

Praktyczne aspekty fotowoltaiki

Wprowadzenie

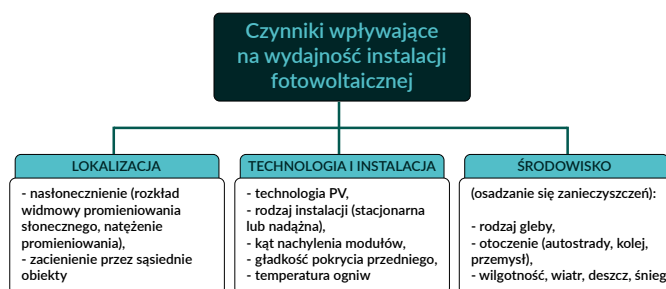
Wydajność instalacji fotowoltaicznej zależy od wielu czynników. Niektóre z nich są niezależne od właściciela modułów, inne pozwalają na podejmowanie świadomych działań, by lepiej wykorzystać potencjał instalacji i zwiększyć ilość generowanej energii, a tym samym poprawić efekt ekologiczny i ekonomiczny (rysunek 5.1).

Do podstawowych czynników ograniczających sprawność konwersji fotowoltaicznej należą:

- czynnik spektralny – niedopasowanie charakterystyki emisyjnej promieniowania słonecznego do charakterystyki absorpcyjnej fotoogniwa, właściwej dla materiału, z którego jest ono wykonane; fotony o energii mniejszej od szerokości pasma zabronionego $h\nu < E_g$ nie generują par nośników ładunku, a fotony o większej energii $h\nu \geq E_g$ tylko część energii przekazują na generację par elektron–dziura,
- rodzaj materiału, z którego wykonane jest fotoogniwo (wartość przerwy energetycznej E_g),
- czułość widmowa fotoogniwa (stosunek prądu zwarcia do mocy promieniowania),
- odbicie padającego promieniowania od powierzchni ogniwa – w celu zmniejszenia współczynnika odbicia stosuje się warstwy antyrefleksyjne,
- grubość warstwy zewnętrznej poza obszarem p-n,
- straty wynikające z niskiej wartości współczynnika wypełnienia charakterystyki prądowo-napięciowej FF – dla aktualnie produkowanych ogniw $0,6 < FF < 0,83$,
- straty spowodowane rezystancją szeregową i równoległą bocznikującą, które dodatkowo zmniejszają współczynnik FF (szczególnie ze wzrostem temperatury), a co za tym idzie napięcie i natężenie prądu w punkcie maksymalnej mocy (MPP),
- spadek sprawności i mocy wyjściowej – jest związany ze wzrostem temperatury podczas pracy ogniwa, co wiąże się głównie ze zmianą szerokości przerwy energetycznej $E_g(T)$ oraz wydzielaniem ciepła, zgodnie z prawem Joule’a- Lenza na rezystancji szeregowej ogniwa podczas przepływu prądu elektrycznego w obwodzie zamkniętym.

Ograniczenie każdego z tych czynników ma istotne znaczenie ekonomiczne ze względu na możliwość uzyskania – przez zwiększenie sprawności konwersji fotowoltaicznej – większej mocy z tej samej powierzchni czynnej ogniwa przy tym samym natężeniu promieniowania padającego. Wyżej wymienione czynniki powinny być analizowane na etapie wyboru modułów przez inwestora. Z kolei decyzja o miejscu i sposobie zainstalowania modułów i ich usytuowaniu jest podejmowana na etapie budowania instalacji i jest kluczowa dla uzyskania jak najbardziej korzystnych efektów jej pracy.

Na etapie eksploatacji systemu użytkownikowi pozostaje dbałość o brak zacielenia i zanieczyszczenia modułów, co może istotnie ograniczyć ilość generowanej energii elektrycznej.



Rys 5.1. Czynniki ograniczające wydajność modułów fotowoltaicznych

5.1. Wpływ usytuowania modułów na ilość generowanej energii

Niekorzystne usytuowanie modułów obejmuje dwa kluczowe aspekty: niezachowanie optymalnego kąta nachylenia modułów do powierzchni horyzontalnej oraz zacielenie. Ze względu na zmieniające się położenie Słońca na nieboskłonie usytuowanie modułu względem kierunku padania promieni słonecznych zmienia się w ciągu dnia i w trakcie roku. Systemy stacjonarne (nieruchome względem Słońca) powinny być ustawione pod kątem optymalnym i skierowane na południe. Kątem optymalnym nazywamy taki kąt nachylenia modułu, dla którego jego powierzchnia otrzymuje w określonym czasie najwięcej energii promieniowania słonecznego. Optymalny kąt nachylenia zależy od lokalizacji (szerokości geograficznej) i może być określony dla miesiąca, kwartału, pory roku (wiosna, lato, jesień, zima) czy półrocza (letniego i zimowego). W systemie nadążnym układ mechaniczny, korzystając z dwóch zmiennych charakteryzujących położenie Słońca, ustawia moduły tak, aby promienie słoneczne padały prostopadle na ich powierzchnie. Sterowanie położeniem modułów może się opierać na algorytmie astronomicznym (czasowym) lub na sygnale sensora wykrywającego najjaśniejszy punkt na nieboskłonie.

Zacielenie stanowi istotny problem, znacznie ograniczając ilość generowanej przez instalację fotowoltaiczną energii, zmniejszając zyski i wydłużając czas zwrotu inwestycji. Na etapie projektowania instalacji niezbędne jest zidentyfikowanie potencjalnych źródeł zacielenia; mogą to być: sąsiednie budynki, kominy, drzewa. Analizę należy przeprowadzić dla różnych pór dnia i roku. W przypadku łańcucha ogniwa (ogniw połączonych szeregowo w tzw. stringi) dioda bocznikująca (by-pass) ma za zadanie wyłączyć zacielenione elementy, aby uniknąć przegrzania.

5.1.1. Odchylenie modułów od kąta optymalnego

Ilość energii docierającej do powierzchni oświetlonej zależy ściśle od kąta padania promieni (kąta między normalną do powierzchni a kierunkiem wiązki promieniowania). Jeżeli pewna powierzchnia promieniuje lub rozprasza

światło, to światłość I w kierunku tworzącym kąt α z normalną do powierzchni promieniującej wyraża się wzorem (prawo Lamberta):

$$I = I_0 \cos \alpha, \quad (5.1)$$

gdzie:

I_0 – światłość w kierunku prostopadłym do powierzchni promieniującej,

α – kąt między kierunkiem wiązki padającego promieniowania a zenitem.

Wynika z tego, że największą ilość energii promieniowania otrzymuje płaszczyzna, na którą promienie padają prostopadle (kąt padania wynosi 0° , wówczas $\cos \alpha$ przyjmuje wartość maksymalną = 1). Absorber otrzymuje zatem najwięcej energii, jeśli jego powierzchnia jest prostopadła do promieni słonecznych. Ponieważ jednak kąt padania światła słonecznego na powierzchnię zależy od pory dnia i pory roku, powinna ona być skierowana ku Słońcu w fazie największego promieniowania.

Jeśli wyobrazimy sobie budynek, którego ściany mają różne kąty nachylenia β , to każda z tych powierzchni będzie oświetlona światłem o innym natężeniu promieniowania: ściany skierowane na południe i nachylone pod optymalnym kątem (powierzchnie, na które promieniowanie pada prostopadle) otrzymają największą ilość promieniowania, a każde odchylenie od tej pozycji będzie skutkowało spadkiem uzyskiwanej mocy, na przykład pionowe ściany zwrócone na południe otrzymują zaledwie 70% energii promieniowania padającego na optymalną powierzchnię.

W przypadku instalacji fotowoltaicznych stosuje się dwa typy układów fotowoltaicznych: stacjonarne i nadążne. W układzie stacjonarnym moduły nie zmieniają położenia i powinny być skierowane na południe oraz nachylone pod kątem optymalnym odpowiednim dla lokalizacji, gwarantującym największe nasłonecznienie.

Systemy śledzenia Słońca – układy nadążne – służą do zwiększenia ilości absorbowanego promieniowania słonecznego. Zysk z zastosowania takiego rozwiązania jest znaczny, na przykład latem powierzchnia ustawiona zawsze prostopadle do kierunku padania promieni słonecznych otrzymuje o 50% więcej, a zimą trzykrotnie więcej promieniowania słonecznego niż powierzchnia horyzontalna.

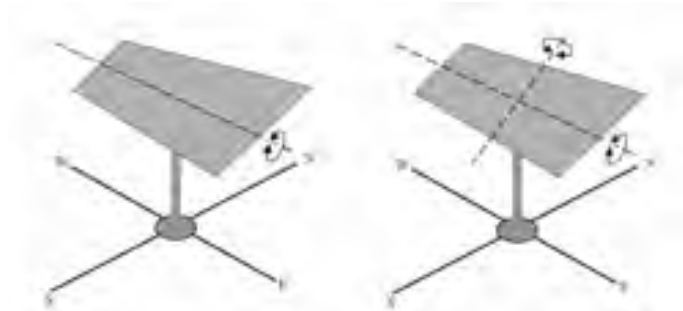
W układzie nadążnym ruch modułu odbywa się w jednej lub dwóch płaszczyznach (układ jedno- lub dwuosiowy, rysunek 5.2).

Zainstalowane w Europie Centralnej systemy dwuosiowe otrzymują o około 30% więcej energii padającego promieniowania słonecznego w ciągu roku, podczas gdy dla systemów jednoosiowych ten zysk wynosi około 20%. Korzystanie z tych systemów wiąże się jednak ze zwiększonymi kosztami ze względu na konieczność ich serwisowania i zużycie energii. Układy nadążne są rzadko stosowane także dlatego, że najczęściej nie ma miejsca na takie rozwiązanie: moduły są często montowane na dachu lub fasadzie budynku, a instalacja nadążna wymaga zachowania odstępów między modułami, aby uniknąć ich wzajemnego zacięcia, może więc być wyborem w przypadku modułów montowanych na gruncie. Jako kompromis stosuje się także okresowe (na przykład miesięczne) zmiany kąta nachylenia modułu PV do poziomu.

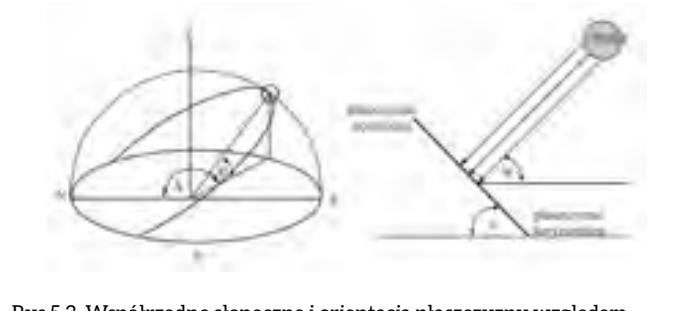
5.1.1.1. Wartość natężenia promieniowania słonecznego padającego na płaszczyznę absorbującą

Natężenie promieniowania słonecznego padającego na płaszczyznę umiejscowioną na powierzchni Ziemi zależy od położenia Słońca na sferze niebieskiej oraz właściwości optycznych atmosfery. Położenie Słońca opisywane jest przez współrzędne układu sferycznego: azymut i wysokość Słońca. Aby opisać zależności i wskazać optymalne rozwiązania, należy zrozumieć istotę zjawiska odpowiedzialnego za zmienne nasłonecznienie powierzchni. Każdego dnia Słońce zakreśla okręgi na sferze niebieskiej, pokonując drogę ze wschodu na zachód. Dokładny kształt trajektorii Słońca zmienia się w zależności od dnia roku i miejsca obserwacji. Ziemia porusza się wokół Słońca po eliptycznej orbicie o półosiach długości 1,4968.108 km oraz 1,4966.108 km. W jednym z ognisk tej elipsy znajduje się Słońce.

Do opisu matematycznego tego zjawiska najwygodniej jest zastosować współrzędne astronomiczne w układzie horyzontalnym. Jest to układ sferyczny, którego centrum znajduje się w punkcie obserwacji i którego kołem głównym jest horyzont, a kierunkiem głównym – kierunek geograficznego południa. Aby wyznaczyć współrzędne słoneczne, zakłada się, że Ziemia w punkcie obserwacji jest płaska, a horyzont widziany z tego punktu jest nieruchomy i zatacza idealny okrąg. Azymut (ar. as-sumūt, as-simūt (lm), od samt – prosta droga, kierunek, cel) to kąt zawarty między północną częścią południka odniesienia a danym kierunkiem poziomym. Wartość azymutu liczy się zgodnie z ruchem wskazówek zegara i wyraża w mierze kątowej, najczęściej w stopniach. Przyjmuje się, że azymut słoneczny mierzony na wschód od lokalnego południka ma wartość ujemną, a na zachód dodatnią. Kąt azymutu przedstawia odchylenie płaszczyzny od kierunku południowego. Dla płaszczyzny skierowanej na południe kąt azymutu = 0° .



