

The 5<sup>th</sup> TUAT PVSC  
Photovoltaic Student Conference



第5回  
東京農工大学 工学部 電気電子工学科  
太陽光発電システム研究発表会  
論文集

2003年3月22日(土)

主催：東京農工大学 黒川浩助研究室

黒川 浩助

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

<http://www.tuat.ac.jp/~kurochan/>

東京農工大学 工学部 電気電子工学科

〒184-8588 東京都小金井市中町 2-24-16

TEL: 042-388-7132 FAX: 042-385-6729

東京農工大学 工学部電気電子工学科  
太陽光発電システム研究発表会  
予稿集

**開催日時**

平成15年3月22日(土) 13時~18時

**開催場所**

東京農工大学 小金井キャンパス  
中央棟5階 大会議室

主催:東京農工大学 工学部電気電子工学科 黒川浩助研究室

# 太陽光発電システム研究発表会 プログラム

平成 15 年 3 月 22 日 ( 土 ) 13 時 ~ 18 時  
東京農工大学 小金井キャンパス 中央棟 5 階 大会議室

. 始めに ( 挨拶 ) ( 黒川浩助 ) 13:00 ~ 13:05

## . 研究発表

1. 黒川研究室における太陽光発電システム研究の概要 ( 黒川浩助 ) 13:05 ~ 13:20

### 1.1. 黒川研究室メインピックアップ

- |                                    |          |               |
|------------------------------------|----------|---------------|
| (1) 変動パラメータを導入した傾斜面日射量の<br>測定・換算処理 | ( 田村 )   | 13:20 ~ 13:50 |
| (2) 地域新生コンソーシアム研究開発成果              | ( 小泉裕孝 ) | 13:50 ~ 14:20 |
| (3) 太陽電池モジュールの電磁波反射・吸収特性           | ( 多田 )   | 14:20 ~ 14:40 |
| (4) 蓄電池あり系統連系太陽光発電システム             | ( 嶋田 )   | 14:40 ~ 15:00 |

休憩 ( コーヒーブレイク ) 15:00 ~ 15:40

- |                                       |         |               |
|---------------------------------------|---------|---------------|
| (5) 電力集配電システムにおける<br>ループ・メッシュ形態に関する研究 | ( 岡田 )  | 15:40 ~ 16:10 |
| (6) COE 研究「新エネルギー・物質代謝と生存科学」          | ( 伊藤 )  | 16:10 ~ 16:30 |
| (7) モンゴルにおける太陽光発電システムの設計研究            | ( アマル ) | 16:30 ~ 16:50 |
| (8) リモートセンシングによる<br>太陽光発電システム資源量の推定   | ( 榊原 )  | 16:50 ~ 17:10 |
| (9) 太陽光発電システムの評価方法に関する研究              | ( 井澤 )  | 17:10 ~ 17:30 |
| (10) 衛星雲画像による日射量予測法                   | ( 高橋 )  | 17:30 ~ 17:50 |

. 終わりに ( 黒川浩助 ) 17:50 ~ 18:00

## . 懇親会

18:30 ~

研究発表会終了後、生協 2 階ホールにて懇親会を行います。( 参加費無料 )

休憩 ( コーヒーブレイク ) 中に、以下のポスタープレゼンテーションを行う予定です。

- ・ 系統故障時における BTB 式ループコントローラの特性解析 ( 市川 )
  - ・ 写真測量法による日射障害特性の推定 ( 池 )
  - ・ 新型モジュールの性能評価に関する研究 ( 稲吉 )
  - ・ 蓄電池あり系統連系太陽光発電システム ( \* \* \* ) ( 嶋田 )
  - ・ 新型日射計の開発 ( 井上 )
  - ・ PV インバータの MPPT 制御に関する研究 ( \* \* ) ( 皆藤 )
  - ・ LED を用いた太陽電池測定法 ( 公楽 )
  - ・ PV インバータ系統機能等価試験装置 ( \* \* ) ( 竹内 )
  - ・ 新型 AC モジュール用単独運転防止方式の研究 ( \* \* ) ( 水野 )
  - ・ PV インバータの全デジタル制御 ( \* \* \* ) ( 中田 )
  - ・ 太陽光発電システム特性の統合評価ソフトウェア ( \* ) ( パウロ )
  - ・ PV インバータの干渉試験用縮小模擬配電線 ( \* \* ) ( 野田 )
  - ・ 太陽光発電システムの損失評価方法に関する研究 ( 大関 )
  - ・ 太陽光発電システムシミュレーション ( 松川 )
- ( \* ) : パソコンで実演予定  
( \* \* ) : 共同研究開発センター ( CRC ) にて行う。  
( \* \* \* ) : 3 号館高圧実験室にて行う。

# 変動パラメータを導入した傾斜面日射量の測定・換算処理

田村純雪(D3)

## 1. はじめに

近年、自然エネルギーの推進が盛んになってきている。自然エネルギーの代表として太陽光発電と風力発電があるが、国土面積の小さい日本においては、建物と一体化が可能な太陽光発電システムの大量導入が今後期待されている<sup>(1)(2)</sup>。しかし自然エネルギーの供給は、その自然状況(雲など)に影響され、エネルギー供給の安定性には問題がある<sup>(3)</sup>。このため事前にエネルギー供給量を把握し瞬時に見積もりを出すことは、エネルギー事情を考える上で必要不可欠である。

太陽光発電システムは従来、南向き約 30° の傾斜で設置する方法が行われていたこともあり、システムの発電量評価のために用いられる傾斜角は、簡易的な代用値での評価しか行われていなかった。しかし設置地点における種々の制約条件やシステム多様化により、太陽電池を最適傾斜角(最大日射を得られる設置傾斜角)で設置しないシステムが多くなり、また建材一体型モジュールの開発・導入により太陽電池が屋根や壁面と一体になったシステムも数多く登場してきている。現在、建築形態が多様多様になり、システムに入射する日射を簡易的に代用する手法のままだと、正確な太陽光発電システムの発電量の把握は困難になってきている。

## 2. 研究目的

以上から本研究は、日射データが水平面日射のみの場合に限定した、精度の良い斜面日射算出の新手法の開発を目的とする。本研究において開発される新手法は、新たな外部パラメータを必要とせず、入力は水平面日射(更に、そこから算出可能な晴天指数も)のみを用いることが望まれ、且つ、一般での利用価値も高いと考える。

## 3. 新手法の提案

**〈 3.1 問題点の詳細 〉** 太陽光発電システムの斜面に入射する日射を算出する際、測定器が日射計 1 台(設置条件: 水平面日射測定)の場合、得られる日射データ(水平面日射)を斜面日射に(太陽光発電システム設置角に合わせて)換算することになる。斜面日射に換算する流れとして、水平面日射を直達成分と散乱成分に分離、そのあとに直達成分と散乱成分を併せ、太陽光発電システムの設置角を考慮して斜面日射に換算するのである。繰り返しになるが、入手可能日射データが水平面日射だけであった場合、その値から散乱日射(散乱成分)と直達日射(直達成分)の値を算出しなければならない。この「直散分離」モデルは、これまで国内外で多くのものが提案されてきた。更に、温度測定値を利用したモデルも提案されている。そしてこれら直散分離モデルは主に積算値としての利用を目的としてきたものであり、主に時積算値としての考慮が行われる場合が多い。

しかし一般的に、直散分離の算出精度は悪く、その理由として雲の変動・種類の違いに起因する天候の変化が大きな影響を与えると考えられている<sup>(3)(4)</sup>。雲の量、またその形態によって天空の散乱比は全く異なり、その上時々刻々と変化することで散乱比の変動(天候の変動)を繰り返す。更に雲の移動速度は速いことから、日射データの 1 時間値の変動と比べると 1 分値の日射変動は多

くなり、時々刻々と変化する自然エネルギー利用を考慮した斜面日射算出はより困難となる。

以上から、天候の変動を水平面日射(日射データ)のみで判断することを可能とすること、且つ各天候に対応した直散分離の換算処理手法を新たに提案することで、自然エネルギー利用に対応した斜面日射の算出精度を上げられることを見出した。そしてそのためには新しいパラメータを定義し、導入する必要があると考えた。

**〈 3.2 新パラメータ導入 〉** ここで、今回提案する手法に必要な新パラメータを紹介する。新パラメータは雲による日射増減の影響を示す指標として、移動変動値として定義したものである。移動変動値は、測定時刻とそれ以前 1 分前(1 分間での天空上の雲の移動距離は大きいため、最低限の間隔として設定)までの晴天指数(合計 2 つ)の、平均値からの偏差で示される。移動平均値  $A$  の算出式を式(1)に示し、移動変動値  $M$  の算出式を式(2)に示す。この移動変動値が大きければ、その時間帯の天候の変化は激しく、移動変動値が小さければ、天候は安定であることがわかる。

$$A = \frac{1}{2} \sum_{s=0}^1 K_{T(t-s)} \quad (1)$$

$$M = |A - K_T| \quad (2)$$

ここで、 $t$  は現在の時刻(分)、 $s$  は 0 分前、1 分前までの移動平均値算出までの変数である。

**〈 3.3 晴天指数と移動変動値を変数とした散乱比算出式 〉** 本論文にて提案する散乱比算出手法における晴天指数 散乱比モデルと移動変動値 散乱比モデル(両モデル併せて以下新手法と記す)を紹介する。

新手法は従来から多くの技術者に採用されている *Erbs* 手法<sup>(4)</sup>と同様、水平面日射から散乱比  $K$  を算出するための手法であり、以下に示す晴天指数 散乱比モデルと同様の形式を採用した。先に示した晴天指数と散乱比の相関図から、特に晴天指数およそ 0.5~0.7 については、日射が大きく、且つ晴天指数と散乱比の相関だけでは分散が大きくなってしまふことが確認できる。そこで、移動変動値を参考に、移動変動値と散乱比の相関(図 2 参照)からの回帰式を用い、その回帰式を移動変動値 散乱比モデルとし、分散の大きい晴天指数 0.5~0.7 について散乱比算出に適用させた。

以下に晴天指数 0.5~0.7 に適用させた移動変動値 散乱比モデル(式(3))を示す。晴天指数 散乱比モデルについては、先に示した *Erbs* 手法<sup>(4)</sup>を適用した。ここで  $K$  は散乱比、そして  $M$  は移動変動値である。

移動変動値 散乱比モデル

$$K = A \times M^2 + B \times M \quad (3)$$

補足として、晴天指数<0.5、晴天指数>0.7 の時、晴天指数 散乱比モデルを適用させ、0.5=<晴天指数=<0.7 の時、移動変動値 散乱比モデルを適用させる手法を採用した。

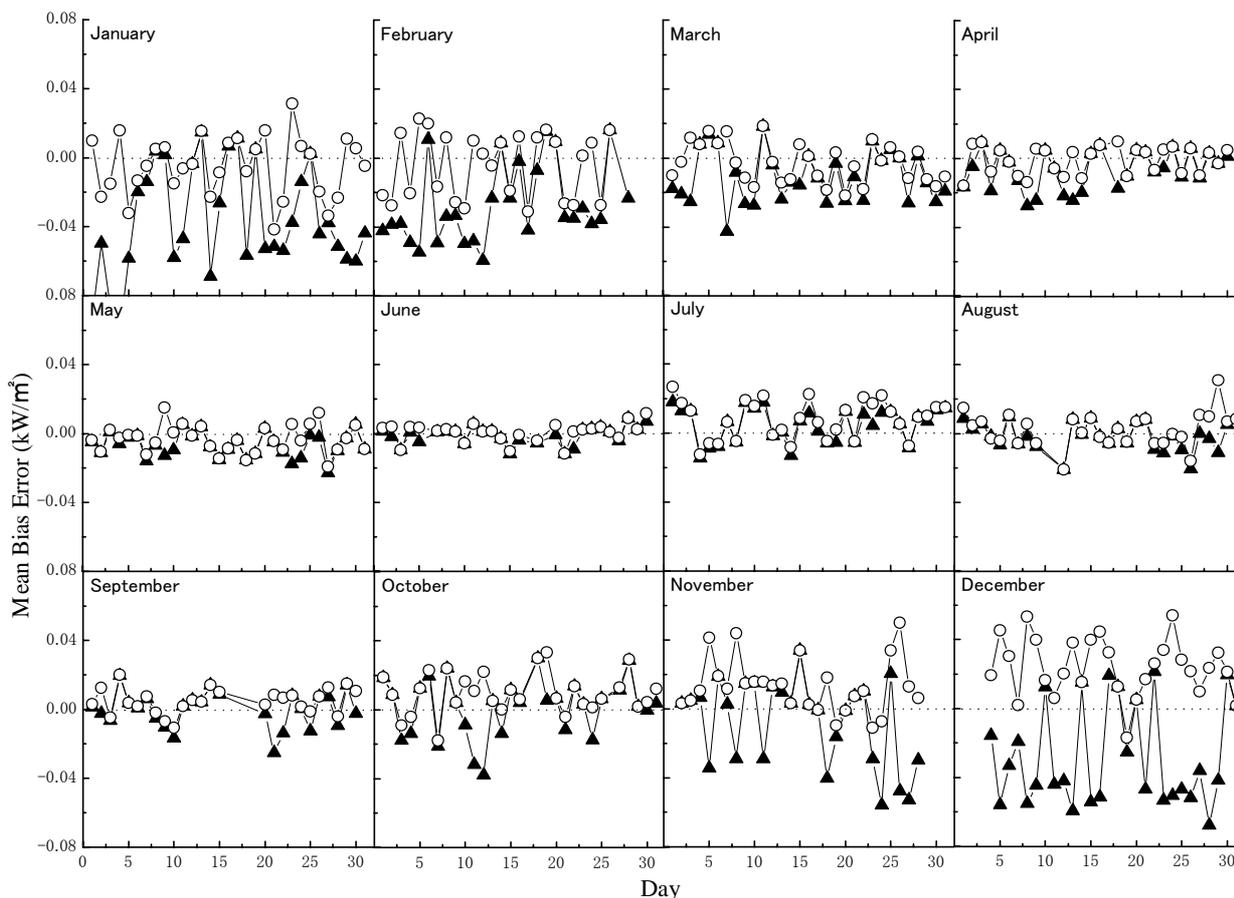


図1 月別における実測値(東京農工大学サイト)と算出値の平均誤差(MBE)比較 (○:新手法、△:従来手法)  
 Fig. 1 Comparison of MBE between Measured and Calculated value on the University site by month

#### 4. 測定設備

測定場所は東京農工大学小金井校舎屋上(北緯 35.696 度、東経 139.52 度)である。測定値は 0 時～24 時(24 時間)における日射強度の 1 分間隔の瞬時値である。測定に用いた機器は、英弘精機製、精密全天日射計 MS-801 である。測定値は水平面日射および水平面散乱日射、更に斜面日射(方位角:0 度(真南)、傾斜角 35 度)である。

#### 5. 結果

〈5.1 精度検証に用いる評価指数〉 実測値との誤差につき、評価指数を用いて評価した。用いた評価指数は MBE (Mean Bias Error) である。MBE は実測値と算出値の平均値の誤差を確認するための指標として用いた。

$$MBE = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^n (I_E - I_M) \quad (4)$$

ここで  $I_E$  は算出斜面日射、 $I_M$  は実測斜面日射、 $N$  はデータ数である。評価指数は値が大きいほど誤差は大きく、一方、小さい結果となれば、誤差が小さいことを示す。

〈5.2 東京農工大学サイトでの精度検証結果〉 東京農工大学サイトにおける斜面日射算出手法について、斜面日射の実測値と算出値の精度検証結果を図 4 に示す。

結果から、主に冬場において新手法を用いることで従来手法の誤差改正が見られた。特に従来手法では斜面日射の算出を実測値に比べ、小さく算出する傾向が見られ、原因として従来手法では散乱比を大きく算出する性質が強いためと考察した。

#### 6. 結論

今回、太陽光発電システム評価の中でも重要な要素である傾斜面日射量について、水平面日射量のみから算出する方法、特に直散分離手法の新提案を目的として結果を示すことができた。

今回提案する手法は、特定サイトに限定せず、広域に対応した斜面日射の高精度な算出を目的とし、その結果として本論文にて提案する直散分離手法が既存のモデル式よりも精度良く傾斜面日射量算出に貢献することを示すことができた。

太陽光発電システムの性能評価において、斜面日射を分間隔で算出する必要性は今後増すと考え、国内、特に日射気候区においては、精度向上の結果を示すことができた。

今後は斜面日射算出手法につき、より広域に対応したツールにする必要性もあるため、更なる検証が求められると考える。

#### 文献

- (1) 黒川浩助: 太陽電池の時代, 読売科学選書 2, pp.18 (1985).
- (2) 浜川圭弘: 太陽光発電, (株)シーエムシー, pp.10-13 (2000).
- (3) 柴田和雄, 内嶋善兵衛: 太陽エネルギーの分布と測定, 学会出版センター, (1987).
- (4) 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, 日本太陽エネルギー学会, (2000).

# 地域新生コンソーシアム研究開発 WG2 最終成果報告

野田幸久, 皆藤貴志, 中田敦士, 水野環樹, (石川崇, 山下智幸), 小泉裕孝

## 1. はじめに

「太陽光発電用分散型パワーコンディショナの研究開発」は、「太陽電池の直流出力を交流(商用周波)に変換する 100W 級のマイクロインバータを開発する」ことを目的とし、地域新生コンソーシアム研究開発事業の一つとして平成 12 年度より 3 年計画で企業・法人・大学を含む共同研究開発体制の下に実施された[1]。100W は概ね太陽電池パネル 1 枚の受光面積 1m<sup>2</sup> に相当する電力であり、1 枚毎に 1 つのインバータを設置することで汚れや日陰の影響によらず各パネルの最大出力を効率よく取り出すことが可能となる。また、直流配線が不要になりモジュール配置の自由度が増すこと、パワーコンディショナの容量に因らぬモジュール設置が可能であること等の特徴を有し、欧米では既に "AC module" として商品化、普及が進んでいる。

本稿では、昨年度の間報報告[2]以降、東京農工大学が関係した WG2 制御分科会最終年度の活動を中心に項目毎の成果、および今後の発展性について概略を述べる。尚、各項の詳細については、本冊子の該当ページを参照されたい。

## 2. 平成 13 年度中間報告概要[2]

平成 13 年秋、全デジタル制御型インバータから、制御ボード+フライバックインバータへの方針転換により、WG2 では、制御ボードおよびプログラムの作成と、インバータ基板との接続動作を第一目標に、H13 中間報告に向け急ピッチの開発を実施した。山下電子設計(株)による制御ボード(Ver. 0.5)の開発、インバータ入出力の計測・指示データ授受、系統連系保護、最大電力点追尾(MPPT)、電圧上昇抑制の各プログラム作成、搭載を進め、中間報告直前に、二和電気(株)製インバータ(Ver. 2)とインターフェース(以下 IF)基板を介して接続するに到った。しかしながら、接続動作は確認できたものの、ノイズの影響が大きく、単独運転検出、異常電圧検出といった保護機能はマスクした状態での動作試験となり、シミュレーションによるプログラムの確認に留まった他、パルスによるデバイス破壊を回避する為、定格を下回る交流電圧で連系試験を余儀なくされる等、最終年度に課題を残した。

## 3. 平成 14 年度 WG2 活動概要

平成 14 年度は、コンソーシアム方針によりノイズ対策に重点を置き、絶縁型インターフェースを介した制御ボード(Ver. 1.0)とインバータ(Ver. 3)のハードウェア開発が先行された。6 月末に双方の 1 号機が揃い、接続試験が開始されたが、エミュレータ周辺環境新設に 1 ヶ月を要し、その後、ハード、ソフトのデバッグが本格的に実施された。8 月中旬には、特定の DC 側条件下で、定格における系統連系動作が可能となり、さらに実機を用いてのプログ



図 1: 制御ボード(Ver. 1.0)とインバータ(Ver. 3)より構成された試験システム

ラム改良が繰返され、9 月には広範囲の DC 側条件下で、ほぼ安定動作を得られる状態となった。10 月には系統連系保護プログラムの試験が開始された。この過程で、インバータ停止時の制御ボード動作継続を可能とする改良が加えられた。また、インバータ納期により遅れていた複数台干渉試験は、遅延の間に各社既存製品を用いた試験を実施し、1 月から本格的に開始された。一方、小型化を指向した制御ボード(Ver. 1.5)は 12 月に完成し、既存のインバータ(Ver. 3)との接続動作が確認された。完成の待たれたインバータ(Ver. 5)は 2 月末に持込まれ、(Ver. 1.5)との接続動作を期限内に実現した。

## 4. システム構成

図 1 に試験システムの写真を示す。左側が山下電子設計(株)製制御ボード(Ver. 1.0)、右側が二和電気(株)製インバータ(Ver. 3)、接続 IF は双方の基板上に配置されている。制御ボードにはエミュレータのプローブが接続され、システムの出力は模擬配電系統へ、入力には太陽電池模擬電源に接続されている。昨年同様、制御ボードは、通信機能を含め AC module の各種構成を考慮し全機能を備えることとした。以下に個々の機能について、今年度の成果を記す。

## 5. 系統連系保護機能

### a. 単独運転防止

単独運転防止機能は受動・能動シリーズ方式[3]をモデルとしてプログラムを作成した。この方式は周波数変化率、高調波変化率を高感度に感知し、閾値以上では出力電流を急激に低下させ、その応答による系統電圧、周波数、歪率等の変化を検出して単独運転を防止する方式である。昨年度はシミュレーションに留まったが、今年度は実機にて試験を繰返し、ノイズ対策と系統異常検出を両立する閾値の検討を行った。また、I/O ポートを介してインバータ停止状態/待機状態を指示する記述を加え、停止/運転の確実性を向上させる改良を実施した。さらに、系統停止状態に於いても、系統状態を監視し、安定したデータ授受を可能とする制御ボードの改良を、山下電子設計(株)と共同で開発した。

## b. 電圧上昇抑制

電圧上昇抑制機能は 100W 級のインバータについては必須条件ではないが[4]、マイコン制御では、プログラムの追加で実現出来る為、昨年度、プログラムの開発を実施した。しかし昨年同様、インバータ(Ver. 3)も主回路が力率 1 を保持する形式の為、接続状態での本機能試験は実施されなかった。

## c. 試験

本研究開発では系統連系保護機能の試験を目的に、AC 電源と L-R 回路により等価的な模擬配電線を設計し[5]、R、L、C、および誘導機等の負荷を接続して実験を行った。単体試験は、極一部を使用して繰返し実施された。今年度は、市販の住宅用パワーコンディショナ(国内仕様)4 機種 AC モジュール向けインバータ 2 機種(海外仕様)を使用し、系統の状態を容量性/誘導性、有効電力平衡/不平衡、回転機の有/無の組合せで設定し、さらにコンディショナ側の単独運転検出機能(能動/受動)の設定を変えて発生現象の観測を実施した。単体、複数台、異種組合せ等の試験を実施した。これらの結果から、単独運転継続時間と発生確率の傾向を実験的に捉え、開発機種との比較を行った。開発機種の試験は、単体での機能試験を同様の設定条件で実施し、さらに 4 台並列、住宅用パワーコンディショナ+6 台並列の状態を実施した。以上の試験結果は、AC モジュール向けインバータ 2 機種(海外仕様)と比べ、短時間で確実に単独運転状態を検出しており、また恣意的に単独運転させた住宅用パワーコンディショナと並列に接続された場合でも、これに影響されることなく動作を停止するという優れた結果を示した。

## 6. 最大電力点追尾(MPPT)機能

AC モジュールの利点は、モジュール単位での最大電力を活用できる点にあり、最大電力点追尾(以下 MPPT)機能は本研究開発の重要項目である。

昨年度はプログラム作成後、シミュレーションを実施し、コンダクタンス法のプログラムを実機に搭載して動作を確認した。本年度は、図 1 のシステムにおいて実機を用いた実験を中心にプログラム改良を行った。シミュレーションと異なり、ノイズの影響、計測データ誤差等の問題に対し、入力データに対するフィルタを設けた他、センサの線形性を補完する補正式を導入した。プログラムは、昨年度シミュレーションにて検証した、山登り法、コンダクタンス法、定電圧法を試験した他、入力電力の大きさにより守備範囲を分ける組合せ方式等を開発、試験した。また、P-V カーブ上右側での電力増加指示値を、電力変化量の関数として、ピーク付近の動作を細かくし、減少(左側)に入った場合は定数刻みで右側に回帰する手法を開発した。さらに、低日射時、日射変動の激しい状態に対応する為、開放電圧を基準に動作電圧を一定に維持する定電圧法を開発した。一連のプログラムに追加して動作試験を実施し、移行動作及び復帰動作を確認した。

以上、静的 I-V 特性を太陽電池模擬電源装置にて再現し、試験した結果では、MPPT 効率 90%台後半を

達成した。さらに、約 95W の入力電力状態に於いて、日射 10W 急変を連続二回、計 20W の急減、さらに安定後 10W ずつの急増による復元試験に追従性を示した。

## 7. 最終試作品試験

小型化を追求した最終試作品、二和電気株製インバータ(Ver. 5)と株式会社山下電子設計製制御ボード(Ver. 1.5)の接続試験(図 2)が 2 月 27 日に行われた。インバータは、小型化に特化し、絶縁 IF を分離した為 Ver. 3 の IF 部分を使用して制御ボードに接続された。エミュレータ接続が困難な為、LED の点灯命令を加え条件設定を変えた ROM を直接交換してレベル合わせを実施した。事前に行った制御ボード Ver. 1.5 とインバータ Ver. 3 の接続試験にて、制御ボード Ver. 1.5 は Ver. 1.0 と同じプログラムで動作することが確認されており、インバータ Ver. 5 と接続 IF のレベル合わせが主な作業となった。インバータの特性にあわせたプログラムの微調整は実施しなかったが、FF0.7、入力電力 95W の静的 I-V カーブに於いて、良好な MPPT 動作を示した。また、同状態からの 10W 急増/減に対し追従を確認した。

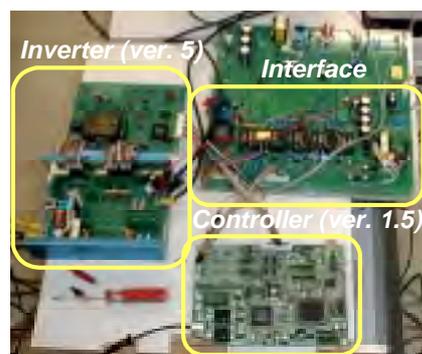


図 2: 制御ボード(Ver. 1.5)とインバータ(Ver. 5)より構成された試験システム

## 8. おわりに

本研究開発では、基本的な IF と市販のマイコンレベルで、デジタル制御系とインバータを接続し、AC モジュールの骨格となる基本機能を実現した。これは全デジタル制御型の開発に繋がるものであり、また、独立した系統連系制御装置への展望にも繋がるものである。

**謝辞** 本研究開発に於いて、ご指導、ご協力、ご尽力頂いた関係各位に深く感謝する。

### 参考文献

- [1] 新エネ社「産業技術総合開発機構ほか、『平成 12 年度地域新生コンソーシアム研究開発事業「地域新生コンソーシアムエネ社」研究開発分野」太陽光発電用分散型パワーコンディショナの研究開発(第 1 年度)成果報告書』、平成 13 年 3 月
- [2] 同、平成 13 年度(第 2 年度)成果報告書、平成 14 年 3 月
- [3] 小林広武「分散型太陽光発電システムの系統連系保護方式に関する研究」、東京農工大学博士論文、平成 13 年 3 月
- [4] 資源エネルギー庁編、「電力系統連系技術要件ガイドライン'98」、電力新報社 1998 年
- [5] Y. Noda, T. Mizuno, H. Koizumi, K. Nagasaka, K. Kurokawa: The development of a scaled-down simulator for distribution grids and its application for verifying interference behavior among a number of module integrated converters (MIC), 29th IEEE PVSC, New Orleans, May 20-24, 2002, pp. 1545-

# 太陽電池モジュールの電磁波反射・吸収に関する研究

多田隼人(B4)

## 1 研究背景・目的

高層ビルが立ち並ぶ現在、ビルの壁面で反射する電波によって生じる電波障害（ゴースト現象）は、大きな問題である。一方で、環境問題に対する関心の高まりとその意匠性から、ビルの壁材として太陽電池を設置するケースが増えてきている。本研究は、これらの現状に着目し、発電を目的とする太陽電池モジュールで電波障害を防ぐという、太陽電池の付加価値的応用を研究課題とするものであり、太陽電池の普及促進につながることを期待される。本研究では下記に示す2つの電波障害低減方法の検討を行った。

## 2 干渉型電波障害低減方法

反射係数は位相の関数である為、太陽電池の反射係数の位相を操作し、ある特定の地域の電波障害を干渉によって低減する方法を検討した。

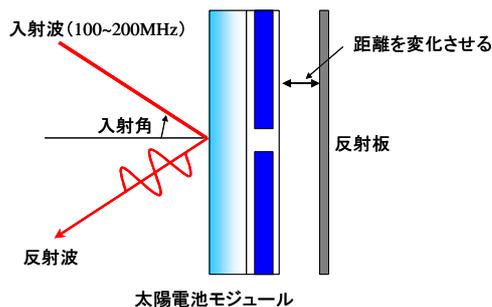


図1 反射板を用いた位相操作方法

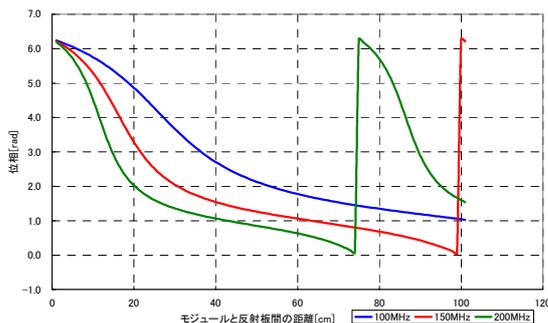


図2 距離の変化に対する位相の変化

位相操作方法として、太陽電池の背後に反射板を置き、太陽電池と反射板の距離を変化させ、インピーダンスを制御する方法を考案しシミュレーションによる検討を行った(図1)。結果を図2に示す。距離の変化によって位相が大きく変化している事が確認できる。よって、複数の妨害波の位相をこの方法を用いて操作し、特定の地域の位相差を rad とする事により、電波障害を低減できる。

## 3 電波吸収方法

### 3.1 CL モジュールについて

対象とする電波の波長と同じ長さのループを形成することにより、大きな利得を得るループアンテナの特性を利用し、高周波領域で導電体の役割をするセルをループ状に配置した、新しい太陽電池モジュール (CL モジュール: Cell Loop Module) を作成し、電波を受信し消滅させるという形で電波障害の低減を目指す。

### 3.2 CL モジュール vol.1 の検討

自由空間におけるテレビ波の波長とループを形成する太陽電池内の EVA, シリコンにおけるテレビ波の波長を考慮し、一辺が 15cm の太陽電池セルを 8 枚利用して、ループ長 1.2m の CL モジュールを実現させた。今回 FDTD 法によって、フロントカバーのガラスや充填材の EVA 等を省略し、セルと電極という導電体部のみをモデル化した簡易的な CL モジュールのアンテナ特性を解析する事により、CL モジュール vol.1 のアンテナとしての可能性を検討した。なお、モデル化は厳密な解析を行うため、通常より小さいスケールの CL モジュールにて行った。(ループ長 50cm, 共振点 600MHz) 解析した結果、下記に示す傾向が確認できた。

- 共振点は 636MHz となり、CL モジュールはセルと電極によって予想される最も短いループ長に共振点が一致する。
- 絶対利得は 7.0dB となり、通常のループアンテナより大きな値となる。
- 指向性については、図2に示すように不安定なものとなった。原因としては、給電点が給電辺の真ん中に来ていない事が考えられる。

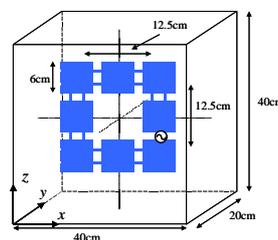


図3 解析領域

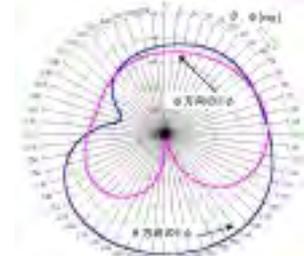


図4 指向性

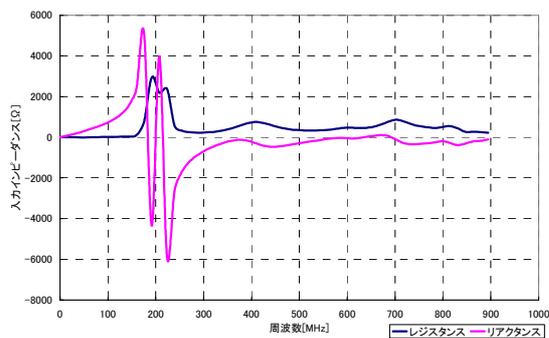


図5 入力インピーダンス

### 3.2 最適なセル配線

3.1 を踏まえ、

- ・ 対象周波数の波長をセルと電極を含めた最短のループ長に合わせる。
- ・ 給電点を給電辺の真中に設ける。

以上の2点を考慮したセル配線(図6)にて解析を行った。今回も厳密な解析を行うため、半分のスケールにてモデル化を行った。(ループ長88cm, 共振点 340MHz, 実スケールでの共振点116MHz) 解析した結果

- ・ 共振点は 420MHz となり, 妥当な結果となった。
- ・ 絶対利得は 4.41dB となり, 通常のループアンテナより利得が得られている。
- ・ 指向性は通常のループアンテナに近づき, 改善された。

という傾向が見られ, 特に給電点を変える事により, 指向性が改善された。

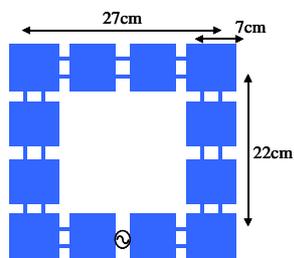


図6 解析領域

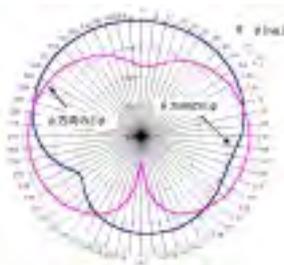


図7 指向性

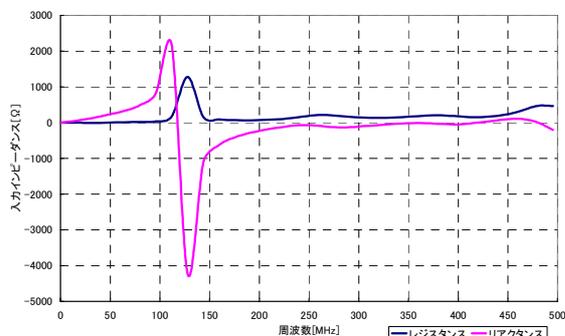


図8 入力インピーダンス

### 3.3 折り返しダイポールアンテナの検討

3.2のセル配線では, アンテナの真中にセル4枚分の面積的な無駄が生じてしまう事から, 図8に示す矩形ループアンテナについて解析を行っ

た。(半分のスケールにてモデル化, ループ長50cm, 共振点 600MHz, 実スケールでの共振点102MHz) 解析した結果

- ・ 共振点は 426MHz となり, 予想される共振点より大きく下回った。
- ・ 絶対利得は 2.97dB となり, 通常のダイポールアンテナより利得が得られている。
- ・ 指向性はダイポールアンテナやループアンテナと全く同一のものとなり, 飛躍的に改善された。

という傾向が見られた。

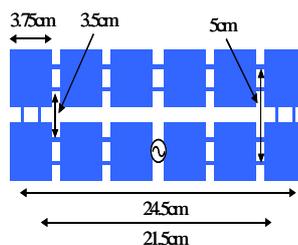


図9 解析領域

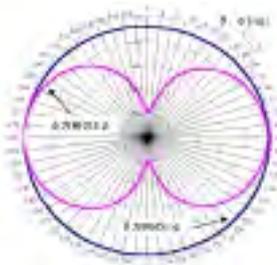


図10 指向性

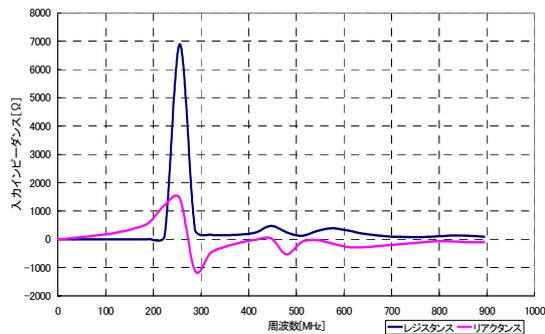


図11 入力インピーダンス

## 4 まとめ

2から, 太陽電池の背後に反射板を置き, その距離を変化させる事により, 反射係数の位相を制御できる事が分かった。よってこの方法を用いる事により, 原理的に電波障害を低減できる事が確認できた。

電波吸収方法については, 3.1 及び 3.2 から, ループの大きさや給電点の位置などを注意する事により, CL モジュールがアンテナとして機能する事が確認でき, 3.2 において, 共振点など一部課題は残すものの, 最終的な VHF 帯対応の CL モジュールのセル配線を提案した。今後は受信した電波をどのように処理するべきか考えていきたい。案としては, モジュール内にマイクロストリップ線路によるフィルターを挿入する事により, 直流と交流を分け, 交流部を抵抗によって消費させる方法である。この方法を用いれば, モジュール内の構造を存分に活かした, CL モジュールが完成する。また, 地上波デジタル放送の普及に対応するため, UHF 帯対応 CL モジュールの製作にも取りかかっていきたい。

# 蓄電池あり系統連系太陽光発電システム

嶋田 尊衛 (B4)

## 1. 研究背景

近年、加速度的に普及し始めた住宅用の太陽光発電システムは、大部分が系統連系型である。通常このシステムは蓄電設備を備えておらず、発電電力と使用電力の差は、電力系統との融通によって処理している。したがって、このシステムが高密度に電力系統に連系した場合、日射急変や大量逆潮流の際にかかる負担が電力系統の処理能力を上回り、種々の問題が発生する危険性が指摘されている。

また、太陽電池の発電量は日射強度に依存するため、停電時に日射がなければ電気を使用することができない。これらの現状を受け、蓄電池を付加した系統連系太陽光発電システムへの関心が高まってきている。

## 2. 目的

本研究では、蓄電池あり系統連系太陽光発電システムの可能性を追求することを最終目標としている。本年度は、新しいシステムを提案し最適化するために必要となる、住宅用の蓄電池あり系統連系太陽光発電システムのシミュレーションプログラムを開発した。

## 3. 鉛蓄電池モデルの検討

蓄電池を含むシステムを精度良くシミュレーションするためには、高精度な蓄電池モデルを用意することが重要である。しかし、鉛蓄電池は放電時と充電時で特性が異なり、温度依存性が大きく、また非線形性も強いいため、精度良くモデリングすることは非常に難しいことが知られている。

本研究において鉛蓄電池の充放電特性を測定した結果、従来から広く用いられてきたモデルでは十分な精度で推定できない現象を発見した。また、蓄電池内部抵抗の充放電電流に対する依存性を考慮した新しい鉛蓄電池モデルを提案し、推定精度を向上した。

新モデルでは 図1 に示す等価回路でモデリングしている。式群 1 はモデルの内部である。た

だし、 $T$  は蓄電池温度、 $Q$  は満充電を基準とした放電電流量、 $t$  は時刻である。その他の記号は蓄電池の特性を表すパラメータであり、実測データに最小二乗法を適用して決定した。

$$V = E - RI$$

$$E = E_0 + k_e \ln \left( 1 - \frac{Q}{C_T} \right) + E_d \cdot u(-I)$$

$$E_0 = E_{0_0} + E_{0_1} T$$

$$k_e = k_{e_0} + k_{e_1} T$$

$$E_d = E_{d_0} - E_{d_1} \exp \left\{ -E_{d_2} \left( 1 - \frac{Q}{C_T} \right) \right\}$$

$$C_T = C_{T_0} - C_{T_1} e^{-C_{T_2} T}$$

$$R = R_T \left( R_0 + R_1 e^{-\frac{RI}{R_2}} + R_g G \right)$$

$$R_T = R_{T_0} + R_{T_1} e^{-\frac{T}{R_{T_2}}}$$

$$R_0 = (R_{0_0} - R_{0_1} Q) \cdot u(I)$$

$$+ (R_{c_0_0} + R_{c_0_1} e^{-R_{c_0_2} Q}) \cdot u(-I)$$

$$R_1 = (R_{1_0} - R_{1_1} Q) \cdot u(I) + (R_{c_1_0} - R_{c_1_1} Q) \cdot u(-I)$$

$$R_2 = (R_{2_0} + R_{2_1} Q) \cdot u(I) + (R_{c_2_0} + R_{c_2_1} Q) \cdot u(-I)$$

$$Q(t) = Q(t_0) + (1 - G) \int_{t_0}^t I(t) dt$$

$$G = G_0 e^{-G_1 Q} \cdot u(-I)$$

式群 1 新しい蓄電池モデル内部

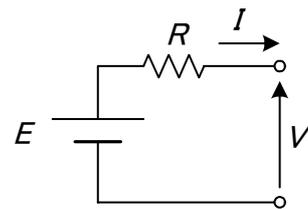


図 1 鉛蓄電池の等価回路

## 4. シミュレーション

前述の新しい蓄電池モデルを用いて、蓄電池あり系統連系太陽光発電システム全体のシミュレーションプログラムを開発した。また、一般家庭に設置した場合を想定して、10 日間のシミュレーションを行った。

日射条件は 図2 に示す快晴日の日射データが連続するものとしている。このデータは、筑波において観測された快晴日の、ある一日の実測データである。

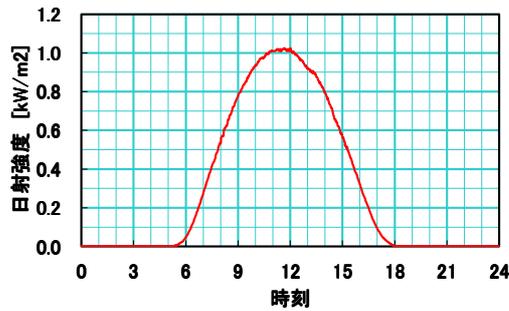


図2 快晴日の日射データ

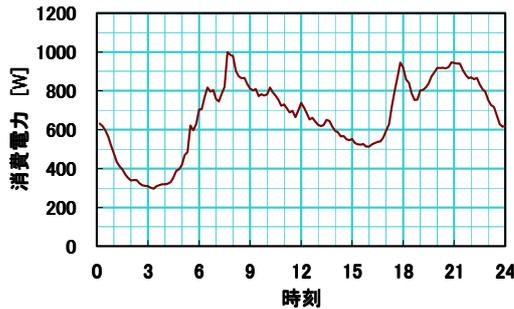


図3 住宅の平均負荷データ

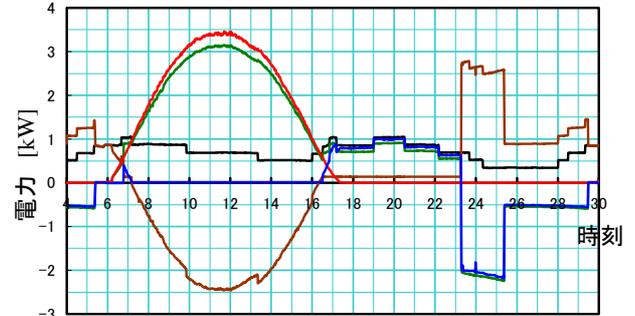
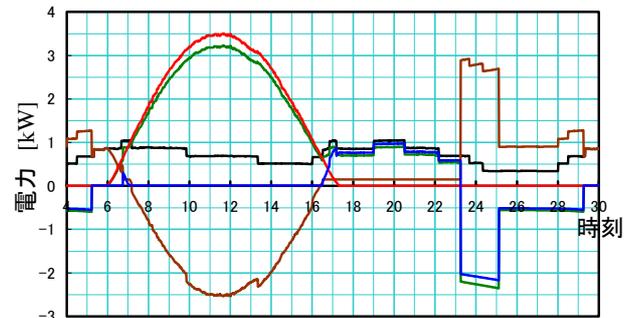
住宅の負荷データは、自然エネルギー推進市民フォーラムにより計測された一般5家庭の実測データを利用している。2001年の1月9日から3月31日までの82日間のデータを10分ごとに平均して得た負荷データを図3に示す。

## 5. 実証試験

開発したプログラムのシミュレーション精度を確認する目的で実証試験を行った。使用したパワーコンディショナおよび鉛蓄電池(128V, 70Ah)は、日本電池製「パワーソーラーシステム」の標準装備である。また、太陽電池としてはマイウェイ技研製の太陽電池模擬電源を、住宅負荷は筆者製のプログラマブル負荷装置を使用することで、実験の再現性を確保している。シミュレーションと同一条件を再現し計測した。

## 6. 結果

図4(上)にシミュレーション結果を示す。図4(下)に示す実測結果と大方一致している。また、システム内の各部を通過する電力を方向別に積算し図5で比較する。太陽電池の温度上昇、パワーコンディショナ内の各部の効率曲線を推定することで、さらなる精度の向上が期待できる。



太陽電池 インバータ出力 買電 蓄電池放電 家庭消費

(上)シミュレーション (下)実証試験

図4 シミュレーション結果と実証試験結果

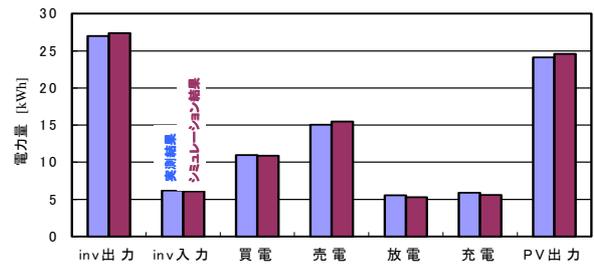


図5 1日の方向別電力量

## 7. まとめ

従来の手法にとらわれずにモデリングすることで、鉛蓄電池シミュレーションの精度を大幅に向上できる可能性を示した。

システム全体を実用的な精度でシミュレーションできるプログラムを開発した。

## 8. 今後の展望

蓄電池モデルについては今後も検討し、過度応答や充電状態がバラつく現象、さらには休止時間を考慮した履歴現象を推定する。また、太陽電池モデル、パワーコンディショナモデルの誤差原因を取り除き、システム全体のシミュレーション精度を向上する。

新しいシステムを提案し、経済性、社会性、地球環境問題など、多様な視点から検討を重ね、蓄電池あり系統連系太陽光発電システムの可能性を追求していく。

# 電力集配電システムにおけるループ・メッシュ形態に関する研究

岡田 有功 (D1)

## 1. はじめに

電中研では、自然エネルギーの有効活用、エネルギーの効率的利用の観点から分散型電源のフリーアクセス化を目指した次世代の配電システムとして需要地システムを提案している。需要地システムでは、電圧の安定化と設備の有効活用の点から、システムをループ・メッシュ化するアプローチを検討している。本研究は、分散型電源の受け入れやすさなどループ・メッシュ形態の評価および実現化のための技術的な方法の研究を対象としている。

## 2. ループ・メッシュ化に関する検討

現状の配電システムは、変電所を中心に放射状のシステムが構築されている(図1)。回線は、他の変圧器あるいは他の変電所から伸びる他回線に連系できる常開点を持っている。ループ・メッシュ化(以下ループ化と呼ぶ)はこの点を閉じることで原理的に可能となる。

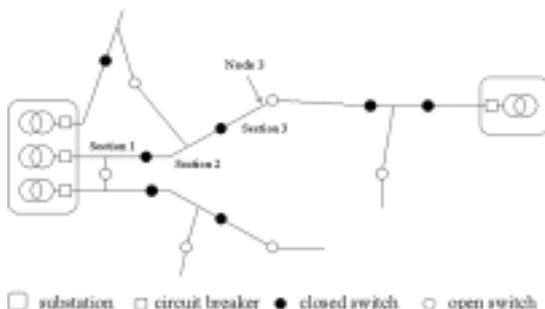


図1 放射状配電システム

しかし、配電システムの保護は、放射状のシステムに対して構築しているため、単純に閉じ

ることはできない。

従って、ループ化を行うためには、(A)保護方式をループ化に適した方法に変更する、(B)常開点に現状の保護方式に適應する機能を追加する、などの方法が考えられる。本研究では、放射状回線とループ回線で保護方式を変更する煩雑さを避けるため、(B)を検討の出発点とし、常開点に機能を追加する装置をループコントローラ(LPC)と呼ぶ。

LPCに求められる機能は、(1)回線間で分散型電源の発電および需要を均等化し電圧の適正化を図るための潮流・無効電力制御機能、(2)ループ化による系統故障時の影響範囲の拡大を防ぐため地絡故障では零相回路の絶縁機能、(3)短絡故障では短絡容量の増加防止機能である。そこで、LPCは図2に示すAC/DC/ACコンバータと連系変圧器の構成を想定する。

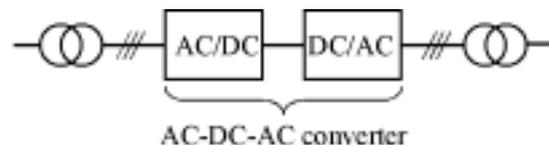


図2 AC/DC/ACコンバータによるLPCの構成

## 3. 電圧の安定化に関する検討

LPCによるループシステムの電圧特性を検討する。ここで、図1左の変電所の中央回線に着目する。この回線の常開点3地点にLPCを設置することとする。各LPCは両端の電圧変動の差に比例した潮流の制御を

行う。これは、送電系統に比べ抵抗分の比率が高い配電系統の線路特性に着目した一検討である。

図3は図1のノード3に連系する分散型電源(DG)の発電出力の期待値に対するノード3の電圧の期待値と分散の関係を示す一例である。DGの発電出力の期待値が増加すると、ノード3電圧の期待値は上昇する。ノード3電圧の分散についても発電出力の期待値の増加と共に増加している。

電圧変動の差を利用した潮流制御は、DG発電出力の期待値が0.5pu時に電圧期待値の上昇と分散の増加を放射状の0.72puに抑制している。ここでは、有効潮流のみに着目しているが、この他に無効電力の調整による効果も期待できる。

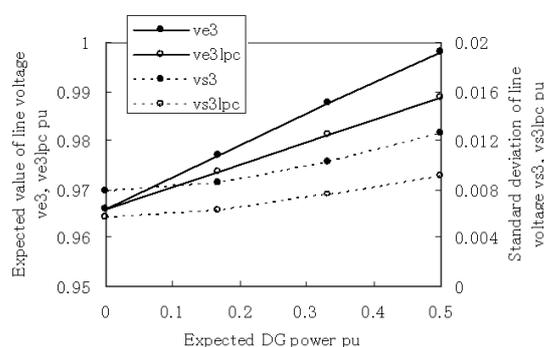


図3 分散型電源連系時の電圧特性

#### 4. 保護方式との親和性の検討

BTB-LPCを配電系統に設置する場合、現状の保護方式との親和性が重要となる。この検討の第1段階として、系統故障時のLPCの基本特性をシミュレーション解析により把握した。ポスターセッション「系統故障時におけるBTB式ループコントローラの特性解析」をご覧ください。

#### 5. 信頼性の向上に関する検討

放射状系統では、故障区間を最小化する目的で、1つの回線を数区間、一般に3区間に分けて運用している。仮に、変電所に近い第1区間で故障が発生すると、一度回線を停電させて、常開点を閉じて第2区間と第3区間を他回線と連系することで故障区間を最小化している(図1)。

ループ化した系統は、区間1に地絡故障が発生した場合、変電所の遮断機と開閉器を開放することで区間2と3の健全区間を無停電のまま故障区間を切り離すことで信頼性の向上が期待できる(図4)。

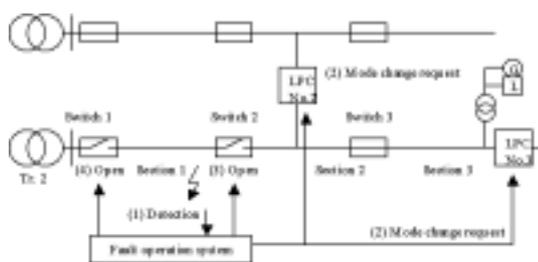
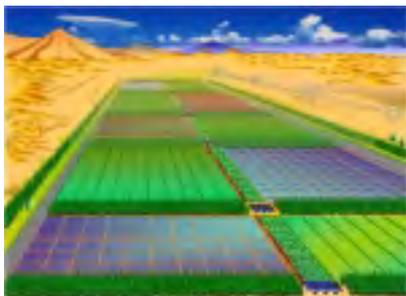


図4 LPC活用による故障区間の切離し

故障区間1を切り離す際に区間2と3(健全区間)は電圧と周波数の維持が必要となる。そこで、调速機制御でこれを行う方法を検討した。また、健全区間に分散型電源が連系している場合、この操作で停止しないことが望ましい。

故障区間の切り離しの動作を解析した結果、分散型電源は保護継電器で停止することなく運転できる可能性を確認した。

(2003年3月21日)



## 太陽光発電システムを用いた 砂漠地域の緑化・農業開発による コミュニティ形成

修士 2 年 伊藤 雅一 指導教官 黒川 浩助

### 1. 農工大 21 世紀 COE プログラム概要

#### 1.1 COE 概要

東京農工大学において 21 世紀 COE プログラムを 2 件取得する運びとなった。1 つはこうきつ あきのり 額 明伯教授を筆頭とした「ナノ未来材料」であり、もう一つはほりお まさゆき 堀尾 正毅教授を筆頭とした「新エネルギー・物質代謝と生存科学の構築」である。

COE プログラムとは、文部科学省により平成 14 年度から、第三者評価に基づく競争原理により、世界的な研究拠点の形成を重点的に支援し、国際競争力のある世界最高水準の大学づくりを推進するために、「世界的研究教育拠点の形成のための重点的支援－21 世紀 COE プログラム－」を実施した。本プログラムは、大学院博士課程の専攻等の研究教育拠点形成計画について、各大学の学長から申請を受け、学問分野別に第三者評価を行い、補助金を交付するもので、交付先を選定するに当たっては、文部科学省外において、日本学術振興会を中心に運営される「21 世紀 COE プログラム委員会」で審査・評価等を実施する。(農工大ホームページより)

#### 1.2 新エネルギー・物質代謝と生存科学の構築について

黒川研究室は上記の「新エネルギー・物質代謝と生存科学の構築」のプログラムに参加している。

本プログラムの目的は、農工両研究科からの研究者の参加を得て、これまで当該研究科で開拓してきた「生存科学」の概念をさらに展開し、「科学技術文明を長期生存可能な形に進化させていくこと」を目標にして、再生可能エネルギーを中心とした「新エネルギー」の視点から「生存につながる物質代謝(含:リサイクル)システム」の構築を図ることである。この視点は、これまでのリサイクル関連法やゼロエミッション研究プロジェクト等がなお物質循環に偏重し、エネルギー論を欠如させてきたことへの、批判・反省に基づくものであり、「生存」に向けて、21 世紀の課題を直視した俯瞰的かつ詳細な学術融合を行い、世界に通用する厳しい現実的アプローチを構築することの必要性に応えるものである。(堀尾 談)

### 2. 農工大が世界に提案する砂漠利用法

#### 「太陽光発電システムを用いた砂漠地域の 緑化・農業開発によるコミュニティ形成」

本研究は、日射量が豊富かつ広大な、砂漠等の未利用地への設置を想定しており、人口増加による食糧危機への対応、多種多様性の維持のための緑化・農業開発、そしてエネルギー問題解決のための太陽光発電システム開発と、それぞれに必要な雨量、日射、環境図等の整備、さらに上記砂漠等未利用地域における太陽光発電システム技術、緑化・農業開発技術の集合を行う。各技術の各地域における適用を行い、経済性・エネルギー性・廃棄物性・実現性・地域性に有利なコミュニティの提案、そして改善点を LCA の立場から示す。

#### 2.1 研究背景

##### 2.1.1 地球問題

地球規模で起きている環境問題は世間やマスコミを騒がせ、既に自明の理のようになってきているが、整理をすると次のような項目が挙げられる。① エネルギー問題、② 農業と食糧危機(人口問題)、③ 工業と廃棄物、④ 生物種の激減・森林の消失、⑤ 水環境問題・土壌汚染。そしてそれらの原因となったのが⑥ 産業革命である。本研究では砂漠を利用することから特に①と②に着目するが、研究をさらに深めれば④と⑤の解決にも繋がっていく可能性を秘めている。

##### 2.1.2 砂漠化

砂漠化を引き起こす原因は様々で小さなインパクトを一つ一つ特定することは難しい。ただし、一旦気候が乾燥化した土地において人為的要因によって砂漠化の進行を急速に早める効果があることは明らかである。事実、砂漠化した世界の 45 の地域について国連砂漠防止委員会が調査した結果、異常気象が原因で砂漠化が拡大した事例は 13%に過ぎず、残りの 87%は何らかの人為的要因、過剰人口・過耕作・過伐採・過放牧・焼き畑・塩類化によって砂漠化が拡大した。元来この土地は木や草を育てる能力を持っており、きっかけを与えれば再び緑は戻ってくると予測される。

### 2.1.3 砂漠のポテンシャル

世界に広がる砂漠には、高い日射量と広大な未利用地がある。例えば、日本における東京と中国における内モンゴルのゴビ砂漠の年間積算全天日射量を比較した場合、東京は 1,268kWh/m<sup>2</sup>/年であるが、ゴビ砂漠は東京よりも高緯度に位置するにも関わらず 1,701kWh/m<sup>2</sup>/年と日射量が非常に多い。さらに、赤道付近のサハラ砂漠を例に取れば、2,685kWh/m<sup>2</sup>/年という東京の約 2 倍の日射量が存在する。理論的には、システム効率 10%の太陽光発電システムをゴビ砂漠へ 50%の面積率で設置を行うと仮定した場合、約 381EJ の発電量が見込め、これは2000年の世界の1次エネルギーの消費量である 384EJ とほぼ等しい。

### 2.2 現在までの評価結果

IEA (国際エネルギー機関)のもと、太陽光発電システム技術開発の一環として、砂漠地域における大規模太陽光発電システム(VLS-PV)利用に関する研究を行っている。砂漠地域への設置を想定した 100MW 大規模太陽光発電システムを、現実に基づいた詳細設計を行い、その設計結果から LCA 手法を用いて評価を行った。結果、太陽電池モジュールの価格が 2.0USD/W 以下となった場合にはどの砂漠においても発電コストは低い値をとり、既存の電力とも競争可能である。さらに、発展途上国への大規模太陽光発電システムの設置には多くの雇用の創出が見込め、また、使用する架台、基礎等を現地において生産することから商工業の発展等、国の経済発展も期待できる。また、エネルギーペイバックタイム(全体を通して必要としたエネルギーを発電によって回収する年月)が 1.8年であり、CO<sub>2</sub> 排出原単位が 12g-C/kWh との結果は、大規模太陽光発電システムの環境に対する影響は非常に小さく抑えられ、エネルギーを創出する。以上から、大規模太陽光発電システムが地球環境問題の解決に環境的な面のみならず、経済的な面からも有望であると結論づけている。

### 2.3 目的

大きく様々なポテンシャルを持っている「砂漠」と言うキーワードを考えたときに必ず現れるキーワードは「緑」である。今までに行ってきた太陽光発電システムの研究に「農」を加えることにより現実的に、より具体化し、実現への大きな一歩を踏み出す。具体的には、大規模に太陽光発電システムと緑化・農業地帯を日射量の非常に高い砂漠へ設置し、電力基幹系統へ送電する事を想定し、実際に実証試験を行う前段階としてのプラントの概念設計を行い、経済的な視点、環境的な視点からの評価を行うことを目的とする。また、安価に太陽光発電システムが設置できるのか、砂漠の自然条件に設備が長期間耐えられるのか、また広い面積に設置した発電設備が気象や地域社会に悪影響を及ぼさないかなどの諸問題を解明し、砂漠地域におけ

る持続可能な緑化・農業開発の可能性を明らかにし、世界のエネルギーと環境問題を早期に貢献できる可能性を示し、さらに太陽光発電と砂漠緑化・農業開発の大規模実用化を促進する為の開発シナリオを提案する。この様に、本研究は東京農工大学の特徴を存分に生かした農工の融合によって解決を目指す物である。

### 2.4 成果目標

#### Stage1 :

##### ① 緑化・農業技術

砂漠等未利用地域における雨量、日射量、土の分布から、持続可能な緑化に適した植物、菌等の分類表を作成、持続可能な農業技術を開発し、それぞれに対して LCA を行い、データを整備する。

##### ② 太陽光発電システム技術

砂漠等未利用地域に適した平板型、追尾型、集光型等の太陽光発電システム技術を開発し、それぞれの LCA を行い、データを整備する。

##### ③ 環境データ

リモートセンシングにより土壌の分類が可能となり、①、②に適応できる土地の情報を完備する。

#### Stage2 :

Stage1 :にて行われた技術の集約を行う。つまり、

##### ① 複数の緑化・農業開発技術の LCA

##### ② 複数の太陽光発電システム技術の LCA

③ リモートセンシングにより示された①・②に適した複数の砂漠等未利用地域の分類。

##### (ア) 土の性質により分類

##### (イ) 雨量により分類

##### (ウ) 日射量により分類

##### (エ) 人口(経済・需給)により分類

④ ③によって分けられたそれぞれのカテゴリーに適したコミュニティ(太陽光発電システムと緑地・農場、地域との組み合わせ)の提案。

##### (ア) 経済的に適したコミュニティ

##### (イ) エネルギー的に適したコミュニティ

##### (ウ) 排出物の少ないコミュニティ

##### (エ) 実現性の高いコミュニティ

⑤ ④の提案には系統に接続するのか、バッテリーは利用するのか、太陽光発電以外のエネルギー源を用いるのか、発電したエネルギーの需要はどこか、元来のモンゴルスタイルを目指すのか等、様々な案を検討する。また、各地域における社会の問題点、エネルギー利用状況、また予測を考慮する。

それぞれのコミュニティの詳細な LCA 評価により、砂漠等未利用地域における最適な、かつ目的に合致したコミュニティを提案する。また、このコミュニティは人口の増加による食糧危機への対応、多種多様性の維持、エネルギー問題の解決、地球温暖化の緩和となる。

# モンゴルにおける太陽光発電システム設計研究 ～携帯型太陽光発電システムのデータ解析・評価～

アマルバヤル・アジヤバト (M2)

## 1. 研究背景・目的

発展途上国では電化対策として独立小型の太陽光発電システム(ソーラーホームシステム=SHS)を導入するプロジェクトが数多く実施されている。しかし、SHSの寿命はユーザの消費電力量管理、手入れに大きく左右される特徴を持つためユーザの教育トレーニング等が欠けたプロジェクトではシステムの故障・早期機能低下が多く発生している。本研究では発展途上国であるモンゴルに焦点を当て、SHSの故障原因の解析・評価方法を開発し、対策法を提案している。

新エネルギー・産業技術総合開発機構はモンゴル国において平成4年度から平成8年度まで携帯用太陽光発電システムについて実証研究を行った。この実証研究の目的はモンゴルの非定住の社会システムをフィールドにして、バッテリー・インバータ等の周辺機器を含む携帯型太陽光発電システムの小型軽量化、可搬性・信頼性の向上を図ることであった。

本研究では、遊牧民のライフスタイルに適した太陽光発電システムの設計・評価方法を検討し、実証研究の運転データ解析・故障原因を明確にすることを目的とした。SHSの各要素となる太陽電池アレイ出力、蓄電池の電圧及び充電状態、充放電装置、インバータ及びコンバータをモデル化し、時系列シミュレーションを行った。試作システムを作成し基礎実験を行い、モデル式の妥当性を図った。実証研究の携帯用太陽光発電システム現物で実験を行い、充放電装置・インバータ及びコンバータ効率曲線を取得し、ハードウェア内部の各損失を分離した。さらに、固定アレイサイズに対する蓄電池容量と季節毎の最適負荷電力量の算出法を提案した。

## 2. システム構成

蓄電池の連続不日照日数を3日、放電深度を70%とし、負荷に照明機器、ラジオ、テレビを想定して、一

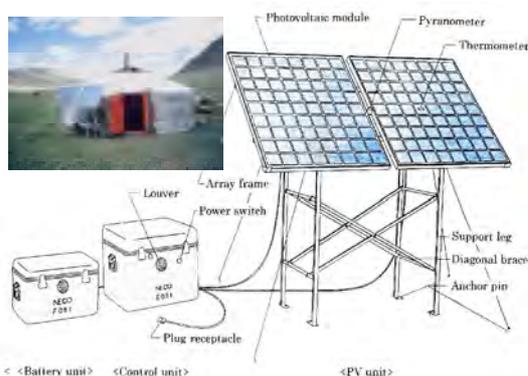


Fig.1: Overall appearance of the system

日で 280Wh まで消費できるように設計されている。自動車用鉛蓄電池はPV用途に薦められてないが、当時モンゴルで入手が簡単かつ経済的であったため 12V-70Ah(初年度のシステムでは 100Ah)の自動車用バッテリー2個が直列接続で使用された(Fig.1)。

携帯発電システム設置場所はゲルの多い平野部及び山岳部に位置する地域に選定された。Fig.2に示す各地域に平成4,5,6年度にかけて合計200台のシステムが設置された。

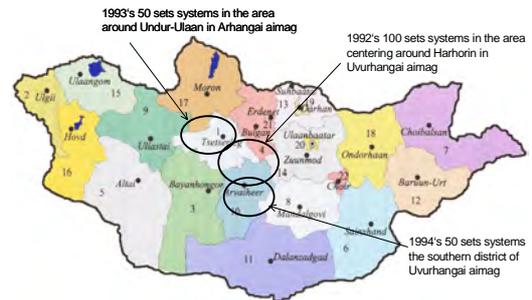


Fig.2: Installation areas of Portable PV systems

## 3. 解析方法

計測データから解析的に求める方法とモデル式を用いた時系列シミュレーション方法を組み合わせ、PVシステムの運転時に発生する損失を次の6つの項目に分離する：インバータ損失、直流回路及びCC損失、バッテリーの充放電損失、満充電状態によるアレイ損失、Pmaxミスマッチ損失、温度上昇が原因で出力低下による損失(Fig.3)；システムの利得に含まれる低温によるアレイ出力向上の割合も算出した。アレイ出力電力量から負荷消費・インバータ・直流回路及びCC損失を差し引いた値を蓄電池の充放電等の損失と定義した。

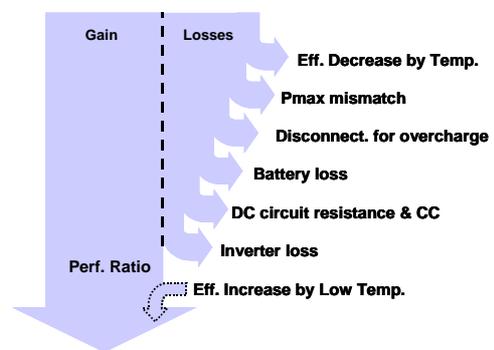


Fig.3: Energy flow

## 4. 結果

解析対象にした37サイトの月別日積算アレイ面日射量とアレイ出力電力量及び負荷消費電力量をFig.4に示す。年平均アレイ面日射量は1次システムでは4.88 kWh/m<sup>2</sup>/日；2次,3次システムでは4.71 kWh/m<sup>2</sup>/

日である。消費電力は減少する傾向にあるにもかかわらずアレイ出力電力量が著しく増加している。

解析対象にしたシステムのシステム出力係数の分布は0.24 に集中している (Fig.5)。1次 A019 システムの平成 6 年度運転データのシミュレーション解析例を Fig.6 に示す。計測された積算日射量に相当するアレイ出力 (25 換算) を 100% とし、システム出力係数および各損失の割合を算出した。温度上昇による出力低下は平均値で全体 2.1% と無視できるくらい小さい。インバータ及び CC の損失は負荷に比例して一定であるのに対して、蓄電池の充放電損失と過充電防止機能によるアレイ損失は季節によって大きく変動する。

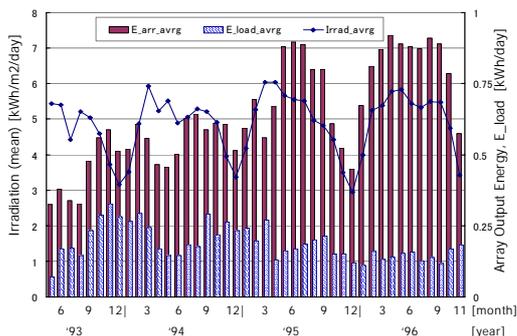


Fig.4: Initial systems monthly average values of Irradiation, Array and Inverter output energy.

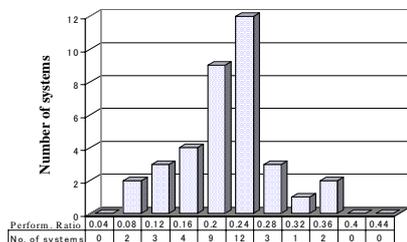


Fig.5: Distribution of annual performance ratios

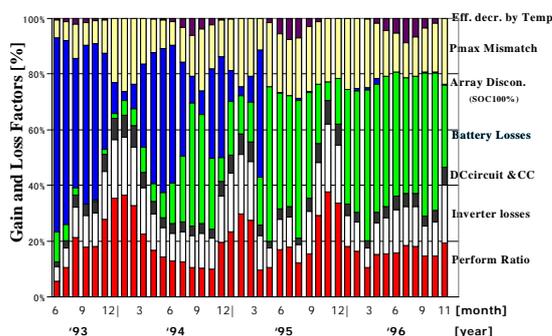


Fig.6: Monthly average performance ratio and losses for 37 sites output energy.

解析結果から、全体的に蓄電池の充放電損失の著しい増加、早期機能低下、 $P_{max}$  ミスマッチによる損失量が観測された。その主な原因は次の通りであると考察した：

- 蓄電池の充電状態に充放電装置の過充電防止機

能が働き、アレイ出力がスイッチングするチャタリング現象を起こし、蓄電池の寿命に悪影響を与えた。負荷管理を徹底する必要がある。

- モンゴルの気候は乾燥しているため蓄電池の電解液が激しく蒸発し、機能が低下した。補充液を定期的に行う必要がある。
- 自動車用の蓄電池は大電流で放電できるように設計されているため、内部抵抗が大きく、据置用途に充放電効率が低くなる。

詳細解析結果から各損失を定量的評価し、パラメータ分析の各係数を修正し、最適設計値を算出した。時系列シミュレーションによる同パターンのアレイ面日射量での設定消費電力量に対する充電状態 (SOC) の維持率を Fig.7 に示す。充電状態が急降下前の設定負荷が最適値となり、最適負荷を季節毎に算出し、マニュアルの説明とユーザー教育トレーニングによってシステム機能を発揮し、早期機能低下や故障を防ぐことを明確にした。

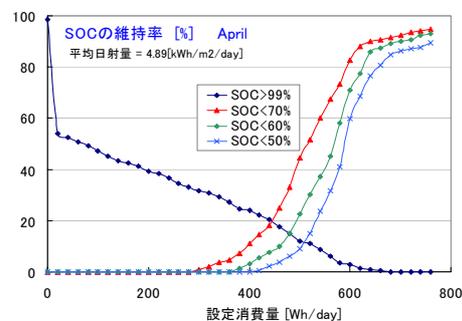


Fig.7: Simulated value of optimum consumption at monthly average irradiation

## 5. まとめ

研究成果をまとめると次の通りとなる：

1. 独立型太陽光発電システムの解析・評価方法をシステムの基本性能を示すパラメータ分析法とシステム損失を詳細分離する時系列シミュレーション方法を組み合わせることによって改善した。
2. 実証研究の計測データを詳細に解析し、内部損失を7つの損失に分離して機能低下・故障原因を解明した。
3. 遊牧民に適した太陽光発電システムの設計に考慮すべき点を明確にし、固定アレイサイズに対する蓄電池容量と季節毎の最適負荷電力量の算出法を提案した。

## 6. 発表成績

- (a) 29<sup>th</sup> IEEE Photovoltaic Specialists Conference, New Orleans, Louisiana, USA, May 20-24, 2002. Award-winning Poster from Terrestrial Systems, Applications and Reliability Session
- (b) 7<sup>th</sup> World Renewable Energy Congress, Cologne, Germany, June 29 – July 5, 2002.
- (c) 平成 13 年度太陽エネルギー学会・風力エネルギー協会合同研究発表会 (徳島文理大学, 2001 年 11 月)

# リモートセンシングによる太陽光発電システム資源量の推定

榎原幸一郎(B4)

## 1. 研究背景

砂漠に太陽電池パネルを敷き詰め、発電を行うという研究が進められている。砂漠は太陽光が非常に強く、大規模な太陽光発電に適した土地であり、今後のエネルギー源として重要な役割を担っている。しかし砂漠のどこにでも太陽電池が設置できるわけではなく、大規模太陽光発電の建設に適している土地の選択が必要となる。また、広域を調査するためにリモートセンシング技術の利用が必要となる。

## 2. 研究目的

リモートセンシングにより得られる衛星画像を解析することにより、砂漠上で大規模太陽光発電施設の設置に適した土地を調査する。併せて、太陽光発電システムが設置可能な土地を選定する手法を確立する。これより、リモートセンシングが太陽電池の設置可能地域（資源量）の調査手段として有効性があることを実証することが本研究の目的である。

## 3. 研究内容

- ・ゴビ砂漠からのテスト地域決定
- ・テスト画像切り出し
- ・植生指標値 MSAVI の算出
- ・フィルタリングによる稜線の抽出
- ・最尤法によるゴビ砂漠地表面被覆情報の分類
- ・解析画像統合による太陽電池設置最適地の検討

## 4. 解析結果

### 4.1 テスト地域決定・テスト画像切り出し

テスト地帯はモンゴル南部に位置するゴビ砂漠に定めた。その際、現地状況を多少なりとも把握できていること、現地の写真が存在するという2点からこの地域をテスト地域に設定した。テスト画像の切り出しはナチュラルカラー合成画像の目視判読基準<sup>[1]</sup>に従い、テストサイトとして6タイプの土壌分類として切り出した。



図1 テスト地域(青丸)



図2 現地詳細地図



図3 ナチュラルカラー



図4 フォールスカラー



砂丘拡大



砂丘拡大



山脈拡大



森林拡大

図5 テスト画像拡大図

### 4.2 植生指標値 MSAVI の算出

ゴビ砂漠は、砂丘のような激しい砂漠から、草原までの乾燥・半乾燥地域まで多岐にわたり、太陽光発電システムの設置に適した植生の無いゴビ地帯を特定するには植生の程度を知ることができれば、大いに解析に貢献できる。植生の程度は衛星画像から、植生指数によって定量的に数値化できる。本研究では土壌調節正規化植生指標 (MSAVI : Modified Soil Adjusted Vegetation Index)

$$MSAVI = \frac{2NIR+1 - \sqrt{(2NIR+1)^2 - 8(NIR-RED)}}{2} \dots (1)$$

RED : 赤外域

NIR : 近赤外域

により算出した。MSAVI はテスト画像全域に対して行うことで、ゴビ砂漠の植生状態の把握をした。また、先に設定した6つの地表面に対しても別々にMSAVIを算出し、各地表面の違いによる植生値の違いも同時に把握した。この結果より、テストサイトとMSAVI値の相関関係が実証され、目視判読によるゴビ砂漠の地表面被覆判読の有効性を示すことができた。

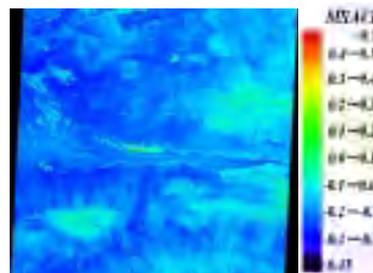
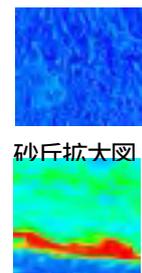
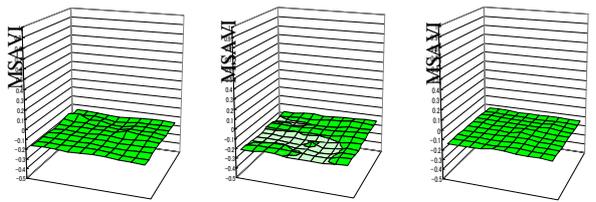


図6 MSAVI 算出結果

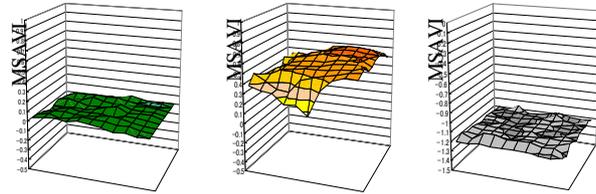


砂丘拡大図

森林拡大図



砂丘 MSAVI 礫砂漠 MSAVI 砂漠ステップ MSAVI



ステップ MSAVI 森林 MSAVI 水域 MSAVI

図7 各地表面のMSAVI値

### 4.3 フィルタリングによる稜線の抽出

衛星画像中の起伏地である砂丘・山脈等のエッジ(稜線)の抽出は衛星画像のフィルタリングを行うことで可能となる。本研究ではラプラシアンフィルタの有効性を示し, band 3 画像のエッジ検出画像に閾値を与えることで, エッジ抽出画像を作成し, さらに膨張・収縮処理を施すことでエッジ付近を均一に塗りつぶすことで, 砂丘・山脈等の起伏の抽出に成功した。



band 3 画像 稜線抽出結果 砂丘拡大図

図8 band3 画像より稜線を抽出した解析結果

### 4.4 最尤法によるゴビ砂漠地表面被覆情報の分類

最尤法 ( maximum likelihood classifier ) は, 地表面被覆の分類を行う手法である。具体的には, 誤分類したときの損失の期待値を最小にし, 分類クラス  $c$  に対する分類単位  $x$  の尤度 ( likelihood )  $L(x,c)$  を類似度として扱い, 尤度が最大となる分類クラスに  $x$  を対応づける方法である。尤度  $L(x,c)$  は次式で表される。

$$L(x,c) = \frac{1}{(2\pi)^{K/2} |cV|^{1/2}} \exp\left\{-\frac{1}{2} d^2_M(x,c)\right\} \dots (2)$$



砂丘画像 礫砂漠画像 砂漠ステップ画像



ステップ画像 森林画像 水域画像

図9 最尤法によりゴビ砂漠を分類した解析結果例

### 4.5 解析画像統合による太陽電池設置最適地検討

最尤法によって分類した6タイプの地表面とフィルタリングによって抽出された起伏地を統合して, 太陽光発電システムの導入に最も適している土地を推定した。

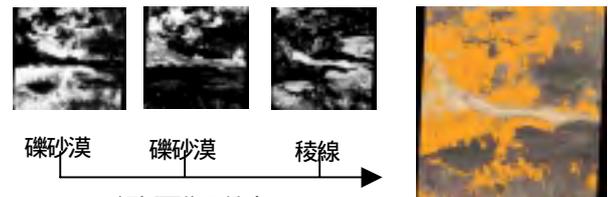


図10 解析画像の統合による最適地の推定

図10 解析画像の統合による最適地の推定  
 橙色メッシュ部分が, 最尤法によって示された礫砂漠地帯と砂漠ステップ地帯を示した画像より, 稜線が抽出された部分を除いた結果を統合した画像である。これより, 太陽電池設置最適地を示すことができた。また, このテスト画像に関しては, 面積率約51%で最適地と判別された。これより, ゴビ砂漠が持っている発電エネルギーポテンシャルは非常に大きなものであることが実証された。

## 5 まとめ

MSAVI 値と目視判読基準により分類した地表面と起伏地を示した画像を統合することで大規模太陽光発電システム設置に適した土地を推定した。これにより, ゴビ砂漠の一部ではあるが大規模太陽光発電システム設置に適した土地を示すことができ, 今後ゴビ砂漠全域の調査をしていくにあたり, 大きな布石となった。しかし, この解析手法を他画像にそのまま適応するにはまだ問題点が存在する。衛星画像の取得した月日が異なると植生指標値も異なるため, 考慮する必要が生じる。また, 稜線の抽出方法もまだ改善の余地があると考えられる。

今後はグランドトゥルース作業 ( 現地確認調査 ) を行い, さらに解析アルゴリズムの改善を行うことと, ゴビ砂漠全域に対して評価を行うことで, ゴビ砂漠全域の潜在エネルギーポテンシャルを示す予定である。

~参考文献~

[1] 砂漠化の状況 - タクラマカン砂漠・地表面状態の短期変動の調査, 土屋清・小黒剛成, 砂漠化気候の解明に関する国際共同研究



量となってしまう。周辺環境を改善することはほぼ不可能であるため、品質診断では日射計に日陰がかかる時間帯を見つけ出し、日射量を補正する。

### ③ 日射計の汚れ・劣化

日射計(図2参照)では、主として受光面黒色塗料の変色による吸収率の低下と波長特性の変化、および受光部の接着状態の変化による熱伝達状態の変化によって感度定数の経年変化が起こると考えられている。また、自然下で長期間暴露されていると、日射計のカバードームに砂、ホコリなどの汚れが付着し正しい日射量計測が行えないことも考えられる。両者ともに真値より小さい値となってしまうため、品質診断では汚れと劣化をあわせて割り出し、日射量を補正する。

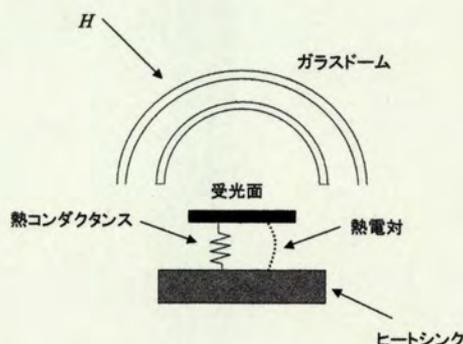


図2. 日射計の構造(熱電対型)

## 2.3 日射計不良の判断方法

日射計不良の判断には、快晴日の日射量パターンを利用する。快晴日を任意に選択することは困難であるため、また快晴日でも大気のを大きく受ける場合があるため、理想的な快晴日のパターンを各時刻の日射量の最大値から再現する。基本的に、1ヶ月間の計測データより各時刻の最大値を選び出し、それらを同時にプロットし快晴日のパターン(以後、快晴日パターンと呼ぶ)を得る。快晴日では、日射計が周辺環境の影響を受けない限り、計測不良がない限り、日射量は天候が安定しているため最も正確な値とも言え、判断基準とすることができる。そして、実測値より作成した快晴日パターンと理論値より作成した快晴日パターンを比較し、月単位で先述した3つの日射計不良を判断する。ただし、この方法では1ヶ月間の各時刻で快晴日に匹敵した日射量が得られていることが条件となる。

### 2.3.1 理論的な快晴日パターン

理論的な快晴日パターンは、AMeDAS 気象データ(日照時間・気温・降水量)より日射量を推定して

作成する。AMeDAS 気象データより日射量を推定する方法<sup>[4][5]</sup>は、快晴日において推定精度が非常に良いという特徴があり、計測不良がなければ実測値の快晴日パターン(以後、実測快晴日パターン  $H_{max}$  と呼ぶ)と理論値の快晴日パターン(以後、AMeDAS 快晴日パターン  $H_{th}$  と呼ぶ)はうまく一致すると考えられる。図3は、気象庁・地上気象観測所の実測日射量より作成した実測快晴日パターンとAMeDAS 快晴日パターンを比較した結果である。また、同一地点で実測快晴日パターンとAMeDAS 快晴日パターンを年間で比較し、その結果を表1にRMSE (Root Mean Square Error) で整理した。RMSE は非常に小さく、AMeDAS 快晴日パターンは十分に理論的な値と成りうると言える。

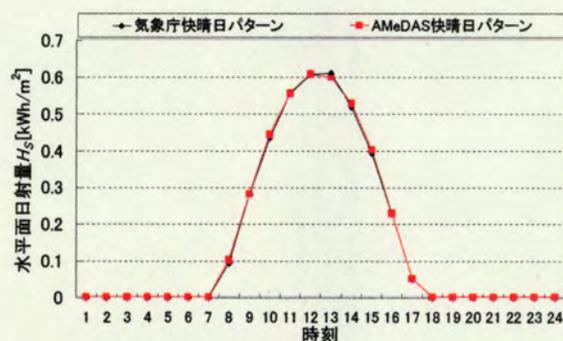


図3. AMeDAS 快晴日パターン

表1. AMeDAS 快晴日パターンの推定結果

Month	Jan	Feb	Mar	Apr
時刻別値のRMSE [kWh/m <sup>2</sup> ]( $\times 10^2$ )	0.40	0.87	0.92	1.19

May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	平均
1.82	2.04	1.99	1.88	1.83	2.40	1.15	1.11	1.47

(2000年1月~12月 高層気象台・館野)

### 2.3.2 各不良の判断方法と日射量の補正方法

#### ① 日射計の感度定数設定ミス

実測快晴日パターンがAMeDAS 快晴日パターンより大きい場合に、日射計の感度定数設定ミスとする。日射量の補正方法は、AMeDAS 快晴日パターンを実測快晴日パターンにうまくフィッティングさせることにより、感度定数の真値との比率を求め、補正を行う(図4参照)。フィッティング方法は、AMeDAS 快晴日パターンを等倍し、実測快晴日パターンの晴天指数(晴天の度合い)の2番目に高い値にフィッティングする。フィッティングする点については、1番目に晴天指数が高い点は雲の切れ間に生じる急峻な天空散乱成分の増加などにより突出する場合(異常値)があるため避け、2番目に晴天指

数の高い点とした。そして、等倍した値を感度定数補正係数  $K_{sens}$  とし、この値によりすべての日射量を補正する。

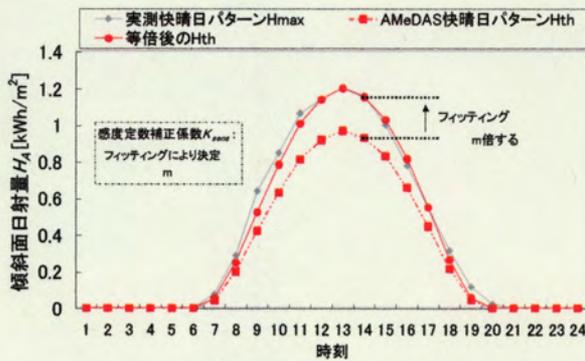


図4. 感度定数設定ミスの補正方法

## ② 日射計の日陰

実測快晴日パターンが AMeDAS 快晴日パターンより小さい場合に、日射計に日陰がかかっているとす。しかし、この差分には、劣化・汚れによる損失も含まれるため、これらを分離する必要がある。分離は、AMeDAS 快晴日パターンを実測快晴日パターンにフィッティングすることで、劣化・汚れによる損失を取り除く(図5参照)。フィッティング方法には、先述の手法を用い、新しく出来たパターンを最適快晴日パターン  $H_{BP}$  とすると、日射計の日陰損失率  $R_{HS}$  を式(1)で定義することができる。そして、この値により日陰により遮られた直達光を補正する。日陰損失率は、日陰の影響を受ける日射を直達光のみとしているため、両者のパターンの直達光を比較し求める。一般的に、快晴日における直散比(直達光と散乱光の比)は8:2とされるため、理論値と実測値ともにこの割合は変わらないとし、両者のパターンから最適快晴日パターンの散乱光を引き、直達光を比較する(図6参照)。

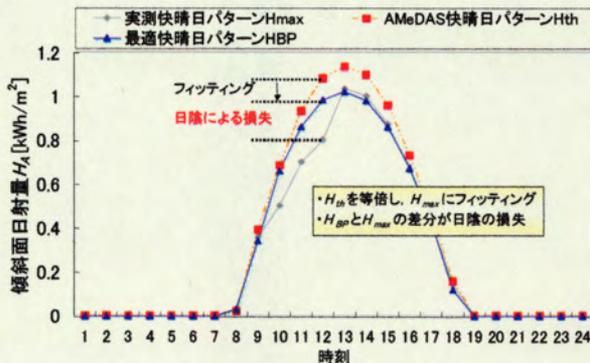


図5. 最適快晴日パターン  $H_{BP}$  の作成

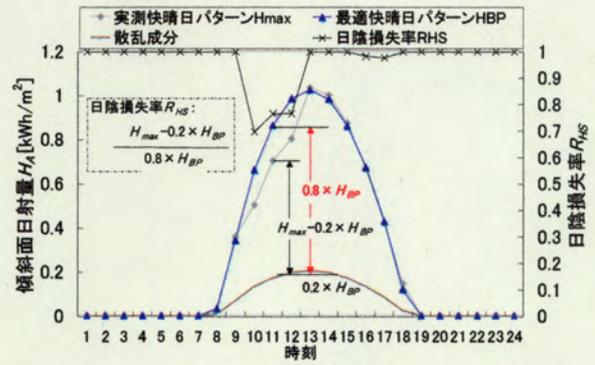


図6. 日陰損失率  $R_{HS}$  の定義

日陰損失率  $R_{HS}$  :

$$R_{hs\_i} = \frac{H_{max} - 0.2 \cdot H_{BP}}{0.8 \cdot H_{BP}} \quad \dots(1)$$

