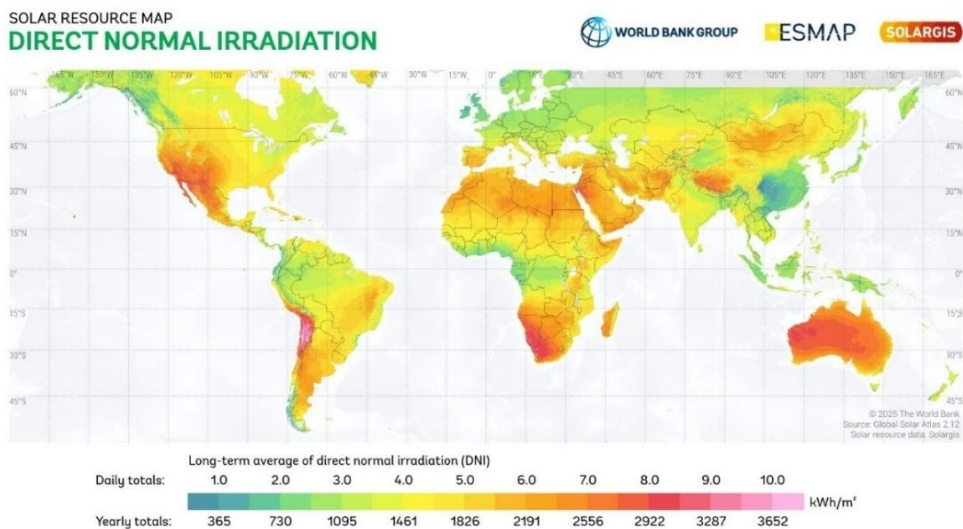
Zaprezentowane parametry (oraz ich opisy i zależności między nimi) dotyczące nasłonecznienia pozwalają na dokonanie oceny potencjału energetycznego instalacji fotowoltaicznych, uwzględniając zarówno ich lokalizację geograficzną, jak i kąt nachylenia modułów względem promieniowania słonecznego. Optymalizacja ustawienia modułów fotowoltaicznych względem Słońca stanowi istotny czynnik umożliwiający zwiększenie efektywności produkcji energii elektrycznej.

Jednym z ważniejszych źródeł danych o globalnym rozkładzie i składnikach promieniowania słonecznego – szczególnie istotnym w kontekście analiz związanych z energetyką słoneczną – jest platforma Global Solar Atlas. Repozytorium to, oferowane przez Bank Światowy, jest opracowane oraz zarządzane przez specjalizującą się w badaniach i analizach energetyki solarnej firmę Solargis s.r.o.<sup>13</sup> Baza danych udostępnia szczegółowe informacje dotyczące różnych komponentów nasłonecznienia, takich jak promieniowanie bezpośrednie, rozproszone oraz całkowite. Zasoby Global Solar Atlas są szeroko wykorzystywane w projektach badawczych, studiach wykonalności oraz optymalizacji projektowania farm fotowoltaicznych na całym świecie, stanowiąc cenne wsparcie zarówno dla naukowców, jak i inwestorów.

---

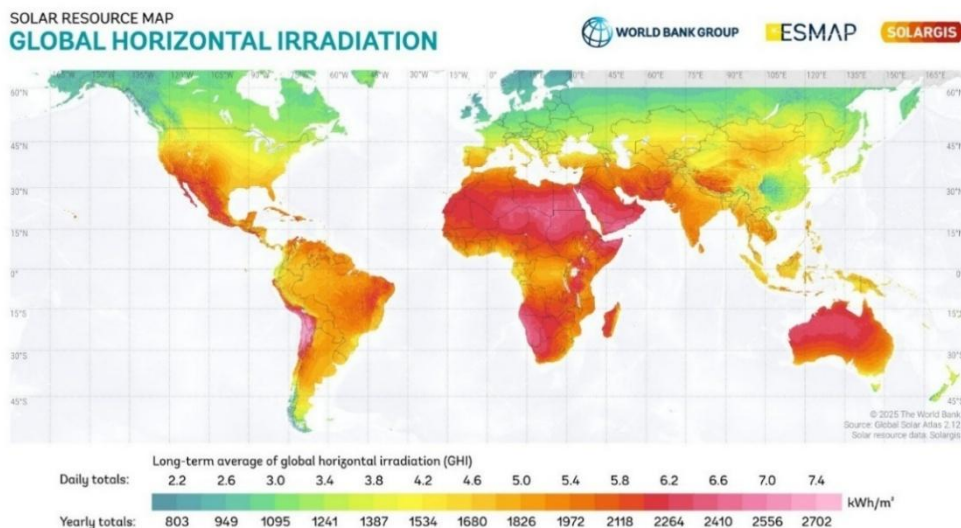
<sup>13</sup> Mapa zasobów słonecznych © 2021 Solargis. <https://solargis.com>

Wśród dostępnych zasobów (map irradiancji) znajdują się m.in. dedykowane mapy prezentujące oddzielnie całkowitą ilość energii promieniowania słonecznego bezpośredniego i globalnego, które dociera do jednostkowej powierzchni na świecie w określonym przedziale czasu (Rys. 3.4, Rys. 3.5).



Rys. 3.4 Direct Normal Irradiation dla całego świata<sup>14</sup>

<sup>14</sup> Solar resource map © 2021 Solargis - <https://solargis.com>



Rys. 3.5 Global Horizontal Irradiation dla całego świata<sup>15</sup>

Tego samego typu mapy przedstawiają rozkłady ilości energii słonecznej dla obszaru Europy, Polski oraz wielu krajów świata.

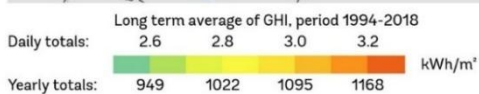
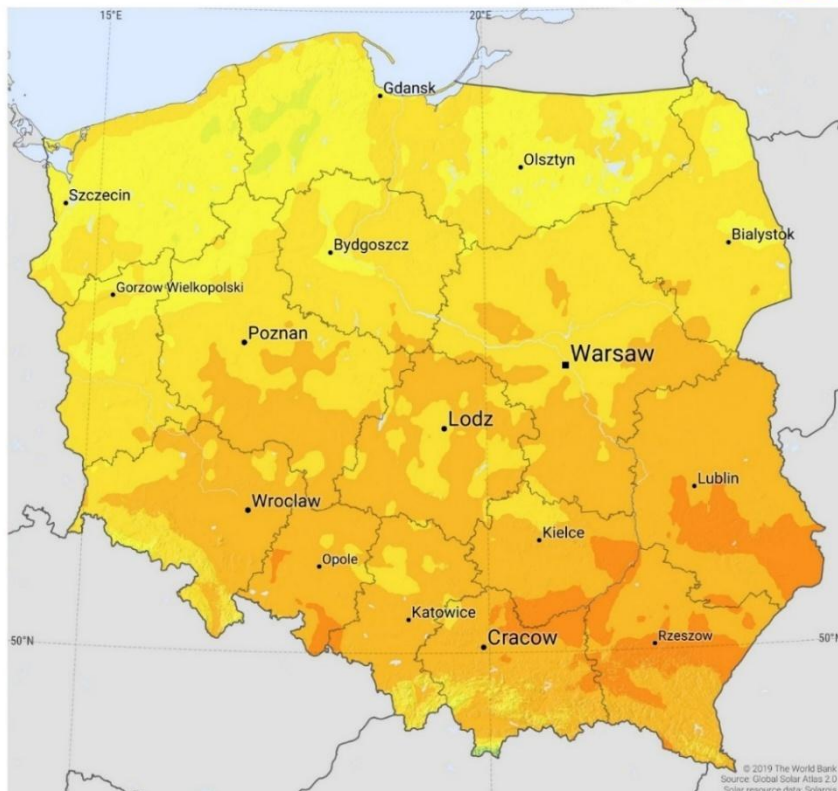
Całkowitą energię promieniowania słonecznego padającą na jednostkę powierzchni poziomej w danym okresie czasu na terenie Polski pokazano na mapach (Rys. 3.6, Rys. 3.7).

<sup>15</sup> Solar resource map © 2021 Solargis - <https://solargis.com>

SOLAR RESOURCE MAP

**GLOBAL HORIZONTAL IRRADIATION**

**POLAND**



This map is published by the World Bank Group, funded by ESMAP, and prepared by Solargis. For more information and terms of use, please visit <http://globalsolaratlas.info>.

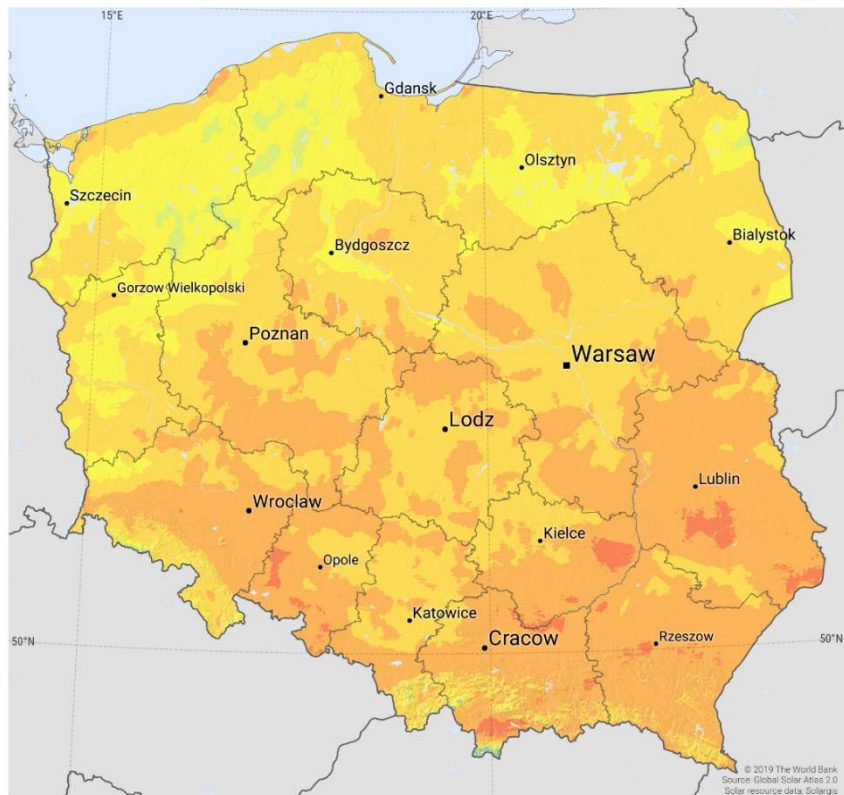
Rys. 3.6 Global Horizontal Irradiation dla Polski<sup>16</sup>

<sup>16</sup> Solar resource map © 2021 Solargis - <https://solargis.com>

SOLAR RESOURCE MAP

**PHOTOVOLTAIC POWER POTENTIAL**

**POLAND**



Long term average of PVO<sub>UT</sub>, period 1994-2018

Daily totals:	2.6	2.8	3.0	3.2
Yearly totals:	949	1022	1095	1168

kWh/kWp

This map is published by the World Bank Group, funded by ESMAP, and prepared by Solargis. For more information and terms of use, please visit <http://globalsolaratlas.info>

Rys. 3.7 Potencjał energetyki fotowoltaicznej w Polsce<sup>17</sup>

Z punktu widzenia wykorzystania fotowoltaiki do produkcji energii elektrycznej w Polsce bardzo przydatne są mapy takie jak „Photovoltaic Power Potential – Poland”, co można w opisać jako

<sup>17</sup> Solar resource map © 2021 Solargis - <https://solargis.com>

„Potencjał energetyki fotowoltaicznej w Polsce”. Zastosowanie mają one również w dokumentach rządowych lub do opisu potencjału produkcji energii fotowoltaicznej w Polsce co wynika z ich precyzji przewyższającej dane rzeczywiste uzyskiwanej energii.

Prezentowane mapy przedstawiają rozkład średniego rocznego potencjału produkcji energii elektrycznej z systemów fotowoltaicznych na obszarze Polski (obliczenia wykonano dla danych z okresu 1994–2018). Prezentowane dane odnoszą się do długoletniej średniej ilości energii elektrycznej generowanej przez instalację fotowoltaiczną o mocy 1 kW<sub>p</sub>, wyrażonej w jednostkach: kWh/kW<sub>p</sub>/rok – wartość roczna (roczny uzysk energii) oraz kWh/kW<sub>p</sub>/dzień – wartość dzienna (średni uzysk energii na dzień).

Na podstawie legendy umieszczonej na mapach Solargis można wyróżnić cztery przedziały wydajności:

- 2.6 kWh/kW<sub>p</sub>/dzień (949 kWh/kW<sub>p</sub>/rok) – najniższy potencjał (kolory jasnożółte),
- 2.8 kWh/kW<sub>p</sub>/dzień (1022 kWh/kW<sub>p</sub>/rok),
- 3.0 kWh/kW<sub>p</sub>/dzień (1095 kWh/kW<sub>p</sub>/rok),
- 3.2 kWh/kW<sub>p</sub>/dzień (1168 kWh/kW<sub>p</sub>/rok) – najwyższy potencjał (kolory pomarańczowo-czerwone).

Dane, które można odczytać z tych map pokazują, że najkorzystniejsze warunki dla rozwoju fotowoltaiki występują w południowej i południowo-wschodniej części Polski – m.in. w rejonach Małopolski, Podkarpacia i Górnego Śląska. Tam roczny uzysk energii z instalacji PV osiąga wartości bliskie 1168 kWh/kW<sub>p</sub>.

Mniej korzystne warunki panują natomiast w regionach północno-zachodnich (Pomorze Zachodnie, część Wielkopolski), gdzie uzysk spada nawet do około 949 kWh/kW<sub>p</sub> rocznie.

Tego rodzaju informacje mają kluczowe znaczenie dla planowania inwestycji w instalacje PV, zarówno na poziomie indywidualnych gospodarstw domowych, jak i dużych farm fotowoltaicznych. Dane stanowią również podstawę do analiz ekonomicznej opłacalności projektów oraz optymalizacji lokalizacji systemów energetyki odnawialnej.

Innym ważnym źródłem tego typu danych jest: System Informacji Geograficznej dla Fotowoltaiki PVGIS (ang. *Photovoltaic Geographical Information System*). Dostarcza on informacji dotyczących promieniowania słonecznego oraz efektywności systemów fotowoltaicznych dla dowolnej lokalizacji na świecie, z wyjątkiem obszarów wokół biegunów północnego i południowego.

PVGIS należy do Wspólnego Centrum Badawczego JRC (ang. *Joint Research Centre*). Departament ten dostarcza niezależną wiedzę oraz dane naukowe, wspierając tym samym politykę Unii Europejskiej. Naukowcy Wspólnego Centrum Badawczego (JRC) prowadzą badania naukowe w różnych dziedzinach, aby zapewniać niezależne doradztwo dla osób odpowiedzialnych za tworzenie polityki UE, przyczyniając się tym samym do umieszczenia nauki w centrum procesu decyzyjnego Unii Europejskiej. Centrum zostało pierwotnie ustanowione na mocy Traktatu Euratom i choć ma ono długoletnie doświadczenie w obszarze badań jądrowych, obecnie

oferuje ekspertyzę naukową obejmującą szeroki zakres dyscyplin, wspierając r różne obszary polityki UE<sup>18</sup>.

Poniżej przedstawiono dwie mapy dla obszaru Polski oraz dla całej Europy. W przypadku Polski mapy przedstawiają globalne nastonecznienie dla obszaru Polski zarówno dla absorbera (modułów) o poziomej jak i optymalnej orientacji względem promieniowania słonecznego (Rys. 3.8, Rys. 3.9). Natomiast dla Europy pokazano dane dla modułów PV o optymalnej orientacji względem słońca (Rys. 3.10).

---

<sup>18</sup> [https://joint-research-centre.ec.europa.eu/photovoltaic-geographical-information-system-pvgis\\_en](https://joint-research-centre.ec.europa.eu/photovoltaic-geographical-information-system-pvgis_en)



**Global irradiation and solar electricity potential**  
Horizontally mounted photovoltaic modules

**POLAND / POLSKA**



Rys. 3.8 Globalne nastonecznienie dla obszaru Polski - dane dla absorbera (modułów) o poziomej orientacji względem promieniowania słonecznego<sup>19</sup>

<sup>19</sup> Thomas Huld, Irene Pinedo-Pascua, Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS) [https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg\\_download/map\\_index.html](https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_download/map_index.html)



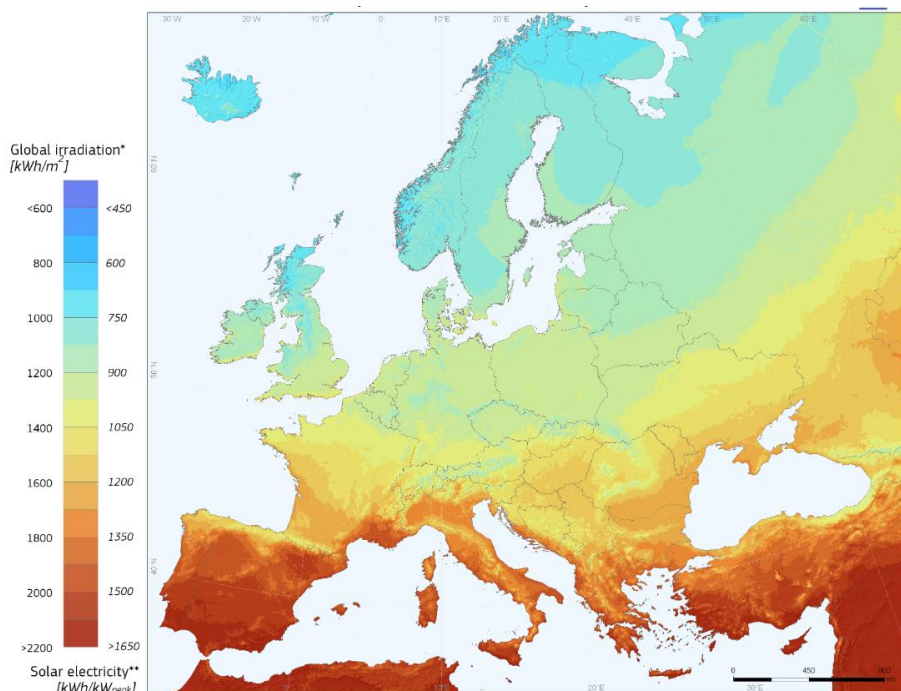
**Global irradiation and solar electricity potential**  
Optimally-inclined photovoltaic modules

**POLAND / POLSKA**



Rys. 3.9 Globalne nastonecznienie dla obszaru Polski - dane dla absorbera (modułów) o optymalnej orientacji względem promieniowania słonecznego<sup>20</sup>

<sup>20</sup> Ibidem



*Rys. 3.10 Globalne nasłonecznienie i potencjał energii słonecznej dla Europy - dane dla modułów o optymalnej orientacji względem promieniowania słonecznego<sup>21</sup>*

Pomimo umiarkowanego klimatu i sezonowych wahań nasłonecznienia, Polska dysponuje wystarczającym poziomem nasłonecznienia, aby umożliwić efektywne wykorzystanie instalacji fotowoltaicznych zwłaszcza w kontekście zaspokajania potrzeb energetycznych gospodarstw domowych. Nawet relatywnie niewielkie mikroinstalacje o mocy kilku kilowatów (np. 5–10 kW<sub>p</sub>),

---

<sup>21</sup> Thomas Huld, Irene Pinedo-Pascua, Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS) [https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg\\_download/map\\_index.html](https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_download/map_index.html)

zainstalowane na dachach budynków, są w stanie pokryć całoroczne zapotrzebowanie na energię elektryczną typowego domu jednorodzinnego.

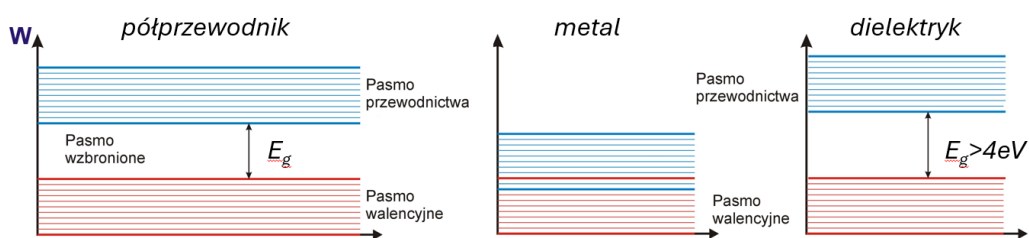
Na podstawie zaprezentowanych danych można stwierdzić, że perspektywy rozwoju fotowoltaiki w Polsce są uzasadnione zarówno w aspekcie dostępności zasobów energetycznych pochodzenia słonecznego, jak i w wymiarze technicznym, obejmującym możliwość implementacji rozwiązań na szeroką skalę. Oznacza to, iż wykorzystanie technologii fotowoltaicznych może być efektywnie realizowane zarówno na poziomie indywidualnym (instalacje prosumenckie), jak i w ramach zintegrowanego systemu elektroenergetycznego, przyczyniając się tym samym do zwiększenia bezpieczeństwa energetycznego i dywersyfikacji miksu energetycznego kraju.

## 4 Ogniwa fotowoltaiczne

### 4.1 Efekt fotowoltaiczny

Ogniwa fotowoltaiczne działają w oparciu o dobrze znane zjawisko fizyczne, zwane efektem fotowoltaicznym. Zjawisko to umożliwia bezpośrednio przekształcanie energii słonecznej na energię elektryczną.

**Efekt fotowoltaiczny** to zjawisko polegające na bezpośredniej zamianie energii promieniowania świetlnego (energii fotonów) na energię elektryczną w materiale półprzewodnikowym. Półprzewodnik to substancja, najczęściej krystaliczna, której konduktywność może być zmieniana w szerokim zakresie na przykład poprzez domieszkowanie. Półprzewodniki mają pasmo wzbronione między pasmem walencyjnym a pasmem przewodzenia (Rys. 4.1).



Rys. 4.1 Porównanie struktury pasmowej metali, półprzewodników i dielektryków

Przewodnictwo typowego półprzewodnika plasuje się między przewodnictwem metali i dielektryków<sup>22</sup>. Przerwa wzbroniona  $E_g$  (ang. *band gap*) to zakres energii, którego elektron „nie może posiadać”, ponieważ w tym obszarze nie istnieją dozwolone stany kwantowe dla elektronów w strukturze krystalicznej. Jest to kluczowy parametr półprzewodnika, determinujący jego właściwości elektryczne i optyczne.

Przerwa wzbroniona znajduje się pomiędzy dwoma pasmami energetycznymi: **pasmem walencyjnym i pasmem przewodnictwa** (Rys. 4.1). W skrócie, pasmo walencyjne to najwyższe energetyczne pasmo elektronowe, które jest w pełni (lub prawie w pełni) obsadzone elektronami w temperaturze 0 K a pasmo przewodnictwa to najniższe energetyczne pasmo, które w temperaturze 0 K jest puste, lecz elektrony mogą się w nim swobodnie poruszać, dzięki czemu przewodzą prąd.

**Powyższe opisy i definicje są elementem teorii półprzewodników o której więcej można znaleźć w innych opracowaniach<sup>23, 24</sup>.**

W opisie działania ogniwa fotowoltaicznego kiedy pada na nie promieniowanie słoneczne możemy wyróżnić następujące etapy:

---

<sup>22</sup> Półprzewodniki, [w:] Encyklopedia PWN [online], Wydawnictwo Naukowe PWN

<sup>23</sup> Wiesław Marciniak, Przyrządy półprzewodnikowe i układy scalone, - Wyd. 3, WNT, Warszawa 1987

<sup>24</sup> Alfred Świt, Jerzy Pułtorak Przyrządy półprzewodnikowe, - Wyd. 4, WNT, Warszawa 1979

1. Pochłanianie fotonów – kiedy światło słoneczne (fotony) pada na półprzewodnik (najczęściej krzem), jego energia może zostać zaabsorbowana. Jeśli energia fotonu jest większa niż energetyczna przerwa wzbroniona półprzewodnika, to może on wybić elektron z pasma walencyjnego do pasma przewodnictwa.
2. Generacja pary nośników ładunku – w wyniku tego procesu powstaje wolny elektron w paśmie przewodnictwa oraz dziura („puste” miejsce po elektronie) w paśmie walencyjnym.
3. Rozdzielenie ładunków – jeśli w półprzewodniku istnieje złącze  $p-n$  to istnieje również związane z nim, wbudowane pole elektryczne. Powoduje ono, że elektrony są "przenoszone" w stronę warstwy  $n$ , a dziury w stronę warstwy  $p$ . Dzięki temu powstaje różnica potencjałów.
4. Fakt powstania napięcia na przeciwnych stronach ogniwa PV (obszarach o odmiennym typie przewodnictwa czyli  $p$  i  $n$ ) uznany może być za działanie ogniwa, doszło bowiem do konwersji energii słonecznej w elektryczną. Jeśli jednak chcemy tę energię wykorzystać należy dodać do tego jeszcze jeden etap tj.
5. Przepływ prądu – jeśli do takiego układu podłączymy zewnętrzne obciążenie, elektrony popłyną przez obwód z warstwy  $n$  do warstwy  $p$ , co oznacza, że w obwodzie płynąć będzie prąd elektryczny.

Podsumowując, efekt fotowoltaiczny polega na tym, że fotony światła wybijają elektrony w półprzewodniku, a złącze  $p$ - $n$  jest niezbędne do ich rozdzielania tak aby powstało napięcie (różnica potencjałów).

Ponadto taka metoda pozyskiwania energii ma dwie kluczowe zalety:

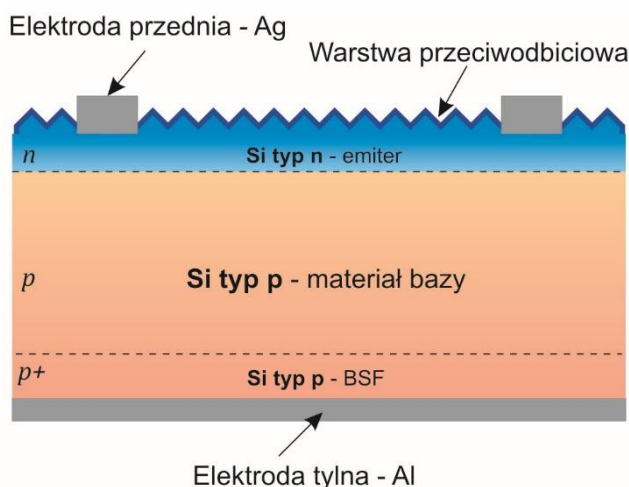
- Po pierwsze, promieniowanie słoneczne jest dostępne niemal wszędzie i w takiej ilości, że mogłoby pokryć zapotrzebowanie energetyczne całej populacji.
- Po drugie, energia elektryczna jest bardzo uniwersalna – łatwa w przesyłce na duże odległości i wygodna w użytkowaniu, ponieważ można ją przekształcać w inne formy energii.

Większość rozwiniętych krajów dysponuje już odpowiednią infrastrukturą energetyczną, więc wdrażanie fotowoltaiki nie wymaga znaczących zmian w systemach dystrybucji. Największym wyzwaniem pozostaje jednak efektywne magazynowanie wytworzonej energii.