Rys 5.2. Jedno- i dwuosiowy układ podążający za Słońcem



Rys 5.3. Współrzędne słoneczne i orientacja płaszczyzny względem kierunku padania promieniowania słonecznego

Wysokość astronomiczna to kąt między płaszczyzną horyzontalną a określonym kierunkiem (rysunek 5.3).

Azymut i wysokość Słońca w dowolnym dniu, godzinie i dla dowolnych współrzędnych geograficznych można wyznaczyć na podstawie następujących wzorów:

$$A = \arcsin \left[\frac{\cos(\delta) \sin(h_s)}{\cos(H)} \right] \quad \text{dla } \cos(h_s) > \frac{\lg(\delta)}{\lg(L)} \quad (5.2)$$

$$A = -\arcsin \left[\frac{\cos(\delta) \sin(h_s)}{\cos(H)} \right] \quad \text{dla } \cos(h_s) < \frac{\lg(\delta)}{\lg(L)}, \quad (5.3)$$

gdzie:

wysokość Słońca $H = \arcsin[\cos(L) \cos(\delta) \cos(h_s) + \sin(L) \sin(\delta)]$,

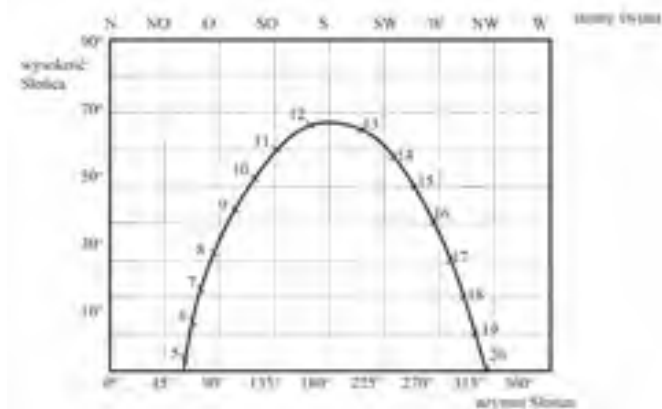
A – azymut,

L – szerokość geograficzna (dodatnia na północ, ujemna na południe od równika),

h_s – godzinowy kąt słoneczny,

δ – deklinacja słoneczna.

Pozorny ruch Słońca w przykładowym dniu przedstawia rysunek 5.4.



Rys 5.4. Pozorny ruch Słońca w przykładowym dniu czerwca w Europie środkowej (na krzywej oznaczono godziny)

Płaszczyzna zawierająca orbitę Ziemi nazywa się elipską. Rok astronomiczny to czas, jakiego potrzebuje Ziemia, aby dokonać pełnego obiegu wokół Słońca. W wyniku ruchu obiegowego występują kolejne pory roku. Oprócz ruchu po orbicie wokół Słońca Ziemia wykonuje ruch obrotowy wokół własnej osi, czego następstwem jest cykl dnia i nocy. Od strony południowej promienie Słońca padają na Ziemię pod większym kątem niż rano od strony wschodniej lub po południu od strony zachodniej. Ponadto kąt padania promieni słonecznych jest uzależniony od związanego z porą roku nachylenia osi Ziemi do płaszczyzny orbity ziemskiej. W lecie Słońce wznosi się najwyżej nad horyzont, w zimie zaś najniżej.

W całkowitym strumieniu promieniowania słonecznego docierającym do powierzchni Ziemi wyróżnia się 3 składowe promieniowania:

- promieniowanie bezpośrednie – pochodzące od widocznej tarczy słonecznej,

- promieniowanie rozproszone – powstające w wyniku wielokrotnego załamania promieni słonecznych na składnikach atmosfery,
- promieniowanie odbite – powstające wskutek odbić od elementów krajobrazu i otoczenia.

Energia promieniowania docierającego do powierzchni Ziemi zmienia się w ciągu dnia między innymi w zależności od wysokości Słońca. Dla jednego wybranego dnia i miejscowości ilustruje to rysunek 5.4.

Na natężenie promieniowania całkowitego płaszczyzny pochylonej pod pewnym kątem istotny wpływ ma promieniowanie odbite od powierzchni gruntu. W zależności od właściwości gruntu wprowadza się pojęcie albedo. Albedo (białość) to stosunek ilości promieniowania odbitego do padającego; jest parametrem określającym zdolność odbijania promieni przez daną powierzchnię.

Powierzchnia	Albedo	Powierzchnia	Albedo
Trawa	0,25	Cement	0,55
Trawnik	0,18-0,23	Asfalt	0,15
Snieży tawa	0,28-0,32	Las	0,05-0,18
Pole nieopawiane	0,26	Piaszek	0,10-0,25
Niecztyki	0,17	Woda (zał. od kąta padania promieni)	0,05-0,22
Zaśnież	0,18	Szycizy smog	0,80-0,90
Bielony	0,30	Snieg czysty	0,45-0,70

Tabela 5.1. Wartości albedo dla różnych materiałów [1]

Istnieje wiele modeli matematycznych umożliwiających obliczenie natężenia promieniowania słonecznego padającego na powierzchnię o określonej lokalizacji i określonym kącie nachylenia. Uwzględniając ich złożoność, gęstość promieniowania słonecznego można oszacować na podstawie 3 modeli analitycznych: modelu Hottela i Woertza (najprostszego), izotropowego modelu dyfuzyjnego Liu i Jordana oraz modelu HDKR (Haya-Davisa-Kluckera-Reindla).

Model Hottela i Woertza [2] traktuje niebo jako jednolite źródło rozproszonego promieniowania. Natężenie promieniowania rozproszonego I_d padającego z nieba (w tym algorytmie irradiancja odbita od podłoża nie jest uwzględniona) na nachylonej powierzchni można zatem wyznaczyć na podstawie rozproszonego natężenia promieniowania poziomego DHI i kąta nachylenia powierzchni:

$$I_d = DHI \frac{1 + \cos \beta}{2}, \quad (5.4)$$

gdzie:

- β – kąt nachylenia powierzchni w stopniach od 0° do 180° ,
- DHI – natężenie promieniowania padającego na powierzchnię horyzontalną [W/m^2].

Najczęściej spotykany w literaturze obliczeniowy model izotropowy promieniowania rozproszonego Liu-Jordana zapewnia stosunkowo dobrą zbieżność wyników obliczeń z wynikami pomiarów, szczególnie dla warunków klimatycznych charakteryzujących się dużym udziałem promieniowania rozproszonego w całkowitym (obszarów o częstym zachmurzeniu) [3]. W modelu izotropowym Liu-Jordana [4] promieniowanie słoneczne padające na powierzchnię nachyloną składa się z promieniowania bezpośredniego, rozproszonego i odbitego.

Zakładając, że odbicie wiązki promieniowania rozproszonego padającego na grunt jest izotropowe, dla współczynnika odbicia promieniowania rozproszonego otoczenia ρ (albedo) całkowite promieniowanie słoneczne na płaszczyźnie pochylonej pod kątem β wynosi:

$$I_t = I_b R_b + I_d \frac{1 + \cos \beta}{2} + I_g \rho \frac{1 - \cos \beta}{2}, \quad (5.5)$$

gdzie:

I_b , I_d – składowa bezpośrednia i dyfuzyjna natężenia promieniowania słonecznego dla płaszczyzny horyzontalnej,

I_g – składowa natężenia promieniowania słonecznego odbitego od gruntu,

R_b – współczynnik korekcyjny dla promieniowania bezpośredniego.

Model Haya i Daviesa [5] oprócz izotropowego promieniowania rozproszonego uwzględnia także promieniowanie okołosłoneczne. Składniki te ważono zgodnie ze wskaźnikiem anizotropii A . Wskaźnik anizotropii wykorzystano do ilościowego określenia części promieniowania rozproszonego traktowanego jako okołosłoneczne, a pozostałą część promieniowania rozproszonego przyjęto jako izotropową:

$$I_t = (I_b + I_d A) R_b + I_d \frac{1 + \cos \beta}{2} (1 - A) + I_g \rho \frac{1 - \cos \beta}{2} + A R_b, \quad (5.6)$$

W modelu Reindla [6] do izotropowej składowej promieniowania rozproszonego i okołosłonecznego został dodany współczynnik rozjaśnienia horyzontu. Promieniowanie bezpośrednie i odbite określono tak, jak to zaproponowali Liu i Jordan, a wskaźnik anizotropii A został wprowadzony zgodnie z propozycją Haya i Daviesa.

Wprowadzono również współczynnik rozjaśnienia horyzontu $f = \frac{H_b}{H_g}$

$$I_t = (I_b + I_d A) R_b + I_g \rho \frac{1 - \cos \beta}{2} + I_d \left\{ \frac{1 + \cos \beta}{2} (1 - A) \left[1 + f \sin^2 \frac{\beta}{2} \right] + A R_b \right\}, \quad (5.7)$$

Jeśli w równaniu na natężenie promieniowania słonecznego uwzględnimy wiązkę i wszystkie składowe promieniowania rozproszonego, takie jak rozjaśnienie izotropowe, okołosłoneczne i horyzontalne, powstanie nowa korelacja zwana modelem HDKR. Jest to w zasadzie połączenie modeli Haya i Daviesa oraz Kluckera i Reindla. Promieniowanie padające na powierzchnię nachyloną jest określane jako [7]:

$$I_t = (I_b + I_d A) R_b + I_g \rho \frac{1 - \cos \beta}{2} + I_d \left\{ \frac{1 + \cos \beta}{2} (1 - A) \left[1 + \sin^2 \frac{\beta}{2} \right] \right\}, \quad (5.8)$$

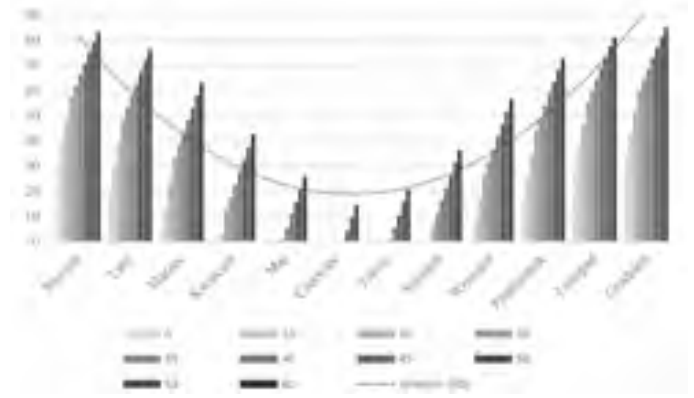
Kolejne modele były opracowywane na podstawie dostępnych baz danych i uwzględniały dodatkowo rozkłady godzinowe, dzienne i miesięczne oraz czynniki środowiskowe [8–12].

Analiza ruchu Słońca na nieboskłonie powinna dawać jednoznaczne wskazówki odnośnie do wyboru kąta optymalnego nachylenia płaszczyzny pochłaniającej promieniowanie w przypadku instalacji stacjonarnej.

5.1.1.2. Określenie kąta optymalnego nachylenia płaszczyzny absorbującej

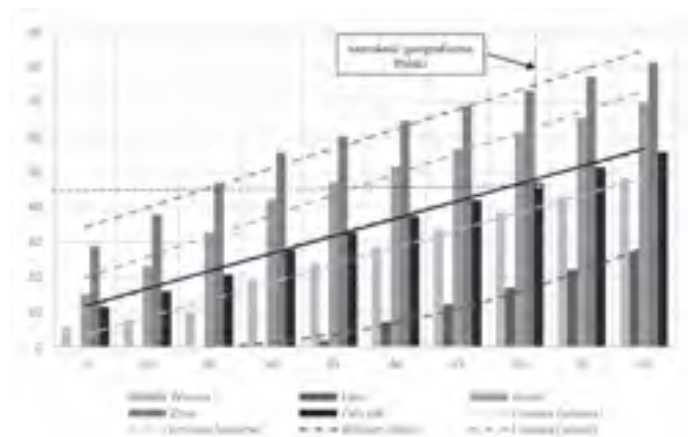
Istnieje wiele opublikowanych rekomendowanych wartości kąta optymalnego dla różnych szerokości geograficznych. Podawane są one w odniesieniu do poszczególnych miesięcy, pół roku, półroczy lub jako całoroczne.