但し、添字の  $[i]$  は時間帯を示すものである。

## ③ 日射計の汚れ・劣化

最適快晴日パターンと AMeDAS 快晴日パターンの差分が、劣化・汚れによる損失となる(図7参照)。日射計の劣化・汚れ損失率  $R_{dd\_ds}$  を式(2)~(3)で定義し、この値により日射量全体を補正する。ただし、AMeDAS 快晴日パターンの推定精度の影響により各時刻の劣化・汚れ損失率にバラツキが出来るので、補正の際には平均値を用いる。

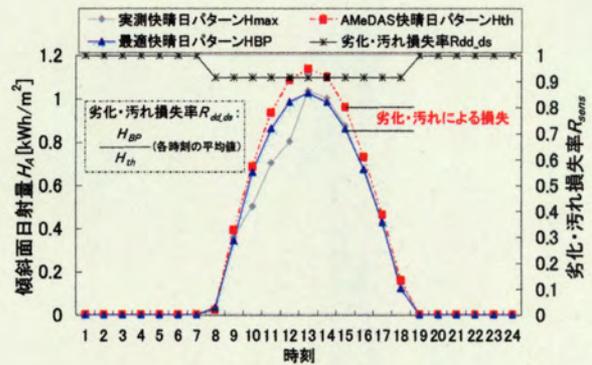


図7. 劣化・汚れ損失率  $R_{dd\_ds}$  の定義

劣化・汚れ損失率  $R_{dd\_ds}$  :

$$R_{dd\_ds\_i} = \frac{H_{BP}}{H_{th}} \quad \dots(2)$$

$$R_{dd\_ds} = \frac{1}{j} \sum R_{dd\_ds\_i} \quad \dots(3)$$

但し、添字の  $[i]$  は時間帯を示すものである。

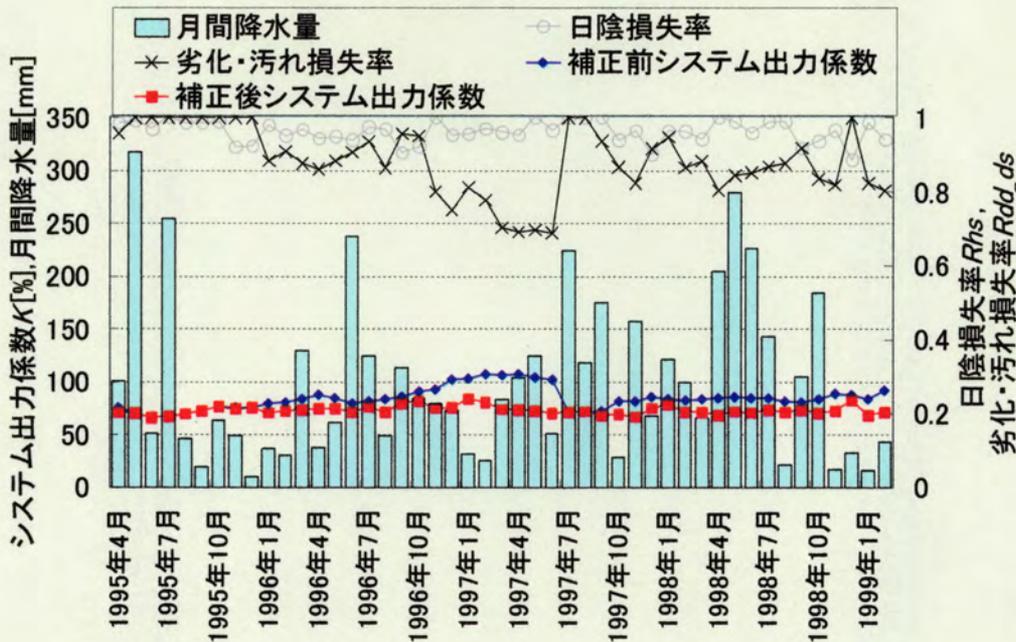


図8. フィールドテスト事業プラントにおける品質診断結果

## 2.4 品質診断結果および考察

品質診断により、PVシステムの計測データを診断した結果を以下に示す。

### 2.4.1 フィールドテスト事業プラントにおいて

システム出力係数が1.0(100%)を大きく超え、かつ変動幅が非常に大きい大阪府のFTサイトに品質診断法を適用した。図8に1995年4月～1999年2月までの診断結果を示す。月間降水量は、日射計の汚れとの関係を調べるために最寄りのAMeDASのデータを示した。診断後、0.7(70%)前後の安定したシステム出力係数が得られた。劣化・汚れ損失率の値より、日射計の劣化・汚れが大きく影響していたものと考えられる。このサイトでは、1997年6月に日射計の改良、特に受光部フィルターの交換が行われたことが報告されており、診断結果において1997年7月に劣化・汚れ損失率が1.0を示したと一致した。以上の結果より、日射計の劣化は現実のものであると言え、これに対し品質診断では十分に対処できることが明らかになった。

### 2.4.2 REPP住宅用サイトにおいて

自然エネルギー推進市民フォーラム(REPP)住宅用サイトに品質診断法を適用した。図9に2001年10月～2002年8月までの診断結果を示す。このサイトは、劣化・汚れ損失率が1.0を示す月があるため、経時的な感度劣化は考えられず、月間降水量が少ないところで損失率が小さくなる傾向にあるため、汚れが影響していると言える。月間降水量が多

い月(150mm以上)には、劣化・汚れ損失率が1.0を示しており、降雨により汚れが洗い流されたと考えられる。以上の結果より、日射計の汚れは現実のものであると言え、これに対し品質診断では対処できることが明らかになった。

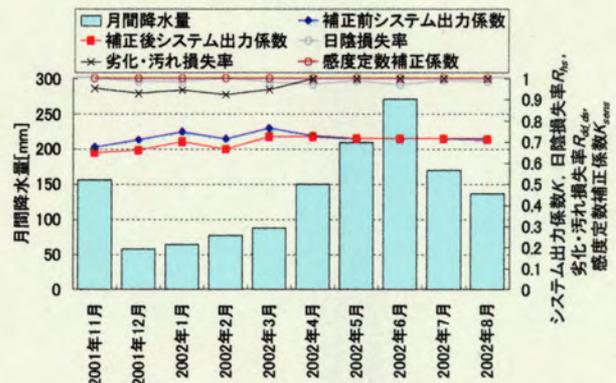


図9. REPP住宅サイトにおける品質診断結果

## 3. 未収集データ推定補完によるSV法

### 3.1 評価の現状および問題点

PVシステムの評価では、各システムで収集されている日射量・発電量・モジュール温度等の計測データを用いる。しかし、これらのデータを測定・収集する機器は、非常に高価(例えば、日射計約30万円)であるため、計測データが完全に得られているシステムはごく稀である。運転特性を表す際に頻繁に利用されるシステム出力係数の計算さえ、ままならない場合が多い。特に、一般家庭に設置されたシステムに多く、設計・施工の不備や故障を早期に

発見できない状況にある。このため、世の中では、より安価な評価方法、十分な計測データが得られない場合の評価方法の確立が求められている。

### 3.2 未収集計測データの推定補完方法

SV法では、以上のようなニーズに応え、未収集データ推定補完による評価を考案している。システム出力電力量は、システムの最終的なアウトプットであるため推定は不可能であるが、アレイ出力電力量はインバータ効率曲線より、モジュール温度は日本品質保証機構から提案されているPVアレイ温度上昇推定式より、精度良く推定可能である。しかし、日射量は、時間的・季節的な変動を伴うため、最も推定が困難であるとされている。筆者らは、数々の日射量推定モデルの精度検証を行い、AMeDASの気象データ（日照時間・気温・降水量）より日射量を推定するモデル<sup>[4][5]</sup>が、時刻別値では十分な精度は得られないが、月積算値では約±5%の推定誤差で求められることを確認した<sup>[6]</sup>。図10は、日射量を実測している気象庁のサイト（高層気象台館野）に対して比較検討を行った結果である。日射量を収集していない場合には、月積算値を推定補完し、評価にあたる。この未収集計測データ推定補完による評価方法は、評価結果がモデルの精度に依存し、またSV法からレベルを落とした評価であるため、簡易評価と名付けている。



図10. 日射量の推定精度

### 3.3 SV法による損失分離

SV法では時系列解析を主体としているため、日射量を収集していない場合には、詳細な損失分離が行えない。しかし、SV法の損失分離モデルとAMeDASの気象データから日射量を推定するモデルの利点（快晴・晴れ・薄曇において日射量の推定精度が非常に良い）を生かすことにより、月ごとに日陰による損失とインバータによる損失を求めることができる（損失分離方法については、大関のポス

ター発表参照）。図11に、日射量推定補完による評価の流れを示す。アレイ出力電力量とモジュール温度を収集していない場合には、推定補完により、従来通り損失を8つに分類することができる。

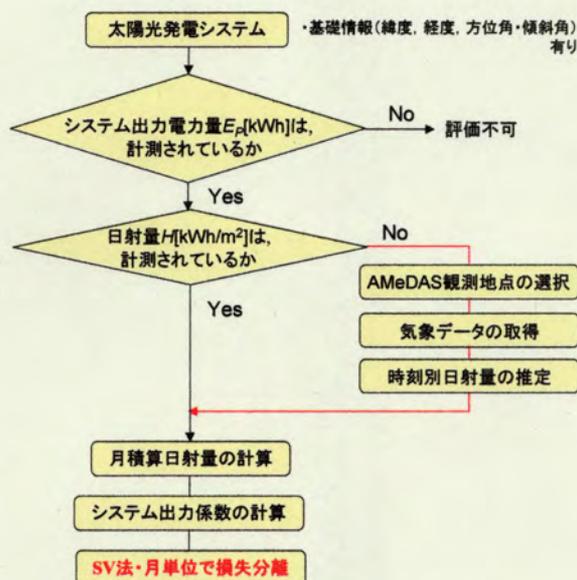


図11. 日射量推定補完による評価の流れ

### 3.4 評価の妥当性検証

日射量を収集しているPVシステムに簡易評価を適用し、実測の日射量より算出したシステム出力係数との比較を行うことで、簡易評価の精度を検証した。図12は、REPP住宅用サイトでの検証結果である。2001年10月～2002年8月まで、大きく外れてしまう月もあるが、約±5%でシステム出力係数を算出できていることが確認できる。特に、解析期間中の積算値より算出したシステム出力係数（図12：全体）は、実測値と大差ないと言える。

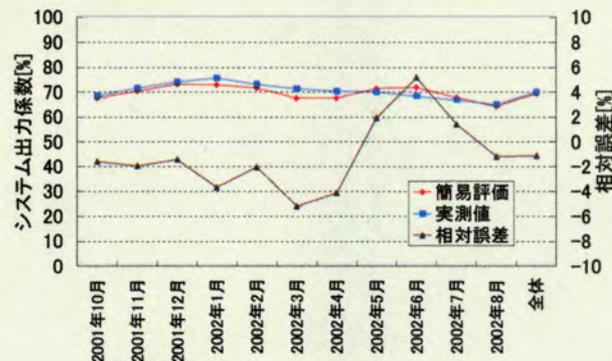


図12. 簡易評価の妥当性検証

### 3.5 評価結果

簡易評価では、システム出力係数の他に、日陰とインバータによる損失も算出可能である。図13は、日射量を収集しているPVシステムに簡易評価を適

用し、日陰とインバータによる損失を求めた結果である。図 14 は、同システムにおいて実測日射量を用い SV 法により詳細な損失分離を行った結果である。日陰とインバータによる損失は、2 つの評価で同じ値を示した。推定補完した日射量からも、日陰とインバータによる損失は十分に分離できていると言える。また、システムが多数存在する場合には、表 2 のようにシステム出力係数や各損失の値によりランキングを付け、システムの運転特性を判断することができる。

#### 4. まとめ

「計測データの品質診断法」と「未収集データ推定補完による SV 法（簡易評価）」について述べた。「計測データの品質診断法」では、データ計測・収集時におこるトラブルを、様々なフィルタを通すことにより取り除き、より真値に近い計測データとすることを可能とした。そして、SV 法や簡易評価において、評価精度を大きく向上させる材料として大きな役割を果たした。「未収集データ推定補完による SV 法（簡易評価）」では、今までまったく運転特性が把握できなかったシステムに対して、未収集データを推定補完することにより、大まかに運転特性を把握することができた。

#### 5. 参考文献

- [1]大関, 井澤, 大谷, 黒川:「太陽光発電システムの計測データを用いた評価方法」, 平成 13 年度 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 (Takamatsu, Japan, 28-29, Nov, 2001)  
 [2]井澤, 大関, 大谷, 都筑, 黒川:「太陽光発電システム計測データの品質診断法」, 平成 13 年度 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 (Takamatsu, Japan, 8-9, Nov, 2001)

[3]大谷, 作田, 加藤, 杉浦, 内田, 山口, 黒川:「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「再生可能エネルギー」, 2000.3.15

[4]二宮, 松尾, 赤坂, 曾我:「AMeDAS のデータを用いた時刻別日射量の推定法 第 2 報-回転式日照計および改良型太陽電池式日照計への適用」, 空調・衛生工学論文集, No.65, (1997/4), pp53-65

[5]日本太陽エネルギー学会編「新太陽エネルギー利用ハンドブック」, (2000/11/30), pp23-24

[6]井澤, 大関, 大谷, 都筑, 黒川:「太陽光発電システムの簡易評価」, 平成 14 年度 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 (Sendai, Japan, 8-9, Nov, 2002)

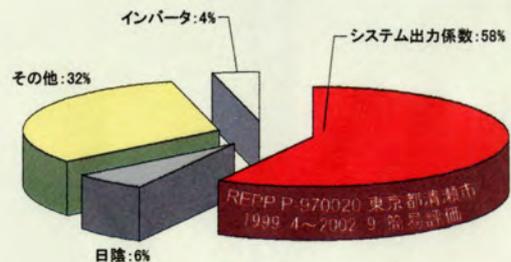


図 13. 簡易評価による解析結果

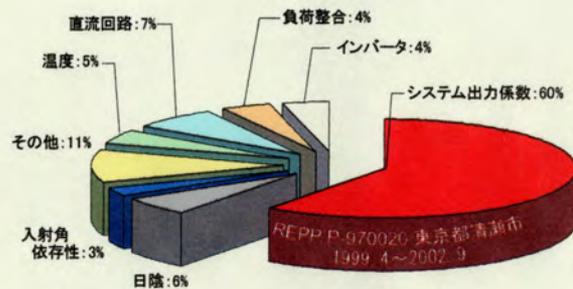


図 14. SV 法による解析結果

表 2. システム出力係数ランキング (例)

ランキング	サイト番号	設置場所	解析期間	システム出力係数(%)	定格容量(kW)	傾斜角(deg)	方位角(deg)	太陽電池の種類	モジュール	インバータ
1位	P-970014	千葉県茂原市	1999.4~2002.9	111.2	1.4, 1.6	35, 35	25, -155	アモルファス	I	I
2位	P-970032	静岡県賀茂郡	1999.4~1999.12	98.0	3.3	30	-107	単結晶	E	G
3位	P-970064	神奈川県平塚市	1999.4~2002.9	81.9	2.925	20	0	単結晶	E	G
4位	P-820050	栃木県小山市	1999.4~2002.9	79.7	2.88	20	0	多結晶	C	C
5位	P-820053	東京都町田市	1999.4~2002.9	79.6	2.7	30	-30	単結晶	E	G
6位	P-970007	東京都中野区	1999.4~2002.9	79.5	3.3	30	0	単結晶	E	F
15位	P-970031	神奈川県横須賀市	1999.4~2002.9	76.7	0.77, 1.54	26, 26	-173, 7	アモルファス	I	K
16位	P-820138	神奈川県中部	2000.6~2002.9	76.6	5.25	20	0	単結晶	E	C
17位	P-920084	栃木県大田原市	2001.1~2002.9	76.3	3.15	24	0	単結晶	E	H
18位	P-920043	東京都練馬区	2000.1~2002.9	76.1	5.47	20	0	単結晶	E	G
19位	P-820063	千葉県佐倉市	1999.4~2002.9	76.0	3	11	40	多結晶	A	A
20位	P-970045	神奈川県茅ヶ崎市	1999.4~2002.9	75.9	1.8, 1.35	10, 10	0, 0	単結晶	E	G
124位	P-970017	神奈川県横浜市	1999.4~2002.9	61.7	0.36, 1.08, 1.8	10, 10, 10	-155, -65, 25	多結晶	A	A
125位	P-930005	東京都足立区	2000.4~2002.9	61.6	3.36	18.5	96	多結晶	D	D
126位	P-970020	東京都清瀬市	1999.4~2002.9	61.0	4.2	15	-41	単結晶	E	F
127位	P-820119	東京都大田区	1999.4~2002.9	61.0	4.5	40	-90	単結晶	B	B
137位	P-970061	埼玉県久喜市	1999.4~2002.9	46.2	4.32	26.6	23	多結晶	A	A
138位	P-920052	静岡県賀茂郡	2000.1~2002.9	32.4	2.7	20	20	ハイブリッド型	B	B
139位	P-920047	東京都足立区	2000.11~2002.9	31.1	2.4	15	0	単結晶	E	H

# 衛星雲画像による日射量予測法

谷口 浩成(D3)・高橋 里枝(M2)

## 1.はじめに

太陽光発電システムが電力系統に多数連系されると電源としての責務が大きくなり、また天候による太陽電池の出力変動が生じることから、電力需要制御、電圧制御、信頼度制御の各々の運用制御への影響の顕在化が想定される。そこで著者らはこれらの問題軽減を目指して、衛星雲画像を利用した日射量予測法の研究を進めてきた。

これまで著者らは日射量予測の基礎研究として、衛星雲画像から算出した雲移動ベクトルを用いて雲アルベド(雲の反射率)を予測する方法を開発してきた。本報告では衛星雲画像を用いた日射量予測法の予測精度を更なる向上を目指して、指数平滑化を用いた時系列分析法による雲アルベド予測法と、画像の空間周波数分析を用いた雲アルベド予測法の2つを提案する。予測には、気象衛星『ひまわり』5号(GMS-5)から配信される衛星雲画像から地形データを取り除いた雲アルベド画像を用いた。

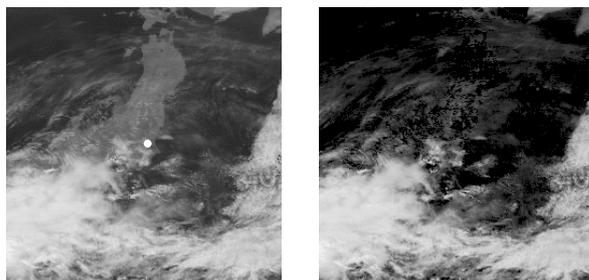


図1 (左)衛星雲画像(右)雲アルベド画像

## 2.時系列予測手法(指数平滑化)による雲アルベドの予測法

時系列予測法には様々なモデルが存在するが、ここでは指数平滑化法を用いた。この方法はウェイトが一定でなく、指数的に減衰することである。そこで、指数平滑化を利用した時系列予測について述べる。

現時点の時間を $t$ とすると、現在画像  $h_t(x,y)$ の雲アルベド値は  $\rho(t)$ とする。このとき、1時間前、2時間前そして  $n$  時間前の雲アルベド値は  $\rho(t-1)$ 、 $\rho(t-2)$ 、 $\rho(t-n)$ と表せる。これらの時系列データにおいて、時点  $t+1$  の値を予測する。現時点  $t$  における1期先の予測値を  $\rho(t,1)$ とすると、現時点、1時間前、2時間前そして  $n$  時間前の予測値は  $\rho(t-1,1)$ 、 $\rho(t-2,1)$ 、 $\rho(t-2,1)$ 、 $\rho(t-n-1,1)$ となる。このとき、時点  $t$  における1期先の予測値  $\rho(t,1)$ は実測値  $\rho(t)$ から  $100 \cdot \alpha$  [%]、予測値  $\rho(t-1,1)$ から  $100 \cdot (1-\alpha)$  の影響を受けていると考える。これを式で表すと、

$$\rho(t,1) = \alpha * \rho(t) + (1-\alpha) * \rho(t-1,1) \quad (3)$$

となる。この式(3)は、予測値  $\rho(t-1,1)$ を用いているので、1期前、2期前、 $n$ 期前の実測値の影響を少しずつ受けていると考えられる。この式において、ウェイト  $\alpha$  は平滑化ファクターとして与えられ、選択は分析者に任せられる。 $\alpha$  が小さい場合には最新値のウェイトが小さく、 $\alpha$  が大きい場合には過去の平滑化予測値のウェイトを小さくする。

## 3.空間周波数分析を利用した雲アルベド予測法

時間差を持つ2枚の雲アルベド画像を用いて予測する方法について述べる。現在の1時間前の画像を過去画像、1時間後の画像を現在画像と定義する。予測には、フーリエ変換で算出した空間周波数データを利用する。

空間周波数の位相は画像の位置情報であり、位相変化は画像の位置変化である。もし過去・現在画像の同じ周波数の位相が異なれば、過去から現在で、対応する部分が位相変化分だけ移動するとみなせる。過去画像の雲は位相変化を経て現在画像の雲になるので、過去画像の位相を現在画像の位相に動かす(図2①)。

空間周波数の振幅は画像の輝度情報であり、振幅変化は画像の輝度変化である。よって過去・現在画像の同じ周波数の振幅が異なる場合も、振幅の変化分だけ輝度が変化しているとみなせる。また振幅は複素数で計算できるので、この変化は輝度変化である。この性質を利用して、上記処理後の画像と現在画像を比較、複素数の実・虚数部の変化を求める(図2②)。位相を等しくして実・虚数部を変化させることで、雲の輝度情報のみを変化させ、雲の状態変化のみを比較することが可能になる。そして位相変化同様、現在の実・虚数部データにその変換分を加える(図2③)。

最後に、過去から現在の位相変化をこのデータに加える(図2④)。このデータを画像に変換して予測画像とする。上工程を経た予測画像は雲アルベド画像が本来持っている輝度階調よりも範囲が広がっているため、輝度が収まるように割り当てを決める。また、画像にフィルタ処理を施し、突発的な輝度の変化を抑える。

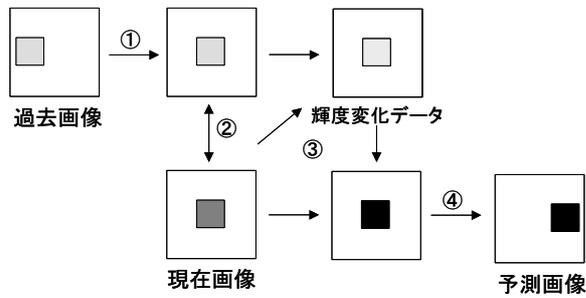
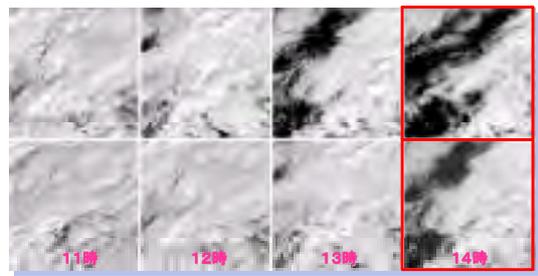


図2 簡易画像による予測画像作成のイメージ



上段:実測画像 下段:予測画像

図3 時系列予測の結果(1999.1.19・福岡)

#### 4.結果・考察

日本日射気候区分を考慮した気象官署14地点について予測を行なった。

##### 4.1 日射反射量・日射量の評価

日射反射量を予測し、その時の誤差を用いて予測の評価を行なった。予測誤差の式は、式(4)で表される。また日射量予測についても、予測誤差を用いて評価を行なった。予測誤差の式は、式(5)で表される。

< 日射反射量 >

$$\text{予測誤差} = |\text{予測値} - \text{実測値}| \quad (4)$$

< 日射量 >

$$\text{予測誤差} = |\text{予測値} - \text{実測値}| \text{ (kWh/m}^2\text{)} \quad (5)$$

##### 4.2 時系列予測法の結果

1 地点における雲アルベド予測の結果を以下に示す。時系列予測法における予測誤差 10%未満の割合は 60.2%となり、相互相関法による予測精度との差はほとんど見られなかった。また両手法において、季節性や場所による差は見られなかった。

図3、4を比較すると、時系列予測法では予測ができていても相互相関法ではできていない場合が存在した。相互相関法はこのような急激な雲の変化には対応できないが、時系列予測法は過去の時系列的な情報を少しずつ引き継いでいるため、1時間遅れの後追いではあるがこの変化に対応できる予測法である。そこで予測を行なう際、相互相関法を利用した雲アルベド予測法を基本的に用い、時系列で雲の状態を調査し、急激に雲画像が変化した場合には、時系列予測法を用いた雲アルベド予測法を用いるという、2手法を組み合わせさせて予測を行なうことも可能であると考える。

表1 予測手法別の予測誤差

予測手法	予測誤差 10%未満の割合
相互相関法	61.4
時系列予測法	60.2



予測画像 実測画像

図4 相互相関法の結果 (1999.1.19・14時予測・福岡)

##### 4.3 空間周波数分析を用いた予測法の結果

空間周波数分析を用いた予測では、ACモデル<sup>(1)</sup>を使用して、予測した日射反射量から日射量を推定した結果を図5に示す。この結果、予測誤差 0.1kWh/m<sup>2</sup>の割合は14地点の平均で61.3%という値が得られた。予測精度がもっとも高かったのは新潟の65.2%であった。

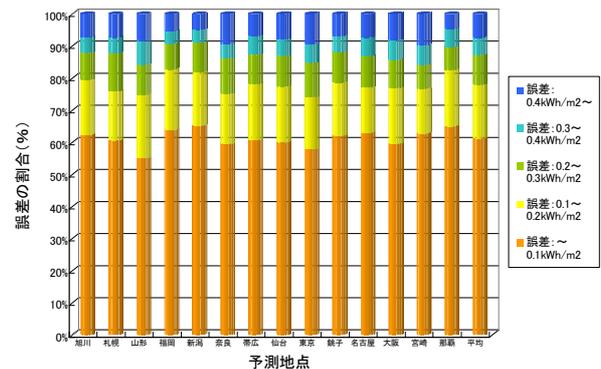


図5 日射量誤差の割合(1998.5~1999.4)

#### 5.まとめ

衛星雲画像を用いた日射予測として、指数平滑化を用いた時系列分析法と画像の空間周波数分析を利用した方法について述べた。本研究において考案した雲アルベド予測手法は、日射量予測の確立のために多いに期待できるものと考えられる。

<参考文献> (1)大谷・黒川・津田・齋藤・堀米：「GMS画像による全天日射量分布図の作成」、H5年度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、(1993)

# 系統故障時における BTB 式ループコントローラの特性解析

市川雅英(B4)

## 1. 研究背景

エネルギー・環境問題対策など社会的ニーズから、需要地域における分散型電源の普及が予想される。配電系統では、変電所から需要家への電気の流れに対して最適な設計が行われているため、分散型電源の系統連系により新たに発生する電圧・潮流問題の解決や、配電設備の有効利用技術が求められている。電中研では、現在放射状に形成されている配電系統をループ・メッシュ化し、時間的・面的な設備利用率の向上や潮流の均等化を検討している。しかし、単純なスイッチでループ・メッシュ化する運用形態では現状の保護方式の適用が困難になることが予想されるため、ループ点に電力変換技術を適用したループ・メッシュ形態についての現状の保護方式との親和性の解明が望まれている。

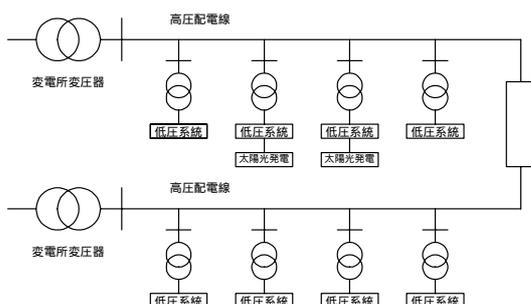


図1 配電系統とループコントローラ

## 2. 目的

ループ・メッシュ化に半導体電力変換器（ループコントローラ）を導入し、系統故障時におけるループコントローラの特性解析を行う。

## 3. ループコントローラについて

図2にループコントローラの構造を示す。入力側の高圧配電線の三相交流を変圧器とPWM AC/DCコンバータにより一度直流に変換し、再びPWM AC/DCコンバータと変圧器により交流に戻し出力する。この変換時の制御により、ループ潮流や各回線の無効電力を任意にコントロールする。これらの制御により電圧の適正化、潮流の均等化および設備の有効活用を行う。



図2 BTB式ループコントローラ

## 4. 研究内容

地絡および短絡故障などの系統故障時にループコントローラがどのような振る舞いをするのか、そして配電系統にはどのような電圧・電流が発生するのかについて検討するため、EMTPによるシミュレーションを行った。まず、電中研のループコントローラの基本EMTPモデルを基に、ループコントローラの詳細なEMTPモデルを作成した。このEMTPモデルの妥当性について検証するため小規模実験を行った。同時に、小規模系統のシミュレーションを行った。次に、実規模系統での系統故障のシミュレーションを行った。現状の放射状配電システムのモデルや、ループコントローラを用いずに単純なスイッチを使用してループ化した配電システムのモデルでもシミュレーションを行い、結果を比較、考察した。

## 5. 結果

小規模実験による結果と小規模実験用シミュレーションの結果を比較すると、一線地絡故障時におけるループコントローラと系統の状態の変化についてはほぼ一致した。二線短絡故障および三線短絡故障については、ループコントローラの実出力電流の過渡的な応答に若干の違いがあったが、その他の項目では両者はほぼ一致していた。これにより、ループコントローラのEMTPモデルの妥当性がほぼ確かめられた。

実規模系統のシミュレーションを行った結果、ループコントローラを用いてループ化した配電系統における系統の状態の変化は、現状の放射状配電系統の故障時の特性とほぼ同じであることがわかった。つまり、ループコントローラによって接続された2つの系統の一方で発生した系統故障の影響が、他方の系統に拡大することがないことが確認できた。また、このときループコントローラが系統故障により停止することなく、故障発生前と同様な運転を継続できることがわかった。

## 6. まとめ

系統故障時におけるBTB式ループコントローラの特性解析を行った。その結果、ループコントローラを用いたループ配電系統では、現状の系統故障保護方式が適用できる可能性が高いと考える。

# 写真測量法による太陽光発電システムの日照障害特性の推定

池さつき(B4)

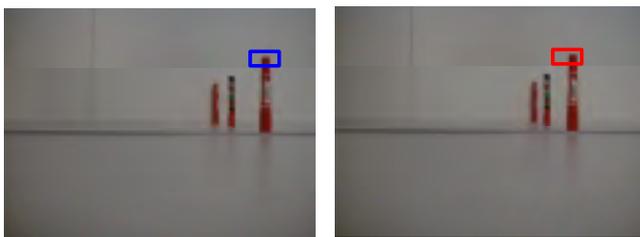
## 1. 研究の背景及び目的

太陽光発電(以下PV)アレイの設置場所は、日射が障害物でさえぎられないことが望ましい。しかし、実際はそのような理想的な場所に設置できるのはごくわずかであり、建物や木などの影がかかる場所に設置することがほとんどである。設置予定のPVアレイの出力を予測するためにも、影の影響を調べることは大変重要である。

本研究では、写真測量により容易にPVアレイと障害物の位置関係を把握する手法を確立する。位置関係を把握することによって、アレイにどのように影がかかるかを予測でき、影による日射量の低下の推定、PVの発電量の予測につながる。さらに適切なモジュール配置の検討等に発展させることが可能である。

## 2. 測量方法

アレイと障害物との位置を測量する方法として、2枚のステレオ画像を用いるステレオマッチング法を用いる。図1に示すような2地点で撮影した写真を用い、各写真における同一部分のずれと撮影点同士の距離から三角測量法により撮影点と障害物の位置関係を算出する。各写真の対応点はブロックマッチングにより図1(a)左画像中においてブロック状の部分画像を切り出し、図1(b)右画像中で最も一致度の高いブロックを求める。



(a)左画像

(b)右画像

図1 ステレオ画像

## 3. 実験

実験 : 障害物を簡易化したモデルにおいて、カメラの向きを平行に揃えてステレオ画像を撮影した。撮影画像にステレオマッチングを行ない、ブロックマッチング手法の評価を行なった。同時にカメラ平行画像による測量の評価を行なった。

実験 : 実験 で用いたモデルにおいて、カメ

ラの向きを変えてステレオ画像を撮影した(以下、カメラ回転画像)。カメラ回転画像からカメラ平行画像への変換手法の評価を行なった。実験 : 写真撮影を実際の障害物測量に近い条件である屋外で行ない、カメラ回転画像による障害物測量の評価を行なった。

## 4. 実験結果・考察

実験 : ブロックマッチング手法は、残差法と相互相関法を比較した。その結果、対応点の一致度は残差法では57%、相互相関法では100%であり、画像間の明るさやノイズに影響されにくい相互相関法が最適であった。また、カメラを平行にして撮影を行なったつもりでも、画像に誤差が生じ、測量に影響することを確認した。実験 : カメラ回転画像からカメラ平行画像への変換手法は、逆回転変換と平行移動変換とを比較した。その結果、測量誤差は逆回転変換が12.0%、平行移動変換が3.7%であり、平行移動変換が最適であった。また、実験 で誤差の生じたカメラ平行画像も平行移動変換することで、誤差の少ない画像にできることを確認した。実験 : マッチング手法に相互相関法、画像変換に平行移動変換を用いた測量結果は図2のようになり、測量誤差4%以内で障害物測量できた。

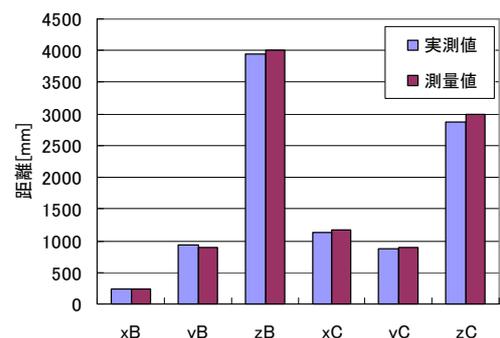


図2 測量結果

## 5. まとめ

カメラの向きを平行に揃えなくても、基準点を一点用いることで写真測量が行なえるようになった。これにより、専門の器具や技術を用いることなしに、容易に障害物の測量を行なう基本手法を取得できた。

# 新型モジュールの性能評価に関する研究

稲吉夏美(B4)

## 1. 研究背景・目的

現在、太陽光発電システムは普及しており、新型太陽電池モジュールの開発はその代表として挙げられる。その一つとして、両面からの日射を発電に利用できる、両面発電型のモジュールがある。また現在、モジュール性能の品質管理が重要な課題となっているが、両面発電型モジュールに適応できる性能評価技術は確立されておらず、モジュール自身の特性も明らかではない。現行の屋内ソーラーシミュレータでは、通常片面ずつの測定評価しか行うことができず、両面への同時入射状態での性能評価を行うことは非常に困難とされている。また、屋外の試験でも、両面に対する日射条件などを考慮した試験方法の確立が必要である。そこで、本研究では、両面発電型モジュールの屋外 I-V カーブ測定法の確立及び、モジュールの諸特性を明らかにすることを目的とした。本稿では、測定法の一つとして、垂直設置方法を提案し、照度むら抑制への有効性を示した。また、測定結果より、表裏面それぞれ独立の短絡電流( $I_{SC}$ )の推定を行い、合成された値と、両面発電時の実測とを比較することで、両面発電型の  $I_{SC}$  特性の評価を行った。本研究では、被測定モジュールに三洋電機(株)より提供された新型太陽電池モジュール“HIT パワーダブル”(ダブル HIT)を、またリファレンスモジュールに“HIT パワー 2 1”(RefM)を利用した。

## 2. 両面発電型の屋外 I-V カーブ測定法

両面発電型モジュールの屋外出力測定試験の場合、傾斜角を一般的な 30~40 度で行うと、裏面側に照度分布差ができ、一樣な解析が出来ないことが報告されている。そこで、照度むらによる影響を抑えるために、モジュールの垂直設置での測定方法を提案した。図 1 に傾斜角 30 度設置時と垂直設置時での I-V カーブを示す。30 度設置時では、照度むらによる影響で、I-V カーブが段付きになるが、垂直設置では、段が消えていることが容易に分かる。このことから、垂直設置による I-V カーブ測定法が有効であるといえる。

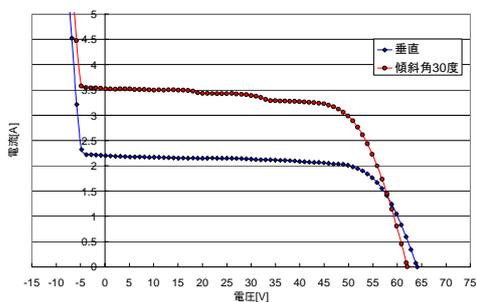


図 1 垂直設置時と傾斜角 30 度設置時の I-V カーブ

## 3. 各面発電時の短絡電流と最大出力の特性評価

各面発電時の  $I_{SC}$  と  $P_{max}$  の特性評価を行うために、モジュール表裏それぞれの  $I_{SC}$  と  $P_{max}$  の日射特性を明らかにし、両面入射時の表裏合計と実測値との比較を行った。

### 3.1 実験方法及び条件

ダブル HIT の I-V カーブを、両面入射時の測定及び、片面を封止した状態での測定を行った。ダブル HIT の片面封止には、モジュールとカバーの間に熱がこもらないように

設計された、自作の光遮断カバーを用いた。また、モジュールの日射特性を明らかにするために、同時にリファレンスモジュール(RefM)を表裏一枚ずつ設置し、同様に I-V カーブ測定を行った。モジュール温度については、RefM は熱電対で、ダブル HIT はサーモトレーサで測定した。日射測定に関しては、日射計をダブル HIT 横に表裏 90 度に設置した。測定手順は以下の通りである。

ダブル HIT 測定面を直達光の入射する方向に向け、両面入射状態で I-V カーブを測定。(両面測定)

ダブル HIT の直達光の入射する面と逆面を封止して I-V カーブを測定。(片面測定)

計測装置の制限により、ダブル HIT と RefM の I-V カーブを交互に測定。

ダブル HIT の表裏の方向を変更して測定。

日射と温度は I-V カーブ測定と同時に測定。

## 4. 結果と考察

図 2 にダブル HIT の片面測定の  $I_{SC}$  と RefM の  $I_{SC}$  との相関図を示す。表裏面ともに良い相関が見られる。これを用いて、両面測定時の RefM の  $I_{SC}$  からモジュール各面での  $I_{SC}$  を推定し足し合わせ、実測値との比較を行った結果を図 3 に示す。図 3 よりどの日射条件でも推定合成と実測値とがほぼ一致していることが分かる。この結果、 $I_{SC}$  に関しては、各面を独立して考えることができる。

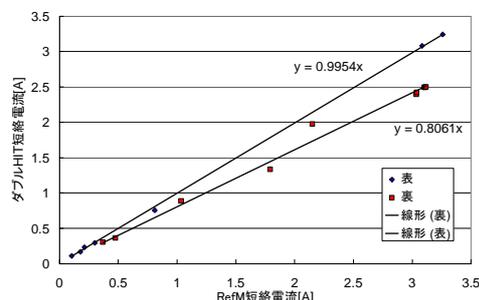


図 2 RefM と片面測定の  $I_{SC}$  の相関図

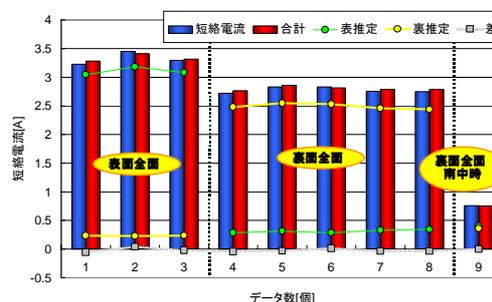


図 3 推定合成値と実測値の比較

## 5. まとめ

両面発電型モジュール屋外 I-V カーブ測定法として、両面での照度むらを抑制できるとし、垂直面設置方法を提案、有効性を示した。また、両面発電型モジュールの諸特性として  $I_{SC}$  に関しては、各面の独立して求めた  $I_{SC}$  の合成により、両面発電時の  $I_{SC}$  を単純に表すことができることを示した。

# 新型日射計の開発

井上佳則(M1)

## 1. 研究背景・目的

太陽光発電システムの発電量を正確に得るためには、日射量を正確に測定しなければならない。現在、一般に普及している熱電対を用いた精密日射計はその構造から高価であり、多様化が進むシステム個別に日射計を設置するのは困難である。そこで、シリコンセンサ型簡易型日射計を代用する方法があるが、シリコンの感度には波長選択性があり、正確な日射量が把握出来ているとは言えない。従って、安価で高精度の日射計が求められている。

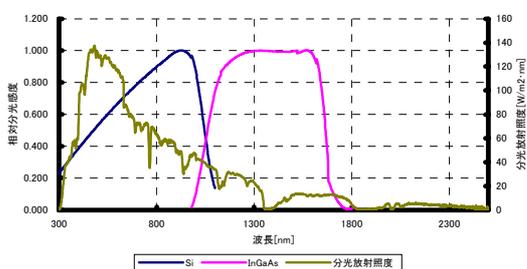


図 1 波長別日射強度と各素子の相対分光感度

図 1 は波長別日射強度とそれぞれの素子の相対分光感度を示したものである。従来のシリコンセンサでは日射の波長の一部しか測定が出来ていない事が分かる。

このような背景から、本研究では、安価で安定かつ高精度の新型日射計を開発することを目的とする。今回はセンサーをシリコン(Si)とインジウム・ガリウム・ヒ素(InGaAs)の二種類のデバイスとした二素子式日射計(以下、Dual 日射計)を用いた。

## 2. 研究方針

全天日射強度を推定するために、以下の式のような回帰式を作成し、最小二乗法により係数  $K_{Si}$ 、 $K_{InGaAs}$  を決定する。この係数  $K_{Si}$ 、 $K_{InGaAs}$  は各センサーの出力を補正する値である。ここで、Si、InGaAs に対する出力を  $E_{Si}$ 、 $E_{InGaAs}$  とする。

$$G_{dual} = K_{Si} \cdot E_{Si} + K_{InGaAs} \cdot E_{InGaAs} \quad (1)$$

この式から、精密日射計で測定した全天日射強度  $G$  と比較をする。

## 3. 結果と考察

Dual 日射計のセンサーとして搭載されている Si と InGaAs が感度を持つ波長域の分光放射照度が、太陽光全波長についての分光放射照度中でどの程度の割合を占めるかについて、分光放射

計 MSR-7000 を用いて、分光放射照度の測定を行った。図 2 に測定結果を示す。なお、それぞれ素子の分光感度は Si : 300 ~ 1100nm、InGaAs : 980 ~ 1800nm と分光感度が重なる波長域(980 ~ 1100nm)があるため、今回はお互いの相対分光感度が同じになる 1051nm で区切った。

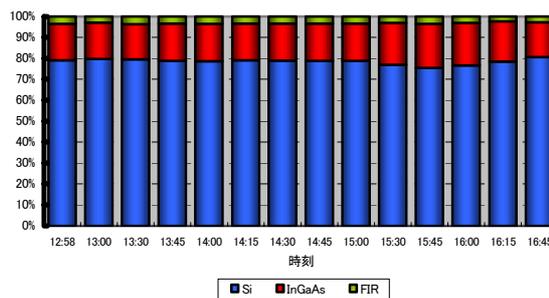


図 2 各センサーが全波長中に占める割合

図 2 より、15 時 30 分以降 Si と InGaAs の変動が大きいが、これは雲の変動に伴う散乱光の増加の影響が含まれていると考えられる。図 2 では、Si センサーの出力は変動しているが、Si センサー型簡易日射計の感度定数はこれらの平均を通るように値が設定されると考えられるため、夏期のように短波長域に分光放射照度分布のピークがある場合には、誤差はさらに大きくなる。また、図 3 は Si センサー型簡易日射計と Dual 日射計の精密日射計に対する誤差を示したものである。図 3 から大きく誤差が軽減できていることが分かる。

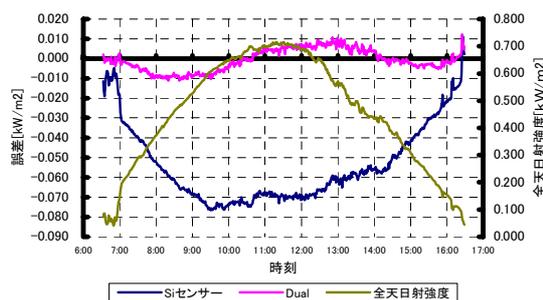


図 3 各日射計の誤差と全天日射強度の変化

## 4. 今後の課題

以上の結果から Dual 日射計は、Si センサー型簡易日射計よりも精度良く測定が出来ることが分かった。しかし、今回は快晴日のみについて解析を行った。今後は、快晴日だけでなくその他の天候についても解析を行うとともに分光放射照度の測定も行い、さらなる精度の向上に向けて研究を行っていくつもりである。

# 太陽光発電用インバータ向けデジタルMPPT法の開発

皆藤貴志(M1)

## 1. 始めに

太陽電池の電流電圧特性は日射強度，アレイ温度により変動するので，多くの太陽光発電用インバータには常時最大電力を得るために最大電力点追従制御機能（Maximum Power Point Tracking:MPPT）が搭載されている。

本研究ではアルゴリズムの再考が容易に行えるデジタル制御に注目し，出力 100W 程度の電流制御型インバータと制御ボードからなる太陽光発電用デジタル制御型インバータについて MPPT 制御プログラムの提案及び太陽電池模擬電源（PV 模擬電源），模擬配電システムを用いての動作試験結果を報告する。

## 2. 制御原理

今回使用したインバータは力率 1.0 制御であるので交流出力電流の調節により交流出力電力が変化する。従って直流側動作点の調整が可能である。交流出力電流を  $i_{ac}$  はインバータ運転指令値である電流定数を  $k$  とすると、 $i_{ac}=i_{ac\_max} \cdot k$  と表せる。

今回提案した MPPT プログラムの概要を図 1 に示す。商用周波毎に直流電圧、直流電流の平均値を計算し、各々動作電圧、動作電流とする。動作電圧の大きさから定電圧運転の判定を行い、動作電圧と目標電圧の偏差から、偏差が大きい場合には電流定数を調整し偏差を小さくし、偏差が小さい場合には次ループ以降の最適電圧を演算する。

## 3. MPPT 動作試験結果

MPPT 制御の動作確認試験を行った。システム構成は、入力側に太陽電池模擬電源、出力側に純抵抗(120[Ω])を並列接続し、模擬配電システム(单相 2 線式 100[V],50[Hz])を接続した。

動作試験結果を図 2, 図 3 に示す。図 2 は静特性での模擬電源制御画面を示す。図 3 より、動作点が  $P_{MAX}$  近傍にある事が分かる。静特性については Fill Factor や  $P_{MAX}$  点などの設定を複数パターンについて試験を行い、良好な結果が得られた。図 3 は 20W 程度の日射急変与えた場合の試験結果である。日射の変動に電流定数が変動に追従して調整されインバータを停止させることなく MPPT 制御が行えた事が分かる。定電圧運転についても動作が確認された。

## 4. まとめ

本研究では、MPPT プログラムの作成、動作試験を行った。一連の動作試験より、静特性、日射急変

時、CV 制御について各々の確かな応答が確認された。以上の事から MPPT 制御が的確に行われていることが分かる。

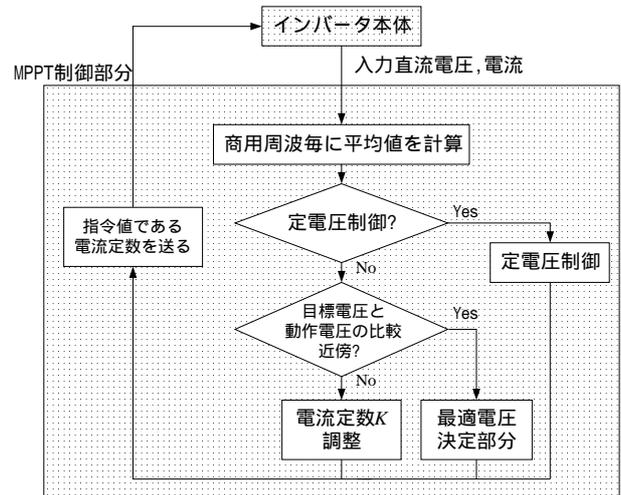


図 1 . MPPT プログラムフローチャート

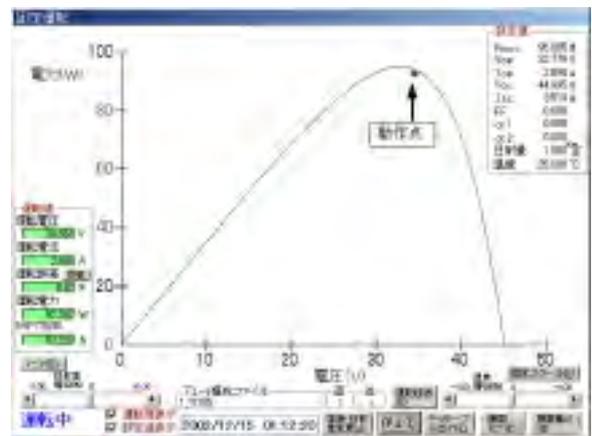


図 2 . P-V 特性上における動作点



図 3 . 日射急変時における計測波形の振幅変化

# LED を用いた太陽電池測定法

公衆省吾(M1)

## 1. 研究背景と目的

太陽電池の発電量評価は、研究開発や製造工程での品質管理のみならず、PV システム設計段階や販売価格の決定などにおいても重要となる。現在はソーラシミュレータを用いた屋内法が主流であるが、ランプ寿命が短いことや消費電力が多いこと、大型の光学系や温度管理が必要であることなどによる省エネルギー性、コストの面でも問題が残されている。また、太陽電池モジュールの製造工程においては、校正された二次基準セルとの比較測定によって値付けが行われているのが現状であるが、校正を繰り返した基準セルを用いた測定の場合、校正の際に発生するスペクトルミスマッチや、実際に使用するセルとの照射面積が異なることにより、測定誤差が生じてしまう。

本研究で使用する LED は、ランプの約 10 倍以上の寿命や発電原理により省エネルギー性が高く、安価な測定法であるといえる。また、測定器が小型であるために持ち運びが可能となり、太陽電池の製造現場や設置後のモジュール発電量評価などへも応用することができる。

JIS によるソーラシミュレータの規格に基づき、1. 照度むら、2. 照射光強度、3. 照射光スペクトルについて LED による基準太陽光スペクトルの再現可能性について検討を行った。

## 2. 照度むらについて

LED は一つ一つの大きさが小さく、発光強度が弱いため、同一面にディスプレイのように密集させるものとする。照射距離が近い場合、光源の真下とそうでない部分において照射のばらつきが起こる。また、照射面積を大きくすることで、被測定面に対して均一な照射が行えるものと考え(図 1)、照射高さ、光源面積の照度むらへの影響を照度シミュレーションにより求めた(1)。その結果、最適照射高さや光源面積の設定により、照度むらが 3%以内となり、充分むらの少ない照射が行えることを確認した。

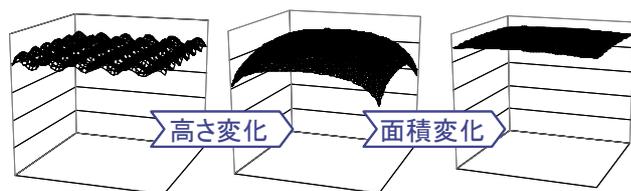


図 1 照射高さと光源面積による照度むら変化

## 3. LED による分光感度測定方法

LED は発光波長の幅が狭く、個々の光強度が弱いいため、基準太陽光スペクトルの再現は難しい。太陽電池の測定においては、照射光の分光放射照度と太陽電池の分光感度が関わってくるため、LED を用いた分光感度測定方法の検討を行った。

JIS による分光感度特性測定方法を参考に、白色 LED をバイアス光として、また、単色光の代わりに複数色の LED を使用することにより、使用する LED の種類と同数の絶対分光感度を求めるものとする。

得られた離散的な絶対分光感度を元に被測定セルの絶対分光感度曲線の推定を行い(図 2)、さらに基準太陽光スペクトルとの積分により、出力電流を推定することができる(式 1)。

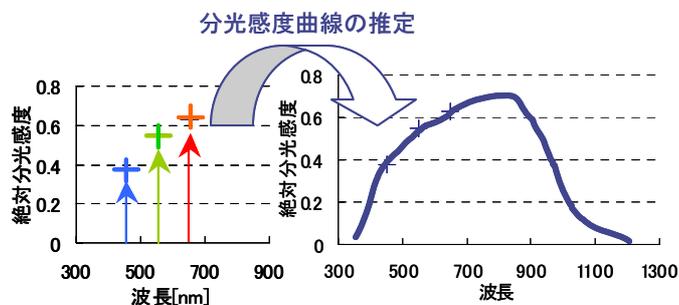


図 2 分光感度曲線の推定方法

$$I_{SC} = A * \int_{\lambda_1}^{\lambda_2} I_{REF}(\lambda) \cdot ASR(\lambda) d\lambda$$

$I_{SC}$ : 出力電流[A]

$A$ : 照射面積[m<sup>2</sup>]

$I_{REF}(\lambda)$ : 基準太陽光放射照度[W/m<sup>2</sup>]

$ASR(\lambda)$ : 絶対分光感度[A/W]

$\lambda_1$ : 太陽電池の最短感度波長[nm]

$\lambda_2$ : 太陽電池の最長感度波長[nm]

式 1 出力電流推定式

## 4. まとめ

以上 LED を使用した太陽電池の出力測定方法について、照度むらの把握、絶対分光感度の推定を行い、実用化へ向けての検討を行った。照度不足についても、感度曲線のパラメータを補正することにより、基準太陽光照射時の分光感度を再現することができる。今後は、光源の試作、照度測定方法についての検討を行う。

(1) 公衆省吾, 黒川浩助: LED ソーラシミュレータによる太陽電池新測定法, 電気学会全国大会, 2003.3

# PV インバータ系統機能等価試験装置

竹内一平(M1)

## 1. 背景と目的

近年，地球環境問題に対する関心の高まりを背景に，一般家庭の屋根に設置する太陽光発電（以下 PV）システムが急速に普及しており，今後も増え続けることが予想される。PV システムを電力系統に接続する場合，設置前に単独運転防止機能，電力系統保護機能や THD 機能などに対する試験を行う必要がある。直接的な試験方法としては図 1 に示す実規模の独立した模擬配電システムを用いればよいが，これは規模的に電力会社等一部の法人のみ可能であり，一般的には利用することができない。また，シミュレーションでは完成した機器を実際に接続することは不可能である。このため当研究室では図 2 に示す配電システムを等価回路に置き換え，抵抗やインダクタで構成される配電システムシミュレータを作成し実際の PV インバータを試験してきた[1]。

しかし，このシミュレータは実規模の配電システムと比較すると小さいがまだ大きなスペースを必要とし，コストも高い。さらに，今後の PV システムの普及状況を考慮し，PV システムの多数台連系試験や複数台連系による系統内相互干渉試験を行うにはある程度の規模が必要とされ，シミュレータを大型化しなければならない。

本研究は大きさやコストにメリットがある新しい縮小配電システムシミュレータを開発することを目的とする。本稿において，新しい縮小配電システムシミュレータの構成について報告する。



図 1 実規模の模擬配電システム



図 2 配電システムシミュレータ

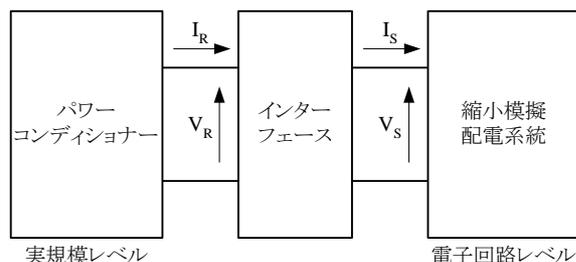


図 3 新しい配電システムシミュレータの構成図

## 2. シミュレータの構成

本稿で提案するシミュレータの構成を図 3 に示す。シミュレータはパワーコンディショナー，電子回路で作成された縮小模擬配電システムとインターフェースから構成される。インターフェースは実規模サイズのパワーコンディショナーと縮小模擬配電システムを接続させるための電力変換器であり，インターフェースの縮小模擬配電システム側端の電圧・電流を忠実に  $N$  倍， $M$  倍した電圧・電流がパワーコンディショナー側端の電圧・電流になるように，それと同時にパワーコンディショナー側端の電圧・電流を忠実に  $1/N$  倍， $1/M$  倍した電圧・電流が縮小模擬配電システム側端の電圧・電流になるように制御する機能を持つ。言い換えればインターフェースはインターフェースのパワーコンディショナー側端と縮小模擬配電システム側端の電圧・電流の関係が常に次式となるように制御するものである。

$$V_R = N \cdot V_S \quad \dots (1)$$

$$I_R = M \cdot I_S \quad \dots (2)$$

また，インターフェースにはパワーコンディショナーや縮小模擬配電システムだけでなく，電圧源や電流源など様々な電源を接続することができる。このため，電力系統で起こる様々な状態を試験することができる。

## 3. まとめ

本稿において電子回路で作成した縮小模擬配電システムを用いた配電システムシミュレータの構成について検討した。パワーコンディショナーと縮小模擬配電システムをインターフェースを用いて接続させ，動作電力の違いによりそのままでは接続できなかった問題を解決した。インターフェース自身の構成については検討中であり，実現でき次第報告する予定である。

このシミュレータを実現することができれば研究者のみならず PV システムの開発製造に関わる産業界，あるいは公的評価機関にとって多大な効果をもたらすことが期待される。

## 参考文献

- [1] Y. Noda, T. Mizuno, H. Koizumi, K. Nagasaka, K. Kurokawa: "The deployment of a scaled-down simulator for distribution grid and its application for verifying interference behavior among a number of module integrated converters (MIC)", 29<sup>th</sup> IEEE PVSC, May 2002.

# 新型 AC モジュール用単独運転検出方式の研究

- 地域コンソーシアム研究開発 -

水野環樹(M1)

## 1. 研究背景

近年の環境問題への関心の高まりから、太陽光発電システムが注目を浴びている。特に、AC モジュールは将来大量普及されることが見込まれている。AC モジュールとは、太陽電池裏面に小型インバータ(以下 MIC)を収容したもので、その特徴は、小容量化による導入費用低減や、設置場所の拡大可能等である。しかし、AC モジュールを従来と同様に用いる場合、集中連系される可能性が高く、相互干渉問題等の単独運転問題が挙げられている。また、現状の海外製 MIC は系統連系上の問題等もある。

そこで、本研究では MIC が単独運転時に安全かつ確実に系統と解列できる単独運転検出方式を作成し、新開発インバータを用いた実機試験により有効性を検証した。本研究は地域コンソーシアム計画の一環として行なわれた。

## 2. 単独運転検出方式

AC モジュール用単独運転検出方式は、相互干渉に強く、不要動作の少ない方式かつ、系統連系ガイドライン<sup>[1]</sup>の規格を満たす方法が最適である。そこで、検出方式として受動・能動シリーズ方式<sup>[2]</sup>を用いた。本方式は、2 段の受動方式(高感度、低感度)と 1 種の能動方式(出力電流変化)を用いており、上記の条件を満たした方式である。昨年度までにプログラムを作成し、本方式の受動動作の確認が完了している。

## 3. 単機単独運転試験

本方式を用いて単機単独運転試験を行った。試験概要を図 1 に示す。高感度検出を ON, OFF した場合、試験回路は抵抗(以下:R)+コンデンサ(以下:C)+インダクタ(以下:L), R+C+モータ(以下:M)の場合に分けて行った。試験状態は、平衡状態と、有効電力、無効電力を  $\pm 10[\%]$  変化させた場合について行った。各試験は 5 回ずつ行った。図 2 に単機単独運転試験結果を示す。

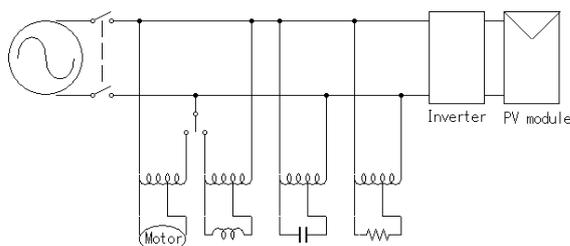


図 1 試験回路

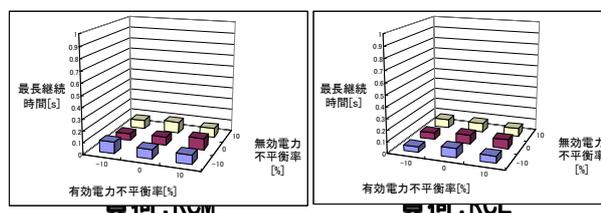


図 2 単機単独運転最長継続時間

試験結果より、有効電力が平衡状態、逆潮流状態の方が単独運転を継続する傾向が見られたが、全てが極めて短い時間で単独運転を検出することが確認された。海外製 MIC<sup>[3]</sup>と比較しても、新開発インバータの方が短時間かつ、確実に単独運転を検出できることが確認された。

波形データから推定される単独運転検出要因<sup>[4]</sup>より、RCL の場合は、単独運転中の系統電圧の擾乱による UF, OF によって検出されることが多く、RCM の場合、多くが 3 次高調波歪率で検出されることが確認された。特に、単独運転中の系統電圧波形に約 4[%]の 3 次高調波が存在していることが確認された。

また、この新開発インバータの高感度検出をマスク、負荷は RCM, P, Q 0 の場合において単機単独運転試験を行ったところ、1[s]以上の単独運転が確認されたことから、本方式の能動方式の有効性が確認することができた。

以上の結果より、新開発インバータ(単機)は、最も厳しい負荷条件においても単独運転を防止できることを確認した。また、シリーズ方式の有効性を実機にて確認することができた。

## 4. まとめ

本研究は、受動・能動シリーズ方式を用いた AC モジュール用単独運転検出方式を作成し、実機において単機単独運転試験を行った。その結果、最も厳しい負荷状態においても、単独運転を検出し、防止できることが確認された。また、多数台並列試験<sup>[3]</sup>においても同様に良好な結果を得ることができ、本方式の有効性を確認した。

## 参考文献

- [1] 資源エネルギー庁編:「解説電力系統連系技術要件ガイドライン'98」1998 株式会社電力新報社
- [2] 著 小林広武:「分散型太陽光発電システムの系統連系保護方式に関する研究」平成 13 博士論文
- [3] 野田:「PV インバータの干渉試験用縮小模擬配電線」平成 15 年, 研究発表会資料
- [4] 水野, 他:「商用 PV インバータの単独運転検出要因の推定」, 電気学会, 福井大学, 2002.8.7-9, pp.597-598, NO.191

# AC モジュールインバータの全デジタル制御

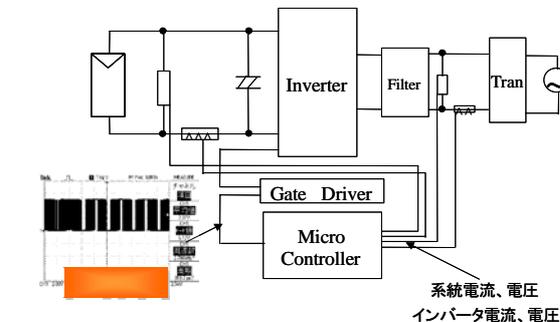
中田敦士 (M1)

## 1. はじめに

将来の太陽光発電普及に伴い、太陽電池モジュール1枚1枚にインバータが付属したACモジュールが大量に普及する可能性がある。ACモジュールとは出力電圧、電流が商用周波数すなわち交流出力である太陽電池モジュールのことである。現在モジュールの裏面に100W程度のオンボードインバータを貼り付けたものが開発されている。また、海外においてACモジュールの製品化が進んでおり、今後日本でもACモジュールの製品化が進むことが予想される。そこで本研究でも100W程度のインバータを扱う。また、現在使用されているインバータは、すべてがデジタル素子で出来ているわけではなく、アナログ素子も多く用いられている。そこで本研究では、バジョンアップ等はプログラムの変更のみで対応できるような、フルデジタル化したインバータの開発が目的である。

## 2. 実験装置概要

現在、研究を行っている100W程度のACモジュールインバータの簡略化した回路図は図1に示す通りである。まず系統とインバータ間をトランスを介して接続し、SHマイコンに系統電流と系統電圧の情報が入力されると、系統と同期したPWMが出力され、FETのドライバ回路に出力される。そして、ドライバが起動することによりFETが駆動する。そこで直流安定化電源で太陽電池の代用として直流電圧と電流を加えてやると、フィルターに系統と同期した正弦波が出力される仕組みになっている。しかし、未だ解決していない問題も多く存在している。その代表的な二つがFETゲート間の絶縁と位相制御であり、前者は今後の実験に有効な素子が見つ



ているが後者は現在色々と模索中である。

図1 全デジタル制御の実験概略図

## 3. 位相制御の検討

現在、最大の難所とも言うべき制御が先ほど述べた位相制御である。これに関してはまず任意の位相にずらすことは成功している。それを示した図が、図2である。この場合位相を90度遅らせている。一周期が約2.2マスで、0.55マスだけずれている。

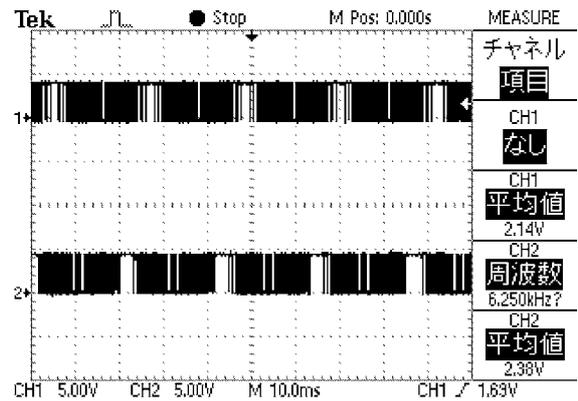


図2 位相角 deg を90度遅らせた波形

さらに現在検討中なのがこの位相角操作を利用して系統波形を取り込んだ瞬間に起動させ系統と同期した波形を出力させることである。今までの手法では系統波形をA/D変換し、その入力データを直接PWMデータに変換して波形を出力することで同期を取っている。しかし、この手法の場合電流FB制御と言った制御がSHのCPU容量が足りないことで不可能である。したがって、DATA型のPWM波形を使用して、先読み制御(フィードフォワード制御)をかけて、系統波形と同期を取る手段を考えなければならない。

## 4. まとめと今後の課題

現状では位相制御の手法を色々と思案中であり、上手くいっていない。しかし、今後更に実験を進めていくことで、これらの制御の解決を図っていきたい。



図3 実験装置概要

# 太陽光発電システム発電特性の統合評価ソフトウェア

ピメンテ・パロ・セルジオ(M2)

## 1. はじめに

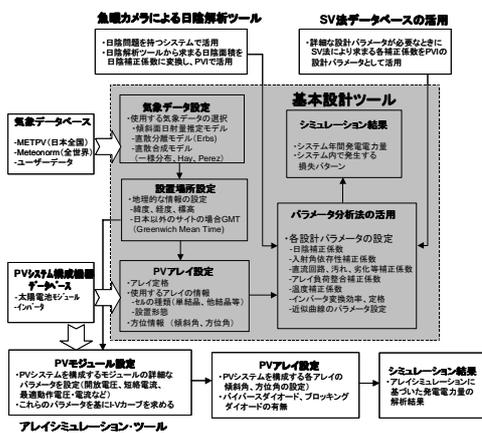
太陽光発電(PV)システムの積極的な普及に伴い、今後パソコンによるPVシステムの設計手法も普及していくと思われる。PVシステムのサイジング設計においては、従来から簡便な方法としてパラメータ分析法が利用されてきた。しかし、建材一体型モジュールの登場とそれに伴うデザインの多様化、設置場所の様々な制約条件などのために、日影の問題や複数の方位角と傾斜角を持つシステムが増えてきた。そのため、計算途上にあらわれるパラメータについて、より詳細な数値が必要となっており、PVシステム統合評価技術の研究開発が必要であると考えられている。

そういったPVシステム設計の複雑化へのニーズにこたえるために、本研究では本研究室での様々な研究成果を活用した「太陽光発電システム発電特性の統合評価ソフトウェア」(PVI)を構築することが目的であり、本報告ではPVIの構成及び住宅用システムによる予測結果の検証を報告する。

## 2. PVIソフトウェアの構成

PVIはPVシステムの予備設計時に使われる「基本設計ツール」及び詳細な解析が必要になったときのための3つの「オプション・ツール」(魚眼カメラによる日陰解析ツール、SV法データベース、アレイシミュレーション・ツール)で構成される。また、PVIは気象データベース及びPVシステム構成機器のインタフェースが用意されている。図1にPVIの全体構成図を示す。

図1. PVIソフトウェアの全体構成図



基本設計ツールを使った中国のサイトにおける年間発電電力量解析結果の一例を図2に示す。

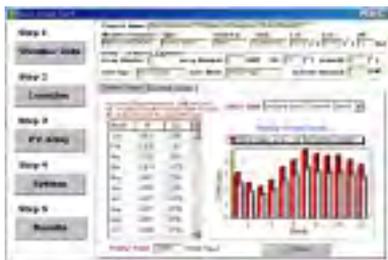


図2. 基本設計ツールにおける年間発電電力量の解析結果の一例

## 3. PVIの住宅用システムによる予測結果の検証結果

PVIによる予測結果を検証するために、JQAによる住宅用太陽光発電システムの運転データ収集・評価プロジェクトの実測データを使用した。計測プロジェクトの100箇所の中から日本全国22サイトの観測データを抽出し実証を行った。観測データは2000年4月~2001年3月の期間で、一分間隔の水平面日射量、傾斜面日射量、外気温度、モジュール温度、アレイ出力電力量、システム出力電力量を用いた。

PVIにおける年間発電電力量の予測誤差の指標として、誤差率を用いた。表1には、PVIで設定できる3つの傾斜面日射量推定モデルを使った時と傾斜面日射量を使用した場合とSVデータベース<sup>(\*)</sup>を活用した時の全サイトによる平均的な予測結果を示した。

(\*)「SV法の活用」では、温度補正係数 $K_{PT}$ とインバータ損失の補正係数 $K_c$ はPVIのデフォルトモデルを使って、時積算値の傾斜面日射量と一時間値のモジュール温度から算出した。その他の補正係数はフィールドテスト(209サイト)におけるSV法による各補正係数の月平均値を用いた。

表1. PVIにおける年間発電電力量の推定誤差率

	一様分布 モデル	Hay モデル	Perez モデル	傾斜面 日射量	SV法 の活用
推定誤差率*	0.089	0.088	0.084	0.072	0.057

\* 推定誤差率 = |(実測値 - 推定値) / 実測値|

平均的な結果としてPVIはPerezモデルを使った場合8.4%、実測の傾斜面日射量を使った場合7.2%、SV法データベースを活用した場合5.7%の誤差率で年間発電電力量を予測できることを確認した。

## 4. まとめ

本研究では太陽光発電システム発電特性の統合評価ソフトウェアのWindows用ユーザーインタフェースを作成した。日本全国のサイトによる検証を行った結果、Perezモデルが一番良好な傾斜面日射量推定値を与えることが明らかになり、日本におけるデフォルトモデルとして設定した。年間発電電力量の予測に関しては、本研究室で開発されてきたSV法のデータベースを活用することにより、年間発電電力量予測の誤差率は平均で5.7%にとどまり、PVIの使用により精度の高いPVシステム発電特性のシミュレーションを確認できた。

本研究の成果により、これから新しく設置されるPVシステムの統合的な評価および設計支援ツールとして、PVIの有用性が示せ、太陽光発電システムの統合評価ソフトウェアPVIはPVシステムの普及に大きく役立つものと思われる。

# PV インバータの干渉試験用縮小模擬配電線

- 地域コンソーシアム研究開発 -

野田幸久(M2)

## 1. はじめに

系統連系形太陽光発電システムの普及により、ある特定の地域に集中的に連系される「高密度連系」が進むと予想される。高密度連系状態では、太陽光発電システムが既存電力系統に対して電力品質や保安確保の観点から、大きな影響を与えることのないような対策が必要である。

特に懸念されるのは、系統停止時に太陽光発電システムが停電を検知できず運転を継続する単独運転であり、この場合、作業員・公衆の感電や非同期連系による機器損傷の可能性が生じる。

本研究では、実規模模擬配電系統による試験と比べて費用・スペース面で有利な縮小模擬配電系統を設計し、それをういてインバータの単独運転特性試験や干渉試験により、最適な単独運転試験方法および試験回路を提案した。また、新しく開発された AC モジュールインバータの単独運転検出機能の検証試験によりその性能を評価した。

## 2. 縮小模擬配電系統

配電用変圧器、高圧配電線路、柱上変圧器、低圧負荷、誘導モータから構成される縮小模擬配電系統を設計した。なお、ここでは高圧配電系統を 200V に縮小した。本装置は、配電系統全体に太陽光発電が分散配置された場合の解析、および 100W クラスの AC モジュールの多数台干渉試験に適用できる。図 1 に試験装置の設置状況を示す。



図 1.縮小模擬配電系統

## 3. 市販系統連系インバータの単独運転試験

国内・海外で市販されている系統連系インバータを対象に、あらゆる条件下で単独運転検出機能の検証試験を行った。供試インバータは、国内 4 機種 (3.5~4.5kW) と海外 2 機種 (90~100W) である。これらのインバータに対して、負荷、遮断点電力潮流、太陽電池出力などの条件による単独運転検出機能への影響を評価するための試験を

行った。なお、単独運転検出機能がマスク可能な機種については、それぞれの単独運転検出方式について検証するため、受動方式と能動方式それぞれについて試験を行った。図 2 に試験回路の構成を示す。デジタルスコープ (横河電機 DL716) で負荷電圧、遮断点電流、インバータ出力電流を取得し、パワーアナライザ (横河電機 PZ4000) で、遮断点の有効・無効電力潮流を監視している。

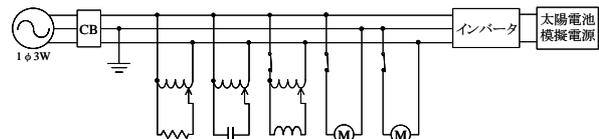


図 2.単独運転試験回路

国内インバータの負荷、遮断点電力、単独運転検出機能に関する主な結果を図 3~6 に示す。

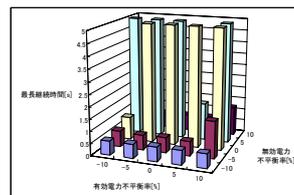


図 3.R+C+モータ

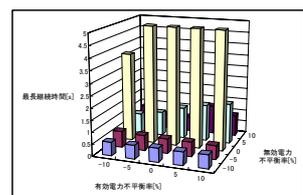


図 4.RLC 回路

単独運転検出機能：受動 OFF/能動 OFF

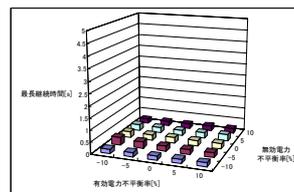


図 5.R+C+モータ

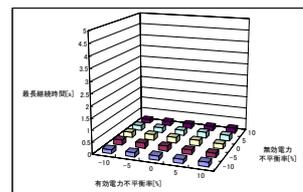


図 6.RLC 回路

単独運転検出機能：受動 ON/能動 ON

次に、海外インバータの単体・複数台の主な試験結果を図 7~8 に示す。

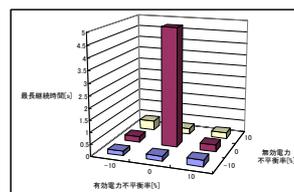


図 7.インバータ 1 台

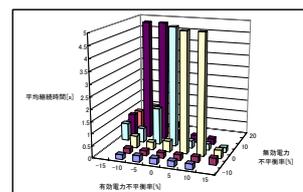


図 8.インバータ 5 台

試験結果より、国内インバータは単独運転検出機能が動作していれば、全ての条件で規定時間内に停止したが、RLC 負荷と比較してモータを用い

た場合に単独運転確率が上がる傾向がある。海外インバータは単体試験でも単独運転を継続したが、複数台連系時には、相互干渉により単独運転の継続時間・条件が拡大する傾向が見られた。

これらのことから、系統連系インバータの単独運転検出方式に関する性能試験では、あらゆる有効・無効電力潮流において回転機負荷も含めた試験を行うことでその性能を的確に評価できると考えられる。また、単独運転検出機能に対してより厳しい条件となることが明らかになった複数台並列運転試験をあわせて行うことが望ましい。

#### 4. 新開発インバータの単独運転試験

地域新生コンソーシアム研究開発事業「太陽光発電用分散型パワーコンディショナの研究開発」において新しく開発された AC モジュールインバータについて、搭載されている単独運転検出機能（受動・能動シリーズ方式）の有効性を確認するため、先に提案した試験方法および試験回路を用いて単独運転試験を行った。

単体試験では、単独運転検出機能の高感度検出をマスクした場合と、動作させた場合について比較、評価した。その結果、高感度検出をマスクした場合には、モータ負荷の場合に約 1.5 秒、RLC 負荷の場合に約 0.26 秒の単独運転が観測されたのに対し、動作している場合には、負荷条件にかかわらず約 0.1 秒で停止することが確認された。

複数台並列運転試験では、単独運転検出機能を 4 台とも全てマスクした場合（保護機能は電圧範囲 80~120V のみ）と、4 台全て動作させた場合について比較した。単独運転マスク時には、図 9 に示すように、モータ負荷を用いた場合に単独運転が 9 秒程度継続した。

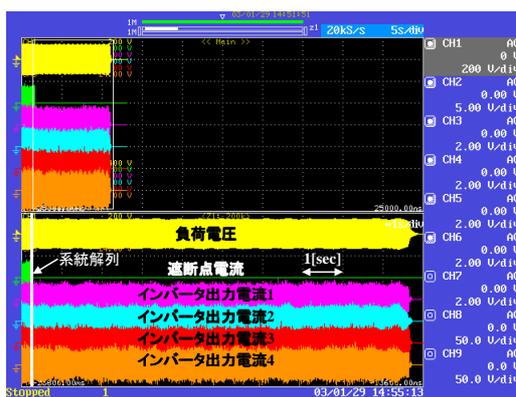


図 9.複数台（単独運転検出機能 OFF）

単独運転検出機能が動作している条件では、図 10~11 に示すように、単体の場合と同様 0.1 秒程度で停止している。これらの結果から、受動・能動シリーズ方式を採用したインバータは、負荷や潮流条件に影響を受けることが少なく、海外インバータと比較して多数台干渉による単独運転継続時間・条件の拡大が起こり難いことが示された。

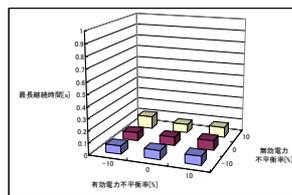


図 10.R+C+モータ

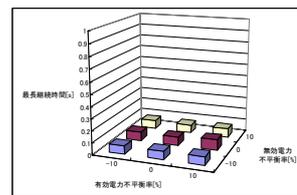


図 11.RLC 回路

単独運転検出機能 ON

同種インバータの複数台試験に加えて、実際の導入時に予想される他種インバータとの並列運転時の単独運転検出機能への影響を評価するため、国内市販インバータと新 AC モジュールインバータとの並列運転試験を行った。試験結果を図 12 に示す。市販インバータの単独運転検出機能はマスクされているため、1 秒以上単独運転が継続しているが、新 AC モジュールインバータはそれに影響を受けることなく迅速に運転を停止し、高密度連系時の相互干渉に強い単独運転検出方式であることが示された。

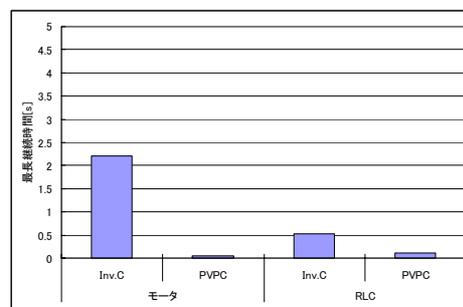


図 12.市販 Inv. + 新 Inv.並列運転試験

#### 5. まとめ

本研究では、高密度連系時の単独運転検出機能の相互干渉について評価するため、縮小模擬配電システムを設計・開発し、国内・海外の市販インバータや新しく開発された AC モジュールインバータの単独運転試験を行い、その試験方法・試験回路と相互干渉問題について検証した。

単独運転試験方法について、幅広い有効・無効電力条件について試験し、試験回路に誘導モータを用いた方が厳しい条件となることが示され、複数台並列運転試験によってさらに厳しい試験も可能であり、単独運転検出機能をよりの確に評価するために必要な試験であることが示された。

また、新しく開発された AC モジュールインバータの試験を行い、搭載された単独運転検出機能（受動・能動シリーズ方式）の各種条件下での有効性を評価した。その結果、負荷条件や遮断点電力潮流にかかわらず規定時間内に運転を停止することを確認し、複数台並列運転試験、他種インバータとの干渉試験においても大きな影響を受けない単独運転検出方式であることを確認した。

# 太陽光発電システムの計測データを用いたシステム損失の評価方法に関する研究

大関崇 (D1)

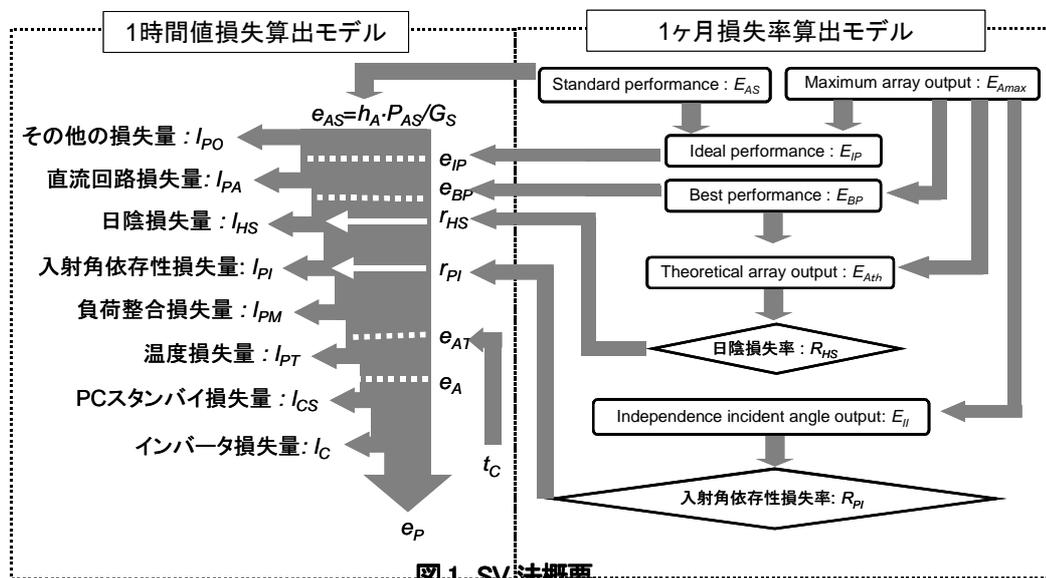
## 1. はじめに

ここ数年の世界情勢は、イラク問題が代表とされるように、戦争も辞さない不穏な動きとなっている。近々の話題も大量破壊兵器の解除が主な理由とされているが、裏には石油を巡った争いも無いとは言い切れない。化石燃料資源はますます今後枯渇していき、それを巡る争いが頻発するところが懸念されて止まない。一方で、アメリカは気候変動枠組み条約(COP)から撤退したが、世界は、温暖化対策、環境問題への注目の気質は、目に見えて高まってきている。日本においては、省エネや創エネなど環境に対する意識も徐々に広がりつつある。再生可能エネルギーを牽引する太陽光発電(PV)については、2000年から2002年まで、288MW、391MW、520MW世界第1位を誇っており、PV立国の地位は今だ健在である。ある種のメーリングリストにも設置事例が新聞のプレスリリースと共に毎日のように紹介されている。導入普及は、順調に進んでおり、PVには明るい未来が待っているように思われる。しかしながら、このまま順風満帆といけるかという、そうでもない。その一つが、2003年4月から施行されるRPS制度であり、PVに対して必ずしも追い風になるものとはいえない。住宅用PVシステムは、現行電力会社の負担分にカウントされておらず、電力会社も個人消費者との契約を交わしている最中であるが、その一方で余剰電力買取メニューの見直しの話も出てきている。PVシステムは、これまでの技術革新により数年前と比べて飛躍的なコストダウンを果たした。しかし現状一般消費者からすれば、まだまだ簡単に購入できるものではなく、経済的にも見合うためには余剰電力買取メニューの継続や、インセンティブの働いた税制などの導入が不可欠である。ただし、施策だけに頼ってはいけず、PVの自立の時代はやってこない。経済性を

含んだ技術改善、そしてさらなる革命が必要である。システム関連では、団体などによるセミナーなどの効果により、設計・施工技術は日陰を考慮した配線技術や、設置前の発電量予測など、非常に進んできている。しかし、その後の運用管理、廃棄・リサイクルに関しては、発展途上である。リサイクルセルや、モジュールのガラスなどのリユース技術が開発されつつあるが、すでに多くのPVが世に出回っていることを考えれば、早急な対応が必要である。運用管理に関しても、最近でもデベロッパによる集団住宅などの建売に標準装備するなど、集中導入などが盛んに行われているが、PVを集中的に計測管理して、発電量を管理するなどといった試みはあまり行われてはいない。システム技術として、特にPVの信頼性の向上は大きな課題となって残っている。PVシステムは、寿命30年、メンテナンスフリーを売りとしてきたが、実際にはアレイの汚れ・劣化、特にガラスの初期劣化や充填材の透過率減少の影響、パワーコンディショナの故障・調整不良・電圧上昇抑制機能による出力絞りを、PV施工不良等により期待された性能が発揮されないケースも見られようになってきており、全くメンテナンスが必要ないわけではない。今後は、設置・施工から運用管理・リサイクルまで、「墓場からゆりかごまで、またその息子まで」といった、PVの生涯管理が重要な課題となってくると考えられる。

## 2 目的

本研究は、評価結果のフィードバックを利用して設置・施工に利用でき、また運用管理するうえで最も重要な故障診断方法として活用することができる、PVシステムの損失を分離・評価することを目的として



いる。これまで本研究室では、PV システムの計測データを用いた、簡易的な損失分離可能な評価方法として、Sophisticated Verification(SV)法を開発してきた。本研究では、SV 法の従来の基本的なアルゴリズムを改良し、更に精度向上することにより、PV システムの評価方法を確立することを目的としている。

### 3. SV 法の概要

SV 法は、システムの基礎情報(緯度・経度・傾斜角など)をもとに、比較的簡単に計測可能である 4 つのデータを用いて、8 種類のシステム損失割合を抽出することのできる評価方法である。必要計測データ・損失過程は以下の通りである。また、前処理として必要データを推定補間・計測日射量データの品質を診断することができる。

～計測データ～

- ・傾斜面日射量 :  $H_A$  [kWh/m<sup>2</sup>]
- ・アレイ出力電力量 :  $E_A$  [kWh]
- ・システム出力電力量 :  $E_p$  [kWh]
- ・モジュール温度 :  $T_c$  [ ]

～損失過程～

- ・日陰による損失
- ・入射角依存性による損失
- ・温度の影響による損失
- ・負荷整合による損失
- ・直流回路損失
- ・汚れ・劣化・容量不足などのその他の損失
- ・パワーコンディショナ(PC)スタンバイ損失
- ・インバータによる損失

図 1 に SV 法の解析アルゴリズムの概要を示す。1 ヶ月の損失率モデルと、1 時間値の損失量算出モデルの 2 つに大別される。それぞれのモデルは、経験的に得られた、妥当な仮定に基づいて構築されている。

### 4. NEDO フィールドテストの解析結果

(株)資源総合システムにより、NEDO フィールドテスト(FT)事業(産業用)の計測データが、以前の公共用 FT の JQA に引き続き、1998 年 4 月から現在も継続して収集されている。計測期間は公共用と異なり、設置システムは、毎年継続して計測されている。2000 年度までに 315 サイトが設置されており、年々増加している。

2000 年度までの全サイト(多面サイトは除外)の 2000/1～2000/12 について SV により解析した結果の平均を図 3 に示す。計測データは日射量、システム出力電力量データのための、インバータ効率曲線(図 2)を用いてアレイ出力を推定している。モジュール温度に関しては、外気温データと AMeDAS 風向風力データを用いて推定した。損失割合の結果より、公共用 FT の解析結果とほぼ同様で、負荷整合の損失および、その他の損失が目立って多いことが分かる。

