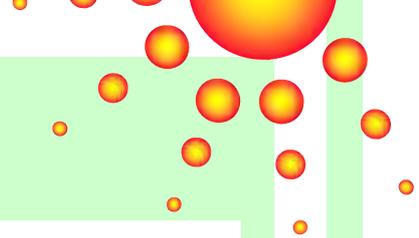


The 4<sup>th</sup> TUAT PVSC  
Photovoltaic Student Conference

TUAT



第4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

2002年3月23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://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14年3月23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 黒川研究室

# 太陽光発電システム研究発表会 プログラム

平成 14 年 3 月 23 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. 斎藤研究室における太陽電池研究の概要

#### (1) 両面受光型太陽電池を用いた

PV システムのシミュレーション (笠原) 13:05 ~ 13:20

2. 上迫研究室における太陽電池研究の概要 (上迫浩一) 13:20 ~ 13:35

3. 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) 13:35 ~ 13:50

### 3.1. 黒川研究室メインピックス

(1) 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

(2) 計測データを用いたシステム損失の評価方法 (大関) 14:20 ~ 14:50

休憩 (コーヒーブレイク) 14:50 ~ 15:30

(3) 太陽電池モジュールの電磁波反射・吸収特性 (山口) 15:30 ~ 15:50

(4) 魚眼写真による日照障害予測 (登守) 15:50 ~ 16:10

(5) PV インバータの全デジタル制御 (山下) 16:10 ~ 16:30

(6) 太陽電池を用いた超小型電源装置の開発 (竹内) 16:30 ~ 16:50

(7) PV システム複数台連系時の電圧上昇抑制対策 (石川) 16:50 ~ 17:10

(8) A Preliminary Study on Potential for  
VLS-PV on the World Desert (M.Ito) 17:10 ~ 17:30

3.2. 黒川研究室期待の新人 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。

- ・ 住宅用太陽光発電システムの評価 (井澤)
  - ・ 衛星雲画像による日射量予測 (谷口・高橋)
  - ・ 傾斜面日射量の測定・換算処理 (田村)
  - ・ 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)
  - ・ 新型 PV モジュールの評価 (加藤)
  - ・ AC モジュールインバータのトータルシステム制御 (中田)
  - ・ 単独運転防止アルゴリズムの研究 (水野)
  - ・ モンゴルにおける太陽光発電システム設計研究 (アマル)
  - ・ 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)
- (\*) : パソコンで実演予定

付録：過去の発表論文

# 地域新生コンソーシアム研究開発

## - 成果報告と課題：最終年度に向けて -

インバータチーム(全員), 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、NEDO 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ている[1]。本研究開発の目的は「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」ことである。100W は概ね太陽電池パネル 1 枚の受光面積  $1\text{m}^2$  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。

本稿では、今年度、東京農工大学が関係した WG - 2 制御分科会の活動を中心に項目毎の成果、現状、および次年度の課題について概略を述べる。紙面の都合で各項目の詳細については、其々の担当者が執筆した本冊子の該当ページを参照されたい。

今年度当初の計画では AC モジュール固有の制御機能である単独運転防止機能、電圧上昇防止機能、MPPT 機能と、インバータの基本動作に必要な PWM 機能、入出力保護機能等を全てワンチップマイコン(日立 SH2)に納め全デジタル制御型インバータのプロトタイプを完成させる方針であったが、SH2 マイコンの各種機能における数値的限界、広範囲に渡る克服課題、研究環境の変化等により、2001 年 10 月に方針を変更して、二和電気(株)製インバータ(ver.2)をベースとして電源回路の基本制御をインバータ本体に、AC モジュール特有の制御機能を山下電子設計(株)製制御ボードに納めインターフェース基板を介して接続することを中間報告時点での目的とした。このとき構成されたプロトタイプ AC モジュールを図 1 に示す。

### 2. トータルシステム構成

AC モジュールは単体にて完全なパワーコンディショナとして機能するが、住宅用等、纏った規模のシステムでは、共通機能を集約する方式も可能である。年度冒頭にこの検討を行い、全機能を備えたものを最終形とし、連系制御装置を共有、その他の機能を個々に配置する方式を視野に含める方針を決めた。接続試験を実施したプロトタイプでは、制御ボード、主回路が独立しており、何れの方角にも応用できる。次年度以降は連系制御装置と AC モジュール間あるいは AC モジュール間相互の制御信号通信方法確立が課題である。

### 3. システム連系保護機能

#### 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[2]をモデルとして検出方法の検討を行った。この方式



図 1: 接続試験にて構成されたプロトタイプ AC モジュール

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。今年度は、格納されたサンプリング波形データから、基本周波数(周期)、3 次高調波、及びその変化率等を計算するプログラムを作成し、シミュレーションを実施した。シミュレーションにおいては、ほぼ完全な動作が確認されている。現在は閾値やノイズ対策としての移動平均値の適切化を検討しており、次年度は実機の動作試験を行う予定である。

#### 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[3]、マイコン制御では、プログラムに組み込むことで容易に機能具備出来る為、プログラムの開発を実施した。本方式では、サンプリング波形から計算される電圧実効値と力率を入力として、電圧上限値基準を超過した場合は力率制御を行い、力率の下限値に至ると有効電力を制限する。逆に抑制した出力を回復する場合は有効電力を先に回復させ力率を上げる方式とした。プロトタイプではインバータ主回路が力率 1 を保持する為、仮想データを用いてシミュレーションを行った。この結果、フローに従った動作を確認したが、追従速度、不感帯幅などにより電力損失に差が生じることが判明した。次年度以降、パラメータの最適化と実機の動作確認が課題となる。

#### c. 試験方法

システム連系保護機能を試験するには、模擬的な配電システムが必要となる。本研究開発では、AC 電源と L-R 回路により等価的な模擬配電線を構成し、R, L, C, および誘導機等の負荷を接続して、試験方法の検討を行っている。今年度は、市販の住宅用パワーコン

ディショナを使用し、単体の機能試験、二台接続時の動作試験を行った。現在、単独運転防止機能をマスクした状態で、単独運転状態の再現が可能となり、これらをベースに複数台での実験等を繰り返している。次年度は、負荷および位相角の組み合わせ毎に、単独運転状態の発生を試験し、試験条件を絞り込む方針である。また、今年度、模擬配電線ユニットを新たに追加しており、複数台の機器が、系統各所に配置された場合を想定した実験を行う予定である。AC モジュールに関しては、市販の海外メーカーの機種を対象に、多数台連系による相互干渉などの実験を行うため、予備試験を継続中である。

## 4. 最大電力点追尾(MPPT)機能

### a. 参考試験

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なポイントとなる。今年度前半は、太陽光発電模擬電源装置を市販のパワーコンディショナに接続し、過去の日射変動パターンを再現させ、各社方式の日射変動追従特性を観測した[4]。測定の結果、日射変動パターンにより、機種ごとに適不適があることが判明した。また、追従動作は、およそ二段階に分かれており、日射急変後直ちに高速の追従を行い、最適点近傍では速度を落としたアプローチを行っていることが判明した。また急変の大きさにより一旦出力を停止する機種も見られた。次年度は、これらの結果を開発中のプログラムの動的制御最適化に反映させる方針である。

### b. プログラム

今年度、MPPT プログラムの開発は、既存の山登り法、コンダクタンス法、定電圧法のプログラムを作成し、I-V カーブデータを入力としてシミュレーションを行うことを第一ステップとした。この内コンダクタンス法を採用しACモジュールのMPPTアルゴリズムに組み込み、静的なI-Vカーブにおいて、実機での動作を確認した。

次年度は、刻み幅、追従速度など動的な要素の最適化と、新方式の提案を目標とする。

## 5. 接続試験

昨年12月の中間報告を目指し、二和電気(株)製インバータ(ver.2)と(株)山下電子設計製制御ボードをA/D, D/A, I/O インターフェースを介して接続する試みが行われた。これに先立ち、農工大にて作成した各種プログラムをSH2マイコンにインストールする作業が行われたが、数百MHzのCPUでは一瞬で動作するプログラムが50MHzのマイコン上では数秒の計算時間を要した為、計算の簡略化、アルゴリズムの高速化、最適化が山下電子設計(株)と共同で実施された。予定より2週間遅れて目標とする商用周波1サイクル毎の計算が可能となった。直ちに接続試験が実施された。図1は二和電気(株)にて構成されたプロトタイプACモジュールの全容である。ノイズの影響、アナログIFのゲイン不足等の問題は生じたが、中間報告までに、制御ボードの指示パ

ラメータに従った出力電力変動が確認された。現在、MPPT プログラムやトータル保護アルゴリズムの更新を行っているが、ノイズによる影響が大きく、保護閾値は機能しないレベルに設定している。次年度は主回路を早期に決定し、IFに絶縁方式を採用するなど、ノイズ対策を前提に、各プログラムの実機試験に望む。合わせて通信IFの検討を進める予定である。

## 6. デジタルインバータ試作

デジタルインバータの目的はマイクロコントローラーに制御を集中しアナログ制御系、A/D, D/A変換器等を省略することによる小型化、低価格化と、プログラム変更のみによる制御方式の更新を可能とするフレキシビリティの実現にある。主な課題は1周期20msec以内にA/D, D/A, PWM等の基本制御とMPPT、単独運転検出等の制御を両立させることであった。中間報告時点では、各種要因による開発遅延の為、成果報告に至らなかったが、現在、デジタルPWM、定電圧制御、定電流制御、MPPT機能までを達成しており、今後、出力電流制御にフィードフォワード方式を採用するなど、アルゴリズム改善により実現を目指す。

## 7. おわりに

本年度最大の成果は、中間報告に最初の接続試験結果を報告出来たことである。これは、基本的なIFと現状の処理能力のマイコン程度で、デジタル制御系とインバータを接続しパワーコンディショナを構成できる可能性を明確にした。これは全デジタル制御の実現可能性にも繋がるものである。今後は、まず現状機能の完成を目指し、次に安定性、精度、速度、新方式を指向した改良を各部に順次行い、最終報告に向けた研究開発を前進させる。

**謝辞** 本年度の成果達成に、ご指導、ご協力、ご尽力頂いた産官学に渡る関係者各位に深く感謝申し上げます。

### 参考文献

- [1] 新エネルギー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ルギー研究開発分野」「太陽光発電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] 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
- [3] 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
- [4] H. Koizumi, T. Kaito, Y. Noda, K. Kurokawa, M. Hamada, and L. Bo, "Dynamic response of maximum power point tracking function for irradiance and temperature fluctuation in commercial PV inverters", Proc. The 17<sup>th</sup> EUPVSEC, VD1-48, Munich, Germany Oct. 2001. (to be published)

# 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 (M2)

## 1 はじめに

わが国の太陽光発電(PV)は、2000年度導入量31.7万kW、生産量28.6MWであり世界第1位を誇っている。経済産業省資源エネルギー庁総合エネルギー調査会新エネルギー部会では、2010年の導入目標が482万kWと決定し、新エネルギーを牽引する役割を期待されている。PVの持つポテンシャルは、1億7400万kWといわれており、2030年2050年を見据えれば、エネルギー源の一翼を担う可能性が十分あると考えられる。21世紀PVは、導入期から普及期へと移ってきているが、まだまだ乳児期から幼児期に差し掛かったところである。しかし、新エネルギー部会や学会において普及に向けて必要なこととして、注目されていることは国の施策や制度設計がほとんどである。1974年に始まったサンシャイン計画から25余年が経ち、PVの技術も進み世界でもトップクラスに位置しているが、まだまだ問題点は多いのが現状である。システム関連では、設計・施工技術は非常に進んでいるが、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。大量普及されたPVシステムが施工後メンテナンスフリーのもと、放置されたのでは大問題である。長期寿命の信頼性を保証し、リサイクル技術を確認しなければ、本当の意味での“環境にやさしい”とは言えない。多々問題はあるが、逆に言えばこれらを解決すれば、間違いなくDES(発展・公平性・持続可能性)を満たす将来のエネルギー源となるはずである。PVは、幼児期から青春期へと進んでいく。素晴らしい親と、素晴らしい友が必要である。

先人の研究者達が育て上げたPVを今度は、我々が受け継いで共に歩んで行かなければならない。

## 2 目的

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・劣化の影響、パワーコンディショナの故障・調整不良・出力絞り、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、PVの生涯管理が重要な課題となってくると考えられる。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

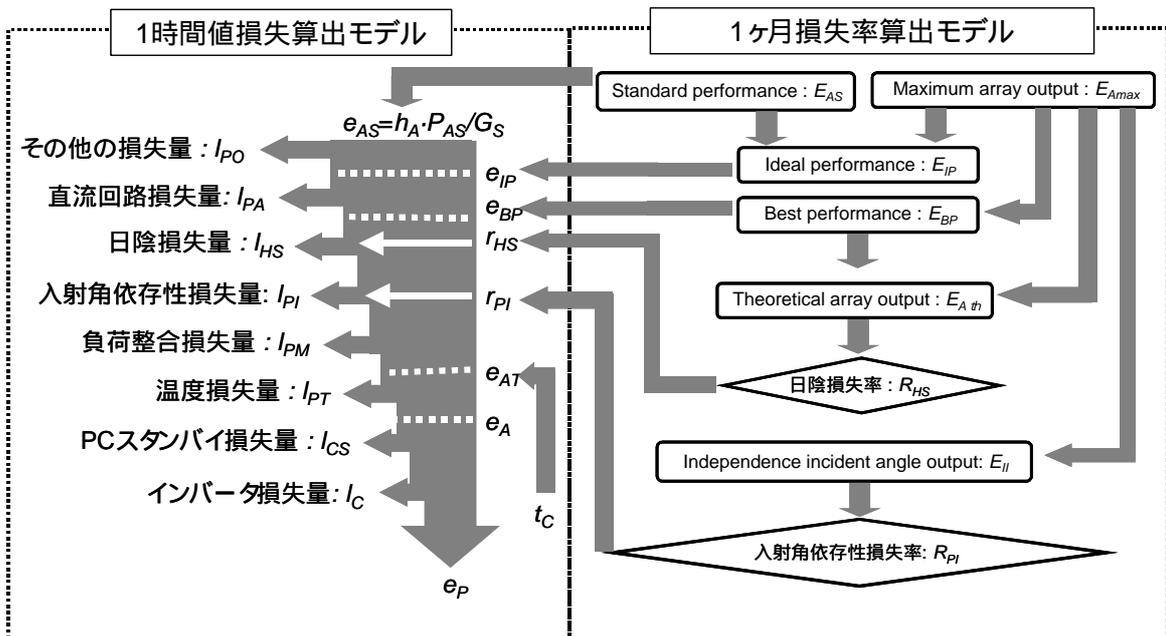


図1 SV法概要

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。

### 3.1 1ヶ月損失率算出モデル

#### 3.1.1 日陰損失率の算出

時刻別日陰損失率の算出原理図を図2に示す。時間ごとに計測値の最大値を抽出した実測カーブと、理論式等を用いて作成した理論パターンとの差を日陰による影響と仮定する。また、日陰による影響を受けるのは、直達分のみであるとし、1ヶ月の最大値は快晴日に近い様相であることから、一般的な快晴日における散乱比である20%を用いる。以上の仮定より、両者の直達成分の比を1ヶ月の各時間の日陰による損失率とし、式(1)より求める。

$$R_{HS} = \frac{E_{Amax} - 0.2 \cdot E_{Ath}}{0.8 \cdot E_{Ath}} \quad (1)$$

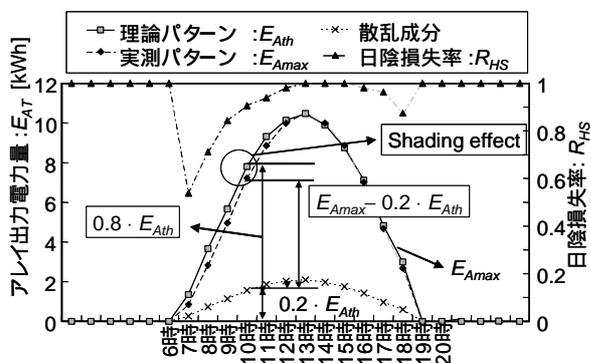


図2 1ヶ月の時刻別日陰損失率

#### 3.1.2 Performance line

図3には、1ヶ月モデルの代表である、各

Performance line について示す。図3は、傾斜面日射量とアレイ出力電力量(標準温度換算)した値との相関図である。本来は、両者は比例関係にあるが、高日射領域では、放物線を描くように出力が落ちるのを観測できる。これは、日射に比例した電流の増加により、直流回路損失が増加したと考えられ、上位を通るように2次式で近似曲線を引くことができる(Best performance Line)。同様に低日射領域の入射角依存性により、垂れ下がった曲線になるとい特性が知られている(Independence incident angle line)。更に、標準アレイ出力(Standard performance line)に比例した直線をプロットの上位を通るように近似することにより、日陰・入射角依存性・負荷整合による損失が最小であると仮定できる直線を引くことができる(Ideal performance line)。すなわち、この直線から下のばらつきが負荷整合や日陰の損失とみなすことができる。以上のような、各々の影響を仮定することにより、描いた各線を用いて、各損失率を求める。

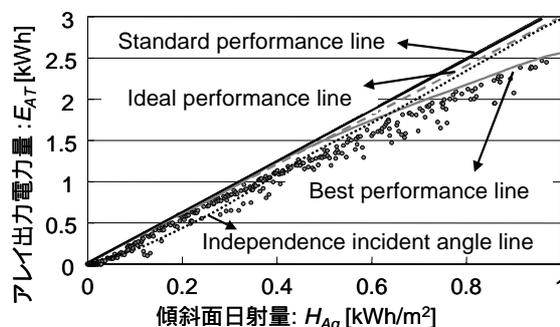


図3 Performance line

#### 3.1.3 入射角依存性損失率を算出

図4は、入射角別損失率を表した図である。プロットは、 $e_{BP}$ と $e_{II}$ の比を入射角ごとの最大値を求めたものである。プロットの上位を通るように、モジュール表面反射・吸収・透過モデルを参考に作成した式(2)により近似した。本来は、式(2)の他によりさらに式が必要であるが、SV法ではデータより近似するため、全体的な外形の似ている透過モデルを主として採用した。

$$R_{PI} = \frac{\exp\left(-\frac{m_{PI}}{\cos q}\right)}{\exp(-m_{PI})} \quad (2)$$

#### 3.1.4 散乱・反射成分モデル

入射角依存性は、直達成分に関しては、時間に対応した入射角を入射角依存性損失率に当てはめることができる。しかし、散乱成分や反射成分に関しては、成分ごとに入射角を算出することができない。そのため、アレイ傾斜角ごとに代表的な入射角: Effective incidence angle を決定して、その角度に応じた入射角依存性損失率を適用する。Effective incidence angle と傾斜角との関係は、式(3)式(4)で表され、図5に示す。

$$q_{ed} = 59.7 - 0.1388 \cdot b + 0.001497 \cdot b^2 \quad (3)$$

$$q_{er} = 90.0 - 0.5788 \cdot b + 0.002693 \cdot b^2 \quad (4)$$

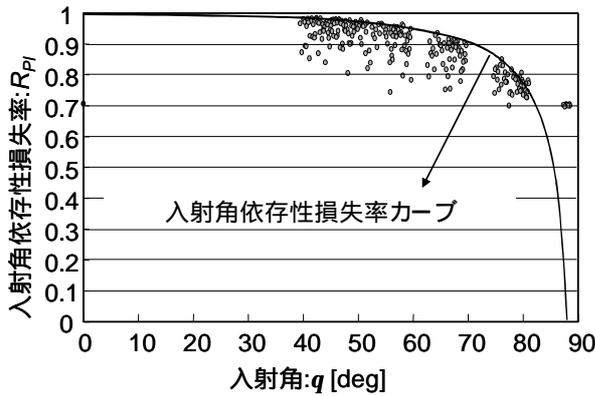


図4 1ヶ月の入射角依存性損失率

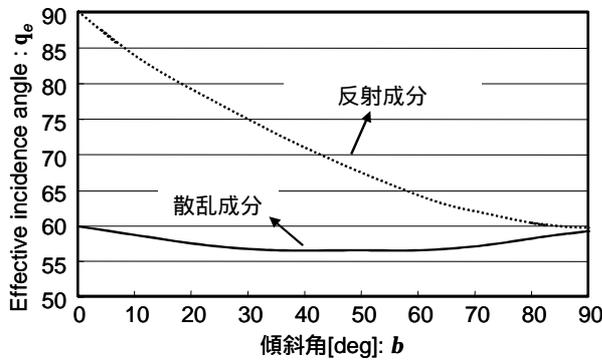


図5 各成分の対応入射角

### 3.2 1時間値損失量算出モデル

#### 日陰による損失量：

日陰による損失量は、直達成分のみであることを考慮し、各時間の損失率と傾斜面日射量直達成分から、式(5)となる。

$$I_{HS} = (h_{Ab} \cdot P_{AS}) \cdot (1 - r_{HS}) \quad (5)$$

#### 入射角依存性による損失量：

直達成分の入射角依存による損失量は、日陰の影響を含んだ直達成分のみであることを考慮し、時間値に対応する入射角から求めた損失率と日陰損失量、傾斜面直達日射量を用いて式(6)となる。散乱・反射成分に関しては、アレイの傾斜角から対応する入射角を決定し、それに対応する損失率を算出する。各損失率は、傾斜面日射量のそれぞれの成分を用いて式(7) (8)で表され、トータルの損失は、式(9)となる。

$$I_{PIb} = (h_{Ab} \cdot P_{AS} - I_{HS}) \cdot (1 - r_{PIb}) \quad (6)$$

$$I_{PId} = (h_{Ad} \cdot P_{AS}) \cdot (1 - r_{PId}) \quad (7)$$

$$I_{PIr} = (h_{Ar} \cdot P_{AS}) \cdot (1 - r_{PIr}) \quad (8)$$

$$I_{PI} = I_{PIb} + I_{PId} + I_{PIr} \quad (9)$$

#### 負荷整合による損失量：

傾斜面日射量に対応する *Best Performance line* の値と温度補正アレイ出力電力量の差は、日陰・入射角依存性・負荷整合の損失であると仮定している。それぞれの損失量を用いて、負荷整合による損失量は、式(10)となる。

$$I_{PM} = (e_{NM} - I_{HS} - I_{PI}) - e_{AT} \quad (10)$$

#### その他の損失量

##### (汚れ・劣化、システム定格容量不足など)：

その他の損失量に関しては、傾斜面日射量に対応した、*Standard Performance line*(標準出力電力量)と *Ideal Performance line* との差であるため、次式(11)で表せられる。

$$I_{PO} = e_{AS} - e_{IP} \quad (11)$$

#### 温度上昇による損失量：

温度上昇による損失量は、モジュール特有の温度係数(標準状態 25 を基準とした温度特性を表した係数)を用いて、式(12)で表させる。温度補正前後のアレイ出力電力量との差である。損失量が負の場合は、低温(25 以下)によりゲインに働くことを示す。

$$I_{PT} = e_{AT} - e_A = \left( \frac{a_{Pmax} \cdot (25 - t_C)}{1 + a_{Pmax} \cdot (t_C - 25)} \right) \cdot e_A \quad (12)$$

#### 直流回路損失量：

直流回路による損失は、*Ideal Performance line*  $e_{IP}$  と *Best Performance line* の差により定義されているため、それぞれの傾斜面日射量に対応値を用いて式(13)で表される。

$$I_{PA} = e_{IT} - e_{BP} \quad (13)$$

#### パワーコンディショナスタンバイ損失量：

低日射時には、入力エネルギー量である傾斜面日射量があるにも関わらず、アレイ出力電力量(アレイ出力電圧等)が低いため、インバータなどのパワーコンディショナの起動条件を満たせずに立ち上がらない状態がある。これを、パワーコンディショナが、スタンバイ状態のために生じる損失と仮定する。ただし、入力エネルギー量である、傾斜面日射量は0でないため、アレイ面に到達するまでの損失量を考慮し、日陰損失量、入射角依存性損失量、その他の損失と標準出力電力量を用いて式(14)より求める。ただし、現時点のモデルでは、扱っているデータの最小サンプリングが1時間値である以上、停止時間が1時間以上で無い場合は、この損失は負荷整合に含まれてしまうことに注意が必要である。

$$\begin{aligned}
 h_{Ag} > 0, e_A = 0 \quad I_{CS} = e_{AS} - I_{HS} - I_{PI} - I_{PO} \\
 h_{Ag} > 0, e_A > 0 \quad I_{CS} = 0
 \end{aligned}
 \tag{14}$$

### インバータ効率による損失量：

インバータ効率による損失量は、インバータ前後の電力量差より、アレイ出力電力量とシステム出力電力量との差により式(15)より求める。

$$I_C = e_A - e_P \tag{15}$$

### Unknown factor：

1 時間値損失量を求める処理中に避けられない異常データが存在する。これは、計測エラーや損失分離時の誤差などである。各損失量は基本的に負の値(ゲイン)にはならないため(温度は除く)、その場合の処理が必要となってくる。しかし、損失量トータル(絶対値)は変化しないため、どこかしらに含まれる。通常、日陰や入射角依存性損失量の推定誤差は、負荷整合にしわ寄せがいく。負荷整合で補いきれない場合は、その他損失に含まれる。しかし、入力エネルギー量である傾斜面日射量よりも出力エネルギー量であるシステム出力電力量が大きい場合は、日射エネルギー以外の何らかのゲインが得られたことになる。低温度によるゲインが考えられるが、それ以外の場合は、原因不明のゲインとして Unknown factor を導入している。主には計測エラーであると考えられる。

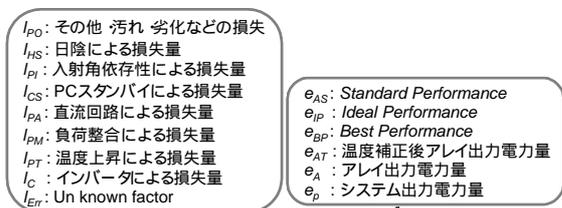


図6 1時間値算出モデル

## 4. NEDO フィールドテストの解析結果

日本品質保証機構(JQA)により、NEDO フィールドテスト(FT)事業(公共用)の計測データが、1995年4月から2001年12月まで、計測期間は4~5年で入れ替わるが、全187サイトについて纏められている。全サイトの計測期間内についてSVにより解析した結果の平均を図7に示す。損失割合の結果より、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。経年的な特性は、数年程度では、見られなく、ほぼ一定であった。この結果は、標準的なPVシステム

の設計時のパラメータとしての利用が期待できる。

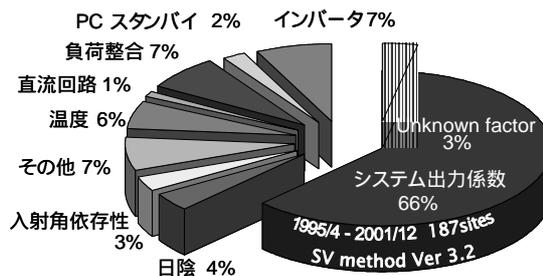


図7 NEDO FT 解析結果 1995/4~2001/12

## 5. SV法の妥当性検証

### 5.1 日陰による損失

AIST(産業技術総合開発研究所)の70kW PVシステムについて、1996/1~1997/12までのデータを解析したSV法と魚眼写真解析法との比較を行った。魚眼写真解析法は、AIST、TUAT、JQAの協同で研究されている、日陰による影響を定量的に評価する方法である。システムは、30kWと40kWの2ブロックに分けて設置されており、木々による影響で、冬季日陰がよくかかる傾向にある。比較検討結果を図8に示す。

結果から、両者の推定値に若干差が出ていることが分かる。要因としては、魚眼写真解析法による日陰補正係数は、建物などの影の影響について、影と判断した場合、モジュールに少しでもかかる場合に一枚分の直達成分を遮ってしまうように計算している。SV法では、日陰の影響を分離する時に、日陰によりアレイ出力に影響がでる程度を反映している。そのため、魚眼写真解析による結果の方が極端な結果を示している。逆にSV法では、日陰以外の誤差も含み得るため、春から夏場にかけても、日陰補正係数が安定しない。日陰を完全に定量的に評価することは困難であるため、正確にどちらが正しいとはいえないが、違う方法での評価結果の傾向が一致していることから、評価結果の妥当性は示せたと考えられる。

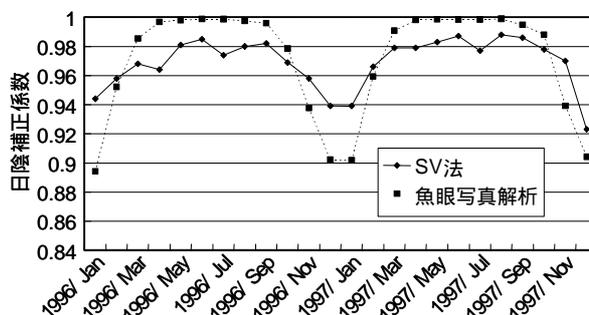


図8 魚眼写真解析とSV法による日陰補正係数の比較

### 5.2 汚れによる損失

東京のサイトにおいて、システム出力係数に経年変化がみられる20kWのシステムについて、汚れによる損失の現地汚れ定量化試験とSV法解析結果の比較

検討を行った。システムは、アレイ1,アレイ2の2面について検討した。

SV法により解析を行った結果、図9,図10に示すようにその他損失に経年変化特性がみられた。1996/1~2001/11の解析結果であるが、データ収集状況が悪く欠測が多いため、1ヶ月のデータが揃っている期間のみの結果を示している。季節ごとに変動はあるが、月別に見ると経年劣化している事が分かる。また、他の補正係数には変動がなかったため、システムの経年特性は、汚れ等の影響を含むその他損失であると推測できる。表1に測定当日から最近3ヶ月のその他補正係数と、現地汚れ定量化試験により求めた、汚れ補正係数を示す。結果より、定量的に非常に良くあっており、SV法での解析結果の妥当性が示された。その他損失には、モジュール劣化の影響も含まれるが、実測値より簡易的に評価した結果では、その傾向は見られなかったため、有用性を示すには、十分の結果だといえる。SV法により異常サイトのスクリーニングを行い、実測による汚れの影響を分離可能となれば、解析結果を利用して、モジュールの劣化特性なども推測する手法としての可能性も秘めている。

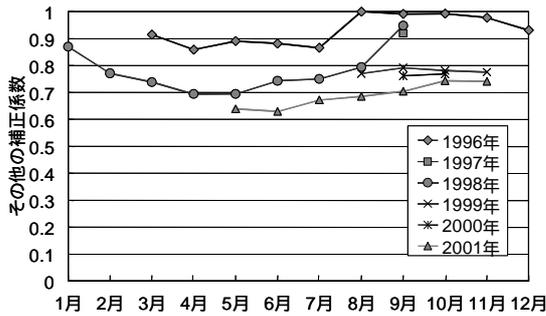


図9 その他補正係数経年特性(アレイ1)

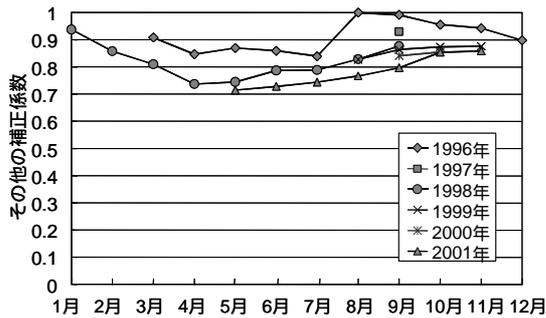


図10 その他補正係数経年特性(アレイ2)

表1 実測とSV法解析結果比較

その他補正係数	アレイ1	アレイ2
2001年9月	0.704	0.797
2001年10月	0.744	0.854
2001年11月	0.741	0.859
汚れ補正係数	0.745	0.852

## 6. SV法のシステム管理ツールへの応用

SV法により、システム損失を分離することにより、

システム運転状態を把握でき、故障診断を含めた、システム管理ツールとして応用できることが容易に想像できる。

### 6.1 電圧上昇抑制運転の実例との比較

図11に福岡県のサイトの解析結果を示す。このサイトは、JQAにより現地調査がおこなわれており、調査結果より、2001/7~9の間で受電電圧の上昇などがみられ、電圧上昇抑制機能が働いたと考えられている。図12は、2001/8の相関図を示しており、ばらつきが多く見られる。結果より、上記事例があったと思われる月には、負荷整合の損失が増加する傾向にあった。他の年にも同月付近でも同様の傾向が見られることから、電圧上昇抑制機能が、働いていたことが、予想される。このように、負荷整合の変動により、システム損失だけではなく、運転状態の把握が可能となり、システム管理ツールとしての応用が期待できる。

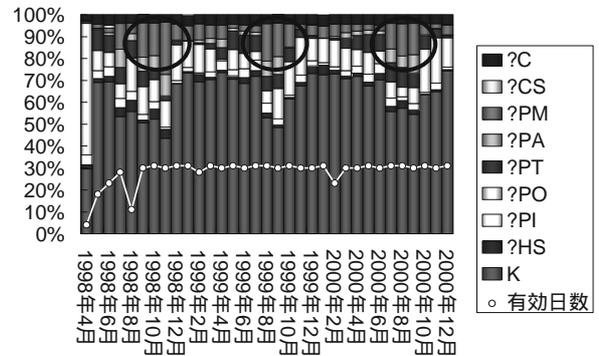


図11 実例のあったサイトのSV法解析結果

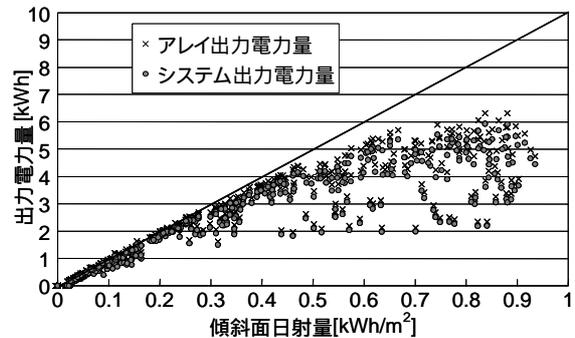


図12 相関図 2001/8

### 6.2 アレイ定格容量不足の実例との比較

アレイ定格容量不足の見られるサイトとSV法による解析結果の比較を行った。新潟県にあるPVシステムは、アレイ定格容量不足があることが調査済みである。当サイトのSV法による解析結果を図13に示す。解析結果より、その他の損失が年間通して大きく、年平均でも14%であった。図14に示すように、補正係数の経年特性においても、設置年月が1998/2であるため、1998/4の計測開始初期時を基準に上位を通るように直線を引くと、0.88~0.92程度の包絡線を描くことができる。このことから、容量不足問題は、8%

～12%程度であると予想できる。

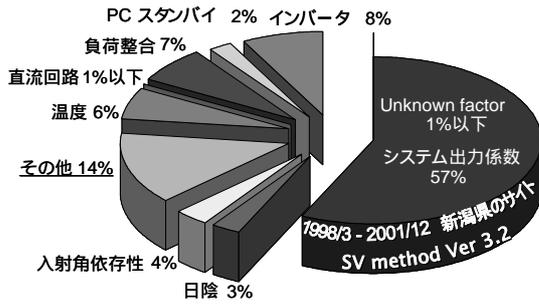


図13 傾斜面日射量とアレイ出力電力量との相関図

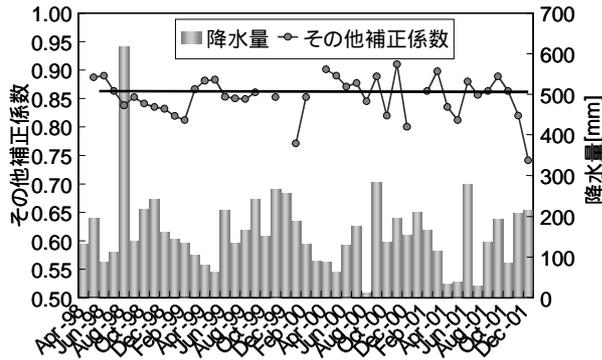


図14 容量不足のあるサイトの解析結果

った。結果として、共によく傾向が一致しており、妥当性をはかることができた。

また、JQA により纏められた、フィールドテストの運転状況の現地調査による実例とSV法の解析より、本手法利用によるシステム管理技術への応用を示した。具体的には、電圧上昇抑制機能が働いていると疑わしいサイトの、運転計測データを用いた評価結果より、負荷整合および、PCスタンバイ損失の傾向より判断できることが示された。また、実例の中でアレイ定格容量不足サイトの情報があり、SV法による評価と比較検討した結果その他の損失が非常に増加する傾向にあった。これにより、近年重要な研究テーマとされている、フィールドにおけるPVシステムの定格判断、判定方法として応用できることを示唆できた。2つの結果は、システム損失だけでなく、運転状況を把握できることを意味し、運用管理ツールとして非常に有用であることの裏づけとなった。

最後に、SV法汎用性ソフトウェアの開発を行い、広く一般に使用して頂くためにWeb上で公開を行った。

本研究の成果により、PVシステムの評価方法である、SV法の有用性が示せ、更なる普及に重要な課題である、長期運転における信頼性を向上させる一助となると自負する。

## 記号

## 7. ソフトウェアの作成

SV法を広く利用してもらうために、Windows用ソフトウェアを作成して、公開をおこなっている。フリーウェアで、黒川研究室 Web page 上よりダウンロードできる。

[http://www.tuat.ac.jp/~kurochan/cgi-bin/sv/sv\\_regist.html](http://www.tuat.ac.jp/~kurochan/cgi-bin/sv/sv_regist.html)  
<http://www.tuat.ac.jp/~kurochan/cgi-bin/sv/secure2/form/certification.cgi>

## 8. 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。全体のアルゴリズムを再構築した上で、体系化し纏め、特に1ヶ月の損失率を決定する方法や、Performance lineの導入などにより、明確かつ、物理的に意味のあるモデルを作成した。更に、これまでのシステム損失分離項目に加えて、入射角依存性による損失、直流回路損失、PCスタンバイ状態における損失の3つについて分離を可能とした。

次に全国規模かつ、長期にわたって計測されているフィールドでのPVシステムのシステム損失を定量的に評価することにより、PVシステムの標準化をおこなった。その結果、一般的なPVシステム的设计パラメータとして応用できることを示した。

SV法による評価の妥当性としては、魚眼写真解析法により、日陰補正係数について検証を行った。また、汚れに関する損失評価より、その他補正係数の検証を行

• $P_{AS}$	: システム定格	[kW]
• $a_{Pmax}$	: 温度係数	[W/°C]
• $H_A$	: 傾斜面全天日射量	[kWh/m <sup>2</sup> ]
• $H_{Ab}$	: 傾斜面直達日射量	[kWh/m <sup>2</sup> ]
• $H_{Ad}$	: 傾斜面散乱日射量	[kWh/m <sup>2</sup> ]
• $H_{Ar}$	: 傾斜面反射日射量	[kWh/m <sup>2</sup> ]
• $E_A$	: アレイ出力電力量	[kWh]
• $E_P$	: システム出力電力量	[kWh]
• $T_C$	: モジュール温度	[°C]
• $E_{AT}$	: 温度補正後アレイ出力電力量	[kWh]
• $E_{IP}$	: 理論アレイ出力電力量	[kWh]
• $E_{II}$	: 入射角依存性対応アレイ出力電力量	[kWh]
• $E_{AS}$	: 標準アレイ出力電力量	[kWh]
• $L_{HS}$	: 日陰損失量	[kWh]
• $L_{PI}$	: 入射角依存性損失量	[kWh]
• $L_{PI}$	: 入射角依存性損失量 (直達成分)	[kWh]
• $L_{PI}$	: 入射角依存性損失量 (散乱成分)	[kWh]
• $L_{PI}$	: 入射角依存性損失量 (反射成分)	[kWh]
• $L_{PM}$	: 負荷整合損失量	[kWh]
• $L_{PT}$	: 温度による損失量	[kWh]
• $L_{PA}$	: 直流回路損失量	[kWh]
• $L_{PO}$	: その他の損失量	[kWh]
• $L_{CS}$	: PCスタンバイ損失量	[kWh]
• $L_C$	: インバータ損失量	[kWh]
• $L_{Er}$	: Unknown factor	[kWh]
• $R_{HS}$	: 日陰損失率	[-]
• $R_{PI}$	: 入射角依存性損失率	[-]
• $R_g$	: 散乱比	[-]
• $b$	: アレイ傾斜角	[deg]
• $q$	: 入射角	[deg]
• $q_{ed}$	: 入射角依存性対応角(散乱成分)	[deg]
• $q_{er}$	: 入射角依存性対応角(反射成分)	[deg]

# 太陽電池モジュールの電磁波反射・吸収特性に関する研究

修士 2 年 山口 智彦

## 1. はじめに

近年、建築物の外壁に色彩の多彩性、耐久性、メンテナンスの容易さから太陽電池（PV）を建材としても使われるようになってきた。しかし、PV モジュールは表面がガラスであるため、高層ビル等の外壁に設置すると電波を反射してしまう。特に TV 波においては、TV 塔からの直接波とビルの外壁からの反射波が干渉し、近隣の住宅等にゴースト現象等の電波障害を引き起こしてしまう。そのため、その対策に莫大な費用がかかってしまう。そこで本研究では、その問題を解決する手段として、電磁波吸収モジュールの作製および現在の PV モジュールを用いた電磁波吸収方法を提案し、実験およびシミュレーションによりその効果を検証した。

## 2. 実験方法

### 2.1 アンテナを組み込んだ PV モジュール

PV モジュールによる電波障害を抑制するために、太陽電池セルでループアンテナを形成しモジュール内にアンテナを組み込ませた新型 PV モジュールを作製した。ループアンテナとは、ループ長と一致する波長の電磁波を吸収する。この PV モジュールのテレビ波の周波数に対する電磁波反射・吸収特性を調べるために、通信総合研究所(CRL)の大型暗室において実験を行った。実験では、PV モジュールとアンテナの間の電界強度を 30cm 毎に測定し、空間定在波法を用いて、PV モジュールの反射係数および反射波の位相を算出する。



図 1 電磁波吸収モジュール

## 3. シミュレーション方法

### 3.1 電子素子を用いた電磁波吸収方法

モジュールの出力端に電子素子(コイルやキャパシタンス)を接続してモジュールのインピーダンスを変化させ、反射波の位相も変化させる。

位相差が [rad] になったとき完全に打ち消し合することができる。なお、電子素子を接続する場合、PV モジュールの発電した直流電力を妨害してしまう恐れがあるため、モジュールに対して並列に接続する。

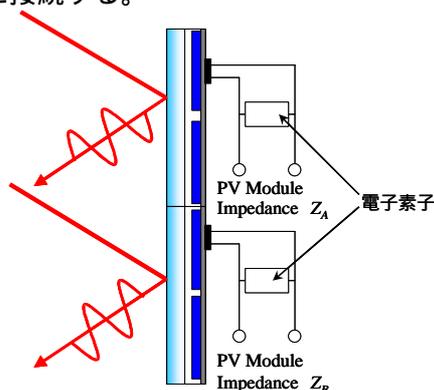


図 2 電子素子を用いた電磁波吸収方法

### 3.2 壁面を利用した電磁波吸収方法

一般的に高層ビルの壁面に PV モジュールを設置する場合、発電性能よりもデザインを優先する設置方法を取るため、壁面に対して水平にモジュールを設置するケースが多い。この手法では、裏面材がアルミテドラードでできているモジュールは電磁波を透過しないため壁材を考慮する必要が無いため、裏面材が PET でできているモジュールを用いてシミュレーションを行う。また、PV モジュールを壁面に設置する際、その壁面の壁材はコンクリートでできていることが多いので、壁材をコンクリートとしたときと壁面に電磁波が完全反射するように反射板を設置した場合との 2 つの場合においてシミュレーションを行う。PV モジュールはすべて誘電体でできているので、モジュールを 1 つの誘電体と見ることができる。

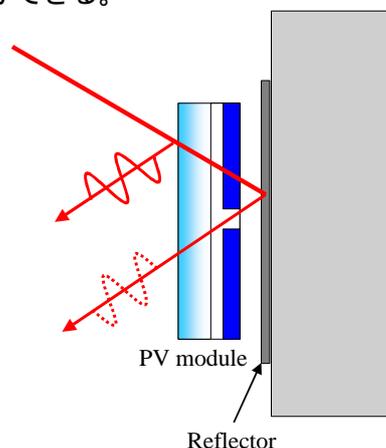


図 3 壁面を利用した電磁波吸収方法

## 4. 研究結果

### 4.1 実験結果

ループアンテナを組み込んだ PV モジュールの出力端に高周波電流をアースへ流す回路を接続して実験を行った。また、この高周波回路の効果を確かめるために直流負荷のみを接続した場合においても実験を行った。その結果を表.1 及び 2 に示す。この結果から分かるように高周波回路を接続してもしなくてもそれほど大きな違いがないことが分かる。しかし、現在の標準的な PV モジュールと比較する<sup>[1]</sup>と透過波が無くなり、反射係数が増えていることが分かる。これは今まで透過していた電波が反射に変わっていることを表している。モジュールの出力端での高周波電流のインピーダンス整合もしくは除去ができれば反射係数も小さくなり、電波吸収体に近づくとと思われる。

表 1 直流負荷のみ

	100MHz z	105MHz	110MHz	115MHz	120MHz
定在波比	2.600	3.043	2.078	1.864	1.656
反射係数	0.444	0.505	0.350	0.302	0.247
位相	3.037	3.487	3.958	4.702	3.707
減衰量	-7.044	-5.928	-9.112	-10.412	-12.144
透過係数	0.000	0.007	0.041	0.258	0.073

表 2 高周波回路アース接続

	100MHz z	105MHz	110MHz	115MHz	120MHz
定在波比	2.778	2.907	1.940	1.488	1.723
反射係数	0.471	0.488	0.320	0.196	0.266
位相	3.246	3.047	3.267	3.969	3.958
減衰量	-6.547	-6.230	-9.903	-14.147	-11.518
透過係数	0.000	0.000	0.004	0.147	0.029

### 4.2 シミュレーション結果

#### 4.2.1 電子素子を用いた電磁波吸収方法

電子素子であるコンデンサをモジュールの出力端に並列に接続し、その容量を 1[pF] ~ 200[pF]まで変化させた時のモジュールの電磁波吸収能力をシミュレートした。その結果を図 4 に示す。この結果から分かるように、コンデンサ容量を増加させると反射係数も大きくなり、減衰量が減少していく傾向があることが分かった。

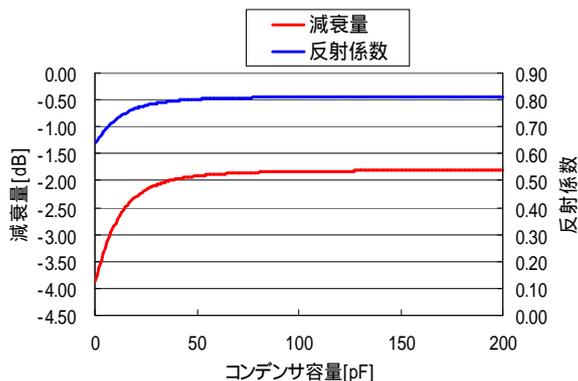


図 4 電子素子を用いた電磁波吸収方法

#### 4.2.2 壁面を利用した電磁波吸収方法

壁面(コンクリート壁)に直接 PV モジュールを設置した場合とモジュールと壁面の間に反射板を設置した場合について解析を行った。その結果を図 5 に示す。ここで、横軸の距離はモジュールと壁面もしくは反射板までの距離とする。図 5 から分かるように、全てのモジュールと反射板の距離を均一にして、反射板との距離を変化させると電波はほとんど反射してしまう。そこで、標準的な PV モジュールとループアンテナを組み込んだ PV モジュールを組み合わせると同様のシミュレーションを行った。その結果、図 6 に示すように、特に反射板を設置する方法で大きな効果が得られた。

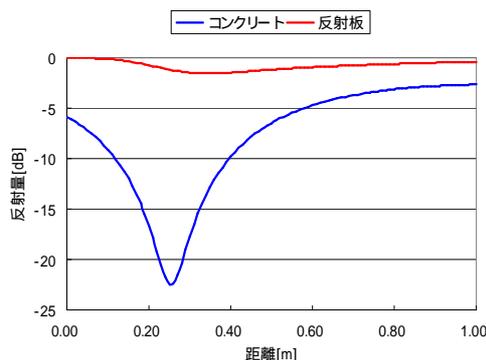


図 5 全てのモジュールと壁との距離均一

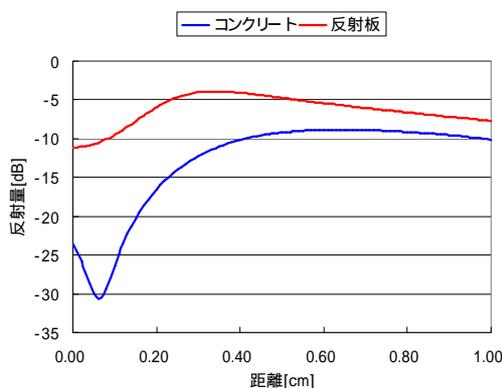


図 6 異なったモジュールを組み合わせせた方法

## 5. まとめ

近年太陽電池が建材としてビルの壁面に設置されることが多くなっており、これによって近隣の住宅に電波障害を引き起こしてしまったり、今後の普及に大きな影響を与えてしまう。本研究では、太陽電池セルでアンテナを形成することで PV モジュールに電波吸収能力を付加させた新型モジュールを開発した。また、PV モジュールをコンクリート壁面に設置すれば、より大きな減衰が得られることが分かった。しかし、実際にはコンクリート壁の内・外部に物質があるので、その物質によって反射波が異なってくる。今後は、コンクリート壁の表面に反射板を設置する方法について検討する必要がある。

# 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

登守利征(M2)

## 1. はじめに

最近、日本では一般家庭の屋根や都市部のビル壁面に PV アレイを設置する事例が増えてきている。屋根はスペースが限られており庭木の影響をうけやすい、都市部は建築物が密集しているなどの理由から、影がかかりやすく発電性能への影響が懸念される。これらのことから、影の定量評価を含めたシステム評価の必要性が今後高くなっていくと考えられる。

影を定量的にとらえるには、障害物とアレイの位置関係を把握しなければならない。それには詳細な障害物測量を行わなければならないが、専門知識・器具・人員・費用などが必要となる。また、PV アレイは高所に設置されることが多いので、測量作業時の足場の問題もある。そこで本研究では、離れた場所から高所に登らずとも周囲環境を写真測量し、アレイ上での影の大きさ・位置を推定することで、影の影響評価をすることを目的とした。

## 2. 研究方法

### 2.1 影の推定方法

処理の流れについて概念図を図 1 に示す。

魚眼写真を 2 地点で撮影し、各写真において同一と判別した物体の特徴点のずれから、三角測量法を用いて障害物の位置、高さを求める

魚眼写真とは、水平方向 360°、垂直方向 180°の広角写真のことで、カメラに魚眼レンズを装着して撮影するだけで得られる。これを使用したのは、枚数が少なくでき、撮影作業が簡便、単純化できると考えたからである。

任意時間における太陽の位置を計算する  
障害物と太陽の位置関係から PV アレイにどのような影がかかるかを推定する

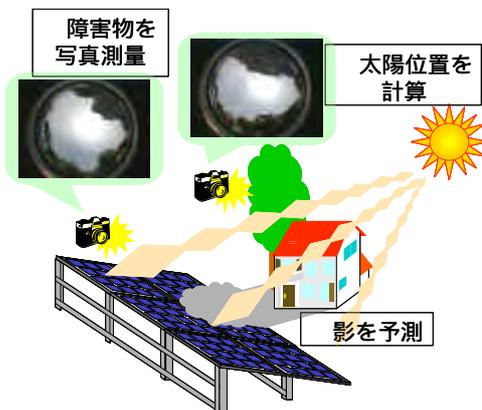


図 1 影推定方法の概念図

### 2.2 日陰補正係数の算出

2.1 より推定した影を定量的に評価するために、本研究では日陰補正係数  $K_{HS}$  を用いる。 $K_{HS}$  は日陰がない場合の日射量に対する日陰がある場合のアレイ面日射量の割合を表す。以下のように算出できる。

$$K_{HS} = \frac{H_{in}}{H_A} = \frac{(1 - R_S)H_{Ab} + H_{Ad} + H_{Ar}}{H_A}$$

$H_{in}$ : 日陰有アレイ面日射量(kWh 期間<sup>-1</sup>)

$R_S$ : アレイ全体に対する影の面積率

$H_A, H_{Ab}, H_{Ad}, H_{Ar}$ : 日陰なしアレイ面全天、直達、散乱、反射日射量(kWh 期間<sup>-1</sup>)

$R_S$  はアレイ全体に対する影の面積率の瞬時値  $R_S(t)$  のある期間内の平均値である。 $R_S(t)$  は 2.1 で推定した影の位置を元に判断する。本手法では瞬時毎の影の形状を推定できるので、 $R_S(t)$  の時間変化が定量的に推定できる。本手法の有用性はここにある。

### 2.3 発電電力量の算出

影のシステムへの影響評価のために、発電量を求める。発電量の算出には、パラメータ分析法を用いる。パラメータ分析法とは、入力と出力のエネルギーの比を補正係数として表すことにより、非線形な PV システムの動作を線形として考える分析法である。システム全体の補正係数は総合設計係数  $K$  と呼ばれ、構成要素全ての補正係数の総積で定義される。発電電力量は以下のようなになる。

$$E_P = P_{AS} \cdot H_A / G_S \cdot K$$

$E_P$ : 発電電力量(kWh 期間<sup>-1</sup>)

$P_{AS}$ : 標準状態における太陽電池アレイの出力(kW)

$H_A$ : ある期間に得られるアレイ面日射量(kWhm<sup>-2</sup> 期間<sup>-1</sup>)

$G_S$ : 標準状態における日射強度(1kW m<sup>-2</sup>)

影以外にも、セル温度で決定される温度補正係数  $K_{PT}$ 、インバータ変換効率から決定されるインバータ補正係数  $K_C$  も別途算出し  $K$  を求める。

## 3. 実験

### 3.1 影形状推定

考案した影推定法の妥当性確認のため、簡単な障害物の影を推定した。ビルなど建造物を想定し、障害物として 94[cm] × 34[cm] × 19[cm] の直方体を用意した。これを東京農工大 3 号館屋上(東経 139° 31'、北緯 35° 41')に配置し、

魚眼写真を違う位置（撮影点間距離 40[cm]）から 2 枚撮影し、2.1 の手順で影を推定した。結果を図 2 に示す。

画面は障害物とその影を真上から見ている。青丸の部分で撮影位置である。画面左上の白抜きの長方形が障害物、そこから伸びる網掛けの多角形は推定した影、それとすこしずれている赤色の直線で囲んだ部分が実測の影である。誤差は影の長さについて 6[%]以下、角度について 3.5[%]以下になった。これにより本研究の影形状推定法の妥当性が確認できた。

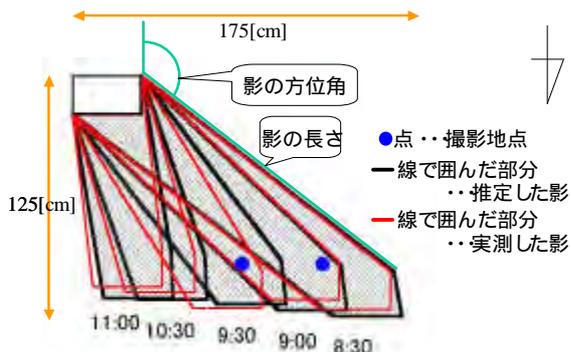


図 2 日影形状の実測と推定の比較図

### 3.2 日陰補正係数および発電量推定

図 3 に示すような北緯  $35^{\circ}46'$ 、東経  $139^{\circ}31'$  に設置されている 4.2[kW] のシステムにおいて、日陰補正係数および発電量を求めた。アレイは南から東に  $30^{\circ}$  の方向を向いており、傾斜角は  $12.5^{\circ}$  である。図中において、赤で囲んだ部分にアレイがある。影の主な原因は黄緑で囲んだ樹木である。



図 3 評価システムおよび撮影魚眼写真

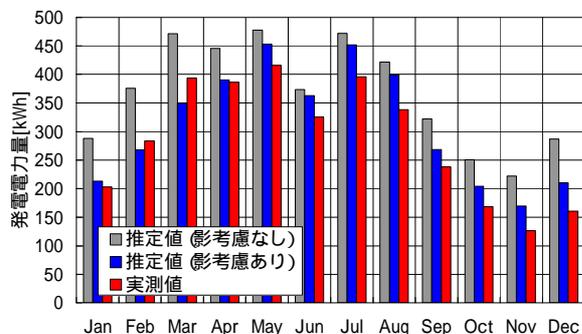


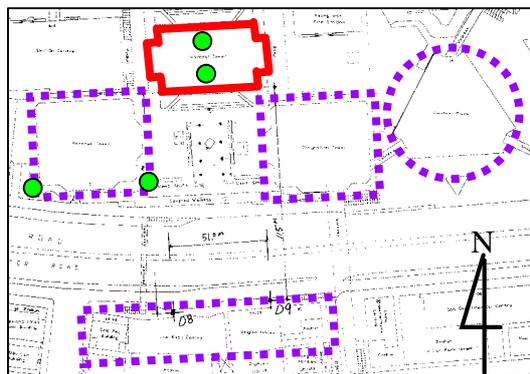
図 4 発電電力量の実測値と推定値

図 4 にシステム発電電力量の月間値の実測値と推定値を示す。各月で多少の誤差があるが、

値の推移は良好に捉えられており、影を考慮することで発電量推定精度が向上していることがわかる。年間値では、実測値 3435[kWh]、推定値 3740[kWh]で誤差は 8.9[%]となった。このことから推定法の有用性の確認できた。

### 3.3 設置予定システムの発電電力量推定

本手法を用いて、香港の Whanchai Tower に設置予定の PV システムの性能評価を行った。図 5 のように、赤線で示した Whanchai Tower の周りには、ビル（紫破線）が林立しており、影のかけやすい設置場所となっている。緑点の部分で魚眼写真を撮影した。



ビルの北側壁面に 20[kW] のアレイを垂直に設置したときの推定した月別発電量、日陰補正係数を図 6 に示す。発電量が夏場に落ちているのは、アレイを垂直に壁面に設置したために入射日射量が少なくなったためである。日陰補正係数は影の影響で冬場小さくなっている。本手法を用いれば、以上のようなことが PV の設置前に推定可能になる。

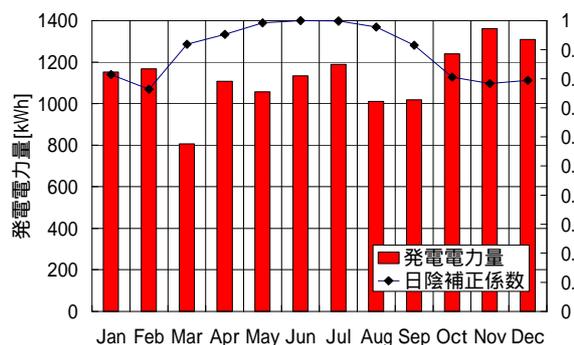


図 6 Whanchai Tower 壁面システムの推定結果

## 4. まとめ

障害物の写真測量を行い、影を推定し、発電電力量を算出する手法を示し、その妥当性を示した。結果、本手法を用いれば、影の影響の大きい既設置システムの評価や設置予定システムの発電量推定に有効なことを示した。

# PV インバータの全デジタル制御

修士 2 年 山下智幸

## 1. はじめに

デジタル制御技術が急速に進む昨今、太陽光発電 (PV) 業界においても分散電源の同時制御技術や、AC モジュールのように小型で高精度かつ系統連系保護装置等を組み込んだインバータ(MIC)の実用化が期待されている。また制御機器本体としてはここ数年、DSP(Digital Signal Processor)と CPU を内蔵したチップや、いくつかのチップを統合したマルチチップ方式が登場し機器は小型、高性能になってきた。しかし未だアナログ回路や外付け回路に頼る部分もあり、さらなるデジタル化が期待されている。そこで本研究では豊富な周辺機能を内蔵したマイコンを用い、PV インバータの全デジタル制御を目指している。使用しているデバイスはマイコン 1 つだけである。

制御項目としてはインバータの基本動作に加え、MOSFET 等による系統センサ高周波 PWM(Pulse Width Modulation)方式、高調波、系統連系保護、単独運転防止機能などが挙げられ、PC 上プログラム変更のみで制御可能なソフト技術が焦点になる。本論文では基本動作、高調波、系統センサ PWM、定電圧制御、定電流制御、暫定 MPPT 制御、電流フィードバック制御などを検討し、これらすべての制御をソフトウェアのみで実現することが可能になった。

## 2. 制御様式

制御の流れについての概略図を図 1 に示す。ここでは PV を DC 電源で模擬し、メインスイッチには 100W 耐圧 MOSFET を使用した。出力には 30/100VA トランスをつけ、負荷としては抵抗、AC ファンを用い 1 次側 2 次側に電圧電流センサを付け加えた。コアとなるマイコンは SuperH (日立製)で AD 変換器、DA 変換器、タイマカウンタなど豊富なモジュールを多数搭載した組み込み型の RISC マイコンである。

流れとしては、電圧、電流をセンサし PWM データを調整演算後ゲートへ送りスイッチングさせる。出力ポートは一本でありここですべての制御が実現される。

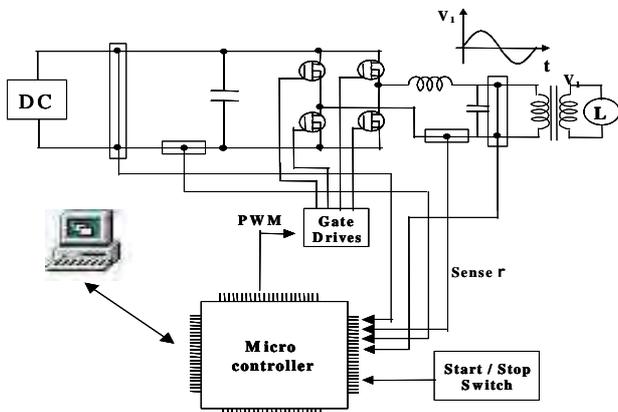


Fig.1 Control schematic of the PV inverter.

## 3. 出力波形の品質

### 3.1 高調波

インバータ出力波形を図 2 に示す。出力電圧は 100Vrms, 50Hz であり、負荷として抵抗を用いた。また右図が各高調波における電圧のひずみ率 (THD: Total Harmonic distortion) になり一般に、系統の交流電力を直流電力に変換する過程で高調波は生まれ、第 3, 5, 7 調波が発生する。ここでは予めレジスタに格納した PWM を用いてスイッチングさせているためフィルタ通過後の波形は系統に比べて良好なものになった。

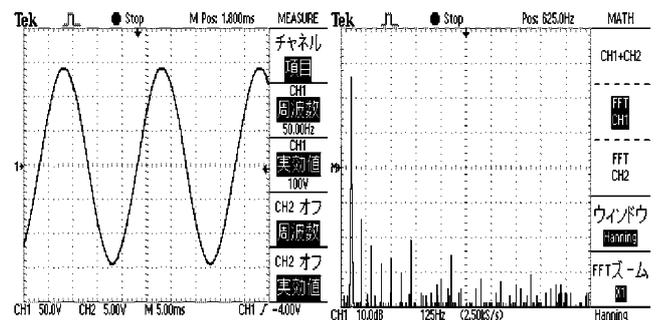


Fig.2 Out-put sin wave and harmonization

検出後、THD=0.0288 が得られ高調波はガイドライン規定以下であることが確かめられた。各次高調波も 3%未満に成り、60Hz についても同様に THD は 5%未満になった。ノイズ対策のために電源ライン、信号ラインは個別にし、パソコン、終端抵抗、クロストーク防止、入力カップリングコンデンサを付加している。

### 3.2 変換効率

作成したインバータの変換効率を図 3 に示す。制御電源を別に取り、スタンバイ損失 3w の時平均して 96%前後の効率になった。トランス付加では、平均 87%になることが確認された。インバータ基板は自作したものを用い、duty 比は 50%、キャリア周波数は 20kHz である。

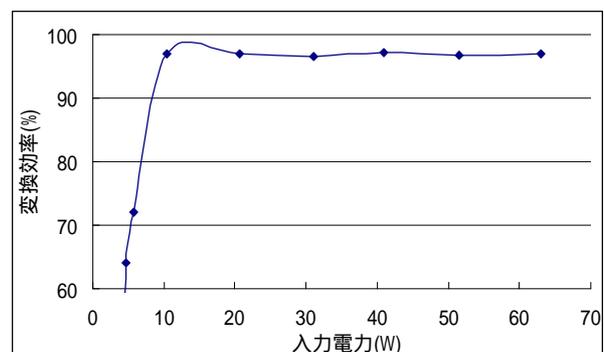


Fig.3 Effect of conversion efficiency.

## 4. 系統センサ PWM

### 4.1 PWM 生成方法

アナログで PWM を得る場合は正弦波と三角波を比較する方式が一般的でありデジタルで生成する場合も同様である。独立形の場合は系統波形が存在しないために予めデータ化した PWM を出力するが、連系形は系統をセンサして PWM を生成する。ここで図 4 には系統センサ PWM のフローチャートを示す。

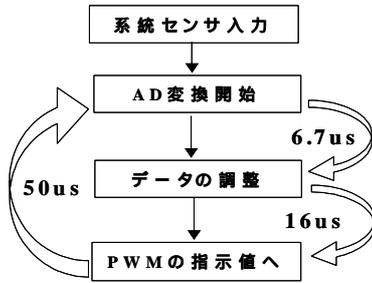


Fig.4 Method of synchronous.

系統波形をマイコンの入力レベルに調整し AD 変換を開始する。変換後、データをパルス指令有効値に調整し PWM の指示値とする。ここで PWM は 20kHz であるためデータの調整時間は 50us 以内でなければならない。

### 4.2 実験結果

系統センサ PWM 結果波形を図 5 に示す。

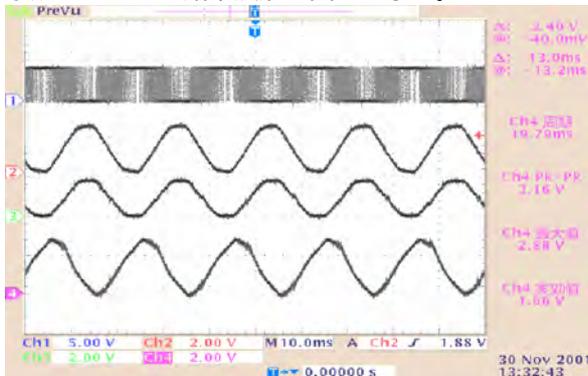


Fig.5 Out put sin wave of grid sensor.

ここでは ch1 が得られた PWM になり ch2 は系統電圧波形、ch3 は出力電圧波形、Ch4 は 2 次側電流波形になる。ここで ch2、ch3 は同期して出力されている。Ch3 のゼロクロス付近が滑らかでないのは波形が早いために AD サンプルリング数が最大値、最小値に比べて少ないためである。

## 5. 定電圧・電流制御

連系型では定電圧制御が必要になり出力波形のセンサのみで制御が可能である。フローとしては 1 周期内で最大値を検出し、指令値と比較、データ調整後 PWM の duty、キャリア周波数を変更する。電流制御も同様にパルスの振幅を調整することにより制御が可能でありどちらもありリアルタイムでコントロール可能である。

## 6. 暫定 MPPT 制御

太陽電池は I-V カーブ特性を持ち日射量に応じて変化するため常時最大出力点を検出する制御 (MPPT 制御) が必要になる。ここでは 5 で検討したインバータ 2 次側の電圧電流センサ制御を応用して暫定的な MPPT 制御を行った。フローとしては電圧電流波形 1 周期内でそれぞれ MAX 点を検出し最大電力値を求める。指令値と比較したら PWM の duty、キャリアを変更し電力点を変更する。

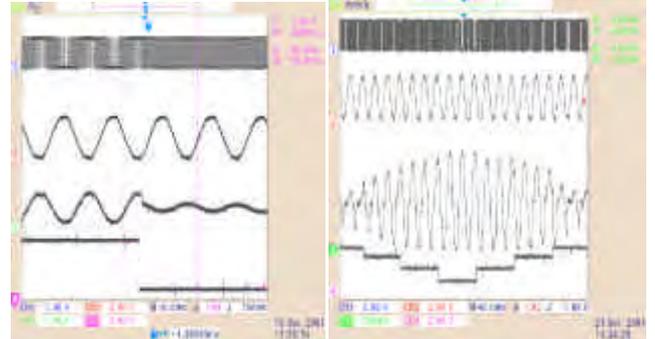


Fig.6 Out put wave of MPPT control.

図 6 では検討した MPPT 制御についての結果を示す。図 6 左図では任意の時刻で PWM の duty を変化させた時の出力波形を示しており ch2 が系統、ch3 が出力波形、ch4 がトリガになりトリガと同時に PWM が変更されているのがわかる。右図では 100v 出力時の duty 変化による波形を ch3 で示しており実験では PWM 変更の瞬間も正常にスイッチングをすることが確かめられ MPPT 制御は成功した。

## 7. まとめ

本研究では、将来、実用化するであろう AC モジュール制御や分散電源の同時制御などに向け PV インバータがすべてデジタルで制御ができるよう検討し結果として上記制御項目が全てワンチップでコントロール可能な事が確認できた。また本研究は NEDO の地域新生コンソーシアム計画の一環として行われ制御、インバータ基板ともに自作し ICE を用いて精度の高いデバッグで検証を行った。図 7 にシステム概要図を示す。

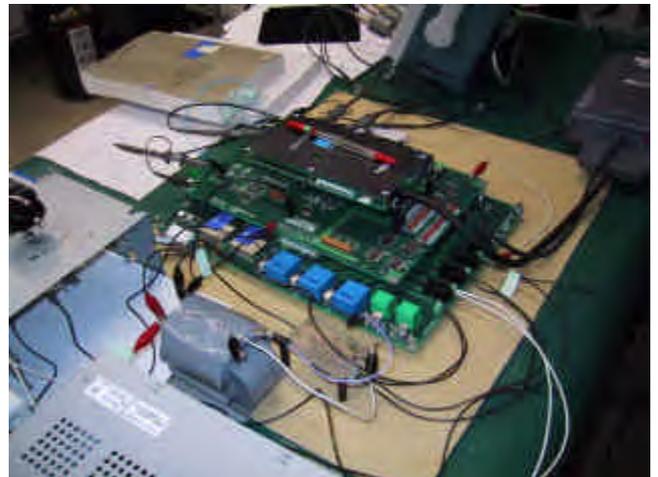


Fig.7 Inverter control circuit made in Tuat & Yem

# 太陽電池単セルを用いた超小型電源装置の開発

竹内 一平(B4)

## 1. 背景と目的

太陽電池は太陽光エネルギーを電気エネルギーに直接変換でき、構成が簡単で排気ガスや騒音が発生しないなど非常に優れた特徴がある。携帯機器を太陽電池で充電する場合、太陽電池セルを直列接続して太陽電池モジュールを構成し、二次電池の充電電圧を得ていたが携帯機器用太陽電池モジュールのサイズは小さいためモジュール作製に手間とコストを要していた。そこで、モジュールの代わりに、太陽電池1セルを使用することでコスト低減をねらった。

太陽電池1セルの出力電圧は最大で0.6V程度であり、このままでは二次電池の充電や電子回路を動作させることができない。昇圧回路で太陽電池の出力電圧を昇圧する必要があるが、昇圧回路自体も電子回路であるため、太陽電池1セルの出力電圧では駆動できない。太陽電池1セルの出力電圧の昇圧方法が課題となっていた。

昇圧回路の動作に必要な電力を二次電池から供給し、単セル出力の昇圧出力により二次電池を充電するとともに携帯機器にエネルギーを供給する1W程度のシステム構成について検討したので報告する。

## 2. システム構成

本システムの構成を図1に示す。システムは太陽電池単セル、昇圧回路、二次電池、最大電力点追従(Maximum Power Point Tracking: 以下MPPT)制御回路、昼夜判別回路、定電圧制御回路から構成した[1][2]。太陽電池は多結晶シリコンの1セルのみを使用した。昇圧回路はブーストコンバータとした。二次電池は携帯機器に適したリチウムイオン電池を想定した。リチウムイオン電池の過充電を定電圧制御回路により防止した。充電電流は太陽電池の最大出力時でも二次電池の電流制限を超えないシステム設計とし、充電電流の制御を不要とした。

システムの動作について説明する。昼夜判別回路は光センサによりシステムへの照射光量を測定し、日中など発電ゲイン[1]が期待できると判断した場合、二次電池から昇圧回路に電力を供給する。太陽電池はMPPT制御回路により常時、最大電力を発電している。定電圧制御回路は昇圧電圧を監視して、昇圧電圧が設定電圧を超えた場合、昇圧回路内の昇圧回路駆動回路にフィードバックし、PFM制御を行う。

## 3. システム評価

本研究で考案したシステムの諸特性を実験にて評価した。

### 3.1 充電可能電圧

システムが二次電池を充電するために必要な太陽電池の出力電圧範囲について評価を行った。定量的な評価を行うため、太陽電池、二次電池を定電圧源に置き換えた。太陽電池出力電圧を0.0Vから0.6Vまで変化させて、二次電池の充電電流を測定した。二次電池電圧は4.2Vとした。

太陽電池の出力電圧と二次電池の充電電流の関係を図2に示す。太陽電池出力電圧が約0.3Vを超えると太陽電池出力は昇圧回路により昇圧され、定電圧制御回路により4.2Vまで二次電池を充電することができた。しかし、太陽電池の出力電圧が約0.3V以下の場合、システムを動作させるために二次電池から供給される電力がシステムに入力される太陽電池の出力電力より大きいため発電ゲインが得られず、二次電池を充電することができなかった。

太陽電池単セルは、快晴時において0.5V程度の出力電圧が見込まれる。上記の結果より、システムは入力電圧が0.3V以上で動作するため、システムは太陽電池単セルで動作し、二次電池を充電できることが検証された。

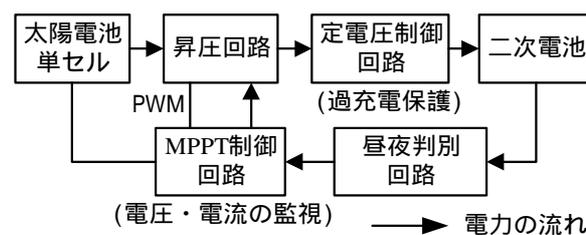


図1 システム構成のブロック図

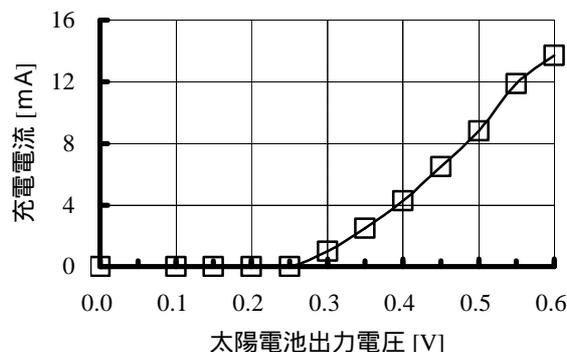


図2 充電電流 - 太陽電池出力電圧特性

### 3.2 MPPT制御の有効性

太陽電池の出力電力をMPPT制御することの有効性を実験にて評価した。定量的な評価を行うため、人工太陽を用い日射量を変化させた。制御簡易化のため、P-V特性の温度補正は省略した。また、PWM信号の周波数は10kHzとし、二次電池電圧を4.2Vとした。マイコンの動作周波数が10MHzのとき、マイコンの消費電力は9mWであった。MPPT制御の有無による太陽電池の出力電力について比較した。MPPT制御を行わない場合は昇圧回路をPWM制御せず、デューティ比を一定で駆動した。

実験結果を図3に示す。日射量が大きいときはデューティ比一定で昇圧回路を駆動しても、MPPT制御を行ったときと同等な電力が得られたが、日射量が小さくなるとMPPT制御を行うことにより、約3倍大きな出力電力を得ることができた。これより、MPPT制御を付加することの有効性が検証された。

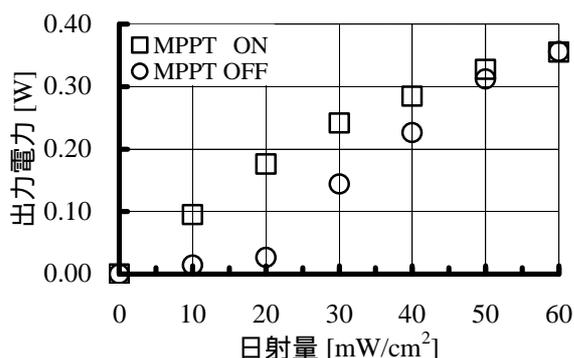


図3 出力電力 - 日射量特性

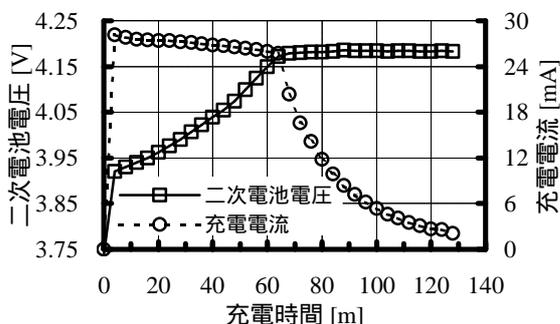


図4 充電特性

### 3.3 充電特性

3.7V、50mAhのリチウムイオン電池を用いてシステムの充電特性を評価した。充電時間による二次電池電圧と充電電流を測定した。日射量は20mW/cm<sup>2</sup>とし、システムにMPPT制御を付加し太陽電池からは常に最大電力を出力させた。

測定の結果、図4に示す充電時間と二次電池電圧、充電電流の特性が得られた。時間が経つにつれて二次電池電圧が増加し、定電圧制御回路により4.19Vで充電が終止した。これより、リチウムイオン電池の充電終止電圧4.20V ± 1%の範囲内であるので定電圧制御回路の有効性が検証された。

### 4. まとめ

太陽電池単セルを電力源としたシステム内部の二次電池を充電する充電回路を検討し、実験により評価を行った。太陽電池は作製に手間とコストの要するモジュールではなく1セルとした。太陽電池1セルの出力電圧は小さいため、二次電池からの電力供給で昇圧回路を駆動させ、太陽電池の出力を昇圧し二次電池を充電する構成とした。

システムは太陽電池1セル、昇圧回路、二次電池、MPPT制御回路、昼夜判別回路、定電圧制御回路から構成した。太陽電池の出力電力が約0.3V以上のときに、昇圧し充電することができた。MPPT制御回路により日射量が小さいときに約3倍大きな発電電力を得られた。また、3.7V、50mAhのリチウムイオン電池を充電すると、定電圧制御回路により充電終止電圧を4.2Vに制御できた。

日射量が60mW/cm<sup>2</sup>のとき、50 × 100mm<sup>2</sup>の太陽電池モジュールを利用し、二次電池を充電すると223mWの充電電力が得られた。一方、モジュールと同一面積の単セルで二次電池を充電するとモジュールを利用した場合と同様220mWの充電電力が得られた。

以上より、太陽電池単セルはコストを低減できるだけでなく同一面積のモジュールと同等な充電電力が得られ、太陽電池単セルを電力源とする充電回路の有効性が実証された。

### 参考文献

- 1) 竹内一平, 金井康通, 黒川浩助: 太陽電池単セルによる昇圧回路, 電子情報通信学会, 電子通信エネルギー技術研究会, pp31-37, 2001.11
- 2) 竹内一平, 金井康通, 黒川浩助: 太陽電池単セル昇圧回路へのMPPT制御の適応, 日本機械学会, 情報・知能・精密機器(IIP)部門講演会, 2002

# PV システム複数台連系時の電圧上昇抑制対策

石川 崇(M2)

## 1. はじめに

現在、普及が進んでいる太陽光発電（以下、PV）システムは、電力系統と連系するために系統連系ガイドライン<sup>[1]</sup>の認証を受けた PV インバータを用いる必要がある。同ガイドラインの 1 項目として、PV インバータは電圧上昇抑制機能を備えている。同抑制機能は逆潮流により配電線の電圧が上昇した時に、電圧を電気事業法により定められた適正電圧（101V ±6V）に維持する役割を持つ。同抑制機能を備えた PV システムが配電線に局地的に連系すると、日射量が大きくかつ低負荷時において、連系点の電圧が上限値を超えやすくなり、幾つかの PV システムでは、同抑制機能が働き、発電出力を絞って運転する可能性があり、場合によっては低出力で運転を継続することも考えられる。

そこで、本研究では電圧上昇抑制機能を備えた PV システムが配電系統に局地的に複数台連系した時の運転特性を解析し、その運転特性の評価を行った。また、同抑制機能により抑制される発電電力量を補償する対策案を提案し、その効果の比較検討を行った。

## 2. 解析方法

### 2.1 配電系統モデル

配電系統モデルは、住宅地域を想定し、10MVA の配電用変電所以下をモデル化した。本モデルに用いた諸定数を表 1 に、モデル図を図 1 に示す。本モデルは高圧系統（6.6kV）と低圧系統（200V）で構成され、高圧系統は基本的な形状として直線 6km とした。また、配電線末端の電圧を電気事業法により定められた適正な範囲に維持するために、以下に示す電圧調整機能を備え、PV 普及率 0% 時に配電線の電圧が適正な値になるよう各定数を設定した。

- 配電用変圧器送り出し電圧調整機能
- 柱上変圧器タップ切替え機能
- 力率改善コンデンサの設置

表 1 配電系統モデル諸定数

高圧配電線インピーダンス	0.313+j0.377 /km
低圧配電線インピーダンス	0.025+j0.02 /40m
高圧配電線巨長	6km
高圧負荷合計	800kW/feeder
低圧負荷合計	1300kW/feeder
住宅戸数	1800戸/feeder
力率改善コンデンサ	345kVA/feeder

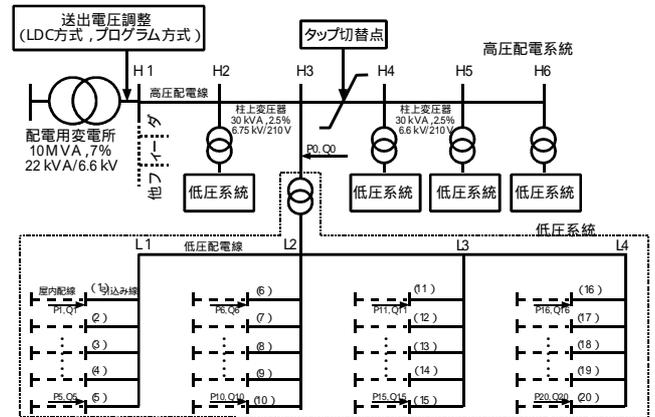


図 1 配電系統モデル

### 2.2 電圧上昇抑制機能モデル

電圧上昇抑制モデルは、インバータメーカーにより制御方式、制御速度が異なるため、検証実験によりそれらの諸定数を決定した。表 2 に制御速度設定値を示す。A 社と C 社を比較すると、A 社は比較的緩やかに出力を絞るのに対し、C 社は直ちに出力を絞るという制御特性である。今回の解析では、電圧上限値を 214V、力率の制限値を 0.85 とした。

表 2 各社インバータの制御速度設定値

	A社	B社	C社	D社	E社
有効電力抑制 制御速度(%/sec)	0.2	0.6	10.0	10.0	0.7
有効電力回復 制御速度(%/sec)	0.3	0.5	3.7	15.0	1.1
運転力率 減少速度(%/sec)	0.3	-	15.0	15.0	10.0
運転力率 増加速度(%/sec)	0.7	-	-	-	-
インバータ 定格容量(kW)	3.3	4.5	4.0	4.5	3.5
制御開始 遅延時間(sec)	0.0	25.0	0.0	3.0	0.0

## 3. 解析結果

### 3.1 PV 普及率 30% 時の運転特性

各地点における PV システムの運転特性を図 2 に示す。PV 普及率 30% とは、全住宅戸数 1800 戸に対する比で、1 配電線の容量 2500kVA に対する比で表すと 97% となる。普及状態はフィーダ均等とし、日射特性・負荷特性は中間期のデータを用いた。各地点の運転特性を比較すると、線路末端 H6(16)に連系する PV システムが積極的に出力を抑制しており、抑制損失率は約 70% となった。抑制損失率の定義は以下の通り。

$$\text{抑制損失率(\%)} = \frac{\text{電圧上昇抑制機能により抑制された電力量(kWh)}}{\text{本来発電されるべき電力量(kWh)}} \times 100$$

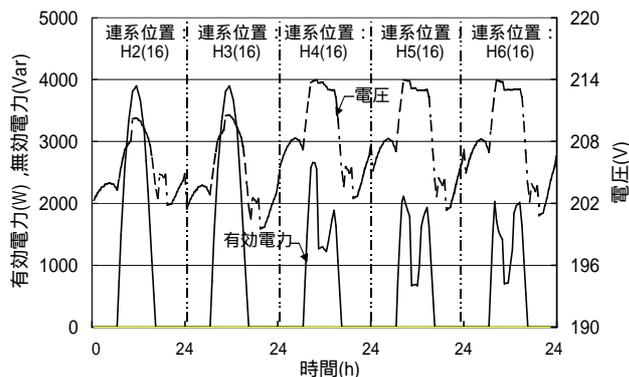


図2 各地点におけるPVシステムの運転特性  
(PV普及率30%, インバータB均等分布)

### 3.2 PV普及率による抑制損失率の変化

PV普及率による抑制損失率の変化を図3に示す。PV普及率の増加に伴い抑制損失率が増加し、PV普及率30%中間期の場合、フィーダ平均の抑制損失率が約23%となった。また、同条件でPVシステムを設置した需要家の内1%程度は抑制損失率が70%に達している。

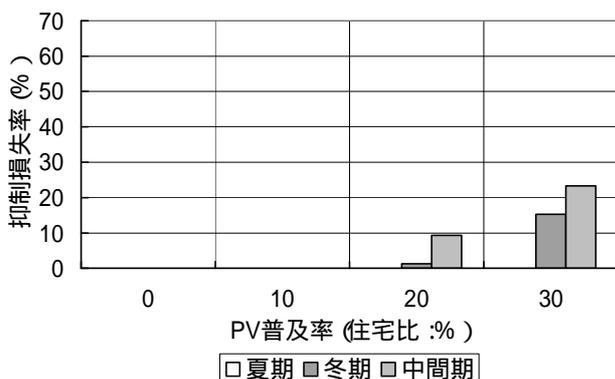


図3 PV普及率による抑制損失率の変化  
(PV普及率30%, インバータB均等分布)

### 3.3 抑制損失率を低減する対策の検討

運転特性の解析結果より、同一のPV普及率であっても、電圧上限値に対して余裕が小さい地点では積極的に出力を絞ることが確認された。そこで、電圧上昇抑制機能により発生する損失(発電出力の減少)を低減する対策を提案し、それらの検討を行った。検討を行った方法を以下に示す。

< PVシステム側の対策 >

- ・協調して無効電力制御を行う方法
- ・分電盤端の電圧を検出・制御に用いる方法
- ・電力貯蔵装置を用いて損失分を補償する方法

< 配電系統側の対策 >

- ・柱上変圧器のタップ変圧比を調整する方法
- ・変電所送出電圧の制御方式を変更する方法

解析を行うために、配電系統モデルの簡略化を行い、一つの低圧系統に連系したPVシステムは全て同一の運転特性となると仮定し、図1

のモデルでは省略した屋内配線のインピーダンス  $0.892+j0.05652 / 50m$  を考慮している。解析条件として、PV普及率は戸数比で30%、フィーダ容量比で84%とし、PVシステムの分布状態は、積極的に出力を絞るインバータBを線路末端に、無効電力制御を備えたインバータAを線路先端に分布させた。日射特性及び負荷特性は1年間とし年間の抑制損失率で比較を行った。

比較結果を図4に示す。全く対策を行っていない場合の抑制損失率を100%とすると、分電盤端の電圧を検出・制御に用いる方法は60%程度損失が減少している。この方法は、PVシステム設置時にインバータ端から分電盤端までの屋内配線のインピーダンスを知ることができれば、インバータ出力端の電圧・電流から分電盤端の電圧が推定できるため効果が期待できる。また、電力貯蔵装置を用いる方法は、提案した利用法の他に、電力品質の向上や負荷平準化など、PVシステムの付加価値向上に繋がることが予想される。

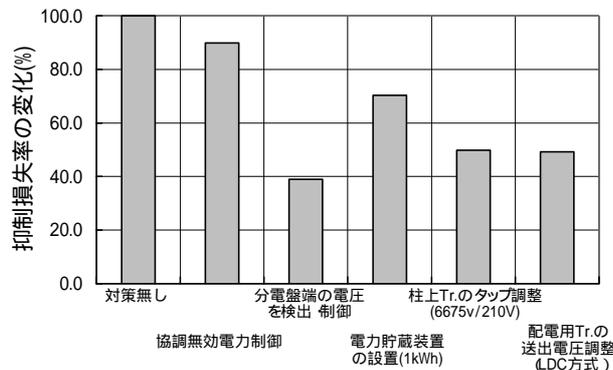


図4 各種対策の比較

## 4. まとめ

本研究では電圧調整機能を備えた配電系統モデルと電圧上昇抑制機能を持ったPVシステムモデルを作成して、配電系統に複数台のPVシステムが連系した場合の運転特性の解析を行い、配電線末端に連系したPVシステムは積極的に電圧上昇抑制機能が働く傾向があることを明らかにした。また、抑制損失率を低減する対策を提案し、その効果について検討した結果、分電盤端の電圧を検出・制御に用いる方法は効果的であり、また、PVインバータの付加価値向上が見込まれる電力貯蔵装置を設置する方法も期待できると考えられる。最後に、本研究の成果が現状の系統連系ガイドライン改訂のきっかけとなり、今後の太陽光発電システムの円滑な普及の一助になれば幸いである。

- 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」

# A Preliminary Study on Potential for VLS-PV on the World Desert

Masakazu Ito (M1)

## 1. Introduction

In these years, the world economic growth and population increase need more big energy, especially in developing countries. If world energy demands continue to increase, the primary energy source will dry up in the next century. In addition, this serious business causes global warming, acid rain and so on. These serious problems have to be resolved by using some way. Somebody thinking about answer of these problems may show the way of using nuclear power. Certainly, the nuclear power may resolve the problem of drying up. However, it has still problems which are radioactive pollution, and difficulties of getting place for its plant. On the other hand, renewable energies are expected to resolve these problems which mean drying up, global warming and acid rain. Solar energy is one of promising renewable energy. 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 dealing with a very large photovoltaic power generation (VLS-PV) system on desert on a very large scale. Even the Gobi desert that locates on high latitude has more irradiation (4.4kWh/m<sup>2</sup>/d) than Tokyo (3.5kWh/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 a VLS-PV System on the Gobi desert and to evaluate its potential from economic and environmental viewpoints. Additionally, the authors explain a reason of resolving many global problems by solar energy.

