

doi:10.15199/48.2015.07.26

Analiza propagacji promieniowania słonecznego w systemach solarnych typu „zimny dach”

Streszczenie. Uzyskiwanie lepszej wydajności energetycznej układu paneli fotowoltaicznych jest możliwe poprzez pasywny udział właściwości optycznych materiałów stosowanych jako pokrycia dachowe. Artykuł zawiera wyniki symulacji komputerowych, analizy wpływu ukształtowania powierzchni dachu na wartość natężenia napromienienia na absorberze.

Abstract. Obtaining a better energy efficiency of photovoltaic panels is possible, through a passive participation of materials' optical features, used as roof coverings. The article contains the results of computer simulations, relations between irradiance on absorber and the roof covering. (**Propagation analysis of “cold roof” solar systems**).

Słowa kluczowe: zimny dach, promieniowanie słoneczne, fotowoltaika

Keywords: cold roof, solar radiation, photovoltaics

Wstęp

Koncepcja „zimnego dachu” polega na zastosowaniu materiału o dużym współczynniku odbicia ρ powierzchni dachu, w celu uniknięcia absorpcji energii promieniowania słonecznego i konwekcji promieniowania termicznego w kierunku absorbera fotowoltaicznego. Mechanizm obniżenia temperatury polega na odbiciu mocy promienistej zamiast jej akumulacji w pokryciu (najczęściej bitumicznym). Zaletą tego rozwiązania jest ograniczenie tworzenia się tzw. „wysp ciepła”, które zaburzają rozkład temperatury w przestrzeniach zurbanizowanych. Jest to jeden z pasywnych sposobów wykorzystania promieniowania słonecznego.

W przypadku instalacji fotowoltaicznej dodatkowy uzysk można osiągnąć poprzez wykorzystanie promieniowania słonecznego odbitego od powierzchni dachu, a światło słoneczne, poprzez system heliostatyczny, może być zastosowane do oświetlenia wnętrz [4].

Metodyka przeprowadzania symulacji

Przy zastosowaniu odpowiednich zależności związanych z ruchem Słońca po nieboskłonnie [1] możliwe jest obliczenie jego dokładnego położenia za pomocą kąta horyzontalnego h oraz kąta A azymutu:

$$(1) \quad h = \arcsin[\sin(\delta) \cdot \sin(\varphi) + \cos(\delta) \cdot \cos(\varphi) \cdot \cos(\omega)]$$

$$(2) \quad A = \arccos\left[\frac{\sin(\delta) - [\sin(h) \cdot \sin(\varphi)]}{\cos(h) \cdot \cos(\varphi)}\right]$$

gdzie: δ – kąt deklinacji, φ – szerokość geograficzna Warszawy, ω – kąt godzinowy.

Tabela 1. Wartości kątów azymutalnych i horyzontalnych dla dnia przesilenia letniego (21 czerwca)

Czas urzędowy	Kąt azymutalny A	Kąt horyzontalny h
6 ⁰⁰	68,3°	12,9°
7 ⁰⁰	79,3°	21,7°
8 ⁰⁰	90,78°	30,83°
9 ⁰⁰	103,5°	39,9°
10 ⁰⁰	118,56°	48,5°
11 ⁰⁰	137,75°	55,73°
12 ⁰⁰	162,4°	60,3°
13 ⁰⁰	190,7°	60,9°
14 ⁰⁰	216,6°	57,2°
15 ⁰⁰	237,1°	50,5°
16 ⁰⁰	253°	42,1°
17 ⁰⁰	266,2°	33,1°
18 ⁰⁰	278°	24°

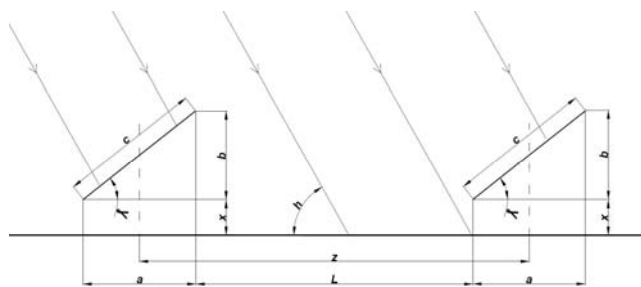
Tabela 2. Wartości kątów azymutalnych i horyzontalnych dla dnia przesilenia zimowego (21 grudnia)

