

# 傾斜角 90 度東及び西向きに設置した PV モジュールを用いた発電効率に与える 日射強度及び入射角の影響とその評価

Evaluation and Effect of Solar Irradiance and Incident Angle on Power Generation Efficiency by  
using PV Modules Installed at Tilt Angle of 90 Degree and Azimuth Angle of East and West

山中 三四郎 \*<sup>1</sup>  
Sanshiro YAMANAKA

鈴木 亮祐 \*<sup>2</sup>  
Ryosuke SUZUKI

河村 一 \*<sup>3</sup>  
Hajime KAWAMURA

河村 英昭 \*<sup>4</sup>  
Hideaki KAWAMURA

大野 英之 \*<sup>5</sup>  
Hideyuki OHNO

内藤 克彦 \*<sup>5</sup>  
Katsuhiko NAITO

## Abstract

The authors are studying the diagnostic method of a PV system. In order to diagnose a PV system in detail, it is necessary to separate the loss factors affecting power generation efficiency. In this paper, we are investigating the influence of the solar irradiance and the incident angle on power generation efficiency of the PV modules installed at tilt angle of 90 degree and azimuth angle of east and west. Especially, the influence of the incident angle on the solar irradiance is estimated in detail by separating into two components such as direct and diffuse solar irradiance. The change of power generation efficiency with time in a fine day is compared with the calculation results by the simulation.

As a result, it became clear that power generation efficiency of PV module calculated to take into consideration of the solar irradiance and incident angle of direct and diffuse solar irradiance almost corresponded to measurement one.

キーワード：太陽電池，発電効率，日射強度，入射角，直達成分，散乱成分

Key Words: Photovoltaic, Power Generation Efficiency, Solar Irradiance, Incident Angle, Direct Solar Irradiance, Diffuse Solar Irradiance

## 1. はじめに

近年、エネルギー問題や環境問題が世界的な規模で早急な対策を必要としている。我が国では、この一つの対策として 2010 年までに太陽光発電システム(以下、PV システム)を約 482 万 kW 導入することを決めている<sup>1)</sup>。しかし、1998 年度実績で 13.3 万 kW、1999 年度で 20.9 万 kW と現行の対策では 2010 年での PV システム導入量は目標の半数程度になるという予測であるのが現状であり、現段階での PV システムの役割は地球環境の保護を宣伝する立場であるに過ぎない。今後 PV システムが本格的に普及す

るには、技術面としては、低コスト化・高効率化が重要であり、また、政策面としては、優遇制度や需要家への啓蒙が必要であるなど、一層の努力が求められる。

更に、PV システムが普及後も発電システムとして定着するには、PV システムの性能が十分発揮できるように運用・管理することが重要であると思われる。しかも、PV システムの発電電力は他の発電設備に比べ、温度や影・汚れ・劣化などの環境因子や損失因子<sup>2,3,4,5,6)</sup>の影響を受けて大きく変動し、その発電効率も太陽光の入射角に大きく依存<sup>3,4,6,7,8)</sup>して変化すると報告があることから、PV システムの発電性能が十分発揮されることなく使用が続いている可能性のあることが懸念される。

そこで筆者らは PV システムの発電性能診断技術についての研究を行っている。PV システムの発電性能低下診断を行うためには、発電性能に与える各種損失因子の影響を分離し、それぞれの損失因子による発電性能への影響とその特徴について検討する必要がある。本論文では、発電効率に及ぼす日射強度と入射角の影響に注目し、それらの発電性能への影響とその評価法について検討を行っている

\*1 会 員 名城大学理工学部電気電子工学科 助教授  
(〒468-8502 愛知県名古屋市中天白区塩釜口一丁目 501 番地)  
e-mail: yamanaka@ccmfs.meijo-u.ac.jp

\*2 学生会員 名城大学大学院理工学研究科 院生

\*3 会 員 名城大学理工学部電気電子工学科 講師

\*4 会 員 名城大学理工学部電気電子工学科 教授

\*5 非 会 員 名城大学理工学部電気電子工学科 教授  
(原稿受付：2002 年 10 月 18 日)

る。即ち、PV モジュールのガラス面を透過した日射強度を用いることによって入射角の影響を除去し、この日射強度と発電効率との関係について検討を行っている。また、太陽光の性質上、太陽光を直達成分と散乱成分に分離し、それぞれの発電効率に及ぼす影響について検討を行っている。

以上の結果、傾斜角 90 度東及び西向きに設置した PV モジュールの発電効率に及ぼすこれら 3 つの損失因子の影響を総合的に取り入れた経験式を導き出し、その計算結果が実測値とほぼ一致することを明らかにした。この解析結果はまた、PV モジュールの性質上避けがたいこれら損失の影響を評価可能とした。

## 2. 計測方法

Fig.1 に示すように、名城大学 2 号館屋上に、傾斜角 90 度の状態で、方位角をそれぞれ東、西とした 2 枚の多結晶シリコン太陽電池モジュール(セル 36 枚直列接続、定格出力:  $P_{max}$ :64[W],  $I_{sc}$ :4.0[A],  $V_{oc}$ :21.3[V])を設置した。これらの PV モジュールについて I-V カーブトレーサー(英弘精機製 MP-123B)を使用し、それぞれの I-V カーブを計測している。1 日の計測時間は 4 時から 20 時までの間で、約 10 分の計測間隔でデータの収集を行っている。日射強度は、PV モジュールと同条件で設置した全天日射計(英弘精機製 MS-801)を使用し、また PV モジュールの裏面温度は、日本工業規格(JIS 規格)<sup>9)</sup>に基づいて、PV モジュールの裏面中央付近に固定した熱電対を使用し、PV モジュールの I-V 特性と同時に自動計測している。

筆者らはこれまで PV モジュールの発電効率に与える入射角の影響の評価を試みてきた。この結果、方位角を南とした場合や傾斜角を発電に適した角度とした場合、入射角による影響が大きくなる前に日没を迎え、日射強度が大幅に低下することが明らかとなった。このため、入力に対する誤差の割合が大きくなり、入射角 90 度付近での発電性能への入射角の影響を正確に評価することができなかった。そこで、本研究では、PV モジュールの設置条件と

して東 90 度、西 90 度といった極端な条件にすることで、入射角 90 度となる時間を正午付近に取り、その時点の日射強度を確保し、発電性能への入射角の影響を評価した。

