

I-V 特性の直線補間/補外法を用いた太陽電池 モジュールの発電電力量損失定量化手法

Quantitative analysis method of output loss for photovoltaic modules by
using linear interpolation / extrapolation method

津野 裕紀 *
Yuki TSUNO

上 迫 浩 一 *
Koichi KAMISAKO

黒川 浩 助 *
Kosuke KUROKAWA

Abstract

The performance of a photovoltaic (PV) module at Standard Test Conditions (STC) is valuable for comparing the peak performance of different module types. It does not, however, give enough information to evaluate how the characteristic of PV modules gives the influence to the amount of the energy generation. This research have been developed a quantitative analysis method of output loss for PV modules to clarify the behavior of several PV technologies in the field. The method is applied to c-Si, CIS and a-Si/c-Si hetero-junction PV modules and tested with outdoor measurements. As a result, loss due to PV characteristics and metrological condition is successfully quantified and difference of the outdoor characteristic of various PV modules is clarified

キーワード：太陽電池モジュール，I-V 特性， 発電電力量損失， 定量化手法

Key Words: Photovoltaic module, I-V curve, output loss, quantitative analysis method

1. はじめに

近年，太陽電池市場の急速な拡大と共に，現在主流である結晶 Si 太陽電池だけでなく，アモルファス Si，化合物系，集光型太陽電池など様々な材料・構造からなる，いわゆる第 2 世代の太陽電池が市場に投入され始めており，今後は多種多様な太陽電池が普及することが予想される。

このような現状の下，市販の太陽電池モジュールの性能指標は，基準状態(Standard Test Conditions; STC)での最大電力で表すことが国際的に定められている。この指標は太陽電池の国際的整合性を持って評価するのに必要不可欠である¹⁾。一方，太陽電池が実際に稼動する屋外では，様々な気象条件の下で動作し，太陽電池の性能はこれらの条件によって変化する。従って太陽電池の性能は，STC での性能に加えて，様々な気象条件下での特性を把握することが重要であり，国際電気標準会議 IEC/TC82/WG2 などにおいても気象条件を考慮したエネルギー定格に関する議論が進んでいる^{2,3)}。これに伴う形で，各種太陽電池モジュールの出力係数の比較，長期的な屋外暴露による出力の劣化に関する研究が活発であり⁴⁻⁷⁾，近年の研究では，太陽電池の材料や構造によって，結晶 Si 系太陽電池とは異なる特性を持つ

ことが報告されている。このように，太陽電池の材料や構造による各種特性の差を明らかにすることは重要である。しかしながら，各種特性が発電電力量にどの程度影響を及ぼしているか評価した報告はわずかであり，入射角度依存性，日射強度依存性といった一部の特性が発電電力量に与える影響を試算した報告はあるものの^{8,9)}，実測値を用いて各種特性が発電電力量に与える影響を定量的に評価した報告はされていない。各種特性が発電電力量に与える影響を定量的に評価することで，特性が異なる太陽電池の差を実条件下で比較することができ，サイトに最適なモジュールの選定や発電電力量の推測に役立つと考えられる。

本研究では太陽電池モジュールの各種特性が発電電力量に与える影響を定量的に解析するために I-V 特性の直線補間/補外法を用いた太陽電池の各種特性による発電電力量損失の定量化手法を開発し，3 種類の太陽電池モジュールを用いて，屋外実験から手法の有効性を確認した。

2. 提案手法の概要

2.1 太陽電池モジュールにおける損失要因

太陽電池モジュールの発電電力は，STC での出力と，日射強度と STC での日射強度の比の積となることが理想的であるが，太陽電池の各種特性や気象条件により変動する。従って，理想的な発電電力と実測値との間には，損失(もしくは利得)電力が発生したと考えられる。従って，発電電力量損失を定量化するには，太陽電池の各種特性によって発

* 東京農工大学 (〒184-8588 小金井市中町2-24-16)

e-mail: kanbai@cc.tuat.ac.jp

(原稿受付：2008年9月1日)