Czas urzędowy	Kąt azymutalny A	Kąt horyzontalny h
8 ⁰⁰	132°	0,9°
9 ⁰⁰	144,5°	7°
10 ⁰⁰	157,7°	11,5°
11 ⁰⁰	171,6°	13,9°
12 ⁰⁰	185,8°	14,1°
13 ⁰⁰	199,8°	12,1°
14 ⁰⁰	213°	8°
15 ⁰⁰	225°	2,2°

W celu wykonania obliczeń położenia Słońca na nieboskłonnie wybrano dwie skrajne daty, związane z przesileniem letnim i zimowym, kiedy to Słońce jest najwyżej i najniżej na niebie. Dodatkowo, obliczenia dotyczą wybranej lokalizacji, którą opisano długością geograficzną $\lambda = 21^\circ$ i szerokością geograficzną $\varphi = 52^\circ 13'$. Wartości kątów A i h dla dnia przesilenia letniego i zimowego zestawione są w tabelach 1 i 2.

Symulacje uwzględniające ruch Słońca po nieboskłonnie

Słońce poruszające się po nieboskłonnie zakreśla elipsę, której nachylenie względem Ziemi zależy od dnia roku, a aktualne położenie na tym torze definiuje czas. Źródło promieniowania zmienia się w szerokim zakresie położenia względem punktu na Ziemi. W układzie tzw. farmy fotowoltaicznej, należy wziąć pod uwagę zacinienie absorbera przez panel znajdujący się w kolejnym szeregu, zgodnie z rysunkiem 1. Jeśli system fotowoltaiczny przystosowany jest do pracy całorocznej należy obliczyć odległość pomiędzy sąsiednimi szeregami tak, aby cień kończył się na krawędzi następnego łańcucha paneli fotowoltaicznych (rys. 1), biorąc pod uwagę najdłuższy cień (przesilenie zimowe).



Rys.1. Układ geometryczny paneli fotowoltaicznych dla pracy całorocznej

Przenalizowano przypadek układu farmy fotowoltaicznej składającej się z 20 modułów fotowoltaicznych w szeregu o wymiarach 1m x 2m i mocy szczytowej 300 Wp. Panele nachylone są pod kątem $\gamma = 38^\circ$ względem podłoża. Odległość pomiędzy szeregami paneli z będzie obliczona dla pracy całorocznej zgodnie z powyższymi danymi wejściowymi. Poszukiwaną wartością jest długość zacielenia L . Obliczono ją korzystając z funkcji trygonometrycznych, ponieważ znany jest kąt pochylenia paneli fotowoltaicznych γ i kąt padania promieni słonecznych względem ziemi h dla konkretnego czasu. Obliczono wysokość b oraz długość a modułu fotowoltaicznego wykorzystując zależność :

$$(3) \quad b = c \cdot \sin(\gamma)$$

$$(4) \quad a = c \cdot \cos(\gamma)$$

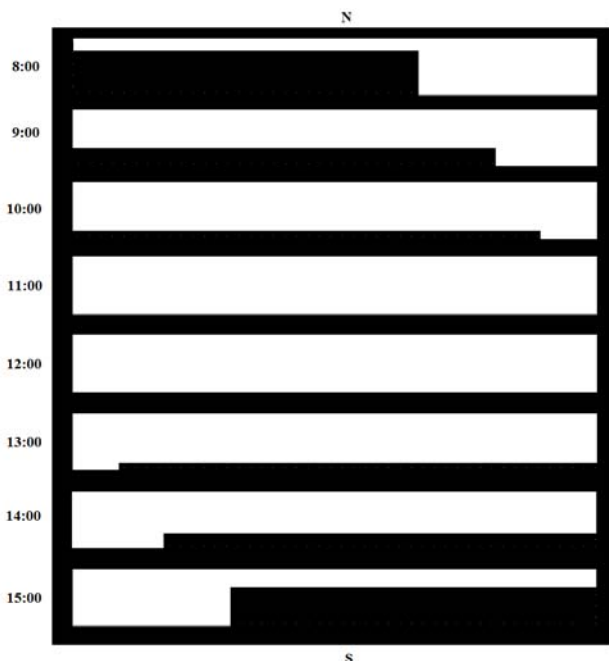
Długość zacielenia L obliczono korzystając ze wzoru :

