

九州地域における住宅用PVシステムの発電量推定

A Simulation about Solar Power Generation for Residential PV System in Kyushu Area

酒井 孝司^{*1}
Koji SAKAI

中上 英俊^{*2}
Hidetoshi NAKAGAMI

田中 昭雄^{*3}
Akio TANAKA

真鍋 正規^{*4}
Masaki MANABE

石原 修^{*5}
Osamu ISHIHARA

Abstract

In this paper, it is attempted in the present study to estimate the factors to reduce power generating efficiency using the results of measurements and to calculate the optimal tilt angle in Kyushu area. Also, the study was made as to how the annual power generation amount is influenced by the deviation of the optimal tilt angle from actual installation angle.

We have obtained the results that modeling was performed on the factors to reduce the efficiency obtained from measurements, and PV power generation amount in Kyushu area was estimated. Also, from the results of calculation of the optimal installation angle of the fixed system at installation site, it was demonstrated that the installation of PV systems on roof surface as generally practiced at present did not lead to a greater loss.

キーワード：住宅用太陽光発電システム，数値予測，拡張AMeDASデータ

Key Words : Residential PV system, Simulation, Expand AMeDAS data

1. はじめに

PVシステムの発電特性は、気象条件やシステムの設置状況等の影響により、発電効率が低下することが知られており、種々の影響要因に関する研究が積極的に行われている^{1~8)}。また、気象やシステム起因の低下要因については、近似・推定式が種々提案されている^{3,8)}。これらに、近年整備が進んでいる気象データ⁹⁾を組合せれば、実用的な精度でシステム設置予定地の発電量算定が可能と考えられる。

一方、筆者らは、実運用中の住宅用PVシステムの現状把握を行い、気象状況や周辺からの影の影響に加えて、多方位への設置や接続ミスに起因する低下例が少なくない結果を得た^{10~12)}。工事に起因する低下は、個別性が強く一般化は困難であるが、気象等の明確な低下要因を考慮した発電量予測値と比較することにより顕在化が可能と思われる。そこで本研究では、個人住宅へのPVシステムの更なる普及促進を目指し、先ず実測結果や他の研究例を用いて、主要と思われる発電効率低下要因を簡易に推定する方法について提案する。次に九州地域における最適設置角の算定

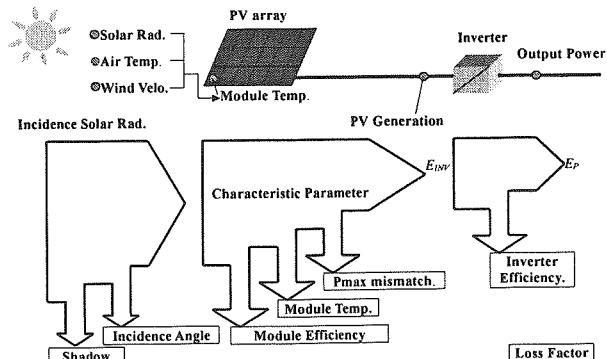


Fig.1 Loss factor model

を試み、最適傾斜角と実際の設置角とのズレが年間発電量に及ぼす影響について検討した。また、住宅用PVシステムの発電可能量の把握や実際に運用されているシステムの現状把握が簡易となるよう、発電可能量マップを作成した。

2. システムの効率低下要因

PVシステムの発電量は、日射変動、外気温などの気象条件やシステムの設置状況、更には周囲建造物の影等のシステム効率を低減させる様々な要因の影響を受けている³⁾。主な効率低下要因には、日射入射角依存性⁶⁾や、影の影響による損失⁴⁾、温度上昇によるモジュール効率低下¹¹⁾、最大電力点追尾制御のミスマッチによる損失⁸⁾、入力電力減少によるインバータ効率の低下¹³⁾が挙げられる(図1)。

*1 大分大学工学部助教授 (〒870-1192 大分市旦野原700)

e-mail: sakaik@cc.oita-u.ac.jp

*2 住環境計画研究所所長

*3 環境・エネルギー総合研究所主任研究員

*4 大分大学工学部助教授

*5 熊本大学工学部教授

(原稿受付: 2004年3月11日)

本論文では発電効率への影響要因として、気象要因である温度依存性と設置面への日射入射角、システム要因であるインバータ特性を考慮した。以下に発電効率低下要因を簡易に推定する方法の概要を示す。

2.1 モジュール温度依存性

モジュールの発電効率には温度依存性があり、日射量の多い夏季に効率の低下が予想される¹⁾。一般に、モジュール温度上昇に伴う発電効率低下は、次式で評価される。

$$K_T = (1 + \alpha(T_c - T_s)) \quad (1)$$

ここで、 K_T ：モジュール温度特性値[−]、 α ：温度変化係数[−]、 T_c ：モジュール温度[°C]、 T_s ：基準温度[°C]

本論文では一般的な値として、 $\alpha = -0.0055$ (多結晶)、 $T_s = 25^{\circ}\text{C}$ を採用している¹⁾。式(1)の算出結果を図2に示す。