## 4.2 Budowa typowego ogniwa fotowoltaicznego

Typowym ogniwem fotowoltaicznym jest krystaliczne ogniwo krzemowe, jednozłączowe, w którym baza (płytko podłożowa na której wykonano ogniwo) ma typ przewodnictwa  $p$  a warstwa emitorowa typ  $n$ . Poniżej zaprezentowano schematyczną strukturę takiego jednozłączowego ogniwa słonecznego wykonanego z krzemu

monokrystalicznego (Rys. 4.2). Rdzeniem urządzenia jest płytka krzemowa o przewodnictwie typu  $p$ , na której powierzchni, w procesie dyfuzji domieszki donorowej (najczęściej fosforu), utworzono cieką warstwę typu  $n$  pełniącą rolę emitera. Całość uzupełniona jest o metalowe elektrody odpowiedzialne za kontakt z krzemem: przednia (siatka zbierająca) oraz tylna. Umożliwiają one zbieranie i przekazywanie nośników ładunku do zewnętrznego obwodu elektrycznego. Dodatkowo, aby zmniejszyć odbicie światła od przedniej powierzchni ogniwa stosuje się teksturyzację i warstwę przeciwo odbiciową (antyrefleksyjną). Pierwsza z nich została pokazana jako rozwinięcie powierzchni (trójkąty) a druga jako cienka granatowa linia znajdująca się na teksturze.



Rys. 4.2 Struktura typowego jednozłączowego krystalicznego krzemowego ogniwa fotowoltaicznego (przekrój poprzeczny)

Taka konfiguracja materiałowa i strukturalna pozwala na skuteczną separację par elektron-dziura powstałych w wyniku absorpcji promieniowania słonecznego. Nośniki te, pod wpływem pola elektrycznego wewnętrznego złącza  $p-n$ , przemieszczają się ku odpowiednim elektrodom, co generuje napięcie a w przypadku połączenia elektrycznego przepływ prądu elektryczny w zewnętrznym układzie.

W praktyce przemysłowej, celem zwiększenia sprawności konwersji energii słonecznej, klasyczne ogniwo uzupełnia się o szereg dodatkowych warstw funkcjonalnych. Jednym z kluczowych elementów jest odpowiednio rozwinięta powierzchnia przednia (tekstura), której zadaniem jest zmniejszenie współczynnika odbicia światła oraz zwiększenie długości optycznej drogi fotonów wewnątrz materiału półprzewodnikowego. Kolejnym istotnym komponentem jest warstwa pasywacyjna, ograniczająca rekombinację powierzchniową nośników ładunku oraz warstwa przeciwo odbiciowa. Współczesne rozwiązania techniczne często wykorzystują w tym celu cienką warstwę azotku krzemu ( $\text{SiN}_x$ ), która pełni funkcję zarówno warstwy antyrefleksyjnej (ARC), jak i pasywacji powierzchni. Od spodu ogniwa stosuje się z kolei warstwę typu BSF (ang. *Back Surface Field*), utworzoną zazwyczaj poprzez lokalne domieszkowanie tak aby wytworzyć obszar typu  $p^+$  (typ  $p$  silnie domieszkowany), która poprawia „zbieranie” dziur oraz może ograniczać ich rekombinację przy tylnej elektrodzie (w uproszczeniu można to pisać jako: proces, w którym elektron z pasma przewodnictwa łączy się z dziurą w paśmie walencyjnym, powodując utratę obu nośników ładunku).

Zarówno elektroda przednia, jak i tylna, są zwykle wykonywane z użyciem technologii sitodruku, przy zastosowaniu past zawierających srebro, które po procesie wypalania tworzą dobrze przewodzące i trwałe kontakty elektryczne.

## 4.3 Materiały do produkcji ogniw

### 4.3.1 Krzem

Aby wytworzyć kompletne działające ogniwo fotowoltaiczne potrzebny jest szereg różnych materiałów. Ogólnie można podzielić je na te, które służą do jego budowy (są elementami ogniwa) oraz na te, które są niezbędne podczas procesu produkcji. W tym opracowaniu skupiono się na pierwszej grupie.

Materiały stosowane jako główny element ogniwa to półprzewodniki. Najczęściej stosowanym jest krzem. Wynika to z faktu, iż technologia produkcji krzemu (oraz ogniw krzemowych) to dojrzała technologia wywodząca się z mikroelektroniki. Nie bez znaczenia jest także powszechność krzemu oraz bardzo wysoka trwałość modułów wyprodukowanych w oparciu o te ogniwa a wynosząca od 25 do 40 lat.

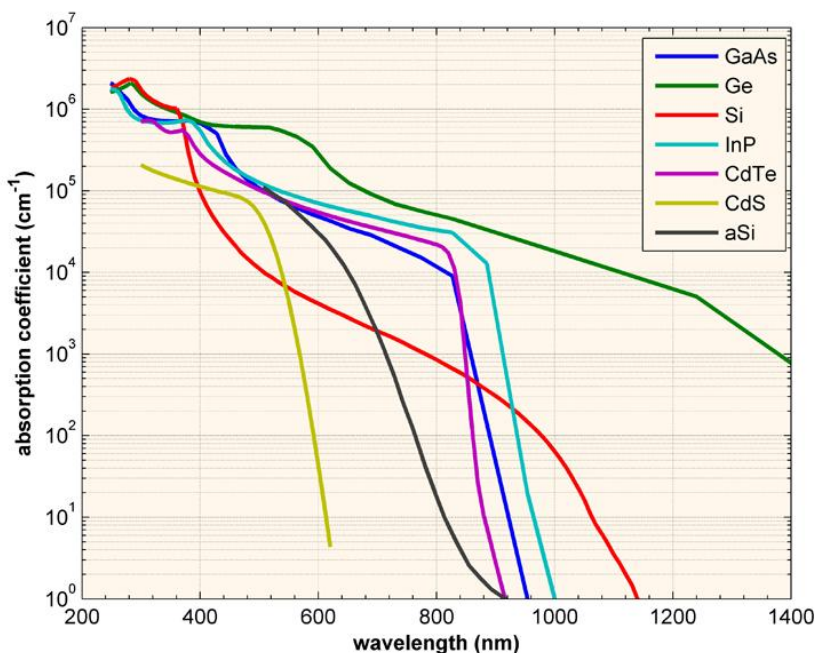
Oprócz krzemu do produkcji ogniw na bazie materiałów krystalicznych można zastosować inne półprzewodniki z grup III–V układu okresowego pierwiastków (np. GaAs, InP)

Ponadto ogniwa fotowoltaiczne mogą być wytwarzane z użyciem materiałów cienkowarstwowych takich jak:

- materiały nieorganiczne (ogniwa CdTe, CIGS),
- perowskity metalowo-halogenkowe,
- materiały organiczne (ogniwa OPV)
- barwniki (ogniwa DSSC).

Różnorodność stosowanych materiałów związana jest z tym, iż każda z wymienionych grup różni się szerokością pasma wzbronionego (*band gap*), współczynnikiem absorpcji, ruchliwością i czasem życia nośników, wrażliwością na defekty, stabilnością chemiczną/termiczną oraz kosztami wytwarzania.

Krzem ma przerwę wzbronioną o energii  $E_g \approx 1,12$  eV (dla 300 K), jest ona dość dobrze dopasowana dla konwersji widma słonecznego w ogniwie jednozłączowym. Ogniwo jednozłączowe składa się z jednego obszaru typu *p* i jednego obszaru typu *n*, a więc ma tylko jedno złącze *p-n*. Krzem ma jednak niezbyt korzystny współczynnik absorpcji (Rys. 4.3). W konsekwencji do wytworzenia wysokosprawnego ogniwa konieczne jest stosowanie płytek krzemowych o grubości dziesiątek mikrometrów. Dla porównania w przypadku a-Si (krzem amorficzny) absorpcja jest silniejsza w zakresie widzialnym, co umożliwia produkcję ogniw o mniejszej grubości.



Rys. 4.3 Zależność współczynnika absorpcji od długości fali dla wybranych materiałów<sup>25</sup>

W typowych krzemowych ogniwach PV materiał bazowy można podzielić na trzy główne grupy (według struktury krystalicznej):

- krzem monokrystaliczny,
- krzem polikrystaliczny,
- krzem amorficzny.

<sup>25</sup> <https://www.pveducation.org/pvcdrom/pn-junctions/absorption-coefficient>

Krzem stosowany w przemyśle fotowoltaicznym otrzymywany jest głównie metodami, które pozwalają na jego wielkoskalową produkcję.

Należą do nich:

- monokrystaliczny (mono-Si) - metoda Czochralskiego (CZ) lub float-zone (FZ),
- polikrystaliczny (*cast-multicrystalline*) – metoda castingu, topienia strefowego bez zarodkowania (mc-Si),
- krzem amorficzny (a-Si) – techniki wytwarzania używane w technologiach cienkowarstwowych.

**Zarówno krzem mono jak i polikrystaliczny stosowany do produkcji ogniw PV ma postać płytek krzemowych.**

#### 4.3.2 Płytki krzemowe

Jednym z najbardziej wyraźnych trendów obserwowanych w ostatnich dwóch dekadach jest systematyczne zwiększanie rozmiarów płytek krzemowych, z których wytwarzane są ogniwa PV. Nowoczesne moduły fotowoltaiczne stają się coraz większe, co wynika nie tylko ze zwiększania liczby ogniw w module, lecz przede wszystkim z faktu, że stosowane w nich ogniwa produkowane są z coraz większych płytek krzemowych. Trend ten ma daleko idące konsekwencje zarówno dla producentów, jak i użytkowników końcowych – od optymalizacji linii technologicznych, po zmiany w logistyce, montażu i zastosowaniach końcowych.

Rozwój technologii fotowoltaicznej (PV) cechuje się statym dążeniem do poprawy efektywności energetycznej oraz obniżenia

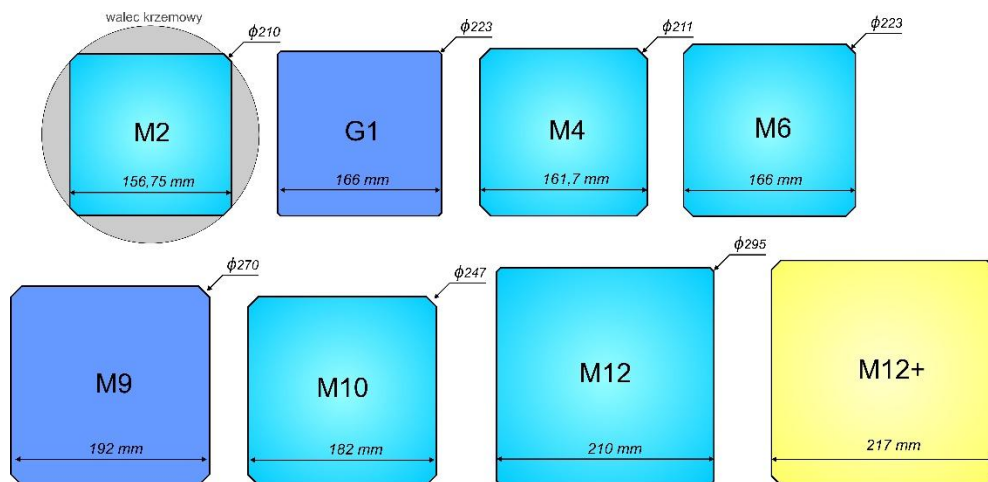
kosztów produkcji. Jednym z kluczowych aspektów tego procesu jest ewolucja rozmiarów płytek krzemowych wykorzystywanych do wytwarzania ogniw słonecznych. Zwiększanie powierzchni płytek krzemowych wpływa bezpośrednio na moc uzyskiwaną z pojedynczego ogniwa, a tym samym na parametry całych modułów PV. W opracowaniu tym omówiono chronologię zmian wymiarów płytek, motywacje technologiczne i ekonomiczne oraz wyzwania związane z implementacją coraz większych rozmiarów w procesie produkcyjnym.

Typoszereg wymiarów płytek krzemowych jest ściśle związany z metodą ich produkcji. Płytki krzemowe, stosowane w ogniwach PV, produkowane są głównie metodą Czochralskiego, pozwalającą na uzyskanie monokrystalicznych walców krzemowych, które następnie są cięte poprzecznie<sup>26</sup>.

Początkowo stosowano płytki o wymiarach 100 mm × 100 mm oraz 125 mm×125 mm. Przełom nastąpił z wprowadzeniem płytki M0 (156 mm×156 mm), która zapoczątkowała produkcję modułów PV na szeroką skalę. Wraz z postępem technologicznym pojawiły się kolejne warianty: M2, M4, M6, M10, aż po obecnie rozwijane M12 i M12+ (Rys. 4.4).

---

<sup>26</sup> Paweł Tomaszewski: Jan Czochralski i jego metoda. Jan Czochralski and his method, Oficyna Wydawnicza Atut, Wrocław–Kcynia 2003, ISBN 83-89247-27-5



Rys. 4.4 Oznaczenia płytek krzemowych i ich rozmiary

Każdy z tych standardów wiązał się z określonym wzrostem powierzchni aktywnej ogniwa, co zilustrowano m.in. przez przyrost powierzchni płytek od M0 do M12 (Tabela 4.1).

Tabela 4.1 Wymiary płytek krzemowych

Oznaczenie	Wymiar (mm)	Okresy stosowania	Powierzchnia (mm <sup>2</sup> )	Wzrost powierzchni względem M0
<b>100×100</b>	100 × 100	–	10 000	–
<b>125×125</b>	125 × 125	2001–2006	15 625	–
<b>M0</b>	156 × 156	2006–2012	24 336	–
<b>M2</b>	156.75 × 156.75	od 2012	~24 570	+1%
<b>M4</b>	161.7 × 161.7	–	~26 164	+7.5%

<b>M6</b>	166 × 166	Obecnie	27 556	+13.2%
<b>M10</b>	182 × 182	Obecnie dominujące	33 124	+36%
<b>M12</b>	210 × 210	Obecnie wchodzące	44 100	+81%
<b>M12+</b>	>210 × >210	przyszłość	>44 100	>+81%

Podstawową motywacją dla zwiększania rozmiarów płytek jest możliwość produkcji ogniwo o wyższej mocy przy relatywnie niższym koszcie jednostkowym (w przeliczeniu na  $W_p$ ). Dzięki większym waflom możliwe jest ograniczenie kosztów operacyjnych, takich jak liczba połączeń szeregowych czy ilość materiałów pomocniczych (rama, szkło), a także zwiększenie gęstości mocy na jednostkę powierzchni instalacji. Przykładowo, dla technologii, w której ogniwo wykonane na płytce M0 generuje moc około  $4,6 W_p$ , odpowiednie ogniwo M10 może osiągnąć około  $6,2 W_p$ . Oznacza to istotne korzyści dla producentów i inwestorów.

Pomimo oczywistych korzyści, zwiększanie rozmiarów płytek wiąże się z szeregiem ograniczeń technologicznych. Linie produkcyjne dostosowane są do określonych rozmiarów płytek – modyfikacja ich infrastruktury, np. wymiana pieców dyfuzyjnych czy urządzeń typu stringer, stanowi poważną inwestycję. Ponadto, większe ogniwa wymagają bardziej złożonych systemów połączeń (więcej tzw. *bus bars*), co wpływa na koszty produkcji i niezawodność.

Na poziomie modułów większe ogniwa oznaczają również większy format końcowego produktu, co w kontekście instalacji prosumenckich może być niekorzystne ze względu na ograniczoną przestrzeń montażową i zwiększoną masę pojedynczego modułu. Pomimo tych ograniczeń, trend zwiększania rozmiarów płytek prawdopodobnie będzie kontynuowany, szczególnie w kontekście dużych farm fotowoltaicznych. Jednakże dla segmentu prosumenckiego zauważa się tendencję do stabilizacji wymiarów – standardy M10 i M12 wydają się być optymalne z punktu widzenia logistyki i możliwości instalacyjnych.

Przykładowo, polska firma Selfa ze Szczecina oferuje dwa typy modułów ( $410 W_p$  i  $550 W_p$ ) dedykowanych odpowiednio dla rynku prosumenckiego i przemysłowego. Analogiczne podejście obserwuje się u światowego lidera – firmy Longi z Chin – która ograniczyła portfolio produktowe do modułów bazujących na ogniwach M10 i o ustalonych rozmiarach końcowych.

Zwiększanie rozmiarów płytek krzemowych to proces napędzany zarówno postępem technologicznym, jak i presją ekonomiczną. Przynosi on znaczące korzyści w zakresie efektywności energetycznej i kosztów produkcji, lecz jednocześnie wymaga kosztownych modyfikacji linii technologicznych oraz kompromisów w zakresie logistyki i montażu.

W najbliższej przyszłości można spodziewać się dalszego rozdziału rozwiązań przeznaczonych dla rynku masowego i wielkoskalowych instalacji naziemnych, z jednoczesnym wyhamowaniem wzrostu rozmiarów ogniw w sektorze prosumenckim.

### 4.3.3 Inne materiały do produkcji ogniw PV

Do wytworzenia złącza  $p-n$  (a dokładnie warstwy dyfuzyjnej na podłożu bazowym) potrzebne są źródła domieszki.

Najpowszechniejsze to:

- fosfor dla warstw typu  $n$  ( $n$ -type)
- bor dla warstw typu  $p$  ( $p$ -type)

Stosuje się je podczas procesu dyfuzji. Proces pozwala na zmianę typu przewodnictwa oraz kontrolowanie rezystywności co w konsekwencji pozwala tworzyć złącza  $p-n$ .

Materiałami które stosuje się na wytworzenie warstw pasywujących są:  $\text{SiO}_2$ ,  $\text{SiN}_x$ ,  $\text{Al}_2\text{O}_3$  Redukują one rekombinację powierzchniową

i podnoszą napięcie otwarte ( $V_{oc}$ ).

Do wytwarzania elektrod stosuje się srebro (Ag). W produkcji są to najczęściej pasty, które nakłada się metoda sitodruku a następnie wypala w piecach taśmowych. Natomiast najpowszechniej stosowanym materiałem na warstwy antyrefleksyjne: w ogniwach krzemowych jest azotek krzemu ( $\text{SiN}_x$ ).

Wymienione materiały mimo, iż są najczęściej stosowanymi do produkcji ogniw PV niosą ze sobą też pewne ograniczenia.

Przykładowo produkcja krzemu jest bardzo energochłonna. Druk elektrod z użyciem srebra to wysokie koszty i potencjalne problemu z dostępnością tego metalu w przyszłości. Ponadto dobór materiałów do produkcji ogniw ma wpływ na takie parametry jak sprawność konwersji energii i stabilność ogniwa. Przykładowo szerokość przerwy

wzbronionej, która wynika z materiału ogniwa i domieszek bezpośrednio przekłada się na maksymalne napięcie obwodu otwartego ogniwa  $V_{oc}$  jak i jego zakres absorpcji. Nie bez znaczenia są także zagadnienia środowiskowe i potencjalny recykling. Przykładowo problemem jest toksyczność kadmu (w ogniwach CdTe) czy obecność ołowiu w wybranych ogniwach perowskitowych.

Dobór materiałów do ogniw PV jest kompromisem między parametrami fizycznymi (energia przerwy wzbronionej, współczynnik absorpcji, ruchliwość), trwałością i stabilnością (chemiczną, termiczną, mechaniczną), kosztami surowców i procesów, wpływem środowiskowym (toksyczność materiałów, recykling) oraz możliwościami skalowania i kompatybilnością z istniejącą infrastrukturą produkcyjną.

Patrząc na stosowane materiały można przypuszczać, że rozwój idzie w stronę ogniw tandemowych, materiałów o lepszym stosunku wydajności do kosztu oraz technologii umożliwiających masową, taną produkcję (np. technologie drukowania ogniw typu *roll-to-roll*).

## 4.4 Wybrane rodzaje ogniw fotowoltaicznych

### 4.4.1 PERC i TOP-con

Najczęściej stosowanym materiałem bazowym do produkcji ogniw PV jest krzem a tym samym najpowszechniej produkowanymi ogniwami są struktury bazujące na krzemie krystalicznym. Rozwój technologii produkcji tego typu ogniw w ostatnich dekadach w dużym

stopniu koncentrował się na zagadnieniu ograniczania strat wynikających z procesów rekombinacji nośników ładunku. Rekombinacja, zachodząca zarówno w objętości półprzewodnika, jak i na jego powierzchniach, stanowi jeden z głównych czynników obniżających sprawność konwersji energii promieniowania słonecznego w energię elektryczną. W odpowiedzi na te problemy opracowano szereg konstrukcji ogniw krzemowych, które umożliwiły uzyskanie znacznie wyższych wartości sprawności niż w przypadku klasycznych ogniw krzemowych z prostym złączem  $p-n$ .

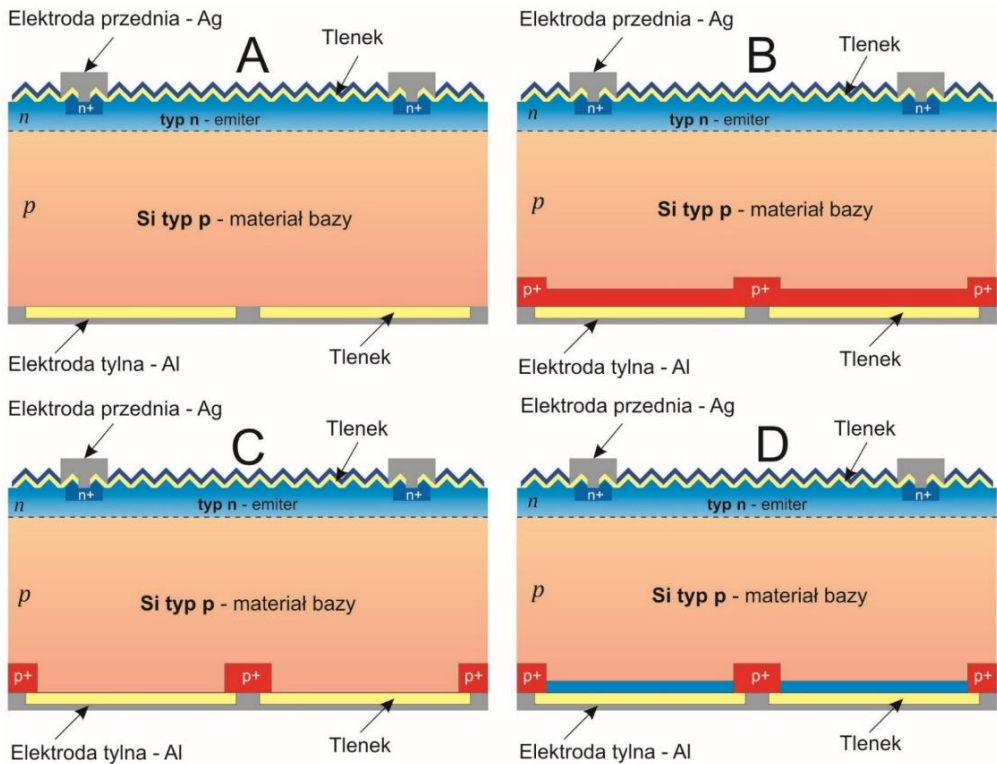
Jednym z najbardziej rozpowszechnionych rozwiązań, które zrewolucjonizowało technologię wytwarzania ogniw słonecznych, była struktura PERC (ang. *Passivated Emitter and Rear Cell*). Ogniw tego typu, obecnie nadal stanowią podstawę komercyjnej produkcji krzemowych modułów PV. Charakteryzują się one wprowadzeniem dodatkowych warstw dielektrycznych pełniących funkcję pasywującą zarówno na powierzchni przedniej, jak i tylnej. Głównym celem takiej modyfikacji jest zminimalizowanie rekombinacji powierzchniowej oraz zwiększenie współczynnika odbicia wewnętrznego światła, co umożliwia efektywniejsze wykorzystanie fotonów w zakresie widma promieniowania słonecznego.

W literaturze przedmiotu najczęściej wyróżnia się cztery podstawowe architektury konstrukcyjne, zaliczane do rodziny ogniw PERC<sup>27</sup> (Rys. 4.5):

- PERD (ang. *Passivated Emitter, Rear Directly-Contacted*) – struktura, w której tylna powierzchnia półprzewodnika pokryta jest warstwą pasywacyjną, natomiast kontakt elektryczny realizowany jest w sposób bezpośredni,
- PERL (ang. *Passivated Emitter, Rear Locally Doped*) – wariant z selektywnym domieszkowaniem lokalnych obszarów tylnej powierzchni, umożliwiającą dalsze ograniczenie strat rekombinacyjnych,
- PERT (ang. *Passivated Emitter, Rear Totally-Diffused*) – odmiana charakteryzująca się pełnym domieszkowaniem tylnej powierzchni, co sprzyja poprawie parametrów elektrycznych w określonych warunkach pracy,
- PERF (ang. *Passivated Emitter, Rear Floating-Junction*) – konstrukcja wykorzystująca tzw. „pływające złącze” w tylnej części ogniwa, co dodatkowo wpływa na redukcję rekombinacji i poprawę sprawności konwersji.

---

<sup>27</sup> Green M.A., 2015. The Passivated Emitter and Rear Cell (PERC): From conception to mass production. *Solar Energy Materials & Solar Cells*, 143, pp. 190-197.



*Rys. 4.5 Schematy przekrojów poprzecznych ogniw krzemowych należących do rodziny PERC: (A) PERD, (B) PERL, (C) PERT, (D) PERF<sup>28</sup>*

We wszystkich wymienionych typach struktur wspólnym i kluczowym elementem jest zastosowanie pasywacji powierzchniowej zarówno od strony przedniej, jak i tylnej. Realizuje się to poprzez wprowadzenie cienkich warstw dielektrycznych (np.  $\text{Al}_2\text{O}_3$ ,  $\text{SiN}_x$ ), które redukują liczbę centrów rekombinacyjnych i

<sup>28</sup> Green M.A., 2015. The Passivated Emitter and Rear Cell (PERC): From conception to mass production. *Solar Energy Materials & Solar Cells*, 143, pp. 190-197. Opracowanie graficzne (K Drabczyk)

poprawiają własności optyczne ogniwa. Dodatkowo istotnym czynnikiem konstrukcyjnym jest optymalizacja domieszkowania emitera przedniego. Zbyt wysoka koncentracja domieszki prowadzi do wzrostu rekombinacji powierzchniowej, natomiast zbyt niska ogranicza przewodnictwo warstwy. Właściwy dobór tych parametrów pozwala uzyskać kompromis pomiędzy niskimi stratami rekombinacyjnymi a sprawnym transportem nośników ładunku.

Ogniwa PERC zasadniczo różnią się swoją budową od znacznie sprawniejszych ogniw HJT i IBC. Cechą wspólną wszystkich tych trzech rodzajów pozostaje stosowanie jako podłoża bazowych płytek z krzemu krystalicznego. Natomiast bezpośrednim rozwinięciem struktury PERC jest ogniwo TOPCon. To prawda, że jest to nowy typ ogniwa jednak stanowi on bezpośrednie rozwinięcie struktury ogniwa PERC.

**TOPCon** (ang. *Tunnel Oxide Passivated Contact*) to nowoczesny typ ogniwa krzemowego wytwarzany na płytkach typu n, w którym zastosowano ultracienki tlenek krzemu ( $\text{SiO}_2$ ) oraz warstwę polikrystalicznego, silnie domieszkowanego krzemu (poly-Si). Oba te zabiegi mają na celu obniżenie rekombinacji (jeszcze lepsza pasywacja) i wykorzystanie zjawisk tunelowych do transportu nośników ładunku.

Porównanie najważniejszych różnic między ogniwem PERC i TOPCon zestawiono poniżej (Tabela 4.2).