$$(5) \quad L = \frac{b}{\operatorname{tg}(h)}$$

Optymalna odległość z między osiami symetrii paneli dla której cień kończy się na krawędzi kolejnego modułu podczas górowania Słońca wynosi:

$$(6) \quad z = a + L$$

Wykonane obliczenia pozwalają określić kształt zacielenia szeregów modułów fotowoltaicznych w panelu. W rozpatrywanych przypadkach największe zacielenie pojawiło się dla dnia przesilenia zimowego (rys. 2). Zainicjowany układ geometryczny farmy fotowoltaicznej obliczono dla kąta padania promieni słonecznych równego $h = 14^\circ$. Kiedy słońce znajduje się na wysokości horyzontalnej mniejszej od założonego kąta nachylenia, pojawia się zacielenie kolejnego szeregu paneli słonecznych. Taka sytuacja występuje podczas wschodu i zachodu Słońca, a cień jest tym dłuższy, im mniejszy jest kąt horyzontalny Słońca h .



Rys.2. Zacielenie szeregu paneli fotowoltaicznych dla przesilenia zimowego (21 grudnia)

Procentowy udział zacielenia powierzchni absorpcyjnej dla analizowanego przypadku przedstawia tabela 3.

Tabela 3. Procentowe zacielenie w zależności od czasu urzędowego

Czas urzędowy	Stosunek zacielenia do całej powierzchni absorpcyjnej [%]	Powierzchnia zacielenia [m ²]
8 ⁰⁰	51,29%	20,5
9 ⁰⁰	25,33%	10,1
10 ⁰⁰	14,01%	5,6
11 ⁰⁰	0,00%	0,0
12 ⁰⁰	0,00%	0,0
13 ⁰⁰	14,36%	5,7
14 ⁰⁰	21,71%	8,7
15 ⁰⁰	65,83%	26,3

Symulacje uwzględniające wysokość umieszczenia paneli fotowoltaicznych nad dachem

Panele fotowoltaiczne współpracujące z powierzchnią dachu mogą być umieszczone na różnej wysokości x . Zmiana tego parametru wpływa na cały układ optyczny paneli. Najkorzystniejszym położeniem jest umieszczenie fotoogniw na takiej wysokości, aby natężenie napromienienia na absorberze było największe. Dodatkowo wzrost mocy nie pochodzi od wiązki światła bezpośredniego padającego na panel fotowoltaiczny, lecz jest to wiązka światła odbita od struktury optycznej powierzchni dachu.

Wykonane obliczenia symulacyjne dotyczyły zakresu wysokości x mierzonej od podłoża dachu do dolnej krawędzi paneli fotowoltaicznych, gdy zakres zmiennej x leży w przedziale od 0 do 1,2 m, z krokiem co 0,1 m. Ustawienie fotoogniw było pod kątem $\gamma = 38^\circ$ względem dachu, a promieniowanie słoneczne padało pod kątem $h = 61^\circ$ (założono rozbieżność wiązki świetlnej 32°). Wyniki obliczeń zestawione są w tabeli 4 dla odległości z pomiędzy sąsiednimi szeregami paneli fotowoltaicznych skonfigurowanych do pracy całorocznej, gdy odbicie ma charakter równomiernie rozproszonego i kierunkowo-rozproszonego przy powierzchni modułu 2 m² i całkowitym współczynniku odbicia $\rho = 0,8$.

