

昭和基地における太陽電池モジュールの発電性能

Kazuhiko HIRUMA Shogo NISHIKAWA Hiroyuki FUJINO Kenji ISHIZAWA
比留間 一彦^{*1} 西川 省吾^{*2 ‡} 藤野 博行^{*3} 石沢 賢二^{*3}

Abstract

At Syowa Base, a lot of observations and logistical activities have been conducted for about sixty years. During all that time, the electrical and thermal energies needed to operate facilities at the base are provided by diesel generators and boilers powered by fossil fuel. In the near future, the fuel consumption is expected to increase with a rise in power demand for an introduction of large-scale observations and new logistic planning. However, it is difficult to transport all required fuel to the base because of shipment limitation. Moreover, cargo ship can not get to the base due to heavy snow and ice conditions sometimes in recent years. For those reasons, it is important to utilize renewable energy to reduce fuel consumption at Syowa Base.

The purpose of this study is to identify the optimum installation conditions of PV module from the standpoints of power generation and reliability. In this report, we describe an estimation accuracy of solar irradiation on PV module and an estimation of power generation performance of PV module.

Keywords : Syowa Base, photovoltaic generation, solar irradiation, estimation accuracy, power generation performance

キーワード : 昭和基地, 太陽光発電, 日射量, 推定精度, 発電性能

1. はじめに

南極の昭和基地では数十人の隊員によりさまざまな観測活動などが行われている。基地での観測に必要な電気・熱エネルギーのほとんどは、南極観測船「しらせ」により日本から輸送した化石燃料により賄われている。将来的には、大型観測装置や新設営計画の導入などにより消費エネルギーの増大が予想されるが、観測船の輸送可能容量の制限から、必要な燃料の全てを基地に輸送することは困難である。また、第53次隊（2012年1月）と第54次隊（2013年1月）は厚い氷と雪に阻まれ基地への接岸を断念することになり、燃料の輸送に支障をきたした。第55次隊（2014年1月）では3年ぶりに接岸し燃料などの補給が行われた

が、このような状況は今後もありうることで、現地での観測活動への支障が懸念される^[1]。このため、現地で取得可能な太陽光発電、太陽熱利用などの再生可能エネルギーを活用し、燃料の使用量を削減することが不可欠である。

このため筆者らは、昭和基地における太陽光発電システムの最適な導入方法について検討してきた^[2]。太陽電池モジュールの設置に当たっては、モジュール面への日射強度を精度良く推定する必要があるが、昭和基地では気象庁による水平面日射量の観測しか行われていない。このため、取得されている水平面日射量から任意の方位・傾斜角の日射量を推定する必要がある。日射量の推定方法については、過去に数多くの研究が行われいくつかの推定方法が提案されている^[3]。しかしながら、それらは国内における気象条件下のものであり、国内とは全く異なる気象条件である昭和基地において、それらの推定方法がどの程度適用可能かどうかは不明である。

本研究では昭和基地において、発電性能からみた太陽電

*1 日本大学大学院 理工学研究科

*2 日本大学 理工学部 教授（〒101-8308 東京都千代田区神田駿河台1-8-14）

‡ nishikawa.shougo@nihon-u.ac.jp

*3 国立極地研究所

（原稿受付：2016年1月15日，受理日：2016年4月12日）

池モジュールの最適設置条件を、現地試験データの解析結果とシミュレーションをもとに明らかにすることを目的としている。

筆者らはこれまで昭和基地での斜面日射量推定方法や特定の日における推定精度の比較、推定時に生じる誤差の原因の検討を行ってきた^[4]。本稿では、昭和基地における斜面日射量の推定精度について、実証試験とシミュレーションにより検討した結果を示す。また、太陽電池モジュールの発電性能については、推定日射量とモジュール温度(実測値)から求めた変換効率を用い、発電量をシミュレーションにより検討した結果を示す。

2. 昭和基地の気象条件

昭和基地の気象について、東京との月積算日射量及び平均気温の比較を Fig. 1 および 2 に示す。なお、昭和基地のデータは気象庁が発表している値^[5]を、東京のデータは NEDO の年間月別日射量データベース「MONSOLA-11」の値をそれぞれ用いた。

