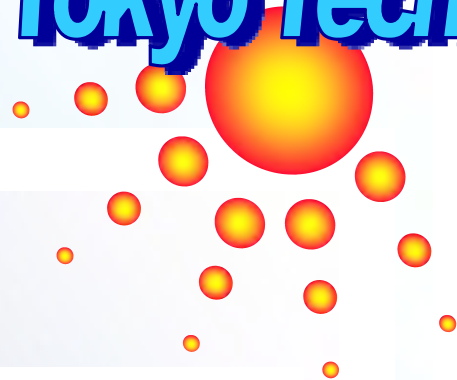


The 12th PVST

PHOTOVOLTAIC STUDENT THINK-IN

Tokyo Tech



第12回

東京工業大学 統合研究院 ソリューション研究機構

太陽光発電システム研究発表会

論文集

2010年3月20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@iri.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

〒152-8550 東京都目黒区大岡山2-12-1

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

第 12 回
東京工業大学 統合研究院 ソリューション研究機構
太陽光発電システム研究発表会
予稿集

開催日時

2010年3月20日(土) 13時30分～17時00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 12 回 太陽光発電システム研究発表会

プログラム

平成 22 年 3 月 20 日 (土) 13 時 30 分～17 時 00 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

13 : 30～13 : 35	あいさつ	黒川 浩助
13 : 35～14 : 05	太陽光発電システムの 単独運転試験方法に関する研究	農工大 工博 五十嵐 広宣
14 : 05～14 : 35	太陽光発電量予測のための 日射スペクトル強度推定技術開発	岐阜大 橋本 潤
14 : 35～14 : 50	正弦波を用いた MPPT 過渡特性の 性能評価シミュレーション	理科大 B4 金森 拓也
14 : 50～15 : 10	太陽光発電システムの運転特性評価と モニタリング手法への応用	東工大 植田 譲
休憩		
15 : 20～15 : 40	再生可能エネルギーを利用した 電気自動車用インフラシステムの開発	東工大 伊藤 雅一
15 : 40～16 : 00	自律度向上型太陽光発電システム実証実験	東工大 川崎 憲広
16 : 00～16 : 50	太陽光発電雑感 — 大きな変化を期待して	黒川 浩助

☀ 懇親会

研究発表会終了後、東工大第 1 食堂 2 階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

太陽光発電雑感 — 大きな変化を期待して	予稿-1
太陽光発電システムの単独運転試験方法に関する研究	予稿-11
太陽光発電量予測のための日射スペクトル強度推定技術開発	予稿-15
正弦波を用いた MPPT 過渡特性の性能評価シミュレーション	予稿-21
太陽光発電システムの運転特性評価と モニタリング手法への応用	予稿-25
再生可能エネルギーを利用した 電気自動車用インフラシステムの開発	予稿-27
自律度向上型太陽光発電システム実証実験	予稿-31

第二編：論文

論文リスト	1
原著論文	23
国際学会	81
国内学会	113
著書・解説など	155

研究発表会予稿

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CO₂回収期間(CO₂PT)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の復活し、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CO₂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⁽¹⁾。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^(2,3)。

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整合性が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う。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)。

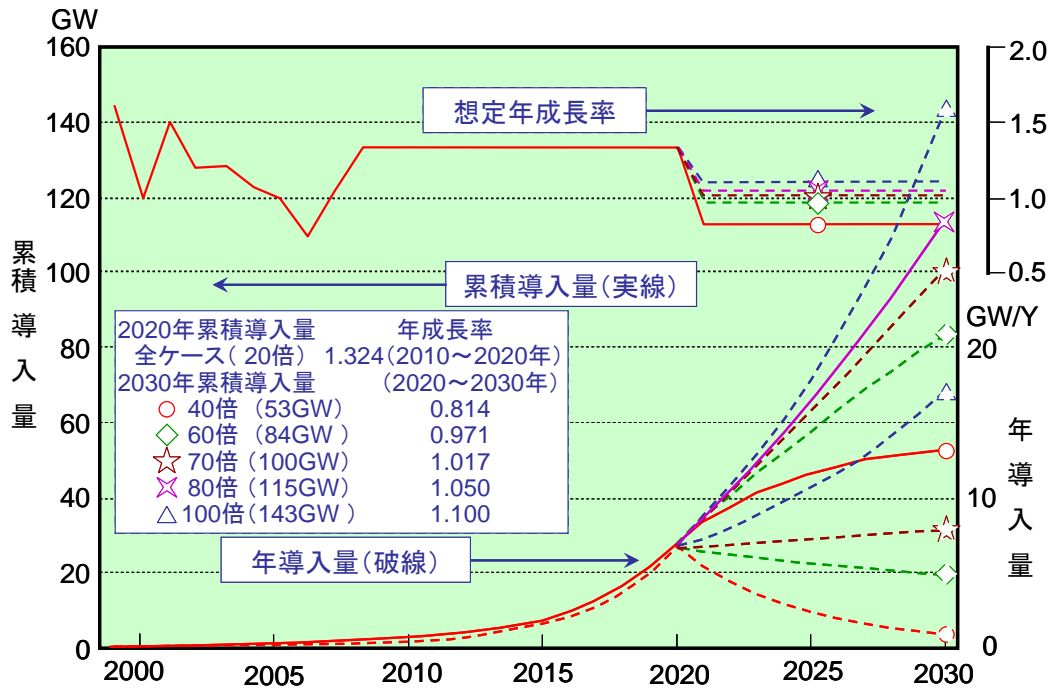


図 1 太陽光発電の年導入量と累積導入量の推移の関係

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⁽⁴⁾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⁽⁵⁾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、累積生産量が 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PR₂=0.785)の他に、PR₁=0.800およびPR₃=0.720を適用した。

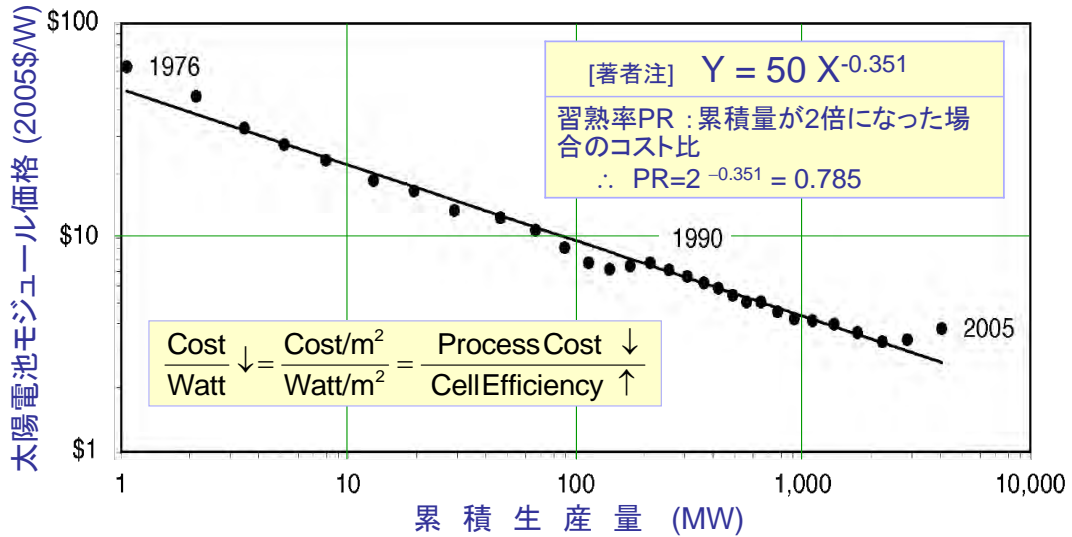


図2 太陽電池モジュールの産業習熟効果の評価例⁽³⁾

表1 産業習熟効果のケーススタディ

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 ₁ =0.800 2030年 30GW/Y 輸出	0.1648 (386GW)	0.1608 (416GW)	0.1588 (433GW)	0.1571 (447GW)	0.1541 (475GW)
習熟率 PR ₂ =0.785	0.2818	0.2399	0.2257	0.2152	0.1992
習熟率 PR ₂ =0.785 2030年 30GW/Y 輸出	0.1407 (386GW)	<u>0.1370</u> (416GW)	<u>0.1352</u> (433GW)	<u>0.1336</u> (447GW)	<u>0.1308</u> (475GW)
習熟率 PR ₃ =0.720	0.1799	0.1447	<u>0.1331</u>	<u>0.1248</u>	<u>0.1124</u>

(注1) 表中の小数点付き数字はコスト低減割合。

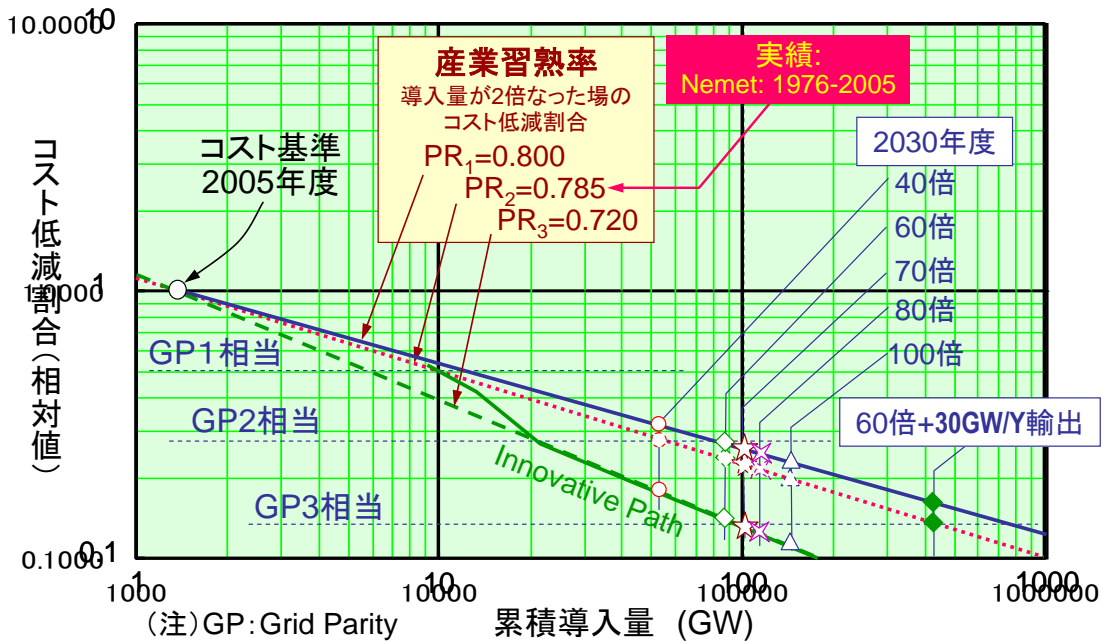
(注2) 輸出を含めたケースでは、括弧内に(国内導入+輸出量)表示。

(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PR₂=0.785である。

PR₃=0.720 の場合は、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、ブレイ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。



系列1

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、ブレイ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+で見込んでいる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、不用意な朝礼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）の見積もりの重要度が増す。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って可能性が大きい。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。

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^(2,3)

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 HEMS・ビル BEMS」「地域エネルギーマネジメント」「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」のエネルギーマネジメント（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。

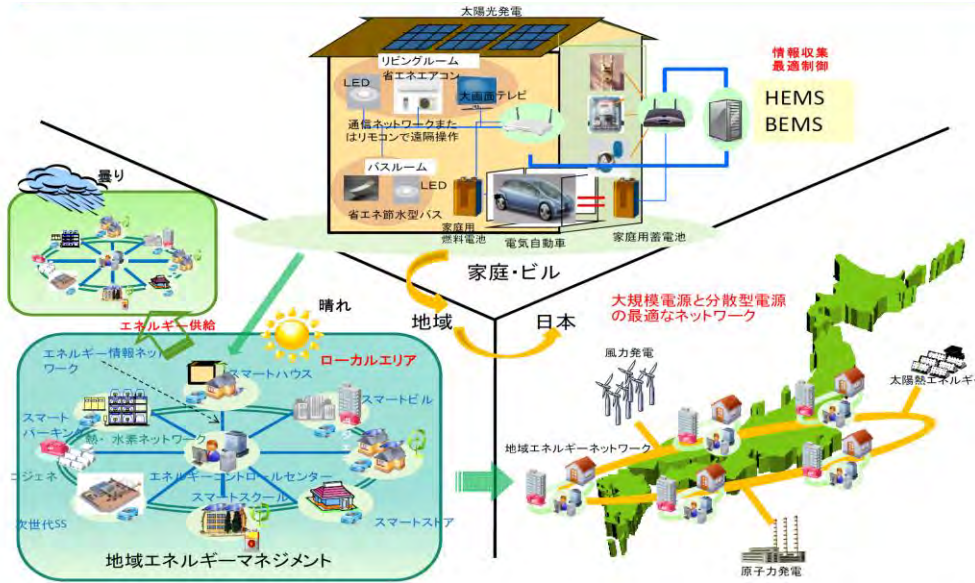


図4 日本型スマートグリッド⁽²⁾



図5 需要サイドのエネルギー管理の例⁽²⁾

	構成要素/年	2010. 1 ~ 2010. 4	2010. 5 ~ 2011. 3	2011. 4 ~	2012	~2015	~2020	~2030	
全体	・「次世代エネルギー・社会システム協議会」検討開始(2009.11)	中間とりまとめ(1月)、ロードマップ策定。 ・個別のアジェンダ毎にロードマップの検討 ・実証地域選定(2月以降) ・スマートグリッド協議会(仮称)の立ち上げ	技術実証の実施		実証事業の検証、次のステップの検討				
ネットワーク側での対応	次世代送配電ネットワーク	・「低圧電力供給システムに関する研究会」(2008.7~2009.7) ・「次世代送配電NRI研究会」検討開始(2009.8)	・「次世代送配電NRI研究会」取りまとめ、2020年までのロードマップ作成(2010.4) ・「次世代スマート送配電実証事業」において系統制御技術、スマートインターフェースの開発など ・太陽光出力データの蓄積・分析、離島マイクロ実証事業、電力系統シミュレーター実証等			・実験設備の構築、実証、系統蓄電池削減効果の検証など		・次世代送配電ネットワークに関する実証システムの構築・試験評価	
	効率的エネルギー有効利用(面的利用)	・「低炭素社会におけるガス事業のあり方に関する研究会」(2008.4~2009.6)	・「分散型エネルギー集約最適化実証事業」において熱電融通の制御システム構築、実証					次世代送配電ネットワークの構築	
	地域エネルギー管理		・エネルギー管理システムの構築			・実証によるデータ取得を通じたシステム改良、最適運転技術確立(→2013)		※電力ネットワークと分散電源による地域消の相互補完システムの検討	
	スマートメーター	・スマートメーター実証事業				※消費電力の「見える化」、料金プログラムと連動した実証を実施	データ収集・分析	実証事業の検証等を踏まえた対応	
	蓄電複合システム	・「蓄電池システム産業戦略研究会」検討開始(2009.5) ・「蓄電複合システム」実証	・とりまとめ(2010.4)			・「蓄電複合システム実証」において需要サイトに設置される蓄電池の開発とデータ取得、実証	・実証によるデータ取得	・実証、技術開発 → 2014年まで	
	スマートハウス・スマート家電	・スマートハウス実証(2009) ・「スマートコミュニティ(関連システムフォーラム)においてスマートグリッド対応家電のあり方など検討	※スマートグリッド/や面的利用に対応したインターフェイス・データ仕様の標準化の検討		・「スマートコミュニティ(関連システムフォーラム)」とりまとめ(6月)				
	ZEB(ネット・ゼロエネルギービル)	・「ZEBの実現と展開に関する研究会」開始(2009.5)、とりまとめ(2009.11) ・「省エネルギー推進標準化コンソーシアム」設立(2009.7) ・とりまとめ(2009.11)	・省エネ法における建築物の省エネ基準の強化(検討開始) ・とりまとめ(2010.3)			・ラベリング制度の整備、税制上のインセンティブや予算上の支援などの強化		※将来的には省エネ基準達成を義務化することも検討	
	次世代自動車	・「次世代自動車戦略研究会」検討開始(2009.11)	・中間とりまとめ(2010.2) ・とりまとめ(2010.4)			・蓄電池の性能評価実証	データ収集・分析	・実証事業の検証等を踏まえた対応	・2020年までに、新車販売のうち約半分以上を次世代自動車とする ・2030年には10リットリ容量を現状の約7倍とすることを目標とする
	国際標準化	・「次世代エネルギーシステムに係る国際標準化に関する研究会」(2008.8)	・とりまとめ(2010.1) ・「スマートグリッド協議会(仮称)」において国際標準のためのWGsを立ち上げ						
	海外展開	・日EUMOUの締結(2009.12)	・「日米スマートグリッド共同実証事業」においてニューキーンソンと協力し、エネルギー管理システムの構築					・実証、データ取得 → 評価2013~	

図6 「次世代エネルギー・社会システム」の実現に向けたロードマップのイメージ⁽²⁾

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ニ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、比較的コミュニティ近隣の地域的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EMS（エネルギー・マネージメント・システム）が課題として抽出されており、今後具体的なプロジェクト展開が期待される。

多くのスマートグリッド概念が示している過度な情報システムへの依存は避けなければならない。HEMSやBEMSで扱われる個別の需給・制御情報と、各コミュニティ全体の需給・制御情報では地域として統合化した需給情報と統括的な制御指標により、階層型ロジック構造で運営していくことが望ましい。当然ながら各コミュニティと上位系統の関係も同様な統合化を行った階層型情報連系システムを構築すべきであろう。このことにより、システムの改良・進化が自律分散的に進める道を提供できる。中央給電指令に超大型サーバーにおいて情報トラフィックを無限に増大していく経済的な損失は避けるべきである。このような階層型ロジック構造の基本設計を早急に進めて欲しい。

国際的にも、分散電源の導入が進むにつれて、ミニグリッド、マイクログリッド、スマートグリッド、スーパーグリッドなどの新電力系統概念が諸所で提唱され、北欧オフショア風力（ABB社：HVDC Light）などでは一部デファクトスタンダードになりつつある。国際標準化に乗り遅れることは、日本産業にとってマイナスである。また、米国でも、オバマ大統領のグリーン・ニューディール政策には電力系統の改良を一つの重点国家施策としている。実際に標準規格書ドラフト作成を担当している研究者と遭遇したこともある。

「日本の社会インフラとして太陽光発電を大量導入すべき」という「社会的要請：国民意識の高まり・合意および明確な政策の方向性」が得られるという前提に立てば、現状システムから最適なシステムへの段階的発展に必要な追加投資を国民全体で負担していくことが望ましい（原因者負担というアプローチでは社会的要請を達成できない）。

太陽光発電大量導入という社会的要請に応えるための、社会コストミニマムな電力インフラ全体の最適システム化を目指すことは技術的に十分可能である。そして、太陽光発電に対する社会的・時代的な要請は潮が満ちるように高まりつつある。これを肌で感じながら、さらなる前進に向かって知恵を絞っていきたい。

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が度高く、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 CO2 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「コストー累積市場」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世代技術産業技術が重要である！
 - 「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CO2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4.2, p.13.
- (5) Gregory Nemet (University of Wisconsin) : Learning Curves for Photovoltaics, June 2007, International Energy Agency

太陽光発電システムの単独運転試験方法に関する研究

五十嵐 広宣(D3)

1. はじめに

電気は、現代社会において必須のエネルギーである。その証拠に今や電気のない生活など想像することは非常に困難である。日本における電気エネルギーの約半分は、石油、石炭などの化石燃料から得られる¹⁾。化石燃料は、燃焼されることによって温室効果ガスの一種である CO₂ を排出する。一方、人口と一次エネルギーの消費は、年々増加の一途を辿り、それに伴い CO₂ 排出量も増え続けている²⁾。このような負のスパイラルによって地球温暖化がますます深刻化する。太陽光発電システム(PV)は、無尽蔵の太陽エネルギーから電力発電し、発電時には CO₂ を排出しないため、地球温暖化を抑制できる発電システムとして期待されている。

現在普及が進められている PV は、一般電気事業者の配電線と連系し、発電電力を融通する系統連系形システムである。しかし、発電電力を配電線へ送電することは、配電線との安全性の協調を図る必要がある。そのため、配電線の電力品質や安全確保の面から法律³⁾や規程⁴⁾などによって単独運転検出装置等の保護装置の具備が求められている。単独運転検出装置は、連系している配電線が停電した際に、当該配電線の停電状態を検出し、無電圧である配電線への電力供給を停止させる目的で設置される。しかし、この単独運転検出装置は、誘導電動機負荷を負荷として用いた場合に単独運転現象が継続し易いが⁵⁾、その要因については明らかにされていない。また、米国の研究機関である Sandia National Laboratory(SNL)では、誘導電動機負荷は RLC 負荷によって代替可能であるとされている⁶⁾。本研究では、誘導電動機負荷による単独運転現象の要因解明及び試験評価用のモデル化を行い、RLC 負荷では代替不可能であることを明らかにする目的で行った。

2. 単独運転検出装置

系統連系形 PV は、自宅の屋根に設置した PV から電力を供給されることにより、大規模発電や遠距離送電が抱える送電ロス回避できる利点がある。また、住宅内の消費電力が少なく発電電力が多い場合には、一般電気事業者の配電線へ連系し余剰電力を売電し、発電電力が少ない場合には一般電気事業者から供給される。売電電力は、政府の方針によって平成 21 年 11 月から価格が従来の 2 倍(48 円/kWh)⁷⁾となり、今後更に PV の普及が見込まれる。このような一般電気事業者の配電

線に連系する系統連系形 PV には、単独運転検出装置の設置が義務付けられている。この単独運転検出装置は、配電線停止時に発電量と負荷量の不平衡によって発生する電圧、周波数、位相などの擾乱を検出し、PV の運転を停止させる。しかし、発電電力と負荷量が等しい平衡状態には配電線停止状態を検出出来ない。また、単独運転検出装置の機能評価は、実態に即した状態を考慮し、単独運転現象が継続し易い条件で行う必要がある。すなわち、一般の誘導性負荷と力率改善用コンデンサの容量性負荷を組み合わせた共振負荷や誘導電動機負荷などの配電線停止時に単独系の周波数や電圧を維持する特性を持つ回生負荷を考慮する必要がある。

3. 誘導電動機負荷と共振負荷の比較

共振負荷は、回路構成の条件を統一化することにより、各国共通の試験条件とできるため国際規格の IEC 規格⁸⁾に採用された。また、誘導電動機負荷の代替可能負荷であるとされたことから誘導電動機負荷は国際規格において不採用となった。そこで、配電線停止時に単独運転助長要因の一つとして考えられるこれらの負荷から放出するエネルギー量に着目し、同等のエネルギー量を持つ両負荷による単独運転の比較実験を行なった。エネルギー量の測定結果は、IEC 規格において定められた負荷条件と定格出力 170W の誘導電動機負荷と同等である。表 1 のようにこれらの負荷による単独運転実験結果では、誘導電動機負荷の方が広範囲で単独運転を発生させる⁹⁾。これは、負荷が放出するエネルギー量が同等でも、単独運転現象を発生させる要因はエネルギーとは異なることを示す。すなわち、エネルギー量以外の原因が単独運転現象を発生させることを明らかにした。また、誘導電動機負荷が広範囲で単独運転を継続させる原因は、配電線から切り離された単独系回路の周波数維持特性が高いためである。

表 1. 単独運転試験結果

Reactive power Q [Var]		Active power P [W]				
		-10%	-5%	0%	+5%	+10%
-10%	Induction motor	665.0ms	644.6ms	628.3ms	702.8ms	637.8ms
	Resonance circuit	635.9ms	653.1ms	628.4ms	653.7ms	674.2ms
-5%	Induction motor	Islanding	684.8ms	Islanding	Islanding	726.6ms
	Resonance circuit	Islanding	802.3ms	691.1ms	Islanding	758.9ms
0%	Induction motor	743.0ms	Islanding	Islanding	Islanding	Islanding
	Resonance circuit	690.8ms	Islanding	Islanding	Islanding	Islanding
+5%	Induction motor	702.8ms	Islanding	Islanding	Islanding	Islanding
	Resonance circuit	649.3ms	643.4ms	632.4ms	660.9ms	652.0ms
+10%	Induction motor	637.8ms	Islanding	650.8ms	621.6ms	619.6ms
	Resonance circuit	621.2ms	598.8ms	637.6ms	610.1ms	625.5ms

4. 誘導電動機負荷の特性変化

誘導電動機負荷は、共振負荷に比べ配電線停止後の単独系回路の周波数 f および電圧 V を維持する特性がある。これは、誘導電動機が自らのインダクタンスを変化させ、無効電力 Q を補償または吸収するためと考えられる。通常、誘導電動機の定数は、定数周波数 f にて設計されており周波数が f に変化する場合に $f/f=a$ 倍となる。そのため、周波数変化に伴いインダクタンスが変化し無効電力 Q が変化する。したがって、誘導電動機は、変化する周波数 f に合わせて無効電力 Q を補償する作用を持つ。また、共振負荷に比べ配電線停止後の電圧低下が抑制されている。これは、誘導電動機負荷が発電機状態に変化し有効電力 P を補償しているためと考えられる。これらの考察について、実験を行ない配電線停止後の誘導電動機負荷の挙動に着目し解析をおこなった。

図1に示すように誘導電動機単体で行った実験結果からは、すべりがマイナスとなり誘導電動機負荷が発電機状態に変化していることが明らかとなった。

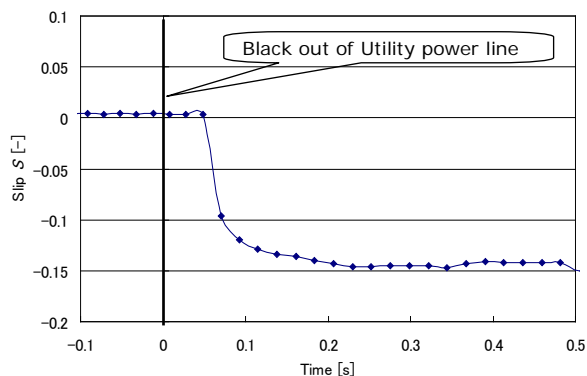


図1 誘導電動のすべり変化

発電機状態への変化は、容量性負荷が多く配電線停止後の単独系回路の周波数 f が低下し、回転子の回転速度 N が維持され、同期速度 N_s が回転速度 N を下回るために起きる。すなわち、単独運転実験において、有効電力 P が不平衡状態でも単独運転が継続する要因は、誘導電動機負荷の発電効果が単独系回路の電圧低下の抑制し電圧 V を維持したからである。一方、周波数維持の要因は、考察したとおりの結果となった。配電線停止後の誘導電動機負荷は、自らのインダクタンス L を変化させ周波数 f を維持しながら無効電力 Q を補償または吸収している。そのため、単独運転が継続し易い状態となる。

共振負荷は、瞬時的なエネルギー放出特性を有するが、誘導電動機負荷のように有効電力 P を継続して供給する特性はない。また、自らのインダクタンス L を変化させ無効電力 Q を補償または吸収する特性もない。そのため、誘導電動機負荷の

持つ特性は、共振負荷で代替することが不可能である¹⁰⁾。

5. 単独運転解析モデルの作成

電力系統の単独運転解析は、電力解析用プログラムのY法やEMTPなどにより行なっている。また、抵抗負荷や共振負荷といった一般的な素子から構成される負荷条件については、これまで多くの解析が行なわれてきた。しかし、誘導電動機負荷による単独運転解析は、その特性が不明確であり、解析モデルがない理由から行なわれていない。そこで、これまでの実験結果から明らかになった誘導電動機負荷の特性を踏まえ標準化に必要なとされる解析モデルを検討した。

一般住宅用太陽光発電システムの単独運転現象解析モデルは、通常試験で行なう共振負荷および共振負荷と誘導電動機負荷を組み合わせた二つの負荷条件を対象に作成した。解析モデルは、連立微分方程式をラプラス変換し行列演算により解を得るものである。

誘導電動機負荷の解析モデルは、誘導電動機の等価回路を正相側および逆相側に分け個々に解析を行ない、それらの結果を統合するものとした。この解析手法は、これまで考案されなかった新たなものである。解析モデルの妥当性評価は、実機の単独運転試験結果との比較による。比較結果は、図2、3のように共振現象やPCS運転制御による瞬時的な変動を除いて実験結果とよく一致する。

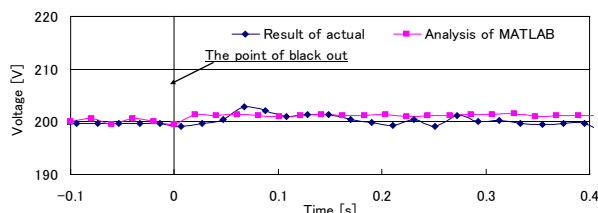


図2 負荷条件($P=0\%$, $Q=-5\%$)における電圧値の時間変化

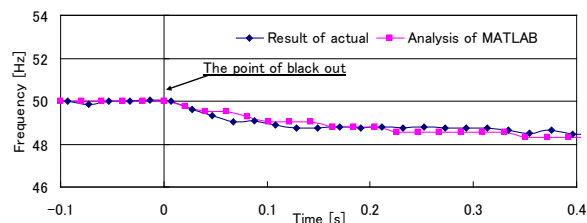


図3 負荷条件($P=0\%$, $Q=-5\%$)における周波数値の時間変化

考案した解析モデルは、実機では容易に行えない詳細な負荷条件の設定できる。そのため、実態に即した単独運転現象を継続させ易い負荷条件を容易に見いだせる。また、誘導電動機負荷の解析モデルは、同負荷の単独運転を助長させる特性

を考慮した解析が可能である。そのため、誘導電動機負荷の解析は、回路定数を変えることで、異なる機種種の解析が行える¹¹⁾。

解析モデルは、実態に即した厳しい負荷条件の特定が行えると同時に、実機による試験時間の短縮および設備コストの削減ができる。また、作成した解析モデルの解法は、MATLAB によるが、行列演算が可能な解析プログラムへの転用は容易に行える。そのため、汎用性が高いものとなった。

5. まとめ

住宅用太陽光発電システムは、枯渇化する化石燃料の代替や地球環境問題の解決策として今後もさらに普及拡大が進む。配電線へ大量導入される太陽光発電システムは、現在までの知見による安全性確保だけでは不十分になる可能性があり、今まで予見できなかった新たな問題も発生する。その解決には、新型の単独運転検出装置の開発や配電線側での安全対策も必要となる。また、同時に新たな試験手法も必要となる。

誘導電動機は、本研究の中で実態に即した試験条件として最も単独運転を継続させ易い負荷である。標準モデルでは、本研究によって明らかになった誘導電動機負荷の周波数維持特性と発電特性の許容値を示す必要がある。すなわち、誘導電動機が吸収または供給できる無効電力量と発電効果による有効電力量を規定すると共に、その測定手法の開発を行い IEC 規格へ再提案する。

また、これまでは、実機による試験が主体であったが、太陽光発電システムの複数台連系や配電規模の拡大により困難な状況となる。そのため、シミュレーション解析が必須となる。この解析では、実機との相互誤差が少ないことが望ましい。そのためには、各モデルの精度向上が重要な課題の一つとなる。解析モデルの精度向上では、PCS の運転特性や単独運転検出装置の制御に関するモデル化が必須である。このモデル化は、瞬時的な変動による単独運転への影響解析が行えるため、配電線へ与える影響の解析が可能となる。さらに、誘導電動機負荷の解析モデルでは、本研究で用いたもの以外の誘導電動機負荷と解析モデルの整合性の確認や、機械系を包含した解析モデルが必須となる。機械系では、本研究結果から配電線停止後の誘導電動機負荷特性に大きく影響を及ぼす慣性モーメントや回転数についてのモデル化が必須となる。このモデル化は、新たな単独運転助長の要因の一つとして考慮した解析が行えるため、誘導電動機負荷の特性を詳細に解明できる。

- 1) 電気事業連合会ホームページ：「電源別発電電力量の実績および見通し」, http://www.fepc.or.jp/present/jigyoku/japan/sw_index_02/index.html
- 2) 電気事業連合会ホームページ：「世界の人口とエネルギー消費量」, http://www.fepc.or.jp/present/jigyoku/world/sw_index_01/index.html
- 3) 経済産業省原子力安全保安院：「電気設備の技術基準」, 平成 20 年 10 月解釈改正
- 4) 社団法人 日本電気協会 系統連系専門部会：「系統連系規程 JEAC 9701-2006」, オーム社, 2006
- 5) 財団法人 電力中央研究所, 関西電力 株式会社：「サンシャイン計画 新エネルギー・産業技術総合開発機構(NEDO)委託業務成果報告書(総括版)」として, 平成 3 年度「太陽光発電システム実用化技術開発「周辺技術の研究開発」(系統連系制御技術の実証研究開発)」, 平成 3 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, 1991
- 6) Sandia National Laboratory:「Sandia Smart Anti-Islanding Project Summer 2001 : Task II Investigation of the Impact of Single-phase Induction Machines in Islanded Loads」, Mike Ropp, Russell Bonn, Sigifred Gonzalez, Chuck Whitaker, Sandia National Laboratory Report, 2001
- 7) 経済産業省 資源エネルギー庁ホームページ：「太陽光発電の新たな買取制度ポータルサイト」, <http://www.enecho.meti.go.jp/kaitori/>
- 8) IEC Standard : 「Test procedure of islanding prevention measures for utility-interconnected photovoltaic inverters」, IEC 62116 Ed1.0, 2008
- 9) 五十嵐広宣, 佐藤孝則, 小林広武, 津田泉, 黒川浩助, “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 127 巻 1 号, pp. 192-199, 2007 年 1 月
- 10) 五十嵐広宣, 佐藤孝則, 宮本和則, 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 128 巻 7 号, pp. 967-975, 2008 年 7 月
- 11) 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”, 太陽エネルギー学会論文誌, Vol.36, No.1, 通巻 195 号, pp. 41-50, 2010 年 1 月

太陽光発電量予測のための日射スペクトル強度推定技術開発

橋本潤 (岐阜大学), 小林智尚 (岐阜大学), 吉野純 (岐阜大学)

1. はじめに

これまで太陽光発電量に関係する日射スペクトル強度は、快晴日つまり「雲なし大気」を想定して推定されていた（基準太陽光スペクトル IEC60904-3）。しかし、太陽光発電システムの普及に伴い、雲が存在する実際の気象条件下での日射強度・発電量の把握が求められてきた。さらに従来モジュールに比べて分光特性の異なる新型モジュールが活発に開発されるに伴い、実際の天候に則した日射スペクトル強度の推定が必要とされている。また固定価格買取制度（日本版 FIT）が 2009 年 11 月から開始され、発電量が不安定な太陽光発電（PV）システムの発電量予測技術に注目が集まっている。筆者らは日射スペクトル強度の推定技術および予測技術という課題を横断的に解決するために気象モデルと組み合わせた新しい大気放射伝達モデルを開発してきた^[1]。

本稿では、新しい大気放射伝達モデルである全天候型分光日射モデルを用い、雲とその他消散因子による日射スペクトル強度および分布形状に与える影響について検証を行った。また、日射スペクトル強度の予測を議論するうえで最も重要かつ支配的である雲成分について、気象モデルによる雲の予報精度について吉野らの報告^{[2][3]}を参照し検討を行った。最後に気象モデルにより予報された雲データを基に 2007 年 4 月から 2008 年 3 月までの 1 年間について日射スペクトル強度の予測を試み、その予測精度を日射強度とスペクトル分布の形状の両側面から検証した結果をまとめた。なお検証には（財）日本気象協会が岐阜大学で実施している日射観測データ^[4]を用いている。

2. 全天候型分光日射モデルの概要

全天候型分光日射モデル（以下、分光日射モデル）は、大気を構成する様々な散乱・吸収因子による消散過程を再現する手法として特に気象やリモート

センシングの分野で開発が進められてきた。太陽光を利用する分野では、地表面に到達する日射に主眼が置かれるため、大気全体の放射伝達過程を再現する気象分野の複雑なモデルに対して、実験等による数値パラメタリゼーション化されたモデルが主流となっている。国立再生可能エネルギー研究所（NREL）によって開発された SMARTS2 は、太陽光発電関連の分野で代表される大気放射モデルの一つであり、現在の基準太陽光スペクトルを決定する際に用いられた理論モデルとして評価されている^[5]。しかしながらこのモデルは快晴日を前提として設計されており、雲による影響を考慮することができない。したがって、地上に到達する日射スペクトル強度を議論するためには、これまでの「雲なし大気」による理想的状態に加えて「雲あり大気」を想定した日射を考える必要がある。そこで本稿では、新しく開発してきた全天候型大気放射モデルにより「雲あり大気」の日射スペクトル強度推定を可能とし、さらに気象予報による雲予測データを用いることで日射スペクトル強度の予測を行った。分光日射モデルを用いた日射スペクトル推定の流れを図 1 に示す。全天候型大気放射モデルは、領域メソ気象モデル（以下、MM5）によって推定された雲の鉛直分布を入力値とすることで、大気状態を表す諸物理量のなかでも日射強度の推定に最も重要なファクターである雲による放射過程を再現する「雲あり大気」を想定した新しいタイプのモデルである。放射伝達過程においては、SMARTS2 の理論をベースに雲粒による散乱効果（TMCW モデル）を組み込んでいる。詳しい物理式については、橋本ら（2008）をご参照下さい^[1]。

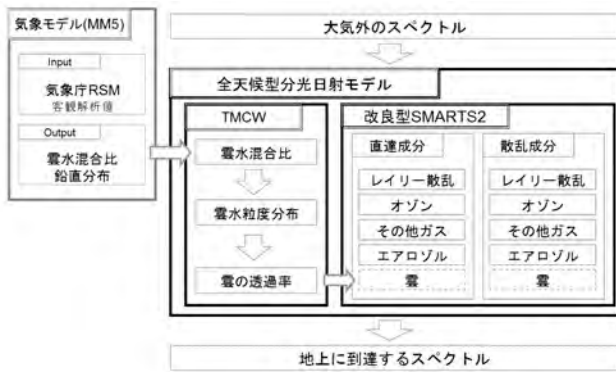


図 1. 分光日射モデルの概念図

3. 雲が日射スペクトルに与える影響評価

新しい分光日射モデルを用いて大気中の主要な消散因子である「雲」・「水蒸気」・「オゾン」・「二酸化炭素」による日射強度とスペクトル分布への影響について感度分析を行った。感度分析に用いる条件は、基準太陽光スペクトルの条件および過去 10 年の平年値、最大値、最小値を基に決定している。結果、二酸化炭素やオゾンの濃度変化による日射強度の変化は極僅かであった。一方水蒸気濃度（可降水量）の変化により日射強度は最大 10% 近く増減する（表 1）。さらに雲濃度（雲水体积質量）によって最大 82.42% の日射強度の減少が確認された（表 2）。

また図 2, 3 に異なる可降水量および雲水体积質量に対応する各波長の透過率を示す。図 2 より可視光域 400~800nm 付近では、可降水量の違いによる顕著な透過率の差は見られず、主に赤外域の 1700~2500nm では可降水量すなわち水蒸気の増加に伴う透過率の減少がみられる。一方、図 3 から確認できるように雲による透過率の波長依存性は少ない。これは散乱対象が 1 μm 以上の粒子が支配的な場合に見られるミー散乱の特長であり、雲の波長特性が他の気象因子に比べて少ないことを示している。したがって短波長側に強い散乱特性を有するレイリー散乱と雲によるミー散乱の兼ね合いにより散乱成分のスペクトル分布が変化することになる。

以上の感度分析結果より大気中の諸物理量の中で日射強度の増減に最も支配的な要素は雲であり、散乱成分の中で雲による散乱が占める割合

により散乱日射スペクトル強度の分布特長が決定される。

表 1. 異なる可降水量による全天日射強度と可降水量 1.42cm の場合を基準とした全天日射強度の増減率

可降水量	全天日射強度	
	W/m ²	増減率
1.42 cm	670.66	-
5.0 cm	625.63	-6.80%
12.0 cm	590.63	-11.93%

表 2. 異なる雲水体积質量による全天日射強度と雲水体积質量 1.0×10⁻⁷ kg/m³ の場合を基準とした全天日射強度の増減率

雲水体积質量	全天日射強度	
	W/m ²	増減率
1.0×10 ⁻⁷ kg/m ³	616.22	-
1.0×10 ⁻⁶ kg/m ³	729.47	18.96%
1.0×10 ⁻⁵ kg/m ³	670.66	9.37%
1.0×10 ⁻⁴ kg/m ³	107.83	-82.42%

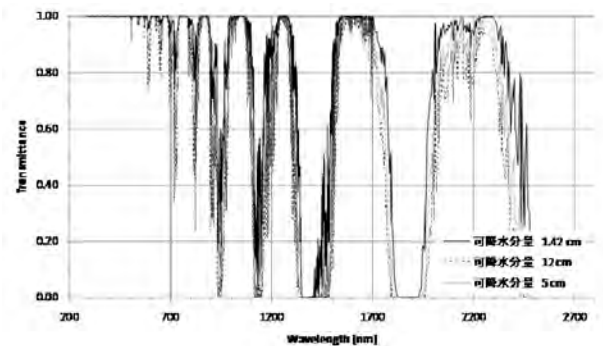


図 2. 異なる可降水量による各波長の透過率

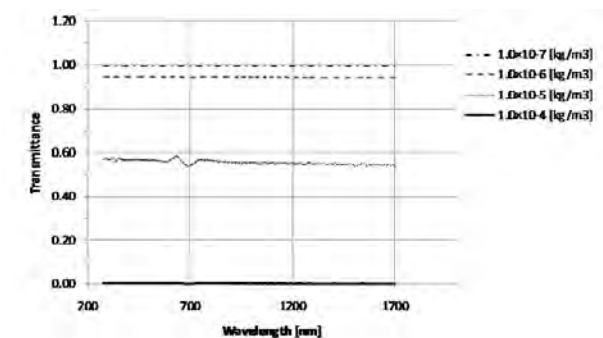


図 3. 異なる雲水体积質量による各波長の透過率

4. 雲の予測手法とその精度

雲などの大気中の気象現象を考慮した日射強度予測を行う場合、日射の支配的な減衰要因である雲水粒子による太陽放射の消散過程を再現する必要があり、雲の分布データが必要となる。しかし現在入手可能な雲に関するデータは非常に限定的である。航空機による雲粒子分布の観測が行われる例もあるが、定期的な観測とは言えずかつ地域も限定的である。その他、衛星や気象庁が配信する解析データ (GPV) なども雲量あるいは水蒸気量などのデータにとどまり、大気上端から地上に到達するまでの雲に関するデータを得ることは難しい。そこで本稿では、大気力学・大気物理法則に従い高解像度に3次元気象場を評価できる MM5 を用いて雲の分布を予報し、大気放射伝達モデルで利用することで未来の日射を予測可能とした。

吉野ら (2007) によると MM5 の予報精度は、予測値の月ごとの RMSE では気温は 2.67°C 以内、風速は誤差 1.85m/s 以内、相対湿度は誤差 20.41% 以内、降水量は誤差 2.42mm 以内であり、降水量は他の気象因子と比較して観測値の時間変化に対する予報精度がやや低い現状の予報技術では十分実用レベルだと判断した。

5. 日射スペクトル年間予測結果と精度検証

これまでもいくつかの日射強度予測モデルもしくは発電量予測モデルが提案されている^{[6][11]}。いずれの手法も、過去のデータによる統計的手法もしくは気象予報結果か両手法を駆使して日射の予測精度を高めている。本稿では、独自の気象予報モデルによる結果を利用することで 48 時間先までの日射スペクトル強度の予測を可能としている。前節で述べたとおり気象場は高い精度で予報が可能な MM5 を用いており、気象モデルと新しい分光日射モデルの組合せにより高精度な日射スペクトル強度予測が可能になると期待できる。

本稿では 2007 年 4 月 1 日より 2008 年 3 月 31 日までを対象とした MM5 の雲予測データを基に、全天候型大気放射モデルによる日射予測計算を

行った。予測は毎日 48 時間先まで計算され、12 時間後から 36 時間先までを評価の対象とした。また精度評価は、(財)日本気象協会が岐阜大学 (岐阜市郊外; 緯度 35.45 度, 経度 136.73 度) で実施している日射観測データを用いた。ここでの結果は、水蒸気、オゾン、二酸化炭素等のその他消散因子が雲粒と比較すると時間変化量が小さいためそれらの成分を一定として計算している。

まず日射予測の精度を議論する前に、予測された日射スペクトル強度を日射強度の成分と分布形状の成分に分離を行った。日射スペクトル強度 $I(\lambda)$ を日射強度 $\int_a^b I(\lambda) d\lambda$ で規格化を行い、スペクトル分布を評価する指標として規格化されたスペクトル分布 $N(\lambda)$ (以後、規格化スペクトル) を用いた。

$$N(\lambda) = \frac{I(\lambda)}{\int_a^b I(\lambda) d\lambda}$$

ここで、 a, b は波長積分範囲を示している。本稿では観測値の波長範囲に合わせて $a=350\text{nm}$, $b=1,700\text{nm}$ とした。なお規格化スペクトル $N(\lambda)$ は、以下に示すように分布面積を 1 に規格化したことになる。

$$\int_a^b N(\lambda) d\lambda = 1$$

はじめに日射強度の精度評価を行った。図 4、図 5 および図 6 に BIAS 誤差、RMSE および相関係数について各月平均の推移を示す。全天日射強度および直達日射強度の BIAS にはあまり年変動が見られない。一方散乱日射強度には 4 月から 6 月と 8 月に大きな誤差が見られる。4 月から 8 月は太陽高度が高い季節であり雲による散乱日射強度が強く観測される時期である。そのため誤差が大きく示されたと思われる。次に直達日射強度の 7 月の RMSE が顕著に大きい。これは 7 月に雲が多く観測されていることから雲の推定誤差によるものである。相関係数の年間推移は、大きな変動は見られなかった。ただし散乱日射強度の相関係数は十分な精度が得られていない。この点は、今後も適切な改善を導入する必要がある。

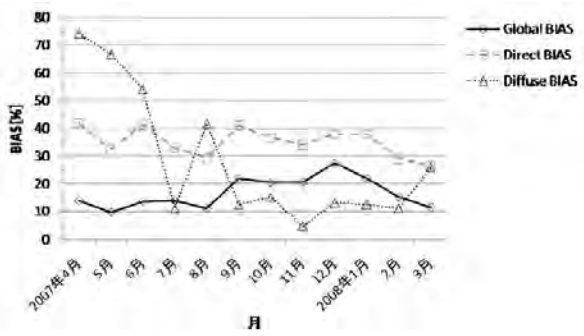


図 4. 全天・直達・散乱日射強度予測結果について BIAS 誤差の年間推移 (2007 年 4 月から 2008 年 3 月)

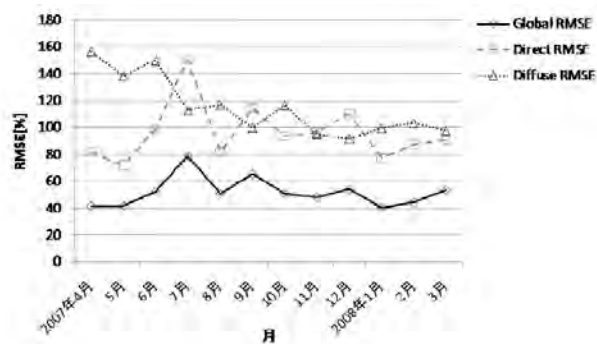


図 5. 全天・直達・散乱日射強度予測結果について RMSE の年間推移 (2007 年 4 月から 2008 年 3 月)

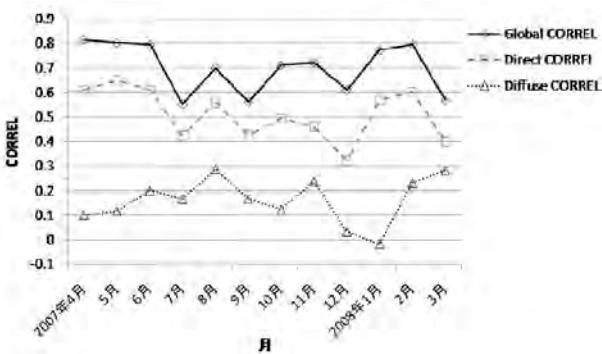


図 6. 全天・直達・散乱日射強度予測結果について 相関係数の年間推移 (2007 年 4 月から 2008 年 3 月)

次に規格化スペクトルによるスペクトル分布の精度評価を行った。図 7, 図 8 と図 9 は, 全天を覆うように一面がうすく曇った日における 10 時, 12 時と 14 時の予測値と観測値の規格化スペクトルを比較した一例である。いずれの時刻でも

ピークおよびトレンドが良く一致しており, RMSE はそれぞれ観測値の 11.2%, 10.9% と 11.7% である。

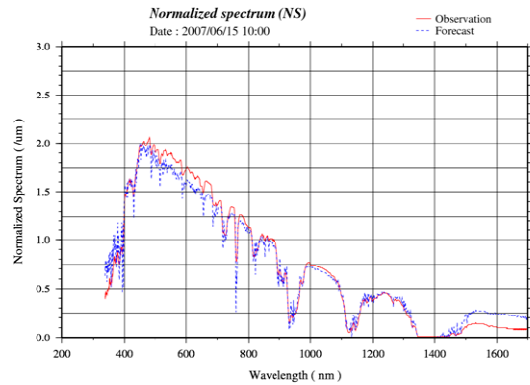


図 7. 分光日射モデルによって予測された結果と観測値の規格化スペクトルを比較 (2007 年 6 月 15 日 10 : 00)

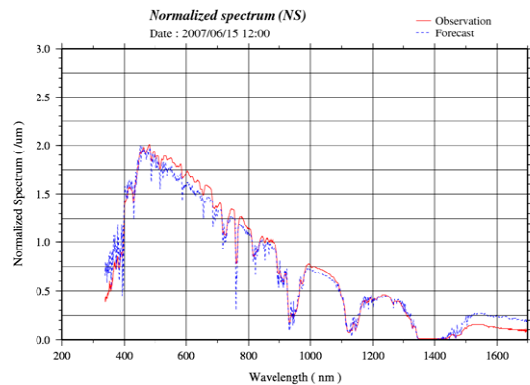


図 8. 分光日射モデルによって予測された結果と観測値の規格化スペクトルを比較 (2007 年 6 月 15 日 12 : 00)

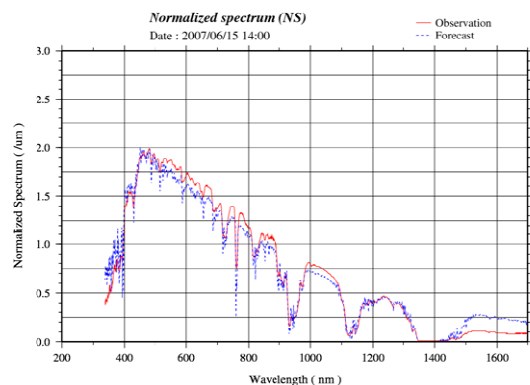


図 9. 分光日射モデルによって予測された結果と観測値にの規格化スペクトルを比較 (2007年6月15日 14:00)

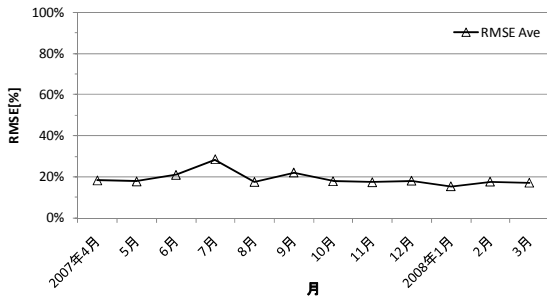


図 10. 規格化スペクトルの RMSE について月間平均値の年間推移 (2007年4月から2008年3月)

図 10 に予測された規格化スペクトルを観測値と比較した場合についての RMSE の年間推移を示す。規格化スペクトルは、観測値、予測値ともに毎正時を用いて比較され、観測値と予測値の RMSE を月ごとに月間平均値としてまとめている。

7月に月平均 RMSE が若干大きく示されているが、概ね 20%程度の誤差で推移しており季節によるスペクトル分布予測精度の変動は少ない。以上の結果から年間を通してスペクトル分布の予測精度は RMSE20%以内で予測可能であるといえる。

6. おわりに

領域メソ気象モデル (MM5) から取得した雲鉛直分布の予測データを利用して日射スペクトル強度の予測を行い、2007年4月から2008年3月までの年間予測誤差について検証した。雲の発生頻度が高い7月に全体の精度が低下することや散乱日射スペクトル強度の予測精度が十分でないことが挙げられるが、全天・直達日射スペクトル強度については平均誤差 (BIAS)、平均二乗誤差 (RMSE) および相関係数のいずれの統計的指標も良い数値を示した。

謝辞

本研究で利用した観測データは、(財)日本気象協会が独立行政法人新エネルギー産業技術総合開発機構 (NEDO) の研究プロジェクトにより実施した分

光日射データベースである。ここに関係機関の各位に深く感謝致します。

参考文献

- [1] 橋本潤, 宇佐美景子, 小林智尚, 吉野純, 安田孝志 (2008) “大気放射モデル SMARTS2 と局地気象モデル MM5 による全天候型分光日射推定モデルの提案”, 太陽エネルギー, Vol.34, No.4, 186, pp.57-64
- [2] 吉野, 片山, 木下, 安田 (2008) “メソ気象モデル MM5 によるピンポイント降水量予測精度について” 水工学論文集, pp. 325-330
- [3] 安田孝志, 吉野純 (2007) “豪雨対策・雨水利用のための36時間降雨量ピンポイント予測システムの開発”, 国土交通省建設技術研究開発助成制度報告書
- [4] 板垣昭彦, 斎藤泰治, 山田智久, 大谷謙仁, 青島武, 飛田雄二 (2007) “日射気候区別の分光日射データベースの構築” 太陽/風力エネルギー講演論文集, pp.39-42
- [5] Gueymard, C., 1995, “SMARTS, Simple Model of the Atmospheric Radiative Transfer of Sunshine: Algorithms and Performance Assessment.” Florida Solar Energy Center, Cocoa, FL.
- [6] 村田浩之, 桶真一郎, 滝川浩史, 榊原建樹 (2006) “PV 発電量予測に向けた全国各地の時系列日射量予測”, 太陽/風力エネルギー講演論文集, pp.105-108
- [7] 織田慎一郎, 見目喜重, 中川重康, 榊原建樹 (1997) “多段型ニューラルネットワークを用いた日射量予測”, 電学論 B, 117 巻 8 号, pp.1146-1151
- [8] 桶真一郎, 村田浩之, 東山伸, 滝川浩史 (2008) “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”, 電学論 B, 128 巻 1 号, pp.152-157
- [9] 嶋田尊衛, 黒川浩助 (2007) “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, 127 巻 11 号, pp.1219-1225
- [10] 與那篤史, 千住智信, 舟橋俊久, 関根秀臣 (2008) “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, 128 巻 1 号, pp.33-40
- [11] 工藤満, 竹内章, 野崎洋介, 遠藤久仁, 角田二郎 (2007) “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, 127 巻 7 号, pp.847-853