*Tabela 4.2 Porównanie ogniw TOPCon i PERC*

<b>Cecha</b>	<b>TOPCon</b>	<b>PERC</b>
<b>Rodzaj krzemu</b>	<i>n-type</i>	<i>p-type</i>
<b>Struktura tylnej strony</b>	ultracienki tlenek + poly-Si → <i>kontakt tunelowy</i>	dielektryczna warstwa pasywująca ( $Al_2O_3/SiN_x$ ) + lokalne pola kontaktów
<b>Pasywacja</b>	Bardzo niska rekombinacja	dobra, ale słabsza niż w TOPCon
<b>Degradacja LID/PID</b>	odporność wysoka (Si typu <i>n</i> )	podatność na LID ( <i>p-type</i> ), podatność PID większa
<b>Cecha</b>	<b>TOPCon</b>	<b>PERC</b>
$V_{oc}$	wyższe (ok. 715–730 mV)	niższe (ok. 650–680 mV)
<b>Sprawność modułów</b>	23–24%	21–22%
<b>Koszt produkcji</b>	wyższy (dodatkowe procesy)	niższy

Potwierdzeniem faktu, iż ogniwa TOPCon są bezpośrednim rozwinięciem struktury PERC jest także ich duży sukces rynkowy. Podobieństwo struktury obu ogniw oraz wiele identycznych procesów technologicznych oznaczało dla producentów znacznie niższe i koszty inwestycji w park maszynowy aby przejść z ogniw PERC do produkcji ogniw TOPCon.

#### 4.4.2 HJT

Kolejną zaawansowaną klasą fotoogniw krzemowych, która zyskuje coraz większe znaczenie w nowoczesnej fotowoltaice, są ogniwa heterozłączowe typu HJT (ang. *Heterojunction Technology*)<sup>29, 30</sup>.

W odróżnieniu od ogniw krzemowych pierwszej generacji (klasyczne ogniwa z prostym złączem  $p-n$ ) czy konstrukcji opartych na koncepcji PERC, architektura HJT reprezentuje znacznie głębszą modyfikację zarówno pod względem budowy warstwowej, jak i zastosowanych procesów technologicznych<sup>31</sup>.

Podstawę struktury HJT stanowi wysokiej jakości krystaliczny krzem typu  $n$ , który pełni rolę materiału bazowego (Rys. 4.6). Wybór krzemu typu  $n$ , zamiast powszechniej stosowanego krzemu typu  $p$ , podyktowany jest jego korzystniejszymi właściwościami elektronicznymi: dłuższą długością dyfuzji nośników mniejszościowych oraz mniejszą podatnością na zjawiska degradacji światłem LID (ang. *Light Induced Degradation*). Dzięki temu ogniwa

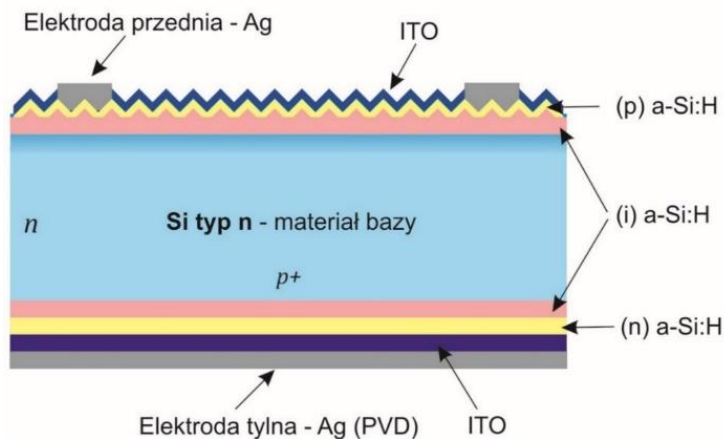
---

<sup>29</sup> Tsunomura Y., Yoshimine Y., Taguchi M., Baba T., Kinoshita T., Kanno H., Sakata H., Maruyama E., Tanaka M., 2009. Twenty-two percent efficiency HIT solar cell. *Solar Energy Materials and Solar Cells*, 93, pp. 670-673.

<sup>30</sup> Mishima T., Taguchi M., Sakata H., Maruyama E., 2011. Development status of high-efficiency HIT solar cells. *Solar Energy Materials and Solar Cells*, 95, pp. 18-21.

<sup>31</sup> Roters G., Krause J., Leu S., Richter A., Strah B., 2016. Heterojunction technology the solar cell of the future. Meyer Burger Technology Ltd.

HJT zachowują wysoką stabilność parametrów elektrycznych w czasie pracy.



Rys. 4.6 Schemat budowy ogniwa HJT<sup>32</sup>

Kluczowym elementem tej technologii jest zastosowanie ultracienkich warstw krzemu amorficznego (a-Si:H) o odpowiednio dobranym typie przewodnictwa ( $p$  i  $n$ ), naniesionych na obie powierzchnie płytki krystalicznej. Warstwy te pełnią podwójną funkcję:

- działają jako pasywacja powierzchniowa, redukując liczbę defektów i centrów rekombinacyjnych na granicy krystalicznego i amorficznego krzemu,
- tworzą złącze heterozłączone, które pozwala na efektywne rozdzielanie fotogenerowanych nośników ładunku.

---

<sup>32</sup> Mishima T., Taguchi M., Sakata H., Maruyama E., 2011. Development status of high-efficiency HIT solar cells. Solar Energy Materials and Solar Cells, 95, pp. 18-21.

Z punktu widzenia technologii wytwarzania, ogniwa HJT charakteryzują się nietypową kombinacją różnych procesów grubowarstwowych i cienkowarstwowych. Przednia elektroda wykonywana jest, podobnie jak w przypadku ogniw klasycznych i PERC, przy użyciu technik grubowarstwowych (najczęściej sitodrukiem pasty srebrnej), co zapewnia niski opór kontaktów. Natomiast tylna elektroda formowana jest za pomocą nowoczesnych metod cienkowarstwowych, takich jak PVD (ang. *Physical Vapor Deposition*) czy też naparowywanie próżniowe, co pozwala na precyzyjną kontrolę grubości i struktury warstwy przewodzącej oraz lepszą integrację z pasywującymi warstwami amorficznego krzemu.

Zastosowanie opisanej architektury prowadzi do istotnych korzyści technologicznych i eksploatacyjnych:

- wysoka sprawność konwersji (rekordy laboratoryjne ogniw HJT przekraczają 25%),
- niski współczynnik temperaturowy mocy, co czyni te ogniwa szczególnie korzystnymi w gorącym klimacie,
- bardzo dobra stabilność długoterminowa dzięki skutecznej pasywacji powierzchni,
- możliwość integracji z technologiami bifacial, gdzie ogniwo generuje energię zarówno z promieniowania padającego na przednią, jak i na tylną stronę.

Pomimo bardziej złożonej i kosztownej technologii produkcji w porównaniu z ogniwami PERC, heterozłączone ogniwa krzemowe HJT uważane są za jedną z najbardziej perspektywicznych dróg dalszego rozwoju fotowoltaiki krzemowej, stanowiąc pomost

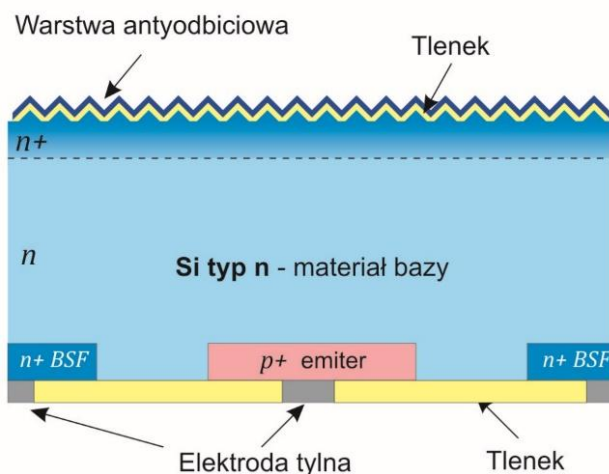
pomiędzy klasycznymi strukturami krzemowymi a zaawansowanymi rozwiązaniami tandemowymi (np. krzem–perowskit).

#### 4.4.3 IBC

Kolejną zaawansowaną technologią, zaliczaną do grupy wysokosprawnych rozwiązań komercyjnych, są **ogniwa z tylnym kontaktem – BC<sup>33</sup>** (ang. *Back Contact*). Struktura tego typu jest obecnie produkowana na masową skalę i znajduje szerokie zastosowanie w modułach przeznaczonych zarówno do instalacji prosumenckich, jak również w dużych elektrowniach fotowoltaicznych (Rys. 4.7).

---

<sup>33</sup> Granek F., Hermle M., Reichel C., Schultz-Wittm O., Gluntz S.W., 2008. *High-efficiency back-contact back-junction silicon solar cell research at Fraunhofer ISE*. Conference: 23rd European Photovoltaic Solar Energy Conference, Valencia, pp. 991-995.



Rys. 4.7 Schemat budowy ogniwa typu BC<sup>34</sup>

Podobnie jak w przypadku ogniw heterozłączowych HJT, punktem wyjścia do wytwarzania ogniw BC jest wysokiej jakości krzem monokrystaliczny typu  $n$ . Zastosowanie materiału o tej polaryzacji wynika z jego korzystnych właściwości fizycznych – w szczególności dłuższej długości dyfuzji nośników mniejszościowych oraz większej odporności na degradację indukowaną światłem (LID). Parametry te są kluczowe dla osiągnięcia wysokich wartości sprawności w długotrwałej eksploatacji.

Najbardziej charakterystyczną i zarazem rewolucyjną modyfikacją względem klasycznego ogniwa krzemowego jest **całkowite wyeliminowanie przedniej elektrody**. W tradycyjnych

---

<sup>34</sup> Granek F., Reichel C., 2009. Stability of front surface passivation of back-contact back-junction silicon solar cells under UV illumination. *Solar Energy Materials and Solar Cells*, 94(10), pp:1734-1740.

konstrukcjach siatka metaliczna na przedniej powierzchni pełni rolę kolektora prądu, ale jednocześnie powoduje częściowe zacinienie aktywnej powierzchni oraz stanowi potencjalne miejsce rekombinacji powierzchniowej.

W ogniwach BC wszystkie elementy metalizacji przeniesiono na tylną stronę struktury, co prowadzi do kilku istotnych korzyści:

- redukcja rekombinacji powierzchniowej na przedniej stronie ogniwa niemal do minimum, dzięki braku metalicznych kontaktów zakłócających powierzchnię,
- pełne wykorzystanie powierzchni absorpcyjnej – brak zacinienia elektrodą skutkuje wyższą absorpcją promieniowania i zwiększonym prądem zwarciovym,
- lepsze własności estetyczne modułów (brak widocznej siatki), co sprzyja zastosowaniom w budownictwie zintegrowanym z fotowoltaiką, BIPV (ang. *Building Integrated Photovoltaics*).

W omawianej koncepcji obie elektrody – dodatnia i ujemna – zostały umieszczone wyłącznie na tylnej powierzchni ogniwa. W zależności od rozwiązania technologicznego mogą być realizowane w formie naprzemiennie ułożonych pasm kontaktowych IBC (ang. *Interdigitated Back Contact*) bądź w innych układach umożliwiających wydajne zbieranie prądu. Wymaga to zaawansowanych procesów litograficznych i precyzyjnego dopasowania geometrii, aby zapewnić niskie opory kontaktów oraz minimalne straty wynikające z rezystancji szeregowej. Dzięki takiej architekturze ogniwa IBC osiągają jedne z najwyższych sprawności

wśród komercyjnych technologii krzemowych (rekordowe wartości laboratoryjne przekraczają 26%), a dodatkowo charakteryzują się niskim współczynnikiem temperaturowym mocy. Połączenie tych zalet sprawia, że ogniwa z tylnym kontaktem są szczególnie konkurencyjne w aplikacjach wymagających maksymalnej efektywności konwersji energii.

Należy podkreślić, że mimo większej złożoności procesów produkcyjnych w porównaniu z ogniwami PERC czy HJT, technologia IBC ma istotny potencjał rozwojowy i stanowi jedną z głównych ścieżek rozwoju fotowoltaiki krzemowej. Jej znaczenie dodatkowo wzrasta w kontekście integracji z tandemowymi strukturami perowskitowo–krzemowymi, w których transparentny przód ogniwa jest kluczowym warunkiem efektywnej współpracy obu „podogniw”.

#### 4.4.4 Ogniwa CdTe

Jedną z najbardziej rozwiniętych technologii cienkowarstwowych stosowanych obecnie w fotowoltaice są ogniwa na bazie tellurku kadmu **CdTe**. Ich rozwój związany jest z poszukiwaniem alternatywy dla tradycyjnych ogniw krzemowych, przede wszystkim w kontekście redukcji kosztów produkcji oraz uproszczenia procesów technologicznych. W odróżnieniu od ogniw krzemowych, które wymagają stosowania wysokiej jakości monokrystalicznych wafli, ogniwa CdTe należą do grupy **ogniw cienkowarstwowych**, w których warstwa aktywna ma grubość rzędu kilku mikrometrów i może być naniesiona na tanie podłoża szklane lub polimerowe.

Podstawę działania ogniwa CdTe stanowi złącze  $p-n$  utworzone pomiędzy warstwą absorbera, czyli tellurkiem kadmu (CdTe), a przezroczystą warstwą „okna” (*ang. window layer*) z siarczku kadmu CdS. Warstwa CdS jest warstwą buforową a warstwa przezroczysta przewodząca jest dopiero na niej *window layer* z tlenku przewodzącego. Tellurek kadmu jest półprzewodnikiem o szerokości przerwy energetycznej  $E_g \approx 1,45$  co czyni go materiałem wyjątkowo dobrze dopasowanym do widma promieniowania słonecznego. Dzięki temu ogniwa CdTe charakteryzują się wysoką absorpcją światła – już warstwa o grubości 1–3  $\mu\text{m}$  wystarcza do efektywnego pochłonięcia większości fotonów w zakresie światła widzialnego.

Struktura typowego ogniwa CdTe obejmuje:

- **podłoże:** szkło (najczęściej sodowo-wapniowe),
- **przezroczystą elektrodę przewodzącą** (TCO, np.  $\text{SnO}_2:\text{F}$  lub ITO), która umożliwia doływ światła do wnętrza ogniwa,
- **warstwę buforową:** CdS ( $n$ -typ) o grubości kilkudziesięciu nanometrów,
- **warstwę absorpcyjną** CdTe ( $p$ -typ),
- **tylny kontakt metaliczny** (np. grafit, miedź, złoto), zapewniający wyprowadzenie prądu z ogniwa.

Najlepsze ogniwa laboratoryjne CdTe przekroczyły sprawność 22%, a moduły komercyjne osiągają wartości rzędu **18–20%**.

Do najważniejszych zalet technologii CdTe zalicza się:

- niski koszt produkcji wynikający z prostszych procesów wytwarzania (techniki cienkowarstwowe: naparowywanie, sputtering),
- krótką drogę dyfuzji nośników wymaganą do efektywnego działania dzięki dużej absorpcyjności,
- stabilność temperaturową i odporność na warunki atmosferyczne,
- możliwość integracji z elastycznymi podłożami, co rozszerza zakres zastosowań (np. w lekkich modułach przenośnych).

Jednocześnie istnieją istotne wyzwania ograniczające dalszą skalowalność ogniw CdTe:

- **ograniczona dostępność telluru**, który jest pierwiastkiem rzadkim,
- obecność **toksycznego kadmu**,
- **trudności w dalszym zwiększaniu sprawności** powyżej 23%, co wymaga wprowadzania zaawansowanych rozwiązań tandemowych (np. CdTe–perowskit).

Z powyższych względów ogniwa CdTe zajmują szczególną pozycję w fotowoltaice: stanowią one obecnie najbardziej rozwiniętą komercyjną technologię cienkowarstwową, konkurencyjną wobec krystalicznych ogniw krzemowych w zakresie kosztów wytwarzania i stabilności eksploatacyjnej, a jednocześnie z powodu wymienionych wad nie są w stanie konkurować z ogniwami PERC czy nowszymi TOPCon, HJT i IBC.

#### 4.4.5 Ogniwa CIGS

W grupie technologii cienkowarstwowych, obok ogniw CdTe, szczególne znaczenie zyskały **ogniwa CIGS** (ang. *Copper Indium Gallium Diselenide*). Podobnie jak w przypadku tellurku kadmu, istotą ich działania jest wykorzystanie cienkiej warstwy półprzewodnikowej jako absorbera promieniowania słonecznego. Dzięki unikalnym właściwościom materiałowym związków chalcopirytowych z rodziny CIGS, ogniwa te charakteryzują się jednocześnie wysoką sprawnością konwersji i dużą elastycznością technologiczną.

Materiał aktywny –  $\text{Cu}(\text{In}, \text{Ga})\text{Se}_2$  – jest półprzewodnikiem o strukturze chalcopiryty, którego szerokość przerwy energetycznej ( $E_g$ ) można regulować w zakresie od około 1,0 eV (dla czystego  $\text{In}_2\text{Se}_3$ ) do 1,7 eV (dla czystego  $\text{Ga}_2\text{Se}_3$ ) poprzez odpowiednie proporcje indu i galu.

W praktyce stosuje się mieszanki  $\text{CuInSe}_2$  i  $\text{CuGaSe}_2$ , co pozwala na uzyskanie optymalnej wartości  $E_g \approx 1,1\text{--}1,2$  eV. Ta możliwość precyzyjnego dostrajania przerwy energetycznej jest jedną z głównych zalet ogniw CIGS i sprawia, że znajdują one zastosowanie również w strukturach tandemowych.

Typowa struktura ogniwa CIGS obejmuje następujące warstwy:

- **podłoże:** szkło sodowo-wapniowe, stal nierdzewna lub elastyczne folie polimerowe,
- **kontakt tylny:** cienka warstwa molibdenu (Mo) nanoszona metodą rozpylania katodowego (sputtering),

- **warstwa absorbera CIGS** (typ -  $p$ ) – kluczowa dla procesu konwersji fotonów w nośniki ładunku,
- **warstwa buforowa** – najczęściej siarczek kadmu (CdS, n-tytu), choć coraz częściej stosuje się alternatywy bez kadmu (np. Zn(O,S)),
- **warstwa okienna** - przezroczysta elektroda przednia (TCO, np. ZnO:Al lub ITO),
- **warstwa antyrefleksyjna**, poprawiająca własności optyczne.

Produkcja warstwy CIGS jest realizowana przy użyciu technik próżniowych lub metod chemicznych (np. elektrochemiczne osadzanie, metody sol-gel). Szczególnie istotnym etapem procesu jest kontrola stosunku poszczególnych pierwiastków (Cu, In, Ga, Se), gdyż nawet niewielkie odchylenia mogą prowadzić do powstawania defektów i znacząco wpływać na parametry końcowe ogniwa.

Pod względem parametrów sprawnościowych ogniwa CIGS należą do ścisłej czołówki technologii cienkowarstwowych. Rekordowe ogniwa laboratoryjne osiągnęły sprawności powyżej 23%, natomiast moduły komercyjne charakteryzują się wartościami w zakresie **16–19%**. Jednym z istotnych atutów CIGS jest również **niski współczynnik temperaturowy mocy**, co sprawia, że moduły te zachowują wysoką wydajność w warunkach podwyższonej temperatury otoczenia.

Zalety ogniwa CIGS obejmują:

- możliwość regulacji szerokości przerwy energetycznej przez zmianę składu chemicznego,

- wysoką absorpcję światła – wystarczająca jest warstwa o grubości 1–2  $\mu\text{m}$ ,
- potencjał do produkcji na **elastycznych podłożach**, co otwiera zastosowania w elektronice przenośnej i BIPV,
- dobrą odporność na promieniowanie i warunki atmosferyczne,
- niski współczynnik temperaturowy w porównaniu z krzemem.

Ograniczenia tej technologii wynikają głównie z czynników materiałowych i ekonomicznych:

- **ograniczona dostępność indu i galu**, które są pierwiastkami rzadkimi i kosztownymi,
- **stosowanie kadmu** w warstwie buforowej (CdS) wiąże się z kwestiami środowiskowymi,
- **wysoka czułość procesu na skład chemiczny** utrudnia skalowalność i masową produkcję.

Pomimo tych wyzwań, ogniwa CIGS uznawane są za jedną z tych technologii cienkowarstwowych, która może stanowić uzupełnienie dominującej fotowoltaiki krzemowej.

#### 4.4.6 Ogniwa Perowskitowe

W ostatniej dekadzie jedną z najbardziej dynamicznie rozwijających się gałęzi fotowoltaiki są **ogniwa perowskitowe**, które reprezentują nową klasę materiałów i urządzeń półprzewodnikowych. Ich nazwa pochodzi od struktury krystalicznej typu perowskit.

Najczęściej stosowanym materiałem w fotowoltaice jest **halogenkowy perowskit ołowiowy**, np.  $\text{MAPbI}_3$  (metyloamoniowy

jodkowo–ołowiowy). Unikalna budowa krystaliczna tych materiałów nadaje im wyjątkowe właściwości optoelektroniczne, które w krótkim czasie uczyniły je jednym z najbardziej obiecujących kandydatów do dalszego rozwoju technologii PV.

Ogniwa perowskitowe oparte na hybrydowych organiczno-nieorganicznych halogenkowych perowskitach o strukturze krystalicznej  $ABX_3$ , gdzie „A” reprezentuje kation organiczny (np. metylamoniowy –  $MA^+$ , formamidynowy –  $FA^+$ ) lub nieorganiczny (np.  $Cs^+$ ), „B” to jon metalu, najczęściej ołowiu ( $Pb^{2+}$ ) lub cyny ( $Sn^{2+}$ ), a „X” to anion halogenkowy ( $I^-$ ,  $Br^-$ ,  $Cl^-$ ). Materiały te łączą w sobie wyjątkowe właściwości optoelektroniczne, takie jak wysoki współczynnik absorpcji światła, niska energia ekscytonowa (ang. *low exciton binding energy*) oraz możliwość dostosowania szerokości przerwy energetycznej poprzez modyfikacje chemiczne.

Do najważniejszych cech fizycznych perowskitów zalicza się:

- **wysoki współczynnik absorpcji światła**, co oznacza, że już warstwa o grubości kilkuset nanometrów jest w stanie pochłonąć znaczną część promieniowania słonecznego,
- **możliwość dostrajania szerokości przerwy energetycznej** ( $E_g$ ) poprzez odpowiedni dobór kationów i anionów, co pozwala dopasować ogniwo do pracy w konfiguracjach pojedynczych i tandemowych,
- **długa droga dyfuzji nośników ładunku** oraz wysoką mobilność elektronów i dziur, dzięki czemu straty rekombinacyjne są ograniczone,

- **łatwość nanoszenia cienkich warstw** przy użyciu prostych metod roztworowych (np. *spin-coating*, druk atramentowy), co czyni technologię potencjalnie tanią i skalowalną.

Typowa architektura ogniwa perowskitowego obejmuje:

- **przezroczystą elektrodę przewodzącą** (TCO, np. ITO),
- **warstwę transportującą elektrony** (ETL) – najczęściej  $\text{TiO}_2$ ,  $\text{SnO}_2$ ,
- **warstwę aktywną z perowskitu halogenkowego**,
- **warstwę transportującą dziury** (HTL) – np. Spiro-OMeTAD, PEDOT:PSS,  $\text{NiO}_x$ ,
- **tylny kontakt metalowy** (Au, Ag, Al, Cu).

Obecnie najlepsze ogniwa laboratoryjne osiągają sprawności przekraczające 25%, czyli na poziomie konkurencyjnym wobec krzemu monokrystalicznego. Co więcej, dzięki możliwości precyzyjnego dostrajania pasma energetycznego, perowskity stały się szczególnie atrakcyjne w strukturach tandemowych, np. **perowskit–krzem**, gdzie sprawności przekroczyły już 30%.

Zalety ogniw perowskitowych obejmują:

- bardzo wysoką sprawność przy niskim koszcie syntezy materiału,
- możliwość wytwarzania na **elastycznych podłożach**, co otwiera drogę do zastosowań mobilnych i BIPV,
- prostą, niskotemperaturową technologię produkcji (w przeciwieństwie do energochłonnych procesów krzemowych),

- szeroką możliwość modyfikacji chemicznej i dopasowania parametrów materiałowych do konkretnych zastosowań.

Jednocześnie technologia ta stoi przed poważnymi wyzwaniami:

- **stabilność długoterminowa** – materiały perowskitowe są podatne na degradację pod wpływem wilgoci, tlenu, wysokiej temperatury i promieniowania UV,
- **toksyczność ołowiu**, którego eliminacja lub zastąpienie jest jednym z głównych celów badawczych,
- **skalowalność produkcji** – procesy roztworowe wymagają wysokiej powtarzalności i kontroli jakości w skali przemysłowej.

Pomimo tych ograniczeń, ogniwa perowskitowe uważane są za najbardziej perspektywiczny kierunek rozwoju fotowoltaiki nowej generacji. Ich unikalne właściwości optoelektroniczne, łatwość dostosowania do układów tandemowych i niski koszt wytwarzania sprawiają, że mogą w przyszłości znacząco zmienić strukturę rynku PV choć bardziej prawdopodobne jest to, że uzupełnią dominującą dziś technologię krzemową w obszarze ogniw tandemowych.

#### 4.4.7 Ogniwa organiczne (OPV) i barwnikowe (DSSC)

**Ogniwa organiczne** (OPV – *Organic Photovoltaics*) stanowią grupę urządzeń fotowoltaicznych opartych na materiałach polimerowych lub małocząsteczkowych związkach organicznych o właściwościach półprzewodnikowych. Podstawową cechą OPV jest możliwość formowania warstwy aktywnej przy użyciu metod

roztworowych (np. druk atramentowy, powlekanie rolowe), co czyni tę technologię potencjalnie bardzo tanią i przyjazną dla produkcji wielkoformatowej.

Mechanizm ich działania opiera się na **generacji ekscytonów** (sparowanych układów elektron–dziura) pod wpływem absorpcji fotonu, a następnie ich rozdzieleniu w heterozłączu donor–akceptor. Typowa sprawność komercyjnych OPV nie przekracza jeszcze 10–12%, ale ogniwa te oferują unikalne zalety: elastyczność, lekkość, możliwość pracy na przezroczystych podłożach i integrację z elementami codziennego użytku (np. odzieżą, elektroniką przenośną). Głównymi wyzwaniami pozostają niska stabilność chemiczna i ograniczona żywotność w warunkach atmosferycznych.

**Ogniwa barwnikowe DSSC** (ang. *Dye-Sensitized Solar Cells*) należą do klasy fotoogniw, w których absorpcja światła i generacja elektronów odbywa się dzięki **cząsteczkom barwnika** osadzonym na nanokrystalicznej warstwie tlenku tytanu ( $\text{TiO}_2$ ). Po wzbudzeniu światłem elektron zostaje przeniesiony (ang. *electron injection*) do pasma przewodnictwa  $\text{TiO}_2$ , a barwnik regenerowany jest przez elektrolit (najczęściej zawierający jodki).

Do najważniejszych zalet DSSC należą: niski koszt produkcji, możliwość pracy w warunkach rozproszonego oświetlenia oraz wysoka estetyka – ogniwa te mogą być półprzezroczyste i barwne, co sprzyja ich zastosowaniom w architekturze. Osiągane sprawności mieszczą się w zakresie 7–12%, co ogranicza ich konkurencyjność

wobec krzemu. Główne problemy to niestabilność elektrolitu ciekłego i trudności w zapewnieniu długiej żywotności.

