

**The 13<sup>th</sup> PVST**

**PHOTOVOLTAIC SYSTEM THINK-IN**

**Tokyo Tech**



## 第13回

東京工業大学 統合研究院 ソリューション研究機構

A E S 国際研究センター

# 太陽光発電システム研究発表会

## 論文集

2011年3月26日 (土)

主催：東京工業大学 統合研究院 黒川浩助研究室

黒川 浩助

e-mail: kurochan@ssr.titech.ac.jp

<http://www.kurochans.net/>

国立大学法人 東京工業大学 統合研究院

ソリューション研究機構 AES国際研究センター

〒152-8550 東京都目黒区大岡山2-12-1

TEL: 03-5734-3754 FAX: 03-5734-3754



## 第13回

東京工業大学 統合研究院 ソリューション研究機構

AES国際研究センター

# 太陽光発電システム研究発表会 予稿集

### 開催日時

2011年3月26日(土) 14時00分～17時35分

### 開催場所

東京工業大学 大岡山キャンパス

百年記念館 3階 フェライト会議室

主催：東京工業大学 統合研究院 黒川浩助研究室



# 第 13 回 太陽光発電システム研究発表会 プログラム

平成 23 年 3 月 26 日（土） 14 時 00 分～17 時 35 分  
東京工業大学 大岡山キャンパス 百年記念館 3 階フェライト会議室

## ☀ 研究発表会

14：00～14：05	あいさつ	黒川 浩助
14：05～14：45	わが国における太陽光発電ビジネスについて	NTT ファシリティーズ 田中 良
14：45～15：05	大量に導入されたインバータによる 電力系統安定度向上の可能性の検討	東工大 M1 金森 拓也
15：05～15：35	太陽光発電の発電量予測の現状と課題	産総研 大関 崇
休憩		
15：45～16：15	太陽光発電システム生涯発電量の最大化と 故障検出に向けた取組み	東工大 植田 譲
16：15～16：45	北杜メガソーラのライフサイクル評価	東工大 伊藤 雅一
16：45～17：35	30 余年を経て、さらに進むその行く手	黒川 浩助

## ☀ 懇親会

研究発表会終了後、同会場にて懇親会を行います。(参加費 3000 円)



# 目次

## 第一編：研究発表会予稿

黒川 浩助 東京工業大学 30余年を経て、さらに進むその行く手	1
田中 良 NTTファシリティーズ わが国における太陽光発電ビジネスについて	11
金森 拓也 東京工業大学 大量に導入されたインバータによる電力系統安定度向上の可能性の検討	15
大関 崇 産業技術総合研究所 太陽光発電の発電量予測の現状と課題	19
植田 譲 東京工業大学 太陽光発電システム生涯発電量の最大化と故障検出に向けた取組み	27
伊藤 雅一 東京工業大学 北杜メガソーラのライフサイクル評価	33

## 第二編：論文

論文リスト	37
原著論文	61
国際学会	91
国内学会	109
著書・解説など	123
表彰・新聞報道など	141



# 研究発表会予稿



## 30余年を経て、さらに進むその行く手

黒川 浩助

東京工業大学ソリューション研究機構

### 1. まえがき

筆者は研究畑に入ってから、直流送電用の高電圧パワーエレクトロニクス・ハード開発をおよそ10年担当した。その時転機が訪れた。忘れもしない「第一次石油危機」が日本をおそったのが1973年である。これを契機として「サンシャイン計画」に巻き込まれ、気がついてみたら、その後の人生の大半を「太陽エネルギー」の利用に捧げることとなった。そして30余年。

工業技術院サンシャイン計画推進本部や、1980年に創設された新エネルギー総合開発機構(NEDO)への出向もあり、次第に、太陽光発電の研究開発に深く関わるようになった。NEDOも昨年10月に満30歳になった。この初期の時代に、系統連系した「住宅屋根上太陽光発電」を、電力系統を通して「集合論的に導入」することを提唱<sup>(1)</sup>した。世界に冠たる日本生まれの系統連系技術の提案である。そして今や「スマートグリッド」がもてはやされる時代が訪れようとしている。

太陽光発電は量的に莫大でかつ無公害なエネルギー源として期待されてはきたが、他の再生可能エネルギーとともに、社会的に限られた評価しか与えられて来なかった。ところがこの数年ほどの間に、想像を超えたスピードで展開し、わが国のエネルギー政策や戦略で、重要な位置を与えられるようになった。しかし、その本当の価値に気付いている人たちは、まだまだ少ないのかもしれないと思う。

現状の太陽光発電は、まだ経済性と大量導入時の発電量変動へ懸念を抱く人も多い。しかし、太陽光エネルギーを10~15%の効率で電力に確実に変換でき、最近では20%の商用モジュール変換効率も手が届くレベルに達しつつある。また、さらに40%超へのブレークスルーを求めようとする挑戦的なプロジェクトも開始されている。エネルギー回収期間(EPT)やCO<sub>2</sub>回収期間(CO<sub>2</sub>PT)についても「燃料なし」の特質を生かし、ともに2年以下の水準である<sup>(2)</sup>。21世紀以降のための真に持続可能なエネルギー源を求めるならば、もっとも有力なエネルギー・ソリューションと主張したい。

### 2. コストダウン達成のためのアプローチ

旧サンシャイン計画が1974年に発足したとき、当時の通産省は、2000年までという25年を超える長期の基本計画を提示した。100分の1にコストダウンを実現するという目標達成には及ばなかったが、それも目前となった。幸いにも、その他の新エネルギー分野と異なって、太陽光発電の研究開発は粘り強く一定のレベルを維持できた。この努力が一旦は世界トップシェアをとった日本の太陽光発電産業の技術を支えたのだと信じている。

しかし、2000年を迎えてから長期の目標が見えなくなり、プロジェクト規模はスローダウンしてしまった。太陽光発電の明るい将来が実現のためには、ロングレンジの技術開発と、若い人材を集めることが重要である。幸いにも、ふたたび長期計画の設定の機会が訪れた。2004年に、太陽光発電技術ロードマップ「PV2030<sup>(3)</sup>」を、さらに、洞爺湖G8サミット時の「クールアース50」に合わせた拡張版「PV2030+<sup>(4)</sup>」を2009年に策定できた。その概要については文献を参照したい。

太陽電池はいくらまで価格低減可能なのかという素朴な疑問を持つ人は多いはず。その間に答えるための基本的な考え方に触れたい。

太陽電池の基本要素は半導体デバイスであるので、生産規模に応じたスケールメリットを追求することになる。これは、熱型の既存大型発電システムが追求するスケールメリットとは根本的に異なる。後者は、より大出力にすれば体積は増えるがその表面積は増えない。熱損失が軽減、効率が上昇する。

ICは情報の単位(ビット)を小さくして稼ぐが、太陽電池の面積は地表の日射強度に縛られる。集光型を除いてICのように面積を縮小できない。「技術開発」では、少なくとも次のようなアプローチを考えてきた。① 材料、デバイス構造、プロセスを工夫して太陽電池変換効率を上げ

ると、面積当たりの発電能力 (W/m<sup>2</sup>) が増える。② 太陽電池を薄くし、材料の必要量を下げる (集光型では面積も小さく)。③ 原材料の種類・工程を工夫して、単価を下げる。④ 製造プロセスの面積当たりのタクト時間をスピードアップしたり、歩留まりを改善、投資を抑えながら製造能力を向上。以上をまとめると次式のように示されよう。

$$\frac{\text{Cost}}{\text{Watt}} \downarrow = \frac{\text{Cost/m}^2}{\text{Watt/m}^2} = \frac{\text{Process Cost} \downarrow}{\text{Cell Efficiency} \uparrow} \quad (1)$$

しかし、大容量製造能力を持つ製造プラントができたとしても、実際に稼働・販売できなければイニシャル投資は回収できない。産業自立までの「初期市場立ち上げ」が早期のコストダウン・普及には不可欠である。

### 3. 産業習熟効果の一般論 (復習+拡張)

前章で述べた、もろもろの要素をざっくりとひっくるめて評価する手法として、産業習熟曲線 (Learning Curve) 理論が用いられる。過去から現在までの実績を分析し、その傾向を将来に延長して、到達可能なコスト低下の可能性を推定するものだ。

すなわち、累積生産量と製品価格の推移を(2)式のような関数形で推測する。

$$P(t) = P(0) \left[ \frac{q(t)}{q(0)} \right]^{-b} \quad (2)$$

ここで、

$P(t)$  : 時期  $t$  における製品の平均価格

$q(t)$  : 時期  $t$  における累積生産量

$b$  : 習熟係数

$$PR = 2^{-b} \quad (3)$$

ここで、

PR : 習熟率, 進歩率 (Progress Ratio) :

累積生産量が 2 倍になったときの価格比

一般には、習熟係数  $b$  ではなく、(3)式の習熟率  $PR$  で表す。(習熟率を価格低下比  $PR=2^{-b}$  で定義する場合もある。)

図 1 のように、累積生産量と価格比の関係を両対数平面で、 $PR=0.9, 0.8, 0.7$  ( $b=0.1520, 0.3220, 0.5146$  に相当) を用いてプロットすると直線の関係になる。産業習熟効果を説明する教科書では、 $PR=0.8$  を例に引いていることが多いが、量産技術の質によって違う。

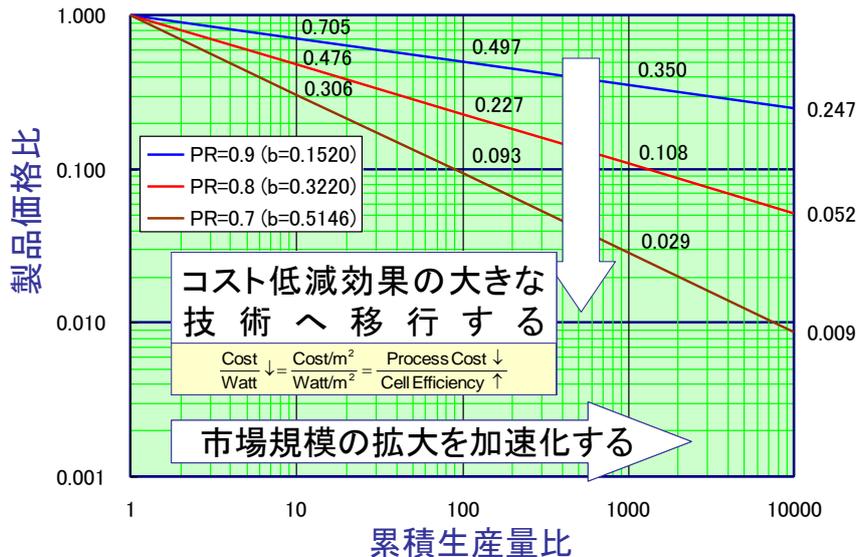


図 1 コスタダウンのための戦略

習熟率の一例<sup>(5)</sup>として、フォード T 型自動車の場合 87% (1909-1923), 半導体集積回路が 67% (1962-1968), フロン代替品が 93% (1988-1999)。電磁式安定器 (1977-1993) では 97% とほとんど

変化がなかったが、電子式安定器になると 88% (1986-2001)と価格低減が見られる。産業の規模や技術内容によって、おおむね 0.9~0.7 と分布していて、機械産業系では概して習熟効果は少さめ、革新技術系で顕著と理解される。

主題の太陽電池の習熟率については、多くの報告がある。図2<sup>(6)</sup>は代表的な報告で、1976-2005年を対象期間としている。同図から習熟率 PR は、 $PR=2^{-0.351}=0.784$  と読み取れる。昨年の本機関連誌の分析では、この値をベースケースに取った<sup>(7)</sup>。

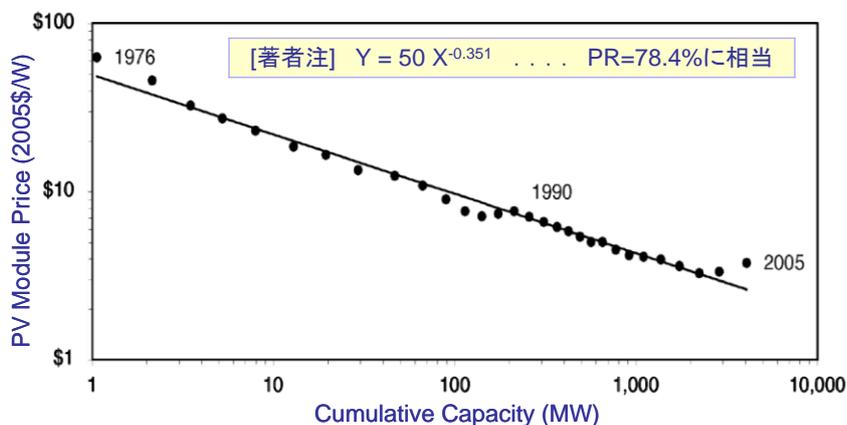


図2 太陽電池の産業習熟効果分析例 (G. Nemet<sup>(6)</sup>)

図3では、昨年の太陽光発電習熟曲線をもとに、「PV2030+」と2010年11月に発表された「JPEA 新産業ビジョン<sup>(8)</sup>」の到達点を追記してみた。

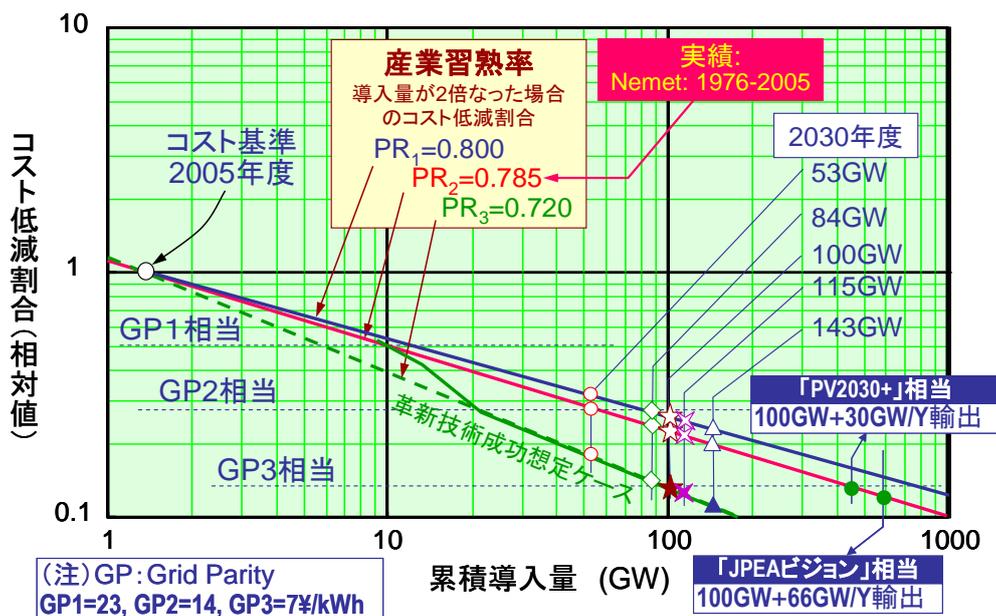


図3 拡張版：2030年7円/kWh到達条件 →  
[国内100GW程度導入] + [相当量の輸出が必要]

前者では2030年目標として、国内導入量100GWに加えて、輸出規模を30GW/年としている。後者では同様に、国内導入量100GW+輸出規模66GW/年となっている。

前回JPEAビジョンで国内導入83GWとあったものを、2030年国内電力量の10%相当量の発電が可能な100GW導入に目標を上げたので、PV2030と合致したことになる。輸出規模については前者が、数年前に推測した世界市場の1/3相当である30GW/年としていたが、世界市場の拡大は勢いを増してきて、JPEA新ビジョンでは、世界市場をほぼ倍の200GW/年として、同様に1/3相当である66GW/年とした。これにより想定される「日本ブランド」の産業規模は10兆円/年相当としている。この改訂については、筆者は拍手を送りたい。

ところで両ビジョンから見込まれる累積生産量を筆者なりに推計すると、2030年到達点は図3の最右下に位置する。前者は430GW強、後者は600GW弱である。

同図で見込んでいる習熟率=0.785が今後も維持されると想定した場合の太陽電池コストの到達点を、国内条件で発電コストに換算して取って表記すれば、それぞれ6.8円/kWhおよび6.1円/kWhに到達する可能性がある。このレベルであれば、第3グリッドパリティ（7円/kWh）をクリアする見込みがあることは昨年機関誌で述べた主要な結論のひとつである。

なお、今後の現状のコスト低減習熟率の維持がどこまで可能か、ある不確定さを含んでいる。また、革新太陽電池技術にブレークスルーがあれば、反対に習熟効果が一段と改善される可能性もあることを付記しておきたい。

#### 4. 太陽光発電と太陽熱発電比較論

##### 4.1 太陽熱発電の予備知識

筆者にとって昨2010年には、太陽光発電と太陽熱発電の比較をディベートする機会が3回ほどあった<sup>(9-11)</sup>。もちろん筆者はこよなく太陽光発電を愛している一人であるが、NEDOができるまでは日本の太陽熱発電研究チームの端に身を置いていたので、わずかばかりの体験は持っている。できる限り、冷静・中立に事実に基づいた議論を展開してきた積もりである。

客観的な技術情報を集めながら、本稿では、産業習熟効果論を主たるツールとして、地中海やサブサハラ地域、米国のサンベルト地帯で盛んに建設されるようになった「太陽熱発電（CSP）」と「太陽光発電」の比較を試みた。しかし紙数もあるので、入り口的議論になってしまうのはお許し願いたい。

まず予備知識として、太陽熱を集める集光鏡の各種方式原理を図4に示す。太陽熱発電でもっとも実用化しているのは、1軸追尾型パラボラトラフ（楯型）コレクタを多数直列配管する方式である。セントラルタワー方式のパイロット段階の後、実用化は遅れていたが、最近ではスペイン地域で建設中である。

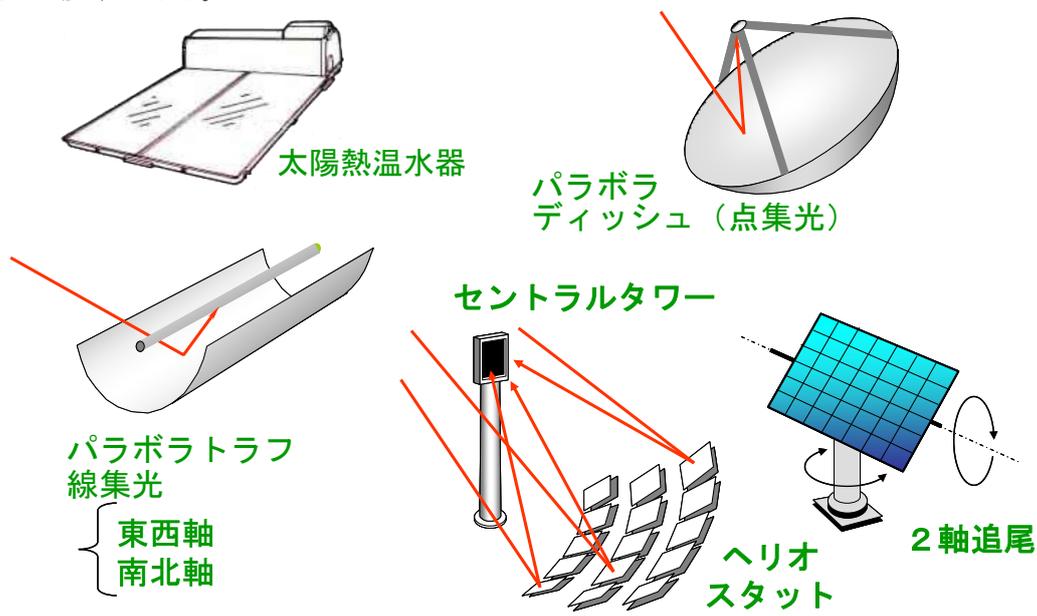


図4 各種集光方式の原理図

太陽熱発電は、過去の開発が盛んな米国にあっても、図5に示すように1990年以降になると新規投資はほとんど行われず、モハベ砂漠地帯にあるトラフ型発電 SEGS-I~IX の合計出力354kWプラントの改良研究が細々と続いてきた。しかし、この間10年間に、運転性能が35%向上し、運転保守(O/M)費が40%節約するなど地道な努力が示された。性能向上の大きな理由は、低日射時や日射変動時にも安定した効率が出せるように、天然ガスなど補助熱源を採用したことによる。太陽熱発電単独では、低日射時の運転効率は極度に低下するだけでなく、日射変動時には集熱器や配管の熱容量を温める時間を要するのしばらくは運転再開ができないという、熱ループとしての特性を持つ。熱機関は運転範囲によって熱効率が大きく変わるが、常に最大効率が

得られるポイントに保つように補助熱源を加えると、追加した熱量以上に熱効率を向上させることができる。補助熱源を持つことは有用で、類似的な考え方は新型ゴミ発電の発電効率向上でも採用されている。

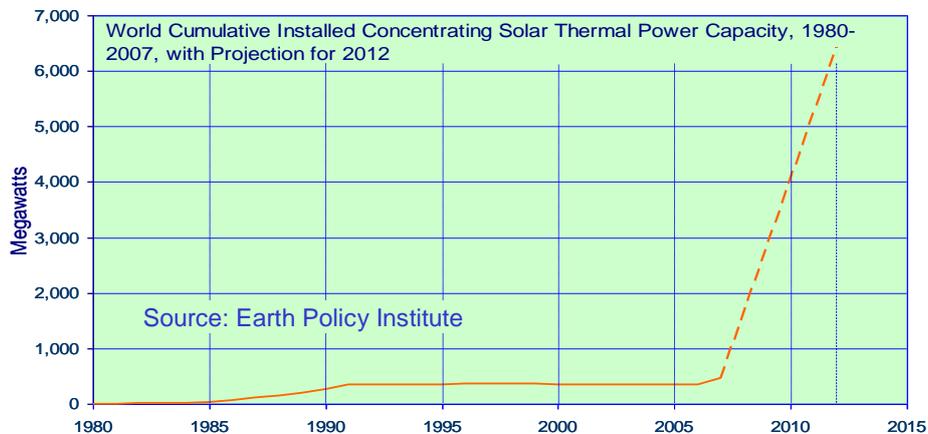


図5 太陽熱発電 CSP の世界累積導入量の推移<sup>(12)</sup>

#### 4.2 太陽光発電と太陽熱発電の予備的な比較

太陽エネルギー自身あるいはそれによって生じられる再生可能エネルギーは、地球上での人類社会が生き残るための必要な、真の意味で持続可能なサイクルを維持するための唯一・基本のドライビングフォースである。

その意味で、太陽光発電や太陽熱発電を中心とした地球規模エネルギーインフラを構築していくことは長期的に重要な選択肢である。その両者について、以下にごく概略的な基本的特徴を比較的に述べる。

表1 太陽光発電 vs 太陽熱発電:概要比較表 (I) 基本特性

比較項目	PV	CSP	注記
設置可能地域	ほぼ全地域	サンベルト地帯・砂漠	
小規模発電	現実的 (蛍光灯・テレビ電源など)	不適	
遠隔地	すでに採算性大	サンベルト地帯で可	
都市地域	魅力的応用 (屋根上 & BIPV)	困難	
大型	魅力的応用分野		< 100MW
大規模	VLS-PV (メガソーラー)	非常に魅力的	サンベルト・砂漠
発電出力線形性	おおむね日射強度比例 間欠日射許容	低日射時は非発電 間欠日射は不得意 <sup>*3</sup>	<sup>*3</sup> 化石系ボイラーハイブリッドで改善
変換効率	~20% cell ~15% system <sup>*1</sup> ~40% (2040-2050年目標 <sup>*2</sup> )	~30% ピーク ~15% 平均 (アンダソル1)	・ 現状のシリコン結晶系とCSP年間平均効率はほぼ同等 <sup>*1</sup> CPV 25% AC効率 @CPV-6 <sup>*2</sup> 現状世界記録: 42.3% CPV cell (Spire, 2010.10)
現状プラントサイズ	~97MW (Sarnia, Canada)	~64 MW (Nevada Solar One)	

表1に整理したように、太陽光発電は、世界各地にごく小さな身の回りのグッズから、いまや100MWに達する大規模に達する、メガソーラーではなく、スーパー・メガソーラーと呼ぶべき大プラントも出現している。一方の太陽熱発電 (CSP: Concentrated Solar Power) はもともと大プラントを志向していく技術である点で当初からそのねらいは異なっている。もっとも、小規

模の太陽熱利用技術は小規模での利用がそのスタートであることには留意しておく必要はあるが、太陽熱発電と太陽熱利用では適用される産業技術レベルはかなり異なる。

ここでは CSP との比較であるので、太陽光発電側はいわゆるメガソーラーが主体となる。

まず、基本特性としての違いは、線形性がある。太陽光発電はほぼ日射強度に比例して電気出力が得られるが、太陽熱発電は、温度  $T_1=6000K$  の太陽から温度  $T_2$  の黒体間の熱の授受が基本であり、やりとりされる熱量  $Q$  は  $Q = \sigma(T_1^4 - T_2^4)$  という式で表される。特に受熱側が高温状態になればなるほど、その放射熱量（放射損失）も周囲温度との間の 4 乗則に従うために、目だつた非線形性を示す。また、集熱された熱媒体が、駆動するタービンなどの熱機関の効率が集熱温度に大きく依存している。総合的に言えば、低日射の時にはほとんど発電出力は得られない。また、配管の熱容量のために、日射の変動に短時間では追従できない。一般に、配管の熱漏洩損失と比べて、電気系配線からはほとんど漏電せず、抵抗損失も小さい。

また、現状のシリコン結晶系太陽電池による太陽光発電システムの年間平均効率と、CSP の年間平均効率は、現状実績値からいって、ほぼ同等のレベルにある。現状の大型プラントの出力規模でもほぼ同じオーダーであると言えよう。最新のレポートでは、太陽光発電の出力がほぼ 10 万 kW に達している。

表 2 太陽光発電 vs 太陽熱発電:概要比較表 (II) 詳細属性

比較項目	P V		C S P		注 記
主ループ (変換・損失)	太陽電池光電変換 全天日射 (散乱光も OK)		光学経路: 反射鏡, レンズ 直達光のみ寄与*1		*1 NDI: 直達日射
	電気回路: 抵抗損失, パワコン損失		熱吸収体光熱変換  熱ループ: 配管系熱漏洩・熱容量		
分校感度	狭帯域*1 (シングルバンドギャップ)		広帯域		*1 40%超のマルチバンドギャップ太陽電池も開発中
基本構造	FPV: 平板固定	小 軽	パラボラトラフ*1,2	大 重	*1 大型構造は風圧荷重にも注意 *2 CPV/CSP: 一軸または二軸追尾 *3 熱媒体重量に留意
	CPV: 線集光*1,2, 点集光*1,2	中~大 中量	ヘリオスタット*1,2 タワー*1,2,3	大重 特大重	
化石燃料 追い焚き	不 必 要		安定操作のために 必要性が大		
エネルギー 貯 蔵	蓄電装置: NAS 電池, Li イオン電池		蓄熱装置: 溶融塩, 蒸気アキュムレータなど		蓄エネ追加投資・発電 出力追加が必要
冷 却 水	不 必 要		おおむね必要		
ほこり, 土, 砂	若干の出力減少 (散乱光は発電寄与*1)		NDI*2 集光効率に影響顕著; 追尾装置の不具合原因にも		*1 集光 PV 影響あり *2 NDI: 直達日射
量産効果/ コスト低下 可 能 性	革新技術により顕著 量産効果大: 習熟率 PR= 0.8~0.785~0.72		ほどほどの量産効果 機械組立産業的 習熟率 PR= ~0.85		
建 設 期 間	非常に短期		集光装置は比較的短期 (熱ループは時間を要す)		参考: 通常の火力発電 は非常な長期
運 転 保 守 管 理	常時の無人化は可能		伝熱系運転・機械系保守に 要員が必要		

表 2 には、さらに、主ループの構成、分光感度、基本機械構造、出力安定化、砂漠地帯で重要な冷却水の必要性、砂ほこりなどの影響度合いについて整理した。太陽光発電は全天日射（直達項+散乱光）が対象であるのに、太陽熱発電は集光系の動作理論上、平行光線である直達日射（NDI）のみ集光に寄与することが大きく異なる。特に日本のような温帯地域では、散乱光と直達光の比は半々に近いので、太陽熱発電は直達構成成分が90%以上もあるようなサンベルト地帯の

みで有効な太陽発電技術である大きな理由である。

化石燃料の追い焚きについては、図5の停滞期から再起を果たした最大の理由である。日射変動で大幅に効率を落とす欠点をこれにより、安定した効率上昇を実現し、ある程度の年間稼働率を上げ得るようになったといわれている。

さらに同表では、量産効果によるコストの低下可能性について比較している。太陽光発電側の今後の効率向上や産業習熟効果の発現によっては、現状おおむね拮抗しているそのバランスは現状から変わる可能性を秘めているといえる。建設工期や運転保守管理でも差が感じられる。

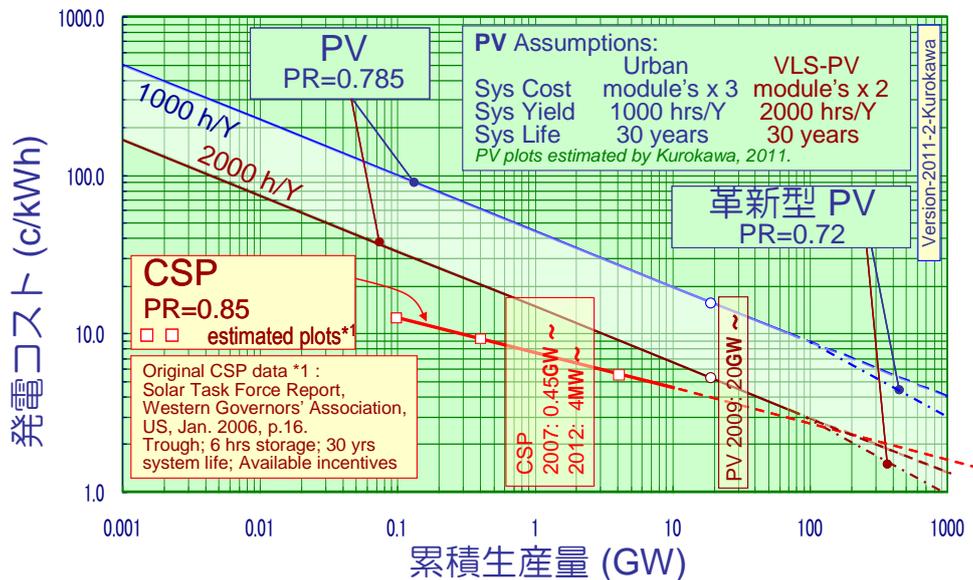
図6では、太陽光発電PVと太陽熱発電CSPの現状の分析結果を基礎に、前者の習熟率を0.785、後者を0.85とした場合の累積生産量に対するコストダウン効果を推定した。

太陽光発電では、年間等価稼働時間を1000~2000時間と見た場合をバンドで示した。1000時間の場合は、国内の住宅用の場合であり、システムコストには流通コストを含めてモジュール価格の3倍と見て、寿命を30年としている。また、2000時間はサンベルト地帯を想定、バルク出荷、現場での自動機動力使用を見込んで、モジュールコストの2倍をシステムコストとして扱っている。2本の直線上の○プロットを現状~近未来時点と見ている。

CSPについては文献(13)記載の2点の実績値と1点の近未来予測値を□プロットした。PR=0.85はそれらの値からの近似曲線である。

両者を比べると、現状の市場規模が太陽光発電の方が1.5桁ほど大きいので、メガソーラー級PVがCSPを若干下回っているようにも見える。しかし、大局的には大きな差は生じていないとも言えないことはない。むしろ、今後の市場規模の伸び具合が大きく影響するはずで、さらに太陽光発電の研究開発による習熟率の維持・改善もインパクトは大きい。これらの傾向から、将来の可能性の違いを読み取って欲しい。

なお、最近の注目される報道として、米国カリフォルニア州での太陽熱発電計画「Calico Solar Project」をCSPで850MWを2014年まで完成予定のプロジェクト(サザン・カリフォルニア・エジソン者が電力を買い取る)を2010年10月に決定していたが、同年12月末に750MW分を急遽キャンセルし、PVに変更することが発表された(14)。注目すべき動向として付記する。



\*1 Solar Task Force Report, Western Governors' Association, Jan. 2006, p.16. <http://www.westgov.org/wga/initiatives/cdeac/Solar-full.pdf>

\*2 Learning Curve: Fitted and Extended by K. Kurokawa, Feb.2011

図6 太陽光発電PVと太陽熱発電CSPの産業習熟曲線

最後の表3には、前述したように、太陽エネルギー自身あるいはそれによって生起される再生可能エネルギーが、地球上での人類社会が生存いくための必要な、真の意味で持続可能なサイクルを維持するための唯一・基本のドライビングフォースという認識を表現した。

その意味で、太陽光発電や太陽熱発電を中心とした地球規模エネルギーインフラを構築していくことは長期的に重要な選択肢である。その両者は上記のような際にはあるものの、21世紀の基幹

エネルギーを目指して切磋琢磨していく関係が続くのではないか。

なお、本章の比較は冒頭で述べた昨年3回の機会に述べた講演内容をブラッシュアップし、本寄稿において再整理し、記述の精度を上げたものであることを付記する<sup>(10-12)</sup>。

表3 太陽光発電 vs 太陽熱発電:総合比較表

比較項目	PV	CSP	注記
将来ポテンシャル	21世紀の基幹エネルギーとして十分に賦存		
結論Ⅰ	応用範囲のさらなる拡大と大容量化	サンベルト地帯で現状からさらに大容量化	
結論Ⅱ	太陽エネルギーは21世紀社会にとって不可欠に 真の持続性、平和、生活品質向上、 太陽エネルギー産業振興・雇用創出		

## 5. スマートグリッドとは？

昨年の本機関誌への投稿に当たっても、自分なりの次世代ネットワークの開発動向入門編を記したが、現時点で進んだ理解事項や考察点を概略追記してみよう。

### (1) スマートグリッドの定義 (1)

- ① 呼び名：「スマートグリッド」，「スマートネットワーク」あるいは「次世代エネルギーシステム」
- ② 目的：エネルギーインフラから，コミュニティ，建物，家庭などの各レベルにおける，エネルギー利用効率向上，コスト低減，信頼性の向上
- ③ 機能：電力や他のエネルギーの利用状態や流れを，供給側・需要側双方において，「監視」・「伝送」し，全体最適化を目指した意志決定「制御」する「統合システム機能」
- ④ 求めている「スマートさ」は，大きな幅を持っている。

### (2) スマートグリッドの利点

- ① ピークシフトによる電力設備有効利用
- ② 需要側の需給整合化による外部依存割合の低下（需要シフト，EMS・蓄電制御）
- ③ 再生可能エネルギー（分散電源）導入促進（これは我々が求めているもの）
- ④ PHV，EV 導入インフラ整備
- ⑤ システムインテリジェント化による停電確率減少
- ⑥ 社会コストミナIMUMによるエネルギーインフラの全体最適化

### (3) 欧米などのスマートグリッドの考え方

- ① 「スマートグリッド」とは，国際的にも多義的な概念として捉えられている。
- ② 欧米や中国などでは，情報技術（IT or ICT）を活用したエネルギー自給構造の変革が進行中である。
- ③ それぞれの国・地域の事情により，そのねらいは異なっている。
- ④ 米国や欧州はそれぞれの地域の方式を国際標準化しようと積極的に活発な多数派工作を展開している。

### (4) スマートグリッドの定義（すでに導入が始まっているもの）

- ① 双方通信機能のある電力メータ（スマートメータ）
- ② スマートメータによる利用量モニタリング
- ③ スマートメータによる複数料金メニュー（ダイナミックプライシング，リアルタイム・プライシング，デマンドレスポンス，能動化負荷）
- ④ 地域や系統によって普及状況に大きな差がある

- (5) スマートグリッドの定義 (技術革新が期待されるもの)
- ① 需給ピークシフトによる電力設備有効利用
  - ② 需給状況を反映したリアルタイム・プライシング
  - ③ 需要側の状態に応じた需給整合化システム・アルゴリズム (需要シフト, 自律分散 EMS : ネットワーク階層別の EMS・蓄電制御)
  - ④ 再生可能エネルギーならし効果・発電量予測 (このニーズは全国大から, コミュニティや家庭レベルまで非常に大きい)
  - ⑤ PHV・EV 蓄電機能のスマートグリッドへの組み込みと統合的運用制御システム構築 (太陽光発電の昼間余剰電力ピークの夕刻ピークへのシフト潜在需要を考えると将来に向かって間違いなくニーズが大きく増大すると考える)

- (6) 分散電源大量導入時の課題
- ① 逆潮流による電圧上昇 (→配電系統改良)
  - ② 出力変動・一斉解列による瞬時電圧変動
  - ③ 出力変動・一斉解列による周波数変動 (②と③への対応を一斉解列回避動作 : Fault Ride-Through という)
  - ④ 潮流管理が複雑化 (→ならし効果・配電計画手法・スマート化)
  - ⑤ 需給調整のための調整容量確保・分散電源発電超過問題 (→コミュニティ需給調整・蓄電機能・スマート化)
  - ⑥ 短絡容量増大による停電リスク (→連系電流調整可能なパワーレータの挿入)
  - ⑦ 単独運転の確実な防止 (→系統階層化)

- (7) 情報系の保安・セキュリティ
- ① 情報系巨大化・複雑化による運用保守コスト増大
  - ② 情報系巨大化・複雑化による運用リスクの増大
  - ③ プライバシーの侵害
  - ④ 電力の窃盗
  - ⑤ 各階層・各機器の制御システムへの誤侵入による故障・事故など (例 : 配電系の不動作・誤動作, EV 走行系の誤動作による事故...)
  - ⑥ 社会セキュリティの脆弱化・サイバーテロ危惧

- (8) 情報システムへの注文
- ① ブロック分割化・階層構造化が必要 : ブロックごと・階層ごとのエンド・ツー・エンドのセキュリティを確保
  - ② 地域で自律運用も可能 : 広域に拡大するリスク抑制のために, 限定された地域内で, 必要な電源が得られる時には, 階層ごと・ブロックごとに自律運用を可能にするシステム設計が必要
  - ③ 自律分散型 EMS アルゴリズムを構築 : 階層ごと・ブロックごとで, 上位からの EMS 指令の解釈と, 受け持ち地域の状態把握から, 地域指令の具体化・細分化を行う。
  - ④ ブロック間・階層間にゲートウェイ設置 : 必要な認証手続きを実施

## 6. まとめとして : 階層化スマートネットワーク提案

最後に筆者が最近提案している, 階層化スマートネットワークの概念について述べる。

図7に示すように, 基幹系統インフラの供給側からみて, 従来, 単なる負荷集合が存在すると扱われてきた需要サイドに, 今後大量に導入されていくであろう太陽光発電システム集合などの分散電源を含みながら, ネットワークがスマート化していく形として, 階層型で展開する利点が多いと考えている。

これは5章(7), (8)項でも述べたように, 情報系の効率的な構築・運用・維持にも有用な考え方である。特に情報系のセキュリティを考えたときに, 末端に至るまでの詳細なデータを中央サーバーに集めることはほとんど考慮に値しない。同図では, このような気持ちを込めて, 情報系のトラフィック量がどの階層間でも一定の太さであるように描いてみた。

太陽光発電などの再生可能エネルギーは本来分散型で、本来ローカルなニーズに基づいて導入されていくもので、そのことによって意志決定の早さ、投資効率の向上が求められるのであるから、自律分散型の導入・発展を本来許容すべきものである。各階層での情報データの集約化・マクロ化、同様に制御変数の情報へのマクロ化、下方への制御変数再分化の可能なネットワーク構造と、EMS 自律分散ロジックにより、全体最適化（あるいはそれに近いもの）、全体コストミニマムへ到達することが、基本構造設計の際に非常に重要であると思う次第である。

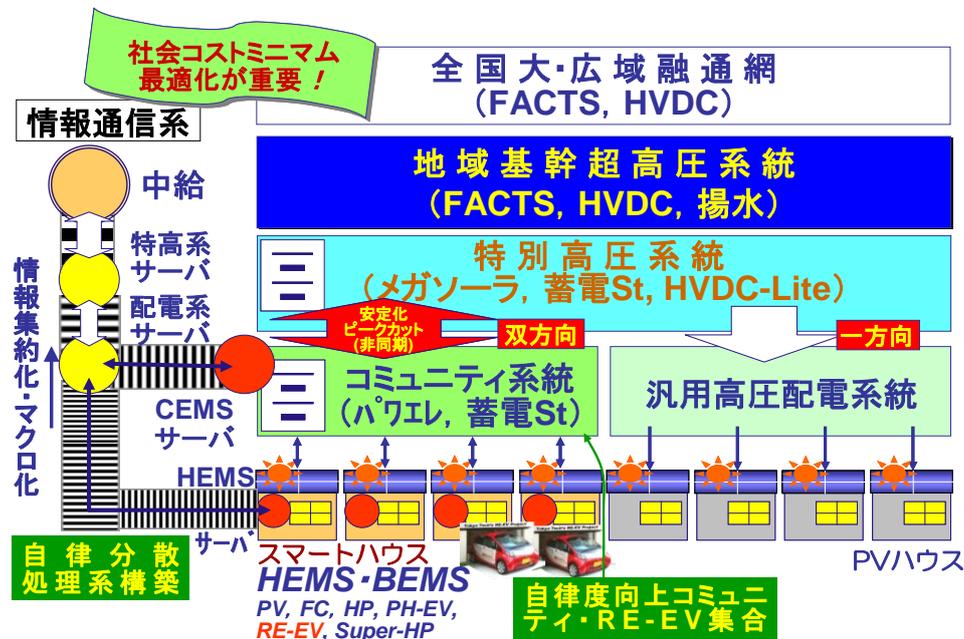


図7 階層化スマートネットワーク

[参考文献]

- (1) 黒川：太陽電池の時代，読売科学選書（単行本），昭 60.10.
- (2) 産総研太陽光発電研究センター： [http://unit.aist.go.jp/rcpv/ci/about\\_pv/supplement/supplement\\_1.html](http://unit.aist.go.jp/rcpv/ci/about_pv/supplement/supplement_1.html) 2008.10 更新
- (3) 2030 年に向けた太陽光発電ロードマップ（PV2030）検討委員会報告書，NEDO，2004 年 6 月.
- (4) 「太陽光発電ロードマップ（PV2030+）」概要版，<http://app3.infoc.nedo.go.jp/informations/koubo/kaiken/BE/nedopressorder.2009-06-08.2039491773/gaiyou.pdf>
- (5) Learning-by-doing, <http://en.wikipedia.org/wiki/>
- (6) G. Nemet: Learning Curves for Photovoltaics, June 2007, International Energy Agency, [www.iea.org/work/2007/learning/Nemet\\_PV.pdf](http://www.iea.org/work/2007/learning/Nemet_PV.pdf)
- (7) 黒川：太陽光発電普及一大きな変化を期待して，太陽光発電協会機関誌「光発電」，No.33 号，2010.3.
- (8) JPEA PV Outlook 2030, 日本ブランド 10 兆円産業を目指して，2010.11.16.
- (9) K. Kurokawa: Technological Aspects on Solar Photovoltaics vs CSP, ISES-Tokyo Tech Workshop on PV vs CSP, during Renewable Energy 2010 International Conference, Yokohama, 27 June – 3 July 2010.
- (10) K. Kurokawa: True Values of Solar Photovoltaics throughout 21st Century and Beyond, JST-JICA-Tunisia Workshop on PV Technology, Tunis, 6 August 2010.
- (11) K. Kurokawa: Comparative Review of Technologies for “Energy from the Desert, Sahara Solar Breeder Foundation Workshop, Hotel Barcelo Carthage Thalasso, Gammarth, Tunisia, 10 December 2010
- (12) World Cumulative Installed Concentrating Solar Power Capacity, 1980-2007, with Projection for 2012, Earth Policy Institute.
- (13) Solar Task Force Report, Western Governors’ Association, Jan. 2006, p.16. <http://www.westgov.org/wga/initiatives/cdeac/Solar-full.pdf>
- (14) 大規模太陽発電の主役は太陽熱から太陽光へ、米国で事業者買収劇，日経電子版，2011/1/6 7:00.

# わが国における太陽光発電ビジネスについて

田中 良(株NTT ファシリティーズ)

## 1. はじめに

2011年3月11日 わが国ではこれまでに経験した事のない大地震、その前のニュージーランドの大地震。これは何を示唆しているのだろうか？

このような地球温暖化の影響と思われる変化が世界各地で発生している。わが国においても、前述の大地震に加え今年の豪雪、昨夏の異常な高温、ゲリラ豪雨、超大型台風と例をあげればきりが無いほどである。これらが全て温暖化の影響と言い切ることは疑義があるが、われわれ人類がなんらかのトリガーになっている可能性は否定できない。

これは過剰に豊かな生活と、これに付随する経済の追求が地球の許容量を超えた化石燃料や温暖化ガスの使用と放出を行った結果である。このまま継続すると数十年後には、資源の枯渇と未来の危機に対する知見を我々はとっくに得ているはずである。(図1、図2)

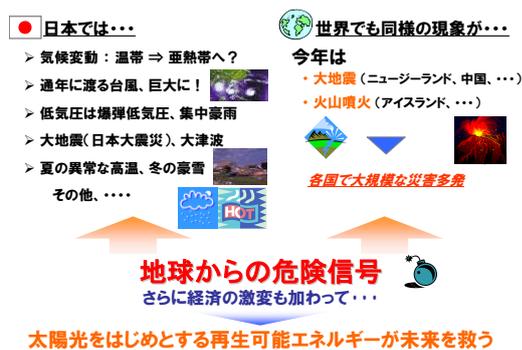


図1 地球環境の現状



図2 世界のエネルギー資源確認埋蔵量

太陽光発電をはじめとする自然再生可能エネルギーの効果的な利用は、省エネも含めたライフスタイルの変更を重ね合わせるにより、温暖化の影響を最小限にすることが可能であり、貴重な化石資源の延命にもつなげることができる。

本報告では、再生可能エネルギーの有効な手段である太陽光発電を導入するに当たって、そのビジネス性も含めた可能性について紹介する。

## 2. 太陽光発電の目的

太陽光発電は米国のベル研で発明されて以来、軍事・宇宙用として開発されてきた。わが国においては、離島などの商用電源の得られない地域における通信用電源等の平和利用を目的に独立型が導入されてきた。その後、オイルショックを契機として、サンシャイン計画やニューサンシャイン、ムーンライト計画等が発表され、また、新エネルギー導入大綱等も閣議決定され推進されてきた。ただし、当初の計画や目的は地球環境保護よりもエネルギーセキュリティや化石資源からの転換が大きくクローズアップされていた。

サンシャイン計画の目的は色々あると思われるが、最大の特徴は、従来の独立型から商用電源との相互補完を目的とした系統連系方式の導入である。他の目的としてコストや導入目標なども定められた。これらを実行する上での住宅用補助制度や公共、産業補助制度の整備事業が紆余曲折をへながらも推進されてきた。その後のわが国や世界の経緯については、各々紹介されており、ここでは省略する。

しかしながら、わが国の太陽光発電は大きな転換期を迎えようとしているが、現在議論されている内容は必ずしも国民や自治体、企業等の期待と地球環境への貢献、雇用に結びつく経済の活性化にはフィットするものではなく、もっとユーザー目線、国民目線に沿った施策が必要である。

### 3. 太陽光産業ビジネスと太陽光発電ビジネス

太陽光の事業性とは、太陽電池モジュール等を含めたシステムを供給するプロバイダー側の事業性と、それを設置するユーザー側のメリットに分けて検討する必要がある。

わが国と欧米との違いは、わが国では個人の環境啓発や企業の CSR 等に期待をした初期コストに対しての補助制度の導入に重点が置かれた。ただし、この制度には限界もある。(図 3)一方、海外においては FIT に代表されるようにランニングに対する助成制度であり、ユーザーの経済メリットに重点が置かれた。この結果、わが国は経済性より個人の環境意識の啓発による個人住宅の導入が多く、欧米では大規模なメガソーラーの導入が進んできた。(図 4)

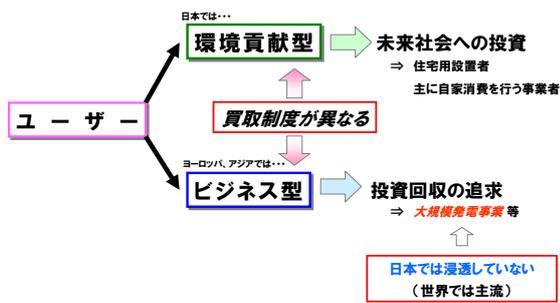


図3 わが国と欧米との違い

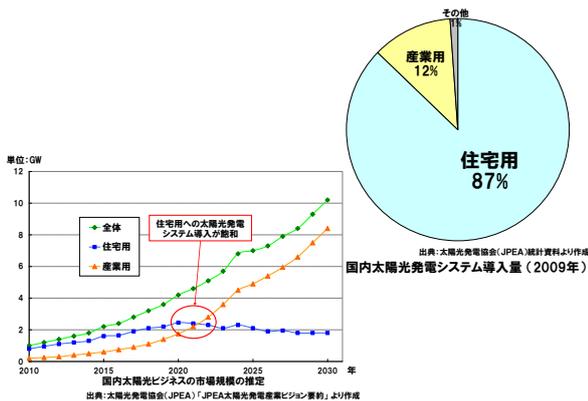


図4 わが国の太陽光の市場動向

いずれにしろプロバイダー側にとっては、市場規模の拡大によって太陽電池産業の活性化につながってきたのは明らかである。

日本の電池業界は、国の助成制度や欧米の大規模ソーラーの急速な導入と為替差益に助けられて成長してきた。しかしながら、アジアを中心と

する太陽電池企業の成長は著しいものがあり、いまや太陽光先進国を自負してきたわが国は、負われる立場ではなく、いかに新興先進国に追いついていくかという時代になってきている。技術的にもいまや遜色なく、コスト競争においても完全に負けている状況になってきている。(図 5)

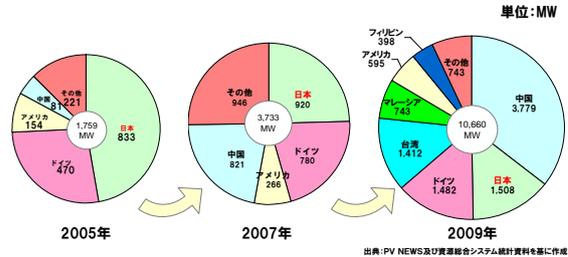


図5 太陽電池生産量国別シェア

住宅用太陽光発電システムについても公共・産業用についても、コストが最重要課題となってきている。今後期待される全量買取制度では、この傾向はより一層強まってくることは明白である。

### 4. 全量買取制度におけるビジネスの可能性

23年度のをが国の助成制度を図6に示す。また、電力買取制度の仕組みを図7に示す。

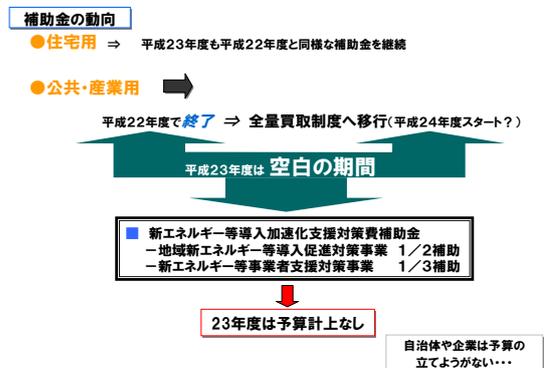


図6 平成23年度の補助制度

- 太陽光発電により発電した「余剰電力」を購入電力料金の2倍程度にて、電力会社が買取する制度
- 太陽光サーチャージとして、余剰電力買取分を需要家(国民)が公平に負担
- 買取期間としては、10年間程度



図7 電力買取制度の概要

特記されることは住宅用以外の助成は廃止され、計画では 24 年度より公共・産業用を含めて全て買い取り制度に移行されることである。その制度の概要を図 8 に示す。

タイプ	対象	動向	買取価格
大部分が自家消費	住宅用	余剰電力買取制度	42円/kWh (検討中)
	産業用 (500kW未満)	余剰電力 全量買取制度の両方を検討* (関連法令や環境価値の取扱については検討中)	40円/kWh (検討中)
発電事業	産業用 (500kW以上)	全量買取	

国は 15年回収 を目標

\* ヨーロッパ・アジアのFITとは異なる

図 8 各種買取制度の動向について

想定であるが、住宅用は余剰電力買取制度の継続であり、設備容量 500kW 未満は自家消費を基本とした余剰買取もしくは全量買取、設備容量がそれ以上は全量買取に移行すると思われる。

日本では図 9 に示すように設置容量に関わらずサンシャイン計画以来自家消費を基本に導入が進められてきた。これを全量買取制度に転換し、太陽光発電ビジネスとして発展させるには多くの課題の解決が必要である。

日本はサンシャイン計画以来  
住宅、公共・産業用ともに  
太陽光発電から発電した電気は自家消費を  
前提として設置されてきた

太陽光は地産地消

《 産業用はほとんどは自家消費 》

---

**企業の太陽光の導入目的**

- 省エネ法の自社CO<sub>2</sub>削減
- CSR、社員の環境意識向上
- 環境保護に対する取組みのPR などがメイン

図 9 太陽光の導入意義

課題の一つとして図 10 に示すように、この全量買取とは電力会社との連系点以降の系統に流れた電力に対して有効であり、自家消費に使わず別系統から系統に電力を流さなければならない摩訶不思議な構成となる。自社の省エネやCO<sub>2</sub>削減等に設置するシステムは補助金がなくなり投資回収に 50 年もかかる旧体制以前に戻る。

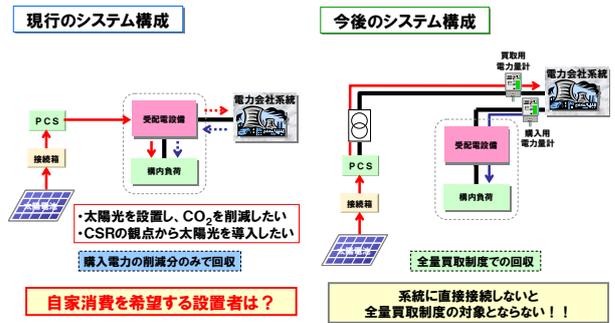


図 10 全量買取制度におけるシステム構成

いずれにしても、この施策は、国の補助制度から国民全体の理解と貢献に支えられることになる。このためには、国民にいかにな得がいくかを全ての産官学が協力しなくてはならない。

全量買取制度における最大の関心事は、買取価格である。図 11 に買取価格と構築価格の関係をしめす。なお、このコスト計算には固定資産費用は含んでいない。

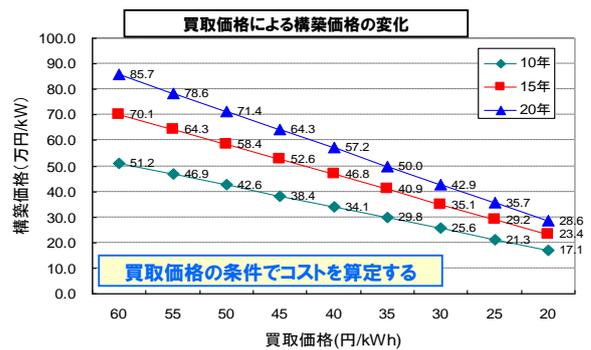


図 11 投資回収年数と価格の関係

従来のビジネス	全量買取制度下のビジネス
<b>kWをいかに安くするか</b> ⇒経済産業省補助 (1/3 or 1/2)	<b>kWhをいかに稼ぐか</b> <span style="color: green;">コスト意識高い!</span> ⇒発電単価に対する補助 (買取価格未定)
○ 初期投資 ・補助金により、構築費の 2/3 or 1/2 (補助対象外経費は除く)	○ 初期投資 ・総事業費全額負担 ⇒ ファイナンス(リース、ローン) <span style="color: blue;">民間企業</span> PFI <span style="color: blue;">自治体</span>
○ 発電量 ・環境PR等に活用	○ 発電量 ・できるだけ稼ぐことが求められる ⇒ 設備利用率向上 システム効率向上
	○ システム ・太陽光発電システムはメンテナンスフリーではない ⇒ 適正なメンテナンスが必要

イニシャルコストからランニングコストの時代へ

図 12 ビジネス形態の変化

第二は図 12 に示すようなビジネス形態への新たな対応が必要である。発電量をどう稼ぐか、計測監視から監視制御へ、故障検知を含めた適正なメンテナンスと発電量や運用保証等も求められることになる。

また、図 13 に大規模太陽光発電の候補を示す。未利用地や利用不可能地の活用や農耕放棄地等も候補に挙げられるが、それぞれに課題の解決が必要である。

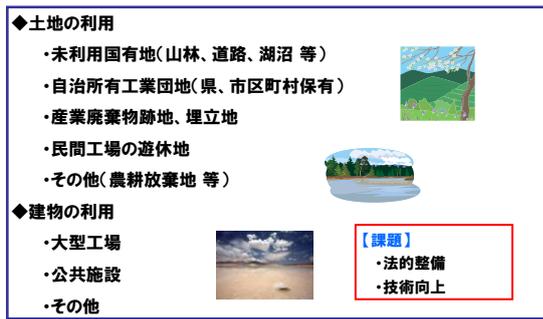


図 13 大規模太陽光発電の候補地について

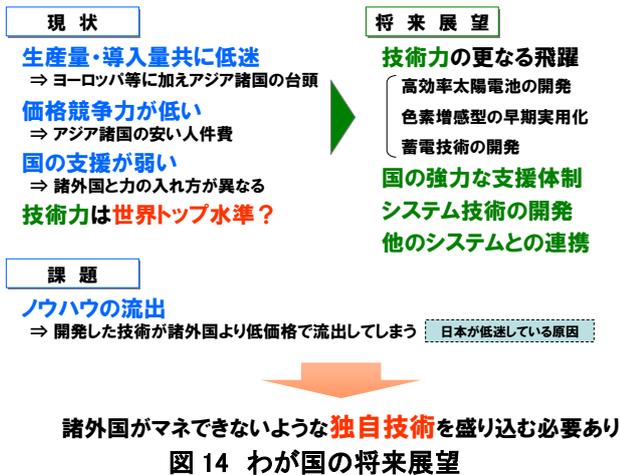


図 14 わが国の将来展望

## 5. ビジネスを発展させるために

ドイツを皮切りに始まった FIT 制度は瞬く間にヨーロッパからアジア諸国にまで導入されてきている。本制度は一長一短はあるものの太陽光発電事業に貢献していることは紛れもない事実である。

わが国においても、これら先駆け導入国の経験をいかしながら、ようやく「日本型 FIT 制度」の導入が始まろうとしている。本制度の導入に当たっては、長期の発電量保証や系統への安全策等解

決すべき課題も山積されているが、わが国の高度なシステム技術を持つとすれば、低コストかつ安全で信頼性の高いシステムの実現が可能である。

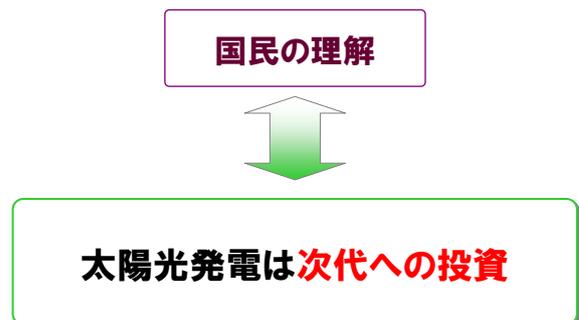
そのための太陽電池モジュールの構成要素に対する技術の向上を、PCS、配線方法、地絡、雷害、雑音、故障要因とその探索方法、メンテナンス等々のトータルシステム技術を確立することが成功の鍵を握っている。(図 14)

## 6. おわりに

わが国においても、本格的な固定買取制度である全量買取制度が導入されようとしている。しかしながら、この制度が導入された場合、買い取った電力費用は我々国民が担うことになる。ただ、太陽電池の EPT はいまや 3 年程度に短縮しており、寿命が 30 年とすれば、残りの 27 年は地球環境に貢献することになる。つまり太陽光発電の導入は未来環境保護への投資である。

このことを念頭に置き、次代を担うこども達への環境教育も充実させながら、課題の解決を図り、世界にチャレンジしていくことが必要である。

最後に、今回の大災害を教訓に自然再生可能エネルギーを最大限活用した商用電源とのベストミックスの早期実現が必要である。



# 大量に導入されたインバータによる電力系統安定度向上の可能性の検討

東京工業大学 片岡研究室 金森 拓也 (M1), 片岡良彦, 杉田晋哉(東京電力)

## 1. 序論

現在の電力系統は発電機として同期機を用いることを前提に構築されてきた。よって将来、電力系統に太陽光発電装置や二次電池などの分散型電源がインバータを介して大量に連係された場合、インバータの持つ同期発電機とは異なる特性が、電力系統の安定度に何らかの変化をもたらす可能性がある<sup>(1)</sup>。

その変化が仮に悪影響であって量的にも無視できない場合には対策が必要であろう。対策の候補として種々のものが考えられるが、そのひとつとして、制御面で若干の自由度を持つインバータ側に対策を施すことが挙げられる。我々はこのような観点から、インバータに同期発電機のエッセンスを持たせることで系統の安定度を維持・向上させる可能性を検討している。なお我々が考える同期発電機のエッセンスとは主に同期化力と電圧維持能力である。同期化力は慣性力をベースとして発揮される能力であり、機器の系統との位相差の拡大に際して有効電力が増大する性質である。

本稿ではインバータにこれらの特性を持たせる手段として、インバータによる同期発電機エミュレーションに着目した。

以前から同期発電機を模擬した動作を行うインバータ制御に関する研究は行われてきている<sup>(2)</sup>。しかしながら、その検討では、諸量を abc 瞬時値座標系で扱っているため、計算負荷が大きいなどの課題が残されていた。

本稿では、従来からパワーエレクトロニクスの分野で広く用いられてきた d-q 座標系(以下では d1-q1 座標系と呼称する)で記述されたコントローラを活用することを前提として、コントローラ内部へ同期発電機モデルを実装する方法を述べる。

## 2. 従来のインバータ制御

従来の系統連係用電圧型インバータ制御系は、図 1 のような構成をとっている。以下各構成要素について簡単に述べる。

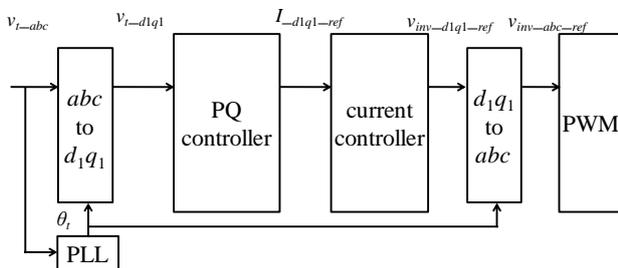


図 1. 従来のインバータ制御のブロック図

### 2.1.PLL

PLL(Phase-locked loop)回路は、インバータを系統電圧に同期させて運転することを目的として、端子電圧  $v_{t\_abc}$  の位相角を定常偏差無しに検出する機能として一般的に用いられている。今回は、その簡易的なモデルとして図 2 のような機能を用いた。d1-q1 変換を行った端子電圧  $v_t$  の

q 軸電圧  $v_{t\_q1}$  の値を 0 に保つような制御を行うことによって端子電圧の位相  $\theta_t$  と角速度  $\omega_t$  を検出する。

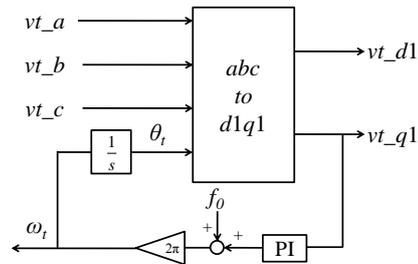


図 2. PLL 制御のブロック図

### 2.2.コントローラ

図 1 のコントローラ部分の詳細を図 3 に示す。自励式インバータは出力を制御するにあたって 2 つの自由度を持っている。有効電力 P と無効電力 Q を制御するとすれば、一般的には APR と AQR がそれぞれに用いられる。これらの制御によって設定された電流指令値に出力電流を追従させるために電流制御が適用される。電流制御においては、d1 軸の量と q1 軸の量との相互干渉を防ぐために非干渉制御が行われることが多い。そして最終的に算出された電圧指令値は PWM(Pulsewidth modulation)制御によって実現される。

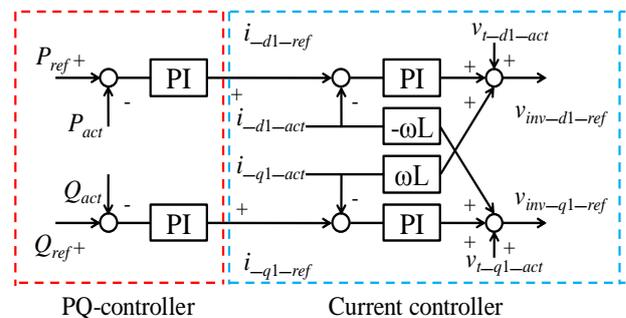


図 3. インバータのコントローラ部分

なお、後述のシミュレーションにおいては、簡易的に PWM に含まれる高調波成分を無視し、基本波成分のみについて検討する。

### 3.提案するコントローラ

我々は、インバータに同期発電機に似た動作をさせるための一つの手段として、同期発電機のモデルをインバータのコントローラ内の PQ-controller 部分にそのまま換装し、インバータによって同期発電機の動作をエミュレーションすることを考えた。図3のコントローラの右半分の電流コントローラはそのままにする。

この方法を実現するには、パワーエレクトロニクスで用いられる d1-q1 座標系と同期発電機モデルで用いられている d-q 座標系(以下では d2-q2 座標系と呼称する)という異なる座標系間のインタフェースを適切にとる必要がある。すなわち式(1)のような座標変換が必要である。

$$\begin{pmatrix} vd_2 \\ vq_2 \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} \sin \delta_2 & -\cos \delta_2 \\ \cos \delta_2 & \sin \delta_2 \end{pmatrix} \begin{pmatrix} vd_1 \\ vq_1 \end{pmatrix} \quad (1)$$

$\delta_2$  は、PLL で算出した端子電圧の位相角  $\theta_t$  と同期発電機モデルの位相角  $\delta_1$  から求めることができる量であり、これを用いて2つの座標系の間で諸量の変換を行う。このようにして、図4のように PQ-controller の部分を、座標変換を含めた同期発電機モデルに置き換えることによってエミュレーションを実現する。

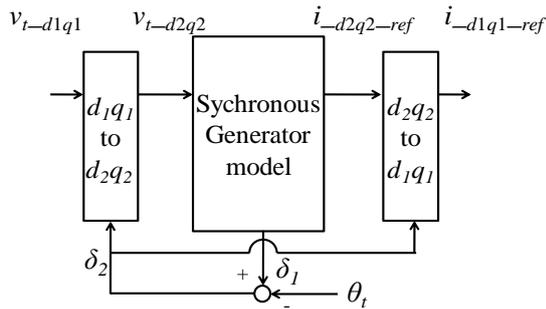
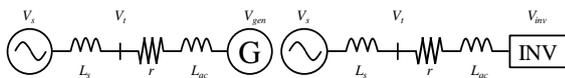


図4. 同期発電機エミュレーション用コントローラ

## 4.シミュレーション検討

### 4.1. モデル

本稿では、同期発電機モデル、図1に示した従来のインバータモデル、PQ-controller を図4のものに換装した同期発電機エミュレーションインバータモデル、の三つのモデルのシミュレーションを、図5に示す一機無限大母線モデルを用いて行う。なお、同期発電機のモデルとしては、文献(4)の45-168頁のモデルを用いた。図6に同期発電機モデルのブロック図を示す。加えて、今回のシミュレーションにおいて、インバータの直流側は電圧源で模擬した。



(a)同期発電機モデル (b)インバータモデル

図5. 一機無限大母線モデル

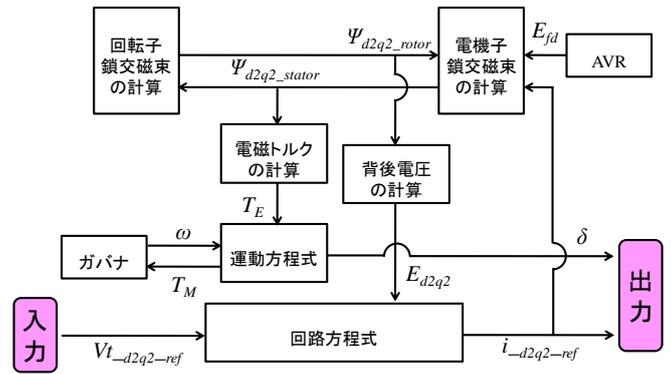
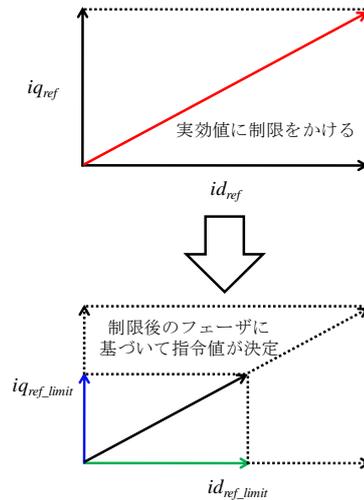


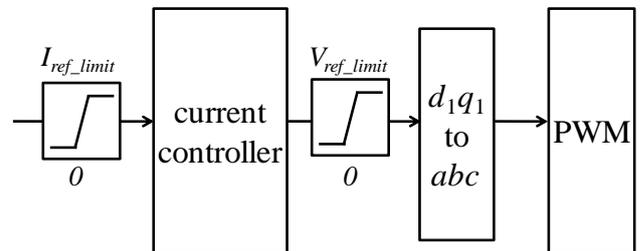
図6. 発電機モデルのブロック図

### 4.2. リミッタの考慮

ハードウェア実装を考慮すると、電源の定格容量やパワーデバイスの定格電流などの関係から指示電流  $i_{ref}$  の電流制限が必要であると考えられ、PWM による電圧制御での過変調を防ぐための電圧制限もまた必要であると考えられる。このため、シミュレーションモデルには図7に示す電流リミッタと電圧リミッタを組み込んだ。後述するシミュレーションにおいては、模擬のチェックおよびリミッタの影響を調べるため、リミッタを考慮していない場合とリミッタを考慮した場合の両方の結果を示す。



(a)電流リミッタによる指示電流の制限



(b) 電流・電圧リミッタの設置場所

図7.電流・電圧リミッタ

図7のリミッタの値は、今回のシミュレーションにおいては便宜的に電流リミッタの値  $i_{ref\_limit}$  は定格電流 1.0[pu]、電圧リミッタの値  $v_{ref\_limit}$  を PWM の変調率が 0.9 であるものと仮定し、初期潮流計算結果の電圧実効値の 1/0.9 倍に設定した。

### 4.3.外乱条件

次の三つの外乱を考慮する。

- A 系統電圧  $V_s$  の位相が 20[deg]増加
- B 系統電圧  $V_s$  の実効値が 0.025[pu]減少
- C 系統電圧  $V_s$  の周波数が 0.5[Hz]上昇

これらの外乱はすべてシミュレーション開始時点から 0.1 秒後に発生する。

### 4.4. シミュレーション結果と考察

#### 4.4.1.(位相外乱・リミッタなし)

上記の A パターン (位相外乱) の系統電圧  $V_s$  の位相が変化する外乱が発生した場合の 1.0 秒間の波形を図 8 に示す。

図 8 より、インバータを用いて同期発電機の特性を高い精度で模擬できていると考えられる。同期発電機のモデルにおいての有効電力の波形が振動しているのは、系統側の電圧が変化したことにより、電流に直流分が乗ったためである。図 8 の同期発電機エミュレーションインバータモデルの場合には、Current controller への指示電流  $i_{ref}$  を、端子電圧  $V_t$  と背後電圧  $V_{inv}$  から代数方程式を用いて算出しているので、この振動分がキャンセルされている。この過渡振動は、計算方法を代数方程式から微分方程式に換装すれば完全に模擬することが可能である。図 9 に外乱発生時に生じる振動も再現した場合のシミュレーション結果を示す。

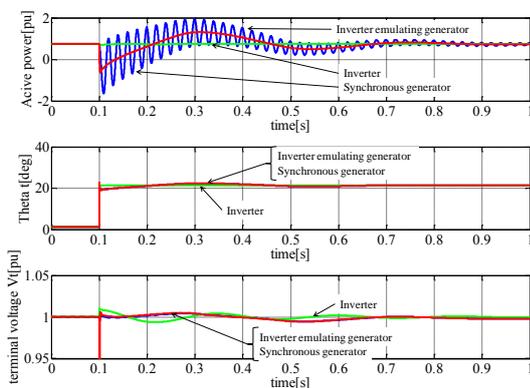


図 8. シミュレーション結果(位相外乱, リミッタなし)

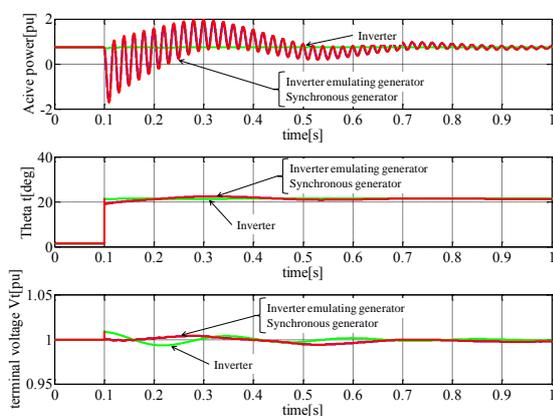


図 9.振動を再現した場合

図 9 に示すように、有効電力の振動を再現できているこ

とが分かる。しかしこの振動はシステムの安定度向上につながるとは考えにくいので、今回の目的に照らせば再現の必要は無いと考えられる。今後は振動分をキャンセルした結果のみを示す。

#### 4.4.2.(位相外乱, リミッタあり)

次に A パターン (位相外乱) において電流・電圧リミッタを組み込んだ場合のシミュレーション結果を図 10 に示す。

図 10 より、同期発電機エミュレーションインバータモデルの出力電力が定格値(今回の場合には 1.0[pu])に制限されていることが分かる。これにより、電流リミッタは適切に作用していると判断できる。

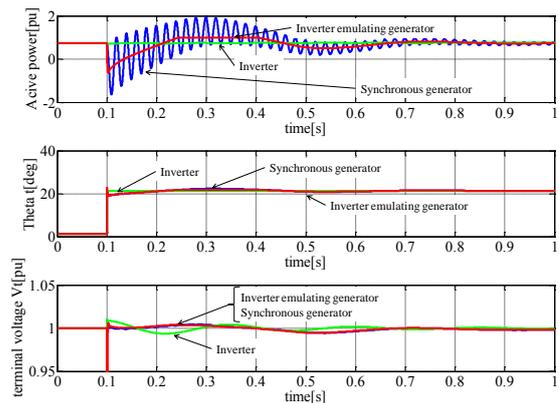


図 10. シミュレーション結果(位相外乱, リミッタあり)

#### 4.4.3.(電圧外乱, リミッタなし)

B パターンの系統電圧  $V_s$  の実効値が変化する外乱が発生した場合の 2.5 秒間の波形を図 11 に示す。

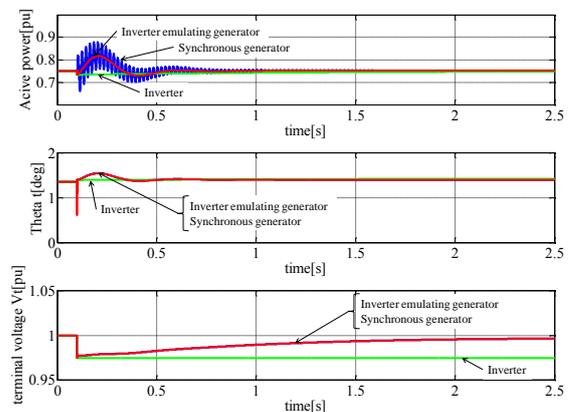


図 11. シミュレーション結果(電圧外乱, リミッタなし)

図 11 より、系統電圧  $V_s$  の変動によって低下した端子電圧  $V_t$  が同期発電機モデル内の AVR の機能によって定格値に戻って行くことが分かる。インバータモデルの場合には、ただあらかじめ定められた有効電力と無効電力を出力するだけなので、そのままではこの動作は期待できない。

#### 4.4.4.(電圧外乱, リミッタあり)

次に B パターン (電圧外乱) において電流・電圧リミッタを組み込んだ場合におけるシミュレーション結果を図 12 に示す。

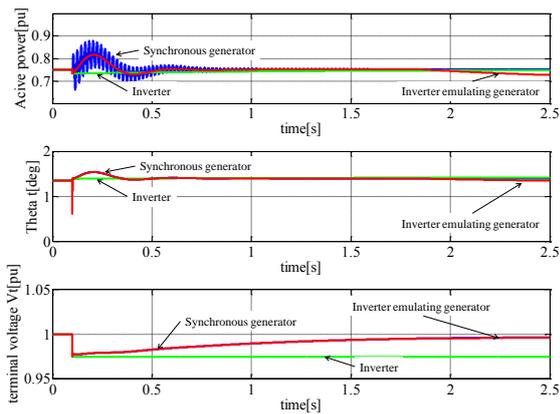


図 12. シミュレーション結果(電圧外乱, リミッタあり)  
 今回の場合には, 外乱発生時の動作こそ図 11 とほぼ変わりはないが, シミュレーション開始時より 2.0 秒後付近から, 有効電力の値が下がってきていることが分かる。これは, 電流リミッタにより皮相電力の値が制限されているために, 端子電圧  $V_t$  を上昇させるために同期発電機エミュレーションインバータモデルが無効電力を発生させると, それに伴い, 有効電力が下がるためである。図 13 に瞬時有効電力と無効電力の推移を示す。

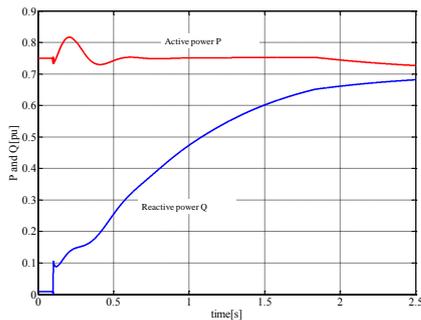


図 13. 有効電力と無効電力

図 13 より, 無効電力の値がある一定の値を超えると皮相電力の値が制限され, なおかつ無効電力の指令値の割合が大きくなるため, 図 7(a)に従い, 有効電力が下がり始め, 無効電力の上昇も緩やかになるということが確認できる。

#### 4.4.5.(周波数外乱, リミッタなし)

C パターンの系統電圧  $V_s$  の周波数が変化する外乱が発生した場合の 6.0 秒間の波形を図 14 に示す。

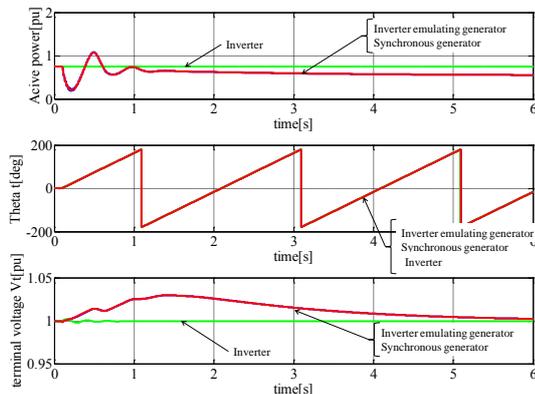


図 14. シミュレーション結果(周波数外乱, リミッタなし)

図 14 より, 系統電圧の周波数  $\nu_s$  の上昇に伴い, 有効電力の出力が減少していくことが分かる。このことより, 同期発電機のガバナの垂下特性が再現できていると判断できる。

#### 4.4.5.(周波数外乱, リミッタあり)

次に C パターン (周波数外乱) において電流・電圧リミッタを組み込んだ場合におけるシミュレーション結果を図 15 に示す。

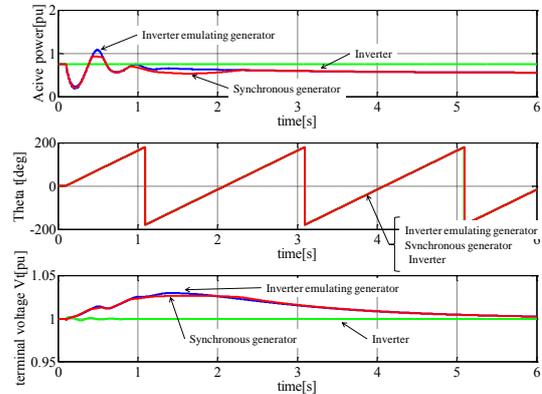


図 15. シミュレーション結果(周波数外乱, リミッタあり)

図 15 より, 周波数外乱によって有効電力, 端子電圧の波形に若干の乱れは存在するものの, 垂下特性の再現には大きな制約はないということが確認できる。

以上の結果より, コントローラの換装によって, インバータによる同期発電機の AVR 及び, ガバナの動作を模擬できているということが分かった。

## 5. 結論

本稿では, 大量導入されたインバータ機器による電力系統の安定度向上の可能性を知ることを目的として, インバータのコントローラを同期発電機のモデルに換装することによる同期発電機エミュレーションを検討した。数値検討の結果, 外乱がリミッタに比べてあまり大きくない範囲で, 同期発電機エミュレーションが可能である見込みを得ることができた。

今後は, 安定度を向上させるための同期機パラメータ (AVR やガバナの定数) の最適化, 様々な直流側の条件を考慮した検討や, 多機系での安定度向上の検討などを行う必要がある。

## 文献

- (1) Arai, junichi, Ishikawa, shinji, "Stable Operation of Power Source Connected to Ac Generator in Stand-alone Distribution Network," The International Conference on Electrical Engineering, O-177, July 2008.
- (2) Q. Zhong, G. Weiss, "Synchronverters: Inverters that Mimic Synchronous Generators," Industrial Electronics, pp.1-10, April 2010.
- (3) Y. Sozer, D. A. Torrey, "Modeling and Control of Utility Interactive Inverters," Power Electronics, pp.2475-2483, Dec. 2009.
- (4) P.Kundur: POWER SYSTEM STABILITY AND CONTROL, The Eprri Power System Engineering (1994)

# 太陽光発電の発電量予測の現状と課題

大関 崇（独立行政法人 産業技術総合研究所）

Current status of output forecasting for Photovoltaic systems

Takashi OOZEKI (National Institute of Advanced Industrial Science and Technology)

This paper reviews studies of the output forecasting method for photovoltaic (PV) systems. Most of the forecasting methods are using numerical weather predicting data such as weather forecasting and grid value point. Confirming the accuracy of forecasting data with actual monitored data have been not enough in Japan until now. And also, we should focus on the relational output forecasting and develop the technologies. In order to improve the accuracy, the research field of weather forecasting and PV system engineering should corroborate more and more.

キーワード：太陽光発電，太陽電池，発電量予測，予測手法，天気予報，GPV，気象数値シミュレーション，再生可能エネルギー，系統運用，設備計画

Keywords, Photovoltaics, solar cells, output forecasting, prediction method, weather forecasting, grid point value, numerical weather prediction, renewable Energy, Power system management, Asset Planning

## 1. はじめに

低炭素社会に向け，太陽光発電（PV）システムの発電特性は，季節と時間に基づく規則的な変動に加え，気象条件に基づく不規則な短長の変動を有している。2030年など大量導入時を想定した場合，電力系統における需給調整などの運用を困難にする一つの要因となると考えられている。しかしながら，PVシステムの出力予測が一定程度可能となれば，電力系統の運用計画において，他電源との協調制御により安定的な系統運用に貢献できる。本稿では，PVシステムの発電量予測技術についての研究・検討状況について概括する。

## 2. PVシステム発電量予測の現状

### 〈2・1〉発電量予測手法の概要

PVシステムの発電量予測手法の分類として，利用する入力データによる違いがある。予測を主眼した場合，以下を入力データとした方法が主として挙げられる。

- ① 天気予報を利用した方法
- ② 数値予報；GPV（Grid Point Value）を利用した方法
- ③ 気象数値シミュレーションを利用した方法
- ④ 衛星画像を利用した方法
- ⑤ 地点実測データを利用した方法

何時間先予測等の仕様により入力データの差がある。前日予測が必要な場合は，発電量や日射量が前日との相関性が高くないため，データベース等を利用した方法ではなく，物理モデルに基づく予測データが必要となる。そのため天気予報やGPV，気象数値シミュレーションの気象パラメータ予測を利用したデータが必要となる。当日補正などの数時間以下の短期予測の場合には，同様に気象パラメータ予測のデータ利用もあるが，衛星画像による画像処理，地点実測データを利用する方法も可能となる。

また，予測手法の分類として間接予測と直接予測がある。PVシステムの発電量を決定する主要因が日射量，気温データであるため，一度日射量および気温データを予測し，発電量推定する方法を間接予測と呼び，現状は実測の発電データの蓄積が少ないこともあるが，研究事例としては主流である。一方，地点実測が利用できる場合は，気象パラメータから直接的に発電量との関係をモデル化し，発電量を予測する方法があり，

これを直接予測と呼ぶ。

モデリングの手法による分類としては、物理モデル、回帰モデル、ヒューリスティックモデルなどがある。現状は、ニューラルネットワーク(ANN)を利用したヒューリスティックモデルが多い。また、パラメータの同定方法として、発電量や日射量を直接利用する方法と大気外日射量等で快晴日相当に規格化する方法が良く用いられる（水平面日射量を大気外水平面日射量で除したものが晴天指数）。

予測の対象としては、現状は単地点での予測の検証が多いが、将来的には多数地点や広域のエリア（電力管内など）のトータル発電量が必要になる。この場合、前述の利用データや直接予測、間接予測の組み合わせや手法が多様になる。各種予測手法のパスを fig.2 に示す。特に広域予測の場合、地点ごとが可観測であるかどうか重要となる。観測されていない場合は、サンプリングされたデータから推定する手法が必要となる。技術分類としては、大元の気象パラメータを予測するパート、日射量に変換（予測）するパート、発電量に変換（予測）するパートにおいて技術開発がそれぞれ必要となる。

次節より各利用データ別の予測技術について研究事例をまとめる。その中で予測誤差について結果例を示すが、必ずしも予測誤差評価は統一されていないため、注意が必要である。特に PV システムは夜間に必ず発電量（日射量）が0になるが、論文によっては、一定の時間帯を固定、もしくは夜間を含めた計算もある。本論文ではあくまで論文内に記載されている予測誤差とする。

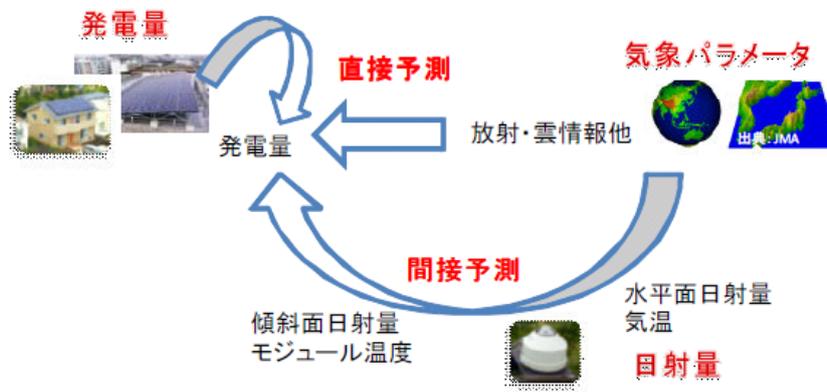


Fig. 1 output forecasting using direct and indirect

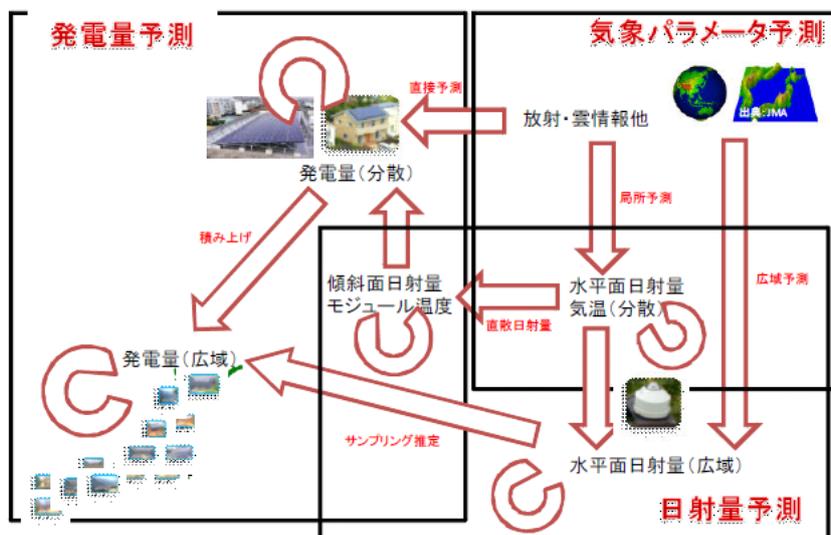


Fig.2 Schematic diagram of process for regional output forecasting

## 〈2・2〉 天気予報を利用した手法

天気予報を利用した手法は、豊橋技術大学のグループ<sup>(1)</sup>が天気ごとに晴天指数の平均値をとる手法を提案が古くにある。その後、しばらく研究事例が無かったが、同グループから、単地点を予測するのに相関の高い周囲の気象官署のデータを利用して ANN により学習する手法が提案されている<sup>(2)</sup>。また、事前学習の容易さから気候区別に台行モデルの作成についても検討を行っている。ただし、PV だけでなく熱利用を目的としていたため、これらの手法の予測誤差は、1 時間値において約  $0.1\text{kWh/m}^2$  であった。その後、NTT のグループ<sup>(3)</sup>や東京農工大<sup>(4)</sup>により天気予報データがピンポイント予報を開始したこともあり、それらを理票した研究が進展した。両者ともマイクログリッドおよび、自律度向上型システムなど地域コミュニティシステム内の蓄電池の最適運用という明確な目的が出現したことにより予測技術が検討された。そのため、翌日の日射量の予測を主目的としている。モデルの作成には、ANN および、天気別の単純回帰モデルである。基本的な考えは、豊橋技術大のグループ<sup>(1)</sup>の手法と同じで、両者とも気象庁の配信する 3 時間ごとの天気予報として「晴れ・曇り・雨」などを過去の地上気象官署データを教師データとして同定する手法である。東京農工大<sup>(4)</sup>の手法においては、天気の連続性を加味した修正式の追加および、当日の実測を利用して修正する手法についても提案されている<sup>(4)</sup>。NTT のグループ<sup>(3)</sup>の手法についても当日の実測データを利用して修正する方法についても提案している。また、間接/直接手法の両方について検討を行っている。直接予測と間接手法との比較では直接予測の方が良い結果を示している。しかしながら、ANN の学習には一定のデータ蓄積が必要なため、運用開始時には間接手法を併用することが実務上では良いなど指摘している。それぞれの手法での予測誤差に大差はなく、1 時間値において、約  $0.08\sim 0.12\text{kWh/kW}$  となっている。

その後、産総研のグループ<sup>(5)</sup>や電源開発<sup>(6)</sup>により 1MW の実測発電量を利用した研究報告があった。回帰式および ANN を利用した方法で、発電量データを用いて直接同定する直接予測手法である。産総研<sup>(5)</sup>は、パラメータを同定に事前に天気予報データを蓄積する必要がある問題点を解決するため、実況天気によるパラメータ同定手法や、PV システムの発電量の規格化方法に快晴日の理論傾斜面日射量を利用した疑似晴天指数を用いる方法を提案している。電源開発<sup>(6)</sup>、ANN の構築を天気ごとに行うことおよび、ニューロファジーを利用して異常値をフィルタリングする手法が提案されている。それぞれの予測誤差は約  $0.1\text{kWh/kW}$  程度である。両者は、天気文字データを数値化して関数としている（例えば、天気 1.0、曇天 0.5、雨天 0.2 など）また、産総研のグループ<sup>(7)</sup>は実況天気および模擬的な天気予報外れデータを作成して、有効パラメータの検討をおこなっている。天気予報データとして利用できる天気文字情報および湿度データが有効である結果を得ている。模擬的な天気予報データの利用した基礎的な検討については、早稲田大学が、Just in Time を利用した手法を検討している<sup>(8)</sup>。この中では、天気予報データを利用しないで前日のデータ情報のみからの比較を行っており、前日予測には天気予報データが必須であることを明確にしている。

## 〈2・3〉 GPV を利用した手法

数値予測を利用する方法については、琉球大学のグループから GPV の雲量、気温を利用した手法が提案されている<sup>(9)</sup>。利用データは、18 時間前に配信される GPV のデータおよび 16 日のデータと前年度の同一日のデータを入力として学習している。利用用途としては、蓄電池の最適化運用等を目的としている。研究内容としては、ANN の種類（階層型、ラディアルベース、リカレント型）による影響や入力データの違いなどについて検討を行っている。大差はないがリカレント型 ANN が有効である結果を示している。予測誤差は約  $0.1\text{kWh/m}^2$  程度の結果となっている。また、同時期に GPV を入力として産総研が回帰モデルによる検討を行っている<sup>(10)</sup>。雲量の代わりに各気圧面の湿度データを下層、中層、上層データとして、日射透過率定義してパラメータ同定を行っている。この研究では周囲の GPV データも利用しており、予測誤差は約  $0.9\text{kWh/m}^2/\text{day}$  である。同志社大のグループでは、入力に MSM の地上面データの雲量データ（上層、中層、下層）データを利用したモデルを検討している<sup>(11)</sup>。特徴としては、一定期間の実測データを蓄積し、期間内の最大、最低データ日射量カーブを作成し、データを規格化している。最大、最小の間を雲量の関数としてパラメータを同定している。また、期間ごとに ALC を用いて随時パラメータの選定を行っているのが特徴である。結果として、中層+高層データが比較的有効なデータであることを示している。同グループからは、パラメータの選定に田口メソッドを利用した手法も検討しているが<sup>(12)</sup>、前者とほぼ同じ予測誤差である結果であった。予測誤差は、約  $1.5\text{kWh/m}^2/\text{day}$  であった。同様な手法は、北陸電力<sup>(13)</sup>、東京農工大<sup>(14)</sup>も検討を行っている。ヒュ

ーリスティックな手法としては、**Just in Time** を利用した手法を早稲田のグループが検討しており<sup>(15)</sup>、産総研のグループでは **ANN**<sup>(16)</sup>および **SVM**<sup>(17)</sup>を利用した検討を行っている。

#### 〈2・4〉 気象数値シミュレーションを利用した手法

気象数値シミュレーションを利用した日射量予測として、日本気象協会の **SYNFOS** がある。稚内において実証試験が進められている、「大規模電力供給用太陽光発電システム安定化等実証研究」(稚内メガソーラ)において、**NAS** 電池との組み合わせによる計画運転の基礎データとして検証が行われている<sup>(18)</sup>。気象数値シミュレーションモデルのひとつである **MM5** (最新バージョンは **WRF**) をベースとして物理過程やデータ同化の一部を独自改良したモデルである。**GPV** をベースに **15km** およびネスティングにより **5km** の出力を行っている。稚内メガソーラプロジェクトでの検証結果として、月ごとに約 **0.05~0.30kWh/m<sup>2</sup>** の予測誤差である。同様に岐阜大学のグループでは **MM5** をベースにしたリアルタイム局地予報を実施しており、ウェブサイトにて、翌日夜 9 時までの 1 時間ごとの予報を 1 日 1 回午前 9 時に発表している。また、雲微物理過程を導入した物理気象モデルと分光日射量推定物理モデルとして日射スペクトルに与える影響を加味できるシミュレーションについても検討を行っている<sup>(19)</sup>。この二つは基本的に日射予測に特化して他の物理モデル過程、パラメータ変更は実施しておらず、モデル内のパラメータを利用した日射量推定モデルを利用している。また、中部電力のグループでは独自に開発している気象数値シミュレーションモデル **CRess** を利用した予測の検討をおこなっている<sup>(20)</sup>。**5km** の **GPV** を入力に **1km**、1 分値の予測を可能としている。一方、電中研らのグループでは予測誤差低減のために、気象モデル自身の計算条件の改良について基礎検討を行っている<sup>(21)</sup>。**WRF** の基本的な設定との比較を行っており、雲物理モデルの影響検討として 5 種類のモデルによる比較、大気鉛直層数の影響検討として 30, 60 層による違い等を検討している。特に大気鉛直層数の影響が大きいことを示唆している。

#### 〈2・5〉 その他の予測手法

主要な予測手法は前述の 3 つを入力データとして利用する方法であるが、その他に短時間予測等の検討も行われている。山本らは数分先の予測として、天空の画像を取り込んで画像処理する手法が検討されている<sup>(22)</sup>。また、早稲田のグループからは、数分~数時間先の発電量予測を目的にパターン認識手法を利用する方法を提案している<sup>(23)</sup>。数時間先予測としては、衛星画像を利用した手法が東京農工大学のグループ<sup>(24)(25)</sup>および日本気象協会<sup>(26)</sup>が検討を行っている。両者とも過去の画像から雲の移動ベクトルを求めて画像処理を行うものである。稚内メガソーラのプロジェクトにおいて精度検証が行われており、6 時間先まで約 **0.1kWh/m<sup>2</sup>** 有効な予測結果を得ている。

また、名古屋工業大のグループから、**Just in Time** を利用して、観測データ(気温、気圧、日射量)を利用して 6 時間先までの予測を検討している<sup>(27)(28)</sup>。予測誤差は約 **0.3~0.7kWh/m<sup>2</sup>** であった。また、愛知工業大学では、数時間先予測に、周囲の観測データおよび天気図パターンマッチングを利用した手法<sup>(29)</sup>や、レーダーを利用した手法の検討も行われている<sup>(30)</sup>。

長期予測として **NTT** のグループでは週間天気予報データをもとにして、日間/週間の発電量予測について検討を行っている<sup>(31)</sup>。

#### 〈2・6〉 広域予測技術

ここまでは、単地点の予測についての研究事例を示した。しかしながら、将来的には **PV** システムの大量導入を想定した電力運用との協調を考えると、一定の広域エリアでの予測手法が必要となる。広域での予測は、単地点での予測誤差をキャンセルされることで誤差を低減できることができる。産総研は、実況天気をもとに広域での予測誤差低減効果について基礎的な検討を行っている。複数地点での予測誤差の時系列データは一定の距離が離れると無相関に近づくことを示し、それにより予測誤差が低減されることを示唆した<sup>(32)</sup>。早稲田大学のグループでも **Just in Time** を利用した手法により広域での予測誤差低減効果を確認している<sup>(15)</sup>。

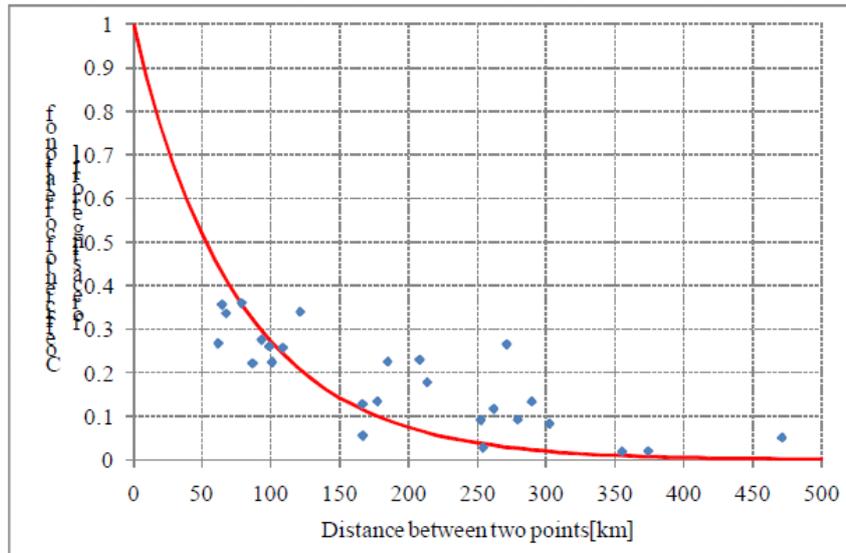


Fig.3 2地点間距離と日量予測誤差の相関係数

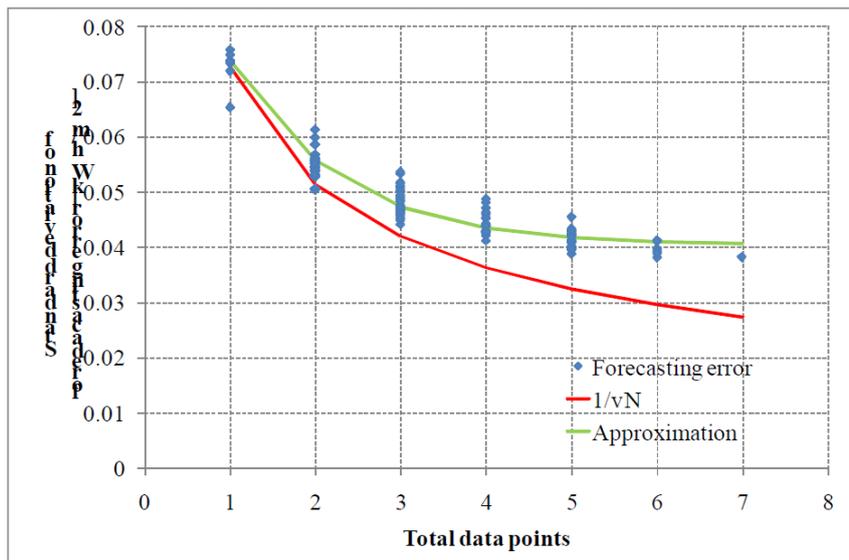


Fig. 4 地点数と予測誤差の標準偏差との関係

#### 〈2・7〉 海外の予測技術

海外においても、PV システムの発電量予測の研究は各種行われている。最も先進的な取り組みは IEA SHC Task 36 のグループであり、USA およびヨーロッパでのデータセットを利用して、各種予測技術の比較検討などを行っている<sup>(33)(34)(35)</sup>。また、実測の発電量データを利用した広域での予測誤差低減効果の検証<sup>(36)</sup>、サンプリングデータからの全量の推定 (Up-scaling) についての検討も開始している<sup>(37)</sup>。基本は、ECMWF (European Center for Midrange Weather Forecasts) の気象数値シミュレーションのデータをもとにした日射量および発電量予測モデルである。予測誤差は、日射量の 24 時間先予測において  $0.09 \sim 0.14 \text{ kWh/m}^2$  である。また、予測誤差の検証として、Persistence (誰にでも可能な予測) として前日と同じデータを利用した場合との比較などを行っている。その他には、ANN を利用した例が多く、レビュー論文が参考になる<sup>(38)</sup>。

## 〈2・8〉 PV システムの出力推定手法

これまでの研究の主流は日射量および気温の予測データを作成し、それをもとに PV の発電量を変換（推定）する手法である。そのため、日射量および気温データをもとにした PV の発電量推定モデルが必要である。推定モデルはこれまでに研究が多く存在し、各種シミュレーションソフトやツールが存在する<sup>(39)(40)</sup>。ただし予測に関しては、最大値サンプリング間隔においても 3 時間程度であるため、月積算や年積算を目的とした推定手法は趣旨に合わない。また、個別システムは、各種損失を持つが、日影や MPPT 損失など一般化できない要素も存在するため、これらを加味できる手法が必要である。JIS に規定されている発電量推定方法<sup>(41)</sup>や産総研が開発した PVSYSYSTEM.NET<sup>(42)</sup>においては月間年間発電量を主目的としているため利用が難しい。国内においては、ラプラスシステムから販売されている SolarPro<sup>(43)</sup>が最も近いが、推定精度の十分な検討は行われていない。海外においては、SolDIM<sup>(44)</sup>、PVSYST<sup>(45)</sup>、PV\*SOL Pro<sup>(46)</sup>、PVS<sup>(46)</sup>、PV-Design Pro<sup>(47)</sup>など様々なツールが存在するが、発電量予測と組み合わせた十分な検討は行われていない。しかしながら、発電推定における必要な推定精度は、日射量予測の誤差範囲以下であれば十分であるが、日影など大きく出力を低下させる可能性がある要素についてはシミュレートできる必要がある。また、今後現在主流の Si 結晶系以外については別途推定モデルが必要な場合がある。これらや、power rating や energy rating として各種研究が進められている。