なお、昭和基地は南緯 69 度 00.3 分 東経 39 度 34.8 分、東京は北緯 35 度 41.5 分 東経 139 度 45.0 分に位置する。

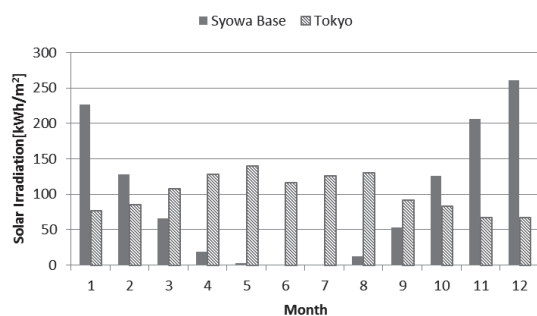


Fig. 1 Comparison of monthly horizontal solar irradiation
図1 月積算水平面日射量の比較

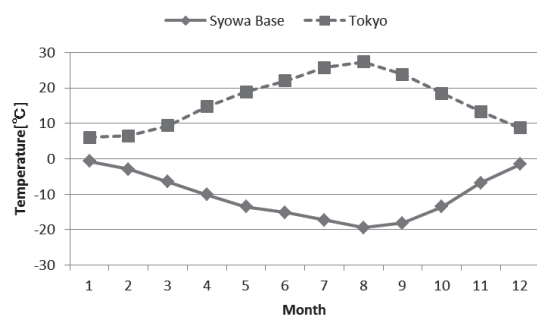


Fig. 2 Comparison of monthly mean air temperature
図2 平均気温の比較

Fig. 1 に月積算水平面日射量を示す。昭和基地では5月から7月にかけて極夜期となるため日射が得られず、日射量はほぼ 0 kWh/m² となる。一方、11月から1月にかけては白夜期となることから、東京と比べて多くの日射を得る

ことができ、昭和基地で最も日射量の多い12月では、一か月間で 260.9 kWh/m² の日射量を得ており、これは、東京で最も日射量の多い5月の日射量である 139.2 kWh/m² に対して約 1.9 倍である。また、年積算日射量は昭和基地で 1,102.5 kWh/m²、東京で 1,213.8 kWh/m² である。

Fig. 2 に月平均気温を示す。東京で最も高くなるのは8月で 27.3°C、最も低くなるのは1月で 6.0°C、平均は 16.2°C である。それに対し、昭和基地では最高は1月の -0.7°C、最低は8月の -19.4°C、平均気温は -10.5°C である。

3. 斜面日射量の推定方法

気象庁が計測する日射量は水平面だけなので、斜面日射量は水平面日射量から推定する必要がある。Fig. 3 に示すように、斜面日射量は傾斜面への直達成分、天空散乱成分、地面反射成分の3成分から求められる。

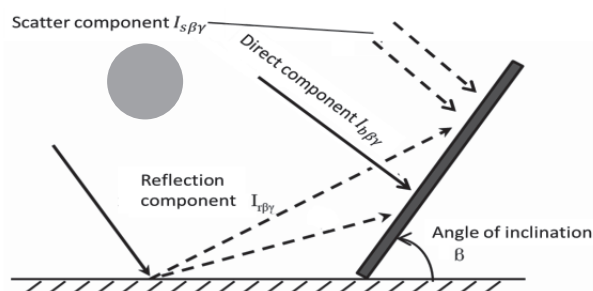


Fig. 3 Components of solar irradiation
図3 斜面日射量の成分

まず、現地で気象庁が計測している水平面全天日射量から Erbs モデルを用いて直散分離を行い、水平面散乱成分を求める。次に、全天日射量及び太陽高度、斜面への太陽光線の入射角により傾斜面の直達成分を求める。そして、Perez モデルを用いて天空散乱成分を求め、さらに均一反射モデルを用いて地面反射成分を求める。これら3成分を合計することにより、斜面日射量を推定した。なお、具体的な計算方法は、参考文献[6]に示した計算式を用いた。

ここで、地面反射成分の推定に用いるアルベドの値は、日射量の多い時期の設置場所の周囲状況を考慮して、裸地と雪面の平均値の 0.48 と仮定した。

4. 実証試験設備の概要

昭和基地に設置した太陽光発電の実証試験設備を Fig. 4 に示す。東西南北の各方位に 30°, 60°, 90° の傾きと上部の水平に合計 13 枚の太陽電池モジュールが設置されている。実証試験設備では、各モジュールについて短絡電流及び太陽電池温度を2秒ごとに計測している。

また、太陽電池モジュールの仕様を Table 1 に示す。

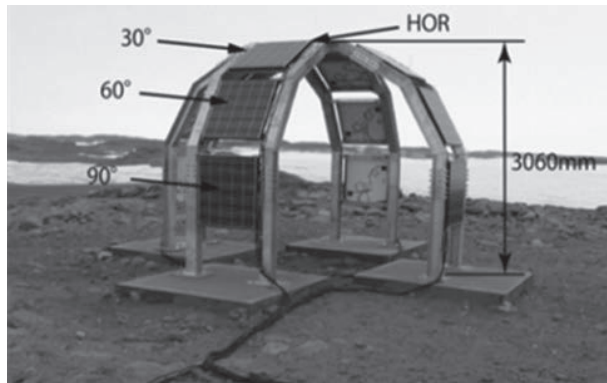


Fig. 4 Evaluation test facility (in summer)

図4 実証試験設備(夏季)

Table 1 Specifications of PV modules

表1 太陽電池モジュールの仕様

Type	Polycrystal silicon
Maximum power: P_m	92.5W
Open circuit voltage: V_{OC}	15.2V
Short circuit current: I_{SC}	8.34A
Maximum power voltage: V_{pm}	12.3V
Maximum power current: I_{pm}	7.52A
Conversion efficiency: η	12.8%