Fig.2 に PV モジュールに対する入射角(Incident angle)・傾斜角(Tilt angle)・方位角(Azimuth angle)の説明図を示す。図中の OP は PV モジュールの方位、OQ は PV モジュールの法線である。入射角とは、PV モジュール面の法線と太陽とのなす角である。従って、入射角は PV モジュールの設置条件や太陽位置の 1 日の経時変化及び季節によって、大きく変化することになる。また、傾斜角とは、水平面に対する PV モジュール面の傾きを表わす角度、方位角とは、南を中心軸とした PV モジュール面の方位を表わす角度とした。

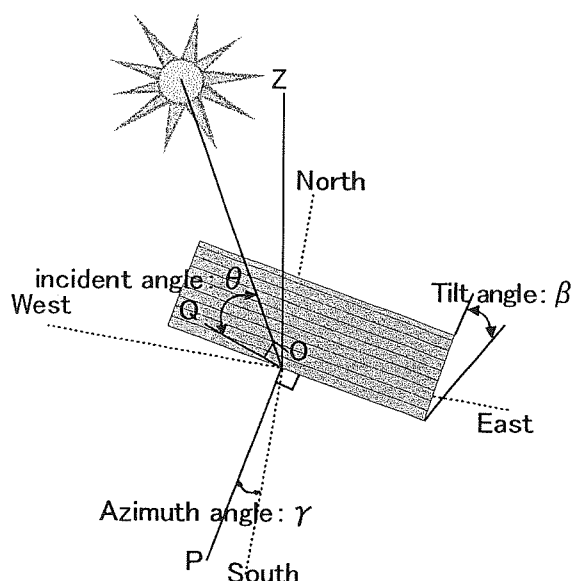


Fig.2 Schematic diagram of the incident angle of solar irradiance to a PV module

## 3. 実験結果及び検討

### 3.1 PV モジュールの発電効率

Fig.3 は東 90 度、西 90 度のそれぞれの条件で設置した PV モジュールの 2001 年 4 月 26 日の晴天日における日射強度(Irr)の経時変化である。この結果を用いて PV モジュールの発電効率( $\eta$ )を求めると次式のようにになる。

$$\eta[\%] = \frac{P_{25}[\text{kW}] \times 100}{\text{Irr}[\text{kW/m}^2] \times A[\text{m}^2]} \quad (1)$$

但し、 $P_{25}$  は公称温度補正值( $-0.5[\%/^{\circ}\text{C}]$ )を用いて温度補正した発電電力、 $A$  は PV モジュールのセル 36 枚の面積である。

Fig.4 は Fig.3 の結果を式(1)に代入して求めた発電効率

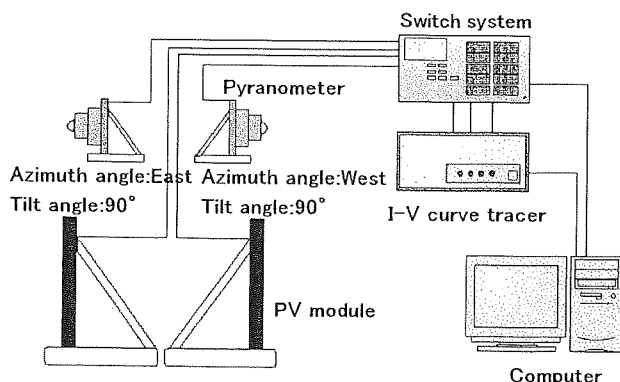


Fig.1 Schematic diagram of PV system

の経時変化であり、PV モジュールの発電効率が時間によって大きく変化していることがわかる。このような発電効率の変動は、多くの場合入射角による損失に起因していると言われている<sup>3,4,6,7,8)</sup>。しかし、この損失の中には日射強度の影響<sup>10)</sup>も含まれていることが考えられる。そこで、発電効率に及ぼすそれぞれの影響の程度を評価するために、次節では発電効率の日射強度依存性と入射角依存性を分離して検討を行うことにする。また、発電効率の入射角依存性については、これまでは太陽光の直達成分の入射角に依存した損失のみとして考えられていた<sup>7)</sup>が、日射の性質上、直達成分と散乱成分に分離して検討を行う。その分離の方法として、本研究では、東 90 度と西 90 度との差を利用している。Fig.1 に示すように、東 90 度の場合の午後の日射強度、また西 90 度の場合の午前の日射強度は散乱光のみの値といえる。よって、東西の日射強度の差からその直達成分が算出できることになる。しかし、厳密には散乱光の分布は均一でなく、太陽に近いほど大きいものと思われるが、本研究では第 1 近似として散乱光の分布を均一と仮定し<sup>11)</sup>、直散分離を行った。

