

Artur BUGAŁA*
Grażyna FRYDRYCHOWICZ-JASTRZĘBSKA*

BILANS ENERGETYCZNY UKŁADÓW NADĄŻNYCH W FOTOWOLTAICE DLA LOKALNYCH WARUNKÓW MIEJSKICH- CZĘŚĆ I

W pracy dokonano analizy wpływu nasłonecznienia rozumianego jako suma natężenia promieniowania słonecznego w danym czasie i na danej powierzchni na wartość energii elektrycznej generowanej przez moduł fotowoltaiczny pracujący w konfiguracji stacjonarnej i nadążnej dwuosiowej. Przedstawiono sposób jego wyznaczania na podstawie pomiaru gęstości mocy promieniowania słonecznego padającego w ciągu jednej sekundy na powierzchnię jednego m² z wykorzystaniem czujników mikroprocesorowych. Określono wpływ temperatury na wartość parametrów elektrycznych analizowanych modułów PV.

SŁOWA KLUCZOWE: nasłonecznienie, bilans energii, układ nadążny, gęstość mocy promieniowania

1. WSTĘP

Przy realizacji układu sterowania dla jednostki nadążnej dwuosiowej należy uwzględnić roczną zmianę wysokości kątowej Słońca nad horyzontem, związaną z ruchem obiegowym Ziemi oraz zmianę wartości kąta azymutu na skutek ruchu obrotowego. Deklinacja słoneczna opisująca kątowe położenie Słońca względem płaszczyzny równika, została określona na podstawie zależności [1]:

$$\delta = \sin\left[\frac{2 \cdot \pi \cdot (284 + n)}{365}\right] \cdot 23,45 \quad (1)$$

Długość dnia dla analizowanej lokalizacji opisano następująco [2]:

$$D = \frac{\cos\left[-\tan\left(\frac{\delta \cdot \pi}{180}\right) \cdot \tan\left(\frac{\pi \cdot \varphi}{180}\right)\right] \cdot a}{\frac{7,5 \cdot \pi}{180}} \quad (2)$$

Wysokość kątową Słońca dla kolejnych dni roku wyznaczono na podstawie zależności [3]:

$$H = \arcsin[(\cos(\varphi) \cdot \cos(\delta) \cdot \cos(\omega)) + (\sin(\varphi) \cdot \sin(\delta))] \quad (3)$$

* Politechnika Poznańska.

Kąt godzinowy określa kątowe odchylenie zachodu lub wschodu Słońca od lokalnego południka. Jest on równy zero dla godziny 12.00. W godzinach porannych zmiana czasu o godzinę w stosunku do godziny 12.00 skutkuje zmianą kąta godzinowego o -15° . W godzinach popołudniowych godzinnej zmianie czasu odpowiada 15° zmiana kąta ω .

Azymut Słońca wyznaczono na podstawie zależności [3]:

$$AS = \arcsin\left[\frac{\cos(\delta) \cdot \sin(\omega)}{\cos(H)}\right] \quad (4)$$

gdy

$$\cos(\omega) > \frac{\tan(\delta)}{\tan(\varphi)} \quad (4)$$

$$AS = 180 - \arcsin\left[\frac{\cos(\delta) \cdot \sin(\omega)}{\cos(H)}\right] \quad (5)$$

gdy

$$\cos(\omega) < \frac{\tan(\delta)}{\tan(\varphi)} \quad (5)$$

Kąt padania promieniowania słonecznego na powierzchnię ogniów jest to kąt zawarty między prostą normalną do powierzchni a kierunkiem promieniowania bezpośredniego. Zależność opisująca kąt padania promieniowania słonecznego na płaszczyznę pod dowolnym kątem pochylenia do podłoża i azymutu opisano następująco [4]:

$$\begin{aligned} \cos(\Theta) = & \sin(\delta) \cdot [\sin(\varphi) \cdot \cos(\beta) - \cos(\varphi) \cdot \sin(\beta) \cdot \cos(A)] + \\ & + \cos(\delta) \cdot [\cos(\varphi) \cdot \cos(\beta) \cdot \cos(\omega) + \sin(\varphi) \cdot \sin(\beta) \cdot \cos(A) \cdot \cos(\omega) \\ & + \sin(\beta) \cdot \sin(A) \cdot \sin(\omega)] \end{aligned} \quad (6)$$

Zależności matematyczne (1) do (6) zaimplementowano celem realizacji układu sterowania jednostki nadążnej dwuosiowej.