W Polsce w praktyce kąty pochylenia płaszczyzny między 30 i 45° okazują się optymalne. W zależności od okresu użytkowania mają zastosowanie także kąty pochylenia między 25 a 70°. Analizę wpływu kąta nachylenia powierzchni absorbującej promieniowanie słoneczne na ilość pozyskiwanej energii elektrycznej w instalacjach fotowoltaicznych przeprowadził S.Sh. Soulayman [13], opierając się zarówno na obliczeniach, jak i danych pomiarowych. Na rysunku 5.5. przedstawiono wartości optymalnego kąta pochylenia wyznaczone przez niego dla poszczególnych miesięcy roku oraz szerokości geograficznych półkuli północnej, od 0 do 60°. Na przykład zaznaczono linię trendu dla szerokości geograficznej 50°, która ilustruje zmienność optymalnego kąta w ciągu roku.



Rys 5.5. Wartości optymalnego kąta nachylenia płaszczyzny absorbującej dla kolejnych miesięcy roku i szerokości geograficznych półkuli północnej (0–60°) na podstawie [13]

Na rysunku 5.6. przedstawiono z kolei zmienność kąta optymalnego dla poszczególnych pór roku i dla całego roku. Wynika z niego, że dla instalacji stacjonarnej o niezmiennym w ciągu roku kącie nachylenia wartość kąta optymalnego wynosi około 45°.



Rys 5.6. Wartości optymalnego kąta nachylenia płaszczyzny absorbującej dla poszczególnych pór roku i całego roku dla szerokości geograficznych półkuli północnej na podstawie [14]

Miesiąc roku	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
Kąt nachylenia α [°]	78	70	50	48	39	35	36	44	54	64	76	79

Tabela 5.2. Optymalne nachylenie płaskiej powierzchni absorbującej promieniowanie słoneczne względem płaszczyzny poziomej dla szerokości geograficznej 52° N w poszczególnych miesiącach roku dla ekspozycji południowej [16]

Dla obszaru Polski położonego w północnych szerokościach geograficznych od 49°18' (Zakopane) do 54°31' (Gdynia) można przyjąć średnią szerokość 52° N. Wówczas optymalny kąt nachylenia płaszczyzny wystawionej na działanie promieniowania słonecznego w godzinach od 8.00 do 16.00 w poszczególnych miesiącach roku może być przyjęty na podstawie tabeli 5.2.

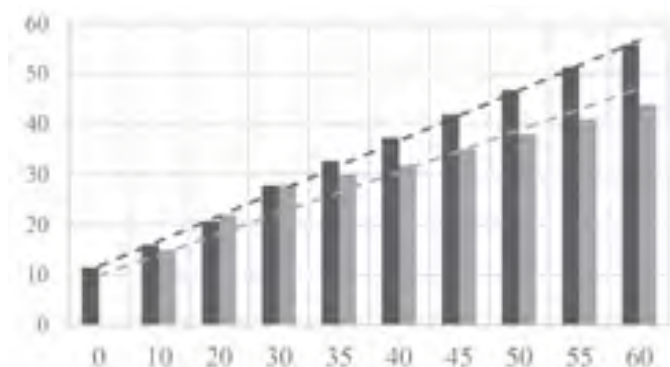
W przypadku nieruchomych modułów fotowoltaicznych, skierowanych na południe, najbardziej korzystnym kątem pochylenia dla okresu letniego jest $\alpha \approx 42,5^\circ$, natomiast dla okresu zimowego $\alpha \approx 70^\circ$ względem poziomu.

Wiele cennych informacji na temat potencjału promieniowania słonecznego można uzyskać, korzystając z systemu PVGIS9. Na rysunku 5.7 zaprezentowano zalecane tam wartości kąta optymalnego pochylenia powierzchni absorbującej promieniowanie słoneczne [15].



Rys 5.7. Wartości kąta optymalnego pochylenia powierzchni absorbującej promieniowanie słoneczne [15]

W literaturze opisano również metody obliczania optymalnego kąta nachylenia powierzchni. Najprostsza polega na wyznaczeniu kąta optymalnego dla okresu letniego przez

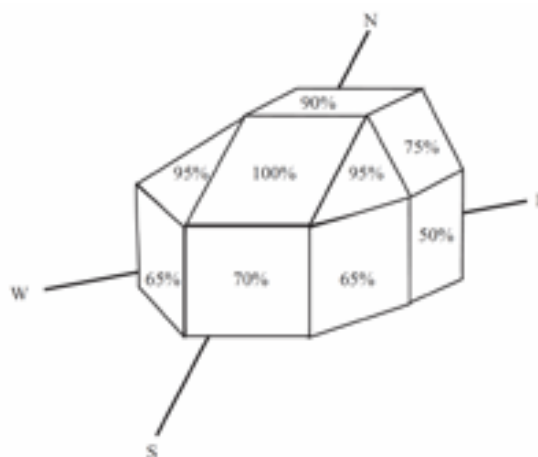


Rys 5.8. Porównanie wartości zalecanego kąta optymalnego na podstawie [14] (ciemniejsze słupki) i [15] (jaśniejsze słupki) dla szerokości geograficznej północnej w zakresie 0–60°

odjęcie od szerokości geograficznej 15°, a dla okresu zimowego – dodanie 15° do szerokości geograficznej. Dokładniejsze wyniki daje inna metoda, polegająca na pomnożeniu szerokości geograficznej przez 0,9 i odjęciu 23,5° dla okresu letniego oraz pomnożeniu szerokości geograficznej przez 0,9 i dodaniu 29° dla okresu zimowego (dla pozostałych okresów odejmuje się od szerokości geograficznej 2,5°).

Należy zwrócić uwagę, że w zależności od źródła zalecane kąty optymalne różnią się nieco między sobą, co ilustruje rysunek 5.8.

Moduły fotowoltaiczne mogą być montowane jako zintegrowane z budynkiem lub jako instalacja wolnostojąca. Przy projektowaniu trzeba wziąć pod uwagę wpływ kąta nachylenia modułów na sumy roczne energii promieniowania padającego na powierzchnię absorbującą. Jeśli weźmiemy bryłę, której ściany mają różne kąty pochylenia, każda z tych powierzchni będzie oświetlona światłem o innej wartości natężenia promieniowania, na przykład ściany skierowane na południe i pochylone pod kątem optymalnym (powierzchnie, na które promieniowania pada prostopadle) otrzymają największą sumę energii promieniowania (100%), a ściany pionowe zwrócone na południe 70% energii (rysunek 5.9). Istnieje kilka narzędzi, dostępnych online, które pomagają obliczyć optymalny kąt pochylenia. Na przykład na rysunku 5.10 przedstawiono optymalny kąt dla poszczególnych miesięcy i pór roku w Gdańsku obliczony za pomocą kalkulatora kąta słonecznego [17].



Rys 5.9. Wpływ kąta pochylenia płaszczyzny na wartość natężenia promieniowania padającego

5.1.1.3. Straty wynikające z niedopasowania do kąta optymalnego nachylenia płaszczyzny absorbującej

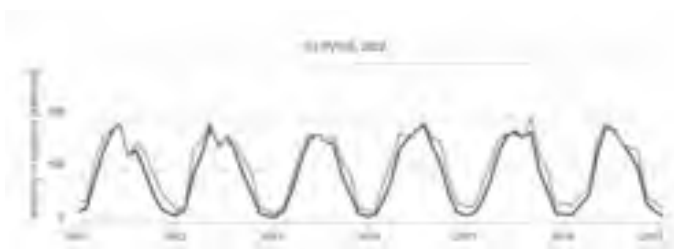
Interaktywny Systemem Geograficznej Informacji Fotowoltaicznej (PVGIS) [15] pozwala na oznaczenie miesięcznych sum energii promieniowania padającego na określonej płaszczyźnie oraz optymalnego kąta pochylenia płaszczyzny absorbującej promieniowanie słoneczne, jak również generowanej energii elektrycznej dla wybranego położenia geograficznego



Rys 5.10. Optymalny kąt nachylenia modułów fotowoltaicznych dla poszczególnych miesięcy i pór roku dla miasta Gdańsk, obliczony za pomocą kalkulatora kąta słonecznego [17]

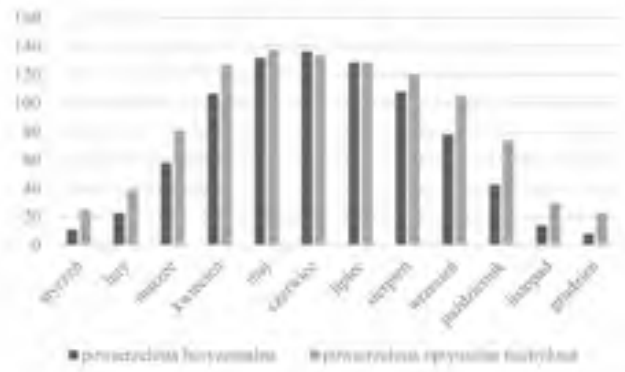
określonego przez wybór punktu na mapie geograficznej lub podanie współrzędnych geograficznych.

Na rysunku 5.11 porównano wartości miesięczne sum promieniowania słonecznego dla miasta Gdańsk ($54^{\circ}18'59''$ N, $18^{\circ}37'58''$ E, 3 m n.p.m.) w wybranych latach 2011–2016 dla płaszczyzny horyzontalnej i nachylonej pod kątem optymalnym (40°).

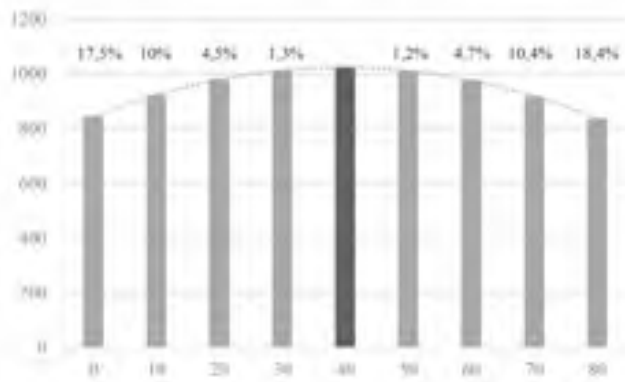


Rys 5.11. Wartości miesięcznych sum promieniowania słonecznego dla miasta Gdańsk ($54^{\circ}18'59''$ N, $18^{\circ}37'58''$ E, 3 m n.p.m.) w wybranych latach 2011–2016 (jaśniejsza linia – nachylenie płaszczyzny pod kątem optymalnym, ciemniejsza linia – płaszczyzna w pozycji horyzontalnej) (na podstawie [15])

Przedstawione powyżej różnice sumarycznej energii dostępnego dla danej płaszczyzny promieniowania słonecznego wpływają bezpośrednio na ilość generowanej energii elektrycznej.



Rys 5.12. Miesięczne ilości energii elektrycznej [kWh] generowanej przez system o mocy 1 kWp zainstalowany w Gdańsku dla płaszczyzny horyzontalnej i nachylonej pod kątem optymalnym (na podstawie [15])



Rys 5.13. Ilość energii elektrycznej [kWh] generowanej w ciągu roku przez system o mocy 1 kWp zainstalowany w Gdańsku dla różnych kątów nachylenia modułów (czarny słupek ilustruje kąt optymalnego nachylenia, nad słupkami podano straty w wyniku niedopasowania kąta nachylenia) (na podstawie [15])

Na rysunku 5.12 przedstawiono wartości miesięczne energii elektrycznej generowanej przez system o mocy 1 kWp zainstalowany w Gdańsku dla płaszczyzny horyzontalnej i nachylonej pod kątem optymalnym. Straty wynikające z niedopasowania kąta nachylenia modułów do kąta optymalnego ilustruje rysunek 5.13.

5.2. Straty z tytułu ograniczonego lub nierównomiernego nasłonecznienia instalacji fotowoltaicznej

Ilość docierającego do poszczególnych ogniw promieniowania słonecznego może być ograniczona przez zacinienie, ograniczoną przejrzystość atmosfery czy zanieczyszczenie powierzchni modułów w wyniku różnego rodzaju osadów (kurzu, śniegu).

