

Construction of an improved simulator that can calculate the amount of power generation by a residential photovoltaic power generation system, taking into account the effect of partial shading

Yuma MIYAGI^{*1}Naomitsu URASAKI^{*2‡}

住宅用太陽光発電システムで部分影の影響を考慮した発電量の算出が可能な太陽光発電シミュレータの構築

宮城 佑麻¹浦崎 直光^{2‡}

Abstract

Generally, when a photovoltaic power generation system is installed in a house, we will investigate how much power generation can be expected. This system is highly dependent on solar radiation intensity, so it is necessary to simulate under the effect of partial shading. In this study, we verified the operation of the output under partial shading conditions and constructed a simulator that reflects the effects of partial shading. In addition, using data from late February to early March, we compared the calculated values in the constructed simulator with the measured values, the error was extremely small and almost exactly calculated. However, there are days when the calculated values without considering partial shading agree with the measured values, and the tendency of this problem to occur will be discussed in the future.

Keywords: photovoltaic system, PV, partial shading, simulator

キーワード: 太陽光発電システム, PV, 部分影, シミュレータ

1. はじめに

地球温暖化などを理由に、再生可能エネルギーによる発電が注目を集めており、中でも太陽光発電(PV)の需要が増加している。太陽光発電協会によると、2019年時点では、戸建住宅総数(約2875万戸)のうち約9%(約267万戸)がPVを導入している¹⁾。2012年に開始した固定価格買取制度(FIT: Feed-in Tariff)に加え、2022年に新たな制度(FIP: Feed-in Premium)が開始したことを受けて、今後さらにPVの需要が高まることが予想される。

PVシステムの新規導入の検討段階においては、実際の程度の発電量が見込めるかを評価するのが一般的である。その方法のひとつとして、インターネット上に公開されているシミュレータ²⁾により評価することができるが、既存のシミュレータでは部分影による影響が考慮されて

いない。しかし、PVシステムの出力は、主に日射強度および太陽電池モジュール温度に依存し、部分影による出力の変動は無視できないものである。そのため、部分影の影響を考慮した上で発電量を算出することが望ましい。

これまでも、発電量を算出するような太陽光発電シミュレータの開発・構築に関して、数多くの報告がされてきた。山本ら^{3,4)}のシミュレータは、各時刻の受光面日射強度・モジュール温度に対応したI-Vカーブを作成し、発電量を算出するものであった。風速や直流集電線抵抗による影響についての議論はされていたが、部分影の影響については検討段階であった。松川ら⁵⁾のシミュレータは、異方位・異傾斜面の混在するPVシステムに対応するものであった。I-Vカーブの重ね合わせ法により、部分影の影響を考慮して発電量を算出できるとのことだが、実測値との比較では部分影の影響がないものだったため、部分影の影響を考慮した場合に発電量の差異がどの程度になるかは不

*1 Graduate School of Science and Engineering, University of the Ryukyus

*2 Professor, Faculty of Engineering, University of the Ryukyus, 1 Senbaru Nishihara-cho Nakagami Okinawa Japan 903-0213, Japan

‡e-mail: urasaki@tec.u-ryukyu.ac.jp

Received: July 22 2022, Accepted: September 27 2022

*1 琉球大学大学院 理工学研究科

*2 琉球大学 工学部 教授 (〒903-0213 沖縄県中頭郡西原町字千原1番地)

‡e-mail: urasaki@tec.u-ryukyu.ac.jp

(原稿受付: 2022年7月22日, 受理日: 2022年9月27日)

明である。Ishaque ら⁶⁾のシミュレータは、短絡電流、開放電圧、モジュール温度、部分影のパターン(異なる日射強度の値)、セル数、直並列モジュール数のパラメータを入力するだけで、アレイ全体の出力を取得できる。部分影のパターン(異なる日射強度の値)は、指定した複数の直並列モジュールをひとかたまりとして適用しており、モジュールひとつひとつに対して部分影の影響を考慮できないため、部分影の影響を考慮した発電量の算出という点においては正確さに欠ける。Khalid ら⁷⁾のシミュレータは、セル数、開放電圧、短絡電流、最大電力点電圧、最大電力点電流、電圧電流温度係数、直並列モジュール数のパラメータを入力し出力を取得する。日射強度の大きさはアレイのブロックごとに設定する仕様であり、発電量の算出を検証するには、日射強度や部分影状況を時間(または分)単位で再設定しシミュレーションを繰り返す必要があるため、現実的であるとはいえない。