日射強度と短絡電流は比例し、電池温度の変化による影響はないものと仮定して、太陽電池面の日射強度は式(1)により推定した。

$$I_{rr} = I_n \times I_{SC} / I_{SCn} \quad (1)$$

ただし、式中の I_{rr} は太陽電池面の日射強度[kW/m²]、 I_n は基準日射強度(=1kW/m²)、 I_{SC} は短絡電流の測定値[A]、 I_{SCn} は公称短絡電流(=8.34A)である。

5. 斜面日射量の推定精度の評価

5.1 表面反射の影響

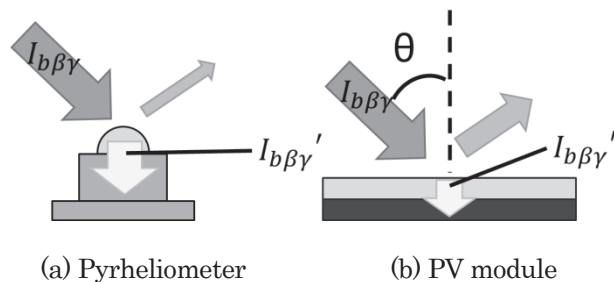


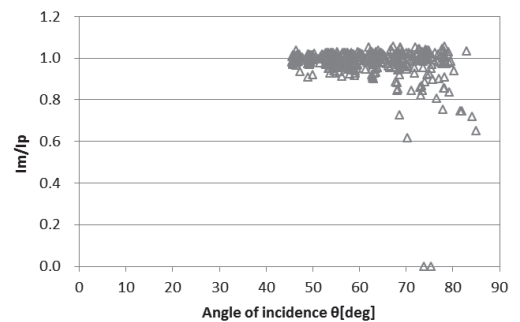
Fig. 5 Surface reflection

図5 表面反射

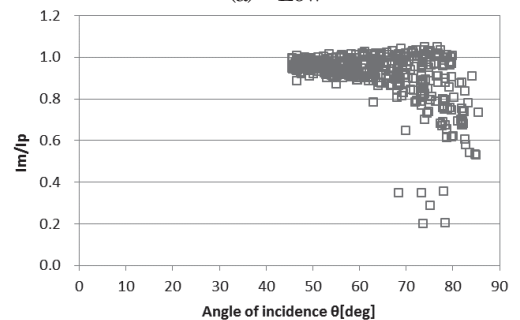
Fig. 5 に示すように、全天日射量の測定に用いられる日

射計はドーム状のガラスで覆われているため、太陽光はガラスに対し常に垂直方向から入射して、太陽の位置が変化した場合でも太陽光の表面反射の影響を受けにくい。これに対し、太陽電池モジュールでは表面が平板上の強化ガラスに覆われているため、入射角 θ が変化することによってガラス表面での反射の影響が大きくなる。

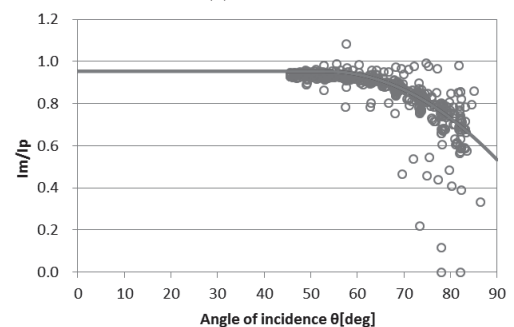
この表面反射の影響について、実証試験設備の計測データと、現地で気象庁が計測している日積算日射量から定量化した。具体的には、2010～2012年の11月及び12月の各月ごとに、日積算日射量の多い日(High, 多い順に5日間/月)、中程度の日(Medium, 各月の平均値に最も近い5日間/月)、少ない日(Low, 少ない順に5日間/月)の計30日間ずつに分類し、その後、(1)式により算出した日射強度を元に求めた太陽電池モジュール面の水平面日射量 I_m (時間積算量)と気象庁が日射計で計測した水平面全天日射量 I_p (時間積算量)の比を求めた。それぞれの場合について水平面モジュールの太陽光入射角に対する、 I_m/I_p を Fig. 6 に示す。



(a) Low



(b) Medium



(c) High

 Fig. 6 Angle of incidence vs I_m/I_p

 図6 入射角 - I_m/I_p

この図から、低日射では入射角が大きくなっても表面反射の影響を受けず I_m/I_p がほぼ一定になるのに対し、高日射では入射角が 60° 以上になると I_m/I_p は急激に低下している。これは、表面反射は直達成分に対して生じ、高日射量日では直達成分の占める割合が多く、表面反射の影響が大きいためである。

従って、高日射日の結果より求めた近似式(2)、(3)で High のグラフに示した近似曲線を用いて、モジュールの表面反射の影響を考慮した。

i) $0^\circ \leq \theta < 53^\circ$ のとき

$$I_{b\beta_Y}' = I_{b\beta_Y} \times 0.9533 \quad (2)$$

ii) $\theta \geq 53^\circ$ のとき

$$I_{b\beta_Y}' = I_{b\beta_Y} \times (-0.0003143\theta^2 + 0.03299\theta + 0.07562) \quad (3)$$

