

地域面平均日射の推定による 太陽光発電システムのkW 価値分析

学生会員 箕輪 純也 (東京農工大学) 会 員 大谷 謙仁 (電子技術総合研究所)
会 員 津田 泉 (電子技術総合研究所) 会 員 作田 宏一 (電子技術総合研究所)
会 員 黒川 浩助 (東京農工大学)

Analysis for power sources value of areally-distributed PV systems used on areal solar irradiance estimated.

Junya MINOWA*, Kenji OTANI**, Izumi TSUDA**
Koichi SAKUTA**, and Kosuke KUROKAWA*,
*Tokyo University of Agriculture and Technology
** Electrotechnical Laboratory
E-mail: minowa@etl.go.jp

Abstract

Photovoltaic (PV) systems without battery have been considered to provide unsettled output because of irradiance fluctuation. Therefore, power sources value of PV systems be become aware as low power sources as against conventional power plants. However, areally-distributed PV systems can expect to up power sources. Since the change in the regional total of solar irradiance is tend to be smaller than that in one-point solar irradiance on account of the geographical diversity. In this paper, the estimation method of areal solar irradiance are described. By the estimation method, areal power generating characteristics are estimated. In addition, evaluation for power sources of PV systems is presented.

1.はじめに

近年、将来的なエネルギー需要を考える上で CO₂ の排出、エネルギー資源等の問題により太陽光発電システムは、エネルギーシステムとして有望視されている。そのため今後、太陽光発電システムの分散化、高密度が進むことが予想され、系統連系形 PV システムの導入が進むものと思われる。太陽光発電システムの発電電力は気象に依存するため不随意である。そのため、従来その設備価値 (kW 価値) は低いものという認識があり、また発電電力の変動が電力系統に悪影響を及ぼす問題が指摘されている。しかしこのような気象による発電電力の不安定さは、

太陽光発電システムの設置場所の広がりにより平滑化されることが期待できる。この効果を筆者らは均し効果と呼んでいる。均し効果を把握するにあたり、筆者らは日射強度の多点計測を行い、面的な広がりによる日射変動を解析し地域エリアの大きさとシステム台数との関係から日射変動が低減されることを示した⁽¹⁾。そこで本論文では、実際に9地点で計測した日射データをもとに、多数地点の日射を統合した面平均日射の推定を行った。そして推定した面平均日射から地域内の PV システム全体の発電電力を算出し、PV システムの発電特性における最小電力が、個別システムと比べてどの程度向上するかによって kW 価値を評価したので報告する。

2.日射データの計測方法

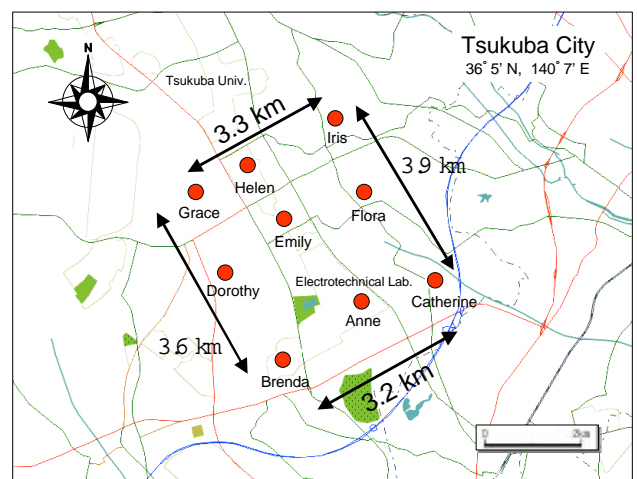


図1. 日射面特性計測装置の分布図

均し効果を含めた PV システムの発電特性の解析を行うための日射データは、茨城県つくば市に合計 9 ヶ所に設置した日射面特性計測装置により観測している。この装置の観測端末は計測器として水平面全

天日射計が搭載されている。観測端末で計測されたデータは、自動回収されるとともに全ての端末局の時刻同期が取れるよう時計合わせも行う。日射計は1分毎の水平面全天日射強度を観測している。日射の計測地点の分布図を図1に示す。

3. 面平均日射の推定

点日射（個別の日射）と面平均日射（複数地点の平均日射）との違いは均し効果により、短周期の変動が抑制される。さらに変動抑制によってPVシステムのkW値が上昇し、安定した電源として機能する可能性がある。本論文ではそのPVシステムのkW値を評価するために、入力となる面平均日射を算出する。面平均日射を推定するため、まずはその面平均の晴天指数を求める。そして、晴天指数から日射強度に変換する。面平均日射はPVシステムを分散設置して得られる出力を把握できる重要なデータである。以下にその推定法を説明する。