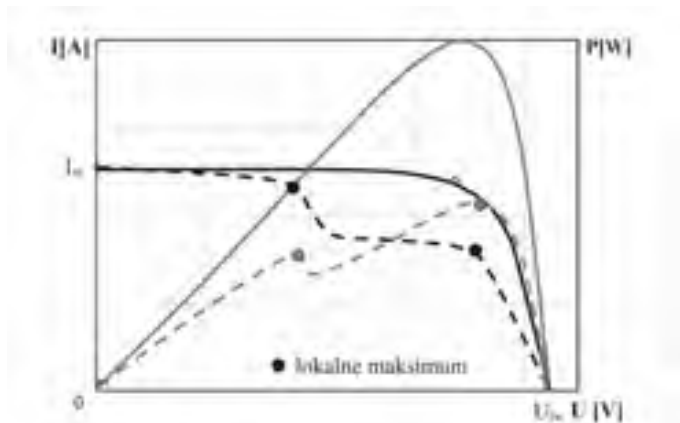
5.2.1. Zacinienie modułów

Moduły fotowoltaiczne pracują wydajnie jedynie w warunkach równomiernego oświetlenia i są bardzo wrażliwe na

wszelkiego rodzaju zacinienie. Kiedy część modułu ulega zacinieniu, ogniwa, do których nie dociera promieniowanie są spolaryzowane w kierunku zaporowym i działają jak obciążenie, a nie jak generator. Źródła miękkiego cienia, takie jak konary drzew, kominy, sąsiednie budynki (które powodują częściowe zacinienie przez rozproszenie światła), znacznie redukują ilość światła biorącego udział w procesie fotogenerowania swobodnych ładunków.

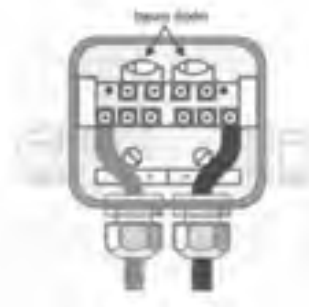
Źródła całkowitego zacinienia znajdujące się na powierzchni modułu, jak liście, śnieg, odchody ptaków, uniemożliwiają docieranie światła do ogniw fotowoltaicznych. Weźmy dom, w którym zainstalowano moduły na dwóch częściach dachu, z których jeden jest całkowicie nasłoneczniony, a drugi przez większość czasu w pełni nasłoneczniony, ale zaciemniony przez część roku lub późnym wieczorem. Jeśli moduły zostaną umieszczone w tych dwóch sekcjach i na tym samym łańcuchu, częściowo zaciemnione moduły nie tylko stracą zdolność generowania energii z powodu zacinienia, lecz także zmniejszą produkcję z całkowicie nasłonecznionych modułów. Dla zilustrowania problemu: jeśli zacinienie obejmie zaledwie 2% powierzchni modułu (na przykład ¼ powierzchni jednego ogniwa wchodzącego w skład modułu składającego się z 36 ogniw), maksymalna moc zostaje zmniejszona o 70%.

W przypadku częściowego zacinienia modułu temperatura zaciemnionego ogniwa może wzrosnąć do takiej wartości, że ulegnie ono uszkodzeniu i powstanie punkt przegrzania (hot spot). Przyczyną tego zjawiska jest wspomniana wcześniej polaryzacja zaciemnionego ogniwa w kierunku zaporowym – prąd płynie w kierunku przeciwnym przez nieoświetlone ogniwo. Częściowe zacinienie modułu lub całej instalacji spowodowane przez warunki naturalne, takie jak chmury, drzewa, kominy, sąsiednie budynki czy zalegający śnieg, powoduje powstawanie dwóch lokalnych maksimum na krzywej mocy zamiast jednego punktu maksymalnej mocy (rysunek 5.14).



Rys 5.14. Charakterystyka I-U (linia ciemniejsza) oraz P-U (linia jaśniejsza) modułu fotowoltaicznego w warunkach jednolitego (linia ciągła) i niejednolitego (linia przerywana) oświetlenia [18]

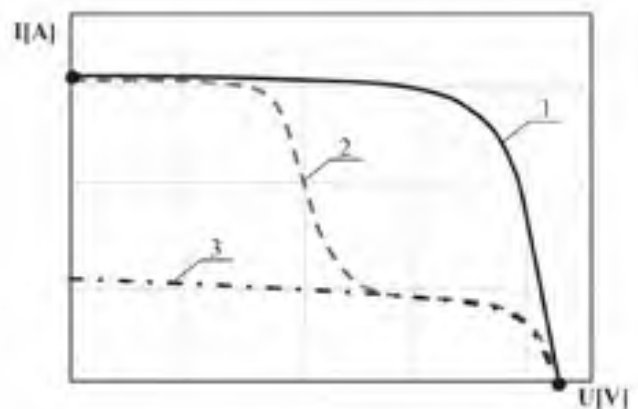
W systemach, w których moduły są połączone szeregowo, w celu zabezpieczenia przed powstawaniem punktów przegrzania stosuje się diody bocznikujące (by-pass), zazwyczaj jedną diodę na każde 18 ogniw połączonych szeregowo (rysunek 5.15). Lepsze efekty można uzyskać, zabezpieczając każde ogniwo modułu diodą by-pass, w praktyce jednak takie moduły spotyka się rzadko.



Rys 5.15. Puszka przyłączeniowa (junction box) z diodami by-pass

W czasie pracy w warunkach całkowitego równomiernego nasłonecznienia modułu dioda by-pass jest spolaryzowana w kierunku zaporowym, natomiast w warunkach częściowego zacinienia dioda zostaje spolaryzowana w kierunku przewodzenia i przepływający przez nią prąd omija zaciemnione ogniwa.

Diody by-pass, które zabezpieczają poszczególne szeregi modułów, pozwalają na niezakłóconą pracę wszystkich modułów poza tymi, które wchodzą w skład szeregu, gdzie wystąpiło zacinienie (rysunek 5.16).



Rys 5.16. Charakterystyka częściowo zaciemnionego modułu z diodami i bez diod by-pass; moduł bez zaciemnienia – linia 1, moduł z zaciemnieniem i diodami by-pass dla 18 ogniw – linia 2, moduł z zaciemnieniem i bez diod by-pass – linia 3

W procesie projektowania instalacji fotowoltaicznej należy dokonać całorocznej analizy możliwego zaciemnienia związanego z topologią terenu i wykluczyć lokalizację modułów w miejscach, gdzie docieranie promieniowania słonecznego może być zakłócone przez padający cień drzew, budynków czy kominów.

5.2.2. Wpływ atmosfery ziemskiej na natężenie promieniowania słonecznego – przezroczystość atmosfery

Istotny wpływ na ilość energii promieniowania słonecznego, jaka dociera do powierzchni Ziemi, wywiera przezroczystość powietrza. Jest ona tym mniejsza, im silniej atmosfera pochłania promieniowanie słoneczne, na co wpływ ma ilość cząstek stałych i ciekłych znajdujących się w powietrzu.

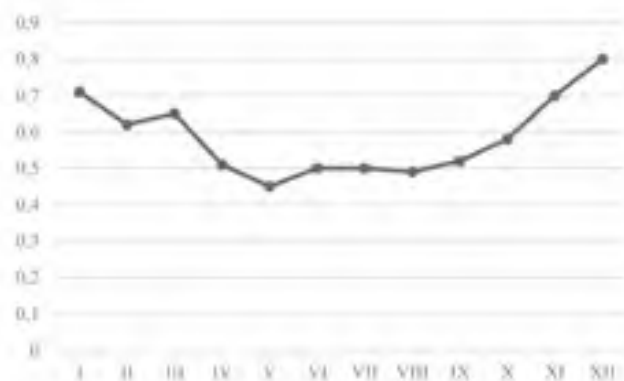
Wartość współczynnika przezroczystości powietrza ulega wahaniom w ciągu dnia w zależności od warunków meteorologicznych. Średnia wieloletnia na poziomie morza wynosi

0,72–0,82. Jest większa zimą niż latem i zwiększa się z szerokością geograficzną i wysokością n.p.m. [19].

Na wartość współczynnika przezroczystości powietrza ma wpływ wiele czynników, w tym położenie geograficzne, pora dnia i roku, wiatry i opady atmosferyczne. Najmniejsze wartości obserwuje się w godzinach rannych ze względu na utrzymujące się, w szczególności w zagłębieniach terenu, zamglenia i gromadzące się zanieczyszczenia. W ciągu dnia w godzinach popołudniowych wzrasta zazwyczaj prędkość wiatru, co sprzyja poprawie przejrzystości powietrza, jednak pojawia się kolejny niekorzystny czynnik: wzrost temperatury zwiększający intensywność parowania (podobnie niższe wartości 0,45–0,7 obserwuje się latem). Pojawiają się silne ruchy konwekcyjne, które przemieszczają parę wodną do góry, gdzie ulega ona kondensacji. Pojawiające się chmury silnie rozpraszają światło.

Chmury, stanowiące zbiór kropelek wody lub kryształów powstających w efekcie kondensacji zawartej w powietrzu pary wodnej, ograniczają i rozpraszają promieniowanie słoneczne dochodzące do powierzchni Ziemi w postaci rozproszonego, a nie bezpośredniego promieniowania. Stacje aktynometryczne dokonują pomiarów promieniowania rozproszonego Słońca i nieba, promieniowania bezpośredniego Słońca, promieniowania całkowitego, promieniowania odbitego i albedo powierzchni czynnej [21].

Średni roczny udział promieniowania rozproszonego w całkowitym promieniowaniu słonecznym wynosi około 52%, a w czasie 4 miesięcy zimowych, od listopada do lutego, waha się w zakresie 65–80%. Promieniowanie rozproszone stanowi średnio od 60,3% w Legnicy do 64,4% na Kasprowym Wierchu całkowitego promieniowania słonecznego. W pozostałych lokalizacjach udział ten wynosi 61–62%. W przebiegu rocznym wyraźnie widoczne jest zmniejszenie udziału promieniowania rozproszonego w promieniowaniu całkowitym w cieplej połowie roku i wzrost w chłodnej: latem (VI–VIII) na wybrzeżu udział ten wynosił 46,8%, zimą (XII–II) 81,7%. Im dalej na południe, tym przebieg roczny jest coraz bardziej wyrównany. Przebieg roczny sum dziennych rozproszonego i całkowitego promieniowania słonecznego jest zróżnicowany w zależności od lokalizacji, co świadczy o wpływie stanu atmosfery. Udział promieniowania rozproszonego w promieniowaniu całkowitym zmienia się w ciągu roku, co dla Warszawy ilustruje rysunek 5.17.



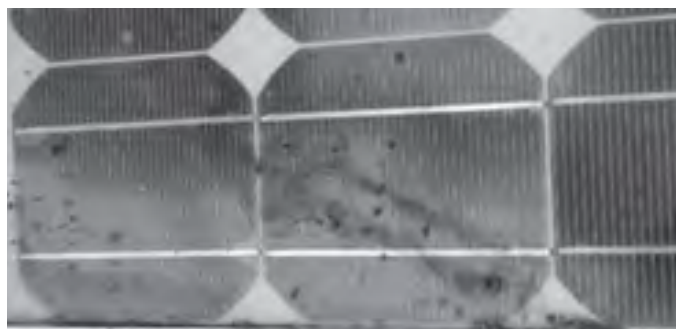
Rys 5.17. Udział procentowy promieniowania rozproszonego w promieniowaniu całkowitym w poszczególnych miesiącach dla miasta Warszawy (na podstawie [15])

Przy bezchmurnej pogodzie w widmie promieniowania rozproszonego dominuje światło niebieskie nad czerwonym (nadaje to temu promieniowaniu charakterystyczny błękitny kolor), co ma istotne znaczenie dla zjawiska generowania nośników ładunku w materiale półprzewodnikowym. Z tego względu na obszarach o dużym udziale procentowym światła rozproszonego w ciągu roku korzystny może być wybór modułów cienkowarstwowych, które lepiej niż moduły z krystalicznego krzemu wykorzystują promieniowanie rozproszone. Zimą przejrzystość powietrza mogą dodatkowo obniżać zawieszone cząstki pyłu i dymu.

W obszarach podzwrotnikowych obserwuje się najmniejsze wartości współczynnika przejrzystości powietrza (nawet poniżej 0,5). Podobnie jak zimą najbardziej przezroczystą masą powietrza jest powietrze arktyczne, zawierające najmniejszą ilość pyłów i pary wodnej. Należy jednak mieć świadomość, że projektant czy inwestor planujący budowę instalacji fotowoltaicznej w określonej lokalizacji nie mają wpływu na przejrzystość powietrza i czynnik ten występuje niezależnie od podjętych założeń projektowych.