## 4.5 Sprawności konwersji energii ogniw fotowoltaicznych

Dane dotyczące rekordowych wartości sprawności ogniw fotowoltaicznych dostępne są w wielu miejscach. Informacje te publikowane są zarówno przez portale specjalistyczne związane z energetyką słoneczną, jak i przez serwisy technologiczne (czy nawet związane z oprogramowaniem komputerowym). Najistotniejsze osiągnięcia są również szeroko relacjonowane na dużych platformach informacyjnych. Niezależnie od tego, zawsze warto sięgnąć do **dwóch profesjonalnych i uznanych na całym świecie źródeł.**

### 4.5.1 Tabela sprawności ogniw PV - Progress in Photovoltaics

**Pierwszym z nich jest czasopismo *Progress in Photovoltaics*,** w którym od 1993 roku systematycznie ukazywane są tzw. ***Solar Cell Efficiency Tables***, tj. zestawienia prezentujące rekordowe sprawności ogniw i modułów PV. Pismo to należy do najbardziej prestiżowych i wpływowych periodyków naukowych w dziedzinie fotowoltaiki, a publikowane w nim opracowania obejmują nie tylko najwyższe uzyski konwersji energii, lecz także inne istotne osiągnięcia

naukowe. Poniżej, sześćdziesiąta szosta edycja tabeli (Rys. 4.8), która została opublikowana 14 kwietnia 2025 roku<sup>35</sup>.

**TABLE 1** | Confirmed single-junction terrestrial cell and submodule efficiencies measured under the global AM1.5 spectrum (1000 W/m<sup>2</sup>) at 25 °C (IEC 60904–3:2008)

Classification	Efficiency (%)	Area (cm <sup>2</sup> )	V <sub>oc</sub> (V)	J <sub>sc</sub> (mA/cm <sup>2</sup> )	Fill factor (%)	Test centre (date)
<b>Silicon</b>						
Si (crystalline cell)	27.4 ± 0.4 <sup>a</sup>	165.72 (t)	0.7456	42.35 <sup>b</sup>	86.7	ISFH (9/24)
<b>Si (crystalline cell)</b>	<b>27.8 ± 0.4<sup>a</sup></b>	<b>133.63 (da)</b>	<b>0.7449</b>	<b>42.64<sup>c</sup></b>	<b>87.5</b>	<b>ISFH (1/25)</b>
Si (thin-film minimodule)	10.5 ± 0.3	94.0 (ap)	0.492 <sup>d</sup>	29.7 <sup>d,e</sup>	72.1	FhG-ISE (8/07)
<b>III–V cells</b>						
GaAs (thin-film cell)	29.1 ± 0.6	0.998 (ap)	1.1272	29.78 <sup>f</sup>	86.7	FhG-ISE (10/18)
InP (crystalline cell)	24.2 ± 0.5 <sup>g</sup>	1.008 (ap)	0.939	31.15 <sup>h</sup>	82.6	NREL (3/13)
<b>Thin film chalcogenide</b>						
CIGS (cell) (Cd-free)	23.35 ± 0.5	1.043 (da)	0.734	39.58 <sup>i</sup>	80.4	AIST (11/18)
CIGSSe (submodule)	20.3 ± 0.4	526.7 (ap)	0.6834	39.55 <sup>d,j</sup>	75.1	NREL (5/23)
CdTe (cell)	21.0 ± 0.4	1.0623 (ap)	0.8759	30.25 <sup>k</sup>	79.4	Newport (8/14)
<b>CZTSSe (cell)</b>	<b>14.1 ± 0.3</b>	<b>1.075 (da)</b>	<b>0.5356</b>	<b>40.67<sup>c</sup></b>	<b>69.7</b>	<b>NPVM (1/25)</b>
CZTSSe (minimodule)	11.95 ± 0.3	10.47 (da)	0.5073 <sup>d</sup>	34.82 <sup>b,d</sup>	67.7	NPVM (9/24)
CZTS (cell)	10.0 ± 0.2	1.113 (da)	0.7083	21.77 <sup>h</sup>	65.1	NREL (3/17)
<b>Amorphous/microcrystalline</b>						
Si (amorphous cell)	10.2 ± 0.3 <sup>l</sup>	1.001 (da)	0.896	16.36 <sup>k</sup>	69.8	AIST (7/14)
Si (microcrystalline cell)	11.9 ± 0.3 <sup>g</sup>	1.044 (da)	0.550	29.72 <sup>h</sup>	75.0	AIST (2/17)
<b>Perovskite</b>						
<b>Perovskite (cell)</b>	<b>26.9 ± 0.8<sup>m</sup></b>	<b>1.017 (da)</b>	<b>1.203</b>	<b>27.13<sup>c</sup></b>	<b>82.3</b>	<b>NPVM (3/25)</b>

Rys. 4.8 Fragment wybranej tabeli z najnowszego opracowania - Solar Cell Efficiency Tables (Version 66)<sup>36</sup>

Od początku istnienia zestawienia przykładano szczególną wagę do tego, aby prezentowane wartości były rzetelne, tj. uzyskane

<sup>35</sup> Solar Cell Efficiency Tables (Version 66) Martin A. Green et al. Progress in Photovoltaics: Research and Applications, 2025; 33:795–810  
<https://doi.org/10.1002/pip.3919>

<sup>36</sup> Ibidem

w renomowanych laboratoriach i w oparciu o uznane kryteria pomiarowe, a także aby zapewniono ich porównywalność z innymi rekordami. Jak podkreślają autorzy opracowania, zasadniczym celem publikacji tabel jest odzwierciedlenie aktualnego stanu wiedzy w obszarze najbardziej wydajnych ogniw PV, a równocześnie motywowanie badaczy do potwierdzania wyników w niezależnych, akredytowanych ośrodkach badawczych.

W odniesieniu do metodologii, standardowym widmem stosowanym do oceny sprawności pozostaje spektrum referencyjne określone w normie **IEC 60904-3, Ed. 2, 2008**. Jeśli chodzi o kryteria to ważne jest także to, w jakim laboratorium zbadano ogniwo oraz jak zdefiniowano jego powierzchnię. W pierwszym przypadku do tabeli sprawności załączany jest dodatek, w którym wymieniono laboratoria uznane za wiarygodne przez redakcję. Są to<sup>37</sup>:

- Commonwealth Scientific and Industrial Research Organization (CSIRO) – z Australii,
- European Solar Test Installation (ESTI) – z Włoch,
- Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE - ISE CalLab – z Niemiec,
- Institut für Solarenergieforschung GmbH (ISFH) – z Niemiec,
- Japan Electrical Safety & Environment Technology Laboratories (JET) – z Japonii,

---

<sup>37</sup> Martin A. Green, Ewan D. Dunlop, Gerald Siefer, Masahiro Yoshita, Nikos Kopidakis, Karsten Bothe, Xiaojing Hao, Solar cell efficiency tables (Version 61), Prog Photovolt Res Appl. 2022;1–14

- National Institute of Advanced Industrial Science and Technology (AIST) – z Japonii,
- National Photovoltaic Industry Metrology and Testing Center (NPVM) – Z Chin,
- National Renewable Energy Laboratory (NREL) – z USA.

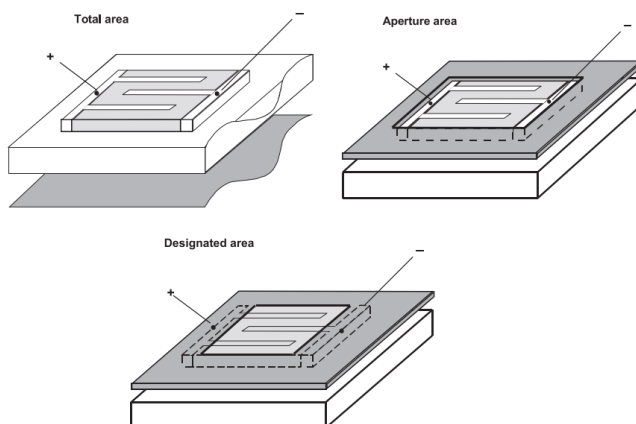
Istotnym zagadnieniem, które w znacznym stopniu wpływa na wiarygodność wyników pomiarowych, jest precyzyjne określenie powierzchni badanego ogniwa fotowoltaicznego. Prawidłowa definicja tego parametru ma kluczowe znaczenie, gdyż bezpośrednio warunkuje poprawność obliczeń sprawności konwersji energii promieniowania słonecznego w energię elektryczną. Nawet niewielkie nieścisłości w tym zakresie mogą prowadzić do istotnych rozbieżności pomiędzy uzyskanymi wartościami sprawności, a tym samym do trudności w porównywaniu wyników pomiarów prowadzonych w różnych laboratoriach badawczych.

W literaturze przyjęto trzy dopuszczalne sposoby definiowania powierzchni ogniwa<sup>38</sup>. Pierwszy z nich odnosi się do całkowitej powierzchni geometrycznej struktury, drugi uwzględnia jedynie część aktywną, czyli obszar rzeczywiście uczestniczący w procesie konwersji energii, natomiast trzeci sposób definiuje powierzchnię w

---

<sup>38</sup> Martin A. Green, Ewan D. Dunlop, Gerald Siefer, Masahiro Yoshita, Nikos Kopidakis, Karsten Bothe, Xiaojing Hao, Solar cell efficiency tables (Version 61), Prog Photovolt Res Appl. 2022;1–14

oparciu o dodatkowe kryteria technologiczne i konstrukcyjne, np. w przypadku ogniw o złożonej architekturze warstwowej (Rys. 4.9).



*Rys. 4.9 Schematy pokazujące w jaki sposób definiujemy powierzchnię mierzonego ogniwa PV, źródło: Solar cell efficiency tables (Version 61), Prog Photovolt Res Appl. 2022;1–14<sup>39</sup>*

Takie zróżnicowanie podejść wynika z dużej różnorodności technologii fotowoltaicznych oraz dążenia do zapewnienia porównywalności wyników pomiędzy ogniwami o odmiennych rozwiązaniach konstrukcyjnych. Właściwy wybór kryterium powierzchni jest zatem nie tylko wymogiem formalnym, ale również warunkiem uzyskania danych pomiarowych, które mogą być jednoznacznie interpretowane i uwzględniane w międzynarodowych zestawieniach rekordowych sprawności.

---

<sup>39</sup> Martin A. Green, Ewan D. Dunlop, Gerald Siefer, Masahiro Yoshita, Nikos Kopidakis, Karsten Bothe, Xiaojing Hao, Solar cell efficiency tables (Version 61), Prog Photovolt Res Appl. 2022;1–14

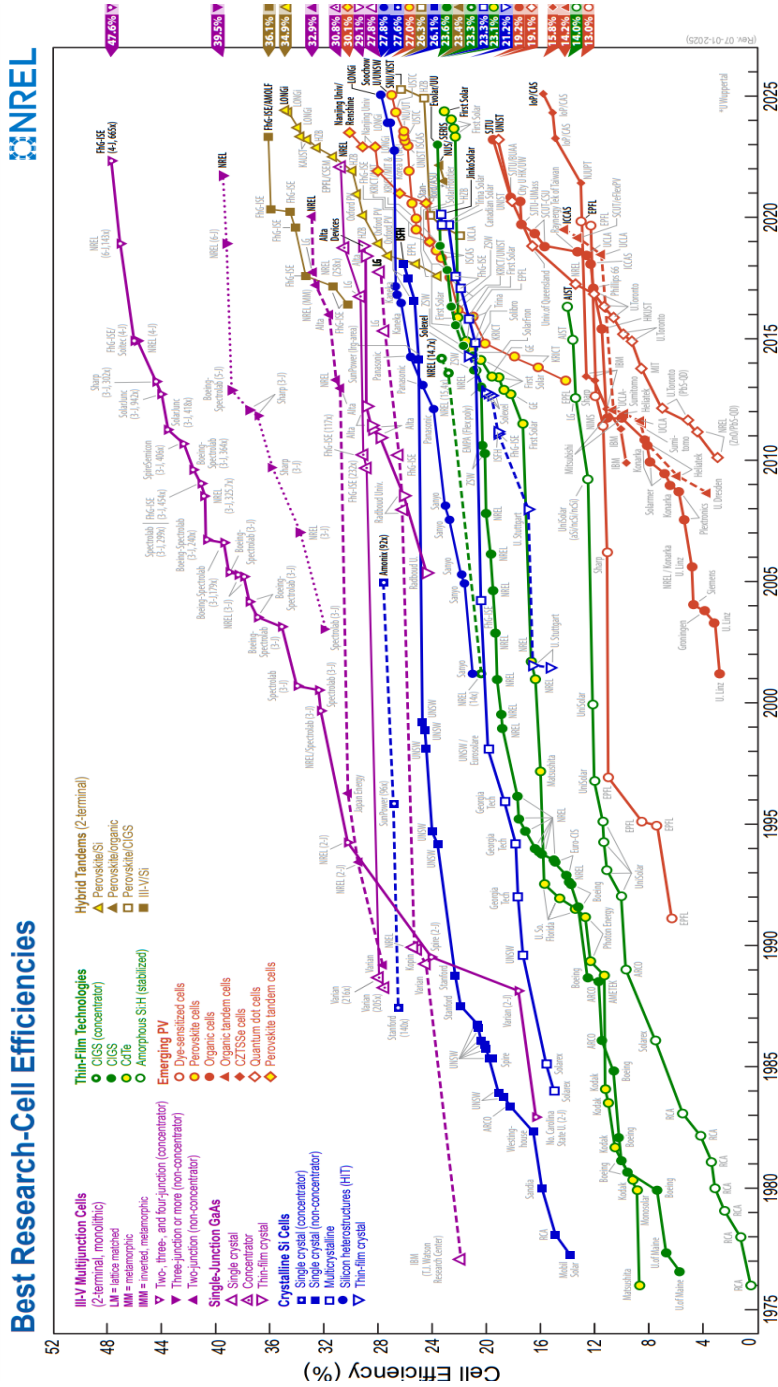
#### 4.5.2 Tablica sprawności ogniw PV – NREL

**Drugim istotnym źródłem informacji** dotyczących rekordowych wartości sprawności ogniw fotowoltaicznych są dane udostępniane przez **National Renewable Energy Laboratory (NREL)**. Instytucja ta, oficjalnie ustanowiona laboratorium narodowym decyzją prezydenta George’a Busha w dniu 16 września 1991 roku, ma znacznie dłuższą historię sięgającą początku lat siedemdziesiątych XX wieku. Jej bezpośrednim poprzednikiem był **Solar Energy Research Institute (SERI)**, powołany w celu prowadzenia badań nad rozwojem i zastosowaniami technologii słonecznych.

Podobnie jak czasopismo *Progress in Photovoltaics*, NREL gromadzi i udostępnia zbiorcze dane dotyczące rekordowych sprawności ogniw PV. Różnica polega jednak na sposobie prezentacji. O ile w *Progress in Photovoltaics* stosowane są szczegółowe tabele, o tyle NREL przedstawia wyniki w postaci syntetycznego wykresu znanego jako **Best Research-Cell Efficiencies Chart** (Rys. 4.10)<sup>40</sup>. Diagram ten umożliwia nie tylko analizę aktualnych rekordów, lecz także śledzenie historycznych trendów w rozwoju technologii fotowoltaicznych, ukazując ewolucję osiągnięć na przestrzeni ostatnich dziesięcioleci.

---

<sup>40</sup> <https://www.nrel.gov/pv/cell-efficiency> NREL - Best Research-Cell Efficiencies  
Rev. 07-01-2025



Rys. 4.10 Wykres rekordów sprawności ogniw PV na przestrzeni kilkudziesięciu lat

Dodatkowym udogodnieniem jest interaktywna wersja tego zestawienia, dostępna bezpośrednio na stronie internetowej NREL<sup>41</sup>. Narzędzie to pozwala użytkownikowi na wybór interesującego typu ogniwa i przeglądanie zmian w uzyskiwanych sprawnościach w ujęciu chronologicznym. Dzięki temu badacze i inżynierowie mogą w prosty sposób porównywać poszczególne technologie, identyfikować dominujące kierunki badań oraz oceniać tempo postępu w danej dziedzinie.

---

<sup>41</sup> <https://www.nrel.gov/pv/interactive-cell-efficiency>

## 5 Moduły fotowoltaiczne

---

### 5.1 Budowa typowego modułu fotowoltaicznego

Typowym ogniwem fotowoltaicznym jest krystaliczne ogniwo krzemowe. Do niedawna najbardziej typowy moduł fotowoltaiczny zbudowany był z 60 połączonych szeregowo ogniw o wymiarach 156 mm x 156 mm. Moc takiego modułu mogła sięgać 325 W<sub>p</sub> lub w przypadku rozcięcia ogniw na pół (*half cut*) i ich dokładnemu przesortowaniu nawet 340 W<sub>p</sub>. Uzyskanie tak wysokiej mocy wskazuje na poziom dojrzałości poszczególnych komponentów technologii modułów fotowoltaicznych: ogniw słonecznych, lutowania i łączenia ogniw, materiałów do enkapsulacji modułów czy szkła. W ciągu ostatnich 15 lat średnia sprawność modułu fotowoltaicznego opartego na krzemie krystalicznym wzrosła z 17% do 24%. W celu dalszej poprawy wydajności modułów fotowoltaicznych opartych na krzemie możliwe jest zastosowanie drogich, ale wysokosprawnych ogniw typu *back contact* lub wykonanych w technologii HIT. Obecnie moduły wyprodukowane z zastosowaniem ogniw typu IBC osiągają sprawność konwersji energii na poziomie bliskim 25%<sup>42</sup>. W przypadku modułów w układzie szkło-szkło możliwe jest również zastosowanie ogniw typu *bi-facial*, w

---

<sup>42</sup> <https://taiyangnews.info/topmodules/top-solar-modules-listing-september-2025>

których obie strony ogniwa są stronami aktywnymi<sup>43</sup>. We wszystkich omawianych przypadkach kolejny przyrost mocy związany jest z dużymi nakładami finansowymi wynikającymi z technologii wytwarzania albo zastosowaniem droższych materiałów.

## 5.2 Materiały do produkcji modułów fotowoltaicznych

Współczesne komercyjne moduły fotowoltaiczne wytwarzane są z wykorzystaniem szeregu materiałów, których dobór determinowany jest zarówno parametrami technicznymi, jak i względami ekonomicznymi oraz trwałością eksploatacyjną. Fundamentalnym elementem konstrukcyjnym pozostają ogniwa fotowoltaiczne (czyli elementy odpowiedzialne za konwersję energii promieniowania słonecznego w energię elektryczną). W dominującej liczbie przypadków są nimi ogniwa krzemowe. Najczęściej stosuje się ogniwa na bazie krzemu monokrystalicznego.

Oprócz materiałów półprzewodnikowych istotną rolę odgrywają komponenty konstrukcyjne modułów:

- **szkło hartowane** stanowi warstwę ochronną od strony ekspozycji na promieniowanie, zapewniając jednocześnie wysoką przepuszczalność światła.

---

<sup>43</sup> Rudolf Hezel, Novel Applications of Bifacial Solar Cells, Prog. Photovolt: Res. Appl. 2003; 11:549–556

- **folia EVA** (kopolimer octanu winylu i etylenu) pełni funkcję materiału hermetyzującego, który stabilizuje i zabezpiecza ogniwa przed czynnikami zewnętrznymi ponadto zwiększają odporność na uszkodzenia mechaniczne na skutek wibracji czy uderzeń.
- **folie plastikowe** które pełnią rolę zabezpieczającą. Od strony spodniej stosuje się natomiast warstwy izolacyjne, często w postaci folii polimerowych, gwarantujących szczelność i odporność na działanie wilgoci.
- **rama aluminiowa**, odpowiadająca za wytrzymałość mechaniczną modułu i ułatwiająca jego montaż.
- **elementy połączeniowe**, w tym taśmy miedziane w osnowie lutowia o różnej szerokości i grubości, które służą do łączenia ogniw w szeregi w procesie lutowania.

Charakterystykę przedstawionych materiałów przedstawiono poniżej (Tabela 5.1)

*Tabela 5.1 Materiały stosowane do budowy typowego modułu PV*

<b>Materiał</b>	<b>Funkcja w module</b>	<b>Zalety</b>	<b>Ograniczenia</b>
<b>Szkoło hartowane</b>	Warstwa frontowa (ochrona ogniwa, transmisja światła)	Wysoka przepuszczalność promieniowania, odporność mechaniczna i chemiczna	Kruchość, zwiększona masa modułu

<b>Folia EVA (octan etylenowo-winylowy)</b>	Materiał hermetyzujący zabezpieczenie ogniów	Elastyczność, dobra adhezja, ochrona przed wilgocią i zanieczyszczeniami	Starzenie pod wpływem UV, możliwość żółknięcia
<b>Folia tylna (Backsheet, np. PET, PVF)</b>	Izolacja elektryczna i ochrona od spodu	Odporność na działanie czynników atmosferycznych, izolacyjność	Degradacja pod wpływem UV, możliwość mikropęknięć
<b>Rama aluminiowa</b>	Stabilizacja mechaniczna, ułatwienie montażu	Lekka, odporna na korozję, nadaje sztywność i trwałość modułu	Wrażliwość na naprężenia termiczne
<b>Puszka przyłączeniowa (junction box)</b>	Ochrona połączeń elektrycznych i diod obojętnych	Odporność na czynniki środowiskowe, łatwość instalacji i serwisowania	Potencjalne punkty awarii w przypadku nieszczelności
<b>Uszczelniacze i kleje (np. silikon)</b>	Uszczelnienie modułu i trwałe połączenie elementów	Zapewniają szczelność i trwałość, odporność na warunki atmosferyczne	Starzenie się pod wpływem UV i temperatury

Podsumowując, wśród najczęściej wykorzystywanych materiałów aktywnych dominują różne odmiany krzemu, uzupełniane przez technologie cienkowarstwowe (CdTe, CIGS, a-Si) oraz perspektywiczne perowskity. Elementy konstrukcyjne takie jak szkło, folie enkapsulacyjne i ramy aluminiowe stanowią natomiast

niezbędne uzupełnienie, zapewniając długotrwałą stabilność i funkcjonalność modułów PV w warunkach eksploatacji zewnętrznej.

### 5.3 Wybrane rodzaje modułów fotowoltaicznych

Obecnie produkowane i rozwijane typy modułów PV ze względu na architekturę ogniw można podzielić na dwie główne grupy: moduły krzemowe i moduły cienkwarstwowe. **Moduły PV zbudowane w oparciu o ogniwa z krystalicznego krzemu w postaci płytek** (przy czym pojedyncze ogniwa są łączone szeregowo). Ten typ modułów od wielu lat dominuje na rynku. Występuje jako moduł zbudowany z ogniw wykonanych z użyciem krzemu monokrystalicznego mono-Si (standard rynkowy) lub znacznie rzadziej z krzemu polikrystalicznego multi-Si. Najpopularniejszy rodzaj tego typu ogniw to nadal ogniwa **PERC** (wykonane na krzemie typu  $p$ ). Coraz większą popularność zyskują ogniwa typu **TOPCon** (na krzemie typu  $n$ ). Natomiast w przypadku modułów o najwyższej sprawności konwersji energii słonecznej na elektryczną moduły produkowane są z użyciem ogniw typu **HJT** (heterozłącze a-Si:H/c-Si) lub **IBC** (elektrody tylko na tylnej stronie ogniwa).

**Moduły cienkwarstwowe.** Ten typ modułów PV to głównie **CdTe** (gigawatowa skala produkcji) oraz **CIGS** (mniejsza skala; niszowe zastosowania, w tym moduły elastyczne). Rzadziej natomiast na rynku pojawiają się moduły wykonane z krzemu amorficznego (a-Si:H). Można stwierdzić, że ten rodzaj modułów poza zastosowaniami BIPV jest praktycznie nieobecny. Poniżej przedstawiono uproszczony

przegląd różnych rodzajów modułów PV z uwzględnieniem ich cech charakterystycznych.

#### **Moduły PV na bazie ogniw typu PERC (*p-type*)**

- Opis ogniwa: charakterystyczna jest pasywacja tylnej strony ogniwa (*Passivated Emitter and Rear Cell*).
- Zakres typowych sprawności modułów: ok. 20–22,5%.
- Współczynnik temperaturowy mocy: ok. -0,35 do -0,40%/°C.
- Cechy eksploatacyjne: umiarkowany LID i możliwy LeTID; dobrze znane profile degradacji.

#### **Moduły PV na bazie ogniw typu TOPCon (*n-type*)**

- Opis ogniwa: charakterystyczna jest cienka warstwa tlenku tunelowego i polikrzemu; (kontakt pasywowany). Ogniwa te mają zazwyczaj niższy **LID**, zwykle lepszą wydajność w słabym świetle.
- Zakres typowych sprawności modułów: ok. 21–23,3%
- Współczynnik temperaturowy mocy: ok. -0,32 do -0,36%/°C.
- Cechy eksploatacyjne: dobra odporność na PID przy właściwej enkapsulacji (często zamiast EVA stosuje się POE lub mieszanki EVA/POE).

#### **Moduły PV na bazie ogniw typu HJT (heterozłącze na krzemie, *n-type*)**

- Opis ogniwa: charakterystyczne są cienkie warstwy a-Si:H na obu stronach c-Si. Ten rodzaj ogniwa a co za tym idzie modułów występuje w wersji **bifacial** w układzie **szkło–szkło**.
- Zakres typowych sprawności modułów: 21–23,5%

- Współczynnik temperaturowy mocy: ok. -0,24 do -0,28%/°C.
- Cechy eksploatacyjne: bardzo niski **LID**, świetna praca przy niskim nasłonecznieniu i wysokiej temperaturze zewnętrznej.

### **Moduły PV na bazie ogniw typu IBC (tylne kontakty)**

- Opis ogniwa: charakterystyczny jest brak elektrod z przodu ogniwa co wpływa na mniejsze zacienienie i wyższe napięcie obwodu otwartego (niska rekombinacja na przodzie ogniwa).
- Współczynnik temperaturowy mocy: ok. -0,29 do -0,35%/°C.
- Zakres typowych sprawności modułów: ok. 21,5–24,5%.

Najczęściej podawanym i porównywanym parametrem jest moc maksymalna modułu. Producenci umieszczają ją nawet w nazwie bądź oznaczeniu danego rodzaju modułów PV. Kolejnym parametrem, na który zwraca się uwagę jest jego sprawność konwersji. Niemniej jednak bardzo ważne są także współczynniki temperaturowe, które są niezbędne do oceny jak moduł zachowa się przy podwyższonej ale także znacznie obniżonej temperaturze (w zimie moduły mogą notować rekordowe wartości  $V_{oc}$ ). Poniżej przedstawiono typowe wartości współczynników temperaturowych dla modułów PV wykonanych z różnych typów ogniw (Tabela 5.2).

Tabela 5.2 Typowe współczynniki temperaturowe dla modułów PV wykonanych z różnych typów ogniw

Typ ogniw	Wsp. mocy $P_{max}$ [%/°C]	Wsp. napięcia $V_{oc}$ [%/°C]	Wsp. prądu $I_{sc}$ [%/°C]	Uwagi
<b>PERC (mono-Si)</b>	-0,35 – 0,40	-0,30 – 0,33	+0,05	Najczęściej stosowane moduły na rynku, średnie parametry temperaturowe
<b>TOPCon</b>	-0,32 – 0,36	-0,28 – 0,31	+0,05	Nieco lepsze od PERC, rosnący udział rynkowy
<b>IBC</b>	-0,29 – 0,35	-0,27 – 0,30	+0,04 +0,05	Bardzo dobre parametry
<b>HJT (Hetero junction)</b>	-0,24 – 0,28	-0,24 – 0,28	+0,05	Najlepsze współczynniki temperaturowe spośród komercyjnych technologii

Obecnie nadal na rynku dominują moduły zbudowane w oparciu o ogniwa PERC. Powoli wypierają je moduły na bazie ogniw TOPCon. Natomiast technologie produkcji ogniw IBC i HJT pozwalają na uzyskanie najwyższych sprawności i mocy w produktach komercyjnych.