生ずる損失(利得)要因の把握が必要である。Fig.1は、太陽電池モジュールに入射した太陽光が太陽電池の出力電力に変換されるまでの要因をまとめたエネルギーフローである。便宜上、全ての要因を損失とする。太陽電池モジュールの損失要因は、太陽電池モジュール面に入射する太陽光の入力エネルギーの損失、太陽電池特性による損失の2種類に大別される。これらをさらに分類すると、太陽電池の短絡電流と日射強度との線形性を変動させる要因による損失、日射強度と最大電力の非線形性による損失、温度依存性による損失、その他の損失といった要因に分類できる。この考え方は、太陽光発電システムの評価に用いられているSV法(Sophisticated Verification法)¹⁰⁾と同様であるが、SV法は、温度依存性などの太陽電池特性には一般値を用いており、太陽電池モジュールの詳細な評価には向いていない。また、太陽電池モジュールを単体で評価する場合、PCS(パワーコンディショナ)を接続せず、I-V特性を計測することが一般的であるため、最大電力だけでなく、短絡電流、開放電圧、FFなどの情報を取得することができる。本提案手法は、I-V特性の測定値から得られる情報を用いて、太陽電池モジュールの損失要因の分離を行う点が特徴である。次節以降では、各種損失を算出する手法について説明する。

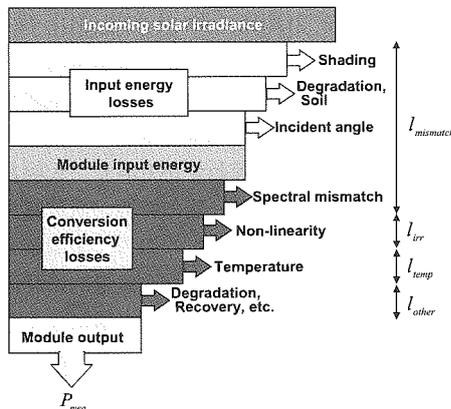


Fig. 1. Energy flow and loss factor of PV modules.

2.2 各損失要因の算出

(1) 概要

2.1に示したように、各種の損失要因を、短絡電流(I_{sc})と日射強度間のミスマッチ、日射強度依存性、温度依存性、その他の要因の4つに分類する。ここで、ある条件での太陽電池の出力は以下のように表すことができる。

$$P_{mea} = P_{STC} \times \frac{G_{mea}}{G_{STC}} - l_{mismatch} - l_{irr} - l_{temp} - l_{other} \quad (1)$$

ここで、

P_{mea} : 実測最大電力[W], P_{STC} : 標準試験条件における最大電力[W], G_{mea} : 日射強度(実測値)[kW/m²], G_{STC} : 標準試験条件における日射強度[kW/m²], $l_{mismatch}$: I_{sc} と日射強度間のミスマッチによる損失電力[W], l_{irr} : 日射強度依存性による損失電力[W], l_{temp} : 温度依存性による損失電力[W], l_{other} : その

他の損失電力[W]である。

また、ある期間でのモジュール出力係数 K_m は、

$$K_m = \frac{\sum P_{mea}}{\sum P_{STC} \times \frac{G_{mea}}{G_{STC}}} \times 100 \quad (2)$$

と表せる。 Σ は、測定値を積算することを意味する。式(1)を用いると、出力係数は、

$$K_m = \frac{\sum \left(P_{STC} \times \frac{G_{mea}}{G_{STC}} - l_{mismatch} - l_{irr} - l_{temp} - l_{other} \right)}{\sum P_{STC} \times \frac{G_{mea}}{G_{STC}}} \times 100 \\ = 100 - \lambda_{mismatch} - \lambda_{irr} - \lambda_{temp} - \lambda_{other} \quad (3)$$

となる。ここで、 $\lambda_{mismatch}$: I_{sc} と日射強度間のミスマッチによる損失割合[%], λ_{irr} : 日射強度依存性による損失割合[%], λ_{temp} : 温度依存性による損失割合[%], λ_{other} : その他の損失割合[%]である。