Tabela 4. Wyniki obliczeń dla różnych wysokości x dla $z = 6,51$ m

Wskaźnik x/b	Wysokość montażu x [m]	Moc przy odbiciu równomiernie rozproszonym [W]	Moc przy odbiciu kierunkowo-rozproszonym [W]
0	0	2023,90	2052,83
0,06	0,1	2010,02	2034,02
0,13	0,2	2007,12	2027,19
0,19	0,3	2001,83	2019,05
0,25	0,4	1997,88	2012,54
0,32	0,5	1994,58	2007,25
0,38	0,6	1991,81	2002,68
0,44	0,7	1989,54	1998,79
0,51	0,8	1987,68	1995,58
0,57	0,9	1982,08	1988,79
0,63	1	1984,59	1990,40
0,70	1,1	1983,31	1988,25
0,76	1,2	1982,26	1986,45

Wyniki obliczeń obrazują charakterystyki (rys. 4) dla różnej odległości z , pomiędzy sąsiednimi szeregami paneli fotowoltaicznych.

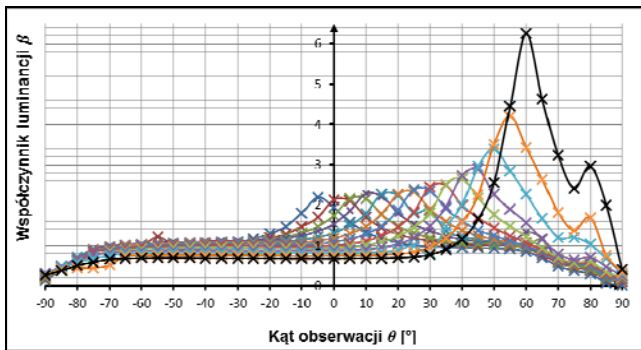
Analizując wyniki symulacji okazało się, że najbardziej optymalnym położeniem, jeśli chodzi o wartość natężenia napromienienia na absorberze, jest wysokość $x = 0$ m. Charakterystyki obrazujące wyniki dla konfiguracji pracy całorocznej $z = 6,51$ m, dla dwóch sposobów odbicia promieniowania dachu mają charakter funkcji wykładniczej. Wraz ze wzrostem wysokości położenia paneli zmniejsza się udział części mocy promienistej odbijanej od powierzchni dachu. Dalsze zwiększanie wysokości dawało niewielkie różnice w zmianie mocy, a dominującą wartością

rozproszony [2]. Dla światła padającego prostopadłe do badanej powierzchni odbicie zbliżone jest do równomiernego. W miarę zmniejszania kąta padania światła materiał przyjmuje charakterystykę o kształcie bardziej kierunkowym. Szczególnie widoczne jest to dla małych kątów, kiedy wiązka światła pada pod kątem 30°. Otrzymałmy wynik oznacza, że badany materiał wykazywał ponad 3-krotne wzmocnienie odbicia β_θ w stosunku do wyidealizowanej powierzchni rozpraszającej (zależność 7).

$$(7) \quad \beta_\theta = \frac{L_\theta}{L_r} = \frac{L_\theta}{\rho \cdot E} \pi$$

gdzie: L_θ – luminancja powierzchni widziana pod kątem θ , L_r – luminancja idealnego rozpraszacza, ρ – współczynnik odbicia, E – natężenie oświetlenia na powierzchni.

We wszystkich symulacjach dokonano przeliczenia krzywych wskaźnikowych na współczynniki ($BRDF$, A , B , g) [3], które odzwierciedlały rzeczywiste właściwości optyczne powierzchni materiału.



Rys.6. Krzywa wskaźnikowa powierzchni materiału Sikaplan 15 G light grey

Wnioski

Wyniki symulacji potwierdzają, że zastosowanie membrany dachowej o wysokim współczynniku odbicia zwiększa natężenie napromienienia na panelu fotowoltaicznym. Uzysk natężenia napromienienia w stosunku do dachu pokrytego idealnym absorberem wynosi około 7%.