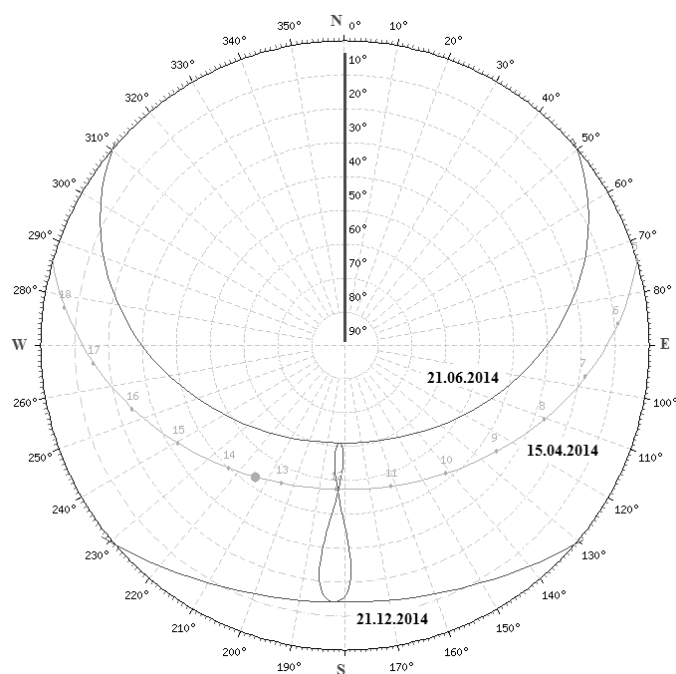
Wpływ dnia roku, wysokości kątowej Słońca oraz lokalizacji na parametry pracy analizowanego układu nadążnego, dla dnia 15.04.2014 roku dla miasta Poznań przedstawiono w tabeli 1.

Na podstawie wyznaczonych wartości kątowych, na rysunku 1 przedstawiono w układzie polowym zmianę położenia Słońca dla wybranych dni 21.06.2014 roku, 15.04.2014 roku oraz 21.12.2014 roku.

Na podstawie wykonanych obliczeń i wizualizacji przedstawiono, że kątowa zmiana położenia Słońca wymusza konieczność stosowania układów nadążnych dwuosiowych.

Tabela 1. Wartości kątów elewacji i azymutu Słońca dla 15.04.2014 roku

godzina	kąt elewacji	kąt azymutu	godzina	kąt elewacji	kąt azymutu
[hh:mm:ss]	°		[hh:mm:ss]	°	
05:30:00	4.32	79.65	12:00:00	47.4	182.81
06:00:00	8.86	85.53	12:30:00	46.75	193.63
06:30:00	13.44	91.44	13:00:00	45.28	204.07
07:00:00	18.01	97.49	13:30:00	43.06	213.91
07:30:00	22.51	103.74	14:00:00	40.22	223.04
08:00:00	26.89	110.3	14:30:00	36.87	231.47
08:30:00	31.09	117.26	15:00:00	33.11	239.24
09:00:00	35.01	124.74	15:30:00	29.04	246.45
09:30:00	38.59	132.82	16:00:00	24.76	253.2
10:00:00	41.7	141.6	16:30:00	20.32	259.6
10:30:00	44.25	151.09	17:00:00	15.78	265.74
11:00:00	46.11	161.25	17:30:00	11.22	271.72
11:30:00	47.18	171.91	18:00:00	6.66	277.61



Rys. 1. Dobowa zmiana położenia Słońca dla wybranych dni roku [opracowanie własne]

2. WPLYW TEMPERATURY NA PARAMETRY PRACY

W przypadku instalacji małych mocy, możliwość doboru mikroinwertera do modułu jest ograniczona, dlatego zakres ten jest szerszy i dla kątów pochylenia modułów PV w zakresie 15°-60° wynosi 0,9-1,18 [6].

W analizowanym przypadku stosunek mocy modułu do mocy falownika wynosi 0,9. Przy dopasowaniu falownika do modułu PV należy uwzględnić zmianę parametrów prądowo-napięciowych wraz ze zmianą temperatury.