5.2.3. Zanieczyszczenie powierzchni modułów a wydajność ogniw fotowoltaicznych

Zanieczyszczenia osadzające się na powierzchni modułu fotowoltaicznego ograniczają ilość promieniowania docierającego do ogniw i biorącego udział w konwersji fotowoltaicznej. Wpływ warstwy osadu na wydajność modułów słonecznych jest znaczący: osad zmniejsza prąd zwarcia, a tym samym moc generowaną przez moduł fotowoltaiczny oraz jego sprawność. Moduły poddawane przed dłuższy czas działaniu zanieczyszczeń unoszących się w powietrzu oraz opadów atmosferycznych wykazują nierównomierne zanieczyszczenie powierzchni (rysunek 5.18).



Rys 5.18. Zanieczyszczenia zgromadzone na powierzchni modułu w dłuższym okresie

5.2.3.1. Morfologia i skład osadów

Osad może mieć różne pochodzenie: to zarówno kurz unoszący się w powietrzu, a pochodzący z gleby, jak i przenoszone przez wiatr cząsteczki nawozów, zanieczyszczeń emitowanych z kominów, cząstek ze ścierających się okładzin hamulcowych itp. Pył nie gromadzi się od razu, ale z czasem, w zakresie od 0,01% dziennie do 0,5% dziennie w miejscach o dużym zapyleniu. Oznacza to, że w zależności od lokalizacji moduły należy okresowo myć, aby zapobiec nadmiernemu nagromadzeniu zanieczyszczeń.

Największa ilość osadzającego się kurzu gromadzi się na powierzchni modułów w ciągu pierwszego miesiąca. Wynika to zarówno z pomiarów spadku przepuszczalności pokrycia przedniego, jak i masy zgromadzonych zanieczyszczeń [23, 24]. Gupta [25] zebrał i przedstawił wyniki badań zanieczyszczeń naturalnych przeprowadzonych w różnych częściach świata z różnych okresów badań: od kilkudniowych do kilkuletnich, prowadzonych w różnych lokalizacjach na całym świecie zarówno w warunkach zewnętrznych, jak i laboratoryjnych.

Średnie wartości spadku wydajności znacznie się różnią, na przykład spadek wydajności wyniósł około 1% miesięcznie dla pomiarów przeprowadzonych w USA, 9,33% miesięcznie w klimacie suchym i 6,5% w Europie. Te i inne [26] badania prowadzili w regionie Gansu w północno-zachodnich Chinach przez ponad 15 lat. Porównali ilość zanieczyszczeń osadzonych na przedniej płycie modułów słonecznych w pobliżu pustyni Gobi i obszarów lessowych. Więcej kurzu osiadało w pobliżu pustyni Gobi. Ponadto zanieczyszczenia wykazywały związek z porą roku, w szczególności z ilością wiatrów: wiosną zbiera się 30% rocznej ilości zanieczyszczeń, natomiast zimą poniżej 20%. Na obszarze pustyni Gobi gęstość osadzonego pyłu wynosiła 36,48 g/m², a na obszarach lessowych około 25,17 g/m².

Według opracowania branżowego opisującego straty w systemach fotowoltaicznych, dokumentu dotyczącego parametrów wydajności, opublikowanego przez NREL (National Renewable Energy Laboratory) [27], można przyjąć ogólnie 5% jako typową stratę sprawności systemu wskutek gromadzących się zanieczyszczeń, jednak występujący w praktyce zakres strat od 2% do 25% jest bardzo szeroki.

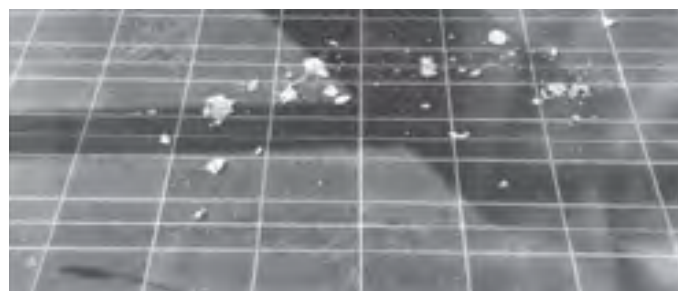
Ponieważ roczne wartości straty sprawności są obciążone błędem spowodowanym przez opady deszczu, bardziej uzasadniona jest analiza osadzania się zanieczyszczeń w cyklu dziennym między ulewnymi deszczami. Badania wykazują przeciętnie spadek dziennej wydajności z powodu zabrudzenia o 0,05%. Analizę spadku wydajności modułów wskutek osadzania się zabrudzeń dla różnych lokalizacji przeprowadził M.H. Naem [28]. Na podstawie pomiarów własnych wyznaczył dzienny wskaźnik spadku wydajności modułów na poziomie 0,061%/dzień, a analiza opublikowanych danych ze 186 systemów daje wynik 0,051%/dzień. Jednak już na obszarze o intensywnej działalności rolniczej wskaźnik ten wynosi 0,36% dziennie, w odróżnieniu do wartości 0,01% dziennie na obszarze pustynnym, w którym nie ma działalności rolniczej, budowlanej lub przemysłowej. Dodatkowo duże populacje ptaków mogą powodować straty sięgające nawet 0,5% dziennie, a burze piaskowe w lokalizacjach takich jak Indie wpłynęły na spadek wydajności modułów wynoszący aż 1,5% dziennie. Ilość nagromadzonego pyłu jest silnie zależna od kąta nachylenia powierzchni modułu – obserwuje się linowy spadek przezroczystości szkła w funkcji kąta nachylenia powierzchni.

W zależności od lokalizacji instalacji solarnej skład pyłu i jego gradacja znacznie się różnią [29]. Różnice te wpływają na stopień redukcji wydajności modułu fotowoltaicznego. W wielu artykułach naukowych opublikowano wyniki badań składu i gradacji ziaren pyłu z różnych regionów świata. Skład pyłu zależy od miejsca jego powstawania, występowania obszarów pustynnych i zurbanizowanych, w szczególności dróg przemysłowych lub ekspresowych. W dużych miastach

zanieczyszczenia powierzchniowe są wynikiem współistnienia w powietrzu cząstek cieczo, ciał stałych i gazów pochodzących z różnych źródeł, a unoszące się w powietrzu cząstki metali ciężkich i związki organiczne pochodzą głównie z transportu drogowego. Z kolei cząstki siarki, kadmu i antymonu występują przy autostradach i są wynikiem ścierania szczęk hamulcowych samochodów. Natomiast w klimacie suchym, na obszarze pustynnym lub półpustynnym, głównym źródłem pyłu jest gleba. Osady zawierają charakterystyczne dla lokalizacji zanieczyszczenia, na przykład cząstki unoszące się w powietrzu pochodzące z elektrowni węglowych lub z emisji związanych z transportem drogowym na terenach miejskich. Podobnie na wsiach występują charakterystyczne zanieczyszczenia wynikające ze stosowania nawozów i z uprawy roślin.

Małe cząstki mają bardziej niekorzystny wpływ na wydajność modułów fotowoltaicznych w porównaniu do cząstek o większej średnicy, z kolei wielkość ziaren pyłu osadzającego się na powierzchni modułów fotowoltaicznych jest skorelowana z odległością, z jakiej wiatr przeniósł zanieczyszczenia: najmniejsze cząstki mogą docierać z odległych obszarów, natomiast większe pochodzą z najbliższego otoczenia; zwykle ich źródłami są lokalna działalność człowieka, pojazdy, maszyny i zwierzęta gospodarskie. Rozkład wielkości cząstek może być jednorodny lub dwuskładnikowy, co oznacza, że średnice cząstek pyłu w próbce mogą być podobne lub zupełnie różne. Również morfologia cząstek może być różna – występują cząstki o kształcie kulistym, o gładkiej powierzchni, jak i wydłużone, o powierzchni chropowatej.

Ptasie odchody mają znaczący negatywny wpływ na wydajność modułu, stanowiąc źródło zanieczyszczeń stałych, przy czym deszcz najczęściej nie wystarcza do ich usunięcia i wymagane jest ręczne czyszczenie. W przeciwieństwie do cząstek kurzu odchody ptasie oddziałują tylko na jedno lub kilka ogniw, całkowicie blokując miejscowo dopływ promieniowania słonecznego (rysunek 5.19).



Rys 5.19. Odchody ptasie na powierzchni modułu

5.2.3.2. Czyszczenie modułów fotowoltaicznych

Sprzymierzeńcem w usuwaniu zanieczyszczeń jest deszcz, często jednak – w zależności od warunków meteorologicznych i lokalizacji – opady mogą być niewystarczające i wówczas konieczne jest czyszczenie ręczne lub mechaniczne. W trakcie czyszczenia należy dołożyć starań, aby uniknąć nierównomiernego zabrudzenia, na przykład ptasimi odchodami. Trzeba też zachować ostrożność podczas czyszczenia modułów, aby uniknąć ich uszkodzenia. Moduły fotowoltaiczne należy czyścić zwykłą wodą demineralizowaną i łagodnym detergentem zalecanym przez producenta. Nie wolno używać wody pod

wysokim ciśnieniem, szczotek ani żadnych rozpuszczalników, materiałów ściernych ani ostrych detergentów.

Dla dużych instalacji można stosować zrobotyzowane systemy czyszczące, ale wiele z nich wymaga, aby konstrukcja systemu uwzględniała ruch takiego systemu czyszczącego. Czyszczenie może się odbywać w określonych odstępach czasu lub na podstawie oceny stanu modułów, a wpływ zabrudzenia mierzy się za pomocą przyrządów uruchamiających czyszczenie. Skala zabrudzeń i wynikający z tego przyjęty schemat czyszczenia zależą od lokalnych źródeł zanieczyszczeń. Większość użytkowników ogranicza czyszczenie i opiera się na działaniu deszczu, aby utrzymać moduły w czystości. Ulewy dają satysfakcjonujący efekt czyszczenia, podczas gdy deszcze lekkie czyszczą znacznie mniej skutecznie i mogą nawet zwiększyć zabrudzenie, jeśli kurz przykleja się do kropel wody. Jednak w przypadku wystąpienia szczególnych warunków czyszczenie powinno być prowadzone zgodnie z harmonogramem, zależnie od źródła i charakteru zabrudzenia.

Źródła zabrudzeń, które mogą wskazywać na potrzebę profilaktyki i opracowanie dedykowanego harmonogramu czyszczenia obejmują lokalizacje, w których występują:

- pył rolniczy (czyszczenie należy zaplanować po orce),
- pył budowlany (po zakończeniu budowy),
- pyłki (należy zaplanować czyszczenie po zakończeniu sezonu pylenia),
- populacje ptaków (dodatkowo należy ograniczyć otwarte przestrzenie między modułami, w których ptaki mogą budować gniazda),
- sadza z silników diesla (obecna w dużych stężeniach w miastach, w pobliżu autostrad czy zajezdni autobusowych),
- źródła przemysłowe (zakłady produkcyjne).

W przypadku równomiernego zabrudzenia należy przeprowadzić lokalną, adekwatną dla lokalizacji analizę kosztów i korzyści, aby określić, czy uzasadnione jest rutynowe czyszczenie modułów. Wyznaczona częstotliwość może być sezonowa, w zależności od lokalnych cech opadów i pyłu. Na optymalny harmonogram czyszczenia wpływa kilka parametrów:

- koszt czyszczenia – zwykle jest to stała opłata dla zakontraktowanej ekipy sprzątającej, a dodatkowo koszt robocizny i materiałów za każde czyszczenie,
- szybkość, z jaką kurz gromadzi się na modułach – wyrażona jako strata wydajności w %/dzień, %/miesiąc lub %/rok,
- współczynnik wydajności dla lokalizacji – im sprawniejsza instalacja, tym większa korzyść z czyszczenia, a im niższa wydajność, tym większą powierzchnię modułów należy wyczyścić dla osiągnięcia tej samej korzyści,
- wartość dostarczanej do sieci energii [zł/kWh] – im wyższa wartość energii, tym bardziej opłacalne jest czyszczenie modułów.

5.2.3.3. Usuwanie zalegającego śniegu

Nagromadzenie śniegu na powierzchni modułu fotowoltaicznego może obniżyć jego średnią roczną wydajność nawet o 16%. Podczas projektowania systemu określany jest niezbędny prześwit między dolną krawędzią najniższego szeregu modułów a podłożem lub dachem, aby uniknąć nanoszonych przez wiatr

reklama

zasp i umożliwić zsuwanie się śniegu. Śnieg zazwyczaj zsuwa się z instalacji o dużym kącie nachylenia (pod kątem powyżej 30°), powodując jego niekorzystne gromadzenie w dolnej części modułów (rysunek 5.20).