このように、太陽光発電シミュレータに関する報告は多数あるものの、部分影の影響を考慮した発電量の算出値を実際の PV システムと複数日にわたって比較検証している報告はなかった。また、日射強度やモジュール温度に関して、時間(あるいは分)単位での推定や、部分影状況下での日射強度の大きさを各自で適当な値に設定させるなど、前述のシミュレータはどれも複雑で時間も手間もかかる。本研究では、部分影が発生しうる環境下での年間発電量の推測を対象により簡素で利用しやすいシミュレータを構築することを目的とする。提案するシミュレータは、NEDO が提供するデータベース⁸⁾から日射強度を、インターネット上に公開されている高精度計算サイト⁹⁾から太陽方位と太陽高度を利用することを想定した。理由は以下の通りである。①日射強度は、20 年間(1990-2009 年)の代表年に関するデータであり、特定期間の時間単位の日射強度を推定する必要がなくなる。②太陽方位と太陽高度は、1900-2009 年まで 15 分単位での数値を取得することができ、将来の発電量の算出の検証に役立つ。また、これら 3 つのパラメータに加え、想定する PV システムの設置環境のパラメータを合わせることで部分影の判別を行う。部分影の影響により生じる複数ピークに対しては、MPPT 制御が適切になされていると想定し、時間単位で電力-電圧特性を計算し、その時間での最大電力を発電量の算出値としている。なお、現段階では、太陽電池モジュール温度は標準状態の 25℃で一定であると仮定しており、温度変化については、今後検討していく予定である。

本研究では、太陽電池モジュールの等価回路に基づいて部分影条件下での出力特性を取得し、その特性をコーディングにより再現し、部分影の影響を考慮できる太陽光発電シミュレータの構築を行う。また、各種パラメータから部分影を判別する方法について議論する。提案するシミュレータの妥当性を検討するため、住宅に設置されている PV システムの 2022 年 2 月下旬~3 月上旬の発電量データを

もとに、計算値と実測値との比較を行う。また、部分影の影響を考慮しない場合と考慮する場合の計算値についても評価する。

本論文は全 5 章構成であり、第 1 章では、本研究の研究背景や目的について述べた。第 2 章では、部分影条件下での出力特性について述べる。第 3 章では、構築する太陽光発電シミュレータの概要、および部分影の判別方法について述べる。第 4 章では、提案するシミュレータによる計算値と実測値との比較について述べる。第 5 章では、結論および今後の課題について述べる。

2. 部分影条件下での出力特性

図 1 は PV システム内の 1 つの太陽電池モジュールを等価回路として考えたものである。この等価回路には、計算の都合上コンデンサを追加し、部分影によるホットスポット効果¹⁰⁾を防ぐためバイパスダイオードを追加している。各太陽電池モジュールの出力電流 I_m 、および出力電圧 V_n は以下の式(1)-(5)より導出できる¹¹⁾。

$$i_{ph} = I_{sc0} \frac{S}{S_{ref}} + C_t(T - T_{ref}) \quad (1)$$

$$i_d = \left[I_{s0} \left(\frac{T}{T_{ref}} \right)^3 \exp \left\{ \frac{qE_g}{A_s k} \left(\frac{1}{T_{ref}} - \frac{1}{T} \right) \right\} \right] \times \left\{ \exp \left(\frac{qv_d}{A_s k T N_s} \right) - 1 \right\} \quad (2)$$

$$i_r = \frac{v_d}{R_{sh}} \quad (3)$$

$$I_n = i_{ph} - i_d - i_r \quad (4)$$

$$V_n = v_d + R_s I \quad (5)$$

図 1 ならびに方程式中の文字の定義、および本研究で使用する値を表 1 に示す。

部分影条件下での出力特性に関して、図 2 のように 3 直 2 並列のアレイ構成を例に考える。太陽電池モジュールそれぞれに 0~5 まで番号を割り振っており、図のような No. 5 の太陽電池モジュールが部分影となる条件下では、図 3 に示す出力特性が得られる。