## 3. 今後の課題

本章では、現状を踏まえて今後の課題について述べる。利用データについては、前日予測に限れば気象数値シミュレーションをもとにした気象予測が必要である。天気予報、GPV、気象数値シミュレーションを利用する場合でも、国内では、気象庁における気象数値シミュレーションモデルが基本となる。電中研での基礎的な検討において、気象モデルの一部変更による日射量予測への影響が示唆されていることもあり、また境界条件設定等を考慮すると精度向上には上位モデルまでさかのぼる必要がある。

これら気象パラメータを利用して有効に日射量および発電量データに変換する手法については、回帰モデル、ヒューリスティックモデルの優劣は出ていない。これまでの研究事例において、パラメータ同定が良ければほとんど予測誤差に差はないと考えられる。優劣は運用面での簡便さやサイト依存性の有無などの汎用性になると考えられる。そのため、季節、地域、学習期間などの感度分析が今後必要となると考えられる。

さらに重要なことは広域予測モデルの構築となる。国内では十分に検討が行われていない。基本的には単地点の積み上げになるが、全数が可観測となることは当面考えられないため、サンプリングされた観測地点からの全量把握（Up-scaling）の検討が必要である。基本的には、感度の高いパラメータを考慮した、代表日射量の加重平均となる。

そのため、サンプリング地点数、距離間隔、PV システムの傾斜・方位角のばらつき、モジュール種別のばらつきなどの感度分析を行うことが重要である。特に感度の高いパラメータについては、将来のデータベース構築方法を早急に考える必要がある。また、電力系統への影響評価と必要な予測精度の目標値設定などのシミュレーションをあわせて行うことが重要である。

そして、最も重要なことは実証である。国内ではモニタリングされている PV システムデータの集約が進んでいないため、広域予測の検証がほとんどされていない。今後、産学官でモニタリングデータ数を増やし、オープンな形での精度検証が必要である。

## 4. まとめ

本論文では、PV システムの発電量予測技術および研究についてレビューを行った。未だ発展途上な技術であるため、本稿が今後の技術開発の参考になれば幸いである。

## 参考文献

- (1) 中川(舞鶴高専)他, 地域時系列予報を用いた日射量予測, 平成 10 年電気学会部門大会
- (2) 桶,村田,東山,滝川,全国各地の日日射量曲線予測のための気候区代表モデル法, 平成 19 年電気学会 電力・エネルギー部門大会
- (3) 工藤, 竹内, 野崎, 遠藤, 角田, “エネルギーネットワークにおける太陽光発電予測技術”, 電学論 B, Vol. 127, No. 7, pp.847-853 (2007).
- (4) 嶋田, 黒川: “天気予報と天気変化パターンを用いた日射予測”, 電学論 B, Vol.127, No.11, pp.1219-1225 (2007).
- (5) 大関,大谷,高島, 菱川, 輿水, 内田, 荻本, 太陽光発電システムの天気予報データを利用した発電量予測手法に関する研究, 平成 22 年電気学会全国大会
- (6) 内田他, ポータルサイトの天気予報を用いた太陽光発電量の予測, 平成 22 年電気学会全国大会, 2010
- (7) 大関, Joao, 大谷,高島, 菱川, 輿水, 内田, 荻本, 天気予報を利用した広域の日射量予測に関する基礎検討, 平成 22 年電気学会電力エネルギー部門大会, 2010
- (8) 鈴木, 若尾, Just-In-Time Modeling を用いた翌日日射量予測の高精度化に関する基礎的検, 新エネルギー・環境研究会, 2009
- (9) 與那, 千住, 舟橋, 関根: “ニューラルネットワークを用いた太陽光発電設備の 24 時間先発電電力予測”, 電学論 B, Vol. 128, No. 1, pp.33-39 (2008)
- (10) 産総研, 平成 16, 17 年度 独立行政法人 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, 革新次世代太陽光発電システム技術研究開発「自律度向上型太陽光発電システム先導研究開発」, 平成 18 年 3 月 独立行政法人 産業技術総合研究所
- (11) 片岡,金田,藤原,石原,戸高,舟橋,中島,輿野, “雲量の数値予報データを用いた日射量予測, 太陽/風力エネルギー講演論文集, 2009
- (12) 中野, 高橋, 藤原, 石原, 数値予報データを用いた日射量予測に関する検討, 太陽/風力エネルギー講演論文集, 2010
- (13) 山岸(北陸電力)他, 北陸地域における日射量予測の基礎検討, 平成 22 年電気学会全国大会, 2010
- (14) 小宮山, 長坂, 太陽光発電量推定のための ANN を用いた日射予測, 第 28 回エネルギー・資源学会研究発表会, 2009
- (15) Takanobu SUZUKI, Shinji WAKAO, Takashi OOZEKI, Next-Day Insolation Forecast Over Wide Area By Using Just-In-Time Modeling, EUPVSEC 25th, 2010
- (16) Joao Gari da Silva FONSECA Jr., Takashi OOZEKI, Takumi TAKASHIMA, Kazuhiko OGIMOTO, Solar Irradiation Forecasts with Neural Networks and Numerically Predicted Cloudiness Data, EUPVSEC 25th, 2010
- (17) ガリ ダ シルバ フォンセカ ジュニア, 大関, 高島, 荻本, サポートベクターマシンを用いた日射量予測に関する研究, メタボリズム社会・環境システム研究会, 2010
- (18) 山口,滝谷,松岡,齋藤, 稚内メガソーラープロジェクト(7)～日射量日予測について～, 平成 21 年電気学会全国大会
- (19) 橋本他, 数値気象予報モデルを用いた日射量予測, 太陽/風力エネルギー講演論文集, 2009
- (20) 小池他, CReSS(雲解像モデル) を利用した局地気象予測, 平成 22 年電気学会全国大会, 2010
- (21) 田村, 平口, 橋本, 西澤, 和田, 気象モデル WRF による翌日の日射量予測特性の評価, 太陽/風力エネルギー講演論文集, 2010
- (22) 山本他, “雲の画像解析による太陽光発電の出力予測に関する基礎的研究, 電学論 B. 119 巻 8/9 号 平成 11 年, 1999
- (23) 飯嶋(早稲田大学)他, “統計的パターン認識を用いた短期日射量予測に関する基礎的検討, 太陽/風力エネルギー講演論文集, 2009
- (24) 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, 2001. 2 電気学会電力・エネルギー部門誌 Vol.121-B No.2, pp.250-256
- (25) 高橋 里枝, 谷口 浩成, 黒川 浩助, 大谷 謙仁, “衛星雲画像の空間周波数分析を用いた日射予測”, 平成 15 年 3 月, 電気学会全国大会
- (26) 小倉他, 稚内メガソーラープロジェクト(8)～太陽光発電所における運転計画のための日射量短時間予測について～, 平成 21 年電気学会電力・エネルギー部門, 2009
- (27) 宮本他, Just-In-Time モデリングに基づく日射量予測, 平成 21 年電気学会全国大会
- (28) 中村他, データベースに基づいた日射量予測, 平成 21 年電気学会全国大会
- (29) 張, 中野, 雪田, 後藤, 一柳, 天気図データベースを活用した 2 時間先の日射量時間変化予測, 平成 21 年電気学会全国大会

- (30) 香野, 松山, 依田, 雪田, 水野, 一柳, 雲頂高度及び雲頂温度による太陽光発電の出力変動予測のための一考察, 平成 22 年電気学会全国大会
- (31) 竹内, 林, 野崎, 島陰, マイクログリッド実証研究における週間最適化の検討, 平成 20 年電気学会全国大会
- (32) 環境省報告書, E-0903 再生可能エネルギーの大規模導入を可能とする自律協調エネルギーマネジメントシステム, 再生可能エネルギー供給量の変動予測に関する研究, 2010
- (33) J. Remund, R. Perez, E. Lorenz, COMPARISON OF SOLAR RADIATION FORECASTS FOR THE USA, 23rd EUPVSEC, 2008
- (34) Elke Lorenz, Johannes Hurka, Giota Karampela, Detlev Heinemann, Hans Georg Beyer, Martin Schneider, QUALIFIED FORECAST OF ENSEMBLE POWER PRODUCTION BY SPATIALLY DISPERSED GRIDCONNECTED PV SYSTEMS , 23rd EUPVSEC, 2008
- (35) Elke Lorenz, Jan Remund, Stefan C. Muller, Wolfgang Traunmuller, Gerald Steinmaurer, David Pozo, Jose Antonio, Ruiz-Arias, Vicente Lara Fanego, Lourdes Ramirez, Martin Gaston Romeo, Christian Kurz, Luis Martin Pomares, Carlos Gejo Guerrero, BENCHMARKING OF DIFFERENT APPROACHES TO FORECAST SOLAR IRRADIANCE, 24th EUPVSEC, 2009
- (36) Elke Lorenz, Johannes Hurka, Detlev Heinemann, and Hans Georg Beyer, Irradiance Forecasting for the Power Prediction of Grid-Connected Photovoltaic Systems, IEEE JOURNAL OF SELECTED TOPICS IN APPLIED EARTH OBSERVATIONS AND REMOTE SENSING, VOL. 2, NO. 1, MARCH 2009
- (37) Elke Lorenz, Thomas Scheidsteger, Johannes Hurka, Detlev Heinemann, Christian Kurz, Regional PV power prediction for improved grid integration, PROGRESS IN PHOTOVOLTAICS: RESEARCH AND APPLICATIONS Prog. Photovolt: Res. Appl. (2010)
- (38) Adel Mellita, Soteris A. Kalogirou, Artificial intelligence techniques for photovoltaic applications: A review, Progress in Energy and Combustion Science 34 (2008) 574.632
- (39) Solar Verlag GmbH “Photon International” January 2001
- (40) Solar Verlag GmbH “Photon International” September 2003
- (41) JIS C8907 「太陽光発電システムの発電電力推定法
- (42) PV system.net <http://www.pvsystem.net/>
- (43) ラプラスシステム株式会社、<http://www.lapsys.co.jp/>
- (44) Soldim, <http://www.soldim.de/>
- (45) PVSYST, <http://www.pvsyst.com/>
- (46) PV\*SOL Pro, <http://www.valentin.de/>
- (47) PVS 2.001, econzept : <http://www.econzept.com>

# 太陽光発電システム生涯発電量の最大化と 故障検出に向けた取組み

植田 謙

大学院理工学研究科 電子物理工学専攻 助教

第13回 太陽光発電システム研究発表会

2011年3月26日

## 消費者は何を見て選ぶか？



銘板定格

デザイン・色

発電性能・生涯発電量

信頼性・長期安定性

維持管理費

サービス体制

異常動作時の安全性

環境負荷・リサイクル



エンジン出力

スタイル・快適性

経済性・実燃費

信頼性・故障率

維持管理費

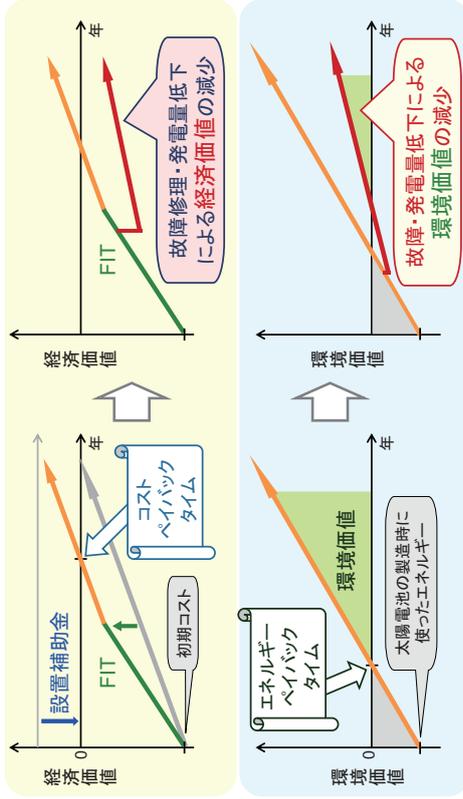
サービス体制

衝突時の安全性

環境負荷

多様な価値観に対応した製品が求められる

## 故障・発電量低下のリスク



故障・発電量低下によるシステム生涯発電量の最大化が重要

## 取組みと課題



品質管理

デザイン・色

発電性能・生涯発電量

信頼性・長期安定性

維持管理費

サービス体制

異常動作時の安全性

環境負荷・リサイクル

エネルギー定格・フィードデータの収集

発電性能診断手法の提供

加速劣化試験・フィードデータの収集

性能低下・故障の検出手法の提供

起こりうる故障モードの整理と費用の明確化

長期的な互換性の確保

地域の販売店・工務店との連携

悪徳業者への対応

ホットスポット・バイパスダイオード故障

火災事故の防止

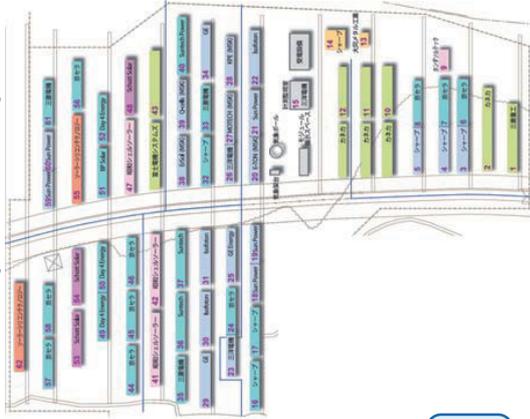
情報開示

メーカ間競争 → 国際競争 → 他のエネルギーとの競争

## NEDO:メガソーラープロジェクト(北杜サイト)



Photo: Inter Pic

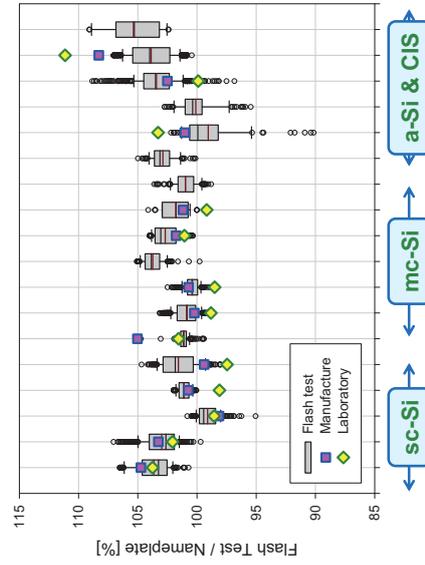


24種類のモジュールを設置  
システムとモジュールの比較

Research on photovoltaic power generation systems  
2011/3/26 Y.U

Tokyo Institute of Technology 5

## メーカ出荷検査値と屋内測定結果

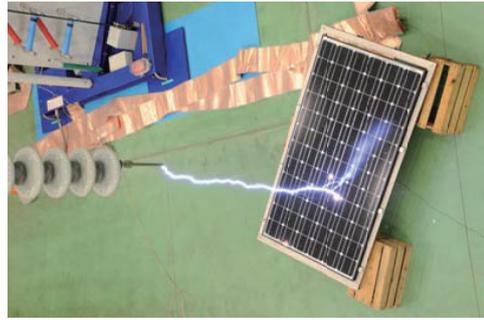


メーカ出荷検査値はJIS規格内で管理されている  
メーカ出荷検査値の計測精度は必ずしも高くない

Research on photovoltaic power generation systems  
2011/3/28 Y.U

Tokyo Institute of Technology 6

## モジュールへの直撃雷

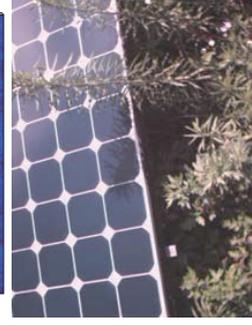
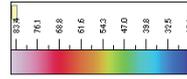
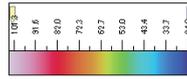


写真提供: 音羽電機工業株式会社

Research on photovoltaic power generation systems  
2011/3/26 Y.U

Tokyo Institute of Technology 7

## 日陰によるホットスポット



わずかな日陰もホットスポットの原因になる

Research on photovoltaic power generation systems  
2011/3/26 Y.U

Tokyo Institute of Technology 8

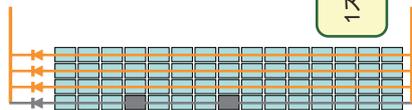
## 故障検出 メガソーラーの場合

- 最低限の計測機器がある事を前提に  
モニタリングデータより故障検出を行う

## 10kW多結晶とアモルファスの違い

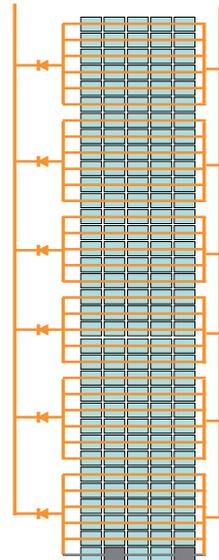
	Pmax [W]	Voc [V]	Isc [A]	Vpmp [V]	Ipmp [A]
a-Si	60.0	91.8	1.2	67.0	0.9
mc-Si	167.0	29.0	8.0	23.0	7.3

多結晶シリコン  
15直列×4並列



$$\text{1ストリング故障} = \frac{1}{4}$$

アモルファスシリコン  
5直列×34並列



$$\text{1ストリング故障} = \frac{1}{34}$$

## セル・モジュール・アレイ

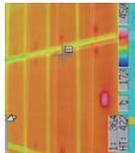
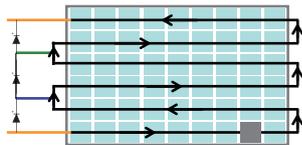
セル



モジュール



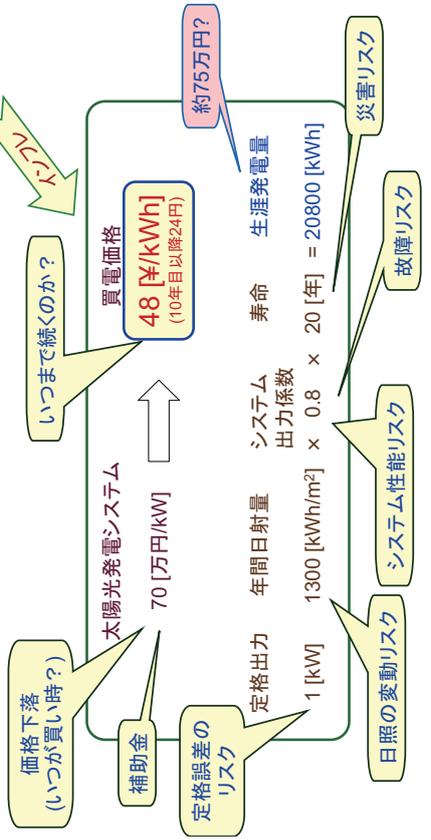
アレイ



## 故障検出 住宅用の場合

- 個別の計測機器がない事を前提に様々なシステム構成を持つ  
住宅用太陽光発電システムの故障検出を行う

# 太陽光発電システム導入のリスク

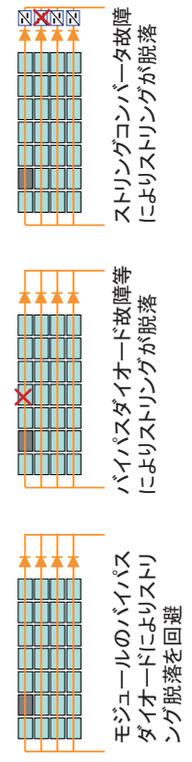


✓個人が多くのリスクを負っている  
 ✓発電性能を長期にわたり確認する手段が限られている

# 住宅用太陽光発電システムの構成

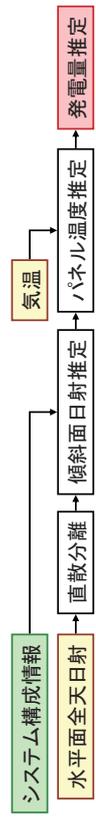
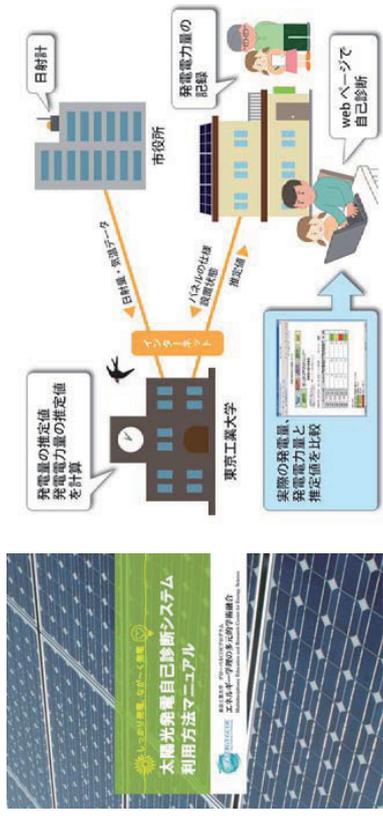


- ▶ 様々なシステム構成
- ▶ 個々に計測機器を設置していない
- ▶ スtring数は少ない (結晶系)

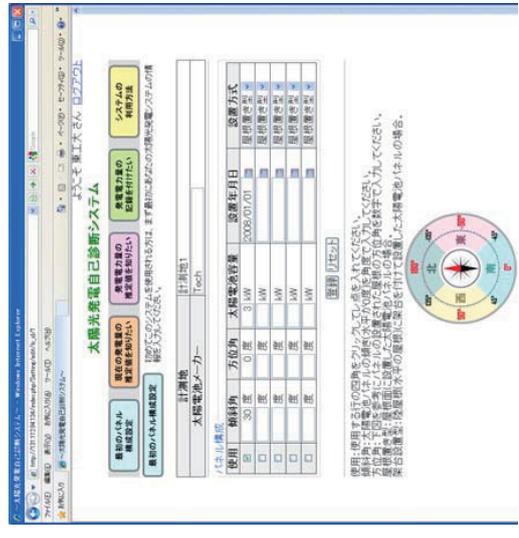


String故障程度の出力低下を検出可能な安価な故障診断

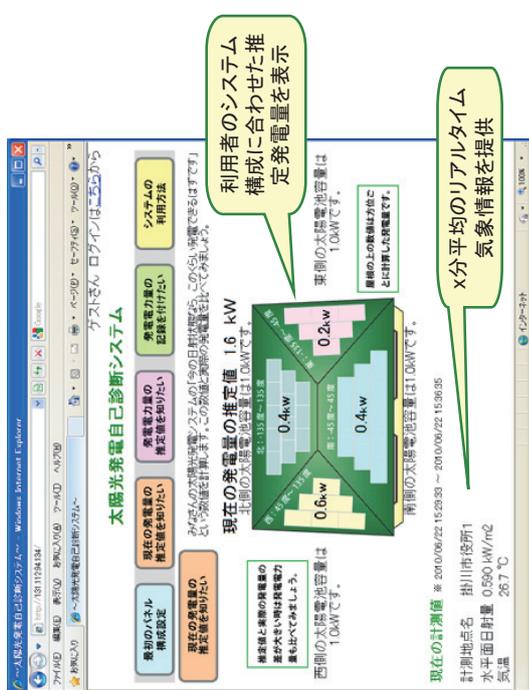
# 自己診断システムの開発



# システム構成の入力

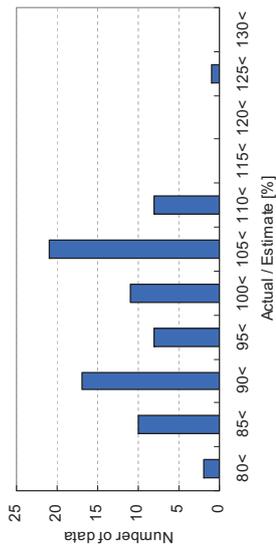


## 現在の推定発電量をweb上で提供



Research on photovoltaic power generation systems Tokyo Institute of Technology 2011/3/26 Y.U

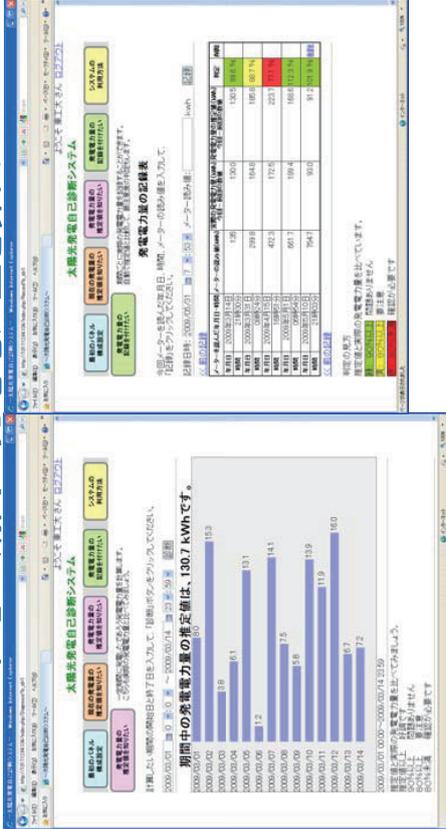
## 自己診断支援システムの利用状況



- > 2010年4月～6月のシステム利用状況
- > 記録表への入力のためのタイミングが利用者に任されているため、推定期間は数日～30日程度と一定ではない
- > PVシステムに不具合が無い場合には100%に近い値が期待される
- > 24ユーザー、のべ78回分のシステム利用データの平均値は100.2%であった

Research on photovoltaic power generation systems Tokyo Institute of Technology 2011/3/26 Y.U

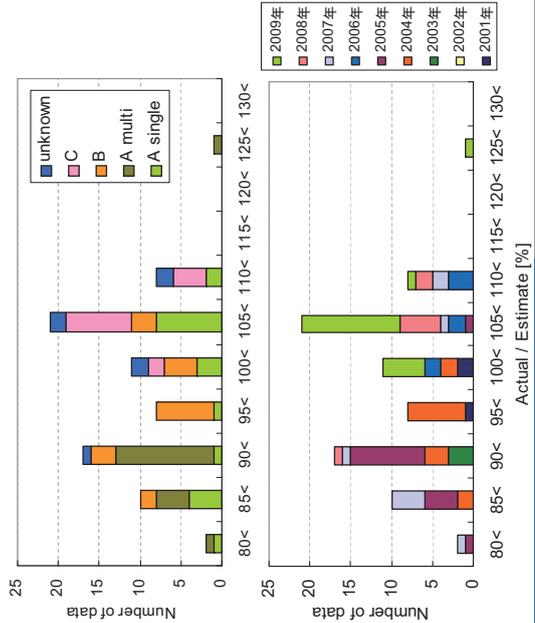
## 任意の期間の発電電力量を算出



✓今の発電量を確認する事で気になった時にシステムの状態を確認  
 ✓定期的に発電電力量を確認することで故障診断が可能

Research on photovoltaic power generation systems Tokyo Institute of Technology 2011/3/28 Y.U

## メーカー別・設置年別の傾向



Research on photovoltaic power generation systems Tokyo Institute of Technology 2011/3/28 Y.U



# 北杜メガソーラのライフサイクル評価

東京工業大学 伊藤 雅一

## 1. はじめに

山梨県北杜市で NEDO 技術開発機構により「大規模電力供給用太陽光発電システム安定化等実証研究、北杜サイトにおける大規模電力供給用太陽光発電システム安定化等実証研究」が実施され（図 1）、平成 18 年に開始した実証研究はこの平成 23 年度で終了する。研究事項は(1)大規模太陽光発電システムの構築とシステム安定化対策技術の開発、(2)高調波抑制対策技術の開発、(3)シミュレーション手法の開発、(4)導入時の指針となる手引書の作成、などがある。

本報告では様々な種類の太陽電池モジュールがアレイ単位で設置されていることに着目し、それぞれの実際の発電量や架台、基礎のデータを用いてライフサイクル評価を行い、エネルギー収支、二酸化炭素排出量を算出する。特に、ここでは 3 つの評価を実施した。

- ・コンクリート架台と新型架台の比較
- ・19 種の太陽電池の 600kW での評価
- ・1 期、2 期合わせた全体の評価



図 1 に設置された約 30 種の太陽電池を用いた 2MW メガソーラ（山梨県北杜市）

## 2. LCA 概要

### 2.1 ライフサイクルアセスメント

ライフサイクルアセスメントとは、製品のライフサイクル、すなわち、資源の採取、製造、使用、廃棄のすべての段階に渡って環境に与える影響を分析し、評価する手法である。図 2 のように LCA は 5 つの段階で構成されている。

### 2.2 目的及び範囲の設定

LCA は対象とする製品の直接的な影響だけでなく、間接的な影響までを含めて評価しようという思想の元に行っており、システム分析法の一つといえる。目的及び範囲の設定は、LCA の枠組みを決める基本となる段階である。範囲の設定においてそのライフサイクルが定義され、間接的な影響をどこまで追跡するかが決定される。この設定のためには目的がはっきりしていることが重要である。

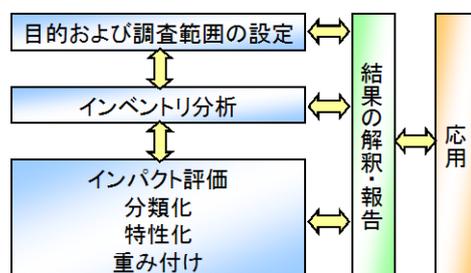


図 2 ライフサイクルアセスメント

## 3. 本研究の評価範囲と前提条件

### 3.1 本研究における評価範囲と手法

本 LCA 評価では、図 3 に示す評価範囲で実施した。

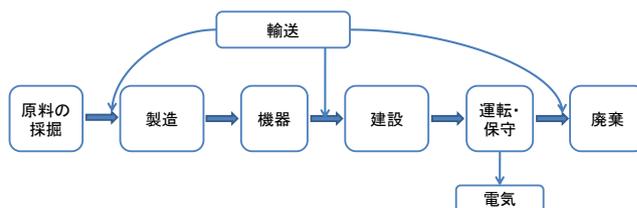


図 3 LCA の評価範囲

また、本評価ではエネルギーと CO<sub>2</sub> に関する検討を行い、他の電源と比較できるように、エネルギーペイバックタイム (EPT) と二酸化炭素排出原単位を評価指標として利用する。

- ・エネルギーペイバックタイム (EPT : Energy Payback Time)

太陽光発電システムの LCA では、エネルギー採算性の指標として、エネルギーペイバックタイムを算出する。エネルギーペイバックタイムとは、太陽光発電システムのライフサイクルに投入されたエネルギー量をその発電電力で回収するに要する年数のことである。

エネルギーペイバックタイム(Year)

$$= \frac{\text{ライフサイクルにおける全エネルギー投入量[kWh]}}{\text{年間回避可能一次エネルギー量[kWh/year]}}$$

・二酸化炭素排出原単位 (CO<sub>2</sub> 排出原単位)

CO<sub>2</sub> 排出原単位とは、太陽光発電システムの生涯発電電力単位量(kWh)あたりのライフサイクルにおける CO<sub>2</sub> 排出量のことを言う。この指標を用いて、様々な発電所が発電する際にどの程度 CO<sub>2</sub> を排出されるのかが分かる。

電力生産は、発電だけでなく燃料採掘、輸送、廃棄物処理、送配電などの一連の活動から成立しており、発電技術の環境負荷を評価する際には、発電時だけでなく電力生産に関わるライフサイクルに渡って評価することが適切である。

太陽光発電システムを構成するすべての物の製造による CO<sub>2</sub> 排出量を生涯発電電力量で割り、kWh 当たりの CO<sub>2</sub> の排出量を求める。

CO<sub>2</sub> 排出原単位(g-C/kWh)

$$= \frac{\text{ライフサイクルにおける全CO}_2\text{排出原単位(g-C)}}{\text{年間発電電力量[kWh/year]}\times\text{耐用年数[year]}}$$

表 1 評価対象のモジュールの発電量 (AC 側)

	年間発電量 [kWh/kW]
A1:sc-Si	1,412
A2:a-Si/sc-Si	1,397
A3:sc-Si	1,487
A4:sc-Si	1,319
A5:sc-Si	1,420
A6:sc-Si	1,428
A7:sc-Si	1,383
B1:mc-Si	1,338
B2:mc-Si	1,426
B4:mc-Si	1,419
B5:mc-Si	1,500
B6:mc-Si	1,451
B7:mc-Si	1,404
B8:mc-Si	1,440
C1:a-Si	1,295
C2:c-Si/a-Si	1,337
C3:a-Si	1,333
D1:CIS	1,538
D2:CIS	1,494

### 3.2 発電量

本研究では表 1 に示す実際の発電量を用いて評価を実施した。2008 年 4 月から 2009 年 3 月までのデータを対象とし、この時傾斜角 30 度の日射量は 1725 kWh/m<sup>2</sup> であった。ただし、欠測などを除いた評価対象日数は 292 日とやや少ない。発電

量のデータは寿命 30 年を想定して毎年 0.5% の劣化を想定し、その平均を考慮している。

### 3.3 構成機器と LCA データ

表 2 に LCA 評価で用いた機器と LCA データを示す。当初は発電データがまとまっていなかったため全国日射量平均値データマップ[1]を使用していたが、現在までに 1 年分のデータを取得したので本報告では実際の発電量を用いて評価を行う。太陽電池モジュールの LCA データは NEDO 技術開発機構による成果報告書[2, 3]より引用し、同種の異なった太陽電池モジュールは面積あたりのエネルギー投入量、二酸化炭素排出原単位は同一とみて評価した。表 2 に示す太陽電池モジュールのうち、アモルファスシリコン型 (単層) については 2008 年度の調査では実施されなかったため、2000 年に行われた資料[3]のデータを用いた。また、インバータについては、第 1 期においては 3-10kW のインバータで設置されることから、3.5kW インバータの LCA データ[4]を引用した。また、インバータは寿命を 15 年とし、1 回の交換を考慮した。その他の機器についてはそれぞれの素材重量から評価を行った。ただし、計測器については今回は考慮していない。比較検討のため、それぞれの太陽電池モジュールが第 1 期の導入量である 600 kW 設置されたと見なし、kW あたりで比較を実施した。ケーブルなどはモジュール効率によって量が変わる。

表 2 LCA 評価前提条件 (太陽電池モジュールの LCA データは NEDO 報告書[2,3]より引用)

	効率 (文献)	エネルギー	CO <sub>2</sub> 排出量
太陽電池[2]			
sc-Si	14.3%	3,986 MJ/m <sup>2</sup>	193.5 kg-CO <sub>2</sub> /m <sup>2</sup>
a-Si/sc-Si	16.6%	3,679 MJ/m <sup>2</sup>	178.0 kg-CO <sub>2</sub> /m <sup>2</sup>
mc-Si	13.9%	2,737 MJ/m <sup>2</sup>	135.2 kg-CO <sub>2</sub> /m <sup>2</sup>
a-Si (2000 年[3])	-	1,202 MJ/m <sup>2</sup>	54.3 kg-CO <sub>2</sub> /m <sup>2</sup>
a-Si/μc-Si	8.6%	1,210 MJ/m <sup>2</sup>	67.8 kg-CO <sub>2</sub> /m <sup>2</sup>
CIS	10.1%	1,105 MJ/m <sup>2</sup>	67.5 kg-CO <sub>2</sub> /m <sup>2</sup>
10 kW インバータ [4]		1.1 GJ/kW	87 kg-CO <sub>2</sub> /kW
ケーブル等 [5]		1,310 GJ/600 kW	78 t-CO <sub>2</sub> /600 kW
架台 [5]		22.5 GJ/t	1.91 t-CO <sub>2</sub> /t
コンクリート基礎 [5]		1.38 J/t	205 kg-C/t

### 3.4 廃棄

基礎は杭基礎を使用。廃棄の前提条件は、解体と輸送には建設と同じだけ労力がある物とする。中間処理で細かく砕き、最終処分場へ輸送。中間処理場まで 100km、最終処分場まで 100km と想定。輸送の影響は小さくないので、詳細がわかれば入力したい。輸送は、太陽電池モジュール、インバータはトラック輸送で、地図で距離を算出。昭和シェルソーラー（宮崎）のみトラック輸送+鉄道輸送にて算出。その他は輸送距離を 100km と想定。積載率は 50%とした。

廃棄に関連するデータベースは社団法人 産業環境管理協会、JEMAI-LCA Pro 用オプションデータパック 手引きと解説[6]、輸送に関するデータベース、J LCA-LCA データベース 2008 年度 4 版[5]を参照した。

### 4. 架台等の構成の違いによる比較評価

大型の太陽光発電設備を設置するにあたり、太陽電池モジュールだけでなく、架台や基礎についても環境負荷の低い設計が望ましい。本項では既存の太陽電池架台と本実証研究で設計した新型架台の比較、また、二酸化炭素排出量の多いコンクリート基礎と杭基礎の比較を、LCA 手法を用いて環境負荷の検討を行った。

図 4 は地上設置型の太陽光発電設備を設置する際によく用いられる金属架台とコンクリート基礎の組合せであり、図 5 は本実証研究で開発した架台と杭基礎の設計である。どちらも日本の設計基準を満たしており、北杜サイトに適用される風速 30 m/s が適用されている。架台は亜鉛めっき鋼、杭基礎も同様に亜鉛めっき鋼が使用されている。

これらに多結晶太陽電池モジュールが 10 kW 設置されると想定し、設計データを用いて LCA 評価を実施した。コンクリートの LCA データは日本建築学会が作成した一般建築物用 LCA ツールからデータを引用し、亜鉛めっき鋼については富士総合研究所が実施した NEDO 技術開発機構報告書[8]より引用した。

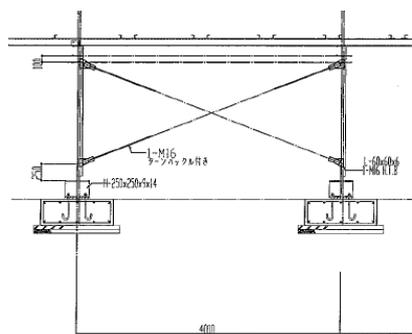


図 4 通常用いられる架台と基礎の設計概要

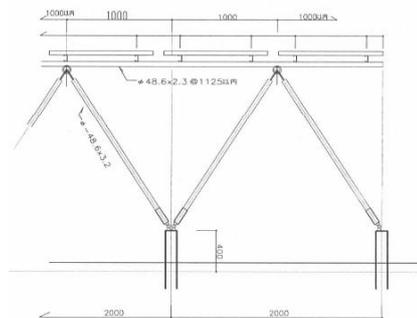


図 5 本実証研究で開発した低環境負荷の架台と杭基礎の設計概要

表 3 コンクリート基礎を利用した場合と杭基礎を利用した場合の 10kW 架台のエネルギー投入量と二酸化炭素排出量

	コンクリート基礎利用	杭基礎利用
エネルギー投入量	54 GJ	44 GJ
架台	32 GJ	20 GJ
基礎	22 GJ	24 GJ
CO <sub>2</sub> 排出量	6.1 t-CO <sub>2</sub>	3.7 t-CO <sub>2</sub>
架台	2.7 t-CO <sub>2</sub>	1.7 t-CO <sub>2</sub>
基礎	3.3 t-CO <sub>2</sub>	2.0 t-CO <sub>2</sub>

表 3 は多結晶太陽電池モジュール 10kW 用の架台を想定した、エネルギー投入量と二酸化炭素排出量のコンクリート基礎と杭基礎の比較である。

まずエネルギー投入量について見てみると、コンクリート基礎に比べ杭基礎を利用した場合は、基礎のエネルギー投入量はやや増加しているが、架台のエネルギー投入量は大幅に削減されたため、全エネルギー投入量としては約 2 割削減された。また、二酸化炭素排出量について見ると、架台・基礎共に約 4 割削減された。本評価により、新型架台、杭基礎が低環境負荷であるといえる。ただし、今回は 3m の杭を利用したが、杭の重量が全体の半分以上を占めるため、地域によっては杭の長さにより結果が変わる可能性がある。

### 5. 19 種のモジュールの LCA 評価

本実証研究では 24 種以上のモジュールが設置されているが、LCA データの入手の関係から今回は 19 種の評価を行った。LCA の評価は次の条件で実施した。

- ・システム構成：前回と同様、それぞれのモジュールで 600kW 設置したとして評価。基礎は杭基礎を使用。
- ・太陽電池容量は実データを使用
- ・出力データは 3 種ある場合は 3 種の平均で、全てのデータが取れている時点の発電量データを評価する。

・寿命の想定：現在の設定は全て 30 年，インバータのみ 15 年と想定。

評価結果を図 6，図 7 に示す。エネルギー投入量では a-Si/sc-Si タイプを除く単結晶モジュールの結果があまり良くなく，多結晶，CIS が良い結果が得られた。A6 と A7 は輸送の割合が大きい，これは欧州，米国から輸送したためである。エネルギー投入量は 18.9GJ/kWh から 47.8GJ/kWh であった。エネルギーペイバックタイムは 1.4 年から 3.8 年となった。

二酸化炭素についても同様の結果が得られ，多結晶，CIS で良い結果が得られた。CO<sub>2</sub> 排出量は，1.3t-CO<sub>2</sub>/kWh から 2.7t-CO<sub>2</sub>/kWh となり，CO<sub>2</sub> 排出原単位は 31 g-CO<sub>2</sub>/kWh から 67 g-CO<sub>2</sub>/kWh と算出された。

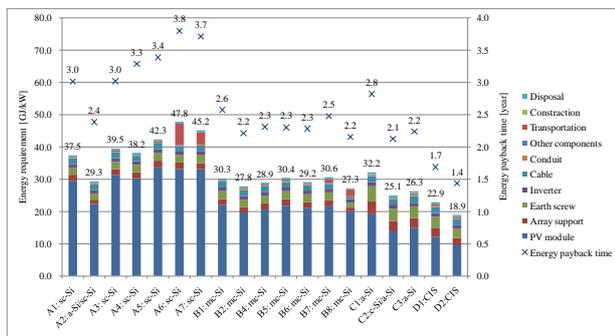


図 6 19 種のモジュールを 600kW 導入した場合のエネルギーとエネルギーペイバックタイム

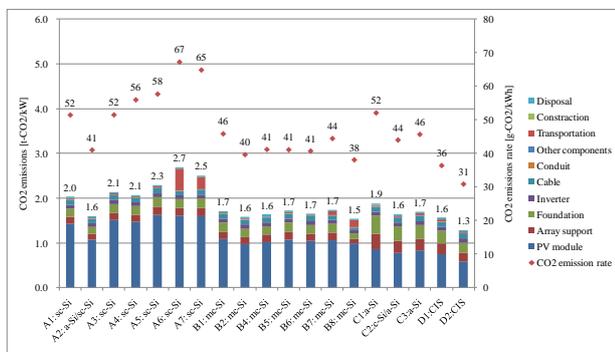


図 7 19 種のモジュールを 600kW 導入した場合の CO<sub>2</sub> 排出量と CO<sub>2</sub> 排出原単位

## 6. 第 2 期架台の評価

第 2 期に設置された大型システムの評価を実施した。発電量は同じメーカーの第 1 期の結果を利用し，昭和セルの PCS は 200kW 分であるため，評価結果の半分のデータを利用した。

評価は第 1 期システム 18 種+2 期システム（多結晶，HIT，CIS）を合わせた 1453kW について評価した。また，実際のデータからケーブル長も算出した。評価結果を図 8，図 9 に示す。

エネルギー，CO<sub>2</sub> どちらも太陽電池モジュールが最も多い結果となり，次いで杭基礎，架台とな

った。発電量，寿命を考慮すると，エネルギーペイバックタイムは 2.3 年，CO<sub>2</sub> 排出原単位は 41 g-CO<sub>2</sub>/kWh と算出された。

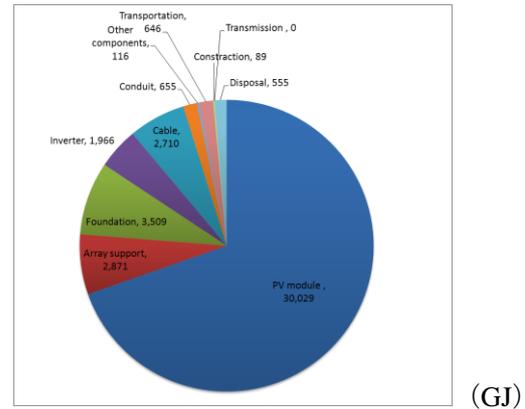


図 8 第 1 期と第 2 期システムのエネルギー投入量

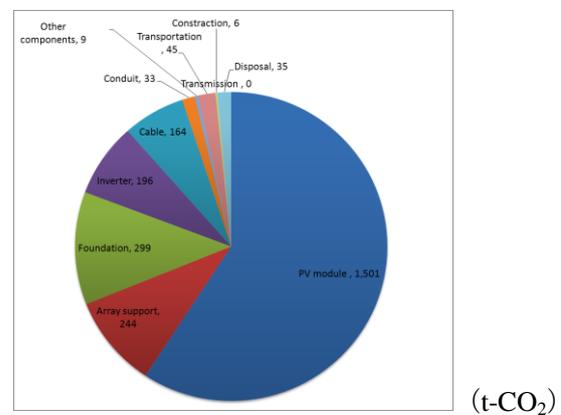


図 9 第 1 期と第 2 期システムの二酸化炭素排出量

## 7. 引用文献

- [1] 全国日射量平均値データマップ (MONSOLA05(801)), NEDO 技術開発機構ホームページより
- [2] NEDO, 新エネルギー技術開発 太陽光発電システム共通基盤技術研究開発, 太陽光発電のライフサイクル評価に関する調査研究, 平成 20 年度
- [3] NEDO, 平成 12 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, 太陽光発電利用システム・周辺技術の開発, 「太陽光発電評価の調査研究」 ページ 40-44, 年産規模 100MW を使用
- [4] 山田興一・小宮山宏, 太陽光発電工学, 2002.10.7, pp.174
- [5] J L C A - L C A データベース 2008 年度 4 版
- [6] 社団法人 産業環境管理協会, JEMAI-LCA Pro 用オプションデータパック 手引きと解説, 輸送に関するデータベース
- [7] 電力中央研究所, ライフサイクル CO<sub>2</sub> 排出量による発電技術の評価-最新データによる再推計と前提条件の違いによる影響-, 2000 年
- [8] 富士総合研究所, 即効的・革新的エネルギー環境技術開発 -LCA 共通データ集-, 2000.3

東京工業大学 統合研究院  
ソリューション研究機構  
AES 国際研究センター

黒川浩助 研究室

論文リスト[2000年～2011年]



東京工業大学 統合研究院 ソリューション研究機構 AES 国際研究センター  
黒川浩助 研究室 論文リスト[2000年～2011年]

<2000年>

- (1) 黒川：太陽光発電の現状と展望，計測と制御，Vol.39, No.1, pp.8-13, 2000.
- (2) 黒川：太陽光発電の課題と将来展望，エネルギー変換懇話会，日本科学技術振興財団，2000.1.31.
- (3) 黒川：太陽光発電システムの動向，日本電気工業会第27回新エネルギー講演会，2000.2.10.
- (4) 大谷，作田，加藤，杉浦，内田，山口，黒川：住宅用太陽光発電システムの運転特性評価，電気学会新エネルギー環境研究会「再生可能エネルギー」2000.3.15.
- (5) 野崎，秋山，川口，黒川：EDLC併用型独立型太陽光発電システムに用いるコンバータの設計方法と効率特性，電気学会全国大会，東工大，2000.3.
- (6) 川口，黒川，野崎：独立型太陽光発電システムの出力係数に関する検討，電気学会全国大会，東工大，2000.3.
- (7) 登守，大谷，作田，黒川：写真測量による日陰推定誤差の検討，電気学会全国大会，東工大，2000.3.
- (8) 石川，黒川，岡田，滝川：太陽光発電システム複数連系時における運転特性－電圧上昇抑制特性のモデル化，電気学会全国大会，東工大，2000.3.
- (9) 山口，内田，黒川：S V法による太陽光発電システムの損失因子の詳細化，電気学会全国大会，東工大，2000.3.
- (10) 黒川：エネルギー創出時代，住まいの文化誌別巻「地球環境」，ミサワホーム総合研究所刊（著書），2000
- (11) 黒川：太陽光発電システム技術動向，シーエムシー，（著書）
- (12) 黒川：太陽光発電地域発電特性に関する基礎的問題の解明，第12回太陽光発電連絡会，虎ノ門，2000.4.17（口頭発表）
- (13) K. Kurokawa: PV systems in urban environment, Solar Energy Materials and Solar Cells, 2000. ?.
- (14) K. Kurokawa, O. Ikki: The Japanese experiences with national PV system Programme, Solar Energy, Topical Issue on Grid Connected Photovoltaics, 2000. ?.
- (15) K. Kurokawa, D. Uchida, A. Yamaguchi: Intensive introduction of residential PV systems and their monitoring by citizen-oriented efforts in Japan, 16<sup>th</sup> EU-PVSEC, Glasgow, May 1-5 2000.
- (16) K. Kurokawa, P. Menna, F. Paletta, K. Kato, K. Komoto, T. Kichimi, S. Yamamoto, J. Song, W. Rijssenbeek, P. Van der Vleuten, J. Garcia Martin, A de Julian Palero, G. Andersson, R. Minder, M. Sami Zannoun, M. Aly Helal: A preliminary analysis of very large scale photovoltaic power generation (VLS-PV) systems, 16<sup>th</sup> EU-PVSEC, Glasgow, May 1-5 2000.
- (17) H. Nagayoshi, K. Kurokawa, T. Ohashi, H. Nishita, T. Deguchi: Feasibility study of peak-power reduction system using 100kW PV and battery combined system at Shonan Institute of Technology, 16<sup>th</sup> EU-PSEC, Glasgow, May 1-5 2000.
- (18) K. Kurokawa : Realistic PV Performance Values Obtained by a Number Grid-Connected Systems in Japan, World Renewable Energy Congress, Brighton, July 1-7, 2000（国際会議）
- (19) 黒川：太陽光発電システムの開発動向，第17回太陽光発電システムシンポジウム，発明会館，2000.6.14-16（口頭発表）
- (20) 黒川：太陽光発電の課題と将来展望，第8回高効率太陽電池および太陽光発電システムワークショップ，福井フェニックスプラザ，2000.7.20-21（招待講演）
- (21) 桜井，黒川：太陽電池アレイ分布定数回路シミュレーション～アレイ等価回路の提案～，電気学会電力・エネルギー部門大会，北海道大学，2000.8.2-4
- (22) 川口，黒川，野崎：電気二重層キャパシタを組み込んだ独立型太陽光発電システム，電気学会電力・エネルギー部門大会，北海道大学，2000.8.2-4
- (23) 輿石，黒川：太陽光発電における最大電力点追従制御システムの評価，電気学会電力・エネルギー部門大会，北海道大学，2000.8.2-4
- (24) 石川，黒川，岡田，滝川：太陽光発電システムの複数台連系時における運転特性評価，電気学会電力・エネルギー部門大会，北海道大学，2000.8.2-4
- (25) 山口，黒川，都筑，大谷：太陽光発電システムの評価に関する検討～アメダスデータ等を用いた日射量の推定方法～，電気学会電力・エネルギー部門大会，北海道大学，2000.8.2-4
- (26) 谷口，大谷，黒川：衛星雲画像を利用した雲アルベドの動的分析，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.Kurokawai: 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 I Vカーブを利用した日陰損失シミュレーション技術の開発, 日本太陽エネルギー学会, No.92, 金沢工業大学, 2000.11.8-9
- (44) 田村, 黒川, 大谷: 観測日射量の瞬時直散分離に関する研究, 日本太陽エネルギー学会, No.126, 金沢工業大学, 2000.11.8-9
- (45) 川口, 黒川, 野崎, 谷内: EDLC を組み込んだ独立型太陽光発電システムのシミュレーション, 電子通信エネルギー研究会, 機械振興会館, 2000.11.17
- (46) 黒川: 太陽光発電の課題と将来展望, 政策総合研究所, エネルギーの有効利用と環境保全, 2000.12.10. (執筆原稿)

#### <2001 年>

- (1) 黒川: 21 世紀に羽ばたく太陽光発電, 太陽光発電協会「太陽光発電」誌寄稿, 2001.1
- (2) 谷口, 大谷, 黒川: 衛星雲画像を用いた雲アルベドの動的分析, 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.Do, I.Tsuda, H.Unagida, A.Murata, K.Sakuta, K.Kurokawa: Experimental study on PV module recycling with organic solvent method, Solar Energy Materials & Solar Cells, Vol.67 (2001) , Nos.1-4, March 2001
- (9) H.Unozawa, K.Otani, K.Kurokawa: A simplified estimating method for in-plane irradiation using minute horizontal irradiation, Solar Energy Materials & Solar Cells, Vol.67 (2001) , Nos.1-4, March 2001
- (10) H.Taniguchi, K.Otani, K.Kurokawa: Hourly forecast of global irradiation using GMS staellite images, Solar Energy Materials & Solar Cells, Vol.67 (2001) , Nos.1-4, March 2001
- (11) D.Uchida, K.Otani, K.Kurokawa: Evaluation of effective shading factor by fitting a clear-day pattern obtained from hourly maximum irradiance data, Solar Energy Materials & Solar Cells, Vol.67 (2001), Nos.1-4, March 2001
- (12) M.Kusakawa, H.Nagayoshi, K.kamisako,K.Kurokawa: Further improvement of a transformerless, voltage-boosting inverter for AC modules, Solar Energy Materials & Solar Cells, Vol.67 (2001) , Nos.1-4, March 2001
- (13) 黒川: 明日の世界を支える太陽光発電エネルギー, 春期応用物理学関係連合講演会シンポジウム「太陽光発電-現在から未来へ-」, 明治大学, 2001.3.28-31
- (14) 黒川: 都市地域における太陽光発電地域特性に関する基礎的問題の解明, H12 年度 NEDO 委託業務成果報告書, 2001.3.
- (15) 黒川: 太陽光発電用分散型パワーコンディショナの研究開発, NEDO 地域コンソーシアム研究開発委託業務成果報告書, 2001.3.

- (16) 黒川：太陽光発電と分散電源，名古屋大学大学院集中講義，2001.05.17.
- (17) K.Kurokawa, O.Ikki: The Japanese experiences with national PV system Programmes, Solar Energy, Vol.70, No.6 (Topical Issue on Grid Connected Photovoltaics), June 2001
- (18) 黒川：太陽光発電システムの開発動向，18回太陽光発電システムシンポジウム，イイノホール，2001.6.5-7.
- (19) Kosuke Kurokawa: TOWARD LARGE-SCALE PV POWER GENERATION, 12<sup>th</sup> PVSEC, JEJU, June 11-15 2001
- (20) M.Ito, K.Kato, H.Sugihara, T.Kichimi, J.Song, K.Kurokawa: A Preliminary Study on Potential for Very Large-Scale Photovoltaic Power Generation (VLS-PV) System on the Gobi Desert from Economic and Environmental Viewpoints, 12<sup>th</sup> PVSEC, JEJU, June 11-15 2001
- (21) P.Menna, U.Ciorba, F.Pauli, K.Komoto, K.Kato, J.Song, K.Kurokawa: Analysis of the Impacts of Transferring a Photovoltaic Module Manufacturing Facility, 12<sup>th</sup> PVSEC, JEJU, June 11-15 2001
- (22) T.Ishikawa, K.Kurokawa, N.Okada, K.Takigawa: EVALUATION OF OPERATION CHARACTERISTICS IN MULTIPLE INTERCONNECTION OF PV SYSTEMS, 12<sup>th</sup> PVSEC, JEJU, June 11-15 2001
- (23) H.Matsukawa, K.Koshiishi, H.Koizumi, K.Kurokawa, M.Hamada, L.Bo: Dynamic Evaluation of Maximum Power Point Tracking Operation with PV array Simulator, 12<sup>th</sup> PVSEC, JEJU, June 11-15 2001
- (24) J.Tamura, K.Kurokawa, K.Otani: A study of measuring estimating for in-plane irradiation using minute horizontal Global Irradiation, 12<sup>th</sup> PVSEC, JEJU, June 11-15 2001
- (25) A.Yamaguchi, K.Kurokawa, T.Uno, M.Takahashi: Reflection and Absorption Characteristics of Electromagnetic Waves for PV Modules, 12<sup>th</sup> PVSEC, JEJU, June 11-15 2001
- (26) K.Otani, K.Sakuta, T.Tomori, K.Kurokawa: Shading loss analysis of PV systems in urban area, 12<sup>th</sup> PVSEC, JEJU, June 11-15 2001
- (27) T.Oozeki, T.Izawa, K.Otani, K.Kurokawa: The Evaluation Method of PV Systems, 12<sup>th</sup> PVSEC, JEJU, June 11-15 2001
- (28) T.Sugiura, T.Yamada, H.Nakamura, M.Umeya, K.Sakuta, K.Kurokawa: Measurements, Analysis and Evaluation of Residential PV Systems by Japanese Monitoring Program, 12<sup>th</sup> PVSEC, JEJU, June 11-15 2001
- (29) J.Song, K.Kurokawa, P.Menna, K.Kato, N.Enebish, D.Collier, S.C.Shin: International Symposium on "Potential of Very Large Scale Power Generation System on Desert, 12<sup>th</sup> PVSEC, JEJU, June 11-15 2001
- (30) Y.Nozaqi, 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システムのシミュレータの開発，日本太陽エネルギー学会，徳島文理大学，2001.11.8-9
- (44) 山下，小泉，黒川，名島，川崎：PV インバータのデジタル制御，日本太陽エネルギー学会，徳島文理大学，2001.11.8-9
- (45) 登守，大谷，作田，大野，飯田，黒川：都市環境における太陽光発電システムの日陰評価法，日本太陽エネルギー学会，徳島文理大学，2001.11.8-9
- (46) 中村，杉浦，高橋，黒川：複数面設置された住宅用太陽光発電システムの発電量推定について，日本太陽エネルギー学会，徳島文理大学，2001.11.8-9
- (47) アマルバヤル，黒川：モンゴルにおける携帯型発電システム実証研究のデータ解析・システム評価，日本太陽エネルギー学会，徳島文理大学，2001.11.8-9
- (48) 井澤，大関，大谷，都築，黒川：太陽光発電システム計測データの品質診断法，日本太陽エネルギー学会，徳島文理大学，2001.11.8-9
- (49) 大関，井澤，大谷，黒川：太陽光発電システムの計測データを用いた評価方法，日本太陽エネルギー学会，徳島文理大学，2001.11.8-9
- (50) 竹内，金井，黒川：太陽電池単セルによる充電回路，電子情報通信学会電子通信エネルギー技術研究会，信学技報 EE 2001-33(2001-11)

- (51) 黒川：太陽光発電の課題と将来展望，新政策（政策総合研究所），2001.11
- (52) 黒川：太陽光発電技術の現状と将来動向，横浜市工業技術支援センター，2001.12.11

#### <2002 年>

- (1) 黒川：太陽光発電システムの新展開，光協会成果報告書，2002.3
- (2) 黒川：21 世紀世界の主役「太陽光発電」，JPEA 誌「光発電」，2002.2
- (3) 黒川：私の学生時代，グリーンキャンパス，2002.3
- (4) 黒川：世界へ向けた長期的な産業戦略が望まれる，PVTEC ニュース，2002.3
- (5) 竹内，金井，黒川：太陽電池単セル昇圧回路への MPPT 制御の適用，日本機械学会情報・知能・精密機械部門，東京工業大学，2002.3.26
- (6) 高橋，谷口，大谷，黒川：衛星雲画像の空間周波数を用いた日射量予測法の研究，電気学会全国大会，工学院大学，2002.3.26-29
- (7) 大関，井澤，大谷，中村，高橋，杉浦，黒川：電圧上昇抑制運転状態の実例と SV 法解析結果との比較検討，電気学会全国大会，工学院大学，2002.3.26-29
- (8) Paulo Sergio Pimentel, H. Matsukawa, T. Oozeki, T. Tomori, K. Kurokawa: PV System Integrated Evaluation Software, 29<sup>th</sup> IEEE PVSC, New Orleans, May 19-26 2002
- (9) A. Amarbayar, K. Kurokawa: PERFORMANCE ANALYSIS OF PORTABLE PHOTOVOLTAIC POWER GENERATION SYSTEMS BASED ON MEASURED DATA IN MONGOLIA, 29<sup>th</sup> IEEE PVSC, New Orleans, May 19-26 2002
- (10) Y. Noda, T. Mizuno, H. Koizumi, K. Nagasaka, K. Kurokawa: THE DEVELOPMENT OF A SCALED-DOWN SIMULATOR FOR DISTRIBUTION GRIDS AND ITS APPLICATION FOR VERIFYING INTERFERENCE BEHAVIOR AMONG A NUMBER OF MODULE INTEGRATED CONVERTERS (MIC), 29<sup>th</sup> IEEE PVSC, New Orleans, May 19-26 2002
- (11) K. Kurokawa, K. Kato, M. Ito, K. Komoto, T. Kichimi, H. Sugihara: A COST ANALYSIS OF VERY LARGE SCALE PV (VLS-PV) SYSTEM ON THE WORLD DESERTS, 29<sup>th</sup> IEEE PVSC, New Orleans, May 19-26 2002
- (12) A. Amarbayar, K. Kurokawa: PERFORMANCE ANALYSIS OF PORTABLE PHOTOVOLTAIC POWER GENERATION SYSTEMS BASED ON MEASURED DATA IN MONGOLIA, WREC-7, Warszawa, June 29 – July 5 2002
- (13) 水野，野田，小泉，黒川：商用 PV インバータの単独運転検出要因の推定，電気学会部門大会，福井大学，2002.8.7-9
- (14) 皆藤，五島，川崎，小泉，黒川：デジタルインバータにおける MPPT 制御の検討，電気学会部門大会，福井大学，2002.8.7-9
- (15) 谷口，高橋，大谷，黒川：AC モデルを用いた衛星雲画像による日射量予測の検討，電気学会部門大会，福井大学，2002.8.7-9
- (16) H. Koizumi, K. Nagasaka, K. Kurokawa, N. Goshima, M. Kawasaki, Y. Yamashita, A. Hashimoto: DEVELOPMENT OF INTERCONNECTING MICRO CONTROLLER FOR PV SYSTEMS IN JAPAN, PV in Europe Conference and Exhibition From PV Technology to Energy Solutions, Rome, October 6-11 2002
- (17) T. Mizuno, T. Ishikawa, Y. Noda, H. Koizumi, K. Kurokawa, Y. Arai, N. Goshima, M. Kawasaki, H. Kobayashi: THE ISLANDING DETECTION ALGORITHM OF A NEW AC MODULE FOR THE GRID CONNECTION IN JAPAN, PV in Europe Conference and Exhibition From PV Technology to Energy Solutions, Rome, October 6-11 2002
- (18) 井澤，大関，黒川，大谷，都筑：太陽光発電システムの簡易評価，日本太陽エネルギー学会，仙台国際センター，2002.11.7-8
- (19) 田村，大谷，黒川：多傾斜面日射量の測定と評価に関する研究，日本太陽エネルギー学会，仙台国際センター，2002.11.7-8
- (20) 伊藤，加藤，河本，杉原，吉見，黒川：ゴビ砂漠における大規模太陽光発電システムのライフサイクル評価，日本太陽エネルギー学会，仙台国際センター，2002.11.7-8

#### <2003 年>

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

- (7) 黒川：アジアにおける PV 技術開発／導入普及の現状と今後の課題，第 2 回 アジアに於ける PV 技術開発／導入普及の現状と将来展望，東京国際交流館，PVTEC/JEMA，2003.2.14
- (8) 黒川：太陽光発電のトピックス～WCPEC-3 へ向けて，2003 年春季 50 回応物学会，神奈川大 2003.3.27-30
- (9) 黒川：わが家の エネルギー・太陽光発電，国立科学博物館，2003.3.29
- (10) 黒川：太陽光発電システムの新展開，光協会成果報告書，2003.3.
- (11) K. Kurokawa, editor.: Energy from the Desert, James & James Ltd., May, 2003(単行本)
- (12) M. Ito, K. Kato, K. Komoto, T. Kichimi, K. Kurokawa: An analysis of variation of very large-scale PV (VLS-PV) systems in the world deserts, WCPEC-3, Osaka, May 11-18
- (13) T. OOZEKI, T. IZAWA, H. KOIZUMI, K. OTANI, K. KUROKAWA: An evaluation result of PV system field test program for industry use by means of the SV method, WCPEC-3, Osaka, May 11-18, 2003
- (14) H. Matsukawa, Paulo Sergio Pimentel, T. Izawa, S. Ike, H. Koizumi, K. Kurokawa: An Integrated design software for photovoltaic systems, WCPEC-3, Osaka, May 11-18
- (15) S. Kohraku, K. Kurokawa: New methods for solar cell measurement by LED solar simulator, WCPEC-3, Osaka, May 11-18
- (16) H. Koizumi, K. Nagasaka, K. Kurokawa, N. Goshima, M. Kawasaki, Y. Yamashita, A. Hashimoto: Interconnecting micro controller for PV systems in Japan, WCPEC-3, Osaka, May 11-18
- (17) K. Takeuchi, H. Koizumi, K. Kurokawa: A new type of scaled-down network simulator composed of power electronics, WCPEC-3, Osaka, May 11-18
- (18) T. Mizuno, Y. Noda, H. Koizumi, K. Nagasaka, K. Kurokawa, H. Kobayashi: The experimental results of islanding detection method for Japanese AC modules, WCPEC-3, Osaka, May 11-18
- (19) Batsukh, D. Ochirvaani, Ch. Lkhagvajav, N. Enebish, Ts. Baatarchuluun, K. Otani, Koichi Sakuta, A. Amarbayar, K. Kurokawa: Evaluation of solar energy potentials in Gobi desert area of Mongolia, WCPEC-3, Osaka, May 11-18
- (20) Junsetu Tamura, Hiroyuki Nakamura, Yoshinori Inoue, Kenji Otani, Kosuke Kurokawa: A new method of calculating in-plane irradiation by one-minute local solar irradiance, WCPEC-3, Osaka, May 11-18
- (21) A. Adiyabat, K. Kurokawa: An Optimal design and use of solar home system in Mongolia, WCPEC-3, Osaka, May 11-18
- (22) N. Okada, H. Kobayashi, K. Takigawa, M. Ichikawa, K. Kurokawa: Loop power flow control and volatile characteristics of distribution system for distributed generation including PV system, WCPEC-3, Osaka, May 11-18
- (23) N. Okada, T. Nanahara, K. Kurokawa: Estimation of distribution system load characteristics with time series data of PV system output, WCPEC-3, Osaka, May 11-18
- (24) Namjil Enebish, M. Battushig, M. Altanbagana, K. Otani, K. Sakuta, A. Adiyabat, K. Kurokawa: Performance monitoring of PV modules for VLS-PV systems in Gobi desert of Mongolia, WCPEC-3, Osaka, May 11-18
- (25) K. Sakakibara M. Ito, K. Kurokawa: A resource analysis on solar photovoltaic generation by a remote sensing approach., WCPEC-3, Osaka, May 11-18
- (26) 黒川：太陽光発電システムの普及とその可能性，太陽光発電所ネットワーク設立記念シンポジウム，国連大学会議場，2003.5.24
- (27) 黒川：シンポジウム 20 年の歩み，第 20 回太陽光発電システムシンポジウム，2003.7.1-3
- (28) 黒川：太陽光発電システムの研究開発の方向性，第 20 回太陽光発電システムシンポジウム，2003.7.1-3
- (29) 松川，山田，塩谷，黒川：多面アレイ構造太陽光発電システムに対応したシミュレーション・ツールの開発，電気学会電力・エネルギー部門大会，東京電機大学，2003.8.6-8
- (30) 嶋田，黒川，吉岡：蓄電池あり系統連系太陽光発電システム，電気学会電力・エネルギー部門大会，東京電機大学，2003.8.6-8
- (31) 市川，岡田，黒川：系統故障時における BTB 式ループコントローラの特長解析，電気学会電力・エネルギー部門大会，東京電機大学，2003.8.6-8
- (32) 井上，黒川，三宅，中村，加藤：デュアルセンサ型日射計の開発，電気学会電力・エネルギー部門大会，東京電機大学，2003.8.6-8
- (33) M. Ito, K. Kato, K. Komoto, T. Kichimi, H. Sugihara, K. Kurokawa: An analysis of very Large-scale tracking PV (VLS-PV) systems in the world deserts, 2nd Mogolian PV Conf., Ulaanbaatar, 2003.9.4-6
- (34) A. Adiyabat, K. Kurokawa: An optimal design and use of solar home system in Mongolia, 2nd Mogolian PV Conf., Ulaanbaatar, 2003.9.4-6
- (35) K. Kurokawa: The State-of-art in Photovoltaic Research and Development, 2nd Mogolian PV Conf., Ulaanbaatar, 2003.9.4-6
- (36) K. Komoto, K. Kato, K. Kurokawa: Scenario Study on Very Large Scale Photovoltaic (VLS-PV) Power Generation System for the Sustainable Growth, 2nd Mogolian PV Conf., Ulaanbaatar, 2003.9.4-6
- (37) K. Kato, K. Otani, K. Komoto, M. Ito, K. Kurokawa, J. Song, D. Faiman, Peter van der Fleuten, L. Verhoef, D. Collier and N. Enebish: Study on Very Large-Scale Photovoltaic Power Generation System on Deserts Extended Activity of IEA/PVPS Task 8 from 2003 to 2005 -, 2nd Mogolian PV Conf., Ulaanbaatar, 2003.9.4-6
- (38) K. Kato, K. Otani, K. Komoto, M. Ito and K. Kurokawa: Cost estimation of Very Large-Scale Photovoltaic Power Generation System on World Deserts, 2nd Mogolian PV Conf., Ulaanbaatar, 2003.9.4-6
- (39) M. Battushig, N. Enebish, M. Altanbagana, Ch. Lkhagvajav, K. Otani, K. Sakuta, K. Kurokawa, A. Amarbayar: Performance monitoring of PV modules for VLS-PV systems in Gobi desert of Mongolia, 2nd Mogolian PV Conf., Ulaanbaatar, 2003.9.4-6
- (40) A. Adiyabat, K. Kurokawa: Techno-economics analysis of PV /Wind/ Diesel Hybrid systems in Villages of Mongolia, 2nd Mogolian PV Conf., Ulaanbaatar, 2003.9.4-6

- (41) K. Kurokawa: Very Large-Scale PV (VLS-PV) System: Its background and concept, 2nd Mogolian PV Conf., Ulaanbaatar, 2003.9.4-6
- (42) T. Shimada, K. Kurokawa, T. Yoshioka: Grid-connected Photovoltaic System with Battery, STORE, Aix en Provence, 2003.10.20-21
- (43) M. Ito, T. Nishimura, K. Kurokawa: A Preliminary Study on Utilization of Desert with Agricultural Development and Photovoltaic Technology - Potential of Very Large-scale Photovoltaic Power Generation (VLS-PV) systems -, Desert Technology 7, 2003.11.9-14
- (44) K. Kato, K. Otani, K. Komoto, M. Ito, K. Kurokawa, J. Song, D. Faiman, Peter van der Fleuten, L. Verhoef, P.Menna, D. Collier, N. Enebish: 'Energy from the Desert' - Feasibility Study on Very Large-Scale Photovoltaic Power Generation System on Desert Areas -, Desert Technology 7, 2003.11.9-14
- (45) K. Sakakibara, M. Ito, K. Kurokawa: A Resource Analysis on Solar Photovoltaic Generation System on the Gobi Desert by a Remote Sensing Approach, Desert Technology 7, 2003.11.9-14
- (46) K. Kurokawa: Considerations on technological standardization in solar photovoltaics, 1st Renewable Energy Forum in North-East Asia, Nov. 10-11, 2003
- (47) 大関, 小泉, 黒川, 大谷: 蓄電池付き太陽光発電システムの評価方法の開発, 日本太陽エネルギー学会, 足利工業大学, 2003.11.6-7.
- (48) 公楽, 黒川: 離散光波長型LEDソーラーシミュレータの原理実験, 日本太陽エネルギー学会, 足利工業大学, 2003.11.6-7.
- (49) 竹内, 小泉, 黒川: 超縮小規模配電システムを用いたPVインバータ試験装置の基本原理, 日本太陽エネルギー学会, 足利工業大学, 2003.11.6-7.
- (50) 黒川: 市民のエネルギー・太陽光発電システム, 小金井市民講座, 2003.11.15.
- (51) 黒川: 100年先から見てみよう-新エネルギー・物質代謝と生存科学の構築, 産総研 LCA 研究センター: 地域施策へのLCAの新たな展開, 2003.11.21.
- (52) 黒川: 21世紀を担うエネルギー・太陽光発電, 月刊オプトロニクス 2004年1月号, 2004.1

#### <2004年>

- (1) 黒川: 21世紀を担うエネルギー・太陽光発電, 月刊オプトロニクス 2004年1月号, 2004.1
- (2) M. Ito, K. Kato, K. Komoto, T. Kichimi, H. Sugihara, K. Kurokawa: An Analysis of Very Large-Scale PV (VLS-PV) Systems Using Amorphous Silicon Solar Cells in the Gobi Desert, PVSEC-14, Bangkok, 2004.1.26-30
- (3) K. Sakakibara, M. Ito, K. Kurokawa: A Resource Analysis on Solar Photovoltaic Generation System in the Gobi Desert by a Remote Sensing Approach, PVSEC-14, Bangkok, 2004.1.26-30
- (4) T. Oozeki, T. Izawa, H. Koizumi, K. Otani, K. Tsuzuku, T. Koike, K. Kurokawa: A Performance Evaluation by Only One Monitoring Data Item for Citizens' PV House Project, PVSEC-14, Bangkok, 2004.1.26-30
- (5) K. Takeuchi, T. Kaito, T. Mizuno, T. Oozeki, H. Koizumi and K. Kurokawa: Development of Ultra-Small-Scaled-Down Network Simulator for Testing PV Inverter Functions, PVSEC-14, Bangkok, 2004.1.26-30
- (6) H. Tada, K. Kurokawa, T. Uno, M. Takahashi, S. Yatabe: Reflection and Absorption Characteristics of Electromagnetic Waves by PV Modules, PVSEC-14, Bangkok, 2004.1.26-30
- (7) S. Kohraku, K. Kurokawa: A fundamental experiment for discrete-wavelength LED solar simulator, PVSEC-14, Bangkok, 2004.1.26-30
- (8) N. Okada, M. Ichikawa, K. Kurokawa: Experiment and Evaluation of Loop Power Flow Control for Distribution System Adaptable to a Large Number of Distributed PV Systems, PVSEC-14, Bangkok, 2004.1.26-30
- (9) N. Kawasaki, T. Oozeki, K. Otani, K. Kurokawa: An Evaluation Method of the Fluctuation Characteristics of Photovoltaic Systems by Using Frequency Analysis, PVSEC-14, Bangkok, 2004.1.26-30
- (10) A. Adiyabat, K. Kurokawa: Photovoltaic Systems for Village Electrification in Mongolia: Techno-Economic Analysis of Hybrid System in Rural Community Centers, PVSEC-14, Bangkok, 2004.1.26-30
- (11) T. Kaito, H. Koizumi, N. Goshima, M. Kawasaki, K. Kurokawa: Development of MPPT Algorithm for a Digital Controlled PV Inverter, PVSEC-14, Bangkok, 2004.1.26-30
- (12) H. Matsukawa, H. Koizumi, K. Kurokawa: A Thermal Analysis for Photovoltaic Systems at Short Time Interval, PVSEC-14, Bangkok, 2004.1.26-30
- (13) K. Kurokawa: Recent Advances in Solar PV System Engineering, PVSEC-14, Bangkok, 2004.1.26-30
- (14) G. Yu, K. S. Lee, Y.S. Jung, J. So, J.H. Choi, K. Kim, K. Kurokawa: PVSEC-14, Bangkok, 2004.1.26-30
- (15) K. Kurokawa: The state-of-art of photovoltaics in Asia, 3rd PVTEC Asia Seminar, Kasumigaseki Bldg. Feb. 9, 2004.
- (16) 黒川: PV開発の方向性, JPEA 誌「光発電」, No.27, 2004.3.
- (17) 池, 黒川: 写真測量法による太陽光発電システムの日射障害物の推定, 電気学会全国大会, 青山学院大学, 2004.3.17-3.19
- (18) 井上, 黒川, 三宅, 中村, 加藤: デュアルセンサ型日射計の開発, 電気学会全国大会, 青山学院大学, 2004.3.17-3.19
- (19) 黒川: 太陽光発電システムの新展開, 光協会成果報告書, 2004.2.修正
- (20) 松川, 山田, 塩谷, 黒川: 多面アレイ構造太陽光発電システムに対応したシミュレーション・ツールの開発, 電気学会 B 部門誌, Vol.124, No.3, pp.447-454, 2004.3
- (21) K. Kurokawa: The state-of-art of photovoltaics in Asia, 3rd PVTEC Asia Seminar, Kasumigaseki Bldg. Feb. 9, 2004
- (22) 黒川: PV開発の方向性, JPEA 誌「光発電」, No.27, 2004.3, p.26-35
- (23) 黒川: 市民のエネルギー・太陽光発電システム, シロウマサイエンス・セミナー, 黒部, 2004.4.23.

- (24) K. Kurokawa: State-of-art in PV research and development, INRS Seminar, Borji Cedria, Tunis, 4 May 2004.
- (25) K. Kurokawa: Future target and recent advances in solar PV system engineering, 1st AIST RC-PV Workshop, 12 May 2004.
- (26) K. Kurokawa: Future target and recent advances in solar PV system engineering, 三菱重工諫早工場セミナー, 14 May 2004.
- (27) H. Koizumi, K. Kurokawa, S. Mori: Analysis of Class D inverter with irregular driving patterns, IEEE International Symposium on Circuits and Systems 2004 (ISCAS 2004), Vancouver, Canada, 2004.5
- (28) K. Kurokawa: PV in Tunisian Sahara, IEA PVPS Task 8 expert meeting, Paris, 6 June 2004
- (29) K. Kurokawa, F. Aratani: Perceived technical issues accompanying large PV development and Japanese "PV2030" 19th EU-PVSEC, Paris, 2004.6.7-11
- (30) T. Oozeki, H. Koizumi, K. Otani, and K. Kurokawa: IDENTIFYING OPERATION STATUSES OF GRID CONNECTED PV SYSTEMS WITH BATTERIES UNDER LIMITED DATA ITEMS - APPLYING THE SV METHOD TO EVALUATE GRID CONNECTED PV SYSTEMS WITH BATTERIES", 19<sup>th</sup> EU-PVSEC, Paris, 2004.6.7-11
- (31) M. Ito, K. Kato, K. Komoto, T. Kichimi, H. Sugihara, K. Kurokawa : COMPARATIVE STUDY OF FIXED AND TRACKING SYSTEM OF VERY LARGE-SCALE PV (VLS-PV) SYSTEMS IN THE WORLD DESERTS, 19<sup>th</sup> EU-PVSEC, Paris, France, 2004.6.7-11
- (32) 黒川：サンシャイン計画から30年 技術開発と今後の見通し, 第21回太陽光発電システムシンポジウム, 朝日ホール, 2004.6.16~18
- (33) K. Kurokawa: PV in Tunisian Sahara, JBIC-Tunisia Seminar, Tokyo, 14 July 2004.
- (34) 黒川：太陽光発電システム — 今後の方向性, 新日本石油本社セミナー, 2004.7.29.
- (35) H. Koizumi, K. Kurokawa: Analysis of Class DE inverter with thinned-out driving patterns, 35th IEEE Power Electronics Specialists Conference 2004 (PESC 2004), Aachen, Germany, 2004.6
- (36) 岡田, 市川, 黒川：BTB 式ループコントローラと需給バランスの検討, 電気学会電力・エネルギー部門大会, 名古屋大学, 2004.8.5-7
- (37) 五十嵐, 末永：太陽電池からの電磁雑音, 電気学会電力・エネルギー部門大会, 名古屋大学, 2004.8.5-7
- (38) 五十嵐, 末永：太陽光発電システム用パワーコンディショナの電磁環境性, 電気学会電力・エネルギー部門大会, 名古屋大学, 2004.8.5-7
- (39) 大関, 井澤, 都筑, 大谷, 黒川：太陽光発電システムの評価に関する日射量の推定方法, 電気学会電力・エネルギー部門大会, 名古屋大学, 2004.8.5-7
- (40) 植田, 大関, 黒川, 伊藤, 北村, 宮本, 横田, 杉原：集中連系型太陽光発電システム実証研究におけるシステム運転性能の測定評価手法, 電気学会電力・エネルギー部門大会, 名古屋大学, 2004.8.5-7
- (41) 市川, 岡田, 黒川：BTB 式ループコントローラと過渡的な需給バランスのシミュレーション, 電気学会電力・エネルギー部門大会, 名古屋大学, 2004.8.5-7
- (42) 多田, 黒川, 宇野, 高橋, 谷田部：太陽電池の電磁波反射・吸収特性に関する研究, 電気学会電力・エネルギー部門大会, 名古屋大学, 2004.8.5-7
- (43) 中田, 大関, 黒川, 小池：住宅用太陽光発電システムの長期運転特性の評価に関する研究, 電気学会電力・エネルギー部門大会, 名古屋大学, 2004.8.5-7
- (44) 川崎, 大関, 大谷, 黒川：太陽光発電システム変動特性の評価, 電気学会電力・エネルギー部門大会, 名古屋大学, 2004.8.5-7
- (45) K. Kurokawa: 100 year sustainability scenario in solar photovoltaic, Workshop on Sustainability and Survival Paths over 100 years, Denver, Aug. 29, 2004
- (46) K. Kurokawa: Energy from the Desert, WREC-8. Denver, PV064, Aug. 30-Sept. 3, 2004
- (47) A. Adiyabat, K. Kurokawa, K. Otani, N. Enebish, G. Batsukh, M. Battushig, D. Ochirvaani, B. Ganbat: EVALUATION OF SOLAR ENERGY POTENTIAL AND PV MODULE PERFORMANCE IN THE GOBI DESERT OF MONGOLIA, 8<sup>th</sup> WREC, Denver, 2004.8.26-9.3
- (48) M. Ito, K. Kato, T. Kichimi, H. Sugihara, K. Kurokawa : Comparative Study on Potential of Very Large-Scale PV Systems (VLS-PV) in the Gobi and Sahara Desert, 8<sup>th</sup> WREC, Denver, 2004.8.26-9.3
- (49) 津野, 菱川, 黒川：多接合太陽電池における各要素セルの I-V 特性の分離法の検討, 応用物理学会, 2004.09.01-04
- (50) 黒川：Future target and recent advances in solar PV system engineering, 富士電機アドバンステクノロジー・セミナー, 2004.9.10
- (51) 畠山, 高橋, 宇野, 有馬, 黒川：太陽電池モジュールによる地上デジタル放送波の反射損失, 電子情報通信学会論文誌, Vol.J87-B, No.9, 2004.9
- (52) 黒川：21世紀人類のための太陽光発電, 第3回英弘シンポジウム「太陽光発電への期待」, 学士会館, 2004.10.12
- (53) M. Ito, T. Nishimura, K. Kurokawa: A preliminary study on utilization of desert with agricultural development and photovoltaic technology potential of very large -scale photovoltaic power generation (VLS-PV) systems, Journal of Arid Land Studies (日本沙漠学会誌「沙漠研究」), Vol.14S, October 2004
- (54) 松川, 黒川：太陽電池モジュールの短時間間隔における温度特性解析, 日本太陽エネルギー学会, 北九州研究学園都市, 2004.11
- (55) 筒井, 佐々木, 黒川：新型太陽光発電モジュールのシステム特性検証研究, 日本太陽エネルギー学会, 北九州研究学園都市, 2004.11
- (56) 植田, 大関, 黒川, 伊藤, 北村, 宮本, 横田, 杉原：太陽光発電システムにおけるアレイ面方位角の推定手法, 日本太陽エネルギー学会, 北九州研究学園都市, 2004.11

- (57) 池, 黒川: 写真測量法による太陽光発電システムの日影予測, 日本太陽エネルギー学会, 北九州研究学園都市, 2004.11
- (58) 津野, 菱川, 黒川: 多接合太陽電池における各要素セルの I-V 特性分離法の検討, 日本太陽エネルギー学会, 北九州研究学園都市, 2004.11
- (59) 川崎, 大関, 大谷, 北村, 杉原, 西川, 黒川: 太陽光発電システム変動特性評価法の研究, 日本太陽エネルギー学会, 北九州研究学園都市, 2004.11
- (60) H. Koizumi, K. Kurokawa: Analysis of Class E inverter with switch-voltage elimination, The 30th Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society (IECON 2004), Busan, Korea, 2004.11
- (61) 大関, 井澤, 都筑, 大谷, 黒川: 太陽光発電における計測データの品質診断方法, 太陽エネルギー, Vol.30, No.6, pp47-55, 2004.11

#### <2005 年>

- (1) 大関, 井澤, 都筑, 大谷, 黒川, 「太陽光発電システムの評価に関する日射量の推定方法」, 電気学会部門誌 B, pp118-126, 125 巻 1 号, 2005.1
- (2) K. Kurokawa: PHOTOVOLTAIC TECHNOLOGY DIRECTION - JAPANESE "PV2030", 31<sup>st</sup> IEEE PVSC, Orland, Florida, 2005.1.3-7
- (3) H. Matsukawa, K. Kurokawa: Temperature Fluctuation Analysis of Photovoltaic Modules at Short Time Interval, 31<sup>st</sup> IEEE PVSC, Orland, Florida, 2005.1.3-7
- (4) T. Oozeki, K. Otani, and K. Kurokawa, "Accuracy of estimated shading loss ratio by means of the SV method ~ An extraction algorithm of maximum pattern ~, 31<sup>st</sup> IEEE PVSC, Orland, Florida, 2005.1.3-7
- (5) M. Ito, K. Kato, K. Komoto, T. Kichimi, K. Kurokawa: Analysis of transmission losses of Very Large-Scale Photovoltaic power generation systems (VLS-PV) in world desert, 31<sup>st</sup> IEEE PVSC, Orland, Florida, 2005.1.3-7
- (6) H. Igarashi, S. Suenaga: Electromagnetic Noise from Solar Cells, 31<sup>st</sup> IEEE PVSC, Orland, Florida, 2005.1.3-7
- (7) Y. Ueda, T. Oozeki, K. Kurokawa, T. Itou, K. Kitamura, Y. Miyamoto, M. Yokota, H. Sugihara, S. Nishikawa: ANALYTICAL RESULTS OF OUTPUT RESTRICTION DUE TO THE VOLTAGE INCREASING OF POWER DISTRIBUTION LINE IN GRID-CONNECTED CLUSTERED PV SYSTEMS, 31<sup>st</sup> IEEE PVSC, Orland, Florida, 2005.1.3-7
- (8) S. Ike, K. Kurokawa: Photogrammetric Estimation of Shading Impacts on Photovoltaic Systems, 31<sup>st</sup> IEEE PVSC, Orland, Florida, 2005.1.3-7
- (9) K. Sakakibara, M. Ito, K. Kurokawa: RESULTS OF PV RESOURCE SURVEY FOR WORLD 6 DESERTS BY A MODIFIED REMOTE SENSING APPROACH, 31<sup>st</sup> IEEE PVSC, Orland, Florida, 2005.1.3-7
- (10) H. TADA, K. KUROKAWA, T. UNO, M. TAKAHASHI, Satoru YATABE, T. ARIMA: DEVELOPMENT OF TV WAVE ABSORBING PV MODULE BY REARRANGING SOLAR CELLS, 31<sup>st</sup> IEEE PVSC, Orland, Florida, 2005.1.3-7
- (11) Y. Tsuno, Y. Hishikawa, K. Kurokawa: SEPARATION OF THE I-V CURVE OF EACH COMPONENT CELL OF MULTI-JUNCTION SOLAR CELLS, 31<sup>st</sup> IEEE PVSC, Orland, Florida, 2005.1.3-7
- (12) K. Kurokawa: PHOTOVOLTAIC TECHNOLOGY DIRECTION TOWARD JAPANESE "PV2030", 1st JSPS Workshop on the Future Direction of Photovoltaics, Aogaku-Kaikan, Tokyo, 3-4 March 2005
- (13) 五十嵐: 単独運転防止試験時の回転機負荷影響について, 電気学会全国大会, 徳島大学, 2005.3.17-19
- (14) 市川, 岡田, 黒川: BTB 式 LPC が連系する区間の特性と簡易推定法の検討, 電気学会全国大会, 徳島大学, 2005.3.17-19
- (15) 嶋田, 黒川, 吉岡: 蓄電池特性の高精度シミュレーションモデル, 電気学会全国大会, 徳島大学, 2005.3.17-19
- (16) 中田, 大関, 黒川, 小池: 簡易評価手法を用いた温度損失評価, 電気学会全国大会, 徳島大学, 2005.3.17-19
- (17) N. Okada, H. Kobayashi, T. Ishikawa, K. Takigawa, K. Kurokawa: Simulation of isolated operation in fault condition by loop power flow controller, Control Engineering Practice, pp1537-1543, Vol.13, 2005.3
- (18) 岡田, 黒川: 自端情報によるループコントローラの制御と係数の決定法, 電気学会論文誌 B, pp381-389, Vol.125, No4, 2005.4
- (19) 岡田, 黒川: 6.6kV-100kVA BTB 式ループコントローラの制御試験, 電気学会論文誌 B, pp390-398, Vol.125, No4, 2005.4
- (20) 黒川: 太陽光発電の普及状況と将来像, 「太陽エネルギーを市民の手に」シンポジウム, 愛知万博地球市民村, 2005.5.4
- (21) H. Koizumi, K. Kurokawa, S. Mori: Thinned-out controlled Class D inverter with delta-sigma modulated 1-bit driving pulses, IEEE International Symposium on Circuits and Systems 2005 (ISCAS 2005), pp. 1322-1325, Kobe, Japan, 2005.5.23-26
- (22) 黒川: 自律度向上型太陽光発電システム先導研究開発, 自律度向上型太陽光発電システム先導研究開発公開ワークショップ, 高輪プリンスホテル, 2005.5.25
- (23) K. Kurokawa, S. Wakao, Y. Hayashi, I. Ishii, K. Otani, M. Yamaguchi, T. Ishii, Y. Ono: CONCEPTUAL STUDY ON AUTONOMY-ENHANCED PV CLUSTERS FOR URBAN COMMUNITY TO MEET THE JAPANESE PV2030 REQUIREMENTS, 20<sup>th</sup> EU-PVSEC, Barcelona, 2005.6.6-10
- (24) T. Oozeki, K. Otani, K. Kurokawa: AN ACCURACY OF THE SV METHOD FOR EVALUATED SHADING LOSSES ~ COMPARED WITH RESULTS USING THE FISH-EYE-PHOTOGRAM METHOD ~, 20<sup>th</sup> EU-PVSEC, Barcelona, 2005.6.6-10
- (25) M. Ito, K. Kato, K. Komoto, T. Kichimi, K. Kurokawa: COMPARATIVE STUDY OF M-SI, A-SI AND CDTE SYSTEM OF VERY LARGE-SCALE PV (VLS-PV) SYSTEMS IN DESERT, 20<sup>th</sup> EU-PVSEC, Barcelona, 2005.6.6-10

- (26) H. Igarashi, S. Suenaga, K. Kurokawa : CHARACTERISTICS OF THE ELECTROMAGNETIC ENVIRONMENTS OF POWER CONDITIONERS FOR PV GENERATING SYSTEMS, 20<sup>th</sup> EU-PVSEC, Barcelona, 2005.6.6-10
- (27) J. Tsutsui, K. Kurokawa : The Comparison of System Performance Measuring Multiple Modules, 20<sup>th</sup> EU-PVSEC, Barcelona, 2005.6.6-10
- (28) Y.Ueda, T.Oozeki, K.Kurokawa, T.Itou, K.Kitamura, Y.Miyamoto, M.Yokota, H.Sugihara, S.Nishikawa: DETAILED PERFORMANCE ANALYSE RESULTS OF GRID-CONNECTED CLUSTERED PV SYSTEMS IN JAPAN -FIRST 200 SYSTEMS RESULTS OF DEMONSTRATIVE RESEARCH ON CLUSTERED PV SYSTEMS, 20<sup>th</sup> EU-PVSEC, Barcelona, 2005.6.6-10
- (29) N. Kawasaki, T. Oozeki, K. Otani, K. Kitamura, H. Sugihara, S. Nishikawa, K.Kurokawa: IMPACT STATEMENT OF DISTRIBUTION NETWORK BY FLUCTUATION OF PV SYSTEM OUTPUT BY USING FREQUENCY ANALYSIS, 20<sup>th</sup> EU-PVSEC, Barcelona, 2005.6.6-10
- (30) S. Taguchi, K. Kurokawa: PV Resource Survey for Urban Areas by means of Aerial Photographs, 20<sup>th</sup> EU-PVSEC, Barcelona, 2005.6.6-10
- (31) K. Hayashi, T. Shimada, H. Koizumi, Y. Ohashi, K. Kurokawa : A Novel Cascaded PV Inverter by Utilizing Ready-Made ICs for Digital Audio Amplifier, 20<sup>th</sup> EU-PVSEC, Barcelona, 2005.6.6-10
- (32) Y. Nakamura, H. Koizumi, K. Kurokawa: Performance Assessment with Different Inductance Model in the Ultra Scaled-Down Distribution Grid Simulator, 20<sup>th</sup> EU-PVSEC, Barcelona, 2005.6.6-10
- (33) A.Amarbayar, 黒川浩助 : ゴビ砂漠地域開発の分析モデルの構築～エネルギー資源フローの調査分析～, 第24回エネルギー・資源学会研究発表会, 虎ノ門パストラル, 2005.6.9～10
- (34) A.Amarbayar, 黒川浩助 : ゴビ砂漠地域開発の分析モデル構築 : 現地調査による地域システムの分析, 第6回国際開発学会春季大会, 文教大学湘南キャンパス, 2005.6.11
- (35) H. Koizumi, K. Kurokawa: A novel maximum power point tracking method for PV module integrated converter, 36th IEEE Power Electronics Specialists Conference 2005 (PESC 2005), pp. 2081-2086, Recife, Brasil, 2005.6.12-16
- (36) 黒川 : 太陽光発電システム研究開発の方向性, 第22回太陽光発電システムシンポジウム, 朝日ホール, p.2-21~37, 2005.6.15-17
- (37) アマルバヤル, 黒川 : モンゴルにおける独立小型太陽光発電システム実証研究のデータ解析・システム評価, 太陽エネルギー学会, pp83-88, vol.31, No4, 2005.7
- (38) 大関, 井澤, 大谷, 都筑, 小池, 黒川 : システム出力電力量のみの計測における太陽光発電システムの評価方法に関する研究, 電気学会電力・エネルギー部門大会, 大阪大学, 2005.8.10-12
- (39) 五十嵐, 末長, 佐藤, 黒川 : 回転機負荷の違いによる単独運転防止装置への影響について, 電気学会電力・エネルギー部門大会, 大阪大学, 2005.8.10-12
- (40) 植田, 大関, 黒川, 伊藤, 北村, 宮本, 横田, 杉原 : 系統連系型太陽光発電システムにおける出力抑制による発電量損失の定量化手法, 電気学会電力・エネルギー部門大会, 大阪大学, 2005.8.10-12
- (41) 川崎, 大関, 大谷, 北村, 杉原, 西川, 黒川 : 面的広がりを考慮した太陽光発電変動特性の分析, 電気学会電力・エネルギー部門大会, 大阪大学, 2005.8.10-12
- (42) K. Kurokawa : Mass Production Scale of PV Modules and Components in 2030s and beyond, 15<sup>th</sup> PVSEC, Shanghai, China, 2005.10.10-15
- (43) A. Adiyabat, K. Kurokawa, K. Otani, N.Enebish, G.Batsukh, M. Battushig, D.Ochirvaani, B.Ganbat, D.Otgonbayar : PV Module Performance in the Ulaanbaatar of Mongolia, 15<sup>th</sup> PVSEC, Shanghai, China, 2005.10.10-15
- (44) H. Igarashi, S. Suenaga, T. Sato, K. Kurokawa : About the Influence on the Islanding Detection Device by the Difference in the Motor Load, 15<sup>th</sup> PVSEC, Shanghai, China, 2005.10.10-15
- (45) Y. Ueda, T. Oozeki, K. Kurokawa, T. Itou, K. Kitamura, Y. Miyamoto, M. Yokota, H. Sugihara, S. Nishikawa : Advanced analysis of shading effect using minutely based measured data for PV systems, 15<sup>th</sup> PVSEC, Shanghai, China, 2005.10.10-15
- (46) K. Lee, K. Kurokawa : Study on D-UPFC in the clustered PV System with Grid, 15<sup>th</sup> PVSEC, Shanghai, China, 2005.10.10-15
- (47) N. Kawasaki, T. Oozeki, K. Otani, K. Kitamura, H. Sugihara, S. Nishikawa, K. Kurokawa : An Evaluation Method of Area-dependency Equalization of Output Fluctuation from Distributed PV System by Using Frequency Analysis, 15<sup>th</sup> PVSEC, Shanghai, China, 2005.10.10-15
- (48) Y. Tsuno, Y. Hishikawa, K. Kurokawa: Temperature and Irradiance Dependence of the I-V Curves of Various kinds of Solar Cells, 15<sup>th</sup> PVSEC, Shanghai, China, 2005.10.10-15
- (49) K. Hayashi, T. Shimada, H. Koizumi, Y. Ohashi, K. Kurokawa : A New Grid-Connected Inverter by Utilizing Ready-Made PWM ICs for Audio Power Amplifier, 15<sup>th</sup> PVSEC, Shanghai, China, 2005.10.10-15
- (50) J. Yokkaichi, T. Oozeki, K. Kurokawa : Irradiation Monitoring from Sunshine Hours given by Japanese Meteorological Observation Network, 15<sup>th</sup> PVSEC, Shanghai, China, 2005.10.10-15
- (51) K. Hirata, K. Kurokawa, Y. Miyake, T. Kato, K. Nakamura : Development of a Reliable, Long Life Pyranometer Composed of Multiple photo sensors, 15<sup>th</sup> PVSEC, Shanghai, China, 2005.10.10-15
- (52) 植田, 大関, 黒川 : 太陽電池モジュール入射角特性の屋外測定と解析, 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, 諏訪東京理科大学, 2005.10.20-21
- (53) 川崎, 大関, 大谷, 北村, 杉原, 西川, 黒川 : 太陽光発電システム変動特性の評価 ～導入面積・導入数の検討～, 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, 諏訪東京理科大学, 2005.10.20-21

- (54) 李, 黒川 : A Proposal of D-UPFC as a Voltage Controller in the Distribution System, 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, 諏訪東京理科大学, 2005.10.20-21
- (55) 田口, 黒川: 空中写真を用いた太陽光発電システム導入可能量の推定(住宅屋根の認識と日野市における事例), 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, 諏訪東京理科大学, 2005.10.20-21
- (56) 津野, 菱川, 黒川 : 内挿補間を用いた各種太陽電池 I-V 特性の温度・照度補正法, 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, 諏訪東京理科大学, 2005.10.20-21
- (57) 四日市, 大関, 黒川 : 地域性を考慮した日射量推定法の補正方法, 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, 諏訪東京理科大学, 2005.10.20-21
- (58) H. Koizumi, K. Kurokawa : A novel maximum power point tracking method for PV module integrated converter using square root functions, 31th IEEE Industrial Electronics Society (IECON 2005), NC, USA, pp2511-2516, 2005.11.6-11
- (59) 黒川 : 太陽光発電のこれから, 電気学会東北支部電力技術懇談会講演会, 山形大学, 2005.11.10
- (60) 黒川 : 21 世紀の太陽光発電の可能性, 太陽光発電コラボレーション事業総括報告会, 2005.11.22
- (61) 大関, 井澤, 大谷, 黒川 : システム出力電力量のみの計測における太陽光発電システムの評価方法に関する研究, 電気学会論文誌 B, pp1299-1307, Vol.125, No12, 2005.12
- (62) 植田, 大関, 伊藤, 北村, 宮本, 横田, 杉原, 黒川 : 系統連系型太陽光発電システムにおける出力抑制による発電量損失の定量化手法, 電気学会論文誌 B, pp1317-1326, Vol.125, No12, 2005.12

#### <2006 年>

- (1) 植田, 黒川, 北村, 赤沼, 横田, 杉原 : 太陽光発電システム評価における傾斜面日射量算出精度の検証と誤差の評価, 太陽エネルギー, p.45-53, Vol.32, No.5, Jan. 2006
- (2) 黒川 : 太陽光発電システム研究開発の方向性と再生可能エネルギー2006 国際会議, 第 23 回太陽光発電システムシンポジウム, 朝日ホール, 14-16, Jun, 2006
- (3) アマル, 中島, 大谷, 黒川 : 独立小型太陽光発電システムの利用実態と課題ーモンゴルの遊牧民を事例としてー, 農業情報研究, p.139-154, 第 15 巻 2 号, Feb. 2006
- (4) H. Koizumi, K. Kurokawa, S. Mori : Analysis of class D inverter with irregular driving patterns, IEEE Trans. Circuits & Systems, p.677-687, Vol.53, No.3, Mar. 2006
- (5) K. Kurokawa : Photovoltaic technology direction - Japanese "PV2030", KIER-TUAT Joint Seminar, Taejon, KOREA, 8. Mar. 2006
- (6) K. Kurokawa, S Wakao, Y Hayashi, H Yamaguchi, K Otani, M Yamaguchi, T Ishii and Y Ono : Autonomy-Enhanced PV Cluster Concept for Solar Cities to Meet the Japanese PV2030 Roadmap, 2nd International Solar Cities Congress, Oxford UK, 7E.2, 3-6. Apr. 2006
- (7) K. Kurokawa : A conceptual study on solar pv cities for 21st century, WCPEC-4, Hawaii, p.2283-2288, 7-12. May. 2006
- (8) M Ito, K. Kato, K. Komoto, T. Kichimi, K. Kurokawa : A SENSITIVITY ANALYSIS OF VERY LARGE-SCALE PHOTOVOLTAIC POWER GENERATION(VLS-PV) SYSTEMS IN DESERTS, WCPEC-4, Hawaii, p.2387-2390, 7-12. May. 2006
- (9) K Lee, H Koizumi, K Kurokawa : Voltage sag/swell controller by means of D-UPFC in the distribution system, WCPEC-4, Hawaii, p.2427-2430, 7-12. May. 2006
- (10) J Tsutsui, Y Sato, K Kurokawa : Modeling the performance of several photovoltaic modules, WCPEC-4, Hawaii, p.2258-2261, 7-12. May. 2006
- (11) Y Ueda1, K Kurokawa, T Itou, K Kitamura, Y Miyamoto, M Yokota, H Sugihara : Performance ratio and yield analysis of grid connected clustered pv systems in Japan, WCPEC-4, Hawaii, p.2296-2299, 7-12. May. 2006
- (12) Y Tsuno, Y Hishikawa, K Kurokawa : Translation equations for temperature and irradiance of the I-V curves of various PV cells and modules, WCPEC-4, Hawaii, p.2246-2249, 7-12. May. 2006
- (13) H. Igarashi, T. Sato, H. Kobayashi, I. Tuda, K. Kurokawa : RESULT OF REVIEW BY ELECTRIC ENERGY AMOUNT COMPARISON WITH RESONANCE LOAD TURNED TO MOTOR LOAD STANDARDIZATION, WCPEC-4, Hawaii, p.2415-2418, 7-12. May. 2006
- (14) K Otani, T Takashima, K Kurokawa : Performance and reliability of 1MW photovoltaic power facilities in AIST - The first year's results, WCPEC-4, Hawaii, p.2046-2049, 7-12. May. 2006
- (15) H. Koizumi, K. Kurokawa, S. Mori : A comparison of output envelope waveforms of the delta-sigma modulated Class D series resonant inverter, Proc. IEEE International Symposium on Circuits and Systems 2006 (ISCAS 2006), pp. 253-256, 21-24. May. 2006
- (16) K Lee, H Koizumi, K Kurokawa : Voltage Control of D-UPFC between a Clustered PV System and Distribution System, PESC06, Jeju, p.1367-1371, 18-22. Jun. 2006
- (17) K Hayashi, H Koizumi, Y Ohashi, and K Kurokawa : A single-phase grid-connected inverter by utilizing ready-made PWM power IC, Proc. IEEE International Symposium on Industrial Electronics 2006 (ISIE 2006), pp. 1138-1142, 9-13. Jul. 2006
- (18) H Koizumi, K. Kurokawa : Plane division maximum power point tracking method for PV module integrated converter, Proc. IEEE International Symposium on Industrial Electronics 2006 (ISIE 2006), pp. 1265-1270, 9-13. Jul. 2006