T_c は、外部風速の強さ、屋根直置きや架台設置等の設置状況、および屋根面の断熱性や熱容量等の熱特性により異なる¹¹⁾。従って、 T_c の算定には、建物の熱特性、太陽電池表面の対流熱流を考慮した非定常熱収支計算が必要である。しかし、個別性が強く一般化が困難であるため、本論文では、計算の簡便さを目的として、次式の相当外気温 SAT ¹⁴⁾ とモジュール温度 T_c が等しいとみなし、解析を行う。

$$SAT = T_o + (\alpha_s I_{TG} - F_{sky} I_{TN}) / \alpha_o \quad (2)$$

ここで、 T_o ：外気温[°C]、 α_s ：日射吸収率[−]、 I_{TG} ：傾斜面入射日射強度[W/m²]、 F_{sky} ：傾斜面における天空の形態係数[−]、 I_{TN} ：夜間放射量[W/m²]、 α_o ：外表面総合熱伝達率[W/m²K]

式(2)中の α_o は総合熱伝達率(対流熱伝達率 α_c と放射熱伝達率 α_r の合計)で、 α_c は外部風速により値が異なる。 α_c の算定には次のユルゲス式¹⁴⁾を用い、 α_r は建築分野で一般的に用いられる4.0とした¹⁴⁾。

$$\begin{aligned} \alpha_c &= 5.6 + 3.9V \quad (V \leq 4.9\text{m/s}) \\ \alpha_c &= 7.2V^{0.78} \quad (V > 4.9\text{m/s}) \end{aligned} \quad (3)$$

ここで、 α_c ：外表面対流熱伝達率[W/m²K]、 α_r ：外表面放射熱伝達率[W/m²K]、 V ：外部風速(地上高6m)[m/s]

図3に、式(2)、(3)によるモジュール温度推定結果を外気温基準で示す。なお、算定では、外気温 25°C、夜間放射量を 0 の一定値とし、日射量 $I_{TG} = 200 \sim 1000$ の場合について、外部風速 V を 0 ~ 10 と変化させている。風速が大きくなるとモジュール温度が低下する傾向が確認できる。

式(2)で算出される SAT は、日射量や外部風速の条件によって程度に差異はあるが、実際の表面温度に比べて高い値となる¹⁵⁾。精度確認のため、筆者らの実測結果(熊本大学実験住宅、架台設置、2000年8月上旬)¹²⁾と式(2)による算出結果との比較を行った。結果を図4に示す。なお、推定では、外気温・日射量にモジュール設置点の実測値を用い、風速には熊本気象台の観測値を利用した。推定値の傾向は、実測値に類似している。実測値に比べて最大で 20°C 程度高い値を示している。なお、推定値が実測値を下回るのは、今回用いた風速が測定点と若干離れているためと思われる。モジュール温度を 20°C 過大評価した場合、式(1)

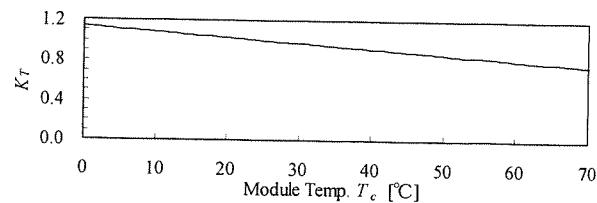


Fig. 2 Module temp. dependency of generating efficiency

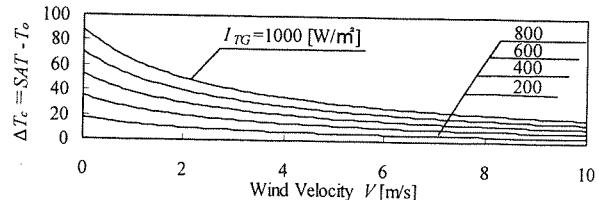


Fig. 3 Wind velocity dependence of module temp.

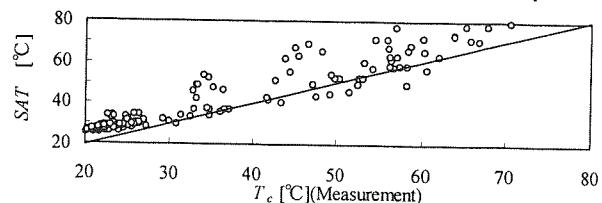


Fig. 4 Calculation results of SAT

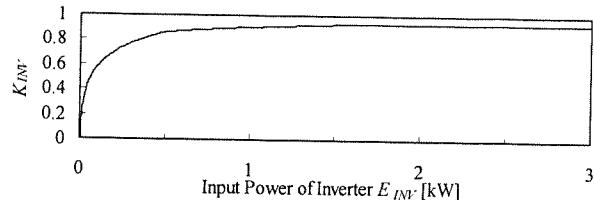


Fig. 5 Inverter efficiency

による K_T の評価は 0.11 程度の過小評価となる。本論文で目的とする発電可能量や実システムの現状把握では、最低限度の発電量期待値が推定値として望ましいと考え、 T_c の評価式として式(2)を採用することとした。

2.2 インバータ効率

インバータにより、PV アレイで得られた直流電流を商用電力と同じ交流電流に変換する際に、変換ロスが生じる。筆者らの実測結果¹³⁾を参考に、以下の近似式を作成した。

$$\begin{aligned} K_{INV} &= 0.0 && (E_{INV} < 0.04\text{kW}) \\ K_{INV} &= 0.177 \cdot \log_e(E_{INV}) + 0.984 && (0.04 < E_{INV} < 0.5) \\ K_{INV} &= 0.060 \cdot \log_e(E_{INV}) + 0.902 && (0.5 < E_{INV} < 1.5) \\ K_{INV} &= 0.007 \cdot \log_e(E_{INV}) + 0.924 && (1.5 < E_{INV}) \end{aligned} \quad (4)$$