## 2. Methodology of Evaluation

A methodology of "Life-Cycle Analysis (LCA)" has been employed in this study to evaluate the potential of VLS-PV system in detail. The LCA is a major tool to evaluate environmental impact of product throughout their life-cycle. The requirement of energy and materials is estimated for life-cycle of designed VLS-PV. It is manufacture and transportation of system components, system construction, and operation. Then three indices, i.e., Energy Payback Time (EPT), life-cycle CO<sub>2</sub> emission rate and generation cost are calculated. They are defined by following equations.

Generation Cost (cent/kWh)

$$= \frac{\text{Annual expence of the PV system [cent/year]}}{\text{Annual power generation [kWh/year]}}$$

EPT (Year)

$$= \frac{\text{Total primary energy requirement throughout its lifecycle [kWh]}}{\text{Annual power generation [kWh/year]}}$$

throughout its life-cycle by its own energy production.

CO<sub>2</sub> Emission rate (g - C/kWh)

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

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

In Gobi desert case, the VLS-PV system is estimated indices which are Cost, EPT and CO<sub>2</sub> emission rate. This estimation shows particulars about the feasibility of very large scale photovoltaic system from economic and environment view points. The world desert case study is estimated about economic view point.

## 3. Major assumptions

As described above, it is considered in this study that a 100MW VLS-PV system is installed on the world desert. The VLS-PV system is designed based on the following assumptions:

(1) The authors evaluate two kinds of studies. One is detailed study on the Gobi desert. The 100 MW VLS-PV system is estimated indices which are Cost, EPT and CO<sub>2</sub> emission rate. This estimation shows particulars about the feasibility of VLS-PV system from economic and environment view points. Another is rough study on the world desert to compare many cases from economic view point.

(2) 6 world deserts which are Sahara, Negev, Thar, Sonora, Great Sandy and Gobi desert are assumed for installing 100MW VLS-PV system. This system is South-faced fixed flat array structure.

(3) Irradiation and ambient temperature data used for system design are gathered and calculated as shown in Table 1. The VLS-PV system is to be installed in a gravel desert, which consist of small rocks and covers half of Gobi desert. Sand problem is seems to be small.

(4) Polycrystalline silicon PV module with 12.8% efficiency is employed.

(5) System performance ratio is assumed as 78% considering operating temperature, degradation, load matching factor, efficiency factor, inverter officiating and so on. The lifetime is 30 years.

(6) Module and inverter price, and array tilt angle are given as valuable parameters. Interest rate is 3% (typical), 2% (rent from World Bank), and 6% (from ordinary financial institution). This paper is only based on 3% interest rate;

(7) Array support and foundation are produced in actual place, and other system components such as modules, cables and inverters are manufactured in Japan, USA or Australia. All the components are transported to some installation site on the

Table 1 Important indices for the installation sites

	Unit	Sahara	Negev	Thar	Sonora	Great Sandy	Gobi
Annual average ambient temperature	[°C]	30.2	18.9	26.9	18.4	26.1	5.8
Marine transport	-	O	O	O	-	-	O
System performance ratio	-	0.69	0.73	0.73	0.70	0.70	0.78
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>

EPT means years to recover primary energy consumption

deserts by marine and land transport, if necessary. Land

preparation is also considered.

(8) The method of operation and maintenance are calculated in view of experience of real PV system model, PV-USA project [1].

(9) Three shifts of three operator team work in 100MW PV station. One team works in maintenance, and the other teams operate for alternation.

(10) Total annual cost is defined by following equations: (1) Total annual cost consisting of annual depreciation cost, annual operation and maintenance cost, annual land rent and annual overhead expense; (2) Annual depreciation cost consisting of annual investment cost, annual land cost and annual property tax. (3) Annual investment cost given by total capital investment. Multiplied by annual expense rate. (Annual land rent is no charge this time.)

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

Based on the assumptions described above, the VLS-PV system on the world deserts is designed in detail. Designing procedures divided into several steps; PV module layout, array support design, foundation design, and wiring. Three kind of the PV module layout are prepared: (1) wide model, (2) moderate model, (3) tall model. The wide model is the best performance model by comparing these layouts. This study calculated with wide model.

### 3. Evaluation result

The 100MW VLS-PV system on the world desert is designed on the ground of the presented assumptions. This system requires about 2 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 (42m/s). Array support requires the 9 thousand to 11 thousand ton steel, and foundation needs 90 thousand to 200 thousand ton concrete. Land requirement also increase in proportion to the tilt angles due to spacing between PV arrays. The increase in land requirement results in the increase in cable length.

The evaluation result of detailed study on the Gobi desert shows the Fig.1 and Fig.2. The former shows the result of Energy Payback Time (EPT) and breakdown of total primary energy requirement. It suggests that 20°-tilt angle system gives the best EPT. It is less than 2 years, that is, the VLS-PV

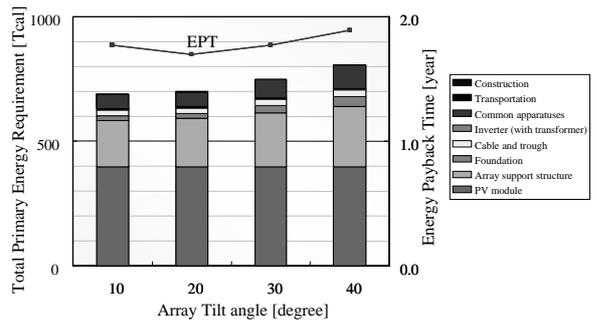


Fig.1 EPT and breakdown of energy requirement

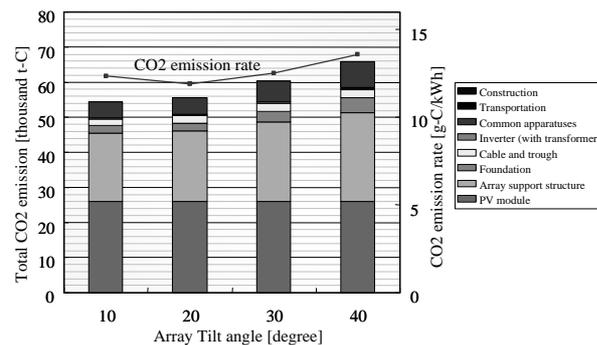


Fig.2 CO<sub>2</sub> emission rate and breakdown of CO<sub>2</sub> emission

system can produce net power after 2-year operation.

The latter show the result of CO<sub>2</sub> emission rate and breakdown of CO<sub>2</sub> emission. It suggests that the best system configuration is again 20°-tilt angle. CO<sub>2</sub> emission rate is 12g-C/kWh, which is much less than average CO<sub>2</sub> emission them power utilities in all of the country.

When tilt angle is 20°, EPT and CO<sub>2</sub> emission have the minimum values. This is because the increase of tilt angle requires thick array support and large foundation. These need large energy in manufacturing steel or concrete. On 10°-tilt angle, EPT and CO<sub>2</sub> emission is larger than other tilt angle systems because of low system output energy.

The Fig.3 is result of study on the world desert. This figure suggests that the generation cost decrease in proportion to the irradiation. The reason of higher generation cost in the Great sandy desert is high labor cost in Australia which is same economic level as Japan. On the other hand, the lowest generation cost is 5.5 ¢/kWh on Sahara desert in which it is high irradiation and low labor cost. 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. The generation cost with 4 US\$/W module price is 15 ¢/kWh to 20 ¢/kWh. When the module price is reduced to 1 US\$/W, the generation cost is 5 ¢/kWh to 9 ¢/kWh.

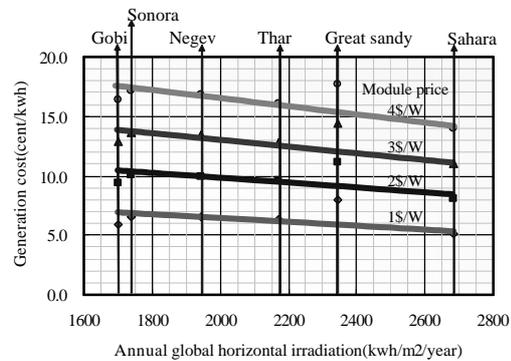


Fig.3. Generation cost as function of annual irradiation

### 4. Conclusion

A 100MW VLS-PV system installed on the world desert is designed and its potential is evaluated from economic point. In addition, the potential of Gobi desert case study is estimated from environmental viewpoints by using a methodology of LCA. Both EPT and life-cycle CO<sub>2</sub> emission rate suggest that large-scale introduction of PV technology on the Gobi desert is quite promising for energy resource saving and the global environmental issues. Furthermore, assuming 1 US\$/W of PV module price and 3% of annual interest rate, generation cost of the VLS-PV system is estimated 5.5 ¢/kWh on Sahara desert.

Fig.3 suggest that the VLS-PV system is economically for all the sites if the module price reduces to 1 US\$/W. When module price is 4 US\$/W, it is still difficult to install it from economic point. However, these large scale projects make a lot of employments. One of case study needs 1500 labors in every year to construct it. This business may look forward economic development in the area. This important factor should be included in this study.

The authors have a plan to design and evaluate the VLS-PV system installed on deserts with other advanced technologies such as CdS, amorphous, concentrating/tracking system by applying the same approach used in this study. Some other additional plan may be considered such as regional utilization of generated electricity. One of possible candidates may be on irrigation system. This simulation also does not include a decommission stage at the moment. It is also essential components, and it will be included in the near future.

# 住宅用太陽光発電システムの評価

井澤 敏泰 (M1)

## 1.はじめに

本研究室では、SV (Sophisticated Verification) 法<sup>[1]</sup>により太陽光発電 (以下、PV) システムの評価を行っている。傾斜面日射量  $H_A$  [kWh/m<sup>2</sup>]、システム出力電力量  $E_P$  [kWh]、アレイ出力電力量  $E_A$  [kWh]、モジュール温度  $T_d$  ]を得ることにより、システム運転時の損失を解析することができる。しかし、これらを得るための計測器は非常に高価であり、コストの都合上設置が困難な場合がある。今後、PVシステムが更に普及した際、計測データが得られないシステムは多分に考えられる。そこで、本研究ではシステム出力電力量  $E_P$  の1点のみで簡易的にシステムの運転特性が把握できる手法を提案する。本稿では、計測データがシステム出力電力量  $E_P$  しか得られないPVシステムを簡易型システムと呼ぶ。

## 2.簡易型システムの評価

### 2.1 評価手法

簡易型システムの評価は、システム出力電力量  $E_P$  と最寄りの AMeDAS (Automated Meteorological Data Acquisition System) より推定した傾斜面日射量  $H_A$  からシステム出力係数  $K$  [%] を得ることにより行う。

$$K = \frac{E_P}{P_{AS} \cdot \frac{H_A}{G_S}} \times 100 \quad \dots (1)$$

$P_{AS}$ : 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>])

### 2.2 AMeDAS より日射量を推定する方法

#### 2.2.1 推定方法

気象庁の AMeDAS は、全国 1,300 ヶ所 約 17km 間隔で設置されており、そのうち約 840 ヶ所、約 21km 間隔で気温、日照時間、風向・風速が観測されている。日射量は、最寄りの AMeDAS 観測

地点の気温、日照時間、風向・風速から二宮・赤坂らの方法<sup>[2]</sup>により推定される。

#### 2.2.2 推定精度

日射計の保守・点検が行われている気象庁の地域気象観測所の気象月報データ (以下、JMA) に対して AMeDAS より日射量の推定を行い、推定精度の確認を行った。まず、**図1** は時刻別水平面日射量において比較を行った結果である。実測値と推定値にバラツキが出ており、正しく日射量が推定できていないことがわかる。そして、**図2** は月積算水平面日射量において比較を行った結果である。先ほどの時刻別値に比べ、実測値と推定値の差が小さくなっていることが言える。このことから、AMeDAS より日射量を推定する方法では、時刻別値における推定誤差が月積算値では打ち消され推定精度が良くなると言える。ゆえに、システム出力係数  $K$  の算出は月単位、または年単位で行う。

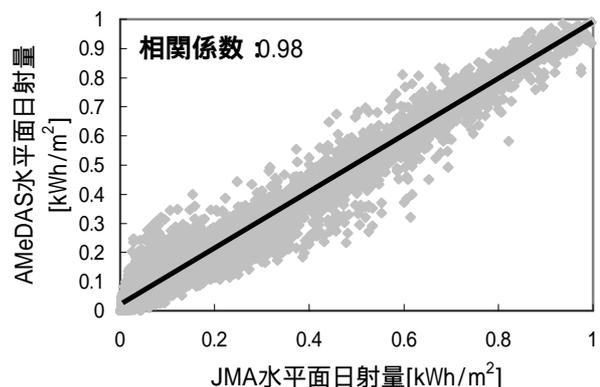


図1.時刻別値での比較 (JMA: 仙台, AMeDAS: 仙台)

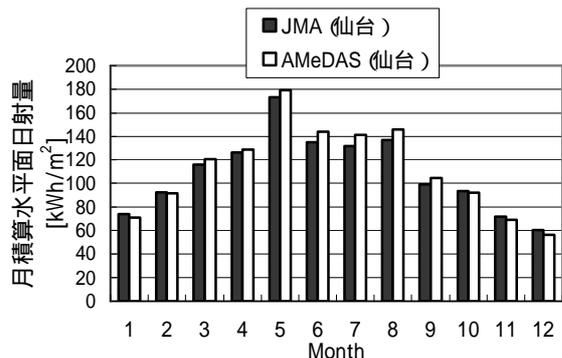


図 2.月積算値での比較

次に、全国の JMA (64 地点) について月積算水平面日射量の実測値と推定値の比較を行い、両者の傾向を検討した。図 3~6 は、JMA の観測地点を日射気候区分 (以下、気候区) により分類し、実測値と推定値の誤差率のバラツキを箱ひげ図<sup>注 1</sup> により見たものである。横軸は月 (ここでは、1999 年 1~12 月)、縦軸は実測値と推定値の誤差率 (平均値) である。どの気候区、どの月でも最大で ±10% 前後の推定誤差があることがわかる (気候区 の 12~3 月では、日射量の推定時に積雪深を考慮していないため、誤差が大きくなったと思われる)。ゆえに、月単位で算出したシステム出力係数  $K$  には、日射量の ±10% 前後の推定誤差を考慮する必要がある。

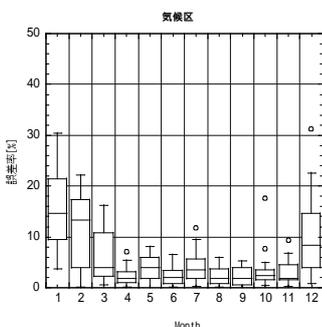


図 3.気候区

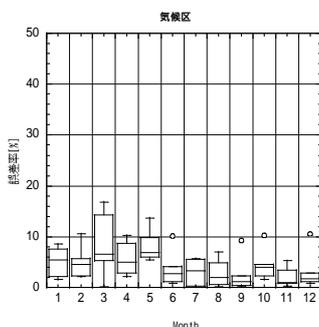


図 4.気候区

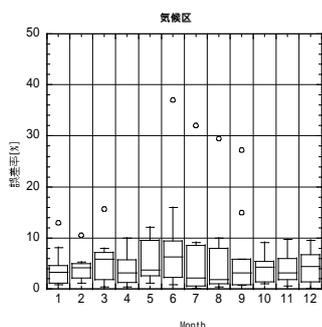


図 5.気候区

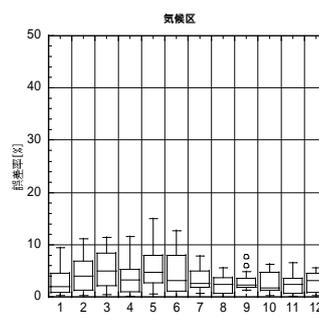


図 6.気候区

注 1: 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。また、ボックス中央の水平線は 50%を示す。

### 2.3 簡易型システムの評価結果

自然エネルギー推進市民フォーラム (以下、REPP) 住宅用簡易型 54 サイトについて、年間 (2000 年 4 月~2001 年 3 月) のシステム出力係数  $K$  を算出し、結果を度数分布により表した (図 7)。また、設置年度ごとにシステムを分類 (1997 年度 15 サイト、1998 年度 23 サイト、1999 年度 16 サイト) し、比較検討を行った (図 8~10)。

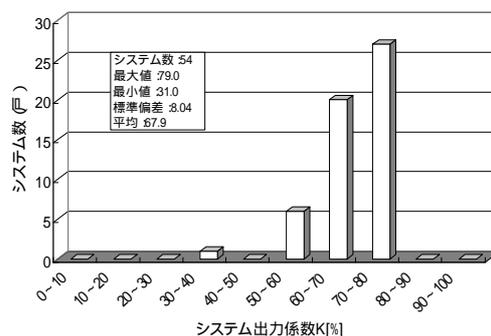


図 7.簡易型 54 サイトの分布

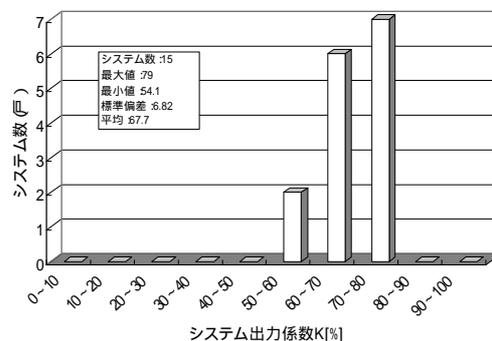


図 8.1997 年度設置簡易型 15 サイトの分布

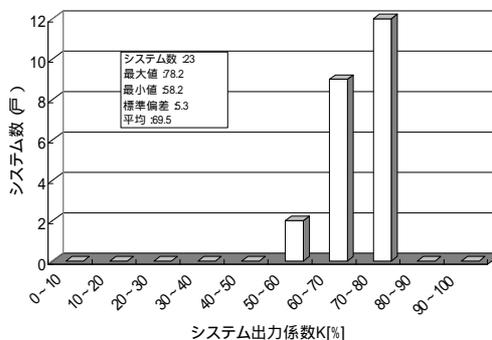


図 9.1998 年度設置簡易型 23 サイトの分布

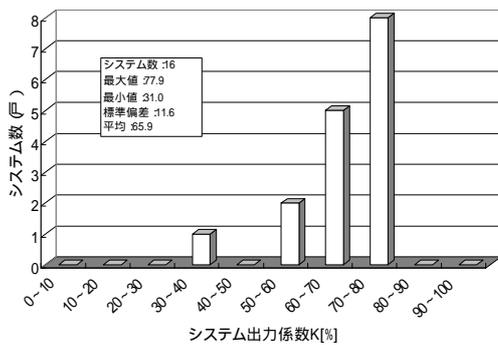


図 10.1999 年度設置簡易型 16 サイトの分布

以上のようにシステム出力係数  $K$  により分布をとった結果、最大値 79.0%，最小値 31.0%とシステムの性能に大きな差が出ていることがわかる（図 7）。この原因は、2.4 簡易型システムの日陰解析において詳しく述べるが日陰の影響であった。また、設置年度ごとにシステムを分類してその傾向を見た結果（図 8～10）、システム出力係数  $K$  の平均値が上昇の傾向にある（1997 年度：67.7%，1998 年度：69.5%，1999 年度：69.4%<sup>注 2</sup>）。このことは、モジュール、インバータの性能の向上に起因するのではないと思われる。  
注 2：極端に性能の悪いシステムは、平均値算出の対象から除外した。

### 2.4 簡易型システムの日陰解析

簡易型システムの評価では、システム出力係数  $K$  の算出以外にも各月のアレイにかかる日陰も簡易的に解析できる。解析手法は、SV 法で用いているものと同様である。温度補正を行ったアレイ出力電力量  $E_A$  より各時刻の最大アレイ出力電力量  $E_{Amax}$  を取り出し、理論的なアレイ出力（理論アレイ出力電力量  $E_{Ath}$ ）と比較し、差がある場合には日陰による損失とする。

先ほどの評価結果において、システム出力係数  $K$  が 31%と最小を示したサイトについて以上のような日陰解析を行うと図 11 のようになる。2つのパターンに大きな差ができており、アレイに日陰がかかっていることがわかる。

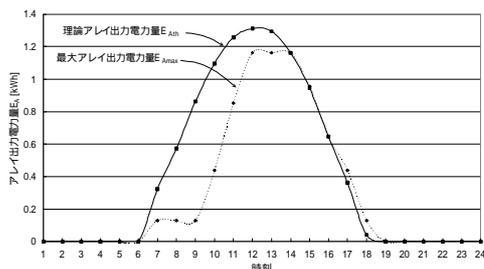


図 11.日陰解析（4月）

### 3.簡易型多面アレイシステムの評価

日本は、切妻、寄棟といった屋根形状の住宅が非常に多く、そのような住宅に太陽光発電を取り入れた場合、複数面の屋根に渡って太陽電池が取り付けられる可能性が高い。また、今後太陽光発電の普及に従って、そのようなシステムが増加してくると考えられる。本稿では、太陽電池が複数面に設置されたシステム（以下、多面アレイシステム）の評価手法と評価結果について述べる。

#### 3.1 評価手法

簡易型アレイシステムと同様に、AMeDAS を用い月単位、または年単位でシステム出力係数  $K$  を算出する。図 12 に評価の流れを示す（2 面アレイの場合）。アレイごとに AMeDAS より日射量を推定し、式（2）<sup>[3]</sup>により各アレイの定格（ $P_{ASn}$ ： $n$  は面数）を考慮して合成する。

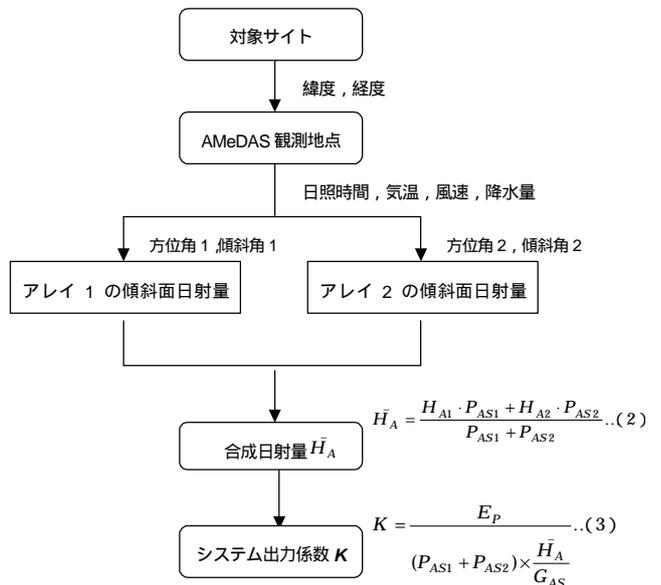


図 12.多面アレイシステムの評価の流れ

#### 3.2 簡易型多面アレイシステムの評価結果

REPP 住宅用簡易型多面アレイシステム 20 サイトについて、年間（2000 年 4 月～2001 年 3 月）のシステム出力係数  $K$  を算出し、結果を度数分布により表した（図 13）。図 7 の簡易型アレイシステムと比較すると、システム出力係数  $K$  の最頻値域が多面アレイシステムでは 1 面アレイシステムより低い傾向にある。母体数に 2 倍以上のひらきがあるので明確な結論とはいえないが、多面アレイは 1 面アレイより若干、運転特性が劣る。また、年間のシステム出力係数  $K$  が 100%を越えたサイトは、アモルファスシリコン太陽電池のシステムであった。

[3]中村，高橋，杉浦，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方法について」，太陽/風力エネルギー講演論文集（2001）

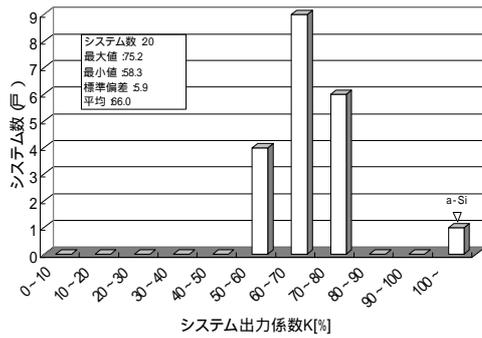


図 13.簡易型多面アレイ 20 サイトの分布

### 3.3 簡易型多面アレイシステムの日陰解析

簡易型多面アレイシステムでは，簡易型システムと同様な手法を用いて日陰の解析が行える。しかし，得られている情報が各アレイの出力を合計したシステム出力電力量  $E_p$ [kWh]だけであるので，どのアレイに日陰がかかっているのかということは断定できない。図 11 と同様な結果が得られ，日陰がかかる時間帯だけ推定できる。

### 3.4 簡易型多面アレイシステム評価の問題点

簡易型多面アレイシステムでは，アレイごとに AMeDAS を利用して日射量を推定する。このため，面数が多くなるほど合成日射量の推定誤差が大きくなり，評価結果に大きな影響を及ぼす。

## 4.まとめ

本稿では，AMeDAS を用いた簡易型システムの評価方法を提案し，その方法を実際のシステムに適用した場合の評価結果を示した。また，多面アレイシステムについても評価方法を提案し，評価結果を示した。そして両者の結果から，多面アレイシステムは1面アレイシステムより運転特性が劣るということがわかった。AMeDAS より日射量を推定する方法に関しては，気象庁の地域気象観測所の気象月報データと比較することにより月積算値において最大  $\pm 10\%$  の推定誤差があるということがわかった。

## 5.参考文献

[1][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/風力エネルギー講演論文集（2001）

[2]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）

# 衛星雲画像による日射予測

谷口 浩成(D2)、高橋 里枝(M1)

## 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、天候による太陽電池の出力変動で電力供給運用に大きく影響を与える可能性がある。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いる。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た雲アルベド(雲による日射の反射率)予測法を開発してきたが、本報告ではこの方法を改良し、衛星雲画像から得られる空間周波数を用いた予測法について検討した。

## 2. 空間周波数を用いた雲移動の算出法

予測には高速フーリエ変換(FFT)を使用するため、予測に用いる衛星雲画像サイズは $2^n \text{pixel} \times 2^n \text{pixel}$ で行なう。この際、予測したい地点を画像の中央にする。この取得した衛星雲画像から地表面データを取り除き、雲アルベド画像を作成する(図1参照)。

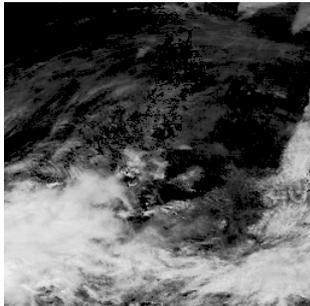


図1 雲アルベド画像(1998年5月5日正午)

雲移動を算出するには、時間の異なる2枚の雲アルベド画像を使用する。1時間前の画像と現在の画像それぞれにFFTを施す。これにより得られた位相データに逆高速フーリエ変換(IFFT)を施し、フーリエ位相データを求める。これら2つのフーリエ位相データにおける類似度を算出し、類似度の最大ピーク値を算出する。過去画像 $f(x,y)$ と現在画像 $h(x,y)$ のフーリエ位相画像を $f(x,y)$ 、 $h(x,y)$ とすると、類似度分布 $g(x,y)$ は以下の式で算出できる。

$$g(x,y) = \iint f^f(x,y)h^f(x,y)dx dy \quad (1)$$

(ただし、 $x, y$ は画像の $x$ 座標、 $y$ 座標を表す)

類似度の最大ピーク値を観測した地点 $(x,y)$ より、2枚の雲アルベド画像の位置がどれくらいずれているかを読み取ることができる。2枚の雲ア

ルベド画像における位置のずれは、その分だけ過去から現在の1時間で雲が動いた、と判断することができる。従って最大ピーク値が観測される地点を求めることで、過去から現在の雲の移動を算出することが可能になる。

算出した雲の移動データを雲移動ベクトル $C = (C_x, C_y)$ とし、現在の画像が雲移動ベクトル $C$ で1時間後の画像に移行すると仮定する。

## 3. 雲アルベド予測結果

空間周波数を用いた雲移動ベクトル算出法による雲アルベド予測結果を図2に示す。予測結果の評価には反射率誤差(実測反射率と予測反射率の差)を用いた。予測期間等は以下に示す。画像データサイズは、予測に用いた雲アルベド画像中の雲の状態、形状等を考慮して決定した。また比較のために、相互相関法を用いた従来の予測法の結果も同時に示す。

予測期間：1998年5月～1999年4月

予測時刻：11時～13時

予測地点：茨城県つくば市

(北緯 $36.5^\circ$ 、東経 $140.5^\circ$ )

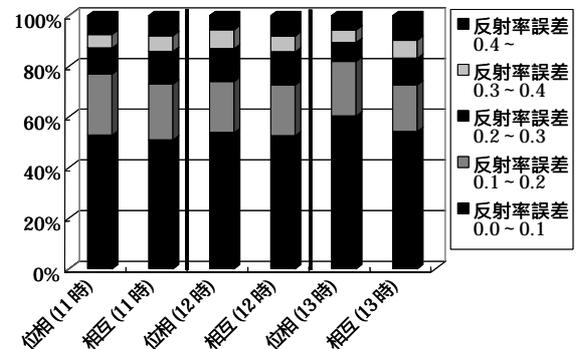


図2 各時間における年間反射率誤差の割合

図2より、相互相関法と比較して位相相関法は低い反射率誤差の占める割合が大きくなり、全体的に予測誤差が小さくなっていることが分かる。適中率(反射率誤差が $0 \sim 0.1$ である確率)も位相相関法の方が高く、従来法より大きく予測をはずすことが少なくなった。特に13時の予測では適中率 $60.4\%$ と高くなった。

## 4. まとめ

日射量予測法の1つとして提案した衛星雲画像の空間周波数を利用した予測法の結果、従来法に比べて精度向上が見られた。全体的に大きく予測をはずす割合も減っており、衛星画像を利用した今後の予測に繋がると考えている。

# 傾斜面日射量の測定・換算処理

- シリコン型日射の値の換算について -

田村 純雪(D2)

## 1. はじめに

太陽光発電システムの性能評価において、水平面日射は最も重要なパラメータの内の一つである。一般に水平面日射を計測するとき、熱形日射計やシリコン型日射計がよく使われる。しかし両日射計の構造上の違いから、シリコン型日射計の計測値と熱形日射計の計測値は、同サイト・同時刻においても誤差を生じてしまうことが多い。このため、シリコン型日射計の値を熱形日射計の値に補正する手法が既に幾つか考案されているが、既存の補正法では補正に必要な要素(温度係数や校正值など)が多く、一般の太陽光発電システム状況下において適用が困難である<sup>1)</sup>。両放射計の主な相違点には、構造上の他に分光感度特性と時間応答性がある。熱形日射計の分光感度は $0.3\mu\text{m}$ から $2.8\mu\text{m}$ であり、同様にシリコン型日射計では $0.4\mu\text{m}$ から $1.1\mu\text{m}$ である。そのため熱形日射計はシリコン型日射計に比べ高い値を示す。更に、天候は刻一刻と変化するため、シリコン型日射計の計測値から熱形日射計の計測値に変換するために簡易的な補正係数のみでの定義では、その補正精度に問題が生じてしまう。

## 2. 目的

この研究の目的は、シリコン型日射計の値をより分光感度が広く、正確な値として、高価である熱形日射計に合わせる感度補正法の作成である。更に多種多様な太陽光発電システムサイトに適用させることを目的とするため、補正に必要なパラメータは水平面日射量のみとした。

## 3. 計測と機器

水平面日射計測には熱型日射計として MS-801(英弘精機)を用い、シリコン型日射計としては ML-020VM(英弘精機)を用いた。観測機器の設置場所は、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 58.0m)である。またこれら機器は一分毎に瞬時値を取得した。測定期間は 2000 年 1 月 1 日から同年 12 月 31 日である。

## 4. 移動変動を用いた天候の分別

熱形日射計の値とシリコン型日射計の値の誤差は晴天指数に対し、一定ではなくバラツキが大きい。このため、特定の補正係数では正確な補正は不可能である。しかし今回の研究では、天候の分別を考慮することで補正法の精度向上が可能だと考えた。そのため、「Moving Average (以下 MA)」と「Moving Difference (以下 MD)」で定義される「Moving Function (以下 MF)」をパラメータとした補正法の検討を行った。ここで言う MF は天候別に必要な天候の情報である。MF の求め方として、まず初めに MA を算出する必要がある。MA は晴天指数の関数である(式(1))。そして図 2 に、晴天指数からの MF 算出の方法を示す。

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

$Z(t)$ :晴天指数       $DS$ :決定期間(分)

ここで言う MD とは、その時刻における MA との差である。そして決定期間内での MD 最大値と MD 最小値との絶対値合計値が MF になる。

## 5. 天候の分別からのシリコン型日射計観測値の補正

先に定義した MF により天候を分別する。分別された天候は「快晴」、「曇天」、「薄曇り・変動」である。ここでの「薄曇り・変動」とは、「快晴」と「曇天」の中間の天候として定義したものである。以下、移動変動値の算出から補正係数決定までの流れを示す(図 1)。

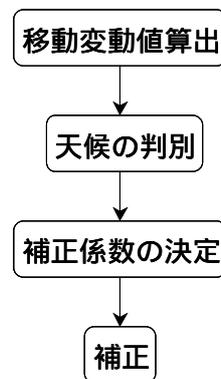


図1 移動変動算出から天候判別後の熱形日射計の値を算出するまでの流れ

## 6. 月別補正係数の定義

天候別の補正係数のみでは、季節変化に伴う天空放射の変動に対応できないため、月別に補正係数を定義した。以下に定義した月別補正係数を示す(表1)。

表1 月別に定義された補正係数

月	快晴	曇天	変動・薄曇り
1月	1.0844	1.0638	1.0977
2月	1.1271	1.0946	
3月	1.123	1.0658	
4月	1.113	1.081	
5月	1.097	1.0882	
6月	1.096	1.0957	
7月	1.0989	1.1198	
8月	1.087	1.0995	
9月	1.1087	1.0997	
10月	1.1729	1.1445	
11月	1.2092	1.1806	
12月	1.2241	1.1581	

## 7. 結果と考察

今回定義した晴天指数による移動変動からの天候判別、更に月別の補正係数を用いて、補正法の検証を行った。検証には評価指数を用いた。評価指数として、MBE(Mean Bias Error)(MBE(2))とRMSE(Root Mean Square Error)(RMSE(3))を用いた。

$$MBE = \frac{\sum_{i=1}^n (I_E - I_M)}{n} \dots (2)$$

$$RMSE = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n (I_E - I_M)^2}{n}} \dots (3)$$

評価は時間積算値と一日合計放射量について行った。図2に補正前と補正後の時間積算値の関係、表2には評価指数を用いた結果を示す。

表2 シリコン型日射計の値と熱形日射計の値の誤差評価

	補正前		補正後	
	MBE	RMSE	MBE	RMSE
時積算値	-0.033	0.043	-0.001	0.011
日積算	-0.358	0.421	-0.007	0.070

値				
---	--	--	--	--

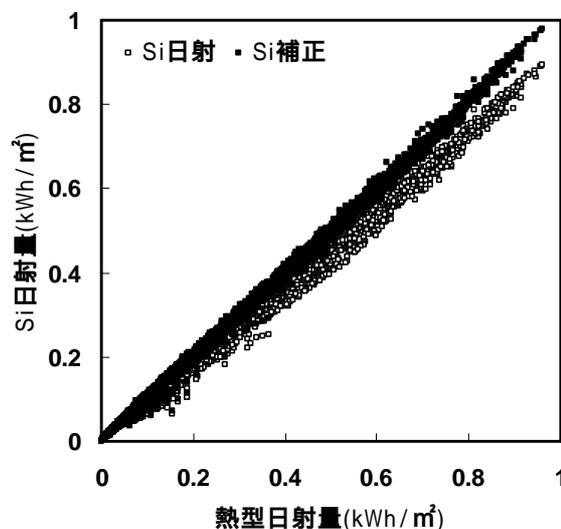


図2 時積算日射量におけるシリコン型日射計の値と熱形日射計の値の相関

## 8. まとめ

熱形日射計での計測値に対するシリコン型日射計の値の誤差補正のため、晴天指数を用いた移動変動と天候別に定義した補正係数、更に月毎に補正係数を分けた補正法の作成を行った。評価指数を用いた補正の検討では、補正前では全ての月において誤差が負になっていることがわかったが、補正することにより MBE の値が小さくすることができた。更に RMSE では、補正前に比べて補正後の方が全ての月において小さくすることができた。これは、補正後の誤差のパラッキ(広がり)を小さくすることができた裏付けであり、特定の補正係数を全ての天候と日時に共通に用いた場合とは異なり、天候別に補正係数を分けることと、月毎に補正係数を分けたことによる結果だと考察できる。以上の結果は、瞬時値や時積算日射量、更に日積算日射量全てについて応用できると考えられる。そして太陽光発電システムサイトに設置する日射計は、熱形日射計に比べてコストの低いシリコン型日射計を設置することで、熱形日射計とほぼ同様な観測が行えることを確認できた。

### ・参考文献

(1) David L. King, Daryl R. Myers: Silicon-Photodiode Pyranometers: Operational Characteristics, Historical Experiences, and New Calibration

Procedures , Proc. of the 26<sup>th</sup> IEEE Photovoltaic Specialists Conference,  
September 29-October 3,(1997), Anaheim, California.

# 新型日射計の開発

井上 佳則(B4)

## 1. 背景・目的

太陽光発電システムの発電量など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。

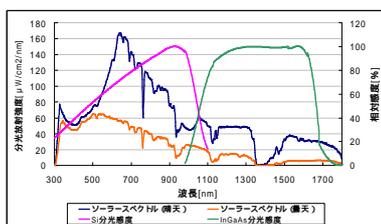


図 1 波長別日射強度と各素子の相対分光感度

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。本研究室では、以前にシリコンダイオードにカットオフ・フィルターを用いた二素子式の日射計を提案していたが、今回はこのフィルターを装着したセンサをシリコン(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を提案した。

## 2. 研究方針

以下の式を用いて、各出力を計算し比較を行った。

$$E(I) = I_1 \times D_1$$

$$E = \int E(I) dI = \int I_1 D_1 dI \quad (1)$$

ここで、 $D$  は Si と InGaAs の波長別感度、 $E$  は各々の素子の出力、 $I$  は波長別の日射である。 $I$  は分光器により測定した値を用いた。Si、InGaAs に対する出力を  $E_{Si}$ 、 $E_{InGaAs}$  とする。全天日射強度は波長別の日射  $I$  の積分値( $G$ )として与えられるので、以下の式のように表す事ができる。

$$G = A \cdot E_{Si} + B \cdot E_{InGaAs} + C \quad (2)$$

なお、それぞれ素子の分光感度には重なる波長域があるため、この事を考慮する必要がある。

## 3. 結果と考察

まず、日射のスペクトルをそれぞれの素子の感度が交わる波長で短波長域と長波長域に分割した。長短それぞれの波長域についての日射強度の比を基に、係数  $A \cdot B \cdot C$  を決定する。長短それぞれの波長域における日射強度と全天日射強度との比をとった。

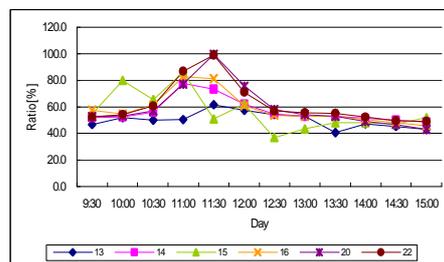


図 2 Si センサの全天日射に対する割合

図 2 より、11 時から 12 時までは全天日射強度において Si 出力が占める割合が大きい。しかし、その他の時間帯においては割合が低下するため、正確な日射計測が出来ているとは言えない。次に、全天日射強度  $G$  と各日射計からの推定値  $G'$ 、 $G''$  を比較するために、MBE、RMSE という評価指数を用いた。以下にその算出式を示す。

$$MBE = \frac{\sum_{i=1}^n (G' - G)}{n} \quad (4)$$

$$RMSE = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n (G' - G)^2}{n}} \quad (5)$$

MBE は、各日射計と全天日射強度との平均値のずれを、RMSE は各日射計における推定の誤差を表すものとして設定した。どちらも単位は  $\mu W/cm^2$  である。

表 1 各測定日の MBE と RMSE

	MBE		RMSE	
	Si のみ	二素子式	Si のみ	二素子式
13	-0.110	-0.077	0.121	0.085
14	-0.211	-0.129	0.228	0.137
15	-0.152	-0.096	0.181	0.112
16	-0.231	-0.138	0.252	0.146
20	-0.210	-0.125	0.236	0.136
22	-0.237	-0.141	0.265	0.152

表 1 より、常に二素子式日射計の方が誤差が小さくなった。特に他の測定日と傾向の異なる 13 日、15 日は曇天である事から天候に依存する事が分かった。さらに、測定時刻毎に MBE、RMSE を算出したところ、南中時付近で傾向が異なるため、時間に依存する事も分かった。

## 4. まとめ

今回行った計測において、用いる素子を Si と InGaAs の二素子にする事で、Si センサ型簡易日射計よりも広い波長帯の日射計測が可能である事が分かった。また、Si センサ型簡易日射計よりも誤差が小さく、実際の日射に近い計測が可能である事が分かった。今回は、冬季データのみを扱ったため、今後は長期計測を続け、天候・時間依存の考慮を含め、式(2)の導出を行っていく。

# PV インバータの MPPT 制御に関する研究

皆藤 貴志(B4)

## 1. 研究目的

太陽光発電(PV)は、日射量や温度により出力が大きく変化する特性を持っているため、太陽電池からの電力を常時最大に得る最大電力追従制御(Maximum Power Point Tracking: MPPT)を行う必要がある。しかし、実動作では MPPT ミスマッチが存在し、太陽電池の出力を最大限に利用できない可能性がある。

そこで、本研究では PV インバータの性能試験や MPPT シミュレーションにより従来の手法を検証し、さらに、AC モジュール用デジタルインバータへ搭載する MPPT 機能の作成及び動作試験を行った。

## 2. PV インバータ MPPT 性能試験

本試験は、実測一秒値日射データを PV 模擬電源の入力データとしてインバータを運転させ、動作電力  $P_{Active}$  と理論電力  $P_{MAX}$  より以下に示す式より MPPT 効率  $K_{PM}$  を求めるものである。

$$K_{PM} = \frac{P_{Active}}{P_{MAX}} \times 100[\%]$$

試験対象インバータは A 社製から D 社製の 4 台を使用し、日射データは表 1 に示す 4 パターンを用いた。なお、日射データ vary2 については温度変動を与えた試験も行った。表 1 に各社 PV インバータの MPPT 効率を示す。結果より、各社各様の MPPT アルゴリズムを用いていること、開放電圧等の変化率を常に監視している事、温度変動による MPPT 効率の低下が確認できた。

表 1. 各社 PV インバータの MPPT 効率

	A	B	C	D
dear(25 一定)	97.6	97.7	97.2	97.6
vary1(25 一定)	97.2	97.5	97.1	83.7
vary2(25 一定)	97.5	97.6	96.7	96.4
vary3(25 一定)	97.5	97.4	97.3	97.2
vary2(温度変化有)	95.3	97.0	95.0	95.8

## 3. 実機搭載による MPPT 制御

PV インバータの各種試験や MPPT シミュレーションの結果などを参考にして、実際にインバータに搭載する MPPT 機能の作成を行った。図 1 に作成した MPPT 制御部のフローチャートを示す。図の説明をすると、入力データは DC

電圧及び電流であり、出力データはインバータ運転指示値である電流定数である。まず動作電圧と目標電圧の比較を行い、これらが近傍でない場合は電流定数調整部分に入り、動作電圧を目標電圧に接近するように電流定数の調整を行う。そして近傍の場合は、最適電圧決定部分に入り次サイクル以降の目標電圧を計算する。この動作を続けることによりインバータを最大電力点で動作させることが可能である。

作成したプログラムを搭載したインバータの動作試験の結果を以下の図 2 に示す。図 2 より、インバータ運転指示値である電流定数の増加により入力 DC 電流の増加、反するように入力 DC 電圧の減少が行えた。このことから、完全ではないが MPPT 動作が行えた事が確認できた。

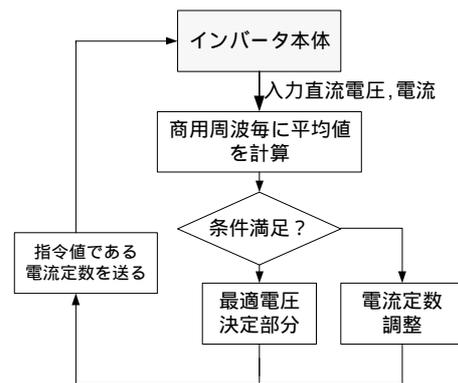


図 1. MPPT 制御部の原理

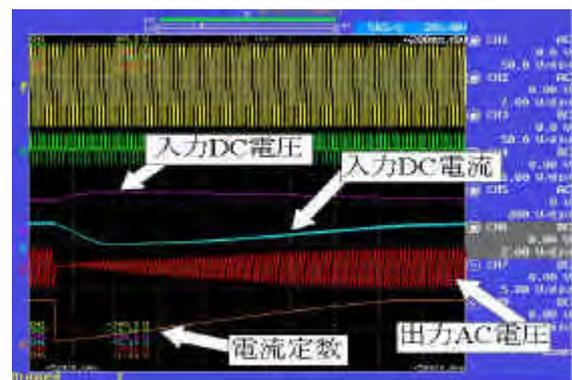


図 2. 動作試験結果

## 4. まとめ

本研究では、PV インバータ性能試験や MPPT シミュレーションなどを通して、従来のアナログ的部分である DC/DC コンバータを使用しない MPPT アルゴリズムの作成を行った。その結果、指示値の調整により入力電圧の調整が適

切に行えた。しかし、完全な制御は行えていないので更なるプログラムの改良が必要である。

# 新型 PV モジュールの評価

加藤 千絵(B4)

## 1. 研究目的

現在、太陽光発電システムは普及してきており、ユーザーのニーズに応えるためにシミュレーションによる出力予測が必要になってきた。従来の太陽電池モジュールと比較すると効率の良い新型モジュールが開発されてきているが、特性評価はまだ十分ではない。本研究では、I-V 特性を用いてシミュレーションにつながる特性を解析することが目的である。本研究で用いる新型モジュールは、三洋電機株式会社から提供された HIT パワー21 (HIT)、および HIT パワーダブル(ダブル HIT)である。

## 2. 実験方針

HIT についてはダブル HIT との比較のために、またダブル HIT は裏面日射強度比率や裏面日射強度分布による特性を解析するために、1 日の日射強度や温度変化における I-V 特性の変化を測定する。裏面日射強度はアルベドにより変化し、またばらつきが生じると考えられる。従って、このことに考慮して実験を行い、測定結果よりダブル HIT の裏面への影響について解析する。

## 3. 実験方法

- ・HIT とダブル HIT の I-V カーブ測定は、装置が 1 台しかないために交互に行った。
- ・温度測定は HIT については熱電対で行い、ダブル HIT はサーモトレーサで行った。
- ・日射強度は、2 つの日射計を使用して表面 1 カ所と裏面 15 カ所を測定した。
- ・測定は 9 時半～15 時半まで行った。
- ・モジュールは方位角  $0^\circ$ 、傾斜角  $30^\circ$  で 3 号館の屋上に設置した。

## 4. 実験結果と考察

アルベド 0.5 で南中時に測定した結果を図 1、図 2 に示す。図 2 の x 軸はモジュールの横方向、y 軸はモジュールの縦方向であり奥側が設置した下側である。z 軸は日射強度である。反射率が大きいと裏面日射強度は大きい。I-V カーブが段付きである理由は、バイパスダイオードが入っているため裏面日射強度に分布があるためだと考えられる。

図 3 に裏面日射強度におけるダブル HIT と HIT の Pmax 差(裏面最大出力)を示す。仮に裏面日射強度が最小値を取る場合、図より Pmax 差は裏面標準出力電力量よりも大きいので裏面での Pmax は、裏面日射強度のみによるものではなく表面日射強度の影響もあると予想され、シミュレーションにおいて、表面と裏面を別に行うことは

できない。仮に裏面日射強度が平均値を取る場合、Pmax 差は裏面標準出力電力量と等しくなっているので裏面の Pmax は裏面日射強度のみによるものであると予想され、シミュレーションにおいて表面と裏面は別に行うことができる。

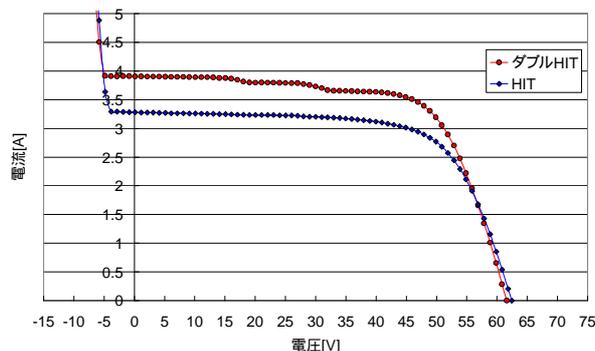


図 1 アルベド 0.5 の I-V カーブ

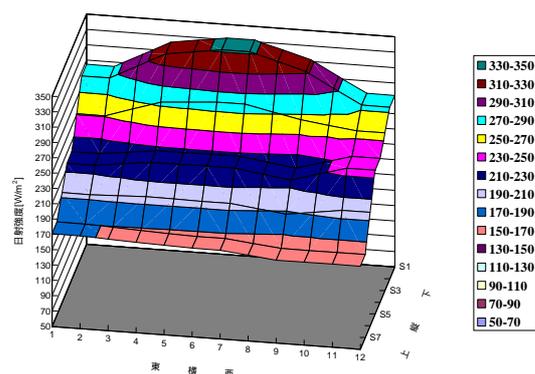


図 2 アルベド 0.5 の裏面日射強度

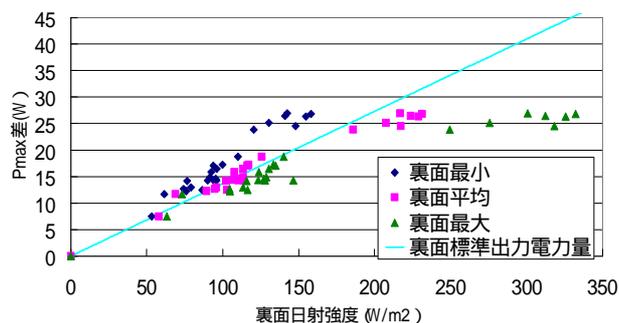


図 3 裏面日射強度 Pmax 差

## 5. まとめ

本研究において、ダブル HIT の裏面日射強度による I-V カーブへの影響を解析することができた。しかし、測定データが十分ではなかったため、シミュレーションにつなげるには更にデータを増やし、検討する必要があると思われる。

### 1. 研究目的と背景

将来太陽光発電の普及に伴い、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。そのため、災害時のトータルコントローラの故障対策や制御などの技術の確立が必要となりACモジュールのトータルな制御が必要となると予想される。そこで、本研究の目的はこれらのトータルな制御の問題を解決することである。

### 2. トータルシステム制御フロー

またトータル制御のために作成したトータルフローを以下に示す。

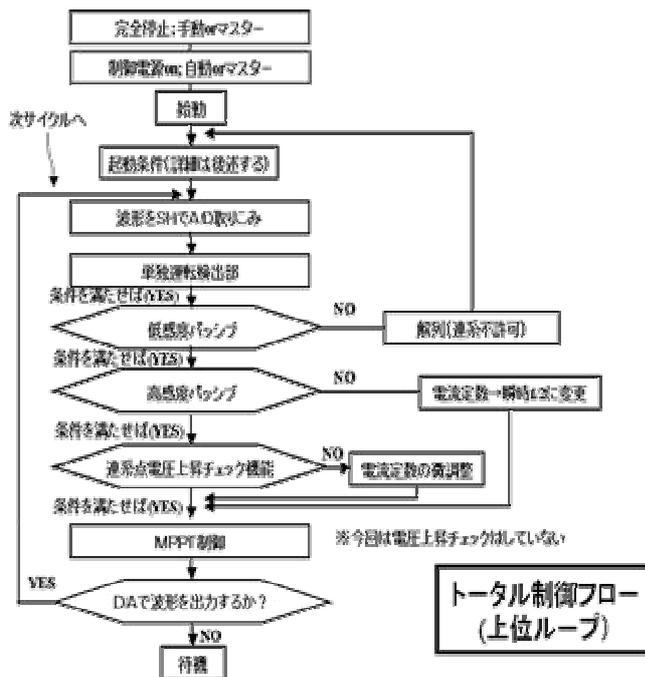


図1 トータルシステム制御フロー

### 3. 実験方法

今回は上述したトータルシステム制御の考え方に合わせてソフトウェアとハードウェアのインターフェースの部分を中心に制御基板を使用して、実際のインバータとの接続試験を行った。この時の様子を以下の図2に示す。また、仕組みとしてはインターフェースを通してインバータから送られてきたサイクル信号を制御基板が受け取り、その値に応じて制御基板がインバータに指令値を送るというものである。

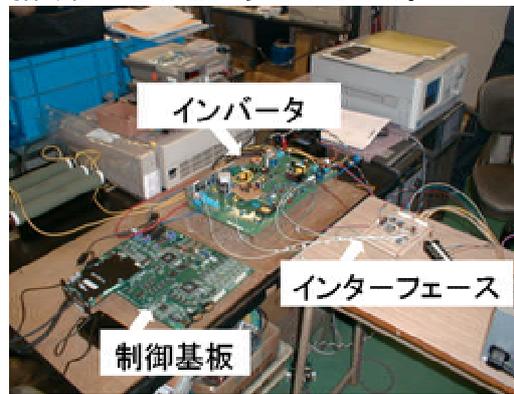


図2 制御基板を使用した実験図

### 3. 実験結果とまとめ

この接続実験の結果を以下に示す。この図からインバータが正常動作していることが確認された。

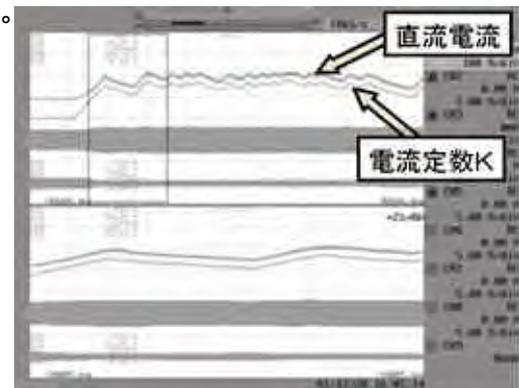


図3 正常なインバータ動作確認図

今回はトータルシステムの基礎ができただけであり、今後はさらなる基板改良や小型化、制御プログラムの適正化が課題である。

# 新型 AC モジュール用単独運転防止方式の研究

水野 環樹(B4)

## 1. 研究背景

近年、太陽光発電システムは注目を浴びており、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。しかし、AC モジュールは集中連系される可能性が高く、相互干渉の問題や、誤検出による一斉停止等の可能性がある。

そこで、本研究は各 MIC が安全かつ確実に系統と解列できる単独運転検出アルゴリズムを作成し、実機に搭載することを目的とする。今回はシミュレーションにより各閾値を設定した。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. 単独運転防止方式

集中連系された AC モジュールの単独運転検出方式は 2 段の受動方式と 1 種の能動方式によって検出する方式<sup>[1]</sup>とした。受動方式を高感度、低感度の 2 段階検出にし、受動方式による微小な変化の誤検出や、能動的な方式による相互干渉を防げる方式とした。系統連系時に高感度検出した場合、出力電流を 1/2 に低下させる。系統に異常がある場合、低感度検出で検出し MIC の運転を停止させる。図 1 に単独運転検出方式フローを示す。

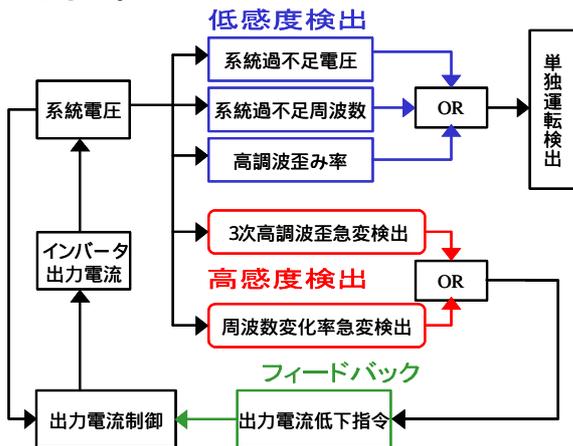


図 1 単独運転検出方式フロー

各検出方式について、プログラムを作り検証を行った。周波数検出方式は、ゼロクロス検出方式を作成し 3 次高調波検出方式は周波数スペクトルから算出した。周波数変化率(以下: F)、3 次高調波変化率(以下: THD)は算出値に移動平均を用いて計算した。低感度検出閾値は系統連系ガイドライン<sup>[2]</sup>に従い設定した。

## 3. 解析結果

検証方法として単独運転が起きたデータを解析した。結果を図 2 に示す。解析条件を以下に示す。

- ・ サンプル周波数 5kS/s
- ・ データを 160 点ごとに区切り解析
- ・ 移動平均 10 回

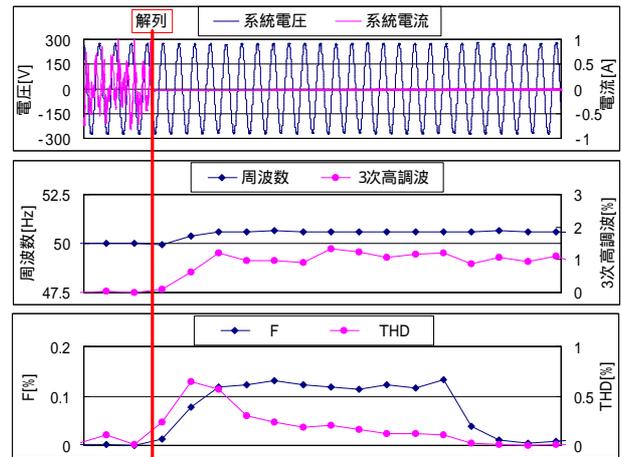


図 2 解析結果

この解析結果より高感度検出閾値は、 $F=0.1[\%]$ 、 $THD=0.5[\%]$ とし、検出条件を OR 条件とした。各検出閾値を表 1 に示すように設定した。

表 1 単独運転検出閾値(100V,50Hz 換算)

	低感度検出閾値	高感度検出閾値
電圧	80~115[V]	----
周波数	48.5~51.0[Hz]	----
3 次高調波	3[%]	----
F	----	0.1[%]
THD	----	0.5[%]

## 4. まとめ

これらの結果より、高感度検出時には出力電流を 1/2 に絞ることによって、負荷の状態から連系点の電圧変動が起こり、低感度検出閾値に達すると考えられる。検出閾値はシミュレーション上の値であり、この結果を新型 MIC に適用し、更なる検証を行う必要がある。

<参考文献>

- [1]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
- [2]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

# 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

アマルバヤル・アジヤバト (M1)

### 1. 研究背景・目的

新エネルギー・産業技術総合開発機構 (NEDO) 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。本論文では、著者らが NEDO プロジェクトの測定データを用いて、システムの電気的性能を詳細に解析し、内部損失を損失要因毎に分離した結果を報告する。

### 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地域はゲルの多い平野部及び山岳部に位置するウブルハンガイ県ハルホリン、アルハンガイ県ウンデルウランを

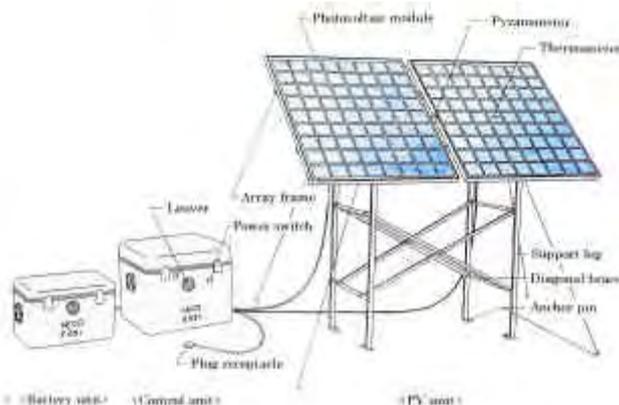


Fig. 1: Overall appearance of the system

中心と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。

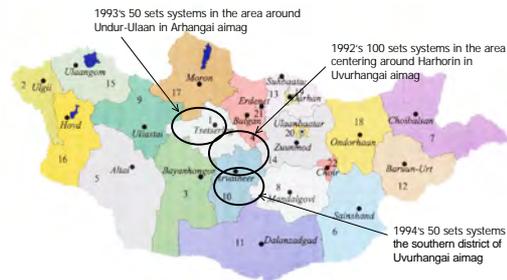


Fig. 2: Installation areas of Portable PV systems

### 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て、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

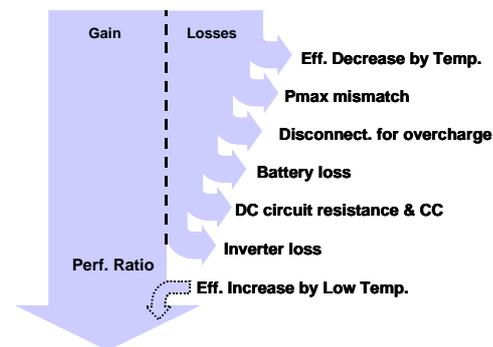
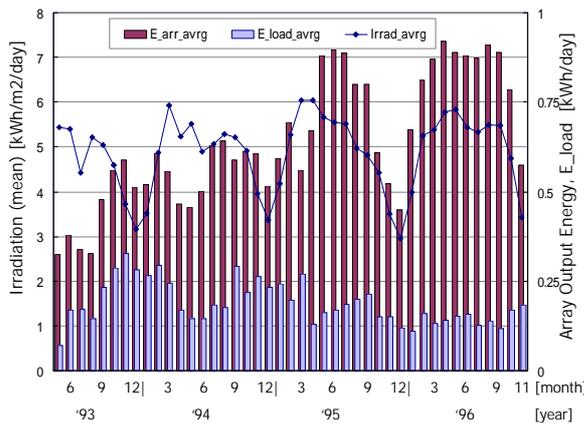


Fig. 3 . Energy flow

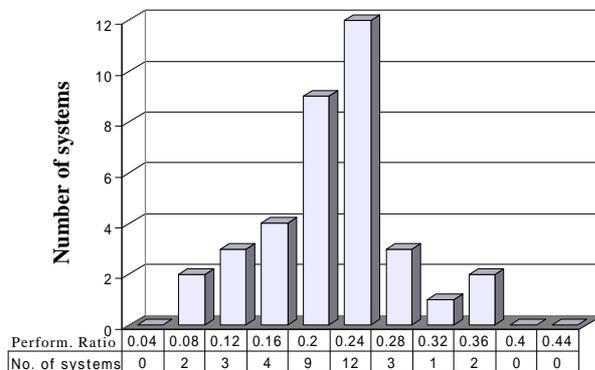
損失、Pmax ミスマッチ損失、温度上昇が原因で出力低下による損失 (Fig.3); システムの利得に含まれる低温によるアレイ出力向上の割合も算出した。アレイ出力電力量から負荷消費・インバータ・直流回路及びCC損失を差し引いた値を蓄電池の充放電等の損失と定義した。

## 4. 結果

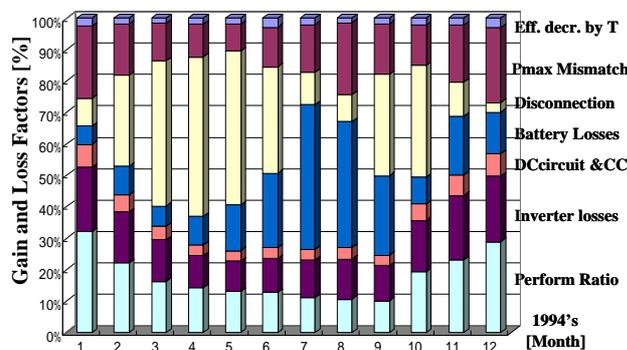
解析対象にした 37 サイトの月別日積算アレイ面日射量とアレイ出力電力量及び負荷消費電力量を Fig.4 に示す。年平均アレイ面日射量は 1 次システムでは 4.88 kWh/m<sup>2</sup>/日；2 次，3 次システムでは 4.71 kWh/m<sup>2</sup>/日である。消費電力は減少する傾向にあるにもかかわらずアレイ出力電力量が著しく増加している。



**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 A019 systems.**

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。

## 5. 考察

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，Pmax 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できる：

- ・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。

- ・蓄電池が満充電状態には CC 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。

- ・自動車用のバッテリーは大電流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。

- ・外気温 -20 の真冬でも蓄電池の温度 10 以上で保たれており，ゲル内の温度は零度以下になることが少なく，蓄電池の寿命に大きいな影響がない。

## 6. まとめ

独立小型 PV システムの運転データを解析し，内部損失を 6 項目まで分離して評価を行うモデル式及び手法をまとめた。今後は解析結果を元にモンゴルの気候と負荷パターンに適した設計法を確立させ，経済面からも検討し，実証実験を進めていく予定である。

# 太陽光発電システム発電特性の統合評価ソフトウェア

ピメンテル・パウロ・セルジオ (M1)

## 1. 研究背景と目的

太陽光発電 (PV) システムの積極的な普及にとともに、今後パソコンによる PV システム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、および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、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、太陽光発電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。

そういった背景から、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)を構築することが本研究の目的である。

## 2. ソフトウェアの構成

PV システム発電特性の統合評価ソフトウェア (PVI) は、「基本設計ツール」(Preliminary Design Tool) 及び本研究室で開発されたオプションツール(魚眼カメラによる日影の予測、SV 法の活用、アレイシミュレーション)より構成されている。基本設計ツールは、少ない入力データから(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)主にパラメータ分析法を基に、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、一般のユーザにも簡単に操作できる。各設計パラメータについて、オプションツールを活用し、魚眼カメラにより求まる日影補正係数やその他のパラメータを SV 法から取り込むことができる。気象データに関しては、日本気象協会、METPV、Meteonorm が全世界のサイトに応用できる。また、システム構成機器の詳細なデータベースが入っており、異種のアレイや複数の方位角、傾斜角をもつシステムに、アレイ・シミュレーションを活用し、PV シ

ステムの詳細で統合的な評価を確立する。

## 3. 研究成果及び考察

本研究の今までの成果として、PVI ソフトウェアの骨組みが完成されており、そのイメージを図 1 に示した。魚眼カメラによって求めた日影補正係数の活用の一例を図 2 に示した。

今後、ここで紹介した PV システム発電特性の統合評価ソフトウェアを世界の実際のサイトの発電特性との比較を行い PVI ソフトウェアの精度を確認していく方針。

本研究室の様々な研究成果を活用することにより、精度良く、現実的で詳細な PV システム設計手法が期待できる。



図 1 . 基本設計ツールにおける年間発電電力量及び損失パターンの算出結果

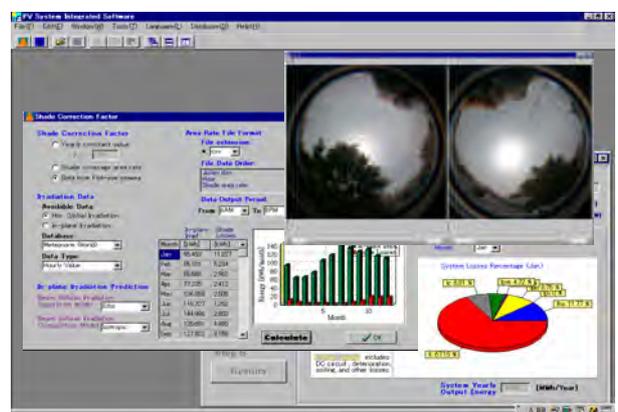


図 2 . オプションツールの活用の一例 (魚眼カメラによって求めた日影補正係数)

# PV インバータの干渉試験用縮小模擬配電線

野田 幸久(M1)

## 1. はじめに

近年、住宅を中心に系統連系形太陽光発電システムの普及が進んでいる。今後、ある特定の地域に太陽光発電が集中的に連系される「高密度連系」の地域が数多く現れることが予想される。高密度連系状態では、電力品質や安全性の面で既存の電力系統に影響を与える可能性が指摘されている。

そこで、これらの系統連系課題の解析・評価が求められているが、実規模模擬配電線を用いた場合、コストや設置場所の面で不利となるため、実際の配電システムをモデルとした縮小模擬配電線が必要である。

## 2. 縮小模擬配電線の設計

今回、配電要変電所から高圧配電線、柱上変圧器を経て低圧負荷と太陽光発電に至るシステムをモデルとした。高圧配電線の巨長は住宅地区を想定し、6km 相当としている。実験室に設置された縮小模擬配電線を図1に示す。

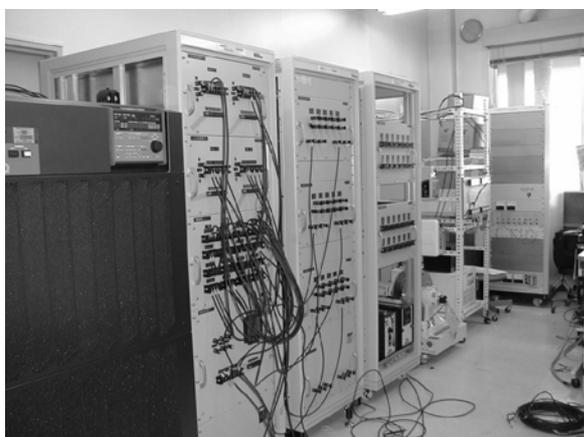


図1 縮小模擬配電線設置状況

## 3. 系統連系インバータ単機・複数台試験

設計した縮小模擬配電線の一部を用いて、インバータの単機試験を行った。今回実験を行った各インバータの単独運転検出方式に関する仕様を表1に示す。

表1 インバータ仕様

	受動的方式	能動的方式
Inv.A	位相跳躍検出	無効電力変動
Inv.B	周波数変化率検出	無効電力変動
Inv.C	位相跳躍検出	周波数シフト
Inv.D	位相跳躍検出	無効電力変動

単機試験の結果、どのインバータにおいても規定時間内に運転を停止することが確認された。しかしながら、単独運転検出機能をマスクしたインバータ（Inv.C）と、通常状態のインバータ（Inv.B）を並列運転し、有効電力潮流と無効電力潮流を調節の上、系統側電源を遮断したところ、系統停止後も運転を継続する Inv.C の影響を受け、単機では規定時間内に運転を停止する Inv.B も運転を継続することが確認された。図2に、実験結果を示す。

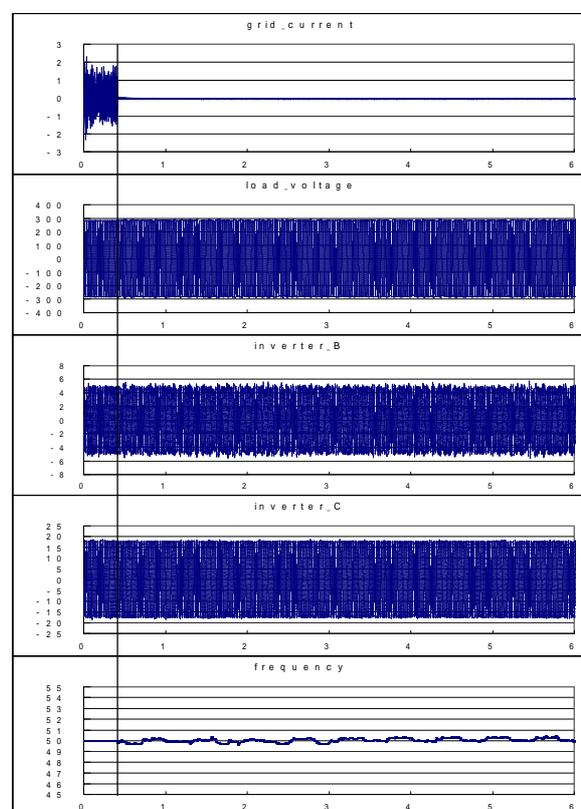


図2 Inv.B と Inv.C の並列運転試験結果

## 4. まとめ

設計した縮小模擬配電線を用いてインバータの単機・複数台試験を行い、異種インバータの並列運転が単独運転検出機能に及ぼす影響が確認された。

今後は、地域コンソーシアム研究において開発が進められている AC モジュールインバータを用いて、多数台連系時の単独運転検出機能に与える影響をはじめ、系統連系に関する課題の検討を実験的に行っていく予定である。

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[1999年～2002年]

<1999年>

- (1) 黒川：太陽エネルギー，日本学術会議主催，第48回理論応用力学講演会，パネルディスカッション「再生可能エネルギー」，99.1.25.
- (2) K. Yoshioka, S. Goma, K. Kurokawa, T. Saitoh: Improved design of a three-dimensional, static concentrator lens using meteorological data, Progress in Photovoltaics Research and Applications, Vol.7, No.1, pp61-69 (1999).
- (3) 鰻田，津田，村田，作田，黒川：PVモジュールリサイクルにおけるo-ジクロロベンゼン法の検討，平成11年電気学会全国大会，山口大学，1999.3.
- (4) 黒川：太陽光発電システム技術の現状と将来，1999年春季応用物理学会関係連合講演会，シンポジウム「環境・エネルギーの世紀を開く太陽光発電」東京理科大学，1999.3.28-31.
- (5) 黒川：太陽電池システムエネルギー有効利用技術に関する研究，平成10年度共同研究成果報告書，NTT，1999.3.
- (6) 黒川：太陽光発電地域特性に関する基礎的問題の解明，第36回太陽エネルギー推進委員会・第11回太陽光発電連絡会，虎ノ門パストラル，1999.4.20-23.
- (7) 黒川：太陽光発電システム，早稲田大学理工学研究科「先端電力光学」，1999.5.21 & 5.28.
- (8) K. Kurokawa, et al: A preliminary analysis of the very large scale photovoltaic power generating (VLS-PV) systems, Report IEA-PVPS TVI-5 1999:1, IEA PVPS Task VI/Subtask 50, May 1999.
- (9) 黒川：太陽からの贈り物，NHK 太陽光発電フォーラム - 21世紀の新エネルギーを考える - ，基調講演，NHK 千代田放送会館，1999.5.11.
- (10) 太陽光発電フォーラム，BSフォーラム，NHK BS1, 1999.5.29.
- (11) 黒川：太陽光発電システムの開発動向，11回太陽光発電システムシンポジウム，1999.6.9-11.
- (12) 黒川：太陽の贈り物，再生可能エネルギー推進市民フォーラム西日本，設立記念シンポジウム，天神アークス福岡，1999.6.19.
- (13) 黒川：地球の環境維持と地域活動 エネルギーのケース，多摩ルネッサンス・ニューズレター，No.13, 1999.2.
- (14) 黒川：太陽光発電の未来と課題，自然エネルギー推進議員勉強会，参議院議員会館，1999.7.15
- (15) 黒川：無尽蔵でクリーンなエネルギーを，住宅産業新聞，1999.2.21.
- (16) K. Kurokawa: Seminar on "Solar-Roof technologies", KIER, Taejon, July 26, 1999.
- (17) K. Kurokawa: Seminar on "Status of PV and VLS-PV, Seoul, July 27, 1999.
- (18) 韓国紙：韓国太陽光発電協会主催「韓国太陽光発電セミナー」（ゴビ砂漠の太陽光発電は，31年後に大きなエネルギー源となる。）ソウル，1999年7月27日。（報道）
- (19) 黒川：東京農工大学における太陽光発電研究，H11第1回産学交流会，TAMA産業活性化協議会，1999.7.29.
- (20) 片岡，黒川，村田：アジア地域の最適化モデルを用いた環境評価，H11電気学会電力・エネルギー部門大会，福岡工業大学，1999.8.3-5.
- (21) K. Kurokawa, D. Uchida, K. Otani, T. Sugiura: Realistic PV performance values obtained by a number of grid-connected systems in Japan, North Sun '99, Edmonton, 1999.8.11-14.
- (22) 黒川：砂漠は21世紀の人類を救うか？，オプトニュース，光産業技術振興協会，No.5, 1999.9.
- (23) 黒川：系統連系と個人住宅用システム，第26回応用物理学会スクール「太陽光発電技術と応用」，甲南大学，1999.9.3.
- (24) 黒川：ACモジュールによる太陽光発電，TAMA活性化協議会，研究開発促進委員会，ホテルメッツ国分寺，1999.9.10.
- (25) K. Kurokawa: PV systems in urban environment, PVSEC-11, Sapporo, Sept. 20-24, 1999.
- (26) 557H. Unozawa, K. Otani, K. Kurokawa: A simplified estimating method for in-plane irradiation using minute horizontal irradiation, PVSEC-11, Sapporo, Sept. 20-24, 1999.
- (27) H. Taniguchi, K. otani, K. Kurokawa: Hourly forecast of global irradiation using GMS staellite images, PVSEC-11, Sapporo, Sept. 20-24, 1999.
- (28) D. Uchida, K. otani, K. Kurokawa: Evaluation of effective shading factor by fitting a clear-day pattern obtained from hourly maximum irradiance data, PVSEC-11, Sapporo, Sept. 20-24, 1999.
- (29) 560 M. Kusakawa, H. Nagayoshi, K. kamisako K. Kurokawa: Further improvement of a transformerless, voltage-boosting inverter for AC modules, PVSEC-11, Sapporo, Sept. 20-24, 1999.
- (30) K. Otani, K. Sakuta, J. Minowa, K. Kurokawa: Enhancement of minimum power in distributed PV systems, PVSEC-11, Sapporo, Sept. 20-24, 1999.
- (31) H. Nagayoshi, K. Kurokawa, T. Ohashi, H. Nishida, T. Deguchi: Peak-power reduction with 100kW PV and battery hybrid system at Shonan Institute of Technology, PVSEC-11, Sapporo, Sept. 20-24, 1999.
- (32) T. Yamada, H. Nakamura, T. Sugiura, K. Sakuta, K. Kurokawa: Reflection loss analysis by optical modeling of PV module, PVSEC-11, Sapporo, Sept. 20-24, 1999
- (33) H. Nakamura, T. Yamada, T. Sugiura, K. Sakuta, K. Kurokawa: Data analysis on solar irradiance and performance characteristics of solar modules with a test facility of various tilt angles and directions, PVSEC-11, Sapporo, Sept. 20-24, 1999.
- (34) 565 T. Ohba, K. Shimabukuro, K. Kurokawa, S. Wakamatsu, M. Takehara: New stage of building-integrated photovoltaic systems, PVSEC-11, Sapporo, Sept. 20-24, 1999.
- (35) 566 T. Doi, I. Tsuda, H. Unagida, A. Murata, K. Sakuta, K. Kurokawa: Experimental study on PV module recycling with organic solvent method, PVSEC-11, Sapporo, Sept. 20-24, 1999.
- (36) Y. Nozaki, K. Akiyama, H. Kawaguchi, K. Kurokawa: A new control method in EDLC-batteries hybrid stand-alone photovoltaic power system, IEEE/APEC 2000.
- (37) 黒川：太陽光発電の課題と将来展望，電気評論，pp.48-52, 1999.9.
- (38) 黒川：IEA第3回太陽光発電エグゼクティブ会議，国際会議速報，光産業振興協会，1999.10.
- (39) 黒川：太陽光発電の課題と将来展望，H11太陽エネルギー学会等研究発表会，同志社大学，1999.11.25-26.
- (40) 登守，大谷，作田，黒川：写真測量による太陽光発電システムの日照障害特性の推定，H11太陽エネルギー学会等研究発表会，No.27, 同志社大学，1999.11.25-26.
- (41) 鰻田，土井，津田，村田，作田，黒川：加熱溶媒法によるPVモジュールリサイクル，H11太陽エネルギー学会等研究発表会，No.43, 同志社大学，1999.11.25-26.

- (42) 中村, 杉浦, 山田, 作田, 黒川: 多姿勢設置された太陽電池モジュールの発電特性評価, H11 太陽エネルギー学会等研究発表会, No.17, 同志社大学, 1999.11.25-26.
- (43) 松川, 塩谷, 山田, 杉浦, 黒川: 建築設計のための太陽電池アレイシミュレーション手法に関する検討, H11 太陽エネルギー学会等研究発表会, No.16, 同志社大学, 1999.11.25-26.
- (44) 加藤, 大谷, 作田, 杉浦, 黒川: 住宅用太陽光発電システムの全国同時多点計測による日射面特性解析( 1 ), H11 太陽エネルギー学会等研究発表会, No.20, 同志社大学, 1999.11.25-26.
- (45) 川口, 黒川, 野崎: 電気二重層コンデンサを併用した独立型太陽光発電システム, H11 太陽エネルギー学会等研究発表会, No.127, 同志社大学, 1999.11.25-26.

<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 1 2 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 1 7 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分析, 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, IEA0CERT 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: PV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PVインバータの動作解析-PV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IV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分析, 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: PV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.Doi, 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，学士会館，2001.11.09
  - (43) 野田，水野，小泉，黒川：太陽光発電が連系した配電系統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

：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 [2000年～2002年]

## 世界へ向けた長期的な産業戦略が望まれる



昨年は6月に新エネルギー部会答申が出され2010年度までに482万kWの太陽光発電導入を目指すこととされ、ほぼ従来と同水準の目標に落ちついたが、蓄電池つき連系システムを一部導入していくことが盛り込まれるなどの経緯もあった。また12月には、同部会新市場拡大小委員会から新エネルギー導入を促すためのRPS制度の枠組みが提示された。しかし、導入義務(クォータ対象者に消費者は含まれないことから同制度のみでは太陽光発電導入目標の達成は困難であり、「導入熟度」を考慮した別途対策が不可欠であることも明白である。

これらの議論を通して21世紀の世界エネルギー供給がどうなっていくかという長期的な視点に欠けることが気にかかった。

とくに2020年以降の需給構造は大きく変わるものと見られ、再生可能エネルギーのウェイトは高まることこそあれ低まることはない。こういった基調からすれば2010年目標は当然の通過点であり、その位置付けを明確にするためにも、2020年以降の長期目標設定のための議論へ速やかに移行すべきである。欧米やIEAでの2020年を含んだ長期計画論議は、一般的なエネルギー需給や温暖化問題に関して活発な議論が見られる。これに対し国内での問題意識は遅れているように見える。

昨年12月発表の欧州太陽光発電工業会EPIA/グリーンピース共同の2040年を含めた2020年導入ビジョン<sup>(1)</sup>では、2020年までに10億人の電化と200万人の雇用創成をうたっている。2020年世界累積で207GWの太陽光発電設置を予測、2040年には全世界電力需要の26%に相当する9113TWhを供給できるといっている。これは9000GWの設備に相当する(等価稼働時間1000時間程度を仮定)。

また、昨年7月のG8再生可能エネルギータスクフォース報告でも再生可能エネルギー多様化シナリオを発表した。太陽光発電設置量を2020年に118.8GW、2030年に655.8GWと想定している<sup>(2)</sup>。

従来から知られている米国DOEロードマップ<sup>(3)</sup>の2020年世界累積70GW(米国分15GW)や、日本版ロードマップ<sup>(4)</sup>に記載された2020年国内累積23~35GW、2030年に52.5~82GWと比較してみると21世紀の世界市場への見通しにおおきな観点の違いを感ずる。日本版では2030年の頭打ちも気になる数字である。21世紀のエネルギー事情から議論を進め、世界市場に対する見通しを論じておく必要がある<sup>(5)</sup>。現在、策定が進められている太陽光発電産業ビジョンでは長期を見通し思考の壁を打破し、世界へ打って出てほしい。

- [1] Greenpeace, European Photovoltaic Industry Association: Solar Generation - Solar Electricity for over 1 Billion People and 2 Million Jobs by 2020.
- [2] G8 Renewable Energy Task Force: Chairmen's Report Annexes, July 2001. (沖縄サミットを契機に設定されたタスクフォースの報告)
- [3] Solar-Electric Power - The US Photovoltaic Industry Roadmap, April 2001.
- [4] 太陽光発電技術開発ロードマップ抜粋, 新エネルギー技術戦略検討会, March 2000.(PVTEC ホームページ)
- [5] 原書: Hermann Scheer: Solare Weltwirtschaft, Verlag Antje Kunstmann GmbH, 日本語訳: ソーラー地球経済, 小泉みね子訳, 岩波書店, 2001年12月.

## 21世紀世界の主役「太陽光発電」

東京農工大学  
黒川浩助

### 太陽光発電システムの新展開

よく知られているように、経済産業省総合資源エネルギー調査会新エネルギー部会では、1999年12月から2001年6月までに計18回にわたる審議を重ね、2010年におけるわが国の新エネルギー導入見通しや導入方策について「今後の新エネルギー対策のあり方について」と題する答申をまとめた。その中で新エネルギーの導入見通しについては、現行対策維持ケースとして総計878万キロリットル（一次エネルギーの1.4%に相当）と見積もり、目標ケースでは総計1910万キロリットル（一次エネルギーの3%程度に相当）とした。各エネルギー別に対しては、表1のような見通しを示した。風力発電の最近の躍進を反映して、2010年目標ケースが従来の10倍の300万kWに修正されたのが大きく目立つ。

表1 供給サイドの新エネルギー導入目標

	1999年度実績		2010年度見通し/目標				
			現行対策維持ケース		目標ケース		
	原由換算 (万キロリットル)	設備容量 (万kW)	原由換算 (万キロリットル)	設備容量 (万kW)	原由換算 (万キロリットル)	設備容量 (万kW)	2010/1999
<b>(発電分野)</b>							
太陽光発電	5.3	20.9	62	254	118	482	約23倍
風力発電	3.5	8.3	32	78	134	300	約38倍
廃棄物発電	115	90	208	175	552	417	約5倍
バイオマス発電	5.4	8.0	13	16	34	33	約6倍
<b>(熱利用分野)</b>							
太陽熱利用	98	-	72	-	439	-	約4倍
未利用エネルギー (雪氷冷熱を含む)		-	9.3	-	4,158	-	約14倍
廃棄物熱利用	4.4	-	4.4	-	14	-	約3倍
バイオマス熱利用	-	-	-	-	67	-	-
黒液・廃材等(1)	457	-	479	-	494	-	約1.1倍
新エネルギー供給計 (一次エネルギー-総供給/構成比)	693 (1.2%)	-	878 (1.4%)	-	1,910 (3%程度)	-	約3倍
一次エネルギー総供給	約5.9億 キロリットル		約6.2億 キロリットル		約6.0億 キロリットル程度		

(1) バイオマスの一つとして整理されるものであり、発電として利用される分を一部含む。

また、海外との対比を考慮し、水力などの在来型の再生可能エネルギーを含んだ目標数値についても表2のように整理した。この場合では、目標ケースで再生可能エネルギー供給分は7%程度に相当することとなる。また、燃料電池などの需要サイドの新エネルギーとして表3のような分野についても目標が定められた。

表2 再生可能エネルギーの導入目標

(単位：原油換算百万<sup>千</sup>バレル)

	1999年度実績	2010年度見通し/目標		2010/1999
		現行対策維持ケース	目標ケース	
新エネルギー供給計	7	9	19	約2.7倍
水力(一般水力)	21	20	20	約1倍
地熱	1	1	1	約1倍
再生可能エネルギー供給計 (一次エネルギー供給/構成比)	29 (4.9%)	30 (4.8%)	40 (7%程度)	約1.4倍
一次エネルギー総供給	593	622	602程度	

表3 供給サイドの新エネルギー導入目標

	1999年度実績	2010年度見通し/目標		2010/1999
		現行対策維持ケース	目標ケース	
クリーンエネルギー自動車(1)	6.5万台	89万台	348万台	約53.5倍
天然ガスコージェネレーション(2)	152万kW	344万kW	464万kW	約3.1倍
燃料電池	1.2万kW	4万kW	220万kW	約183倍

(1) 需要サイドの新エネルギーである電気自動車、燃料電池自動車、ハイブリッド自動車、天然ガス自動車、メタノール自動車、更にディーゼル代替LPガス自動車を含む。

(2) 燃料電池によるものを含む。

これらの審議を通して、太陽光発電システムについては、物理的限界潜在量を1億7300万kWと見積り、実際の潜在量を4200万~8600万kWとした。2010年におけるわが国の太陽光発電導入見通しを現行対策維持ケースとして総計254万kW(62万キロリットル)となるものとし、最大限の努力をともなった目標ケースでは総計482万kW(118万キロリットル)と見積もった。この試算のベースには、通常の住宅用PVのほか、光・熱ハイブリッドや蓄電池ありシステムの導入を想定していることも特徴である。

また、目標ケースの設定にあたってはその間必要になる政策資金についても必要額を評価し、今回の目標設定の参考としている。そのため、現行対策維持ケース、目標ケース共に、その前提として、電気事業による余剰電力購入メニューの継続を強く期待しているが、そのために生ずる総負担額(太陽光発電の買取料金と燃料相当分電力料金との差額)の軽減についての電気事業サイドからの強い要望に基づき、蓄電池つき連系システムについても一部導入していくことが検討に盛り込まれた。

電気事業者に新エネルギー導入義務を課すものとして、新エネルギー証書による導入義務(クォータ)の設定と達成に伴う証書の取得あるいは売買取引を想定したRPS制度の導入が新エネルギー部

会答申で方向付けされていたが、その基本枠組みについて、同部会の新市場拡大小委員会ですらに審議され、2001年12月に「我が国の実情に即した新たな市場拡大措置のあり方について」が答申された。これによるとクォータは競争的環境の確保を目的として新エネルギー別ではなく総計で示されるものとしたが、太陽光発電など技術発展途上にあるものについての「導入熟度」を配慮するべきであるとの指摘が多く寄せられ、同趣旨の記述が答申書にも盛り込まれた。義務対象者は、一般電気事業者、特定電気事業者、特定規模電気事業者（電力小売事業者）としており、消費者は含まれない。

太陽光発電は新エネルギー導入政策の重点分野のひとつと考えられるが、これと平行して各種の技術進歩・改良がまだ活発に行われていることが大きな特徴であり、これからの技術発展の可能性が他新エネルギーとくらべて各段に大きいことも指摘できる。昨年10月にミュンヘンで開催された「第17回欧州太陽光発電国際会議」では、2000名の参加者を集め、約900件もの発表が行われた。太陽電池材料・デバイスからモジュール・システムにわたっての広い分野で、多くの専門家・研究者により研究開発・改良がなお進行中であることを強く印象づけたばかりである。「導入熟度」について考える時にこの点を強く主張していきたい。

また、太陽光発電システムの多くは消費者・市民レベルのユーザーによる導入を主として想定したもっとも典型的な分散型発電システムであって、電気事業者レベルを対象に設置義務を課すような類いではないことであろう。どこでも誰でも導入でき、その総計がエネルギー・環境政策上大きな意味を生ずるといふ特徴を生かせるような、RPS制度を補強・補完することが可能な施策の採用が望まれる。

さらに、導入熟度を測る指標として、最終的に目指すべき可能な導入規模を知っておくことが大事である。つまり、2010年目標が最終的に達成させるべきゴールなのか、あるいは、2020年から2030年へ向けてもっと大きな市場拡大のチャンスやニーズがあるのかでは、長期展望を重視していく国家計画的な優先度合いは異なっても当然である。太陽光発電は、21世紀世界が当面していくであろうエネルギー・環境問題解決のために、全地球規模で導入していくべき再生可能エネルギーの旗手として、大きな期待を担っていく運命にあると思われる。2010年を超えて育てていくべき太陽光発電にあっては、2010年までにいきなり厳しい競争的な環境にさらすことが次代の発展にとって選択肢をせばめる結果をもたらすことにはならないか。むしろ、この間に、段階的に規模拡大とコスト低下の良サイクルに入っていきけるような、かつ産業の体力を蓄積させるための戦略がほしい。

## 太陽光発電産業ビジョン

繰り返すが、2020年以降の世界のエネルギー供給構造は大きく変わるものと見られ、再生可能エネルギーのウェイトは高まることこそあれ低まることはない。こういった基調からすれば2010年目標は当然の通過点であり、2020年以降の目標設定のための議論へ早期に移行すべきであり、むしろ遅すぎるともいえる。

まず世界のエネルギー需給見通しについては、すでにIEAでは数年前から2020年における値を地域・国別に発表している。（この中には当然日本の予測も含まれている！）もっとも長期の世界需給見通しについても今までに多く発表されているが、今後の世界のエネルギー需要拡大に対しては、概して再生可能エネルギーへの傾斜を指摘しているものが絶対多数派である。このような大きな流れの

中で世界の太陽光発電産業がどのようなポテンシャルを発揮できるか、欧州太陽光発電工業会 EPIA がキャンペーンを開始した<sup>(1)</sup>。

この見通しは、欧州太陽光発電工業会 EPIA がグリーンピースと共同で作成した「太陽発電」と題する 2040 年を含めた 2020 年導入ビジョンであり、副題を「2020 年までに 10 億人のための太陽電気と 200 万人の雇用を創成」としている。表 4 に示すように、2020 年には世界で 207GW の太陽光発電設置量を予測した。また、2040 年の太陽光発電についても全世界需要の 26% に相当する 9113TWh の発電電力量を予測している。この場合のシステム等稼働時間を 1000 時間程度と見積もれば太陽光発電設備 9000GW に相当するレベルである。

表 4 グリーンピース / E P I A 太陽光発電長期ビジョン<sup>(1)</sup>

摘 要	予 測 値	備 考
2020 年 世界太陽光発電電力量	276 TWh	全アフリカ需要の 30% に相当 OECD 欧州需要の 10% に相当 全世界電力需要の 1% に相当
太陽光発電設備	207 GW	
商用系統顧客	世界 8200 万人 欧州 3500 万人	
非商用系統顧客	世界 10 億人	
雇用創出ポテンシャル	世界でフルタイム 230 万人	
投資価値	750 億 ドル/年	
太陽光発電モジュールコスト	1 ドル/W レベルを達成	
累積炭素節減	CO <sub>2</sub> 換算 6 億 6400 万トン	
2040 年 世界太陽光発電電力量	9113 TWh	全世界電力需要の 26% に相当

出典：Solar Generation - Solar Electricity for over 1 Billion People and 2 Million Jobs by 2020, Greenpeace and European Photovoltaic Industry Association, Oct. 2001.