- (19) A Adiyabat., K. Otani, K. Kurokawa, N. Enebish, G. Batsukh, M. Battushig, D. Ochrvani, B. Ganbat : Evaluation of solar energy potential and PV module performance in the Gobi Desert of Mongolia, Progress in Photovoltaics, in press, p.553-566, Vol.14, issue 6, Sep. 2006
- (20) K Kurokawa, K Komoto, P Vleuten, D Faiman : A NEW KNOWLEDGE HOW TO MAKE THE VERY LARGE SCALE PVS HAPPEN ON THE DESERT!, 21th EU-PVSEC, Dresden, p.2590-2596, 3-10. Sep. 2006
- (21) Y Ueda, K Kurokawa, T Itou, K Kitamura, Y Miyamoto, M Yokota, H Sugihara : Performance Analyses of Battery Integrated Grid-connected Residential PV Systems, 21th EU-PVSEC, Dresden, p.2580-2584, 3-10. Sep. 2006
- (22) 五十嵐, 佐藤, 小林, 津田, 黒川 : 単独運転試験方法の共振負荷及び回転機負荷の違いによる単独運転検出装置へ与える影響について, 電気学会電力・エネルギー部門大会, 琉球大学, p.25-11~20, 13-15. Sep. 2006
- (23) 五十嵐, 佐藤, 黒川 : 共振負荷による回転機負荷の代替検討について, 電気学会電力・エネルギー部門大会, 琉球大学, No.159, p.7-25~26, 13-15. Sep. 2006
- (24) 植田, 黒川, 伊藤, 北村, 赤沼, 横田, 杉原, 森本 : 系統連系型太陽光発電システム運転特性の高度解析と蓄電池導入効果の検証, 電気学会電力・エネルギー部門大会, No.9, p.11-1~11, 13-15. Sep. 2006
- (25) 川崎, 植田, 北村, 杉原, 西川, 黒川 : 太陽光発電システム出力変動の検出時間別発生確率分布を用いた変動特性定量化手法, 電気学会 B 部門大会, No.188, p.11-13~14, 13-15. Sep. 2006
- (26) 平田, 黒川, 三宅, 中村 : 二種類のフォトセンサを持つ新型日射計におけるスペクトル誤差の解析手法の開発, 電気学会 B 部門大会, No.183, p.10-5~6, 13-15. Sep. 2006
- (27) 中村, 小泉, 黒川 : 超縮小模擬配電システムを用いた P V インバータ試験装置の開発, 電気学会 B 部門大会, No.182, p.10-3~4, 13-15. Sep. 2006
- (28) 鎌倉, 林, 黒川 : マトリックスコンバータを用いた系統連系用ルータ機器の開発, 電気学会 B 部門大会, No.185, p.10-9~10, 13-15. Sep. 2006
- (29) 瀬尾, 黒川 : F P G A を用いた P V インバータ用デジタルコントローラの開発, 電気学会 B 部門大会, No.197, p.11-31~32, 13-15. Sep. 2006
- (30) 小柳, 黒川 : LED ソーラーシミュレータを用いた I V 特性測定の改良基礎実験, 電気学会 B 部門大会, No.184, p.10-7~8, 13-15. Sep. 2006
- (31) H Igarashi, A. Tasai, K. Kurokawa : The Status Report of the PV System Ream Inter-Connected Guideline in 5 Countries of Asia, RENEWABLE ENERGY 2006, P-Ot-5, 10-13. Oct. 2006
- (32) H Igarashi, T. Sato, K. Kurokawa : About the Examination of an Alternative Technique of the Motor Load According to the Resonance Load, RENEWABLE ENERGY 2006, P-Pv-17, 10-13. Oct. 2006
- (33) K.Otani, T. Takashima, K. Kurokawa : Comparison of Performance and Energy Yield of PV Modules by Using Two-Axis Tracking Array, RENEWABLE ENERGY 2006, O-Pv-6-6, 10-13. Oct. 2006
- (34) Y.Ueda, K. Kurokawa, T. Itou, K. Kitamura, K. Akanuma, M. Yokota, H. Sugihara : Analysis Results of Maximum Power Point Mismatch on Grid-Connected PV Systems, RENEWABLE ENERGY 2006, O-Pv-3-7, 10-13. Oct. 2006
- (35) M.Ito, K. Kato, K. Komoto, T. Kichimi, K. Kurokawa : Suitable Very Large-Scale Photovoltaic Power Generation Systems (VLS-PV) for Desert Regions from Four Types of Case Studies by Using Life-Cycle Analysis Method, RENEWABLE ENERGY 2006, O-Pv-6-4, 10-13. Oct. 2006
- (36) A. Adiyabat, M. Nakajima, K. Otani, E. Namjil, K. Kurokawa : A Study on the Evaluation of Solar Home System Viewed by Users: -A case of Nomadic Families in Mongolia-, RENEWABLE ENERGY 2006, P-Pv-25, 10-13. Oct. 2006
- (37) N.Kawasaki, K. Kurokawa, K. Kitamura, H. Sugihara, S. Nishikawa : An Evaluation of Area-Dependency Equalization of Fluctuation Characteristics from Distributed PV Systems, RENEWABLE ENERGY 2006, P-Pv-90, 10-13. Oct. 2006
- (38) K Lee, K.yamaguchi, H.Koizumi, K.Kurokawa : D-UPFC as a Voltage Regulator in the Distribution System , RENEWABLE ENERGY 2006, P-N-5, 10-13. Oct. 2006
- (39) Y.Tsuno, Y.Hishikawa, K.Kurokawa : TRANSLATION EQUATIONS FOR TEMPERATURE AND IRRADIANCE OF THE I-V CURVES OF Various PV Cells and Modules by Linear Interpolation, RENEWABLE ENERGY 2006, O-Pv-5-4, 10-13. Oct. 2006
- (40) T.Shimada, K.Kurokawa : HIGH PRECISION SIMULATION MODEL OF BATTERY CHARACTERISTICS, RENEWABLE ENERGY 2006, P-Pv-1, 10-13. Oct. 2006
- (41) T.Shimada, K.Kurokawa : GRID-CONNECTED PHOTOVOLTAIC SYSTEMS WITH BATTERY STORAGES CONTROL BASED ON INSOLATION FORECASTING USING WEATHER FORECAST, RENEWABLE ENERGY 2006, O-Pv-6-1, 10-13. Oct. 2006
- (42) T.Kamakura, K.Hayashi, Y.Ohashi, K.Kurokawa : CONSIDERATIONS ON POWER LINE ROUTER BY USING MATRIX CONVERTER, RENEWABLE ENERGY 2006, P-Pv-7, 10-13. Oct. 2006
- (43) Y.Nakamura, H.Koizumi, K.Kurokawa : A new type of scaled-down network simulator for testing PV inverters, RENEWABLE ENERGY 2006, P-Pv-11, 10-13. Oct. 2006
- (44) J.Koyanagi, K.Kurokawa : A Fundamental Experiment of Solar Cell' s I-V Characteristics Measurement Using LED Solar Simulator, RENEWABLE ENERGY 2006, P-Pv-9, 10-13. Oct. 2006
- (45) Y.Seo, K. Hayashi, K. Kurokawa : Development of FPGA-based Digital Controller for PV Inverter, RENEWABLE ENERGY 2006, P-Pv-6, 10-13. Oct. 2006

- (46) K.Hirata, K.Nakamura, T.Kato, K.Kurokawa : Spectral Error Analyses of Pyranometers Composed of Multiple Photodiodes, RENEWABLE ENERGY 2006, O-Pv-3-4, 10-13. Oct. 2006
- (47) N. Kawasaki, T. Oozeki, K. Otani, K. Kurokawa : An Evaluation Method of the Fluctuation Characteristics of Photovoltaic Systems by Using Frequency Analysis, Solar Energy Materials & Solar Cells, p.3356-3363, Volume 90, Issues 18-19, 23. Nov. 2006
- (48) S. Kohraku, K. Kurokawa : A fundamental experiment for discrete-wavelength LED solar simulator, Solar Energy Materials & Solar Cells, p.3364-3370, Volume 90, Issues 18-19, 23. Nov. 2006
- (49) H. Koizumi, T. Mizuno, T. Kaito, Y. Noda, N. Goshima, M. Kawasaki, K.Nagasaka, and K. Kurokawa : A novel micro controller for grid-connected photovoltaic systems, IEEE Trans. Industrial Electronics, pp. 1889-1897, vol. 53, no. 6, Dec. 2006
- (50) 黒川 : New Trends Shaping IEC Standards

<2007 年>

- (1) 植田, 黒川, 伊藤, 北村, 赤沼, 横田, 杉原, 森本 : 系統連系型太陽光発電システム運転特性の高度解析と蓄電池導入効果の検証, 電気学会論文誌 B, p.247-258, Vol.127, No.1, Jan. 2007
- (2) 五十嵐, 佐藤, 小林, 津田, 黒川 : 共振負荷と回転機負荷の相違と単独運転試験への影響について, 電気学会論文誌 B, p.192~199, Vol.127, No.1, Jan. 2007
- (3) Y. Ueda, T. Oozeki, K. Kurokawa, T. Itou, K. Kitamura, Y. Miyamoto, M. Yokota, H. Sugihara : Quantitative Analysis of Output Loss due to Restriction for Grid-connected PV Systems, Electrical Engineering in Japan, pp9-19, Vol. 158, No. 2, 30. Jan. 2007
- (4) K. Lee, K. Yamaguchi, K. Kurokawa: Proposed Distribution Voltage Control Method for Connected Clustered PV System, The Journal of Power Electronics, p.286 – 293, Oct. 2007
- (5) 嶋田尊衛, 黒川 : 天気予報と天気変化パターンを用いた日射予測, 電気学会論文誌 B, Vol.127, No.11, pp.1219-1225, 2007.Nov. 1
- (6) K. Lee, K. Yamaguchi, K. Kurokawa: D-UPFC Voltage Control in the Bi-directional Power Flow Condition, 太陽エネルギー, Vol.33, No.6, p.35 – 40, 2007
- (7) K. Kurokawa: International Symposium on Energy from the Desert, Task 8 Symposium, 22nd EU-PVSEC, FIERA-Milano, 6 Sep. 2007.
- (8) K. Kurokawa: Further considerations on solar PV community concept consisting of massive roof-top pvs and domestic loads, 22nd EU-PVSEC, FIERA-Milano, Milan, pp.2889-2894, Plenary 5BP.2.5, 3-7 Sep. 2007
- (9) H. Igarashi, K. Tanaka, T. Sato, T. Watanabe, H. Sugihara, Y. Miyamoto, N. Fukuoka, K. Kurokawa: Study of islanding Test Method using Multiple interconnected Photovoltaic Inverters - Examination by Difference in Motor Load installation Conditions, 22nd EU-PVSEC, FIERA-Milano, Milan, pp.2992-2994, 5BV.1.2, 4 Sep. 2007
- (10) Y. Ueda, K. Kurokawa, T. Tanabe, K. Kitamura, K. Akanuma, M. Yokota, H. Sugihara: STUDY ON THE OVER VOLTAGE PROBLEM AND BATTERY OPERATION FOR GRID-CONNECTED RESIDENTIAL PV SYSTEMS, 22nd EU-PVSEC, FIERA-Milano, Milan, pp.3094-3097, 5BV.1.32, 4 Sep. 2007
- (11) T. Tohoda, K. Kurokawa: THE SIMULATED POWER CONDITIONER FOR PV SYSTEMS BY ELECTRONIC DEVICES FOR THE ULTRA SCALED-DOWN NETWORK SIMULATOR, 22nd EU-PVSEC, FIERA-Milano, Milan, pp.3123-3126, 5BV.1.40, 4 Sep. 2007
- (12) K. Miyamoto, H. Igarashi, K. Kurokawa: A STUDY ON THE INFLUENCE OF AN INDUCTION MOTOR FOR ISLANDING-DETECTION POWER CONDITIONING SYSTEMS, 22nd EU-PVSEC, FIERA-Milano, Milan, pp.3180-3183, 5BV.3.4, 4 Sep. 2007
- (13) Y. Hamano, M. Ito, K. Kurokawa: Desert PV resource analysis by detecting seasonal changes among satellite images, 22nd EU-PVSEC, FIERA-Milano, Milan, pp.3567-3570, 6DV.4.50, 6 Sep. 2007
- (14) M. Suzuki, M. Ito, K. Kurokawa: AN ANALYSIS ON PV RESOURCE IN RESIDENTIAL AREAS BY MEANS OF AERIAL PHOTO IMAGES, 22nd EU-PVSEC, FIERA-Milano, Milan, pp.3571-3574, 6DV.4.52, 6 Sep. 2007
- (15) K. Komoto, K. Kurokawa, M. Ito, J. S. MacDonald, C. Beneking, E. Cunow, M. Ermer, D. Faiman, F. Paletta, A. Sarno, J. Song, R. Knol, P. van der Vleuten, T. Hansen, H. Hayden, N. Enebish: IEA-PVPS TASK8: VERY LARGE SCALE PHOTOVOLTAIC POWER GENERATION (VLS-PV) SYSTEMS ON THE DESERT, 22nd EU-PVSEC, FIERA-Milano, Milan, 6 Sep. 2007
- (16) Y. Hishikawa, Y. Tsuno, K. Kurokawa: Spectral Response Measurements of PV Modules and Multi-Junction Devices, 22nd EU-PVSEC, FIERA-Milano, Milan, 4BV.2.10, 6 Sep. 2007
- (17) K. Lee, K. Yamaguchi, K. Kurokawa: Case study of distribution-unified power flow controller (D-UPFC) in the clustered PV system, The 7th International Conference on Power Electronics, EXCO, Daegu, pp.832-840, 22 Oct. 2007
- (18) K. Yamaguchi, K. Lee, K. Kurokawa: Study on voltage regulation method in the power distribution system, The 7th International Conference on Power Electronics, EXCO, Daegu, pp.488-492, 22 Oct. 2007
- (19) Y. Hamano, M. Ito, K. Kurokawa: PV resources analysis in world six deserts with detecting seasonal differences among satellite images, PVSEC-17, Fukuoka, pp.886-887, 3-7 Dec. 2007
- (20) H. Igarashi, K. Miyamoto, K. Kurokawa: Verification of changing into state of asynchronous induction generator of induction motors, PVSEC-17, Fukuoka, pp.1013-1014, 3-7 Dec. 2007
- (21) K. Megherbi, M. Ito, F. D. Ferretti, K. Komoto, K. Kurokawa: Financing very large scale PV systems in Gobi Desert, PVSEC-17, Fukuoka, pp.911-912, 3-7 Dec. 2007
- (22) N. Kawasaki, K. Kitamura, H. Sugihawa, S. Nishikawa, K. Kurokawa: Analysis of fluctuation characteristics of PV system according to the array configuration, PVSEC-17, Fukuoka, pp.655-656, 3-7 Dec. 2007

- (23) R. Andoulsi, A. El kazen, A. Boutouta, A. Ounalli, B. Bessais, K. Kurokawa: A recent status and future prospects of photovoltaics in Tunisia, PVSEC-17, Fukuoka, pp.905-906, 3-7 Dec. 2007
- (24) Y. Watanabe, K. Kurokawa: Research on three-dimensional coordinates acquisition for shadow estimation in photovoltaic system, PVSEC-17, Fukuoka, pp.653-654, 3-7 Dec. 2007
- (25) N. Yamashita, M. Ito, K. Komoto, K. Kurokawa: An environmental potential of pv systems in japan by utilizing the ecological footprint, PVSEC-17, Fukuoka, pp.518-519, 3-7 Dec. 2007
- (26) Y. Tsuno, Y. Hishikawa, K. Kurokawa: Modeling I-V curves of pv modules using linear interpolation /extrapolation, PVSEC-17, Fukuoka, pp.449-450, 3-7 Dec. 2007
- (27) T. Shimada, K. Kurokawa: Online correction for insolation forecasting using weather forecast, PVSEC-17, Fukuoka, pp.639-640, 3-7 Dec. 2007
- (28) K. Komoto, M. Ito, N. Yamashita, K. Kurokawa: Environmental potential of very large scale photovoltaic power generation (VLS-PV) systems on deserts, PVSEC-17, Fukuoka, pp.520-521, 3-7 Dec. 2007
- (29) M. Ito, M. Kudo, K. Kurokawa: A preliminary life-cycle analysis of a mega-solar system in Japan, PVSEC-17, Fukuoka, pp.508-511, 3-7 Dec. 2007
- (30) K. Kurokawa: Future direction of PV system technologies around 2030 and beyond, PVSEC-17, Fukuoka, pp.60-63, 3-7 Dec. 2007
- (31) Y. Ueda, K. Kurokawa, K. Kitamura, M. Yokota, K. Akanuma, H. Sugihara: PERFORMANCE ANALYSIS OF VARIOUS SYSTEM CONFIGURATIONS ON GRID-CONNECTED RESIDENTIAL PV SYSTEMS, PVSEC-17, Fukuoka, pp.383-384, 3-7 Dec. 2007
- (32) R. Andoulsi, B. Khiari, A. Sellami, A.Mami, G.Dauphin-Tanguy: NON LINEAR CONTROL OF A PHOTOVOLTAIC PUMPING SYSTEM, PVSEC-17, Fukuoka, pp.665-667, 3-7 Dec. 2007
- (33) M. Ito, Y. Tsuno, K. Kurokawa: A COST ANALYSIS OF CO2 REDUCTION BY UTILIZING LARGE-SCALE PV SYSTEMS IN JAPAN, PVSEC-17, Fukuoka, pp.898-899, 3-7 Dec. 2007
- (34) Y. Hishikawa, Y. Tsuno, K. Kurokawa: SPECTRAL RESPONSE MEASUREMENTS OF PV MODULES, PVSEC-17, Fukuoka, pp.1003-1004, 3-7 Dec. 2007
- (35) 五十嵐, 田中, 佐藤, 渡邊, 杉原, 宮本, 福岡, 黒川: 複数台連系時の単独運転試験方法検討について-回転機負荷設置条件の違いによる検討結果-, 平成 19 年電気学会全国大会, Vol. 6, pp. 370-371. 2007.3.15
- (36) 渡邊, 黒川: 写真測量法による影の定量評価システムの提案, 平成 19 年電気学会全国大会, Vol. 3, pp. 152-153. 2007.3.16
- (37) 植田, 黒川, 田邊, 北村, 赤沼, 横田, 杉原: 単相三線式配電線負荷電流不平衡による片相電圧上昇の太陽光発電システム出力抑制への影響, 平成 19 年電気学会全国大会, Vol. 7, pp. 73-74, 2007.3.17
- (38) 五十嵐, 宮本, 黒川, 飯田, 高江洲, 石井, 水野, 前田, 浅井, 長畑: 多数台連系用パワーコンディショナの開発について, 平成 19 年電気学会 B 部門大会, pp. 51-25 - 51-26, 2007.9.12
- (39) 植田, 川崎, 黒川, 田邊, 北村, 中島, 宮本, 杉原: 集中連係型太陽光発電システムにおける出力抑制回避技術の開発(1)-実証試験地区における出力抑制発生状況の調査-, 平成 19 年電気学会 B 部門大会, pp. 52-1 - 52-2, 2007.9.13
- (40) 川崎, 植田, 北村, 杉原, 西川, 黒川: 集中連係型太陽光発電システムの変動特性の評価, 平成 19 年電気学会 B 部門大会, No.426, pp. 53-5 - 53-6, 2007.9.14
- (41) 五十嵐, 佐藤, 末永, 杉原, 宮本, 福岡, 黒川: 太陽光発電システムの能動的単独運転検出信号の干渉による影響について, 平成 19 年電気学会 B 部門大会, pp. 55-1 - 55-2, 2007.9.14
- (42) 宮本, 五十嵐, 黒川: PV 用パワーコンディショナの単独運転検出機能に与える誘導電動機回生エネルギーの影響に関する一考察, 平成 19 年電気学会 B 部門大会, pp. 55-3 - 55-4, 2007.9.14
- (43) 五十嵐, 佐藤, 宮本, 黒川: 誘導機負荷の発電確認と単独運転検出装置への影響について, 平成 19 年電気学会 B 部門大会, pp. 55-5 - 55-11, 2007.9.14
- (44) 高橋, 津野, 黒川: 熱電対による太陽電池モジュールの温度測定方法, 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, 札幌コンベンションセンター, pp.67-70, 2007.10.25-26
- (45) 山中, 黒川: 太陽電池日射障害における半影の影響, 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, 札幌コンベンションセンター, pp.83-86, 2007.10.25-26
- (46) 津野, 菱川, 黒川: 部分照射による太陽電池モジュールの分光感度測定原理の検討, 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, 札幌コンベンションセンター, pp.373-376, 2007.10.25-26
- (47) 植田, 黒川: 太陽光発電システム発電効率向上に向けた損失要因の影響分析, 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, 札幌コンベンションセンター, pp.449-452, 2007.10.25-26
- (48) 大谷: 世界のトップを走る太陽光発電, 精密工学会誌 Vol.73, No.1, p48-51, Jan, 2007
- (49) 黒川: 再生可能エネルギー2006 国際会議開催報告書, 2007.2.
- (50) 黒川: 寄稿: 太陽光発電の節目, 太陽光発電協会機関誌「太陽光発電」, p.35-42, 2007.3
- (51) 黒川: 太陽光発電システムの地球規模導入を目指して, JEMA 新エネルギー講演会, 6. Mar. 2007
- (52) K. Kurokawa: A new knowledge how to make the very large scale PVs happen on the desert!, IEA PVPS Task 2 Expert Meeting, Tokyo, 14 March 2007.
- (53) K. Kurokawa: Solar Photovoltaic Systems - Present Status & Future Directions, Seminar for Tunisian visitor Dr. Manef Abderrabba, 16 Mar. 2007.
- (54) 黒川: 高効率太陽光発電技術の開発の現状と課題, 54 応物 2007 春連合講演会, エネ・環境研究会「これからのエネ技術を考える」 29p-ZK-5, p.0-127, 2007.3.29
- (55) K. Kurokawa: Conceptual Considerations on the Aggregated Network consisting of Massive Roof-top PVs and Domestic Loads in Urban Residential Area, Nagoya 2007 Symposium on Microgrids, Mielparque-Nagoya Hotel, 6 April 2007

- (56) K. Kurokawa: International Symposium on Energy from the Desert, Task8 Symposium\_PV-Med\_EPIA, 21-22 April 2007
- (57) 黒川：太陽光発電技術のこれからの方向性，GS ユアサ技報法，4巻1号，p.1-8，2007.6
- (58) 黒川：太陽光発電の恵みー人類生存のためのアプローチ，東京電機大学大学院理工学研究科セミナー，2007.6.1
- (59) 黒川：太陽光発電の新しい面展開：概念的考察，学振175委員会第4回【次世代の太陽光発電システムシンポジウム】東北大学さくらホール，2007.6.28-29
- (60) 黒川：自律度向上型太陽光発電システムおよびパワールータに関する考察ー 未来型太陽光発電における蓄電機能の役割ー，第11回電力貯蔵技術研究会，2007.10.3
- (61) 黒川：世界の太陽電池開発動向ならびにPVリサイクルの動向とグリーン電力証書の課題，JPEA セミナー，太陽光発電の最新開発動向とリユースリサイクル・グリーン電力セミナー，2007.10.12
- (62) 黒川：日本の最北端で考える太陽光発電のこれから，稚内新エネルギーセミナー，2007.11.6
- (63) K. Kurokawa: Solar Photovoltaic Energy A Solution for our Sustainability, International Symposium on Global Sustainability- Social Systems and Technological Strategies -, November 26 & 27, 2007
- (64) K. Kurokawa, K. Komoto, Peter van der Vleuten, David Faiman (editors): Energy from the Desert - Practical proposals for Very Large Scale Photovoltaic Systems, Earthscan, 201 pages, Jan. 2007

## <2008年>

### 原著論文

- (1) M. Ito, K. Kato, K. Komoto, T. Kichimi, K. Kurokawa: A Comparative Study on Cost and Life-Cycle Analysis for 100 MW Very Large-Scale PV (VLS-PV) Systems in Deserts Using m-Si, a-Si, CdTe and CIS modules, Progress in Photovoltaics, Vol.16, Issue 1, pp 17-30, Jan. 2008
- (2) J Tsutsui, K Kurokawa: INVESTIGATION TO ESTIMATE THE SHORT CIRCUIT CURRENT BY APPLYING THE SOLAR SPECTRUM, Progress in Photovoltaics, 2008
- (3) Yuzuru Ueda, Kosuke Kurokawa, Takayuki Tanabe, Kiyoyuki Kitamura, Hiroyuki Sugihara: Analysis Results of Output Power Loss due to the Grid Voltage Rise in Grid-Connected Photovoltaic Power Generation Systems, IEEE Trans. on Industrial Electronics, Volume 55, Issue 7, pp2744-2751, Jul. 2008
- (4) 津野裕紀，上迫浩一，黒川浩助：I-V特性の直線補間/補外法を用いた太陽電池モジュールの発電電力量損失定量化手法，太陽エネルギー，pp81-86，2008
- (5) 嶋田尊衛，黒川 浩助：階段状電流を用いた鉛蓄電池シミュレーションモデリング手法，電気学会論文誌B（電力・エネルギー部門誌），Vol. 128, No.8, pp.1027-1034, 2008
- (6) 五十嵐広宣，佐藤孝則，宮本和典，黒川浩助：誘導電動機の発電確認と単独運転検出装置への影響について，電気学会論文誌B（電力・エネルギー部門誌），Vol. 128, No.7, pp.967-975, 2008
- (7) Y. Tsuno, Y. Hishikawa and K. Kurokawa: MODELING I-V CURVES OF PV MODULES USING LINEAR INTERPOLATION /EXTRAPOLATION, Solar Energy Materials and Solar Cells, online

### 国際学会

- (8) Yuki Tsuno, Koichi Kaimisako and Kosuke Kurokawa: New Generation of PV Module Rating by LED Solar Simulator, IEEE PVSC 33<sup>rd</sup>, San Diego, 11-18 May 2008
- (9) Takae Shimada, Yuzuru Ueda and Kosuke Kurokawa: LOOK-AHEAD EQUALIZING CHARGE PLANNING FOR GRID-CONNECTED PHOTOVOLTAIC SYSTEMS WITH BATTERY STORAGE, IEEE PVSC 33<sup>rd</sup>, San Diego, 11-18 May 2008
- (10) Naoko Yamashita, Masakazu Ito, Keiichi Komoto, Yuzuru Ueda, Ken Nagasaka, Kosuke Kurokawa: An Environmental Potential of PV systems and Greening by Utilizing the Ecological Footprint, World Renewable Energy Congress X, 19-25 Jul. 2008
- (11) Masakazu Ito, Takuya Oda, Kosuke Kurokawa: A questionnaire survey about an interest and a price for a residential PV system, World Renewable Energy Congress X, 19-25 Jul. 2008
- (12) Yuzuru Ueda, Tsurugi Sakurai, Shinya Tatebe, Akihiro Itoh, Kosuke Kurokawa: PERFORMANCE ANALYSIS OF PV SYSTEMS ON THE WATER, EUPVSEC23, Valencia, 1-5 Sep. 2008
- (13) Yuki Tsuno, Yoshihiro Hishikawa, Kosuke Kurokawa: A METHOD FOR SPECTRAL RESPONSE MEASUREMENTS OF VARIOUS PV MODULES, EUPVSEC23, Valencia, 1-5 Sep. 2008
- (14) Toshiaki Tohoda, Ken Nagasaka, Kosuke Kurokawa: PV-PCS SIMULATOR FOR SIMULATING PLURAL PV SYSTEM WITH SMALL SCALE, Renewable Energy 2008, Busan, 13-17 Oct. 2008
- (15) Mami Suzuki, Masakazu Ito, Ken Nagasaka, Kosuke Kurokawa: AN IMPROVED ANALYSIS ON RESIDENTIAL PV RESOURCES BY AERIAL PHOTOGRAPHS, Renewable Energy 2008, Busan, 13-17 Oct. 2008
- (16) Kenichiro Yamaguchi, Ken Nagasaka, Kosuke Kurokawa: DEVELOPMENT OF VOLTAGE CONTROLLER FOR THE DISTRIBUTION SYSTEM CONNECTED WITH CLUSTERED PHOTOVOLTAIC SYSTEMS, Renewable Energy 2008, Busan, 13-17 Oct. 2008
- (17) Yuzuru Ueda: Analysis Result of Voltage Rise and Network Behavior Simulations with Large Scale DER Deployment, 3<sup>rd</sup> International Conference on Integration of Renewable and Distributed Energy, Dec. 2008

### 国内学会

- (18) 植田謙，黒川浩助，田邊隆之，北村清之，中島栄一，宮本裕介，杉原裕征：配電系統に集中連系された太陽光発電システムにおける電圧上昇の解析，平成20年電気学会全国大会講演論文集，Vol. 7, pp.48-49, 2008.3

- (19) 山下直子, 伊藤雅一, 河本桂一, 植田謙, 長坂研, 黒川浩助: NPP を用いた日本とゴビ砂漠における太陽光発電システムのエコロジカルフットプリント, エネルギー資源学会, 2008.6.5-6
- (20) 川崎憲広, 伊藤雅一, 有田佳那子, 黒川浩助: 小型ソーラーカーの開発, 平成 20 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, pp 165-168, 2008.11.6
- (21) 川崎憲広, 北村清之, 杉原裕征, 西川省吾, 黒川浩助: 太陽光発電システム変動特性評価手法の開発 ~有効性および精度検証~, 平成 20 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, pp 293-296, 2008.11.7
- (22) 植田謙, 津野裕紀, 工藤満, 小西博雄, 黒川浩助: 北杜メガソーラプロジェクトにおける各種太陽電池モジュール評価, 平成 20 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, 公演論文集, pp. 69-70, 2008.11

#### 招待講演・その他解説・展望

- (23) 黒川浩助: 太陽光発電に関する最近の状況と展望, 電気学会 B 部門誌解説, 2008 年 7 月号
- (24) 黒川浩助: 太陽光発電 - 希望と責務 -, JPEA 25th 太陽光発電システムシンポジウム
- (25) 黒川浩助: 太陽光発電をめぐる急展開, 第 2 回 A E S 総会 特別講演
- (26) 黒川浩助: 再生可能エネルギー世界フェア 2008 主催者挨拶, 再生可能エネルギー世界フェア 2008

#### <2009 年>

##### 原著論文

- (1) 津野裕紀, 菱川善博, 上迫浩一, 黒川浩助: 部分照射による各種太陽電池モジュールの分光感度測定方法, 太陽エネルギー, pp73-81, 2009
- (2) 川崎憲広, 北村清之, 杉原裕征, 西川省吾, 長坂研, 黒川浩助: 集中連系型太陽光発電システムにおける変動特性評価法に関する研究, 太陽エネルギー, Vol.35 No.1, pp 83-92, 2009
- (3) 嶋田尊衛, 川崎憲広, 植田謙, 杉原裕征, 黒川浩助: 集中連系型太陽光発電システムにおける翌日連系点電力の計画・制御を可能とする蓄電池容量の検討, 電気学会論文誌 B, 129 巻 5 号, p.p.696-704, 2009 年 5 月
- (4) Akira Nishimura, Y. Hayashi, K. Tanaka, M. Hirota, S. Kato, M. Ito, K. Araki, E.J. Hu, Life cycle assessment and evaluation of energy payback time on high-concentration photovoltaic power generation system, Applied Energy, 5 Sep 2009 (online)
- (5) 小田 拓也, 宮崎 隆彦, 伊藤 雅一, 柏木 孝夫, 再生可能エネルギーと需要の双方の変動を考慮した電力貯蔵容量の基礎的解析, 電気学会論文誌 B, 129 巻 5 号, pp 682-688, 2009 年
- (6) Masakazu Ito, Kosuke Kurokawa, Solar Resource Potentials of Very Large Scale PV Systems in Sahara desert, Journal of Arid Land Studies (日本沙漠学会誌「沙漠研究」), Vol.19, No.1, pp 105-108, Jun-09
- (7) Yuzuru Ueda, Kosuke Kurokawa, Kiyoyuki Kitamura, Masaharu Yokota, Katsumi Akanuma, Hiroyuki Sugihara: Performance analysis of various system configurations on grid-connected residential PV systems, Solar Energy Materials and Solar Cells, 93, 6-7, p.p.945-949, 2009.6
- (8) 筒井淳, 上迫浩一, 黒川浩助: 太陽電池モジュールの屋外出力推定法及びそれを用いた耐久性評価, 太陽エネルギー, Vol.35, No.6, pp.59-64, 2009

##### 国際学会

- (9) Kosuke Kurokawa: The particularity of the power network incorporating with the aggregation of distributed PV systems, REGIS Workshop, Hawaii, USA 2009.1-12-15
- (10) Kosuke Kurokawa: Study on Very Large Scale Photovoltaic Power Generation System, IEA PVPS Workshop, PVSEC-18, Kolkata, India, 2009.1.19-23
- (11) Kosuke Kurokawa: Solar Photovoltaic Technology - its Prosperity as Global Major Energy throughout 21st Century PVSEC-18, Kolkata, 2009.1.19-23
- (12) Masakazu Ito, Takuya Oda, Yasuhiro Nakai, Kosuke Kurokawa, Preliminary Analysis on Potentials of CO2 reduction for Electric Vehicle with Renewable Energy, WREC 2009 Asia, Bangkok, 18-23 May 2009
- (13) Kosuke Kurokawa, Norihiro Kawasaki, Masakazu Ito: Particularity of PV Aggregations incorporating with the Power Grids - Development of a Power Router, 34th PVSC, Philadelphia, USA, 2009.06.08
- (14) Kosuke Kurokawa: Accelerated and Expanded Japanese PV Technology Roadmap "PV2030+", 34th PVSC, Philadelphia, USA, 2009.6.7-12
- (15) Masakazu Ito, Keiichi Komoto, Kosuke Kurokawa, A Comparative LCA Study on Potential of Very-Large Scale PV Systems in Gobi Desert, 34th IEEE PVSC, Philadelphia, 7-12 June 2009
- (16) Y. Ueda: EVALUATION OF VARIOUS PV TECHNOLOGIES IN HOKUTO MEGA-SOLAR PROJECT, 24th European Photovoltaic Solar Energy Conference, 2009.9
- (17) Masakazu Ito, Mitsuru Kudo, Masashi Nagura, Kosuke Kurokawa: A Life-Cycle Analysis of A Mega-Solar System in Japan, 24th EU-PVSEC, Hamburg, 5BV.2.51, 21-25 Sep 2009
- (18) K. Komoto, K. Kurokawa, M. Ito, D. Faiman, P. van der Vleuten: FUTURE PV DIRECTIONS: VLS-PV ROADMAP TOWARD 2100, 24th EU-PVSEC, Hamburg, 6DV.2.27, 21-25 Sep 2009
- (19) Kosuke Kurokawa, Keiichi Komoto, Masakazu Ito, David Faiman, Peter van der Vleuten, Realistic: Sustainable Energy Solutions from the Desert for World Energy throughout the Century, 24th EU-PVSEC, Hamburg, 6DV.2.28, 21-25 Sep 2009
- (20) Masakazu Ito, Kosuke Kurokawa: Solar Energy Potentials in Gobi Desert by Remote Sensing Approach, ISES 2009, Johannesburg, 11-14 Oct 2009

- (21) Y. Ueda: Evaluation of Different PV Modules and Systems in HOKUTO Mega-Solar Project, PVSEC-19, 2009.11

#### 国内学会

- (22) 植田 譲, 岩船 由美子, 荻本 和彦: PV 導入への配電電圧昇圧の効果の予備的検討, 平成 21 年電気学会全国大会, 7-168, 2009.3
- (23) 植田 譲, 黒川 浩助, 田邊 隆之, 北村 清之, 宮本 裕介, 杉原 裕征: 蓄電池の太陽光発電出力抑制対策への応用, 平成 21 年電気学会全国大会, 6-S7-3, 2009.3
- (24) 一色 拓人, 小田 拓也, 伊藤 雅一, 柏木 孝夫, エネルギーの地域融通を考慮した最適エネルギーシステム～大学キャンパスの実データを基にした解析事例～, 電気学会全国大会, 北海道, pp 134-135, 17-19 Mar 2009
- (25) 植田 譲, 岩船 由美子, 荻本 和彦: 水面設置型太陽光発電システムの発電特性と水冷効果, 平成 21 年電気学会 電力・エネルギー部門大会, 2009.8
- (26) 工藤 満, 高木 晋也, 小西 博雄, 田中 良, 植田 譲, 伊藤 雅一, 津野 裕紀, 黒川 浩助: 各種太陽光発電システムの評価, 電気学会全国大会, 北海道, pp 23-26, 17-19 Mar 2009
- (27) 小宮山陽平, 長坂研: 太陽光発電量推定のための ANN を用いた日射予測, 第 28 回エネルギー・資源学会研究発表会, 10-2, 2009.6.10
- (28) 伊藤 雅一, 川崎 憲広, 前田 征児, 石井 隆文, 山口 雅英, 横山 昌央, 高野 知宏, 大森 一憲, 木村 誠, 黒川 浩助: 自律度向上型太陽光発電システム研究における情報線を必要としないスマートグリッド実証試験, 平成 21 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, pp 321-324, 2009.11.5-6
- (29) 植田 譲, 伊藤 雅一, 黒川 浩助, 工藤 満, 小西 博雄: アモルファス太陽電池アレイの計測データを用いた故障検出と故障箇所特定手法, 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, pp 77-80, 2009.11.5-6
- (30) 石崎雄介, 長坂研: 多数の LED を光源としたソーラシミュレータの開発, 平成 21 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, p387～p388, 2009.11.6
- (31) 川崎 憲広, 西岡 宏二郎, 島陰 豊成, 山根 宏, 角田 二郎, 黒川 浩助, “空間補間法を用いた日射強度推定法の検討”, 平成 21 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, pp. 73-76, 長崎, 2009 年 11 月
- (32) 津野 菱川, 工藤, 小西, 植田, 黒川: 各種太陽電池モジュールの屋外における利得・損失量の定量解析, 太陽/風力エネルギー講演論文集 301-304, 2009.11

#### 著書・解説など

- (33) 黒川浩助: 2.6.3 注目すべき最近の動向, 光産業振興協会 H20 産業動向調査報告書, 2009.2.
- (34) 黒川浩助: 太陽光発電普及の動向・大きな変化をめざして, 太陽光発電協会機関誌「太陽光発電」
- (35) 黒川浩助: 太陽光発電の意義とその将来像 (上) (下), 会誌「科学機器」<科学の峰々>, 2009.2.6
- (36) Masakazu Ito, Kosuke Kurokawa, RE-EV: Renewable Energy for Electric Vehicles Project, New Breeze, pp 20-21, Spring 2009
- (37) 黒川浩助: 明るい太陽光発電の未来を目指して, ENEOS, Technical Review Vol.51 No.2, p.09-13, 2009.05
- (38) 横山 晋也, 山口 雅英, 伊藤 雅一, 黒川 浩助, 中井 康博, 野口 浩行, 再生可能エネルギーを利用した電気自動車向けインフラシステム, GS Yuasa Technical Report, 第 6 巻第 1 号, pp32-36, 2009 年 6 月
- (39) 黒川浩助, 中井康博: 再生可能エネルギーを利用した電気自動車向けインフラシステムの研究 (RE-EV プロジェクト), 原子力 eye Vol.55, No.8, 2009.8
- (40) 黒川浩助, 前田征児: 太陽光発電大量導入時代を見据えた自律度向上太陽光発電システムの実証研究ーコミュニティにおける電力融通効果の検証ー, 原子力 eye Vol.55, No.8, 2009.8
- (41) Keiichi Komoto, Masakazu Ito, Peter van der Vleuten, David Faiman and Kosuke Kurokawa, Energy from the Desert -Very Large Scale Photovoltaic Systems: Socio-economic, Financial, Technical and Environmental Aspects-, earthscan, September 2009

#### 招待講演

- (42) 黒川浩助: エネルギーネットワークと太陽光発電システム, 第 3 回日本エレクトロニクスフォーラム, 2009.2.26
- (43) 黒川浩助: 21 世紀を担う太陽光発電エネルギー, ドイツ NRW 州再生可能エネルギーセミナー、東京バイ有明ワシントンホテル, 2009.2.27
- (44) 黒川浩助: PV2030plus and Its Background International Sinpojium on Innovative Solar Cells 2009, 2009.3.2
- (45) 黒川浩助: 太陽光発電は地球を救えるか, 国際セラミックス総合展セミナー「地球環境・新エネルギー」、東京ビッグサイト, 2009.4.10
- (46) 伊藤 雅一, 再生可能エネルギーを利用した電気自動車向け充電システムの研究, 日本水素エネルギー産業会議, 13 May 2009
- (47) 黒川浩助: 太陽光発電の真の価値, 太陽光発電拡大のために (パネルディスカッション基調講演), 東工大百年記念館, 2009.6.18
- (48) Kosuke Kurokawa: Progress of AE-PVC and RE-EV, Meeting on PVGIS, 2009.6.23
- (49) 黒川浩助: 大規模太陽光発電とサンベルト構想のインテグレーション, JCRE フォーラム: 太陽エネルギー, 熱と光の最先端技術セミナー, 幕張メッセ, 2009.6.25
- (50) 黒川浩助: IEA-PVPS プログラム “Energy from the Desert”, 日本学術会議シンポ「サハラソーラーブリーダー計画」, 日本学術会議講堂, 2009.6.30

- (51) 黒川浩助：明るい太陽光発電の未来を目指して，第6回学振175委員会「太陽光発電システム」，朱鷺メッセ，新潟，2009.7.2-3
- (52) 黒川浩助：太陽光発電の現状と将来，地球環境研究会，航空会館会議室，2009.7.6
- (53) 黒川浩助：永遠のエネルギー太陽光発電を目指して，平成21年度第1回（第7回）水素エネルギー利用開発研究会講演会，広島大学，2009.7.09
- (54) 黒川浩助：21世紀を担う太陽光発電エネルギー，日独ソーラー技術セミナー，ホテルニューオータニ，東京，2009.7.22
- (55) 黒川浩助：太陽光発電は地球を救えるか，建築研究開発コンソーシアム，晴海トリトンスクエア，東京，2009.7.23
- (56) Kosuke Kurokawa: Intrinsic Value of PV System and its Long-Term Vision PIDA, 太陽光発電の本質的な価値及び超長期的展望セミナー，台北，台湾，2009.08.21
- (57) Kosuke Kurokawa: Solar Photovoltaic Systems, ISC 55 Student Seminar, 国立オリンピック記念青少年総合センター，2009.9.1
- (58) 伊藤 雅一，再生可能エネルギーを利用したEV用インフラシステムの開発，電気自動車&充電システム徹底解説，電子ジャーナル，20 Oct 2009
- (59) Kosuke Kurokawa: Eternity - The Nature of Renewable Energy, 再生可能エネルギー長城フォーラム，上海，中国，2009.10.23
- (60) 黒川浩助：太陽光発電の真の価値，第8回英弘シンポジウム，如水会館，2009.10.27
- (61) 黒川浩助：21世紀基幹エネルギーを目指す太陽光発電，石油精製講演会，代々木青少年センター，2009.10.30
- (62) 黒川浩助：太陽光発電の真の価値，第23回サイテックサロン，駒場ファカルティハウス，2009.10.31
- (63) 黒川浩助：21世紀世界基幹エネルギーを目指す太陽光発電，新エネルギー勉強会，太陽電池編，株式会社テクノバ本社，2009.11.02
- (64) 黒川浩助：低炭素社会実現に向けての太陽光発電の考え方，第26回太陽光発電システムシンポジウム，2009.11.19
- (65) 黒川浩助：太陽光発電システム - 21世紀の選択，電気通信大学研究開発セミナー，2009.12.03
- (66) 黒川浩助：太陽エネルギーの新たな展望について，太陽エネルギー利用者集会 in 東京，明治大学アカデミーコモン，2009.12.13
- (67) 黒川浩助：太陽光発電システム - 21世紀の選択，「新エネ百選」記念セミナー in 川越，川越東武ホテル，2009.12.24

#### <2010年>

##### 原著論文

- (1) 五十嵐 広宣，川崎 憲広，涌井 伸二，黒川 浩助：太陽光発電システムの単独運転特性解析用回生負荷モデルの開発，太陽エネルギー，Vol.36, No.1, pp.41-50, 2010
- (2) ○Masakazu Ito, Keiichi Komoto, Kosuke Kurokawa: Life Cycle Analysis of Very-Large Scale PV Systems using Six Types of PV Modules, Current Applied Physics, Volume 10, Issue 2, Supplement 1, March 2010, Pages S271-S273
- (3) ○Masakazu Ito, Mitsuru Kudo, Masashi Nagura, Kosuke Kurokawa: A COMPARATIVE STUDY ON LIFE-CYCLE ANALYSIS OF 20 DIFFERENT PV MODULES INSTALLED AT A HOKUTO MEGA-SOLAR PLANT Progress in Photovoltaics: Research and Application, Wiley, Article first published online: 5 JAN 2011
- (4) ○小田 拓也，宮崎 隆彦，植田 譲，伊藤 雅一，川崎 憲広，柏木 孝夫：既築建物等に対する空調用電力消費量の推定手法 - 大学建物における検証 -，日本冷凍空調学会論文集，Trans. Of the JSRAE, Vol.27, No.2(2010) pp.95-102
- (5) ○伊藤 雅一，川崎 憲広，小田 拓也，黒川 浩助，横山 晋也，山口 雅英，中井 康博，原 岳広，野口 浩行：再生可能エネルギーを利用した電気自動車向けインフラシステム，日本パワーエレクトロニクス学会，JIPE-36-17, Vol.36, 2011.3

##### 国際学会

- (6) ○Y. Tsuno, Y. Ueda, Y. Hishikawa, M. Kudo, H. Konish, K. Kurokawa: Evaluation of Different PV Modules in HOKUTO Mega-Solar Project, 25th EUPVSEC, Feria Valencia Convention & Exhibition Centre, Valencia, Spain, 4BO.10.5, 2010.9.6-10
- (7) ○M. Ito, M. Kudo, M. Nagura, K. Kurokawa: A Comparative Study on Life-Cycle Analysis of 20 Different PV Modules Installed at a Hokuto Mega-Solar Plant, 25th EUPVSEC, Feria Valencia Convention & Exhibition Centre, Valencia, Spain, 4DO.10.2, 2010.9.6-10
- (8) ○Y. Ueda, Y. Tsuno, M. Kudo, H. Konishi, K.Kurokawa: Comparison between the I-V Measurement and the System Performance in Various Kinds of PV Technologies, 25th EUPVSEC, Feria Valencia Convention & Exhibition Centre, Valencia, Spain, 4EP.1.5, 2010.9.6-10
- (9) K. Kurokawa: Technological prospects of potovoltaic vs CSP, RENEWABLE ENERGY 2010, Yokohama, OP-8-2, 2010.6.27-7.2
- (10) H. Koinuma, H. Fujioka, Y. Yoshii, M. Sumiya, Y. Furuya, K. Kurokawa, S. Yamaguchi: Concept and key-technologies of desert solar breeder plan directed towards global energy system innovation, RENEWABLE ENERGY 2010, Yokohama, O-Pv-10-2, 2010.6.27-7.2

## 国内学会

- (11) 小宮山陽平, 長坂研: 日射予測のためのファジィ推論を用いた天候情報の数値化, 第 26 回エネルギーシステム・経済・環境コンファレンス, 22-4, 2010.1.27
- (12) 石崎雄介, 長坂研: 6 種類の LED を搭載した新型ソーラシミュレータの開発, 第 26 回エネルギーシステム・経済・環境コンファレンス, 22-5, 2010.1.27
- (13) ○川崎憲広, 西岡宏二郎, 島陰豊成, 山根 宏, 角田二郎, 黒川浩助: 空間補間法を用いた日射変動平滑化効果の評価, 平成 22 年電気学会 電力・エネルギー部門大会, No.135, pp.07-33~07-34, 2010.9.1-3
- (14) ○川崎憲広, 宇佐美章: 太陽光発電システムのリアルタイム発電出力の把握に向けた有効日射強度の推定, 平成 22 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, No.123, pp. 497-500, 郡山, 2010.11.4-5

## 著書・解説

- (15) 黒川浩助, 川崎憲広, 伊藤雅一, 植田謙, 前田征児, 山口雅英: 分散型太陽光発電地域運転特性および統合制御運用, 太陽エネルギー, Vol.36, No.1, pp.35-40, 2010.1
- (16) ○黒川浩助: 太陽光発電普及 - 大きな変化を期待して -, 太陽光発電協会誌「太陽光発電」, p.16-21, 2010.02
- (17) ○黒川浩助: 「時報 PV+」深層を聞く 太陽光発電、2030 年 1 億 kW を目標に, 時報 PV+, 創刊準備 1 号, 2010.6.15
- (18) ○黒川浩助: 「時報 PV+」に期待する 厳しい指摘と問題提起を!, 時報 PV+, 創刊号, 2010.10.1
- (19) ○黒川浩助: 太陽光発電 -30 余年を経てさらに, 太陽エネルギー 200 号, Vol.36 No.6, 2010.12.06
- (20) 黒川浩助: 家庭エネルギー 100% の時代へ - 20 年までに効率 20% を目指す -, 燦, 12 月号, 2010.12.10

## 報道・表彰

- (21) ○黒川浩助: 功労賞, 日本太陽エネルギー学会, 2010.5.21
- (22) ○黒川浩助: 創立 30 周年記念功労者 感謝状, 財団法人 光産業技術振興協会, 2010.12.7
- (23) ○東工大: サハラの砂から太陽電池材料, 日本経済新聞 (夕刊), 2010.12.16
- (24) ○黒川浩助: 国際太陽エネルギー学会 理事 感謝状, 国際太陽エネルギー学会, 2010.12.31

## 招待講演

- (25) 黒川浩助: ~世界基幹エネルギーへ向けて~太陽光発電システム - 21 世紀の選択, 再生可能エネルギー由来水素エネルギーシステム研究会 第 1 回研究会, 2010.01.13
- (26) Masakazu Ito: Case study on the Gobi desert , including Environmental aspects of VLS-PV, IEA PVPS Task8 International Symposium at Renewable Energy 2010 International 'ENERGY FROM THE DESERT' - Potential of Very Large Scale PV Systems (VLS-PV) -, 27 Jun 2010
- (27) Kosuke Kurokawa: Photovoltaics - Solution for 21st Century, World PV Future, 2010.02.02
- (28) 黒川浩助: 太陽光発電の革新的技術開発に向けた取組み, 地球温暖化対策シンポジウムシリーズ第 4 弾 世界一の太陽光発電立国を目指して, 大阪国際会議場, 2010.02.04
- (29) 黒川浩助: 地球生態系と太陽光発電の新世紀, フォーラム「緑のアジア大陸の再生を目指して」, JICA 横浜国際センターかもめ, 2010.02.13
- (30) 黒川浩助: Report from IEA PVPS Task8: Study on Very Large Scale PV Power Generation Systems, SSB Int'l Mini-Workshop, 物質・材料研究機構, 次世代太陽電池センター, 2010.03.25
- (31) 黒川浩助: 自立度向上型太陽光発電および RE-EV プロジェクト(研究成果), AES 総会, Tokyo Tech., 2010.04.
- (32) 黒川浩助: 分散型太陽光発電地域運転特性および統合制御運用日本太陽エネルギー学会, 太陽光発電部門 第 2 回講演会「太陽光発電システム系統連系, 2010.04.16
- (33) Kosuke Kurokawa: Photovoltaics - Solution for 21st Century, Tokyo Tech PV (Trony), 2010.05.16
- (34) 黒川浩助: 太陽光発電あれこれ, シーズとニーズの会, 東京電力 電気の資料館, 2010.05.18
- (35) 黒川浩助: 太陽エネルギーの真の価値, 国会議員のための院内集会「太陽光発電・再生可能エネルギー世界の状況から見る日本の実情」, 衆議院第 2 議員会館第 4 会議室, 2010.06.02
- (36) 黒川浩助: 太陽光発電の真の価値, 日本科学技術ジャーナリスト会議 6 月例会, 日本プレスセンター 10F ホール B, 2010.06.15
- (37) 黒川浩助: True Value of Photovoltaics 再生可能エネルギーが開くアジアの未来, METI-NEDO Joint Forum, RE2010, Yokohama, 2010.06.29
- (38) 黒川浩助: 太陽光発電の真の価値, NTT ファシリティーズ「太陽光発電セミナー」, ウェスティンホテル大阪, 2010.07.14
- (39) ○黒川浩助: NEDO 設立から 30 年、そして (太陽光発電システム), 新エネルギー技術開発成果報告会, 東京国際フォーラム, 2010.07.27
- (40) Kosuke Kurokawa: The Value of Solar Photovoltaics throughout 21<sup>st</sup> Century and Beyond, JST-JAICA-Tunisia Workshop on PV Technology, Tunis, 2010.8.6
- (41) 黒川浩助: 低炭素社会実現に向けての太陽光発電の考え方, 「分析展 2010」・「科学機器展 2010」合同展示会, 特別セミナー, 幕張メッセ, 2010.09.02
- (42) 黒川浩助: 太陽光発電最新動向 自然エネルギー学校 in 京都, 京エコロジーセンター, 2010.09.25
- (43) 黒川浩助: 太陽光発電分野の最新動向, 光産業動向セミナー, インターオプト 2010, パシフィコ横浜, 2010.09.30
- (44) 黒川浩助: 太陽光発電の恵み, 新エネルギーセミナー in 秋田, 明德館ビルカレッジプラザ, 2010.10.08
- (45) 黒川浩助: The Value of Solar Energy Technologies, 第 25 回石油学会, 青少年総合センター, 2010.10.26

- (46) 黒川浩助：低炭素社会実現に向けての太陽光発電の考え方，第 27 回太陽光発電システムシンポジウム，KFC ホール，墨田区，2010.11.18
- (47) 黒川浩助：太陽光発電 30 年の大きな歩み，第 30 回光産業技術シンポジウム，リーガロイヤルホテル東京，2010.12.7
- (48) 黒川浩助：太陽光発電-21 世紀の選択，国際粉体工業展東京 2010 最新情報フォーラム《クリーンエネルギー》、東京ビッグサイト東ホール，2010.12.02
- (49) Kosuke Kurokawa: Comparative Review of Technologies for "Energy from the Desert", Sahara Solar Breeder Foundation, Workshop, Hotel Barcelo Chartage Tharasso, Tunis, 2010.12.10
- (50) Kosuke Kurokawa: Study on Very Large Scale Photovoltaic Power Generation System, Japan-Arab economy forum WS, Tunis, 2010.12.13

## <2011 年>

### 国内学会

- (1) ○川崎憲広，西岡宏二郎，島陰豊成，山根 宏，角田二郎：北杜市における日射変動平滑化効果の評価と空間補間法を用いた日射強度推定手法の検討，メタボリズム社会・環境システム研究会～テーマ「再生可能エネルギーの出力変動特性の評価と予測」～，MES-11-5，pp. 25-30，東京大学，2011.1.27

### 著書・解説

- (2) 黒川浩助：30 余年を経て さらに進むその行く手，JPEA 会報誌『光発電』，No.34，2011.03.15

### 報道・表彰

- (3) ○黒川浩助：砂漠の砂からシリコン 欧州大陸に売電も可能，東工大 AES センター連続インタビュー，分散型エネルギー新聞 第 298 号，2011.02.25

### 招待講演

- (4) ○黒川浩助：スーパーメガソーラーの持続的開発シナリオ，「高温超伝導技術を中心とするスマートグリッドの可能性」研究会，第 3 回 高温超伝導グリッドシステムの技術の波及効果，ウイックあいち，2011.02.21
- (5) 黒川浩助：太陽光発電技術の現状と今後の展開，シンポジウム「スマートコミュニティで目指すエコアイランド宮古島」，パネルディスカッション，ホテルアトールエメラルド宮古島 漲水の間，2011.02.28
- (6) ○黒川浩助：21 世紀の太陽光発電－希望と責務，日本化学会 第 91 春季年会(2011)，アドバンスト・テクノロジー・プログラム (A T P)，神奈川大学 横浜キャンパス，2011.03.29

○：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。

URL：http://www.kurochans.net/database/database\_main.htm



東京工業大学 統合研究院  
ソリューション研究機構  
AES 国際研究センター

黒川浩助 研究室

主要論文別刷り[2010年～2011年]

※ 本論文集の取り扱いに関する注意

本論文集は研究目的かつ個人的な利用を目的として収録しています。掲載されている論文の著作権は各学会にあります。複写、転載等は各学会の著作権規定に従ってください。上記目的以外の使用において生じた損害についての責任は利用者本人にあります。

(IEEE 関連の論文に対する注意)

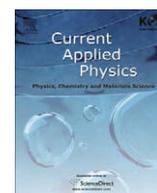
Personal use of this material is permitted. However, permission to reprint/republish this material for advertising or promotional purposes or for creating new collective works for resale or redistribution to servers or lists or to reuse any copyrighted component of this work in other works must be obtained from the IEEE.



# 原著論文

[2010年～2011年]





# Life-cycle analyses of very-large scale PV systems using six types of PV modules

Masakazu Ito<sup>a,\*</sup>, Keiichi Komoto<sup>b</sup>, Kosuke Kurokawa<sup>a</sup>

<sup>a</sup> Tokyo Institute of Technology, Tokyo, Japan

<sup>b</sup> Mizuho Information and Research Institute, Tokyo, Japan

## ARTICLE INFO

### Article history:

Received 30 November 2008

Accepted 3 June 2009

Available online 11 November 2009

### Keywords:

VLS-PV

LCA

Desert

Energy pay-back time

CO<sub>2</sub> emissions rate

## ABSTRACT

The authors have been studied the life-cycle analysis of the VLS-PV systems installed in desert area using sc-Si, mc-Si, a-Si/sc-Si, a-Si/ $\mu$ c-Si, CdTe, and CIS PV modules. The sc-Si and a-Si/sc-Si, a-Si/ $\mu$ c-Si are new items from the last studies [1]. It is assumed 1 GW system in Gobi desert including transmission lines. We estimated energy requirement, energy pay-back time, CO<sub>2</sub> emissions, and CO<sub>2</sub> emissions rate. Concerning the energy requirement, the CIS is the smallest, and biggest energy requirement is the sc-Si. The mc-Si, a-Si/sc-Si, thin-film Si and CdTe are average. The energy pay-back time of the CIS's VLS-PV system is approximately 1.8 years, and sc-Si is 2.5 years. The others are approximately 2.0–2.3 years. Characteristics of the CO<sub>2</sub> emissions rate are almost same as energy pay-back time. The CO<sub>2</sub> emissions rate is 43–54 g-CO<sub>2</sub>/kW h. The mc-Si, a-Si/sc-Si, and CIS shows lower CO<sub>2</sub> emissions rate.

© 2009 Elsevier B.V. All rights reserved.

## 1. Introduction

The VLS-PV systems have been studied in IEA/PVPS Task8 in order to investigate possibility to install MW to GW scale PV systems in desert from 1998. They have studied about Mediterranean region, Middle East region, Asia region and Oceania region including project proposals, energy product, generation cost and so on. They are written in published two books called Energy from the Desert [2,3].

In Asia team, we focused on the life-cycle analysis, which is a tool to estimate environmental effect through its life time. We have studied the life-cycle analysis of the VLS-PV systems using mc-Si (multi-crystalline silicon), a-Si (amorphous silicon), CdTe (cadmium telluride), and CIS (copper indium selenium) [1]. In this paper, we also studied other types of PV modules, sc-Si (single-crystalline silicon), a-Si/sc-Si hetero junction type, thin-film Si (a-Si/micro-crystalline silicon). In addition, LCA data of mc-Si and CIS module were updated. Therefore, this study shows possibility of the VLS-PV systems using current PV technologies.

## 2. Methodology of the life-cycle analysis

The life-cycle analysis (LCA) methodology is an appropriate measure to evaluate the potential of the VLS-PV systems in detail, because the purpose of this methodology is to evaluate its input and output from cradle to grave. In this study, energy pay-back time (EPT), and the CO<sub>2</sub> emission rate of the VLS-PV system were

calculated with this method. These indices are defined by the following equations:

$$\begin{aligned} \text{EPT [year]} \\ &= \frac{\text{Total primary energy requirement throughout its life-cycle [J]}}{\text{Annual power generation [J/year]}} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{CO}_2 \text{ emissions rate [g-CO}_2\text{/kW h]} \\ &= \frac{\text{Total CO}_2 \text{ emission on life-cycle (g-C)}}{\text{Annual power generation [kW h/year]} \times \text{lifetime [year]}} \end{aligned}$$

EPT means years to recover primary energy consumption throughout its life-cycle by its own energy production. And the CO<sub>2</sub> emission rate is a useful index to know how much the PV system can mitigate global warming.

## 3. Assumptions

### 3.1. System configurations

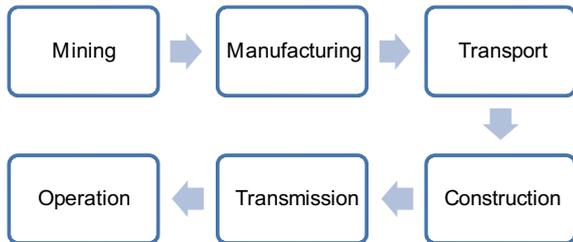
The VLS-PV system assumed 10 of 100 MW system, which consists of four sets of a 25 MW unit field. The 25 MW unit consists of 50 sets of a 500 kW unit system which include inverter and transformer. South-faced fixed flat array structures and foundations were designed. Wind pressure and earthquake are also taken into account. Land preparation is considered. Array support and foundation are produced in installation site, and other system components such as modules, cables and inverters are manufactured in Japan. All the components are transported to the installation site by marine and land transport. A 100 km transmission line is also considered.

\* Corresponding author. Fax: +81 3 5734 3559.

E-mail address: [ito@iri.titech.ac.jp](mailto:ito@iri.titech.ac.jp) (M. Ito).

**Table 1**  
Case studies in this research.

PV module type	sc-Si, mc-Si, a-Si/sc-Si, thin-film Si, CIS, CdTe
Array type	Fixed flat plate system
Index	Energy, CO <sub>2</sub> emissions
Installation area	Gobi desert



**Fig. 1.** LCA boundary for the VLS-PV system.

PV modules were assumed six types; they are sc-Si, mc-Si, a-Si/sc-Si, thin-film Si, CIS, and CdTe as shown in Table 1. They were assumed to be installed on fixed ground mounted structure.

**3.2. Performance parameters**

The VLS-PV systems were assumed to be installed in Gobi desert which have abundant irradiation, 1702 kW h/year. Performance Ratio was assumed around 78% which was considered Gobi desert condition and coefficient of temperature of PV modules.

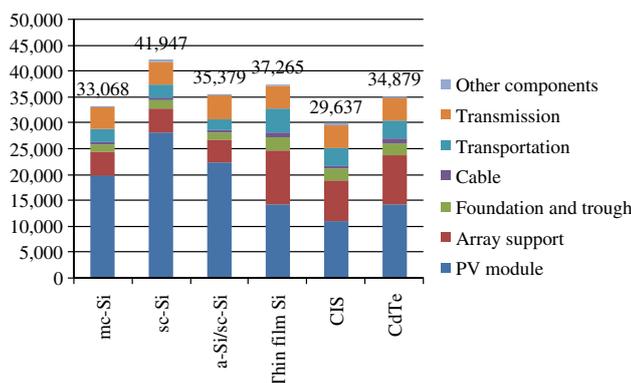
**3.3. LCA boundary and life-cycle inventory data**

This life-cycle analysis studied mining transportation, manufacturing, construction, and operation, i.e. from beginning to operation. Decommission stage does not include at this time. Fig. 1 shows the boundary of the LCA.

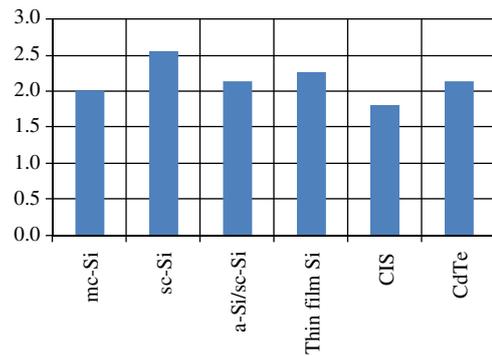
The life-cycle inventory data of PV modules are referred to NEDO report [4,5].

**4. Result of energy requirement and energy pay-back time**

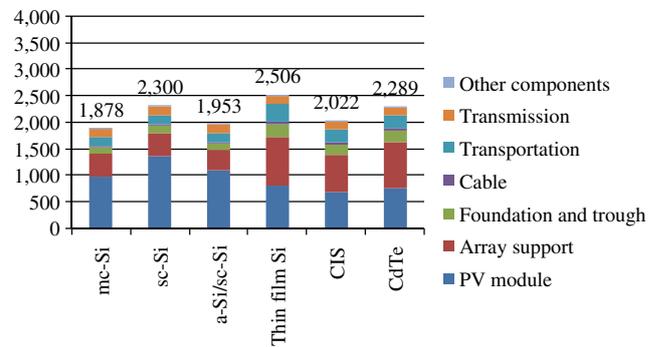
Fig. 2 shows the energy requirement of the VLS-PV systems. Their energy requirements are from 30 to 42 TJ/MW. The CIS module's VLS-PV system is the smallest energy requirement, which use



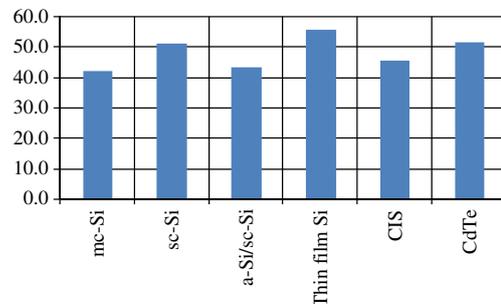
**Fig. 2.** Energy requirement for the VLS-PV systems [GJ/MW].



**Fig. 3.** Energy pay-back time for the VLS-PV systems [year].



**Fig. 4.** CO<sub>2</sub> emissions of the VLS-PV systems [t-CO<sub>2</sub>/MW].



**Fig. 5.** CO<sub>2</sub> emissions rate of the VLS-PV systems [g-CO<sub>2</sub>/kW h].

30 TJ/MW. The energy requirements of PV modules are the biggest in any cases, and second majority is array support.

Fig. 3 shows the energy pay-back time. They are 1.8–2.5 years. The CIS module's energy pay-back time is the shortest too, and the single-crystalline silicon's energy pay-back time is biggest. However, it is short, 2.5 years.

Fig. 4 shows CO<sub>2</sub> emissions of the VLS-PV systems through its life-cycle. The multi-crystalline Si's VLS-PV system shows smallest CO<sub>2</sub> emissions. And the a-Si/sc-Si and CIS shows also lower CO<sub>2</sub> emissions. The VLS-PV systems of three modules; mc-Si, sc-Si, a-Si/sc-Si, have higher efficiency, that cause small amount of array. And the others need big amount of array, because of their efficiencies.

The CO<sub>2</sub> emissions rate of the VLS-PV systems are shown in Fig. 5. They are 43–54 g-CO<sub>2</sub>/kW h, and they are almost same level. But, mc-Si and a-Si/sc-Si shows smallest CO<sub>2</sub> emissions rate.

## 5. Conclusions

In this paper, the authors studied environmental aspects; they are energy requirement, energy pay-back time, CO<sub>2</sub> emissions, and CO<sub>2</sub> emissions rate.

Concerning the energy requirement, the CIS is the smallest and biggest energy requirement is the sc-Si. The mc-Si, a-Si/sc-Si, thin-film Si and CdTe are average. Especially, the energy pay-back time of the CIS module is shorter than the others. It is approximately 1.8 years. And energy pay-back time of sc-Si is 2.5 years. The others are approximately 2.0–2.3 years.

Characteristics of CO<sub>2</sub> emissions rate are almost same, but biggest CO<sub>2</sub> emissions and CO<sub>2</sub> emissions rate is the thin-film Si PV module. CO<sub>2</sub> emissions rate is 54 g-CO<sub>2</sub>/kW h. The mc-Si, a-Si/sc-Si hetero junction type and CIS shows lower CO<sub>2</sub> emissions rate. It is approximately 43 g-CO<sub>2</sub>/kW h.

Concerning the energy pay-back time and CO<sub>2</sub> emissions rate, the VLS-PV systems using CIS PV module is the most environmen-

tal friendly PV module for the VLS-PV systems in deserts. However, the other modules are also low carbon emission and short energy pay-back time when they are compared with conventional fossil fuel plants.

## References

- [1] M. Ito, K. Kato, K. Komoto, T. Kichimi, K. Kurokawa, A comparative study on cost and life-cycle analysis for 100 MW very large-scale PV (VLS-PV) systems in Deserts using m-Si, a-Si, CdTe and CIS modules, *Progress in Photovoltaics: Research and Applications* 16 (2008) 17–30.
- [2] Kosuke Kurokawa, *Energy from the Desert, Feasibility of Very Large Scale Photovoltaic Power Generation (VLS-PV) Systems*, 2003.
- [3] Kosuke Kurokawa, Keiichi Komoto, Peter van der Vleuten, David Faiman, *Energy from the Desert, Practical Proposals for Very Large Scale Photovoltaic Systems*, 2006.
- [4] Mizuho Information and Research Institute Inc., *Research on Life Cycle Assessment of Photovoltaic Power Generation System, FY2007-2008 NEDO Contract Report (Interim Report)*, 2008 (in Japanese).
- [5] PVTEC, *Survey and Research on the Evaluation of Photovoltaic Power Generation, FY2000 NEDO Contract Report*, 2001 (in Japanese).

PAPER PRESENTED AT 25TH EU PVSEC WCPEC-5, VALENCIA, SPAIN, 2010

## **A comparative study on life cycle analysis of 20 different PV modules installed at the Hokuto mega-solar plant**

Masakazu Ito<sup>1\*</sup>, Mitsuru Kudo<sup>2</sup>, Masashi Nagura<sup>2</sup> and Kosuke Kurokawa<sup>1</sup>

<sup>1</sup> International Research Center of Advanced Energy Systems for Sustainability, Solutions Research Laboratory, Tokyo Institute of Technology, 2-12-1 Ookayama, Meguro-ku, Tokyo 152-8550, Japan

<sup>2</sup> NTT Facilities, Inc., Grandparktower, 3-4-1 Shibaura, Minato-ku, Tokyo 108-0023, Japan

### **ABSTRACT**

The purpose of this study was to identify a suitable type of mega-solar system from an environmental viewpoint. The authors evaluated six types of 20 different PV modules by life cycle analysis (LCA) with actual equipment data and output. The types were single crystal silicon (sc-Si), amorphous silicon (a-Si)/sc-Si, multicrystalline silicon (mc-Si), a-Si, microcrystalline silicon ( $\mu$ c-Si)/a-Si and CIS. The boundaries of LCA were from the mining stage to that of waste management. Mining, manufacturing and waste management information was taken from an LCA database, while data on transport, construction and amounts of equipment were obtained from actual systems. Since the irradiation figures and electricity output were also actual data, we could avoid the difficulties of making assumptions for values such as the actual output power of thin films. In addition, installation at a single plant provided suitable conditions for comparing PV systems.

The results showed an energy requirement ranging from 19 to 48 GJ/kW and an energy payback time of between 1.4 and 3.8 years. CO<sub>2</sub> emissions were from 1.3 to 2.7 t-CO<sub>2</sub>/kW, and CO<sub>2</sub> emission rates ranged from 31 to 67 g-CO<sub>2</sub>/kWh. The multicrystalline (mc-Si) and CIS types showed good results because mc-Si and CIS PV modules have high efficiency and a lower energy requirement. In particular, the CIS module generated more electricity than expected with catalogue efficiency. The single crystal silicon PV module did not produce good results because, considering their energy requirement, installed sc-Si PV modules do not have high efficiency. However, the operation data used covered only 1 year; data from a longer period should be collected to obtain long-term irradiation figures and clarify degradation. Copyright © 2011 John Wiley & Sons, Ltd.

### **KEYWORDS**

CO<sub>2</sub> emission rate; energy payback time; LCA; LS-PV; mega-solar system

### **\*Correspondence**

Masakazu Ito, International Research Center of Advanced Energy Systems for Sustainability, Solutions Research Laboratory, Tokyo Institute of Technology, 2-12-1 Ookayama, Meguro-ku, Tokyo 152-8550, Japan.

E-mail: ito@ssr.titech.ac.jp

Received 26 May 2010; Revised 18 September 2010

## **1. INTRODUCTION**

The New Energy and Industrial Technology Development Organization (NEDO) started a 5-year project called “Verification of Grid Stabilization with Large-Scale PV Power Generation Systems” in 2006. The project focuses on generating high-quality electricity, which does not affect grid voltage, frequency, and waveform. Our group, consisting of Hokuto City in Yamanashi Prefecture, NTT Facilities Inc., the Tokyo Institute of Technology (Tokyo Tech), the National Institute of Advanced Industrial

Science and Technology (AIST) and Hitachi, Ltd. constructed a 2 MW PV system in the Japanese city of Hokuto in Yamanashi Prefecture, as shown in Figures 1 and 2. The installation site is well known as a sunny area of the country.

The aims of the group are:

- (1) To develop a large-capacity PV power conditioner considering grid stability.
- (2) To find suitable PV modules for the large-scale PV system, including advanced PV modules.



**Figure 1.** The mega-solar system installed in Hokuto, Yamanashi, Japan. About 30 types of PV systems have been installed.

(3) To research system design, materials, and construction methods from economic and environmental viewpoints

For the purposes of (2) and (3), 600kW PV systems were installed to allow research. A 10kW array was assumed to be a single array unit using one type of PV module, and 60 array units consist of 20 PV modules with

different tilt angles, tracking systems, and concentrating systems. This project will be concluded in March 2011.

The study reported in this paper is from (3) above, and its main topics involve comparing the energy requirements and CO<sub>2</sub> emissions of PV systems using the LCA approach. Although papers on LCA are found in literature (for example, Mason *et al.* [1], Fthenakis *et al.* [2] and others [3–7]), it is difficult to find LCA studies comparing



**Figure 2.** An aerial photo of the mega-solar system installed in Hokuto City in Yamanashi Prefecture.

this many PV system types at a single site. In addition, we can avoid the difficulties of making assumptions for values such as the actual output power of thin films by using actual outputs.

## 2. METHODOLOGY

### 2.1. Indexes

To evaluate the systems, we applied the life cycle analysis (LCA) methodology. This is an appropriate measure for evaluating the potential of systems in detail because its purpose is to evaluate input and output from initial production to final disposal. In this study, the energy payback time (EPT) and the CO<sub>2</sub> emission rate of the systems were calculated using this method. These indices are defined by the equations outlined below.

$$\text{EPT (year)} = \frac{\text{Total primary energy requirement of the PV system throughout its life-cycle [GJ]}}{\text{Annual primary energy reduction by using PV system [GJ/year]}} \quad (1)$$

The EPT represents the number of years taken to recover primary energy consumption throughout the system's life cycle by its own energy production. Both the total primary energy requirement of the PV system and the annual power generation concern primary energy.

$$\text{CO}_2 \text{ emission rate (g-CO}_2\text{/kWh)} = \frac{\text{Total CO}_2 \text{ emissions throughout the system's life-cycle (g-CO}_2\text{)}}{\text{Annual power generation [kWh/year]} \times \text{Lifetime [years]}} \quad (2)$$

The CO<sub>2</sub> emission rate is a useful index for assessing a PV system's effectiveness in relation to global warming.

### 2.2. Boundaries

The boundaries of the LCA here run from mining to waste management, as shown in Figure 3. Mining, manufacturing, and waste management information was taken from an

LCA database [8–10]. A summary of the NEDO database [10] was also presented by Komoto [11] at the 23rd EU PVSEC held in Valencia. The PV modules described in the paper were assumed to have been produced in Japan, and Japan's electricity mix was used. Data on transport, construction and amounts of equipment were obtained from actual systems. As this project is for research purposes, it is difficult to correct data on operation and maintenance. However, these data are usually negligible.

The equipment evaluated in this study ranged from PV modules to transformers to inverters. Accordingly, transmission lines were not included in the scope of the study. As there are many PV system types in the 600kW research field, it is difficult to create the same conditions for each system. For instance, their cable lengths are different. To resolve this problem, each PV module type was assumed to be installed at 600kW for LCA. Actual cable lengths, types, and areas were used for evaluation.

### 2.3. Estimation

LCA calculation for the equipment was performed using JEMAI-LCA software [9]. As it is difficult to open each PV module's inventory data, NEDO introduced a project to build a PV module LCI database [10], to which secondary data are written. After calculating the LCI of each piece of equipment, the authors summarized the values in Microsoft Excel.

## 3. SYSTEM DESIGN

### 3.1. PV modules

About 30 PV module types were installed at the site. The single crystal silicon PV modules were from seven companies, the multicrystalline silicon ones were from eight companies, the a-Si ones were from three companies, and the CIS ones were from two companies. The units were mounted in frames, and 10kW PV modules made up one array unit. There were various array unit sizes, as seen in the research field shown in Figure 2. Large array units

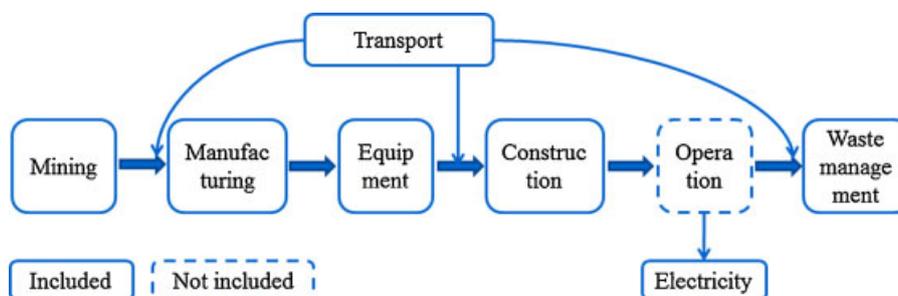


Figure 3. PV system life cycle flow.

mean lower efficiency, and small ones mean higher efficiency.

### 3.2. Array design

The array support structures were assumed to have simple compositions by an architect from NTT Facilities, as seen in Figures 4 and 5, and concrete was not used because the steel pile foundation shown in Figure 6 is superior to concrete foundation from an environmental viewpoint. This was reported by authors at PVSEC-17 held in Fukuoka in 2007 [12]. The array support structures followed Japanese regulations. Wind velocity was assumed to be 30 m/s, which is the value stipulated by building standards in the region. Figure 5 shows design drawings of the standard array structure with earth screws. The array unit is usually about 20–30 m in width and 2.5 m in height for the 10 kW system depending on efficiency. The weights of the array and earth screws for the 10 kW array unit are 0.87 t and 1.1 t for a 3 m depth. This depth differs from place to place, but 3 m is the average at this site.

### 3.3. Inverters and wiring

For each 10 kW array, 10 kW inverters were installed at the back of the array structure, and the outputs of the inverters were collected at a transformer substation.

## 4. PARAMETERS FOR THE LCA STUDY

### 4.1. PV system yields

The yields of the PV systems were measured from April 2008 until March 2009. The annual irradiation was 1725 kWh/m<sup>2</sup> at a 30-degree tilt angle during the period. To understand irradiation, the authors checked the database of the Japan Metrological Agency. The duration of sunshine in Nirasaki City close to the Hokuto site was 2069 h/year in 2008. As the 10-year average is 1999 h/year, the period can be considered average.

To consider a system's lifetime yield, a degradation ratio of 0.5%/year was used for the LCA study. However, this number may be smaller for thin-film PV systems. Osterwald *et al.* concluded in 2006 [13] that a figure of 0.5%/year for a crystalline module is reasonable as a rule of thumb, while many thin-film modules have a ratio of higher than 1%/year. Sensitivity analysis of the degradation ratio was therefore performed.

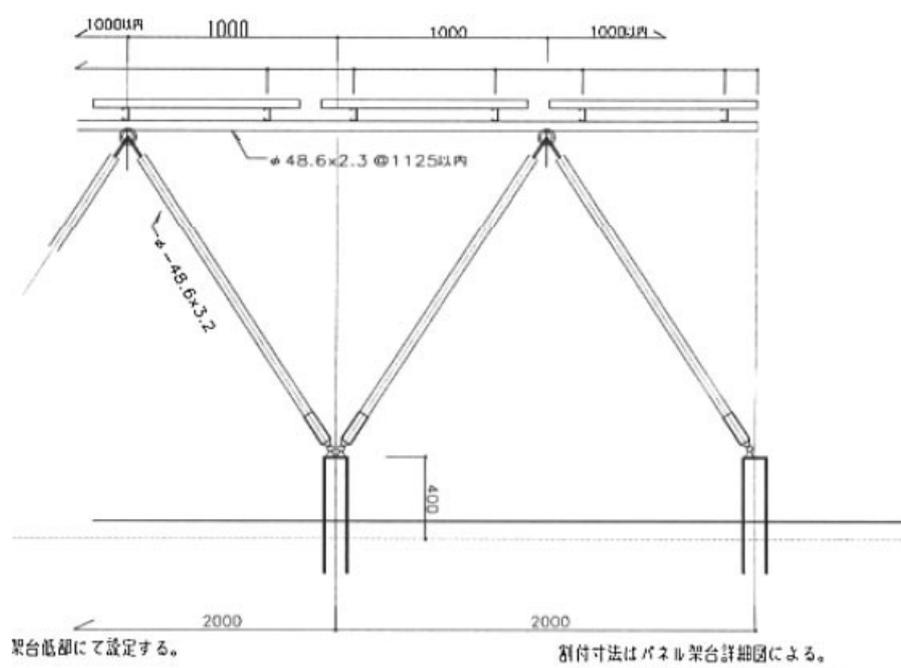
An average lifetime of 30 years was also calculated. The annual yields of the PV systems for this LCA study are shown in Table I. The kW values in Table II are from flash tests by PV manufacturers rather than catalogue nominal outputs. The kW values for thin films are those after initial degradation.

### 4.2. Lifetime

A 30-year lifetime was assumed for all equipment except the inverters. The LCA guidelines [14] stipulate that the



**Figure 4.** Simplified array structures installed in Hokuto City.



**Figure 5.** Front view of the basic array structure with earth screws.

lifetime of inverters for large PV power plants is 30 years with 10% renewal every 10 years. However, the capacity of the inverters installed at this 600kW site was 10kW. Accordingly, a 15-year lifetime (the value for small plants) was applied in this study.

### 4.3. Transport

Information relating to the transport of the PV modules and inverters from the factory to the installation site was obtained from actual data. The modules made in Japan were transported by truck, while imported ones were

transported by truck and ship. Other components were assumed to be transported over a distance of 100 km considering the location of their factories. Transport for waste management was assumed in two parts – site to intermediate site and then on to landfill. The distances involved were assumed to be 100 km for each one.

### 4.4. Waste management

At the end of its lifetime, equipment will be treated and disposed of as landfill. All items are assumed to be industrial waste. No recycle stage is included at this time.



**Figure 6.** The ends of earth screws used in the mega-solar plant.

**Table I.** Measured annual yield (AC) of each PV system.

Type	Yield [kWh/kW]
A1:sc-Si	1412
A2:a-Si/sc-Si	1397
A3:sc-Si	1487
A4:sc-Si	1319
A5:sc-Si	1420
A6:sc-Si	1428
A7:sc-Si	1383
B1:mc-Si	1338
B2:mc-Si	1426
B4:mc-Si	1419
B5:mc-Si	1500
B6:mc-Si	1451
B7:mc-Si	1404
B8:mc-Si	1440
C1:a-Si	1295
C2:c-Si/a-Si	1337
C3:a-Si	1333
D1:CIS	1538
D2:CIS	1494

#### 4.5. LCI data used for the LCA study

Table III shows the assumptions made regarding LCI data for equipment. The data for PV modules and inverters were referred to from a 2009 NEDO report [10], which assumed that the PV modules are produced in Japan and have aluminum frames. However, since the report did not consider a-Si, LCI data for a-Si was referred to from a 2001 NEDO report [6]. These reports provide one result for each

type of PV module. The authors therefore assumed that the energy requirements and CO<sub>2</sub> emissions of the same types of PV module per area were identical, and that the same energy requirements and CO<sub>2</sub> emissions per area applied to the same types of module. On the other hand, inverters were considered as a one-time replacement item. Calculation for other equipment was performed by analyzing the relevant materials using JEMAI-LCA software [9] (Table IV).

## 5. EVALUATION RESULTS

The six types of 20 PV systems with 20 different PV modules were evaluated in terms of actual kWp and yield. These types were sc-Si, a-Si/sc-Si, mc-Si, a-Si,  $\mu$ c-Si/a-Si, and CIS. Figure 7 shows the results for energy requirement and EPT. The energy requirement ranged from 19 to 48 GJ/kW, and the EPT was from 1.4 to 3.8 years. The first group with a larger energy requirement was A1 to A7, which were the sc-Si type. The values were between 37 and 48 GJ/kW. The second group consisted of A2, B1 to B8, and C1 to C3. These were the a-Si/sc-Si, mc-Si, a-Si and  $\mu$ c-Si/a-Si types, and their values were between 25 and 32 GJ/kW. The lowest energy requirement was for CIS PV modules, which were the D1 and D2 types, with values of 19 and 23 GJ/kW. The transportation distances of A6 and A7 were much longer than those of the others because the two modules were imported from Europe, while the others were brought in from Asia and Japan. The shortest EPT was 1.4 years, which was obtained by the D2:CIS PV module because it has a high efficiency level of 11.2%, even though it has a lower energy requirement. The EPT increases to 1.5 or 1.8 years if the degradation ratio is 1%. On the other hand, the

**Table II.** PV modules evaluated in this study.

Type	Nominal power [W]	Module efficiency [%]	Capacity [kW]
A1:sc-Si	84	13.2	30
A2:a-Si/sc-Si	186	15.9	30
A3:sc-Si	160	12.6	10
A4:sc-Si	160	12.6	10
A5:sc-Si	150	11.8	10
A6:sc-Si	200	12.0	30
A7:sc-Si	173	12.0	30
B1:mc-Si	167	12.6	30
B2:mc-Si	179	14.0	100
B4:mc-Si	167	13.2	30
B5:mc-Si	180	12.3	10
B6:mc-Si	190	13.0	10
B7:mc-Si	240	12.4	30
B8:mc-Si	170	13.5	10
C1:a-Si	60	6.1	30
C2: $\mu$ c-Si/a-Si	110	8.8	10
C3: $\mu$ c-Si/a-Si	130	8.3	10
D1:CIS	70	8.8	30
D2:CIS	125	11.2	3

**Table III.** Assumptions regarding system equipment LCA data.

	Module efficiency in reference	Energy requirement	CO <sub>2</sub> emissions
PV module [10]			
sc-Si	14.3%	3986 MJ/m <sup>2</sup>	193.5 kg-CO <sub>2</sub> /m <sup>2</sup>
a-Si/sc-Si	16.6%	3679 MJ/m <sup>2</sup>	178.0 kg-CO <sub>2</sub> /m <sup>2</sup>
mc-Si	13.9%	2737 MJ/m <sup>2</sup>	135.2 kg-CO <sub>2</sub> /m <sup>2</sup>
a-Si (in 2000 [15])	—	1202 MJ/m <sup>2</sup>	54.3 kg-CO <sub>2</sub> /m <sup>2</sup>
a-Si/μc-Si	8.6%	1210 MJ/m <sup>2</sup>	67.8 kg-CO <sub>2</sub> /m <sup>2</sup>
CIS	10.1%	1105 MJ/m <sup>2</sup>	67.5 kg-CO <sub>2</sub> /m <sup>2</sup>
10 kW inverter [10]		0.57 GJ/kW	43 kg-CO <sub>2</sub> /kW
Cable, conduit [9]		1068 GJ/600 kW	62.0 t-CO <sub>2</sub> /600 kW
Array (galvanized steel) [9]		22.5 GJ/t	1.91 t-CO <sub>2</sub> /t

**Table IV.** References for LCA of the 20 PV system types.

	PV module	Other components
Mining	NEDO database [10]	LCA database [8,9]
Manufacturing	NEDO database [10]	LCA database [8,9]
Transport	Actual data	LCA database [8,9]
Construction	Actual data	
Waste management	LCA database [8,9]	LCA database [8,9]

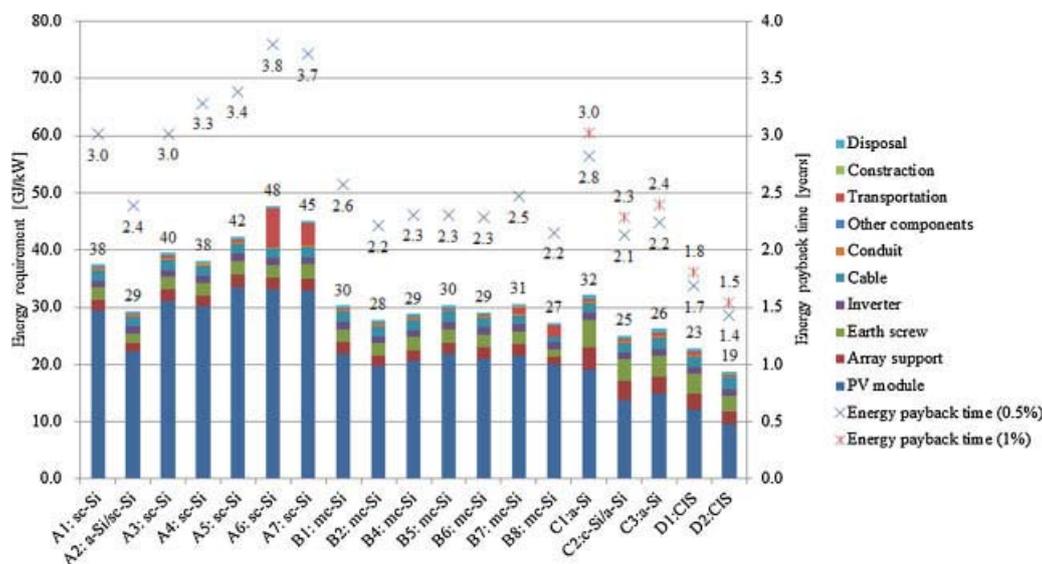
longest EPT was 3.8 years for A6:sc-Si due to the large energy requirement of sc-Si and the long transport distance. The average value was 2.6 years.

The results for CO<sub>2</sub> emissions shown in Figure 8 are almost the same as those for the energy requirement. Large CO<sub>2</sub> emissions were seen with A1 to A7 except A2. The second group consisted of A2, B1 to B8, C1 to C3, and D1. D2 had the lowest CO<sub>2</sub> emissions in the same way as the energy requirement. However, B8:mc-Si also showed good

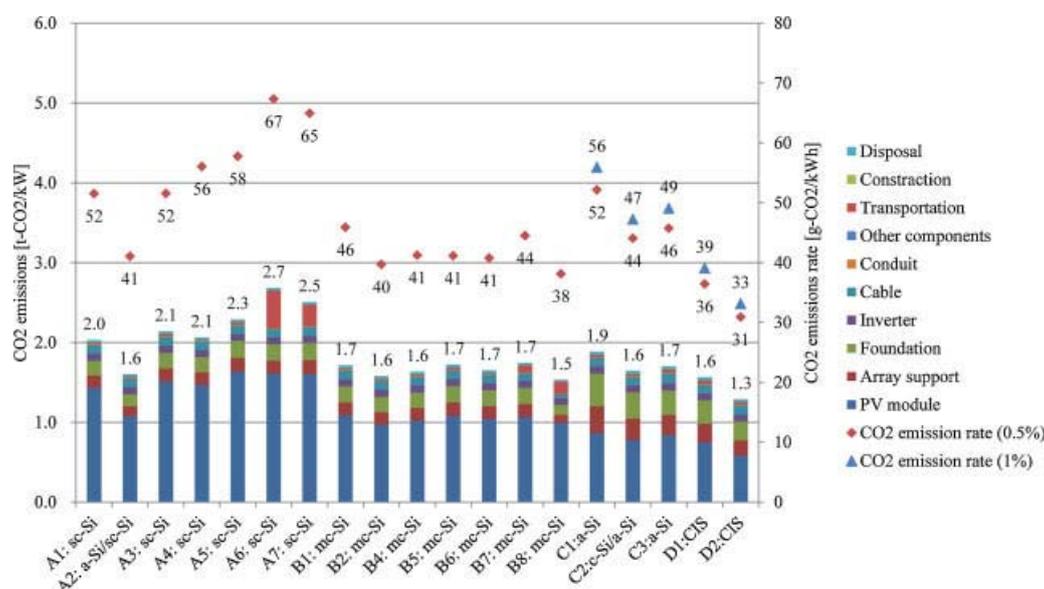
results compared to those for energy. The lowest CO<sub>2</sub> emission rate was found with the D2:CIS PV module, and the highest was for A6:sc-Si. However, A2:a-Si/sc-Si was competitive with the other PV modules because its efficiency was higher. Other sc-Si modules did not produce such good results because the installed sc-Si PV module did not offer high efficiency compared to the reference. The CO<sub>2</sub> emissions ranged from 1.2 to 2.7 t-CO<sub>2</sub>/kW, and the CO<sub>2</sub> emission rates were from 31 to 67 g-CO<sub>2</sub>/kWh. If the degradation ratio is 1%, the CO<sub>2</sub> emission rate will increase by about 5%.

For the energy requirement and CO<sub>2</sub> emissions, the PV module occupied more than half of the total, followed by the array support, the foundation and transport. Even for the lowest energy requirement and CO<sub>2</sub> emissions of CIS, the share of the PV module was half.

Fthenakis *et al.* [2] obtained values of 30 to 35 g-CO<sub>2</sub>eq/kWh for ribbon, mc-Si and sc-Si PV modules for a ground-mounted system in southern Europe. de Wild-Scholten *et al.* [5] also reported values of 33 to 41 g-CO<sub>2</sub>eq/kWh for roof- and ground-mounted structures in southern Europe.



**Figure 7.** The energy requirement and EPT of the Mega-solar system. Energy payback time is with 0.5 and 1% degradation ratio.



**Figure 8.** The CO<sub>2</sub> emissions and CO<sub>2</sub> emission rate of the mega-solar system. The emission rate is that with a 0.5% degradation ratio and a 1% degradation ratio.

The numbers here are smaller than those in this report, and the authors attribute this to the efficiency of the PV modules. The level of insolation at 30 degrees at the Hokuto site is about 1725 kWh/m<sup>2</sup>/year, which is almost the same as the assumption of the reports. However, the reference efficiency of sc-Si is 14.3%, which is higher than the values for the other sc-Si PV modules installed at the Hokuto site (from 11.8 to 13.2%). However, if a PV recycling system is developed, silicon PV module production can provide reduced energy consumption [10]. The material toxicity of thin-film PV modules should also be discussed.

## 6. CONCLUSIONS

This study evaluated the mega-solar system with 20 different PV modules using the LCA approach. Actual equipment data were used, and 1-year output data were taken to calculate the EPT and CO<sub>2</sub> emission rate. Multicrystalline (mc-Si) and CIS types produced favorable results because mc-Si and CIS PV modules have high efficiency and a lower energy requirement. In particular, the CIS module generated more electricity than expected with catalogue efficiency. The single crystal silicon PV module did not produce good results because the efficiency of the installed PV modules was much lower than the reference values. However, these results are based on only 1 year of operation data. For fuller discussion of the EPT and CO<sub>2</sub> emission rate, operation data covering a longer period, especially degradation data for thin-films, should be included.

## ACKNOWLEDGEMENTS

The authors would like to thank NEDO (the New Energy and Industrial Development Organization) for its support of this project.

## REFERENCES

- Mason JE, Fthenakis VM, Hansen T, Kim HC. Energy payback and life-cycle CO<sub>2</sub> emissions of the BOS in an optimized 3.5 MW PV installation. *Progress in Photovoltaics* 2006; **14**(2): 179–190.
- Fthenakis VM, Kim HC, Alsema E. Emissions from photovoltaic life cycles. *Environmental Science & Technology* 2008; **42**(6): 2168–2174.
- Fthenakis VM, Kim HC. CdTe photovoltaics: Life cycle environmental profile and comparisons. *Thin Solid Films* 2007; **515**(15): 5961–5963.
- Jungbluth N. Life cycle assessment of crystalline photovoltaics in the swiss ecoinvent database. *Progress in Photovoltaics* 2005; **13**(5): 429–446.
- de Wild-Scholten MJ, Alsema EA, ter Horst EW, Bächler M, Fthenakis VM. A cost and environmental impact comparison of grid-connected rooftop and ground-based PV systems. *EUPVSEC-21* 2006; 3167–3173; *EUPVSEC-21* (pp. 3167–3173). *Dresden*.
- Kato K, Murata A, Sakuta K. Energy pay-back time and life-cycle CO<sub>2</sub> emission of residential PV power system with silicon PV module. *Progress in Photovoltaics* 1998; **6**(2): 105–115.
- Ito M, Kato K, Sugihara H, Kichimi T, Song J, Kurokawa K. A preliminary study on potential for

- very large-scale photovoltaic power generation (VLS-PV) system in the Gobi desert from economic and environmental viewpoints. *Solar Energy Materials & Solar Cells* 2003; **75**: 507–517 pp.
8. JLCA-LCA database 2009 Fy 1st Edition
  9. JEMAI LCA Pro, Japan Environmental Management Association for Industry.
  10. NEDO, Research and development of fabrication technologies for Life-Cycle Assessment of PV systems (2009).
  11. Komoto K, Uchida H, Ito M, Kurokawa K, Inaba A. Estimation of energy payback time and CO<sub>2</sub> emissions of various kind of PV systems. *Proceedings of 23rd EUPVSEC* 2008; 3833–3835.
  12. Ito M, Kudo M, Kurokawa K. A preliminary life-cycle analysis of a mega-solar system in Japan. *Proceedings of PVSEC-17* 2007; 508–511.
  13. Osterwald CR, Adelstein J, del Cueto JA, Kroposki B, Trudell D, Moriarty T. Comparison of degradation rates of individual modules held at maximum power. *Proceedings of 4th WCPEC* 2006; 2085–2088.
  14. Alsema E, Fraile D, Frischknecht R, Fthenakis V, Held M, Kim HC, Pölz W, Raugei M, de Wild Scholten M. 2009; Methodology Guidelines on Life Cycle Assessment of Photovoltaic Electricity, Subtask 20 “LCA”, IEA PVPS Task 12.
  15. *Development of Technology Commercializing Photovoltaic Power Generation System, Research and Development of Photovoltaic Power Generation Application System and Peripheral Technologies, Survey and Research on the Evaluation of Photovoltaic Power Generation*. 2001. NEDO. 45 pp. (In Japanese, summary in English is available).

# 既築建物等に対する空調用電力消費量の推定手法 — 大学建物における検証 —

Estimation Method for Air-conditioning Electricity Consumption in Existing Buildings  
 — Verification for the University Buildings —

小田 拓也<sup>†</sup>      宮崎 隆彦<sup>\*\*</sup>      植田 譲<sup>\*\*\*</sup>  
 Takuya ODA      Takahiko MIYAZAKI      Yuzuru UEDA

伊藤 雅一<sup>\*</sup>      川崎 憲広<sup>\*</sup>      柏木 孝夫<sup>\*</sup>  
 Masakazu ITO      Norihiro KAWASAKI      Takao KASHIWAGI

\*東京工業大学 ソリューション研究機構 (152-8550 東京都目黒区大岡山 2-12-1, 16-25)  
 Solution Science Research Laboratory, Tokyo Institute of Technology  
 (2-12-1-16-25, Ookayama, Meguro-ku, Tokyo 152-8550)

\*\*東京農工大学 大学院生物システム応用科学府 (184-8588 小金井市中町 2-24-16)  
 Graduate Sch. of BASE, Tokyo Univ. of Agriculture and Technology  
 (2-24-16, Nakacho, Koganei, Tokyo 184-8588)

\*\*\*東京工業大学 大学院理工学研究科 (152-8550 東京都目黒区大岡山 2-12-1, 11-23)  
 Graduate schools of Engineering, Tokyo Institute of Technology  
 (2-12-1-11-23, Ookayama, Meguro-ku, Tokyo 152-8550)

## Summary

Air-conditioning load takes 30% among the total electricity consumption of a building. It is important to know the electricity consumptions for air-conditioning in detail to each building. However, it is difficult to measure the consumptions of the existing building directly. This report proposed the estimation model for the power consumption of air conditioning. The model uses two hourly data which are user's total electricity consumptions and the ambient temperatures. The hourly electricity consumptions are divided to the air conditioning and the others consumption. The model is written by MINLP, but is easily computed by practical conversion. In the case study, the 13 user's hourly consumptions were estimated. And one of 13 users was compared with the measured consumption for air conditioning. Its coefficient of determination ( $R^2$ ) was 0.84. It means this model is useful for estimating the electricity consumption of the air conditioning.