Nie należy także zapominać, że nadal produkowane i dostępne są moduły cienkowarstwowe. Dominują tu dwie technologie tj. CdTe i CIGS. Opis parametrów w ujęciu jak dla modułów na bazie ogniw z krzemu krystalicznego zamieszczono poniżej.

### Moduły cienkowarstwowe – CdTe

- Opis ogniwa: wysokowydajna cienkowarstwowa technologia z dobrą tolerancją wysokich temperatur
- Współczynnik temperaturowy mocy: ok.  $-0,28\%/^{\circ}\text{C}$ .
- Zakres typowych sprawności modułów: ok. 18–21%.

### Moduły cienkowarstwowe – CIGS ( $\text{Cu}(\text{In},\text{Ga})\text{Se}_2$ )

- Opis ogniwa : wysoka absorpcja, możliwość produkcji modułów wysokoelastycznych
- Współczynnik temperaturowy mocy: ok.  $-0,32\%/^{\circ}\text{C}$ .
- Zakres typowych sprawności modułów: ok. 16–20%

## 5.4 Sprawności konwersji energii modułów fotowoltaicznych

Podobnie jak w przypadku ogniwo PV najlepszym i najbardziej pewnym źródłem danych na temat osiągniętych obecnie sprawności konwersji modułów PV jest tabela **Solar Cell Efficiency Tables**, prezentująca rekordowe sprawności ogniwo i modułów PV, która publikowana jest w czasopiśmie **Progress in Photovoltaics**. Fragment najnowszej 66-tej edycji tabeli, która została ogłoszona 14 kwietnia 2025 roku<sup>44</sup> pokazano poniżej (Rys. 5.1).

---

<sup>44</sup> Solar Cell Efficiency Tables (Version 66) Martin A. Green et al. Progress in Photovoltaics: Research and Applications, 2025; 33:795–810  
<https://doi.org/10.1002/pip.3919>

Classification	Effic. (%)	Area (cm <sup>2</sup> )	V <sub>oc</sub> (V)	I <sub>sc</sub> (A)	FF (%)	Test Centre (date)
Si (crystalline)	26.0 ± 0.3	18,156 (da)	40.38	13.896 <sup>d</sup>	84.0	NREL (12/24)
Si (crystalline)	25.4 ± 0.4	16,279 (ap)	56.09	8.58 <sup>a</sup>	86.0	FhG-ISE (12/24)
GaAs (thin-film)	25.1 ± 0.8	866.45 (ap)	11.08	2.303 <sup>b</sup>	85.3	FhG-ISE (11/17)
CIGS (Cd-free)	19.2 ± 0.5	841 (ap)	48.0	0.456 <sup>c</sup>	73.7	AIST (1/17)
CdTe (thin-film)	19.9 ± 0.3	23,932 (da)	231.5	2.675 <sup>a</sup>	77.1	NREL (6/23)
Perovskite	19.2 ± 0.4 <sup>e</sup>	1027 (da)	59.4	0.4307 <sup>d</sup>	77.1	NREL (12/23)
Organic	13.1 ± 0.3 <sup>f</sup>	1475 (da)	48.10	0.6015 <sup>g</sup>	67.0	NREL (5/23)
Multijunction						
InGaP/GaAs/InGaAs	32.65 ± 0.7	965 (da)	24.30	1.520 <sup>h</sup>	85.3	AIST (2/22)
<b>Perovskite/Si</b>	<b>30.6 ± 1.3<sup>e</sup></b>	<b>1185.6 (da)</b>	<b>11.783</b>	<b>3.578<sup>a</sup></b>	<b>86.1</b>	<b>FhG-ISE (4/25)</b>
Perovskite/Si (large)	26.9 ± 1.0 <sup>e</sup>	16,023 (da)	56.18	9.456 <sup>d</sup>	81.1	FhG-ISE (6/24)
a-Si/nc-Si (tandem)	12.3 ± 0.3 <sup>i</sup>	14,322 (t)	280.1	0.902 <sup>j</sup>	69.9	ESTI (9/14)
*Notable Exceptions*						
CIGS (large)	18.6 ± 0.6	10,858 (ap)	58.00	4.545 <sup>k</sup>	76.8	FhG-ISE (10/19)
InGaP/GaAs/Si	33.7 ± 0.7	775 (da)	20.3/2.83	1.25/1.93 <sup>g</sup>	86.5/78.0	AIST (2/23)
InGaP/GaAs/CIGS	31.2 ± 0.7	778 (ap)	20.3/16.9	1.24/26 <sup>g</sup>	85.7/59.8	AIST (2/23)
<b>Perovskite (large)</b>	<b>18.1 ± 0.6<sup>e</sup></b>	<b>7218 (t)</b>	<b>93.56</b>	<b>1.876<sup>a</sup></b>	<b>74.4</b>	<b>NREL (1/25)</b>

Rys. 5.1 Fragment wybranej tabeli z najnowszego opracowania - Solar Cell Efficiency Tables (Version 66)<sup>45</sup>

Drugim bardzo interesującym źródłem danych na temat sprawności modułów PV jest portal Taiyang NEWS<sup>46</sup> (Rys. 5.2).

<sup>45</sup> Solar Cell Efficiency Tables (Version 66) Martin A. Green et al. Progress in Photovoltaics: Research and Applications, 2025; 33:795–810  
<https://doi.org/10.1002/pip.3919>

<sup>46</sup> <https://taiyangnews.info>

TAIYANGNEWS ALL ABOUT SOLAR POWER											
TaiyangNews Top Modules: Highest Efficient Commercial Solar Modules 09-2025											
Rank	Company	Series	Model	Wafer type	Cell Size	Cells No.	Cell Tech	Module Technology	Power (W)	Efficiency (%)	
1	 AIKO	Comet 2U	AIKO-G660-MCH72Mw	n-type	182	144	ABC	Half-cell, Back Contact	660	24.4	
2	 LONGI	Hi-MO 9	LR8-66HYD 635-655M	n-type	182	132	HPBC	Bifacial, Half-cell, Back Contact	655	24.2	
3	 Maxeon	Maxeon 7	SPR-MAX7-445-PT	n-type	125	112	IBC	Back Contact, Full-cell	445	24.1	
4	 HUASUN	Himalaya	HS-210-B132D5730W	n-type	210	132	HJT	Bifacial, Half-cell, MBB	730	23.5	
5	 Jinko	Tiger Neo	JKM625-630N-66HL4M-BDV	n-type	210R	132	TOPCon	Bifacial, Half-cell, MBB	630	23.32	
6	 ASTRONERGY	Astro N7	CH5M66RN(DG)/F-BH	n-type	182	132	TOPCon	Bifacial, Half-cell, MBB	630	23.3	
6	 JA SOLAR	DeepBlue 4.0 Pro	JAM66D45 630/LB	n-type	182	132	TOPCon	Bifacial, Half-cell, MBB	630	23.3	
8	 DASOLAR	-	DAS-DH132NE-625W	n-type	182	132	TOPCon	Bifacial, Half-cell, MBB	625	23.1	
9	 DAH Solar	Full-Screen	DHN-72X16/DG/FS 595W	n-type	182	144	TOPCon	Bifacial, Half-cell, MBB	595	23.02	
10	 TrinaSolar	Vertex N	TSM-NEG21C.20	n-type	210	132	TOPCon	Bifacial, Half-cell, MBB	715	23.0	
10	 TW SOLAR	-	TWMHF-66HD700-715W	n-type	210	132	HJT	Bifacial, Half-cell, MBB	715	23.0	
10	 DMEGC	Infinity RT	DM620G12RT-B66HSW	n-type	210	132	TOPCon	Bifacial, Half-cell, MBB	620	23.0	
13	 Jettion Solar	Jeniüs	JT SLk(B) 690-710W	n-type	210	132	HJT	Bifacial, Half-cell, MBB	710	22.9	
14	 Grand Sunergy	-	GSM-MH3/132-BHDG710	n-type	210	132	HJT	Bifacial, Half-cell, MBB	710	22.86	
15	 TW SOLAR	-	TWMND-72HS575-590W	n-type	182	144	TOPCon	Half-cell, MBB	590	22.8	
15	 SPIC	ANDROMEDA 3.0	SPICN6(LDF)-60/BIH410W	n-type	166	120	TBC	Bifacial, Back Contact, Half-cell, MBB	410	22.8	
17	 SolarSpace	Lumina II	SSB-72HD-585N	n-type	182	144	TOPCon	Bifacial, Half-cell, MBB	585	22.65	
18	 REC Group	Alpha@Pure-RX	REC470AA Pure-RX	n-type	210	88	HJT	Bifacial, half-cell, MBB	470	22.6	
19	 GCL	-	GCL-NT12/66GDF	n-type	210	132	TOPCon	Bifacial, half-cell, MBB	700	22.53	
19	 中來股份	Niwa Pro	JW-HD108N415-440W	n-type	182	108	TOPCon	Bifacial, Half-cell, MBB	440	22.53	
21	 risen	Hyper-ion	RSM132-B-700BHDG	n-type	210	132	HJT	Bifacial, Half-cell, MBB	700	22.5	
21	 Canadian Solar	TOPHIKu6	CS6W-570-580T	n-type	182	144	TOPCon	Half-cell, MBB	580	22.5	
21	 Eging PV	STAR Pro	EG-580NT72-HL/BF-DG	n-type	182	144	TOPCon	Bifacial, Half-cell, MBB	580	22.5	
21	 RUNERGY	-	HY-DH144N8	n-type	182	144	TOPCon	Bifacial, Half-cell, MBB	580	22.5	

Rys. 5.2 Tabela sprawności i parametrów technicznych najwydajniejszych modułów PV – Taiyang News<sup>47</sup>

Jak podaje portal Taiyang News w opisie do prezentowanej tabeli w niniejszym zestawieniu uwzględniono jedynie komercyjnie dostępne moduły fotowoltaiczne o sprawności nie mniejszej niż **21,5%**, wytwarzane na bazie ogniw produkowanych przez samych producentów. Dla każdego nurtu technologicznego (PERC, TOPCon, IBC, HJT) wybrano pojedynczy moduł o najwyższej sprawności. W

<sup>47</sup> <https://taiyangnews.info/topmodules/top-solar-modules-listing-september-2025>

przypadku, gdy dany producent oferuje moduły z różnych technologii, wszystkie produkty spełniające kryterium zostały ujęte.

Kryterium klasyfikacji stanowi sprawność modułu, a przy identycznych wartościach – moc znamionowa, zaś w przypadku pełnej zgodności parametrów – kolejność alfabetyczna producentów. Format i wymiary modułów nie były rozróżniane, traktując jednakowo produkty przeznaczone do instalacji dachowych i naziemnych.

Do zestawienia zakwalifikowano wyłącznie produkty posiadające pełną **kartę katalogową opublikowaną na stronie producenta**. Zapowiedzi nowych modułów bez finalnych danych technicznych nie zostały uwzględnione, z uwagi na częste rozbieżności pomiędzy parametrami prototypów a wersjami komercyjnymi. W przypadku deklaracji rekordowych sprawności wymagane jest dodatkowe potwierdzenie komercjalizacji produktu.

## 6 Instalacje fotowoltaiczne

---

### 6.1 Rodzaje instalacji fotowoltaicznych

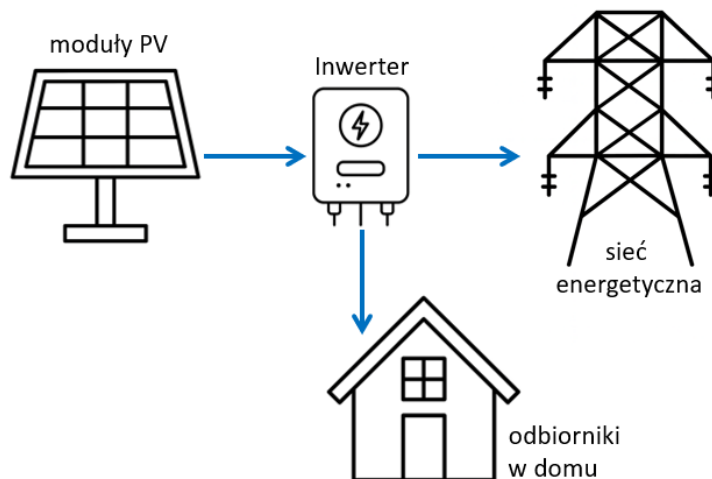
Instalacje fotowoltaiczne można klasyfikować według różnych kryteriów, m.in. ze względu na sposób przyłączenia do sieci elektroenergetycznej, zainstalowaną moc, zastosowanie a nawet mobilność systemu. Najczęściej wyróżnia się następujące kategorie, ze względu na rodzaj połączenia z siecią energetyczną:

#### 6.1.1 Instalacje on-grid (sieciowe)

Są to systemy podłączone bezpośrednio do publicznej sieci elektroenergetycznej (Rys. 6.1). Wyprodukowana energia elektryczna jest w pierwszej kolejności wykorzystywana na potrzeby własne odbiorcy, a nadwyżki wprowadzane są do sieci. Charakterystycznymi elementami takich instalacji są falowniki sieciowe synchronizujące pracę systemu z parametrami sieci oraz liczniki energii dwukierunkowe. Instalacje on-grid dominują w zastosowaniach prosumenckich i komercyjnych, gdzie istotna jest możliwość bilansowania produkcji i zużycia energii w dłuższym okresie. Kluczowe elementy takich instalacji to:

- **falownik sieciowy** – odpowiadający za konwersję prądu stałego (DC) na prąd przemienny (AC) zsynchronizowany z parametrami sieci,

- **licznik dwukierunkowy** – rejestrujący przepływ energii w obu kierunkach,
- **układy zabezpieczeń** – chroniące system przed zakłóceniami oraz zapewniające bezpieczeństwo operatora.



*Rys. 6.1 Uproszczony schemat instalacji fotowoltaicznej typu on-grid*

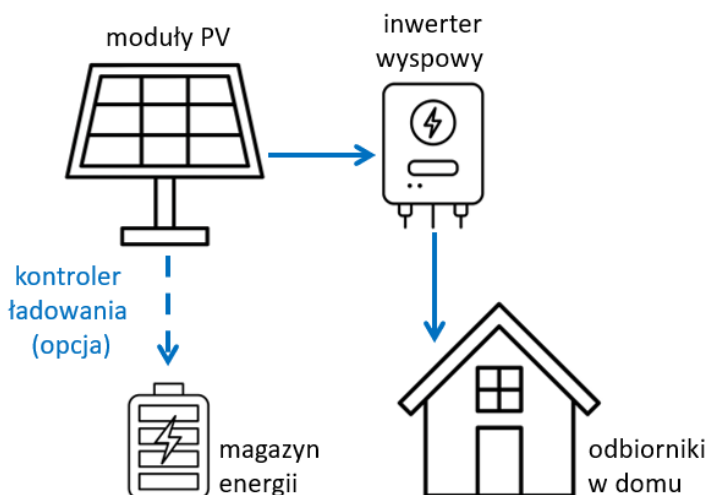
Zaletą systemów on-grid jest możliwość sprzedaży nadwyżek energii oraz wysoka niezawodność wynikająca z pracy równoległej z siecią. Ograniczeniem pozostaje jednak brak autonomii – w przypadku awarii sieci instalacja automatycznie się wyłącza.

### 6.1.2 Instalacje off-grid (wyspowe, autonomiczne)

Systemy te funkcjonują niezależnie od sieci elektroenergetycznej i mogą wykorzystywać magazyny energii (najczęściej akumulatory) do zapewnienia ciągłości zasilania (Rys. 6.2). Stosowane są w miejscach

oddalonych od infrastruktury sieciowej lub w aplikacjach specjalistycznych, np. w systemach telekomunikacyjnych, sygnalizacji drogowej oraz w gospodarstwach rolnych. Kluczowym elementem jest regulator ładowania, który kontroluje proces magazynowania energii. Systemy off-grid, zwane są także wyspowymi. Ich architektura obejmuje:

- moduły fotowoltaiczne,
- kontroler ładowania (MPPT lub PWM),
- magazyn energii (akumulatory),
- falownik wyspowy (wówczas zintegrowany kontroler ładowania).



Rys. 6.2 Uproszczony schemat instalacji fotowoltaicznej typu off-grid

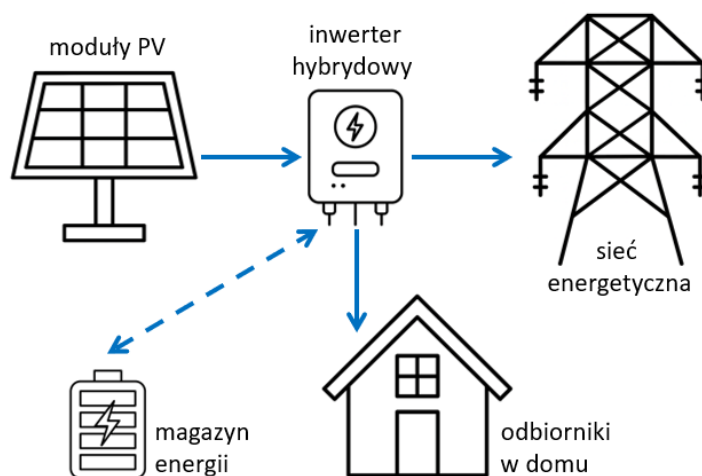
Systemy te są szczególnie istotne w lokalizacjach pozbawionych infrastruktury energetycznej, np. na terenach górskich,

w zastosowaniach telekomunikacyjnych czy wojskowych. Ich zaletą jest pełna niezależność energetyczna, natomiast wadą – ograniczona trwałość akumulatorów oraz wyższy koszt inwestycyjny.

### 6.1.3 Instalacje hybrydowe

Systemy te łączą cechy systemów on-grid i off-grid. Mogą współpracować z siecią elektroenergetyczną, a jednocześnie posiadają własne magazyny energii (Rys. 6.3).

Hybrydowe systemy często integruje się również z innymi technologiami OZE, takimi jak elektrownie wiatrowe, mikrokogeneracja czy pompy ciepła.



Rys. 6.3 Uproszczony schemat hybrydowej instalacji fotowoltaicznej

Współpracują również często z innymi źródłami energii, np. turbinami wiatrowymi, agregatami prądotwórczymi czy pompami ciepła. Dzięki temu możliwe jest:

- zwiększenie autokonsumpcji energii elektrycznej,
- poprawa bezpieczeństwa energetycznego odbiorcy,
- praca w trybie awaryjnym podczas przerw w dostawie prądu.

Przy takim rozwiązaniu, akumulatory mogą być ładowane nie tylko z PV ale też z sieci gdy np. energia jest tania a będzie potrzebna później w momencie gdy będzie droższa. Takie rozwiązanie choć nietypowe wydaje się być ciekawe bo mamy wówczas do czynienia z rozproszonym magazynem energii. To pozwala na jej magazynowanie również gdy energia pochodzi z innych źródeł (a znajdzie się w sieci energetycznej). Często, tego typu systemy, określa się je jako rozwiązanie sprzyjające budowie lokalnych mikrosieci (ang. *microgrids*), które mogą być przyszłościowe z punktu widzenia zdecentralizowanej energetyki.

#### 6.1.4 Instalacje stacjonarne i mobilne

Jeśli jako kryterium przyjmiemy mobilność to podział najczęściej wyróżnia dwie kategorie:

- **Stacjonarne** – montowane na dachach budynków, fasadach lub w formie naziemnych farm fotowoltaicznych. Ich projektowanie uwzględnia parametry konstrukcyjne obiektu oraz optymalne warunki nasłonecznienia.

- **Mobilne** – instalacje przenośne, często zintegrowane z pojazdami (np. kampery, łodzie) lub stosowane w misjach wojskowych i ratowniczych. Charakteryzują się niższą mocą, lecz wysoką elastycznością zastosowania.

## 6.2 Wielkość i moc instalacji fotowoltaicznych

Jeżeli kryterium klasyfikacyjnym przyjmowanym dla systemów fotowoltaicznych jest ich wielkość, rozumiana jako łączna moc zainstalowana lub skala przestrzenna instalacji, wówczas można wyróżnić kilka podstawowych kategorii tego typu obiektów. Podział ten obejmuje zarówno **mikroinstalacje** przeznaczone do zasilania pojedynczych odbiorców (np. budynków mieszkalnych lub niewielkich obiektów usługowych), jak i **małe oraz średnie instalacje** prosumenckie stosowane w sektorze komunalnym i przemysłowym. Kolejną grupę stanowią **duże instalacje** (inaczej farmy fotowoltaiczne lub elektrownie słoneczne, czyli systemy o znacznej mocy zainstalowanej, funkcjonujące jako wytwórcy energii elektrycznej na potrzeby sieci elektroenergetycznej).

Taki podział ma istotne znaczenie zarówno z punktu widzenia uwarunkowań technicznych (np. konfiguracji systemu, sposobu przyłączenia do sieci, charakterystyki pracy), jak i aspektów ekonomicznych oraz regulacyjnych, determinujących możliwości

inwestycyjne, model finansowania i sposób rozliczania energii wytworzonej przez poszczególne typy instalacji.

### 6.2.1 Mikroinstalacje

Zakres mocy (definicja wg prawa energetycznego w Polsce): źródła odnawialne o mocy zainstalowanej do 50 kW, przyłączone do sieci elektroenergetycznej o napięciu znamionowym niższym niż 110 kV.

**Charakterystyka:** najczęściej instalacje prosumenckie, montowane na dachach budynków mieszkalnych lub gospodarczych. Cechy charakterystyczne to:

- niska moc jednostkowa (najczęściej 3–10 kW), wystarczająca do pokrycia zapotrzebowania gospodarstwa domowego,
- stosunkowo proste w projektowaniu i eksploatacji, często korzystające z uproszczonych procedur przyłączeniowych.

**Zastosowania:** gospodarstwa domowe, małe firmy, rolnictwo.

### 6.2.2 Małe instalacje

**Zakres mocy:** instalacje o mocy zainstalowanej od 50 kW do 1 MW (w Polsce – do 1 MW w świetle ustawy o OZE).

**Charakterystyka:** instalacje komercyjne, często montowane na dachach dużych obiektów (hale przemysłowe, centra logistyczne,

galerie handlowe) lub w formie farm naziemnych. Cechy charakterystyczne to:

- wymagają bardziej zaawansowanych systemów zabezpieczeń i procedur przyłączeniowych niż mikroinstalacje,
- mogą być elementem lokalnych mikro sieci (*microgrids*).

**Zastosowania:** przedsiębiorstwa, gospodarstwa rolne, spółdzielnie energetyczne, wspólnoty mieszkaniowe.

### 6.2.3 Instalacje średniej wielkości

**Zakres mocy:** od 1 MW do kilkunastu MW.

**Charakterystyka:** często realizowane jako farmy fotowoltaiczne przez podmioty komercyjne. Cechy charakterystyczne to:

- tworzą już wyraźny wpływ na lokalną sieć elektroenergetyczną,
- wymagają przyłączenia do sieci średniego napięcia oraz budowy stacji transformatorowych,
- często realizowane jako farmy fotowoltaiczne przez podmioty komercyjne.

**Zastosowania:** produkcja energii na sprzedaż do sieci, zasilanie dużych obiektów przemysłowych.

### 6.2.4 Duże farmy fotowoltaiczne (elektrownie słoneczne)

**Zakres mocy:** powyżej 50 MW, największe instalacje na świecie przekraczają już 2 GW (np. Indie, Chiny, Australia).

**Charakterystyka:** przyłączane bezpośrednio do sieci przesyłowej (wysokiego napięcia). Cechy charakterystyczne to:

- wymagają zaawansowanej infrastruktury – stacji GPZ, układów kompensacji, monitoringu i systemów sterowania,
- odgrywają rolę elektrowni systemowych w krajowych miksach energetycznych.

**Zastosowania:** zasilanie dużych aglomeracji, wsparcie krajowego systemu elektroenergetycznego.

## 7 Wybrane metody badawcze stosowane do diagnostyki modułów PV

---

W niniejszym rozdziale opisano metody badawcze stosowane podczas diagnostyki (sprawdzania) typowych modułów PV stosowane podczas zajęć w **Laboratorium Odnawialnych Źródeł Energii Uniwersytetu Bielsko-Bialskiego (OŹE UBB)**. Wybór podyktowany został możliwościami (zapleczem sprzętowym) laboratorium OŹE UBB. Niemniej opisywane metody są kluczowe przy ocenie jakości i wyznaczaniu najważniejszych parametrów elektrycznych modułów PV.

Opisane procedury są powiązane z normami IEC 61215, IEC 61730, IEC 60904 oraz IEC 60898. Uwzględniają jednak możliwości sprzętowe i warunki pomiarowe laboratorium OŹE UBB.

### 7.1 Wyznaczanie mocy maksymalnej modułu dla STC

Celem tego badania jest określenie maksymalnej mocy wyjściowej modułu PV w standardowych warunkach testowych (STC) zgodnie

z definicją w IEC 60904-3. Parametr ten oznaczany jest jako  $P_{max}$  i umieszczany zarówno w karcie katalogowej moduły PV jak i na jego tabliczce znamionowej.

Procedura badawcza stosowana w laboratorium UBB opisuje, jak wykonać pomiar zgodnie z procedurami opisanymi w IEC 60904-1 (dla pomiaru charakterystyki prądowo-napięciowej modułu) oraz w IEC 60891 (dla przeliczenia wyników, jeśli pomiar nie odbywa się dokładnie w STC). Pomiar przeprowadzany jest dla modułów PV z użyciem symulatora światła słonecznego wraz z systemem pomiarowym Endeas LAB650. Pomiar wykonywany jest przy natężeniu promieniowania równym  $1000 \text{ W/m}^2$ , spektrum odpowiadającym **AM 1.5G** oraz przy temperaturze ogniwa  $25 \pm 2 \text{ }^\circ\text{C}$ . (Tabela 7.1)

*Tabela 7.1 Parametry STC*

<b>Parametr</b>	<b>Wartość nominalna</b>	<b>Dopuszczalne odchylenie</b>
<b>Natężenie promieniowania</b>	1000 W/m <sup>2</sup>	± 25 W/m <sup>2</sup>
<b>Spektrum</b>	AM 1.5 G	zgodnie z IEC 60904-3
<b>Temperatura ogniwa w module (<math>T_{cell}</math>)</b>	25 °C	± 2 °C
<b>Kąt padania promieniowania na moduł</b>	0°	± 5°

Podczas pomiarów zachowane są następujące **warunki wstępne**:

- moduł wystawiany jest na działanie oświetlenia w momencie, gdy osiągnie stabilny stan temperaturowy. Najczęściej stabilizacja temperatury trwa minimum 60 minut, jeśli moduł znajdował się poza pomieszczeniem, w którym umieszczony jest symulator
- pomiar wykonywany jest w czasie około 70 ms od momentu rozpoczęcia oświetlania. W przypadku gdy pomiar przeprowadzono w innej temperaturze niż 25 °C, wyniki są przeliczane do STC przez oprogramowanie (korekta do współczynników temperaturowych i promieniowania określonych zgodnie z IEC 60891
- przed pomiarami sprawdza się czy moduł PV jest **nienaruszony** (brak uszkodzeń, zabrudzeń, pęknięć szkła itp.), czy temperatura modułu jest **jednolita** (różnica temperatur między punktami na powierzchni modułu  $\leq 2^{\circ}\text{C}$ ) oraz czy moduł jest **ustawiony prostopadle** do wiązki światła w symulatorze (kąt padania  $0^{\circ}$ ).