ここで、Fig. 7 のように、「 $I_{b\beta_Y}'/I_{b\beta_Y}$ 」と参考文献[7]の結果を比較すると、今回求めた近似式と同様の傾向がみられることから、この値は一般的なものであるといえる。

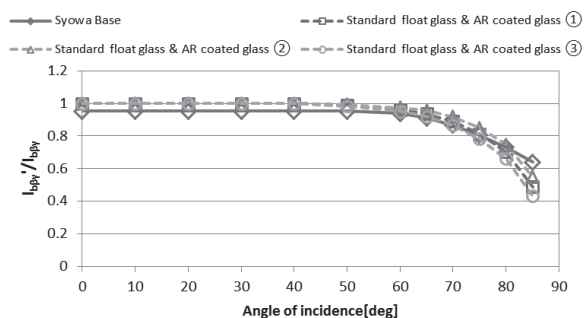


Fig. 7 Characteristic of surface reflectance of PV module

図 7 モジュール面の表面反射特性

5.2 斜面日射量の推定精度

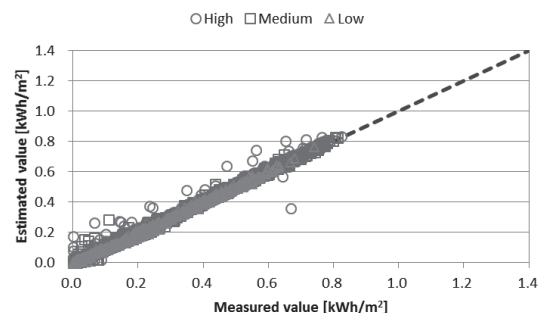
まず、参考文献[6]の式を用いて斜面日射量の直達成分、天空散乱成分及び地面反射成分を計算し、近似式(2)および(3)を用いてモジュールの表面反射を考慮した直達成分を計算することで、斜面日射量を推定した。推定は、近似式(2)および(3)の導出と同様、日射量の多い日、中程度の日、少ない日の3種類に分けて行った。

Fig. 8 に測定値と推定値の関係、Fig. 9 に時間ごとの(推定値－測定値)の値を示す。ただし、Fig. 8, 9 ともに1時間積算日射量である。なお、太陽電池モジュールの破損のため、S30 及び W30 は2010年の11月と12月のみ、W90 は2010年と2011年の11・12月のみのデータである。

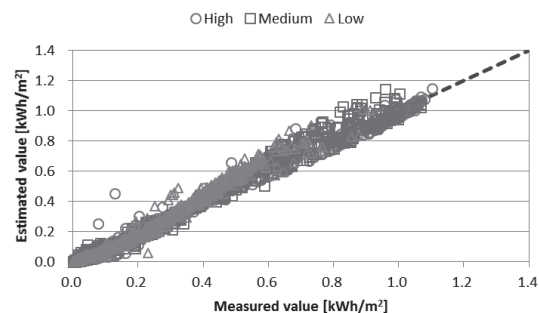
Fig. 8 の図中に示した破線は測定値と推定値が一致する場合を示し、(a)より、HOR ではどのパターンでも破線に近く、推定精度が非常に高いことがわかる。また、(b)と(d)より、N30 は精度が高いが、N90 ではN30 よりもややばらつきが多くなる。ここで、Fig. 9 (a)からわかるように、北向きでは、12 時前後の時間に日射量が中程度・少ない日では高めに推定される場合がある。なお、(c)に示

す通り N60 はこれらの中間程度の結果となる。

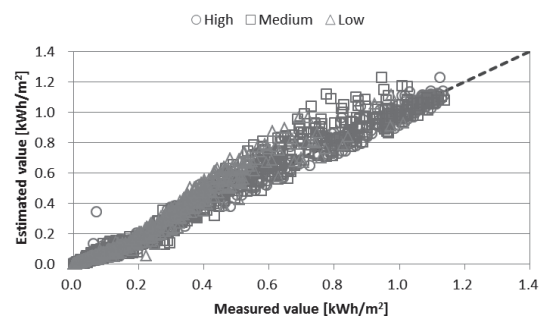
次に、Fig. 8 (e)より、E30 では、HOR や N30 と比べて傾斜角が 30° でもややばらつきが大きいことがわかる。また、東向きでは傾斜角が大きい場合にばらつきも大きくなり、日射量が多い日と比べて少ない日でばらつきが多い傾向がみられる。Fig. 9 (b)より、E30 では日射量の少ない日で午前に高めに、午後に低めに推定され、多い日では午後に若干高めに推定されることがわかる、なお、西向きでは東向きと午前・午後が逆となる。