**Key words :** Air conditioning, Saving of energy, Electricity consumption, Estimation method, Building

## 1. 緒言

エネルギー消費削減のため、省エネ法の改正などの施策<sup>1)</sup>等を含め、民生部門のエネルギー

<sup>†</sup>Fax:+81 3-5734-3559 E-mail:oda@ssr.titech.ac.jp

消費の把握が求められている。民生部門のエネルギー消費のうち、家庭部門では 40%以上、業務部門では 50%以上を、電力消費が占める<sup>2)</sup>。また民生部門のエネルギー消費で、30%弱を空調用途に消費している<sup>2)</sup>。このことから、民生部門の空調用電力消費を把握することは重要である。

しかし、特に既存の民生部門の建物等では、用途別の電力消費を直接計測することは困難である。建物性能や機器 COP などから空調用電力消費を推定する研究<sup>3)</sup>もあるが、より簡便に推定する手法があれば有益と考える。

既存研究の多くは、空調用エネルギー消費を直接計測するものや、複数の需要データを統計的に処理するもの等<sup>4-6)</sup>があるが、多数の需要家をそれぞれ個別に評価する目的には適さない。

本報告では大学のエネルギー消費を評価事例として挙げるが、エネルギー消費原単位をこれら大学間で比較しても違いは大きく、2倍程度異なることもある<sup>7-8)</sup>。言い換えれば、需要家のエネルギー消費実態は多様であり、個々に把握することが重要であるといえる。

本研究では、1年間程度の期間で計測された毎時の総電力消費量を用いて、その電力消費量を、外気温のみを指標として空調需要とその他電力需要に区分する推定手法を提案する。さらに、推定手法の精度を数値例により検証する。提案手法は、電力駆動型の空調用電力消費を推定するものである。主にガス空調を行う建物を対象とする場合は、別途検討の必要がある。

記号

E	電力消費推定値	Wh・m <sup>-1</sup> ・h <sup>-1</sup>
E'	電力消費実績値	Wh・m <sup>-1</sup> ・h <sup>-1</sup>
T	気温	℃
α	空調用電力消費係数	Wh・m <sup>-1</sup> ・h <sup>-1</sup> ・℃ <sup>-1</sup>
β	空調開始温度	℃
ζ	時刻別空調強度	-
添字		
m	月(m={4,⋯,12,⋯,3})	

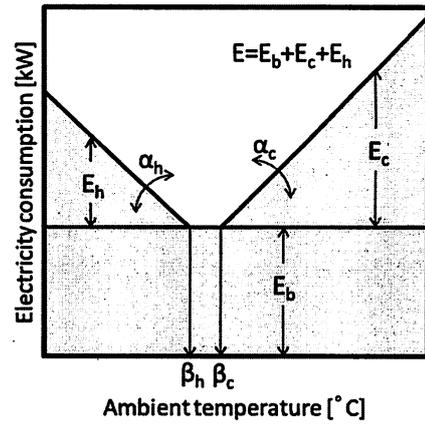


Fig.1 Basic concept of electricity consumption estimated by ambient temperature

- d 日番号(m={1,2,⋯})
- t 時刻(t={1,2,⋯,24})
- b ベース電力 (電灯・電力)
- i 空調用消費種別(i={c, h})
- c 冷房
- h 暖房

2. 空調負荷推定モデル

2.1 基礎モデル

本研究では、電力の消費量が気温の影響だけを受けて増減することを想定する。気温に応じて変化する電力消費量を空調用電力消費、気温の影響を受けない電力消費をベース電力消費と見なす。ベース電力消費には、電力および電灯などの電力消費が該当する。この時、図1に示すように、ある時刻の電力消費Eは、1)ベース電力消費Eb、2)冷房用電力消費Ec、3)暖房用電力消費Eh、の3区分の和で示される。本研究では、ある需要家の電力消費実績E'と気温Tが提供される事を前提として、電力消費を既述の3区分(Eb, Ec, Eh)に分割する。ここで、気温データが気象庁等の公開値を用いることにすれば、電力消費実績値から空調用電力消費を推定できることになる。

それぞれの電力消費区分を推定するため、2種のパラメータを与えた。αを空調用電力消費係

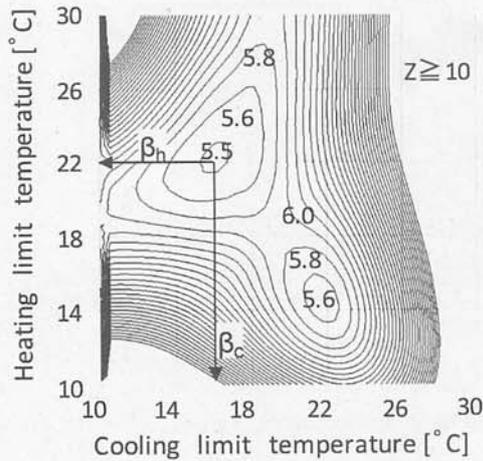


Fig.2 Calculation example of the parameters estimation (User:1)

数と呼び、 $\alpha$ が大きいほど、気温に比例して空調用の電力消費が増加する。 $\beta$ を空調開始温度と呼び、 $\beta$ 以上（あるいは以下）になると空調用電力消費が発生することを意味する。即ち、ある気温における電力消費は、

$$\begin{aligned} E &= E_b + E_c + E_h \\ &= E_b + [\alpha_c(T - \beta_c)]_{T > \beta_c} \\ &\quad + [\alpha_h(\beta_h - T)]_{T < \beta_h} \end{aligned} \quad (1)$$

で示される。ここで右辺の $T > \beta_c$ （又は $T < \beta_h$ ）は、 $E_c$ （又は $E_h$ ）が正の値を取る場合にのみ、それぞれ加算される事を意味する。

著者らは、この単純なモデルを応用して月別の電力消費実績を解析し、空調用電力消費を推定してきた。次節では、図1に示す基礎モデルを、毎時推定モデルに拡張する。

## 2.2 毎時推定モデル

毎時推定モデルでは、毎時の電力消費量を、それぞれの時刻ごとに $E_b$ と $E_i$ に区分することを目的とする。基礎モデルと比較して、空調用電力消費を、時刻と気温の双方から推定する点が異なる。式(1)の基礎モデルを元に、目的関数および制約式を示す。

(a) 目的関数： $Z$  目的関数は実績値 $E'$ と推定値 $E$ の差の二乗和を最小化する。これによりパラ

メータを推定する。

$$Z = \sum_{d,t} (E'_{d,t} - E_{d,t})^2 \rightarrow \min. \quad (2)$$

(b) 電力消費： $E_d$  ある日時の電力消費 $E_{d,t}$ は、ベース消費と空調消費の和で示される。

$$E_{d,t} = E_{b,d,t} + \sum_i (E_{i,d,t}) \quad (3)$$

(c) ベース消費： $E_b$  ベース消費は、推定期間を通じて、同一時刻に同一電力を消費する。つまり、年間を通して毎日同じベース消費パターン（電力・電灯需要）が発生することを想定する。

$$E_{b,d,t} = E_{b,t} \quad (4)$$

(d) 空調用電力消費： $E_i$  冷暖房の各電力消費は、基礎モデル式(1)に対して、時刻別空調強度 $\zeta_{i,t}$ を加えた次式で示される。 $\alpha_i$ は建物や空調機器の性能を示し、 $\zeta_{i,t}$ は空調負荷が時刻に応じて増減することを考慮するための係数である。

$$E_{i,d,t} = \begin{cases} \zeta_{c,t} \cdot \alpha_c (T_{d,t} - \beta_c), & \text{if } T_{d,t} > \beta_c \\ 0, & \text{if } T_{d,t} \leq \beta_c \\ \zeta_{h,t} \cdot \alpha_h (\beta_h - T_{d,t}), & \text{if } T_{d,t} < \beta_h \\ 0, & \text{if } T_{d,t} \geq \beta_h \end{cases} \quad (5)$$

(e) 時刻別空調強度 $\zeta_{i,t}$ ：時刻別空調強度 $\zeta_{i,t}$ の1日の総和を24とすれば、毎時の平均値は $\bar{\zeta}_i = 1$ となる。これにより、ある需要家で外気温が同一の時でも、時刻によって空調負荷が異なることを評価することができる。

$$\sum_t \zeta_{i,t} = 24 \quad (6)$$

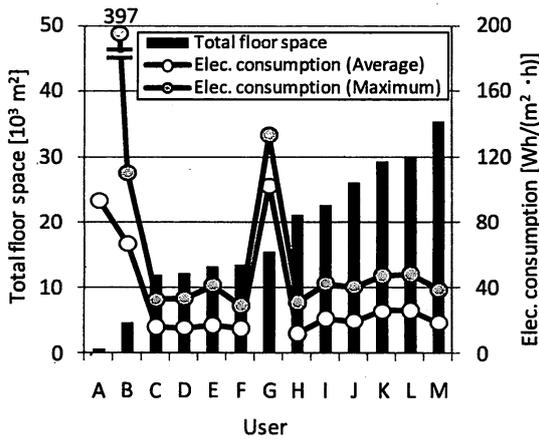


Fig.3 Total floor space and electricity consumption of 13 users

毎時モデルが評価対象とする推定期間は、一年程度を想定した。この間、ライフスタイルや空調機器などに変化がないことを仮定した。

2.3 パラメータ推定手法

パラメータを推定するため、空調開始温度 $\beta_i$ を境にした非連続非線形モデルを解く必要がある。パラメータ推定を容易にするため、予め $\beta_i$ に数値を仮定して与え、連続非線形最小二乗法の問題として解く。更に、図2に示すように、想定される全ての $\beta_i$ の組み合わせを X-Y 平面に表し、Z軸に予測誤差の二乗和 (Z) を示す。この Z が最小となる $\beta_i$ の組み合わせを、最終的な式(2)の解とみなす。この際、他のパラメータである $E_{b,t}$ と $\zeta_{i,t}$ および $\alpha_i$ が同時に推定される。計算負荷低減のため、 $\beta_i$ は $0 \sim 30^\circ\text{C}$ の $0.1^\circ\text{C}$ 刻みで与えた。一年相当の電力消費実績値を解析するための所用計算時間は一般的な PC を用いても約 30 分程度であり、十分に実用的な範疇にある。

3. 毎時推定モデルの適用事例

3.1 需要の概要

2章で示した推定モデルを東京工業大学大岡山キャンパスの電力消費実績に対して適用し、空調用電力消費の推定を試みる。

当該キャンパスは、敷地面積 24 万  $\text{m}^2$ 、建物数約 100 棟、延べ床面積約 25 万  $\text{m}^2$ である。業

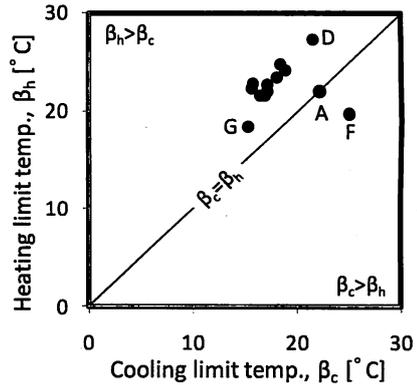


Fig.4 Estimated  $\beta_i$  values (consumption temperature for air conditioning) of 13 users

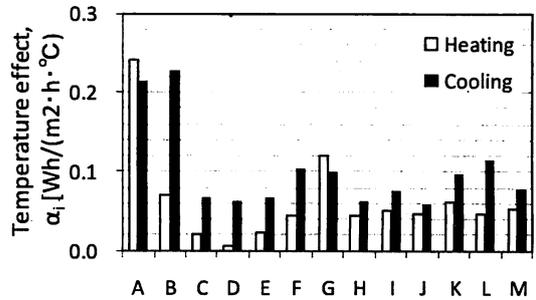


Fig.5 Estimated  $\alpha$  values (electricity consumption parameter for air-conditioning) of 13 users

務用ビルでは、業種により約  $1.5 \sim 3.5 \text{ GJ}/(\text{m}^2 \cdot \text{年})$ の一次エネルギーを消費するとされる<sup>10)</sup>。当該キャンパスの一次エネルギー消費原単位は約  $2.03 \text{ GJ}/(\text{m}^2 \cdot \text{年})$ で、その 97%は電力により消費される<sup>7)</sup>。

3.1.1 推定地区の設定

当該キャンパスでは、キャンパスを 13 区分で計測した毎時の電力消費データがある。この 13 地区をそれぞれ個別の需要家とみなし、各々の需要家について推定を試みる。13 需要家は、延床面積の小さい順に、A~M 需要家と呼称する。13 需要家の概要を図3に示す。13 需要家のうち 10 は、総延床面積が  $1 \sim 3 \text{ 万 m}^2$ であり、年間を通じた平均の電力消費原単位は、 $15 \sim 20 \text{ Wh}/(\text{m}^2 \cdot \text{h})$ である。電力消費量の最大値は、 $29 \sim 397 \text{ Wh}/(\text{m}^2 \cdot \text{h})$ であった。13 需要家を比較すれば、A, B, G 需要家に特徴がある。その原因として、A, B 需要家は特殊環境を必要とする実験棟が主

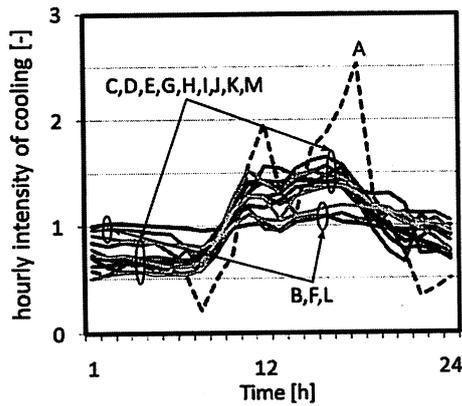


Fig.6 Estimated  $\zeta$  values of 13 users

であること、G 需要家はデータセンターが延床面積の 50%を占めることなどが考えられる。本評価事例には多様な需要家を内包しており、数値例として妥当だと考える。

### 3.1.2 推定対象データ

13 需要家のそれぞれの毎時の電力消費実績値と、東京の毎時の気温<sup>11)</sup>を与え、電力消費の内訳を推定する。推定は、電力消費データが得られた 2008 年度 (2008 年 4 月 1 日～2009 年 3 月 11 日) の内、平日の約 5200 時間を対象とした。

### 3.2 毎時負荷推定結果

図 4-9 に推定結果を示す。図 4 は各需要家の  $\beta_i$  を示す。本推定では殆どの需要家で  $\beta_c$  より  $\beta_h$  が高い。この  $\beta_h$  から  $\beta_c$  の間の気温では、冷房と暖房の双方の電力消費が同時に発生することを意味する。A および F 需要家は  $\beta_c \geq \beta_h$  で、冷房か暖房のいずれかが発生する。推定された全ての  $\beta_i$  は 15～28℃であった。この温度は、空調用の電力消費が発生する気温境界を示す  $\beta_i$  の推定結果として、妥当だと考えられる。

尚、本研究では一つの需要家に複数の建物が含まれるため冷暖房の同時使用を考慮し、 $\beta_c \leq \beta_h$  を許可した。需要家の状況によっては、制約条件に  $\beta_c \geq \beta_h$  を与えた方が良くも考えられる。

図 5 には各需要家の  $\alpha$  を示した ( $\alpha_h$  は絶対値)。  $\alpha$  は需要家によりばらつきがある。A と G 需要家を除く 11 の需要家では、 $\alpha_h$  より  $\alpha_c$  が大きい。冷暖房で比較すれば、気温 1℃変化した場合の空

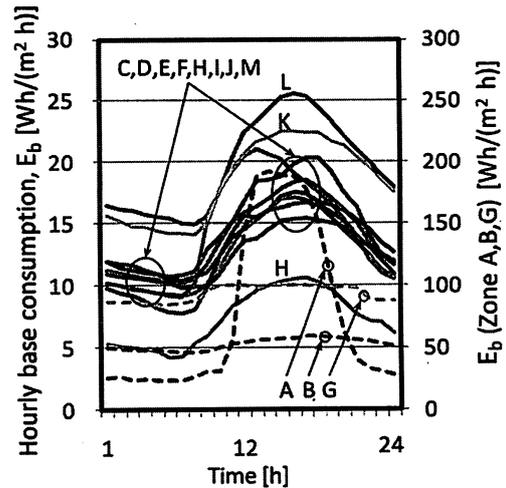


Fig.7 Estimated  $E_b$  values (hourly base consumption) of 13 users

調用電力消費量の変化は、冷房がより大きいことを示した。

図 6 には、時刻別空調強度  $\zeta_{i,t}$  のうち冷房  $\zeta_{c,t}$  を例示する。  $\zeta_{i,t}$  は  $\alpha_i$  が時刻に応じて変化することを示す。また  $\zeta_{i,t}$  は、式(6)に示すように一日の平均値が 1 になるような値を持つ。A 需要家の  $\zeta_{c,t}$  は時刻によって大きく増減したが、その他需要家の  $\zeta_{c,t}$  は昼に凸のなだらかな形状となる。また、C, D, ..., M の 9 需要家では昼夜で 2 倍程度異なるのに対し、B, F, L の 3 需要家では冷房負荷が昼夜の影響を受けにくいことを示している。紙面の都合から図示しないが、暖房についても図 6 と同様に  $\zeta_{h,t}$  を推定した。冷房 ( $\zeta_{c,t}$ ) と同様に、 $\zeta_{h,t}$  は昼に凸となるような 0-3 の値を取ることを確認した。昼夜の違いは全て 1.7 倍以上であった。

図 7 には、ベース負荷  $E_{b,t}$  を示した。全ての需要家で、昼に凸となる形状が推定された。ほぼ全ての需要家で昼夜の差は 2 倍程度に収まるのに対して、A 需要家のみが昼夜で 8 倍程度の差が生じた。尚、他に比べて電力消費の多い A, B, G 需要家は、右軸に示している。

### 3.3 需要家別推定精度

推定した式(3)の  $E_{d,t}$  と、実績値の  $E'_{d,t}$  を比較することで、本推定の確かさを評価する。図 8 には、I 需要家の評価期間 (約 5200 時間) の電力消費実績  $E'_{d,t}$  を用いた負荷持続曲線を示す。更に

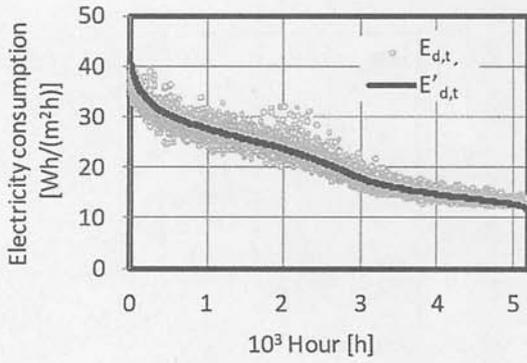


Fig.8 Load duration curve and estimated consumption of the "I" user

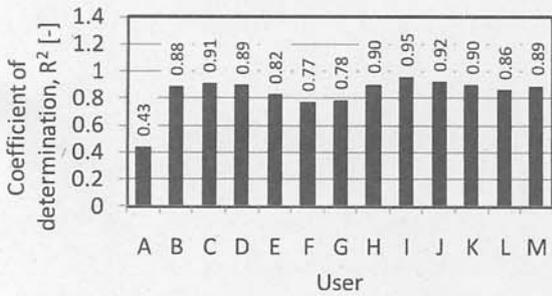


Fig.9 Estimated coefficient of determination

図 8 には、各時点における推定した電力消費量  $E_{d,t}$  をプロットした。本図から、実績値  $E'_{d,t}$  を中心として、推定値  $E_{d,t}$  が分散している様子が分かる。両者の決定係数を求めた結果、 $R^2 = 0.95$  と推定された。実測された電力消費量を精度良く再現したと言える。

同様に、全ての需要家の  $E_{d,t}$  と  $E'_{d,t}$  の決定係数  $R^2$  を求め、図 9 に示す。 $R^2$  は、図 8 に示した I 需要家が最も高く、A 需要家の 0.43 が最も低い。A 需要家を除けば、 $R^2 \geq 0.77$  であることがわかる。毎時推定モデルは、多くの需要家の電力消費量の変化を、気温を元にして説明し得ることを示している。

$R^2$  が極端に低い A 需要家は、延べ床面積が小さいだけでなく電力消費密度も高いという特徴がある (図 2)。A 需要家は特殊環境を必要とする実験棟が主であり、気温と無関係にエネルギーを消費する傾向がある。また、F 需要家は主に 1960 年代の建物で構成されており比較的古いこと、G 需要家はデータセンターが延べ床面積の

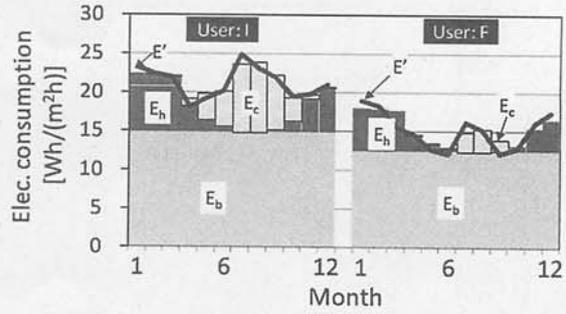


Fig.10 Estimated electricity consumptions and actual consumption of the "I" and "F" users

50%を占めるなど、それぞれに何らかの特殊な状況がある。本モデルは全ての需要家に適用できるとは言えないが、その適否は判断できることが推察される。

3.4 需要家別推定結果

本章で推定した 13 需要家のうち、 $R^2$  の高い I 需要家と F 需要家に着目する。両者の推定結果を月別に集計し、図 10 に示す。I 需要家では、4~6 月および 9~11 月の中間期に、冷房と暖房の双方の電力消費が発生することを示した。F 需要家では、全ての月で、 $E_c$  または  $E_h$  のいずれか一方の電力消費だけが発生すること分かる。

一般に空調用エネルギー消費を簡易に把握する場合、中間期を空調負荷ゼロと見なして夏冬の差を取ることがある。この手法を取る場合、例えば I 需要家の空調用電力消費は、過小に評価される可能性がある。本推定手法は、この中間期の空調負荷も同時に推定し得る点で、需要家のエネルギー消費の実態を把握するのに有用である。

4. 実際の空調用電力消費との比較

検証のため、空調消費そのものを、推定値と実績値で比較する。推定した 13 需要家の中で、データの得られた I 需要家の床面積の約 80% を占める建物  $\Phi$  棟を対象とする。

4.1 実測概要

$\Phi$  棟は延べ床面積約 2 万  $m^2$  で、研究、教育、実験の各用途に利用されている。 $\Phi$  棟では各階の

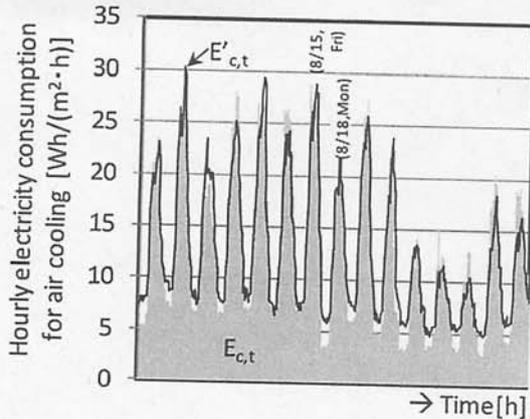


Fig.11 Hourly electricity consumption by air-conditioning (August,  $\Phi$ -building of the "I" user)

配電盤で電力計測がなされ、空調用電力消費を特定することができる。この結果と、本モデルの推定結果を比較する。但し、実測値では冷暖房の違いが特定されないため、推定した冷暖房用の電力消費の和で比較する。

#### 4.2 実測値と推定値の比較

図 11 に、 $\Phi$ 棟の空調用電力消費の実測値と推定値の双方について毎時値を併記する。8月の平日（15日間）を対象とした。図 11 は、実測値の変動に連動して、推定値も変化することがわかる。通年でみれば、実測値と推定値の決定係数 $R^2$ は 0.84 と推定された。

図 12 には、月別の空調用電力消費について、実績値と推定値を比較した。両者を比較すれば、推定値は、夏の空調用電力消費を少なく、それ以外の期間を多く推定したことがわかる。中間期等の空調用電力消費が少ない期間を過剰評価する傾向があるのは、パラメータ推定に用いた式(2)の影響が考えられる。式(2)に代えて、変化率の二乗和を最小化する等の工夫が考えられ、今後の課題としたい。

### 5. まとめ

電力消費用途を特定することが困難な既築建物等に対して、毎時の電力消費実績値を用いて空調用の電力消費量を推定するためのモデルを提案し、数値例を用いて評価した。提案する推

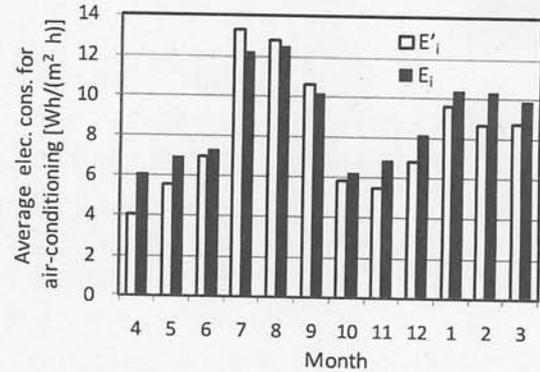


Fig.12 Monthly electricity consumption by air-conditioning ( $\Phi$ -building of the "I" user)

定モデルは、電力消費実績値と外気温のみを用いるにも関わらず、ある一定の精度で冷暖房負荷をそれぞれ区分できることを示した。本推定手法により、毎時の冷暖房用電力消費を具体的に示すことができる。複数の需要家に対する数値例から、冷暖房用の電力消費が需要家によって異なった特徴を持つことを具体的に示し得た。

数値例には、提案モデルでは推定が困難な需要家も存在した。今後の課題として、適用事例を増やして推定の確かさを確認すると共に、本推定の適否の判断基準を示すこと、等がある。

なお、 $\Phi$ 棟の電力消費データを利用するにあたり、前橋工科大学システム生体工学科(東京工業大学名誉教授)、清水優史教授、ならびに東京工業大学大学院情報理工学研究科、省エネルギー対策専門委員会のご協力をいただいた。この場を借りて、関係各位に感謝の意を表す。

### 文 献

- 1) 資源エネルギー庁：平成15年度エネルギーに関する年次報告（エネルギー白書）、(2004).
- 2) 日本エネルギー経済研究所：EDMC エネルギー・経済統計要覧, pp.95 および pp.119, (2008).
- 3) 佐藤春樹：冷蔵庫・エアコンの実際の電力消費量推定法, 第4回住宅エネルギーシ

- ポジウム, (2005).
- 4) 竹田功, 辻毅一郎: 家庭用電力の月別需要の温度依存特性に関する考察, エネルギー資源学会研究発表会講演論文集, pp.93-98, (1995).
  - 5) 田中良彦, 権藤尚, 井上隆, 松尾陽: 建築における冷温熱消費量の実態と予測に関する研究 第1報-冷温熱消費量と外界気象要因などとの相関, 空衛論, 60, pp.123-131, (1996).
  - 6) 入部真武, 龍有二, 渡辺俊行, 赤司泰義: 地域冷暖房・電気負荷に関する研究, 空衛論, 67, pp.23-31, (1997).
  - 7) 東京工業大学: Environmental Report 2009, pp.27, (2009).
  - 8) 島崎洋一, 志村奈々, 鈴木智子: 山梨大学における季時別エネルギー負荷の推計, エネルギー資源学会研究発表会講演論文集, 23, pp.249-252, (2004).
  - 9) 伊永隆史, 宮垣浩: 大学におけるエネルギー消費動向の特性, エネルギーシステム経済環境コンファレンス, 16, pp.11-14, (2000).
  - 10) 省エネルギーセンター: 「業務用ビルにおける省エネ推進のてびき」, pp.3, (2009).
  - 11) 気象庁: 「過去の気象データ (ホームページ: <http://www.jma.go.jp/>)」, (アクセス日 2009.6).

## 再生可能エネルギーを利用した電気自動車向けインフラシステム

伊藤 雅一<sup>\*</sup>, 川崎 憲広<sup>\*</sup>, 小田 拓也<sup>\*</sup>, 黒川 浩助<sup>\*</sup>,  
横山 晋也<sup>\*\*</sup>, 山口 雅英<sup>\*\*</sup>, 中井 康博<sup>\*\*\*</sup>, 原 岳広<sup>\*\*\*</sup>, 野口 浩行<sup>\*\*\*\*</sup>

## Development of the Electric Vehicle's Infrastructure System for Renewable Energy Maximization

Masakazu Ito<sup>\*</sup>, Norihiro Kawasaki<sup>\*</sup>, Takuya Oda<sup>\*</sup>, Kosuke Kurokawa<sup>\*</sup>  
Shinya Yokoyama<sup>\*\*</sup>, Masahide Yamaguchi<sup>\*\*</sup>, Yasuhiro Nakai<sup>\*\*\*</sup>, Takehiro Hara<sup>\*\*\*</sup>, Hiroyuki Noguchi<sup>\*\*\*\*</sup>

**Abstract** - The Electric Vehicle (EV) is clean and environmental friendly vehicle. However, its power source, electricity still contains fossils. To reduce the fossil utilization, the authors established the Renewable Energy for Electric Vehicle (RE-EV) project. In this paper, two research topics are studied. One is a study of actual operation data to obtain the potential of the EV with PV electricity. An EV (i-MiEV) manufactured by Mitsubishi Motors Corporation was operated for 1 year. In this project, a charging station consisting of a 2.6 kW Photovoltaic power generation (PV) system with a 9 kWh battery system and measuring equipment was installed in Ookayama campus in Tokyo Institute of Technology. This system maximizes the PV electricity and minimizes grid electricity while charging the EV. Second is a statistical study to estimate CO<sub>2</sub> emissions for various kinds of driving patterns. In this paper, 6 driving patterns from statistical data and 1 actual data were studied by Life-Cycle Assessment (LCA) approach to estimate CO<sub>2</sub> emissions. As a result, 80% of charging electricity is from PV from actual operation data. Regarding the LCA, CO<sub>2</sub> emissions of EV with PV electricity are same with utility electricity at short distance driving pattern and much better at long distance driving patterns, even when the system uses lead acid battery. And CO<sub>2</sub> emissions of all EV driving patterns are smaller than those of a gasoline vehicle.

キーワード : 電気自動車, 再生可能エネルギー, 太陽光発電システム, バッテリー, CO<sub>2</sub>

Keywords : Electric Vehicle, Renewable Energy, Photovoltaic system, Battery, CO<sub>2</sub>

## 1. はじめに

地球温暖化対策, エネルギー資源制約から電気自動車の普及が進められている。電気自動車は走行時に CO<sub>2</sub> などを排出しないクリーンな乗り物であり, 持続可能な社会の実現には不可欠な運輸部門の排出量を大幅に減らす可能性を持っている。しかしながら, 実際には石炭やガス, 石油を使って発電される電力が含まれているため, 完全に CO<sub>2</sub> フ

リーとは言えない。

本研究は, 三菱商事(株), (株)GS ユアサ, (株)トステム住宅研究所と共同で, 太陽光や風力などの再生可能エネルギーを有効に活用した環境負荷の少ない電気自動車の充電システムの実証試験 (RE-EV プロジェクト) を行っている。この実証試験は, 太陽光を電源とするシステムで系統からの電力をなるべく使わずに, どこまで CO<sub>2</sub> の排出を減らして電気自動車を走行させることが可能かを実証しようとするものである。



図1 実験用試験車 (i-MiEV)

Fig. 1. Test car for the experiment (i-MiEV)

<sup>\*</sup> 東京工業大学 ソリューション研究機構  
〒152-8550 東京都目黒区大岡山 2-12-1  
Solutions Research Organization, Tokyo Institute of Technology  
2-12-1 Ookayama, Meguro-ku, Tokyo, 152-8550  
<sup>\*\*</sup> 株式会社 GS ユアサ 電源システム生産本部  
〒601-8520 京都市南区吉祥院西ノ庄猪之馬場町 1  
Power Supply System Production Division, GS Yuasa International Ltd.  
1, Inobanba-cho, Nishinosho, Kisshoin, Minami-ku, Kyoto 601-8520  
<sup>\*\*\*</sup> 三菱商事株式会社 地球環境事業開発部門  
〒100-8686 東京都千代田区丸の内 2-3-1  
Global Environment Business Development Group, Mitsubishi Corporation  
2-3-1 Marunouchi, Chiyoda-ku, Tokyo, 100-8686  
<sup>\*\*\*\*</sup> 株式会社トステム住宅研究所 アイフルホームカンパニー  
〒136-0071 東京都江東区亀戸 1-5-7 日鐵 ND タワー 4 階  
Eyeful Home Company, Tostem Housing Research Corporation  
Nittetu ND tower 4F, 1-5-7 Kameido, Koto-ku, Tokyo, 136-0071

## 2. 背景

CO<sub>2</sub> 排出量の増加は地球温暖化を進め、生態系を変え、台風・疫病の増加をもたらすと言われている[1]。これを緩和するためのシナリオは様々な機関から発表されているが、WBGU によるシナリオ[2]は興味深い。持続可能な社会にするためのシナリオが描かれており、2100 年には世界のエネルギー需要の 3 分の 2 は太陽光・熱によって供給され、これは現在の世界のエネルギー需要の 2 倍以上である。

しかし、そのエネルギーミックスを現在の電力系統に入れることは難しい。図 2 は日本の真夏の電力負荷[3]を示している。日中の電力負荷を太陽光発電によって供給とした場合、100GW までであれば供給の可能性はあるが、

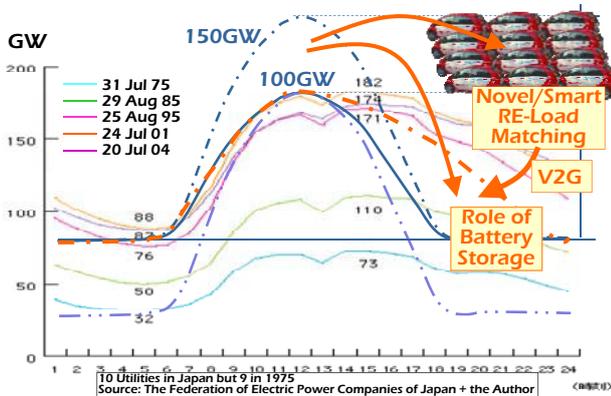


図 2 日本の電力負荷と太陽光発電システムの出力

Fig. 2. Japan's electricity load and PV output

150GW となると原子力発電などのベース電源の供給量を減らす必要があり、二酸化炭素削減の観点から見るとこれは望ましくない。一方、日本の自動車保有台数は 5800 万台あり[4]、仮に全てが電気自動車として 3kW の出力があるとすると、単純に計算して 174 百万 kW となり、これは日本の設備能力が 276 百万 kW、うち水力発電が 47 百万 kW[5]であることを考えると莫大なポテンシャルがあることがわかる。これを図 2 のように時間をシフトできれば再生可能エネルギーの導入可能量を大幅に増やすことができる。本研究ではその可能性を実際の電気自動車を用いて調査する。

## 3. 二酸化炭素排出量の推定

本実証研究による CO<sub>2</sub> 排出量を算出する前に、統計データによる排出量の推定を試みた。電力会社の電気による充電を、太陽光発電システムに置き換えることによる違いを推定することから、今回は走行時のライフサイクル評価を原料製造から廃棄まで実施した。また、参考として i-MiEV と同型のガソリン自動車のアイ（グレード S：燃費 19.2km[6]）についても算出した。i-MiEV の電費はカタログ値（10 km/kWh）を利用した。算出に当たり、自動車の利用方法は様々であるから、いくつかの利用パターンに分けてはならない。これは、日本自動車工業会が発行している調査報告書[7,8]を利用し、走行パターンとした。

2007 年度日本自動車工業会資料によれば、主使用用途は、仕事・商用：15%、通勤・通学：33%、レジャー：14%、買い物・用足し：37%であり、月間走行距離は平均 430km で

表 1 走行パターンとシステム構成

Table 1 Driving patterns and system configuration

走行パターン	走行距離	週あたり 利用日数	年間走行 距離	充電可能時刻	平日		休日	
					日中	夜間	日中	夜間
パターン 1：短距離 A (A-1, A-4) 1 日 10~15km 程度 通勤・通学・田畑への往復。太陽電池は自宅。	12.5	5	3,250	平日：夜間 休日：全日	×	バッテリーから 充電	○	○
パターン 2：短距離 B (A-2) 1 日 10~15km 程度 買い物・用足し。太陽電池は自宅	8.4	6.6	2,883	全日 (買い物時除く)	太陽電池から 充電	○	○	○
パターン 3：短距離 C (B-1) 1 日 10~15km 程度 通勤・通学、太陽電池は会社または学校	12.5	5	3,250	平日：日中 休日：全日	太陽電池から 充電	○	○	○
パターン 4：中距離 (B-3) 1 日 30km 程度 営業車、太陽電池は会社に設置	40	5	10,400	平日：朝・夜間 休日：全日	×	バッテリーから 充電	○	○
パターン 5：中長距離 (B-2, B-4) 1 日 70km 程度 配達・連絡便、太陽電池は会社に 設置	70	5	18,200	平日：朝・夜間 休日：全日	×	バッテリーから 充電	○	○
パターン 6：長距離 (A-3) 1 日 200km 程度 レジャー、太陽電池は自宅に設置	200	1	10,400	平日：全日 休日：なし	○	○	△	バッテ リ+系 統から 充電

○印：利用可能だが、ここでは充電しない

あった。また、一週間あたり稼働日数は5.0日であった。これを元に週あたりの利用日数・走行距離を決め、通勤・通学では太陽光発電システムが自宅のケースと勤務場所の2つのパターンを想定し、仕事・商用では2つの距離を想定した。合計6つのパターンを表1に示す。二酸化炭素排出原単位について、太陽光発電システムのデータはNEDO技術開発機構による報告書[9]より58.6 g-CO<sub>2</sub>/kWhとした。外付けバッテリーなどの機器はLCAデータベース[10]を利用し、ソフトウェア(JEMAI-LCA[11])を用いて計算した。バッテリーは基礎やキャビネットを含めて1.27 t-CO<sub>2</sub>、系統電力は446 g-CO<sub>2</sub>/kWh[12]とした。また、外付けバッテリー(鉛バッテリー)の充放電効率は0.8とし、外付けバッテリーから電気自動車に充電する場合は充放電効率を考慮した。長距離利用では全ての充電量の半分を急速充電器から充電すると想定し、半分を太陽光発電システムから、半分を系統からとした。

結果、図3に示すようにパターン1~3の短距離利用では、年間の走行距離が3000 km程度と短いにもかかわらず系統電力のCO<sub>2</sub>排出量と外付けバッテリーを加えた太陽光発電システムのCO<sub>2</sub>排出量は同程度と算出された。パターン4、5の中距離(10,000~18,000 km)では、系統電力と比較して半分以下のCO<sub>2</sub>排出量となるなど太陽光発電のメリットが大きく表れ、パターン6の自宅の太陽光発電を十分に利用できないレジャー利用でも、太陽光発電を利用した方がCO<sub>2</sub>排出量が少ないという結果となった。

また、どのパターンでもガソリン車との比較では3~9分の1となり、電気自動車は低炭素社会の実現に有用であると言える。

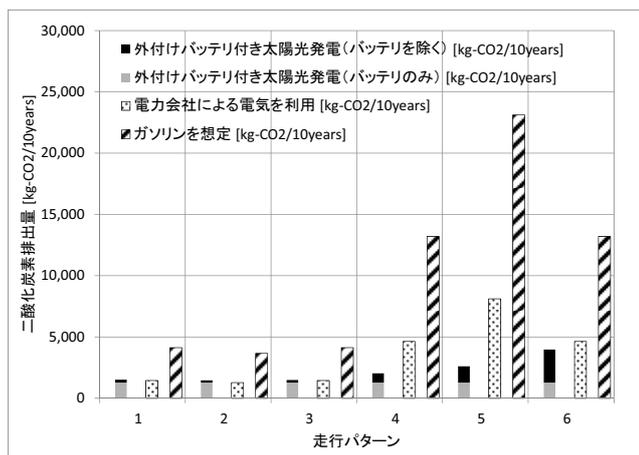


図3 電気自動車の走行時(自動車本体は含まない)のLCA評価結果。大型の鉛バッテリーを使用したとしてもメリットがある。

Fig. 3 CO<sub>2</sub> emissions of driving stage of the electric vehicle. The results does not include car itself. The result of EV is better than others, even when the EV uses additional battery.

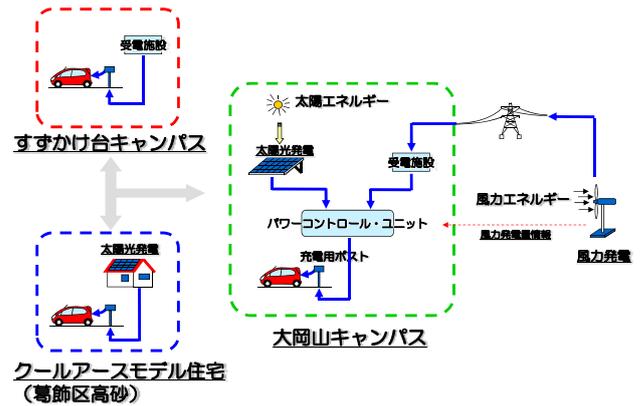


図4 実証試験システムの概要図  
Fig. 4 Overview of the experiment



図5 東工大大岡山キャンパスに設置された2.59 kW 実証試験用太陽光発電システム

Fig. 5 2.59 kW Photovoltaic Power Generation System installed in Ookayama Campus of Tokyo Institute of Technology



図6 パワーコンディショナと計測機器が設置されたキュービクル(右)と8.96 kWhの鉛蓄電池(左)

Fig. 6 The cubicle for power conditioner and measuring equipment (right) and 8.96 kWh lead acid battery (left)

その他、電気自動車の CO<sub>2</sub> 排出量の評価は工藤ら[13]、中野ら[14]が行っている。工藤らの評価ではモータ、二次電池などを模擬可能な自動車走行シミュレーションモデルで算出し、走行時の CO<sub>2</sub> 排出量は平均旅行速度に応じておおよそ 50~100 g-CO<sub>2</sub>/km と算出した。本研究の i-MiEV をカタログ値で計算した場合には約 45 g-CO<sub>2</sub>/km となるが、ここでは 1500cc クラスの乗用車である。また、中野らは ELIICA の LCA を行い、走行時のタイヤなども含めた評価を実施し、40~100 g-CO<sub>2</sub>/km と算出している。

#### 4. 実証試験用システムの概要

第 3 章では電気自動車の走行時の二酸化炭素排出量をシミュレーションでパターン分析したが、ここでは実際に走行したデータを用いて分析する。

本プロジェクトにおいて実証実験したシステムの概要を図 4 に示す。本システムは東京工業大学大岡山キャンパス内に設置された充電ステーションを中心に構成され、電気自動車を使用して同大学すずかけ台キャンパスとの連絡便への利用、および葛飾区のコンセプト住宅[15]を往来することを目的としている。充電ステーションには図 5 に示す太陽電池と、図 6 に示す蓄電池、パワーコンディショナ等が

設置されており、太陽電池で発電した電力をそのまま、あるいは一旦蓄電池に蓄えて電気自動車の充電に使用する。パワーコンディショナは GS ユアサ製パワーソーラーシステム[16]をベースに製作した。

風力発電のシステムについては、風力発電の発電電力と同じパターンで電気自動車を充電することにより出力の変動を吸収する。これにより電力系統の負荷を軽減できる。

#### 5. 充電ステーションの構成と動作

充電ステーションは、2.59 kW の太陽電池と 4.5 kW のパワーコンディショナ、8.96 kWh の鉛蓄電池、受電電力検出ユニットおよび計測システムにて構成されている。本システムでは、電気自動車の充電をできるかぎり、太陽光発電で賄うことをコンセプトとしている。充電方法について、図 7 を用いて説明する。

##### (1) EV 充電モード (太陽電池のみ)

日中、太陽光の発電が行なわれている状態で、電気自動車がステーションにあれば直接、電気自動車に充電が行われる。電気自動車が満充電になると外付けバッテリーに充電を行い、それも満充電になると系統へ逆潮流を行う。

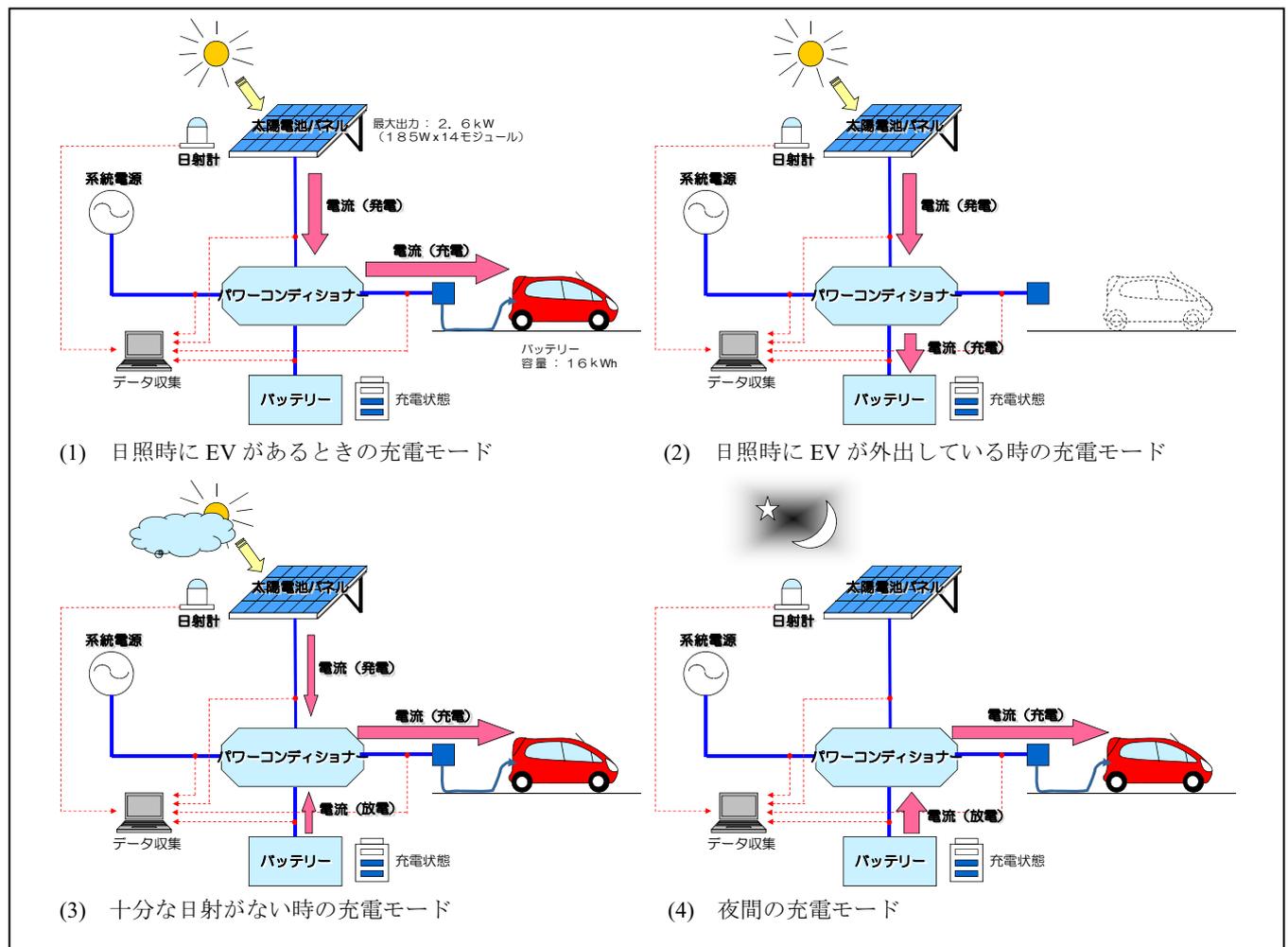


図 7 電気自動車への充電モード

Fig. 7 The charging modes of Electric Vehicle

(2) 蓄電池充電モード

太陽光発電時に電気自動車がない場合は、太陽電池から充電ステーション内の蓄電池を充電する。満充電になると系統へ逆潮流する。

(3) EV 充電モード (太陽電池+バッテリー)

太陽電池の発電電力にて電気自動車を充電するが、発電電力が不足している場合は、不足分を充電ステーションの蓄電池にて賅う。

(4) 夜間充電モード

夜間、全く太陽電池による発電が行なわれない場合には、充電ステーションの蓄電池にて充電が行われる。充電ステーションの電力が不足している場合には、系統からの電力を追加して賅う。

6. 走行実績

本研究で用いた電気自動車は 2008 年 10 月から 2010 年 2 月までに約 8000km 走行した。うち、2009 年 3 月から 2010 年 2 月までの 1 年間のデータをまとめた。主な利用用途は、2009 年 4 月から 2009 年 1 月までの東工大内の学内便としての大岡山キャンパスとすずかけ台キャンパスの往復 50km (週 4 日) であり、2 月は学内便以外で運用を行って走行距離を確保した。他に見学の対応やデータ取得のための走行なども含まれる。

図 8・図 9 は実測データにおける太陽光電力の使われ方と電気自動車に充電された電力の由来を示している。ただし、11 月、2 月など設備の変更や関連する別の実験のため除外している期間がある。

学内便として利用されたのが 4 月からであるので 4 月から電気自動車への充電量が増えている。年末からは配達する荷物の量が増えたため i-MiEV に乗り切らず、別の自動車を使用したため i-MiEV の利用量が減った。これは年度末まで続くと思われたため 2 月は学内便への利用を取りやめ、その他の方法で走行距離を伸ばした。学内便は、朝に大岡山キャンパスを出発してすずかけキャンパスで荷物の積み卸しを行い、昼頃に大岡山キャンパスへ戻る。よって日中の午後に電気自動車へ充電することができ、太陽光発電システムから直接の充電が可能であった。しかし、その他の利用を行った 2 月は日中に利用し、夕方または夜から充電することが多いため、バッテリーからの充電と系統からの充電が増えた。

本研究で設置された太陽光発電システムは 2.6 kW と住宅へ設置される平均的な容量 (3~4 kW) より小さいが、それぞれの月で 5~9 割は系統へ逆潮流されている。また、電気自動車が充電する電力を見てみると、系統から充電される電力は 1~4 割であり、充電システムを活用できていると考えられる。これを 1 年分まとめた物を図 10, 図 11 に示す。

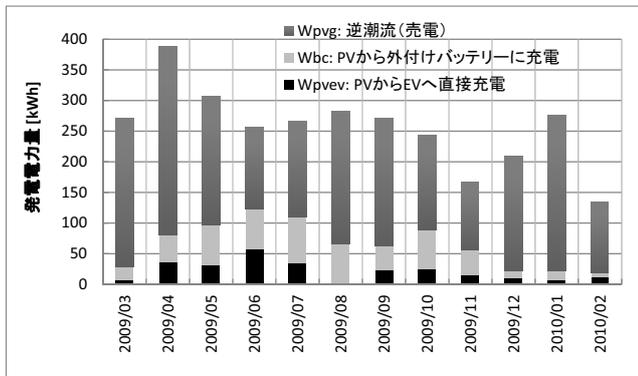


図 8 太陽光発電システムが発電した電力の使われ方  
Fig. 8 How power generated by PV is used

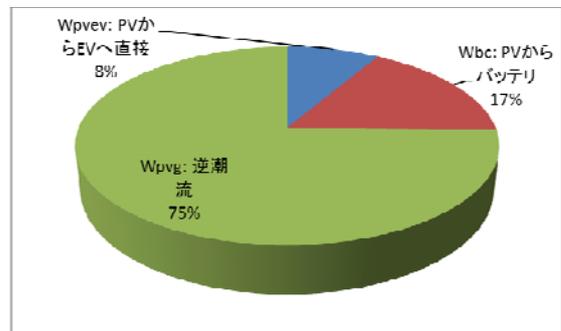


図 10 太陽光発電で発電した電力の利用割合  
Fig. 10 Percentage of the PV electricity usage

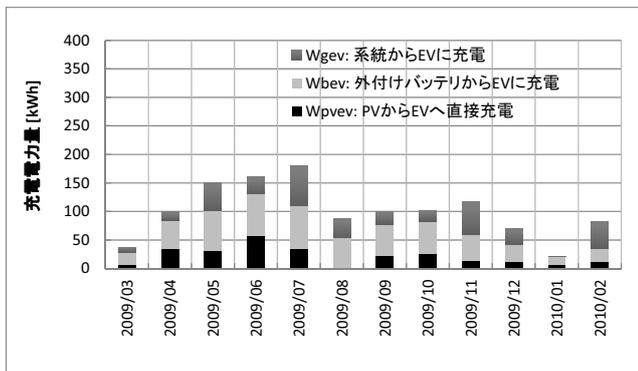


図 9 電気自動車が充電する電力の電源  
Fig. 9 Source of power that charges EV

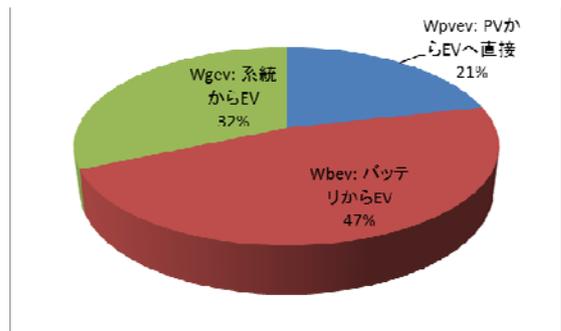


図 11 電気自動車が充電した電力の割合  
Fig. 11 Percentage of electricity charged to the EV

図 10 は太陽光発電システムで発電した電力の利用割合を示している。この図から、発電した電力の 75%は逆潮流を行い、残りの 25%が電気自動車に充電されていることが分かる。また、そのうち 8%が太陽光発電システムから電気自動車に直接充電されているが、17%は外付けのバッテリーを通して充電されており、かなりの割合が外付けバッテリーを経由していることが分かる。

図 11 は電気自動車に充電された電力の由来の割合を示している。21%は太陽光発電システムから電気自動車に直接充電されている。また、47%と約半分は外付けバッテリーから電気自動車へ充電されている。

## 7. 実測値による走行時の CO<sub>2</sub> 排出量の計算

本実証試験で得られたデータを用い、3 章と同様に二酸化炭素排出量を算出した。図 11 の電気自動車が充電した電力の割合から、平均の二酸化炭素排出原単位は 189 g-CO<sub>2</sub>/kWh であった。これを用いて評価すると、10 年間での走行時の二酸化炭素排出量は 3.6 t-CO<sub>2</sub> となった。年間走行距離は約 7000 km であるので、パターン 4 に近いが二酸化炭素排出量は多い結果となった。これは、単純な学内便による往復の他、実験などにより自動車の電力の消費量が増え、電力会社からの充電量が増えたためと考えられる。また、電力会社から直接充電すると 5.4 t-CO<sub>2</sub>、ガソリン車では 9.0 t-CO<sub>2</sub> となり、本実証試験においてもメリットが得られることが分かった。

## 8. まとめ

本研究では太陽光発電システムを用いたインフラシステムのコンセプトを作成し、実際に設備を構築し、大学総務部と協力して走行データの収集を行い、その実際のデータを用いて評価を行った。

パターン分析による評価では、電気自動車へ充電する電力を太陽光発電に置き換えることにより、CO<sub>2</sub> 排出量を減らすことができると定量的に示すことができた。

単純計算で 1 kW の太陽光発電システムを設置すれば 1000 kWh の電力が得られるので、i-MiEV には十分な電力を発電できる。しかし、実際の自動車利用パターンは様々であるから、統計の利用パターンだけでなく実際の走行も行って分析評価を行い、二酸化炭素を削減できることと、どの程度電気自動車が太陽光発電による電力で走行しているかを明らかにした。

また、電気自動車を持っている蓄電池は大容量であり、今後必要とされるスマートグリッドに不可欠である。これに関する研究も進めていきたい。

最後に、関係者各位に感謝の意を表す。

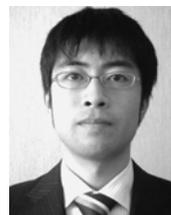
(2010 年 10 月 29 日発表)

- [1] 気候変動枠組条約 (IPCC) 第 4 次報告書, 2007 年
- [2] World in Transition "Towards Sustainable Energy Systems" German Advisory Council on Global Change (WBGU), 2003 年
- [3] 「原子力・エネルギー」図面集 2010 年版, 電気事業連合会
- [4] 日本自動車工業会ホームページ, 2010 年 10 月閲覧  
[http://www.jama.or.jp/industry/four\\_wheeled/four\\_wheeled\\_3g1.html](http://www.jama.or.jp/industry/four_wheeled/four_wheeled_3g1.html)
- [5] EDMC/エネルギー・経済統計要覧, 2008 年
- [6] 三菱自動車工業 3SXP2A08D カタログ pp17, 2008 年 12 月版
- [7] 2007 年度乗用車市場動向調査 (2008 年 3 月, 社団法人日本自動車工業会)
- [8] 2007 年度の軽自動車の使用実態調査報告書 (2008 年 3 月, 社団法人日本自動車工業会)
- [9] 新エネルギー技術開発 太陽光発電システム共通基盤技術研究開発 太陽光発電のライフサイクル評価に関する調査研究 平成 19 年度分中間年報, p.79, 2008 年 3 月, NEDO 技術開発機構
- [10] JLCA-LCA データベース 2009 年度 1 版
- [11] JEMAI-LCA Pro ver.2.1.2 による計算
- [12] JEMAI-LCA Pro ver.2.1.2 電力データ, 国内 10 電力会社平均値
- [13] 伊藤祐輝, 南斉規介, 近藤実則, 田原聖隆, 実使用を考慮した FCEV, BEV, GV のライフサイクル CO<sub>2</sub> 排出量, EVS フォーラム 2008, 2008 年 2 月 5-7 日
- [14] 中野諭, 平湯直子, 鈴木将之, 電気自動車 ELIICA の LCA, KEO Discussion Paper 2008; No.112
- [15] コンセプトホーム, クールアースモデル住宅, アイフルホーム  
<http://www.eyefulhome.jp/homebuild/concepthome/> (2010 年 12 月閲覧)
- [16] 横山晋也, 清水雄一, 佐井真也, 詫間隆史, 山城裕史, 上田芳久, 山口雅英, 蓄電池併用型太陽光発電システム「パワーソーラーシステム」の開発, GS News Technical Report, 第 62 巻第 1 号, 2003 年

**伊藤 雅一** 1978 年 12 月 1 日生。2003 年 3 月東京農工大学大学院工学研究科修士課程修了。2006 年 3 月同博士後期課程修了。在学中日本学術振興会特別研究員 DC1。同年 4 月東京工業大学統合研究院特任助教, 現在に至る。博士 (工学)。太陽光発電システム研究, メガソーラー研究, ライフサイクル評価研究に従事。日本太陽エネルギー学会, 電気学会, LCA 学会など会員。



**川崎 憲広** 1981 年生。2005 年 3 月, 東京農工大学大学院工学教育部博士前期課程修了。同年 4 月東京農工大学大学院工学府博士後期課程入学。2009 年 3 月卒業。同年 4 月, 東京工業大学統合研究院 研究員, 2010 年 4 月, 電力中央研究所材料科学研究科 特別契約研究員, 現在に至る。主に太陽光発電システムの研究に従事。博士 (工学)。日本太陽エネルギー学会, 電気学会会員。



**小田 拓也** 1972 年生。1997 年 3 月九州大学大学院総合理工学研究科修士課程修了。同年 4 月日立造船 (株) に入社。2004 年 9 月東京農工大学大学院生物システム応用科学科博士課程修了。2007 年 4 月東京工業大学統合研究院特任准教授, 現在に至る。博士 (工学)。主としてエネルギーシステムの評価に関する研究に従事。



黒川 浩助



1965年3月早稲田大学第一理工学部電気工学科卒業。同年4月通商産業省工業技術院電気試験所入所後、高電圧直流送電の研究に従事。1974年よりサンシャイン計画などで太陽エネルギー・太陽光発電の研究。1996年5月東京農工大学教授に転任。2008年4月より東京工業大学統合研究院特任教授および東京農工大学特任教授。早稲田大学工学博士。東京農工大学名誉教授。再生可能エネルギー協議会代表、国際太陽エネルギー学会理事。IEEE など会員。

中井 康博



1960年1月1日生まれ。1983年3月、東京工業大学工学部土木工学科卒業。同年4月に清水建設(株)入社。2007年4月、三菱商事(株)入社。地球環境事業開発部門 CEO オフィス R&D ユニット 産学官連携チームリーダー、次長。専門分野は土木工学（海洋分野）。現在は主に蓄電複合システム化技術開発の研究に従事。東京工業大学統合研究院特任准教授。

横山 晋也



1974年生。1998年3月熊本工業大学大学院電気電子工学科修士課程修了。同4月、日本電池(株)入社。主として太陽光発電用パワーコンディショナの研究開発に従事。(株)GS ユアサ産業電池電源事業部 電源システム生産本部開発部 研究開発グループリーダー。

原 岳広



1970年8月21日生まれ。1996年3月立教大学大学院理学研究科原子物理学専攻博士課程前期課程修了、2005年ボストン大学 International Marketing Diploma、Project Management Diploma 取得。1997年通商産業省産業政策局入省。家電リサイクル法、ナノテクノロジー関連に従事。2007年10月三菱商事(株)入社。現在は蓄電複合システム化技術開発、の有機太陽電池の実用化研究、新海洋資源源(海底熱水鉱床、メタンハイドレート)の研究開発に従事。

山口 雅英



1983年3月、立命館大学理工学部電気工学科卒業。同年4月、日本電池(株)入社。2003年3月、徳島大学大学院工学研究科エコシステム工学専攻博士課程修了。主として無停電電源装置、通信用電源装置、太陽光発電用パワーコンディショナ等の研究開発に従事。(株)GS ユアサ産業電池電源事業部 電源システム生産本部開発部部長。博士(工学)。日本太陽エネルギー学会、電気学会、パワーエレクトロニクス学会会員。

野口 浩行



1968年生まれ。1993年3月芝浦工業大学大学院修了。1996年アイフルホームテクノロジー(現 トステム住宅研究所)入社。開発部、購買部などを経て2008年4月より開発部グループリーダー及びキッズデザイン研究所主席技術研究員。

【質 疑】

大阪電気通信大学・伊与田氏

シャープ(株)・江口氏

【質問1】 表1の走行パターンにおいて、休日の日中にPVから直接充電を行わないのはなぜか。

【回答1】 ここではパターンをシンプルに作成して計算したため、平日に利用した電気は平日のうちに充電が完了する。実際には電気自動車の利用方法は様々であるから、休日の日中も充電すると考えられる。

【質問2】 LCAの評価の単位はkg-CO<sub>2</sub>/10yearとなっているが、鉛バッテリーの寿命は10年あるという前提か。

【回答2】 鉛バッテリーの寿命は10年と想定した。実際に蓄電池付防災型太陽光発電システムとして販売されており、この蓄電池の寿命も10年である。

【質問3】 試験期間中に、日中でも系統から充電しなくてはならない場合もあったか？

【回答3】 雨が続いた場合など、外付けバッテリーに十分に充電されていない時は日中でも系統から電気自動車に充電した。

【質問4】 PV大量導入時の余剰電力の対策としてEVのバッテリーは、どの程度効果があると考えられるか？

【回答4】 乗用車がすべてEVに変わったとすれば現在の水力発電に匹敵する相当な出力となり、かなりの効果が期待できる。ただし、全ての出力・量が使えるわけではないため、ここは今後議論が必要である。

【質問1】 i-MiEVのモニター結果のエネルギー使用内訳について特筆すべき点は何か。

【回答1】 詳細検討はこれからだが、暖房・冷房負荷が大きく、冬場の暖房にはかなり電気を使うようである。

【質問2】 A/Cとは何か。

【回答2】 エアコンのことを示している。

大阪工業大学・森實氏

【質問1】 今回の結果では逆潮流される電力が大きい。この場合、太陽光発電システムの容量過多と感じられる。それぞれの家庭に入れる太陽光発電システムの容量最適化、地域での導入最適化などについてコメントを頂きたい。

【回答1】 現在はその研究も進めている。何に対して最適化したらよいか、こういった条件があるのか、検討を進めている。

# 国際学会

[2010年～2011年]



## EVALUATION OF DIFFERENT PV MODULES IN HOKUTO MEGA-SOLAR PROJECT

Yuki TSUNO<sup>1</sup>, Yuzuru UEDA<sup>2</sup>, Yoshihiro HISHIKAWA<sup>1</sup>, Mitsuru KUDO<sup>3</sup>,  
Hiroo KONISHI<sup>3</sup>, and Kosuke KUROKAWA<sup>2</sup>

1. National Institute of Advanced Industrial Science and Technology, Research Center for Photovoltaics,  
Central 2, 1-1-1 Umezono, Tsukuba, Ibaraki, 305-8568, Japan
2. Tokyo Institute of Technology, I1-23, 2-12-1 Ookayama, Meguro-ku, Tokyo, 152-8550, Japan
3. NTT Facilities, INC., Granparktower, 3-4-1 Shibaura, Minato-ku, Tokyo, 108-0023, Japan  
Phone: +81-29-861- 5902, FAX: +81-29-861-5829, e-mail: yu-ki.1111-tsuno@aist.go.jp

**ABSTRACT:** HOKUTO Mega-Solar Project has been conducted by NEDO in Hokuto city, Japan since 2006. The main objectives of the project are the development and the demonstration of the grid stabilization technology for the large scale PV systems and the evaluation of the advanced PV technologies. The main objectives of the project are the development and the demonstration of the grid stabilization technology for the large scale PV systems and the evaluation of the advanced PV technologies. The performance of PV modules based on seven different PV technologies has been compared. This paper describes quantitative analysis results of output loss for PV modules to clarify the behavior of seven PV technologies in the field. As a result, annual performance ratios varied from 97% to 82% among the different modules. Spectral dependence of the amorphous single and tandem modules and irradiance dependence of CIS modules are confirmed. It is shown that quantitative analysis method is useful how the characteristic of PV modules gives the influence to the amount of the energy generation.

**Keywords:** PV Module, Module Performance

### 1 INTRODUCTION

“HOKUTO Mega-Solar Project” has been conducted by NEDO in Hokuto city, Japan since 2006. The main objectives of the project are the development and the demonstration of the grid stabilization technology for the large scale photovoltaic (PV) systems and the evaluation of the advanced PV technologies. Twenty four kinds of PV systems are installed in the research area. Single crystalline silicon PV modules, multi crystalline silicon PV modules, amorphous silicon PV modules, compound-semiconductor PV modules and spherical solar cells are selected from all over the world. The typical array capacity is 10kW and all the systems are grid connected. *I-V* curves of the 24 different PV modules are also measured for every 5 min since 2008. Meteorological data including spectral distribution are measured at the meteorological station. The performance of a PV module at Standard Test Conditions (STC) is important for comparing the peak performance of different module types. It does not, however, give enough information to evaluate how the characteristic of PV modules gives the influence to the amount of the energy generation. This paper describes quantitative analysis results of output loss for PV modules to clarify the behavior of seven PV technologies in the field.

### 2 TESTING PROCEDURES

#### 2.1 Indoor measurement

The performance of PV modules based on seven different PV technologies has been compared. These are; single crystalline silicon (c-Si), multi-crystalline silicon (mc-Si), amorphous silicon (a-Si), a-Si/ $\mu$ -Si multi-junction(a-Si/ $\mu$ -Si), sc-Si backside contact (c-Si(BSC)), a-Si/sc-Si hetero-junction (c-Si(HJ)) and copper indium (gallium) di-selenide (CIS) modules.

The spectral response (*SR*) and current-voltage (*I-V*) curves of the each module were measured at AIST before

exposure. Spectral response (*SR*) is important characteristics for evaluating the spectral mismatch correction of indoor measurement under standard test conditions (STC) and outdoor characterization. Recently, AIST developed the spectral response measurement system for various PV modules [1]. The *I-V* curves at STC were measured with long pulse solar simulator, and using appropriate reference cells calibrated by AIST. Additionally, three *I-V* curves were measured under (1SUN, 65degC, AM1.5G), (0SUN, 25degC) and (0SUN, 65degC) for calculation of temperature and irradiance dependence. In order to control the module temperature, the modules were placed at a thermostatic chamber with multi-flow system. Nine PT temperature sensors were applied to the back surface of a PV module. Module output power under STC is not always same in the amorphous and the CIGS modules. Therefore, *SR* and *I-V* curves were measured at indoor after two month exposure at HOKUTO site.



Figure 1. PV module test bench

#### 2.2 Outdoor measurement

The modules under test in this study are mounted on a south facing test bench. *I-V* curves of each PV module were measured by an *I-V* curve tracer at 5 min intervals. Module temperatures are measured at the back side of the modules using Type T thermocouple sensor. The PV modules have been under open-circuit conditions between the measurements. Meteorological data including spectral distribution are measured at the meteorological station. Figure 1 shows a picture of the

PV module test bench.

### 3 EVALUATION METHOD

#### 3.1 Model of temperature and irradiance dependence

There are some reports for measurement of temperature and irradiance dependence [2]. Many measurements under several irradiance ( $G$ ) and temperature ( $T$ ) are necessary. As it discussed in the previous section, four  $I$ - $V$  curves under (1SUN, 25degC, AM1.5G), (1SUN, 65degC, AM1.5G), (0SUN, 25degC) and (0SUN, 65degC) were measured at indoor. Translation model (IEC60891 correction procedure 3) was used to calculate desired conditions. The benefits of using this method are to minimize the number of measurement, and this method is also applicable to most kinds of PV technologies [3, 4].

#### 3.3 Loss/gain analysis

Performance ratio ( $P.R$ ) is calculated by using equation (1)

$$K = \frac{\sum P_{mea}}{\sum P_{STC} \times \frac{G_{mea}}{G_{STC}}} \times 100 \quad (1)$$

where,  $K$  is P.R.  $G_{STC}$  and  $G_{mea}$  are standard and measured irradiance respectively.  $P_{mea}$  is the measured maximum power under outdoor condition  $P_{STC}$  is the measured maximum power under STC.

Performance losses are quantitatively calculated using following method. This method can calculate the module performance loss into 6 loss factors which are;

1. Temperature dependence of  $I_{sc}$  ( $T_{isc}$ )
2. Spectral mismatch ( $SPM$ )
3. Optical and  $I_{sc}$  degradation, shading, angle, error of  $I_{sc}$  calculation, etc. ( $O_{isc}$ )
4. Irradiance dependence of  $P_{max}$  ( $ID$ )
5. Temperature dependence of  $P_{max}$  ( $TD$ )
6. Miscellaneous loss (Degradation, recovery, model error, etc.) ( $O$ ).

model error, etc.) ( $O$ ).

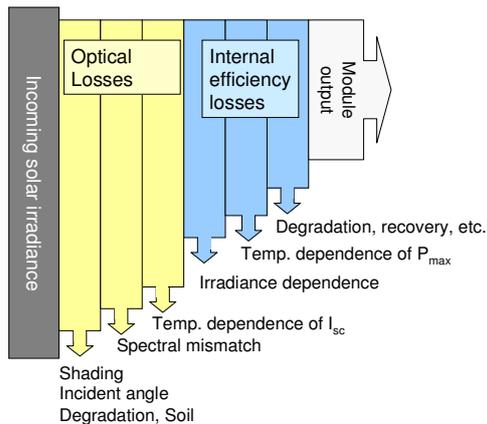


Fig. 2 Energy flow and loss factor of PV modules.

$P.R$  can be described as a sum of the loss factors as shown in equation (2).

$$K = \frac{\sum \left( P_{STC} \times \frac{G_{mea}}{G_{STC}} - I_{SPM} - I_{Tisc} - I_{Oisc} - I_{ID} - I_{TD} - I_O \right)}{\sum P_{STC} \times \frac{G_{mea}}{G_{STC}}} \times 100$$

$$= 100 - (\lambda_{SPM} + \lambda_{Tisc} + \lambda_{Oisc} + \lambda_{ID} + \lambda_{TD} + \lambda_O) \quad (2)$$

The loss due to the temperature dependence of  $I_{sc}$ , is calculated using equation (3).

$$I_{iscT} = P_{STC} \cdot \frac{G_{mea}}{G_{STC}} \cdot (1 - (1 + \alpha \cdot (T_{mea} - 25))) \quad (3)$$

where,  $I_{iscT}$  is the loss [W] due to the temperature dependence of  $I_{sc}$ ,  $P_{STC}$  is the maximum power under STC,  $T_{mea}$  is the measured module temperature [degC] and  $\alpha$  is the temperature coefficient of  $I_{sc}$  [1/degC].

The loss due to the spectral mismatch is calculated using equation (4).

$$I_{SPM} = P_{STC} \cdot \frac{G_{mea}}{G_{STC}} \cdot (1 + \alpha \cdot (T_{mea} - 25)) \cdot \left( 1 - \frac{1}{SF} \right) \quad (4)$$

where,  $I_{SPM}$  is the loss [W] due to the spectral mismatch. Spectral factor ( $SF$ ) is given by

$$SF = \frac{\int G_{STC}(\lambda) SR(\lambda) d\lambda \cdot \int G_{mea}(\lambda) d\lambda}{\int G_{mea}(\lambda) SR(\lambda) d\lambda \cdot \int G_{STC}(\lambda) d\lambda} \quad (5)$$

where,  $G_{STC}(\lambda)$  and  $G_{mea}(\lambda)$  are standard and measured spectral irradiance respectively and  $SR(\lambda)$  is the spectral response of the module.  $\lambda$  is the wavelength in [nm].

$I_{Oisc}$  is difference between measured  $I_{sc}$  ( $I_{scmea}$ ) and calculated  $I_{sc}$  using  $\alpha$  and spectral mismatch factor. Therefore, degradation, shading and incident angle dependence are also included.

$$I_{Oisc} = P_{STC} \cdot \frac{G_{mea}}{G_{STC}} \cdot (1 + \alpha \cdot (T_{mea} - 25)) \cdot \frac{1}{SF} - P_{STC} \cdot \frac{I_{scmea}}{I_{scSTC}} \quad (6)$$

The loss due to the irradiance dependence of  $P_{max}$ , is calculated using equation (7).

$$I_{ID} = P_{STC} \cdot \frac{I_{scmea}}{I_{scSTC}} - P_{cal}[25, I_{scmea}] \quad (7)$$

where,  $I_{ID}$  is the loss [W] due to the irradiance dependence of  $P_{max}$ .  $P_{cal}[T, I]$  is the maximum power under desired temperature and short-circuit current calculated using the  $I$ - $V$  curve correction model described at section 3.1.  $P_{cal}[25, I_{scmea}]$  means the calculated maximum power under 25[deg C] and  $I_{scmea}$ .

The loss due to the temperature dependence of  $P_{max}$ , is calculated using equation (8).

$$I_{TD} = P_{cal}[25, I_{scmea}] - P_{cal}[T_{mea}, I_{scmea}] \quad (8)$$

where,  $I_{TD}$  is the loss [W] due to the temperature dependence of  $P_{max}$ .

Finally, the miscellaneous loss is calculated using equation (9).

$$l_O = P_{cal} [T_{mea} \cdot I_{sc,mea}] - P_{mea} \quad (9)$$

where,  $l_{ID}$  is the miscellaneous loss [W].  $l_O$  is difference between measured and calculated power. Therefore, degradation, recovery and model error are also included.

#### 4 RESULTS AND DISCUSSIONS

##### 4.1 Indoor measurement results

Figure 2 shows the relative spectral responses used in this study. Table 1 shows the indoor measurement results. Four hours of the light soaking at  $1[\text{kW/m}^2]$  are performed for the CIS modules before the measurement. All the crystalline silicon technologies (pc-Si, c-Si(HJ), mc-Si and c-Si(BSC)) have initial power that are marginally within  $\pm 4\%$ . The CIS, a-Si and tandem module have an initial measured power at STC that is nearly 11%, 36%, and 19% over the nominal power respectively. After two month exposure, the STC power of a-Si and tandem module is nearly the nominal power. On the other hand, the CIS module has a power after exposure which is equal to its initial value.

Figure 3 shows the result of irradiance dependence at a module temperature of 25 [deg C] calculated by using translation model (IEC60891 correction procedure 3). Crystalline silicon and amorphous modules show a broad range in efficiency decrease. The highest decrease in efficiency can be seen for CIS\_A module. This module is pilot production. CIS\_B module is the latest production made in 2009 as a mass production. The irradiance dependence of the module shows the same tendency of crystalline silicon modules.

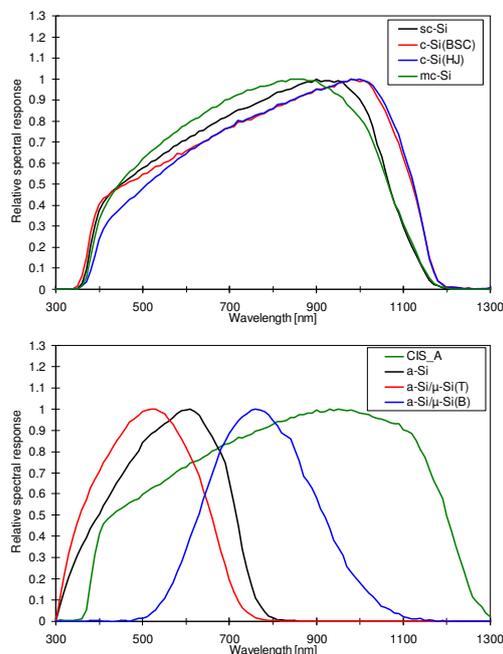


Figure 2. Spectral response of c-Si(upper) and thin-film(lower) PV modules.

Table 1 Comparison between measured power before exposure and measured power after two month exposure vs. nominal power on the nameplate.

Type	Before exposure [%]	After exposure [%]
pc-Si	-1.5	-
a-Si/c-Si(HJ)	3.8	-
mc-Si	2.1	-
a-Si/ $\mu$ c-Si	19.4	3.3
a-Si	36.1	-0.1
CIS	11.1	12.3
mc-Si(BC)	-1.4	-

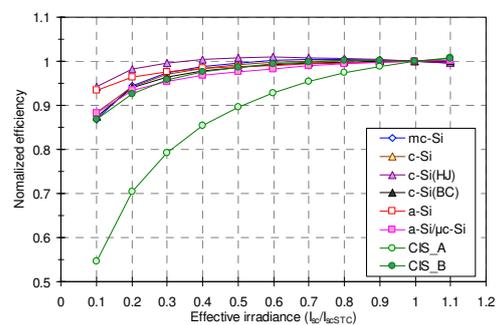


Figure 3 Irradiance dependence calculated from indoor measurements.

##### 4.2 Outdoor measurement results

Data from March 2009 to December 2009 are used for the analysis. Loss calculation results and nearly annual performance ratios are summarized in Figure 4 and 5 respectively. Six losses are illustrated individually. The positive value means the loss and negative value means the gain in the loss analysis. Figure 5 includes both the  $P.R.$ , calculated using the measured maximum power for each module, and the  $P.R.$  calculated using nominal power for each module.

The main loss factor in the all modules is temperature loss. The loss values depending on the temperature coefficient and module temperature varied from 8.8% to 4.2%. The temperature loss of c-Si(BSC) module was higher than that of c-Si module because the average temperature of c-Si(BSC) was about 5 [deg C] higher than that of c-Si module. This behavior was caused by the open-circuit conditions between  $I-V$  curve measurements. We are planning to improve the measurement system such as the static load resistance or MPPT system. The difference of the performance ratio between amorphous single junction and tandem module was the spectral mismatch loss. The performance ratio of the CIS\_A module was relatively lower than the others. Irradiance dependence of the CIS\_A module is smaller than that of the other modules, thus absolute amount of the irradiance dependence loss was higher. Figure 4 and 5 also shows the estimation results of CIS\_B module. The performance ratio and the loss value of CIS\_B showed similar findings to c-Si module.

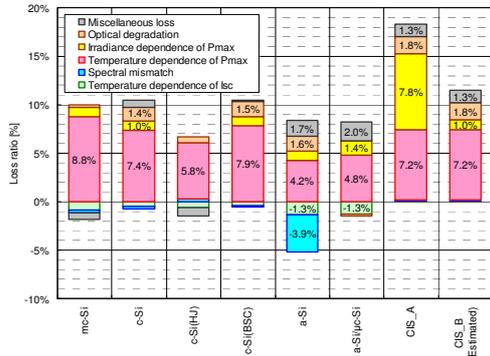


Figure 4 Ten months' loss ratio for each module.

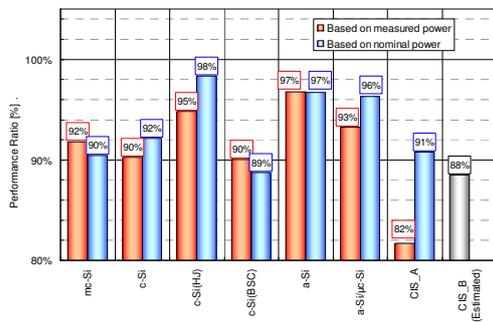


Figure 5 Ten months' performance ratio for each module, based on nominal and measured power.

#### 4.3 Seasonal trend

Monthly performance ratios are summarized in Figure 6. Performance ratios were lower in summer and higher in winter in the crystalline silicon and the CIS modules whereas the single junction amorphous module showed opposite trend and the tandem showed less seasonal change.

Seasonal trend of the loss due to the temperature was almost the same in all of the technologies. Higher temperature caused more loss in summer and colder temperature resulted less loss or even gain in winter. Temperature coefficient of the amorphous type is relatively smaller than that of the crystalline silicon's, thus absolute amount of the temperature loss was fewer in the amorphous type modules, which is shown in Fig. 7. Figure 8 shows the monthly spectral mismatch losses. The spectral mismatch losses factors were stable through the evaluation period in the single and the multi crystalline silicon and the CIS technologies. The spectral mismatch loss of amorphous module is approximately 7-8% gain in summer and approximately 1% loss in winter. However, the seasonal loss of tandem module is smaller than that of amorphous module. This is caused by the current mismatch effect of the component cells. Figure 9 shows the monthly average spectral match (as defined by IEC 60904-9) of solar spectrum under noon clear day. The spectral match in the short wavelength range was higher in summer and lower in winter, whereas the spectral match in the long wavelength range showed opposite trend. Seasonal changes of short wavelength range were caused by air mass, and that of long wavelength range were caused by water vapor absorption. Therefore, the  $I_{sc}$  of the tandem module is limited by the

bottom cell in summer, and contrary behavior can be seen in winter. This behavior also depends on the device design of the component cells and meteorological condition in the field.

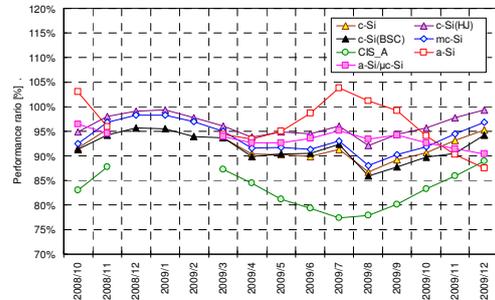


Figure 6 Monthly performance ratios.

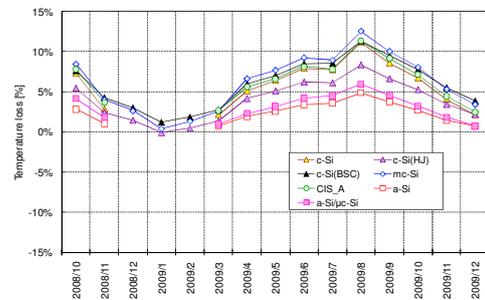


Figure 7 Monthly temperature losses.

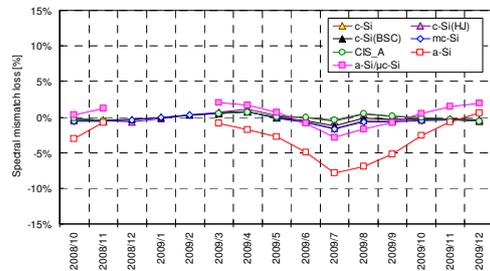


Figure 8 Monthly spectral mismatch losses.

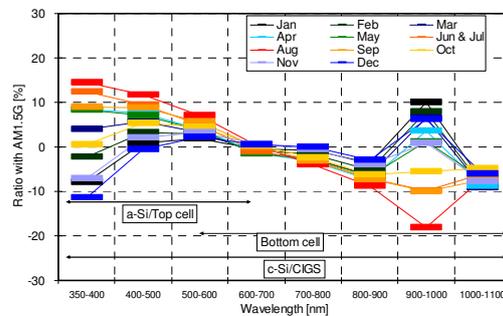


Figure 9 Changes of the monthly average spectral match (as defined by IEC 60904-9) of solar spectrum under noon clear day.

## 5 CONCLUSION

Performance analysis results of the crystalline silicon, amorphous silicon and CIS technologies were summarized and quantitative analysis method based on indoor measurement was proposed in this paper. As a result, ten months' performance ratios varied from 97% to 82% among the different modules. Spectral dependence of the amorphous single and tandem modules and irradiance dependence of CIS modules were confirmed in the analysis. It was shown that quantitative analysis method is useful how the characteristic of PV modules gives the influence to the amount of the energy generation. Additionally, we also investigate the performance comparison between the PV systems and I-V measurements of the module [5]. The project is currently evaluation the performances of the advanced PV technologies. Suitable PV technology for each climate condition will be clarified in this project.

## 6 ACKNOWLEDGMENTS

This work was supported by NEDO under the Ministry of Economy, Trade and Industry. Authors would like to acknowledge their support and cooperative discussions with the project members.

## REFERENCES

- [1] Y. Tsuno, Y. Hishikawa and K. Kurokawa, "A METHOD FOR SPECTRAL RESPONSE MEASUREMENTS OF VARIOUS PVMODULES," 23rd EUPVSEC (2008) 2723-2727.
- [2] R. P. Kenny, E. D. Dunlop, H. A. Ossenbrink and H. Müllejans, "A Practical Method for the Energy Rating of c-Si Photovoltaic Modules Based on Standard Tests", Prog. Photovolt: Res. Appl. Vol. 14, pp. 155-166, 2006.
- [3] Y. Tsuno, Y. Hishikawa and K. Kurokawa, "MODELING I-V CURVES OF PV MODULES USING LINEAR INTERPOLATION /EXTRAPOLATION, " Solar Energy Materials and Solar Cells, 93 (2009) 1070-1073.
- [4] Y. Tsuno, Y. Hishikawa and K. Kurokawa, " Translation Equations for Temperature and Irradiance of the I-V curves of Various PV Cells and Modules", 4th WCPEC, (2006), 2246-2249.
- [5] Y. Ueda, Y. Tsuno, M. Kudo, H. Konishi and K. Kurokawa, "COMPARISON BETWEEN THE I-V MEASUREMENT AND THE SYSTEM PERFORMANCE IN VARIOUS KINDS OF PV TECHNOLOGIES", 4EP.1.5, (this conference)

## A COMPARATIVE STUDY ON LIFE-CYCLE ANALYSIS OF 20 DIFFERENT PV MODULES INSTALLED AT A HOKUTO MEGA-SOLAR PLANT

Masakazu Ito<sup>1</sup>, Mitsuru Kudo<sup>2</sup>, Masashi Nagura<sup>2</sup>, Kosuke Kurokawa<sup>1</sup>

<sup>1</sup> Solutions Research Laboratory, Tokyo Institute of Technology, <sup>2</sup> NTT Facilities, Inc.

2-12-1 Ookayama, Meguro-ku, Tokyo, 152-8550, Japan,

Tel: +81-3-5734-3809, Fax: +81-3-5734-3559, E-mail: ito@ssr.titech.ac.jp

**ABSTRACT:** The purpose of this study is to obtain the suitable type of the Mega-solar system from environmental viewpoint. The authors have evaluated 6 type of 20 PV modules by the Life-cycle analysis (LCA) with actual equipment's data. They are single crystalline silicon (sc-Si), amorphous silicon (a-Si)/sc-Si, multi crystalline silicon (mc-Si), a-Si, micro crystalline silicon ( $\mu$ c-Si)/a-Si and CIS. The boundary of the LCA is from mining to waste management. Mining, manufacturing and waste management were from LCA database. Transport, construction and amount of equipments were obtained from actual systems. Because irradiation data and output electricity were also actual data, we can avoid difficulties of assumptions, such as actual output power of thin-films. In addition, they were installed at one plant, it is suitable for comparing PV systems.

As a result, energy requirement was from 18 to 48 GJ/kW. Energy payback time was from 1.4 to 3.8 years. CO<sub>2</sub> emissions were 1.2 to 2.7 t-CO<sub>2</sub>/kW. CO<sub>2</sub> emissions rate were 31 to 67 g-CO<sub>2</sub>/kWh. Multi-crystalline (mc-Si) and CIS got good result. Because the mc-Si and the CIS PV module have high efficiency and lower energy requirement. Especially, the CIS module generate more electricity than expected electricity with catalogue efficiency. The single-crystalline silicon PV module did not get good result. Because considering its energy requirement, it is not high efficiency, especially the PV modules installed in this site. However, if we think about the CO<sub>2</sub> emissions rate, it is much smaller than fossil power plant. Therefore, it has potentials to mitigate global warming.

**Keywords:** Environmental Effect, Large Grid-connected PV systems, LCA, Energy payback time, CO<sub>2</sub> emissions rate, Mega-solar

### 1 INTRODUCTION

New Energy and Industrial Technology Development Organization (NEDO) has started a 5-year project 'Verification of Grid Stabilization with Large-scale PV Power Generation Systems' in 2006. This is focusing on generating high quality electricity, which does not affect grid voltage, frequency and waveform.

Our group consisting of Hokuto city in Yamanashi prefecture, NTT Facilities Inc., Tokyo Institute of Technology (Tokyo Tech), National Institute of Advanced Industrial Science and Technology (AIST) and Hitachi, Ltd. is constructing a 2 MW PV system in Hokuto city in Yamanashi prefecture in Japan as shown in figure 1. The installation site is famous for sunny area in Japan. The purposes of our group are;

- (1) Develop a large capacity PV power conditioner considering grid stability,
- (2) Find suitable PV modules for a large scale PV system including advanced PV modules,
- (3) Research on a system design, materials and construction methods from economic and environmental viewpoint.

For the purposes of (2) and (3), 600 kW PV systems were installed for research. 10 kW array was assumed one array unit using one type of PV module. And 60 array units were consisted of more than 20 PV modules from different companies. And also they have different tilt angle, tracking system and concentrating system. Almost equipment had been installed, and we are collecting data of the systems. This project will finalize in March 2011.

The study on this paper belongs to (2) above, and the main topic is comparing the energy requirement and the CO<sub>2</sub> emissions of the PV systems by the LCA approach. We can find papers on LCA for example Moore [1] and Fthenakis [2] and so on [3-7]. However, it is difficult to

find a LCA study comparing such a many types of PV systems in one site. Especially, we can avoid difficulties of assumptions such as actual output power of thin-films, because irradiation and output is actual data.



Figure 1 The Mega-solar system installed in Hokuto, Yamanashi, Japan. About 30 types of PV systems were installed.

### 2 METHODOLOGY

#### 2.1 Indexes

For evaluation of the systems, we applied the Life-Cycle Analysis (LCA) methodology. It is an appropriate measure to evaluate the potential of the systems in detail, because the purpose of this methodology is to evaluate its input and output from cradle to grave. In this study, energy payback time (EPT) and the CO<sub>2</sub> emission rate of the systems were calculated with this method. These indices are defined by the following equations:

$$EPT(\text{year}) = \frac{\text{Total primary energy requirement of the PV system throughout its life-cycle [GJ]}}{\text{Annual primary energy reduction by using PV system [GJ/year]}} \quad \text{eq. 1}$$

EPT means years to recover primary energy consumption throughout its life-cycle by its own energy production. Both the total primary energy requirement of the PV system and the annual power generation concerned primary energy.

$$\text{CO}_2 \text{ Emission rate (g - CO}_2\text{/kWh)} = \frac{\text{Total CO}_2 \text{ emissions throughout its life - cycle (g - CO}_2\text{)}}{\text{Annual power generation [kWh/year] } \times \text{Lifetime [year]}} \quad \text{eq. 2}$$

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

## 2.2 Boundary

The boundary of the LCA is from mining to waste management as shown in figure 2. Mining, manufacturing and waste management are from LCA database [8,9,10]. And summary of the NEDO database [10] were presented by Komoto [14] at the 23rd EUPVSEC held in Valencia. The PV modules written in the paper were assumed to be produced in Japan. Transport, construction and amount of equipments are obtained from actual system. Because this project is for research, it is difficult to correct data of operation and maintenance. However, they are negligible usually.

Equipments evaluated in this study are from PV modules to transformer through inverters. Therefore, transmission lines does not included in this study. Because there are many types of PV systems in the 600 kW research field, it is difficult to make same conditions for each PV system. For example, cable lengths are different. Therefore, to avoid this problem, each type of PV modules was assumed to be installed 600 kW for LCA. Actual cable length, type, and area were used for evaluation.

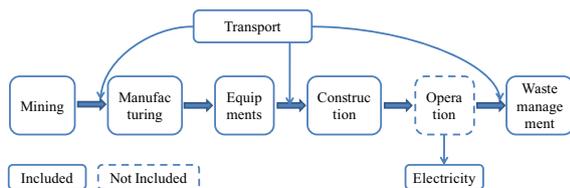


Figure 2 Life-cycle flow for the PV systems

Table 1 References for LCA of the 20 types of PV systems

	PV module	Other components
Mining	NEDO database [10,14]	LCA database [8,9]
Manufacturing	NEDO database [10,14]	LCA database [8,9]
Transport	Actual data	LCA database [8,9]
Construction	Actual data	
Waste management	LCA database [8,9]	LCA database [8,9]

## 2.3 Estimation

The LCA calculation of equipments was done by JEMAI-LCA [9]. Because each PV module's inventory data are difficult to open, NEDO had a project to

construct PV module LCI database [10]. Secondary data are written in the database. After calculating LCI of each equipments, the authors summarized them by Microsoft Excel.

## 3 SYSTEM DESIGN

### 3.1 PV modules

About 30 types of PV modules were installed in the site. The single crystalline silicon PV modules are from 7 companies, the multi crystalline silicon PV modules are from 8 companies, the a-Si PV modules are from 3 companies, and the CIS PV modules are from 2 companies. They are with flame. D2 type PV module is only 3 kW. But, we assumed they were installed whole array, and evaluated considering actual system output.

Table 2 PV modules evaluated in this study

Type	Nominal power [W]	Module efficiency [%]	Capacity [kW]
A1: sc-Si	84	13.2	30
A2: a-Si/sc-Si	186	15.9	30
A3: sc-Si	160	12.6	10
A4: sc-Si	160	12.6	10
A5: sc-Si	150	11.8	10
A6: sc-Si	200	12.0	30
A7: sc-Si	173	12.0	30
B1: mc-Si	167	12.6	30
B2: mc-Si	179	14.0	100
B4: mc-Si	167	13.2	30
B5: mc-Si	180	12.3	10
B6: mc-Si	190	13.0	10
B7: mc-Si	240	12.4	30
B8: mc-Si	170	13.5	10
C1: a-Si	60	6.1	30
C2: μc-Si/a-Si	110	8.8	10
C3: μc-Si/a-Si	130	8.3	10
D1: CIS	70	8.8	30
D2: CIS	125	11.2	3

### 3.2 Array design

The array support structures were assumed simple structures as shown in figure 3. Steel pile showing in figure 4 were applied for foundation, because it is better than concrete foundation from environmental view point. This was reported by authors in PVSEC 17 held in Fukuoka in 2007 [11]. The array support structures are followed Japanese regulations, for example, wind velocity was assumed 30 m/s in the region. An interval of 2 m for it was designed to optimize requirement of materials. The array unit is 20 m width and 2.5 m height for a 10 kW system usually. They are depends on its efficiency. Weight of the array and the earth screw per 10 kW unit are 0.87 t and 1.1 t for 3 m depth. This depth is depends on position of hole. They are considered yield ratio.



Figure 3 Simplified array structures installed at the Hokuto city



Figure 4 The end of earth screw used at the Mega-solar plant

### 3.3 Inverters and wiring

10 kW inverters were installed for each 10 kW arrays. The inverters were installed at backside of array structures, and the outputs of the inverters are collected at a transformer substation.

## 4. PARAMETERS FOR THE LCA STUDY

### 4.1 Yield of the PV arrays

The yields of the PV systems were measured from April 2008 until March 2009. To consider yield of its life-time, 0.5%/year degradation ratio was considered for LCA study. And average of the life-time, 30 years was calculated. Annual yield of the PV systems for this LCA study are shown in table 3. The kW in table 3 is not same as label on the backside of PV module, but we calculated actual capacity by using data sheet of each PV modules. The output of Thin-films are after initial degradation.

### 4.2 Life-time

30 years life-time of the equipments were assumed except for inverters. The LCA guide line [13] says the life-time of inverters for large PV power plant is 30 years with 10% renewal every 10 years. However capacity of the inverters installed in this 600 kW site is 10 kW. Therefore, 15 years life-time which is for small size plants was applied to this study.

### 4.3 Transport

Transport of PV modules and inverters from factory

to installation site were obtained from actual data. The PV modules made in Japan were transported by truck. Other PV modules imported from overseas were transported by truck and ship. And other components were assumed 100 km considering its factories. Transport for waste management was assumed for two parts; site to intermediate site and to landfill. They were assumed 100 km each.

### 4.4 Waste management

After their lifetime, they will be treated and landfilled. All equipments were assumed as industrial waste. Recycle stage is not included at this time.

### 4.5 LCI data used for the LCA study

Table 4 shows assumptions of LCI data of equipments. The LCI data of PV modules and inverters were referred to NEDO report in 2009 [10]. However, the report did not study on a-Si. Therefore LCI data of a-Si was referred from NEDO report in 2001 [6]. In the reports, one result is available for each PV module. Therefore, the authors assumed that energy requirement and CO<sub>2</sub> emissions of same type of PV module "per area" are same. Same energy requirement and same CO<sub>2</sub> emissions per area were applied to same type of PV modules. On the other hand, the inverter was considered one time replacement. Other equipments were calculated by analyzing its materials by JEMAI-LCA [9].

Table 3 Annual yield of each PV systems. They are actual observed data considered 30 years lifetime and 0.5%/year degradation ratio

Type	Yeild [kWh/kW]
A1: sc-Si	1412
A2: a-Si/sc-Si	1397
A3: sc-Si	1487
A4: sc-Si	1319
A5: sc-Si	1420
A6: sc-Si	1428
A7: sc-Si	1383
B1: mc-Si	1338
B2: mc-Si	1426
B4: mc-Si	1419
B5: mc-Si	1500
B6: mc-Si	1451
B7: mc-Si	1404
B8: mc-Si	1440
C1:a-Si	1295
C2:c-Si/a-Si	1337
C3:a-Si	1333
D1:CIS	1538
D2:CIS	1494

Table 4 Assumptions of LCA data of the system equipments

	Module efficiency in reference	Energy requirement	CO <sub>2</sub> emissions
PV module [10]			
sc-Si	14.3 %	3986 MJ/m <sup>2</sup>	193.5 kg-CO <sub>2</sub> /m <sup>2</sup>
a-Si/sc-Si	16.6 %	3679 MJ/m <sup>2</sup>	178.0 kg-CO <sub>2</sub> /m <sup>2</sup>
mc-Si	13.9 %	2737 MJ/m <sup>2</sup>	135.2 kg-CO <sub>2</sub> /m <sup>2</sup>
a-Si (in 2001[12])	-	1202 MJ/m <sup>2</sup>	54.3 kg-CO <sub>2</sub> /m <sup>2</sup>
a-Si/μc-Si	8.6 %	1210 MJ/m <sup>2</sup>	67.8 kg-CO <sub>2</sub> /m <sup>2</sup>
CIS	10.1%	1105 MJ/m <sup>2</sup>	67.5 kg-CO <sub>2</sub> /m <sup>2</sup>
10 kW inverter [10]		0.57 GJ/kW	43 kg-CO <sub>2</sub> /kW
Cable, conduit [9]		1068 GJ/600kW	62.0 t-CO <sub>2</sub> /600kW
Array (Galvanized steel) [9]		22.5 GJ/t	1.91 t-CO <sub>2</sub> /t

### 5. EVALUATION RESULTS

The 6 types of 20 PV systems with 20 PV modules from different companies were evaluated with actual kWp and yield. They are sc-Si, a-Si/sc-Si, mc-Si, a-Si, μc-Si/a-Si and CIS. Figure 5 shows result of energy requirement and energy payback time. The energy requirement was from 18 to 48 GJ/kW. Energy payback time was from 1.4 to 3.8 years. First group of larger energy requirement was A1 to A7 which was sc-Si. They were between 37 and 48 GJ/kW. And second group was A2, B1 to B8 and C1 to C3. They were a-Si/sc-Si, mc-Si, a-Si and μc-Si/a-Si. They were between 25 and 32 GJ/kW. The smallest energy requirement was CIS PV modules, which was D1 and D2. It was 19 and 23 GJ/kW. The transportation of A6 and A7 is much larger than the others, because, the two modules were imported from Europe. The others were imported from Asia and Japanese products. The shortest energy payback time was 1.4 year which was obtained by D2:CIS PV module. Because it is high efficiency, 11.2 %, even it is lower energy requirement. On the other hand, largest energy payback time was 3.8 years by A6:sc-Si. Because large energy requirement of sc-Si and long transport. Average was 2.6 years.

The results of CO<sub>2</sub> emissions showing figure 6 are almost same as result of energy requirement. The large CO<sub>2</sub> emissions were obtained by A1 to A7 without A2. And second was A2, B1 to B8, C1 to C3 and D1. D2 was the smallest CO<sub>2</sub> emissions as same as energy requirement. But B8:mc-Si was also good result comparing to result of energy. The smallest CO<sub>2</sub> emissions rate was obtained by D2:CIS PV module. And the highest was A6:sc-Si. However, A2:a-Si/sc-Si was competitive between other PV modules, because its efficiency was higher than others. Other sc-Si did not be obtained as good result, because the installed sc-Si PV module was not high efficiency comparing to reference. The CO<sub>2</sub> emissions were 1.2 to 2.7 t-CO<sub>2</sub>/kW. And CO<sub>2</sub> emissions rate were 31 to 67 g-CO<sub>2</sub>/kWh.

For the energy requirement and CO<sub>2</sub> emissions, the PV module occupied more than half, and next was array support, foundation or transport. Even in the lowest energy requirement and CO<sub>2</sub> emissions of CIS, the share of PV module was half.

V. M. Fthenakis et al in 2008 [2] have been obtained 30 to 35 g-CO<sub>2</sub>eq/kWh of Ribbon, mc-Si and sc-Si PV modules for ground mounted system at Southern Europe. And M.J. de Wild-Scholten et al [5] have reported 33 to 41 g-CO<sub>2</sub>eq/kWh for roof and ground mounted structure at Southern Europe condition in 2007. They are smaller than this report. The authors think the reason is irradiation. The irradiation at installation site, Hokuto is about 1360 kWh/m<sup>2</sup>/year. This is smaller than the southern Europe 1700 kWh/m<sup>2</sup>/year.

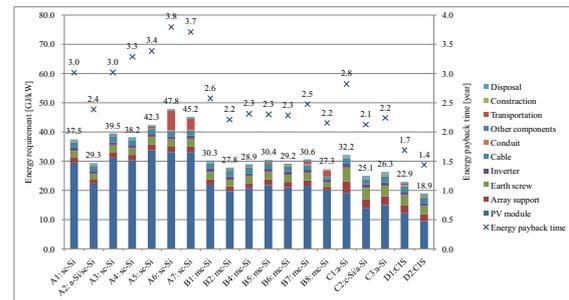


Figure 5: The energy requirement and the Energy payback time of the Mega-solar system

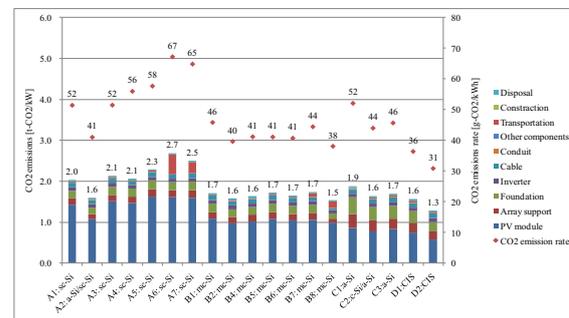


Figure 6: The CO<sub>2</sub> emissions and the CO<sub>2</sub> emissions rate of the Mega-solar system

### ACKNOWLEDGMENT

The authors thank NEDO, New Energy and Industrial Development Organization for supporting our project.