Pierwszym z rozpatrywanych parametrów jest zmiana napięcia przy jednostkowej zmianie temperatury. Temperaturowy współczynnik napięcia obwodu otwartego $\alpha = 0,35 \text{ \%}/^\circ\text{C}$, natomiast napięcie obwodu otwartego wynosi 35,94 V. W ten sposób zmiana napięcia na 1°C:

$$\Delta U = \alpha \cdot U_{oc} \quad (7)$$

Wartość parametru ΔU wynosi 0,126 V/°C. Temperaturowy współczynnik prądu zwarcia $\beta = 0,05 \text{ \%}/^\circ\text{C}$, natomiast prąd zwarcia $I_{sc} = 7,6 \text{ A}$. Skutkuje to zatem zmianą prądu na 1°C:

$$\Delta I = \beta \cdot I_{sc} \quad (8)$$

Wartość parametru ΔI wynosi 0,0038 A/°C. Wzrost temperatury modułu powyżej 25°C skutkuje wzrostem wartości prądu zwarcia i spadkiem wartości napięcia obwodu otwartego.

Dla znacznej wartości temperatury równiej 70°C, wartość napięcia obwodu otwartego określono na podstawie zależności:

$$\begin{aligned} U_{oc+70} &= U_{oc} - \Delta U \cdot \Delta T \\ U_{oc+70} &\in < 20 - 44 > V \end{aligned} \quad (9)$$

Wartość napięcia w punkcie mocy maksymalnej dla temperatury 70°C:

$$\begin{aligned} U_{MPP+70} &= U_{MPP} - \Delta U \cdot \Delta T \\ U_{MPP+70} &\in < 23 - 35 > V \end{aligned} \quad (10)$$

Wartość napięcia obwodu otwartego dla temperatury -20°C:

$$\begin{aligned} U_{oc-20} &= U_{oc} + \Delta U \cdot \Delta T \\ U_{oc-20} &\in < 20 - 44 > V \end{aligned} \quad (11)$$

Wartość napięcia w punkcie mocy maksymalnej dla temperatury -20°C:

$$\begin{aligned} U_{MPP-20} &= U_{MPP} + \Delta U \cdot \Delta T \\ U_{MPP-20} &\notin < 23 - 35 > V \end{aligned} \quad (12)$$

Wartość prądu zwarcia w temperaturze 70°C:

$$I_{sc+70} < 12 \text{ A} \quad (13)$$

3. DANE ŹRÓDŁOWE DO ANALIZY ENERGETYCZNEJ

Typowe lata meteorologiczne jak i statystyczne dane klimatyczne dla miasta Poznań pochodzą z danych Ministerstwa Infrastruktury i Rozwoju. Zawierają one pełne dane obserwacyjne, 3-godzinowe lub 8-terminowe w cyklu dobowym, opracowane na podstawie 30-letnich cykli pomiarowych [9]. W celu uzyskania danych godzinowych, posłużono się funkcjami sklejanymi 3-stopnia. Niewielkie przerwy pomiarowe interpolowano funkcjami kubicznymi [7].

Funkcje sklepane są zbieżne do funkcji, którą interpolują, co wynika z twierdzenia o błędzie interpolacji [8]:

Jeżeli funkcja $f \in C^2[a, b]$, gdzie $a = x_0 < x_1 < x_2 < \dots < x_n = b$, natomiast funkcja s jest funkcją sklejaną trzeciego stopnia interpolującą funkcję f w węzłach x_i (dla $i = 0, 1, 2, \dots, n$) to dla każdego x_i z tego przedziału:

$$|f(x) - s(x)| \leq 5 \cdot \max_{a \leq \xi \leq b} |f''(\xi)| \cdot \max_{1 \leq i \leq n} (x_i - x_{i-1})^2 \quad (14)$$

Zastosowano funkcję kubiczną 3-stopnia, której postać przedstawiono jako wielomian stopnia co najwyżej trzeciego.

Funkcja f' jest funkcją kwadratową, natomiast f'' w każdym z przedziałów $[a_i, a_{i+1}]$ będzie co najwyżej funkcją liniową, wówczas:

$$f''(a) = \frac{K_{i+1} - K_i}{a_{i+1} - a_i} \cdot (a - a_i) + K_i \quad (15)$$

gdzie, dla $i = 0, 1, 2, \dots, n$:

$$f''(a_i) = K_i \quad (16)$$

Całkując dwukrotnie funkcję $f''(a)$ otrzymano:

$$f(a) = \frac{K_{i+1} - K_i}{6 \cdot (a_{i+1} - a_i)} \cdot (a - a_i)^3 + \frac{K_i}{2} \cdot (a - a_i)^2 + c_i(a - a_i) + b_i \quad (17)$$