正弦波を用いた MPPT 過渡特性の性能評価シミュレーション

東京理科大学 小泉研究室 金森拓也(B4) 小泉裕孝

1. 序論

近年、従来のエネルギー源である化石燃料の枯渇や、温室効果ガスなどによってもたらされる環境の問題から、太陽光発電が注目を集めている[1]。太陽光発電の出力電流-電圧特性 (I - V 特性) は非線形であり、さらに、日射量や周囲の温度により、常に変化している[2]。そのため、 I - V 特性上の最大電力点 (Maximum Power Point: MPP) を常に追従し続ける最大電力点追従 (Maximum Power Point Tracking: MPPT) 制御が必要である[3]。

MPPT のアルゴリズムには、山登り法 (P&O) や、増分コンダクタンス法 (Inc Cond) 、定電圧法 (CV) など、様々な方式が提案されている。その性能評価は、同一の環境状態を再現することが困難であるという理由から、プログラム上でのシミュレーションや、PV シミュレーターを用いたシミュレーションが広く用いられている。これらのシミュレーションにおける日射量変動は、各々の研究者の持つ日射量の実測データや、ステップ関数[4]、多数のステップ関数を組み合わせた波形[5]、階段波[6]、台形波[7]、傾斜[8]、三角波[9]、白色雑音[10]を用いた方式等によって行われてきたが、統一された基準は存在しない。

本研究では、日射量を正弦波状に変動させることによって過渡応答を評価する。正弦波はフーリエ級数展開に代表されるように、すべての波形を再現可能である。すなわち、日射変動の周波数、振幅、バイアスを任意に指定し組み合わせることによって、評価法を定めることができるのではないかと考え、既存の MPPT アルゴリズムの性能評価方法の調査と提案する性能評価方法の基本となるシミュレーションを MATLAB を用いて行い、その可能性を考察した。

2. シミュレーション方法

本研究では、実機を意識した MPPT の性能評価を行うために、MPPT 動作を行う DC-DC コンバータを図 1 のように可変抵抗 R と入力キャパシタ C の並列回路と仮定し、シミュレーションを行った。

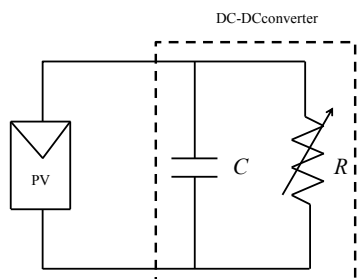


図 1 DC-DC コンバータの等価回路

2-1. デューティ比の増減

実際の MPPT 動作では、MPPT アルゴリズムに従い、目標電圧を決定した後に、電力変換回路内のデューティ比を調整し、動作点電圧を目標電圧に近づけている。この動作をシミュレーション上で再現するために、太陽光発電システムを図 2 のように仮定した。

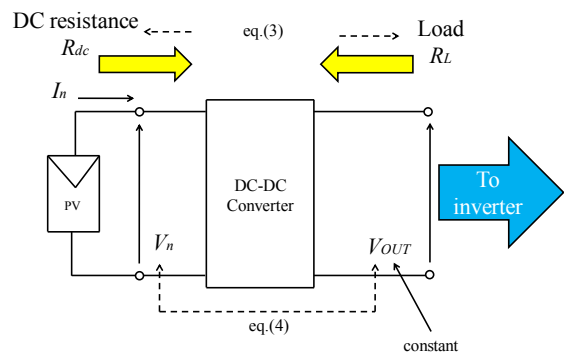


図 2 太陽光発電システム

- R_{dc} : 直流等価抵抗 [Ω]
- R_L : 負荷抵抗 [Ω]
- V_n : 動作点電圧 [V]
- I_n : 動作点電流 [A]
- V_{OUT} : 出力電圧 [V]

図 2 のシステムを用いる際、出力電圧 V_{OUT} に生じる脈動は無視し、一定とした。なお今回のシミュレーションで用いる DC-DC コンバータは昇圧チョップ回路とした。

R_{dc} は DC-DC コンバータの 1 次側から見た直流等価抵抗なので、

$$R_{dc} = \frac{V_n}{I_n} \quad (2)$$

デューティ比を D_n とすると、昇圧チョップを仮定しているので、

$$V_n = (1 - D_n) \times V_{OUT} \quad (3)$$

$$R_{dc} = (1 - D_n)^2 \times R_L \quad (4)$$

式(2)-(4)を用いて、図 3(a)に示す方法で、MPPT の動作を再現する。なお、シミュレーション開始時には、動作点が開放電圧にあり、 R_{dc} の値が無限大になり、計算が行えなくなるため、図 3(b)に示す方法でシミュレーションを行う。

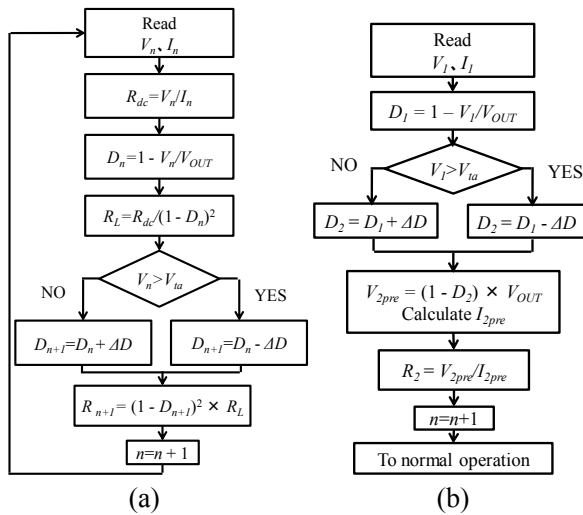


図3 デューティ比の増減の再現方法 (a)通常運転 (b)シミュレーション開始

- D_n : 増減前のデューティ比
- D_{n+1} : 増減後のデューティ比
- ΔD : デューティ比増減量
- V_{ta} : 目標電圧[V]
- V_{2pre} : 予測電圧[V]
- I_{2pre} : 予測電流[A]
- R_{n+1} : 変化後の可変抵抗値[Ω]

2-2.微小時間の過渡現象

DC-DC コンバータを図1の等価回路と仮定した場合、図3の方法を用いて、可変抵抗値 R を変化させると、過渡現象が発生し、動作点の移動が生じる。太陽電池の非線形な $I-V$ 特性を簡略化し、瞬時の $I-V$ 特性を、図4のように、線形に近似した。

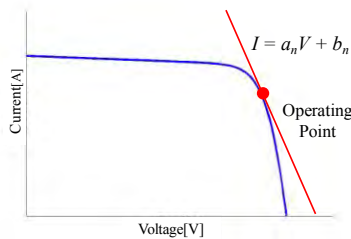


図4 瞬時 $I-V$ 特性の線形近似

- a_n : 接線の傾き
- b_n : 接線の切片

$I-V$ 特性はニュートンラプソン法により 0.1[V] 間隔で算出され、線形補完を用いてで補完されている。図4の直線は、動作点における $I-V$ 特性の接線である。この式を求めるために、図5に示す方法で接線の式を算出した。

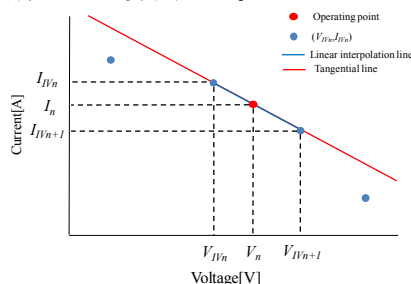


図5 線形補完と線形近似の方法

- I_{IVn} : 短絡側の点における電流[A]
- V_{IVn} : 短絡側の点における電圧[V]
- I_{IVn+1} : 開放側の点における電流[A]
- V_{IVn+1} : 開放側の点における電圧[V]

これらを用いて直線の式を算出する。さらに、今回のシミュレーションでは、動作点移動後の動作点電圧 V_n を算出した後に、線形補完を用いて I_n を算出するため、 V_n と I_n は式(5)の関係式で表される。

$$I_n = \frac{I_{IVn+1} - I_{IVn}}{V_{IVn+1} - V_{IVn}} V_n - \frac{V_{IVn+1} I_{IVn} - V_{IVn} I_{IVn+1}}{V_{IVn+1} - V_{IVn}} \quad (5)$$

図1に示した回路を用いて過渡現象を解析する。

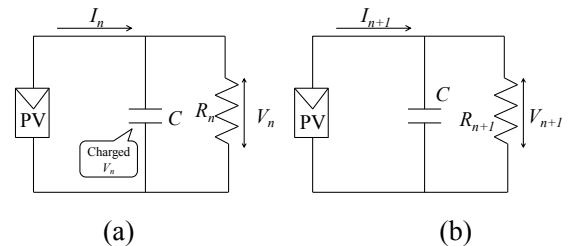


図6 線形近似における等価回路 (a)可変抵抗値変化前 (b)可変抵抗値変化後

- C : 入力キャパシタ容量[F]
 - R_n : 変化前の抵抗値[Ω]
 - V_{n+1} : 微小時間後の動作点電圧[V]
 - I_{n+1} : 微小時間後の動作点電流[A]
- 電源の $I-V$ 特性線形に近似して計算を行うため、式(6)が得られる。

$$I_{n+1} = a_n V_{n+1} + b_n \quad (6)$$

図6の等価回路の状態変化を解析し、式(6)に示した V_{n+1} 、 I_{n+1} の関係式を代入すると、式(7)に示す微小時間後の動作点電圧 V_{n+1} が得られる。

$$V_{n+1} = \frac{b_n R_{n+1} (1 - e^{-\frac{1}{R_{n+1}C} \Delta t}) + V_n e^{-\frac{1}{R_{n+1}C} \Delta t}}{1 - a_n R_{n+1} (1 - e^{-\frac{1}{R_{n+1}C} \Delta t})} \quad (7)$$

- Δt : 微小時間[s]

可変抵抗 R_n の値が変化し、過渡現象が発生した後の動作点電圧を算出し、式(5)の線形補完を用いて動作点電流を決定することによって微小時間後の動作点を求める。

過渡現象による動作点の移動は、以上の方法で再現するが、日射量が急激に減少し、入力キャパシタに充電されている電圧が、PV 電源の開放電圧より大きくなった場合には、太陽電池側はブロッキングダイオードの影響で開放され、キャパシタから電荷がされるため、放電図7のような等価回路で表される。

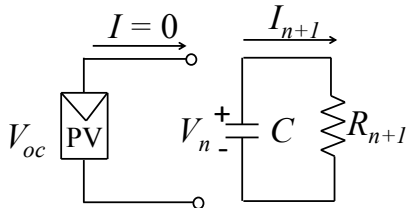


図7 キャパシタ放電時における等価回路

図7の状態では、動作点がI-V特性上に存在せず、それぞれの値は式(8)(9)で与えられる。

$$V_{n+1} = V_n e^{-\frac{1}{R_{n+1}C}\Delta t} \quad (8)$$

$$I_{n+1} = \frac{V_n}{R_{n+1}} e^{-\frac{1}{R_{n+1}C}\Delta t} \quad (9)$$

以上のように、過渡現象のシミュレーションは図8に示したフローチャートに従い、2つの状態に分けて行われる。

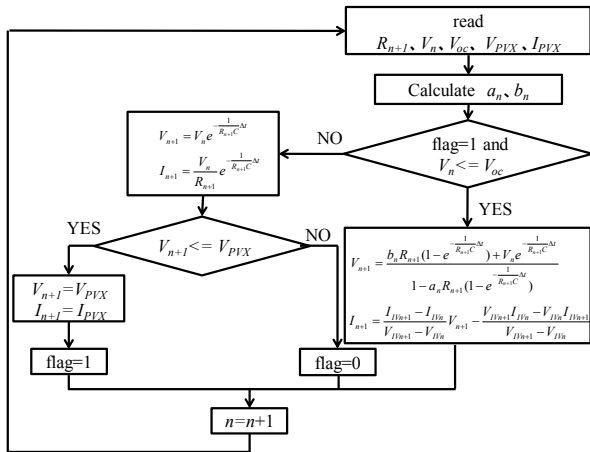


図8 過渡現象のフローチャート

flag : 分岐のためのフラグ

2-3.遅延要素

前述した過渡現象の他にも、電圧、電流センサー、A/DコンバータやFPGAあるいはマイコンの計算時間などによって動作点の移動には遅延が発生する。

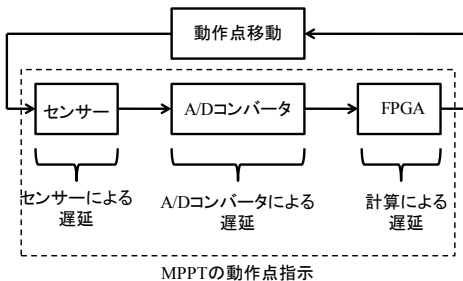


図9 遅延要素

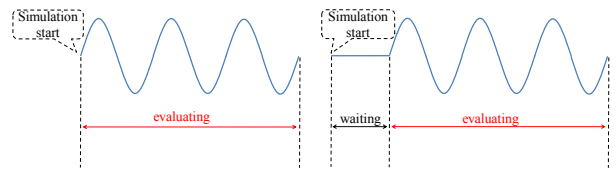
今回のシミュレーションでは、センサーによる遅延が50[μs]、A/Dコンバータによる遅延が50[ns]、計算による遅延が120[ns]として設定した。

3.シミュレーション結果

今回のシミュレーションでは、住宅用太陽光発電システムを想定し8直列4並列のアレイを構築し、パワーコンディショナの入力キャパシタをC=4000[μF]とした。シミュレーションに使用するI-V特性の時間間隔はΔt=0.5[ms]とした。なおMPPTアルゴリズムは山登り法とした。動作時の電圧の刻み幅をΔV=1.0[V]、デューティ比の刻み幅をΔD=0.05と仮定した。

正弦波状に変化する日射量は、バイアス日射量、日射量振幅、周波数を独立に仮定した。

また、シミュレーション開始時から日射変動を与えるパターンAと、動作点が定常状態になった後に日射変動を与えるパターンBを試験した。



(a) (b)

図10 日射変動

(a)パターンA (b)パターンB

3-1.パターンAの結果

パターンAにおいての条件を変えシミュレーションを行った結果を図11-14に示す。

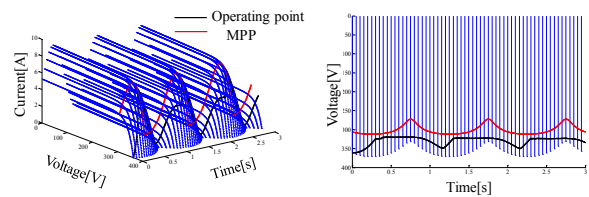


図11 バイアス日射量0.5[kW/m²]、日射量振幅0.4[kW/m²]、周波数1.0[Hz]の場合

(a)動作点の軌跡 (b)V-t特性

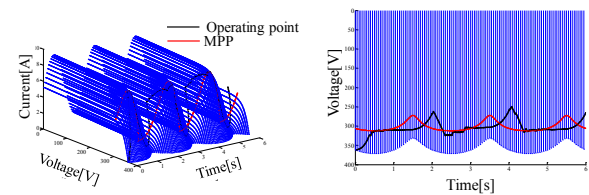


図12 バイアス日射量0.5[kW/m²]、日射量振幅0.4[kW/m²]、周波数0.5[Hz]の場合

(a)動作点の軌跡 (b)V-t特性

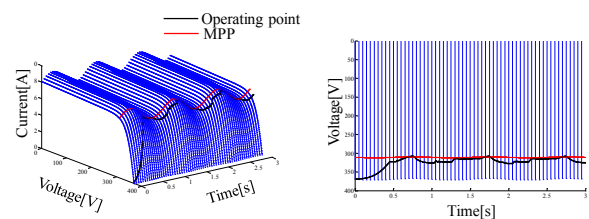


図13 バイアス日射量0.8[kW/m²]、日射量振幅0.1[kW/m²]、周波数1.0[Hz]の場合

(a)動作点の軌跡 (b)V-t特性

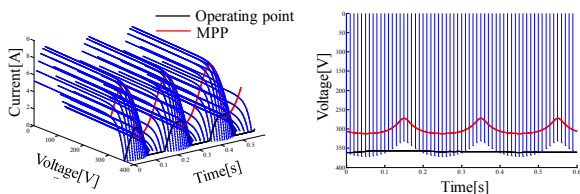


図 14 バイアス日射量 $0.5[\text{kW}/\text{m}^2]$ 、日射量振幅 $0.4[\text{kW}/\text{m}^2]$ 、周波数 $5.0[\text{Hz}]$ の場合
(a)動作点の軌跡 (b) $V-t$ 特性

図 11、12 では動作点が MPP から大きく逸れる方向に移動していることが分かる。これは、山登り法に起因する現象であると考えられる。この概要図を図 15 に示す。

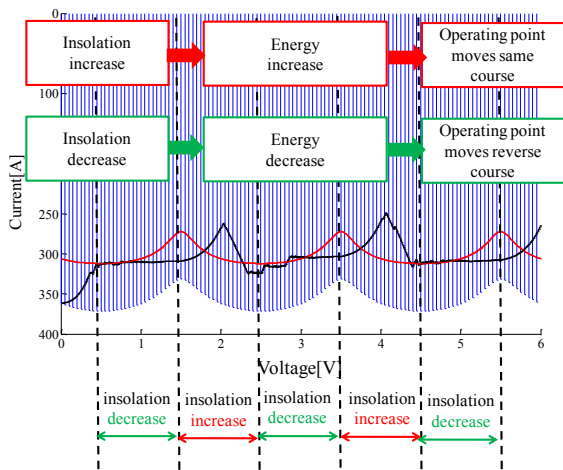


図 15 山登り法の過渡応答

3-2.パターン B の結果

パターン B においての条件を変えシミュレーションを行った結果を図 16-18 に示す。

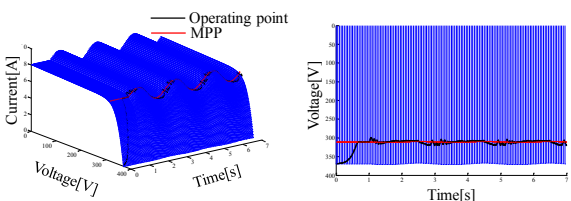


図 16 バイアス日射量 $0.8[\text{kW}/\text{m}^2]$ 、日射量振幅 $0.1[\text{kW}/\text{m}^2]$ 、周波数 $0.5[\text{Hz}]$ の場合
(a)動作点の軌跡 (b) $V-t$ 特性

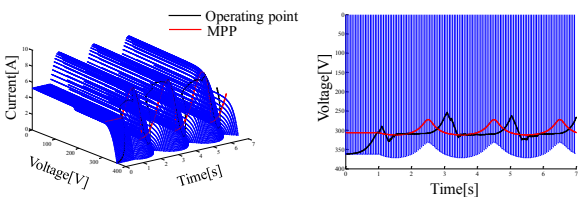


図 17 バイアス日射量 $0.5[\text{kW}/\text{m}^2]$ 、日射量振幅 $0.4[\text{kW}/\text{m}^2]$ 、周波数 $0.5[\text{Hz}]$ の場合
(a)動作点の軌跡 (b) $V-t$ 特性

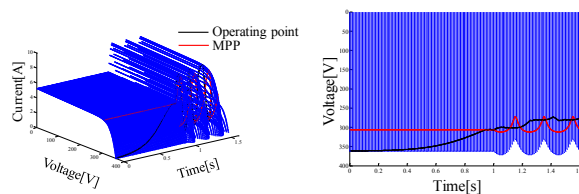


図 18 バイアス日射量 $0.5[\text{kW}/\text{m}^2]$ 、日射量振幅 $0.4[\text{kW}/\text{m}^2]$ 、周波数 $5.0[\text{Hz}]$ の場合
(a)動作点の軌跡 (b) $V-t$ 特性

図 17 では、図 15 に示した山登り法の過渡応答が観察することができる。

図 18 よりパターン B では、周波数が高く、日射変動が大きい場合でも、キャパシタ放電が起きないということが分かる。

4.結論

本論文では、MPPT の過渡応答を正弦波状の日射変動を与えることによって評価する試験方法を提案した。フーリエ級数展開に代表されるように、すべての波形は正弦波によって再現することが可能である。バイアス日射量、日射量振幅、周波数を変化させることで、ある波形をフーリエ級数展開した場合の個々の周波数成分における過渡応答の観察を試みた。MATLAB を用いて山登り法の性能評価シミュレーションを行いその動作点の軌跡を評価した。今後は、連続的な個々の周波数応答の解明や、正弦波の組み合わせによる適切な MPPT 評価波形の追求、さらに、 $I-V$ カーブシミュレーターを用いた実機での試験などに発展させる。

参考文献

- [1]黒川浩助・若松清司著：太陽光発電システム設計ガイドブック オーム社 pp 2-6 (1994)
- [2]河村宇宙，“太陽光発電における MPPT シミュレーション用太陽電池アレイモデルの開発,” 東京理科大学学術論文, 2009 年 3 月
- [3] R. Faranda, S. Leva, V. Maugeri, "MPPT techniques for PV Systems: Energetic and cost comparison," in *Proc. Power and Energy Society General Meeting - Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century*, pp.1-6, July 2008.
- [4] W. Xiao, W. G. Dunford, "Evaluating Maximum Power Point Tracking Performance by Using Artificial Lights," in *Proc. Industrial Electronics Society*, vol 3, pp2883-2887, Nov. 2004.
- [5] A. I. Bratcu, I. Munteanu, S. Bacha, D. Picault, B. Raison, "Power optimization strategy for cascaded DC-DC converter architectures of photovoltaic modules," in *Proc. Industrial Technology*, pp.1-8, Feb.2009.
- [6] M. M. Casaro, D. C. Martins, "Application of the Three-phase Series Resonant Converter in a Dual-Stage Inverter Operating without Specific Sensor to Perform the MPPT," in *Proc.Industrial Electronics Society*, pp.1650-1655, Nov. 2007.
- [7] Valentini, M. Raducu, A. Sera, D. Teodorescu, "PV Inverter Test Setup for European Efficiency,Static and Dynamic MPPT Efficiency Evaluation," in *Proc. Optimization of Electrical and Electronic Equipment*, pp.433-438, May 2008.
- [8] W. Bower, C. Whitaker, W. Erdman, M. Behnke and M. Fitzgerald, "Performance test protocol for evaluating inverter used in gridconnected photovoltaic systems," Sandia National Laboratory, Tech. Rep., October 2004. Available:http://www.bewengineering.com/docs/InvertrTestProto_041014.pdf
- [9] T. Senjyu, K. Uezato, "Maximum power point tracker using fuzzy control for photovoltaic arrays," in *Proc. Industrial Technology*, pp.143-147, Dec. 1994.

太陽光発電システムの運転特性評価と モニタリング手法への応用

植田 譲

(東京工業大学 大学院理工学研究科 特任助教)

1. はじめに

屋外環境における太陽光発電システムの発電特性には、入力エネルギーである日射量や気温・風速などの気象条件の変化に加え、アレイ傾斜角・方位・架台設置方法などのシステム構成、樹木・建物・地形などの周囲環境など、多くの要因が影響を及ぼす。そのため、発電設備として設置した太陽光発電システムの発電量の最大化には、個々の要因がどのようにシステムの発電性能に影響を与えているかを理解し、適切な設計を行う事が重要となる。また、20年以上という長期間のシステム稼働を前提とするため、システムの生涯発電量の最大化には、継続的な発電特性のモニタリングや故障検出なども必要とされる。

本稿では、山梨県北杜市にて行われている「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」(NEDO 技術開発機構からの委託事業)において得られた各種太陽電池の屋外発電特性の概要、及び損失の解析結果と、故障検出への応用事例を紹介する。

2. 各種太陽電池の発電特性

北杜市の実証試験サイトに設置している PV モジュールは単結晶シリコン、多結晶シリコン、アモルファスシリコン、化合物系など、国内外から計 24 種類であり、基本構成は 10kW、固定架台に方位南、傾斜角 30 度で設置している。この中から、単結晶、アモルファス、及び化合物系の 2008 年 4 月から 2009 年 7 月までのシステム出力係数の推移を Fig.1 に示す。

結果より、上段グラフの単結晶系、および下段グラフの破線で示した化合物系については、夏季にシステム出力係数が低下し、冬季に上昇している事が分かる。主な要因はモジュール温度によるものであり、化合物系においても結晶系同様、安定した年間の発電特性と季節変動を確認することができた。一方、下段グラフに示したアモルファス系では、タンデム型の季節変動が少なく、全体としてやや低下傾向が見られ、シングルでは結晶系と逆の季節変動とともに、全体としては低下傾向が見られる。これは、一般に言われる初期劣化後の効率の安定化と、光劣化・熱による回復の効果が相互に影響を及ぼした結果であると考えられる。

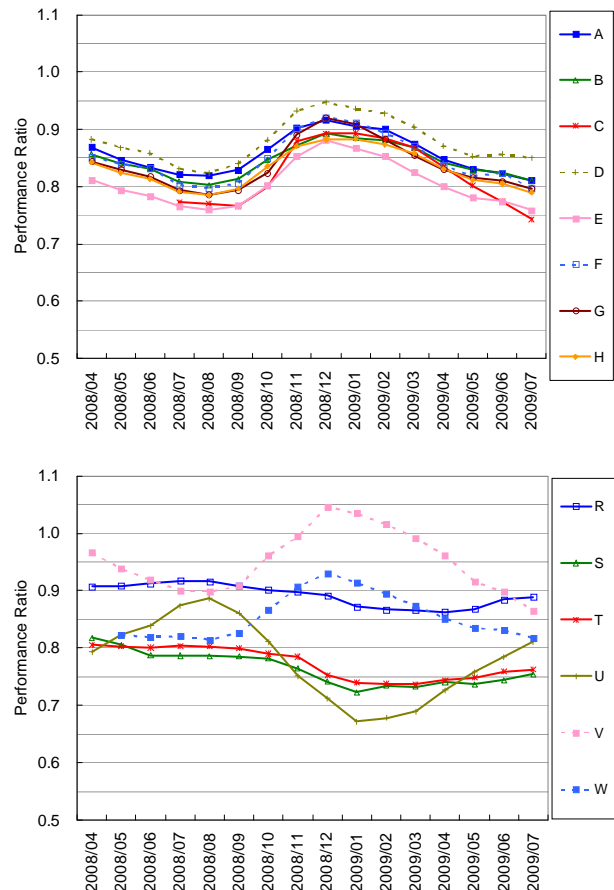


Fig.1 システム出力係数の推移
上段:単結晶 下段:アモルファス, 化合物系

3. システム最大出力の算出

太陽光発電システムの屋外運転特性を詳細に評価する手法の一つである SV 法では、入力データとして 1 分値を用いる Level5 において Fig.2 に示すように、発電量の損失をその他を含む 12 種類の要因に分離・定量化することが可能である。それぞれの影響を損失係数(K_X)で表すと、システム出力係数(K)は 1 式のように全ての損失係数の積で表される。

$$K = K_S \cdot K_{SPL} \cdot K_I \cdot K_T \cdot K_{PCC} \cdot K_{OR} \cdot K_{MHV} \cdot K_F \cdot K_O \cdot K_{DC} \cdot K_{PCS} \cdot K_{PCO} \quad (1)$$

これらの損失係数のうち、システム最大出力損失係数(K_{SPL})は、ある評価期間における実質的なシステムの最大出力を表す係数である。システムに故障が無い場合には、この係数は主に定格誤差、モジュール表面の劣化や定常的な汚れ、アレイを

構成するモジュール間の最大出力動作点のアンバランスなどの影響を表すほか、アモルファス系の太陽電池では光照射・温度履歴などによる発電性能の劣化・回復特性の影響も含まれる。システムに故障が生じた場合には、システムの最大出力が低下すると考えられるため、その影響はSV法の解析において、システム最大出力損失係数に現れる。

Fig.3にはFig.1に示したシステムにおけるシステム最大出力損失係数の推移を示した。結晶系、および化合物系が季節を通して安定しているのに対し、アモルファス系では前述の劣化・回復の影響で季節変動がある事が確認できる。

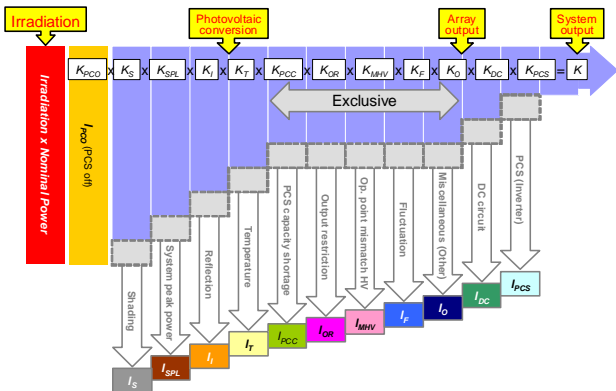


Fig.2 SV法 Level5における損失分離モデル

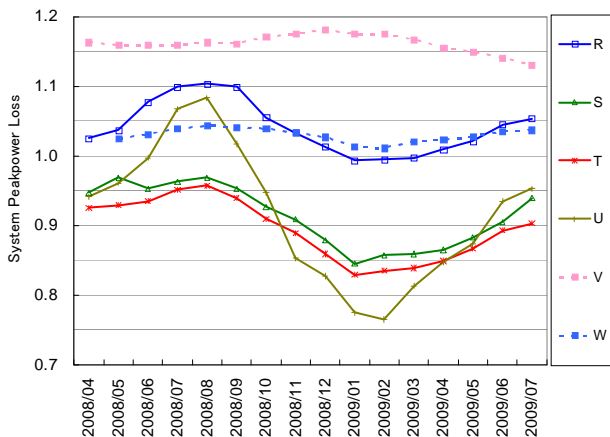
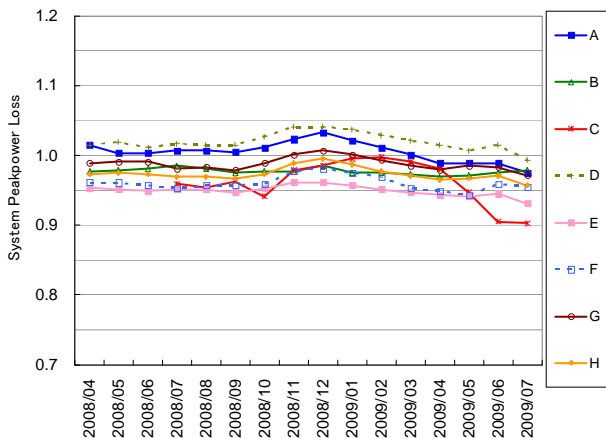


Fig.3 システム最大出力損失係数の推移
上段: 単結晶 下段: アモルファス, 化合物系

4. モニタリング手法への応用

先に見たように、SV法(Level5)におけるシステム最大出力損失係数はシステムに異常が無い場合には結晶系の太陽電池において季節を通して安定しているため、モニタリングデータからこの損失係数を常時算出することにより、システムの異常を発見できると考えられる。しかし、アモルファス系など、温度と照度の履歴によってシステムの最大出力が変化し、かつ結晶系と比べてストリング数が増える太陽電池においては、1ストリング程度の故障の発見が相対的に難しいと言える。

北杜サイトでは、このような比較的故障発見が難しいと考えられる事例において、SV法が故障発見に有効である事が確認できたため、この事例について紹介する。アモルファス太陽電池アレイの1ストリング故障に対し、異なる傾斜角のシステム間の比較では、若干のシステム出力係数の違い(Fig.4)が見られたものの、季節変動の影響等も考慮すると決定的とは言い難い状況であった。しかし、システム最大出力損失係数を比較(Fig.5)する事により、常時2~3%低い出力が確認できたため、傾斜角45度のシステムにおいてストリング故障の調査を行い、短時間で故障箇所を特定することができた。

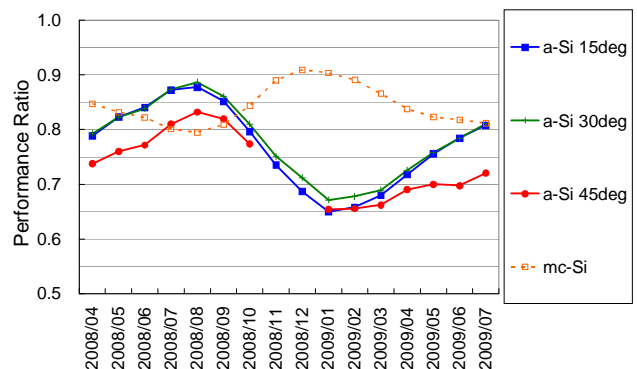


Fig.4 アモルファスシリコンの角度別システム出力係数の推移と多結晶システムとの比較

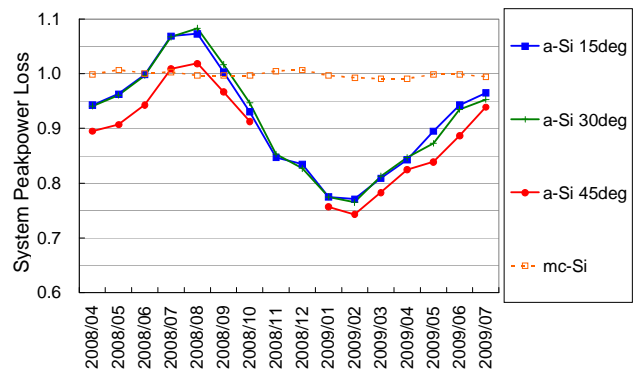


Fig.5 アモルファスシリコンと多結晶システムのシステム最大出力損失係数の推移

再生可能エネルギーを利用した 電気自動車用インフラシステムの開発

東京工業大学 統合研究院
特任助教 伊藤 雅一

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 CO₂などを排出しないクリーンな乗り物であり，AES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 CO₂フリーとは言えない。

本研究は，三菱商事(株)，(株)ジーエス・ユアサ・パワーサプライ，(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システムからの電力をなるべく使わずに，どこまで CO₂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)

2. システムの概要

本プロジェクトにおいて実証実験中のシステムの概要を図2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ホーム (トステム住研) を往來することを目的としている。充電ステーションには太陽電池と蓄電池，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。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。これにより電力システムの負荷を軽減できる。

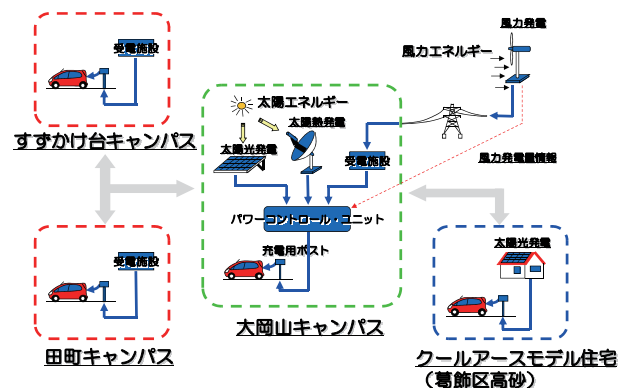


図2 実証試験システムの概要図

3. 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3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況で，

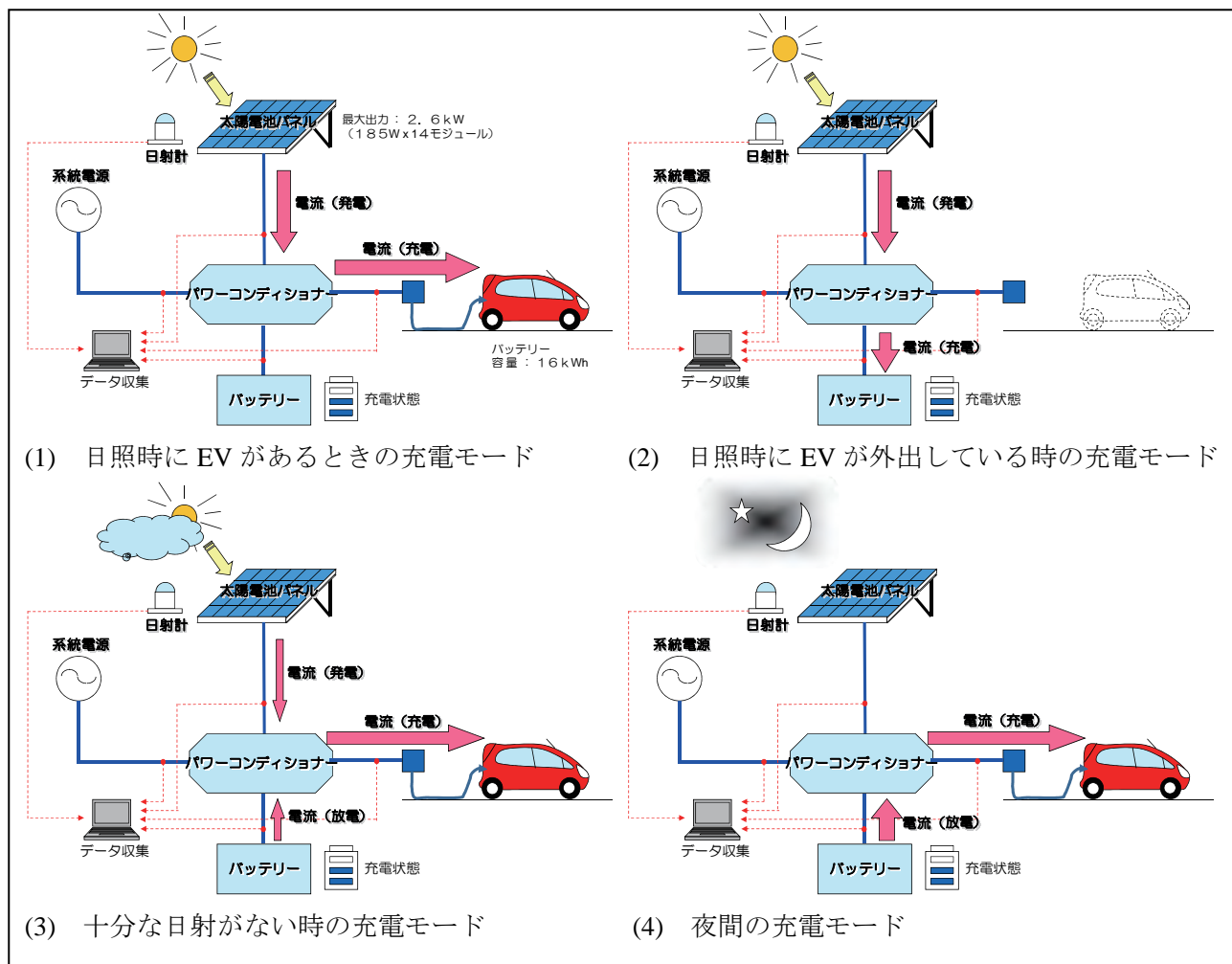


図3 電気自動車への充電モード

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。

(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賄う。

(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賄う。

4. 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1月までに約8000km走行し、そのデータをまとめた。主な利用用途は、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であるが、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4・図5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を充電する電力の由来を示している。本研究では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、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ことが分かる。

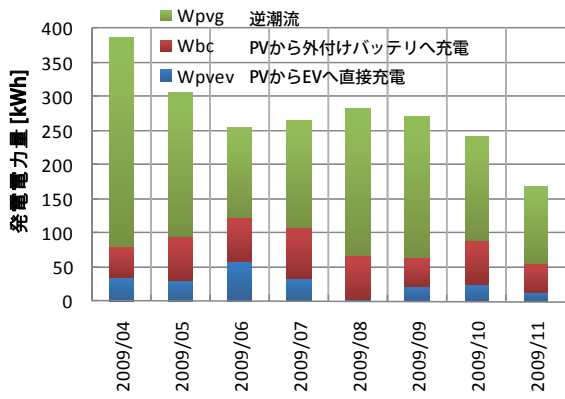


図4 太陽光発電電力の使われ方

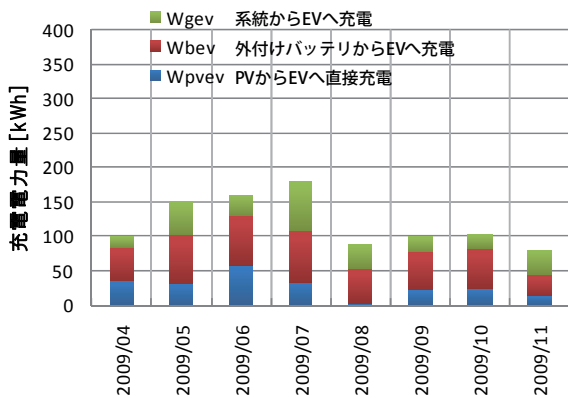


図5 電気自動車を充電する電気の由来

表1 走行パターンとシステム構成

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	○	○	△	バッテリー+系統から充電

○印: 利用可能だが、ここでは充電しない

5. CO2 削減量に関する検討

本実証研究による CO2 削減量を算出するため、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。系統電力からの充電と太陽光発電から充電した場合を比較し、また、参考としてガソリン自動車のアイについても算出した。走行パターンについては日本自動車工業会が発行している調査報告書を利用し、平均の年間走行距離や乗用車の利用割合と、太陽光発電を自宅や勤務地に置くと想定し、表1に示す6つのパターンに分類した。結果、図6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3千 km程度と短いにもかかわらず系統の CO2 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と同程度と算出された。パターン4, 5の中距離(1万~1万8千 km)では、系統電力と比較して半分以上の CO2 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 CO2 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。

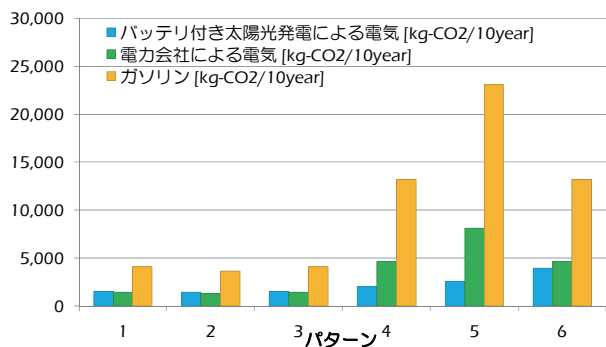


図 6 電気自動車の走行時（自動車本体は含まない）の LCA 評価結果。大型の鉛バッテリーを使用したとしてもメリットがある。

6. 風力発電オフセットシステム

東工大嶋田研究室と協力し、風力発電のオフセット充電を行う機器を製作し、実際に図 7 に示すデモ運用を行った。風力発電の発電電力をインターネット経由でリアルタイムで取得し、出力がある一定量を超えると充電するシステムを設計開発し、実際に動作することを確認した。1 台では効果は少ないが、多数台が風力発電と同じ系に接続されれば、現在のように風力発電の出力抑制やバッテリーに貯めることなく全ての発電電力を有効に利用できる可能性がある。

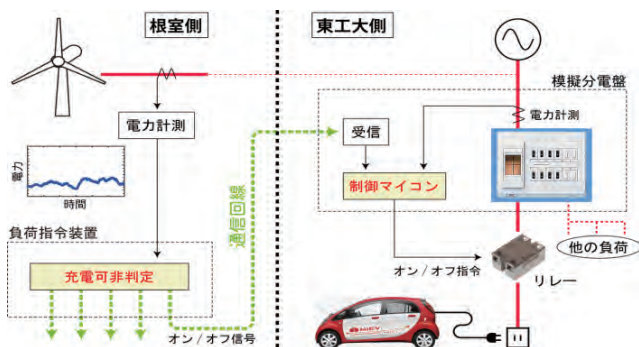


図 7 風力発電オフセットシステムの概要

7. 最後に

本実証研究により、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、CO2 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、CO2 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。

本実証研究は三菱商事株式会社のサポートにより実施した。深く感謝の意を表す。

関連する報告

<学会等での発表>

- ・ Masakazu Ito, Takuya Oda, Yasuhiro Nakai, and Kosuke Kurokawa, WREC 2009 Asia, B2-025 (2009).
- ・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, 2009 年 5 月 13 日
- ・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, 2009 年 10 月 20 日

<新聞・雑誌等>

- ・ Masakazu Ito, Kosuke Kurokawa, RE-EV: Renewable Energy for Electric Vehicles Project, New Breeze, Spring 2009, pp 20-21
- ・中井康弘, 黒川浩助, 「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 年 8 月

・柏木孝夫, 中井康弘, 「車と住宅, 電力を融通」, 2008 年 9 月 14 日掲載, 日経新聞

・黒川浩助, 「電機社会の送電網見直し」, 2008 年 11 月 17 日掲載, 日経新聞夕刊

<受賞・表彰等>

- ・ 2008 年グッドデザイン賞
- 三菱商事 中井康博, 原岳広, 古賀礼子, 東工大 黒川浩助, 嶋田隆一, 玉浦裕, 小田拓也, 伊藤雅一, 再生可能エネルギーを利用した電気自動車充電インフラシステム, 2008 年 11 月

自律度向上型太陽光発電システム実証実験

東京工業大学 統合研究院
 研究員 川崎 憲広

1. はじめに

低炭素社会の実現に向け、太陽光発電(PV)システムの大量導入が期待されている。日本政府は2020年に2005年の約20倍となる28GW、2030年に、2005年の約40倍となる53GWの導入を目標としており、その実現に向けて、住宅用PVシステムの設置補助金や、余剰電力の固定価格買取制度など、様々な施策を実行中である。これらの施策等に後押しされ、今後も日本国内においては住宅用を中心に大量のPVシステムが設置され、系統連系されていくものと期待される。一方で、大量導入時のPV変動が電力系統へ与える影響が議論されており、経済産業省は2020年までのPV導入目標が達成した場合、電力の安定供給のために必要な蓄電池の整備費用は約6兆円かかるという試算を発表している^[1]。

このようなPV大量導入に対応し、電力系統に迷惑をかけないシステムとして「自律度向上型PVシステム(AE-PVC: Autonomy Enhanced PV Clusters)」が本学 黒川浩助特任教授より提唱されている。AE-PVCの基礎検討は、平成16、17年度に新エネルギー・産業技術総合開発機構(NEDO 技術開発機構)の研究^[2]ですで行われており、平成20年度からは、東京工業大学統合研究院と新日本石油(株)の共同で、国土交通省より住宅・建築関連先導技術開発助成事業を受託し、AE-PVCの実証研究を実施している^[3]。

2. 自律度向上型太陽光発電システム

AE-PVCとは、PVシステムが高密度に導入された地域(ソーラータウン)を1つのコミュニティと考え、コミュニティ内での分散型電源導入への障害を取り除くとともに、**図1**に示すような外部に連系する電力系統への逆潮流を抑えた、電力系統に迷惑をかけないシステムである^[2]。このコミュニティ内には、PV発電電力の有効利用、逆潮流の最小化を図るため、蓄電ステーションを有している。また、外部との連系には、パワールータというルータ機能を有したBTB方式(Back To Back)やマトリックスコンバータなどで構成できるパワーエレクトロニクスデバイスを介して相互の電力潮流を制御することによって、例えば**図2**のような2つのコミュニティ間の太陽光発電の余剰電力や蓄電池電力の融通を行うことで、蓄電池残量や負荷の平準化の効果が期待でき、効率よく運用することが可能になる。

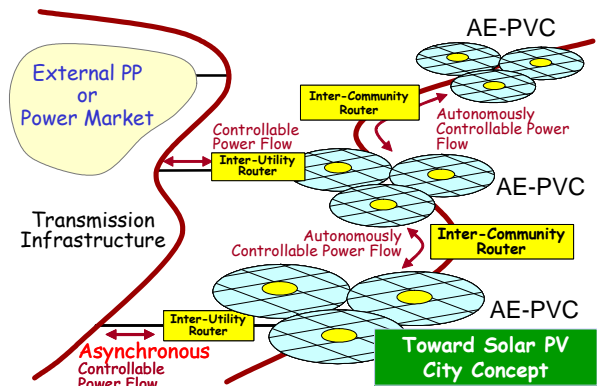


図1 電力系統とAE-PVC

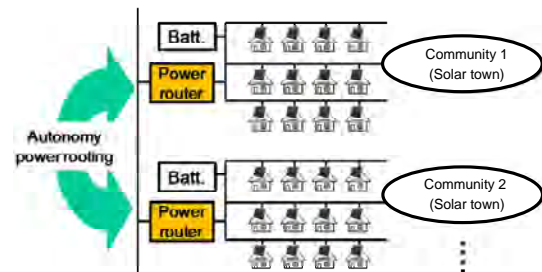


図2 AE-PVCのイメージ

3. 実証試験設備の機器構成とその動作原理

AE-PVCを構成する機器の一覧を**表1**に示す。この一覧表に対応した各機器の写真を**図3~5**に示す。本研究は実証を目的としており、ある条件を再現する必要がある。そこで、発電側では太陽電池の動作が模擬でき、発電パターンを入力できる太陽電池模擬電源装置を用い、負荷には負荷の消費パターンを入力できるプログラマブル負荷装置を用いている。

表1 AE-PVCの試験装置の仕様

	容量	数量	寸法 [mm]	備考
太陽電池アレイ	5 kW	2	パネル寸法: W894 × D1319	結晶系シリコン
太陽電池模擬電源装置	11 kVA	2	W430 × D600 × H305	
パワールータ	5 kW	1	W570 × D850 × H1450	定格: AC 200 Vrms AC 25.0 Arms
パワーコンディショナ (PCS)	4.5 kW	2	W700 × D160 × H290	電圧型電流制御方式 (連系・自立)
パワーコンディショナ (PCS)	2.5 kW	3	W700 × D160 × H290	電圧型電流制御方式(連系) 電圧型電圧制御方式(自立)
蓄電池	8.96 kWh	3	W910 × D530 × H1300	方式: 制御弁式据置鉛蓄電池
プログラマブル負荷装置	5 kVA	2	W570 × D850 × H1450	



図3 TTF 屋上に設置された 10kW の PV システム



図4 パワールータ(左), PCSと蓄電池(右)

本研究では、第1期として図6に示すようにパワールータを介してパワーコンディショナ(PCS)2台を連系する構成で検討してきた。このとき、電力融通はパワールータを主として行う。また、第2期としてPCSを改良し、PCS間でも融通が行える制御を搭載した。さらに、図7に示すようにPCSを5台に増やし、多数台が連系した状態でも正常に動作することを確認する実験を行った。

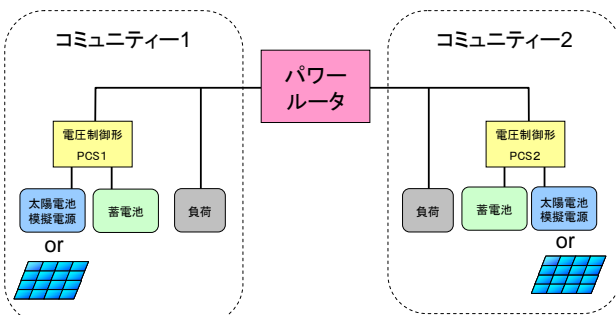


図6 第1期 実証試験設備の構成

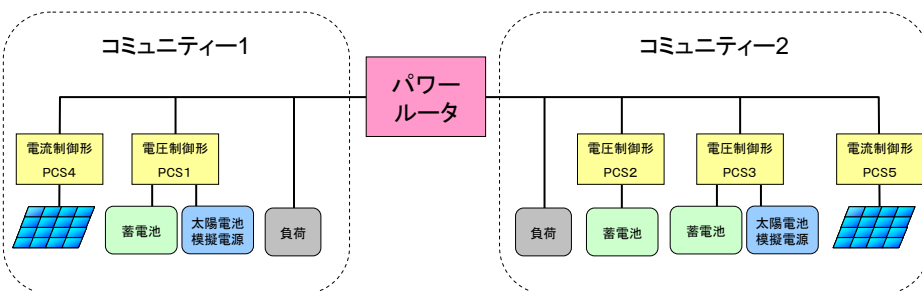


図7 第2期 実証試験設備の構成



図5 太陽電池模擬電源装置, プログラマブル負荷装置 (左) (右)

各機器の動作特性について以下に述べる。

まず、第1期のPCSの動作特性は、図8に示すように、蓄電池の充電状態(SOC)に応じて出力する周波数を変化させるようになっている。こうすることで、このPCSが生成する周波数を読み取るだけで蓄電池のSOCがわかる。

次に、パワールータの特性を図9に示す。この場合、2つのコミュニティをつないだときの特性を示している。動作原理は、両コミュニティの周波数を自端で検出し、それらの周波数差 Δf に応じて周波数、つまりSOCが高いほうから低いほうへ電力を融通する。融通量はあらかじめ設定した融通の傾き K_{FP} に応じて行う。また、パワールータの定格以上は出力できないので、瞬時の電力は K_{PW} で制限される。周波数差が小さいときは、電力融通が正負に振れ、不安定になることから K_{FH} [Hz]だけ電力を融通しない範囲を設けている。

以上のことから、第1期ではパワールータの基本的な動作確認を目的としている。

また、第2期のPCS(電圧制御形)の特性を図10に示す。この場合、PCSは蓄電池のSOCと負荷の条件(充放電の電力)で周波数が決定するような垂下特性が組み込まれている。この特性を利用することで、複数台連系しても電力の融通が可能となる。そのため、第2期では5台を連系させた実験を行うことができる。

従って、第2期では、パワールータなしでの電力融通を確認することとこのPCSとパワールータが混在したときの動作の確認・実証を目的としている。また、パワールータは上記の動作以外に電力系統と安定的な電力のやり取りを行うというアイデアがあるが、今回は検討対象外としている。