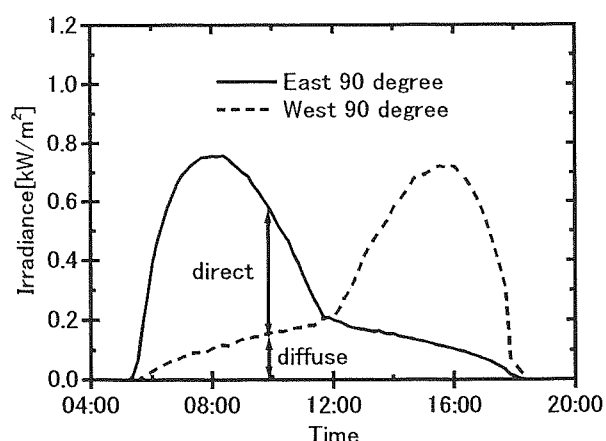


Fig.3 The change of solar irradiance with time in a fine day

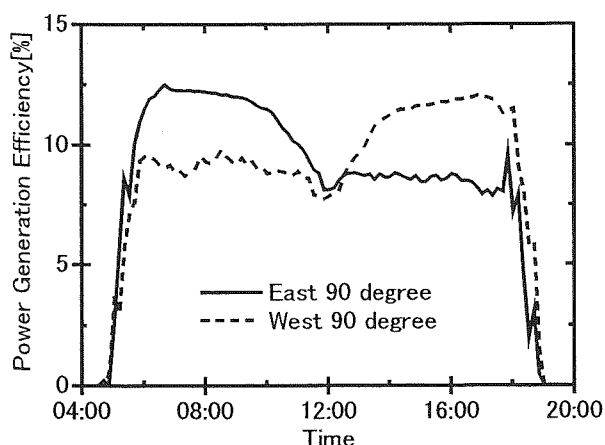


Fig.4 The change of power generation efficiency with time in a fine day

### 3.2 発電効率の日射強度依存性

Fig.5 は西 90 度の設置条件で得られた、日射強度と 25[°C]基準状態に温度補正した最適電圧( $V_{op25}$ )の関係を示したものである。この場合、Fig.3 の結果より、午前中の約 0.2[kW/m²]以下の日射強度は散乱成分のみであり、午後の約 0.2[kW/m²]以下の日射強度と約 0.2[kW/m²]以上の日射強度には直達成分と散乱成分とが混在していると言える。図から明らかなように、最適電圧は高日射強度領域において、日射強度に関係なくほぼ一定となっている。一般に、最適電流が日射強度に比例する<sup>12)</sup>ことを考慮すると、発電電力は日射強度とともに直線的に増加することになり、式(1)から求まる発電効率は一定となることが考えられる。一方、低日射強度領域における最適電圧は、日射強度の低下とともに小さくなる日射強度依存性を示している。しかし、最適電流は前者と同様に日射強度にほぼ比例するため、この領域における発電効率は日射強度の低下とともに小さくなることが考えられる。

Fig.6 は PV モジュールの設置条件が西 90 度の場合の晴天日 20 日間のデータについて求めた日射強度-発電効

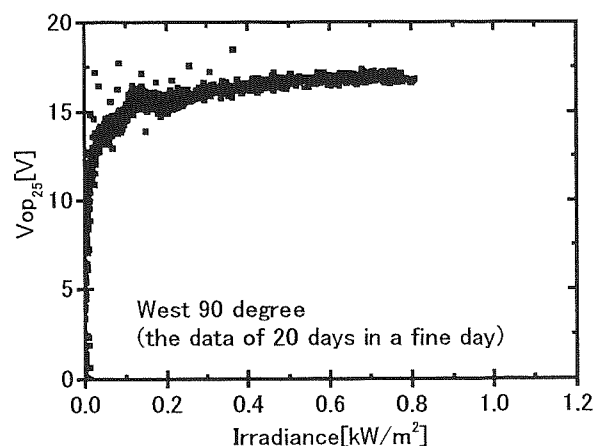


Fig.5 Relation between solar irradiance and optimal voltage

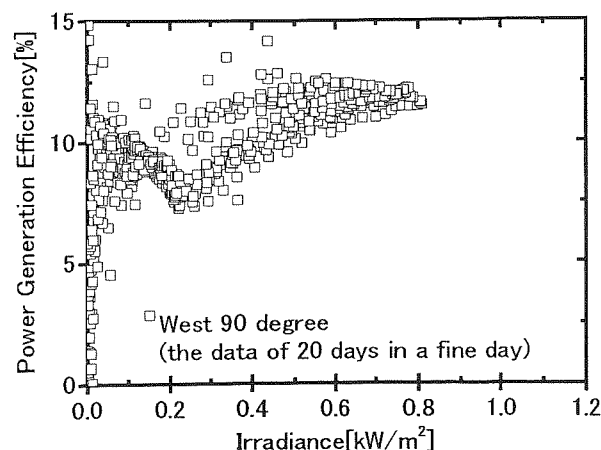


Fig.6 Relation between solar irradiance and power generation efficiency

率特性である。この結果、発電効率はばらつきが多く、最適電圧、最適電流から類推した先の考え方からは説明することができず、この特性を日射強度の影響のみからでは解析が不可能と思われる。

### 3.3 PV モジュールのガラス面を透過した日射強度による発電効率の推定

PV モジュールの発電効率に及ぼす日射強度とは、厳密には、Fig.7 に示すように PV モジュールのガラス面を透過し、セル表面に到達した日射強度であり、日射計で計測したものとは当然異なることが考えられる。更に、日射計は一般に受光面が半球形のガラスで覆われた構造をしているため、太陽光の受光面に対する入射角が大きくても、半球形のガラスに対する入射角は小さく、従って日射計の日射強度は、入射角による損失がほとんどないものと考えられる。一方、これに対して PV モジュールの受光面は平面状のガラスに覆われた構造をしているため、太陽光のガラス面に対する入射角が大きくなるほど反射成分が増加することになり、発電に寄与する日射強度が少なくなることが考えられる。そこで、PV モジュールの発電効率に及ぼす入射角の影響を取り除くために、PV モジュールの短絡電流( $I_{sc}$ )を用いてガラス面を透過した日射強度( $I_{rr'}$ )を推定し、以降この  $I_{rr'}$  を用いて PV モジュールの発電効率を評価することにする。

短絡電流( $I_{sc}$ )は光電流( $I_{ph}$ )に等しく、また  $I_{ph}$  は  $I_{rr'}$  に比例する<sup>12)</sup> ため、 $I_{sc}$  は  $I_{rr'}$  にも比例する。よって、 $I_{sc}$  から  $I_{rr'}$  を推定することが可能となる。また、 $I_{sc}$  の温度係数は小さいため、今回は温度補正を行わないことにする。尚、 $I_{rr'}$  を求めるのに必要な  $I_{sc}$  の日射強度に対する傾きは、東西 90 度に設置したものと同型の PV モジュール 12 枚を直列に設置した PV アレイ(設置条件：南 35 度)の  $I_{rr}$ - $I_{sc}$  特性から評価した。Fig.8 はその結果であり、日射強度や入射角の影響が小さい  $I_{rr} \geq 0.5 [\text{kW/m}^2]$  の領域においては原点を通る単回帰直線となり、その傾きを求めると

$3.98 [\text{A/kW} \cdot \text{m}^2]$  が得られた。この傾きの値は、 $1 [\text{kW/m}^2]$  の基準状態( $I_{rr}(\text{standard})$ )における短絡電流値( $I_{sc}(\text{standard})$ )とも言える。よって、PV モジュールの発電に直接影響を及ぼしている PV モジュールのガラス面を透過した日射強度( $I_{rr'}$ )は、実測した短絡電流( $I_{sc}(\text{measured})$ )から次式を用いて求めることができる。

$$I_{rr'} [\text{kW/m}^2] = I_{sc(\text{measured})} [\text{A}] \times \frac{1 [\text{kW/m}^2]}{3.98 [\text{A}]} \quad (2)$$