3.1 推定方法

(1) 晴天指数

水平面全天日射強度は天候によって変化するばかりでなく、季節による太陽高度の違いによっても変化する。面平均日射の推定には統計処理の方法を考察したので、水平面全天日射強度から時刻や季節のトレンドを除去するため晴天指数を利用した。晴天指数は全天日射強度を大気外水平面日射強度で割った値で、0.8程度の値が快晴を示す。

(2) 日射変動の定量化（晴天指数）

日射強度データより変換した晴天指数の変動を変動度と呼ぶ標準偏差で定量化した。定量化に用いた式を次に示す。

$$(K) = \sqrt{\frac{1}{N} \sum_{i=1}^N (K_i - \bar{K}_i)^2} \quad (1)$$

ここで、 K_i は晴天指数、 \bar{K}_i は晴天指数の平均値である。

面平均日射を推定するために、面的に広がった晴天指数の変動度を推定する。推定には次式を用いる。

$$\left(\frac{K_1 + \dots + K_n}{n}\right) = \frac{2}{n} \sqrt{\sum_{i=1}^{n(n-1)/2} V(A_i) - \frac{n(n-2)}{4} V(K)} \quad (2)$$

ここで、左辺は面平均晴天指数の標準偏差、 n はシステムの導入台数、 K は個別の晴天指数、 A_i は2地点平均の晴天指数、 V は各データの分散値を示している。右辺の2地点平均晴天指数の分散 $V(A_i)$ は推定によって求める。これは、地点間距離が長くな

ると $V(A_i)$ が減衰していく性質を関数近似により算出できる⁽¹⁾。

(3) 推定精度の検証

本論文では時間帯を5分間隔に分割して面平均日射を求めることとした。そこで、5分毎の式(2)の推定精度を検証した。検証には、9地点の日射データにおける晴天指数の変動度と式(2)で推定した変動度を比較し評価した。図2は上述の推定の精度を検証した結果を示す。

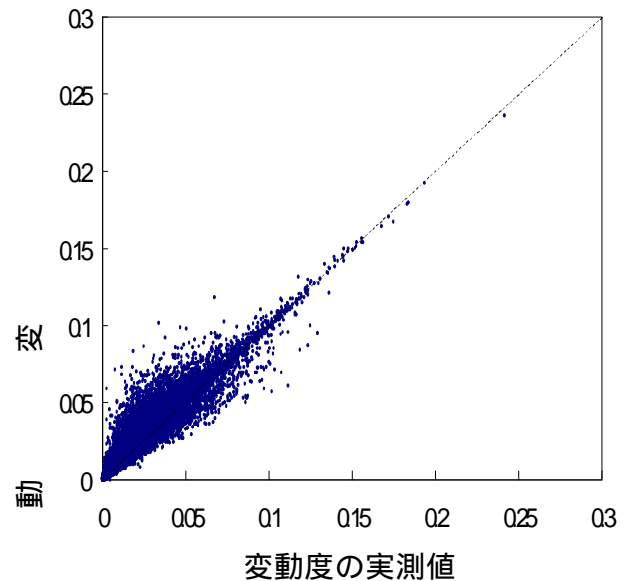


図2. 変動度の実測値と計算値の比較

実測値に対して相関係数が0.96であり、よい当てはまりを示している。従って、面平均晴天指数の変動度の推定が可能であろう。

(4) 晴天指数の分布

次に面平均の晴天指数を求めるために、各変動度レベルに応じて晴天指数がどのようなばらつきで分布しているのか解析した。図3は晴天指数の変動度と晴天指数の平均値からの差を散布図として表したものである。平均値からの差は5分毎の区間における最大値（絶対値）を示している。点日射での晴天指数では、ばらつきが大きく、散布図は広範囲に分布しているのがわかる。一方、9地点平均日射の晴天指数では分布の広がりが抑制され、ばらつき具合に一定の傾向が見える。この傾向から、多数地点においても同じような傾向が得られ、より広がりが抑制されることが推測できる。そこで、この散布図を参考に以上のような関係を直線で近似し、多数の地点のときにおけるばらつきの大きさを求める。近似式を次式に示す。

$$Y = 1.5721X \quad (3)$$

ここで、 Y は平均値からの差、 X は変動度である。

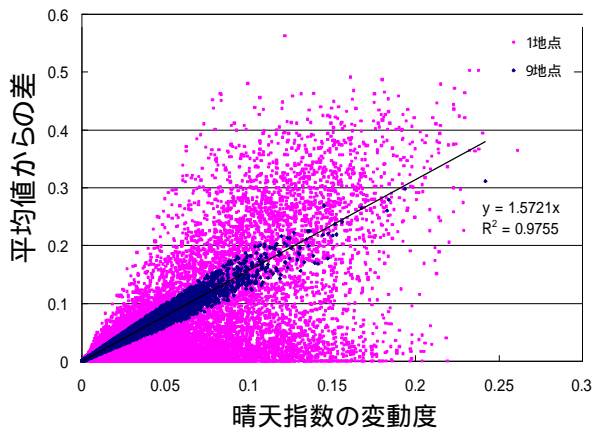


図3．標準偏差と平均値からの差の散布図

3. 2面平均日射の算出

上述の関係により求めた近似式を使い面平均日射の晴天指数を推定する。各時間毎で晴天指数の平均値を求め、平均値からの変動を近似式により算出する。そして推定した晴天指数を面平均日射強度に変換して算出する。推定した面平均日射は、地域に分散して設置されている PV システムの入力となる日射強度である。