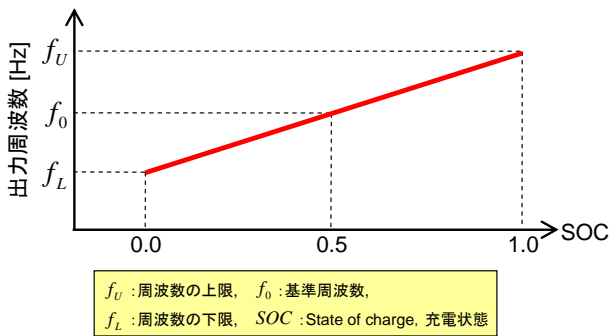


図8 第1期 PCS の出力周波数特性

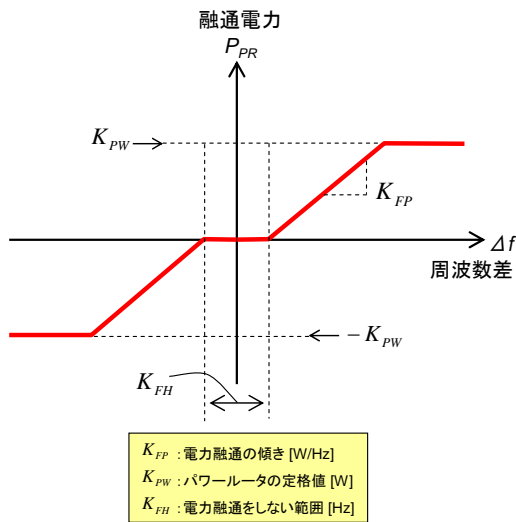


図9 パワールータの電力融通特性

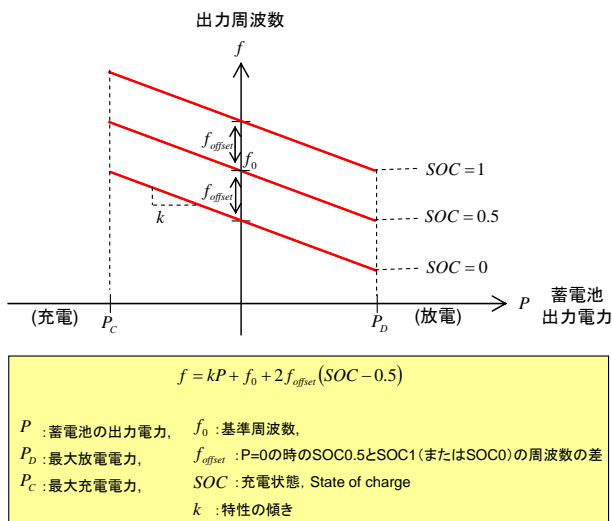


図10 第2期 PCS の出力電力・出力周波数特性

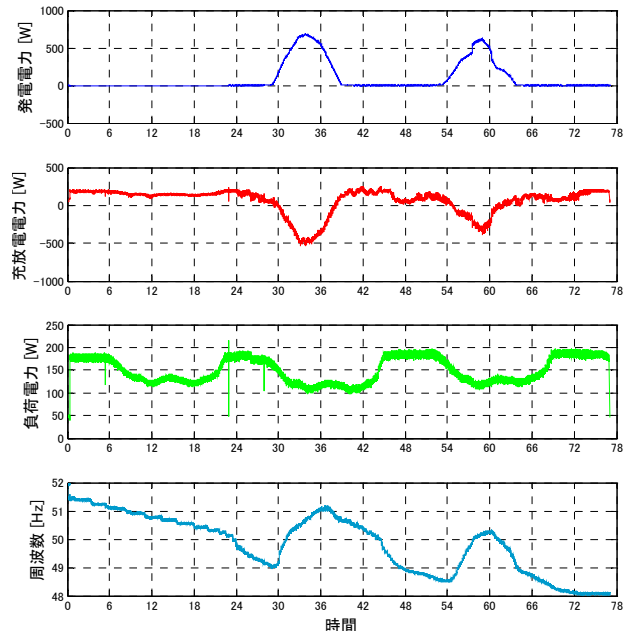
4. 実証試験結果

(1) 第1期: 2台連系試験

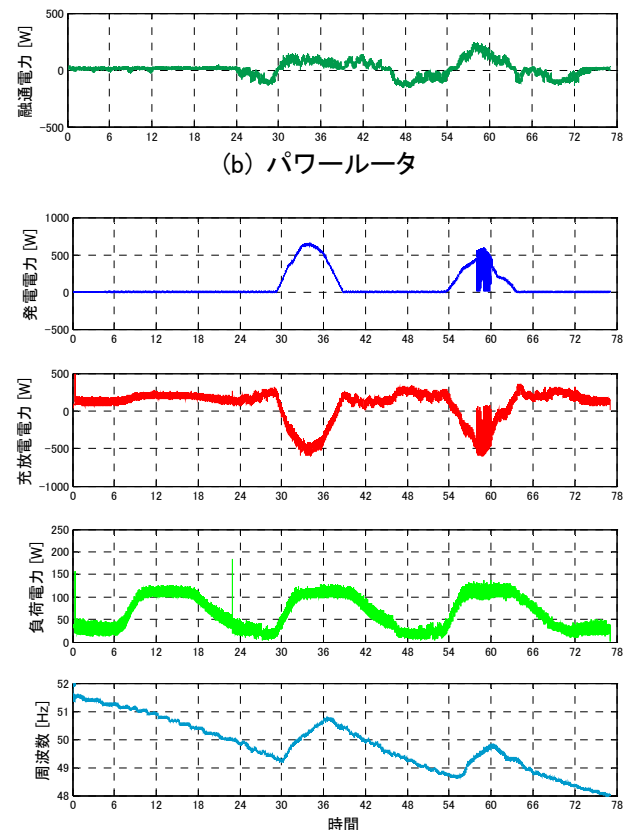
図11に工業地区と商業地区の2つのコミュニティをパワールータで接続した構成で実験した試験結果を示す。実験期間は3日間、天候は雨、晴れ、晴れ、太陽電池容量は1[kW]、負荷は平日を想定し、電気学会の電力システムの標準モデルの工業負荷、商業負荷を利用した。蓄電容量は満充電を初期値とした。

この3日間の各コミュニティの系統周波数は、ほ

ぼ同様の動きをしており、それぞれの蓄電池のSOCをほぼ等しくできた。つまり、パワールータを介してそれぞれのコミュニティにある蓄電池を1つの蓄電池のように効率よく運用できたということの意味している。このように、PVシステムの大量導入を想定したコミュニティ同士をつなぎ、蓄電ステーションやパワールータで協調制御することでより自律度が向上したシステムになることを小規模ではあるが実証できた。



(a) コミュニティ 1: 工業地区



(c) コミュニティ 2: 商業地区

図11 2台連系試験結果

(2) 第 2 期:5 台連系試験

複数台の連系になると、確認すべきパターンが増えるため、典型的なパターンを作成し、理論通りの動作をするかを確認する。PCS の電力を P_{PCSX} 、周波数を f_{PCSX} 、負荷の電力を P_{PLX} と表現した (添え字の X は数字)。図 9, 10 の特性を元に方程式を立てると式(1)~(7)となる。また、これらを解きやすいように行列で表現したものを式(8)に示す。

$$f_{PCS1} = k \cdot P_{PCS1} + f_0 + 2f_{offset} (SOC_1 - 0.5) \quad \dots(1)$$

$$f_{PCS2} = k \cdot P_{PCS2} + f_0 + 2f_{offset} (SOC_2 - 0.5) \quad \dots(2)$$

$$f_{PCS3} = k \cdot P_{PCS3} + f_0 + 2f_{offset} (SOC_3 - 0.5) \quad \dots(3)$$

$$f_{PCS2} = f_{PCS3} \quad \dots(4)$$

$$P_{PR} = (f_{PCS1} - f_{PCS2})K_{FP} \quad \dots(5)$$

$$P_{PL1} = P_{PCS1} + P_{PCS4} - P_{PR} \quad \dots(6)$$

$$P_{PL2} = P_{PCS2} + P_{PCS3} + P_{PCS5} + P_{PR} \quad \dots(7)$$

$$\begin{pmatrix} 1 & 0 & 0 & 0 & -k & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & -k & 0 \\ 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & -k \\ 0 & 1 & -1 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ -K_{FP} & K_{FP} & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & -1 & 1 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 1 & 0 \end{pmatrix} \begin{pmatrix} f_{PCS1} \\ f_{PCS2} \\ f_{PCS3} \\ P_{PR} \\ P_{PCS1} \\ P_{PCS2} \\ P_{PCS3} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} f_0 + 2f_{offset} (SOC_1 - 0.5) \\ f_0 + 2f_{offset} (SOC_2 - 0.5) \\ f_0 + 2f_{offset} (SOC_3 - 0.5) \\ 0 \\ 0 \\ P_{PL1} - P_{PCS4} \\ P_{PL2} - P_{PCS5} \end{pmatrix} \quad \dots(8)$$

理論値と実験値を比較するため、PCS の垂下特性の傾き k 、周波数オフセット f_{offset} 、パワーレタの融通の傾き K_{FP} を以下のように設定した。

$$k = -0.14$$

$$f_{offset} = 0.14[\text{Hz}]$$

$$K_{FP} = 3333[\text{W/Hz}]$$

これらを元に算出した理論値や実験の結果を表 2 に示す。理論値を求める上での設定値は実験値の欄の青字で示している箇所である。ここで、設定値となっている蓄電池の SOC は実際に調節することは難しいので、本実験では PCS に直接 SOC の指令を与えた。赤字は実験で得られた結果である。誤差は (理論値 - 実験値) で算出した。この結果、電力では $\pm 0.21[\text{kW}]$ 以内、周波数では $\pm 0.12[\text{Hz}]$ 以内ではほぼ理論値通りに電力の融通や周波数の変更などが行われることを確認した。誤差の要因としては、理論値では各機器の損失を考慮していないことがあげられる。

以上のことから、提案したシステムでより自由度の高い電力融通が行えることが実証できた。

5. 今後の展望

第 2 期のシステムで発電パターンや負荷パターンを入力し、実運用に近い実証試験が必要であると考えている。また、実用化に向けたより規模の大きな実証試験を行うための各種検討を行う必要があると考えている。そして、このような電力系統との親和性の高い、地域を中心としたシステムが実用化されることにより、PV システムの円滑な普及拡大が期待できると考えている。

参考文献

- [1] たとえば, Fuji Sankei Business i. : 蓄電池整備に 6 兆円 経産省、太陽光発電 1.0 倍目標で試算, <http://www.business-i.jp/news/ind-page/news/200808090048a.nwc>, 2008/8/9
- [2] NEDO 技術開発機構: 太陽光発電技術研究開発, 革新的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 16 年度~17 年度
- [3] 伊藤, 川崎, 前田, 石井, 山口, 横山, 高野, 大森, 木村, 黒川: 「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研究」, 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 No.74, p.321-324, 2009.11.6

表 2 5 台連系時の理論値と実験結果

理論値		PL1	PCS4	PCS1			PR	PCS2			PCS3		PCS5	PL2
		P_{PL1}	P_{PCS4}	SOC_1	P_{PCS1}	f_{PCS1}	P_{PR}	SOC_2	P_{PCS2}	f_{PCS2}	P_{PCS3}	SOC_3	P_{PCS5}	P_{PL2}
		kW	kW	%	kW	Hz	kW	%	kW	Hz	kW	%	kW	kW
放電	融通なし	1.00	0.00	50	1.00	49.86	0.00	50	1.00	49.86	1.00	50	0.00	2.00
	C1→C2	0.00	1.00	100	0.44	50.08	1.44	1	1.53	49.65	1.53	1	0.00	4.50
	C1←C2	3.00	0.00	50	1.90	49.73	-1.10	100	0.55	50.06	0.55	100	0.00	0.00
充電	融通なし	0.00	1.00	50	-1.00	50.14	0.00	50	-1.00	50.14	-1.00	50	2.00	0.00
	C1←C2	0.00	0.00	0	-0.62	49.95	-0.62	100	0.06	50.13	0.06	100	0.50	0.00
	C1→C2	0.00	0.50	100	-0.09	50.15	0.41	0	-1.21	50.03	-1.21	0	2.00	0.00

実験値		PL1	PCS4	PCS1			PR	PCS2			PCS3		PCS5	PL2
		P_{PL1}	P_{PCS4}	SOC_1	P_{PCS1}	f_{PCS1}	P_{PR}	SOC_2	P_{PCS2}	f_{PCS2}	P_{PCS3}	SOC_3	P_{PCS5}	P_{PL2}
		kW	kW	%	kW	Hz	kW	%	kW	Hz	kW	%	kW	kW
放電	融通なし	1.00	0.00	50	0.98	49.98	0.02	50	0.99	49.84	1.05	50	0.00	2.00
	C1→C2	0.00	1.00	100	0.35	50.20	1.26	1	1.71	49.67	1.68	1	0.00	4.50
	C1←C2	3.00	0.00	50	1.96	49.76	-0.93	100	0.53	50.06	0.61	100	0.00	0.00
充電	融通なし	0.00	1.00	50	-0.94	50.19	0.02	50	-0.86	50.11	-0.90	50	2.00	0.00
	C1←C2	0.00	0.00	0	-0.44	49.94	-0.48	100	0.14	50.12	0.12	100	0.50	0.00
	C1→C2	0.00	0.50	100	-0.01	50.20	0.27	0	-1.00	50.02	-0.99	0	2.00	0.00

誤差		PL1	PCS4	PCS1			PR	PCS2			PCS3		PCS5	PL2
		P_{PL1}	P_{PCS4}	SOC_1	P_{PCS1}	f_{PCS1}	P_{PR}	SOC_2	P_{PCS2}	f_{PCS2}	P_{PCS3}	SOC_3	P_{PCS5}	P_{PL2}
		kW	kW	%	kW	Hz	kW	%	kW	Hz	kW	%	kW	kW
放電	融通なし	0.00	0.00	0.00	0.02	-0.12	-0.02	0.00	0.01	0.02	-0.05	0.00	0.00	0.00
	C1→C2	0.00	0.00	0.00	0.08	-0.12	0.17	0.00	-0.18	-0.02	-0.15	0.00	0.00	0.00
	C1←C2	0.00	0.00	0.00	-0.05	-0.03	-0.17	0.00	0.02	0.00	-0.06	0.00	0.00	0.00
充電	融通なし	0.00	0.00	0.00	-0.06	-0.05	-0.02	0.00	-0.14	0.03	-0.10	0.00	0.00	0.00
	C1←C2	0.00	0.00	0.00	-0.18	0.01	-0.13	0.00	-0.09	0.01	-0.06	0.00	0.00	0.00
	C1→C2	0.00	0.00	0.00	-0.08	-0.05	0.14	0.00	-0.21	0.01	-0.22	0.00	0.00	0.00

東京工業大学 統合研究院

ソリューション研究機構

黒川浩助 研究室

論文リスト[2000年～2010年]

東京工業大学 統合研究院 ソリューション研究機構
黒川浩助 研究室 論文リスト[2000年～2010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, 16th 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, 16th 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, 16th 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解析，電気学会電力・エネルギー部門大会，北海道大学，2000.8.2-4
- (27) H.Taniguchi,K.Otani,K.Kurokawa: The motional analysis of cloud albedo patterns by using GMS images,28th IEEE PVSC, Alaska September 15-22 2000
- (28) T.Tomori, K.Otani, K.Sakuta, K.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) 奥石, 黒川: 太陽光発電システムにおける最大電力点追従制御の評価, 日本太陽エネルギー学会, No.25, 金沢工業大学, 2000.11.8-9
- (40) 高宮, 黒川: 台形公式によるPVインバータの動作解析-PVインバータの適正な入力容量のための解析-, 日本太陽エネルギー学会, No.26, 金沢工業大学, 2000.11.8-9
- (41) 大谷, 加藤, 作田, 杉浦, 黒川: パラメータ分析法を基にした太陽光発電システム・シミュレーションの住宅用システムによる検証, 日本太陽エネルギー学会, No.31, 金沢工業大学, 2000.11.8-9
- (42) 桜井, 黒川: 太陽光発電アレイ分布定数回路シミュレーション〜シミュレーション手法の検討〜, 日本太陽エネルギー学会, No.81, 金沢工業大学, 2000.11.8-9
- (43) 山田, 梅谷, 中村, 杉浦, 大谷, 作田, 黒川: モジュール直並列合成IVカーブを利用した日陰損失シミュレーション技術の開発, 日本太陽エネルギー学会, No.92, 金沢工業大学, 2000.11.8-9
- (44) 田村, 黒川, 大谷: 観測日射量の瞬時直散分離に関する研究, 日本太陽エネルギー学会, No.126, 金沢工業大学, 2000.11.8-9
- (45) 川口, 黒川, 野崎, 谷内: EDLCを組み込んだ独立型太陽光発電システムのシミュレーション, 電子通信エネルギー研究会, 機械振興会館, 2000.11.17
- (46) 黒川: 太陽光発電の課題と将来展望, 政策総合研究所, エネルギーの有効利用と環境保全, 2000.12.10. (執筆原稿)

<2001年>

- (1) 黒川: 21世紀に羽ばたく太陽光発電, 太陽光発電協会「太陽光発電」誌寄稿, 2001.1
- (2) 谷口, 大谷, 黒川: 衛星雲画像を用いた雲アルベドの動的分析, 電気学会論文誌B, Vol.121-B, No.2, 2001.2
- (3) 石川, 黒川, 岡田, 滝川: 太陽光発電システム複数台連系時における運転特性評価, 電気学会新エネルギー・環境研究会, FTE-01-4, 2001.2.21
- (4) 井澤, 大関, 大谷, 都筑, 黒川: , 電気学会全国大会, 名古屋大学, 2001.3.21-23
- (5) 高宮, 黒川: PVインバータの適正な入力容量の決定方法に関する研究, 電気学会全国大会, 名古屋大学, 2001.3.21-23
- (6) 奥石, 黒川, 濱田, 劉: 太陽電池模擬電源による最大電力追従制御の評価, 電気学会全国大会, 名古屋大学, 2001.3.21-23
- (7) Kosuke Kurokawa: PV systems in urban environment, Solar Energy Materials & Solar Cells Vol.67 (2001), Nos.1-4, March 2001,
- (8) T.Doi, I.Tsuda, H.Unagida, A.Murata, K.Sakuta, K.Kurokawa: Experimental study on PV module recycling with organic solvent method, Solar Energy Materials & Solar Cells, Vol.67 (2001), Nos.1-4, March 2001
- (9) H.Unozawa, K.Otani, K.Kurokawa: A simplified estimating method for in-plane irradiation using minute horizontal irradiation, Solar Energy Materials & Solar Cells, Vol.67 (2001), Nos.1-4, March 2001
- (10) H.Taniguchi, K.Otani, K.Kurokawa: Hourly forecast of global irradiation using GMS staellite images, Solar Energy Materials & Solar Cells, Vol.67 (2001), Nos.1-4, March 2001
- (11) D.Uchida, K.Otani, K.Kurokawa: Evaluation of effective shading factor by fitting a clear-day pattern obtained from hourly maximum irradiance data, Solar Energy Materials & Solar Cells, Vol.67 (2001), Nos.1-4, March 2001
- (12) M.Kusakawa, H.Nagayoshi, K.kamisako, K.Kurokawa: Further improvement of a transformerless, voltage-boosting inverter for AC modules, Solar Energy Materials & Solar Cells, Vol.67 (2001), Nos.1-4, March 2001
- (13) 黒川: 明日の世界を支える太陽光発電エネルギー, 春期応用物理学関係連合講演会シンポジウム「太陽光発電-現在から未来へ-」, 明治大学, 2001.3.28-31
- (14) 黒川: 都市地域における太陽光発電地域特性に関する基礎的問題の解明, H12年度NEDO委託業務成果報告書, 2001.3.
- (15) 黒川: 太陽光発電用分散型パワーコンディショナの研究開発, NEDO地域コンソーシアム研究開発委託業務成果報告書, 2001.3.
- (16) 黒川: 太陽光発電と分散電源, 名古屋大学大学院集中講義, 2001.05.17.



- (17) K.Kurokawa, O.Ikki: The Japanese experiences with national PV system Programmes, Solar Energy, Vol.70, No.6 (Topical Issue on Grid Connected Photovoltaics), June 2001
- (18) 黒川：太陽光発電システムの開発動向，18回太陽光発電システムシンポジウム，イイノホール，2001.6.5-7.
- (19) Kosuke Kurokawa: TOWARD LARGE-SCALE PV POWER GENERATION, 12th 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, 12th 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, 12th 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, 12th 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, 12th 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, 12th 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, 12th PVSEC, JEJU, June 11-15 2001
- (26) K.Otani, K.Sakuta, T.Tomori, K.Kurokawa: Shading loss analysis of PV systems in urban area, 12th PVSEC, JEJU, June 11-15 2001
- (27) T.Oozeki, T.Izawa, K.Otani, K.Kurokawa: The Evaluation Method of PV Systems, 12th 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, 12th 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, 12th PVSEC, JEJU, June 11-15 2001
- (30) Y.Nozaaki, 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, 1st MOPVC, Ulaanbaatar, September 5-7 2001
- (32) K.Otani: Solar Energy Mapping for Eastern Asia by Satellite Images, 1st 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, 1st 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, 1st 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, 17th 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, 17th EU-PVSEC, Munich, October 22-26 2001
- (39) J.Tamura, K.Kurokawa, K.Otani: Measuring and estimating for In-plane Irradiation, 17th 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~, 17th 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, 17th 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, 29th 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, 29th 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), 29th 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, 29th 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 voltage 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: P V 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, INRST 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", 19th 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, 19th 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, 8th 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, 8th 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", 31st IEEE PVSC, Orland, Florida, 2005.1.3-7
- (3) H. Matsukawa, K. Kurokawa: Temperature Fluctuation Analysis of Photovoltaic Modules at Short Time Interval, 31st 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 ~, 31st 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, 31st IEEE PVSC, Orland, Florida, 2005.1.3-7
- (6) H. Igarashi, S. Suenaga: Electromagnetic Noise from Solar Cells, 31st 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, 31st IEEE PVSC, Orland, Florida, 2005.1.3-7
- (8) S. Ike, K. Kurokawa: Photogrammetric Estimation of Shading Impacts on Photovoltaic Systems, 31st 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, 31st 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, 31st 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, 31st 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, 20th 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 ~, 20th 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, 20th 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, 20th EU-PVSEC, Barcelona, 2005.6.6-10
- (27) J. Tsutsui, K. Kurokawa : The Comparison of System Performance Measuring Multiple Modules, 20th 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 ANALYSES RESULTS OF GRID-CONNECTED CLUSTERED PV SYSTEMS IN JAPAN -FIRST 200 SYSTEMS RESULTS OF DEMONSTRATIVE RESEARCH ON CLUSTERED PV SYSTEMS, 20th 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, 20th EU-PVSEC, Barcelona, 2005.6.6-10
- (30) S. Taguchi, K. Kurokawa: PV Resource Survey for Urban Areas by means of Aerial Photographs, 20th 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, 20th 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, 20th 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, 15th 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, 15th 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, 15th 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, 15th PVSEC, Shanghai, China, 2005.10.10-15
- (46) K. Lee, K. Kurokawa : Study on D-UPFC in the clustered PV System with Grid, 15th 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, 15th 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, 15th 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, 15th 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, 15th 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, 15th 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.Kurokwa : 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: 集中連系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: 集中連系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ロ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 33rd, 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 STORAGES, IEEE PVSC 33rd, 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, 3rd 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

March 20, 2010

論文集 15



12th Photovoltaic System Think-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, 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 回日本エレクトロヒートフォーラム, 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、東京ベ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 - Special Issue, to be published

国内学会

- (3) ○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
- (4) ○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

著書・解説など

- (5) ○黒川 浩助，川崎 憲広，伊藤 雅一，植田 譲，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
- (6) 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」，2010.02

招待講演

- (7) 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



12th Photovoltaic System Think-In

○：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://pv.ei.tuat.ac.jp/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

黒川浩助 研究室

主要論文別刷り[2008年～2010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

[2009 年～2010 年]

Study on Battery Capacity for Grid-connection Power Planning with Forecasts in Clustered Photovoltaic Systems

Takae Shimada Member (Hitachi, Ltd., takae.shimada.sv@hitachi.com)

Norihiro Kawasaki Student Member (Tokyo University of Agriculture and Technology)

Yuzuru Ueda Member (Tokyo Institute of Technology)

Hiroyuki Sugihara Member (Kanden Co., Ltd.)

Kosuke Kurokawa Member (Tokyo University of Agriculture and Technology)

Keywords: clustered photovoltaic system, autonomy-enhanced PV cluster, simulation, insolation forecasting, battery

Most of the PV (photovoltaic) systems for residences spreading rapidly are grid-connected type. Usually, since this system has no electricity storages, demand/supply power gap is processed by the utility grid. However, PV supply power depends on the weather, current PV systems strongly depend on the utility grid. In the future so that the PV systems may spread further, it is necessary to realize the AE-PVC (Autonomy-Enhanced PV Cluster) concept with electricity storage devices in the residential area with densely grid-connected PV systems.

This paper aims to clarify the battery capacity required to realize the AE-PVC shown in Fig. 1. This paper proposes a planning method of tomorrow's grid-connection power from/to the external electric power system by using demand power forecasting and insolation forecasting for PV power predictions, and defines a operation method of the electricity storage device to control the grid-connection power as planned. A residential area consisting of 389 houses consuming 2390 MWh/year of electricity with 2390 kW PV systems is simulated based on measured data and actual forecasts. The simulation results show that 8.3 MWh of battery capacity is required in the conditions of half-hour planning and 1% or less

of planning error ratio R_{GC-err} and PV output limiting loss ratio $R_{PV-loss}$. The results also show that existing technologies of forecasting reduce required battery capacity to 49%, and increase the allowable installing PV amount to 210%.

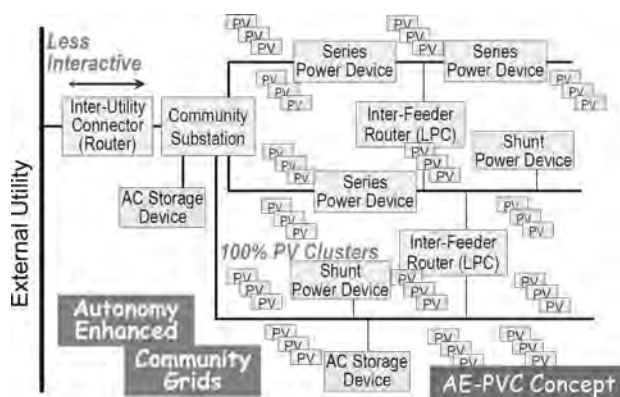


Fig. 1. AE-PVC configuration

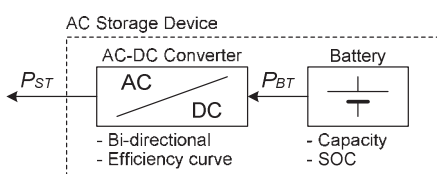


Fig. 2. Configuration of AC storage device

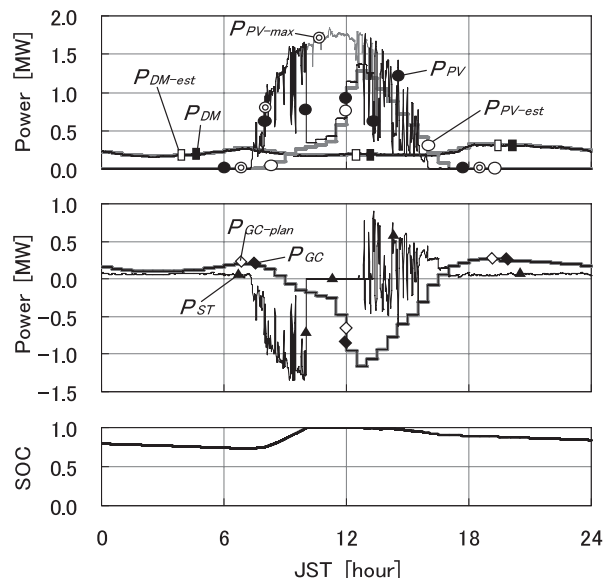


Fig. 3. Time-series simulation result on Oct. 5, 2007

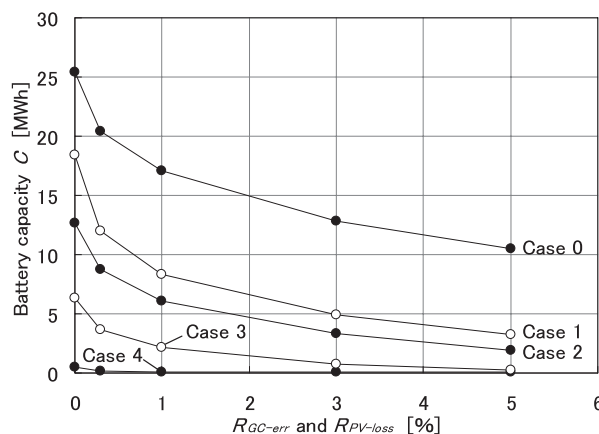


Fig. 4. Simulation results of required battery capacity

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

正員 嶋田 尊衛^{*,**} 学生員 川崎 憲広^{**}
 正員 植田 譲^{***} 正員 杉原 裕征^{****}
 正員 黒川 浩助^{**,***}

Study on Battery Capacity for Grid-connection Power Planning with Forecasts in Clustered Photovoltaic Systems

Takae Shimada^{*,**}, Member, Norihiro Kawasaki^{**}, Student Member, Yuzuru Ueda^{***}, Member,
 Hiroyuki Sugihara^{****}, Member, Kosuke Kurokawa^{**,***}, Member

This paper aims to clarify the battery capacity required by a residential area with densely grid-connected photovoltaic (PV) systems. This paper proposes a planning method of tomorrow's grid-connection power from/to the external electric power system by using demand power forecasting and insolation forecasting for PV power predictions, and defines an operation method of the electricity storage device to control the grid-connection power as planned. A residential area consisting of 389 houses consuming 2390 MWh/year of electricity with 2390 kW PV systems is simulated based on measured data and actual forecasts. The simulation results show that 8.3 MWh of battery capacity is required in the conditions of half-hour planning and 1% or less of planning error ratio and PV output limiting loss ratio. The results also show that existing technologies of forecasting reduce required battery capacity to 49%, and increase the allowable installing PV amount to 210%.

キーワード：集中連系型太陽光発電システム，自律度向上型地域 PV システム，シミュレーション，日射予測，蓄電池

Keywords: clustered photovoltaic system, autonomy-enhanced PV cluster, simulation, insolation forecasting, battery

1. はじめに

化石燃料使用量の増加と、これに伴う地球温暖化を抑制することが世界的な急務となっており、再生可能エネルギー利用の研究開発が進められている。特に導入可能ポテンシャルの高い太陽光発電（PV：Photovoltaic）への期待は大きく、「新・国家エネルギー戦略⁽¹⁾」に2030年までに火力発電

並みの発電コスト目標が記述されている他、「PV2030ロードマップ⁽²⁾」では日本全体の電力供給量の10%に相当する100GWのPV導入をベースケースとして想定している。しかしながらPVの発電量は気象条件である日射量に左右されるため、発電電力と需要電力の差を電力システムで処理する現在の系統連系システムでは、上記のような大量導入時における電力システムへの影響が懸念されている。そこで、PVに蓄電設備を付加し、発電電力の変動を補償する研究が従来から多く報告されている^{(3)~(9)}。

（独）新エネルギー・産業技術総合開発機構プロジェクトとしては、2004~2005年度まで「自律度向上型太陽光発電システム先導研究開発⁽¹⁰⁾」が実施された。その結果、PVが集中的に系統連系した住宅地域に関し、全ての一戸建て住宅へのPV導入を可能にする構想として、蓄電設備を付加して外部電力システムとの連系点電力を計画的に制御する「自律度向上型地域PVシステム（AE-PVC：Autonomy-Enhanced PV Cluster）⁽¹⁰⁾⁽¹¹⁾」コンセプトが提案された。しかしながら、集中連系状態の住宅地域において、連系点電力を計画・制御する研究報告は少なく、このとき必要な蓄電設備の容量は明らかになっていない。

* (株)日立製作所 日立研究所
 〒319-1292 日立市大みか町 7-1-1
 Hitachi Research Laboratory, Hitachi, Ltd.
 7-1-1, Omika-cho, Hitachi 319-1292

** 東京農工大学
 〒184-8588 小金井市中町 2-24-16
 Tokyo University of Agriculture and Technology
 2-24-16, Naka-cho, Koganei 184-8588

*** 東京工業大学
 〒152-8550 東京都目黒区大岡山 2-12-1
 Tokyo Institute of Technology
 2-12-1, Ookayama, Meguro-ku, Tokyo 152-8550

**** (株)関電工
 〒108-8533 東京都港区芝浦 4-8-33
 Kandenko Co., Ltd.
 4-8-33, Shibaura, Minato-ku, Tokyo 108-8533

筆者らは、2002～2007 年度まで群馬県太田市で実施された「集中連系型太陽光発電システム実証研究⁽¹²⁾」の測定データを解析してきた。本論文では、PV が集中連系した住宅地域に蓄電設備を導入した AE-PVC のシステム構成において、日射予測と需要予測に基づいて翌日の連系点電力を計画する方法を提案し、連系点電力を前日に計画した通りに制御する蓄電設備の制御方法を定義した。実証研究地域で測定されたデータを用い、また実際に日射量と需要電力を予測することにより予測誤差を含めたシミュレーションを実施して、連系点電力の計画・制御に必要な蓄電池容量を明確にした。

2. システム構成と計画・制御方法

〈2・1〉 システム構成 住宅地域において、全ての一戸建て住宅への PV 導入を可能にする構想として、Fig. 1 に示す自律度向上型地域 PV システム (AE-PVC: Autonomy-Enhanced PV Cluster) コンセプトが提案されている⁽¹⁰⁾⁽¹¹⁾。

この AE-PVC では、PV の集中連系状態においても AE-PVC 内の逆流フリーを実現するために、配電線各部の電圧を適正に保つ Series/Shunt Power Device や LPC が分散配置されている。外部系統とはルーターを介して連系し、このルーターは外部系統停電時の解列や非同期連系を実現する。また、AE-PVC 内には蓄電設備が交流接続され、この充放電を制御することにより外部系統との連系点電力を計画通りに制御する。このように多数の住宅に対し一括して蓄電設備を設置する構成では、1 軒ごとの日射変動や需要電力変動が多数の住宅間で打ち消し合う「ならし効果⁽¹³⁾」が期待できることから、住宅 1 軒ごとに蓄電設備を設置する構成と比べ、蓄電設備の総容量を抑制する効果を見込んでいる。このとき連系点電力は、蓄電設備の充電状態や、翌日の PV 電力予測値、需要電力予測値を参照して計画することが示されている。

本論文では、蓄電設備として双方向 AC-DC コンバータと蓄電池から成る Fig. 2 に示す構成を想定する。上記した AE-PVC における蓄電設備を 1 つに集約したシステム構成において、翌日の連系点電力を計画・制御するために必要な蓄電池容量を明確にすることを本論文の目的とする。

〈2・2〉 翌日の連系点電力の計画方法 現在の蓄電設備の充電状態 (SOC: State Of Charge)、および翌日の PV 電力と需要電力の予測値から連系点電力を計画する方法を説明する。本論文では、PV 電力および需要電力の変動や予測外れを補償し、少ない蓄電池容量で連系点電力を計画通りに制御する方針とする。連系点電力は、30 分ごとの電力を計画する 30 分間一定制御と、翌日 24 時間の電力を一定に保つ 24 時間一定制御について検討する。

AE-PVC においては、配電損失を無視すれば常に次式が成立する。

$$P_{GC}(t) = P_{DM}(t) - P_{PV}(t) - P_{ST}(t) \dots \dots \dots (1)$$

$P_{GC}(t)$: 連系点電力 (受電を正)

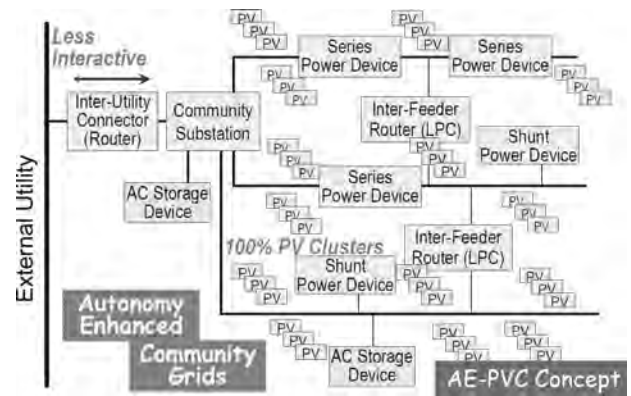


Fig. 1. AE-PVC configuration⁽¹⁰⁾⁽¹¹⁾.

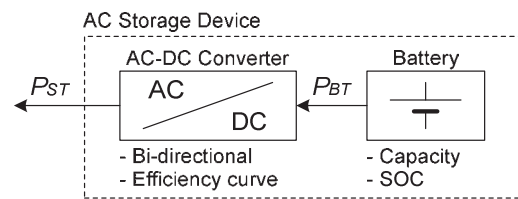


Fig. 2. Configuration of AC storage device.

- $P_{DM}(t)$: 需要電力
- $P_{PV}(t)$: PV 電力 (交流端)
- $P_{ST}(t)$: 蓄電設備放電電力 (交流端)

蓄電設備の容量は有限であり、SOC が完全放電状態の 0 や、満充電状態の 1 に達すると、それ以上の電力補償ができなくなるため、SOC を常に中間的な値に維持する仕組みが必要である。上式より、蓄電池容量を抑える方針の下で蓄電設備電力をゼロとすれば、連系点電力は需要電力予測値と PV 電力予測値の差として計画できる。また、PV 電力と需要電力が受動的に決まることを考慮すれば、SOC を適正值に維持するためには連系点電力を操作しなければならない。そこで、需要電力予測値と PV 電力予測値の差に、SOC を適正值に維持するための蓄電設備電力計画値を加味して連系点電力を計画する。

本論文では連系点電力を 1 日ごとに計画するため、SOC に管理目標値を設定して翌日 24 時間かけて SOC を目標値に戻すよう計画することにより、SOC を中間的な値に維持する方法を提案する。

$$P_{BT-plan}(D+1) = \{S_{est}(D+1, 0) - S_{ref}\} \cdot \frac{C}{24} \dots \dots \dots (2)$$

$$S_{est}(D+1, 0) = S(D, h_h) - P_{BT-plan}(D) \cdot \frac{48 - h_h}{C} \dots \dots \dots (3)$$

- $P_{BT-plan}(D)$: D 日の蓄電池放電電力計画値
- $S_{est}(D, h_h)$: D 日 h_h 半時開始時の SOC 予測値
- S_{ref} : SOC 管理目標値
- $S(D, h_h)$: D 日 h_h 半時開始時の蓄電池充電状態 (SOC: State Of Charge)
- C: 蓄電池電力量容量

0	1	2	...	46	47	h_h [half-hour]		
0:00	0:30	1:00	1:30	...	23:00	23:30	0:00	t [o'clock]

Fig. 3. Definition of h_h .

D : 日 [日]

h_h : 時刻 $\langle 0, 1, 2, \dots, 47 \rangle$ [半時]

ここで、時刻 h_h 半時を Fig. 3 に定義する。まず、現在の SOC と本日の蓄電池電力計画値から、翌日 0 時の SOC を予測する。この SOC 予測値を 24 時間かけて管理目標値に戻すための平均電力を計算し、翌日の蓄電池電力計画値とする。Fig. 2 に示した AC-DC コンバータの効率を考慮して蓄電設備電力計画値を算出する。

求めた蓄電設備電力計画値と、PV 電力および需要電力の予測値を用いて、30 分間一定制御では、翌日 30 分ごとの連系点電力を次式により計画する。

$$P_{GC-plan}(D+1, h_h) = P_{DM-est}(D+1, h_h) - P_{PV-est}(D+1, h_h) - P_{ST-plan}(D+1) \dots \dots \dots (4)$$

$P_{GC-plan}(D, h_h)$: D 日 h_h 半時の連系点電力計画値
 $P_{DM-est}(D, h_h)$: D 日 h_h 半時の需要電力予測値
 $P_{PV-est}(D, h_h)$: D 日 h_h 半時の PV 電力予測値
 $P_{ST-plan}(D)$: D 日の蓄電設備放電電力計画値

一方、24 時間一定制御では、翌日 24 時間の連系点電力を次式により計画する。これは、30 分間一定制御における翌日の計画値を平均したものである。

$$P_{GC-plan}(D+1) = \frac{1}{48} \sum_{h_h=0}^{47} \{P_{DM-est}(D+1, h_h) - P_{PV-est}(D+1, h_h)\} - P_{ST-plan}(D+1) \dots \dots \dots (5)$$

$P_{GC-plan}(D)$: D 日の連系点電力計画値

《2・3》 当日の蓄電設備の動作 当日は、連系点電力が前日に計画した値になるよう蓄電設備を充放電する。ここで、SOC が 0 や 1 に達した場合は、それ以上の放電や充電ができないため、次の動作を想定する。

Fig. 4 に、予測よりも PV 電力が小さい場合や需要電力が大きい場合の動作を示す。午前中は、蓄電設備が放電することにより連系点電力を計画値に合わせている。11 時には SOC が 0 まで低下し、これ以降は蓄電設備が放電できず、連系点電力は計画値と異なる点で動作している。このとき、連系点電力計画誤差および同率を次式にて定義する。

$$P_{GC-err}(t) = |P_{GC}(t) - P_{GC-plan}(t)| \dots \dots \dots (6)$$

$$R_{GC-err} = \frac{\int P_{GC-err}(t) dt}{\int |P_{GC}(t)| dt} \dots \dots \dots (7)$$

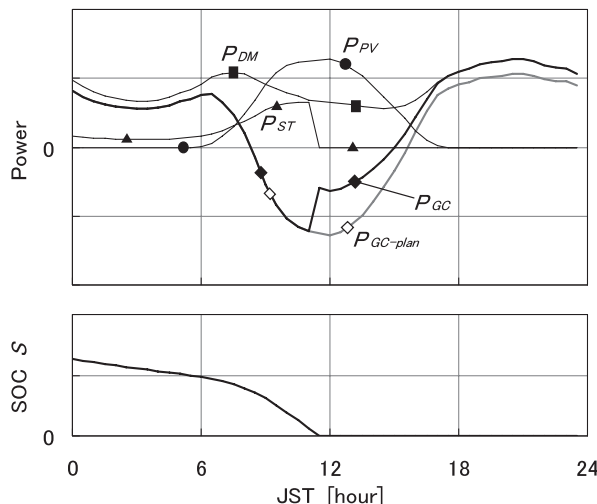


Fig. 4. Control method when SOC = 0.

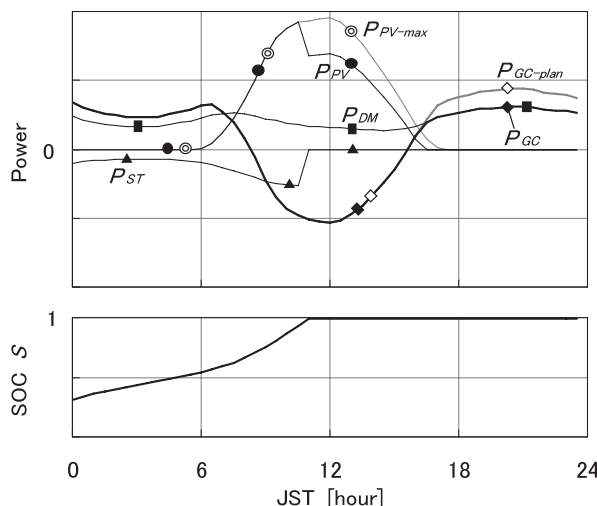


Fig. 5. Control method when SOC = 1.

$P_{GC-err}(t)$: 連系点電力計画誤差
 R_{GC-err} : 連系点電力計画誤差率

一方 Fig. 5 は、予測よりも PV 電力が大きい場合や需要電力が小さい場合の動作を示している。午前中は、蓄電設備を充電して連系点電力を計画値に合わせている。11 時には SOC が 1 まで上昇したため蓄電設備の充電を中止し、PV 電力を抑制することにより、引き続き連系点電力を計画値に維持している。このとき、PV 出力抑制損失および同率を次式にて定義する。

$$P_{PV-loss}(t) = P_{PV-max}(t) - P_{PV}(t) \dots \dots \dots (8)$$

$$R_{PV-loss} = \frac{\int P_{PV-loss}(t) dt}{\int P_{PV-max}(t) dt} \dots \dots \dots (9)$$

$P_{PV-loss}(t)$: PV 出力抑制損失
 $P_{PV-max}(t)$: 最大電力点における $P_{PV}(t)$
 $R_{PV-loss}$: PV 出力抑制損失率

16 時以降は PV 電力を完全に抑制しても連系点電力を計画値に維持することができず、(6) 式に定義した連系点電力計画誤差を生じながら動作している。

なお、上記 Fig. 4, Fig. 5 に示した動作説明図においては連系点電力計画値が連続的に変化しているが、30 分間一定制御時には 30 分ごとに、24 時間一定制御時には 24 時間ごとにステップ的に変化する。

3. 必要な蓄電池容量の明確化方法

連系点電力の計画・制御に必要な蓄電池容量を実測データに基づいたシミュレーションにより明らかにする。本論文では、実際に翌日の PV 電力と需要電力を予測することにより、予測誤差を含めた検討を実施する。

〈3・1〉 シミュレーション条件 シミュレーションに利用する実測データとして、2002～2007 年度まで群馬県太田市で（独）新エネルギー・産業技術総合開発機構のプロジェクトとして実施された「集中連系型太陽光発電システム実証研究⁽¹²⁾」の測定データを利用する。1 分以下等の速い日射変動が実証研究地域内の住宅間で打ち消し合う「ならし効果⁽¹³⁾」が報告されており、シミュレーションでは 1 分値データを用いる。PV 電力の算出には、精密日射計で測定された水平面の全天日射量、および代表的 3 面（南、東、西）アレイ温度を用いる。需要電力に関しては、2006～2007 年の 2 年間に 1 日以上連続欠測がない 389 軒について、全てのパワーコンディショナ（PCS：Power Conditioning Subsystem）出力電力と受電電力を足し合わせて生成した 389 軒合計需要電力を利用する。シミュレーションは、2007 年の 1 年間につき 1 分刻みで実施する。

PV 電力を予測するための日射予測に利用する 3 時間ごとの天気予報としては、実際に気象庁から発表された群馬県南部の地域時系列予報を用いる。なお、地域時系列予報とは、天気、気温、風を 3 時間単位で予報したものである⁽¹⁴⁾。毎日 17 時に発表された翌日 24 時までの天気を予報したものを利用し、18 時に連系点電力を計画する。

設置 PV 容量は、年間の等価システム運転時間が一般的な 1000 時間の場合に、PV 電力量と需要電力量が等しくなるよう定める。具体的には、2006 年の需要電力量 2390 MWh を 1000 時間で除して 2390 kW とする。これは、1 軒当たり 6.14 kW の設置に相当する。PV アレイの設置方位は、南に 50%、東に 25%、西に 25% の割合で容量を配分し、傾斜角は全て 30° とする。また、設置 PV 容量と等しい定格出力電力の PCS を想定し、PCS 電力変換効率を算出する。

シミュレーションでは、連系点電力計画誤差率および PV 出力抑制損失率をある値以下に抑えるために必要な蓄電池容量を求める。このとき SOC 管理目標値は、蓄電池容量が最小になるようシミュレーションを繰り返して調整する。また、日射予測精度や設置 PV 容量を変化させてシミュレーションし、蓄電池容量との関係を調査する。

〈3・2〉 シミュレーションモデル まず、日射データおよびアレイ温度データから PV 電力を算出するモデルを

説明する。日射データとして利用する水平面の全天日射量から、任意の方位角および傾斜角を持つ傾斜面（アレイ面）の日射量を推定する。まず、Erbs らの直散分離モデル⁽¹⁵⁾を用いて、全天日射量を太陽から直接入射する直達成分と天空からの散乱による散乱成分に分離する。次に、求めた水平面における直達成分と散乱成分から、傾斜面における直達成分、地面反射成分、散乱成分を推定し、これら 3 成分を合成して傾斜面日射量を推定する。ここで、直達成分は直接法、地面反射成分は均一反射モデル、散乱成分は Hay のモデル⁽¹⁶⁾を用いて推定する。これらのモデルの詳細は、各文献や文献(17)を参照されたい。

上記により推定したアレイ面日射強度から、PV アレイ出力電力を算出する。現在最も普及している結晶シリコン系太陽電池を想定し、1 ダイオードモデルから導出される基礎式⁽¹⁸⁾により基準 I-V カーブを生成する。JIS C 8913 換算式⁽¹⁹⁾⁽²⁰⁾を用いて、基準 I-V カーブを任意の日射強度およびアレイ温度の I-V カーブに変換し、最大電力点における電力を算出する。ただし、日射予測値から PV 電力を予測する場合は、アレイ温度を 25°C として算出する。この電力を設置 PV 容量に応じて定数倍する。

このようにして求めた PV アレイ出力電力は直流であり、交流端の PV 電力を算出するためには、PCS の電力損失を差し引く必要がある。ここでは、電力損失を出力電力の二次式でモデル化する。

$$P_{loss} = a_0 + a_1 P_{out} + a_2 P_{out}^2 \dots \dots \dots (10)$$

P_{loss} ：電力損失

P_{out} ：出力電力

a_0, a_1, a_2 ：モデル定数

ただし、 a_0 は無負荷時の損失、 a_1 の項はダイオードや IGBT の導通損失とスイッチング損失の一部、 a_2 の項は MOS-FET や配線など純抵抗成分の導通損失に相当する。本論文では、2008 年 2 月時点で国内最高の効率を達成した住宅用 PCS⁽²¹⁾ の設置を想定し、最小二乗法によりモデル定数を決定する。シミュレーション時には、設置する PCS 定格出力電力によりモデル定数をスケールリングして用いる。

次に、蓄電設備のシミュレーションモデルを説明する。想定するシステム構成は Fig. 2 に示した通りである。双方向 AC-DC コンバータのモデルは、双方向動作とも PCS と同様の (10) 式およびモデル定数とする。定格出力電力は、実際のシミュレーションにて観測される最大電力と同一とし、モデル定数をスケールリングして用いる。

蓄電池に関しては、PV 向けの詳細なシミュレーションモデル⁽²²⁾が提案されている。しかしながら本論文では、将来の AE-PVC を検討対象としていることから、シミュレーション結果に一般性を持たせるために蓄電池の種類を特定せず、電力量容量と SOC を規定して内部抵抗を持たない理想蓄電池を想定する。

〈3・3〉 日射予測 筆者らは PV の発電電力を予測す

るために、天気予報を用いた日射予測手法を提案している。本手法は、3時間ごとの天気予報を用いて、翌日の全天日射量を1時間値で予測するものである。天気予報の変化パターンを分類することにより、東京地点において比較的高い精度で予測できることを既に報告した⁽²³⁾。今回、本手法により実証研究地域の日射量を予測する。

日射予測に必要なデータの生成には、2003～2006年の4年間に気象庁前橋地点で観測された気象データを用いる。この気象データは、気象庁ウェブサイト⁽⁴⁾で閲覧できる。本論文では30分ごとの日射予測値を得るため、次式により日射の総量を変化させずに直線補完し、本手法で予測する日射1時間値を30分値に分割する。

$$G_E(h) = 0.75 \cdot G(h) + 0.25 \cdot G(h - 1) \dots\dots\dots (11)$$

$$G_L(h) = 0.75 \cdot G(h) + 0.25 \cdot G(h + 1) \dots\dots\dots (12)$$

$G(h)$: 時刻 h 時 0～60 分の 1 時間平均日射強度

$G_E(h)$: 時刻 h 時 0～30 分の 30 分平均日射強度

$G_L(h)$: 時刻 h 時 30～60 分の 30 分平均日射強度

h : 時刻 <0～23> [時]

〈3・4〉 需要予測方法 2006年の389軒合計需要電力データを用いて、曜日ごとに年平均日負荷曲線を求めた結果をFig. 6に示す(祝日は考慮していない)。このような周期性を考慮した需要予測手法としてHolt-Winters法⁽²⁴⁾を参考にし、本論文では1日周期と7日周期の成分を考慮して、次式により需要電力を予測する。

$$P_{DM-est}(D + \delta, h_h) = P_{DM-est1}(D, h_h) + \delta \cdot P_{DM-est0}(D, h_h) + P_{DM-est7}(D - 7 + \delta, h_h) \dots\dots\dots (13)$$

$$P_{DM-est1}(D, h_h) = \alpha_1 \{P_{DM}(D, h_h) - P_{DM-est7}(D - 7, h_h)\} + (1 - \alpha_1) \cdot P_{DM-est1}(D - 1, h_h) \dots\dots\dots (14)$$

$$P_{DM-est0}(D, h_h) = \alpha_0 \{P_{DM-est1}(D, h_h) - P_{DM-est1}(D - 1, h_h)\} + (1 - \alpha_0) \cdot P_{DM-est0}(D - 1, h_h) \dots\dots\dots (15)$$

$$P_{DM-est7}(D, h_h) = \alpha_7 \{P_{DM}(D, h_h) - P_{DM-est1}(D, h_h)\} + (1 - \alpha_7) \cdot P_{DM-est7}(D - 7, h_h) \dots\dots\dots (16)$$

δ : δ 日先を予測 ($\delta = 2$ で 48 時間先を予測)

$P_{DM-est1}(D, h_h)$: $P_{DM-est}(D, h_h)$ の 1 日周期成分

$P_{DM-est0}(D, h_h)$: $P_{DM-est}(D, h_h)$ のトレンド成分

$P_{DM-est7}(D, h_h)$: $P_{DM-est}(D, h_h)$ の 7 日周期成分

$\alpha_1, \alpha_0, \alpha_7$: 各周期成分の平滑定数

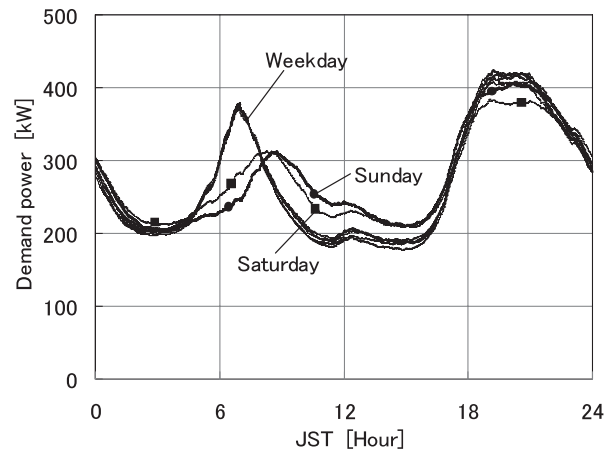


Fig. 6. Daily load curves in 2006.

本論文では、毎日18時に翌日の連系点電力を計画するため、最大で30時間先を予測する必要があることから、 $\delta = 2$ として常に48時間先を予測する。

平滑定数 $\alpha_1, \alpha_0, \alpha_7$ は、上式により2006年の需要電力を予測したときの積算誤差が最小になるよう定める。このとき各周期成分の初期値は、2006年の曜日別日負荷曲線30分値を用い、2006年1月1日が日曜であることに留意して次式により設定する。ただし、1月1日を $D = 1$ とする。

$$P_{DM-est1}(0, h_h) = \frac{1}{7} \sum_{w=1}^7 P_{DM-DLC}(w, h_h) \dots\dots\dots (17)$$

$$P_{DM-est0}(0, h_h) = 0 \dots\dots\dots (18)$$

$$P_{DM-est7}(w - 7, h_h) = P_{DM-DLC}(w, h_h) - \frac{1}{7} \sum_{w=1}^7 P_{DM-DLC}(w, h_h) \dots\dots\dots (19)$$

$P_{DM-DLC}(w, h_h)$: w 曜日の日負荷曲線 (2006年)

w : 曜日 (1 : 日, 2 : 月, 3 : 火, ..., 7 : 土)

4. シミュレーション結果

〈4・1〉 日射・需要予測精度 始めに、日射および需要予測値を実測データと比較して予測精度を検証する。

Fig. 7に、天気予報を用いて予測した実証研究地域の全天日射量の予測誤差率を月ごとに示す。1年間の平均誤差率は、30分値で予測した場合は26.7%、1時間値で予測した場合は25.4%であり、1時間値を30分値に分割することによる予測精度の低下は少なかった。また、日積算値で予測した場合の誤差率は19.4%であった。ここで、長い時間ごとに予測した場合には、時間内で誤差の正負が打ち消しあうため、一般的に誤差率が低下する。本手法を東京地点に適用した場合の誤差率は、1時間値で30.2%、日積算値で23.5%⁽²³⁾であり、実証研究地域は東京地点より高い精度で日射予測できる結果となった。これは、東京は他の地域と比較して日射予測が難しい⁽²⁵⁾ためと考えている。

次に、天気予報が外れることに起因する誤差を除くため、

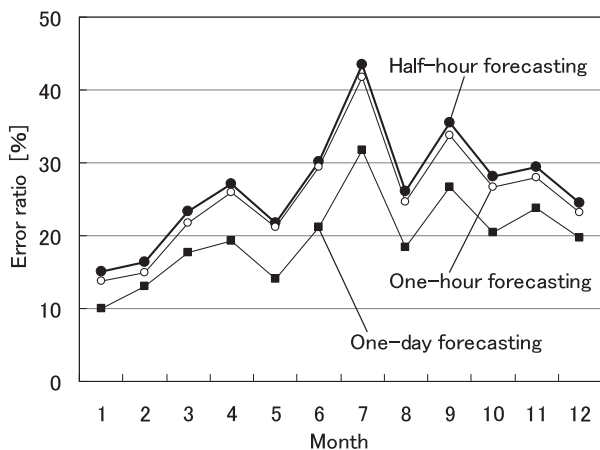


Fig. 7. Insolation forecasting results.