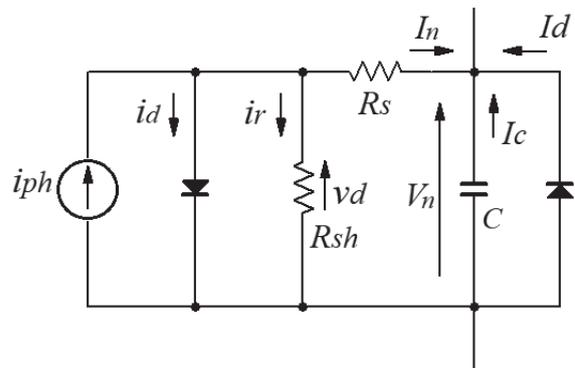


Fig.1 Equivalent circuit of a solar cell module

図 1 太陽電池モジュールの等価回路

Table.1 Definition of characters and values

in Fig.1 and equations

表1 図1ならびに方程式中の文字の定義と数値

A_s	Ideal coefficient	1.2[-]
C_t	Temperature coefficient	5.999×10^{-3} [A/K]
E_g	Band energy	1.12[eV]
I_n	Output current	-
I_c	Capacitor current	-
I_d	Bypass diode current	-
i_0	Diode saturation current	-
i_d	Diode current	-
i_r	Parallel resistance current	-
i_{ph}	Photo induced current	-
i_{s0}	Diode saturation current at reference	1.02×10^{-8} [A]
i_{sc0}	Short-circuit current at reference	9.2[A]
k	Boltzmann's constant	1.38×10^{-23} [J/K]
N_s	Number of solar cells	60[pieces]
Q	Electron charge	1.60×10^{-19} [C]
R_s	Series resistance	7.99×10^{-3} [Ω]
R_{sh}	Parallel resistance	1000[Ω]
S	Solar radiation intensity	-
S_{ref}	Solar radiation intensity at reference	1000[W/m ²]
T	Solar cell temperature	298[K]
T_{ref}	Solar cell temperature at reference	298[K]
V_n	Output voltage	-
V_d	Diode voltage (Applied voltage)	-

本研究での部分影の定義としては、モジュールを遮光する影の面積に関係なく一部でも影による遮光があれば、モジュール単位で影と見なすこととしている。この理由については第4章で述べる。図3(a)は太陽電池アレイの端子電圧を変化させた場合の各太陽電池モジュールの端子電圧を、図3(b)は各太陽電池モジュールのI-V特性を表している。前述の通り、外付けのコンデンサは計算の都合上追加しており、また、コンデンサを流れる電流は極めて小さい値であったことから、図への記載はしていない。Kermadiらの報告¹²⁾によると、ストリング内の太陽電池モジュール間で日射強度の差異が生じると、I-Vカーブは階段状となる。また、ストリング内で日射強度が最大となるモジュールを基準に考え、それより日射強度の低いモジュールではバイパスダイオードが導通し、端子電圧の上昇に伴い日射強度の大きいモジュール順にバイパスダイオードの働きが解除される。今回想定した部分影条件でも同様に、図3(b)より部分影となる太陽電池モジュール(No.5)では、バイパスダイオードが導通することで出力電流はほぼゼロとなっている。出力電圧に関しては、この電流特性に合わせる形で、図3(a)のような特性となる。

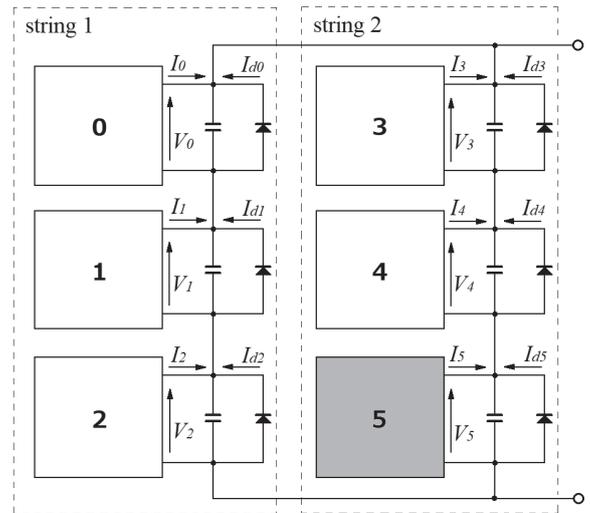


Fig.2 Array configuration of PV system and partial shading condition

図2 PVシステムのアレイ構成および部分影条件

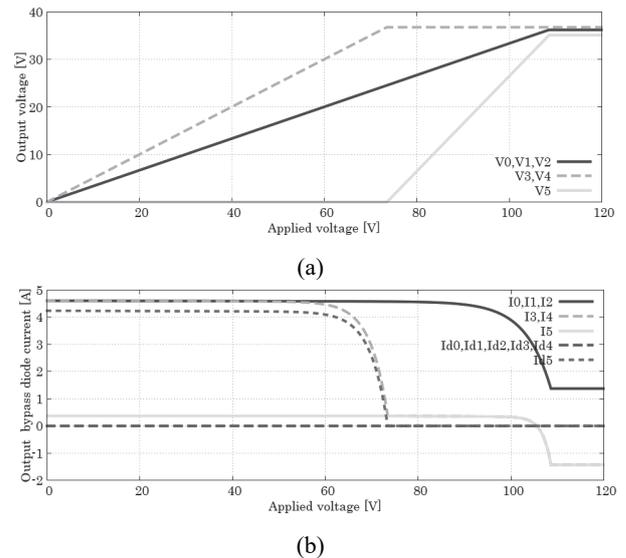


Fig.3 Output characteristics under partial shading conditions
(a) Output voltage (b) Output current and bypass diode current
図3 部分影条件下での出力特性
(a)出力電圧 (b)出力電流およびバイパスダイオード電流

以上のことを踏まえ、部分影条件下でのPVシステムの出力量について簡単にまとめる。

- (1) ストリング内に部分影が存在しない場合、出力電圧および出力電流は、各太陽電池モジュールでそれぞれ同量の値を出力する。
- (2) ストリング内に部分影が存在する場合、部分影となるモジュールでは、バイパスダイオードの働きにより出力電流はほぼゼロとなるが、端子電圧の上昇に伴いバイパスダイオードの働きは解除される。これに合わせて、通常のモジュールと部分影となるモジュールの出力電圧の上昇度合い(傾き)がそれぞれ変化する。