Mimo, że farma fotowoltaiczna konfigurowana jest zwykle do pracy całorocznej, to w okresie zimowym pojawi się częściowe zacienienie (nawet 64% powierzchni czynnej) podczas wschodu i zachodu Słońca.

Zastosowanie dachu o charakterze odbicia równomiernie rozproszonym spowoduje skierowanie promieniowania słonecznego w górną półprzestrzeń, z czego tylko niewielka część zostanie skierowana na absorber. Znacznie lepsze wyniki uzyskano po zastosowaniu powierzchni odbijającej w sposób kierunkowo-rozproszony. Nachylenie dachu σ powodowało zmianę napromieniania na module fotowoltaicznym.

Najbardziej optymalnym ustawieniem był dach poziomy oraz nachylony pod niewielkim kątem w kierunku północnym. Jednak dla takiej konfiguracji, rodzaj odbicia materiału zastosowanego na podłożu jak i współczynnik odbicia ρ mają decydujący wpływ na wielkość uzysku.

Wykonano również pomiar krzywej wskaźnikowej nowoczesnej membrany dachowej „Sikaplan 15 G light grey” stosowanej na pokrycia dachowe, której parametry świetlno-optyczne nadawały się do zwiększenia efektywności koncepcji typu „zimny dach”. Symulacje zostały wykonane w programie „TracePro” po wprowadzaniu takich parametrów jak α , ρ , τ , ($BRDF$, A , B , g), które odzwierciedlały rzeczywiste właściwości optyczne materiałów [3].

Koncepcja typu „zimny dach” doskonale sprawdza się również w okresie zimowym, szczególnie podczas dużego nasłonecznienia. Temperatura dachu zostaje prawie taka sama jak temperatura powietrza. Zapobiega to powstawaniu wilgoci i oblodzenia, które występuje w tradycyjnych konstrukcjach dachów (typu ciepłego).

Domy pasywne, w których należy zapewnić niskie zapotrzebowanie na energię końcową (do 15kWh/m² na rok), powinny charakteryzować się dachem o niewielkim spadku w kierunku północnym (do 15°), co pozwoli zmniejszyć powierzchnię przenikania ciepła, spowodować osuwanie się pokrywy śnieżnej i poprawić efekt odbicia promieniowania słonecznego. Przeprowadzona analiza dowodzi, że zastosowanie nowoczesnej membrany dachowej w tym przypadku przełoży się na maksymalny pasywny uzysk.

Artykuł został zrealizowany w Katedrze Elektroenergetyki, Fotoniki i Techniki Świetlnej Politechniki Białostockiej w ramach pracy statutowej S/WE/4/2013

LITERATURA

- [1] Pluta Z.: *Podstawy teoretyczne fototermicznej konwersji energii słonecznej*, Oficyna Wydawnicza Politechniki Warszawskiej Warszawa, 2013.
- [2] Żagan W.: *Podstawy techniki świetlnej*, Oficyna Wydawnicza Politechniki Warszawskiej Warszawa, 2005.
- [3] Richardson S.: *Characterization of Surface Degradation by Laser Light Scattering*, At the S-DLE Center laboratory
- [4] Pracki P., Matusiak B.: Problematyka inteligentnego oświetlenia w budynkach. Przegląd Elektrotechniczny, 08/2008, str. 97-100.

Autorzy:

Dr hab. inż. Maciej Zajkowski, Politechnika Białostocka, Wydział Elektryczny, Katedra Elektroenergetyki, Fotoniki i Techniki Świetlnej, 15-351 Białystok, ul. Wiejska 45d, E-mail: m.zajkowski@pb.edu.pl

Mgr inż. Mateusz Prorok, studia doktoranckie Wydziału Elektrycznego Politechniki Białostockiej, Katedra Elektroenergetyki, Fotoniki i Techniki Świetlnej, 15-351 Białystok, ul. Wiejska 45d E-mail: northdarkness@gmail.com