ここで、 K_{INV} ：インバータ特性値(効率)[−]、 E_{INV} ：PV アレイの発電量(インバータ入力電力量)[kW]

上式による算出結果は図5となる。なお、実測したインバータは定格容量 3kW 用(1994 年製)である。インバータ効率は、1kW 以上の入力電力が得られれば 93% 程度の効率で稼動し、約 0.5kW 以下となると急激に効率が低下する。インバータ性能は現在向上しており、最大効率では 95% 程度の商品が普及している¹⁵⁾。そのため、式(4)は実情を過小評価していることになるが、モジュール温度依存性と同様の理由で、式(4)を採用することとした。

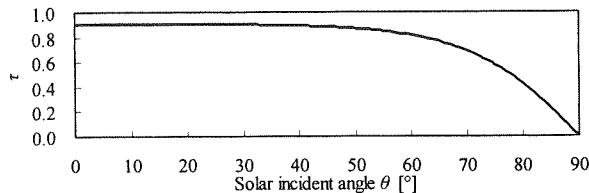


Fig. 6 Incident angle dependence of transmissivity

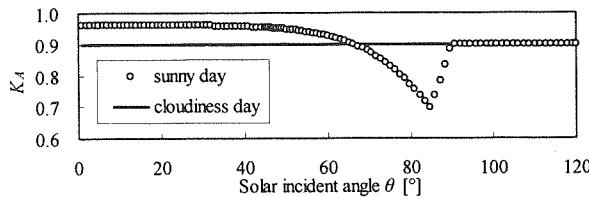


Fig. 7 Incident angle dependence of PV module

2.3 日射入射角依存性

赤坂ら⁶⁾は、方位・傾斜角の異なるPVパネルの同時測定を行い、パネルへの直達日射入射角θが60°を超える場合に発電効率が大きく低下することを示している。これは、パネル表面において日射が反射することにより、太陽電池セルに到達する日射量が少なくなることに起因するものと思われる。一般に透明ガラスの日射透過率τは、ガラス表面での表面反射率R(θ)、純透過率T(θ)を用いて、

$$\begin{aligned} \tau &= \frac{\{1-R(\theta)\}^2 T(\theta)}{1-\{R(\theta)T(\theta)\}^2} \quad (5) \\ R(\theta) &= \frac{1}{2} \left\{ \left(\frac{n \cos \theta - \cos r}{n \cos \theta + \cos r} \right)^2 + \left(\frac{\cos \theta - n \cos r}{\cos \theta + n \cos r} \right)^2 \right\} \\ T(\theta) &= T_0^{(d/d0)/\cos r} \end{aligned}$$

$$n = \sin \theta / \cos r = 1.52$$

ここで、θ：傾斜面への日射入射角[°]、r：ガラス内の日射屈折角[°]、n：ガラスの屈折率[−]、d：ガラスの厚さ[mm]、T₀：標準ガラスの法線入射純透過率=0.92[−]、d₀：標準ガラス厚さ=5[mm]

で表され、建築分野では透明板ガラスのnに1.52がよく用いられる¹⁶⁾。実際の太陽電池の物性値が不明であったため、本論文ではn=1.52、d=1として解析を行った。日射に対する式(5)を計算した結果を図6に示す。PVパネルにおける入射角60°～85°の低下傾向には、透明ガラスの日射透過特性との類似性がみられたため、本論文では赤坂らの実測結果を参考に、透明ガラスの日射透過特性計算法を用いて特性値を類推した。類推に用いた式を次に示す。

$$\begin{aligned} K_A &= 0.4\tau + 0.6 & (\theta < 85^\circ) \\ K_A &= 0.7 + 0.04(\theta - 85.0) & (85 \leq \theta < 90) \\ K_A &= 0.9 & (90 \leq \theta) \end{aligned} \quad (6)$$

ここで、K_A：入射角依存特性値[−]

式(6)を計算した結果を図7に示す。赤坂らの結果では、曇天における入射角依存性は確認されておらず、ほぼ0.9程度であった。そのため、入射角依存性は、晴天日(水平面日積算直達日射量/水平面日積算全日射量>0.6)の場合のみ考慮し、他は一定値(=0.9)とした。

2.4 総合発電効率

黒川ら³⁾は、PVシステムおよびインバータ効率も含めた総合的な発電効率として次式のK値を定義している。

$$K = E_P / (P_{AS} I_{TG} / I_{TGS}) \quad (7)$$

ここで、K：システム出力係数[−]、E_P：利用可能発電量(インバータ出力電力量)[kW]、P_{AS}：標準状態におけるPVアレイの定格出力[kW]、I_{TGS}：標準日射強度=1[kW/m²]

上式の分母は、PVアレイの定格発電量E₀[kW]となり、標準状態におけるPVモジュールの定格発電効率η[−]、PVアレイの面積S[m²]を用いると、次式のようになる。

$$E_0 = P_{AS} I_{TG} / I_{TGS} = \eta \cdot S \cdot I_{TG} \quad (8)$$

黒川らはKを種々の低下要因特性値の積で表現しており、本論文で考慮した低下要因とKとの関係は次式となる。

$$K = K_A \cdot K_T \cdot K_{INV} \cdot K_{other} \quad (9)$$

ここで、K_{other}：その他の低下要因(本論文では=1)