Fig.9 は PV モジュールの設置条件が西 90 度の場合の日射強度と温度補正した発電電力( $P_{25}$ )の関係であり、 $I_{rr}$  と  $I_{rr'}$  をパラメータとして比較したものである。但し、図中の直線は PV モジュールの定格値と原点を結んだものであり、これを「定格ライン」(Rated line)とする。日射計による実測値を用いた  $I_{rr}$ - $P_{25}$  特性(□、■印)では、日射強度が同じであるにもかかわらず、日射強度が上昇(□印)するときと低下(■印)するときでは異なった特性、即ちヒステリシス曲線となっており、太陽光の PV モジュール

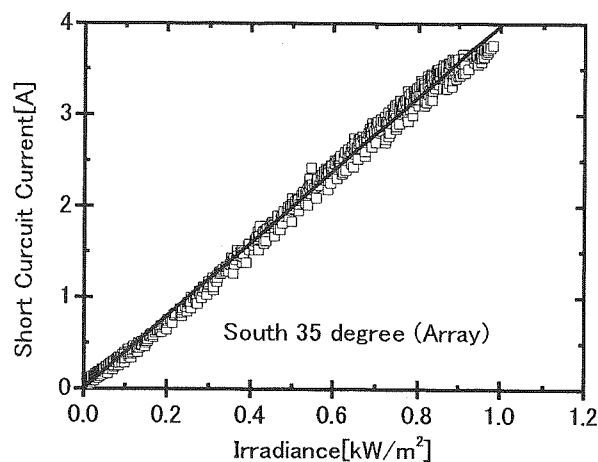


Fig.8 Relation between solar irradiance and short circuit current

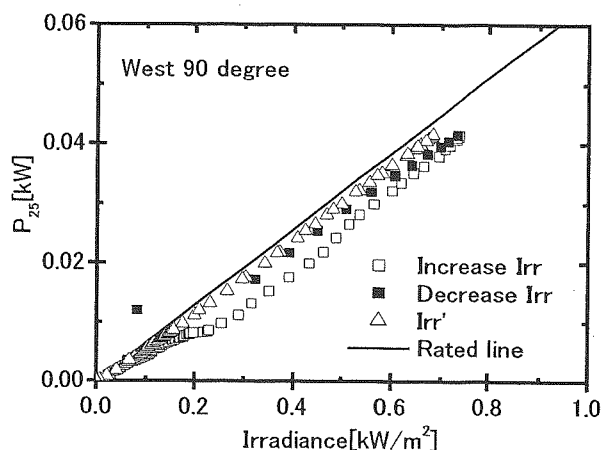


Fig.9 Relation between solar irradiance and  $P_{25}$

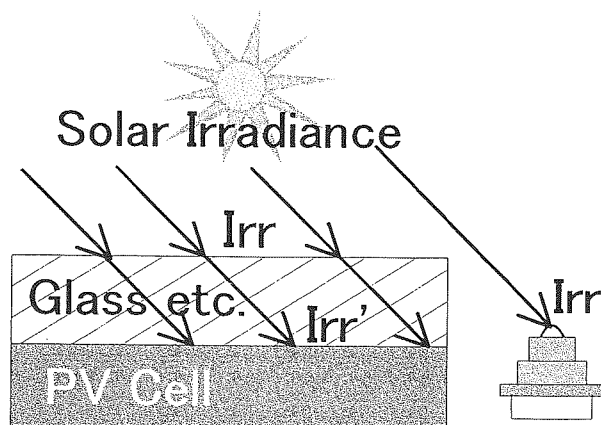


Fig.7 Schematic diagram of solar irradiance ( $I_{rr'}$ )

への入射角の相異を示唆している。一方、 $I_{rr}' \cdot P_{25}$  特性では、前者のようなヒステリシス現象は見られず、入射角による影響が除去できたものと思われる。

Fig.10 は式(2)より求めた  $I_{rr}'$  と式(1)の日射強度に  $I_{rr}'$  を代入して求めた発電効率( $\eta_{(I_{rr}')}$ )との関係を示したものである。図中の実線はこの特性の傾向を示す経験式から求めたものであり、次式で表わすことができる。

$$\eta_{(I_{rr}')} = 13.2 - (1 / (3.3 \times I_{rr}' + 0.076)) \quad (3)$$

この結果を Fig.6 と比較するとき、発電効率のばらつきが著しく小さくなり、 $I_{rr}'$  を用いることにより PV モジュールのガラス面へ入射した太陽光の入射角の影響を除去できることが示唆された。また、 $I_{rr}'$  が  $0.2 [\text{kW}/\text{m}^2]$  以上の高日射強度領域においては、 $I_{rr}'$  が変化しても発電効率はほぼ一定である。しかし、 $I_{rr}'$  が  $0.2 [\text{kW}/\text{m}^2]$  以下の低日射強度領域においては、 $I_{rr}'$  の低下とともに発電効率も急激に低下することが明らかとなった。この傾向は Fig.5 で明らかにした日射強度—最適電圧特性に類似していることがか

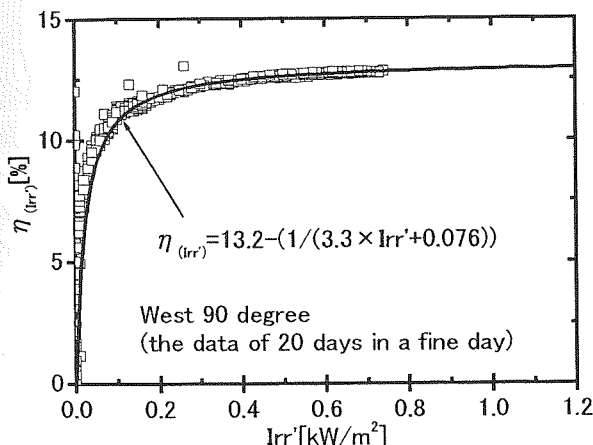


Fig.10 Relation between  $I_{rr}'$  and  $\eta_{(I_{rr}')}$

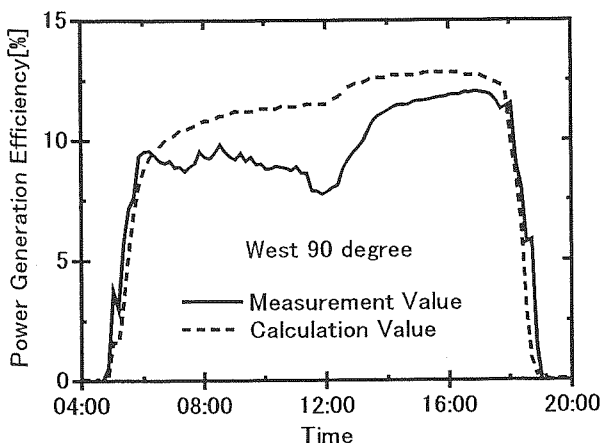


Fig.11 The change of power generation efficiency with time in a fine day (The calculation considering the influence of solar irradiance)