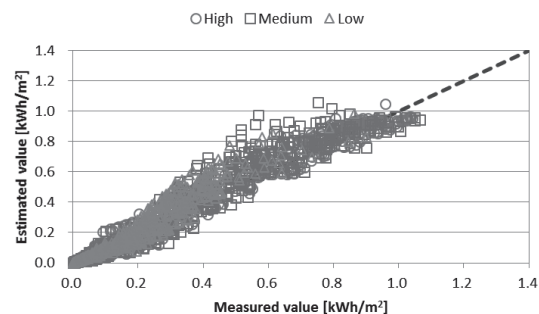
(a) HOR



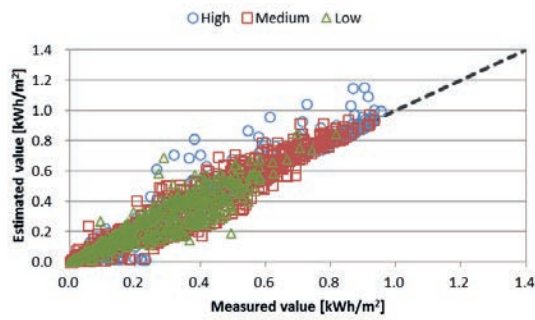
(b) N30



(c) N60



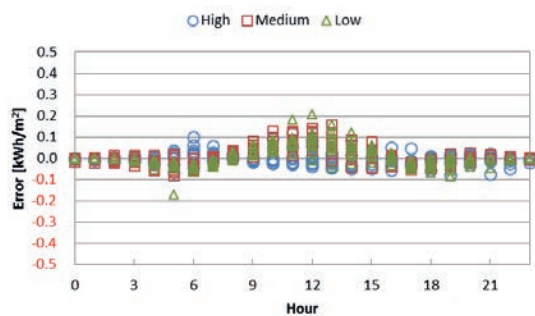
(d) N90



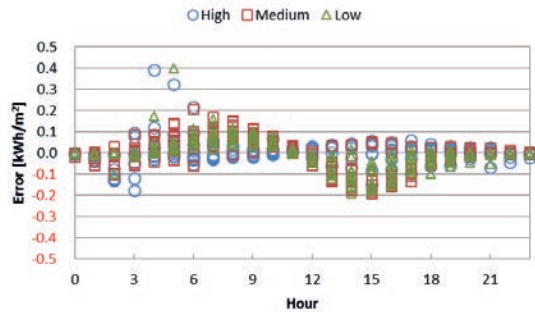
(e) E30

Fig. 8 Radiations on inclined plane of measured and estimated values

図 8 斜面日射量の測定値と推定値



(a) N30



(b) E30

Fig. 9 Daily characteristics of estimation error

図 9 推定誤差の日間特性

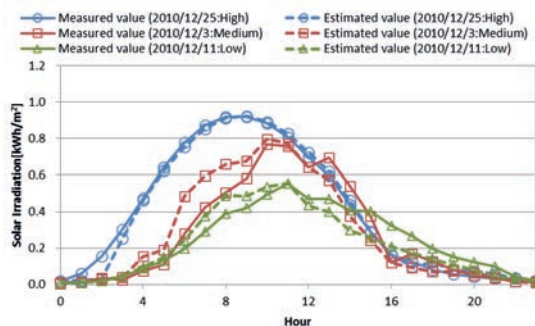


Fig. 10 Estimated result of solar irradiation

図 10 日射量の推定結果

Fig. 10 に E30 の時間ごとの測定値と推定値の例を示す。

このグラフより、日射量の少ない日に午前高め午後低めに推定されていることが分かるが、これは日射量が少ない日は天空散乱成分が占める割合が多く、天空散乱成分が精度良く求められていないことが考えられる。

この結果をもとに、各場合の 1 時間積算日射量と日積算日射量の推定結果の精度評価を行った。ここで、太陽電池面ごとに得られる日射量の大きさに差があることから、RMSE(Root Mean Square Error: 2 乗平均平方根誤差)を求めた後、その値を対象期間中の各面ごとの時間積算日射量あるいは日積算日射量の平均値で割った値を推定誤差 Acc として評価した。Acc は小さいほど精度が高いといえる。

$$\text{Acc} = \left(\frac{1}{N} \sum_{i=1}^N (X_i - X_{0i})^2 \right)^{1/2} / \text{Irr}_{\text{ave}} \quad (4)$$

ただし、式中の N はデータ数、i はデータ番号、 X_i は推定値、 X_{0i} は測定値、 Irr_{ave} は評価対象期間の時間積算日射量または日積算日射量の平均値である。

Fig. 11 に 1 時間積算日射量の Acc, Fig. 12 に日積算日射量の Acc を示す。

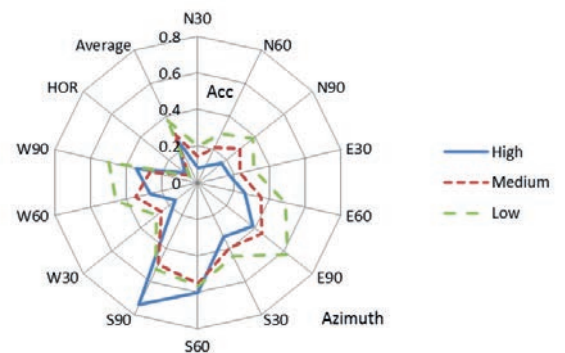


Fig. 11 The estimated error of solar irradiation (Hourly)