また、このような考え方に精神的なバックボーンを与えるものとして、欧州議会議員でもあるハーマン・シーア欧州太陽エネルギー協会(ユーロソーラー)会長の新刊著書「ソーラー地球経済」<sup>(2)</sup>が刊行された。21 世紀世界はエネルギー確保へ向かって集中的・独占的方向へ向かって進んでいこうとしている。平和的で持続的で多様性に富んだ発展を目指すならば、解決手段として唯一、太陽を基礎にした地球経済のみが可能にする。太陽エネルギー導入は産業連関パスの長さが短くローカルな意思決定が可能であると説き、世界的にも評判となりつつ書である。

ちょうど、太陽光発電協会 JPEA では 2010 年目標を目指した太陽光発電産業ビジョンの策定が進められていると聞いているが、国内での新エネルギー導入をめぐる議論や、太陽光発電の将来について、業界として大いに議論し自信をもって世の中に問い掛けていただきたい。本年の太陽光発電システムシンポジウムの時期はちょうどそれらの検討が固まる時期であろうと予想している。会議の背骨のトピックとして同ビジョンが発表され社会の議論を呼ぶものと期待している。

## 研究陣容の新陳代謝？

昨年も書いたが、近頃気にかかることがある。技術の空洞化である。

太陽光発電技術は 25 年余以前から継続的な国家プロジェクトの研究開発によって育まれてきた。順調に成長してきたといえよう。諸外国からもうらやましがられる程である。しかし、人的資源がずっと連続しているわけではない。長年月ゆえに第 1 世代あるいは 1.5 世代の研究者はすでに交代の時期を向かえている。

日本の繁栄は技術立国しかあり得ない。バブルがはじけたように経済中心立国では最後の担保はない。他国より先へ技術進歩を実現することでのみ優位を維持することが可能である。これによってのみ日本円の価値は保てるといえよう。

「技術創造立国？」しかし、これは神話かもしれない？

そと見には花が咲きかかった、われらが P V 日本隊。しかし、その実は、先人の蓄えた技術成果をいたずらに消費・食いつぶしながら得ている一時的な繁栄ではないか？そんな一抹の不安を覚える。技術の伝承が欠落してはいないだろうか？

現代の若者は環境志向である。太陽電池や太陽光発電，ソーラーカー，風力発電などの研究室は大もてである。優秀な学生が集まってくる。

おそらく、太陽光発電協会会員企業の多くにも、太陽電池や太陽光発電へ就職志望の若い人材が集中してきているはずだ。しかし、彼らの多くは太陽電池とは関わりのない職場へ配属されていく。太陽電池は宣伝塔か？こうした環境の中で、骨っばい優秀な学生は就職の機会を失う。人材育成・継承のサイクルが未完成の状況が将来の太陽光発電技術力に影響を与えないはずはない。今は太陽光発電産業にそんなゆとりはないのかも知れない。しかしジワーっと利いてくるポディーブローが将来の光発電ビジネスの力をそぐことにならなければよいが。金をつぎこめば自然に技術の完成度を高められるわけではない。もちろん資金が全くない場所で人を維持するのは難しい。しかし、技術知識はやはり人について廻るものでお金についているものではないということを学ばねばならない。

有為の人材を集めるには、明るい夢のある将来の絵が一番だ。夢のない分野に優秀な人材は育たないと考えている。産業からの高らかなメッセージが人を育てていく。

導入が進みつつある中でのシステム技術の課題は、市場に出回っている非常に多数のシステムの動作状況が充分把握され、生産現場へフィードバックされるかどうか非常に重要な課題になっている。これは製品の品質管理・性能向上のために不可欠なプロセスであり決して軽んずることができない。もともとシステム評価は制御することの難しい多様なフィールド条件に左右されることから、得られるデータから何が読みとれるかという点が大切なポイントである。また、方法論としても煩雑な点もあり、ポテンシャルの高い中立的な評価機関の存在・確立が望まれるところである。

モジュールの標準測定法についても、日本品質保証機構（JQA）から産総研と電気安全環境研究所（JET）の共同体制へ移行しつつあるが、現状では過渡的な空白状態にある。産業側で導入しやすい安価な評価測定技術体系に対する強い要望もでてきているところから、再検討も含めて今後検討が必要に思われる。

系統連系技術については、わが国が早い時点から独壇場を築き、IEA を通して国際技術移転してきたが、最近になり本課題に関する研究者が世界的に増加してきた。この点については、2001 年 10 月の欧州ミュンヘン大会でも系統連系技術が会議トピックとして多く見られたところである。とくに IEA の Task 5 の欧州メンバー共同による単独運転の発生確率とリスク評価の発表では、実際のオランダの配電系統で、[発生確率] = [電源停電率（統計データ）× 負荷一致確率]と定義して観測を実施した。結論として、有効電力が降り合う確率は低く、無効電力の一致確率はきわめて低く、両者の同時発生は事実上ゼロである。400W 以下のアレイサイズでは皆無と報告した。詳細は、2002 年 1 月末にオランダで行われるワークショップにて報告されたはずである。

一方の国内では、系統連系技術研究の牽引車であった電気事業の研究のアクティビティが極端に下がりがつあり憂えるべき状況にある。代替するものとして電力ネットワーク構築に関する大学や公共研究機関等の新しい研究グループの形成が急務に思われる。

### 新しいシステムプロジェクト

個別の住宅用システムがニュータウンなど特定の地域に集中的に設置されると、オランダアメルスフールトの 1MW ニューランドで示されたように、集中調達により大幅な低コスト化が図れるとともに、個々の導入で問題になる配電線への限界導入容量を超えた導入が可能になる。集中導入を前提とした全体システム構成を取ることも可能になり、いわゆるコミュニティシステムが実現できる。筆者も「地域面展開」としてこの種のシステムの提案を古くからしてきた。一時、「いわきプロジェクト」で実現するかに見えたが、理想と現実の差は大きく、住宅団地内の個別住宅への PV 設置は進まなかった。オランダでニュースローテンやアメルスフールトが実現したのを知ったときさびしい気持ちを味わった。

その後の、ヘルネの 1MW ショッピングモールやミュンヘン見本市の 1 MW システムの実現についても、筆者らが提言していた、商業地域や工業団地への導入の類型である。PVTEC にあった利用システム分科会(H5～H6 年度)では、住宅団地として実際の戸建て分譲地域と中層住宅地域、商業地域として郊外型スーパーとショッピングアーケード、都心地域としてえびすガーデンプレイス、工業団地として佐倉第 3 工業団地を選んで、集中導入のケーススタディを実施した。街づくりのために都市計画の専門家も招聘して熱心に議論した。検討結果は傾聴に値する内容を多く含んでいたと考える。これらの検討手法は地域新エネルギー導入ビジョンなどの検討で参考にされたのではないかと思われるが、残念ながら提案した計画はほんのちょっとのつまみ食いではお蔵入りになっている。ところがまた、これらの調査報告書を引っ張り出してきた。NEDO が「集中連系型太陽光発電システム実証研究」なる新プロジェクトに着手する気配が見える。

ミュンヘン会議のトピックでもコミュニティなどの大型システム隆盛についても指摘がある。同会議でも発表されたミュンヘン見本市の 1 MW システムのシステム出力係数は 80%台を安定的に維持しており、大型システムの維持管理面でのメリットを發揮している。

欧州での大型プロジェクトがまたひとつ姿をあらわした。最新ニュースではオランダの花博「フロリアード 2002」会場<sup>注</sup>における 2.3MW システムの完成が間近いと報告されている(図 1 参照)。4

月には、同花博もオープンし、「花の国オランダ」と「PVの国オランダ」を世界の人々にアピールすることになる。我が国でも、岐阜ソーラーアークの完成が報じられ、NEDOによる集中連系型太陽光発電システム実証研究計画についても早期の実現を期待したい。

注：10年に一度開催されるオランダ最大の花と緑の博覧会「第5回フロリアード2002」(Floriade 2002)が2002年4月6日から10月20日の間に開催される。会場はスキポール空港の隣町であるハーレマーメーアである。



図1 オランダ「フロリアード2002花博」建設中会場に完成した2.3MWソーラーroof(部分)

この他の新しい動きとして、NEDO地域コンソーシャム研究制度において、ACモジュール用マイクロインバータの開発が産学連携体制で2000年度から3年間の予定で発足しており、順調な開発が続けられている。この他にも各種会議での底流を見ていくと、モジュールの新構成や自動化製造プロセスのための新シーズが散見されるが、我が国での取り組みについてはこの種分野について必ずしも十分認識されておらず遅れが気になるところである。ミュンヘンでは高層ビルでのTV波反射抑制に効果が期待できる電磁波吸収PVモジュールが新しく提案された。モジュールリサイクルについては、有機溶媒法、流動床法に加えて、超臨界水も登場してきた。また、それぞれ問題点も感じられるが、モジュール関連技術として研究開発プロジェクト化が望まれる分野である。

IEA Task IXとして取り上げられている途上国向けのSHS(Solar Home System)や電化が国際ビジネス市場としての関心事である。わが国太陽光発電産業としての取り組みは、国内市場に対するものと比較して極端に弱い。例えばNEDO国際実証研究を拠点とし、ODA案件への円滑な移転等により、点から線・面へ進展していくことを期待したい。国内各関係機関の連携を図る動きもあったが動きは鈍い。この分野に関連して、第1回モンゴル太陽光発電会議MOPVC-1において、モンゴル遊牧地域における太陽光発電導入プロジェクト「10万ゲル計画」の実施が伝えられた<sup>(3)</sup>。同地域については、IEA Task VIIIでまとめられつつある砂漠システムの開発シナリオにおいても関連が深く、今後このシナリオに沿った国際協力プロジェクトの実現も望まれるところである。日本がリーダーシップを発揮している数少ない切り札のひとつでもある。

[ 参考文献 ]

- (1) Solar Generation - Solar Electricity for over 1 Billion People and 2 Million Jobs by 2020, Greenpeace and European Photovoltaic Industry Association, Oct. 2001.
- (2) 原書: Hermann Scheer: Solare Weltwirtschaft, Verlag Antje Kunstmann GmbH, 日本語訳: ソーラー地球経済, 小泉みね子訳, 岩波書店, 2001年12月.
- (3) N. Enebish, Ya. Jambaa: The national photovoltaic program "100,000 Solar House (Ger) in Mongolia", 1<sup>st</sup> Mongolian PV Conf. Ulaanbaatar, Sept. 5-6, 2001.

## 私の学生時代



工学部電気電子工学科 教授 黒川浩助

自分は、付属高校から都の西北にある某大学の電気工学科に入学した。受験戦争を経ずに入学してきた学生の実力差は歴然としていた。付属は男子校、学科は女子学生ゼロ。まわりは浪人生だらけ。ある焦りを感じ、自分にないものが得られそうな全学の文化系サークルへ入部した。安保闘争と学園紛争の狭間の安定した4年間だった。

口を開くことすらできなかつた1年生時代から、部室の片隅に辛抱強くずっと座っていた記憶がある。サークルの友人を探すときには、雀荘へ行けばよかつた。商法文教政経に混じって理系は少数派。バス10数台のお客を集めて行く年2回のバスハイク事業の添乗員や、サークルで運営していた箱根の大キャンプ場でのきついタコ部屋での共同生活。まわりの猛者にもまれながら、なにがしかの社会性と思いやりの心を育てることができたと思っている。

一般教養と専門でクラスが違った。他学科の友人を多く作ることができた。実験は大好きだった。授業への参加率は、部室や喫茶店・図書館よりもずっと低かつたと思う。しかし、電気は好きだったので学期末には友人のノートで集中独習。ときどき15番の都電で神田の古本屋へ行って専門の参考書を買ってあさった。ついでに文庫本の小説も買った。

家庭教師のアルバイトのほかに夏・春休みに1ヶ月ずつアルバイト。いつも違う職種を選んだ。電機会社の大型梱包作業では木工機械の操作を、町工場ではけとぼしプレス機、蛍光管工場ではガス切断や電気溶接、どれも後の研究生生活で役に立った。草加あたりの踏切でマンホールに潜り、電車の来るたびに地電流の測定もやった。電食対策の基礎データを電電公社へ納めるために近所の旅館に缶詰になった。某石油会社の計算センターでIBMの大型機を使ってフーリエ分析のFORTRANプログラムを作成したのは2年の春休みだった。この時の報告書は運のよいことにインターンシップ単位に認定された。アルバイト料はサークルの調査旅行で消えた。おかげで日本中を旅することができた。アフリカ探検を計画したが某教授から強く止められた。

学科では、裏磐梯への新人歓迎1泊旅行の幹事をやった。3年春休みには120人の同級生を連れて数泊の企業見学旅行を山陽道から長崎まで企画した。行く先々で大歓迎を受けた。4年の5月には推薦・無試験で全員の就職が決まってくる中ひとり公務員試験上級甲の受験勉強に集中。10月になって決まった電気試験所(のちの電子技術総合研究所)へ入るためには上位合格が必須だった(ここの事情は田原総一郎「知の旗手」に紹介あり)。4年の最後に卒論単位の一部として卒業試験があった。科目別に教授を回った面接試問で習わなかつたことが多くでた。たとえば、電流計の運動方程式を書かせ、制動係数は実際にどうやってコントロールするのかと聞かれた。専門書を読みあさっていたから楽勝であった。卒業試験でトップを取つたので指導教授は大喜び。そのおかげか顔を覚えていてくれ、ずいぶん経ってから論文博士をいただくことができた。

## TOWARD LARGE-SCALE PV POWER GENERATION

Kosuke Kurokawa

TUAT - Tokyo University of Agriculture & Technology  
2-24-16 Naka-cho, Koganei, Tokyo, 184-8588 Japan

### ABSTRACT

This paper describes recent progresses mainly in Task VIII: Study on Very Large Scale Photovoltaic Power Generation "VLS-PV" System as a part of IEA PVPS Programme, which is international R&D collaboration programme organised by International Energy Agency. This Task discusses about large PV installation up to 1 GW in world desert areas. A preliminary feasibility study has already shown a bright future. Since a large scale PV system installation may affect its surroundings, the study covered the various key aspects of the VLS-PV such as PV technology, system configuration, system cost structure as well as environmental issues, socio-economic issues, economic/financial issues, institutional/ organisational issues. Some of studied results and tentative suggestions are explained.

### INTRODUCTION

Very Large Scale Photovoltaic Power Generation systems - VLS-PV, it may be pointed out that it is a kind of dream! This is not a story at the present phase. This deals with the future tense of human society.

It might require a lot of imaginations. It is felt that a kind of dream or imagination is really welcome to this task and is worth while to discuss them for the future generation, children or grand-children. People have to imagine their lives after 30 years or 50 years, even 100 years since energy technology requires a longer lead-time to reach. In this sense, studies in terms of VLS-PV will include plant design by extending present technologies as well as to discuss basic requirements for PV energy in the future energy-supplying structure, social impacts to regions, and local and global environmental impacts.

It may be known that very large deserts in the world have a large amount of energy supplying potential. However, unfortunately, around those deserts, their population is quite limited, generally. Then, too much power generation by PV systems means worthless. Again, however, it is expected that renewable energy will be an important generation option for the 21st century as a response to global environmental problems as pointed out by COP-3 in Kyoto. It is anticipated that with global population growth and

economic growth the demand and supply of energy will be very tight, especially for developing countries. New energy sources and related technologies will have to be advanced with sufficient lead-time. It is quite possible that photovoltaic technologies will provide one of the major energy sources in the future. These circumstances have become the backbone and motive force of VLS-PV works.

After the first phase of this feasibility study in 1998 [1], a framework was organised to continue this effort as IEA PVPS / Task VIII with 4 year work plan until 2002 [2]. The objective of the Task is to examine and evaluate the potential for VLS-PV systems with capacities of over-multi-megawatts to giga-watts. The key factors that enable VLS-PV to be viable will be identified and regional benefits will be clarified as well as long-term global environmental benefits. Mid-term and long-term scenario options for making VLS-PV viable will be proposed for some regions.

This international research collaboration is ongoing in co-operation with experts from the following countries: Israel, Italy, Japan, Korea, the Netherlands, Spain, United States, Mongolia.

### CONCEPT AND DEFINITION OF VLS-PV

Presently, three approaches are being considered to encourage the spread and use of photovoltaic power generation systems: establishing relatively small-scale residential PV systems off and on grid, 100 to 1000 kW mid-scale systems on vacant land, and expanding multi-megawatt systems on large areas of barren, unused land.

This third category is called very large-scale photovoltaic systems (VLS-PV). In such area, systems greater than 10 MW in aggregate can readily be accommodated in relatively short periods. The definition of VLS-PV systems can be summarised as follows:

- Size may range from 10 MW to 1 GW or even a few giga-watts, consisting of one plant or an aggregation of multiple units located in the same region and operated on a collective basis.
- Amount of electricity generated by such plant is considered significant for the district, nation or

region.

- Systems can be land-based (mostly arid or semi-arid regions) or water-based (lakes, coastal, open waters), although water-based systems may not be considered in depth at present.
- Systems can be based in developing countries or developed countries, each having their special economic needs.

#### AVAILABILITY OF WORLD DESERTS

Solar energy is low-density energy by nature. To utilise it on a large scale, a huge land area is necessary. However, one third of the land surface on the earth is covered by very dry areas called "deserts". Among those, the total area of major 21 deserts corresponds to  $17.65 \times 10^6 \text{ km}^2$ . High-level irradiation and large spaces exist there. It is estimated that if a very small part of these areas, say 5%, was used for the installation of PV systems, the annual energy production would equal world energy consumption.

Rough estimation was made to examine desert potential by the assumptions of a 50% space factor for installing PV modules on the desert surface as the first evaluation. The total electricity production becomes  $1942.3 \times 10^3 \text{ TWh}$  ( $=6.992 \times 10^{21} \text{ J} = 167000 \text{ Mtoe}$ ), which means a level almost 18 times as much as the world primary energy supply  $9245 \text{ Mtoe}$  ( $107.5 \times 10^3 \text{ TWh} = 3.871 \times 10^{20} \text{ J}$ ) in 1995.

These are quite hypothetical values, ignoring the presence of loads nearby these deserts. However, at least these indicate high potential as primary resources for developing districts located in such a solar energy rich region.

Figure 1 also shows that the Gobi desert area between the western part of China and Mongolia can generate as much electricity as the present level of world primary energy supply.

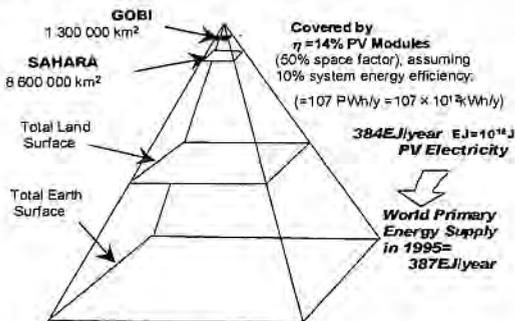


Fig.1 Solar Pyramid

#### WORLD 6 DESERT CASE STUDY

This case study example was originally made by the PVTEC Technical Committee on Very Large Scale PV Systems which is organised in the Photovoltaic Power Generation Technology Research Association

(PVTEC) under the R&D contract with NEDO, Japan. The original study was first presented at PVSEC-9, Miyazaki, in 1996 and also shown at the International Workshop on VLS-PV Systems, Tokyo, in 1997. The examples are a part of tentative results obtained by the ongoing work and are not the latest partly.

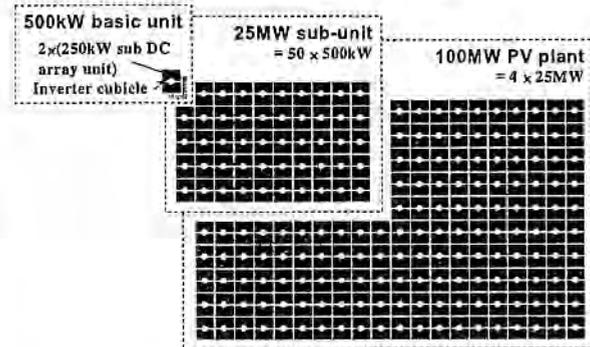


Fig.2 Schematic diagram of 100 MW PV power station [3]

The purpose of the work is to show the huge potential of PV systems in the world and to study the feasibility of large-scale PV plants. According to the tentative results of the work, possibilities are shown to realise electricity cost of 7.70 to 13.12 Yen/kWh for a 100MW plant located in any one of 6 desert sites in the world if PV module price is assumed at 100 Yen/W in consideration of site irradiation, local labour cost, and so on. In spite of the fixed flat plate, the cost can be maintained at a fairly low level. The station would comprise 10 sub-units by 20 units of 500kW optimised size sub-units as shown in Fig. 2.

Figure 3 also shows an example of their work. This illustrates a future image of network concept. The example assumed the Gobi desert area corresponding to Inner Mongolia in China. Power from VLS-PV will be sent to Beijing by utilising existing and new high

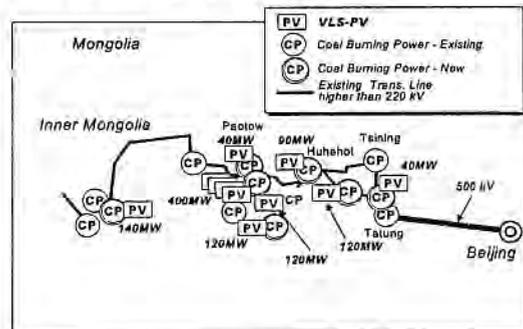


Fig.3 An example of VLS-PV concept co-operated with coal burning power stations and high voltage transmission lines

voltage transmission. The total capacity of VLS-PV ranges around 1 GW. National transmission lines to send coal burning power stations on colliery to Beijing already exist. If VLS-PVs are co-ordinated with those coal power stations in their operation, the utilisation

factor of transmission lines will be greatly improved compared with the case of single operation by VLS-PV without storage.

VLS-PV sites illustrated in the figure are selected near to coal power stations. Then, transmission facilities already exist and the co-ordinated operation will become much easier. For forming such networks effectively, both high voltage DC transmission (HVDC) and relatively low voltage DC systems (HVDC light) seem to be feasible.

Figure 4 illustrates an image of 1 GW class PV field consisting of a number of standardised 100MW unit stations. It is assumed that a desert will be exploited in combination with agricultural development and PV plant construction.

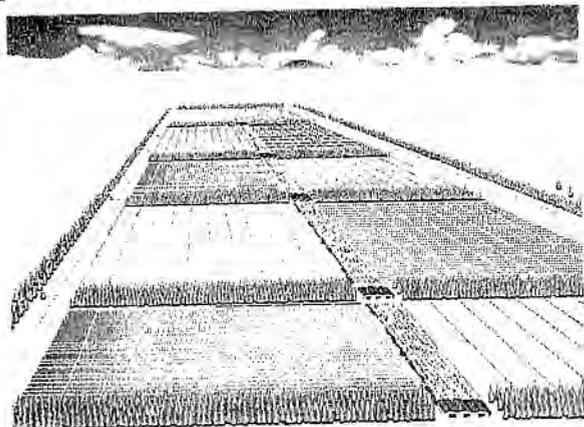


Fig.4 Image of VLS-PV System

#### REVIEW OF CASE STUDIES AND OTHER INFORMATION

From a preliminary analysis it has been found that the cost of power generation by VLS-PV systems appears to be promising and attractive in regions where solar irradiation is abundant as summarised in Fig. 5.

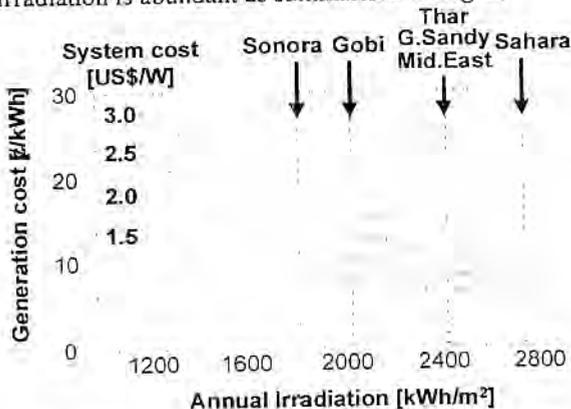


Fig.5 Indicative generation costs for different system costs and levels of annual irradiation

VLS-PV systems will affect the surrounding regions in terms of the economy, population and climate. A

large-scale demand for PV systems can have positive regional impacts in terms of reducing greenhouse gas emissions and inducing employment through PV infrastructure development. Large-scale PV module production will reduce costs, making VLS-PV technology more realistic and competitive.

The value of energy from VLS-PV systems can be much enhanced if operated in conjunction with existing electricity supply infrastructure. Synergistic operation in combination with other types of power sources is also promising. A gradual evolution of multi-national networks can be expected in some regions.

At present, the PV market is supplied mainly by crystalline silicon technologies but a number of current research and development activities are likely to see break-throughs in advanced materials and PV cell fabrication processes. The forecasted price of photovoltaics ranges widely with a low of around US\$ 1 per watt for thin film technology being seen as feasible. In our stance for the VLS-PV, we have decided to consider things more positively for the future.

There is evidence that international institutions are now more interested in photovoltaics for use in developing countries. There will be a need for greater use of international institutions in facilitation VLS-PV systems in developing countries.

There were other valuable case studies. Sahara Desert case in conjunction with power transmission option was studied by Italian experts. According to this suggestion, desert PV energy can be delivered to Europe through a Mediterranean power network.

Environmental impacts were also examined and analysed because of such large scale introduction to deserts. Generally speaking, PV power plants give quite positive effect to the environment such as carbon dioxide reduction, other GHG suppression, meaningful energy pay-back-time [1], [4].

Regional socio-economical impacts such as induced employment and industrial production were also examined with respect to Gobi/China region by an approach of Input/Output Table. The tentative conclusion of this study is summarised as shown in Table 1. Benefits by VLS-PV seem to be unexpectedly attractive for the region.

#### TECHNOLOGY TRANSFER AND SUSTAINABLE DEVELOPMENT [4]

Recently, P. Menna and F. Paletta proposed technology transfer scenario, in which p-Si module assembly line will be introduced to Sahara Desert area. To extend this to sustainable scenario in the region, K. Kato submitted a case study as shown in Fig.6. K. Komoto

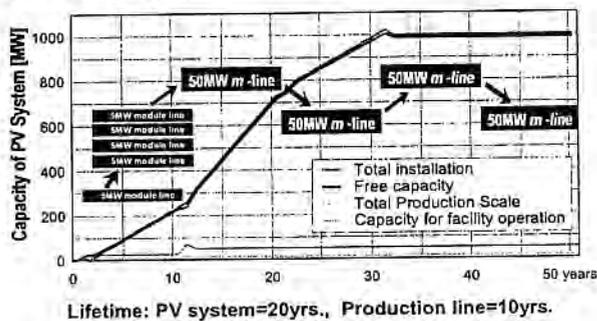
**Table 1 Induced impact to Gobi/China region by the construction of 1 GW VLS-PV**

Items	Impacts
Induced Production	2376 Million \$* *2 times more than Final Demand: construction cost.
Induced Employees	2.58 Million Persons
Compensation for Employees	238 Million \$

**Assumptions:**

- PV module cost = 100 ¥ = 0.77 \$;
- Including regional production of PV modules and BOS as well as system construction;
- Based upon 1992 I/O table consisting of 33 sectors.

also prepared I/O analysis for this sustainable development. P. van der Vleuten provided fundamental data for the evaluation of thin film technology version.



**Fig. 6 A sustainable development scenario image by introducing PV module assembly factory into a region**

According to this example, Task VIII has become real international collaborative work. Since a Mongolian expert also joined fortunately this year, information concerning real desert conditions is to be provided.

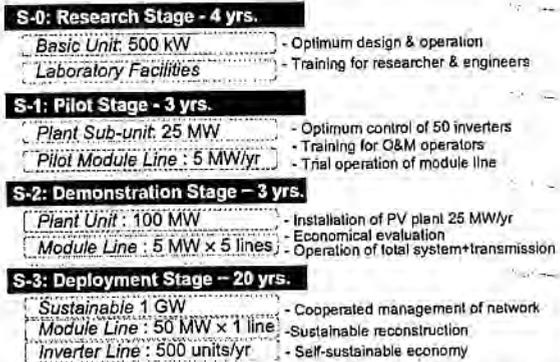
**SYNTHESIS IN A SCENARIO FOR THE VIABILITY OF VLS-PV'S DEVELOPMENT**

Basic case studies were reported concerning regional energy supply by VLS-PV systems in desert areas, where solar energy is abundant. According to this report, the following scenario is suggested to reach a state of large-scale PV introduction.

Generally speaking, since regions around a desert do not tend to be well industrialised, knowledge about PV technology has to be disseminated at first. To begin from this early stage, a possible scenario is suggested as shown in Fig.8.

The bulk systems around 100MW may be installed individually at some places at first when a phase

reached Stage-3. Then, it will be interconnected with each other by power network afterward, incorporating with regional electricity demand growth. It contributes to load levelling and the improvement of power fluctuation. Finally, the district will become a large power source. A further scenario may also be followed.



**Fig.8 A possible scenario to reach giga-watt stage suggested by the PVTEC study Committee**

[S-4] The regional network will be connected to a primary transmission line. Generated energy can be supplied to a load centre and industrial zone. Total use combined with other power sources and storage becomes important for matching to the demand pattern and the improvement of the capacity factor of the transmission line.

Furthermore, in the case of a south-to-north inter-tie, seasonal difference between demand and supply can be adjusted. An east-to-west tie can shift peak hours.

[S-5] Finally global network will be developed. Most of the energy consumed by human beings can be supplied by solar energy. A break-through of advanced energy transportation seeds will be expected on the long term basis such as superconducting cable, FACTS(flexible AC transmission system), chemical media, etc..

**ACKNOWLEDGEMENTS**

Finally, the author would like to express his thanks to all the participants of IEA PVPS / Task VIII.

**REFERENCES**

- [1] A preliminary study analysis of Very Large Scale Photovoltaic Power Generation (VLS-PV) systems, Report IEA-PVPS VI-5 1999:1, May 1999.
- [2] P. Menna: VLS-PV capability, S-1, PVSEC-12.
- [3] M. Ito, et al: A preliminary study on potential for very large-scale photovoltaic power generation system (VLS-PV) on the Gobi desert from economic and environmental viewpoints, 7-6, PVSEC-12.
- [4] K. Kato: VLS-PV feasibility and sustainability, S-2, PVSEC-12.

# THE STATE-OF-ART IN PHOTOVOLTAICS

PROFESSOR KOSUKE KUROKAWA

TOKYO UNIVERSITY OF AGRICULTURE AND TECHNOLOGY  
Naka-cho, Koganei, Tokyo 184-8588, Japan  
Tel: +81-42-388-7132 Fax: +81-42-385-6729 E-mail: kurochan@cc.tuat.ac.jp

## ABSTRACT

The paper reviews the principal characteristics of photovoltaic power generation (PV) systems firstly and briefly as a solar energy utilization apparatus as well as dispersed power system. The possible wide variation of system configuration and size enables many types of applications such as consumer goods, small stand-alone systems, solar home systems (SHS), rural village electrification, grid-connected roof-top residential systems, building integrated PV modules (BIPV), multi-megawatt centralized power station and very large scale PV systems (VLS-PV). Selectable types of PV arrays are: fixed flat-plate, one-axis flat-plate-tracker, non-imaging fixed concentrator, trough concentrator, 2-axis point-focus concentrator, etc.. The paper also briefly summarizes world and Japanese activities concerning photovoltaic systems including those for residential use, which is one of the major targets for a domestic alternative energy supply. Fiscal year 1999 marked the 25th anniversary of the Sunshine Project that was initiated in July 1974. The Sunshine Project was subsequently reorganized into the New Sunshine Program to include renewable energy, energy conservation and environmental technology. The major target of the Photovoltaic Technology Development Project in the Program, from an early stage of R&D, has been focused on utility-connected, residential applications mounted on roofs. Recently, it can be considered that technologies for the target have been fundamentally established and a series of new activities have been introduced to promote the commercialization and diffusion of PV systems. To review those activities, several condensed tables are presented, i.e., R&D history of residential applications, recent trends in regulation and code improvements, and new institutional activities to disseminate PV systems.

## 1. ADVANTAGES OF PHOTOVOLTAIC SYSTEMS

### 1.1 World Energy Tendency

In considering the future energy problems, basic conditions and tendencies may be summarized as follows:

- (1) World energy demands will rapidly expand toward the middle of the 21st century, due to the world economic growth and population increase.
- (2) The sustainable prosperity of human beings cannot be expected any longer if global environmental problems are ignored.
- (3) Although the need for nuclear power generation will enlarge as a major option, difficulties in its siting are getting more and more notable at the same time.
- (4) Alternatively, renewable energy is considered to possess large potential as well as providing energy conservation, carbon-lean fuels and CO<sub>2</sub> disposal/recovery.
- (5) The share of electric energy is rising more and more as secondary energy.
- (6) Thinking about the long lead time for the development of energy technology, it is urgently

necessary to seek new energy seeds applicable for the next generation.

Accordingly, one major option is apparently to utilize renewable energy resources. Continuing efforts to develop renewable energy technologies over the next 15 years are considered to be even more necessary.

## 1.2 Solar Energy Resources and Potential

Solar energy is an origin of almost all of renewables as illustrated in Fig.1. Incoming radiant energy from the sun to the globe can be estimated as 172 500 TW ( $TW = 10^{12} W$ ) by the multiplication of solar constant,  $1.353 kW/m^2$ , by the cross section of the earth,  $1.275 \times 10^{14} m^2$ . Approximately 70 % of this energy, 120 000 TW, enters the terrestrial sphere and then becomes an energy origin to drive a variety of natural energy flow and phenomena. It reaches the atmosphere, hydrosphere, upper lithosphere and biosphere. From the lower lithosphere, geothermal energy also flows out, which is not of solar origin. Its percentage is not so large compared with the solar quantity. In addition, another smaller form of non-solar content is induced by the gravitation of the moon, i.e., tidal energy<sup>(1)</sup>.

Since solar energy flow is distributed place to place, its density tends to become weak or uneven. This may be a main reason for difficulties in the efficient and economical utilization of renewables.

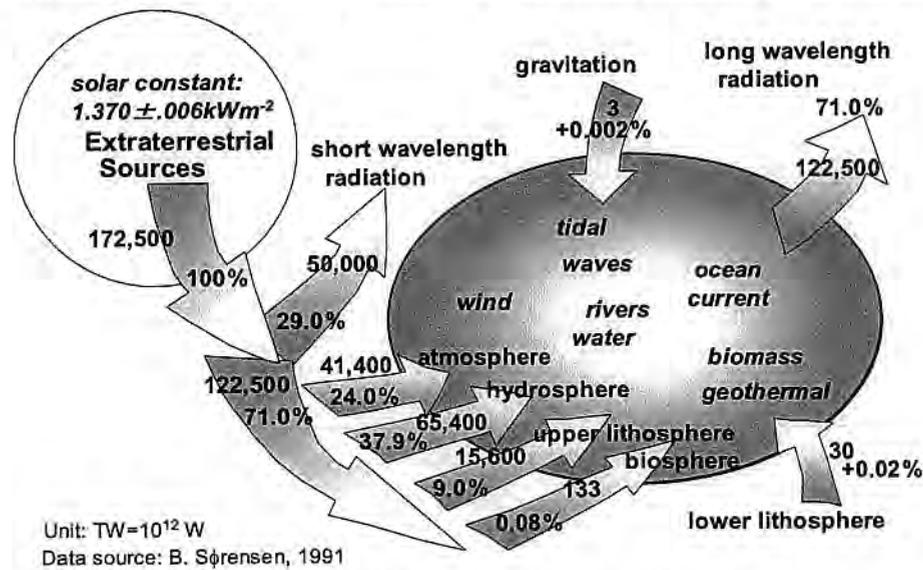


Fig.1 Renewable Energy Balance on the globe

As shown in Fig.2, the overall capability of solar energy is enormous on the earth. If the Gobi desert area between the western part of China and Mongolia is covered by ordinary PV modules nowadays with the space factor of 50%, it can generate electricity as much as the present world primary energy supply<sup>(2)</sup>.

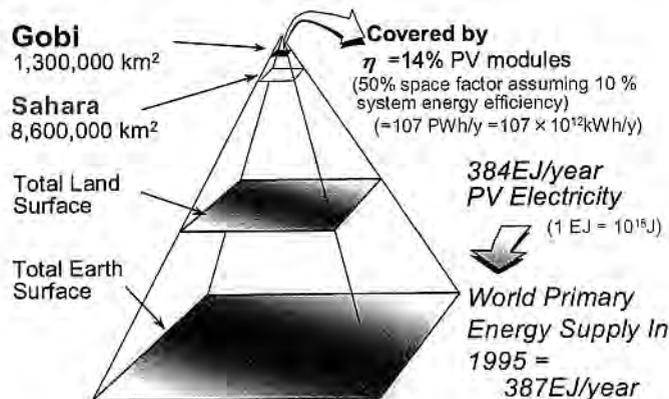


Fig.2 Solar pyramid showing the capability of solar energy

These are quite hypothetical values, ignoring the presence of loads near by the desert. However, at least it is indicating high potentials as primary resources for developing districts located in such a solar energy rich regions.

### **1.3 General Overview of Photovoltaics for the Future**

It is believed that PV systems are very effective for eliminating the green house effect. In principle, features in PV system utilization are summarized as follows.

#### **(1) PV systems as solar energy utilization**

Since photovoltaics are one kind of solar energy utilization means, it has common features with other types of solar energy.

- Enormous total amount,
- Inexhaustible, renewable energy,
- The cleanest energy without emissions into environment,
- Usable everywhere on the earth without extremely uneven distribution,
- Deviating hour by hour and affected by the influence of weather.

#### **(2) PV systems as solid state, static device**

A photovoltaic system also has characteristics as a semiconductor device because photovoltaic cells are manufactured by semiconductor technology:

- Simple, direct energy conversion device,
- Light-weight enough for roof-top installation, aiming at efficient land utilization,
- Easy handling and maintenance-free system without rotating parts,
- Free selection of system scale by modular building-up configuration,
- No fuel transportation required for remote site,
- Flexible, economical investment plan attainable through short term construction.

#### **(3) PV systems as decentralized energy systems**

Normally, it is said that PV systems are appropriate for decentralized power generation rather than a central power station.

- On-site station free from transmission/distribution losses and costs,
- Flexible facility construction plan to meet local demands,
- Higher overall reliability obtainable because of small influence of individual system-down,
- Possible improvement of distribution grid characteristics by using high speed control of power conditioners,
- Useful for energy resource diversification of a certain region.

Since, by a simple calculation as described later, a large amount of PV installation is obtainable by using unused land throughout the world, studies about VLS-PV are to estimate whether it is feasible to ignore some of the advantages for decentralized systems.

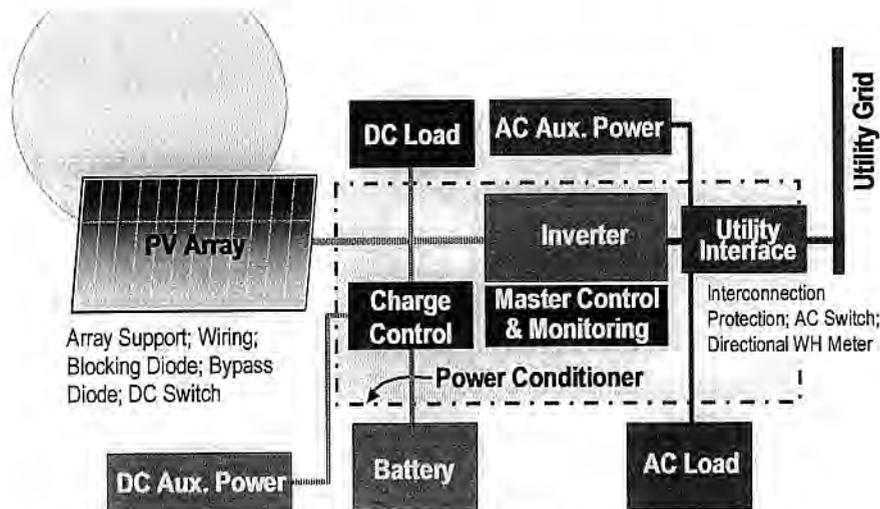
## **2. PV SYSTEM TECHNOLOGIES**

### **2.1 General configuration of System**

Figure 3 shows the generalized configuration of PV systems. A minimum system can be composed of a PV module and a directly connected DC load. On the other hand, all the components indicated in the figure can be put together for complicated application. These components are selected to meet the purpose of a PV system to be designed.

In a stand-alone system, battery storage system is required to adjust a gap between solar radiation patten and load profile. If ordinary electric appliances designed for commercial AC system are to be driven

by a PV system, an inverter is necessary. If the utility grid exists where a PV system installed, grid interconnection realizes quite convenient system for user.



**Fig.2 Generalized configuration of PV systems**

## 2.2 Various Technologies and Issues

The author emphasizes the following keywords in different technological categories: module related technologies, inverter related technologies and system related issues. Some of them are described in detail in the following sections.

### (1) Module related technologies:

- New PV cell technology innovation
- Building integrated PV module ... BIPV
- AC module.
- New module fabrication process without interconnectors between cells.
- Tracking, concentrators
- Long-term operation: EVA; degradation
- Decommissioning: 3 R's ... reduce, re-use, recycle.

### (2) Inverter related technologies:

- Low-cost, compact, PWM power electronics
- Controls: grid-connection, MPPT, grid parameter control (voltage, harmonics, ...), ...
- Islanding prevention measures; multiple invertors.
- One central big inverter, multiple of PCU, string inverters, Micro inverters for AC modules.
- SHS controllers: battery charger, stand-alone inverters.
- Life Time.

### (3) System related issues:

- System sizing rule for stand-alone systems with battery.
- Performance monitoring and extended system evaluation ... shading, mismatch, etc. can be identified by SV Method, which was developed by TUAT.
- Simulation: step-by-step annual operation, array I-V with different orientation and shading, battery operation, standard irradiation database.
- SHS for electrification.
- Grid-connected system without/with battery.

- Areal deployment ... community system.
- Very Large Scale PV System ... VLS-PV concept.
- Battery, energy transport, ... new storage concept with advanced seeds.
- International collaboration.

### 2.3 Solar Home Systems - SHS

World 2 billion population has not yet been electrified. Stand-alone, Solar Home Systems having the individual capacity of less than 1kW are one majority of attractive applications. The basic configuration of SHS consists of several PV modules and 12V battery with a charge controller, domestic load such as a fluorescent light and color TV.

There are many international collaborations concerning this matter. IEC TC82 has been discussing this issue for settling international standardization. IEA PVPS/Task 9 has been dealing with to promote SHS in developing regions with the collaboration of international financial institutions and organizations. GAP(Global Approval Program) has also been establishing practical standards for developing countries.

A typical example is shown in Fig.3 This mobile SHS was built for Mongolian nomadic family by NEDO's International Cooperation RD&D, the overview of which is also described afterwards. The advantage of this system is easily re-installable when a ger moves to other place. 200 sets of this type were delivered to nomadic family around mountains, grass lands and deserts in FY1992-1994. All the systems were planned to be monitored<sup>(3)</sup>..



Fig.3 Typical SHS for Mongolian nomadic family with 200W PV modules

### 2.4 PV Community System

If a number of PV systems will be connected individually to the utility grid in an urban area, maximum total capacity of those PV systems is said to be restricted to a certain level due to technical problems for their interconnection. One solution to overcome this issue is a concept of PV community system. This advanced concept brings technical and economical merits from total optimization by centralized interconnection of an aggregation of areally distributed systems. PV integrated community energy system concept is to be considered quite feasible under the possible liberalization of electricity retail market by deregulation in near future. Some of earlier examples can be seen in Europe such as Amersfoort 1MW solar town<sup>(4)</sup>, Herne 1MW shopping center<sup>(5)</sup>, Munich 1MW New Messe, etc..100 residential systems in New Sloten zone near Amsterdam with total capacity of 250 kW employed the concept of "rent-a-roof" and centralized interconnection<sup>(6)</sup>. The same concept was extended at the development of Amersfoort new town

### 2.5 Inverter Control and Grid Interconnection Issues

#### (1) Typical residential inverters

A large number of residential PV systems have been installed in Japan recently as described later. Typical grid connected inverters are characterized nowadays as follows.

- PWM inverters by FET or IGBT.
- grid interconnection with reversal power flow.
- Pmax tracking and islanding protection provided.

- Isolation of PV systems from the grid is attainable by standard frequency transformer, high frequency transformer and transformer-less, but the latter 2 options are majorities. In case of transformer-less inverter, DC leak current suppression function is also facilitated in the market.
- 100% power factor current-controlled voltage source inverter.
- current waveform controllable by instantaneous feed-back loop.
- stand-alone mode for grid service interruption.

### (2) Value-added control

The power grid parameter improvement can be achieved by intelligent control function of PV inverters. This concept is called value-added control. It is explained as follows.

- Grid voltage control by the control with lead or lag PF to keep value within voltage window.
- To avoid interconnection restriction due to voltage excess.
- To suppress fluctuation caused by PV operation.
- Possibility extended to new grid control technology.
- Merits for utilities but no incentives for PV users.

### (3) Grid interconnection issues

When PV systems are connected with the utility grid, the prevention of islanding phenomena is a critical measure. Islanding is defined as undesirable continuation of PV inverter operation when power grid is interrupted at the substation. During islanding, grid parameters are uncontrollable from power grid and controllable from PV systems. Total operational characteristics are determined by the sum of individual PV systems.

To detect islanding, various methods had been proposed by Japanese R&D and now has been being discussed internationally by IEA PVPS/Task 5. At the moment no international standards are decided yet. The methods are classified to 2 categories, *i.e.*, passive methods and active methods<sup>(7)</sup>. The former observes the variation of operational parameters such as voltage, frequency, phase angle, line impedance, etc.. For the latter, PV inverters controls operational parameters actively such as frequency shift control, power level modulation, etc.. Some other active controls at a substation were also proposed, but require additional facilities to the existing grids. In Japan the combination of one passive method and one active method is specified by the interconnection guideline.

After Kobe earthquake in Japan, stand-alone mode was allowed to fit in grid-connected inverters. When the grid is interrupted for long hours, PV systems are disconnected manually from the grid and then can be operated individually. Generally speaking, plural inverters cannot be operated in parallel in this stand-alone mode. It is a different level of technology and more sophisticated.

EMI issues by multiple inverters are also to be examined. Frequency spectrum varies compared with single operation. The most advanced concept of inverter technology is a value-added concept. In power distribution network, power electronics employed by PV inverters is most sophisticated technology and enables the active control of grid parameters such as grid voltage stabilization by phase angle adjustment.

## 2.6 AC Module and its Extension

Ac module is defined as a PV module having standard frequency and voltage AC output terminal<sup>(8)</sup>. Normally, it consists of one or two DC module(s) and a module integrated inverter, the latter of which is abbreviated MIC. A PV system can be composed by AC modules as shown in Fig.4. AC module technology in the current market can be characterized as follows.

- Typical AC module capacity of around 100W.
- On-board inverter (MIC) on the back surface of PV module.
- Built-in functions such as interconnection protection.

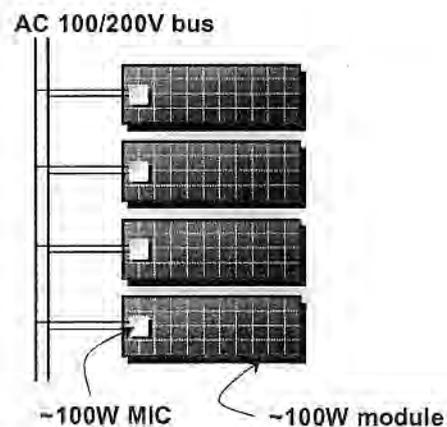


Fig.4 A PV system by using AC modules

- Full functions as a complete PV system even in case of one single AC module.
- Many commercial products in Europe and US.

Advantages of AC modules are summarized as follows.

- No necessity for DC wiring, the stability of which is not so reliable for longer term.
- Individual Pmax tracking for each AC module, which minimizes module mismatch in series connection.
- Any number of AC module can be freely allowed to form a parallel-wired array according to the shape of a given place although the number of series-connected DC module is only specified by string voltage given from inverter side.
- Seeking for mass production effects for inverter manufacturing as the same level of module.
- AC parallel wiring enables to compose larger systems.

## 2.6 Large scale Diffusion and Recycling

When a large scale diffusion achieved in the future, de-commissioning may cause environmental problem. Ordinary PV module is strong enough to withstand against very severe outdoor conditions. It means that it becomes very troublesome to destroy the module structure, which consists of glass, EVA and valuable Si wafers. There are several researches at earlier stages<sup>(9),(10)</sup>. BP Solar developed a thermal process by fluidized bed furnace<sup>(10)</sup>. This would be one of realistic solution at the moment.

This issue is reviewed as follows.

- The de-commissioning of a large amount of arrays has to be considered after their lives.
- A PV module is hard to be dissolved because of the necessity of long life for its outdoor operation.
- It is composed of laminated glass and transparent polymer film such as EVA. This structure is very tough mechanically and chemically.
- Although it seems to be impossible to recover silicon cells sandwiched by the lamination, there are some challenges.
- It is considered to be relatively easy to recover aluminum frame.
- It is necessary to develop a new structure for easy recycling.

## 2.7 Very Large Scale PV Systems - VLS-PV

### (1) World Energy Requirements and Renewable Energy Needs

It is expected that renewable energy will be an important generation option for the 21st century as a response to global environmental problems. It is anticipated that with global population growth and economic growth the demand and supply of energy will be very tight, especially for developing countries. New energy sources and related technologies will have to be advanced with sufficient lead-time.

It is anticipated that photovoltaic technologies will provide one of the major energy sources in the future.

### (2) Capability

Solar energy can provide all of the world's energy needs in the next century. The purpose of the study is to prepare for the effective large-scale utilisation of this energy resource.

A great deal of potential exists in desert areas around the world for capturing and converting solar energy into electricity. If appropriate technologies can be found, they will assist in solving energy shortages in countries surrounding desert areas.

Photovoltaic technologies are on track of becoming technically and economically viable for application at the very large-scale level.

### (3) Advantages and disadvantages of VLS-PV

The advantages of VLS-PV are summarised as follows:

- It is very easy to find lands around deserts appropriate for large energy production by PV systems.
- Deserts and semi-arids are, normally, high insolation areas.

- Estimated potentials of such areas can easily supply world energy needs in the middle of the 21st century.
- When large capacity PV installation is constructed, step-by-step development is capable by utilising the modularity of PV systems. According to regional energy needs, plant capacity can be increased gradually. It is an easier approach for developing areas.
- Even very large installation is attainable in a short period to meet existing energy needs.
- Remarkable contributions to the global environment can be expected.
- When VLS-PV is introduced to a certain region, other types of positive socio-economic impacts may be induced such as technology transfer to regional PV industries, new employment, economical growth, etc..
- The VLS-PV approach is expected to give a major, drastic influence on the chicken-and-egg cycle in the future PV market. If it does not happen, distance to VLS-PV may become a little far.

However, some disadvantages may also arise as describe below.

- Generally speaking, there are not large populations in deserts and semi-arids, to meet such a large potential in energy supply.
- If this ability is planned to be efficiently utilized in other districts, transmission will become one of the key issues because of the distance from the load centre. New seeds in energy transmission seem to be necessary such as long-distant HVDC transmission, super-conducting cables, hydrogen transport, etc..

#### (4) Review of Case Studies and Other Information

From a preliminary analysis<sup>(11)</sup>, which has been studied as Task VIII of the IEA PVPS implementing agreement, it has been found that the cost of power generation by VLS-PV systems appears to be promising and attractive in regions where solar irradiation is abundant as shown in Fig.5.

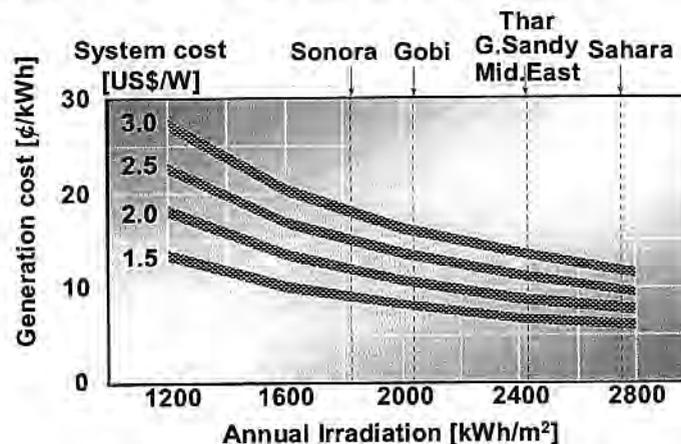


Fig.5 VLS-PV case study generalization

VLS-PV systems will affect the surrounding regions in terms of the economy, population and climate. A large-scale demand for PV systems can have positive regional impacts in terms of reducing greenhouse gas emissions and inducing employment through PV infrastructure development. Large-scale PV module production will reduce costs, making VLS-PV technology more realistic and competitive.

The value of energy from VLS-PV systems can be much enhanced if operated in conjunction with existing electricity supply infrastructure. Synergistic operation in combination with other types of power sources is also promising. A gradual evolution of multi-national networks can be expected in some regions. For forming such networks effectively, both high voltage DC transmission (HVDC) and relatively low voltage DC systems (HVDC light) seem to be feasible.

At present, the PV market is supplied mainly by crystalline silicon technologies but a number of current research and development activities are likely to see break-throughs in advanced materials and PV cell fabrication processes. The forecasted price of photovoltaics ranges widely with a low of around US\$ 1

per watt for thin film technology being seen as feasible. In our stance for the VLS-PV, we have decided to consider things more positively for the future.

There is evidence that international institutions are now more interested in photovoltaics for use in developing countries. There will be a need for greater use of international institutions in facilitation VLS-PV systems in developing countries.

A preliminary assessment indicates that VLS-PV systems provide environmentally friendly energy systems for global use. Ongoing activities has been performed<sup>(12)</sup> and will be completed at the end of year 2002<sup>(13)</sup>.

## 2.8 System Evaluation

### (1) Estimation of electricity production from PV systems<sup>(14)</sup>

Although the conversion efficiency of a photovoltaic cell can be clearly measured according to standard test procedures, it does not mean operational ability under outdoor conditions. Meteorological conditions vary from place to place. At least, irradiation and ambient temperature have to be known when one wants to evaluate output energy to be generated by a PV system at a certain site. In addition, conversion efficiency may be reduced to a certain level because of various site conditions and system specifications. In fact this might create troublesome problems. Theoretical background is given to define system parameters, which may affect energy production capabilities.

**Table 1** gives fundamental equations necessary for system sizing and evaluation. The first equation (1) shows energy balance between generated energy and consumed energy. The right-hand side is expressed by incident solar energy  $H_A \cdot A$ , photovoltaic conversion efficiency  $\eta_{PS}$  at the standard test condition (STC) and other efficiency  $K$  found in an actual PV system (normally  $K < 1$ ). The left-hand side is evaluated by considering load energy consumption  $E_L$ , dependence  $D_P$  of a PV system in the presence of other back-up energy and redundancies  $R$  for future load increase, safety margin, etc..

Conversion efficiency  $\eta_{PS}$  is simply defined by (2). Applying (2) to (1), PV array output power  $P_{AS}$  at STC is calculated by (3). This becomes quite helpful when PV array size is specified according to a given load consumption. Energy  $E_P$  generated by a PV system is evaluated by (4) for a specified array output capacity  $P_{AS}$ . Sometimes, equivalent sunshine hours  $Y_H$  and system yield  $Y_P$ , which are respectively defined by (7) and (8), are used to give  $E_P$  as shown in (5). When a PV system is monitored, system performance ratio is evaluated by (9), which is induced from (4).

**Table 1 Fundamental Equations for System Sizing and Evaluation**

Fundamental Equations	Parameter Definitions
<p>&lt;Energy balance&gt;</p> $H_A \cdot A \cdot \eta_{PS} \cdot K = E_L \cdot D_P \cdot R \quad \dots(1)$	
<p>&lt;PV efficiency definition&gt;</p> $\eta_{PS} = P_{AS} / (G_S \cdot A) \quad \dots(2)$	<p><math>H_A</math>: in-plane irradiation (kWhm<sup>-2</sup>)  <math>A</math>: array area (m<sup>2</sup>)  <math>\eta_{PS}</math>: PV efficiency at STC</p>
<p>&lt;Sizing&gt;</p> $P_{AS} = \frac{E_L \cdot D_P \cdot R}{(H_A / G_S) \cdot K} \quad \dots(3)$	<p><math>K</math>: system performance ratio  <math>E_L</math>: load energy consumption (kWh)  <math>D_P</math>: solar energy dependence  <math>R</math>: design redundancy</p>
<p>&lt;Generated electricity&gt;</p> $E_P = P_{AS} \cdot (H_A / G_S) \cdot K \quad \dots(4)$ $= P_{AS} \cdot Y_H \cdot K = P_{AS} \cdot Y_P \quad \dots(5)$	<p><math>P_{AS}</math>: array output at STC (kW)  <math>G_S</math>: reference irradiance (=1kWm<sup>-2</sup>)  <math>E_P</math>: system generated electricity (kWh)  <math>Y_H</math>: equivalent sunshine hours (h)  <math>Y_P</math>: system yield (h)</p>
<p>&lt;Performance Evaluation&gt;</p> $Y_H = H_A / G_S \quad \dots(6)$ $Y_P = E_P / P_{AS} \quad \dots(7)$ $K = \frac{E_P}{P_{AS} \cdot (H_A / G_S)} = \frac{Y_P}{Y_H} \quad \dots(8)$	

### (2) System parameters

System performance ratio  $K$  is the most convenient value since it is normalized by site irradiation and system size. However, it is not a single parameter but consists of various parameters as shown in Fig.6, i.e.,

- $K_H$ : irradiation modification factor - caused by shadow, dust,
- $K_{PH}$ : incident angle dependent factor - due to module glass surface reflection,
- $K_{PT}$ : cell temperature factor - because of negative temperature coefficient of  $P_{max}$ ,
- $K_{PA}$ : array circuit factor - consisting of series-connected module mismatch and wiring resistive losses,
- $K_{PM}$ : load matching factor - caused by mismatch operation apart from  $P_{max}$  point,
- $K_B$ : battery circuit factor - including battery and its peripheral losses,
- $K_C$ : power conditioner circuit factor - including power conditioner and its peripheral losses.

The parameters listed above are not all the parameters which can be considered theoretically but the major parameters which apparently affect system performance ratio  $K$  in actual PV systems. When these parameters are evaluated, it is notified that they are calculated as energy ratio, not as power ratio.

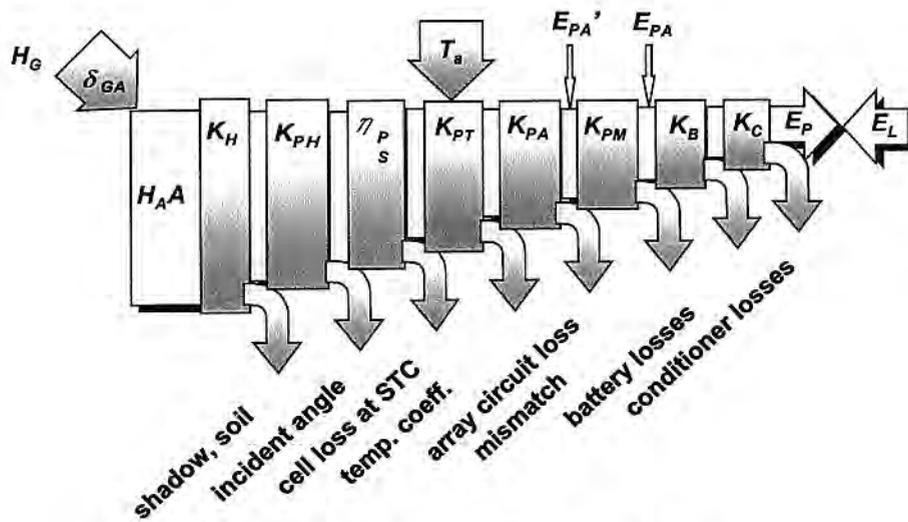


Fig.6 Various system parameters

(3) New system evaluation method<sup>(15)</sup>

By an ordinary monitoring method, performance ratio  $K$  and  $K_P$  can be calculated by following equations listed above for both system and array comparatively easily. However, other factors such as shading factor, mismatch losses cannot be easily evaluated. A new method called “SV Method”(Sophisticated Verification Method) has been developed by TUAT. By applying this procedure, a number of PV system were examined in NEDO’s Field Test Program as shown in Fig.7.

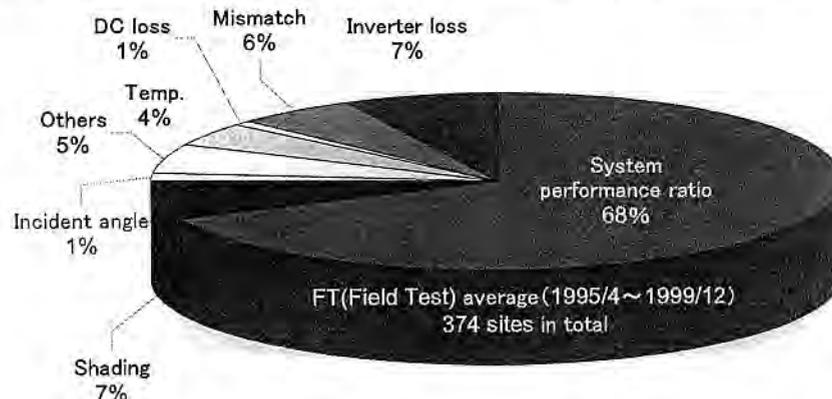


Fig.7 Precise evaluation of NEDO’s Field Test Program by the SV method

#### (4) Energy Payback Time - EPT

When a PV system is evaluated, it is important to analyze all the benefits and costs for its whole life including production, construction and decommissioning as shown in Fig.8. In such a study, energy payback time - EPT is one of important measure for a power generation system<sup>(16)</sup>. Fig.9 shows the EPT calculated for roof-top array and building integrated PV (BIPV) array respectively supposing the usage of both multi-Si and amorphous modules. It gives EPT of less than 2 years. In case of amorphous module, it is indicated less than 1 year for BIPV can be attainable.



Fig.8 Concept of life cycle analysis

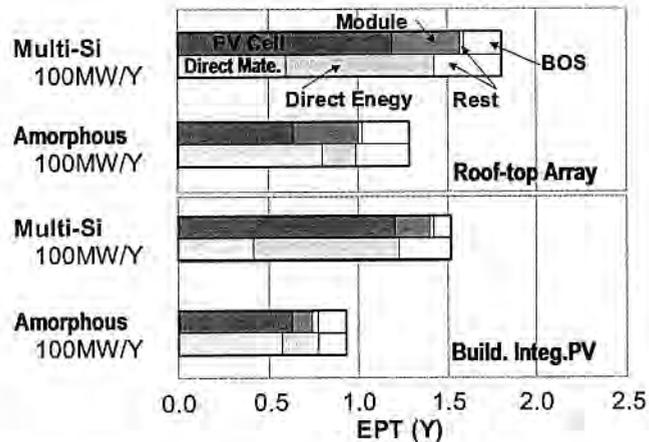


Fig.9 An example of energy payback time

### 3. WORLD PV MARKET AND POLICIES

#### 3.1 World PV Module Production

##### (1) Present status

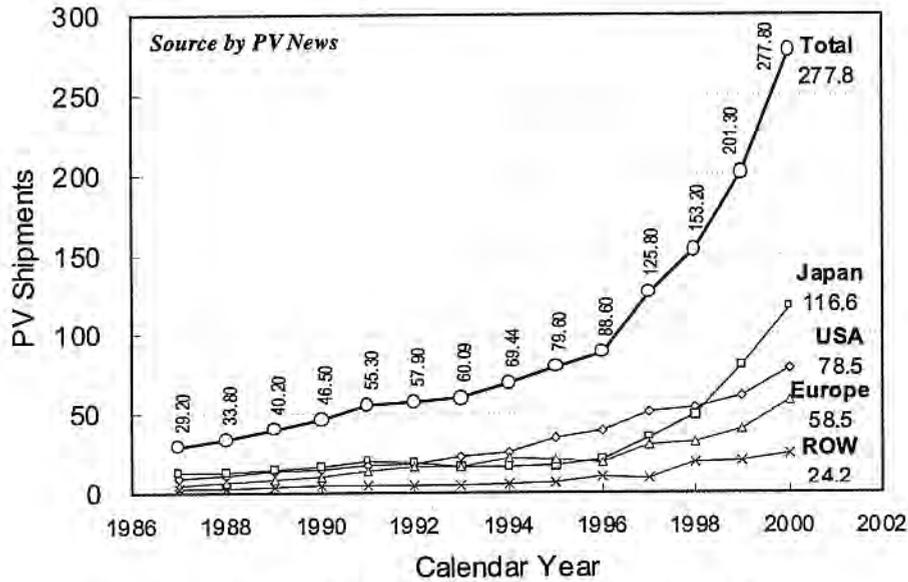
- The world market for photovoltaics has been growing at about 30% or more annually for the past several years.
- Japan has been currently market leaders. However, roughly speaking, the USA and the European market positions have also been similar level over much of the history.
- The total world market was estimated at 280 MW in 2000, a 37% increase from 1999. single-crystalline silicon had been the industry standard in PV markets. However, poly-crystal has taken over the top position in 1998 and has reached 47% share.
- Amorphous silicon also increased in production from 23.9MW to 26.5MW, but it actually lost market share to other technologies, remaining at 11.9% to 9.5%.

Figures 10 and 11 show the history of the world market from 1987 to 2000 by region and technology<sup>(17)</sup>.

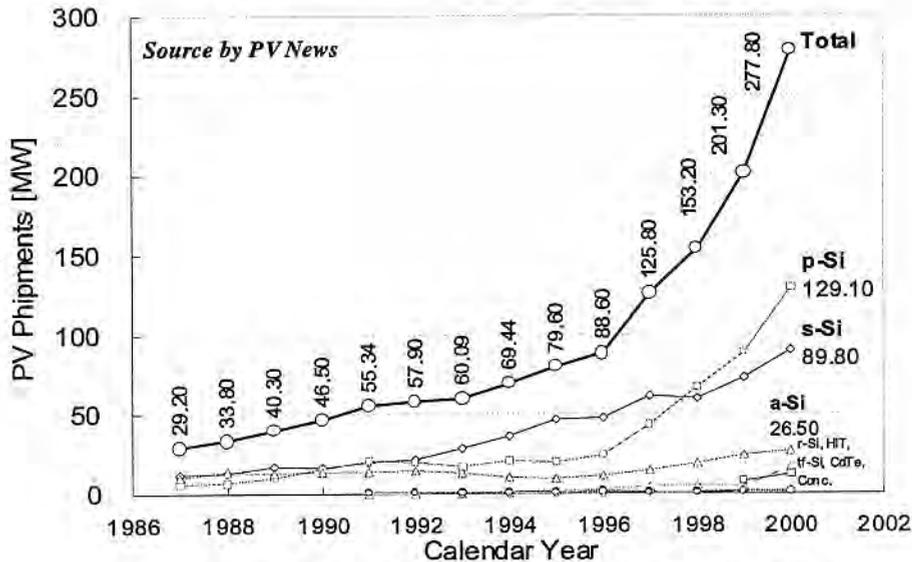
##### (2) Future market prospects

Extensive extrapolations of different market scenarios to the year 2010 have been developed using a computer-based model of the market<sup>(3)</sup>. The business as usual scenario has been based on the same average 15% growth rate as experienced in the last decade. Accordingly, to remain on the safe side, the business as usual scenario has been calculated so that annual shipments are expected to reach 630MW in 2010 with the largest markets:

- solar home systems in developing countries.
- grid-connected, mainly building mounted systems in industrialized countries.



**Fig.10 World PV module shipment by region**



**Fig.11 World PV module shipment by technology**

Other accelerated scenarios by researchers at Australian National University forecast the international photovoltaic industry is to grow at a rate of around 20% per year over the next 15 years. This forecast growth rate, therefore, will give potential annual module shipments of some 1,600 MW/p by the year 2010. In addition, PV module manufacturer sales should be \$3 billion per year by the year 2010. Considering Japanese target as much as 482MW by the year 2010, as described later, this outlook can be appropriate rather than the European scenario above.

Growth in the world market will depend on PV costs and technologies. Continuation of the present growth would lead to a substantial market by 2010 of the level of 2GW per year.

Thin film PV and deposition on a number of low-cost substrates continue to expand, and are well-represented in plans for new manufacturing capacity. Thin film research and development continue to show great promise in the USA, Europe and Japan. Improvements in performance and efficiency of solar cells are making it more competitive with single and polycrystalline.

Due to manufacturing capacity expansion especially in Japan, the cost reduction of modules and other components has been attained apparently.

### 3.2 Long term Budget Transition in 3 Regions

Figure 12 shows the rough transition of government budgets relating to PV programs for both the R&D and market stimulation. It is also compared with European countries and United States. project goal and structure has also been maintained quite consistent.

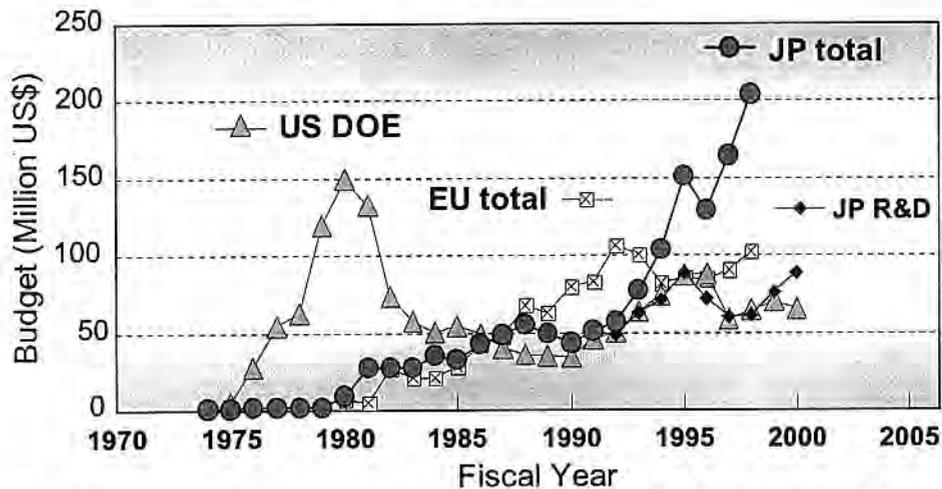


Fig.12 Government budget trends for PV R&D and market initiatives in different regions  
 EU countries include Germany, Italy, France, Netherlands and EU.  
 Budgets in current US\$; data source from Resources Total System, Inc.

In spite that a drop in 1996 is seen in the graph, it was not an actual decrease on the basis of Japanese yen, because it became remarkably high, 84 ¥/\$ in 1995. Recent decreases observed in R&D for 1995-1997 was caused naturally in conjunction with rapid takeoff of market introduction activities.

As shown in the same figure, European total budget, including EU, Germany, Italy, France, and the Netherlands, is considered to have been steadily growing. However, the budget level of each country varied from time to time and showed larger fluctuations. It is believed that future target toward 2010 has been also settled recently. It may be expected to grow into much higher level including market stimulation activities.

It seems that US R&D budget has been in a similar level compared with both EU and Japan although it was notably high during seventies and early eighties. Since US government settled "Million Roof" project 1999, it is also expected that US PV industries will grow rapidly although the present US government is reducing a budget size for many of R&D's.

## 4. ACTIVITIES IN JAPAN

### 4.1 Long Term Basic Policy

When the former Sunshine Project was begun in 1974, photovoltaic cell fabrication research very fortunately happened to be adopted as part of the Solar Energy R&D Project, although it was not an extensive plan. The lion's share of the budget was allocated to solar thermal applications and power generation at that time. In addition, the Sunshine Project was mainly concerned with coal gasification and liquefaction. Geothermal power and hydrogen energy were small entities.

In FY1977, the fundamental research of photovoltaic 'system' technology was proposed to the Ministry of Finance and successfully inaugurated in FY1978. The main objective of this research suggested the quite-new concept of dispersed-but-aggregated, utility-connected, residential rooftop systems. Since that time, this has become the mainstream of Japanese PV R&D because of the following reasons.

- Japan is a quite mountainous country and its usable land area is limited. The dispersed location of PV systems is a very natural course of consideration.
- The populated land area is almost entirely traversed by the utility grid. If a PV system requires to be backed up by an auxiliary power source, utility connection is only one realistic solution.

- The price of land is extremely high because of the limited amount of flat land, thereby making utilization for PV array fields economically unfeasible. As a result, the multi-utilization of space already used for other purposes becomes clearly advantageous. If roofs or other available space on residences are made available for PV arrays, the expense for the land can easily be eliminated and a large part of array support structure can also be neglected.
- At that time, however, it was inconceivable that a large number of such small-scale, utility-connected, residential PV systems could compete with conventional power sources. People imagined only concentrated systems for power supply in those days. However, the Sunshine Project began to seek another type of scale merits in large-scale, mass-production of such modular, tiny units other than conventional power generation technology with thermal-scale merits.

The following estimation was made during the early stages of the Project. The total number of private houses was 42 million in 1987. If 22% of all the houses were utilized for 3 kW roof arrays, total potential would be 27.6 GW. The size of 3-4 kW seems to be appropriate for the average Japanese house and produces roughly enough electricity for domestic consumption considering Japan's weather conditions. Additional roof spaces of 162.6 million m<sup>2</sup> could be obtained from 5.8 million multi-family residences providing another 8.13 GW PV installation potential for 50% of those houses assuming 10% efficiency.

Total potential was calculated as 35.73 GW from both results. If a 12% capacity factor is assumed, it corresponds to 37.6 TWh/Y. As Japanese gross energy consumption was 758.4 TWh at that time, it meant 5% of national electricity consumption could be supplied by the residential rooftop systems. This level was considered significant for future energy options in Japan.

#### 4.2 Important Steps in PV System Promotion in Japan

As mentioned in Chapter 1, the original Sunshine Project commenced in 1974, just after the first oil crisis. In the 25 years since that time, the Agency of Industrial Science and Technology of MITI has been rather consistent in continuing a series of photovoltaic technologies R&D as follows.

##### Materials and Cells:

- silicon feedstock
- Si polycrystalline cells
- mass-production processing from Si refining to module assembly
- Si amorphous cells
- CdTe thin-film cells
- CIS or CIGS cells
- characterization of materials and cells

##### Systems and Components:

- utility-connected systems
- stand-alone systems
- power conditioners
- several types of advanced batteries
- utility-interconnection technology
- array designs
- building-integrated modules
- system evaluation
- international system demonstration

**Table 2** summarizes important steps since 1974 including recent market introduction activities. A semi-governmental body, New Energy and Industrial Technology Development Organization (NEDO), was established in October 1980 and is responsible for both R&D and promotional activities for new energy technologies.

The first deregulation took place in 1990 through an amendment to the Electric Utility Industry Law. In 1992, electric power utility companies announced a buy-back plan for PV system-generated surplus power at the same level as the selling price. This is still in progress. In the next year, reversed power flow

**Table 2 Important Steps in PV System Promotion until 2000**

Year	PV System Promotion Activities	Remarks
1974	- Former Sunshine Project initiated for R&D of Solar Energy, Coal Gasification/Liquefaction, Geothermal Energy and Hydrogen Energy	Initiation of the consistent national programme.
1980	- NEDO founded for a series of New Energy R&D	Programme expounded by electricity tax.
1990	- Substantial simplification of installation procedures for PV systems under 500 kW through an amendment to the Electric Utility Industry Law	First recognition of PV systems by the Law.
1991	- Announcement by electric power companies of a plan to install 2,400 kW (actual result was 2,659 kW)	
1992	- Buy-up system for PV system-generated surplus power started at selling price by electric utilities (in progress) - Start of NEDO PV Field Test Project for public facilities	(Utility-interactive PV arrived!) Initiation of major subsidy!
1993	- Guideline to regulate grid-connection technology for systems with reverse power flow - New Sunshine Program commenced	Utility-interactive PV expanded!
1994	- Start of the PV System Monitoring Program for residential houses - Cabinet approval of the 'Basic Guidelines for New Energy Introduction' (PV system installation targets: 400 MW by 2000, 4,600 MW by 2010)	Subsidy expounded! Clear National Target!
1995	- Start of regional new energy vision policies at local governments (in progress)	
1997	- Enactment of the Law Concerning Promotion of the Use of New Energy - Monitoring Program for residential houses was modified to Residential PV System Dissemination Programme	
1998	- Original Field Test Project was redirected to Industrial Use - Revision of Long-term Energy Supply and Demand Outlook (PV system installation target: 5,000 MW by 2010)	
1999	- New Energy Subcommittee under Advisory Committee for Energy established for MITI - PV module approved as building material by Minister of Construction. - New Energy Technology Strategy.	
2000	- Diet Member's Alliance organized for Natural Energy. - Green Purchase Law by Government and Agencies established. - Supporting Project for Regional Activity on New Energy introduced. - "Green Power Fund" initiated by Electric Utilities.	

**Table 3 Photovoltaic energy estimated from the supply side**

*Source: New Energy Subcommittee, Advisory Committee for Energy, METI*

Potential Category	Physically Limited	Practically Defined		Govt. Target, 2010
		positive	realistic	
Oil equivalent	44,280 MLoe	21,000 MLoe	10,260 MLoe	1,220 MLoe
PV capacity	173 GW	86 GW	42 GW	5 GW
Assumptions	1) residential (72.7 GW): all sunny single-family residences with 4 kW PV 2) public institutions (5.5 GW): all schools, libraries, public halls, post offices, hospitals, etc., with 20-50 kW PV 3) industrial applications (57.2 GW): all office buildings; factory; etc. with 10-50 kW 4) infrastructures (37.50 GW): roads, railways, riverbeds, lakes, etc.	50% of physically limited potential considering siting restrictions and building codes	25% of physically limited potential considering siting restrictions and building codes	

from a small PV system to the grid was permitted by the modified 'Guideline to Regulate Utility-connection Technology'.

In December 1994, the Cabinet approved a quite aggressive government target called 'Basic Guideline for New Energy Introduction'. According to this Guideline, PV system installation targets are described as 400 MW by 2000 and 4,600 MW by 2010. The latter target was subsequently increased to 5,000 MW by 2010 when the Long-term Energy Supply and Demand Outlook was revised in 1998 as described later in the center column of Table 4.

'The PV System Monitoring Program' was started in 1994 for subsidizing houses. This is operated through the New Energy Foundation (NEF) and was slightly modified and renamed the 'Residential PV System Dissemination Program' in 1997. Another subsidization plan, called 'Field Test Project', started as part of NEDO's activities in 1993. The plan is for public facilities with mid-sized PV arrays having capacities of 10 kW to more than 100 kW. Afterwards, in 1998, the Project was redirected to Industrial Use.

#### 4.3 Government Target in Japan

**Table 4 Outlook for New Energy Supply**

Energy Sources	FY1999 Stock		FY2010 Target of New Energy Introduction Outlook		FY 2010 Target of New Energy Introduction Plan	
	TPES MLoe	Facilities MW	TPES MLoe	Facilities MW	TPES MLoe	Facilities MW
Photovoltaic (Solar Power)	53	209	1,220	5,000	1,180	4,820
Solar Thermal	980	—	4,500	—	4,390	—
Wind Power	35	83	120	300	1,340	3,000
Waste Power	1,150	900	6,620	5,000	5,520	4,170
Waste Thermal	44	—	140	—	140	—
Biomass Generation	54	80	—	—	340	330
Biomass Thermal	—	—	—	—	670	—
Black Liquor, Waste Wood, etc.	4,570	—	5,920	—	4,940	—
Unused Energy Incl. Cooling by Snow & Ice	41	—	580	—	580	—
<b>New Energy Total</b>	<b>6,930</b>	<b>—</b>	<b>19,100</b>	<b>—</b>	<b>19,100</b>	<b>—</b>

Source: Long-Term Energy Supply and Demand Outlook, MITI & METI  
[Note] MLoe: mega-litre oil equivalent

**Fig.5 PV system introduction volume estimate newly settled for FY 2010**

(Unit: MW)

		Actual introduction volume in FY 1999	Previous estimate		New estimate for FY 2010 target	
			FY 2010 business as usual	FY 2010 previous target		
PV system	Residential	115	2,170	4,200	3,200	- 800,000 x 4 kW/system
	Non-residential	94	370	800	750	- 13,000 x 30 kW/system for public facilities and office buildings - 360 MW for others
	(Subtotal)	209	2,540	5,000	3,950	
PV/thermal hybrid system	Residential	-	-	-	700	- 200,000 x 3.5kW/system
	Non-residential	-	-	-	170	- 7,000 x 26 kW/system for public facilities and office buildings
	(Subtotal)	-	-	-	870	
<b>Total</b>		<b>209</b>	<b>2,540</b>	<b>5,000</b>	<b>4,820</b>	

Source: Ministry of Economy, Trade and Industry (METI)

Recently, the Ministry of International Trade and Industry (MITI) has been reviewing the New Energy Introduction Plan with discussions by the New Energy Subcommittee under the Advisory Committee for Energy. Table 3 was provided for Committee discussions. Figures in the left column were originally examined in detail by a NEDO-contracted research party and include some applications other than residential rooftop systems. According to this estimation, a more precise target was being discussed by the Subcommittee very extensively and was decided in July of 2001. It is indicated in the right column of Table 4 and Table 5. It is believed to be not only a final goal but also a milestone for further introduction of PV systems in the future.

#### 4.4 Current Activities in Japan

Table 6 summarizes a series of current promotional activities in Japan.

**Table 6 Current activities of PV system promotion in Japan**

Items		Contents
Government Activities	Leading Govt. Agencies	- Agency of Industrial Science and Technology, MITI - Agency of Natural Resources and Energy, MITI
	R&D Project	- New Sunshine Programme
	Major Govt. actions on introduction and promotion	- Basic Govt. Guidelines for New Energy Introduction - Law Concerning Promotion of the Use of New Energy - PV Field Test Project for Public Facilities - Residential PV System Dissemination Project - PV Field Test Project for Industrial Use - Deregulation - Standardisation
	Support for developing countries	- International Demonstrative Research - Financial Support
Installed capacity up to 1998		133.3 MW (estimated)
PV Introduction Target		4,820 MW by FY 2010
PV cell production (2000)		116.6 MW

From the beginning of 2001, the leading government agency is now the Agency of Natural Resources and Energy (ANRE) under METI, Ministry of Economy, Trade and Industry. It is responsible for both R&D and market introduction activities.

The major R&D project was called the 'New Sunshine Program'. In terms of Solar Energy, the following fields are included, *i.e.*, mass-production technology of low-cost PV cells, cost reduction of PV systems, BIPV modules, improvements in efficiency, etc.

These R&D projects are supervised by NEDO as a whole. Under NEDO, PVTEC (the Photovoltaic Power Generation Technology Research Association) is coordinating R&D contracts in terms of the mass-production technology of low-cost, high-efficiency PV cells, and the development of BIPV modules. Solar-grade silicon R&D has been dealt with by SOGA (Solar-Grade Silicon Technology Research Association). Some of contracts are handled directly by NEDO.

Fundamental researches have been carried out by AIST (National Institute of Advanced Industrial Science and Technology), which was born at the beginning of 2001. A part of this new laboratory was called Electrotechnical Laboratory originally. Universities are also in charge of basic researches.

The introduction and promotion of PV systems are based upon guidelines and laws such as the Basic Government Guidelines for New Energy Introduction, and the Law Concerning Promotion of the Use of New Energy.

For medium-scale PV systems, the PV Field Test Project for Public Facilities subsidizes one-half of the installation cost for a public facility and two-thirds for disaster prevention-type applications through

NEDO channels. As mentioned above, the major part of this project has been redirected to industrial uses.

The Residential PV System Dissemination Project subsidizes at the maximum of 540,000 Yen/3kW at the time of FY2000 for instance. This subsidy can be applied for through the NEF channels.

Other related government actions are as follows.

- Deregulation of Electricity Utility Industry Law
- Standardization of PV systems
- Regional new energy introduction and promotion
- Support to new energy entrepreneurs
- Eco-School Pilot Model Project by the Ministry of Education/ MITI
- Next-Generation Urban Planning Project by the Ministry of Construction

**International Co-operative Activities:** International Demonstrative Research has offered 44 kW pumping systems for drinking water in Nepal, 200 sets or 40 kW in total of mobile PV systems for nomadic family in Mongolia, 44 kW battery charging stations in Thailand and 110 kW village electrification stations in Malaysia, each from Fy1992 to 1996. The Mongolian Project is presented by other presentation in this conference and evaluated precisely by Amarbayar Adiyabat. The second stage of Thailand project has been settled. New projects started in 1997 in Vietnam and in 1999 in Myanmar respectively.

**Financial Support:** Financial supports for developing countries were provided to the following countries.

- Pakistan: Village Electrification, 2 systems, 95.6 kW in total
- Thailand: Village Electrification, 3 systems, 150.0 kW in total
- Indonesia: Village Electrification, 2 systems, 123.0 kW in total
- Kiribati: Village Electrification, 2 systems, 6.6 kW in total

Table 7 shows the recent 4-year trend of government budget outlays for various activities for PV technologies and market. Table 8 can also be applicable to PV systems, but is intended for other types of new energy in principle and not specific to PV systems.