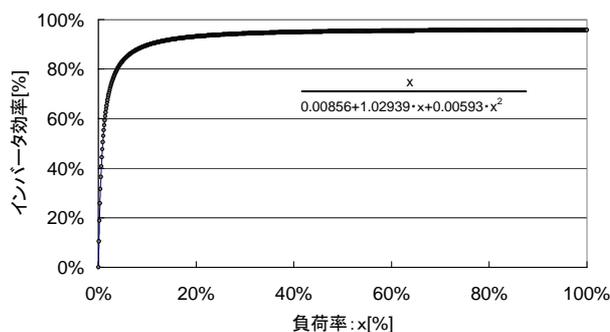


図 2 インバータ効率曲線

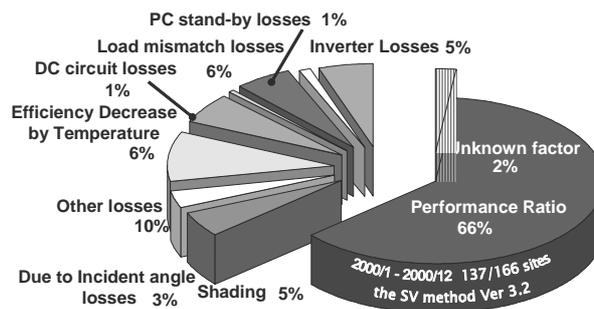


図 3 NEDO FT 解析結果 1995/4～2001/12

### 5. 集中管理システムへの応用

情報化技術の発達につれて、今後はリモートによるデータ計測も容易になってくると考えられ、PV システムにおいても例外ではない。その計測データを解析する方法として SV 法は大変有用である。PV システムは一度現地に設置されると日射や温度による周囲環境の影響を強く受けるため、運転特性の把握が難しい。SV を利用することにより、日陰などデータを一見ただけでは判別不可能な点を分離することができ、異常システム発見の第一段階のスクリーニングに利用可能である。

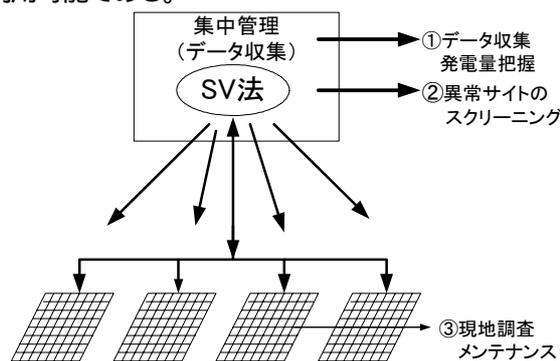


図 4 集中管理システム概要

### 6. まとめ

本研究では、PV システムの計測データを用いて、システム損失の評価を行うことができる、SV 法の開発・改善をおこなってきた。結果として FT 産業用のデータの解析を行い、また、集中管理システムへの応用を示唆した。今後は、SV 法の実証と共に、実際に応用し利用する方法を提案していく。

# 太陽光発電アレイシミュレーション

松川洋 (D1)

## 1. はじめに

近年のPVシステムの導入量増加に伴い、複数の屋根面を利用した住宅用PVシステムが増加している。そのようなシステムでは、各面の発電量が異なり、ミスマッチ損失を生じ、最大電力点追尾制御(MPPT)も困難になる恐れがある。事前に最適な設置形態を把握することが重要である。そのために、様々な設置形態に対応し、年間発電量の推定が可能なシミュレーション・ツールの開発が不可欠である。しかし、現状では、平易なシステムにおける手法は確立しているものの、異方位、異傾斜面の混在したシステムや、日陰に関する詳細な解析が行えるシミュレーションは殆ど見あたらない。また、計算精度だけでなく優れたユーザ・インターフェイスまで兼ね備えた設計ツールは少ない。

本手法は、それぞれのPVモジュールの電流電圧特性(I-V特性)を模擬し、詳細な解析を行っているため精度も高く、将来的には日陰やコンバータによる損失も詳細に解析が可能であり拡張性が非常に高い。

## 2. シミュレーション手法の概要

本手法は、システム内に存在する全てのモジュール1枚ごとのI-V特性を算出しているため、複数の設置面を持ち方位角や傾斜角の混在するシステムであっても、その出力特性を求めることが可能である。また、システム全体のI-V特性も推定できるため、インバータ等の周辺機器の影響も考慮することが可能である<sup>[3]</sup>。さらに、日陰のかかる位置が求められれば、その損失を求めることも容易となる。



図1 ソフトウェアの画面の例

## 3. 温度変動の測定

太陽電池モジュールの温度分布、気温、日射強度、風向、風速などのパラメータから、下記の2つのモジュール温度時定数が存在すると仮定し実験を行った。

- ①日射急変による急激な温度変化時の時定数
- ②モジュール周囲の温度変化にとまなう緩やかなモ

## ジュール温度変化の時定数

これらの時定数により、日射強度からモジュール温度を推定する手法をより高精度なものとし、アレイシミュレーション及びMPPT制御評価試験等に活用する。また、開放電圧より算出したジャンクション温度(太陽電池接合部温度)とバックシート温度を比較し、アレイ出力電力量の温度補正法について検討する。さらに、モジュール温度の測定方法について、最適な手法を考案する。

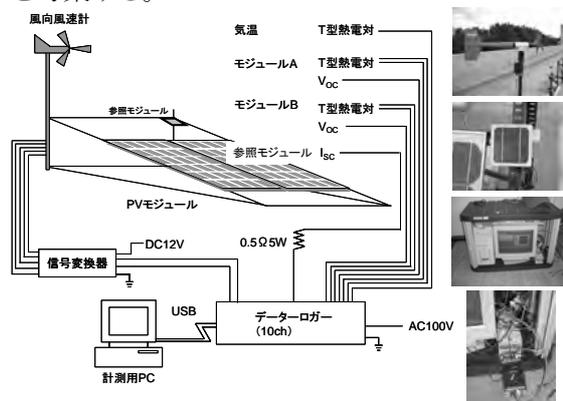


図2 モジュール温度変動実験システム

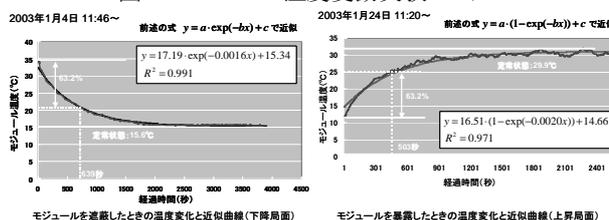


図3 モジュール温度変動実験結果

## 4. まとめ

本研究では、I-V特性を利用した、詳細かつ簡易的で操作性も高いシミュレーション・ツールを開発し、高い精度で推定ができることを確認した。その特徴を以下に示す。

- PVシステムの回路内に直並列に挿入されるダイオードの影響を考慮している
- PVシステムの縮小モデル実験システムを構築し、シミュレーション・モデルの検証を行い、精度の高い推定が可能であることを確認した
- ユーザ・インターフェイスに優れた太陽光発電システム・シミュレーション・ツールにより、簡便に高精度の推定が可能である。

•住宅用太陽光発電システムの実測データと比較検証し、精度の高いシミュレーションが可能であることを確認した

•現在、短い時間の温度変動について解析を進めており、その結果はシミュレーション・モデルに組み込まれる予定

東京農工大学 工学部 電気電子工学科  
黒川浩助 研究室 論文リスト[2000年～2003年]

<2000年>

- (1) 黒川：太陽光発電の現状と展望，計測と制御，Vol.39, No.1, pp.8-13, 2000.
- (2) 黒川：太陽光発電の課題と将来展望，エネルギー変換懇話会，日本科学技術振興財団，2000.1.31.
- (3) 黒川：太陽光発電システムの動向，日本電気工業会第27回新エネルギー講演会，2000.2.10.
- (4) 大谷，作田，加藤，杉浦，内田，山口，黒川：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「再生可能エネルギー」2000.3.15.
- (5) 野崎，秋山，川口，黒川：EDLC 併用型独立型太陽光発電システムに用いるコンバータの設計方法と効率特性，電気学会全国大会，東工大，2000.3.
- (6) 川口，黒川，野崎：独立型太陽光発電システムの出力係数に関する検討，電気学会全国大会，東工大，2000.3.
- (7) 登守，大谷，作田，黒川：写真測量による日陰推定誤差の検討，電気学会全国大会，東工大，2000.3.
- (8) 石川，黒川，岡田，滝川：太陽光発電システム複数連系時における運転特性 - 電圧上昇抑制特性のモデル化，電気学会全国大会，東工大，2000.3.
- (9) 山口，内田，黒川：S V法による太陽光発電システムの損失因子の詳細化，電気学会全国大会，東工大，2000.3.
- (10) 黒川：エネルギー創出時代，住まいの文化誌別巻「地球環境」，ミサワホーム総合研究所刊（著書），2000
- (11) 黒川：太陽光発電システム技術動向，シーエムシー，（著書）
- (12) 黒川：太陽光発電地域発電特性に関する基礎的問題の解明，第12回太陽光発電連絡会，虎ノ門，2000.4.17（口頭発表）
- (13) K. Kurokawa: PV systems in urban environment, Solar Energy Materials and Solar Cells, 2000. ?.
- (14) K. Kurokawa, O. Ikki: The Japanese experiences with national PV system Programme, Solar Energy, Topical Issue on Grid Connected Photovoltaics, 2000. ?.
- (15) K. Kurokawa, D. Uchida, A. Yamaguchi: Intensive introduction of residential PV systems and their monitoring by citizen-oriented efforts in Japan, 16<sup>th</sup> EU-PVSEC, Glasgow, May 1-5 2000.
- (16) K. Kurokawa, P. Menna, F. Paletta, K. Kato, K. Komoto, T. Kichimi, S. Yamamoto, J. Song, W. Rijssenbeek, P. Van der Vleuten, J. Garcia Martin, A de Julian Palero, G. Andersson, R. Minder, M. Sami Zannoun, M. Aly Helal: A preliminary analysis of very large scale photovoltaic power generation (VLS-PV) systems, 16<sup>th</sup> EU-PVSEC, Glasgow, May 1-5 2000.
- (17) H. Nagayoshi, K. Kurokawa, T. Ohashi, H. Nishita, T. Deguchi: Feasibility study of peak-power reduction system using 100kW PV and battery combined system at Shonan Institute of Technology, 16<sup>th</sup> EU-PVSEC, Glasgow, May 1-5 2000.
- (18) K. Kurokawa: Realistic PV Performance Values Obtained by a Number Grid-Connected Systems in Japan, World Renewable Energy Congress, Brighton, July 1-7, 2000（国際会議）
- (19) 黒川：太陽光発電システムの開発動向，第17回太陽光発電システムシンポジウム，発明会館，2000.6.14-16（口頭発表）
- (20) 黒川：太陽光発電の課題と将来展望，第8回高効率太陽電池および太陽光発電システムワークショップ，福井フェニックスプラザ，2000.7.20-21（招待講演）
- (21) 桜井，黒川：太陽電池アレイ分布定数回路シミュレーション～アレイ等価回路の提案～，電気学会電力・エネルギー部門大会，北海道大学，2000.8.2-4
- (22) 川口，黒川，野崎：電気二重層キャパシタを組み込んだ独立型太陽光発電システム，電気学会電力・エネルギー部門大会，北海道大学，2000.8.2-4
- (23) 輿石，黒川：太陽光発電における最大電力点追従制御システムの評価，電気学会電力・エネルギー部門大会，北海道大学，2000.8.2-4
- (24) 石川，黒川，岡田，滝川：太陽光発電システムの複数台連系時における運転特性評価，電気学会電力・エネルギー部門大会，北海道大学，2000.8.2-4
- (25) 山口，黒川，都筑，大谷：太陽光発電システムの評価に関する検討～アメダスデータ等を用いた日射量の推定方法～，電気学会電力・エネルギー部門大会，北海道大学，2000.8.2-4
- (26) 谷口，大谷，黒川：衛星雲画像を利用した雲アルベドの動的解析，電気学会電力・エネルギー部門大会，北海道大学，2000.8.2-4
- (27) H. Taniguchi, K. Otani, K. Kurokawa: The motional analysis of cloud albedo patterns by using GMS images, 28th IEEE PVSC, Alaska September 15-22 2000
- (28) T. Tomori, K. Otani, K. Sakuta, K. Kurokawa: On-site BIPV array shading evaluation tool using stereo-fisheye photographs, 28th IEEE PVSC, Alaska September 15-22 2000
- (29) H. Matsukawa, M. Shioya, K. Kurokawa: Study on simple assessment of BIPV power generation for architects, 28th IEEE PVSC, Alaska September 15-22 2000
- (30) 黒川：エネルギー・環境問題と太陽光発電システムへの期待，NEDO フォーラム2000，東京ビッグサイト，2000.9.26-28（講演）
- (31) 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）部分日陰が発電特性に及ぼす影響評価，日本建築学会，日本大学，2000.9
- (32) 塩谷，松川，黒川：太陽光発電システムの建築的利用に関する研究（その2）異傾斜角・異方位角の混在が発電特性に及ぼす影響評価，日本建築学会，日本大学，2000.9
- (33) 塩谷，伊藤，松川，黒川，杉浦：建物条件の不均一が太陽光発電システムの発電特性に及ぼす影響評価，日本建築学会，日本大学，2000.9
- (34) K. Kurokawa: Solar RD&D in Japan, IEAOCERT Expert Workshop, Paris, France, Oct. 27, 2000（口頭発表）
- (35) 石川，黒川，岡田，滝川：太陽光発電システム複数台連系時における運転特性評価 電圧上昇抑制機能の検討，日本太陽エネルギー学会，No.12，金沢工業大学，2000.11.8-9
- (36) 大関，井澤，山口，大谷，黒川：太陽光発電システムの経年特性，日本太陽エネルギー学会，No.14，金沢工業大学，2000.11.8-9
- (37) 加藤，大谷，作田，杉浦，黒川：導入地域の広がり を考慮した太陽光発電システムの kW 価値の検討，日本太陽エネルギー学会，No.15，金沢工業大学，2000.11.8-9

- (38) 山下, 黒川: P Vインバータのデジタル制御~ワンチップマイコンによる制御技術~, 日本太陽エネルギー学会, No.22, 金沢工業大学, 2000.11.8-9
- (39) 輿石, 黒川: 太陽光発電システムにおける最大電力点追従制御の評価, 日本太陽エネルギー学会, No.25, 金沢工業大学, 2000.11.8-9
- (40) 高宮, 黒川: 台形公式による P Vインバータの動作解析-P Vインバータの適正な入力容量のための解析-, 日本太陽エネルギー学会, No.26, 金沢工業大学, 2000.11.8-9
- (41) 大谷, 加藤, 作田, 杉浦, 黒川: パラメータ分析法を基にした太陽光発電システム・シミュレーションの住宅用システムによる検証, 日本太陽エネルギー学会, No.31, 金沢工業大学, 2000.11.8-9
- (42) 桜井, 黒川: 太陽光発電アレイ分布定数回路シミュレーション~シミュレーション手法の検討~, 日本太陽エネルギー学会, No.81, 金沢工業大学, 2000.11.8-9
- (43) 山田, 梅谷, 中村, 杉浦, 大谷, 作田, 黒川: モジュール直並列合成 I Vカーブを利用した日陰損失シミュレーション技術の開発, 日本太陽エネルギー学会, No.92, 金沢工業大学, 2000.11.8-9
- (44) 田村, 黒川, 大谷: 観測日射量の瞬時直散分離に関する研究, 日本太陽エネルギー学会, No.126, 金沢工業大学, 2000.11.8-9
- (45) 川口, 黒川, 野崎, 谷内: EDLC を組み込んだ独立型太陽光発電システムのシミュレーション, 電子通信エネルギー研究会, 機械振興会館, 2000.11.17
- (46) 黒川: 太陽光発電の課題と将来展望, 政策総合研究所, エネルギーの有効利用と環境保全, 2000.12.10. (執筆原稿)

<2001 年>

- (1) 黒川: 21 世紀に羽ばたく太陽光発電, 太陽光発電協会「太陽光発電」誌寄稿, 2001.1
- (2) 谷口, 大谷, 黒川: 衛星雲画像を用いた雲アルベドの動的解析, 電気学会論文誌 B, Vol.121-B, No.2, 2001.2
- (3) 石川, 黒川, 岡田, 滝川: 太陽光発電システム複数台連系時における運転特性評価, 電気学会新エネルギー・環境研究会, FTE-01-4, 2001.2.21
- (4) 井澤, 大関, 大谷, 都筑, 黒川: , 電気学会全国大会, 名古屋大学, 2001.3.21-23
- (5) 高宮, 黒川: P Vインバータの適正な入力容量の決定方法に関する研究, 電気学会全国大会, 名古屋大学, 2001.3.21-23
- (6) 輿石, 黒川, 濱田, 劉: 太陽電池模擬電源による最大電力追従制御の評価, 電気学会全国大会, 名古屋大学, 2001.3.21-23
- (7) Kosuke Kurokawa: PV systems in urban environment, Solar Energy Materials & Solar Cells Vol.67 (2001), Nos.1-4, March 2001,
- (8) T.Do, I.Tsuda, H.Unagida, A.Murata, K.Sakuta, K.Kurokawa: Experimental study on PV module recycling with organic solvent method, Solar Energy Materials & Solar Cells, Vol.67 (2001), Nos.1-4, March 2001
- (9) H.Unozawa, K.Otani, K.Kurokawa: A simplified estimating method for in-plane irradiation using minute horizontal irradiation, Solar Energy Materials & Solar Cells, Vol.67 (2001), Nos.1-4, March 2001
- (10) H.Taniguchi, K.Otani, K.Kurokawa: Hourly forecast of global irradiation using GMS staellite images, Solar Energy Materials & Solar Cells, Vol.67 (2001), Nos.1-4, March 2001
- (11) D.Uchida, K.Otani, K.Kurokawa: Evaluation of effective shading factor by fitting a clear-day pattern obtained from hourly maximum irradiance data, Solar Energy Materials & Solar Cells, Vol.67 (2001), Nos.1-4, March 2001
- (12) M.Kusakawa, H.Nagayoshi, K.kamisako, K.Kurokawa: Further improvement of a transformerless, voltage-boosting inverter for AC modules, Solar Energy Materials & Solar Cells, Vol.67 (2001), Nos.1-4, March 2001
- (13) 黒川: 明日の世界を支える太陽光発電エネルギー, 春期応用物理学関係連合講演会シンポジウム「太陽光発電-現在から未来へ-」, 明治大学, 2001.3.28-31
- (14) 黒川: 都市地域における太陽光発電地域特性に関する基礎的問題の解明, H12 年度 NEDO 委託業務成果報告書, 2001.3.
- (15) 黒川: 太陽光発電用分散型パワーコンディショナの研究開発, NEDO 地域コンソーシアム研究開発委託業務成果報告書, 2001.3.
- (16) 黒川: 太陽光発電と分散電源, 名古屋大学大学院集中講義, 2001.05.17.
- (17) K.Kurokawa, O.Ikki: The Japanese experiences with national PV system Programmes, Solar Energy, Vol.70, No.6 (Topical Issue on Grid Connected Photovoltaics), June 2001
- (18) 黒川: 太陽光発電システムの開発動向, 18 回太陽光発電システムシンポジウム, イイノホール, 2001.6.5-7.
- (19) Kosuke Kurokawa: TOWARD LARGE-SCALE PV POWER GENERATION, 12<sup>th</sup> PVSEC, JEJU, June 11-15 2001
- (20) M.Ito, K.Kato, H.Sugihara, T.Kichimi, J.Song, K.Kurokawa: A Preliminary Study on Potential for Very Large-Scale Photovoltaic Power Generation (VLS-PV) System on the Gobi Desert from Economic and Environmental Viewpoints, 12<sup>th</sup> PVSEC, JEJU, June 11-15 2001
- (21) P.Menna, U.Ciorba, F.Pauli, K.Komoto, K.Kato, J.Song, K.Kurokawa: Analysis of the Impacts of Transferring a Photovoltaic Module Manufacturing Facility, 12<sup>th</sup> PVSEC, JEJU, June 11-15 2001
- (22) T.Ishikawa, K.Kurokawa, N.Okada, K.Takigawa: EVALUATION OF OPERATION CHARACTERISTICS IN MULTIPLE INTERCONNECTION OF PV SYSTEMS, 12<sup>th</sup> PVSEC, JEJU, June 11-15 2001
- (23) H.Matsukawa, K.Koshiishi, H.Koizumi, K.Kurokawa, M.Hamada, L.Bo: Dynamic Evaluation of Maximum Power Point Tracking Operation with PV array Simulator, 12<sup>th</sup> PVSEC, JEJU, June 11-15 2001
- (24) J.Tamura, K.Kurokawa, K.Otani: A study of measuring estimating for in-plane irradiation using minute horizontal Global Irradiation, 12<sup>th</sup> PVSEC, JEJU, June 11-15 2001
- (25) A.Yamaguchi, K.Kurokawa, T.Uno, M.Takahashi: Reflection and Absorption Characteristics of Electromagnetic Waves for PV Modules, 12<sup>th</sup> PVSEC, JEJU, June 11-15 2001
- (26) K.Otani, K.Sakuta, T.Tomori, K.Kurokawa: Shading loss analysis of PV systems in urban area, 12<sup>th</sup> PVSEC, JEJU, June 11-15 2001
- (27) T.Oozeki, T.Izawa, K.Otani, K.Kurokawa: The Evaluation Method of PV Systems, 12<sup>th</sup> PVSEC, JEJU, June 11-15 2001
- (28) T.Sugiura, T.Yamada, H.Nakamura, M.Umeya, K.Sakuta, K.Kurokawa: Measurements, Analysis and Evaluation of Residential PV Systems by Japanese Monitoring Program, 12<sup>th</sup> PVSEC, JEJU, June 11-15 2001
- (29) J.Song, K.Kurokawa, P.Menna, K.Kato, N.Enebish, D.Collier, S.C.Shin: International Symposium on " Potential of Very Large Scale Power Generation System on Desert, 12<sup>th</sup> PVSEC, JEJU, June 11-15 2001
- (30) Y.Nozaki, K.Akiyama, T.Yachi, H.Kawaguchi, K.Kurokawa: Operating characteristics of an EDLC-battery hybrid stand-alone photovoltaic system, IECE Tans Communications, E84B (7), July 2001
- (31) K.Kurokawa: The state-of-the-art in Photovoltaic, 1<sup>st</sup> MOPVC, Ulaanbaatar, September 5-7 2001

- (32) K.Otani: Solar Energy Mapping for Eastern Asia by Satellite Images, 1<sup>st</sup> MOPVC, Ulaanbaatar, September 5-7 2001
- (33) M.Ito, Kazuhiko Kato, Hiroyuki Sugihara, Tetsuo Kichimi, Jinsoo Song, Kosuke Kurokawa: A life-cycle analysis of Very Large Scale Photovoltaic (VLS-PV) System in the Gobi desert, 1<sup>st</sup> MOPVC, Ulaanbaatar, September 5-7 2001
- (34) A.Amarbayar, K.Kurokawa: Performance analysis of Portable photovoltaic power generation systems based on measured data in Mongolia, 1<sup>st</sup> MOPVC, Ulaanbaatar, September 5-7 2001
- (35) 黒川：日本における太陽光発電の現状と今後の動向，関電工太陽光発電国際シンポジウム「太陽光発電は地球を救えるか」，品川コクヨホール，2001.9.18
- (36) 黒川：太陽光発電にかける夢，NEDO フォーラム-パネル太陽技術分科会，ホテルニューオータニ，2001.9.20
- (37) K.Otani, K.Sakuta, T.Sugiura, K.Kurokawa: Performance analysis and simulation on 100 Japanese residential grid-connected PV systems based on four years' experience, 17<sup>th</sup> EU-PVSEC, Munich, October 22-26 2001
- (38) M.Ito, K.Kato, H.Sugihara, T.Kichimi, J.Song, K.Kurokawa: A Preliminary Study on Potential for Very Large-Scale Photovoltaic Power Generation System (VLS-PV) on the World Desert, 17<sup>th</sup> EU-PVSEC, Munich, October 22-26 2001
- (39) J.Tamura, K.Kurokawa, K.Otani: Measuring and estimating for In-plane Irradiation, 17<sup>th</sup> EU-PVSEC, Munich, October 22-26 2001
- (40) A.Yamaguchi, K.Kurokawa, T.Uno, M.Takahashi: A New Added Value of Photovoltaic Module ~Absorption Characteristics of Electromagnetic wave~, 17<sup>th</sup> EU-PVSEC, Munich, October 22-26 2001
- (41) H.Koizumi, T.Kaito, Y.Noda, K.Kurokawa, M.Hamada, L.Bo: Dynamic Response of Maximum Power Point Tracking Function for Irradiance and Temperature Fluctuation in Commercial PV Inverters, 17<sup>th</sup> EU-PVSEC, Munich, October 22-26 2001
- (42) 黒川：最近の太陽光発電研究・成果と今後の動向，田友会，学生会館，2001.11.09
- (43) 野田，水野，小泉，黒川：太陽光発電が連系した配電システムのシミュレータの開発，日本太陽エネルギー学会，徳島文理大学，2001.11.8-9
- (44) 山下，小泉，黒川，名島，川崎：PV インバータのデジタル制御，日本太陽エネルギー学会，徳島文理大学，2001.11.8-9
- (45) 登守，大谷，作田，大野，飯田，黒川：都市環境における太陽光発電システムの日陰評価法，日本太陽エネルギー学会，徳島文理大学，2001.11.8-9
- (46) 中村，杉浦，高橋，黒川：複数面設置された住宅用太陽光発電システムの発電量推定について，日本太陽エネルギー学会，徳島文理大学，2001.11.8-9
- (47) アマルバヤル，黒川：モンゴルにおける携帯型発電システム実証研究のデータ解析・システム評価，日本太陽エネルギー学会，徳島文理大学，2001.11.8-9
- (48) 井澤，大関，大谷，都築，黒川：太陽光発電システム計測データの品質診断法，日本太陽エネルギー学会，徳島文理大学，2001.11.8-9
- (49) 大関，井澤，大谷，黒川：太陽光発電システムの計測データを用いた評価方法，日本太陽エネルギー学会，徳島文理大学，2001.11.8-9
- (50) 竹内，金井，黒川：太陽電池単セルによる充電回路，電子情報通信学会電子通信エネルギー技術研究会，信学技報 EE 2001-33(2001-11)
- (51) 黒川：太陽光発電の課題と将来展望，新政策（政策総合研究所），2001.11
- (52) 黒川：太陽光発電技術の現状と将来動向，横浜市工業技術支援センター，2001.12.11

#### <2002 年>

- (1) 黒川：太陽光発電システムの新展開，光協会成果報告書，2002.3
- (2) 黒川：21 世紀世界の主役「太陽光発電」，JPEA 誌「光発電」，2002.2
- (3) 黒川：私の学生時代，グリーンキャンパス，2002.3
- (4) 黒川：世界へ向けた長期的な産業戦略が望まれる，PVTEC ニュース，2002.3
- (5) 竹内，金井，黒川：太陽電池単セル昇圧回路への MPPT 制御の適用，日本機械学会情報・知能・精密機械部門，東京工業大学，2002.3.26
- (6) 高橋，谷口，大谷，黒川：衛星雲画像の空間周波数を用いた日射量予測法の研究，電気学会全国大会，工学院大学，2002.3.26-29
- (7) 大関，井澤，大谷，中村，高橋，杉浦，黒川：電圧上昇抑制運転状態の実例と SV 法解析結果との比較検討，電気学会全国大会，工学院大学，2002.3.26-29
- (8) Paulo Sergio Pimentel, H. Matsukawa, T. Oozeki, T. Tomori, K. Kurokawa: PV System Integrated Evaluation Software, 29<sup>th</sup> IEEE PVSC, New Orleans, May 19-26 2002
- (9) A. Amarbayar, K. Kurokawa: PERFORMANCE ANALYSIS OF PORTABLE PHOTOVOLTAIC POWER GENERATION SYSTEMS BASED ON MEASURED DATA IN MONGOLIA, 29<sup>th</sup> IEEE PVSC, New Orleans, May 19-26 2002
- (10) Y. Noda, T. Mizuno, H. Koizumi, K. Nagasaka, K. Kurokawa: THE DEVELOPMENT OF A SCALED-DOWN SIMULATOR FOR DISTRIBUTION GRIDS AND ITS APPLICATION FOR VERIFYING INTERFERENCE BEHAVIOR AMONG A NUMBER OF MODULE INTEGRATED CONVERTERS (MIC), 29<sup>th</sup> IEEE PVSC, New Orleans, May 19-26 2002
- (11) K. Kurokawa, K. Kato, M. Ito, K. Komoto, T. Kichimi, H. Sugihara: A COST ANALYSIS OF VERY LARGE SCALE PV (VLS-PV) SYSTEM ON THE WORLD DESERTS, 29<sup>th</sup> IEEE PVSC, New Orleans, May 19-26 2002
- (12) A. Amarbayar, K. Kurokawa: PERFORMANCE ANALYSIS OF PORTABLE PHOTOVOLTAIC POWER GENERATION SYSTEMS BASED ON MEASURED DATA IN MONGOLIA, WREC-7, Warszawa, June 29 – July 5 2002
- (13) 水野，野田，小泉，黒川：商用 PV インバータの単独運転検出要因の推定，電気学会部門大会，福井大学，2002.8.7-9
- (14) 皆藤，五島，川崎，小泉，黒川：デジタルインバータにおける MPPT 制御の検討，電気学会部門大会，福井大学，2002.8.7-9
- (15) 谷口，高橋，大谷，黒川：AC モデルを用いた衛星雲画像による日射量予測の検討，電気学会部門大会，福井大学，2002.8.7-9
- (16) H. Koizumi, K. Nagasaka, K. Kurokawa, N. Goshima, M. Kawasaki, Y. Yamashita, A. Hashimoto: DEVELOPMENT OF INTERCONNECTING MICRO CONTROLLER FOR PV SYSTEMS IN JAPAN, PV in Europe Conference and Exhibition From PV Technology to Energy Solutions, Rome, October 6-11 2002

- (17) T. Mizuno, T. Ishikawa, Y. Noda, H. Koizumi, K. Kurokawa, Y. Arai, N. Goshima, M. Kawasaki, H. Kobayashi: THE ISLANDING DETECTION ALGORITHM OF A NEW AC MODULE FOR THE GRID CONNECTION IN JAPAN, PV in Europe Conference and Exhibition From PV Technology to Energy Solutions, Rome, October 6-11 2002
- (18) 井澤, 大関, 黒川, 大谷, 都筑: 太陽光発電システムの簡易評価, 日本太陽エネルギー学会, 仙台国際センター, 2002.11.7-8
- (19) 田村, 大谷, 黒川: 多傾斜面日射量の測定と評価に関する研究, 日本太陽エネルギー学会, 仙台国際センター, 2002.11.7-8
- (20) 伊藤, 加藤, 河本, 杉原, 吉見, 黒川: ゴビ砂漠における大規模太陽光発電システムのライフサイクル評価, 日本太陽エネルギー学会, 仙台国際センター, 2002.11.7-8

#### <2003 年>

- (1) 伊藤, 加藤, 河本, 杉原, 吉見, 黒川: 世界の砂漠における 100MW 大規模太陽光発電システム(VLS-PV)のライフサイクル評価, 第 19 回エネルギーシステム・経済・環境コンファレンス, 虎ノ門パストラル, 2003.1.30-31
- (2) パウロ, 松川, 大関, 黒川: 太陽光発電システム発電特性の統合評価ソフトウェア(PVI)の住宅用システムによる検証, 電気学会全国大会, 東北学院大学, 2003.3.17-19
- (3) 高橋, 谷口, 黒川, 大谷: 衛星雲画像の空間周波数分析を用いた日射予測, 電気学会全国大会, 東北学院大学, 2003.3.17-19
- (4) 皆藤, 小泉, 黒川, 五島, 川崎: 太陽光発電用インバータ向けデジタル MPPT 法の開発, 電気学会全国大会, 東北学院大学, 2003.3.17-19
- (5) 公楽, 黒川: LED ソーラーシミュレータによる太陽電池新測定法, 電気学会全国大会, 東北学院大学, 2003.3.17-19

: 主要論文別刷りに掲載

印のついていない論文も黒川研究室ホームページの黒川研データベースからダウンロードできます。

東京農工大学 工学部

電気電子工学科

黒川浩助 研究室

主要論文別刷り[2002年～2003年]



ELSEVIER

Solar Energy Materials & Solar Cells 75 (2003) 679–686

www.elsevier.com/locate/solmat

Solar Energy Materials  
& Solar Cells

# Reflection and absorption characteristics of electromagnetic waves for PV modules

Akihiko Yamaguchi, Kosuke Kurokawa\*, Toru Uno,  
Masaharu Takahashi

*Tokyo University of Agriculture and Technology (TUAT), 2-24-16 Naka-cho, Koganei, 184-8588 Tokyo, Japan*

## Abstract

In this paper, the authors investigated the reflection and absorption characteristics of a general photovoltaic (PV) module. As a result, the electromagnetic waves could be attenuated only 6 dB in typical PV module. However, if the PV module is installed in the outer wall of buildings, electromagnetic interference is caused by the surroundings. To reduce this electromagnetic interference, the authors suggested a method to absorb electromagnetic wave using multiple PV modules that have deference impedance, and simulation was performed. As a result, it was confirmed that using a typical PV module and the PV module including electronic device, the reflection waves of those PV modules could be attenuated up to 12 dB. © 2002 Elsevier Science B.V. All rights reserved.

*Keywords:* Photovoltaic module; Absorption characteristic; Electromagnetic wave; Reflection coefficient; Simulation; Experiment; Added value; Spatial standing wave method

## 1. Introduction

In Fig. 1, photovoltaic (PV) modules are being used as an outer wall for reasons of variety of design, durability and for being maintenance free. However, there is a problem that PV modules reflect electromagnetic waves. Especially, in case of TV wave, reflection waves from outer wall of buildings interfere with a direct wave from TV station, and “picture ghosting” occurs in a certain area. The cost of countermeasure for this phenomenon is very high. In this paper, the authors

\*Corresponding author.

*E-mail address:* kurochan@cc.tuat.ac.jp (K. Kurokawa).

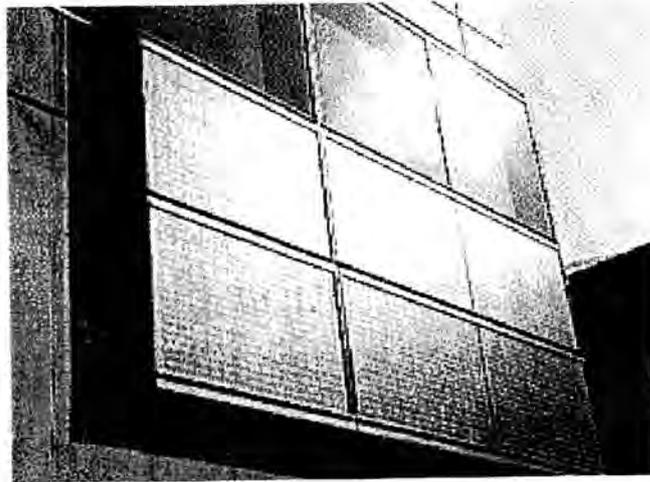


Fig. 1. The example of installation.

propose the method of reducing reflection of electromagnetic waves to solve these problems using PV modules or systems.

## 2. Method

### 2.1. Absorption characteristics of one PV module

#### 2.1.1. Simulation

The prevalent PV modules structure consists of glass, ethylene-vinyl-acetate (EVA), silicon (solar cell) and back sheet (Fig. 2). The back sheet of PV module is generally made of tedlar/aluminum/tedlar; besides, the other three materials are dielectric. However, the tedlar film was not taken into consideration, because the tedlar film is very thin. As a consequence, it is possible to use the conventional theory [1] for this PV module since it is structured by three layers of dielectric. The absorption characteristic of one PV module was simulated using this theory. The thickness and relative permittivity of each layer is shown in Table 1, and the frequency target is 100 MHz. However, recently polyethylene terephthalate (PET) has come to be used because aluminum of the back sheet causes degradation of a module. As a measure, the aluminum foil is stuck. Using this method, it is possible to use the conventional theory although structure of the PV module changes somewhat.

#### 2.1.2. Experiment

The experiment was performed to confirm the accuracy of the simulation used this time because aluminum frame of PV module and the slit of cells are not taken into consideration in this simulation. In fact, we want to experiment using the frameless PV module to make the condition the same, because the supply of such PV modules did not make it. In order to unite the other conditions with the simulation, aluminum film was stuck on the back because the back sheet of the purchased PV modules was

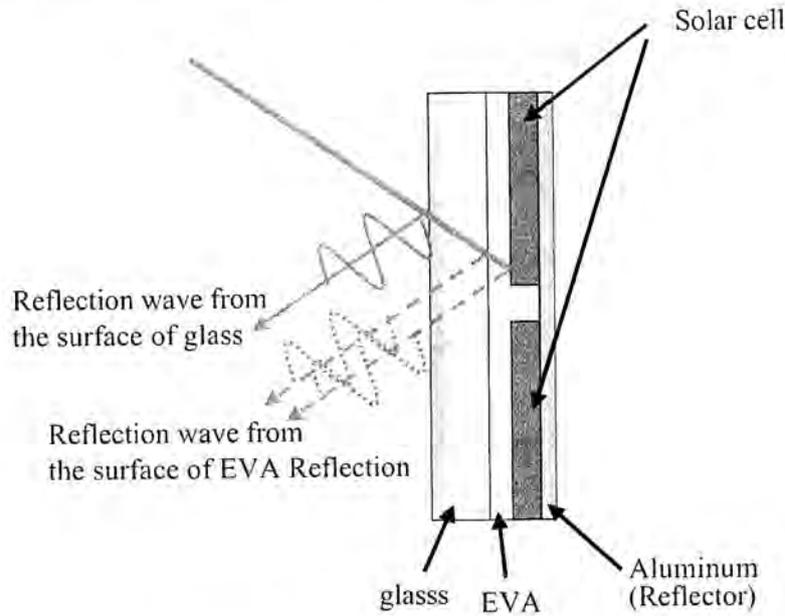


Fig. 2. Absorption characteristics of one PV module.

Table 1  
Structure of PV module

	First layer	Second layer	Third layer
Medium	Glass	EVA	Silicon
Relative permittivity	3.9	3.1	11.7
Thickness (mm)	6	0.6	0.5

PET. The experiment was performed in the Communication Research Laboratory (CRL). In this experiment, eight PV modules were used like Fig. 3 in the anechoic chamber and field intensity was measured every 30 cm from PV modules to calculate the reflective coefficient of PV modules and phase of standing wave using spatial standing wave method. This method is shown below.

Standing wave ratio (SWR)  $\rho$  can be expressed using the following formula:

$$\rho = \frac{1 + |R|}{1 - |R|} = \frac{E_{\max}}{E_{\min}} \quad (1)$$

Reflection coefficient  $R$  and phase  $\theta$  can also be expressed using the following formulas:

$$|R| = \frac{\rho - 1}{\rho + 1} \quad (2)$$

$$\theta = \frac{4\pi l_{\max}}{\lambda} = 4\pi \frac{l_{\min}}{\lambda} - \pi \quad (3)$$

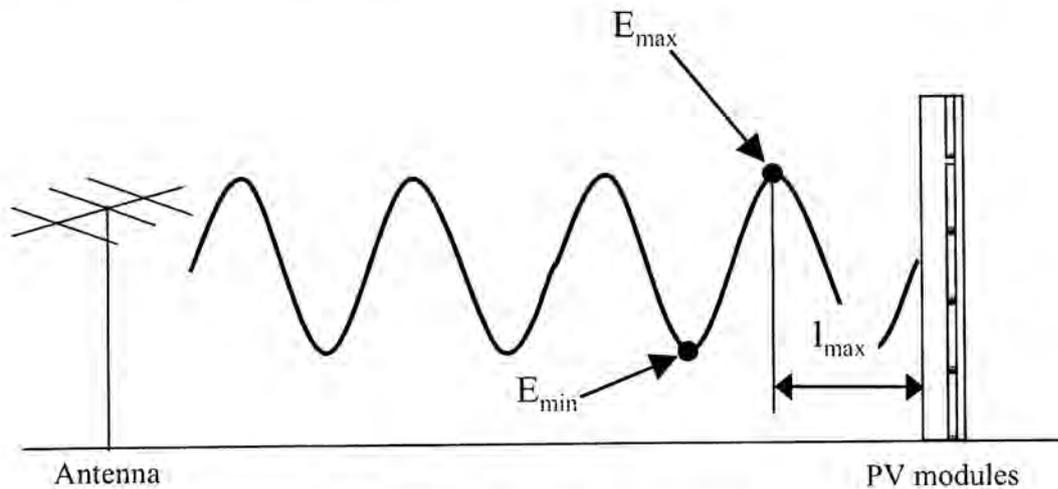


Fig. 3. Spatial standing wave method.

Using these formulas, characteristics of PV modules for electromagnetic waves can be confirmed, and impedance  $Z$  of PV modules can also be calculated from formulas (4)–(6):

$$Z = \frac{\mu_0 \omega}{k_0} \frac{1 + R}{1 - R} \quad (4)$$

$$\omega = 2\pi f, \quad (5)$$

$$k_0 = \omega \sqrt{\mu_0 \epsilon_0}. \quad (6)$$

## 2.2. Absorption method of multi-PV modules [3]

Using multiple PV modules that have different impedances, the reflection waves from them can be made to cancel against each other as in Fig. 4. As a method of changing their impedance, the capacitors and electronic devices were connected with inside or outside of PV module and the disposition pattern of solar cells is changed. In fact, if the phase difference of each reflection wave is  $\pi$  (rad), the interference waves are able to be completely counteracted. However, to keep power generation performance of PV modules, the method of connecting electronic devices in parallel is better than the method of changing the disposition of solar cells. In this paper, the simulation was performed using the prevalent PV module and the PV module connected the capacitor, because we want to investigate whether the reflection wave of the latter one counteract reflection wave of the former one.

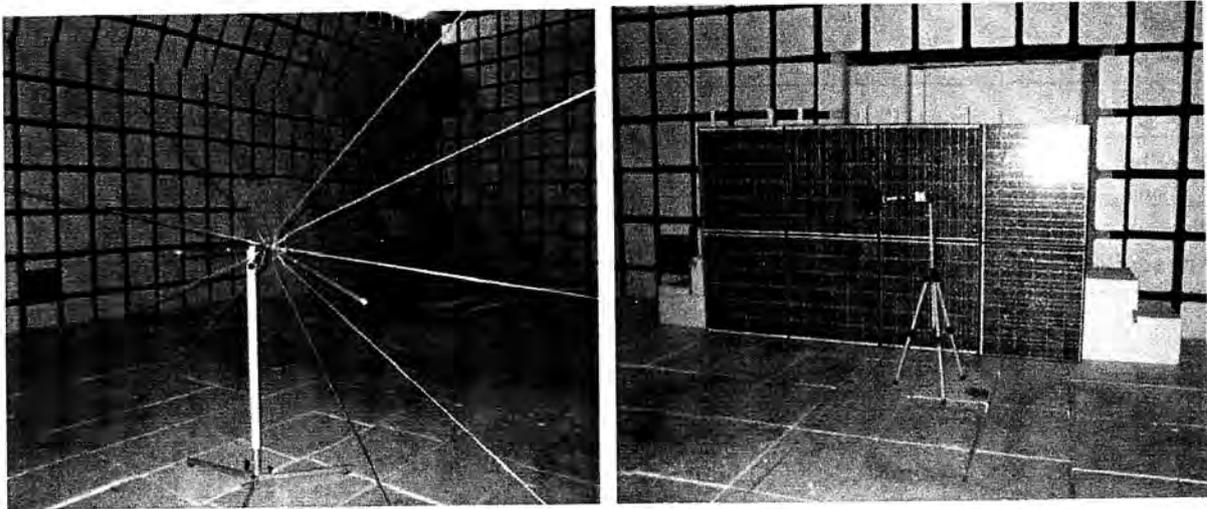


Fig. 4. Experiment scenery.

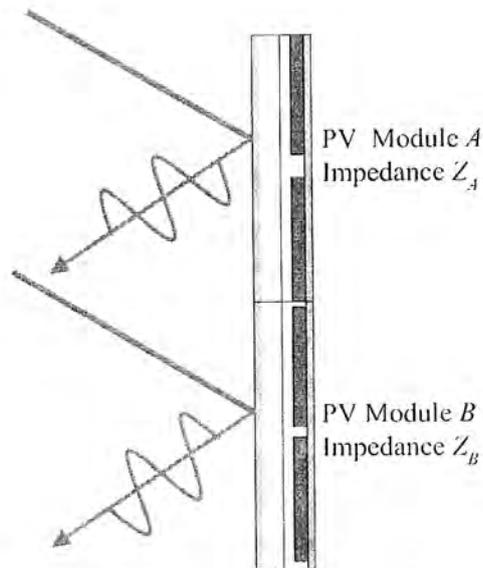


Fig. 5. Method of using multiple PV modules.

### 3. Result and discussion

#### 3.1. Absorption characteristics of one PV module

##### 3.1.1. Simulation result

Fig. 5 shows that the prevalent PV modules can absorb only up to about 6 dB and reflection coefficient is 0.54 when the incident angle is 0 (rad). This result shows that it is difficult to absorb more without changing this structure: for example changing the thickness, permittivity or medium.

Table 2  
Result of experiment (with aluminum film)

	90 MHz	100 MHz	110 MHz	120 MHz
Standing waves ratio	4.38	4.50	4.38	4.29
Reflection coefficient	0.63	0.64	0.63	0.62
Phase	3.39	3.35	3.22	3.14
Attenuation	-4.04	-3.93	-4.03	-4.13

Table 3  
Result of experiment (without aluminum film)

	90 MHz	100 MHz	110 MHz	120 MHz
Standing waves ratio	1.71	2.04	1.74	1.61
Reflection coefficient	0.26	0.34	0.27	0.23
Phase	3.77	3.77	3.68	3.77
Attenuation	-11.66	-9.34	-9.34	-12.66

### 3.1.2. Experimental result

To confirm the accuracy of this simulation, the experiment was performed in anechoic chamber of CRL. Table 2 shows the SWR, reflection coefficient, phase and attenuation in each frequency when aluminum film is stuck, and especially the reflection coefficient is 0.64 and the attenuation is about 4 dB in 100 MHz. This result is different from the result of simulation. However, aluminum frame is not considered in this simulation. It is considered that the perimeter of this frame affects like loop antenna, and resonant.

Table 3 shows the SWR, reflection coefficient, phase and attenuation in each frequency when aluminum film is not stuck. In this result, reflection coefficient is lower than the time of there being aluminum foil, and the attenuation becomes higher. However, almost all electromagnetic waves filter out because there is no reflector.

## 3.2. Absorption method of multi-PV modules

### 3.2.1. Selection of capacity

In this paper, as the method of changing PV module impedance, a capacitor was connected with outside of the PV module by simulation, and the most suitable value was found by changing capacity. The result is shown in Fig. 6. The most appropriate capacity obtained is 0.63 (pF).

### 3.2.2. Attenuation of using multiple PV modules

Using the capacitor that led to 3.2.1, the simulation was performed for incident angle of electromagnetic waves. This result is shown in Figs. 7 and 8. This method is

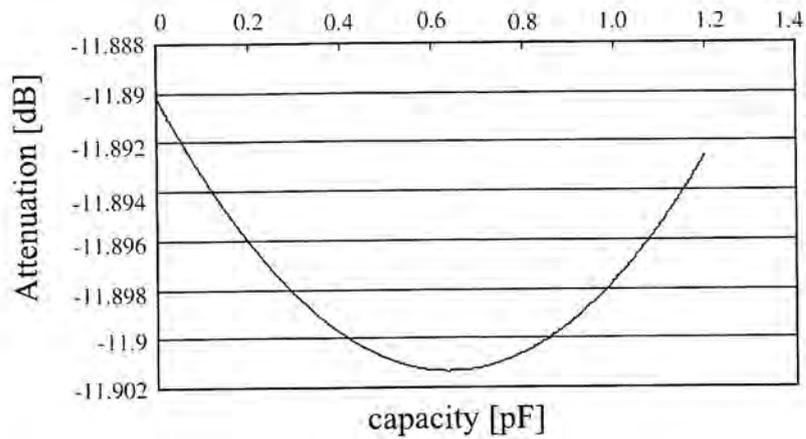


Fig. 6. Selection of capacity.

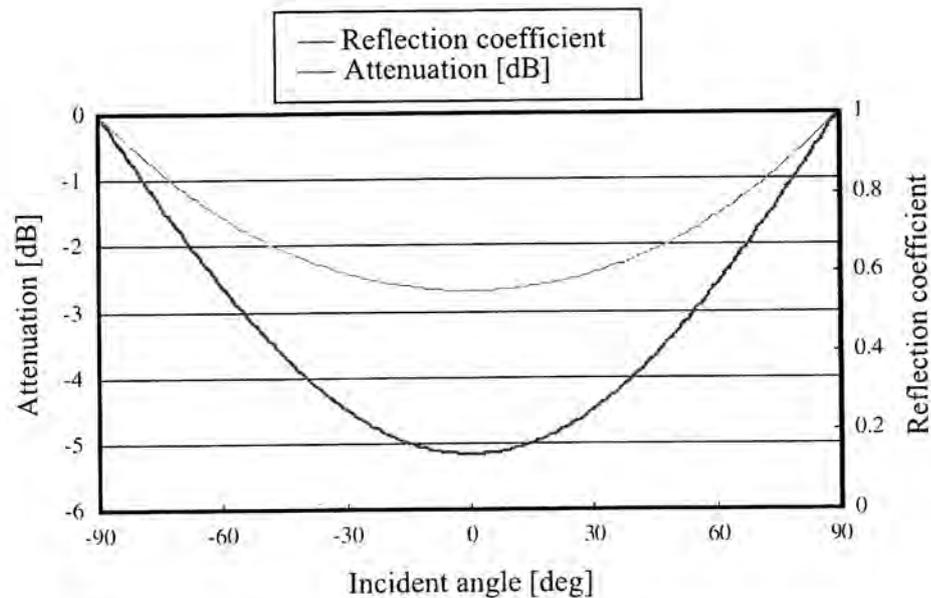


Fig. 7. Attenuation and reflection coefficient as a theoretical curve.

twice the attenuation of the method using one PV module. However attenuation depends on incident angle in this method. It was confirmed that the tilt angle and azimuthal angle of PV modules are important.

#### 4. Conclusions

In this paper, the authors confirmed the absorption characteristics of one PV module and analyzed the absorption method of using multiple PV modules by simulation and experiment. The attenuation was 6 dB and 12 dB in one and multiple PV modules, respectively. The PV module is able to attenuate electromagnetic wave

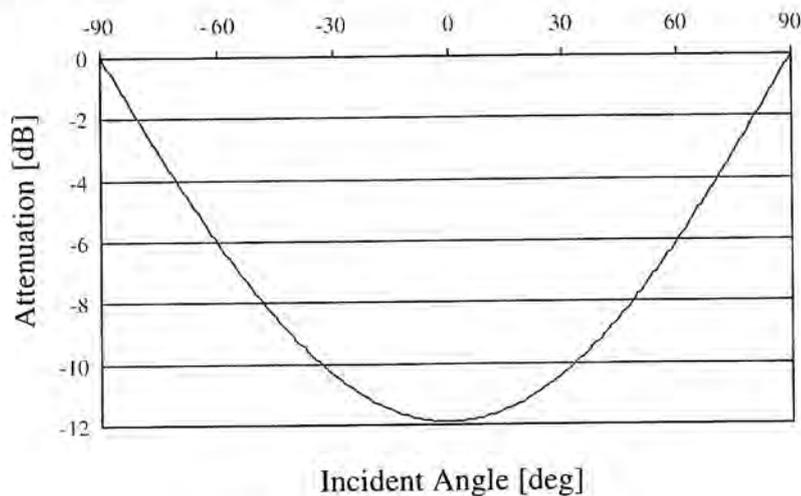


Fig. 8. Absorption characteristics.

depending on their combination. In the method of using multiple PV modules, it is possible to add a new value without dropping the generation performance of PV systems. However, changing the structure of PV module, it can be considered that PV module is receiving antenna of TV. In our future research, we will investigate most appropriate installation method and the method of considering PV module as receiving antenna changing the structure of the PV module.

### For further reading

The following reference may also be of interest to the reader: [2].

### Acknowledgements

This work has been supported in part by the Communication Research Laboratory. The authors wish to thank S. Watanabe and T. Arima for their valuable contributions to this work.

### References

- [1] T. Uno, *Finite Difference Time Domain Method for Electromagnetic Field and Antennas*, Corona Publishing Co. Ltd.,
- [2] Blagovest Shishkov, et al., *Adaptive Beamforming of ESPAR Antenna—Trends of Studying*, The Institute of Electronics, Information and Communication Engineers, Japan, 2001, p.107.
- [3] Patent pending.



ELSEVIER

Solar Energy Materials & Solar Cells 75 (2003) 519–528

Solar Energy Materials  
& Solar Cells

www.elsevier.com/locate/solmat

# Analysis of the impacts of transferring a photovoltaic modules manufacturing facility

P. Menna<sup>a</sup>, U. Ciorba<sup>a</sup>, F. Pauli<sup>a</sup>, K. Komoto<sup>b</sup>, K. Kato<sup>c</sup>,  
J. Song<sup>d</sup>, K. Kurokawa<sup>e,\*</sup>

<sup>a</sup> ENEA, Direzione Studi, Rome, Italy

<sup>b</sup> Fuji Research Institute Corporation, Tokyo 101-8443, Japan

<sup>c</sup> New Energy and Industrial Technology Development Organization, Tokyo 170-6028, Japan

<sup>d</sup> Korea Institute of Energy Research, Taejeon 305-343, South Korea

<sup>e</sup> Tokyo University of Agriculture and Technology (TUAT), 2-24-16 Naka-cho, Koganei,  
Tokyo 184-8588, Japan

## Abstract

The socio-economic impact of transferring a photovoltaic module manufacturing facility was analysed based on a detailed cost analysis and input/output methodology. We assumed to operate a technology transfer of 5 MW<sub>p</sub>/yr modules manufacturing facility to Morocco. In this case, the value of induced production amounted to Euro 22.3 million, 1.4 times the total cost and the induced employees was 489 man-years, more than 5 times the required employees at the facility. If cells were produced locally, an induced production coefficient of 3.5 would result and 2570 jobs would be created. © 2002 Elsevier Science B.V. All rights reserved.

**Keywords:** Photovoltaics; Manufacturing initiative; Economic impact; Morocco; Technology transfer; Job creation

## 1. Introduction

Solar electricity generation schemes look very promising for the relevant role they could play in the future, CO<sub>2</sub>-emission free world energy scenarios [1,2]. This is why all the likely implications of their deployment need to be investigated well in advance and the technological feasibility, the environmental impact, the financial constraints and the level of socio-economic impact fully assessed.

\*Corresponding author.

E-mail address: kurochant@cc.tuat.ac.jp (K. Kurokawa).

As known, the transfer of photovoltaic (PV) manufacturing facilities may stimulate various economic activities as well as the establishment of a local PV industry, and induce a more sustainable development in the selected region. In the future, long-term energy scenario, the electricity from large centralised PV plants in favourable sites could cover a share of the national consumption and be sold abroad as well [3,4]. The implementation of photovoltaic systems in rural areas is also appealing as it might help to satisfy the need of electrification of large regions of developing countries. It is known that each kWh made available in areas not reached by the grid, improves the quality of life in terms of larger food availability, lower transportation costs, better health conditions and longer life expectancy, better possibility for providing instruction training and information. In other words electricity represents an essential means to start an accelerated scenario for growth and development [5].

This paper describes a preliminary analysis of the socio-economic impact of transferring a PV module manufacturing facility to Morocco. We first analyse the structure of manufacturing costs, then explain the methodology used for the economic impact assessment and illustrate the results obtained. A conceptual scheme for the future development of the initiative is discussed before drawing our conclusions.

## **2. Analysis of PV module fabrication cost**

The facility we consider performs only that part of the module production process which include cells interconnection, panning and module preparation, taking as an input solar cells, in particular, multi-crystalline silicon solar cells.

A production capacity of  $5 \text{ MW}_p/\text{yr}$  of PV modules has been chosen. Because the assumed nominal module power is  $100 \text{ W}_p$ ,  $5 \text{ MW}_p/\text{yr}$  correspond to a production of 50,000 modules per year. Being each module made up of 36 cells, with a 95% yield of the process, the number of cells handled each year is 1,895,000. As shown in Table 2, cells are the most important input cost of the process (77% of the total cost).

The required employees at the facility were figured out from the labour organisation shown in Table 1. Labour cost is then determined attributing to each working category (generic, specialised, administrative, manager) the due, local market, salary.

The whole cost for  $5 \text{ MW}_p$  modules is Euro 16.3 million and the total specific cost 3.26 Euro/ $\text{W}_p$ , direct and indirect costs being 89% and 11%, respectively. We consider two cases: cells available on local market and cells imported. In the latter case 77% of the cost is spent abroad.

## **3. Analysis of socio-economic impact**

Because PV systems consist of modules, inverters and the other balance of system (BOS) parts and these components are made up of various raw materials, the

Table 1  
Required employees at the facility for the production of 5 MW<sub>p</sub>/yr PV modules

Generic workers	65
Maintenance and workshop (2/shift)	6
Supervisor (1/shift + 1 in stand-by)	4
Administrative assistants	2
Accountant	1
<i>Subtotal direct</i>	78
R&D Engineers	2
Management	
-Director	1
-Commercial responsible	1
-Administration responsible	1
-Secretaries for the management	4
<i>Subtotal general</i>	9
Total	87

induced impact will extend to different economic sectors, i.e. to produce a good, one needs other goods as input. The degree of this impact depends on the industrial structure of the country. Because the interdependence in production is the basic theme of the input/output (I/O) analysis, this appears as an effective method for discussing and estimating the economic effect [6].

I/O analysis uses I/O table showing the statistics of transaction in monetary value among industries in a selected region and within a period of time. The chosen Morocco I/O table has 33 sectors.

A known drawback of the I/O analysis is that no change in the technological process can be accounted for. Each column of the I/O table represents the amount of inputs required from each sector to produce the total output of the column sector. The impact of any change in final demand is projected assuming that the shares of cost for each input keep constant in the short period. This feature of the method may limit the comprehensiveness of the results, particularly when dealing with new technologies, whose technical coefficients are likely to be significantly different from those of traditional sectors of production.

Because production costs of the modules are available, we decided to build an ad hoc Photovoltaic sector to be added in the I/O table so as specific modules manufacturing inputs are accounted for. In doing so, we assume that the PV sector does not provide any intermediate goods to the other sectors and that the production is completely absorbed by final consumption.

The breakdown of the modules manufacturing cost provides the technical coefficients of production for the ad hoc Photovoltaic sector. The costs analysed in the previous section have been reallocated by economic sector (see Table 2) assuming all inputs of production but cells are locally available. Two columns to be added to I/O table have been reckoned, one assuming cells are imported, the other assuming cells are locally produced, impact has been calculated under both hypotheses.





Table 3  
Impact of transferring a PV modules manufacturing facility

	Imported cells	Locally produced cells
Production cost (million Euro)	16.3	16.3
Induced production (million Euro)	22.3	57.6
Induced production coefficient	1.36	3.53
Jobs created (man-years)	489	2570

Table 3 shows the results of I/O analysis. The value of induced production amounted to about Euro 22.3 million, i.e. 1.36 times the total cost. The effect is much stronger when cells are assumed to be locally available, the same expenditure brings to Euro 57.6 million induced production, 3.5 times the total cost.

Due to the lack of detailed information on occupation in Morocco, the estimate of induced occupation has been determined using aggregate sectors. The Statistical Directorate of Morocco provides data on Production (at current prices) for 1999, for each of the main sectors of the economy (Primary, Secondary, Tertiary and Public Administration). Data on number of employees for the same sectors are available for 1999.<sup>1</sup> By calculating the number of employees per unit of Production and multiplying the ratio for the induced production in the sectors considered, we obtain an estimate of the occupational impact of the investment.

The total job created are 489 man-years, i.e. more than 5.6 times the total personnel at the manufacturing facility, if cells are imported; 2570 man-years if the cells are locally available.

Results of I/O analysis are affected by the uncertainty in estimating the I/O table technical coefficients. From one hand, the main source of uncertainty we are concerned with derives from the determination of input costs of the PV sector. On the other hand, this is the only part of the table for which we are able to quantify the error. To determine how uncertainty on PV costs propagates to the final estimates, a simulation study has been carried out. A Gaussian error with 5% standard deviation in input cost leads to final estimates of induced production with a standard deviation of 5.1%.

<sup>1</sup>The sectors considered are: Primary, Manufacturing industry, Constructions, Commerce, Transport and communications, Services. Primary sector covers almost half of the occupation while it contributes only for 15% of the GDP. Industry represents 28% of GDP and employs 14% of labour force, for services the shares are, respectively, 27% and 17%. The other sectors together cover 11% of GDP and employ 9% of labour force. The overall GDP is 32.6 billion EURO and the total workers are 9341600. The GDP per employee is 3500 EURO as a whole, with relevant differences among sectors (from 1000 of Primary sector to 7000 of Industry and Transport).

Data on production has been converted in Euro at an exchange rate of Euro 0.10159 per Dirham.

#### 4. A conceptual scheme for the development of a very large scale PV plant

For the success of the technology transfer and the self-sufficiency of the initiative, a development scheme needs to be envisaged like the one conceptually depicted in Fig. 1. For instance, a 25 MW<sub>p</sub> PV plant may first be installed and operated while simultaneously a 5 MW<sub>p</sub>/yr PV modules manufacturing facility is initiated. Then, other four 5 MW<sub>p</sub>/yr facilities are added. Eventually these will be integrated to reach 50 MW<sub>p</sub>/yr production capacity.

It is assumed that the consumed electricity at the modules facility, almost 530 MWh/yr, is supplied by the PV systems. Including the electricity need of the employees and families, the total requirement is assumed to be 600 MWh/yr. Because annual average irradiation in Morocco is 1900 kWh/m<sup>2</sup>/yr [7], considering a PV plant performance ratio 0.75 and a 10% loss for partial storage, annual PV generation in Morocco is close to 1300 MWh/MW<sub>p</sub>/yr. Therefore, roughly a power of 0.5 MW<sub>p</sub> PV is required for operating the 5 MW<sub>p</sub> PV modules facility.

PV modules produced at the facilities may be installed in surrounding Morocco areas, for example, in the north-west area of Sahara Desert, as a centralised system. Fig. 2 shows a possible path for the implementation of this scheme assuming the lifetime of PV systems and facilities being 30 and 10 yr, respectively. If this is the case, the power generating capacity of the PV installation will exceed 1 GW<sub>p</sub> in 28 yr, and reach 1.5 GW<sub>p</sub> in 43 yr, when the modules production is completely used to refurbish the modules at the end of their life time. A 1.5 GW<sub>p</sub> VLS-PV system supplies approximately 1.9 TWh/yr of electricity, about 16% of the electricity consumption in Morocco in 1998. The electricity generated by the PV installation might be sold abroad through the Mediterranean electricity network [8]. As a result, an “electricity-for-technology” exchange scheme may be initially set up.

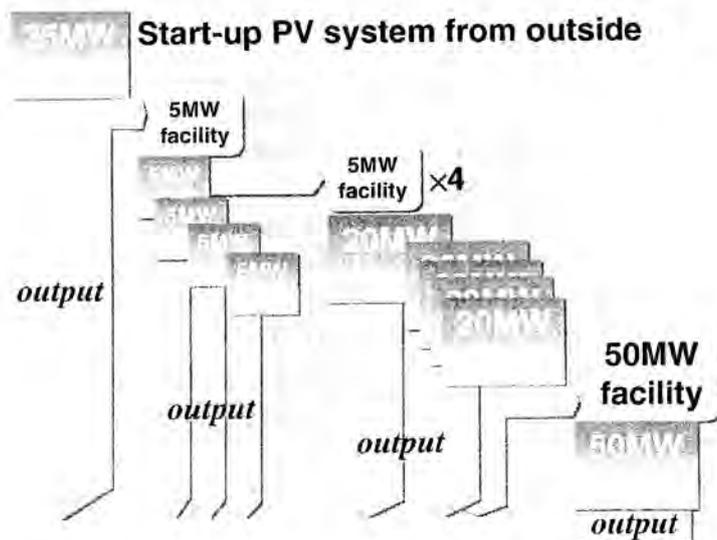


Fig. 1. Conceptual scheme for the implementation of a VLS PV plant.

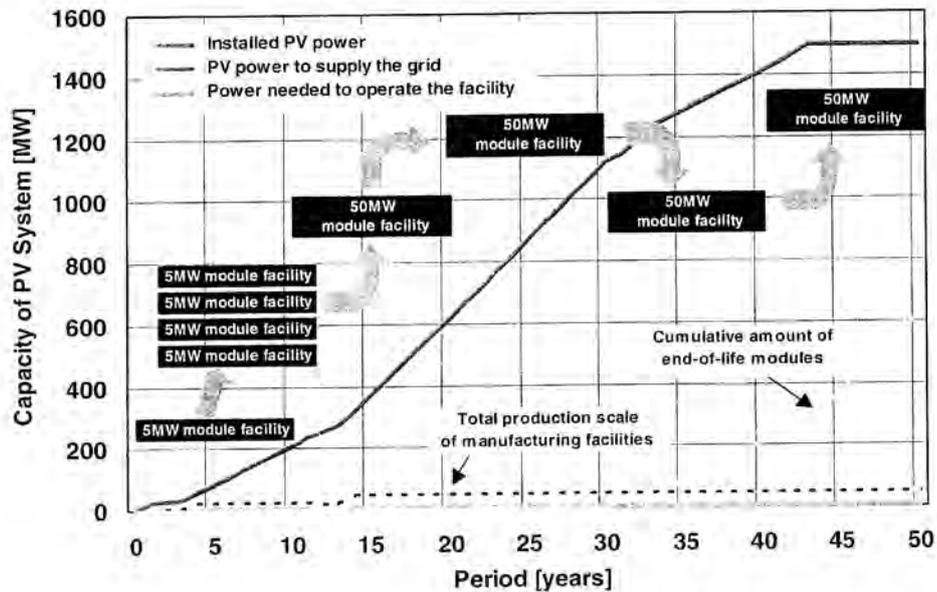


Fig. 2. The path for the implementation of a VLS PV installation.

## 5. Conclusions and further work

We carried out a technical analysis of an industrial initiative in the photovoltaic sector and evaluated the economic results of the PV demand in terms of gross domestic production and job creation. Because the results of the analysis are affected by the uncertainty in estimating technical coefficients of PV sector, a sensitivity analysis has been performed. The simulations allow us to conclude that impact analysis results are reasonably robust with respect to misspecification of the cost structure.

The study we considered requires a technology transfer to support the development of countries which have, for historical reasons, an economy level not sufficient to attain the standard of living potentially achievable through more advanced technologies. To be performed with effectiveness, the transfer requires a clear knowledge of the needs as well as of the potentialities of the beneficiary. The role of governments, to this concern, is generally to understand local conditions and to create the background for private investments in the country. This is in order to amplify the effect of public interventions, being it by itself generally insufficient to satisfy the needs of the recipient country. The background for private investments is essentially represented by the institutional framework able to assure some kind of return for the investment as well as those information, knowledge and ability which are conditions to make the investment a benefit not only for the enterprise carrying it but also for the developing country.

It has been made clear, for instance, that local availability of cells brings to very different returns of the investment in the local economy, the induced production increases from 1.4 times to 3.5 times of the expenditure. The potential negative

impact on external trade balance should be allowed for. This kind of effects can be very significant when the production increment is concentrated in technologically advanced sectors heavily dependent on the import of components from developed countries.

Besides the economic effect of manufacturing, the availability of PV systems contributes to support a more environmentally sound social and economic development of the region. PV systems can contribute to electrification of rural areas where grid connection is not economically viable, thus improving the standard of living of local populations. The access to electricity services brings to time saving and day extension, stimulating productive activities, also improving access to information and demand of additional goods (like appliances), thus creating indirect economic effects [9,10]. An alternative scheme to exploit the facility output is to implement a very large scale (VLS) PV installation, allowing the setting up of a “electricity-for-technology” exchange scheme between industrialised and developing countries.

Moreover, economic aspects are not exhaustive in assessing this kind of project. It should be recognised that the new technology introduced in the developing country will likely replace an old existing one, or even technologies used in the past in the industrialised countries during their developing phase. The impacts of these alternatives on the environment, if developed without control, represent what we are saving through the transfer. In our example, we can roughly estimate that the choice of photovoltaic, a zero-emission source, might save, with respect to traditional technologies, 0.56 tCO<sub>2</sub>/MWh.<sup>2</sup>

### Acknowledgements

In part, this study has been carried out under the activities of IEA/PVPS TaskVIII, “Study on very large-scale photovoltaic power generation (VLS-PV) systems”.

### References

- [1] S.H. Kim, C. MacCracken, J. Edmonds, *Prog. Photovoltaics: Res. Appl.* 8 (2000) 3.
- [2] K. Kurokawa, P. Menna, F. Paletta, K. Katô, K. Komoto, T. Kichimi, S. Yamamoto, J. Song, W. Rijssenbeek, P. Van der Vleuten, J. Garcia Martin, A. de Julian Palero, G. Andersson, R. Minder, M. Sami Zannoun, M. Aly Helal, *Proceedings of the 16th European Photovoltaic Solar Energy Conference*, Glasgow, James & James, London, 2000, 2951–2954.
- [3] A preliminary study analysis of very large scale photovoltaic power generation (VLS-PV) systems, Report IEA-PVPS VI-5 1999:1, 1999.
- [4] K. Kurokawa, *Toward large-scale PV power generation*. Invited Paper at PVSEC-12, Cheju Island, 11–15 June 2001.

<sup>2</sup>Ratio of “CO<sub>2</sub> emissions from electricity generation” and “total electricity production” for 1997 in Morocco as recorded by IEA (*CO<sub>2</sub> emissions from fuel combustion—1971–1997* and *Energy Statistics for Non-OECD countries 1998 edition*).

- [5] P. Menna, P. Paoli, Photovoltaic installations for the electrification of rural Southern Mediterranean regions, *Prog. Photovoltaics: Res. Appl.* 6 (1998) 357–363.
- [6] W. Leontief, *The Structure of the American Economy 1919–1939*, Oxford University Press, Oxford, 1951.
- [7] NEDO/JWA, *World Irradiation Database for Photovoltaic Systems*, 1992.
- [8] F. Paletta, Preliminary case study for VLS-PV systems on the Sahara Desert, *International Workshop on Potential of Very-Large-Scale Photovoltaic Power Generation (VLS-PV) System on Deserts*, Glasgow, UK, 2000.
- [9] B. van Campen, D. Guidi, G. Best, *Solar photovoltaics for sustainable agriculture and rural development*, Environment and Natural Resources, WP No. 2, FAO, Rome, 2000.
- [10] Y. Mulugetta, T. Nhete, T. Jackson, Photovoltaics in Zimbabwe: lessons from the GEF solar project, *Energy Policy* 28 (2000) 1069–1080.



ELSEVIER

Solar Energy Materials & Solar Cells 75 (2003) 585–595

www.elsevier.com/locate/solmat

Solar Energy Materials  
& Solar Cells

# Estimation of hourly in-plane irradiation by using minutely horizontal data

Junsetsu Tamura<sup>a</sup>, Kosuke Kurokawa<sup>a,\*</sup>, Kenji Otani<sup>b</sup>

<sup>a</sup> Tokyo University of Agriculture and Technology, 2-24-16 Naka-cho, Koganei, 184-8588, Tokyo, 184-8588 Japan

<sup>b</sup> National Institute of Advanced Industrial Science and Technology (AIST), Umezono, Tukuba, Ibaraki 305-8568 Japan

## Abstract

To propose a formula for calculating in-plane irradiation onto a tilt surface from measured data on the tilt angle, detailed examination has been made by using data obtained for every 1 min. A new model to estimate in-plane irradiation from horizontal irradiance has been developed. Especially, it is showed that new model can estimate scattered irradiance correctly rather than the existing model by using *scattered component ratio* and *clearness index*. It is considered that measuring 1-min data has favorable influences instead of hourly data. Fluctuation of 1-min data contributes to estimate the scattered component. © 2002 Elsevier Science B.V. All rights reserved.

**Keywords:** In-plane irradiation; Horizontal irradiance; Clearness index; Scattered component ratio; Minutely measured irradiance; Estimation model

## 1. Introduction

In-plane irradiance is defined as the sunlight that illuminates tilt plane surface. The measurement of in-plane irradiance is important for the evaluation of solar-energy utilization, but very limited sites can measure in-plane irradiance. While only the horizontal irradiation is available, it is necessary to identify scattered component and direct one in order to know in-plane irradiation on an arbitrary tilt angle. In addition, it is impossible to measure irradiance incidents from various directions with several pyranometers from the cost point of view. Then, in-plane irradiation can

\*Corresponding author. Tel.: +81-423-88-7445; fax: +81-4233-85-6729.  
E-mail address: kurochan@cc.tuat.ac.jp (K. Kurokawa).

be calculated through this intermediate procedure. All the time, both components are changing due to ever-changing clouds. Even if the measured levels of horizontal irradiation are the same, especially in the range of medium irradiance, it does not assure that both the components are the same. It often gives different in-plane irradiance levels. Therefore, it is difficult to calculate the in-plane irradiation correctly by using the existing method. Some models for estimating scattered irradiation from the horizontal irradiation by using the relationship between scattered and direct irradiation have been already proposed by many authors and are often used [1,2]. However, most of such models show errors that are caused by variable sky conditions in their estimation such as partially cloudy and fluctuating. It is difficult to understand variable scattering sky conditions as far as ordinary hourly data are used. In late years, solar irradiance is measured by personal computer automatically and can be easily transformed by model calculation. On the basis of that background, the authors propose a new approach, in which minutely measured irradiance is used for identifying the condition of cloud distribution through time series analysis. This paper is intended to prove the validity of the new model that can estimate scattered irradiance and to compare it with the existing model.

## 2. Theory and method

### 2.1. Measurements and instruments

One-minute sampled data have been obtained with the measurement facilities installed on the top of a building at Koganei Campus. Horizontal irradiance and scattered irradiance have been monitored with EKO MS-801 pyranometer and EKO pyranometer with shadow-ball in our university (35°696'N, 139°52'E). In addition, in-plane irradiance at an incline of 35° has been monitored with EKO pyranometer.

### 2.2. Relationship between scattered component ratio and clearness index

Fig. 1 illustrates a relationship between *scattered component ratio* (scattered irradiance/horizontal irradiance) and *clearness index* (horizontal irradiance/extraterrestrial irradiance). In the graph scattered data look very different. Therefore, it is difficult to make a simple model for estimating a *scattered component ratio* from a *clearness Index*.

### 2.3. Separation of sky condition from clearness index

There are high scatterations between *separation of sky condition* and *clearness index*. It is difficult to make a simple model for estimating a *scattered component ratio*. However, setting a classification for sky condition, it is possible to make a model that can estimate *scattered component ratio* correctly. In addition, “*moving function* (MF)”, which is determined by “*moving average* (MA)” and “*moving*

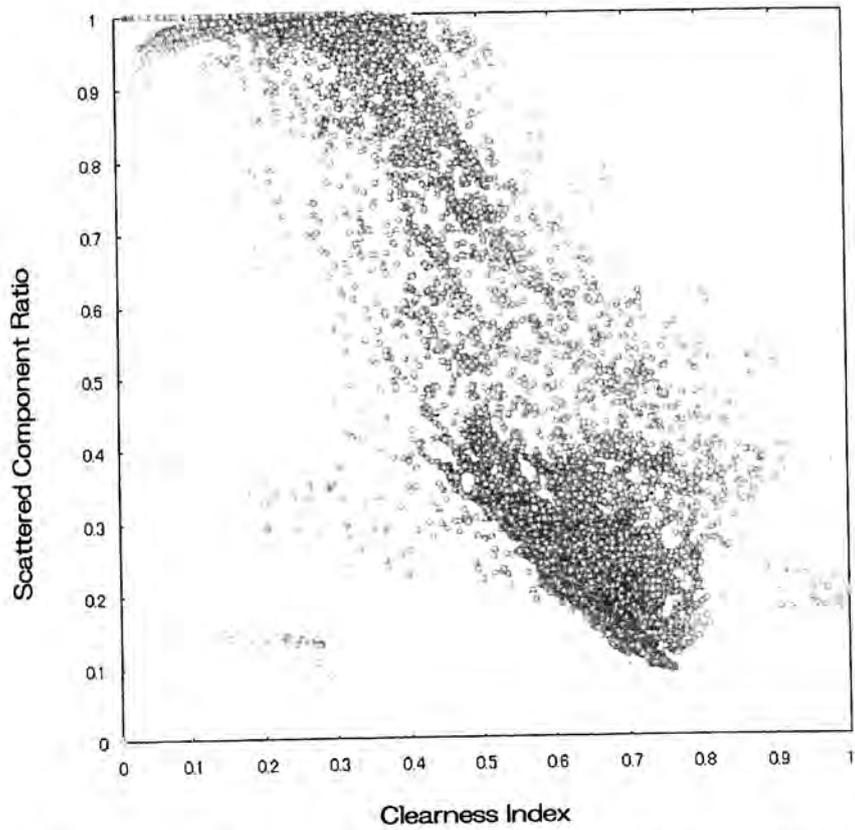


Fig. 1. Relationship between scattered component ratios and clearness indices.

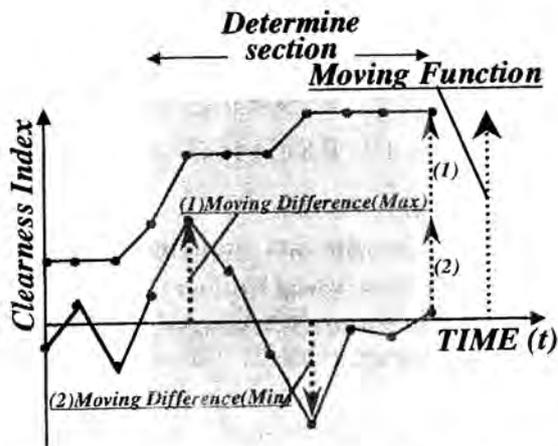


Fig. 2. How to calculate MF from clearness index.

difference (MD)", has been settled to be a parameter of the model. To obtain an information on weather condition for separation, the "MF" was defined. At first, we settled the "MA". MA is described for clearness index  $Z(t)$  as Eq. (1). In addition,

Fig. 2 shows how to calculate MF from *clearness index*:

$$MA(t) = \frac{1}{DS + 1} \sum_{s=0}^{DS} Z(t-s), \quad (1)$$

where  $Z(t)$  is the *clearness index* and  $DS$  the determine section.

“MD” is the difference from MA at that time. Then, total number of maximum MD and minimum MD is MF in the  $DS$  (several minutes).

The conditions of not less than 8.0 of *clearness index* and not over 4.0 are so stable that we can use only *clearness indices* to separate the classes.

Models for stable sky condition are as follows:

$$S = \begin{cases} 0.35 & \text{if } Z > 0.8, \\ -0.5414 \times Z^2 + 0.154 \times Z + 0.9835 & \text{if } Z < 0.4, \end{cases}$$

where  $Z$  is the *clearness index* and  $S$  is the *scattered component ratio*.

For the other parties, sky conditions are not so stable. Therefore, it is important to use the “MF” additionally. Models for not stable sky condition are as follows:

$$0.4 < Z < 0.6 \quad S = \begin{cases} -0.8537 \times Z + 0.7427 & \text{if } MF < 0.045, \\ -1.1342 \times Z + 1.0581 & \text{if } 0.045 < MF < 0.06, \\ -1.8807 \times Z + 1.4513 & \text{if } 0.06 < MF < 0.1, \\ -0.8537 \times Z + 0.7427 & \text{if } 0.1 < MF < 0.19, \\ -1.8807 \times Z + 1.4513 & \text{if } 0.19 < MF, \end{cases}$$

$$0.6 < Z < 0.8 \quad S = \begin{cases} -0.8604 \times Z + 0.7505 & \text{if } MF < 0.035 \\ -0.8687 \times Z + 0.8341 & \text{if } 0.035 < MF < 0.06 \\ -0.8154 \times Z + 0.8185 & \text{if } 0.06 < MF < 0.1 \\ -0.8604 \times Z + 0.7505 & \text{if } 0.1 < MF < 0.15 \\ -0.8154 \times Z + 0.8185 & \text{if } 0.15 < MF \end{cases}$$

where MF is the *moving function*.

Our model is based on the fact that time series MF provides the information on weather condition. By measuring the horizontal irradiance data that is monitored at 1-min intervals, we can estimate scattered irradiance at the same time by using that model (named “*time series model*”).

#### 2.4. Estimating method of the in-plane irradiation from horizontal irradiance

Fig. 3 shows the order to calculate in-plane irradiation from MF.

In-plane irradiation is calculated by using three factors that are in-plane direct component, in-plane scattered component and in-plane reflected component. In-plane irradiance is the total number of three factors (Eq. (2)):

$$I_{\beta\gamma} = I_{d\beta\gamma} + I_{s\beta\gamma} + I_{r\beta\gamma}, \quad (2)$$

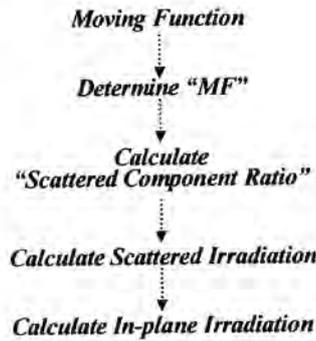


Fig. 3. Order to calculate in-plane irradiation from MF.

where  $I_{\beta\gamma}$  is the in-plane irradiance,  $I_{d\beta\gamma}$  is the direct component of in-plane irradiance (in-plane direct component),  $I_{s\beta\gamma}$  is the scattered component (in-plane scattered component) and  $I_{r\beta\gamma}$  is the reflected component (in-plane reflected component).

*2.4.1. Calculation method of the in-plane direct component*

Direct component that incidents horizontal and tilt plane is calculated by the following relations as

$$I_b = I_n \cos \theta_z, \tag{3}$$

$$I_{b\beta\gamma} = I_n \cos \theta, \tag{4}$$

where  $I_d$  is the direct component of the incident irradiance onto horizontal plane (horizontal direct component),  $I_{d\beta\gamma}$  is the direct component of the incident irradiance onto tilt plane (in-plane direct component),  $I_n$  is the horizontal irradiance,  $\theta_z$  is the zenith angle of sun and  $\theta$  is the tilt angle of plane.

Therefore, ratio of each other is as follows:

$$rb = I_{d\beta\gamma}/d = \cos \theta / \cos \theta_z. \tag{5}$$

Then, it is easy to calculate the in-plane direct component using horizontal direct component, altitude of sun and tilt angle of plane at all the time. Horizontal direct component is the difference between horizontal irradiance and scattered irradiance as follows:

$$I_{d\beta\gamma} = (I - I_s) \cos \theta / \cos \theta_z. \tag{6}$$

Also,  $\cos \theta$  and  $\cos \theta_z$  are calculated by the following relations as

$$\begin{aligned} \cos \theta = & (\sin \phi \cos \beta - \cos \phi \sin \beta \cos \gamma) \sin \delta \\ & + (\cos \phi \cos \beta + \sin \phi \sin \beta \cos \gamma) \cos \delta \cos \omega \\ & + \cos \delta \sin \beta \sin \gamma \sin \omega, \end{aligned} \tag{7}$$

$$\cos \theta_z = \sin \phi \sin \delta + \cos \phi \cos \delta \cos \omega, \tag{8}$$

where  $\delta$  is the celestial declination,  $\omega$  is the hour angle,  $\gamma$  is the azimuth angle of tilt plane,  $\phi$  is the azimuth angle of sun and  $\beta$  is the tilted angle of plane.

#### 2.4.2. Calculation method of the in-plane reflected component

Based on the fact that irradiance reached the surface, reflected equally in omni direction, In-plane reflected component is calculated by the following relation:

$$I_{r\beta\gamma} = I\rho(1 - \cos \beta)/2, \quad (9)$$

where  $\rho$  is the Albedo.

#### 2.4.3. Calculation method of the in-plane scattered component

*Hay model* [3] is selected for no uniformity of sky irradiance. This model is available to calculate the scattered irradiance considering circumsolar and other component.

*Hay model* is as follows:

$$I_{s\beta\gamma} = I_d[\{(I - I_d)/I_0\} \cos \theta / \cos \theta_z + \{1 - (I - I_d)/I_0\}(1 + \cos \beta)/2], \quad (10)$$

where  $I$  is the horizontal irradiance and  $I_0$  is the extraterrestrial irradiance.

In-plane irradiance is calculated by using the above equations.

### 3. Results and discussion

Data obtained in January 2000 at Koganei made the time series model. To assess the model, four days are selected from the month of confirmation. One of the days is stable clear sky condition. And the other day, cloudy sky condition that is also stable. The other two days are not stable. One of the two days is partially cloudy sky condition that is not stable, and the last day selected had the fluctuating sky condition among the four. The model is used at all of the selected days to estimate in-plane irradiance at 1-min steps. Therefore, 1-min in-plane irradiances are calculated to hourly value over days. In addition, we used residual number, one is *root mean square error* (RMSE (11)) for error from measured and the other is *mean bias error* (MBE (12)) for bias error from measured, to assess the model:

$$\text{RMSE} = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n (I_E - I_M)^2}{n}}, \quad (11)$$

$$\text{MBE} = \frac{\sum_{i=1}^n (I_E - I_M)}{n}, \quad (12)$$

where  $I_E$  is the estimated value and  $I_M$  the measured value.

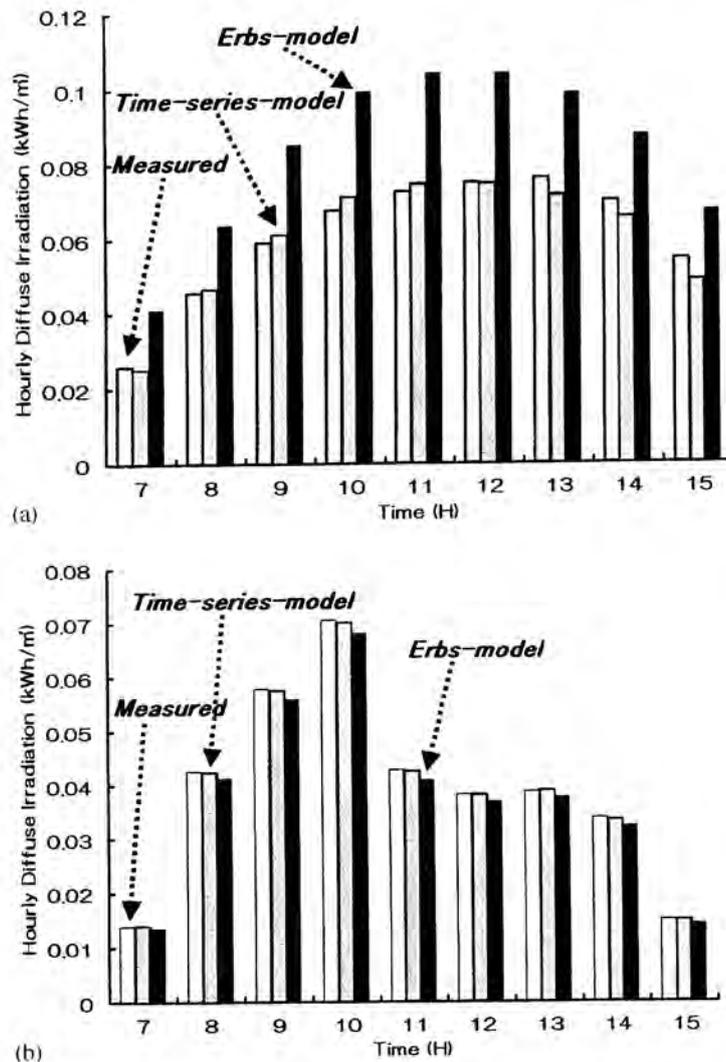


Fig. 4. Comparison of measured and calculated values at stable sky condition: (a) clear sky condition and (b) cloudy sky condition.

### 3.1. Comparison of time series model and Erbs model about hourly scattered irradiation

#### 3.1.1. Comparison of stable sky condition

We compared irradiation estimated by *Time series model* to *Erbs model* [2] about scattered hourly irradiation at stable sky condition.

Fig. 4 shows comparison of hourly scattered irradiation between measured and estimated values. At all times, estimated value using *time series model* is proximate to the measured value.

#### 3.1.2. Comparison of not stable sky condition

Along with stable sky condition, we compared irradiance-estimated *time series model* to *Erbs model* about hourly scattered irradiance at not stable sky condition.