図 11 時間斜面日射量の推定誤差 Acc

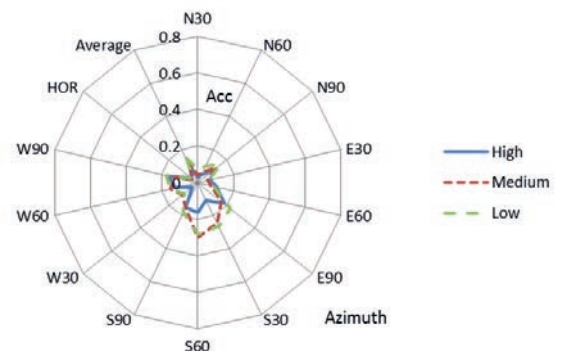


Fig. 12 The estimated error of solar irradiation (Daily)

図 12 日間斜面日射量の推定誤差 Acc

これをみると、Fig. 11 より天候にかかわらず Acc が最も小さいのは水平面(HOR)で、その次に N30 であることがわかる。一方で南向きは他の方位と比べて全体的に Acc が大

きいことがわかる。また、S60・S90を除き、天候によってAccは変化し、日射量の多い場合に小さく、少ない場合に大きくなる。

Fig. 12より1日積算日射量のAccは、全体的に1時間ごとの場合と比べて誤差が小さいといえる。また、推定誤差が小さいのはHOR、N30であり、南向きが他の方位と比べて全体的に推定誤差が大きい点は1時間ごとの場合と同様である。

このとき、全体の平均の推定誤差は0.125程度、また、得られる日射量の少ない南向きを除き、最も大きい推定誤差であっても0.227であり、日積算日射量であれば十分な精度で推定できるといえる。

6. 年積算日射量の推定

気象庁の計測する水平面全天日射量から同様の計算方法により1時間ごとの日射量を推定し、それを1年分足し合わせて年積算日射量を求めた。今回は2012～2014年の3年間について推定した後、3年間の平均を求めた。Fig. 13(a)に年積算日射量の絶対値を、(b)に最も日射量を得られる部分を100%としたときの相対値を示す。なお、水平面(傾斜角0°)の日射量は横軸上が該当する。

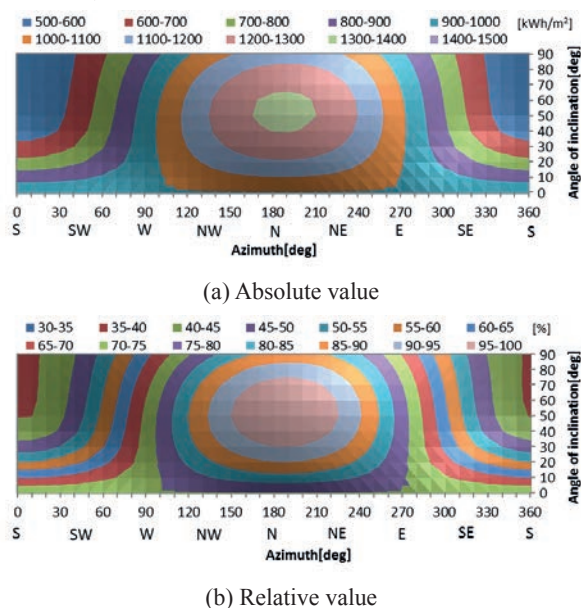


Fig. 13 Distribution of annual solar irradiation
図13 年積算日射量分布図

多くの日射量を得られるのは方位が北(180°)周辺、かつ傾斜角が40～60°であり、その時日射量は1,300kWh/m²程度である。一方で、日射量が少ないのは方位が南(0°)周辺、かつ傾斜角が大きい場合であり、520kWh/m²程度である。

相対値の結果から、最も日射量を得られる方位190°傾斜角50°の場合を100%とすると、北向き20°では90%、

北向き10°では83%の日射量を得られる。また、水平面に設置した場合、最大値の75%の日射量を得られる。

7. 太陽電池モジュールの温度特性

太陽電池モジュールの発電量の計算は月単位で計算した。そのために式(5)により、月単位の加重平均太陽電池モジュール温度 T_{CR} を求めた。

$$T_{CR} = \frac{\sum_{i=1}^n T_c(i) \cdot I_R(i)}{\sum_{i=1}^n I_R(i)} \quad (5)$$

ただし、式中の $T_c(i)$ はi番目の太陽電池モジュール温度[°C]、 $I_R(i)$ はi番目の太陽電池モジュール面日射強度[kW/m²]、iはデータ番号、nはデータ数である。

なお、計測データの欠損や太陽電池モジュールの破損期間のデータは除外した。また、4～8月はほとんど日射量を得られないため除外している。

Fig. 14は各方位の傾斜角60°と水平面の、月単位の T_{CR} から月平均気温を引いた加重平均太陽電池モジュール温度上昇 ΔT を表している。これより、各月とも北向きで最も高く、最も低くなる南向きより8～10℃程度高い。東・西向きは9月でそれぞれ10.4℃と7.7℃、12月ではどちらも15℃程度であり、水平面は9月で5.7℃、12月で13.4℃となった。得られる日射量が多い1、11および12月の北、東および西向きの ΔT は13.3～17.2℃程度となっている。「JIS C 8907 太陽光発電システムの発電電力量推定方法」の裏面開放形(架台設置形)では ΔT は18.4℃となっており、これよりも1.2～5.1℃程度低い結果となった。