Symulator promieniowania słonecznego używany podczas pomiarów spełnia minimalne wymagania dla sprzętu pomiarowego zredefiniowane jako:

- symulator słoneczny klasy AAA (zgodny z IEC 60904-9)  
system pomiaru prądu i napięcia (*I-V tracer*) – rozdzielczość min. 0,1% zakresu
- czujnik promieniowania (referencyjny ogniowy) – skalibrowany wg IEC 60904-2
- czujnik temperatury modułu – czujnik optyczny.

**Wynikiem pomiaru jest** charakterystyka  $I-V$  oraz podstawowe parametry elektryczne modułu takie jak:

- prąd zwarciovowy ( $I_{sc}$ ),
- napięcie obwodu otwartego ( $V_{oc}$ ),
- prąd i napięcie w punkcie mocy maksymalnej ( $I_{mpp}$ ,  $V_{mpp}$ ),
- moc maksymalna ( $P_{max}$ ),
- współczynnik wypełnienia ( $FF$ ).

Całą opisaną procedurę przedstawiono poniżej (Tabela 7.2).

*Tabela 7.2 Wyznaczanie mocy maksymalnej modułu PV dla STC*

<b>Etap</b>	<b>Opis czynności</b>	<b>Warunki / Wymagania normowe</b>	<b>Uwagi</b>
<b>Przygotowanie modułu</b>	ogłędziny, czyszczenie powierzchni, sprawdzenie połączeń elektrycznych	brak uszkodzeń mechanicznych, czysta powierzchnia	moduł oznaczony numerem seryjnym
<b>Przygotowanie stanowiska</b>	kalibracja symulatora słonecznego za pomocą modułu testowego	symulator klasy <b>AAA</b> zgodny z IEC 60904-9	spektrum AM1.5G, jednorodność $\pm 2\%$
<b>Ustalenie warunków STC</b>	ustawienie modułu w osi promieniowania, pomiar temperatury modułu pirometrem	<b><math>E = 1000 \text{ W/m}^2</math>,</b> <b><math>T_{cell} = 25 \pm 2^\circ\text{C}</math>,</b> <b>AM = 1.5G</b>	Różnica temp. na module $\leq 4 \text{ K}$
<b>Stabilizacja temperatury (opcjonalnie)</b>	nagrzewanie modułu do osiągnięcia $25 \pm 2^\circ\text{C}$	pomiar termoparą lub czujnikiem Pt100 z tyłu ogniwa	jeśli konieczny pomiar w temperaturze $25^\circ\text{C}$

<b>Pomiar charakterystyki I-V</b>	pomiar automatyczny (oprogramowanie Endeas)	urządzenie: I-V tracer (Endeas)	krzywa I-V zapisywana cyfrowo
<b>Odczyt parametrów</b>	wyznaczenie: $V_{oc}$ , $I_{sc}$ , $V_{mp}$ , $I_{mp}$ , $P_{max}$ , $FF$ , $\eta$	obliczenia wg IEC 60891 (jeśli korekta)	pomiary powtórzyć 3 razy
<b>Walidacja wyników</b>	porównanie wyników między pomiarami	różnica $P_{max} \leq 1\%$	akceptacja
<b>Dokumentacja</b>	raport: dane pomiarowe, krzywa I-V, warunki STC, numer modułu	zgodnie z IEC 61215-2	tabela z danymi charakterystyka I-V

## 7.2 Badanie izolacji modułu

Celem badania jest określenie, czy moduł jest wystarczająco dobrze izolowany między częściami czynnymi tj. połączonymi elektrycznie między sobą ogniwami fotowoltaicznymi oraz połączeniami wchodzącymi do puszkę połączeniowej a dostępnymi częściami obudowy (najczęściej ramą aluminiową).

Pomiar w laboratorium UBB przeprowadzany jest dla modułów PV z użyciem systemu pomiarowego SEW 7016 IN tajwańskiej firmy Standard Electric Works Co., Ltd. (SEW). Urządzenie pomiarowe spełnia warunki określone w normie tj. posiada źródło napięcia stałego z ograniczeniem prądu, zdolne do przyłożenia napięcia określonego w normie (dla różnych klas modułów) oraz umożliwia pomiar rezystancji izolacji. Badanie prowadzone jest dla modułu

znajdującego się w temperaturze otoczenia (zgodnie z IEC 60068-1) i przy wilgotności względnej nieprzekraczającej 75%.

Stosowane podczas pomiarów poziomy napięcia przykładanego do modułu zależą od:

- maksymalnego napięcia systemowego modułu ( $V_{sys}$ )
- klasy bezpieczeństwa modułu
- oraz obecności lub braku uszczelnienia między warstwami zewnętrznymi modułu (ang. *cemented joints*).

Definicje klas modułów pochodzą z normy IEC 61140 i są omówione w odniesieniu do modułów PV w IEC 61730-1:2016, punkt 4. Definicję połączeń klejonych podano w IEC 61730-1:2016, 3.4.2 oraz w punktach B.5 i B.9 tej samej normy. Poziomy napięć przykładanych w tym badaniu są takie same jak w IEC 61730-2, MST 16.

Procedura badawcza obejmuje czynności jak przedstawiono dalej. Zwarte wyjściowe bieguny modułu (wtyczki MC4) łączone są z dodatnim biegunem testera izolacji DC z ograniczeniem prądu. Następnie odstąpione metalowe części modułu (rama) łączone są z ujemnym biegunem testera. Jeśli moduł nie ma ramy lub rama jest słabym przewodnikiem, krawędzie modułu owija się przewodzącą folią i podłącza wszystkie oklejone części do ujemnego bieguna testera. Najpierw odczytywane jest napięcie wstępnego kondycjonowania jedno-minutowego -VTest1 (trzecia kolumna Tabela 7.3). Napięcie przyłożone przez tester zwiększane jest z prędkością

nie większą niż 500 V/s, aż osiągnie VTest1. Napięcie utrzymywane jest przez 1 minutę. Po tym przyłożone napięcie zmniejszane jest do zera a następnie zwierane są zaciski urządzenia testującego, aby rozładować napięcie zgromadzone w module.

Następnie odczytywane jest napięcie „dwuminutowego obciążenia” - VTest2 (czwarta kolumna Tabela 7.3) Napięcie testowe zwiększane jest z prędkością nie większą niż 500 V/s do VTest2 utrzymywane przez dwie minuty, a następnie wykonywany jest pomiar rezystancji izolacji. Na koniec zmniejszane jest napięcie do zera i ponownie zwierane są zaciski, aby rozładować moduł.

*Tabela 7.3 Parametry do pomiarów izolacji*

<b>Klasa modułu</b>	<b>Połączenia klejone</b>	<b>1 min (VTest1)</b>	<b>2 min (VTest2)</b>
<b>0</b>	Nie	$1000 + 2 \times V_{sys}$	Większe z: 500 V lub $V_{sys}$
<b>II</b>	Nie	$2000 + 4 \times V_{sys}$	Większe z: 500 V lub $V_{sys}$
<b>III</b>	Nie	500	500
<b>0</b>	Tak	$1,35 \times (1000 + 2 \times V_{sys})$	Większe z: 500 V lub $V_{sys}$
<b>II</b>	Tak	$1,35 \times (2000 + 4 \times V_{sys})$	Większe z: 500 V lub $V_{sys}$
<b>III</b>	Tak	$1,35 \times 500$	500

Wymagania testowe określają, iż:

- nie może wystąpić przebicie dielektryczne ani ścieżki upływu po powierzchni,
- dla modułów o powierzchni mniejszej niż  $0,1 \text{ m}^2$  rezystancja izolacji nie może być mniejsza niż **400 M $\Omega$** ,
- dla modułów o powierzchni większej niż  $0,1 \text{ m}^2$  iloczyn zmierzonej rezystancji izolacji i powierzchni modułu nie może być mniejszy niż **40 M $\Omega \cdot \text{m}^2$** .

Jeśli uzyskany wynik spełnia powyższe wymagania wynik testu uważa się za pozytywny.

### 7.3 Odporność na gradobicie

Do grupy metod badawczych służących do oceny wytrzymałości mechanicznej należy badanie Hail test (badanie odporności modułu na uderzenie kulą gradową).

Badanie to opiera się na zapisach normy IEC 61215, która dotyczy projektowania i certyfikacji modułów fotowoltaicznych (stałych krzemowych). W jej ramach *hail test* stanowi część typowych testów mechanicznych i środowiskowych, które mają sprawdzić odporność modułu na uderzenia kul lodowych (symulowanego gradobicia). Celem testu jest sprawdzenie, czy moduł zachowuje integralność mechaniczno-elektryczną przy uderzeniach kulami lodowymi, oraz czy nie występują uszkodzenia prowadzące do

spadku mocy, pęknięć szyb lub innych uszkodzeń obwodu elektrycznego w module.

Procedura badawcza stosowana w laboratorium UBB obejmuje następujące kroki.

### 1. Przygotowanie modułu i wstępna charakterystyka

- Przed testem wyznaczane są charakterystyki elektryczne modułu (krzywa I-V) oraz podstawowe parametry elektryczne takie jak:  $P_{max}$ ,  $V_{oc}$ ,  $I_{sc}$ .
- Wykonywane jest obrazowanie EL (ang. *electroluminescence*), aby wychwycić (ujawnić) istniejące już w module defekty ogniw bądź połączeń.

### 2. Produkcja kul lodowych

- Kule lodowe o średnicy 25 mm wykonywane są poprzez zamrażanie, przechowywanie w temperaturach ujemnych, odpowiednich form metalowych które zapewniają właściwą masę i kształt.

### 3. Ustawienie wyposażenia testowego

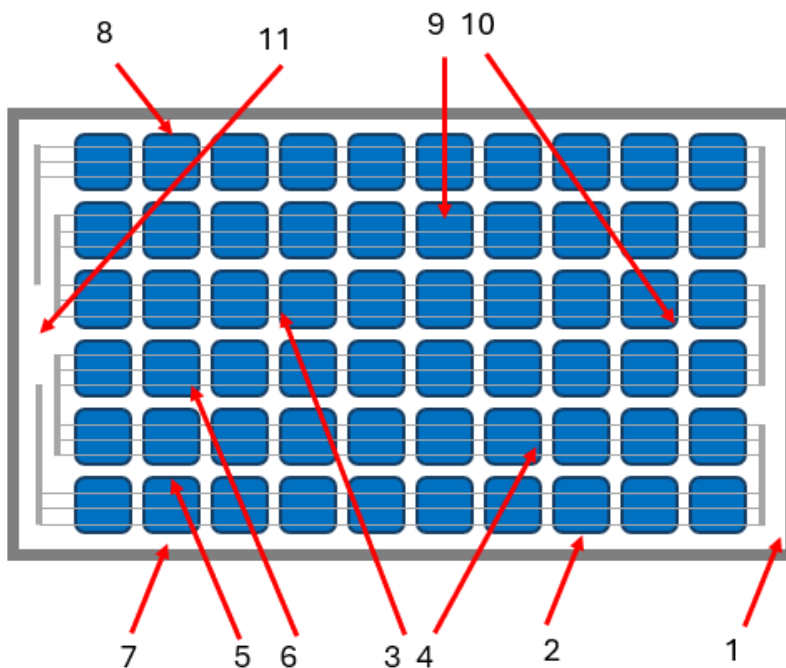
- Moduł montowany pod kątem  $0^\circ$  względem wyrzutni (działa pneumatycznego).
- Wyrzutnia kul lodowych (wylot lufy) ustawiona zostaje w odległości jednego metra od modułu tak aby możliwe było

precyzyjne pozycjonowanie (tak by kula trafiła w zamierzony punkt na module).

- Pomiar prędkości kulek wykonywany jest za pomocą czujników optycznych, na końcu lufy (tak by upewnić się, że kula osiąga wymaganą prędkość).

#### **4. Wykonanie uderzeń kulą lodową**

- Wykonanie określonej liczby uderzeń (11 punktów) w różnych miejscach modułu. Zgodnie ze schematem z normy (Rys. 7.1).
- Każde uderzenie wykonywane jest po poprzednim z zachowaniem odstępu i warunków powtarzalności.



Rys. 7.1 Układ punktów w które należy uderzyć kulą lodową podczas badania Hail test<sup>48</sup>

## 5. Ocena po uderzeniach

- Wizualna inspekcja przedniej szyby — pęknięcia, odpryski szkła.
- Ponowny pomiar charakterystyki elektrycznej modułu po uderzeniach (i porównanie zmian względem stanu wyjściowego - przed testem).
- Ponowne obrazowanie EL po uderzeniach.

---

<sup>48</sup>Na podstawie zapisów normy IEC 61215 – Hail test

## 6. Ocena kryteriów zaliczenia / odrzucenia

- Test uznaje się za zdany, jeśli po uderzeniach nie występują poważne uszkodzenia wizualne (np. całkowite pęknięcie szkła, odpryski) i gdy spadek mocy nie przekracza określonego limitu (5% względem pomiaru początkowego).

## 7.4 Badanie mikrouszkodzeń ogniw PV – obrazowanie EL

Pomiary odpowiedzi elektroluminescencyjnej (EL) stanowią zaawansowaną technikę obrazowania wykorzystywaną podczas charakteryzacji parametrów i jakości ogniw fotowoltaicznych. Do kluczowych zalet tej metody należy wysoka szybkość akwizycji danych oraz bogactwo uzyskiwanych informacji diagnostycznych. Technika ta umożliwia szczegółową identyfikację mikropęknięć, defektów elektrod oraz nieciągłości połączeń elektrycznych, przy jednoczesnym zachowaniu nieniszczącego charakteru pomiaru, co czyni ją szczególnie użyteczną zarówno w analizach laboratoryjnych i przemysłowych.

W procedurze obrazowania elektroluminescencyjnego ogniwo lub moduł fotowoltaiczny zostaje spolaryzowany w kierunku przewodzenia, poprzez przyłożenie napięcia równego lub wyższego od napięcia obwodu otwartego ( $U_{oc}$ ). W rezultacie zachodzi iniekcja nadmiarowych nośników przez złącze  $p-n$ , prowadząca do emisji

promieniowania elektromagnetycznego, które następnie rejestrowane jest przez układ detekcyjny. Emitowane światło ma charakter międzypasmowej luminescencji krzemu, której maksimum natężenia przypada przy długości fali około 1140 nm. Rejestracja tego promieniowania może być realizowana w pełnym zakresie przez kamery z detektorami InGaAs, bądź częściowo – przy użyciu kamer CCD wyposażonych w detektory krzemowe. Dzięki temu możliwe jest uzyskanie precyzyjnych map jasności, pozwalających na ocenę jednorodności i jakości struktury fotowoltaicznej.

Procedura badawcza stosowana w laboratorium UBB jest stosunkowo prosta i sprowadza się do odpowiedniego ustawienia modułu PV i kamery CCD względem siebie a następnie podłączenia zasilacza tak aby spolaryzować badany moduł i „wymusić” emisję promieniowania w zakresie podczerwieni.

## 8 Analiza trendów rozwoju fotowoltaiki

---

Współczesna cywilizacja stoi przed niezwykle trudnym zadaniem – zahamowaniem globalnego ocieplenia. Porozumienie paryskie, obowiązujące od 4 listopada 2016 roku, ustanowiło cel ograniczenia wzrostu średniej temperatury na świecie do poziomu niższego niż 2 °C względem czasów przedindustrialnych.

Według analiz Międzynarodowej Agencji Energetycznej (IEA) z 2019 roku, osiągnięcie tego celu wymaga, aby sektor energetyczny został całkowicie zdekarbonizowany jeszcze przed 2050 rokiem. Zaniedbanie tego zobowiązania oznaczałoby dalszą emisję gazów cieplarnianych i niekontrolowany wzrost temperatury, prowadzący do zjawisk o trudnych do oszacowania skutkach. Wśród najczęściej wymienianych konsekwencji wskazuje się m.in. zmiany w rozkładzie opadów, niedobory wody, nasilające się fale ekstremalnych upałów, wzrost poziomu mórz

i oceanów, a także wymieranie gatunków, w tym wyjątkowo wrażliwych ekosystemów raf koralowych<sup>49, 50, 51, 52</sup>.

Prognozy sugerują, że pod koniec obecnego stulecia średnia temperatura może wzrosnąć o około 2 °C, a z ekosystemów takich jak Amazonia czy Galapagos może zniknąć blisko 25% spośród 80 000 gatunków roślin i zwierząt objętych monitoringiem<sup>53</sup>. Źródłem tego kryzysu pozostaje wciąż dominujące w globalnym systemie energetycznym uzależnienie od paliw kopalnych. Ponadto wymienione zmiany powodować będą, że niektóre rejony świata przestaną być zdatne do życia co prowadzić będzie do nieznanych w historii ludzkości migracji. Naukowcy przewidują, że trwająca

---

<sup>49</sup> Cogley J. G. (2017). Climate science: The future of Asia's glaciers. *Nature*, 549 (7671), pp. 166–167

<sup>50</sup> Schleussner C-F, Lissner T. K, Fischer E. M, Wohland J, Perrette Mahé Golly A, Rogelj J., Childers K. et al. (2016). Differential climate impacts for policy-relevant limits to global warming: the case of 1.5°C and 2°C. *Earth System Dynamics* 7: pp. 327-351

<sup>51</sup> Schewe J., Heinke J., Gerten D., Haddeland I., Arnell N. W., Clark D. B., et al. (2013). Multimodel assessment of water scarcity under climate change. *Proceedings of the National Academy of Sciences*, 111(9), pp. 3245–3250

<sup>52</sup> Lelieveld J., Proestos Y., Hadjinicolaou P., Tanarht, M., Tyrlis E., & Zittis G. (2016). Strongly increasing heat extremes in the Middle East and North Africa (MENA) in the 21st century. *Climatic Change*, 137(1-2), pp. 245–260

<sup>53</sup> Warren R., Price J., VanDerWal J., Cornelius S., Sohl H. (2018). The implications of the United Nations Paris Agreement on climate change for globally significant biodiversity areas. *Climatic Change* 147, pp. 395–409

globalna zmiana klimatu spowoduje negatywne zdarzenia, które wpłyną na około 143 miliony ludzi na globalnym południu do 2050 roku, prowadząc do różnych form migracji i mobilności<sup>54</sup>.

Szacuje się, że obecnie paliwa kopalne odpowiadają za około 70% całkowitej emisji gazów cieplarnianych<sup>55</sup>. Jedną z kluczowych technologii umożliwiających proces dekarbonizacji sektora energetycznego jest właśnie fotowoltaika. Z uwagi na niewyczerpalny charakter promieniowania słonecznego, energia słoneczna zaliczana jest do odnawialnych źródeł energii. Podstawowym materiałem wykorzystywanym w produkcji ogniw fotowoltaicznych nadal jest krzem. W kontekście rosnącej skali produkcji należy podkreślić, że zaraz po tlenie stanowi drugi najpowszechniej występujący pierwiastek w skorupie ziemskiej. Nie ma zatem obawy, że może zbraknąć tego surowca.

Na przestrzeni ostatnich dwóch dekad fotowoltaika utrzymuje pozycję najszybciej rozwijającej się gałęzi sektora energetycznego, a także jednej z najbardziej dynamicznych branż przemysłowych na

---

<sup>54</sup> Almulhim, A.I., Alverio, G.N., Sharifi, A. *et al.* Climate-induced migration in the Global South: an in depth analysis. *npj Clim. Action* **3**, 47 (2024). <https://doi.org/10.1038/s44168-024-00133-1>

<sup>55</sup> Jäger-Waldau 2019, Jäger-Waldau, A. (2019). PV Status Report 2019, JRC Science for policy report, EUR 29938 EN

świecie. Współczesne moduły fotowoltaiczne charakteryzują się szacowaną trwałością wynoszącą co najmniej 25–30 lat, przy czym są już producenci którzy oferują 40 lat gwarancji na swoje produkty. Gwarancja ta dotyczy zdolności produkcji energii elektrycznej przez moduły PV<sup>56</sup>. To pozwala przypuszczać, że urządzenia obecnie instalowane będą istotnym elementem przyszłego miksu energetycznego, opartego na źródłach niezależnych od paliw kopalnych.

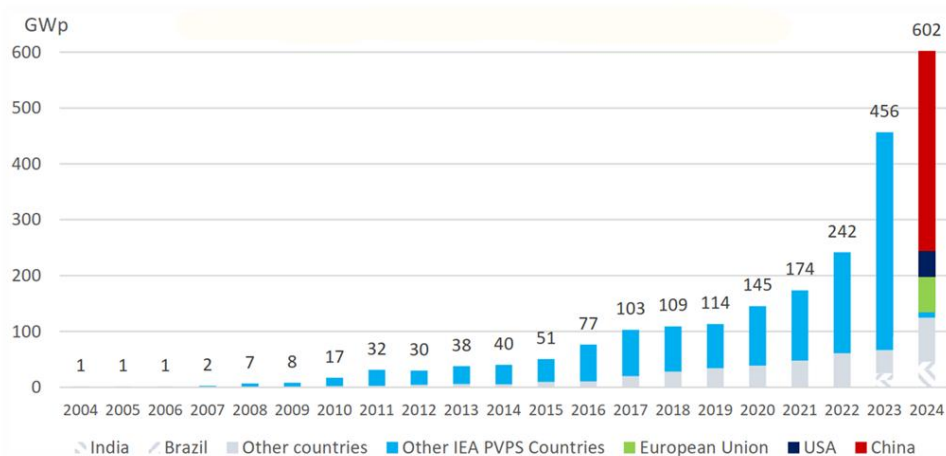
Globalne tendencje rozwoju fotowoltaiki są ściśle skorelowane z ewolucją światowego rynku produkcji energii elektrycznej. Zarówno wytwarzanie, jak i zużycie energii elektrycznej stanowią fundament rozwoju gospodarczego każdego kraju, a nic nie wskazuje, by w przewidywalnej przyszłości sytuacja ta miała ulec zmianie.

Zintegrowany sektor fotowoltaiczny odgrywa kluczową rolę w strukturze globalnego rynku energii, gdyż jego nadrzędnym celem jest dostarczanie trwałych i wydajnych modułów generujących czystą energię elektryczną przez wiele lat eksploatacji. Pomimo trudności gospodarczych oraz skutków światowej pandemii COVID-19, rynek fotowoltaiczny na świecie nadal wykazuje silną tendencję wzrostową, potwierdzając swoje strategiczne znaczenie w procesie transformacji energetycznej.

---

<sup>56</sup> <https://www.maxeon.com/warranty> (dostęp 13.10.2025)

Największe przyspieszenie w branży fotowoltaicznej nastąpiło około 2016/2017 roku. Natomiast rok 2024 był kolejnym, w którym padł rekord mocy dla zainstalowanych modułów PV (Rys. 8.1). Jak podaje Global Solar Power w 2024 roku, na całym świecie, zainstalowano moduły o mocy aż 602 GW<sup>57</sup>.



Rys. 8.1 Roczny przyrost zainstalowanej mocy modułów PV (w gigawatach mocy szczytowej – GW<sub>p</sub>) w latach 2004 -2024 z podziałem na regiony (kraje) na świecie<sup>58</sup>

Analiza globalnej struktury zainstalowanych mocy fotowoltaicznych wskazuje na wyraźną dominację Chińskiej Republiki

<sup>57</sup> IEA PVPS, Snapshot of Global PV Markets 2024, International Energy Agency Photovoltaic Power Systems Programme (Report IEA-PVPS T1-45:2024).

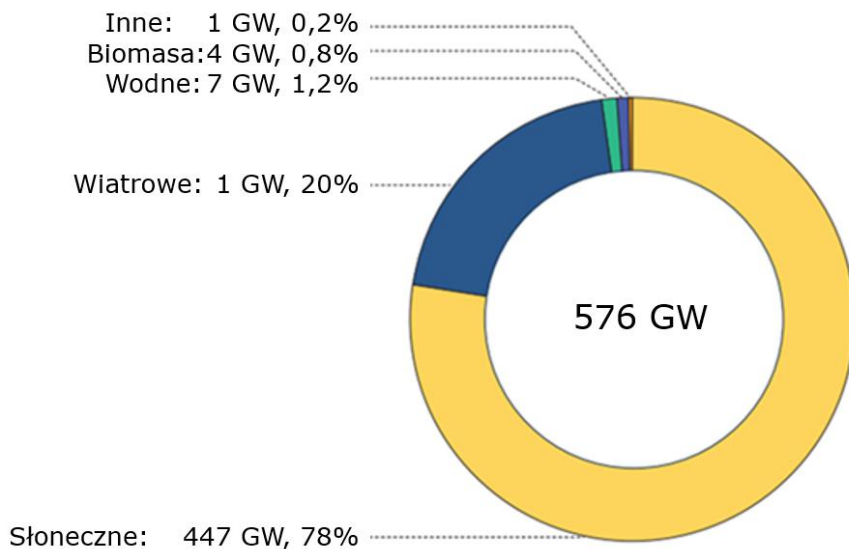
<sup>58</sup> Snapshot of Global PV Markets 2025, INTERNATIONAL ENERGY AGENCY PHOTOVOLTAIC POWER SYSTEMS PROGRAMME, April 2025

Ludowej, przy jednoczesnym utrzymywaniu wysokich wyników przez Stany Zjednoczone oraz państwa europejskie. Obserwowane tendencje rozwojowe sugerują, że dalszy wzrost skali instalacji PV jest wysoce prawdopodobny. Wynika to z głębokiej transformacji technologiczno-produkcyjnej, jaką w ostatnich latach przeszedł sektor fotowoltaiczny. Współczesne procesy wytwarzania modułów PV coraz częściej opierają się na zautomatyzowanych liniach produkcyjnych, co znacząco ogranicza koszty pracy i pozwala producentom spoza Chin skuteczniej konkurować na globalnym rynku. W rezultacie, różnice w kosztach operacyjnych, które jeszcze dekadę temu stanowiły istotną barierę konkurencyjności, uległy znacznemu zmniejszeniu, wzmacniając potencjał rozwojowy branży na poziomie międzynarodowym.

Jeśli spojrzymy na dynamikę rozwoju fotowoltaiki w porównaniu do innych odnawialnych źródeł energii to także zobaczymy, że jej wzrost dla fotowoltaiki jest imponujący. W 2023 roku na całym świecie oddano do użytku więcej elektrowni fotowoltaicznych niż dowolnych innych elektrowni (Rys. 8.2). Mowa tu o mocy elektrowni z podziałem ze względu na źródło energii<sup>59</sup>.

---

<sup>59</sup> Global Market Outlook for Solar Power / 2020 – 2024, Solar Power Europe



Rys. 8.2 Moc elektrowni oddanych do użytku w 2023 roku z podziałem na źródło energii<sup>60</sup>

Ponadto, jak prognozuje Międzynarodowa Agencja Energetyki IEA (ang. *International Energy Agency*), odnawialne źródła energii staną się największym „dostawcą” energii elektrycznej, przewyższającym nawet elektrownie węglowe już w najbliższej perspektywie.

Wśród licznych interesujących badań realizowanych na świecie szczególne miejsce zajmuje innowacyjna analiza opracowana przez Narodowe Laboratorium Energii Odnawialnej NREL (ang. *National Renewable Energy Laboratory*), której celem jest wsparcie miasta Los Angeles w procesie transformacji energetycznej zmierzającej do

---

<sup>60</sup> “Global Market Outlook for Solar Power 2024-2028” przygotowanego przez SolarPower Europe

osiągnięcia pełnego, 100-procentowego udziału odnawialnych źródeł energii w produkcji energii elektrycznej dla tej metropolii.