上式中のK_{other}には、影の影響や、システムの最大電力点追尾制御のミスマッチによる損失、パネル面汚れに起因する損失などが含まれるが、本論文では考慮していない。

以上をまとめると、PVパネルを設置する任意面への入射日射量、外気温、外部風速が既知であれば、次式を用いて利用可能発電量E_Pが算出可能となる。

$$E_P = K_A \cdot K_T \cdot K_{INV} \cdot \eta \cdot S \cdot I_{TG} = K \cdot E_0 \quad (10)$$

上式は、気象起因等の明らかな低下要因を考慮した発電量予測値(賦存量)となっており、式(10)の結果と実発電量を比較することにより、予期し得ない低下要因の顕在化が可能と思われる。

3. 大分における発電量推定

気象データとして拡張アメダス気象データ(以降、EAデータ)⁹⁾の標準年を用い、大分における住宅用PVシステムの発電量推定を行った。利用データは、法線面直達日射量、水平面天空日射量、気温、風速の毎時値である。山崎¹⁷⁾による日赤緯・近時差計算を用いて太陽位置を計算し、傾斜角30°、設置方位角(-90(東), 0(南), 90°(西))への入射日射量を算定した。但し、入射日射量算定の際、周辺からの反射日射の影響は無視している。次に、前章の低下要因それぞれを考慮して発電量を算出した。なお、システムの発電容量は3kWp(η=0.1, S=30)を想定している。

図8、9に冬季・夏季晴天における各面の推定発電量と各低下要因特性値の算出結果を示す。冬季日中のシステム出力係数Kは0.8前後となっているのに対し、夏季では0.8を下回っている。この主要因として温度依存性が考えられる。また、日射入射角が60°を超えるとK値が若干低下している。