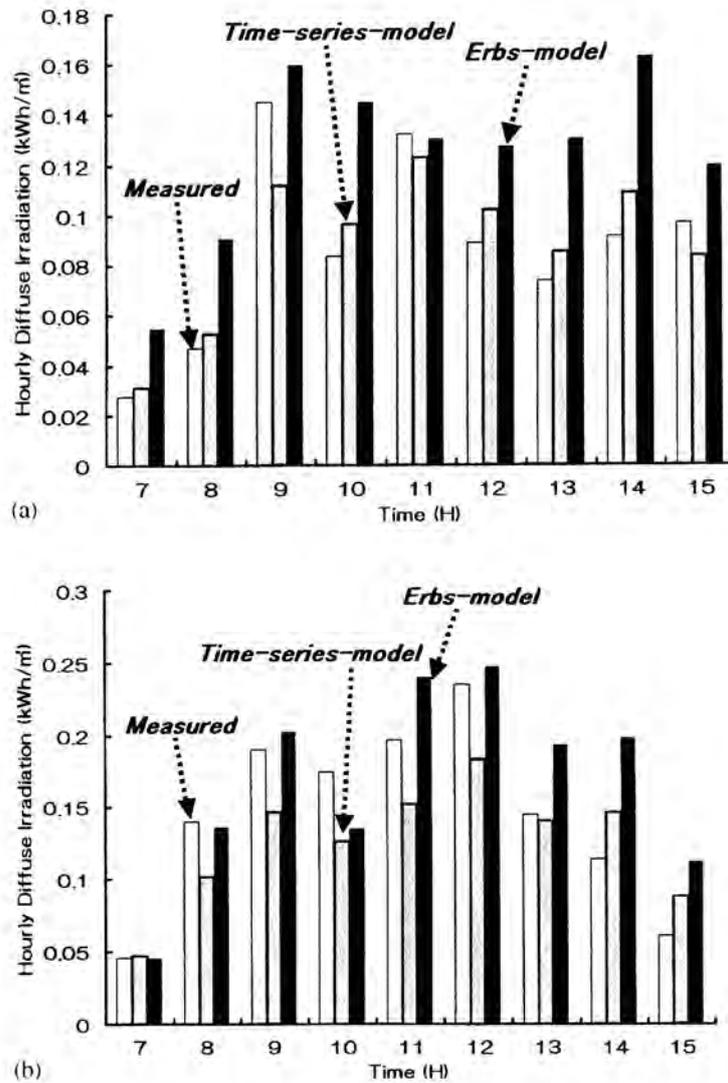


Fig. 5. Comparison of measured and calculated values at not stable sky condition: (a) partially cloudy sky condition and (b) fluctuating sky condition.

Fig. 5 shows comparison of hourly scattered irradiation between measured and estimated values. Most times, there are many differences between measured and estimated values about *time series model* and *Erbs model*.

### 3.2. Comparison of time series model and Erbs model about hourly in-plane irradiation

#### 3.2.1. Comparison of stable sky condition

We compared values estimated by *Time series model* to *Erbs model* about hourly in-plane irradiation at stable sky condition.

Fig. 6 shows comparison of hourly in-plane irradiation between measured and estimated values. At all times, estimated value using *time series model* is proximate to the measured value.

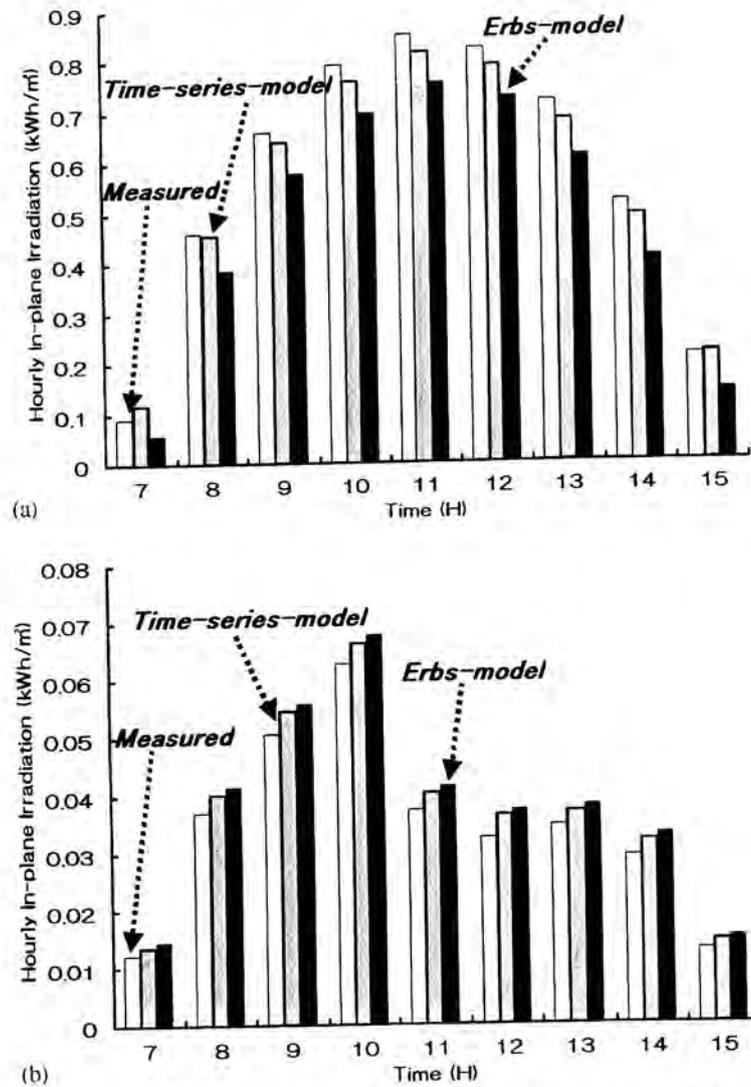


Fig. 6. Comparison of measured and calculated values at stable sky condition: (a) clear sky condition and (b) cloudy sky condition.

### 3.2.2. Comparison of not stable sky condition

Along with the stable sky condition, we compared values estimated by *time series model* with *Erbs model* about hourly in-plane irradiation at not stable sky condition.

Fig. 7 shows comparison of hourly in-plane irradiation between measured and estimated values. At all times, estimated value using *time series model* is proximate to the measured value.

Table 1 shows comparison of *time series model* and *Erbs model* using residual number about estimating hourly scattered irradiation. Among all conditions, it is showed that *time series model* has high quality to separate the hourly horizontal irradiation to hourly scattered irradiation. While estimating the hourly in-plane irradiation, *time series model* is better than *Erbs model* (Table 2) at all conditions.

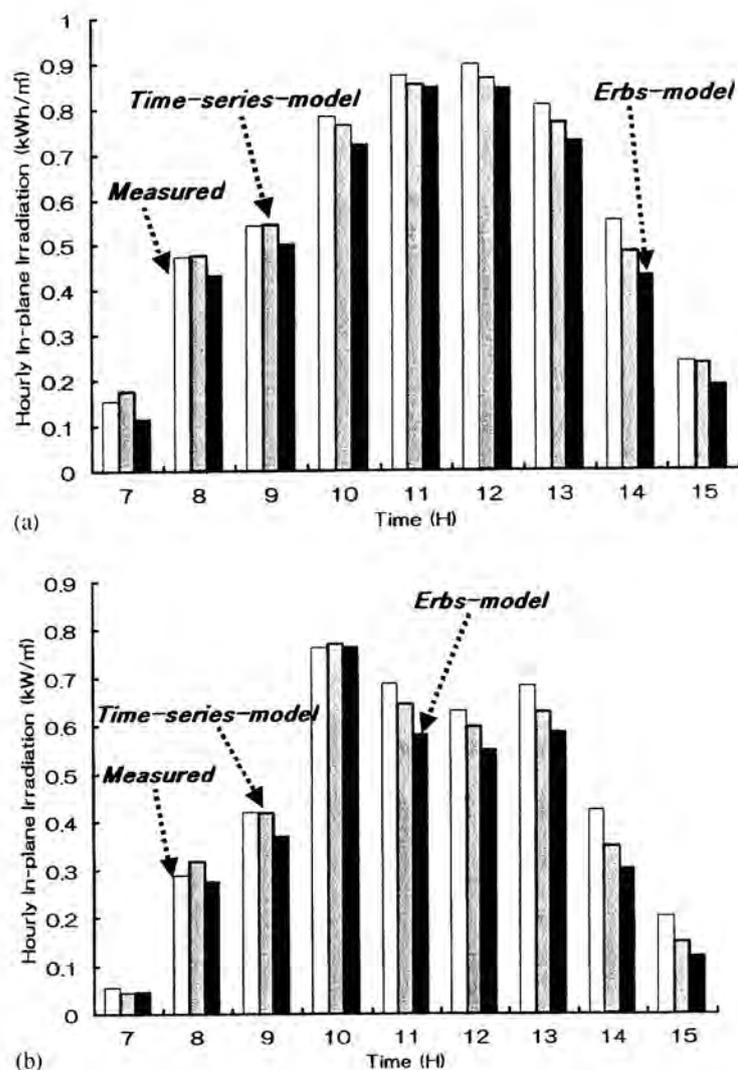


Fig. 7. Comparison of measured and calculated values at not stable sky condition: (a) partially cloudy sky condition and (b) fluctuating sky condition.

Table 1

Comparison of *time series model* and *Erbs model* about hourly scattered irradiation

	Clear	Cloudy	Partially cloudy	Fluctuating
Time series model (RMSE)	0.003	0.0002	0.016	0.037
Time series model (MBE)	-0.001	-0.0001	0.001	-0.019
Erbs model (RMSE)	0.062	0.002	0.043	0.043
Erbs model (MBE)	0.058	-0.001	0.037	0.024

Table 2  
Comparison of *time series model* and *Erbs model* about hourly in-plane irradiation

	Clear	Cloudy	Partially cloudy	Fluctuating
Time series model (RMSE)	0.03	0.003	0.032	0.041
Time series model (MBE)	-0.08	0.003	-0.017	-0.026
Erbs model (RMSE)	0.088	0.004	0.060	0.077
Erbs model (MBE)	-0.084	0.004	-0.055	-0.061

#### 4. Conclusion

In the present work, it is showed that by using *time series model*, better results than *Erbs model* for estimating in-plane irradiation from horizontal irradiance were obtained. Notice that in-plane irradiation calculated by *time series model* is more approximate than calculated by *Erbs model* at various sky conditions. These results have indicated that measuring one-minute data is important to analysis and solar energy. In addition, to improve the accuracy, it is available to estimate irradiance incidents from various angles.

#### References

- [1] R.R. Perez, P. Ineichen, E.L. Maxwell, R.D. Seals, A. Zelenka. Dynamic global to direct conversion models. ASHRAE Trans. Res. Ser. (1992) 154–168.
- [2] D.G. Erbs, S.A. Klein, J.A. Duffie. Estimation of the diffuse radiation fraction for hourly and monthly average global radiation. Sol. Energy 28 (4) (1982) 293–302.
- [3] J.E. Hay. Study of short-wave radiation on nonhorizontal surfaces, Canadian Climatic Center Report No.79-12, Atmospheric Environment Service, Toronto Canada, 1979.

# A preliminary study on potential for very large-scale photovoltaic power generation (VLS-PV) system in the Gobi desert from economic and environmental viewpoints

Masakazu Ito<sup>a</sup>, Kazuhiko Kato<sup>b</sup>, Hiroyuki Sugihara<sup>c</sup>,  
Tetsuo Kichimi<sup>d</sup>, Jinsoo Song<sup>e</sup>, Kosuke Kurokawa<sup>a,\*</sup>

<sup>a</sup> *Tokyo University of Agriculture and Technology (TUAT), 2-24-16 Naka-cho, Koganei, Tokyo 184-8588, Japan*

<sup>b</sup> *New Energy and Industrial Technology Development Organization (NEDO), 3-1-1 Higashi-Ikebukuro, Toshima-ku, Tokyo 170-6028, Japan*

<sup>c</sup> *Kandenko Co. Ltd., Chiyoda-machi, Niihari, Ibaraki 315-0052, Japan*

<sup>d</sup> *Resources Total System (RTS), Shinkawa, Chuo-ku, Tokyo 104-0033, Japan*

<sup>e</sup> *Korea Institute of Energy Research (KIER), 71-2 Jang-dong, Yusong-gu, Taejeon 305-343, South Korea*

## Abstract

A 100 MW very large-scale photovoltaic power generation (VLS-PV) system is designed assuming that it will be installed in the Gobi desert, which is one of the major deserts in the world. Array arrangement, array support, foundation, wiring, and so on are designed in detail. Then energy payback time (EPT), life-cycle CO<sub>2</sub> emission rate and generation cost of the system are estimated based on the methodology of life-cycle analysis. As a result of the estimation, 1.7 year of EPT and 12 g C/kWh of CO<sub>2</sub> emission rate are obtained. These show that VLS-PV in the Gobi desert would be very promising for the global energy and environmental issues. The generation cost is calculated at 8.6 cent/kWh assuming that PV module price is one US \$/W and system lifetime is 30 years. © 2002 Elsevier Science B.V. All rights reserved.

**Keywords:** PV system; Economic analysis; Environment effect; Desert; Energy pay-back

\*Corresponding author.

E-mail address: kurochan@cc.tuat.ac.jp (K. Kurokawa).

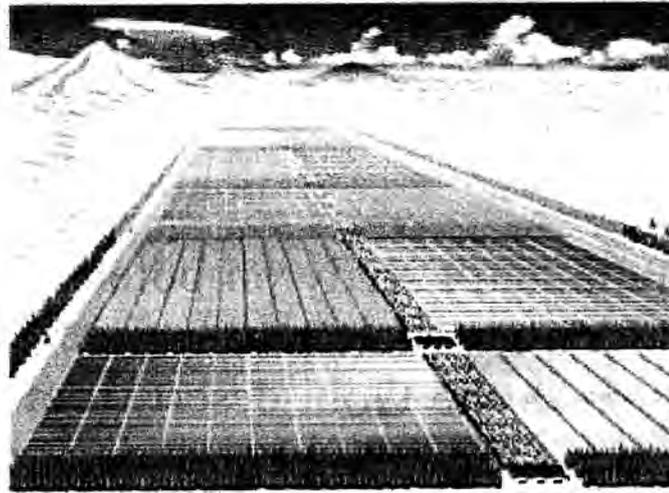


Fig. 1. Image of VLS-PV system in a desert.

## 1. Introduction

Recently, world energy demand has been rapidly expanding due to the world economic growth and population increase, especially in developing countries. Though more energy will be required to meet the increasing energy demand, there will be serious problems such as world energy supply problem and the global environmental issue. The need for nuclear power will enlarge as one of major options; however, difficulties in its siting are more and more notable at the same time. Renewable energy is expected to have large potential as an alternative energy source without constraint on energy supply or greenhouse gas emissions such as CO<sub>2</sub>. One promising renewable energy is solar energy. Although solar energy is low density by nature, it has a large potential assuming that world deserts can be available. Therefore, we focused on introducing very large-scale photovoltaic power generation (VLS-PV) system in desert on a very large scale (Fig. 1). Even the Gobi desert that is located at a high altitude has more irradiation (4.59 kWh/m<sup>2</sup>/d) than Seoul (3.33 kWh/m<sup>2</sup>/d) and Tokyo (3.34 kWh/m<sup>2</sup>/d). Theoretically, PV systems installed in the Gobi desert with 50% space factor, has the potential to generate as much energy as recent world primary energy supply (361 EJ in 1997). However, PV system needs a great deal of energy as well as money throughout its life-cycle such as production, transportation and construction. The purpose of this study is to design a VLS-PV system in the Gobi desert and evaluate its potential from economic and environmental viewpoints.

## 2. Methodology of evaluation

A methodology of "Life-Cycle Analysis (LCA)" is employed in this study to evaluate the potential of VLS-PV system. The LCA is a major tool to evaluate

environmental impact of product throughout their life-cycle. We estimate the requirement of energy and material for life-cycle of VLS-PV that we designed, that is, manufacture and transportation of the system components, system construction, and operation. Then we calculated three indices, energy payback time (EPT), life-cycle CO<sub>2</sub> emission rate and generation cost. They are defined by the following equations:

$$\text{Generation cost (US \$/kWh)} = \frac{\text{Annual expence of the PV system [US \$/yr]}}{\text{Annual power generation [kWh/yr]}}$$

$$\text{EPT (yr)} = \frac{\text{Total primary energy requirement of the PV system throughout its life-cycle [kWh]}}{\text{Annual power generation [kWh/yr]}}$$

EPT means years to recover primary energy consumption throughout its life-cycle by its own energy production.

$$\text{CO}_2 \text{ Emission rate (g C/kWh)} = \frac{\text{Total CO}_2 \text{ emission on life-cycle (g C)}}{\text{Annual power generation [kWh/yr]} \times \text{Lifetime [yr]}}$$

CO<sub>2</sub> emission rate is a useful index to know to what extent the PV system is effective to the global warming.

### 3. Major assumptions

As described above, in this study it is assumed that a 100 MW VLS-PV system is installed in the Gobi desert, which is one of the large deserts in Asia. The VLS-PV system is designed based on the following assumptions and material data which is shown in Table 2:

- (1) Irradiation and ambient temperature data used for system design are those for Huh-hot (40°49'N, 89°12'E), inner-Mongolia, China, as shown in Table 1.
- (2) Total capacity is about 100 MW, which consist of numbers of 500 kW unit systems.
- (3) South-faced fixed flat array structure is employed.

Table 1  
Annual average data for Huh-hot

Ambient temperature	5.8 C°
In-plane irradiation	
Tilt angle = 10°	1,854 kWh/m <sup>2</sup> /yr
Tilt angle = 20°	1,964 kWh/m <sup>2</sup> /yr
Tilt angle = 30°	2,026 kWh/m <sup>2</sup> /yr
Tilt angle = 40°	2,037 kWh/m <sup>2</sup> /yr

Table 2  
Major requirement data for evaluation

Item	Unit	Data	Unit	Data
Fuel consumption for generating (Japan)	Mcal/kWh	2.48	g C/kWh	114
Fuel consumption for generating (China generating end)	Mcal/kWh	2.639		
Generating efficiency(China generating end)	%	33		
Fuel consumption for generating (China receiving end)	Mcal/kWh	2.87		
Generating efficiency (China receiving end)	%	30		
Calorie of standard charcoal (China)	Mcal/SCE-t	7000		
Standard charcoal	Mcal/t	6126	g C/Mcal	103.6
Petroleum	Mcal/t	10750	g C/Mcal	80.2
Heavy oil	Mcal/l	9.7	g C/Mcal	81.1
PV module (Japan)	Mcal/piece	468	g C/piece	30,791
Steel (China)	Mcal/t	11,277	Kg C/t	1168
Silicon steel (China)	Mcal/t	3211	Kg C/t	321
Galvanized steel (China)	Mcal/t	22,554	Kg C/t	2336
Aluminum (Japan)	Mcal/t	54,400	Kg C/t	2130
Cement (China)	Mcal/t	1214.9	Kg C/t	126
Copper (Japan)	Mcal/t	11,116	Kg C/t	771
High density polyethylene (Japan)	Mcal/t	3779	Kg C/t	264
Polyvinyl chloride (Japan)	Mcal/t	7025	Kg C/t	373
Epoxy resin (Japan)	Mcal/t	9683	Kg C/t	754
Distance of land transport	Km	600	Mcal/(t km)	0.442
Distance of marine transport	Km	1000	kg Oil/(kt mile)	7.99
Total working days in year	Day/yr	240		
Ratio of general expenses to deposits		0.85		

- (4) Polycrystalline silicon PV module with 12.8% efficiency is employed.
- (5) System performance ratio is assumed at 78% considering operation temperature, cell temperature factor, load matching factor, efficiency deviation factor, inverter mismatch factor and so on, and lifetime is 30 years.
- (6) Module and inverter price, and array tilt angle are given valuable parameters (module price and inverter price are, respectively, one US \$/W-0.15 million US \$/unit, two-0.17, three-0.20, four-0.22, five-0.22, tilt angle 10–40°).
- (7) Array support and foundation are produced in China, and other system components such as modules, cables and inverters are manufactured in Japan. All the components are transported to the installation site in the Gobi desert by marine and land transport. Land preparation is also considered (Table 3).
- (8) The method of operation and maintenance are calculated in view of experience of a real PV system model, PVUSA project [1].
- (9) Three teams of three operators each work on the 100 MW PV system. One team works in maintenance, and the other teams operate alternatively.
- (10) Total annual cost is defined by following equations: (1) Total annual cost consists of annual depreciation cost, annual operation and maintenance cost, annual land rent and annual overhead expense. (2) Annual depreciation cost

Table 3  
Lifecycle stages of VLS-PV taken into account in this study

Component	PV module	Cable	Inverter	Common apparatus	Array support	Foundation
Manufacture	Japan	Japan	Japan	Japan	China	China
Transport						
Marine	○	○	○			
Land	○	○	○	○	○	○
Construction						
Land preparation						
System installation	○	○	○	○	○	○

consists of annual investment cost, annual land cost and annual property tax.

(3) Annual expense rate times capital investment cost make annual investment cost. This study assumes that annual land rent is not charged.

(11) Decommission stage is not included in this stage.

#### 4. Design procedure of VLS-PV system

Based on the assumptions described above, the VLS-PV system in the Gobi desert is designed in detail. The procedure of its designs is divided into several steps; PV module arrangement, array support design, foundation design, and wiring. Three kinds of PV module arrangement are prepared: (1) wide model, (2) moderate model, and (3) tall model. Three design options and their wiring configuration are shown in Figs. 2 and 3.

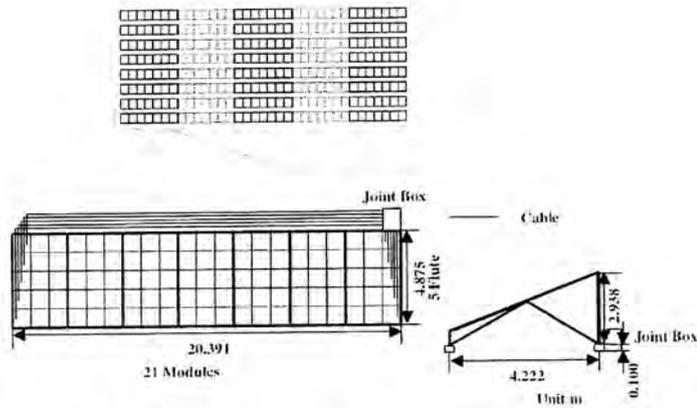
Based on the design standard on structures for transmissions (Standards of the Japanese Electrotechnical Committee) rectangular foundation is designed.

The shorter and simple wiring is designed in order to prevent miss wiring. Capacity of cable is selected by the current and to keep voltage drop <4%. It is determined from Japan Industrial Standards-JIS.

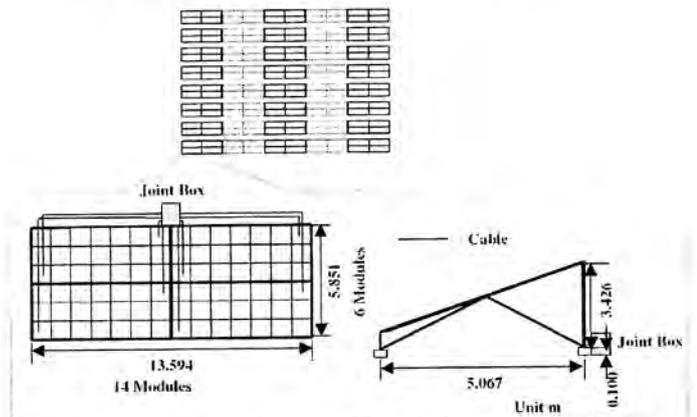
#### 5. Evaluation results

Based on the assumptions described above, the 100 MW VLS-PV system in the Gobi desert is designed. Table 4 shows result of components required for the 100 MW VLS-PV system. Amount of array support and foundation increase in proportion to the tilt angle because of wind pressure. Land requirement also increases in proportion to the tilt angles due to spacing between PV arrays in front and back. The increase in land requirement results in the increase in cable length.

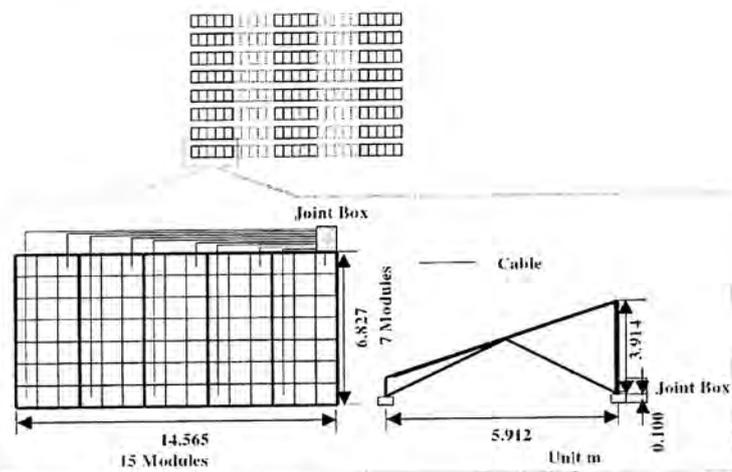
Estimation results of capital investment cost for three design options show that the wide model (Design option 1) requires the least capital investment. Fig. 4 shows



Design option 1 (wide model)



Design option 2 (moderate model)



Design option 3 (tall model)

Fig. 2. Design options. Design option 1 (wide model) Design option 2 (moderate model) Design option 3 (tall model).

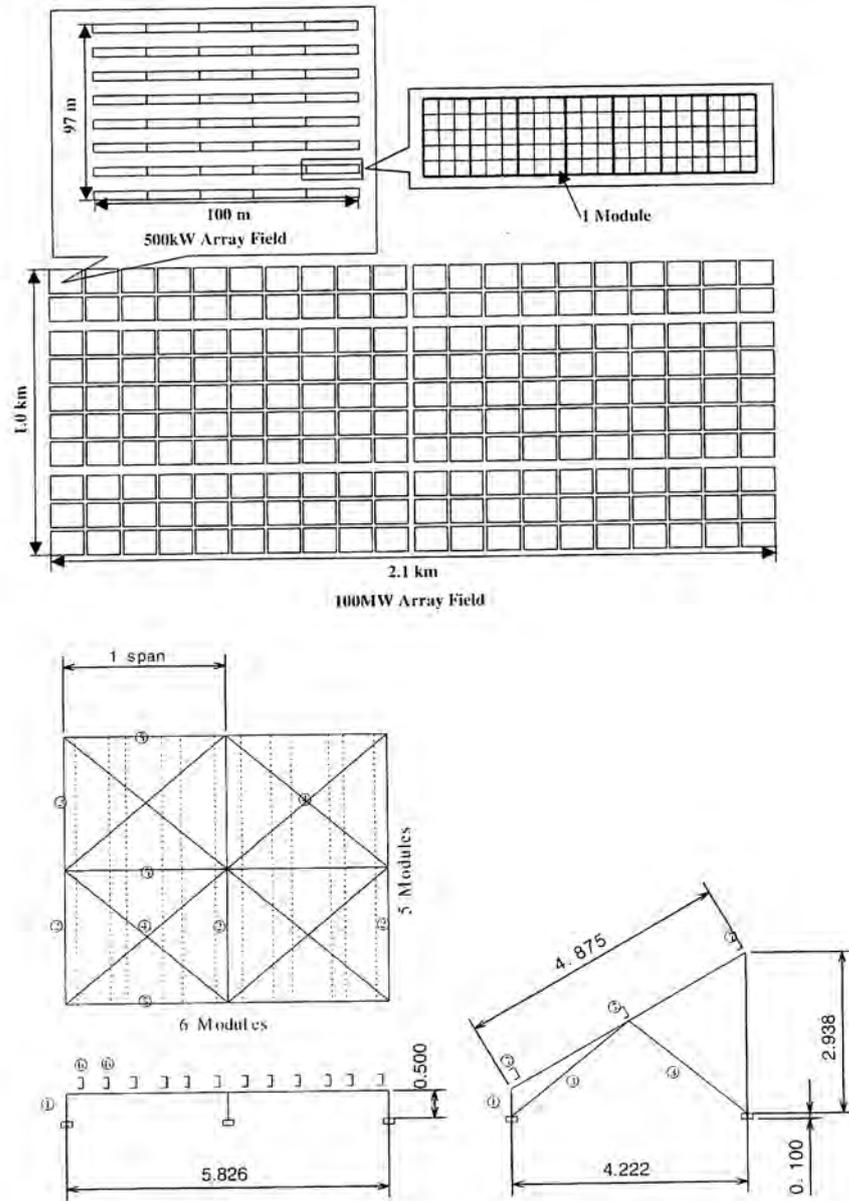


Fig. 3. Array design (30°, design option 1).

generation cost of the 100 MW VLS-PV system for different tilt angles and different PV module price, assuming 30 years lifetime and 6% of annual interest rate. Annual power generation is also given in Fig. 4. Regardless of PV module price, the least generation cost is obtained at 30°-tilt angle, which is different from that for the most annual power generation. Even though the generation cost with five US \$/W module price, i.e., 28 cent/kWh, is reduced to about 8.6 cent/kWh with one US \$/W module price, it is higher than the generation cost in China (3.9 cent/kWh). On the other hand, in case of 3% of annual interest rate, generation cost which is 6.1 cent/kWh is comparable to that. If PV module gives higher efficiency than the present level, module price will be decreased.

Table 4  
Requirement of components for 100 MW VLS-PV system on the Gobi desert (Wide model)

Item	Unit	Tilt angle (deg)			
		10	20	30	40
Land requirement	km <sup>2</sup>	1.4	1.8	2.3	2.6
PV module	Piece			840,000	
Array support	t	8291	8606	9658	10,763
Foundation	t	90,881	90,881	135,660	193,156
Trough	t	10,368	10,691	10,975	11,212
Inverter with transformer	Set			200	
Circuit breaker	Set			200	
600 V XLPE cable	Km	1060	1228	1291	1349
	km			156	
6.6 kV XLPE cable	km	60	79	96	110
6.6 kV XLPE cable	km	19	24	29	34
110 kV XLPE cable	km	10	12	13	14
Common apparatus					
	Set			4	
	Set			5	
	Set			5	
	Set			1	
	Set			1	
	Set			1	
	Set			1	

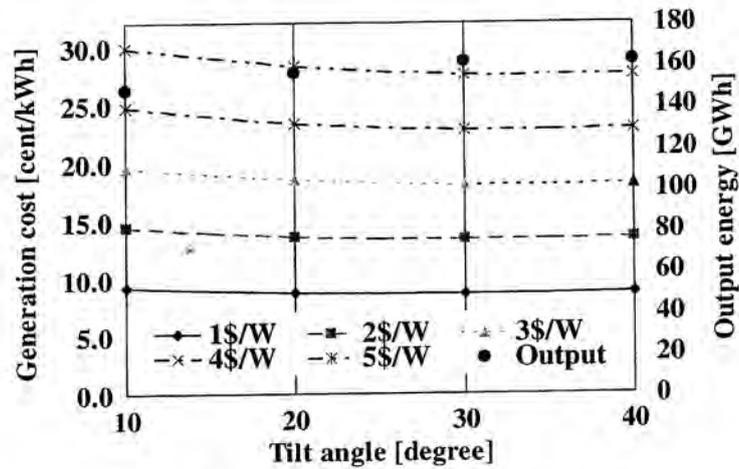


Fig. 4. Result of generation cost (design option 1).

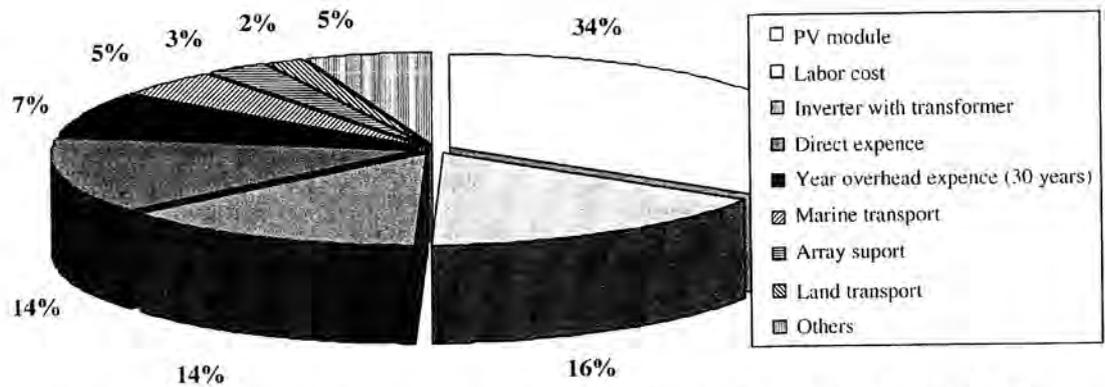


Fig. 5. Breakdown of the generation cost (tilt angle, 30°; PV module price, one US \$/W).

Fig. 5 represents a breakdown of the generation cost for one US \$/W PV module price and 30°-tilt angle by cost component. Even though one US \$/W PV module is assumed, its fraction is 34% of the total. Labor cost accounted for 16% of all. Accordingly, half of the generation cost is due to PV module and labor cost.

EPT for each design option is given in Fig. 6, which suggests that employing 20°-tilt angle system of the design option 1 gives the best EPT. It is < 2 years, that is, the VLS-PV system can produce net power after 2-year operation.

Life-cycle CO<sub>2</sub> emission rates of three design options are shown in Fig. 7. It suggests that the best system configuration is 20°-tilt angle and design option 1. CO<sub>2</sub> emission rate is 12g C/kWh, which is much less than average CO<sub>2</sub> emission rate of utility in China (= 260 g C/kWh).

When tilt angle is 20°, EPT and CO<sub>2</sub> emission have the minimum values. That is because the increase of tilt angle requires thick array support and big foundation. These need large amount of energy in making steel or concrete, which cause increase in the total energy and the total CO<sub>2</sub> output. On 10°-tilt angle, EPT and CO<sub>2</sub>

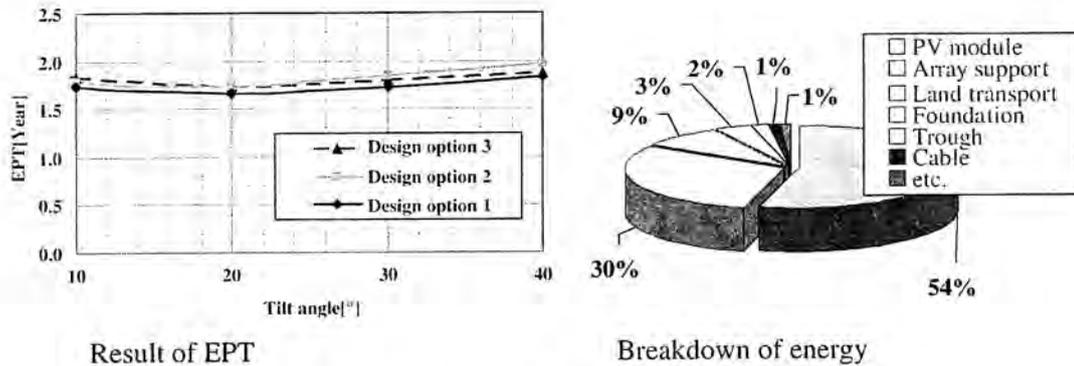
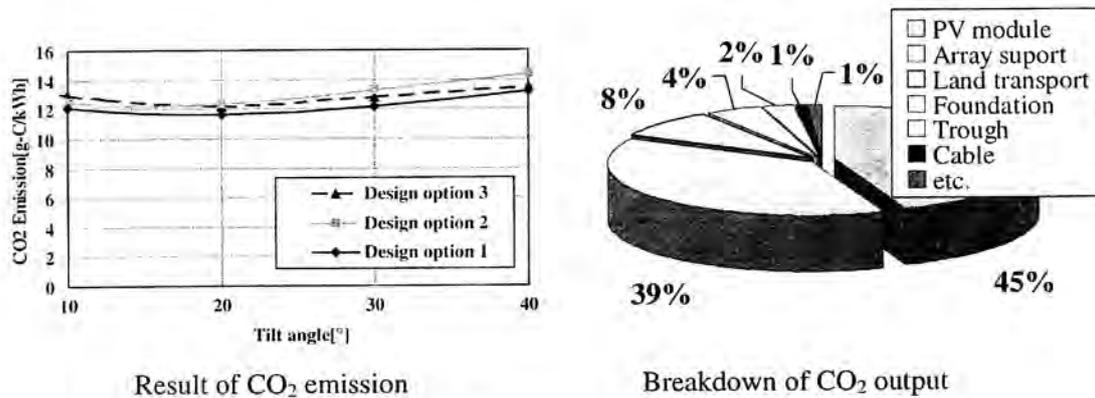


Fig. 6. Result of EPT (design option 1, 30°).

Fig. 7. Result of CO<sub>2</sub> emission (design option 1, 30°).

emission are larger than other tilt angle systems because of low system output energy.

## 6. Conclusion

A 100 MW VLS-PV system which will be installed in the Gobi desert is designed in detail and evaluated potential from economic and environmental viewpoints. Both EPT and life-cycle CO<sub>2</sub> emission rate suggest that large-scale introduction of PV technology in the Gobi desert is very much promising for energy resource saving and the global environmental issue. On the other hand, assuming one US \$/W of PV module price and 3% of annual interest rate, the generation cost of the VLS-PV is slightly higher than that in China. In order to reduce the generation cost, simpler system design, improvement of module efficiency and system performance ratio has to be developed.

Now we are planning to design and evaluate the VLS-PV system for installation in other world deserts such as Sahara, Thar, Great Sandy, and Sonora by applying the same approach used in this study. Furthermore, applications, power transmission

systems and thin film modules appropriate for the system in the desert should be discussed. One possible option may be irrigation system. A reason for desertification may be human activities as well as natural phenomenon.

### **7. For further reading**

The following references may also be of interest to the reader: [2–5].

### **References**

- [1] C. Jennings, A.B. Reyes, K.P. O'Brien, PVUSA Utility-Scale System Capital and Maintenance Costs, WCPEC-1, December 5–9, 1994, Hawaii.
- [2] Technologies based on Life Cycle CO<sub>2</sub> Emissions.
- [3] Japan Weather Association, World Irradiation Data Book, FY1991 NEDO Contract Report.
- [4] Design Standard for Steel Structures, Architectural Institute of Japan.
- [5] Design Standard on Structures for Transmissions, JEC-127, Standards of the Japanese Electro-technical Committee.

## Evaluation of operation characteristics in multiple interconnection of PV systems

Takashi Ishikawa<sup>a</sup>, Kosuke Kurokawa<sup>a,\*</sup>, Naotaka Okada<sup>b</sup>,  
Kiyoshi Takigawa<sup>b</sup>

<sup>a</sup> *Tokyo University of Agriculture and Technology (TUAT), 2-24-16, Naka-cho, Koganei, Tokyo, 184-8588 Japan*

<sup>b</sup> *Central Research Institute of Electric Power Industry (CRIEPI), 2-11-1, Iwado Kita, Komae-shi, Tokyo, 201-8511 Japan*

### Abstract

A method for evaluating the operation characteristic of grid-connected PV systems in multiple interconnection was proposed and a suppression of PV electric energy which is reduced by an automatic voltage control unit was estimated using a yearly scale simulation. The automatic voltage control unit is one of the PV inverter functions. In Japan, PV systems must be provided with this function to maintain within  $101\text{ V} \pm 6\text{ V}$  for the standard voltage of 100 V according to the technical recommendations. The automatic control voltage unit adjusts the distribution-line voltage at a connected point using leading reactive power or active power. Especially, the adjustment of active power will cause a suppression of PV electric energy. © 2002 Elsevier Science B.V. All rights reserved.

*Keywords:* Grid-connected PV system; Operation characteristic; Automatic voltage control unit; Active power control; Reactive power control

### 1. Introduction

In Japan, photovoltaic (PV) systems have increased primarily in residential areas because of the Government's financial aid, etc. And PV system's installation targets 5 million kW until 2010. So more of PV systems will be connected to the distribution system in high-density connection. When the PV system is connected in high-density connection, the distribution-line voltage will be raised by reverse power flow from

\*Corresponding author. Tel.: +81-42-388-7445; fax: +81-42-385-6729.  
E-mail address: kurochan@cc.tuat.ac.jp (K. Kurokawa).

many PV systems. The distribution-line voltage has been maintained within  $101\text{ V} \pm 6\text{ V}$  for the standard voltage of  $100\text{ V}$  at the Enforcement Regulation of the Electric Utility Law. So PV systems also need to maintain within  $101\text{ V} \pm 6\text{ V}$  according to “the technical recommendations for the grid connection of dispersed power generating” [1]. To maintain an adequate voltage, PV systems must be provided with an automatic voltage control unit [2,3]. This control unit adjusts the voltage using leading reactive power and active power, when the distribution-line voltage is raised over the adequate voltage. Especially, the adjustment of active power will cause a suppression of PV electric energy. This suppression of PV electric energy is a disadvantage of PV system users. Therefore, this paper describes a method for evaluating the operation characteristic of grid-connected PV systems in multiple interconnection, and evaluates a suppression of PV electric energy which is caused by an automatic voltage control unit using a yearly scale simulation

## 2. Simulation model

This simulation method uses two models, a model of PV systems provided with automatic voltage control and a model of distribution system provided with voltage regulation.

### 2.1. PV system model

The automatic voltage control unit with PV systems adjusts the distribution-line voltage using a leading reactive power control or active power control. This automatic voltage control operation flow is shown in Fig. 1, which is defined by the following equations:

$$P = P_{\max} \times K_p \quad (0 \leq K_p \leq 1), \quad (1)$$

$$K_p = K_p - \Delta K_p \times \Delta t \quad (\text{within PV inverter rate capacity}), \quad (2)$$

$$K_p = S \cos \theta / P_{\max} \quad (\text{over PV inverter rate capacity}), \quad (3)$$

$$Q = P_{\max} \times K_p \times \tan(\cos^{-1} \theta) \quad (0 \leq \cos \theta \leq 1), \quad (4)$$

$$\cos \theta = \cos \theta - \Delta \cos \theta \times \Delta t, \quad (5)$$

where  $P_{\max}$  is the maximum PV output power,  $K_p$  is the output power factor,  $S$  is the PV inverter rate capacity,  $\cos \theta$  is the power factor, and  $\Delta K_p$  and  $\Delta \cos \theta$  are the each of the controlled variables. When the voltage exceeds the upper voltage limit and the power factor is within the power factor limit, the leading reactive power is increased using Eqs. (4) and (5). Moreover, when the power factor exceeds the power factor limit, the active power is decreased using Eqs. (1) and (2). If the PV output power is over the inverter rate capacity, Eq. (3) is used. And, when the voltage is far below the upper voltage limit, the active power or reactive power are recovered because the

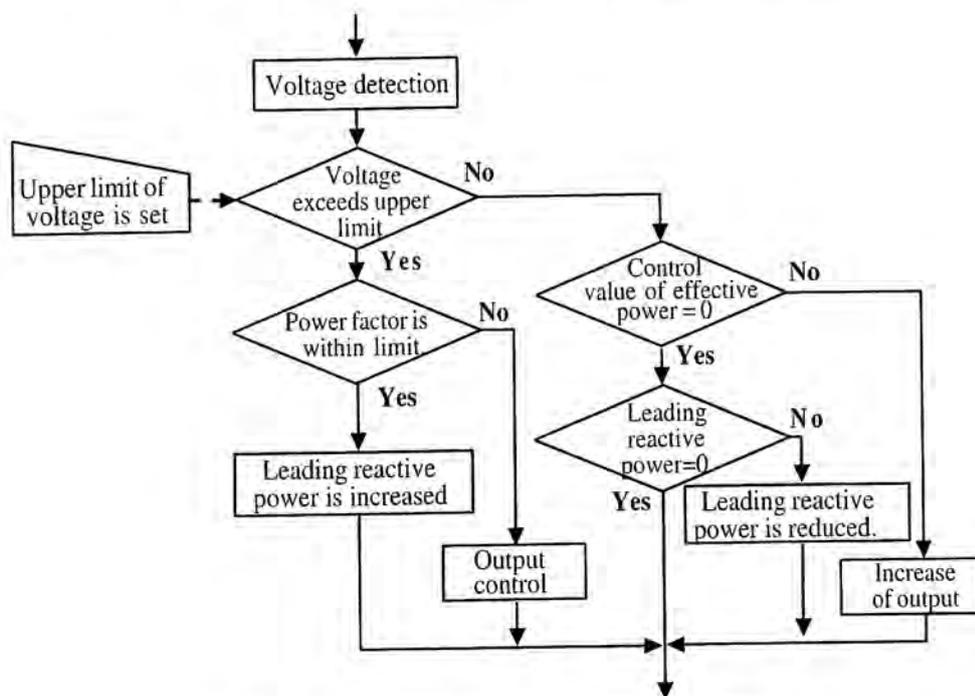


Fig. 1. Automatic voltage control operation flow.

Table 1  
PV model configuration

Rate capacity of PV inverter	3.3 kW
Voltage upper limit	107 V
Power factor limit	0.85
Controlled variable of active power	3%/s
Controlled variable of power factor	3%/s

suppression of PV electric energy does not increase too much. This PV model configuration is shown in Table 1.

## 2.2. Distribution system model

A distribution system configuration is shown in Table 2 and a distribution system model is shown in Fig. 2. This model is constructed with a 4-distribution-line feeder. The distribution lines are connected to the distribution substation, and a feeder is shown in detail, the others join together under the same characteristic. This distribution system model is assumed to be in a residential area, and the form is basically straight. The voltage of a grid-line is generally regulated at a distribution substation, so the following functions of the voltage regulation are set with the distribution system model:

Table 2  
Distribution system configuration

High voltage distribution line	0.313 + j 0.377/km
Low voltage distribution line	0.025 + j 0.02/40 m
Distribution line length	6 km
Total high voltage load	800 kW
Total low voltage load	1300 kW
Consumer's houses	1800
Power factor improvement capacitor	345 kVA

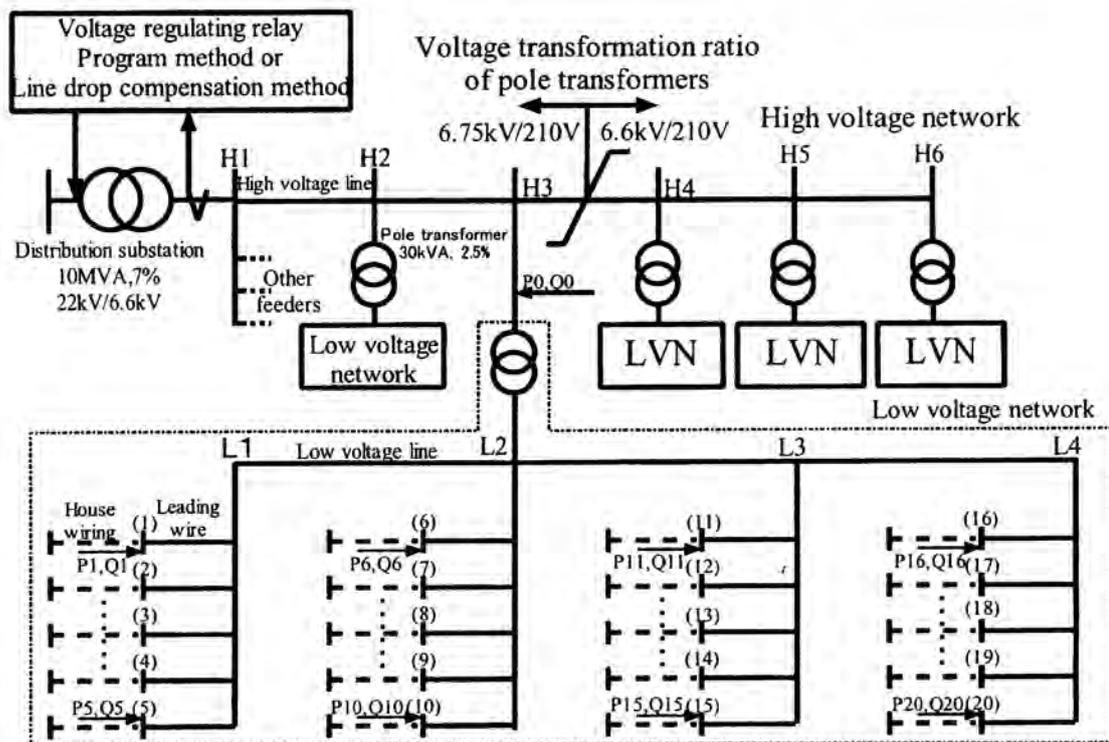


Fig. 2. Distribution system model.

1. Regulating the supplying voltage at a distribution substation.
2. Switching the voltage transformation ratio of pole mounted transformers in the distribution system.
3. Installing some power factor improvement capacitors.

The first function which regulates the supplying voltage depends on the fluctuant load of a distribution line, and the supplying voltage is controlled by two methods; one is the Line Drop Compensation (LDC) method, and the other is the program method. The LDC method automatically regulates the supplying voltage to maintain the voltage in a certain voltage range at a compensation point. In this simulation, the LDC method is used. The voltage transformation ratio of pole mounted

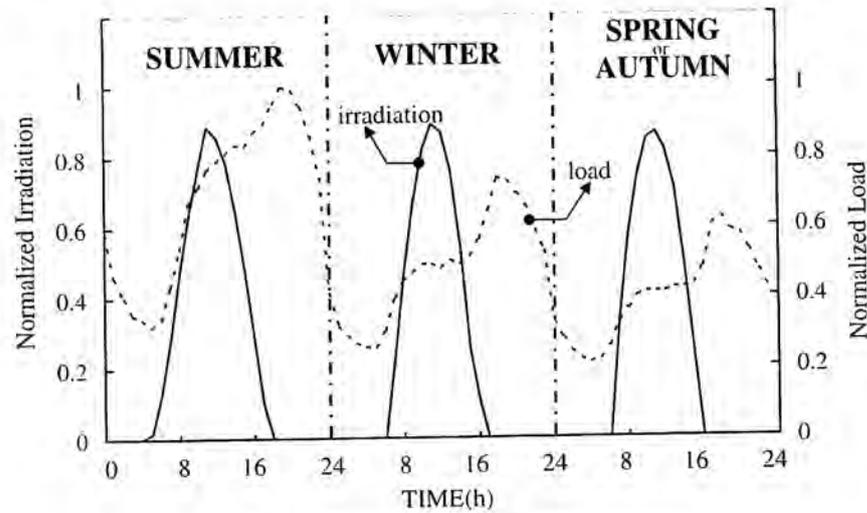


Fig. 3. Characteristics of irradiation and load.

transformers switches from 6.75 kV/210 V to 6.6 kV/210 V at the node H4. And the power factor improvement capacitors are connected to each of the high voltage nodes (H2–H6).

### 2.3. Characteristics of irradiation and load

The characteristics of irradiation and load are shown in Fig. 3. Each of the characteristics is the hourly value and uses three kinds of data, which is in summer, winter, and spring or autumn, to consider their fluctuation in seasons. Compared to each season, irradiation characteristics are similar in their peak. However, load characteristics are different in different seasons, and an integrated value of load in spring or autumn is the lowest. Irradiation characteristics use total irradiation from METPV, which is a standard irradiation data for PV systems from the Japan Weather Association. Load characteristics are assumed to be in the residential area.

## 3. Simulation results

### 3.1. Operation characteristics in the multiple inter-connection of PV systems

Operation characteristics of PV systems at some places are shown in Fig. 4. In this case, the rate of PV systems is 50%, which includes the 900 PV systems are installed in all consumer's house, and the solar irradiation data uses in spring or autumn. At the end of a distribution line (H6(16)), the voltage exceeds the upper limit (set 214 V) in the daytime, therefore this PV system adjusts the leading reactive power. On the other hand, at the point (H2(16)) near the distribution substation, some PV systems

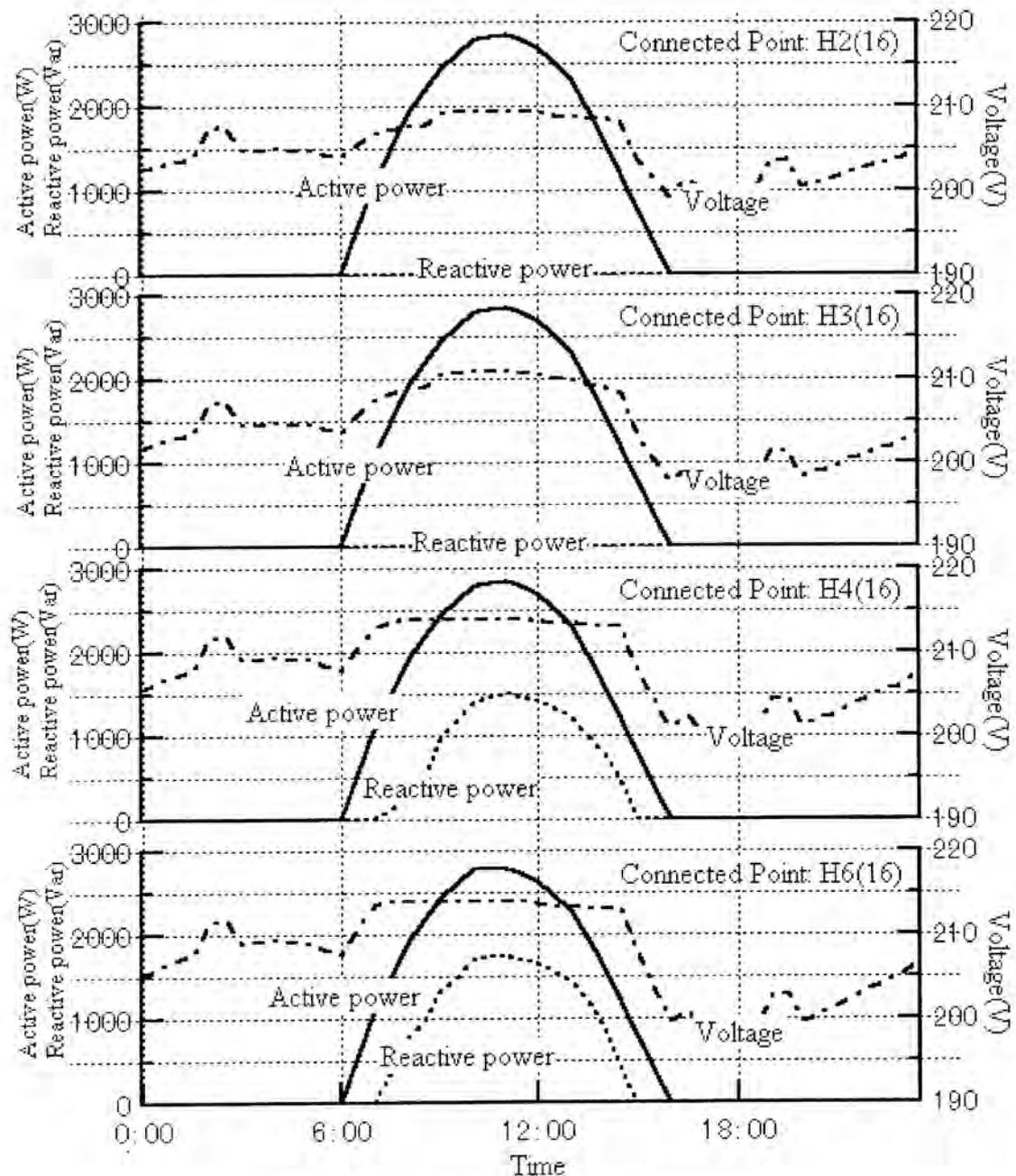


Fig. 4. Operation characteristics of PV systems.

do not need to adjust. Compared with the integrated value of reactive power, the PV system at the end of distribution line is the most important one. This is because the impedance at the end of distribution line is so high that the voltage tends to be raised by the reverse power flow. The voltage transformation ratio of pole-mounted transformers generally is not assumed to reverse power flow, and therefore the voltage tends to keep high when the load is low in daytime.

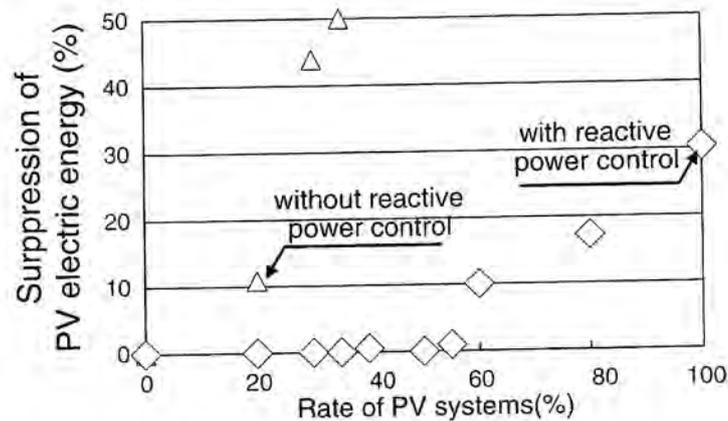


Fig. 5. Suppression of PV electric energy.

### 3.2. Suppression of PV electric energy for a day

The suppression of PV electric energy for a day at the end of a distribution line (H6(16)) is shown in Fig. 5. The simulation assumption is the same as seen in Section 3.1. The suppression is defined as the rate of the maximum PV electric energy which is not suppressed. The rate of PV systems is a diffusion of PV systems. For example, 50% means 900 PV systems are installed in 1800 consumer's houses. The PV system, which is provided with reactive power and active power control, starts to adjust its reactive power when the rate of PV systems is around 20%. Because of this reactive power control, the suppression of PV electric energy caused by active power control does not increase. When the rate of PV systems exceeds 50%, the PV system power factor reaches the limit, and the suppression of PV electric energy is increased. On the other hand, the PV system, which is provided with only active power control, starts to adjust its active power when the rate of PV systems is around 20%. When the rate of PV systems is around 40%, the suppression of PV electric energy becomes 50% of the maximum PV electric energy for a day. Therefore, the suppression is different to each control method, but it is confirmed that the suppression is increased when many PV systems are connected.

### 3.3. Yearly scale characteristics of PV systems

The yearly scale characteristics of PV systems at the end of the distribution line (H6(16)) is shown in Fig. 6. The rate of PV systems is 50% and the PV system is provided with reactive and active power controls. The white bar charts are the suppression of PV electric energy for a day. Especially, they are the major ones in each month. The maximum is 8% in April; and the gray bar charts are the suppression of PV electric energy for a month. The maximum is 1.6% in April. Overall, the suppression of PV electric energy in spring or autumn tends to increase, because the load in spring or autumn is less than that in summer or winter, and irradiation is nearly the same. To calculate the suppression of PV electric energy for

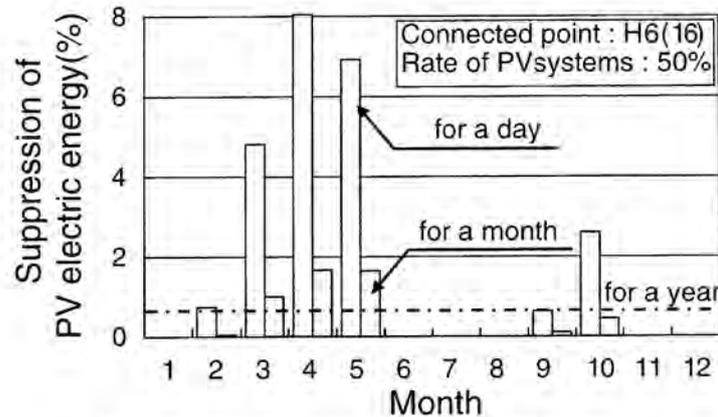


Fig. 6. Yearly scale characteristics of PV systems.

a year, it is 0.5%. In this case the suppression caused by automatic voltage control is not too large. However, there are many other losses for PV systems, for example shading or temperature, so it is important that the suppression of PV electric energy caused by an automatic voltage control should be reduced.

#### 4. Conclusions

This paper describes a model of PV systems provided with automatic voltage controls unit and evaluates a suppression of PV electric energy caused by an automatic voltage control unit using a yearly scale simulation. The following results were obtained;

1. Under the same irradiation and load characteristic, the PV system at the end of a distribution line suppresses positively.
2. In spring and autumn, the suppression of PV electric energy tends to increase. In this case, the maximum suppression for a day is 8% in April, and the suppression for a year is 0.5%.

In the future, we will suggest some answer to reduce the suppression.

#### References

- [1] Technical Recommendation for the grid connection of dispersed power generating systems (JEAG970-1993), Japan Electric Association.
- [2] F. Yamamoto, T. Matsuoka, K. Miyajima, T. Hongo, H. Matuda, A. Kitamura, How PV Inverter Voltage Increase Prevention Functions Affect Operation Characteristics, Tech. Digest PVSEC-11, Sapporo, 1999, pp. 505–506.
- [3] A. Simada, H. Kobayashi, Grid voltage control characteristics by reactive power generation system, Proceedings of the Ninth Annual Conference of Power and Energy Society, Vol. 1, IEEJ, Tokyo, 1998, pp. 474–475.

## An evaluation method of PV systems

Takashi Oozeki<sup>a</sup>, Toshiyasu Izawa<sup>a</sup>, Kenji Otani<sup>b</sup>,  
Kosuke Kurokawa<sup>a,\*</sup>

<sup>a</sup> *Tokyo University of Agriculture and Technology (TUAT), 2-24-16 Naka-cho, Koganei, Tokyo 184-8588, Japan*

<sup>b</sup> *National Institute of Advanced Industrial Science and Technology (AIST), AIST Tsukuba Central 2, 1-1-1 Umezono, Tsukuba, Ibaraki 305-8568, Japan*

### Abstract

Data evaluation methods have wide adaptations, such as feedbacks to PV system operation management and design. The authors have already developed sophisticated verification method (SV method) of PV systems, which is a simple evaluation method to identify six kinds of system loss rates using basic information and simple four measurable data. This time, the authors introduced quality diagnosis to our previous model for compensating the measurement errors in field data, and improved the algorithm of the model. Consequently, validity of the evaluation result became better than the previous model. © 2002 Elsevier Science B.V. All rights reserved.

*Keywords:* Photovoltaic; Photovoltaic system; Evaluation; Monitoring; Field test; The SV method; Losses; Parameter analysis method; Evaluation method

### 1. Introduction

Japan Quality Assurance Organization (JQA) has arranged operational data from hundreds of PV systems, which were partially funded by New Energy and Industrial Technology Development Organization (NEDO) under the “Field Test (FT) Program”. Data evaluation methods have wide adaptations, such as feedbacks to PV system employment management and design. In this study, sophisticated verification method (SV method) of PV systems has been developed as a simple evaluation method. This method estimates loss factors of PV systems by field operational data. Outlines and analysis result of the SV method have already been

\*Corresponding author.

*E-mail address:* kurochan@cc.tuat.ac.jp (K. Kurokawa).

### Nomenclature

$P_{AS}$	system rating (kW)
$G_S$	irradiance on STC [= 1.0 (kW/m <sup>2</sup> )] (kW/m <sup>2</sup> )
$\alpha_{P_{max}}$	temperature coefficient (W/°C)
$H_A$	inclined-plane irradiation (kW h/m <sup>2</sup> )
$E_A$	array output (kW h)
$E_P$	system output (kW h)
$T_C$	module temperature (°C)
$E_{AT}$	array output converts into cell temperature on STC [= 25(°C)] (kW h)
$E_{NM}$	array output on no mismatch line (kW h)
$E_{II}$	array output on independent incident angle line (kW h)
$E_{AS}$	ideal energy production (kW h)
$L_{HS}$	shading losses (kW h)
$L_{PI}$	incident-angle-dependent losses (kW h)
$L_{PM}$	load mismatch losses (kW h)
$L_{PT}$	efficiency decrease by temperature (kW h)
$L_C$	inverter losses (kW h)
$L_{PO}$	other losses (kW h)
$R_{HS}$	shading ratio (dimensionless number)
$R_{PI}$	incident-angle-dependent ratio (dimensionless number)
$R_g$	diffused component (dimensionless number)
$\theta$	incident angle (°)
$m_{NM}$	variable for making “no mismatch line” (dimensionless number)
$m_{II}$	variable for making “independence incident angle line” (dimensionless number)
$m_{PI}$	variable for making “incident-angle-dependent rate curve” (dimensionless number)

presented in some papers by the authors (e.g. [1–6]). In this paper, improved and extended algorithms of the SV method in order to produce more reliable and robust estimates are described.

## 2. Outline of the SV method

The SV method classifies loss factors of PV system operation into six kinds of system losses [shading effect, losses due to incident angle, load mismatch, efficiency decrease by temperature, inverter losses and other losses) using system specifications, such as latitude (°), longitude (°), inclination angle (°), azimuth (°), system rating:  $P_{AS}$  (kW) and temperature coefficient:  $\alpha_{P_{max}}$  (W/°C), and measured operational data (inclined-plane irradiation:  $H_A$  (kW h/m<sup>2</sup>), array output:  $E_A$  (kW h), system output:  $E_P$  (kW h) and module temperature:  $T_C$  (°C)]. Before SV method analysis, diagnosis

of quality of irradiation data is carried out, and the outlying observations and missing data are compensated by external weather observations.

### 3. The SV method analysis

#### 3.1. Principle of loss rate definitions on monthly basis

This method adopts the model by appropriate assumption based on experience. It is the essence of the SV method to make each rate of losses for a month using each model and the measured data for every site. The principle of analysis of the SV method is shown in Fig. 1. The principle of shading rate and incident-angle-dependent rate definition monthly are described as follows. Firstly, some monthly basis are made by the measured data. Secondly, principles of some loss rates are defined using the measured monthly basis.

#### 3.2. Making no mismatch line

A scattered graph as shown in Fig. 2 also gives very important information. An upper straight line corresponds to ideal energy production:  $E_{AS}$ . Scattered dots are all the hourly data  $E_{AT}$  [it converts into cell temperature:  $25(^{\circ}\text{C})$  of standard test condition]. A lower straight line is drawn as the upper envelope of scattered points by changing  $m_{NM}$  in Eq. (1). The line is called “no mismatch line”:  $E_{NM}$  means the most efficient performance and no shading, no mismatch and not due to incident-angle dependence.

$$E_{NM} = m_{NM} P_{AS} \frac{H_A}{G_S} \tag{1}$$

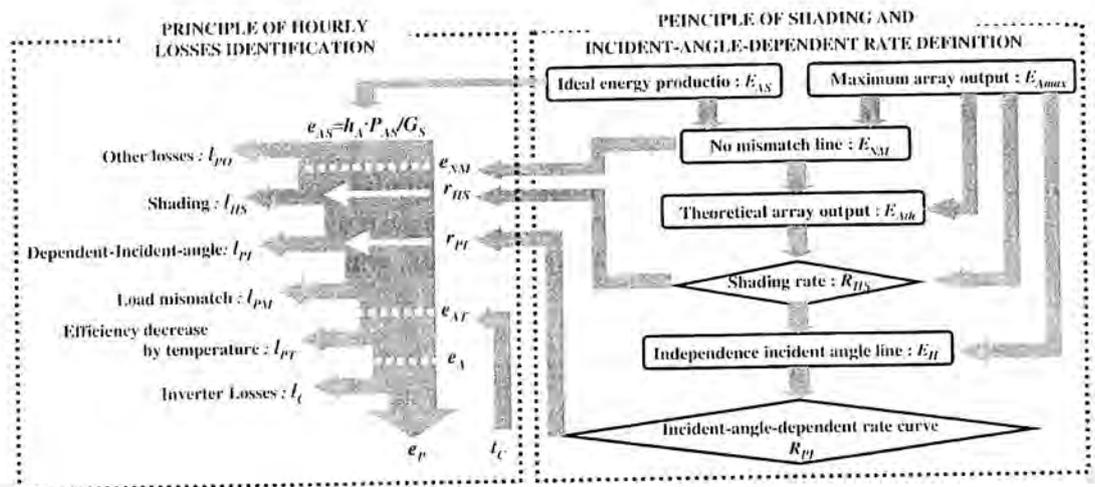


Fig. 1. Principle of analysis of the SV method.

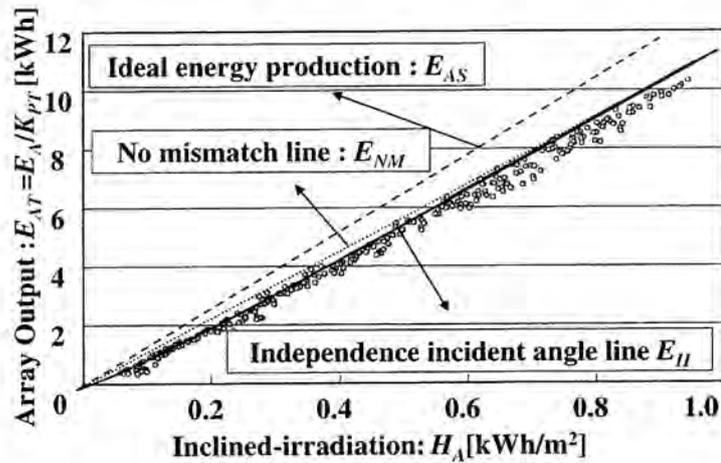


Fig. 2. No mismatch line and independent incident angle line.

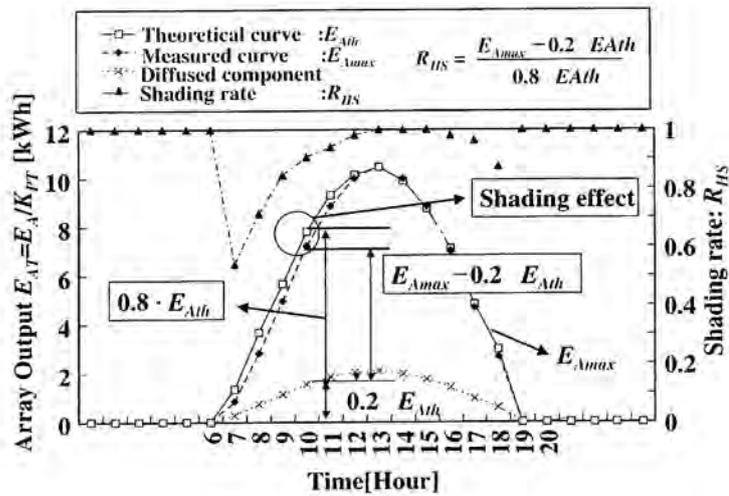


Fig. 3. Monthly shading rate.

### 3.3. Making maximum array output estimates

In order to apply for the principle of shading rate, maximum array output curve:  $E_{A \max}$  is made, which is shown by the measured curve in Fig. 3. It has only extracted  $E_{AT}$  of the maximum data for every hour, which contain shading effects.

### 3.4. Theoretical array output estimates

When shading effects are identified, The measured curve is compared to the theoretical curve that has no effect on shading. Theoretical array output curve is obtained as follows.  $E_{NM}$  calculated from “no mismatch line” using  $H_A$  corresponds

to  $E_{A \max}$  each hour. And the envelope is adjusted to fit as it may pass along the second  $E_{A \max}$ . This is shown in the theoretical curve in Fig. 3.

### 3.5. Principle of shading rate definition for a month

The principle of shading rate definition for a month has the following assumption. The shading should be the shadow from obstacles such as building, etc. There needs to be a day with fine weather in a month one day at least. There is at least one datum that has no losses of the shading, load mismatch, and incidence-angle-dependent among the data for a month. Shading effects are identified for the above assumption using the measured curve and the following procedure. The gap between  $E_{A \max}$  and  $E_{A \text{th}}$  for every hour is assumed to be shading effect interrupting a part for direct irradiance. Apparently, the effect of shading can be recognized from 6:00 to 11:00 as shown in Fig. 3. If the diffusion component is assumed 20% that is on a standard fine day because  $E_{A \max}$  is close to a fine weather day, Eq. (2) can calculate the shading rate. It is considered that no shading takes place for the diffused component:

$$R_{\text{HS}} = \frac{(E_{A \max} - 0.2E_{A \text{th}})}{0.8E_{A \text{th}}} \quad (2)$$

### 3.6. Principle of incident-angle-dependent rate definition for a month

It is known that  $E_{AT}$  and  $H_A$  are not proportionally related due to the incidence angle but their curves fall for a while from the straight line relation in a small range of  $H_A$ . Therefore, a lower curve is drawn by changing  $m_{\text{II}}$  in Eq. (3). The curve is called “independence incident angle line”:  $E_{\text{II}}$  means almost not being due to incidence angle. (refer to Fig. 3).

$$E_{\text{II}} = (1 + m_{\text{II}})H_A - m_{\text{II}}\{1 - \exp(-8H_A)\}. \quad (3)$$

$E_{\text{II}}$ ,  $E_{\text{NM}}$  and the incident angle corresponding to hourly  $h_A$  is determined, and the maximum ratio of  $E_{\text{II}}$  and  $E_{\text{NM}}$  is extracted for every incident angle. The curve is adjusted to fit scattered points by changing  $m_{\text{PI}}$  in Eq. (4) [7]. The envelope shows the incident-angle-dependent rate of loss by for every incident angle:  $R_{\text{PI}}$  (refer to Fig. 4):

$$R_{\text{PI}} = m_{\text{PI}} \left( \frac{1}{\cos \theta} - 1 \right). \quad (4)$$

### 3.7. Principle of losses identification on hourly basis

Efficiency decrease by temperature and inverter losses and other losses hourly are simply calculated by Eqs. (8) and (9). Other hourly losses are identified by Eqs. (5)–(7) and 10 are defined by each loss rates and a diffused component:  $r_{\text{g}}$ .

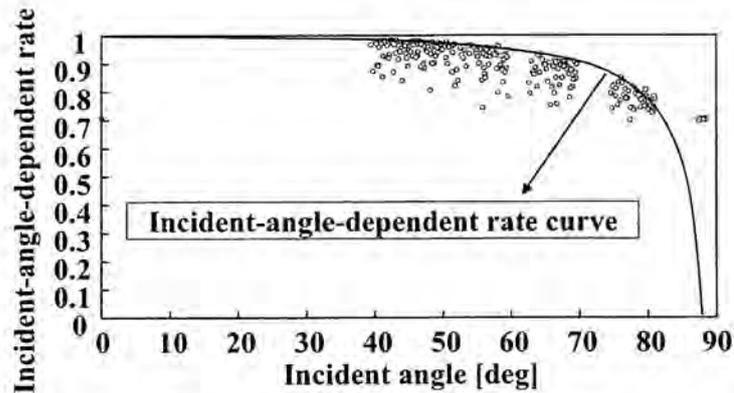


Fig. 4. Monthly incident-angle-dependent rate.

### 3.8. Hourly shading losses identification

Losses by shading are identified from the following using the fact that  $r_{HS}$  and  $r_g$  for each hour are only a part of direct irradiation:

$$l_{HS} = \{(1 - r_g)h_A P_{AS}\}(1 - r_{HS}). \quad (5)$$

### 3.9. Hourly incidence-angle-dependent losses identification

Incident-angle-dependent losses are identified from the following equation using hourly  $r_{PI}$  and  $l_{HS}$  in consideration of the fact that they are only a part of the direct irradiation containing the shading effect:

$$l_{PI} = \{(1 - r_g)h_A P_{AS} - l_{HS}\}(1 - r_{PI}). \quad (6)$$

### 3.10. Hourly load mismatch losses identification

It is assumed that the difference of  $e_{NM}$  and  $e_{AT}$  corresponding to  $h_A$  contain  $l_{HS}$ ,  $l_{PI}$  and load mismatch losses:  $l_{PM}$ . Losses by load mismatch are identified from the following Eq. (7) using each loss:

$$l_{PM} = (e_{NM} - l_{HS} - l_{PI}) - e_{AT}. \quad (7)$$

### 3.11. Calculation of efficiency decrease by temperature

Efficiency decrease by temperature:  $l_{PT}$  are identified from the following equation using temperature coefficient:  $\alpha_{P_{max}}$  peculiar to a module:

$$l_{PT} = \frac{\alpha_{P_{max}}(25 - t_C)}{1 + \alpha_{P_{max}}(t_C - 25)} e_A. \quad (8)$$

### 3.12. Calculation of losses by inverter

Losses by inverter efficiency are calculated from the following equation according to the difference of  $e_A$  and  $e_P$ :

$$l_C = e_A - e_P. \quad (9)$$

### 3.13. Other losses identification

Other losses are the undissociating factors that may consist of array circuit losses, soiling on module surface and system rating is more insufficient than a noted board, etc. These are the differences between  $e_{AS}$  and  $e_{NM}$  corresponding to  $h_A$ . It can be identified from the following equation:

$$l_{PO} = e_{AS} - e_{NM}. \quad (10)$$

## 4. Analysis results

### 4.1. Compensation factor and the loss rate

The SV method was evaluated by losses:  $l_X$ , compensation factors:  $k_X$ , and loss ratios:  $\lambda_X$ . Compensation factors are coefficient based on the parameter analyzing method [8], and an output ratio to the input in each loss process. Loss ratios are defined as the ratio of the rate for which each loss occurs to the system input. The relation between  $l_X$ ,  $k_X$ , and  $\lambda_X$  is shown below

$$k_X = \frac{e_{X \text{ out}}}{e_{X \text{ in}}}, \quad (11)$$

$$\lambda_X = \frac{l_X}{P_{AS} h_A / G_S}. \quad (12)$$

### 4.2. Comparison with fisheye photograph analysis

Shading losses analysis using fisheye photographs have been also developed by another group in the author's organizations in order to identify with the shading factor [9]. The comparison with the SV method and the fisheye photograph analysis analyzed the data from a 70 kW PV system in AIST Tsukuba for two years. This result is shown in Fig. 5. There are differences in the range of values between SV method's estimation and fisheye photograph analysis's estimation, but the trend of the time series is almost the same. The difference of the range was likely caused by the difference in treatment diffuse irradiation.

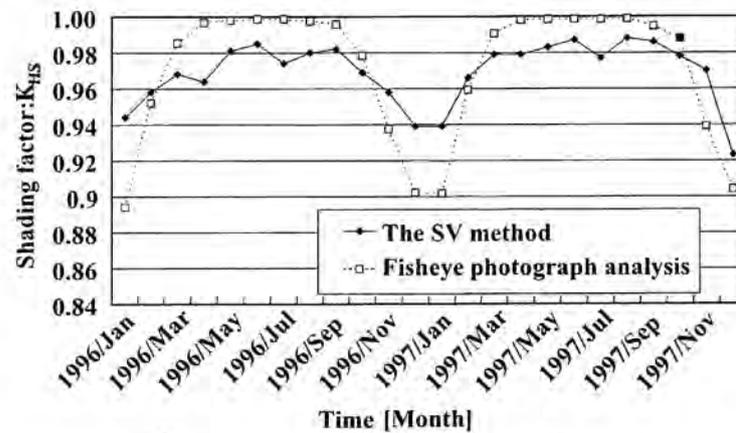


Fig. 5. Comparison with fisheye photograph analysis.

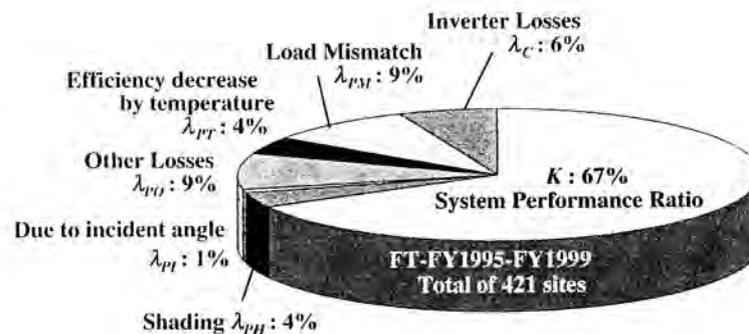


Fig. 6. An evaluation result of FT by the SV method.

### 4.3. An evaluation result for NEDO FT systems

As a part of FT, NEDO has installed around 260 PV systems over Japan since FY1992. The average of parameters was estimated by the SV method for four fiscal years FY1995 to FT 1999, as shown in Fig. 6. To validate the data out of the actually monitored total of 525 sites only 421 sites are chosen. The major loss of PV systems is clarified by Field Test project, which is loss by load mismatch and others.

## 5. Conclusions

The SV method developed at this study has established the fundamental model. The measurement errors in field data have been able to be compensated by introducing quality diagnosis, and the algorithm of this method had been improved; therefore, evaluation results have become better than the previous model, and establish the evaluation method of PV systems. According to the SV method, very

useful information is easily obtainable to improve the performance of PV systems in the market, and evaluation result is used to improve system reliability.

### **Acknowledgements**

This study is very much concerned with the activities of both the Field Test Project and New Sunshine Program conducted by NEDO. Under the R&D contract of NEDO, monitored data are collected by JQA. Finally, the authors appreciate people in the both programs for their hearty supports.

### **References**

- [1] Kosuke Kurokawa, Hisashi Sugiyama, Daisuke Uchida, Koichi Sauta, Kiyoshi Sakamoto, Toshimitu Ohshiro, Tamon Matsuo, Toshio Katagiri, Extended performance analysis of 70 systems in Japanese field test program, 26th IEEE PVSC September–October 3, Anaheim, CA, 1249–1252, 1997.
- [2] Kosuke Kurokawa, Hisashi Sugiyama, Daisuke Uchida, Kiyoshi Sakamoto, Toshimitu Ohshiro, Kenji Otani, Kazunori Fukusawa, Sophisticated verification of simple monitored data for Japanese Field Test Program, WCPEC-2nd, Second World Conference on Photovoltaic Energy Conversion, Vienna, July 6–10, 1998.
- [3] Kosuke Kurokawa, Realistic values of various parameters for PV system design, World Renewable Energy Congress V, Florence, September 19–25, 1998.
- [4] Daisuke Uchida, Kenji Otani, Kosuke Kurokawa, Evaluation of effective shading factor by fitting a clear-day pattern obtained from hourly maximum irradiance data, PVSEC-11th, 11th International Photovoltaic Science and Engineering Conference, Sapporo, Japan, September 20–24, 1999.
- [5] Kosuke Kurokawa, Daisuke Uchida, Akihiko Ymaguchi, Ken Tsuduku, Intensive Introduction of residential PV systems and their monitoring by citizen-oriented efforts in Japan, 16th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition, Glasgow, May 1–5, 2000.
- [6] Kosuke Kurokawa, Realistic PV performance values obtained by a number of grid-connected systems in Japan, Energy Congress VI, 2000.
- [7] P. Schaub, A. Mermoud, O. Guisan, evaluation of the different losses involved in two photovoltaic systems, Proceedings of the 12th European Photovoltaic Solar Energy Conference, Vol. 859, Amsterdam, 1994.
- [8] Motonobu Yukawa, Kosuke Kurokawa, Research and development of evaluation technology of photovoltaic power systems, *Solar Energy Mater. Solar Cells* 35 (1994) 453–459.
- [9] Kenji Otani, Koichi Sakuta, Kosuke Kurokawa, A simple monitoring method for estimation of shading loss of photovoltaic systems, EuroSun98, The Second ISES-Europe Solar Congress, Portoroz, Slovenia, September 14–17, 1998.



ELSEVIER

Solar Energy Materials & Solar Cells 75 (2003) 767–779

---

---

Solar Energy Materials  
& Solar Cells

---

---

www.elsevier.com/locate/solmat

# Measurements, analyses and evaluation of residential PV systems by Japanese monitoring program

Tadatoshi Sugiura<sup>a</sup>, Takao Yamada<sup>a,\*</sup>, Hiroyuki Nakamura<sup>a</sup>,  
Mariko Umeya<sup>a</sup>, Koichi Sakuta<sup>b</sup>, Kosuke Kurokawa<sup>c</sup>

<sup>a</sup> *Solar Techno Center, Japan Quality Assurance Organization/JQA, 2-24-10, Handayama, Hamamatsu-shi, Shizuoka-ken 431-3125, Japan*

<sup>b</sup> *National Institute of Advanced Industrial Science and Technology, 1-1-4 Umezono, Tsukuba, Ibaraki 305-8568, Japan*

<sup>c</sup> *Tokyo University of Agriculture and Technology, 2-24-16 Naka-cho, Koganei, Tokyo 184-0012, Japan*

---

## Abstract

This paper is about measurements, analyses and evaluation of residential PV systems in the Japanese Monitoring Program, on which JQA was subsidized by NEDO (New Energy Development and Industrial Technology Organization) that is currently proceeding [NSS R&D] from FY1997 to FY 2000.

The aim of this investigation refers, through the data evaluation and analyses, to obtain knowledge required for optimizing design of PV systems, such as system performance, characteristics and regional dependency under practical operation and to develop the system evaluation technology on the design parameter method. © 2002 Elsevier Science B.V. All rights reserved.

*Keywords:* Japanese monitoring program; Residential PV systems; Analysis and evaluation; Design parameter method

---

## 1. Outline of project

### 1.1. Schedule

Measurement facilities of residential PV systems were dispersedly installed at various areas in Japan and data acquisitions as well as analyses have started from the

---

\*Corresponding author. Tel.: +81-53-433-2731; fax: +81-53-433-2786.

E-mail address: JQA00713@niftyserve.or.jp (T. Yamada).

Table 1  
Schedule of this project

Term(FY)	1997	1998	1999	2000
(1) Design of equipment	—	—	—	—
(2) Installation	25	40	20	15
(3) Data acquisition	—	—	—	—
(4) Issue of design manual	—	—	—	—

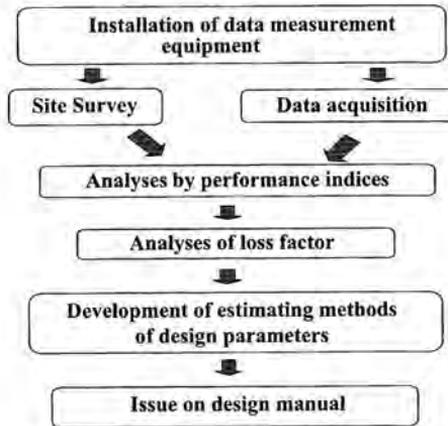


Fig. 1. Flow of data acquisition and analyses.

FY 1998, Various performance indices were separately calculated by collected data from each system and characteristics of PV systems were clarified by evaluating those indices. Its schedule is shown in Table 1 [1].

### 1.2. Procedure of data acquisition and analyses

After FY1997 JQA has selected 100 residential PV systems to investigate the performance of PV systems on various conditions and data measuring facilities have been installed at monitoring homes throughout Japan until the FY 2000 so far. Data acquisition and analyses have started to develop new design method to be applied to various residential PV systems for accelerated dissemination. Fig. 1 shows the flow of data collection and analyses of residential PV system.

Initially, the procedure has started from the installation of measurement facilities and finally the design manual was issued as a result of R&D.

### 1.3. Constitution and distribution of PV systems

Array capacity distribution and ratio of cell types about PV systems with measurement facilities installed until the end of 2000 were, respectively, shown in

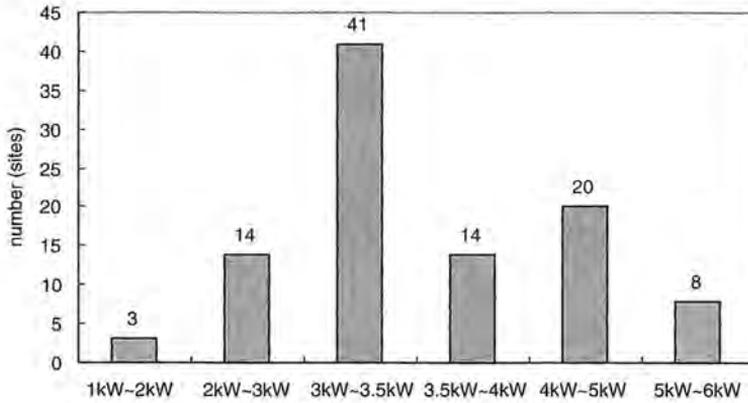


Fig. 2. Distribution of array capacity of PV systems.

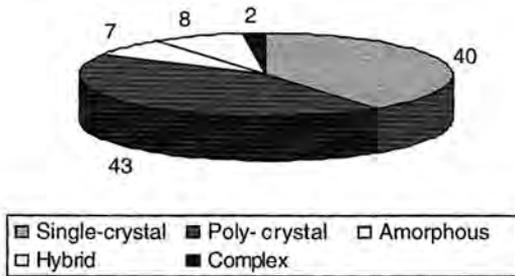


Fig. 3. Ratio of cell types of PV systems.

Table 2  
Measurement items

Measurement items	Symbol
Global irradiance	$G_H$
Total irradiance	$G_A$
Ambient temperature	$T_A$
Module temperature	$T_C$
Array output voltage	$V_A$
Array output current	$I_A$
Inverter output power	$P_P$
AC power to/from utility	$P_U$
Operation signal of inverter	$C_O$
Failure signal of inverter	$C_F$

Figs. 2 and 3. All of the PV systems in data acquisition sites were classified into a grid-connected type. Array capacity range has been distributed from 1.2 to 5.6 kW, and a range of 3–3.5 kW has been assigned to more than 40% of all the systems.

Concerning the ratio of solar cells types, the sum of single-crystal and poly crystal has accounted for more than 80% of all the systems. The sum of amorphous and hybrid (the stacked layer type of single-crystal and amorphous Si) has accounted for 15% and the increase of the production of above-mentioned cells will be predicted hereafter.