### REFERENCES

- [1] J. E. Mason, V. M. Fthenakis, T. Hansen and H. C. Kim, Energy payback and life-cycle CO<sub>2</sub> emissions of the BOS in an optimized 3.5 MW PV installation, Progress in Photovoltaics 2006; 14(2): 179-190.
- [2] V. M. Fthenakis, H. C. Kim and E. Alsema, Emissions from photovoltaic life cycles, Environmental Science & Technology 2008; 42 (6): 2168-2174.
- [3] V. M. Fthenakis and H. C. Kim, CdTe photovoltaics: Life cycle environmental profile and comparisons, Thin Solid Films 2007; 515 (15): 5961-5963.
- [4] N. Jungbluth, Life cycle assessment of crystalline photovoltaics in the swiss ecoinvent database, Progress in Photovoltaics 2005; 13 (5): 429-446.
- [5] M.J. de Wild-Scholten, E.A. Alsema, E.W. ter Horst, Manfred Bächler and V. M. Fthenakis, A cost and

- environmental impact comparison of grid-connected rooftop and ground-based PV systems, EUPVSEC-21 2006; EUPVSEC-21, pp. 3167-3173
- [6] K. Kato, A. Murata and K. Sakuta, Energy pay-back time and life-cycle CO<sub>2</sub> emission of residential PV power system with silicon PV module, Progress in Photovoltaics 1998; 6 (2): 105-115.
- [7] 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 in the Gobi desert from economic and environmental viewpoints. Solar Energy Materials & Solar Cells 75 2003. 507-517 pp
- [8] JLCA-LCA database 2009 Fy 1st Edition
- [9] JEMAI LCA Pro, Japan Environmental Management Association for Industry
- [10] NEDO, Research and development of fabrication technologies for Life-Cycle Assessment of PV systems (2009)
- [11] M. Ito, M. Kudo, K. Kurokawa, A Preliminary Life-Cycle Analysis of A Mega-solar System in Japan, Proceedings of PVSEC-17 (2007) 508
- [12] Development of Technology Commercializing Photovoltaic Power Generation System, Research and Development of Photovoltaic Power Generation Application System and Peripheral Technologies, Survey and Research on the Evaluation of Photovoltaic Power Generation. 2001. NEDO. 45 pp. (In Japanese, summary in English is available)
- [13] Alsema E., Fraile D., Frischknecht R., Fthenakis V., Held M., Kim H.C., Pölz W., Rauei M., de Wild Scholten M., 2009, Methodology Guidelines on Life Cycle Assessment of Photovoltaic Electricity, Subtask 20 "LCA", IEA PVPS Task 12
- [14] K. Komoto, H. Uchida, M. Ito, K. Kurokawa, A. Inaba, Estimation of Energy Payback Time and CO<sub>2</sub> Emissions of Various Kind of PV Systems, Proceedings of 23rd EUPVSEC (2008) 3833-3835

## COMPARISON BETWEEN THE I-V MEASUREMENT AND THE SYSTEM PERFORMANCE IN VARIOUS KINDS OF PV TECHNOLOGIES

Yuzuru UEDA<sup>1</sup>, Yuki TSUNO<sup>2</sup>, Mitsuru KUDO<sup>3</sup>, Hiroo KONISHI<sup>3</sup> and Kosuke KUROKAWA<sup>1</sup>

1. Tokyo Institute of Technology, 2-12-1 Ookayama, Meguro-ku, Tokyo, 152-8552, Japan

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

3. NTT FACILITIES, INC., Granparktower, 3-4-1 Shibaura, Minato-ku, Tokyo, 108-0023, Japan

**ABSTRACT:** The outdoor I-V curve measurements and the output monitoring of the real operating systems are widely used in the research area. The outdoor I-V curve measurement of the single module is a useful technique to characterize the PV modules. However, the I-V curve measurements are intermittent measurements so the deployed conditions are not exactly the same as the real operating conditions. HOKUTO Mega-Solar Project has been conducted in Hokuto city, Japan since 2006. One of the objectives is the evaluation of the advanced PV technologies in the outdoor condition. Single crystalline silicon, multi crystalline silicon, amorphous silicon and compound thin-film are compared in both I-V measurements and 10kW systems. Higher module temperature than the real operating condition are observed in the I-V measurements because the modules are under the open circuit condition between the I-V measurements. CIS module had performance drop in low irradiance level but this is improved in the latest mass production. The a-Si and the a-Si/ $\mu$ c-Si modules showed better performance in the I-V measurements but relatively poor performance in the 10kW systems.

**Keywords:** I-V measurement, System Performance, c-Si, a-Si, CuInSe<sub>2</sub>

### 1 INTRODUCTION

An energy production of the PV system is depending on the climate conditions. Different PV technologies have different characteristics in the outdoor, i.e. different temperature coefficient, different spectral response and so on. The appropriate choice of the PV technology is an essential for the designing of the PV power plant.

In order to evaluate the PV modules and the systems, the outdoor I-V curve measurements and the output monitoring of the real operating systems are widely used in the research area. The outdoor I-V curve measurement of the single module is a useful technique to characterize the PV modules. However, the I-V curve measurements are intermittent measurements and the module is in the open circuit condition between the measurements in some cases. The real operating modules in the grid connected systems are series and/or parallel connected and continuously generating the electricity during the daytime thus the PV module is not in the same condition between the I-V curve measurements and the real systems.

This paper describes the comparison results of the PV system performances and I-V curve measurements of the different PV technologies.

### 2 SYSTEM CONFIGURATIONS

#### 2.1 HOKUTO Mega-Solar Project

“HOKUTO Mega-Solar Project” has been conducted by NEDO in Hokuto city, Japan since 2006. The main objectives of the project are the evaluation of the advanced PV technologies and development and demonstration of the grid stabilization technology for large scale PV systems. Approximately 2 MW of PV power plant was constructed in this project.

#### 2.2 PV modules

Twenty four kinds of PV modules are installed in the first phase of the installation. Single crystalline silicon

(sc-Si) PV cells / modules, multi crystalline silicon (mc-Si) PV cells / modules, amorphous silicon (a-Si) PV modules, compound thin-film PV modules and spherical solar cells are selected from all over the world. The imported cells were encapsulated in Japan. Fig. 1 shows the photo of the demonstration area and Table.1 summarizes the types and manufacturers of the installed PV modules.

#### 2.3 I-V curve measurement

Each type of the modules is mounted on the I-V test bench. The orientation is due south and the tilt angle is 30 degrees. I-V curves of each module are measured for every 5 min. and each module are under the open circuit condition between the measurements. Meteorological data such as irradiance and spectral distribution and the module temperature are also measured.

#### 2.4 10kW PV systems

Southerly orientated fixed 30 degree frame is used



**Figure 1:** Photo of the demonstration site

**Table I:** List of the installed modules (1st phase)

Type	Manufacturer	Capacity [kW]
single-crystalline silicon	SHARP	30
	SANYO	30
multi-crystalline silicon	SHARP	30
	KYOCERA	100
	Mitsubishi electric	30
amorphous silicon	KANEKA (single)	30
	KANEKA (tandem)	10
	Mitsubishi Heavy Industries	10
	Fuji Electric Systems	10
spherical	SST	20
compound thin-film	Showa Shell Solar	30
	Honda Soltec	3
single-crystalline silicon	MOTECH	10
	KPE	10
	E-TON	10
	Isofoton	30
	GE	30
	Sun Power	50
multi-crystalline silicon	Q-Cells	10
	ErSol	10
	Suntech	30
	BP Solar	10
	Day4Energy	30
	Schott Solar	30

for the grid connected systems. The typical array capacity and the inverter capacity are 10kW. Output of the system is measured every minute at both DC and AC side. Module temperatures are measured at the back side of the modules using thermocouple sensor.

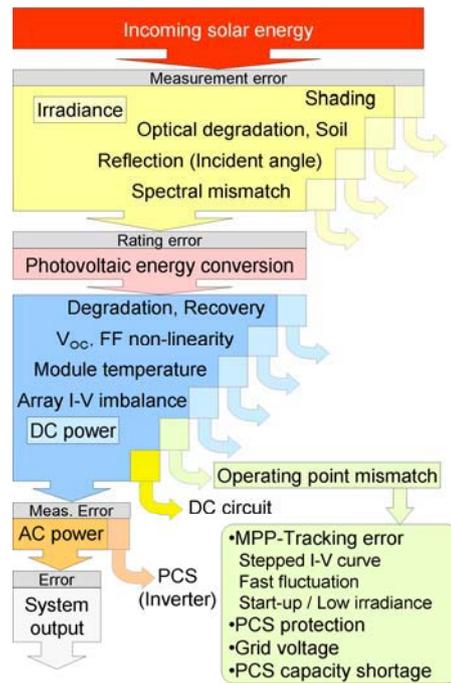
### 3 EVALUATION METHODS

#### 3.1 Photovoltaic energy conversion loss model of PV systems

PV cells and modules are rated under the standard test condition (STC) which is a light intensity of 1 [kW/m<sup>2</sup>] with an A.M 1.5G spectral distribution and 25 degrees Celsius of the cells/module temperature. However, the solar irradiance and the temperature are not always the same as this condition in the outdoor. Those are always changing and STC is rarely observed in most of the climate conditions. Thus the performance losses or gains occur due to the difference of the irradiance level, spectral distribution and temperature. Soil accumulation, degradation and efficiency drop or gain also occur on the outdoor deployed PV modules.

PV modules are connected in series and/or parallel in the array and the array is connected to the inverter by cable through the connection box with blocking diodes in the typical system configuration. Performance losses occur due to the imbalance of the I-V characteristics of each module, cabling and diodes in this configuration.

Power conditioning subsystem (PCS) of the grid connected PV system usually has a function of the maximum power point (MPP) tracking and grid protection in addition to the inverter function. The MPP tracker is controlling the operating point (current and



**Figure 2:** Photovoltaic energy conversion loss model of PV systems

voltage) of the array in order to pull the maximum output power from the array under the given condition. Performance loss occurs if the MPP tracker misses the MPP during the operation. The inverter also has some loss during the inversion from DC to AC.

The input energy of the PV module/array need to be measured for the performance analysis, pyranometer is commonly used to measure the incoming solar irradiance. The sensor measures the irradiance at the installed point whereas the PV array is deployed in the wide area. Thus the shading may occur on the PV array even when the pyranometer is not covered by the clouds. Incident angle dependency of the pyranometer is different to the PV panel. This makes a difference between the measured irradiance by the sensor and the received irradiance by the solar cells in the module.

Fig. 2 shows the photovoltaic energy conversion loss model of PV systems in the outdoor. All the mentioned loss factors and gain factors are aligned in the order of their occurrence.

#### 3.2 Performance ratio

Overall performance is evaluated using performance ratio (P.R). P.R is calculated by using equation (1).

$$P.R = \frac{\sum P_{PV}}{P_{nom}} \cdot \frac{G_S}{\sum G_{Ag}} = \frac{E_{PV}}{P_{nom}} \cdot \frac{G_S}{H_{Ag}} \quad (1)$$

where  $P_{PV}$  [kW] is a measured DC output power,  $P_{nom}$  [kW] is a nominal power on the nameplate,  $G_S$  [kW/m<sup>2</sup>] is the STC sunlight,  $G_{Ag}$  [kW/m<sup>2</sup>] is a measured global irradiance at the PV modules' plane,  $E_{PV}$  [kWh] is a DC output energy during the evaluation period and  $H_{Ag}$  [kWh/m<sup>2</sup>] is a total global irradiation at the PV modules' plane. Sum of the nominal powers on the nameplates of the PV modules are used as the system rated power.

#### 3.3 Analysis of the I-V measurement data

The four I-V curves were measured prior to the outdoor exposure in indoor testing facility under the

following conditions. [1, 2]

- A. 1SUN / 25degC / AM1.5G
- B. 1SUN / 65degC / AM1.5G
- C. 0SUN / 25degC
- D. 0SUN / 65degC

Four hours of the light soaking are performed for the CIS modules before the measurement. The second measurements are also performed for the a-Si (single and tandem) and CIS module after approximately two months of the outdoor exposure along with the sc-Si module as a reference.

The indoor measurement results of the condition A are used as the output power under the STC ( $P_{STC}$ ) for each module. The second measurement results are applied for the a-Si (single/tandem) modules and the first (initial) measurement results are applied for the rest.

The IEC60891 (correction procedure 3) translation model is used to calculate the I-V curves under the desired conditions. Measured I-V curves are compared with the calculated I-V curves under the same irradiance level and temperature. The difference of the I-V characteristics are assumed as the losses and the gains and these are separated into the following factors. [3]

1. Shading, optical degradation, reflection, error of short circuit current ( $I_{sc}$ ) calculation
2. Spectral mismatch
3. Temperature dependence of  $I_{sc}$
4. Irradiance dependence of  $P_{max}$
5. Temperature dependence of  $P_{max}$
6. Miscellaneous loss (degradation, recovery, model error)

### 3.4 Analysis of the system monitoring data

Performance losses of the systems are quantitatively calculated using Sophisticated Verification (SV) method [4, 5]. The latest version of the SV method can separate the system performance loss into 12 loss factors which are:

1. Shading ( $s$ )
2. Effective array peak power ( $AP$ )
3. Reflection ( $R$ )

4. Module temperature ( $T$ )
5. PCS capacity shortage ( $PS$ )
6. Grid voltage ( $GV$ )
7. Operating point mismatch (high voltage) ( $MH$ )
8. Fluctuation ( $F$ )
9. DC circuit ( $DC$ )
10. PCS (Inverter) ( $PC$ )
11. PCS Off / PCS Standby ( $PO$ )
12. Miscellaneous loss and error ( $Er$ ).

P.R can be described as a multiplication of the loss factors ( $K_X$ ) as shown in equation (2).

$$P.R = K_S \cdot K_{AP} \cdot K_R \cdot K_T \cdot K_{PS} \cdot K_{GV} \cdot K_{MH} \cdot K_F \cdot K_{Er} \cdot K_{DC} \cdot K_{PC} \cdot K_{PO} \quad (2)$$

Effective array peak power is one of the unique factors in this analysis method. It is defined as the modal value of the ratio of the PV output to the irradiance which appeared most frequently in the clear and stable data-set during the evaluation period. The effects of rating error, degradation and recovery, I-V imbalance and spectral mismatch are reflected in this factor.

## 4 RESULTS AND DISCUSSIONS

### 4.1 Performance ratios comparison

Data from March 2009 to December 2009 are used for the analysis. Performance ratios and losses are calculated for each month and for ten months. Fig.3 shows the comparison result of the 10 months' performance ratios of seven different types of modules. Both the results of the I-V measurements and the 10kW systems are depicted in the same figure along with the losses. The negative value on the left Y axis means the gain and the positive value means the loss.

According to the loss model, it is natural to expect slightly higher performance ratios in the I-V measurements than the systems' because the losses of array I-V imbalance, operating point mismatch and DC circuit will not occur in the I-V measurement.

As a result, performance ratios of the I-V measurements were higher in sc-Si, sc-Si (hetero

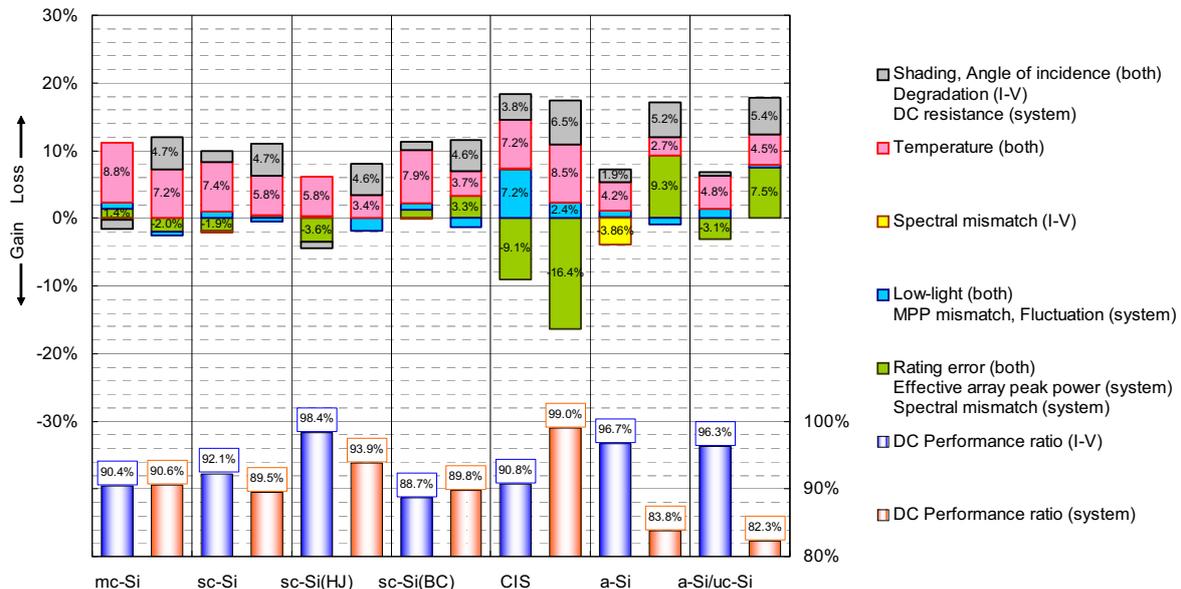


Figure 3: Ten months' performance ratios and loss analysis results of I-V measurements and 10kW systems

junction), a-Si and a-Si/ $\mu$ c-Si tandem types whereas the mc-Si showed almost the same values and sc-Si (back contact) and CIS showed opposite.

#### 4.2 Temperature loss analysis results

Performance losses due to the module temperature were larger in I-V measurement in most of the module types. This means the module temperature of single module for I-V measurement is higher than that of the modules' in 10kW array. Since the modules for the I-V measurements are under the open circuit condition, incident sunlight is not converted to electricity in these modules. [6] On the other hand, the modules in the 10kW systems convert the energy according to its efficiency.

Fig. 4 shows the monthly average temperatures of the modules. The X axis is the module conversion efficiency and the Y axis is the temperature. As a result, modules with the higher efficiency tend to have bigger temperature difference between the I-V measurement and the 10kW system. Module temperatures of the higher efficiency module in the systems are lower than the others. This is reasonable result because the higher efficiency module can convert more input energy to the electricity thus the rest of the input energy which become the heat is less than others.

#### 4.3 Low light performance

Non-linearity characteristics to the irradiance level are mainly observed in the open circuit voltage and the fill factor whereas the short circuit current is almost proportional to the input irradiance level. Particularly at the very low irradiance level, most of the module shows performance drop compared with the ideal linear characteristics of the irradiance dependency.

Some CIS type module has relatively larger performance drop than the others, thus the loss due to the low light is larger in the analysis result of the CIS module in the I-V measurement. However, according to the in-house measurement, low light performance is not the same among the modules and the module which is used for the I-V measurement is one of the worst modules in the low light performance. Fig. 5 shows the low light performance of the three different CIS modules in the outdoor. Calculated results of the Pilot A are also depicted. In-house measured four I-V curves are used for the calculation. Pilot A & B are relatively old module which are the products of the pilot line and the third module was made in 2009 as a mass production. Low light performance is significantly improved in the latest module. The expected performance ratio will be approximately 9% higher than the worst one based on the simulation.

#### 4.4 Degradation and annealing

Differences of the performance ratios between I-V measurements and the 10kW systems are more than 10% in both single and tandem a-Si. According to the loss analysis results, effective array peak powers of the 10kW systems are lower than the nominal power. Fig. 6 shows monthly performance ratios of each module type. Modules in the 10kW systems and I-V measurements are installed in late 2008 to early 2009 except the a-Si (single and tandem) modules. These are installed in September 2009 to confirm the initial degradation in the outdoor.

As a result, both a-Si and a-Si/ $\mu$ c-Si modules resulted higher performance ratios in the first month and the

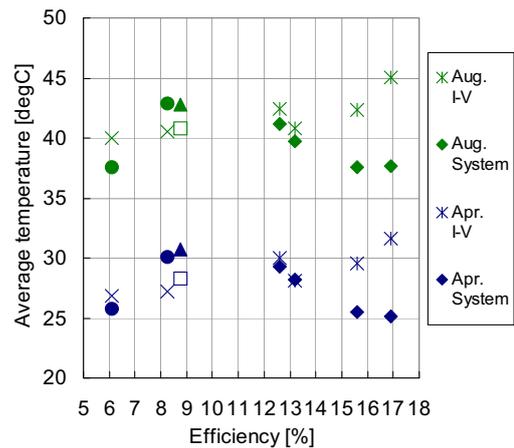


Figure 4: Monthly average module temperatures

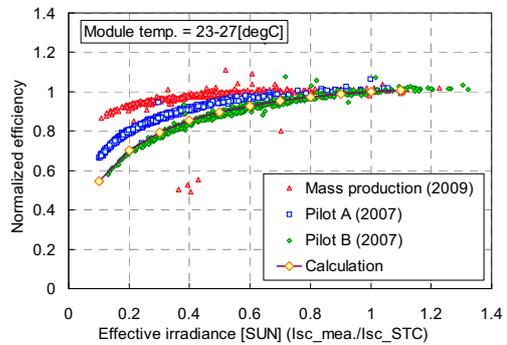


Figure 5: Low light performances of the CIS modules

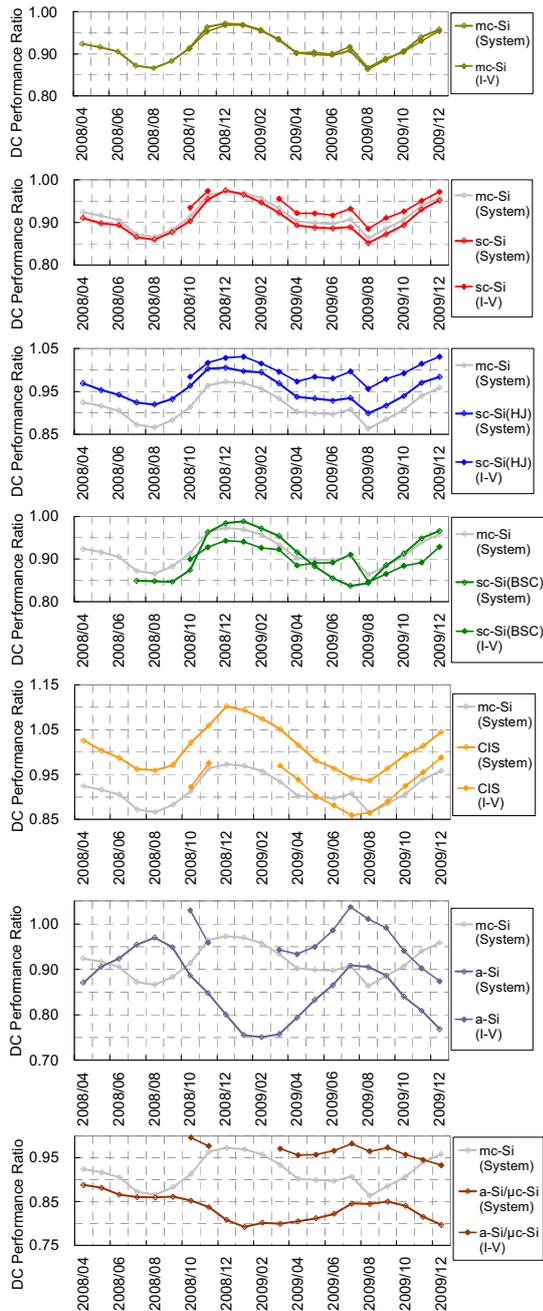
values dropped in the second month. Modules are then removed and sent to the indoor test facility to measure the STC output. Performance ratios of the 10kW systems are seasonally changed with some continuous degradation. Single modules for the I-V measurements also showed similar change after the re-installation but absolute values are higher than the systems'.

Total outdoor exposure time is almost one year shorter in the modules for the I-V measurements. This is the biggest reason why the I-V measurements showed higher performance ratios than the systems in a-Si and a-Si/ $\mu$ c-Si. However, performance ratios of the I-V measurements are still higher than the 10kW systems even in the comparison of the first year result of each measurement.

Slightly higher average temperature in the I-V measurements might have some effect for the annealing recovery. Lack of the photo current also makes some difference of the long term performance in the thin film PV technologies. I-V imbalance within the array also suspected as the reason of the low performance ratios in the 10kW systems.

## 5 CONCLUSION

Performance analysis results of the crystalline silicon, amorphous silicon and CIS technologies are summarized in this paper. I-V curve measurement is the useful technique to evaluate the different PV technologies. However, deploying the single module with the open circuit condition makes different performance to the real operating systems. So far, the crystalline silicon modules



**Figure 6:** Monthly performance ratios

are stable with a seasonal change of the performance ratios due to the temperature. The differences between the I-V measurements and the 10kW systems are relatively smaller than that of the other thin film modules'. CIS module had performance drop in low irradiance level but this is improved in the latest mass production. The a-Si and the a-Si/ $\mu$ c-Si modules showed better performance in the I-V measurements but relatively poor performances in the 10kW systems.

**ACKNOWLEDGMENTS:**

This research is conducted under the financial support of the New Energy and Industrial Technology Development Organization (NEDO). Authors would like to acknowledge their support and cooperative discussions with the project members.

**References:**

- [1] Y. Tsuno, Y. Hishikawa and K. Kurokawa, "MODELING I-V CURVES OF PV MODULES USING LINEAR INTERPOLATION /EXTRAPOLATION" Solar Energy Materials and Solar Cells, 93 (2009) 1070-1073.
- [2] Y. Tsuno, Y. Hishikawa and K. Kurokawa, "Translation Equations for Temperature and Irradiance of the I-V curves of Various PV Cells and Modules" Proceedings of the 4th WCPEC pp2246 - 2249, (2006)
- [3] Y. TSUNO, Y. UEDA, Y. HISHIKAWA, M. KUDO, H. KONISHI and K, KUROKAWA, "EVALUATION OF DIFFERENT PV MODULES IN HOKUTO MEGA-SOLAR PROJECT", 4BO.10.5, (WCPEC5)
- [4] Y Ueda, T Oozeki, K Kurokawa, T Itou, K Kitamura, Y Miyamoto, M Yokota, H Sugihara, "Quantitative Analysis Method of Output Loss due to Restriction for Grid-connected PV Systems" Electrical Engineering in Japan, Vol. 158, No. 2, pp9-19, 30 January 2007
- [5] Y Ueda, K Kurokawa, T Itou, K Kitamura, K Akanuma, M Yokota, H Sugihara, A Morimoto, "Advanced Analysis of Grid-connected PV system's Performance and Effect of Battery" Electrical Engineering in Japan, Vol. 164, No. 1, pp21-33, 15 July 2008
- [6] Jurij Kurnik, Marko Jankovec, Kristijan Brecl and Morko Topic, "Outdoor testing of PV module temperature and performance under different mounting and operational conditions" 19th PVSEC, PMS3-O-4, Abstract book pp72 (2009)



# 国内学会

[2010年~2011年]



## 空間補間法を用いた日射変動平滑化効果の評価

正員 川崎 憲広 (東京工業大学)

正員 西岡 宏二郎 (NTT ファシリティーズ)

正員 島陰 豊成 (NTT ファシリティーズ)

正員 山根 宏 (NTT ファシリティーズ)

正員 角田 二郎 (NTT)

正員 黒川 浩助 (東京工業大学)

An Evaluation of the smoothing effect of irradiance fluctuation using spatial interpolation

Norihiro Kawasaki, Kosuke Kurokawa, Member, (Tokyo Institute of Technology),

Kojiro Nishioka, Member, Toyonari Shimakage, Hiroshi Yamane, Member (NTT FACILITIES, INC.)

## 1. はじめに

太陽光発電 (PV) などのように発電電力が気象条件に左右される分散電源の出力変動は、大量導入時には電力系統に与える影響が無視できないと懸念されている。従って、今後は出力変動の対策が要求されると考えられ、現在ではスマートグリッドのような需給調整の考え方が注目されている。また、大量導入という観点から多地点の PV システムの出力を合計すると相対的に出力変動が小さくなる出力変動平滑化効果 (ならし効果) を定量的に把握しておく必要があることは以前から知られている。本研究では、数地点の日射変動を空間的に補間することにより仮想的な計測地点を増やし、多地点の日射データを作成した。それらの日射データを用いて、面積や地点数などのパラメータ毎に日射の変動平滑化効果を評価したので報告する。

## 2. 日射強度計測サイト

山梨県北杜市内の 7 つの市役所総合支所 (site01~07) と 4 つの保育園 (site08~11) の屋上にシリコン受光式の日射計 (ML-020VM: 英弘精機) とデータロガ (8420-50: 日置電機) を使用し、1 秒周期で水平面全天日射強度を計測している。また、NEDO 技術開発機構の委託事業「北杜サイトにおける大規模電力供給用太陽光発電システム安定化等実証研究」の実証試験サイト (site00) からも同様のデータを取得し、全部で 12 ヶ所のデータを収集している。それらの位置関係は図 1 に示すように約 13km × 12km の範囲に分布している。また、時刻同期はインターネットを介して正確に行っている。

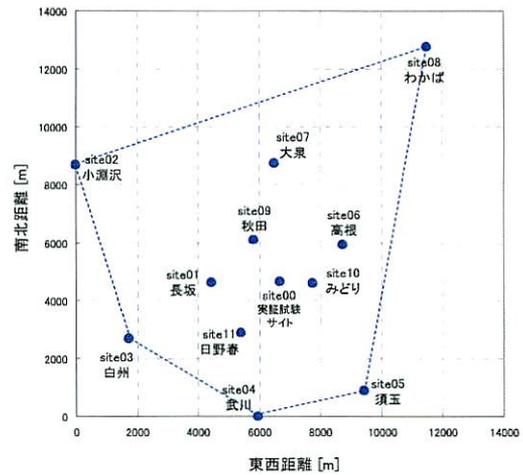


図 1 計測地点とその位置関係

Fig. 1. Measurement points

## 3. 多地点の日射変動平滑化効果の評価

〈3・1〉 空間補間法を用いた日射強度の推定 計測システムの導入は、費用面のみならず、設置箇所の確保の面からも多地点設置は非常に難しい。面的な日射強度の把握にはより高密度な計測が必要であるので、筆者らは計測範囲内の未計測地点の日射強度を空間補間法の一つであるクリギングを用いて推定することを提案している<sup>(1)</sup>。クリギングとは、空間的に分散した計測データを補間する方法として地球統計学という分野でよく用いられている<sup>(2)</sup>。

〈3・2〉 導入密度別の解析パターン 本論文では、上記の手法を用いて 6 パターンの導入密度を想定し、それぞれに対し日射変動平滑化効果を評価する。パターン毎の地点数と導入密度等は表 1 に示す。ここで地点数とは、計測地

点の最外地点が作る凸多角形内で等間隔に分布する仮想の計測地点の数を意味し、空間刻みによって異なる。図 2 はパターン 5 のときの仮想の計測地点の分布である。このように空間補間法を用い、日射強度を推定することでより高密度且つ均一に分布した状態の検討が可能となる。

表 1 解析パターン  
Table 1. Analysis patterns.

解析パターン	空間刻み [m]	地点数 [地点]	導入密度 [地点/km <sup>2</sup> ]	導入密度の逆数 [km <sup>2</sup> /地点]
パターン1	4000	9	0.10	10.22
パターン2	3000	13	0.14	7.07
パターン3	2000	26	0.28	3.54
パターン4	1500	42	0.46	2.19
パターン5	1000	93	1.01	0.99
パターン6	500	371	4.04	0.25

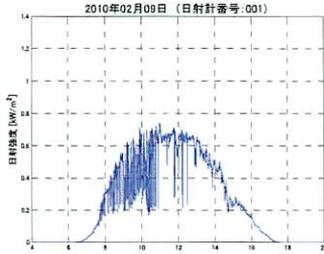
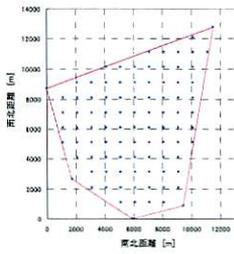


図 2 パターン 5 の分布

図 3 解析対象日の日射強度

Fig. 2. Example of pattern 5 Fig. 3. Irradiation data for analysis

〈3・3〉 導入密度別の日射変動平滑化効果の特性 日射変動平滑化効果を評価する際には、変動の指標を用いる必要がある。筆者らは変動の周期毎にその日の最大の変化幅を抽出できる最大変動幅を用いて評価している。今回も最大変動幅 (MMF : Maximum Magnitude of Fluctuation) を用いて議論する。

まず、解析を行う上で用いた面積の増加の順序は、サイトの中心付近の地点から同心円状に増加するものとし、日射強度は地点数が増える毎に地点数の平均値をした。これによりどの解析パターンでも比較し易くなっている。また、本論文では変動が多く含まれる日である 2010 年 2 月 9 日の日射データ (図 3) を対象とした。

図 4 には、変動周期 128 秒における導入密度毎の最大変動幅と面積の関係を示す。この結果より、面積が増大することにより、最大変動幅が現象しており、変動が平滑化されていることがわかる。さらに、導入密度 (パターン) 毎にみると、導入密度が低いパターンほどばらつきが大きく、最大変動幅が低い値になっていることがわかる。このことから、地点数が少ない場合はならし効果を過大評価する可能性があることがわかった。また、導入密度が高いパターンに移行するにつれて最大変動幅と面積の関係のトレンドが滑らかな曲線を描いている。

図 5 には、変動周期 512 秒の場合の解析結果を示す。ここでは、面積が約 50km<sup>2</sup> までに導入密度による違いが現れており、導入密度が低いほど最大変動幅は小さくなっている。それ以降ではどのパターンもほとんど変わらない結果となっている。

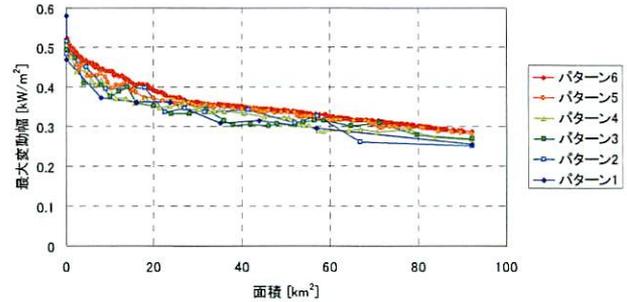


図 4 変動周期 128 秒における導入密度毎の最大変動幅と面積の関係

Fig. 4. Relation between MMF and area (Fluctuation cycle 128s)

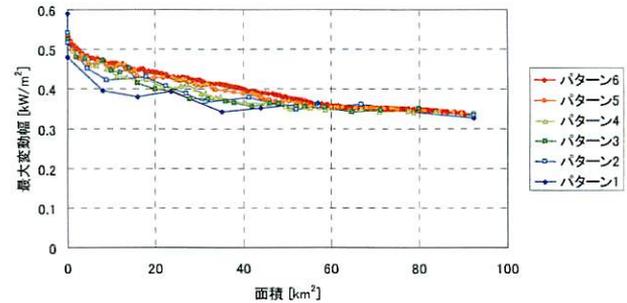


図 5 変動周期 512 秒 (8 分 32 秒) における導入密度毎の最大変動幅と面積の関係

Fig. 5. Relation between MMF and area (Fluctuation cycle 512s)

#### 4. まとめと今後の課題

限られた計測地点数の日射データから未計測地点の日射データを推定することで、これまで検討ができなかった高密度の状態も詳細かつ等間隔で検討できることを確認した。今後は、長期間のデータに関しても検討を行い、ならし効果のモデル化の検討等を行う。

#### 謝辞

日射計測システムの設置にあたり、多大なご協力を頂いた北杜市役所の関係各位、並びに、NEDO 技術開発機構、「北杜サイトにおける大規模電力供給用太陽光発電系統安定化等実証研究」の関係各位に心から感謝の意を表する。

#### 文 献

- (1) 川崎, 西岡, 島陰, 山根, 角田, 黒川: 「空間補間法を用いた日射強度推定法の検討」, 平成 20 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, pp. 293-296, (2008.11)
- (2) 例えば, 青木 他: 「地球統計学」, 森北出版 (2003)

## 123

## 太陽光発電システムのリアルタイム発電出力の把握に向けた 有効日射強度の推定

会員 ○川崎 憲広 ((財)電力中央研究所)

会員 宇佐美 章 ((財)電力中央研究所)

A study on the effective irradiance  
for prediction of real-time PV power generation

Norihiro KAWASAKI \*, Akira USAMI \*

\* Central Research Institute of Electric Power Industry  
2-11-1, Iwado Kita, Komae-shi, Tokyo 201-8511 Japan  
Phone: +81-3-3480-2111, Fax: +81-3-3480-3401  
E-mail: norihiro@criepi.denken.or.jp

### ABSTRACT

The effective irradiance was examined from analyses of observation results of the solar irradiance. We have carried out observations of the global and the spectral solar irradiance from August 2009 to July 2010. Differences of effective irradiances from global solar irradiances were estimated about  $200\text{W/m}^2$  for a light observation cut wavelength of  $710\text{nm}$  and  $100\text{W/m}^2$  for a light observation cut wavelength of  $1161\text{nm}$ . Dependence of the solar elevation and the weather on the average photon energy of the solar spectral irradiance was indicated. We have also discussed prediction of the effective irradiance.

キーワード：リアルタイム発電電力，有効日射強度，分光  
放射照度

Keywords : real-time PV power generation, effective irradiance,  
spectral irradiance

### 1. はじめに

太陽光発電(PV)はエネルギー資源問題と環境保全に有効な一次エネルギー源とされ、普及の大幅な拡大に向けて、国レベルでの取り組みがなされている。2009年には、設置に対する補助金の復活や余剰電力に対する固定価格買取制度の導入などから、太陽電池セル・モジュールの国内向け出荷量が前年比で214.5%と大幅な伸びを示した<sup>1)</sup>。このような情勢を踏まえ、日本の累積導入量は、電力系統対策を検討しなければならない一つの目安である1000万kWを、早ければ2013年から2014年に越えるとの見通しもある<sup>2)</sup>。

PVシステムの大量連系時には、これらが電力系統の需給運用や制御に大きな影響を与えることが懸念されており、特に需給運用では、供給予備力の確保や緊急時の系統復旧などのために、PVの発電出力を正確に把握しておく必要がある。

PVシステムの発電出力を推定する上で最も大きな影響を

与えるのは有効日射強度  $E_e$  であり、以下の式で与えられる<sup>3)</sup>。

$$E_e = f_1(AM) \{ I_s f_2(AOI) + I_d f_d \} \quad (1)$$

ここで、 $f_1(AM)$ は分光放射照度の波長分散の変化を補正する項である。参考文献3では、この項として太陽高度の影響(エアマス Air Mass, AM)しか考慮していないが、実際には天気も影響する。近年、分光放射照度の波長分散の天気等による変動が、アモルファスシリコン太陽電池や有機系太陽電池などの出力に与える影響は無視できないことが報告されている<sup>4)5)</sup>。また、式(1)の  $I_s$  は直達日射強度、 $f_2(AOI)$  は直達日射の太陽電池表面ガラスの透過率 (AOI は光入射角, Angle of Incidence)、 $I_d$  は散乱日射強度、 $f_d$  は散乱日射の太陽電池表面ガラスの透過率を表す。日射強度については、全天日射強度が日射計で比較的容易に観測可能であるが、式(1)から分かるように、全天日射強度を単純に有効日射強度の代用として使うことは推奨されていない<sup>3)</sup>。有効日射強度を知るためには、式(1)から、まず  $f_1$  を見積もる必要がある。そのためには分光放射照度を分光日射計で計測することが正確であるが、分光日射計は高価なので全国的に多数台設置してきめ細かな観測を行うことは現実的には難しい。また、式(1)から、全天日射を直達日射と散乱日射に分けて知る必要もあり、太陽追尾装置も必要である。さらに、分光放射照度の波長分散や太陽電池モジュール表面の光透過が太陽電池出力に与える影響は、日射強度の絶対値や太陽電池温度の影響と比べて大きくないので、費用対効果の観点からも、このような観測網の整備は見合わないものと考えられる。そのため、全天日射強度のような比較的観測が容易な物理量から、分光変動等の影響を含んだ有効日射強度を推定する技術の開発が望まれる。

本稿では、日射強度と分光放射照度を1年間観測し、それを元に全天日射強度と有効日射強度の違いを調べた。さらに、分光放射照度の波長分散と太陽電池表面の光反射について、物理的に分かっている影響要因を観測結果から分離し、これらが前記の全天日射強度を有効日射強度として単純に使った場合の誤差の内のどれくらいを占めるかを見積もった。

## 2. 観測システムの構成とデータの信頼性

観測は群馬県前橋市にある電力中央研究所の赤城試験センターに設置した各種の日射計・分光計で行った。観測概要と使用機器をそれぞれ Fig.1 と Table.1 に示す。また、図にある各種太陽電池モジュールの特性や雨量計等の気象観測結果は今回の分析には使用していない。

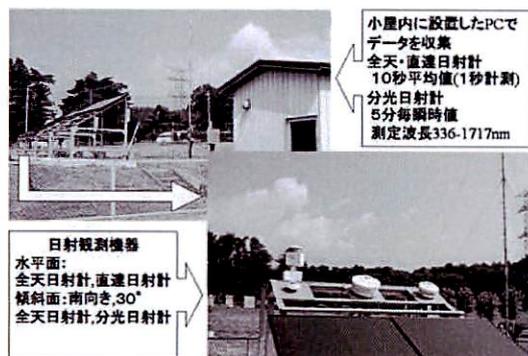


Fig.1 赤城試験センターにおける観測概要

Table.1 観測に使用した各種日射計

	機種名	JIS class	備考
全天日射	MS-802	Secondary	
直達日射	MS-53SS	規格なし	
分光日射	MS-710	規格なし	短波長用
	MS-712	規格なし	長波長用

※ 英弘精機製；全て校正実施済。但し、分光日射の校正は英弘精機社内で定めた方法による

観測は2009年7月25日より開始し、今回の分析には2010年7月26日までのおよそ1年分のデータを用いた。この期間で解析に有効な日数は281日であった。また、観測サイト西側には立ち木があり、主に太陽高度の低くなる冬季の夕方に、観測サイトが日陰になる。これらから、分析には太陽高度が早朝5.74°～夕方8°までの範囲を使用した。

分光日射計の精度を検証するために、分光日射計で測ったスペクトルから計算した光量と同時に計測した全天日射計の光量を比較した。この結果を Fig.2 に示す。同図から、平均で12.7%全天日射計の観測値のほうが大きかった。この理由の一つは全天日射計と分光日射計の計測波長範囲の違いである。使用した分光日射計の計測波長は336～1717nmの範囲であるのに対して、全天日射計は更に長波長まで含んだ全日射強度を計測している。この違いを基準太陽光で計算すると、全天日射計が感度を持つ光量は1000W/m<sup>2</sup>であるのに対して、分光日射計の計測波長範囲に含まれる光量は940.7W/m<sup>2</sup>である。このため、Fig.2 に示す違いのうちの6%程度は全天日射計と分光日射計の計測波長範囲の違いに起因するもので、分光日射計（もしくは全天日射計）の精度に起因する違いは6～7%程度と見積もられる。

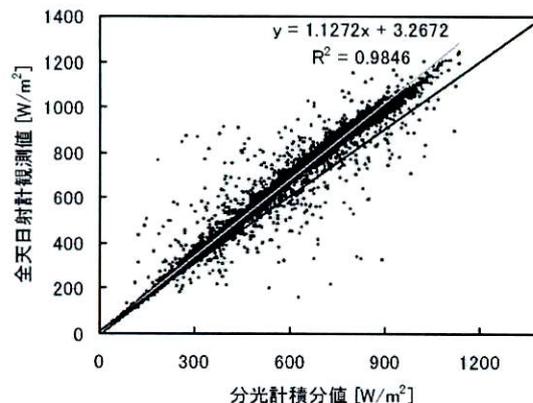


Fig.2 分光日射積分値と全天日射観測値の比較

2009/7/25-2010/1/24 の半年間の9:00-15:00の5分間隔の計測値

観測を実施した1年間の気象状況を Fig.3 に示す。同図のプロットは測定した各日がどの程度晴れに近かったのかを示し、薄い実線はその10日間の平均である（詳細は図の説明参照）。濃い実線は気象庁が観測した前橋の晴天出現率の平均値である。各日に対するプロットと気象庁の平均値の違いは一見大きい、プロットの10日間の平均（薄い実線）は、気象庁の平均値の変化に近く、観測を行った年が特異的な年では無かったと言える。

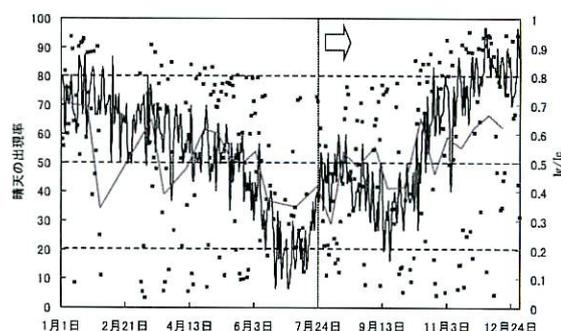


Fig.3 観測を行った年の気象状況

各プロットは次のように計算した。まず、全天日射強度計測値が快晴の時に想定される日射強度値に対してどれくらいであったかを全ての計測に対して計算して、それを1日間の日射がある時間帯で平均した(右軸の  $Iy/Ic$  の定義は3.2節を参照)。薄い実線は  $Iy/Ic$  のプロットの10日間での平均値。濃い実線は、気象庁が観測した前橋の晴天出現率の平均値（左軸）。

## 3. 有効日射強度の分析と推定

### 3.1 全天日射強度と有効日射強度の比較

観測では分光放射照度の計測と同時に全天・直達日射強度の計測を行っている。そのため、観測した分光放射照度に併せて全天日射強度と直達日射強度から散乱日射強度を算出して、さらに太陽電池表面での光反射を光学的に計算することにより、式(1)から全天日射強度の観測値と有効日射強度の違いを算出することが可能である。ここで  $f_1$  は、太陽電池の光吸収端波長  $\lambda_1$  を設定して、以下の式から計算した ( $f_1$  は  $\lambda_1$  に依存するため  $f_{\lambda_1}$  と書き換えた)。

$$f_{\lambda_1} = \frac{I_0 \int_{\lambda_{\min}}^{\lambda_1} I_{g,\lambda} d\lambda}{I_g \int_{\lambda_{\min}}^{\lambda_1} I_{g,\lambda,STC} d\lambda} \quad (2)$$

ここで、 $I_{g,\lambda}$ は単位時間当たりの分光エネルギー入射面密度(=分光放射照度)、 $I_{g,STC}$ は基準太陽光の分光放射照度、 $I_g$ は全天日射強度、 $I_0$ は基準太陽光の全天日射強度、 $\lambda_{\min}$ は太陽光の最短波長である。Fig.4に $\lambda_1=710\text{nm}$ と $1161\text{nm}$ に対する結果を示した。710nmはアモルファスシリコン太陽電池と代表的な色素増感太陽電池、1161nmは結晶系シリコン太陽電池を念頭に置いた値である。定性的には光吸収端波長が短波長(太陽電池の光吸収波長域が狭い)の方が、有効日射強度と全天日射強度の違いは大きい。Fig.4から、全天日射強度を単純に有効日射強度の代用として使うと、 $\lambda_1=710\text{nm}$ では $200\text{W/m}^2$ 程度、 $\lambda_1=1161\text{nm}$ では $100\text{W/m}^2$ 程度の幅で最大誤差が生じる。

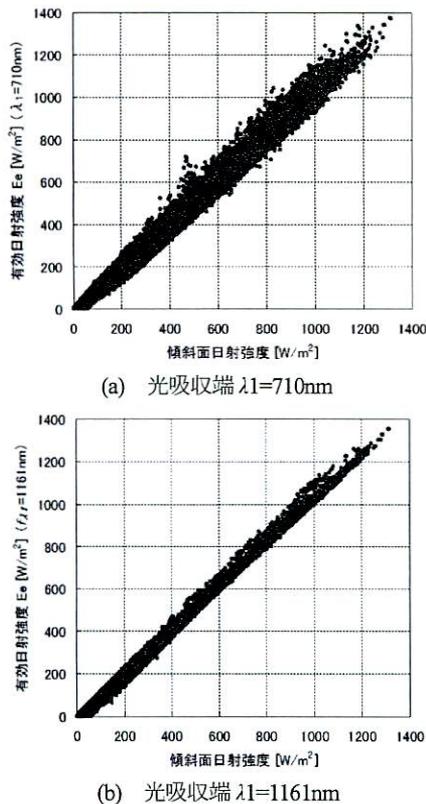


Fig.4 有効日射強度と全天日射強度の関係の観測結果

### 3.2 有効日射強度の推定

Fig.4では全天日射強度を単純に有効日射強度の代用として使った場合の誤差を観測結果から見積もった。誤差の原因として物理的に明らかなものは、分光放射照度の波長分散と太陽電池モジュール表面での光透過率の変動である。しかし、分光放射照度の波長分散変動の詳細を正確に説明することは現在出来ない。また、モジュール表面での光反射についても、全天日射を直達日射と散乱日射に分離する確固たる手法は無

い。現時点で実効性を持って補正が可能な要素は、分光放射照度の波長分散については、太陽高度と天気の影響であり、直散分離については、全天日射強度と太陽高度の影響である。

#### (1) 分光放射照度の波長分散の分析

分光放射照度の波長分散を決定する要因は複雑であるが、要因として分かっているのは太陽高度と天気である。これらを適切に表すパラメータとしては太陽高度はAMが用いられる。一方、天気は晴天指数(CI: Clearness Index)が用いられることが多い。しかし、CIはAMが大きい朝晩に小さくなってしまふことが観測結果の分析から分かった。これは、朝晩は必ず曇りになることを示唆しているが、そのようなことは非常識である。この原因は、CIが天気だけでなくAMにも依存し、CIとAMが独立な関数になっていないためである。CIには、式が簡易であることや適用事例が多いことなどの利点があるものの、上記のことからAMと独立して天気を表すパラメータとしては使用に向いていない。

そこで、ここではCIの代わりに天気を表すパラメータとして、観測された傾斜面全天日射強度 $I_g$ と理論的に想定される快晴時の傾斜面全天日射強度 $I_c$ の比(以下、 $I_g/I_c$ と表記)を用いることとした。このパラメータは、AMが大きい時の日射の減少を快晴時の理論的な傾斜面日射強度に含ませることによって、天気の影響だけを純粋に表している。ここでは、快晴時の日射強度はSPCTRAL2<sup>7)</sup>を用いて計算した。

Fig.5にAPE/APEsの $I_g/I_c$ 及びAM依存性を示す。APE(Average Photon Energy)は分光放射照度を代表するスカラー値としてよく用いられ、分光放射照度のエネルギー加重平均値を表す。具体的には以下の式で与えられる。

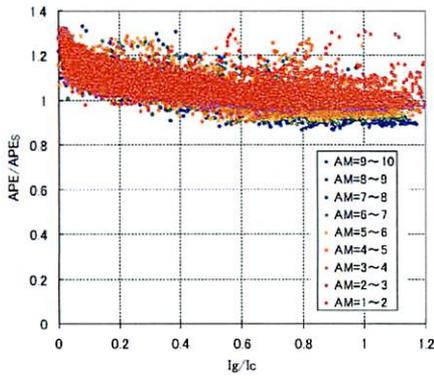
$$APE = \frac{\int_a^b I_{g,\lambda} d\lambda}{q \int_a^b \Phi_\lambda d\lambda} \quad (3)$$

ここで、 $q$ は電荷素量、 $\Phi_\lambda$ は単位時間当たりの分光フォトン入射面密度、 $a, b$ は考慮する波長の範囲を表す。 $\Phi_\lambda$ は以下の式で与えられる。

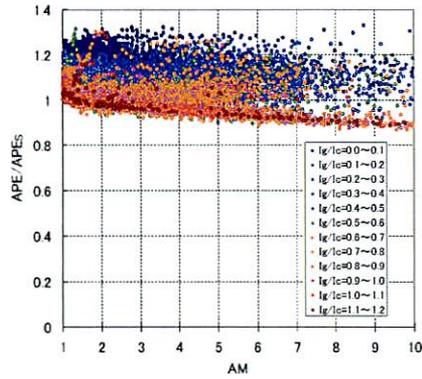
$$\Phi_\lambda = I_{g,\lambda} / (hc / \lambda) \quad (4)$$

また、APEsは基準太陽光のAPE値である。

分析の結果から、 $I_g/I_c$ が0.8以上の時には、APEはAMの増加と共に小さくなる。この時は天気が晴れに近いので、 $I_g/I_c$ の依存性は無視してAM依存性のみを考慮すればよい。また、 $I_g/I_c$ が0.8未満の時は、 $I_g/I_c$ の増加と共にAPEは小さくなる傾向がある。この時は、曇りであるために散乱日射が多く、散乱日射のAPEのAM依存性はあまり無いので、これを無視して $I_g/I_c$ の依存性のみを考慮すればよい。



(a)  $I_g/I_c$ 依存性



(b) AM依存性

Fig.5 APEの $I_g/I_c$ 及びAM依存性

## (2) 有効日射強度の推定

有効日射強度の推定は、計測値である $I_g$ と計算で求まる $I_c$ 、AMの3つの値を入力として、以下の推定式(5),(6)と式(1)を用いて行った。式(5),(6)のパラメータは、Fig.5と同様な方法で別途行った回帰分析により求めたものを使用した。ここで、 $I_g/I_c$ が0.8以上の場合、3.2節(1)の結果から $I_g/I_c$ の依存性は無視してAM依存性のみを考慮した(式(5))、 $I_g/I_c$ が0.8未満の場合は、AM依存性を無視して $I_g/I_c$ の依存性のみを考慮した(式(6))。

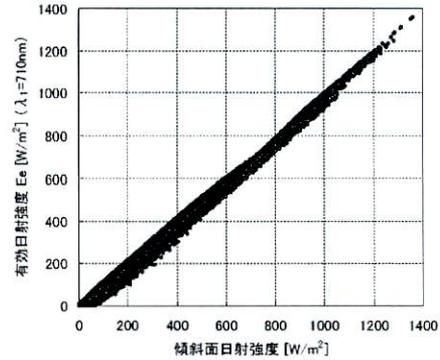
$$f_{\lambda 1} = B_4 \cdot AM^4 + B_3 \cdot AM^3 + B_2 \cdot AM^2 + B_1 \cdot AM + C \quad (I_g/I_c \geq 0.8) \quad (5)$$

$$f_{\lambda 1} = A_4 \cdot \left(\frac{I_g}{I_c}\right)^4 + A_3 \cdot \left(\frac{I_g}{I_c}\right)^3 + A_2 \cdot \left(\frac{I_g}{I_c}\right)^2 + A_1 \cdot \left(\frac{I_g}{I_c}\right) + C \quad (I_g/I_c < 0.8) \quad (6)$$

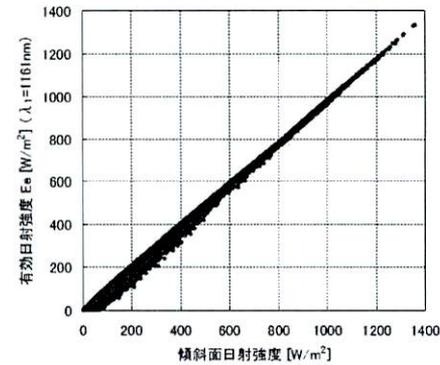
この推定式の次数は4次を採用しているが、これは1次から10次までの回帰分析を行い、決定係数が飽和した4次を最適値と判断したためである。

推定式は、光吸収端波長 $\lambda_1=710\text{nm}$ と $1161\text{nm}$ のそれぞれに対して用意し、それぞれの有効日射強度を算出した。Fig.6には、推定式から算出した有効日射強度と傾斜面全天日射強度

の関係を示す。 $\lambda_1=710\text{nm}$ では低日射～中日射( $600\text{W/m}^2$ )で有効日射強度に $110\text{W/m}^2$ 程度の幅がある。また、 $\lambda_1=1161\text{nm}$ では低日射～中日射で有効日射強度に $50\sim 100\text{W/m}^2$ 程度の幅がある。このことから、有効日射強度として、全天日射強度に併せて、分光放射照度の波長分散の太陽高度と天気の影響、および直散分離を考慮することにより、太陽電池の定格電流出力に換算して最大11%程度の幅の誤差を改善することが可能である。



(a) 光吸収端 $\lambda_1=710\text{nm}$



(b) 光吸収端 $\lambda_1=1161\text{nm}$

Fig.6 有効日射強度と傾斜面日射強度の関係の推定結果

## 参考文献

- 1) 太陽光発電協会(JPEA)プレスリリース「平成21年度第3四半期及び平成21年暦年値太陽電池セル・モジュール出荷統計について」(2010年2月10日)。
- 2) European Photovoltaic Industry Association (EPIA), "Global Market Outlook for Photovoltaics until 2014"(2010年5月)。
- 3) D.L.King, W.E.Boyson, and J.A.Kratovich, "Photovoltaic Array Performance Model", SANDIA REPORT SAND 2004-3535 (December,2004)。
- 4) T.Minemoto, M.Toda, S.Nagae, M.Gotoh, A.Nakajima, K.Yamamoto, H.Takakura, and Y.Hamakawa, "Effect of spectral irradiance distribution on the outdoor performance of amorphous Si/thin-film crystalline Si stacked photovoltaic modules", Sol.Energy Mater.Sol.Cells 91(2007) p.120-122.
- 5) 宇佐美 章, 小林 広武, 関 志朗, 大野 泰孝, 三田 裕一, 宮代 一, 寺田 信之「散乱光の分光放射照度の経験的数式モデルの開発-気象観測に基づいた定式化と太陽電池の屋外実測による有用性の検証」太陽/風力エネルギー講演論文集2008 p.537-540.
- 6) 平成18年度～平成19年度 独立行政法人新エネルギー・産業技術総合開発機構 新エネルギー技術研究開発 太陽光発電システム未来技術研究開発「色素増感太陽電池の高発電量化技術の研究開発」成果報告書, 電力中央研究所。
- 7) R.E.Bird and C.Riordan, "Simple Solar Spectral Model for Direct and Diffuse Irradiance on Horizontal and Tilted Planes at the Earth's Surface for Cloudless Atmospheres", J.Climate Appl.Meteor. 25(1986)p.87-97.

# 北杜市内における日射変動平滑化効果の評価と 空間補間法を用いた日射強度推定手法の検討

川崎 憲広\* (電力中央研究所), 角田 二郎 (日本電信電話),  
西岡 宏二郎, 島陰 豊成, 山根 宏 (NTT ファシリティーズ)

## A Study on Evaluation of the Smoothing Effect of Irradiance Fluctuation Using Spatial Interpolation in Hokuto City

Norihiro Kawasaki\* (Central Research Institute of Electric Power Industry)

Jiro Sumita, (Nippon Telegraph and Telephone corporation)

Kojiro NISHIOKA, Toyonari SHIMAKAGE, Hiroshi YAMANE, (NTT Facilities, INC.)

Short time fluctuations of solar irradiance will become an important issue with regard to future embedded photovoltaic (PV) systems. However, when a large number of systems introduce in certain area intensively, the output of the systems will be stable by the equalization of irradiance fluctuation. In this study, authors are evaluating the smoothing effect for area of about 10km square. In this paper, the interpolation method for irradiation of not measured point is described.

キーワード：日射変動特性，ならし効果，空間補間法，クリギング

(Keywords: Irradiance fluctuation characteristics, Smoothing effect, Spatial interpolation, Kriging)

### 1. はじめに

太陽光発電 (PV) などのように発電電力が気象条件に左右される分散電源の出力変動は、大量導入時には電力系統に与える影響が無視できないと懸念されている。従って、今後は出力変動の対策が要求されると考えられ、現在ではスマートグリッドのような需給調整の考え方が注目されている。また、大量導入という観点から多地点の PV システムの出力を合計すると相対的に出力変動が小さくなる出力変動平滑化効果 (ならし効果) を定量的に把握しておく必要があることは以前から知られている<sup>(1), (2)</sup>。本研究では、約 13km×12km の範囲に 12 箇所の計測地点を設け、その現象について解析を行っている。さらに、今後の PV システムの大量増加時に対応するため、未計測地点の日射強度を数地点のデータから空間的に補間することにより推定する手法について検討している<sup>(3)</sup>。この手法が確立すれば、PV システムが不均一に分布してもより現実的な出力推定に貢献できると考えている。最近では、このように広域における PV 出力変動に関する検討が活発に行われている<sup>(4)~(7)</sup>。

本論文では、複数地点の日射計測を行っているサイトの基本的な日射の変動特性を評価した結果を示し、上記で述べた空間補間法による未計測地点の日射強度推定手法を紹

介する。さらに、空間補間法の基本的な妥当性を検証した後、その手法から多地点の日射データを算出し、それを用いて面積や地点数など、日射変動平滑化効果に大きく影響するパラメータ毎に評価を行った結果について述べる。

### 2. 計測システム

計測システムは、山梨県北杜市内の 7 つの市役所総合支所 (site01~07) と 4 つの保育園 (site08~11) の屋上に設置している。また、NEDO 技術開発機構の委託事業「北杜サイトにおける大規模電力供給用太陽光発電システム安定化等実証研究」の実証試験サイト (site00) から同様のデータを取得し、全部で 12 ヶ所のデータを収集している。それらの位置関係は図 1 に示すように約 13km×12km の範囲に分布している。

日射強度の計測は、シリコン受光式の日射計 (ML-020VM: 英弘精機) とデータロガ (8420-50: 日置電機) を使用し、1 秒周期で水平面全天日射強度を計測している。また、時刻同期はインターネットを介して正確に行っている。

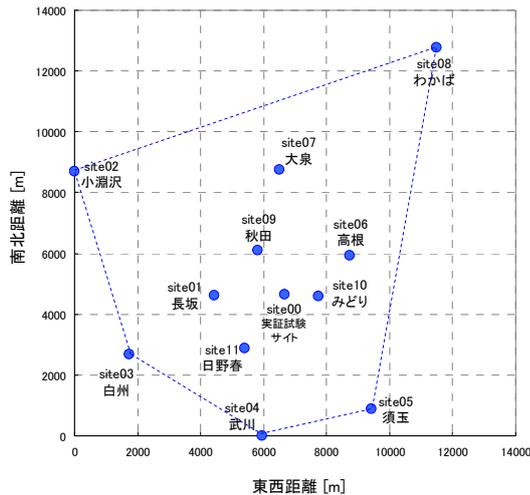


図1 計測地点とその位置関係  
Fig. 1. Measurement points.

### 3. 変動特性の評価

〈3・1〉 変動特性評価手法 文献(2)で報告しているように、変動特性を評価する手法として、①変動周期毎の単発的な最大の変動の大きさ「最大変動幅 (MMF)」と②変動周期帯毎のパワースペクトルの合計値「変動エネルギー (EF)」の2つの変動評価指標を定義し、変動の大きさと変動の分布を評価することが可能となっている。

〈3・2〉 日射強度の変動特性 図2は2009/4/17~7/31の日射データに関する最大変動幅であり、(a)は1地点毎、(b)は9地点の平均値の最大変動幅を統計的に示している。ここで、この期間の解析に用いたデータは、計測端末 site09~11を除く、9地点のものである。図3は同様に変動エネルギーの特性を示す。両指標とも(b)で特に短周期成分のならし効果による平滑化が統計的に確認できる。

また、上記の分析結果から抽出した典型的な快晴日を図4、曇天日を図5、変動日を図6に示す。各図では左側に変動特性、右側に日射強度を示す。変動特性には1地点の解析結果(点)と9地点の平均日射の解析結果(面)をMMF, EFについて示している。これらの結果から変動が大きく、バラつきが多いほどならし効果が起きやすいことが確認できる。

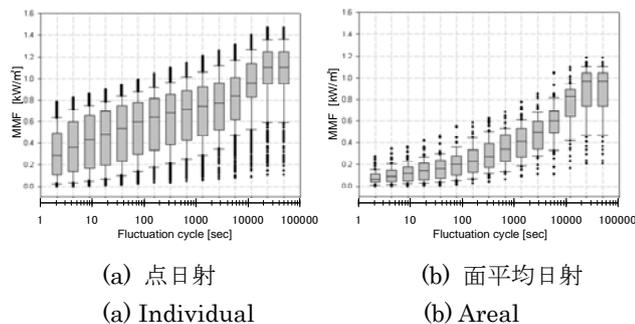


図2 最大変動幅 (MMF)

Fig.2 Maximum Magnitude of Fluctuation (MMF)

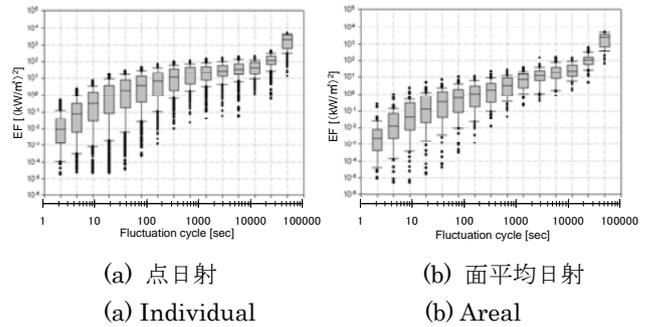


図3 変動エネルギー (EF)  
Fig.3 Energy of Fluctuation (EF)

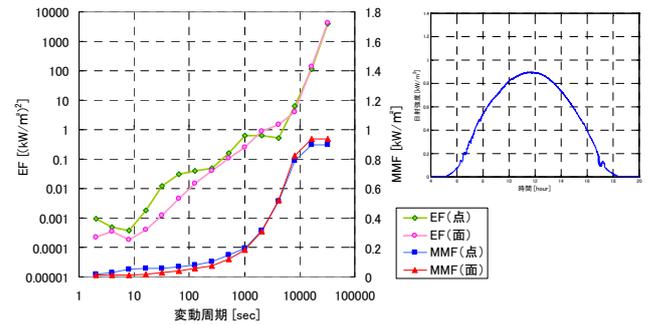


図4 快晴日 (2009.4.19)  
Fig.4 Clear day (2009.4.19)

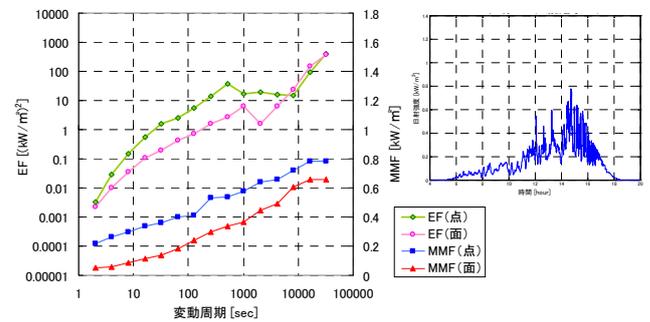


図5 曇天日 (2009.4.17)  
Fig.5 Cloudy day (2009.4.17)

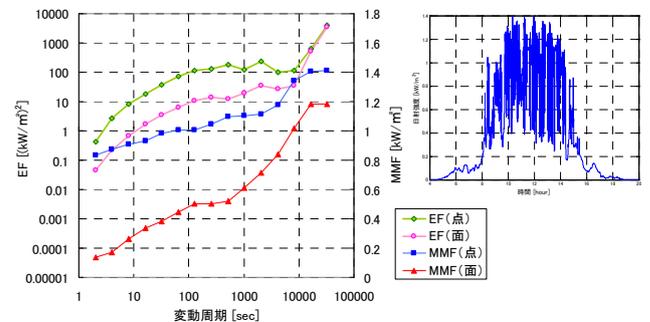


図6 変動日 (2009.5.30)  
Fig.6 Fluctuation day (2009.5.30)

#### 4. 未計測地点における日射強度の推定手法

〈4・1〉 空間補間法 空間的に分散した計測データを補間する方法として地球統計学という分野ではクリギングという手法<sup>6)</sup>がよく用いられている。筆者らはこの手法を日射計測データに応用できると考えている。図7にはクリギングを用いた日射強度の空間補間の計算手順を示す。

ここで簡単な例として、図8、表1に示すような3地点のデータから任意の地点Pの日射強度の算出手順について述べる。まず、用意したデータをもとに各地点間の距離(式(1))を算出し行列A(式(2))とし、地点Pと各地点間の距離を算出し行列B(式(3))とする。それらの行列から重み行列W(式(4))を算出する。この行列Wをもとに算出したい地点Pの日射強度Zp(式(5))が算出できる。今回対象としているサイトは12地点なので実際の行列Aは13行13列になる。図9にはその計算結果の一例を示す。

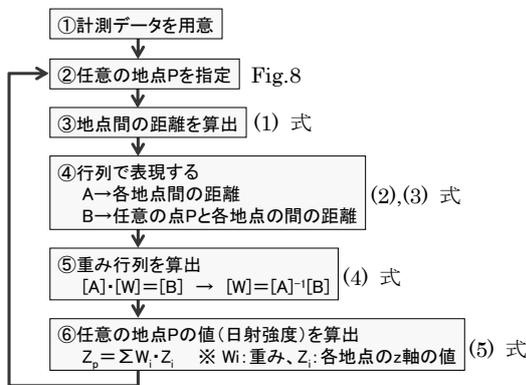


図7 空間補間法・クリギングの計算手順  
Fig.7 Calculation flow of Kriging

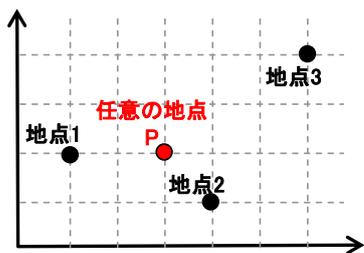


図8. クリギングの簡単な例  
Fig.8 Simple example of Kriging

表1 簡単な例で用いるデータ  
Table.1 Data of simple example

	位置		日射強度
	x	y	
地点1	1	2	150
地点2	4	1	110
地点3	6	4	140
地点P	3	2	Zp

$$d_{12} = \sqrt{(x_1 - x_2)^2 + (y_1 - y_2)^2} \quad (\ast d_{12} = \gamma(h_{12})) \dots (1)$$

$$A = \begin{pmatrix} \gamma(h_{11}) & \gamma(h_{12}) & \gamma(h_{13}) & 1 \\ \gamma(h_{21}) & \gamma(h_{22}) & \gamma(h_{23}) & 1 \\ \gamma(h_{31}) & \gamma(h_{32}) & \gamma(h_{33}) & 1 \\ 1 & 1 & 1 & 0 \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} 0 & 3.16 & 5.39 & 1 \\ 3.16 & 0 & 3.61 & 1 \\ 5.39 & 3.61 & 0 & 1 \\ 1 & 1 & 1 & 0 \end{pmatrix} \dots (2)$$

$$B = \begin{pmatrix} \gamma(h_{1p}) \\ \gamma(h_{2p}) \\ \gamma(h_{3p}) \\ 1 \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} 2 \\ 1.41 \\ 3.61 \\ 1 \end{pmatrix} \dots (3)$$

$$[W] = [A]^{-1} \cdot [B] = \begin{pmatrix} W_1 \\ W_2 \\ W_3 \\ \lambda \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} 0 & 3.16 & 5.39 & 1 \\ 3.16 & 0 & 3.61 & 1 \\ 5.39 & 3.61 & 0 & 1 \\ 1 & 1 & 1 & 0 \end{pmatrix}^{-1} \cdot \begin{pmatrix} 2 \\ 1.41 \\ 3.61 \\ 1 \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} 0.3805 \\ 0.4964 \\ 0.1232 \\ -0.233 \end{pmatrix} \dots (4)$$

$$Z_p = \sum_i W_i \cdot Z_i = W_1 \cdot Z_1 + W_2 \cdot Z_2 + W_3 \cdot Z_3$$

$$= 0.3805 \times 150 + 0.4964 \times 110 + 0.1232 \times 140$$

$$= 128.9 \dots (5)$$

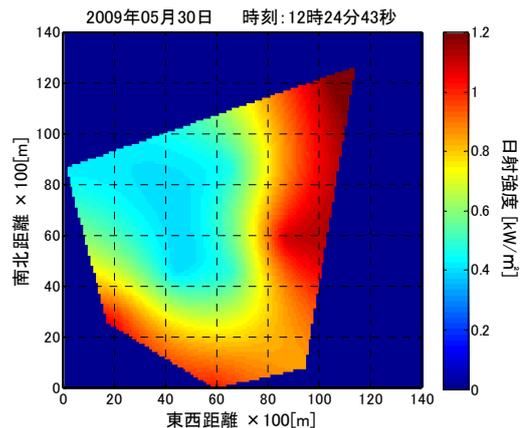


図9 空間補間の計算結果の一例  
Fig.9 An example of calculation result

〈4・2〉 空間補間法の妥当性の基礎検討 空間補間法により算出した日射強度の妥当性を検証するために、12地点のうち1地点を隠し、11地点の日射強度から隠した1地点(site10)の位置の日射強度を算出し、その地点の実測値と推定値を比較した。検討対象としたのは、典型的な変動日である2009年2月9日である。

空間補間法の妥当性検証の方法は、フーリエ変換 (FFT) を用いて特定の周波数帯のみを取り出し、そのデータを逆変換することで特定の周波数帯の変動を抽出する (図10)。周波数帯の分割方法は、対数軸上で等分割になるオクターブ分割を採用し、分割の番号をjとして、それに対応する変動周期の範囲を表2に示した。そして、その変動周期範囲毎に実測値と推定値の合致度を見積もるため、それらの相関係数を算出した。その結果を図11に示す。

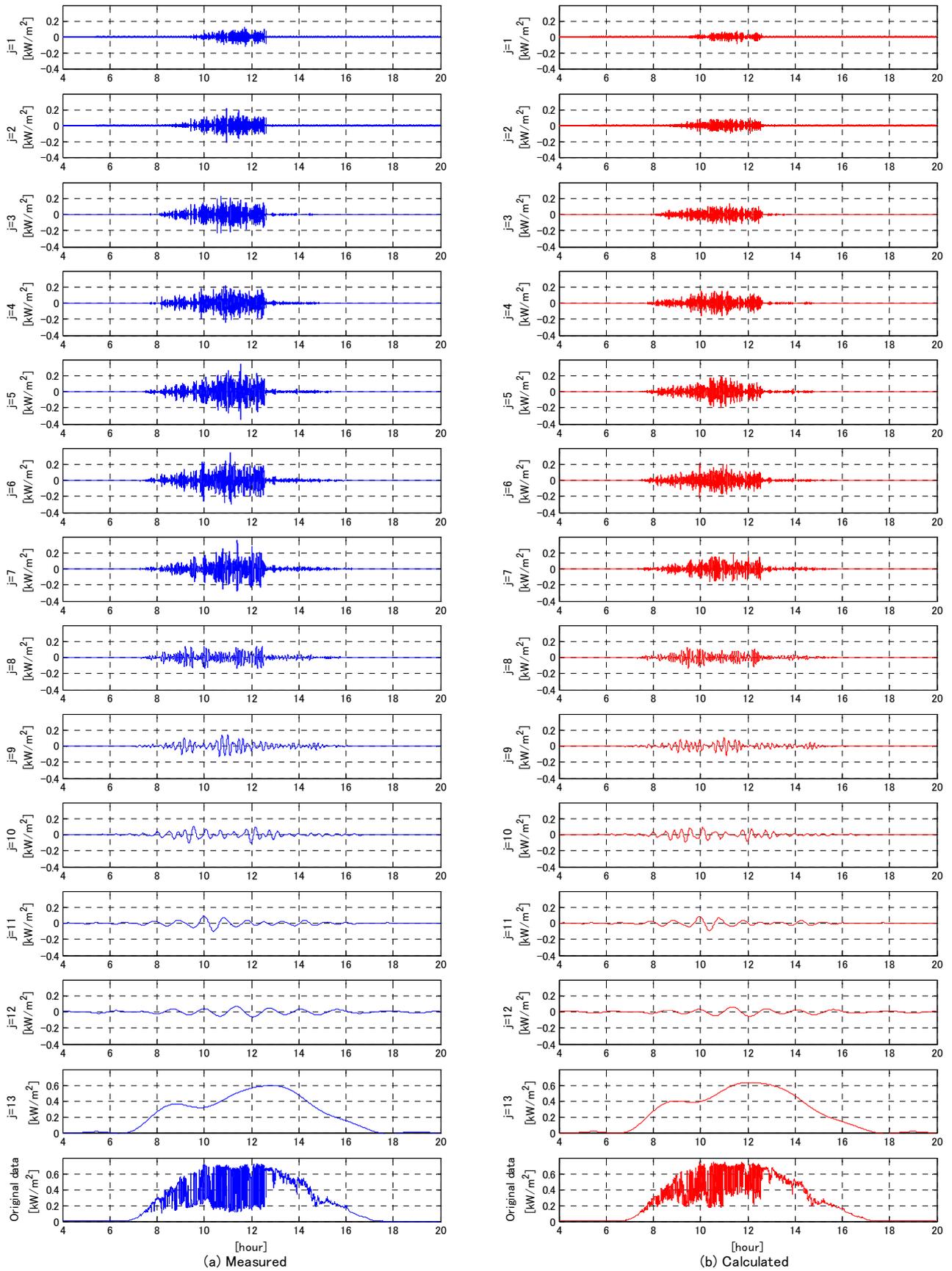


図 10 変動周期毎に分解した実測日射強度と空間補間法で計算した推定日射強度 (2009.2.9)

Fig.10 Measured irradiation and calculated irradiation each fluctuation cycle (2009.2.9)

表 2 分割番号 j と変動周期の関係

Table.2 Relation between j and fluctuation cycle

j	Fluctuation cycle [sec]	Fluctuation cycle [min]
1	2 ~ 4	0.0333 ~ 0.0667
2	4 ~ 8	0.0667 ~ 0.1333
3	8 ~ 16	0.1333 ~ 0.2667
4	16 ~ 32	0.2667 ~ 0.5333
5	32 ~ 64	0.5333 ~ 1.0667
6	64 ~ 128	1.0667 ~ 2.1333
7	128 ~ 256	2.1333 ~ 4.2667
8	256 ~ 512	4.2667 ~ 8.5333
9	512 ~ 1024	8.5333 ~ 17.0667
10	1024 ~ 2048	17.0667 ~ 34.1333
11	2048 ~ 4096	34.1333 ~ 68.2667
12	4096 ~ 8192	68.2667 ~ 136.5333
13	8192 ~ 65536	136.5333 ~ 1092.2667

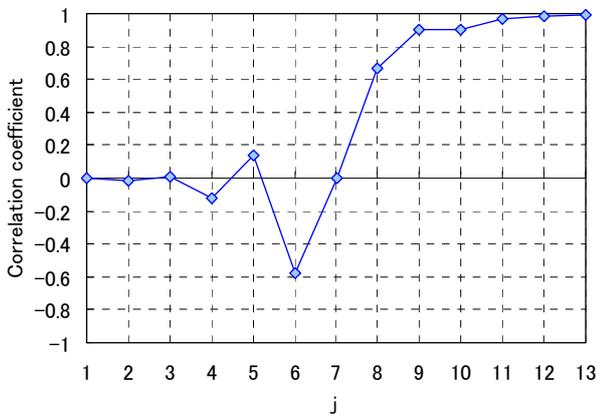


図 11 変動周期毎の実測値と計算値の相関係数

Fig.11 Correlation coefficient of measured data and calculated data each fluctuation cycle

図 11 より、実測値と推定値の日射強度の相関係数が変動周期毎に把握でき、この結果、分割番号 j=7 以下、つまり、変動周期が約 4 分以下の変動に関しては、実測値と推定値の相関係数が小さく、空間補間による推定値は時系列としては実測値と異なることが分かった。しかしながら、変動特性の算出結果である最大変動幅 (図 12) をみると、全ての変動周期において実測値と推定値はほぼ一致していることが分かる。また、最大変動幅の相関係数は約 0.93 であったことから明らかである (図 13)。一方、分割番号 j=8 以上、つまり、変動周期が約 4 分以上の領域では実測値と推定値の相関係数が大きく、時系列としても良く推定できていることを示している。前述のように、最大変動幅も良く一致している。

従って、本研究の計測システム程度の導入密度の場合に空間補間法であるクリギングを適用すると、変動周期が約 4 分以上の変動に関して良く推定できることを示した。また、前述の計測サイト全体の変動特性から 4 分以下の変動はならし効果の影響で平滑化されることが明らかなので、面的な日射の変動特性を評価することを目的とした場合、本手法は十分な推定精度だといえる。

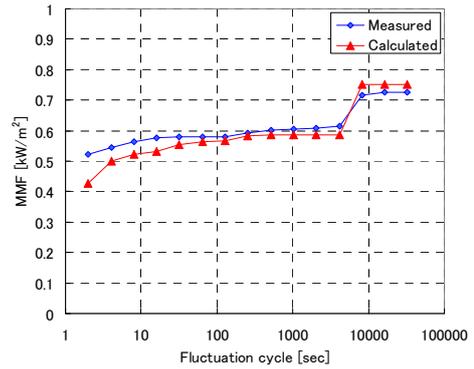


図 12 変動周期毎の実測値と計算値の最大変動幅

Fig.12 MMF of measured data and calculated data each fluctuation cycle

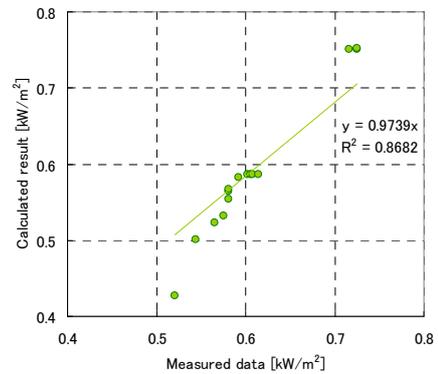


図 13 実測値と計算値の最大変動幅の相関

Fig.13 Correlation of measured data and calculated data

〈4-3〉 空間補間法を用いた多地点における日射変動特性の評価  
ここでは 6 パターンの導入密度を想定し、空間補間法を用いて任意の地点の日射データを作成した。そして、それぞれに対し日射変動平滑化効果を評価する。パターン毎の地点数と導入密度等は表 3 に示す。ここで地点数とは、計測地点の最外地点が作る凸多角形内で等間隔に分布する仮想の計測地点の数を意味し、空間刻みによって異なる。図 14 は、パターン 5 のときの仮想の計測地点の分布を示す。このように空間補間法を用い、日射強度を推定することでより高密度且つ均一に分布した状態の検討が可能となる。また、ここで日射変動平滑化効果の評価には、最大変動幅 (MMF) を用いた。

表 3 解析パターン

Table.3 Analysis patterns

解析パターン	空間刻み [km]	地点数 [地点]	導入密度 [地点/km²]	導入密度の逆数 [km²/地点]
Pattern 1	4.0	9	0.10	10.22
Pattern 2	3.0	13	0.14	7.07
Pattern 3	2.0	26	0.28	3.54
Pattern 4	1.5	42	0.46	2.19
Pattern 5	1.0	93	1.01	0.99
Pattern 6	0.5	371	4.04	0.25

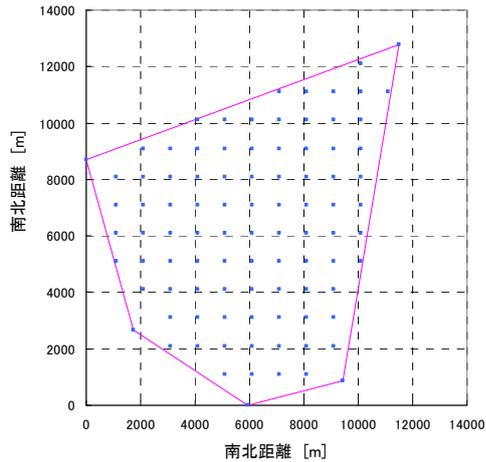


図 14 パターン 5 の分布

Fig.14 Example of pattern 5

まず、解析を行う上で用いた面積の増加の順序は、サイトの中心付近の地点から同心円状に増加するものとし、日射強度は地点数が増える度に平均値をとった。これによりどの解析パターンでも比較可能である。また、解析対象日は妥当性検証で用いた変動日の 2010 年 2 月 9 日とした。

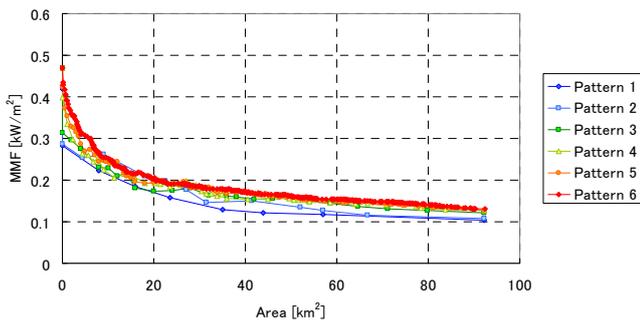


図 15 変動周期 2~4 秒における  
導入密度毎の最大変動幅と面積の関係

Fig.15. Relation between MMF and area  
(Fluctuation cycle 2 ~ 4 sec)

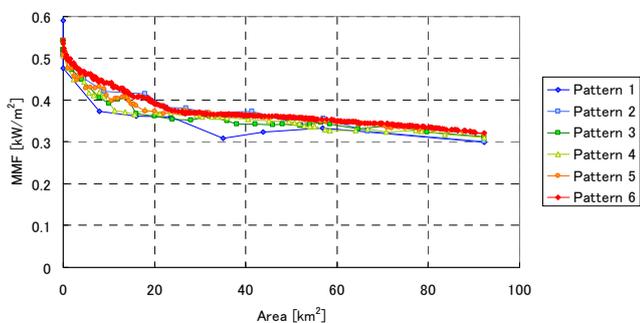


図 16 変動周期 256~512 秒 (約 4~8 分) における  
導入密度毎の最大変動幅と面積の関係

Fig.16 Relation between MMF and area  
(Fluctuation cycle 256 ~ 512 sec)

図 15 には、変動周期 2~4 秒における導入密度 (パターン) 毎の最大変動幅と面積の関係を示す。この結果より、面積が増大することにより、最大変動幅が減少しており、変動が大きく平滑化されていることがわかる。また、導入密度毎にみると、どのパターンもほぼ同様の傾向を示しているが、導入密度が低いパターンほどばらつきが大きく、最大変動幅が低い値になっていることがわかる。このことから、地点数が少ない場合はならし効果による平滑化を若干、過大評価する可能性があることがわかった。

図 16 には、変動周期 約 4~8 秒の場合の解析結果を示す。ここでは、導入密度のパターン毎の差が小さくなった。このことから、空間補間法は面的な日射変動の評価する場合、パターン 3 以上の密度であれば導入密度を変化させても評価結果に殆ど影響しないことを確認した。従って、計測地点が不均一に分布した場合の検討にも応用できる可能性があると考えられる。

## 5. まとめと今後の課題

限られた計測地点数の日射データから未計測地点の日射データを推定しても、実際の現象と同様の変動特性を示すことを確認した。今後は、長期間のデータに関しても同様の検討を行い、ならし効果のモデル化や計測地点が不均一に分布した場合などの検討を行う。

### 謝辞

日射計測システムの設置にあたり、多大なご協力を頂いた北杜市役所の関係各位、並びに、NEDO 技術開発機構、「北杜サイトにおける大規模電力供給用太陽光発電系統安定化等実証研究」の関係各位に心から感謝の意を表する。

## 文 献

- (1) 西岡, 島陰, 角田, 川崎, 植田, 黒川:「北杜市内における日射変動のならし効果の分析」, 平成 21 年度電気学会 B 部門大会, No.125 (2009. 8)
- (2) 川崎, 北村, 杉原, 西川, 長坂, 黒川:「集中連系型太陽光発電システムにおける変動特性評価法に関する研究」, 太陽エネルギー Vol.35, No.1, pp.83-92 (2009. 1)
- (3) 川崎, 西岡, 島陰, 山根, 角田, 黒川:「空間補間法を用いた日射強度推定法の検討」, 平成 20 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, pp. 293-296 (2008. 11)
- (4) 大関, 大谷, 高島, 菱川, 輿水, 内田, 荻本:「広域エリアにおける太陽光発電の変動特性に関する「ならし効果」の研究」, 平成 21 年度電気学会 B 部門大会, No.124 (2009. 8)
- (5) 加藤, 鈴置:「数 km2 程度の区間における太陽光発電システム群の平均出力変動の推定に関する一検討」, 平成 21 年度電気学会 B 部門大会, No.7 (2009. 8)
- (6) 名古屋, 清水, 山岸: 北陸地域における太陽光発電出力変動の計測および分析について平成 21 年度電気学会 B 部門大会, No.141 (2009. 8)
- (7) 植, 原, 北, 斉藤 (裕), 滝谷, 斉藤 (正):「量子化誤差を含む全天日射量データの復元方法に関する検討」, 平成 21 年度電気学会 B 部門大会, No.139 (2009. 8)
- (8) 例えば, 青木 他:「地球統計学」, 森北出版 (2003)

# 著書・解説

[2010年～2011年]



## 太陽光発電普及

— 大きな変化を期待して —

東京工業大学 統合研究院 特任教授 黒川 浩助



## 1. まえがき

太陽光発電は量的に莫大でかつ無公害なエネルギーとして期待され、わが国のエネルギー戦略でも太陽光発電を将来の最も重要なエネルギー源の1つに位置づけられている。これに対して現状の太陽光発電は、まだ経済性と発電量変動への対応に課題があり技術開発が継続されているが、太陽光エネルギーを10～15%の効率で電力に変換でき、最近では20%のモジュール変換効率も手が届くレベルに達しつつある。また、さらに40%超へのブレークスルーを求めようとする挑戦的なプロジェクトも開始されている。エネルギー回収期間(EPT)とCO<sub>2</sub>回収期間(CO<sub>2</sub>PT)についても「燃料なし」の特質を生かし、ともに2年以下の水準である。21世紀以降のための真に持続可能なエネルギー源を求めるならば、有力なエネルギー・ソリューションと主張したい。

今日までのおおよそ2年間の間に、太陽光発電導入に関わるわが国の社会環境はわれわれの想像を超えたスピードで展開を遂げた。

太陽光発電産業は、2008年度第4四半期から住宅用太陽光発電システム補助金が復活し、2009年11月からは新しい法律により余剰電力買い取り制度がスタートした。日本の市場は順調に再離陸し、明らかな復活の足音が聞こえている。現在でも構造変化は続きつつあり、「再生可能エネルギー全種・全量買取制度」について枠組み設定が検討されつつある。

また、現政権は2020年までにCO<sub>2</sub>を25%削減(1990年比)を標榜している。最近の新聞報道では、太陽光発電は、家庭用で現在の30倍以上の1000万世帯に、工場などの産業用では100倍以上の43GWに引き上げるとい<sup>(1)</sup>。この数字は2005年比約30倍

に当たる。

太陽光発電の大量導入にしたがって、電力系統インフラ改良が不可欠とされる。この点についても、経済産業省に設置された次世代エネルギー・社会システム協議会が示した中間とりまとめ「次世代エネルギー・社会システムの構築に向けて」において、「日本型スマートグリッド」の重要な要素として太陽光発電をいかに組み込んでいくかが議論されている<sup>(2,3)</sup>。

## 2. 産業成長シナリオとしての20倍と40倍を考察

現時点では、政府の公式な太陽光発電導入目標量としては、2020年に約20倍(麻生政権)、2030年に約40倍(福田政権)が残っている。しかし、この両数字の整合性はきわめて不自然な形になっている。この点については、以下にケーススタディを試みた。先に結論をいえば、2020年20倍から、2030年40倍へ展開すると、産業成長ではなく、むしろ産業収縮の右下がりとなる。新聞報道のような2020年30倍ではさらにいびつな非現実的な展開となってしまふ。これは2030年を40倍で固定したままに起因する。

以下に、2020～2030年の産業規模の推移についても概略のイメージをケーススタディしてみた。

図1は、2000～2030年度までの年導入量と累積導入量の推移の関係を表している。その想定は以下によっている。

- ① 基準年2005年度(1.42GW累積)に対し、2020年度累積20倍を達成するための年導入量推移(破線)を試算。2008年度までは実績年成長率を用い、2009年度からは対前年度比一定(1.324倍)とした。

- ② 2020年度から2030年度については、40倍(53GW)、60倍(84GW)、70倍(100GW)、80倍(115GW)、100倍(143GW)の各累積導入量(2020～2030年度各実線)に達する年導入量推移(各破線)を、対前年成長率を一定として計算(0.814、0.971、1.017、1.050、1.100)。

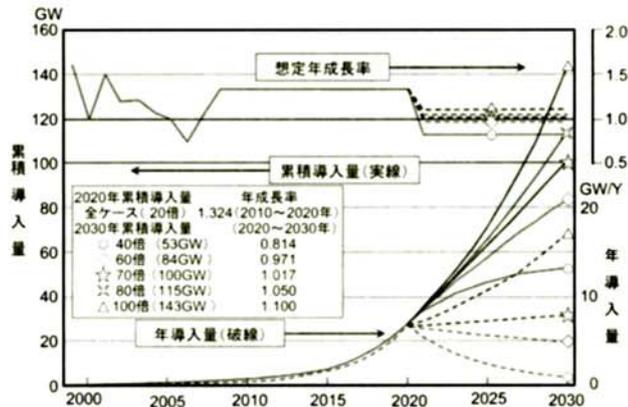


図1 太陽光発電の年導入量と累積導入量の推移の関係

これから分かるように、2020年度20倍から、2030年度40倍へ推移するためには、最下部の破線に示すような年導入量となり、2020年度までは対前年比1.324倍の成長曲線となるが、2020～2030年度までは、0.814倍の縮減曲線となってしまふ。この期間を緩やかでも成長状態に保つためには、2030年度70倍か、できれば80倍を目標としたい。70倍は、およそ累積100GWに相当するので、PV2030ロードマップで設定したベースケースの目標<sup>(4)</sup>に該当する。

ここで試算された、2030年へ向かった各ケースの意味づけを考察するために、産業習熟曲線(Learning Curve)理論を用いて到達可能なコスト低減の可能性を評価してみた。図2は、日米欧で太陽光発電開発が開始された1970年代中盤から最近までにわたる実績と習熟率例<sup>(5)</sup>である。

縦軸をモジュール価格、横軸を累積生産量として両対数でプロットし、その傾きを調べると、図中に示すような習熟曲線が得られ、指数(習熟係数)は $-0.351$ となった。これから、累積生産が2倍に達したときにコスト低減する割合である習熟率PRは、 $PR = 2^{-0.351} = 0.784$ と求められる。

習熟率は産業の規模や技術内容によって、0.9～0.6とばらつく。大量生産の一般論としてよく教科書に登場するのは習熟率80%である。これに比べると、現在までの太陽電池モジュールのコスト低減効

果は幾分顕著である。

ここで、図1で設定された各ケースの累積導入推移を用いて、産業習熟曲線を試算した。結果のまとめを、表1および図3に示す。上図で求められた実例(習熟率 $PR_2=0.785$ )の他に、 $PR_1=0.800$ および $PR_3=0.720$ を適用した。

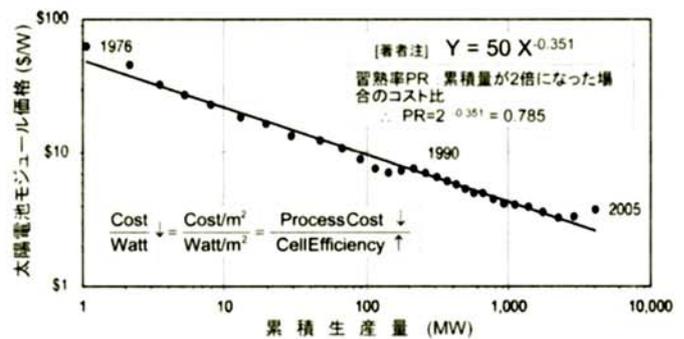


図2 太陽電池モジュールの産業習熟効果の評価例<sup>(3)</sup>

ケース	2030年国内導入累積				
	40倍 (53GW)	60倍 (84GW)	70倍 (100GW)	80倍 (115GW)	100倍 (143GW)
習熟率 $PR_1=0.800$	0.3121	0.2692	0.2435	0.2435	0.2268
習熟率 $PR_2=0.800$ 2030年30GW/Y輸出 (386GW)	0.1648	0.1608	0.1588	0.1571	0.1541
習熟率 $PR_3=0.785$	0.2818	0.2399	0.2257	0.2152	0.1992
習熟率 $PR_4=0.785$ 2030年30GW/Y輸出 (386GW)	0.1407	0.1370	0.1352	0.1336	0.1308
習熟率 $PR_5=0.720$	0.1799	0.1447	0.1331	0.1248	0.1124

表1 産業習熟効果のケーススタディ

(注1) 表中の小数点付き数字はコスト低減割合。

(注2) 輸出を含めたケースでは、括弧内に(国内導入+輸出量)表示。

(注3) コスト低減割合の基準=1を50円/kWhとすれば、7円/kWh以下になる割合を下線表示。

図3では、横軸に累積導入量を、縦軸にコスト低減割合を示した。3種類の習熟率に応じて、2030年5ケース(40～100倍)に相当する累積導入量をプロットすると、到達可能なコスト低下割合(2005年度基準)が得られる。各々について、2030年に到達可能な導入量と得られるコスト低下割合を図中にマーキングした。このうち、中位の曲線が上記実例の習熟率 $PR_2=0.785$ である。

$PR_3=0.720$ の場合には、革新的なブレークスルーがあった場合を単純化・平均化して図中の破線で表現した。実際には、ブレークスルーがあった時点で、習熟曲線は下方にシフトし、しばらくすると、例えば $PR_2=0.785$ 場合と同様の傾斜で通常のコストダウン傾向に戻るS字曲線を描くのかも知れない。



図3 累積導入量推移に対して到達可能なコスト低減割合(2005年基準)

図および表からすると、国内導入のみに依存すると、 $PR_3=0.720$ の革新ケースで、2030年に100GW導入の場合のみ、第3次グリッドパリティを実現できるということになる。そういう意味では革新技術を期待する名分にはなるが、ブレークスルー実現性のリスクは存在する。

この点を救うには、やはり、輸出市場を想定しなければならない。「PV2030+」で見込んでいた程度の輸出分として、2030年に30GW/年を想定した。この場合には、 $PR_1=0.800$ では、これでも第3次グリッドパリティには到達しない。しかし、現時点程度の習熟率 $PR_2=0.785$ が確保できれば、2030年国内70倍(累積100GW)の市場と輸出により、想定したコストダウン達成の圏内が可能であることが分かる。この意味するところは、高めの習熟率を確保するための、たゆまない技術改良と、しっかりした国内導入策、ならびに、国際市場の確保策がやはり重要であるということを示していると考えられる。「PV2030+」が示した指針は間違いではなかったと、あらためて思う次第である。

### 3. 買い取り制度の諸議論を見ながら

現状の余剰電力買い取り制度では、余剰電力を幾分でも多く買い取ってもらうためのユーザー省エネルギー意識が高まり、DSM (Demand Side Management) 価値として評価できる。自家消費分についてグリーン電力価値認定を受けて環境価値をユーザー権利として保持することができる側面がある。このため余剰電力買い取り方式を可能な選択肢として残して欲しいとの多くの希望があるように感じる。

一方、大きめの太陽光発電システムを有する自治

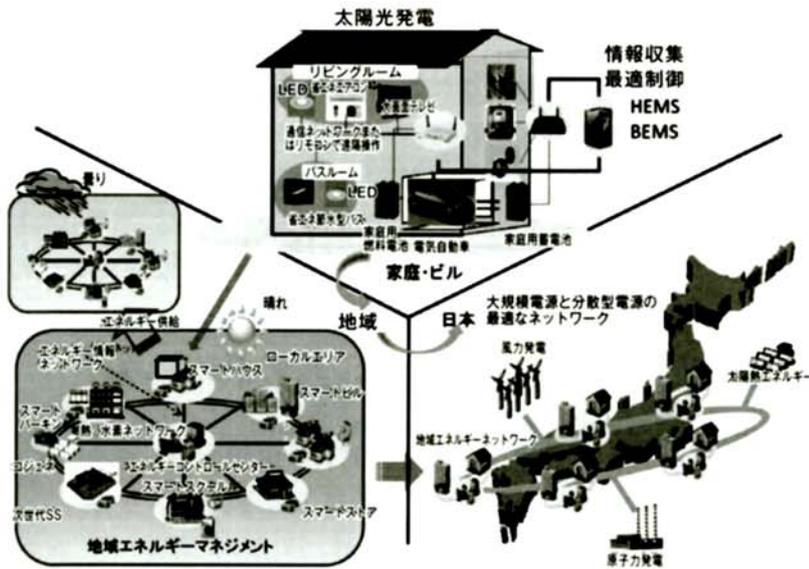
体や工場では、余剰電力を生ずることはまれであるため、インセンティブは働かない。全量買い上げとなれば多少のインセンティブにはなるが、初期投資の大きさそのものが導入の障害になっているので、設備導入補助を希望する声が多くある。

以上の価値論を考慮すれば、買い取り価格が漸減していった場合、環境価値を残したレベルを最終価格にすべきであろう。制度導入に当たっては当初から、買い取り価格の根拠や移行計画を明示すべきである。

導入量が増加し、買い取り制度により投資リスクが計算できるようになると、地域格差が問題となるであろう。現状では、自治体間の補助制度差異、日射量の地域差、気温の地域差によって、投資回収年数に差が生じる。また、太陽光発電導入率の地域差により、地域の電力会社単位での買い取り料金サーチャージが異なってくる。地域の導入率が高いと電気料金が幾分かでも高くなるわけで、ネガティブ・インセンティブとなる。むしろ、導入加速のために普及率の高い地区のインセンティブが高まるような制度設計を希望する。ユーザーと非ユーザーの不公平感を最小にし導入促進を図るためには、「社会コストミニマム」世論の醸成に心がけることが不可欠になってくる。これは、再生可能エネルギー導入促進のための系統インフラの整備のコスト負担についても同様のことが言える。

太陽光発電産業における投資計画は、国の助成制度を前提として策定しているので、不用意な朝令暮改を避けなければならない。

太陽光発電設置の短期間での投資回収が可能になってくると、投資リスクとの関連で、設置した太陽光発電システムの発電電力量 (kWh) の見積りの重要度が増す。従来は設備容量 (kW) を対価としてきたために、あまり知見が進んでいない。これは上記の地域差の他、毎年の気象変化や、設置建物の形状差による日射量差・日陰差、周囲建築物による日射障害など、発電量推定確度を高く要求されるようになる。場合によっては経済的な補償を求める訴訟の対象になる可能性が大きい。この点についての努力が必要で、早急に知見を高めなければならない。

図4 日本型スマートグリッド<sup>(2)</sup>

## 4. 将来の系統インフラについて

### 4.1 日本型スマートグリッドの構築に向けて<sup>(2,3)</sup>

本項は経産省内にプロジェクト・チーム「次世代エネルギー・社会システム協議会」のロードマップの請け売りであるが簡単に紹介しておきたい。「次世代エネルギー・社会システムの構築(中間とりまとめ)」では、図4に示すような「日本型スマートグリッド」構築を提唱している。ここでは、「家庭用HEMS・業務用BEMS」「地域エネルギー・マネージメント」「大規模電源・分散型電源最適ネットワーク」という三つの階層構造が描かれている。

ここではわが国の電力需給構造は、「需要サイド」および「地域単位」のエネルギー・マネージメントシステム(EMS)による地産地消モデルを取り込んだ方向に変化していく可能性を示唆している。図5には需要サイドEMSの例を示した。

図6は本中間とりまとめのロードマップイメージである。この方向性の下に、今後～2030年の中長期のロードマップを策定するとしている。また、地産地消モデルの核となるエネルギー・マネージメントシステムの開発、次世代エネルギー・社会システム実証を実施、海外展開も可能な国内モデルの深化を図っていく。同時に海外では、都市型：ニューメキシコ州プロジェクト、離島型：沖縄

ーハワイプロジェクト、新興国型：日本ーインドプロジェクトを展開するという当面の計画が示されている。

### 4.2 系統インフラ構築についての私見

現状の電力システム構成では、発電側(上流)から需要側(下流)に向かって流れているパワーフローを前提としている。現状の分散電源普及段階ではおおむね既存系統側の余裕によって対処できたが、これから下流側に分散電源(大量の太陽光発電)が導入されてくる場合には、基本的に、「電力系統電圧問題」、「需給ギャップ調整(周波数問題)」について何らかのハーモナイズ(検討・改良対策)が必要になってこよう。

定性的には、戸別対策のみに依ることが非現実的に高コストとなる場合、系統側での対策が社会コストミナマムな解が得られる可能性がある。しかし、これらの対策を余りに上位系統側に持ち込むことになれば、検討・改良すべきパスが長くなることは得策ではない。したがって、比較的小規模な近隣の地域的EMS(エネルギー・マネージメント・システム)を構築し、その中で住宅・ビル単位の直接的な負荷需要のEMSを組み合わせた、自律分散制御システムを構築していくのが得策であろう。

例えば、住宅1軒1軒に蓄電池を負荷することは非現実的であるが、地域全体をカバーする蓄電ステーションを設置することは、

- ・負荷のならし効果、
- ・発電パターンのならし効果、
- ・上位系統との連系電力パターン(受電・送電)の安定化による付加価値の向上により、必要蓄電容量に対して大きな全体最適化の効果が期待できる。