3. 太陽光発電シミュレータの構築

部分影が発生しうる環境下で、年間発電量等を推測することを想定し、より簡素で利用しやすい太陽光発電シミュレータを構築するために、第2章における部分影条件下での出力特性をもとに、C言語のみでコーディングを行った。必要となるパラメータは、日射強度、太陽方位、太陽高度の他に、短絡電流、開放電圧、セル数などのPVに関する基本情報ならびにPVシステム導入建物の設置環境であり、モジュールの直並列数は自由に変更可能である。

提案するシミュレータのフローチャートを図4に示す。まず、想定するPVの仕様、PVシステム導入建物の設置環境に関するパラメータを設定する。次に、時間帯ごとに日射強度、太陽高度、太陽方位データを読み込んだ後、部分影が存在しているかどうかを判別する(判別方法については後述の通り)。部分影が存在しなければ、式(1)-(5)の通りそのまま出力を算出し、部分影が存在すれば、部分影条件下での最大出力を算出する。これらの処理を時間単位で繰り返し行い、発電量を積算し総発電量を算出する。

部分影の判別方法について述べる。PVシステムの例として、図5(a)に示すような3直2並列のアレイ構成を考える。太陽方位は北を0度とし、北→東→南→西の順で大きくなるものとする。太陽電池の大きさ(a, b)、間隔(c, d)、周囲建物との距離($e_e, e_s, e_w, g_e, g_s, g_w$)、周囲建物の大きさ($h_e, h_s, h_w, i_e, i_s, i_w$)、PV設置面からの高さ(a_e, a_s, a_w)などの設置環境に関するパラメータを図5(a)のように設定する。図5(b)はNo.0の太陽電池を対象とした場合であり、 l_{e0}, l_{s0}, l_{w0} は、太陽電池モジュールの中心から東南西に存在する建物との距離をそれぞれ表している。 $y_{e0-}, y_{e0+}, y_{s0-}, y_{s0+}, y_{w0-}, y_{w0+}$ は l_{e0}, l_{s0}, l_{w0} の端点から東南西それぞれの建物の端点への距離であり、太陽方位の小さい方を-, 大きい方を+で表している。各太陽電池モジュールに対して $l_{en}, l_{sn}, l_{wn}, y_{en-}, y_{en+}, y_{sn-}, y_{sn+}, y_{wn-}, y_{wn+}$ は以下の式(6)-(14)より算出される。