(2) I_{sc} と日射強度間のミスマッチによる損失電力

太陽電池の短絡電流は基本的に日射強度に比例する。しかしながらスペクトルミスマッチや短絡電流の温度依存性、角度依存性、影、太陽電池表面の汚れなどの影響により比例の関係から外れる。より詳細な解析を行う場合は、スペクトルミスマッチや角度依存性はさらに分離することが可能であるが、本研究ではこの要因をまとめて I_{sc} と日射強度間のミスマッチと定義し、この要因による損失電力を、基準状態での太陽電池モジュールの短絡電流 $I_{sc,STC}$ [A], 短絡電流の実測値 $I_{sc,mea}$ [A]を用いて式(4)を用いて算出する。

$$l_{mismatch} = P_{STC} \times \frac{G_{mea}}{G_{STC}} - P_{STC} \times \frac{I_{sc,mea}}{I_{sc,STC}} \quad (4)$$

(3) 日射強度依存性による損失電力

太陽電池の出力は直列抵抗や並列抵抗などの影響により日射強度に対して非線形な特性を持つことが知られている^{8,11)}。この要因による損失電力を、式(5)を用いて算出する。ここで P_{cal} は、 $I_{sc,STC}$ や P_{STC} と同様に、太陽電池を長期暴露した際に発生する各種の劣化を含まない初期の任意のモジュール温度、短絡電流のときの最大電力であり、後述するI-V特性モデルであるI-V特性の直線補間/補外法を用いて算出した計算値である。 $P_{cal}(25, I_{sc,mea})$ は、モジュール温度が25[°C], 短絡電流が実測値のときの最大電力であることを表している。

$$l_{irr} = P_{STC} \times \frac{I_{sc,mea}}{I_{sc,STC}} - P_{cal}(25, I_{sc,mea}) \quad (5)$$

(4) 温度依存性による損失電力

太陽電池の出力の温度依存性による損失電力を式(6)により算出する。ここで、 T_{mea} は、太陽電池モジュール温度の実測値[°C]である。

$$I_{\text{temp}} = P_{\text{cal}}(25, I_{\text{scmea}}) - P_{\text{cal}}(T_{\text{mea}}, I_{\text{scmea}}) \quad (6)$$

(5) その他の特性による損失電力

I-V 特性モデルにより求めた最大電力と実測値との差を式(7)により算出する。この値は基本的にI-V特性モデルの算出精度に依存するが、他に劣化・回復現象、測定誤差も含まれる。

$$I_{\text{other}} = P_{\text{cal}}(T_{\text{mea}}, I_{\text{scmea}}) - P_{\text{mea}} \quad (7)$$

このように損失要因を、評価期間全体もしくは期間を区切って評価することで、太陽電池モジュールの特性と気象との依存性の把握や、種類の異なるモジュール間の比較、各種損失要因が発電電力量にどの程度影響を及ぼしたかといった定量的な解析が可能となる。

2.3 太陽電池の初期特性モデルの選定

2.2でも示したように、各損失要因の算出には太陽電池の初期特性を表すモデルが必要となる。このモデルには太陽電池の各種損失要因を定量的に解析するために、ある程度の算出精度が求められ、太陽電池モジュールの材料や構造に依存しないモデルが必要である。また、実用的な面から、モデルを作成するために必要な計測点は少ないことが望ましい。

初期特性を把握する直接的な方法として、ソーラシミュレータを用いて太陽電池温度や日射強度を変化させて数十から数百点におけるI-V特性を多点測定した報告がある¹²⁾が、この場合、測定点数の多さから実用的ではない。また、最大電力を求めるモデル⁷⁾は、一般に求める係数が多くパラメータフィッティングに必要な測定点数が非常に多いことから不確かさを増大させる恐れがあり、これも実用的ではない。また、JIS規格では、I-V特性の補正法が定められている¹³⁾が、この補正方法は、屋外条件で発生しうる広範囲の温度、日射強度の条件を算出するためには精度が不十分で、適用可能な太陽電池も制限がある¹⁴⁾ことから、太陽電池の初期特性を表すモデルとしては適さない。