ら、低日射強度領域における発電効率の低下は最適電圧の低下に依存していることが示唆された。

Fig.11 は設置条件西 90 度において、PV モジュールのガラス面を透過した日射強度( $I_{rr}'$ )を用いた経験式(3)より求めた発電効率と実測値の発電効率とを比較したものである。この結果、両者の間には大きな相異が見られ、発電効率に及ぼす因子として、日射強度の影響のみでは説明できないことが明らかとなった。

### 3.4 PV モジュールの発電効率に及ぼす太陽光の直達及び散乱成分と入射角の影響

PV システムの発電特性は PV セルに入射した太陽光の日射強度に大きく依存する。従って、太陽光の PV モジュール上への入射角が問題となる。太陽光の PV モジュールへの入射角( $\theta$  [rad])は、一般に次式で表わすことができ<sup>13)</sup>、太陽光発電システムの設置場所、設置条件に大きく依存することになる。

$$\cos \theta = \sin \delta \sin \varphi \cos \beta - \sin \delta \cos \varphi \sin \beta \cos \gamma + \cos \delta \cos \varphi \cos \beta \cos \omega + \cos \delta \sin \varphi \sin \beta \cos \gamma \cos \omega + \cos \delta \sin \beta \sin \gamma \sin \omega \quad (4)$$

但し、 $\delta$  [rad]は赤緯、 $\varphi$  [rad]は緯度、 $\beta$  [rad]はモジュール面の傾斜角、 $\gamma$  [rad]はモジュール面の方位角、 $\omega$  [rad]は時角である。更に、PV モジュールのガラス面に到達する太陽光は、入射角( $\theta$  [rad])が増加すると反射等による損失が増加し、PV モジュールのセル受光面へ到達する太陽光は減少することにもなる。本節では、PV モジュールのガラス面に到達する太陽光を直達成分と散乱成分に分けて発電効率に及ぼすそれぞれの影響について、以下に検討する。

#### 3.4.1 PV モジュールの発電効率に及ぼす太陽光の直達成分の影響とその入射角依存性

太陽光の直達成分による発電効率( $\eta_{(direct)}$ )は式(1)の考え方を利用して次式で表わすことができる。

$$\eta_{(direct)} [\%] = \frac{P_{25(direct)} [\text{kW}] \times 100}{I_{rr(direct)} [\text{kW}/\text{m}^2] \times A [\text{m}^2]} \quad (5)$$

但し、 $P_{25(direct)}$ は温度補正した発電電力の直達成分、 $I_{rr(direct)}$ は日射強度の直達成分である。この式を用いて、太陽光の直達成分による発電効率を求めるには日射強度、発電電力のそれぞれを直達成分と散乱成分に分離しなければならない。

本研究では、PV モジュールを東 90 度と西 90 度の両極端な設置条件で実験を行った結果を用いて解析を行っている。従って、いずれの場合も入射角 90 度を境にして、

どちらかが散乱光のみの日射強度となる。よって、東西両結果の差を取ることで、日射強度の直達成分を求めることが可能となる。しかし、厳密には散乱光の分布は均一でなく、太陽に近いほど大きい。本研究では第 1 近似として散乱光の分布を均一と仮定し<sup>11)</sup>、直散分離に適用した。Fig.12 は西 90 度に設置した PV モジュールの日射強度を直達成分と散乱成分に分離した結果である。発電電力についても同様に、東西の差から直達成分と散乱成分に分離することができる。但し、発電電力は低日射強度領域において日射強度の影響を受ける<sup>10)</sup> ため、両 PV モジュールの同時刻における日射強度が異なることで、発電電力の日射強度依存性も異なることになる。従って、発電電力は日射強度の直達、散乱成分のように単純に東西の差として評価した場合、散乱成分のみの日射強度による発電電力は、本来分離されるべき直達成分と散乱成分の両者を含んだ日射強度による発電電力より、大きく見積もっていることになり、この影響を補正する必要がある。

低日射強度領域における発電電力の日射強度依存性は、最適電圧の低下が原因となることを 3.3 節で明らかにした。よって、日射強度の散乱成分に対する最適電流と、直達成分と散乱成分を含んだ日射強度に対する最適電圧との積から発電電力の散乱成分を求めることで日射強度の影響を除去することができる。即ち、具体的には、午前日の発電電力を直達成分と散乱成分に分離するとき、西の最適電流と東の最適電圧の積によって発電電力の散乱成分が求まることになり、東の発電電力との差から直達成分が求まることになる。Fig.13 は、以上の考え方に基づき、温度補正した発電電力を直達成分と散乱成分に分離した結果である。

日射強度、発電電力それぞれの直達成分を式(5)に代入し、太陽光の直達成分に起因する発電効率( $\eta'_{\text{direct}}$ )を求めた結果が Fig.14 中の■印である。しかし、この結果には日射強度と入射角の両者が影響を及ぼしていることになり、これらを考慮した検討が必要である。即ち、入射角に