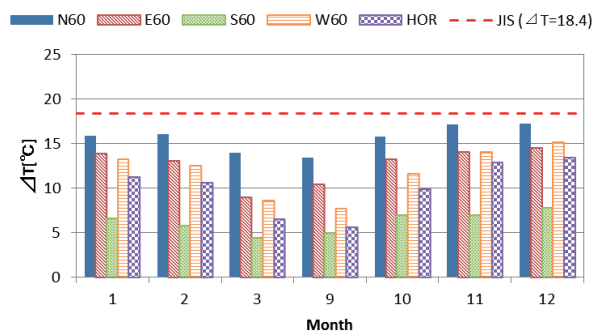


Fig. 14 Monthly value of ΔT
図14 ΔT の月間値

続いて、同様の条件での発電効率 η_T [%]をFig. 15に示す。なお、 η_T は式(6)により求めた。

$$\frac{\eta_T}{100} = \left(\frac{\eta_{25}}{100} \right) \cdot \{1 - \alpha(T_{CR} - 25)\} \quad (6)$$

ただし、式(6)中の η_{25} は25℃における太陽電池モジュールのSTC時の変換効率(=12.8%)、 α は結晶系シリコンの一般的な最大出力の温度係数(=0.005)である。

Fig. 15 より、南向きを除き、1, 2, 11 および 12 月では 13.2%~14.0% となり、25°C の効率より 0.4%~1.2% 程度高くなることから分かる。一方、多くの斜面が 9 月に 15% 前後と高くなるものの、9 月に得られる日射量自体は少ない。

ここで東京と比較すると、東京は水平面で最も得られる日射量が多い 5 月に 12.0%，最も少ない 12 月に 12.7% となり、東京の 5 月と昭和基地で最も日射量を得られる 12 月の南向きを除外して比較した場合、昭和基地での効率の方が 1.24%~1.94% ほど高い。

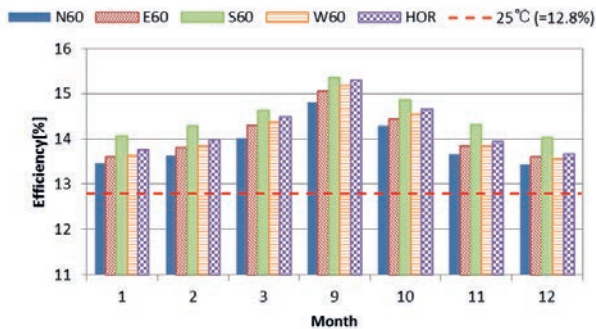


Fig. 15 Monthly power generation efficiency
図 15 月間発電効率

8. 斜面ごとの発電量

斜面ごとの月積算発電量 P [kWh/m²] は式(7)で推定した。

$$P = I \times (\eta_T / 100) \quad (7)$$

ただし、式中の I は月積算日射量 [kWh/m²]， η_T は式(6)で求めた発電効率である。

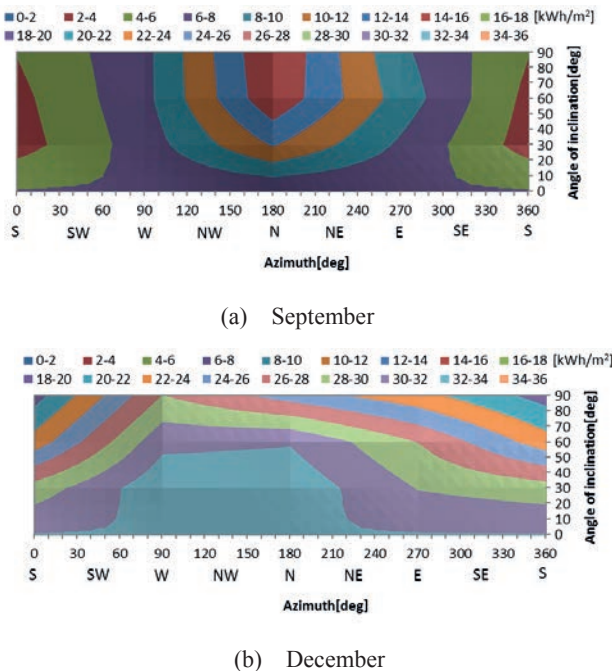


Fig. 16 Distribution of monthly power generation
図 16 月間発電量の分布

Fig. 16 (a) は昭和基地の 9 月の結果であり、 T_{CR} が低く、効率は日射量を得られる他の月よりも高いものの、元々得られる日射量が少ないため、発電量が最大となる北向きでも 14~16 kWh/m² 程度しか得られない。

一方で、Fig. 16 (b) に示した 12 月は得られる日射量が年間を通して最も多い月である。グラフでは東西で非対称となっているが、これは 2010~2012 年の気象庁の計測した 12 月の水平面日射量の平均値が 1~12 時で 116.6 kWh/m²，13~24 時で 131.0 kWh/m² であり、午後に得られる日射量が多い西向きの方が、対象期間に得られた日射量が多いためだと考えられる。水平面や北向き 30~60° で 32.1~33.3 kWh/m² の発電量が得られ、東京の 5 月で最大となる南向き 10° (16.8 kWh/m²) と比較すると、昭和基地の 12 月では、北向き 60° 以下で約 2 倍の発電量を得られると分かる。