また、革新的エネルギー技術計画には、地域的EM

図5 需要サイドのエネルギー・マネージメントの例<sup>(2)</sup>



## 5. おわりに：低炭素社会実現に向けての 太陽光発電の性格付け再整理

低炭素社会を実現するための21世紀の選択として太陽光発電技術アプローチが耐えうるかどうか、筆者なりに、以下に諸点を復習・再整理してみた。

### (1) 太陽光発電の優位性

- ・ 太陽からの恵み：  
膨大、非枯渇、永遠に持続可能
- ・ 本質的にクリーンエネルギー：  
燃料不要・環境へ付加的な熱排出なし
- ・ 誰でも手にできる普遍的・平和的なエネルギー資源 vs 化石・核資源は極端に偏在
- ・ 軽く、シンプルな直接発電であり、熱型のシステムに比較して運転保守は容易

### (2) 太陽光発電の基本的な技術課題

- ・ 昼夜サイクル(規則的)や気象変化(不規則)：  
使い方に工夫が必要
- ・ エネルギー密度が低く、面積型：  
効率向上や量産技術が重要
- ・ 広帯域の分光分布でも大幅な効率向上が可能な革新型太陽電池が長期的には望まれる

### (3) 分散型エネルギーとしての特徴

- ・ オンサイト発電
  - 送電線新設や燃料輸送が不要・辺地の電化可能
  - 既存系統の上位系統増設せずに、目の前の需要に対応可能
- ・ 設置場所の選択自由度が高く、応用分野が広い
- ・ 地域の発展に合わせたフレキシブルな施設計画
- ・ 工期が短いので投資効率がよい
- ・ 市場規模に合った太陽電池量産技術の選択により、段階的・長期的な産業発展・コストダウンが見込める
- ・ 地球環境問題、国家エネ確保、産業振興、雇用確保
- ・ 短いEPT (Energy Payback Time) ・顕著なCO<sub>2</sub>排出抑制効果
- ・ 分散型・再生可能エネルギーオプションの中でもとくに有望
- ・ カーボンフットプリント削減：  
人類生存への有力なソリューション！

### (4) 低炭素社会実現へ向けての太陽光発電の考え方

- 太陽光発電は、超長期的視点に立って、本質的に地球環境の持続、生態系の生存に不可欠なソリューション！
- 太陽光発電技術は、高効率化・高生産速度を実現し産業習熟効果の大きい技術革新で裏打ち：併せて「コスト-累積市場」習熟曲線では導入・市場規模の大きさも不可欠！
  - 競合的なアプローチと比較して、当面のコストが高めに推移しても、技術の裏打ちと市場発展に伴うコストダウン効果は大きく、経済的に充分競合できる「産業自立」レベルへ到達可能。
  - すでに第一次グリッドパリティレベル実現は、目前である！
  - 第3世代太陽電池技術は2050年以降への超長期ブレークスルーを追求していく開発課題。当面の日本産業力のさらなる発展のためには第2世代が重要である！
  - 「PV2030+」ロードマップが描くように、第二次グリッドパリティ、第三次グリッドパリティ実現には、世界市場1/3以上のシェアを確保できるような産業規模が不可欠である！  
国内ばかりでなく、国際導入支援プロジェクトも産業政策として重要である。
- 2050年CO<sub>2</sub>世界半減を目指した低炭素社会へのトランジションにあつて、系統インフラ・エネルギーミックスをも形成しながら、確実に太陽光発電の貢献度合いを高めていく、継続的な国家シナリオの立案・維持が重要である！

#### [参考文献]

- (1) 太陽光発電1000万世帯に 政府、温暖化ガス削減へ行程表、NIKKEI NET  
<http://www.nikkei.co.jp/news/main/20100115ATFS1403F15012010.html>
- (2) 経産省：次世代エネルギー・社会システムの構築に向けて、2010.1.29.  
<http://www.meti.go.jp/committee/materials2/downloadfiles/g100119a03j.pdf>
- (3) 経産省：次世代エネルギー・社会システム協議会、中間とりまとめ  
<http://www.meti.go.jp/committee/materials2/downloadfiles/g100119a04j.pdf>
- (4) 2030年に向けた太陽光発電ロードマップ (PV2030) 検討委員会報告書、NEDO、2004年6月、図42、p.13.
- (5) Gregory Nemet (University of Wisconsin) : Learning Curves for Photovoltaics, June 2007, International Energy Agency

—東京工業大学 黒川浩助特任教授に聞く—

## 太陽光発電、2030年1億kWを目標に

わが国は新エネルギー・産業技術総合開発機構（NEDO）が発足以来、産業界と一体となって太陽電池の開発を進め、第1世代の結晶系、第2世代の薄膜系で世界をリードした。補助金打ち切りで一時落ち込んでいた太陽電池の国内出荷量も補助金復活、新しい余剰電力買取制度の開始などにより、2009年は前年比2.6倍となり、市場は活況を呈している。



住宅に太陽光発電システム（PV）を設置する政策の提案者であり、太陽電池の開発と普及に40年にわたってかかわっている国際エネルギー機関（IEA）太陽光発電タスク委員会のメンバーで、東京工業大学特任教授の黒川浩助氏に、世界とわが国の太陽光発電市場の今後の展開と成長するうえでの課題を聞いた。（聞き手・駒橋 徐）

### ■発電コストは2030年に1kWh 7円目指す

◇◇麻生政権時代にPVの累積導入量を2020年に現状の20倍、2030年に40倍に増やす目標を立てましたが、現政権はこれをさらに高める考えです。この目標をどうみていますか。

「単純に何倍に増やすというのではなく、産業の規模を考えないといけない。太陽電池産業は成長を続けることが大事。市場規模が縮小すれば、企業は投資しなくなる。2020年に20倍、2030年に40倍の目標では2020年以降の太陽電池産業の成長率は鈍化する。成長を続けていくには2030年に現状の70倍の目標が必要になる。これは国内の累積導入量では1億kWになることを意味します」

◇◇2009年にご自身が委員長となってNEDOの太陽光発電ロードマップをまとめました。これと目標との関係はどうなりますか。

「ロードマップでは現状のPVの発電コスト1kWh当たり46円を、2010～2020年に家庭用電力並みの同23円に、2020年に業務用電力並みの同14円、2030年に事業用電力並みの同7円に、というシナリオを描いた。これを実現するには2030年に国内の累積導入量が1億kWとみていた。太陽電池産業の成長に必要な量はロードマップと合致する。この規模を達成するには国内ではほぼ1000万世帯の住宅の屋根に太陽電池の設置が必要となるため、輸出をいかに確保するかが課題だ。また2020年以降は更新需要が出てくる。いずれにせよ1億kWはわが国の太陽電池産業が持続的に成長するためのぎりぎりの線です」

### ■第3世代の技術革新で変換効率40%の実現期待

◇◇日本の太陽電池の生産規模は年5000億円となりました。今後の推移をどのように予測されていますか。

「年率20%以上の成長が続き、数年で1兆円産業になるだろう。しかし国内市場は税金による各種インセ

ンティブで盛り立てている。これは太陽電池産業を自立させていくための国の産業振興策でもある。太陽電池産業は買取制度による電気料金の上乗せ分を今後、10年でゼロにしてほしいですね」。

◇◇太陽電池の技術面では発電コストに効いてくる変換効率が結晶系はモジュールレベルで16%台、薄膜も10%に乗ろうとしています。今後の見通しは――。

「結晶系、薄膜系とも産業の習熟曲線に沿ってコストが下がる。第3世代の革新技術となる太陽電池の開発が始まっており、40%の効率も期待されている。常に次にブレイクするプロジェクトに取り組んでいくことが重要だ。コスト面では第2世代の薄膜系は生産技術が安定すれば、結晶系より有利になる。結晶系もこれまでの技術の積み上げにより効率はまだ上がると思います」

◇◇黒川先生はNEDOのサンシャイン計画の中で、住宅向けPVシステムの設置を提案されたそうですね。

「ええ。太陽電池による発電を太陽光発電と名付けたのも私です。太陽電池と住宅の連携を働きかけた時、米国は『なんでそんなことをやるのだ』と不思議がった。PVは集合体で設置するという発想で、EUも同様。現在、日本市場の80%を占める住宅の屋根へ太陽電池設置の発想はありませんでした」

## ■電力系統と情報系統の階層化が必要

◇◇PVは今後、どのように普及すると予測されていますか。

「世界のエネルギー賦存状況からみて、2100年のPVは1次エネルギーの3分の1になる。ドイツの機関は2100年に世界の1次エネルギーの3分の2が太陽エネルギーというシナリオをまとめた。光と熱が半々だ。PVは2100年に世界で1330億kWとなり、半分が砂漠に設置しての発電量となろう。2075年のPVは45億kW、その段階で産業の成長が飽和して、その後は安定的な産業として持続するとみている」

◇◇PVに伴う世界のインフラなどの動きはどうなっていますか。

「これから進める地中海周回計画は直流送電網により具体化の動きがある。サハラ砂漠に設置した太陽光発電から電気をEU諸国へ輸出する。ある地域に大型PV設備の建設計画があれば、その地域に太陽電池モジュール工場を設け、地域に資金を還流するといった地域振興策と一体のシナリオが描けると思います」

◇◇PVの大量導入と電力インフラの効率的な活用に向けた次世代電力系統の構築についてのご意見を。

「単にエネルギーと情報の併存システムではなく、社会コストをミニマムにすること。蓄電池ステーションを地域に置き、PVを設置した家の電力負荷を調整していく。地域の需給調整機能を持つことで外との対応ができ、だれでも系統運用情報が分かるシステムとしていく。つまり電力系統と情報系統を階層化し、スマートハウスから全国規模まで盛り込むシステムとするわけです」

◇◇今後のわが国の太陽電池産業のあり方は――。

「技術開発が第一。わが国の太陽電池の世界シェアは50%あったのが、2008年には14%に下落した。太陽電池産業はエネルギー産業としての戦略を持って展開しなくてはならない。より高い技術に投資し、人材を育成することが急務だ。販売だけでなく、国内の技術開発の成果を世界に発信していくことが大事。エネルギーは国家戦略であり、PVのグローバルな生産と市場の創設は国と一体となった戦略がカギになります」

――  
[ 黒川浩助(くろかわ・こうすけ) 1965年早大第1理工学部卒、旧通産省工業技術院電気試験所(現産業技術総合研究所)入所。エネルギー部エネルギー情報技術研究室長を経て1996年東京農工大教授。同大学院共生科学技術研究院生存科学研究拠点教授。2008年東京工大特任教授。67歳。 ]

## 低炭素社会に向け役割果たせ

社団法人日本ガス協会会長 鳥原 光憲

「時報PV+」創刊、誠におめでとうございます。太陽光・太陽熱をはじめとした新エネルギーに関する情報は、低炭素社会の構築を目指す社会にとって、ますます重要なものとなっております。今回の貴誌の創刊は、関係者が一様に待ち望んでいたものであります。

都市ガス業界は、環境性に優れた天然ガスの普及拡大を進めるとともに、高効率で省エネ性に優れたガス機器の普及や、ガス機器と太陽光・太陽熱といった新エネルギーをベストミックスさせたシステムの開発・提案などにも積極的に取り組んでおります。



また、都市ガス業界を含むガス体エネルギー業界では、ソーラーエネルギーの有効利用と普及拡大を

目指して、昨年6月に「ソーラーエネルギー利用推進フォーラム」を設立いたしました。ソーラーエネルギーの住宅・建築物への適用や、同エネルギーを利用したシステムの普及拡大を目指して活動を鋭意進めております。

貴誌におかれましては、これら都市ガス業界の取組みなどもご紹介いただくとともに、今後も新エネルギーについての多様な情報を発信していただき、低炭素社会の実現に向けて大きな役割を果たされることを期待しております。

## 厳しい指摘と問題提起を！

〔東京工業大学特任教授 黒川浩助〕  
〔再生可能エネルギー協議会代表〕

太陽光発電を筆頭に世界的な再生可能エネルギーの導入拡大が競って展開されている中、日本でその公正かつ公平なウオッチャー役として、社会の公器としての役割を大いに期待するものです。

第一次石油危機勃発に応じて開始されたサンシャイン計画に参加してから40年近くの歳月が流れています。その後のオイル価格の低位安定の時期もあって、「石油代替エネルギー」に対する社会的認知は進みませんでした。しかし、消えゆく仲間のプロジェクトの中であって、太陽光発電研究プロジェクトの持続とニッチマーケットへの進出という「継続」は力でした。

政府の太陽光発電の中長期目標は倍々ゲームのごとく、現在導入量の20～30倍という意欲的な数字が打ち出されていますが、単純に何倍に増やすというのが目的ではありません。要求された目標時期までのコストダウン達成のために必要な高効率化が、生産性向上による「技術力」の取得と、十分な産業習熟に向けた「市場規模の成長」の



創出とともに、車の両輪として不可欠です。2030年に例えば7円/kWh程度の基幹電力としての「グ

リッドパリティ」達成には、国内市場で現状の70倍程度、同時に海外市場で少なくとも世界1/3シェア獲得が必要と考えています。

わが国がこれからの地球環境全体の「生存」に合致した「自前のエネルギー源」の獲得と、同じく世界ニーズに応えた「グリーン産業」へ育てていくという命題に向かうためには、まだまだつきつめた本質的な価値についての議論を進め、我々を社会に認知していただくことが最重要と考えます。

それを実現するためには、価格面で太陽光発電産業の自立化が不可欠であり、さらには世界市場へ進出していく投資意欲、その主要な革新的アプローチとして、2040～2050年代をめがけた40%超の変換効率達成という超長期の国際戦略も日欧へ仕掛けています。ますますのたゆまぬ努力とそうした一つ一つの積み重ねの努力に温かい目を向け、時にはきびしい指摘と多方面からの問題提起を行う役割を、この創刊された本誌がきっちり果たされよう大いに期待しております。

# 太陽光発電 - 30 余年を経てさらに

## Solar Photovoltaics - Over 30 Years and Beyond

黒川浩助\*

### 1. まえがき

筆者は旧・電総研に入ってから、直流送電用の高電圧パワーエレクトロニクス・ハード開発を10年近く担当した。その時転機が訪れた。忘れもしない「第一次石油危機」が日本をおそったのが1973年である。これを契機として開始された「サンシャイン計画」に巻き込まれ、気がついてみたら、その後の人生の大半を「太陽エネルギー」の利用に捧げることとなった。そして30余年。

工業技術院サンシャイン計画推進本部や、1980年に創設された新エネルギー総合開発機構(NEDO)への出向もあり、次第に、太陽光発電の研究開発に深く関わるようになった。NEDOもこの10月に満30歳になった。この初期の時代に、系統連系技術した「住宅屋根上発電」を、電力系統を通して太陽光発電を「集合論的に導入」することを提唱<sup>(1)</sup>した。世界に冠たる日本生まれの系統連系技術にもつながった。この長い日々、試行錯誤も交えながら、自分なりの「太陽エネルギー」価値観が育ってきたと思う。

太陽光発電は量的に莫大でかつ無公害なエネルギー源として期待されてはきたが、他の再生可能エネルギーとともに、社会的に限られた評価しか与えられて来なかった。ところがこの2年ほどの間に、想像を超えたスピードで展開を遂げ、わが国のエネルギー政策や戦略で、重要な位置づけを与えられるようになった。しかし、その本当の価値に気付いている人たちは、まだまだ少ないのかもしれないと思う。

現状の太陽光発電は、まだ経済性と大量導入時の発電量変動へ懸念を抱く人も多い。しかし、太陽光エネルギーを10～15%の効率で電力に確実に変換でき、最近では20%の商用モジュール変換効率も手が届くレベルに達しつつある。また、さらに40%

超へのブレークスルーを求めようとする挑戦的なプロジェクトも開始されている。エネルギー回収期間(EPT)とCO<sub>2</sub>回収期間(CO<sub>2</sub>PT)についても「燃料なし」の特質を生かし、ともに2年以下の水準である<sup>(2)</sup>。21世紀以降のための真に持続可能なエネルギー源を求めるならば、もっとも有力なエネルギー・ソリューションと主張したい。本項の主眼をそこに置きたい。

### 2. コストダウン達成のためのアプローチ

旧サンシャイン計画が発足したとき、当時の通産省は、2000年までという25年を超える長期の基本計画を提示した。100分の1にコストダウンを実現するという目標達成には及ばなかったが、幸いにも、太陽光発電の研究開発は粘り強く一定のレベルで継続してきた。この努力が一旦は世界トップシェアをとった日本の太陽光発電産業の技術を支えたのだと信じている。

しかし、2000年を迎えてから長期の目標が見えなくなり、プロジェクト規模はスローダウンしてしまった。太陽光発電の明るい将来が実現のためには、ロングレンジの技術開発と、若い人材を集めることが重要である。幸いにも、ふたたび長期計画の設定の機会が訪れた。2004年に、太陽光発電技術ロードマップ「PV2030<sup>(3)</sup>」を、さらに、洞爺湖G8サミット時の「クールアース50」に合わせた拡張版「PV2030+<sup>(4)</sup>」を2009年に策定できた。その概要については文献を参照願いたい。

太陽電池はいくらまで価格低減可能なのかという素朴な疑問を持つ諸氏は多いはず。その間に答えるための基本的な考え方に触れたい。

太陽電池の基本要素は半導体デバイスであるので、生産規模に応じたスケールメリットを追求することになる。これは、熱型の既存大型発電システム

\* 東京工業大学ソリューション研究機構 特任教授

が追求するスケールメリットとは根本的に異なる。後者は、より大出力にすれば体積は増えるがその表面積は増えない。熱損失が軽減、効率が上昇する。

ICは情報の単位(ビット)を小さくして稼ぐが、太陽電池の面積は地表の日射強度に縛られる。集光型を除いてICのように面積を縮小できない。「技術開発」では、少なくとも次のようなアプローチを考えている。①材料、デバイス構造、プロセスを工夫して太陽電池変換効率を上げると、面積当たりの発電能力(W)が増える。②太陽電池を薄くし、材料の必要量を下げる(集光型では面積も小さく)。③原材料の種類・工程を工夫して、単価を下げる。④製造プロセスの面積当たりのタクト時間をスピードアップしたり、歩留まりを改善、製造ライン投資を抑えながら製造能力を向上。以上をまとめると次式のように示されよう。

$$\frac{\text{Cost}}{\text{Watt}} \downarrow = \frac{\text{Cost/m}^2}{\text{Watt/m}^2} = \frac{\text{Process Cost} \downarrow}{\text{Cell Efficiency} \uparrow} \quad (1)$$

しかし、大容量製造能力を持つ製造プラントができたとしても、実際に稼働・販売できなければインシヤル投資コスト回収できない。産業自立までの「初期市場立ち上げ」が早期のコストダウン・普及には不可欠である。

### 3. 産業習熟効果入門

前章で述べた、もろもろの要素をざっくりとひっくり返して評価する手法として、産業習熟曲線(Learning Curve)理論が用いられる。過去から現在までの実績を分析し、その傾向を将来に延長して、到達可能なコスト低下の可能性を推定するものだ。

すなわち、累積生産量と製品価格の推移を(2)式のような関数形で推測する。

$$P(t) = P(0) \left[ \frac{q(t)}{q(0)} \right]^{-b} \quad (2)$$

ここで、

$P(t)$  : 時期  $t$  における製品の平均価格

$q(t)$  : 時期  $t$  における累積生産量

$b$  : 習熟係数

$$PR = 2^{-b} \quad (3)$$

ここで、

PR : 習熟率, 進歩率 (Progress Ratio) :

累積生産量が2倍になったときの価格比  
 一般には、習熟係数  $b$  ではなく、累積生産量が2

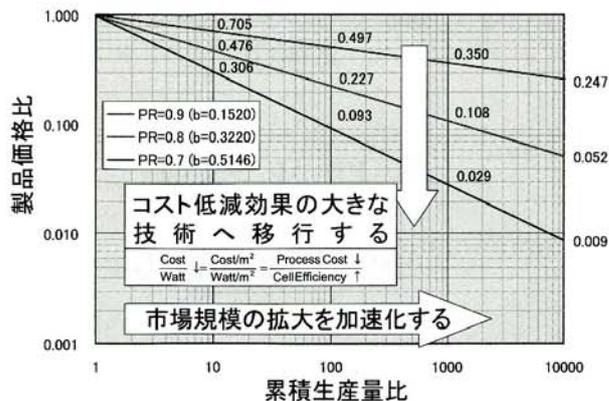


図1 コスタダウンのための戦略

倍になったときの価格比 PR を(3)式で表す。(習熟率を価格低下比  $PR=2^{1-b}$  で定義する場合もあり。)

図1のように、累積生産量と価格比の関係を両対数平面で、 $PR=0.9, 0.8, 0.7$  ( $b=0.1520, 0.3220, 0.5146$ に相当)を用いてプロットすると直線の関係になる。産業習熟効果を説明する教科書では、 $PR=0.8$ を例に引いていることが多いが、量産技術の質によって違う。

習熟率の一例<sup>(5)</sup>として、フォードT型自動車の場合87% (1909-1923), 集積回路が67% (1962-1968), フロン代替品が93% (1988-1999)。電磁式安定器(1977-1993)では97%とほとんど変化がなかったが、電子式安定器になると88% (1986-2001)と価格低減が見られる。産業の規模や技術内容によって、おおむね0.9~0.7と分布していて、機械産業系では習熟効果は少さめ、革新技術系で顕著と理解される。

主題の太陽電池の習熟率については、多くの報告がある。図2<sup>(6)</sup>は代表的な報告で、1976-2005年を対象期間としている。同図から習熟率 PR は、 $PR = 2 - 0.351 = 0.784$ と読み取れる。以下の分析では、この値をベースケースに取った。

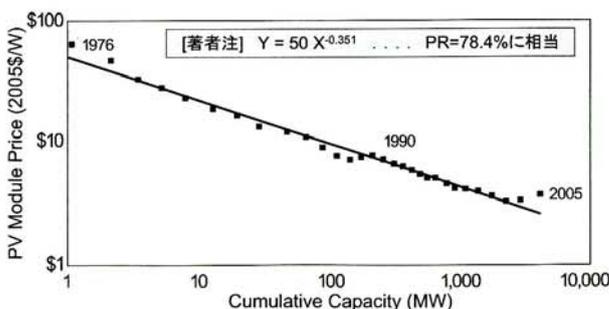


図2 太陽電池の産業習熟効果分析例<sup>(6)</sup>

### 4. 日本の太陽光発電産業の円滑な発展とは

現在、政府の公式導入目標では、2020年までに、太陽光発電を2005年度(1.42GW 累積)の20倍の

28GW、2030年に約30倍の53GWに引き上げるといふ。この数字を太陽光発電産業の円滑な発展という見地から吟味してみよう。実はこの種の数字は、時の政治状況や、エネルギー政策、あるいは国際環境問題の進展によって大きく左右されてきた。これらに加えて、産業政策としての重要なポイントがある。

もちろん、このところ太陽光発電の大量導入については、驚くほどの進展が見られる。そのために、電力系統インフラの改良についてもポジティブに扱われつつある。経済産業省では、「次世代エネルギー・社会システムの構築に向けて」、「日本型スマートグリッド」の重要な要素のひとつとして太陽光発電をいかに組み込んでいくかが議論されている<sup>(7, 8)</sup>。

ここでは、2020年に約20倍、2030年に約40倍について、産業成長上でどういう展開になるか調べた。結論から言えば、このふたつの数字の整合性は好ましくない。

図3に示したように、基準年2005年度から、2020年度導入目標20倍を経由して2030年40倍へ到達する曲線を描いた。前提条件は2008年度導入実績以降、2020年度まで毎年一定の市場成長率を想定、その後2030年までに新たな一定の市場成長率を仮定した。その結果、20倍・40倍を達成するための、両期間の成長率は、それぞれ1.32倍/年、0.81倍/年となった。2020年までの成長率はかなり大きめであるのに対して、2020年から2030年まで、むしろ産業収縮の右下がりとなる。このように不自然なシナリオでは新しい産業として投資する企業家はいないであろう。

もし、国内市場が成長横ばいと見ても、2030年には94GWに達する。

2020年度20倍までは図3と同じ経過として、以降2030年度まで年成長率を複数仮定して試算する

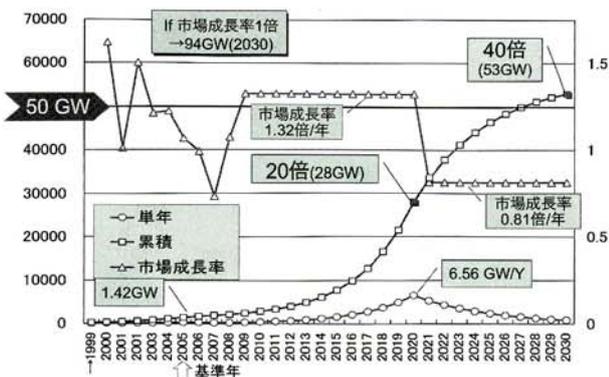


図3 太陽光発電の年導入量と累積導入量の推移

表1 年成長率による2030年度累積量

年成長率(2020-2030)	2030年度累積導入量
0.814	40倍 (53GW)
0.971	60倍 (84GW)
1.017	70倍 (100GW)
1.050	80倍 (115GW)
1.100	100倍 (143GW)

と、結果は表1のようになった<sup>(9)</sup>。円滑な産業の成長を期待するのであれば、2030年度70倍か、できれば80倍を目標としたい。70倍は累積100GWに相当するが、これは前に触れたPV2030ロードマップのベースケース目標<sup>(4)</sup>に該当している。

### 5. 産業成長シナリオと可能な産業習熟効果

いままで述べてきた材料を使ってこれから可能な太陽光発電システムの可能なコストについて吟味してみよう。

前提として、産業習熟率を、0.800(悲観ケース)、0.785(図2実績ケース)、0.720(革新ケース)の3種類を想定した。2030年累積導入量を40倍～100倍の5種類(表1相当)とした。

まず、図4の $PR_1 = 0.800$ ,  $PR_2 = 0.785$ に注目して欲しい。この2本の直線上に、40～100倍の5点をマークした。2005年度のシステムコスト比=1.0からスタートし、右下がり各々の累積導入量までたどっていくと、その場合のコスト比の到達点に至る。

2005年度の住宅用の発電コストをおよそ50円/kWhと見ると、 $GP_1 \approx 23$ 円/kWh,  $GP_2 \approx 14$ 円/kWh,  $GP_3 \approx 7$ 円/kWhの水平線により、第1次～3次までのグリッドパリティ(GP)に到達可能かどうか判定される。(注:各GPは住宅用、工場用、電気事業用の取引料金レベルを意味、PV2030+を参照<sup>(x)</sup>)

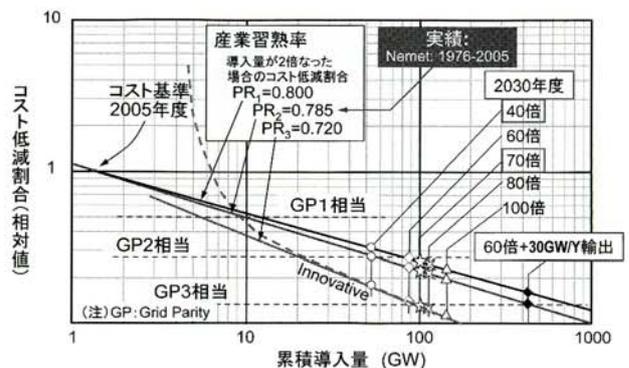


図4 各種累積導入シナリオと価格低減可能性

40倍導入のケースで、習熟率0.785の場合では、ぎりぎりGP<sub>2</sub>まで、100倍までのいずれのケースでも、GP<sub>3</sub>には達しない。これではコストに関する政府目標は無理と言うことになる。

ここで、ひとつの付加ポイントとして、革新ケースがある。これは2008年G8洞爺湖サミットを契機として着手されたNEDOの革新的太陽光発電プロジェクトを意識した<sup>(10)</sup>。すなわち、多接合や量子ドットなど今後ブレークスルーが期待され、40%超の変換効率を目指している。このような超新技術の開発では、習熟率を0.72と見ても良いのではないかとすることである。

このケースでは、70倍以上の導入が達成されれば、GP<sub>3</sub>=7円/kWhが可能と示された。すなわち、PV2030+のコスト目標は産業習熟理論上では妥当な線に載っている。

しかし、革新技術はリスクも大きいため、実はPV2030+は保険を掛けている。すなわち、図5のような2030年で世界市場1/3相当(30GW/年)の輸出分を明記している。これに従うと、図4の一番右下のマークのように、60倍ケース(国内累積84GW)にこれを加えれば、GP<sub>3</sub>ラインに達することが分かった。

本来、PV2030やPV2030+は、太陽光発電コストから必要な太陽電池変換効率を目標として見込み、併せて、その前提条件として導入規模を2030年に100GW(本稿の70倍ケース)を設定している。このセットをばらばらにして、40倍の導入でもGP<sub>3</sub>=7円/kWhが同時に達成できるような記述に触れるたびに大きな疑問を感じざるを得ない。繰り返すが、目標コストと、その達成のための産業習熟理論から提示された導入目標量は一体不可分である。

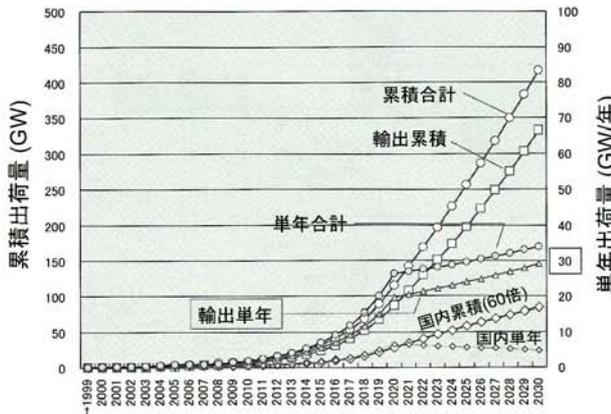


図5 2030年30GW/Y輸出想定シナリオ

## 6. 地球社会生存の本質解 - 太陽エネルギー

再生可能エネルギーの本質は、日光や雨や風や植物体のような自然に得られるエネルギー源で、そのほとんどは太陽から到達する太陽エネルギーに起因するプロセスによって生起されている。太陽さえ存在すれば持続・生存できるものである。

太陽エネルギーはもともと面積型のエネルギー源で、それを収穫するためには、ある面積を必要とする。農地が太陽エネルギーを源として作物を育てている事と同じだ。地上人類が永遠に生存し続けようとするれば、太陽エネルギーに依存していかなければならない。化石資源あるいは核資源を一方に消費するのみでは、持続性は保証されない。

すべて太陽エネルギーに人類社会を託すということは、食料、資源、エネルギーの獲得を農業型に変えていかねばならない。人類生活・活動のあとに残される、排泄物、廃棄物、排出物についても環境修復する必要がある。オーソドックスな考え方に従えば、自然生態系にすべてゆだねることになる。生産・修復のための生態系の面積が必要、生態系維持に必要な環境保持も不可欠だ。

地球自然生態系の活動能力に応じて重み付けされた面積をバイオキャパシティ(BC)と定義する。人類活動に必要な面積はエコロジカル・フットプリント(EF)という<sup>(11)</sup>。その単位はグローバル・ヘクタール(gha)で測られる。

この考え方のイメージを図6<sup>(12)</sup>、<sup>(13)</sup>に示した。

もし、全人類の残した足跡が自然生態系の全面積を越えたら、これは人類の非生存に帰結する。すなわち、生存条件はBC > EFである。

筆者は、地球社会の持続・生存の真理はこれに尽きると考えている。太古の昔ならばいざ知らず、真剣に論じ合っていかなければならない時代に到達し

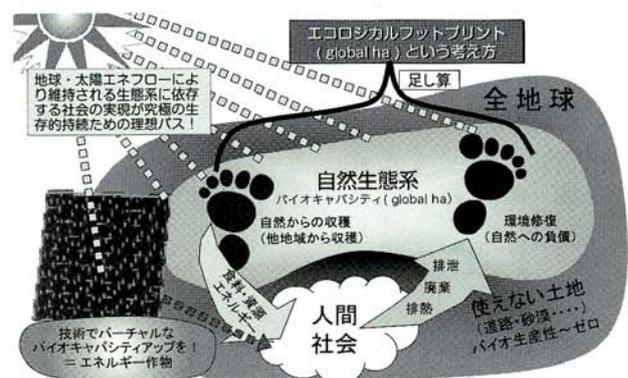


図6 真の生存持続性あるエネルギー供給<sup>(12)</sup>、<sup>(13)</sup>

ている。地球社会において、人類社会はあまりにもオーバーサイズになった。1987年には、人類が残したフットプリントは、地球1個分を超えてしまった。2007年には、1.5個分に達したという<sup>(14)</sup>。

各国の人口1人当たり値は、世界自然保護基金から定期的に報告されている。2008年版<sup>(15)</sup>には、147カ国の2005年統計値一覧が掲載されている。日本のフットプリントは4.9 gha/人、バイオキャパシティは0.6 gha/人であり、EF/BC比8.6倍という超赤字経営状態になっている。足りない部分は、他地域に依存していることになる。米国は1.9倍、EUは2.0倍、中国2.3倍、世界平均で1.29倍(2005)、1.5倍(2007)である。

世界の半分のEFはカーボンフットプリントであり、耕作地が1/4を占める。米国、中国インド、ロシア、日本、ブラジル、ドイツ、メキシコ、フランス、英国の上位10カ国のみで、世界の半分以上のEFに達する。

もし、生物活性の低い砂漠地帯や荒野に太陽光発電を設置したら、EFの考え方ではどう扱われるのだろうか<sup>(16)</sup>。太陽光発電は太陽エネルギーから電気を生み出す。ポジティブに捉えれば、エネルギー供給やCO<sub>2</sub>吸収のために貸し出されていたバイオキャパシティを返済すると同義だ。

住宅屋根上太陽光発電もこれと同様だ。屋根はバイオキャパシティがゼロと見える。南欧で見られるメガソーラーや太陽熱発電プラントが、オリーブ畑を伐採して建設されている。しかし、この評価軸の上では逆行する方向だ。

## 7. むすび

個々の住宅屋根は小さいが、その集合は、大きなポテンシャルを持っている。今まで普及した数10万件の光発電ハウスは平均4kW弱/軒の大きさである。年間で7~8割の住宅電気をまかなっている。紛れもない国産・自家製の電気である。さらにPV2030+が実現すると、同じ面積で2倍くらいの発電が可能だ。オール電化が可能になる。

この有用な「おらが電気」の源は、太陽エネルギーを起源とした地元の再生可能エネルギーをも含む。地域社会へ組み込まれようとしている。社会インフラとしての「スマートコミュニティ(次世代エネルギー・社会システム)」の方向へ、新しい一歩を。電力ネットワーク改造や、社会システムとして組み込まれた蓄電ステーションも可能性を帯びてきた。パワーエレクトロニクスも忘れられない。新し

いパワーデバイス SiC の本格登場が間近だ。

工場の駐車場で光発電により充電されたEVマイカーは、夕方の家庭電気ピークに合わせて、この電気を運ぶ機能も持つであろう。太陽光発電大量普及時代の電力系統需給調整に大きな意味を持つだろう。

次の本誌300号発刊時には、きっとこのような時代が目の前に見えるはず。そう信じながら本稿を結びたい。

## [参考文献]

- (1) 黒川:太陽電池の時代, 読売科学選書(単行本), 昭60.10.
- (2) 産総研太陽光発電研究センター: [http://unit.aist.go.jp/rcpv/ci/about\\_pv/supplement/supplement\\_1.html](http://unit.aist.go.jp/rcpv/ci/about_pv/supplement/supplement_1.html) 2008.10 更新
- (3) 2030年に向けた太陽光発電ロードマップ(PV2030)検討委員会報告書, NEDO, 2004年6月.
- (4) 「太陽光発電ロードマップ(PV2030+)」概要版, <http://app3.infoc.nedo.go.jp/informations/koubo/kaiken/BE/nedopressorder.2009-06-08.2039491773/gaiyou.pdf>
- (5) Learning-by-doing, <http://en.wikipedia.org/wiki/Learning-by-doing>
- (6) G Nemet (University of Wisconsin) : Learning Curves for Photovoltaics, June 2007, IEA.
- (7) 経産省: 次世代エネルギー・社会システムの構築に向けて, 2010.1.29, <http://www.meti.go.jp/committee/materials2/downloadfiles/g100119a03j.pdf>
- (8) 経産省: 次世代エネルギー・社会システム協議会, 中間とりまとめ <http://www.meti.go.jp/committee/materials2/downloadfiles/g100119a04j.pdf>
- (9) 黒川: 太陽光発電普及—大きな変化を期待して太陽光発電協会機関誌「光発電」, No.33号, 2010.3.
- (10) 實政: NEDO 革新的太陽光発電技術研究開発の取組み, 日-EU 研究協力セミナー, 2010.7.15. [http://www.deljpn.ec.europa.eu/common/fckeditor/editor/filemanager/browser/default/connectors/php/transfer.php?file=/uid000037\\_32303130303732365F46503753656D696E6172325F4E45444F50562E706466](http://www.deljpn.ec.europa.eu/common/fckeditor/editor/filemanager/browser/default/connectors/php/transfer.php?file=/uid000037_32303130303732365F46503753656D696E6172325F4E45444F50562E706466)

- (11) 黒川：寄稿：太陽光発電時代の節目，太陽光発電協会機関誌「光発電」，2009.3.
- (12) 黒川：太陽光発電の恵み－人類生存へのアプローチ，農工大 第9回太陽光発電システム研究発表会，2007.3.24.
- (13) N. Yamashita, M. Ito, K. Komoto, K. Kurokawa: An environmental potential of PV systems in Japan by utilizing the ecological footprint, PVSEC-17, Fukuoka, 3-7 Dec. 2007, 60-C9-04.
- (14) Living Planet Report 2010, World Wide Fund for Nature.
- (15) Living Planet Report 2008, World Wide Fund for Nature.
- (16) K. Kurokawa, et al: Energy from the Desert, Earth Scan, 2009.

筆者紹介

黒川浩助（くろかわ こうすけ）  
東京農工大学名誉教授、現東京工業大学ソリューション研究機構特任教授、再生可能エネルギー協議会代表



## 「一般社団法人 日本太陽エネルギー学会」に 入会をおすすめください

本会は、太陽エネルギー利用に関する基礎と応用について科学技術の振興と普及を目的に1975年(昭和50年)に設立され、2010年(平成22年)に一般社団法人に移行しました。

化石燃料代替エネルギー開発や地球温暖化阻止などから本会が携わっている分野技術の革新・普及が強く求められております。また、これまでの技術分野に加え、燃料電池、宇宙発電等新しい分野の技術開発についても期待されています。

ぜひ、お近くの未入会の方におすすめください。

### 会員になると

- 学会誌「太陽エネルギー」を送付します。(隔月刊・6回発刊/年)
- 研究発表会への参加資格が得られます。
- 各種講演会，見学会には会員割引・優先参加ができます。
- 本会発刊図書の特価購入できます。

入会は巻末に折り込みの入会申込書をご利用ください。

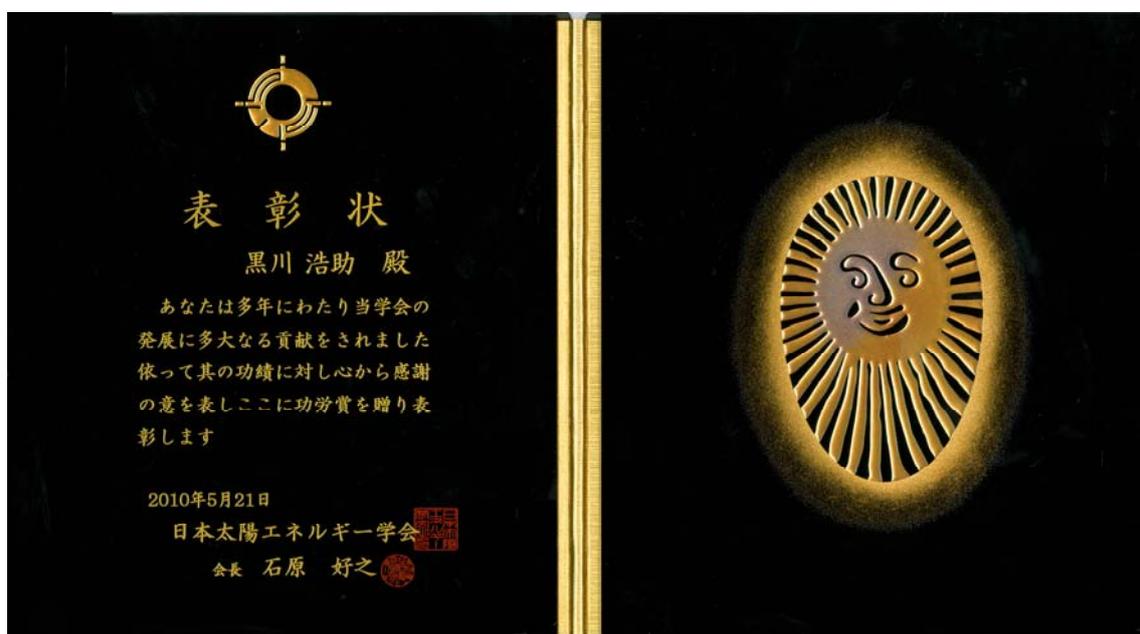


# 報道・表彰

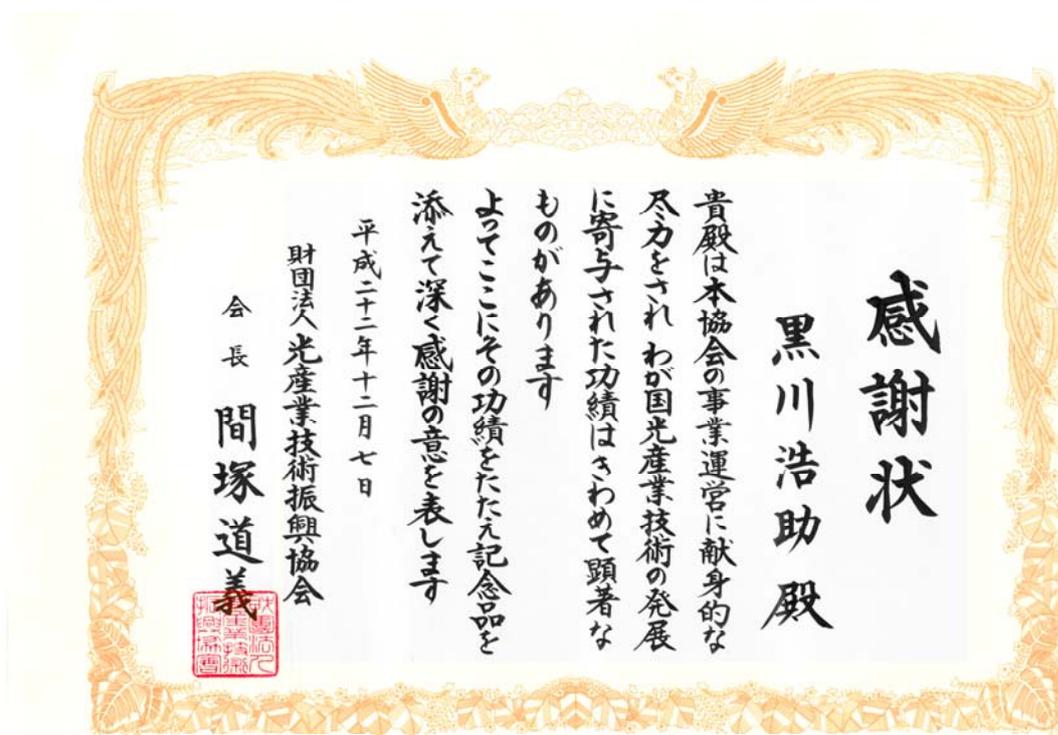
[2010年～2011年]



日本太陽エネルギー学会 功労賞, 2010年5月21日



財団法人 光産業技術振興協会 創立 30 周年記念功労者 感謝状, 2010 年 12 月 7 日



国際太陽エネルギー学会 理事 感謝状, 2010 年 12 月 31 日



**ISES**  
International  
Solar Energy  
Society

Certificate of Appreciation  
awarded to

**Prof. Kosuke Kurokawa**

in recognition of distinguished service as a member of the

**BOARD of DIRECTORS**

for the period:

01.01.2008 – 31.12.2010 as Representative of Japan

International Headquarters in Freiburg on the 31<sup>st</sup> December 2010.



A handwritten signature in blue ink, reading "David S. Renné".

President  
Dr. David S. Renné

A handwritten signature in blue ink, reading "C. Hornstein".

Executive Director  
Christine Hornstein

## JICA・東大、現地で共同研究

日本と北アフリカ諸国が、ほぼ無尽蔵にある砂で太陽電池を作る共同研究をサハラ砂漠で始める。国際協力機構（JICA）や東京大学はアルジェリア高等教育・科学研究省などと2015年までの計画に合意、5年で電池原料の生産技術にメドをつける。チュニジアの産官を交えた研究組織も12月に立ち上げた。いずれも日差しに恵まれた現地で電池原料のシ

# サハラの砂から 太陽電池材料

リコンを安く量産し、将来の発電事業に発展させる計画だ。太陽電池はケイ石から作る半導体向けシリコンの転用が多い。太陽電池の普及でシリコン不足が懸念される。太陽光発電を成長産業と考える北アフリカ諸国と、発電事業にも関わりたい日本側が研究の必要性で一致した。

- 砂が含む酸化シリコンを太陽電池向けの純度99.9999%以上のシリ

## 生産技術、5年でメド

コンに変える。サハラ砂漠の砂はゴミが少なく酸化シリコンに富む。JICAが総額3億円を支援する予定。東大や東京工業大のほか弘前大、物質・材料研究機構なども加わる。アルジェリア側はオラン工科大や高等教育研究省アドゥラル再生可能エネルギー開発部門などが連携する。

東大などはチュニジアの産官関係者も交えて計画の推進母体「SSBFアンデーション」を今月設立した。

東工大  
AESセンター  
連続インタビュー  
⑧



東京工業大学特任教授  
黒川 浩助氏

太陽光発電はさまざまな可能性がある。例えば、砂漠に設置したらどうなるか。不毛の地と思われていた場所がエネルギー供給基地となる。しかも、材料となるシリコンもまた、砂漠には豊富にある。もちろん住宅や事業所など、需要地に設置することで効率良く利用できるだろう。それは太陽光発電が持つ可能性は、どのように具体化されていくのだろうか。

「V2X」で太陽光発電を有効利用

現在、取り組んでいる研究についてお願いします。

黒川 身近なところからお話しますと、一つはエネルギー需要地で太陽光発電を効率的に利用していく仕組みです。先進エネルギー国際研究(AES)センターで

は、三菱商事を中心とするグループによる電気自動車(EV)を利用したシステムの検証試験や、JX日鉱日石エネルギーのチャージステーションが、これに相当します。

また東京電力のメガソーラープロジェクトにも、東京工業大学の赤木泰文教授、小長井誠教授と共同で参加しています。私自身、かつてNEDOの創設の頃に在籍し、サンシャイン計画にも関わ

りまして、その頃、太陽光発電は個人住宅屋根上での系統連系に限ると考え、当時の通商産業省や大蔵省にも説明したことがありまして、一軒一軒の発電設備は小さくても、集合してとらえれば大きな電源です。同じことがEV普及にも当てはまります。大きな蓄電池群ができるわけです。これに対し、東京大学の荻本和彦特任教授が指

摘しているのですが、帰宅後の夜ピーク時間帯に使うというピークシフト手段を提供できます。地域コミュニティなど統合的に運用できれば、素晴らしいスマートコミュニティが実現し、電力が系統に注入されてしまおうというのです。そこで、EVを蓄電池として利用するアプローチを提案しています。私たちは「V2X」と呼んでいるのですが、昼間の太陽光発電などの電力を、

本紙 地域内で電力を融通するということができないのですか。

黒川 地域の中で電力を融通するということですが、

砂漠の砂からシリコン  
欧州大陸に売電も可能

世界のエネルギーの30%  
太陽光発電でまかなえる

黒川 まさに、もう一つの研究が砂漠での開発です。東京大学の鯉沼秀臣客員教授とともに進めているのが「サハラ・ソーラー・フリーダー(SSB)計画」です。

本紙 北アフリカのサハラ砂漠に、太陽光発電

施設を建設するということですね。

黒川 それだけではありませぬ。太陽電池の材料はシリコン(ケイ素)で地球上に大量に存在しています。ありふれた岩石の主要な成分が、シリコン酸化物ということとです。

黒川 サハラ・ソーラー・フリーダー計画

本紙 とここで、太陽エネルギーを積極的に利用するのなら、やはり砂漠地帯での開発も有力です。このとき東工大の玉浦裕教授のように、太陽光発電を有力視する研

究者もいますが、これに対し黒川先生は太陽光発電を主張しています。

黒川 例えば、水晶は2酸化シリコンの結晶で、太陽光発電を有効視する研

究者もいますが、これに対し黒川先生は太陽光発電を主張しています。

黒川 まさに、もう一つの研究が砂漠での開発です。東京大学の鯉沼秀臣客員教授とともに進

めているのが「サハラ・ソーラー・フリーダー(SSB)計画」です。

本紙 砂漠に緑をたらすことにもなります。黒川 そうですね。砂漠の砂からシリコンを取り出すことにメリットはあるのでしょうか。

黒川 今回の太陽電池用シリコンは元々、1C産業用です。そこでは、2酸化シリコンをいったん還元した後、塩化し多

黒川 彼らは地中海を1周して、直流で送電することを考えています。

黒川 アルジェリアやチュニジアを進めています。

黒川 最後に、SSB計画に関する最近決定などを教えてください。

黒川 3月24日、神奈川工科大学で開催する応用物理学会で、シンポジウムを企画しています。

黒川 それから7月27日から29日に開催する「第6回再生可能エネルギー世界フェア2011」では、最新の技術を含め、最新の技術などの情報が発信されています。こちらもぜひ。(聞き手・本編意)



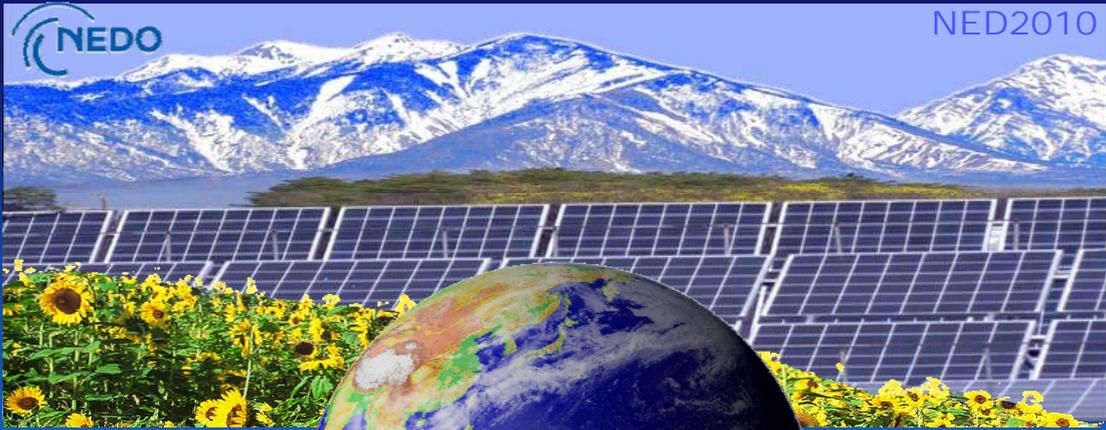
# 招待講演

[2010年～2011年]





NED2010



# NEDO設立から30年, そして (太陽光発電システム)

2010.7.27

黒川 浩助



東京工業大学 ソリューション研究機構 特任教授  
再生可能エネルギー協議会 代表  
東京農工大学 名誉教授



第21回太陽光発電システムシンポジウム

2004年6月16~18日, 朝日ホール

● **ベル研**  
世界初のシリコン太陽電池の発明から50周年

Tokyo University of Agriculture and Technology

kurochan @TKAT

# 石油時代はいつまで？



## 日経社説 2010.7.27

太陽光や風力など自然エネルギーの普及が加速している。試算では開始10年目で標準家庭の電気代は月150〜2000円増す。家庭や企業が不公平感を抱き、温暖化ガスの大幅削減へ踏み出すのに重要な仕組みだが、太陽光発電の後押しに偏っていないか。

この制度では、電力会社が支払った分を1キロワット時48円で買い取る仕組みが始まった。新制度の買い取り価格はこれと同じ程度で、家庭用でつくる電気も買い取りの対象に加える。大規模に発電すればコストが安いので利益が見込め、太陽光発電会社の参入を促す効果がある。

家庭の太陽光発電は全部を買い取るに電力会社の支払いが膨らみ、電気料金が大幅に上がる恐れがある。それを防ぐため同じ余った電気だけを対象としたのは妥当だろう。

不可解なのは、風力やバイオ燃料、小規模な水力発電などは同15〜20円の一斉の値で買い取るとした点だ。

バイオ発電はコストが同数十円とまだ高く、風力などと同じ条件では不利だ。コストに応じた値で買い取り投資資金を回収しやすくするのが制

度の狙いとすれば、発電方式ごとに価格を決めるのが筋である。

電気料金への上乗せでも細心の制度設計が欠かせない。電力を多く使う電炉業界などには軽減措置があってもよい。家庭向けでも、低所得者層への配慮が必要だろう。

太陽光パネルを取り付けた家庭への補助金は、新制度の導入後も続けるという。だが設置場所がないなどの理由で買えない人からは、購入者を優遇しすぎとの不満も出ている。

当面は続けるにしても、いずれは縮小や廃止を考えるべきだ。

政府は2020年までに国内のエネルギー供給の1割を自然エネルギーで賄う目標掲げる。この制度を上手に使って自然エネルギーの普及に弾みをつけてほしい。

### 太陽光発電に偏っては困る

太陽光や風力など自然エネルギーの普及が加速している。試算では開始10年目で標準家庭の電気代は月150〜2000円増す。家庭や企業が不公平感を抱き、温暖化ガスの大幅削減へ踏み出すのに重要な仕組みだが、太陽光発電の後押しに偏っていないか。

この制度では、電力会社が支払った分を1キロワット時48円で買い取る仕組みが始まった。新制度の買い取り価格はこれと同じ程度で、家庭用でつくる電気も買い取りの対象に加える。大規模に発電すればコストが安いので利益が見込め、太陽光発電会社の参入を促す効果がある。

家庭の太陽光発電は全部を買い取るに電力会社の支払いが膨らみ、電気料金が大幅に上がる恐れがある。それを防ぐため同じ余った電気だけを対象としたのは妥当だろう。

不可解なのは、風力やバイオ燃料、小規模な水力発電などは同15〜20円の一斉の値で買い取るとした点だ。

バイオ発電はコストが同数十円とまだ高く、風力などと同じ条件では不利だ。コストに応じた値で買い取り投資資金を回収しやすくするのが制

度の狙いとすれば、発電方式ごとに価格を決めるのが筋である。

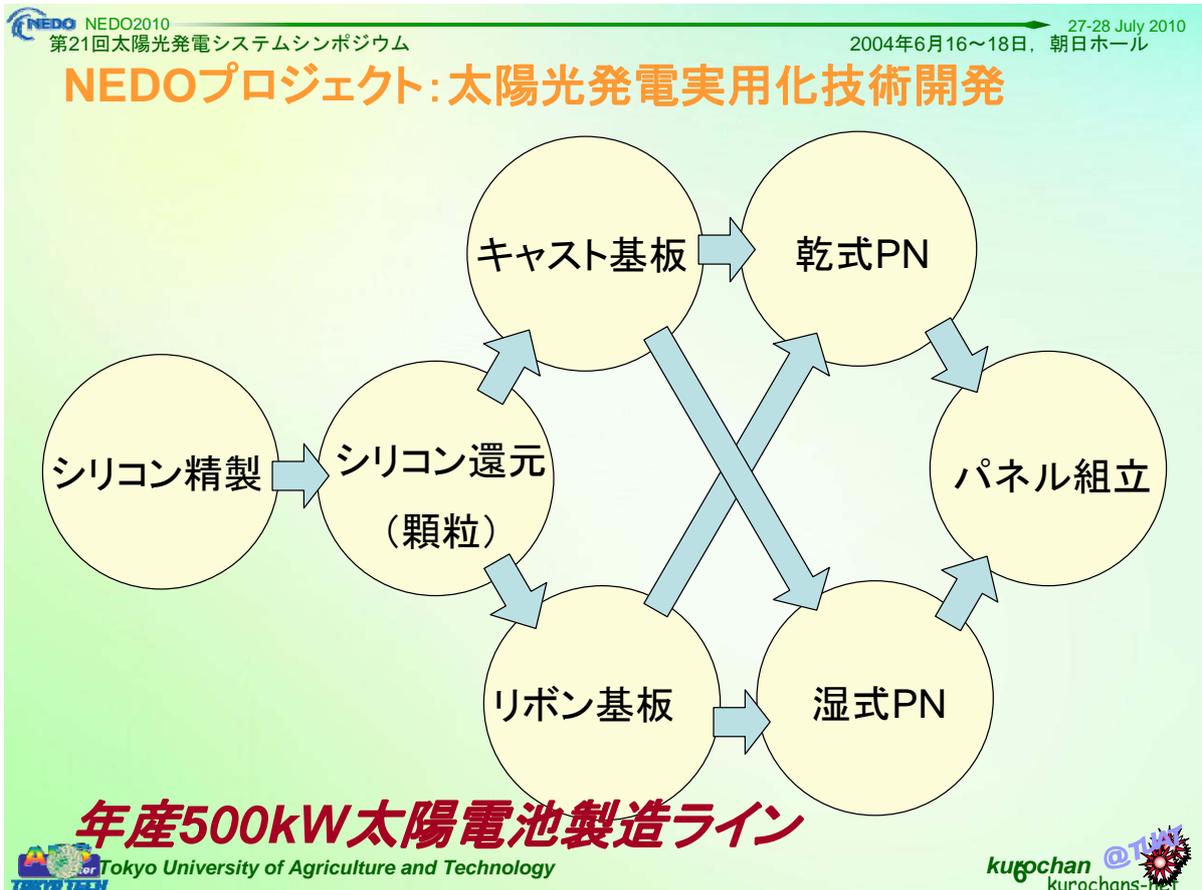
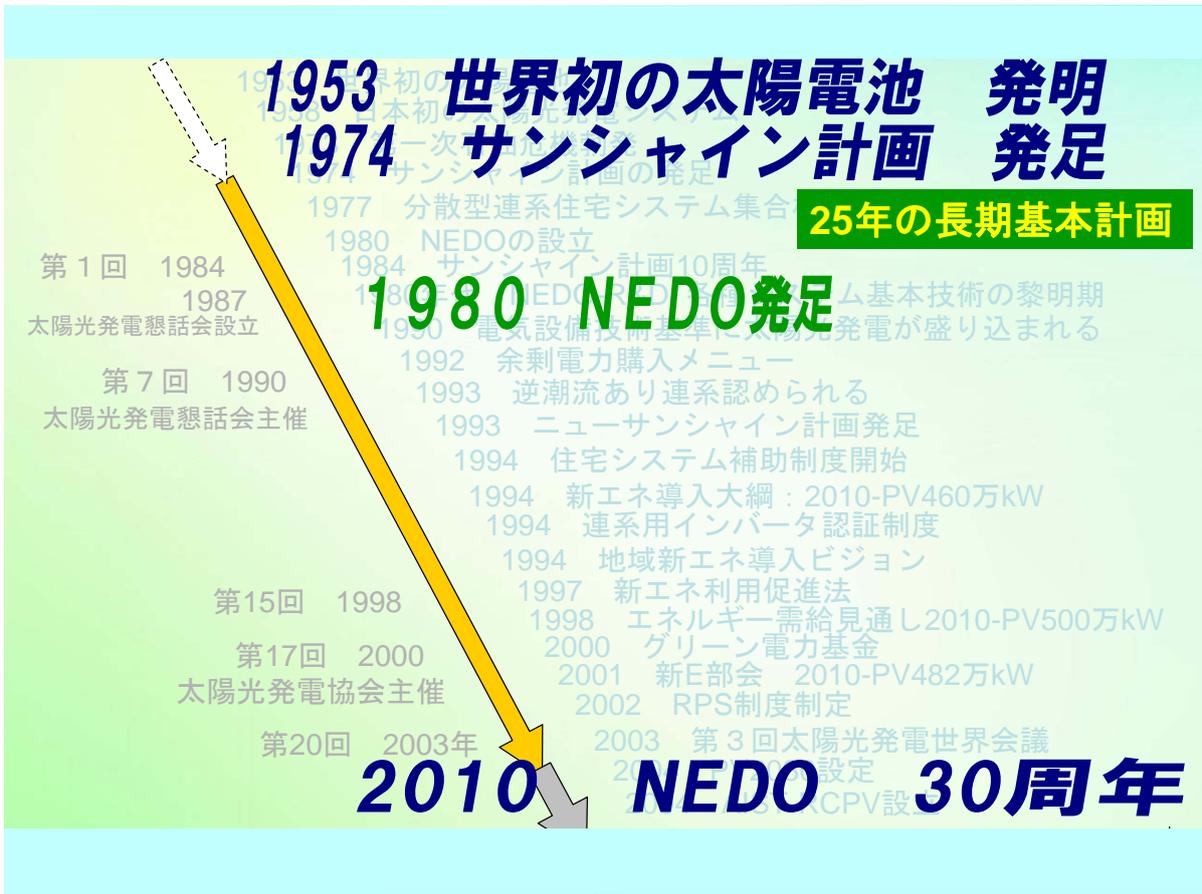
電気料金への上乗せでも細心の制度設計が欠かせない。電力を多く使う電炉業界などには軽減措置があってもよい。家庭向けでも、低所得者層への配慮が必要だろう。

太陽光パネルを取り付けた家庭への補助金は、新制度の導入後も続けるという。だが設置場所がないなどの理由で買えない人からは、購入者を優遇しすぎとの不満も出ている。

当面は続けるにしても、いずれは縮小や廃止を考えるべきだ。

政府は2020年までに国内のエネルギー供給の1割を自然エネルギーで賄う目標掲げる。この制度を上手に使って自然エネルギーの普及に弾みをつけてほしい。





# サンシャイン計画の発足

## 太陽光発電システムの研究開発

基本計画: 西暦2000年までに太陽電池の価格を100分の1に下げる。(閣議決定)

縦引きリボン結晶 (東芝)

横引きリボン結晶 (東洋シリコン→日本シリコン・三菱金属)

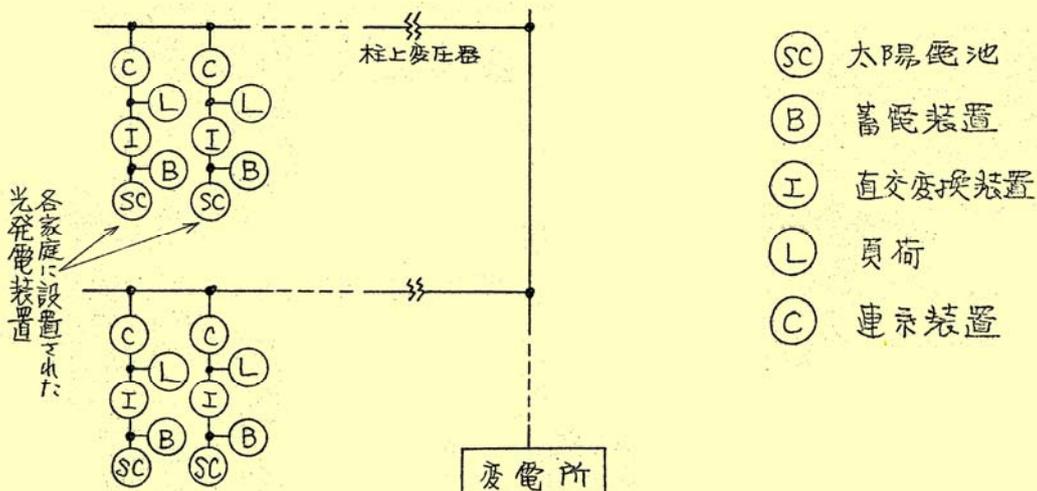
粒子非加速成長型 (日立)

粒子加速成長型 (日本電気)

新型太陽電池 (シャープ)

II-VI族太陽電池 (松下電産)

太陽電池の基礎研究 (電総研)



筆者が、たまたまサンシャイン計画推進本部に併任となっていた1977年に太陽光発電システム研究の必要性を感じ、図のように、系統連系された多数の分散設置された太陽光発電システムが配電システムを通して運用されれば、石油代替エネルギーを生み出す発電所のような機能を果たすことに着目し、大蔵省でも説明させていただいた。

## NEDOプロジェクト:太陽光発電実用化技術開発



写真1. 個人住宅システム用試験住宅の外観

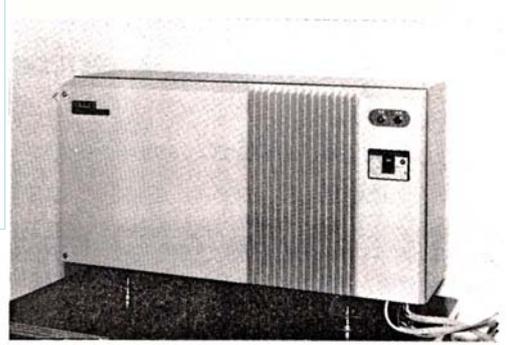


写真2. 個人住宅システム用直交変換装置の外観

### 個人住宅用太陽光発電システム技術開発

## 東京都23区 PV導入可能地域

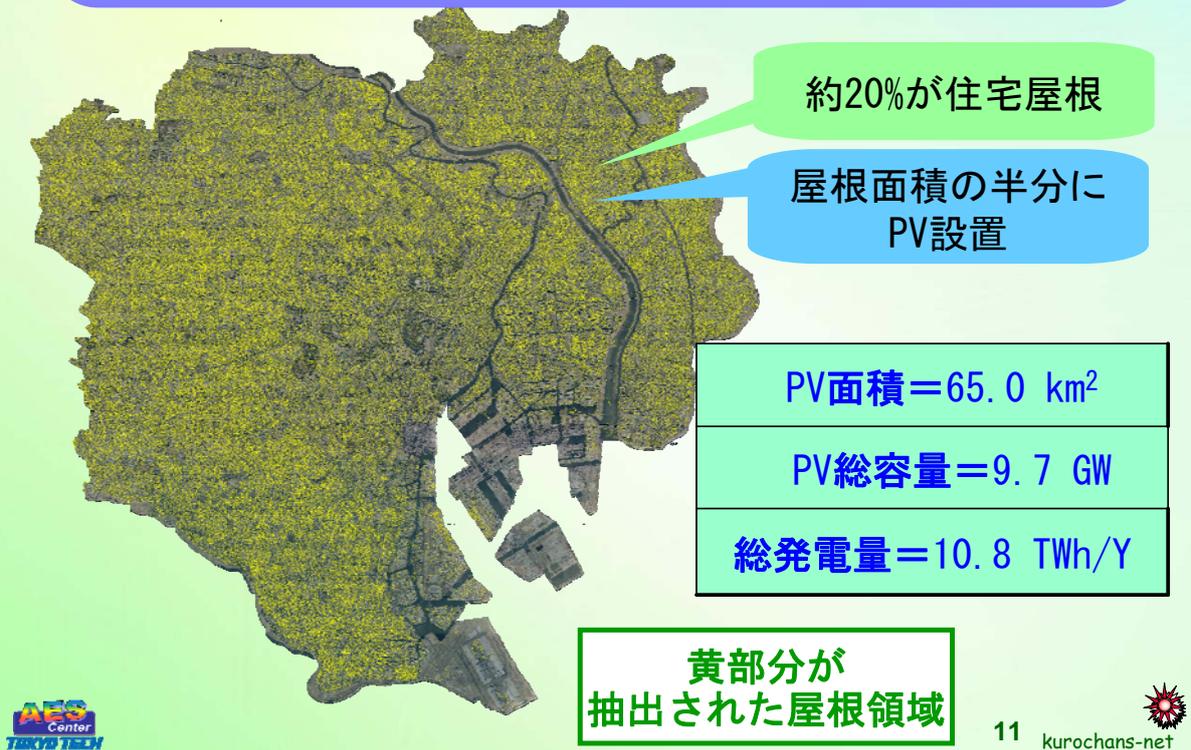


阿佐ヶ谷駅

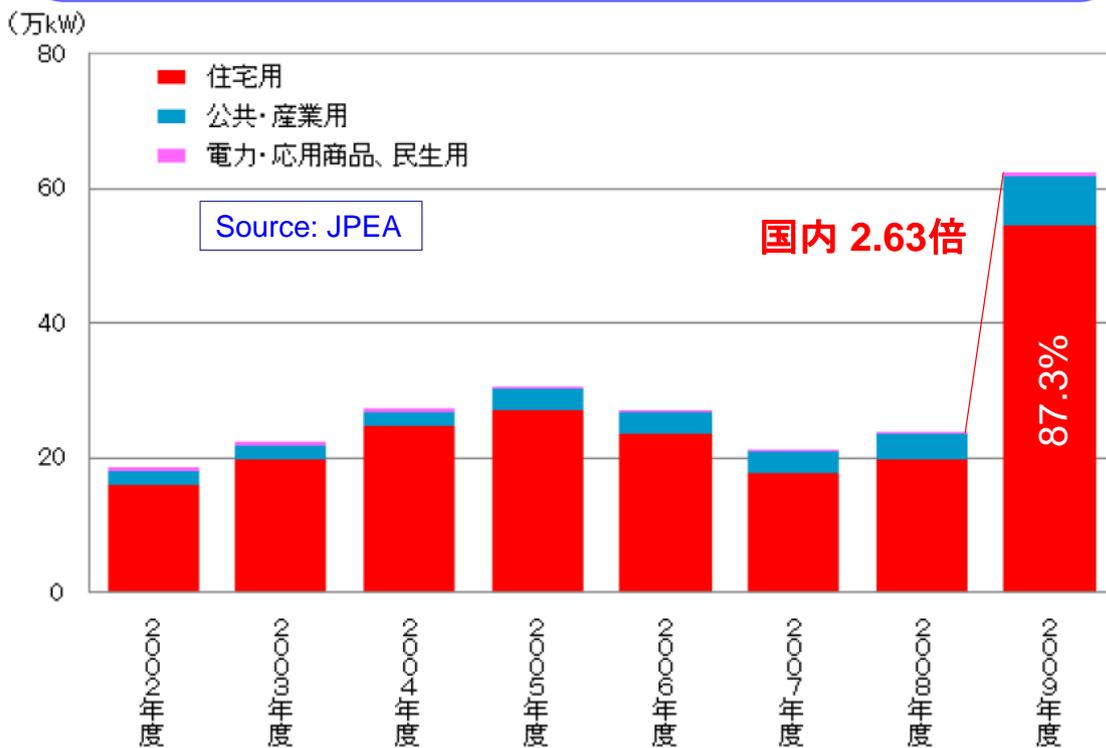
高円寺駅

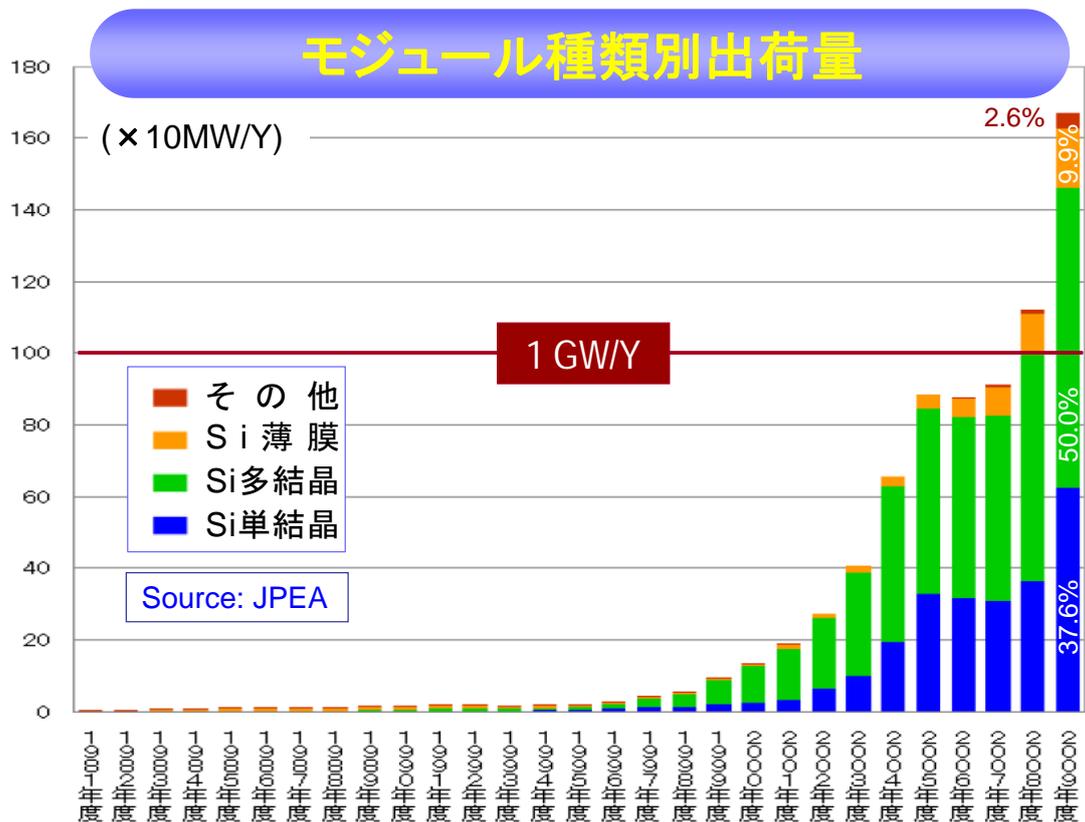
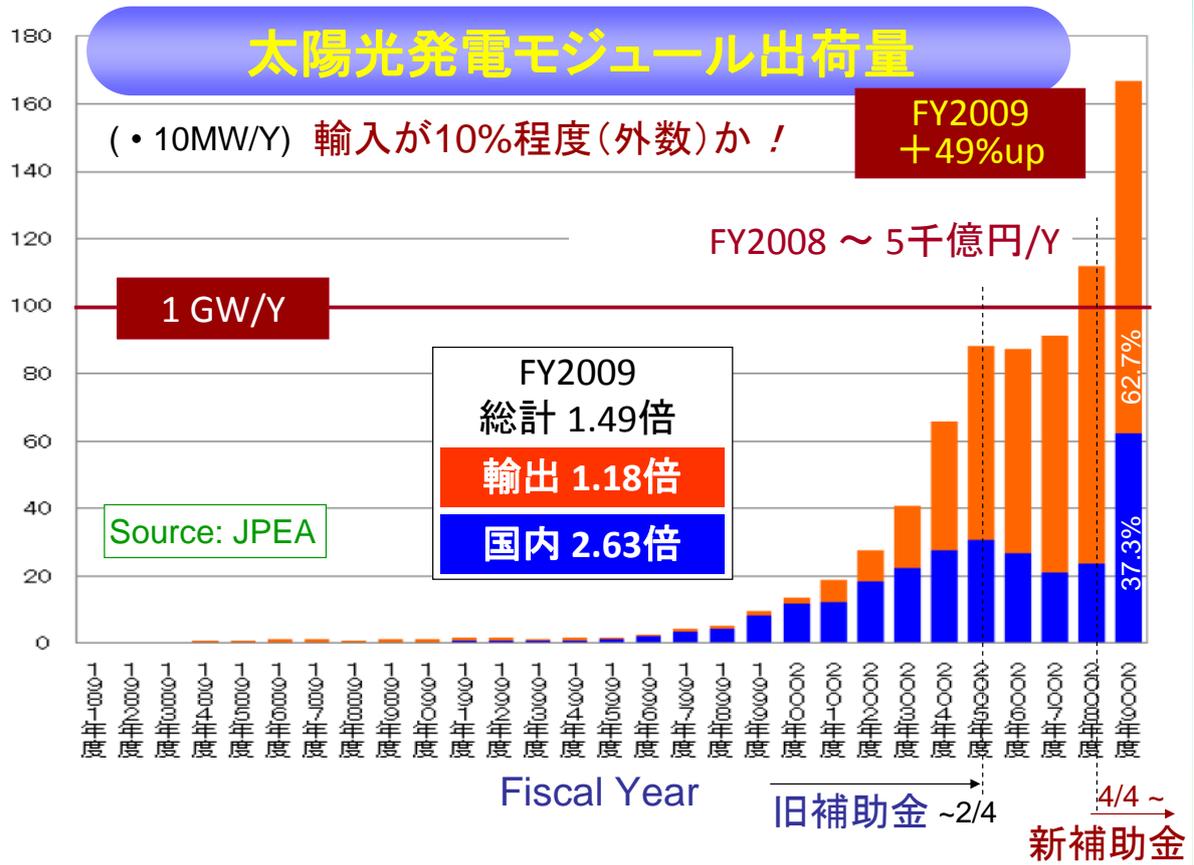
黄部分が抽出された屋根領域

## 東京都23区 PV導入可能地域

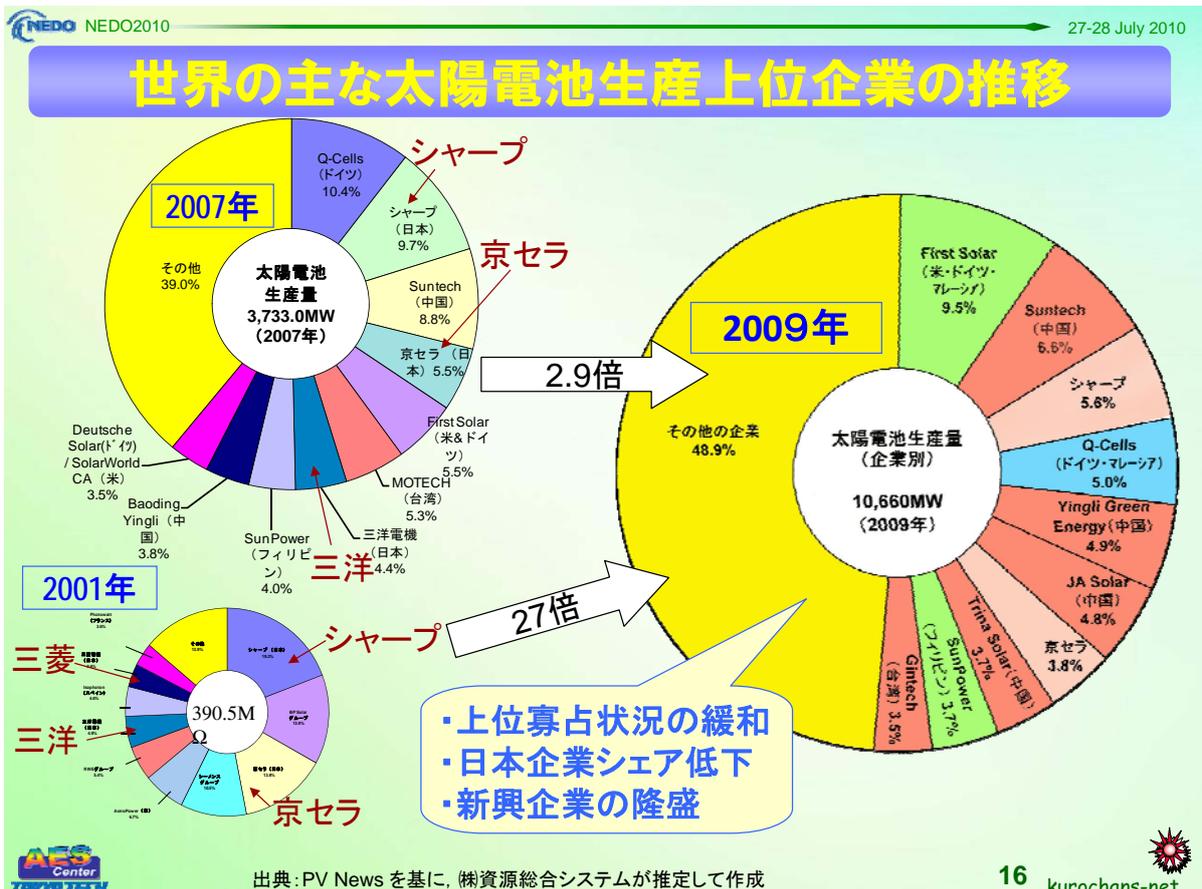
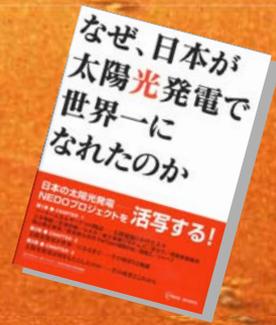


## 国内出荷用途別内訳

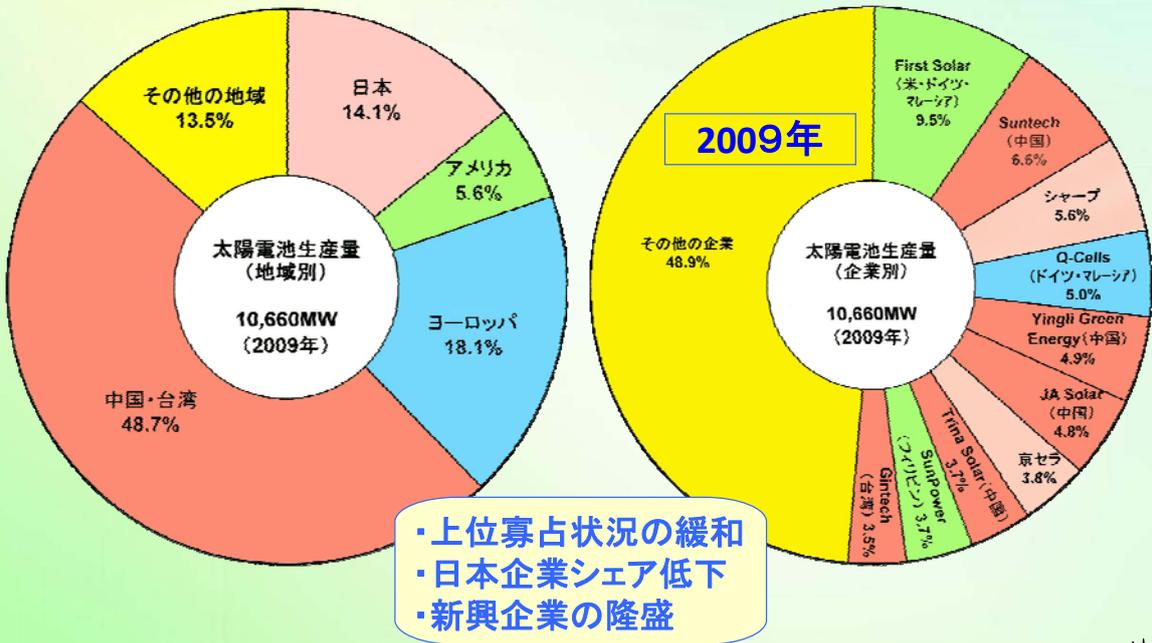




# なぜ、日本が太陽光発電で世界一を逃したのか



# 世界の主な太陽電池生産地域・企業の推移



出典: PV News を基に, 株資源総合システムが推定して作成

# 太陽光発電「世界一」奪還へ 次世代技術開発プロジェクト (2010~2014)

【目的】2020年国内導入量を20倍, 世界市場における競争力強化

↓  
世界市場現下のコスト競争, 新規獲得を視野

【開発目標】発電コスト14円/kWhのため, モジュールコスト75円/W, 変換効率20%に目途を

**実用化コスト競争力強化**

**次世代の低コスト太陽電池に目途**

**結晶シリコン太陽電池**  
→低コストシリコンプロセス, 効率向上

**有機系太陽電池**  
→効率・寿命工場, 低コスト化, シス化

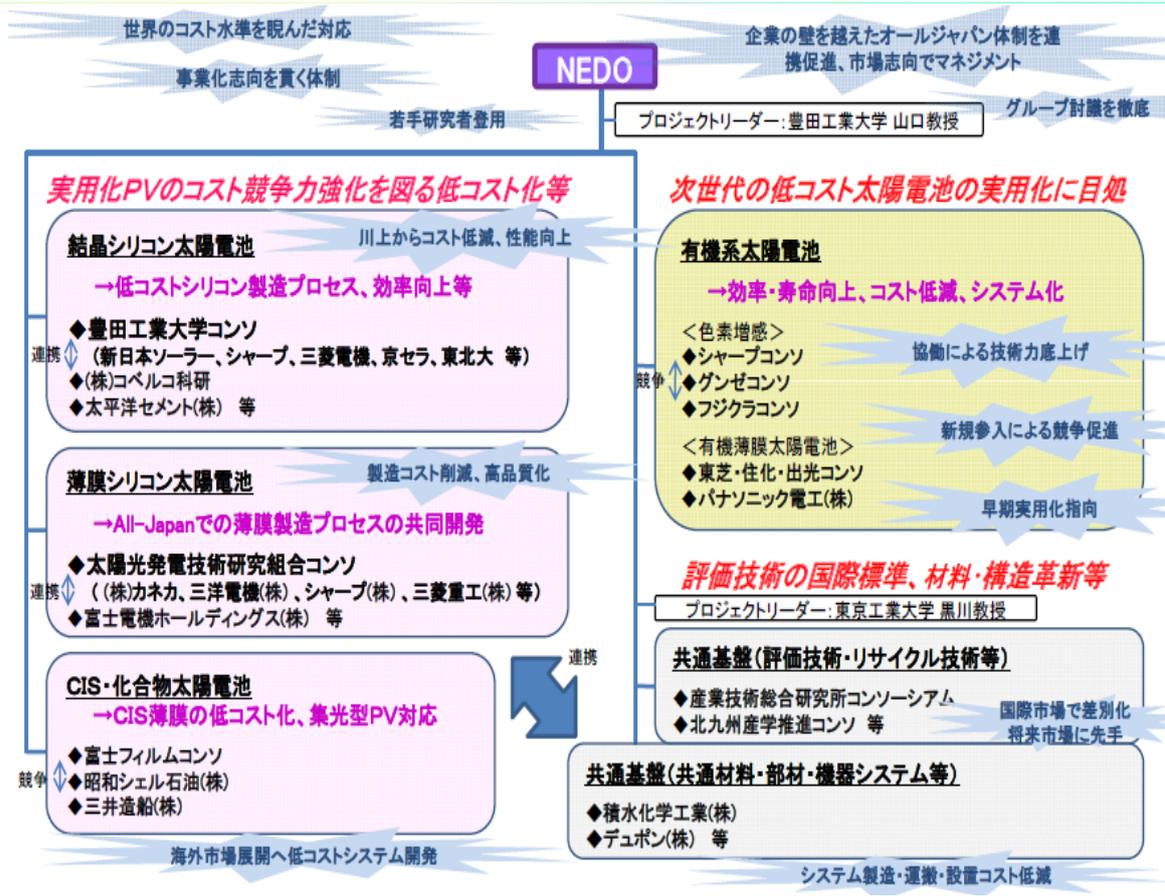
**薄膜シリコン太陽電池**  
→All-Japanでのプロセス開発

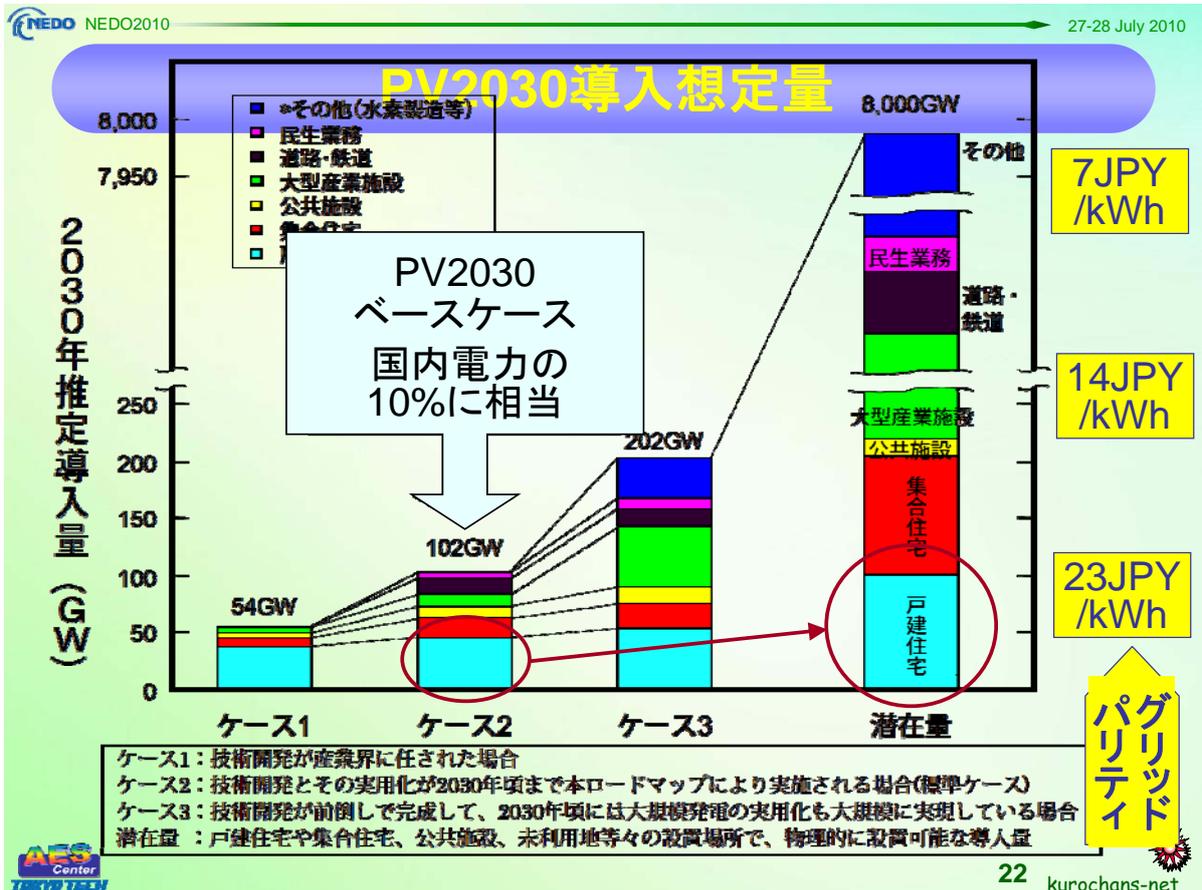
**評価技術国際標準, 材料・構造革新等**  
**共通基盤(評価・リサイクル等)**

**CIS・化合物太陽電池**  
→CIS薄膜の低コスト化, 集光型PV

**共通基盤(共通材料・部材・機器システム等)**

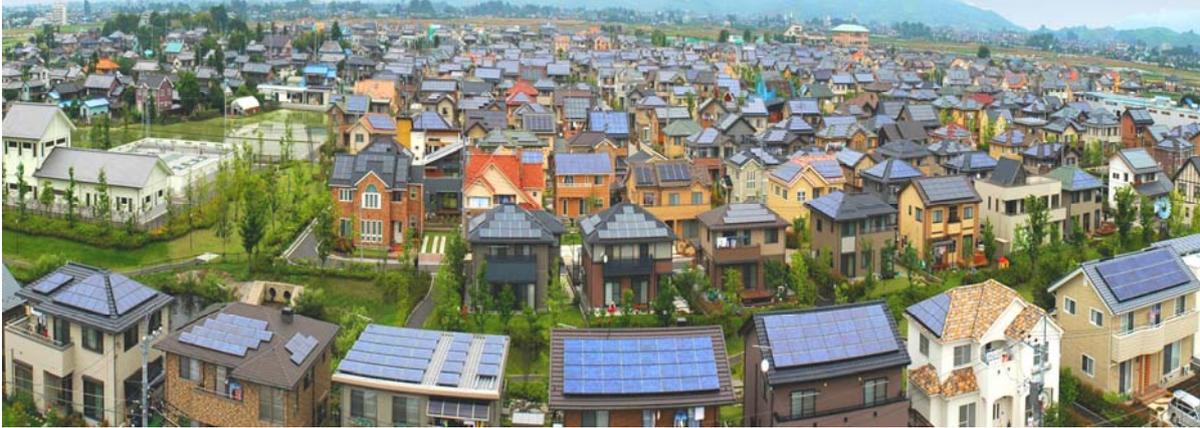




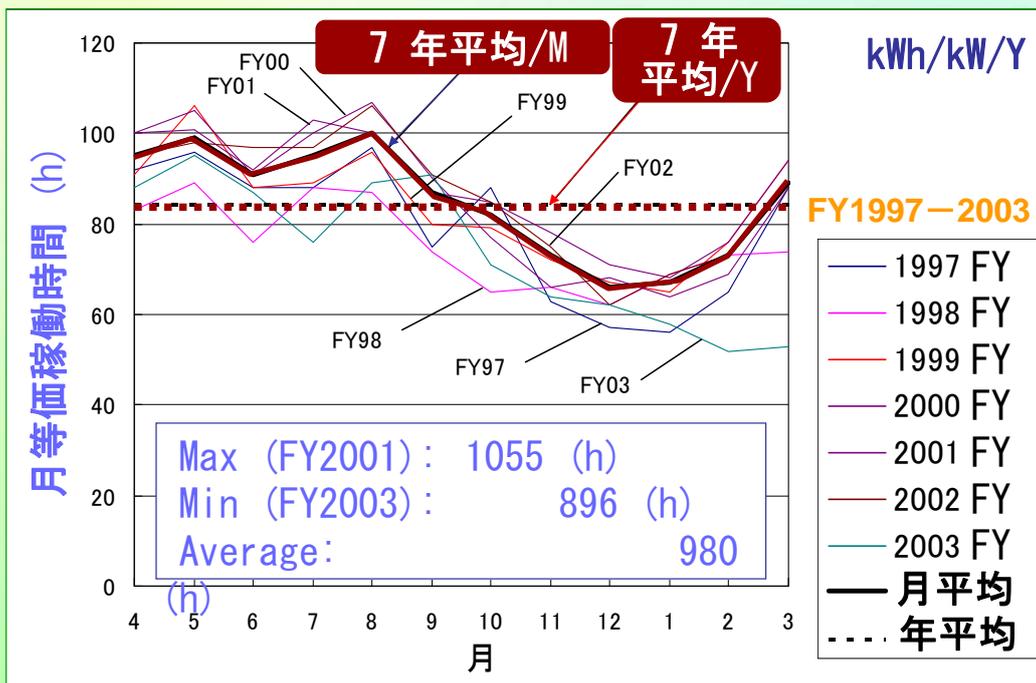


# NEDO's Ota City Project

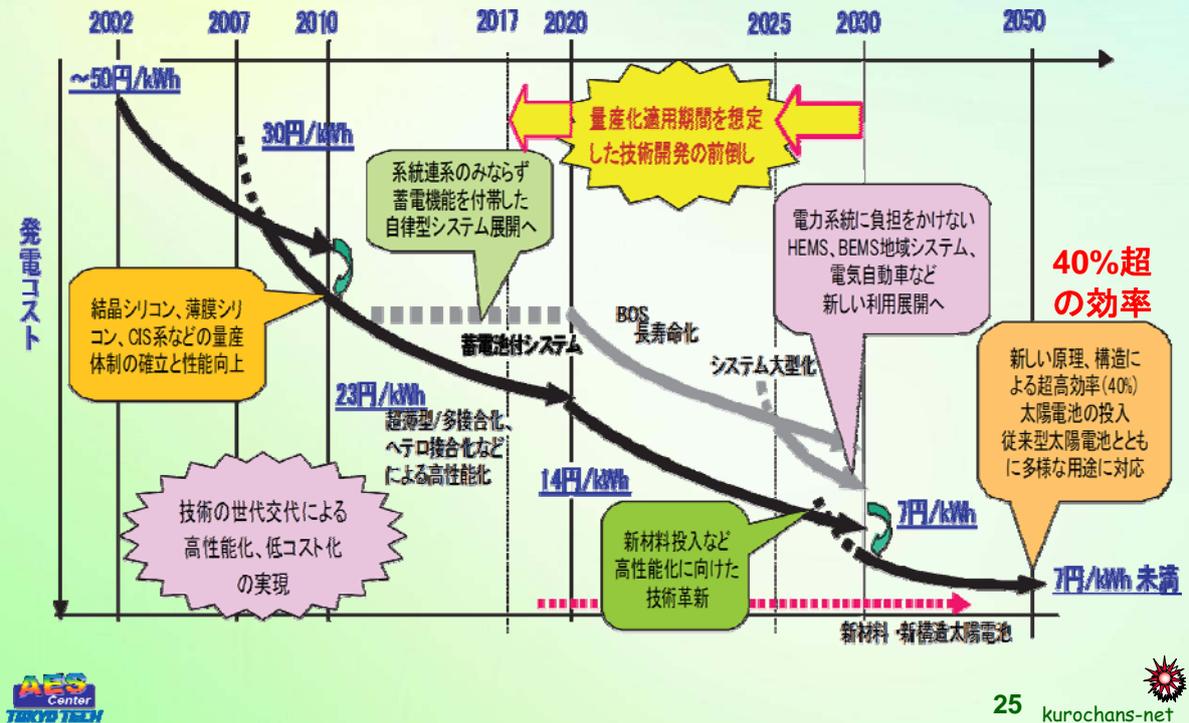
- 3-4kW/軒 ● 70-80% kWh-家庭負荷供給
- 約 20 年投資回収→10年になる!