**Table 7 Itemized budget related to PV implications (1) in billion yen**

Item		FY 1998	FY 1999	FY 2000	FY 2001
Development and promotion of PV system	Introduction and promotion of residential PV system	14.70	16.04	14.50	23.51
	PV Field Test Program for Industrial Use	2.40	2.41	4.00	1.99
	PV Field Test Program for Public Facilities	0.17	0.11	0.10	0.07
	Development of low energy consumption manufacturing process for SOG-Si	0.83	1.00	0.53	term.
	Development of technology for practical application of PV system	7.41	8.36	7.84	term.
	Research and development of PV power generation technology	-	-	-	5.05 term.
	Technological development for promotion of photovoltaic power generation	-	-	1.24	1.31
	International joint demonstrative development of PV system	0.28	0.26	0.28	0.28
	Enhancement of technical investigation for grid-connection of PV system	0.29	0.34	0.34	term.
	(Total)	26.08	28.52	28.84	32.21

Source: Ministry of Economy, Trade and Industry (METI), translated by Resources Total System

The total budget for photovoltaic systems has remained somewhat constant, *i.e.*, 26.08, 28.52, 28.84 and 32.21 billion Yen for these 4 years. The subsidy system for houses through NEF has maintained the highest share at 14.70, 16.04, 14.50 and 23.51 billion Yen. The Field Test Project through NEDO has also been considerable with 2.57, 2.52, 4.10 and 2.06 billion Yen for the 4 years.

**Table 8 The FY 2001 budget bill related to PV implications (2) in billion yen**

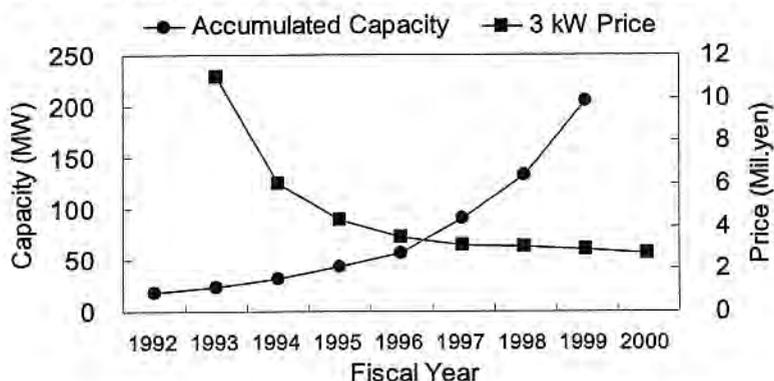
Item		FY 1998	FY 1999	FY 2000	FY 2001
Subsidy system for entrepreneurs who introduce new energy		5.39	10.34	11.49	14.04
Promotion of regional introduction of new energy, etc.	Regional new energy promotion policy	4.38	6.76	6.43	11.50
	Assistance to regional new energy and energy-saving vision development	0.80	1.24	1.23	1.23
	Support of community level introduction of new energy (by NGO)	-	-	1.06	0.15
	Support of regional activities introduction of new energy	-	-	-	0.91 (new)
	(Subtotal)	5.18	8.00	8.72	13.79

Source: Ministry of Economy, Trade and Industry (METI), translated by Resources Total System

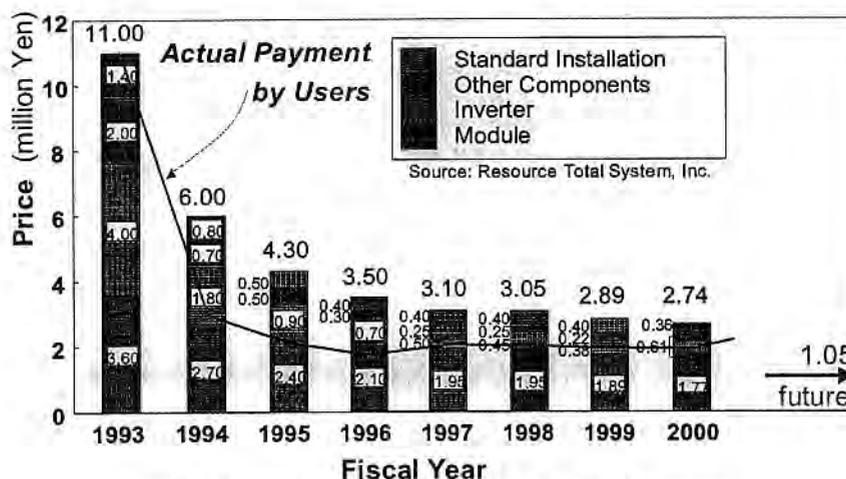
A main player in R&D activities corresponds to 7.41, 8.36, 7.84 and 5.05 billion Yen in the table. International R&D and Demonstration, silicon feedstock process R&D, and grid-interconnection studies are also classified to the R&D sector.

#### 4.5 Progress of Residential PV System Project in Japan

At the moment, Japan's residential project is providing a considerably large market for PV industries including foreign cell/module companies. Fig. 13 shows the rapid market growth and market price reduction in recent years. Though not indicated in the figure, more than 10,000 residential systems may have been installed according to METI's budget during the 3 years from 1998 to 2000. It is said that the total amount will reach the level of 200 MW by the end of FY2000, which is March 2001.



**Fig. 13 Accumulated capacity and price trends in Japan**



**Fig.14 Price trends of a 3 kW residential system**

**Figure 14** describes the detailed cost structure of a typical 3 kW residential system in the Japanese market in recent years. Remarkable cost reductions in the BOS sectors can be seen first at 5 years after FY1993, *i.e.*, 1/5 of the original level. (It is noted that the Government Residential Project began in FY1994.) It is supposed that BOS cost reductions could be achieved by standardization due to the establishment of grid-interconnection guidelines and by mass production on account of subsidies. A 50% reduction in PV module price has also been observed. It can be said, at least, that the domestic market has been effectively activated through Government policies as well as due to extensive efforts by industries. It is also pointed out that, by measuring the effect of market activation, the subsidy rate has been carefully adjusted by MITI. At the outset, the rate was around 2/3. It was revised to 1/2 afterwards and now is 1/3 or less. It is also understood that other means to sustain the moderate growth of the PV market are being sought and are currently under discussion.

## 5. CONCLUSION - PROBLEMS AND FUTURE

The peculiarity of Japanese R&D of PV system technologies can be summarized as follows:

- R&D fund has been quite stable and effective for the development of photovoltaic technology.
- The residential roof-top application was proposed at the early stage of the development and has been focused as a major target
- In conjunction with the second point, grid interconnection technology, especially islanding issue has been studied with great efforts. This is considered as one of major achievement in the world.
- It is believed that the government fund for R&D and market stimulation have been well functioned up to now.

These circumstances in Japan could maintain excellent human resources in academic organizations and industries fortunately. On the other hand, it is also true that such long-term development requires makes it difficult to regenerate the resources and may cause the hollowing-out. It seems to be still necessary and important to prepare attractive future images to get people.

From this viewpoint, finally, the author would like to raise the following suggestions.

- It is necessary and important to consider long-term outlook of the world energy structure at least in the middle of 21 century, 2030 to 2050. Energy technology requires quite long lead-time to commercialize. Future targets for the introduction of renewables have to be extended further. 2010 targets are only a milestone and must be cleared at least.
- Japan has to play an important role to provide a renewable energy option for the future of the world, thinking of both the global warming and future energy structures. IEA PVPS/Task V and Task VIII may be indicated as a first, good example.
- Although further deregulation and liberalization in power industry may be essential, additional social or financial measures are desired with emphasis to be taken for avoiding returning back to oil.
- To maintain human resources, it is necessary to form a Center-of-Excellence. It is also suggested to accumulate knowledge and to disseminate it by establishing national and international institutions.

## REFERENCES

- (1) B. Sørensen: Renewable Energy - A technical overview, Energy Policy, May 1991, p.386-391.
- (2) K. Kurokawa: Areal evolution of PV systems, Solar Energy Materials & Solar Cells, Vol.47, No.1-4, pp.27-36, 1997.  
K. Kurokawa: PV systems in urban environment, Solar Energy Materials and Solar Cells, Solar Energy Materials & Solar Cells Vol.67 (2001) , Nos.1-4, March 2001, p.469-479.
- (3) Amarbayar, et al.: Performance analysis of portable photovoltaic power generation systems based on measured data in Mongolia, MOPVC-1, Ulaanbaatar, Mongolia, Sept. 5-7, 2001.

- (4) F. Vlek, et al: 1 megawatt building-integrated PV system in a new housing area of the city of Amersfoort, 16<sup>th</sup> EU-PVSEC, Glasgow, May 2000, PC2.3.
- (5) J. Bennemann, O. Chehab, E. Krausen, E. Schaar-Gabriel (Pilkinton): 1 megawatt building integration of photovoltaics: Academy Mont-Cenis Herne, 16<sup>th</sup> EU-PVSEC, Glasgow, May 2000, PC2.4
- (6) J. Case, et al: The Role of Fully Integrated PV-System in the Development of BIPV-Technology: The 250 kWp-System in New Sloten, Amsterdam. OR3/3, 14th Eu-PSEC, Barcelona, July 1997.
- (7) H. Kobayashi, et al: A new protective method for grid connected dispersed PV systems to detect short circuit fault in distribution line, Solar Energy Materials and Solar Cells, Vol.47, 1997, pp.117-123.
- (8) For example, K. Kurokawa, et al: Conceptual considerations on PV systems composed of AC modules, Solar Energy Materials and Solar Cells, Vol.47, 1977, pp243-250.
- (9) T. Doi, 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, p.397-403.
- (10) L. Frisseon, et al: Recent improvements in industrial PV module recycling, 16<sup>th</sup> EU-PVSEC, Glasgow, May 2000, OA3.5.
- (11) A preliminary analysis for the VLS-PV survey, IEA PVPS TVI-5 1999:1.
- (12) M. Ito: A life-cycle analysis of very large scale photovoltaic (VLS-PV) system in the Gobi Desrt, MOPVC-1, Ulaanbaatar, Mongolia, Sept. 5-7, 2001.
- (13) K. Kurokawa, et al: Very Large Scale Photovoltaic Power Generation System (VLS-PV) Project, WCPEC-2, Vienna, July 1998, pp.2853-2855.
- (14) K. Kurokawa: Realistic values of various parameters for PV system design, World Renewable Energy Congress V, Florence, September 19-25, 1998
- (15) K. Kurokawa, et al: Extended performance analysis of 70 PV systems in Japanese Field Test Program, 26th IEEE Photovoltaic Specialists Conference, Anaheim, USA, Sept.9-Oct.3, 1997, No.298, Oral 6A.
- (16) K. Kato, et al.: An life cycle analysis on thin film CdS/CdTe PV modules, PVSEC-11, Sapporo, Sept. 20-24, 1999, 23-B-2-2.
- (17) Data source: Photovoltaic News.

Draft:  
Japanese Experiences with National PV System Programmes

Prof. Kosuke Kurokawa

University Council Member  
Tokyo University of Agriculture and Technology  
Naka-cho, Koganei, Tokyo 184-8588 Japan  
Tel: +81-42-388-7132 Fax: +81-42-385-6729 E-mail: kurochan@cc.tuat.ac.jp

and

Osamu Ikki

President  
Resources Total System Co., Ltd.  
Kyoritsu Bldg., 2-3-11 Shinkawa, Chuo-ku, Tokyo 104-0033 Japan  
Tel: +81-3-3551-6345 Fax: +81-3-3553-8954 E-mail: ged02723@nifty.ne.jp

Draft:

## Japanese Experiences with National PV System Programmes

Prof. Kosuke Kurokawa

University Council Member  
Tokyo University of Agriculture and Technology

and

Osamu Ikki

Resources Total System Co., Ltd.

### ABSTRACT

The paper summarises Japanese activities concerning photovoltaic systems including those for residential use, which is one of the major targets for a domestic alternative energy supply. Fiscal year 1999 marked the 25th anniversary of the Sunshine Project that was initiated in July 1974. The Sunshine Project was subsequently reorganised into the New Sunshine Program to include renewable energy, energy conservation and environmental technology. The major target of the Photovoltaic Technology Development Project in the Programme, from an early stage of R&D, has been focused on utility-connected, residential applications mounted on roofs. Recently, it can be considered that technologies for the target have been fundamentally established and a series of new activities have been introduced to promote the commercialisation and diffusion of PV systems. To review those activities, several condensed tables are presented, *i.e.*, R&D history of residential applications, recent trends in regulation and code improvements, and new institutional activities to disseminate PV systems. The authors also present performance results collected from a large number of PV systems by using a very effective evaluation method called the 'SV method'. The paper finishes by introducing a good example of simple system monitoring with good verification that can establish a knowledge circle from a variety of PV fields, including factories, engineers, owners and investors, and seems to be quite cost-effective.

### 1. LONG TERM BASIC POLICY

When the former Sunshine Project was begun in 1974, photovoltaic cell fabrication research very fortunately happened to be adopted as part of the Solar Energy R&D Project, although it was not an extensive plan. The lion's share of the budget was allocated to solar thermal applications and power generation at that time. In addition, the Sunshine Project was mainly concerned with coal gasification and liquefaction. Geothermal power and hydrogen energy were small entities.

In FY1973, the fundamental research of photovoltaic 'system' technology was proposed to the Ministry of Finance and successfully inaugurated in FY1974. The main objective of this research suggested the quite-new concept of dispersed-but-aggregated, utility-connected, residential rooftop systems. Since that time, this has become the mainstream of Japanese PV R&D because of the following reasons.

Japan is a quite mountainous country and its usable land area is limited. The dispersed location of PV systems is a very natural course of consideration.

The populated land area is almost entirely traversed by the utility grid. If a PV system requires to be backed up by an auxiliary power source, utility connection is only one realistic solution.

The price of land is extremely high because of the limited amount of flat land, thereby making utilisation for PV array fields economically unfeasible. As a result, the multi-utilisation of space already used for other purposes becomes clearly advantageous. If roofs or other available space on residences are made available for PV arrays, the expense for the land can easily be eliminated and a large part of array support structure can also be neglected.

At that time, however, it was inconceivable that a large number of such small-scale, utility-connected, residential PV systems could compete with conventional power sources. People imagined only concentrated systems for power supply in those days. However, the Sunshine Project began to seek another type of scale merits in large-scale, mass-

production of such modular, tiny units other than conventional power generation technology with thermal-scale merits.

The following estimation was made during the early stages of the Project. The total number of private houses was 42 million in 1987. If 22% of all the houses were utilized for 3 kW roof arrays, total potential would be 27.6 GW. The size of 3-4 kW seems to be appropriate for the average Japanese house and produces roughly enough electricity for domestic consumption considering Japan's weather conditions. Additional roof spaces of 162.6 million m<sup>2</sup> could be obtained from 5.8 million multi-family residences providing another 8.13 GW PV installation potential for 50% of those houses assuming 10% efficiency.

Total potential was calculated as 35.73 GW from both results. If a 12% capacity factor is assumed, it corresponds to 37.6 TWh/Y. As Japanese gross energy consumption was 758.4 TWh at that time, it meant 5% of national electricity consumption could be supplied by the residential rooftop systems. This level was considered significant for future energy options in Japan.

Recently, the Ministry of International Trade and Industry (MITI) has been reviewing the New Energy Introduction Plan with discussions by the New Energy Subcommittee under the Advisory Committee for Energy. **Table 1** was provided for Committee discussions[1]. Figures in the left column were originally examined in detail by a NEDO-contracted research party and include some applications other than residential rooftop systems. This estimation clearly justifies that 5 GW, the 2010 target indicated in the right column, is not only a final goal but also a milestone for further introduction of PV systems in the future.

## 2. IMPORTANT STEPS IN PV SYSTEM PROMOTION

As mentioned above, the original Sunshine Project commenced in 1974, just after the first oil crisis. In the 25 years since that time, the Agency of Industrial Science and Technology of MITI has been rather consistent in continuing a series of photovoltaic technologies R&D as follows.

### Materials and Cells:

- silicon feedstock
- Si multicrystalline cells
- mass-production processing from Si refining to module assembly
- Si amorphous cells
- CdTe thin-film cells
- CIS or CIGS cells
- characterisation of materials and cells

### Systems and Components:

- utility-connected systems
- stand-alone systems
- power conditioners
- several types of advanced batteries
- utility-interconnection technology
- array designs
- building-integrated modules
- system evaluation
- international system demonstration

**Table 2** summarises important steps since 1974 including recent market introduction activities. A semi-governmental body, New Energy and Industrial Technology Development Organization (NEDO), was established in October 1980 and is responsible for both R&D and promotional activities for new energy technologies.

The first deregulation took place in 1990 through an amendment to the Electric Utility Industry Law. In 1992, electric power utility companies announced a buy-back plan for PV system-generated surplus power at the same level as the selling price. This is still in progress. In the next year, reversed power flow from a small PV system to the grid was permitted by the modified 'Guideline to Regulate Utility-connection Technology'.

In December 1994, a quite aggressive government target called 'Basic Guideline for New Energy Introduction' was approved by the Cabinet. According to this Guideline, PV system installation targets are described as 400 MW by 2000 and 4,600 MW by 2010. The latter target was subsequently increased to 5,000 MW by 2010 when the Long-term Energy Supply and Demand Outlook was revised in 1998 as described in **Table 3**.

'The PV System Monitoring Programme' was started in 1994 for subsidising houses. This is operated through the

New Energy Foundation (NEF) and was slightly modified and renamed the 'Residential PV System Dissemination Programme' in 1997.

Another subsidisation plan, called 'Field Test Project', started as part of NEDO's activities in 1993. The plan is for public facilities with mid-sized PV arrays having capacities of 10 kW to more than 100 kW. Afterwards, in 1998, the Project was redirected to Industrial Use.

### 3. CURRENT ACTIVITIES

**Table 4** summarises a series of current promotional activities in Japan.

Leading government agencies are the Agency of Industrial Science and Technology (AIST) and the Agency of Natural Resources and Energy (ANRE), both of which are under MITI. The former is responsible for R&D and the latter for market introduction activities.

The major R&D project is called the 'New Sunshine Programme'. In terms of Solar Energy, the following fields are included, *i.e.*, mass-production technology of low-cost PV cells, cost reduction of PV systems, BIPV modules, improvements in efficiency, etc.

These R&D projects are supervised by NEDO as a whole. Under NEDO, PVTEC (the Photovoltaic Power Generation Technology Research Association) is co-ordinating R&D contracts in terms of the mass-production technology of low-cost, high-efficiency PV cells, and the development of BIPV modules. Solar-grade silicon R&D has been dealt with by SOGA (Solar-Grade Silicon Technology Research Association). There are also other contracts which are handled directly by NEDO.

Fundamental research has also been carried out by ETL (Electrotechnical Laboratory) and universities. The former national laboratory is connected with MITI. Universities are linked with PVTEC.

The introduction and promotion of PV systems are based upon guidelines and laws such as the Basic Government Guidelines for New Energy Introduction, and the Law Concerning Promotion of the Use of New Energy.

For medium-scale PV systems, the PV Field Test Project for Public Facilities subsidises one-half of the installation cost for a public facility and two-thirds for disaster prevention-type applications through NEDO channels. As mentioned above, the major part of this project has been redirected to industrial uses.

The Residential PV System Dissemination Project subsidises one-third of the installation cost of a residential PV system up to 4 kW at the maximum of 340,000 Yen/kW. This subsidy can be applied for through NEF channels.

Other related government actions are as follows.

- Deregulation of Electricity Utility Industry Law
- Standardisation of PV systems
- Regional new energy introduction and promotion
- Support to new energy entrepreneurs
- Eco-School Pilot Model Project by the Ministry of Education/ MITI
- Next-Generation Urban Planning Project by the Ministry of Construction

**International Co-operative Activities:** International Demonstrative Research has offered 44 kW pumping systems for drinking water in Nepal, 150 sets or 40 kW in total of mobile PV systems for nomadic tribes in Mongolia, 44 kW battery charging stations in Thailand and 110 kW village electrification stations in Malaysia.

**Financial Support:** Financial support for developing countries were provided to the following countries.

- Pakistan: Village Electrification, 2 systems, 95.6 kW in total
- Thailand: Village Electrification, 3 systems, 150.0 kW in total
- Indonesia: Village Electrification, 2 systems, 123.0 kW in total
- Kiribati: Village Electrification, 2 systems, 6.6 kW in total

**Table 4** provides further statistics not mentioned in detail here.

As shown in **Fig. 1**, R&D is to be funded with 8.99 billion Yen and promotional activities with 19.84 billion Yen in FY2000, up from figures of 7.25 and 5.01, respectively, in FY1995. Approximately 30 billion Yen, the total budget in FY2000, roughly corresponds to US\$250 million assuming US\$1=120 Yen. The promotional budget has increased almost four-fold while that for R&D has been rather stable.

**Table 5** shows the recent 3-year trend of government budget outlays for various activities for PV technologies and market. The figures on the lower 3 lines are intended for other types of new energy in principle and not specific for PV systems.

The total budget for photovoltaic systems has remained somewhat constant, *i.e.*, 26.08, 28.52 and 28.84 billion Yen for these 3 years. The one-third subsidy system for houses through NEF has maintained the highest share at

14.70, 16.04 and 14.50 billion Yen. The Field Test Project through NEDO has also been considerable with 2.57, 2.52 and 4.10 billion Yen for the 3 years.

A main player in R&D activities corresponds to 'R&D of Cells, Modules and Systems' in the table with 7.41, 8.36 and 7.84 billion Yen. International R&D and Demonstration, silicon feedstock process R&D, and grid-interconnection studies are also classified in the R&D sector in **Fig. 1**.

#### 4. PROGRESS OF RESIDENTIAL PV SYSTEM PROJECT

At the moment, Japan's residential project is providing a considerably large market for PV industries including foreign cell/module companies. **Fig. 2** shows the rapid market growth and market price reduction in recent years. Though not indicated in the figure, more than 10,000 residential systems may have been installed according to MITI's budget during the 3 years from 1998 to 2000. It is said that the total amount will reach the level of 200 MW by the end of FY2000, which is March 2001.

**Figure 3** describes the detailed cost structure of a typical 3 kW residential system in the Japanese market in recent years. Remarkable cost reductions in the BOS sectors can be seen first at 5 years after FY1993, *i.e.*, 1/5 of the original level. (It is noted that the Government Residential Project began in FY1994.) It is supposed that BOS cost reductions could be achieved by standardisation due to the establishment of grid-interconnection guidelines and by mass production on account of subsidies. A near 50% reduction in PV module price has also been observed. It can be said, at least, that the domestic market has been effectively activated through Government policies as well as due to extensive efforts by industries. It is also pointed out that, by measuring the effect of market activation, the subsidy rate has been carefully adjusted by MITI. At the outset, the rate was around 2/3. It was revised to 1/2 afterwards and now is 1/3. It is also understood that other means to sustain the moderate growth of the PV market are being sought and are currently under discussion.

#### 5. SYSTEM MONITORING PROJECT FOR RESIDENTIAL SYSTEMS

Since each residential PV system owner is to report the annual output energy from his/her system to NEF, a very rough tendency of actual PV system operation can be evaluated. However, the reporting system itself is not working very well and cannot bring useful information with respect to internal parameters of PV systems. A simpler monitoring plan, therefore, was proposed as part of R&D. Monitoring equipment has been installed since 1997 at selected sites among PV systems arising from the subsidy. The total planned number is 100, and already 85 sites have been measured as shown in **Fig. 4**[2].

The measured variables are listed as follows:

- horizontal global irradiance,
- in-plane irradiance,
- ambient temperature,
- module temperature,
- array output voltage,
- array output current,
- inverter output power,
- power from utility,
- inverter operation signal,
- inverter fault signal.

The data acquisition system consists of a data logger, a PC and a modem connected with ISDN of the NTT public telephone network. Basic sampling time is set at 6 seconds and the 10 data are accumulated to represent one datum for one minute. All the variables for every minute are recorded and sent nightly to a host computer in the Hamamatsu Solar Techno-Centre of Japan Quality Assurance Organisation (JQA)[3].

One of the first results is shown in **Fig. 5**, which is the system performance ratio evaluated for 65 residential sites. Though data was collected for only 3 months last year, it was observed that the average of the ratio is around 0.7 to 0.8. Annual evaluation results are expected to be released after April 2000.

#### 6. SYSTEM MONITORING PROJECT FOR FIELD TEST SITES

System data have been taken at the Field Test sites over a longer period. Since the initiation of the project, all the

sites have been mandatorily equipped with a simple data acquisition system. (Recently this requirement has been eased for the Industrial Use Project.) Fig. 6 shows the location of 155 sites monitored within the Public Facility Project as of FY1998. All of the hourly data taken at those sites are sent to another host computer in Hamamatsu, JQA.

The data obtained has been analysed by the Sophisticated Verification (SV) method, which was developed by one of the authors[4-7]. The method provides important internal parameters as well as ordinary external ones. Original data are taken in terms of irradiation, temperature, array output and inverter output for every hour. It can easily deliver system parameters such as system yield, system performance parameters, array yield, array performance parameters and inverter efficiency. By using temperature data, it is also easy to calculate the temperature correction factor, which indicates PV efficiency decrease by module temperature increase.

In addition, the SV method derives 2 important internal parameters and another supplemental parameter, *i.e.*, Pmax mismatch factor, shading factor and 'other loss' factor including optical losses due to incident angle and soil. The last factor may also include DC circuit losses and possibly evaluate model errors in the SV method.

Figure 7 summarises the operational results of the Field Test sites for 3 years. The system performance ratio for all the systems for 3 years can be said to be around 70%. A slight decrease can also be observed year by year. It is possible that progressively more aesthetic designs were adopted leading to more complicated shading problems. (In the figure, the notation '153/158 sites' for instance means that 158 sites were monitored and data from 153 sites could be verified while data from the other 5 sites were considered invalid.)

In the same figure, in 1998 for instance, shading losses were observed at 8.1% on average and Pmax mismatch at 4.3%. Compared with 1996, shading losses increased slightly from 6.8%, which may justify the above supposition. 'Other losses' were measured at 7.9-10.9 % over the 3 years. This level seems to be very significant. The authors, based upon their ongoing work, believe that about half of this parameter is induced by optical losses due to incident angle to the glass surface of PV modules.

Figures 8, 9 and 10 illustrate the distribution of all the obtained results of shading, Pmax mismatch and 'other losses', respectively. Although frequencies near averages indicate their apparent peaks for these 3 cases, values often fluctuate from the average. This type of evaluation is considered to be quite useful for engineers in PV factories, system designers, and architects.

## 7. CONCLUSIONS

The authors described the overview of Japan's basic policies, ongoing activities, findings from field experiences in terms of the large-scale introduction of PV systems especially focusing on residential-use programmes. It was pointed out that the basic philosophy in developing PV technologies has been proceeding mainly toward the realisation of nationwide, utility-connected, residential rooftop applications from the quite early stages of R&D.

The article discussed the long-term basic policy, important steps in PV system promotion, current government activities, the progress of residential PV system projects, etc., while furnishing some statistics and detailed information. The authors also presented performance results obtained from a large number of PV systems through the use of a very effective evaluation method called the SV method. The last section suggested a good example of simple system monitoring with good verification that can establish a knowledge circle from a variety of PV fields, factories, engineers, owners and investors and seems to be quite cost-effective.

The authors wish to thank the many people who prepared helpful information and statistics for this article.

## REFERENCES

- [1] Possibilities of new energy and their economic viability, Discussion Paper #2, Jan. 2000, New Energy Subcommittee, Advisory Committee for Energy, MITI.
- [2] T. Sugiura (JQA): Private communication.
- [3] K. Kato, K. Otani, K. Sakuta, T. Sugiura, K. Kurokawa: Areal analysis of irradiance by simultaneous, multi-site observation of residential systems over Japan - (1), Proceedings of JSES/JWEA Joint Conf.(1999), (In Jpn).
- [4] K. Kurokawa, H. Sugiyama, D. Uchida, K. Sakuta, K. Sakamoto, T. Oshiro, T. Matsuo, T. Katagiri: Extended performance analysis of PV systems in Japanese Field Test Program, 26<sup>th</sup> IEEE Photovoltaic Specialist Conf., Anaheim, USA, Sept. 29-Oct. 3, 1997, No.298, Oral 6A.
- [5] K. Kurokawa, H. Sugiyama, D. Uchida, K. Sakamoto, T. Oshiro, K. Otani, K. Fukasawa: Sophisticated verification of simple monitored data for Japanese Field Test Program, WCPEC-2, Vienna, July 6-10, 1998.
- [6] K. Kurokawa: Realistic values of various parameters for PV system design, World Renewable Energy Congress V, Florence, Sept. 19-25, 1998.

- [7] D. Uchida, K. Otani, K. Kurokawa: Evaluation of effective shading factor by fitting a clear-day pattern obtained from hourly maximum irradiance data, PVSEC-11, 11<sup>th</sup> International Photovoltaic Science and Engineering Conference, Sapporo, Japan, Sept. 20-24, 1999.

Table 1 Photovoltaic energy estimated from the supply side  
 Source: New Energy Subcommittee, Advisory Committee for Energy, MITI, Jan. 2000

Potential Category	Physically Limited	Practically Defined		Govt. Target, 2010
		positive	realistic	
Oil equivalent	44,280 MLoe	21,000 MLoe	10,260 MLoe	1,220 MLoe
PV capacity	173 GW	86 GW	42 GW	5 GW
Assumptions	1) residential (72.7 GW): all sunny single-family residences with 4 kW PV 2) public institutions (5.5 GW): all schools, libraries, public halls, post offices, hospitals, etc., with 20-50 kW PV 3) industrial applications (57.2 GW): all office buildings; factory; etc. with 10-50 kW 4) infrastructures (37.50 kW): roads, railways, riverbeds, lakes, etc.	50% of physically limited potential considering siting restrictions and building codes	25% of physically limited potential considering siting restrictions and building codes	

MLoe: mega-litre oil equivalent

Table 2 Important Steps in PV System Promotion until 1998

Year	PV System Promotion Activities	Remarks
1974	- Former Sunshine Project initiated for R&D of Solar Energy, Coal Gasification/Liquefaction, Geothermal Energy and Hydrogen Energy	Initiation of the consistent national programme.
1980	- NEDO founded for a series of New Energy R&D	Programme expounded by electricity tax.
1990	- Substantial simplification of installation procedures for PV systems under 500 kW through an amendment to the Electric Utility Industry Law	First recognition of PV systems by the Law.
1991	- Announcement by electric power companies of a plan to install 2,400 kW (actual result was 2,659 kW)	
1992	- Buy-up system for PV system-generated surplus power started at selling price by electric utilities (in progress) - Start of NEDO PV Field Test Project for public facilities	(Utility-interactive PV arrived!) Initiation of major subsidy!
1993	- Guideline to regulate grid-connection technology for systems with reverse power flow - New Sunshine Program commenced	Utility-interactive PV expanded!
1994	- Start of the PV System Monitoring Program for residential houses - Cabinet approval of the 'Basic Guidelines for New Energy Introduction' (PV system installation targets: 400 MW by 2000, 4,600 MW by 2010)	Subsidy expounded! Clear National Target!
1995	- Start of regional new energy vision policies at local governments (in progress)	
1997	- Enactment of the Law Concerning Promotion of the Use of New Energy - Monitoring Program for residential houses was modified to Residential PV System Dissemination Programme	
1998	- Original Field Test Project was redirected to Industrial Use - Revision of Long-term Energy Supply and Demand Outlook (PV system installation target: 5,000 MW by 2010)	

Table 3 Outlook for New Energy Supply

Energy Sources	FY 1996	FY 2010 (Target)
Photovoltaic	57 MW	5,000 MW
Solar Thermal	1,040 MLoe	4,500 MLoe
Wind Power	14 MW	300 MW
Waste Power	890 MW	5,000 MW
Waste Thermal	44 MLoe	140 MLoe
Thermal Energy Conversion	33 MLoe	580 MLoe
Others	4,900 MLoe	5,920 MLoe
New Energy Total	6,850 MLoe	19,100 MLoe
(Share in TPES)	(1.1%)	(3.1%)

Source: Long-Term Energy Supply and Demand Outlook, MITI

[Note] MLoe: mega-litre oil equivalent

Table 4 Current activities of PV system promotion in Japan

Items		Contents
Government Activities	Leading Govt. Agencies	- Agency of Industrial Science and Technology, MITI - Agency of Natural Resources and Energy, MITI
	R&D Project	- New Sunshine Programme
	Major Govt. actions on introduction and promotion	- Basic Govt. Guidelines for New Energy Introduction - Law Concerning Promotion of the Use of New Energy - PV Field Test Project for Public Facilities - Residential PV System Dissemination Project - PV Field Test Project for Industrial Use - Deregulation - Standardisation
	Support for developing countries	- International Demonstrative Research - Financial Support
Installed capacity up to 1998		133.3 MW (estimated)
PV Introduction Target		5,000 MW by FY 2010
PV cell production (1998)		49.0 MW
PV cell manufacturers (1998 Shipment)		Kyocera (25.4 MW); Sharp (14.0 MW); Sanyo Electric (6.3 MW); Canon (2.0 MW); Matsushita Battery Industrial (1.2 MW); Daido Hoxan (1.0 MW); Kaneka; Showa Shell Sekiyu; etc.

Table 5. Government budget in billions of Yen concerning PV technology promotion

ITEMS	FY1998	FY1999	FY2000
Photovoltaic Systems	26.08	28.52	28.84
- R&D of Cells, Modules and Systems	7.41	8.36	7.84
- International R&D and Demo.	0.28	0.26	0.28
- Silicon Feedstock Process R&D	0.83	1.00	0.53
- Manufacturing Process Demo.	-	-	1.24
- Residential System Promotion	14.70	16.04	14.50
- Field Test for Industrial Use	2.40	2.41	4.00
- Field Test for Public Use	0.17	0.11	0.10
- Utility Interconnection Study	0.29	0.34	0.34
New Energy Introduction for Industry	5.39	10.34	11.69
Regional New Energy Promotion	5.18	8.00	7.66
NGO Support for Regional New Energy	-	-	1.06

CAPTIONS:

Fig.1 MITI Budget for PV Systems

Fig.2 Accumulated capacity and price trends

Fig.3 Price trends of a 3 kW residential system

Fig.4 Location of residential PV systems measured by precise monitoring

Fig.5 System performance ratio of 65 houses measured by precise monitoring system

Fig.6 158 sites Measured in Field Test Project as of FY1998

Fig.7 Average values of Field Test results analysed by the SV method for FY1996-FY1998

Fig.8 Distribution of shading losses observed at 153 Field Test sites in FY1998

Fig.9 Distribution of Pmax mismatch losses observed at 153 Field Test sites in FY1998

Fig.10 Distribution of other losses observed at 153 Field Test sites in FY1998

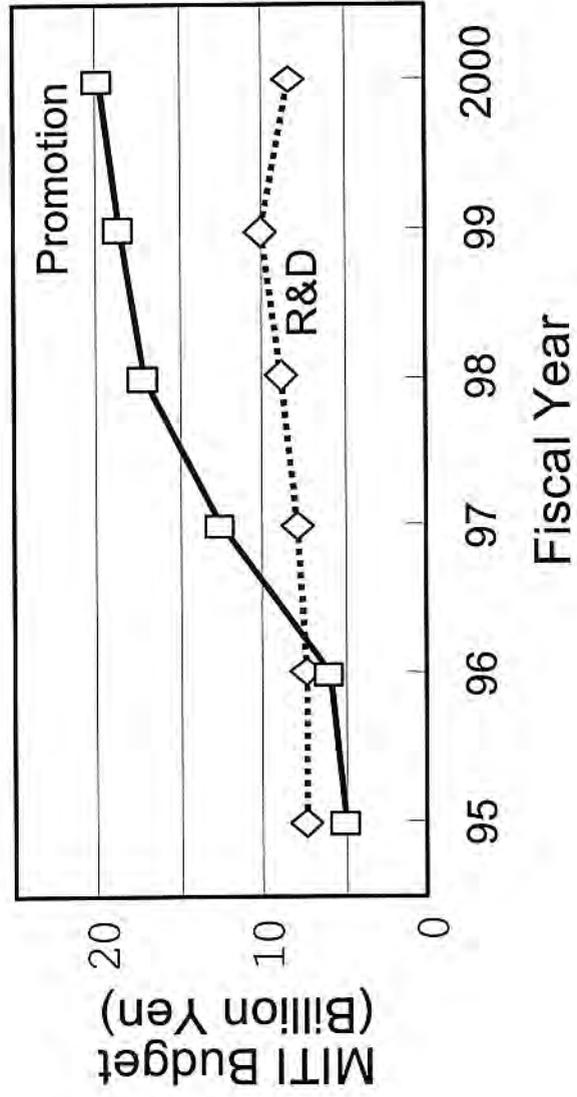


Fig.1 MITI Budget for PV Systems

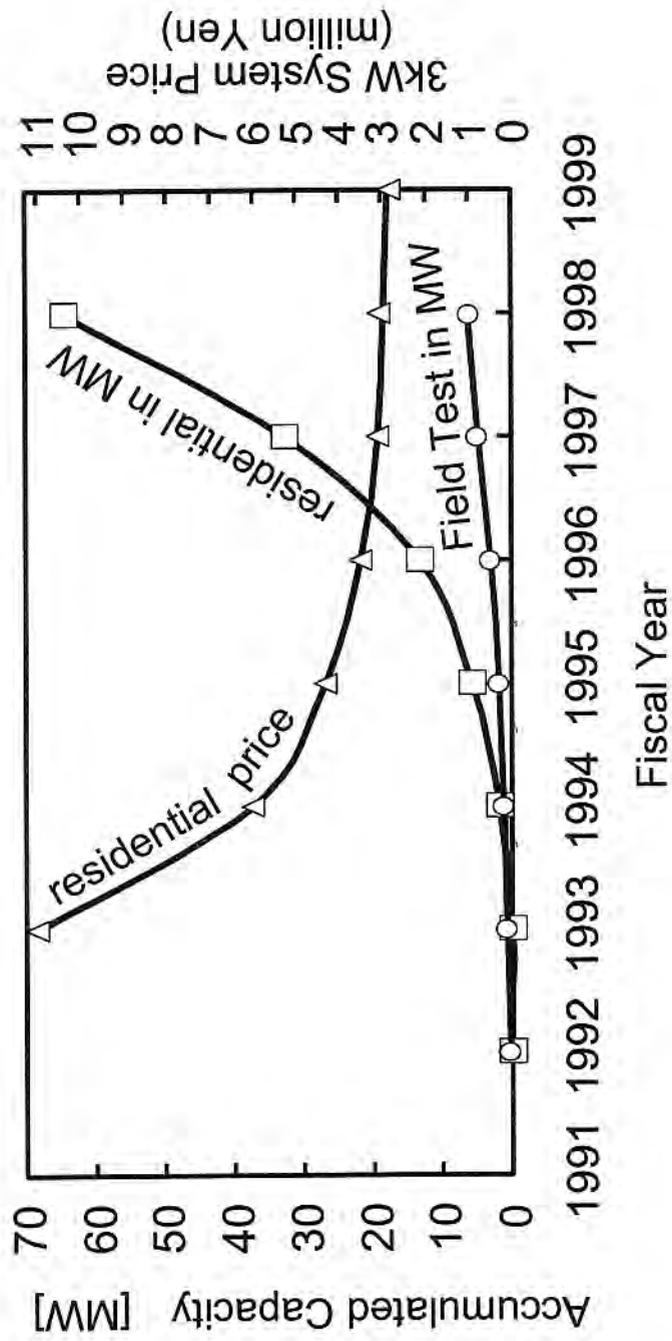


Fig.2 Accumulated capacity and price trends

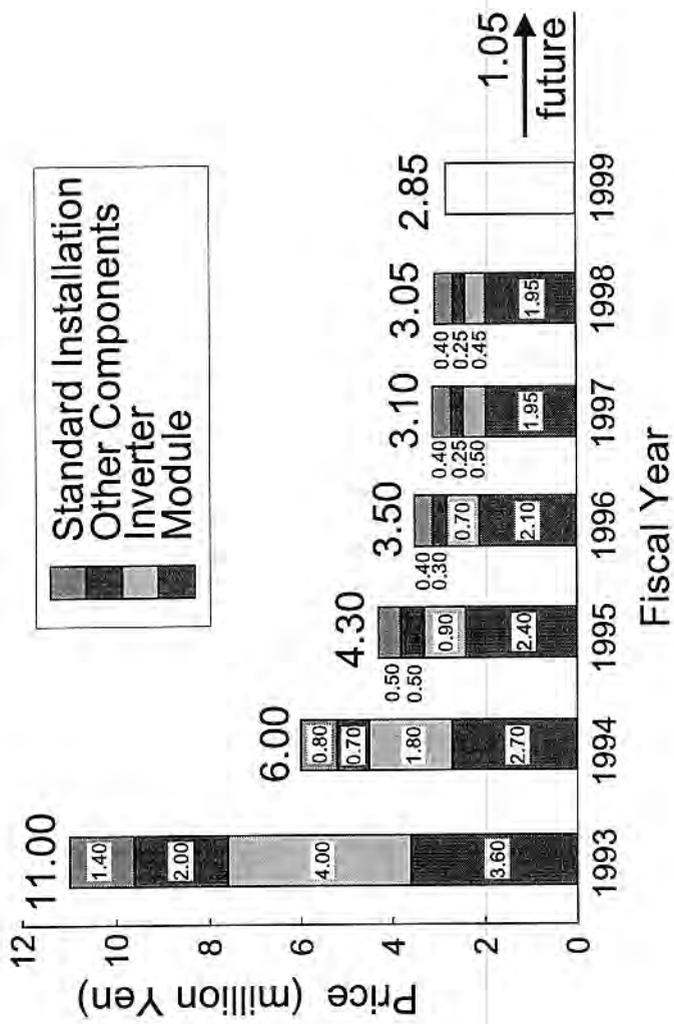


Fig.3 Price trends of a 3 kW residential system

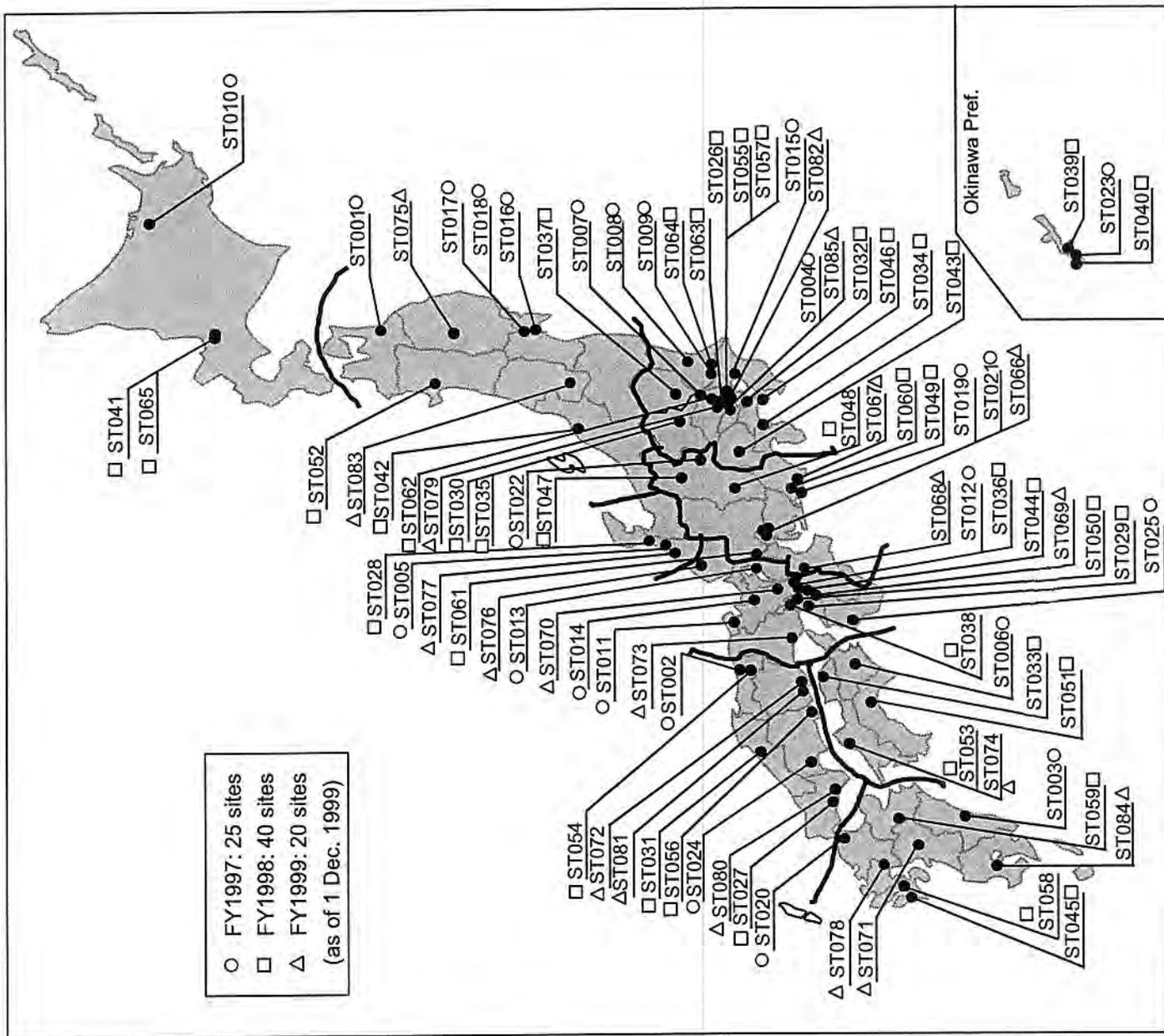


Fig.4 Location of residential PV systems measured by precise monitoring

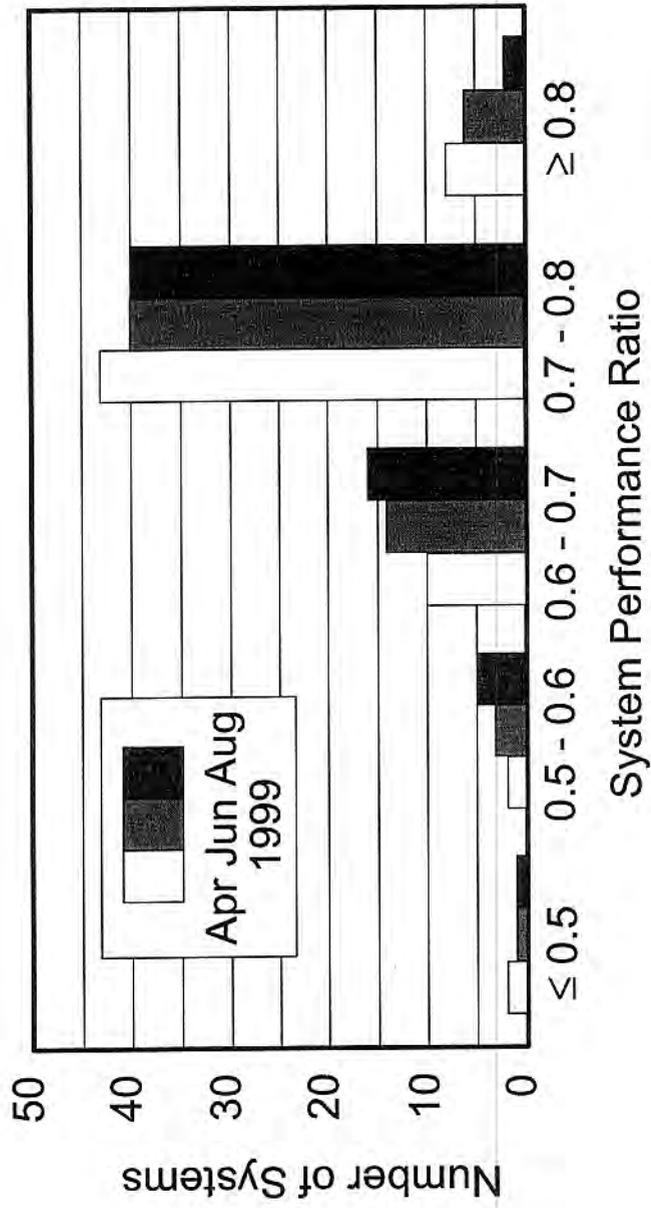


Fig.5 System performance ratio of 65 houses measured by precise monitoring system

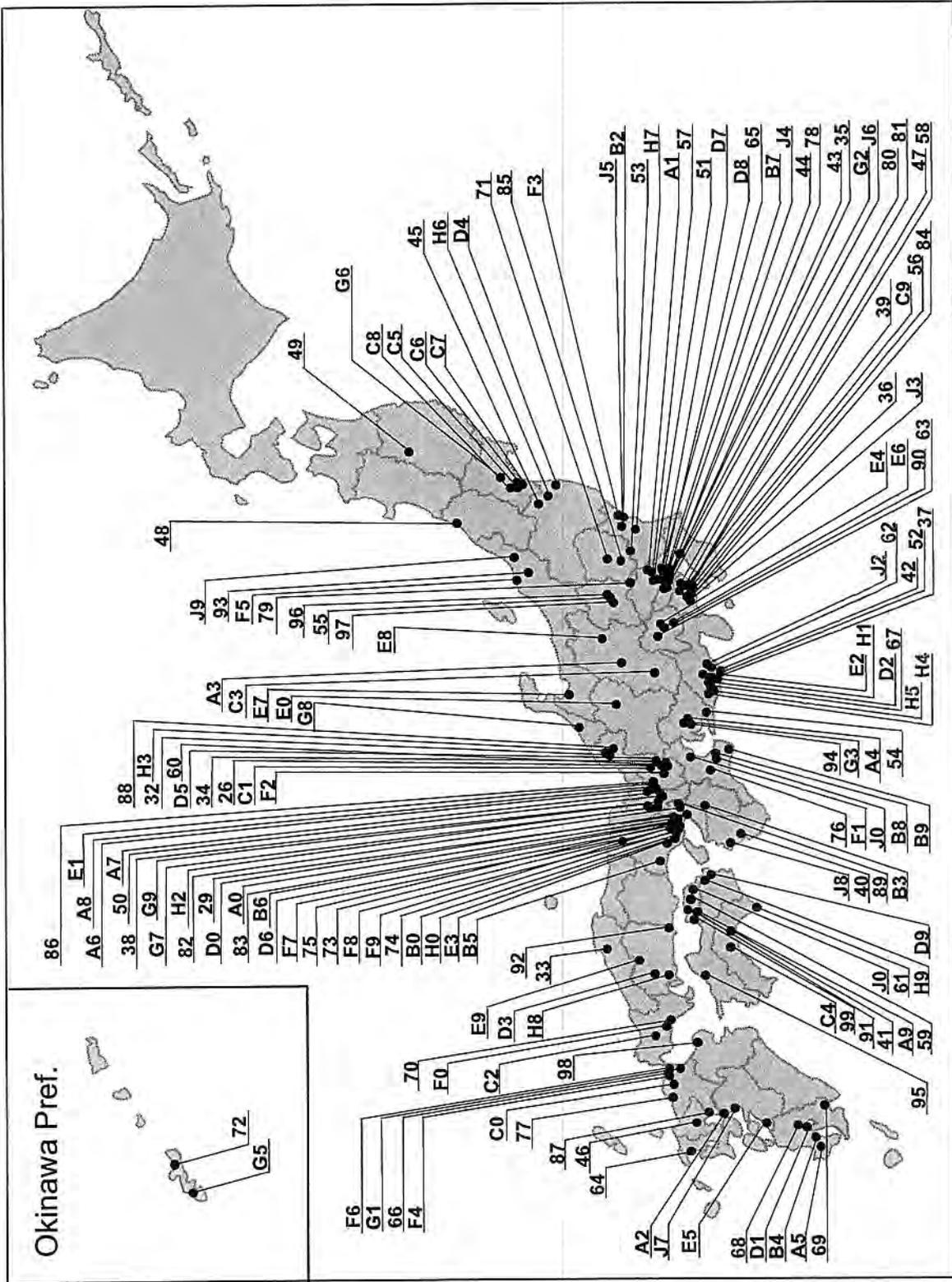


Fig.6 158 sites Measured in Field Test Project as of FY1998

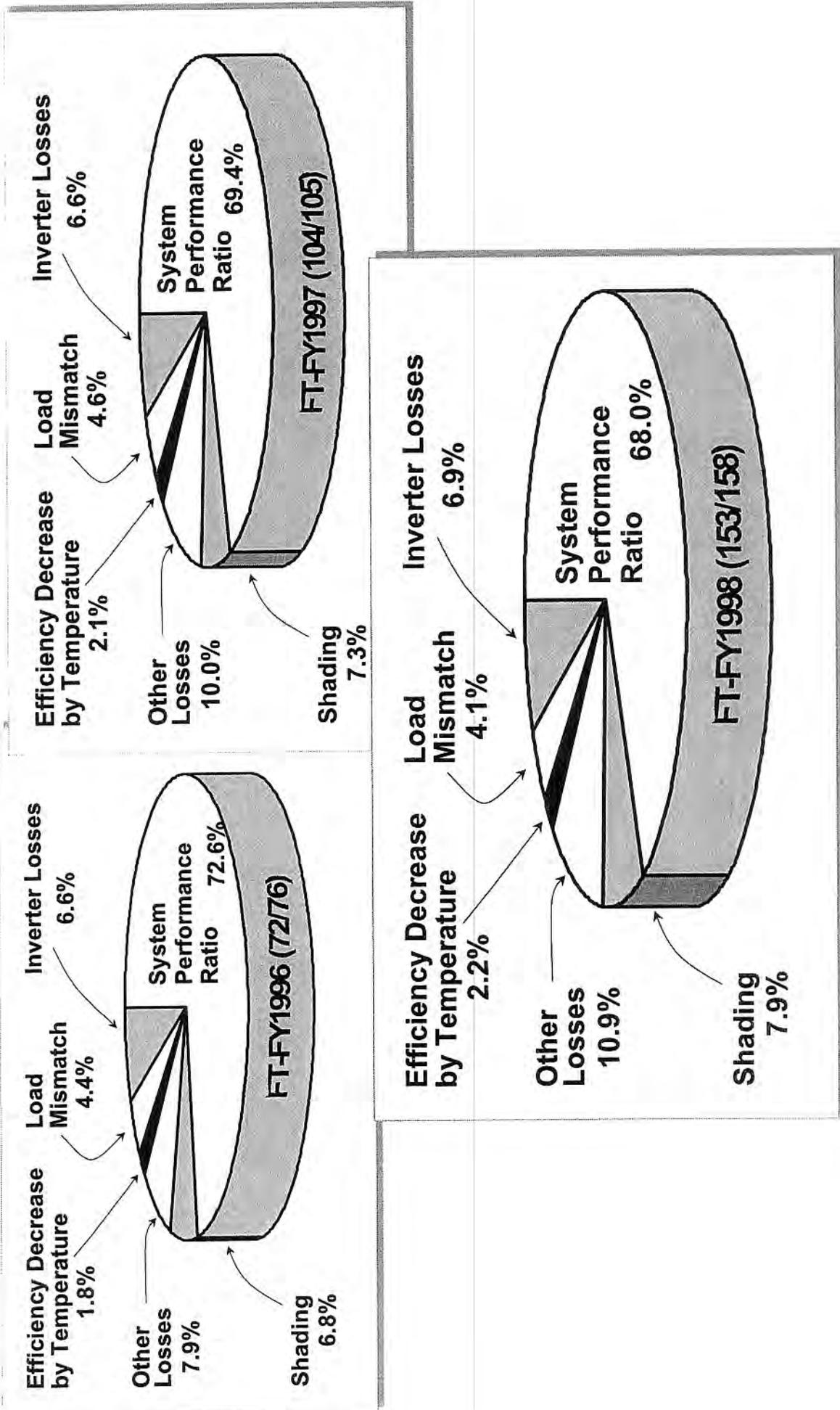


Fig.7 Average values of Field Test results analysed by the SV method for FY1996-FY1998

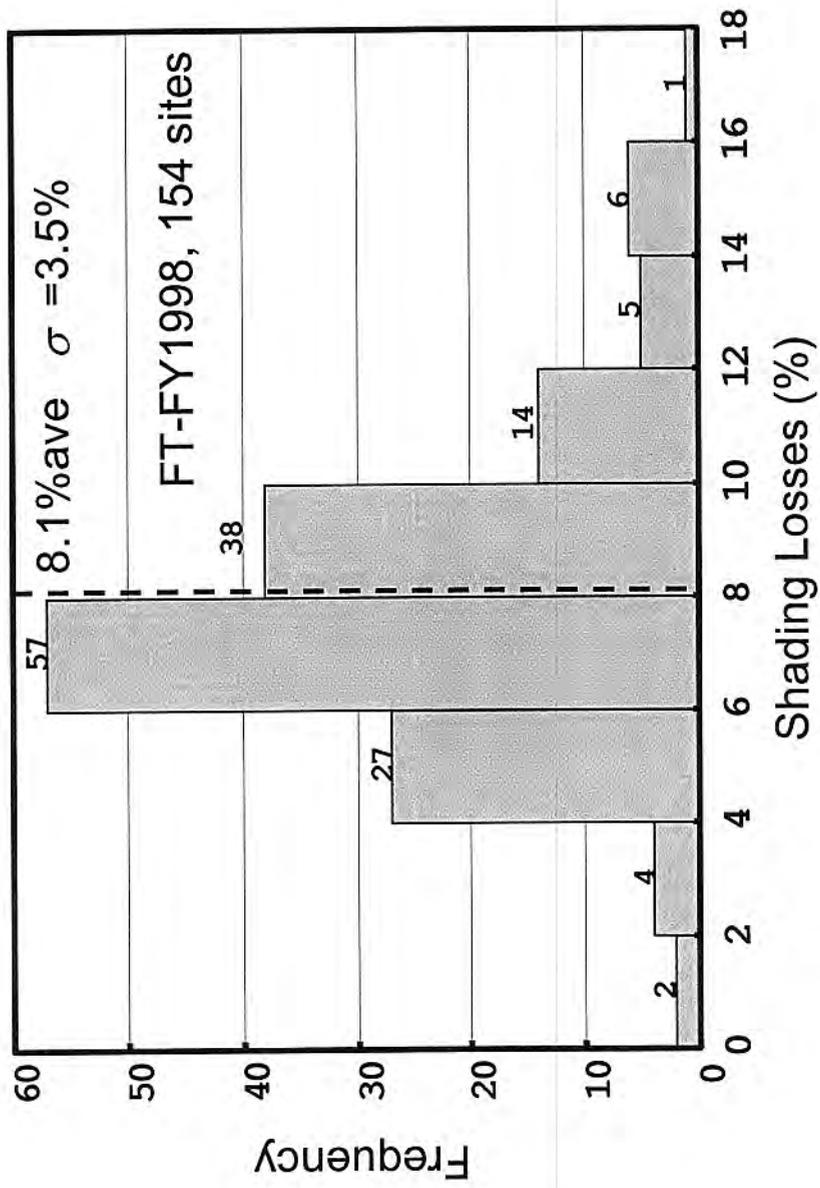


Fig.8 Distribution of shading losses observed at 153 Field Test sites in FY1998

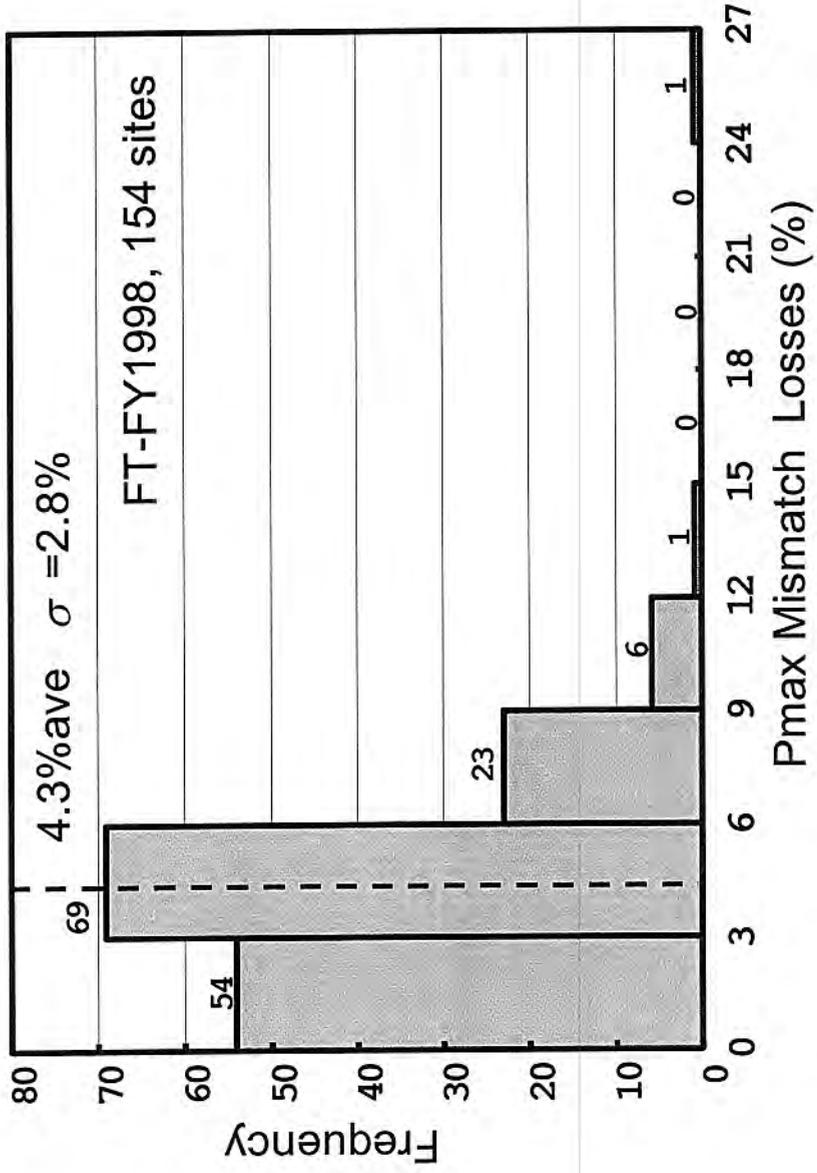


Fig.9 Distribution of Pmax mismatch losses observed at 153 Field Test sites in FY1998

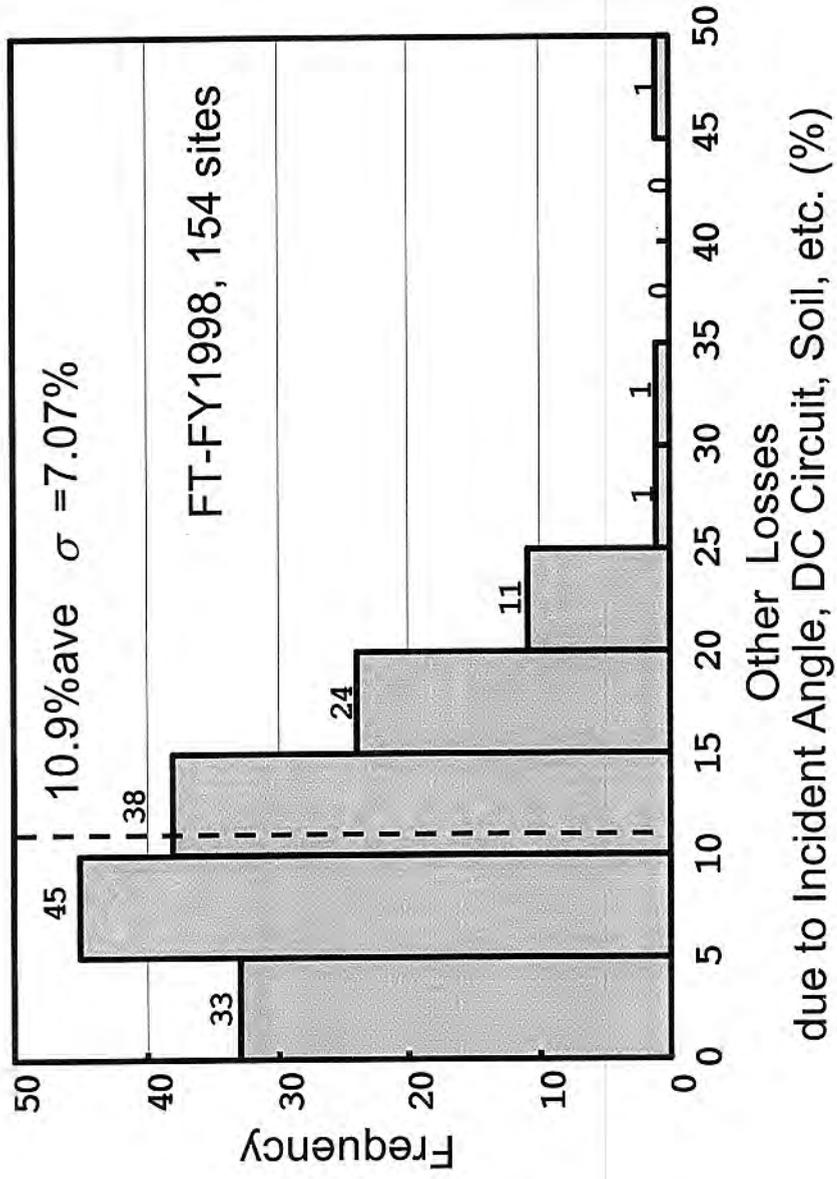


Fig.10 Distribution of other losses observed at 153 Field Test sites in FY1998

## A Preliminary Study on Potential for Very Large-Scale Photovoltaic Power Generation (VLS-PV) System on the Gobi Desert from Economic and Environmental Viewpoints

Masakazu Ito<sup>\*1</sup>, Kazuhiko Kato<sup>\*2</sup>, Hiroyuki Sugihara<sup>\*3</sup>, Tetsuo Kichimi<sup>\*4</sup>, Jinsoo Song<sup>\*5</sup>, Kosuke Kurokawa<sup>\*1</sup>

\*1: Tokyo University of Agriculture and Technology (TUAT), 2-24-16 Naka-cho, Koganei, Tokyo, 184-8588, Japan

\*2: New Energy and Industrial Technology Development Organization (NEDO), 3-1-1 Higashi-Ikebukuro, Toshima-ku, Tokyo 170-6028, JAPAN

\*3: Kandenko Co. Ltd., Chiyoda-machi, Niihari, Ibaraki, 315-0052, Japan

\*4: Resources Total System (RTS), Shinkawa, Chuo-ku, Tokyo, 104-0033, Japan

\*5: Korea Institute of Energy Research (KIER), 71-2 Jang-dong, Yusong-gu, Taejeon 3-5-343, Korea

### ABSTRACT

The authors focused on introduction of very large-scale photovoltaic power generation (VLS-PV) system on desert and designed 100MW PV system assuming that the system would be installed on the Gobi desert, which is one of major deserts in the world. Then energy payback time (EPT), life-cycle CO<sub>2</sub> emission rate and generation cost of the system were estimated by means of the methodology of life-cycle analysis (LCA). As a result of the estimation, 1.7-year of EPT and 12-g-C/kWh of CO<sub>2</sub> emission rate were obtained. These are very promising for the global energy and environmental issues. The generation cost was calculated at 13 Yen/kWh in case that PV module price was 100 Yen/W and system lifetime was 30 years.

### 1. Introduction

World energy demands have 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 demands, there will be serious problems: world energy supply problem and the global environmental issue. The need for nuclear power will enlarge as one of major options, but difficulties in its siting are more and more notable at the same time. Renewable energy is considered to have large potential as an alternative energy resource without constraint on energy supply and greenhouse gas

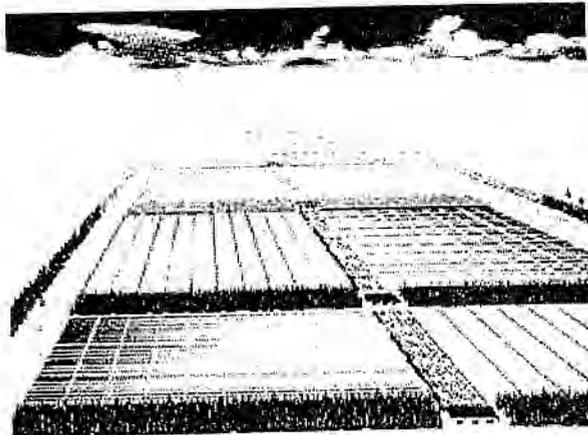


Figure 1 Image of VLS-PV system on desert.

emissions. One of promising renewable energies is solar energy. Although the solar energy is low density by nature, it has a large potential if world deserts can be available. Therefore we focused on introducing very large-scale photovoltaic power generation (VLS-PV) system on desert, and evaluated its potential from economic and environmental viewpoints as a preliminary study.

### 2. Methodology of Evaluation

A methodology of "Life-Cycle Analysis (LCA)" was employed in this study to evaluate the potential of VLS-PV system. The LCA is becoming a major tool to evaluate environmental impact of product throughout its life-cycle. We estimated requirement of energy and material for life-cycle of VLS-PV, that is, production and transportation of 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. EPT, a special index for energy technology, means years to recover life-cycle primary energy consumption by its own energy production.

### 3. Major Assumptions

In this study it was assumed that 100MW VLS-PV system would be installed on the Gobi desert, one of large deserts in Asia. We designed the VLS-PV system based on the following assumptions:

- (1) Irradiation and ambient temperature data were based on those for Huh-hot (40° 49' N, 89° 12' E), inner-Mongolia, China, shown in Table 1;
- (2) Polycrystalline silicon PV module with 12.8% efficiency was employed;
- (3) Fixed flat plates, which faced south, were employed for array structure;
- (4) Capacity of a minimum unit was 500kW;
- (5) System performance ratio was 78% considering

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 Requirement for major components  
(tilt angle=30°)

Item	Unit	Amount
PV module	piece	840,000
Array support	ton	9,700
Foundation	ton	136,000
Cable		
600V CV	km	1,500
6.6kV CVT	km	29
6.6kV CV	km	34
110kV CV	km	13
Inverter with transformer	set	200
Circuit breaker	set	200
Common apparatus	set	18

operation temperature and so on, and lifetime was 30 years;

- (6) Both module price and array tilt angle were valuable parameters;
- (7) Array support and foundation were produced in China, and other system components such as modules, cables and inverters were manufactured in Japan. All the components were transported to installation site on the Gobi desert. Land preparation was also considered.

#### 4. Evaluation Results

Based on the assumptions described above, the VLS-PV system on the Gobi desert was designed in detail. Figure 2 is an example for array design in case that 30 tilt angle was assumed. The 100MW system occupies approximately 2 km<sup>2</sup> land space and requires large amount of system components shown in Table 2.

Estimation results for generation cost shown in Figure 3 suggest that employing 30°-tilt angle gives the minimum generation cost, independent of PV module price. In case that PV module price is assumed to be 100 Yen/W, generation cost was calculated at about 13 Yen/kWh, around one third of which was from PV module cost.

EPT and life-cycle CO<sub>2</sub> emission rate are given in Figure 4. EPT was less than 2 years, that is, the VLS-PV system can produce net power after 2-year operation. CO<sub>2</sub> emission rate was 12g-C/kWh, which was much less than average CO<sub>2</sub> emission rate of utility in China (=260g-C/kWh).

#### 5. Conclusion

The authors designed a 100MW VLS-PV system assuming that the system would be installed on the Gobi desert and evaluated potential from economic and environmental viewpoints. Both EPT and life-cycle CO<sub>2</sub> emission rate calculated in this study suggest that large-scale introduction of PV technology is very promising for energy resource saving and the global environmental issue. On the other hand, generation cost was estimated at about 13 Yen/kWh in case of 100 Yen/W of PV module price. In order to reduce the generation cost, we have to examine simpler system design.

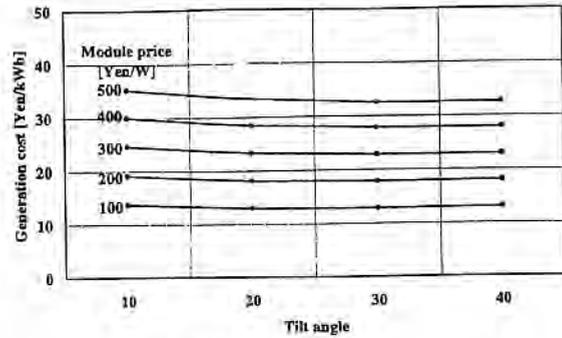


Figure 3 Results of Generation Cost

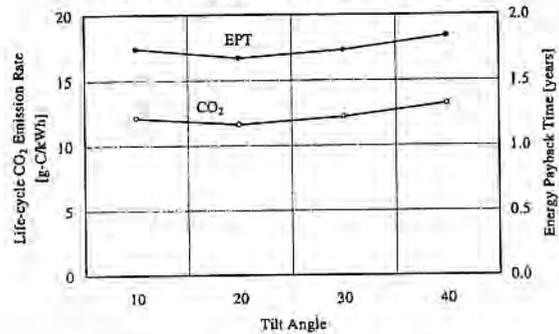


Figure 4 Results of EPT and CO<sub>2</sub> Emission Rate

Now we are planning to design and evaluate the VLS-PV system installed on other world deserts such as Sahara, Thar, Great Sandy, and Sonora by applying the same approach used in this study. Furthermore, applications appropriate for the system on the desert should be discussed. One of possible options may be an application for irrigation.

#### References

- [1] C.Jennings, A.B.Reyes & K.P.O', Brien PVUSA utility-scale system capital and maintenance costs, WCPEC-1, Dec, 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

## Analysis of the Impacts of Transferring a Photovoltaic Module Manufacturing Facility

Pietro Menna<sup>\*1</sup>, Umberto Ciorba<sup>\*2</sup>, Francesco Pauli<sup>\*2</sup>, Keiichi Komoto<sup>\*3</sup>, Kazuhiko Kato<sup>\*4</sup>, Jinsoo Song<sup>\*5</sup>, Kosuke Kurokawa<sup>\*6</sup>

\*1: ENEA, Centro Ricerche Portici, Località Granatello, I-80055 Portici (Napoli), Italy

\*2: ENEA, Funzione Studi, lungotevere Thaon di Revel 76, 00186, Rome, Italy

\*3: Fuji Research Institute Corporation, 2-3, Kandanishiki-cho, Chiyoda-ku, Tokyo, 101-8443, Japan

\*4: New Energy and Industrial Technology Development Organization, 1-1-3 Higashi-Ikebukuro, Toshima-ku, Tokyo, 170-6028, Japan,

\*5: Korea Institute of Energy Research, 71-2 Jang-dong, Yusong-gu, Taejeon 3-5-343, Korea

\*6: Tokyo University of Agriculture and Technology, 2-24-16 Naka-cho, Koganei, Tokyo, 184-8588, Japan

### ABSTRACT

Due to photovoltaic (PV) systems installation and PV infrastructure development a large-scale demand for PV systems can produce positive socio-economic implications, in terms of induced production and job creation. The socio-economic impact of transferring a PV module manufacturing facility was analysed, based on the detailed cost analysis and input/output (I/O) analysis. For a higher definition of study we have then selected a practical case assuming to operate a technology transfer to Morocco. The value of induced production amounted to 22.3 million Euro, i.e. 1.36 times of the total cost with a number of induced employees of 196 man-years, more than 2 times the required employees at the facility.

### 1. Introduction

Very large-scale schemes for solar electricity generation 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.

As known, the transfer of PV manufacturing facilities may stimulate various economic activities as well as the establishment of a local PV industry, and may induce a more sustainable developments in the investigated region.

For the success of sustainable development, a variety of technology transfers and the procedure of those is very important. First stage, it will be proper that a facility for PV module fabrication will be constructed and operated.

This paper describes a preliminary analysis of the socio-economic impact of transferring a PV module manufacturing facility to Morocco.

### 2. Analysis of PV module fabrication cost

#### 2.1 General assumptions

It was first needed to analyse in detail the

components of the cost of module fabrication process. As known, it consists of the cost of solar cell, raw materials, labours, equipment, utilities and so on. It was assumed a production capacity of 5 MW per year of PV module fabrication and multi-crystalline Silicon solar cell has been the chosen technology, assuming a solar cell world market cost while the other costs were local.

#### 2.2 Results of analysis

The whole cost for 5 MW is Euro 16.3 million and the total specific cost is 3.26 Euro/W. The cost of solar cells reaches almost the 77% of the total. Direct and the indirect cost are 89 % and 11%, respectively. The required employees at the facility were figured out from the labour organisation sheet, as shown in Table 1.

Table 1 Required employees at the facility (production scale : 5MW/y, unit : man-years)

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>	<i>78</i>
R&D Engineers	2
Management	
-Director	1
-Commercial responsible	1
-Administration responsible	1
-Secretaries for the management	4
<i>Subtotal general</i>	<i>9</i>
<b>Total</b>	<b>87</b>

### 3. Analysis of socio-economic impact

#### 3.1 Methodology and assumptions

Because PV systems consist of modules, inverters and the other parts of the balance of system and these components are composed of various raw materials, the 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 an effective method for discussing and estimating the economic effects [3].

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.

### 3.2 Results of analysis

Table 2 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. This means that the induced production of operating PV module fabrication facility with a production capacity of 5 MW/year is 1.36 times the total production cost.

The total job created are 196 man-years, i.e more than 2.2 times the total personnel at the manufacturing facility.

Table 2 Impact of transferring a PV module manufacturing facility

Production cost (million Euro)	16.3
Induced production (million Euro)	22.3
Induced production coefficient	1.36
Jobs created (man-years)	196

### 3.3 Sensitivity analysis

Results of input output 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%.

## 4. A preliminary consideration for sustainable development and socio-economic impact

For the success of the technology transfer and the sustainability of the initiative, a sustainable development scheme is needed to be envisaged. As an example, the following concept was considered (Fig.1).

For start, a facility for PV module fabrication with production capacity of 5 MW/year will be constructed and operated, and at the same time, 25 MW PV system for supplying electricity to the facility will be installed and operated. Socio-economic effects shown above will be induced.

Then other facilities with the same production capacity will be constructed and operated, and the scale of the induced effects will increase to several times the first stage.

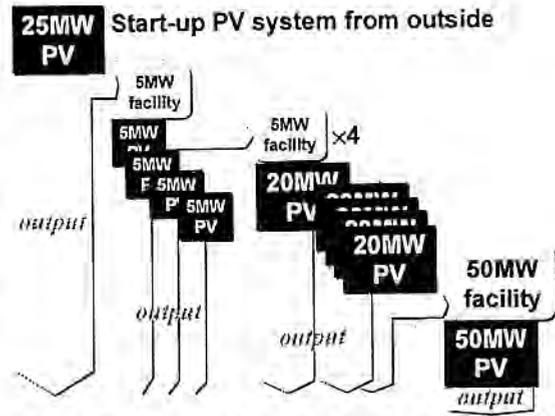


Fig.1 Conceptual view of a sustainable, technology transfer scheme

Next stage, by the technology transfer for mass production of PV module, those facilities will be integrated to reach up to 50 MW/year of production capacity. The induced effects will increase more.

In this scheme, assuming the lifetime of PV systems and facilities will be 20 and 10 years, the power generating capacity of PV system will reach 1 GW in 30 years. Such an enhancement of ability causes the establishment of PV industry. Therefore, more sustainable developments and relevant socio-economic effects may be induced in the regions.

## 5. Conclusion and further work

It was mentioned that the transferring a crystalline Si PV module facility could contribute to both industrial activation and employment opportunities. In the future, besides the scheme for sustainable development, the effects of transferring technologies on mass production, crystalline-Si PV cells production, thin-film PV cells/modules production, O&M and financing mechanisms will be discussed.

### Acknowledgements

This study has been carried out under the activities of IEA/PVPS TaskVIII, "Study on Very Large-Scale Photovoltaic power generation (VLS-PV) systems".

### Bibliography

- [1] S.H. Kim, C. MacCracken, J. Edmonds, Progress in Photovoltaics: Res. and App., 8, 3 (2000).
- [2] K. Kurokawa et al., Proc. of the 16th European PV Solar Energy Conf., 2950 (2000).
- [3] W. Leontief, The structure of the American Economy 1919-1939, Oxford University Press, (1951).

## EVALUATION OF OPERATION CHARACTERISTICS IN MULTIPLE INTERCONNECTION OF PV SYSTEMS

**Takashi Ishikawa, Kosuke Kurokawa**

Tokyo University of Agriculture and Technology

2-24-16, Naka-cho, Koganei, Tokyo, 184-8588 Japan/ Phone:+81-42-388-7445/fax:+81-42-385-6729

**Naotaka Okada, Kiyoshi Takigawa**

Central Research Institute of Electric Power Industry

2-11-1, Iwado Kita, Komae-shi, Tokyo, 201-8511 Japan/ Phone:+81-3-3480-2111/fax:+81-3-3430-4014

### ABSTRACT

In Japan, PV systems must be maintained within  $101V \pm 6V$  for the standard voltage of 100V according to "the technical recommendations for the grid connection of dispersed power generating". So, PV systems are provided with an automatic voltage control. The output power of PV systems will be reduced by the voltage control. Therefore, we develop a tool that analyzes the operation characteristic of grid-connected PV systems. Using this tool, we obtain the electric energy of PV system per year, and evaluate loss of electric energy which is reduced by the automatic voltage control.

### 1. INTRODUCTION

Grid-connected PV systems must follow the technical recommendations for the grid connection of dispersed power generating. The technical recommendations show that the voltage at consumers must be maintained within  $101V \pm 6V$  for the standard voltage of 100V. To maintain an adequate voltage, PV systems must be provided with an automatic voltage control. Therefore, PV systems control their output to maintain an adequate voltage, when the voltage of the distribution-line is raised. However, the controlled electric energy of a PV system, which is loss of electric energy by automatic voltage control with a PV system, isn't precisely known yet. So, this paper describes models of PV systems provided with automatic voltage controls, and an analysis of the PV system's operation characteristics, when many PV systems are connected to distribution-lines.

### 2. SIMULATION MODEL

#### 2.1 Distribution system model

A distribution system model is shown in Figure 1, and the configuration is shown in Table 1. This model is constructed with a 4 distribution line feeder. The distribution lines are connected to the distribution substation, and their feeder is shown in detail, where the others join together. 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-line model.

1. Regulating the supplying voltage at a distribution substation.

2. Switching the voltage transformation ratio of pole mounted transformers in the distribution network.

3. Installing a power factor improvement capacitor.

The first function which regulates the supplying voltage depends on the fluctuant load of a grid-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. In this simulation, the LDC method is used.

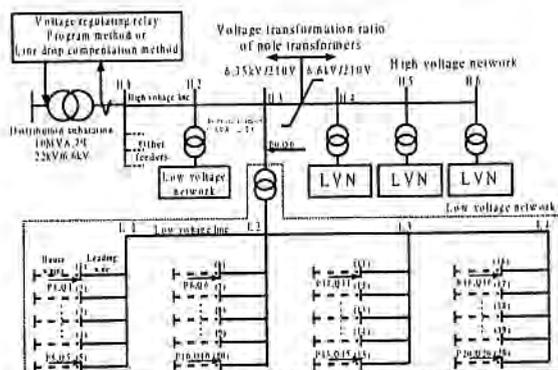


Figure 1 Distribution system model

Table 1 Distribution-line model Configuration

High Voltage Distribution Line Impedance	0.313+j0.377 $\Omega$ /km
Low Voltage Distribution Line Impedance	0.025+j0.02 $\Omega$ /40m
Distribution Line Length	6km
Total High Voltage Load	800kW
Total Low Voltage Load	1300kW
Consumer's Houses	1800
Power Factor Improvement Capacitor	345kVA

#### 2.2 PV system model

A function of an automatic voltage control with PV systems is shown in Figure 2. This function regulates voltage at the output of the PV inverter, to control the leading reactive power or active power. When the voltage exceeds the upper limit and the power-factor is the within limit, the leading reactive power is increased. Moreover, when the power-factor exceeds the limit, the active power of a PV system is decreased. In this simulation, the PV system model is given the function of automatic voltage control, the PV inverter capacity is 3.3kW, the upper voltage limit is 214V, and the limited power-factor is 0.85.

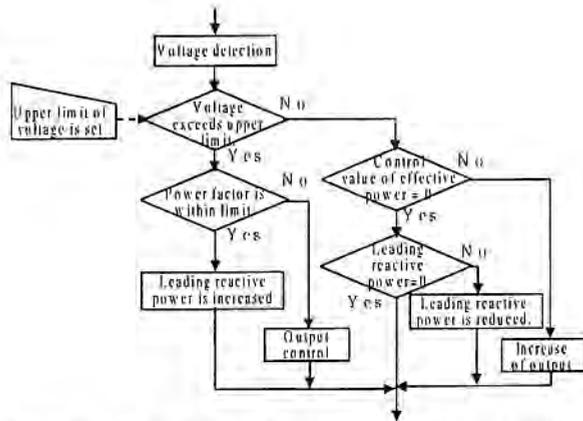


Figure 2 Function of automatic voltage control

### 3. SIMULATION RESULTS

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

Operation characteristics of PV systems in some places are shown in Figure 3. In this case, the rate of PV systems is 50%, and the solar irradiance trend is for a clear day in autumn. At the end of a grid-line (H6(16)), The voltage exceeds the upper limit (214V) in the daytime, therefore this PV system which connects to this point controls the leading reactive power. On the other hand, at the point (H2(16)) nearer the distribution substation, some PV systems do not need to control this.

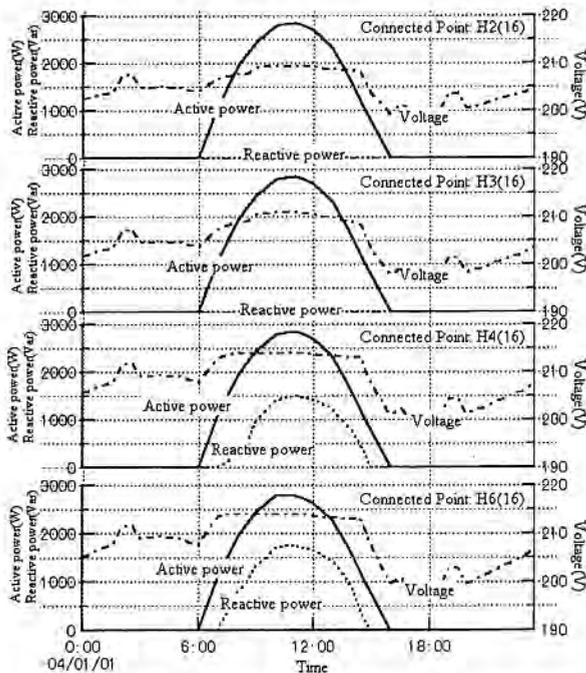


Figure 3 Operation Characteristic of PV systems

#### 3.2 Rate of the controlled electric energy of a PV system for a day

The rate of the controlled electric energy of a PV system, where the end of a grid-line (H6(16)), for a day is shown in Figure 4. It is defined as the rate to the maximum electric energy for a day. The PV

system starts to control the reactive power, when the rate of PV systems exceeds 30%, then, it starts to control the active power, when the rate of PV systems exceeds 50%.

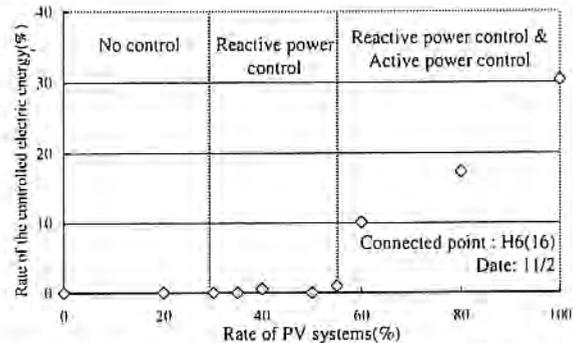


Figure 4 Rate of the controlled electric energy of a PV system for a day

#### 3.3 Rate of the controlled electric energy of a PV system for a month

The maximum and average rate of the controlled electric energy of a PV system, where the end of grid-line (H6(16)), is shown in Figure 5. In spring and autumn, the rate of the controlled electric energy increases, because in these seasons load is lower than in the other seasons. In particular, the maximum rate of controlled electric energy on April is 8% for a day. In this case, the average rate is 0.47% for a year.

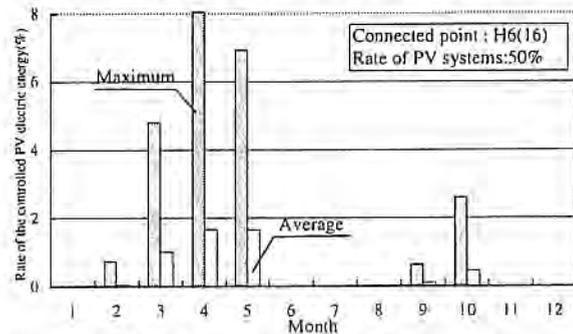


Figure 5 Maximum and average rate of the controlled electric energy of a PV system for a month

### 4. CONCLUSION

This paper presented a model of PV systems provided with automatic voltage controls and an analysis of PV systems' operation characteristics when many PV systems are connected to grid-lines. The following results were obtained.

1. Under same conditions, it makes a difference to the output power. PV systems at the end of a grid-line reduce more.
2. In spring and autumn, the rate of the controlled electric energy tends to increase. In this case, the maximum rate of controlled electric energy on April is 8% for a day, and the average rate of controlled electric energy is 0.47% for a year.

## Dynamic Evaluation of Maximum Power Point Tracking Operation with PV Array Simulator

Hiroshi Matsukawa\*, Koukichi Koshiishi\*, Hirotaka Koizumi\*, Kosuke Kurokawa\*  
Masayasu Hamada\*\* and Liu Bo\*\*

\* 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

\*\* Myway Labs Co., Ltd.  
1-19-3 Shinyokohama, Kohoku-ku, Yokohama, Kanagawa, Japan 222-0033  
Phone: +81-45-476-3722, Fax: +81-45-476-3723

### ABSTRACT

This paper presents a quite new proposal how to measure the dynamic control ability of Maximum Power Point Tracking (MPPT) for PV inverters under the condition of fluctuating irradiance. It 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 (APL). Most of parameters are controllable by sophisticated software within very short time and for 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.