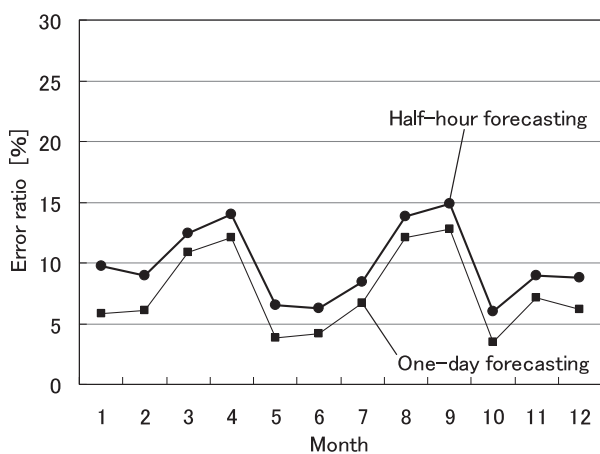


Fig. 8. Demand forecasting results.

気象庁前橋地点で観測された気象データから実際の天気を推定⁽²³⁾し、これに基づいて日射量を予測した。その結果、誤差率は30分値で23.0%，1時間値で21.6%，日積算値で16.0%に減少した。

Fig. 8には、常に48時間先の389軒合計需要電力を予測したときの予測誤差率を月ごとに示す。1年間の平均誤差率は、30分値で予測した場合は10.1%，日積算値で予測した場合は7.7%であった。このように需要予測誤差率は、日射予測誤差率と比較して半分以下と小さかった。

〈4・2〉時系列シミュレーション結果

10月5日(金)の30分間一定制御のシミュレーション結果をFig. 9に示す。シミュレーション条件は、次節で述べる連系点電力計画誤差率およびPV出力抑制損失率がともに1%，すなわち蓄電池容量8.3MWhの結果である。需要電力は1日を通して予測値と良く一致した。しかしながらPV電力に関しては、午前中に予測値を大きく上回った。これは、この日の天気は6~9時が雨、9~12時が曇、12時以降が晴と予報されていたため午前中のPV電力を低く予測したが、実際には1日を通して良く晴れたためである。

まず、0時から蓄電設備が放電し、高いSOCを徐々に低下させている。7時からPV電力が予測を上回ったため、蓄電設備を充電しつつPV電力の変動を補償して、連系点電

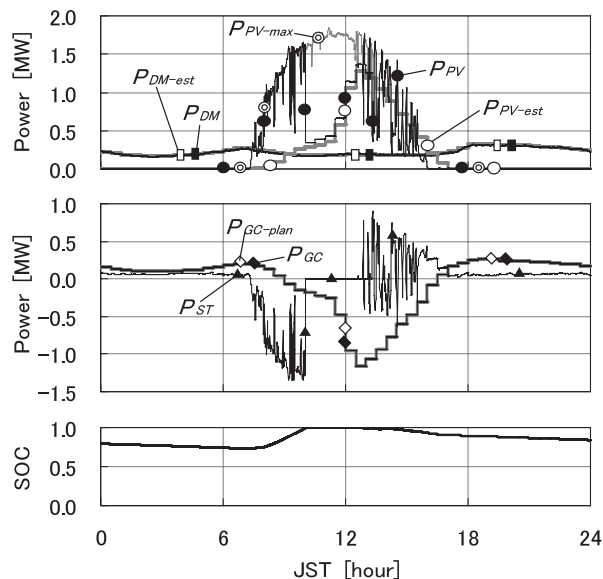


Fig. 9. Time-series simulation result on Oct. 5, 2007.

力を計画通りに制御している。しかし10時には、SOCが1に達して充電を継続できなくなったため、PV電力を抑制することにより連系点電力を引き続き計画値に維持している。13時以降はPV電力が予測値と良く一致しており、蓄電設備はPV電力の変動を補償する動作となっている。最終的に、この日は1日を通して連系点電力が計画値から外れることはなかった。

このように本論文で実施したシミュレーションでは、システムの動作を詳細に検討できること、および2章に示した通りに動作することを確認した。

〈4・3〉連系計画誤差率・PV抑制損失率と蓄電池容量

蓄電池容量を変化させてシミュレーションを繰り返し、連系点電力計画誤差率 R_{GC-err} およびPV出力抑制損失率 $R_{PV-loss}$ をある値以下に抑えるために必要な蓄電池容量を求めた。結果をFig. 10に示す。

(a) 30分間一定制御の場合、連系点電力を計画値から一度も逸脱せず、かつPV出力を一度も抑制せずに動作させるためには、 $R_{GC-err} = 0$ かつ $R_{PV-loss} = 0$ の結果から18.4MWhの蓄電池容量が必要である。ここから R_{GC-err} や $R_{PV-loss}$ の増加を許容すれば蓄電池容量を削減できるが、どちらか一方の増加を許容しても蓄電池容量の削減効果は小さくなっている。図中、点線で示すように、 R_{GC-err} と $R_{PV-loss}$ の増加を同程度許容した場合には効率的に蓄電池容量を削減でき、1%まで許容した場合は8.3MWh、5%まで許容した場合は3.2MWhまで削減できる結果となった。

(b) 24時間一定制御の場合には、1日分のPV電力と需要電力の変動を吸収する必要があることから、より大きな蓄電池容量が必要となる。 R_{GC-err} と $R_{PV-loss}$ を許容しない場合は22.3MWh、1%まで許容した場合は13.2MWh、5%まで許容した場合でも9.0MWhまでの削減に留まった。

シミュレーションでは、各 R_{GC-err} 、 $R_{PV-loss}$ の条件において蓄電池容量が最小になるようSOC管理目標値を定め

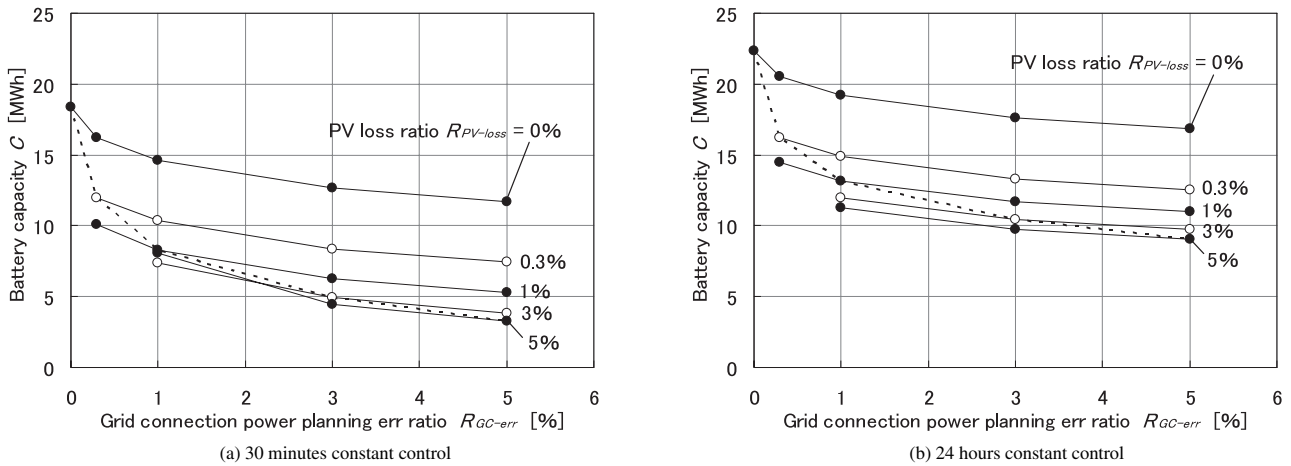


Fig. 10. Grid connection power planning err ratio R_{GC-err} and PV loss ratio $R_{PV-loss}$ vs. required battery capacity C .

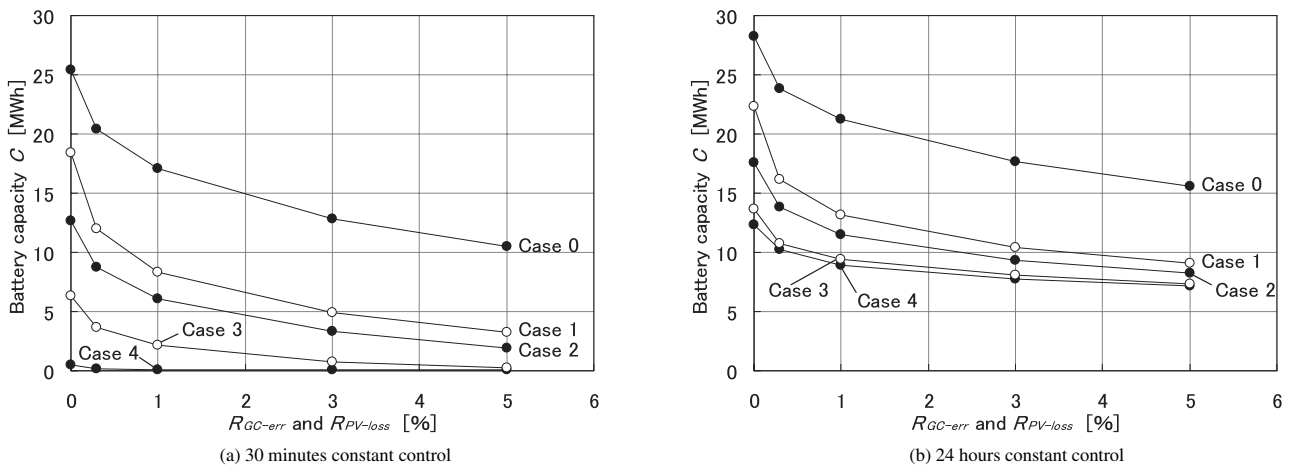


Fig. 11. Insolation/demand forecasting accuracy vs. required battery capacity C .

た。蓄電池容量を固定した場合、この目標値を低くすると放電可能電力量が減り R_{GC-err} が増加し、逆に目標値を高くすると充電可能電力量が減り $R_{PV-loss}$ が増加する特性を示した。

〈4・4〉 日射・需要予測精度と蓄電池容量 連系点電力計画誤差率 R_{GC-err} と PV 出力抑制損失率 $R_{PV-loss}$ を同じ値以下に抑えた場合につき、日射・需要予測精度と必要な蓄電池容量との関係を調査した。ここで、予測精度が変化したケースとして、次の5ケースを想定した。

- Case 0 (日射非予測ケース)：日射予測時に天気予報を用いず、毎日年平均の全天日射量曲線を用いて予測。需要予測は3章に記した方法で実施。
- Case 1 (基本ケース)：日射予測、需要予測ともに3章に記した方法で実施。
- Case 2 (天気予報的中ケース)：日射予測時に用いる天気予報として、気象データから推定した実際の天気を利用。需要予測はCase 1と同じ。
- Case 3 (予測精度向上ケース)：日射予測誤差および需要予測誤差が常にCase 2比50%低減。
- Case 4 (予測的中ケース)：日射予測誤差および需要予測誤差が常に0。

Fig. 11 に結果を示す。(a) 30 分間一定制御、(b) 24 時間一定制御ともに、Case 0 から Case 1 への蓄電池容量削減効果が大きく、日射予測の重要性を示す結果となった。

30 分間一定制御において、 R_{GC-err} と $R_{PV-loss}$ を 1% 以下に抑えた場合に注目すると、日射量を予測することにより蓄電池容量が 17.1 MWh から 8.3 MWh へ半分以下に削減された。さらに Case 2 の結果から、日々の天気予報が的中すると 6.1 MWh まで削減できることが分かった。なお、Case 4 においても、 R_{GC-err} と $R_{PV-loss}$ を 0% に抑えるためには 30 分間の連系点電力を一定値に保つために蓄電設備の充放電が必要であり、僅かながら蓄電池容量が必要であった。

24 時間一定制御では、1 日分の PV 電力と需要電力の変動を吸収する必要があるため、予測的中しても蓄電池容量がある程度必要である点が 30 分間一定制御と異なる。

〈4・5〉 設置 PV 容量と蓄電池容量 連系点電力計画誤差率 R_{GC-err} と PV 出力抑制損失率 $R_{PV-loss}$ を 1% 以下に抑えた場合につき、設置 PV 容量および日射・需要予測精度と必要な蓄電池容量との関係を調査した。3 章に記した設置 PV 容量 2390 kW を PV 設置率 1.0 とし、これを 0.2~2.0 まで変化させてシミュレーションを実施した。

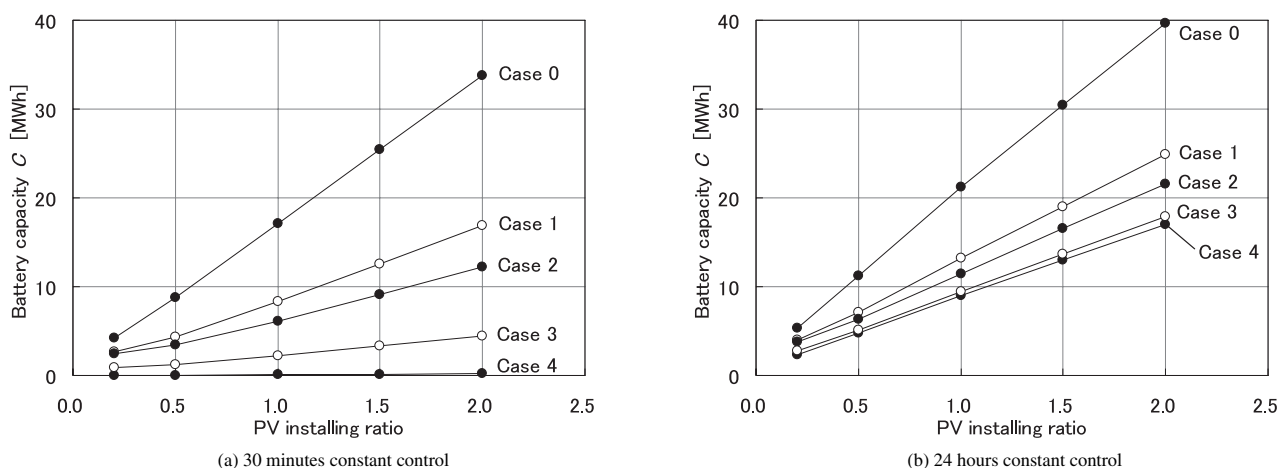


Fig. 12. Installing PV rated power vs. required battery capacity C .

Fig. 12 に示す結果において、(a) 30 分間一定制御、(b) 24 時間一定制御ともに、設置 PV 容量と必要な蓄電池容量は、予測精度によらず概ね比例関係にあると言える。また、日射量を予測することの効果は大きい。30 分間一定制御において、容量 10 MWh の蓄電池を設置した場合、現状の日射予測技術でも当該地域に導入可能な PV 容量を 1360 kW から 2870 kW へ 2.1 倍に引き上げられることを示している。

5. まとめ

PV が集中連系した住宅地域に蓄電設備を導入したシステム構成において、日射予測と需要予測に基づいて翌日の連系点電力を計画する方法を提案し、連系点電力を前日の計画通りに制御する蓄電設備の制御方法を定義した。

住宅 389 軒から成る年需要電力量 2390 MWh の地域に、1 軒当たり 6.14 kW に相当する計 2390 kW の PV 導入を想定し、集中連系型 PV システムの実証研究地域で測定されたデータを用いてシミュレーションを実施した。実際に日射量と需要電力を予測することにより予測誤差を含めた検討を実施し、連系点電力の計画・制御に必要な蓄電池容量を明確にした。

連系点電力が 30 分ごとに一定の値になるよう計画・制御する場合、連系点電力計画誤差率と PV 出力抑制損失率を 5% 以下に抑えるためには 3.2 MWh、同 1% 以下に抑えるためには 8.3 MWh、計画誤差と PV 出力抑制を全く認めない場合は 18.4 MWh の蓄電池容量が必要である。

日射量を予測することによる蓄電池容量削減効果は大きく、連系点電力計画誤差率と PV 出力抑制損失率を 1% 以下に抑える場合、現状の日射予測技術でも蓄電池容量を 49% に削減できる。容量 10 MWh の蓄電池を設置した場合は、日射量を予測することにより当該地域に導入可能な PV 容量を 2.1 倍に増加できる。

翌日 24 時間の連系点電力を一定値に計画・制御する場合、5~10 MWh 程度の蓄電池容量を追加する必要がある。

今後は、連系点電力計画方法の洗練により蓄電池容量の削減を検討する。また、スポット市場における電力取引へ

の適合性を検討する予定である。

なお、本研究は(独)新エネルギー・産業技術総合開発機構の助成を受けて実施した。

(平成 20 年 10 月 14 日受付, 平成 21 年 1 月 19 日再受付)

文 献

- (1) 資源エネルギー庁:「新・国家エネルギー戦略」, <http://www.meti.go.jp/press/20060531004/20060531004.html> (2006)
- (2) NEDO, PV2030 検討委員会:「2030 年に向けた太陽光発電ロードマップ (PV2030)」, http://www.nedo.go.jp/informations/other/161005_1/161005.1.html (2004)
- (3) S.J. Chiang, K.T. Chang, and C.Y. Yen: “Residential Photovoltaic Energy Storage System”, *IEEE Trans. Industrial Electronics*, Vol.45, No.3, pp.385–394 (1998)
- (4) F. Giraud and Z.M. Salameh: “Analysis of the Effects of a Passing Cloud on a Grid-Interactive Photovoltaic System with Battery Storage using Neural Networks”, *IEEE Trans. Energy Conversion*, Vol.14, No.4, pp.1572–1577 (1999)
- (5) S. Suzuki, H. Kita, K. Nishiya, and J. Hasegawa: “A Method for Economic Evaluation of Photovoltaic Systems Considering Dispersed-type Energy Storage Systems”, *T. IEE Japan.*, Vol.119-B, No.12, pp.1383–1391 (1999-12) (in Japanese)
鈴木 聡・北 裕幸・西谷健一・長谷川淳:「分散型電力貯蔵装置を考慮した太陽光発電システムの経済性評価手法」, 電学論 B, **119**, 12, pp.1383–1391 (1999-12)
- (6) S. Machida and T. Tani: “Introduction Effect of the Load Leveling System with Solar Cell and Storage Battery”, *IEEJ Trans. PE*, Vol.123, No.1, pp.37–46 (2003-1) (in Japanese)
町田定之・谷 辰夫:「太陽電池・蓄電池を利用した負荷準化システムの導入効果」, 電学論 B, **123**, 1, pp.37–46 (2003-1)
- (7) M. Yamaguchi, A. Iga, K. Ishihara, D. Wada, K. Yoshii, and O. Sueda: “Study for Merit of Battery Combined Photovoltaic Generation System for Residential House”, *IEEJ Trans. PE*, Vol.123, No.3, pp.402–411 (2003-3) (in Japanese)
山口雅英・伊賀 淳・石原 薫・和田大志郎・吉井清明・末田 統:「太陽光発電・蓄電池組合せシステムのメリットに関する研究」, 電学論 B, **123**, 3, pp.402–411 (2003-3)
- (8) S. Bando, H. Asano, T. Tokumoto, T. Tsukada, and T. Ogata: “Sensitivity Analysis of the Capacity of Battery and Photovoltaic Generation and Contracted Demand of Purchased Power in a Microgrid”, *IEEJ Trans. PE*, Vol.127, No.7, pp.783–790 (2007-7)
- (9) T. Shimakage, J. Sumita, N. Uchiyama, T. Kato, and Y. Suzuoki: “Supply and Demand Control of Distributed Generators in a Microgrid for New Energy”, *IEEJ Trans. PE*, Vol.128, No.1, pp.143–150 (2008-1) (in Japanese)
島陰豊成・角田二郎・内山倫行・加藤丈佳・鈴置保雄:「新エネルギーの普及を目的としたマイクログリッドにおける分散型電源の需給制御」, 電学論 B, **128**, 1, pp.143–150 (2008-1)
- (10) NEDO 委託業務成果報告書:「自律度向上型太陽光発電システム先導研究開発」, No.100009186 (2006)

- (11) K. Kurokawa: "Further Considerations on Solar PV Community Concept Consisting of Massive Roof-top PVs and Domestic Loads", Proc. of 22nd European Photovoltaic Solar Energy Conf., pp.2889-2894, Milan, Italy (2007)
- (12) NEDO ウェブサイト:「集中連系型太陽光発電システム実証研究」, <http://www.nedo.go.jp/activities/portal/p02050.html>
- (13) N. Kawasaki, K. Kitamura, H. Sugihara, S. Nishikawa, and K. Kurokawa: "Analysis of Fluctuation Characteristics of PV System According to the Array Configuration", 17th International Photovoltaic Science and Engineering Conf. Technical Digest, pp.655-656, Fukuoka, Japan (2007)
- (14) 気象庁ウェブサイト, <http://www.jma.go.jp>
- (15) D.G. Erbs, S.A. Klein, and J.A. Duffie: "Estimation of the Diffuse Radiation Fraction for Hourly, daily and Monthly Average Global Radiation", Sol.Energy, 28-4, pp.293-302 (1982)
- (16) J.E. Hay: "A Study of Shortwave Radiation on Non-horizontal Surfaces. Report No.79-12", Atmospheric Environment Service, Downsview, Ontario, p.140 (1979)
- (17) 新太陽エネルギー利用ハンドブック編集委員会: 新太陽エネルギー利用ハンドブック, 日本太陽エネルギー学会 (2000)
- (18) 黒川浩助・若松清司: 太陽光発電システム設計ガイドブック, オーム社 (1994)
- (19) Japanese Industrial Standards Committee: "Measuring method of output power for crystalline solar cells", JIS C 8913 (2005) (in Japanese)
日本工業規格:「結晶系太陽電池セル出力測定方法」, JIS C 8913 (2005)
- (20) International Electrotechnical Commission: "Photovoltaic devices—Part 1: Measurement of photovoltaic current-voltage characteristics", IEC 60904-1 (2006)
- (21) 三菱電機ウェブサイト:「三菱住宅用太陽光発電システム」, <http://www.mitsubishielectric.co.jp/service/taiyo/jutaku/index.htm>
- (22) T. Shimada and K. Kurokawa: "Modeling Method for Lead-acid Battery Simulation Using Step Changing Current", *IEEE Trans. PE*, Vol.128, No.8, pp.1027-1034 (2008-8) (in Japanese)
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」, 電学論 B, **128**, 8, pp.1027-1034 (2008-8)
- (23) T. Shimada and K. Kurokawa: "Insolation Forecasting Using Weather Forecast with Weather Change Patterns", *IEEE Trans. PE*, Vol.127, No.11, pp.1219-1225 (2007-11) (in Japanese)
嶋田尊衛・黒川浩助:「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, **127**, 11, pp.1219-1225 (2007-11)
- (24) National Institute of Standards and Technology: "NIST/SEMATECH e-Handbook of Statistical Methods", <http://www.itl.nist.gov/div898/handbook> (2006)
- (25) H. Murata, S. Oke, H. Takikawa, and T. Sakakibara: "Forecasting of Time-Series Solar Irradiance in Nationwide Various Places for Forecast of Amount of PV Power Generation", Proc. of JSES/JWEA Joint Conf. (Renewable Energy 2006 Japan Day), pp.105-108 (2006) (in Japanese)
村田浩之・桶真一郎・滝川浩史・榊原建樹:「PV 発電量予報に向けた全国各地の時系列日射量予測」, 太陽/風力エネルギー講演論文集 (Renewable Energy 2006 Japan Day), pp.105-108 (2006)

嶋田尊衛 (正員) 1980年8月5日生。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(株)日立製作所日立研究所入社。2006年4月東京農工大学大学院工学府博士後期課程入学。現在, 同社にて主に電源システムの回路と制御の研究, 同大学にて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, パワーエレクトロニクス学会会員。



川崎憲広 (学生員) 1981年8月7日生。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。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会員。



植田 譲 (正員) 1972年8月24日生。1995年3月信州大学理学部物理学科卒業。同年, アプライドマテリアルズジャパン(株)入社。2003年まで半導体製造プロセスの開発に従事。2004年4月東京農工大学大学院工学府に入学。2007年卒業。同年4月, 東京農工大学工学府特任助教。2008年4月, 産業技術総合研究所特別研究員。同年10月, 東京工業大学特任助教, 現在に至る。主に太陽光発電システムの評価と系統連系に関する研究に従事。博士(工学)。日本太陽エネルギー学会, 応用物理学会会員。



杉原裕征 (正員) 1950年8月15日生。1976年3月東京電機大学大学院工学研究科修士課程修了。同年4月(株)関電工入社。現在, 技術開発本部に勤務。主に太陽光発電システムの研究に従事。工学博士。電気設備学会会員。



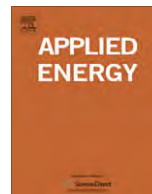
黒川浩助 (正員) 1942年8月16日生。1965年3月早稲田大学第一理工学部電気工学科卒業。同年4月通商産業省工業技術院電気試験所入所後, 高電圧直流送電の研究に従事。1974年よりサンシャイン計画などで太陽エネルギー・太陽光発電の研究。1996年5月東京農工大学教授に転任。2008年4月より東京工業大学統合研究院特任教授および東京農工大学特任教授。早稲田大学工学博士。東京農工大学名誉教授。再生可能エネルギー協議会代表, 国際太陽エネルギー学会理事。IEEE など会員。





Contents lists available at ScienceDirect

Applied Energy

journal homepage: www.elsevier.com/locate/apenergy

Life cycle assessment and evaluation of energy payback time on high-concentration photovoltaic power generation system

A. Nishimura^{a,*}, Y. Hayashi^a, K. Tanaka^a, M. Hirota^a, S. Kato^a, M. Ito^b, K. Araki^c, E.J. Hu^d

^a Division of Mechanical Engineering, Graduate School of Engineering, Mie University, 1577 Kurimamachiya-cho, Tsu, Mie 514-8507, Japan

^b Integrated Research Institute, Tokyo Institute of Technology, 16-25 2-12-1 Ookayama, Meguro-ku, Tokyo 152-8550, Japan

^c R&D Lab, Daido Steel Co., Ltd., 2-30 Daido-cho, Minami-ku, Nagoya 457-8545, Japan

^d School of Mechanical Engineering, The University of Adelaide, North Terrace, Adelaide, SA 5005, Australia

ARTICLE INFO

Article history:

Received 16 February 2009

Received in revised form 3 May 2009

Accepted 6 August 2009

Available online xxxxx

Keywords:

High-concentration photovoltaic power generation system
Life cycle assessment
Energy payback time
Gobi desert

ABSTRACT

In this study, the environmental load of photovoltaic power generation system (PV) during its life cycle and energy payback time (EPT) are evaluated by LCA scheme. Two hypothetical case studies in Toyohashi, Japan and Gobi desert in China have been carried out to investigate the influence of installation location and PV type on environmental load and EPT. The environmental load and EPT of a high-concentration photovoltaic power generation system (hcpV) and a multi-crystalline silicon photovoltaic power generation system (mc-Si PV) are studied. The study shows for a PV of 100 MW size, the total impacts of the hcpV installed in Toyohashi is larger than that of the hcpV installed in Gobi desert by 5% without consideration of recycling stage. The EPT of the hcpV assumed to be installed in Gobi desert is shorter than EPT of the hcpV assumed to be installed in Toyohashi by 0.64 year. From these results, the superiority to install PV in Gobi desert is certificated. Comparing with hcpV and mc-Si PV, the ratio of the total impacts of mc-Si PV to that of hcpV is 0.34 without consideration of recycling stage. The EPT of hcpV is longer than EPT of mc-Si PV by 0.27 year. The amount of global solar radiation contributing to the amount of power generation of mc-Si PV is larger than the amount of direct solar radiation contributing to the amount of power generation of hcpV by about 188 kW h/(m² year) in Gobi desert. Consequently, it appears that using mc-Si PV in Gobi desert is the best option.

© 2009 Elsevier Ltd. All rights reserved.

1. Introduction

Fossil fuel depletion and global warming are serious environmental problems in the world. It is predicted that the energy demand will be increased rapidly in the near future. Therefore, a new energy supply system which is different from the traditional fossil fuels consumption systems is necessary to be developed. To realize the challenge, many renewable energy technologies are examined in the R&D stage. Among these technologies, high-concentration photovoltaic power generation system (hcpV) has the advantage, which is over many other PV systems, of high power conversion efficiency by small solar cell chip with the aid of solar radiation concentration lens. However, all PV systems including hcpV inevitably require the natural materials and energy in its manufacturing, transportation, and installation stages and emit the exhaust and scrap in the waste disposal stage. Therefore, it is necessary to evaluate the overall environmental impact of PV system during its entire life cycle quantitatively. In addition, due to

the low intensity of nature solar energy, large land area is needed for installation of large-scale solar systems, e.g. hcpV. Some researchers have reported LCA of PV system on mono or multi-crystalline silicon cell, amorphous cell, and thin-film type [1–11]. Kato et al. reported the result of LCA and CO₂ payback time evaluation on Dye-Sensitized Solar Cell [12]. However, according to the literature survey by the authors, there is no LCA research on hcpV, except one paper on the energy payback time (EPT) evaluation of hcpV [13].

In this study, the environmental load of the large-scale PV system during its life cycle is evaluated by LCA scheme. In addition, EPT which is usually used for energy recovery evaluation of PV system is also estimated. To investigate the influence of installation location on environmental load and EPT, we assumed two installation locations for the study: one is Toyohashi in Japan and the other is Gobi desert in China. Toyohashi is a typical city where there is relative good solar resource in Japan. Gobi desert has the merits as follows: (1) installation stability of foundation (since Gobi desert belongs to a gravel desert which are not sandy or rocky place), (2) large amount of solar radiation, and (3) short distance of power supply to northern cities area in China.

To build a large-scale hcpV, a desert area is usually thought to be a good candidate for installation. However, it has demerits as

* Corresponding author. Tel./fax: +81 59 231 9747.

E-mail addresses: nishimura@mach.mie-u.ac.jp (A. Nishimura), ito@iri.titech.ac.jp (M. Ito), k-araki@ac.daido.co.jp (K. Araki), eric.hu@adelaide.edu.au (E.J. Hu).

Nomenclature

<i>AP</i>	air pollution	<i>ND</i>	natural resource depletion
<i>AR</i>	acid rain	<i>OD</i>	ozone depletion
<i>CED</i>	cumulated energy demand at each stage or process (kJ)	<i>P</i>	loader's maximum allowable amount of a factor expressed in the physical unit (kg)
<i>CED_{system}</i>	cumulated energy demand of the system through the life cycle (primary energy base) (kJ)	<i>R_{prim}</i>	conversion factor between electricity and primary energy (kJ/kW h)
<i>E_{inverter}</i>	electrical energy consumption of the inverter per year (kW h/year)	<i>WP</i>	water pollution
<i>E_{tracking}</i>	electrical energy consumption of the tracking motor per year (kW h/year)	<i>x_i</i>	amount of the environmental factor <i>i</i> (kg)
<i>E_{year}</i>	electrical energy of the system produced in one year (kW h/year)	<i>Subscript</i>	
<i>E_{cL}</i>	eco-load (NETS)	<i>i</i>	environmental factor
<i>ELM</i>	environmental load module (NETS/kg)	<i>Superscripts</i>	
<i>EPT</i>	energy payback time (year)	<i>G</i>	global (environmental load relates to the global area)
<i>FD</i>	fossil fuel depletion	<i>j</i>	impact category
<i>GW</i>	global warming	<i>R</i>	regional (environmental load relates to the regional area)
<i>LD</i>	landfill depletion	<i>δ</i>	related area
<i>MEV</i>	maximum Eco-load value (NETS)		

well: (1) The PV's electrical efficiency decreases because of high ambient temperature, (2) Energy consumption by long distance transportation of the parts of PV system to the desert area from the manufacturing place, and (3) The PV's electrical efficiency decreases because of covering of the solar cell surface or lens surface by sand. In this paper, these merits and demerits are studied to understand whether they have significant influence on the life cycle of the system.

In this study, besides the influence of installation location, the influence of PV system type is investigated as well. We select a multi-crystalline silicon photovoltaic power generation system (mc-Si PV), which is a flat plate type established on the roof usually, as the competitor for hcpV. The environmental load and *EPT* of hcpV and mc-Si PV, which are assumed to be installed in Gobi desert, are estimated.

2. Definition of goal and scope

The study is to evaluate the total impact including *EPT* of hcpV (in different locations) and compare them with the mc-Si PV, through their life cycles, using the impact assessment method "LCA-NETS", which has been developed by our research group [14–17]. Two scenarios were set: (1) The hcpV are installed in Gobi desert China and Toyohashi Japan, and (2) Both hcpV and mc-Si PV are installed in Gobi desert. Fig. 1 shows the system boundary of this study's LCA, while Fig. 2 shows the system boundary for LCA of PV system assumed to be installed in Gobi desert. In this study, it is assumed that steel tower (power transmission tower), power transmission cable and foundation are manufactured in China (Tianjin). On the other hand, it is assumed that PV module and solar radiation tracking system are manufactured in Japan. The functional unit is set at 1 kW h. The input and output data at each stage are measured in the amount needed to produce 1 kW h of electricity. Useful life of all systems parts except inverter is set to be 20 years. The useful life of the inverter is set to be 15 years.

3. Inventory analysis

Table 1 lists the characteristics of two PV system units used in this study. PV array of 100 MW is assumed to be built with these units. To compare the units of different sizes, we set the functional unit as 1 kW h power output. The inventory data of power

transmission and interconnection stage are collected from a 100 MW power plant directly.

In Table 1, the mean electrical efficiency of hcpV in Toyohashi is obtained from the real annual data of hcpV installed in Toyohashi. According to the PV system manufacturer, the decrease ratio of power output decided by ambient temperature is $-0.06\%/K$ based on 273 K. In addition, the aged deterioration of electrical efficiency of hcpV in 20 years is -0.8% which was also estimated from the PV system manufacturer. Since the ideal electrical efficiency of hcpV evaluated in this study is 20.0% and the annual mean temperature in Gobi desert which is calculated by averaging the measured temperature of whole day during 20 years from 1961 to 1980 is 279 K [1], the mean electrical efficiency of hcpV in Gobi desert is assumed to be 18.8%. The mean electrical efficiency of mc-Si PV in Gobi desert, which is shown in Table 1, is adopted from the data in the LCA paper on mc-Si PV assumed to be installed in Gobi desert [1].

Table 2 lists the solar radiation data in Gobi desert [1,18] and Toyohashi [19] used in this study which was measured and corrected locally. As the annual average data of solar radiation is used in this study, it results that the daily fluctuation of power generation is not involved in the evaluation overall. hcpV generates electricity from the direct solar radiation, while mc-Si PV is able to generate it from the global solar radiation.

The input data at each stage are the quantities of metals, concrete, electricity, heavy oil, diesel oil, natural gas, coal and etc. The output data considered in this study are gas emission of CO₂, CH₄, SO₂, NO₂, and solid wastes. Tables 3, 4, 7–9 and 11 list the inventory data in each stage of hcpV, which are sourced from the PV system manufacturer. The inventory data listed in Tables 5 and 6 are obtained from literatures [1,3,4,18]. The inventory data listed in Table 10, are assumed by the authors with referring to the other report [1]. From the inventory data listed in Tables 3–6 and 11, the treatment of materials and parts used for PV system are classified into landfill depletion, incineration, or recycling to evaluate the environmental impact of the stage after usage.

As the data of material mining and procurement, manufacturing and assembling parts of PV module and tracking system in China are not available, we assumed that PV module and tracking system used in Gobi desert are also manufactured in Japan. Then, the inventory analysis on the stages of manufacturing and assembling parts of PV module and tracking system has been carried out by using Japanese inventory data base [19,20]. Since the data of power transmission, interconnection, installation stages in China are not

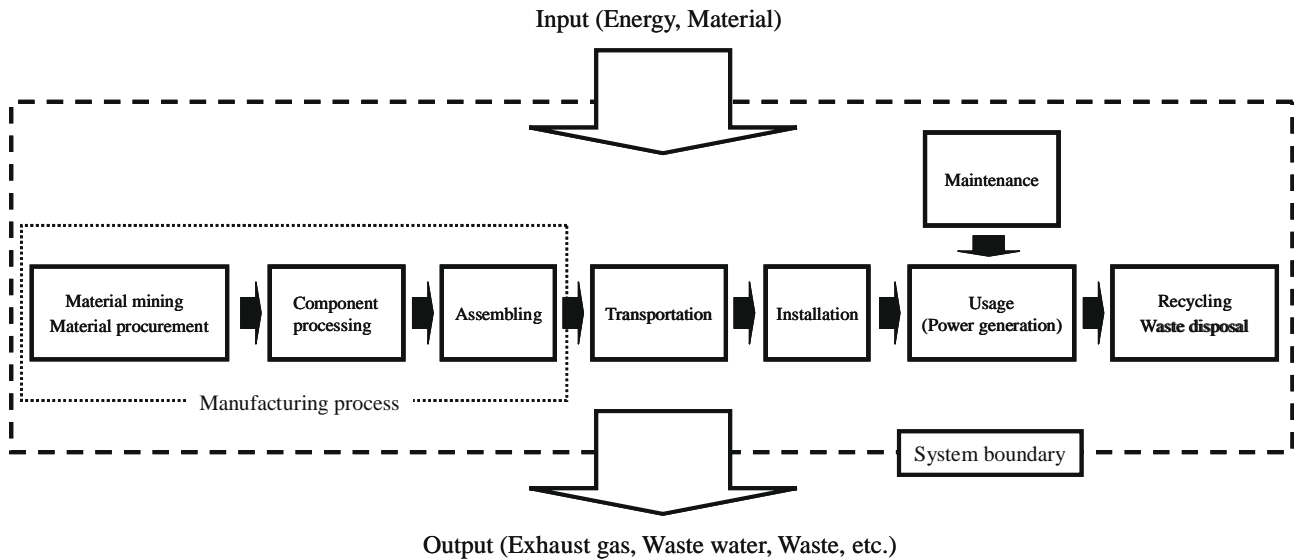


Fig. 1. System boundary of this study's LCA.

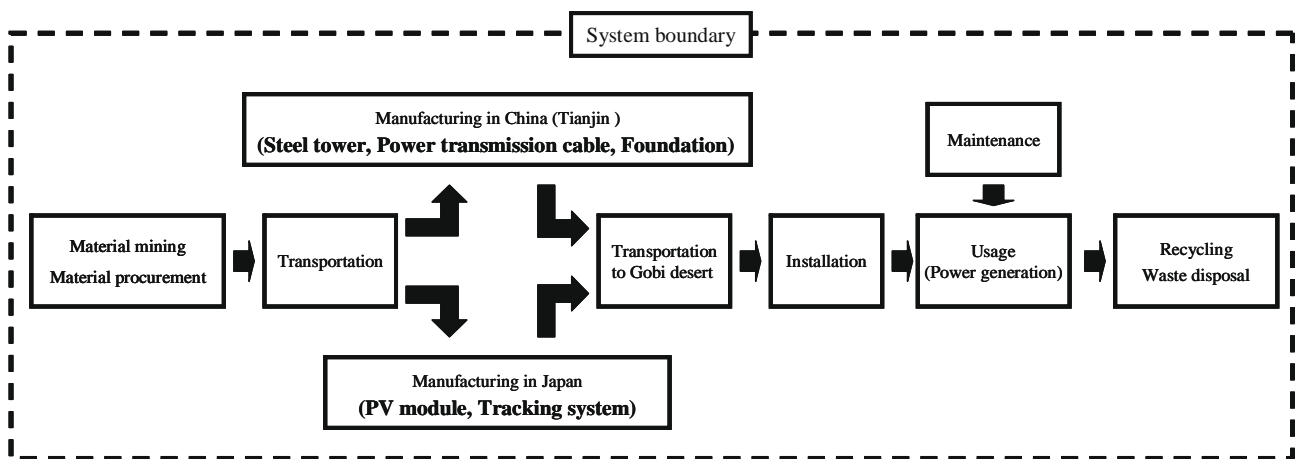


Fig. 2. System boundary for LCA of PV assumed to be installed in Gobi desert.

available either, we use the Japanese inventory data of materials and parts for evaluation of their stages by assuming that Japanese manufactures produce them in China. In addition, the materials and parts manufactured in China are assumed to be treated as an industrial waste without recycling after usage stage in this study since the recycling industry in China is not well established yet and no reliable datum is available. The impact of landfill depletion has been evaluated with considering the remaining landfill capacity of waste disposal filed in China.

In the assembling stage, the impacts of PV systems installed in Gobi desert and in Toyohashi are assumed to be identical. From Table 9, it can be seen that the power consumption with electric screwdriver occupies most of the impact at this stage. However, it can be ignored since the electricity consumed by electric screwdrivers is very small.

At the transportation stage, the inventory data was collected for the parts manufactured both in China and Japan. Distance of land transport in China from Tianjin to Gobi desert is assumed to be 600 km, and the distance of marine transport from Japan to China is assumed to be 1000 km [1]. In transportation by land, the 20 ton truck with light oil mileage of 3.2 km/L is assumed to undertake the job. Regarding the transportation by sea, the ship's heavy oil

mileage is assumed to be 204 g/kW h. Loading ratios of truck and ship are assumed to be 50%. The data base of JEMAI-LCA Pro [20] is used for the calculation of the amount of fuel used.

For the usage and maintenance stage, it is assumed that the electrical energy consumption of the tracking motor of hcpV installed in Gobi desert is same as that of hcpV installed in Toyohashi. According to Ito et al. [1], Gobi desert belongs to a gravel desert that has little sandstorm. Therefore, this study ignores the influence of covering lens by sand on electrical efficiency. Useful life span of all systems excluding the inverter is set to be 20 years, except the inverter whose life span is set to be 15 years. For the purpose of unifying useful lives of all system parts, we add the environmental impact of the inverter in 5 years, which are calculated by multiplying the environmental impact of the inverter in useful life of 15 years by 5/15, to the environmental impact of the inverter in 15 years.

The main parameter differences of the PV systems installed in Gobi desert and in Toyohashi are as follows: (1) amount of solar radiation, (2) mean electrical efficiency, (3) amount of support materials for hcpV decided by the supported maximum instantaneous wind velocity, (4) transportation distance from manufacturing factory to installation location, (5) power transportation

Table 1
Characteristics of evaluated PV system in this study.

System	hcpV	mc-Si PV		
Cell type	III–V multi-junction	Multi-crystalline silicon (NE 152-AR)		
PV maker	Sharp	Sharp		
Output power of system	0.3 kW _p class	500 kW _p class		
Voltage open circuit of module (V)	35.1	49.98		
Current short circuit of module (A)	6.36	3.85		
Module size	Length: 0.65 m Width: 0.165 m	Length: 1.200 m Width: 0.802 m		
Array composition	120 (series) × 3 (parallel)	72 (transverse direction) × 6 (longitudinal direction)		
Total array area (m ²) (total power generation area)	10.9	3326		
Lens type	Fresnel lens (165 mm × 165 mm × 4.5 mm)	–		
Concentration ratio (%)	90.7	–		
Concentration magnification	550 times	–		
Tilt angle	Adjusted to the solar direction directly by tracking system	30° from ground		
Tracker	3-axis azimuth	–		
Tracking system	Tracking is adjusted by GPS system.	–		
Energy consumption for tracking	2% of generated power per year	–		
Output loss due to tracking delay	About 2%	–		
Output loss due to air pollution	13% (data of installed in Toyohashi; including Direct Normal Irradiation Loss of 4%, increased spectrum mismatching loss due to direct blue sun-beam scattering of 4%, loss due to accumulation of dust on the Fresnel lens of 5%)	5%		
Decrease ratio of power output decided by ambient temperature (%/K)	0.06	0.49		
Aged deterioration of electrical efficiency (%/year)	0.04	0.03		
AC conversion loss (kW h/year)	3.19E – 02	1.06E + 04		
Installation location		Gobi desert	Toyohashi	Gobi desert
Mean electrical efficiency (%)		18.8	18.0	15.8
E_{year} (kW h/year)		290.6	247.8	1.554E + 08
Supposed maximum instantaneous wind velocity (m/s)		42	60	42

Table 2
Solar radiation data of Gobi desert and Toyohashi.

System installation location	hcpV		mc-Si PV Gobi desert
	Gobi desert	Toyohashi	
Amount of solar radiation per solar cell area and a year			
Direct solar radiation (kW h/(m ² year))	1513	1263	–
Global solar radiation (kW h/(m ² year))	–	–	1701

distance, (6) consideration of recycling (Recycling of parts and products manufactured in China are not considered. Parts and products manufactured in Japan are recycled in Japan after transportation of waste from Gobi desert to Japan.), and (7) waste disposal (Parts and products without recycling are wasted in the country where they have been used.). In this study, only the electrical efficiency change caused by temperature is considered. As shown in Table 1, the supposed maximum instantaneous wind velocity in Gobi desert is lower than that in Toyohashi [18,19], resulting that the thickness of chassis and lens support bar of hcpV assumed to be installed in Gobi desert becomes thinner than that in Toyohashi from the strength calculation. Since these parts are positioned at the outside of PV system, they are influenced by the maximum instantaneous wind velocity strongly. In this study, only the thickness change of chassis and lens support is considered. Table 12 lists the thickness of chassis and lens support bar of hcpV assumed to be installed in Gobi desert and Toyohashi.

To investigate the influence of PV system type in Gobi desert which is the second goal in this study, it is assumed the hcpV and mc-Si PV are installed in Gobi desert. The main differences

between hcpV and mc-Si PV are: (1) type of solar radiation for calculating the amount of power generation (direct solar radiation for hcpV, and the global solar radiation for mc-Si PV), (2) existence of tracking system for hcpV, (3) existence of solar radiation concentration lens and system for hcpV, and (4) cell module area of PV (Cell module area of hcpV is smaller than that of mc-Si PV.).

Table 13 lists the data used for calculating EPT of each PV system. In this table, E_{inverter} means the electrical energy consumption of the inverter per year. In other words, it means AC conversion loss. Since useful life of the inverter is set to be 15 years, E_{inverter} of five another years are added to uniform EPT of all components to 20 years. To calculate EPT , E_{inverter} is subtracted from E_{year} , that is, the electricity generated annually. CED_{system} does not include E_{tracking} and E_{inverter} .

4. Methodology

4.1. Impact assessment method “LCA-NETS”

To evaluate the environmental load of PV system during its life cycle, we use the impact assessment method “LCA-NETS” that has been developed by our research group [14–17], and it is capable of consolidating and quantitatively evaluating various environmental impacts of different causes using the same standard. The standardization was conducted from various statistical data and regulation values published by public organizations such as the United Nations [21] and IPCC report [22].

Table 14 indicates the type of environmental impacts that LCA-NETS can handle in this study. This table also lists the factors needed for calculating the consolidated standard impacts.

The LCA-NETS system sets a standard based on the “Loader and Receiver’s tolerant balancing theory”. The Loader is the source of

Table 3
Inventory data list on material mining of module.

Parts	Weight (kg)	Treatment after usage
Chassis (bottom)	10.1	Recycling (removable)
Chassis (side)	1.80	Recycling (removable)
Lens	5.32	Incineration (removable)
Lens support bar (center)	1.25	Recycling (removable)
Lens support bar (side)	1.58E – 01	Recycling (removable)
Module base	2.70E – 01	Recycling (removable)
M2 bolt	6.00E – 03	Industrial waste
M2 washer	1.00E – 03	Industrial waste
M3 bolt	1.10E – 02	Recycling (removable)
M4 bolt	1.69E – 01	Recycling (removable)
M5 bolt	3.10E – 02	Recycling (removable)
M3 nut	4.00E – 03	Recycling (removable)
M5 nut	1.40E – 02	Recycling (removable)
Metal mesh	2.35E – 02	Recycling (removable)
Heat release silicon	2.00E – 02	Industrial waste
Sealing silicon	2.00E – 02	Industrial waste
Adhesion bound for lens	1.00E – 01	Incineration
Cable glant	1.60E – 02	Industrial waste
Cable	2.16E – 01	Incineration (removable)
Connector	1.60E – 02	Recycling (removable)
Banding band	2.00E – 03	Industrial waste
Base plate	1.08	Recycling
Epoxide resin (1)	2.60E – 02	Industrial waste
Epoxide resin (2)	2.00E – 02	Industrial waste
Metal backing	1.20E – 02	Recycling (removable)
Backside electrode	2.40E – 02	Recycling (removable)
Surface electric power	2.30E – 02	Recycling (removable)
Bridge part	9.00E – 03	Recycling (removable)
Rosin-core solder	10 μl	Industrial waste
Silicon (3 types)	5.00E – 04	Industrial waste
Homogenizer	4.10E – 03	Recycling (removable)
Cell	–	Recycling of only Ge after crush
Diode	6.40E – 03	Industrial waste
Column	1.25	Recycling (removable)
Homogenizer support	1.43E – 01	Recycling (removable)
Liquid epoxide	1.90E – 02	Industrial waste (after incineration)
Dazzle paint cover	1.94E – 01	Recycling (removable)
Spacer	2.00E – 03	Industrial waste (removable)
M3 bolt (short type)	3.20E – 02	Recycling (removable)
M3 bolt (low head type)	5.00E – 02	Recycling (removable)

pollution, i.e. power plants that emits CO₂ as a byproduct of combustion. The Receiver is the people in the local community and the ecosystem. The analysis of the environmental load was calculated through the balance between maximum values that the Loader could emit (CO₂, NO_x and SO_x) or consume (fossil fuel or natural resources) and the maximum tolerated values of the Receiver. This approach has an additional feature of allowing a complete quantitative evaluation of the various environmental loads in the life cycle impact assessment (LCIA)'s unit as (NETS).

The conversion into a single index (NETS) based on "Loader and Receiver's tolerant balancing theory" can be conducted by a simple equation.

$$MEV_i^{(\delta)} = P_i^{j(\delta)} \times ELM_i^{j(\delta)} \quad (1)$$

In this equation, the subscripted "i" and superscripted "j" is environmental impact factor and category, respectively. The superscripted "δ" means the area where the environmental load influences. $MEV_i^{(\delta)}$ (maximum Eco-load value) in the unit of (NETS) is the Receiver's maximum tolerant impact, $P_i^{j(\delta)}$ (kg, kW h, m³, etc.) is the Loader's maximum allowable amount of a factor expressed in the physical unit, $ELM_i^{j(\delta)}$ (environmental load module) (NETS/kg, kW h, m³, etc.) is the conversion factor into NETS which is the unit of Eco-load. $ELM_i^{j(\delta)}$ can also refer to the consolidated environmental impact for unit emission or unit consumption.

For example, MEV_i for global environmental impact (G) that the world population is able to tolerate is defined as follows:

Table 4
Inventory data list on material mining of tracking system.

Parts	Weight (kg)	Treatment after usage
Basis of tracking system	23.5	Recycling (removable)
Base pipe	8.38	Recycling (removable)
Shaft bearing	2.09	Recycling (removable)
Cap	1.81E – 01	Industrial waste
Weldment	1.36	Recycling (removable)
Motor	2.7	Recycling (removable)
Motor case	8.62	Recycling (removable)
Attachment parts	1.73E – 01	Recycling (removable) for motor case
Attachment channel	9.81	Recycling (removable)
Friction wheel	2.38E – 01	Industrial waste
Wheel guide	1.24E – 01	Industrial waste
Wheel guide attachment	1.77E – 01	Recycling (removable)
SUS box	3.85	Recycling (removable)
Control circuit	5.40E – 01	Industrial waste
Motor power source	3.60	Industrial waste
Support pipe	40.7	Recycling (removable)
Center pipe	11.7	Recycling (removable)
Center channel	7.47	Recycling (removable)
Corner builder	1.47	Recycling (removable)
Circular arc	7.52	Recycling (removable)
Stay	2.18	Recycling (removable)
Center support	3.70E – 01	Recycling (removable)
L angle for circular arc attachment	1.77E – 01	Recycling (removable)
Ball screw	3.70	Recycling (removable)
Case for ball screw	4.80	Industrial waste
Attachment for support pipe	1.76	Recycling (removable)
Scope basis	2.03E – 01	Recycling (removable)
Scope support	5.02E – 01	Recycling (removable)
Scope attachment	8.52E – 01	Recycling (removable)
Foundation attachment L1	29.8	Recycling (removable)
Foundation attachment L2	44.7	Recycling (removable)
Concrete	1.81E + 02	Recycling (removable)
Washer	9.96	Recycling (removable)
Shaft guard pipe	2.59	Recycling (removable)
M4 tapping screw	2.65E – 02	Recycling (removable)
M5 bolt and nut	6.16E – 02	Recycling (removable)
M6 bolt and nut	1.89E – 01	Recycling (removable)
M8 bolt and nut	1.73E – 01	Recycling (removable)
M10 bolt and nut	6.70E – 01	Recycling (removable)
M12 bolt and nut	7.70E – 01	Recycling (removable)
Anchor bolt for pebbledash	2.77E – 01	Industrial waste foundation pebbledash
Internal wiring	4.00E – 01	Industrial waste

Table 5
Inventory data list on material mining of power transmission.

Parts	Weight (ton)	Treatment after usage
Power transmission tower	2204	Recycling (removable)
Foundation for power transmission tower	5093	Recycling (removable)
Power transmission line (Cable)	566	Recycling (removable)
Power transmission line (Cable drum)	638	Recycling (removable)

Table 6
Inventory data list on material mining of interconnection.

Parts	Weight (ton)	Treatment after usage
Inverter	3	Industrial waste (only aluminum is recycled)
Trough	10,960 m ³	Recycling (removable)
Cable drum	218	Recycling (removable)
Cable	368	Recycling (removable)

$$MEV_i^{(G)} = 6.0 \times 10^{11} \text{ (NETS)} \quad (2)$$

Table 7
Inventory data list on module manufacturing.

Parts	Number of parts (–)	Electric energy consumption (kW h)
Chassis (bottom)	1	1.07
Chassis (side)	2	8.94E – 01
Lens	40	5.62
Lens support bar (center)	9	1.57E – 01
Lens support bar (side)	2	3.48E – 03
Module basis	6	3.93E – 02
Base plate	40	3.23E – 01
Cell	40	206 MJ
Column	80	1.31E – 01
Homogenizer support	40	2.56E – 01
Dazzle paint cover	40	2.56E – 01

Table 8
Inventory data list on tracking system manufacturing.