図4は実測値による面平均日射(9地点)で図5は推定した面平均日射強度の例を示す。推定値の方は、実測値の方より過小評価となっている。これは、図3より各時間帯での最大な変動幅をプロットしているためである。つまり、以上の推定法方によって求めた面平均日射強度を想定すれば、地域に分散配置された PV システムの kW 価値で、期待できる発電量を求めることができると考える。

4. 地域内での PV システム発電量の算出

以上の方法で求めた水平面全天日射強度から PV システムの発電電力を求める。3kW の住宅用 PV システムが対象地域に分布して設置するものと考え PV アレイの方位角と傾斜角は、南向きで傾斜角 35° と設定した。PV システムの発電電力は PV アレイに入射する傾斜面日射に比例することから、面平均の水平面全天日射強度を直散分離により傾斜面日射強度に変換した。このときの直散分離の方法は1分値でのモデルはまだ開発されてないが、拡大解釈して適用した⁽²⁾。そして、PV システムの総合効率を

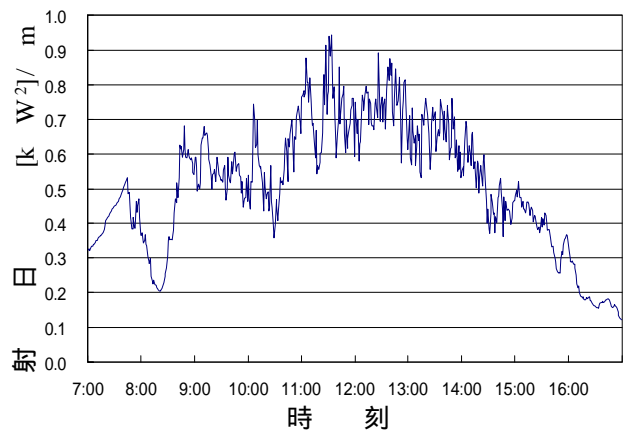


図4．9地点の平均日射の実測値(97/6/1)

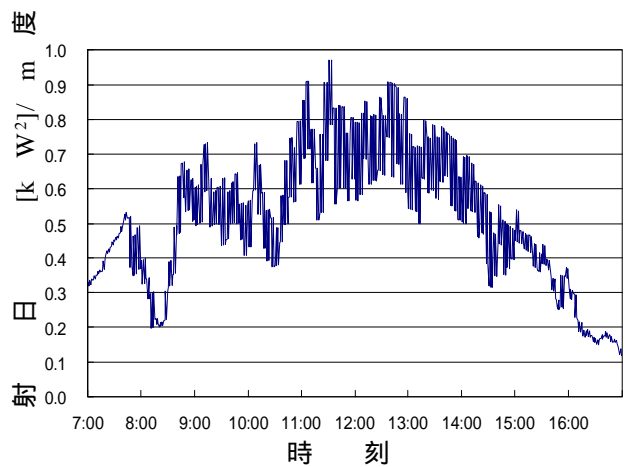


図5．9地点の平均日射の推定値(97/6/1)

0.75 と仮定し、求めた傾斜面日射強度と PV システムの容量から地域内で総合した PV システムの発電電力を算出する。このときの発電電力は、設置した PV システムの台数に比例させて求めている。

5. 均し効果を含めた PV システム kW 価値評価

4 節で求めた PV システムの面発電特性を使用し、均し効果による PV システムの kW 価値を検討する。本論文での kW 価値の評価は、PV システムの最小電力が、均し効果によりどの程度の向上が期待できるかを評価とした。その方法として、9:00~15:00 における点日射および面平均日射の晴天指数が最小になる値を検出する。次に、その値を 4 節のモデルで 1 日における発電電力曲線に変換する。この電力曲線を PV システムが持つ可能な発電電力とする。そして、個別システムと面的な広がりを考慮した全体からの出力を比較する。日中時の時間帯を用いたのは、PV システムの出力が期待できる、また負荷需要のピークが現れる時間帯であると考えたので、その時間帯を評価対象とした。

5.1 条件

シミュレーションの条件として、PV システムの普及率を系統容量（変電設備 6 万 kW）に対する PV 容量とした。設定した地域の大きさは半径 4km を設定した（つくば学園都市を想定）。PV システムの位置関係はランダムに設置させた。データ期間は 97 年の 1 年分である。