### 1. Introduction

It is effective for 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. Using this simulator, the I-V curve studied by Matukawa et al. [1] can be simulated. So, irregular pattern caused by shading etc. are also able to be simulated. PV array structure is arranged freely. Furthermore, when an I-V curve data set is formed, irradiance fluctuation is easily able to be treated. In this paper, detailed structure of the equipment is described. Then, results of tests are also introduced. Effectiveness of the dynamic evaluation of 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 [2] is shown in Fig. 1. The PC and the APL are connected by optical fiber with RS232C. At first, an I-V curve is generated in the PC. Then the data of the I-V curve is transmitted to APL. Following the data, the APL performs as a PV simulator. While its operation, parameters of APL are transmitted to PC and monitored every one

second. 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.

1. Simulating irradiance every one second for 9-hour operation
2. Preinstalled standard patterns of irradiance fluctuation (Additional files are able to be installed.)
3. Faithfully simulated output characteristics of PV array (Parameters are able to be set.)
4. Size, weight, and cost reduction
5. Operation by a PC with convenient handling
6. Simulating an enough scale of PV array for a standard residence
7. Further utilization as constant voltage and/or current power supply

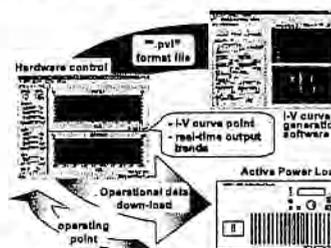


Fig.1 Basic structure of PV array I-V curve simulator

### 3. Tests of PV inverter response time

A commercial PV inverter was tested with the PV array I-V curve simulator using an experimental circuit model shown in Fig. 2.

#### 3.1 Tests for sudden irradiance fluctuating

Figure 3 shows observed output waveforms of the simulator and the inverter. In this test, irradiance was stepped down from 1.0 kW/m<sup>2</sup> to 0.5 kW/m<sup>2</sup>. The measured voltage control response time of the inverter was approximately 0.5 s in this test.

#### 3.2 Tests for sudden temperature variation

The temperature of PV module was suddenly stepped up from 40 deg to 60 deg, in this case it took approximately 200 s to 240 s tracking the  $P_{MAX}$  point. When the temperature changed from 60 deg to 40 deg, it was about 200 s.

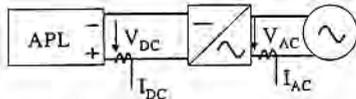


Fig. 2 Circuit model for measurement

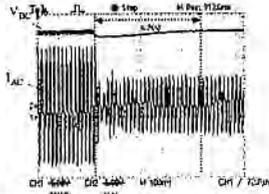


Fig. 3 Observed waveforms of the inverter output current  $I_{AC}$  and the simulator output voltage  $V_{DC}$ .

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

##### 4.1 Default data of irradiance fluctuating

The commercial PV inverter was tested with the simulator for MPPT control. Figure 4 shows the default data sets prepared for a typical clear sky pattern "Clear" and 3 kinds of fluctuating patterns "Vary-1", "Vary-2" and "Vary-3". These are chosen from actual observation with 1 second sampling at Tsukuba around 4 years since 1996.

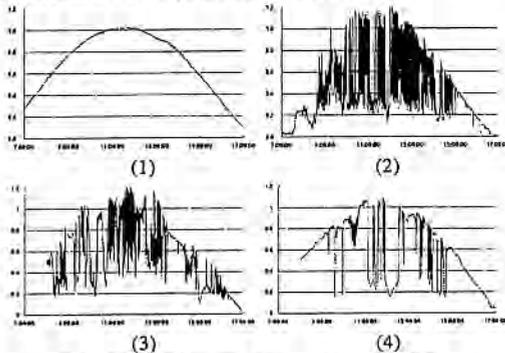


Fig. 4 Default irradiance patterns: (1) Clear; (2) Vary-1; (3) Vary-2; (4) Vary-3

We define a factor  $K_{PM}$  for evaluating the inverter's MPPT control capability.

$$K_{PM} = \frac{\sum \text{PV array Output Power}}{\sum P_{MAX}} \times 100[\%] \quad (1)$$

##### 4.2 Calculation of array temperature variation

Presumption of array temperature usually requires many parameters. However we can easily calculate the temperature by the following equations,

$$T_{CR} = T_A + \Delta T$$

$$\Delta T = (-6.036 + 0.274 \cdot V + 0.071 \cdot V^2) + H_{AE} \cdot (45.63 - 5.91 \cdot V + 0.333 \cdot V^2), \quad (2)$$

where,  $T_{CR}$ ,  $T_A$ ,  $V$ , and  $H_{AE}$ , are array temperature, air temperature, wind velocity, and irradiance.  $T_A = 25$  deg and  $V = 1.0$  m/s are assumed. The developed simulator allows an operational mode of high speed fluctuation of irradiance and followed temperature variation.

##### 4.3 Experimental results

Using the irradiance data of array temperature, a commercial inverter has been tested. The results are shown in Fig. 5. The power  $P_{MAX}$  and voltage  $V_{PMAX}$  at

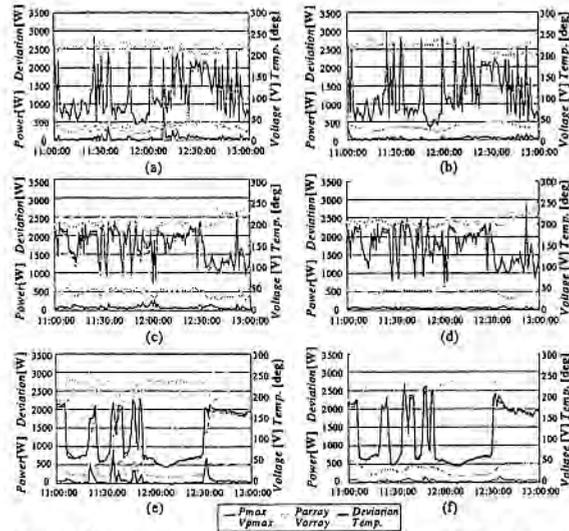


Fig. 5. Measured and calculated parameters of the tests as functions of time, for the irradiance data: (a),(b) Vary-1 with 1min. and 10min., (c),(d) Vary-2 with 1min. and 10min. and (e),(f) Vary-3 with 1min. and 10min.

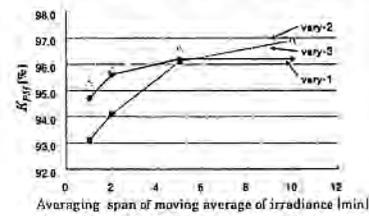


Fig. 6 MPPT control capability

$P_{MAX}$  point, the output power  $P_{array}$  and voltage  $V_{array}$  of PV array, deviation of  $P_{array}$  from  $P_{max}$ , 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 min and 10 min averaging spans. All the data are stored in the monitoring PC. From results of these tests, using eq.(1),  $K_{PM}$  for evaluating the inverter's MPPT control capability of the inverter is calculated and shown in Fig. 6. 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 and K. Kurokawa, "Investigation of photovoltaic array simulation method for architecture", Proc.JSES/JWEA Joint Conf. '99, pp.57-60, Nov. 1999 (in Japanese)
- [2] 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, p. 3042, March 2001

**A study of measuring and estimating for in-plane irradiation using minute horizontal Global Irradiation**

**Junsetu Tamura and Kosuke Kurokawa**

Tokyo University of Agriculture and Technology

Naka-cho, Koganei, Tokyo, 184-8588 Japan/ phone:+81-423-88-7445/fax:+81-423-85-6729

**Kenji Otani**

National Institute of Advanced Industrial Science and Technology (AIST)

Umezono, Tukuba, Ibaraki 305-8568 Japan/ phone:+81-298-61-5152/fax:+81-298-61-5829

**ABSTRACT**

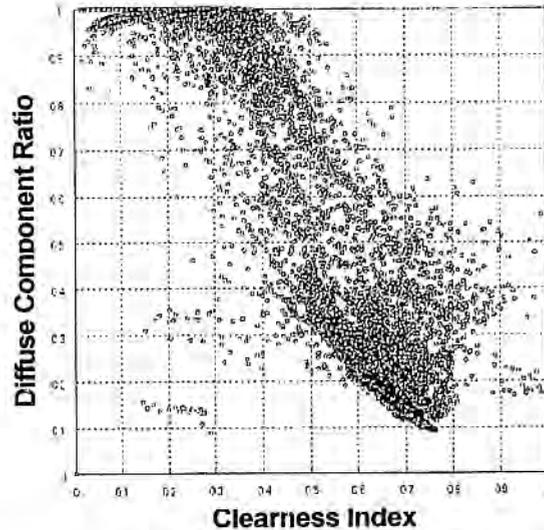
To propose a formula for calculating irradiation onto an in-plane surface from measured data on the tilt angle, detailed examination has been made by using data obtained for every one minute. The adoption of clearness index has make time-independent analysis available. By evaluating the moving averages of time-series data, an information of weather conditon could be acquired. This work presented in a new calculating model for estimating irradiance onto an in-plane surface. The input parameter for this model is global irradiation sampled with 1 minute, and no other parameter is needed. This model will offer a guide to observation systems that one-minute global irradiation data should be measured surely.

**1. Introduction**

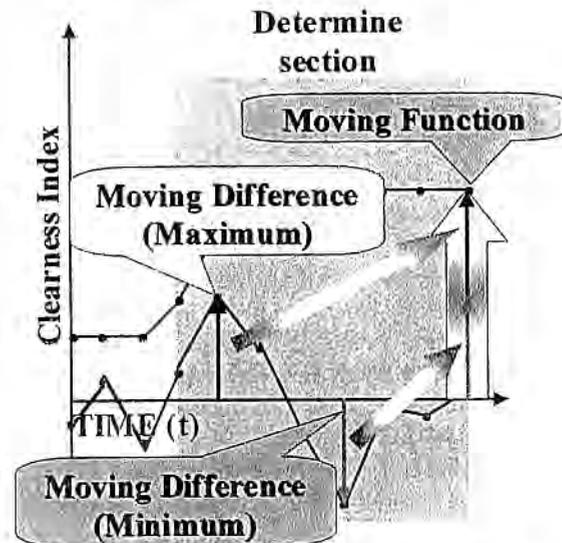
It is necessary to separate diffuse irradiation and direct irradiation from horizontal global irradiation in order to estimate in-plane irradiation where in-plane irradiation itself is not been measured. Some models for estimating the diffuse irradiation from the global irradiation by using relationship between diffuse and circumsolar irradiance have been already proposed by many authors and are often used<sup>1)</sup>. However, almost such models have errors that is caused by variable sky condition in their estimation at partially cloudy and fluctuation. In this study, the author's purpose is to make a simple model for estimating the diffuse fraction, which model use time series of minute global irradiation data

**2. Approach**

Global irradiation and diffuse irradiation have been monitored with EKO MS801 pyranometer and EKO pyranometer with co-operated shadow-ball in our University(35° 6'N, 139° 52'E). They measured solar radiation with time interval of one minute. Figure 1 illustrates a relationship between diffuse component ratios (diffuse irradiance/global irradiance) and clearness indices (global irradiance/extraterrestrial irradiance).



**Figure 1: Relationship between Diffuse Component Ratios and clearness indices**



**Figure 2: How to calculate the Moving-Function From the Clearness Indices.**

There are high scatterations each other. It is difficult to make estimative model for diffuse component ratio. In this investigation, we have 4-classification for weather to make the estimative model and the "Moving Function (MF)" which is determined by "Moving Average (MA)" and "Moving Difference (MD)".

To obtain an information of weather condition, the "Moving Function (MF)" was defined. At first, we defined the "Moving Average (MA)". MA is described for clearness index  $Z(t)$  as Equation (1).

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

$Z(t)$ : Clearness Index      DS: Determine Section  
 "Moving Difference (MD)" is the difference from MA at that time. Then, total number of Maximum MD and Minimum MD is Moving Function (MF) in the Determine Section (5 minutes).

The conditions of "Clear" and "Cloudy" are so stable that we can use only clearness indices to separate the classes. The other party, "Partially cloudy" and "Fluctuation" are not so stable that we should use the "Moving Function (MF)" additionally. Our model is based on the fact that time-series-MF provides the information of weather condition. Measuring the global irradiance data that is monitored at one-minute intervals, we can estimate the diffuse radiation at the same time by using that model (named "Time-series-model").

### 3. Results

We used Residual Number, one is Root Mean Square Error (RMSE(2)) for error from Measured and the other is Mean-Bias-Error (MBE(3)) for bias error from measured, to assess Time-series-model.

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

$$MBE = \frac{\sum_{i=1}^n (I_E - I_M)}{n} \quad (3)$$

$I_E$ : estimated value,  $I_M$ : measured value

we compared irradiance estimated Time series model to Erbs model about In-plane and Diffuse Hourly irradiance at every sky condition. Figure 3 shows comparison of Hourly In-plane Irradiance between measured and estimated irradiance. All of times, estimated value using Time-series-model is proximate to measured value. Table 1 shows comparison of Time series model and Erbs model using Residual number about estimating Hourly Diffuse Irradiance. All of conditions, it is showed that Time series model has high quality to separate the Hourly Global Irradiance to Hourly Diffuse Irradiance. While estimating the Hourly In-plane Irradiance, Time-series-model is better than Erbs-model (Table 2) at all condition.

### 4. Conclusion

It is showed that Time series model is good for estimating Diffuse and In-plane Hourly Irradiance. Particularly, estimated value using Time-series-model is proximate to measured value everytime. In addition, compared Time series model to Erbs model with

Residual number, it is showed that Time series model has high quality to separate the Hourly Global Irradiance to Hourly Diffuse Irradiance. As well as Hourly In-plane Irradiance, Time series model is better than Erbs-model at all condition.

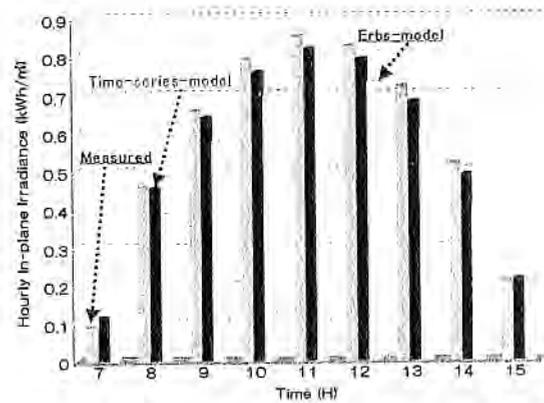


Figure 3: Comparison of Measured and Calculated. "Clear"

Table 1: Comparison of T.model and E.model about H.D.I.

	Clear	Cloudy	P.Cloudy	Fluctuation
T.(RMSE)	0.003	0.0002	0.016	0.037
T.(MBE)	-0.001	-0.0001	0.001	-0.019
E.(RMSE)	0.062	0.002	0.043	0.043
E.(MBE)	0.058	-0.001	0.037	0.024

Table 2: Comparison of T.model and E.model about H.I.I.

	Clear	Cloudy	P.Cloudy	Fluctuation
T.(RMSE)	0.03	0.003	0.032	0.041
T.(MBE)	-0.08	0.003	-0.017	-0.026
E.(RMSE)	0.088	0.004	0.060	0.077
E.(MBE)	-0.084	0.004	-0.055	-0.061

T.:Time-series-model, E.:Erbs-model, P.:Partially,

H.D.I.:Hourly Diffuse Irradiance, H.I.I.:Hourly In-plane Irradiance

### 5. References

- 1)D.G.Erbs, S.A.Klein, J.A.Duffie; ESTIMATION OF THE DIFFUSE RADIATION FRACTION FOR HOURLY AND MONTHLY-AVERAGE GLOBAL RADIATION, *Solar Energy* Vol.28, No.4, pp.293-302, 1982.

## Reflection and Absorption Characteristics of Electromagnetic Waves for PV Modules

Akihiko Yamaguchi, Kosuke Kurokawa, Toru Uno, Masaharu Takahashi

Tokyo University of Agriculture and Technology

Naka-cho, Koganei, Tokyo, 184-8588 Japan/ phone: +81-423-88-7132/fax: +81-423-85-6729

### 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 6 dB. However, if the PV module is installed in 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 difference 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 12dB.

### 1. Introduction

Photovoltaic (PV) modules are being used as an outer wall for reasons of variety of design, durability and 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 propose the method of reducing reflection of electromagnetic waves to solve these problems using PV modules or systems.

### 2. Absorption characteristics of one PV module

The prevalent PV modules structure consists of glass, Ethylene-Vinyl-acetate (EVA), silicon (solar cell) and back sheet. The back sheet of PV module is generally made of aluminum, besides the other three materials are dielectric. In consequence, it is possible to use the conventional theory\*1 for PV module since they are structured by three layer of dielectric. The absorption characteristic of one PV module was analyzed using this theory. The thickness and relative permittivity of each layer is shown in table 1. As a result, the prevalent PV module can absorb only 6dB. It is difficult to absorb more without changing this structure: for example changing the thickness, permittivity or medium.

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	6mm	0.6mm	0.5mm

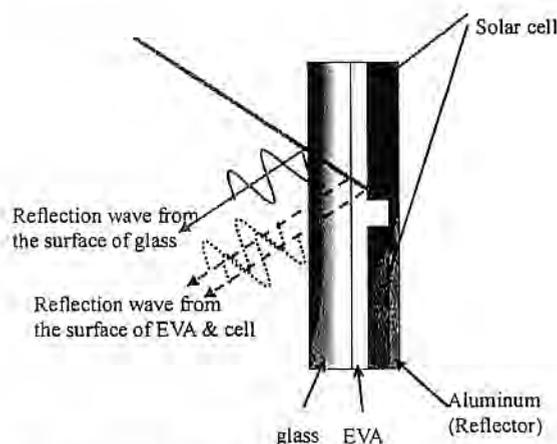


Fig.1 Absorption characteristics of one PV module

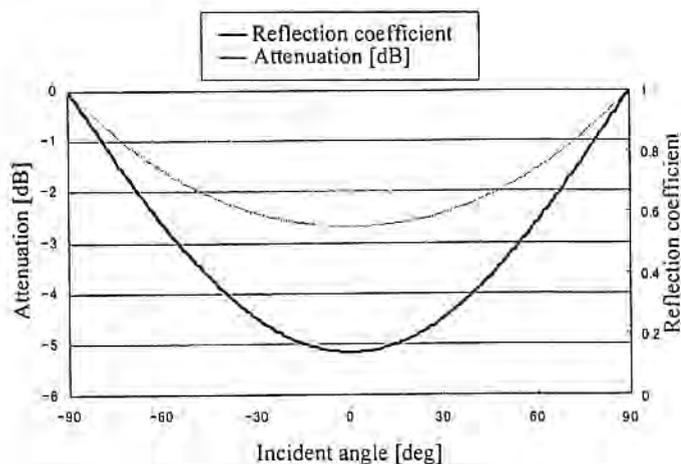


Fig.2 Attenuation and reflection coefficient

### 3. Absorption method of multi PV modules

Using multiple PV modules that have different impedance, the reflection waves of them can be canceled each other like figure 3. 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, when the phase difference of each reflection wave is  $\pi$  [rad], the interference waves are able to be completely counteracted. The relation of each impedance and reflection coefficient is following as:

$$\Gamma_A = \frac{Z_A - Z_0}{Z_A + Z_0} \quad (3.1)$$

$$\Gamma_B = \frac{Z_B - Z_0}{Z_B + Z_0} \quad (3.2)$$

$\Gamma_A, \Gamma_B$ : Reflection coefficient  
 $Z_0$ : characteristic impedance

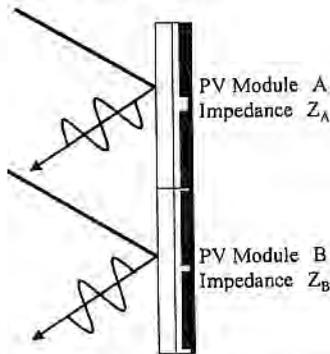


Fig. 3 Method of using multiple PV modules

## 4. Result

### 4.1 selection of capacity

In this paper, as changing impedance of PV module, a capacitor was connected with outside of the PV module, and the most suitable value was found by changing capacity. The result is shown in figure 4. It was obtained that the most appropriate capacity is 0.63[pF].

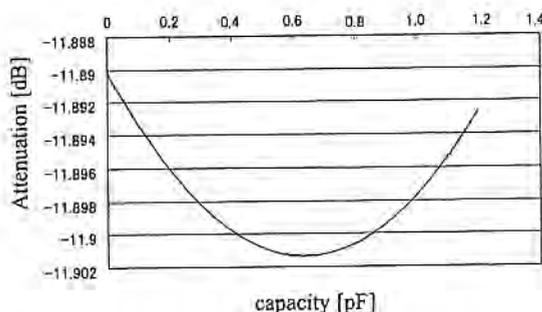


Fig. 4 Selection of Capacity

### 4.2 Attenuation of using multiple PV modules

Using the capacitor that led 4.1, the simulation was performed for incident angle of electromagnetic waves. This result is shown in figure 5. This method is 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 is important.

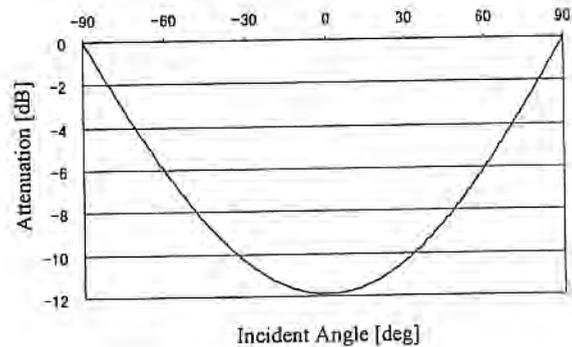


Figure 5 Absorption characteristic

## 5. Conclusion

In this paper, the authors confirmed the absorption characteristics of one PV module and analyzed the absorption method of using multiple PV modules. The attenuation was 6dB and 12dB in one and multiple PV modules, respectively. The PV module is able to attenuate electromagnetic wave depends on their combination. In the method of using multiple PV modules, there is a problem that someone who is to install PV systems emphasizes power generation or absorption of electromagnetic waves. As our future research, we will investigate most appropriate installation method including these two elements.

## Reference

- \*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 2001, Japan P.107

## Shading loss analysis of PV systems in urban area

Kenji Otani and Koichi Sakuta

National Institute of Advanced Industrial Science and Technology (AIST)  
AIST Central 2, 1-1-1 Umezono, Tsukuba, Ibaraki 305-8568, Japan

Toshiyuki Tomori and Kosuke Kurokawa

Tokyo University of Agriculture & Technology  
Naka-cho, Koganei, Tokyo, 184-8588 Japan

### ABSTRACT

In order to maximize the output from shaded PV systems or to decide the optimum capacity of their Balance-of-Systems (BOS), in-situ measurements of a lighting environment should be performed carefully for estimating the amount of solar irradiation before designing the systems. The authors have developed simple methods of the in-situ measurement of shading factors such as trees and buildings shadow, and have prepared three types of the environment capturing methods. This paper describes outlines of the shading loss analysis of PV systems using fisheye photography. Example results of the performance analysis of a residential PV system are also presented.

### 1. Introduction

Almost all the photovoltaic systems installed on the roof of residential houses and building-integrated photovoltaic systems (BIPV) in urban areas may face obstacles intercepting rays of light from the sun in greater or lesser degrees[1]. In order to maximize the output from such PV systems or to decide the optimum capacity of their Balance-of-Systems (BOS), in-situ measurements of a lighting environment should be performed carefully for estimating the amount of solar irradiation before designing the systems. The authors have developed simple methods of the in-situ measurement of shading factors such as trees and buildings shadow[2]. The scheme of these methods consists of following procedures.

- Capturing of environment by a digital camera with a fish-eye lens
- Estimation of incident irradiation into PV arrays

The authors have prepared three types of the environment capturing methods.

1. fisheye photographs on whole modules in certain arrays [1]
2. Fisheye photographs on partial modules at the edge of certain arrays
3. Stereo-fisheye surveying method (using

both-ends fisheye photographs) [3]

Validation of the estimation of the shading loss by using actually measured data is certified by simple parametric method, "SV method", the authors already developed [4]. This digest paper presents an example result of the second way of the environment capturing method.

### 2. Methodology

Irradiation on PV array surface  $H_{in}$  is set to the sum of irradiation on each PV module  $h_m(m)$  as follows.

$$H_{in} = \sum_{m=1}^M h_m(m) \tag{1}$$

$$h_m(m) = H_{dr} \cdot w \cdot \delta(m) + H_{dt} \tag{2}$$

Where,

- $m$  : module index number
- $M$  : total number of modules
- $w$  : weighting factor of the density of shadings
- $\delta(m) = 0$  : if shadow is detected on  $m$  th PV module
- $\delta(m) = 1$  : if shadow is not detected on  $m$  th PV module

In order to detect shade on a certain PV module in a certain array, sun tracks are imposed on a fisheye image taken on the modules. Trees that overlap the sun tracks are obstacles to the ray of sunlight and cause shade at the time when the sun is behind the trees.

### 3. Experiments

Fisheye photographs were taken on the roof and glass wall of a residential BIPV system, "J-House". Figure 1 indicates layout positions of fisheye camera. The system is located in the urban center of Tokyo and is surrounded by high-rise buildings. During eight months in 2000, the system provided 2,607 kWh electricity, and its system availability was 8.4% in average. The photographs could be taken only at the edge of the roof, because of the difficulty of approach into the middle of the roof. The time of shadings on modules on the middle of roof were estimated by interpolation along each horizontal line.

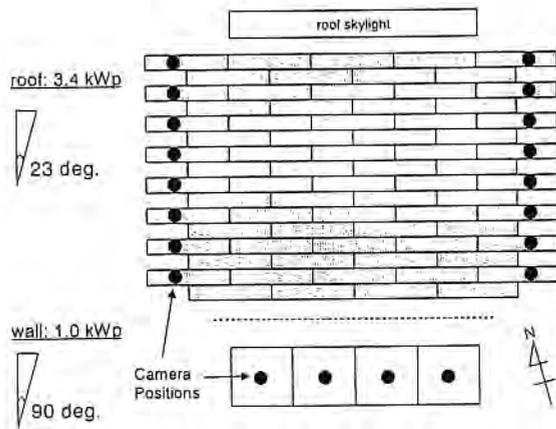


Fig.1: Layout positions of fisheye camera

#### 4. Results and Conclusions

Table 1 shows an example result of estimation of irradiation loss due to shadow for the residential BIPV system. Fig.2 and 3 indicate time series prediction of shade using fisheye photographs taken at the positions shown in Fig.1. This time series analysis indicates large difference of shade situation between seasons. The roof skylight at the top of the roof is the main cause of shading loss in the midsummer morning, while the southeastern roof of adjacent house is the cause in the midwinter morning. Such information on shading patterns enables to improve layout of PV modules and their wiring. The performance analysis of other various residential PV systems are also presented in this paper.

Table 1: Example result of fisheye analysis of shadings

Array Location	Module Type	PV Capacity [W <sub>p</sub> ]	Annual Irradiation [kWh/m <sup>2</sup> ]	Shading Loss [%]
roof	Single-crystalline	4,262	1,215	1.1
wall	Poly-crystalline	1,000	787	5.8
Total		5,262	1,134	1.8

#### References

- [1] Kurokawa, K et al. (1999). "Realistic PV performance values obtained by a number of grid-connected systems in Japan", North Sun '99, the 8th International Conference on Solar Energy in High Latitudes
- [2] Otani, K. et al. (1998). A simple monitoring method for estimation of shading loss of photovoltaic systems, EuroSun98 The Second ISES-Europe Solar Congress
- [3] Tomori, T. et al. (2000). On-site bipv array shading evaluation tool using stereo-fisheye photographs, The 28th IEEE photovoltaic specialists conference
- [4] Oozeki, T. et al. (2001). The Evaluation Method of PV Systems, to be presented at PVSEC-11

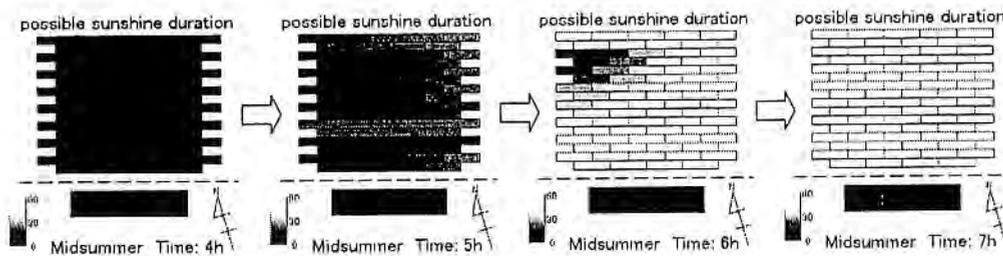


Fig.2: Time series prediction of shade in the midsummer morning

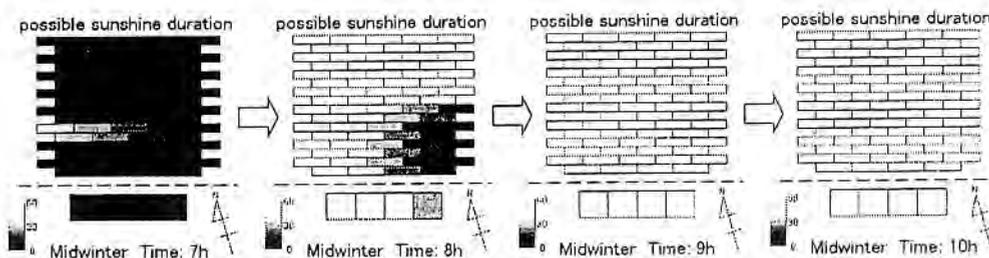


Fig.3: Time series prediction of shade in the midwinter morning

The Evaluation Method of PV Systems

Takashi Oozeki\*, Toshiyasu Izawa\*, Kenji Otani\*\* and Kosuke Kurokawa\*

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

\*\* 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 adaptation ranges, such as feedbacks to PV system operation management and design. The authors have improved and established the fundamental model of the SV method that can identify six kinds of system loss rates using basis information and simply four measurable data.

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 adaptation ranges, such as feedbacks to PV system employment management and design. In this study, Our 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 been already presented in some papers by authors (e.g. [1]). In this paper, improved and extended algorithms of the SV method in order to produce more reliable and robust estimates and 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 [deg], longitude [deg], inclination angle [deg], azimuth [deg], system rating:  $P_{AS}$  [kW] and temperature coefficient:  $\alpha_{Pmax}$  [W/°C], and measured operational data (inclined-plane irradiation:  $H_A$

[kWh/m<sup>2</sup>], array output:  $E_A$  [kWh], system output:  $E_p$  [kWh] and module temperature:  $T_c$  [°C]). Before SV method analysis, diagnosis of quality of irradiation data is carried out, and 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 from experience. It is the essence of the SV method to make each calculation model 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 Incident-angle-dependent rate definition is described as follows.

3.1.1 Principle of Incident-angle-dependent

rate definition for a month

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[°C] of standard condition). A lower straight line is drawn as the upper envelope of scattered points by changing  $m_{NM}$ . The line is called "No mismatch line:  $E_{NM}$ " means the most efficient performance and no shading, no mismatch and not incident-angle-dependent.

$$E_{NM} = m_{NM} \cdot P_{AS} \cdot H_A / G_N$$

$E_{AT}$  to  $H_A$  does not become a perfect proportionality relation by being due to incidence angle, but becoming the curve fell for a while from the straight line relation in the small range of  $H_A$  is known). Therefore a lower curve is drawn as changing  $m_{NI}$  of the following formula. The curve is called

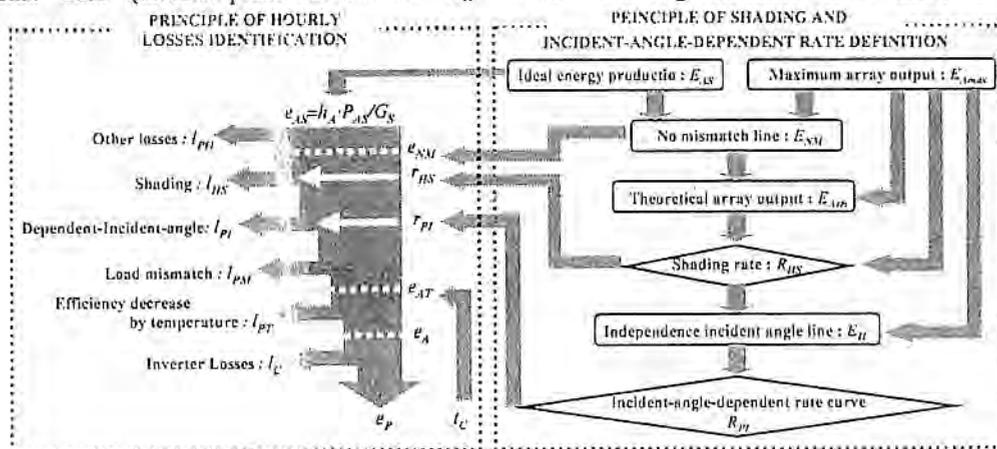


Fig.1 Principle of analysis of the SV method

"Independence incident angle line:  $E_{NI}$ " means almost no being due to incidence angle.

$$E_{NI} = (1 + m_{NI}) \cdot H_A - m_{NI} \cdot (1 - \exp(-8 \cdot H_A))$$

$E_{II}$ ,  $E_{NM}$  and incident angle corresponding to hourly  $h_A$  is determine, and the maximum ratio of  $E_{II}$  and  $E_{NM}$  is extracted for every incident angle (Refer to Fig.3). The curve is adjusted to fit scattered points by changing  $m_{PI}$  from the following formula. The envelope shows the rate of loss for every incident angle:  $R_{PI}$ .

$$R_{PI} = m_{PI} (1 / \cos \theta - 1)$$

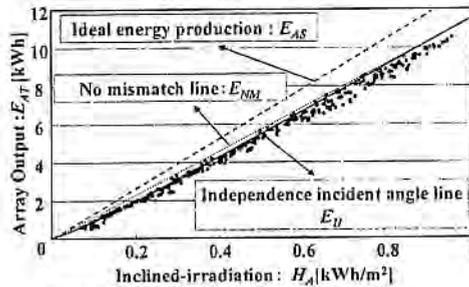


Fig2. No mismatch line and Independence incident angle line

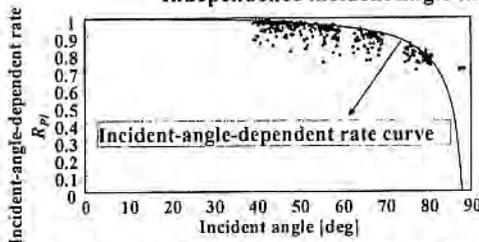


Fig3. Monthly Incident-angle-dependent rate

### 3.2 Principle of Losses identification

#### on hourly basis

Hourly losses are identified by the following formula. Losses by shading and incident-angle-dependent are separate using each loss rates and a diffused component:  $r_g$ .

$$I_{HS} = \{(1 - r_g) \cdot h_A \cdot P_{AS}\} \cdot (1 - r_{HS})$$

$$I_{PI} = \{(1 - r_g) \cdot h_A \cdot P_{AS} - I_{HS}\} \cdot (1 - r_{PI})$$

$$I_{PM} = (e_{NM} - I_{HS} - I_{PI}) - e_{AT}$$

$$I_{PT} = \{\alpha_{P_{max}} \cdot (25 - t_c)\} / \{1 + \alpha_{P_{max}} \cdot (t_c - 25)\} \cdot e_A$$

$$I_C = e_A - e_P$$

$$I_{PO} = e_{AS} - e_{NM}$$

### 4. An evaluation result by the SV method

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.3. To valid data out of actually monitored total of 421 sites are chosen in 525 sites.

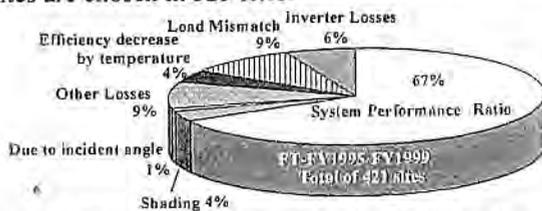


Fig.3 An evaluation result of FT by the SV method

### 5. Comparison with fisheye photograph analysis

Shading losses analysis using fisheye photographs have been also developed by another group in the authors' organizations in order to identify with shading factor [2]. 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.4. There are differences of the range of values between SV method's estimation and fisheye photograph analysis's estimation, but the tend of the time-series is almost the same. The difference of the range was likely caused by the deference of treatment diffuse irradiation.

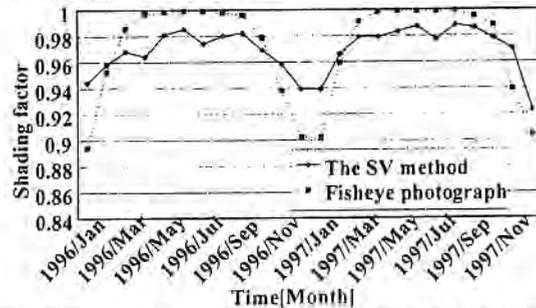


Fig.4 Comparison with fisheye photograph analysis

### 6. 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 result have become better than the previous model.

#### Nomenclatures

- $P_{AS}$  [kW]: System rating
- $\alpha_{P_{max}}$  [W/°C]: Temperature coefficient
- $H_A$  [kWh/m²]: Inclined-plane irradiation
- $E_A$  [kWh]: Array output
- $E_P$  [kWh]: System output
- $T_c$  [°C]: Module temperature
- $E_{AT}$  [kWh]: Array output converts into cell temperature 25[°C]
- $E_{NM}$  [kWh]: Array output on No mismatch line
- $E_{II}$  [kWh]: Array output on Independence incident angle line
- $E_{AS}$  [kWh]: Ideal energy production
- $L_{HS}$  [kWh]: Shading losses
- $L_{PI}$  [kWh]: Incident-angle-dependent losses
- $L_{PM}$  [kWh]: Load mismatch losses
- $L_{PT}$  [kWh]: Efficiency decrease by temperature
- $L_C$  [kWh]: Inverter losses
- $L_{PO}$  [kWh]: Other losses
- $R_{HS}$ : Shading ratio
- $R_{PI}$ : Incident-angle-dependent loss ratio
- $R_g$ : Diffused component
- $\theta$  [deg]: Incident angle

#### Reference

- [1] Kosuke Kurokawa, "Realistic PV performance values obtained by a number of grid-connected systems in Japan" Energy Congress VI, 2000
- [2] Kenji Otani, *et al.* "A simple monitoring method for estimation of shading loss of photovoltaic systems" EuroSun98 The Second ISES-Europe Solar Congress, Portoroz, Slovenia, 14-17 September 1998

## Measurements, Analyses and Evaluation of Residential PV Systems By Japanese Monitoring Program

Tadatoshi Sugiura, Takao Yamada, Hiroyuki Nakamura, Mariko Umeya  
SOLAR TECHNO CENTER, JAPAN QUALITY ASSURANCE ORGANIZATION/JQA

2-24-10, Handayama, Hamamatsu-shi, Shizuoka-ken 431-3125, Japan

Koichi Sakuta

National Institute of Advanced Industrial Science and Technology

1-1-4 Umezono, Tsukuba, Ibaraki 305-8568, Japan

Kosuke Kurokawa

Tokyo University of Agriculture and Technology

2-24-16 Naka-cho, Koganei, Tokyo 184-0012, Japan

### Abstract

This paper introduces 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) from FY1997 to FY 2000.

The aim of the 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.

### 1. Data acquisition, analyses and Evaluation

Measurement facilities of Residential PV systems were dispersedly installed at various areas in Japan and data collections as well as analyses have started from the FY 1998.

Its schedule is shown on Table 1.

Table 1: Schedule of Measurement, Data Acquisition, Analysis

Term (FY)	1997	1998	1999	2000
1) Design and construction				
2) Installation	25	40	20	15
3) Data acquisition				
4) Preparation of design manual				

In data acquisition, various performance indices were calculated and each characteristic of PV systems at respective sites was analyzed. After causes of PV systems operated in a low efficiency were cleared, statistical analyses for power generating losses were carried out according to categories such as installed year, manufacturers, cell types.

### 2. Research at PV monitoring Sites

Researches in local environments of respective sites, features of PV array mounted on the roof top of houses, other system parts and the shadow on array etc. were carried out to summarize and promote database of varied information.

### 3. Design method for PV system

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

#### 3.1 Analysis method (Design parameter method)

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

The relationship of main design parameters is expressed in Fig1.

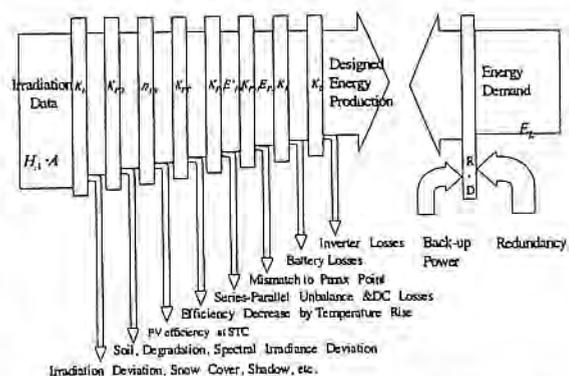


Fig.1 Relationship of main design parameters  
Generating power of PV system is calculated by the following equation

$$E_p = P_{AS} \cdot H_A / G_s \cdot K$$

Where:

$E_p$  : Generating power for a period(kWh)

$P_{AS}$  : array capacity: STC(kW)

- $H_A$  : Total irradiation( $\text{kWh}/\text{m}^2$ )
- $G_s$  : Irradiance under STC( $=1 \text{ kW}/\text{m}^2$ )
- K : Performance ratio(PR)

PR is calculated by the multiplication of main design parameters.

### 3.2 Development of design parameter method

PV systems of several standard types were built and data of these systems were collected to develop the design method at JQA, Hamamatsu. Design parameters of the facilities were calculated and results before FY1996 were issued as the primary design manual.

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. And Data collection and analysis has started to develop new design method applied to various residential PV systems to accelerate dissemination. Fig.2 shows the flow of data collection and analysis of residential PV system.

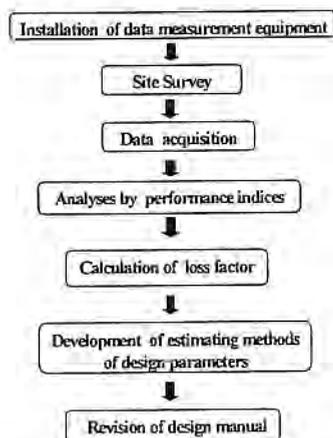


Fig.2 Flow of data collection and analysis

### 3.3 Calculation of design parameter

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

#### ① Shading factor

Time-series simulation by composition of photograph with fish-eye lens and geometric solar orbit

#### ② Cell(array) temperature factor

Statistical analysis about array temperature rise by classified mounting styles

#### ③ Dirt factor

Analysis of data acquired from dirt evaluation facilities settled at various areas in Japan

#### ④ Spectral deviation factor

Spectral data analysis by experimental procedure and theoretical simulation

#### ⑤ Degradation and recovery factor of an amorphous module

Analysis concerning the degradation and change of characteristics of an amorphous module by long-term operation

#### ⑥ Incident modification factor

Analysis by simulation of reflection and refraction of solar irradiance

#### ⑦ Inverter MPPT mismatch loss factor

MPPT mismatch loss analysis of Inverter control isolated on various conditions such as fluctuation of voltage, dispersion.

#### ⑧ Inverter loss factor

Statistics analyses by operation data of 100sites

#### ⑨ Conversion factor of an array constituted with plural arrays

Conversion factor for calculating weighted average irradiation of PV array constituted with arrays of different directions and tilt angles

### 4. Revision of design manual

Previous design manual had been difficult to understand their contents because of a lot of complicated design parameters.

Consequently new design manual was revised by integrating and abolishing design parameters, and adding the method of economic evaluation.

Various case studies were executed to make the design manual more convenient for customers.

Calculation of power generating consumption of PV system with plural arrays could be possible at the same time.

And examples of data analyses and know-hows for calculating loss factors were added in it for targets requiring high technology as the detailed chapters.

### 5. Conclusion

100 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.

And new technologies were developed on utilization for customers, dealer and designer in case of introducing PV systems.

And Revised Version of a design manual was issued as final results.

### 6. Reference

- [1] K.Kurokawa:  
Evaluation and Measurement Technology of Photovoltaic Systems, ETL, Mar 1993.
- [2] T.Yamada, H.Nakamura, T. Ohshiro, K. Sakuta, K.Kurokawa: Measurement and Analysis Program in Japanese Monitoring Program of Residential PV Systems, Jul 1998.

## A Life-cycle Analysis of Very Large-scale PV (VLS-PV) System in the Gobi desert

Masakazu Ito<sup>1</sup>, Kazuhiko Kato<sup>2</sup>, Hiroyuki Sugihara<sup>3</sup>, Tetsuo Kichimi<sup>4</sup>, Jinsoo Song<sup>5</sup>, Kosuke Kurokawa<sup>1</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> Kandenko Co. Ltd., Chiyoda-machi, Niihari, Ibaraki, 315-0052, Japan

<sup>4</sup> Resources Total System (RTS), Shinkawa, Chuo-ku, Tokyo, 104-0033, Japan

<sup>5</sup> Korea Institute of Energy Research (KIER),  
71-2 Jang-dong, Yusong-gu, Taejon, 3-5-343, Korea

### Abstract

A very large-scale photovoltaic power generation (VLS-PV) system is designed 100MW PV system assuming that the system is installed on the Gobi desert, which is one of 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 (LCA). 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 on the Gobi desert would be very promising for the global energy and environmental issues. The generation cost is calculated at 13 Yen/kWh assuming that PV module price is 100 Yen/W and system lifetime is 30 years.

### 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 resource without constraint on energy supply or greenhouse gas emissions such as CO<sub>2</sub>. One of promising renewable energy is solar energy. Although the solar energy is low density by nature, it has a large potential assuming that world deserts can be available. Therefore we focused on introducing photovoltaic power generation (VLS-PV) system on desert on a very large scale. Even the Gobi desert that locates on high latitude has more irradiation (4.59 kWh/m<sub>2</sub>/d) than Seoul (3.33 kWh/m<sub>2</sub>/d) and Tokyo (3.34 kWh/m<sub>2</sub>/d). Theoretically, PV systems installed on a half of Gobi desert, has potential to generate as much energy as recent world primary energy supply (361EJ in 1997). However, PV system needs a great deal of energy as well as money throughout its life cycle such as production,



Figure 1: Image of VLS-PV system on desert

transportation and construction. The purpose of this study is to design very large-scale PV (VLS-PV) System on the Gobi desert and evaluate its potential from economic and environmental viewpoints.

## 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 requirement of energy and material for life-cycle of VLS-PV that we designed, that is, manufacture and transportation of 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 following equations.

$$\text{Generation Cost (Yen/kWh)} = \frac{\text{Annual expence of the PV system [Yen/year]}}{\text{Annual power generation [kWh/year]}}$$

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

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

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

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

## Major assumptions

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

- (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 100MW, which consist of numbers of 500kW unit systems;
- (3) South-faced fixed flat array structure is employed;
- (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 100 yen/W-16.3 million yen/unit, 200-19.0, 300-21.8, 400-24.5, 500-24.5, 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 some installation site on the Gobi desert by marine and land transport. Land preparation is also considered.
- (8) The method of operation and maintenance are calculated in view of experience of real PV

system model, PVUSA project [1].

- (9) Three teams of three operators each work in 100MW PV system. One team works in maintenance, and the other teams operate for alternation.
- (10) Total annual cost is defined by following equations: (1) Total annual cost consist of annual depreciation cost, annual operation and maintenance cost, annual land rent and annual overhead expense; (2) Annual depreciation cost consist 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 is assumed that annual land rent is no charge.
- (11) Decommission stage is not included in this stage.

Table 1: Annual average data for Huh-hot

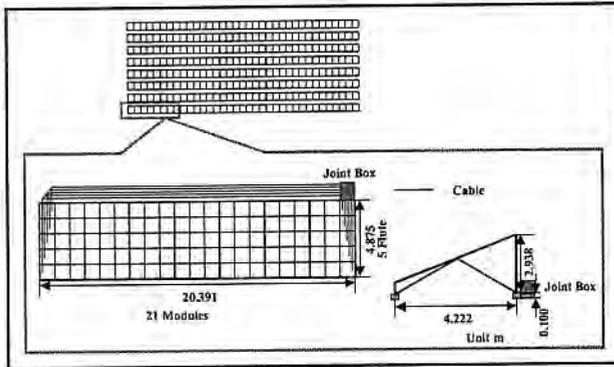
Ambient temperature	5.8 C°
In-plane irradiation	
Tilt angle=10°	1,854 kWh/m <sup>2</sup> /yr.
Tilt angle=20°	1,964 kWh/m <sup>2</sup> /yr.
Tilt angle=30°	2,026 kWh/m <sup>2</sup> /yr.
Tilt angle=40°	2,037 kWh/m <sup>2</sup> /yr.

Table 2: Major requirement data for evaluation

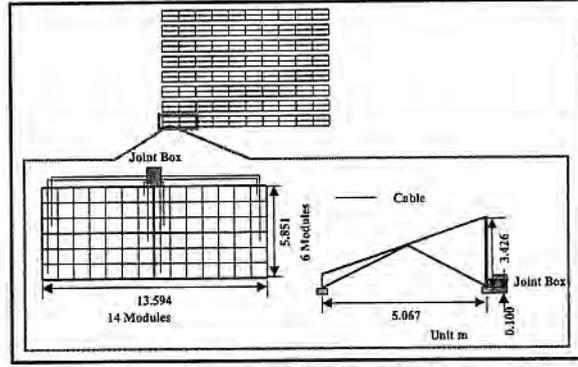
item	unit	data	unit	data
Fuel consumption for generating (Japan)	Mcal/kWh	2.48	g-C/kWh	114
Fuel consumption for generating (China Generating end)	Mcal/kWh	2.639		
Generating efficiency(China Generating end)	%	33		
Fuel consumption for generating (China Receiving end)	Mcal/kWh	2.87		
Generating efficiency (China Receiving end)	%	30		
Calory 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	11277	kg-C/t	1,168
Silicon steel (Japan)	Mcal/t	3,211	kg-C/t	321
Galvanized steel (China)	Mcal/t	22554	kg-C/t	2,336
aluminum (Japan)	Mcal/t	54,400	kg-C/t	2,130
Cement (China)	Mcal/t	1214.9	kg-C/t	126
Copper (Japan)	Mcal/t	11116	kg-C/t	771
High density polyethylene (Japan)	Mcal/t	3,779	kg-C/t	264
Polyvinyl chloride (Japan)	Mcal/t	7,025	kg-C/t	373
Epoxy resin (Japan)	Mcal/t	9,683	kg-C/t	754
Distance of land transport	km	600	Mcal/(t·km)	0.442
Distance of marine transport	km	1,000	kg-oil/(kt·mile)	7.99
Total working days in year	day/year	240		
Ratio of general expenses to deposits		0.85		

## Design procedure of VLS-PV system

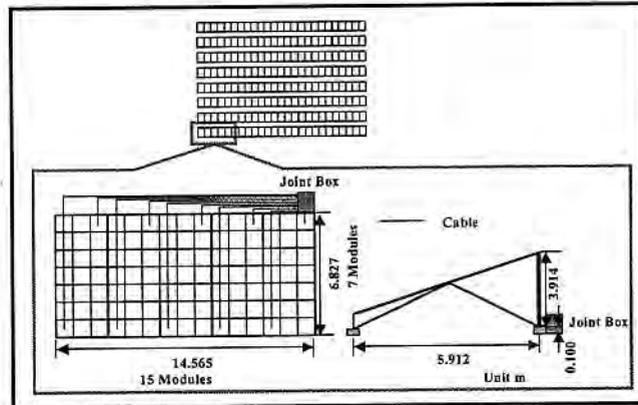
Based on the assumptions described above, the VLS-PV system on the Gobi desert is designed in detail. The procedure of its designs divided into some steps; PV module arrangement, array support design, foundation design, and wiring. Three kind of the PV module arrangement are prepared: (1) wide model,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



Design option 1 (wide model)



Design option 2 (moderate model)



Design option 3 (tall model)

Figure 2: Design options

Based on the design standard on structures for transmissions<sup>[5]</sup> 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 keep voltage drop less than 4%. It is determined from Japanese Industrial Standards.

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	○	○	○	○	○	○

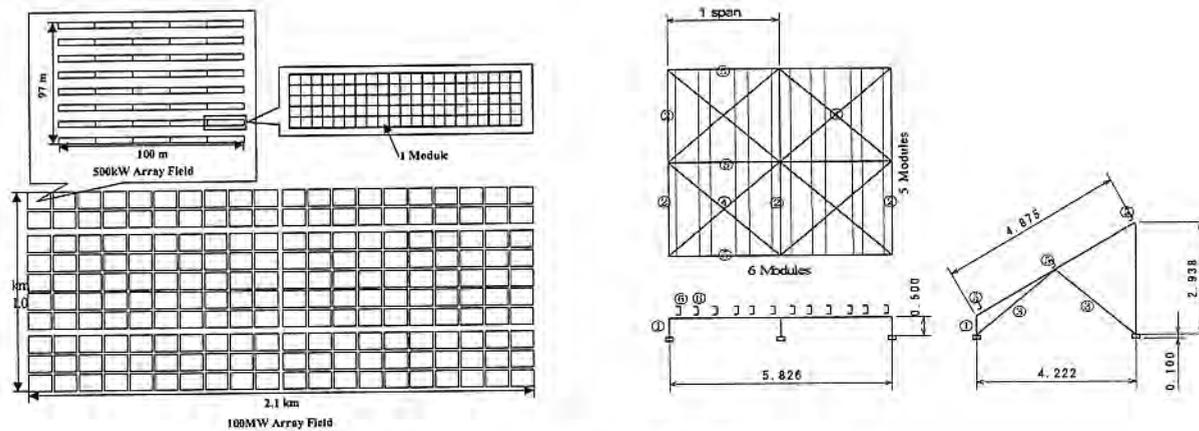


Figure 3: Array design (30°, Wide model)

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

Item	Unit	Tilt angle [°]				
		10	20	30	40	
Land requirement	km <sup>2</sup>	1.4	1.8	2.3	2.6	
PV module	piece	840000				
Array support	ton	8291	8606	9658	10763	
Foundation	ton	90881	90881	135660	193156	
Trough	ton	10368	10691	10975	11212	
Inverter with transformer	set	200				
Circuit breaker	6.6kV set	200				
600V XLPE cable	2.0mm <sup>2</sup> -single core	km	1060	1228	1291	1349
	8.0mm <sup>2</sup> -two core	km	156			
	60-100mm <sup>2</sup> -single core	km	60	79	96	110
6.6kV XLPE cable	22mm <sup>2</sup> -three core	km	19	24	29	34
6.6kV XLPE cable	200mm <sup>2</sup> -single core	km	34			
110kV XLPE cable	150mm <sup>2</sup> -single core	km	10	12	13	14
Common apparatus	6.6kV vacuum circuit breaker	set	4			
	6.6/110kV transformer	set	5			
	110kV GIS	set	5			
	Capacitor	set	1			
	Filter	set	1			
	Power board	set	1			
	Control panel	set	1			

## Evaluation results

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

Estimation results of capital investment cost for three design options show that the wide model (Design option 1) have the least capital investment cost. Figure 4 shows that generation cost of the 100MW 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 the Figure 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. Though the generation cost with 500 yen/W module price, i.e., 30 yen/kWh, it reduced to about 10 yen/W with 100 yen/W module price. It is higher than generation cost in China (4.3 yen/kWh). In case of 3% of annual interest rate, module cost which is 7.4 yen/kWh is still high. If module efficiency will be developed more, module price will be decrease.

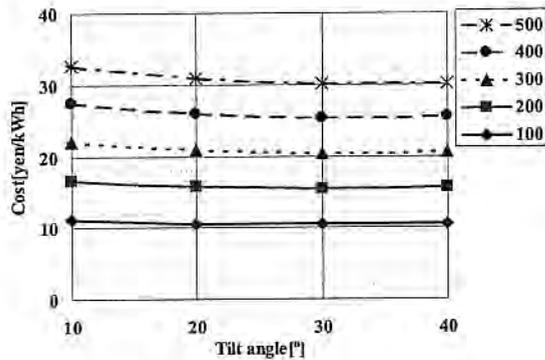


Figure 4: Result of generation cost (Wide model)

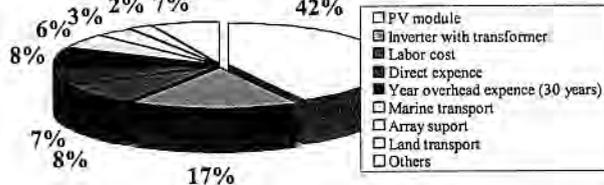


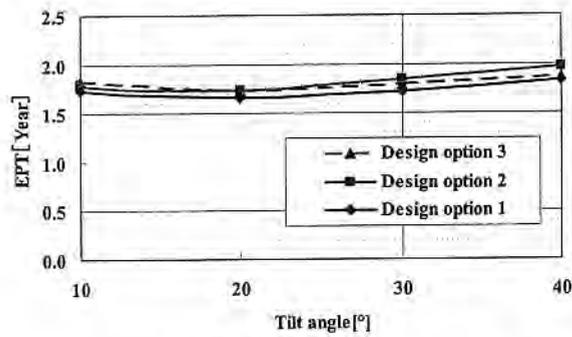
Figure 5: Breakdown of the generation cost (tilt angle: 30°, PV module price: 100 yen/W)

Figure 5 represents breakdown of the generation cost for 100 yen/W PV module price and 30°-tilt angle by cost component. Even though 100 yen/W PV module is assumed, its fraction is 42% of the total. Inverter cost accounted for 17% of all. Accordingly, half of the generation cost is due to PV module and inverter cost.

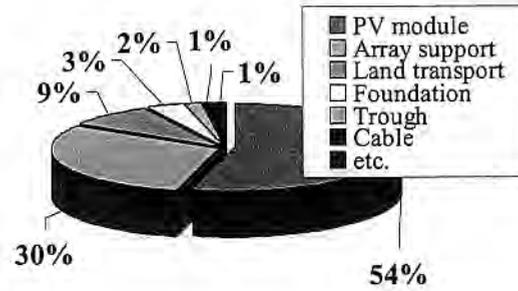
EPT for each the design options are given in Figure 6, which suggests that employing 20°-tilt angle system of the Wide model gives better EPT. It is less than 2 years, that is, the VLS-PV system can produce net power after 2-year operation.

Life-cycle CO<sub>2</sub> emission rate of three design options shown in Figure 7. It suggests that the best system configuration is 20°-tilt angle and Wide model. 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 (=260g-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 energy in making steel or concrete, which make the total energy and the total CO<sub>2</sub> output increase. On 10°-tilt angle, EPT and CO<sub>2</sub> emission is larger than other tilt angle systems because of low system output energy.

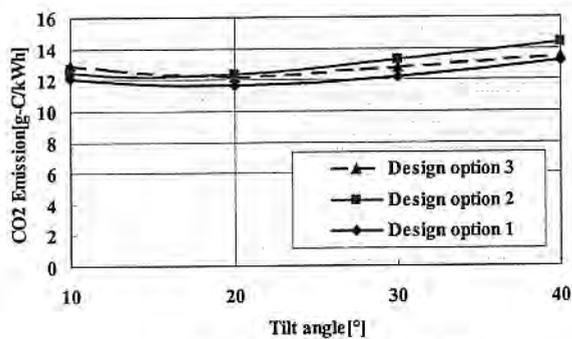


Result of EPT

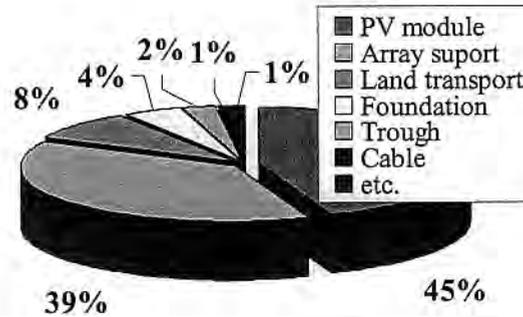


Breakdown of energy

Figure 6: Result of EPT (Wide model, 30°)



Result of CO<sub>2</sub> emission



Breakdown of CO<sub>2</sub> output

Figure 7: Result of CO<sub>2</sub> emission (Wide model, 30°)

## Conclusion

A 100MW VLS-PV system installed on 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 on the Gobi desert is very much promising for energy resource saving and the global environmental issue. On the other hand, assuming 100 yen/W of PV module price and 3% of annual interest rate, generation cost of the VLS-PV is higher than China. In order to reduce the generation cost, simpler system design, module efficiency and system performance ratio has to be developed.

Now we are planning to design and evaluate the VLS-PV system installed with other modules such as CdS and Amorphous by applying the same approach used in this study. Furthermore, applications, power transmission systems and thin film modules appropriate for the system on the desert should be discussed. One of possible options may be irrigation system. A reason of desertification may be human activities as well as natural phenomenon.

## References

- [1] C.Jennings, A.B.Reyes & K.P.O', Brien PVUSA utility-scale system capital and maintenance costs, WCPEC-1, Dec, 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 Electrotechnical Committee

## 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](mailto: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'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:

### 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" [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.

### 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 (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,

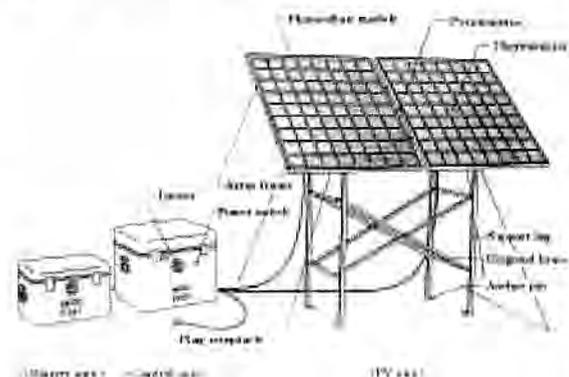


Fig.1: Overall appearance of the system.

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	
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

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].

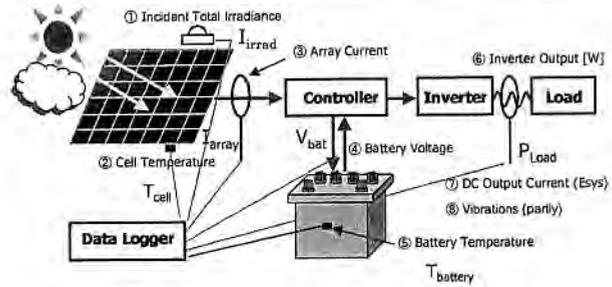


Fig. 3: Measurement Items and Points.

### 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.

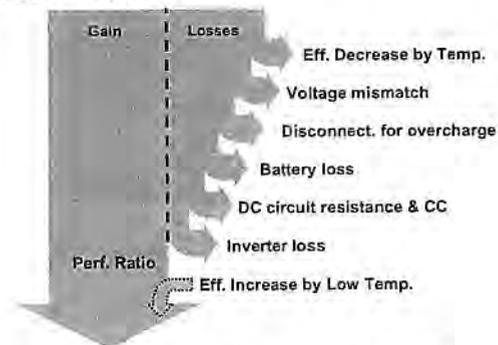


Fig. 4 Sankey diagram of losses

#### 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 voltage 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].

$$I_{ph} = I_{ph0} \left\{ 1 + 7.9736 \times 10^{-4} \cdot (T_c - 25) \right\} \times \left\{ 0.94 G_A + 0.06 \left[ 1 - \exp(-8G_A) \right] \right\} \quad (6)$$

$$I_0 = I_{00} \cdot \exp \left\{ 0.14132 \cdot (T_c - 25) \right\} \quad (7)$$

$$R_s = R_{s0} \left\{ 1 + 3.4158 \times 10^{-3} \cdot (T_c - 25) + 2.5324 \times 10^{-5} \cdot (T_c - 25)^2 \right\} \quad (8)$$

$$R_{sh} = \frac{R_{sh0}}{1 + 4.449 \times 10^{-3} \cdot (T_c - 25) + 8.0575 \times 10^{-4} \cdot (T_c - 25)^2} \quad (9)$$

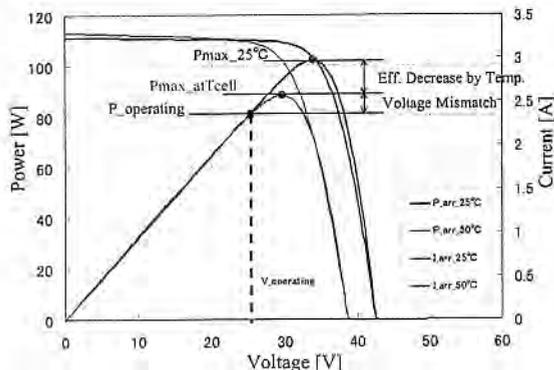


Fig. 5 I-V curves of modeled array.

As shown in Fig. 5, the losses due to increase in temperature and voltage mismatch were computed from the simulated results taken at 25°C 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.

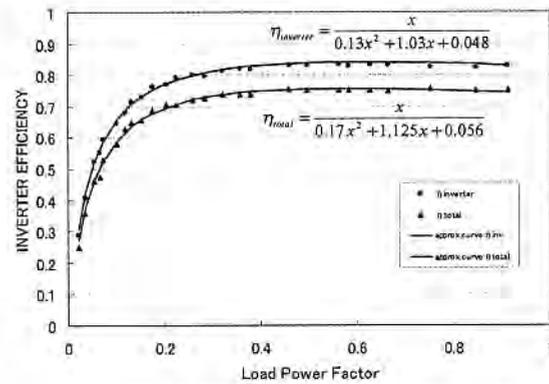


Fig. 6 Inverter efficiency vs load power factor

## 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 system's 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).

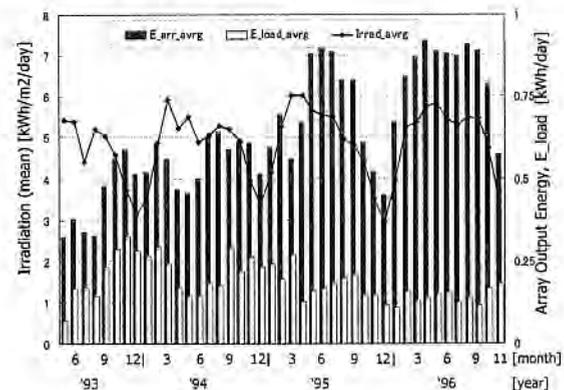


Fig.7: Initial systems monthly average values of Irradiation, Array and Inverter output energy.

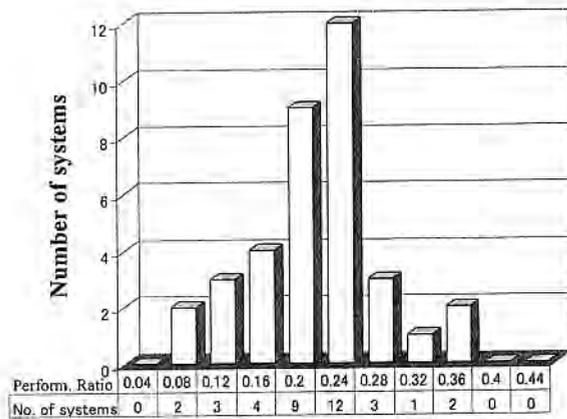


Fig. 8 Distribution of annual performance ratios

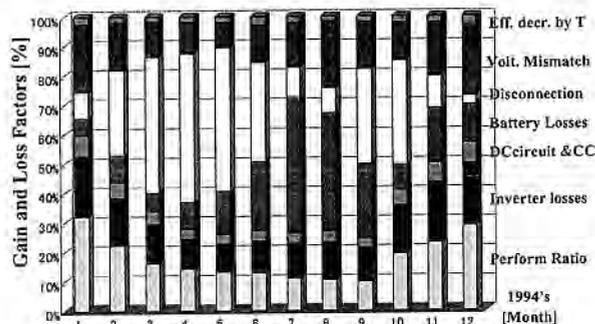


Fig. 9 Monthly average performance ratio and losses for A019 systems

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.

## 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

## PERFORMANCE ANALYSIS AND SIMULATION ON 100 JAPANESE RESIDENTIAL GRID-CONNECTED PV SYSTEMS BASED ON FOUR YEAR EXPERIENCE

Kenji Otani<sup>1</sup>, Koichi Sakuta<sup>1</sup>, Tadatashi Sugiura<sup>2</sup> and Kosuke Kurokawa<sup>3</sup>

<sup>1</sup>National Institute of Advanced Industrial Science and Technology, 1-1 Umezono, Tsukuba, Ibaraki 305-8568, Japan  
Phone: +81-298615152 Fax: +81-298615829 Email: k.otani@aist.go.jp

<sup>2</sup>Japan Quality Assurance Organization, 2-24-10 Handayama, Hamamatsu, Shizuoka 431-3125, Japan

<sup>3</sup>Tokyo University of Agriculture and Technology, Naka-cho, Koganei, Tokyo, 184-8588 Japan

**ABSTRACT:** This work is intended to reveal the operating performance of grid-connected photovoltaic (PV) systems on the rooftop of residential houses in Japan and to develop simulation methodology for estimating electricity generation and costs in actual housing circumstances. The validity of the simulation methodology is assessed by using actually monitored data from some hundred residential PV systems. Simulation results are also used to optimise the design of PV systems and to diagnose their operating conditions. Mean value of system final yield was 1,010 hours in 1999 (65 systems) and 990 hours in 2000 (85 systems), and mean value of performance ratio was 73% in 1999 and 74% in 2000, respectively. Over 50% of the systems could supply electricity more than half of household electricity demand in 2000. Main loss factors of low performance systems were shading, MPP mismatch and defects against design, which were difficult to predict in advance. Simulation results for systems without shade and MPP mismatch were quite good. The errors of simulated monthly electricity generation were within 10% in that case. The simulation could easily find some defect systems by using the threshold of 10% error.

**Keywords:** Grid-connected PV Systems - 1: Performance Analysis - 2: Simulation - 3

### 1. INTRODUCTION

The Statistics of the performance indices of PV systems, such as final yield and performance ratio, are verified from operational data collected by Japan Quality Assurance Organization (JQA) [1]. Total of 100 data acquisition systems have been delivered to selected residential PV systems by the end of FY 2000, *i.e.*, 25 systems in FY 1997, 40 systems in FY 1998, 20 systems in FY 1999 and 15 systems in FY 2000. Around 15 operational data are measured and recorded minutely at each site, *e.g.*, electrical data such as AC/DC power, DC current/voltage as well as weather conditions representing global/in-plane irradiation and ambient/module temperature.

These data are used to investigate system operation and defects, and to decide some internal parameters of the simulation method developed by the authors. The simulation also utilises external weather data observed at 65 major cities by Japan Meteorological Agency in order to check and calculate electricity generation.

### 2. RESIDENTIAL PV SYSTEM MONITORING PROGRAM BY JQA

#### 2.1 Outline of the Program

Under the New Sunshine Program by the New Energy Development and Industrial Technology Organisation (NEDO), JQA has been operating a measurement and evaluation program since FY 1997, in which total of 100 residential PV systems were equipped with special data acquisition systems during four years. Measured data are used to reveal statistical aspects of PV system performance in Japan and to compile a manual for designing PV systems with the cooperation of Tokyo University of Agriculture and Technology (TUAT) and the National Institute of Advanced Industrial Science and Technology (AIST).

Recently, the implementing structure has been slightly modified, in which the Japan Electrical Safety and Envi-

ronment Technology Laboratories (JET) took over JQA since the latter stopped continuing their activities in whole the photovoltaics.

#### 2.2 Measured items and Collection Method

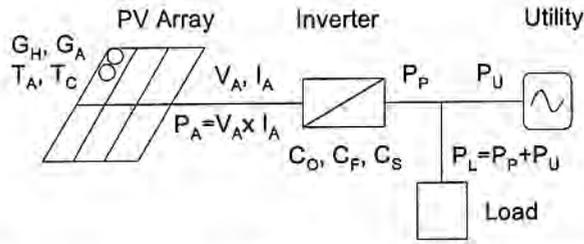
The measured items of residential PV system monitoring program by JQA are indicated in Table 1 and Figure 1. Each item is sampled every six seconds and averaged every one minute; thus each data are obtained every one minute.

The instruments of the monitoring program at each residential site consist of two pyranometers for global and in-plane irradiance, two thermometers for ambient and module temperature, electrical sensing elements and remote communication unit. Measured data are automatically transmitted to a host computer at JQA once a day.

This study evaluates measured data from selected 85 systems, in which the monitoring equipments have been installed by the end of 1999. Thus those equipments were fully operated during 2000, except for the periods of the Y2K problem.

**Table 1:** measured items by JQA's PV system monitoring program.

Measuring Item	Symbol	Unit
Global irradiance	$G_H$	$\text{kW/m}^2$
In-plane irradiance	$G_A$	$\text{kW/m}^2$
Ambient temperature	$T_A$	$^{\circ}\text{C}$
Module temperature	$T_C$	$^{\circ}\text{C}$
Array output voltage	$V_A$	V
Array output current	$I_A$	A
Array output power	$P_A$	kW
Inverter output power	$P_P$	kW
Receiving power	$P_U$	kW
Load power	$P_L$	kW
Inverter operating time	$t_O$	times/min.
Inverter trouble time	$t_F$	times/min.
Inverter operation frequency	$t_S$	times/min.



**Figure 1:** Illustration of measured points of JQA's PV system monitoring program.

### 2.3 Specifications of Sampled PV Systems

Typical specifications of PV systems are shown in Table 2 to 5 [2]. Average capacity of PV array is 3.5 kW<sub>p</sub> and average capacity of inverter is 4.0 kW.

**Table 2:** Distribution of nominal PV array capacity of sampled PV systems.

Nominal PV Array Capacity	Systems
1 to 2 kW <sub>p</sub>	3
2 to 3 kW <sub>p</sub>	14
3 to 4 kW <sub>p</sub>	55
4 to 5 kW <sub>p</sub>	20
more than 5 kW <sub>p</sub>	8
Total	100

**Table 3:** Distribution of PV array orientation of sampled PV systems.

PV Array Orientation	Systems
80 to 120 degree	2
120 to 160 degree	11
160 to 200 degree	49
200 to 240 degree	20
240 to 280 degree	2
two orientations	8
three orientations	6
four orientations	2
Total	100

\* orientation = east (90°), south (180°), west (+270°).

**Table 4:** Distribution of solar cell types of sampled PV systems.

Type of PV cell	Systems
monocrystal	40
multicrystal	43
amorphous	7
hybrid	8
combination	2
Total	100

**Table 5:** Distribution of nominal inverter capacity of sampled PV systems.

Nominal Inverter Capacity	Systems
3.0 to 3.5 kW	11
3.5 to 4.0 kW	7
4.0 to 4.5 kW	64
4.5 to 5.0 kW	17
more than 5.0 kW	1
Total	100

## 3. MONITORING RESULTS AND ANALYSIS

### 3.1 Definition of performance indices

In order to compare various types of PV systems, it is important to produce normalized performance indicators [3]. Reference yields can be obtained by dividing the relevant energy by in-plane irradiance at standard test conditions (STC),  $G_s = 1 \text{ kW/m}^2$ . Array and final yields can be obtained by dividing the relevant energy by the nominal array power. The performance ratio (PR) indicates the overall effect of losses on the array's nominal power due to array temperature, incomplete utilization of irradiation, and system component inefficiencies or failures. Table 6 summarises the performance indicators used in this study [4].

**Table 6:** Overview of derived parameters for performance evaluation.

Parameter	Symbol	Equation	Unit *
Array Yield	$Y_A$	$E_A / P_0$	h / d
Final Yield	$Y_f$	$E_p / P_0$	h / d
Reference Yield	$Y_r$	$H_A / G_s$	h / d
Array capture losses	$L_C$	$Y_r - Y_A$	h / d
System losses	$L_S$	$Y_A - Y_f$	h / d
Performance ratio	PR	$Y_f / Y_r$	-
Efficiency of the inverter	$\eta_C$	$E_p / E_A$	-
In-plane irradiation	$H_A$	$\int G_A d\tau$	kWh/d
Array output energy	$E_A$	$\int P_A d\tau$	kWh/d
Inverter output energy	$E_p$	$\int P_p d\tau$	kWh/d
Receiving power	$E_U$	$\int P_U d\tau$	kWh/d
Load power	$E_L$	$\int P_L d\tau$	kWh/d
PV array fraction	$F_A$	$E_A / E_L$	-
PV system fraction	$F_f$	$E_p / E_L$	-
Nominal array power	$P_0$	-	-
In-plane irradiance at STC	$G_s$	1	kW/m <sup>2</sup>

\* Each parameter is often calculated as a daily-mean value.

### 3.2 Checking quality of monitored data

Before calculating the performance indicators mentioned above, quality checking criteria were applied to original measured data for improving the reliability of the indicators, especially the performance ratio (PR). The quality checking criteria were as follows;

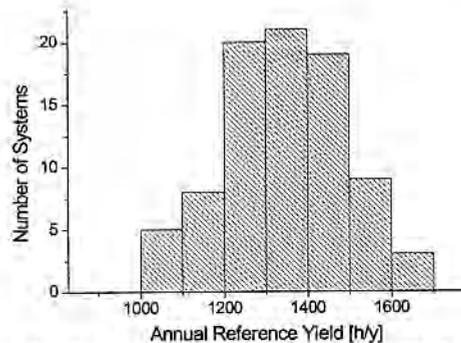
- 1) simple threshold test described in IEC 61724 [5].
- 2) correlation analysis between in-plane irradiance and array output power.

- 3) correlation analysis between in-plane irradiance and estimated in-plane irradiance from global irradiance.
- 4) threshold test of calculated performance ratio.

If shading on the pyranometers were found by the correlation analysis, in-plane irradiation data were substituted with alternative irradiation data, which were estimated from no-shaded global irradiation data monitored at the nearest observatory of the Japan Meteorological Agency (JMA).

### 3.3 Reference Yields - Irradiation

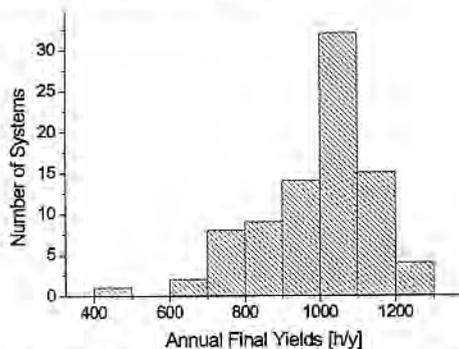
Mean value of reference yield was 1,380 hours in 1999 (65 systems) and 1,340 hours in 2000 (85 systems). There are small climatic differences of the reference yield among area in Japan. Only in snowy northern part of Japan, averaged value was about 10% less than other climatic area. Distribution of annual reference yields in 2000 is shown in Figure 2.



**Figure 2:** Distribution of annual reference yields for 85 PV systems in 2000.

### 3.4 Final Yields

Mean value of system final yield was 1,010 hours in 1999 and 990 hours in 2000. Distribution of annual final yields in 2000 is shown in Figure 3.



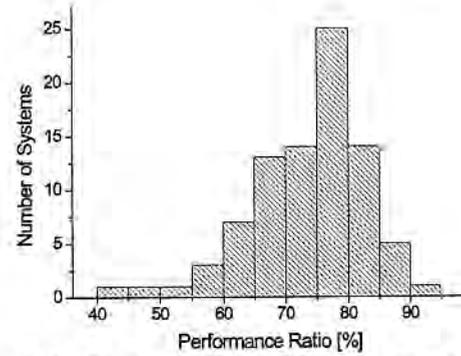
**Figure 3:** Distribution of annual final yields for 85 PV systems in 2000.

### 3.5 Performance Ratio

Mean value of performance ratio was 71% in the latter half of 1998 (25 systems), 73% in 1999 and 74% in 2000. The distribution of performance ratio in 2000 is shown in Figure 4. Relatively lower performances were caused mainly by shading loss.

### 3.6 System Defects

During the period of the monitoring program, there were 7 cases of failures to be repaired, and 45 cases of small faults [1]. Almost such failures and faults were



**Figure 4:** Distribution of performance ratio for 85 PV systems in 2000.

greatly related to inverters. Mean-time-between-failures (MTBF) was estimated at 3.55 year per case [1]. Table 7 indicates the details of system defects [1][2].

**Table 7:** Identified system defects in operation.

Type of system defects	case
Destruction of PV module glass [repaired]	1
Inverter failure [repaired]	6
Unstable inverter control	14
Inverter suspension by power failures	13
Inverter suspension by typhoon	4
Magnet circuit breaker operation	3
Power restriction operation during the periods of higher utility voltage than regulation value.	11

## 4. SIMULATION

### 4.1 Methodology

Based on the Sophisticated Verification (SV) method of PV systems developed by a group in TUAT, an energy flow of PV system operation was classified into several kinds of loss factors, such as shadings and Maximum Power Point (MPP) mismatches [6]. By using statistics of these factors derived from a large number of Japanese PV systems, it is convenient to estimate generation capability for an average residential system in Japan. A simulation method to estimate the statistically pretty-close values of electricity generation may be useful for the first inspection of PV system operation and for the periodic diagnosis of system components.

The simulation method can be easily indicated by a simple equation as follows;

$$Y_f = K \times Y_r \quad (1)$$

The final yields  $Y_f$  is defined as the product of the reference yields  $Y_r$  and a system performance  $K$ .

$K$  is defined as the product of several efficiency factors relating to different loss factors as follows;

$$K = K_C \cdot K_{PT} \cdot K_H \cdot K_{const} \cdot K_{low} \quad (2)$$

where,

- $K_C$  : Conversion loss factor
- $K_{PT}$  : Temperature loss factor
- $K_H$  : Shading loss factor
- $K_{const}$  : Constant other loss factor
- $K_{low}$  : Low irradiance (non-linear) loss factor

$K_{PT}$  is defined as the well-known equation;

$$K_{PT} = 1 - \alpha_{Pmax} (T_C - T_S) \quad (3)$$

where,

- $\alpha_{Pmax}$  : Temperature coefficient; 0.0041 for crystalline Si cells, and 0.0020 for amorphous Si cells typically.
- $T_s$  : Module temperature at STC ( $\approx 25^\circ\text{C}$ )

$K_C$  is determined by the average of actually monitored data. In shorter periodic cases, conversion efficiency curves are prepared by using a following Box Lucas 2-exponential function model;

$$\eta_c = \frac{b}{b-a} (e^{-aE_s} - e^{-bE_s}) \quad (4)$$

$K_H$  is set at 1.0 in most cases. However, if the SV method detects shading loss in the operation of a certain system,  $K_H$  must be set at a proper value.  $K_{const}$  is the product of other loss factor as shown in Table 8.

$K_{low}$  is defined by a following equation.  $\beta$  was set at 0.01 in this study.

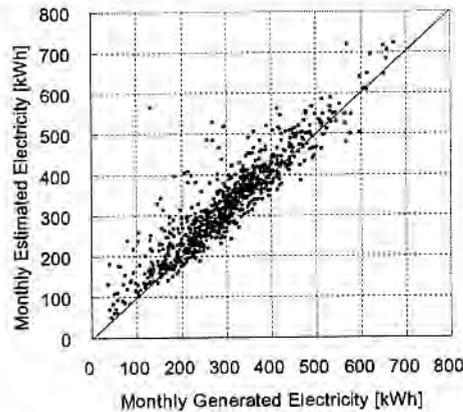
$$K_{low} = 1 - e^{-\gamma/\beta} \quad (5)$$

**Table 8:** Loss factor derived from JQA systems (for mono- and multi-crystal cells).

Type of loss factor	Value
Contamination loss factor	0.90
Spectral mismatch loss factor	0.97
Array unbalance loss factor	0.997
Wiring loss factor	0.98
Load mismatch loss factor	0.94
Constant other loss factor $K_{const}$	0.75

#### 4.2 Simulation Accuracy

By using the simulation model, monthly generated electricity for 85 monitored systems is estimated from external weather data observed by JMA. The errors of simulated monthly electricity generation were within 10% for 26 systems, in which shading and MPP mismatches were not found by the SV method. Figure 5 presents the scatter plots of actually measured and estimated monthly electricity.



**Figure 5:** Monthly generated electricity versus monthly estimated electricity.

#### 4.3 Fault Diagnosis

The simulation could easily find some system defects by using the threshold of 10% error. All of the systems, which exceeded the threshold, had certain faults, such as the lack of module capacity, snow fall, inverter failure, and etc.

## 5. CONCLUSIONS

This work shows the statistical aspects of the performance of Japanese residential PV systems and the validity of our simulation method. The simulation has the ability of detecting system failure if there is no shade, and can be utilised for operational diagnosis in most cases.

## REFERENCES

- [1] T. Sugiura, T. Yamada, H. Nakamura, M. Umeya, K. Sakuta, K. Kurokawa, "Measurements, analysis and evaluation of residential PV systems by Japanese monitoring program", 12th International Photovoltaic Science and Engineering Conference (PVSEC-12), Korea (2001).
- [2] Japan Quality Assurance Organization, R&D on PV System Evaluation Technology, Summary Report on NEDO Contract Research (2001) *in Japanese*.
- [3] H. Haeblerlin, C. Beutler, "Normalized representation of energy and power for analysis of performance and on-line error detection in PV systems", Proceedings 13th European Photovoltaic Solar Energy Conference, Nice, France (1995).
- [4] IEA-PVPS Task 2, "Analysis of photovoltaic systems", Report IEA-PVPS T2-01: 2000 (2000).
- [5] International Standard IEC 61724 "Photovoltaic system performance monitoring -Guidelines for measurement, data exchange and analysis", International Electrotechnical Commission, Geneva, Switzerland, First Edition (1998).
- [6] T. Oozeki, T. Izawa, K. Otani, K. Kurokawa, "The Evaluation Method of PV Systems", 12th International Photovoltaic Science and Engineering Conference (PVSEC-12), Cheju, Korea (2001).

## A PRELIMINARY STUDY ON POTENTIAL FOR VERY LARGE-SCALE PV (VLS-PV) SYSTEM ON THE WORLD DESERTS

Masakazu Ito<sup>1</sup>, Kazuhiko Kato<sup>2</sup>, Hiroyuki Sugihara<sup>3</sup>, Tetsuo Kichimi<sup>4</sup>, Jinsoo Song<sup>5</sup> and Kosuke Kurokawa<sup>1</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> Kandenko Co. Ltd., Chiyoda-machi, Niihari, Ibaraki, 315-0052, Japan

<sup>4</sup> Resources Total System (RTS), Shinkawa, Chuo-ku, Tokyo, 104-0033, Japan

<sup>5</sup> Korea Institute of Energy Research (KIER),  
71-2 Jang-dong, Yusong-gu, Taejon, 3-5-343, Korea

**ABSTRACT:** A 100MW very large-scale photovoltaic power generation (VLS-PV) system is designed assuming that it is installed on the Gobi desert, which is one of major deserts in the world. PV array is dimensioned in detail in terms of array layout, support, foundation, wiring and so on. 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 (LCA). 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 on the Gobi desert would be very promising for the global energy and environmental issues. Assuming PV module price of 1 US\$/W, system lifetime of 30 years and interest rate of 3%, the generation cost is calculated as 6.1 cent/kWh.

**Keywords:** PV System – 1: Economic Analysis – 2: Environment Effect – 3.

### 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 becoming more and more notable at the same time. Renewable energy is expected to have large potential as an alternative energy resource without constraint on energy supply or greenhouse gas emissions such as CO<sub>2</sub>. One of promising renewable energy is solar energy. 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 dealing with a very large photovoltaic power generation (VLS-PV) system on desert on a very large scale. Even the Gobi desert that locates on high latitude has more irradiation (4.4 kWh/m<sup>2</sup>/d) than Tokyo (3.5 kWh/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). However, PV system requires a great deal of energy input 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 on the Gobi desert and to evaluate its potential from economic and environmental viewpoints.

### METHODOLOGY OF EVALUATION

A methodology of "Life-Cycle Analysis (LCA)" has been employed in this study to evaluate the potential of

VLS-PV system in detail. The LCA is a major tool to evaluate environmental impact of product throughout their life-cycle. The requirement of energy and materials is estimated for life-cycle of designed VLS-PV. It is manufacture and transportation of system components, system construction, and operation. Then three indices, i.e., Energy Payback Time (EPT), life-cycle CO<sub>2</sub> emission rate and generation cost are calculated. They are defined by following equations.

Generation Cost (cent/kWh)

$$= \frac{\text{Annual expence of the PV system [cent/year]}}{\text{Annual power generation [kWh/year]}}$$

EPT (Year)

$$= \frac{\text{Total primary energy requirement throughout its lifecycle [kWh]}}{\text{Annual power generation [kWh/year]}}$$

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

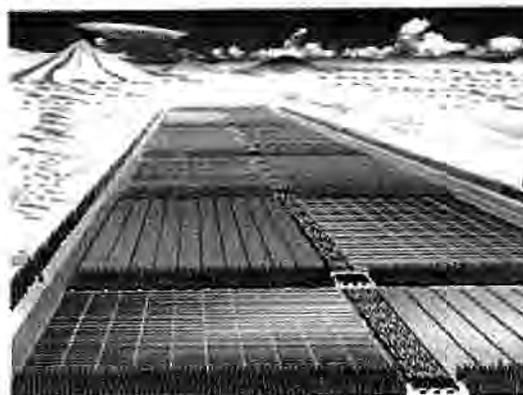


Figure 1: Image of VLS-PV system on desert

CO<sub>2</sub> Emission rate (g - C/kWh)

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

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

## MAJOR ASSUMPTIONS

As described above, it is considered in this study that a 100MW VLS-PV system is installed on the Gobi desert. The VLS-PV system is designed based on the following assumptions:

- (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. The VLS-PV system is to be installed in a gravel desert, which consist of small rocks and covers half of Gobi desert. Sand problem is seems to be small.
- (2) Total capacity is about 100MW, which consists of numbers of 500kW unit systems.
- (3) South-faced fixed flat array structure is employed.
- (4) Polycrystalline silicon PV module with 12.8% efficiency is employed.
- (5) System performance ratio is assumed as 78% considering operating temperature, degradation, load matching factor, efficiency factor, inverter officiating and so on. The lifetime is 30 years.
- (6) 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\$. Inverter unit price is also set to 0.15, 0.17, 0.20, 0.22 million US\$/unit for each module price. Interest rate is 3% (typical), 2% (rent from World Bank), and 6% (from ordinary financial institution). This paper is only based on 3% interest rate;
- (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 some installation site on the Gobi desert by marine and land transport. Land preparation is also considered.
- (8) The method of operation and maintenance are calculated in view of experience of real PV system model, PV-USA project [1].
- (9) Three shifts of three operator team work in 100MW PV station. One team works in maintenance, and the

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.