Parts	Number of parts (–)	Electric energy consumption (kW h)
Foot part basis	4	1.31E – 02
Base pipe	1	4.82E – 03
Weldment	4	7.20E – 02
Motor case	3	1.93E – 02
Attachment parts for motor case	4	6.58E – 03
Attachment channel	2	1.62E – 02
Friction wheel	2	4.25E – 03
Wheel guide	2	3.58E – 03
Wheel guide attachment	2	3.26E – 03
Support pipe	4	3.92E – 02
Center channel	1	3.26E – 03
Stay	8	1.88E – 01
Center support	1	7.20E – 02
L angle for circular arc attachment	2	6.46E – 03
Case for ball screw	2	6.53E – 03
Attachment for support pipe	4	1.30E – 02
Scope basis	1	3.27E – 03
Scope support	2	6.64E – 03

The superscripted “G” in this equation indicates that global scale impact. If the environmental impact in the restricted area, i.e. acid rain, is considered, the population in the restricted area is used for calculating MEV_i . In such case, LCA-NETS uses the superscription character “R” to indicate the region scale impact. The total population of the world in year 2000 was equal to 6.0×10^9 , assuming that the basic tolerable value for a person was equal to 100 NETS. The tolerable value for a person was determined as 100 NETS due to the tolerable level as set to be 100% for the standard of living that people could enjoy. For example, people in countryside are satisfied when they can breathe the fresh air without pollution. The quality of life can be measured using NETS impact values. The less environmental impact value, the better the quality of life people have.

The total consolidated impact value E_{CL} (Eco-load) with the unit of (NETS), which summarizes impacts along all stages of the life cycle, is calculated by

$$E_{CL} = \sum_j \sum_i ELM_i^{(i)} \times x_i^{(i)} \quad (3)$$

where x_i (kg, kW h, m^3 , etc.) is the emission amount or the consumed amount of the related environmental impact factor “i”.

4.2. Energy payback time (EPT) evaluation method

In this study, EPT is calculated by the following:

$$EPT = \frac{CED_{\text{system}}}{(E_{\text{year}} - E_{\text{tracking}}) \times R_{\text{prim}}} \quad (4)$$

where R_{prim} means conversion factor between electricity and primary energy. This factor is usually used to represent the electricity produced by power plant by means of converting the amount of consumed primary energy like coal, oil, nuclear, etc. for producing the electricity into the same energy unit equivalent to crude oil. In Japan, to produce the electric power of 1 kW h, primary energies of 9.00×10^3 kJ are consumed in power plant on the average. Then, R_{prim} is set at 9.00×10^3 kJ/kW h in this study.

In the calculation of EPT, the waste disposal and recycling stages are not considered as the same way is carried out in the other studies generally.

5. Results and discussion

5.1. LCA and EPT investigation on the difference of installation location

Fig. 3 and Table 15 show the LCA results and CED (cumulated energy demand at each stage or process) of hcpV if installed in Gobi desert. In Fig. 3, the negative impact value means that this impact can be reduced from the total impacts of life cycle. The impact of transportation stage is omitted in Fig. 3, since it is very small compared with the impacts of other stages.

It can be seen from Fig. 3 that the impact of tracking system manufacturing process is the largest among the impacts of all stages in life cycle. Without consideration of recycling stage, the ratio of the impact of tracking manufacturing process to that of all stages accounts for 68.1%. Especially, natural resource depletion is the main impact of tracking system manufacturing process. However, the metal materials used to manufacture the tracking system can be recycled, resulting that the impact decrease effect by recycling is high as indicated by (9) and (10) in Fig. 3. It should be noted that the impacts of power transmission and interconnection stage just accounts for 12% of the total impacts of life cycle without recycling stage, which is smaller than previously thought.

Fig. 4 and Table 16 show LCA results and CED of hcpV if installed in Toyohashi.

The impact of transportation stage is calculated under the following assumptions:

- (1) Transportation method is 20 ton track.
- (2) Load factor is 50%.
- (3) Distance of transportation is 400 km.

In the calculation of impact of transportation stage, treatments of the parts and products composing hcpV are classified into incineration disposal, landfill disposal and recycling by inventory data collected in the material mining and procurement stage. However, the impact of transportation stage is omitted in Fig. 4, since it is very small compared with the impacts of other stages. Although the distance of transportation to Toyohashi is shorter than that to Gobi desert, the comparison of transportation stage between two locations is not significant in this study.

Again, the impact of tracking system manufacturing process is the largest among the impacts of all stages in life cycle for hcpV assumed to be installed in Toyohashi. Without consideration of recycling stage, the ratio of the impact of tracking manufacturing process to that of all stages accounts for 71.8%. The LCA results are similar for the hcpV if installed in Gobi desert. The results also show that the recycling of hcpV would reduce significantly the impact in both Toyohashi and Gobi desert.

Fig. 5 shows LCA results of hcpV installed in different locations, i.e. in Gobi desert and Toyohashi. From this figure, total impacts of life cycle without recycling stage for HVPV if installed in Gobi des-

Table 9
Inventory data list on module assembling.

Parts	Tool	Manufacturing way	Input
Chassis (bottom)	Electric screwdriver	Bolt champing	Electric energy consumption: 70 W s
Chassis (side)	Electric screwdriver	Bolt champing	Electric energy consumption: 70 W s
Lens	Dispenser	Bonding	Electric energy consumption: 1000 W s
Lens support bar (center)	Electric screwdriver	Bolt champing	Electric energy consumption: 105 W s
Lens support bar (side)	Electric screwdriver	Bolt champing	Electric energy consumption: 30 W s
Module basis	Electric screwdriver	Bolt champing	Electric energy consumption: 60 W s
M2 bolt	Used for assembling lens support bar (center) → Electric energy consumption is included lens support bar (center) manufacturing		
M2 washer	Used for assembling lens support bar (center) → Electric energy consumption is included lens support bar (center) manufacturing		
M3 bolt	Used for assembling lens support bar (side) → Electric energy consumption is included lens support bar (side) manufacturing		
M4 bolt	Used for assembling chassis (bottom, side) → Electric energy consumption is included chassis (bottom, side) manufacturing		
M5 bolt	Used for assembling module basis → Electric energy consumption is included module basis manufacturing		
M3 nut	Used for assembling lens support bar (side) → Electric energy consumption is included lens support bar (side) manufacturing		
M5 nut	Used for assembling module basis → Electric energy consumption is included module basis manufacturing		
Metal mesh		Bonding	Silicon: 5 g
Heat release silicon	Dispenser	Coating	Silicon: 20 g
Sealing silicon	Dispenser	Coating	Silicon: 20 g
Adhesion bond for lens	Used for lens assembling		
Cable glant	Cutting machine	Attachment	Electric energy consumption: 10 W s
Cable	Cable cutting machine	Attachment	Electric energy consumption: 100 W s
Connector	Clump machine	Attachment	Electric energy consumption: 100 W s
Banding band	Cohesion machine	Attachment	Electric energy consumption: 100 W s
Base plate	Cleaning bath	Cleaning	Water: 80 cc, Sulfuric acid: 10 cc, Electric energy consumption: 15 W s
Epoxide resin (1)	Bar	Cutting	Electric energy consumption: 100 W s, PET removal film: 24 cm ²
Epoxide resin (2)	Bar	Cutting	Electric energy consumption: 100 W s, PET removal film: 24 cm ²
Metal backing	Reflow furnace	Solder	Electric energy consumption: 72 kW s
Backside electrode	Reflow furnace	Solder	Electric energy consumption: 72 kW s
Surface electric power	Reflow furnace	Solder	Electric energy consumption: 360 kW s
Bridge part	Soldering gun	Solder	Electric energy consumption: 14 kW s
Rosin-core solder	Dispenser	Used for solder	–
Silicon (3 type)	Syringe, needle, heater	Coating, softening by heater	Electric energy consumption: 1 MW s Syringe: 0.2 piece, dispenser: 0.2 tube
Homogenizer	–	Attachment	–
Cell	Laminating machine	Lamination	Electric energy consumption: 7 MW s
Diode	Soldering gun	Solder	Solder: 80 mg Electric energy consumption: 14 kW s
Column	Electric screwdriver	Attachment	Electric energy consumption: 160 W s
Homogenizer	Syringe, needle, dispenser	Bonding	Syringe: 1 piece, dispenser: 1 tube, Electric energy consumption: 100 W s
Support	Used for homogenizer support manufacturing		
Liquid epoxide	Electric screwdriver	Attachment	Electric energy consumption: 400 W s
Dazzle paint cover	Electric screwdriver	Attachment	–
Spacer	–	Attachment	–
M3 bolt (short type)	Used for column manufacturing		
M3 bolt (low head type)	Used for column manufacturing		

Table 10
Inventory data list on transportation of parts and products.

Name of parts or products	Manufacturing location	Load factor (%)	Transportation distance from Tianjin to Gobi desert by land ^a (km)	Transportation distance from Japan to Tianjin by sea ^b (km)
PV module	Japan	50	600	1000
Tracking system	Japan	50	600	1000
Interconnection	Japan	50	600	1000
Basis	China (Tianjin)	50	600	–
Power transmission tower and basis of transmission tower	China (Tianjin)	50	600	–

Data base of JEMAI in 2000 was used for calculation of the amount of consumed fuel.

^a Method: 20 ton track, fuel: light oil, fuel consumption: 3.2 km/L.

^b Method: valcour, fuel: heavy oil, fuel consumption: 204 g/kW h.

ert is smaller than that in Toyohashi by 5%. This is partly because the amount of direct solar radiation in Gobi desert is larger than

that in Toyohashi by about 250 kW h/(m² year). In addition, the amount of support materials required for hcpV assumed to be

Table 11
Inventory data list on installation of electric equipment.

Parts	Weight (kg)	Treatment after usage
Electric cable	2.29E – 01	Recycling (removable)
Connector	4.56E – 02	Recycling (removable)
Junction box	1.02E – 01	Recycling (removable)
Electric cable relay box	1.63E – 02	Recycling (removable)

Table 12
Thickness of chassis and lens support bar of hcpV assumed to be installed in Gobi desert and Toyohashi (unit: mm).

Parts	Number of parts (–)	Size	
		Gobi desert	Toyohashi
Chassis (bottom)	1	1652 × 1136 × t1.8	1652 × 1136 × t2.0
Chassis (side)	2	245 × 684 × t1.8	245 × 684 × t2.0
Lens support bar (center)	7	662 × 20 × t4.5	662 × 20 × t5.0
Lens support bar (side)	2	654 × 15 × t2.7	654 × 15 × t3.0

Table 13
Data used for calculating EPT of each PV system.

System	hcpV		mc-Si PV
	III–V multi-junction	Output power (kW _p)	Multi-crystalline silicon
	0.3		500
Installation location	Gobi desert	Toyohashi	Gobi desert
Mean electrical efficiency (%)	18.8	18.0	15.8
E_{year} (kW h/year)	290.6	247.8	1.554E + 08
CE_{Dsystem} (kJ)	5.15E + 06	5.76E + 06	2.42E + 12
E_{tracking} (kW h/year)	4.956	4.956	0
E_{inverter} (kW h/year)	3.19E – 02	3.19E – 02	1.06E + 04
R_{prim} (kJ/kW h)	9.00E + 03	9.00E + 03	9.00E + 03

Table 14
Some examples of P_i^j and ELM_i^j used in this LCA study.

Impact categories (j)	Selected factors (i)		Related values ($\delta = G$ or R)		Data source
	Number	Example of selected species	P_i^j (kg, m ³ , mg/L, etc.)	(NETS/kg, m ³ , etc.)	
Fossil fuel depletion (FD)	4	Petroleum	1.4E + 14 (kg)	4.2E – 03 (NETS/kg)	Statistical white book, United Nation
		Natural gas	1.1E + 14 (kg)	5.5E – 03 (NETS/kg)	
		Coal	9.8E + 14 (kg)	6.1E – 04 (NETS/kg)	
		Uranium	3.9E + 09 (kg)	1.5E + 02 (NETS/kg)	
Natural resource depletion (ND)	42	Iron	7.1E + 13 (kg)	8.5E – 03 (NETS/kg)	United Nation, USGS mineral commodity summaries
		Copper	6.5E + 11 (kg)	9.3E – 01	
		Bauxite	2.4E – 02 (NETS/kg)	2.4E – 02 (NETS/kg)	
Global warming (GW)	6	CO ₂ CH ₄ N ₂ O	Total 6.7E + 14 (kg-CO ₂ eq)	1.2E – 03 (NETS/kg) 2.1E – 02 (NETS/kg) 2.7E – 01 (NETS/kg)	IPCC report, White papers on environment
Ozone depletion (OD)	96	CFC-11	Total	1.2E + 01 (NETS/kg)	Motreal protocol on substances that deplete the ozone layer
		CFC-12 HCFC-22	5.2E + 10 (kg-CFC-11 eq)	1.2E + 01 (NETS/kg) 6.4E – 01 (NETS/kg)	
Water pollution (WP)	24	Cd Pd	0.01 (mg/L) 0.01 (mg/L)	1.1E – 01 (NETS/kg) 1.1E – 01 (NETS/kg)	Environmental agency
Air pollution (AP)	6	NO ₂	2.1E + 11 (kg)	1.7E – 02 (NETS/kg)	Environmental agency, National astronomical observatory WHO
Acid rain (AR)	2	SO ₂	1.7E + 11 (kg)	2.2E – 02 (NETS/kg)	Environmental agency, National astronomical observatory
		NO ₂	2.9E + 08 (H ⁺ mol)	2.8E – 01 (NETS/kg)	
Landfill depletion (LD)	1	SO ₂		2.0E – 01 (NETS/kg)	Environmental agency, Chinese statistics map
		Industrial solid waste (Japan)	1.3E + 11 (kg)	9.9E – 02 (NETS/kg)	
		(Japan)	5.3E + 09 (kg)	4.1E – 03 (NETS/kg)	
		(Tianjin in China)	(Tianjin in China)	(Tianjin in China)	

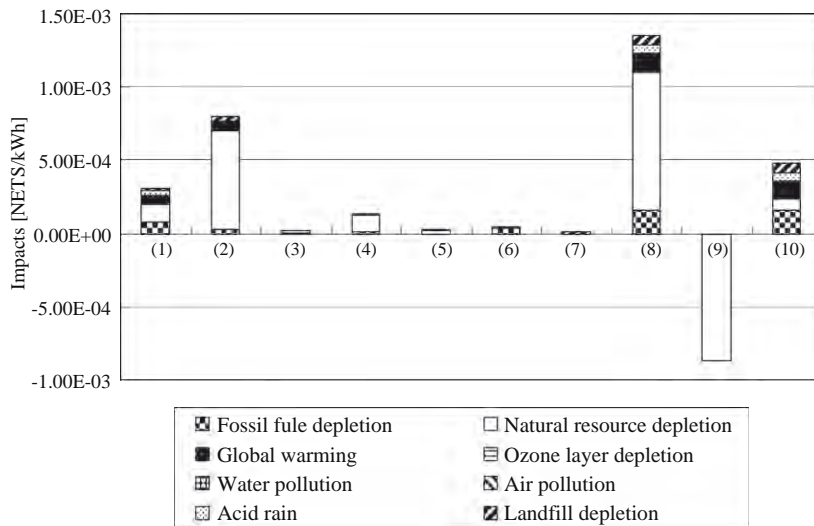
installed in Gobi desert is smaller than that in Toyohashi where the maximum instantaneous wind velocity is higher than Gobi desert. For these reasons, the superiority to install PV system in Gobi desert is certificated. However, if the recycling stage was considered, the total impacts of life cycle for HVPV installed in Gobi desert would be larger than that in Toyohashi by about 6%.

The EPT of hcpV if installed in Gobi desert and that in Toyohashi is 2.00 year and 2.64 year, respectively, while the CE_{Dsystem} of hcpV in Gobi desert and that in Toyohashi is 5.15×10^6 kJ, and 5.76×10^6 kJ, respectively. Although the extra energy of power transmission, interconnection and transportation is needed to install hcpV in Gobi desert, its CE_{Dsystem} of hcpV is still lower than that in Toyohashi, because the amount of support materials of hcpV required for Gobi desert is smaller than that for Toyohashi. Consequently, the superiority to install PV system in Gobi desert is also certificated from the point of energy recovery.

5.2. LCA and EPT investigation on the difference of PV system type

Show LCA results of mc-Si PV and hcpV assumed to be installed in Gobi desert. In the evaluation of mc-Si PV, the impact of installation stage was not considered since there was no inventory datum about installing mc-Si PV in China.

From Fig. 6, it is known that the impact of array field manufacturing process is the largest among the impacts of all stages in life cycle. A lot of natural resource like silicon and aluminum is consumed for manufacturing array field. Therefore, recycling plays an important role in reducing the impact as indicated by (8), (10), and (11) in Fig. 6. According to Fig. 7, it can be seen that the ratio of the total impact of life cycle for mc-Si PV to that for hcpV is 34% without consideration of recycling stage. In addition, it can be seen that the ratio of the total impact of life cycle for mc-Si PV to that for hcpV is 43% with consideration of recycling



(1) PV module manufacturing process, (2) Tracking system manufacturing process, (3) Power transmission stage, (4) Interconnection stage, (5) Installation stage, (6) Usage stage, (7) Waste disposal stage, (8) Total impacts without recycling stage, (9) Recycling stage, (10) Total impacts

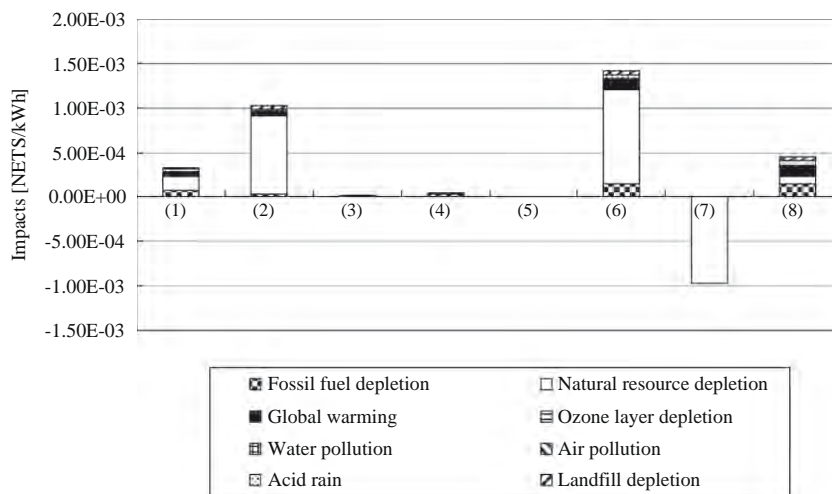
Fig. 3. Life cycle impacts of hcpV assumed to be installed in Gobi desert.

Table 15
CED of hcpV assumed to be installed in Gobi desert.

Stage	CED (kJ)	Ratio (%)
PV module manufacturing process	2.19E + 06	42.5
Solar radiation concentration lens and system manufacturing process	6.85E + 05	13.3
Tracking system manufacturing process	2.14E + 06	41.6
Assembling stage	2.73E + 04	0.530
Power transmission stage	8.10E + 04	1.57
Interconnection stage	2.90E + 03	0.0563
Installation stage	1.69E + 04	0.328
Transportation stage	6.69E + 03	0.130
Usage stage ($E_{tracking}$)	8.92E + 05	No count
Total (CED_{system})	5.15E + 06	100

Table 16
CED of hcpV assumed to be installed in Toyohashi.

Stage	CED (kJ)	Ratio (%)
PV module manufacturing process	2.89E + 06	50.2
Solar radiation concentration lens and system manufacturing process	6.85E + 05	11.9
Tracking system manufacturing process	2.14E + 06	37.2
Assembling stage	2.73E + 04	0.474
Installation stage	1.69E + 04	0.294
Usage stage ($E_{tracking}$)	8.92E + 05	No count
Total (CED_{system})	5.76E + 06	100



(1) PV module manufacturing process, (2) Tracking system manufacturing process, (3) Installation stage, (4) Usage stage, (5) Waste disposal stage, (6) Total impacts without recycling stage, (7) Recycling stage, (8) Total impacts

Fig. 4. Life cycle impacts of hcpV assumed to be installed in Toyohashi.

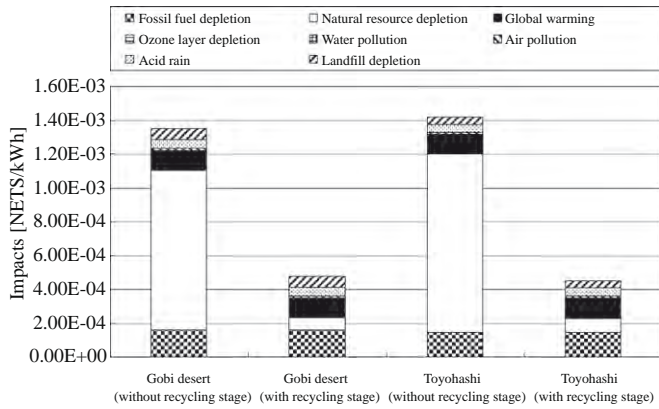
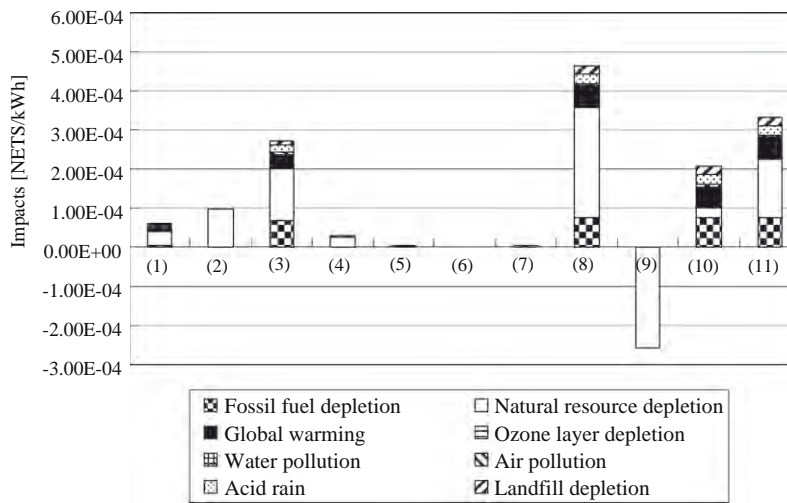


Fig. 5. Comparison between life cycle impacts of hcpV assumed to be installed in Gobi desert and that in Toyohashi.

stage. Therefore, mc-Si PV is more environmental friendly than hcpV. The main reason of hcpV's inferiority to mc-Si PV is the big impact of tracking system manufacturing process which is necessary for hcpV. However, recycling is more significant to reduce the impact for hcpV than that for mc-Si PV. Therefore, it is necessary to promote the recycling for hcpV systems.

The EPT of hcpV and mc-Si PV is 2.00 year and 1.73 year, respectively, while the CED_{system} of hcpV and mc-Si PV is 5.15×10^6 kJ and 2.42×10^{12} kJ, respectively (The CED_{system} of hcpV is 5.15 GJ (= 5.15×10^6 kJ) as shown in Table 13.). To consider the difference in output power of each PV system, CED_{system} is converted by dividing E_{year} into CED_{system} . The converted CED_{system} of hcpV and mc-Si PV is 1.77×10^4 (kJ year)/kWh and 1.56×10^4 (kJ year)/kWh, respectively. Consequently, the energy recovery characteristic of mc-Si PV is better than that of hcpV, due also to another reason that the mc-Si PV uses the global solar radiation while hcpV just uses the direct solar radiation.



- (1) Array support manufacturing process, (2) Interconnection manufacturing process, (3) Array field manufacturing process,
- (4) Power transmission manufacturing process, (5) Transportation stage, (6) Usage stage, (7) Waste disposal stage,
- (8) Total impacts without recycling stage, (9) Recycling stage, (10) Total impacts, (11) Total impacts without PV module recycling

Fig. 6. Life cycle impacts of mc-Si PV assumed to be installed in Gobi desert.

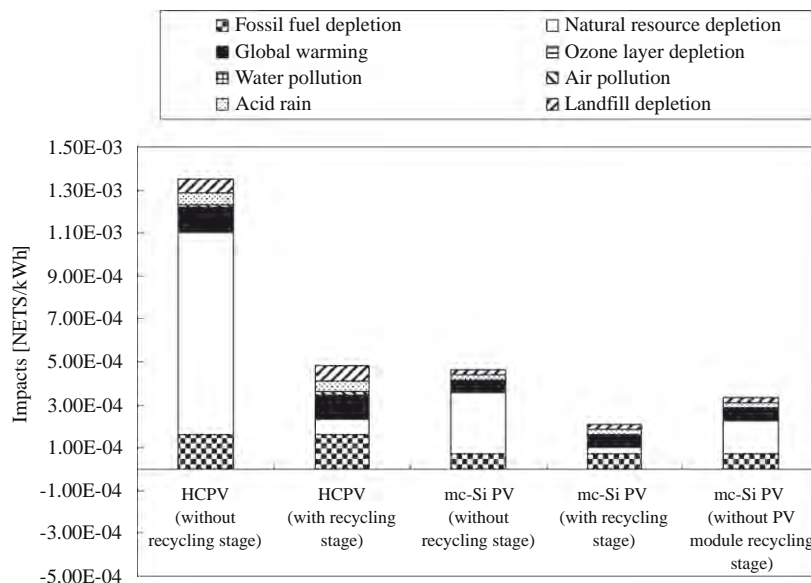


Fig. 7. Comparison between life cycle impacts of hcpV and that of mc-Si PV.

6. Conclusions

A hypothetical case study on LCA of hcpV and mc-Si PV has been carried out in this study. The conclusions drawn from the results of LCA and EPT of hcpV and mc-Si PV assumed to be installed in Gobi desert, China and Toyohashi, Japan, can be summarized as below:

- (i) The impact of tracking system manufacturing process is the largest in all stages of life cycle for hcpV in both Gobi desert and Toyohashi cases. Without recycling stage, the ratio of the impact of tracking manufacturing process to that of all stages in Gobi desert and Toyohashi accounts for 68.1% and 71.8%, respectively. Therefore, developing the recyclable structure of tracking system is important for hcpV from the viewpoint of environmental harmonization.
- (ii) The impacts of power transmission and interconnection stage of hcpV if installed in Gobi desert account for about 12% of total life cycle impact without considering the recycling stage.
- (iii) Total impacts of life cycle without recycling stage for HVPV if installed in Gobi desert is smaller than that if installed in Toyohashi by 5%.
- (iv) The superiority to install PV system in Gobi desert is certificated without recycling stage by the study in the aspects of environmental friendliness and energy recovery.
- (v) The mc-Si PV is superior to hcpV for Gobi desert as hcpV requires tracking system that has huge environmental impact in its manufacturing process.
- (vi) The energy recovery characteristic of mc-Si PV is better than that of hcpV.

References

- [1] Ito M, Kato K, Komoto K, Kichimi T, Kurokawa K. 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. *Prog Photovolt Res Appl* 2008;16(1):17–30.
- [2] Tahara K, Kojima Y, Inaba A. Estimation of power plants by LCA. *Kagakukogaku Ronbunshu* 1997;23(1):88–94.
- [3] Mizuho Information & Research Institute, Inc. Investigation research on photovoltaic power generation system by LCA. New Energy and Industrial Development Organization (NEDO). Research report; 2007.
- [4] Photovoltaic Power Generation Technology Research Association. Investigation research on evaluation of photovoltaic power generation. New Energy and Industrial Development Organization (NEDO). Research report; 2001.
- [5] Fthenakis V, Alsema E. Photovoltaics energy payback times, greenhouse gas emissions and external costs: 2004–early 2005 status. *Prog Photovolt Res Appl* 2006;14:275–80.
- [6] Mason JE, Fthenakis VM, Hansen T, Kim HC. Energy payback and life-cycle CO₂ emissions of the BOS in an optimized 3.5 MW PV installation. *Prog Photovolt Res Appl* 2006;14:179–90.
- [7] Jungbluth N. Life cycle assessment of crystalline photovoltaics in the Swiss Ecoinvent database. *Prog Photovolt Res Appl* 2005;13:429–46.
- [8] Kato K, Hibino T, Komoto K, Ihara S, Yamamoto S, Fujihara H. A life-cycle analysis on thin-film CdS/CdTe PV modules. *Solar Energy Mater Solar Cells* 2001;67:279–87.
- [9] Meijer A, Huijbregts MAJ, Schermer JJ, Reijnders L. Life-cycle assessment of photovoltaic modules: comparison of mc-Si, InGaP and InGaP/mc-Si solar modules. *Prog Photovolt Res Appl* 2003;11:275–87.
- [10] Frankl P, Masini A, Gamberale M, Toccaceli D. Simplified life-cycle analysis of PV systems in buildings: present situation and future trends. *Prog. Photovolt: Res. Appl.* 1998;6:137–46.
- [11] Dones R, Frischknecht R. Life-cycle assessment of photovoltaic systems: results of swiss studies on energy chains. *Prog Photovolt: Res Appl* 1998;6:117–25.
- [12] Kato T, Yoshiie R, Uemiyama S, Yoshida T, Tahara K. Evaluation of CO₂ reduction effect of dye-sensitized solar cell by LCA. *J Jpn Inst Energy* 2007;86:978–86.
- [13] Peharz G, Dimroth F. Energy payback time of the high-concentration PV system FLATCON®. *Prog Photovolt: Res Appl* 2005;13:627–34.
- [14] Widiyanto A, Kato S, Maruyama N, Kojima Y. Environmental impact of fossil fuel fired co-generation plants using a numerically standardized LCA scheme. *Trans ASME J Energy Res Technol* 2003;125(1):9–16.
- [15] Widiyanto A, Kato S, Maruyama N. Environmental impacts analysis of Indonesia electric generation systems. *JSME Int J Ser B* 2003;46(4):650–9.
- [16] Sampattagul S, Kato S, Kiatsiriroat T, Widiyanto A. Life cycle considerations of the fuel gas desulfurization systems at a lignite-fired power plant in Thailand. *Int J Life Cycle Assess* 2004;9(6):387–93.
- [17] Sampattagul S, Kato S, Kiatsiriroat T, Maruyama N, Nishimura A. Comparison of coal-fired and natural gas-fired power plants as economically viable and ecologically sustainable power generation systems. *Int J Emerg Electric Power Syst* 2005;3(2) [Article 1116].
- [18] Ito M, Kato K, Komoto K, Sugihara H, Kichimi T, Kurokawa K. A preliminary study on potential for very large scale PV system (VLS-PV) on the Gobi desert from economic and environmental view points. In: JSIES/JWEA joint research exhibition, Sendai; 2002. p. 281–4.
- [19] Aichi Science & Technology Foundation. Development of high-concentration photovoltaic power generation system. Working papers on region newborn consortium research & development program; 2007.
- [20] JEMAI-LCA Pro ver.2.1.2. Japan Environmental Management Association for Industry; 2007.
- [21] UNEP. Towards the Global Use of Life Cycle Assessment. United Nations Environment Program. Division of Technology, Industry and Economics. Production and Consumption Unit, Paris; 1999.
- [22] Houghton JT, Ding Y, Griggs DJ, Noguer M, van der Liden PJ, Xiaosu D. Climate change 2001: the scientific basis. Intergovernmental panel on climate change. Cambridge: Cambridge University Press; 2001.

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

正員 小田 拓也* 正員 宮崎 隆彦**
非会員 伊藤 雅一* 非会員 柏木 孝夫*

A Theoretical Analysis of the Electric Power Storage Capacity under Changing Renewable Energy Supplies and Power Demands

Takuya Oda*, Member, Takahiko Miyazaki**, Member, Masakazu Ito*, Non-member, Takao Kashiwagi*, Non-member

Electric power from renewable energy sources may cause unstable situation to power grid, because of its electric power fluctuation. In order to smooth the power fluctuation from the renewable energies, there are some researches to simulate the watt-hour capacity of the power storage systems based on the survey data of renewable energy outputs. However, the results only show in limited situation. In a micro-grid, its power load receives both fluctuation of supplies from the renewable energies and demands. It is important to compute the theoretical storage capacity consider both the renewable energies and demands.

The aim is to determine the numerical values of the power storage capacity when examining the micro-grid power system; and to explain analytically how capacities computed. In this paper, a mathematical model of power storage capacity has been modeled using the efficiency of power storage, the maximum and average output of micro-grid, and the range of smoothing.

キーワード：平滑化，電力潮流，系統連系，バッテリー，キャパシタ，マイクログリッド，太陽光発電，風力発電

Keywords: smoothing, power flow, inter connection, battery, capacitor, micro-grid, photovoltaic, wind power

1. はじめに

風力発電を始めとする再生可能エネルギーの供給変動に起因する問題⁽¹⁾⁻⁽³⁾を解決するため、電力貯蔵によって系統の潮流を平滑化する研究⁽⁴⁾⁻⁽⁷⁾がなされている。瞬時の最大出力のみを制御によって低減させる研究⁽⁵⁾もあるが、多くは、電力貯蔵装置によって平滑化を行うことが検討されている。この電力貯蔵装置の貯蔵容量の多くは、再生可能エネルギーの実測データなどに基づくシミュレーション⁽⁶⁾⁻⁽⁸⁾によって求められている。出力変動が不可避の再生可能エネルギーは、そのエネルギーを貯蔵することが本質的に重要である⁽⁹⁾。

一方、マイクログリッドにおける連系点潮流の変動は、再生可能エネルギーの供給側と、需要家の電力消費の、双

方の変動を受けることが予想される。これら二つの需給変動は直接的な関連はなく、独立に変動する。更に、DSM (Demand Side Management) による需要制御⁽¹⁰⁾が普及すれば、需要のピークシフトやボトムアップなどが可能になる。対して供給側でも、太陽光発電や風力発電などの供給変動に加え、強風時に風力発電を保護するために運用を停止するカットオフや、バイオマス発電装置などの起動停止に関わる急激な供給変動がある。これらを考慮すると、実測データなどで計測される電力の需給変動を画一的に扱うことによって電力貯蔵容量を決定するのは、いずれ困難になると予想される。

電力貯蔵装置は、電源系統の安定性確保という公益的な目的で設置されるが、考えられる限りの極端な需給変動に対応しうる最大値と、実測データに基づく現実的な値の双方を考慮して、対費用効果の観点から見極められる必要があると考えられる。本研究では、前者の論理的な最大容量を数理的に導出することを目的とする。

時々刻々と変化する需給に関する類似の問題には、コージェネレーション (CGS) の推定効率の信頼度に関する問題がある。これは、効率推定には平均負荷を用いるが、実際には需要が時々刻々と変化するため排熱の一部を廃棄す

* 東京工業大学 統合研究院
〒152-8550 東京都目黒区大岡山 2-12-1-16-25
Integrated Research Institute, Tokyo Institute of Technology
2-12-1-16-25, Ookayama, Meguro-ku, Tokyo 152-8550

** 東京農工大学
〒184-8588 小金井市中町 2-24-16
Tokyo University of Agriculture and Technology
2-24-16, Naka-cho, Koganei 184-8588

る場合があることに起因する推定誤差である。著者らは、この CGS の推定効率の誤差を解析的に評価した⁽¹⁾。本研究は、上記の CGS の誤差評価で用いた手法の一部を本問題に適合するよう書き換えると共に、電力貯蔵に必要な容量を定式化した。

本検討では、始めに、潮流変動と電力貯蔵の関係を示す。次に、ある時間帯の潮流を平滑化するための電力貯蔵容量を定式化する。最後に、平滑化する時間帯の供給変動がわからないものとして、必要となる電力貯蔵容量を求める。

2. 前提条件および記号

〈2・1〉 想定システム 想定する需要家は、図 1 に示す通り、系統に連系され、かつ、再生可能エネルギー源、電力需要、電力貯蔵装置を持つ。需要家は、再生可能エネルギーの供給源などからなる G_0 によって電力を発生し、その一部を需要 D_0 で消費する。発生電力 G_0 で電力需要 D_0 を賄った残余である余剰出力 p_t は、需給双方の変動を含む電力となる。

本検討で想定する電力貯蔵装置は、余剰出力 p_t を平滑化して供給出力 p' で系統へ送電するための電力貯蔵装置とする。すなわち、総じてみれば、検討対象とする需要家は、再生可能エネルギーの供給者といえる。

〈2・2〉 記号および略号 ここで用いる記号および略号を、以下に定義する。

- p_t : ある t 時点における余剰出力
- p' : 平滑化された供給出力
- \bar{p} : ある時間帯の余剰出力の平均値 (= E/T)
- p_{\max} : ある時間帯の最大余剰出力
- \bar{p}/p_{\max} : 余剰出力の負荷率
- E : ある時間帯の余剰出力合計 (= $\int p_t dt$)
- t : 平滑化する時間帯の一時点
- T : 平滑化する時間帯 (= $\int dt$)

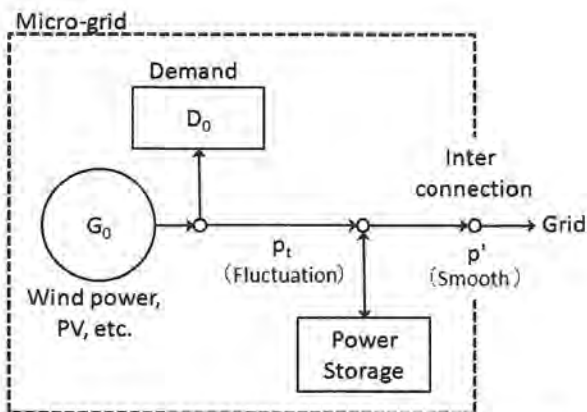


図 1 想定するマイクログリッド内の電力貯蔵装置と再生可能エネルギー源および負荷の概略

Fig.1. Schematic flow of the electric power storage system in micro-grid with renewable energy generator and a load.

- Q_1 : ある時間帯の電力貯蔵容量 (充電器流入電力量)
- Q_n : n 時間帯を考慮した電力貯蔵容量
- Q_{nc} : ε と n 時間帯を考慮した電力貯蔵容量
- η : 電力貯蔵装置の充放電効率
- α : 充電する時間帯 ($p_t > p'$) の余剰出力比率
- β : 充電する時間帯 ($p_t > p'$) の時間比率
- ε : 平滑化後の供給出力 p' に対する許容変動率

3. 電力貯蔵容量の導出

〈3・1〉 単時間帯における充放電 図 1 に示した p_t と p' の関係について図 2 に示す。図 2 では、ある時点 t における余剰出力 p_t を想定する。 p_t の実際の値は、需要と供給の双方の影響を受けるので確定的に取り扱うことができない。しかし、系統連系点における送電電力を平滑化するためには、 p_t が、平滑化後の出力 p' より大きい場合に電力貯蔵装置へ蓄電し、 p' より小さい場合に電力貯蔵装置から放電することになる。これらを考慮すれば、ある時間帯の出力を、平均値 p' からの余剰分を充電するために必要な電力貯蔵容量 Q_1 は、次式で示される。

$$Q_1 = \int_{p_t > p'} (p_t - p') dt \dots \dots \dots (1)$$

(1) 式は、電力貯蔵容量を求めるためには、全ての時点の出力 p_t と平滑化後の出力 p' の関係を明らかにする必要があることを示している。

余剰出力 p_t の一部を充放電するため、充放電の損失を考慮する。平滑化後の供給出力 p' は、余剰出力 p_t の平均値 \bar{p} より小さい。充放電の損失を (2) 式で示す。 η は充電電力から取り出しうる電力の比率で、(2) 式の左辺は充電 ($p_t > p'$) 後の電力を、右辺が放電 ($p' > p_t$) 中の電力を示している。

$$\eta \int_{p_t > p'} (p_t - p') dt = \int_{p_t < p'} (p' - p_t) dt \dots \dots \dots (2)$$

再生可能エネルギーの出力や需要に関する時々刻々の変化を知ることはできないので、余剰出力 p_t も知り得ない。本研究では、 p_t と p' の大小関係をパラメータ α と β で定義する。(3) 式の α は、ある時間帯の総出力 E に対する充電

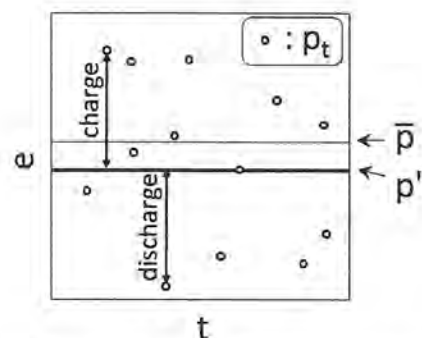


図 2 余剰出力 p_t と電力貯蔵装置への充放電の関係

Fig.2. Relation between surplus electric power values and status of the power storage system.

中 ($p_t > p'$) の出力比率を示している。同様に、(4) 式の β は、ある時間帯 T に対する充電中の時間比率を示している。

$$\alpha = \frac{1}{E} \int_{p_t > p'} p_t dt \dots\dots\dots (3)$$

$$\beta = \frac{1}{T} \int_{p_t < p'} dt \dots\dots\dots (4)$$

α と β を用いることで、放電中 ($p_t < p'$) の比率も次式で示しうる。

$$1 - \alpha = \frac{1}{E} \int_{p_t < p'} p_t dt \dots\dots\dots (5)$$

$$1 - \beta = \frac{1}{T} \int_{p_t < p'} dt \dots\dots\dots (6)$$

(3)~(6) 式を用いて、(1) 式および (2) 式は次式で示される。

$$Q_1 = \alpha E - p' \beta T \dots\dots\dots (7)$$

$$\eta(\alpha E - p' \beta T) = (1 - \beta)p' T - (1 - \alpha)E \dots\dots\dots (8)$$

(8) 式を変換した (9) 式を (7) 式に代入することで、電力貯蔵容量 Q_1 を示す (10) 式を得る。

$$p' = \frac{(1 - \alpha + \eta\alpha)E}{(1 - \beta + \eta\beta)T} \dots\dots\dots (9)$$

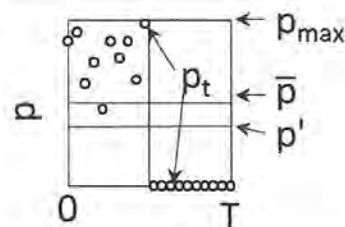
$$Q_1 = \alpha E - \frac{(1 - \alpha + \eta\alpha)E}{(1 - \beta + \eta\beta)} \beta T = \frac{(\alpha - \beta)E}{(\eta - 1)\beta + 1} \dots\dots\dots (10)$$

(10) 式が定める Q_1 は、(2) 式を満たすような平滑化後の出力 p' を設定し、この p' に従って運用されることを前提としている。

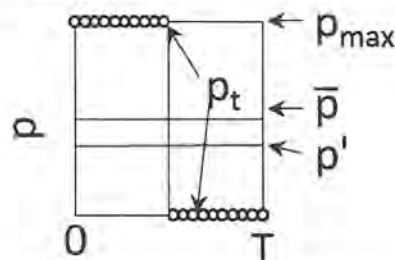
〈3・2〉 α と β の範囲 電力貯蔵容量は α および β で規定されるが、これらは時々刻々と変動しており厳密には知り得ない。そこで、余剰出力の最大値 (p_{max}) を与えることで、電力貯蔵容量を求める (10) 式を書き換える。ここで余剰出力の最大値 p_{max} は、再生可能エネルギー G_0 や需要 D_0 などから求めることができるものとする。

α および β の定義から、 α および β は 0 から 1 の値を取る。(10) 式で示す Q_1 の右辺は、分母が常に正となるため、 β が 0 から 1 のどの値を取っても、分子に含まれる α が 1 の時に最大値を取る。これは (3) 式の定義から、余剰出力 p_t が正の値を取るのは、常に充電する時間帯となるような p_t になることを示している。つまり放電する時間 ($p_t < p'$) は p_t が 0 となり、 p' はすべて電力貯蔵装置からの放電によって賄うことを示している。これらの関係を図 3(a) に示す。

また、図 2 に示したように、 t 時の充放電電力量は p_t と p' の大小関係によって決まるが、 p_{max} を考慮すれば、 p_t が p_{max} になる場合に充電電力量は最大となる (図 3(b))。つまり、 p_t が (11) 式の 2 値のみを取る場合に、 Q_1 が最大になる。



(a) p_t spread under the maximum capacity condition ($\alpha = 1$)



(b) p_t spread considered p_{max} for the above figure (a)

図 3 電力貯蔵容量が最大となるような条件における余剰出力 p_t の分布

Fig. 3. Value of surplus electric power for calculating the maximum storage capacity.

$$p_t = \begin{cases} p_{max}, & \text{if } p_t \geq p' \\ 0, & \text{if } p_t < p' \end{cases} \dots\dots\dots (11)$$

p_t が 2 値のみ取することを考慮すれば、ある時間帯の総電力量を (12) 式で示すことができる。(12) 式から、(3)~(4) 式と供給電力の平均値 \bar{p} を用いて整理し、(13) 式を得る。

$$\int_{p_t > p'} p_t dt = p_{max} \int_{p_t > p'} dt \dots\dots\dots (12)$$

$$\beta = \frac{\bar{p}}{p_{max}} \alpha \dots\dots\dots (13)$$

これにより (10) 式の Q_1 は、 α が 1 の時に最大値を取ることを考慮して、(14) 式に示すように書き換えることができる。(14) 式は、電力貯蔵容量 Q_1 が、 η と \bar{p}/p_{max} によって決まることを示している。ここで \bar{p}/p_{max} は、最大余剰出力 p_{max} に対する余剰出力平均値 \bar{p} の比で、余剰出力の負荷率と呼ぶ。

$$Q_1 = \frac{\bar{p} \left(1 - \frac{\bar{p}}{p_{max}} \right)}{(\eta - 1) \frac{\bar{p}}{p_{max}} + 1} \dots\dots\dots (14)$$

本研究で評価する電力貯蔵装置は、容量として Q [kWh] を、貯蔵装置から入出力可能な最大出力として p_{max} [kW] を、それぞれ想定している。この Q は、充放電効率を考慮する前の、充電器入口の総電力量を示している。

〈3・3〉 複数時間帯を考慮した貯蔵容量 p_t が 2 値のみを取ることを示した (11) 式を考慮すれば、図 3(b) に示した p_t は、図 4 の上図の 0~ T の時間帯で示すような p_t となる。この場合の蓄電容量の時間推移を、図 4 下図で示した。 Q は 0~ T の時間帯内でピーク Q_1 を取り、0 時と T 時

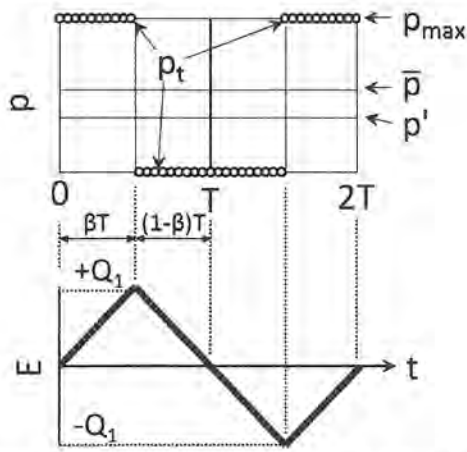


図4 連続した時間帯を考慮した電力貯蔵装置におけるQの推移

Fig. 4. Levels of Q in the power storage system considered continuous term.

に0となる。

連続する2つの時間帯を考慮すれば、T~2T時のように、予め貯めた電力を先に放電し、後に蓄電することも考えられる。つまり、連続する複数の時間帯でそれぞれ平滑化する場合、ある単一の時間帯を平滑化する場合の2倍の電力貯蔵容量が必要となる。ここでは2時間帯のみ示したが、より多いn時間帯で平滑化する場合の電力貯蔵容量Q_nであっても、Q₁の2倍となる。(14)式をp_{max}Tで割り、次式の通り書き換える。

$$\frac{Q_n}{p_{max} \cdot T} = 2 \cdot \frac{Q_1}{p_{max} \cdot T} = 2 \frac{\left(1 - \frac{\bar{p}}{p_{max}}\right) \frac{\bar{p}}{p_{max}}}{(\eta - 1) \frac{\bar{p}}{p_{max}} + 1} \dots \dots \dots (15)$$

4. 平滑化後の供給出力 p' に変動幅を与える場合

3章では、供給出力 p' を一定の値にするための電力貯蔵容量 Q_n について検討した。実際の運用を想定すれば、供給電力 p' は、系統へ悪影響を与えない範囲で変動することは許容されると考えられる。本章では、供給出力 p' に許容変化幅を与え、p' を変化幅の範囲に納める場合に必要な電力貯蔵容量について検討する。

許容される p' の変化幅を、p' に対する変動率 ε で与える。この場合の電力の大小関係を、図2を元にして図5に示す。変化幅を与えない場合(図2)は p_t と p' の差を充放電する必要があるのに対し、変化幅を与えた図4の場合、p_t が (1+ε)p' より大きい場合に蓄電し、p_t が (1-ε)p' より小さい場合に放電する必要がある。つまり、平滑化後の供給出力 p' に変動率 ε が許容される場合、貯蔵容量を ε に応じて削減できることがわかる。

ε を考慮して定式化し、電力貯蔵容量を示す(15)式を書

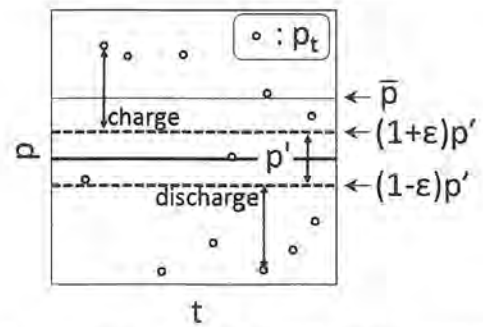


図5 εを考慮した場合の電力貯蔵装置への充放電
Fig. 5. Charge / discharge of power storage system considered ε.

き換える。はじめに、(7)式で示した充放電の電力量バランスを、次式の通り書き換える。

$$Q_1 = \alpha E - p'(1 + \epsilon)\beta T \dots \dots \dots (16)$$

同様に、(8)式で示した充放電損失に関する電力量バランスを次式に書き換える。

$$\eta(\alpha E - p'(1 + \epsilon)\beta T) = (1 - \beta)p'(1 - \epsilon)T - (1 - \alpha)E \dots \dots \dots (17)$$

αとβの値そのものは変動率εの影響を受けるが、αが1の時に貯蔵容量Qが最大になることは影響を受けない。つまり、αとβの関係を示した(12)式も影響を受けない。これらを考慮して、Q_nがQ₁の2倍になることを示した(15)式、電力量バランスの(16)式と(17)式、α=1、(12)式を整理した(13)式のβを用いて、変動幅を考慮した電力貯蔵容量Q_{ne}を得る。(18)式は、両辺をp_{max}で除して整理した。(18)式はεを0とすれば、(15)式に等しい。

$$\frac{Q_{ne}}{p_{max} \cdot T} = \frac{2 \left(1 - \frac{\bar{p}}{p_{max}}\right) (1 - \epsilon) \frac{\bar{p}}{p_{max}}}{(\eta - 1) \frac{\bar{p}}{p_{max}} + 1 + \epsilon \left(\frac{\eta + 1}{p_{max}} \frac{\bar{p}}{p_{max}} - 1\right)} \dots \dots \dots (18)$$

(18)式はηが小さくなるほど大きくなるので、Q_{ne}/(p_{max}・T)の上限を知るため、充放電効率ηがゼロになるような極限を、(19)式で検討する。定義からp̄/p_{max}は0~1の範囲の値を取ることが明らかなため、Q_{ne}/(p_{max}・T)は、平滑化する時間帯の最大電力量の2倍を超えない(Q_{ne} ≤ 2p_{max}T)ことがわかる。

$$\lim_{\eta \rightarrow 0} \left(\frac{Q_{ne}}{p_{max} \cdot T} \right) = \frac{2(1 - \epsilon) \left(1 - \frac{\bar{p}}{p_{max}}\right) \frac{\bar{p}}{p_{max}}}{(1 - \epsilon) \left(1 - \frac{\bar{p}}{p_{max}}\right)} = 2 \frac{\bar{p}}{p_{max}} \leq 2 \dots \dots \dots (19)$$

5. 数値例

ケーススタディとして、電力貯蔵装置のパラメータに蓄電池を想定した一般的な数値を代入して、平滑化に必要な電力貯蔵容量 Q_n を示す。

(5.1) 充放電効率と貯蔵容量の関係 パラメータには、単位時間 T を 1, 充放電効率 η を 0.75 および比較のための 1.0 および 0.5 を与えた。

図 6 に、余剰出力の負荷率 \bar{p}/p_{max} と、貯蔵容量 Q_n の関係を示す。横軸の \bar{p}/p_{max} は、当該時間帯の平均出力と最大余剰出力の比を示している。簡単のために図 1 に示す需要 $D_0 = 0$ とすれば、再生可能エネルギー G_0 の定格出力に対する平均出力の比率とみなすことができる。縦軸の $Q_n/(p_{max} \cdot T)$ は、当該時間帯に想定しうる最大余剰出力 ($p_{max} \cdot T$) に対する電力貯蔵容量の比率を示している。 $Q_n/(p_{max} \cdot T)$ が 1 の場合、当該システムの想定する時間帯における全ての余剰出力を貯蔵するだけの電力貯蔵容量が必要なことを意味する。

はじめに、余剰出力の負荷率 \bar{p}/p_{max} が 0 または 1 の場合、余剰出力に変動はないため $Q_n/(p_{max} \cdot T)$ は 0 となる。あるシステムで $p_{max} \cdot T$ は一定値を取るため、 Q_n がゼロになる事を示している。

充放電効率 $\eta = 1$ の場合、余剰出力の負荷率 \bar{p}/p_{max} が大きくなるにつれて Q_n は大きくなる。 \bar{p}/p_{max} が 0.5 の時に、 Q_n は最大値 0.5 を取る。単位時間の余剰出力が最大出力に対して 50% の場合に電力貯蔵容量は最大となる。平滑化する余剰出力の全電力量 ($\bar{p}/p_{max} = 0.5$) に等しい電力貯蔵容量 ($Q_n/(p_{max} \cdot T) = 0.5$) が必要になることを示している。

充放電効率が低下すると、 Q_n の最大値は増加する。平均的な蓄電池を想定した $\eta = 0.75$ の場合、 Q_n は \bar{p}/p_{max} が 0.55 の場合に最大値 0.574 を取る。平滑化する余剰出力 ($\bar{p}/p_{max} = 0.55$) を若干上回る電力貯蔵容量 ($Q_n/(p_{max} \cdot T) = 0.574$) が必要になることを示している。

これによって充放電効率と貯蔵容量の関係を比較するこ

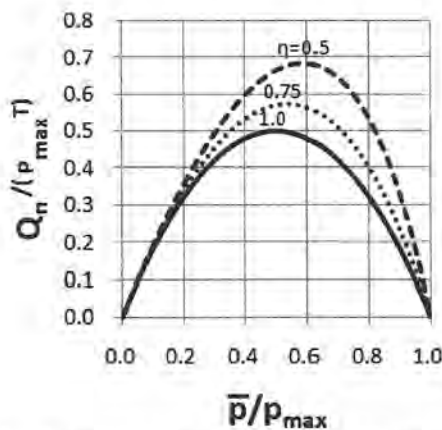


図 6 余剰出力の負荷率 \bar{p}/e_{max} が電力貯蔵容量 $Q_n/(e_{max} \cdot T)$ に与える影響 (数値例)

Fig. 6. Influence for the Storage Capacity $Q_n/(e_{max} \cdot T)$ according to the load ratio \bar{p}/p_{max} (Case study).