Measurement data for 1-min interval were automatically memorized in a site computer and those data were delivered for host computer in Hamamatsu once a day through ISDN telephones line. Measurement items are shown in Table 2.

## 2. Research at PV monitoring sites

Researches on features of PV array mounted on the rooftop of houses, other system parts and the shading on the PV array, etc. in local environments of respective sites were carried out to summarize and promote database of varied information. Sites information was highly required in case of the analysis of each system as well. Main contents about site researches were written as follows:

- Features of PV systems
- Influence of shading covered on the array
- Situation of grid-connection
- Local environments of respective sites
- Change of weather condition through a year.

## 3. Data evaluation and analysis for PV system

Generally, methods for estimating generating power by PV systems are classified into the simulation method and the analysis method. JQA had been proceeding the analysis method because of utilization and simplification of PV systems for many users.

### 3.1. Analysis method (design parameter method) [2]

Complicated and non-linear operations of PV system are assumed to be simple and linear factors and generating power are easily calculated by those factors.

The relationship of main design parameters is expressed in Fig. 4.

Generating power of PV system is calculated by the following equation:

$$E_P = P_{AS}H_A/G_SK,$$

where  $E_P$  is the generating power for a period (kWh),  $P_{AS}$  the Array capacity: STC(kW),  $H_A$  the total irradiation(kWh/m<sup>2</sup>),  $G_S$  the irradiance under STC, and  $K$

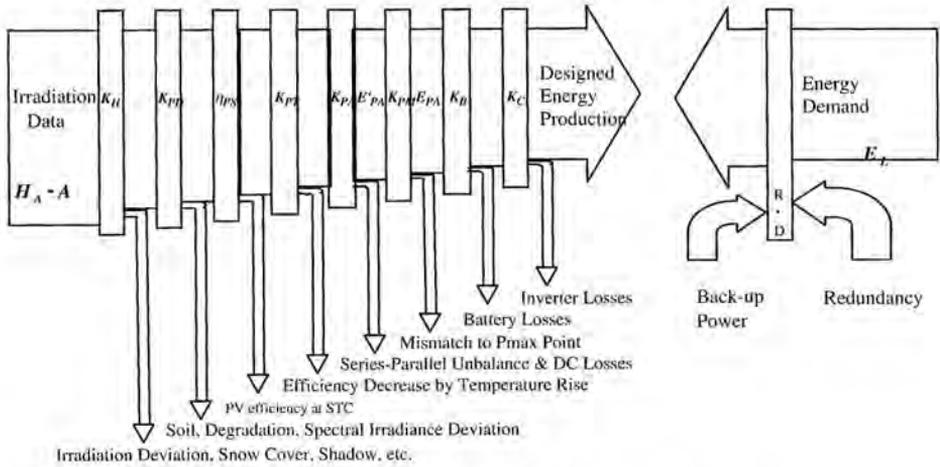


Fig. 4. Relationship among main design parameters.

the performance ratio(PR)

$$K = K_{HS}K_{PT}K_{PDS}K_{PDRS}K_{PDD}K_{PDRN}K_{PM}K_C(F_{MT}).$$

PR is calculated by the multiplication of main design parameters and referred later.

New design parameter methods were developed in order to estimate generating power while carrying out data collection and analysis. Then, methods of design parameters were introduced briefly as follows:

- ① Shading factor  $K_{HS}$ : Time-series simulation by composition of photograph with fish-eye lens and geometric solar orbit.
- ② Cell(array) temperature factor  $K_{PT}$ : Statistical analysis about array temperature rise by classified mounting styles.
- ③ Dirt factor  $K_{PDS}$ : Analysis of data acquired from dirt evaluation facilities settled at various areas in Japan.
- ④ Spectral deviation factor  $K_{PDRS}$ : Spectral data analysis by experimental procedure and theoretical simulation.
- ⑤ Degradation and recovery factor of an amorphous module  $K_{PDD}$ : Analysis concerning the degradation and change of characteristics of an amorphous module by long-term operation.
- ⑥ Incident modification factor  $K_{PDRN}$ : Analysis by simulation of reflection and refraction of solar irradiance.
- ⑦ Inverter MPPT mismatch loss factor  $K_{PM}$ : MPPT mismatch loss analysis of inverter control isolated on various conditions such as fluctuation of voltage, dispersion.
- ⑧ Inverter loss factor  $K_C$ : Statistical analyses by operation data of 100sites.
- ⑨ Conversion factor of an array constituted with plural arrays  $F_{MT}$ : Conversion factor for calculating weighed average irradiation of PV array constituted with arrays of different directions and tilt angles.

### 3.2. Analyses by SV methodology [3]

PR is one of the most important performance indices to analyze and evaluate characteristics of PV systems. Main reasons of PR decrease refer to the shading, array temperature rise, MPPT mismatch, and Inverter loss etc.

PR and ratios of various loss factors were analyzed at the same time by sophisticated verification (SV) method, utilizing acquired data in FY2000.

#### 3.2.1. Basic principle in SV method

SV method was developed to analyze power loss on operating PV system by the group constituted with Tokyo University of Agriculture and Technology and Electrotechnical Laboratory.

By the input of hourly integrated or averaged value of 4 measurement items (total irradiation, array output power, inverter output power, module temperature), PR, shading loss, cell (array) temperature rise loss, MPPT mismatch loss, inverter loss and the other loss were classified and estimated as monthly reports.

The other losses are classified as follows after PR was deleted from Rating capacity (=1) standardized in total irradiation.

Total losses are divided into 4 types of loss factors and the other loss includes DC losses, etc.

$$K + \lambda_{HS} + \lambda_{PT} + \lambda_{PM} + \lambda_C + \lambda_{PO} = 1,$$

where  $K$  is the performance ratio,  $\lambda_{HS}$  the shading loss,  $\lambda_{PT}$  the cell(array)temperature rise loss,  $\lambda_C$  the inverter loss,  $\lambda_{PM}$  the inverter MPPT mismatch loss, and  $\lambda_{PO}$  the other loss.

Following modification factors were supplied to coordinate the design parameter method instead of loss factors.

PR and various modification factors are expressed as follows:

$$K = K_{HS}K_{PO}K_{PT}K_{PM}K_C,$$

where  $K_{HS}$  is the shading factor,  $K_{PT}$  the cell(array) temperature factor,  $K_C$  the inverter loss factor,  $K_{PO}$  the other loss factor, and  $K_{PM}$  the inverter MPPT mismatch loss factor.

#### 3.2.2. Results of analyses

PR and power losses in PV monitoring sites, excluding sites of multiple-plane array and sites of incomplete data in FY 2000 were averaged to validate the statistical tendency after carrying out analyses of each site by SV method.

The results were shown in a pie chart of Fig. 5.

$$PR = E_{PVUSE}/(\eta_{STC}E_{IRR}),$$

where  $E_{PVUSE}$  is the system yield,  $\eta_{STC}$  the module efficiency under STC, and  $E_{IRR}$  the solar irradiation.

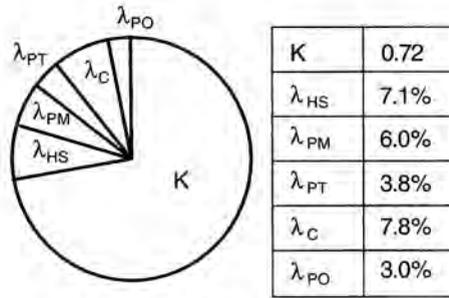


Fig. 5. PR and rate of average losses.

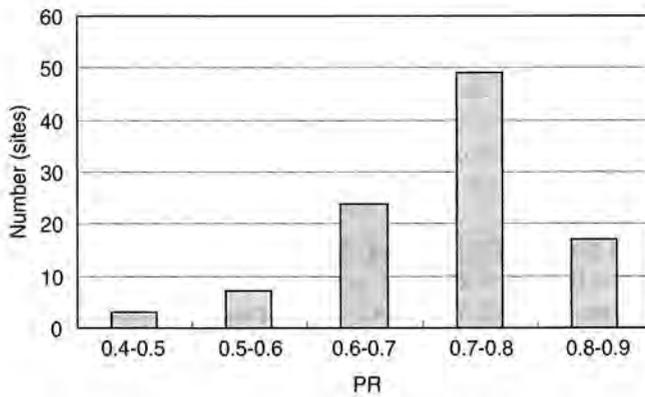


Fig. 6. Number of distribution in PR.

The yearly average rate of loss factors such as inverter loss ( $\lambda_C$ ), shading loss ( $\lambda_{HS}$ ), inverter MPPT mismatch loss ( $\lambda_{PM}$ ) was relatively large as 7.8%, 7.1%, 6.0%, and then array temperature rise loss ( $\lambda_{PT} = 3.8\%$ ) and the other loss ( $\lambda_{PO} = 3.0\%$ ) were relatively small than the above-mentioned losses.

The numbers of distribution of PR were expressed in Fig. 6. The total average value of PR was 0.72. The range in PR was widely distributed from 0.46 to 0.87.

If PR is generally under 0.7, various troubles concerning the system performance obstruction such as the shading, inverter MPPT mismatch, etc. will be suggested.

#### 4. Feedback on technical information

Many technical information concerning the power generation losses were acquired by data analyses of residential PV systems.

Those information were transferred to makers and users to improve the system performance and were greatly contributed for dissemination and promotion of PV systems in Japan.

Main examples were separately described as follows:

- ① Design mismatch of inverter control voltage range.
- ② Long-period stopping of inverter in direct ground-fault.
- ③ Inverter MPPT mismatch on extreme array temperature rise.
- ④ Mistake of string wiring.
- ⑤ Power loss by shading on the array.
- ⑥ Inverter suspension on high grid-connected voltage.
- ⑦ Power loss by snow covered on the array.

Plenty of problems occurred while implementing data acquisition. Items ⑤–⑦ were introduced by quoting a site information and a graph.

⑤ Power loss by shading on the array

The photograph at a PV site was shown in Fig. 7.

Arrays of its site were mounted on each eave of 2nd–5th floors of the building.

Time-series trend graph on total irradiance together with inverter output power were expressed in Fig. 8.

Inverter output power extremely decreased in the afternoon as shown.

**Cause**→ Because the orientation of array mounted on the eaves had faced east-south, PV arrays on 2nd and 3rd floors were especially shaded by the upper part of the building in seasons at the high solar elevation.

The change of array location is necessary to improve the shading loss hereafter.

⑥ Frequent inverter suspension in high grid-connected voltage.



Fig. 7. Site of power loss by shading.

Time-series trend graph on total irradiance, array output voltage, inverter output power were expressed in Fig. 9.

This site has no problems such as installation, shading, MPPT mismatch, etc. But inverter was frequently suspended in fine days.

**Cause**→The inverter automatically has shifted to power-limit mode to lower voltage (power factor control mode) in case of high grid-connected voltage. If grid-connected voltage was still high, inverter was completely suspended.

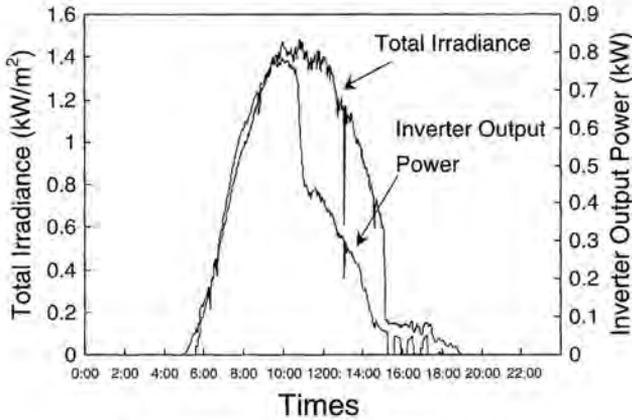


Fig. 8. Trend graph (power loss by shading).

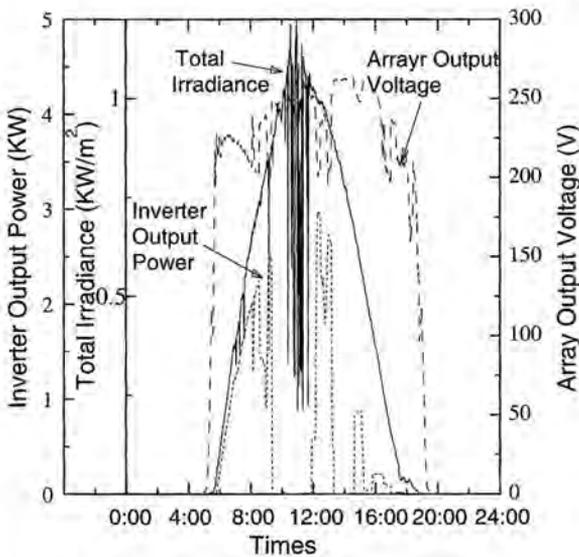


Fig. 9. Inverter suspension in high grid-connected voltage.

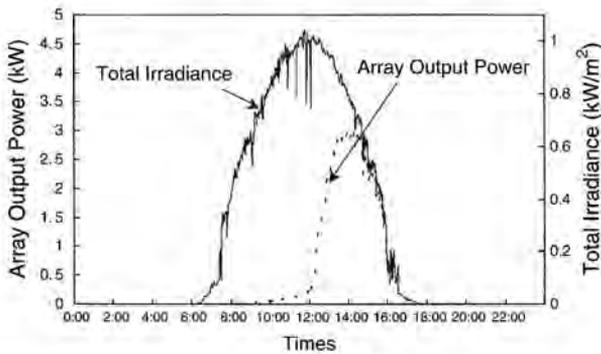


Fig. 10. Non-power generating profile by snowfall in spite of high irradiance in the morning.

The voltage control inside the inverter was changed in the range permitted by power utility company and in that case, variation of the voltage was supposed to be 1–2 V (change in the value of power-limit voltage).

As a result, the inverter of that site has not perfectly shifted to power-limit mode hereafter.

⊙ Power loss by the snow covered on the array.

PV arrays are mostly mounted on the tilted rooftop of a residential house in Japan.

Accordingly power loss was generated in case of the snow accumulated on the array in winter.

**Cause**→PV arrays installed in high-altitude regions and in districts facing the Sea of Japan have often faced power loss because of heavy snowfall.

The change of array location, situation and array tilt angle, etc. for sliding down of snow was necessary to decrease the power loss.

PV system had not generated power until noon when thawing of snow on the array had finished by solar energy like in the trend graph of Fig. 10.

After selecting 25 sites out of 100 sites, power loss due to the snowfall was analyzed and relationship between yearly snowfall and the power loss was expressed in Fig. 11.

Excluding 2 sites, power loss occurred by the snowfall was approximately <0.7% through a year. Although power loss is possible by a heavy snowfall, while the snow on the array thawed in case of high irradiance; however, it was predicted that those days seldom existed through a year in Japan.

## 5. Analysis of reliability of PV systems in Japan

Utilizing collected data on PV systems for 100 sites installed up to FY2000, statistical analyses were carried out to evaluate the reliability of residential PV systems in Japan.

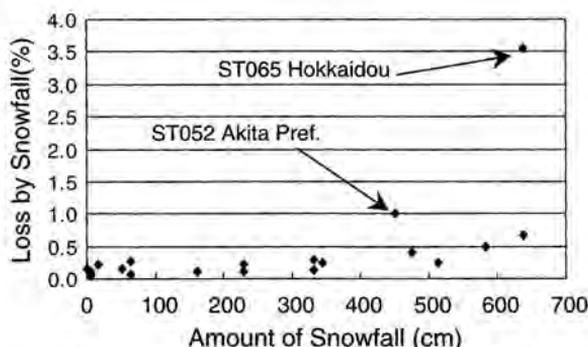


Fig. 11. Relationship between yearly amount of snowfall and power loss.

### 5.1. Trouble illustrations

It was necessary for evaluation of reliability to clarify the definition on trouble example. In this paper, it was defined that examples, which needed to change, were [Failure] and the other cases were [Trouble].

[Failure] (7 cases in total)

- Destruction of PV module glass 1 case
- Inverter failure 6 cases

[Trouble] (45 cases in total)

- Unstable inverter control 14 cases
- Inverter suspension on power failure 13 cases
- Inverter suspension by typhoon 4 cases
- Magnet circuit breaker attached for grid-connected 3 cases
- Frequent shift to power-limit mode by high grid-connected voltage 11 cases

Examples of [Failure] and [Trouble] were greatly related to those by inverters.

### 5.2. Evaluation on reliability

Evaluation of reliability was implemented to calculate statistical values as follows:

- ① MTBF: Mean-time-between-failures (year/case)
- ② MTTR: Mean-time-to-repair (day/case)
- ③ Operating rate: Operating days divided by total measurement days (%)
- ④ Failure rate: Stopping days due to failure divided by total measurement days (%)

Operating period: 1998,7–2001,3.

As a result (Table 3), evaluation indices of reliability were respectively MTBF of Failure=26.34 (year/case), MTBF of Trouble=4.10 (year/case), MTBF

Table 3  
Results of evaluation on statistical reliability

	Failure	Trouble	Failure + Trouble	SMUD project
MTBF	26.34	4.10	3.55	1.2
MTTR	24.57	—	—	19
Failure rate	0.26	—	—	8.1
Operating rate	99.74	—	—	91.9

Note: SMUD project [4] ... SMUD'S PV Pioneer Project (USA). The reason why MTTR in a failure was 24.57[days/case] referred to include the site of inverter suspension period more than 120 days.

(Failure + Trouble) = 3.55 (year/case) and Failure of MTTR = 24.57 (days/case), (Failure rate = 0.26(%)).

Consequently the results in this case was compared to the result at SMUD project, the reliability of residential PV systems in Japan was better than SMUD project beside MTTR.

## 6. Conclusion

Hundred data measuring facilities of PV systems have been installed and data analyses have been executed at monitoring homes throughout Japan until the end of FY 2000.

New technologies on evaluation of residential PV systems were developed for customers, dealer and designer in case of introducing PV systems.

New version of a design manual was published as final results.

## Acknowledgements

This report introduces a part of results of “Research and Development of System Evaluation Technologies” which are carried out as a part of New Sunshine Project subsidized by NEDO.

Authors greatly appreciate NEDO (New Energy and Industrial technology Development Organization), NEF (New Energy foundation), NSS (New Sunshine Program Headquarters), and ETL (Electrotechnical Laboratory) for their supports in promoting the research and development.

## References

- [1] T. Yamada, H. Nakamura, T. Ohshiro, K. Sakuta, K. Kurokawa, Measurement and Analysis Program in Japanese Monitoring Program of Residential PV Systems, P2028-2031, WCPEC-2, Vienna, July, 1998.

- [2] K. Kurokawa, Evaluation and Measurement Technology of Photovoltaic Systems, P32-63, ETL, March, 1993.
- [3] K. Kurokawa, et al., Sophisticated Verification of Simple Monitored Data for Japanese Field Test Program, P1941-1946, WCPEC-2, Vienna, July, 1998.
- [4] B. Alexander, Maish, et al., Photovoltaic System Reliability, P1049-1054, IEEE, September, 1997.



# Dynamic evaluation of maximum power point tracking operation with PV array simulator

Hiroshi Matsukawa<sup>a,\*</sup>, Koukichi Koshiishi<sup>b</sup>, Hirotaka Koizumi<sup>b</sup>,  
Kosuke Kurokawa<sup>b</sup>, Masayasu Hamada<sup>c</sup>, Liu Bo<sup>c</sup>

<sup>a</sup> Resources Total System Co. Ltd., 5 Floor Kyoritsu Building, 2-3-11 Shinkawa Chuo-ku, Tokyo 140-0033, Japan

<sup>b</sup> Tokyo University of Agriculture and Technology, 2-24-16 Naka-cho, Koganei, Tokyo 184-8588, Japan

<sup>c</sup> Myway Labs Co., Ltd., 1-19-3 Shinyokohama, Kohoku-ku, Yokohama, Kanagawa 222-0033, Japan

## Abstract

This paper presents an innovative method to measure the dynamic control ability of maximum power point tracking for PV inverters under the condition of irradiance fluctuation. The PV array  $I$ - $V$  curve simulator is a kind of indoor testing facility and easy to be adopted by industries. Basic functions are given by a specially designed PV array  $I$ - $V$  curve simulator composed of the active power load. Most of the parameters are controllable by sophisticated software with capability of treating a lot of 1-s data for a very long period of time. In this paper, detailed structure of the equipment is described and test examples are also given by using a commercial PV inverter. © 2002 Elsevier Science B.V. All rights reserved.

**Keywords:** Photovoltaic system; Inverter; MPPT; Array simulator;  $I$ - $V$  curve; Irradiance

## 1. Introduction

It is effective for the test of PV inverter using PV array  $I$ - $V$  curve simulator which is able to reproduce variable conditions. Tokyo University of Agriculture and Technology (TUAT) and Myway Labs Co., Ltd. have developed a PV array  $I$ - $V$  curve simulator. The simulator is based on the active power load (APL) of Myway and software for  $I$ - $V$  curve simulation of TUAT. The basic functions of APL allow several modes such as constant voltage and/or current power supply, active load without power consumption. Another control loop was provided for allowing PV array  $I$ - $V$  curve mode. The definition of  $I$ - $V$  curve can be made through specially

\*Corresponding author. Tel.: +81-3-3551-6345; fax: +81-3-3553-8954.

E-mail address: matsukawa@rts-pv.com (H. Matsukawa).

developed program on a PC. Matsukawa et al. [1,2] have reported that the  $I-V$  curve can be simulated by using this program. So, irregular pattern caused by shading etc., can also be simulated. PV array structure is arranged freely. Furthermore, when an  $I-V$  curve data set is formed, irradiance fluctuation is easily treated. In this paper, detailed structure of the equipment is described. Then, results of tests are also introduced. Effectiveness of the dynamic evaluation of maximum power point tracking (MPPT) operation with this simulator has been cleared.

## 2. PV array $I-V$ curve simulator

A basic structure of PV array  $I-V$  curve simulator including APL [3] is shown in Fig. 1. The APL connected PC by optical fiber to RS-232C. At first, an  $I-V$  curve is generated on the PC. Then the data of the  $I-V$  curve is transmitted to APL. Following the data, the APL performs as a PV array simulator. While its operation, parameters of APL are transmitted to PC and monitored every 1 s. The  $I-V$ ,  $P-V$  characteristics, value of  $P_{\max}$  and output power are also indicated. Characteristics of the PV array  $I-V$  curve simulator are summarized as follows:

- Simulating irradiance every 1 s for 9-h operation.
- Preinstalled standard patterns of irradiance fluctuation (additional files are installed).

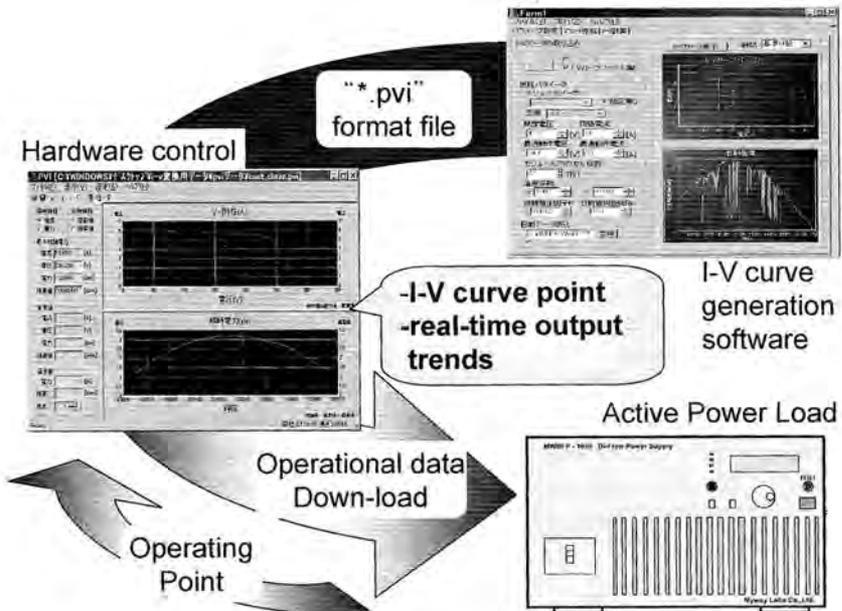


Fig. 1. Basic structure of PV array  $I-V$  curve simulator.

Table 1  
Specification of APL

	Heading	Specification
Utility side	Grid voltage (V)	$3\phi/200 \pm 10\%$
	Grid frequency (Hz)	50/60
	Power factor of power grid	Over 0.98
	Current harmonic distortion factor	THD $\leq 5\%$ , each $\leq 3\%$
	Rated capacity (kVA)	$\pm 10$
DC side	DC input/output voltage (V)	DC 1–400
	DC input/output current (A)	DC $0 \sim \pm 25$
	Input/output capacity	$\pm 7.5$ kW continuous (max. $\pm 10$ kW/10 min)
Other specification	Maximum efficiency	89% (powering/regenerative)
	Permissible temperature range ( $^{\circ}\text{C}$ )	0–40
	Permissible humidity range	10–80% RH
	Size (mm)	W430, D550, H305
	Weight (kg)	52

- Faithfully simulated output characteristics of PV array (parameters are set).
- Size, weight, and cost reduction.
- Operation by a PC with easy handling.
- Simulating an enough scale of PV array for a standard housing.
- Further utilization as constant voltage and/or current power supply.

Specification of this PV array  $I$ – $V$  curve simulator was shown in Table 1.

### 3. Tests of APL response time

The PV array  $I$ – $V$  curve simulator (APL) was tested using an experimental circuit model shown in Fig. 2.

#### 3.1. Tests for sudden irradiance fluctuation

Fig. 3 shows the output voltage and current waveforms observed by PV array  $I$ – $V$  curve simulator. In this test, irradiance was stepped down from 1.0 to 0.5 kW/m<sup>2</sup>. The load resistance was set to have  $P_{\max}$  at 0.5 kW/m<sup>2</sup> of irradiance. The measured response time in this test was approximately 25 ms.

#### 3.2. Tests for rapid load variation

Fig. 4 shows output voltage and current waveforms observed by the simulator in the test for rapid load variation from 1 k $\Omega$  to 100  $\Omega$  (a), and from 100  $\Omega$  to 1 k $\Omega$  (b). The measured response time was 16 and 25 ms, respectively.

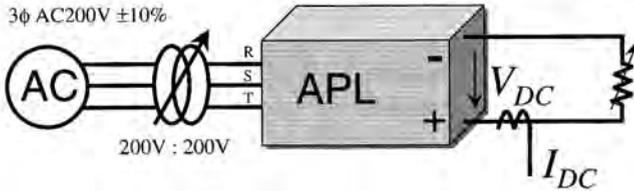


Fig. 2. Circuit model for measurement.

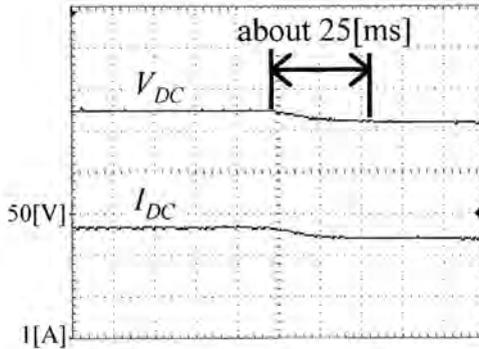


Fig. 3. Result of sudden irradiance fluctuation test.

#### 4. Tests of PV inverter for MPPT control with the simulator

##### 4.1. Default data of irradiance fluctuation

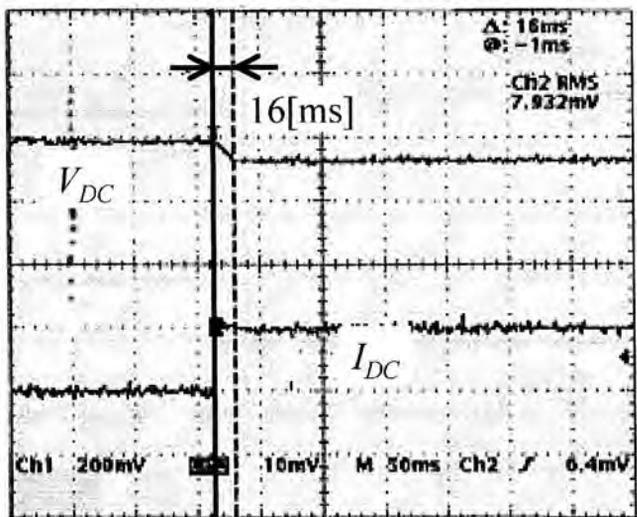
The commercial PV inverter was tested with the simulator for MPPT control. Fig. 5 shows the default data sets prepared for a typical clear sky pattern “Clear” and three kinds of fluctuating patterns, “Vary-1”, “Vary-2” and “Vary-3”. Table 2 shows proportion of the fluctuation for default irradiance patterns. These patterns can examine MPPT function of PV inverter very realistically. These are chosen from actual observation with 1 s sampling at Tsukuba around 4 years since 1996.

Relatively, irradiance fluctuation frequency is defined in the following equations. Maximum irradiance fluctuation rate means maximum value of irradiance fluctuation in a second and average irradiance fluctuation means the average value.

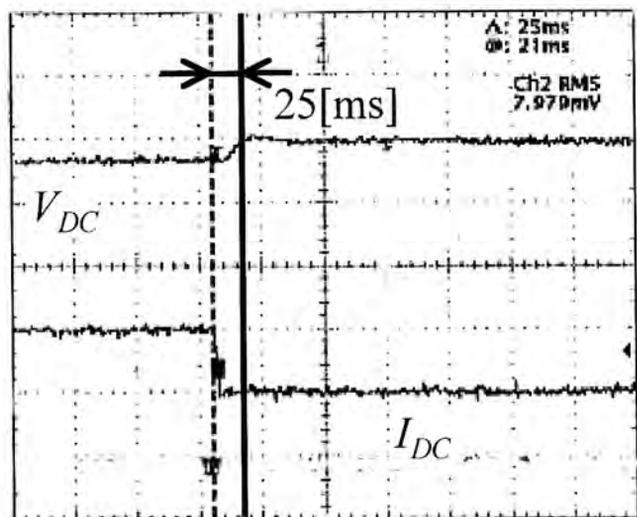
$$A_{VR} = \frac{\sum_{i=1}^N G_i}{N}, \quad (1)$$

$$F_i = \frac{G_i}{A_{VR}} - \frac{1}{2m+1} \sum_{i=-m}^m \frac{G_i}{A_{VR}}, \quad (2)$$

$$\sigma(F_i) = \sqrt{\frac{1}{N} \sum_{i=1}^N (F_i - \bar{F}_i)^2}, \quad (3)$$



(a)  $1\text{k}\Omega$  to  $100\ \Omega$



(b)  $100\ \Omega$  to  $1\text{k}\Omega$

Fig. 4. Result of rapid load variation test.

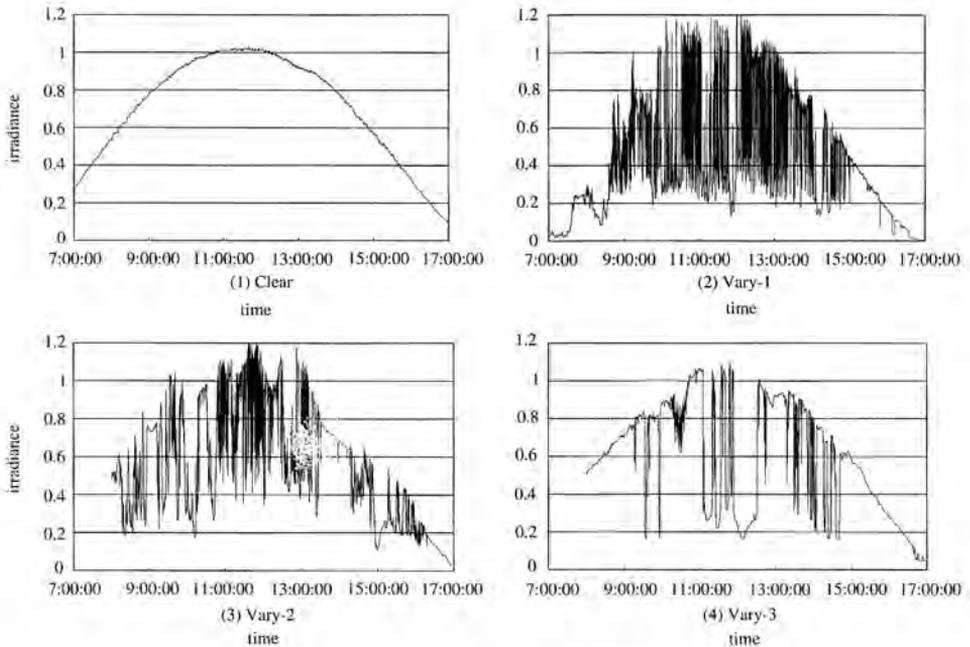


Fig. 5. Default irradiance patterns.

Table 2  
Proportion of fluctuation for default irradiance patterns

		Clear	Vary-1	Vary-2	Vary-3
Relatively irradiance fluctuation frequency (W/m <sup>2</sup> )	at 8 a.m.–4 p.m.	100	363	173	138
	at 11 a.m.–1 p.m.	100	397	182	169
Maximum irradiance fluctuation rate (W/m <sup>2</sup> /s)		10	681	249	220
Average irradiance fluctuation rate (W/m <sup>2</sup> /s) at 8 a.m.–4 p.m.		0.55	19.94	8.31	2.59
Daily amount of irradiance (Wh/day) at 8 a.m.–4 p.m.		6500	3930	4840	5150

where  $A_{VR}$  is the average of irradiance,  $G_i$  the irradiance and  $F_i$  the irradiance fluctuating factor.

We define a factor  $K_{PM}$  for evaluating the inverter's MPPT control capability

$$K_{PM} = \frac{\sum \text{PVArray Output Power}}{\sum P_{\max}} 100(\%) \quad (4)$$

#### 4.2. Calculation of array temperature variation

The resumption of array temperature usually requires many parameters and it is very difficult to simulate the temperature. However, we can easily calculate the temperature by the following equations:

$$T_{CR} = T_A + \Delta T, \quad (5)$$

$$\Delta T = (-6.036 + 0.274V + 0.071V^2) + H_{AE}(45.63 - 5.91V + 0.333V^2), \quad (6)$$

where  $T_{CR}$ ,  $T_A$ ,  $V$ , and  $H_{AE}$  are, respectively, array temperature, ambient temperature, wind velocity, and irradiance.  $T_A = 25^\circ\text{C}$  and  $V = 1.0\text{ m/s}$  are assumed. The developed simulator allows an operational mode of high-speed fluctuation of irradiance and corresponding temperature variation.

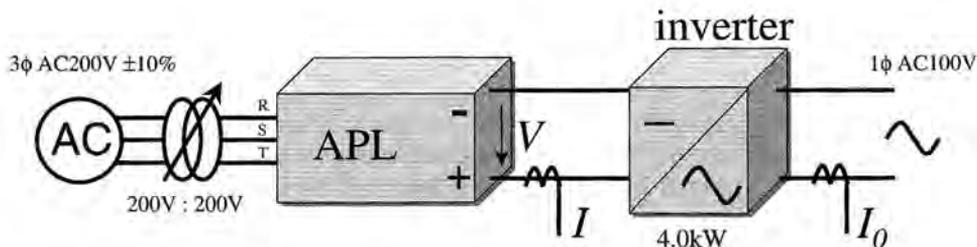


Fig. 6. Circuit model for measurement at interactive connected.

Table 3  
Specification and rating of the inverter used for the test

Rated capacity (kW)	4.0
Rated input voltage (V)	DC240
Rated AC output voltage (V)	AC202 ± 12
Rated frequency (Hz)	50/60
Power conversion efficiency	95% (max)
Output power factor at fundamental frequency	Over 95%
Current harmonic distortion	THD < 5%, Each < 3%
Permissible temperature range (°C)	-10–40
Permissible humidity range (%)	25–85
Inverter mode	Utility interactive operating: voltage stiff current control Independency operating: voltage stiff voltage control
Control method	Maximum power point tracking control leading reactive power control
Switching mode	PWM mode
Isolation mode	Transformerless mode (booster chopper mode)
Output mode	Single-phase two-wire system

4.3. Circuit model of the test for PV inverter's MPPT control

The commercial PV inverter was connected to APL, and the PV inverter was tested for MPPT control. Fig. 6 shows the experimental circuit model and Table 3 shows specification and rating of this PV inverter.

4.4. Experimental results

Using the irradiance data of array temperature, a commercial inverter has been tested. The results are shown in Fig. 7. The power  $P_{max}$  and voltage  $V_{Pmax}$  at  $P_{max}$

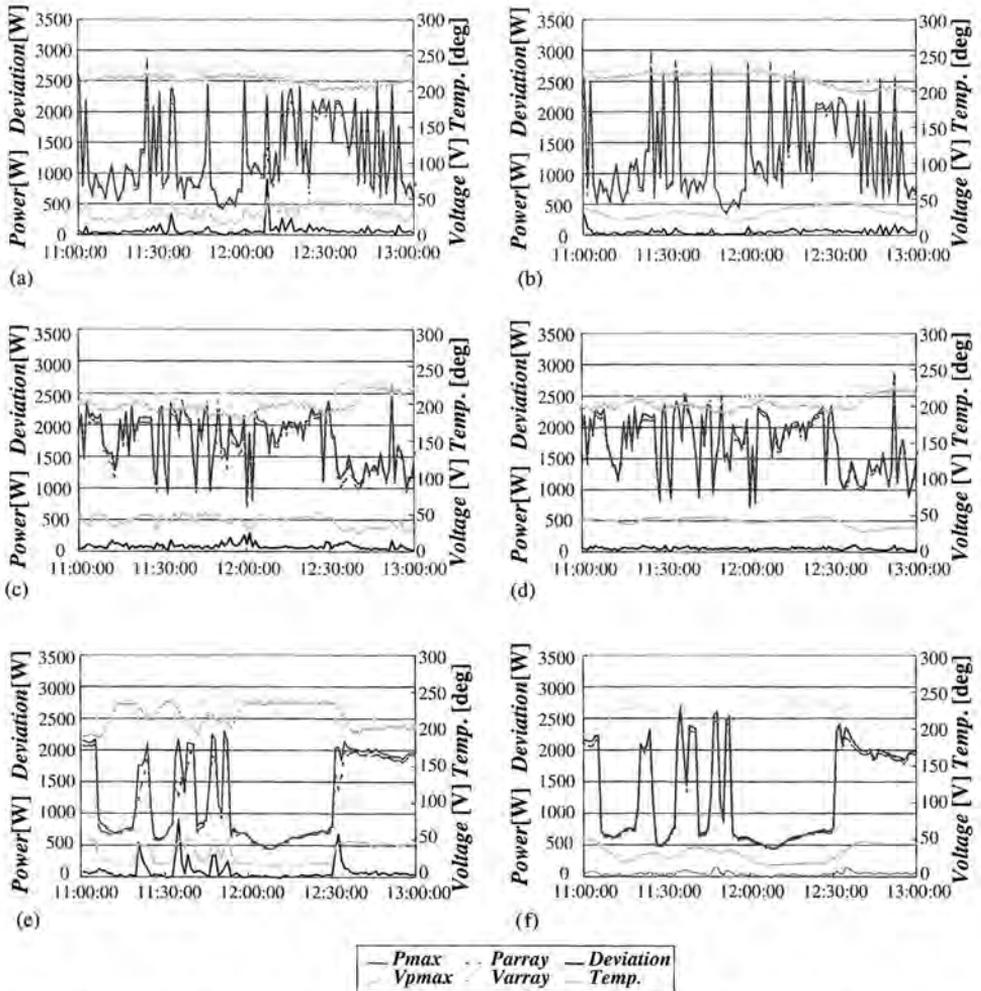


Fig. 7. Measured and calculated parameters of the tests as functions of time. For the irradiance data: (a) and (b) Vary-1 with 1 and 10 min, (c) and (d) Vary-2 with 1 and 10 min and (e) and (f) Vary-3 with 1 and 10 min.

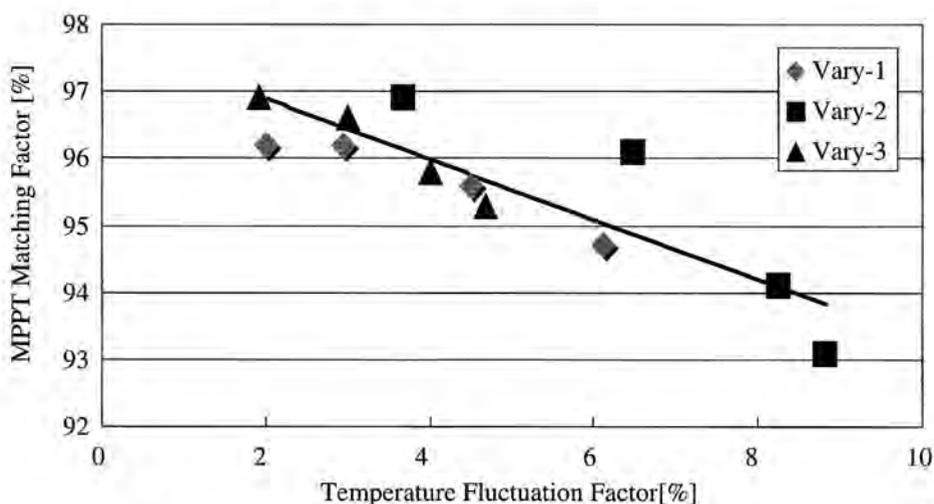


Fig. 8. An example of array temperature fluctuation effects on MPPT.

point, the output power  $P_{\text{array}}$  and voltage  $V_{\text{array}}$  of PV array, deviation of  $P_{\text{array}}$  from  $P_{\text{max}}$ , and temperature are shown as functions of time for the irradiance data, Vary-1, Vary-2, and Vary-3. For each case, two sets of data are shown by moving average of irradiance data with 1 and 10 min averaging spans. All the data are stored in the monitoring PC. From the results of these tests, using Eq. (4),  $K_{\text{PM}}$  for evaluating the inverter's MPPT control capability of the inverter is calculated and is shown in Fig. 8. Transient control mismatch can be clearly observed by the PV array  $I$ - $V$  curve simulator. These results show that MPPT control capability decreases as irradiance of temperature increases.

## 5. Conclusions

The detailed structure of the PV array  $I$ - $V$  curve simulator including APL has been described. The results of tests have been shown. The dynamic evaluation of MPPT operation has become possible by means of using this simulator. That is very effective for testing commercial inverters with MPPT control function.

## References

- [1] H. Matsukawa, M. Shioya, T. Yamada, T. Sugiura, K. Kurokawa, Investigation of photovoltaic array simulation method for architecture, Proceedings of the JSES/JWEA Joint Conference'99, November 1999, pp. 57–60 (in Japanese).

- [2] H. Matsukawa, M. Shioya, K. Kurokawa, Study on simple assessment method of BIPV power generation for architects, Proceedings of the 28th IEEE PVSC-2000, September 2000, pp. 1648–1651.
- [3] K. Koshiishi, H. Matsukawa, K. Kurokawa, M. Hamada, Liu bo, Evaluation of maximum power point tracking operation with PV array  $I$ - $V$  curve simulator, National convention record IEEJ, March 2001, p. 3042 (in Japanese).

## PV System Integrated Evaluation Software

Paulo Sergio Pimentel\* Hiroshi Matsukawa\*\* Takashi Oozeki\* Toshiyuki Tomori\* Kosuke Kurokawa\*

\*Tokyo University of Agriculture and Technology (TUAT)  
2-24-16 Naka-cho, Koganei, Tokyo, 184-8588 Japan

\*\*Resources Total System Co., Ltd.  
2-3-11 Shinkawa, Chuo-ku, Tokyo, 104-0033 Japan

### ABSTRACT

This paper presents the features of the PV system integrated evaluation software (PVI) developed by Kosuke Kurokawa Lab. team at Tokyo University of Agriculture and Technology (TUAT). PVI was created to assist in the design of grid-connected PV system applications, and mainly consists of a basic design tool and optional tools. The basic design tool is used to determine the PV system annual output energy and system losses percentage based on a detailed parametric analysis on an hourly basis. The optional tools are used for PV applications under complex conditions, including a shading evaluation tool from fish-eye lens pictures for systems facing shading problems, array simulation tool for systems with arrays installed due to different orientations or technologies, and interface to Sophisticated Verification (SV) method statistical data. The last one allows the user to feedback existing systems performance and loss pattern information to new PV system design projects. Future developments involve validation of the outputs against measured values from actual worldwide systems.

### BACKGROUND

The popularization of PV systems has led to the development of tools to estimate the output energy characteristics of new systems, and models based on parametric analysis have been widely used for this purpose, especially because of its simplicity. However, according to the complexity of PV system's characteristics, and the increasing of arrays facing shading problems and various installation modes, a detailed and integrated analysis of the design parameters involved in the analysis is necessary. Therefore, there is a need to develop computerized tools able to determine the potential energy

output characteristics and operating performance of PV systems under such complex conditions.

### PVI SOFTWARE FEATURES

#### Software General Features

The PV system integrated evaluation software is a unique tool developed by Kosuke Kurokawa Lab. team at Tokyo University of Agriculture and Technology (TUAT) to assist in the design of grid-connected PV system applications. The software mainly consists of a basic design tool and optional tools, representing the laboratory know-how on evaluation and design of PV systems. Basic design tool allows the user to determine system output energy and system losses percentage based on a detailed parametric analysis [1]. PVI also provides the user optional tools for PV applications under complex conditions, such as shading problems, and arrays installed due to different orientations or technologies. Optional tools include one to determine shading correction factor from fisheye lens pictures [2], array simulation tool [3], and interface to statistical data from Sophisticated Verification Method [4]. PVI also have the following features:

- It is a Windows Multiple Document Interface (MDI) that permits the use of six projects at once, making possible the comparison between different installation modes, weather conditions and electrical configurations
- Covers wide range of geographical areas all over the world. Japanese MEteorological Test data for PhotoVoltaic system (METPV), and the worldwide Meteonorm V4.0 hourly weather data can be imported to PVI. User actual data also can be used in PVI simulations

- Includes models to determine cell temperature, and in-plane radiation onto fixed and tracking (1 or 2 axis) arrays
- Includes approximate curves for important parameters such as inverter efficiency and incident angle dependence, allowing the user to adjust the expression parameters
- Report function is available to preview, save, and print the analysis results
- SV Method Database table with sorting function is available to give the user a feedback of existing PV system loss parameters characteristics to new PVI projects
- Includes a PV module database to determine arrays I-V curve used in the array simulation tool
- Includes help function
- Japanese and English versions are available

In this paper, an example system in China is used to illustrate the software use.

### Basic Design Tool

The basic design tool is the core of PVI software. Grid-connected system annual output energy and loss pattern can be determined from few input parameters, by using a detailed parametric analysis. Important design parameters, such as temperature correction coefficient, and shading correction factor are calculated in an hourly basis. Inverter efficiency (see Fig.1), and incident angle dependence are calculated from approximate curves, and the expression parameters can be adjusted to fit the user needs.

For systems under complex conditions, detailed values for the parameters involved in the analysis can be integrated to the basic design tool by using the optional tools. For example, shading loss data can be acquired from the shading analysis tool, and other system parameters can be acquired from SV Method database.

Annual system yield simulation result for a site in China is shown in Fig.2. System performance and loss pattern for the same system is shown in Fig.3. Hourly data from Meteororm V4.0 was used in the analysis.

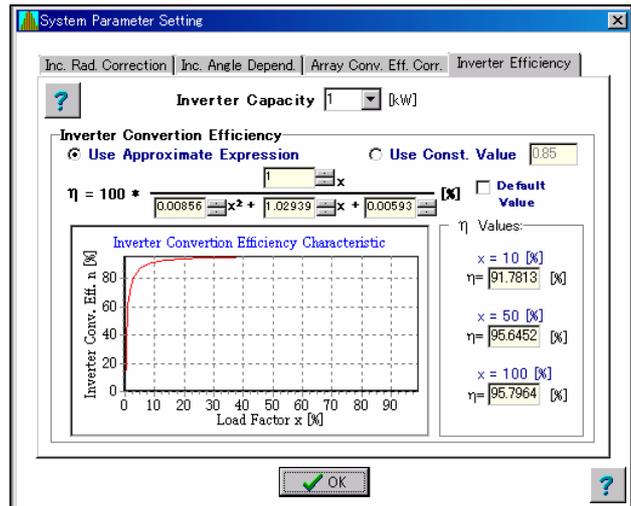


Fig.1. System parameter setting (inverter conversion efficiency).

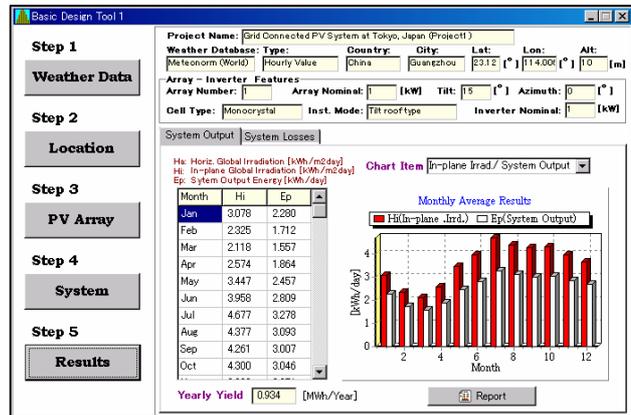


Fig.2. Basic design tool results for a site in China (annual output energy against in-plane irradiation).

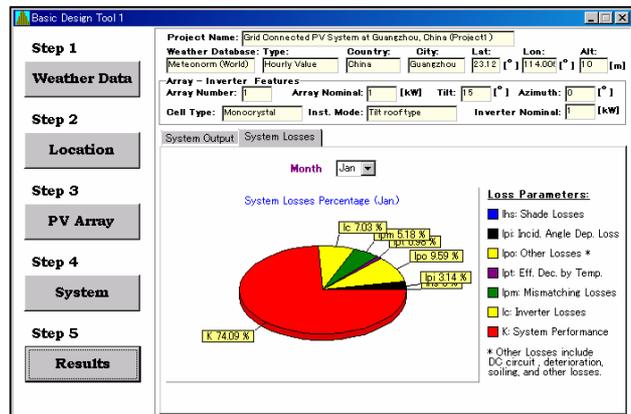


Fig.3. Basic design tool results for a site in China (monthly system performance and system loss pattern).

## Optional Tools

### - Array shading evaluation tool using fisheye lens pictures:

A detailed analysis for PV systems facing shading problems can be performed by using the array shading evaluation tool from fisheye lens pictures (see Fig.4). The shading correction factor is calculated from on-site pictures, giving an important feedback of the system shading losses. The shading factor derived from the shading coverage area is integrated to the parametric analysis, giving accurate and realistic estimates of system output energy. The yearly shading losses analysis for the system in China is shown in Fig.5.



Fig.4. Image of the shading analysis tool.

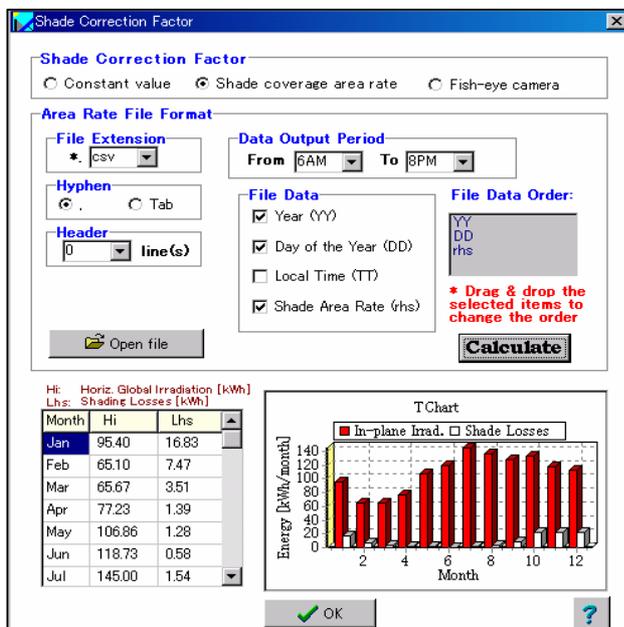


Fig.5. Shading analysis results for a site in China (monthly shading losses against in-plane irradiation).

### - Array simulation tool:

Array simulation tool is used for systems with modules of different technologies, installed due to different orientations, or having partial shadowing problems.

Here, a detailed data setting is required. After determining the module I-V curve (see Fig.6) from the PVI modules database, the user set the array orientation and wiring configuration data for until four arrays (if the arrays are connected in series or parallel, and if they include bypass, blocking diodes or not). The analysis is based on simplified I-V curve interpolation considering the characteristics of each module in the array.

Excellent results for this simulation method have been already confirmed [3]. Fig.7 shows the results of annual yield for a PV system in Tokyo containing two modules connected in parallel, and facing different orientations.

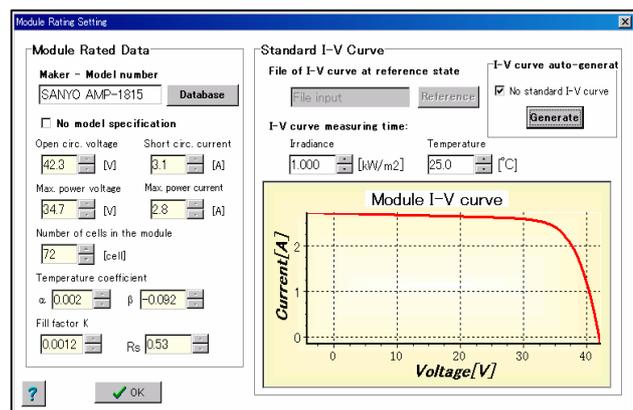


Fig.6. Module I-V curve determined from PV module database values.

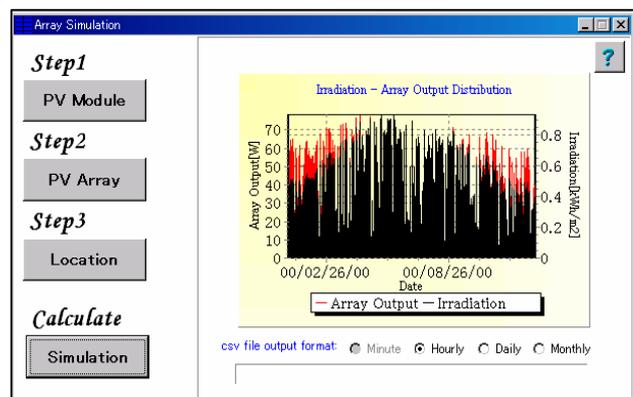


Fig.7. Array simulation result for a site in Tokyo (annual energy output).

## - Sophisticated Verification (SV) Method feedback:

The SV Method, which was also developed in this laboratory, is a simple evaluation method to identify eight kinds of system loss rates by using the existing system basic information: latitude, longitude, rated system power, etc. and simple four monitored data: in-plane irradiation, array output energy, system output energy, and module temperature.

The results obtained from SV method evaluation can be grouped considering regional aspects, makers, and so on, providing the PVI user an important feedback of the existing PV system loss parameters characteristics to the design of new systems.

Fig. 4 shows the PVI interface for SV Method statistical data from 1995 to 2000 for sites in Japan.

Mod Type	Mod Technol	K	Khs	Kpi	Kpo	Kpt	Kpa	Kpm	Kcs	Kc
KC120S	Polycrystal	0.75	0.98	0.97	0.98	0.91	0.99	0.94	1.00	0.1
LA721G108	Polycrystal	0.75	0.98	0.96	0.98	0.91	1.00	0.95	0.99	0.1
KC120S	Polycrystal	0.75	0.98	0.97	0.99	0.91	1.00	0.94	0.99	0.1
CCP-A836	Monocrystal	0.75	0.97	0.96	1.00	0.92	0.94	0.88	0.99	0.1
LA961K51S	Polycrystal	0.75	0.98	0.97	0.99	0.95	0.98	0.95	1.00	0.1
LA961K51S	Polycrystal	0.75	0.98	0.97	0.99	0.98	0.97	0.92	0.99	0.1
LA721G108	Polycrystal	0.76	0.98	0.98	0.98	0.90	1.00	0.94	0.99	0.1
LA721G102	Polycrystal	0.76	0.99	0.97	1.00	0.91	1.00	0.95	0.99	0.1
CCP-A836	Monocrystal	0.76	0.99	0.97	0.93	0.91	1.00	0.95	0.99	0.1
GT148/TN	Monocrystal	0.76	0.99	0.97	1.00	0.94	0.98	0.95	1.00	0.1
GL144N	Monocrystal	0.76	0.97	0.97	0.99	0.95	0.99	0.95	1.00	0.1
LA721CT10	Polycrystal	0.76	0.99	0.97	1.00	0.89	1.00	0.96	0.98	0.1
NT101DN	Monocrystal	0.76	0.98	0.98	0.96	0.95	0.98	0.93	0.97	0.1
H5510	Monocrystal	0.77	0.97	0.97	1.00	0.97	1.00	0.83	0.99	0.1
GL144N	Monocrystal	0.77	0.98	0.97	1.00	0.94	1.00	0.92	0.98	0.1

Fig.8. SV Method statistical data table.

Design parameters which can be acquired from SV Method:

$K$ : System performance ratio

$K_{HS}$ : Shading correction factor

$K_{PI}$ : Incident-angle-dependent correction factor

$K_{PO}$ : Other losses factor (include deterioration, and soiling on module surface)

$K_{PT}$ : Temperature correction factor (efficiency decrease by temperature)

$K_{PA}$ : Array circuit correction factor (array circuit losses)

$K_{PM}$ : Load mismatch correction factor

$K_{CS}$ : Inverter stand-by correction factor

$K_C$ : Inverter correction factor

## RESULTS AND FUTURE TASKS

The main structure of the PV System Integrated Software described in this paper is completed, and future developments of this project involve the validation of output results against measured values from actual worldwide systems.

## ACKNOWLEDGMENT

The authors wish to thank Mr. K. Otani, National Institute of Advanced Industrial Science and Technology (AIST), for his valuable insights, technical skills, and assistance.

## REFERENCES

- [1] T. Sugiura, T. Yamada, H. Nakamura, M. Umeya, K. Sakuta, and K. Kurokawa, "Measurements, Analysis and Evaluation of Residential PV Systems By Japanese Monitoring Program", *12<sup>th</sup> International PVSEC*, Jeju, Korea, 2001, p.771
- [2] T. Tomori, K. Otani, K. Sakuta, and K. Kurokawa, "On-Site BIPV Array Shading Evaluation Tool Using Stereo-Fisheye Photographs", *28<sup>th</sup> IEEE Photovoltaic Specialists Conference*, 2000, Anchorage, AK, p.1599
- [3] H. Matsukawa, M. Shioya, K. Kurokawa, "Study on Simple Assessment Method of BIPV Power Generation for Architects", *28<sup>th</sup> IEEE Photovoltaic Specialists Conference*, 2000, Anchorage, AK, p.1648
- [4] T. Oozeki, T. Izawa, K. Otani, and K. Kurokawa, "The Evaluation Method of PV Systems", *12<sup>th</sup> International PVSEC*, Jeju, Korea, 2001, p.741

## PERFORMANCE ANALYSIS OF PORTABLE PHOTOVOLTAIC POWER GENERATION SYSTEMS BASED ON MEASURED DATA IN MONGOLIA

Amarbayar Adiyabat \*, Kosuke Kurokawa \*

\* Tokyo University of Agriculture and Technology  
Naka-cho 2-24-16, Koganei, Tokyo 184-8588 Japan  
Tel: +81-423-88-7445 Fax: +81-423-85-6729  
E-Mail: amar@cc.tuat.ac.jp

### ABSTRACT

The New Energy and Industrial Technology Development Organization (NEDO) of Japan has performed demonstrative research on movable type photovoltaic (PV) power generation systems from 1992 to 1996 in Mongolia. The main purpose of this project was to improve compactness, portability, and reliability of portable PV systems including peripheral equipment such as batteries and inverters, by using the portable PV system for nomadic life of people living in the nomadic society.

This paper describes the performance analysis of PV systems based on measured operation data from NEDO project systems. We have performed experiments using a sample system and DC current circuit resistance, inverter efficiency curve, and the whole system losses will be clarified. Since humidity is very low in Mongolia, the electrolyte of the batteries decreased very much due to evaporation. Also taking into account the effects of gassing, a result of the oscillation of the charge controller which serves as an over charge protection, lowers the batteries lifetime.

KEYWORDS : Portable PV system – 1: Performance – 2:

### 1. INTRODUCTION

In Mongolia, about 33% of its total population, that is, 808,500 people are engaged in agriculture or stock-farming, and most of them are nomads living in traditional movable tents called "GER". They move 4 to 5 times a year together with their livestock in search for pasture. They do not have any access to electricity. Providing them by stable power supply will play a key role in maintaining the basic social services for these people living in rural areas of Mongolia. It will greatly affect the education of rural people when they have access to modern information technology through use of radio, TV.

The New Energy and Industrial Technology Development Organization (NEDO) of Japan has performed demonstrative research on movable type photovoltaic (PV) power generation systems from 1992 to 1996 in Mongolia. The main purpose of this project was to im-

prove compactness, portability, and reliability of portable PV systems including peripheral equipment such as batteries and inverters, by using the portable PV system for nomadic life of people living in the nomadic society [1].

This paper describes the performance analysis of PV systems based on measured operation data from NEDO project systems. We have performed experiments using a sample system and DC current circuit resistance, charge/discharge efficiency, inverter efficiency curve, and the whole system losses will be clarified.

### 2. SYSTEM CONFIGURATION

The system consists of a PV unit, control unit, and battery unit (see Fig. 1) hooked up by connectors. The PV unit consists of a panel block and leg block. The control unit consists of a charge controller, inverter, and data logger. The PV output (rated 204W) is stored in the batteries via the charge controller and output as 220V AC power by the inverter (Table 1). For easy replacement, the storage batteries used were automotive lead-acid batteries available in Mongolia.

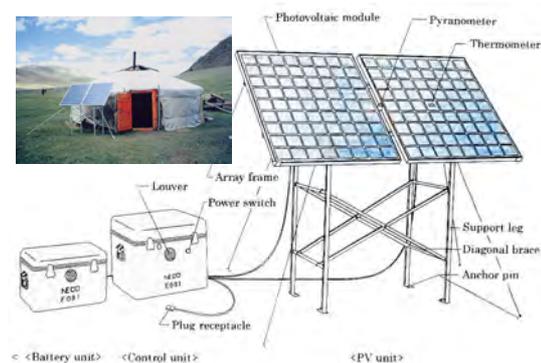


Fig.1: Overall appearance of the system.

Two batteries of 12V, 70Ah (100Ah for the 1992's system) were used in series. Radio, television, incandescent electric lamp and fluorescent light were used as load of about 280Wh consumption per day.

Table 1. System Specifications

		1992's System	1993's System	1994's System	
PV Unit	Array Rated Power	204W (51W x 4)	204W (102W x 2)		
	Structure	Panels	Angle Variable	Two-split table	
		Array angle	30°, 45°, 60°	45°	
	Legs	Built-in type			
	Frame material	Array frames, support legs: Aluminum Braces: Stainless steel			
	Assembled dimensions (mm)	L1832xD800xH2070	L1786xD700xH1700	L1786xD700xH1701	
	Weight	Panels	26.6 kg	13.5 kg x 2	13.1 kg x 3
Legs		11.3 kg	6.5 kg	5.7 kg	
Total weight		40.9 kg	33.5 kg	31.9 kg	
Control Unit	Input Voltage	DC 24V			
	Output Voltage	AC 220V 50Hz			
	Output Capacity	300VA			
	Dimensions (mm)	L476xD426xH555	L470xD420xH465		
	Weight	43.0 kg	41.7 kg	35.6 kg	
	Functions	Overcharge/overdischarge prevention, Overcurrent/Overvoltage protection, and timer			
Battery Unit	Storage battery	Type	Lead-Acid battery for car		
		Voltage	24V ( 12V x 2 in series )		
	Capacity	100Ah	70Ah		
	Dimensions (mm)	L476xD426xH555	L415xD315xH320		
	Weight	65 kg	40.1kg		
Total weight	148.9 kg	115.3 kg	107.6 kg		

The 200 systems were installed from fiscal year 1992 to 1994. 100 sets of initial systems were installed in the area centering Harhorin in Uvurhangai aimag, and 50 sets of 2nd, 3rd systems each were installed in the area around Undur-Ulaan in Arhangai aimag in 1993 and the southern district of Uvurhangai aimag in 1994.

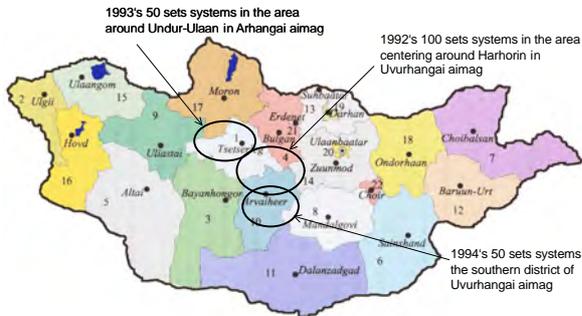


Fig.2 Installation areas of Portable PV systems.

The operation data have been measured every 10 minutes (initial systems) and 20 minutes (2nd and 3rd systems) and stored in the data loggers.

Measurement items were as follows: incident global irradiance in array-plane, cell temperature, array output current, battery voltage, inverter output power, unit internal temperature, DC output current (3rd systems), vibrations (partly) (Fig. 3). It was reported that data collecting was very problematic, because the systems were installed over a wide range, many systems installed in total,

their installation sites (Gers) moved due to the nomadic lifestyle, and traffic services were poor [1].

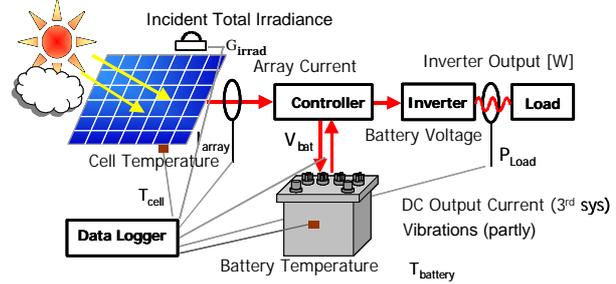


Fig. 3: Measurement Items and Points.

### 3. ANALYSIS METHOD

First, raw data was checked and correctable noise was filtered. Continuous operation data for two weeks or more was analyzed. Fig. 4 shows the performance ratio and the various losses [in %] of the away output at STC per month. Gain part includes system performance ratio and PV efficiency increase by temperature fall. In the following sections we describe the method in detail. Battery losses are difficult to determine. The value obtained by the deduction of the load consumption, inverter loss and DC circuit resistance loss from array input energy was defined as storage battery loss.

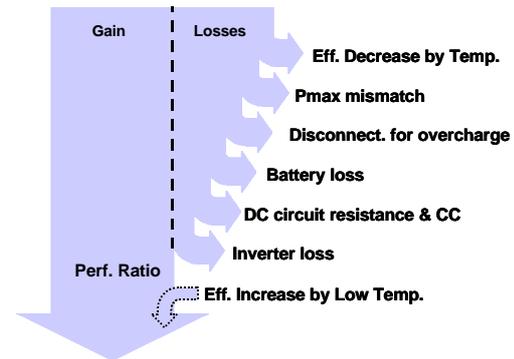


Fig.4: Breakdown of gain and losses

#### 3.1 System performance indices

All system performance data have been evaluated in terms of operational performance and reliability. The evaluation procedures are based on the IEC Standard 61724 [2].

$$Y_r = H_A / G_S \quad (1) \quad Y_A = E_{A,d} / P_{max} \quad (2)$$

$$Y_f = E_{load,d} / P_{max} \quad (3) \quad K = Y_f / Y_r \quad (4)$$

The reference yield  $Y_r$  is based on the in-plane irradiation and represents the theoretically available energy per day and  $kW_p$ . The array yield  $Y_A$  is the daily array energy output per  $kW$  and represents the number of hours per day that the array would need to operate at its rated output power  $P_{max}$  to contribute the same daily array energy to the system as was monitored. The final yield  $Y_f$  is the energy delivered to the load per day and  $kW_p$ . This

yield presents the number of hours per day that the array would need to operate at its rated power  $P_{max}$  to equal its contribution to the load. The performance ratio  $K$  is the ratio of PV energy actually used to the energy theoretically available (i.e.  $Y_f/Y_t$ ). It is independent of location and system size and indicates the overall losses on the array's rated output due to module temperature, incomplete utilization of irradiance and system component inefficiencies or failures [3].

### 3.2 PV array simulation

Array simulation model was used to calculate the array output degradation due to temperature change and  $P_{max}$  mismatch. The array output can be computed using the fundamental equation (5) of the equivalent circuit.

$$I = I_{ph} - I_0 \left[ \exp \left\{ q \left( \frac{V + R_s I}{nkT_c} \right) \right\} - 1 \right] - \frac{V + R_s I}{R_{sh}} \quad (5)$$

Where,  $I$  is current of PV cell,  $I_{ph}$  is generating current,  $I_0$  is diode saturation current,  $q$  is charge of electron,  $V$  is cell voltage,  $R_s$  is series resistance,  $R_{sh}$  is parallel resistance,  $n$  is diode constant,  $k$  is Boltzmann constant,  $T_c$  is PV cell temperature. The diode constant  $n$  is assumed to be 1.2.

The I-V characteristics is largely influenced by the cell temperature. The following approximation equation for each term were derived experimentally by STC.

The operation voltage of the PV array is uniquely decided in such a composition depending on the state of charge (SOC) [4].

$$I_{ph} = I_{ph0} \left\{ 1 + 7.9736 \times 10^{-4} \cdot (T_c - 25) \right\} \times [0.94G_A + 0.06[1 - \exp(-8G_A)]] \quad (6)$$

$$I_0 = I_{00} \cdot \exp[0.14132(T_c - 25)] \quad (7)$$

$$R_s = R_{s0} \left\{ 1 + 3.4158 \times 10^{-3} \cdot (T_c - 25) + 2.5324 \times 10^{-5} \cdot (T_c - 25)^2 \right\} \quad (8)$$

$$R_{sh} = \frac{R_{sh0}}{1 + 4.449 \times 10^{-2} \cdot (T_c - 25) + 8.0575 \times 10^{-4} \cdot (T_c - 25)^2} \quad (9)$$

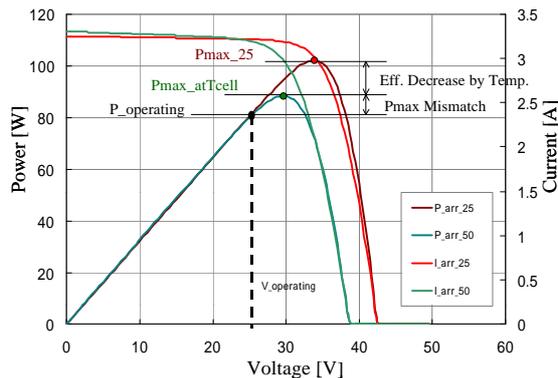


Fig. 5: I-V curves of modeled array.

As shown in Fig. 5, the losses due to increase in temperature and  $P_{max}$  mismatch were computed from the simulated results taken at 25 degrees and at measured cell temperature. The loss due to array disconnection from a full charged storage battery was also calculated.

### 3.3 Inverter efficiency curve

Recently we have performed experiments sample system and DC current circuit resistance, inverter efficiency curve (Fig. 6). Using the curve-fitted data and measured real load, the inverter and DC circuit resistance losses were calculated. The ratings capacity is 300W.

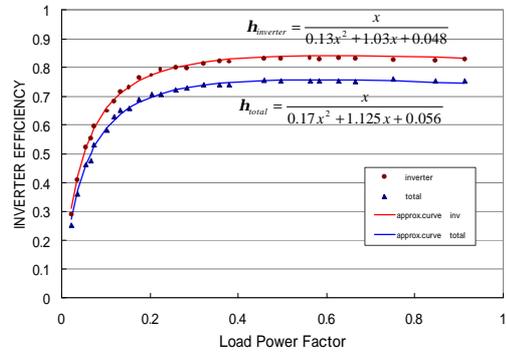


Fig. 6 Inverter efficiency vs load power factor

## 4. RESULTS

The results may be summarized as follows: degradation was not observed with the pyranometer and the efficiency of array. Yearly average in-plane irradiance of older systems was 4.88 kWh/m<sup>2</sup> per day and newer systems was 4.71 kWh/m<sup>2</sup> per day. In spite of decrease in the monthly average energy demand, the monthly average energy output of the array increased every year (see Fig. 7).

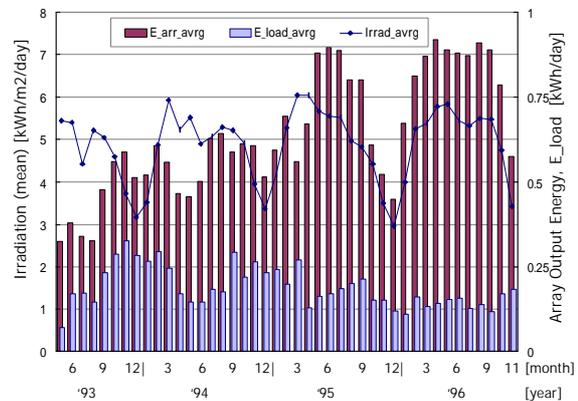


Fig.7: Initial systems monthly average values of Irradiation, Array and Inverter output energy.

As shown in Fig.8, the performance ratio distribution concentrated on 0.24 for 37 sites. Fig. 9 shows the breakdown of the gain and the losses for the A019 system in the 1994 fiscal year. The energy consumption is high in winter, and since there is little irradiation, disconnection loss is low. However, this loss is increasing during summertime.

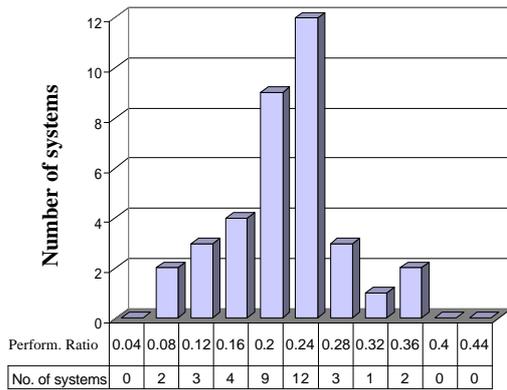


Fig.8: Distribution of annual performance ratios

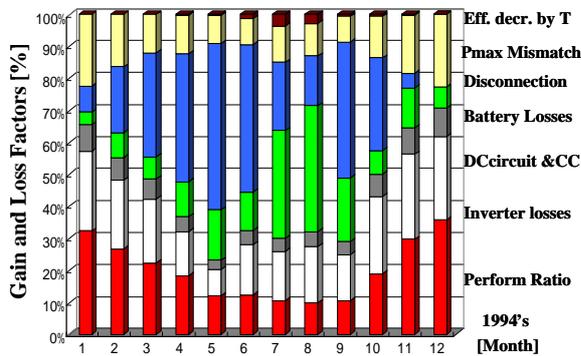


Fig.9: Monthly average performance ratio and losses for A019 systems output energy.

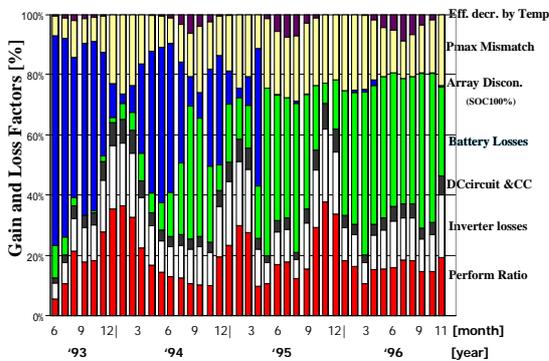


Fig.10: Monthly average performance ratio and losses for 37 sites output energy.

### CONCLUSIONS

The following became clear after the investigation on many functional failures of the batteries and the increase in battery loss, and high load mismatch losses.

Since humidity is very low in Mongolia, the electrolyte of the batteries decreased very much due to evaporation. Also taking into account the effects of gassing, a result of the oscillation of the charge controller which serves as an over charge protection, lowers the batteries

lifetime (Fig.10). Therefore, it is necessary to fill up electrolysis liquid periodically.

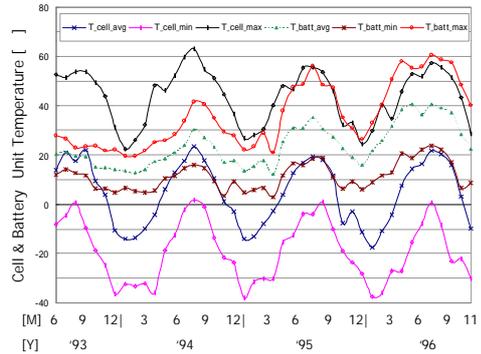


Fig.11: Monthly average values of cells and battery unit temperatures.

Storage battery temperature is maintained above 10 degrees under -20 degrees of outside temperature, and it turns out that there is no influence of temperature in the lifetime of a storage battery (Fig.11).

In summary, from this analysis and evaluation, the authors clarified the general weather conditions and important points that should be considered about PV system designing in Mongolia.

### ACKNOWLEDGEMENT

This study is in the line with activities of the Demonstrative Research Program conducted by NEDO. The authors appreciate the people in the program for their heartfelt support.

### REFERENCES

- [1] NEDO; The New Energy and Industrial Technology Development Organization of Japan, "Demonstrative Research of Movable Type Photovoltaic Power Generation System" Overall Research Report, Kyocera Corporation, March 1997
- [2] IEC; The International Electrotechnical Commission, "Photovoltaic system performance monitoring Guidelines for measurement, data exchange and analysis", IEC 61724, 1998
- [3] U. Jahn, D. Mayer, M. Heidenreich and etc. "International Energy Agency PVPS Task 2: Analysis of the operational performance of the IEA Database PV systems", 16th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition, Glasgow, United Kingdom, May 2000
- [4] NEDO; The New Energy and Industrial Technology Development Organization of Japan, "Research and Development of the PV System Evaluation Technology" Overall Research Report, JQA, 2001
- [5] N. Enebish The National Photovoltaic Program "100,000 Solar House (GER) in Mongolia, 28th IEEE Photovoltaic Specialists Conference, September 15-22, 2000

## A COST ANALYSIS OF VERY LARGE SCALE PV (VLS-PV) SYSTEM ON THE WORLD DESERTS

Kosuke Kurokawa<sup>1</sup>, Kazuhiko Kato<sup>2</sup>, Masakazu Ito<sup>1</sup>, Keiichi Komoto<sup>3</sup>, Tetsuo Kichimi<sup>4</sup>, Hiroyuki Sugihara<sup>5</sup>

<sup>1</sup> Tokyo University of Agriculture and Technology (TUAT),  
2-24-16 Naka-cho, Koganei, Tokyo, 184-8588, Japan

<sup>2</sup> New Energy and Industrial Technology Development Organization (NEDO),  
3-1-1 Higashi-Ikebukuro, Toshima-ku, Tokyo, 170-6028, Japan

<sup>3</sup> Fuji Research Institute Corp. (FRIC), 2-3 Nishiki-cho, Kanda, Chiyoda-ku, Tokyo, Japan

<sup>4</sup> Resources Total System (RTS), Shinkawa, Chuo-ku, Tokyo, 104-0033, Japan

<sup>5</sup> Kandenko Co. Ltd., Chiyoda-machi, Niihari, Ibaraki, 315-0052, Japan

### ABSTRACT

To preserve the Earth, a 100MW very large-scale photovoltaic power generation (VLS-PV) system is estimated assuming that it is installed on the world deserts, which are Sahara, Negev, Thar, Sonora, Great Sandy and Gobi desert. These deserts are good for installing the system because of its big irradiation and large land area. PV array is dimensioned in detail in terms of array layout, support, foundation, wiring and so on. Then generation cost of the system is estimated based on the methodology of Life-Cycle Cost (LCC). As a result of the estimation, the generation cost is calculated as 5.3 cent/kWh on Sahara desert, 6.4 cent/kWh on Gobi desert assuming PV module price of \$1.0/W, system lifetime of 30 years and interest rate of 3%. These results suggest that VLS-PV systems are economically feasible on sufficient irradiation site even if existing PV system technologies are applied, when PV module price will decrease to a level of \$1.0/W.

### INTRODUCTION

In these years, the world economic growth and population increase need more energy, especially in developing countries. If world energy demands continue to increase, the primary energy source will be exhausted in the this century. In addition, this issue causes a variety of serious environmental issues such as the global warming, acid rain and so on. Renewable energies are expected to resolve both the energy and the environmental issues and solar energy is one of promising renewables. Although the solar energy is of low density by nature, it has a large potential assuming that world deserts can be utilized. Therefore the authors have been investigating a very large-scale photovoltaic power generation (VLS-PV) system on desert. Even the Gobi desert that locates on high latitude has higher irradiation (4.7kWh/m<sup>2</sup>/d) than

Tokyo (3.5kWh/m<sup>2</sup>/d). Furthermore, Sahara desert has more irradiation as 7.4kWh/m<sup>2</sup>/d. Theoretically, PV systems installed on the Gobi desert with 50% space factor, has potential to generate energy as much as the recent world energy supply (361EJ in 1997).

The purpose of this study is to design the VLS-PV System on major world deserts which are shown in Fig.1 and to investigate its feasibility from an economic viewpoint.

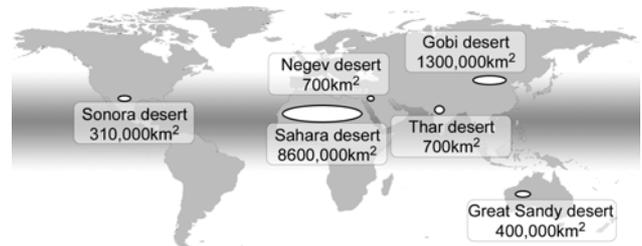


Fig.1 Selected world deserts location and extent

### METHODOLOGY OF EVALUATION

To evaluate the potential of VLS-PV system in detail, generation cost of VLS-PV system was estimated in consideration of a methodology of "Life-Cycle Cost (LCC)", that is, manufacture and transportation of system components, system construction, and operation.

### MAJOR ASSUMPTIONS

It is considered in this study that a 100MW VLS-PV system is installed on the world deserts. The VLS-PV system is designed based on the following assumptions.

- (1) Both Irradiation and ambient temperature data referred from World Irradiation Data Book<sup>[1]</sup> used for system designs, as shown in Table 1. If it has no

in-plain irradiation data on the installation sites, it is estimated by using methods which are distribution of direct, diffuse and total solar radiation, and estimation for tilted surface.

- (2) The VLS-PV system is to be installed in a gravel desert which consists of small rocks. Sand problem is seems to be small.
- (3) Total capacity is about 100MW, which consists of four sets of 25MW unit field. A 25MW unit consists of 50 sets of 500kW unit system. A 500kW unit system has 4200 PV modules. The total PV modules in 100MW system results in 840000 pieces.
- (4) South-faced fixed flat array structure and foundation are designed. Wind pressure and earthquake are also taken into account.
- (5) Polycrystalline silicon PV module with 12.8% efficiency is employed.
- (6) System performance ratio is assumed considering operating temperature, degradation, load matching factor, efficiency factor, inverter officiating and so on, as shown in Table 1.
- (7) The system lifetime assumed to be 30 years.
- (8) Module and inverter price, and array tilt angle are given as valuable parameters. The four levels of module price are assumed as 1, 2, 3, 4 US\$/W. Inverter unit price of 500kW is also set to 0.15, 0.17, 0.20, 0.22 million US\$ for each module price. Interest rate is 3% (typical), 2% (supposing soft loan), and 6% (from ordinary financial institution). This paper show the results based on 3% interest rate.
- (9) Array support and foundation are produced in the country where the VLS-PV system is installed, and other system components such as modules, cables and inverters are manufactured in Japan, USA or Australia. All the components are transported to the installation site by marine and land transport. Land preparation is also considered.
- (10) The method of operation and maintenance are calculated in view of experience of real PV system model, PV-USA project<sup>[2]</sup>.
- (11) Three shifts of three operator team work in 100MW PV station. One team works in maintenance, and the

other teams operate for alternation.

- (12) Concerning labor cost, different labor requirement for system construction was estimated by considering local conditions of each country, and unit labor cost was referred from ILO statistics etc. Furthermore a supervisory charge is added to the cost for the installation of certain apparatus.
- (13) Decommission stage is not included in this study stage now.

## DESIGN PROCEDURE OF VLS-PV SYSTEM

Based on the assumptions described above, the VLS-PV system on the Gobi desert is designed in detail. Designing procedures divided into several steps; PV module layout, array support design, foundation design, and wiring. According to the design standard on structures for transmissions<sup>[3]</sup>, rectangular foundation is designed.

The shorter and simple wiring is designed in order to prevent miss wiring. The current capacity of cable is selected to make voltage drop less than 4%. It is determined from Japan Industrial Standards-JIS. These design schemes are shown in Fig.2.

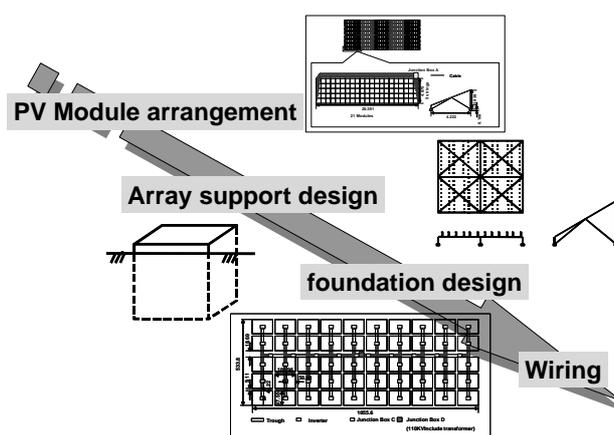


Fig.2 Image of design procedure

Table 1 Basic data for the deserts used in this study

	Unit	Sahara (Mauritania)	Negev (Middle-east)	Thar (India)	Sonora (Mexico)	Great Sandy (Australia)	Gobi (China)
System performance ratio		0.69	0.73	0.73	0.70	0.70	0.78
Annual average ambient temperature	°C	30.2	18.9	26.9	18.4	26.1	5.8
Land area	10 <sup>3</sup> km <sup>2</sup>	8600	7	200	310	400	1300
Annual average global irradiation	kWh/m <sup>2</sup> /yr.	2685	1945	2172	1737	2343	1701
Annual in-plane irradiation	[10°]	2756	2062	2106	2314	2431	1854
	[20°]	<b>2774</b>	2128	2175	2394	<b>2464</b>	1964
	[30°]	2716	<b>2139</b>	<b>2190</b>	<b>2420</b>	2435	2026
	[40°]	2556	2099	2143	2387	2347	<b>2037</b>
Unit labor cost for construction	US\$/yr.	1102	15227	403	2187	30747	595

## EVALUATION RESULTS

### System Design

The 100MW VLS-PV system on the world desert was designed on the basis of the above assumptions. This system required 1.3 km<sup>2</sup> to 2.6 km<sup>2</sup> land area. The amount of array support and foundation increase in proportion to the tilt angle because of assumed wind pressure (42 m/s). Array support requirement ranged from 9 thousand to 11 thousand ton steel, and foundation needed 90 thousand to 200 thousand ton concrete. Land requirement also increased in proportion to the tilt angles due to spacing between PV arrays. The increase in land requirement resulted in the increase in cable length.

### Cost Estimation

In this study, both total investment cost and O&M cost of 100MW PV system for each installation site were estimated to obtain generation cost of the PV system.

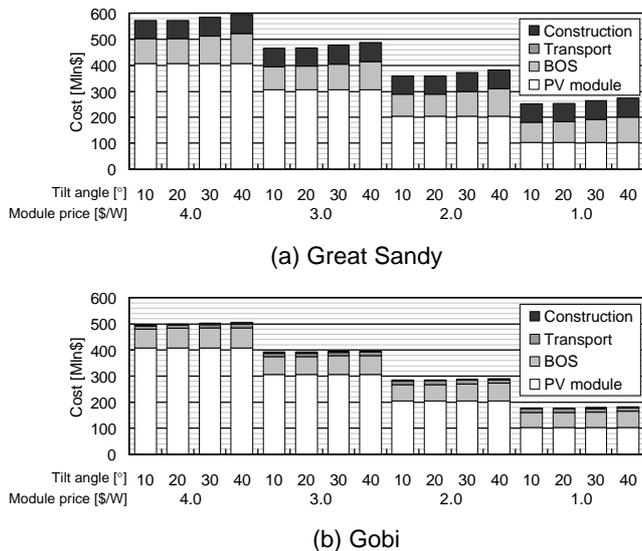


Fig.3 Total investment cost of system construction

Total investment cost includes labor cost for system construction as well as system component cost. Fig.3 represents example of the investment cost on Great Sandy and Gobi desert for different PV module prices and different array tilt angles by each cost component. Even though \$1.0/W PV module is assumed, it is first majority of the total investment cost. It is the most expensive at 40° array tilt angle and the least at 10° array tilt angle, since requirement of array support, foundation and labor for system construction increases as array support is inclined. The specious reasons of deference in cost between deserts are power generation and labor cost. A majority of construction cost was labor cost, which had big difference between countries as shown in Table 1. For example about one third of the total investment cost was construction even at \$1.0/W on Great Sandy. On the other hand, the least investment cost was estimated at both Sahara and Gobi mainly due to low labor cost. It was no more than 2% of the total at \$1.0/W.