- other teams operate for alternation.
- (10) Total annual cost is defined by following equations:
    - (1) Total annual cost consisting of annual depreciation cost, annual operation and maintenance cost, annual land rent and annual overhead expense;
    - (2) Annual depreciation cost consisting of annual investment cost, annual land cost and annual property tax. (3) Annual investment cost given by total capital investment. Multiplied by annual expense rate. (Annual land rent is no charge this time.)
  - (11) 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. Three kind of the PV module layout are prepared: (1) wide model, (2) moderate model, (3) tall model. Three design options and their wiring configuration are shown in Figures 2,3, and 4.

Based on the design standard on structures for transmissions [5], 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.

## EVALUATION RESULTS

The 100MW VLS-PV system on the Gobi desert is designed on the ground of the presented assumptions. This system requires 1.4 km<sup>2</sup> land area at the tilt angle of 10°, 1.8 km<sup>2</sup> at 20°, 2.3 km<sup>2</sup> at 30°, and 2.6 km<sup>2</sup> at 40°. The amount of array support and foundation increase in

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	○	○	○	○	○	○

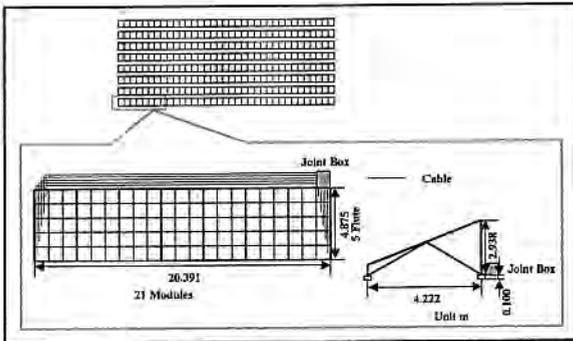


Figure 2: Design option 1 (Wide model)

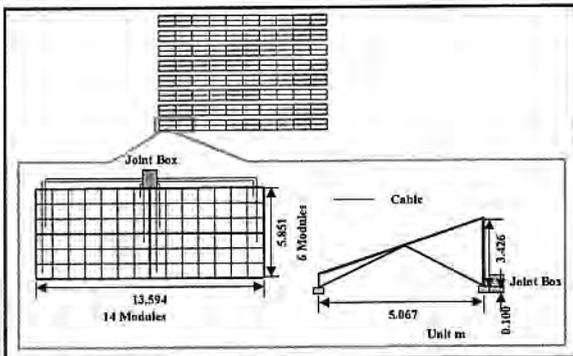


Figure 3: Design option 2 (moderate model)

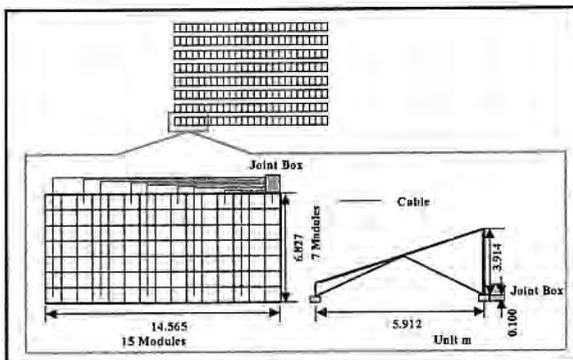


Figure 4: Design option 3 (tall model)

proportion to the tilt angle because of assumed wind pressure (42m/s). Array support requires the 9 thousand to 11 thousand ton steel, and foundation needs 90 thousand to 200 thousand ton concrete. Land requirement also increase in proportion to the tilt angles due to spacing between PV arrays. The increase in land requirement results in the increase in cable length.

The estimated results of capital investment cost for three design options show that the wide model (Design option 1) give the least capital investment cost. The generation cost of the 100MW VLS-PV system for different tilt angles and different PV module prices, assuming 30 years lifetime and 3% of annual interest rate. Annual power generation is also given also in the Figure 5. For all the cases 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. Though the generation cost with 4 US\$/W module price corresponds to 17 cent/kWh, it is reduced to about 6.1 cent/kWh with 1 US\$/W module price.

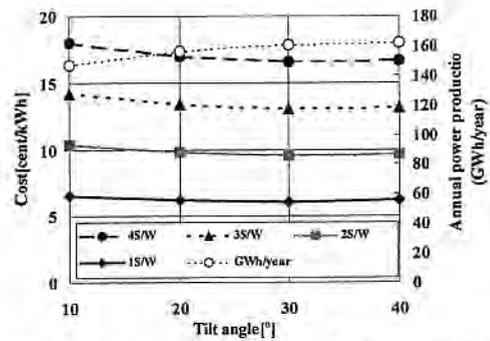


Figure 5: Generation Cost for different tilt angles

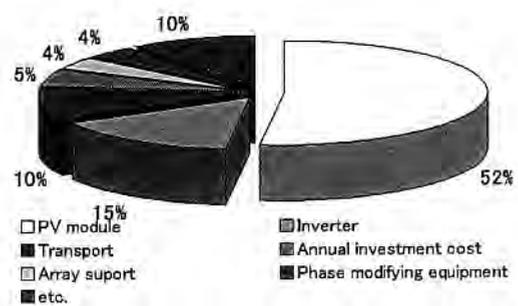


Figure 6: Break down of generation cost at 30°

Figure 6 represents the breakdown of generation cost for 1 US\$/W PV module price and 30°-tilt angle by each cost component. Even though 1 US\$/W PV module is assumed, its fraction reaches 52% of the total. Inverter cost accounted for 15% of all. Accordingly, the 2 thirds of generation cost is due to PV module and inverter cost.

EPT for each design option is shown in Figure 7, which suggests that 20°-tilt angle system of the Wide model gives the best EPT. It is less than 2 years, that is, the VLS-PV system can produce net power after 2-year operation.

Life-cycle CO<sub>2</sub> emission rate of three design options shown in Figure 8. It suggests that the best system configuration is again 20°-tilt angle and Wide model. CO<sub>2</sub> emission rate is 12g-C/kWh, which is much less than average CO<sub>2</sub> emission them power utilities in China (=260g-C/kWh).

When tilt angle is 20°, EPT and CO<sub>2</sub> emission have the minimum values. This is because the increase of tilt angle requires thick array support and big foundation. These need large energy in manufacturing steel or concrete. On 10°-tilt angle, EPT and CO<sub>2</sub> emission is larger than other tilt angle systems because of low system output energy.

## SENSITIVITY ANALYSIS

In the future when the VLS-PV system is realized, PV module may efficiency than nowadays. Module efficiency is chosen as a variable parameter for the analysis. EPT decreases gradually by required energy reduction with module efficiency improvement as shown in figure 9.

Energy Payback Time and CO<sub>2</sub> emission rate also decreases gradually by the same reason. The figure illustrates that those values at 20% module efficiency are

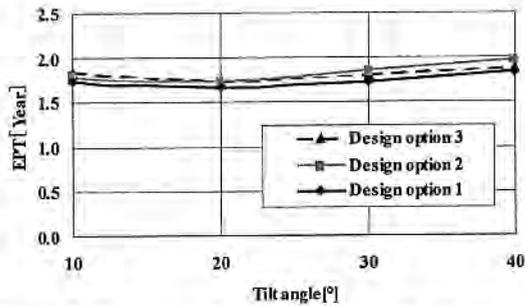


Figure 7: Energy pay back time of 3 design options (Wide model)

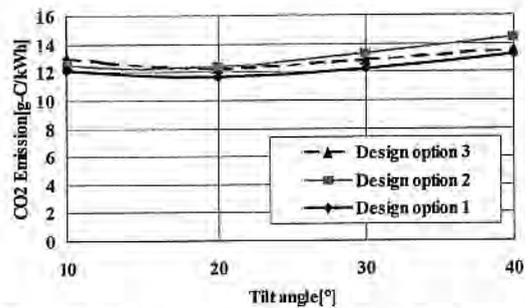


Figure 8: CO<sub>2</sub> emission rate of 3 design options (Wide model)

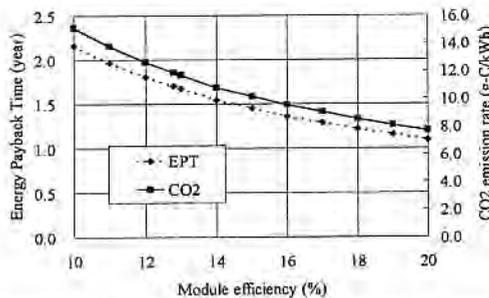


Figure 9: EPT and CO<sub>2</sub> emission rate for different levels of module efficiency

about half of values at 10% module efficiency.

Cost reduction by an increase in module efficiency is observed very small. The largest cost component, module cost does not vary because it is specified in \$ per watt in this study.

In addition, module efficiency increase makes only array support and foundation cost decrease. Their costs are only 5% of the total, the decrease at their costs give a small influence in generation cost.

On the other hand, array support and foundation require big energy and CO<sub>2</sub> emission, these are about 50% each of the total. Therefore, module efficiency increase makes decrease primary energy and CO<sub>2</sub> output apparently.

## CONCLUSION

A 100MW VLS-PV system installed on the Gobi desert is designed in detail and its potential is evaluated from

economic and environmental viewpoints. Both EPT and life-cycle CO<sub>2</sub> emission rate suggest that large-scale introduction of PV technology on the Gobi desert is quite promising for energy resource saving and the global environmental issues. Furthermore, assuming 1 US\$/W of PV module price and 3% of annual interest rate, generation cost of the VLS-PV system is estimated 6.1 cent/kWh.

The authors are also planning to design and evaluate the VLS-PV system installed on deserts with other advanced technologies such as CdS and amorphous and on other desert by applying the same approach used in this study. There also seem to be a basic question whether thin film modules are appropriate or not for systems on deserts. Some other additional topics may be considered such as regional utilization of generated electricity or power transmission. One of possible candidates may be on irrigation system to step suppress desertification. This simulation also does not include a decommission stage at the moment. It is also essential components, and it will be included in the near future.

## REFERENCES

- [1] C.Jennings, A.B.Reyes & K.P.O', Brien PVUSA utility-scale system capital and maintenance costs, WCPEC-1, Dec, 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 Electrotechnical Committee

## The Measurements and Estimation of In-plane Irradiation

Junsetsu Tamura<sup>1</sup>, Kosuke Kurokawa<sup>1</sup>, Kenji Otani<sup>2</sup>

<sup>1</sup>Tokyo University of Agriculture and Technology

Naka-cho, Koganei, Tokyo, 184-8588 Japan/ phone:+81-423-88-7445/fax:+81-423-85-6729

<sup>2</sup>National Institute of Advanced Industrial Science and Technology (AIST)

Umezono, Tukuba, Ibaraki 305-8568 Japan/ phone:+81-298-61-5152/fax:+81-298-61-5829

**ABSTRACT:** It is necessary to identify diffuse and direct components from horizontal global irradiation in order to estimate in-plane irradiation where in-plane irradiation itself has not been measured. Some models for estimating the diffuse irradiation from the global irradiation by using relationship between diffuse and circumsolar irradiance have been already proposed by many authors and are often used. However, most of such models sometimes show significant errors that are caused by variable sky condition in their estimation particularly at partial cloud and fluctuation. The purpose of this study is to develop a simplified model for estimating the diffuse fraction. The author's utilizes the time series analysis of minute global irradiation data instead of a simple regression analysis.

Keywords: In-plane Irradiation – 1; Solar Radiation – 2; Pyranometer – 3

### 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 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 existing method. Some models for estimating Scattered Irradiation from the Horizontal Irradiation by using 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 is caused by variable sky condition in their estimation at partially cloudy and fluctuation. It is difficult to understand variable scattering sky conditions as far as ordinary hourly data 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 proposes 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 thus new model that can estimate scattered Irradiance and to compare it with 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° 6'N, 139° 52'E). In addition, In-plane Irradiance at an incline of 35 degrees has been monitored with EKO pyranometer.

#### 2.2 Relationship between Scattered Component Ratio and Clearness Index

Figure 1 illustrates a relationship between *Scattered Component Ratio* (Scattered Irradiance / Horizontal Irradiance) and *Clearness Index* (Horizontal Irradiance / Extraterrestrial Irradiance). The graph shows scattered data look very different. Therefore, it is difficult to make a simple model for estimating a *Scattered Component Ratio* from a *Clearness Index*.

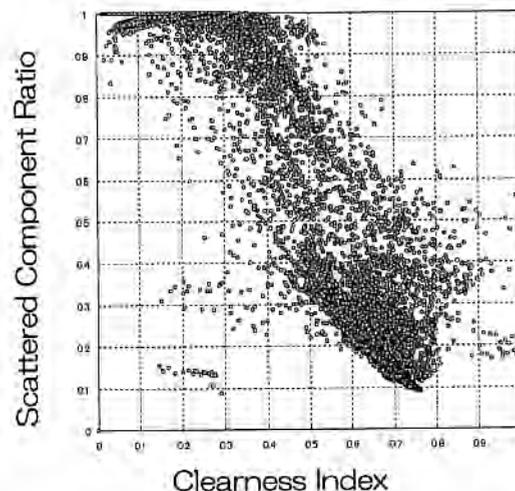


Figure 1: Relationship between *Scattered Component Ratios* and *Clearness Indices*

#### 2.3 Separation of sky condition from Clearness Index

There are high scatterations each other. It is difficult to make a simple model for estimating a *Scattered Component Ratio*. But setting a classification for sky condition, it is available 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 Difference (MD)", has been settled that is a parameter of the model. To obtain an information of weather condition to separation, the "Moving Function (MF)" was defined. At first, we settled the "Moving Average (MA)". MA is described for Clearness Index  $Z(t)$  as Eqn. 1. In addition, Figure 2 shows how to calculate Moving Function from Clearness Index.

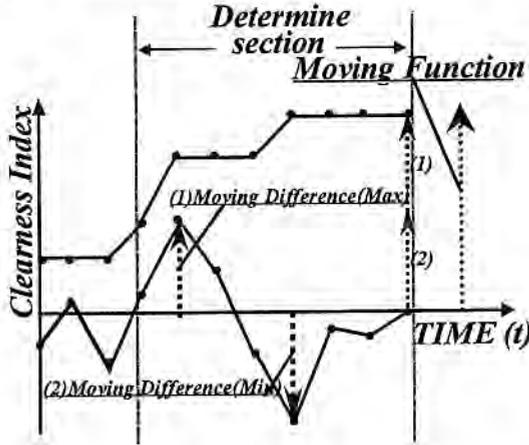


Figure 2: How to calculate Moving Function from Clearness Index.

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

$Z(t)$ : Clearness Index  $DS$ : Determine Section  
"Moving Difference (MD)" is the difference from MA at that time. Then, total number of Maximum MD and Minimum MD is Moving Function (MF) in the Determine Section (several minutes).

The conditions of not less 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:

$$S = 0.35 \quad \text{if } Z > 0.8$$

$$S = -0.5414 \times Z^2 + 0.154 \times Z + 0.9835 \quad \text{if } Z < 0.4$$

where  $Z$  is Clearness Index,  $S$  is Scattered Component Ratio.

The other parties, sky conditions are not so stable. Therefore, it is important to use the "Moving Function (MF)" additionally. Models for not stable sky condition are as follows:

$$0.4 < Z < 0.6$$

$$S = -0.8537 \times Z + 0.7427 \quad \text{if } MF < 0.045$$

$$S = -1.1342 \times Z + 1.0581 \quad \text{if } 0.045 < MF < 0.06$$

$$S = -1.8807 \times Z + 1.4513 \quad \text{if } 0.06 < MF < 0.1$$

$$S = -0.8537 \times Z + 0.7427 \quad \text{if } 0.1 < MF < 0.19$$

$$S = -1.8807 \times Z + 1.4513 \quad \text{if } 0.19 < MF$$

$$0.6 < Z < 0.8$$

$$S = -0.8604 \times Z + 0.7505 \quad \text{if } MF < 0.035$$

$$S = -0.8687 \times Z + 0.8341 \quad \text{if } 0.035 < MF < 0.06$$

$$S = -0.8154 \times Z + 0.8185 \quad \text{if } 0.06 < MF < 0.1$$

$$S = -0.8604 \times Z + 0.7505 \quad \text{if } 0.1 < MF < 0.15$$

$$S = -0.8154 \times Z + 0.8185 \quad \text{if } 0.15 < MF$$

where  $MF$  is Moving Function.

Our model is based on the fact that time series  $MF$  provides the information of weather condition. Measuring the Horizontal Irradiance data that is monitored at one-minute intervals, we can estimate Scattered Irradiance at the same time by using that model (named "Time-series-model").

#### 2. 4 Estimating method from Horizontal Irradiance to In-plane Irradiation

Figure 3 shows order to calculate In-plane Irradiation from  $MF$ .

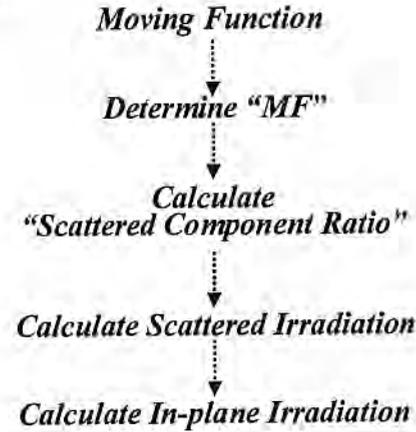


Figure 3: Order to calculate In-plane Irradiation from  $MF$

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 total number of three factors (Eqn. 2).

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

where  $I_{\beta\gamma}$  is In-plane Irradiance,  $I_{d\beta\gamma}$  is direct component of in-plane irradiance (In-plane Direct Component),  $I_{s\beta\gamma}$  is scattered component (In-plane Scattered Component) and  $I_{r\beta\gamma}$  is reflected component (In-plane Reflected Component).

#### • Calculate method of the In-plane Direct Component

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

$$I_b = I_n \cos \theta_z \quad (3)$$

$$I_{b\beta\gamma} = I_n \cos \theta \quad (4)$$

where  $I_d$  is direct component of irradiance incidents to horizontal plane (Horizontal Direct Component),  $I_{d\beta\gamma}$  is direct component of irradiance incidents to tilt plane (In-plane Direct Component),  $I_n$  is Horizontal Irradiance,  $\theta_z$  is zenith angle of sun and  $\theta$  is tilt angle of plane.

Therefore, ratio of each other is as follows:

$$rb = I_{d\beta\gamma/d} = \cos \theta / \cos \theta_z \quad (5)$$

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 times. Horizontal Direct Component is difference between Horizontal Irradiance and Scattered Irradiance as follows:

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

$\cos \theta$  and  $\cos \theta_z$  is calculated by following relations as:

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

$$\cos \theta_z = \sin \phi \sin \delta + \cos \phi \cos \delta \cos \omega \quad (8)$$

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

• Calculate method of the In-plane Reflected Component

Based on the fact that irradiance reached to surface reflected equally omni direction, In-plane Reflected Component is calculated by following relation as:

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

where  $\rho$  is Albedo.

• Calculate method of the In-plane Scattered Component

Hay model [3] is selected for no uniformity of sky irradiance. That model is available to calculate the scattered irradiance considering circum solar and other component.

Hay model is as follows:

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

where  $I$  is Horizontal Irradiance,  $I_0$  is Extraterrestrial Irradiance.

In-plane Irradiance is calculated by using above equations.

### 3. RESULTS AND DISCUSSION

Using data obtained on 2000 at Koganei, the Time-series-model was made. To assess the model, all days are selected from the month for confirmation. These days includes clear-condition that is stable and cloudy-condition that is also stable. In addition, other days of partial-cloud-condition that is not stable and fluctuate-condition that is most fluctuate of 4 are included. The model is used at all of days to calculate In-plane Irradiance at one-minute steps. Therefore, one-minute In-plane Irradiances are calculated to daily value over days. In addition, the results was assessed by 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.

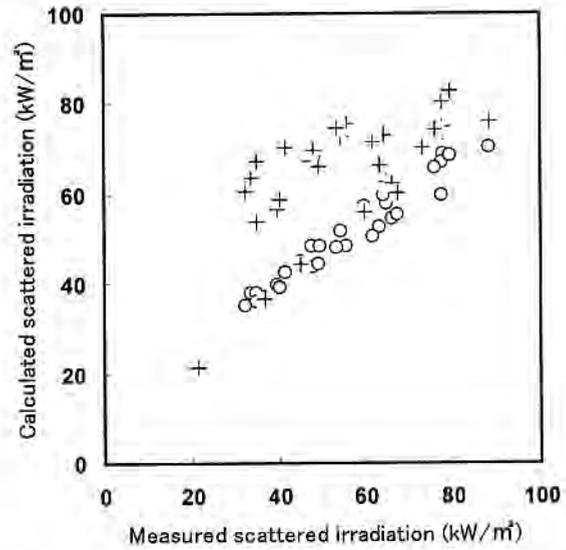
$$RMSE = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n (I_C - I_M)^2}{n}} \quad (11)$$

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

$I_C$ : calculated value,  $I_M$ : measured value

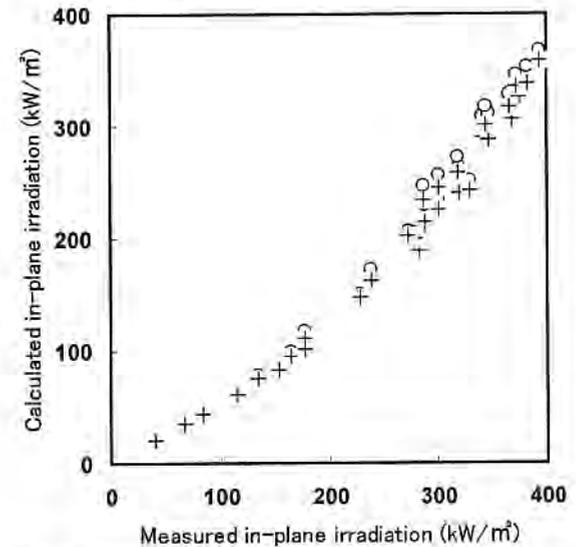
Irradiance calculated was compared *Time-series-model* to *Erbs-model* [2] about daily and monthly scattered and in-plane Irradiance.

Hay-model was used to calculate In-plane irradiance about Daily In-plane Irradiance at January 2000.



⊗: Time-series-model, +: Erbs-model

Figure 4: Comparison of measured and calculated value of daily scattered Irradiation



⊗: Time-series-model, +: Erbs-model

Figure 5: Comparison of measured and calculated value of Daily In-plane Irradiation.

Figure 4 shows that there are differences between using *Time-series-model* and *Erbs-model* value. It is prominent that *Erbs-model* value is more distributed than *Time-series-model* value, mostly.

And it is showed that calculated value using *Erbs-model* is lower than using *Time-series-model* (Figure 5).

Table1: Error of calculated value by Residual Number (about scattered irradiation)

	MBE	RMSE
<b>Time-series-model</b>	-4.79	5.93
<b>Erbs-model</b>	9.73	12.52

Table2: Error of calculated value by Residual Number (about in-plane irradiation)

	MBE	RMSE
<b>Time-series-model</b>	-50.19	18.01
<b>Erbs-model</b>	-59.5	18.51

Table3: Error of calculated monthly value (Error: %)

	Scattered	In-plane
<b>Time-series-model</b>	-8.68	-18.84
<b>Erbs-model</b>	17.65	-22.34

Table 1 shows error of calculated value using Residual Number about Daily In-plane Irradiation. Calculated value using *Time-series-model* is more proximate to measured value than *Erbs-model*. While calculating the Daily In-plane Irradiation (Table2), the same result each other between *Time-series-model* and *Erbs-model* is showed.

Calculating monthly value (Table3), *Time-series-model* is better than *Erbs-model* about calculating the scattered irradiation.

#### 4. CONCLUSION

In the present work the author proposed the new method of calculating In-plane irradiation by using *Time-series-model* from one-minute Horizontal Irradiance. These results have indicated that the method gives more accurate results compared with existing regression models about scattered irradiation, but further modification seems to be capable to improve the quality of estimation about in-plane irradiation.

#### 5. References

- [1] R.R.Perez, P.Ineichen, E.L.Maxwell, R.D.Seals, A.Zelenka; Dynamic Global to Direct Conversion Models, *ASHRAE Transactions Research Series*, pp.154-168, 1992.
- [2] D.G.Erbs, S.A.Klein, J.A.Duffie; Estimation of the Diffuse Radiation fraction for Hourly and Monthly-average Global Radiation, *Solar Energy* Vol.28, No.4, pp.293-302, 1982.
- [3] Hay, J.E.; Study of short-Wave radiation on Nonhorizontal Surfaces, Canadian Climatic Center Report No.79-12, Atmospheric Environment Service, Toronto Canada, 1979.

**A New Added Value of Photovoltaic Module**  
~ Absorption Characteristics of Electromagnetic wave ~

Akihiko Yamaguchi, Masaharu Takahashi, Toru Uno, Kosuke Kurokawa, S.Yatabe\*

Tokyo University of Agriculture and Technology

2-24-16, Naka-cho, Koganei, Tokyo, 184-8588 Japan/ phone: +81-42-388-7445/fax: +81-42-385-6729

\*Shirouma Science Co., Ltd.

5777, Aoki, Nyuzen-cho, Shimoshinkawa, Toyama, 939-0643 Japan/ phone: +81-765-72-0038/fax: +81-765-72-5011

**ABSTRACT:** The authors have investigated the reflection and absorption characteristics of the typical Photovoltaic (PV) modules and the special modules designed by ourselves for TV wave length (100~120MHz). The special modules have the characteristics of a Loop-Antenna made by changing the arrangement and wiring of solar cells. As a result, the transmission waves of the PV module was able to be decrease by changing the arrangement of solar cells and a lot of them changed the reflected waves. If the impedance of this module for the TV wave could be matched, the reflected wave would be decreased and the attenuation would be able to be increased. And it is available that the method of using the PV module have different impedance connecting the capacitor. In this method it is possible to attenuate the electromagnetic waves up to 12[dB]. However, It is difficult to attenuate the electromagnetic waves in the method that install the reflector on the surface of the wall.

**Keywords:** Added Value – 1: Module Manufacturing – 2: PV module – 3:

## 1. INTRODUCTION

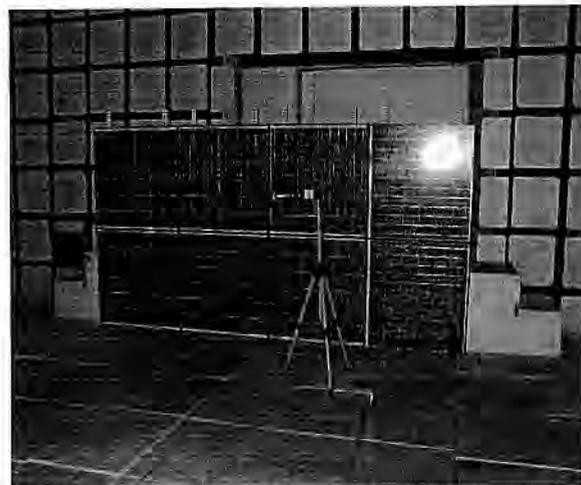
In Japan, PV systems have spread through the roofs of residences and the outer walls of buildings for reason of reflected to design, durability and maintenance. However, there is a problem that PV modules reflect electromagnetic waves. Especially, in the case of TV waves, reflected waves from outer walls of buildings interfere with direct waves from TV stations, and "Picture ghosting" occurs in a certain areas. The costs countermeasures for this phenomenon are very high. In this paper, the authors propose the method of reducing the reflection of electromagnetic waves in order to solve these problems using PV modules or systems. There are two methods of absorbing electromagnetic waves. One method is that the PV module itself absorbs the electromagnetic waves. In fact, the PV module has the characteristics of receiving antenna. In this paper, PV modules that include a Loop-Antenna were designed. The Loop-Antenna is composed eight solar cells. Another method uses two or more reflected waves from PV modules etc., the reflected waves are negated. For example, when PV modules are installed on the surfaces of outer wall, a reflection board is installed between the PV modules and outer walls, and the reflected waves from the reflection board counteract these from the PV modules. In this paper, the adequacy of each method is confirmed using the above methods.

## 2. Measurement

### 2.1 Measurement method

The experiment was performed to confirm the characteristics of PV modules. It was performed in the anechoic chamber of Communication Research Laboratory (CRL). In this experiment, eight or four PV modules were used and field intensity was measured every 30cm 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. In this paper,

the authors confirmed that the electromagnetic characteristics of the typical PV modules and the PV module incorporating the Loop-Antenna. The latter is called "Loop-Antenna PV module" in this paper. The Loop-Antenna PV module is that a Loop-Antenna is made from solar cells changing the arrangement and wiring pattern of solar cell in the PV module..



**Figure 1:** Scenery of measurement experiment

### 2.2 Spatial standing wave method

Spatial standing wave method is used to investigate electromagnetic wave characteristics of substance. Standing wave ratio (SWR)  $\rho$  is able to express with the following formula.

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

And the reflection coefficient  $R$  and phase  $\theta$  of the PV modules can also be expressed with the following formula.

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

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

Using those formulas, characteristics of PV modules for electromagnetic waves can be confirmed, and impedance  $Z$  of PV modules can also be calculated from a formula (4), (5) and (6).

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

$$k_0 = \omega \sqrt{\mu_0 \epsilon_0} \quad (5)$$

$$\omega = 2\pi f \quad (6)$$

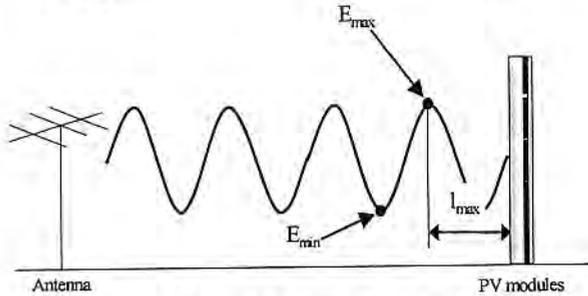


Figure 2: Spatial standing wave method

### 3. Absorption method of electromagnetic waves

#### 3.1 Loop-Antenna PV module<sup>[3]</sup>

In order for the PV module itself to absorb electromagnetic waves, PV module should have the characteristics of the receiving antenna. A Loop-Antenna and a microstrip-antenna were thought as an antenna that can be included in the PV module. And the microstrip-antenna is that it is possible to absorb the electromagnetic waves when wavelength and length around metal side are equal. However, it is difficult to include this antenna in the PV module because the capacitors must connect between solar cell and solar cells in the module to regard the two or more cells is one cell for the electromagnetic wave (100~120MHz), and there is no capacitor that have the heat resistance and the low impedance for high-frequency. As opposed to this, the Loop-Antenna is that it is possible to absorb the electromagnetic waves of this wavelength when the wavelength of the TV wave and the length of a loop are equal. However the attenuation of electromagnetic waves must be taken into consideration because the solar cells in the PV module are covered with glass and EVA and the PV modules incorporating the Loop-Antennas had to be designed. The wavelength of Each layer can be calculated by the following formulas (7) and (8).

The velocity of the electromagnetic wave in dielectric  $v$  and the wavelength are:

$$v = \frac{1}{\sqrt{\mu_0 \mu_r \cdot \epsilon_0 \epsilon_r}} = c \cdot \frac{1}{\sqrt{\mu_r \epsilon_r}} \quad (7)$$

$$\lambda = \frac{v}{f} \quad (8)$$

When the frequency  $f$  is 120[MHz], each wavelength is shown table 1. The feature of these PV modules is that they have four Loop-Antennas by getting out four solar cells. By getting out four solar cells, the power generation performance of these PV modules falls but they have new performance of absorbing the electromagnetic waves. The specific of the Loop-Antenna PV module is shown in table 2 and figure 3. This PV module is made based on the PV

module of 100[Wp]. Pmax of Loop-Antenna PV module is lower than one of basic PV module 5[W].

Table 1: wavelength of each frequency and layer

frequency	100MHz	110MHz	120MHz
Glass [m]	0.77	0.70	0.64
EVA [m]	0.97	0.88	0.81
Silicon [m]	0.26	0.23	0.21

Table 2: Specific of Loop-Antenna PV module

	Loop-antenna PV module
Open-circuit voltage	19.164[V]
Short-circuit current	7.2211[A]
Pmax	95.198[W]
Pmax voltage	14.367[V]
Pmax current	6.5037[A]

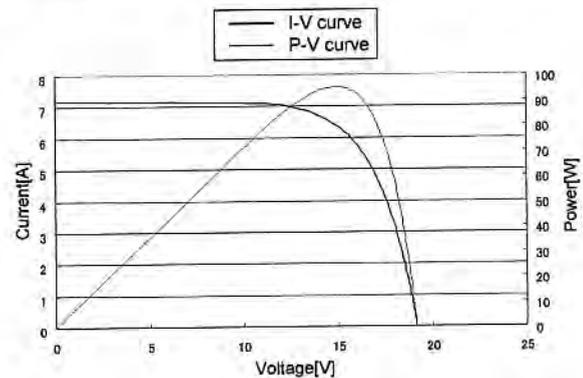


Figure 3: I-V curve of Loop-Antenna PV module



Figure 4: Loop-Antenna PV module

#### 3.2 Method of using reflection board<sup>[3]</sup>

The electromagnetic waves transmit the PV modules that the back sheet is made of PET (polyethylene terephthalate) because the propagation of them finish with electric conductor. When the PV modules are installed on the outer wall of the building etc., the transmitted

electromagnetic waves reflect in the outer wall. The reflection board (reflector) are installed on the surface of the wall and it is possible to change the phase of the reflected waves changing the distance between the PV module and the wall. Using them from the reflector, the reflected waves from the PV modules are able to be counteracted. The PV module can be regarded as one dielectric using the formula (9) because the reflection coefficient and phase of the PV module have been measured. In fact, it is possible to regard the 2 layer structure of "PV module - air - reflector".  $S$  is reflection coefficient and  $d$  is thickness of the PV module.

$$S = \frac{\sqrt{\mu_r / \epsilon_r} \tanh(j \frac{2\pi d}{\lambda_0} \sqrt{\mu_r \epsilon_r}) - 1}{\sqrt{\mu_r / \epsilon_r} \tanh(j \frac{2\pi d}{\lambda_0} \sqrt{\mu_r \epsilon_r}) + 1} \quad (9)$$

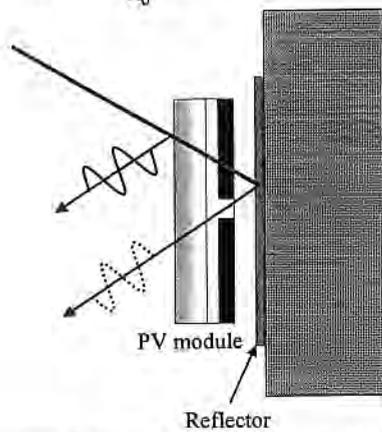


Figure 5: Method of using reflection board

### 3.3 Method of using different impedance PV modules<sup>[3]</sup>

Using multiple PV modules that have different impedance, the reflected waves of them can be cancelled each other like figure 4. As a method of changing their impedance, there is that 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, the interference waves are able to completely counteract, if the phase difference of each reflected wave is pi [rad]. 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 reflected wave of the latter one counteract reflected wave of the former one.

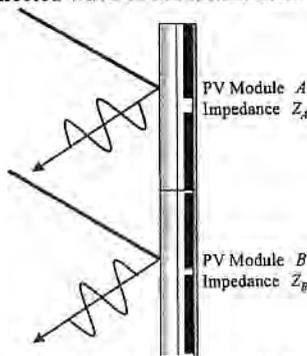


Figure 6: Method of using multiple PV modules

## 4. Result and discussion

### 4.1 Loop-Antenna PV module

The experiment was performed to investigate the characteristics of the Loop-Antenna and typical PV modules in the anechoic chamber of CRL. The results of measurement are shown in figure 7, table 3 and 4. The standing wave was identified in figure 7. The reflection coefficient of Loop-Antenna PV module increase in each frequency. Especially, when frequency is 120 MHz, the reflection coefficient of the Loop-Antenna PV module increased more than the typical one. It is thought as this reason that the incident electromagnetic waves do not filter out the Loop-Antenna PV module and the transmission wave changed the reflected wave. In this paper, the impedance of the Loop-Antenna PV module could not be matched for the electromagnetic wave. If the impedance could be matched, it is thought that the reflected waves could be decreased and the absorption of the electromagnetic waves will be able to be increased.

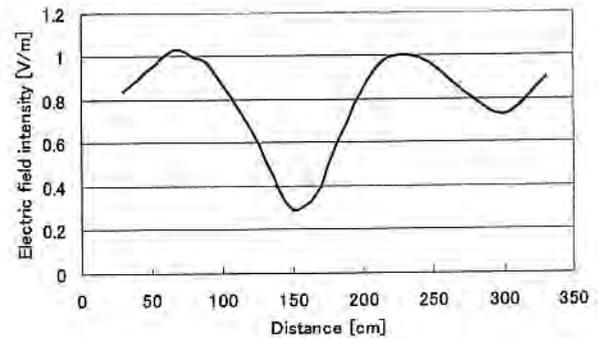


Figure 7: Result of measurement

Table 3: Standing waves ratio, reflection coefficient and phase of the typical PV module

	100MHz	110MHz	120MHz
Stading waves ratio	2.04	1.74	1.61
Reflection coefficient	0.34	0.27	0.23
Phase [rad]	3.77	3.68	3.77

Table 4: Standing waves ratio, reflection coefficient and phase of Loop-Antenna PV module

	100MHz	110MHz	120MHz
Stading waves ratio	3.55	1.88	6.82
Reflection coefficient	0.56	0.3	0.74
Phase [rad]	2.93	2.76	4.52

#### 4.2 Method of using reflector

This method can be used when the back sheet of the PV module is made from PET. The PV module are regarded as one dielectric using the measurement results in 2.2 and the simulation was performed changing the distance between the PV module and reflector. As the results, when distance was 0.073[m], the attenuation was 5.93[dB]at the maximum. However, compared with other method, the attenuation is very small in this method. Because the dielectric of PV modules is very low, it is difficult to change the phase of the reflection waves.

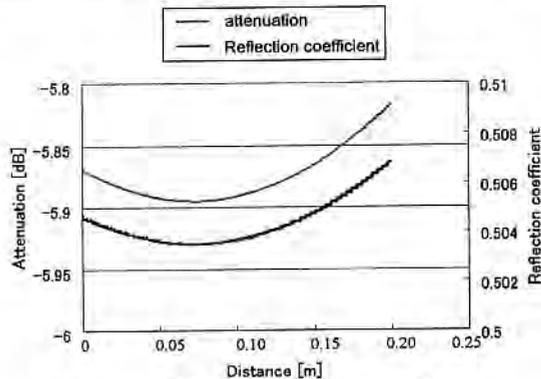


Figure 8: Simulation result

#### 4.3 Method of using multiple PV modules

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 figure 8. It was obtained that the most appropriate capacity is 0.63[pF]. Using the optimum capacitor of figure 8, the simulation was performed for incident angle of electromagnetic waves. This result is shown in figure 9. This method is 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 is important.

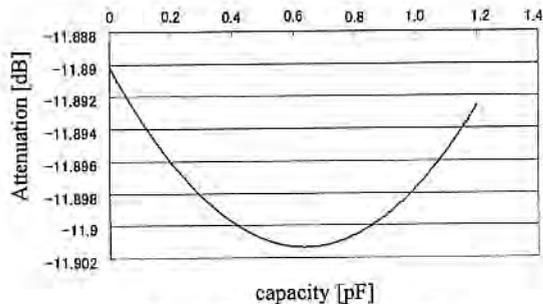


Figure 9: Selection of capacity

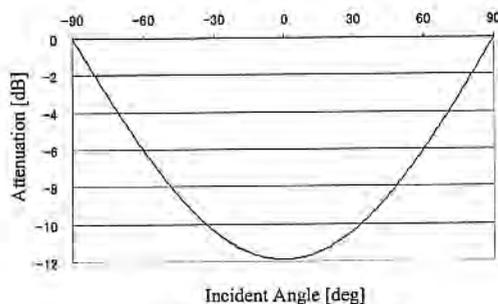


Figure 10: Absorption result

#### 5. Conclusion

In this paper, the authors have suggested the absorption methods of the electromagnetic waves using the PV module. The Loop-antenna PV module have the potentiality absorbed the electromagnetic waves because it can transform the transmission wave into the reflected waves. If the impedance of this module for the TV wave could be matched, the reflected waves will be decreased and the attenuation will be able to be increased. In the method of using the reflector and multiple PV modules, it is difficult to confirm the true absorption performance of this method, because the solar cells change electric conductor from dielectric material when there is solar radiation.

#### 6. Acknowledgement

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.

#### 7. References

- [1] A.Yamaguchi, et al, "Reflection and Absorption characteristics of electromagnetic waves for PV modules", Technical Digest of PVSEC-12, P737-738, Jun 11-15, 2001, Korea
- [2] T.Uno, Finite Difference Time Domain Method for Electromagnetic Field and Antennas, Corona Publishing CO. LTD
- [3] Patent pending

## DYNAMIC RESPONSE OF MAXIMUM POWER POINT TRACKING FUNCTION FOR IRRADIANCE AND TEMPERATURE FLUCTUATION IN COMMERCIAL PV INVERTERS

Hiroataka Koizumi\*, Takashi Kaito\*, Yukihisa Noda\*, Kosuke Kurokawa\*, Masayasu Hamada\*\* and Liu Bo\*\*

\* 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: koizumih@cc.tuat.ac.jp,

\*\* Myway Labs Co., Ltd.

1-19-3 Shinyokohama, Kohoku-ku, Yokohama, Kanagawa, Japan 222-0033

Phone: +81-45-476-3722, Fax: +81-45-476-3723

**ABSTRACT:** This paper presents test results of Maximum Power Point Tracking (MPPT) functions of commercial PV inverters for residential use against rapid fluctuation of irradiance and temperature with a PV array I-V curve simulator. PV array simulator is greatly effective in test of PV inverters, because an experimental condition can be reproduced many times. In this study, a PV array simulator was used, which had been developed by Tokyo University of Agriculture and Technology (TUAT) and Myway Labs Co., Ltd. Characteristics of the simulator with dc load, basic response for each tested PV inverter, and test results of MPPT function of the inverters are clearly reported.

**Keywords:** MPPT - 1: I-V curve simulator - 2: Inverter - 3

### 1. INTRODUCTION

Maximum Power Point Tracking (MPPT) function is normally installed in PV inverters to gain the maximum power from PV array. Many kinds of algorithms have been proposed and various MPPT systems are installed in power conditioners. In this paper, MPPT function of commercial PV inverters for residential use is tested and reported. Comparing different types of inverter, we have to serve the same condition for experiment. In the series of tests, a PV array I-V curve simulator was used, which is developed by Tokyo University of Agriculture and Technology (TUAT) and Myway Labs Co., Ltd. That is based on the active power load (APL) of Myway and software for I-V curve simulation of TUAT. The characteristics of I-V curve by Matsukawa et al. [1] can be realized with the simulator. So, irregular pattern caused by shading etc., can be simulated. In our previous research [2], one commercial PV inverter has been tested with the simulator. In this paper, basic response of the simulator and inverters, and their dynamic response of MPPT function are tested and reported.

### 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. A personal computer (PC) and the APL are connected by optical fiber with RS232C. At first, an I-V curve is generated in the PC. Then the data of the I-V curve is transmitted to APL. Following the data, the APL performs as a PV simulator. During the operation, parameters are transmitted from APL to PC and monitored every one sec. The I-V, P-V curves, value of maximum power  $P_{MAX}$  and output power are also indicated. Advantages of the PV array I-V curve simulator are summarized as follows.

1. Simulating irradiance every one second, maximum for 9 hours
2. Preinstalled standard patterns of irradiance fluctuation (Additional files are able to be installed.)

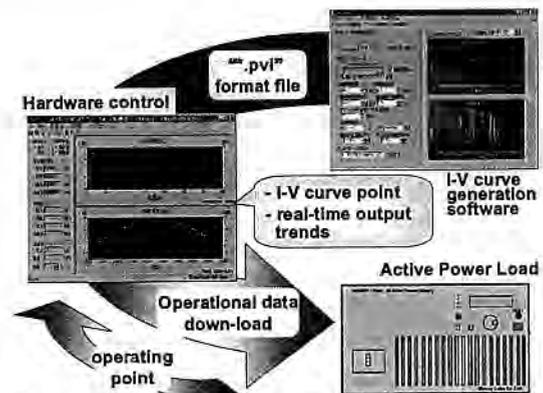


Fig.1: Basic structure of PV array I-V curve simulator.

3. Faithfully simulated output characteristics of PV array (Parameters are able to be set.)
4. Size, weight, and cost reduction
5. Operation by a PC with convenient handling
6. Simulating an enough scale of PV array for a standard residence
7. Further utilization as constant voltage and/or current power supply.

### 3. RESPONSE TIME OF PV ARRAY I-V CURVE SIMULATOR

Basic response of the PV array I-V curve simulator is tested. A circuit model for this measurement is shown in

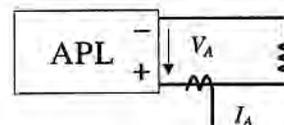


Fig. 2: Circuit model for measurement.

Fig. 2. Tests for sudden irradiance fluctuating and for rapid load variation have been carried out. Array configuration is assumed to be 6-series 7-parallel. The simulator was loaded with an resistance of 20  $\Omega$ . Array temperature was assumed to be 25 deg constant. Under this condition, electrical power supplied from the PV array simulator becomes 3.0 kW for irradiance of 1.0 kW/m<sup>2</sup> and 0.30 kW for 0.1 kW/m<sup>2</sup> respectively. At first, irradiance was stepped up from 0.1 kW/m<sup>2</sup> to 1.0 kW/m<sup>2</sup> and stepped down from 1.0 kW/m<sup>2</sup> to 0.1 kW/m<sup>2</sup>. Against sudden irradiance fluctuation, output voltage and current of the simulator changed with transient response time 26.8 msec and 20.7 msec for stepping up and down respectively.

In the same system, rapid load variation tests were carried out. Load resistance was stepped up from 40  $\Omega$  to 20  $\Omega$  and v.v. During the tests, irradiance was kept at 1.0 kW/m<sup>2</sup>. The rapid load variation was caused by turning a DC-circuit breaker on and off which was connected to a parallel resistance of 40  $\Omega$ . The observed transient time against rapid load variation was 12.8 msec and 16.0 msec for stepping up and down of the load respectively.

In the same experimental system, temperature variation tests were carried out with constant irradiance 1.0 kW/m<sup>2</sup> and load resistance 20  $\Omega$ . The temperature of PV array was set to step up from 40 deg to 60 deg and v.v. The simulator changed its output voltage and current within 16.9 msec for stepping up and 13.0 msec for stepping down of the temperature.

#### 4. TESTS OF COMMERCIAL PV INVERTERS' BASIC RESPONSE TIME

Four kinds of commercial PV inverters for residential use were tested with the PV array I-V curve simulator in the experimental system shown in Fig. 3. The output of PV inverter is connected to an independent AC power source of 1 $\phi$  3W 100/200 V<sub>rms</sub> at 50 Hz. Between the inverter and the AC power source, a load resistance of 20  $\Omega$  is connected. Array configuration was set 6-series 7- parallel to feed 3.0 kW for irradiance of 1.0 kW/m<sup>2</sup>. Rated output power and the input voltage range of the tested power conditioners are shown in Table I.

##### 4.1 Tests for Sudden Irradiance Variation

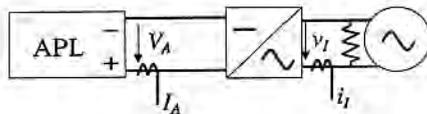


Fig. 3: Circuit model for tests of inverter.

Table I: Rated output power and the input voltage range of the tested commercial PV inverters.

Inverter	A	B	C	D
Rated power (kW)	4.0	4.5	4.5	3.5
Input voltage range (V)	0-350	0-350	70-370	0-400

In this test, irradiance was stepped up and down between 1.0 kW/m<sup>2</sup> and 0.1 kW/m<sup>2</sup>. Concerning to this test, data for Inverter D are not shown, because it had stopped just after the irradiance stepping down and didn't restart under the condition of 0.1 kW/m<sup>2</sup> irradiance. We suppose that this phenomenon was caused by protective function of the inverter. Observed waveforms were complex and quite different by the inverters. The response time read from the waveforms and time to achieve the maximum power point (MPP) are shown in Table II. Waveforms of  $V_A$ ,  $I_A$ ,  $v_i$ , and  $i_i$ , which are DC voltage and current from the PV array simulator and AC voltage and current from an inverter, were observed. In the series of the tests, transient waveform was not observed about  $v_i$ . Therefore, except  $v_i$ , we defined the transient response time of the other waveforms as follows,  $V_A$ : the time from the stepping transition to the first temporary steady state,  $I_A$ : the time from the stepping transition to the end of the over/under shoot, and  $i_i$ : the time from the stepping transition to the first temporary steady state, especially about stepping up just after the cycle with maximum amplitude. As shown in the Table II, all the values of measured response time were within one second. During this term, it was observed that the inverters tried to get close to the MPP rapidly with large steps. After the term, inverters controlled their operating point to MPP slowly with small steps following their own algorithms.

##### 4.2 Tests for Sudden Temperature Variation

In the same experimental system, temperature parameter of PV module was stepped up from 40 deg to 60 deg and v.v. with irradiance of 1.0 kW/m<sup>2</sup>. The measured

Table II: Measured response time and time to achieve MPP of the tested commercial PV inverters against irradiance fluctuation.

Inverter		A	B	C	D
Measured response time from 1.0 kW/m <sup>2</sup> to 0.1 kW/m <sup>2</sup> (ms)	$V_A$	894	194	84.9	-
	$I_A$	19.2	5.98	5.31	-
	$i_i$	28.9	52.0	21.9	-
Time to get MPP (s)		12	171	8	-
Measured response time from 0.1 kW/m <sup>2</sup> to 1.0 kW/m <sup>2</sup> (ms)	$V_A$	23.0	120	92.2	-
	$I_A$	12.1	13.9	4.39	-
	$i_i$	136	50.1	77.0	-
Time to get MPP (s)		57	371	29	-

Table III: Measured response time and time to achieve MPP of the tested commercial PV inverters against temperature.

Inverter		A	B	C	D
Measured response time from 40 deg to 60 deg (ms)	$V_A$	20.9	12	46.0	88.4
	$I_A$	3.11	16.9	35.1	14.6
	$i_i$	30.4	19.9	60.5	50.8
Time to get MPP (s)		296	67	110	52
Measured response time from 60 deg to 40 deg (ms)	$V_A$	49.8	52.0	216	94.2
	$I_A$	7.99	13.3	3.60	65.2
	$i_i$	40.1	58.1	120	82.2
Time to get MPP (s)		261	55	89	125

response time of each inverter is shown in Table III. Response time of each parameter was measured following the same definitions in irradiance fluctuation. Also in this test, observed waveforms were complex and quite deferent by the inverters. And the values of measured response time are various. Comparing Table III with Table II, no relations are found in our tests. Thus, MPPT function and transient response are not so simple, and they might have different operation by the cases of directions or values of variation, or transient time and so on.

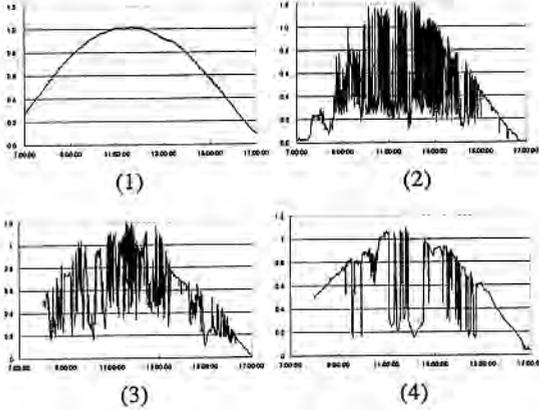


Fig.4: Default irradiance patterns: (1) Clear; (2) Vary-1; (3) Vary-2; (4) Vary-3.

## 5. TESTS OF PV INVERTERS FOR MPPT FUNCTION

### 5.1 Default Data of Irradiance Fluctuation

The commercial PV inverters were tested for MPPT function. The test system shown in Fig. 3 was used under the same condition to the basic response tests except array configuration set to 6-series 6-parallel in this test. Figure 4 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". These are chosen from actual observation with 1 second sampling at Tsukuba around 4 years since 1996. In the series of the tests, the data from 12:00 to 13:00 were used. A factor  $K_{PM}$  is defined for evaluating the inverter's MPPT control capability.

$$K_{PM} = \frac{\sum PV \text{ array Output Power}}{\sum P_{MAX}} \times 100[\%] \quad (1)$$

### 5.2 Assumption of Array Temperature Variation

Presumption of array temperature usually requires many parameters and complex calculation. In this paper we assume the following equation for simplifying the calculation,

$$\begin{aligned} T_{CR} &= T_A + \Delta T, \\ \Delta T &= (-6.036 + 0.274 \cdot V + 0.071 \cdot V^2) \\ &\quad + H_{AE} \cdot (45.63 - 5.91 \cdot V + 0.333 \cdot V^2), \end{aligned} \quad (2)$$

where,  $T_{CR}$ ,  $T_A$ ,  $V$ , and  $H_{AE}$ , are array temperature, air temperature, wind velocity, and irradiance.  $T_A = 25$  deg and  $V = 1.0$  m/s are assumed. The PV array simulator allows an operational mode of high-speed irradiance fluctuation and followed temperature variation.

### 5.3 Experimental Results

Using the irradiance default patterns, PV inverters were tested. Figure 5 shows the experimental results for each inverter under the various irradiance fluctuation. The power  $P_{max}$  and voltage  $V_{pmax}$  at PMAX point, the output power  $P_A$  and voltage  $V_A$  of PV array simulator, and mismatch  $P_M$  between  $P_{max}$  and  $P_A$  are shown as functions of time. Array temperature was assumed to be constant at 25 deg from (a) to (d). Then, array temperature was fluctuated following the moving average of irradiance data with 1 min averaging spans for data set of Vary-2, which is shown in (e). The factor of MPPT control capability  $K_{PM}$  is calculated and shown in Table IV. As shown in Fig. 5 (a), the inverter D stopped and restarted during the test using the data Vary-1 by its protective function. That caused the low value of  $K_{PM}$ . Comparing all the figures in Fig. 5, generally, we can find that inverter A and inverter B kept low mismatch and stable tracking. Their low mismatches are also shown numerically by the values of  $K_{PM}$  in Table IV. However, any adequate explanations are not found from the data in Table I and II. In the next stage of the study, we need to review the definitions of transient response time. Temperature variation, as shown in Fig. 5 (e) and Table IV, also has influences on the performances of MPPT function. To evaluate this effect, more correct prediction of module temperature is required.

## 6. CONCLUSIONS

Dynamic response of the MPPT function and basic response against irradiance or temperature variation of each tested inverter have been shown. Tests of the inverters have been carried out under the same conditions by means of the PV array I-V curve simulator and the default data sets. Effectiveness of the simulator for evaluation of PV inverters has been also shown. As a factor for evaluation of MPPT control,  $K_{PM}$  has been defined and calculated. The experimental results show that under the same conditions commercial PV inverters have quite different performances by own algorithms and suitable conditions for their operation are different by the inverters. In the future research, more detail analysis during transient response time for each inverter is required.

Table IV: Calculated MPPT control capability  $K_{PM}$ .

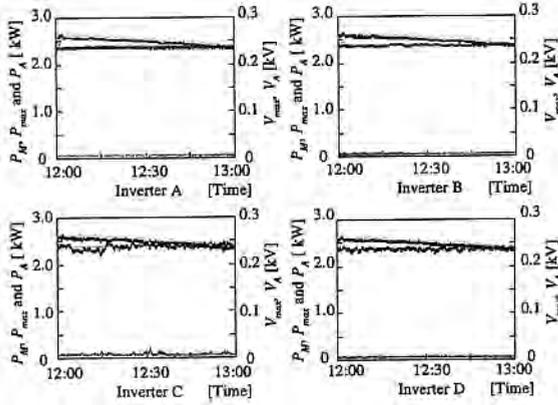
Inverter	A	B	C	D
$K_{PM}$ (Clear) (%)	97.65	97.68	97.17	97.59
$K_{PM}$ (Vary-1) (%)	97.16	97.52	97.12	83.66
$K_{PM}$ (Vary-2) (%)	97.54	97.60	96.70	96.40
$K_{PM}$ (Vary-3) (%)	97.55	97.43	97.30	97.24
$K_{PM}$ (Vary-2-Temp.) (%)	95.34	96.99	95.05	95.82

## ACKNOWLEDGEMENT

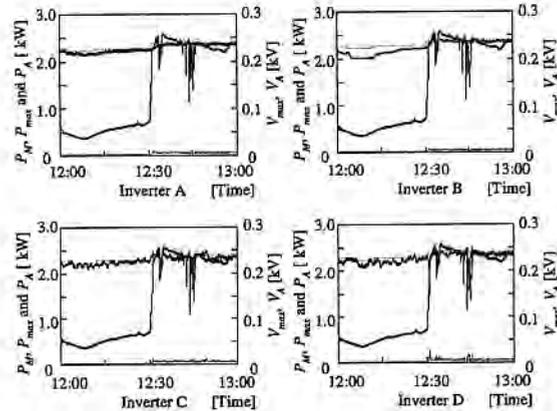
This study has been carried out as a part of Regional Consortium R&D funded by New Energy and Industrial Technology Organization (NEDO). The authors wish to thank them for their support.

## REFERENCES

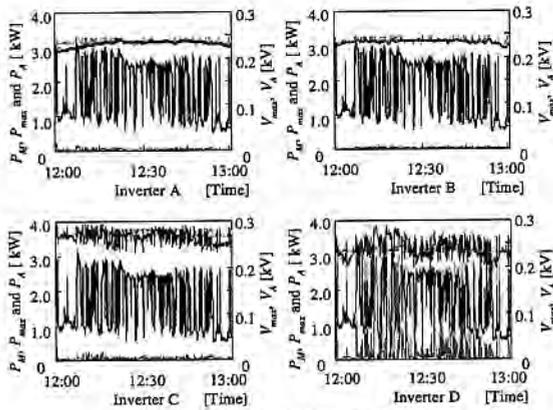
- [1] H. Matsukawa, M. Shioya, T. Yamada, T. Sugiura and K. Kurokawa, Proc.JSES/JWEA Joint Conf.'99, (1999) 57 (in Japanese)
- [2] H. Matsukawa, K. Koshiishi, H. Koizumi, K. Kurokawa, M. Hamada and L. Bo, Tech. Dig. PVSEC-12, (2001) 415
- [3] K. Koshiishi, H. Matsukawa, K. Kurokawa, M. Hamada, Liu Bo, National Convention Record IEEJ, (2001) 3042 (in Japanese)



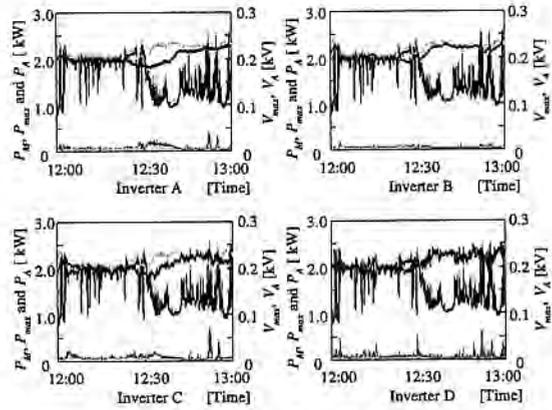
(a) Default data Clear



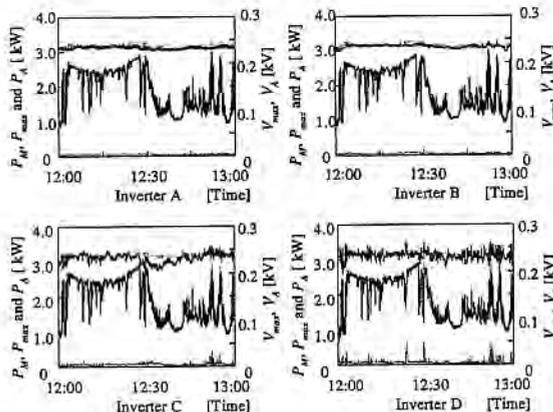
(d) Default data Vary-3



(b) Default data Vary-1



(e) Default data Vary-2 (Temp.)



(c) Default data Vary-2

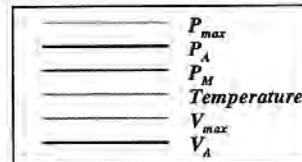


Fig.5: Tested inverter's output power  $P_{max}$ , voltage  $V_{pmax}$  at calculated PMAX point, the measured output power  $P_A$ , voltage  $V_A$  of PV array simulator, and mismatch  $P_M$  between  $P_{max}$  and  $P_A$  as functions of time using default irradiance patterns: (a) Clear, (b) Vary-1, (c) Vary-2, (d) Vary-3, and (e) Vary-2 with temperature variation.

## 6

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

学生員 ○野田 幸久 (東京農工大学)  
小泉 裕孝 (東京農工大学)

水野 環樹 (東京農工大学)  
会員 黒川 浩助 (東京農工大学)

Development of a distribution network simulator  
connected with PV systems

Yukihisa NODA, Tamaki MIZUNO  
Hirotaka KOIZUMI, Kosuke KUROKAWA

Tokyo University of Agriculture and Technology  
2-24-16 Naka-cho, Koganei-shi, Tokyo, 184-8588, JAPAN  
Fax: +81-42-385-6729, E-mail: yukiwo@cc.tuat.ac.jp

## 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, a high-voltage grid in sections, pole transformers, low-voltage lines, customer loads and a number of PV systems. This installation can be used for testing plural PV inverters as well as a number of AC modules. It is also considered useful for studying interference phenomena among multiple inverters. As the first stage of the development, several types of 3-4 kW class PV inverters have been evaluated.

キーワード：系統連系，単独運転

Keyword: grid-connected PV systems, islanding

## 1. はじめに

エネルギー問題・地球環境問題への意識の高まりや設置コストの低下にとともに、今後、住宅を中心として系統連系形太陽光発電システムがさらに普及していくと考えられる。その結果、多数の太陽光発電システムが一本の配電線に集中的に連系された高密度連系状態となることが予想される。高密度連系時においては、単独運転など、従来の配電線には見られなかった様々な現象が発生する可能性があり、安全性などの面からも評価が必要である。

これまで、実規模模擬配電線による試験や、シミュ

レーションによる解析が行われてきたが、実規模試験設備は大規模・複雑でありコストがかかるという問題があり、シミュレーションの検証という観点からも配電システムの縮小モデルが必要とされている。

本研究では、AC モジュールの多数台連系および住宅地区に太陽光発電システムが高密度に連系したシステムを想定し、配電システムの縮小試験を目的として、高圧配電線から低圧需要箇所に至る 6.6kV 高圧配電線一回線をモデルとした縮小模擬配電システムを設計した。

また今回は、模擬配電システムの一部を用いて、一般家庭に用いられる 3-4kW 級の PV インバータ 1-2 台を連系させ、配電線事故による系統停止時の単独運転検出機能検証試験を実施し、その挙動について報告する。

## 2. 縮小模擬配電線の設計

縮小模擬配電線を設計するためには、実際の配電システムに即したモデルが必要である。そこで日本における平均的な配電線から線路定数等の配電線データを使用し、配電用変圧器から低圧需要箇所までのモデル配電線を作成した。本来、配電用変電所からは複数のフィーダが引き出されているが、今回は一本のフィーダのみに着目した。

想定する配電線は住宅地区の配電システムであり、配電用変電所引き出しの、3000kVA-6.6kV 三相 3 線式高圧配電線 1 回線 (亘長 6km, 直線状) を基本とする。高圧配電線以下に柱上変圧器を介して 100/200V 単相 3 線式低圧配電システムが接続しており、太陽光発電は高圧負荷・低圧負荷のそれぞれに連系している。

Table.1 Distribution line data (Residential area)

	Residential area
line impedance	1.781+j2.382[Ω]
maximum demand (high-voltage)	814[kW]
maximum demand (low-voltage)	1301[kW]
minimum demand	703[kW]
number of customers (low-voltage)	1850
capacitance	345[kVA]

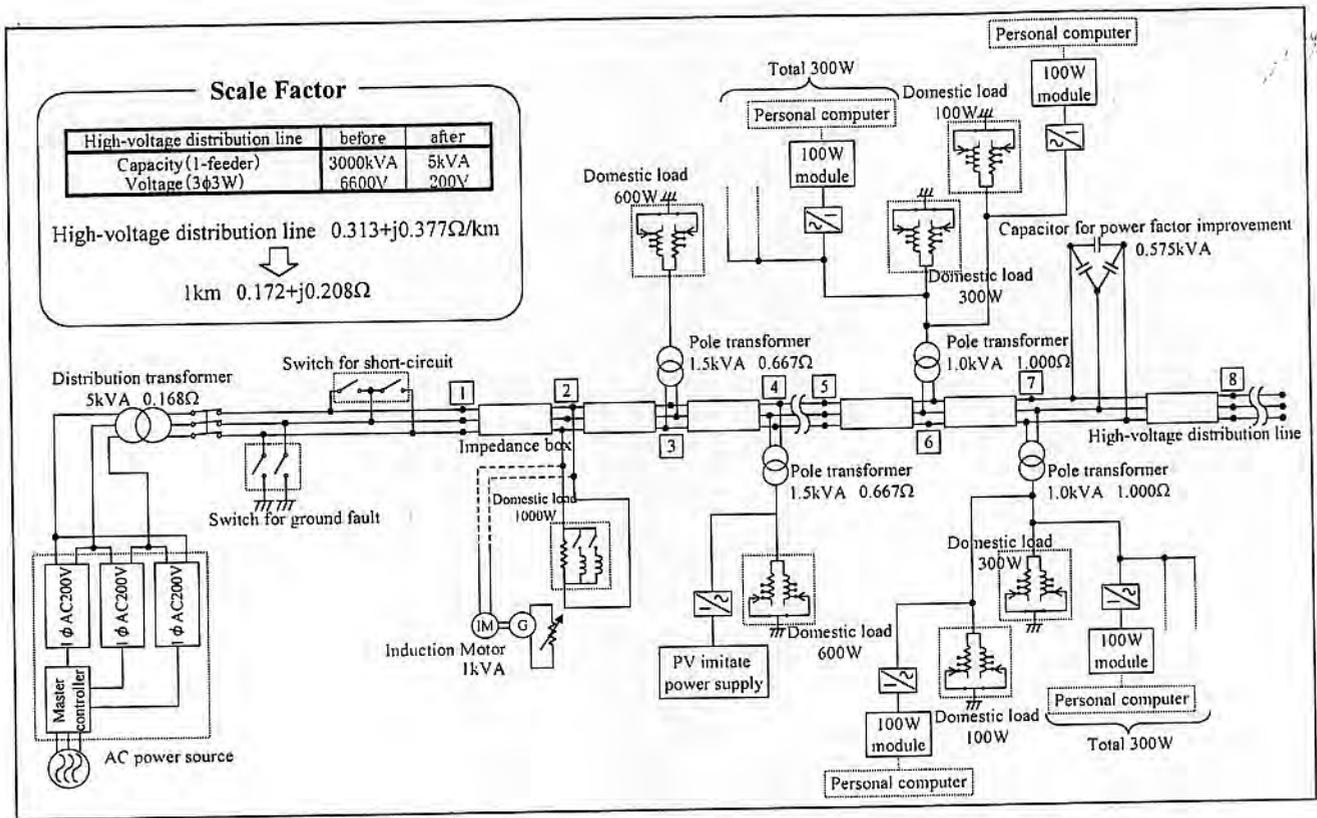


Fig.1 Composition figure of reduced distribution network model (Residential area)

設計に用いた住宅地区における高圧配電線 1 フィーダあたりの配電線諸量<sup>(1)</sup>を Table.1 に示す。これに基づいて、縮小配電系統モデルを設計した結果が Fig.1 である。高圧配電線について、容量および電圧をそれぞれ 3000kVA-6600V から 5kVA-200V にスケールダウンした。低圧系統については、実際の系統と同様、絶縁変圧器を介して単相 3 線式 100/200V とした。このスケールファクターを用いて線路インピーダンスの変換や高圧・低圧負荷の換算、太陽光発電容量の設定などを行う。

高圧配電線は、1km あたりの線路インピーダンス  $0.313+j0.377[\Omega]$ <sup>(2)</sup>を基準として、配電線データの線路インピーダンス値をもとに亘長を算出し、p.u.法により縮小換算した。その結果、1km あたりの換算インピーダンスは、 $0.172+j0.208[\Omega]$ となる。

低圧配電系統に関しては、AC モジュールの多数台連系試験と高密度連系時の縮小試験を行うことから、AC モジュールの出力を考慮して、負荷および太陽光発電の容量の最低単位を 100W とした。このため、複数の柱上変圧器以下の低圧配電系統を一つの模擬柱上変圧器に一括配置することとした。今回は、低圧系統を四区間に分割し、四つの模擬柱上変圧器を用いた。柱上変圧器 20 台相当の 1kVA 絶縁変圧器と柱上変圧器 30 台相当の 1.5kVA 絶縁変圧器をそれぞれ二台ずつ使用している。

負荷容量は配電線データ値を縮小容量比で変換し、決定した。負荷装置の構成は、抵抗負荷・誘導性負荷・容量性負荷の組合せにより、有効電力と無効電力を様々に変化させることができるものとする。また、誘導電動機を設置することで、回転機負荷を模擬する。

太陽光発電の設置容量は、配電線容量比 100%以上の出力を可能とする。配電線容量 100%とは、太陽光発電の設置容量を低圧需要家一戸あたり 3kW とすると、住宅地区の低圧需要家戸数 1850 戸に対して、需要家戸数比で 50~60%程度となる。太陽光発電の出力を模擬するためには、太陽電池模擬電源を用いる。この装置は、日射強度・直並列構成などが任意に設定可能であり、自由に I-V カーブを作成し出力することができる。

Table.2 にスケールダウン後の縮小模擬配電線（住宅地区）の諸量を示す。

Table.2 Reduced distribution line data (Residential area)

	Residential area
length of high-voltage distribution line	6[km]
line impedance	$1.035+j1.246[\Omega]$
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]

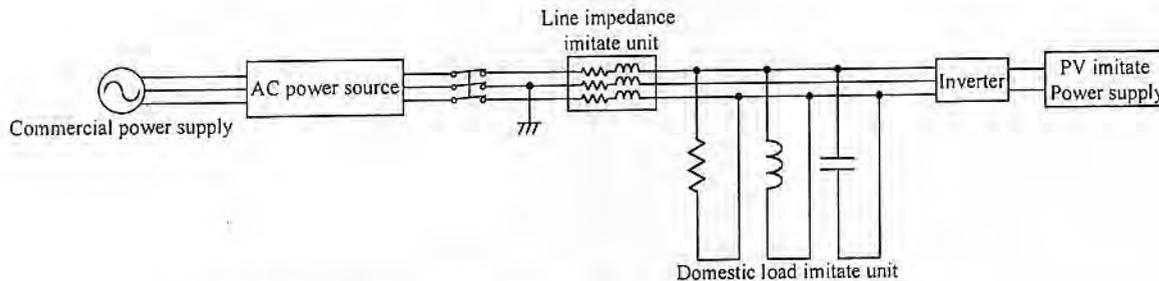


Fig.2 Composition of the experiment equipment for 1 or 2 inverters

### 3. 系統連系インバータ試験装置

今回、縮小模擬配電線の設計を行ったが、その全体装置の一部を使用して、一般家庭用の3~4kWクラス系統連系PVインバータを試験するための実験設備を構成した。この実験設備を用いてインバータ単機試験および2台程度の並列運転試験を行うことができる。以下にその実験設備について概要を述べる。

実験設備の構成図をFig.2に、設置状況をFig.3に示す。設備は、模擬商用電源装置、系統インピーダンス模擬装置、模擬負荷装置、太陽電池模擬電源装置から構成され、負荷条件や太陽電池出力電力などのパラメータを様々に設定し、あらゆる条件下で系統連系PVインバータの単独運転検出機能および電圧上昇抑制機能に関する実験などを行うことができる。

模擬商用電源は、6kVAの交流安定化電源を用いる。系統インピーダンス模擬装置は、単相3線式の低圧配電線における柱上変圧器・低圧配電線路(100m程度)・引込線(20m)を経て受電点に至る線路を想定しており、それらのインピーダンスの合計値  $0.150+j0.100[\Omega]$  を抵抗とリアクトルで構成する。模擬負荷装置は3kW程度までの負荷を模擬する装置であり、誘導性から容量性に至るあらゆる負荷状態を模擬するために、抵抗・リアクトル・コンデンサの並列回路とした。

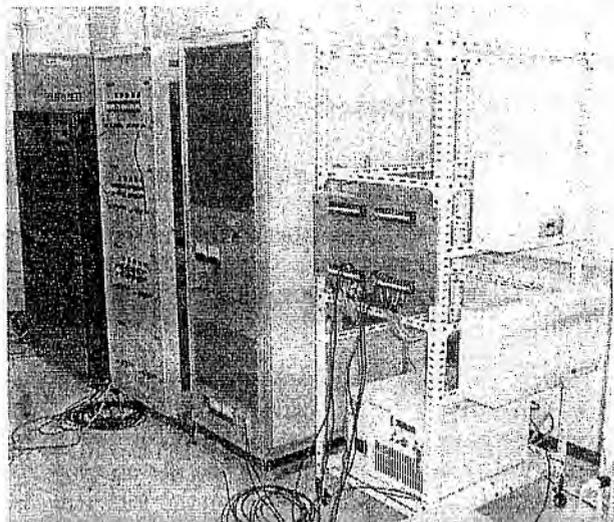


Fig.3 Installation situation of experiment equipment

### 4. 系統連系インバータの動作試験

試験装置を用いて、系統停電時におけるインバータの動作試験を行った。使用したインバータの仕様をTable.3に示す。単独運転検出機能の受動方式には位相跳躍検出、能動方式には無効電力変動が主に用いられている。今回は単独運転防止機能をマスクできるインバータ(Inv.B,C)は、機能をマスクして実験を行った。

Table.3 Specification of the inverter for examinations

	Rated power	Islanding detection	
		Passive system	Active system
Inv.A	3.5kW	System to detect jumping voltage phase	Variable reactive power system
Inv.B	4.5kW	System to detect jumping voltage phase	Variable reactive power system
Inv.C	4.5kW	System to detect jumping voltage phase	Frequency shift system
Inv.D	4.0kW	System to detect changing rate of frequency	Variable reactive power system

#### 4.1. インバータ単機試験

インバータを模擬系統に連系し、ブレーカを開放することで系統の停電を模擬した。実験条件は次のとおりである。周波数50[Hz]、負荷は、 $R=13.3[\Omega]$ 、 $L=212[mH]$ 、 $C=48[\mu F]$ とし、太陽光発電出力は3kWに設定した。Fig.4およびFig.5に主な結果を示す。波形は上から負荷電圧、系統電流、インバータ電流の順である。Inv.AおよびInv.Bとともに系統停止後、150~300[ms]程度でインバータが停止していることがわかる。

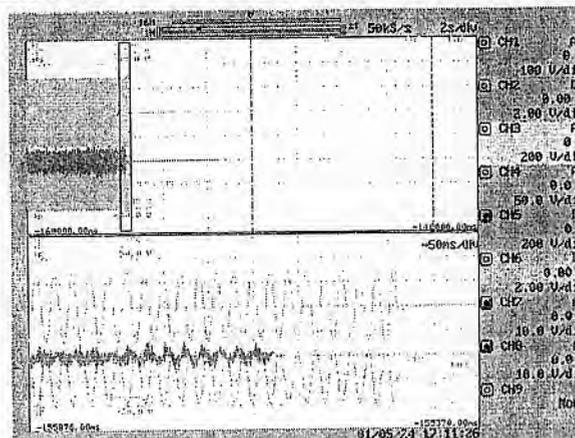


Fig.4 Waveform of Inv.A at open-circuit

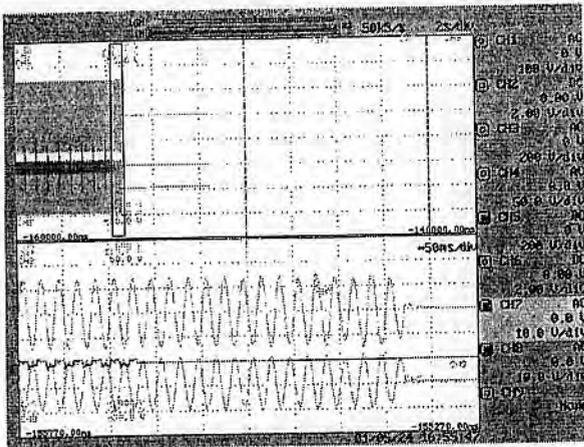


Fig.5 Waveform of Inv.B at open-circuit

#### 4.2. インバータ並列運転試験

インバータ二台を連系し、単機試験と同様にシステムをブレーカにより切断した時のインバータの挙動を観測した。Inv.Cの単独運転防止機能はマスクされている。

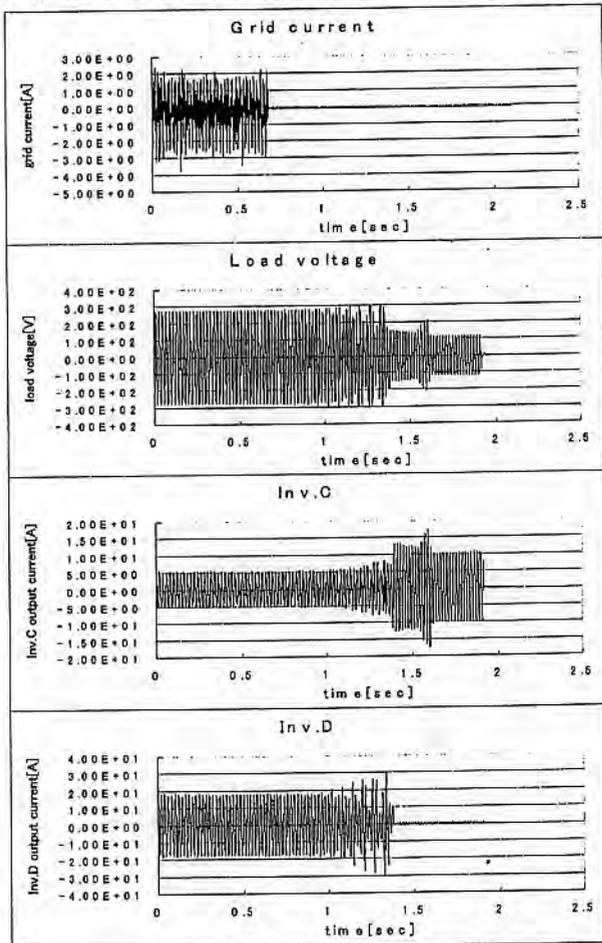


Fig.6 Behavior of inverter in islanding

実験条件は、負荷として  $R=13.3[\Omega]$ 、 $L=449[\text{mH}]$ 、 $C=32[\mu\text{F}]$ に加えて 125[W]のグラインダ二台を用いた。太陽光発電出力は、それぞれ 2670[W]と 720[W]に設定した。抵抗と直列に可変抵抗を接続し、有効電力潮流をできるだけゼロになるように調節した上で、システムを

切断した。

実験結果を Fig.6 に示す。系統切断時の有効電力潮流は 0[W]である。系統切断後、Inv.D は 0.8 秒間運転を継続した後、運転を停止したが、Inv.C はその後も 0.5 秒間運転を続け、1.3 秒間の単独運転が観測された。今回は有効電力のみを調整したが、無効電力の調整により、さらに長時間の単独運転が観測される可能性がある。

#### 5. まとめ

太陽光発電の高密度連系時の縮小実験や AC モジュールの多数台連系試験に適用するため、縮小模擬配電線を設計した。提案した方法により予想される利点を以下に挙げる。

- ・ 省スペースで配電線全体の挙動を検証可能
- ・ 試験設備を安価に構成可能
- ・ 日射量・負荷容量などが自由に設定可能
- ・ 一定条件下での比較試験が可能
- ・ 一定条件を維持した繰り返し実験が可能
- ・ 多数インバータの干渉問題の検証が可能

今回は模擬システムの一部を使用し、単独運転防止機能をマスクし、単機および二台のインバータ連系試験を実施し、本装置で単独運転が発生することを確認した。

今後、無効電力潮流の調整を加えてさらに条件を厳しくした場合の試験を行う。また、現在開発が進められている AC モジュール用インバータの多数台連系試験を実施し、その評価を行う。

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) 平成 9 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「太陽光発電システム実用化技術開発 (高密度連系技術の研究)」(1998)
- (2) 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「太陽光発電システム実用化技術開発 (高密度連系技術の研究)」(1999)
- (3) 平成元年度新エネルギー・産業技術総合開発機構委託業務成果報告書「太陽光発電システム実用化技術開発 (周辺装置の試験・評価法の調査研究)」(1990)
- (4) 平成 5 年度研究報告書「分散型新発電技術実用化実証研究に関する保護機能等試験方法の確立」(1994)
- (5) H.Haebertin, J.Graf "ISLANDING OF GRID-CONNECTED PV INVERTERS: TEST CIRCUIT AND SOME TEST RESULT" 2<sup>nd</sup> WORLD CONFERENCE AND EXHIBITION ON PHOTOVOLTAIC SOLAR ENERGY CONVERSION (1998)
- (6) Weidong He, Tomas Markvart, Ray Arnold "ISLANDING OF GRID-CONNECTED PV GENERATORS: EXPERIMENTAL RESULT" 2<sup>nd</sup> WORLD CONFERENCE AND EXHIBITION ON PHOTOVOLTAIC SOLAR ENERGY CONVERSION (1998)
- (7) Achim Woyte, Ronnie Belmans, K.U.Leuven, Johan Nijs, "ISLANDING OF GRID-CONNECTED AC MODULE INVERTERS" IEEE Photovoltaic Specialists Conference (2000)

# 9

## PV インバータのデジタル制御

学生員 ○山下智幸 (東京農工大学) 会員 小泉裕孝 (東京農工大学) 会員 黒川浩助 (東京農工大学)  
 名島悦夫 (山下電子設計) 川崎学 (山下電子設計)

### Digital control for PV inverters.

Tomoyuki Yamashita\*, Hiroataka Koizumi\*, Kosuke Kurokawa\*,  
 Etsuo Najima\*\*, Manabu Kawasaki\*\*

\*Tokyo University of Agriculture & Technology

\*\*Yamashita Engineering Manufacture Inc.

\*2-24-16 Naka-cho, Koganei-shi, Tokyo, 184-8588 Japan

E-mail: yamashi-@cc.tuat.ac.jp

### ABSTRACT

This propose presents a digital controller for PV inverter consisting of the two components: digitalization and utilization of a 1-chip micro controller. This is expected to make practicable for AC modules (MIC: Module Integrated Converter) and the distribution system. So, we investigate a control of the inverter with sole micro controller. We mentioned about fundamental behavior of the inverter and deliberated of the grid-connected.

キーワード: 光発電システム、インバータ、制御  
 Keywords: Photovoltaic System, Inverters, Control of CPU

### 1. はじめに

デジタル制御技術が急速に進む昨今、太陽光発電 (PV) 業界においても分散電源の同時制御技術や、AC モジュールのように小型で高精度かつ系統連系保護装置等を組み込んだインバータ (MIC) の実用化が期待されている。<sup>1)</sup> デジタル制御されたインバータは PWM (Pulse Width Modulation)、PIC (Programmable IC)、PLD (Programmable Logic Device)、PLL (Phase Lock Loop)、I/O、A/D 変換器、タイマ、倍分周器などをマイコン 1 つで制御が可能であり、また MPPT (Maximum Power Point Tracking)、単独運転アルゴリズム、連系保護システム等の構築に有利である。ソフトウェアの変更のみでデバッグが可能になる。

従来の研究では<sup>2)</sup>、インバータの基本動作、MOSFET 等による PWM 高周波方式、高調波抑制、変換効率、同期、定電圧制御を検討した。本研究ではさらに精度、完成度を高めたデジタル PLL (同期)、電流制御等をコンソーシウム計画により自作した基板も通して検討する。

### 2. 制御概念

制御基板の心臓部としては SuperH (日立製) を用いた。<sup>3)</sup> コアは SH7065 であり、モータ制御、インバータ制御に特化したチップ<sup>4)</sup> になっている。タイマは豊富で TPU (Timer Pulse Unit) ではチャンネルを 4 つ持ち最大 16 本のパルス入出力が可能、MMT (Motor Management Timer) では三角波比較タイプのノンオーバーラップタイマによる 6 相 PWM 波形の出力が可能である。

図 1 において PV は DC 電源で模擬し、スイッチは 150W 耐圧 MOSFET を使用した。出力段には 30/100VA トランスをつけ、負荷としては抵抗を用いた。1、2 次側の電圧、電流を検出するためにそれぞれセンサを付け加えた。それ以外のアナログ回路はない。

生成されたデジタル PWM 信号は駆動回路に送られスイッチングさせる。割り込み関数を用いて系統、インバータの 50Hz 矩形波を入力しその時点の NMIPWM (Non Maskable Interrupt) カウンタを用いて周期、周波数を計測する。差分に応じて、キャリア、位相を変化させ I/O を通してパルス出力させる。割り込みレベルは 15 までである。

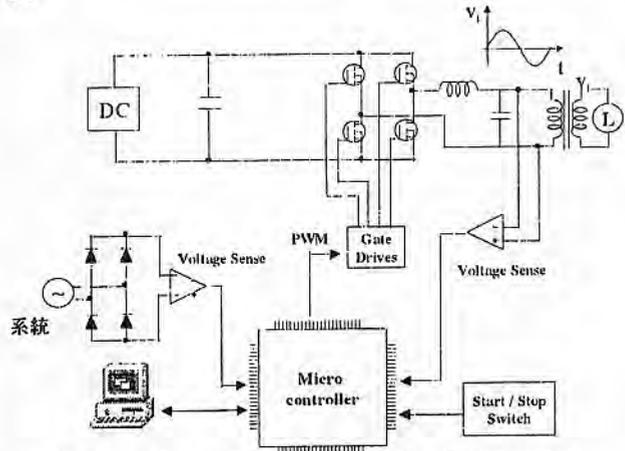


Fig.1 Control schematic of the PV inverter.



Fig.2 SH-DSP

### 3. PWM 作成方法

インバータのスイッチング方式として正弦波 PWM 方式が挙げられるがマイコンで生成する場合も一般に回路で作成する際と基本概念は同じである。マイコンではタイマカウンタを使用しキャリア、Duty 等を設定する。キャリア周期決定を式(1)に示す。タイマカウンタ周期に任意の数値を掛けることでキャリアが決定される。

$$\frac{1}{\phi} \cdot x = y \quad \dots(1)$$

1/φ : カウンタ周期, φ は CPU 動作周波数  
 x : レジスタに設定する値, 任意数  
 y : キャリア周波数の周期

実験では、不等パルスフルブリッジPWMを用い、1周期400パルス、キャリア20KHzである。

次にカウンタとパルスの関係を図3に示す。ここではカウント時のパルス立ち上がり、立下りを表しており、0~xまでが1カウント時における有効なパルス指令値決定区間になる。ここで、キャリア設定レジスタとは別のレジスタに  $T_2$  というレジスタ値を設定する。すると、 $T_2$  の値が指令された時に、パルスは立ち上がり ( $high=T_{on}$ ) 次のカウント値まで待機する。次のカウント初期値(0)が来ると立下る。 ( $low=T_{off}$ ) パルスのデッドタイムは1カウントにおいて  $T_{off}$  の部分になる。このとき Duty 比 D は  $D = T_{on}/T$  となる。

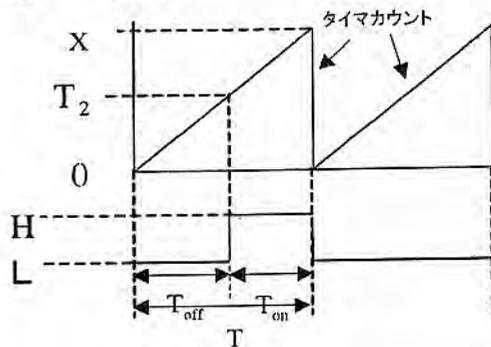


Fig.3 Illustration of the duty ratio and the pulse determination.