5.2 結果

kW 価値向上率は、個別システムの最小出力曲線に対する kW 価値の増加分の割合で示し、各時間帯での平均値を表示している。結果のグラフは負荷ピーク時間帯の 2 時の値に換算して表示した。図 6 は月別の kW 価値向上率を示したグラフである。PV システムの普及率が上がることで、kW 価値が上昇する結果が得られた。月によって向上率が違うのは、天候による違いに影響しているからである。図 7 は年間を通して評価した結果である。PV の普及規模が小さいときに、急激に kW 価値が向上し、普及率が 1%（システム台数 200 に相当）を超えると、向上率が約 38%程度に落ち着いている。つまり、均し効果により得られる kW 価値は、個別システムの kW 価値より 38%程度見積もれることになる。図 8 は PV システムの容量比を累積頻度で表したものである。容量比は PV の導入容量に対しての最低出力である。普及率に対して累積頻度曲線が上にシフトしており、全体としての容量比が増加する。またこのグラフから最悪の局面（完全な曇天）については最低電力の向上がないが、中程度の日射で数キロのエリアで無相関であれば最低電力の向上が見込めることがわかる。さらにある程度普及した場合にはシステムの容量比は抑えられることがわかる。従って、均し効果における PV システムの kW 価値は、地域に普及することによって見込むことができるが一定量を超えるとその効果は頭打ちになることがわかる。

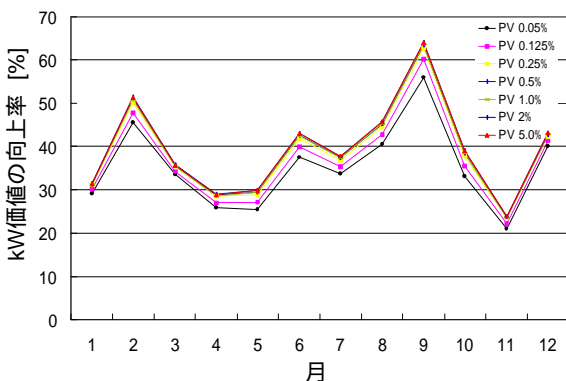


図 6 . 月別による評価（14:00 において）

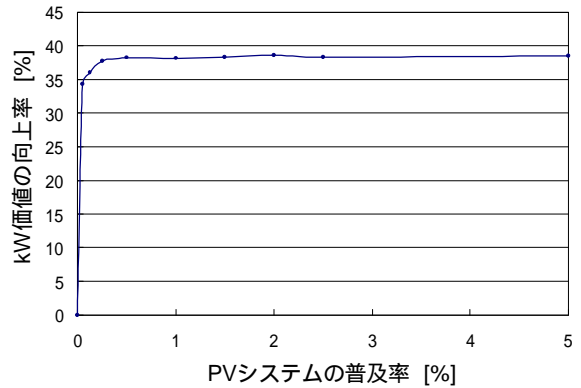


図 7 . 年間における評価（14:00 において）

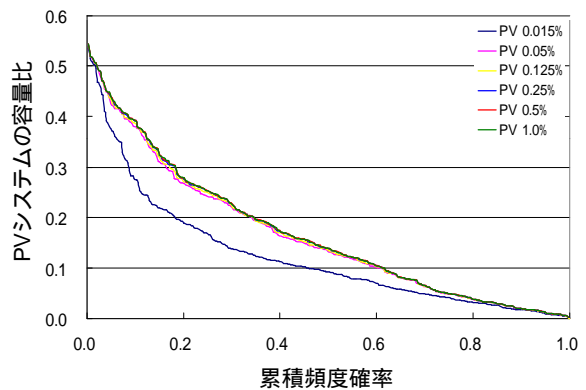


図 8 . PV 容量と最低電力の比の累積頻度（14:00）

6. おわりに

特定地域に PV システムの普及率が上がってきた場合に期待できる面発電特性として、PV システムの kW 価値について最低発電電力の観点から検討した。その結果、均し効果による最低発電電力は薄曇りで日射が充分にあるが間欠的に日射変動が伴うときに最小発電電力の向上が見込め、年間平均では個別システムより約 38%増加し一定量の発電量より多く見込むことが期待できることがわかった。

参考文献

- 1) 箕輪、大谷、黒川他「地域内における集合日射の変動抑制効果」、平成 9 年日本太陽エネルギー学会・日本風力エネルギー協会合同研究発表会、1997
- 2) (財) 日本気象協会「利用システムの設計のための気象データの調査研究」、平成 6 年 3 月
- 3) K. Kurokawa and K. Sugibuti: "Areal Power Generation Characteristics of Areally Distributed PV Systems", 13th EU-PSEC, 1995