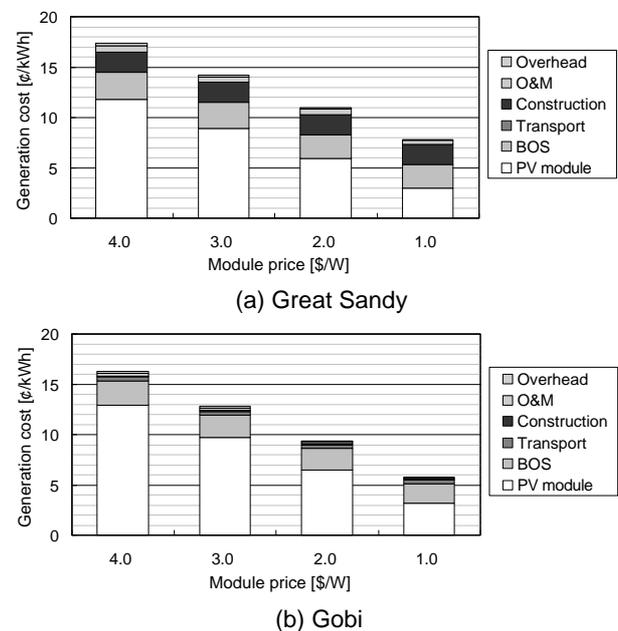


Fig.4 Break down of generation cost for optimal tilt angle

Table 2 Annual power generation and Generation cost

	Array tilt angle	Unit	Sahara (Mauritania)	Negev (Middle-east)	Thar (India)	Sonora (Mexico)	Great Sandy (Australia)	Gobi (China)
Annual power generation	[10°]	GWh/yr.	193	153	157	165	174	147
	[20°]	GWh/yr.	<b>194</b>	158	162	171	<b>176</b>	156
	[30°]	GWh/yr.	190	<b>159</b>	<b>163</b>	<b>172</b>	174	161
	[40°]	GWh/yr.	179	156	160	170	168	<b>162</b>
Generation cost (\$1.0/W module price)	[10°]	Cent/kWh	5.3	7.4	6.8	6.8	8.3	6.9
	[20°]	Cent/kWh	<b>5.3</b>	<b>7.2</b>	<b>6.6</b>	<b>6.6</b>	<b>8.3</b>	6.5
	[30°]	Cent/kWh	5.5	7.3	6.8	6.8	8.7	<b>6.4</b>
	[40°]	Cent/kWh	6.0	7.5	7.3	7.3	9.4	6.4

The generation cost of the 100MW VLS-PV system for different tilt angles and different PV module prices are assumed 30 years lifetime and 3% of annual interest rate on the world deserts. Annual power generation and generation cost are given in Table 2 and Fig.4. Optimal array tilt angle depended on both annual cost and annual power generation. The most annual power generation was the case of Sahara because of its most irradiation. The least generation cost of the Gobi case was obtained at 30°-tilt angle because of its high latitude. And other systems installed on middle latitude deserts such as Sahara, Negev, Thar, Sonora and Great sandy gave the lowest generation cost at 20° array tilt angle, which were different from that for the most annual power generation. On the Gobi desert, though the generation cost with \$4.0/W module price corresponded to 18 cent/kWh, it was reduced to about 6.4 cent/kWh with \$1.0/W module price.

### CONCLUSION

A 100MW VLS-PV system installed on the six deserts in the world was designed and its potential was evaluated from an economic viewpoint. Assuming \$1.0/W of PV module price and 3% of annual interest rate, generation cost of the VLS-PV system was estimated 5.3 ¢/kWh on Sahara desert.

Fig.5 that is a summary of generation cost of VLS-PV on the deserts suggests that the VLS-PV system is economically feasible for all the sites if the module price reduces to \$1.0/W. In addition, these large-scale projects make a lot of employments. One of case study needs 1500 labors in every year to construct it. This employment may look forward economic development in the area. This important factor should be included in this study.

To realize the VLS-PV system, however, other aspects such as environment issues, socio-economic issues and sustainability as well as economic issues should be considered. Additionally, remote sensing is a contributory method to know fit point for it.

The authors have a plan to design and evaluate the VLS-PV system installed on deserts with other advanced technologies such as CdS, amorphous, and concentrating, tracking system by applying the same approach used in this study. In addition, the VLS-PV may be useful for sustainable greening since generated electricity can be used for irrigation. Our study does not include a decommission stage at this moment, but it is also essential components. It will be included in the near future.

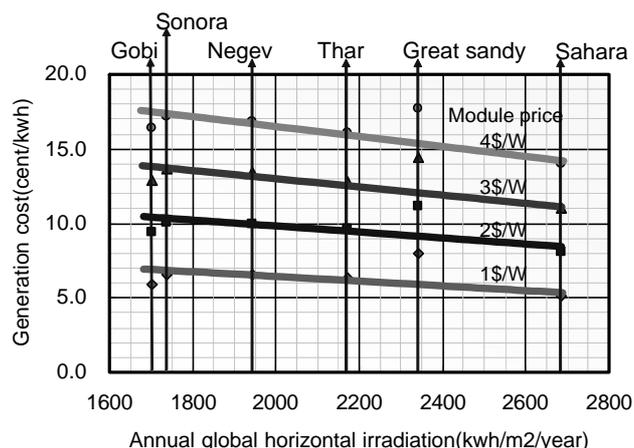


Fig.5 Generation cost as function of annual irradiation

### REFERENCES

- [1] Japan Weather Association, *World Irradiation Data Book, FY1991 NEDO Contract Report*
- [2] C.Jennings, A.B.Reyes & K.P.O', Brien PVUSA utility-scale system capital and maintenance costs, *WCPEC-1, Dec, 5-9, 1994, Hawaii.*
- [3] Design Standard on Structures for Transmissions, *JEC-127, Standards of The Japanese Electrotechnical Committee*
- [4] ILO, Year Book of Labour Statistics 1999
- [5] IEA, Key World Energy Statistics from IEA 2001 Edition
- [6] Design Standard for Steel Structures, *Architectural Institute of Japan*
- [7] UN, Yearbook of International Trade Statistics

# THE DEVELOPMENT OF A SCALED-DOWN SIMULATOR FOR DISTRIBUTION GRIDS AND ITS APPLICATION FOR VERIFYING INTERFERENCE BEHAVIOR AMONG A NUMBER OF MODULE INTEGRATED CONVERTERS (MIC)

Yukihisa Noda, Tamaki Mizuno, Hiroataka Koizumi, Ken Nagasaka and Kosuke Kurokawa  
Tokyo University of Agriculture and Technology (TUAT)  
2-24-16 Naka-cho, Koganei-shi, Tokyo, 184-8588, JAPAN

## ABSTRACT

Islanding is one of serious problems in an electric power system connected with dispersed power sources. To secure the power system from islanding, it is quite important to verify the ability of islanding detection for the individual power sources in advance. The authors have been developing a scaled-down, simulated distribution network including a distribution substation, 6.6kV distribution line, pole transformers, low-voltage lines, customer loads and a number of PV systems. This paper describes the development of the scaled-down simulator and the experimental results about the interference phenomena among multiple module integrated converters (MIC).

## INTRODUCTION

In Japan, the number of grid-connected PV systems has been increasing rapidly. To secure the power system from islanding, it is very important to verify the ability of islanding detection for the individual power sources in advance. Islanding has been tested in the actual scale distribution network simulator up to now, however it is impossible to experiment in a laboratory of a university, because the facility is large-scale, complicated and very expensive. Toward these problems, a scaled-down distribution network simulator has been needed.

## DISTRIBUTION NETWORK MODEL

At the first stage of the development, a scaled-down distribution network model was designed based on a Japanese average distribution network in a residential area. The distribution network is modeled on a 3000kVA-6.6kV distribution line. Low-voltage distribution system is composed of 100/200V single-phase three-wire system. PV systems are connected to 6.6kV distribution

lines and low-voltage lines. Table1 shows the basic data about the model of the standard distribution system in residential area.

Table 1 Japanese standard distribution line in residential area<sup>[1]</sup>.

	Data
Line impedance (6.6kV line)	1.781+j2.382 [ $\Omega$ ]
Maximum demand (6.6kV)	814 [kW]
Maximum demand (100/200V)	1301 [kW]
Minimum demand	703 [kW]
Number of customers (low-voltage)	1850
Capacitance	345 [kVA]

## DESIGN OF THE SCALED-DOWN DISTRIBUTION GRIDS

To design a scaled-down model, the capacity and the voltage of the distribution network model are respectively reduced from 3000kVA to 5kVA and from 6.6kV to 0.2kV. Using these scale-factor, line impedance, connected loads and PV output are calculated.

The impedance of the 6.6kV distribution line impedance is scaled down from Japanese standard (0.313+j0.377 $\Omega$ /km) with the p.u. method, which is converted to 0.172+j0.208 ( $\Omega$ /km).

Minimum unit of the load and PV inverter's output power connected to low-voltage line are to 100W in consideration of MIC's output. Therefore low-voltage network is divided into four units. In order to connect the low-voltage units to the 6.6kV distribution line, insulating transformers corresponding to 20 or 30 pole transformers are installed.

The load units consist of resistors, inductors, and capacitors. And an induction motor is connected to 6.6kV distribution line. Active power and reactive power are able to be changed variously by combinations of these elements.

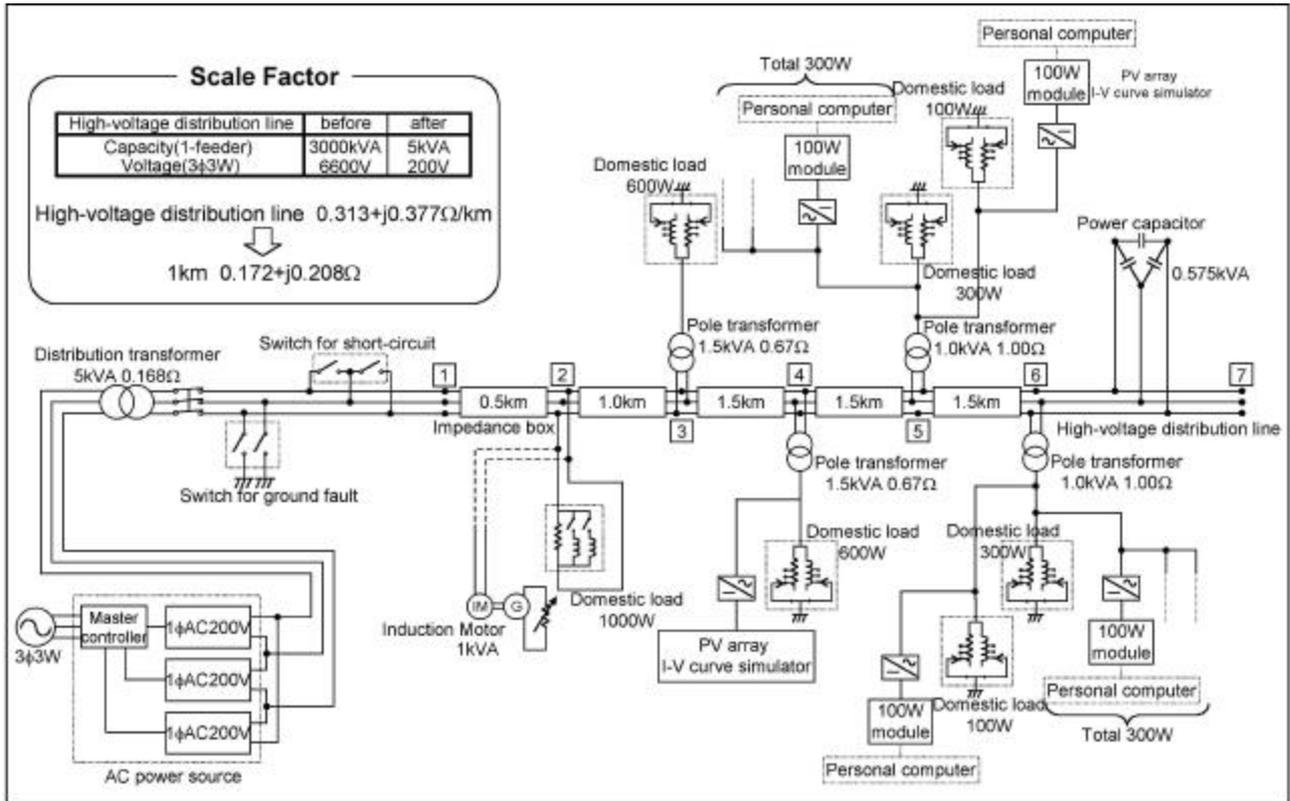


Figure 1 Composition of scaled-down distribution network model (residential area).

The power supplied from PV systems can be over 100% (5kW and over) compared with the capacity of the distribution line. The characteristics of PV array are imitated by PV array I-V curve simulator [2]. This simulator can perform as a PV modules following given data about solar radiation intensity and the temperature.

Figure 1 shows the composition of the scaled-down distribution network model. Table 2 shows the calculated parameters for distribution line in residential area. And the view of the installed experimental equipment in our lab is shown in Figure 2.

The scaled-down distribution network simulator has the following advantages.

- Smaller installation space compared with the actual scale simulator.
- Whole distribution system can be simulated.
- PV output power and load power can be changed optionally.
- Repeatable condition can be served.

This simulator is also applicable to test the interference phenomena of multiple inverters.

Table 2 Calculated parameters in scaled-down distribution line.

	Data
High-voltage distribution line length	6 [km]
Line impedance (high-voltage)	1.035+j1.246 [ $\Omega$ ]
Maximum demand (high-voltage)	1.357 [kW]
Maximum demand (low-voltage)	2.168 [kW]
Minimum demand	1.172 [kW]
Number of customers (low-voltage)	1850
Capacitance	0.575 [kVA]

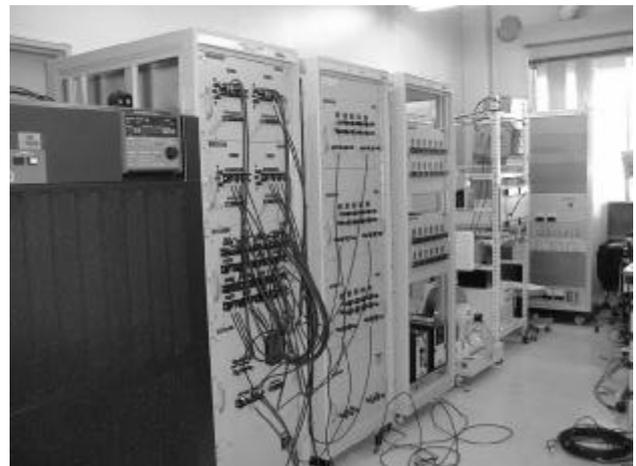


Figure 2 Picture of the installed experimental equipment.

Using this simulator partially, one or two inverters are able to be tested. This consists of an AC power source, a line impedance system unit, a residential power load unit, a PV array I-V curve simulator, and an inverter. The line impedance  $0.15+j0.10\Omega$  which includes the impedance of a pole transformer, low-voltage distribution line (100m) and drop wire (20m). Figure 3 shows the composition of the experimental equipment in this test.

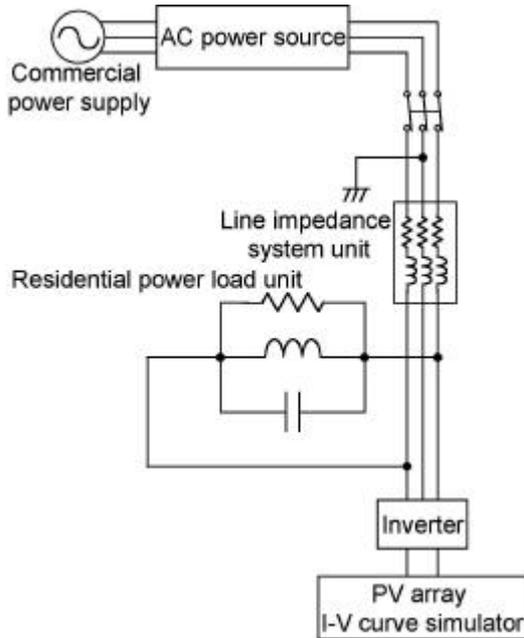


Figure 3 Composition of the experimental equipment for one or two PV inverters' connection.

### EXPERIMENTAL RESULTS OF THE ISLANDING DETECTING FUNCTION

#### Experimental conditions

Using the designed simulator, grid-connected inverters were tested. Islanding detecting functions of commercial AC module inverters were tested under the following conditions.

- The resonant circuit is composed of resistor, inductor and capacitor as domestic power load.
- Domestic power load also includes rotating machine (induction motor).
- Active and reactive power are balanced among inverter output and load consumption.

#### Experimental results

Before the multiple connecting tests, an inverter was set and tested. In this test, European 230V-50Hz MICs

were tested because the 100W class MICs have not been for sale in Japan. Figure 4 shows the experimental results of islanding detection. After the power interruption, the inverter stopped within 0.2sec in strict condition. During the islanding operation, waveform of the inverter's output current was distorted. And waveform of the load voltage was also distorted. This phenomenon can be also detected by the third harmonic distortion rate of the load voltage. Consequently, it seemed that the inverter stopped since the frequency exceeded the operational frequency range.

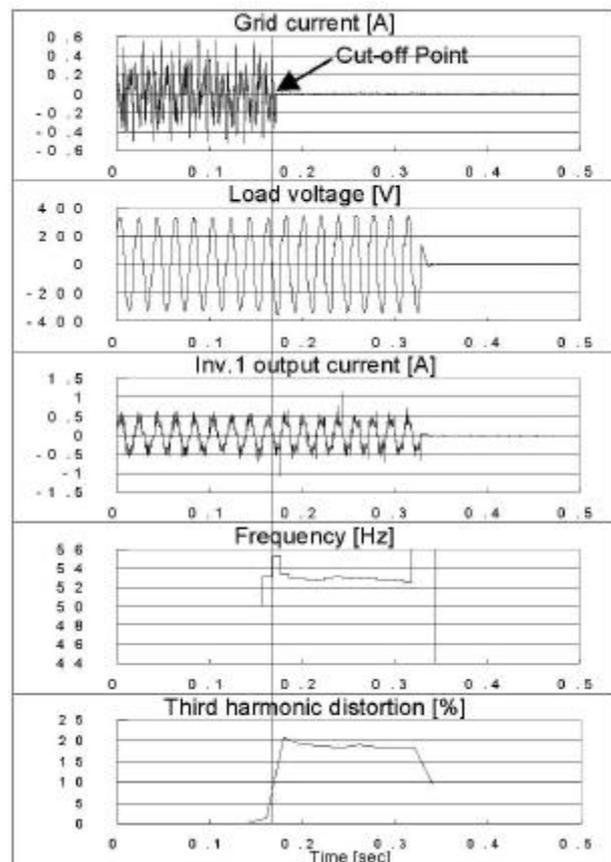


Figure 4 Experimental results of the islanding detecting function (single inverters).

Then, four inverters were connected together and tested under the same condition. Figure 5 shows the experimental results of islanding detections. After the power interruption, no inverters stopped. All the inverters continued operating continuously. The load voltage had been kept on 230V during islanding operation. Although sudden increase in the frequency at the cut-off point, inverters did not stop. After the sudden increase, the frequency fluctuated continuously between 49.8 and 50.2Hz. Third harmonic distortion also increased suddenly, however the distortion rate was lower as compared to that

of single inverter and the frequency did not exceed the operational frequency range.

From the above results, it was cleared that there is a possibility of islanding by interference phenomenon of islanding detecting function.

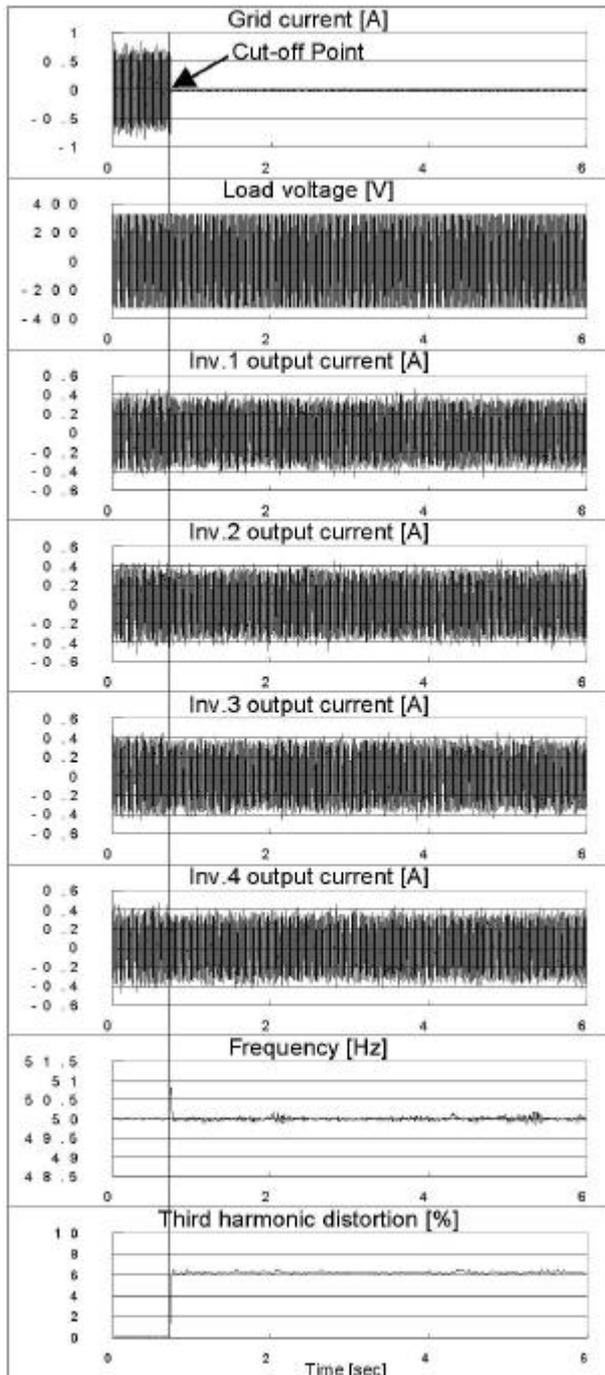


Figure 5 Experimental results of the islanding detecting function (four inverters).

## CONCLUSION

This paper has been described the development of the scaled-down distribution network simulator and the experimental results about the interference phenomena among multiple MICs and its influence by their islanding detection.

The proposed simulator has some advantages compared with actual scale simulator. It can be applied for the performance tests with single inverter and interference test with multiple inverters.

European MICs were used for islanding detection tests in this simulator. The experimented results show that there is a possibility of islanding by interference phenomenon of islanding detecting function.

For the future, experiment of the whole distribution system is to be performed, and interference test among multiple inverters is also to be continued. Presently, a new AC module inverter is under development, the simulator is to be used for the test of our new MICs.

## REFERENCES

- [1] Central Research Institute of Electric Power Industry "Study on Grid Interconnection Techniques for Dispersed PV Systems under High Density Connection", FY1997 NEDO New Sunshine Project report, 1998
- [2] H.Matsukawa, K.Koshiishi, H.Koizumi, K.Kurokawa, M.Hamada, and L.Bo, "Dynamic Evaluation of Maximum Power Point Tracking Operation with PV Array Simulator", in *Proc. 12<sup>th</sup> International Photovoltaic Science and Engineering Conference*, June 2001, pp.415-416
- [3] H.Haeberlin, and J.Graf, "Islanding of Grid-connected PV Inverters: Test Circuits and Some Test Results", in *Proc. 2<sup>nd</sup> World Conference and Exhibition on Photovoltaic Solar Energy Conversion*, July 1998, pp.2020-2023
- [4] W.He, T.Markvart, and R.Arnold, "Islanding of Grid-connected PV Generators: Experimental Results", in *Proc. 2<sup>nd</sup> World Conference and Exhibition on Photovoltaic Solar Energy Conversion*, July 1998, pp.2772-2775
- [5] A.Woyte, R.Belmans, and J.Nijs, "Islanding of Grid-connected AC Module inverters", in *Proc. 28<sup>th</sup> IEEE Photovoltaic Specialists Conference*, Sep. 2000, pp.1683-1686
- [6] S.Gonzalez, R.Bonn, and J.Ginn, "Removing Barriers to Utility Interconnected Photovoltaic Inverters", in *Proc. 28<sup>th</sup> IEEE Photovoltaic Specialists Conference*, Sep. 2000, pp.1691-1694

# **PERFORMANCE ANALYSIS OF PORTABLE PHOTOVOLTAIC POWER GENERATION SYSTEMS BASED ON MEASURED DATA IN MONGOLIA**

Amarbayar Adiyabat \* and Kosuke Kurokawa \*

\* Tokyo University of Agriculture and Technology  
Naka-cho 2-24-16, Koganei, Tokyo 184-8588 Japan  
Tel: +81-423-88-7445 Fax: +81-423-85-6729  
E-Mail: amar@cc.tuat.ac.jp , kurochan@cc.tuat.ac.jp

## **ABSTRACT**

The New Energy and Industrial Technology Development Organization (NEDO) of Japan has performed demonstrative research on movable type photovoltaic (PV) power generation systems from 1992 to 1996 in Mongolia. The main purpose of this project was to improve compactness, portability, and reliability of portable PV systems including peripheral equipment such as batteries and inverters, by using the portable PV system for nomadic life of people living in the nomadic society.

This paper describes the performance analysis of PV systems based on measured operation data from NEDO's project systems. We have performed experiments using a sample system and DC current circuit resistance, inverter efficiency curve, and the whole system losses will be clarified. Since humidity is very low in Mongolia, the electrolyte of the batteries decreased very much due to evaporation. Also taking into account the effects of gassing, a result of the oscillation of the charge controller which serves as an over charge protection, lowers the batteries lifetime.

## **KEYWORDS**

Portable PV system – 1: Performance – 2:

## **INTRODUCTION**

In Mongolia, about 33% of its total population, that is, 808,500 people are engaged in agriculture or stock-farming, and most of them are nomads living in traditional movable tents called "GER" [4]. They move 4 to 5 times a year together with their livestock in search for pasture. They do not have any access to electricity. Providing them by stable power supply will play a key role in maintaining the basic social services for these people living in rural areas of Mongolia. It will greatly affect the education of rural people when they have access to modern information technology through use of radio, TV.

The New Energy and Industrial Technology Development Organization (NEDO) of Japan has performed demonstrative research on movable type photovoltaic (PV) power generation systems from 1992 to 1996 in Mongolia. The main purpose of this project was to improve compactness, portability, and reliability of portable PV systems including peripheral equipment such as batteries and inverters, by using the portable PV system for nomadic life of people living in the nomadic society [1].

This paper describes the performance analysis of PV systems based on measured operation data from NEDO's project systems. We have performed experiments using a sample system and DC current circuit resistance, charge/discharge efficiency, inverter efficiency curve, and the whole system losses will be clarified.

## SYSTEM CONFIGURATION

The system consists of a PV unit, control unit, and battery unit (see Fig. 1) hooked up by connectors. The PV unit consists of a panel block and leg block. The control unit consists of a charge controller, inverter, and data logger. The PV output (rated 204W) is stored in the batteries via the charge controller and output as 220V AC power by the inverter (see Table 1). For easy replacement, the storage batteries used were automotive lead-acid batteries available in Mongolia.

Two batteries of 12V, 70Ah (100Ah for the 1992's system) were used in series. Radio, television, incandescent electric lamp and fluorescent light were used as load of about 280Wh consumption per day.

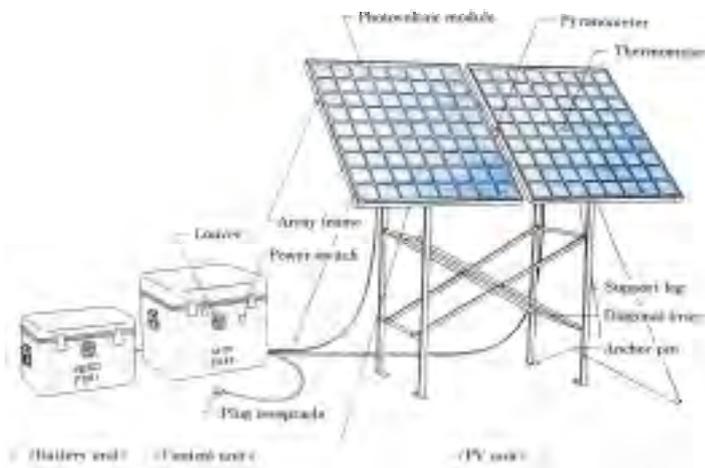


Fig.1: Overall appearance of the system.

TABLE 1: SYSTEM SPECIFICATIONS

		1992's System	1993's System	1994's System	
PV Unit	Array Rated Power	204W (51W x 4)	204W (102W x 2)		
	Structure	Panels	Angle Variable	Two-split table	
		Array angle	30°, 45°, 60°	45°	
		Legs	Built-in type		
	Frame material	Array frames, support legs: Aluminum Braces: Stainless steel			
	Assembled dimensions (mm)	L1832xD800xH2070	L1786xD700xH1700	L1786xD700xH1701	
	Weight	Panels	26.6 kg	13.5 kg x 2	13.1 kg x 3
Legs		11.3 kg	6.5 kg	5.7 kg	
Total weight		40.9 kg	33.5 kg	31.9 kg	
Control Unit	Input Voltage	DC 24V			
	Output Voltage	AC 220V 50Hz			
	Output Capacity	300VA			
	Dimensions (mm)	L476xD426xH555	L470xD420xH465		
	Weight	43.0 kg	41.7 kg	35.6 kg	
	Functions	Overcharge/overdischarge prevention, Overcurrent/Overvoltage protection, and timer			
Battery Unit	Storage battery	Type	Lead-Acid battery for car		
		Voltage	24V ( 12V x 2 in series )		
		Capacity	100Ah	70Ah	
	Dimensions (mm)	L476xD426xH555	L415xD315xH320		
	Weight	65 kg	40.1kg		
Total weight	148.9 kg	115.3 kg	107.6 kg		

The 200 systems were installed from fiscal year 1992 to 1994. 100 sets of initial systems were installed in the area centering around Harhorin in Uvurhangai aimag, and 50 sets of 2<sup>nd</sup>, 3<sup>rd</sup> systems each were installed in the area around Undur-Ulaan in Arhangai aimag in 1993 and the southern district of Uvurhangai aimag in 1994.

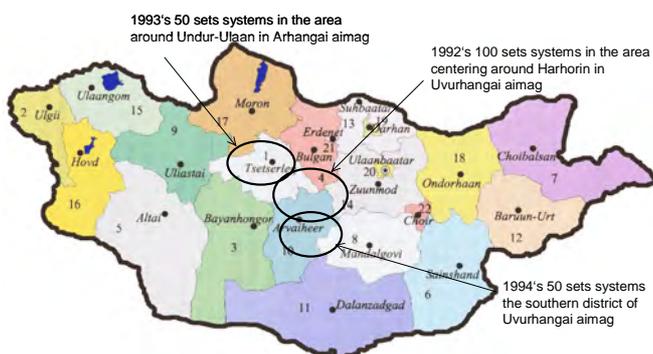


Fig.2: Installation areas of Portable PV systems

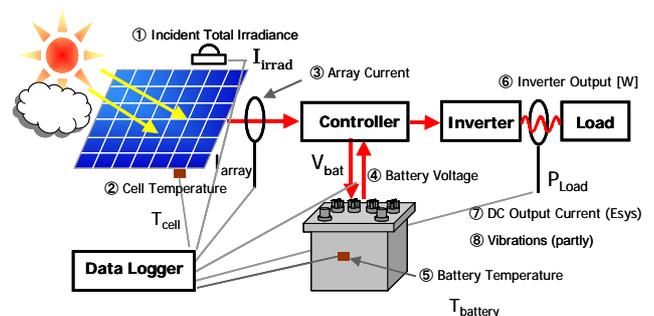


Fig.3: Measurement Items and Points

The operation data have been measured every 10 minutes (initial systems) and 20 minutes (2<sup>nd</sup> and 3<sup>rd</sup> systems) and stored in the data loggers. Measurement items were as follows: incident global irradiance in array-plane, cell temperature, array output current, battery voltage, inverter output power, unit internal temperature, DC output current (3<sup>rd</sup> systems), vibrations (partly) (Fig.3). It was reported that data collecting was very problematic, because the systems were installed over a wide range, many systems installed in total, their installation sites (Gers) moved due to the nomadic lifestyle, and traffic services were poor [1].

## ANALYSIS METHOD

First, raw data was checked and correctable noise was filtered. Continuous operation data for two weeks or more was analyzed. Fig. 4 shows the performance ratio and the various losses [in %] of the away output at STC per month. Gain part includes system performance ratio and PV efficiency increase by temperature fall. In the following sections we describe the method in detail. Battery losses are difficult to determine. The value obtained by the deduction of the load consumption, inverter loss and DC circuit resistance loss from array input energy was defined as storage battery loss.

### System performance indices

All system performance data have been evaluated in terms of operational performance and reliability. The evaluation procedures are based on the IEC Standard 61724 [2].

$$Y_r = H_A / G_S \quad (1) \quad Y_A = E_{A,d} / P_{max} \quad (2)$$

$$Y_f = E_{load,d} / P_{max} \quad (3) \quad K = Y_f / Y_r \quad (4)$$

The *reference yield*  $Y_r$  is based on the in-plane irradiation and represents the theoretically available energy per day and kW<sub>p</sub>. The *array yield*  $Y_A$  is the daily array energy output per kW and represents the number of hours per day that the array would need to operate at its rated output power  $P_{max}$  to contribute the same daily array energy to the system as was monitored. The *final yield*  $Y_f$  is the energy delivered to the load per day and kW<sub>p</sub>. This yield presents the number of hours per day that the array would need to operate at its rated power  $P_{max}$  to equal its contribution to the load. The *performance ratio*  $K$  is the ratio of PV energy actually used to the energy theoretically available (i.e.  $Y_f / Y_r$ ). It is independent of location and system size and indicates the overall losses on the array's rated output due to module temperature, incomplete utilization of irradiance and system component inefficiencies or failures [3].

### PV array simulation

Array simulation model was used to calculate the array output degradation due to temperature change and Pmax mismatch. The array output can be computed using the fundamental equation (5) of the equivalent circuit.

$$I = I_{ph} - I_0 \left[ \exp \left\{ q \left( \frac{V + R_s I}{nkT_c} \right) \right\} - 1 \right] - \frac{V + R_s I}{R_{sh}} \quad (5)$$

$$I_{ph} = I_{ph0} \left\{ 1 + 7.9736 \times 10^{-4} \cdot (T_c - 25) \right\} \times [0.94G_A + 0.06 \{ 1 - \exp(-8G_A) \}] \quad (6)$$

$$I_0 = I_{o0} \cdot \exp \{ 0.14132 \cdot (T_c - 25) \} \quad (7)$$

$$R_s = R_{s0} \left\{ 1 + 3.4158 \times 10^{-3} \cdot (T_c - 25) + 2.5324 \times 10^{-5} \cdot (T_c - 25)^2 \right\} \quad (8)$$

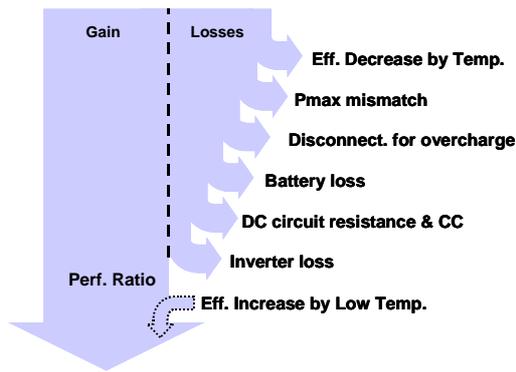
$$R_{sh} = \frac{R_{sh0}}{1 + 4.449 \times 10^{-2} \cdot (T_c - 25) + 8.0575 \times 10^{-4} \cdot (T_c - 25)^2} \quad (9)$$

Where,  $I$  is current of PV cell,  $I_{ph}$  is generating current,  $I_0$  is diode saturation current,  $q$  is charge of electron,  $V$  is cell voltage,  $R_s$  is series resistance,  $R_{sh}$  is parallel resistance,  $n$  is diode constant,  $k$  is Boltzmann constant,  $T_c$  is PV cell temperature. The diode constant  $n$  is assumed to be 1.2.

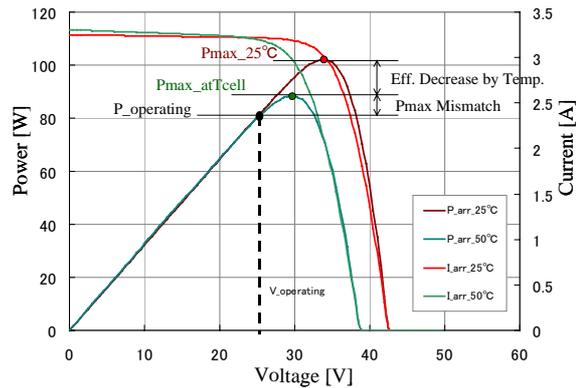
The I-V characteristics is largely influenced by the cell temperature. The following approximation

equation for each term were derived experimentally by STC.

The operation voltage of the PV array is uniquely decided in such a composition depending on the state of charge (SOC) [4].



**Fig.4:** Energy flow (Sankey diagram of losses)



**Fig.5:** I-V curves of modeled array.

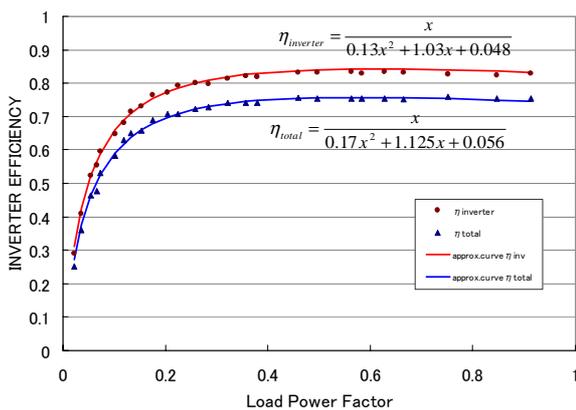
As shown in Fig. 5, the losses due to increase in temperature and Pmax mismatch were computed from the simulated results taken at 25 and at measured cell temperature. The loss due to array disconnection from a full charged storage battery was also calculated.

### Inverter efficiency curve

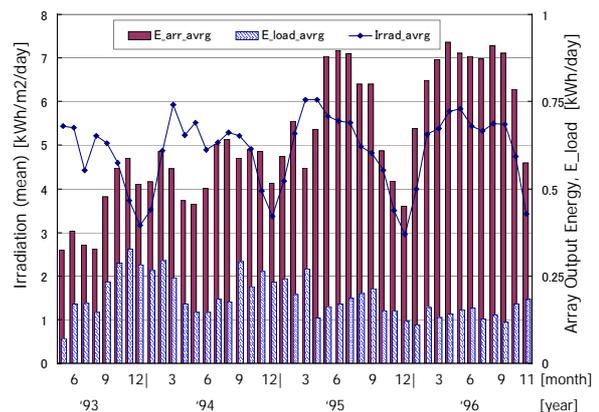
Recently we have performed experiments sample system and DC current circuit resistance, inverter efficiency curve (Fig.6). Using the curve-fitted data and measured real load, the inverter and DC circuit resistance losses were calculated. The ratings capacity is 300W.

## RESULTS

The results may be summarized as follows: degradation was not observed with the pyranometer and the efficiency of array. Yearly average in-plane irradiance of older systems was 4.88 kWh/m<sup>2</sup> per day and newer systems was 4.71 kWh/m<sup>2</sup> per day. In spite of decrease in the monthly average energy demand, the monthly average energy output of the array increased every year (see Fig.7).

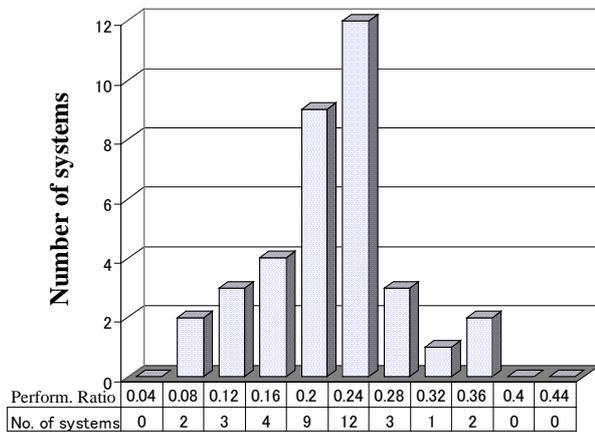


**Fig.6:** Inverter efficiency vs load power factor

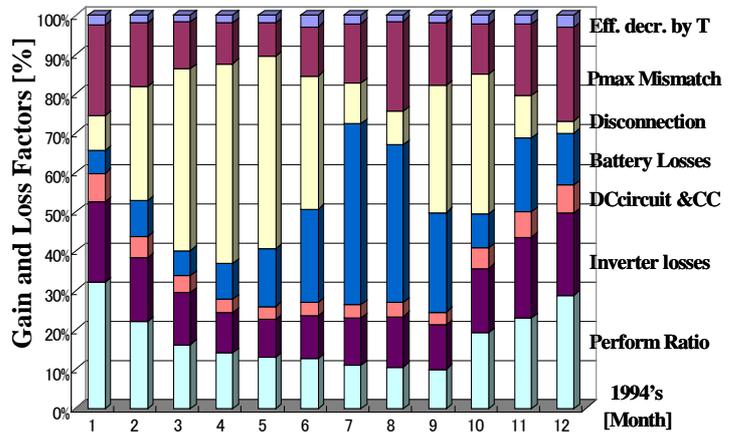


**Fig.7:** Initial systems monthly average values of Irradiation, Array and Inverter

As shown in Fig.8, the performance ratio distribution concentrated on 0.24 for 37 sites. Fig.9 shows the breakdown of the gain and the losses for the A019 system in the 1994 fiscal year. The energy consumption is high in winter, and since there is little irradiation, disconnection loss is low. However, this loss is increasing during summertime.



**Fig.8:** Distribution of annual performance ratios



**Fig.9:** Monthly average performance ratio and losses for A019 systems

## CONCLUSIONS

The following became clear after the investigation on many functional failures of the batteries and the increase in battery loss, and high load mismatch losses. Since humidity is very low in Mongolia, the electrolyte of the batteries decreased very much due to evaporation. Also taking into account the effects of gassing, a result of the oscillation of the charge controller which serves as an over charge protection, lowers the batteries lifetime. Therefore, it is necessary to fill up electrolysis liquid periodically.

Storage battery temperature is maintained above 10 degrees under -20 degrees of outside temperature, and it turns out that there is no influence of temperature in the lifetime of a storage battery. We are performing the optimum design and empirical study of small PV system using car battery and with a 3-stage PWM charge controller.

## ACKNOWLEDGEMENT

This study is in the line with activities of the Demonstrative Research Program conducted by NEDO. The authors appreciate the people in the program for their heartfelt support.

## REFERENCES

- [1] NEDO, The New Energy and Industrial Technology Development Organization of Japan, "Demonstrative Research of Movable Type Photovoltaic Power Generation System Overall Research Report", Kyocera Corporation, March 1997
- [2] IEC; The International Electrotechnical Commission, "Photovoltaic system performance monitoring Guidelines for measurement, data exchange and analysis", IEC 61724, 1998
- [3] U. Jahn, D. Mayer, M. Heidenreich and etc. "International Energy Agency PVPS Task 2: Analysis of the operational performance of the IEA Database PV systems", 16<sup>th</sup> European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition, Glasgow, United Kingdom, May 2000
- [4] 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「システム評価技術の研究開発」平成 13 年財団法人日本品質保証機構
- [5] N. Enebish, The National Photovoltaic Program "100,000 Solar House (GER) in Mongolia, 28<sup>th</sup> IEEE Photovoltaic Specialists Conference, September 15-22, 2000
- [6] Mongolian Statistical Year Book 2000, National Statistical office, 2001

# REALISTIC PV PERFORMANCE VALUES OBTAINED BY A NUMBER OF GRID-CONNECTED SYSTEMS IN JAPAN

Kosuke KUROKAWA, Takashi OOZEKI and Toshiyasu IZAWA

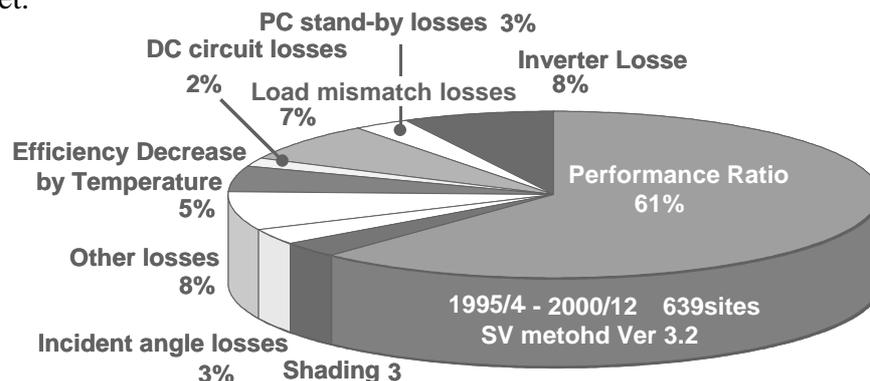
Tokyo University of Agriculture and Technology (TUAT)  
Naka-cho, Koganei, Tokyo, 184-8588 Japan

## ABSTRACT

The authors have been analysing performance data observed at a number of the PV systems which were constructed by NEDO's "Field Test (FT) Project". Although monitored data are taken by a quite ordinary procedure with 4 kinds of hourly monitored points, Pmax mismatch factor, shading factor can be identified additionally according to the Sophisticated Verification (SV) method developed by the authors. This method has been improved to a new version (ver3.2), which can also identify incident-angle-dependence factor, DC circuit factor and Power conditioner (PC) stand-by factor additionally.

The SV method is summarized as follows: System Performance ratio by ordinary formula; Power conditioner efficiency by definition; Temperature effect on efficiency decrease by ordinary formula, but including array temperature estimation from ambient temperature (due to specification of FT). Loss rates are defined on monthly basis by using several performance lines drawn on the scattered plots according to several assumptions learnt from experience. It is the essence of the SV method to develop an individual evaluation model of losses for a specific month for a specific site. Most of losses are identified by using the relationship between the performance lines obtained above; *i.e.*, shading effect, load mismatch, incident-angle optical losses DC circuit losses and PC stand-by losses. Before entering SV procedures, a quality check for measured irradiation data is carried out effectively. It compensates outlying observations and missing data according to a new model derived from sunshine hours given by national weather observations.

By the new version the authors presents the latest operational results of the FT Project. **Figure 1** gives the quick summary of the average of all the parameter for 5 years, which have been analyzed by the latest SV method for the Japanese FT Project. The average of load mismatch loss is 7% and considerably significant among losses. It includes MPPT errors as well as a mismatch caused by grid voltage rise suppression mode, which is specified by the national interconnection guidelines. This factor seems to be controllable and inverter engineers have to examine their works. According to the method as a PV system operation management tool, precise internal operational information is easily obtainable and is expected to improve PV products on the market.



**Figure 1** Average 5 year experience in the FT Project for FY1996 - 2000

## 商用 PV インバータの単独運転検出要因の推定

水野 環樹\*, 野田 幸久, 小泉 裕孝, 黒川 浩助 (東京農工大学)

Inference of Islanding detecting factor in commercial PV inverters

Tamaki Mizuno, Yukihiisa Noda, Hirotaka Koizumi, Kosuke Kurokawa

(Tokyo University of Agriculture and Technology)

キーワード：単独運転 系統連系 Keywords: Islanding, Grid-connection

## 1. はじめに

近年の太陽光発電システム（以下 PV システム）の普及に伴い多種のインバータが普及しており、インバータの単独運転検出方式は各社各様の設定がされている。単独運転検出方式は、系統連系ガイドライン<sup>[1]</sup>により受動的方式、能動的方式のそれぞれ一方式以上の設置が推奨されている。

本研究では商用 PV インバータの単独運転検出時の系統波形を用い、簡易なプログラムで分析を行った。その結果、単独運転を検出する際に判定基準となった要因をこのプログラムによって推定できることを示した。これらは、PV インバータの単独運転試験及び単独運転検出機能として応用が期待される。

## 2. 単独運転検出要因推定方法について

インバータが単独運転を検出するという事は、インバータが系統から解列された後何らかの異常が検出されたということである。その単独運転検出の要因を調査するために、系統電圧波形を簡易なプログラムにより分析し、毎周期の周波数、3 次高調波、位相変化値、電圧実効値、周波数変化率、3 次高調波変化率を算出した。各インバータの正確な単独運転検出フローは明らかではないが、プログラムにより算出した検出要素から、単独運転検出要因について推定を行い、検出結果、インバータの規格等を参考に判断される停止要因との比較を行った。

計算の際に、周波数はゼロクロス点を用いた算出を行い、位相変化値は、各インバータがどの周期に対しての位相変化を計算しているか不明であるため、前 10 周期の周波数平均値から差を逆算し、移動平均を用いて算出した。周波数変化率、3 次高調波変化率は前 2 周期と前 25 周期の比で算出した。

## 3. 単独運転試験概要

単独運転検出時の波形特性を見るために単独運転試験を

行った。単独運転状態を模擬するための試験回路<sup>[2]</sup>を図 1 に示す。

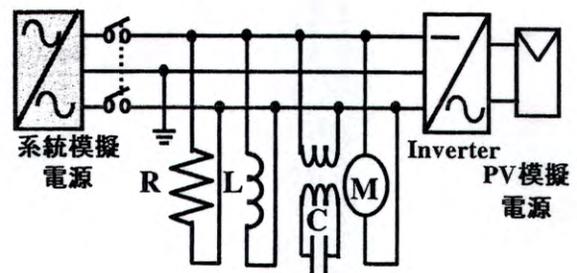


図 1 単独運転試験回路  
Fig.1 Examination circuit

系統、太陽電池はそれぞれ模擬電源を用い、負荷は擬負荷装置を用いた。負荷は 3[kW]とし、単独運転を発生させるため、リアクトル 250[Var]、コンデンサ 48[ $\mu$ F]、グラインダー125[W]×2 台をそれぞれ並列に接続し、連系点の有効電力、無効電力を可能な限り平衡させた状態で系統模擬電源側をブレーカで解列した。

今回各インバータの系統連系保護装置の閾値を、交流過不足電圧(单相 3 線)(UVR~OVR):80~116[V]、過不足系統周波数(UFR~OFR):48.5~51.0[Hz]、太陽光発電出力を 3[kW]と設定し、単独運転検出方式の感度設定を変更して行った。その試験データを試験後に分析し、インバータが単独運転を検出した要因について考察を行った。図 2 に C 社単独運転波形(受動方式:30[deg] 能動方式:0.4[s])を示す。

図 2 より、系統側解列後約 0.8 秒間単独運転が起きており、解析の結果から以下の単独運転検出要因が算出された。

- ・ 3 次高調波歪率は 3[%]を超過した。
- ・ 周波数は変動しながら UFR を超えており、これは無効電力変動方式<sup>[1]</sup>の特徴である。
- ・ 独自の判定方法ではあるが、位相変化値は閾値 (10[deg])に達している。
- ・ 電圧実効値は最大 1.4[V]しか変化していない。

- ・ 3次高調波変化率は閾値(1.0[%])に達していないが、周波数変化率は閾値(0.5[%])に達した。

以上より UFR, 3次高調波歪率, 位相変化値, 周波数変化値等の検出要因が推定される。実際のインバータ停止要因は、検出時限等の関係から無効電力変動による位相跳躍の受動検出と考えられるため、推定結果と一致しているといえる。

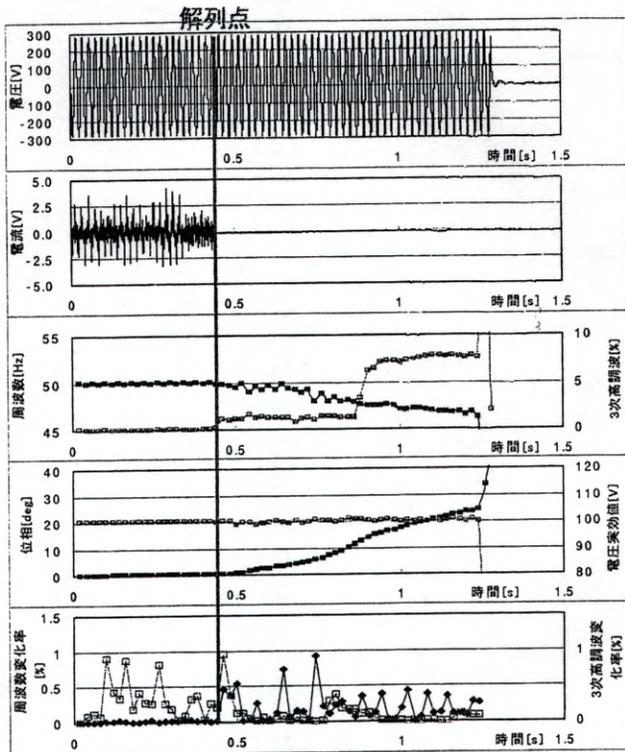


図2 C社単独運転波形分析結果  
Fig.2 Islanding waveform analysis of Inv.C

#### 4. 試験結果

各インバータの単独運転波形分析結果を表1～3に示す。停止時間は、単独運転が起きてからインバータが停止するまでの時間を示す。停止要因とは測定結果、単独運転検出時限、インバータの規格等を参考に総合的に判断される要因である。推定検出閾値を以下のように分類した。

- ①UVR ②OVR ③UFR ④OFR ⑤3次高調波歪率
- ⑥位相変化値 ⑦周波数変化率 ⑧3次高調波変化率

分析結果より、各インバータとも推定停止要因に停止要因を含むことができた。これは、提案方式を単独運転検出方式として使用する場合、他の停止要因によっても、今回の閾値を設定し適用することでインバータを停止させる可能性を示している。B社のインバータで推定ができない原因は、本プログラムでは受動検出閾値を0.5[%]に設定しているが、インバータの受動検出閾値は0.2[%]に設定されているため、インバータが微小な周波数の変化を先に検出し、停止していると考えられる。

表1 A社単独運転試験分析結果  
Table.1 Analytical results on islanding detection factors of Inv.A

受動方式	能動方式	停止時間	停止要因	推定停止要因
ON	ON	0.2[s]	受動検出	③⑥⑦⑧
OFF	ON	0.64[s]	UFR	③⑥⑦⑧
ON	OFF	1.18[s]	受動検出	④⑥⑦⑧
OFF	OFF	6.04[s]	OFR	④⑦⑧

受動方式：位相跳躍検出方式 能動方式：周波数シフト方式

表2 B社単独運転試験分析結果  
Table.2 Analytical results on islanding detection factors of Inv.B

受動方式	能動方式	停止時間	停止要因	推定停止要因
0.2[%]	8[%]	0.06[s]	受動検出	なし
0.5[%]	8[%]	0.10[s]	受動検出	⑦⑧
0.2[%]	5[%]	0.18[s]	受動検出	なし
0.5[%]	5[%]	0.32[s]	受動検出	⑦

受動方式：周波数変化率検出方式 能動方式：無効電力変動方式

表3 C社単独運転試験分析結果  
Table.3 Analytical results on islanding detection factors of Inv.C

受動方式	能動検出時間	停止時間	停止要因	推定停止要因
8[deg]	0.4[s]	0.80[s]	受動検出	③⑤⑥⑦
30[deg]	0.4[s]	0.82[s]	受動検出	③⑤⑥⑦
8[deg]	2[s]	1.24[s]	UFR	③⑤⑥⑦
30[deg]	2[s]	1.32[s]	UFR	③⑤⑥⑦⑧

受動方式：位相跳躍検出方式 能動方式：無効電力変動方式

#### 5. まとめ

本稿では、商用 PV インバータの単独運転検出要因について分析を行い、各インバータの単独運転検出要因の推定を行った。結果、推定停止要因によって、各インバータの停止要因を推定することができた。提案方式は、単独運転試験または単独運転検出装置に利用することが可能である。単独運転は、受動方式、能動方式を適切に組み合わせることで確実に検出されているが、低压配電線の同一バンク内にインバータが多数台連系した状態では、能動方式の相互干渉作用等により単独運転の検出感度が低くなる可能性がある。また、AC モジュールにおいては同一システム内に多数のインバータが連系されることから、新しい単独運転検出方式が必要と考えられる。提案方式をこれらの検出に適用することを検討中である。

なお本研究は新エネルギー・産業技術総合開発機構 (NEDO) の地域新生コンソーシアム研究の一環として実施された。

#### 参考文献

- [1]解説系統連系ガイドライン'98：資源エネルギー庁編
- [2]野田,水野,小泉,黒川：“太陽光発電が連系した配電系統のシミュレータ開発”太陽エネルギー学会公演論文集(2001),21-24

## デジタルインバータにおける MPPT 制御の検討

皆藤 貴志\* (東京農工大学)  
 五島 則夫, 川崎 学 ((株) 山下電子設計)  
 小泉 裕孝, 黒川 浩助 (東京農工大学)

A Study on MPPT Function of Digital Inverter

Takashi Kaito(Tokyo University of Agriculture and Technology)

Norio Goshima, Manabu Kawasaki(YEM.INC)

Hiroataka Koizumi, Kosuke Kurokawa(Tokyo University of Agriculture and Technology)

### 1. まえがき

環境問題に対する意識の高まりとともに、住宅用を中心に太陽光発電 (PV) の普及が進んでいる。太陽電池は日射強度、アレイ温度などの変化により発電量が変化するという特性を持つため多くの太陽光発電用インバータには常時最大電力を得るために最大電力追従制御機能 (Maximum Power Point Tracking:MPPT) が付加されている。

本稿では、ソフトウェア (プログラム) の変更のみで新たなシステムを検討・構築できるというメリットを持つデジタル制御型インバータに注目し、従来の Incremental Conductance Algorithm<sup>[1][2]</sup>により最大電力電圧を求める最適電圧決定部分と出力交流電流値を調節する電流定数調整部分から成る MPPT 制御プログラムを提案し、基本的な動作試験について結果を報告する。

### 2. システム構成概要

本研究で用いたデジタルインバータ (PVPCインバータ) のシステム構成図を図 1 に示す、本システムはハード部分 (インバータ本体) とソフト部分 (インバータ制御部分) から成り、ソフト部分は東京農工大学と (株) 山下電子設計の共同研究により作成されたものである。

MPPT 制御機能における入力は、太陽電池側の直流入力電圧、電流でありこの値から最大電力点を計算する。出力はインバータ運転指令値である電流定数  $K$  である。この電流定数  $K$  は交流出力電流の指示値であり交流出力電流を  $i_{ac}$ 、インバータ最大定格を  $i_{acm}$  とすると以下の関係式 (1) 式を満たす。

$$i_{ac} = K \cdot i_{acm} \quad \dots (1)$$

従って、電流定数を調整することにより交流出力電流が変化し、その結果直流入力電圧、電流を変更させることが可能であり、この関係を用いて MPPT 制御を行う。

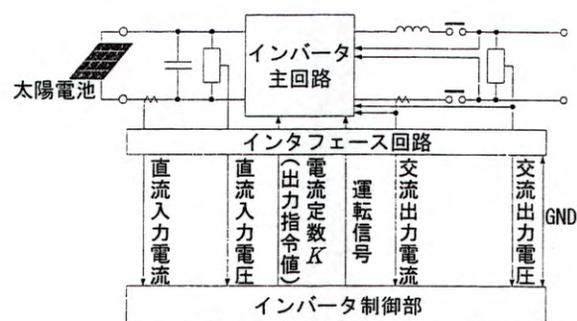


図 1 PVPCインバータシステム構成図

Fig. 1 Configuration of PVPC Inverter system.

### 3. MPPT 制御方式

前節で述べた (1) 式を基に MPPT 制御方式の作成を行った。作成したプログラムのフローチャートを図 2 に示す。インバータ本体からインタフェース回路を介して送られてくる電圧、電流を商用周波毎に平均値を求め、各々動作電圧、動作電流とする。次に、目標電圧と動作電圧を比較し、開きが大きい場合には電流定数調整部分において電圧偏差の PI 演算により動作電圧を目標電圧に接近させるように電流定数を変更する。開きが小さい場合は最適電圧調整部分において次サイクル以降の最適電圧 (目標電圧) を演算する。この動作を繰り返すことにより動作点を最大電力点へ移行させることが可能となる。なお、最大電力点を求める最適電圧決定部分では以下の式、

$$(1/V) \cdot dP/dV = I/V + dI/dV \dots (2)$$

により最大電力点を求める Incremental Conductance Algorithm<sup>[1][2]</sup>を用いた。

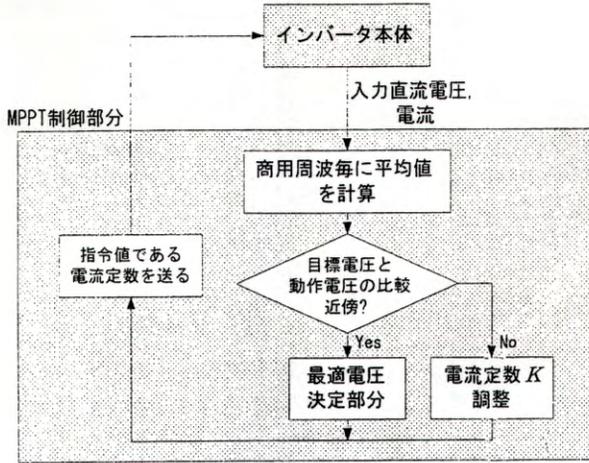


図 2 MPPT 制御機能のフローチャート  
Fig. 2 Flow chart of MPPT Function.

#### 4. 動作試験結果

作成したプログラムの動作を確認するために図 3 に示すシステム構成により動作試験を行った。本システムでは太陽電池の代わりに太陽電池模擬電源を使用し、負荷として純抵抗を接続した。さらに、交流電源（模擬配電系統）を接続した。

動作試験結果を図 4 (a) に示す。図 4 (a) より、電流定数の増加に伴い直流入力電流が増加し、それらに反するような直流入力電圧の減少が確認された。さらに、電流定数の増加によりインバータの交流出力電流が増加し、系統電流が徐々に絞られていることが確認された。この時の I-V カーブ上における動作点の軌跡を図 4 (b) に示す。動作点は矢印の方向へ移動し、最終的に最大電力点近傍に動作点があることが分かる。

#### 5. まとめ

本稿では、デジタル制御型インバータにおける MPPT 制御プログラムの作成及び動作試験を行った。動作試験結果より、出力電流指示値の調整による直流入力電圧の変化を利用した MPPT 基本動作が確認された。

静的 I-V 特性での MPPT 動作の確認はできたが、今後の課題として、動的特性の確認、PI ゲインの最適化及び追尾精度・速度の向上を目指す。

本研究は新エネルギー・産業技術総合開発機構 (NEDO) の地域コンソーシアム研究計画の一環として行われた。

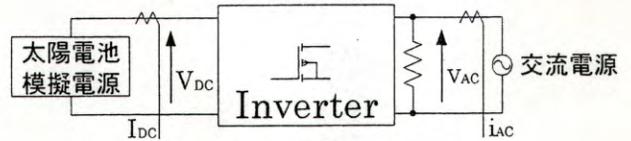
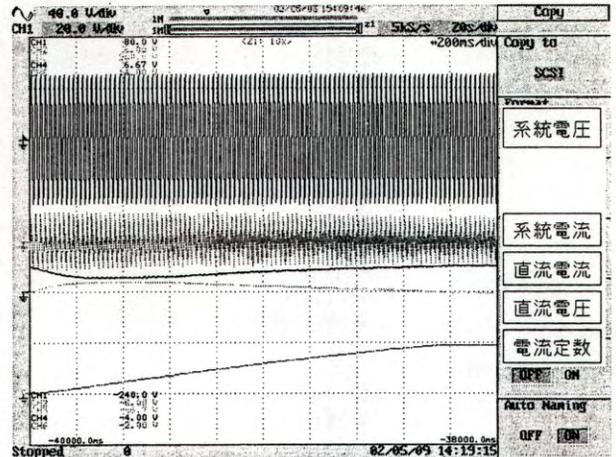
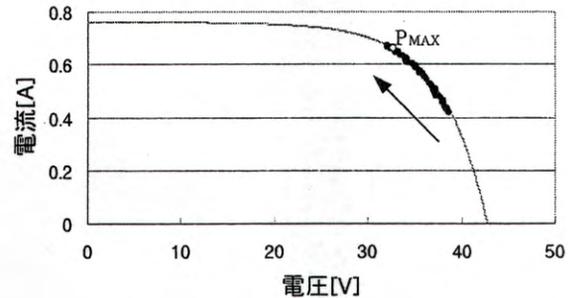


図 3 動作試験システム構成図  
Fig. 3 Configuration of experimental system.



(a) 電流定数と各パラメータの応答  
(a) Parameter  $K$  and response each Parameters.



(b) I-V カーブ上での動作点軌跡  
(b) Operating point locus on I-V curve.

図 4 動作試験結果  
Fig. 4 Experimental results.

#### 参考文献

- [1] D.H.Hohm, M.E.Ropp : "Comparative study of Maximum Power Point Tracking Algorithms Using an Experimental, Programmable, Maximum Power Point Tracking Test bed", 28<sup>th</sup> IEEE PHOTOVOLTAIC SPECIALISTS CONFERENCE ANCHORAGE, ALASKA 2000
- [2] K.H.Hussein, I.Muta : "Maximum Photovoltaic Power Tracking: An Algorithm for Rapidly Changing Atmospheric Conditions", IEEE Proceedings on Generation, Transmission, and Distribution, Vol.142, No.1, pp.59-64, January 1995

## ACモデルを用いた衛星雲画像による日射量予測の検討

谷口 浩成, 高橋 里枝, 黒川 浩助 (東京農工大学)  
大谷 謙仁 (産業技術総合研究所)

The methods for estimating the irradiation by using the drift vector of clouds  
Hironari Taniguchi, Kosuke Kurokawa (Tokyo University of Agriculture and Technology)  
Kenji Otani (National Institute of Advanced Industrial Science and Technology)

### 1. まえがき

太陽光発電 (PV) システムが電力系統に多数台連系されると、天候による太陽電池の出力変動のために、PV電源が電力需要制御、電圧制御、信頼度制御などへの運用制御への影響が顕在化してくる可能性がある。著者らはこれらの問題の軽減を目指し、衛星雲画像を利用した日射量予測法の研究を進めている。これまで日射量予測の基礎研究として、2枚の衛星雲画像から相互相関法により算出した雲移動ベクトルを用いて、雲アルベドを予測する方法を開発してきた。そこで本論文では、地表面アルベド値や雲移動ベクトルにより予測した VISSR 観測アルベド値などの情報を導入することにより広域の日射量リモートセンシングを可能とする ACモデル (Albedo Considering model) を用いて 1 時間後の日射量予測を行った。その結果と日射観測実測値との比較検討を報告する。

### 2. ACモデルによる日射量推定の方法

#### (2.1) ACモデル (Albedo Considering model)

地球-大気系に入射した日射が雲と地表面によって反射される日射反射モデルを図1に示す。この時、 $n$ : 雲量、 $\rho_c$ : 雲のアルベド、 $\rho_s$ : 地表面のアルベド、 $H_{t0}$ : 快晴時の水平面直達日射量とすると以下の式が導出できる。

$$H = (1-n)H_{t0} + (1-\rho_c)nH_{t0} + \rho_s \rho_c nH$$

$$r_p I_0 = \rho_c n H_{t0} + (1-\rho_c) \rho_s n H + \rho_s (1-n)H \quad \dots (1)$$

(1) 式を連立して解くと、水平面日射量の推定に用いる次の日射量推定式が誘導できる。

$$H = \frac{H_{t0} - r_p I_0}{1 - \rho_s} \quad \dots (2)$$

(2) 式が ACモデルの基本式である。この基本式を構成するパラメータは水平面直達日射量:  $H_{t0}$ 、地表面アルベド:  $\rho_s$ 、VISSR 観測アルベド:  $r_p I_0$ となる。地表面アルベドと VISSR 観測アルベドについては従来算出していた手

法<sup>2)</sup>を用いて求める。すなわち、VISSR 観測アルベドを雲移動ベクトルにより予測した値を使うことにより、日射量予測を実現するのである。次に水平面直達日射量:  $H_{t0}$  の算出方法を説明する。

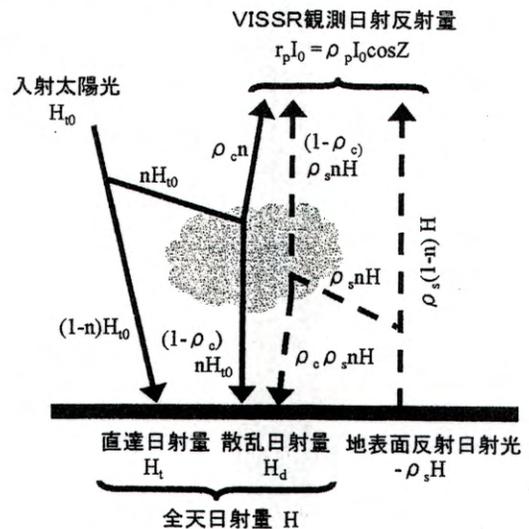


図1 雲・地表面による日射反射モデル

Fig 1. Solar irradiation balance in visible spectral band

(2.2) 水平面直達日射量の算出 水平面直達日射量は Nullet の理論晴天日射量の式<sup>3)</sup>を応用した。以下にそれを示す。

$$H_{t0} = \tau^m I_0 (\cos Z + a_4) \quad \dots (3)$$

where,  $\tau = a_1 + a_2 \cos Z_{noon} + a_3 \cos Z$

大気透過率  $\tau$  は太陽高度によって変化するため、季節や時間により異なった値を持つ。そのため  $\tau$  を年間を通して一定にするのは妥当ではない。そこで、 $\tau$  には3つのパラメータを含む経験式を仮定し、 $\tau$  の季節変動と時間変動

に対する補正項を加えた。これら 3 つの補正項と Nullet の理論晴天日射量の式に含まれる補正項を AC モデルパラメータとした。

(2.3) ACモデルパラメータの算出 今回の予測期間 1999年1月1日から12月31日の1年間とした。よって、1999年1月1日から12月31日の10時から15時までのデータの任意に選出した 20 の気象官署の日射観測データと VISSR 観測アルベドを用いて、ACモデルパラメータを最小二乗法により決定した。パラメータの最適化は(2)式に基づく1時間積算日射量に対して行った。決定されたパラメータは次の表のとおりである。

表 1 決定された AC モデルパラメータ

Table 1. Albedo Considering model parameter

a1	a2	a3	a4
0.9533	-0.1955	-0.08566	0.00937

### 3. 日射量予測の検討

(3.1) 使用したデータと気象官署 4 地点 日射量予測は、1999年1月1日から12月31日までの1年間の雲画像の午前10時から午後3時までの画像を使用した。今回の予測は、全国 801 地点の気象官署のうち任意に選出した 4 地点(札幌、東京、大阪、福岡)において1時間後の日射量予測を行った。

(3.2) 日射量予測の評価 雲移動ベクトルを用いた日射量予測において、まず年間の各予測地点における予測誤差を算出した。予測誤差を算出する際に用いる実測値には、気象庁年報 CDROM から抽出した水平面全天日射量データを用いた。予測誤差は次式のとおりである。

予測誤差 = ( |実測値 - 予測値| ) / 実測値  
 予測誤差を 25%刻みで表示した予測誤差の割合を表 2 に示す。

表 2 各予測地点における予測誤差の割合

Table 2. The error of forecasted 4 stations

	予測誤差			
	25%以下	25%~50%	50%~75%	75%以上
札幌	30.1	13.6	10.7	45.6
東京	42.9	16.9	8.9	31.3
大阪	37	27.8	9.7	25.5
福岡	41.9	19.1	11.7	27.3

各予測地点において、大阪を除いては予測誤差 25%以下と 75%以上に集中している。すなわち、予測できている場合(予測誤差 25%以下)と予測できていない場合(予測誤差 75%以上)が予測全体の 7 割近くを占めていることがわかる。さらに詳しく調べるために、7月の福岡における予測時間 13 時の実測値と予測値の比較を図 2 に示す。図 2 からわかるように、2日・3日・10日・24日のように大きく予測をはずしている日もあれば、7日・8日・14日・25日・28日のように誤差がほとんどなく予測できている日もあ

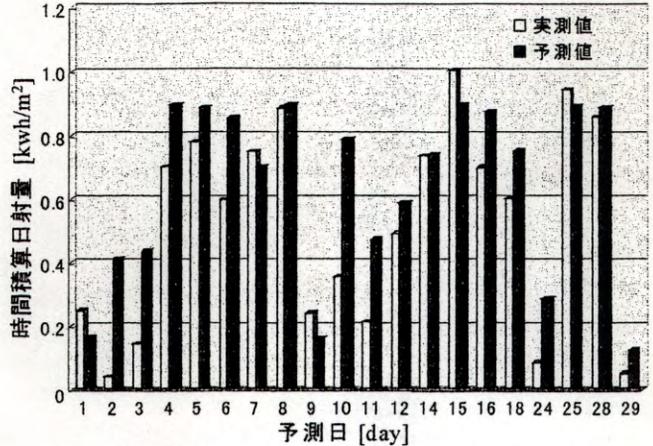


図 2 7月の福岡における13時を予測した実測値と予測値の比較

Fig 2. An example for monthly estimates at Fukuoka

る。これらの予測結果の違いを調べるために、各日の雲の状態を確認した。それを図 3 に示す。その結果、予測できている日は雲が少なくまばらな状態であり、予測できなかった時は雲が厚く覆っている時であることを確認した。

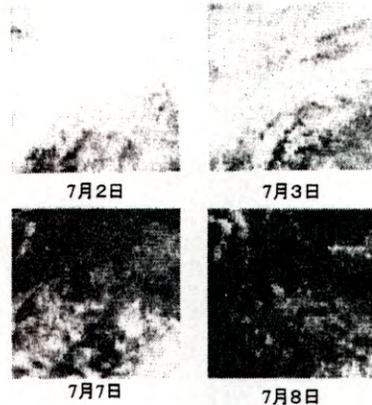


図 3 1999年7月の福岡における雲の状態

Fig 3. Clouds condition at Fukuoka, 1999 of July

### 4. むすび

本研究では、雲移動ベクトルを用いて予測した VISSR 観測アルベド値を AC モデルに適用することにより日射量予測を可能とする手法を提案した。予測結果より、予測できる場合とできない場合の差が激しいことがわかった。また雲移動ベクトルを用いた日射量予測の可能性を見出した。

### 文献

- 1) H. Taniguchi, K. Otani, K. Kurokawa, "The Motional Analysis of Cloud Albedo Patterns by GMS Images", The 28th IEEE Photovoltaic Specialists Conference, (2000)
- 2) 谷口浩成、大谷謙仁、黒川浩助、「衛星雲画像を利用した雲アルベドの動的分析」、平成 12 年電気学会電力・エネルギー部門大会論文集 A、p229-234
- 3) D. Nullet, "A comparison of two methods of estimating over the Tropical Pacific Ocean using cloudiness from satellite ov

**DEVELOPMENT OF INTERCONNECTING MICRO CONTROLLER FOR PV SYSTEMS IN JAPAN**

H. Koizumi\*, K. Nagasaka\*, K. Kurokawa\*, N. Goshima\*\*, M. Kawasaki\*\*, Y. Yamashita\*\*, A. Hashimoto#  
 \* Tokyo University of Agriculture and Technology, 2-24-16 Naka-cho, Koganei-shi, Tokyo 184-8588, Japan  
 Phone: +81-42-388-7132, Fax: +81-42-385-6729, E-mail: koizumih@cc.tuat.ac.jp  
 \*\* YEM Inc., 1-3-33 Okata, Atsugi-shi, Kanagawa 243-0021, Japan  
 # Yokogawa Research Institute Corporation, 2-9-32 Naka-cho, Musashino-shi, Tokyo 180-8750, Japan

**ABSTRACT:** Tokyo University of Agriculture and Technology (TUAT) and YEM Inc. have been developing a new interconnecting micro controller for PV systems in Japan. This paper presents the current steps and achievements of the development. The proposed controller aims especially at applying to AC modules and to the other inverters for PV systems. AC modules in the markets are mainly designed for the specification of Europe or US. To connect such a circuit to the distribution lines in Japan, appropriate interconnecting function must be added in the equipment. The proposed controller, which monitors the DC and AC waveforms at the input and the output ports of a PV inverter, provides all the functions for grid connection using a microcomputer.

**Keywords:** AC-Modules, Power Conditioning, Grid-Connected

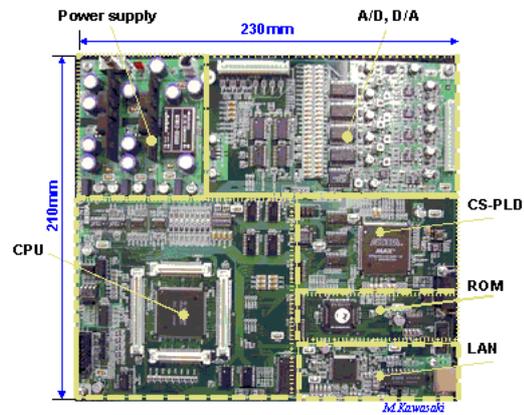
**1 INTRODUCTION**

Recently PV systems for residential use have been increasing all over the world. Also in Japan, PV systems on the roof have been growing. These systems usually supply their generation power through a 3 kW to 4 kW class of power conditioner. Generally the residential area is bristling with houses buildings and plants. They often cast their shadows on the roof mounted PV arrays. Sometimes, the output power is reduced with the shady cells. Against the matter, AC modules give a solution. However, AC modules in the markets are mainly for Europe or US in their specifications. To connect such a circuit, appropriate interconnecting functions must be modified for the system in Japan [1].

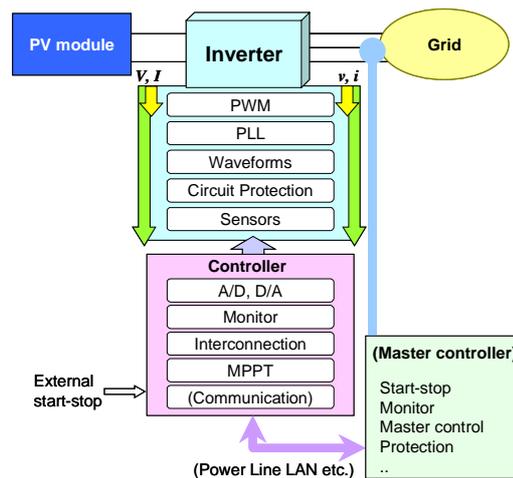
Tokyo University of Agriculture and Technology (TUAT) and YEM Inc. have been developing an interconnecting micro controller. The function for grid connection is able to be installed as a program. The controller set to an inverter enables the system to be connected to distribution lines. A prototype board [2] has been made and tested. The second version board has been developed and is under the examination. There is still room for improvement. This paper shows the current steps and achievements of the first stage development.

**2 DESCRIPTION OF THE CONTROLLER**

Figure 1 shows a picture of the second version controller manufactured by YEM Inc. It consists of a microcomputer (SH7615 HITACHI [3]), CS-PLD, I/O ports, A/D and D/A converters, communication ports, and power supplies for ICs. The size of the board is 210 mm x 230 mm, which is widely designed to connect a probe over the microcomputer and for some experiments. Figure 2 shows a system model using the proposed controller. The controller monitors the inverter's condition by monitoring the input and output voltages and currents. These AC and DC waveforms are changed into digital signals. Isolation amplifiers are now set in the inverter to reduce the influence of switching noise. The output power of the inverter is controlled following the calculation results based on the captured data. Interconnecting protection and maximum power point tracking (MPPT) are set in the program files, which are

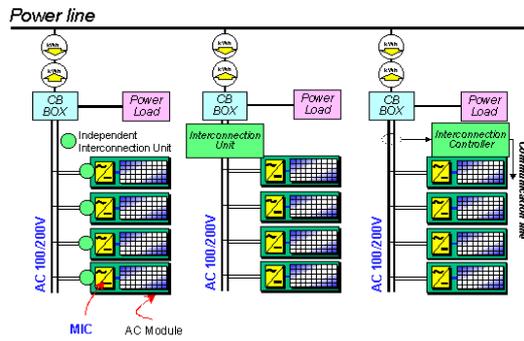


**Figure 1:** Interconnecting micro-controller board.



**Figure 2:** A system model using the micro controller.

rewritable. As shown in this figure, circuit protection, PWM, and voltage/current sensors are in the main board of the inverter. On the present step, the master controller and inverter controller are set in the same board. These are able to be divided with keeping data communication. If an inverter has the functions shown in the model, the proposed controller is easily applied to it.



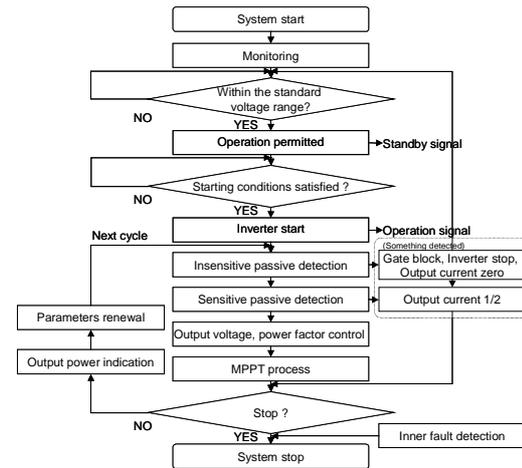
**Figure 3:** Total system configurations. (a) Independent interconnection, (b) concentrated interconnection, and (c) monitoring interconnection.

### 3 TOTAL SYSTEM CONFIGURATIONS

This controller is assumed to be used in an AC module. As a total system, several models composed of some modules are expected. Therefore the required functions of the controller have to be adapted to each case. As shown in Fig. 3(a), conventional AC modules have all the functions as a power conditioner. In this case, even if a customer sets only one AC module, it is possible to use as a small grid connection system. However, in a roof system, usually many modules are mounted. Therefore the interconnecting function can be collectable in an extra controller, which has a possibility that the total cost is reduced in some cases. A system configuration shown in Fig. 3(b) is an example of interconnection system with a circuit breaker (CB) set in the CB box. In the system of Fig. 3(c), an extra unit is put independently to control each AC module. In this way, communication system is required. At the present stage, all the systems and their fusion are under consideration for the final version. The prototype board and the second version have all the functions.

### 4 FUNDAMENTAL FUNCTIONS OF THE CONTROLLER

A fundamental flow of the control system is shown in Fig. 4. The system operation is started by an order which is to be a switch, the sun shine or a signal from the master controller. During the operation, the controller constantly monitors the input and output voltage and current of the inverter. The waveforms are sampled at about 500 points per one grid cycle and changed to digital data. When the grid voltage, that is equal to the output voltage, is within the standard voltage range, the controller permits the inverter circuit to be standby position. Then, the DC side condition is checked. If the open circuit voltage is in the normal range, the controller permits the inverter to start. The rms/average value, the grid frequency, and the third harmonic are calculated based on the stored data by the grid cycle. No sooner than a remarkable change is detected with the insensitive-passive detection algorithm, the inverter is stopped. Small deviation with possibility of islanding is detected with the sensitive passive



**Figure 4:** Flow chart.

detection algorithm. In this case, output power of the inverter is reduced to the half of it, which performs as an active detecting function and magnifies the deviation if in the islanding condition. This method is proposed as the active-passive series method [4]. Unless any matters are detected for one cycle, next output power is calculated in the MPPT process and indicated as the output current parameter. The system stops, if a trouble is found in the controller or the inverter, or if system stop command is given. The above process is usually synchronized to each the grid cycle.

### 5 PROTECTION FOR GRID CONNECTION

#### 5.1 Islanding protection

As mentioned above, the active-passive series method is applied to the islanding detecting function of the controller. The details are explained in a relating paper of OE6.3 [5] in this conference record. The algorithm is simplified with comparing to the original. The insensitive passive detection simply checks the rms value of AC voltage, frequency, phase shift, and the third harmonic with the thresholds. This function can be also used as a protection system. The other one, the sensitive passive detection is specified to detect a small sign of an islanding phenomenon. It checks the changing ratio of the grid frequency and the third harmonic. Even if only one parameter goes over the threshold, the controller orders the inverter to reduce the output current to the half of the present value. If the inverter is in the islanding system, the power decrease causes the system voltage reduction. It should be detected by the insensitive detection. At first, the algorithm was tested with a personal computer using some data sets observed in some islanding phenomena [6].

#### 5.2 Islanding test

Islanding phenomena are tested in a grid simulator. In our study, a reduced scale distribution system simulator was built for the tests [7]. Figure 5 shows the reduced scale distribution system simulator. The simulator consists of an AC power supply,  $L$ - $R$  circuit as a distribution line, and the load of  $R$ ,  $L$ ,  $C$ , and an induction motor. In this system, 4 commercial power



**Figure 5:** The reduced scale distribution system simulator.

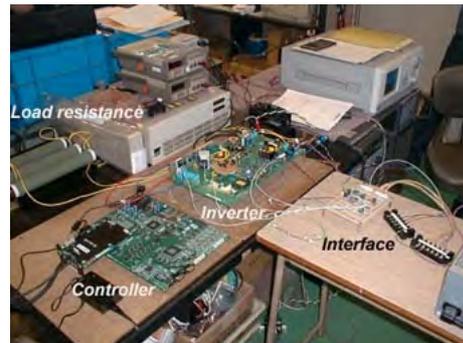
conditioners have been tested. Two of them are able to be set the islanding detections off. Islanding phenomena can be mainly realized using a power conditioner in the off-detecting mode. These data have been used to test the detection program. In the prototype, the noise component of the waveforms prevented the algorithm from the correct detection. In the second version, islanding tests have been repeated [5]. About the second version controller, more sivial tests have been carried out. Thus, an assumed deviation is once given by the programable AC power source and it keeps on supplying after the modification without any matter. The performance of the controller was agreed with the theoretical prediction.

## 6 MAXIMUM POWER POINT TRACKING

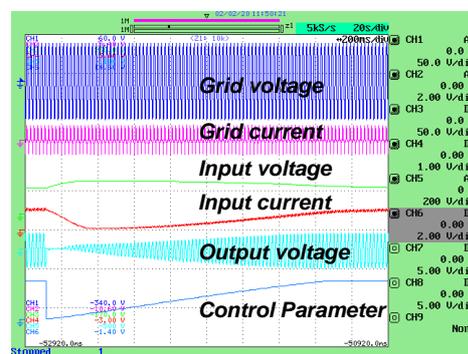
A lot of MPPT algorithms have been proposed [5]. In this study, three conventional algorithms, perturbation and observation (P&O), Incremental conductance (IncCond), and constant voltage (CV) have been built and simulated with assumed data. At the present stage, the IncCond was selected and installed. In our program, the present operating position on the I-V curve is found with the input voltage and current. Comparing to the present values and the last ones, a target value is decided as a value of DC voltage. To close to the value, the output current is controlled. The indication parameter is sent to the inverter by the grid cycle. When the monitored DC voltage becomes close to the aim, the program renews the data and calculates the next aim [8].

## 7 EXPERIMENTAL RESULTS

The prototype controller of TUAT and YEM was connected with a fly-back inverter of Tokyo Metropolitan Univ. and Niwa Elec. Inc. with the interface board (IF) as shown in Fig 6. The MPPT, islanding detection, and increased voltage protection programs were installed into the microcomputer (SH7615) in the controller. The circuit protection, PWM, and PLL functions were in the inverter circuit itself. The observed waveforms in the test with PV array simulator are shown in Fig. 7. In this test, I-V curve was fixed. The MPPT function sought to track the maximum power point. In this version, only the basic operation as a PV inverter system composed of an inverter and a controller was confirmed. However it was impossible to test the islanding detection and interconnection with the rated



**Figure 6:** Experimental system with the prototype controller and the inverter.



**Figure 7:** Observed waveforms in the prototype system.

power because of the noise interference on the controller in case of grid connection. When the Fig. 7 was observed, to confirm the parameter's performance and the other waveforms, the inverter was forced to operate without grid connection.