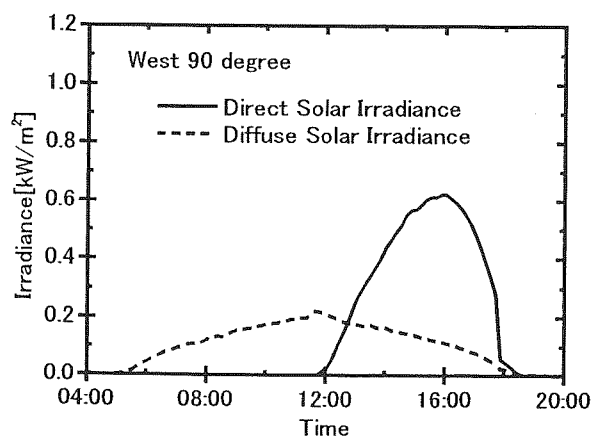


Fig.12 The change of direct and diffuse solar irradiance with time in a fine day

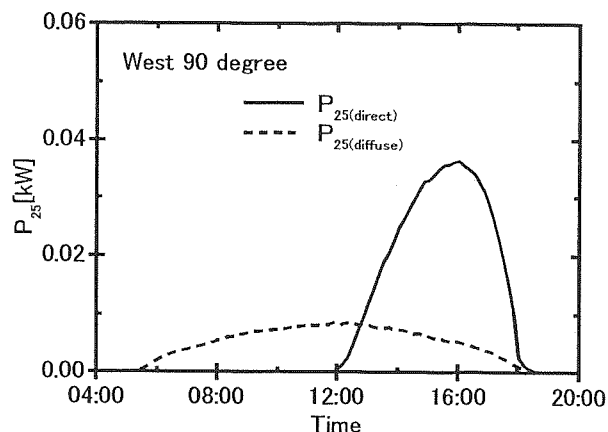


Fig.13 The change of direct and diffuse  $P_{25}$  with time in a fine day

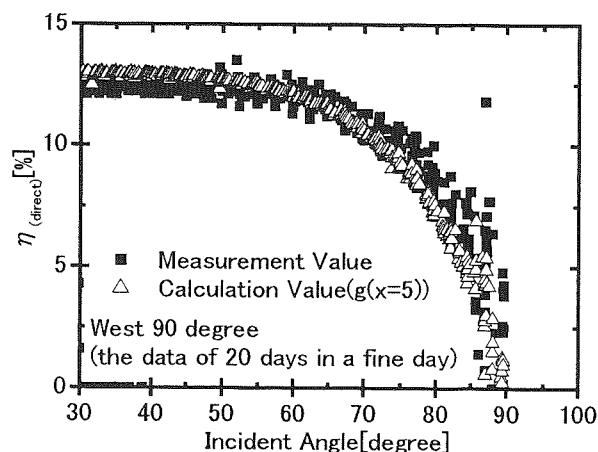


Fig.14 Influence of incident angle on power generation efficiency of direct solar irradiance

よる日射強度の損失と実際に発電に寄与した日射強度 ( $I_{rr'}$ )を用いて、日射強度の影響を考慮した発電効率の直達成分を求める必要がある。これらの関係は式(6)で表わすことができる。この場合、発電効率( $\eta'_{\text{direct}}$ )の日射強度依存性についても、東西の差から求めた  $I_{rr'}$ を直達成分と散乱成分に分離し、発電効率の直達成分に及ぼす入射角と日射強度の影響を考慮している。

$$\eta'_{\text{direct}} = g(\theta) \times \frac{P_{25(\text{direct})} \times 100}{I_{rr'(\text{direct})} \times A} \quad (6)$$

但し、 $g(\theta)$ は太陽光が PV モジュールのガラス面へ入射角  $\theta[\text{rad}]$ で入射したときのガラスの透過率  $\eta$  である。これは入射角による日射強度の損失に対応することになり、次式で与えられる。

$$g(\theta) = g(0)(1 - \tan^x(\theta/2)) \quad (7)$$

一般に、式(7)中の係数  $x$  の値は通常のガラスの場合 4 と



なることが多いが、 $x=5$  とすると、式(6)は Fig.14 の△印のような結果となり、実測結果の■印とほぼ一致することがわかった。尚、式(7)中の入射角 0 度におけるガラス面の透過率( $g(0)$ )は、実測値から計算した太陽光の直達成分の日射強度依存性の効率に含まれているため、 $g(0)=1$  として計算を行った。

ここで、3.2・3.3 節で述べた発電効率の

① 日射強度依存性(式(3))

② 式(7)に関連する太陽光の直達成分の入射角依存性を考慮し、設置条件西 90 度における発電効率の計算値と実測値とを比較し、それぞれの影響について検討を行うことにする。即ち、Fig.7 のようにガラス面を透過し、PV セル面に達する日射強度の直達成分の入射角による影響は式(7)で表わすことができ、また、経験式(3)で求めた発電効率( $\eta_{irr}$ )を用いることで、日射強度の影響をも考慮している。従って、両者の影響を考慮に入れた発電効率は、次式のようになる。

$$\eta' = \frac{(\text{Irr}_{\text{direct}} \times g(\theta) + \text{Irr}_{\text{diffuse}}) \times \eta(\text{Irr}')}{\text{Irr}} \quad (8)$$

Fig.15 の破線は式(8)から求めた計算値である。これを実測値(Fig.15 の実線)と比較すると、午前中において実測値との間に大きな差があることがわかる。このことは西 90 度の実験条件を考慮すると、午前中は太陽光の散乱成分による発電であることに起因することが考えられる。従って、次項にこの散乱成分の影響も含めて検討を試みることにする。

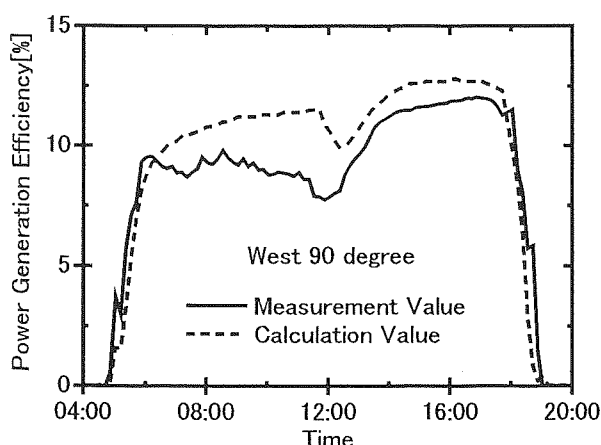


Fig. 15 The change of power generation efficiency with time in a fine day (The calculation considering the influence of incident angle of direct solar irradiance)

### 3.4.2 PV モジュールの発電効率に及ぼす太陽光の散乱成分の影響とその入射角依存性

発電効率の入射角依存性に及ぼす太陽光の散乱成分の影響について検討する。ここでは、散乱光の入射角依存性について、2つの方法で評価を行うことにする。まず、太陽光の直達成分の入射角依存性を示す経験式(7)を用いて、入射角に起因する散乱光の損失を求めてみる。但し、散乱光の分布は均一と仮定する。今、Fig.16 に示すように入射角  $\theta_1$  である斜線部分の散乱光の透過率は、この入射角  $\theta_1$  の全ての部分において同じであり、式(7)によって与えられることになる。そこで、全ての散乱成分の入射角に依存した損失率( $L$ )を計算すると次式が得られる。

$$L = 1 - \int_0^{\pi/2} 2\pi \sin\theta \times g(\theta) d\theta / (2\pi) \quad (9)$$