本研究ではI-V特性の直線補間/補外法を用いた。これは、3~4種類の照度・温度におけるI-V特性(Reference I-V特性)を用いて、任意の照度・温度におけるI-V特性を計算することができ、その算出精度は他の手法に比べ同等以上の精度であることが報告されている¹⁵⁾。また、温度係数や直列抵抗といった情報が不要で、しかも太陽電池の材料や構造に依存せずほとんどの太陽電池に適用可能である¹⁶⁾ことから、モデルに必要な測定点の少なさと算出精度からI-V特性モデルとして実用的であると判断できる。

3. 実験結果 1 初期特性の算出とモデルの精度検証

3.1 屋外測定の概要

本提案手法の有効性を確認するため、屋外実験で検討を行った。実験場所は東京都内で、国内A社製単結晶Siモジ

ュール、海外B社製化合物CIS(Cu In Se₂)モジュール、国内C社製a-Si/c-Siヘテロ接合モジュール(以下Module A, Module B, Module Cとする)の3種類のモジュールを使用した。いずれも市販品である。解析対象期間は2004年10月から2006年9月の2年間とし、初期特性測定期間を2004年10月から2004年12月の3ヶ月間とした。I-V特性の測定には英弘精機社製MP160を、日射強度の測定には英弘精機社製MS-601を使用した。本実験ではPCSは接続していない。モジュール温度の測定にはT型熱電対を使用し、アルミテープで太陽電池モジュール裏面の中央に貼り付けた。一日の測定時間は5:00から18:00で、1分間隔で測定した。また、1分間の日射変動±5%以内、日射強度0.15kW/m²以上の測定値を使用し、11月~2月は一部のモジュールに影がかかるため、影のかからない時間帯である9:30~15:30の測定値を使用した。その他測定機器の不調などによる明らかな測定不良時のデータは削除した。

3.2 各モジュールの初期特性の算出と精度検証

初期特性測定期間から、各太陽電池モジュールの I_{scSTC} 、 P_{maxSTC} を求め、I-V特性の直線補間/補外法による算出値の精度検証を行った。まず各モジュールの I_{scSTC} は、日射強度が0.95から1.05のデータを抽出し、日射強度と短絡電流からなる直線を、最小自乗法を用いて近似することにより求めた。また、3種のモジュールにおいて短絡電流の温度係数は無視した。これは、温度係数は、一般に温度に対し線形であるとされているが、実際には分光感度の長波長側が広がることにより電流が増加するため、太陽光の分光放射照度と太陽電池セルの分光感度の温度変化から求める必要があり¹⁾、屋外測定からでは正確な値を求めることは困難であるためである。

次に、各太陽電池モジュールのReference I-V特性を初期特性測定期間から選定した。選定条件として、高温照度、高温低照度、低温高照度、低温低照度から4点選定した。なお、 P_{maxSTC} はI-V特性の直線補間/補外法により算出するため、算出条件であるモジュール温度を25℃、短絡電流を I_{scSTC} として求めた。表1に初期特性測定期間から求めた I_{scSTC} と P_{maxSTC} を示す。

I-V特性の直線補間/補外法により計算した、各種太陽電池のSTCを基準とした相対効率の温度依存性と日射強度依存性をFig.2, Fig.3に示す。効率の温度係数はModule Cが-0.30 [%/℃]と最も小さく、次いでModule B(-0.39 [%/℃])、Module A(-0.43 [%/℃])の順となった。日射強度依存性は、Module Cに関してはほぼ日射強度に対し一定であるが、Module A, Module Bの順に低照度における効率が低下することがわかる。

次に、直線補間/補外法の算出精度を検証するため、初期特性測定期間における、測定値を基準とした算出値との相対誤差の平均値、標準偏差を求めた(Table 2)。ここで算出に用いる入力パラメータは、モジュール温度、短絡電流の実測値を用いた。誤差の平均値は最大で0.47%、標準偏差

は最大で1.14%であった。一例として、Fig. 4にModule AのReference I-V特性と、I-V特性の算出結果と測定値との比較図を示す。算出結果は測定値とよく一致していることがわかる。従って直線補間/補外法は、各モジュールの初期特性を精度良く算出可能であることが示された。

Table 1. Calculated I_{scSTC} and P_{maxSTC} for each module.