Against the problem, the second version of the controller has been made, and the inverter has been also improved. Figure 8 shows an experimental system composed of the new circuits. This system is connected to the reduced scale distribution system simulator. All the basic operations have been confirmed. The operation from zero output power to the rated output power was confirmed in the condition of grid connection. Figure 9 shows the observed waveforms in an interconnecting experiment. The I-V curve simulator was set on the fill factor of 0.8 with the maximum output power of 94 W. The MPPT operation is observed in the waveforms. It is shown that following the increase of the output current, the grid current decreased. The AC current waveform includes pulses. The reasons are now under the study. In some cases, these pulses cause a miscalculation to the micro controller. The output current indicating parameter was controlled to track the maximum power point. The I-V curve was fixed in this test. Against rapid changes of the irradiation, this program kept the operation. Now the MPPT operation is still under the tests for many kinds of I-V curves with various fill factors and irradiance conditions. Especially MPPT operation in low power conditions with low FF is a problem to be solved immediately. The islanding detection was also tested and the operation was confirmed. The details are reported in [5].

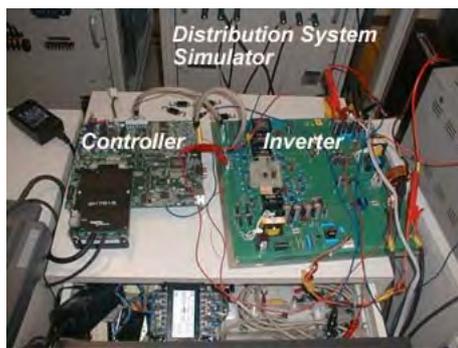


Figure 8: Experimental system with the second version controller and the inverter.

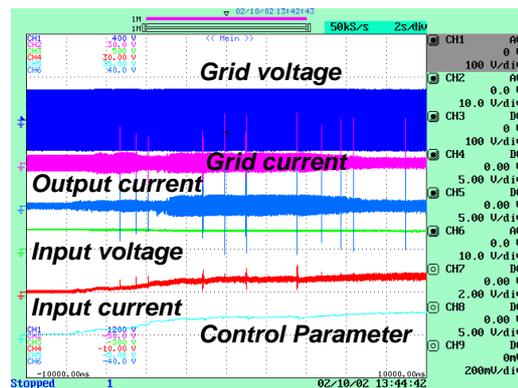


Figure 9: Observed waveforms in the second version system.

## 8 CONCLUSION AND FURTHER RESEARCH

Development of the interconnecting controller for Japanese PV systems has been introduced. The prototype controller and the second version have been described. The main algorithms have been shown. The experimental results by the present stage have been reported about both the circuits. The basic functions of the second version controller are still under the development, however many good performances have been confirmed as a PV inverter controller for a grid connection system.

The following items are still under the study for the next version.

- Total system configurations and communication
- Interface to the inverter
- Power supply to the controller
- Evaluation about the dynamic response against irradiation change
- Size and cost reduction

The next version will be presented in WCPEC-3 in Osaka Japan.

This development has been carried out as a part of the "Regional Consortium R&D Program", funded by the New Energy and Industrial Technology Organization (NEDO) from FY2000 to FY2001 and by the Ministry of Economy, Trade and Industry (METI) in FY2002.

## REFERENCES

- [1] Agency of natural resources and energy, "Guideline to regulate utility-connection technology '98", Denryoku shinpo-sha, 1998 (in Japanese).
- [2] NEDO et al. "The 2nd annual report on the regional consortium R&D: development of distributed power conditioner for PV systems" (in Japanese).
- [3] <http://global.hitachi.com/New/cnews/E/1999/991206B.html>.
- [4] H. Kobayashi et al. "Method for preventing islanding phenomenon on utility grid with a number of small scale PV systems", *Proc. The 22nd IEEE PVSC*, pp. 695-700, Oct. 1991.
- [5] T. Mizuno et al. "The islanding detection algorithm of a new AC module for grid connection in Japan", *Proc. PV in Europe, OE6.3* Oct. 2002.
- [6] T. Mizuno et al. "Inference of islanding detecting factor in commercial PV inverters", *Proc. 13th Annual Conf. of Power & Energy Society. IEEJ*, vol A, pp. 597-598, Aug. 2002 (in Japanese).
- [7] Y. Noda et al. "The development of a scaled down simulator for distribution grids and its application for verifying interference behavior among a number of module integrated converters (MIC)", *Proc. The 29th IEEE PVSC*, May 2002 (to be published).
- [8] T. Kaito et al. "A study on MPPT function of digital inverter", *Proc. 13th Annual Conf. of Power & Energy Society. IEEJ*, vol A, pp. 603-604, Aug. 2002 (in Japanese).

## THE ISLANDING DETECTION ALGORITHM OF A NEW AC MODULE FOR THE GRID CONNECTION IN JAPAN

Tamaki Mizuno\*, T. Ishikawa\*, Y. Noda\*, H. Koizumi\*, K. Kurokawa\*  
Y. Arai\*\*, N. Goshima\*\*, M. Kawasaki\*\*, H. Kobayashi\*\*\*

\* Tokyo University of Agriculture and Technology, 2-24-16 Naka-cho, Koganei, Tokyo, Japan 184-8588

Phone: +81-42-388-7132, Fax: +81-42-385-6729, E-mail: mizutama@cc.tuat.ac.jp

\*\* Yamashita Engineering Manufacture Inc, 1-3-33 Okada, Atugi, Kanagawa, Japan 243-0021

\*\*\* Central Research Institute of Electric Power Industry Komae Research Laboratory, 2-11-1 Iwadokita, Komae, Tokyo, Japan 201-8511

**ABSTRACT:** The purpose of this paper is to develop an algorithm for islanding protection. It must satisfy conditions that it is not affected by high-density installation and it acceptable for the Japanese grid interconnection guideline. This research is one part of the Regional Consortium Project to develop a new 100W class micro-inverter for residential PV systems [1]. Feature of this algorithm is to combine a two-step passive detection and a current control of the inverter as an active component. The former can effectively suppress the misdetection and mutual interference among inverters. It is concluded that the developed algorithm works satisfactorily.

**Keywords:** Islanding, AC-modules, Grid-Connected

### 1 INTRODUCTION

AC module has many advantages that, for example, it seems to be more cost-effective than usual PV system and can easily be set up rather than usual PV system. However AC module has some problems. Thus usually AC modules are installed in higher density, in such a case, the inverters' own control may affect other inverters and sometimes cause all the inverters to stop due to the misdetection. Although, it becomes popular in Europe and US, it doesn't spread in Japan. One of the reasons is the grid connection guideline [2] that requires conditions different from European or American codes.

The present Japanese guideline requires equipping a complete islanding protection in all the type of inverters including AC module because AC modules are not yet specified anywhere. It should provide both the passive method and the active method. This paper introduces an islanding detection algorithm and its experimental results obtained by using a network simulator.

### 2 METHOD OF ISLANDING DETECTION

#### 2.1 Islanding detection of AC module inverter

Almost all AC module inverters marketed now have a grid connection protection unit to be concrete under voltage relay, over voltage relay, under frequency relay and over frequency relay. However if they are put into place in higher density, they may cause islanding. Because it cannot detect that the inverters output power and load condition are balanced. According to [3], islanding experiment in a number of inverter with parallel setting had been confirmed the islanding behavior. It is needed for islanding protection that the inverters exactly detect a balanced islanding condition and don't cause mutual interference among them. For AC module inverter it is very important to protect the islanding phenomena and to keep the grid connection standard.

#### 2.2 The Active/Passive Series Method

The Active/Passive Series Method was invented by H.Kobayashi et al. [4] has a two-step passive detection and the current control of the inverter. Feature of this method is to combine a two-step passive detection and the current control of the inverter as an active component. Function of the two-step passive detection is to suppress

all the inverters stopped at once by the misdetection. Function of the current control of the inverter is to suppress mutual interference among the inverters.

#### 2.3 The islanding detection algorithm

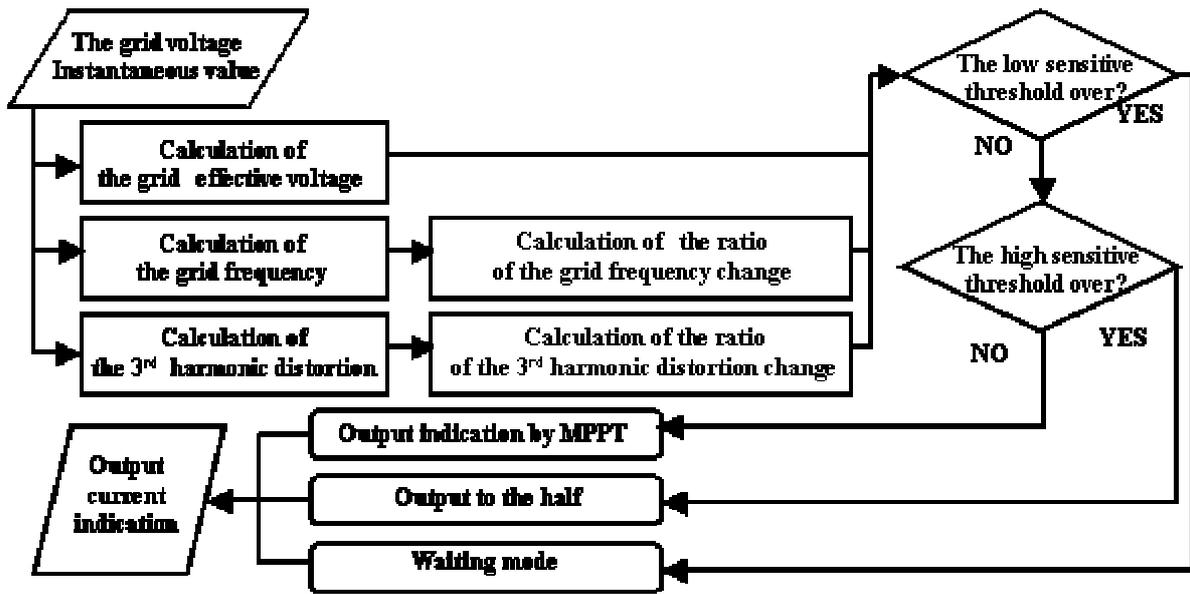
Authors introduce the algorithm for a new AC module inverter that is suitable for the Japanese guideline. It consists of the inverter and the control board. The control board includes the total algorithm such as islanding algorithm and MPPT. Function of the control board is to run the total algorithm and to output the current indication value. This islanding detection algorithm simplified the Active/Passive Series Method.

While the inverter is operating, the control board is monitoring instantaneous values of the grid voltage by the grid cycle. (It's about 20[ms]) The control board outputs the current indication value in the grid cycle. The inverters' sampling frequency is 27.5 [kHz]. The total algorithm is calculated within 20 [ms].

Since the control board starts monitoring, each detection method calculates the instantaneous values of the grid voltage. After this, the two-step passive detection judges the values, and outputs the current indication value. Figure 1 shows the flowchart of the islanding detection algorithm at a static state.

The first-step of the passive detection is a low sensitive detection including the effective voltage, the grid frequency and the 3<sup>rd</sup> harmonic distortion. The second-step of the passive detection is a high sensitive detection including the rate of change about the grid frequency and the 3<sup>rd</sup> harmonic distortion.

In case when the low sensitive detects a matter, the inverter backs to the waiting mode. The waiting mode means to stop the inverter operation. When the low sensitive doesn't detect anything and only the high sensitive detects a matter, the inverter output current changes to the half. Then, if the grid voltage exists, there is no influence in the system voltage waveform. If the grid voltage doesn't exist, the change of the inverter output current distorts the system voltage waveform. This distortion is detected by the low sensitive, then the inverter changes to the waiting mode. If the inverter doesn't detect anything both the low sensitive and the high sensitive, MPPT algorithm outputs the suitable current indication for the grid condition. [4]



**Figure 1:** The flowchart of the islanding detection algorithm at a static state

#### 2.4 Each detection method [5]

There are three kinds of methods in the low sensitive detection. Three detection methods are the effective voltage detection, the grid frequency detection and the 3<sup>rd</sup> harmonic distortion detection. The effective voltage is calculated square root of the voltage instantaneous values about every cycle. The grid frequency is calculated the voltage instantaneous values from the first zero cross to the third zero cross. The 3<sup>rd</sup> harmonic distortion is calculated the voltage instantaneous values with Discrete Fourier Transform.

There are two kinds of methods in the high sensitive detection. The rate of the grid frequency change and the rate of the 3<sup>rd</sup> harmonic distortion change are calculated by use of moving average. Accuracy of each detection method is confirmed in the simulation.

#### 2.5 Threshold of each detection method

Table 1 shows the threshold of each detection method. The low sensitive threshold is defined along the Japanese guideline. The high sensitive threshold is simulated by [6]. To suppress the misdetection, the high sensitive threshold needs the further examination.

**Table 1:** The threshold of each detection method

Detection method	Threshold
The under effective voltage	90[V]
The over effective voltage	110[V]
The under grid frequency	47.5[Hz]
The over grid frequency	52.5[Hz]
The 3 <sup>rd</sup> harmonic distortion	3[%]
The rate of the grid frequency change	0.1[%]
The rate of the 3 <sup>rd</sup> harmonic distortion change	0.5[%]

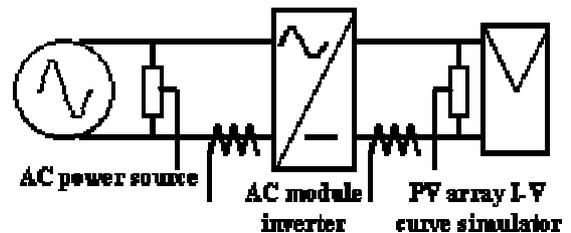
### 3 EXPERIMENTAL CONTENTS

To connect the grid, the algorithm needs the exactness to detect the grid small disturbing such as instantaneous voltage change or frequency change.

Consequently, the algorithm needs to be investigated against these phenomena.

#### 3.1 Experimental circuit for imitation islanding test

Figure 2 shows the experimental circuit for imitation islanding test. In the experiment, AC power source takes the place of the grid, and PV array I-V curve simulator takes the place of PV. AC module inverter consists of the inverter and the control board. Due to investigate the islanding detection availability of the inverter, there is no load on this circuit.



**Figure 2:** Experimental circuit for imitation islanding test

**Table 2:** PV array I-V curve simulator's parameters

Setting parameter	Established value
Pmax	100[W]
Vop	40[V]
Iop	2.5[A]
Voc	45[V]
Ioc	2.5[A]
FF	0.79
Amount of solar radiation	1kW/m <sup>2</sup>
Temperature	25

#### 3.2 Experimental condition

Table 2 shows PV array I-V curve simulator's parameters. The inverter is still under the development, however the static operation is controlled. Static operation is more strictly for islanding phenomena than

dynamic operation condition. The experiments were carried out under the static operating conditions.

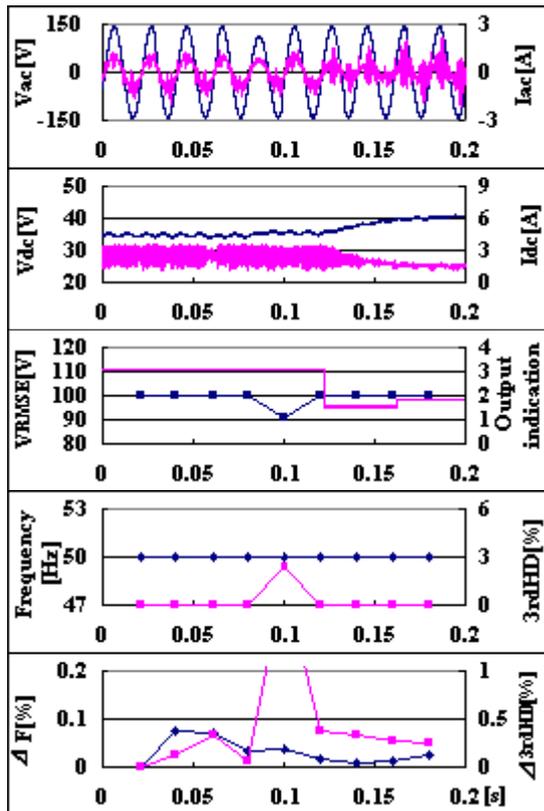
## 4 EXPERIMENTAL RESULTS

### 4.1 Experiments of voltage quick change

This experiment focused on the algorithm behavior under the voltage quick change. The grid voltage was changed from 100[V] to 80[V] or 120[V] among 10[ms]. The grid frequency was kept constant 50[Hz]. Figure 3 shows the analytical result. The result shows that the voltage quick change was detected by the rate of the grid frequency change and the effective voltage detection. Judging from the measured data of the rate of the grid frequency and the rate of the 3<sup>rd</sup> harmonic distortion, the rate of the grid frequency change didn't over the threshold, however the rate of the 3<sup>rd</sup> harmonic distortion change went over the threshold. Then, the output current indication changes to the half. However, due to exist the grid, there was no influence to the grid voltage.

Another experiment result under the voltage quick change from 100[V] to 120[V] among 10[ms] was also detected by the high sensitive detection.

These results show that the algorithm can exactly operate in voltage quick change.



**Figure 3:** Measured data at the experiment of voltage change from 100[V] to 80[V] among 10 [ms].

### 4.2 Experiments of the grid frequency smoothly change

This experiment focused on the algorithm behavior under the frequency smoothly change. The grid frequency was smoothly changed from 50[Hz] to 51[Hz] or 49[Hz] among 0.4[s] and from 50[Hz] to 53[Hz] or 47[Hz] among 1.0[s]. The grid voltage was kept constant 100[V]. Figure 4, 5,6,7 shows the analytical result.

When the grid frequency was smoothly changed from 50 [Hz] to 51 [Hz] or 49 [Hz], the rate of the grid frequency change was over the threshold. At the time, the output current indication value was instantaneously changed to the half. That makes DC voltage and DC current quickly changed.

If the grid doesn't exist, the voltage waveform is distorted by the inverter output current. Even if under the condition that the inverter's output power and load are balanced, the rate of frequency change detection and the rate of the 3<sup>rd</sup> harmonic distortion change detection will detect the small disturbing in the grid voltage. Then, the balanced condition turn into a non-balanced islanding condition. Consequently, it is to be detected by the low sensitive detection, and the inverter backs to the waiting mode.

When the grid frequency was smoothly changed to 53 [Hz] or 47 [Hz], the grid frequency was over the threshold. At the time, output current indication was instantaneously changed to zero. Then, the inverter backs to the waiting mode.

These results show that the algorithm can exactly operate in the grid frequency smoothly change.

## 5 CONCLUSIONS

This paper introduces an islanding detection algorithm for the Japanese guideline and investigated the availability of this algorithm in the imitation islanding experiment.

In the experiments, this algorithm exactly detects the small disturbing of the grid voltage and the smoothly changes of the grid frequency. Experimental results showed the availability of this algorithm.

In future, this inverter needs further experiments for islanding. Finally, this algorithm will be shown that development algorithm works satisfactorily.

This development has been carried out as a part of the "Regional Consortium R&D Programme", funded by the New Energy and Industrial Technology Organization (NEDO) from FY2000 to FY2001 and by the Ministry of Economy, Trade and Industry (METI) in FY2002.

## References

- [1] H.Koizumi et al. "Development of Micro Controller for PV System In Japan" PV IN EUROPE, OE5.1
- [2] Agency of Natural Resources and Energy "Guideline to Regulate Utility-connection Technology"
- [3] Y.Noda et al: "Development of a scaled-down simulator for distribution grids and its application for verifying interference behavior among a number of module integrated converters (mic)", Proc. The 29th IEEE PVSC, May 2002 (to be presented)
- [4] T.Kaitou et al: "A study on MPPT function of digital Inverter", Proc.13th Annual Conf. of Power & Energy Society. IEE-J, vol. A, pp. 603-604, Aug. 2002 (in Japanese).
- [5] H. Kobayashi, K.Takigawa, E.Hashimoto: "Method for Preventing Islanding Phenomenon on Utility Grid with a Number of Small Scale PV Systems", Proc. The 22<sup>nd</sup> IEEE PVSC, pp.695-700 (1991-10)
- [6] T. Mizuno et al. "Interference of Islanding detecting factor in commercial PV inverters" Proc.13th Annual Conf. of Power & Energy Society. IEE-J, vol. A, pp. 597-598, Aug. 2002 (in Japanese).

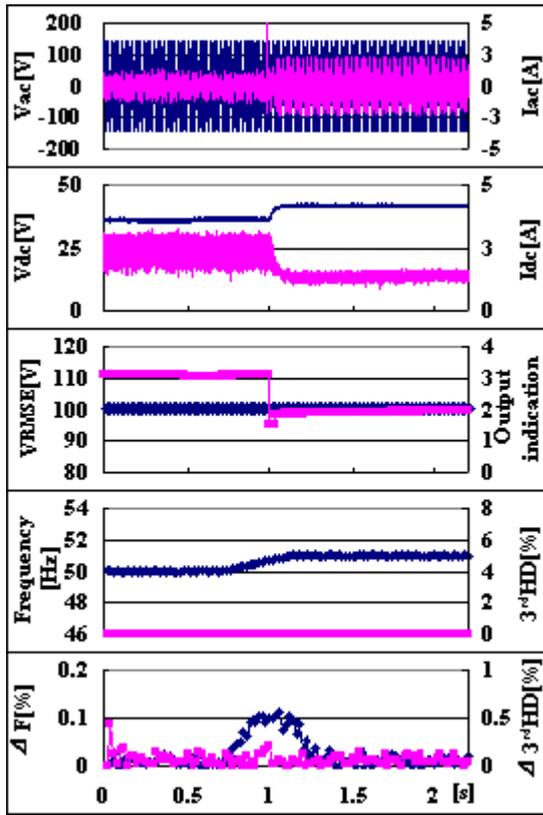


Figure 4: Measured data at the experiment of frequency smoothly changes from 50[Hz] to 51[Hz] among 0.4 [s].

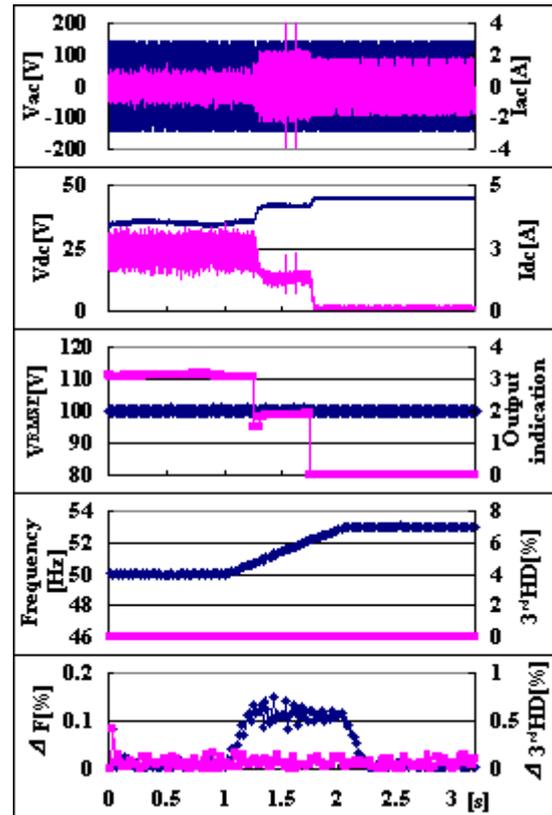


Figure 6: Measured data at the experiment of frequency smoothly changes from 50[Hz] to 53[Hz] among 1.0 [s].

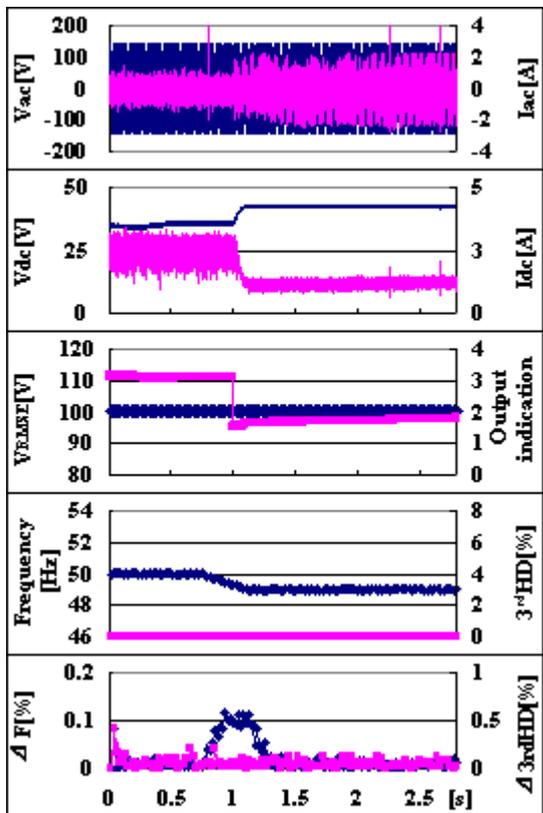


Figure 5: Measured data at the experiment of frequency smoothly changes from 50[Hz] to 49[Hz] among 0.4 [s].

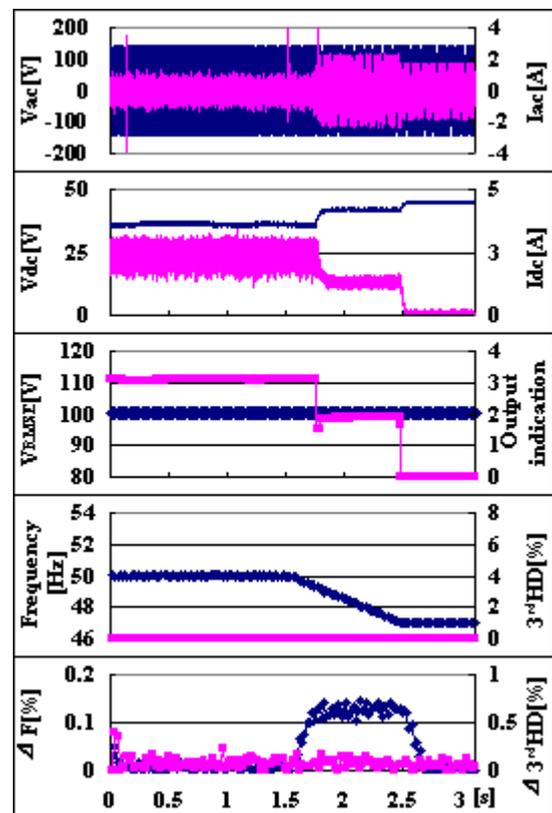


Figure 7: Measured data at the experiment of frequency smoothly changes from 50[Hz] to 47[Hz] among 1.0 [s].

## PV VISION: THE VERY LARGE-SCALE PV SYSTEM CONCEPT

Kosuke Kurokawa

Tokyo University of Agriculture and Technology (TUAT),  
2-24-16 Naka-cho, Koganei, Tokyo, 184-8588, Japan

**ABSTRACT:** This study has been carried out by Task VIII: 'Very Large Scale PV Power Generation utilising Desert Areas' under the umbrella of IEA Implementing Agreement on Photovoltaic Power Systems. The potential of Very Large Scale Photovoltaic Power Generation (VLS-PV) Systems, which having a capacity ranging from several megawatts to gigawatts, was examined and evaluated by identifying the key factors that enable VLS-PV system feasibility and clarifying the benefits of this system's application to neighbouring regions, as well as the potential contribution of system application to protection of the global environment. Renewable energy utilization in the long term was also clarified. The key factors for the feasibility of such systems were identified and the (macro) economic benefits and the potential contribution to the global environment were clarified. Mid- and long-term scenario options for making VLS-PV systems feasible in some given areas was proposed. First the background of the concept is presented. Then six desert areas were compared and three scenario studies were performed to ensure sustainability. In this paper, the results of this study and recommendations are reported.

**Keywords:** Large Grid-connected PV system, Energy Options, Environmental Effect

### 1. INTRODUCTION

"It might be a dream, but ..." has been a motive for continuing our beloved study "Very Large Scale Photovoltaic Power Generation – VLS-PV". Now, we are so confident that this is not a dream and that a desert produces energy, truly. This study gives one of the promising recommendations for solving world energy problems in the 21st century.

This activity first started under the umbrella of IEA Task VI in 1998 [1, 2]. The new task – Task VIII: 'Very Large Scale PV Power Generation utilising Desert Areas' was set up for feasibility studies in 1999 [3].

To initiate the study, a lot of imagination was required. It was felt that dreams and imagination are really welcome and that it is worthwhile to consider things for the future generations, our children or grandchildren. People have to imagine their lives after 30 years or 50 years, even 100 years since it requires a longer lead time to realize energy technology. In this sense, studies in terms of VLS-PV include plant design by extending present technologies as well as discussing basic requirements for PV energy in the future energy-supplying structure, the social impact on regions, and the local and global environmental impact.

It may be known that very large deserts in the world have a large amount of energy supplying potential. However, unfortunately, around those deserts, the population is generally quite limited. Then, too much power generation by PV systems becomes worthless. However, world energy needs will grow larger and larger toward the middle of the 21st century. In addition, when global environmental issues are considered, it is felt that future options are limited. These circumstances became the back-bone and motive force for VLS-PV work.

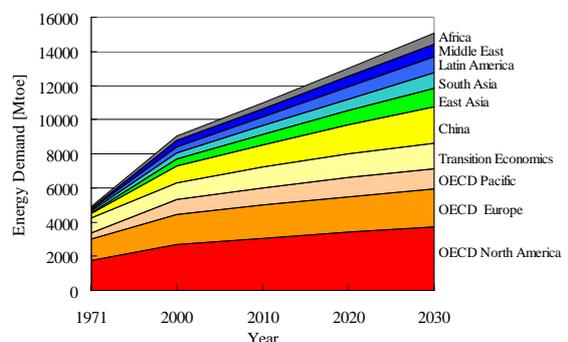
In this paper, the results of this study and recommendations are reported [3-5].

### 2. BACKGROUND AND CONCEPT OF VLS-PV

A Very Large Scale PV System is defined as a PV system ranging from 10 MW up to several GW (0,1 km<sup>2</sup> to 20 km<sup>2</sup> total area) consisting of one plant or an

aggregation of multiple units operating in harmony and distributed in the same district [1-3]. These systems should be studied with an understanding of global energy scenarios, e.g.: Fig.1, environmental issues, e.g.: Table 1., socio-economic impact, PV technology developments, desert irradiation and available areas:

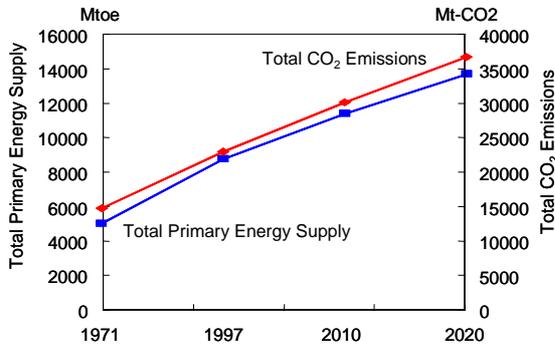
- All global energy scenarios project PV to become a multi-GW generation energy option in the first half of this century as shown in Fig.2.
- Environmental issues to which VLS-PV may contribute are global warming, regional desertification and local land degradation.
- The PV technology is maturing with increasing conversion efficiencies and decreasing prices per watt. Prices of 1,15 USD/W are projected for 2010, which would enable profitable investment and operation of a 100 MW plant.
- Solar irradiation databases now contain detailed information on irradiation in most of the world's deserts.
- The world's deserts are so large that covering all of them by 50% with PV would generate 18 times of the primary energy supply of 1995.



**Figure 1:** World primary energy supply by region 1971-2030 [World Energy Outlook –2002 ed., IEA]

**Table 1:** Installed global capacity (GW) estimated by G8 Renewable Energy Task Force

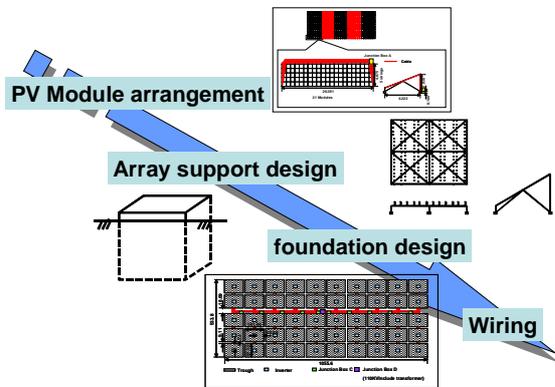
	Coal IGCC	Gas FC	Bio Conv.	Bio IGCC	Bio FC	Small hydro	Wind	Solar PV	Solar thermal	Geothermal
2000	0.3	0.3	24.3	0.3	0.1	0.3	12.5	1.0	1.4	6.9
2012	14.3	14.3	34.6	15.7	15.8	18.9	90.5	31.8	9.7	17.4
2020	39.7	35.7	36.7	28.9	28.9	38.8	196.3	118.8	32.6	27.6
2030	142.5	114.0	40.5	68.0	67.5	95.8	554.6	655.8	156.4	49.5



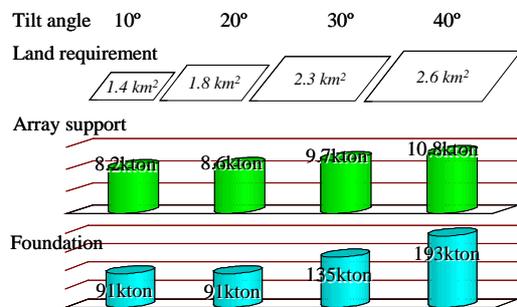
**Figure 2:** World primary energy supply and CO2 emissions from 1971-2020 [World Energy Outlook – 2000 ed., IEA]

### 3. VLS-PV CASE STUDIES

Detailed case studies have been carried out to understand realistic scale of VLS-PV according to a scheme as shown in Fig.3 [4]. Some examples of their results are shown in Figs. 4-9.



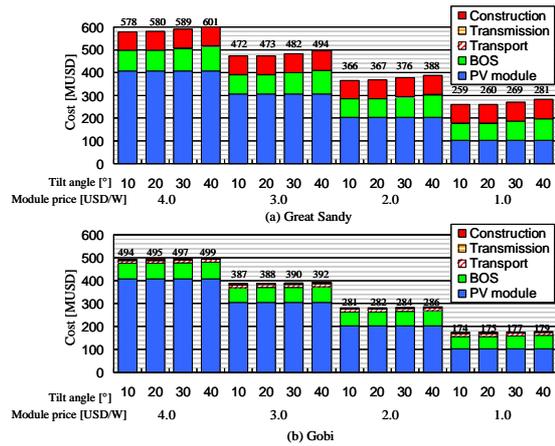
**Figure 3:** VLS-PV design schemes



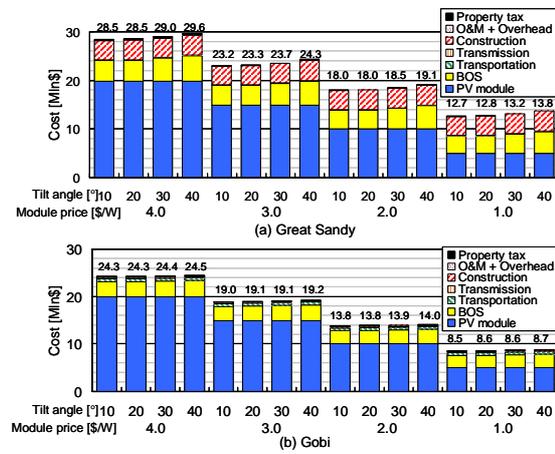
**Figure 4:** system requirement (Gobi desert case)

Electricity generation costs of between 0,09 and 0,11 USD/kWh are shown, mainly depending on annual irradiation level (module price 2 USD/W, interest rate 3 %, salvage value rate 10 %, depreciation period 30

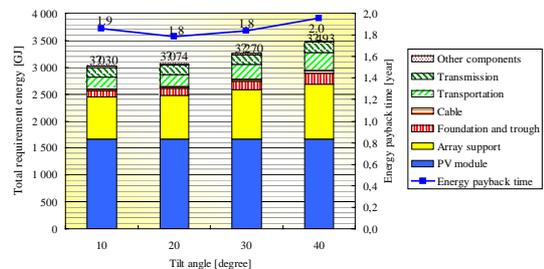
years) as shown in Fig.10. These costs can come down by a factor of a half to a quarter by 2010. Plant layouts and introduction scenarios exist in preliminary versions [4, 5].



**Figure 5:** Initial cost of 100MW PV system construction

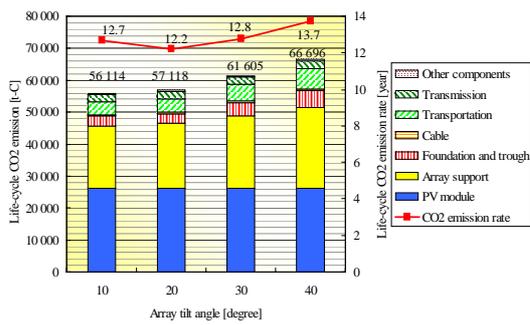


**Figure 7:** Annual cost of 100MW PV system

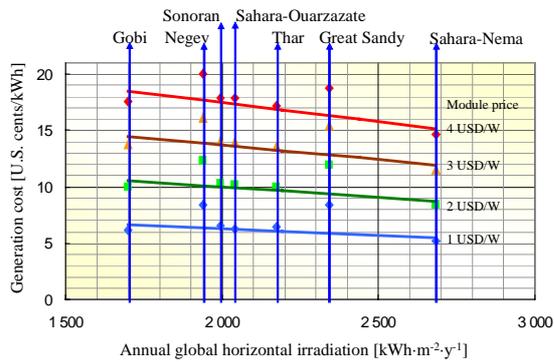


**Figure 8:** Total primary energy (TPE) requirement and EPT of a 100MW PV system

I/O analysis shows that 1 250 to 1 500 man-years of local jobs are created per km2 of PV - produced and installed.



**Figure 9:** Life-cycle CO<sub>2</sub> emissions and life-cycle CO<sub>2</sub> emission rate of a 100MW PV system



**Figure 10:** Best estimates of generation cost for each of the deserts as a function of annual irradiation

Other findings of the three case studies (two flat-plate PV systems and one two-axis tracking concentrator PV) are:

- The case study in the Gobi desert describes a VLS-PV system built of strings of 21 modules combined to arrays of 250 kW consisting of 100 strings. Two of these arrays are connected to an inverter of 500 kW. Two hundred of these sets of 2 arrays are distributed over an area of approximately 2 km<sup>2</sup>. Total requirements for construction of the plant based on

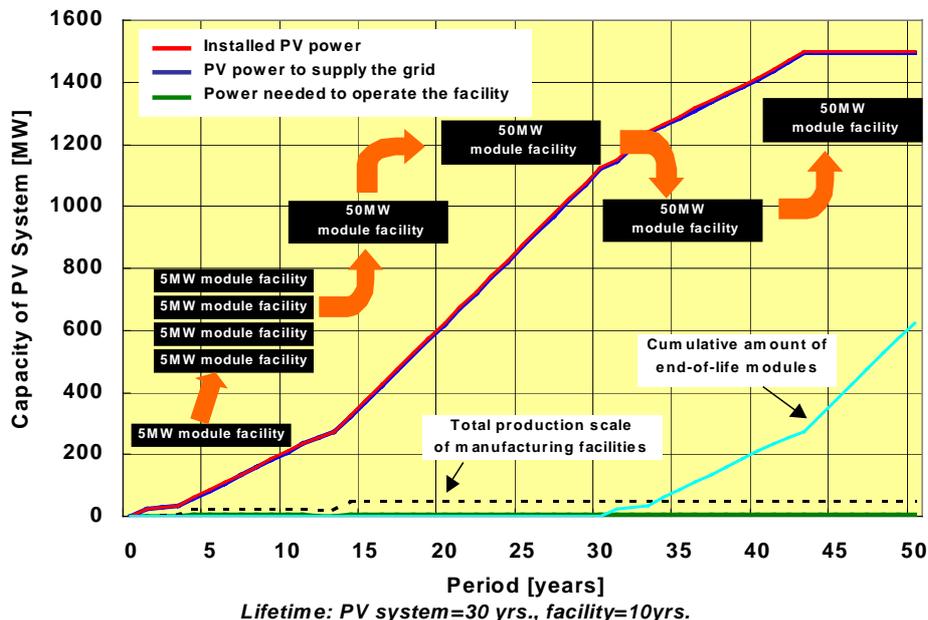
local module assembly are 848 485 modules, 1 700 tons of concrete for foundation and 742 tons of steel for the array support. The life-cycle CO<sub>2</sub> emission is around 13 g-C/kWh, mainly due to manufacturing of the modules and the array support.

- In the Sahara case study, several distributed generation concepts were compared to minimise transmission costs. A potentially attractive option is dispersed 300 plants of 5 MW PV systems, the total capacity of which is 1,5 GW, located along the coast of Northern Africa, connected to the grid by a single 1 - 10 km medium voltage line. A complete I/O analysis was also carried out resulting in 2 570 induced jobs by the operation of a 5 MW/y PV module production facility.
- In the Negev desert in the middle-east, a 400-sun concentrator dish of 400m<sup>2</sup> was evaluated. Simulations indicated that 16,5 % overall system efficiency is achievable, and an economic attractive operation with generation costs of less than 0,082 USD/kWh is possible.

#### 4. SCENARIO STUDIES

Three sustainable scenario studies were developed showing that ‘sustainable local economic growth’, ‘sustainable technological-environmental development and non-technological demonstration’ and ‘sustainable financial (stakeholder) support’ are possible when a long-term perspective is developed and maintained:

- In the concept of sustainable local economic growth, the first local PV module production facility has an annual output of 5 MW. This local production supplies for the construction of the local VLS-PV system. In subsequent years, three more 5 MW module production facilities are brought into operation, so that annually 20 MW is supplied to the local VLS-PV system. After 10-15 years, a module production facility of 50 MW is put into operation. Every 10 years this facility is replaced by a more modernised one. Thus after approximately, 40 years,



**Figure 11:** Sustainable scheme for VLS-PV development

a 1,5 GW VLS-PV plant is in operation, and the local production facility supplies for replacement only as shown in Fig.11. This way, local employment, and thus, the economy, will grow sustainably.

To reach the point of a 1 GW system, four intermediate stages are necessary: R&D stage, Pilot stage, Demonstration stage, and Deployment (commercial) stage as shown in Table 2. From stage to stage, the system scale will rise from 2,5 MW to 1 GW, module and the system cost will go down by a factor of 4. Production will be shifted more and more to the local economy. Technological issues to be studied and solved include reliability, power control, standards. Non-technical items include training, environmental anti-desertification strategies, and industrialisation and investment attraction. These four stages have a total duration of 15 years.

Table 2: Possible approaches for the future

Stages	Description
S-0: R&D (4 years)	- PV system: 500kW×5 research system - Price of PV module: \$4/W - PV module: Import from overseas - Inverter: Import from overseas
S-1: Pilot (3 years)	- PV system: 25MW pilot system - Price of PV module: \$3/W - PV module: Import from overseas - Inverter: Import from overseas
S-2: Demonstration (3 years)	- PV system: 100MW large-scale system - Price of PV module: \$2/W - PV module: Domestic/regional production - Inverter: Import from overseas
S-3: Deployment (5 years)	- PV system: around 1GW VLS-PV system with energy network - Price of PV module: \$1/W - PV module: Domestic/regional production - Inverter: Domestic/regional production

To realise the final commercial stage, a view to financing distribution is developed for all of the three previous stages, consisting of direct subsidies, soft loans, equity, duty reduction, green labels, and tax advantages as shown in Table 3. It is clear that direct

subsidies will play an important role in the first three stages (R&D, pilot, and demonstration). Ultimately, in the commercial stage, enough long-term operating experience and track record are necessary to attract both the soft loans and equity for such a billion dollar investment.

## 6. GENERAL UNDERSTANDINGS

Based on this report, those stakeholders may recognise the following valuable findings.

- (1) VLS-PV can contribute substantially to global energy needs
- (2) VLS-PV can become economically and technologically feasible
- (3) VLS-PV can contribute considerably to the environment
- (4) VLS-PV can contribute considerably to socio-economic development
- (5) VLS-PV development needs a long-term view and consistent policy

## 6. RECOMMENDATIONS [5]

### 6.1 Introduction

As an overall conclusion of this work, recommendations are given here to realise long-term targets based upon the results of the studies performed in the IEA task VIII. Recommendations are described considering various stakeholders as mentioned later.

### 6.2 Recommendations on a Policy Level

From the global energy situation, global warming, and other environmental issues as well as from the case studies and scenarios, it can be concluded that VLS-PV systems will have a positive impact. To secure that contribution, a long-term scenario (10-15 years) on technological, organisational, and financial issues will be necessary. Action now is necessary to unveil the giant potential of VLS-PV in deserts. In such action, involvement of many actors is welcome. In particular it is recommended that on a policy level:

- ✓ National governments and multinational institutions adopt VLS-PV in desert areas as a viable energy generation option in global, regional and local energy scenarios
- ✓ The IEA-PVPS community continues Task VIII for expanding the study and refining the R&D and pilot phase and for involving participation by desert experts, financial experts and for collecting further feedback information from existing PV plants.

Table 3: Example of contribution towards investment by various sources of co-funding in the different stages of the introduction of VLS-PV: Redundancy of funding is necessary to reduce risks

Source	Direct subsidies	(Soft) loans including green money	Equity and in-kind	Import duty reduction	Green label buy-off and JI funds	Others, such as profit tax advantages	Total
Stage							
1. Feasibility	75%	0%	15%	-	-	10%	100%
2. R&D/Pilot	50%	30%	10%	10%	-	-	100%
3. Demonstration	25%	30%	15%	10%	15%	10%	>100%
4. Deployment/commercial	5%	65%	15%	10%	10%	10%	>100%

- ✓ Multilateral and national governments of industrialised countries provide financing to generate feasibility studies in plural desert areas around the world and to implement the pilot and demonstration phase.
- ✓ Desert-bound countries (re)evaluate their deserts not as potential problem-areas but as vast and profitable (future) resources for sustainable energy production. The positive influence on local economic growth, regional anti-desertification and global warming should be recognised.

### 6.3 Check List for Specific Stakeholders

#### (1) To decision-makers in industrialised countries:

As part of your long-term view of the world energy market trends and the need to provide a national energy outlook:

- ✓ Have you considered the future possibility of VLS-PV for your industries, which may become major enterprises controlling the world energy market?
- ✓ Do you have a step-by-step plan for R&D to make good use of the extensive capabilities in photovoltaic technology when the world energy problem arrives?
- ✓ Do you have a view to initiate, continue and extend bi- or multi-lateral international collaboration with those developing countries which have abundant solar energy?
- ✓ Do you have funds available for R&D or pilot programmes with training courses to introduce PV technology into developing regions, especially around deserts as a first stage of a consistent step-by-step approach?
- ✓ Do you have strategies in place to maintain regional sustainability and to consider a moderate technology transfer scenario when planning the further development of DCs?
- ✓ Have you considered using your influence to mobilise multilateral institutions to stimulate VLS-PV?

#### (2) To decision-makers in developing countries:

You obviously are aware of the coming world energy problem in 20 or 30 years. Did you include solar PV energy as one of the most favourable renewable energy options when national master plans for energy supplies are discussed?

- ✓ Have you considered the opportunity that your country will be able to export PV energy to neighbouring regions and that new jobs will be brought to your people?
- ✓ Are you aware of the fact that PV technology has already been proven itself to be a cost-competitive energy source for rural electrification and still is being improved very rapidly? As a matter of fact, it is especially effective for stabilising rural lives.
- ✓ Have you considered a regional development plan which utilises abundant electricity production and vast lands?
- ✓ Have you settled on a step-by-step, long-term approach that starts with Solar-Home-Systems or Mini-Grids as the first stage and finally reaches VLS-PV in 20 or 30 years?
- ✓ Do you have a plan to cultivate and gradually raise a domestic PV specialists society from an early stage to a developed stage?
- ✓ Have you already asked for support from a variety

of financial units you can utilise?

#### (3) To decision-makers in oil-exporting countries:

You obviously are aware of the fact that many oil-exporting countries around desert areas also have an everlasting natural resource: solar energy. Are you conscious that you can export PV energy to neighbouring regions as well?

- ✓ Are you aware of the fact that PV technology has already been proven as a cost-competitive energy source for rural electrification and is still being improved rapidly?
- ✓ Did you develop a long-term view of the future world energy market and your strategy including the new elevation of photovoltaic power plants and industries? It will bring you opportunities for high-tech industries and new jobs.
- ✓ Can you confirm the study results that a 100 MW PV power plant will be economically attractive in an oil-exporting country? Have you discovered good conditions in interest rates, the value of green certificates and the value of opportunity benefits from oil-saving?
- ✓ Have you decided to invest in the development of the world photovoltaic business?
- ✓ Did you choose an appropriate scale for starting toward VLS-PV?

#### (4) To financing institutions and banks:

You are presumably aware of the fact that the market potential for VLS-PV amounts to 2 billion people world wide.

- ✓ Are you aware of the Task VIII study results that show the size of indicative investment levels for the 100MW demonstration stage and the 1 GW deployment stage corresponds to 500 MUSD and 4 000 MUSD respectively? Do you consider this much different from the magnitude of hydropower or infrastructure projects in a budgetary sense?
- ✓ Do you respect the following funding scenario study for a 100 MW demonstration stage and a 1 GW deployment stage? - They are economically attractive in some cases, assuming 30 % - 65 % of total investment, is met by soft loans with 4 % interest. Another portion is expected to come partially from subsidy, equity, tax reduction, etc.
- ✓ Can you positively support a full-scale feasibility study for a pilot project and for a 100 MW demonstration plant as a continuation of the Task VIII? - It will identify targets and locations and will secure the funding sources and electricity outlets for both stages.
- ✓ Can you support the pilot stage and the 100 MW demonstration plant according to the results of this study?
- ✓ Could you consider a low-interest soft loan on a long-term basis for the initiation of VLS-PV system projects around desert areas?

#### (5) To PV industry associations and multi-national industries:

You are obviously conscious of possibilities that the future market growth will be larger in southern countries, mainly because of the greater sun and land availability.

- ✓ Are you aware of the future possibility of VLS-PV for PV-industries? - They may become major enterprises controlling the world energy market.
- ✓ Are you confident that the photovoltaic technology and market will become competitive on a

worldwide level within 20 years?

- ✓ Can you make sure that the prices for Solar PV Energy will be reduced by a factor of a half to a quarter within the next decade?
- ✓ Can you support and invest in local industries to take off according to the technology transfer scenario?

(6) To PV specialists and academic societies:

You know that fundamental research will generate new seed technologies for VLS-PV? Can you confirm expected directions such as very high efficiency PV cells, high-concentration optics, organic-polymer PV cells, chemical energy transportation media like hydrogen or methanol, superconducting power transmission and so on?

- ✓ Did you formulate and assist a PV specialist society in developing countries in cooperation with top leaders in those countries?
- ✓ Will you join our continuing work, seeking the realisation of VLS-PV systems? -Expected work items may include more precise case studies for specific sites and funding, proposals for R&D cooperation plans, other possibilities in technological variety, resource evaluation, additional value analysis and so on.

(7) To power utilities:

You have clearly recognised that the world energy market structure will change very drastically in the near future.

- ✓ Can you confirm business opportunities in photovoltaics within the next decades.?
- ✓ Can you confirm that a power transmission scenario is possible according to our study results? - Additional tie-line construction of less than 100 km, for connecting VLS-PV through existing national power grids to a load centre, will raise the electricity price with less than 1 U.S. cent/kWh. One example is a transmission operation in cooperation with coal-burning power stations located on a colliery.
- ✓ Are you ready to invest in photovoltaic industries and foster technological societies with a long-term view for the future world energy market?

(8) To the International Energy Agency

You are clearly conscious that the diversification of energy resources and the development of alternative energy are essential for overcoming the world energy problems within the next decades.

- ✓ Can you confirm our view that Solar PV Energy is one of the most favourable options for future electricity production?
- ✓ Can you confirm your continuous support of the IEA PVPS Implementing Agreement on the basis of the long-term world energy outlook?
- ✓ Would you support our idea about multilateral activities between IEA member countries and developing countries?
- ✓ Can you organise the higher level of IEA PVPS activities including demonstration projects for VLS-PV?
- ✓ Do you want to support a full-scale feasibility study corresponding to a pilot project and a 100 MW demonstration plant? - It will identify targets and location and fully secures funding sources and electricity outlets for both stages.
- ✓ Can you support and enhance the continuing work

in the IEA PVPS Task VIII? - Expected work items are to be:

- More precise case studies for specific sites including detailed local conditions and funding sources as well as demand application,
- Proposals for the first or second stage of cooperation plans to be submitted to financial institutions,
- Comprehensive evaluation of other possibilities of a technological variety such as tracking, concentrator and advanced PV cells, Resource evaluation of VLS-PV by means of remote sensing technology.
- Investigation of additional effects of VLS-PV on the global environment such as global warming and desertification,
- Expansion of evaluating approaches to other types of PV mass-applications in the 21st century including value analysis in the economy, environment, socio-economy and others.

## 7. CONCLUSIONS AND ACKNOWLEDGEMENTS

The overall results of this study will be published in spring, 2003 [5]. By using this report, International symposium is planned on 18<sup>th</sup> May 2003 in Osaka just after WCPEC-3.

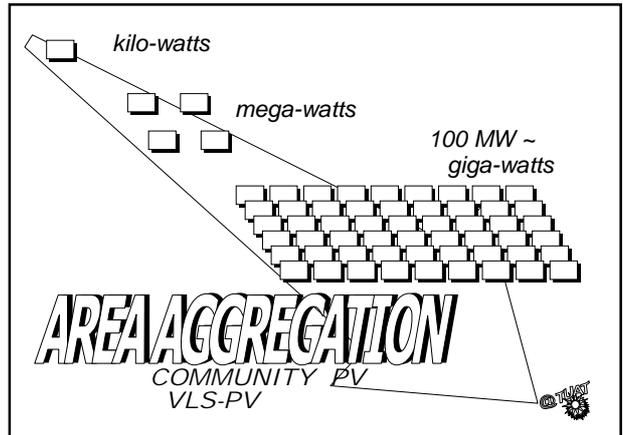
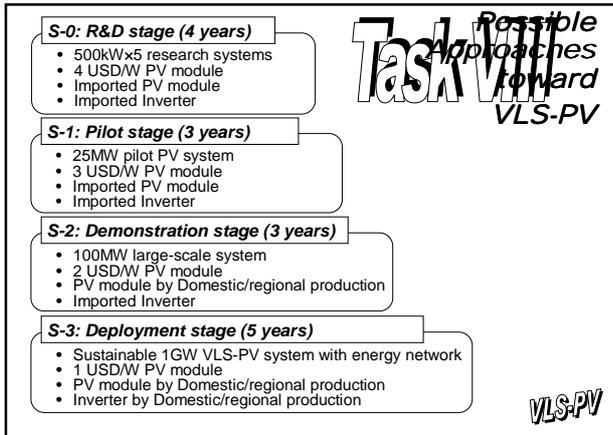
Finally, The author would like to thank all the Task VIII experts: Kazuhiko KATO (Japan), Isaburo Urabe, (Japan), David COLLIER (U.S.A.), David FAIMAN (Israel), Keiichi KOMOTO (Japan), Jesus Garcia MARTIN (Spain), Pietro MENNA (Italy), Kenji OTANI (Japan), Alfonso de Julian PALERO (Spain), Fabrizio PALETTA (Italy), Jinsoo SONG (Korea), Leendert VERHOEF (the Netherlands), Peter van der VLEUTEN (the Netherlands), Namjil ENEBISH (Mongolia).

## REFERENCES

- [1] K. Kurokawa, et al: A preliminary study analysis of Very Large Scale Photovoltaic Power Generation (VLS-PV) systems, Report IEA-PVPS VI-5 1999:1 (1999).
- [2] K. Kurokawa, P. Menna, F. Paletta, K. Kato, K. Komoto, T. Kichimi, S. Yamamoto, J. Song, W. Rijssenbeek, P. Van der Vleuten, J. Garcia Martin and A. de Julian Palero, G. Andersson, R. Minder, M. Sami Zannoun, M. Aly Helal (2000). Proc. EU-PVSEC-16, Glasgow, 2951-2954.
- [3] K. Kurokawa (2001). Toward Large-Scale PV Power Generation, Invited paper at PVSEC-12, Cheju Island, June 11-15.
- [4] M. Ito et al: "A preliminary study on potential for very large-scale pv (vls-pv) system on the world deserts", EU-PVSEC-17, Munich, Sept. 2001.
- [5] K. Kurokawa, et al: A desert produces energy, James & James (to be published).







## 32

## 太陽光発電システムの簡易評価

学生員 ○井澤 敏泰 (東京農工大学)

学生員 大関 崇 (東京農工大学)

会員 黒川 浩助 (東京農工大学)

会員 大谷 謙仁 (産業技術総合研究所)

会員 都筑 建 (自然エネルギー推進市民フォーラム)

## Simple Performance Analysis of Photovoltaic Systems

Toshiyasu Izawa\*, Takashi Oozeki\*,  
Kenji Otani\*\*, Ken Tsuzuku\*\*\*  
and Kosuke Kurokawa\*

\*Tokyo University of Agriculture and Technology (TUAT)  
Naka-cho, Koganei, Tokyo, 184-8588 Japan  
E-mail:kurochan@cc.tuat.ac.jp, Phone:+81-42-388-7132,  
Fax:+81-42-385-6729

\*\*National Institute of Advanced Industrial Science and  
Technology(AIST)

\*\*\*Renewable Energy Promoting People's Forum (REPP)

## ABSTRACT

The evaluation of PV systems seems to be very important in order to attain the diffusion of more reliable PV technologies for the future. And this technique is utilized for the operational management recently. But even the calculation of system performance ratio  $K$  by ordinary formula is difficult because monitored data such as irradiation are not taken perfectly. In this paper, the authors propose the simple evaluation method, which estimates irradiation by the sunshine hours that is delivered from AMeDAS, the Automated Meteorological Data Acquisition System and calculates system performance ratio  $K$  monthly. In addition, the influence of a shadow on a PV array is analyzed.

キーワード: 日照時間, AMeDAS, システム出力係数

Keywords: Sunshine hours, AMeDAS, Performance ratio

## 1.はじめに

太陽光発電 (以下, PV) は, 無尽蔵でクリーンな太陽エネルギーを利用する, 発電時に  $\text{CO}_2$  を排出しない, メンテナンスフリーであるなど, その魅力は数知れない。わが国は, 2010 年度までの累積導入量の目標値を 482 万 kW とし, 次世代エネルギーとして, 大きな期待を寄せている。しかし, そういった期待や急成長とあいまって, PV はまだまだ, 多くの問題を抱えている。導入政策やコストをはじめとし, 設計・施工, 運用管理など PV の商品価値を左右するところまで及ぶ。PV システムの寿命は約 20~30 年と言われ, その期間はメンテナンスフリー

であるというのが謳い文句であるが, 設置後数年のシステムからもトラブルが数多く報告され, 設計・施工, 運用管理の不備が指摘されている。メーカー側でも「売りっぱなし」という傾向にあり, 決定的な対処はなされていない。今後の普及を考えた場合, 影響は計り知れない。

## 2.目的

PV システムの評価は, 商品価値・性能向上へのアプローチとなる。運転データの解析を行うことで, 問題点が明らかになり, 研究・開発, 設計・施工, 運用管理に役立てることができる。しかし, 運転データが完全に得られているシステムはごく稀であり, 運転特性を表す際に頻繁に利用されるシステム出力係数  $K$  (式(1)) の計算さえ, ままならない。そこで, 本研究では十分な運転データが得られないシステムに対して, 評価方法を構築し運転特性を把握していくことを目的とする。本手法が確立できれば, 高価な計測機器への投資なしでシステムの運転特性を把握でき, 運用管理等に利用することができる。

システム出力係数  $K$  (以下,  $K$  値と略す) [%]:

$$K = \frac{E_p}{P_{AS} \cdot \frac{H_A}{G_s}} \times 100 \quad \dots (1)$$

$E_p$ : システム出力電力量[kWh]

$H_A$ : 傾斜面日射量[kWh/m<sup>2</sup>]

$P_{AS}$ : 太陽光発電システムの定格出力[kW]

$G_s$ : 参照日射強度(=1.0[kWm<sup>-2</sup>])

## 3.簡易評価の概要

本評価では, 不足データを推定補完することにより, 以下のような損失分離を行うことを最終目標としている。本稿では, まずその手始めとして, 運転特性を表す際に, 頻繁に利用される  $K$  値の計算方法について述べる。ただし, 評価では, システムの基礎情報 (緯度, 経度, 傾斜角, 方位角等) とシステム出力電力量  $E_p$  [kWh] が得られていることが前提条件となる。よって,  $K$  値の計算時には, 日射量の推定補完が必要となる。現段階で, 評価結果が  $K$  値のみであるために, 簡易的な評価という意味合いで簡易評価と名付けている。

～損失過程～

- ①日陰による損失
- ②入射角依存性による損失
- ③温度の影響による損失
- ④負荷整合による損失
- ⑤直流回路による損失
- ⑥汚れ・劣化・定格容量誤差などによる損失
- ⑦パワーコンディショナスタンバイ損失
- ⑧インバータによる損失

#### 4. 日射量の推定補完

簡易評価の対象となるシステムでは、日射量が計測されていないため推定補完する。以下で推定に用いる参照データ、モデル式、モデル式の推定精度について述べる。

##### 4.1 参照データ

参照データとして、気象庁 AMeDAS (Automated Meteorological Data Acquisition System) で観測されている気温、日照時間、降水量を利用する(気象庁より刊行物として公開されている)。日照時間より時刻別全天日射量を推定するモデルが開発されており、近傍の AMeDAS より容易に日射量を得ることができる。また AMeDAS は、全国約 840 ヶ所、約 21km 間隔で設置されており、広範囲に分布する PV システムに対応可能である。

##### 4.2 推定モデル

日照時間より時刻別全天日射量を推定するモデルとして、赤坂・二宮両氏のモデル式を利用する。モデルの詳細については、両氏の論文<sup>[1]</sup>に譲る。なお、AMeDAS は、PV システム最近傍の観測地点を参照する。

##### 4.3 推定精度

赤坂・二宮氏の論文においても、モデル式の推定精度について述べられているが、再度検証を行う。精度検証にあたり、最も精度良く日射量が測定されている高層気象台の館野の全天日射量を利用する(気象月報データとして公開されている)。館野では、直達日射量と散乱日射量をそれぞれ個別の日射計で測定し、両成分を合成して全天日射量を得る方法を採用しており<sup>[2]</sup>、全天日射計のもつ入射角特性などの誤差要因が排除されている<sup>[3]</sup>。AMeDAS は、最近傍の観測地点である長峰(館野との距離: 2.38km)を参照する。モデルの検証において、2000年1~12月までの館野、長峰のデータを中心に利用した。

##### 4.3.1 各指標の定義

モデル精度の評価で用いた指標の定義を、以下に示す<sup>[4]</sup>。

- ・RMSE(Root Mean Square Error) [kWh/m<sup>2</sup>] :

$$RMSE = \frac{1}{N} \left( \sum_{i=1}^N (X_i - X_{0i})^2 \right)^{\frac{1}{2}} \quad \dots (2)$$

- ・絶対誤差[kWh/m<sup>2</sup>] : 絶対誤差 = (X<sub>i</sub> - X<sub>0i</sub>)    ⋯ (3)

- ・相対誤差[%] : 相対誤差 =  $\frac{X_i - X_{0i}}{X_{0i}} \times 100$     ⋯ (4)

ここで、X<sub>0i</sub>は実測値、X<sub>i</sub>はモデル式による推定値、Nはデータ数を示す。

##### 4.3.2 時刻別値での精度検証

図1は、2000年1~12月において館野の実測値とモデル式による推定値の相関を得た結果である。日射量が小さいときに、推定誤差が大きくなっていることがわかる。図2~3および表1は、天候ごとに実測値と推定値の時刻別全天日射量を比較した結果である(天候の区分方法は、気象庁に準ずる)。快晴、曇天日については実例を示しているが、快晴、曇天を含めてそれ以外の天候については、表1においてRMSEと絶対誤差により評価した。これらの結果より、曇天、降雨時などの日別日照率が低い日に推定誤差が大きくなることが言える。また、図4に1996~2000年における日別日照率と相対誤差関係を箱ひげ図(ボックスは75%と25%の範囲を示し、ヒゲは95%と5%の範囲を示す)により示したが、日別日照率が低くなるほど推定誤差が大きくなることがわかる(表2は、対象日数を表す)。

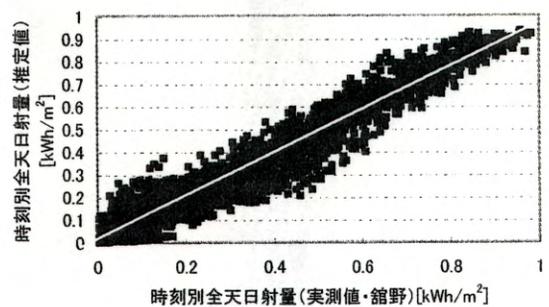


図1.実測値と推定値の相関関係

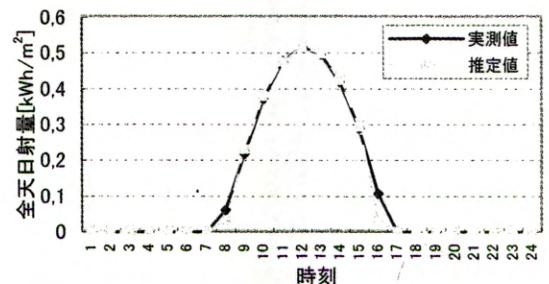


図2.快晴日における実測値と推定値の比較

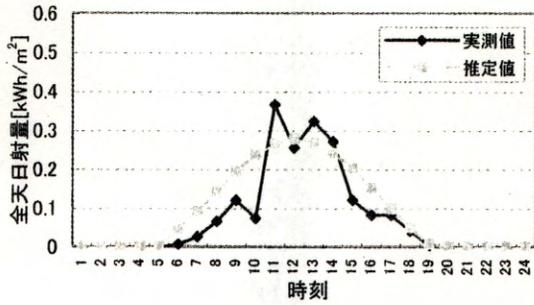


図3.曇天日における実測値と推定値の比較

表1.各天候における実測値と推定値のRMSE, 絶対誤差比較

天候	参照日	日日照時間	日日照率	RMSE	絶対誤差
快晴	00年1月1日	8.7	0.91	0.0096	-0.081
晴れ	00年8月10日	8.8	0.65	0.0082	0.217
薄曇	00年7月5日	8.0	0.56	0.0105	0.113
曇天	00年6月10日	0	0	0.0187	0.418
雨	00年4月5日	0	0	0.0149	-0.433

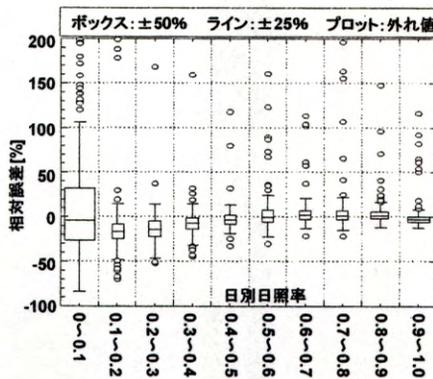


図4.日別日照率と相対誤差の関係

表2.日別日照率の対象日数(図4に対応)

日照率	0~0.1	0.1~0.2	0.2~0.3	0.3~0.4	0.4~0.5
対象日数	464	151	91	111	104
	0.5~0.6	0.6~0.7	0.7~0.8	0.8~0.9	0.9~1
	126	143	168	191	278

(1996~2000年)

#### 4.3.3 月積算値での精度検証

図5は、2000年1~12月において館野の実測値とモデルによる推定値を月積算値で比較した結果である。相対誤差の値が示すように、非常に高い精度で推定できる。日別日照率での推定誤差が、月レベルではうまく均される傾向にある。また、図6は全国65ヶ所の観測所に対して同様な推定を行い、月ごとに相対誤差のバラツキをとった結果である。計器の感度劣化や計測誤差などの影響により、バラツキがあると思われるが全国においても、月積算値では推定精度が良くなる傾向にある。

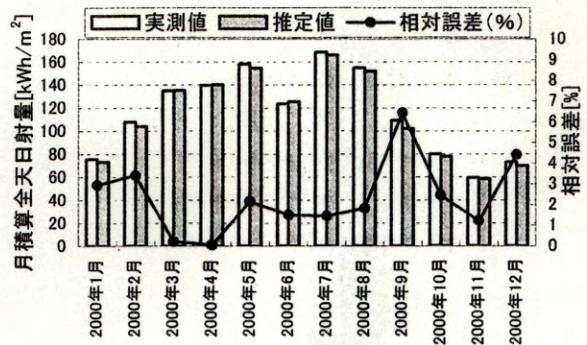


図5.月積算値における実測値と推定値の比較

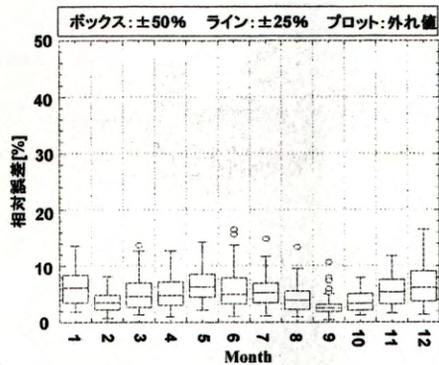


図6.全国65ヶ所の観測所における推定誤差のバラツキ

## 5. 評価結果

日射量の推定精度よりK値の計算は、月積算日射量で行うことが適していると言える。よって、本評価では、月単位でK値を算出することにより、システムの運転特性を大まかに見ていく。評価にあたり、自然エネルギー推進市民フォーラム(以下、REPP)より住宅用PVシステムのデータ提供を受けた。

### 5.1 簡易評価

図7は、日射量を計測しているREPP住宅用システム(東京都練馬区)に簡易評価を適用し、実測値より算出したK値との比較を行った結果である(期間は2000年1月~2001年12月)。誤差が顕著な月もあるが、5%前後で推定が行えている。

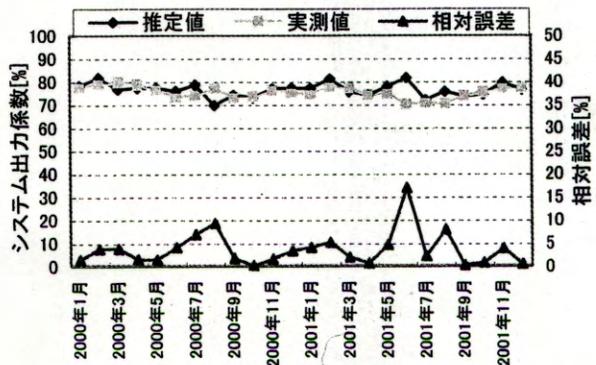


図7.K値における実測値と推定値の比較

## 5.2 SV法による評価

筆者らのグループでは、予てより PV システムの運転データ（傾斜面日射量、システム出力電力量、アレイ出力電力量、モジュール温度）を用いたシステムの損失分離・評価手法として SV(Sophisticated Verification)法<sup>[5]</sup>の開発を行ってきた。先述の住宅用サイトを SV 法で解析することにより、図 8 のような詳細な損失分離を行うことができる。評価結果より、性能の低下要因には太陽電池の温度損失やインバータの損失が挙げられる。

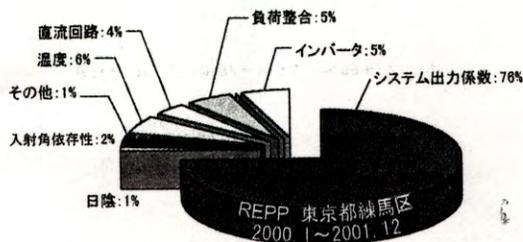


図 8.SV 法による解析

## 7.簡易的な日陰分離方法

ここでは、PV アレイ面にかかった日陰の分離方法について述べる。まず、各インバータの効率曲線を用いてシステム出力電力量  $E_P$ [kWh] からアレイ出力電力量  $E_A$ [kWh] を算出する。次に、1 ヶ月間の各時刻の  $E_A$  の最大値を抽出し、これを太陽電池の快晴日パターン—最大アレイ出力電力量パターン  $E_{Amax}$ [kWh] とする (JQA アレイ温度上昇推定式より算出したアレイ温度により補正する)。そして、AMeDAS から推定した日射量より快晴日の日射量パターン  $H_{Ath}$ [kWh/m<sup>2</sup>] を作成し (先述の通り、快晴日における推定精度は非常に高い)、これにアレイの定格  $P_{AS}$ [kW] を掛け、理論的な快晴日アレイ出力電力量パターン  $E_{Ath}$ [kWh] とする。 $E_{Amax}$ [kWh] と  $E_{Ath}$ [kWh] を比較し、値に差があれば日陰による発電量の低下と見なす。

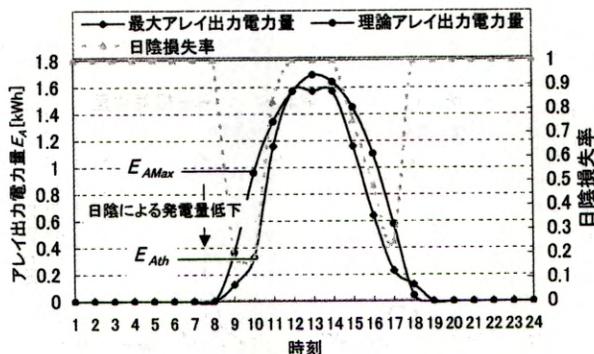


図 9. 簡易的な日陰分離方法

図 9 は、予め日陰があるとわかっている PV システムの

日陰解析結果である。目視のみからの判断であるが、日陰による発電量の低下が顕著であると言える。

## 6.今後の方針

現状では、日射量の推定は時系列での誤差が月積算値では均されることがわかっているが、まだ全体的に信頼のおけるレベルには至っていない。図 10 は、日射量の推定精度と K 値の変動幅を示す。66%強のシステムに対して、その日射量を相対誤差 1~10% で変化させている。日射量の推定精度が K 値に大きな影響を及ぼすことがわかる。図 4 が示すように、日別日照率の低い日が原因であるため、今後、日別日照率の低い日に着目し推定精度を改善していく必要がある。また、簡易評価で算出される K 値は、日射量の推定精度に大きく左右されるため、日射量の推定精度がどの位 K 値に影響を及ぼすかを試算し、評価の信頼性をレベル分けする必要がある。

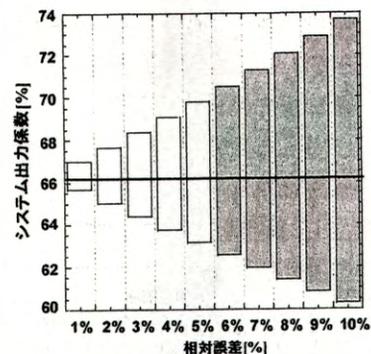


図 10.日射量の推定精度による K 値の変動幅

## 7.まとめ

AMeDAS より日射量を推定する方法が、月積算値において精度が良いことを利用して、月単位でシステム出力係数を算出する評価手法を提案した。概ね、算出された K 値より運転特性の把握が可能である。また、簡易的な日陰解析により大まかに日陰による発電量の低下を判断できる。

## 8.参考文献

- [1]二宮, 赤坂他, 「AMeDAS のデータを用いた時刻別日射量の推定法」第 2 報—回転式日照計および改良型太陽電池式日照計への適用, 空気調和・衛生工学会論文集 (1997)
- [2]気象庁高層気象台: 日射・放射資料集 (1996)
- [3]上野, 志村, 「直達・天空散乱日射量から求めた全天日射量について」, 高層気象台彙報, 54(1994)
- [4]日本太陽エネルギー学会編: 「新太陽エネルギー利用ハンドブック」
- [5]大関, 井澤, 黒川他, 「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)

## 54

## 多傾斜面日射量の測定と評価に関する研究

学生員 ○田村純雪 (東京農工大学)  
 会員 大谷謙仁 (産業技術総合研究所)  
 会員 黒川浩助 (東京農工大学)

### Study of the instant separation into direct and scattered radiation using instant solar radiation

○Junsetsu TAMURA\*, Kenji OTANI\*\*,  
 Kosuke KUROKAWA\*,

#### \*Tokyo University of Agriculture and Technology

2-24-26, Naka-cho, Koganei, Tokyo, 184-8588 Japan

Phone: 042-388-7445 / fax: 042-388-7445

E-mail: junsetsu@cc.tuat.ac.jp

#### \*\*National Institute of Advanced Industrial Science and Technology (AIST)

#### ABSTRACT

New model is developed that can estimate in-plane irradiation from horizontal global irradiation. Especially, it is showed that new model can estimate diffuse component correctly rather than existing model by using diffuse component ratios and clearness indices. It is considered that measuring solar radiation by minute has favorable influences instead of hourly data. The fluctuation of solar radiation by minute contributes to estimating diffuse component. Also, this paper suggests that minutely irradiation should be measured more of hourly irradiation.

**KEYWORDS:** *In-plane Irradiation, Horizontal Irradiance, Clearness Index, Scattered Component Ratio*

キーワード: 傾斜面日射、水平面日射、晴天指数、散乱比

#### 1.はじめに

近年、自然エネルギーの推進が盛んになってきている。自然エネルギーの代表として太陽光発電と風力発電があるが、国土面積の小さい日本においては、建物と一体化が可能な太陽光発電システムの大量導入が今後期待されている。しかし自然エネルギーの供給は、その自然状況(雲など)に影響され、エネルギー供給の安定性には問題

がある。このため事前にエネルギー供給量を把握し瞬時に見積もりを出すことは、エネルギー事情を考える上で必要不可欠である。

太陽光発電システムは従来、南向き約 30° の傾斜で設置する方法が行われていたこともあり、システムの発電量評価のために用いられる傾斜角は、簡易的な代用値での評価しか行われていなかった。しかし設置地点における種々の制約条件やシステム多様化により、太陽電池を最適傾斜角(最大日射を得られる設置傾斜角)で設置しないシステムが多くなり、また建材一体型モジュールの開発・導入により太陽電池が屋根や壁面と一体になったシステムも数多く登場してきている。現在、建築形態が多種多様になり、システムに入射する日射を簡易的に代用してしまうと、正確な太陽光発電システムの発電量の把握は困難になってきている。更に、システム個別に十分な計測器を配備しているケースは、計測システムのコスト・メンテナンスなどの問題から極めて稀であるのが現状である。更に複合太陽電池(一つのサイトに複数の太陽電池を設置)といった特殊な形状をもつものも増加し、その多方位・多傾斜の太陽電池に入射する日射を正確に把握することは、現時点では困難である。このため多種多様な形状の太陽光発電システムに対応した、且つ簡易的な日射評価法を確立する必要がある。

#### 2.研究目的

以上から本研究は、日射データが水平面日射のみの場合に限定した、精度の良い斜面日射算出の新手法の開発を目的とする。本研究において開発される新手法は、新たな外部パラメータを必要とせず、入力水平面日射(更に、そこから算出可能な晴天指数も)のみを用いることが望まれ、且つ、一般での利用価値も高いと考える。

#### 3.新手法の紹介

一般に、太陽光発電システムの斜面に入射する日射を算出する際、計測器が日射計1台(設置条件:水平面日射計測)の場合、得られる日射データ(水平面日射)を斜面日射に(太陽光発電システム設置角に合わせて)換算することになる。斜面日射に換算する流れとして、

①水平面日射を直達成分と散乱成分に分離、そのあとに②直達成分と散乱成分を併せ、太陽光発電システムの設置角を考慮して斜面日射に換算するのである。繰り返しになるが、入手可能日射データが水平面日射だけであった場合、その値から散乱日射(散乱成分)と直達日射(直達成分)の値を算出しなければならない。このように水平面日射の値から散乱日射と直達日射の値を算出する、①の操作を「直散分離」という。

しかし一般的に、直散分離の算出精度は悪く、その理由として雲の変動・種類の違いに起因する天候の変化が大きな影響を与えると考えられている。雲の量、またその形態によって天空の散乱比は全く異なり、その上時々刻々と変化することで散乱比の変動(天候の変動)を繰り返す。更に雲の移動速度は速いことから、日射データの1時間値と比べると1分値のバラツキは大きくなり、斜面日射算出はより困難となる。

以上から、天候の変動を水平面日射(日射データ)のみで判断することを可能とすること、且つ各天候に対応した直散分離の換算処理手法を新たに提案することで、斜面日射の算出精度を上げられることを見出した。そしてそのためには新しいパラメータを定義し、導入する必要があると考えた。

まず、地上に到達する日射からの天候状態を表すパラメータとして、晴天指数を紹介する。晴天指数  $K_T$  は次式(1)で求まる。

$$K_T = \frac{H}{H_0} \quad \dots \dots (1)$$

ここで、 $H_0$  は大気外日射、 $H$  は水平面日射である。この式からわかるように、水平面日射の計測データが得られ、一方、大気外日射は計算から求まることから、晴天指数  $K_T$  は算出が容易である。また一般的に、水平面散乱日射の算出には散乱比  $K$  が必要になり以下の式で算出が可能になる。

$$K = \frac{H_d}{H} \quad \dots \dots (2)$$

しかしこの式からもわかるように、散乱比を算出するには水平面散乱日射  $H_d$  の計測データが必要になり、水平面散乱日射を計測しているサイトは稀であるため入手は困難である。以上のことから、晴天指数  $K_T$  から散乱比  $K$  を算出することが求められる。

ここで、今回我々が提案する手法に必要な新パラメータを紹介する。新パラメータは雲による日射増減の影響を示す指標として、移動変動値として定義したものである。移動変動値は、観測時刻とそれ以前2分前(1分間での天空上の雲の移動距離は大きいと、最低限の間隔として設定)までの晴天指数(合計3つ)の、移動平均値からの誤差の合計で示される。移動平均値  $A$  の算出の式を式(3)に示し、移動変動値  $M$  の算出の式

を式(4)に示す。この移動変動値が大きければ、その日の天候の変化は激しく、移動変動値が小さければ、天候は安定であることがわかる。移動変動値は次式で表される。

$$A = \frac{1}{3} \sum_{s=0}^2 K(t-s) \quad \dots \dots (3)$$

$$M = \sum_{s=0}^2 |A - K(t-s)| \quad \dots \dots (4)$$

ここで、 $t$  は現在の時刻(分)、 $s$  は0分前、1分前、2分前までの移動平均値算出までの変数である。

上記した各種パラメータ(晴天指数・移動変動値)を用いて水平面日射から散乱比の算出、更に斜面日射算出までの流れを示す(算出は1分間隔で行う)。

1. 水平面日射の取得
2. 2分後まで水平面日射を取得後、3分間の晴天指数の平均値(移動平均値)を算出
3. 平均値(移動平均値)とその時点での晴天指数の差(移動変動値)を算出
4. 晴天指数と移動変動値を用いて散乱比を算出
5. 散乱比を用いて水平面散乱日射の算出
6. 水平面散乱日射から水平面直達日射を算出し、そこから斜面日射を算出

ここで、4. で述べた、今回提案する散乱比算出式である晴天指数—散乱比モデルと移動変動—散乱比モデル(両モデル併せて以下新手法と記す)を紹介する。

新手法は、従来から多くの技術者に採用されている Erbs 手法<sup>2)</sup>と同様、散乱比  $K$  を算出するための手法であり、以下に示す晴天指数—散乱比モデルと同様の形式である。ここで晴天指数と散乱比の相関図を示す(図3参照)。しかしこの相関図から、全ての天候はおおよそ三つの天候領域に分類することができ、特に晴天指数おおよそ0.5~0.7については、快晴や曇天のように安定な天候も含みながら、晴天指数と散乱比の相関だけではバラツキが大きくなってしまいうことが確認できる。そこで、移動変動値を参考に、移動変動値と散乱比の相関(図4参照)からの回帰式を用い、その回帰式を移動変動値—散乱比モデルとし、バラツキの大きい薄曇りや変動の天候についての散乱比算出に用いた。

$K_T$ : 晴天指数、 $K$ : 散乱比

・晴天指数—散乱比モデル

$$K = A * K_T^4 + B * K_T^3 + C * K_T^2 + D * K_T + E \quad \dots \dots (5)$$

・移動変動値—散乱比モデル

$M$ : 移動変動値

$$K = F * \log M + G \quad \dots \dots (6)$$

補足として、晴天指数  $\leq 0.5$ 、晴天指数  $\geq 0.7$  の時、晴天指数—散乱比モデルを適用させ、 $0.5 < \text{晴天指数}$

<0.7 の時、移動変動値—散乱比モデルを適用させる手法を採用した。以下図 3 には晴天指数と散乱比の相関図を、図 4 には移動変動値と散乱比の相関図を示す。

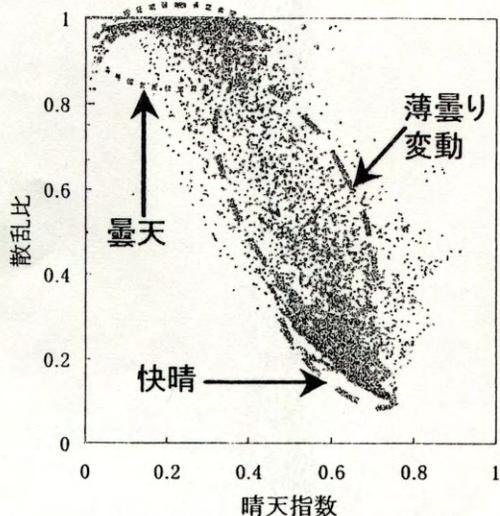


図 3 晴天指数と散乱比の相関

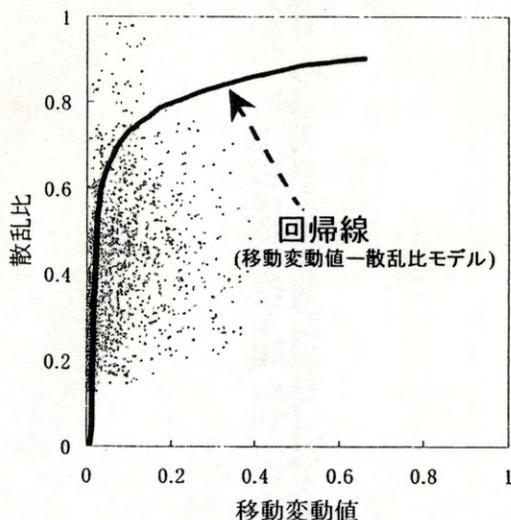


図 4 移動変動値と散乱比の相関

#### 4.計測設備

ここで計測設備について説明する。計測場所は、東京農工大学小金井校舎屋上(北緯 35.696 度、東経 139.52 度、海拔 58m)である。日射データは、0 時～24 時(24 時間)における日射強度の 1 分間隔の瞬時値を計測データとして得た。観測に用いた機器は、英弘精機製、精密全天日射計 MS-801 である。計測値は水平面日射および水平面散乱日射、更に斜面日射(傾斜角 35 度)である。

#### 5.結果

計測設備からの日射データ(1999 年 4 月～2001 年 3 月)を利用して式(5)および式(6)を月毎に用意し、その各数式に対応した係数を Table1 に月別に紹介した。更に式(5)、式(6)を用いて斜面日射の算出を行った。

Table1-a 係数一覧

月	係数 A	係数 B	係数 C	係数 D	係数 E
1	10.033	9.3586	-1.1371	0.8635	0.916
2	10.211	-10.351	-0.0571	0.5209	0.9479
3	8.6186	-8.9333	-0.1586	0.4836	0.9565
4	13.916	-18.65	5.3198	-0.3974	0.9869
5	17.298	-23.984	8.0988	-0.9021	1.0072
6	14.456	-18.911	5.3649	-0.4561	0.9909
7	15.177	-20.667	6.4343	-0.632	0.9889
8	12.21	-15.217	3.3488	-0.0983	0.9647
9	12.331	-14.68	2.5787	0.1381	0.956
10	9.7097	-9.3422	-0.6632	0.6695	0.9438
11	9.0567	-7.3496	-1.9829	0.8115	0.94
12	2.2498	5.261	-9.1315	2.0306	0.8846

Table1-b 係数一覧

月	係数 F	係数 G
1	0.1134	0.915
2	0.1016	0.9213
3	0.0925	0.8995
4	0.084	0.8969
5	0.0902	0.942
6	0.0604	0.8494
7	0.103	0.8988
8	0.0763	0.876
9	0.093	0.9135
10	0.1133	0.9579
11	0.1082	0.8925
12	0.1015	0.8101

斜面日射の算出には東京農工大学の日射データを用い、適用させた期間は 2000 年 1 月から同年 12 月(1 年間分)である。流れとして、式(5)、式(6)から 1 分毎に散乱比を算出し、そこからは Perez 手法<sup>2)</sup>を利用して斜面日射を算出した。更に 1 分毎の斜面日射から、最も利用価値が高いと考える時間積算値として斜面日射量を算出し、その斜面日射量算出精度評価のため既存の直散分離モデルとして広く利用されてきた Erbs 手法<sup>2)</sup>を用い(図中 Erbs と記す)、今回提案する新手法(図中 Tamura と記す)との比較を行った。精度の評価指数として MBE(Mean Bias Error)(MBE(7))と RMSE(Root Mean Square Error)(RMSE(8))を用いた。 $I_E$ : 算出傾斜面日射量、 $I_M$ : 計測斜面日射量

$$MBE = \frac{\sum_{i=1}^n (I_E - I_M)}{n} \dots \dots \dots (7)$$

$$RMSE = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n (I_E - I_M)^2}{n}} \dots \dots \dots (8)$$

先に述べたが、変化する天候に対応した新手法の作成を目的とするため天候別に評価を行った。以下に晴天指数と移動変動値を用いた天候基準を定義し示す。

Table2 天候の判断基準値(晴天指数と移動変動値)

天候	晴天指数 $K$	移動変動値 $M$
快晴	$K \geq 0.6$	$M \leq 0.02$
曇天	$K \leq 0.4$	$M \leq 0.02$
変動	—	$M \geq 0.05$
うす曇り	$0.4 < K < 0.6$	—

定義した天候は「快晴」「曇天」「変動」「うす曇り」である。「快晴」は一日を通じて日射量が多く(晴天指数が大きく)、雲による影響が小さい天候と定義する。これは移動変動値が小さいことを意味する。また「曇天」は晴天指数が小さく、移動変動値が小さい天候を意味する。一方「変動」は雲による影響が大きいため、移動変動値が大きい。さらに「うす曇り」は天空に広がる雲が多く晴天指数が比較的小さい天候を意味する。

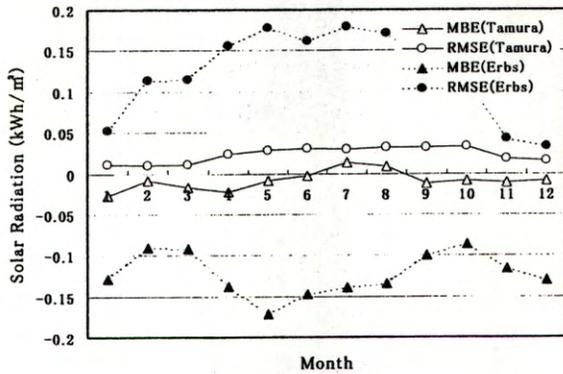


図2 快晴

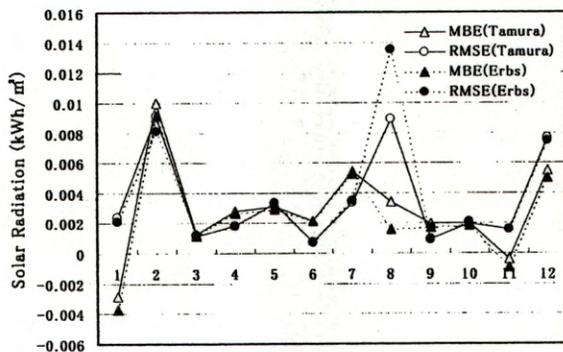


図3 曇天

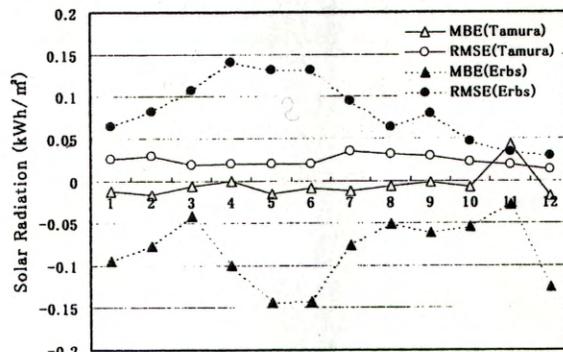


図4 うす曇り

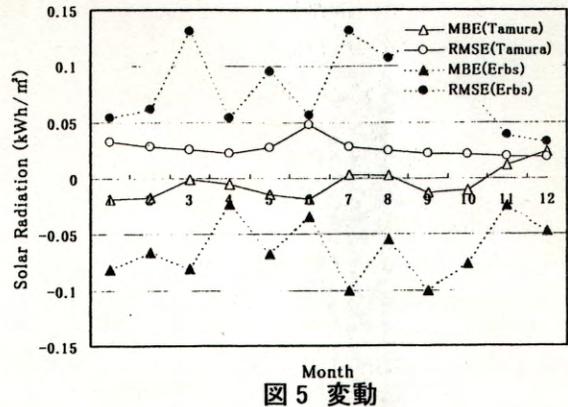


図5 変動

ここで「快晴」「曇天」「うす曇り」「変動」の順に図2から図5まで示した。天候別に結果を比較すると、「快晴」「うす曇り」「変動」の3つについて、年間を通して斜面日射量を算出する際、今回提案する新手法が有効だという結果になった。一方「曇天」に関して、斜面日射量の算出は既存のモデルと大きく変わりはなく、顕著な精度の改善は見られなかった。

次に、全ての天候を含む場合の斜面日射量算出を行い、評価を行った。図6にその結果を示す。

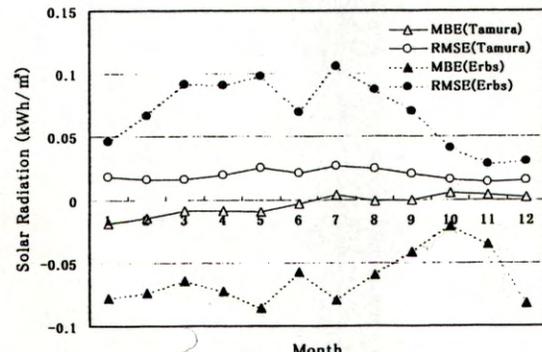


図6 全天候

図6から、全天候に今回提案した新手法を適用し年間を通して斜面日射量を算出する際、既存のモデルよりも有効だという結果が得られた。

## 6. 結論

今回、太陽光発電システム評価の中でも重要な要素である傾斜面日射量について、水平面日射のみから算出する新手法の作成を目的として結果を示すことができた。本研究から今回提案する新手法が既存のモデル式よりも精度良く斜面日射量算出に貢献することができた。しかし、特定地域に対応した手法から、広域に対応することのできる手法の検討も行っていく必要がある、更なる改良を今後の課題とする。

## 7. 参考文献

- 1) 柴田和雄, 内嶋善兵衛: 太陽エネルギーの分布と測定, 学会出版センター, pp.33-36 (1987).
- 2) 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, 日本太陽エネルギー学会, (2000).