Fig.14 で明らかとなった経験式(7)の  $x=5$  の場合について、太陽光の散乱成分の入射角による損失率を求めると 0.19 が得られた。

次に、日射計で計測した日射強度と PV モジュールのセル面に到達した日射強度の比から散乱成分の入射角依存性を評価してみることにする。日射強度の入射角による損失は、日射計で計測した日射強度( $\text{Irr}$ )と PV セル表面に到達した日射強度( $\text{Irr}'$ )の差で評価することができる。即ち、太陽光の PV モジュール面への入射角に依存した損失率( $\lambda$ )は次式で表わすことができる。

$$\lambda = 1 - \frac{\text{Irr}'}{\text{Irr}} \quad (10)$$

Fig.17 は西 90 度の設置条件で求めた実験結果について、入射角に対する  $\text{Irr}'/\text{Irr}$  の変化を示したものである。入射角 90 度以下では、直達成分と散乱成分の入射角による影響が混在していることになり、入射角に依存した特性となるが、入射角 90 度以上では散乱光のみとなるため、散乱

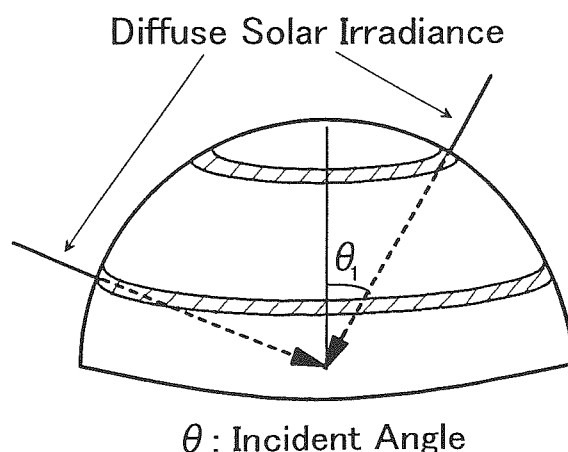


Fig. 16 The schematic diagram of diffused solar irradiance

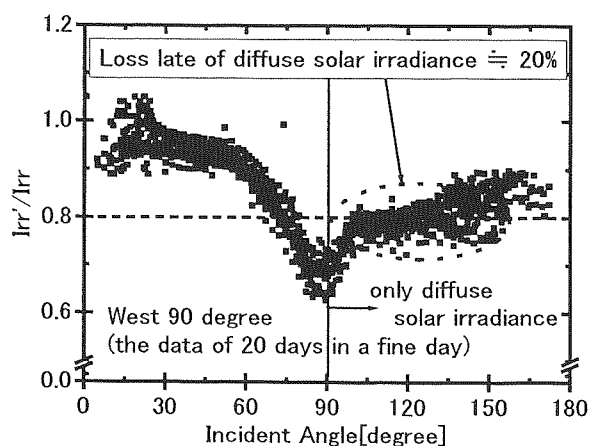


Fig. 17 Relation between incident angle and  $Irr'/Irr$

光の分布は均一と仮定すると、入射角に依存しない特性となる。よって、この入射角 90 度以上のときの損失率を散乱光の入射角による損失と考えられる。この結果より、比較的ばらつきの少ない入射角 100 度から 130 度の範囲における  $Irr'/Irr$  の平均値を求めると約 0.8 と評価でき、従って、散乱光の入射角に依存した損失は 2 割程度となり、式(9)を用いて評価した値( $L=0.19$ )とよく一致していることがわかる。よって、本研究では PV モジュールのガラス面における散乱成分の透過率として 0.81 を用いることにした。

### 3.5 PV モジュールの発電効率に及ぼす諸因子の決定とその評価

これまでの結果を要約すると以下の通りである。

- ① 発電効率は PV モジュールのガラス面を透過した日射強度に依存する。(Fig.10)
- ② 発電効率は PV モジュール面への太陽光の入射角に依存する。
- ③ 発電効率の入射角依存性から、太陽光は直達成分(Fig.14)と散乱成分(Fig.16, 17)に分離して考える必要がある。

以上、3 つの検討結果を総合的に取り入れ、発電効率を求めると次式を得ることができる。

$$\eta' = \frac{(Irr_{(direct)} \times g(\theta) + Irr_{(diffuse)} \times 0.81) \times \eta_{(Irr')}}{Irr} \quad (11)$$

Fig.18 は 1 日の発電効率の経時変化である。図中の破線は式(11)から求めた計算値であり、実線で示した実測値とほぼ一致することがわかる。また、Fig.19 は晴天日 20 日間の実測値と式(11)を用いて求めた計算値とを比較したものであり、これらはよい一致を示している。しかし、6 時頃において、他の時間帯に比べ実測値と計算値のず

れが多少大きく現れている。これは、この時間帯の日射強度が  $0.1[kW/m^2]$  以下と非常に小さく、入力に対する誤差の割合が大きくなり、測定限界を超えていることが考えられるが、詳細な原因については現在検討中である。

一方、Fig.15 の 16 時頃の実測値と計算値の差は、散乱成分の入射角による効率低下を考慮した結果、Fig.18 で示すように、著しく改善されている。以上の検討内容は、第 1 近似として散乱成分の分布が均一と仮定して検討を行ったが、それでもこの程度の改善が見られ、散乱成分の不均一性も考慮すれば、更に精度が上がるものと思われる。

また、Fig.18, 19 の正午付近に存在する発電効率の落ち込みは、Fig.17 の入射角 90 度付近の落ち込みに対応しているものと考えられ、日射強度を直達成分と散乱成分に分離することの妥当性を示唆しているものと思われる。即ち、入射角が大きくなると、式(11)における直達成分の入射角に起因する項( $g(\theta)$ )が小さくなり、この結果損失が大きくなって発電効率は低下することになる。その後、更に

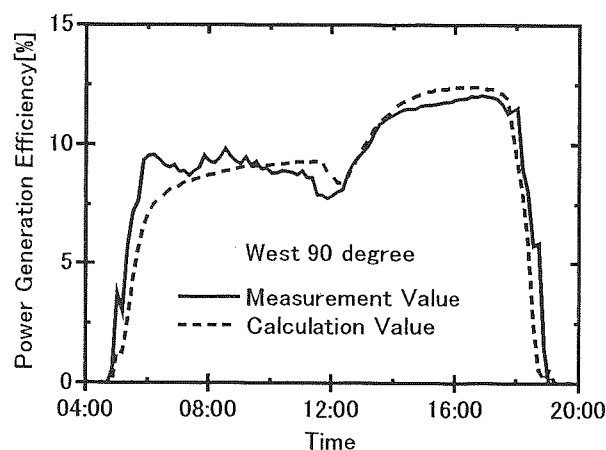


Fig. 18 The change of power generation efficiency with time in a fine day (The calculation considering the influence of incident angle of direct and diffused solar irradiance)