各面入射日射量がピークとなる時間帯に温度特性値の低下が確認できる。温度特性値は冬季で0.9、夏季で0.8程度まで低下している。冬季には、K_Tがほぼ1を超えて

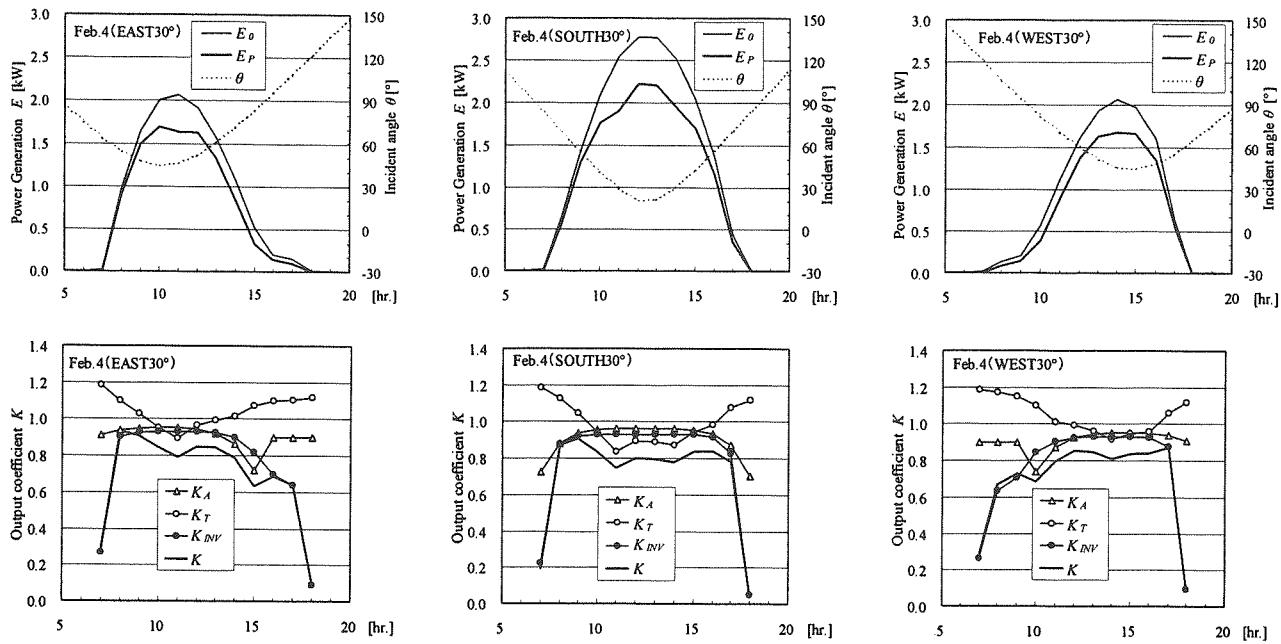


Fig. 8 Simulation results of Power generation and loss factor in winter

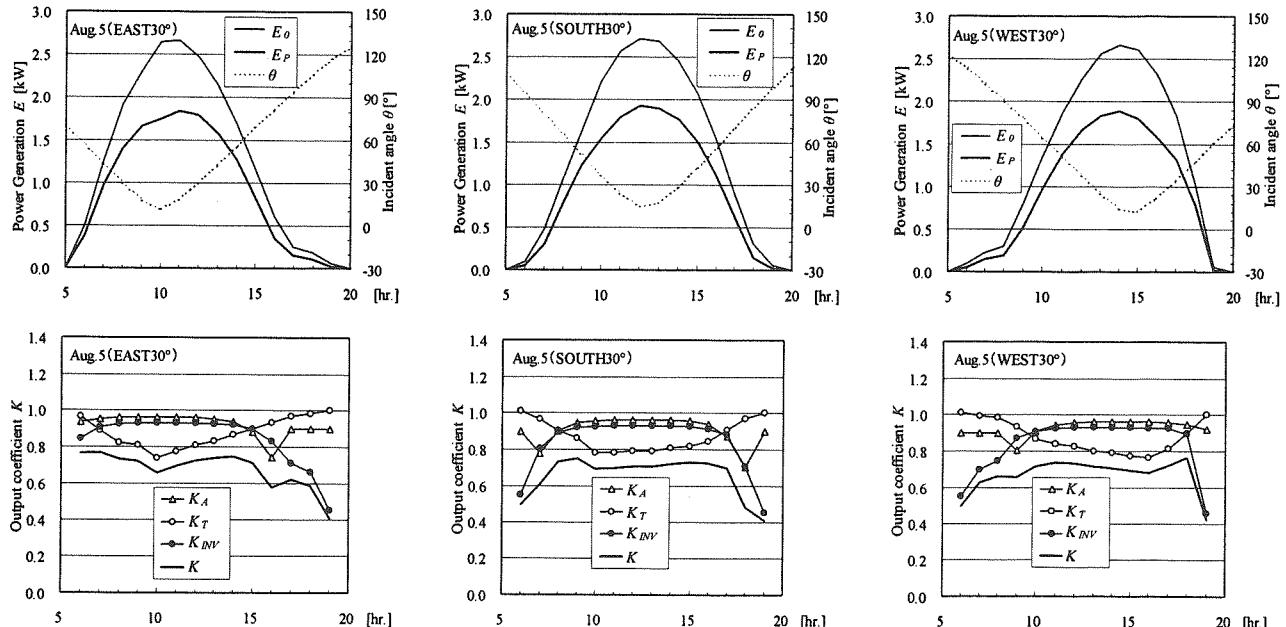


Fig. 9 Simulation results of Power generation and loss factor in summer

いるが、南面の日中では1を下回る場合がみられる。夏季東面と西面の温度特性値をみると、東面では10時頃、西面では10~17時頃に低下がみられる。外気温上昇に伴い、温度特性値の低下が大きくなったものと考えられる。

晴天日で入射日射量が小さくなる場合、入射角が大きくなる。そのため、南面の夕方や東面の午後では入射角特性値が低下している。双方の影響により、インバータ特性値の低下が顕著となるため、システム出力係数 K が大きく低下している。

今回仮定した要因では、日中は温度依存性が、早朝・夕方ではインバータ特性が発電効率に大きな影響を持つ結果が得られた。また、PVシステムの発電効率は、各特性値の変化の影響を相乗的に受ける結果となるため、単純に入

射日射量から発電量を推定した場合、誤差を含む可能性が大きいことがわかった。

4. 固定システムの最適設置角

我が国の住宅の場合、PVシステムは南向屋根面に設置傾斜角が25~30°で固定されている場合が多い。三木ら^{18,19)}はEAデータを用いて、年間受日射量が最大となる設置角を算定し、設置地点の気候特性の影響により最適な設置角が実際と若干ずれることを示唆している。また、結果を基にPVシステムの最適設置角提案も行っている。三木らの最適設置角は、発電量を日射量の1割程度と見込んで、受日射量が最大となる設置角をPVシステム最適設置角と