## 太陽光発電季節変化 - NEF住宅補助全報告世帯



## 新しく拡張されたPV2030+ロードマップ

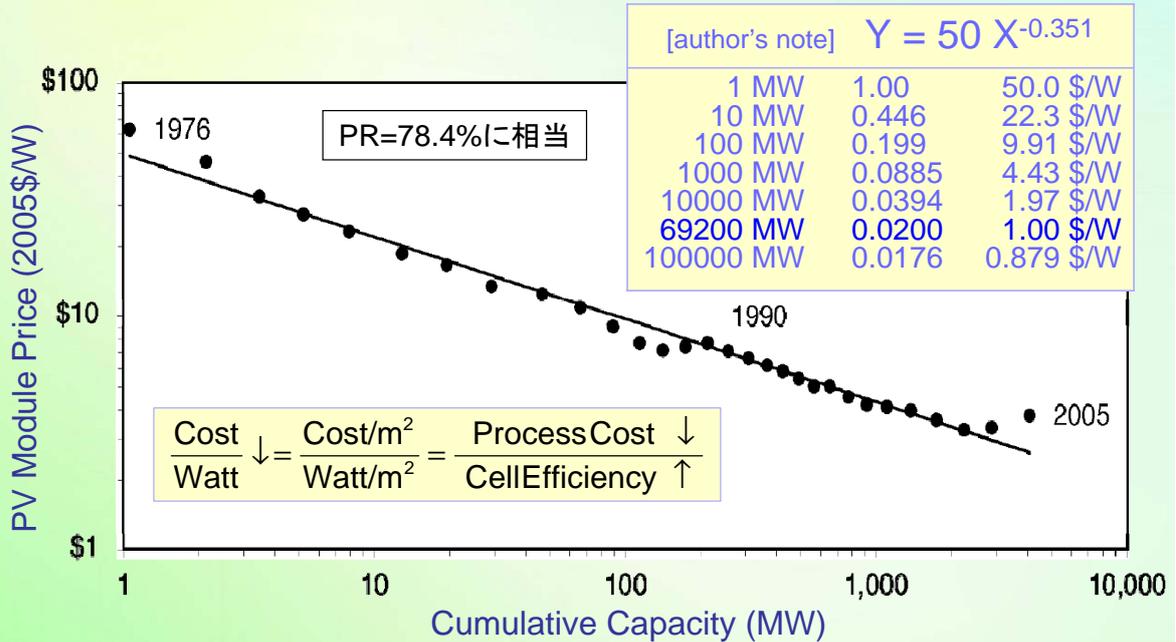


## ロードマップ(PV2030+)のシナリオ

実現時期 (開発完了)	2010~2020	2020 (2017)	2030 (2025)	2050
発電コスト	住宅用 (23 JPY/kWh)	産業用 (14 JPY/kWh)	事業用 (7 JPY/kWh)	汎用 ( $\leq 7$ JPY/kWh)
モジュール 変換効率 (Lab. Scale)	16% (Cell 20%)	20% (Cell 25%)	25% (Cell 30%)	超高効率 モジュール 40%
国内向け	0.5~1 GW/Y	2~3 GW/Y	6~12 GW/Y	25~35 GW/Y
輸出向け	~1 GW/Y	~3 GW/Y	30~35 GW/Y	~300 GW/Y
主な用途	戸建住宅、 公共施設	住宅 (戸建・集 合)、公共施 設、事務所など	住宅 (戸建・集 合)、公共施設、 民生業務用、 電気自動車な ど充電	民生用途全般、 産業用、運輸 用、農業他、 独立電源

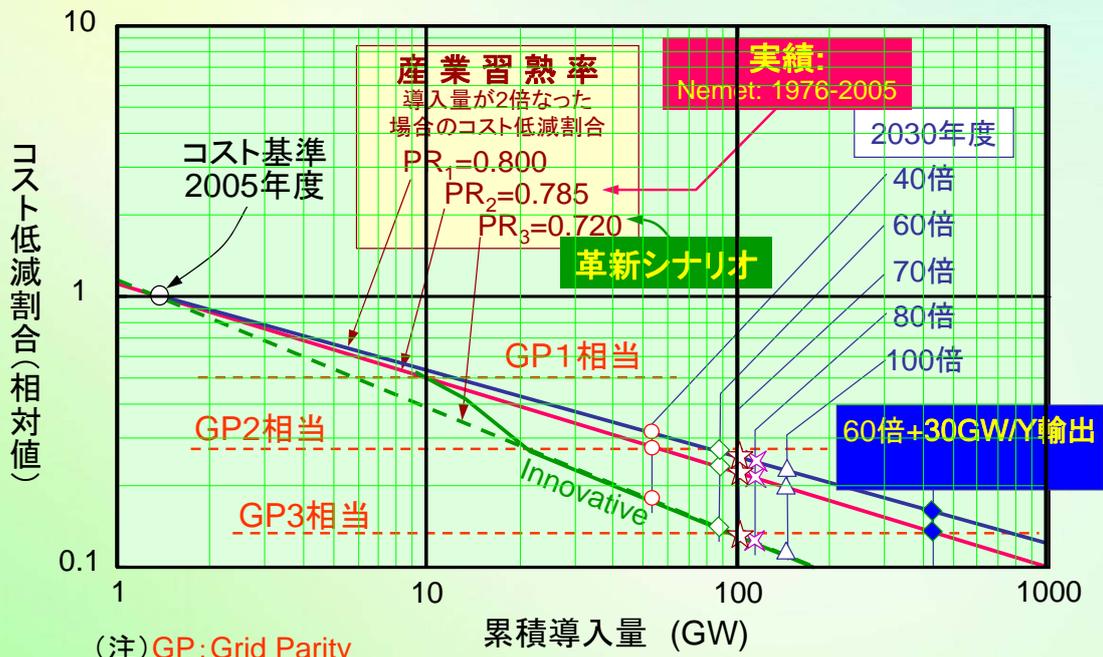


# 太陽電池モジュール習熟曲線(実績)



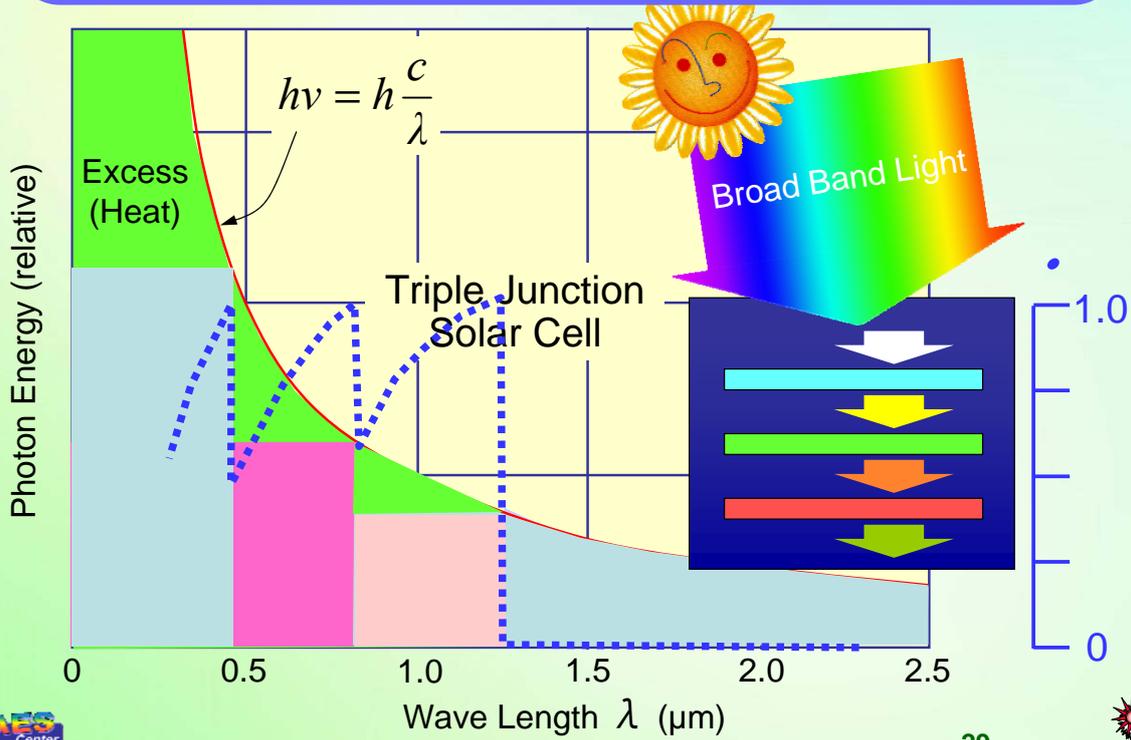
Gregory Nemet (University of Wisconsin) : Learning Curves for Photovoltaics, June 2007, International Energy Agency

# 産業習熟曲線



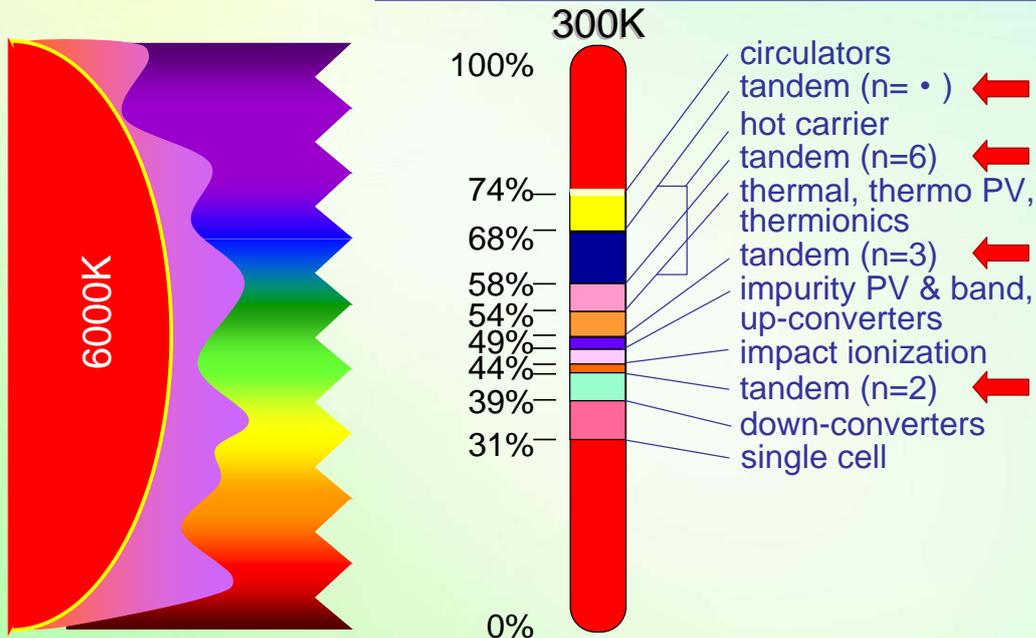
(注) GP: Grid Parity

# マルチバンドギャップ太陽電池セル

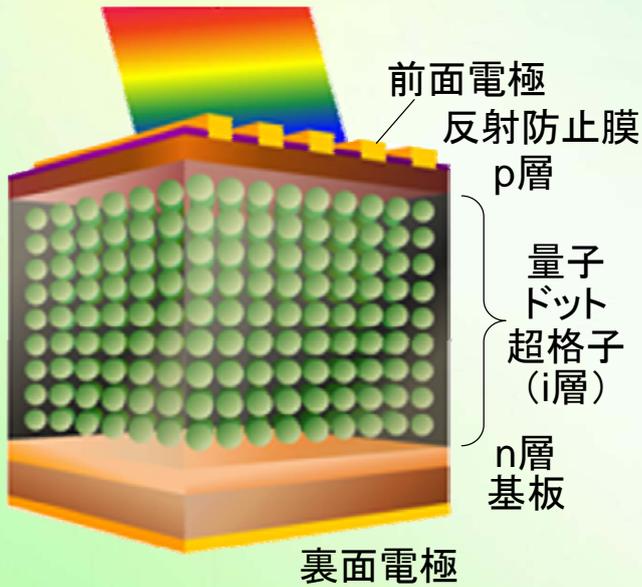


# The 3rd Generation Concept by Prof. Martin Green

$$\eta \leq 93.3\%(\text{direct}) = 73.7\%(\text{global})$$



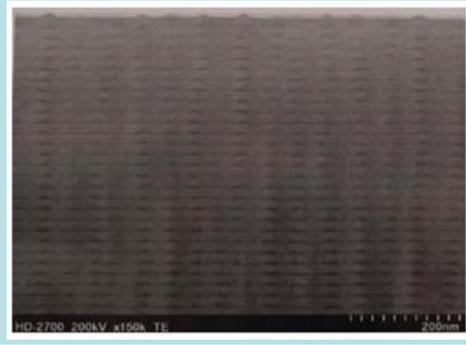
## 量子ドットのイメージと試作品



出典: [http://mbe.rcast.u-tokyo.ac.jp/dot\\_solar1.png](http://mbe.rcast.u-tokyo.ac.jp/dot_solar1.png)



50層の量子ドットを試作  
GaAs基板上にInAsとInGaAsからなる量子ドットを積層  
上部20層分のTEM像  
出典: AIST



## 若い世代が大勢参入！



## 日欧↓・日米の国際協力も！

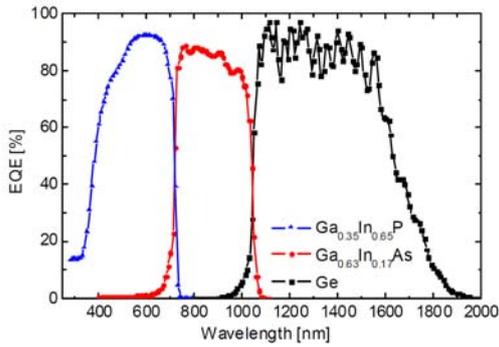
**A. 超高効率集光太陽電池**

**B. 中間バンド (IBSC) ・量子ドット太陽電池**

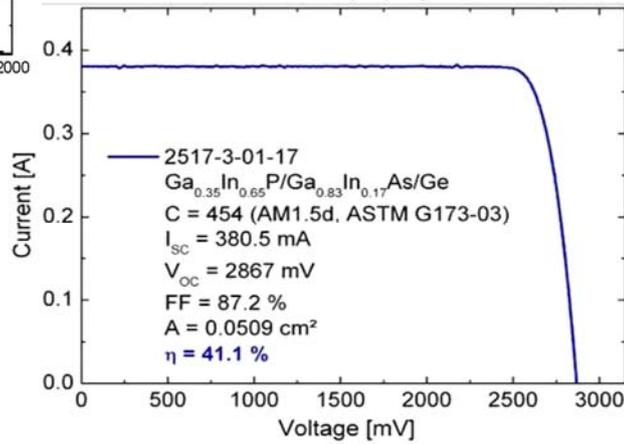
**C. 高効率(有機)薄膜多層太陽電池**



# マルチバンドギャップ太陽電池セル



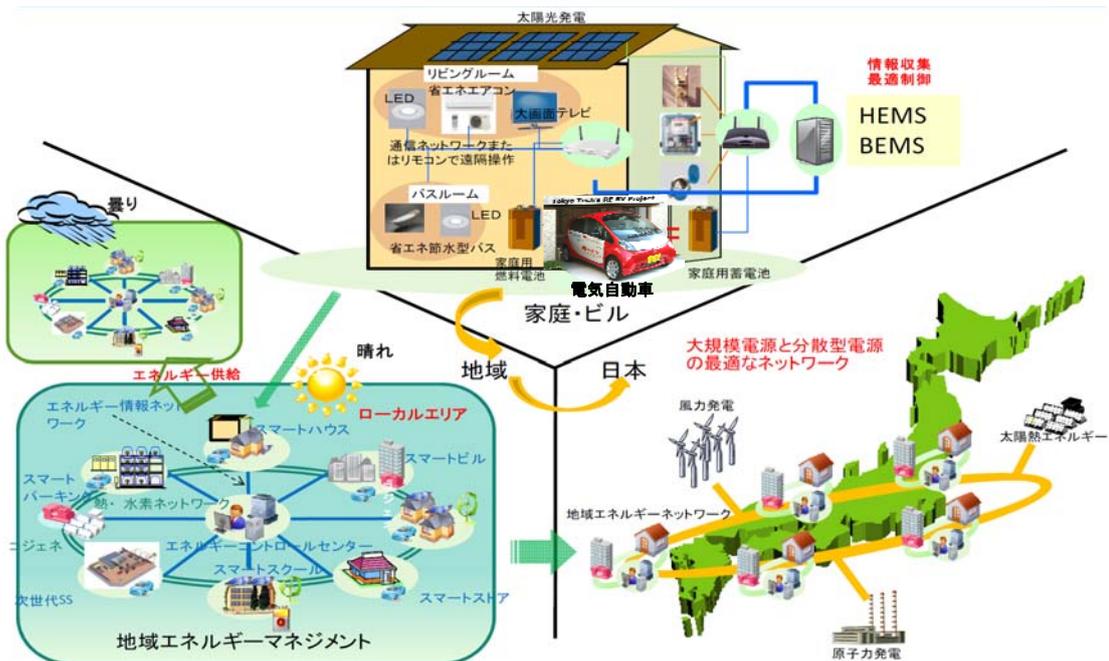
**世界最高効率=41.1%**  
ドイツ・ベッツ博士のグループ



A. W. Bett, et al, 24EU-PVEC,  
Hamburg, 21-25 Sept. 2009,  
1AP.1.1.



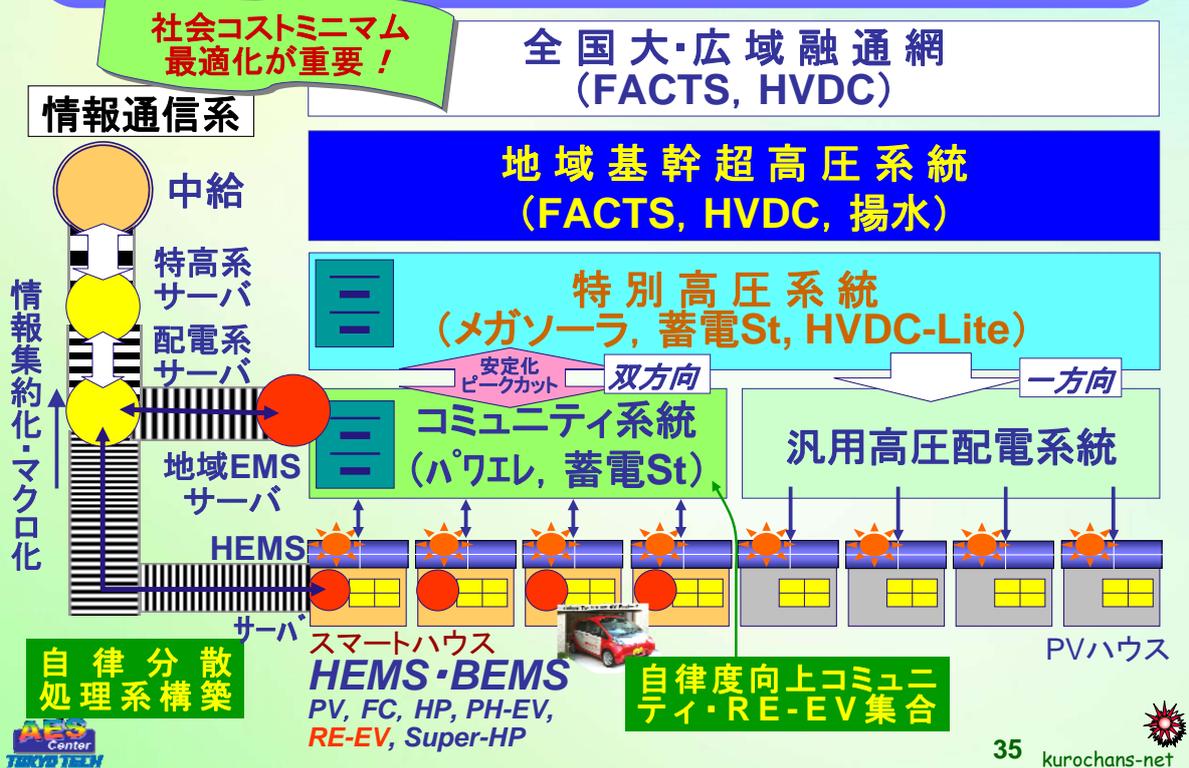
# 日本型スマートグリッド



出典: 経産省: 次世代エネルギー・社会システム協議会, 中間とりまとめ  
<http://www.meti.go.jp/committee/materials2/downloadfiles/g100119a04j.pdf>



# 階層化スマートネットワーク



# 次世代エネルギーインフラ（討論ネタ）

## Energy Management System (スマグリ)

HEMS, BEMS, Community EMS, Factory EMS  
分散電源浸透 (RE化), 自律分散制御, 系統構成の進化, ...

## 蓄電池

NAS電池, リチウムイオン電池, その他電池  
エネルギー密度, ピーク電力, 量産技術, コストダウン

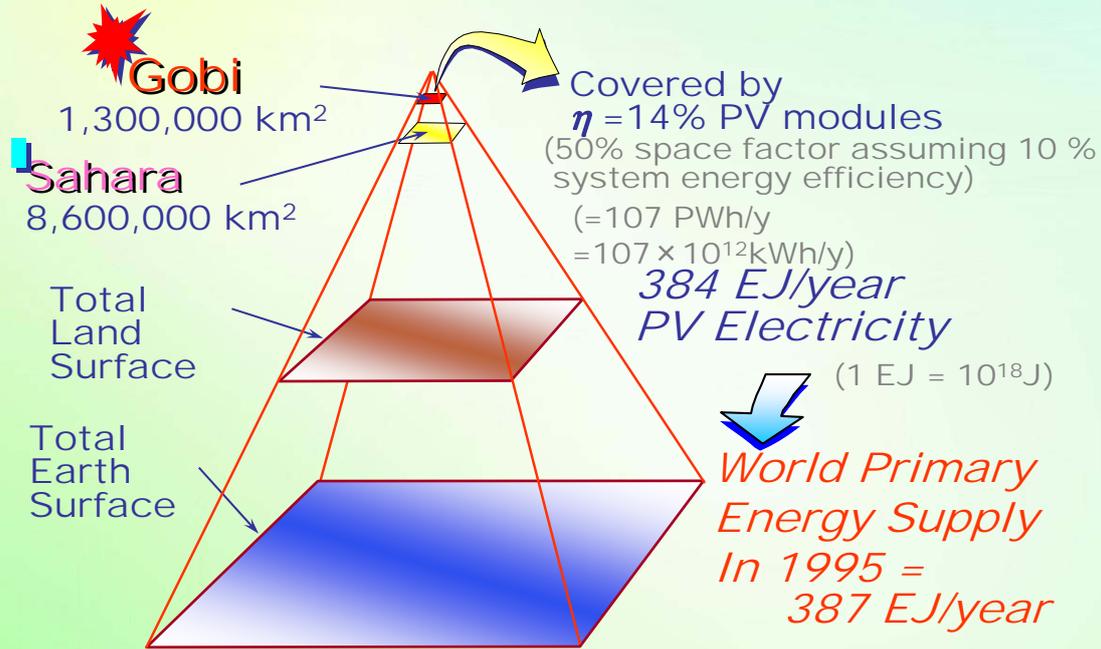
## パワーエレクトロニクス

HVDC, FACTS, HTSCケーブル, ...  
配電系インテリジェント化, 直列制御, 並列制御  
新型パワーデバイス, SiC, GaN, 小型化...  
パワーIC, 量産ライン, 大型化  
配電系電機品, 地中化

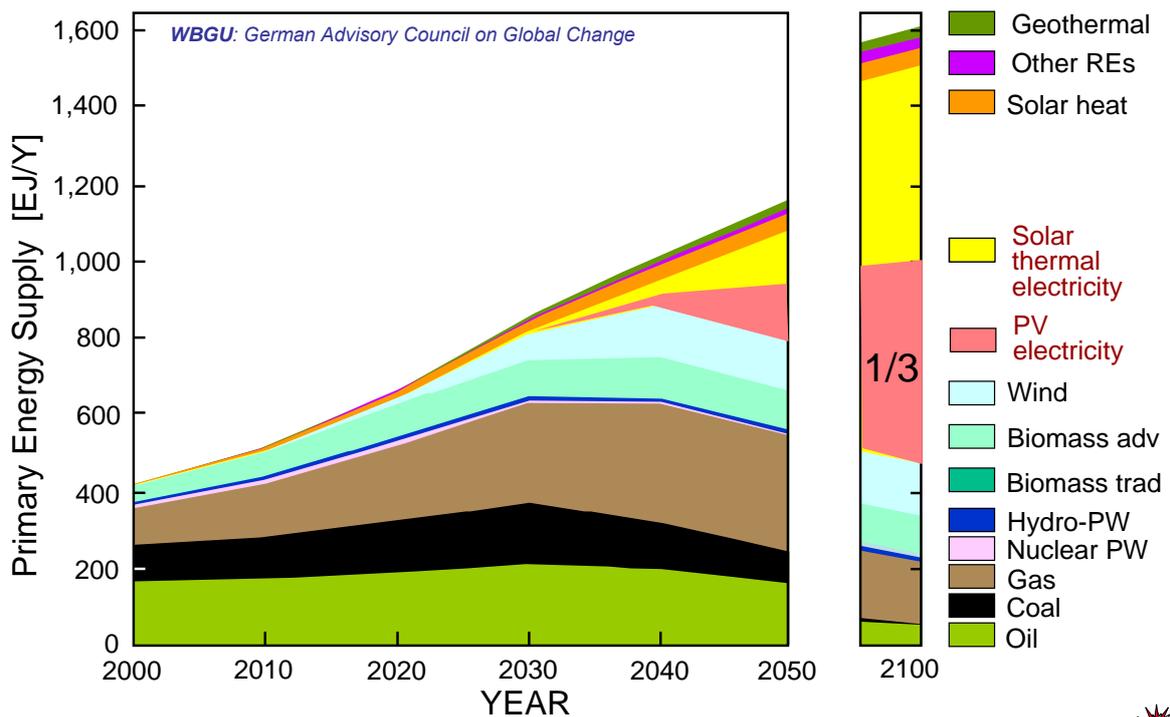
## 新機能登場

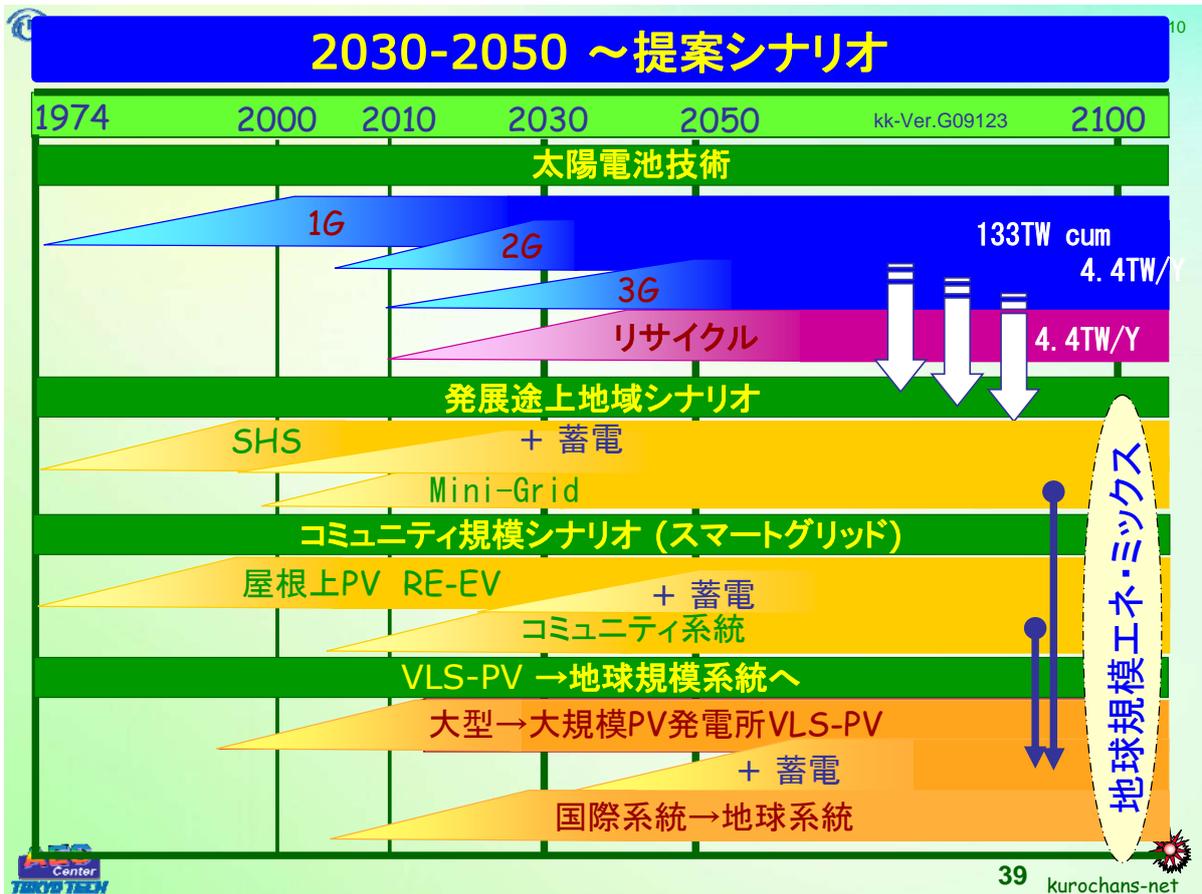
PHV, EV, RE-EV, 輸送機器の電機化進行, 船舶とPV,  
ホイールモーター, パワーエレクトロニクス, 蓄電池生産規模,  
SuperHP, ...

# PV for 21st Century *Solar Pyramid*



## Our Future Directions toward 2100





NEDO NEDO2010 27-28 July 2010

## 21世紀の選択 — 太陽エネルギー基本特性

- ☀️ 太陽からの恵み：膨大，非枯渇，永遠に持続可能
- ☀️ 本質的にクリーンエネルギー：燃料不要・環境へ熱排出なし
- ☀️ 誰でも手にできる普遍的・平和なエネルギー資源 vs 化石資源は極端に偏在

## 21世紀の選択 — 太陽光発電技術課題

- ☀️ 軽く，シンプルな直接発電・運転保守も楽
- ☁️ 昼夜サイクル（規則的）や気象変化（不規則）：使い方に工夫が要る：技術的解決
- ☀️ エネルギー密度が低く，面積型：効率向上や量産技術が重要
- ☀️ 広帯域の分光分布 — 効率向上にニューウェーブ

Center TAKYU TECH 40 kurochans-net



「高温超伝導技術を中心とするスマートグリッドの可能性」研究会  
第3回 高温超伝導グリッドシステムの技術の波及効果

ウインクあいち  
2011.2.21

# スーパーメガソーラーの 持続的開発シナリオ

黒川 浩 助

東京工業大学ソリューション研究機構 特任教授  
再生可能エネルギー協議会 代表  
東京農工大学 名誉教授  
名古屋産業科学研究所 研究員



## スーパーメガソーラーの持続的開発シナリオ

1. 太陽光発電市場近況
2. 太陽光発電の真の価値
3. 技術開発/PV2030+
4. スーパーメガソーラー  
Energy from the Desert
5. コミュニティと  
ネットワーク
6. ソーラーブリーダー概念



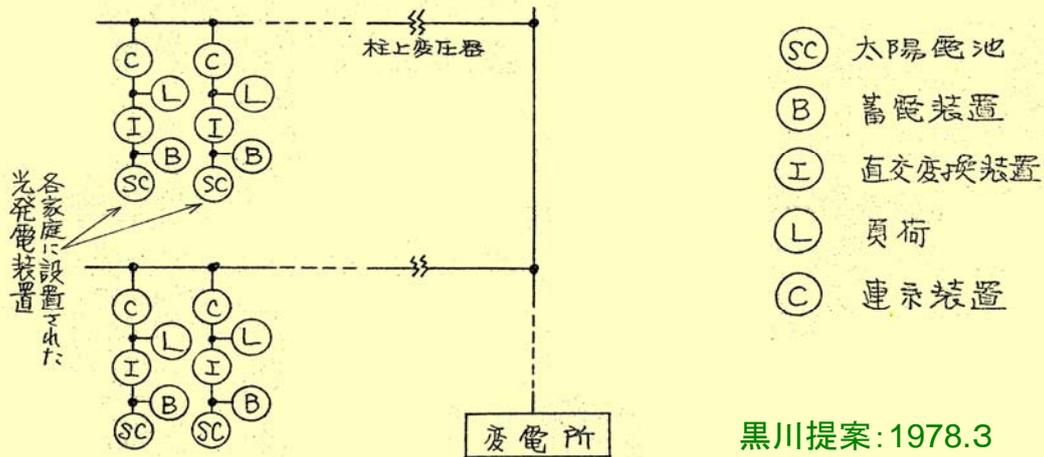
# 主要目標：住宅屋根上発電-連系システム

## ② 住宅用システムと電力系統

住宅用システムを普及させるには、電力系統（配電線）との連系を考慮し、蓄電装置のコスト低下、保守管理の簡易化、電力供給の信頼度向上等の面から、不可欠であると考へられる。そこで既存の電力系統にのりして、住宅用発電システムへ導入していくための例を考へてみる。（このシステムの最適であるのは今後の検討を待つべき点が多い。）

### ① 完全分散形（図ク参照）

これは各家庭に発電システムの全機能を個別に設置する場合である。このケースは普及率が低い時に最も導入しやすいが、1系統内での設置数が多い場合は、経済的ではなく、また電力系統側のコントロールも必要となる。（しかし、そのようなコントロールは不可能ではなく、例として浮遊電圧調整器等に類似技術を見出せる。）



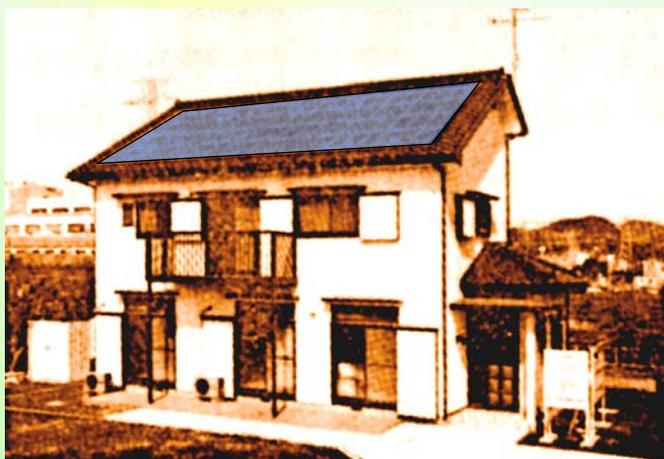
黒川提案: 1978.3



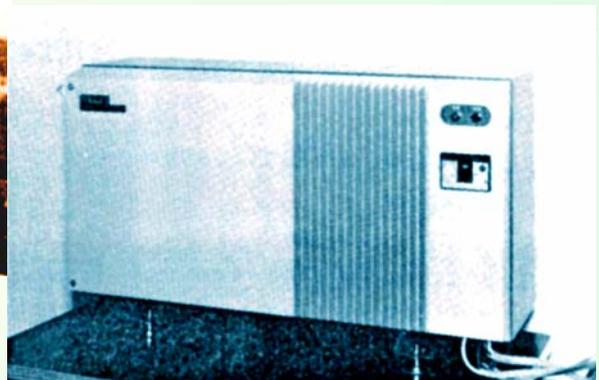
kurochans-net



# NEDOプロジェクト：太陽光発電実用化技術開発



住宅用連系形第1号システム



3kWインバーター

**個人住宅用太陽光発電システム技術開発**  
(富士電機)





# 東京都23区 PV導入可能地域



阿佐ヶ谷駅

高円寺駅

黄部分が抽出された屋根領域



# 東京都23区 PV導入可能地域



約20%が住宅屋根

屋根面積の半分に PV設置

PV面積=65.0 km<sup>2</sup>

PV総容量=9.7 GW

総発電量=10.8 TWh/Y

黄部分が抽出された屋根領域

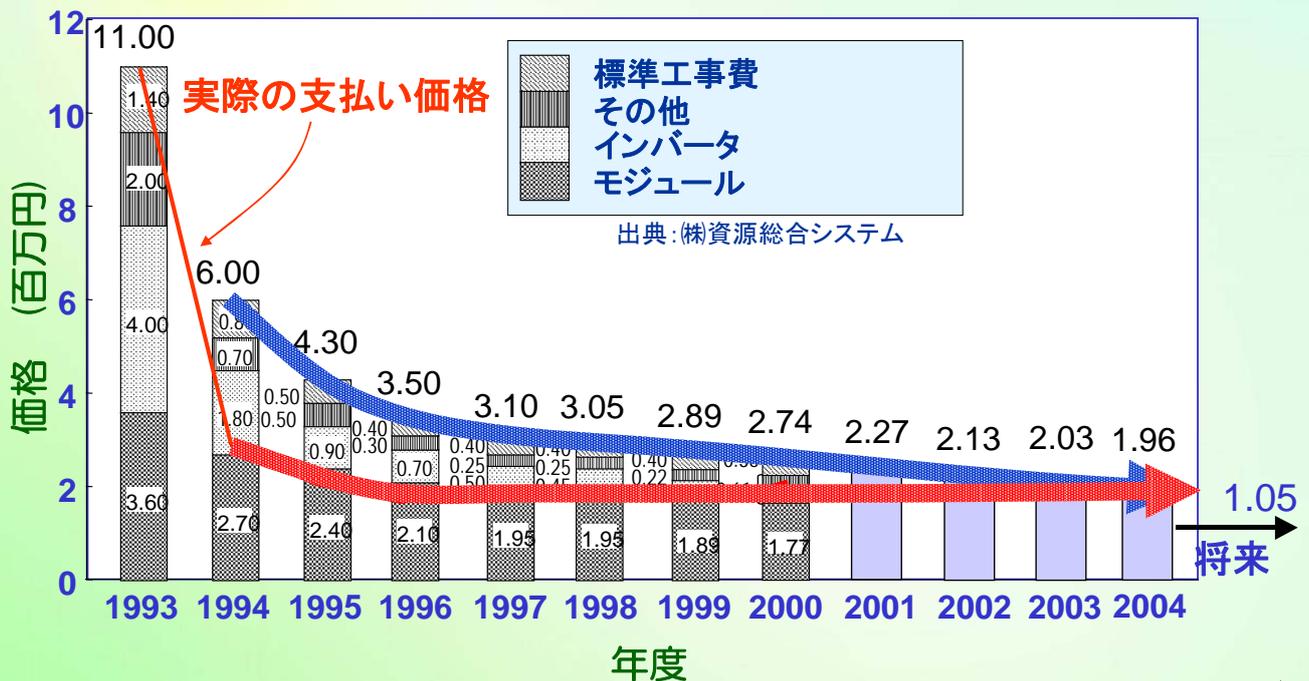


# NEDO's Ota City Project

- 3-4kW/house → 70-80% kWh-delivery to domestic loads
- Approx. 10 Years Payback Time, now!

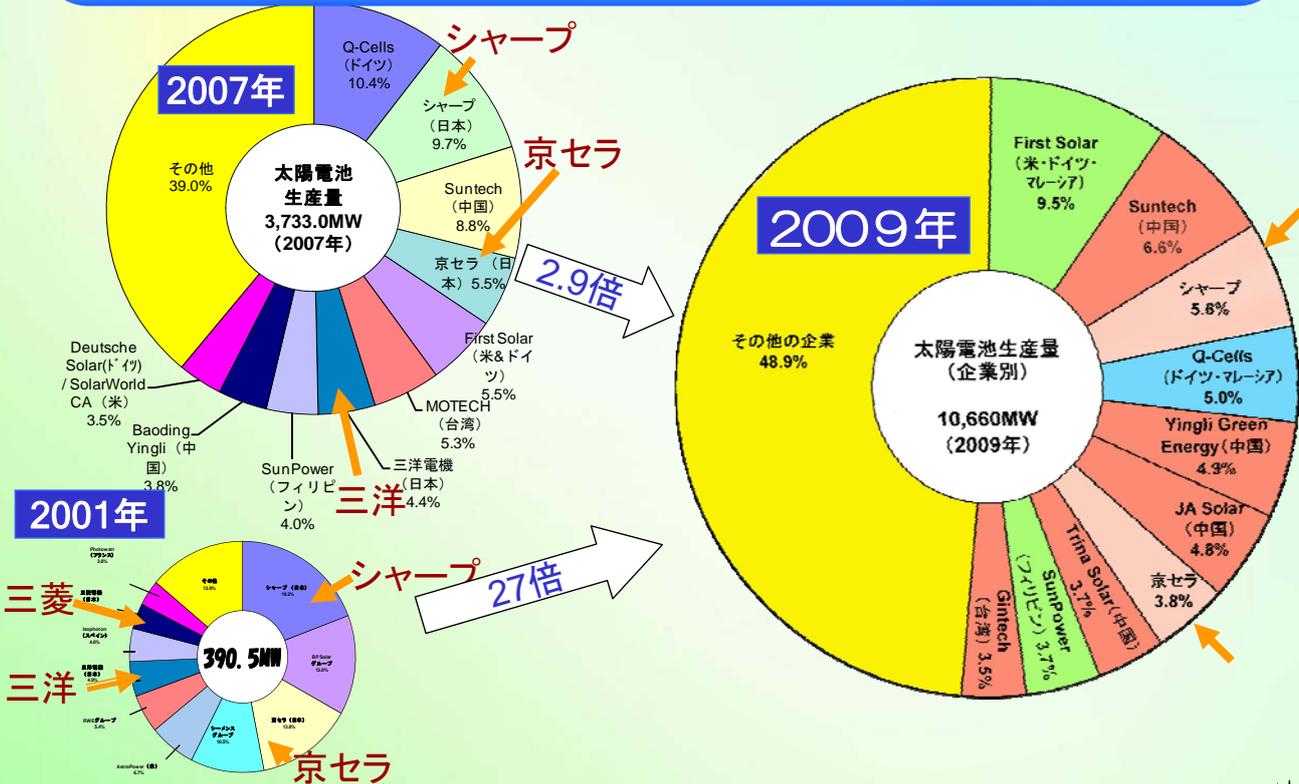


## 住宅用太陽光発電システム価格動向 (3kW当たり)





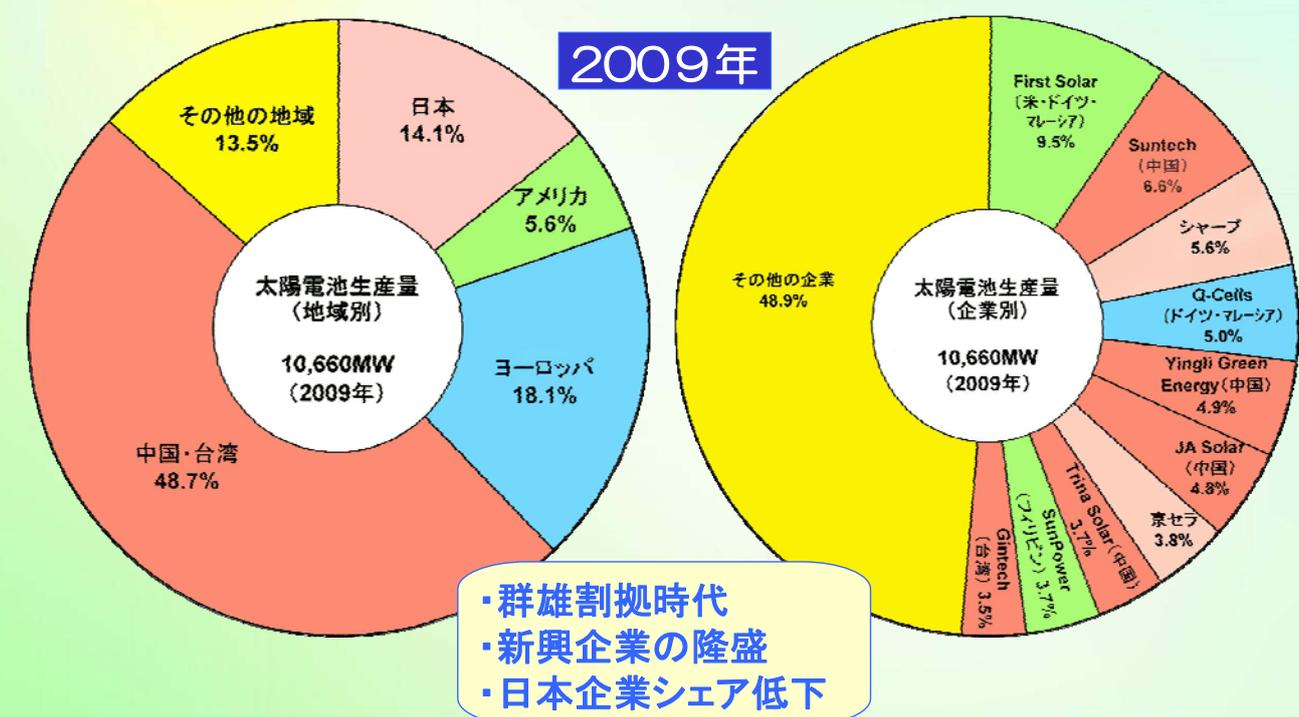
# 世界の主な太陽電池生産上位企業の推移



出典: PV News を基に, (株)資源総合システムが推定して作成



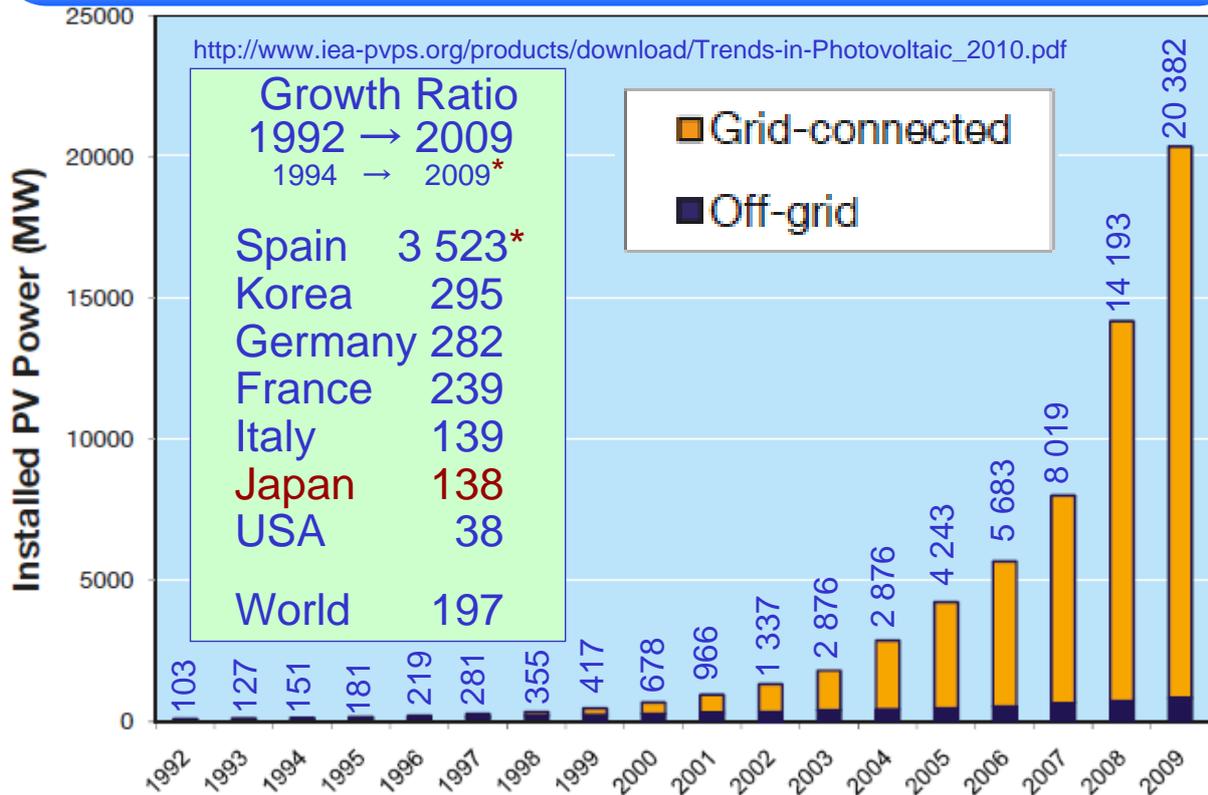
# 世界の主な太陽電池生産上位企業の推移



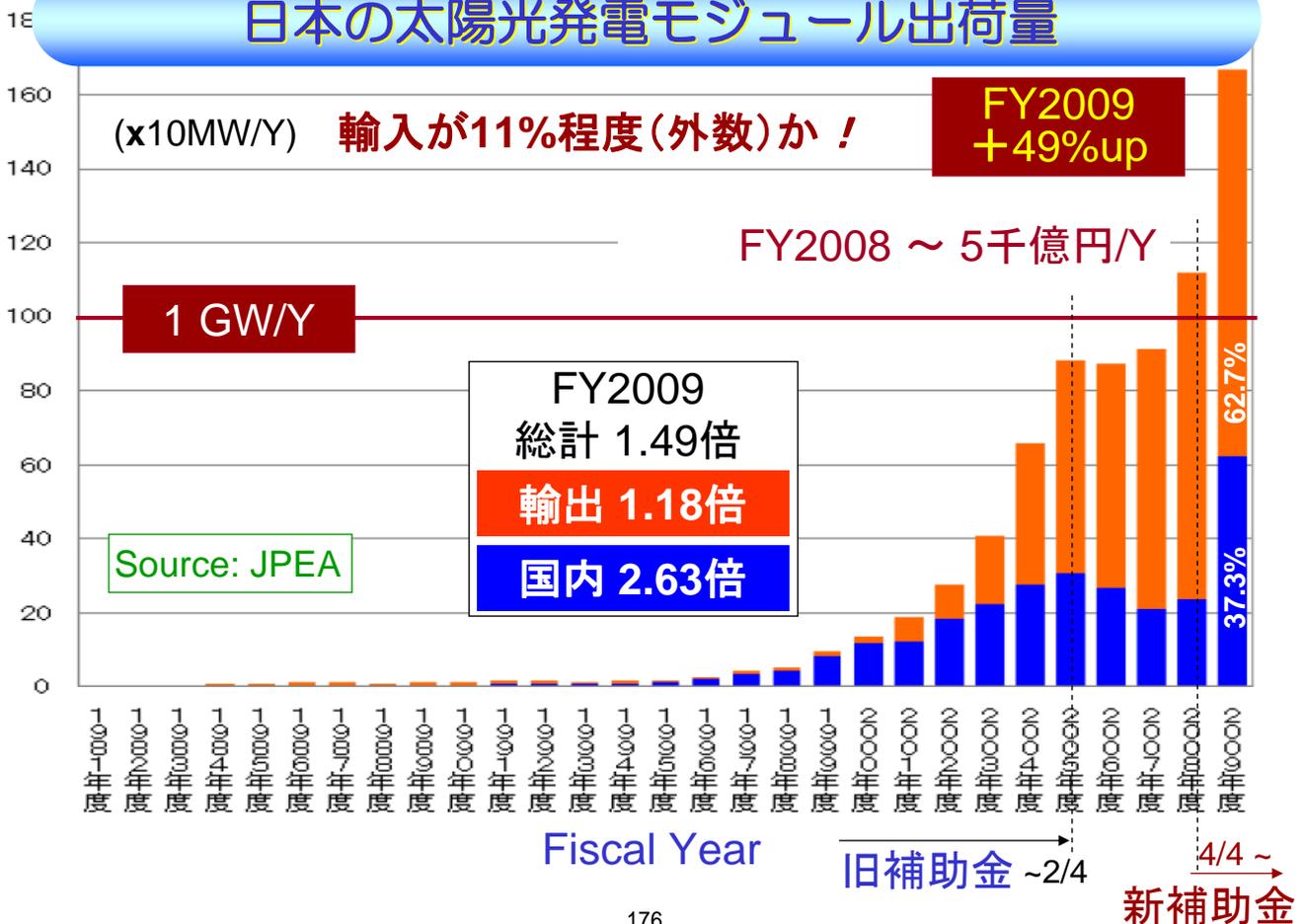
統計出典: PV News を基に, (株)資源総合システムが推定して作成



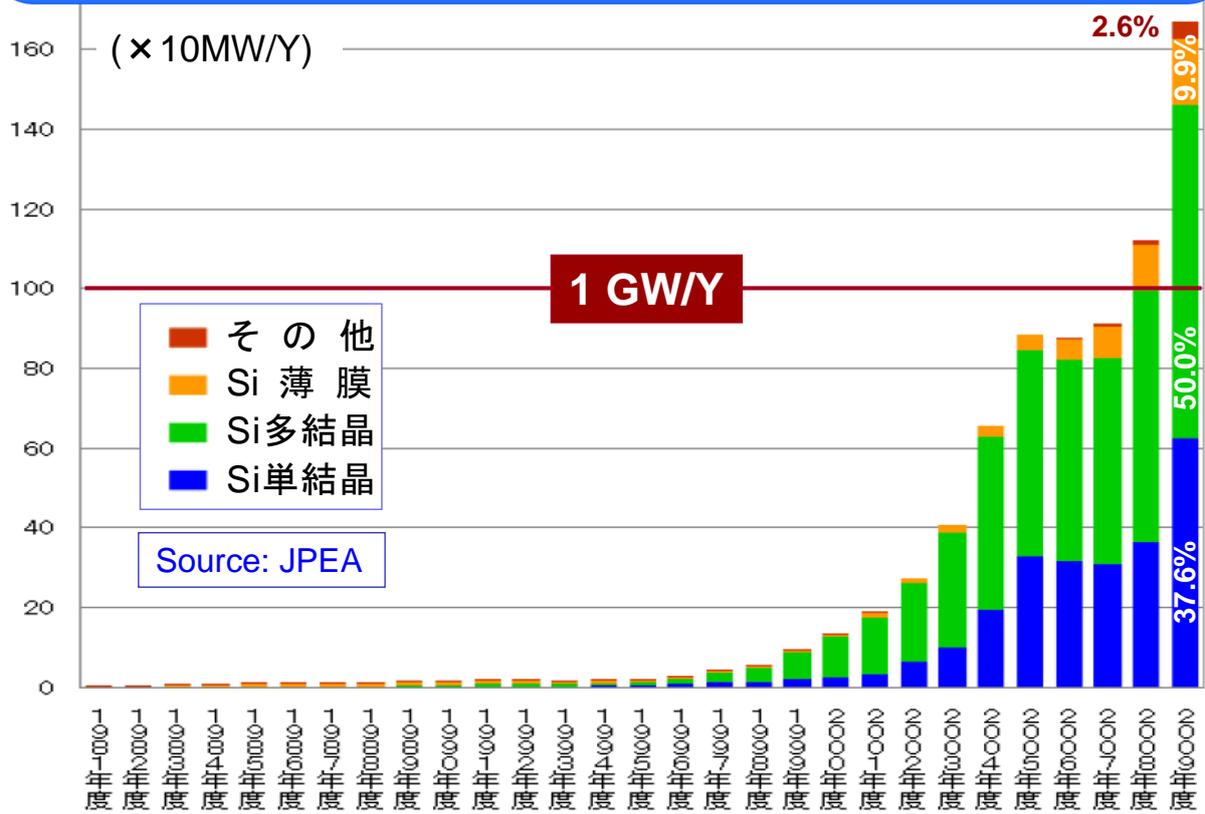
# World PV Cumulative Capacity



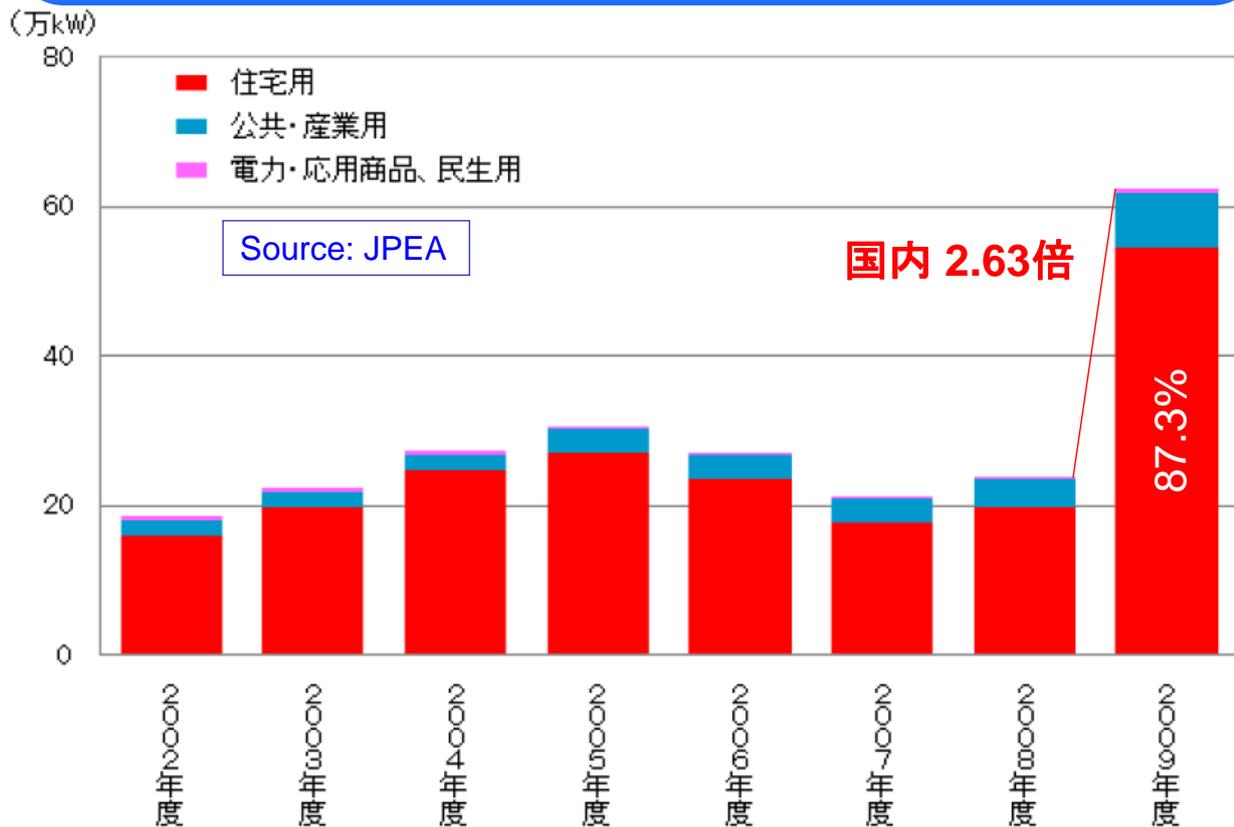
# 日本の太陽光発電モジュール出荷量



## 日本のジュール種類別出荷量



## 国内用途別モジュール出荷量





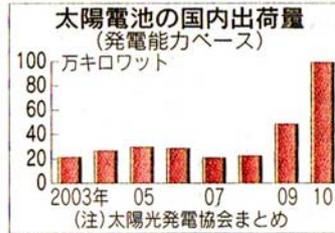
# 国内市場動向

太陽光発電協会が16日発表した太陽電池の出荷統計によると、2010年の国内出荷は発電能力ベースで99万1920キロワットと2年連続で前年比倍増となった。政府の補助策などが寄与し住宅用市場が拡大した。学校に大規模な太陽光発電装置の導入を促進する政策で公共・産業用も急増。市場規模はドイツに次いで、米国などと並ぶ2位の水

## 太陽電池市場 2年続き倍増

2010年、補助策など奏功

国内出荷 世界2位水準に



・3%増の80万3470キロワット。09年11月に始まった太陽光発電の余剰電力を電力会社が割高な単価で買い取る制度が年々通して寄与した。太陽電池の価格も09年は1キロワット当たり62万円程度だったのが10年は50万円台後半に低下。個人の購入意欲も高く、国内市場の約8割を住宅用が占めた。公共・産業用は前年比3・6倍の18万4077

住宅用出荷は前年比87%増の80万3470キロワット。09年11月に始まった太陽光発電の余剰電力を電力会社が割高な単価で買い取る制度が年々通して寄与した。太陽電池の価格も09年は1キロワット当たり62万円程度だったのが10年は50万円台後半に低下。個人の購入意欲も高く、国内市場の約8割を住宅用が占めた。公共・産業用は前年比3・6倍の18万4077

輸出は前年の1・6倍の144万5106キロワットとなった。輸出の7割弱を占める欧州では11年から各国が太陽光発電の導入支援策を縮小する方針を打ち出したため駆け込み需要があったようだ。オバマ政権が積極的な環境政策をとる米国向け販売も1・5倍と堅調だった。

国内出荷に占める海外メーカーのシェアは12・7%と09年と比べ1・8%上昇。海外製品も国内市場で定着しつつある。

2011.2.16 (夕) 日経



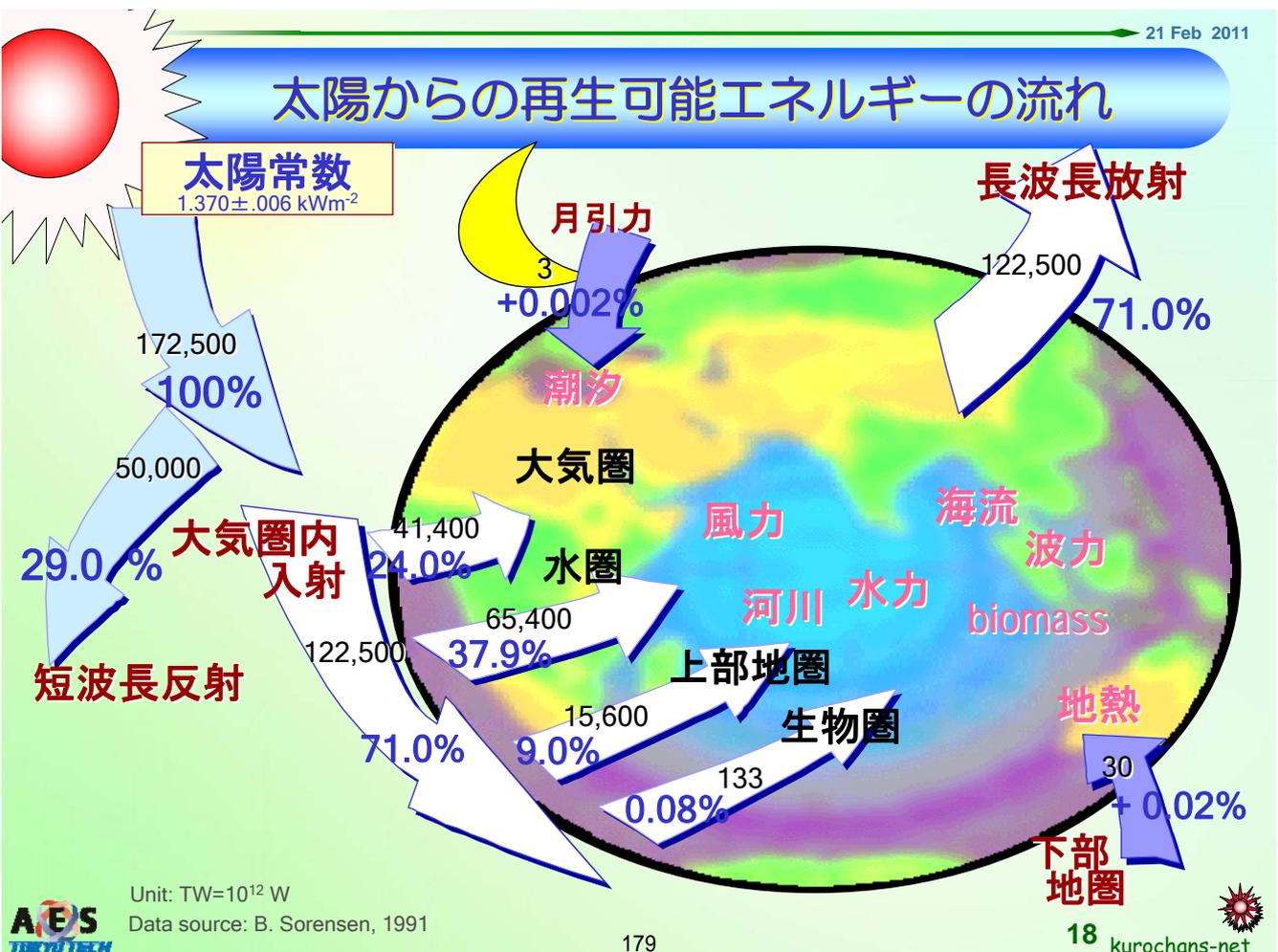
# 国内市場動向



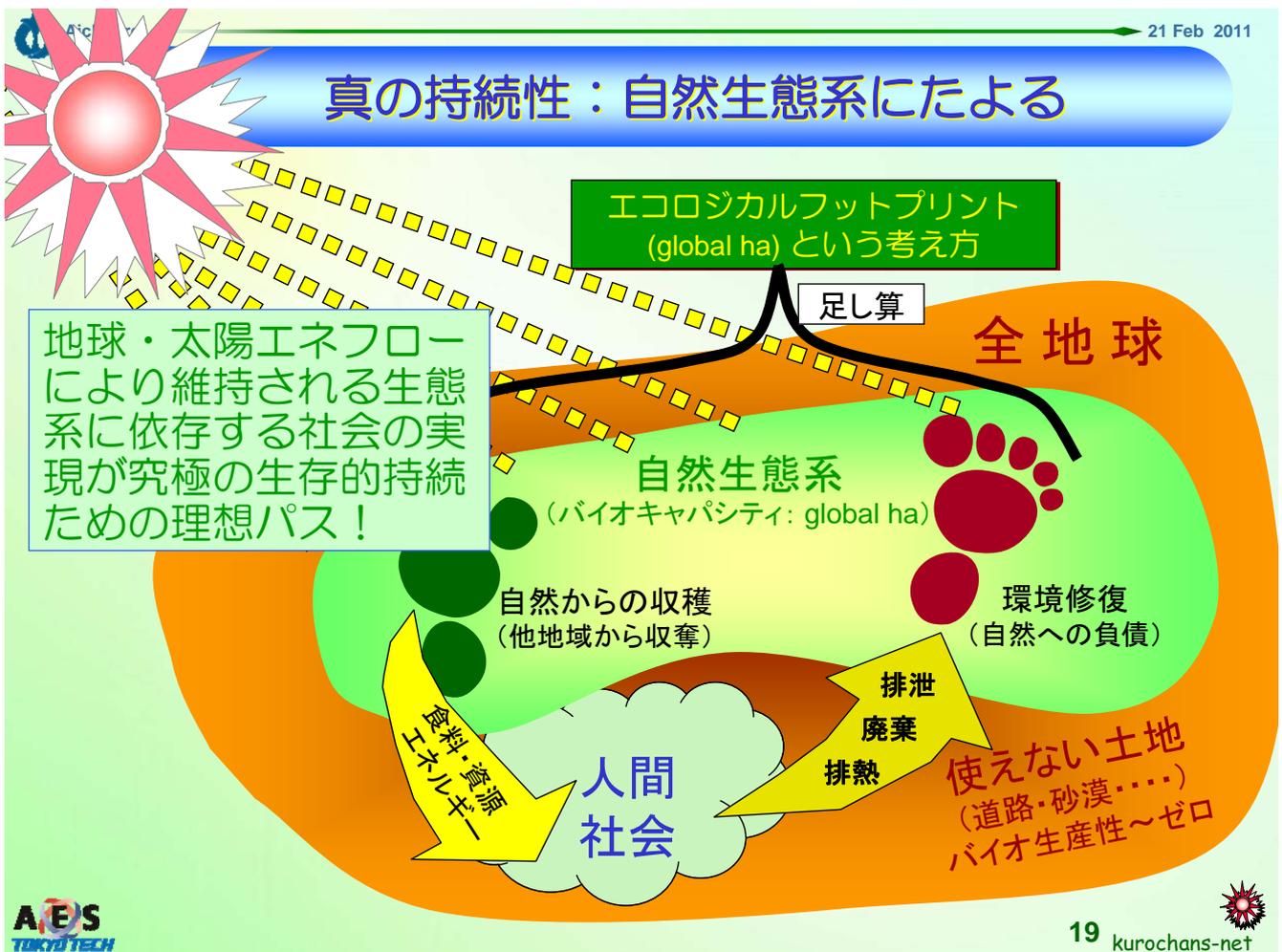
# スーパーメガソーラーの持続的開発シナリオ



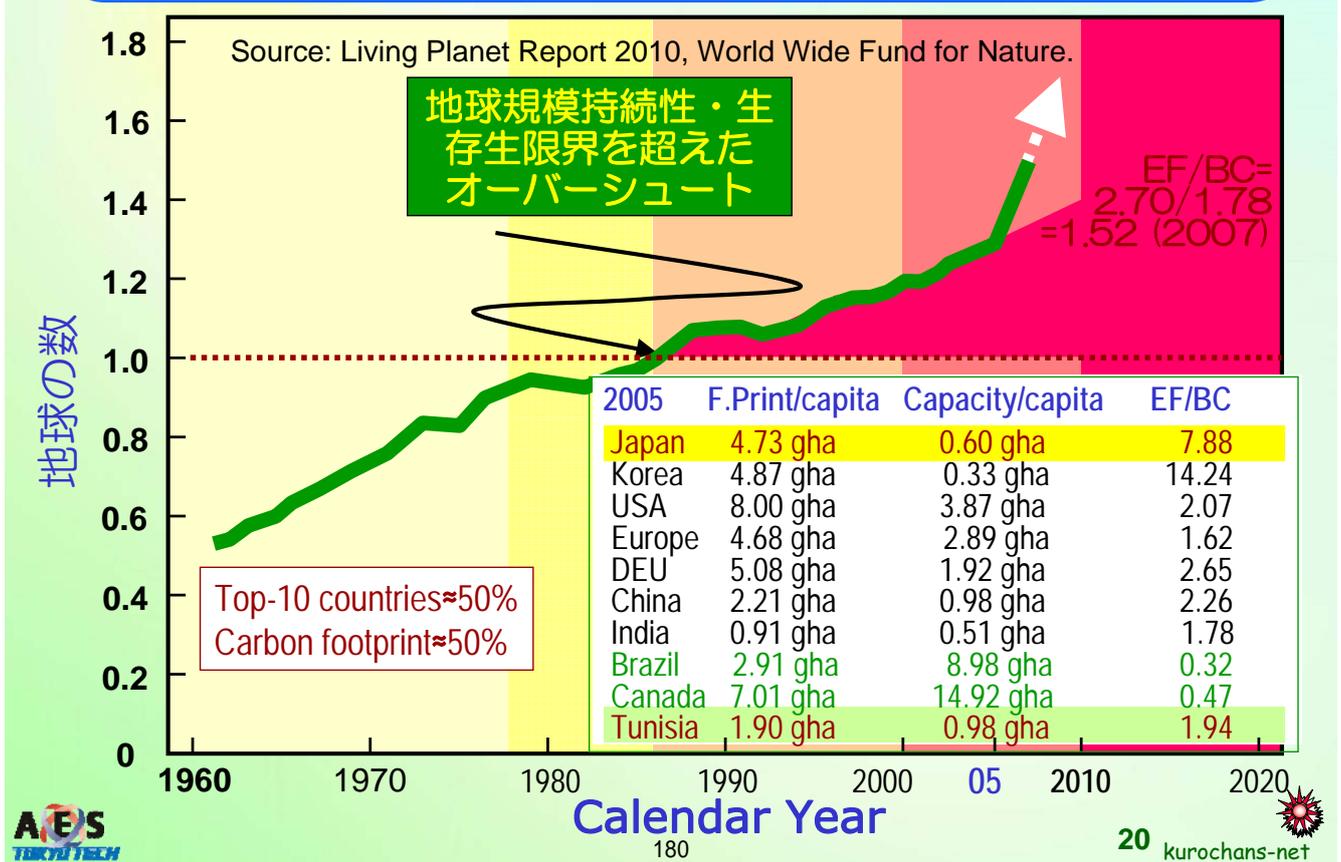
1. 太陽光発電市場近況
2. 太陽光発電の真の価値
3. 技術開発/PV2030+
4. スーパーメガソーラー  
Energy from the Desert
5. コミュニティと  
ネットワーク
6. ソーラーブリーダー概念



# 真の持続性：自然生態系にたよる

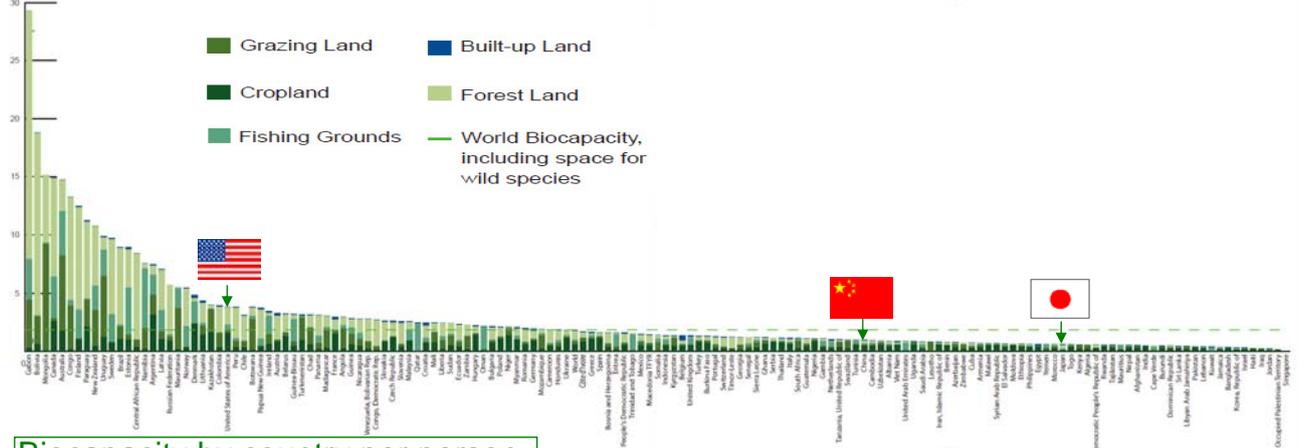
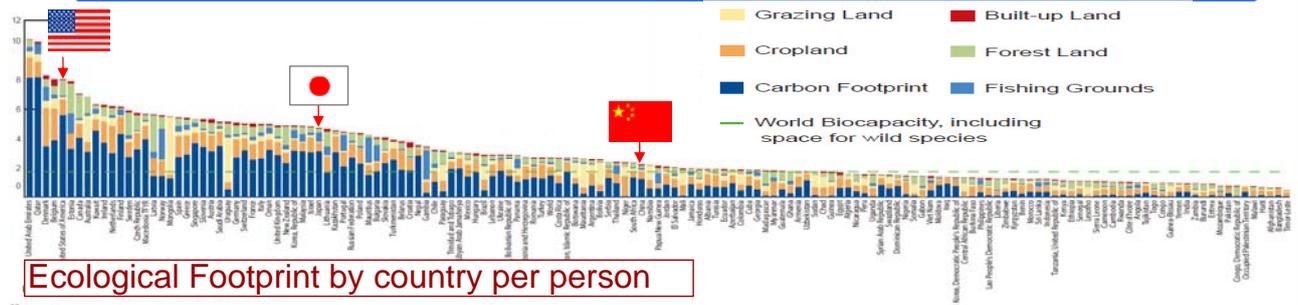


# 世界のフットプリントの動向 !!





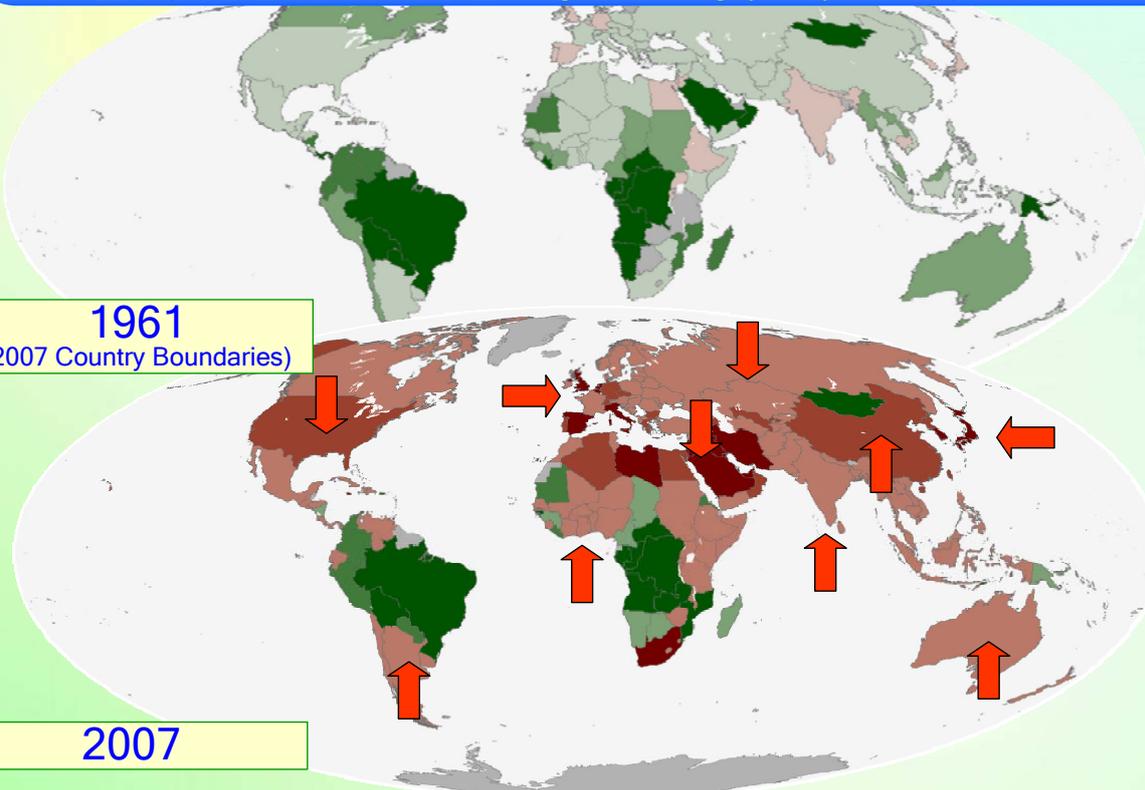
# エコロジカル・フットプリント & バイオキャパシティ 2007年 国別/人



Source: ECOLOGICAL FOOTPRINT ATLAS 2010  
<http://www.footprintnetwork.org/images/uploads/Ecological%20Footprint%20Atlas%202010.pdf>



# 世界フットプリントの急速な悪化 国際貿易を除外した場合：by country per person, 2007

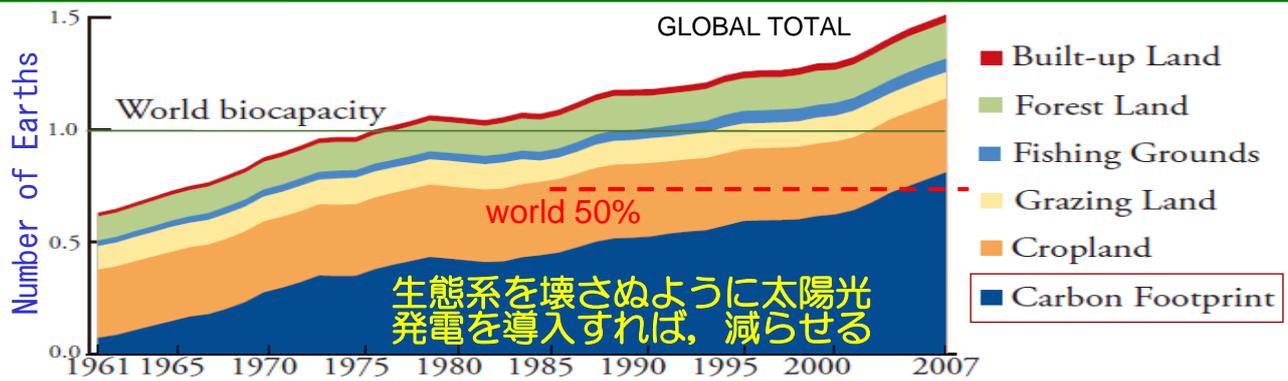


Source: Living Planet Report 2010 World Wide Fund for Nature.



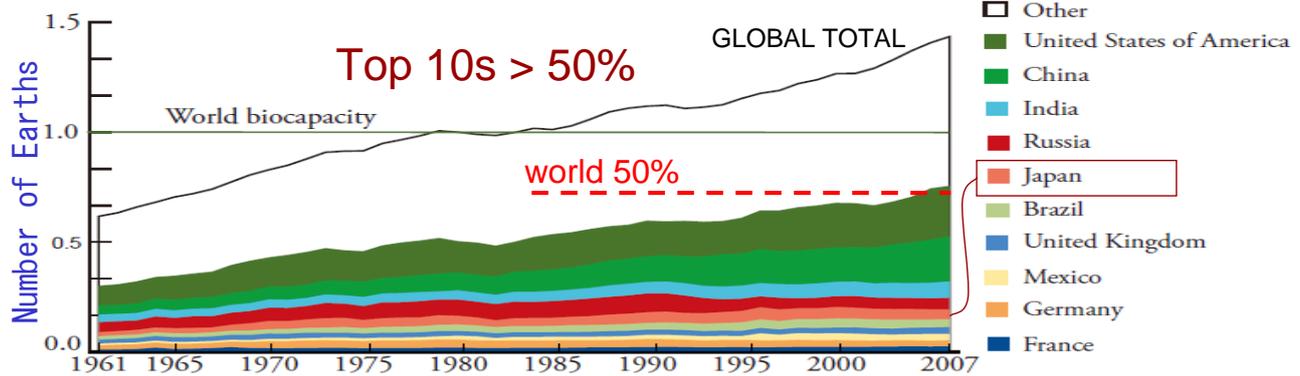
### Ecological Footprint by Component, 1961-2007

Source: Living Planet Report 2010, World Wide Fund for Nature.

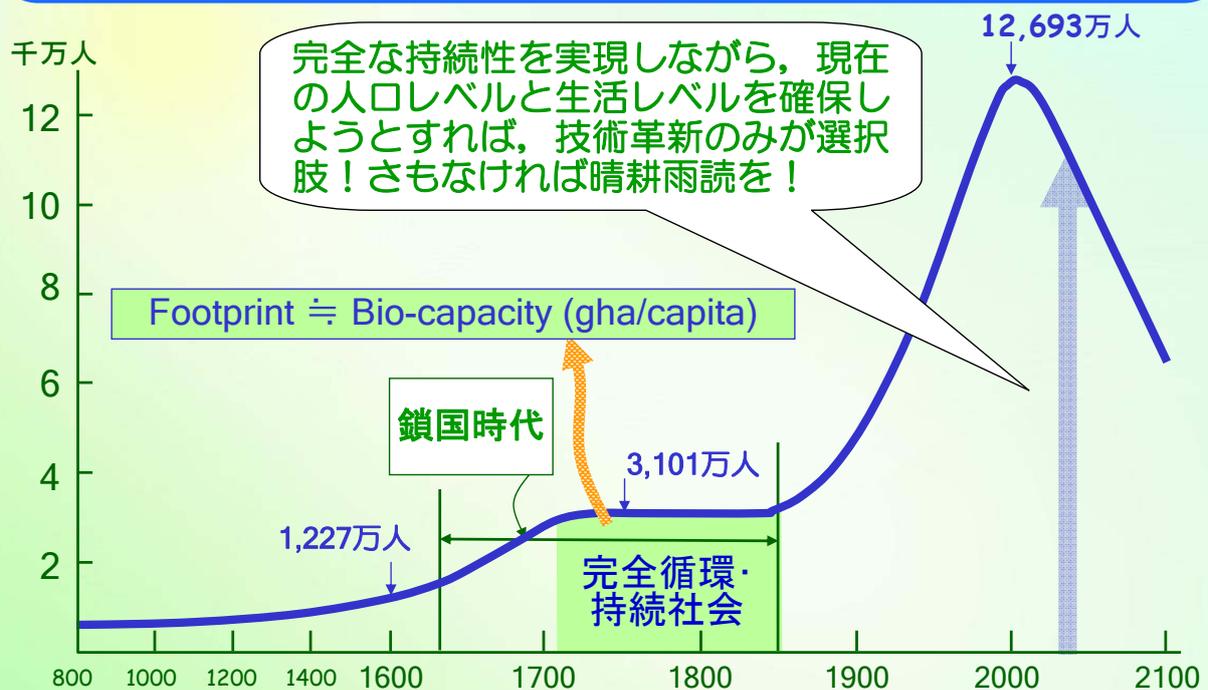


### Ecological Footprint by Country, 1961-2007

Source: Living Planet Report 2010, World Wide Fund for Nature.



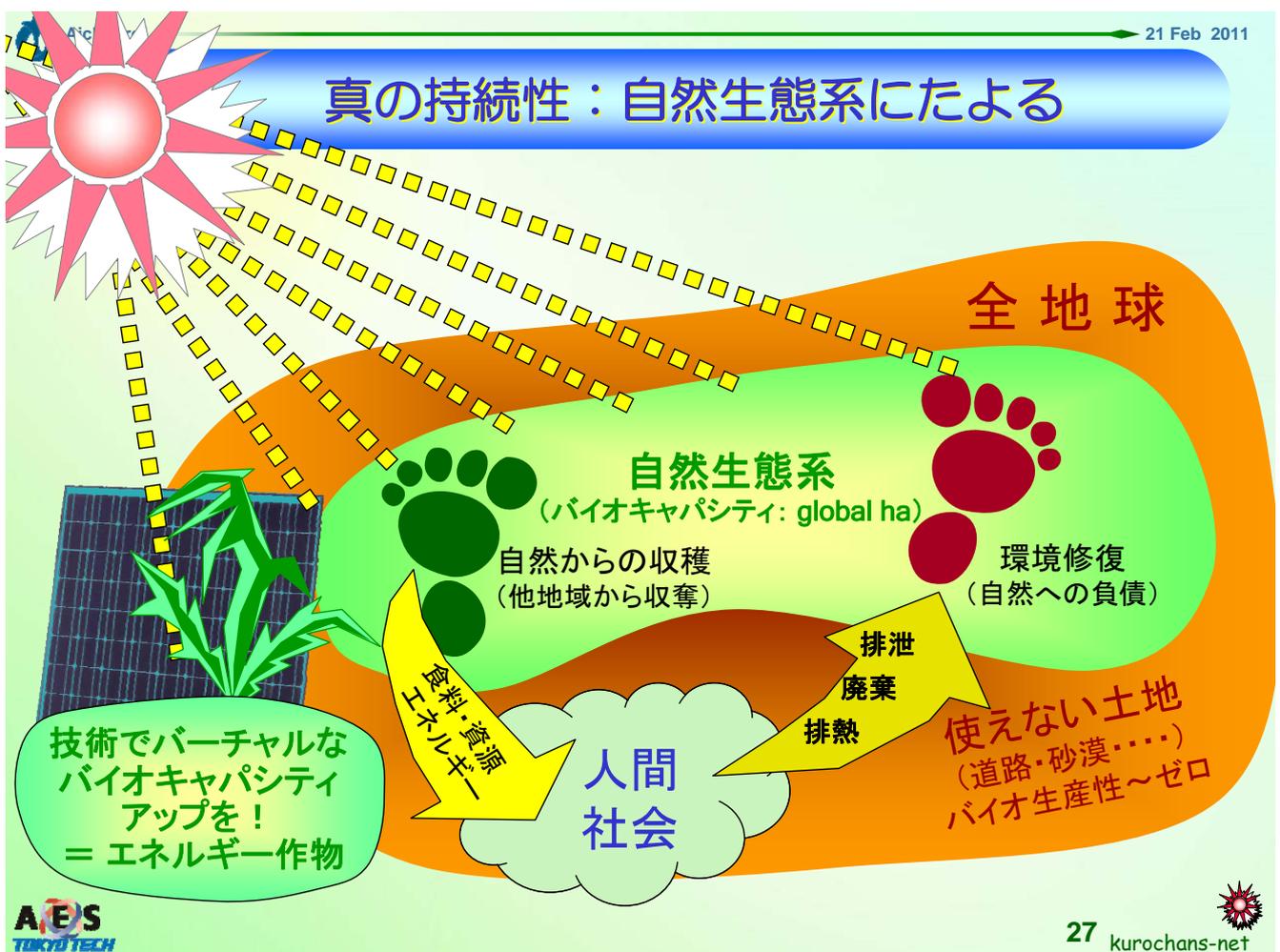
## 鎖国時代は「持続社会」の壮大な歴史的実験！



(出典) 総務省「国勢調査報告」、国立社会保障・人口問題研究所「日本の将来推計人口(平成14年1月推計)」及び国土庁「日本列島における人口分布変動の長期時系列分析(1974年)をもとに国土交通省国土計画局作成。  
 (注) 1950年以前は国土庁資料を、2000年は「国勢調査報告」を、2050年及び2100年は「日本の将来推計人口」を用いた。



# 真の持続性：自然生態系にたよる



## スーパーメガソーラーの持続的開発シナリオ

1. 太陽光発電市場近況
2. 太陽光発電の真の価値
3. 技術開発/PV2030+
4. スーパーメガソーラー  
Energy from the Desert
5. コミュニティと  
ネットワーク
6. ソーラーブリーダー概念

なぜ、日本が  
発電で  
たのか

なぜ、日本が  
太陽光発電で  
世界一に  
なれたのか

日本の太陽光発電  
NEDOプロジェクトを **活写する!**

第1章 ● CHAPTER-1  
ソーラーエネルギー7つの物語——太陽電池にかけた人々  
三洋電機 / 芝浦特機 / カネカ / 富士電機システムズ / 京セラ / 再興製鋼  
岡山製鋼 / 群馬県本田市 PalTown 建設の社 / 関電工 / シャープ

第2章 ● CHAPTER-2  
太陽光発電が世界一になるまで——その始まり

第3章 ● CHAPTER-3  
太陽光発電は何をもたらしたのか

## 太陽光発電「世界一」奪還へ

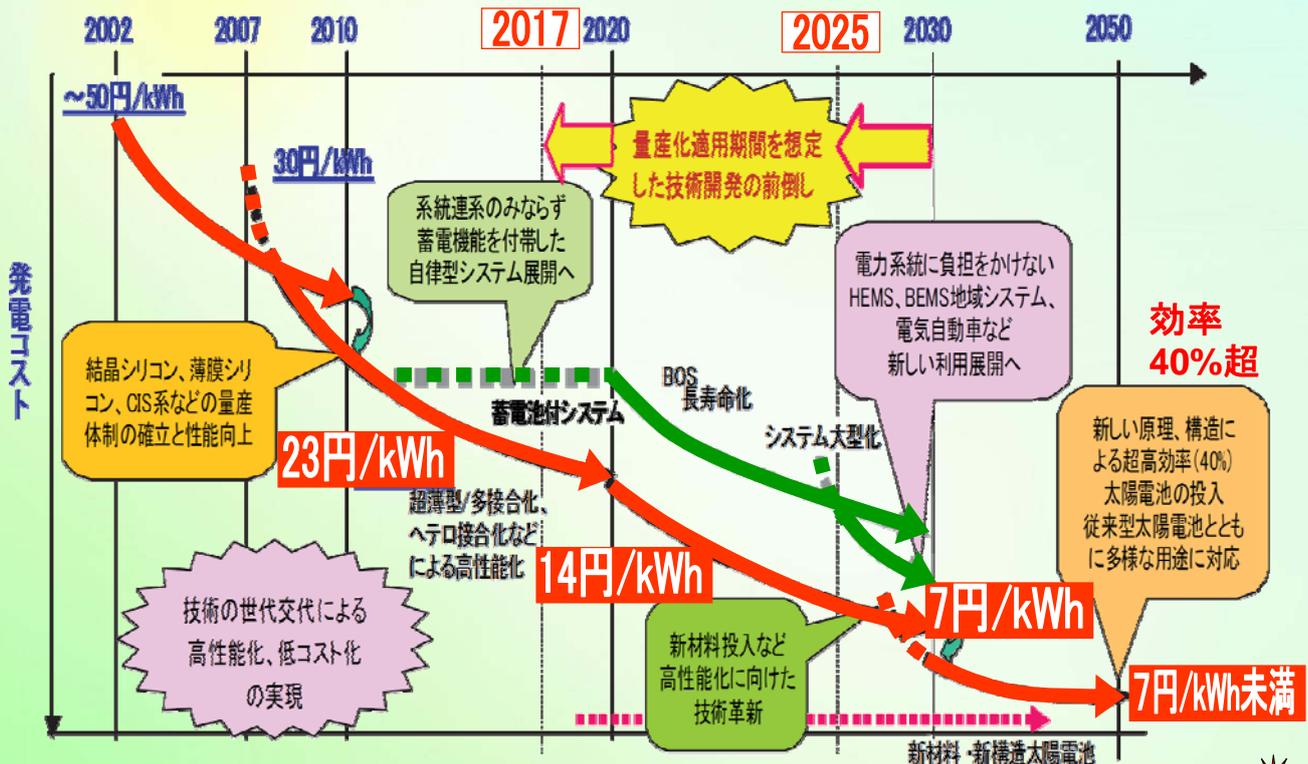
All Japan体制 — 次世代技術開発プロジェクト (2010~2014)



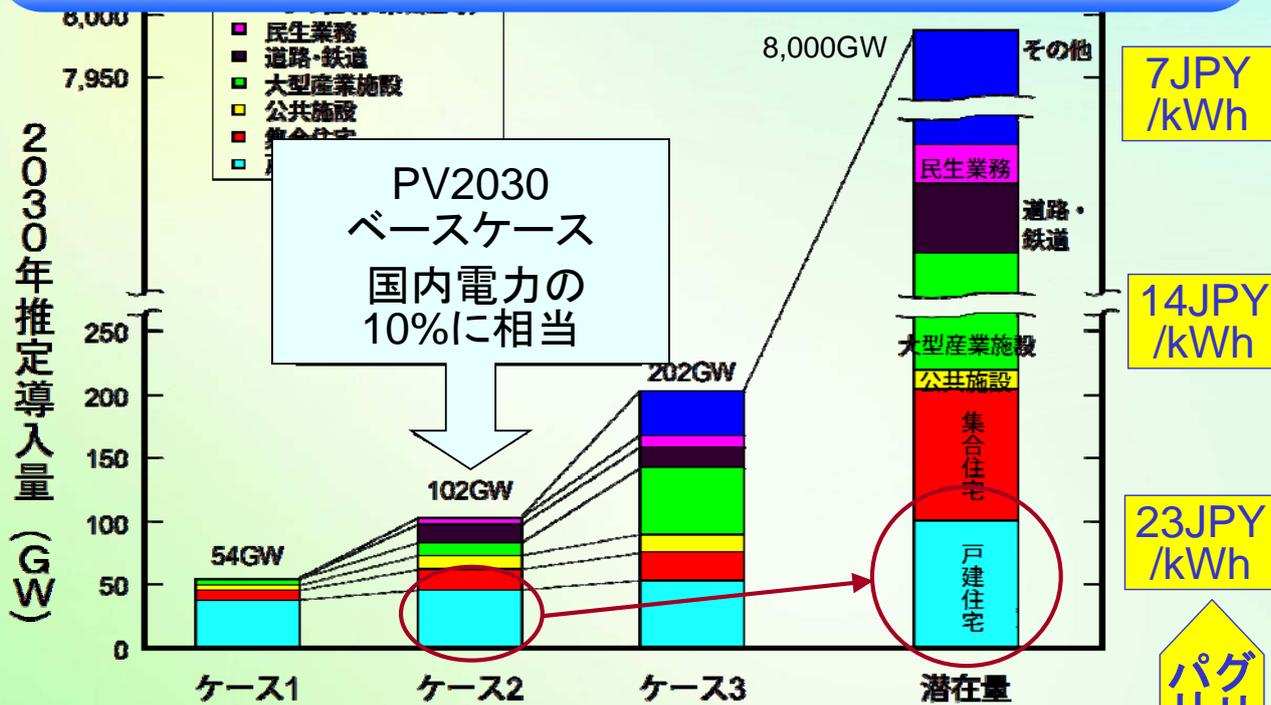
Aichi Pref.

21 Feb 2011

## 拡張加速化された“PV2030+”



# “PV2030” 導入想定量



Case 1: 技術開発が産業界に任せられた場合  
 Case 2: 技術開発とその実用化が2030年まで本ロードマップにより実施される場合(標準ケース)  
 Case 3: 技術開発が前倒しで完成して、2030年頃には大規模発電の実用化も大規模に実現している場合  
 潜在量: 戸建て住宅や集合住宅、公共施設、未利用地等々の設置場所で、物理的に設置可能な導入量

出典: 2030年に向けた太陽光発電ロードマップ(PV2030)検討委員会報告書, NEDO, 2004年6月. 図4.2, p.13.



Aichi Pref.

01 Feb 2011

## 太陽光発電「世界一」奪還へ 次世代技術開発プロジェクト(2010~2014)

【目的】2020年国内導入量を20倍、世界市場における競争力強化

↓ **オール・ジャパ**

【開発目標】発電コスト14円/kWhの~~ため~~ため、Eジュールコスト75円/W、変換効率20%に目途を

### 実用化コスト競争力強化

結晶シリコン太陽電池

→低コストシリコンプロセス, 効率向上

薄膜シリコン太陽電池

→All-Japanでのプロセス開発

CIS・化合物太陽電池

→CIS薄膜の低コスト化, 集光型PV

### 次世代の低コスト太陽電池に目途

有機系太陽電池

→効率・寿命向上, 低コスト化, シス化

評価技術国際標準, 材料・構造革新等

共通基盤(評価・リサイクル等)

共通基盤(共通材料・部材・機器システム等)

### 革新的太陽電池

・3研究グループ(2008~2014)

・日欧共同公募(2010~2014)

40%超太陽電池(2030→2050)

## 「低炭素社会に資する有機系太陽電池」FY2009~2013

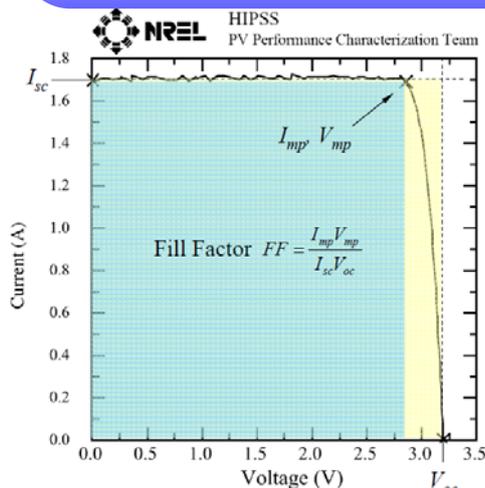
内閣府/NEDO/瀬川教授: 最先端研究開発プロ 19研究機関が参加



# ロードマップ (PV2030+) のシナリオ

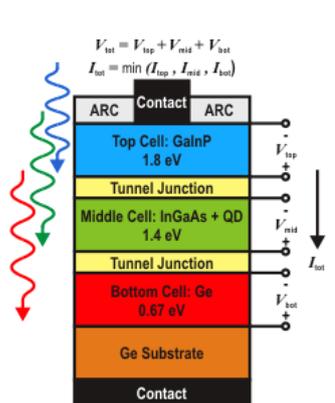
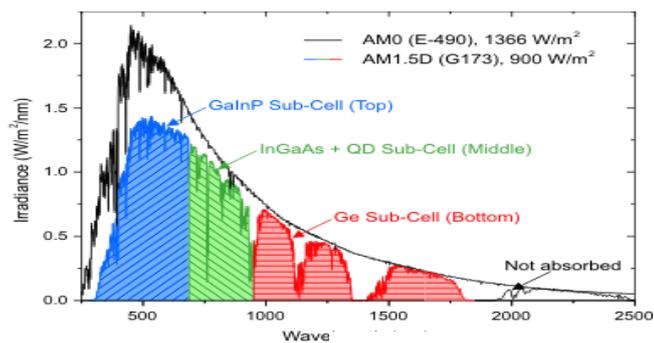
実現時期 (開発完了)	2010~2020	2020 (2017)	2030 (2025)	2050
発電コスト	住宅用 (23 JPY/kWh)	産業用 (14 JPY/kWh)	事業用 (7 JPY/kWh)	汎用 ( $\leq 7$ JPY/kWh)
モジュール 変換効率 (Lab. Scale)	16% (Cell 20%)	20% (Cell 25%)	25% (Cell 30%)	超高効率 モジュール 40%
国内向け	0.5~1 GW/Y	2~3 GW/Y	6~12 GW/Y	25~35 GW/Y
輸出向け	~1 GW/Y	~3 GW/Y	30~35 GW/Y	~300 GW/Y
主な用途	戸建住宅, 公共施設	住宅 (戸建・集合), 公共施設, 事務所など	住宅 (戸建・集合), 公共施設, 民生業務用, 電気自動車な ど充電	民生用途全般, 産業用, 運輸 用, 農業他, 独立電源

# 3 Junction PV Cell



Ref.: R. R. King et al., 24th European Photovoltaic Solar Energy Conf., Hamburg, Germany, Sep. 21-25, 2009.