	$I_{scSTC}[A]$	$P_{maxSTC}[W]$
Module A	4.14	154.9
Module B	2.67	36.8
Module C	3.75	193.0

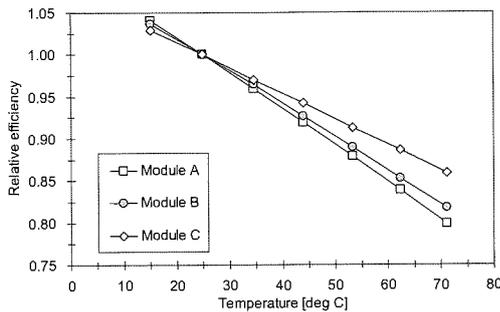


Fig. 2. Calculated temperature dependence.

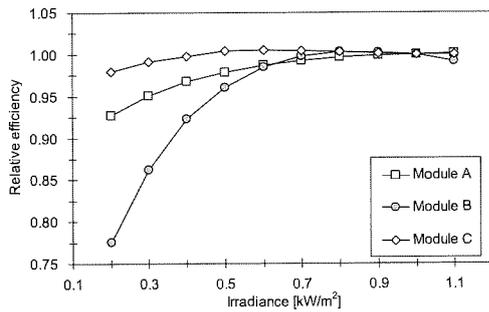


Fig. 3. Calculated irradiance dependence.

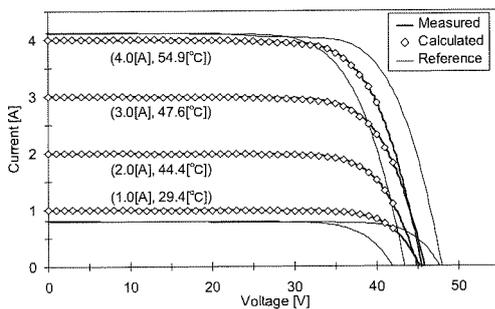


Fig. 4. Calculated, measured and reference I-V curves for Module A.

Table 2. Verification results of calculation accuracy.

	Mean [%]	SD [%]	Error of energy prediction [%]
Module A	-0.25	0.87	0.18
Module B	0.47	1.14	-0.71
Module C	-0.05	0.87	0.20

4. 実験結果2 長期間での各種損失要因の比較

4.1 月単位での出力係数の比較

Fig. 5は、月単位の各種太陽電池のモジュール出力係数をプロットしたものである。モジュール温度が高くなる夏季に出力係数は小さくなり、逆に冬季は大きい結果となった。このような各種太陽電池の出力係数を月ごとに並べ比較した報告は多々あるが、より詳細に太陽電池の性能差を解析するには各種要因の定量的な解析を行う必要がある。

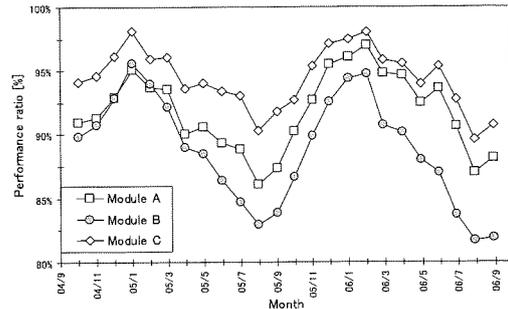


Fig. 5. Monthly performance ratio K_m .

4.2 月単位での各種損失割合の比較

Fig.6は $\lambda_{mismatch}$ の月単位の推移である。 $\lambda_{mismatch}$ は、各種太陽電池で同様の傾向を示しており、どの月も利得となった。特に低日射強度の割合が多い6月、7月に利得量が増加していることから、曇天時のスペクトルミスマッチが利得となっているためであると考えられる。また、損失割合がいずれも同程度であることから、スペクトルミスマッチや角度依存性などはほとんど差がないと推測される。