とができる。充放電効率 75% の場合と 80% の場合を比較すると、必要な貯蔵容量は 5% 低下した。充放電効率の向上はエネルギー効率を向上させるだけでなく、貯蔵容量の低減にも寄与することがわかる。

(5.2) 供給変動を考慮した貯蔵容量 充放電効率 η を 0.75 に固定して、供給変動率 ϵ の影響を数値例で示す。

図 6 と同様に、余剰出力率が 0 および 1 の場合は、貯蔵容量 Q_n は 0 となる。図 6 では充放電効率が増大するにつれて Q_n の最大値は増加し、かつ、最大値を取る余剰出力の負荷率が增大したが、供給変動を考慮する図 7 では、許容変動率が增大するに従って Q_n の最大値は低下し、かつ、最大値を取る余剰出力の負荷率も低下した。また、変動率に 1 を許容すると、当然だが Q_n は 0 となる。

仮に供給変動率 ϵ を 0.25 ($\pm 25\%$) まで許容する場合、必要な電力貯蔵容量は許容前と比べて 20% 低下させることができることを示している。

(5.3) 充放電効率と許容変動率に応じた貯蔵容量 電力貯蔵装置を設置するに際し、特定時間帯の余剰出力 p_t に対処するのではなく、発電装置規模と需要の関係から推測されるあらゆる余剰出力 p_t のばらつきを平滑化する必要がある。すなわち電力貯蔵容量は、余剰平均値 \bar{p} でなく、最大供給能力 p_{max} と、充放電効率 η , 供給変動幅 ϵ によって決定される必要がある。

図 6~図 7 の 2 つの数値例は、余剰出力の負荷率 (\bar{p}/p_{max}) に応じて $Q_n/(p_{max} \cdot T)$ がピーク値を持つことを示した。図 7 で示した電力貯蔵容量 $Q_n/(p_{max} \cdot T)$ の最大値を $(Q_{ne}/(p_{max} \cdot T))_{max}$ とし、これを図 8 に示す。図 8 は電力充放電効率 η と供給変動率 ϵ がパラメータで、図中の数値 $(Q_{ne}/(p_{max} \cdot T))_{max}$ が、想定しうる時間帯の最大余剰出力に対する、必要な電力貯蔵容量を示している。図 8 を横断面で見れば、充放電効率が向上するに従って貯蔵容量が低下することを示している。また、縦断面で見れば、平滑化後

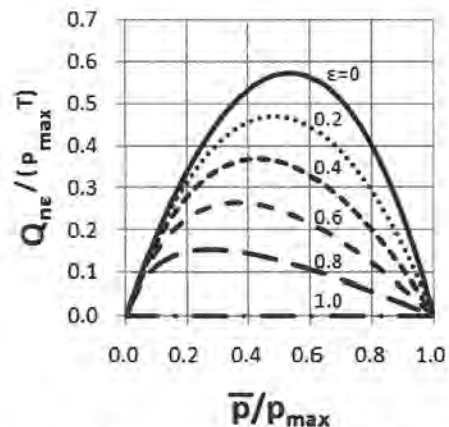


図 7 余剰出力の負荷率 \bar{p}/e_{max} が許容変動率 ϵ を考慮した電力貯蔵容量 $Q_{ne}/(e_{max} \cdot T)$ に与える影響 (数値例)

Fig. 7. Influence for the Storage Capacity $Q_{ne}/(e_{max} \cdot T)$ according to the load ratio \bar{p}/e_{max} considered allowance factor ϵ (Case study).

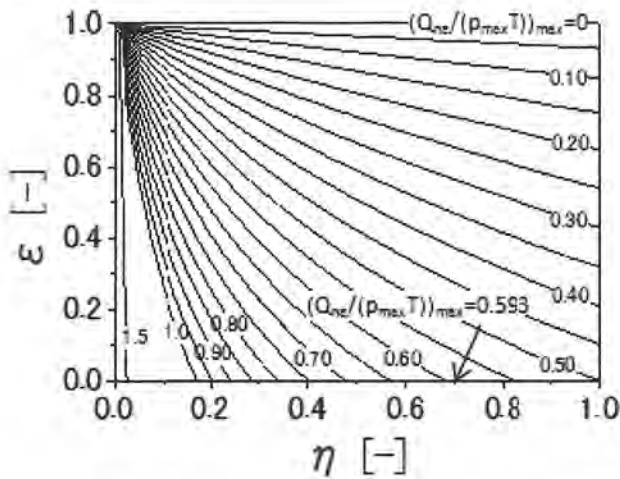


図8 貯蔵効率 η と許容変動率 ε に応じた電力貯蔵容量の最大値 $(Q_{ne}/p_{max} \cdot T)_{max}$
Fig. 8. Maximum Power Storage Capacity $(Q_{ne}/p_{max} \cdot T)_{max}$ considered storage efficiency η and allowance factor ε .

の変動幅が大きくなるに従って貯蔵容量が低下する。また平滑化後の変動率 ε が大きく許容されるに従って、必要な貯蔵容量は充放電効率の影響を受けなくなる。 ε が1の時、貯蔵装置は不要 $((Q_{ne}/(p_{max} T))_{max} = 0)$ となる。

4章の(19)式では充放電効率 η がゼロになるような極限を想定した。 η が0.7以上などの現実的な値を想定すれば、貯蔵容量は、平滑化する時間帯の最大電力量の0.6倍より小さくなることわかる。

〈5・4〉蓄電池と連系させた風力発電の場合 より具体的な事例を示すため、5kWの風力発電設備(WG)を設置した一般家庭を想定する。時々刻々と変化するWGの出力と需要を正確に予測することは困難だが、ある時間帯、例えば30分毎の平均値を予測することはいずれ可能になるものと考え^{(12)~(14)}。

充放電効率には標準的な蓄電池を想定して0.7を与え、平滑化後の変動率 ε はゼロとする。図8から、 $\eta = 0.7$ および $\varepsilon = 0$ における $(Q_{ne}/(p_{max} T))_{max}$ の値は0.593であることがわかる。この値を用いて次式で Q_{ne} を求める。

$$Q_{ne(5kW,0.5h)} = \left(\frac{Q_{ne}}{p_{max} T} \right)_{max} \cdot 5 [kW] \cdot 0.5 [h] = 1.48 [kWh]$$

30分毎の出力の大小に関わらず、5kWの再生可能エネルギー源(ここでは風力発電装置)の場合、30分間の出力を30分毎の一定値に保つために必要な電力貯蔵容量は1.48[kWh]であることがわかる。

6. 結 論

再生可能エネルギーの普及に際し、これらの出力を平滑化して、電力システムの安定性を保つ必要があるとされる。本研究は、変動する電力潮流を平滑化するために設置する電力貯蔵装置の容量を、解析的に求めることを目的とした。

その結果、以下の知見を得た。

(1) 電力貯蔵容量を、いくつかのパラメータを用いることで定式化した。貯蔵容量は、平滑化後の出力を正しく設定しうる場合に、最大出力、および貯蔵装置の充放電効率から求められる。

(2) 貯蔵容量は、平滑化する時間帯の平均負荷率が50%以上の時に最大値を取り、平均負荷率が0%および100%のときは最小値の0となる。

(3) 平滑化後の供給出力に変動幅を認めると、電力貯蔵容量を低下させることができる。その低下幅を解析的に示した。また電力貯蔵容量の最大値は、想定しうる最大余剰電力量の2倍を超えないことを示した。

(4) 余剰出力の平滑化のための電力貯蔵容量の最大値を、余剰出力の瞬時最大値と、貯蔵装置の効率、平滑化後の変動幅を用いて図8の通り算出した。

本研究では、平滑化後の出力(p')を正しく設定しうることを前提としているが、実際には感度分析などによる推定が必要になる。同様に運用面では、系全体の出力をある一定値に保つ運用をすることを前提としたが、運用時間帯を通じて移動平均値などに追従する滑らかな変化をすることが望ましい。装置面では、電力貯蔵装置の制約として充放電効率だけを考慮したが、現実には充放電に伴う様々な制約がある。このように運用上不可避な条件を考慮した上で、貯蔵容量を解析的に示すことが、今後の課題である。

(平成20年7月30日受付, 平成20年10月9日再受付)

文 献

- (1) T. Takano: "Natural Energy Power and Energy Storing Technology", *IEEE Trans. PE*, Vol.126, No.9, pp.857-860 (2006-9) (in Japanese)
高野富裕:「自然エネルギー発電と電力貯蔵技術」, 電学論 B, 126, 9, pp.857-860 (2006-9)
- (2) NEDO:「風力発電電力系統安定化等調査」, 平成13年度調査報告書(2002)
- (3) NEDO:「蓄電池併設風力発電導入可能性調査」, 平成12年度調査報告書(2002)
- (4) 吉岡包晴・中田秀樹・野本 進・吉田昭彦・関元正史:「パワーキャパシタを用いた太陽光発電出力平滑化」, pp.25-32, 電子情報通信学会(2000)
- (5) T. Kato, N. Ina, and Y. Suzuoki: "Economic Assessment on Smoothing PV System's Output by Adjusting MPPT Control", *IEEE Trans. PE*, Vol.125, No.11, pp.1055-1062 (2005-11) (in Japanese)
加藤文佳・伊奈信彦・鈴置保雄:「MPPT制御の調整によるPVシステム出力平滑化の経済性評価」, 電学論 B, 125, 11, pp.1055-1062 (2005-11)
- (6) F. Giraud and Z.M. Salameh: "Steady-State Performance of a Grid-Connected Rooftop Hybrid Wind-Photovoltaic Power System with Battery Storage", *IEEE Trans. Energy Conversion*, Vol.16, No.1, pp.1-7 (2001)
- (7) J.D. Maclay, J. Brouwer, and G.S. Samuelsen: "Dynamic modeling of hybrid energy storage systems coupled to photovoltaic generation in residential applications", *J. Power Sources*, Vol.163, pp.916-925 (2007)
- (8) H. Satoh, S. Takayama, K. Nakamura, and N. Kakimoto: "Change Rate Control of Photovoltaic Generation Output and Calculation of Necessary Capacitance", *IEEE Trans. PE*, Vol.128, No.4, pp.647-653 (2008-4) (in Japanese)
佐藤浩行・高山聡志・仲村宏一・垣本直人:「太陽光発電出力の変化速度抑制制御及び必要なキャパシタ容量の算定」, 電学論 B, 128, 4, pp.647-653 (2008-4)
- (9) R.M. Dell and D.A.J. Rand: "Energy storage—a key technology for global energy sustainability", *J. Power Sources*, Vol.100, pp.2-17 (2001)
- (10) M.H. Nehrir and B.J. LaMeres: "A multiple-block fuzzy logic-based electric

water heater demand-side management strategy for leveling distribution feeder demand profile", *Electric Power Systems Research*, Vol.56, pp.225-230 (2000)

- (11) T. Oda, A. Akisawa, and T. Kashiwagi: "Determining the Error in Total Energy Efficiency Levels under Changing Heat and Power Demands at a Cogeneration System", *J. IEE*, Vol.83, No.6, pp.423-428 (2004) (in Japanese)
小田拓也・秋澤 淳・柏木孝夫:「負荷変動を考慮したコージェネレーション効率推定値の誤差」, *エネルギー*, 83, 6, pp.423-428 (2004)
- (12) S. Yamamoto, K. Sumi, E. Nishikawa, and T. Hashimoto: "An Operating Method Using Prediction of Photovoltaic Power for a Photovoltaic-Diesel Hybrid Power Generator System", *IEEJ Trans. PE*, Vol.124, No.4, pp.521-530 (2004-4) (in Japanese)
山本茂広・角 和芳・西川榮一・橋本 武:「太陽光発電電力予測を用いた太陽光・ディーゼルハイブリッド発電システム運用法」, *電学論 B*, 124, 4, pp.521-530 (2004-4)
- (13) S. Yamamoto, T. Katagi, J. Park, T. Hashimoto, and T. Hashimoto: "A basic study to forecast the power fluctuation of the photovoltaic power generation by image processing of clouds", *T. IEE Japan*, Vol.119-B, No.8/9, pp.909-915 (1999-8/9) (in Japanese)
山本茂広・片木 威・朴 在植・橋本 武・橋本 岳:「雲の画像解析による太陽光発電の出力変動予測に関する基礎的研究」, *電学論 B*, 119, 8/9, pp.909-915 (1999-8/9)
- (14) Y. Kemmoku, H. Ishii, H. Takikawa, T. Kawamoto, and T. Sakakibara: "Method of forecasting wind velocity of next day using weather data over wide area", *J. JSES*, Vol.27, No.1, pp.85-91 (2001) (in Japanese)
見目喜重・石井弘樹・滝川浩史・河本 映・榎原建樹:「広域の気象データを利用した翌日の風速予測」, *太陽エネルギー*, 27, 1, pp.85-91 (2001)

小田 拓也 (正員) 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研究科博士課程修了。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。



宮崎 隆彦 (正員) 1973年1月28日生。1995年10月東京農工大学技官着任。2003年9月英国ノッティンガム大学 MSc in Renewable Energy and Architecture 修了。2005年3月東京農工大学において博士(工学)の学位取得。東京農工大学助手を経て, 2007年4月同大学助教, 現在に至る。主として, 再生可能エネルギー及び排熱利用システムの研究に従事。



伊藤 雅一 (非会員) 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電子情報工学専攻修士課程修了。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。太陽光発電システム研究, メガソーラ研究, ライフサイクル評価研究に従事。



柏木 孝夫 (非会員) 1946年生。1972年東京工業大学大学院修士課程修了。1975年東京工業大学博士課程進学。同大助教授を経て, 1988年東京農工大学工学部教授, 2000年同大学大学院生物システム応用科学研究科教授。2007年東京工業大学統合研究院教授, 現在に至る。工学博士。主として, 環境・エネルギーシステム工学, 冷凍空調和, 応用熱工学に関する研究に従事。



Solar Resource Potentials of a Very Large Scale PV System in Sahara Desert

Masakazu ITO¹, Yuki HAMANO², Kosuke KUROKAWA¹

Abstract: A desert has abundant irradiation and plenty of land. Especially, a gravel desert is suitable for a PV system installation, because it is consisted of flat hard soil. To find suitable places such as the flat gravel desert for the Very Large Scale PV (VLS-PV) system, the authors have been developed remote sensing method with satellite images. Land condition is evaluated by using three analyses: ground cover classification, which is statistical calculation; undulating hills classification, which is extraction of edges of satellite images; and vegetation index. Then, we applied the method to Sahara desert, and found that 373 TW VLS-PV systems are possible to be installed, and it can generate 626 PWh/year. This is four times as world energy demand in 2010.

Keywords: Desert, Remote sensing, Satellite image, VLS-PV

1. Introduction

The Very Large Scale Photovoltaic power generation (VLS-PV) system has been studied in order to resolve the world energy and environmental issues in the Task8 in the Photovoltaic Power Systems Programme (PVPS) in the International Energy Agency (IEA). The objective is to examine and evaluate the feasibility of the VLS-PV System, which have a capacity ranging from over multi Megawatt to Gigawatt, and develop practical project proposals for demonstrative research toward realization of the VLS-PV Systems in the future. The desert has very large energy resource, because the desert has abundant solar irradiation and plenty of land. However, the VLS-PV system can be installed in not all area in desert. For example, sand dune is difficult for installation, and trees should not be damaged. The gravel desert is suitable, because it consists of small locks and is flat land area.

The authors have been developed a method which extracts suitable areas for the VLS-PV by using remote sensing with satellite images. The result of the method shows not only suitable area but also potentials of PV power generations in the desert. This method has been updated from last method (Sakakibara *et al.*, 2005) to give improved accuracy.

2. Satellite images and the method

In this paper, we use two types of satellite images for the method. One is LANDSAT-7/ETM+ images which are available at a web site of the Global Land Cover Facility (GLCF) in University of Maryland^{A)}. It provides satellite images for free, however, there is some limitation. Another is NOAA/AVHRR images to obtain Normalized Difference Vegetation Index (NDVI). This NDVI dataset are possible to download at web site of the Center for Environmental Remote Sensing (CEReS) in Chiba University^{B)}. The yearly maximum NDVI (NDVI_{max}) was calculated from the NDVI dataset. For smoothing yearly climate variability, average of five-year

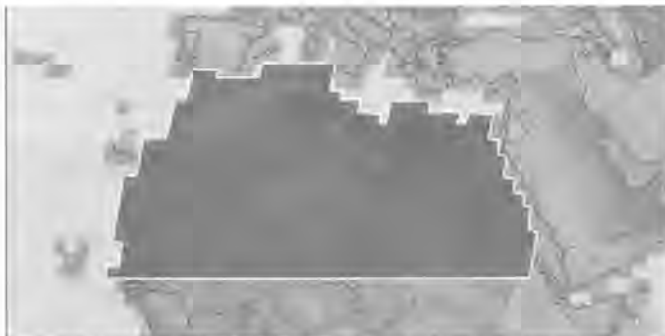


Fig. 1. Analysis area of Sahara desert in this study.

¹ Integrated Research Institute, Tokyo Institute of Technology (Tokyo Tech), 2-12-1 Ookayama, Meguro-ku, Tokyo, 152-8550, Japan, E-mail: ito@iri.titech.ac.jp

² Solar Energy Group, KYOCERA Corporation, Mie Ise Plant 600-10 Shimono-cho, Ise-shi, Mie 516-8510 Japan, E-mail: yuuki.hamano.ke@kyocera.jp

NDVI_{max} is utilised, since the amount of precipitation of desert differs widely each year. An analysis area in this study is the Sahara desert in North Africa as shown in **Figure 1**. The analysis area covers 12.5 million km² which is approximately 8 percent of whole land area on the Earth.

To find suitable area for the VLS-PV system, three analysis methods were developed as shown in **Figure 2**. We used vegetation index developed by using NOAA. Landsat satellite images are also investigated for estimations of ground cover classification and undulating hills classification. At first, the Landsat satellite images were converted by using reflection ratio. The ground cover classification was done by maximum likelihood procedure. And the rolling ground classification was done by Laplacian filter. The result of three analyses were weighted and integrated, and we obtained suitable areas for the VLS-PV systems. In addition, we did ground truth to evaluate the method.

For the ground cover classification, we applied a maximum likelihood estimation method. Band 2, 3 and 4 were utilised, and classified as sand dune, gravel, Steppe, trees, and water area. Training data from the test site were prepared in advance. Average and variance were used for the calculation. And by using the majority filtering, noises in the results were reduced.

The algorithm of extracting undulating hills was done by filtering which emphasize edges, reduce noises, and cut and emphasize specific frequency. We did the filtering to band 3, because it is data of the near-infrared and it is suitable for making out geological structures. We used the Laplacian filter for the algorithm because it can extract not only vertical and horizontal edge but also slanting edge. After that, we used dilation and erosion. An example of the result is shown in **Figure 3**.

The Landsat 7 has high resolution, and is good for evaluate geographic condition. However, if we use the free images, it is difficult to get its images in same season, and image size is small. Therefore, we have to use satellite images of dry and rainy season at same area's evaluation. We made a collection method of seasonal differences, but it is not very good. On the other hand, NOAA AVHRR is low resolution, but one image cover large area. In addition, CEReS, Center for Environmental Remote Sensing, in Chiba University is distributing a NDVI database which consists of 36 data which are 12 months data and three 10-days data in a month. And the data is from 1980 to 2000. **Figure 4** shows an annual maximum NDVI. Dark gray shows lower vegetations, and white shows higher vegetation.

We referred to a paper (Ma and

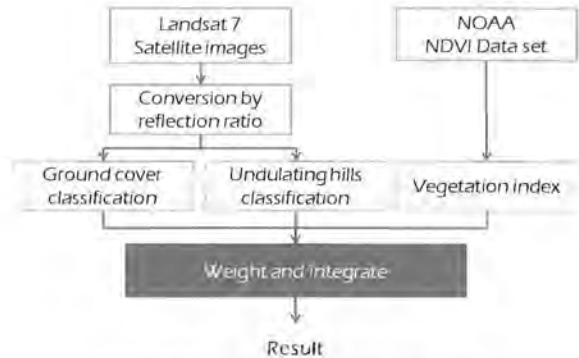


Fig. 2. Scheme of the analysis method.

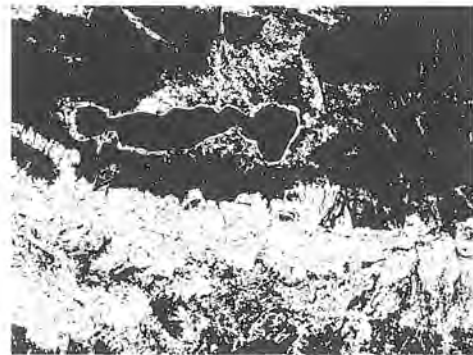


Fig. 3. Undulating hills extraction.

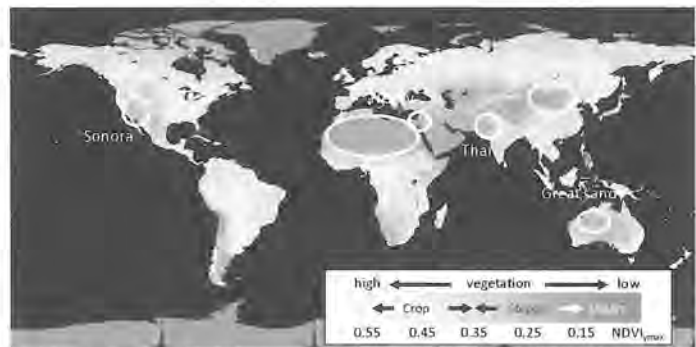


Fig. 4. The analysis result of annual maximum NDVI.

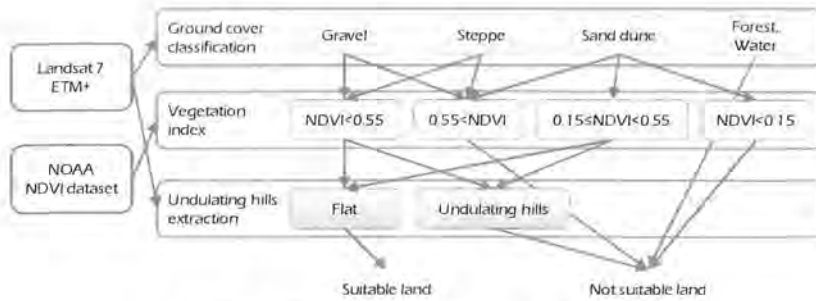


Fig. 5. The integration of three classification analyses.

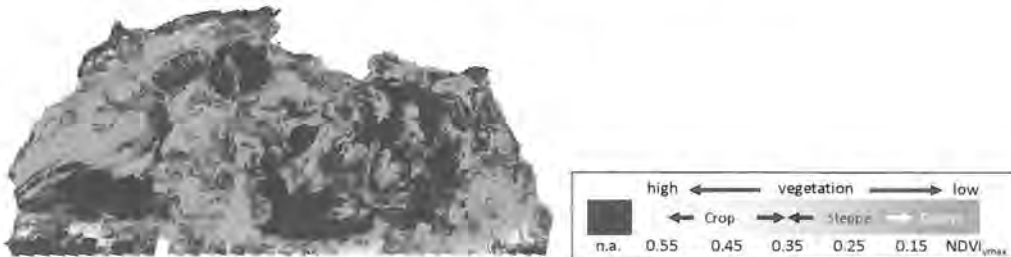


Fig. 6. Result of the evaluation of the Sahara area.

Veroustraete, 2006), we define three vegetation levels. Desert level ($NDVI_{max} < 0.15$): Very little vegetations. It may seem that almost areas are available for the VLS-PV. However, this very small $NDVI_{max}$ is made by mobile sand. Therefore these areas are not gravel areas but sand dune areas. Steppe level ($0.15 \leq NDVI_{max} < 0.35$): Vegetations can grow in rainy season. The condition is not harder than desert level. Therefore, there are some villages in these areas. Crop level ($0.35 \leq NDVI_{max} < 0.55$): This level is crop or grass area. The vegetation level gets higher in rainy season. But it reduces to steppe level in dry season.

Figure 5 shows the summary of the integration algorithm. At first, the Landsat satellite images were divided to four categories; gravel, steppe, sand dune, and forest and water. Forest and water areas are evaluated at not suitable land. Second, we evaluate the areas classified as gravel, steppe and sand dune. The gravel and steppe areas are evaluated by NDVI. If it is lower than 0.55, they go to next step. If not, they are not suitable land. The sand dune areas are also evaluated. If the NDVI is between 0.15 and 0.55, they go to next step. Finally, the passed areas are evaluated by the undulating hills extraction. If they are classified as flat land, they are suitable land for VLS-PV. If not, they are not suitable land.

3. Results and Discussion

Figure 6 shows evaluation results by the three analyses. The image area is 12.5 million km^2 . Suitable land area for the VLS-PV was: 4.5 thousand km^2 at desert level; 5.3 thousand km^2 at desert and steppe level; and 5.5 thousand km^2 at desert, steppe and crop level. They were about 36 %, 43 % and 44 % of analyzed area.

To evaluate the accuracy of the algorithm, we did the ground truth. It is comparison between actual land condition and the results of the evaluation. We went to the Sahara desert, and took photos with location data by GPS.

The ground truth in Sahara desert was investigated in September in 2007. Its route was from Djerba island to Tozeur through Ksar Ghilane, Douz, salt lake, and mountain area. A left figure of Figure 7 is consists of 4 images which were taken on December, April, May and June. A right figure shows a result and a track line showing white line. We checked 135 points. The accuracy was 86 %. However, area ratio which is actual data divided by suitable area was 75 %. We suppose that there are areas of combined sand dune and gravel area which the algorithm evaluates as sand dune. And because salt lake is an easy place to evaluate, accuracy there is high.

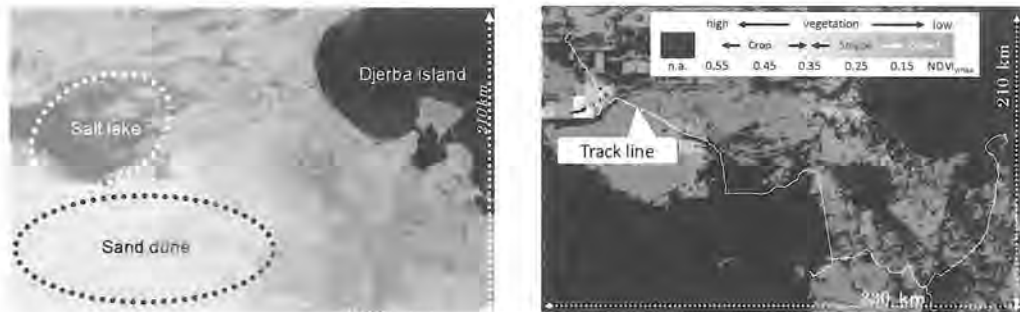


Fig. 7. The ground truth in Tunisia.

Table 1. Analysis result of PV potential.

Area	Analysis area [10 ³ km ²]	Vegetation level	Area ratio [%]	PV capacity [TW]	Annual generation [10 ³ TWh]
Sahara	12,514	Desert	35.9	314.2	527.3
		Steppe and lower	42.6	373.1	626.0
		Crop and lower	43.9	384.9	645.0

4. Solar energy potential

The 14 % efficiency is the typical efficiency of a multi crystalline silicon PV module. Its output is 140 W at standard test conditions which are 1000 W, 25 centigrade, AM1.5. 50 % space factor was set for distance because of shadow of arrays. The performance ratio of 0.7 is also typical or lower than average considering desert conditions. Annual yield means the amount of irradiation, which can be calculated using an irradiation database. We used NASA's irradiation database which was prepared by the project SeaWiFS, Sea-viewing Wide Field-of-view Sensor^{C)}. This data was evaluated by remote sensing. Resolution is 2.5° × 2.5°, 280 km × 280 km. Error is ±5W/ m². The data in 1990 was used. Our program calculates the irradiation and PV output of each pixel, and annual yield was calculated as 2684 h. Table 1 shows analysis result of PV potential. For steppe vegetation level, 373 TW PV systems can be installed and it generates 626 PWh. It is 4 times as world energy demand in 2010.

5. Conclusions

The suitable area and resources for the VLS-PV systems in deserts have been estimated by the remote sensing approach. The algorithm has been improved by the integrated evaluation approach with three kinds of layers. The PV capacity is calculated with 373 TW in desert and steppe level, and the quantity of annual generation is 626 PWh. It is enormous and has a potential to mitigate the global warming and energy issues.

Acknowledgement

The authors thank Mr. Sakakibara who developed basic method of this research when he was in master course.

Annotation

- A) Global land Cover Facility web site, <http://www.landcover.org/index.shtml>
- B) Center for Environmental Remote Sensing (CEReS) Chiba University: Twenty-year Global 4-minute AVHRR NDVI Dataset of Chiba University
- C) Goddard Institute for Space Studies, New York, N.Y.: SeaWiFS Surface Solar Irradiance

References

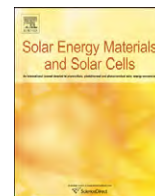
- Ma Mingguo, Veroustraeck Frank (2006): Reconstructing pathfinder AVHRR land NDVI time-series data for the Northwest of China. *Advances in Space Research*, 37: 835–840.
- Sakakibara K., Ito M., Kurokawa K. (2005): Results of PV Resource Survey for World 6 desert by a Modified Remote Sensing Approach. *Proc. of the 31th IEEE PVSC*, 1808–1811.



Contents lists available at ScienceDirect

Solar Energy Materials & Solar Cells

journal homepage: www.elsevier.com/locate/solmat



Performance analysis of various system configurations on grid-connected residential PV systems

Yuzuru Ueda ^{a,*}, Kosuke Kurokawa ^{a,1}, Kiyoyuki Kitamura ^{b,2}, Masaharu Yokota ^{c,3}, Katsumi Akanuma ^{c,3}, Hiroyuki Sugihara ^{c,3}

^a Tokyo University of Agriculture and Technology, Kosuke Kurokawa Laboratory, 2-24-16 Naka-cho, Koganei, Tokyo 184-8588, Japan

^b Meidensha Corporation, ThinkPark Tower, 2-1-1, Osaki, Shinagawa-Ku, Tokyo 141-6029, Japan

^c Kandenko Co., Ltd., 4-8-33 Shibaura, Minato-ku, Tokyo 108-8533, Japan

ARTICLE INFO

Article history:

Received 20 December 2007

Accepted 21 November 2008

Available online 7 January 2009

Keywords:

PV system

Performance

Loss

System design

ABSTRACT

Performance and loss analysis of residential photovoltaic (PV) systems are conducted using the sophisticated verification (SV) method. Performance of the various system configurations is quantitatively analyzed and compared in this paper. The south-oriented systems have approximately 22% more reference yield than the systems that are not oriented south. Difference of the module manufacturers shows more than 10% differences of the performance ratio whereas array configuration shows less difference. Imbalance of the string voltages causes system peak power loss and MPP mismatch. This loss cannot be minimized by the DC/DC converter in most of the systems.

© 2008 Elsevier B.V. All rights reserved.

1. Introduction

Grid-connected residential photovoltaic (PV) system is one of the main applications in the Japanese PV market. Approximately 50% of single houses are expected to have PV systems by the year 2030 [1]. “Demonstration research project on clustered PV systems” has been conducted since December 2002 in Ota, Japan [2] to investigate the issues of PV systems that are intensively grid-connected in urban areas. Approximately 2.1 MW of PV systems composed of 553 residential PV systems are installed in the demonstration research area. All the PV arrays are add-on-type PV arrays that installed on top of the roofs. Since the roof designs are not always optimized for the PV systems, various kinds of system configurations are used in the research area. System performances of each PV systems are quantitatively analyzed and comparison results of different system configurations are summarized in this paper.

2. Analysis method

Data from July 2006 to June 2007 are used for the analysis. Array output current and voltage, PCS output current, voltage and

power and module temperature, which are measured at a few selected systems, are used for the analysis along with the irradiation data measured at the meteorological stations using a pyranometer. Around 1 min averages of secondly measured data are used for the analysis.

Performance ratio is used as the performance index. A numerator of the performance ratio's calculation is the energy production (kWh) and a denominator is the measured irradiation (kWh/m²) divided by the STC sunlight (kW/m²) and multiplied by the system nominal power (kW) on the nameplate. Since the sum of the nominal power on the PV module's nameplate is used as the system's nominal output power, this comparison is more like a quality comparison than the technology comparison, which usually requires precise in-house measurement for the PV module's nominal output power [3].

The sophisticated verification (SV) method [4,5] is employed for loss analysis. The SV method can quantitatively separate the system performance loss into 12 loss factors, which are as follows:

1. Inverter.
2. Module temperature.
3. PCS capacity shortage.
4. Grid voltage.
5. Operating point mismatch (high voltage side).
6. Fluctuation.
7. PCS Off/PCS standby.
8. Reflection.
9. DC circuit resistance.
10. Shading.

* Corresponding author. Tel./fax: +81 42 388 7445.

E-mail address: yzrueda@cc.tuat.ac.jp (Y. Ueda).

¹ Tel./fax: +81 42 388 7445.

² Tel.: +81 3 6420 7214; fax: +81 3 5745 3042.

³ Tel.: +81 3 4431 3486; fax: +81 3 4431 3499.

11. System peak power loss.
12. Miscellaneous loss.

Inverter loss l_{PCS} (kWh) is calculated using the following equation:

$$l_{PCS} = E_{PCS} - E_A \quad (1)$$

where E_{PCS} (kWh) is an output energy of the inverter and E_A (kWh) is an output energy of the PV array. Since E_A is measured before the DC/DC converter, which is used in some of the systems, l_{PCS} may include the loss due to the DC/DC converter.

Loss due to the module temperature l_T (kWh) is calculated by Eqs. (2) and (3):

$$l_T = E_{AT} - E_A \quad (2)$$

$$E_{AT} = \frac{E_A}{1 + (\alpha_{P,max}(T_{mod} - 25))} \quad (3)$$

where E_{AT} is the temperature-corrected PV array output (kWh), $\alpha_{P,max}$ the temperature coefficient of the PV module's maximum power ($^{\circ}C$) and T_{mod} the measured PV module temperature ($^{\circ}C$).

Some of the systems use the smaller capacity of the PCS than the PV array's capacity in order to maximize the total system performance including the cost performance [6]. Loss due to the PCS capacity shortage will occur in such systems. The SV method quantifies this loss; however, this loss is not the major loss factor in the annual performance analysis because this loss will occur only with enough irradiation, which can generate around the rated peak power of the PV array.

Loss due to the grid voltage is an intentional output regulation of the PCS in order to prevent the over-voltage at the power distribution line. Especially in the case of clustered PV systems, grid voltage will be raised by the injected electric power from the PV systems to the grid. PV systems, as a distributed generator, must prevent the over-voltage at the power distribution line. Thus, all the PCS will regulate its output power if the grid voltage becomes higher than its starting voltage of the output regulation. During the output regulation, PCS will regulate the input current from the PV array. Thus, the operating point on the current-voltage ($I-V$) characteristics of the PV array will be shifted toward the open circuit voltage (V_{OC}). The SV method can quantify the loss due to the grid voltage using the input DC current and input DC voltage along with the PCS output terminal voltage.

Loss due to the operating point mismatch is usually called an MPP mismatch. However, PCS will regulate its output intentionally if the temperature of the PCS becomes high. Partial shading and imbalance of the string voltages are also the causes of the MPP mismatch. The SV method classifies all these losses as the loss due to the operating point mismatch but not including the MPP mismatch due to the fast fluctuation of the irradiance. This calculation also uses the DC input current and voltage; thus this loss cannot be quantified in the systems without the DC measurement such as the systems with a multiple DC/DC converter, the loss will be classified as miscellaneous losses in such systems.

Under the fast fluctuation of the irradiance or PV output power, data would be affected by the moving clouds or other accidental shading. Since there is some distance between the pyranometer and PV systems, either the pyranometer or PV systems could be shaded when the fluctuation is too fast, and this situation will be an error of the analysis result. On the other hand, MPP tracking sometimes takes a few seconds or minutes to find MPP when the fluctuation is too fast. All these errors or losses will occur under the fast fluctuation. The following conditions are used to calculate the loss due to the fluctuation in the SV method:

- Minute fluctuation of PV array output power is more than 3% (kW) of the PV array's peak power.
- Minute fluctuation of global irradiance is greater than 0.03 kW/m².

Typical commercial PCS uses PV array output power for its control circuit. When the incoming irradiance is too weak to start up the PCS, there will be no output power from the PCS even though the PV array is receiving irradiation. This loss is quantified as the loss due to the PCS off. Intentional disconnection of the PV systems for the research purpose is also included in this loss.

Reflection loss is the incident light reflection at the PV module's surface. The SV method calculates this loss using the geometrical optics theory [7,8].

Loss due to the DC circuit resistance includes both output power loss due to the DC wiring and voltage drop at the blocking diodes.

System peak power loss includes soiling, degradation and imbalance of the PV module's $I-V$ characteristics within the array. System peak power is calculated as the most frequently observed system peak power. The differences between this peak power and the system nominal powers under the measured irradiances are quantified as the system peak power losses.

The definition of the shading in the SV method is the situation that the pyranometer does not have any shading but the PV array has. Only the static sunlight-blocking objects are considered, moving clouds or other accidental shadings are not included. Systems that have significant shading loss are excluded from the comparison in this paper.

3. System configuration

To compare all the different system configurations, array configurations are classified into three types, i.e. single-array-oriented south as type1, multiple array-oriented south and/or east and/or west as type2 and array(s) not oriented south as type3. Examples of each type are shown in Fig. 1. Manufacturers of the PV modules, those of the PCSs, presence of the DC/DC converter before the PCSs' input and number of the PV module type are also used for the system configuration's classification. Definitions of the classification and number of systems are summarized in Table 1. An average PV array capacity is 3.87kW. Within the array type 1, configurations from 1 to 4 are the comparison of the different module manufacturers with their own PCS. Configurations from 5 to 8 have a similar comparison but only for modules because PCSs are from manufacturer E. The same comparison can be seen in array type 2. Type2 also includes the



Fig. 1. Example of each array type.

Table 1
Definition of system configuration classification.

Configuration number	Array type	Module manufacturer	PCS manufacturer	With DC/DC converter	No. of module type	No. of systems	Performance ratio (%)
1	1	A	A	No	1	43	77.7
2	1	B	B	No	1	41	81.6
3	1	C	C	No	1	35	77.3
4	1	D	D	Yes	1	23	71.1
5	1	A	E	No	1	38	78.1
6	1	B	E	No	1	27	81.4
7	1	C	E	No	1	31	76.8
8	1	D	E	No	1	35	74.7
9	2	A	A	No	1	7	76.6
10	2	A	A	Yes	1	17	73.3
11	2	B	B	No	1	16	79.3
12	2	C	C	No	1	15	76.9
13	2	C	C	Yes	1	11	76.4
14	2	C	C	Both	2	6	75.2
15	2	D	D	Yes	1	3	71.2
16	2	D	D	Yes	2	31	66.1
17	2	A	E	No	1	9	78.1
18	2	B	E	No	1	28	79.1
19	2	C	E	No	1 or 2	11	76.4
20	2	D	E	No	1 or 2	14	75.1
21	3	All	All	Both	1	25	74.9

comparison for the presence of the DC/DC converter (9–10, 12–13) and number of module type (15–16).

4. Results and discussions

Average annual performance ratios of each system configuration, annual performance ratios of individual systems and average reference yield for each configuration are summarized in Fig. 2. Average performance ratios are also added in Table 1. As a result, array type 1 generated approximately 11% more electricity than the array type 2 and 22% more than the array type 3 whereas the performance ratios did not show any significant differences between the array configurations. Differences of the performance ratios were much clear between the module manufacturers; manufacturer B showed the best performance ratio in the entire array type whereas the configurations with the module from manufacturer D showed the worst.

Loss analysis results using the SV method are summarized in Fig. 3. PCS, module temperature, reflection and system peak power loss were the major loss factors that distinguished the performance ratios of each system configuration. Annual loss ratios of each system configuration and those of individual systems are summarized in Figs. 4–8. These figures show the results of PCS, module temperature, reflection, system peak power loss and miscellaneous loss, respectively.

Since the PCS loss includes the loss at the DC/DC converter, system configurations with a DC/DC converter such as 4, 10, 13, 15 and 16 tend to have more PCS loss as shown in Fig. 4. From Fig. 5, it is clear that the system configurations with manufacturer B's PV modules resulted in a smaller loss ratio of temperature. This is because of the smaller value of the temperature coefficient of module B. Differences between array types are also seen in this figure. Array type 1 has more loss than the others because array type 1 receives more irradiation than the others and this makes module temperature hotter. On the other hand, array type 1 has less reflection loss than the others as shown in Fig. 6. The incident angle of the sunlight around noon is smaller in array type 1 but other array types have east- or west-oriented arrays and the incident angle become larger in these arrays.

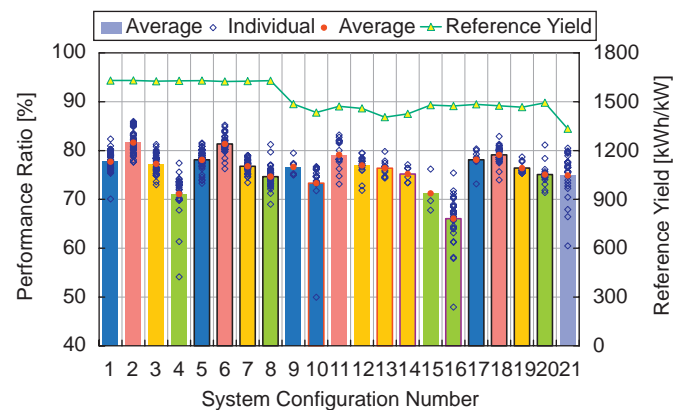


Fig. 2. Performance ratios and reference yields for each system configuration. Bar chart is the average performance ratios and diamond plots are performance ratios for each system on the left Y-axis. Line plot is the reference yield on the right Y-axis. Different color of the bar represents the PV module manufacturer.

System peak power loss represents the loss that always exists. Two systems, which have the lowest performance ratio in Fig. 2, have the largest system peak power loss in Fig. 7. One is in the configuration number 16 and the other is in 10. Both systems use the DC/DC converter and have a large difference within the string voltages. The worst system in configuration number 16 has five strings. Two are south-oriented and V_{OC} are 154 and 179 V. One is east-oriented with a V_{OC} of 128 V and the other two are west-oriented with V_{OC} of 194 and 167 V. The second bad system in configuration number 10 has three strings for each azimuth, V_{OC} are 288, 115 and 192 V. Different string voltages caused continuous MPP mismatch even with the DC/DC converter in these systems. These systems also have a lot of miscellaneous losses, which are shown in Fig. 8. Configuration number 16 has the largest average and the variation of miscellaneous loss, and this configuration has two type modules with different string voltages. Since this configuration uses a DC/DC converter, DC measurement is not available; thus, most of the miscellaneous loss comes from MPP mismatch. Consequently, different string voltages with a DC/DC converter cause much MPP mismatch, specially in configuration number 16.

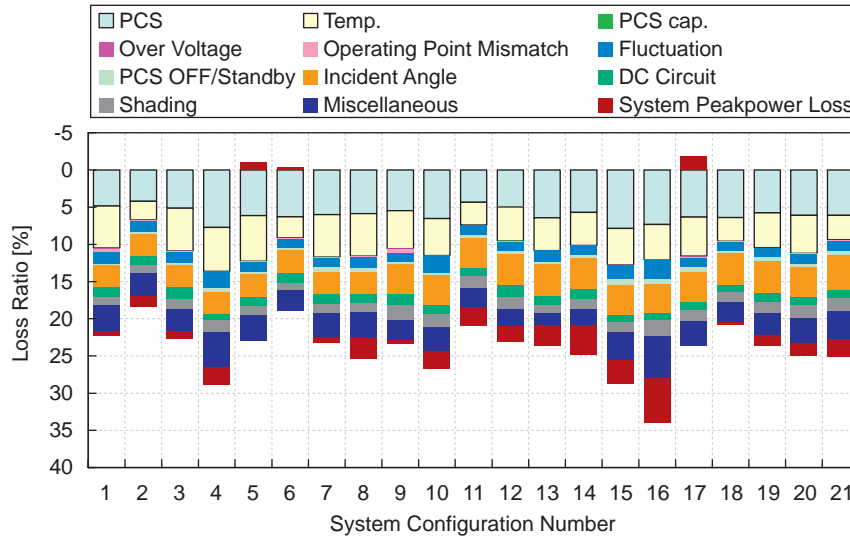


Fig. 3. Summary of the loss analysis results.

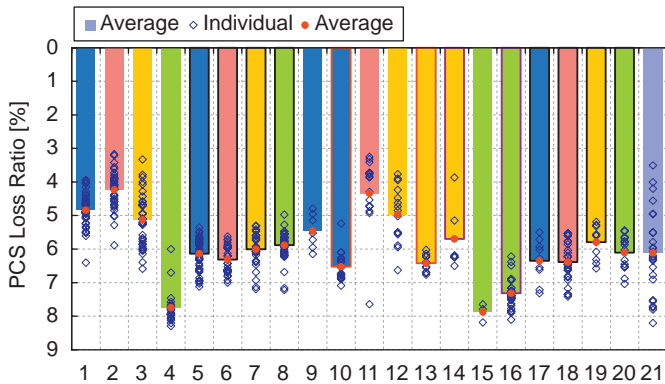


Fig. 4. Analysis result of PCS loss ratios for each system configuration.

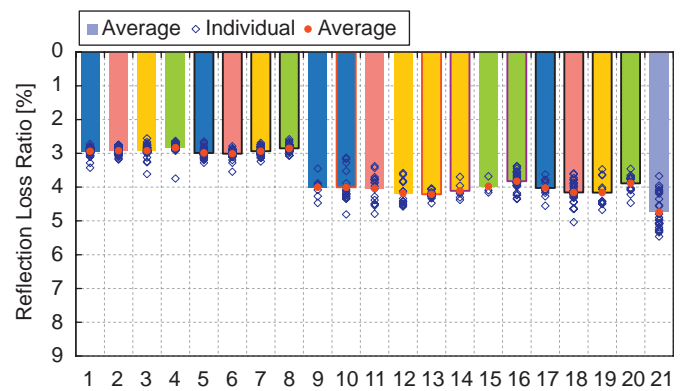


Fig. 6. Analysis result of reflection loss ratios for each system configuration.

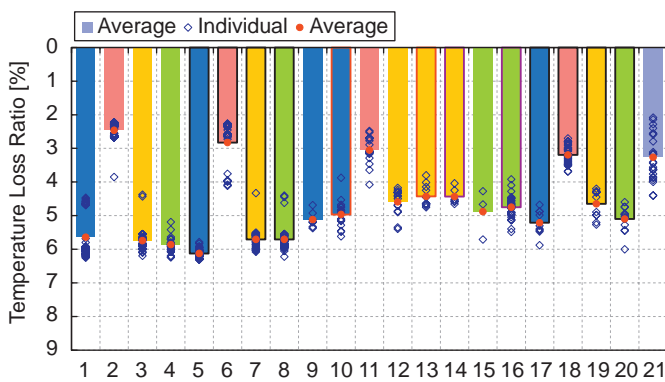


Fig. 5. Analysis result of temperature loss ratios for each system configuration.

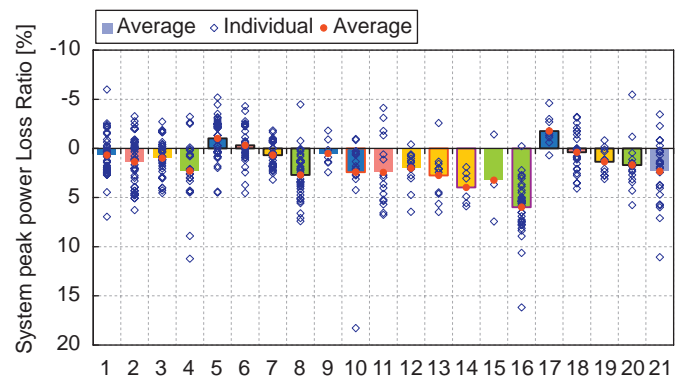


Fig. 7. Analysis result of system peak power loss ratios for each system configuration.

5. Conclusions

Detailed performance and loss analyses are conducted, and comparison among the various system configurations is summarized in this paper. South-oriented arrays generate 11–22% more electricity than the other array configurations but differences of the performance ratio arose from other reasons, such as module manufacturer and DC/DC converter with different string voltages.

The DC/DC converter increased PCS loss and imbalance of the string voltages caused system peak power loss and MPP mismatch even with the DC/DC converter. Although two type modules and DC/DC converter increase the flexibility of the array configuration, this kind of performance loss needs to be avoided in the system design.

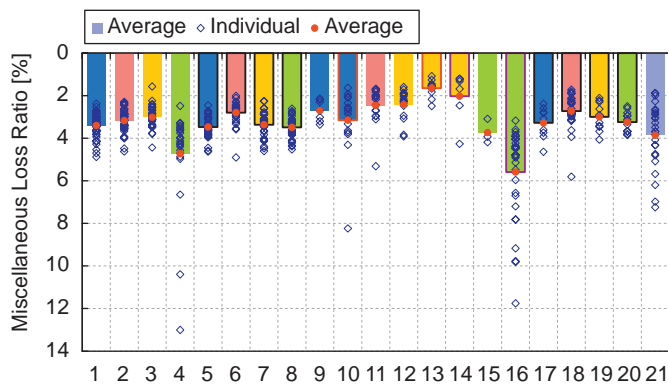


Fig. 8. Analysis result of miscellaneous loss ratios for each system configuration.

Performance ratio is not only the value of the PV system. Appearance, price and reliability are also very important criteria. Thus the system configuration, which has the lowest performance ratio in this analysis, does not mean the lowest quality or lowest value; however, differences of the performance ratios between manufacturers are more than 10% in well-optimized configurations and a nonoptimized configuration will have less than 50% of the performance ratio in the worst case. This difference needs to be considered for system design.

Acknowledgements

This research is performed as a part of “Demonstrative research on clustered PV systems”, which is a project of New Energy and Industrial Technology Development Organization (NEDO). The authors would like to acknowledge the financial support of NEDO and cooperative discussions with project members.

References

- [1] New Energy and Industrial Technology Development Organization, PV Roadmap Toward 2030(PV2030), 2004.
- [2] Kandenko Co., Ltd., FY2002 NEDO Report, Demonstrative Research on Clustered PV Systems, 2003.
- [3] M. Grottko, P. Helm, A. Kiessling, G. Friesen, A. Realini, K. Gehrlicher, PV enlargement: PV module technologies in performance comparison—results of a 3 years project programme, in: Twenty-first European Photovoltaic Solar Energy Conference Proceedings, September 2006, pp. 3263–3266.
- [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, IEE Japan 125-B (12) (December 2005) 1317–1326.
- [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, IEE Japan 127-B (1) (January 2007) 247–258.
- [6] S. Nishikawa, Optimum capacity of inverter in PV system with dispersed PV array, in: Proceedings of the JSES/JWEA Joint Conference, 2000, pp. 21–24.
- [7] T. Yamada, H. Nakamura, T. Sugiura, K. Sakuta, K. Kurokawa, Reflection loss analysis by optical modeling of PV module, Solar Energy Materials and Solar Cells 67 (2001) 405–413.
- [8] Yuzuru Ueda, Kosuke Kurokawa, Takamitsu Itou, Kiyoyuki Kitamura, Yusuke Miyamoto, Masaharu Yokota, Hiroyuki Sugihara, Performance ratio and yield analysis of grid connected clustered PV systems in Japan, in: 2006 IEEE Fourth World Conference on Photovoltaic Energy Conversion, Hawaii, USA, May 2006, pp. 2296–2299.

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

Methods for predicting outdoor performance of PV modules and evaluating durability

筒井 淳*¹
Jun TSUTSUI

上迫 浩一*²
Koichi KAMISAKO

黒川 浩助*³
Kosuke KUROKAWA

Abstract

This paper discusses methods for predicting outdoor performance of various photovoltaic (PV) modules and evaluating durability. The content of this method is to compare the measured value using the IV curve tracer (MP-160) and the predictive value, which is P_{max} , V_{oc} , I_{sc} , using the linear interpolation method or another method. It is known that the linear interpolation method has high calculation accuracy, compensating the cell temperature or the solar irradiance in indoor test. As a result of making use of this characterization, the behavior that the degradation progresses on some PV modules has been confirmed by the difference between the predictive value and the measured value.