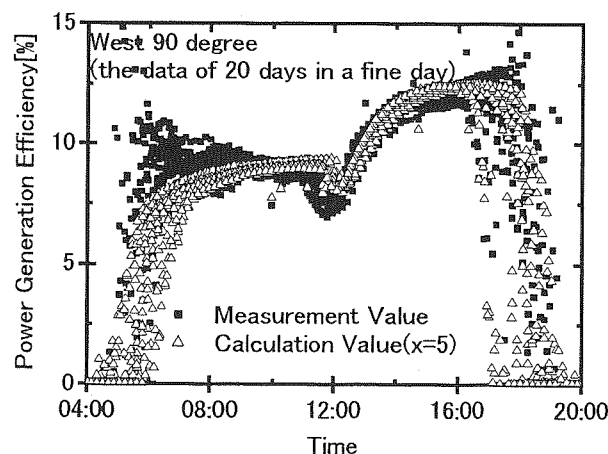


Fig. 19 The change of power generation efficiency with time in a fine day



入射角が大きくなることによって  $g(\theta)$  の値は低下するが、日射強度の直達成分の割合が小さくなり、発電効率に与える直達成分の入射角の影響が小さくなるため、発電効率の上昇が生ずるものと考えられる。更に、入射角が 90 度以上になると、発電効率は式(11)の定数 0.81 が示す散乱光の透過率の影響のみに起因することになる。従って、Fig.18, 19 の正午付近に存在する発電効率の落ち込みは日射強度の直達成分と散乱成分の入射角依存性によって定量的に説明することができる。

以上の結果、発電効率の日射強度依存性と直達成分と散乱成分の入射角依存性を考慮することにより、発電効率の経時変化がほぼ説明可能であることが明らかとなった。

#### 4. まとめ

本研究は、傾斜角 90 度東及び西向きに設置した PV モジュールの発電効率に及ぼす日射強度依存性及び太陽光の直達成分と散乱成分それぞれの入射角依存性について評価したものである。以下に、その結果を要約する。

- ① PV モジュールの発電効率に与える日射強度の影響は、PV モジュールのガラス面を透過した日射強度で検討することにより実験結果をよく説明することができ、その相関性は経験式(3)として得ることができた。
- ② 日射強度、発電電力のそれぞれを直達成分と散乱成分に分離し、太陽光の直達成分による発電効率を推定した結果、式(6)を得た。式(6)に含まれている  $g(\theta)$  の  $x$  の値を  $x=5$  として求めた計算値は実測値とよく一致し、傾斜角 90 度東及び西向きに設置した PV モジュールの発電効率に与える直達成分の入射角依存性は  $g(\theta)$ (式(7))によって評価することができた。
- ③ 太陽光の散乱成分の入射角に依存した損失は、第 1 近似として散乱光の分布を均一と仮定し、太陽光の直達成分の入射角依存性を評価した経験式(式(7))を半球表面全体に適用して求めた場合、日射計の日射強度とモジュールのガラス面を透過した日射強度の比 ( $I_{rr}/I_{rr}$ ) から求めた場合のいずれにおいても 2 割程度存在することが明らかとなった。
- ④ Fig.18, 19 における正午付近に存在する発電効率の落ち込みは、日射強度の直達成分と散乱成分の入射角依存性によって定量的に説明できることが明らかとなった。この解析結果は日射強度を直達成分と散乱成分に分離し、それぞれ単独の因子として取り扱う必要があることを示唆している。
- ⑤ 発電効率の日射強度依存性及び直達成分と散乱成分の入射角依存性を評価した経験式を用いた計算値は、実測値とほぼ一致した。

以上の結果、傾斜角 90 度東及び西向きに設置した PV モジュールの発電効率に及ぼす各種損失因子を評価することができた。

今後は、具体的な影や汚れ、劣化などによる損失についても、同時に発電性能を診断できる技術について検討を進める予定である。

#### 参考文献

- 1) 財団法人 新エネルギー・産業技術総合開発機構(NEDO) ホームページ, <http://www.nedo.go.jp>
- 2) 河村, 他; 「太陽電池モジュールの I-V 特性に及ぼす影の影響」 太陽エネルギー(2001), Vol.27, No.6, pp.41-49
- 3) 大谷, 他; 「住宅用太陽光発電システムの運転特性評価」 電気学会新エネルギー・環境研究会(2000), FTE-00-05, pp.27-35
- 4) 大関, 他; 「太陽光発電システムの計測データを用いた評価方法」 太陽/風力エネルギー学会講演論文集(2001), No.122, pp.459-462
- 5) 守田, 他; 「結晶系太陽電池モジュールの屋外暴露による外観変化と出力低下の関係」 太陽/風力エネルギー学会講演論文集(2000), No.76, pp.287-290
- 6) T.Oozeki et al., "The Evaluation Method of PV Systems", PVSC-12 (2001), No.P-185, pp.741-742
- 7) J.Karlsson et al., "Modelling the Angular Behaviour of the Total Solar Energy Transmittance of Windows", Solar Energy(2000), Vol. 69, No.4, pp. 321-329
- 8) 中村, 他; 「多姿勢設置された太陽電池モジュールの発電特性評価」 太陽/風力エネルギー学会講演論文集(1999), No.17, pp.61-64
- 9) 日本工業標準調査会; JIS C 8914 「結晶系太陽電池モジュール出力測定方法」(1998), 日本規格協会
- 10) 鈴木, 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/風力エネルギー学会講演論文集(2001), No.30, pp.113-116
- 11) 太陽エネルギー利用ハンドブック編集委員会; 「太陽エネルギー利用ハンドブック」(1985), p.19, 日本太陽エネルギー学会
- 12) 山上, 他; 「環境因子を考慮した太陽電池モジュールの出力計算法」 太陽エネルギー(1997), Vol.23, No.3, pp.54-61
- 13) 新太陽エネルギー利用ハンドブック編集委員会; 「新太陽エネルギー利用ハンドブック」(2001), p.27, 日本太陽エネルギー学会