Według najnowszych źródeł<sup>61</sup>, projekt LA100 znajduje się obecnie w fazie wdrożeniowej (ang. *implementation phase*). Po zakończeniu pierwszej fazy analitycznej w 2021 r., w której opracowano możliwe scenariusze technologiczne, sieciowe i ekonomiczne, obecny etap koncentruje się na wdrażaniu strategii sprawiedliwej transformacji energetycznej (LA100 Equity Strategies, 2023–2025). W 2024 roku rozpoczęto projekty pilotażowe w zakresie:

- elektryfikacji transportu publicznego (m.in. autobusy zeroemisyjne – 25% floty do 2025 r.)
- dostępu do fotowoltaiki dachowej w dzielnicach o niższych dochodach
- modernizacji sieci przesyłowej (ang. *smart grid integration*)
- rozwoju zielonych miejsc pracy i edukacji energetycznej (LA100ES Green Jobs Workforce Development, 2023).

Obecnie scenariusze 100% OZE są technicznie wykonalne – NREL wskazuje, że Los Angeles może osiągnąć pełną dekarbonizację sektora elektroenergetycznego do 2035 r., zachowując niezawodność

---

<sup>61</sup> Cochran et al., 2024, Cell Reports Sustainability; NREL, 2023–2025, LA100 Equity Strategies

systemu energetycznego<sup>62</sup>. Dominującą rolę odegrają energia słoneczna i magazyny energii, które do 2035 r. mają odpowiadać za ponad 80% wytwarzanej energii. Ekonomiczne i społeczne korzyści – przewiduje się powstanie ponad 8 600 nowych miejsc pracy w sektorze budowy i instalacji infrastruktury energetycznej. Jeżeli zaś chodzi o aspekt szeroko pojętej sprawiedliwości energetycznej – program LA100ES (2023–2025) skupia się na zapewnieniu równych korzyści z transformacji, szczególnie dla społeczności o niskich dochodach<sup>63</sup>.

Wysoka dynamika wzrostu zastosowań technologii fotowoltaicznych, obserwowana zarówno w kontekście całkowitej mocy zainstalowanych modułów PV w porównaniu z latami poprzednimi, jak i w odniesieniu do innych źródeł wytwarzania energii, wynika z szeregu czynników o charakterze technologicznym, ekonomicznym oraz systemowym. Do najistotniejszych z nich należą:

- fotowoltaika stanowi obecnie jedną z najbardziej perspektywicznych metod pozyskiwania energii elektrycznej, postrzeganą jako kluczowy element transformacji energetycznej

---

<sup>62</sup> Cochran, J., Denholm, P., Heath, G., et al. (2021). The Los Angeles 100% Renewable Energy Study (LA100). NREL/TP-6A20-67727

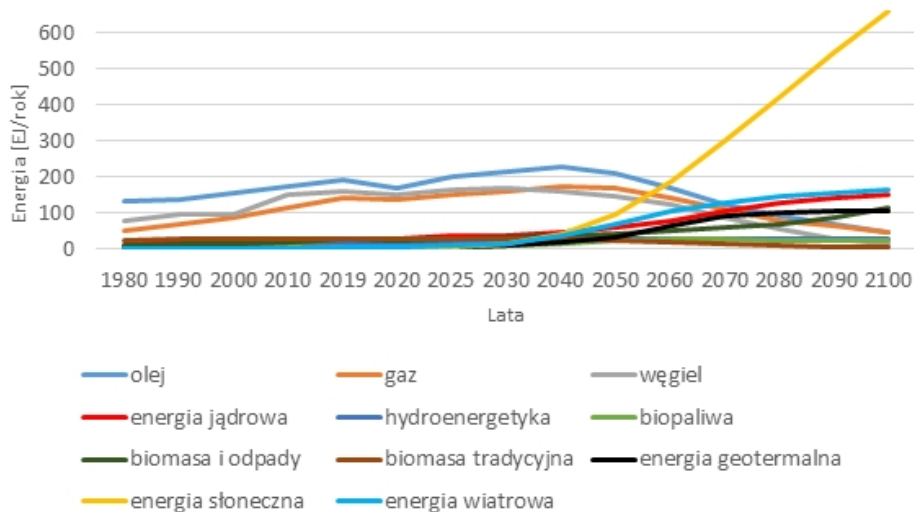
<sup>63</sup> Anderson, K. et al. (2023). *LA100 Equity Strategies: Executive Summary*. NREL/TP-6A20-85955

- funkcjonowanie ogniw fotowoltaicznych opiera się na dobrze poznanym i szeroko opisanym zjawisku fizycznym, umożliwiającym bezpośrednią konwersję energii promieniowania słonecznego na energię elektryczną
- systematyczny wzrost sprawności konwersji energii w ogniwach fotowoltaicznych przekłada się na poprawę parametrów technicznych wytwarzanych modułów PV, co zwiększa ich konkurencyjność na rynku energii
- równocześnie obserwowany jest trwały trend spadkowy cen ogniw i modułów fotowoltaicznych, wynikający m.in. z postępu technologicznego, efektu skali oraz rozwoju globalnego łańcucha dostaw.

W świetle prowadzonych analiz i prognoz rozwoju sektora energetycznego fotowoltaika uznawana jest za jedną z najbardziej obiecujących technologii w zakresie wytwarzania energii elektrycznej.

Tezę tę potwierdzają m.in. opracowania przygotowane przez interdyscyplinarne zespoły ekspertów reprezentujących naukę, gospodarkę oraz sektor energetyczny. Przykładem może być analiza wykonana przez zespół ekonomistów, specjalistów ds. energetyki i polityki energetycznej działających w ramach koncernu Shell, w której rozpatrzono trzy alternatywne scenariusze globalnego rozwoju produkcji i konsumpcji energii do roku 2100. Jeden z tych wariantów (Rys. 8.3) opisuje scenariusz tzw. szybkiej, lecz opóźnionej

dekarbonizacji, stanowiącej odpowiedź na konieczność ograniczenia emisji gazów cieplarnianych w drugiej połowie XXI wieku.<sup>64</sup>



Rys. 8.3 Całkowita energia pierwotna z podziałem na źródło pochodzenia - scenariusz późnej ale szybkiej dekarbonizacji<sup>65</sup>

Analizując prognozy rozwoju globalnego sektora energetycznego, można zauważyć, że rok 2040 może okazać się momentem przelomowym, w którym energetyka fotowoltaiczna zacznie odgrywać dominującą rolę wśród wszystkich technologii opartych na odnawialnych źródłach energii. Natomiast około roku 2060 przewiduje się, iż fotowoltaika może stać się najważniejszym źródłem

<sup>64</sup> Shell, THE ENERGY TRANSFORMATION SCENARIOS, #ShellScenarios [www.shell.com/transformationscenarios](http://www.shell.com/transformationscenarios),

<sup>65</sup> Ibidem

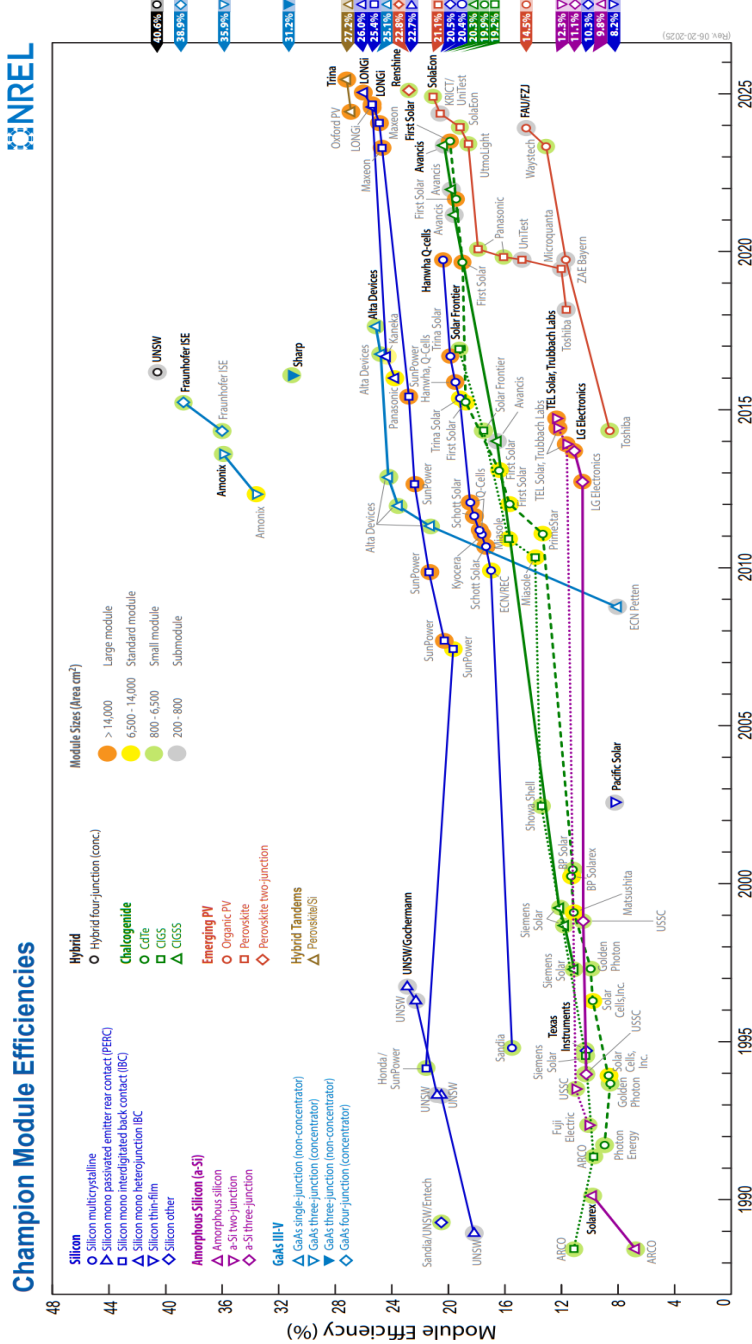
energii na świecie, zarówno pod względem mocy zainstalowanej, jak i udziału w globalnym bilansie energetycznym. Choć perspektywa ta wydaje się odległa w ujęciu czasowym, prognozy tego rodzaju należy traktować z najwyższą powagą i uwzględniać w długoterminowych strategiach rozwoju energetyki, gdyż odzwierciedlają one kierunek przemian technologicznych, gospodarczych i środowiskowych determinujących przyszły kształt światowego rynku energii.

Sprawność konwersji energii ogniw fotowoltaicznych, a co za tym idzie, produkowanych na ich bazie modułów PV stale rośnie. Postęp jaki się dokonał, i nadal dokonuje, dobrze obrazuje wykres sprawności konwersji energii modułów PV (z podziałem na rodzaj zastosowanych ogniw do ich produkcji) publikowany przez NREL (*National Renewable Energy Laboratory*) (Rys. 8.4)<sup>66</sup>.

---

<sup>66</sup> <https://www.nrel.gov/docs/libraries/pv/champion-module-chart-250620.pdf>.

This plot is courtesy of the National Renewable Energy Laboratory, Golden, CO.

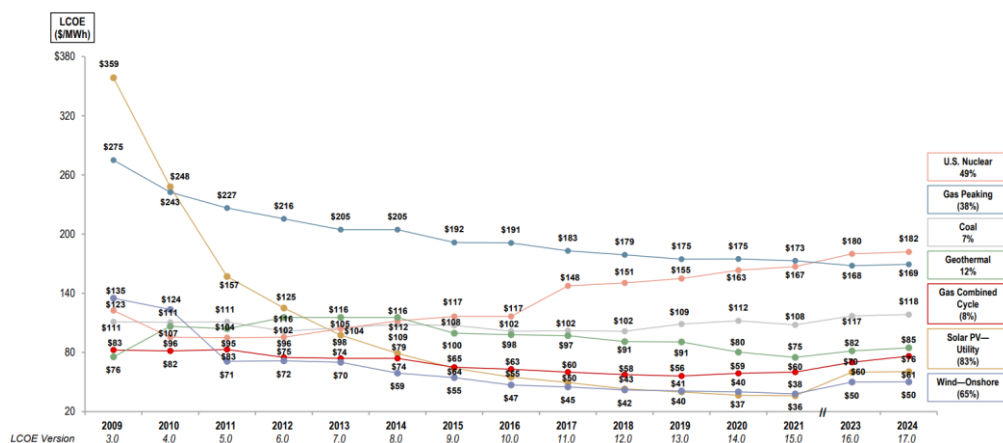


Rys. 8.4 Wykres sprawności modułów fotowoltaicznych. Zmiany w czasie z podziałem na rodzaj zastosowanej technologii wytwarzania ogniw PV

Jak widać ciągle rozwijane i udoskonalane są technologie bazujące na ogniwach krzemowych. Obecny rekord sprawności konwersji energii wynosi 26% dla modułów na bazie ogniw typu HJT oraz 25,4% dla modułów na bazie ogniw typu IBC. To pokazuje, że technologie na bazie krzemu monokrystalicznego nadal są wiodące na świecie. Nie bez znaczenia są inne technologie, a wśród nich ogniwa tandemowe łączące w sobie ogniwo krzemowe z ogniwnem perowskitowym. Podawany przez NREL rekord dla modułów PV zbudowanych z takich ogniw wynosi 27,2%. Jak widać ich rozwój jest bardzo dynamiczny, a uzyskiwane sprawności biją kolejne rekordy.

W ostatnich latach obserwuje się kontynuację trendu spadkowego cen ogniw i modułów fotowoltaicznych. Dynamiczna redukcja kosztów produkcji komponentów fotowoltaicznych w ciągu minionej dekady przyczyniła się do tego, że energia słoneczna osiągnęła pozycję lidera wśród współczesnych technologii energetycznych pod względem konkurencyjności kosztowej. Według najnowszego raportu Lazard, średni koszt energii elektrycznej LCOE (ang. *Levelized Cost of Energy*) wytworzonej z instalacji fotowoltaicznych wynosi obecnie 81 USD/MWh (Rys. 8.5), co czyni ją bardziej opłacalną niż technologie wykorzystujące paliwa kopalne oraz energetykę jądrową, przy czym w przypadku elektrowni wiatrowych na lądzie koszt ten wynosi jeszcze mniej – około 50 USD/MWh. W niektórych regionach świata koszt energii słonecznej spadł poniżej kosztów energii pozyskiwanej z wiatru, co potwierdza

rosnącą efektywność i konkurencyjność technologii fotowoltaicznych na globalnym rynku energii<sup>67</sup>.



Rys. 8.5 Koszt wytwarzania energii elektrycznej z energii słonecznej w porównaniu (raport LAZARD)<sup>68</sup>

Jeszcze w roku 2016 ceny ogniw i modułów fotowoltaicznych (PV) wynosiły około 0,45 €/W<sub>p</sub><sup>69</sup>, przy czym sprawność konwersji energii dla krzemowych ogniw fotowoltaicznych o powierzchni powyżej 100 cm<sup>2</sup>

<sup>67</sup> LAZAR report LEVELIZED COST OF ENERGY+ WITH SUPPORT FROM June 2024 (Lazard’s Levelized Cost of Energy Analysis—Version 17.0)

<sup>68</sup> LAZAR report LEVELIZED COST OF ENERGY+ WITH SUPPORT FROM June 2024 (Lazard’s Levelized Cost of Energy Analysis—Version 17.0)

<sup>69</sup> Schachinger M., 2016. Module price index. PV Magazine [Online] Available at: [www.pv-magazine.com/features/investors/module-price-index/](http://www.pv-magazine.com/features/investors/module-price-index/)

przekraczała 20%<sup>70</sup>. Pięć lat później, w marcu 2021 roku, koszt jednostkowy mocy w typowym module PV spadł do poziomu 0,23 €/W<sub>p</sub><sup>71</sup>, co oznacza niemal dwukrotną redukcję ceny w ciągu zaledwie pięciu lat. Przykładowe ceny wybranych komercyjnie dostępnych modułów fotowoltaicznych w 2021 roku przedstawiono poniżej (Tabela 8.1).

Obecnie obserwuje się dalszy spadek cen modułów PV. Według danych rynkowych z **stycznia 2025 roku**, ceny modułów krystalicznych kształtują się na poziomie od **0,055 €/W<sub>p</sub>** dla modułów klasy niskokosztowej (ang. *Low Cost*) do **0,13 €/W<sub>p</sub>** dla modułów całkowicie czarnych (ang. *full black*). W przypadku standardowych, najbardziej popularnych na rynku, modułów (ang. *mainstream*) cena wynosi około **0,10 €/W<sub>p</sub>**, natomiast moduły o podwyższonej sprawności (ang. *high efficiency*), wykorzystujące zaawansowane technologie ogniw TOPCon, HJT lub Back Contact, osiągają poziom **0,12 €/W<sub>p</sub>**. Oznacza to spadek cen w przedziale **4–15%** w stosunku do początku roku 2025, przy czym największą redukcję odnotowano w segmencie modułów niskokosztowych<sup>72</sup>.

---

<sup>70</sup> Green M.A., Hishikawa Y., Warta W., Dunlop E.D., Levi D.H., Hohl-Ebinger J., Ho-Baillie A.W.Y., (2017) Solar cell efficiency tables (version 50). *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, July, 25(7), pp. 668–676

<sup>71</sup> <https://www.pvxchange.com/Price-Index> dostęp 30.03.2021

<sup>72</sup> <https://www.pvxchange.com/Price-Index>

Tabela 8.1 Ceny modułów z podziałem na rodzaj oraz ich zmiany od stycznia i lutego 2021 do marca 2021 roku<sup>73</sup>

Klasa modułu PV	€/W <sub>p</sub>	Trend od stycznia 2021	Opis
<b>Bifacial</b>	0,33	-2,9%	Moduły zbudowane z ogniw bifacial w układzie szkło-szkło z ramą lub bez
<b>Wysoko Sprawny (High Efficiency)</b>	0,32	0%	Moduły zbudowane z ogniw PERC HJT, <i>n</i> -typ lub IBC o mocy minimum 330Wp
<b>Cały czarny (Full Black)</b>	0,33	0%	Moduły z czarnym plastikiem zabezpieczającym, czarną ramą o mocy od 290 do 390 Wp
Klasa modułu PV	€/W <sub>p</sub>	Trend od stycznia 2021	Opis
<b>Typowy (Mainstream)</b>	0,23	0%	Typowe moduły zbudowane z 60 ogniw na bazie krzemu, z białym plastikiem zabezpieczającym, aluminiową ramą o mocy od 275 do 325 Wp

<sup>73</sup> ibidem

<b>Tani (Low Cost)</b>	0,18	+12,5%	Moduły o niskiej jakości, niskiej sprawności często bez gwarancji
----------------------------	------	--------	---

Aktualny poziom cen potwierdza utrzymujący się trend spadkowy w sektorze fotowoltaiki, wynikający z optymalizacji procesów produkcyjnych, zwiększenia skali wytwarzania oraz dalszej poprawy parametrów technologicznych ogniw i modułów PV.

Podane ceny dotyczą gotowych modułów PV ale podobnie jest z cenami samych ogniw, na bazie których, produkowane są najpopularniejsze moduły PV (Tabela 8.2). W chwili obecnej ceny ogniw są na jeszcze niższym poziomie. Według danych z portalu pvinsight.com ogniwa na bazie krzemu polikrystalicznego można już kupić za 0,08 USD/W<sub>p</sub>, a koszt jednych z najdroższych obecnie ogniw PECR na krzemie monokrystalicznym to 0,11 USD/W<sub>p</sub><sup>74</sup>

*Tabela 8.2 Ceny modułów z podziałem na rodzaj oraz ich zmiany od lipca 2025 do stycznia 2025<sup>75</sup>*

<b>Klasa modułu PV</b>	<b>€/W<sub>p</sub></b>	<b>Trend od stycznia 2025</b>	<b>Opis</b>
<b>Wysoko sprawny</b>	0,12	- 4,0%	Moduły fotowoltaiczne z ogniwami mono- lub

<sup>74</sup> <http://pvinsights.com/index.php> - wersja 19.11.2025

<sup>75</sup> <https://www.pvxchange.com/Price-Index> - Photovoltaic Price Index - October 2025

<b>(High Efficiency)</b>			bifacjalnymi HJT, <i>n</i> -typ, TOPCon lub xBC (Back Contact), o sprawności <b>powyżej 23 %</b> .
<b>Cały czarny (Full Black)</b>	0,13	0,0%	Moduły fotowoltaiczne z ogniwami mono- lub bifacjalnymi HJT, <i>n</i> -typ, <i>p</i> -typ, lub xBC (Back Contact), <b>z czarną ramą i tylną folią</b>
<b>Typowy (Mainstream)</b>	0,10	- 4,8%	Moduły fotowoltaiczne z ogniwami mono- lub bifacjalnymi HJT, <i>n</i> -typ, TOPCon lub xBC (Back Contact), o sprawności <b>do 23 %</b> .
<b>Tani (Low Cost)</b>	0,055	- 15,4%	Końcówki serii, towary z upadłości, produkty używane lub o niskiej wydajności, często z ograniczoną lub brakiem gwarancji

Jednym z kluczowych czynników determinujących spadek cen technologii fotowoltaicznych jest efekt skali. Globalne moce produkcyjne największych producentów modułów i ogniw PV zwiększają się systematycznie, co pozwala na obniżenie jednostkowych kosztów wytwarzania. Równocześnie istotne znaczenie ma fakt, że niemal każda innowacja, która potwierdzi swoją skuteczność w warunkach eksploatacyjnych i może przyczynić się do redukcji kosztów, jest bardzo szybko wdrażana do produkcji seryjnej.

Żaden inny rodzaj wytwarzania energii elektrycznej nie zanotował tak głębokiej i systematycznej redukcji kosztów jak fotowoltaika. Przykładem może być cena instalacji prosumenckiej – w 2006 roku 1 kW<sub>p</sub> kosztował około 2700 euro, w roku 2011 było to już 2000 euro, natomiast w 2019 cena spadła do około 1200 euro. Według danych serwisu MuratorDom, w drugiej połowie 2025 roku koszt kompletnej instalacji PV o mocy 1 kW<sub>p</sub> wraz z montażem kształtuje się w przedziale 3000–6000 zł brutto, zależnie od specyfiki obiektu i komponentów<sup>76</sup>.

Analiza cen modułów fotowoltaicznych z perspektywy historycznej pokazuje jeszcze bardziej spektakularną skalę zmian. W latach 80. XX wieku koszt 1 W<sub>p</sub> mocy modułu PV wynosił blisko 12 euro. W 1990 roku było to około 10 euro, natomiast w roku 2010 cena spadła do nieco powyżej 1 euro. Kolejne lata przyniosły dalszą redukcję – w 2015 około 0,40 euro, a w 2019 już około 0,20 euro za 1 W<sub>p</sub>. Oznacza to, że współczesna cena modułów PV jest **ponad pięćdziesięciokrotnie niższa niż cztery dekady temu**. Statystycznie można stwierdzić, że każdorazowe **podwojenie wolumenu produkcji modułów fotowoltaicznych prowadziło do spadku ich ceny o około 25%**, co potwierdza długoterminowy trend uczenia się technologii (ang. *learning curve*)<sup>77</sup>.

---

<sup>76</sup> Murator - Panele fotowoltaiczne – ceny w lipcu 2025. Ile kosztuje fotowoltaika? (22.07.2025)

<sup>77</sup> PHOTOVOLTAICS REPORT, Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems, ISE

Obecnie rozwój fotowoltaiki koncentruje się na dwóch fundamentalnych obszarach:

- **minimalizacji kosztów produkcji ogniw i modułów,**
- **zwiększaniu sprawności konwersji promieniowania słonecznego na energię elektryczną.**

Z tego powodu rynek wykazuje największe zainteresowanie technologiami, które choćby w niewielkim stopniu obniżają koszt wytwarzania lub podnoszą sprawność urządzeń PV. Działania rozwojowe obejmują zarówno konstrukcję modułów, jak i samych ogniw, w szczególności krzemowych. Usprawnienia dotyczą m.in. warstwy emiterowej, pasywującej, antyrefleksyjnej oraz metalizacji elektrod – każda z nich stanowi potencjalny obszar poprawy parametrów końcowego produktu.

## 8.1 Wybrane trendy w rozwoju fotowoltaiki na świecie

Obecne badania nad technologiami fotowoltaicznymi koncentrują się na wielu celach, które w ostatnich latach zyskały szczególne znaczenie. Do najważniejszych kierunków rozwoju należą między innymi:

---

with support of PSE Projects GmbH Freiburg, 16 September 2020

[www.ise.fraunhofer.de](http://www.ise.fraunhofer.de)

### **Ograniczenie zużycia srebra w procesach produkcyjnych.**

W ogniwach krzemowych srebro stanowi podstawowy materiał stosowany do wytwarzania elektrod. Obecnie prowadzi się intensywne prace nad redukcją jego udziału, głównie poprzez optymalizację metod nakładania przedniej warstwy metalizacji oraz zastępowanie srebra bardziej ekonomicznymi materiałami.

### **Agrowoltaika – integracja upraw rolnych z fotowoltaiką.**

To relatywnie nowy obszar badań, zakładający jednoczesne wykorzystanie powierzchni rolniczej do produkcji energii elektrycznej i wspierania wzrostu roślin. Stosowanie specjalnie projektowanych modułów PV pozwala jednocześnie generować energię oraz modyfikować warunki mikroklimatyczne, sprzyjając rozwojowi upraw.

### **Postęp w dziedzinie ogniw perowskitowych i tandemowych.**

Intensywnie poszukuje się nowych generacji materiałów fotowoltaicznych o wysokiej sprawności i niskich kosztach produkcji. W przypadku ogniw perowskitowych głównym wyzwaniem pozostaje poprawa ich długoterminowej stabilności oraz możliwość skalowania procesu wytwarzania do dużych powierzchni. Obecnie szczególnym zainteresowaniem cieszą się tandemowe ogniwa perowskitowo-krzemowe, które łączą warstwę perowskitu z klasycznym ogniwem krzemowym. Takie połączenie umożliwia bardziej efektywne wykorzystanie widma promieniowania słonecznego, co prowadzi do sprawności przekraczających 30% w warunkach laboratoryjnych. Technologia tandemowa uznawana jest za jedną z najbardziej

perspektywicznych ścieżek rozwoju fotowoltaiki, łączącą zalety tanich, cienkowarstwowych perowskitów z dojrzałością i niezawodnością krzemu.

### 8.1.1 Redukcja konsumpcji srebra

Ograniczenie zużycia srebra w procesach wytwarzania ogniw fotowoltaicznych stanowi obecnie jedno z najistotniejszych wyzwań rozwojowych współczesnej technologii PV. Już w 2017 roku odnotowano gwałtowny wzrost ilości srebra wykorzystywanego w produkcji ogniw, co unaocznilo skalę zależności tej branży od metali szlachetnych. Redukcja zapotrzebowania na srebro jest zatem uzasadniona zarówno ekonomicznie, jak i z punktu widzenia zrównoważonego zarządzania surowcami mineralnymi, szczególnie, że sektor fotowoltaiczny stał się w ostatnich latach jednym z największych odbiorców tego metalu. Dane statystyczne wskazują, że globalny popyt na srebro w 2019 roku osiągnął poziom 991,8 mln uncji (ok. 30,8 tys. ton), co stanowiło wzrost o około 0,4% w porównaniu z rokiem poprzednim. Tendencja ta była przede wszystkim konsekwencją zwiększonego zainteresowania inwestorów fizycznymi formami srebra jako aktywem finansowym, pomimo obserwowanego spadku zapotrzebowania w tradycyjnych sektorach, takich jak jubilerstwo czy produkcja zastawy stołowej.