Rys 5.20. Śnieg zalegający na modułach fotowoltaicznych

Generalnie odśnieżanie nie jest zalecane, ponieważ łatwo uszkodzić moduły, jednak czasami konieczne jest zmniejszenie masy śniegu na dachu lub usunięcie zapór lodowych. Z praktyki wiadomo, że śnieg w rzadkich przypadkach uszkadza moduły i wsporniki fotowoltaiczne. Jeśli jest to konieczne, odśnieżanie powinno się odbywać za pomocą turbowentylatora, a nie łopaty lub środków mechanicznych.

5.3. Recykling modułów fotowoltaicznych

Wraz z rosnącym wykorzystaniem instalacji fotowoltaicznych służących do konwersji energii promieniowania słonecznego na energię elektryczną coraz większego znaczenia nabiera problem zagospodarowania odpadów powstających podczas produkcji, użytkowania, a przede wszystkim po zakończeniu eksploatacji modułów. Recykling materiałowy, realizowany zgodnie z obecnie obowiązującymi regulacjami prawnymi oraz dostosowany do technologii produkcji, umożliwia osiągnięcie zysku ekonomicznego i ekologicznego, pozwalając na znaczną oszczędność energii i cennych surowców w wyniku powtórnego wykorzystania materiałów.

Globalna skumulowana moc fotowoltaiczna stale rośnie od 2000 roku. W 2020 roku zainstalowana na całym świecie skumulowana moc fotowoltaiczna wyniosła 773,2 GW przy 138 GW nowej mocy fotowoltaicznej zainstalowanej w tym samym roku. W 2019 roku Chiny i Stany Zjednoczone były liderami światowego rynku fotowoltaicznego, z odpowiednio 204 i 76 GW skumulowanej mocy fotowoltaicznej. Jednak to Włochy i Niemcy są krajami o największym udziale energii fotowoltaicznej w całkowitej energii elektrycznej [30].

Systemy fotowoltaiczne składają się z modułów fotowoltaicznych, falowników i magazynów energii, a same mają różne elementy wymagające oddzielnego traktowania w strumieniu odpadów. Moduły fotowoltaiczne pierwszej generacji są wykonane z monokrystalicznego i multikrystalicznego krzemu, a te drugiej generacji produkowane są w postaci cienkowarstwowych ogniw słonecznych (CdTe i CIGS). Z kolei moduły fotowoltaiczne trzeciej generacji, mające wysoką wydajność, dłuższy cykl życia i cieńsze warstwy, nie są obecnie dostępne na rynku komercyjnym.

Technologia fotowoltaiczna jest uważana za źródło energii o stosunkowo małej ilości odpadów, jako że nie są one generowane w okresie eksploatacji modułów PV, jednak nie można zapominać o strumieniu odpadów powstających po

zakończeniu fazy eksploatacji instalacji. Niewielki strumień odpadów powstaje również na etapie produkcji w przypadku wyrobów, które są odrzucane przez kontrolę jakości, jak również w trakcie eksploatacji w przypadku modułów uszkodzonych, dla których obserwuje się zmniejszoną sprawność (na przykład w przypadku wad powłoki antyrefleksyjnej) [31]. Aby moduły fotowoltaiczne nie miały negatywnego wpływu na środowisko, konieczne jest wprowadzenie długofalowej strategii obejmującej kompletny „cykl życia” wszystkich elementów systemu: od fazy produkcji przez montaż i eksploatację aż do utylizacji. Recykling odpadów produkcyjnych i zużytych systemów jest istotnym elementem tej strategii. Cykl życia modułu fotowoltaicznego z uwzględnieniem recyklingu przedstawia rysunek 5.21.



Rys 5.21. Cykl życia modułu fotowoltaicznego z uwzględnieniem recyklingu

Korzyści środowiskowe recyklingu są związane nie tylko z ograniczeniem miejsca na składowiskach odpadów, lecz także z oszczędnością energii, surowców i ograniczeniem emisji. Recykling modułów fotowoltaicznych umożliwia odzysk wielu cennych materiałów, co pozwala na oszczędność energii oraz naturalnych źródeł surowcowych. Ważnym argumentem dla prowadzenia recyklingu modułów fotowoltaicznych jest ograniczenie zużycia energii na etapie ich produkcji dzięki wykorzystaniu raz już wytworzonych i oczyszczonych materiałów (szczególnie cennym materiałem z tego punktu widzenia jest krzem).

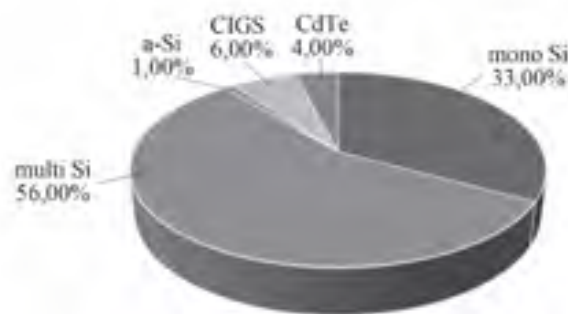
Zakład realizujący procesy recyklingu odpadów fotowoltaicznych ma na celu – jak każde przedsiębiorstwo – maksymalizację zysków ze sprzedaży odzyskanych materiałów przy jednoczesnej redukcji kosztów związanych z procesami, transportem i inwestycjami. Ważne jest więc, aby rozwijać i tworzyć ekonomicznie opłacalną i zrównoważoną ekologicznie infrastrukturę recyklingu dla branży fotowoltaicznej w odpowiedzi na intensywny rozwój tych technologii. Ekonomiczna opłacalność programu recyklingu jest ściśle powiązana z ilością dostępnych do przerobu odpadów fotowoltaicznych, odległością od zakładu recyklingu i ilością odzyskanych cennych materiałów.

Recykling modułów fotowoltaicznych jest bardziej skomplikowany niż na przykład baterii i akumulatorów ze względu na wiele lat przerwy między instalacją a demontażem zużytych

modułów, niską zawartość cennych materiałów i geograficzne rozproszenie. Bezawaryjna praca modułów fotowoltaicznych jest gwarantowana przez producentów przez 25 lat, jednocześnie obserwuje się tendencję do wydłużania tego okresu, w miarę jak technologia ich produkcji ulega udoskonaleniu.

Producenci udzielają na swoje produkty gwarancji mocy wynoszącej nie mniej niż 90% początkowej mocy maksymalnej po 10 latach pracy i 80% po 25 latach. Jednak w rzeczywistości tylko 36% przebadanych modułów po 22 latach spełnia te kryteria [32]. Zaobserwowano degradację średnio rzędu od 0,36% rocznie [33] do 0,52% rocznie [34] dla modułów c-Si i 0,1 do 0,7% rocznie dla amorficznych ogniw krzemowych [35]. Typowe wady ograniczające żywotność niektórych modułów to pęknięte szkło, wady laminacji i wady elektryczne. Kolejnymi powodami wcześniejszego demontażu modułów fotowoltaicznych jest ich niska wydajność i nieakceptowalny wygląd (na przykład słaba jakość powłoki antyrefleksyjnej). Z wymienionych wyżej powodów wiele modułów będzie musiało być zdemontowanych przed wygaśnięciem okresu gwarancyjnego. Praktyka pokazuje, że wielu użytkowników wymienia instalacje PV przed teoretycznym końcem ich życia, średnio po 17 latach użytkowania, w celu otrzymania lepszych uzysków energii wynikających ze stałego doskonalenia technologii. Na etapie produkcji i montażu poziom odpadów kształtuje się na poziomie 2%.

Skalę problemu ukazują scenariusze, w których przewiduje się, że moc zainstalowana na całym świecie osiągnie w roku



Rys 5.22. Udział w rynku poszczególnych technologii fotowoltaicznych

2050 wartość 4500 GW. Według raportu End-of-Life Management: Solar Photovoltaic Panels, przygotowanego przez International Renewable Energy Agency (IRENA), szacuje się, że całkowita ilość surowców wtórnych z instalacji fotowoltaicznych, która powstanie do 2050 roku, wyniesie 78 mln ton [36]. Z odzyskanych surowców można by wyprodukować około 2 mld nowych modułów fotowoltaicznych.

Zagospodarowanie odpadów fotowoltaicznych stanie się więc istotnym problemem środowiskowym w nadchodzących dziesięcioleciach, także w Polsce. Unia Europejska opracowała wiele regulacji prawnych dotyczących odpadów elektronicznych, w tym z fotowoltaiki, odnoszących się do zbiórki odpadów, ich recyklingu i utylizacji. Dyrektywa Unii Europejskiej w sprawie zużytego sprzętu elektrycznego i elektronicznego (Waste Electrical and Electronic Equipment Directive, WEEE) [37] z 27 stycznia 2003 roku zobowiązuje wszystkich producentów

reklama

dostarczających moduły fotowoltaiczne na rynek UE do finansowania kosztów zbiórki i recyklingu paneli fotowoltaicznych w Europie. Dyrektywa definiuje moduły fotowoltaiczne jako urządzenia elektroniczne i wymaga dla nich 85-procentowej skuteczności w odzyskiwaniu surowców wtórnych, z czego przynajmniej 80% musi zostać wykorzystane w recyklingu lub dalszej produkcji.

Od 14 sierpnia 2012 roku obowiązuje tzw. dyrektywa WEEE 2. Zastąpiła ona dotychczasową dyrektywę WEEE i wprowadziła wiele istotnych zmian, m.in. nowe poziomy minimalnej zbiórki elektroodpadów od 2016 roku. Nowa dyrektywa znacząco rozszerza zakres przedmiotowy przepisów o elektroodpadach. Do tej pory zamknięty zakres dyrektywy stanowiło 10 grup produktowych. Od 2018 roku zapisy obejmują już cały sprzęt elektryczny i elektroniczny ujęty w 6 nowych otwartych grupach, w czym w kategorii sprzęt wielkogabarytowy znajdują się moduły fotowoltaiczne, a w kategorii sprzęt małogabarytowy mały sprzęt z zintegrowanymi ogniwami fotowoltaicznymi [38].

W Polsce istnieją regulacje prawne traktujące moduły fotowoltaiczne jako sprzęt elektryczny i elektroniczny – ustawa z dnia 11 września 2015 roku o użytym sprzęcie elektrycznym i elektronicznym (tekst jednolity Dz.U. z 2022, poz. 1622). Zgodnie z załącznikiem nr 1 tej ustawy moduły fotowoltaiczne, w zależności od rozmiaru, zalicza się:

- do grupy 4 – sprzęt wielkogabarytowy, którego którykolwiek z zewnętrznych wymiarów przekracza 50 cm,
- do grupy 5 – sprzęt małogabarytowy, dla którego żaden z zewnętrznych wymiarów nie przekracza 50 cm.

W myśl tych uregulowań producenci i importerzy modułów fotowoltaicznych rozliczają się ze zbiórki odpadów (zgodnie art. 20.1 ww. ustawy wprowadzający sprzęt jest zobowiązany do osiągnięcia minimalnych rocznych poziomów zbierania zużytego sprzętu, które wynoszą: od dnia 1 stycznia 2021 roku nie mniej niż 65% średniorocznej masy sprzętu wprowadzonego do obrotu).

Moduły fotowoltaiczne mogą być z powodzeniem poddawane recyklingowi w procesach przemysłowych, z możliwością do osiągnięcia wydajnością recyklingu do 95,7%, w tym ogniwa słoneczne z wydajnością około 73%, miedź i ramy – 100%, szkło – 94,3% [39]. Już obecnie odzysk szkła, stali, metali nieżelaznych oraz materiałów półprzewodnikowych pochodzących z instalacji fotowoltaicznych jest realizowany z wysoką wydajnością. Celem postawionym przed europejskie organizacje skupione w PV CYCLE, organizacji non-profit założonej w 2007 roku, zajmującej się bezpłatnie zbieraniem i recyklingiem modułów, jest osiągnięcie jak najwyższego poziomu recyklingu, wyższego niż zobowiązuje do tego dyrektywa WEEE. Regulacje środowiskowe mogą zwiększać koszt i komplikować procedury postępowania z odpadami fotowoltaicznymi. Jeśli materiały wchodzące w skład modułu są klasyfikowane jako niebezpieczne, obowiązuje specjalne wymagania dotyczące usuwania, zbiórki, transportu oraz prowadzenia ewidencji odpadów, co zwiększa koszty ich zagospodarowania. Moduły fotowoltaiczne mogą zawierać nieznaczne ilości materiałów, w stosunku do których istnieją uregulowania dotyczące odpadów niebezpiecznych; zależnie od technologii są to: kadm, ołów, miedź, nikiel, selen, srebro. Na przykład ołów znajdziemy w modułach

starszych typów w stopach lutowniczych, w szkłe stosowanym na pokrycie modułów, szklowie zawartym w paście do metalizacji używanej w procesie sitodruku, w elementach inwerterów. Z kolei kadm jest obecny jedynie w ogniwach z CdTe oraz CIS z CdS. Obowiązująca dyrektywa WEEE [37] gwarantuje, że potencjalnie szkodliwe substancje (na przykład ołów, kadm, selen) zostaną usunięte i zagospodarowane podczas recyklingu, rzadkie materiały (na przykład srebro, tellur, ind) zostaną odzyskane i powtórnie wykorzystane, materiały o wysokiej wartości (na przykład krzem, szkło) zostaną poddane recyklingowi, a procesy recyklingu będą uwzględniać jakość odzyskanego materiału (na przykład szkła).