# 68

## ゴビ砂漠における大規模太陽光発電システムのライフサイクル評価

学生員 ○伊藤 雅一 (東京農工大学)  
 会 員 河本 桂一 (富士総合研究所)  
 会 員 吉見 哲夫 (資源総合システム)

会 員 加藤 和彦 (NEDO)  
 会 員 杉原 裕征 (関電工)  
 会 員 黒川 浩助 (東京農工大学)

### A Preliminary Study on Potential for Very Large Scale PV System (VLS-PV) on the Gobi Desert from Economic and Environmental view points

Masakazu ITO\*, Kazuhiko KATO\*\*,  
 Keiichi KOMOTO\*\*\*, Hiroyuki SUGIHARA\*\*\*\*,  
 Tetsuo KICHIMI\*\*\*\*\* and Kosuke Kurokawa\*

\*Tokyo University of Agriculture and Technology  
 2-24-16 Naka-cho, Koganei-shi, Tokyo, 184-8588 Japan  
 E-mail: itomasa@cc.tuat.ac.jp

\*\*New Energy and Industrial Technology Development Organization (NEDO)

\*\*\*Fuji research Institute Corporation (FRIC)

\*\*\*\*Kandenko Inc.

\*\*\*\*\*Resources Total System Co., Ltd.

#### ABSTRACT

A 100MW very large scale photovoltaic power generation (VLS-PV) system is designed assuming that it is installed on the Gobi desert in China. All the parts of the system are designed and evaluated from economic and environmental view points. Energy Payback Time (EPT), CO<sub>2</sub> emission rate and generation cost are estimated based on the methodology, Life-Cycle Assessment (LCA). As a result of the estimation, 1.8year of EPT and 12g-C/kWh CO<sub>2</sub> emission rate are obtained. Assuming PV module price of 1USD/W, system lifetime of 30years and interest rate of 3%, the generation cost is calculated as 6.3cent/kWh on the Gobi desert. These results suggest that the VLS-PV system is very promising for the global warming and energy issues.

キーワード：太陽光発電システム, ライフサイクルアセスメント, 砂漠

Keywords: Photovoltaic power generation system, Life-cycle assessment, Desert

#### 1. はじめに

近年、世界の経済成長、人口増加は顕著であり、それに伴いエネルギー需要も増加を続けている。Fig.1に示す様に、特に発展途上国においては増加が激しい。世界のエネルギー需要が増加の一途をたどる場合、世界の一次エネルギーが枯渇する事は確実であり、さらに、温暖化、酸性雨等の環境問題も増加するであろう。これらの問題を解決する手段には、再生可能エネルギー

が挙げられるが、その中でも太陽光発電システムは特に有望である。それは、燃料が不要、メンテナンスの必要がない等の、従来の発電システムにはないメリットが存在するからである。また、太陽の光はエネルギー密度が低いため、大容量の発電を行うためには広面積に太陽光発電システムを設置する必要があるが、この問題の解決策が砂漠にあった。世界に広がる砂漠には高い日射量と広大な未利用地がある。例えば、日本における東京と中国における内モンゴルのゴビ砂漠の年間全天日射量を比較した場合、東京は1,268kWh/m<sup>2</sup>/年であるが、ゴビ砂漠は東京よりも高緯度に位置するにも関わらず1,701kWh/m<sup>2</sup>/年と日射量が非常に多い。さらに、赤道付近のサハラ砂漠を例に取れば、2,685kWh/m<sup>2</sup>/年という東京の約2倍の日射量が存在する。理論的には、システム効率10%の太陽光発電システムをゴビ砂漠へ50%の面積率で設置を行うと仮定した場合、約367EJの発電量が見込め、これは1997年の世界の1次エネルギーの消費量とほぼ等しい。

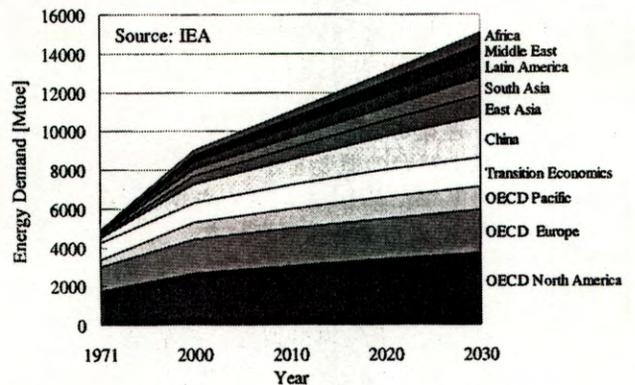


Fig.1 World Energy Demand by Region (1971-2030)<sup>[2]</sup>

本研究は、この様に日射量の非常に高い砂漠へ大規模に太陽光発電システムを設置し、電力基幹系統へ送電する事を想定し、実際に実証試験を行う前段階としてのシステムの設計を行い、経済的な視点、環境的な視点からの評価を行うことを目的とする。また、安価に太陽光発電システムが設置できるのか、砂漠の自然条件に設備が長期間耐えられるのか、また広い面積に設置した発電設備が気象や地域社会に悪影響を及ぼさないかなどの諸問題を解明し、世界のエネルギーと環境問題を早期に貢献できる可能性を明らかにし、さらに太陽光発電の大規模実用化を促進する為の開発シナリオを提案する。

国で生産を行い、合わせて陸上輸送にて現地へ運び、建設を行い、運営・保守へと移る。

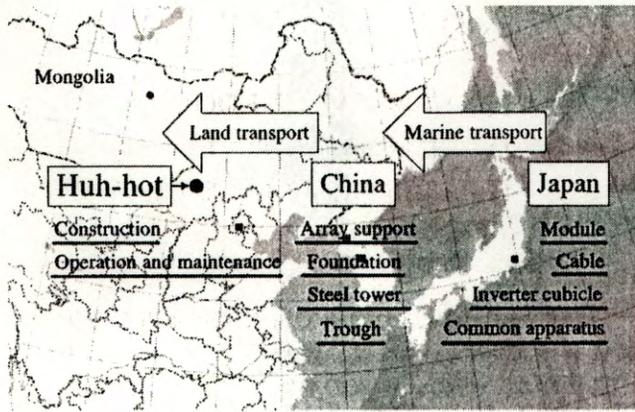


Fig. 3 Transport flow of Gobi desert case

### 3. 4 運営・保守

100MW 当たり 9 人の整備士を配備し、3 シフト制で運営・保守を行う。また、修理を行う際のコストを修繕保守材料費率とし、0.084%と設定した。これは PV-USA プロジェクト<sup>[5]</sup>における実際のコストから参照した。建設、運営・保守にかかる人件費は ILO 統計年鑑<sup>[6]</sup>より引用を行ない算出した。

## 4. システムの概念設計

上述の設定条件を用い、大規模太陽光発電システムの設計を行った。

### 4. 1 モジュールレイアウト

モジュールのレイアウトの違いによるコストと投入エネルギーの違いを調べるため、3 種類のレイアウト (Wide model、Moderate model、Tall model) を作成した。結果、Wide model が優れていることが証明されている。<sup>[1]</sup>

### 4. 2 架台・基礎の設計

Fig.4 に基本架台の概要を示す。架台は日本建築学会鋼構造設計基準に準じ、亜鉛メッキ鋼(SS400)を用い、風速 42m/s に耐えるよう設計された。また、北側に設置されたモジュールに影がかからないよう、適切な間隔をおく。

基礎は電気学会 電気規格調査会標準規格の送電用支持物設計標準に準拠し、強度 240kg/cm<sup>2</sup> コンクリートとなるよう設計し、同様に風速 42m/s に耐えうる直方体を設計した。

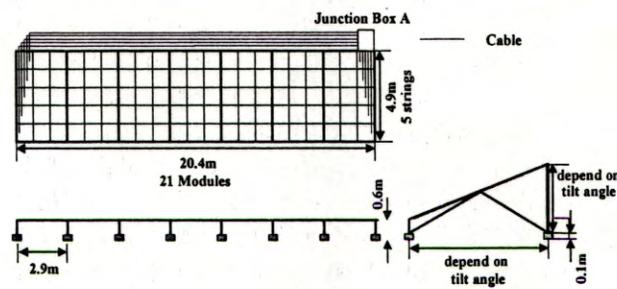


Fig.4 Basic structure of array support

### 4. 3 ケーブル

ケーブルは配線ミスが起きないようにシンプルかつ最小経路を通るように配線した。また、ケーブルの線種は電圧降下が 4%以内(日本工業規格)となるように選択した。

### 4. 4 送電

大規模太陽光発電システムは既存の電力系統へ接続することを想定している。送電設備は 100km、2 回線、110kV 送電、標準経間は 300m とし、送電塔は架台同様 42m/s の風速に耐えるよう設計を行った。

## 5. 設計結果の分析・評価

上記設計を総合し、ゴビ砂漠における 100MW 大規模太陽光発電システムのライフサイクルを経済面、環境面から分析・評価を行う。

### 5. 1 システム設計結果

上記設計の結果、100MW のシステム当たり、架台傾斜角 10°時に 1.3km<sup>2</sup>、20°時には 2.6km<sup>2</sup> の土地を必要とする。これは、傾斜角の上昇と共に影が大きくなるため、間隔を大きくとる必要性からである。架台に必要な亜鉛メッキ鋼は 8,200 トンから 10,800 トン必要とし、基礎は 91,000 トンから 193,000 トン必要となる。傾斜角の上昇と共に強くなる風圧力に耐えるため、傾斜角が高くなるにつれて量を多く必要とする。また、送電鉄塔は一基当たり 22.0 トン、送電用基礎は 22.1m<sup>3</sup> である。また、Fig.5 はゴビ砂漠における分析結果の一例である。

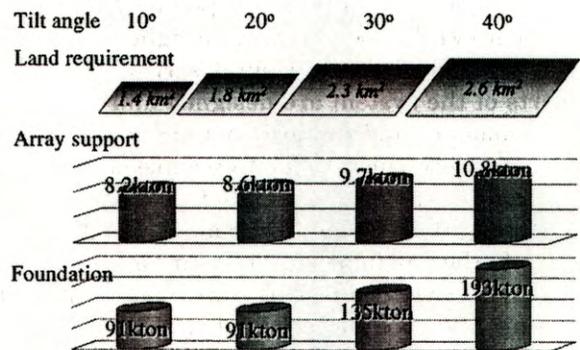


Fig.5 Example of system requirement

### 5. 2 経済評価

100MW 大規模太陽光発電システムの初期投資コスト、年間経費を Fig.6、Fig.7 に示す。モジュール価格 1USD/W 時には初期投資コストは約 180MUSD となり、そのうちモジュールは 6 割、BOS は 3 割を占める。また、年経費に関しても同様に、モジュール価格 1USD/W 時には年経費は約 9MUSD となり、モジュールが 6 割、BOS (架台、基礎、トラフ、ケーブル、インバータ、変圧器等)、は 3 割を占める。

各傾斜角における発電コストを Fig.8 に示す。モジュール価格 1USD/W 時には傾斜角 30°時に最適角となり、6.3cent/kWh となる。また、モジュール価格 2USD/W 時においても 10.1cent/kWh となり、経済性が高いことが分かる。

## 2. 評価手法の概念

大規模太陽光発電システムの是非を明確に評価を行うためには、ライフサイクルアセスメント手法 (Life-Cycle Assessment (LCA)) が最も適している。この手法は、原料の採掘から利用・消費、そして廃棄・リサイクルまでを対象とした手法であり、システム全体のコストや投入エネルギー、排出物を定量的に評価ができる。本研究では、経済的な視点から発電コスト、環境的な視点から、エネルギーペイバックタイム (EPT) と CO<sub>2</sub> 排出原単位の 3 つの指標を算出し、評価を行う。その導出式を以下に示す。

$$\text{発電コスト (cent/kWh)} = \frac{\text{システム年間必要額 [cent/year]}}{\text{年間発電電力量 [kWh/year]}} \text{----- (1)}$$

$$\text{EPT (Year)} = \frac{\text{ライフサイクルにおける全エネルギー投入量 [kWh]}}{\text{年間発電電力量 [kWh/year]}} \text{----- (2)}$$

$$\text{CO}_2 \text{ 排出原単位 (g-C/kWh)} = \frac{\text{ライフサイクルにおける全CO}_2 \text{ 排出原単位 (g-C)}}{\text{年間発電電力量 [kWh/year]} \times \text{耐用年数 [year]}} \text{----- (3)}$$

エネルギーペイバックタイムは、太陽光発電システムのライフサイクルにおける全投入エネルギー量を、年間発電電力量で割った指標である。つまり、太陽光発電システムを構築し、廃棄されるまでのエネルギーを何年間の発電によって等しいエネルギー量となるかを示している。また、CO<sub>2</sub> 排出原単位は、単位発電電力量当たりの炭素の排出量であり、太陽光発電システムがどの程度地球温暖化に影響を与えるかを評価する指標である。

## 3. システムの設定

本研究では 100MW 大規模太陽光発電システムを LCA の概念に基づいて評価を行うため、システムの架台から運営・保守まで全てに渡り設計を行った。以下にシステムの設定条件を示す。

### 3.1 想定設置地域

大規模太陽光発電システムを設置すると想定した場所として、中国ゴビ砂漠を選択した。それは、次のような理由からである。

- ①日射量が非常に多い。
- ②緯度が高く平均気温が低いいため、太陽光発電に適している。
- ③労務単価が低い。
- ④日本から近いため、輸送コストが低い。
- ⑤情報が豊富である。

以上の理由から本地を選択した。地理情報は日本気象協会より、中国ゴビ砂漠に位置する内蒙古自治区呼和浩特市のデータ<sup>[3]</sup>を用いた。また、斜面日射量直達成分の推定には rb モデル、斜面日射量天空散乱成分の推定には Hay モデル、斜面日射量地面反射成分の推定には均一反射モデルを用いた。<sup>[4]</sup>Table 1 に主な情報を示す。

Table 1 Geographic information for Huh-hot

Location		40°49'N, 89°12'E
Ambient temperature		5.8°C
In-plane irradiation	Tilt angle=10°	1,854 kWh/m <sup>2</sup> /yr.
	Tilt angle=20°	1,964 kWh/m <sup>2</sup> /yr.
	Tilt angle=30°	2,026 kWh/m <sup>2</sup> /yr.
	Tilt angle=40°	2,037 kWh/m <sup>2</sup> /yr.

### 3.2 システム

- (1)モジュールの配置は Fig.2 に示すように、モジュール 21 枚を 1 スtring とし、5 String 縦に並べて単位アレイとする。単位アレイを横に 5 つ、縦に 8 つ並べることで 500kW を実現する。また、500kW ユニットが 50 セットで 25MW ユニットとし、それを 4 セット構成することで 100MW の大規模太陽光発電システムとする。500kW 毎にインバータキュービクルを設置、25MW 毎に 6.6kV GIS、110kV/6.6kV 変圧器、110kV GIS を設置する。この時、太陽電池モジュールには変換効率 12.8% である京セラ製 KC120S(120W) を想定し、840,000 枚のモジュールを必要とする。また、システム寿命は 30 年と設定した。
- (2)システム出力係数は、温度、汚れ、劣化、アレイ回路補正係数、アレイ負荷整合補正係数、インバータ補正係数を考慮して分析を行い、78% とした。
- (3)アレイには平板固定架台を用い、南向きに設置を行う。また、設置を行う土地の不陸製正も考慮した。
- (4)モジュール価格、インバータ価格をパラメータとし、モジュールは 1、2、3、4USD/W とし、その場合に 500kW 毎に設置されるインバータ価格はそれぞれ 0.15、0.17、0.20、0.22MUSD と想定した。
- (5)金利は 3% のソフトローンを想定し、為替レートは 120 円/USD とした。

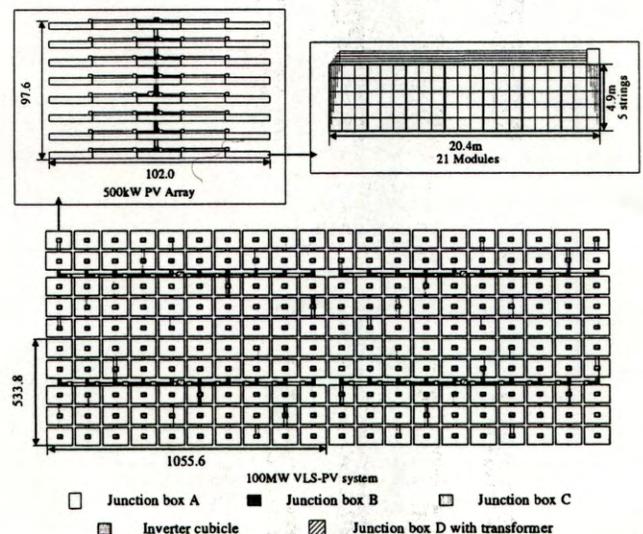


Fig.2 Array Layout of 100MW VLS-PV system

### 3.3 輸送

Fig.3 に示すように、モジュール、インバータ、ケーブル、その他共通機器は日本から海上輸送にて中国へ輸送し、アレイ架台、基礎、送電鉄塔、トラフは中

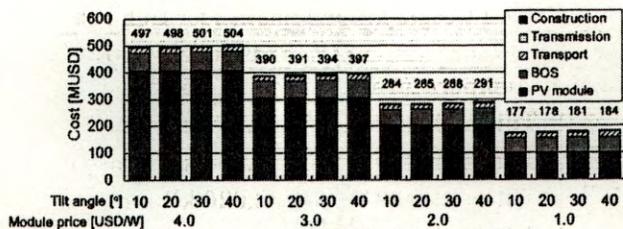


Fig.6 Initial cost for 100MW VLS-PV system

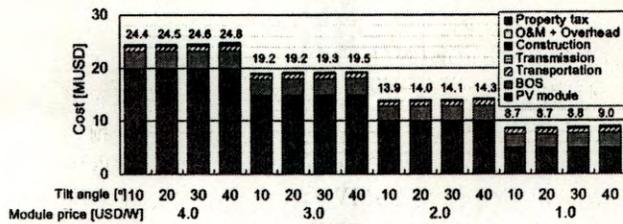


Fig.7 Annual cost for 100MW VLS-PV system

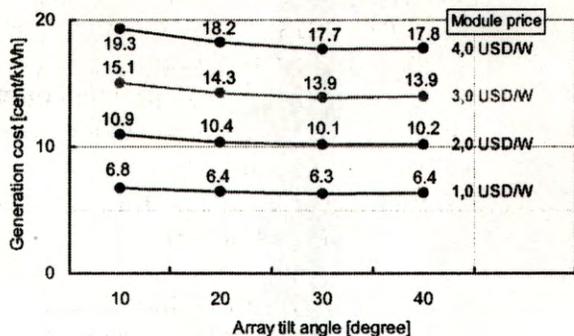


Fig.8 Generation cost for 30years operation

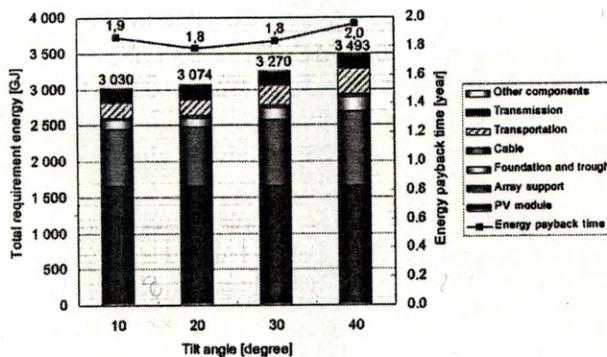


Fig.9 Total primary energy requirement and EPT of 100MW VLS-PV system

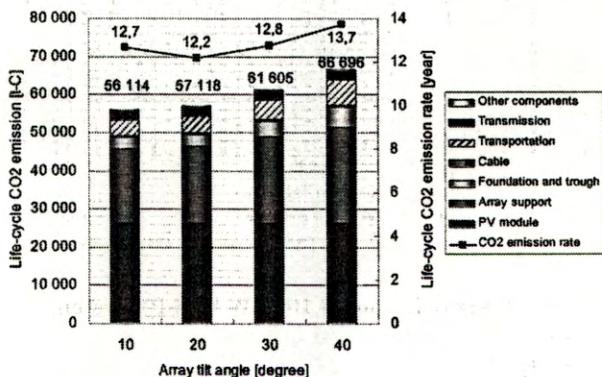


Fig.10 Life-cycle CO<sub>2</sub> emission and life-cycle CO<sub>2</sub> emission rate of a 100MW PV system

### 5.3 環境影響評価

ゴビ砂漠における100MW大規模太陽光発電システムのエネルギーペイバックタイムとCO<sub>2</sub>排出原単位の評価結果をFig.9、Fig.10に示す。Fig.9から傾斜角20°の時に最適傾斜角となり、そのときエネルギーペイバックタイムは1.8年となる。つまり、100MW大規模太陽光発電システムは2年未満の運転により、製造や輸送に必要とした全投入エネルギーを回収可能となる。

Fig.10からCO<sub>2</sub>排出原単位についても傾斜角20°の時に最適となり、12.2g-C/kWhとなる。既存の火力発電システムと比較した場合、CO<sub>2</sub>排出原単位はその10分の1よりも小さい値となり、大規模太陽光発電システムによる環境負荷が非常に低い事がわかる。また、経済性の評価の際には傾斜角による変化は小さいが、環境影響評価の際には架台、基礎、輸送が多くを占め、傾斜角による変化が大きいことが分かる。

### 6. まとめ

中国ゴビ砂漠への設置を想定した100MW大規模太陽光発電システムを、現実に基づいた詳細設計を行った。また、その設計結果から経済的な面、環境的な面について、LCA手法を用いて評価した。エネルギーペイバックタイム、CO<sub>2</sub>排出原単位の評価結果からは、既存の発電システムと比べ、非常に環境に優しく、地球温暖化、エネルギー問題の解決に大きく貢献することが明らかとなった。また、経済的な視点からも太陽電池モジュールの価格が2.0USD/W以下となった場合には既存の電力とも競争できる。さらに、発展途上国への大規模太陽光発電システムの設置には多くの雇用の創出が見込め、また、使用する機材を現地において生産することから商工業の発展等、国の経済発展も期待できる。以上から、大規模太陽光発電システムが地球環境問題の解決に非常に有望であると結論づける。

### 参考文献

- [1]M. Ito et al : "A PRELIMINARY STUDY ON POTENTIAL FOR VERY LARGE-SCALE PV (VLS-PV) SYSTEM ON THE WORLD DESERTS", 17th EU-PVSEC
- [2]IEA : World Energy Outlook 2003
- [3]日本気象協会 : 太陽光発電システムの研究開発利用システムに関する調査研究、平成3年度 NEDO 成果報告書
- [4] 日本気象協会 : 太陽光発電システム実用化技術開発周辺技術の研究開発、昭和61年度 NEDO 成果報告書
- [5] C.Jennings, A.B.Reyes & K.P.O', Brien : PVUSA utility-scale system capital and maintenance costs, WCPEC-1, Dec, 5-9, 1994, Hawaii.
- [6]ILO : Year Book of Labour Statistics 1999

世界の砂漠における 100MW 大規模太陽光発電システム(VLS-PV)の  
ライフサイクル評価

## An Economic Analysis of Very Large Scale PV system on the World Deserts

伊藤 雅一<sup>\*1</sup> 加藤 和彦<sup>\*2</sup> 河本 桂一<sup>\*3</sup> 杉原 裕征<sup>\*4</sup> 吉見 哲夫<sup>\*5</sup> 黒川 浩助<sup>\*1</sup>

Masakazu Ito, Kazuhiko Kato, Keiichi Komoto, Hiroyuki Sugihara, Tetsuo Kichimi, Kosuke Kurokawa

## 1. はじめに

近年、世界の経済成長、人口増加は顕著であり、それに伴いエネルギー需要も増加を続けている。図1に示すように、特に発展途上国においては増加が激しい。世界のエネルギー需要が増加の一途をたどる場合、世界の一次エネルギーが枯渇する事は確実であり、さらに、温暖化、酸性雨等の環境問題も増加するであろう。これらの問題を解決する手段には、再生可能エネルギーが挙げられるが、その中でも太陽光発電システムは特に有望である。それは、燃料が不要、メンテナンスの必要がない等の、従来の発電システムにはないメリットが存在するからである。また、太陽の光はエネルギー密度が低いため、大容量の発電を行うためには広面積に太陽光発電システムを設置する必要があるが、この問題の解決策が砂漠にある。世界に広がる砂漠には高い日射量と広大な未利用地がある。例えば、日本における東京と中国における内モンゴルのゴビ砂漠の年間全天日射量を比較した場合、東京は1,268kWh/m<sup>2</sup>/年であるが、ゴビ砂漠は東京よりも高緯度に位置するにも関わらず1,701kWh/m<sup>2</sup>/年と日射量が非常に多い。さらに、赤道付近のサハラ砂漠を例に取れば、2,685kWh/m<sup>2</sup>/年という東京の約2倍の日射量が存在する。理論的には、システム効率10%の太陽光発電システムをゴビ砂漠へ50%の面積率で設置を行うと仮定した場合、約367EJの発電量が見込め、これは1997年の世界の1次エネルギーの消費量とほぼ等しい。

本研究は、この様に日射量の非常に高い砂漠へ大規模に太陽光発電システムを設置し、電力基幹系統へ送電する事を想定し、実際に実証試験を行う前段階としてのシステムの設計を行い、経済的な視点、環境的な視点からの評価を行うことを目的とする。また、安価に太陽光発電システムが設置できるのか、砂漠の自然条件に設

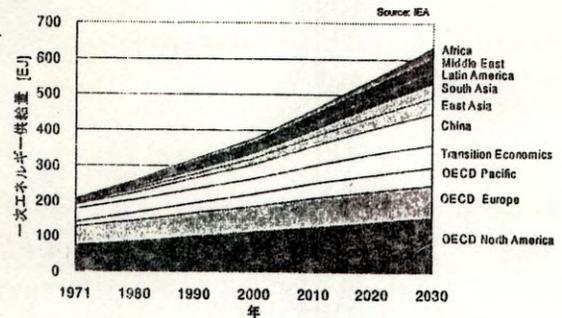


図1 世界のエネルギー供給量

備が長期間耐えられるのか、また広い面積に設置した発電設備が気象や地域社会に悪影響を及ぼさないかなどの諸問題を解明し、世界のエネルギーと環境問題を早期に貢献できる可能性を明らかにし、さらに太陽光発電の大規模実用化を促進する為の開発シナリオを提案する。

## 2. 評価手法の概念

大規模太陽光発電システム(VLS-PV)の是非を明確に評価を行うためには、ライフサイクルアセスメント手法(Life-Cycle Assessment (LCA))が最も適している。この手法は、原料の採掘から利用・消費、そして廃棄・リサイクルまでを対象とした手法であり、システム全体のコストや投入エネルギー、排出物を定量的に評価ができる。本研究では、経済的な視点から発電コストを算出し、評価を行う。

$$\text{発電コスト(cent/kWh)} = \frac{\text{システム年間必要額[cent/year]} \dots}{\text{年間発電電力量[kWh/year]}}$$

## 3. システムの設定

本研究では大規模太陽光発電システムをLCAの概念に基づいて評価を行うため、システムの架台から運営・保守まで全てに渡り設計を行った。以下にシステムの設定条件を示す。

## 3.1 想定設置地域

大規模太陽光発電システムを設置すると想定した場所として図2に示す地点を選択した。サハラ砂漠、ネゲブ砂漠、タール砂漠、ソノラ砂漠、グレートサンディ砂漠、そしてゴビ砂漠である。地理情報は日本気象協会より、斜面日射量直達成分の推定にはrbモデル、斜面日射量天空散乱成分の推定にはHayモデル、斜面日射量

<sup>\*1</sup> 東京農工大学 Tokyo University of Agriculture and Technology

<sup>\*2</sup> 新エネルギー・産業技術総合開発機構 New Energy and Industrial Technology Development Organization

<sup>\*3</sup> 富士総合研究所 Fuji research Institute Corporation Inc..

<sup>\*4</sup> 関電工 Kandenko Inc.

<sup>\*5</sup> 資源総合システム Resources Total System Co., Ltd.

地面反射成分の推定には均一反射モデルを用いた。[3]

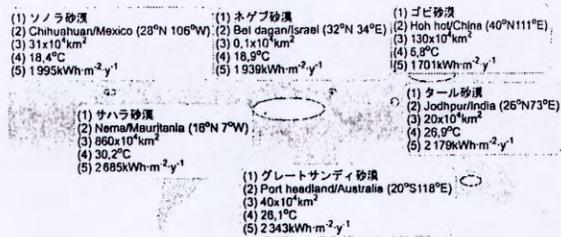


図2 本研究で用いた砂漠  
(1)砂漠名 (2)参照地 (3)広さ  
(4)年間平均気温 (5)年積算水平面日射量

### 3.2 システム

本研究では100MW VLS-PVを10集めた1GW VLS-PVを目標とする。本論文では100MWシステムの評価を行う。また、それぞれで発電された電力は110kVまで昇圧され、送電される。送電距離は100kmとした。そのイメージを図3に示す

(1)モジュールの配置は図4に示すように、モジュール21枚を1ストリングとし、5ストリング縦に並べて単位アレイとする。単位アレイを横に5つ、縦に8つ並べることで500kWを実現する。また、500kWユニットが50セットで25MWユニットとし、それを4セット構成することで100MWのVLS-PVとする。500kW毎にインバータを設置、25MW毎に6.6kV GIS、110kV/6.6kV変圧器、110kV GISを設置する。この場合、太陽電池モジュールには変換効率12.8%である京セラ製 KC120S(120W)を用い、840,000枚のモジュールを必要とする。また、システム寿命は30年と設定した。

(2)システム出力係数は、温度、汚れ、劣化、アレイ回路補正係数、アレイ負荷整合補正係数、インバータ補正係数を考慮して分析を行い、78%とした。

(3)アレイには平板固定架台を用い、南向きに設置を行う。また、設置を行う土地の不陸製正も考慮した。

(4)モジュール価格、インバータ価格をパラメータとし、モジュールは1、2、3、4USD/Wとし、その場合に500kW毎に設置されるインバータ価格はそれぞれ0.15、0.17、0.20、0.22MUSDと想定した。

(5)金利は3%のソフトローンを想定し、為替レートは120円/USDとした。

それぞれの機器の価格を表1に示す。

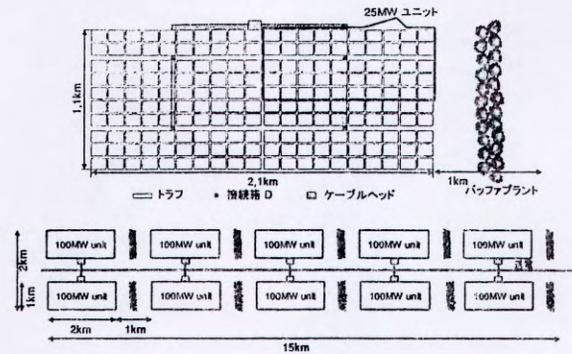


図3 1GW VLS-PV システムコンセプト

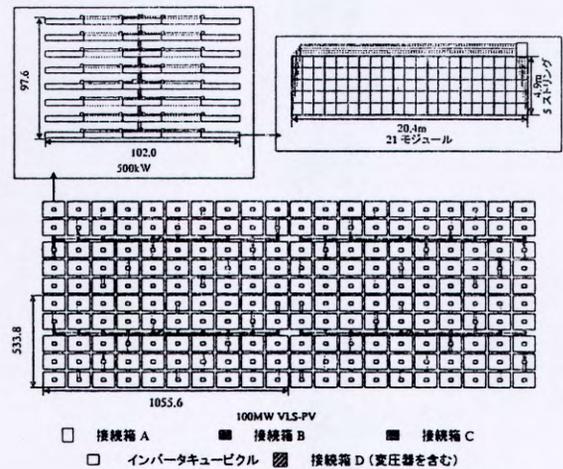


図4 100MW VLS-PV アレイレイアウト

表1 共通機器価格

項目	価格	項目	価格
ケーブル [USD/m]		600V CV 60sq	2.43
600V CV 2.0sq	0.25	600V CV 8.0sq 二芯	1.13
600V CV 100sq	3.98	6600V CV 200sq	10.0
6600V CVT 22sq	8.25	TACSR 410sq	5.58
110kV CV 150sq	79.2		
AC 70sq	1.75		
インバータ[USD/W]			
モジュール価格	0.41	3 USD/W	0.36
4USD/W		1 USD/W	0.27
2 USD/W	0.32		
共通機器 [MUSD/unit]			
6.6 kV capacitor	0.034	6.6 kV GIS	0.26
110kV/6.6kV 変圧器	0.62	110 KV GIS	0.57
2.4 MVA capacitor	0.34	所内電源装置	0.27

### 3.3 輸送

モジュール、インバータ、ケーブル、その他共通機器は近隣の先進国から海上輸送にて現地へ輸送する。具体的にはサハラ砂漠とネグブ砂漠へはヨーロッパから、ソノラ砂漠へはアメリカから、グレートサンディ砂漠へはオーストラリア自国にて生産、タール砂漠、ゴビ砂漠へは日本から輸送を行う。海上輸送コストには1000kmと設定し、保険を含めたCIF価格とした。アレイ架台、基礎、送電鉄塔、トラフは現地にて生産を行い、合わせて陸上輸送にて現地へ運び、建設を行い、運営・保守へと移る。今回、

陸上輸送のコストは省略した。

### 3. 4 運営・保守

100MW 当たり 9 人の整備士を配備し、3 シフト制で運営・保守を行う。また、修理を行う際のコストを修繕保守材料費率とし、0.084%と設定した。これは PV-USA プロジェクト<sup>[4]</sup>における実際のコストから参照した。建設、運営・保守にかかる人件費は ILO 統計年鑑<sup>[5]</sup>より引用を行ない算出した。その値を表 2 に示す。

表 2 各砂漠における労働人件費

サハラ： 1102	ネゲブ： 15227
タール： 403	ソノラ： 2187
グレートサンディ： 30747	ゴビ： 545

単位：USD/人年

## 4. システムの概念設計

上述の設定条件を用い、大規模太陽光発電システムの設計を行った。

### 4. 1 モジュールレイアウト

モジュールのレイアウトは横に 21 毎並べて 1 スtringとし、5 列並べるシンプルな構造とした。

### 4. 2 架台・基礎の設計

図 5 に基本架台の概要を示す。架台は日本建築学会鋼構造設計基準に準じ、亜鉛メッキ鋼 (SS400) を用い、風速 42m/s に耐えるよう設計された。また、北側に設置されたモジュールに影がかからないよう、適切な間隔をおく。

基礎は電気学会 電気規格調査会標準規格の送電用支持物設計標準に準拠し、強度 240kg/cm<sup>2</sup> コンクリートとなるよう設計し、同様に風速 42m/s に耐えうる直方体を設計した。

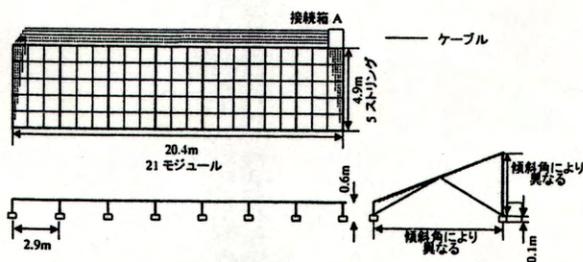


図 5 アレイ構造 (傾斜角 30°時)

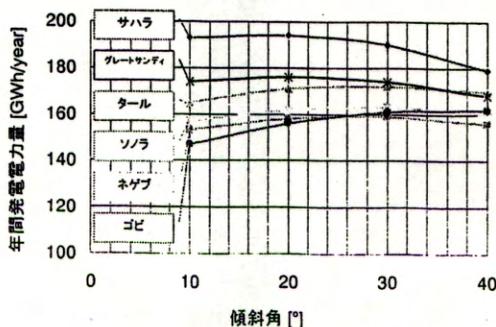


図 6 各砂漠における年間発電電力量

### 4. 3 ケーブル

ケーブルは配線ミスが起きないようにシンプルかつ最小経路を通るように配線した。また、ケーブルの線種は電圧降下が 4% 以内 (日本工業規格) となるように選択した。

### 4. 4 送電

大規模太陽光発電システムは既存の電力系統へ接続することを想定している。送電設備は 100km、2 回線、110kV 送電、標準経間は 300m とし、送電塔は架台同様 42m/s の風速に耐えるよう設計を行った。

## 5. 設計結果の分析・評価

上記設計を総合し、ゴビ砂漠における 100MW 大規模太陽光発電システムのライフサイクルのコスト分析・評価を行う。

### 5. 1 年間発電電力量

各砂漠における年間発電電力量を図 6 に示す。サハラ砂漠は赤道付近に位置することから一番高い結果となっている。ついでグレートサンディ砂漠となる。この 2 箇所の砂漠は傾斜角が 20° 時に最適傾斜角となり、ゴビ砂漠においては傾斜角 40°、タール砂漠、ソノラ砂漠、ネゲブ砂漠は傾斜角 30° 時に最適となる。

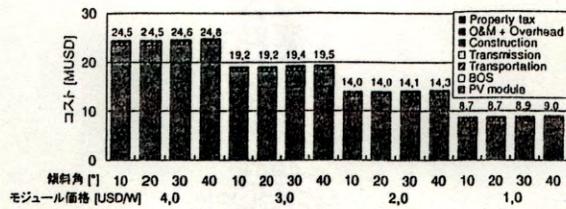
### 5. 2 システム設計結果

システムの設計結果を表 3 に示す。100MW のシステム当たり、ゴビ砂漠の場合には架台傾斜角 10° 時に 1.4km<sup>2</sup>、40° 時には 2.5km<sup>2</sup> の土地を必要とする。これは、傾斜角の上昇と共に影が大きくなるため、間隔を大きくとる必要性からである。架台に必要な亜鉛メッキ鋼は 8,200 トンから 10,800 トン必要とし、基礎は 91,000 トンから 193,000 トン必要となる。傾斜角の上昇と共に強くなる風圧力に耐えるため、傾斜角が高くなるにつれて量を多く必要とする。また、送電鉄塔は一基当たり 22.0 トン、送電用基礎は 22.1m<sup>3</sup> である。

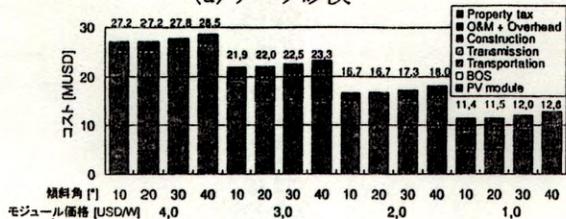
表 3 システム設計結果

傾斜角	10°	20°	30°	40°
土地面積 [km <sup>2</sup> ]				
サハラ	1.3	1.3	1.5	1.6
ネゲブ	1.3	1.6	1.9	2.1
タール	1.3	1.5	1.7	1.9
ソノラ	1.3	1.5	1.8	2.0
グレートサンディ	1.3	1.4	1.6	1.7
ゴビ	1.4	1.8	2.2	2.5
架台 [10 <sup>3</sup> ton]	8.3	8.6	9.7	10.8
基礎 [10 <sup>3</sup> ton]	91	91	136	193
ケーブル [10 <sup>3</sup> km]	1.4	1.6	1.6	1.7

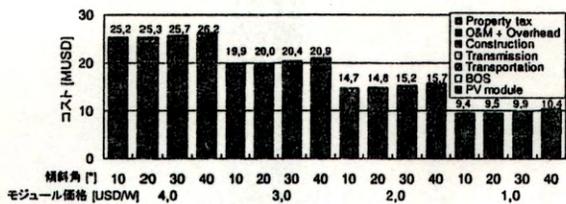
注) 架台、基礎、ケーブルは各砂漠共通である



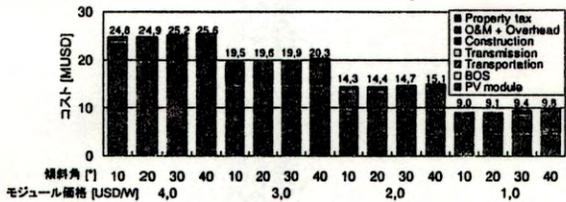
(a) サハラ砂漠



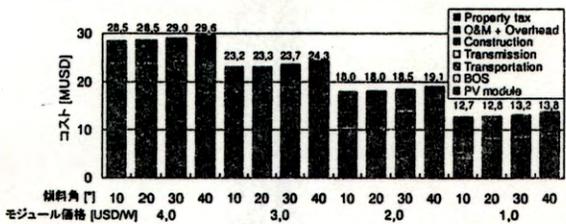
(b) ネゲブ砂漠



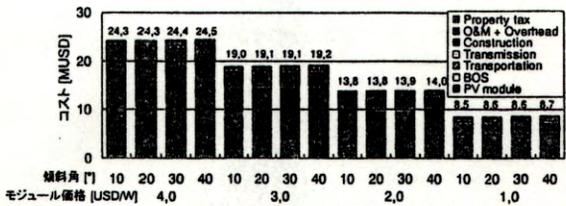
(c) タール砂漠



(d) ソノラ砂漠



(e) グレートサンディ砂漠



(f) ゴビ砂漠

図7 年間コスト

## 5.2 経済評価

100MW 大規模太陽光発電システムの30年利用時の年間コストを図7に示す。モジュール価格1USD/W時には年経費は年経費は約9MUSDとなり、モジュールが6割、BOS(架台、基礎、トラフ、ケーブル、インバータ、変圧器等)は3割を占める。ネゲブ砂漠、グレートサンディ砂

漠においてコストが高くなっているが、これは人件費が高いために建設コストが高くなったためである。また、最適傾斜角は20°、ゴビ砂漠のみ緯度が高いため30°となっている。ソノラ砂漠、グレートサンディ砂漠は、海上輸送を必要としない。

年積算水平面日射量に対する最適傾斜角における発電コストを図8に示す。モジュール価格1USD/W時には5-7cent/kWhとなり、モジュール価格2USD/W時においても8-11cent/kWhとなり、経済性が高いことが分かる。

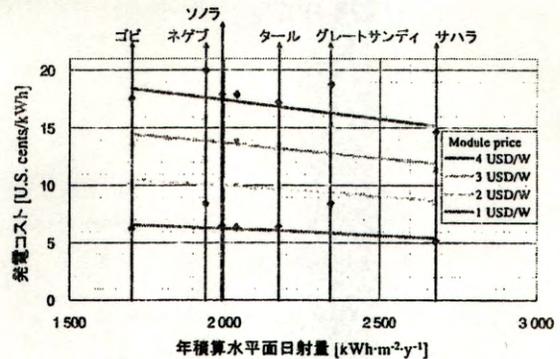


図8 日射量に対する最適傾斜角の発電コスト

## 6. まとめ

砂漠地域への設置を想定した100MW大規模太陽光発電システム(VLS-PV)を、現実に基づいた詳細設計を行った。また、その設計結果からLCA手法を用いてコストの評価を行った。結果、太陽電池モジュールの価格が2.0USD/W以下となった場合にはどの砂漠においても発電コストは低い値をとり、既存の電力とも競争できる。さらに、発展途上国への大規模太陽光発電システムの設置には多くの雇用の創出が見込め、また、使用する架台、基礎等を現地において生産することから商工業の発展等、国の経済発展も期待できる。以上から、大規模太陽光発電システムが地球環境問題の解決に経済的な面からでも有望であると結論づける。

## 参考文献

- [1]IEA: World Energy Outlook 2003
- [2]日本気象協会: 太陽光発電システムの研究開発利用システムに関する調査研究、平成3年度NEDO成果報告書
- [3]日本気象協会: 太陽光発電システム実用化技術開発周辺技術の研究開発、昭和61年度NEDO成果報告書
- [4]C.Jennings, A.B.Reyes & K.P.O', Brien: PVUSA utility-scale system capital and maintenance costs, WCPEC-1, Dec, 5-9, 1994, Hawaii.
- [5]ILO: Year Book of Labour Statistics 1999

# 太陽光発電システム発電特性の統合評価ソフトウェア (PVI) の住宅用システムによる検証

ピメンテル・パウロ・セルジオ\* , 松川 洋 , 大関 崇 , 黒川 浩助  
(東京農工大学)

Verification of the Photovoltaic System Integrated Evaluation Software (PVI) for Residential Systems Generating Characteristics

Paulo Sergio Pimentel, Hiroshi Matsukawa, Takashi Oozeki, Kosuke Kurokawa  
(Tokyo University of Agriculture and Technology)

## 1. 背景・目的

太陽光発電 (PV) システムの積極的な普及に伴い、今後パソコンによる PV システムの設計手法も普及していくと思われる。PV システムのサイジング設計においては、従来から簡便な方法としてパラメータ分析法が利用されてきた。しかし、建材一体型モジュールの登場とそれに伴うデザインの多様化、設置場所の様々な制約条件などのために、日影の問題や複数の方位角と傾斜角を持つシステムが増えてきた。そのため、計算途上にあらわれるパラメータについて、より詳細な数値が必要となっており、PV システム統合評価技術の研究開発が必要であると考えられている。

そういった PV システム設計の複雑化へのニーズにこたえるために、本研究では本研究室での様々な研究成果を活用した「太陽光発電システム発電特性の統合評価ソフトウェア」(PVI) を構築することが目的であり、本報告では PVI の住宅用システムによる予測結果の検証を報告する。

## 2. PVI ソフトウェアの構成

PVI は PV システムの予備設計時に使われる「基本設計ツール」及び詳細な解析が必要になったときのための 3 つの「オプション・ツール」で構成される。

### 2.1. 基本設計ツール

#### 2.1.1. 概念

基本設計ツールは、少ない入力データ (太陽電池の設置場所、アレイ定格、傾斜角、方位角、インバータ定格等) からパラメータ分析法<sup>[1]</sup>を基に、発電電力量の算出や PV システムで発生する損失が得られ、一般のユーザーにも簡単に操作できるツールである。各設計パラメータについては、オプション・ツールを活用し詳細な数値を取り込むことによって、より正確な解析も実現できる。気象データとして国内用の METPV、海外用の Meteororm が利用でき、さらにユーザーデータの取り込みも可能である。

基本設計ツールを使った中国のサイトにおける年間発電電力量解析結果の一例を図 1 に示す。

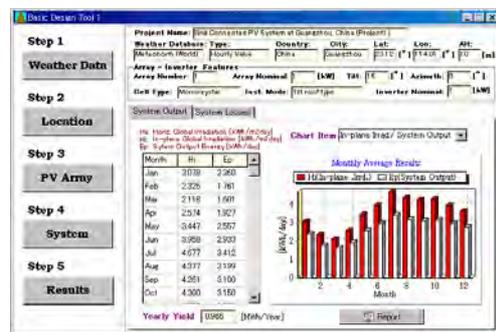
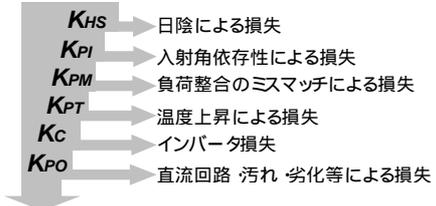


図 1. 基本設計ツールにおける年間発電電力量の解析結果の一例  
Fig.1. An Example of the Basic Design Tool Analysis Results for the Yearly PV System Yield

#### 2.2.2. パラメータ分析法について<sup>[1]</sup>

PVI の主な設計手法として、パラメータ分析法を使用している。アレイの受光するエネルギーは光発電素子によって電気エネルギーに変換され、負荷に供給されるが、その過程で種々の効率や出力の低減要因が存在する。これらの主なものを図 2 に示す。これらを設計パラメータとして定義し、システム出力係数 K は式(1)に示すように個々の設計パラメータの積で表す。負荷に供給できるエネルギー量  $E_p$  は式(2)より推定できる。

#### アレイ面日射量 ( $H_A$ )



#### システム発電電力量 ( $E_p$ )

図 2. 系統連系型 PV システムのエネルギーフロー  
Fig.2. Energy Flow of a Grid-Connected PV System

$$K = K_{PO} \cdot K_{HS} \cdot K_{PI} \cdot K_{PM} \cdot K_{PT} \cdot K_C \quad (1)$$

$$E_p = A \cdot H_A \cdot PS \cdot K \text{ [kWh/期間]} \quad (2)$$

ここで、

K: システム出力係数;  $K_{PO}$ : 直流回路・汚れ・劣化等補正係数  
 $K_{HS}$ : 日陰補正係数;  $K_{PI}$ : 入射角依存性補正係数  
 $K_{PM}$ : アレイ負荷整合補正係数;  $K_{PT}$ : 温度補正係数  
 $K_C$ : インバータ補正係数;  $E_p$ : システム発電電力量 [kWh/期間]

A : アレイ面積 [m<sup>2</sup>] ; H<sub>A</sub> : アレイ傾斜面日射量 [kWh/m<sup>2</sup>期間]  
 PS : 標準状態における太陽電池アレイ変換効率

2.2. オプショナル・ツール

2.2.1. 概念

PVI のオプショナル・ツールとして、本研究室で開発された「魚眼カメラによる日陰解析ツール」<sup>[2]</sup>、「アレイ・シミュレーション・ツール」<sup>[3]</sup>、「SV 法のデータベース」<sup>[4]</sup>がある。これらのオプショナル・ツールを使うことにより、複雑な発電特性をもつ PV システムについてより正確で詳細な発電特性のシミュレーションを確立する。

2.2.2. SV 法データベースの活用

本研究室では、既存の PV システムの計測データを用いた簡易的な損失分離可能な評価方法の一つとして Sophisticated Verification (SV) 法を開発してきた<sup>[4]</sup>。

日本品質保証機構 (JQA) により、新エネルギー・産業技術総合開発機構 (NEDO) フィールドテスト (FT) 事業 (公共用) の計測データが纏められている。1995 年 1 月から 1999 年 12 月までの 421 サイトの計測データを SV 法により解析した結果を図 3 に示す。こういった日本各地の結果をまとめたものが PVI の SV 法データベースとなっており、新しい PV システムの設計に回帰することにより PVI のさらなる予測精度が期待できる。

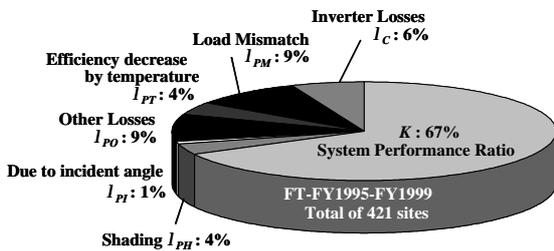


図 3. SV 法による FT データの評価結果  
 Fig.3. Evaluation Result of FT data by the SV Method

3. PVI の住宅用システムによる予測結果の検証

3.1. 実測データの概要

PVI による予測結果を検証するために、JQA による住宅用太陽光発電システムの運転データ収集・評価プロジェクト<sup>[5]</sup>の実測データを使用した。計測プロジェクトの 100 箇所の中から日本全国 22 サイトの観測データを抽出し実証を行った。観測データは 2000 年 4 月～2001 年 3 月の期間で、一分間隔の水平面日射量、傾斜面日射量、外気温度、モジュール温度、アレイ出力電力量、システム出力電力量を用いた。

3.2. PVI の傾斜面日射量推定モデルの評価

PVI の基本設計ツールでは傾斜面日射量の推定モデルとして一様分布 (Isotropic)、Hay、Perez モデルを使用できる。傾斜面日射量推定モデルの評価指標として、RMSE (Root Mean Square Error) を用いた。表 1 に全サイトにおいて各モデルの平均的な RMSE 結果を示した。図 4 には、PVI

のデフォルトモデルである Perez モデルの ST062 サイトにおける一年間の傾斜面日射量の時積算値 (実測値と推定値) の分布図を示した。

表 1. 各モデルにおける平均値の RMSE [kWh/m<sup>2</sup>/日]  
 Table 1. Average RMSE for each Model [kWh/m<sup>2</sup>/day]

	Isotropic	Hay	Perez
RMSE [kWh/m <sup>2</sup> 日]	0.197	0.183	0.162

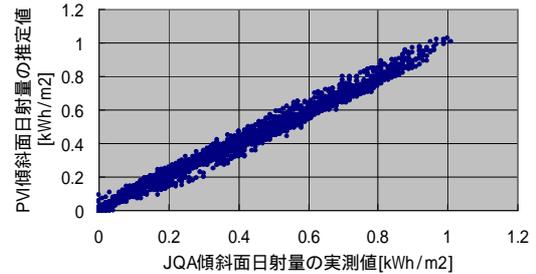


図 4. Perez モデルにおける実測値と実測値の相関 (時積算値)  
 Fig.4. Correlation between actual and estimated values for Perez Model (Hourly Integrated Value)

3.3. 年間発電電力量の予測誤差

PVI における年間発電電力量の予測誤差の指標として、誤差率を用いた。表 2 には、各モデルと傾斜面日射量を使用した場合の全サイトによる予測結果を示した。

表 2. PVI における年間発電電力量の推定誤差率  
 Table 2. PVI Yearly Yield Prediction Error Rate

	Isotropic	Hay	Perez	傾斜面日射量使用
推定誤差率*	0.082	0.081	0.077	0.066

\* 推定誤差率 = | (実測値 - 推定値) / 実測値 |

4. まとめ

本報告で紹介した PVI ソフトウェアの検証を行った結果、日本全国のサイトにおいて Perez モデルは良好な傾斜面日射量推定値を与えることが明らかになり、年間発電電力量に関しても平均的な結果として Perez モデルを使った場合 7.7%、傾斜面日射量を使った場合 6.6%の誤差率で予測できることを確認した。

今後、図 3 に示すような SV 法から求まる統計的な損失補正係数を PVI の基本設計ツールの設計パラメータとして組み込み、発電電力量のさらなる予測精度向上を目指す。

文 献

[1] 黒川・若松 : 「太陽光発電システム設計ガイドブック」、オーム社(1994)  
 [2] 登守利征他 : 「都市環境における太陽光発電システムの日陰評価法」、平成 13 年度日本太陽エネルギー学会/日本風力エネルギー協会合同発表会  
 [3] 松川洋他 : 「アレイシミュレーション手法に関する検討、平成 11 年度日本太陽エネルギー学会・風力エネルギー協会合同発表会  
 [4] 大関崇・黒川浩助他 : 「電圧上昇抑制運転状態の実例と SV 法解析結果との比較検討」、平成 14 年度電気学会全国大会  
 [5] 財団法人日本品質保証機構 : 「太陽光発電システム評価技術の研究開発」、平成 10 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

# 衛星雲画像の空間周波数分析を用いた日射予測

(学生員) 高橋 里枝\*, 谷口 浩成, (正員) 黒川 浩助 (東京農工大学)  
(正員) 大谷 謙仁(産業技術総合研究所)

## Irradiation Forecast by Using Spatial Frequency Analysis on GMS Images

Satoe Takahashi, Hironari Taniguchi, Kosuke Kurokawa (Tokyo University of Agriculture and Technology)  
Kenji Otani (National Institute of Advanced Industrial Science and Technology)

### 1. はじめに

将来、太陽光発電システムが電力系統に多数台連系された場合には、天候による太陽電池の出力変動が生じて電力供給運用に大きな影響を与えることが想定される。そこで著者らはこれらの問題の軽減を目的として、衛星雲画像を利用した日射量予測法の研究を進めている。これまで著者らは日射量予測の基礎研究として、時間差のある2枚の衛星雲画像から算出できる雲移動ベクトルを用いた予測法<sup>(1)</sup>や、衛星雲画像の空間周波数を算出してフーリエ位相相関法を用いた予測法<sup>(2)</sup>について検討を行ってきた。本報告ではこれらの予測法のうち空間周波数を利用した方法について、更に検討を行なう。

### 2. 空間周波数分析を利用した雲アルベド予測法

雲アルベドの予測には、気象衛星『ひまわり』5号(GMS-5)から1時間に1枚ずつ配信される衛星雲画像を使用した。『ひまわり』は日本周辺の広域エリアの雲を計測しているが、今回はより詳細な予測をするために、予測したいエリアの大きさや形状を考慮した最適な画像の範囲(以下データサイズ)を衛星雲画像から抽出する必要がある。また、本手法では空間周波数の算出に高速フーリエ変換(以下FFT)を利用している関係上、データサイズは $2^n \text{pixel} \times 2^n \text{pixel}$  ( $n$ : 整数) に設定している。 $n$ の値は、上記の条件に依存する。

#### (1) 予測の前処理

予測を行なうためには、衛星雲画像から日本列島などの地形データを取り除かねばならない。よって衛星雲画像から地形データを算出<sup>(1)</sup>して画像から取り除き、地形情報を排除した雲アルベド画像を作成して、予測の準備をする。

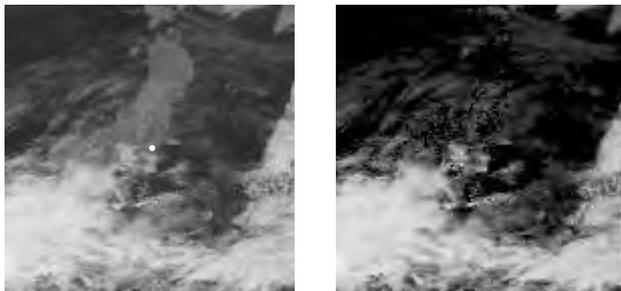


図1 (左) 衛星雲画像の例 (右) 雲アルベド画像の例  
Fig.1 (Left) GMS image (Light) Cloud albedo image

#### (2) 空間周波数の算出

空間周波数の計算にはFFTを利用した。FFTは、フーリエ変換後のデータを $X(k)$ 、画像の入力データを $x(n)$ 、データ数(整数)を $N$ とすると、以下の式(1)が成り立つ。出力データとなる $X(k)$ は、 $a, b$ (共に整数)を使って複素数で表される(式(2)参照)。更に、この複素数を構成する実数部データを $Re$ 、虚数部データを $Im$ としてこれらを用いることで、振幅データ( $A$ )と位相データ( $\theta$ )を計算することが可能である(式(3)参照)。

$$X(k) = \frac{1}{\sqrt{N}} \sum_{n=0}^{N-1} x(n) W^{kn} \quad (1)$$

ただし  $k = 0, 1, 2, \dots, N-1$ ,

$$W^{kn} = e^{-j \frac{2\pi}{N} kn} = \cos\left(\frac{2\pi}{N} kn\right) - j \sin\left(\frac{2\pi}{N} kn\right)$$

$$X(k) = a + j b = Re + Im \quad (2)$$

$$A = \sqrt{Re^2 + Im^2}, \quad \theta = \tan^{-1} \frac{Im}{Re} \quad (3)$$

#### (3) 予測方法

時間差を持つ2枚の雲アルベド画像を用いて予測する方法について述べる。使用する2枚の画像は、古い時間の画像を過去画像、新しい時間の画像を現在画像と呼ぶことにする。予測には、(2)で算出した空間周波数データを利用する。

##### 過去画像の位相を現在画像の位相へ動かす

空間周波数の位相は、画像を構成する周波数の位置情報を表している。よって位相の変化は、周波数の動きを表している。もし過去・現在画像の同じ波数を持つ周波数の位相が異なれば、その周波数に対応している画像のある部分が、過去から現在に移る間に位相の変化分だけ移動しているとみなせる。

過去画像に描かれている雲は位相変化を経て現在画像の雲になるので、過去画像の位相を現在画像の位相に置き換え、画像の輝度変化を計算しやすいようにする。

##### 実数部・虚数部の変化を算出する

空間周波数の振幅は、画像の輝度情報を表している。よって振幅の変化は、画像の輝度変化を表している。もし過去・現在画像の同じ波数を持つ周波数の振幅が異なれば、

その周波数に対応している画像のある部分が、過去から現在に移る間に振幅の変化分だけ輝度が変化しているとみなせる。また振幅は式(3)で示したように複素数の実数部と虚数部で表せるため、実・虚数部の変化が輝度変化に影響を与えていると考えられる。

そこでこの性質を利用して、の画像(過去画像の位相データを現在画像の位相データに置き換えた画像)と現在画像の実・虚数部の変化を求める。ここで位相を同値にして実・虚数部を変化させることは、雲の状態の情報のみを変化させることに相当するので、単純に雲の状態変化のみを比較することが可能になる。そして過去から現在へ移るとき雲の状態変化が、現在から同じ時間間隔を経た未来へ移行する際も保たれると仮定し、現在の実・虚数部データにその変換分を加える。

#### と の変化を踏まえて予測画像を作成する

最後に、過去から現在の位置変化も、と同様に過去の変化を未来も保持すると仮定し、で作成された、実・虚数部データの変化分を加えた画像に、過去から現在画像の位相データの変化分も加える。この画像が予測画像となる。

#### (4) 予測の後処理

上の過程を経た予測画像は時間的な輝度の変化を考慮している関係上、雲アルベド画像が本来持っている64階調よりも輝度の範囲が広がってしまう。そこで現在画像の輝度ヒストグラムを参考にして、予測画像の輝度が64階調に収まるように輝度の割り当てを決める。

また、画像にフィルタ処理を施し、突発的な輝度の変化を抑える。

### 3. 結果と考察

#### (1) 予測方法の妥当性の検証

上記の予測法を用いて、実際に予測画像を作成した例を以下に示す。

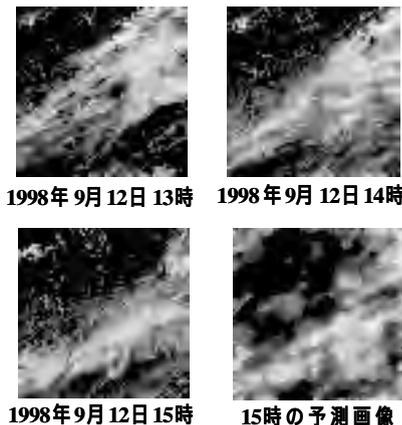


図2 実測雲画像と予測雲画像の例

Fig.2 An example of GMS images and forecast image

図2より、過去画像(13時の画像)と現在画像(14時の画像)から雲の動きを確認することができ、1時間後には現在画像の雲が1時間で動いたものと同間隔・方向に動くと同様と予想できる。実測画像(15時の画像)を見ると、この予測と同様の動きをしている。

この予測法で作成した予測画像を見ると、雲が過去の動

きとほぼ同じように動いており、人間が視覚的に予測できる動きと同等であることが分かる。よってこの予測方法は、このような雲の動きを正しく予測することが可能であり、予測法の妥当性が検証できた。

#### (2) 予測精度の検証

本予測法を用いて、1998年5月の12~15時までの日射反射率(衛星雲画像の輝度データをGMSの観測値から得られる日射の反射率に変換したものを)を予測した結果を以下に示す。予測に用いた画像サイズは64×64ピクセルで、位置は東京都全域を含むように指定した。画像全体を正方形の面とみなし、その面内の各ピクセル値をそれぞれ比較し、日射反射率の予測誤差を以下の式から算出した。

$$\text{予測誤差}(\%) = \frac{|\text{予測値} - \text{実測値}|}{\text{実測値}} \times 100 \quad (4)$$

図3より、日射反射率の予測誤差が10%未満のものは全体の55.1%になり、誤差10~20%のものも合わせると約76%の予測がほぼ適中していると言える。

また、誤差の割合が大きいもの原因として、突発的な雲の発生、消滅が挙げられる。過去・現在の画像からある程度予測のできる雲の発生・消滅ならば、それを考慮した周波数分析も可能であるが、その画像中からは全く情報を読み取ることができない場合には、この手法では対応できない。よってこの問題を解決するには、別手法を加える必要がある。

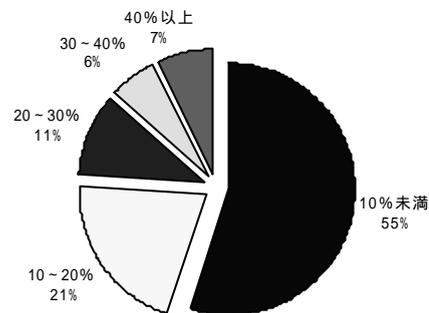


図3 日射反射率における予測誤差の割合  
Fig.3 Ratio of forecast error on reflection of irradiation

#### 4. まとめ

衛星雲画像を用いた日射予測法として、画像の空間周波数に着目した分析方法について述べた。これらの分析から得られたデータを用いることで、予測雲画像を作成することができ、その妥当性を示した。また、この予測雲画像を利用して日射反射率の評価を行なった結果、約55%の適中率を得た。今後は予測精度向上のために、複数枚の画像を用いた時系列的な予測も検討する必要がある。

#### 参考文献

- (1) 谷口, 大谷, 黒川: 「衛星雲画像を利用した雲アルベドの動的分析」平成12年電気学会電力・エネルギー部門 P229~P234
- (2) 高橋, 谷口, 大谷, 黒川: 「衛星雲画像の空間周波数を用いた日射量予測法の研究」平成14年電気学会全国大会 エネルギー変換・輸送 P91~P92

# 太陽光発電用インバータ向け デジタルMPPT法の開発

皆藤 貴志\*, 小泉 裕孝, 黒川 浩助 (東京農工大学)  
五島 則夫, 川崎 学 ((株) 山下電子設計)

Development of Digital MPPT Algorithm for a PV Inverter

Takashi Kaito\*, Hiroataka Koizumi, Kosuke Kurokawa (Tokyo University of Agriculture and Technology)

Norio Goshima, Manabu Kawasaki (YEM INC.)

## 1. はじめに

太陽電池の電流電圧特性は日射強度, アレイ温度により変動するので, 現在多くの太陽光発電用インバータ (PV インバータ) には常時最大電力を得るために最大電力点追従制御機能 (Maximum Power Point Tracking: MPPT) が搭載されている。

本稿では先に報告した電気学会電力エネルギー部門大会<sup>[1]</sup>以降の成果として, アルゴリズムの再考が容易に行えるデジタル制御に注目し, 出力100W程度の電流制御型インバータと制御ボードからなる太陽光発電用デジタル制御型インバータについてMPPT制御プログラムの提案<sup>[1][2][3]</sup>及び太陽電池模擬電源 (PV 模擬電源), 模擬配電システムを用いての動作試験結果を報告する。

## 2. MPPT制御プログラム概要

### 2-1. インバータ制御原理

図1に本研究で用いたデジタル制御型インバータ (以下PVPCインバータ) の構成を示す。制御ボードは東京農工大学と(株)山下電子設計の共同開発により作成されたものである。MPPT制御はインバータ本体から直流電圧, 直流電流を入力データとして制御ボードに取り込み, 制御ボードのMPPT制御部において直流電圧, 直流電流から直流電力を求めて直流電力が増加するようにインバータ運転指令値である出力電流定数 (電流定数) の増減計算を行いインバータ本体へ出力する。今回使用したインバータは力率1.0制御なので交流出力電流の調節により交流出力電力が変化する。インバータ効率を一定と仮定すれば直流入力側の動作点を調整することができる。

MPPT制御の原理を説明する。インバータ出力交流電流  $i_{ac}$  は電流定数を  $k$  とすると以下の(1)式を満たす。

$$i_{ac} = i_{ac\_max} \times k \dots (1)$$

ただし,  $i_{ac\_max}$ : インバータ定格出力電流

(1)式より,  $k$  の調整により交流出力電流が変化し, その結果直流入力電圧, 電流の調整が可能であるので上記関係式によりMPPT制御プログラムの作成を行う。

### 2-2. MPPTプログラム

作成したMPPT制御プログラムのフローチャートを図2に示す。インバータから直流入力電圧, 電流を入力データとして取り込む。ノイズ対策としてHigh-Passフィルタを通して商用周波毎に平均値を計算し, 各々動作電圧, 動作電流とする。次に動作電圧の大きさから定電圧制御を

行うかどうかの判断を行う。定電圧制御を行わない場合 (通常制御) には目標電圧と動作電圧の電圧偏差を求めて, 電圧偏差が大きい場合には電流定数調整部分において電圧偏差が小さくなるように電流定数を調整する。電圧偏差が小さい場合には最適電圧決定部分において次サイクル以降の目標電圧の演算を行う。最適電圧調整部分においてはIncremental Conductance Algorithm<sup>[2][3]</sup>により最適電圧を求めている。

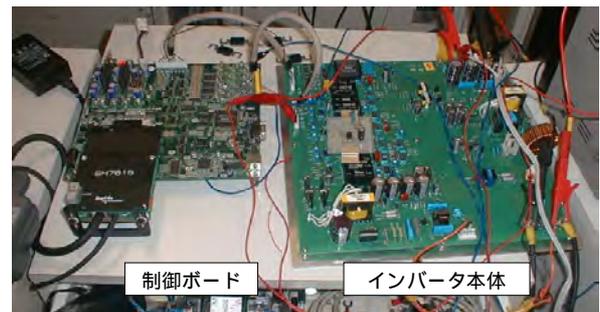


図1. PVPCインバータシステム構成  
Fig. 1 Configuration of PVPC Inverter System.

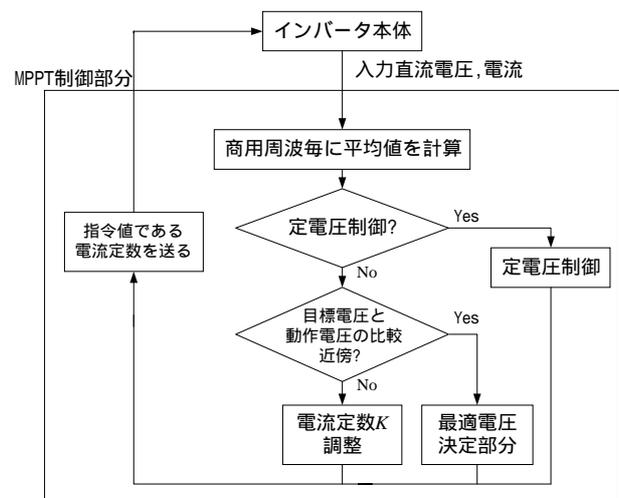


図2. MPPT制御フローチャート  
Fig. 2 Flow Chart of MPPT Function.

### 3. MPPT動作試験

MPPT制御の動作確認試験を行った。システム構成は入力側にPV模擬電源を接続し、出力側には純抵抗(120[Ω])を並列に接続し、さらに模擬配電系統(单相2線式100[V], 50[Hz])を接続したものである。

動作試験結果を図3, 4, 5に示す。図3はPV模擬電源制御画面を示している。この時PV模擬電源は定常状態に保たれ、図3に示されたP-V特性において試験機が模擬系統連系状態で動作している。図3より、動作点が $P_{MAX}$ 近傍にあることが分かる。太陽電池曲線因子(FF),  $P_{MAX}$ 電力等のPV模擬電源の設定は複数パターンについて試験を行った。FF0.4~FF0.8程度、電力は20W~100Wについては $P_{MAX}$ 近傍での動作が確認された。以上より静特性におけるMPPT制御動作が確認された。図4は定電圧制御時における電圧電流波形であり、電流定数の微小変化により直流入力電圧が定電圧に保たれていること、さらに定電圧制御から通常制御への移行も的確に行えている事が確認された。図5は、動作点が図3における $P_{MAX}$ 近傍に安定した後に日射変動を与えた場合の試験結果である。図中の20W急減及び急増の部分では10W相当の日射変動を数秒間隔で2回行い合計20W程度の変動を与えた。電流制御型インバータでは指示値と出力可能電流間にミスマッチが生じると、太陽電池からより多く電流を出力させようとするために動作点が短絡側へ移行してしまう現象が生じるが、応答波形より電流定数が変動に追従して調整され動作点を短絡点へ移行させることなくMPPT制御が行えた事が分かる。

### 4. まとめ

本研究では、先に行われた電気学会電力エネルギー部門大会における報告後の研究成果としてMPPT制御プログラムの作成及び動作試験を行った。一連の動作試験結果より静特性でのMPPT制御、低日射時などに使用する定電圧制御の動作確認、さらに数W~数十W程度に相当する日射急変に対応できることが確認された。以上の事より、的確にMPPT制御が行えていることが分かる。

本研究は経済産業省地域コンソーシアム研究開発の一環として行われた。

### 参考文献

- [1] 皆藤他：デジタルインバータにおけるMPPT制御の検討，電気学会電力・エネルギー部門大会，福井大学，2002.8.7-9，NO.195
- [2] D.H.Hohm, M.E.Ropp : "Comparative study of Maximum Power Point Tracking Algorithms Using an Experimental, Programmable, Maximum Power Point Tracking Test bed", 28th IEEE PHOTOVOLTAIC SPECIALISTS CONFERENCE ANCHORAGE, ALASKA 2000
- [3] K.H.Hussein, I.Muta : "Maximum Photovoltaic Power Tracking: An Algorithm for Rapidly Changing Atmospheric Conditions", IEEE Proceedings on Generation, Transmission, and Distribution, Vol.142, No.1, pp.59-64, January 1995

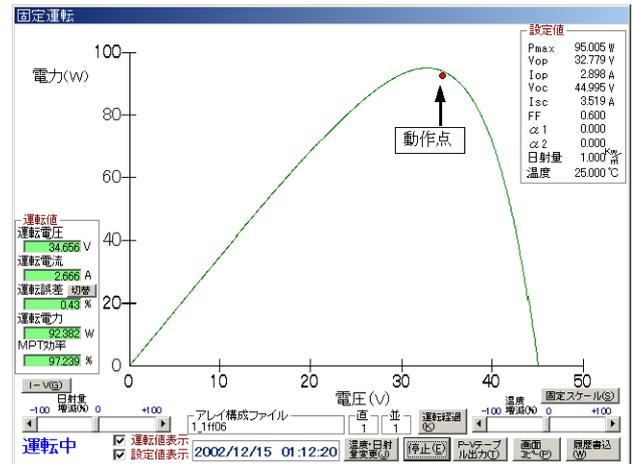


図3. P-V特性上における動作点  
Fig. 3 Operating point on P-V curve.

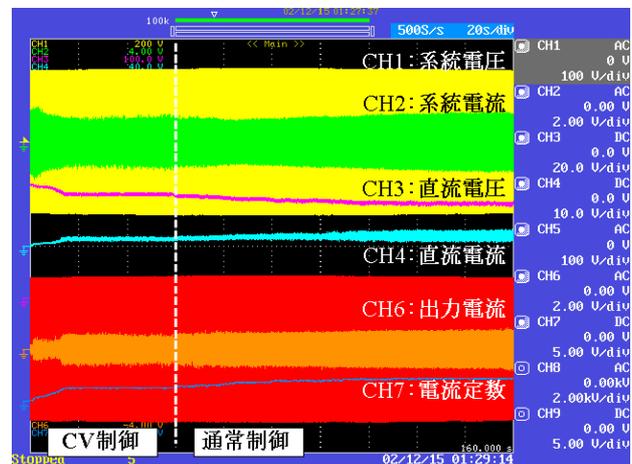


図4. 定電圧制御時における計測波形の振幅変化  
Fig. 4 Observed waveforms at Constant Voltage control operation.



図5. 日射急変時における計測波形の振幅変化  
Fig. 5 Observed waveforms at rapid irradiance fluctuation.

# LED ソーラーシミュレータによる 太陽電池新測定法

公楽 省吾\* , 黒川 浩助 (東京農工大学)

A New Method for Solar Cells Measurement by LED Solar Simulator  
Shogo KOHRAKU , Kosuke KUROKAWA (Tokyo University of Agriculture & Technology)

## 1. 背景と目的

太陽電池の出力評価は、研究開発や価格決定の上で非常に重要である。現在の出力測定においては、主に Xe ランプやハロゲンランプを光源としたソーラーシミュレータが用いられているが、基準太陽光放射照度とのスペクトル合致の問題や大型の設備であること、ランプの寿命が短く消費電力も多いことなどから高価な測定方法とされている。本研究では、近年、照明用光源としても広く利用されるようになった LED を光源とし、小型で持ち運びが可能であり、省エネルギー性の高いソーラーシミュレータとして、実用化に向けての検討を行った。

## 2. ソーラーシミュレータとしての必要条件

LED を用いてランプ型ソーラーシミュレータと等価な測定を行うため、JIS による結晶系太陽電池測定用ソーラーシミュレータ (JIS-C8912) を参考とした。ここでは、放射照度の場所むら、基準太陽光とのスペクトル合致、照射光強度が条件として挙げられている。については光源の種類に関わらず測定対象に対して均一に照射を行うことが必要である。特に LED は個々の発光強度が弱いことや輝線スペクトルを持つことから、複数の光源を同一面に配置する必要があるために照度むらができ易い。本論文では、複数の多点光源で照射した場合の対象セル表面の放射照度むらについての検討を行った。

## 3. 照度むらの検討

LED ソーラーシミュレータでは同一面に複数の光源を敷き詰めて用いるため、太陽電池表面に対して均等に照射できるように照度むら分布についての検討を行った。前提として、LED の発光強度が弱いためできるだけ高密度に配置する、色によって照射がばらつかないように等間隔に配置する、使用する LED の種類については、対称に配置するため 4 種類、6 種類とする、を挙げ、設定条件を表 1 に、LED の配置例

を図 1, 2 に示した。図中の数字は色番号に対応する。同一色の間隔が配置の型別にそれぞれ 8 [mm], 12 [mm] となっており、どの色についても等間隔で配置されていることがわかる。以上の条件で任意の 1 色について照度分布シミュレーションを行った。ここで任意の一点に入射する光量について考える。照射距離が短い場合、一つの光源から受ける照射量は多いものの、照射を受ける光源の数は多くはない。一方、照射距離が長くなるにつれて光源一つあたりの照射強度は弱くなるものの、複数の光源からの照射を受けるために光源の中心に近づくほど光強度が高くなる (図 3, 4)。

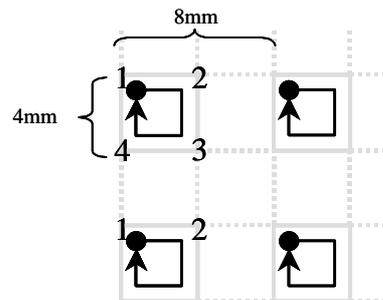


図 1 LED 配置例 (4 色使用)  
Fig.1. LED Arrangement (Square)

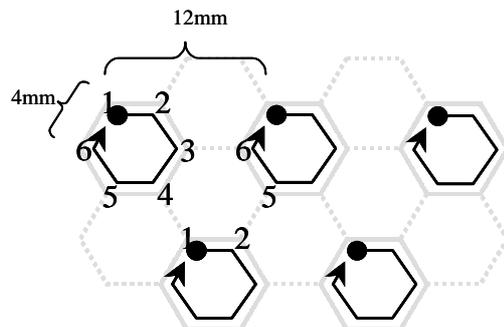


図 2 LED 配置例 (6 色使用)  
Fig.2. LED Arrangement (Hexagon)

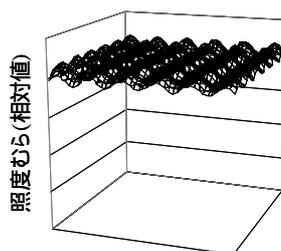


図 3 照射距離が短い場合  
Fig.3. Close irradiation

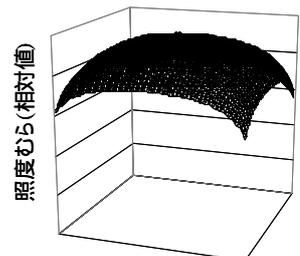


図 4 照射距離が長い場合  
Fig.4. Far irradiation

表 1 照度分布シミュレーションの設定条件  
Table 1. Condition of illuminance Simulation

配置	正方配置 (図1)	六角配置 (図2)	[-]
LED種類	4	6	[種類]
設置間隔	4		[mm]
同色設置間隔	8	12	[mm]
指向角度	120		[deg]
測定面積	100*100		[mm <sup>2</sup> ]

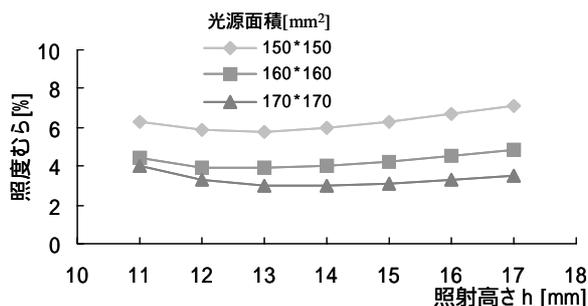


図5 正方配置における照度むら

Fig.5. Illuminance unevenness(Square)

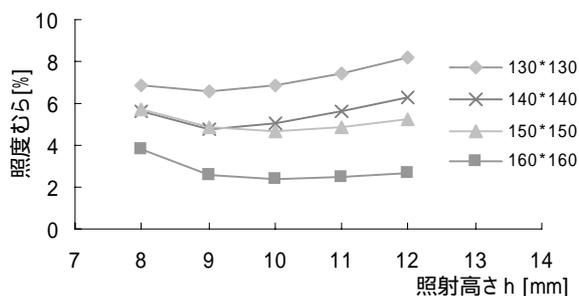


図6 六角配置における照度むら

Fig.6. Illuminance unevenness(Hexagon)

表2 配置の型別光源面積と使用LED数

Table 2. Number of using LED

光源の一辺	130	140	150	160	170	[mm]
正方配置	289	324	361	441	484	[個/色あたり]
六角配置	133	173	184	230	243	[個/色あたり]

照射面積,配置の型それぞれについて,照度むらが最小となる最適な照射距離を求めるため,照射距離と光源面積を変化させた場合の照度むらを図5,6に示した。その際,各面積ごとの使用LED数を表2に示す。

それぞれの光源面積によって照度むらが最小となる照射高さが異なる。面積が大きくなるほどむらは少なくなるが,使用するLEDの数が増えていくためにコストや消費電力が上がっていく。配置の型についても同様である。また,距離が近くなると点光源としてみなせなくなるため,できるだけ離れた距離で照射を行う必要がある。以上の結果より,適当な光源面積と照射距離の選択により,JIS基準の等級Bを満たす照度むら5%以内という結果が得られた。このことから,LEDを用いても照度むら問題を解決できることがわかった。

#### 4. まとめ

LEDを光源としたソーラーシミュレータの実用化に向けての検討を行ってきた。その第一段階として,放射照度のばらつきについてのシミュレーションを行った結果,充分むらの少ない照射が行えることを確認した。基準太陽光とのスペクトル合致については,発光スペクトルが従来のランプ型光源と大きく異なるため,LEDの持つ輝線スペクトルでは再現が難しい。そこで絶対分光感度曲線の算出によって太陽電池の性能評価を行うものとする。太陽電池の分光感度は照射光強

度により曲線がシフトするため<sup>(1)</sup>,輝線光での分光感度測定においては十分な光強度の照射を行うか,補正により正確な絶対分光感度曲線を求める必要がある。今後は太陽電池の分光特性を充分考慮し,LEDの輝線光による測定法について検討を行う。

#### 謝辞

本研究において,アドバイスをいただいた産業技術総合研究所の菱川善博氏に感謝いたします。

#### 参考文献

(1)電気学会 太陽電池調査専門委員会:太陽電池ハンドブック, 227(1985)