**World Record:**  
**41.6 %**  
**Spectrolab**



**Spectrolab  
Record Efficiency  
GainP/ GaInAs/ Ge Cell**

$V_{oc} = 3.192$  V  
 $I_{sc} = 1.696$  A  
 $FF = 88.74\%$   
 $V_{mp} = 2.851$  V  
 $I_{mp} = 1.686$  A  
 $P_{mp} = 4.805$  W

**Efficiency = 41.6% ± 2.5%**

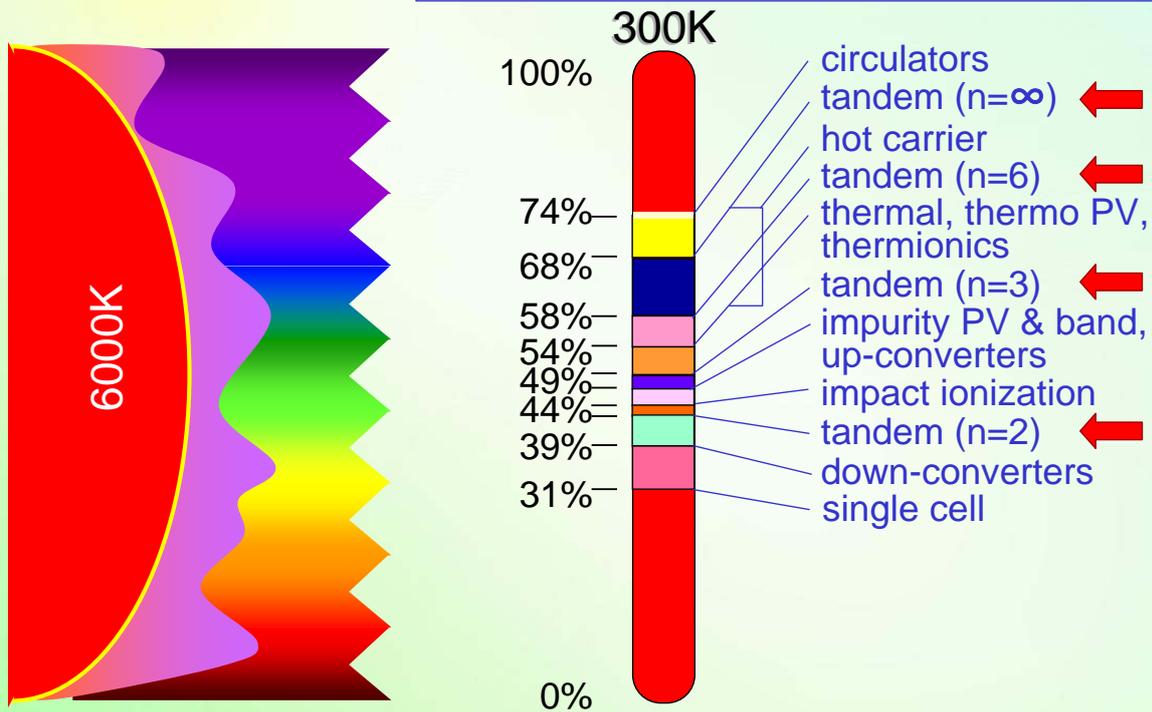
364.2 suns (36.42 W/cm<sup>2</sup>) intensity  
 0.3174 cm<sup>2</sup> designated area  
 25°C, AM1.5D,  
 ASTM G173-03 spectrum

- Device fabricated February 2008
- Independent validation August 2009

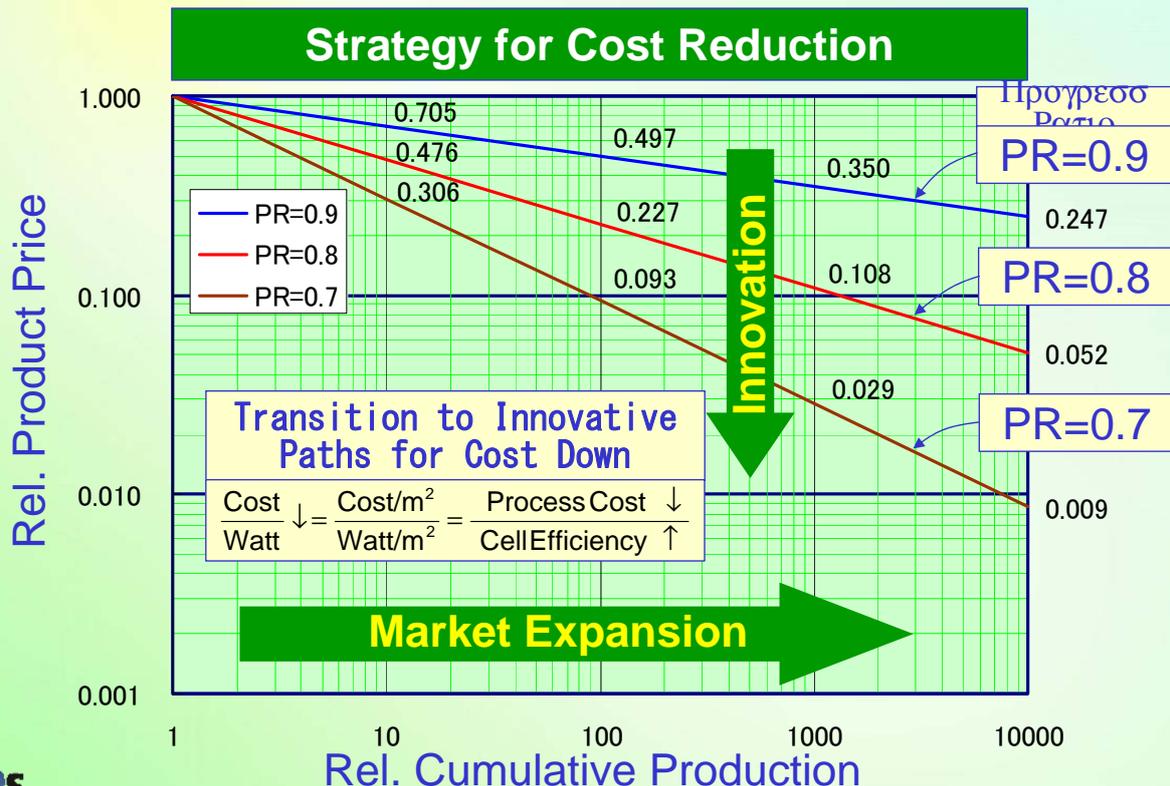
**Highest efficiency achieved  
to date for any solar cell**

# The 3rd Generation Concept by Prof. Martin Green

$$\eta \leq 93.3\%(\text{direct}) = 73.7\%(\text{global})$$



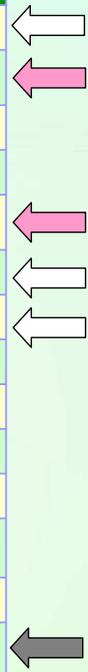
# Experience Curve ; Learning Curve





# Some Examples of Learning Curve

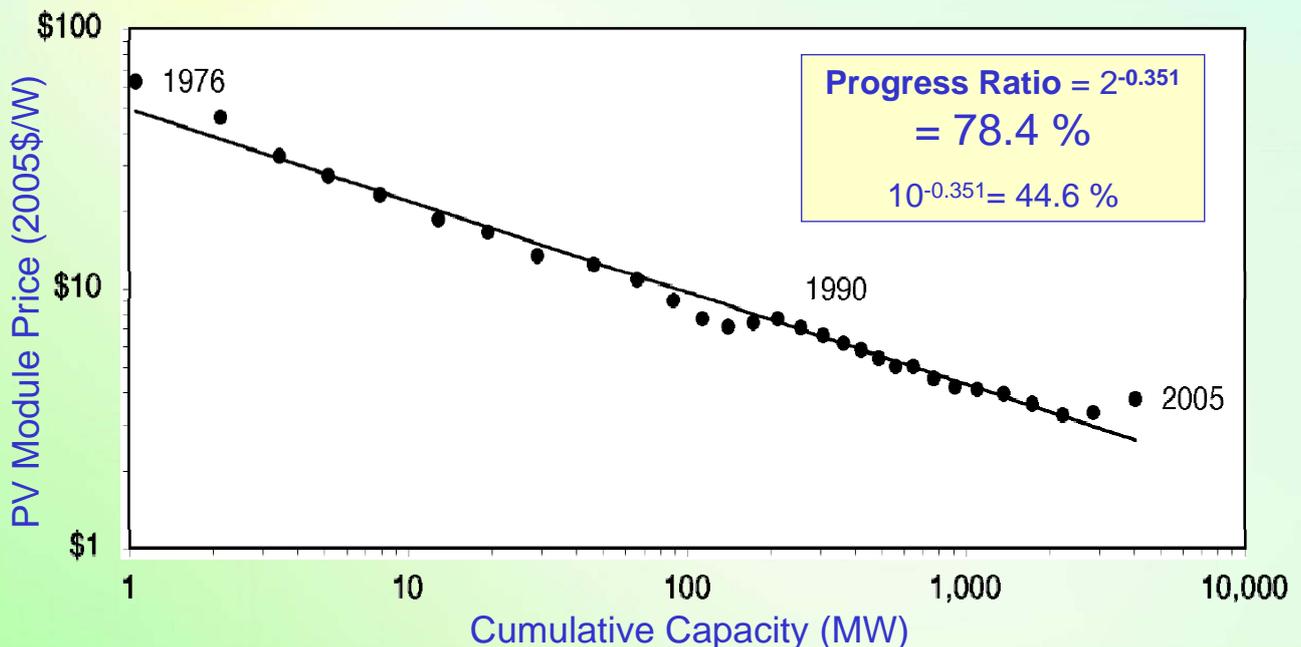
Technology	Period	Progress Ratio
Model T Auto	1909-1923	87%
Integrated Circuits	1962-1968	67%
CFC Substitutes	1988-1999	93%
Scrubbers	1987-1995	89%
Photovoltaic	1971-2000	80*-72%
Magnetic Ballasts	1977-1993	97%
Electronic Ballasts	1986-2001	88%
Refrigerators	1980-1998	88%
Freezers	1980-1998	78%
Gas Clothes Dryer	1980-1998	90%
Dishwasher	1980-1998	84%
Room Air Conditioner	1980-1998	85%
Selective Window Coatings	1992-2000	83%
Concentrated Solar Power*	--	85%*



Cited from "http://en.wikipedia.org/wiki/Learning-by-doing"; \* modified by Kurokawa



# Learning Curve for PV Modules (Experiences for 1976-2005)

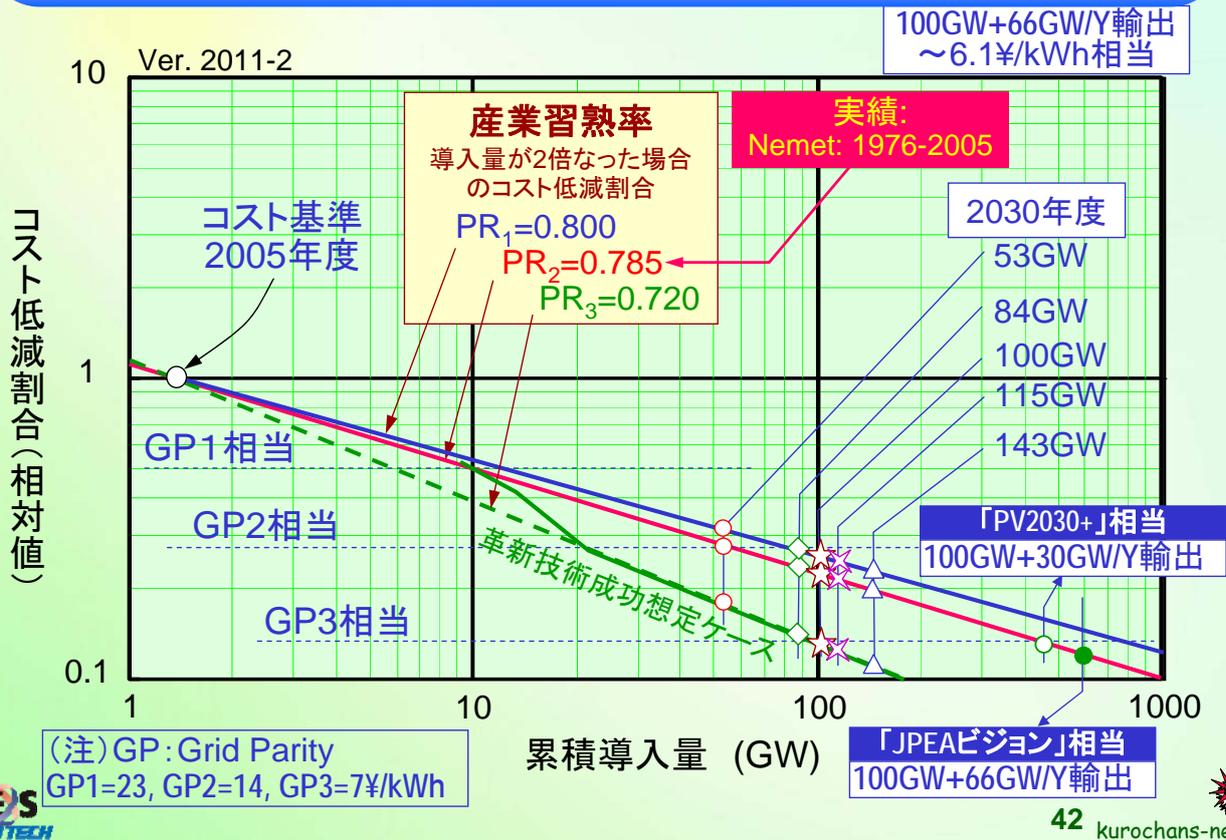


Gregory Nemet (University of Wisconsin) : Learning Curves for Photovoltaics, June 2007, International Energy Agency





# 輸出シナリオと価格低減可能性



## スーパーメガソーラーの持続的開発シナリオ

1. 太陽光発電市場近況
2. 太陽光発電の真の価値
3. 技術開発/PV2030+
4. スーパーメガソーラー  
Energy from the Desert
5. コミュニティと  
ネットワーク
6. ソーラーブリーダー概念



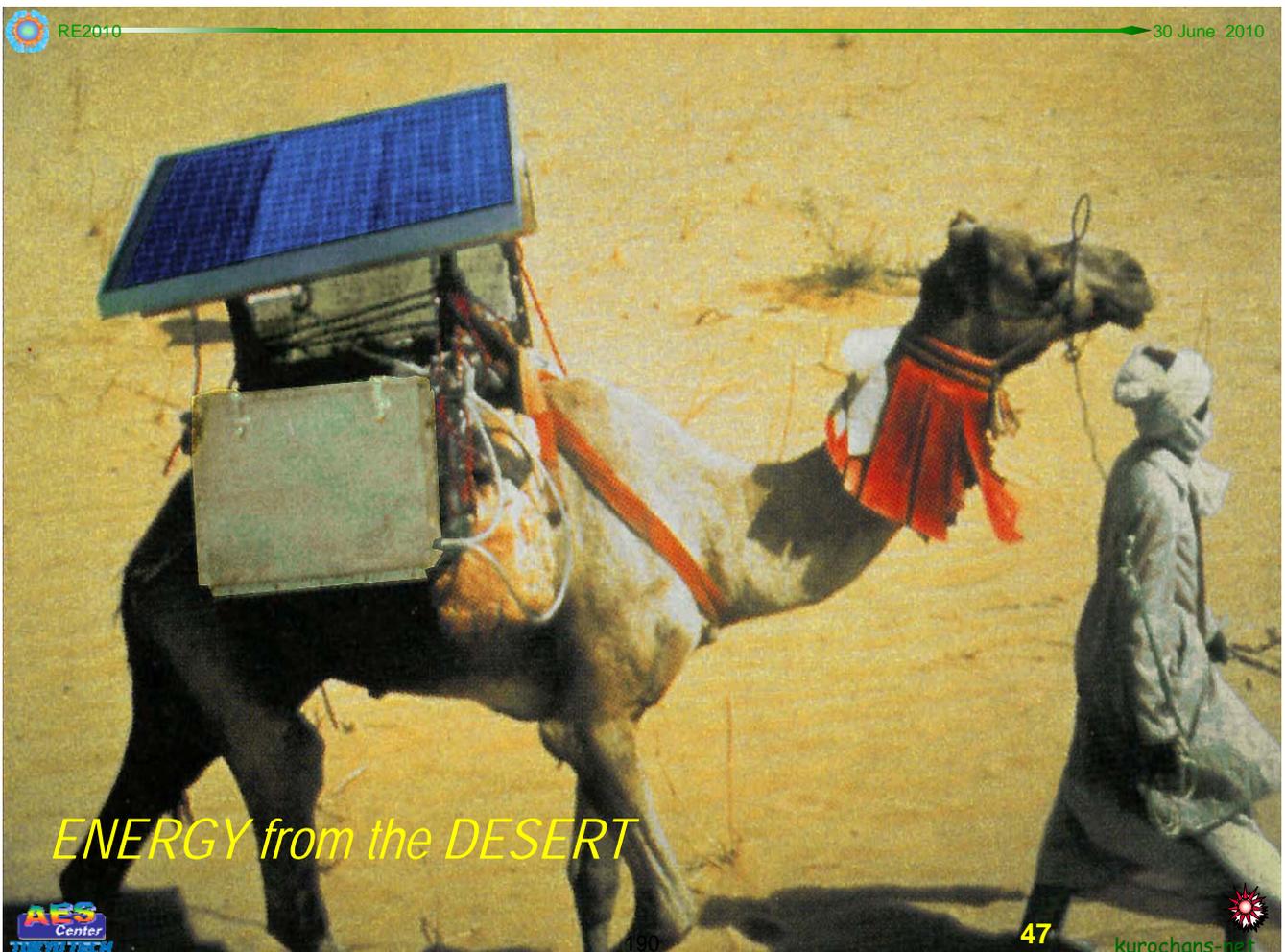
# Report from IEA PVPS Task 8 : Study on Very Large Scale Photovoltaic Power Generation Systems

<http://www.iea-pvps.org/products/download/Energy%20from%20the%20Desert%20Summary09.pdf>

# ENERGY FROM THE DESERT



Task 8 OA (up to 2008)  
Prof. Kosuke KUROKAWA  
Tokyo Institute of Technology

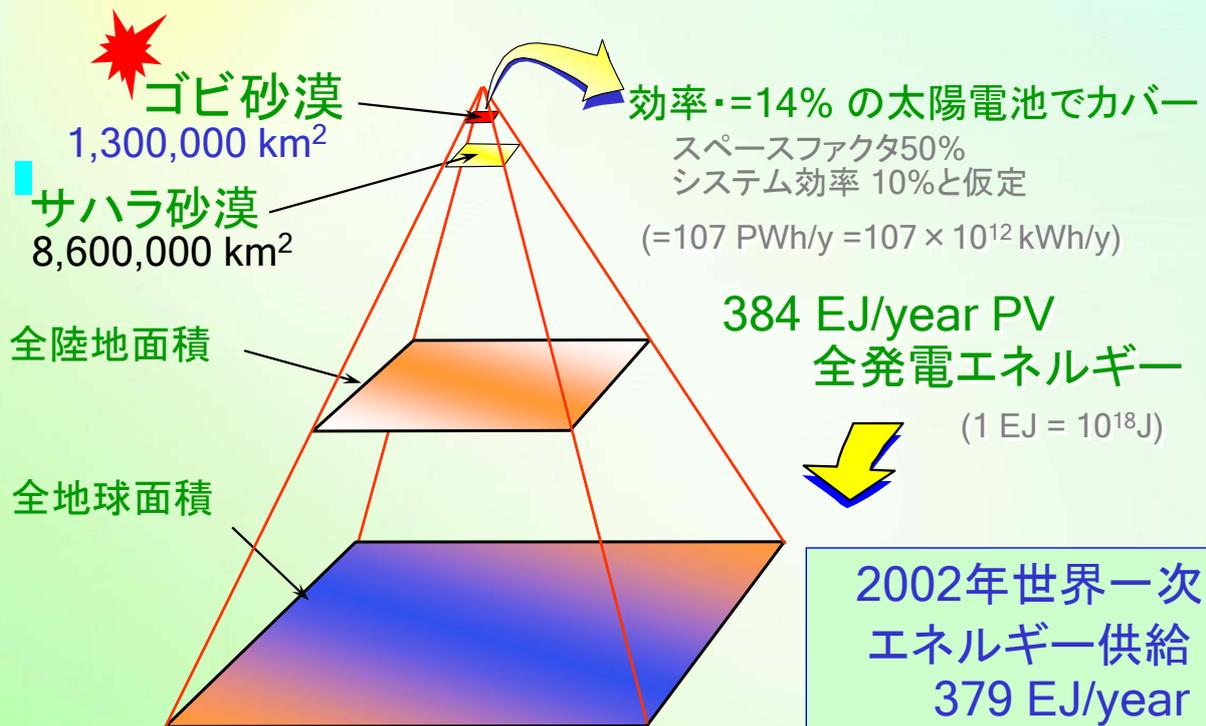


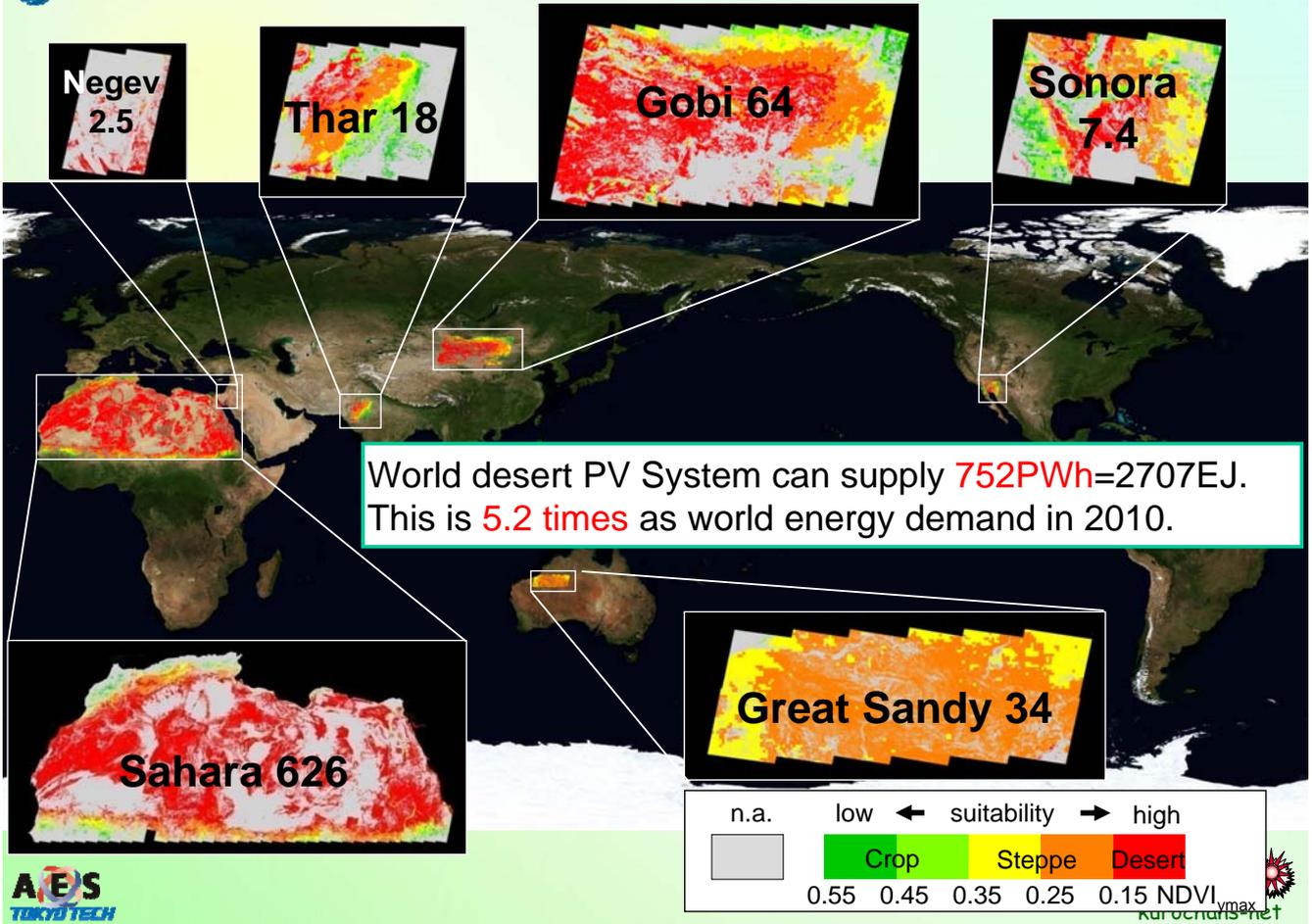
*ENERGY from the DESERT*

# Future Possibility in Desert Community : Aggregated PV-Camel Solution?



## ソーラーピラミッド：21世紀太陽光発電の底力！





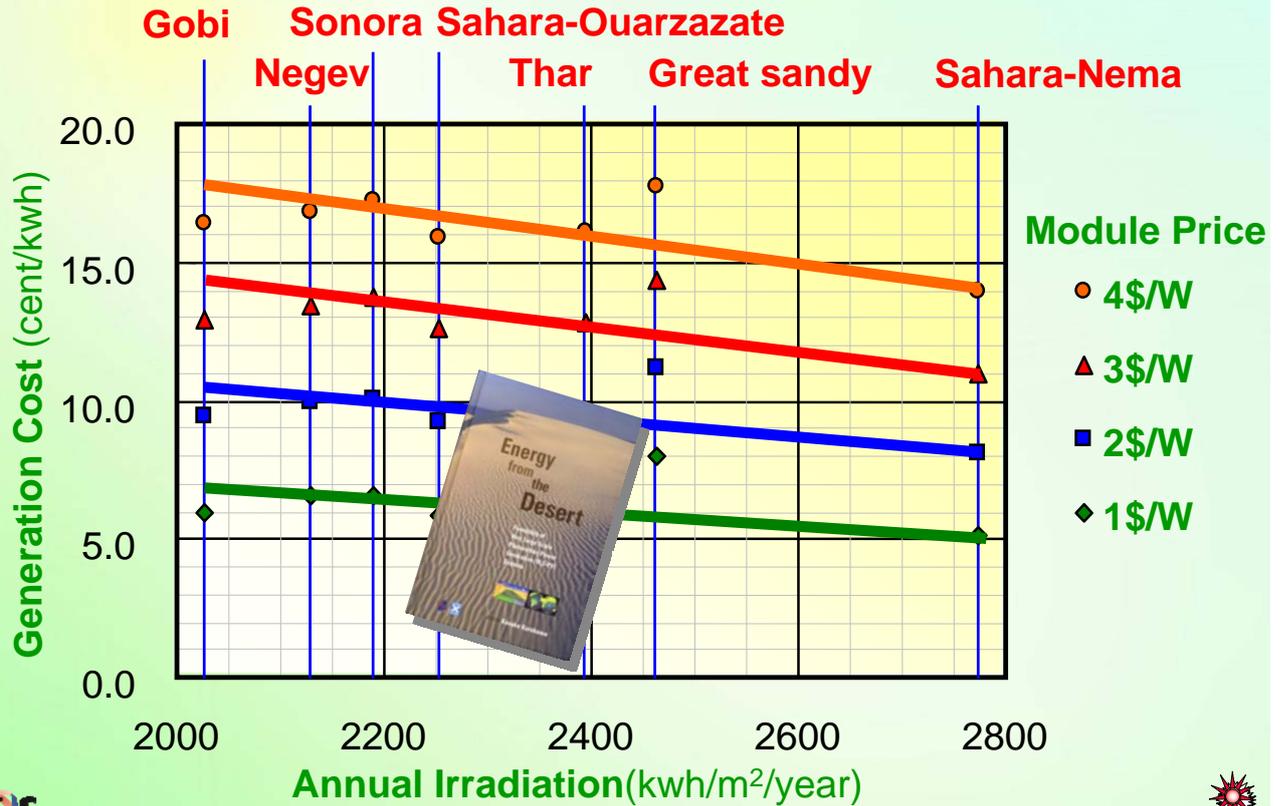
**Our Dream Team for 21st Century Energy**

**10 countries + 2 observers**  
 Japan (OA), Canada, Germany, Israel, Italy, Korea, the Netherlands, Spain, U.S.A., Australia, Mongolia (obs.), China (tentative. obs.).

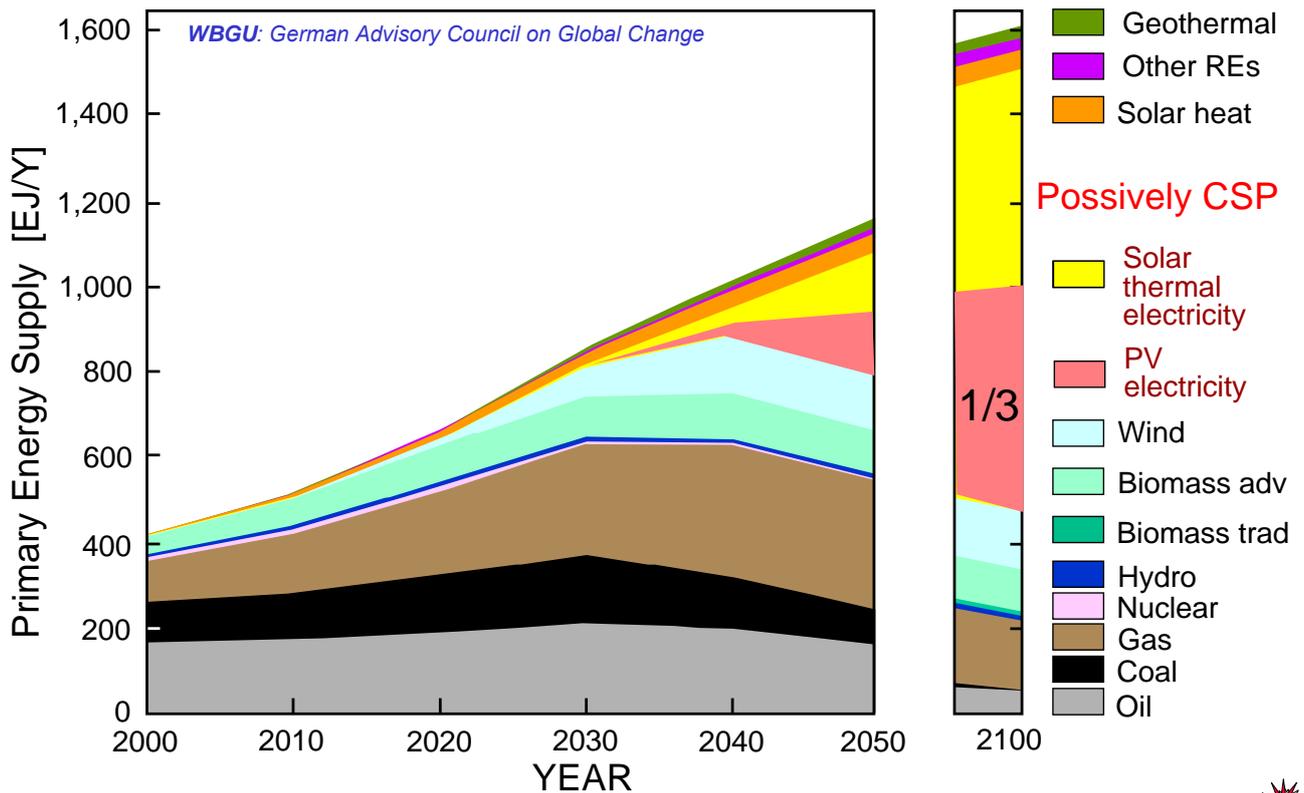
2007.9 IEA PVPS Task 8 Milan Meeting



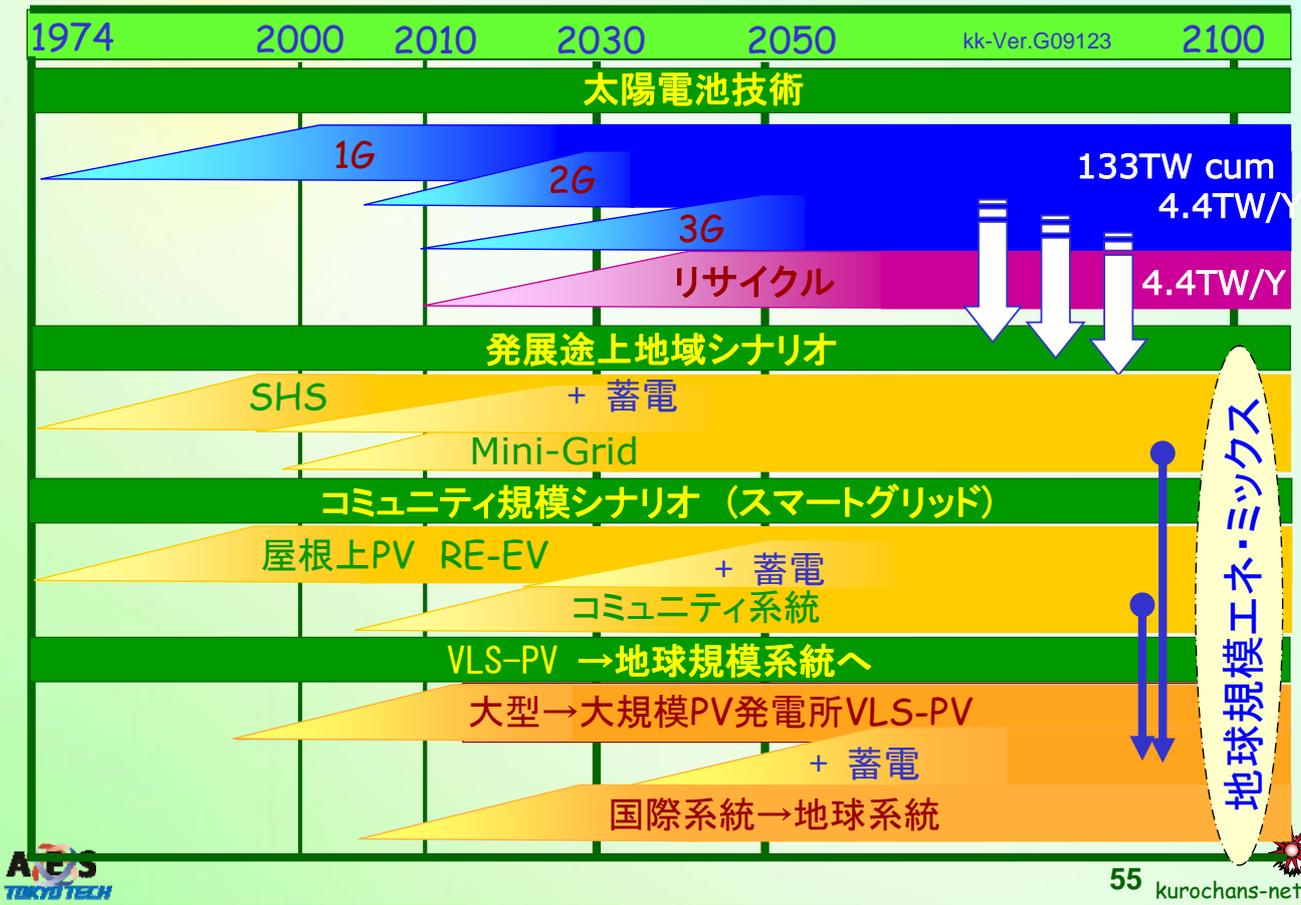
# Indicative Generation Cost (USD/kWh)



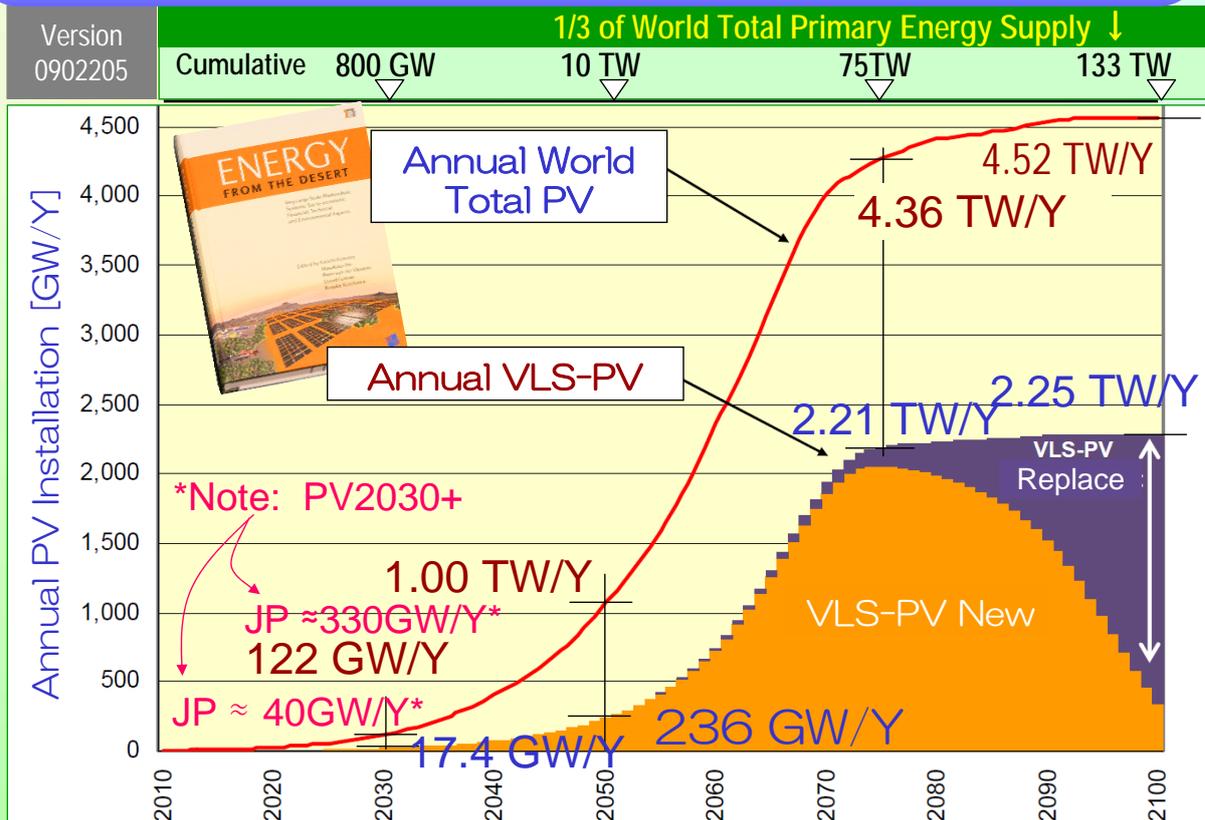
# Our Future Directions toward 2100



# 2030-2050 ~提案シナリオ

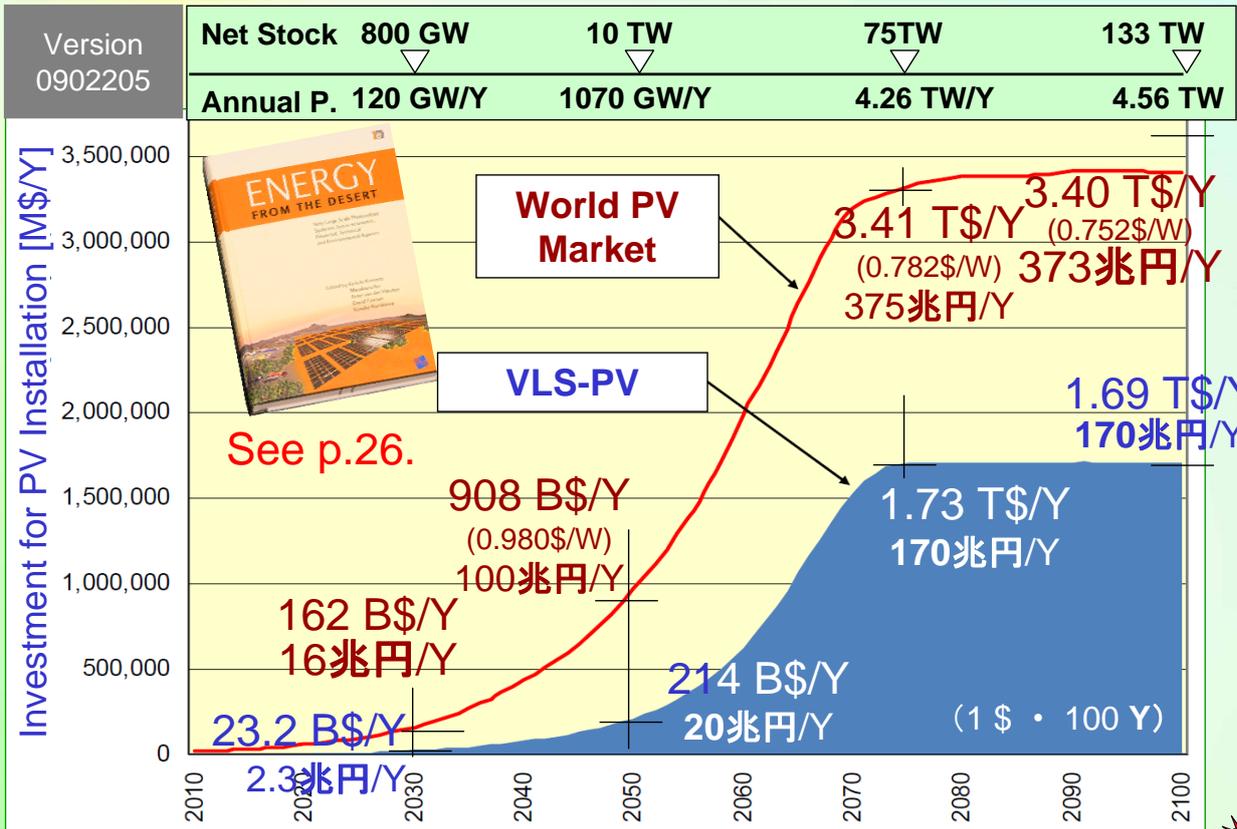


## World PV Market Long-Term View





# World PV Market Long-Term View



Source: IEA PVPS Task 8 3rd Report "Energy from the Desert"

57 kurochans-net



## スーパーメガソーラー

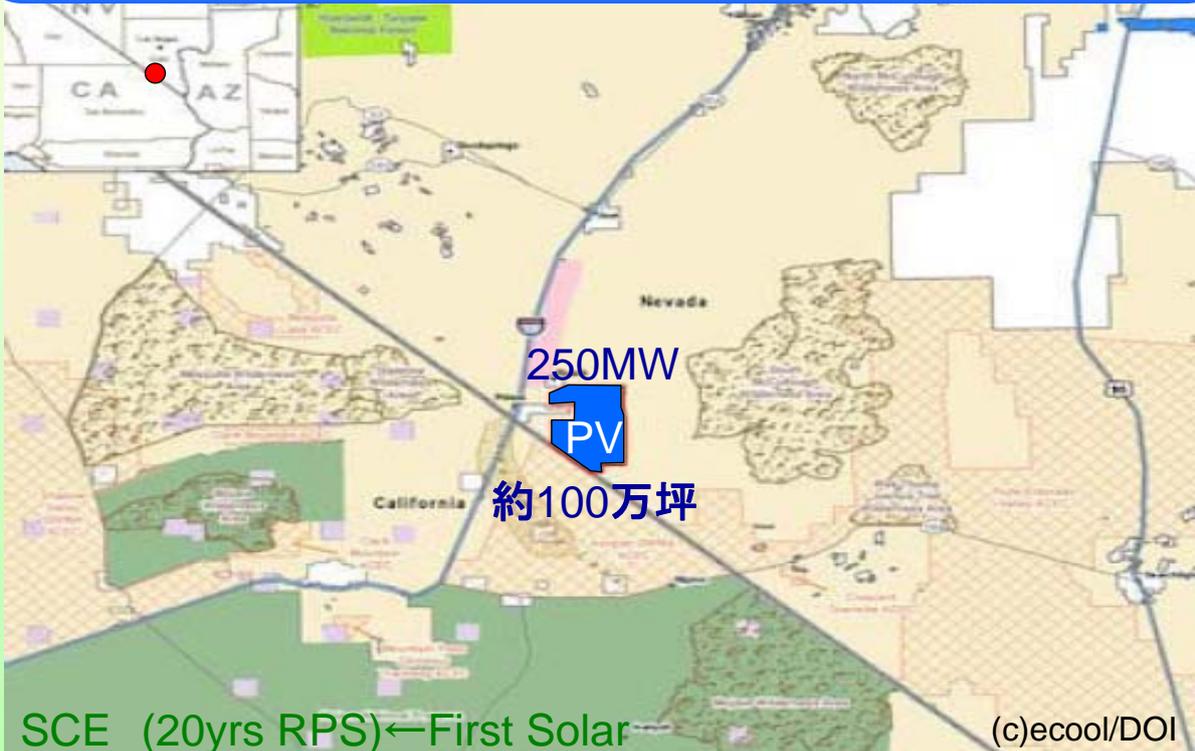
### 60MW オルメディラ太陽光発電所(スペイン・クエンカ)



# スーパーメガソーラー



# スーパーメガソーラー

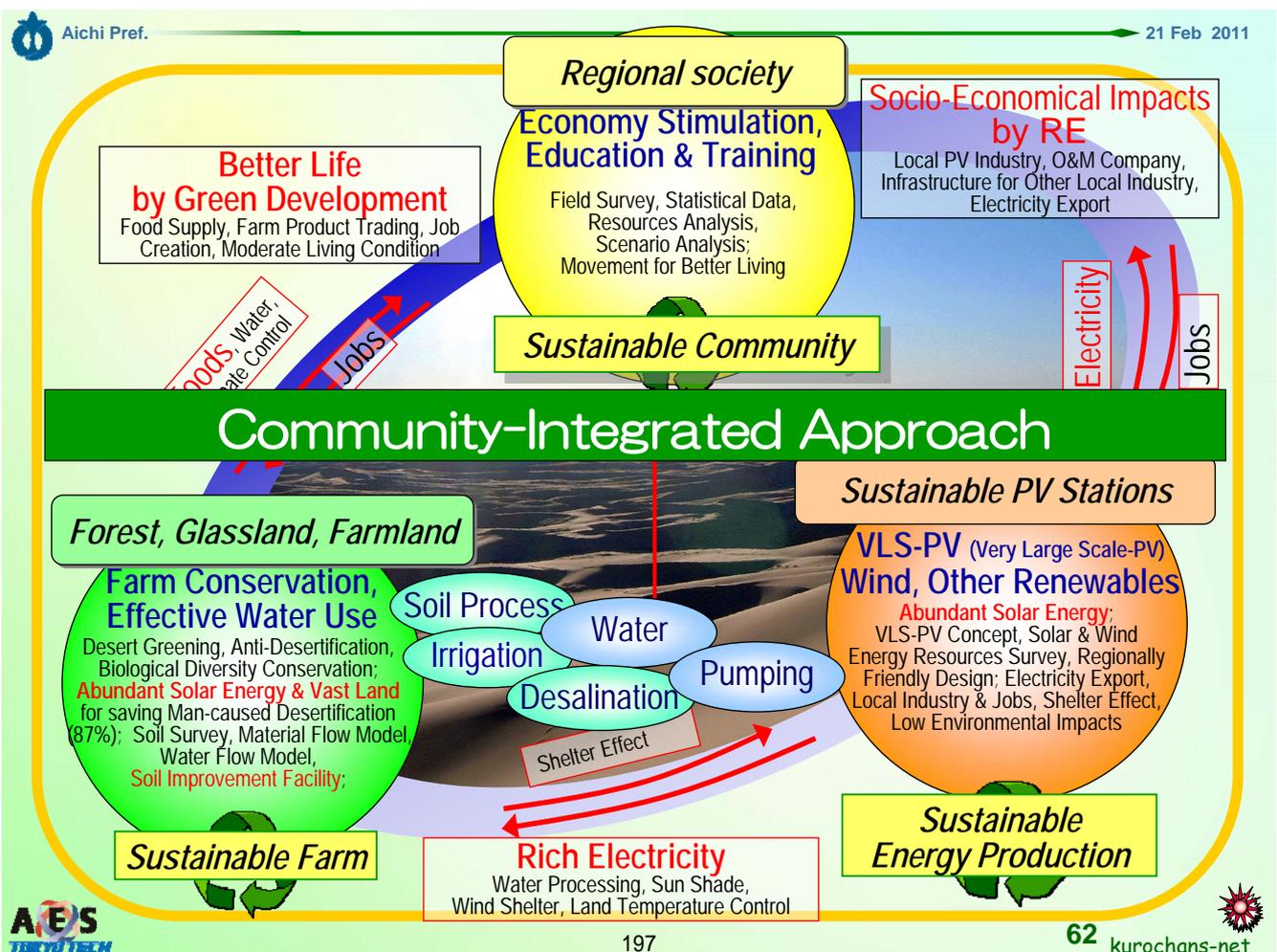


Silver State South 250 MW Plant, Primm, Nevada (2014part-2017full)

# スーパーメガソーラーの持続的開発シナリオ

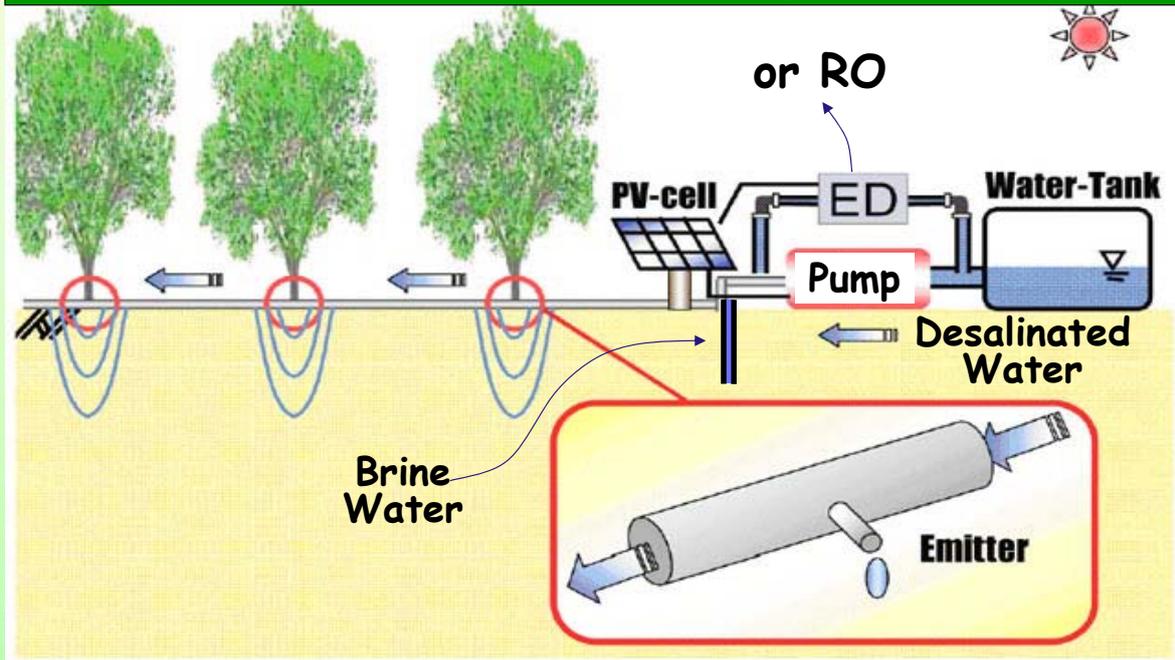


1. 太陽光発電市場近況
2. 太陽光発電の真の価値
3. 技術開発/PV2030+
4. スーパーメガソーラー  
Energy from the Desert
5. コミュニティと  
ネットワーク
6. ソーラーブリーダー概念



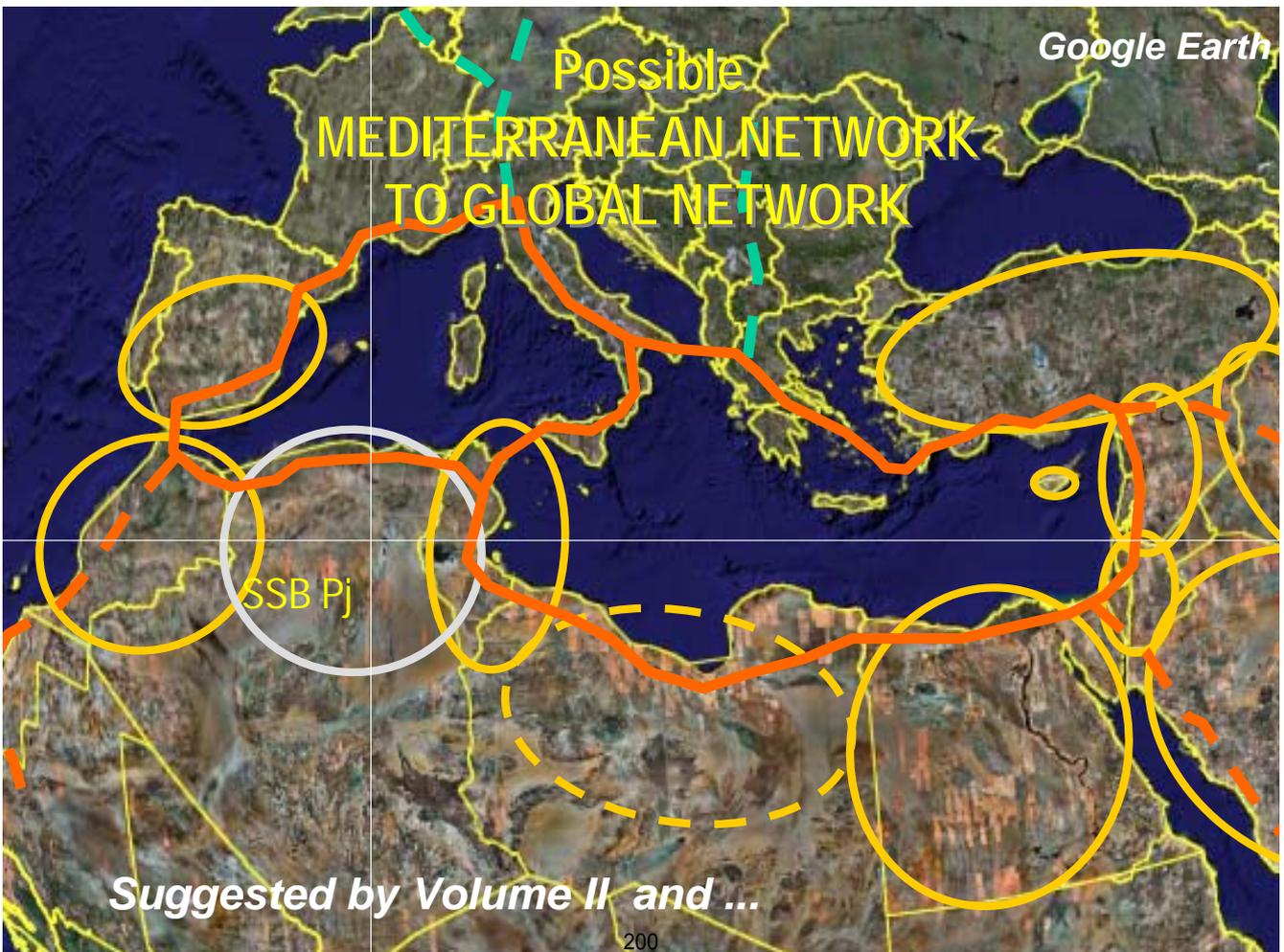


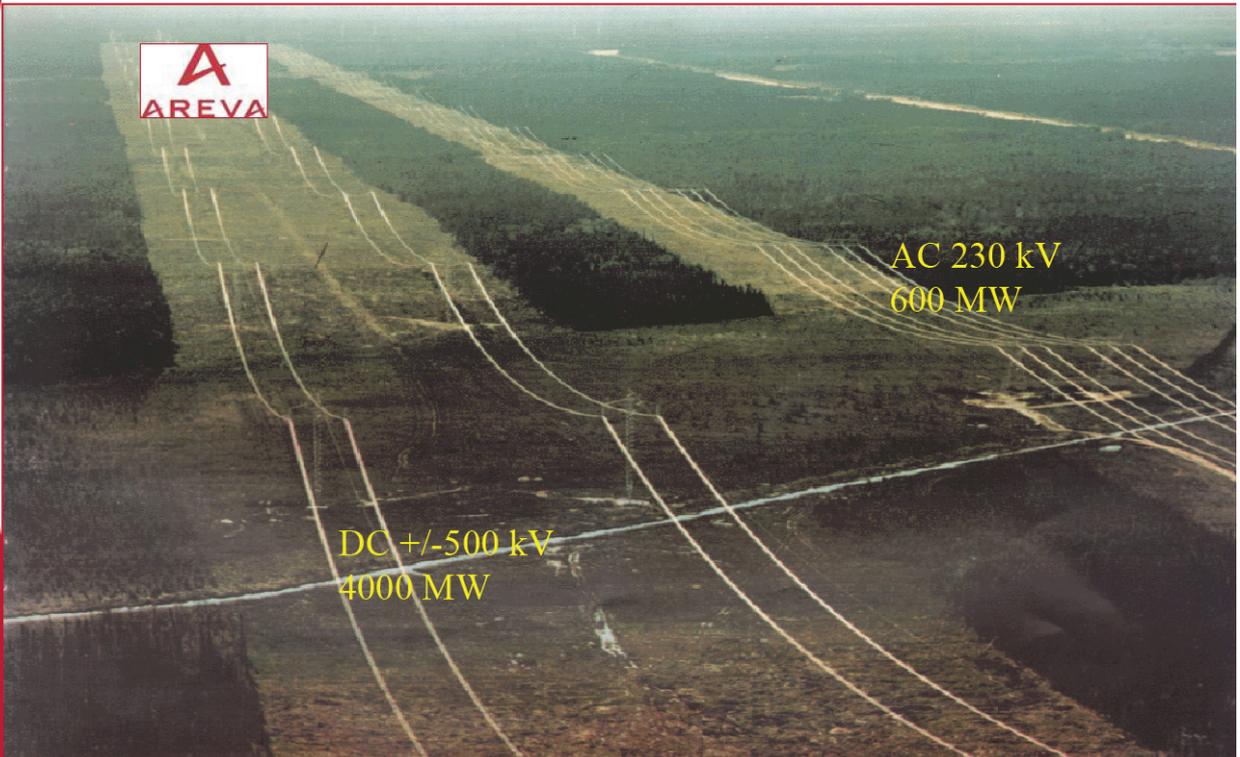
# Large Possibilities in Semi-Arid or Arid By Combination { PV + Agriculture }



TUAT Team proposed ... PV power to agriculture in the desert



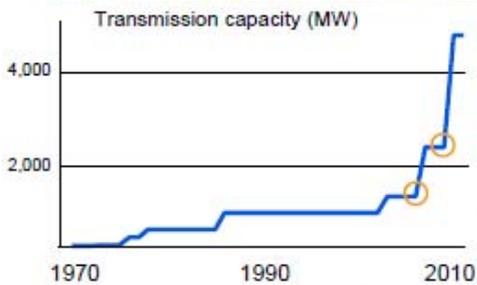
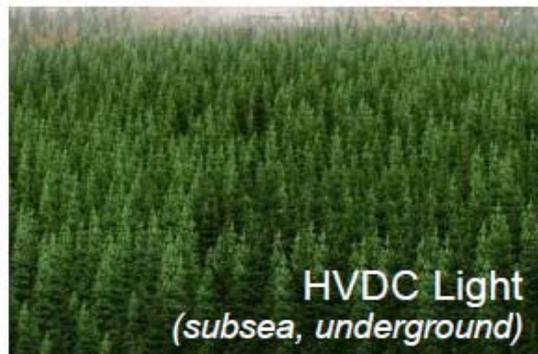




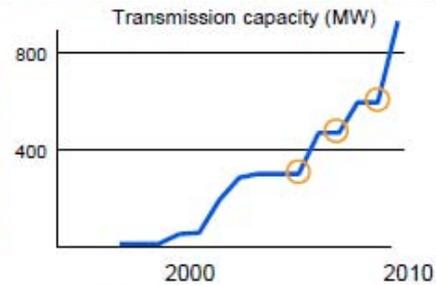
Nelson River/CAN



普及が加速する進む直流送電 (HVDC)



Technology leaps significantly increase transmission capacity

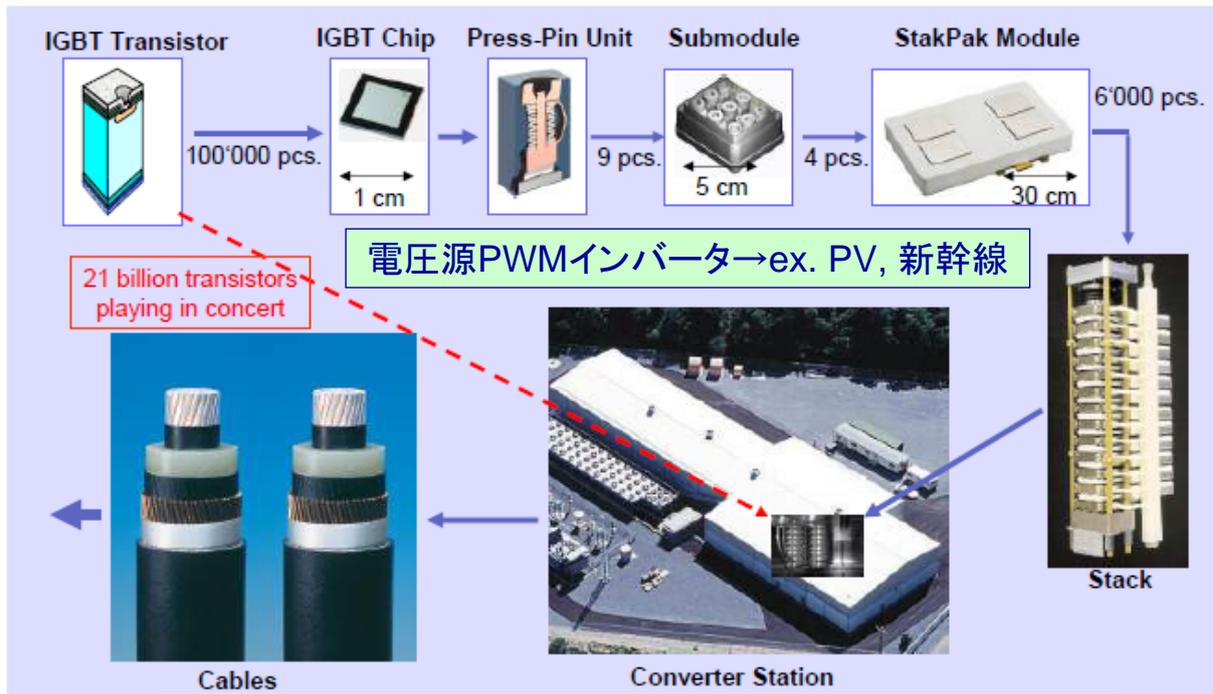


Power ↑ , Losses ↓

# DC transmission

電流源インバータ(点弧位相制御)

## Stacking up: HVDC Light ↔ HVDC Classic



そして、HTSCケーブル送電への期待！．．．？

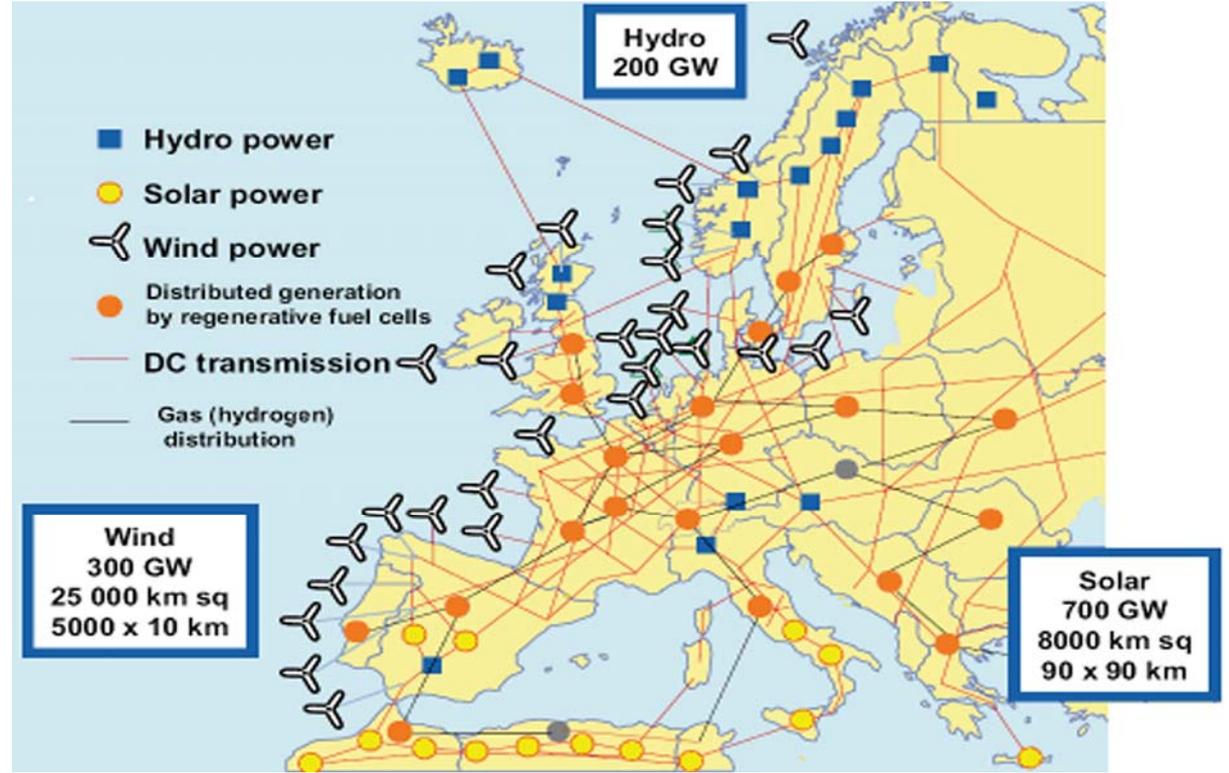


P. Terwiesch: [http://www.mwp.org/proceedings/dokument/ld\\_163\\_dok1.pdf](http://www.mwp.org/proceedings/dokument/ld_163_dok1.pdf)



72 kurochans-net

# 欧州で盛んな直流送電開発計画



P. Terwiesch: [http://www.mwp.org/proceedings/dokument/ld\\_163\\_dok1.pdf](http://www.mwp.org/proceedings/dokument/ld_163_dok1.pdf)



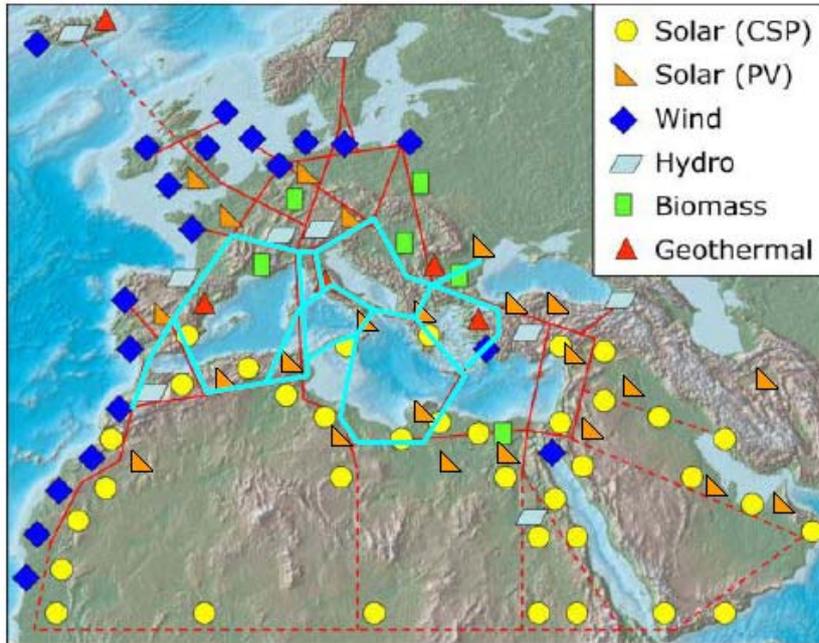
73 kurochans-net

# 地中海・中東地域でのRE送電計画

A Vision for Photovoltaics in a Mediterranean Grid

Arnulf Jäger-Waldau and Magda Moner-Girona

European Commission, DG JRC, Ispra  
Institute for Energy  
Renewable Energies



HDVC necessary before 2020  
based on analysis of  
current grid limitations

HDVC after 2020



22/07/2008 – ESOF 2008, Barcelona

Picture source: TREC

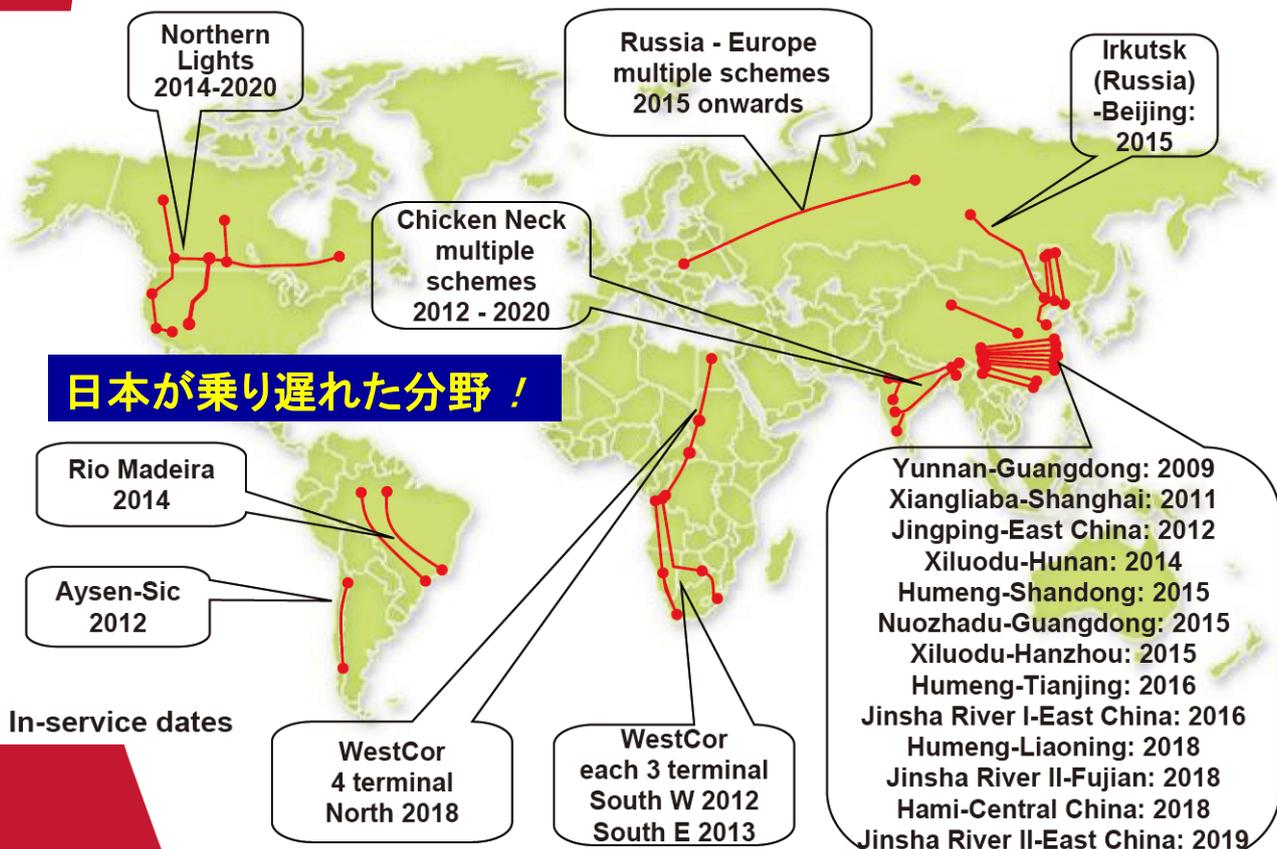
Renewable Energies



74 kurochans-net

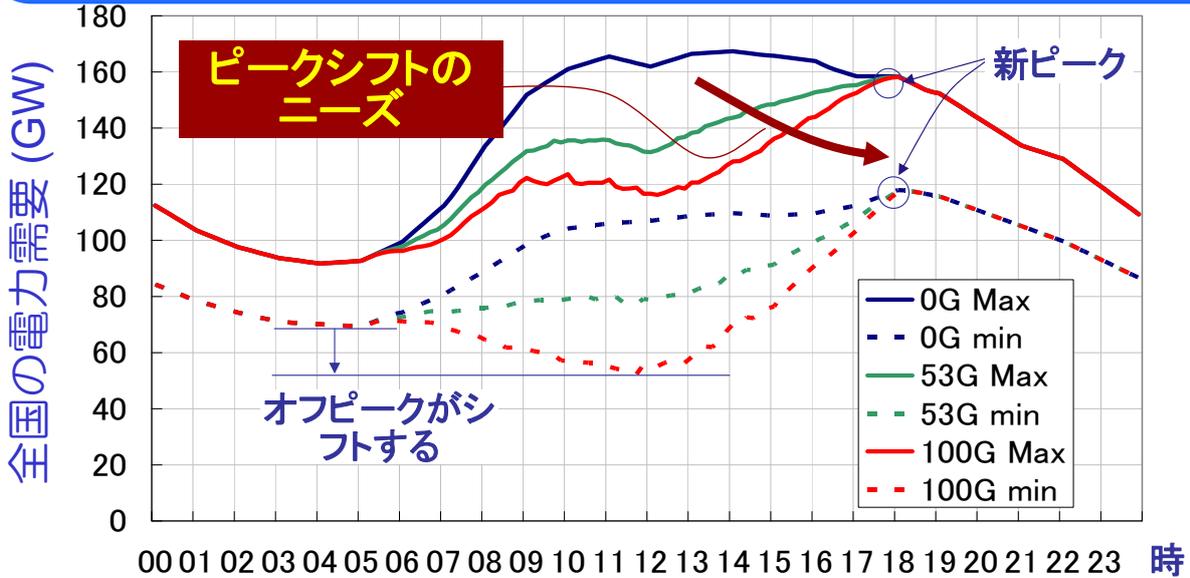


## Example: UHVDC known prospects 600kV - 800kV





# 負荷曲線の将来の変化動向



[評価期間] 日射強度:2005年8月8日から9月22日の全国58地点平均から時間別最大・最小値を抽出  
 2005年電力需要(関東地域)から時間別最大・最小値を抽出したのち、全国電力相当へ換算



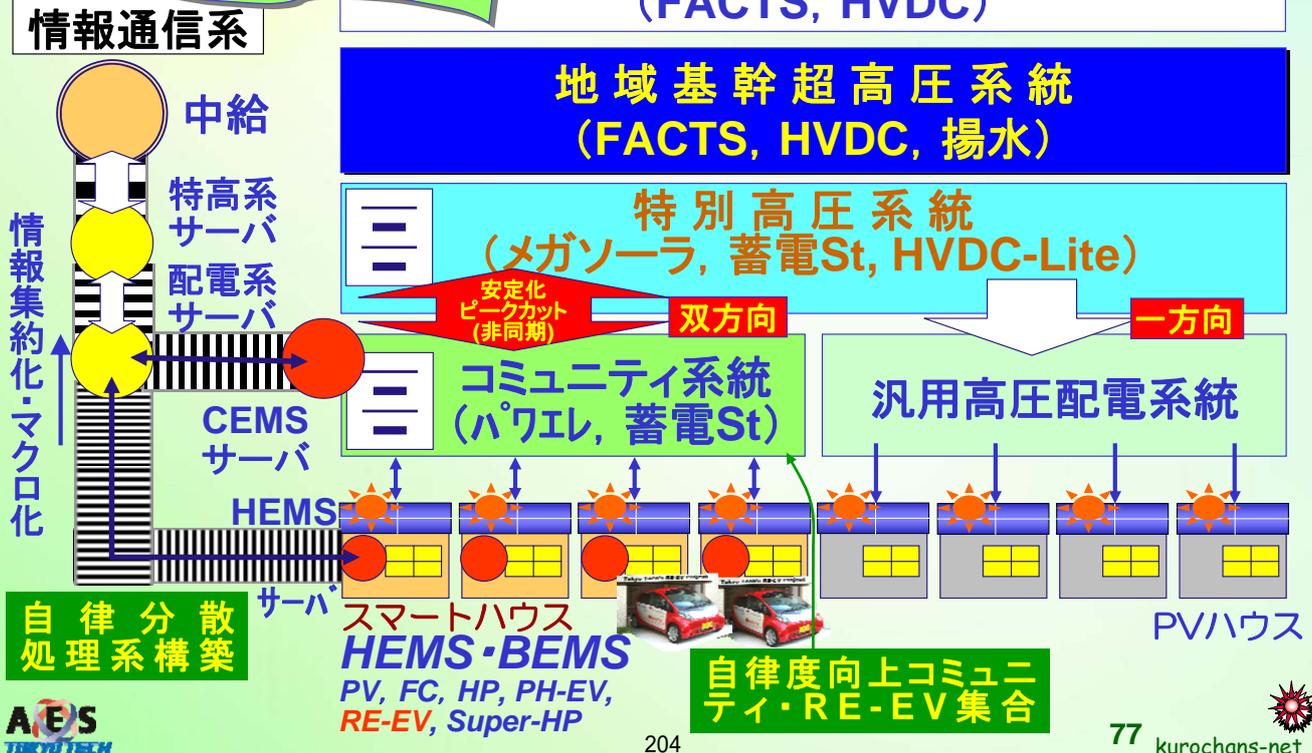
黒川他:分散型太陽光発電地域運転特性および統合制御運用, 太陽工学会誌, Vol.36, No.1, 2010.



# 階層化スマートネットワーク

社会コストミニマム  
最適化が重要!

全国大・広域融通網  
(FACTS, HVDC)

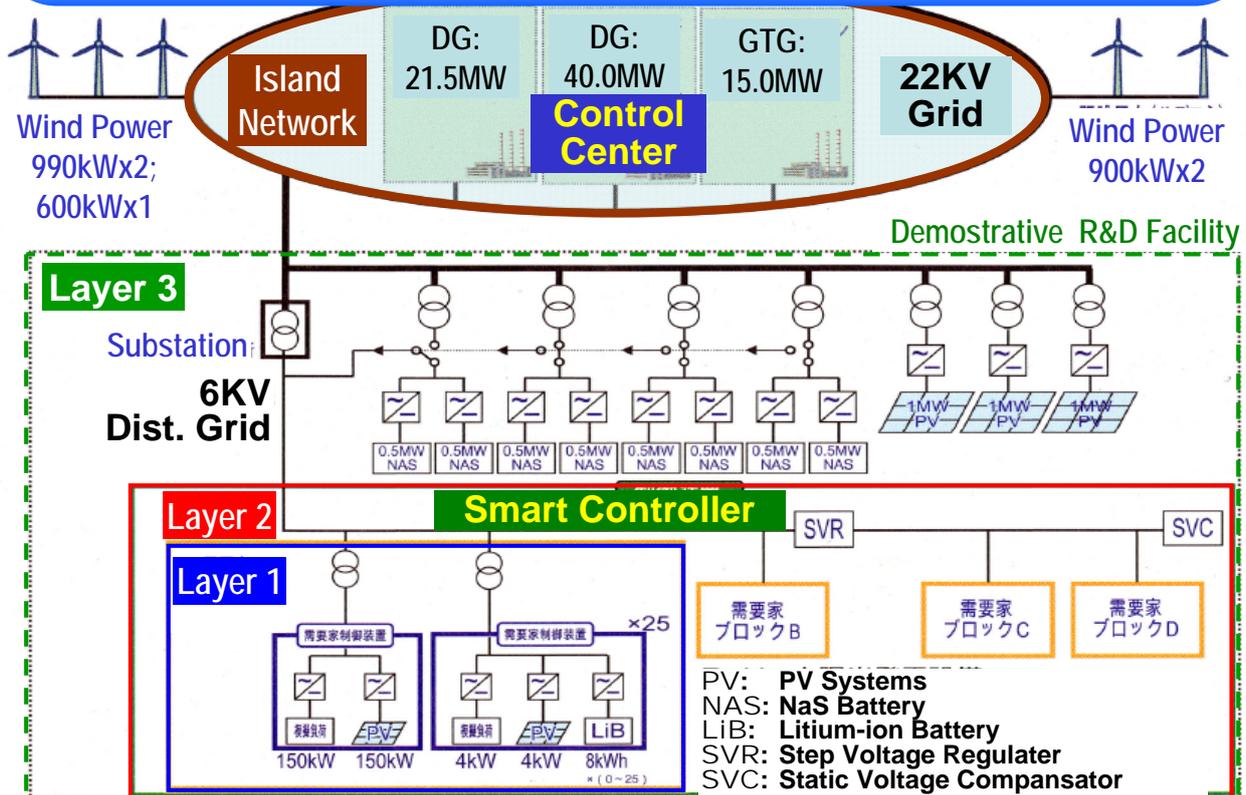


# スマートコミュニティ実証実験 (NEDO/沖縄：宮古島メガソーラー)



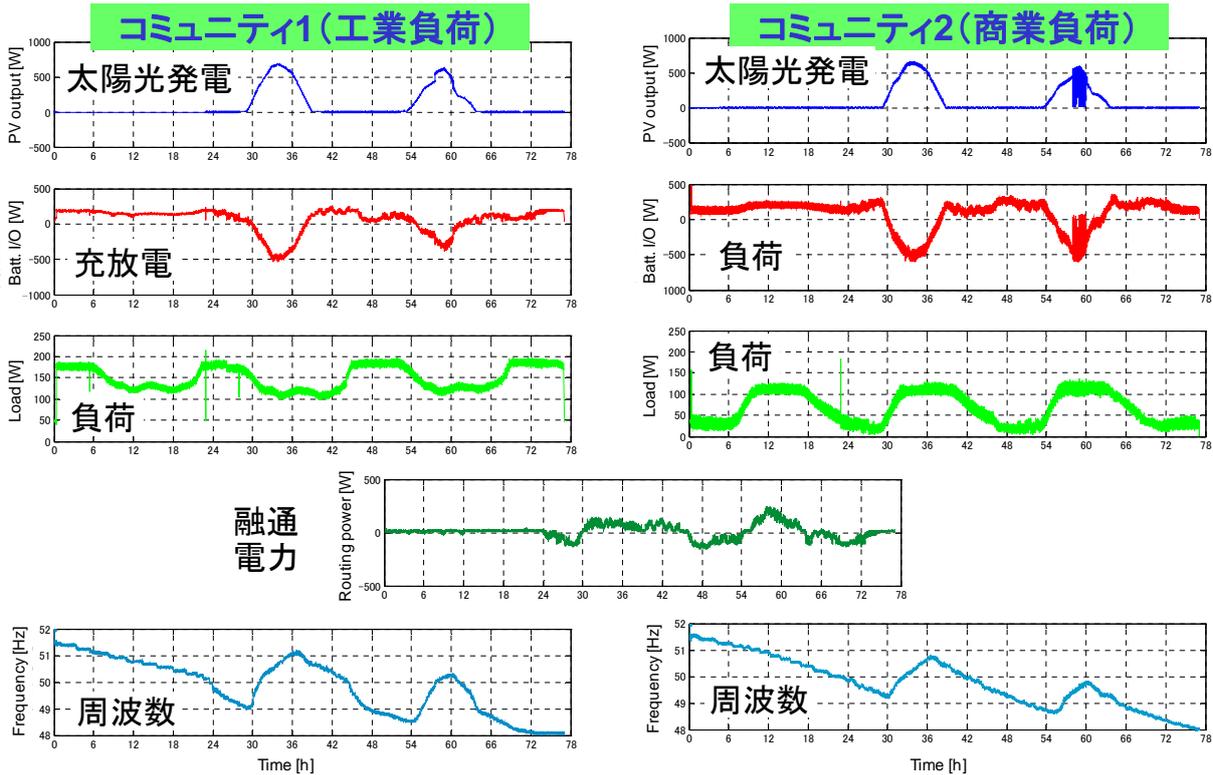
日経, 29 Nov. 2010

# スマートコミュニティ実証実験 (NEDO/沖縄：宮古島メガソーラー)



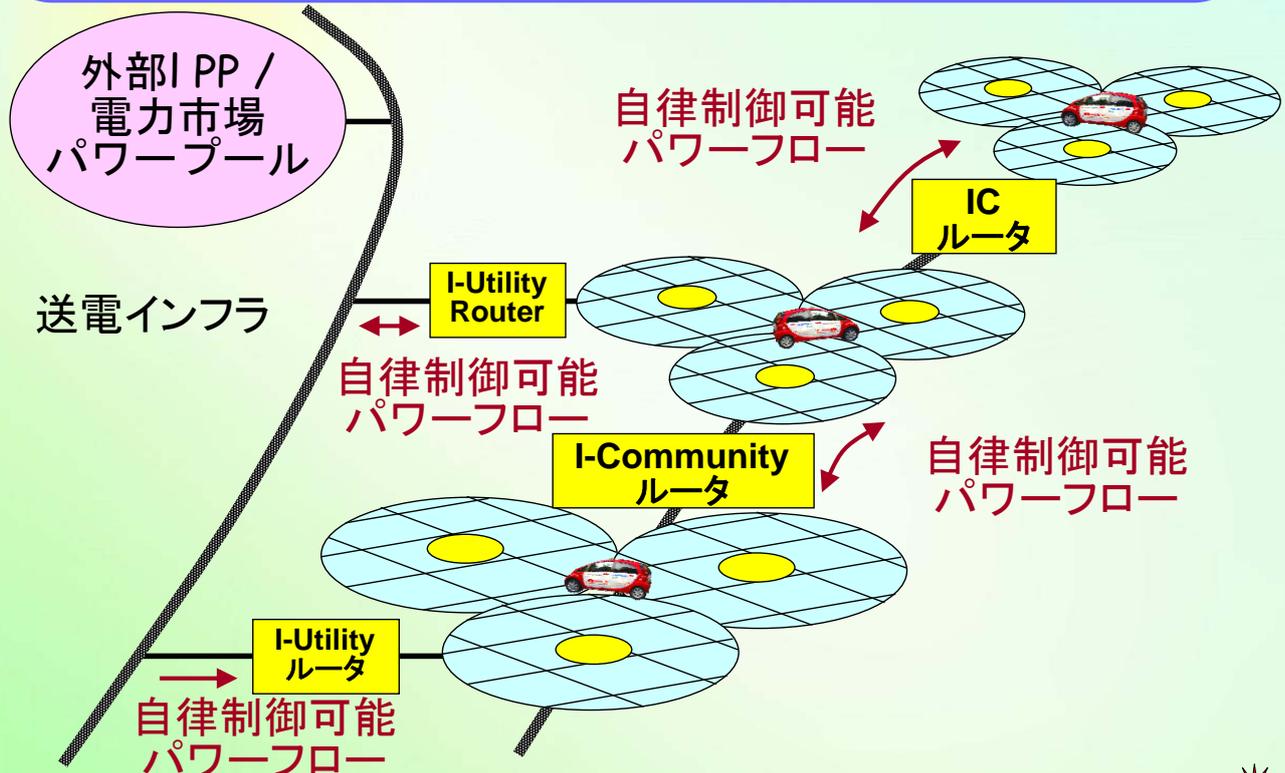
Source: NEDO/Okinawa Electric Power C. "Next Generation System Proj."

# パワールータによる コミュニティ間の自律分散制御

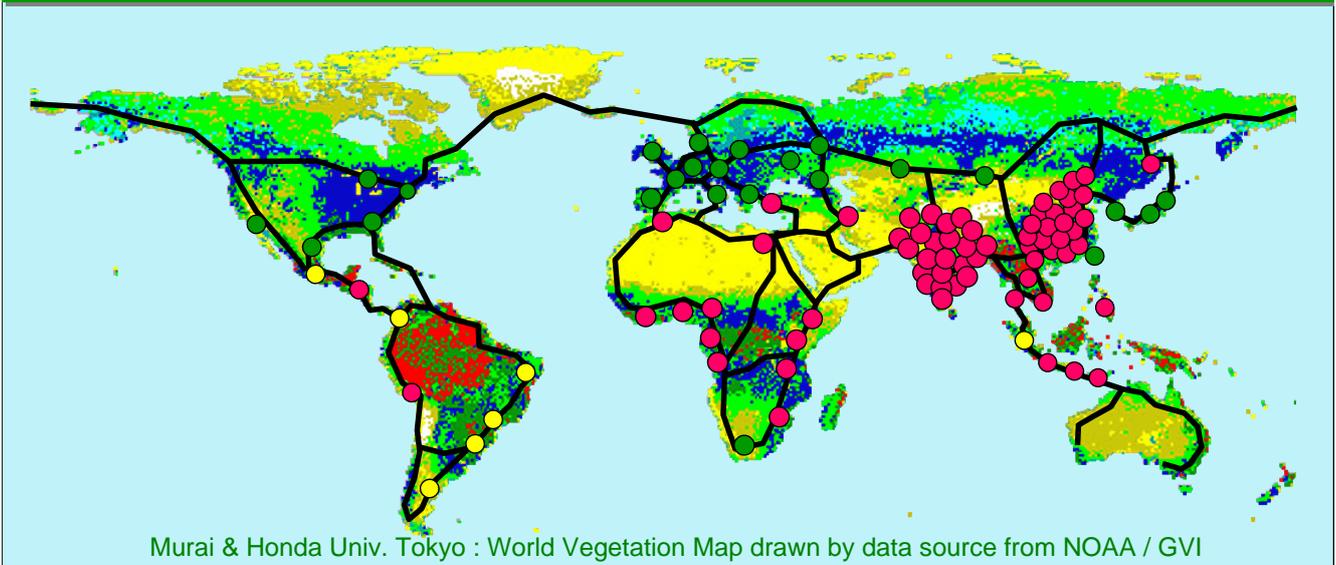


黒川他:分散型太陽光発電地域運転特性および統合制御運用,  
太陽工学会誌, Vol.36, No.1, 2010.

# AE-PVC 自立度向上型PV概念拡張 広域自律ネットワークの形成



# Possible GLOBAL NETWORK CONCEPT



Each dot represents 1% of humanity (55 million people)

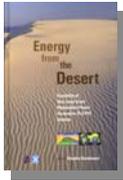
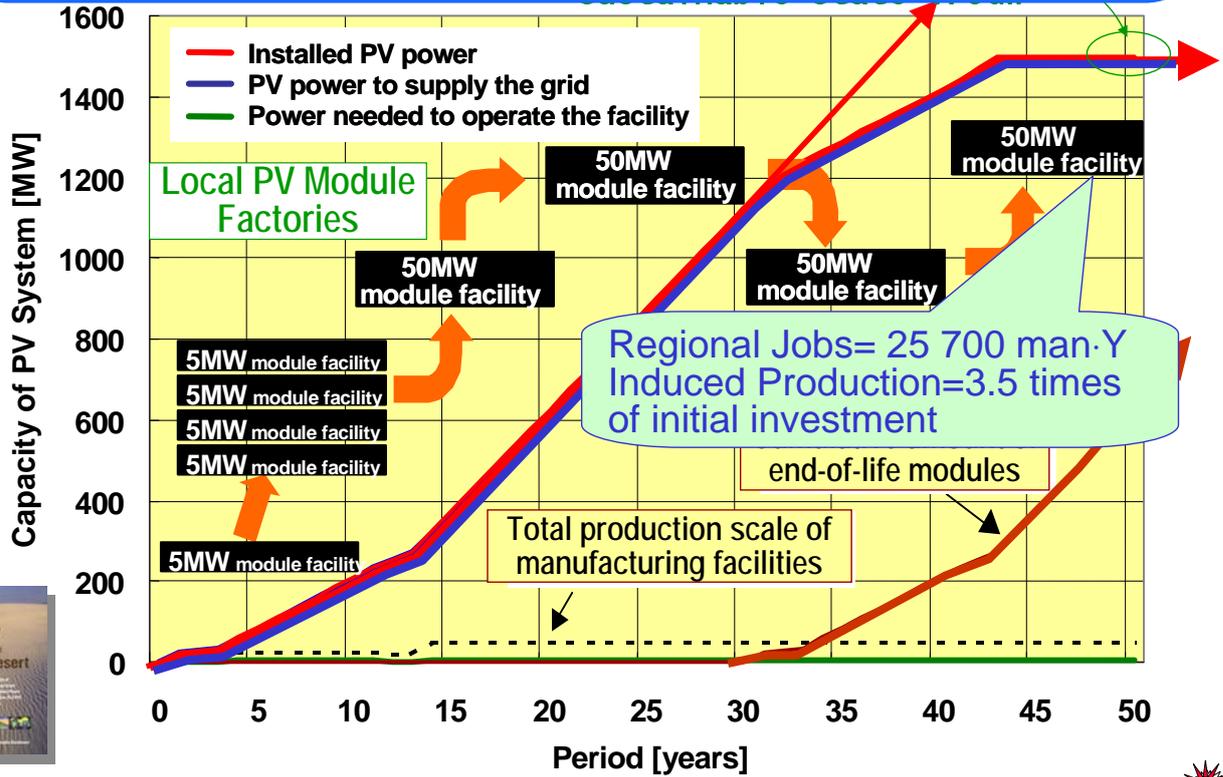
- Less than 1000 kWh/capita – Regions in Emergency
- 1000 – 2000 kWh/capita – Regions in Transition
- Over 2000 kWh/capita – Developed Regions



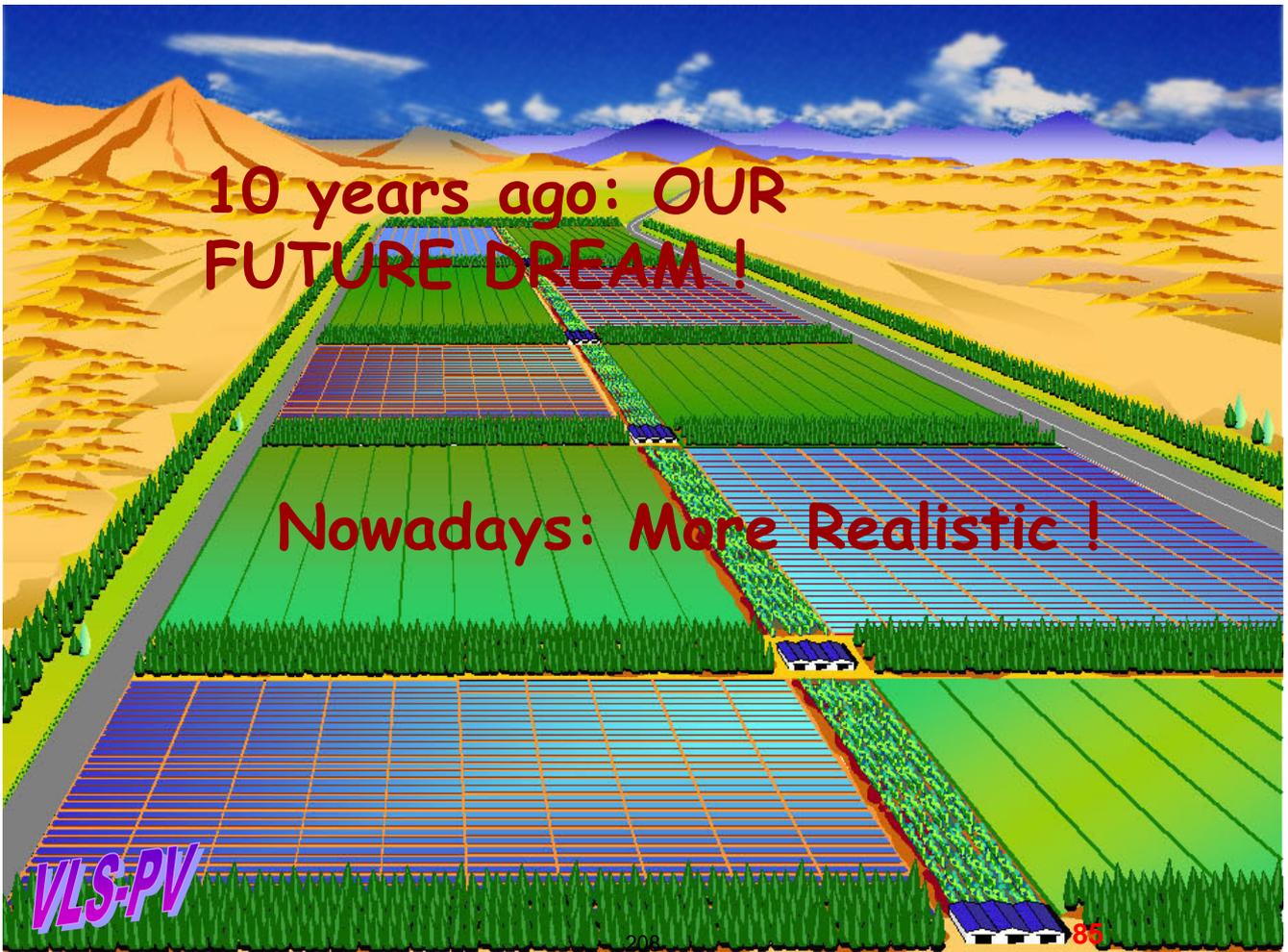
## スーパーメガソーラーの持続的開発シナリオ

1. 太陽光発電市場近況
2. 太陽光発電の真の価値
3. 技術開発/PV2030+
4. スーパーメガソーラー  
Energy from the Desert
5. コミュニティと  
ネットワーク
6. ソーラーブリーダー概念

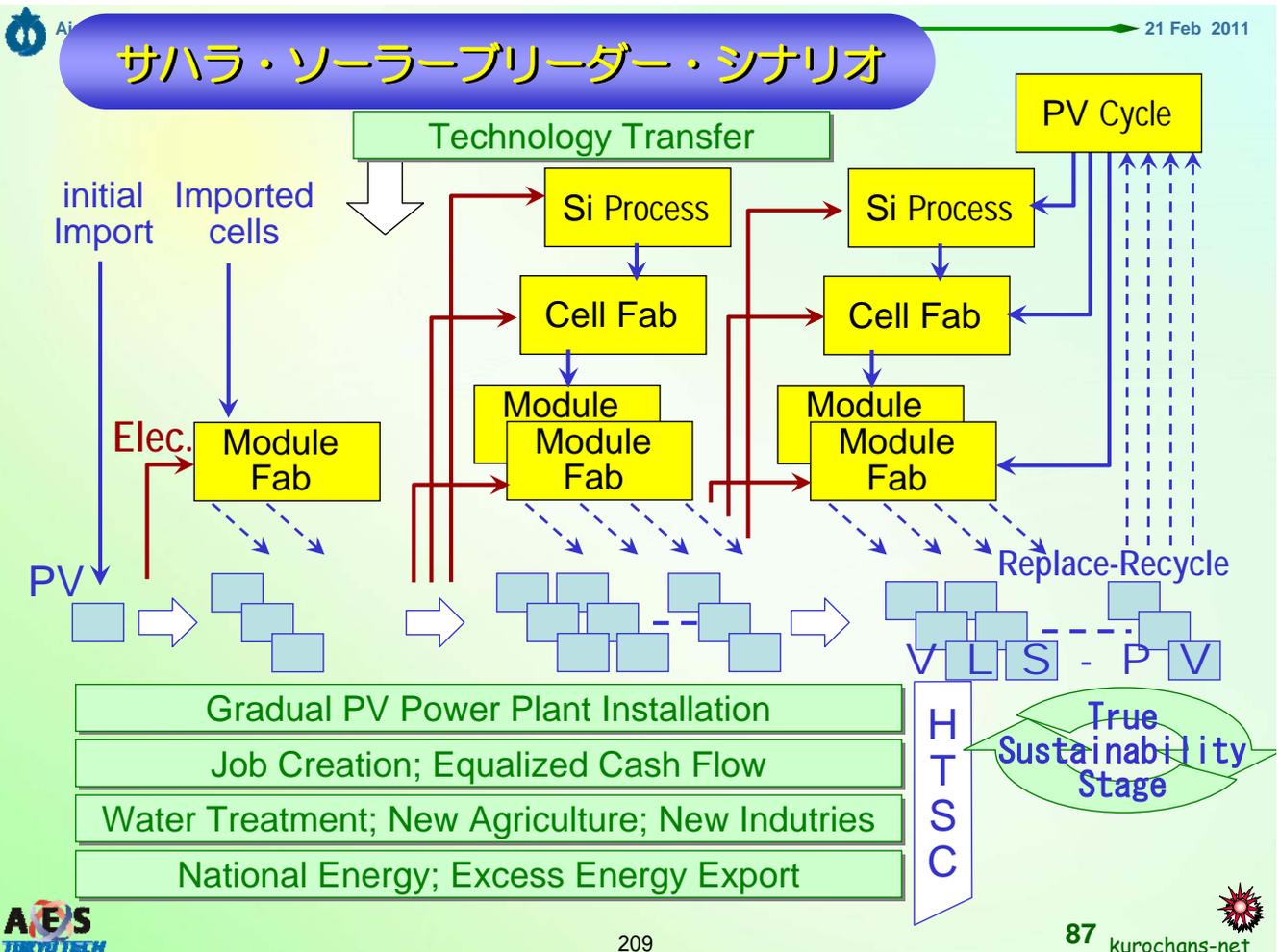
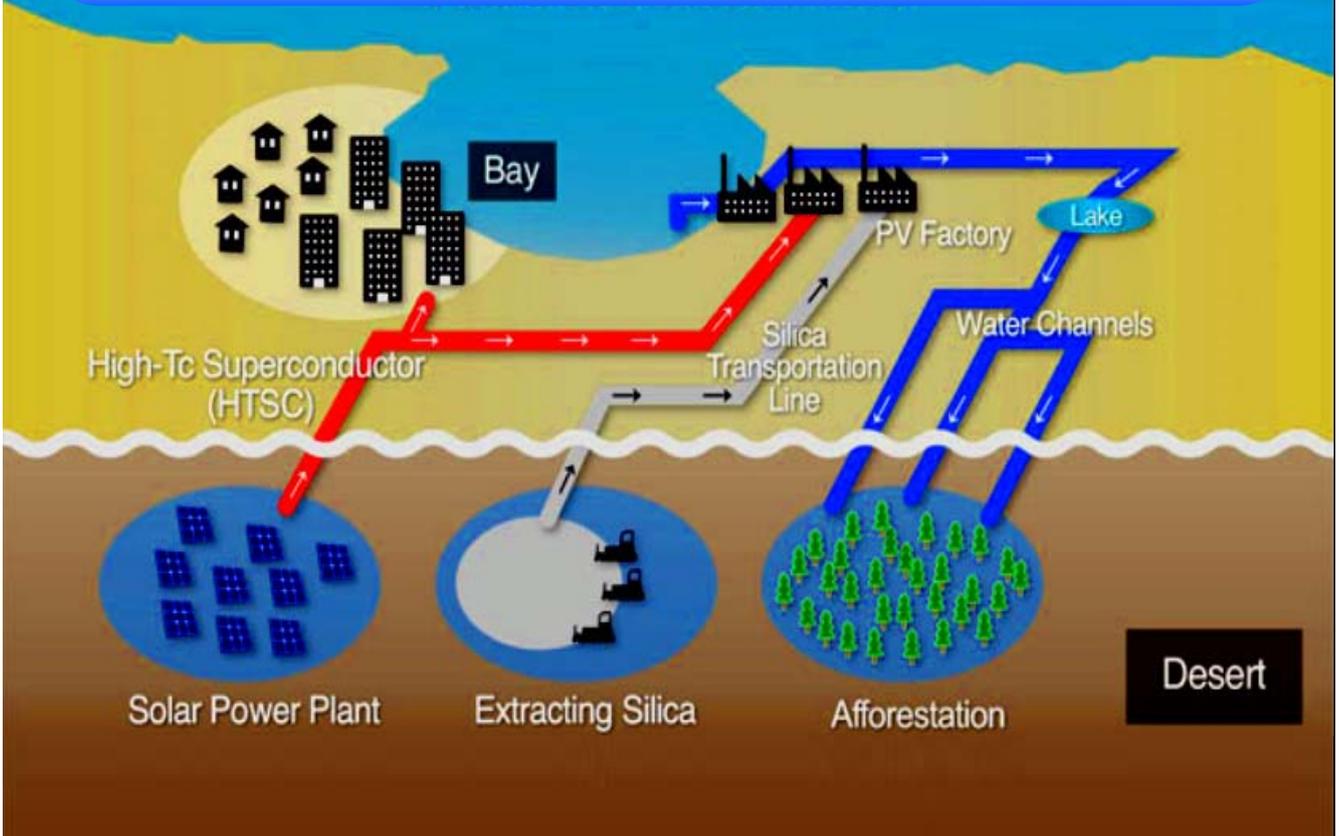
# ソーラーブリーダー持続開発シナリオ



Lifetime: PV system=30yrs., facility=10yrs.



# サハラ・ソーラーブリーダー・モデル





## 21 世紀の太陽光発電－希望と責務

(東工大 統合研究院) 黒川 浩助

Solar Photovoltaic Technology in the 21st Century – Our Hope and Responsibility (SSR, Tokyo Tech) KUROKAWA Kosuke

**Abstract :** The author is appealing to his colleagues that our human society can become truly sustainable by relying on the incoming solar energy to the globe. In this principle, the photovoltaic technology is one of the best solutions to get our energy on a meaningful scale from the sun. To realize that, we still should be going forward to develop such an integrated society. It's our responsibility!

**Keywords :** Photovoltaic; PV2030; Ecological Footprint; Biocapacity; Global Hectare

### 地球社会の持続生存の本質解 — 太陽エネルギー駆動生態系への依存

再生可能エネルギーの本質は、日光や雨や風や植物体のような自然に得られるエネルギー源で、そのほとんどは太陽から到達する太陽エネルギーに起因するプロセスによって生起されている。太陽さえ存在すれば持続・生存できるものである。

太陽エネルギーはもともと面積型のエネルギー源で、それを収穫するためには、ある面積を必要とする。農地が太陽エネルギーを源として作物を育てている事と同じだ。地上人類が永遠に生存し続けようとするれば、太陽エネルギーに依存していかなければならない。化石資源あるいは核資源を一方に消費するのみでは、持続性は保証されない。

太陽エネルギー駆動生態系に人類社会をすべて託すということは、食料、資源、エネルギーの獲得を農業型に変えていかねばならない。人類生活・活動のあとに残される、排泄物、廃棄物、排出物についても環境修復する必要がある。オーソドックスな考え方に従えば、自然生態系にすべてゆだねることになる。生産・修復のための生態系の面積が必要、生態系維持に必要な環境保持も不可欠だ。

地球自然生態系の活動能力に応じて重み付けされた土地面積をバイオキャパシティ (BC) と定義する。重み付けされた土地面積はグローバル・ヘクタール (gha) で測られる。人類活動が依存するに必要な BC をエコロジカル・フットプリント (EF) という。この考え方のイメージを図1に示した。

もし、全人類の残した足跡が自然生態系の全面積を越えたら、原理的にいずれは、食べ物を食べ尽くし、有限資源を燃やし尽くす。これは人類の滅亡に帰結する。すなわち、生存条件は  $BC > EF$  である。

筆者は、地球社会の持続・生存の真理はこれに尽きると考えている。今や、人類社会はあまりにもオーバーサイズになった。1987年には、人類が残したフットプリントは、地球1個分を超えていて、2007年には、1.5個分に達したという。

各国の人口1人当たり統計値は、世界自然保護基金(WWF)から定期的に報告されている。2010年版(153カ国の2007年統計値を収録)によれば、日本のフットプリントは日本のフットプリントは4.7 gha/人、バイオキャパシティは0.6 gha/人であり、EF/BC比7.9倍という超赤字経営状態になっている。足りない部分は、他地域に依存していることにな

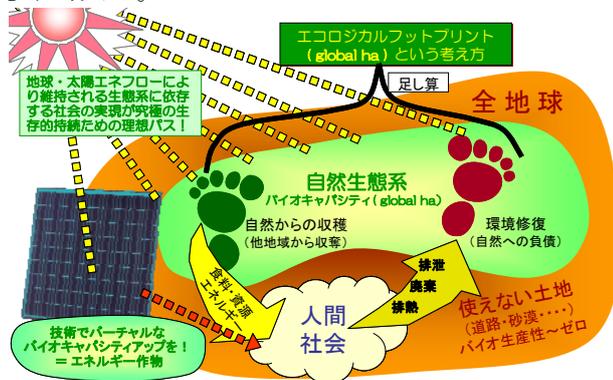


図1 真の生存持続性あるエネルギー供給

る。米国は 2.1 倍、欧州は 1.6 倍、中国 2.3 倍、世界平均で 1.29 倍(2005)、1.5 倍(2007)である<sup>(1)</sup>。

国別統計値で言えば、上位 10 カ国で世界総量の半分のフットプリント相当（日本は 5 位）。特に、中国、米国はそれぞれ 24%、21%の世界バイオキャパシティを消費している。

ここで観点を変えてみると、もし生物活性の低い砂漠地帯や荒野に太陽光発電を設置したら、BC を犠牲にすることなく太陽エネルギーから電気を生み出すことができる。日本の得意な住宅屋根上太陽光発電もこれと同様だ。エネルギー供給や CO2 吸収のために赤字になっていた「天与の」バイオキャパシティを返済するための、未来地球社会に明るい希望を与える「技術による問題解決」と言いたい。

### 太陽光発電による世界エネルギー供給

図 2 は、国際エネルギー機関（IEA）の太陽光発電実施協定に基づく国際共同研究（PVPS/Task 8）において提言された”Energy from the Desert”シナリオである。ここでは、西暦 2100 年に必要な世界のエネルギー供給の 2/3 を太陽エネルギー発電とし、そのうちの半分、すなわち世界エネルギーの 1/3 を太陽光発電で持続的にまかなうと想定した場合の産業推移を提言している<sup>(2)</sup>。

図中では、2100 年に世界の太陽電池総導入量を耐用年数経過後の更新を考慮しながら 133TW と見積もっている。この年代には、持続的安定期に達すると仮定し、年産 4TW 超の太陽電池産業によるほぼ全量の更新供給がされるとしている。また、同図では世界の巨大砂漠立地で 2100 年ではほぼ半分の 67TW の大規模太陽光発電（VLS-PV）を見込んでいます。

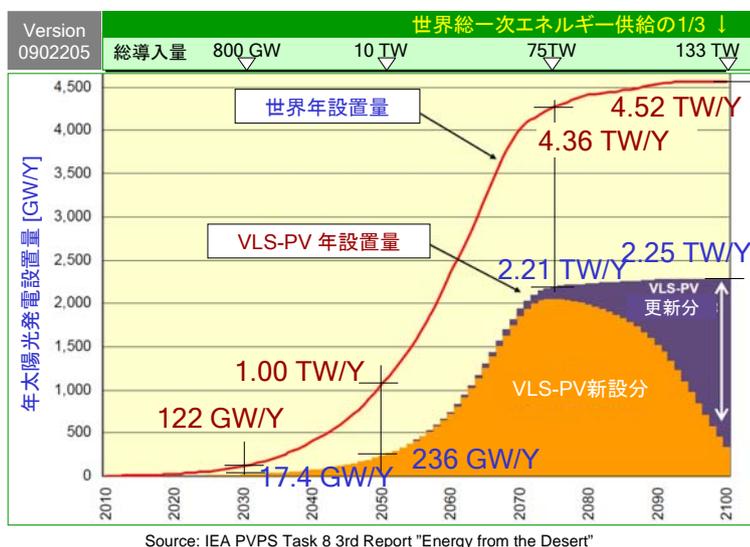


図 2 西暦 2100 年までの太陽光発電導入の推移シナリオ

前述のような「真の生存持続可能なエネルギー供給」は現実的に可能か？地球上の総量的な条件や地域的な分布について調べてみても、太陽エネルギーは有り余るほど賦存している。このエネルギー供給アプローチを実現するために必要なことは、高効率なエネルギー変換デバイスを、持続可能な資源を用いて実現し、持続可能なプロセスで低コストに生産し、世界中に分散設置し、コミュニティに分配供給するための、統合的な新しい社会インフラ・産業技術を構築する必要がある。我々、太陽光発電関連の研究者・専門家はこのような目的意識を持ちながら、あらゆる可能性を追求されることを切に希望する

### 参考文献

- (1) Results from National Footprint Accounts 2010 edition, [http://www.footprintnetwork.org/images/uploads/2010\\_NFA\\_data\\_tables.xls](http://www.footprintnetwork.org/images/uploads/2010_NFA_data_tables.xls), Extracted on October 13, 2010
- (2) K. Komoto, et al: Energy from the Desert, Earth Scan (UK), 2009.  
K. Kurokawa, et al: Energy from the Desert, Earth Scan (UK), 2007.  
K. Kurokawa, et al: Energy from the Desert, James & James (UK), 2003.