キーワード：屋外性能, 直線補間法, 耐久性

Key Words: Outdoor performance, Linear interpolation method, durability

1. はじめに

太陽電池の出力性能は、基準状態 (Standard Test Condition) の下で行うことが IEC 及び JIS 規格で定められている。しかし屋外の動作環境は、日射強度が絶えず変化し 1kW/m^2 になることは快晴日でかつ南中時のときのみである。一方で、太陽電池の温度は夏場で約 $70\sim 80^\circ\text{C}$ に達し、屋内測定時の温度である 25°C とは約 50°C の差がある。また分光放射スペクトルにおいても、AM1.5 は年間の特定の時間帯でしか満たすことはない。そのため、STC 時の性能と屋外性能の間には大きなギャップがあることから、屋外性能を正確に予測する技術が求められている。そこで本論文は、屋外性能を予測するための手法として、直線補間法を用いた。本手法は、産総研の菱川・津野らが提唱⁽¹⁾する手法で、屋内測定の推定精度が高く、数種類の太陽電

池に適用可能であることを実証している。本手法は、予め用意した4つの条件のリファレンス IV カーブ (①高日射・高温度、②高日射・低温度、③低日射・高温度、④低日射・低温度) と、日射強度 (或いは実測した被測定太陽電池の短絡電流) と太陽電池動作温度を用いて算出可能である。筆者らは本手法を用い、設置して間もない屋外出力結果を基に推定を行った結果、出力推定誤差の標準偏差が 0.5%以内であることを示した⁽²⁾。筆者らは、それから4年が経過した太陽電池モジュールに対して同様の手法で推定を行い、推定値と実測値の差が推定精度より大きいとき、太陽電池の劣化が進行していると判断できると考えて解析を進めた。

2. 実験方法

屋外性能を推定するにあたり、本実験では東京農工大学小金井キャンパス 3 号館屋上に設置された単枚評価システムの実験データを実測値として使用した。本実験サイトは複数の太陽電池が傾斜角度 30° 、方位真南 0° に並べられており、2004 年 10 月 1 日から 2009 年 3 月 31 日までの間、継続して IV カーブを計測している。なお計測は 5 時から 18 時まで 1 分間隔で行っている。そのため 1 日のデータ数は 1 モジュールあたり 780 個で、年間にすると

*¹ PV システム研究会 会員
(〒 338-0836 さいたま市桜区町谷 1-11-11)

E-mail: jun125@kb3.so-net.ne.jp

*² 東京農工大学 工学府 准教授

*³ 東京工業大学 総合研究院 特任教授
(原稿受付: 2009 年 8 月 19 日)

284,700 個にも昇る。しかしそれらのデータの中には、前方の建物のビル影や、晴天日で日射強度は十分確保されているが、前日の雪でモジュールに雪が覆い、全く発電していなかったデータも含まれる。よって、そのようなノイズの原因となるデータは予め除去した。今回、予測に用いた太陽電池モジュールは、単結晶 Si と多結晶 Si、化合物型とヘテロ接合型である。また、計測に用いた IV カーブトレーサは英弘精機社製の MP-160 を使用し、チャンネル切替機を用いて、各モジュールをほぼ同時に計測している。

3. 推定手法

3.1 最大出力 (P_{max}) の推定

最大出力 (P_{max}) の推定は直線補間法を用いた。本手法の作業手順を簡単に説明する。Fig.1~3 内に記載している①-④はリファレンス IV カーブである。Fig.1 と 2 は各々同じ日射強度で、測定時の温度が異なる IV カーブを並べた図である。最初に①と②の IV カーブから温度補間を行い、高日射で任意の温度のときの IV カーブを算出し、これを⑤とする (Fig.1)。次に③と④の IV カーブから低日射で任意の温度のときの IV カーブを先程と同様に温度補間して、これを⑥とする (Fig.2)。⑤と⑥は各々日射強度が異なるが、同一温度のときの IV カーブである。よって最後に、この 2 つの IV カーブを任意の日射強度へ照度補間することで、任意の日射強度でかつ任意の温度のときの IV カーブが完成する (Fig.3)。 P_{max} はこのとき完成した IV カーブを PV カーブへ変換したときの極大値とする。

温度補間および照度補間の式は(3.1)、(3.2)式で表わされる。なお、照度補間式中の照度 E は太陽電池の短絡電流に置き換えて使用することもある。

■ 温度補間式

$$V_{T_3}(I) = V_{T_1}(I) + \frac{T_3 - T_1}{T_2 - T_1} \cdot (V_{T_2}(I) - V_{T_1}(I)) \quad (3.1)$$

■ 照度補間式

$$I_{E_3}(V) = I_{E_1}(V) + \frac{E_3 - E_1}{E_2 - E_1} \cdot (I_{E_2}(V) - I_{E_1}(V)) \quad (3.2)$$

- $V_T(I)$: 温度 (T) における V-I カーブ点
- $I_E(V)$: 照度 (E) における I-V カーブ点
- T_1 : 低温度 E_1 : 低日射強度
- T_2 : 高温度 E_2 : 高日射強度
- T_3 : 任意温度 E_3 : 任意日射強度

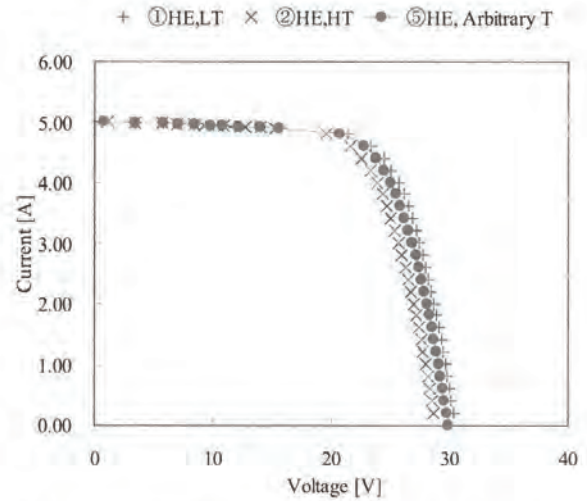


Fig. 1 Linear interpolation to compensate for the temperature on the High irradiance

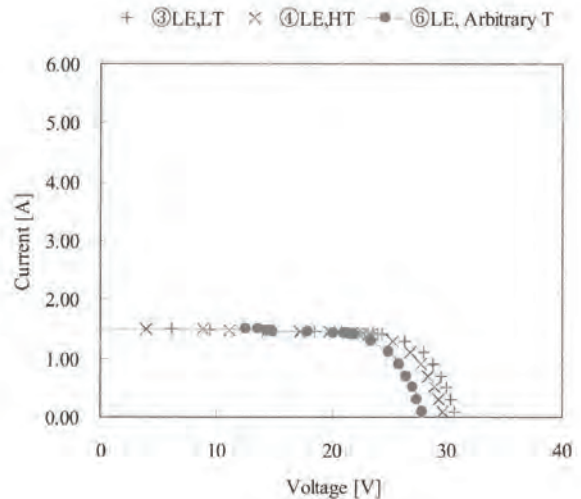


Fig. 2 Linear interpolation to compensate for the temperature on the Low irradiance

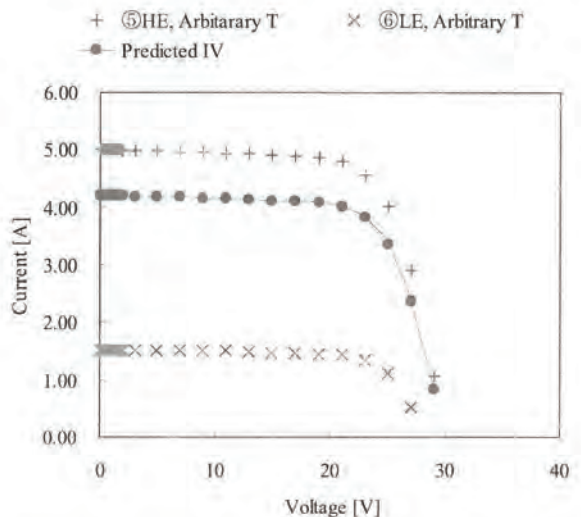


Fig. 3 Linear interpolation to compensate for the irradiance

3.2 最大出力 (P_{max}) 以外の推定

今回、耐久性を評価するにあたって P_{max} 以外の V_{oc} や I_{sc} 、 FF に着目する必要がある。ここで V_{oc} の推定を直線補間法で行う場合、リファレンスとする低照度の IV カーブがダイオードの順方向領域まで掃引していないと V_{oc} の推定は困難である。Fig.4 にその一例を示す。Case A の低照度時の IV (Ref. IV-2) は 27V 以上を掃引していないため、それ以上の照度補間をすることはできない。一方、Case B は順方向電流まで掃引しているため、Case A とは異なり 27V 以上の照度補間が可能となる。今回、屋外測定結果を推定するために用いるリファレンス IV カーブは設置初期に測定した IV カーブであるが、使用した IV カーブトレーサが順方向領域まで掃引する方式ではないため、 V_{oc} を推定できない。よって V_{oc} の推定は新たに (3.3) 式を用いた。なお、(3.3) 式の β は 1°C 変化したときの絶対変化量 $V/^\circ C$ ではなく、25°C から 1°C 変化したときの相対変化率 $\%/^\circ C$ で表している。

$$V_{oc} = V_{oc(0)} \left[1 + \beta(T - T_0) \right] \left[1 + \delta \ln \left(\frac{E}{E_0} \right) \right] \quad (3.3)$$

$V_{oc(0)}$: STC 時の V_{oc} [V]
 E : 日射強度 [kW/m^2] E_0 : 1.0 [kW/m^2]
 T : モジュール温度 [$^\circ C$] T_0 : 25 [$^\circ C$]
 β : 温度係数 [$\%/^\circ C$] δ : 照度係数 [%]

次に I_{sc} の推定は (3.4) 式を用いた。
 本式中の α は β と同様、相対変化率で表している。

$$I_{sc} = \frac{E}{E_0} \cdot I_{sc(0)} \cdot \{ 1 + \alpha(T - T_0) \} \quad (3.4)$$

$I_{sc(0)}$: STC 時の I_{sc} [A] α : 温度係数 [$\%/^\circ C$]

過去に検証した際、スペクトルミスマッチ係数を導入していない (3.4) 式は、推定誤差の標準偏差が約 1.0% であった。一方、ミスマッチ係数を代入し、同時に近接する太陽電池の短絡電流から日射強度 E を計算することで算出した I_{sc} は、推定精度を (3.4) 式の半分に抑えることができた⁽³⁾。しかし今回、近接する太陽電池自身が長期間の屋外暴露によって劣化している可能性が有るため、今回は推定精度が低下するが、(3.4) 式を用いて I_{sc} の推定を行った。最後に曲線因子 FF は直線補間法で算出した P_{max} と (3.3) 式と (3.4) 式の V_{oc} 、 I_{sc} から逆算した。

4. 実験結果

4.1 データ抽出条件

今回、評価対象のデータは、下記 4 条件を満たしたものを使用する。

- 条件① : 日射強度 0.8 [kW/m^2] 以上
- 条件② : 太陽高度 15 度以上
 但し 1, 2, 11, 12 月の午前中は 25 度以上
- 条件③ : 日射変動 $\pm 5\%$ 以内
- 条件④ : 温度変動 ± 5 度以内

条件①を設定した理由は、高日射である方が、長期間の屋外暴露によってモジュールの直列抵抗が増大した場合に出力低下を判断し易いと考えたためである。条件②は、本実験サイトの東西に木々や、南東に高い建物が在ることから、日影の発生しない太陽高度が 15 度以上のデータを有効とした (冬は 25 度以上に設定)。条件③は、日射計の応答性を考慮したもので、本サイトの日射計の応答速度が約 17 秒で有るため、急激な日射変動が起きた場合に即座に追従することが困難である。そのため、ある時間帯のデータの前後 5 分で計測した日射強度が $\pm 5\%$ 以上である場

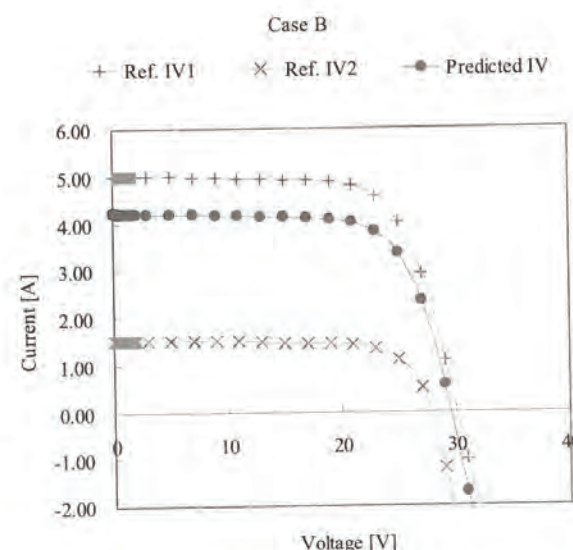
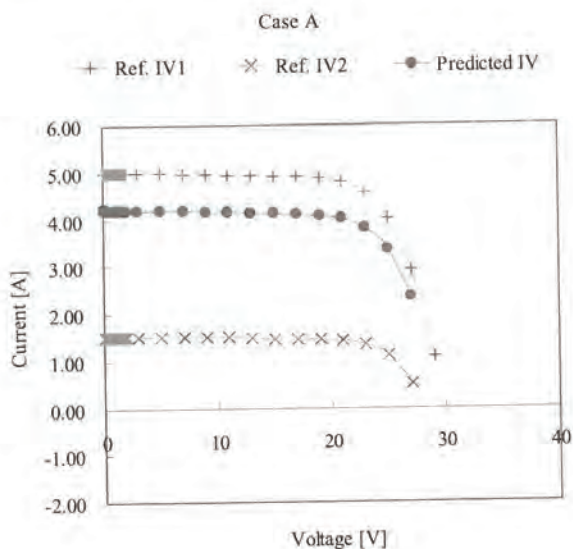


Fig. 4 Issue to predict V_{oc} using the linear interpolation method

合、その時間帯のデータを省いた。条件④は、条件③と同様の考えに基づいて設定した。特に2007年7月以降に、裏面温度を測定している熱電対からの信号が時折不安定となったため、そのようなデータを排除するために設定した。条件①-④の内、②-④は日影や計測機の測定精度を考慮して設定したもので、本サイトのような評価サイトにおいて、ノイズの可能性のあるデータの排除は必要不可欠である。

4.2 出力推定評価

本節では、(3.1)式から(3.4)式までの推定精度を検証した。検証期間は、本実験サイトを立ち上げた直後の2004年10月1日から2005年9月30日までの1年間のデータである。(4.1)式は、推定精度を検証するための式で、推定値と実測値の差を実測値で割った、つまりは相対誤差を示している。

$$\text{相対誤差} = (\text{推定値} - \text{実測値}) / \text{実測値} \quad (4.1)$$

(4.1)式の相対誤差を Fig. 5-8 に纏めた。ヒストグラムの横軸は相対誤差を表し、右にいけば過大評価(推定値>実測値)、左にいくと過小評価(推定値<実測値)を表す。どのヒストグラムをみても、ヒストグラムの中心が±1%以内にある。推定誤差の平均値と標準偏差を纏めた Table.1 をみると、 P_{max} の誤差平均は4種類のモジュール全てが±1%内に収まり、また標準偏差(σ)は最大で1.5%であった。また曲線因子 FF や最大出力動作電圧 V_{pm} 、最大出力動産電流 I_{pm} についても同様の結果であった。よって、直線補間法と(3.3)式と(3.4)式を組み合わせれば、c-Si や poly-Si といった従来型の太陽電池から、化合物型やヘテロ接合型の太陽電池に至るまで、屋外測定でも屋内測定と同様、 $\sigma = 1.5\%$ 以下の高精度な推定が可能であることを示せた。

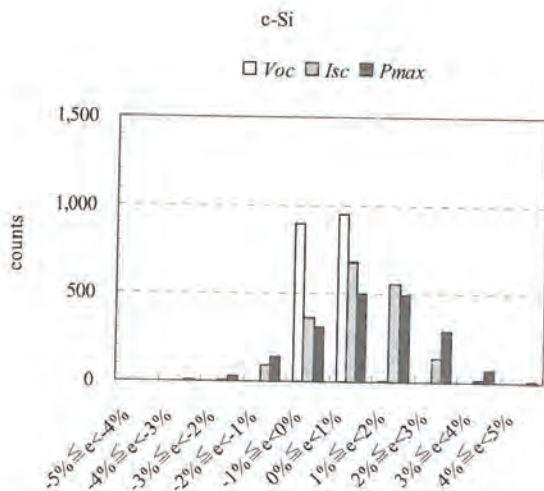


Fig. 5 Investigation of the linear interpolation method on c-Si module

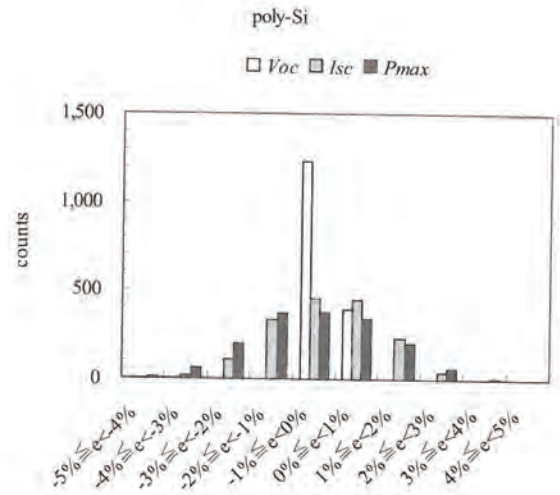


Fig. 6 Investigation of the linear interpolation method on poly-Si module

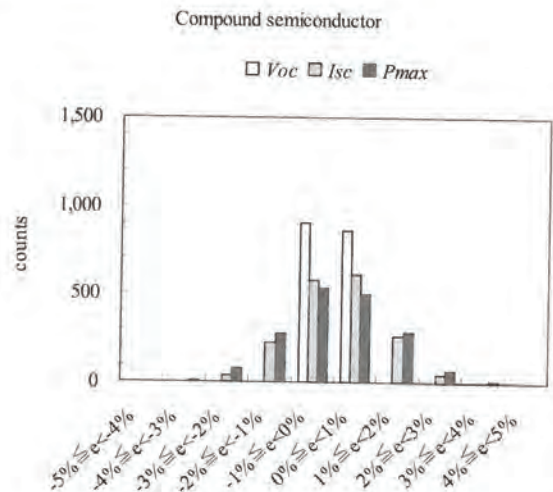


Fig. 7 Investigation of the linear interpolation method on compound semiconductor solar module

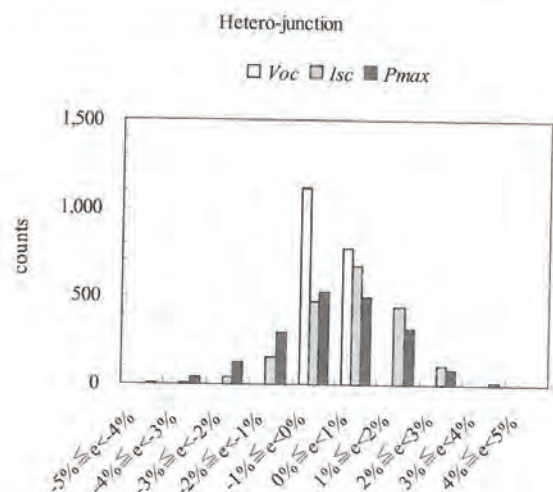


Fig. 8 Investigation of the linear interpolation method on hetero-junction solar module

Table.1 Investigation of the calculation accuracy at 4 kinds of modules

Module	Ave. / Std.	V_{oc}	I_{sc}	P_{max}	V_{pm}	I_{pm}	FF
c-Si	Ave.	0.0%	0.7%	0.8%	0.5%	0.3%	0.2%
	Std.	0.4%	1.0%	1.3%	0.8%	1.3%	0.5%
poly-Si	Ave.	-0.2%	-0.2%	-0.5%	-0.1%	-0.4%	-0.1%
	Std.	0.3%	1.2%	1.5%	1.2%	1.4%	0.6%
Compound semiconductor	Ave.	0.0%	0.0%	0.0%	0.2%	-0.2%	-0.1%
	Std.	0.3%	1.0%	1.2%	0.9%	1.3%	0.4%
Hetero-junction	Ave.	0.0%	0.4%	-0.1%	-0.2%	0.1%	-0.5%
	Std.	0.2%	1.1%	1.3%	0.6%	1.2%	0.4%

4.3 耐久性評価⁽⁴⁾

前節では、設置後1年以内の屋外性能を、モジュールの種類に依らず、高精度に予測できる事を確認した。本節では、設置し測定を始めた2004年10月から2年置きに、2006年10月、2008年10月のデータを用いて同様の推定を行った。評価モジュールは前節と同様、4種類で、Fig.9-12に各モジュールの年度毎の相対誤差平均を示す。Fig.9に示すc-Siは、各年とも±1%程度に収まる。これはTable.1に示した標準偏差がモジュールの種類によらず1.5%以内であったことを考慮すると、その変動は推定誤差の範疇と言える。よって4年間の屋外暴露において、c-Siは性能劣化をしていないと考えられる。一方、Fig.10のpoly-Siは2008年の FF の誤差が2.6%と大きく、劣化初期の可能性はある。またFig.11に示す化合物型は2006、2008年と誤差が年々拡大する傾向が顕著である。また2008年における FF の誤差が3.4%で有ることから、poly-Siより性能劣化が進行していると考えられる。Fig.12に示すヘテロ接合型においては、 I_{sc} の誤差が1.6%と大きく、2004年のときの0.2%と比べると相対誤差が拡大していることから、直列抵抗の増大などが考えられる。ここで、相対誤差の増大が、実際のIVカーブにどのような変化を及ぼしているのかを調査するため、2004年と2008年の化合物型のIVカーブの比較を行った。IVカーブは(4.2)式の等価回路で表現できることが知られている。ここで I_{ph} は電流源、 I_d はダイオード順方向電流、 R_s は直列抵抗、 R_{sh} は並列抵抗である。

$$I = I_{ph} - I_d - \frac{V + R_s I}{R_{sh}} \quad (4.2)$$

また I_d は(4.3)式で表される。 I_0 は逆方向飽和電流である。

$$I_d = I_0 \left[\exp \left\{ \frac{q(V + R_s I)}{nkT} \right\} - 1 \right] \quad (4.3)$$

端子間電圧 $V=0$ のときの電流は短絡電流 I_{sc} であるため(4.2)式は以下の式となる。

$$I_{ph} = I_{sc} + I_0 \left\{ \exp \left(\frac{qR_s I_{sc}}{nkT} \right) - 1 \right\} - \frac{R_s I_{sc}}{R_{sh}}$$

a 項 b 項 c 項

ここでa項は、それ以外のb項とc項に対して十分に大きい値のため、 I_{ph} は I_{sc} と等価になる。(4.2)式に I_{ph} を代入すると、(4.4)式になる。

$$I_{sc} - I = I_0 \left[\exp \left\{ \frac{q(V + R_s I)}{nkT} \right\} - 1 \right] + \frac{V + R_s I}{R_{sh}} \quad (4.4)$$

(4.4)式を縦軸にして2004年10月17日と2008年10月2日のIVカーブを示したのがFig.13である。両者の測定時の日射強度(0.98kW/m²)と裏面温度(55.6℃)は同一である。これらのIVカーブは暗状態におけるDark-IVを模擬している。一般的に、対数関数の30-40V付近の傾きは、ダイオード因子 n を表し、またその直線の切片は逆方向飽和電流 I_0 を表す⁽⁵⁾。Table.2は2004年と2008年の各特性値の変化率を示しているが、 P_{max} の次に低下しているのが FF である。よって、 FF の低下は指数関数の立ち上がり電圧(拡散電位)が小さくなったことが原因で、それは(4.4)式の指数関数を構成している逆方向飽和電流 I_0 、或いは直列抵抗 R_s の増大と推定される。

Table.2 Percentage change of each parameter

V_{oc}	I_{sc}	P_{max}	FF	V_{pm}	I_{pm}
-0.9%	-0.2%	-5.0%	-4.0%	-3.6%	-1.5%

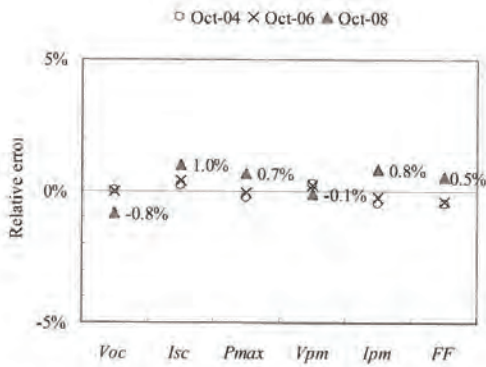


Fig.9 Relative error of each parameter on c-Si module

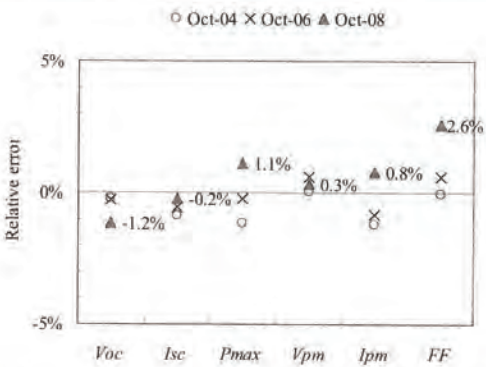


Fig.10 Relative error of each parameter on poly-Si module

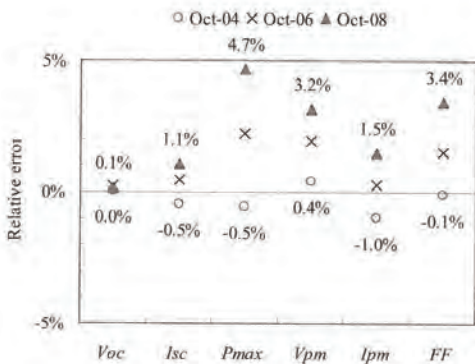


Fig.11 Relative error of each parameter on compound semiconductor solar module

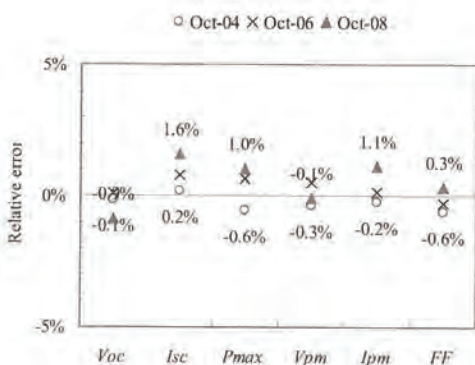


Fig.12 Relative error of each parameter on hetero-junction solar module

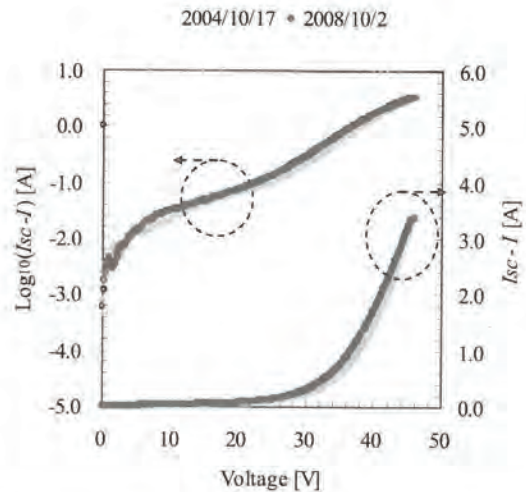


Fig.13 Comparison of IV curve measuring in 2004 and 2008

5. まとめ

P_{max} を推定する直線補間法と、 V_{oc} や I_{sc} といったそれ以外の特性パラメータを推定する手法を組み合わせ、屋外性能の推定を行った結果、高い精度で予測できることが確認できた。この特徴を生かして、耐久性評価を行った結果、設置後4年が経過した一部の太陽電池モジュールにおいて性能劣化が確認された。IVカーブの比較を行った結果、FFの劣化は主に逆方向飽和電流、或いは直列抵抗の増大である可能性があるかと推定された。この結果から、1.5%を超えるレベルの性能劣化を早期に発見するツールとして本手法は有用であり、今後の性能劣化の早期発見に貢献できると考える。

参考文献

- 1) 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), Hawaii
- 2) J. Tsutsui, K. Kurokawa, *Modeling the performance of several photovoltaic modules*, 4th WCPEC (2006), Hawaii
- 3) J. Tsutsui, K. Kurokawa, *Investigation to estimate the short circuit current by applying the solar spectrum*, Prog. Photovolt: Res. Appl, 16:205-211 (2007)
- 4) C.R. Osterwald, J. Adelstein, J.A. del Cueto, B. Kroposki, D. Trudell, and T. Moriarty, *Comparison of degradation rates of individual modules held at maximum power*, IEEE (2006)
- 5) 国岡昭夫, 上村喜一, 新版 基礎半導体工学(1996), 朝倉書店

研究論文

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

Development of regenerative load model for islanding operation
characteristic analysis of PV system

五十嵐広宣*¹ 川崎憲広*² 涌井伸二*³ 黒川浩助*⁴
Hironobu IGARASHI Norihiro KAWASAKI Shinji WAKUI Kosuke KUROKAWA

Abstract

The photovoltaic generation system must have protection device and islanding detection devices to connect with utility line of the electric power company. It is regulated in the technological requirement guideline and the electric equipment technology standard that the country provides. The install propose of islanding detection devise is to detect a blackout due to the accident occurrence of the earth fault and the short-circuit in the utility line. If the photovoltaic generation system is not stopped immediately, electricity comes to charge to the utility power line. It is a very risk. The islanding phenomenon break out by regenerative load. The IEC standard has to standardize the regenerative load of the islanding test method. An analysis model is necessary for it. The author made the model which could analyze a islanding transitional phenomenon from a coalition differential equation based on an electric circuit theory. The analysis result confirmed that agreed in comparison with the experiment result very well.

キーワード：単独運転，解析モデル，誘導電動機，回転機負荷，行列

Key Words : Islanding, Analysis model, Induction motor, Rotating machine load, Matrix

1. はじめに

現在，導入が進められている太陽光発電システム（PV）の多くは，系統連系形太陽光発電システムである．このシステムの特徴は，太陽光で発電した発電量と構内で使用する負荷量の差を余剰電力として，一般電気事業者へ売電できることである．そのため，系統連系を行う際は，配電線の電力品質や安全確保の面から，電気設備の技術基準¹⁾，電力品質確保に係わる系統連系技術要件ガイドライン²⁾，および系統連系規程³⁾に規定された単独運転検出装置などの保護装置を具備せねばならない．この単独運転検出装置は，系統連系を行っている配電線において，地絡や短絡事故による配電線停止が発生した場合，同停止状態を速やかに検出し，PV を当該配電線から解列させる．この装置の

評価は，安全性を保証する上で最も単独運転現象が継続し易い条件で行う必要がある．すなわち，一般の誘導性負荷と力率改善用コンデンサの容量性負荷を組み合わせた共振負荷⁴⁾や，誘導電動機負荷⁵⁾などの回生負荷で行う必要がある．回生負荷は，配電線停止時に単独系回路の電圧，周波数を維持する特性がある．そのため，単独運転が継続し易い^{13),14)}．この負荷による試験方法は，財団法人電力中央研究所が新エネルギー・産業技術総合開発機構から委託された研究開発事業^{6)~11)}において開発され，財団法人電気安全環境研究所（JET）の認証試験方法¹²⁾に反映された．

著者は，同等の回生エネルギー量を持つ共振負荷と誘導電動機負荷の比較実験から，後者の方が単独運転を助長することを明らかにした¹⁵⁾．単独運転の助長は，誘導電動機負荷が配電線停止後に発電機状態へ変化し有効電力を補償し電圧低下を抑制する．さらに，自らのインダクタンスが変化して無効電力を補償または吸収することで周波数変化が抑制される¹⁶⁾．

近年，PV の世界的導入拡大により，単独運転試験法¹⁷⁾の国際規格化が活発化している．この中では，共振負荷を含んだ誘導電動機負荷の動特性解析モデルの作成が必要で

*¹ 財団法人 電気安全環境研究所（〒230-0004 神奈川県横浜市鶴見区元宮1-12-30）e-mail: Igarashi_H@jet.or.jp

*² 東京工業大学 統合研究院 研究員

*³ 東京農工大学工学府 電気電子工学科 共生科学技術研究院 先端電気電子部門 教授

*⁴ 東京工業大学 統合研究院 特任教授
（原稿受付：2009年8月10日）

ある。しかし、解析モデルの検討は行われていない。

一般に電力系統における過渡解析には、実効値解析の Y 法（電力系統動特性過渡安定度解析プログラム）¹⁸⁾や瞬時値解析の EMTP（Electromagnetic Transients Program）¹⁹⁾といった回路過渡現象シミュレーションプログラムが用いられる。Y 法は、実効値をベースとした大規模電力系統の過渡安定度解析に適したプログラムであり、商用周波数の一周期よりも短い単独運転現象などの過渡現象解析には適さない。一方、EMTP は、瞬時値 (μ 秒) をベースとした過電圧解析や雷サージ解析などに向けたプログラムであり、単独運転現象の解析に適する。しかし、EMTP には、住宅用 PV の単独運転解析に必要なとされる単相誘導電動機の解析モデルがない。

そこで著者は、これまでの実験結果を踏まえ、住宅用 PV の単独運転特性を行列演算によって解析できるモデルを作成した。解析モデルは、実機では容易に行えない負荷条件を詳細に設定できる。そのため、単独運転現象を継続させ易い負荷条件を容易に選定できる。また、誘導電動機負荷の特性を考慮した解析モデルでは、誘導電動機負荷の定数を変更することで、異なる機種種の解析が可能となった。これらから、実態に即した厳しい負荷条件を設定可能となった。

2. 実機による単独運転検出装置の評価方法

2.1 単独運転試験

実機での単独運転試験は、解析結果と比較する目的で行った。試験は、Fig.1 に示す住宅用 PV が配電線に連系運転している状態をモデル化した試験回路にて行う。この回路は、JET 認証試験方法および IEC 規格と同じである。試験の負荷条件は、共振負荷および共振負荷に単相誘導電動機負荷を組み合わせた 2 条件である。

試験用の太陽光発電システム用パワーコンディショナ (PCS) は、国内市場において最も多く流通している定格出力 4kW を用いた。PCS の保護継電器は、工場出荷時の標準整定値（過電圧検出値 115.0V, 不足電圧検出値 85.0V,

Table 1 Specification of grinder.

表 1 グラインダの仕様

Specification of grinder	Size of motor W[m] * H [m]	Size of flywheel D[m] W[kg]	Moment of inertia [kg·m ²]
1 ϕ 100V, 6.5A, 2pole type 50/60Hz, 2960/3560rpm Output power 645W	W:0.452 H:0.267	D:0.205*2 W:1.300*2	0.015

過周波数検出値 51.0Hz, 不足周波数検出値 48.5Hz) とした。また、単独運転検出装置の受動および能動方式検出装置は、配電線停止後の電圧や周波数への影響を無くす目的からマスキングした。

2.2 単独運転試験用の単相誘導電動機負荷

単独運転試験用の誘導電動機負荷は、一般市販の単相交流電源で駆動するグラインダである。仕様を Table 1 に示す。グラインダは、コンデンサ形誘導電動機のシャフト部に研磨用砥石を固定し、高速回転している砥石部分に鉄などの切れ端を当て、研磨を行う工作機器である。コンデンサ形誘導電動機は、副巻線側に進相コンデンサを直列接続し、位相をずらして運転を行う。進相コンデンサは、配電線停止後にコンデンサ内に蓄積された電気エネルギーを外部へ放出する。そのため、副巻線およびコンデンサは、配電線停止後の電圧や周波数への影響を無くす目的から切断され、主巻線のみで運転する誘導電動機負荷で行った。

2.3 単独運転試験方法

単独運転の測定は、①～⑤の実験手順を踏んで、各負荷条件の組み合わせにて行う。なお、負荷の組合せは、IEC 規格および JET 認証試験方法で規定されている範囲 (-10% ~ +10%) で行った。潮流点は、Fig.1 に示す負荷 R_{ASC} が接続されている箇所とする。潮流点の有効電力 P は、交流有効電力計 W_{e2} にて計測し配電線から負荷へ流れている状態をプラス (+) と、逆に配電線へ流れている状態をマイナス (-) とする。また、無効電力 Q は、交流無効電力計

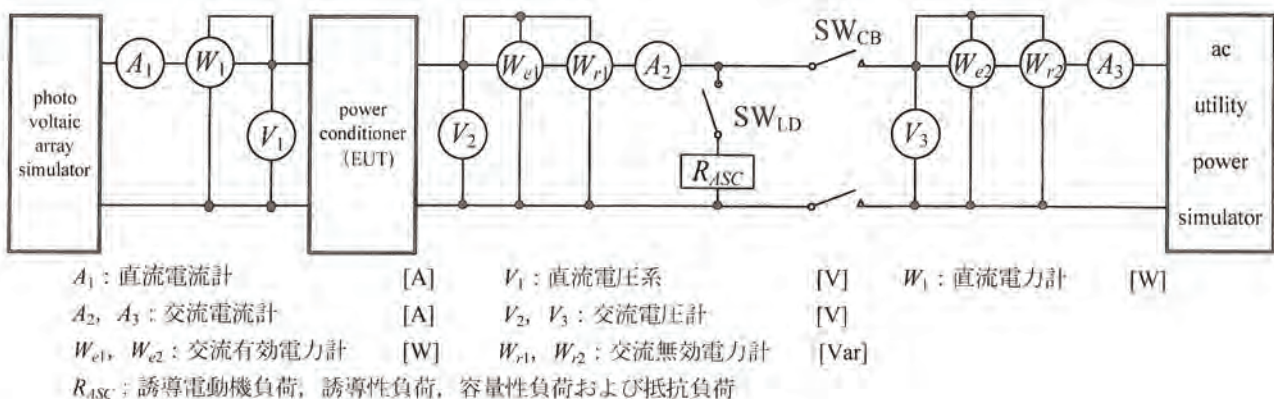


Fig.1 Circuit of islanding tests.

図 1 単独運転試験回路図

W_{r2} にて計測し、配電線側からみた場合に遅れ力率をプラス(+)と、進み力率をマイナス(-)とする。

- ① PCSは、太陽電池模擬電源装置を調整し、定格出力4kWとする。
- ② 潮流点の有効電力 P は、抵抗負荷を調整しPCS 定格出力の-10%、-5%、0%、+5%、+10%とする。
- ③ 潮流点の無効電力 Q は、容量性負荷を調整しPCS 定格出力の-10%、-5%、0%とする。また、誘導性負荷を調整し、+5%および+10%にする。
- ④ 単独運転は、 $t=0$ のタイミングで開閉器 SW_{CB} を開放する。
- ⑤ 開閉器 SW_{CB} の開放と同時に波形観測測定器にてPCSの出力電圧波形 V_2 、出力電流波形 A_2 、および各負荷の電流波形を取得する。

3. RLC 共振負荷のみの単独運転試験回路の解析

3.1 定常状態の解析モデル

まず、共振負荷の単独運転解析モデルの検討を行う。PCSは、常時配電線の電圧を計測し、その電圧位相に合わせて電流を出力する。すなわち、解析モデルにおけるPCSを、近似的な理想定電流源²⁰⁾と考えた。PVが配電線に連系している定常状態は、Fig.2のように配電線の電圧源とPCSの電流源から構成される。同一回路内に電圧源および電流源がある場合の定常状態は、重ね合せの理を用いて解ける。Fig.2に重ね合わせの理を適用した場合は、電圧源が短絡となり、PCS出力電流 $i_{pv}(t)$ が配電線に全て流れる。一方、電流源を開放した場合は、配電線電圧が抵抗負荷 R 、誘導性負荷 L 、および容量性負荷 C の各素子に印加され、素子電流 $i_R(t)$ 、 $i_L(t)$ 、および $i_C(t)$ が流れる。すなわち、定常状態における素子電流は、式(1)から(3)によって求められる。

$$i_R(t) = \frac{v(t)}{R} = \frac{E}{R} \sin(\omega t) \quad \text{.....(1)}$$

$$L \frac{d\{i_L(t)\}}{dt} = v(t) \text{ より}$$

$$i_L(t) = \frac{1}{L} \int v(t) dt = \frac{1}{L} \int E \sin(\omega t) dt$$

$$= \frac{E}{L} \int \sin(\omega t) dt = -\frac{E}{\omega L} \cos(\omega t) \quad \text{.....(2)}$$

$$\frac{1}{C} \int i_C(t) dt = v(t) \text{ より}$$

$$i_C(t) = C \frac{d\{E \sin(\omega t)\}}{dt} = CE \frac{d\{\sin(\omega t)\}}{dt}$$

$$= \omega CE \cos(\omega t) \quad \text{.....(3)}$$

3.2 過渡状態時の解析

Fig.3は、単独運転移行時の時間領域回路をラプラス変換し、 s 関数として表した回路図である。単独運転に移行したときの初期値は、式(1)から(3)に初期条件($t=0$)を代入し、式(4)から(6)となる。

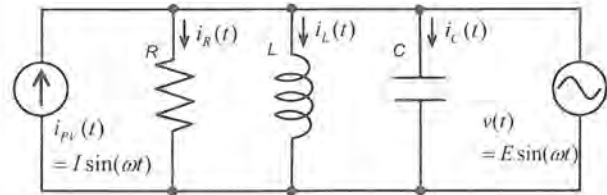


Fig.2 Conceptual diagram of photovoltaic system.

図2 太陽光発電システムの概念図

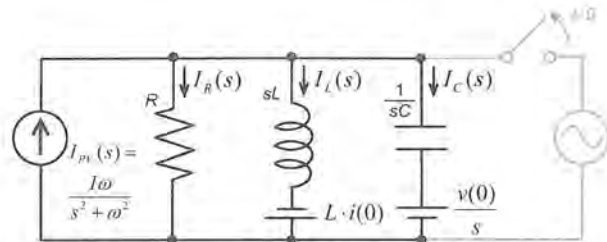


Fig.3 Circuit diagram of s-function.

図3 s 領域の等価回路

$$i_R(0) = 0 \quad \text{.....(4)}$$

$$i_L(0) = -\frac{E}{\omega L} \quad \text{.....(5)}$$

$$i_C(0) = \omega CE \quad \text{.....(6)}$$

PCS出力電流 $I_{pv}(s)$ は、電流 $I_R(s)$ 、 $I_L(s)$ 、および $I_C(s)$ の合計として式(7)となる。

$$I_R(s) + I_L(s) + I_C(s) = \frac{I\omega}{s^2 + \omega^2} \quad \text{.....(7)}$$

また、各素子にかかる電圧は等しいので、式(8)および(9)の電圧方程式が得られる。

$$RI_R(s) - sLI_L(s) = \frac{E}{\omega} \quad \text{.....(8)}$$

$$RI_R(s) - \frac{1}{sC} I_C(s) = 0 \quad \text{.....(9)}$$

これらの s 関数による連立微分方程式を行列演算で表すと式(10)となる。

$$\begin{pmatrix} I_R(s) \\ I_L(s) \\ I_C(s) \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} 1 & 1 & 1 \\ R & -sL & 0 \\ R & 0 & -\frac{1}{sC} \end{pmatrix}^{-1} \begin{pmatrix} \frac{I\omega}{s^2 + \omega^2} \\ \frac{E}{\omega} \\ 0 \end{pmatrix} \quad \text{.....(10)}$$

配電線停止後の共振負荷による過渡解析方法は、式(10)に示した s 関数を演算し解を導出する。

共振負荷による単独運転解析は、定常状態、初期値、および過渡状態それぞれの回路方程式を数値計算プログラム MATLAB にプログラミングして求めた。演算では、実機で行った単独運転試験の初期条件として PCS 出力電流 I 、配電線電圧 V 、回路周波数 f 、抵抗負荷の消費電力 W 、誘導性負荷、および容量性負荷の消費無効電力 Q を人力した。

3.3 共振負荷による解析結果

解析モデルの妥当性評価は、2.3 節に既述した単独運転実験結果と解析結果との比較による。配電線停止 0.3 秒後の電圧値を Table 2 に示す。解析結果を上段に、実験結果を中段に、そして解析値に対する誤差率を下段に示す。比較結果は、負荷条件 ($P=-10\%$, $Q=0\%$) において最大-2.18%と約 4V 程度の誤差となった。この負荷条件では、Fig.4 のように実機の誘導性負荷電流および容量性負荷電流の周波数に変動が発生している。これは、配電線停止後に誘導性負荷 L と容量性負荷 C、および PCS との間に発生した共振現象が原因である。そのため、共振の影響を受けた電圧値は、Fig.5(a) のように変化し、解析結果に比べ大きくなり誤差が生じた。

単独運転の過渡現象は、時系列的に変化しており、一地点の比較だけでは現象の整合性は確認できない。そこで、誤差率が最大である負荷条件 ($P=-10\%$, $Q=0\%$) を例に時系列による比較を行った。比較結果は、Fig.5(a) から (e) のように、共振現象が発生する 0.15 秒までは顕著な差異が無く同等の傾向を示した。

電圧解析と同様に周波数の解析を行った。配電線停止 0.3 秒後の周波数を Table 3 に示す。解析結果を上段に、実験結果を中段に、そして解析値に対する誤差率を下段に示す。比較結果は、負荷条件 ($P=-10\%$, $Q=+5\%$) において最大 +1.59% となり約 0.8Hz 程度の誤差となった。この負荷条件では、Fig.6 のように実機の誘導性負荷電流および容量性負荷電流の周波数が大きく変動している。これは、配電線停止後に誘導性負荷 L と容量性負荷 C、および PCS との間に発生した共振現象が原因である。そのため、共振の影響を受けた周波数は、Fig.7 のように解析結果と比較し共振現象の影響を受けて変化し、解析結果に比べ大きくなり、誤差が生じた。また、他の負荷条件においても同様に時系列による比較検討を行い、共振現象の影響を除いて実験値と解析結果がよく一致した。したがって、共振負荷の解析モデルの妥当性が確認できた。

4. RLC 並列回路と誘導電動機負荷の単独運転特性解析

4.1 誘導電動機負荷の解析モデル

誘導電動機は、構造や原理が簡単で安価で頑丈なことから多く利用されているが、解析モデルの検討例は少ない。また、誘導電動機の実験特性検討は、始動時の過渡現象や運転特性（電流、力率、効率など）など運転に関わる内容が主である。そのため、電力が途絶えた後に発生する過渡現象については、運転上あまり問題視されないため検討例は僅少である。

一般的に誘導電動機の定常特性は、JIS C 4210²¹⁾ に規定されている等価回路法によって算出される。等価回路法は、電動機を定常と考え、回路計算によってこの特性を算出する手法である。等価回路の素子値は、無負荷運転および拘束試験から求められる。また、各素子の電流は、回路理論

Table 2 Voltage of 0.3seconds it blacks out.

表 2 配電線停止 0.3 秒後の電圧

[measure : Vrms]

Reactive power Q [Var]		Active power P [W]				
		-10%	-5%	0%	+5%	+10%
-10%	Analysis	222.9	204.5	198.0	195.7	186.5
	Actual	225.6	204.6	199.3	194.2	184.3
	Error rate	-1.19%	-0.04%	-0.65%	0.77%	1.19%
-5%	Analysis	219.4	204.0	197.9	197.4	186.9
	Actual	220.3	202.2	198.9	196.0	185.0
	Error rate	-0.40%	0.89%	-0.50%	0.71%	1.02%
0%	Analysis	219.0	201.1	198.0	198.5	187.0
	Actual	223.9	199.6	201.4	201.9	183.2
	Error rate	-2.18%	0.75%	-1.68%	-1.68%	2.07%
+5%	Analysis	219.0	204.6	198.7	194.9	186.2
	Actual	217.6	206.1	199.6	193.7	184.0
	Error rate	0.64%	-0.72%	-0.45%	0.61%	1.19%
+10%	Analysis	219.1	207.2	198.8	191.9	189.7
	Actual	223.4	207.2	198.3	192.7	189.8
	Error rate	-1.92%	0%	0.25%	-0.41%	-0.05%

Upper row (Analysis of MATLAB)

Middle (Result of actual)

Lower (Error rate of analysis and actual.)

Table 3 Frequency of 0.3seconds after it blacks out.

表 3 配電線停止 0.3 秒後の周波数

[measure : Hz]

Reactive power Q [Var]		Active power P [W]				
		-10%	-5%	0%	+5%	+10%
-10%	Analysis	47.85	47.62	48.54	48.08	48.08
	Actual	47.53	47.83	48.07	48.09	48.09
	Error rate	0.67%	-0.43%	0.97%	-0.02%	-0.02%
-5%	Analysis	49.26	49.02	49.50	49.50	49.26
	Actual	49.37	49.33	49.40	49.47	49.36
	Error rate	-0.22%	-0.62%	0.20%	0.06%	-0.20%
0%	Analysis	50.51	50.51	50.76	50.76	50.51
	Actual	49.82	50.57	50.62	50.61	50.49
	Error rate	1.38%	-0.11%	0.27%	0.29%	0.03%
+5%	Analysis	51.02	50.76	50.76	51.02	51.02
	Actual	50.22	50.89	50.88	51.14	51.06
	Error rate	1.59%	-0.25%	-0.23%	-0.23%	-0.07%
+10%	Analysis	52.36	52.36	52.36	52.63	52.63
	Actual	52.79	52.56	52.40	52.76	52.88
	Error rate	-0.81%	-0.38%	-0.07%	-0.24%	-0.47%

Upper row (Analysis of MATLAB)

Middle (Result of actual)

Lower (Error rate of analysis and actual.)

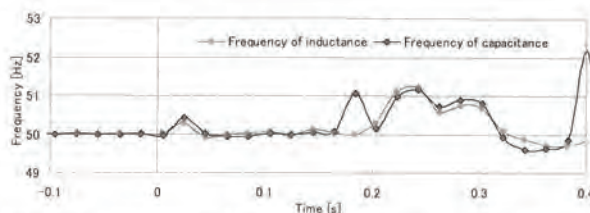
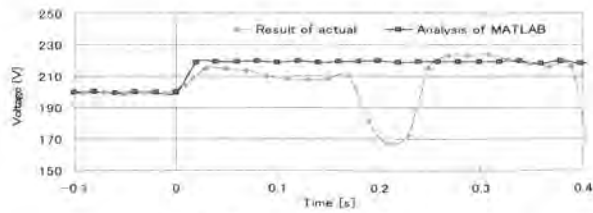
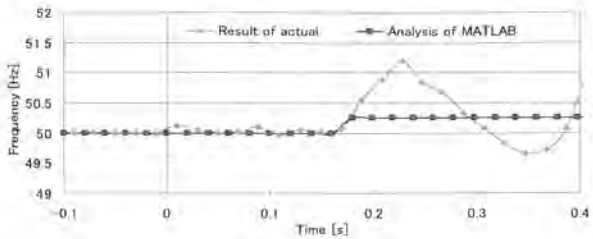


Fig.4 Frequency of inductance current and capacitance current load condition ($P=-10\%$, $Q=0\%$).

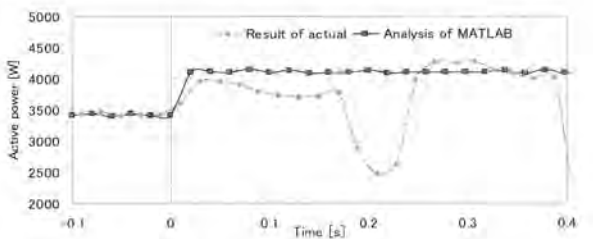
図 4 誘導性および容量性負荷電流の周波数負荷条件 ($P=-10\%$, $Q=0\%$)



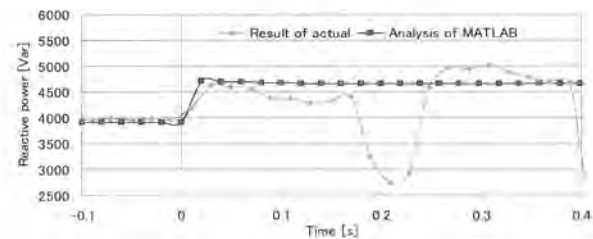
(a) Comparison of voltage.
(a) 電圧比較



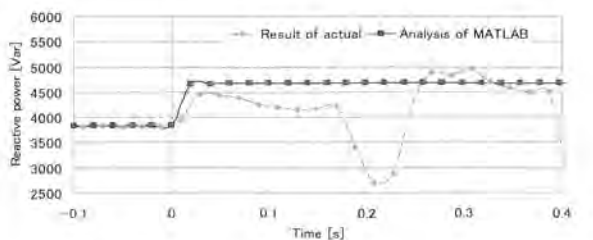
(b) Comparison of frequency.
(b) 周波数比較



(c) Comparison of active power.
(c) 抵抗消費電力比較



(d) Comparison of inductance reactive power.
(d) 誘導性無効電力比較



(e) Comparison of capacitance reactive power.

Fig.5 Load condition($P=-10\%$, $Q=0\%$).

(e) 容量性無効電力比較

図5 負荷条件 ($P=-10\%$, $Q=0\%$)

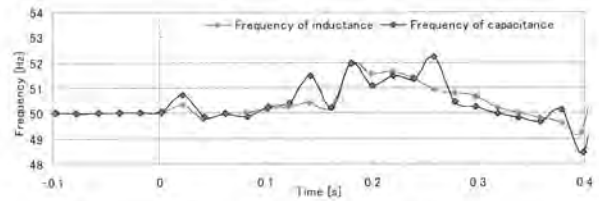


Fig.6 Frequency of inductance current and capacitance current load condition($P=-10\%$, $Q=0\%$).

図6 誘導性および容量性負荷電流の周波数
負荷条件 ($P=-10\%$, $Q=0\%$)

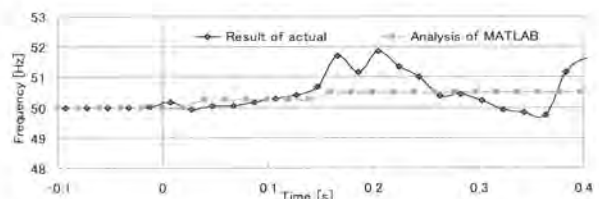


Fig.7 Comparison of frequency($P=-10\%$, $Q=+5\%$).

図7 負荷条件 ($P=-10\%$, $Q=+5\%$) の周波数

から算出できる。そこで、誘導電動機の解析モデルは、等価回路から連立微分方程式を立て行列演算するモデルとした。

4.2 誘導電動機の解析モデルの検討

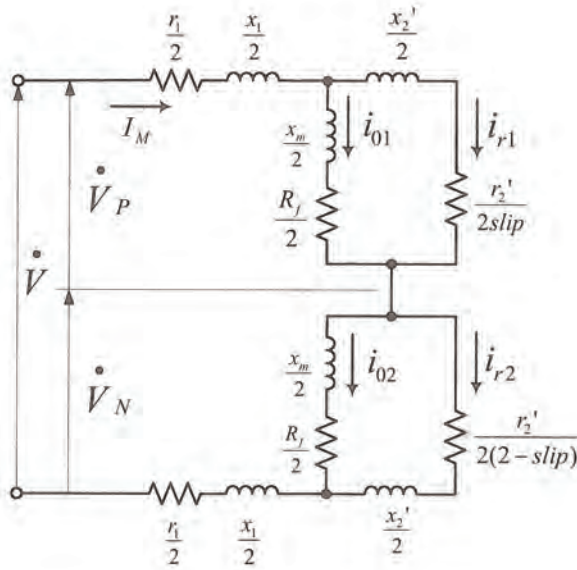
主巻線のみの誘導電動機は、純単相誘導電動機²²⁾と考えられる。同電動機の等価回路は、回転磁界の回転方向だけが異なる2個の同じ二相誘導電動機と等価である。二相誘導電動機は、Fig.8に示す正相側と逆相側を合わせた等価回路となる。また、定格出力645Wの誘導電動機(主巻線)の定数は、無負荷運転および拘束試験から計測して求めた²³⁾。定数をTable 4に示す

定常状態における素子電流 I_{01} , I_{r1} , I_{02} , および I_{r2} は、分流の法則によって算出できる。しかし、単独運転時は、単独系回路の周波数変化に伴いすべり S や各素子のインダクタンスおよび合成インピーダンスが変化する。そのため、分流の法則を適用して各素子電流を算出できない。また、過渡現象は、正相側と逆相側を一貫して考える必要がある。しかし、Fig.8に示すように誘導電動機内部を流れる電流は正相側を通過した後に一旦合成され、逆相側にて再度分流する。そのため、正相側と逆相側を一貫した式をたてられない。

そこで、今回新たに単独運転時に各素子電流を計算できる回路構成として、Fig.8に示す等価回路をFig.9およびFig.10に示す、正相側と逆相側の二つに分け、各素子電流を算出できる解析モデルを考案した。

4.3 誘導電動機負荷の定常状態解析モデル

誘導電動機負荷の過渡解析方法は、3.2節に既述したように定常状態における t 関数の連立微分方程式をラプラス変



\dot{V} : 電源電圧 [V], \dot{V}_p : 正相側電圧 [V],
 \dot{V}_N : 逆相側電圧 [V], r_1 : 一次抵抗 [Ω],
 x_1 : 一次洩れリアクタンス[Ω],
 x_m : 励磁リアクタンス [Ω], R_f : 鉄損抵抗[Ω],
 r_2' : 一次換算二次抵抗[Ω], $slip$: すべり[-],
 x_2' : 一次換算二次洩れリアクタンス[Ω]

Fig.8 Equivalent circuit of pure induction motor.

図8 純誘導電動機の等価回路図

Table 4 Coefficient of induction motor.