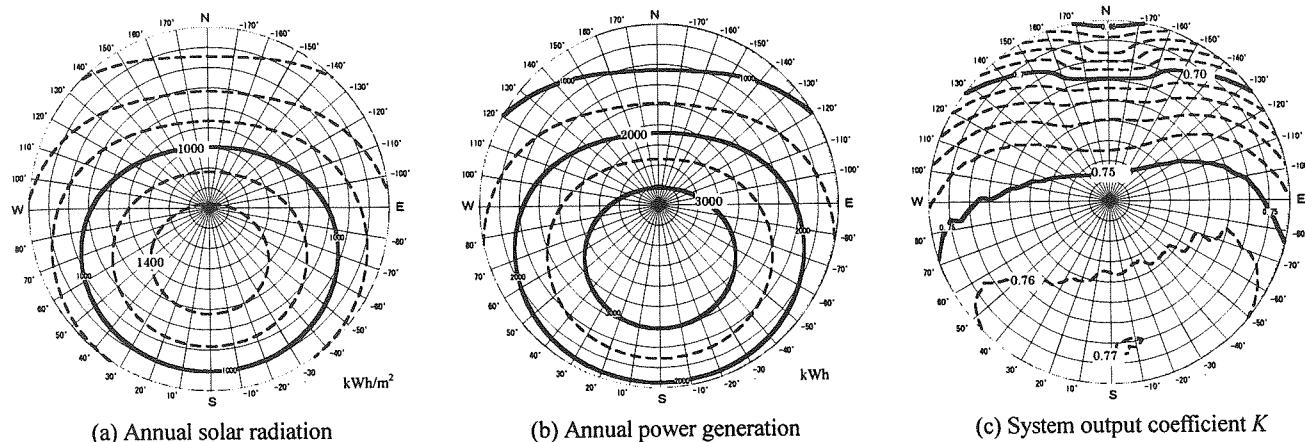


Fig. 10 Distribution of calculation results in Oita-city

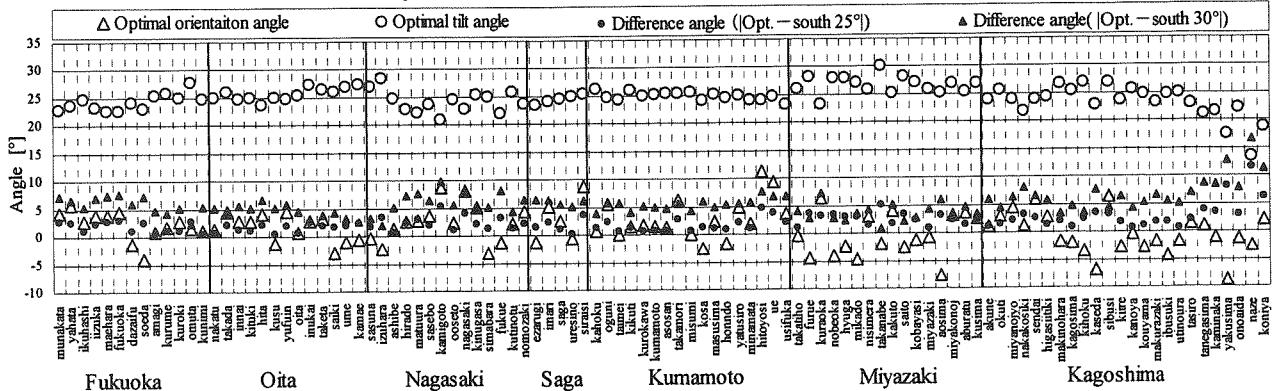


Fig. 11 Simulation results of Optimal angle in Kyushu area

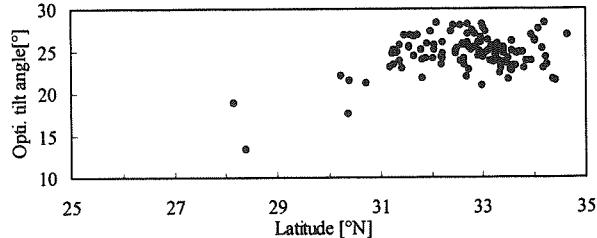


Fig. 12 Relationship between latitude and the optimal tilt angle at each point in Kyushu area

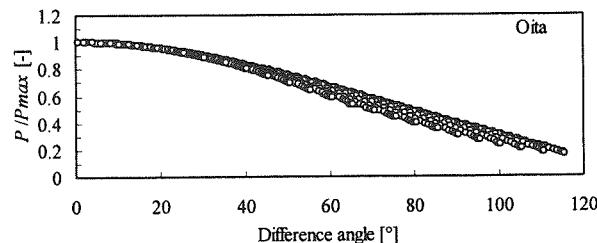


Fig. 13 Relationship between the difference angle from the optimal angle and the power generation ratio

みなしている。しかし、前章のようにPVシステムの発電量は日射量以外の要因の影響も大きく受けている。そのため、PVシステムの最適角を求めるためには、入射日射量のみではなく、発電量を用いたほうがよいと考えられる。そこで、三木らにならい、九州地域124地点において、設置方位角(-180°~180°)、設置傾斜角(0~90°)について、2章の算出方法を用いて年積算発電量を算定し、固定式PVシステムの最適設置角を求めた。算出結果の一例として、

図10に大分の任意傾斜面における年間日射受熱量、年間発電量および年間のシステム出力係数 K の分布を示す。図は、各方位角・傾斜角の値を半球表面上の点で表現し、各点における値を等距離射影したものである。円の中心が水平面、外円が垂直面、内円が傾斜角(10°刻み)を表わしている。

日射量、発電量では、南面30°付近が最大となる分布が得られる。年積算理想発電量と年積算発電量から求めたシステム出力係数 K の分布では、南面から南東面が最も大きく、北面が最も小さい値となった。南東側が高い理由としては、モジュール温度依存性の影響が考えられる。北面および設置角が急勾配の場合に K が小さくなるのは、入射角依存性の影響と思われる。

図11に、年間発電量から求めた九州地域各点の最適設置角および、南面25°・30°と最適設置角とのズレ角を示す。最適傾斜角は、25~30°程度、方位角は±10°以内であった。最適設置角と南面25°、30°とのズレ角は、ほとんどの地点で5°程度となった。なお、日射量から算出した最適角と、発電量から算出した最適角のズレ角は、0.4~1.4°の範囲であった(国省略)。

図12は、九州124点の緯度と最適傾斜角の関係を示したものである。緯度30°以上となる地点ではバラツキが大きいが、傾斜角は25°を中心に20~30°の範囲にほぼ収まっている。