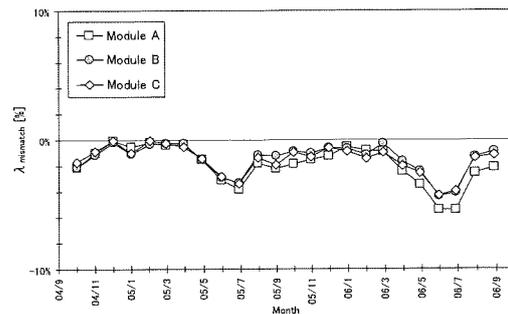


Fig. 6. Monthly loss of mismatch of I_{sc} and irradiance

λ_{irr} は、各種太陽電池で特徴的な傾向が見られる (Fig.7)。Module Cでは全ての期間ではほぼ無損失であるが、Module Bは7~9%の損失となっていることがわかる。この原因を解析するため、日射強度別の日射量が月積算日射量、評価期間全体の日射量に占める割合を算出した (Fig. 8)。図から λ_{irr} の損失割合が多い6月、7月は低日射強度の割合が多く、逆に λ_{irr} の損失割合が少ない月は低日射強度の割合が少ない。このように、太陽電池の日射強度依存性は、各日射強度の出現頻度に依存し、太陽電池によって大きな差が

発生することがわかる。また、Fig. 8で評価期間全体でのデータ抽出の有無を比較すると、データ抽出を行ったことで低日射強度の割合が減少し、相対的に高日射強度の割合が増加していることがわかる。これは、前述した影がかかる11月から2月の評価対象時間を短縮したことが主な原因である。これを避けるには影のかからない、もしくは均一に影がかかる地点にモジュールを設置する必要がある、最適な設置箇所については今後、検討を要する。

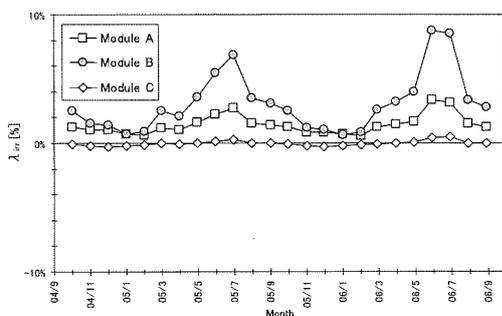


Fig. 7. Monthly loss ratio of irradiance dependence

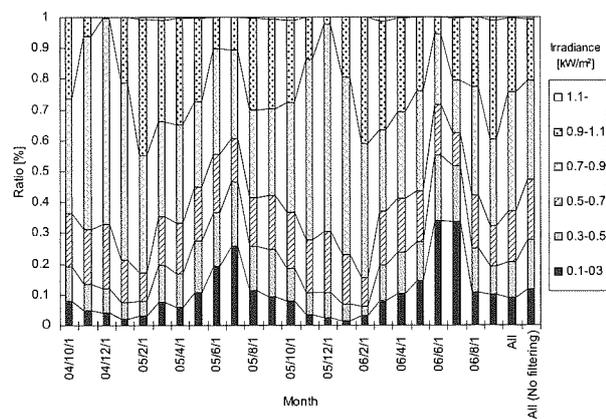


Fig. 8. Percentage of energy for each irradiance level.

λ_{temp} は、各種太陽電池で増減の傾向は同様である (Fig. 9) が、各種太陽電池の効率の温度係数の違いにより、Module A, B, C の順に損失が大きくなり、また、冬季に比べモジュール温度が上昇する夏季において損失割合の差が大きくなっていることがわかる。

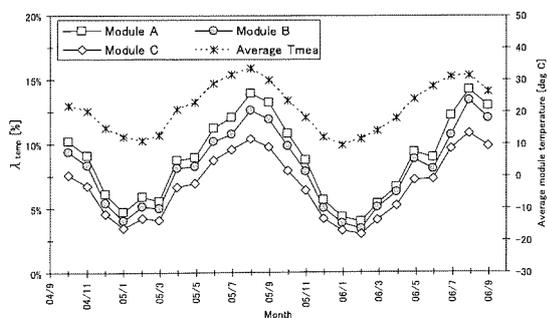


Fig. 9. Monthly loss ratio of temperature dependence

λ_{other} は、Module Bは2005年8月から増加し、2006年9月には4%以上の損失となっていることがわかる (Fig. 10)。

このことから、Module Bは、屋外に長期暴露したことによる劣化が進行しており、逆に Module A は他のモジュールに比べ初期特性の出力が安定して得られていることが推測される。このように、屋内測定を用いずとも劣化による損失割合が解析できる点が本手法の特徴の一つである。