#### 4. 出力波形の品質

インバータ出力波形を図4に示す。出力電圧は100v, 50Hzであり、システムの波形や回路で作成した波形よりも良好な波形である。また右図が各高調波における電圧のひずみ率 (THD: Total Harmonic distortion) になる。一般に、システムの交流電力を直流電力に変換する過程で高調波は生まれ、第3,5,7調波が発生する。

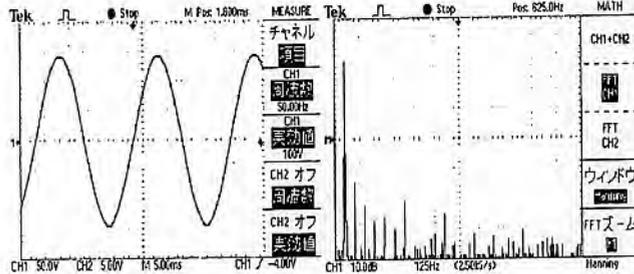


Fig.4 Out-put sin wave and harmonization

THD=0.0288 が得られ高調波はガイドライン規定以下であることが確かめられた。各次高調波も3%未満になり、60Hzについても同様にTHDは5%未満になることが確かめられた。

### 5. デジタル PLL

#### 5.1 デジタル PLL

前回示した同期手法では、同期成立後も調整のため左右に振れ、また同期点より逸脱する可能性があり信頼性は低かった。そこで、今回は根本的にアルゴリズムを変更し同期成立後は波形を維持し続ける精度の高い手法を提案する。基本的な構成は前回同様 PLL 回路を用いずデ

ジタルで、センサ信号のみを用いて実現させている。

#### 5.2 アルゴリズム

今回示す手法は周波数制御 (以下 F)、位相制御 (P)、時刻制御 (T) の3つが焦点になる。まずシステム、インバータの50Hzトリガ波形を軸に IRQ (Interrupt Request) を用いて割り込みを実行する。その時点で NMIPWM カウンタによる1周期カウント数をカウントする。それぞれのカウント値より差分し、差分量に応じてキャリアを変更する (F)。一方、センサの遅れ位相 (デフォルト値)、ハードウェア追従時間を考慮しイニシャルプログラムで位相をコントロールする (P)。さらに50Hzトリガにより10ms毎コントロールが可能になるため、SHのタイマカウント ON/OFF、I/O の出力等を制御する。図5にフローを示す。

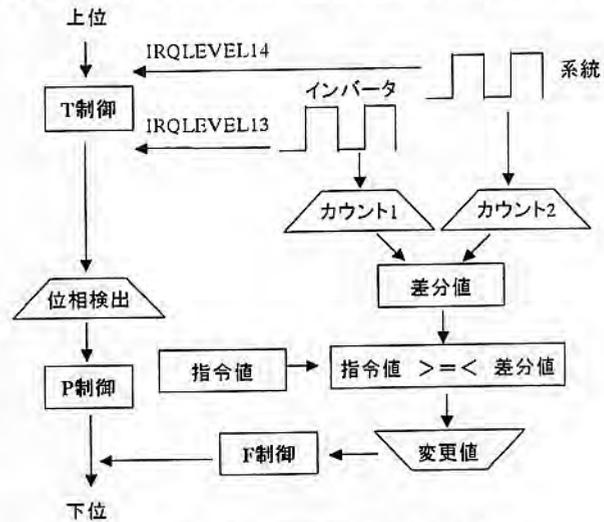


Fig.5 Flowchart of digital PLL.

#### 5.3 50Hzトリガ波形

50Hzトリガ波形を図6に示す。

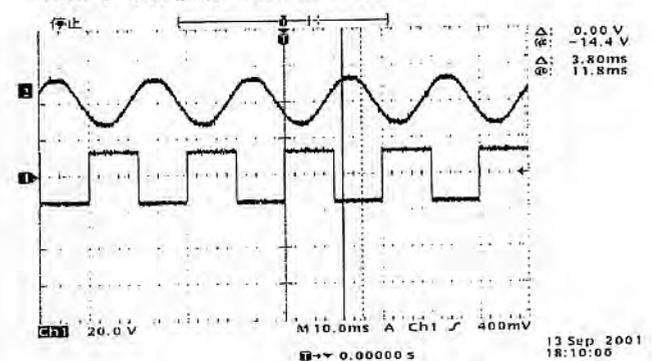


Fig.6 Specific of trigger.

CH1が矩形波、CH2はシステムセンサ波形になる。10msごとの信号 High, Low を用いて時間の制御が可能になる。

#### 5.4 周期計測

5.3のトリガ波形を用いて計測したシステムとインバータの周期(ここでは半周期)を表1に示す。それぞれの Count 値が半周期にあたり NMI が 50us であるから次式より求めることができる。

$$\text{Count 数} \times 50\text{us} = \text{半周期(s)} \quad \dots \text{式(2)}$$

表1より系統、インバータ共に Count 数が200 (理論上 10ms) にならないのは、実際のセンサ出力による。

Table 1 Periodic measuring of inverters and the grid.

K-data	K-data	K-count	K-time	I-data	I-data	I-count	I-time
0	198	198	0.0099	265	80	185	0.00925
383	198	185	0.00925	339	152	187	0.00935
383	196	187	0.00935	264	82	182	0.0091
381	196	185	0.00925	339	156	183	0.00915
383	198	185	0.00925	262	82	180	0.009
383	198	185	0.00925	339	156	183	0.00915
383	198	185	0.00925	262	82	180	0.009
383	196	187	0.00935	339	156	183	0.00915
381	196	185	0.00925	262	82	180	0.009
383	198	185	0.00925	339	156	183	0.00915

K:系統 I:インバータ time(s) 1カウント50us

### 5.5 時刻制御

同様に 5.3 のトリガを用いて時間制御を行なった。図7にコントロール結果を示す。

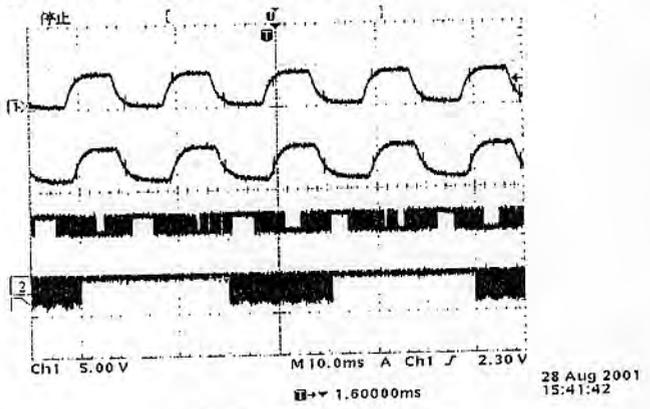


Fig.7 Control of the time.

ここでは、タイマカウンタの on/off を試みた。CH2 で、始めの 20ms でカウンタスタートし、残りの 30ms は NOP にする 50ms 周期のコントロールを示す。

### 5.6 位相制御

ここでは、位相を急変させた時の出力波形を示す。

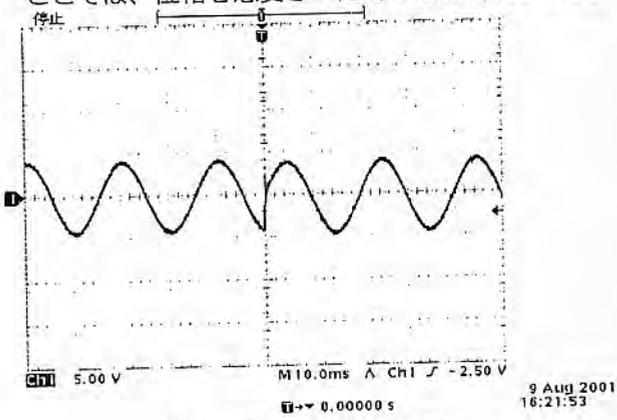


Fig.8 Control of the phase.

図8は任意の点でリスタートした波形である。

### 5.7 遅れ位相差

見かけ上ゼロスタートしているはずのインバータが実際は系統に対し遅れることがある。これはセンサやハードウェアの遅延位相差を含んでおり、同期制御ではこれも考慮しなくてはならないがデフォルト値で組んでしまえば問題ない。実際に計測した遅れ位相差を表2に示す。

Table 2 A difference in phase.

deg	位相差(ms)	備考
0	3.200	
50	0.720	
55	0.160	両波トリガ
60	0.080	両波トリガ
70	0.500	
75	0.480	
80	1.120	

表2では deg が 60 の時 (1 周期 deg=360) 位相差が最小になる。系統に比べ、インバータが 60 度分遅れている。初期遅れ位相差は  $60 \times 50\mu s = 3.20ms$  となる。但しここでの計測はカーソルを用いた目視である。

### 5.8 周波数制御と位相制御

時刻制御により F と P のタイミングを調整する。まず始めの 10ms で P をコントロールし次の 10ms はハード追従を考え NOP とする。さらに次の 10ms で F を制御し最後の 10ms は NOP とする。1 周期遅れの 40ms でのコントロールを採用した。1 周期遅れでの制御が妥当かどうかは検討中である。図9に実際のコントロール波形を示す。

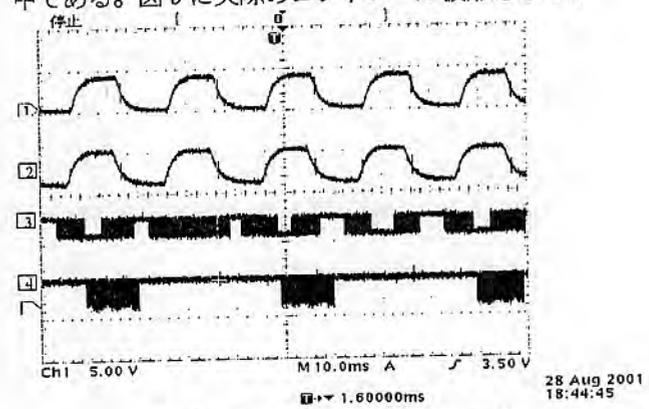


Fig.9 Specific of an actual control.

Ch4 は 40ms 周期でコントロールされている。この周期に依存して Ch1,2 が制御される。

### 5.9 同期成立後波形

図10では、上記アルゴリズムに応じた制御により同期したセンサ波形を、図11では 100Vrms 出力を示す。

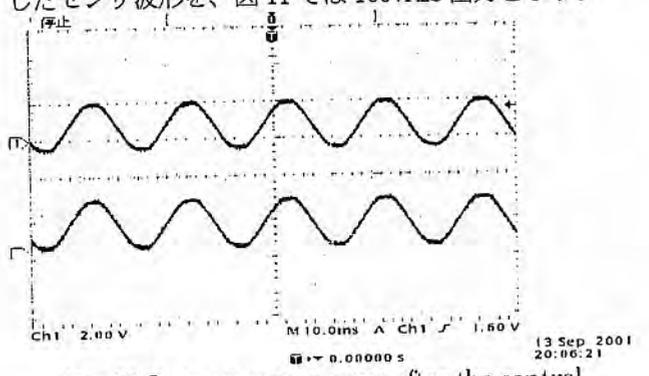


Fig.10 Out-put censer wave after the control.

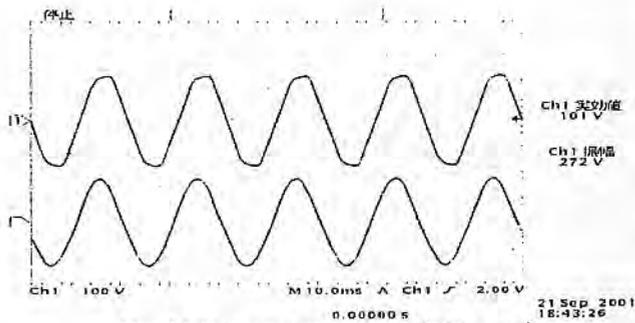


Fig.11 Out-put sin wave. (100vrms)

## 6. 定電圧制御

独立型の場合、出力の電圧一定が必要になりインバータの多くは回路を組み込んで制御している。本研究では前章同様、外部回路を作成せず、マイコンのみで制御を可能にした。以下、検出手順を示す。

- ① 基本となる PWM 信号を送りインバータ動作させる。出力電圧を A/D 変換し、目標値(ここで 100V と仮定する。)に到達するまでは基本波 PWM を送る。
- ② 100V 超えた場合、指令値と A/D 検出値の差を計算し差分に応じて Duty 比を変更、PWM 波形を出力する。
- ③ 定電圧状態になったら②で求めた PWM を維持する。
- ④ 電圧が 100V より小さくなり始めたら同様な方法で Duty 比を上げ電圧を上げる。

また実際の Duty 変更過程を表 1 に示す。基本レジスタはキャリア周波数設定を意味し(ここでは 20kHz)、またデッドタイム設定レジスタの値を変更することで Duty 可変ができる。Duty 比は徐々に変化しているのがわかる。

## 7. まとめ

本研究では、太陽光発電用インバータのデジタル制御に取り組み、特に現在は AC モジュールインバータ研究に携わっている。図 12 には自作した基板の回路図を、図 13 には実験基板を示す。

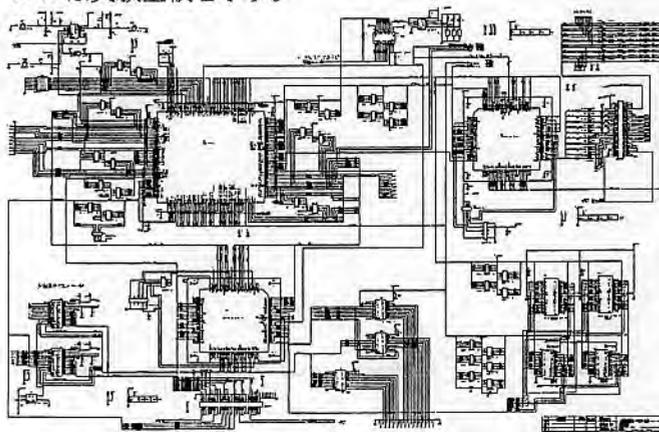


Fig.12 The design circuit figure which an our work.

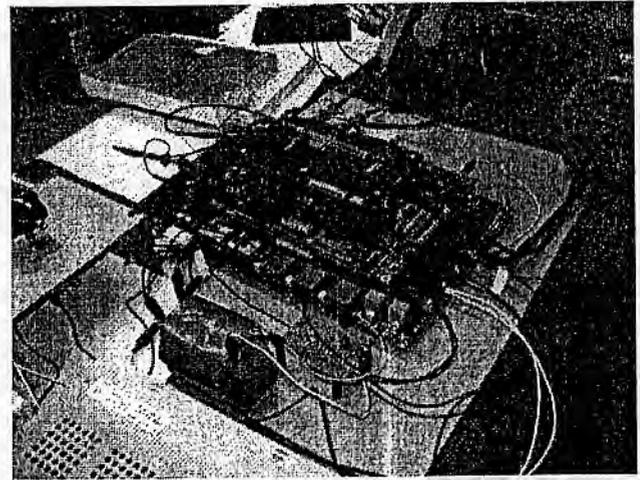


Fig.13 The circuit board.

光発電システムや分散電源としての同時制御などに向けインバータがすべてデジタルでコントロールされると汎用性が高まる。そのためのソフト技術として本論文では、インバータの基本動作、高調波、デジタル PLL などを解析した。結果、アナログ素子や、PLL 回路などを減らしマイコン1つで制御することに成功した。

今後の課題として、電流の瞬時値制御、MPPT 制御の構築、単独運転防止や系統連系保護など複雑な制御ループを検討する。またデバイスの限界も考え 2 チップ化も視野にいれマクロ制御と PWM ループの共存を目指す。

本研究は新エネルギー・産業技術総合開発機構の地域新生コンソーシャム研究の一環として実施された。

## 参考文献

- [1] S. de Pablo, et al. (1997) A new strategy for real-time control of inverters. 14<sup>th</sup> European photovoltaic solar conference (EUPV-14) Barcelona Spain
- [2] Weidong He, et al. (1998) Islanding of grid-connected pv generators : Experimental results. 2<sup>nd</sup> World conference on photovoltaic solar energy conversion.(WCPEC-2), Vienna
- [3] 牛島和文, 他「太陽光発電におけるインバータシステム」Sanyo technical review Vol.17 No.1 Feb.1985
- [4] 黒川浩助, 若松清司共著「太陽光発電システム設計ガイドブック」オーム社
- [5] CQ 出版, 「SuperH プロセッサ」
- [6] 山下智幸, 黒川浩助「PV インバータのデジタル制御」平成 12 年度 日本太陽エネルギー学会論文

# 22

## 都市環境における太陽光発電システムの日陰評価法

学生員 ○登守 利征（東京農工大学）  
 会 員 作田 宏一（産業技術総合研究所）  
 飯田 昇一（日本設計）

会 員 大谷 謙仁（産業技術総合研究所）  
 会 員 大野 二郎（日本設計）  
 会 員 黒川 浩助（東京農工大学）

### Estimation of shading characteristics of PV systems in urban area

Toshiyuki Tomori\*, Kenji Otani\*\*, Koichi Sakuta\*\*, Jiro Ohno\*\*\*, Shoichi Iida\*\*\* and Kosuke Kurokawa\*

\*Tokyo University of Agriculture and Technology  
 2-24-16 Naka-cho, Koganei-shi, Tokyo, 184-8588 Japan  
 E-mail: Toshiyuki@cc.tuat.ac.jp

\*\*National Institute of Advanced Industrial Science and Technology (AIST)  
 Umezono, Tsukuba, Ibaraki, 305-8568 Japan

\*\*\*Nihon Sekkei, INC.  
 Nishishinjyuku, Shinjyuku Tokyo, 163-1329 Japan

#### ABSTRACT

Recently, rooftop and wall-on PV systems installed in the urban area have increased rapidly and these systems are often affected by shadow. It is important to consider the effect of shadowing by surroundings to estimate the energy output of such systems. However, it is difficult to survey obstacles precisely without expert knowledge and its costs are high. In this research, the authors proposed an easy photo survey method by using fisheye (hemispherical) photographs to capture the whole surroundings. Based on the results of the survey, the effect of shadowing and energy output of the systems can be estimated.

For a case study of this method, the authors estimated the shading factor and energy output of systems installed soon on Whanchai Tower in Hong Kong.

In conclusion, the results showed good possibility that this method can be applied for performance analysis of shading PV systems.

キーワード：日陰，システム評価，写真測量  
 Keywords: shading, system evaluation, photo survey

#### 1. はじめに

一般家庭の屋根や都市部のビルの壁面などに設置する，建材一体型の太陽光発電（以下 PV）システムが増加している。屋根はスペースが限られていること，ビル周辺は建築物が密集していることが多いこと，それぞれの理由でアレイに日陰がかかってしまう場合が

ある。今後，このようなシステムの性能評価の必要性が高くなると考えられる。日陰はアレイ全面を時々刻々と変化していくので，障害物とアレイの位置関係を把握しなければ評価できない。詳細な障害物測量には，専門的な知識，実施費用が必要となる。また，アレイは高所に設置することが多い為，測量時の足場・手間の問題がある。

本研究では，障害物の写真測量を行い，影を予測することにより，日陰影響の評価法を開発することを目的とした。ケーススタディとしてビルの密集地帯を想定し，香港の Whanchai Tower に設置予定の PV システムの性能評価を行った。

#### 2. 日陰影響の解析方法

##### 2.1 影の予測方法<sup>[1]</sup>

- ① 2枚の魚眼写真から三角測量の原理で，障害物の位置を測量する。
- ② アレイと2点の撮影点の位置関係から，アレイと障害物の位置関係を確認する。
- ③ 太陽位置を計算する。
- ④ ②,③からアレイ上での影の位置，大きさを予測する。

Fig1 に概要図を示す。

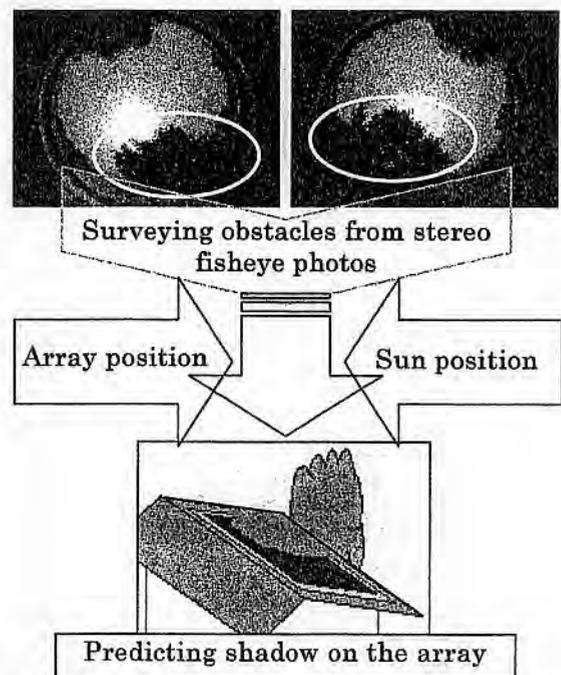


Fig. 1. Conceptual diagram of shading estimation

## 2.2 日陰補正係数の算出<sup>[2]</sup>

日陰影響の尺度として、後に示すパラメータ分析法<sup>[3]</sup>で用いる日陰補正係数  $K_{HS}$  を求める。 $K_{HS}$  は日陰がない場合の日射量に対する日陰がある場合のアレイ面日射量の割合を表す。以下の (1) 式で算出する。

$$K_{HS} = \frac{H_{in}}{H_A} = \frac{(1-R_s)H_{Ab} + H_{Ad} + H_{Ar} \dots}{H_A} \quad (1)$$

$H_{in}$  : 日陰有アレイ面日射量(kWh 期間<sup>-1</sup>)

$R_s$  : アレイ全体に対する影の面積率

$H_A, H_{Ab}, H_{Ad}, H_{Ar}$  : 日陰なしアレイ面全天、直達、散乱、反射日射量(kWh 期間<sup>-1</sup>)

$R_s$  はアレイ全体に対する影の面積率の瞬時値  $R_s(t)$  のある期間内の平均値である。 $R_s(t)$  は以下の式から求まる。

$$R_s(t) = \left\{ \sum_{m=1}^M \delta(m,t) \right\} / M \quad (2)$$

$M$  : アレイのモジュール枚数

$m$  : モジュールのインデックス番号

$\delta(m,t)$  は影がないときを 0, あるときを 1 とし、「2.1」で予測した影の位置を元に判断する。

例えば、アレイの半分に影がある場合  $R_s(t)$  は 0.5 となる。

## 2.3 発電電力量の算出<sup>[4]</sup>

発電量の算出には、パラメータ分析法を用いる。パラメータ分析法とは、入力と出力のエネルギーの比を補正係数として表すことにより、PV システムの動作を線形として考える分析法である。システム全体の補正係数は総合設計係数  $K$  と呼ばれ、構成要素全ての補正係数の総積で定義される。発電電力量は以下のようになる。

$$E_P = P_{AS} \cdot H_A / G_S \cdot K \quad (3)$$

$E_P$  : 発電電力量(kWh 期間<sup>-1</sup>)

$P_{AS}$  : 標準状態における太陽電池アレイの出力(kW)

$H_A$  : ある期間に得られるアレイ面日射量(kWhm<sup>-2</sup> 期間<sup>-1</sup>)

$G_S$  : 標準状態における日射強度(1kW m<sup>-2</sup>)

本研究では、特に影の影響が大きいシステムを扱うので、影以外の補正係数を  $K_{oth}$  とする。計算時には、 $K = K_{HS} \cdot K_{oth}$  として考える。 $K_{oth}$  は各構成要素の特性や他システムの計測データの平均値などから、参考文献<sup>[4]</sup>を参考に推測する。

## 3. 実験

香港の Whanchai Tower (北緯 22° 16' 50", 東経 114° 10' 30") に設置予定のシステムの日陰評価を行った。アレイは Fig2 に点線で示す箇所(a), (b), (c)に設置する。(a)は屋上に傾斜をつけ、(b)は壁面に垂直にそれぞれ設置する。(c)については、拡大図の太線のように、傾斜と垂直両方を設置する。各アレイの定格値は未定であるので、4.2 に示す発電性能評価に

は等価システム稼働時間を用いた。(c)については、傾斜面と垂直の定格の比を面積比から 1 : 3 とし、以下に行う推定に用いた。

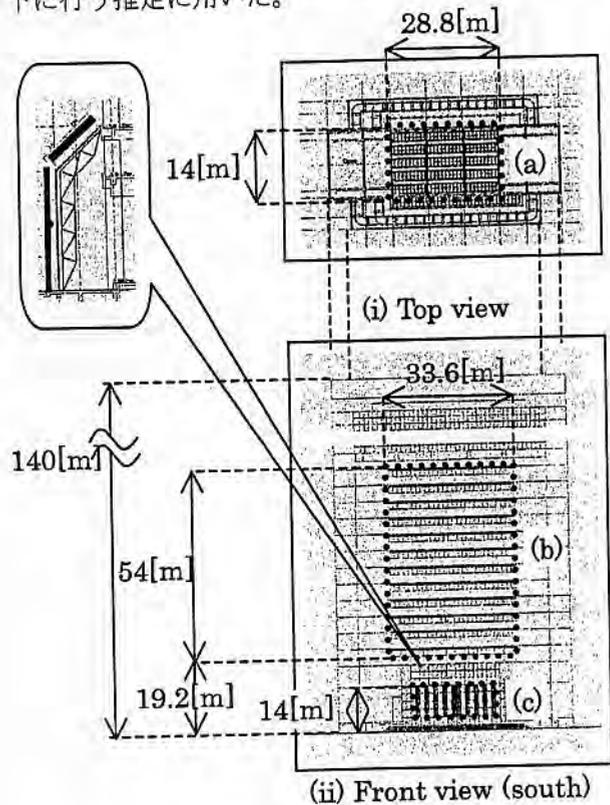


Fig. 2. Overview of Whanchai Tower and array positions

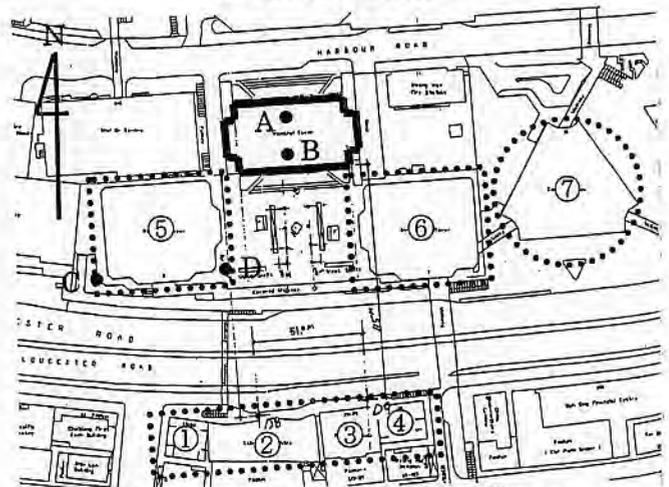


Fig. 3. Map around Whaichai Tower and camera positions

Whanchai Tower は高さが 140[m] である。目視では、障害物になりうる建物は、南の両サイドに位置する建物 (5), (6), 道路をはさんで更に南の建物 4 つ (1), (2), (3), (4), 東の三角形の建物 (7), (それぞれ Fig3 中の点線) と推測されたので、これらの建物の測量を行った。測量に用いたのは、Fig4 に示した 4 枚の魚眼写真である。屋上において A・B を、地上において C・D をそれぞれ撮影した。カメラは水準器を用いて真上方向に保った。Fig3 中の ● で示した箇所がカメラの撮影位置である。撮影点間距離は A・B が 13[m], C・D

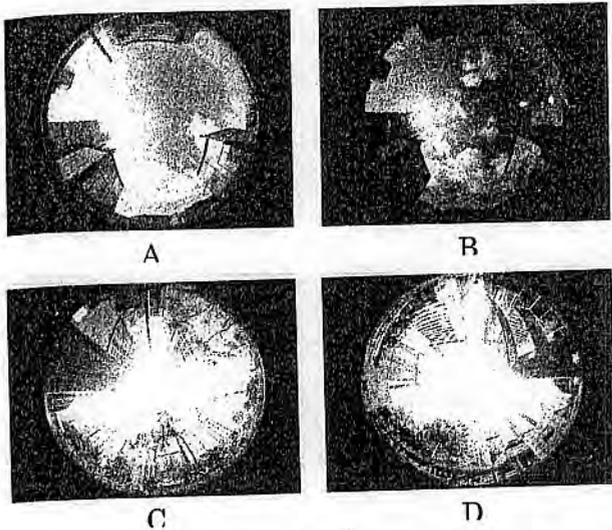


Fig. 4. Two pairs of fisheye photographs for surveying

#### 4. 推定結果

##### 4.1 障害物測量

①～⑦の測量結果を Fig5 に示す。Fig3 と比較した結果、良好な値であると判断したので、これを基に日陰評価を行った。⑤,⑥,⑦は Whanchai Tower よりも高く、影の大きな要因となると思われる。

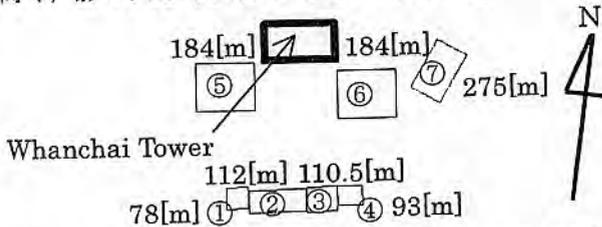


Fig. 5. Estimated obstacle positions and height

##### 4.2 影の推定

4.1 の結果から影の推定を行った。冬至における各時刻の影を、Fig6 のように推定した。図は(図中太線)周辺を真上から見たもので、影(図中斜線)は地表面上のものである。Fig7 はアレイ上の影と  $R_s$  を示したのものである。黒くなっている部分が、影のある場所である。10:00 には、太陽は東にあるので、障害物⑥によりアレイ上に影がかかる。12:00 には、太陽はほぼ南に位置しているので、障害物⑤, ⑥による影はかからない。①～④の影も届いてないと推定した。14:00 には、太陽は西にあるので、障害物⑤によりアレイ上に影がかかる。

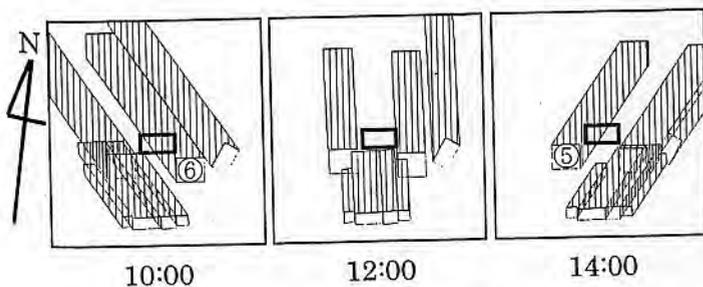


Fig. 6. Shadows on the ground on Dec. 21

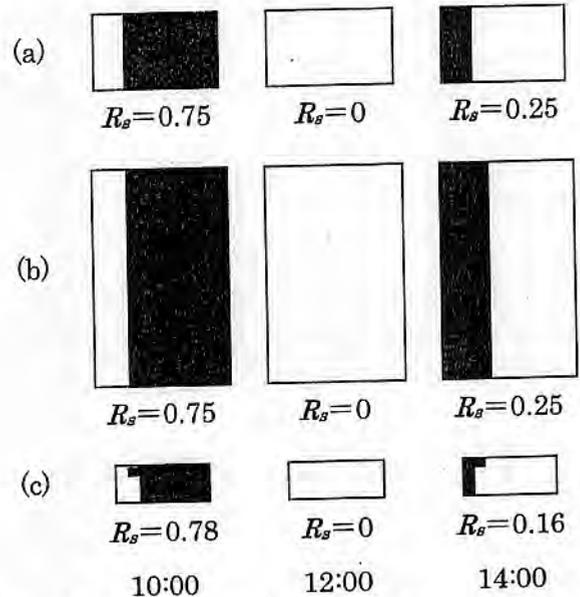


Fig. 7. Shadows and  $R_s$  of the each array on Dec. 21

影推定を1年間1分刻みで行い、各アレイの影の大きさから  $R_s$  を一分値で求め、月毎に平均したものを Fig8 に示す。

影は、太陽高度の高い夏場は短く、太陽高度の低い冬場は長くなるため、 $R_s$  は一般に夏場大きく、冬場小さくなる。(a)はその傾向を示している。(b), (c)については、年間通じて一定であり、(b)については7月に大きくなっている。Fig9 に夏至における Whanchai Tower 自身の影の時間変化を示す。影が南にのびていることから、太陽が北に位置しており、ビルの南面は日が当たらない事がわかる。Table1 に4～9月の太陽の方位角を示す。方位角は南を0として西まわりに+とした。(a)以外で  $R_s$  が6, 7月でも大きいのは、太陽が北にあるので、ビルの南面に設置してあるアレイ(b), (c)は影になっていることが原因と考えられる。

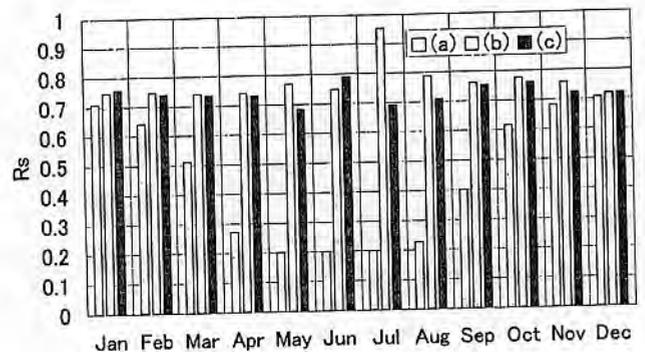


Fig. 8.  $R_s$  per month in a year

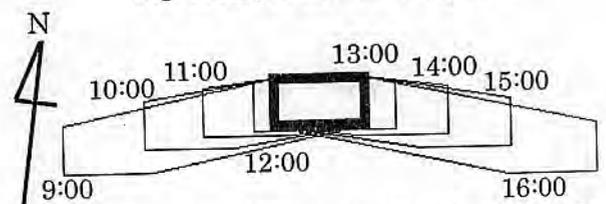


Fig. 9. Shadow of Whanchai Tower on Jun. 21  
Table. 1. Sun azimuth in Hong Kong

Time	May.15	Jun.1	Jun.15	Jul.1	Jul.15	Aug.1
9	-95.93	-100.14	-101.84	-101.60	-99.52	-94.96
10	-91.20	-96.81	-99.06	-98.74	-95.97	-89.92
11	-84.50	-93.56	-97.22	-96.69	-92.19	-82.46
12	-63.11	-89.34	-100.71	-99.06	-85.10	-58.57
13	67.42	89.89	99.55	98.18	86.16	62.29
14	85.29	93.84	97.31	96.80	92.50	83.17
15	91.67	97.09	99.26	98.94	96.24	90.31
16	96.32	100.44	102.09	101.84	99.79	95.28

#### 4.3 日陰補正係数, 発電性能の推定

4.2の結果から,  $K_{HS}$ を算出した結果を Fig10 に示す。日射データは, 香港のKing's Parkで計測した1999年(一時間値)のものを使用した。(a)の値が若干大きいものの, 3つのアレイでそれほど差はなかった。 $K_{HS}$ は, 影が少ない時に高くなるので,  $R_s$ の傾向とは逆になり, 夏場大きく, 冬場小さくなる。

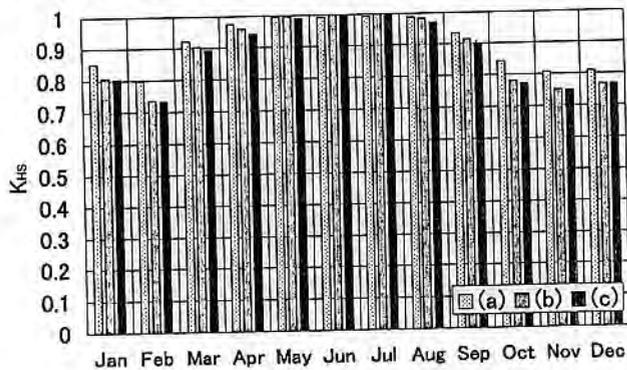


Fig. 10.  $K_{HS}$  per month in 1999

(b), (c)については4.2の傾向から, 逆に夏場の値が小さくなると推測されるが, (a)~(c)全てにおいて夏場大きく, 冬場小さくなっている。Table1にあるように, 5月~6月前半と7月後半~8月においては, 昼前後のみ太陽が北にあり, 直達日射が入射する。昼前後は太陽高度が高いので, 影にはならず,  $K_{HS}$ は高い値となる。他の時間帯は, 太陽は北にあり, 直達日射が0となる。 $K_{HS}$ は(1)式より直達日射が0のとき, 1となる。このため, ビルの南面に設置してあるアレイ(b), (c)は, 夏場では高い $K_{HS}$ しか算出されない。

2.3の手法に従って, 計算した等価システム稼働時間の年間値をTable2, 月間値をFig11にそれぞれ示す。

Table. 2. Output energy of PV systems in 1999

	Final PV system yield[hour]
(a) (15[deg])	983.03
(b)	529.10
(c)	599.80

(b)は(a)の約半分の発電能力である。Fig12に15[deg], 90[deg]における月積算傾斜面全天日射量を示す。 $K_{HS}$ は3つのアレイでそれほど差がないので, 発電量の差は入射日射量の差であると考えられる。

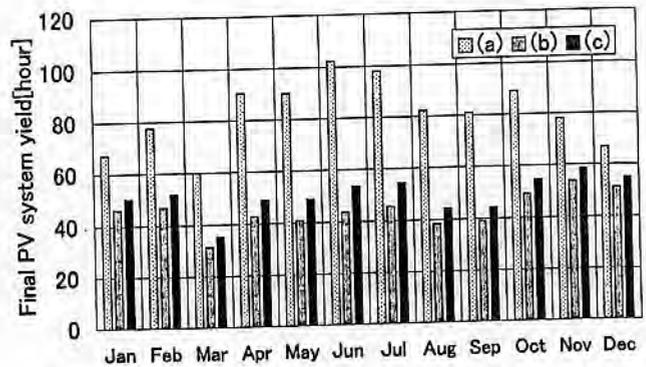


Fig. 11. Final PV system yield per month in 1999

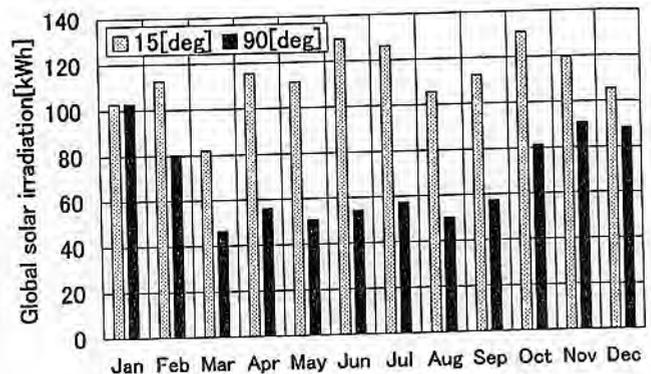


Fig. 12. Estimated solar irradiation on the 15 and 90 [deg] array in 1999

#### 5. まとめ

ビルの密集地帯で簡便な障害物の写真測量を行った。影を予測することで, PVシステムの日陰影響評価を行い, 性能評価を行った。結果, 日陰補正係数は夏場大きく, 冬場小さくなる年間の常識的な傾向が推定できた。ビルなどの形状が把握し易いものに関しては, 本研究の手法により, 日陰影響を含めた発電性能評価が十分できる可能性を確認できた。

#### 参考文献

- [1]登守他, 「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」, H11日本太陽エネルギー学会
- [2]T.Tomori et al, "On-site BIPV array shading evaluation tool using stereo-fisheye photographs", 28th IEEE PVSC
- [3]PVTEC 監修, 黒川, 若松共編: 太陽光発電システム設計ガイドブック, オーム社(1993)
- [4]大谷他, 「パラメータ分析法を基にした太陽光発電システム・シュミレーションの住宅用システムの検証」, H12日本太陽エネルギー学会

# 28

## 複数面設置された住宅用太陽光発電システムの 発電量推定法について

会員 ○ 中村洋之 ((財) 日本品質保証機構)  
 会員 高橋清臣 ((財) 日本品質保証機構)

会員 杉浦忠敏 ((財) 日本品質保証機構)  
 会員 黒川浩助 (東京農工大学)

Estimation method of output power of residential photovoltaic system with multi-plane arrays

Hiroyuki NAKAMURA\*, Tadatoshi SUGIURA\*  
 Kiyotomi TAKAHASHI\*, Kosuke KUROKAWA\*\*

\*Japan Quality Assurance Organization / JQA  
 Solar Techno Center E-mail :JQA01029@nifty.ne.jp  
 \*\*Tokyo University of Agriculture and Technology

### Abstract

In this paper, authors proposed the new method, by which the angle conversion coefficient was calculated to estimate the weighed mean irradiation of PV systems with multiple orientation arrays utilizing the public irradiation data.

And the output power of those systems was rationally estimated by above-mentioned coefficient, the other coefficients of the design parameter method together with irradiation data.

### 1. はじめに

日本の住宅用太陽光発電システムは、一般的に住宅の傾斜屋根を利用し設置しているが、1面の屋根では面積が小さいために複数面の屋根を利用して設置する多面アレイを持つシステムが今後増加すると予測される。したがって、設置傾斜角・方位角の異なるアレイを合成した性能予測技術(発電量推定法)の確立が早急に必要視されている。

複数面アレイで構成された太陽光発電システムの発電量推定方法としては、シミュレーション数値計算によって複数面アレイの合成性能を求める方法やシステムの様々な低減要因をパラメータ化する設計パラメータを利用し、システム発電量を推定する方法などが挙げられる。

本論文では、JQA浜松実証試験設備、住宅用太陽光発電システム(100サイト)より得られたデータから設計パラメータ法に基づき、複数面(多面)設置された太陽光発電システムの発電量推定方法について検討を行い、更に実測値を用いたケーススタディにより本手法の妥当性、有効性を確認した。

### 2. 設計パラメータ法

図1にアレイ面に入射した日射量と定格容量の積、主な発電低減要因および設計発電量の関係を図式化したものを示す。設計発電量は入射した日射量と定格容量の積から、様々な損失を差し引いた電気エネルギーである。

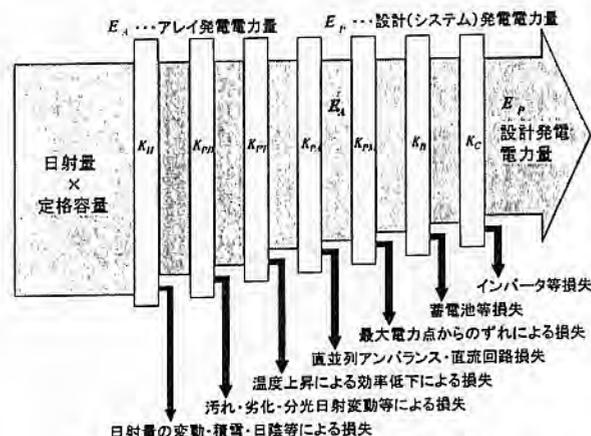


図1 主要設計パラメータの関係図

設計パラメータ法では、太陽光発電システムにおいて存在する様々な低減要因を設計パラメータ(係数)として定義される。システム全体の補正係数は、個々の補正係数を掛け合わせる形で表され、システム出力係数 $K (=K_H \times K_P \times K_B \times K_C)$ と定義する。システム出力係数と個々の補正係数の関係を図2に示す。

個々の設計パラメータは、入力エネルギーと出力エネルギーの比により補正係数で表され、システム出力係数 $K$ は、太陽光発電システムの運転状況把握、評価、解析に用いる主要な性能指標の一つである。

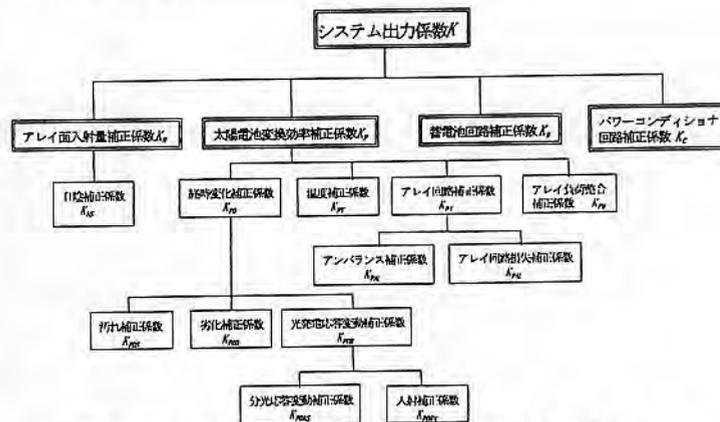


図2 システム出力係数と各設計パラメータの関係図

また、設計パラメータ法は、太陽光発電システムの設計段階における発電量推定や、多種多様な設置形態で構成されるシステムの運転実績や様々な低減要因(日陰、汚れ、温度損失等)の性能評価・解析に非常に有益な手法と言える。なお、各設計パラメータの概念、算出方法については、NEDO委託研究成果報告書 太陽光発電シ

システム設計マニュアル<sup>14)</sup>を参照されたい。

### 3. 多面アレイ合成日射量の考え方

複数面の屋根を利用した多面アレイで構成されている住宅用太陽光発電システムの評価方法については、代表面アレイ（1面）での日射量を用いてシステム出力係数などを算出しているのが現状であり、評価方法はまだ確立されていない。

しかし、このような多面アレイシステムでは、代表面アレイに設置された1方位のみの日射量による評価では、他の面の日射量は考慮されていないことになる。特に、日本の場合、太陽高度の低くなる冬季では、代表面アレイでの日射量（以下、代表面日射量）では、システム全体が受ける日射量が大きく見積もられ、結果としてシステム出力係数などの性能指標が、低めに算出されるケースが予想される。このように、設計パラメータを用いて発電量を推定する際に代表面日射量を用いた場合には、発電量が大きめに推定されることとなる。

そこで、多面アレイシステムでの新たな評価方法として、日本気象協会によるデータベース化された斜面日射量データを用いて算出する多面アレイ合成日射量の導入について検討を行った。多面アレイ合成日射量とは、多面アレイシステムを評価する際に各設置面での日射量をアレイ容量で重み付けして平均化した合成日射量である。

#### 3.1 任意の方位角 $\alpha$ 、傾斜角 $\beta$ の日射量換算方法

多面アレイシステムで、代表面日射量が実測で測定されている場合には、日本気象協会（以下、JWA）作成の斜面日射量データ<sup>15)</sup>を用いて式(1)、式(2)によって、他の面に設置されたアレイ面（任意の方位角 $\alpha$ 、傾斜角 $\beta$ ）での日射量を算出することが出来る。

$$K_{\alpha,\beta} = \frac{H_{JWA(\alpha,\beta)}}{H_{JWA(st)}} \quad \dots (1)$$

ここで、

$K_{\alpha,\beta}$  : 設置姿勢変換係数

$\alpha$  : 任意の方位角  $\beta$  : 任意の傾斜角

$H_{JWA(\alpha,\beta)}$  : JWA 日射（設置方位角 $\alpha$ 、傾斜角 $\beta$ ）

$H_{JWA(st)}$  : JWA 日射（基準設置姿勢（代表面日射の設置姿勢と同一））

$$H_{est(\alpha,\beta)} = H_{mea(st)} \times K_{\alpha,\beta} \quad \dots (2)$$

$H_{est(\alpha,\beta)}$  : 推定日射（設置方位角 $\alpha$ 、傾斜角 $\beta$ ）

$H_{mea(st)}$  : 代表面日射（実測値）

式(1)、式(2)によって算出される多面アレイシステムの代表面アレイ以外の設置方位 $\alpha$ 、傾斜角 $\beta$ の推定日射量の精度確認を多姿勢試験設備<sup>16)</sup>の実測データ（1999/1～1999/12の1年間）を用いて行った。

図3に代表面日射の実測値を南30°設置とした場合の、東30°設置の推定日射量、実測日射量、JWA日射（気象官署地点名 浜松 緯度 34.42°、経度 137.43°）を示す。

図3から日積算平均日射量の年平均値での実測日射と推定日射はほぼ一致し、月毎の日射量推移についても概ね良好に一致し精度よく推定されていることがわかる。

このように、任意の1面の実測日射量データがあれば、JWA気象データベースから任意のアレイ面（任意の傾斜角、方位角）日射量が、簡便に精度よく推定できる。

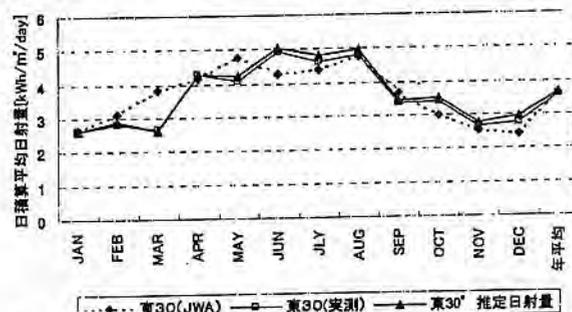


図3 実測日射量と推定日射量の比較（東30°設置）

[注1] 月平均日積算斜面日射量データ (MONSOLA00 (801))

平成9年度に全国255地点における月平均斜面日射量データを1961年～1990年の30年平均の相当する値を整備し、さらに、斜面日射量の推定地点数を日本全国801地点に増加した日射量データが作成された。

方位角は真南から15°刻みで真北までを対象としている。傾斜角は10°刻み90°（鉛直）までを対象としている。斜面日射量推定に用いたモデルでは、日射量の日変化が南中時刻を中心に午前と午後で対称であると仮定している。このため、真南からの方位の偏りが同じである場合、東向き斜面と西向き斜面の推定日射量は同じ値となる。

[注2] 多姿勢試験設備（写真1参照）

JQAソーラーテクノセンター（静岡県浜松市、北緯34.45°、東経137.4°）に製作・設置された多姿勢試験設備は、単結晶フレーム型の太陽電池モジュール及び全天日射計が0、30、90°の計3通り、設置傾斜角度、東・南東・南・南西・西・北の計6方位、計13パターンに設置され、日射強度、モジュール温度、I-V特性値をモジュール1枚につき、1～2秒のスキャンタイムで計測することができる。また、任意に直列接続されたモジュール（最大6枚）または、任意の並列接続（最大3直4並列）のI-V特性値を測定することも可能である。

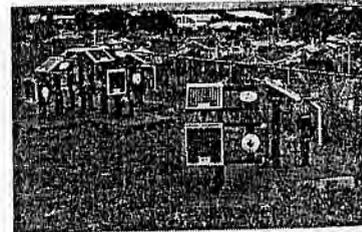


写真1 多姿勢試験設備の外観

#### 3.2 多面アレイ合成日射量の算出方法

3.1から得られた推定日射量と代表面日射量（実測値）を用い多面アレイ合成日射量 $H_{WA}$ を式(3)から算出する。

$$H_{WA} = \frac{(H_{mea(st)} \cdot P_{st}) + (H_{est(\alpha,\beta)} \cdot P_1) + (H_{est(\alpha,\beta)} \cdot P_2) \dots + (H_{est(\alpha,\beta)} \cdot P_N)}{(P_{st} + P_1 + P_2 \dots P_N)} \quad \dots (3)$$

ここで、

$H_{WA}$  : 多面アレイ合成日射量[kWh/m²/day]

$N$  : 多面アレイの数

$P_N$  : N面でのアレイ容量 [kW]

$H_{Next(\alpha, \beta)}$  : N面での推定日射量 [kWh/m<sup>2</sup>/day]

### 3.3 多面アレイ合成日射量の精度確認

式(3)によって算出される多面アレイ合成日射量の精度確認を多姿勢試験設備の実測データ(1999/1~1999/12の1年間)を用いて行った。

図4に南30°、東30°、西30°、北20°の実測日射データ及びJWAデータのみを用いて算出した多面アレイ合成日射量と、代表面日射を南30°の実測値としその他の3方位(東30°、西30°、北20°)は、式(1)、式(2)によって換算した推定日射を用いて算出した多面アレイ合成日射量を示す。

図4から年平均値、月毎の日積算平均日射量ともに実測日射と推定日射から算出した多面アレイ合成日射量は概ね良好に一致していることがわかる。

このように、多面アレイシステムでの代表面実測日射量と他の設置面での推定日射量を用いて算出するアレイ合成日射量は、精度よく計算できることが確認された。

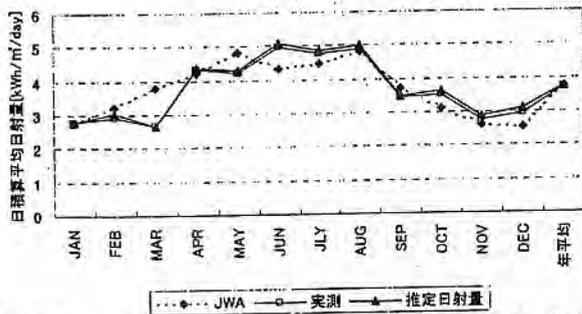


図4 多面アレイ合成日射量の精度確認(南30°、東30°、西30°、北20°)

## 4. 複数面設置された太陽光発電システム発電量推定法

### 4.1 太陽光発電システムの発電量算出の理論式

図5に示すような太陽電池が同一単平面に設置され系統連系されたシステムのアレイ発電量、システム発電量は式(4)、式(5)から理論上は算出することができる。

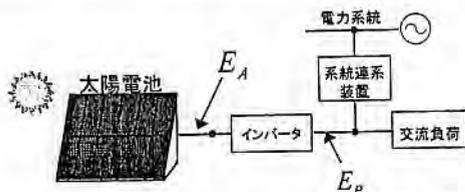


図5 系統連系太陽光発電システムの基本模式図

$$E_A = P_{AS} \cdot (H_A / G_A) \cdot K_A = P_{AS} \cdot Y_H \cdot K_A \cdots (4)$$

$$E_p = P_{AS} \cdot (H_A / G_A) \cdot K = P_{AS} \cdot Y_H \cdot K \cdots (5)$$

ここで、

$E_A$ : アレイ発電量(kWh)  $P_{AS}$ : システム定格容量(kW)  $Y_H$ : 等価日照時間[h]

$E_p$ : システム発電量(kWh)  $G_A$ : 標準状態日射強度(=1kW/m<sup>2</sup>)

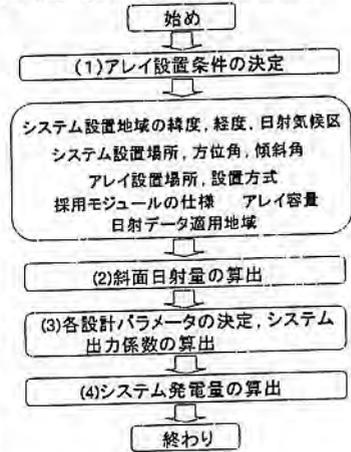
$H_A$ : 日射量(kWh/m<sup>2</sup>)  $K_A$ : アレイ出力係数  $K$ : システム出力係数

### 4.2 太陽光発電システムの発電量算出フロー

設計導入段階で太陽光発電システムの最適運転設計や

発電量推定を行うには、システム設置場所の周囲環境(日陰の有無)、気象条件(日射、気温)、アレイ設置状況(傾斜角、方位角)、固定方法(屋根置き型、屋根一体型等)、設置場所(瓦、スレート、庇等)などの諸条件についての調査結果を、各損失因子を考慮した設計パラメータに反映することによって、最適かつ精度の高いシステム発電量を推定することが可能である。図6にシステム発電量推定計算の概略フロー図を示す。

しかし、実用面では、ユーザがこのようなすべての情報を入手、考慮することは難しい。JQAでは実証試験設備、住宅用太陽光発電システムモニターの実測データの評価解析、シミュレーション解析結果を反映させ、統計的手法によって汎用性・利便性を考慮し、初心者の方でも簡単な発電量計算シートに必要最低限の情報を入力又は選択し、太陽光発電システムの発電量が容易に推定できるように、設計マニュアル<sup>[1]</sup>として纏めた。図6 太陽光発電システムの発電量算出フロー



### 4.3 複数面設置された太陽光発電システム発電量推定法

#### (a) 多面アレイ合成日射量、発電量推定法の妥当性確認

多面アレイ合成日射量とは、各設置面での日射量をアレイ容量で重み付けした多面アレイを考慮した等価的な日射量であるため、アレイ合成日射量そのものの妥当性を検証することはできない。

そこで、幾つかの仮定のもと、実測発電量と推定発電量を比較・検討することによって、今回提案した多面アレイ合成日射量を用いた複数面設置された太陽光発電システムの発電量推定方法の妥当性を検証する。

実測発電量は、多姿勢試験設備による、南30°、東30°、西30°、北20°に1直列4並列(1S4P)接続されたデータを使用する。なお、多姿勢試験設備はインバータに接続されていないため、アレイ発電量 $E_A$ での比較とする。

#### (b) 複数面設置された太陽光発電システムの発電量推定法

複数面設置された太陽光発電システムのアレイ発電量 $E_A$ の算出式は、式(4)を改良し、式(6)のように定義する。

$$E_A = P_{AS} \cdot H_{AW} \cdot K_{AM} \cdot K_M \cdots (6)$$

ここで、

$P_{AS}$ : システム定格容量  $H_{AW}$ : 多面アレイ合成日射量(kWh/m<sup>2</sup>)

$K_{AM}$ : 多面アレイ出力係数  $K_M$ : 多面アレイ補正係数

・ $K_{AM}$ は多面アレイシステムでのアレイ出力係数である。本来ならば設置姿勢によってアレイ出力係数は異なるが、設置姿勢の違いによるアレイ出力係数を、許容できる範囲

の違いと仮定し、代表日射面でのアレイ出力係数を代用することとする。

図7は2001年1月の多姿勢試験設備の実測値による各日の等価アレイ稼働時間と等価日照時間との関係を示す。図7からも設置姿勢の違いによるアレイ出力係数の差は、本検討では許容できる範囲と判断する。

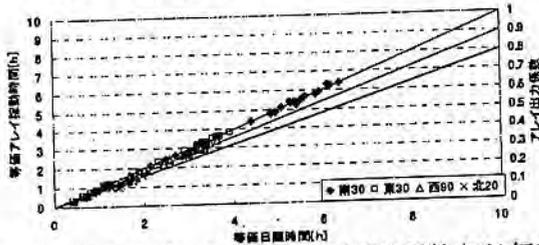


図7 設置姿勢の違いによるアレイ出力係数(2001年1月)

・多面アレイシステムの場合の合成発電量は、各面の線抵抗、内部抵抗、温度による損失等の違いによって各面での発電量の積算値と一致せず、合成発電量の方が低くなる。

このように、多面アレイ補正係数 $K_M$ は、多面アレイシステムの合成発電量を補正する係数であり、(合成発電量/発電量積算値)の比から算出でき、IS4P 接続された南30°、東30°、西30°、北20°の多面アレイでは月による変動は小さく、 $K_M$ は0.94~0.95となった。

図8は、2001年1月の各日の発電量積算値と合成日射量をプロットしたものである。この図から $y=x$ の直線上より合成日射量が下側に位置し、合成日射量が発電量積算値より低めであり、この傾向は発電量積算値が多い日(日射量が多い日)ほど大きくなるのがわかる。

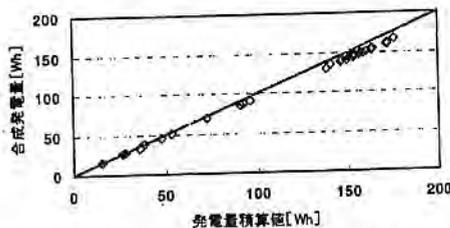


図8 発電量積算値と合成日射量の関係(2001年1月)

・式(6)から算出した多面アレイシステム(多姿勢試験設備)の発電量の推定結果と実測値を表1に示す。表中の誤差率は、実測値に対する推定結果の誤差率である。

表1 多面アレイシステムの発電量推定結果

年/月	00/5	00/6	00/10	00/11	00/12	01/1	01/2	01/3
推定値[kWh/d]	217.9	174.3	117.2	99.8	108.1	114.3	152.6	175.6
実測値[kWh/d]	206.8	161.6	108.4	93.4	105.7	114.0	152.6	175.9
誤差率[%]	5.37	7.88	8.08	6.83	2.25	0.26	0	-0.19

表1から多面アレイ合成日射量による発電量推定値と実測値との誤差は最大の月で8.08[%]となり、概ね良好に推定され、多面アレイ合成日射量による発電量推定法の妥当性を確認することができた。

実測値と推定値の誤差の原因としては、多面アレイ出力係数 $K_{AM}$ を代表面でのアレイ出力係数で代用することに

よる要因が挙げられる。

(c)住宅用太陽光発電システム実測発電量との比較

式(6)を用いて、住宅用太陽光発電システムの計測モニターで複数面設置されたシステムの発電量推定を行った。

対象システムのアレイ設置状況を以下に示す。アレイ設置方位は真北を0°、時計周りに+とする。

サイト	傾斜角		傾斜角	
	21.8		16.7	
	アレイ設置方位角		アレイ設置方位角	
A	20	200	160	340
	各面アレイ容量		各面アレイ容量	
	1kW	2kW	1.68kW	1.68kW

表2に発電量推定結果と計算に使用した多面アレイ出力係数 $K_{AM}$ を示す。 $K_{AM}$ は設計マニュアル<sup>[1]</sup>から算出した値を使用し、多面アレイ補正係数 $K_M$ は多姿勢試験設備から得られた0.95を採用した。

表2 年間発電量推定結果

	実測発電量	CASE1	CASE2	CASE3	$K_{AM}$
サイトA	3391	3320	2970	3352	0.81
サイトB	2311	2598	2665	2852	0.72

単位[kWh]

ここで、CASE1は実測された代表面日射から多面アレイ合成日射量、CASE2はJWAデータから多面アレイ合成日射量、CASE3は代表面日射(従来法)から推定した発電量である。この結果より従来法に比べ、多面アレイ合成日射量を用いることにより、発電量推定精度の向上が確認できた。

## 5. 纏め

実測日射量とJWA気象データから任意のアレイ面(任意の傾斜角、方位角)日射量が、簡便に精度よく推定することがわかった。さらに、多面アレイ合成面日射量を用いた多面アレイ合成発電量の推定方法は、簡易的であり且つ推定精度についても比較的良好な結果となり、本手法の妥当性について確認することができた。

今後の課題として、多面アレイ合成日射量によるシステム設計段階での多面アレイ合成発電量を精度よく推定する際に、多面アレイ出力係数 $K_{AM}$ 、多面アレイ補正係数 $K_M$ の見積もり精度の向上が挙げられる。特に、 $K_M$ については、様々な多面アレイシステムのモジュール組み合わせによる多面アレイ補正係数の検討を行い、定量化された補正係数の算出ができるようにしなければならない。

## 6. 謝辞

通産省ニューサンシャイン計画の一環として新エネルギー・産業技術総合開発機構(NEDO)から委託され実施した成果の一部である。関係各位に感謝の意を表する。

## 参考文献

- [1]平成13年度NEDO委託業務成果報告書「太陽光発電システム評価技術の研究開発」(システム評価技術の研究開発)別冊「太陽光発電システム設計マニュアル」日本品質保証機構
- [2]坂垣, 岡村, 天野, 山田, 友村, 服部 全方位の時間積算日射量データの整備, 平成12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講演論文集(2000)

## 85

## 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

学生員 ○アマルバヤル・アジヤバト (東京農工大学)

会 員 黒川 浩助 (東京農工大学)

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  
Fax: +81-423-85-6729 E-Mail: [amar@cc.tuat.ac.jp](mailto: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, 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 operational data. The authors have also performed experiments using a sample system as reference and to clarify DC current circuit resistance, inverter efficiency curve and total system 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 charge controller's oscillation due to overcharge protection function lowers the batteries lifetime obviously.

Keywords: Portable PV system - 1: Performance - 2:

1. はじめに

モンゴル国全人口の約33%になる80,850人が農牧林業に従事者で、その大半が家畜と共に牧草を求めて移動を繰り返す生活を営む遊牧民である<sup>[6]</sup>。彼らに商用電源からの電力確保は困難であり、独立分散型の電力供給システムが必要となる。モンゴル国政府は太陽光発電システムが社会構成に適していることを認識し、

遊牧民の住居(ゲル)を電化する「10万戸ソーラーゲル計画」を打ち出している<sup>[5]</sup>。システムを導入する上でモンゴルの気候や生活スタイルに適する詳細設計及び評価に関する研究開発が求められている。

新エネルギー・産業技術総合開発機構(NEDO)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。

本論文では、著者らがNEDOプロジェクトの測定データを用いて、システムの電氣的性能を詳細に解析し、内部損失を損失要因毎に分離した結果を報告する。

2. システム構成

システムはFig.1に示すように太陽電池ユニット、コントロールユニット、蓄電池ユニットから構成している。定格102Wのモジュール2枚を並列に接続されたアレイの出力はチャージコントローラ(CC)を介して蓄電池に蓄えられ、インバータでAC(220V・50Hz)に変換され負荷に供給する。

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。蓄電池の

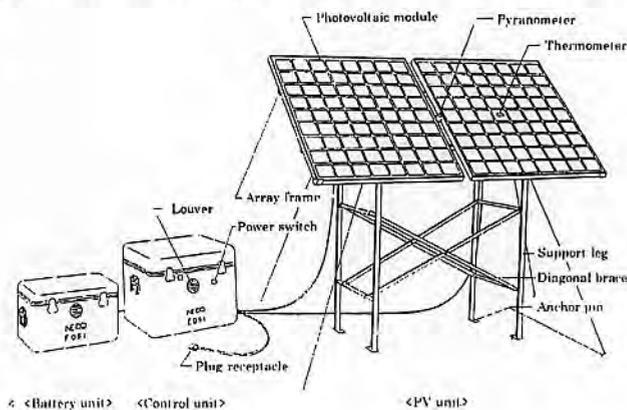


Fig.1: Overall appearance of the system

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、一日で280Whまで消費できるように設計されている。Table 1は1次システムを改善されて来た2次、3次システムに比較した仕様表である。

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		

携帯発電システム設置地域はゲルの多い平野部及び山岳部に位置するウブルハンガイ県ハルホリン、アルハンガイ県ウンデルウランを中心と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。

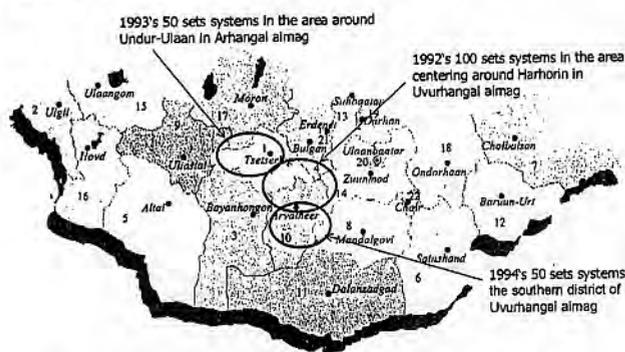


Fig.2: Installation areas of Portable PV systems

コントロールユニットにはシステムの運転状態を記録するための自動データ計測装置が装備されている。測定項目は：①アレイ面日射強度、②セル温度、③アレイ電流、④バッテリー電圧、⑤、バッテリー温度（初年度システム）、コントロールユニット温度（2,3次システム）、⑥インバータ出力電力、⑦直流出力電流（3次システムのみ）、⑧振動（一部）であった（Fig. 3）。計

測は初年度システムでは10分毎に、2次、3次システムでは20分毎に行われそれぞれ約3, 6ヶ月分のデータが保存される。データ収集については、多数のシステムが広範囲に設置されたこと、交通手段の不備等によって困難を極めた報告されている[1]。

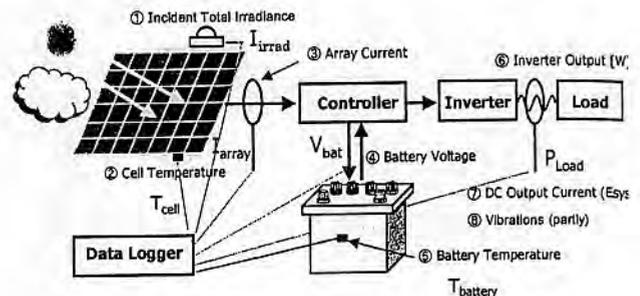


Fig.3: Measurement Items and Points

### 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て、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：①インバータ損失、②直流回路及びCC損失、③バッテリーの充放電損失、④満充電状態によるアレイ損失、⑤Pmax ミスマッチ損失、⑥温度上昇が原因で出力低下による損失（Fig.4）；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。

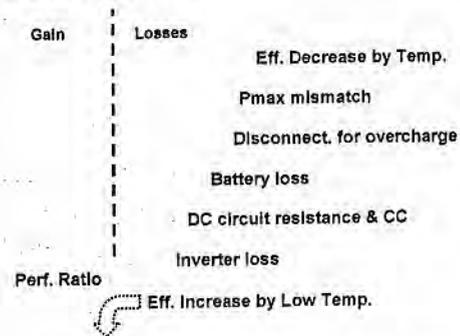


Fig. 4. Energy flow (Sankey diagram of losses)

#### 3.1. 基本性能パラメータ

異なった設置環境に置かれるPVシステムの性能を比較・評価するためにエネルギーを定格出力での稼働時間に換算した以下の4つのパラメータが広く使われる。システムの基本性能を示す式を国際基準 IEC 61724 に次のように定義している[2]。

$$Y_r = H_A / G_S \quad (1) \quad Y_A = E_{A,d} / P_{max} \quad (2)$$

$$Y_f = E_{f,rad,d} / P_{max} \quad (3) \quad K = Y_r / Y_f \quad (4)$$

等価日太陽日照時間 (Reference yield)  $Y_r$  は基準アレイ面日射強度で日積算アレイ面日射量を供給するのに必要な時間数を、等価アレイ運転時間 (array yield)  $Y_A$  は積算アレイ出力電力量を定格出力で運転する場合の時間数を、等価日システム稼働時間 (final yield)  $Y_f$  は PV システムの発電力がアレイ定格出力の何時間分に相当するかを表している。システム出力係数 (performance ratio)  $K$  はアレイ定格出力に対するシステム全体の性能を表す指標である<sup>[3]</sup>。

### 3.2. アレイ出力のシミュレーション

温度及び Pmax ミスマッチによるアレイ出力低下を計算するためにアレイ出力のシミュレーションを行った。太陽電池モデルを太陽電池等価回路の基礎式(5)に基づいて作成した。日射強度、周囲温度を用いて、標準試験条件下での各係数を求め、温度補正し、非線形連立方程式を解いて太陽電池の出力電流を算出するようにした。

$$I = I_{ph} - I_0 \left[ \exp \left\{ q \left( \frac{V + R_s I}{nkT_c} \right) \right\} - 1 \right] - \frac{V + R_s I}{R_{sh}} \quad (5)$$

ただし、 $I$ : セル出力電流、 $I_{ph}$ : 光誘起電流、 $I_0$ : ダイオード飽和電流、 $q$ : 電子の電荷量、 $V$ : セル出力電圧、 $R_s$ : セル内部の直列抵抗、 $R_{sh}$ : 並列抵抗、 $n$ : ダイオード因子、 $k$ : ボルツマン係数、 $T_c$ : セル温度

太陽電池特性は温度により大きく影響されるので各定数の温度係数を実験的に求めた近似式 (6) から (9) を用いた<sup>[4]</sup>。

$$I_{ph} = I_{ph0} \{ 1 + 7.9736 \times 10^{-4} \cdot (T_c - 25) \} \times [ 0.94 G_{tr} + 0.06 (1 - \exp(-8 G_{tr})) ] \quad (6)$$

$$I_0 = I_{00} \cdot \exp \{ 0.14132 \cdot (T_c - 25) \} \quad (7)$$

$$R_s = R_{s0} \{ 1 + 3.4158 \times 10^{-3} \cdot (T_c - 25) + 2.5324 \times 10^{-5} \cdot (T_c - 25)^2 \} \quad (8)$$

$$R_{sh} = \frac{R_{sh0}}{1 + 4.449 \times 10^{-2} \cdot (T_c - 25) + 8.0575 \times 10^{-4} \cdot (T_c - 25)^2} \quad (9)$$

標準試験条件の最大アレイ出力と測定された温度での最大アレイ出力との差から温度による出力低下損失を求めた。全てのシステムには最大出力追尾機能がないので蓄電池の電圧がシステム動作点になるため、

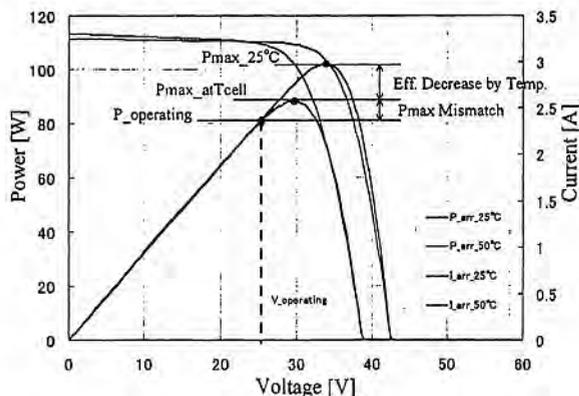


Fig.5: I-V curves of modeled array.

Fig.5 に示すように最大出力点との差を Pmax ミスマッチ損失と定義し、シミュレーションによって各損失量を算出した。また、CC の過充電防止機能によってアレイが短絡される間をアレイ損失 (array capture loss) と定義し、算出した。

### 3.3. インバータ及び CC 等の損失

インバータの入力電力量が計測されていなかったため、測定データだけでは DC-AC 変換による損失を求めることができない。そのため、実験によって負荷定格容量 300W の負荷率に対するインバータ効率曲線を取得し、2 次曲線式で近似した (Fig.6)。また、ケーブルの抵抗損失を含む CC の回路損失を全体の損失からインバータ損失を差し引いた値と定義した。

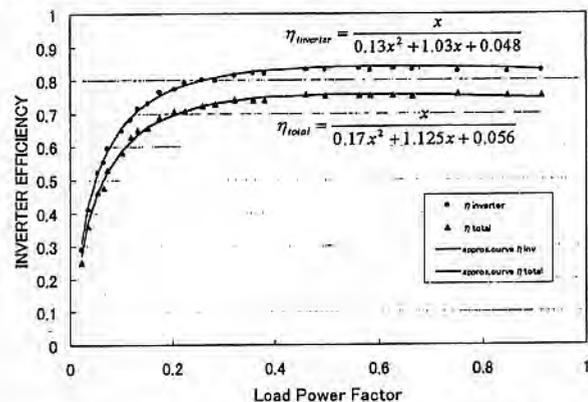


Fig.6: Inverter efficiency vs load power factor.

## 4. 結果及び考察

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.7 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。太陽電池の変換効率と日射計には劣化がみられなかった。

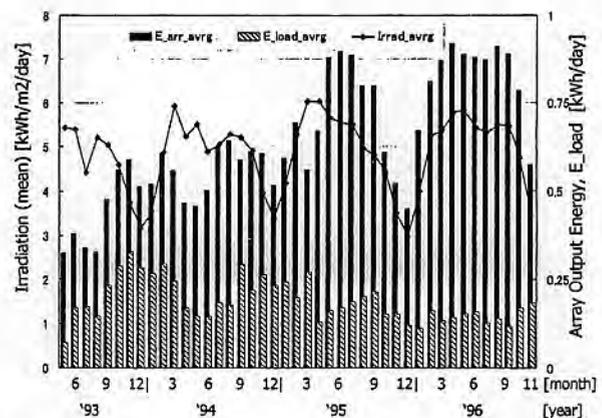


Fig.7: Initial systems monthly average values of Irradiation, Array and Inverter output energy.

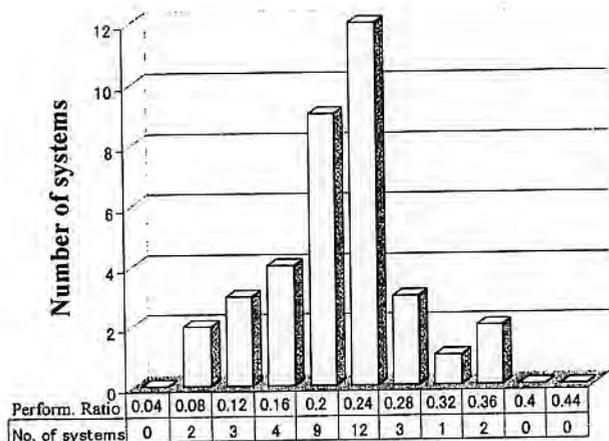


Fig.8: Distribution of annual performance ratios

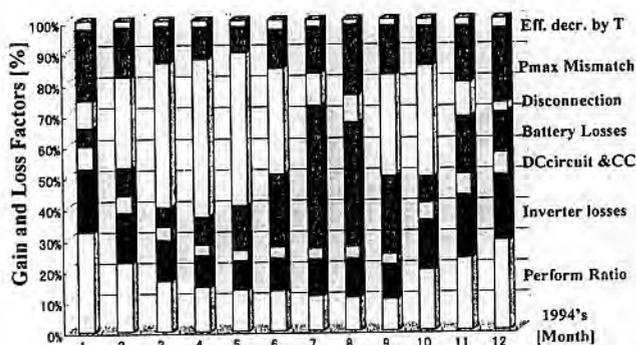


Fig.9: Monthly average performance ratio and losses for A019 systems.

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.8)。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.9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。

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、Pmax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できる：

- ・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。

- ・蓄電池が満充電状態にはCC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。

- ・自動車用のバッテリーは大電流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。

- ・外気温-20℃の真冬でも蓄電池の温度10℃以上で保たれており、ゲル内の温度は零度以下になることが少なく、蓄電池の寿命に大きいな影響がない。

## 5. まとめ

独立小型PVシステムの運転データを解析し、内部損失を6項目まで分離して評価を行うモデル式及び手法をまとめた。今後は解析結果を元にモンゴルの気候と負荷パターンに適した設計法を確立させ、経済面からも検討し、実証実験を進めていく予定である。

## 謝辞

本研究に用いたデータは新エネルギー産業技術総合開発機構(NEDO)の委託で京セラ株が実施した「携帯型太陽光発電システム実証研究」プロジェクトにより計測されたものである。データ提供とご協力いただいた関係機関の各位に深く感謝の意を表す。

## 参考文献

- [1] 新エネルギー・産業技術総合開発機構(NEDO):太陽光発電システム実用化技術開発(携帯型太陽光発電システム実証研究,平成9年3月;
- [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] 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, 28th IEEE Photovoltaic Specialists Conference, September 15-22, 2000
- [6] Mongolian Statistical Year Book 2000, National Statistical office, 2001
- [7] Amarbayar Adiyabat, Kosuke Kurokawa, "Performance Analysis of Portable PV System Based on Measured Data in Mongolia", 1st Mongolian Photovoltaic Conference, September 5-7, 2001

# 121

## 太陽光発電システム計測データの品質診断法

学生会員 ○井澤 敏泰 (東京農工大学) 大関 崇 (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)  
 会員 黒川 浩助 (東京農工大学)

The Quality check method of Measured data  
in 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)  
Umezono, Tsukuba, Ibaraki, 305-8568 Japan

\*\*\*Renewable Energy Promoting People's Forum (REPP)  
Kamimaruakotenjin-cho, Nakahara-ku, Kawasaki-shi,  
Kanagawa, 211-0007 Japan

### ABSTRACT

When a PV system is evaluated, the measurement of irradiation is one of important parameters, which specifies the input energy to the system. Its data quality directly affects the accuracy of measured efficiencies and wrong data may give the one exceeding 100%. Doubtful data can be so frequently seen in a number of monitored PV systems supposedly due to shading on a pyranometer, soiled surface of its glass dome or the degradation of its sensitivity. The authors has developed a new approaches to improve those doubtful irradiation data remarkably by identifying the shading effects and sensitivity changes according to the reference data estimated by the sunshine hours which is delivered from AMeDAS, the Automated Meteorological Data Acquisition System.

キーワード：日射量，品質診断，AMeDAS

Keywords：Irradiation, Quality check, AMeDAS

### 1.はじめに

太陽光発電（以下、PV）は、年々着実にその数を増やしている。そして、多くのシステムで日射量、発電量、モジュール温度等のデータが収集され、研究・開発などに広範囲に利用されている。しかし、それらのデータが必ずしも品質が高く、信頼できるものであるとは言えない。日射量に関して言えば、日射計の劣化によって、または晴天日でもシステム周辺の建物や樹木などで日射計に日陰がかかることによって、正しい日射量を測定できない場合があるからである。PVシステムの運転特性を正しく把握するためにもデータの品質を明らかにし、不適切な場合には何らかの方法により、データの品質を保障する必要がある。本報

告では、計測データの品質を保障する手段として「計測データの品質診断法」<sup>[1]</sup>を提案し、その中でも特に日射量の品質診断法について詳しく述べる。

### 2.「計測データの品質診断法」の概要

#### 2.1 対象計測データ

品質診断の対象となる計測データは、システムの性能を表すときに頻りに利用されるシステム出力係数  $K$  ※1の算出に大きく影響を及ぼす、以下の2点とした。

時積算傾斜面日射量 $H_A$	[kWh/m <sup>2</sup> ]
時積算システム出力電力量 $E_P$	[kWh/m <sup>2</sup> ]

※1 システム出力係数  $K$

$$K = \frac{E_P}{P_{AS} \frac{H_A}{G_S}} \quad \dots (1)$$

$P_{AS}$  : PV システム定格出力 [kW]  
 $G_S$  : 参照日射強度 (1[kW/m<sup>2</sup>])

#### 2.2 品質診断の項目

データの測定・収集時に起こるいくつかの現象を想定して、先述の2つの計測データを対象に品質診断を行う。想定される現象を考慮して、以下のような4つの品質診断項目を設けた。ここでは、その概要を紹介する。

##### ①異常値の検出・削除

この項目では、後述のようなデータの検出・削除を行う。

- 1) 日の出以前、日没後の時間帯 →  $H_A=0, E_P=0$
- 2)  $H_A>0, E_P=0$  →  $H_A=0, E_P=0$
- 3)  $H_A=0, E_P>0$  →  $H_A=0, E_P=0$

1) は日射計へのノイズやインバータの待機電力による積算値の異常（深夜などは太陽電池の発電がないためインバータの待機電力により積算値が減少してしまい、時刻別発電量がマイナスを示すことがある）への対応である。ただし、日射量に直流ドリフトが含まれる場合は全データをドリフト分シフトする。2) と 3) は日射計、インバータいずれかの故障または停止への対応である。

##### ②日射量の補正（日陰の影響）

この項目では、日射計に日陰がかかることによる日射量の損失を補正する。ここでいう日陰とは、PV シ

システム周辺の建物、樹木やテレビのアンテナなどによってある特定の時間帯に発生するものである。つまり、日射の直達成分によって発生する日陰を示す。日陰の判断方法、日射量の補正方法に関しては後述する。

### ③日射量の補正（日射計の劣化・汚れの影響）

この項目では、日射計の劣化および汚れによる日射量の損失を補正する。日射計の受光部センサーの黒色塗料は、紫外線および日射計内部の温度上昇により劣化し、感度定数が経時変化することがわかっている。また、日射計の保守・点検が行われていない場合、日射計のカバードームには砂、ホコリなどの汚れが付くことも考えられる。両者ともに補正が必要となってくる。日射計の劣化・汚れの判断方法、日射量の補正方法に関しては後述する。

### ④システム出力係数 $K$

この項目では、前項①、②、③が行われ正常と判断された時積算傾斜面日射量  $H_A$  と時積算システム出力電力量  $E_p$  より各日のシステム出力係数  $K$  を求め、最終的なデータの診断を行う。システム出力係数  $K$  の閾値としては、

$$K < 0.5, K > 0.9^{[2]}$$

を用い、この範囲に該当した1日のデータをエラーとし、その原因を目視により調査する。

## 3.日射量の補正方法

### 3.1 概要

目的：日陰、日射計の劣化・汚れによる日射量の損失を補正する。

対象：時積算傾斜面日射量  $H_A$

および、時積算水平面日射量  $H$

方法：1ヶ月間のデータを対象として、各時刻の最大値を取り出す。次に、抽出した最大値と同日・同時刻の日射量を最寄りの AMeDAS より推定して同時にプロットする。そして、その2つの値の差を日陰、日射計の劣化・汚れによる損失と仮定し、その損失分を元の日射量に補うことで日射量の補正とする。以後、実測値によって作成される日射量のパターンを実測パターン  $H_{max}$ 、AMeDAS より推定した日射量より作成されるパターンを理論パターン  $H_{th}$  と呼ぶ。

### 3.2 AMeDAS より日射量を推定する方法とその精度

#### 3.2.1 AMeDAS より日射量を推定する方法

気象庁の AMeDAS (Automated Meteorological Data Acquisition System) は、全国 1,300ヶ所、約 17km 間隔で設置されており、そのうち約 840ヶ所で日射量の推定に必要な気温、日照時間、風向・風速が約 21km 間隔で観測されている。AMeDAS より日射量を推定する方法には、二宮・赤坂らの方法<sup>[3]</sup>を用い日射計設置サイトに最も近い AMeDAS を利用する。

#### 3.2.2 推定精度

日射計の保守・点検が行われている気象庁の地域気

象観測所の気象月報データ（以下、JMA）に対して AMeDAS より日射量の推定を行い、推定精度の確認を行った。図 1 は、JMA の日射量と AMeDAS より推定した日射量の相関をとった結果であるが、比較的高い精度で日射量が推定できている。また、相関係数がほぼ 1.0 となるデータは、図 2 のように快晴日に集中している。快晴日において相関が非常に高いということは各時刻の最大値に対しても相関が高いということになり、品質診断においては AMeDAS より推定した日射量は理論的な値として、十分に比較対象になると判断した。なお、JMA の日射量は水平面日射量  $H$  である。

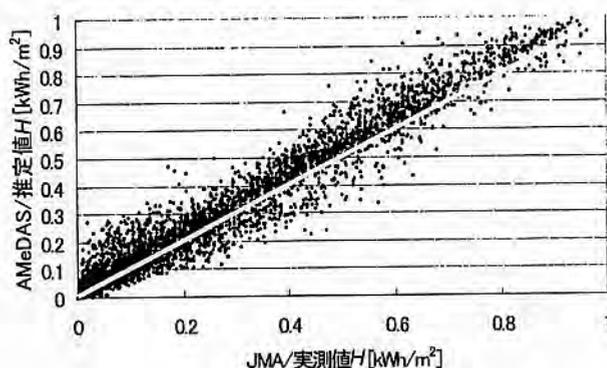


図 1.実測値と推定値の相関

JMA : 東京, AMeDAS (東京) との距離 : 0km  
期間 : 1999年1月~12月, 相関係数 : 0.985

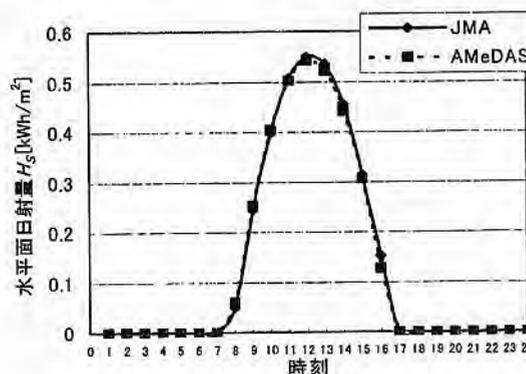


図 2.快晴日の相関

相関係数 : 0.999

#### 3.2.3 AMeDAS との距離が及ぼす推定精度への影響

AMeDAS を利用する場合には、PV システムの最寄りの観測地点を利用する。しかし、AMeDAS の観測地点は限られているので距離差が生じてしまう。ここでは、そのような距離差が日射量の推定精度、特に品質診断で利用される理論パターンにどのような影響を及ぼすかを検討する。表 1 は、JMA より作成した実測パターン  $H_{JMA}$  と同一気候区、距離差 0~10、10~20、20~30[km]にある AMeDAS より作成した理論パターン  $H_{th}$  との差を RMSE<sup>\*\*2</sup>(Root Mean Square Error)により評価したものである。評価は 1999年1月~12月

までの JMA に関して行い、RMSE は各月 24 時間の平均値をさらに総月数で平均したものである。以上の結果より、同一気候区内であれば、理論パターン  $H_{th}$  には AMeDAS と対象 PV システムとの距離の影響はないと言える。

表 1.理論パターン  $H_{th}$  の評価

JMA (気候区)	0~10[km]	10~20[km]	20~30[km]
	RMSE [kWh/m <sup>2</sup> ]	RMSE [kWh/m <sup>2</sup> ]	RMSE [kWh/m <sup>2</sup> ]
札幌 (I)	0.034	0.021	0.063
福岡 (II)	0.076	0.074	0.072
東京 (III)	0.089	0.085	0.094
名古屋 (IV)	0.097	0.100	0.100
鹿児島 (V)	0.100	0.113	0.111

※2 RMSE [kWh/m<sup>2</sup>]

$$RMSE = \sqrt{\frac{\sum (H_{th} - H_{JMA})^2}{24 \text{ hour}}} \quad \dots (2)$$

### 3.3 各損失の判断方法

理論パターン  $H_{th}$  が、その月の理論的な快晴日の日射パターンであるので、それを用いた日陰、日射計の劣化・汚れによる損失の判断方法について述べる。

#### 3.3.1 陰の判断方法

3.1 概要の方法に従い、PV システム計測データより実測パターン  $H_{max}$ 、そして理論パターン  $H_{th}$  を作成すると図 3 のようになる。両者のパターンの差は、日陰、日射計の劣化・汚れによる損失である。ここでは、陰の影響だけを判断したいので、理論パターン  $H_{th}$  を縮小し 2 番目にぶつかった実測パターンの日射量 (時間値) にフィッティングさせることで、日射計の劣化・汚れによる損失を除外する。このとき、新たにできたパターンを理論パターン (日陰の判定)  $H_{th\_shading}$  とし、このパターンと実測パターン  $H_{max}$  の差を、その月の各時刻における日陰による損失とする。

#### 3.3.2 日射計の日陰損失率 $R_{hs}$ の定義

各時刻の日陰による日射量の損失は、以下のような日射計の日陰損失率  $R_{hs}$  として定義する。

$$R_{hs} = \frac{\text{実測パターン } H_{max}}{\text{理論パターン } H_{th\_shading} \text{ (日陰の判定)}} \quad \dots (3)$$

#### 3.3.3 日射計の劣化・汚れの判断方法

理論パターン (日陰の判定)  $H_{th\_shading}$  と理論パターン  $H_{max}$  との差を日陰による損失としたので、日射計の劣化・汚れによる損失は残りの部分、すなわち理論パターン  $H_{th}$  と理論パターン (日陰の判定)  $H_{th\_shading}$  の差となる。

#### 3.3.4 日射計の劣化・汚れ損失率 $R_{DS,DD}$ の定義

各時刻の日射計の劣化・汚れによる日射量の損失は、

以下のような日射計の劣化・汚れ損失率  $R_{DS,DD}$  として定義する。

$$R_{DS,DD} = \frac{\text{理論パターン (日陰の判定) } H_{th\_shading}}{\text{理論パターン } H_{th}} \quad \dots (4)$$

### 3.4 各損失の補正方法

1 ヶ月間の各時刻における日陰、日射計の劣化・汚れによる損失率より、日射量を補正する。

#### 3.4.1 日陰による日射量の損失補正

日射計にかかる日陰は、直達光によるものを対象としているため日射量の補正対象も直達光になる。補正は、図 4 のような流れで行う。

#### 3.4.2 劣化・汚れによる日射量の損失補正

日陰による損失が補正された傾斜面日射量  $H_A$  および水平面日射量  $H$  に対して、日射計の劣化・汚れによる損失量を補正する (図 4 参照)。

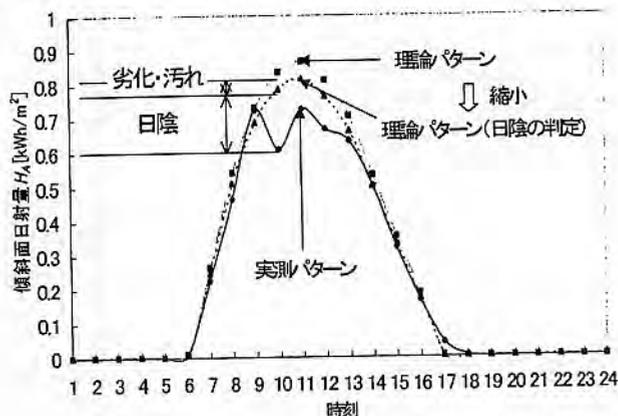


図 3.理論パターンの作成



図 4.日射量の補正 (傾斜面日射量  $H_A$  の場合)

### 4.補正結果

提案した日射量の補正方法により、実際の PV システムの日射量を補正した。補正結果を図 5,6 に示し、補正前後のシステム出力係数  $K$  (式 (1) 参照)、日陰損失率  $R_{hs}$ 、劣化・汚れ損失率  $R_{DD,DS}$  ( $R_{hs}$ 、 $R_{DD,DS}$  は

損失率  $R_{hs}$ , 劣化・汚れ損失率  $R_{DD,DS}$  ( $R_{hs}$ ,  $R_{DD,DS}$  は 24 時間の平均値), また雨による汚れの洗浄効果を見るために月間降水量をあわせて示した。

#### 4.1 フィールドテスト (FT) 事業プラントにおいて

システム出力係数  $K$  が 1.0 (100%) を大きく越える月がみられ,  $K$  の変動が非常に大きい FT の大阪府のサイトに「計測データの品質診断法」を適用し, 日射量の補正を行った。その結果, 図 5 のように補正後 70% 前後の安定したシステム出力係数  $K$  が得られた。また, 1997 年 6 月に日射計の改良, 特に受光部フィルターとの交換が行われたことが報告されており, 1997 年 7 月の劣化・汚れ損失率  $R_{DD,DS}$  が 1.0 を示したと一致している。補正結果より, 日射計の劣化が顕著であったことが言える。このサイトでは, 日陰の影響は見られなかった。

#### 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) の住宅用サイトについても同様に, 日射量の補正を行った。5 サイトについて補正を行なったが, その中でも月間降水量と汚れの関係が大きかった茨城県石岡市のサイトの補正結果を示す (図 6)。月間降水量が少ない 1999 年 11 月～2000 年 3 月に  $R_{DD,DS}$  が小さくなり, それ以降は月間降水量が多くなるにつれ 1.0 に近づくことが確認できた。また, 他サイトについても同様に言えることであるが, 月間降水量がだいたい 100mm 以上得られた場合に  $R_{DD,DS}$  は回復する傾向にある。

### 5. まとめ

「計測データの品質診断法」, 特に日射量の補正方法について詳しく述べてきた。本方法により日陰, 日

射計の劣化・汚れといった日射量測定の諸問題を解決することができ, 今後 PV システム運転特性の解析などの方面に有効であると思われる。また, 補正結果より日射計の汚れに関して月間降水量 100mm というボーダーを得ることで, 日射計の保守 (清掃) 度合いに簡単な目安を示した。

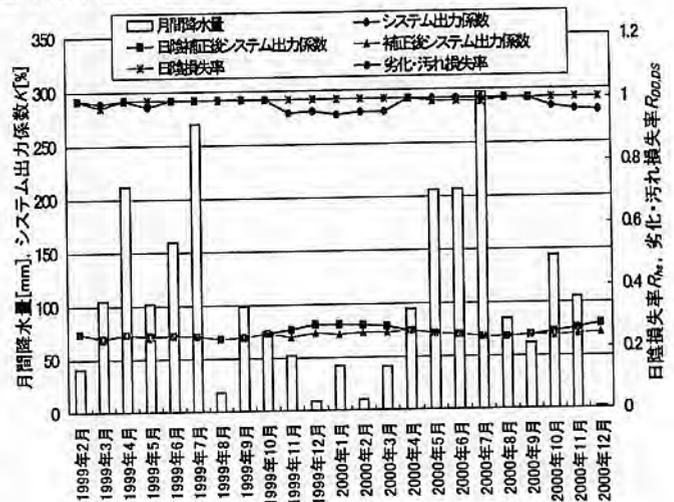


図 6.補正結果 (REPP)

### 6.参考文献

- [1]井澤, 大関, 黒川他, 「太陽光発電システム計測データの品質診断法」, 平成 13 年度電気学会全国大会
- [2]大谷他, 「住宅用太陽光発電システムの運転特性評価」, 電気学会新エネルギー・環境研究会資料 FTE-00-05 (2000)
- [3]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 報一回転式日照計および改良型太陽電池式日照計への適用, 空調調和・衛生工学会論文集 (1997)

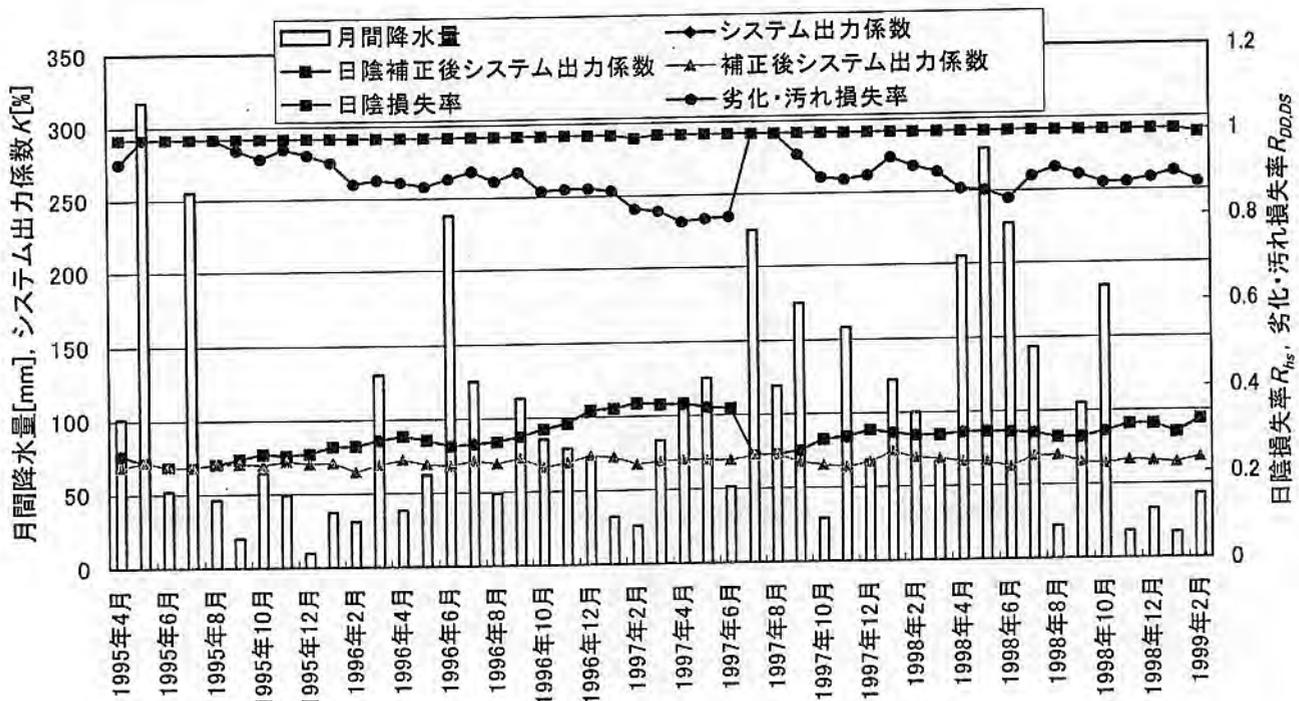


図 5.補正結果 (FT)

# 122 太陽光発電システムの計測データを用いた評価方法

学生員○大関 崇 (東京農工大学)  
 会員 大谷 謙仁 (産業技術総合研究所)

学生員 井澤 敏泰 (東京農工大学)  
 会員 黒川 浩助 (東京農工大学)

## Evaluation Method of Photovoltaic Systems using Measured Data

Takashi OOZEKI\*, Toshiyasu IZAWA\*,  
 Kenji OTANI\*\*, 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)  
 AIST Tsukuba Central 2, 1-1-1 Umezono, Tsukuba, Ibaraki  
 305-8568 Japan

### ABSTRACT

Data evaluation methods have wide adaptations, such as feedbacks to Photovoltaic (PV) system operation management and design. The authors have already developed Sophisticated Verification Method (SV method) for PV systems, which is a simple evaluation method to identify eight kinds of system loss rates using basic information: latitude, longitude, rated system power etc. and simple four monitored data. This time, an algorithm of the model has been improved in the method, which can identify DC circuit losses and power conditioner's stand-by losses.