また、Fig. 17 (a) から、北向き 30~60° で年積算発電量が 161.4~165.2 kWh/m² であるのに対し、(b) の東京では南向き 20~50° の場合の年積算発電量が 161.1~165.9 kWh/m² となることから分かる。また、東京に対して昭和基地の年積算水平面日射量は 10% 程度小さいが、最大発電量は東京では南向き 30° の 165.9 kWh/m²，昭和基地では北向き 60° の 165.2 kWh/m² であり、その差は 0.4% でほぼ同じといえる。

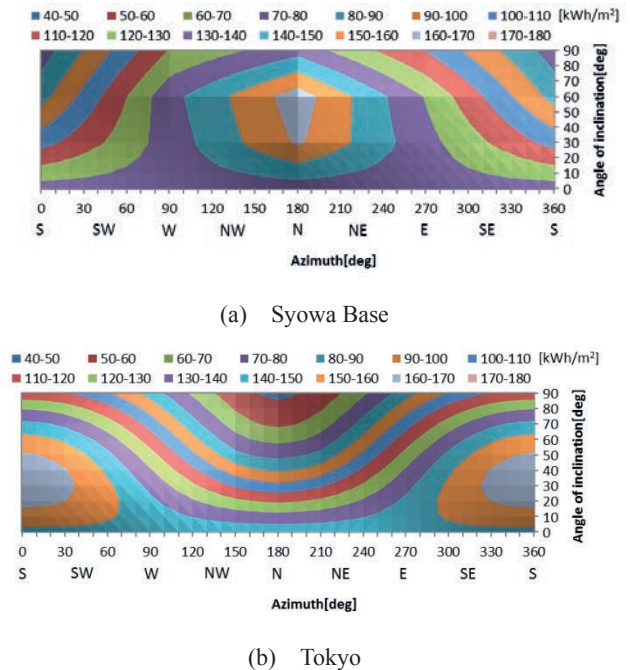


Fig. 17 Distribution of annual power generation
図 17 年間発電量の分布

1 年を通じ積雪のある昭和基地において、モジュールを水平面にすると積雪により発電量が大きく低下することが懸念されるが、水平面でもこれほど多くの発電量が得られるのは、昭和基地の積雪は国内の積雪と比べて非常に乾

燥していること、強風地域でありモジュール面上に積雪がほとんど残らないことが原因である。

9. おわりに

本研究では昭和基地において、発電性能からみた太陽電池モジュールの最適設置条件を明らかにすることを目的として、本論文では、昭和基地における斜面日射量の推定精度を確認し、さらに年積算発電量を推定した。

斜面日射量の推定精度は、HOR では最も高い精度で推定でき、N30 も比較的精度は高いが、HOR の場合と比べ、得られる日射量が中程度や少ない場合で推定精度が低下する傾向がある。また、N30 と比較して N90 や E30 ではやや精度が低下することから、傾斜角が大きくなった場合や東西などの推定の場合に精度が低下する。

1 時間積算日射量と日積算日射量の推定誤差について、HOR はどちらの場合でも推定誤差が非常に小さいが、1 時間積算値の場合、他の方位・傾斜角では推定誤差が大きくなる。しかし、日積算値の場合は南向きを除き、日射量の多少にかかわらず全体的に推定誤差が小さい。

年積算日射量の推定では、最大となる方位 190° 傾斜角 50° における 1,323.9kWh/m² に対して、北向き 20° で設置した場合で最大値の 90%、水平面でも 75% 日射量が得られることが分かった。

また、発電量について、昭和基地の 9 月は発電効率が高いものの得られる日射量が少なく、発電量があまり得られない。一方、12 月では水平面や北向きで東京の約 2 倍の発電量が得られ、年間の発電量では北向き 30~60° で東京と同程度の発電量が得られることがわかった。

参考文献

- (1) 文部科学省 報道発表, 平成 26 年 1 月 25 日
- (2) 高野卓 他, 太陽／風力エネルギー講演論文集 (2011) 「昭和基地における太陽光発電の出力変動評価」(2011)
- (3) (財)日本気象協会, 平成 7 年度新エネルギー・産業技術総合開発機構委託業務成果報告書 (1996)
- (4) 比留間 一彦・西川 省吾, 太陽／風力エネルギー講演論文集 (2014) 「昭和基地における太陽電池モジュールの最適設置条件」 (2014)
- (5) 気象庁ホームページ, www.jma.go.jp/
- (6) 日本太陽エネルギー学会, 「新 太陽エネルギー利用ハンドブック」, pp.26-29 (2001)
- (7) Werner Herrmann, Lorenz Rimmelspacher, Ulrike Jahn, The 6th World Conference on Photovoltaic Energy Conversion 7WeO.8.1 “OPTICAL CHARACTERIZATION OF PV MODULES” (2014)