$$l_{en} = e_e + g_e + A(a + c) + \frac{a}{2} \quad (6)$$

$$l_{sn} = e_s + g_s + B(b + d) + \frac{b}{2} \quad (7)$$

$$l_{wn} = e_w + g_w + (4 - A)(a + c) + \frac{a}{2} \quad (8)$$

$$y_{en-} = i_e - \left\{ B(b + d) + \frac{b}{2} \right\} \quad (9)$$

$$y_{en+} = h_e + B(b + d) + \frac{b}{2} \quad (10)$$

$$y_{sn-} = h_s + A(a + c) + \frac{a}{2} \quad (11)$$

$$y_{sn+} = i_s - \left(A(a + c) + \frac{a}{2} \right) \quad (12)$$

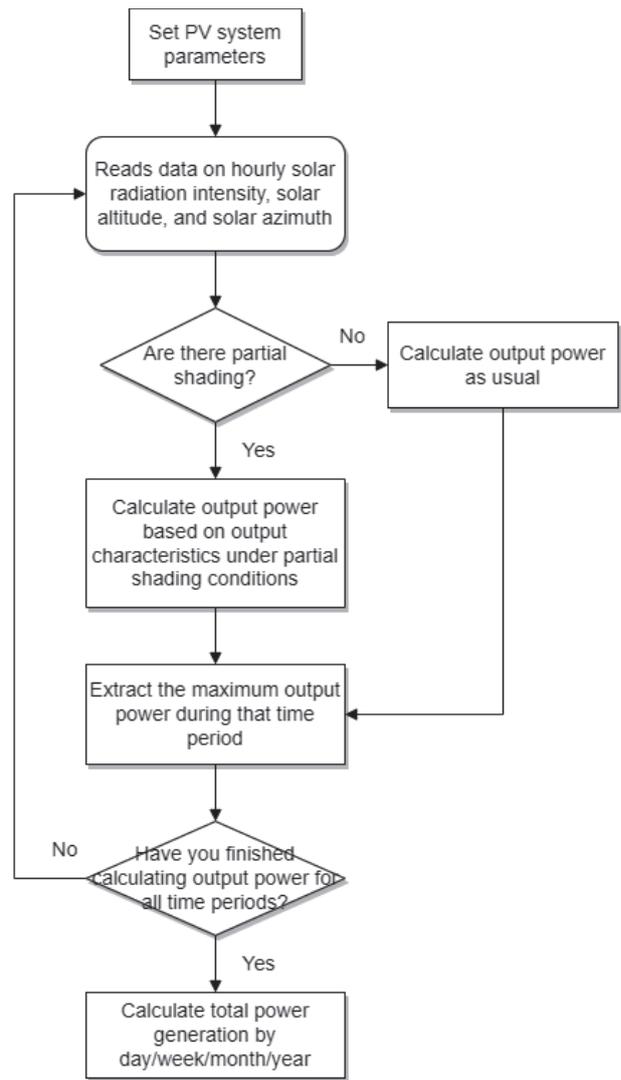


Fig.4 Flowchart of the proposed simulator

図4 提案するシミュレータのフローチャート

$$y_{wn-} = h_w + B(b + d) + \frac{b}{2} \quad (13)$$

$$y_{wn+} = i_w - \left\{ B(b + d) + \frac{b}{2} \right\} \quad (14)$$

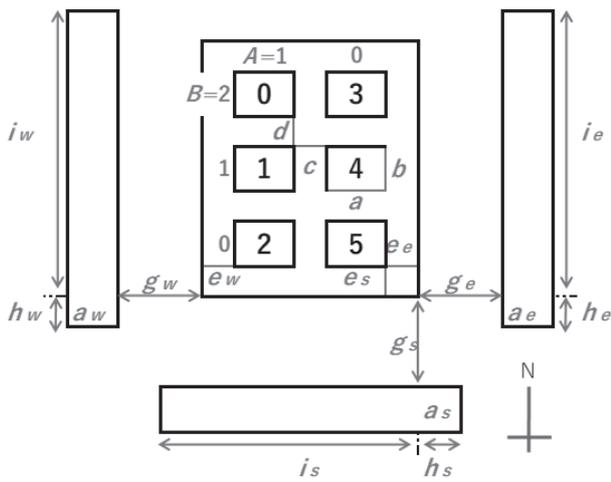
また、 l_{en}, l_{sn}, l_{wn} 、および太陽方位 α を用いて、 y_{en}, y_{sn}, y_{wn} を以下の式(15)-(17)より算出することができる。

$$y_{en} = l_{en} \tan \frac{(\alpha - 90)\pi}{180} \quad (15)$$

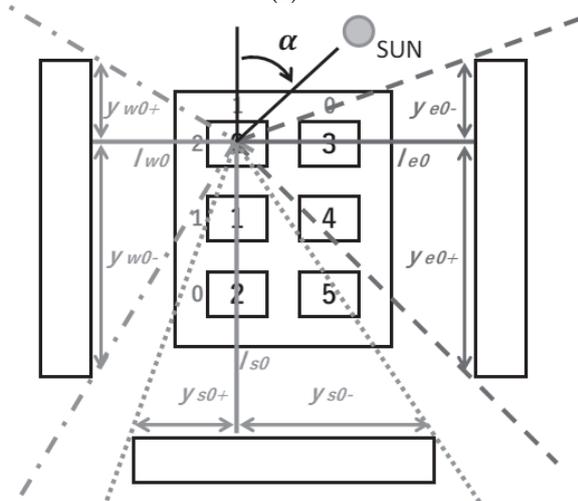
$$y_{sn} = l_{sn} \tan \frac{(\alpha - 180)\pi}{180} \quad (16)$$

$$y_{wn} = l_{wn} \tan \frac{(\alpha - 270)\pi}{180} \quad (17)$$

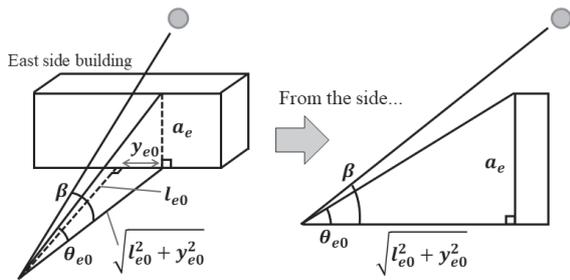
部分影が発生する条件は、太陽方位 α が図5(b)に示す東南西それぞれの点線の内側の角度にある場合、かつ、太陽高度 β が図5(c)に示すように周囲建物に対する太陽電池モジュールとのなす角 $\theta_{en}(\theta_{sn}, \theta_{wn})$ より小さい場合である。式で表すと以下の式(18)-(20)のようになる。これらの判別を各太陽電池モジュールひとつひとつに対して時間単位で行うことにより、部分影の影響を反映させるこ



(a)



(b)



(c)

Fig.5 Definitions of parameters used to identify partial shading

(a) Parameters for dimensions (b) Parameters for Solar Azimuth (c) Parameters for solar altitude