5.3.1. Recykling modułów z krystalicznego krzemu

W zależności od technologii produkcji należy opracować odpowiednią metodę recyklingu. Obecnie dominującym materiałem półprzewodnikowym wykorzystywanym do produkcji ogniw fotowoltaicznych jest krzem w postaci płytek mono- lub polikrystalicznych. Moduł fotowoltaiczny z krystalicznego krzemu składa się z połączonych ze sobą szeregowo-równoległe ogniw krzemowych, z których każde jest źródłem napięcia stałego. Ze względu na to, że udział modułów z krystalicznego krzemu (mono i multi-Si) wynosi niemal 90% (rysunek 5.22), ich recykling jest obecnie najważniejszym zagadnieniem.

Moduły fotowoltaiczne z krystalicznego krzemu składają się w przeważającej masie ze szkła, polimerów, aluminium, krzemu i innych metali (rysunek 5.23). O ile recykling szkła i aluminium nie naraża żadnych problemów i może być realizowany z wysoką wydajnością, o tyle odzysk krzemu i srebra jest wciąż rozwijaną technologią. Ilość możliwego do odzyskania krzemu zależy od tego, kiedy moduł został wyprodukowany: w ciągu ostatnich 10 lat znacznie zmniejszono zużycie materiału półprzewodnikowego, od około 16 g/Wp do mniej niż 4 g/Wp dzięki zwiększonej wydajności i zastosowaniu cieńszych wafli krzemowych. Oznacza to, że w roku 2030 będzie możliwe odzyskanie do 30 tysięcy ton krzemu. To ilość równoważna ilości krzemu potrzebnej do wyprodukowania ponad 45 milionów nowych modułów, mająca wartość rynkową około 380 milionów dolarów (zakładając aktualne ceny krzemu na poziomie 20 dolarów/kg i wartość wskaźnika odzysku 70%). Również srebro odzyskane z modułów fotowoltaicznych ma duże znaczenie ze względu na swoją potencjalną wartość. Na podstawie szacunków możliwe jest odzyskanie 90 ton w 2030 roku, mającej obecnie wartość 50 milionów dolarów. Może to wystarczyć do wyprodukowania 50 milionów nowych modułów [36].

Recykling modułów z krystalicznego krzemu odbywa się w kilku etapach. Pierwszym krokiem jest oddzielenie aluminiowej ramy. By odzyskać krzem w postaci płytek nadających się do zastosowania jako podłoże w procesie produkcji nowych ogniw, należy w pierwszej kolejności usunąć z modułu warstwę laminatu EVA (poli(etilen-co-octan winylu)). Następnie z użyciem mieszanin zasad lub kwasów trzeba roztworzyć warstwę antyrefleksyjną, metalizację przednią i tylną oraz złącze p-n [41]. W celu delaminacji stosuje się dwie metody: termiczną i chemiczną. Procesom poddawano zarówno próbki folii EVA różnych producentów, jak i próbki modułów PV, w których warstwa laminatu jest zamknięta w strukturze modułu. Stwierdzono, że delaminacja termiczna jest skuteczna w temperaturze

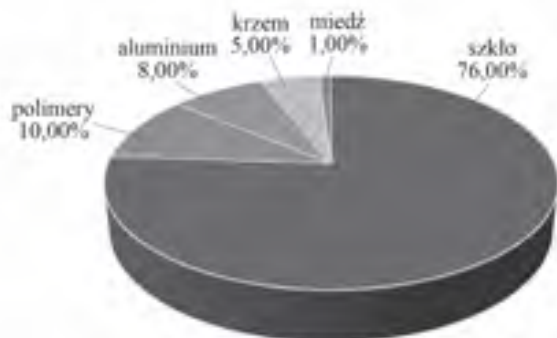
700°C w czasie kilku godzin i ze względu na wysokie zużycie energii elektrycznej uznano ją za skuteczniejszą metodę przetwarzania chemicznego. Z wielu badanych rozpuszczalników organicznych (aceton, toluen, benzyna, isopropanol, izopropylacetone (keton izobutylo-metylowy), tetrahydrofuran, glikol etylenowy, trichloroetylen, gliceryna, alkohol etylowy, chloroform) wybrano – jako najbardziej obiecujące – toluen i chloroform, dla których uzyskano oczekiwany efekt już po jednej godzinie. Przy badaniu próbek EVA różnych producentów

najbardziej uniwersalny okazał się chloroform [42].

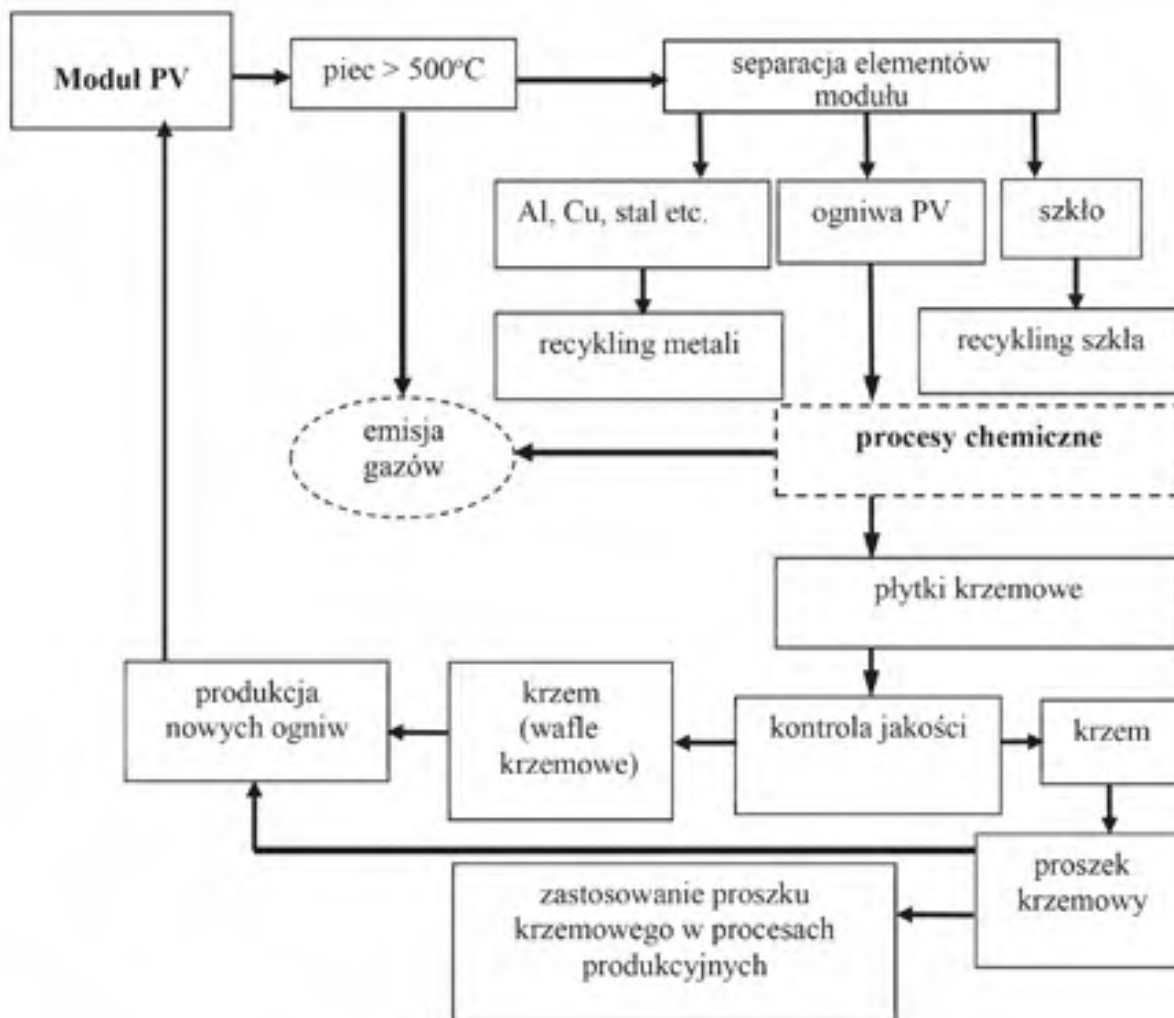
Procesy termiczne i chemiczne w recyklingu ogniw i modułów fotowoltaicznych z krystalicznego krzemu zaprezentowano na rysunku 5.24.

Możliwe jest odzyskanie podłoża krzemowego, co z kolei pozwala na produkcję nowych ogniw krzemowych na bazie uzyskanych w tym procesie wafli krzemowych, jeśli tylko nie ulegną one mechanicznemu uszkodzeniu. Odzyskany krzem ma wysoką czystość (photovoltaic-grade 99,99%), więc wykorzystanie go w kolejnym procesie produkcji ogniw fotowoltaicznych pozwala na znaczną oszczędność energii elektrycznej, która w pierwotnym procesie produkcji ogniw zużywana jest w procesie oczyszczania krzemu. Na proces prowadzący do otrzymania wafli krzemowych, mogących stanowić materiał do produkcji ogniw fotowoltaicznych (powtórne użycie), składa się:

- delaminacja – wypalanie laminatu (najczęściej EVA, PVB) w temperaturze 500°C,
- demontaż ogniw – odcinanie kontaktów,
- usuwanie metalizacji (dla kontaktów srebrnych kwasowe trawienie, dla kontaktów aluminiowych trawienie zasadowe),
- usuwanie warstwy antyrefleksyjnej i emitera (warstwy typu n) przez wytrawianie w mieszaninach chemicznych,
- płukanie i suszenie otrzymanych wafli krzemowych.



Rys 5.23. Skład surowcowy modułu z krystalicznego krzemu - udziały masowe (na podstawie 40)]

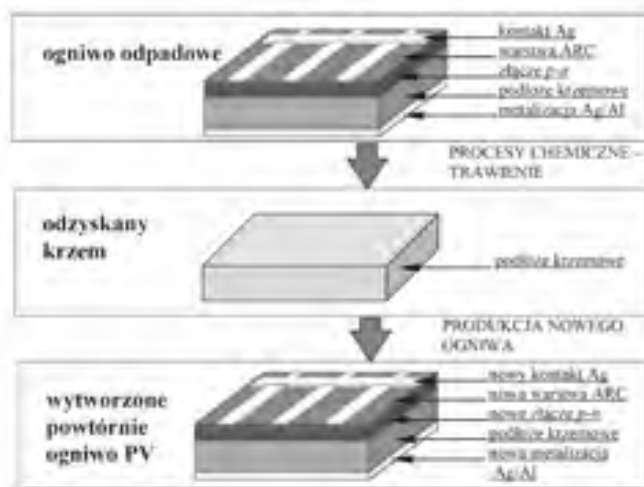


Rys 5.24. Procesy termiczne i chemiczne w recyklingu ogniw i modułów fotowoltaicznych z krystalicznego krzemu (na podstawie [43])

Skład roztworów trawiących można dobierać indywidualnie dla różnych typów ogniw (różnych producentów) lub zastosować uniwersalny. Ze względu na gwałtowny spadek grubości podłoża krzemowego wymagana jest precyzyjna kontrola czasu zanurzenia płytki w roztworze trawiącym i temperatury. Metale usuwane w wyniku roztwarzania w 40% aq HNO_3 w temperaturze 40°C odzyskiwano z roztworu w procesie elektrolizy, 30-procentowego roztworu wodnego KOH użyto w celu usunięcia metalizacji przedniej Al – osiągnięto najlepszą wydajność procesu w temperaturze 80°C. Zoptymalizowana mieszanina: 83,33 ml HNO_3 (65%)/50 ml HF (40%)/50 ml CH_3COOH (99,5%)/1 ml Br_2 została użyta w celu usunięcia powłoki AR i złącza p-n.