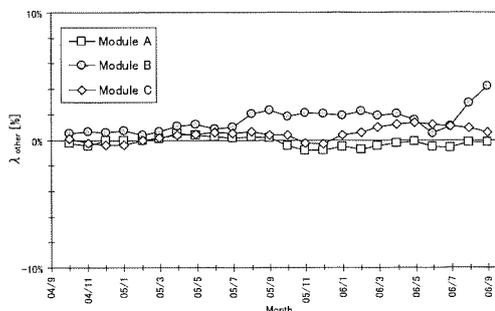


Fig. 10. Monthly loss ratio of other factor

4.3 解析期間全体での各種損失要因の比較

解析期間全体での各モジュールの出力係数 K_m と各種損失要因の算出結果を Fig. 11 に示す。出力係数は損失が少ない順に Module C, A, B の順となった。また、3種のモジュールで各種要因が占める損失量の割合は様々であり、最も損失量が少なかった Module C と Module B を比較すると、温度依存性による損失割合は 1.4%、日射強度依存性による損失割合は 2.8%の差が見られた。また、Module C と Module A を比較するとそれぞれ 2.2%、1.3%の差が見られた。従って、損失の絶対量としては λ_{temp} が全てのモジュールで最大となったものの、各種の損失割合は3種の太陽電池で異なり、その他の損失を除くと、温度依存性と日射強度依存性による損失がモジュールの屋外性能を決定する重要な要因となることがわかる。

以上から、太陽電池の性能を評価する上で各種要因が太陽電池の発電電力量に与えた影響を定量的に解析することで、材料・構造が異なる太陽電池モジュールの性能比較が可能であることが示されたと考えられる。

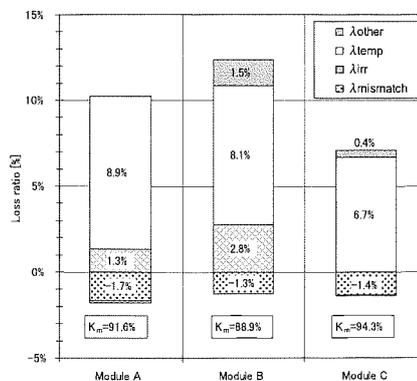


Fig. 11. Performance ratio and loss ratio of PV modules. Taken from data from October 2004 to September 2006.

5. まとめと今後の課題

I-V 特性の直線補間/補外法を用いた太陽電池モジュールの屋外条件における発電電力量損失を定量的に解析する手法を開発し、3種類の太陽電池モジュールを用いてその有効性を検証した。まず、エネルギー定格に関する議論が進行している現状から、太陽電池の性能を変動させる各種損失要因の算出方法を提案した。この方法には、広範囲なモジュール温度、日射強度条件下におけるI-V特性を正確に推測可能なI-V特性モデルとして、I-V特性の直線補間/補外法を用いた。次にこの手法を用いて3種類の太陽電池モジュールの屋外条件での損失量を評価した。主な結果は以下の通りである。

(1) I-V特性の直線補間/補外法は、3種類のモジュールの温度依存性や日射強度依存性などの初期特性を精度良く算出可能であり、発電電力量も1%以内で推定可能であることが確認された。必要な測定点が他の手法に比べ少ないことから実用上最適な手法であると言える。

(2) 本手法により、3種の特性の異なる太陽電池の2年間の屋外条件での損失量を定量的に解析した結果、特性が異なる太陽電池の差を、現実の条件で評価可能であることが示された。また、評価期間を月単位で解析することで、各種特性と設置箇所の季節性との相関を解析でき、評価期間全体で解析することで設置箇所での年間を通じた気象依存性を解析可能であることが示された。