図5 部分影の判別に用いるパラメータの定義

(a) 寸法に関するパラメータ (b) 太陽方位に関するパラメータ (c) 太陽高度に関するパラメータ

とが可能となる。なお、今回は、傾斜角の影響の少ない地域で検証を行ったため、傾斜角についてのパラメータは設けていないが、今後検討していく予定である。

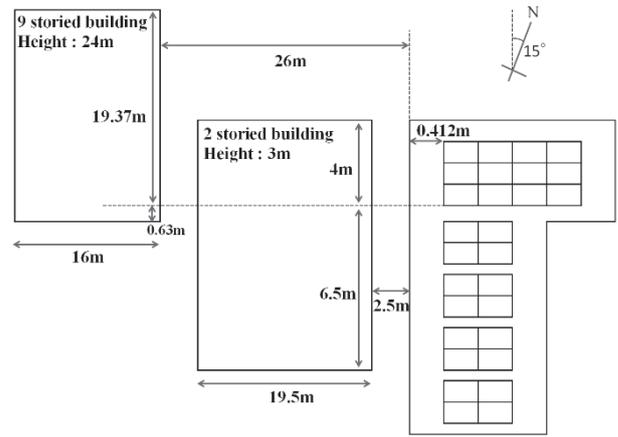


Fig.6 Ambient environment of PV system

図6 PVシステムの周囲環境

$$\begin{cases} 90 - \tan^{-1}\left(\frac{y_{en-}}{l_{en}}\right)\frac{180}{\pi} \leq \alpha \leq 90 + \tan^{-1}\left(\frac{y_{en+}}{l_{en}}\right)\frac{180}{\pi} \\ \beta \leq \theta_{en} = \tan^{-1}\left(\frac{a_e}{\sqrt{l_{en}^2 + y_{en}^2}}\right)\frac{180}{\pi} \end{cases} \quad (18)$$

$$\begin{cases} 180 - \tan^{-1}\left(\frac{y_{sn-}}{l_{sn}}\right)\frac{180}{\pi} \leq \alpha \leq 180 + \tan^{-1}\left(\frac{y_{sn+}}{l_{sn}}\right)\frac{180}{\pi} \\ \beta \leq \theta_{sn} = \tan^{-1}\left(\frac{a_s}{\sqrt{l_{sn}^2 + y_{sn}^2}}\right)\frac{180}{\pi} \end{cases} \quad (19)$$

$$\begin{cases} 270 - \tan^{-1}\left(\frac{y_{wn-}}{l_{wn}}\right)\frac{180}{\pi} \leq \alpha \leq 270 + \tan^{-1}\left(\frac{y_{wn+}}{l_{wn}}\right)\frac{180}{\pi} \\ \beta \leq \theta_{wn} = \tan^{-1}\left(\frac{a_w}{\sqrt{l_{wn}^2 + y_{wn}^2}}\right)\frac{180}{\pi} \end{cases} \quad (20)$$

4. 実測値との比較

提案する太陽光発電シミュレータの妥当性を検討するため、住宅に設置されているPVシステムの2022年2月下旬から3月上旬の発電量データをもとに、計算値と実測値との比較を行う。図6に示す通り、当該住宅は6直2並列(上部)、および8直2並列(下部)の2系統のPVシステムであるが、両者はほぼ同様な出力特性であったため、本研究では6直2並列部分のみについて検証を行う。

当該住宅で使用されている太陽電池モジュールのパラメータは表2に示す通りである。図6のように、当該住宅には影を発生させる建物が西側に2棟存在している。それぞれ2階建て、9階建ての建物であり、両建物のPV設置面からの高さはそれぞれ3m、24mである。本章で検証する実測値との比較においては、日射強度は当該住宅にて2分単位で計測したあとで15分単位に換算した値を、太陽方位と太陽高度は高精度計算サイトより15分単位で計算された値を使用した。また、発電量の実測値は1時間単位のデータであるため、提案するシミュレータにて15分単位で計算した発電量を1時間単位に換算した上で、比較を

Table.2 Photovoltaic module parameters
表 2 太陽電池モジュールのパラメータ

Parameter	Value
Cell effective conversion efficiency	18.4[%]
Module conversion efficiency	16.4[%]
Nominal maximum output	270[W]
Nominal maximum output operating voltage	31.1[V]
Nominal maximum output operating current	8.69[A]
Nominal open circuit voltage	38.2[V]
Nominal short-circuit current	9.23[A]
External dimensions (W x D)	1657×994[mm]

Table.3 Calculated values and measured values without and with considering partial shading for the total power generation at each date

表 3 各期日の総発電量に関する、部分影を考慮しない場合と考慮した場合の計算値および実測値

Date	Calculated values of total power generation [Wh]		Measured values of total power generation [Wh]
	Without considering partial shading	With considering partial shading	
Feb. 24	7,022	6,155	7,308
25	10,403	9,257	10,130
26	10,352	9,075	10,254
27	13,101	11,378	11,828
28	14,357	12,439	12,936
Mar. 1	14,244	12,111	11,847
2	2,675	2,214	2,860
3	15,224	13,308	13,597
4	11,002	10,020	10,523
5	13,707	11,758	12,126
6	15,568	13,570	14,190