W celu wyznaczenia stałej całkowania należy wykorzystać fakt, że:

$$f(a_i) = b_i \quad (18)$$

$$f(a_{i+1}) = b_{i+1} \quad (19)$$

W ten sposób otrzymano:

$$b_{i+1} = \frac{K_{i+1} - K_i}{6 \cdot (a_{i+1} - a_i)} \cdot (a_{i+1} - a_i)^3 + \frac{K_i}{2} \cdot (a_{i+1} - a_i)^2 + c_i(a_{i+1} - a_i) + b_i \quad (20)$$

$$c_i = \frac{b_{i+1} - b_i}{a_{i+1} - a_i} - \frac{K_{i+1} + 2 \cdot K_i}{6} \cdot (a_{i+1} - a_i) \quad (21)$$

Interpolująca funkcja kubiczna w przedziale $[a_i, a_{i+1}]$:

$$f(a) = \frac{K_{i+1} - K_i}{6 \cdot (a_{i+1} - a_i)} \cdot (a - a_i)^3 + \frac{K_i}{2} \cdot (a - a_i)^2 + \left[\frac{b_{i+1} - b_i}{a_{i+1} - a_i} - \frac{K_{i+1} + 2 \cdot K_i}{6} \cdot (a_{i+1} - a_i) \right] \cdot (a - a_i) + b_i \quad (22)$$

Do analizy pracy systemu fotowoltaicznego wykorzystano dane pochodzące z analizy wieloletnich pomiarów pochodzących ze stacji meteorologicznej dla miasta Poznań w postaci sum całkowitego (E_{TH}), bezpośredniego (E_{DH}) i rozproszonego (E_{SH}) natężenia promieniowania słonecznego na powierzchni poziomej. W tabeli 2 zestawiono również wartości średniej miesięcznej (SMTTS), minimalnej (MINMTTS) oraz maksymalnej (MAXMTTS) temperatury termometru suchego.

Tabela 2. Dane dotyczące typowego roku meteorologicznego wyznaczone na podstawie 30-letnich ciągów pomiarowych [9]

miesiąc	SMTTS	MINMTTS	MAXMTTS	E_{TH}	E_{DH}	E_{SH}
-	°C	°C	°C	Wh/m ² /mies.		
1	0.2	-10.5	9.8	26123	6882	19241
2	-1.8	-14.6	13.1	35757	9558	26199
3	2.7	-15.2	17.9	71678	28927	42750
4	8.3	-4.0	20.1	104355	33906	70449
5	13.0	2.2	24.3	143561	55509	88052
6	16.8	5.5	33.7	149279	46375	102904
7	18.3	9.2	29.1	141631	40695	100935
8	18.4	6.8	35.2	116520	33506	83014
9	13.5	4.1	23.8	81621	22760	58860
10	7.0	-5.3	21.2	45552	9420	36131
11	2.2	-8.7	9.4	26381	6609	19772
12	-0.1	-15.6	12.9	18375	1630	16745

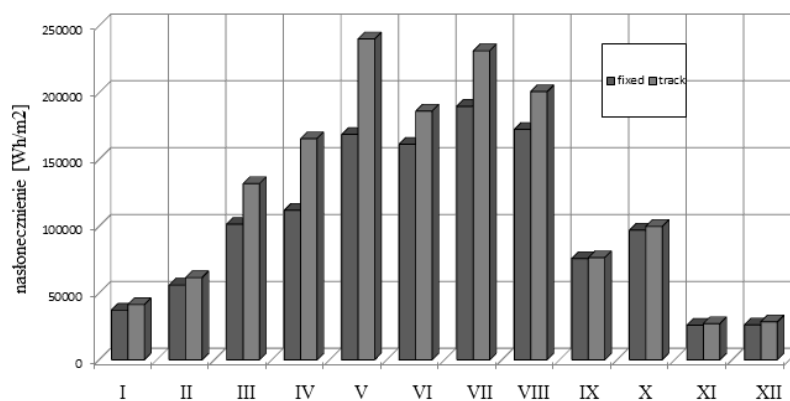
Na podstawie pomiarów własnych wyznaczono wartość nasłonecznienia na płaszczyźnie stacjonarnej i nadążnej.

Na rysunku 2 przedstawiono rozkład nasłonecznienia w skali roku. Niski poziom dla miesiąca czerwca jest spowodowany krótkim okresem pomiarowym ze względu na prace modernizacyjne stanowiska.

W tabeli 3 dokonano przeliczenia wartości miesięcznego nasłonecznienia dla płaszczyzny horyzontalnej do nadążnej ($E_{TH \rightarrow tr}$) na podstawie typowego roku meteorologicznego. Wyznaczono współczynniki korekcyjne k dla poszczególnych miesięcy pomiarowych.