今回の実験では、設備の都合から初期特性を3ヶ月間の屋外測定値から推測している。従ってこの期間に劣化が発生した場合は算出結果が異なることが懸念される。また、 I_{scSTC} や P_{maxSTC} の算出は JIS 規格の一部しか用いていない。このため、ソーラシミュレータを用いた屋内測定を行い、規格に従った測定を行うことでより信頼性のある評価を行うことが望ましい。筆者らは多結晶太陽電池モジュールを用いて屋内測定値から屋外のI-V特性の推測精度の検証を行った¹⁷⁾が、他の太陽電池モジュールに関しても同様の検証を行う必要がある。また、Fig.1で示したように、短絡電流に関する損失分をまとめて $I_{mismatch}$ としたが、これを入射角依存性や分光感度特性、分光放射照度などを測定することでより詳細な損失の分離が可能である。

今後は前述の検討事項に加え、本手法を用いて多種類のモジュールを長期にわたって評価することで各種太陽電池の屋外性能を明らかにする予定である。

謝辞

本研究を行うにあたり(独)産業技術総合研究所 菱川善博氏には貴重な意見を頂いた。この場を借りて感謝の意を表す。

参考文献

- 1) 菱川, 「太陽電池の測定技術~VII. 電流電圧特性の補正法」, 太陽エネルギー, 34-2(2008) 27.
- 2) Working Draft IEC International Standard 61853, Performance Testing and Energy Rating of Terrestrial Photovoltaic (PV) Modules.
- 3) 大谷・高島「発電量評価技術の研究開発」, 学振175委員会第5回次世代太陽光発電システムシンポジウム(2008), 86.
- 4) A. J. Carr, T. L. Pryor, A comparison of the performance of different PV module types in temperature climates, Solar Energy 76 (2004), 285.
- 5) A. Fanney, D. L. King, et al., Comparison of Photovoltaic Module Performance Measurements, Solar Energy Engineering, 128 (2006), 152.
- 6) C.R. Osterwald, J. Adelstein, et al., COMPARISON OF DEGRADATION RATES OF INDIVIDUAL MODULES HELD AT MAXIMUM POWER, 4th WCPEC (2006), 2085.
- 7) NET Nowak & Technology, [Summary Report, Project List, Annual Project Reports 2007] (2008) (website: <http://www.solarch.ch/main/Show?id=1001.html>).
- 8) P. Grunow, S. Lust, et al., Weak light performance and annual yields of PV modules and systems as a result of the basic parameter set of industrial solar cells, 19th EUPVSEC, (2004), 2190.
- 9) P. Grunow, D. Sauter, et al., The influence of textured surfaces of solar cells and modules on the energy rating of PV systems, 20th EUPVSEC, (2005)
- 10) 植田 他, 系統連系型太陽光発電システムにおける出力抑制による発電量損失の定量化手法, 電学論 B 125-12 (2005), 1317.
- 11) N.H. Reichl, et al., WEAK LIGHT PERFORMANCE AND SPECTRAL RESPONSE OF DIFFERENT SOLAR CELL TYPES, 20th EUPVSEC (2005).
- 12) R. P. Kenny, E. D. Dunlop, et al., A Practical Method for the Energy Rating of c-Si Photovoltaic Modules Based on Standard Tests, Prog. Photovolt: Res. Appl. 14 (2006), 155.
- 13) JIS C 8914 「結晶系太陽電池モジュール出力測定方法」
- 14) 津野・菱川・黒川, 直線補間法を用いた各種太陽電池 I-V 特性の温度・照度補正方法, 太陽/風力講演論文集(2005), 35
- 15) W. Hermann, IP PERFORMANCE activities relating to IEC 61853 Part 1, International Workshop on Performance and Energy Rating Standards (2007).
- 16) Y. Tsuno, Y. Hishikawa and K. Kurokawa, Translation equations for temperature and irradiance of the I-V curves of various PV cells and modules, 4th WCPEC (2006), 2246.
- 17) Y. Tsuno, Y. Hishikawa and K. Kurokawa, Modeling I-V curves of PV modules using linear interpolation/extrapolation, 17th PVSEC (2007).