行う。また、図 6 に示す通り、当該住宅は南北方向から 15 度ずれがあるため、式(18)-(19)において、太陽方位 α の値は $\alpha+15$ として計算を行う。

部分影となる太陽電池モジュールに照射される日射強度の大きさに関して、セル数 36 個のモジュールを使用して模擬実験を行った結果、日射強度は部分影となる場合に通常の 19%程度になることが確認された。また、セル 36 個のうち 1 個ずつ遮光したときの短絡電流の大きさを測定したところ、セル 3 個までは徐々に減少したものの、遮光するセルを 3 個以上増加させても短絡電流の値に変化はなく飽和していた。この測定では、セル毎に遮光して影の面積を増加させたが、複数のセルの一部を遮光した場合は、影の面積が同一であっても短絡電流値は異なっていた。このように遮光面積や遮光箇所により短絡電流に違いはあるが、モジュール内のわずかな遮光面積で短絡電流が減少する結果が得られた。以上のことから、部分影となる太陽

各期日の総発電量に関して、部分影を考慮しない場合と Table.4 Absolute error and error rate between calculated values and measured values without and with considering partial shading for the total power generation at each date

表 4 各期日の総発電量に関する、部分影を考慮しない場合と考慮した場合の計算値と実測値との絶対誤差、絶対誤差率

Date	Absolute error between calculated and measured values [Wh]		Absolute error rate between calculated and measured values [%]	
	Without considering partial shading	With considering partial shading	Without considering partial shading	With considering partial shading
Feb. 24	286	1,153	3.9	15.8
25	273	873	2.7	8.6
26	98	1,179	1.0	11.5
27	1,273	450	10.8	3.8
28	1,421	497	11.0	3.8
Mar. 1	2,397	264	20.2	2.2
2	185	646	6.5	22.6
3	1,627	289	12.0	2.1
4	479	503	4.5	4.8
5	1,581	368	13.0	3.0
6	1,378	620	9.7	4.4
Average	1,000	622	8.7	7.5

電池モジュールには、通常の 19%の日射強度が照射されるものと仮定し、モジュールを遮光する影の面積に関係なく一部でも影による遮光があれば、モジュール単位で部分影と見なすものとする。各期日の総発電量に関して、部分影を考慮しない場合と考慮した場合の計算値および実測値を表 3 に、計算値と実測値との絶対誤差率を表 4 に示す。なお、当該建物において部分影のない 13 時までの計算値と実測値との絶対誤差率は 0.72%であり、十分な精度であることから、各日の絶対誤差率の大半は、14 時以降の部分影発生による影響であるといえる。部分影を考慮した計算値と実測値との絶対誤差率が、計測期間中で最も高い日は 2022 年 3 月 2 日の 22.6%であり、最も低い日は同年 3 月 3 日の 2.1%である。これらの日に関して、時間単位での計算値と実測値とを比較したものを図 7 に示す。表 3 および図 7(a)より、2022 年 3 月 2 日は 1 日での総発電量が最も少ない日であることがわかる。時間帯によって発電量の大きさにバラつきがあるものの、13 時までは実測値とほぼ正確に一致している。しかし、14 時以降では実測値との誤差が生じており、部分影を考慮しない計算値と実測値がほぼ一致する形となっている。一方、図 7(b)より、2022 年 3 月 3 日は 12 時での誤差が目立つものの、1 日を通して実測値とほぼ正確に一致している。部分影を考慮しない計算値と比較すると、西側の建物により生じる部分影の影響を考慮できていることがわかる。