Każdy etap po zakończeniu wymaga płukania w wodzie dejonizowanej i suszenia. Optymalne składy mieszanin oraz propozycja automatycznej linii do odzysku materiałów z krzemowych ogniw fotowoltaicznych zostały zastrzeżone w Urzędzie Patentowym RP – patent nr 215770 [44].

Dzięki zastosowaniu opracowanej technologii producenci mogą wytwarzać moduły z wykorzystaniem nowych ogniw krzemowych wytworzonych na bazie podłoża krzemowego o wysokiej czystości, odzyskanego ze zużytych, uszkodzonych lub wycofanych z produkcji na etapie kontroli jakości ogniw, co ilustruje rysunek 5.25.



Rys 5.25. Wytwarzanie nowego ogniw fotowoltaicznego na bazie ogniw odzyskanego w procesie recyklingu

Oprócz oczywistych korzyści ekonomicznych wykorzystania odzyskanego krzemu o wysokiej czystości również ważne są korzyści dla środowiska. Recykling 1 tony modułów fotowoltaicznych wytworzonych na bazie krystalicznego krzemu pozwala na redukcję około 800 kg CO_2 eq oraz oszczędność 8,5 GJ energii ze źródeł nieodnawialnych [45].

Aby ocenić, jaki wpływ na środowisko ma wykorzystanie odzyskanych w procesie recyklingu niewymagających procesów oczyszczania podłoży krzemowych, przeprowadzono analizę cyklu życia dla ogniw. Dokonano porównania między produkcją nowych ogniw słonecznych w standardowej technologii, obejmującą pełny etap oczyszczania krzemu, a wykorzystaniem materiału krzemowego z recyklingu. Analiza wszystkich etapów cyklu życia ogniw krzemowych wykazała, że redukcja emisji gazów cieplarnianych dzięki zastosowaniu

materiału krzemowego z recyklingu stanowi 42%, a całkowity wpływ produkcji fotowoltaicznej na środowisko można dzięki temu zmniejszyć nawet o 58%, głównie przez zmniejszenie zużycia energii w procesie produkcji krzemu krystalicznego o wysokiej czystości [46].

5.3.2. Recykling modułów cienkowarstwowych

Obserwowane niedobór krzemu i rosnący globalny popyt na moduły fotowoltaiczne stały się motorem do rozwoju cienkowarstwowych technologii fotowoltaicznych. Wskutek tego stale rośnie produkcja modułów cienkowarstwowych wytwarzanych na bazie amorficznego krzemu (a-Si), diselenku indowo-miedziowego (CIGS) i tellurku kadmu (CdTe). W tej technologii często cały moduł zbudowany jest z jednego ogniw. Przewagą technologii cienkowarstwowych jest zdecydowana redukcja zużycia drogich materiałów, a tym samym poprawa stosunku ceny do mocy ogniw. Obecnie technologie cienkowarstwowe obejmują 11% rynku.

Odpady pochodzące z technologii CdTe wyniosą do roku 2040 i 2050 odpowiednio: 2,4 i 9,5 milionów ton. Ilość nagromadzonych odpadów w postaci modułów a-Si wyniosą do roku 2040 i 2050 odpowiednio: 1,2 i 3,7 milionów ton, podczas gdy dla odpadów pochodzących z technologii CIGS odpowiednio 0,9 i 4,7 milionów ton [47]. Ilość odpadów jest ściśle związana z technologią wykonania, a tym samym rokiem wytworzenia. Ponieważ technologie rozwijają się w kierunku materiałoszczędnych i coraz bardziej wydajnych modułów, udziały masowe poszczególnych materiałów zmieniają się na przestrzeni kolejnych lat.

Moduły cienkowarstwowe są technologicznie bardziej złożone niż moduły fotowoltaiczne wytworzone na bazie krzemu. Procentowy udział masowy szkła prawdopodobnie zmniejszy się do roku 2030 w przypadku modułów cienkowarstwowych, dzięki zastosowaniu cieńszych i bardziej stabilnych materiałów szklanych, co automatycznie zwiększy udział masowy półprzewodników i innych metali [48].

Moduły CIGS składają się obecnie w 89% ze szkła, z przewidywanym spadkiem tego udziału do 88% w 2030 roku. Zawierają 7% aluminium (tu oczekiwany wzrost wynosi 1% w 2030 roku) i 4% polimerów. Pozostałe metale to w 10% miedź, 28% ind, 10% gal i 52% selen [49, 50]. Wydajność modułu CIGS wynosi obecnie 15% i ma szansę wzrosnąć do 20% i więcej w perspektywie długoterminowej [51].

Ogniwa z tellurku kadmu CdTe są produkowane na podłożu szklanym z warstwą transparentną tlenku indowo-cynowego (ITO), pełniącą funkcję kontaktu przedniego, a następnie bardzo cienką warstwą CdS typu n i CdTe typu p, odgrywającego rolę absorbera. CdS absorbuje niewielki zakres światła widzialnego i niebieskiego, pozwalając pozostałej części widma dotrzeć do aktywnej warstwy tellurku kadmu. Tylny kontakt metaliczny jest wytwarzany przez napylanie.

Do 2030 roku udział szkła w całkowitej masie modułu CdTe ma spaść o 1%: z 97% do 96%. Oczekuje się w związku z tym wzrostu zawartości polimerów o 1%: z 3% do 4% w porównaniu do stanu obecnego. W porównaniu do modułów CIGS zużycie materiału półprzewodnikowego spadnie prawie o połowę: z 0,13% do 0,07%. Jednak udział innych metali (na przykład niklu, cynku i cyny) wzrośnie z 0,26% do 0,41% [48, 50]

(główny powód wzrostu udziału innych metali jest związany z postępującą redukcją w grubości warstwy CdTe).

W zależności od rodzaju modułu cienkowarstwowego przeznaczanego do recyklingu wyróżniamy 3 metody postępowania:

1. dla modułów typu CIGS – rozdrabnianie strumieniem wody i obróbkę chemiczną,
2. dla modułów typu CdTe – obróbkę termiczną (pirolizę) i chemiczną,
3. dla modułów opartych na a-Si – mielenie i rozdział pneumatyczny bazy polimerowej [52].

Niezależnie od rodzaju modułu fotowoltaicznego wyróżniamy 3 etapy procesu recyklingu (rysunek 5.26).



Rys 5.26. Schemat procesu recyklingu cienkowarstwowego modułu fotowoltaicznego [53]

W przypadku modułów CdTe procedura rozpoczyna się od rozdrabniania modułów z użyciem różnego rodzaju młynów i kruszarek. Folie półprzewodnikowe usuwa się przez dodanie kwasu w wolno obracającym się bębnie ze stali nierdzewnej. Bęben opróżnia się powoli do sortownika, gdzie szkło jest oddzielane od cieczy. Następnie płucze się je w celu usunięcia pozostałego na szybie materiału półprzewodnikowego. Roztwór przepuszcza się przez kolumnę w celu usunięcia miedzi i żelaza. Kadm jest odzyskiwany przez elektrolityczne osadzanie, a tellur przez reaktywne wytrącanie. Ciecz bogatą w metal pompuje się do zespołu wytrącania i przetwarza w 3 etapach (w roztworach z rosnącym pH). Substancje wydzielone są zatężane. Placok filtracyjny wytworzony z zawiesziny w czasie procesu jest bogaty w metale, które w efekcie odzyskuje się na poziomie 95% [54]. Uwolnione warstwy półprzewodnikowe mogą być również usuwane z pokruszonego materiału w procesie mokrym przez ścieranie lub flotację.

Procedura odzysku cennych materiałów z ogniw słonecznych na bazie CIGS przebiega następująco [55].

- Etap 1. Ręczne usuwanie i zbiór ram metalowych i skrzynek przyłączeniowych z kablami.
- Etap 2. Oddzielenie pokrywy szklanej przez ogrzewanie modułu i mechaniczne oddzielenie szkła.
- Etap 3. Usuwanie resztkowego laminatu EVA z powierzchni wyrobu przez zanurzenie w roztworze na bazie kwasu octowego.

- Etap 4. Mechaniczne oddzielenie absorbera CIGS w postaci proszku metalu.
- Etap 5. Oddzielenie szkła sodowo-wapniowego przez rozpuszczenie warstwy molibdenu w rozcieńczonym kwasie azotowym.

Analiza porównawcza możliwych do osiągnięcia w procesie recyklingu ogniw i modułów fotowoltaicznych różnych typów zysków opiera się na porównaniu ilości odzyskanego materiału półprzewodnikowego i szkła – dane te zostały przedstawiane w tabeli 5.3.

Podsumowując: recykling, prowadzący do odzysku cennych materiałów, może być stosowany na etapie produkcji dla modułów odrzuconych przez kontrolę jakości, na etapie użytkowania dla tych elementów systemu, które uległy uszkodzeniu oraz dla wszystkich zdemontowanych elementów instalacji po zakończeniu jej eksploatacji. Prowadzi do ograniczenia zużycia cennych materiałów i energii potrzebnej w procesach produkcyjnych dzięki wykorzystaniu raz już wytworzonych i oczyszczonych materiałów. Recykling obniża zasadniczo wpływ na środowisko cyklu życia modułu PV (w kategorii wpływu: zakwaszenie, globalne ocieplenie, zużycie zasobów). Aby osiągnąć korzyści środowiskowe, wpływ na środowisko realizowanego procesu recyklingu musi być mniejszy niż oddziaływanie na środowisko procesu produkcji materiału. Choć koszt składowania modułów na wysypisku jest mniejszy, to recykling jest ekonomicznie i ekologicznie opłacalny [57].

Bibliografia

- [1] Planning & Installing Photovoltaic Systems, Earthscan 2008.
- [2] Hottel H.C., Woertz B.B., Evaluation of flat-plate solar heat collector, Trans. ASME 1942, 64, 91.
- [3] Chwieduk D., Energetyka słoneczna budynku, Warszawa 2011.
- [4] Liu B., Jordan R., The interrelationship and characteristic distribution of direct, diffuse and total solar radiation, Solar Energy, 1960, 4, 3, 1–19, [https://doi.org/10.1016/0038-092X\(60\)90062-1](https://doi.org/10.1016/0038-092X(60)90062-1).
- [5] Hay J.E., Davies J.A., Calculations of the solar radiation incident on an inclined surface, w: Proc. of First Canadian Solar Radiation Data Workshop, red. J.E. Hay, T.K. Won, Ministry of Supply and Services, Canada 1980.
- [6] Reindl D.T., Beckman W.A., Duffie J.A., Diffuse fraction correlations, Solar Energy 1990, 45, 1, 1–7, [https://doi.org/10.1016/0038-092X\(90\)90060-P](https://doi.org/10.1016/0038-092X(90)90060-P).

Typ ogniw fotowoltaicznych	c-Si, mc-Si	a-Si	CIGS		CdTe	
			Ga	In	Cd	Te
Masa odzyskanych materiałów półprzewodnikowych [g]	279,6	1,17	5,23	8,62	8,98	9,15
Masa odzyskanego szkła [kg]	16,64	b.d.	17,680		16,64	

Tabela 5.3. Masowy odzysk materiałów półprzewodnikowych i szkła dla 1 m² modułu PV [56]

- [7] Shukla K.N., Saroj R., Sudhakar K., Comparative study of isotropic and anisotropic sky models to estimate solar radiation incident on tilted surface: A case study for Bhopal, India, *Energy Reports* 2015, 96–103, <http://dx.doi.org/10.1016/j.egy.2015.03.003>.
- [8] Erbs D.G., Klein S.A., Duffie J.A., Estimation of the diffuse radiation fraction for hourly, daily and monthly-average global radiation, *Solar Energy* 1982, 28, 4, 293–302, [https://doi.org/10.1016/0038-092X\(82\)90302-4](https://doi.org/10.1016/0038-092X(82)90302-4).
- [9] Iqbal M., Prediction of hourly diffuse solar radiation from measured hourly global radiation on a horizontal surface, *Solar Energy* 1980, 24, 5, 491–503, [https://doi.org/10.1016/0038-092X\(80\)90317-5](https://doi.org/10.1016/0038-092X(80)90317-5).
- [10] Skartveit A., Olseth J.A., A model for the diffuse fraction of hourly global radiation, *Solar Energy* 1987, 38, 4, 271–274, [https://doi.org/10.1016/0038-092X\(87\)90049-1](https://doi.org/10.1016/0038-092X(87)90049-1).
- [11] Garrison J.D., A study of the division of global irradiance into direct and diffuse irradiance at thirtythree U.S. sites, *Solar Energy* 1985, 35, 4, 341–351, [https://doi.org/10.1016/0038-092X\(85\)90142-2](https://doi.org/10.1016/0038-092X(85)90142-2).
-