図13に、大分における任意面の最適面とのズレ角と発電率(任意面発電量 P /最適面発電量 P_{max})の関係を示す。

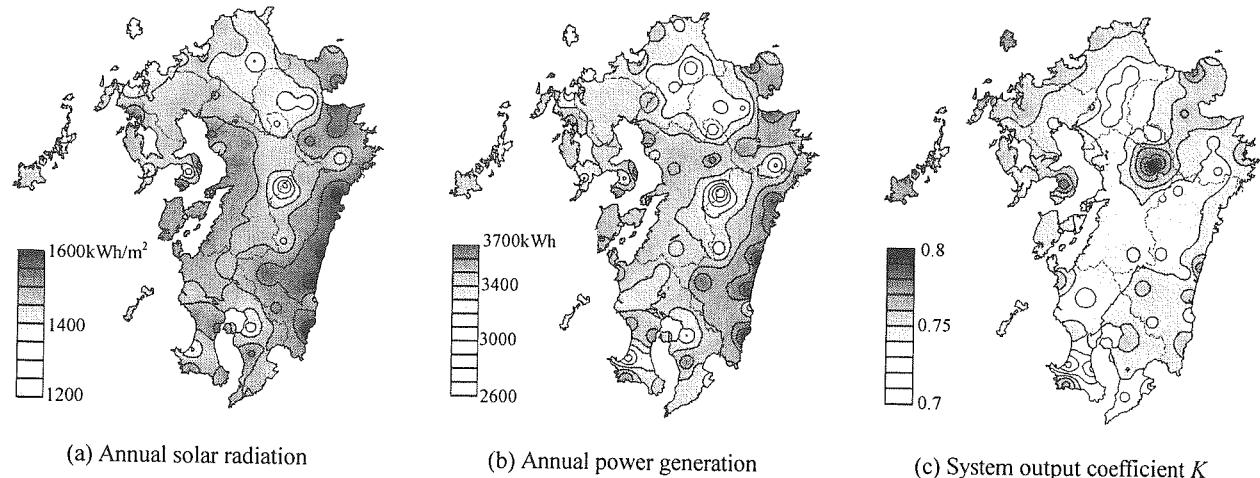
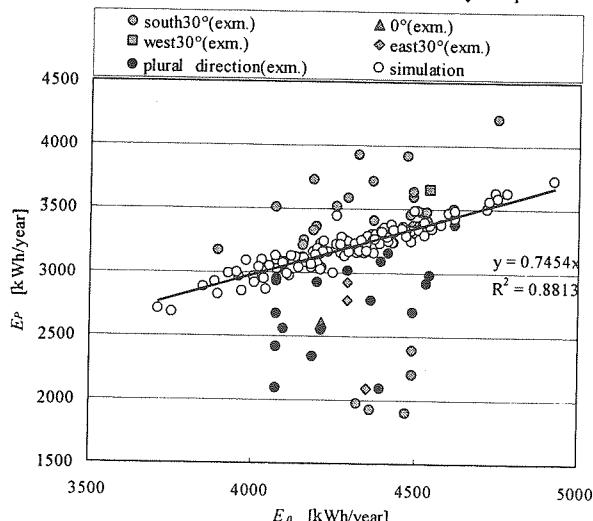


Fig. 14 Potentiality Map of PV system in Kyusyu area using optimal angle

Fig. 15 Relationship between ideal generation E_o and the system generation E_p

ズレ角が 20°以下で発電率 95%以上、30°以下で 90%以上となる。図は省略するが、他の地点においても同等の関係が得られた。このことから、九州地域においては一般的な屋根面(26~31°)に PV システムを設置すれば、発電率 95%以上が確保できるものと考えられる。

5. 九州地域の発電量推定マップ

前章で得られた各地点の最適角を用いて、年積算受日射量、年積算発電量、年間のシステム出力係数 K を求めた。計算では、3 章同様、3kWp の PV システムを想定している。マップ化した結果を図 14 に示す。なお、マップ化には、EA データ付属の描画ソフトを用いた。

最適角における日射量、発電量とともに、九州南部、特に太平洋側で大きい。久住や阿蘇といった山間部と日本海側で小さい値を示す。九州地域の利用可能発電量は、平均で 3209kWh/3kWp、最高は宮崎県高鍋(3626kWh)、最低は鹿児島県名瀬(2681kWh)となった。薩摩半島西岸付近では、冬季に東シナ海から湿った空気が流れ込み、日射量が低くなる傾向があり、その影響を受けているためと考えられる。

日射量と発電量のマップでは、山間部で若干傾向が異なるが、全体的には一致がみられる。

K 値の分布では、日射量、発電量分布と傾向が異なり、阿蘇周辺や海岸部で高い分布となった。また、大分県日田や熊本県人吉などの山間部となる地域では低い分布となる。これは、モジュール温度算定の際に、風速の冷却効果を考慮しているため、風速の大きい阿蘇や海岸部で K 値が高く評価されたためである。鹿児島県南部で K 値が低いのは、冬季の天候および急峻な山が近いためと思われる。

図 15 に各地点の理想発電量と利用可能発電量の関係を示す(図中○印)。図中には、筆者らが行った九州地域の PV システム運用状況に関するアンケート調査結果^{10, 11)}から得られた実発電量を比較対象として示す。実システムの結果は、発電容量が 3~3.25kWp で、南面 30°および東・西・面 30°設置、複数方位に分散設置しているシステムをアンケートから抽出したものである。

計算結果から求めた九州地域の年間 K 値(原点回帰直線の勾配)はおよそ 0.75 で、回帰直線の決定係数は 0.88 程度であった。なお、 K 値の一般的な値は 0.7~0.8 程度とされている⁸⁾。実システムで分散設置や東・西面に設置しているものは、計算値を下回る結果となった。また、実システム南面では、ほとんどが計算値を上回るが、1000kWh 程度計算値を下回るシステムも存在する。このうち 4 件については追跡調査を行い、工事不良や周辺の障害物による発電量低下が確認されている¹¹⁾。