表 4 より、部分影を考慮しない計算値と考慮した計算値

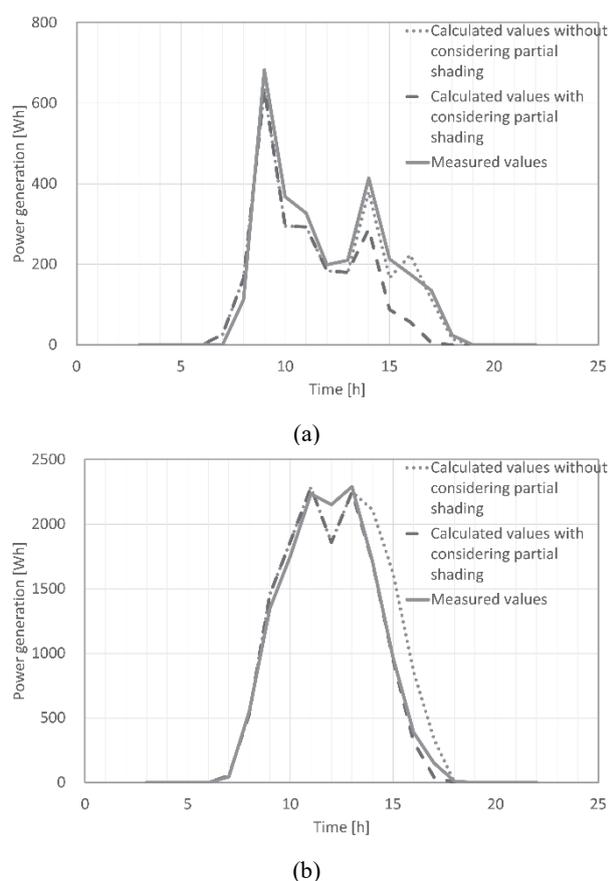


Fig.7 Comparison of calculated values and measured values in hours

(a) March 2, 2022 (b) March 3, 2022

図7 時間単位での計算値と実測値との比較

(a)2022年3月2日 (b) 2022年3月3日

の絶対誤差率平均は、それぞれ 8.7%, 7.5%であり、誤差率が増加する日も存在するが、検証期間全体では、1.2%改善されている。当該建物は、西側建物のみにより部分影が発生しており、東南側にも部分影を発生させうる建物が存在する環境であれば、さらなる改善が見込めると考えられる。また、長期間の PV システムの運用を想定すると、わずかな差であっても、部分影を考慮することは有効であると考えられる。

今回は、冬季のみ検証を行い比較的精度の良い結果が得られたものの、それ以外の季節に関しては太陽電池モジュール温度の影響がより大きくなると考えられるため、特に夏季の検証を今後検討していく予定である。

5. 結論

本研究は、PV システムの新規導入の検討段階において、部分影が発生しうる環境下での年間発電量を推測するために、より簡素で利用しやすい太陽光発電シミュレータを構築することを目的とした。

本研究では、太陽電池モジュールの等価回路に基づいて

部分影条件下での出力特性を取得し、その特性をコーディングにより再現し、部分影の影響を考慮できる太陽光発電シミュレータの構築を行った。また、各種パラメータから部分影を判別する方法について議論した。提案するシミュレータの妥当性を検討するため、住宅に設置されている PV システムの 2022 年 2 月下旬から 3 月上旬の発電量データをもとに、計算値と実測値との比較を行った。加えて、部分影の影響を考慮しない場合と考慮する場合の計算値についても評価した。結果として、部分影の影響を考慮することで、発電量の実測値との絶対誤差率を 1.2%改善することができ、部分影の影響を考慮する有効性、提案するシミュレータの妥当性を示した。しかし、部分影を考慮しない計算値と実測値が一致する日があり、この原因については今後検討する。さらに、太陽電池モジュール温度変化や傾斜角の設定についても今後の課題とする。

参考文献

- 1) 太陽光発電協会, 太陽光発電の状況, (accessed Sep.2 2022), https://www.meti.go.jp/shingikai/santei/pdf/062_01_00.pdf
- 2) LIXIL, 太陽光発電システム導入シミュレーション (accessed Jul.1 2022), <https://sv2.lixil.co.jp/simulation/>
- 3) 山本博隆, 伊賀淳, 石原薫, 三田裕一, 鈴木博久, I-V カーブ作成法を用いた太陽光発電量シミュレーション計算プログラムの開発, 電学論 D, 115 巻 6 号, 702-711 (1995).
- 4) 山本博隆, 伊賀淳, 石原薫, 三田裕一, 鈴木博久, 太陽光発電量シミュレーション計算プログラムによる計算結果の評価およびプログラムの活用, 電学論 D, 115 (7), 874-883 (1995).
- 5) 松川洋, 山田隆夫, 塩谷正樹, 黒川浩助, 多面アレイ構造太陽光発電システムに対応したシミュレーション・ツールの開発, 電学論 B, 124 (3), 447-454 (2004).
- 6) Kashif Ishaque, Zainal Salam, Syafaruddin, A comprehensive MATLAB Simulink PV system simulator with partial shading capability based on two-diode model, Solar Energy, 85, 2217-2227 (2011)
- 7) M.sheraz Khalid, M.A. Abido, A novel and accurate photovoltaic simulator based on seven-parameter model, Electric Power Systems Research, 116, 243-251 (2014)
- 8) NEDO 日射量データベース閲覧システム
- 9) 太陽高度(一日の変化), 高精度計算サイト (accessed Jul.1 2022), <https://keisan.casio.jp/has10/SpecExec.cgi?id=system/2006/1185781259>
- 10) Suk Whan Ko, Young Chul ju, Hye Mi Hwang, Electric and thermal characteristics of photovoltaic modules under partial shading and with a damaged bypass diode, Energy, 128, 232-243 (2017)
- 11) Myway プラス, PSIM Version 10.0 Users Guide (2015).
- 12) Mostefa Kermadi, Vun Jack Chin, Saad Mekhilef, A fast and accurate generalized analytical approach for PV arrays modeling under partial shading conditions, Solar Energy, 208, 753-765 (2020)