W tym samym okresie produkcja przemysłowa srebra utrzymywała się na wysokim poziomie 510,9 mln uncji (ok. 15,9 tys. ton), zaledwie o 1% niższym od wartości rekordowych z 2017 roku, co potwierdza stabilność podaży na światowych rynkach surowcowych. Na tle pozostałych zastosowań przemysłowych szczególnie szybki wzrost odnotowano w sektorze fotowoltaicznym, gdzie konsumpcja srebra

wzrosła do 98,7 mln uncji, czyli o 6,2 mln uncji względem roku 2018. Dynamiczny przyrost wynika przede wszystkim z rozbudowy globalnych mocy produkcyjnych ogniw krzemowych, w których srebro pełni kluczową funkcję materiału kontaktowego o wysokiej przewodności elektrycznej.

Z perspektywy ekonomicznej i technologicznej ograniczenie zawartości srebra w ogniwach fotowoltaicznych należy do priorytetowych kierunków badań nad optymalizacją procesów produkcyjnych. Intensywnie rozwijane są technologie zastępcze, w tym pasty kontaktowe oparte na miedzi lub aluminium, które pozwalają znacząco obniżyć koszty wytwarzania modułów bez istotnego pogorszenia ich parametrów sprawnościowych. Wdrażanie takich rozwiązań stanowi kluczowy element strategii zrównoważonego rozwoju branży PV i może istotnie ograniczyć presję popytową na srebro w nadchodzących latach.

Ograniczanie udziału srebra w produkcji ogniw fotowoltaicznych jest zarówno wysoce opłacalne ekonomicznie, jak i konieczne z perspektywy globalnej gospodarki surowcowej. W 2019 roku całkowite światowe zapotrzebowanie na srebro osiągnęło 1004,4 mln uncji (ok. 31 387,5 ton), a jedną z nielicznych gałęzi przemysłu, w których zanotowano wyraźny wzrost konsumpcji tego metalu, była fotowoltaika (Tabela 8.3). Wówczas sektor ten zużył 87,9 mln uncji srebra. Jednak znacznie bardziej dynamiczny wzrost odnotowano w latach kolejnych – w 2023 roku zużycie srebra przez przemysł fotowoltaiczny osiągnęło

193,5 mln uncji, zaś w roku 2024 wzrosło aż do 232 mln uncji<sup>78</sup>.

Tendencja ta jednoznacznie wskazuje na pilną potrzebę poszukiwania alternatywnych materiałów kontaktowych oraz optymalizacji procesów technologicznych, które pozwolą na dalszy rozwój fotowoltaiki przy jednoczesnym zmniejszeniu obciążenia światowych zasobów srebra

*Tabela 8.3 Popyt na srebro na świecie – w milionach uncji<sup>79</sup>*

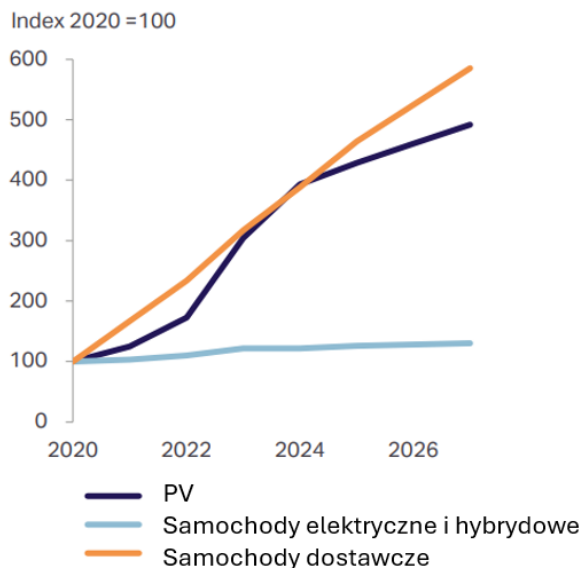
	2019	2020	2021	2022	2023	2024F	Rok do roku
<b>PODAŻ</b>							
Produkcja kopalniana	837,2	783,4	829,0	836,7	830,5	823,5	-1%
Recykling	148,2	164,3	173,7	176,9	178,6	178,9	0%
Sprzedaż sektora oficjalnego netto	1,0	1,2	1,5	1,7	1,6	1,5	-9%
<b>ŁĄCZNA PODAŻ</b>	<b>1 000,3</b>	<b>957,4</b>	<b>1 004,3</b>	<b>1 015,4</b>	<b>1 010,7</b>	<b>1 003,8</b>	<b>-1%</b>
<b>POPYT</b>							
Przemysłowy (łącznie)	523,5	509,7	561,3	588,3	654,4	710,9	9%
Elektryczny i elektroniczny	327,3	322,0	351,2	371,3	445,1	485,6	9%
<b>w tym fotowoltaika</b>	<b>87,9</b>	<b>98,7</b>	<b>88,9</b>	<b>118,1</b>	<b>193,5</b>	<b>232,0</b>	<b>20%</b>
Lutowanie i spoiwa	47,5	50,8	50,5	49,2	50,2	51,8	3%
Pozostały przemysł	148,7	136,9	159,6	167,8	159,0	173,5	9%

<sup>78</sup> World Silver Survey 2024 The Silver Institute 1400 I Street, NW, Suite 550, Washington, D.C. 20005

<sup>79</sup> World Silver Survey 2024 The Silver Institute 1400 I Street, NW, Suite 550, Washington, D.C. 20005

Fotografia	30,7	29,9	27,5	27,0	26,0	26,1	0%
Bizuteria	199,3	187,1	180,7	234,5	202,3	211,3	4%
Srebro stołowa (silverware)	61,3	52,4	40,7	73,5	55,2	58,8	7%
Fizyczne inwestycje	187,4	291,8	280,7	333,7	243,1	212,0	-13%
<b>ŁĄCZNY POPYT</b>	<b>1 004,4</b>	<b>926,8</b>	<b>1 099,6</b>	<b>1 278,9</b>	<b>1 195,0</b>	<b>1 219,1</b>	<b>2%</b>

W najbliższym okresie fotowoltaika postrzegana jest jako jedno z trzech głównych źródeł popytu na srebro – obok sektora pojazdów dostawczych oraz samochodów elektrycznych i hybrydowych (Rys. 8.6).



Rys. 8.6 Zapotrzebowanie na srebro w perspektywie roku 2026 dla trzech wybranych gałęzi przemysłu<sup>80</sup>

<sup>80</sup> World Silver Survey 2024 na podstawie GTM, Metals Focus, LMC Automotive, A Global Data Company

Prognozy wskazują, że to właśnie rozwój elektromobilności będzie generował największe zapotrzebowanie na ten surowiec w najbliższych latach. Jednak biorąc pod uwagę przewidywany dynamiczny wzrost technologii fotowoltaicznych po 2040 roku – obejmujący zarówno zwiększenie zdolności produkcyjnych, jak i liczbę instalacji – kwestia zużycia srebra w procesie wytwarzania ogniw PV nabiera kluczowego znaczenia.

Obecnie tempo wzrostu zapotrzebowania na srebro w sektorze fotowoltaicznym jest bardzo wysokie i w dłuższej perspektywie może się okazać, że globalne zasoby oraz możliwości produkcyjne nie będą w stanie zaspokoić potrzeb tej branży. Dlatego już teraz konieczne jest opracowywanie oraz wdrażanie rozwiązań technologicznych ograniczających zależność ogniw fotowoltaicznych od srebra, aby zapewnić zrównoważony rozwój energetyki słonecznej w nadchodzących dekadach.

W związku z powyższym jednym z kluczowych wyzwań stojących przed technologią krzemowych ogniw fotowoltaicznych jest dalsza redukcja zużycia srebra na etapie produkcji. Całkowita eliminacja tego metalu z procesu metalizacji stanowi jeszcze większe wyzwanie, które w najbliższej perspektywie wydaje się mało realne. Obecnie w produkcji standardowego ogniwa wykorzystuje się około 90 mg srebra. Natomiast w przypadku ogniwa dwustronnie aktywnego (bifacjalnego), w którym metalizację wykonuje się po obu stronach wafla krzemowego, zużycie

srebra wzrasta nawet do 200 mg na jednostkę. Prognozuje się, że możliwe będzie obniżenie zapotrzebowania na srebro do poziomu około 50 mg na ogniwo, jednak realizacja tego celu przewidywana jest dopiero w okolicach roku 2030<sup>81</sup>.

---

<sup>81</sup> ITRPV - International Technology Roadmap for Photovoltaic 2020, Readiness ITRPV

## 8.1.2 Agrowoltaika

Agrowoltaika stanowi stosunkowo nowy obszar badań w ramach fotowoltaiki, który w ostatnich latach zyskał znaczące zainteresowanie. Termin ten odnosi się obecnie do dwóch równoległych kierunków rozwoju. Pierwszy z nich dotyczy instalowania modułów fotowoltaicznych na terenach rolniczych, co umożliwi jednoczesne prowadzenie upraw i produkcję energii elektrycznej. Drugi natomiast obejmuje opracowywanie specjalistycznych modułów PV, które dzięki odpowiedniej konstrukcji i właściwościom optycznym mogą wspierać wzrost roślin. W szerszym ujęciu agrowoltaika zakłada optymalne wykorzystanie gruntów rolnych poprzez ich podwójne przeznaczenie – do produkcji żywności oraz wytwarzania energii. Takie rozwiązanie przyczynia się do zwiększenia efektywności użytkowania terenu, umożliwiając rozbudowę systemów fotowoltaicznych na dużą skalę bez utraty powierzchni uprawnych.

Rozwój technologii agrowoltaicznych nabrał szczególnej dynamiki w ostatniej dekadzie. Globalna moc zainstalowanych systemów wzrosła z około 5 MW w 2012 roku do blisko 2,9 GW w roku 2018, co świadczy o wykładniczym tempie przyrostu. Równolegle obserwuje się w ostatnich latach wdrażanie krajowych programów wsparcia i finansowania agrowoltaiki – począwszy od Japonii (od 2013 r.),

następnie Chinach, Francji, Stanach Zjednoczonych czy Koreę Południową<sup>82</sup>.

W Europie istotną rolę w rozwoju agrowoltaiki odegrał Instytut Fraunhofera, który realizuje projekt APV-RESOLA. W ramach tego projektu testowane są trzy modele integracji modułów PV z rolnictwem: (1) rozmieszczenie paneli bezpośrednio na gruncie uprawnym, z zachowaniem przestrzeni między modułami na rośliny; (2) montaż paneli na podwyższonej konstrukcji wsporczej, pozostawiającej miejsce na uprawy o różnej wysokości; (3) integracja modułów z dachami szklarni<sup>83</sup>.

Pierwsze wyniki uzyskane na bazie pilotażu prowadzonego na obszarze trzech hektarów w rejonie Jeziora Bodeńskiego dostarczyły interesujących danych. Zainstalowany system nadążny śledzi położenie Słońca względem modułów typu bifacial o mocy nominalnej 194 kW. Po roku użytkowania odnotowano zmniejszenie plonów koniczyny o 5,3% w porównaniu z kontrolną powierzchnią nieobjętą instalacją. Z kolei straty w uprawach pomidorów, pszenicy i selera wyniosły 18–19%. Jednak drugi rok badań wykazał odwrotny trend: plony selera zwiększyły się o 12%, pszenicy ozimej o 3%, a pomidorów aż o 40% względem obszarów referencyjnych. Ponownie mniej korzystne wyniki

---

<sup>82</sup> <https://www.ise.fraunhofer.de/en/key-topics/integrated-photovoltaics/agrivoltaics.html>

<sup>83</sup> <https://www.ise.fraunhofer.de/en/research-projects/apv-resola.html>

zaobserwowano w przypadku koniczyny – jej zbiory były niższe o 8%. Co istotne, system zapewnił dodatkowe korzyści mikroklimatyczne, takie jak wyższa wilgotność gleby podczas okresów wysokich temperatur. Jednocześnie roczna produkcja energii elektrycznej wyniosła 249,85 MWh przy rocznym nasłonecznieniu rzędu 1319,7 kWh/m<sup>2</sup><sup>84</sup>.

Przedstawione wyniki oraz inne podobne projekty dowodzą, że agrowoltaika jest perspektywicznym rozwiązaniem, które łagodzi konflikt między produkcją żywności a ekspansją infrastruktury energetyki odnawialnej. Moduły fotowoltaiczne nie tylko dostarczają energię, ale mogą również pełnić funkcje ochronne wobec upraw, chroniąc je przed warunkami ekstremalnymi, takimi jak grad, przymrozki czy nadmierne promieniowanie słoneczne. W obliczu globalnych wyzwań związanych z zapewnieniem bezpieczeństwa żywnościowego, integracja technologii PV z rolnictwem stanowi obiecujący kierunek zrównoważonego rozwoju, który może przynieść korzyści zarówno środowiskowe, jak i ekonomiczne w wielu regionach świata.

Analiza badań prowadzonych w ramach różnych projektów wskazuje, że rozwój agrowoltaiki stanowi właściwy kierunek działań w obszarze zrównoważonego rolnictwa i energetyki. Systemy

---

<sup>84</sup> Ibidem

fotowoltaiczne integrowane z uprawami przyczyniają się bowiem do ograniczenia typowych konfliktów wynikających z konkurencji o wykorzystanie gruntów rolnych do innych celów niż produkcja żywności. Dodatkowo panele fotowoltaiczne mogą pełnić funkcje ochronne, redukując negatywne skutki ekstremalnych zjawisk atmosferycznych, takich jak grad, przymrozki, okresy suszy czy nadmierne nasłonecznienie.

Biorąc pod uwagę, że zapewnienie bezpieczeństwa żywnościowego jest jednym z kluczowych wyzwań współczesnej cywilizacji, agrowoltaika staje się ważnym elementem interdyscyplinarnego podejścia do rozwoju obszarów wiejskich. Jej wdrażanie może przyczynić się do zwiększenia produktywności agroekosystemów w różnych regionach świata, umożliwiając jednocześnie wytwarzanie energii odnawialnej i żywności, a tym samym wspierać globalne strategie zrównoważonego rozwoju.

### 8.1.3 Postęp w dziedzinie ogniw perowskitowych i tandemowych

**Ogniwa perowskitowe** stanowią jeden z najbardziej obiecujących kierunków rozwoju fotowoltaiki w XXI wieku. Są oparte na hybrydowych organiczno-nieorganicznych halogenkowych perowskitach o strukturze krystalicznej. Pierwsze doniesienia na temat fotowoltaicznego wykorzystania perowskitów datują się na rok 2009, kiedy użyto ich w ogniwach barwnikowych jako absorbera. Początkowa sprawność

konwersji energii wynosiła wówczas około 3,8%. Od tego czasu obserwuje się wykładniczy wzrost wydajności urządzeń – obecnie laboratoryjne ogniwa perowskitowe osiągnęły sprawności przekraczające 26% (stan na 2024 rok), co czyni je konkurencyjnymi względem standardowych ogniw krzemowych.

Wśród wyzwań technologicznych wymienia się:

- Zwiększenie stabilności materiału. Perowskity wykazują wrażliwość na wilgoć, tlen, promieniowanie UV oraz wysoką temperaturę. Trwają intensywne prace nad modyfikacją składu (np. wprowadzanie cezu, bromu, dodatków polimerowych) oraz enkapsulacją, które pozwalają zwiększyć trwałość ogniw do poziomu zbliżonego do klasycznych modułów PV.
- Redukcja toksyczności. Obecność ołowiu budzi obawy środowiskowe. Badania nad perowskitami na bazie cyny (Sn) są jednak utrudnione ze względu na niestabilność tego metalu w stopniu utlenienia 2+.
- Procesy wytwarzania. W porównaniu do krzemu, perowskity można nanosić technikami niskotemperaturowymi, takimi jak metoda sol-gel, spin-coating, druk atramentowy czy chemiczne osadzanie z fazy gazowej (CVD). Technologie te sprzyjają wytwarzaniu cienkich, lekkich i elastycznych ogniw oraz skalowaniu produkcji.
- Ogniwa tandemowe

**Ogniwa tandemowe** krzem–perowskit stanowią obecnie jeden z najbardziej obiecujących kierunków rozwoju zaawansowanej fotowoltaiki. Łączą one w jednej strukturze dwa komplementarne absorbery: dolne ogniwo krzemowe oraz górne ogniwo perowskitowe o szerszej przerwie energetycznej. Dzięki temu możliwe jest efektywne wykorzystanie szerokiego zakresu widma słonecznego – perowskit pochłania światło wysokoenergetyczne, natomiast krzem absorbuje fotony o niższej energii. Pierwsze prace nad tandemami krzem–perowskit pojawiły się około 2014 roku, kiedy zademonstrowano ich potencjał do przekraczania teoretycznych ograniczeń sprawności pojedynczego złącza. Od tego czasu nastąpił dynamiczny rozwój technologii, obejmujący udoskonalenie warstw transportowych, stabilności materiałów oraz integracji z krzemem. Obecnie laboratoryjne ogniwa tandemowe krzem–perowskit osiągają sprawności przekraczające 33% (stan na 2024 rok), co czyni je najbardziej wydajną parą materiałów w fotowoltaice i wskazuje na ich ogromny potencjał komercjalizacyjny w najbliższych latach.

Wśród wyzwań technologicznych wymienia się:

- Stabilność interfejsów między warstwą perowskitową a krzemową.
- Dopasowanie prądowe między górnym a dolnym ogniwem – konieczne do pracy w układzie szeregowym.
- Optymalizację warstw transportujących, które muszą być zarówno wydajne, jak i kompatybilne z procesami produkcyjnymi.

- Integrację z modułami produkcyjnymi – próby tworzenia tandemowych paneli PV w formie produktów końcowych, odpornych na degradację klimatyczną.

Perowskitowo-krzemowe tandemy są uważane za jedną z najbardziej obiecujących technologii przyszłości fotowoltaiki. Prace nad ich komercjalizacją prowadzą zarówno uniwersytety, jak i firmy technologiczne (Oxford PV, Qcells, Microquanta). Kluczową przewagą tandemów jest możliwość osiągnięcia wysokiej sprawności przy relatywnie niskich kosztach wytwarzania oraz kompatybilności z istniejącą infrastrukturą produkcji modułów krzemowych. Realne wydaje się osiągnięcie sprawności konwersji energii dla modułów PV przekraczającej 35%. Oczekuje się, że tandemowe ogniwa perowskit/krzem znajdą zastosowanie zarówno w instalacjach naziemnych, jak i zintegrowanych z budynkami (BIPV), a także w mobilnych systemach energetycznych. Osiągnięcie długoterminowej stabilności oraz ekologicznie neutralnych wersji tych ogniw będzie jednak warunkiem ich szerokiego wdrożenia przemysłowego.

#### 8.1.4 Inne kierunki rozwoju PV

W ujęciu krajowym największy popyt na innowacje dotyczy produkcji modułów PV. Wynika to z faktu, iż w Polsce w skali masowej produkuje się tylko moduły PV. Przedsiębiorstwa są zainteresowane zarówno innowacjami technologicznymi, jak i produktowymi. Wszystkie badania procesów laminacji prowadzone w polskich jednostkach

naukowych są bardzo interesujące dla producentów modułów. Ten sektor zainteresowany jest także zaawansowanymi technikami pomiarowymi, którymi dysponują polskie jednostki naukowe, co pozwala na kontrolę jakości produktów oraz kontrolę powtarzalności technologii. Także badania nad udoskonaleniem technologii są interesujące dla polskich przedsiębiorców, gdyż mogą otworzyć przed nimi nowe pola działalności. Należą do nich między innymi badania nad redukcją ilości srebra wykorzystywanego do produkcji ogniw oraz dotyczące możliwości zastąpienia srebra miedzią. W obszarze badań nad nowymi materiałami trzeba wyróżnić ogniwa perowskitowe oraz zupełnie nowe struktury oparte na słupkach ZnO.

W obszarze nowych kryteriów dotyczących badań jakości wyprodukowanych modułów PV polskie ośrodki naukowe oferują szeroką ofertę badań laboratoryjnych a także testów prowadzonych w warunkach rzeczywistych. Różnice w popycie na innowacje w skali europejskiej i globalnej mogą natomiast dotyczyć miejsca wykorzystania modułów PV. W ostatnich latach otwiera się wiele rynków w podzwrotnikowych strefach klimatycznych. Wymagania stawiane modułom PV w obszarach, gdzie roczna energia promieniowania słonecznego przekracza 2000 kWh/m<sup>2</sup>/rok, są znacznie wyższe. Doskonałym przykładem oferty polskich jednostek badawczych są tu prace B+R nad nowymi materiałami do laminacji, modułami w układach szkło-szkło oraz badania materiałowe. Ponadto nadal prowadzone są prace koncentrując się w dwóch obszarach takich jak: poprawa jakości oferowanych modułów PV oraz zwiększenie

wydajności najpopularniejszych rodzajów ogniw na bazie krzemu krystalicznego.

**Zaostrzenie procedur certyfikacji modułów PV.** Coraz wyższe wymagania jakościowe nakładane na producentów mają na celu zwiększenie niezawodności i trwałości modułów dostępnych na rynku. Jest to odpowiedź na potrzeby inwestorów, którzy oczekują gwarancji wieloletniej, bezawaryjnej pracy instalacji fotowoltaicznej.

**Rozwój technologii wysokosprawnych ogniw, takich jak HJT i Back Contact.** Działania badawcze ukierunkowane są na udoskonalanie procesu produkcji, co prowadzi do systematycznego podnoszenia parametrów konwersji energii. W warunkach laboratoryjnych uzyskano już sprawność rzędu 26,6%, co stanowi rekord wśród krystalicznych ogniw PV.

**BIPV.** Kolejnym kierunkiem dynamicznego rozwoju jest fotowoltaika zintegrowana z budynkami (BIPV). Przykładem w skali europejskiej jest projekt BOOSTER, finansowany ze środków UE (budżet: 8,2 mln euro, start: 1 września 2020 r.). Projekt ten nie opiera się na klasycznych krzemowych ogniwach krystalicznych, lecz na elastycznych, organicznych foliach fotowoltaicznych (OPV), które uznaje się za obiecujące rozwiązanie dla systemów BAPV (ang. *Building Applied Photovoltaics*). OPV cechują się krótkim czasem zwrotu energii wkładanej w produkcję i są wytwarzane z łatwo dostępnych,

nietoksycznych materiałów. BOOSTER ma doprowadzić technologię OPV do siódmego poziomu gotowości technologicznej (TRL 7), zwiększyć sprawność i trwałość modułów, a także zoptymalizować koszty ich produkcji. Efektem końcowym mają być m.in. gotowe do montażu moduły fotowoltaiczne na powierzchniach budynków oraz zintegrowane z tkaninami<sup>85, 86</sup>.

**Doskonałym przykładem produktu dla BIPV są opracowane i produkowane w Polsce moduły PBC.** Moduły fotowoltaiczne PBC Panels stanowią innowacyjne podejście do integracji energii słonecznej z pokryciami dachowymi. Moduły te opracowane zostały wspólnym wysiłkiem **firmy Helioenergia oraz Blachotrapez** i korzystają z ponad 55-letniego doświadczenia producenta pokryć dachowych drugiego partnera.. Moduły te to rozwiązanie stworzone specjalnie z myślą o dachach – lekkie, bezpieczne i łatwe w montażu. Dzięki temu panele mogą być instalowane zarówno na nowych, jak i istniejących budynkach, bez ingerencji w konstrukcję dachu czy warstwę hydroizolacyjną, co pozwala zachować gwarancję pokrycia.

Kluczowym atutem modułów PBC jest ich niewielka masa i kompaktowa konstrukcja. Są one znacząco lżejsze od tradycyjnych paneli krzemowych, co zmniejsza obciążenie dla więźby dachowej i minimalizuje ryzyko uszkodzeń. Powierzchnia modułów jest pokryta

---

<sup>85</sup> <https://cordis.europa.eu/project/id/952911/pl>

<sup>86</sup> Horizon 2020 - Boost Of Organic Solar Technology for European Radiance

powłoką hydrofobową, co redukuje zabrudzenia i ułatwia samooczyszczanie, zwiększając tym samym wydajność energetyczną systemu w dłuższym okresie użytkowania. Dodatkowym rozwiązaniem konstrukcyjnym jest podział modułów na mniejsze strefy wyposażone w diody bocznikujące – nawet częściowe zacienienie nie powoduje dużych strat energii i często eliminuje konieczność stosowania dodatkowych optymalizatorów mocy.

Zaletą systemu PBC Panels jest również sposób montażu – bezinwazyjny, z wykorzystaniem dedykowanych uchwytów nie niszczących powłoki malarskiej ani struktury dachu. Dzięki temu panele mogą być instalowane na dachach blaszanych. dla których stworzono zintegrowane rozwiązanie zapewniające pełne bezpieczeństwo wodoszczelności. Taka specyfika czyni panele PBC atrakcyjnym rozwiązaniem dla inwestorów, którzy chcą maksymalizować efektywność energetyczną budynków bez ryzyka uszkodzenia dachu czy utraty jego gwarancji.

Z technologicznego punktu widzenia moduły PBC wpisują się w trend fotowoltaiki zintegrowanej z budownictwem (BIPV), łącząc funkcję dachu z funkcją aktywnego wytwarzania energii. Dla polskich jednostek naukowych i przedsiębiorstw może to oznaczać szansę na rozwój innowacji w zakresie lekkich modułów PV, systemów montażu oraz integracji PV z elementami budowlanymi. PBC Panels to przykład rozwiązań, które łączą zaawansowaną technologię z praktycznymi

wymaganiami rynku budowlanego, a jednocześnie otwierają nowe możliwości dla rozwoju polskich kompetencji w obszarze nowoczesnych instalacji fotowoltaicznych.

Warto podkreślić, że przedstawione kierunki nie wyczerpują całości globalnych ani krajowych trendów w rozwoju fotowoltaiki. **Są to natomiast wybrane obszary badawcze, w których obecnie działają (BIPV) lub mogłyby działać polskie jednostki naukowe.** Podobnie sytuacja wygląda w przypadku polskich przedsiębiorstw – również one mają szansę znaleźć swoje miejsce w każdym z tych segmentów.

Rozwój technologii fotowoltaicznych przebiega wielotorowo począwszy od produkcji materiałów, przez wytwarzanie ogniw, modułów, aż po badania nad ich zastosowaniem i testowaniem. Pojawiają się też innowacyjne projekty oraz zastosowania, które pokazują, jak różnorodne mogą być możliwości wykorzystania ogniw fotowoltaicznych.

## 9 Podsumowanie

---

Opracowanie „*Energetyka słoneczna – teoria i wykorzystanie systemów fotowoltaicznych*” stanowi kompleksowe opracowanie obejmujące opis ilościowy i jakościowy promieniowania słonecznego, jak i omówienie współczesnych technologii związanych z konwersją energii słonecznej na energię elektryczną. W książce zawarto przegląd najważniejszych elementów związanych z pozyskiwaniem energii z promieniowania słonecznego z użyciem fotowoltaiki. Omówiono, materiały, rozwiązania technologiczne oraz trendy rozwojowe sektora fotowoltaicznego w Polsce i na świecie.

Tym samym „*Energetyka słoneczna teoria i wykorzystanie systemów fotowoltaicznych*” stanowi monograficzne opracowanie przeznaczone zarówno dla studentów jak i inżynierów.

**Może być traktowane jako skrypt do zajęć w obszarze odnawialnych źródeł energii i inżynierii środowiska.**

Jest także przeznaczone dla wszystkich osób zainteresowanych współczesnym stanem wiedzy oraz możliwościami technologii fotowoltaicznych – kluczowego elementu przyszłego systemu energetycznego opartego na odnawialnych źródłach energii.

**Opracowanie dostępne jest zarówno w wersji elektronicznej jak również w wersji drukowanej.**