以上より、九州地域において発電量略算を行う場合は、最低値として $K=0.75$ 程度を見込めばよいと考えられる。また、この関係から大きく逸脱するシステムでは、設置時に予想し得ない要因があるものと考えられる。

6. 結論

本論文では、個人住宅への PV システムの更なる普及促進を目指し、主要と思われる発電効率低下要因の簡易推定法を提案し、九州地域における最適傾斜角の算定および理

想定発電量の可視化を試みた。得られた結果を以下に示す。

- ・実測や先行事例等で得られた低下要因をモデル化し、九州地域におけるPV発電量の予測を行った。
- ・九州地域における固定式システムの最適設置角の算定を発電量から行い、日射から得られる最適設置角とほぼ一致することを確認した。また、一般的な屋根面への設置が大きな損失とはならないことを示した。
- ・最適傾斜角を用いた九州地域の発電量予測結果から、気候およびインバータ起因の出力係数は、最低値として $K=0.75$ 程度を見込めばよいことがわかった。
- ・個人住宅への太陽光発電システムの普及促進を目的として、九州地域の発電可能量マップを作成した。本マップを利用することにより、住宅用PVシステムの発電可能把握や実際に運用されているシステムの現状把握が簡易となると考えられる。

注

1)SATは、日射量が大きく、風速が小さい場合、実際の表面温度に比べて高い値となる。また、太陽電池背面の熱抵抗が大きい場合は、ほぼ表面温度と一致する。簡単のために太陽電池および屋根を、1mm厚のガラス背面に断熱材を設置したものでモデル化し、定常熱伝導解析を行うと、例えば日射量1000W/m²、風速0m/sの場合で、断熱材無しの場合はSATが表面温度に比べて30°C程度高い値となり、断熱材100mmを設置した場合では4°C程度高い値となる。住宅用PVシステムでは屋根面に直置きする場合が多いため、上記の熱抵抗が大きい場合に相当するものと考えている。今回精度検証を行った熊本大学実験棟のシステムは、架台設置で表裏面とも外気に暴露されており、差異が顕著となったものと思われる。

参考文献

- 1)小林,谷:環境因子の変化に対する太陽電池モジュールの出力特性、「太陽エネルギー」, Vol.19, No.4, pp.39-46, 1993.7
- 2)V.Quasching, et.al : Numerical Simulation of Current-Voltage Characteristics of Photovoltaic Systems with Shaded Solar Cells, Solar Energy, Vol.56, No.6, pp.513-520, 1996.
- 3)黒川,若松:太陽光発電システム設計ハンドブック, 太陽光発電技術研究組合, オーム社, 1994.
- 4)松川,塩谷,黒川,杉浦:太陽光発電システムの建築的利用に関する研究(その1~2), 日本建築学会大会学術講演梗概集, pp.445-448, 2000.9.
- 5)鈴木,河村,他:入射角並びに日射強度がPVモジュールの発電効率に与える影響, 太陽/風力エネルギー講演論文集, pp.113-116, 2001.
- 6)曾我,赤坂,他:方位・傾斜角の異なる太陽電池発電量の同時測定と解析,日本建築学会大会学術講演梗概集, D-2, pp.1159-1162, 2002.8
- 7)上妻,檜山,石原:最大出力電圧に注目した太陽電池モジュールの年間出力特性解析、「太陽エネルギー」, Vol.21, No.2, pp.26-32, 1995.3
- 8)新太陽エネルギー利用ハンドブック:日本太陽エネルギー学会, pp.780-786, 2001.
- 9)赤坂:拡張アメダス気象データ,太陽/風力エネルギー講演論文集, pp.31-36, 2000.
- 10)石原,酒井,他:九州地域の気候特性と住宅用太陽光発電システムの運用実績に関する調査研究(第1報),太陽/風力エネルギー講演論文集, pp.89-92, 1999.
- 11)石原,酒井,他:九州地域の気候特性と住宅用太陽光発電システムの運用実績に関する調査研究(第2報~第3報),太陽/風力エネルギー講演論文集, pp.109-116, 2000.
- 12)石原,酒井,他:九州地域の気候特性と住宅用太陽光発電システムの運用実績に関する調査研究(第4報),太陽/風力エネルギー講演論文集, pp.323-326, 2001.
- 13)酒井,石原,他:太陽光発電システムの発電効率と影響因子に関する計測・解析(その6), 太陽/風力エネルギー講演論文集, pp.85-88, 2001.
- 14)浦野,中村:建築環境工学, 森北出版, pp.207-214, 1996.
- 15)例えば, 三菱電機: <http://www.mitsubishielectric.co.jp/>
- 16)松浦:建築環境工学I(日照・音・光),朝倉書店,1974.
- 17)山崎:日照環境の基礎計算式IV,対象地域の太陽視赤緯及び均時差を正確に計算するプログラム,日本建築学会大会学術講演梗概集, pp.407-408, 1980.
- 18)三木,西岡:太陽光発電のための光電池パネルの最適傾斜角,日本建築学会大会学術講演梗概集, D-2, pp.181-182, 1999.
- 19)鍋島,三木,西岡:太陽光発電のための最適傾斜角(その2),日本建築学会大会学術講演梗概集, D-2, pp.443-444, 2000.