Tabela 3. Dane nasłonecznienia dla badanych miesięcy roku na podstawie własnych pomiarów gęstości mocy promieniowania słonecznego

k	miesiąc	$E_{hor.}$	$E_{fix.}$	$E_{tr.}$	E_{TH}	$E_{TH->tr.}$
-	-	Wh/m ² /m-c				
1,231	1	33557,4	37139,89	41300,3	26123	32150,5
1,219	2	50390,4	55879,4	61450,5	35727	43568,7
1,439	3	91573,6	101435,2	131795,06	71678	103160,8
1,648	4	100392,5	111779	165438	104355	171967,9
1,667	5	143902,3	168565	239943	143561	239373,9
1,368	6	19421,5	23020,11	26568,8	149279	204215,1
1,440	7	160458,9	189578,3	231070,58	141631	203957,3
1,374	8	145980,9	172295,6	200541	116520	160069,1
1,150	9	66340,6	75636,6	76324,04	81621	93903,9
1,151	10	86623,5	97073,12	99709,23	45552	52433,3
1,158	11	23397	25945,63	27089,97	26381	305445,0
1,189	12	23883	26101,0	28387,68	18375	21840,8



Rys. 2. Roczny rozkład nasłonecznienia na podstawie pomiarów własnych

4. PODSUMOWANIE

- Zróżnicowany rozkład nasłonecznienia w skali roku jest przyczyną nierównomiernej produkcji energii elektrycznej przez układy fotowoltaiczne niezależnie od ich konfiguracji pracy. Największa wartość została wyznaczona, na podstawie pomiarów gęstości mocy promieniowania słonecznego, dla miesiąca maja i lipca (rys. 2), co pokrywa się z wynikami dla typowego roku meteorologicznego (TRM) uzyskanego na podstawie 30-letnich ciągów pomiarowych.

- Najmniejszą wartość nasłonecznienia zarejestrowano dla miesiąca grudnia, która dla płaszczyzny stacjonarnej i nadążnej wynosi odpowiednio 26,10 kWh/m² oraz 28,39 kWh/m². W sytuacji silnego zachmurzenia nieba dobrą praktyką jest ręczne ustawienie płaszczyzny modułów PV pod optymalnym, całorocznym kątem elewacji i azymutu. Umożliwi to ograniczenie strat związanych ze sterowaniem dla miesięcy o niskim nasłonecznieniu. Zysk energii „brutto” dla miesiąca grudnia, w sytuacji ciągłego śledzenia położenia Słońca, wyniósł 6,3 %.
- Istotnym zagadnieniem do rozpatrzenia, już na etapie projektowym, jest poprawny dobór komponentów układu np. modułu PV do zastosowanego falownika. Wpływa to w istotny sposób na wielkość produkowanej energii elektrycznej.

LITERATURA

- [1] Chwieduk D.: Modelowanie i analiza pozyskiwania oraz konwersji termicznej energii promieniowania słonecznego w budynku, prace IPPT, 11, 2006, s. 14-16.
- [2] <http://fotowoltaika.coral.com.pl> (dostęp: 27.12.2013r.)
- [3] Chojnacki J., Teneta J., Wieckowski L.: Development of PV systems and research studies on photovoltaics at the AGH University of Science and Technology in Krakow, 22nd European Photovoltaic Solar Energy Conference, Conference Proceedings, 2007, s. 3049–3052.
- [4] Jastrzębska G., Bugała A.: Comparison of the efficiency of solar modules operating with a two-axis follow-up system and with a fixed mount system, Przegląd Elektrotechniczny, 1, 2014, s. 63-65.
- [6] Szymański B.: Instalacje fotowoltaiczne, wydanie II, 2013.
- [7] Narowski P.G.: Metodyka wyznaczania klimatycznych warunków obliczeniowych dla instalacji ogrzewczych z uwzględnieniem dynamiki cieplnej budynków, Politechnika Warszawska, 2001.
- [8] <http://pluton.pol.lublin.pl/> (dostęp: 16.01.2014r.)
- [9] <http://www.transport.gov.pl> (dostęp: 12.12.2013r.)

ENERGY BALANCE FOR TRACKING SYSTEMS IN PHOTOVOLTAICS FOR LOCAL URBAN CONDITIONS-PART I

The paper presents an analysis of the impact of insolation, as the sum of the intensity of solar radiation at a given time and a given area, on energy generated by the solar module working in a fixed configuration and tracking. The way of determining the amount of energy, basing on the measured power density of solar radiation using microprocessor sensor, was showed. The effect of temperature on the electrical parameters of the analyzed PV modules was analyzed.