キーワード: 太陽光発電システム, 評価, SV 法  
 Keywords: Photovoltaic Systems, Evaluation, the SV method

### 1. はじめに

太陽光発電(PV)は、2000年度導入量は31.7万kW、生産量は28.6MWであり世界第1位を誇っている。経済産業省資源エネルギー庁総合エネルギー調査会新エネルギー部会では、2010年の導入目標が482万kWと決定し、新エネルギーを牽引する役割を期待されている。PVは、2030年2050年を見据えれば、エネルギー源の一翼を担う可能性が十分あると考えられ、今後も益々普及していくことは間違いない。21世紀、PVは、導入期から普及期へと移ってきているが、まだまだ乳児期から幼児期に差し掛かったところである。しかし、新エネルギー部会や学会において普及に向けた必要事項として、注目されていることは国の施策や制度設計がほとんどである。1974年に始まったサンシャイン計画から25余年が経ち、PVの技術も進み世界でもトップクラスに位置しているが、まだまだ問題点は多いのが現状である。システム関連では、設計・施工技術は非常に進んでいるが、その後の運用管理、廃棄・リサイクリングに関しては発展途上

である。大量普及されたPVシステムが施工後メンテナンスフリーのもと、放置されたのでは大問題である。長期寿命の信頼性を保証し、リサイクリング技術を確立しなければ、本当の意味で“環境にやさしい”とは言えない。多々問題はあるが、逆に言えばこれらを解決すれば、間違いなくDES(発展・公平性・持続可能性)を満たす将来のエネルギー源となるはずである。PVは、幼児期から青春期へと進んでいく。素晴らしい親と、素晴らしい友が必要である。先人の研究者達が育て上げたPVを今度は、我々が受け継いで共に歩んでいかなければならない。

### 2. 目的

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、現実にはインバータの故障や、システムの容量不足など部分的にメンテナンスが必要となっている。今後は、設置・施工から運用管理・リサイクリングまで、PVの生涯管理が重要な課題となってくると考えられる。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、また運用管理する上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、SV(sophisticated Verification)法を開発してきた[1][2]。本報告では、SV法の従来の基本的なアルゴリズムを改良し、さらに入射角依存性・直流回路損失・パワーコンディショナスタンバイ損失の分離を可能とした。

### 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[1][2]。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～

- |             |                               |
|-------------|-------------------------------|
| ① 傾斜面日射量    | : $H_A$ [kWh/m <sup>2</sup> ] |
| ② アレイ出力電力量  | : $E_A$ [kWh]                 |
| ③ システム出力電力量 | : $E_P$ [kWh]                 |
| ④ モジュール温度   | : $T_c$ [°C]                  |

～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

### 3.1 未収録データの補間

SV法に必要な基礎データ・計測データを全てそろえることが不可能な時、計測データに関しては、最低システム出力電力量があれば評価可能である。日射データは、AMeDAS気象官署のデータなどから、推定補間することが可能である[3][4]。モジュール温度に関しても、風速風向・外気温度データより推定可能である[5][6]。アレイ出力に関しては、インバータ効率曲線より推定する。全ての場合、推定データを用いるため、評価精度が悪くなることに留意する必要がある。

### 3.2 データの品質診断

計測データは必ずしも品質が高く、信頼できるものとは限らない。特に日射データに関しては、日射計の劣化・汚れ、晴天日でもシステム周辺の建物などによる日陰の影響によって、正しく測定できない場合が多々ある。データの品質が劣悪では、評価に異常をきたす。評価の前段階としてデータの品質診断・補正をおこなう必要がある。これらの方法は、井澤ら[7]により報告されている。

## 4. SV法解析

### 4.1 1ヶ月の損失算出モデル

SV法では、経験にもとづく妥当な仮定により作成したモデルを導入することにより、損失を分離可能としている。各モデルとサイトごとの計測データを用いて、1ヶ月間の各損失量算出モデルを構築することがSV法の本質である。Figure 2に1ヶ月の損失算出モデルの一例を示す。各傾斜面日射量に対応するアレイ出力の最大値をプロットした図である。本来は、両者は比例関係にあるが、低日射領域の入射角依存性により垂れ下がった曲線になるという特性が知られている(Independence incident angle line:  $E_{II}$ )。また、高日射領域では、放物線を描くように出力が落ちるのを観測できる。これは、日射に比例した電流の増加により直流回路損失が増加したと考えられ、上位を通るように2次式で近似曲線を引くことができる(Ideal performance line:  $E_{IP}$ )。更に、標準アレイ出力(Standard performance line:  $E_{AS}$ )に比例した直線をプロットの上位を通るように近似することにより日陰・入射角依存性・負荷整合による損失が最小であると仮定できる(Best performance Line:  $E_{BP}$ )。すなわち、この直線から下のばらつきが負荷整合や日陰の損失とみなすことができる。以上のような、各々の影響を仮定することにより描いた各線を用いて、各損失率を求める。

Figure 3は、入射角ごとの入射角依存性損失率を表した図である。プロットは、 $e_{IP}$ と $e_{BP}$ の比を入射角ごとの最大値を求めたものである。プロットの上位を通るように式(1)の変数 $C_{PI}$ を変化させ近似した曲線を入射角依存性損失率曲線とする。このように、各線との間にある損失量を仮定することにより、各損失率を求めることができる。

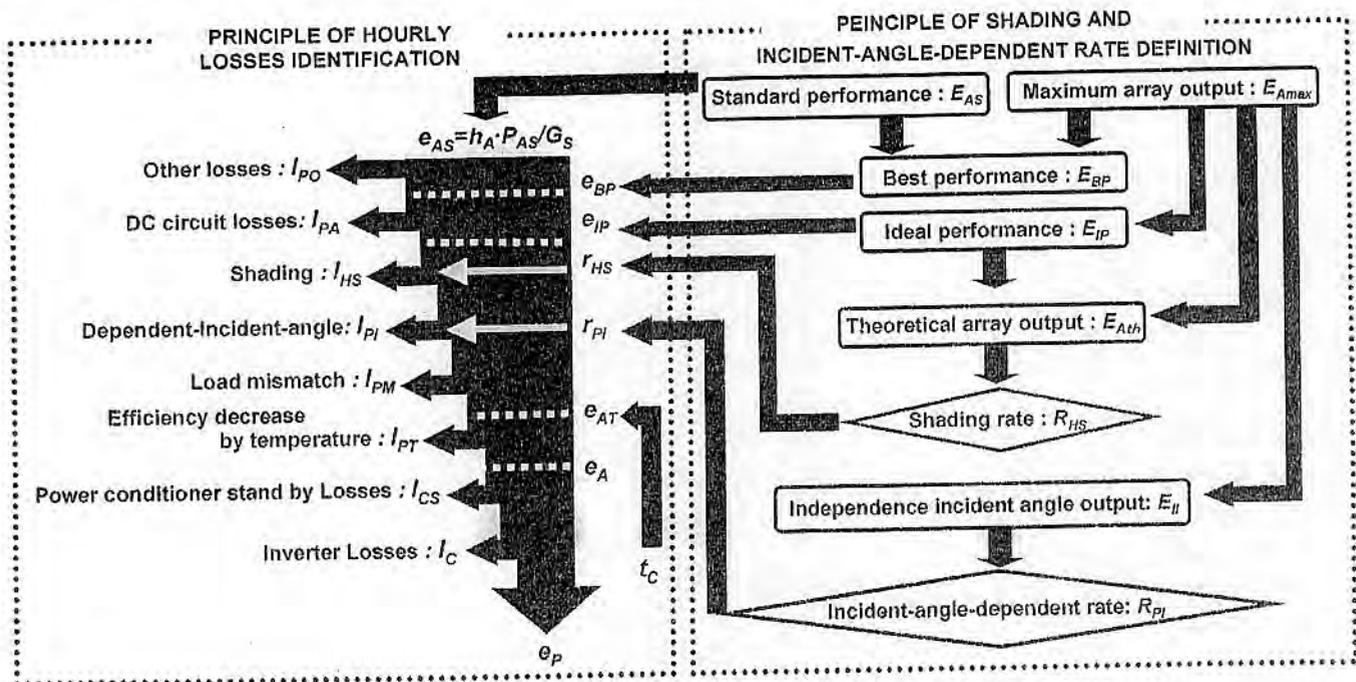


Figure 1: Principle of analysis of the SV method

$$R_{PI} = \frac{\exp\left(-\frac{C_{PI}}{\cos\theta}\right)}{\exp(-C_{PI})} \quad \dots(1)$$

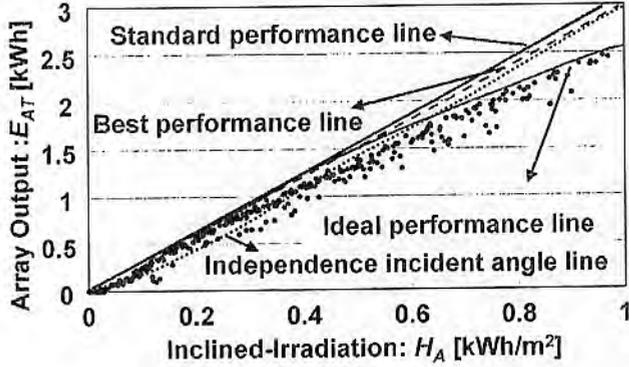


Figure 2: Best performance line, Ideal performance line and Independence incident angle line

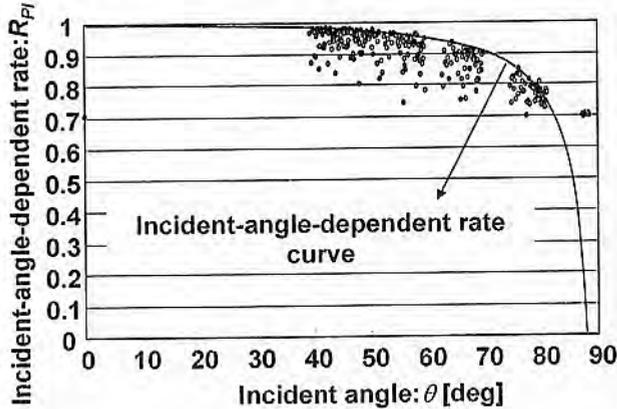


Figure 3: Monthly incident-angle-dependent rate

#### 4.2 1時間値の損失量算出モデル

1ヶ月の損失算出モデルを用いて、1時間値データの損失量を求めていく。日陰・入射角依存性以外の損失に関しては、1時間値ごとに損失算出モデルがあるため、前者の損失率とあわせ損失を分離していく。傾斜面日射量からシステム出力電力量までの間の損失量との関係を Figure 1 に示す。

##### ① 日陰による損失量

日陰による損失量:  $I_{HS}$  は直達成分のみであることを考慮し、各時間の損失率:  $r_{HS}$  と直達日射量:  $h_{Ab}$  から式 (2) となる。

$$I_{HS} = (h_{Ab} \cdot P_{AS}) \cdot (1 - r_{HS}) \quad \dots(2)$$

##### ② 入射角依存性による損失量

入射角依存による損失量:  $I_{PI}$  は、直達成分:  $I_{PIb}$  と、散乱成分:  $I_{PId}$ , 反射成分:  $I_{PIr}$  をそれぞれの式で求める。直達成分は、日陰損失があることを考慮し、時間値に対応する入射角:  $\theta$  から求めた損失率:  $r_{PI}$  と  $I_{HS}$  を用いて式 (3) となる。散乱成分・反射成分に関しては、アレイ傾斜角によって、損失

率に対応した角度を決定することができる[8]。それぞれの関係は、式 (6), (7) を用いて Figure 4 に示される。 $\theta_{ed} \cdot \theta_e$  に対応した損失率  $r_{PId} \cdot r_{PIr}$  を用いて、式 (4), (5) より損失量を求める。全ての和が入射角依存性損失量となる。

$$I_{PIb} = (h_{Ab} \cdot P_{AS} - I_{HS}) \cdot (1 - r_{PIb}) \quad \dots(3)$$

$$I_{PId} = (h_{Ad} \cdot P_{AS}) \cdot (1 - r_{PId}) \quad \dots(4)$$

$$I_{PIr} = (h_{Ar} \cdot P_{AS}) \cdot (1 - r_{PIr}) \quad \dots(5)$$

$$\theta_{ed} = 59.7 - 0.1388 \cdot \beta + 0.001497 \cdot \beta^2 \quad \dots(6)$$

$$\theta_{er} = 90 - 0.5788 \cdot \beta + 0.002693 \cdot \beta^2 \quad \dots(7)$$

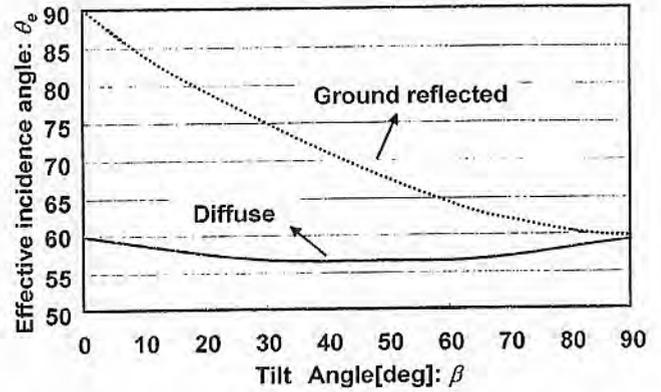


Figure 4: Effective incident-angle of diffuse and Ground reflected on tilt angle

##### ③ 温度上昇による損失

温度上昇による損失量:  $I_{PT}$  は、モジュール特有の温度係数:  $\alpha_{Pmax}$  を用いて、式 (8) となる。ただし、 $I_{PT} < 0$  は、低温度によりゲインに働くことを示す。

$$I_{PT} = \left( \frac{\alpha_{Pmax} \cdot (25 - t_c)}{1 + \alpha_{Pmax} \cdot (t_c - 25)} \right) \cdot e_A \quad \dots(8)$$

##### ④ 負荷整合による損失量

$h_A$  に対応する  $e_{IP}$  と  $e_{AT}$  の差は、日陰・入射角依存性・負荷整合の損失であると仮定している。それぞれの損失量を用いて、負荷整合による損失量:  $I_{PM}$  は、式 (9) となる。

$$I_{PM} = (e_{IP} - I_{HS} - I_{PI}) - e_{AT} \quad \dots(9)$$

##### ⑤ 直流回路損失量

$e_{BP}$  と  $e_{IP}$  の差は、直流回路の損失の影響であると仮定していたため、 $h_A$  に対応するそれぞれの値を用いて、直流回路による損失量:  $I_{PA}$  は、式 (10) となる。

$$I_{PA} = e_{BP} - e_{IP} \quad \dots(10)$$

##### ⑥ 汚れ・劣化・定格容量誤差などによる損失量

汚れ・劣化・定格容量誤差などの損失量:  $I_{PO}$  に関しては、 $h_A$  に対応した  $e_{AS}$  と  $e_{BP}$  との差であるため、式 (11) と表される。

$$I_{PO} = e_{AS} - e_{BP} \quad \dots(11)$$

⑦ パワーコンディショナスタンバイ損失

低日射時には、アレイ出力が低いいため、インバータなどのパワーコンディショナが起動しない状態がある。これを、パワーコンディショナスタンバイ状態のために生じる損失と仮定する。アレイ面に到達するまでの損失量は考慮されるため、日陰損失量： $I_{HS}$ 、入射角依存性損失量： $I_{PI}$ と  $e_{AS}$ とを用いて式 (12) より求める。

$$\begin{aligned} h_A > 0 \text{ かつ } e_A = 0 & \quad I_{CS} = e_{AS} - I_{HS} - I_{PI} \\ h_A > 0 \text{ かつ } e_A > 0 & \quad I_{CS} = 0 \end{aligned} \quad \dots(12)$$

⑥ インバータ効率による損失

インバータ効率による損失量： $I_C$ は、 $e_A$ と  $e_P$ との差により式 (13) より求める。

$$I_C = e_A - e_P \quad \dots(13)$$

5. NEDO フィールドテストの解析結果

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。2000年1月から2000年12月までの69サイトの計測データをSVにより解析した結果をFigure 5に示す。

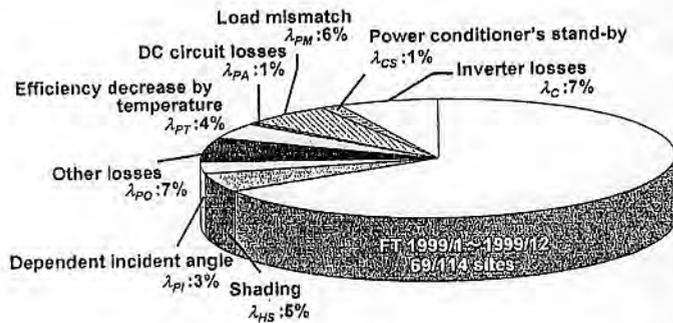


Figure 5: An evaluation result of FT data by the SV method

6. まとめ

本研究室で開発してきたSV法のこれまでの成果をまとめ、基本的モデルを改良し、更に入射角依存性・直流回路・パワーコンディショナスタンバイ損失の分離をおこなうことができた。

負荷整合や直流回路損失などの詳細については評価方法の妥当性未確認である。今後は、実システムによる実証実験により評価方法の妥当性を確認していく。また、推定データを用いた簡易評価方法の精度の向上を目指し、汎用性を更に高め、評価方法を確立させる。

謝辞

本研究に用いた計測データはNEDOフィールドテスト事業(公共用)において計測されたものをJQAにより纏められたものである。関係機関の各位に深く感謝いたします。

記号

• $P_{AS}$	: システム定格	[kW]
• $\alpha_{Pmax}$	: 温度係数	[W/°C]
• $H_A$	: 傾斜面全日日射量	[kWh/m <sup>2</sup> ]
• $H_{Ab}$	: 傾斜面直達日射量	[kWh/m <sup>2</sup> ]
• $H_{Ad}$	: 傾斜面散乱日射量	[kWh/m <sup>2</sup> ]
• $H_{Ar}$	: 傾斜面反射日射量	[kWh/m <sup>2</sup> ]
• $E_A$	: アレイ出力電力量	[kWh]
• $E_P$	: システム出力電力量	[kWh]
• $T_C$	: モジュール温度	[°C]
• $E_{AT}$	: 温度補正後アレイ出力電力量	[kWh]
• $E_{IP}$	: 理論アレイ出力電力量	[kWh]
• $E_{II}$	: 入射角依存性対応アレイ出力電力量	[kWh]
• $E_{AS}$	: 標準アレイ出力電力量	[kWh]
• $L_{HS}$	: 日陰損失量	[kWh]
• $L_{PI}$	: 入射角依存性損失量	[kWh]
• $L_{PI}$	: 入射角依存性損失量(直達成分)	[kWh]
• $L_{PI}$	: 入射角依存性損失量(散乱成分)	[kWh]
• $L_{PI}$	: 入射角依存性損失量(反射成分)	[kWh]
• $L_{PM}$	: 負荷整合損失量	[kWh]
• $L_{PT}$	: 温度による損失量	[kWh]
• $L_{PA}$	: 直流回路損失量	[kWh]
• $L_{PO}$	: その他の損失量	[kWh]
• $L_{CS}$	: パワーコンディショナスタンバイ損失量	[kWh]
• $L_C$	: インバータ損失量	[kWh]
• $R_{HS}$	: 日陰損失率	[-]
• $R_{PI}$	: 入射角依存性損失率	[-]
• $R_g$	: 散乱比	[-]
• $\beta$	: アレイ傾斜角	[deg]
• $\theta$	: 入射角	[deg]
• $\theta_{ed}$	: 入射角依存性対応角(散乱成分)	[deg]
• $\theta_{er}$	: 入射角依存性対応角(反射成分)	[deg]

参考文献

[1] Kosuke KUROKAWA, "Realistic PV performance values obtained by a number of grid-connected systems in Japan" "Energy Congress VI, 2000

[2] Takashi OOZEKI, Kenji OTANI, Kousuke KUROKAWA, et al "The Evaluation method of PV systems", PVSEC12th, JEJU, KOREA, 11-15 June 2001

[3] 赤坂 裕, ニノ宮 秀典ら「AMeDAS のデータを用いた時刻別日射量の推定法」, 空気調和・衛生工学回論文集 No.39, 1989/2

[4] Kosuke KUROKAWA, Daisuke UCHIDA Akihiko YAMAGUCHI, et al "Intensive Introduction of Residential PV Sstems And Their Monitoring by Citizen-Oriented Efforts in Japan", EUPVSEC 16<sup>th</sup>, Glasgow, May.1-5 2000

[5] 湯川 元信ら:「太陽電池モジュール温度上昇の推定」, T.IEE Japan, Vol116-B, No9, 1996

[6] 西川 省吾:「スタンドオフ方式アレイの太陽電池温度特性と空冷効果」, 太陽エネルギー日本太陽エネルギー学会 Vol.23, No.1 1997/1/31

[7] 井澤 敏泰, 大関 崇, 黒川 浩助ら:「太陽光発電システム計測データの品質診断法」, 太陽/風力エネルギー公演論文集(2001)

[8] JOHN A. DUFFIE, WILLIAM A. BECKMA, "SOLAR ENGINEERING OF THERMAL PROCESSES Second Edition", p 227-p228, A Wiley-Interscience Publication, JOHN WILEY & SONS, INC. 1991

## 太陽電池単セルによる充電回路

竹内 一平<sup>†</sup>      金井 康通<sup>‡</sup>      黒川 浩助<sup>†</sup>

<sup>†</sup> 東京農工大学工学部  
〒184-0012 東京都小金井市中町 2-24-16

<sup>‡</sup> NTT  
〒243-0198 神奈川県厚木市森の里若宮 3-1

E-mail: ippei@cc.tuat.ac.jp

### あらまし

太陽電池モジュール簡素化のため、太陽電池1セルの出力電圧を昇圧して二次電池の充電を行なう回路構成について検証した。実験の結果、太陽電池出力電圧が約0.3V以上の時に、昇圧し充電することができた。また、夜間等太陽電池からの出力が期待できないとき回路の消費電力を抑えるために昼夜判別回路を設けた。昼夜判別回路により二次電池に充電されているエネルギーの浪費を防ぐことができた。夜間の消費電力は0.1mWであり、3.7V、550mAhの二次電池を用いた場合、光照射が得られなくても1年間程度待機可能となり本システムの有効性が実証できた。

キーワード 太陽電池単セル, 昇圧回路, 充電, 昼夜判別回路

## A battery charging circuit powered by a solar cell

Kazuhira TAKEUCHI<sup>†</sup>, Yasuyuki KANAI<sup>‡</sup>, and Kosuke KUROKAWA<sup>†</sup>

<sup>†</sup> Faculty of Engineering, Tokyo University of Agriculture and Technology  
2-24-16 Nakacho, Koganei-shi, Tokyo, 184-0012 Japan

<sup>‡</sup> NTT  
3-1 Wakamiya Morinosato, Atsugi-shi, Kanagawa, 243-0198 Japan

E-mail: ippei@cc.tuat.ac.jp,

### Abstract

This paper describes a battery charging system powered by a solar cell. The system starts up by an internal rechargeable battery and boosts the voltage of the solar cell to charge the battery. The system charges the battery while the voltage of the cell exceeds 0.3 volts. To save power of the battery, the system has a control circuit which predicts a generation amount of the solar cell by a light sensor, and decides feeding power to the main circuits. The reducing power consumption is 0.1mW in nights.

Key words A solar cell, Boost converter, Battery charging circuit, Power management

## 1. 背景と目的

環境問題がクローズアップされ、エネルギーについても環境への負荷軽減が要望されている。太陽電池は、太陽エネルギーを電気エネルギーに直接変換し、構成が簡単で排気ガスや騒音が発生しないなど優れた特徴を持っている。

太陽電池は住宅には普及が進んでいるが、携帯機器のエネルギー源としては普及が進んでいない。これは、太陽電池モジュールの価格が高いことが主な要因となっている。太陽電池モジュールは、直列接続のための複雑なセル間配線とセル内短絡防止のための高精度なセル配置が必要であり、コストが下がりにくかった。コスト的に不利な直列接続をやめて、単体セルから発電エネルギーを得ることでセル間配線が不要となり、モジュールを簡素化できるが太陽電池単セルの出力電圧は0.5V程度であり携帯機器の動作電圧に比べかなり低い。太陽電池単セルの出力から携帯機器の動作電圧を得るには、昇圧回路により昇圧する必要があるが昇圧回路自体も電子回路であり単セルの出力電圧では動作できない課題があった。更に特性面では、太陽電池モジュールへの光量分布が均一でないと直列接続したモジュールは出力電流の大幅な低下を招き易いため、設置場所が限定される問題があった。

昇圧回路の動作に必要な電力を二次電池から供給し、単セル出力の昇圧出力により二次電池を充電するとともに携帯機器にエネルギーを供給する1W程度のシステム構成について検討した。また、単セルでは光量が不均一でも発電出力に影響されにくく、携帯機器への太陽電池利用方法として優れている。二次電池から昇圧回路に電力を供給し、太陽電池から得られる充電電力との割合である発電ゲインを高めるため消費電力の少ない昇圧回路を検討した。また夜間等は太陽電池から出力が得られないため、二次電池から昇圧回路に電力を供給することはエネルギーの無駄となる。この無駄をなくすため光センサを用いた昼夜判別回路を設け、発電ゲインが期待できない場合は、二次電池から回路への電力供給を停止する構成とした。また二次電池の過充電を避けるため過充電保護回路も搭載した。

本システムの動作と有効性について実証をおこなったので報告する。

## 2. システム構成

本システムの構成を図1に示す。システムは太陽電池単セル、昇圧回路、二次電池、定電圧制御回路、昼夜判別回路から構成した。二次電池は携帯機器に適したリチウムイオン電池を想定した。リチウムイオン電池の過充電を防ぐため、定電圧制御回路により電池に過充電が印加されない様にした。充電電流は太陽電池の最大出力時でも二次電池の電流制限を超えないシステム設計とし、充電電流の制御を不要とした。

システムの動作を説明する。昼夜判別回路は光センサによりシステムへの照射光量を測定し、日中など発電ゲインが期待できると判断した場合のみ、二次電池から昇圧回路に電力を供給する。昇圧回路はブーストコンバータとした。定電圧制御回路は昇圧電圧を監視して、昇圧電圧が設定電圧を超えた場合に昇圧回路内の矩形波発生回路にフィードバックを掛けPFM制御をおこなっている。

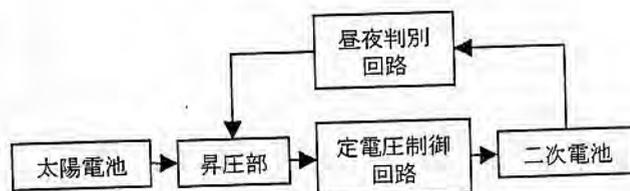


図1 システム構成のブロック図

また、発電ゲインを図2のように定義した

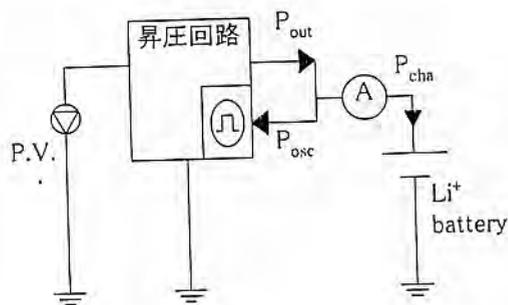


図2 発電ゲイン

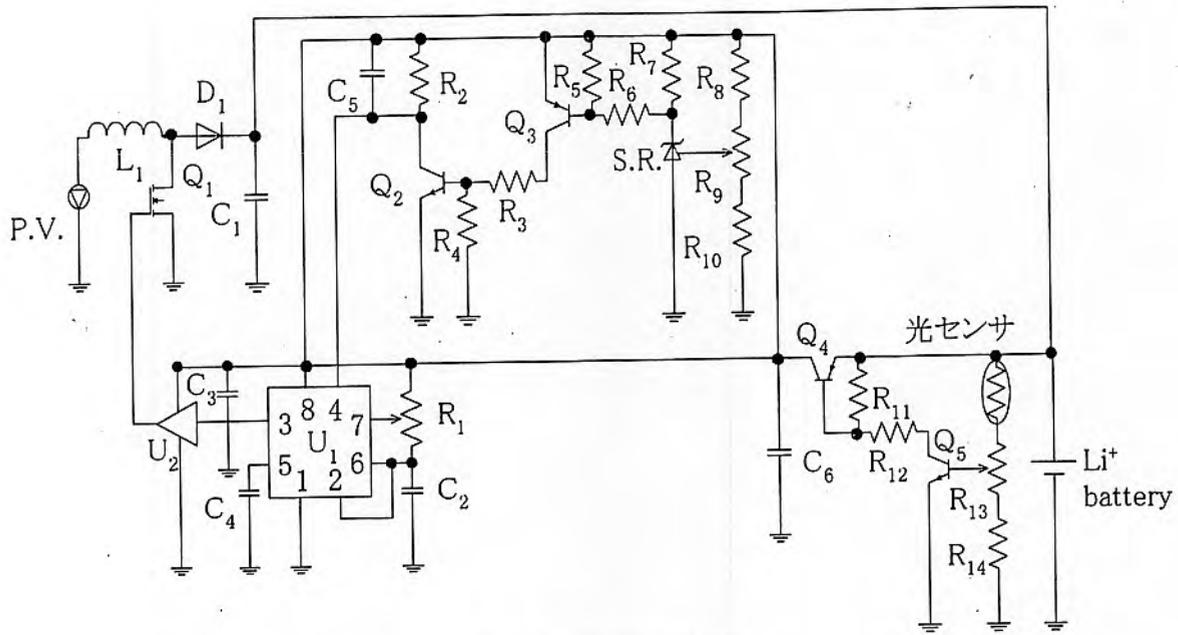


図3 システム回路図

図中の  $P_{out}$  は太陽電池の出力を昇圧した後の電力、 $P_{osc}$  は二次電池から昇圧回路に供給される電力、 $P_{cha}$  は二次電池を充電する電力である。これらの関係は①式であらわされる。

$$P_{cha} = P_{out} - P_{osc} \quad \dots \textcircled{1}$$

発電ゲイン  $G$  は

$$G = \frac{P_{cha}}{P_{osc}} = \frac{P_{out} - P_{osc}}{P_{osc}}$$

$$= \frac{P_{out}}{P_{osc}} - 1 \quad \dots \textcircled{2}$$

である。

発電ゲインは  $P_{osc}$  と  $P_{cha}$  が等しいとき  $G = 1$  となり、 $P_{out}$  が発生しない場合は  $G = -1$  である。

②式より発電ゲインを高めるには、 $P_{out}$  を大きくするか  $P_{osc}$  を小さくするかである。 $P_{out}$  は太陽電池の面積を大きくしたり、昇圧回路の変換効率を高めればよく、 $P_{osc}$  は消費電力を抑えればよい。

### 3. 回路構成

本システムの回路図を図3に示す。以下、図1に示した回路ブロックごとに説明する。

#### 3.1 昇圧回路

本研究で用いた昇圧回路を図4に示す。回路構成が容易なブーストコンバータを用いた。他励式とすることで、システム全体の制御を容易にするとともに、発振回路の消費電力の低減をねらった。

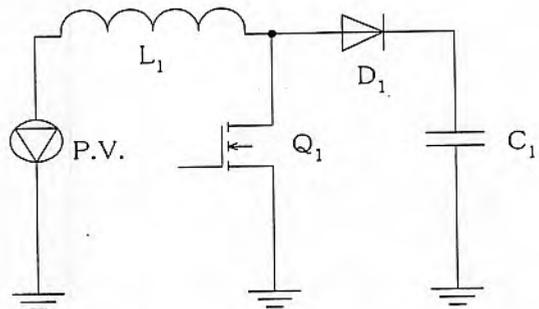


図4 ブーストコンバータ

### 3.2 矩形波発生回路

矩形波発生回路は矩形波発振回路とドライバ回路から構成した。矩形波発振回路として、バイポーラトランジスタ(図5)とCMOS構成(図6)のタイマーICを用いた2種類のマルチバイブレータを検討し、消費電力と駆動能力について比較した。比較結果を表1に示す。CMOS型の構成が消費電力と駆動能力の点でバイポーラ型の構成より優れた結果が得られた。バイポーラ構成非安定マルチバイブレータの出力電圧波形を図7に示す。バイポーラ構成は出力電圧の立ち下がりには急峻な波形が得られるが、立ち上がりには時間がかかる特徴がある。立ち上がりは時定数 $R_4 \times (C_2 + C_{Q4})$ により決まるので、立ち上がりを急峻にするには、 $R_4$ を小さくすれば良いが、消費電力の増大を招くことになる。一方、CMOS構成非安定マルチバイブレータの出力電圧波形を図8に示す。CMOS構成なので消費電力を低減できるがファンアウトが小さいので、バッファによるドライバを付加した。発振周波数が約45kHzの時にバッファ回路を含め消費電力が0.65mWとなった。特性比較結果から、矩形波発振回路はタイマーICを用いたCMOS構成のマルチバイブレータとバッファによる構成とした。

表1 発振回路の特性比較

	バイポーラ型	CMOS型
最低動作電圧	0.6V	1.2V
消費電力(4.2V 入力時)	21mW	0.65mW
出力波形	△	○

(動作電圧 4.2V、スイッチング周波数 45 kHz)

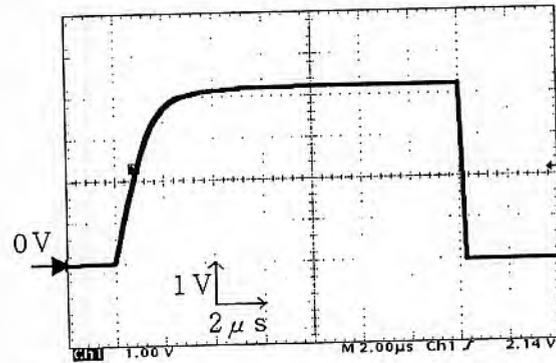


図7 バイポーラ構成非安定マルチバイブレータの出力波形

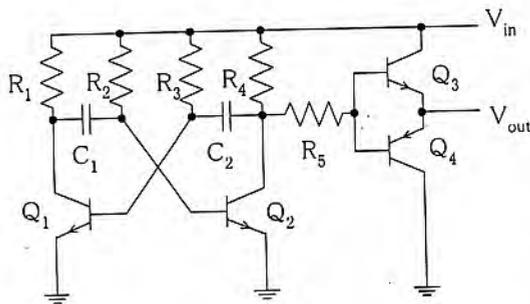


図5 バイポーラ型非安定マルチバイブレータ

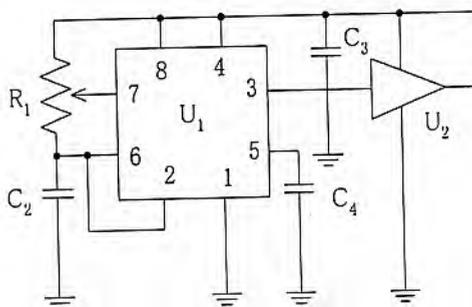


図6 CMOS型非安定マルチバイブレータ

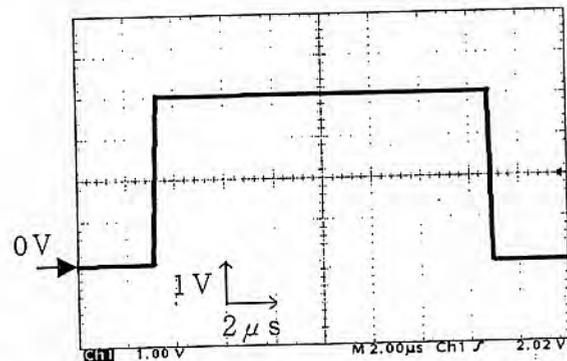


図8 CMOS構成非安定マルチバイブレータの出力波形

### 3.3 定電圧制御回路

リチウムイオン電池の過充電を防ぐため、太陽電池の出力を昇圧した後の電圧は高い精度で定電圧化することが求められる。一般にリチウムイオン電池の充電終止電圧は $4.20 \pm 1\%$ 程度の精度が必要とされるため、これを満たすように定電圧制御しなければならない。

検討した定電圧制御回路を図9に示す。昇圧した電圧 $V_{in}$ をシャントレギュレータと $R_8$ 、 $R_9$ 、 $R_{10}$ による設定値と比較して、昇圧回路の出力電圧が設定電圧より高ければトランジスタ $Q_2$ が導通し前節の矩形波発振回路の動作を禁止して昇圧回路の動作を止める構成となっている。

図10は太陽電池の出力電圧が0.5Vにおける充電終止電圧付近の充電時間と充電電圧の関係である。充電電圧が4.2Vになると定電圧制御回路によりシステムの昇圧動作が禁止される。そのため、充電電圧がこれ以上増加しない。しかし、常に二次電池から昇圧回路に電力供給されているので充電電圧が徐々に減少する。そして、電圧が下がり再び充電が可能と定電圧回路が判断すると二次電池の充電が再開される。充電動作はこれを繰り返しおこなっている。また、図10より充電終止する電圧は4.21Vで、充電再開電圧は4.17Vであり、これらの電圧の差は4.20Vの1%以内に収まっていることよりこの定電圧制御回路の構成でリチウムイオン電池を充電可能であることが検証できた。また、この回路の消費電力は最大で1mWであった。

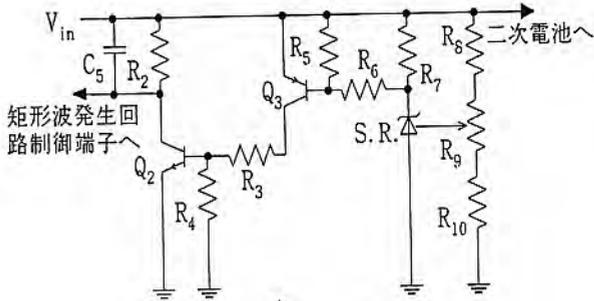


図9 定電圧制御回路

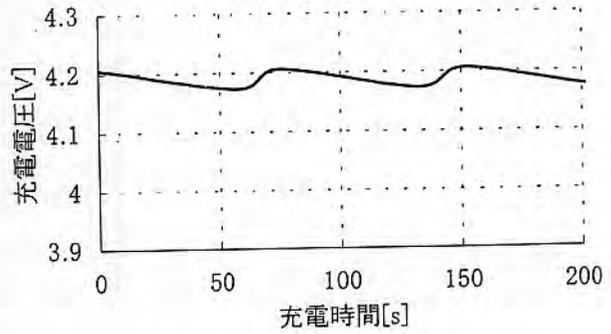


図10 充電時間－充電電圧特性

### 3.4 昼夜判別回路

図11は昼夜判別回路がシステムにない場合の充電電力 $P_{cha}$ と発電ゲイン $G$ の関係である。

$P_T$ は発電ゲイン $G$ が1となる充電電力である。 $P_{cha}$ が $P_T$ より大きい場合、発電ゲイン $G$ が1を超えて投資した電力よりも大きな電力を得ることができる。また、 $P_{cha}$ が $P_T$ より小さい場合は、発電ゲイン $G$ は1未満となり昇圧回路を動作させない方がよい。

$P_{cha} > P_T$ のときに昇圧回路を動作させる方法として、光センサにより $P_{cha}$ を予測して $P_T$ 以上であれば昇圧回路に電力を供給する昼夜判別回路を設けた。

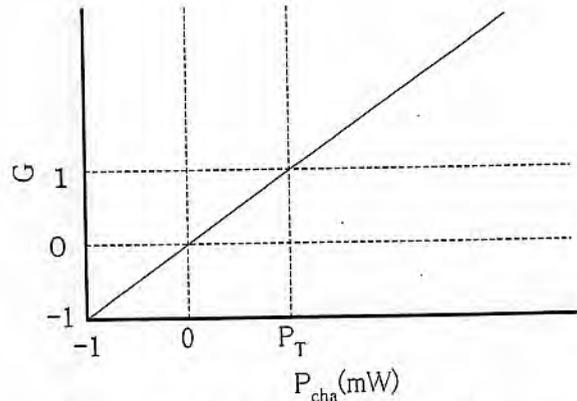


図11 充電電力－発電ゲイン特性

昼夜判別回路の構成を図12に示す。光照射により光センサの抵抗値がシステムの発電ゲインが得られる値まで減少すると、 $Q_5$ が導通して、二次電池から矩形波発生回路と出力電圧制御回路に電力が供給される構成とした。

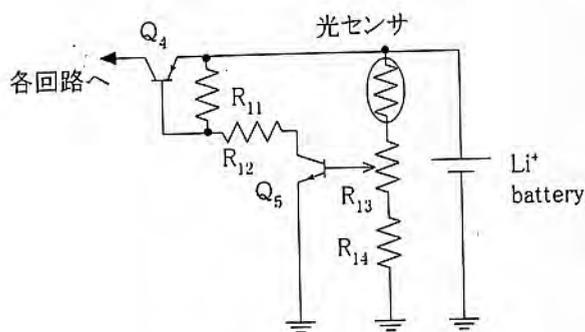


図12 昼夜判別回路

#### 4. 実験と結果

図3のシステムを実験にて実証した。定量的な特性評価をおこなうため、太陽電池と二次電池を定電圧源に置き換えた。太陽電池電圧は0.0Vから0.6Vまで可変した。また二次電池の電圧は4.2Vとした。

本システムについて以下の項目について特性を評価した。

- ・ 充電可能電圧の評価：  
システムが動作する太陽電池入力電圧範囲
- ・ システムが起動可能な二次電池電圧：  
昇圧回路等を駆動でき二次電池を充電することができる二次電池電圧範囲
- ・ 昼夜判別回路の有効性
- ・ 発電ゲインの評価

##### 4.1 充電可能電圧の評価

太陽電池出力電圧と充電電圧との関係を図13に示す。太陽電池の出力電圧が約0.3Vを超えると太陽電池の出力電圧を昇圧し定電圧制御回路により4.2Vの定電圧を得られ充電することができた。しかし、太陽電池の出力が約0.3V以下の場合、シ

ステムを動作させるために二次電池から供給される電力がシステムに入力させる太陽電池出力電力より大きいため、二次電池を充電することができなかった。

次に、図14に太陽電池の出力電圧が0.6Vのときの充電電流と充電電圧の関係を示す。定電圧制御回路により太陽電池の出力は4.2Vに定電圧化されていることがわかる。また、充電電流は最大で約15mA得ることができた。日射変動などで太陽電池の出力が小さくなると充電電圧は定電圧制御されているので、二次電池の充電電流は小さくなる。そして、太陽電池の出力電圧が0.3V以下になると充電電流を得ることができない。

図13、14をもとにシステムが太陽電池単セルで動作可能か検証をおこなった。太陽電池単セルは、快晴時において約0.5V程度の出力電圧が見込まれる。上記の結果よりシステムは0.3V以上で動作することが確認できているため、太陽電池単セルで二次電池を充電できることが検証できた。

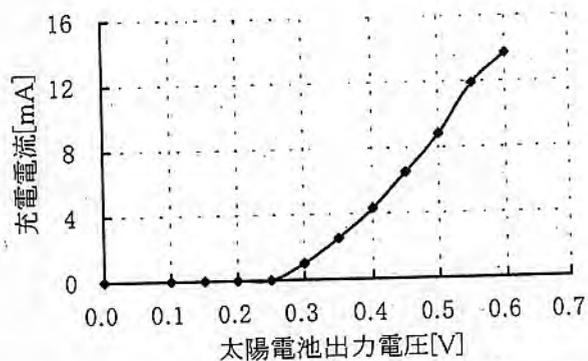


図13 太陽電池の出力電圧－充電電圧特性

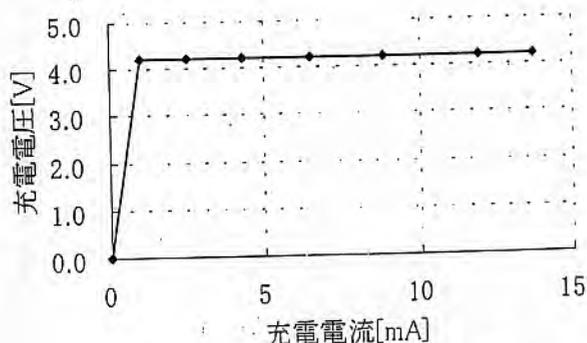


図14 充電電流－充電電圧特性

#### 4.2 システムが起動可能な二次電池電圧

定電圧制御回路と矩形波発生回路を駆動させ、昇圧回路を動作させて二次電池の充電を可能とさせる二次電池の電圧を測定した。実験の結果、システムに約0.3V以上の太陽電池の出力電圧を印加してある場合、二次電池の放電電圧が1.5V以上であれば昇圧回路が動作し二次電池を充電することができた。今回、二次電池として想定したリチウムイオン電池は放電終止電圧が約3.0Vなのでリチウムイオン電池の動作範囲での充電動作が検証できた。

#### 4.3 昼夜判別回路の有効性

昼夜判別回路の有効性を検証するために昼夜判別回路がシステムにない場合、夜間のシステム全体の消費電力は昼間のシステム全体の消費電力と同等の値とし評価をおこなった。まず、昼夜間にシステム全体が消費するエネルギーを測定した。

昼夜判別回路をシステムに搭載している場合、昼間の消費電力は9mW、夜間の消費電力は0.1mWであった。また、昼夜判別回路がシステムに搭載していない場合は、昼夜ともに消費電力は9mWである。システムの待機電力は二次電池が供給しているので、昼夜判別回路の有効性を二次電池の連続放電継続時間から検証した。ただし、二次電池が満充電の状態から二次電池が放電を終止するまでの間のシステム待機時間を比較した。二次電池の連続放電継続時間を算出するにあたり、二次電池として想定したリチウムイオン電池の容量は3.7V、550mAhとした。計算の結果、昼夜判別回路が搭載されていない場合、不日照条件下においてシステムの稼働時間はわずか9日間であったが、システムに昼夜判別回路が搭載されている場合、1年間はシステムが稼働することがわかった。これにより昼夜判別回路の有効性を検証することができた。

#### 4.4 発電ゲインの評価

二次電池から昇圧回路に供給される電力は4.3節より昼間にシステムが消費する電力と等しいので $P_{osc}$ は9mWである。発電ゲインが1となる充電電力は2章の②式より9mWなので $P_T$ は9mWである。この値を基に昼夜判別回路の抵抗値を設定

し、評価をおこなった。測定の結果、図15に示す充電電力と発電ゲインの関係が得られた。

図15より発電ゲイン1が得られる充電電圧 $P_T$ は9mWであった。また、充電電力が $P_T$ より小さい場合は発電ゲインが0となり、昼夜判別回路が機能していることがわかる。

2章の②式より昼間等、システムの充電が期待できる時、発電ゲイン $G$ は $P_{cha}$ に対しリニアに増加する。

図15から、昼夜判別回路が有効に機能していることがわかる。

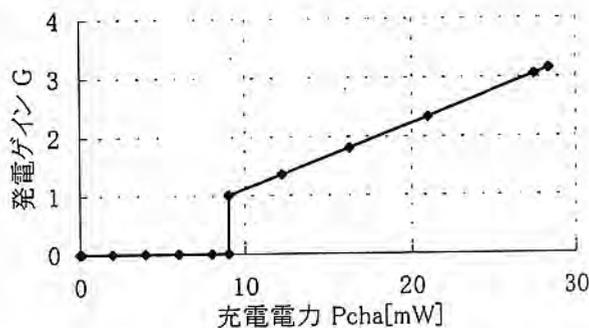


図15 充電電力-発電ゲイン特性

#### 5. まとめ

太陽電池単セルの出力電圧を昇圧し、昇圧した後の電力を二次電池に充電する回路構成について検討をおこない実験により評価した。太陽電池単セルの出力電圧が小さいため、二次電池により昇圧回路を起動し太陽電池出力を昇圧することで二次電池の充電と外部に電力を供給する構成とした。

システムは、太陽電池1セル、昇圧回路、矩形波発生回路、出力電圧制御回路、昼夜判別回路から構成した。

実験の結果、太陽電池の出力電圧が0.3V以上で二次電池を充電することができた。また、二次電池電圧が1.5V以上で昇圧回路を起動できた。昼夜判別回路の搭載により、夜間の消費電力を9mWから0.1mWへの低減ができた。これは、太陽電池から出力が得られなくても3.7V、550mAhの二次電池の場合1年間待機することができることがわかった。上記から本システムの有効性が実証できた。

# 太陽電池単セル昇圧回路へのMPPT制御の適用

## A battery charging circuit with maximum power point tracking control powered by a single solar cell

○竹内 一平 (農工大) 金井 康通 (NTT) 黒川 浩助 (農工大)

Kazuhira TAKEUCHI, Tokyo University A&T, 2-24-16, Nakacho, Koganei-shi, Tokyo  
Yasuyuki KANAI, NTT  
Kosuke KUROKAWA, Tokyo University A&T

This paper describes design and characteristics of maximum power point tracking method (MPPT) for a new mobile charging system powered by a single solar cell. To reduce the power consumption of the system, we investigated variation of the MPPT algorithm. We applied a modified Constant Voltage method (CV) instead of Perturb and Observe method (P&O). Generated power using these methods is three times larger than that of non-MPPT system. Moreover, the power consumption of the CV method has decreased 20% compared to the P&O method.

**Keyword:** A single Solar cell, Battery charging circuit, MPPT control method

### 1. はじめに

携帯電話をはじめとして携帯機器が普及している。これらの機器は電池で動作するため、動作時間が有限である。外出時においてもこれらの機器への電力供給や充電が要求される。充電が外出時でも行なえることが望ましい。

太陽光発電は、太陽光から直接携帯機器を充電するのに必要な電力が得られ、また燃料電池と異なり燃料が不要なので、携帯機器への電力供給源としてメリットがある。太陽電池モジュールのコストが普及への課題となっているが、我々はモジュールが不要な太陽電池1セルにて動作する充電・給電システムを提案し、実証を行なった<sup>[1]</sup>。

本論文では、携帯機器への供給電力の最大化と太陽電池面積の有効活用を図るため、太陽電池1セルによる充電システムに太陽電池の発電電力の最大点追従(Maximum Power Point Tracking: 以下MPPT)制御を付加することの有効性を示す。また、MPPT制御のアプローチ法の比較を併せて報告する。

### 2. システム構成とMPPT制御

本研究で用いた太陽電池の特性を表1に示す。また、システム構成を図1に示す。太陽電池は多結晶シリコンの1セルのみを使用した。太陽電池からの出力電圧は0.6V未満であり、通常の電子機器は動作できない。本システムでは、太陽電池の発電電力を昇圧コンバータで昇圧してシステムに内蔵した二次電池を充電し、同時に外部に電力供給する。二次電池は、外部への電力供給の安定化を図るとともに、昇圧コンバータ及びMPPT制御に必要なマイクロコントローラや電流・電圧センサへ電力を供給している。マイクロコントローラは8bitで、太陽電池の電圧と電流を取り込み、MPPT演算結果に基づいて、直接PWM信号を生成し、昇圧コンバータを駆動する。因みに、夜間など太陽電池の発電電力が少なく、システムの消費電力が発電電力を上回る状態では、光センサによりシステムへの給電を停止する昼夜判別回路を搭載しているため、不日照により二次電池が放電することはない<sup>[1]</sup>。

太陽電池からの出力最大化のアプローチとして、山登り

法(Perturb and Observe: 以下P&O)と太陽電池の出力電圧が一定になるように制御する電圧追従法(Constant Voltage: 以下CV)との2つの方法<sup>[2]</sup>を試み、実験にて有効性を評価した。これら2つの方法はマイクロコントローラにソフトウェアとして搭載し実行した。山登り法は電力を求めるため、電圧と電流の乗算が必要である。ハードウェアを最小限にして消費電力を低減するため、乗算は乗算器を用いず、ソフトウェアで実行した。電流・電圧センサからの信号は10bitのA/Dコンバータにて量子化した。A/Dコンバータの分解能は、使用した太陽電池のI-V特性、P-V特性から求めることができ、MPPT制御の精度を高めるには高分解能なADコンバータが要求される。本システムでは、MPPT制御精度を1%とした結果、ADコンバータは10bitの分解能が要求された。10MHzの時に乗算を一回行なうのに要する時間は、最大で1msecであり、山登り法は最大点算出に時間を要する。電圧追従法は、予め太陽電池のP-V特性より最大点が見られる時の太陽電池の出力電圧を求めておき、その電圧値になるように、昇圧コンバータにPWM制御を行なう。そのため、電力を求める必要が無く計算量が少ないため、マイクロコントローラの動作周波数を下げることができ、大幅に消費電力を低減することができる。本システムでは、制御簡易化のため、P-V特性の温度補正は省略した。また、PWM信号の周波数は10kHzとした。

Table1 Characteristics of a single solar cell

Open Circuit Voltage	Short Circuit Current	Output Power
0.6V	1.4A	0.6W

Values were measured under A.M.1.5

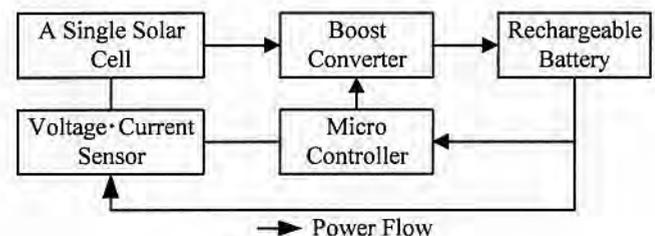


Fig. 1 System Structure

### 3. 実験

図1で示したシステム構成と、表1より得られた太陽電池単セルの諸特性より図2に示す回路を構成した。定量的な評価を行なうため、人工太陽を用い日射量を変化させた。

マイクロコントローラの動作周波数が10MHzのとき、消費電力は9mWであった。山登り法は、演算時間を要する乗算を行なうため、最大点算出に時間を要する。電圧追従法は、乗算を行わないため演算が少ないので最大点を瞬時に算出できる。そのため、マイクロコントローラの動作周波数を2MHzに下げ、山登り法と電圧追従法の最大点算出時間を一致させたところ、電圧追従法の消費電力が1.8mWに減少した。

### 4. 実験結果

#### 4.1 日射量によるMPPT制御の有効性

MPPT制御(山登り法)付加による太陽電池の出力電力を比較した。MPPT制御を行わない場合は昇圧回路をPWM制御せず、デューティ比を一定で駆動した。

実験結果を図3に示す。日射量が大きいたときはデューティ比一定で昇圧回路を駆動しても、MPPT制御を行なったときと同等な電力を得ることができたが、日射量が小さくなるとMPPT制御を行なうことにより、約3倍大きな出力電力を得ることができた。これより、MPPT制御を付加することの有効性が検証された。

#### 4.2 MPPT制御アプローチ方法による電力比較

図4は図2から得られた太陽電池の出力電力と出力電圧の関係である。各々の日射量における出力電力の最大値を比較した。比較した結果、太陽電池の最大出力電力値は図5のようにほぼ一定の電圧値で得られることがわかった。このため、MPPT制御精度は低いが太陽電池の出力電圧だけでMPPT制御を行なう電圧追従法(CV)を山登り法(P&O)と比較することで電圧追従法の有効性を検討した。

各MPPT制御方法で最大電力点を算出した結果、図6のようになった。山登り法と電圧追従法で得られる電力にほとんど差が見られず、MPPT制御を行わないときより大きな電力を得ることができた。日射量が大きいたとき、電圧追従法で得られた電力が制御精度の高い山登り法で得られた電力より大きくなった。これは、太陽電池の出力電流が大きくなると電流センサの電流検出精度が低下するので、太陽電池のP-V特性とマイクロコントローラが算出するP-V特性に誤差が生じたためである。

以上の結果より、電圧追従法でもMPPT制御を行なうことの有効性が検証された。

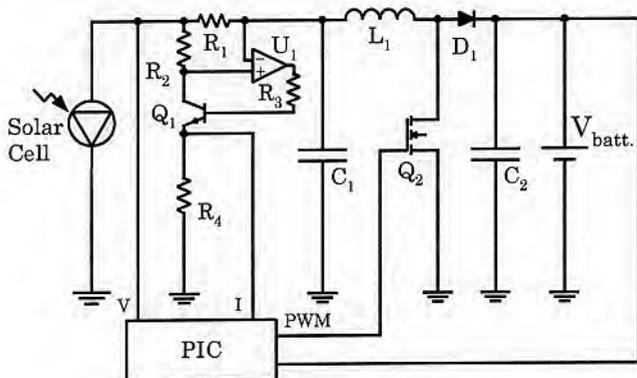


Fig. 2 MPPT control Circuit

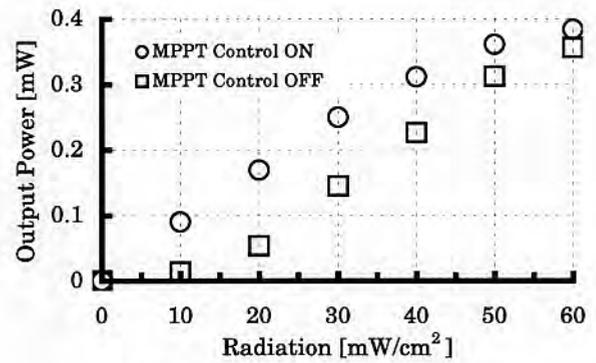


Fig. 3 Characteristics of Radiation

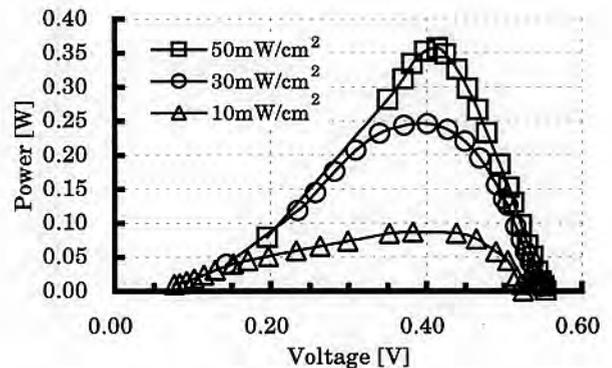


Fig. 4 Characteristics of P-V Curve

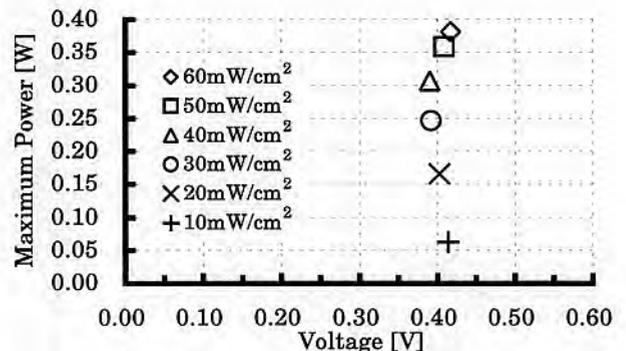


Fig. 5 Characteristics of Maximum Power

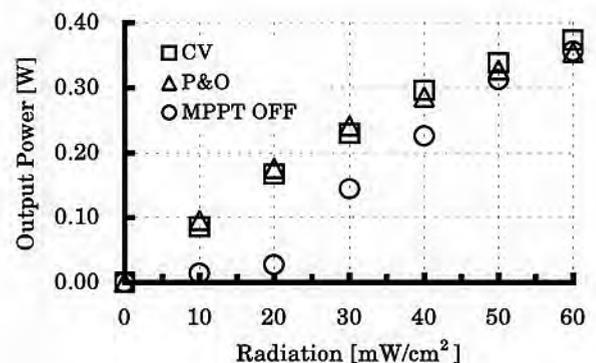


Fig. 6 Characteristics of Radiation

## 5. まとめ

本稿において、太陽電池の出力最大化と面積の有効活用を図るため、太陽電池1セルによる充電システムに太陽電池の発電電力のMPPT制御を付加することの有効性の検証およびMPPT制御のアプローチ法の比較を行なった。

実験の結果、MPPT制御を行なうことで日射量が小さいときに約3倍大きな出力電力が得られMPPT制御付加の有効性が検証された。また、MPPT制御のアプローチ法として、電圧追従法と山登り法を比較した。出力特性は両者とも同等な値を得ることができたが、電圧追従法は演算処理が少ないので、マイクロコントローラの動作速度を下げ、消費電力の低減を図ることができることがわかった。電圧追従法は太陽電池を用いた携帯充電システムのMPPT制御手段として有効である。

## 参考文献

- [1] 竹内, 金井, 黒川「太陽電池単セルによる昇圧回路」  
電子情報通信学会, 電子通信エネルギー技術研究会,  
pp. 31-37, 2001/11
- [2] D.H.Hohm and 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, pp. 1699-1702, 2000

# 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

学生会員 大関 崇\* (東京農工大学)      学生会員 井澤 敏泰 (東京農工大学)  
会員 大谷 謙仁 (産業技術総合研究所)      杉浦 忠敏 (日本品質保証機構)  
高橋 清臣 (日本品質保証機構)      中村 洋之 (日本品質保証機構)  
会員 黒川 浩助 (東京農工大学)

## Validation analyses of the Sophisticated Verification method under the operation of grid voltage rise suppression mode.

Takashi OOZEKI\*, Toshiyasu IZAWA\*, Kenji OTANI\*\*, Tadatoshi SUGIURA\*\*\*,  
Kiyoomi TAKAHASHI\*\*\*, Hiroyuki NAKAMUERA\*\*\* and Kosuke KUROKAWA\*

\*Tokyo University of Agriculture and Technology (TUAT)  
Naka-cho, Koganei, Tokyo, 184-8588 Japan  
E-mail: kurochan@cc.tuat.ac.jp, oozeki@cc.tuat.ac.jp, URL: <http://www.tuat.ac.jp/~kurochan/>  
Phone: +81-42-388-7132, Fax: +81-42-385-6729

\*\* National Institute of Advanced Industrial Science and Technology (AIST)  
AIST Tsukuba Central 2, 1-1-1 Umezono, Tsukuba, Ibaraki 305-8568 Japan

\*\*\* Japan Quality Assurance Organization (JQA)  
Solar Techno Center, 2-24-10 Handasan, Shizuoka, 433-8112 Japan

### 1. 背景・目的

太陽光発電(PV)システムは、メンテナンスフリーを売りとしてきたが、現実にはアレイにかかる日陰、汚れ・劣化の影響、パワーコンディショナの故障・調整不良・出力絞り、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がある。そのため今後は、PV の生涯管理が重要な課題となってくると考えられ、本研究は、PV システムを運用管理する上で最も重要な運転・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きた。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の一つとして、Sophisticated Verification(SV)法を開発してきた[1][2][3]。本報告では、JQA(日本品質保証機構)によりまとめられた、NEDO フィールドテスト(FT)事業(公共用)のデータを SV 法により解析した結果と、現地調査によるパワーコンディショナ(以下インバータ)による電圧上昇抑制運転状態の実例との比較検討について報告する。

### 2. 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[1][2][3]。必要計測データ・損失過程は以下の通りである。

～計測データ～  
① 傾斜面日射量 :  $H_A$  [kWh/m<sup>2</sup>]  
② アレイ出力電力量 :  $E_A$  [kWh]  
③ システム出力電力量 :  $E_P$  [kWh]

④ モジュール温度 :  $T_c$  [°C]  
～損失過程～  
① 日陰による損失 :  $\lambda_{HS}$   
② 入射角依存性による損失 :  $\lambda_{PI}$   
③ 温度の影響による損失 :  $\lambda_{PT}$   
④ 負荷整合等による損失 :  $\lambda_{PM}$   
⑤ 直流回路による損失 :  $\lambda_{PA}$   
⑥ 汚れ・劣化・定格容量誤差などによる損失 :  $\lambda_{PO}$   
⑦ パワーコンディショナスタンバイ損失 :  $\lambda_{CS}$   
⑧ インバータによる損失 :  $\lambda_C$

### 3. 電圧上昇抑制運転状態の現地調査による実例

#### 3.1 福岡県のサイト(サイト 1)

##### 3.1.2 システム概要

① アレイ定格容量 : 10.152 [kW]  
② 所内変圧器 : 150 [kVA], 6,600/210 [V]  
③ インバータ定格 : 4.4 × 2 [kW]

##### 3.1.3 現地調査結果

① 夏季の天気の良い日にインバータ電圧が上昇し、電圧抑制機能が働いていた。  
② 昼間の照明を負荷としており、システム定格に対して、軽負荷である。  
③ 受電電圧の点検記録  
・ 2001/6/14 6,600 [V]  
・ 2001/7/13 6,800 [V]  
・ 2001/8/9 6,800 [V]  
・ 2001/9/14 6,750 [V]

・2001/10/15 6,700 [V]

以上のように、8～11月の間で受電電圧の上昇により、電圧上昇抑制機能が働いたと考えられる。

### 3.2 宮城県のカイト(カイト2)

#### 3.2.1 システム概要

- ① アレイ定格容量 : 10.500 [kW]
- ② 所内変圧器 : 50 [kVA]
- ③ インバータ定格 : 10 [kW]

#### 3.2.2 現地調査結果

- ① 2001/7の天気の良い日にインバータ電圧が上昇し、電圧上昇抑制機能が働いていた。その後、8、9月と同じ事象が見られた。
- ② インバータの自動電圧調整タップの設定値が最低値となっていた。電圧上昇抑制機能設定タップ切り替えは222V～229(1V刻み)で222V設定。
- ③ 受電電圧は、夏季、冬季の需要の多い時期に6700～6900Vとなっていた。

以上のように、2001/7～9月の間で設定値が低いため、電圧上昇抑制機能が働いたと考えられる。図1に、1999/8の傾斜面日射量とアレイ出力電力量・システム出力電力量との相関図を示す。点のばらつきから分かるように、日射量があるにもかかわらず、アレイ・システム出力が抑制されていると予想される。

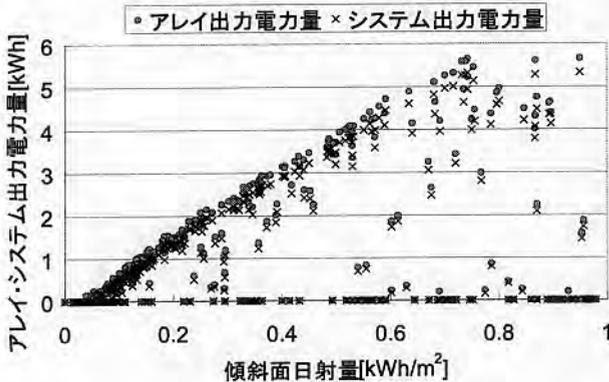


図1 傾斜面日射量とシステム出力電力量との相関図

### 4. SV法解析結果

図2にカイト1における、SV法解析結果を示す。期間は、1998/4～2000/12で月間のシステム出力係数と各損失割合をあらわしている。電圧上昇抑制機能が働いたと思われる毎年8月～10月に、負荷整合の損失が大きくなっており、電圧上昇抑制機能によって、システム出力が絞られる損失は、負荷整合に含まれることが分かった。負荷整合損失の増加により上記事例の発見が可能であることを示唆できた。図3にカイト2の1998/11～2000/10におけるSV法解析結果を示す。1999/8、9とスタンバイ損失が極端に多いことが分かる。これは、電圧上昇抑制機能によりインバータが停止していることによる影響である。他の1999/12～2000/2、2000/8、7は負荷整合が多く、図1のような現象がみられ、電圧上昇抑制機能が働いていると予想できる。逆に、1999/11などにはこの傾向は見られず、正しく評価できていることが確認できた。2つの事例から、負荷整合損

失とスタンバイ損失の評価により、インバータによる電圧上昇抑制の発見とその定量的な評価ができることが示された。

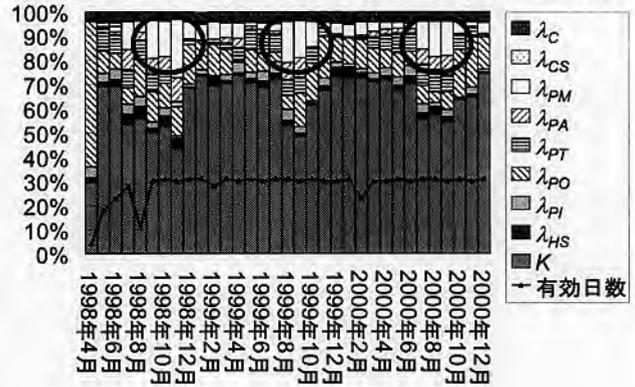


図2 SV法解析結果(カイト1)

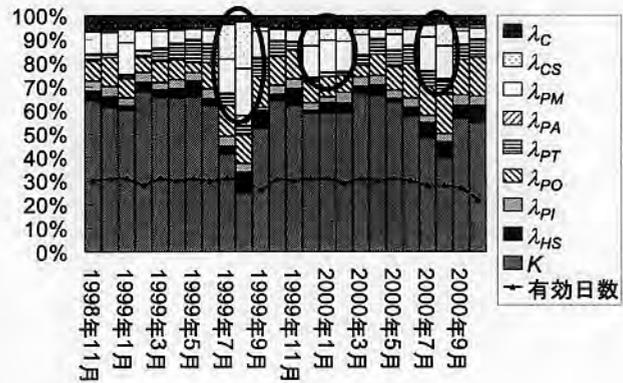


図3 SV法解析結果(カイト2)

### 5. まとめ

電圧上昇抑制運転状態とSV法解析結果との比較をおこなった。電圧上昇抑制機能により、インバータが完全に停止する場合には、スタンバイ損失が増加する。また、停止はしない、もしくは1時間の積算間隔より短いスパンで停止起動を繰り返す場合、負荷整合の損失が増加することが確認できた。2つの損失の傾向よりインバータの電圧上昇抑制を発見することができる。また、その相対的な値より定量的な評価も可能であり、SV法を使用することにより、運転診断・故障診断を行えることを示した。

今後は、電圧上昇抑制による損失は、本来負荷整合に含まれる損失であるため、実際の事例と照らしあわせ、時系列の情報などを取り入れることにより、スタンバイ損失に含まれていた損失を分離し、更なる詳細な、運転管理評価方法を確立していく。

#### 参考文献

- [1] Kosuke KUROKAWA, "Realistic PV performance values obtained by a number of grid-connected systems in Japan" Energy Congress VI, 2000
- [2] Takashi OOZEKI, Kenji OTANI, Kousuke KUROKAWA, et al. "The Evaluation method of PV systems", PVSEC12th, JEJU, KOREA, 11-15 June 2001
- [3] 大関 崇, 井澤 敏泰, 大谷 謙仁, 黒川 浩助: 「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/風力エネルギー講演論文集(2001), 平成13年11月, 香川, 455～462

# 衛星雲画像の空間周波数を用いた日射量予測法の研究

(学生員) 高橋 里枝\*, 谷口 浩成(東京農工大学)  
(正員) 大谷 謙仁(産業技術総合研究所), 黒川 浩助(東京農工大学)

## Irradiation Forecast by Using Spatial Frequency on GMS Image

Satoe Takahashi, Hironari Taniguchi (Tokyo University of Agriculture and Technology)  
Kenji Otani (National Institute of Advanced Industrial Science and Technology)  
Kosuke Kurokawa (Tokyo University of Agriculture and Technology)

### 1. はじめに

太陽光発電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、電力供給運用に大きく影響を与える可能性がある。そこで著者らはこれらの問題の軽減を目指して、衛星雲画像を利用した日射量予測法の研究を進めている。これまで著者らは日射量予測の基礎研究<sup>(1)</sup>として、2枚の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(雲による日射の反射率)を予測する方法を開発してきた。本報告では、この雲アルベド算出法を改良した、衛星雲画像から得られる空間周波数を用いた予測法について検討した。

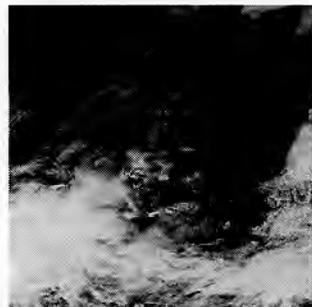


図2 雲アルベド画像例(1998年5月5日正午)

### 2. 空間周波数を用いた雲移動ベクトル算出法

#### (1) 予測に用いる雲画像データサイズ

予測には、気象衛星『ひまわり』(GMS)5号から1時間に1枚ずつ配信される衛星雲画像を使用した。実際に予測を行うにはこの衛星雲画像から必要な範囲のデータだけを抽出するため、用いる画像の範囲(以下データサイズ)を決める。高速フーリエ変換(以下FFT)を使用するために、 $2^n \text{ pixel} \times 2^n \text{ pixel}$  のデータサイズを設定する。この際、雲アルベドを求めたい観測地点が画像中央になるようにデータを取得する。

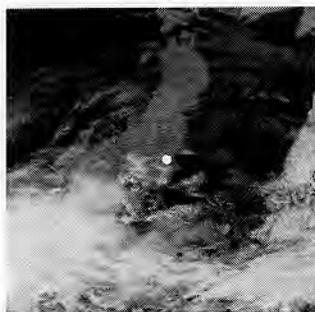


図1 1998年5月5日正午の可視画像  
データサイズ  $256 \text{ pixel} \times 256 \text{ pixel}$   
(画像中央の点は観測地点)

#### (2) 雲アルベド画像の作成

取得したデータサイズの衛星雲画像を用いて、予測日までの1ヶ月間の地表面データを観測する<sup>(1)</sup>。そこから算出された地表面データを元の衛星雲画像から取り除き、地表面を排除した、雲アルベド画像を作成する(図2参照)。

#### (3) 雲移動の算出

雲移動を算出するには、時間の異なる2枚の画像を使用する。1時間前の画像と現在の画像それぞれにFFTを施す。これにより得られたデータのうち、位相データを用いて逆高速フーリエ変換(IFFT)を施し、フーリエ位相データを求める。図3では、輝度が高いほど位相が大きいことを示している。



図3 フーリエ位相画像例  
(1998年5月5日 左: 11時, 右: 正午)

これら2つのデータの類似度を算出し、類似度の最大ピーク値を算出する。過去画像  $f(x, y)$  と現在画像  $h(x, y)$  のフーリエ位相画像を  $f^\phi(x, y)$ ,  $h^\phi(x, y)$  とすると、類似度分布  $g(x, y)$  は以下の式で算出できる<sup>(2)</sup>。

$$g(x, y) = \iint f^\phi(x, y) h^\phi(x, y) dx dy \quad (1)$$

(ただし、 $x, y$  は画像の  $x$  座標、 $y$  座標を表す)

類似度の最大ピーク値を観測した地点  $(x, y)$  から、2枚の画像の位置がどれくらいずれているかを読み取ることができる。過去と現在の2枚の画像を比較して画像の位置のずれが検出されたということは、過去から現在にかけてそれだけ雲が動いたと判断することができる。よって類似度の

最大ピーク値の位置を調べることで、過去から現在の雲の移動を算出することができる。

算出した雲の移動データを雲移動ベクトル  $C = (C_x, C_y)$  とし、現在の画像が雲移動ベクトル  $C$  で 1 時間後の画像に移行すると仮定する。

### 3. 雲アルベド予測の評価 (1)雲アルベド予測の結果

フーリエ変換で算出した雲移動ベクトルを使った、雲アルベドの予測結果を図 4 に示す。予測結果の評価には反射率誤差(実測反射率と予測反射率の差)を用いた。予測期間、時間、観測地点は以下のとおりである。画像データサイズは、使用する雲アルベド画像中の雲の状態、形状等を考慮して、 $2^n \text{pixel} \times 2^n \text{pixel}$  サイズになるように設定した。

予測期間：1998年5月～1999年4月  
 予測時刻：11時～13時  
 予測地点：茨城県つくば市  
 (北緯  $36.5^\circ$  , 東経  $140.5^\circ$  )

結果を比較するために、相互相関法を用いた予測法<sup>(1)</sup>の結果も同時に示す。

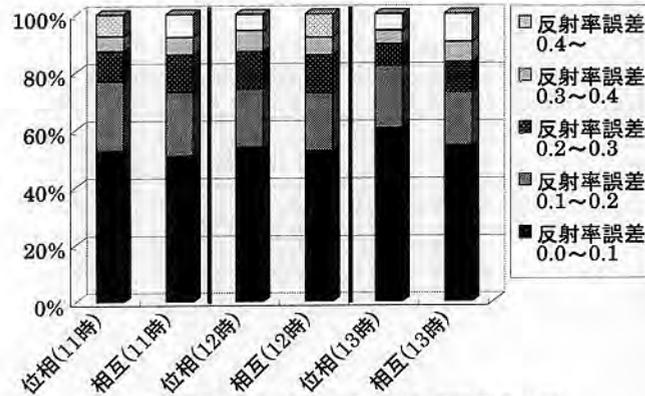


図 4 各時間における年間反射率誤差の割合

図 4 より、位相相関法の方が相互相関法よりも全反射率誤差に対する低い反射率誤差の占める割合が大きくなった。つまりフーリエ位相相関法では、全体的に予測誤差が少なくなっていることが分かる。適中率(反射率誤差が  $0 \sim 0.1$  である確率)と比べても、位相相関法は適中率が高く、従来法と比べて大きく予測をはずすケースが少なくなったと言える。特に 13 時の予測では適中率が 60%以上になり、高い適中率を算出した。これらの結果とデータ数(11時:307, 12時:284, 13時:227)から算出した年間平均適中率は、位相相関法で 0.553、相互相関法で 0.524 となり、位相相関法の方が平均約 3%改善していた。

### (2)予測結果の検証

位相相関法の反射率誤差が相互相関法と比べて最も低くなった 13 時の予測を例に、予測結果の検証を行った。図 5 では観測地点付近に大きくて厚い雲がかかっていたが、観測点から少し離れた所は雲の濃淡や形状変化が激しい。このような場合、位相相関法では雲は動いていないと判断する。しかし相互相関法は、形状の近い他の雲を追っている雲と判断することがあり、雲が動いていると見なしてしまう(表 1 参照)。すると間違った予測をしてしまう場合が多いことから、このような状態では位相相関は誤差が少ない場

合が多い。

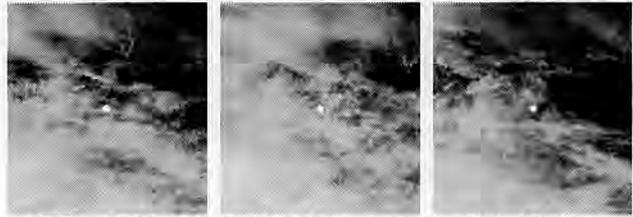


図 5 1998年5月11日(左より11時,12時,13時)の雲アルベド画像(画像サイズ:256pixel×256pixel)

表 1 図 5 での予測結果

	雲移動ベクトル	予測反射率	実測反射率
位相相関法	(0, 0)	0.57	0.57
相互相関法	(-4, 1)	0.12	0.57

### (3)雲移動ベクトルを用いた方法での予測傾向の検証

表 2 位相相関法で 13 時を予測したときの年間カテゴリースコア

		実測反射率								合計 (%)	
		0~	0.1~	0.2~	0.3~	0.4~	0.5~	0.6~	0.7~		
予測	0~	107	6	1	4	1	0	0	0	119	52.4
	0.1~	11	3	1	0	2	1	1	0	19	8.4
	0.2~	3	1	3	0	2	0	2	0	11	4.8
	0.3~	0	1	3	0	2	3	0	2	11	4.8
	0.4~	2	0	1	2	1	3	3	2	14	6.2
	0.5~	1	1	2	1	2	6	4	2	19	8.4
	0.6~	0	1	0	1	0	3	10	8	23	10.2
射率 (%)	0.7~	0	1	0	0	0	0	3	7	11	4.8
	合計	124	14	11	8	10	16	23	21	227	100

出現回数の多い反射率  $0 \sim 0.1$ (雲がほとんどないとき)、 $0.6$ 以上(厚い雲がかかっているとき)では、比較的適中率が高いが、他の反射率では適中率が低い。雲の変化が激しい場合には予測が困難であることが読み取れる。これは表 2 に限らず、位相相関法での 11,12 時の予測や相互相関法(11,12,13 時予測)でも同様の傾向が見られた。よって位相相関法、相互相関法共に、雲移動ベクトルを用いた予測法は、安定した天気での適中率が高いが、他の反射率で比較的多く見られる雲の急激な変化(発生、消滅等)には対応できない場合が多いことが分かった。これについては別手法を検討する必要がある。

### 4. まとめ

衛星雲画像を用いた日射量予測法のひとつとして、画像の空間周波数を利用した予測法について述べた。その結果、従来法に比べて精度向上が見られた。適中率に飛躍的な変化は見られなかったが、全体的に大きく予測をはずす割合が減っており、今後の予測に繋がると考えている。今後は、雲画像の周波数解析を中心に研究を進めていきたいと考えている。

#### 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解析」平成 12 年電気学会電力・エネルギー部門 P229~P234
- (2) 河田聡, 南茂夫編著:「科学計測のための画像データ処理」