表4 誘導電動機の定数

Parameter	Symbol	Value
No-load voltage	V_N	99.98 [V]
No-load current	I_N	4.61 [A]
No-load power	P_N'	76.0 [W]
Mechanical loss	P_M	11.8 [W]
Adsorption voltage	V_L	33.78 [V]
Adsorption current	I_L	6.74 [A]
Adsorption power	P_L	168.0 [W]
Main winding resistance	r_1	0.835 [Ω]
No-load impedance	R_N	3.02 [Ω]
	X_N	21.47 [Ω]
Adsorption impedance	R_L	3.698 [Ω]
	X_L	3.383 [Ω]
Main winding of leakage reactance	x_1	1.691 [Ω]
Iron loss resistance	R_f	2.94 [Ω]
Excitation reactance	x_m	37.87 [Ω]
Resistance of converted into the main winding	r_2'	3.124 [Ω]
Leakage reactance of converted into the main winding	x_2'	1.691 [Ω]

換し, s 関数にて演算し解を導出する。

定常状態における合成電流 I_M は, Table 4 の定数を Fig.8 の等価回路図の各素子へ代入し, 式(11)によって合成インピーダンス算出した後, 式(12)によって求められる。また, 素子電流 i_{01} , i_{r1} , i_{02} , および i_{r2} は, 合成電流 I_M を用いて分流の法則にしたがい算出する。

各素子電流の初期値は, 定常状態を算出した式に初期条

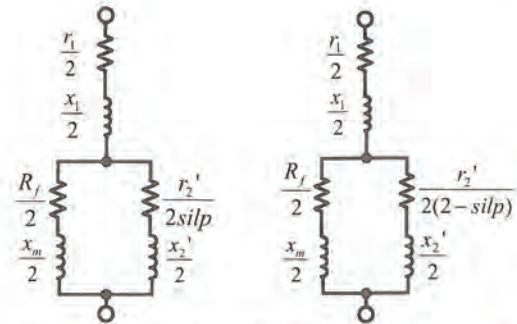


Fig.9 Circuit of regular-phase. Fig.10 Circuit of contra-phase.

図9 正相側回路図 図10 逆相側回路図

件 ($t=0$) を代入し求める。また, 正相側電圧 \dot{V}_p および逆相側電圧 \dot{V}_N は, 定常状態を算出した式に初期条件 ($t=0$) を代入し算出する。

$$Z = (r_1 + x_1) + \frac{1}{2} \frac{(R_f + jx_m) \times \left(\frac{r_2'}{slip} + jx_2' \right)}{(R_f + jx_m) + \left(\frac{r_2'}{slip} + jx_2' \right)} + \frac{1}{2} \frac{(R_f + jx_m) \times \left(\frac{r_2'}{(2-slip)} + jx_2' \right)}{(R_f + jx_m) + \left(\frac{r_2'}{(2-slip)} + jx_2' \right)} \dots (11)$$

$$I_M = \frac{E}{Z} \dots (12)$$

4.4 誘導電動機負荷の過渡状態解析モデル

過渡状態における各素子電流は, Fig.11 および 12 に示した s 関数の回路方程式から算出できる。

Fig.11 に示す正相側回路の電圧方程式は, 式(13)となる。

$$I_{01}(s) \left(\frac{r_1}{2} + \frac{sx_1}{2} + \frac{R_f}{2} + \frac{sx_m}{2} \right) + I_{r1}(s) \left(\frac{r_1}{2} + \frac{sx_1}{2} \right) = \frac{\dot{V}_p \times \omega}{s^2 + \omega^2} + i_{01}(0) \left(\frac{x_1}{2} + \frac{x_m}{2} \right) + \frac{x_1}{2} i_{r1}(0) \dots (13)$$

Fig.11 に示す並列接続からなる閉回路の電圧方程式は, 反時計方向に計算すると, 式(14)となる。

$$I_{01}(s) \left(\frac{R_f}{2} + \frac{sx_m}{2} \right) - I_{r1}(s) \left(\frac{r_2'}{2slip} + \frac{sx_2'}{2} \right) = \frac{\dot{V}_p \times \omega}{s^2 + \omega^2} + i_{01}(0) \left(\frac{x_1}{2} + \frac{x_m}{2} \right) + \frac{x_1}{2} i_{r1}(0) \dots (14)$$

逆相側は, 正相側と同様に Fig.12 に示す回路から電圧方程式をたてると, 式(15)となる。

$$I_{02}(s) \left(\frac{r_1}{2} + \frac{sx_1}{2} + \frac{R_f}{2} + \frac{sx_m}{2} \right) + I_{r2}(s) \left(\frac{r_1}{2} + \frac{sx_1}{2} \right)$$

$$= \frac{\dot{V}_N \times \omega}{s^2 + \omega^2} + i_{02}(0) \left(\frac{x_1}{2} + \frac{x_m}{2} \right) + \frac{x_1}{2} i_{r2}(0) \dots\dots\dots (15)$$

Fig.12 に示す並列接続からなる閉回路の電圧方程式は、反時計方向に計算すると、式(16)となる。

$$I_{02}(s) \left(\frac{R_f}{2} + \frac{sx_m}{2} \right) - I_{r2}(s) \left(\frac{r_2'}{2(2-slip)} + \frac{sx_2'}{2} \right) = \frac{x_m}{2} i_{02}(0) - \frac{x_2'}{2} i_{r2}(0) \dots\dots\dots (16)$$

過渡状態における素子電流は、式(13)から(16)によって算出できる。

実機による単独運転試験は、誘導電動機負荷と共振負荷が並列に接続された回路にて行う。そのため、誘導電動機負荷を含んだ単独運転現象の解析では、3.1 節に既述した共振回路の解析モデルに、誘導電動機負荷解析モデル式(13)から(16)を組み合わせる。誘導電動機負荷と共振回路による単独運転解析モデルは、式(17)の行列表現となる。なお、誘導電動機の定数は、通常定格周波数 f にて設計されており、周波数が f に変化した場合には $f/f = \alpha$ 倍となる²⁴⁾。

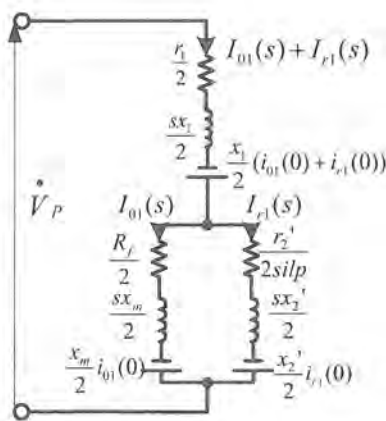


Fig.11 Regular phase side s-function connection diagram.
図 11 正相側 s 関数回路図

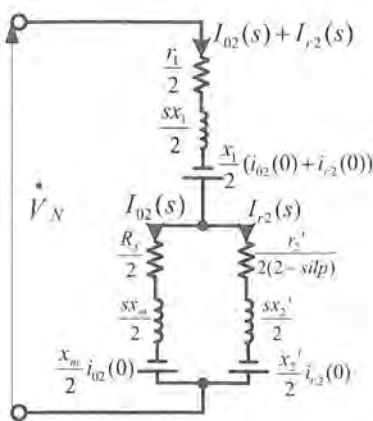


Fig.12 Contra-phase side s-function connection diagram.
図 12 逆相側 s 関数回路図

また、すべり S については、 $1/\alpha$ 倍²⁴⁾となるので、配電線停止後の解析モデルにおけるすべり S は、 $1/\alpha$ 倍として算出した。

$$\begin{pmatrix} I_R(s) \\ I_L(s) \\ I_C(s) \\ I_{01}(s) \\ I_{r1}(s) \\ I_{02}(s) \\ I_{r2}(s) \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} 1 & 1 & 1 & 0 \\ R & -sL & 0 & 0 \\ R & 0 & -\frac{1}{sC} & 0 \\ 0 & 0 & 0 & \frac{(r_1 + R_f) + s(x_1 + x_m)}{2} \\ 0 & 0 & 0 & \frac{R_f + sx_m}{2} \\ 0 & 0 & 0 & \frac{2}{2} \\ 0 & 0 & 0 & 0 \end{pmatrix} \times \begin{pmatrix} 0 \\ 0 \\ 0 \\ \frac{r_1 + sx_1}{2} \\ -\frac{r_2'}{2slip} - \frac{sx_2'}{2} \\ 0 \\ \frac{(r_1 + R_f) + s(x_1 + x_m)}{2} \\ \frac{R_f + sx_m}{2} \\ -\frac{r_2'}{2(2-slip)} - \frac{sx_2'}{2} \end{pmatrix}^{-1} \begin{pmatrix} \frac{I\omega}{s^2 + \omega^2} \\ \frac{E}{\omega} \\ 0 \\ \frac{\dot{V}_P \omega}{s^2 + \omega^2} + \frac{x_1}{2} (i_{01}(0) + i_{r1}(0)) + \frac{x_m}{2} i_{01}(0) \\ \frac{x_m}{2} i_{01}(0) - \frac{x_2'}{2} i_{r1}(0) \\ \frac{\dot{V}_N \omega}{s^2 + \omega^2} + \frac{x_1}{2} (i_{02}(0) + i_{r2}(0)) + \frac{x_m}{2} i_{02}(0) \\ \frac{x_m}{2} i_{02}(0) - \frac{x_2'}{2} i_{r2}(0) \end{pmatrix} \dots\dots\dots (17)$$

4.5 誘導電動機と RLC 共振回路の解析結果

解析モデルの妥当性評価は、2.3 節に既述した単独運転実験結果と解析結果との比較による。配電線停止 0.3 秒後の電圧値を Table 5 に示す。解析結果を上段に、実験結果を中段に、そして解析値に対する誤差率を下段に示す。比較結果は、負荷条件 ($P=-5\%$, $Q=+5\%$) において最大-2.18%と約 4V 程度の誤差となった。この負荷条件では、Fig.13 のように容量性負荷の電流の周波数だけが変動している。これは、配電線停止後に容量性負荷 C と PCS の間で発生した共振現象が原因である。そのため、共振の影響を受けた電圧値は、Fig.14(a) のように変化し、解析結果に比べ大きくなり誤差が生じた。また、時系列による比較は、誤差率が最大である負荷条件 ($P=-5\%$, $Q=+5\%$) を例に行った。比較結果は、Fig.14(a)から(f)のように PCS 運転制御の影響

による瞬時的な変動を除いて、実験値と顕著な差異が無く同等の傾向を示す。

電圧解析と同様に周波数についても解析した。配電線停止 0.3 秒後の周波数を Table 6 に示す。解析結果を上段に、実験結果を中段に、そして解析値に対する誤差率を下段に示す。比較結果は、負荷条件 ($P=0\%, Q=-5\%$) において最大-1.39%となり約 0.7Hz 程度の誤差となった。この負荷条件では、Fig.15 のように容量性負荷の電流の周波数だけが変動している。これは、配電線停止後に容量性負荷 C と PCS との間で発生した共振現象が原因である。そのため、共振の影響を受けた周波数は、Fig.16 ように変化し解析結果に比べ大きくなり、誤差が生じた。

他の負荷条件においても同様に比較を行い、PCS の運転制御や共振現象による瞬時的な変動を除いて実験値と解析結果がよく一致する。したがって、誘導電動機負荷の解析モデルの妥当性が確認できた。

5. まとめと今後の展望

本論文では、一般住宅用太陽光発電システムの共振回路および単独運転試験用に用いられる誘導電動機について、連立微分方程式をラプラス変換し行列演算解析モデルを作成した。解析結果は、実験結果とよく一致することを確認し解析モデルの妥当性を検証した。解析モデルは、実機では容易に行えない詳細な負荷条件の設定が可能である。そのため、単独運転現象を継続させ易い負荷条件を容易に見つけやすい。また、誘導電動機負荷の特性を考慮した解析モデルによって、同負荷による影響も解析可能とした。誘導電動機負荷の解析は、定数を変えることで、異なる機種での解析が可能である。この結果、実機による試験時間の短縮および設備コストの削減が可能である。今回作成した解析モデルは、MATLAB によって解析されたが、行列計算が可能な解析プログラムへの転用は容易に行える。そのため、汎用性が高い。

今後は、PCS による共振現象、PCS 制御運転機能や単独運転検出装置の運転制御機能など制御に関する標準モデルの検討を行い、単独運転時における解析精度の向上を図る。

謝 辞

本研究において、数々の助言を頂いた財団法人電力中央研究所 上席研究員の小林広武氏に深く感謝いたします。

参考文献

- 1) 経済産業省原子力安全保安院:「電気設備の技術基準」, 平成 20 年 10 月解釈改正
- 2) 経済産業省資源エネルギー庁:「電力品質確保に係る系統連系技術要件ガイドライン」, 経済産業省 資源エネルギー庁策定, 平成 16 年 10 月 1 日
- 3) 社団法人日本電気協会 系統連系専門部会:「系統連系規程 JEAC 9701-2006」, オーム社, 2006
- 4) 財団法人電力中央研究所, 関西電力 株式会社:「サ

Table 5 Voltage of 0.3seconds it blacks out.

表 5 配電線停止 0.3 秒後の電圧

Reactive power Q [Var]		Active power P [W]				
		-10%	-5%	0%	+5%	+10%
-10%	Analysis	209.4	202.7	200.3	195.4	193.9
	Actual	207.7	202.6	199.9	196.2	191.8
	Error rate	0.81%	0.04%	0.20%	-0.40%	1.09%
-5%	Analysis	210.9	203.9	201.4	196.9	193.7
	Actual	210.2	203.4	200.0	197.6	193.5
	Error rate	0.33%	0.24%	0.70%	-0.35%	0.10%
0%	Analysis	208.9	207.9	198.8	193.9	191.6
	Actual	209.6	205.7	198.7	195.8	190.0
	Error rate	-0.33%	1.06%	0.05%	-0.97%	0.84%
+5%	Analysis	204.2	202.3	199.8	196.1	188.1
	Actual	203.8	205.5	198.0	196.4	188.9
	Error rate	0.19%	-1.55%	0.90%	-0.15%	-0.42%
+10%	Analysis	213.6	201.5	200.4	200.3	187.6
	Actual	212.0	202.0	201.9	197.7	188.2
	Error rate	0.75%	-0.24%	-0.74%	1.31%	-0.31%

Upper row (Analysis of MATLAB)
Middle (Result of actual)
Lower (Error rate of analysis and actual.)

Table 6 Frequency of 0.3seconds after it blacks out.

表 6 配電線停止 0.3 秒後の周波数

Reactive power Q [Var]		Active power P [W]				
		-10%	-5%	0%	+5%	+10%
-10%	Analysis	46.95	47.17	46.51	46.08	45.87
	Actual	46.94	46.78	46.34	46.31	46.11
	Error rate	0.02%	0.83%	0.33%	-0.06%	-0.52%
-5%	Analysis	48.78	48.54	48.08	48.07	47.62
	Actual	48.76	48.74	48.76	48.26	47.72
	Error rate	-0.57%	-0.41%	-1.39%	-0.39%	-0.20%
0%	Analysis	50.51	49.50	49.50	50.00	49.26
	Actual	50.41	49.75	49.44	49.98	49.36
	Error rate	0.19%	-0.50%	0.12%	0.04%	-0.20%
+5%	Analysis	51.81	51.54	50.76	51.02	51.28
	Actual	51.49	51.52	50.86	50.88	51.25
	Error rate	0.62%	0.05%	-0.19%	0.27%	0.05%
+10%	Analysis	53.48	53.19	53.76	53.48	52.63
	Actual	54.17	53.31	53.63	53.61	52.70
	Error rate	-1.27%	-0.22%	0.24%	-0.24%	-0.13%

Upper row (Analysis of MATLAB)
Middle (Result of actual)
Lower (Error rate of analysis and actual.)

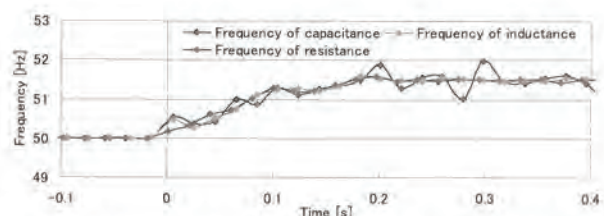
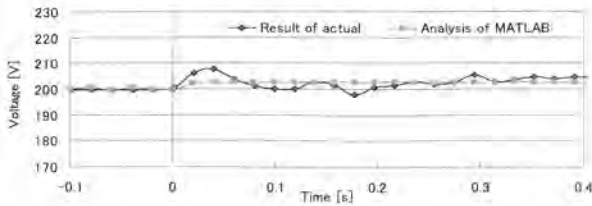
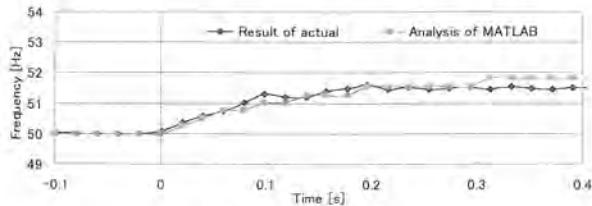


Fig.13 Frequency of inductance current, capacitance current and resistance current load condition ($P=-10\%, Q=0\%$).

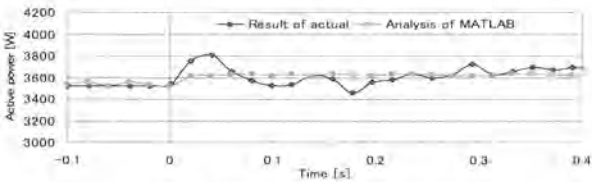
図 13 誘導性、容量性および抵抗負荷電流の周波数負荷条件 ($P=-10\%, Q=0\%$)



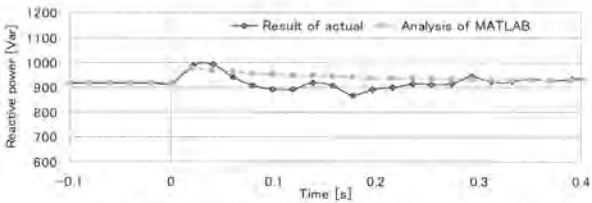
(a) Comparison of voltage.
(a) 電圧比較



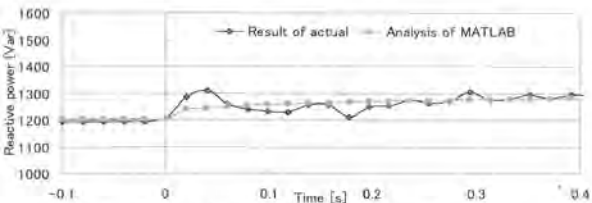
(b) Comparison of frequency.
(b) 周波数比較



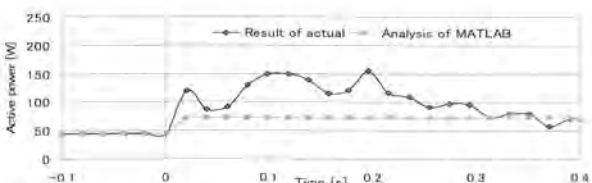
(c) Comparison of active power.
(c) 抵抗消費電力比較



(d) Comparison of inductance reactive power.
(d) 誘導性無効電力比較



(e) Comparison of capacitance reactive power
(e) 容量性無効電力比較



(f) Comparison of induction motor.
Fig.14 Load condition ($P=-5\%$, $Q=+5\%$).
(f) 誘導電動機有効電力比較
図14 負荷条件 ($P=-5\%$, $Q=+5\%$)

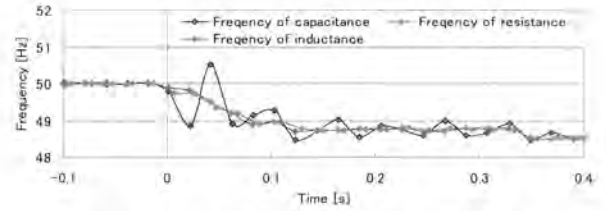


Fig.15 Comparison of frequency ($P=-5\%$, $Q=+5\%$).
図15 負荷条件 ($P=+5\%$, $Q=+5\%$) の周波数比較

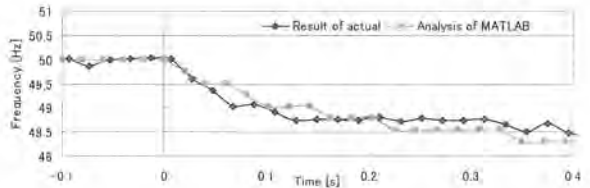


Fig.16 Comparison of frequency ($P=0\%$, $Q=-5\%$).
図16 負荷条件 ($P=0\%$, $Q=-5\%$) の周波数

シャイン計画 新エネルギー・産業技術総合開発機構 (NEDO)委託業務成果報告書(総括版)として、平成3年度「太陽光発電システム実用化技術開発「周辺技術の研究開発」(系統連系制御技術の実証研究開発)」、平成3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、1991

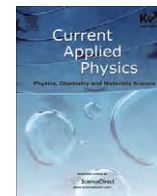
- 5) 財団法人電力中央研究所：「ニューサンシャイン計画 新エネルギー・産業技術総合開発機構(NEDO)委託業務成果報告書」として、平成5年度「太陽光発電システム評価技術の研究開発」(周辺技術評価システムの研究開発)」、平成5年度新エネルギー・産業技術総合開発機構委託業務成果報告書、1993
- 6) 財団法人電力中央研究所：「ニューサンシャイン計画 新エネルギー・産業技術総合開発機構(NEDO)委託業務成果報告書」として、平成5年度「太陽光発電システム実用化技術開発「太陽光発電利用システム評価技術の研究開発」(周辺技術評価システムの研究開発)」、平成5年度 新エネルギー・産業技術総合開発機構委託業務成果報告書、1993
- 7) 財団法人電力中央研究所：「ニューサンシャイン計画 新エネルギー・産業技術総合開発機構(NEDO)委託業務成果報告書」として、平成6年度「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評価技術の研究開発」(周辺技術評価システムの研究開発)」、平成6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、1994
- 8) 財団法人電力中央研究所：「ニューサンシャイン計画 新エネルギー・産業技術総合開発機構(NEDO)委託業務成果報告書」として、平成7年度「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評価技術の研究開発」(周辺技術評価システムの研究開発)」、平成7年度新エネルギー・産業技術総合開発機構委託業務

- 務成果報告書, 1995
- 9) 財団法人電力中央研究所: 「ニューサンシャイン計画新エネルギー・産業技術総合開発機構(NEDO)委託業務成果報告書」として, 平成8年度「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評価技術の研究開発」(周辺技術評価システムの研究開発)」, 平成8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, 1996
 - 10) 財団法人日本電気用品試験所: 「新エネルギー・産業技術総合開発機構(NEDO)委託業務成果報告書」として, 平成4年度「分散型新発電技術実用化実証研究に関する保護機能等試験方法の確立」, 平成4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, 1992
 - 11) 財団法人日本電気用品試験所: 「新エネルギー・産業技術総合開発機構(NEDO)委託業務成果報告書」として平成5年度「分散型新発電技術実用化実証研究に関する保護機能等試験方法の確立」, 平成5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, 1993
 - 12) 財団法人電気安全環境研究所: 「太陽電池発電システム用系統連系保護装置等の試験方法(平成14年10月)」, 2003
 - 13) Hironobu Igarashi: 「The tests of islanding have an influence on motor」, Proc for 2005 National Convention Record IEE Japan, No.6-192, p.341~342, 2005
五十嵐広宣: 「単独運転防止試験時の回転機負荷影響について」, 平成17年度電気学会全国大会, No.6-192, p.341~342, 2005
 - 14) 村上高德, 黒川浩助, 小林広武, 滝川清: 「系統連系型太陽光発電の動特性シミュレーション-誘導機負荷が単独運転検出装置に与える影響の評価-」, 平成10年電気学会電力エネルギー部門大会, P472~P473, 1998
 - 15) Hironobu Igarashi: 「About the influence on the difference and the Islanding test of the resonance load and the motor load」, IEEJ Trans. PE, Vol.127 No1, p.192~199, 2007
五十嵐広宣: 「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」, 平成19年電気学会論文誌B, 平成19年1月 Vol.127, p.192~199, 2007
 - 16) Hironobu Igarashi: 「About the power generation confirmation of the induction motor and the influence on the islanding detection device」, IEEJ Trans. PE, Vol.128 No7, p.967~975, 2008
 - 17) IEC 62116 Ed1.0: 「Test procedure of islanding prevention measures for utility-interconnected photovoltaic inverters」, 2008
 - 18) 谷口治人, 田中和幸, 内田直之著: 「電力系統解析システム」, 電気学会論文誌B, Vol.128, p.377~380, 2008
 - 19) 財団法人電力中央研究所ホームページ: 「EMTP-DCGプロジェクトの結成と経過」, <http://criepi.denken.or.jp/JDCG/page01/jdcb011.htm>
 - 20) Shuichi Shibata, Kazuya Miyanami, Kiyoshi Takigawa, Hiroyuki Sugihara: 「A CPAT Simulation Analysis on the Effect of Islanding Protection under Clustered PV application 500 PV Systems」, IEEJ Trans. PE, Vol.127 No10, p.1067~1072, 2007
柴田秀一, 宮南一也, 滝川清, 杉原裕征: 「500台規模太陽光発電システム集中連系時の単独運転検出機能のY法解析手法」, 平成20年電気学会論文誌B, 平成19年10月, Vol.127, p.1067~1072, 2007
 - 21) 日本工業規格: 「一般用低圧三相かご形誘導電動機: JIS C 4210-2001」
 - 22) 社団法人電気学会著: 「電気工学ハンドブック」, 1988
 - 23) 見城尚志監修, 三宅博著: 「小型ACモータの設計と制御~BASICからCADまで~」
 - 24) 荻野昭三著: 「誘導電動機の特性」, 電気書院, 2007



Contents lists available at ScienceDirect

Current Applied Physics

journal homepage: www.elsevier.com/locate/cap

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

Masakazu Ito^{a,*}, Keiichi Komoto^b, Kosuke Kurokawa^a

^a Tokyo Institute of Technology, Tokyo, Japan

^b Mizuho Information and Research Institute, Tokyo, Japan

ARTICLE INFO

Article history:

Received 30 November 2008

Accepted 3 June 2009

Available online xxxxx

PACS:

88.05.Hj

Keywords:

VLS-PV

LCA

Desert

Energy pay-back time

CO₂ 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/ μ c-Si, CdTe, and CIS PV modules. The sc-Si and a-Si/sc-Si, a-Si/ μ 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, CO₂ emissions, and CO₂ 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 CO₂ emissions rate are almost same as energy pay-back time. The CO₂ emissions rate is 43–54 g-CO₂/kW h. The mc-Si, a-Si/sc-Si, and CIS shows lower CO₂ 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 CO₂ emission rate of the VLS-PV system were calculated with this method. These indices are defined by the following equations:

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

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

EPT means years to recover primary energy consumption throughout its life-cycle by its own energy production. And the CO₂ emission rate is a useful index to know how much the PV system can mitigate global warming.

3. Assumptions

3.1. System configurations

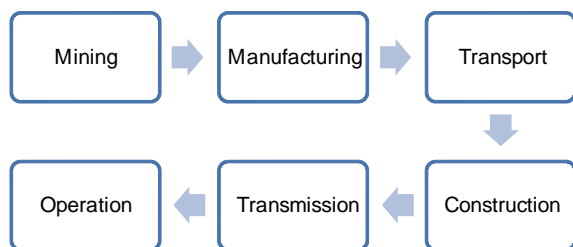
The VLS-PV system assumed 10 of 100 MW system, which consists of four sets of a 25 MW unit field. The 25 MW unit consists of 50 sets of a 500 kW unit system which include inverter and transformer. South-faced fixed flat array structures and foundations were designed. Wind pressure and earthquake are also taken into account. Land preparation is considered. Array support and foundation are produced in installation site, and other system

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

E-mail address: 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 ₂ emissions
Installation area	Gobi desert

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

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.

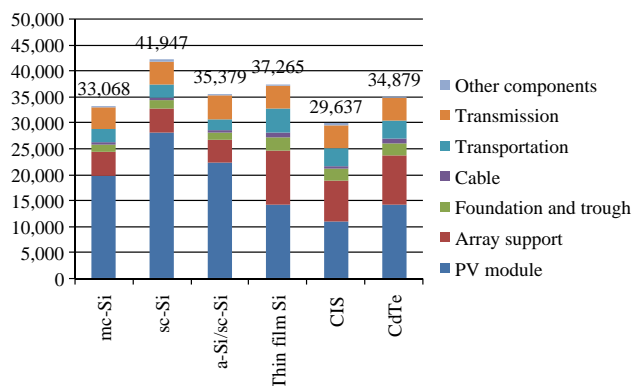
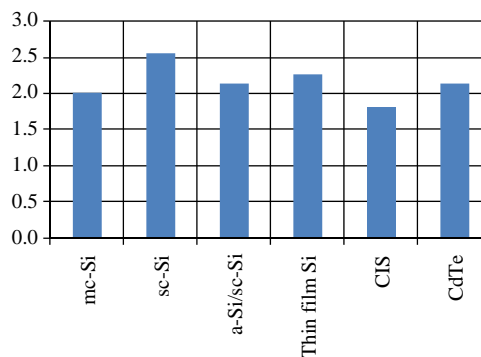
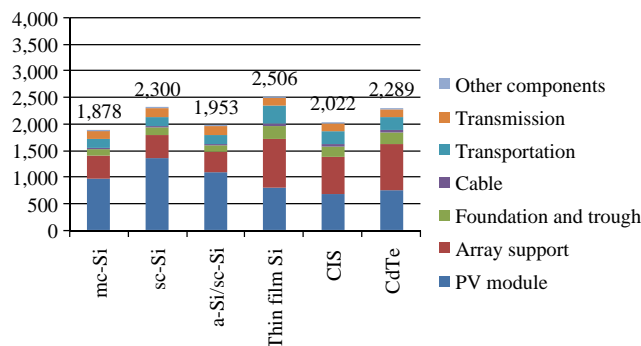
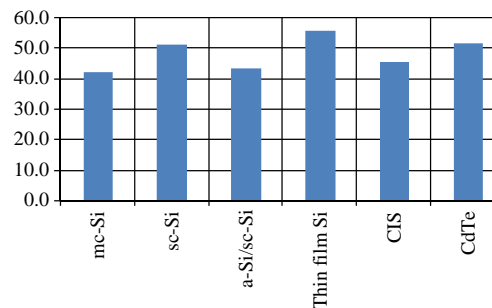
3.3. LCA boundary and life-cycle inventory data

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 mod-

**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.** CO₂ emissions of the VLS-PV systems [t-CO₂/MW].**Fig. 5.** CO₂ emissions rate of the VLS-PV systems [g-CO₂/kW h].

ule's VLS-PV system is the smallest energy requirement, which use 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 CO₂ emissions of the VLS-PV systems through its life-cycle. The multi-crystalline Si's VLS-PV system shows smallest CO₂ emissions. And the a-Si/sc-Si and CIS shows also lower CO₂ 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 CO₂ emissions rate of the VLS-PV systems are shown in Fig. 5. They are 43–54 g-CO₂/kW h, and they are almost same level. But, mc-Si and a-Si/sc-Si shows smallest CO₂ emissions rate.

5. Conclusions

In this paper, the authors studied environmental aspects; they are energy requirement, energy pay-back time, CO₂ emissions, and CO₂ 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 CO₂ emissions rate are almost same, but biggest CO₂ emissions and CO₂ emissions rate is the thin-film Si PV module. CO₂ emissions rate is 54 g-CO₂/kW h. The mc-Si, a-Si/sc-Si hetero junction type and CIS shows lower CO₂ emissions rate. It is approximately 43 g-CO₂/kW h.

Concerning the energy pay-back time and CO₂ 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).

国際学会

[2009 年～2010 年]

Preliminary Analysis on Potentials of CO₂ reduction for Electric Vehicle with Renewable Energy

Masakazu Ito^{1,*}, Takuya Oda¹, Yasuhiro Nakai² and Kosuke Kurokawa¹

¹ Integrated Research Institute, Tokyo Institute of Technology, Tokyo, Japan

² Mitsubishi Corporation, Tokyo, Japan

* Corresponding author: ito @ iri.titech.ac.jp

Abstract: *The Electric Vehicles (EV) still use fossil fuels which the grid electricity include. The Renewable Energy for Electric Vehicle (RE-EV) project has been established to be realized a zero emission vehicle. In the project, charging station including a 2.6 kW home PV system, a 9 kWh battery system, and measuring equipments were installed in Ookayama campus in Tokyo Institute of Technology. This paper studied a preliminary analysis to clear the potentials of EV powered by photovoltaic (PV) systems. Three types of vehicles, a gasoline vehicle, a electric vehicle, and a electric vehicle powered by PV system, were compared by using statistical data of vehicle utilization and Life-Cycle Assessment (LCA) database from environmental view point. Vehicles are used for many ways. Therefore, 6 driving patterns were made with the statistical data. As a result of typical vehicle use, 70 % and 95 % CO₂ emissions can be reduced by EV and by EV with PV utilization by simple calculations. In addition, considering driving pattern, the EV with PV has potential to reduce 80 % CO₂ emissions comparing to electricity grid, and 95 % comparing to the gasoline vehicle.*

Keywords: Electric Vehicle, Renewable Energy, Photovoltaic system, Battery, CO₂ emissions

1. INTRODUCTION

The world is moving towards becoming a renewable energy (RE) society. However, if we cannot find a solution to the problem of RE fluctuation, the potential of RE will be limited. One of the solutions is a battery which can normalize RE fluctuations. Such kinds of battery are currently expensive but if electric vehicles (EV) become popular, the price of such batteries will decrease with mass production thereby increasing their numbers further. Then it may be possible to use EV batteries to stabilize RE fluctuations so that EV themselves can be expected to play a key role in realizing the renewable energy society.

The battery can stabilize short time fluctuations, and it can also stabilize daily fluctuations. Fig. 1 shows the image of renewable energy community with batteries. And Fig. 2 shows the daily electricity curves of 10 utility companies in Japan, and average photovoltaic (PV) output normalized as 100 GW and 150 GW. In the figure, 100 GW PV can reduce peak demand, and, if there are 150 GW PV systems and large numbers of EV in use, PV can reduce peak demand, and EV can facilitate the movement of the surplus PV output to evening demand. Given the fact that there are 75 million vehicles in use in Japan, this is not simply the story of a dream.

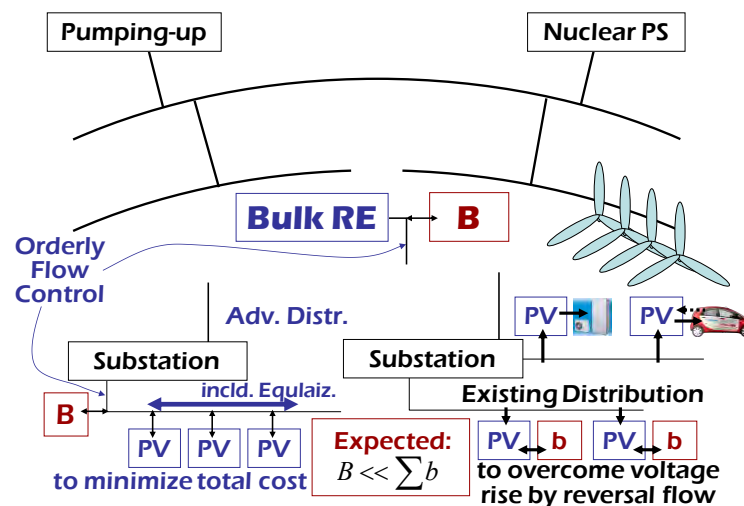
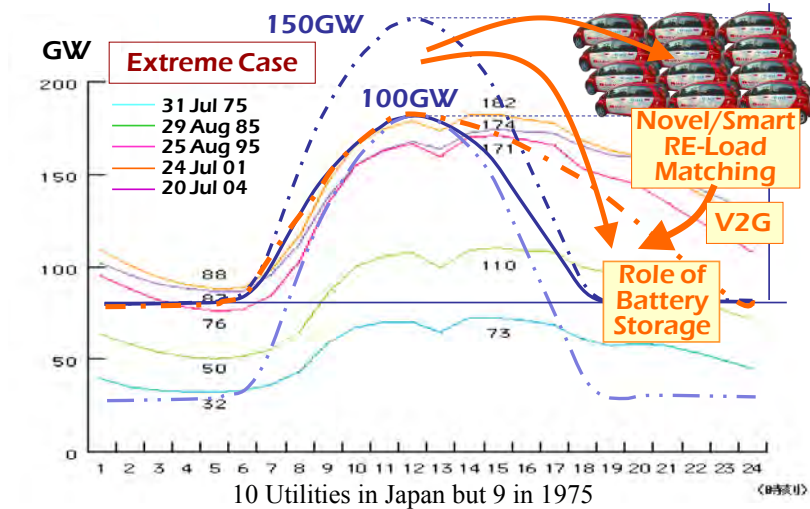


Fig. 1 The image of renewable energy community. Location of Battery Storage, PV, Wind, etc.



Source: The Federation of Electric Power Companies of Japan + the Author

Fig. 2 Daily Power Balance between PV and Electricity

2. THE RE-EV PROJECT

Electric Vehicles (EV) are attracting people’s attention because they do not use gasoline or diesel fuel, and do not emit exhaust gases. Therefore, the vehicle is actually a clean vehicle, and it is possible to reduce CO2 emissions. However, there is still a problem. The electricity running EVs is partly generated from non-sustainable energy, for example, oil, coal, natural gas, and uranium. One way to solve this problem is to use renewable energies (REs). There are already some projects targeting EV with renewable energies. Examples are a PV charging station and a fuel cell station but we have developed an advanced project to create a solution to global warming. Our project named the „Renewable Energy for Electric Vehicle Project (RE-EV project)” was started in July 2008. It is operating under the umbrella of the Advanced Energy Systems for Sustainability (AES) in the Integrated Research Institute in the Tokyo Institute of Technology. The project members are Mitsubishi Corporation, TOSTEM Housing Institute, GS Yuasa, and the Tokyo Institute of Technology.



Fig. 3 RE-EV project Electric Vehicle, the i-MiEV, manufactured by Mitsubishi Motors Corporation

2.1 Equipments

The system components of the project are: 1) the electric vehicle, i-MiEV as shown in Fig.3; 2) a 2.6 kW photovoltaic system (PV), a 9 kW battery, a concentrated solar power system (CSP), and a charging controller on the Ookayama campus in Tokyo; 3) a model house with a photovoltaic system in Katsushika ward in Tokyo; 4) charging stations on the Suzukakedai and Tamachi campuses; 5) a wind power system. When the EV is charging on the Ookayama campus, electricity comes from the PV system and the CSP system. If that combined output is not enough, the battery provides the required electricity. When the EV leaves the Ookayama campus, the battery recharges with electricity from the PV system and the CSP system. Wind power systems are not connected to the Ookayama campus directly. The wind power system sends its output and output data to the power station in real time, and the power station provides electricity to the battery and/or the EV in proportion to the wind power system’s output. This means that the fluctuating amount of

electricity generated by the wind power systems can go to the EV directly. In addition, there is a plan to install a rapid charger in the Ookayama campus. The Suzukakedai campus and the Tamachi campus also have power stations. The model house can charge the EV by PV electricity.

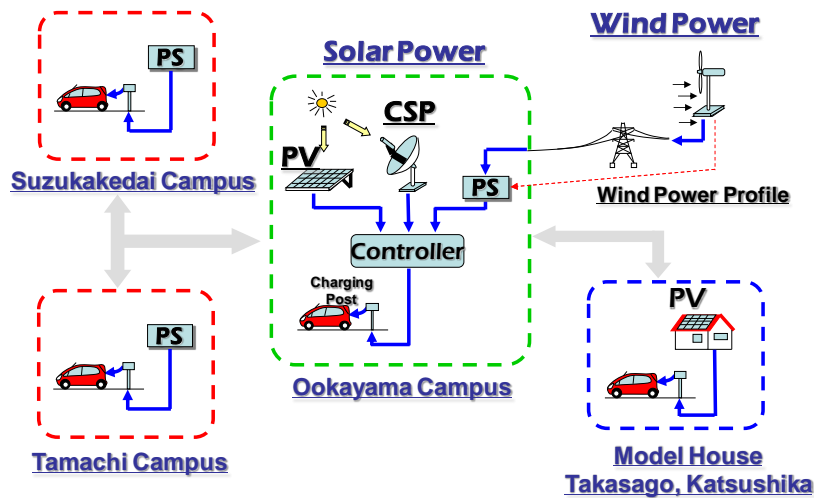


Fig. 4 The equipments and installation places of the project

2.2 Measuring equipment

The EV contains many measuring instruments such as GPS, speedometer, thermometer, revolution measuring device, battery level measuring device, etc. The data generated by these instruments can be accessed through the project web site. In addition, equipment has been installed to manage and correct irradiation, PV output, battery input and output, and EV input and output.

2.3 Research topics in this project

The target of the project is a low carbon infrastructure for EV and the proposal of possible system configurations. Experiments should enable the identification of the system with the lowest CO₂ emission, reductions in renewable energy fluctuations, increases in kWh values and the maximum installable capacity as well as the extraction of EV battery values. If all the electricity for EV can be supplied by renewable energy, EV can become a real zero emission vehicle while in operation.

On going research topics relating to the RE-EV project are: 1) charging optimization according to EV usage patterns and equipment; 2) RE-EV life-cycle analysis aiming to determine how much RE-EV systems can reduce CO₂ emissions; 3) offset charging using renewable energy which seeks to utilize RE-EV systems to reduce power fluctuations taking into account that a small number of EV will have no impact but that large numbers of EV can charge or discharge at least the same amount of electricity as wind power systems; 4) on-off control devices which will be critical equipment in homes because EV use 15 A when charging and a controller to monitor and adjust electric power demand to avoid power breaker tripping.

3. PRELIMINARY ANALYSIS ON CO₂ REDUCTION POTENTIALS

3.1 Purpose in this study

For this project, it is important to study on potentials of CO₂ reduction by photovoltaic system. Driving patterns were prepared by using statistical data of vehicle utilization. Then, three types of vehicles, a normal electric vehicle, an electric vehicle with PV, and gasoline vehicle, were compared by evaluating CO₂ emissions. The electric vehicle used in this study is based on a same type of gasoline vehicle, “i” manufactured by Mitsubishi Motors Cooperation. A boundary of this evaluation is an operation stage only.

3.2 Data for evaluating CO₂ emissions

These data were used in this study.

- (1) CO₂ emissions rate of electricity grid
425 g-CO₂/kWh from LCA database [1] was used in this study.
- (2) Electric vehicle, i-MiEV
Electricity consumption (Fuel consumption) is 10 km/kWh from a catalogue.
Weight of vehicle is 1080 kg.
- (3) The PV system
CO₂ emissions rate is 58.6 g-CO₂/kWh. This was referred to report of NEDO [2]. It was assumed that life-time

was 20 years except for inverter which was 10 years, and multi crystalline PV module were assumed.

(4) The battery

The batteries used in RE-EV project were 32 of SLC70-4V, which was 4V 70Ah and 10 years life-time. The CO₂ emissions rate of another type of battery 55D23L/R is 0.420 kg-CO₂ written in the LCA database [1]. Comparing their weight of 14.5 and 11.0 kg, the SLC70-4V was assumed to be 10.2 kg-CO₂.

A cabinet of batteries were assumed that it is made by stainless steel. Therefore, 48.2 kg cabinet was 40.1 kg-CO₂, and 50.3 kg-CO₂ totally.

Discharge and charge efficiency were assumed to be 0.8.

(5) A gasoline vehicle

A gasoline vehicle were assumed "i" which was a base vehicle of i-MiEV. Fuel consumption is 19.2 km/l. CO₂ emissions rate of gasoline is 277.827 g-CO₂/l in manufacturing stage [1], and 2321.66 g-CO₂/l in driving. By using the fuel consumption, 135 g-CO₂/km was used.

3.3 An evaluation by using average data

In research survey of Japan Automobile Manufacturers Association (JAMA) [3], average driving distance is 5160 km per year. The three type of vehicles were evaluated by using this number.

- (1) The i-MiEV powered by electricity grid
5160 km ÷ 10 km/kWh × 425 g-CO₂/kWh = 219.3 kg/year
- (2) The i-MiEV powered by PV electricity
5160 km ÷ 10 km/kWh × 58.6 g-CO₂/kWh ÷ 0.8 = 37.8 kg/year
- (3) The gasoline vehicle "i"
5160 km × 135 g-CO₂/km = 697 kg/year

In the simple calculation, the i-MiEV can reduce 70 % of CO₂ emissions, and the i-MiEV with PV can reduce 95 % of CO₂ emissions.

3.4 An evaluation considering driving patterns

Table 1 shows driving patterns, which were made by authors. Average and percentage of patterns were referred to statistical data [3]. Basically, if the vehicle can charge in daytime, they charge from the PV system, but in night, they charge from the battery. However, considering weather condition, half of electricity is from the PV system, and another half is from the battery in case of charging in daytime. In case of long driving which are larger electricity consumption than the battery capacity, the EV is charged by the grid electricity. Table 2 shows result of CO₂ emissions rate considering these assumptions.

Table 1 Driving patterns and system configurations

Driving patterns	Distance	Frequency Day/week	Annual distance	Charging time	Weekday		Holiday	
					Daytime	Night	Daytime	Night
Pattern 1: Short distance A. 10 to 15km Commute to office or school. Home PV	12.5	5	3,250	Weekday: Night Holiday: anytime	n.a.	Battery	Possible	Possible
Pattern 2: Short distance B. 10 to 15 km. Daily shopping. Home PV	8.4	6.6	2,883	Anytime	PV	Possible	Possible	Possible
Pattern 3: Short distance C. 10 to 15km Commute to office or school. Office PV	12.5	5	3,250	Weekday: daytime Holiday: Anytime	PV	Possible	Possible	Possible
Pattern 4: Middle distance. 35 km Commercial vehicle. Office PV	40	5	10,400	Weekday: Night Holiday: Anytime	n.a.	Battery	Possible	Possible
Pattern 5: Mid-long distance. 70km. Delivery vehicle. Office PV	70	5	18,200	Weekday: Night Holiday: Anytime	n.a.	Battery	Possible	Possible
Pattern 6: Long distance. 200 km Leisure use. Home PV	200	1	10,400	Weekday: Anytime Holiday: Night	Possible	Possible	Depends on	Battery and grid

n.a.: not applicable

Table 2 CO2 emissions and CO2 emissions rate considering driving patterns

Driving pattern	CO2 emissions rate of charging electricity	Electricity consumption (kWh/yr)	CO2 emissions kg-CO2/10yr	Only grid use kg-CO2/10yr	Gasoline vehicle kg-CO2/10yr
Pattern 1	Charging from battery only 73.3 g-CO2/kWh	325	288	1,381 (×4.8)	4,388 (×15.2)
Pattern 2	Considering the weather, half is from PV, another half is from battery 65.9 g-CO2/kWh	288	240	1,225 (×5.1)	3,892 (×16.2)
Pattern 3	Considering the weather, half is from PV, another half is from battery 65.9 g-CO2/kWh	325	265	1,381 (×5.2)	4,388 (×16.6)
Pattern 4	Charging from battery only 73.3 g-CO2/kWh	1,040	812	4,420 (×5.4)	14,040 (×17.3)
Pattern 5	Charging from battery only 73.3 g-CO2/kWh	1,820	1,383	7,735 (×5.6)	24,570 (×17.8)
Pattern 6	Half is from quick charger by grid, another half is from battery 249.1 g-CO2/kWh	1,040	2,641	4,420 (×1.7)	14,040 (×5.3)

As a result, comparing to the charging from electricity grid, PV electricity utilization can reduce 80 % CO2 emissions in case of pattern 1 to 5. Even in case of pattern 6, 40 % CO2 emission can be reduced. If we compare EV with PV to the gasoline vehicle, they have potential to reduce 95 % CO2 emissions. However, it should be considered that these result does not include vehicle’s manufacturing stage.

4. CONCLUSIONS

The Renewable Energy for Electric Vehicle (RE-EV) project have been established, and the many research topics have been launched. One of the research topics in the project was studied and reported in this paper. It was CO2 reduction potentials for the electric vehicle by the PV system. As a result, 70 % and 95 % CO2 emissions can be reduced by EV and by EV with PV utilization from simple calculation. In addition, considering driving pattern, the EV with PV has potential to reduce 80 % CO2 emissions comparing to electricity grid, and 95 % comparing to the gasoline vehicle. The authors are continuing this study, and will include actual data by experiments. It will show more precise results.

5. REFERENCES

- [1] *LCA database FY2009 1st Edition* (2009) Life Cycle Assessment Society of Japan
- [2] *Research and development of fabrication technologies for Life-Cycle Assesment of PV systems, Mid-term report* (2008) New Energy and Industrial Technology Development Organization
- [3] *Market trend survey of passenger car* (2007) Japan Automobile Manufacturers Association, Inc.

A COMPARATIVE LCA STUDY ON POTENTIAL OF VERY-LARGE SCALE PV SYSTEMS IN GOBI DESERT

Masakazu Ito¹, Keiichi Komoto², Kosuke Kurokawa¹

¹ Tokyo Institute of Technology (Tokyo Tech), 2-12-1 Ookayama, Meguro-ku, Tokyo, 152-8550, Japan
Tel: +81-3-5734-3429, Fax: +81-3-5734-3559, E-mail: ito@iri.titech.ac.jp

² Mizuho Information & Research Institute (MHIR), 2-3 Kanda-Nishikicho, Chiyoda-ku, Tokyo 101-0054 Japan

ABSTRACTS

The Life-Cycle Analysis (LCA) including decommission stage of the VLS-PV system with six types of PV modules was studied in this paper. They were assumed to be installed in Gobi desert in China, where there are abundant sunshine and land area. Output electricity of the system is consumed in city by 100 km transmission line.

Concerning the Energy requirement, the CIS was the smallest, and biggest energy requirement was the sc-Si. mc-Si, a-Si/sc-Si hetero junction type, thin-film tandem and CdTe were average. Especially, the energy payback time of the CIS PV module was much shorter than the others. It was approximately 1.8 years. And energy payback time of sc-Si was 2.5 years. The others were approximately 2.0 to 2.3 years.

Characteristics of CO₂ emissions rate were almost same, but biggest CO₂ emissions and CO₂ emissions rate was the thin-film hybrid PV module. CO₂ emissions rate was 71 g-CO₂/kWh. The mc-Si and a-Si/sc-Si hetero junction type shows lower CO₂ emissions rate. It is approximately 51-53 g-CO₂/kWh.

BACKGROUND

Nowadays, world energy demand has been rapidly expanding due to the world economic growth and population increase, especially in developing countries. If world energy demands continue to increase, the primary energy will dry up in this century. In addition, too much energy consumption causes a variety of serious environmental problem such as global warming, acid rain and so on. On the other hand, renewable energies are expected to resolve both the energy problem and the environmental problem. Photovoltaic power generation system is one of promising renewables. Because it need no fuel, no maintenance and no emission when it's generating. Although the solar energy is of low density by nature, it has a large potential by assuming that world deserts can be utilized. Therefore the authors have been investigating very large-scale photovoltaic power generation (VLS-PV) systems on deserts. Even the Gobi desert that locates on high latitude has higher irradiation (4.7kWh/m²/d) than Tokyo (3.5kWh/m²/d). Furthermore, the Sahara desert has more irradiation as 7.4kWh/m²/d. Theoretically, PV systems installed in the Gobi desert with 50% space factor, has potential to generate energy as much as recent world energy supply.

OBJECTIVE

The VLS-PV systems have been studied in IEA/PVPS Task8 Team in order to investigate possibility to install huge 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.

In the Asia team, we have studied the Life cycle analysis of the VLS-PV systems using mc-Si, a-Si, CdTe, and CIS. In this paper, we studied other types of PV modules, sc-Si, a-Si/sc-Si hetero junction type, thin-film Si tandem. In addition, LCA data of mc-Si and CIS PV module were updated, and also decommission stage was considered. Therefore, this study shows possibility of the VLS-PV systems using current PV technologies through its life cycle.

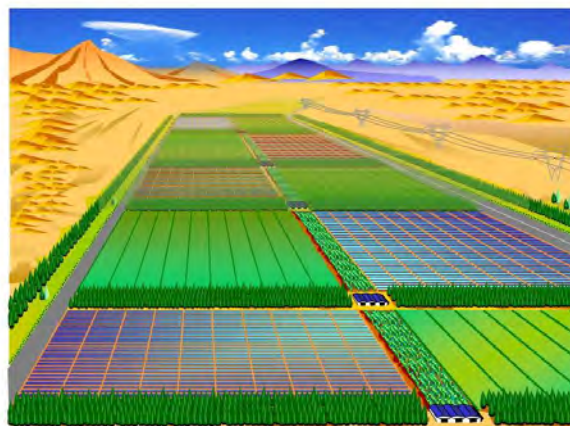


Fig. 1 Image of the VLS-PV system

METHODOLOGY OF LCA

LCA scheme

The six steps of the LCA of the VLS-PV systems are discussed.

1. The first step begins with the designing of the array and foundation. We assumed the system should be installed in gravel desert. And 42 m/s reference wind speed was assumed.
2. The second step is an estimation of an in-plain irradiation. Basically, it is difficult to get a detailed irradiation database in a desert area. Therefore, in-

plain irradiation for PV system output and transmission loss is estimated.

3. The third step is the calculation of output. It is calculated by the irradiation and performance ratio which considers module degradation, soil degradation, array mismatch, MPPT mismatch, inverter efficiency and module temperature depending on installation land.
4. The fourth step is the calculation of transmission loss. This is a difficult step because it is calculated by $(\text{current})^2 \times \text{resistance}$. Therefore, the average calculation of irradiation data is not enough. The rate of sunshine is calculated, and output differences of day, year and weather are considered.
5. The fifth step is the LCA. Inventory data of all equipment and other items of the systems are evaluated. This study considered waste management. Therefore, the LCA of this evaluation includes the whole life-cycle of the VLS-PV system.
6. The final step is sensitivity analysis. LCA boundary of step 5 and 6 is shown in Table 1. Only the boundary of PV system is from mining to waste management. The others are from material manufacturing to waste management. However, CO₂ emissions and energy requirement of the mining does not large part in the result.

Table 1 LCA boundary

	PV (Japan)	Steel, Concrete (China)	Cable, Inverter, Other components (Japan)
Mining	ok		
Material manufacturing	ok	ok	ok
Equipment manufacturing	ok	ok	ok
Construction, O&M	ok	ok	ok
Waste management	ok	ok	ok
Transport	ok	ok	ok

Energy pay-back time and CO₂ emissions rate

In this study, Energy Payback Time (EPT), and the CO₂ emission rate of the VLS-PV systems are evaluated with the LCA method. These indices are defined by the following equations:

$$EPT(\text{Year}) = \frac{\text{Total primary energy requirement of the PV system throughout its life-cycle [kWh]}}{\text{Annual power generation [kWh/year]}} \quad (1)$$

$$CO_2 \text{ Emission rate (g - CO}_2\text{/kWh)} = \frac{\text{Total CO}_2 \text{ emission of its life-cycle (g - CO}_2\text{)}}{\text{Annual power generation [kWh/year]} \times \text{Lifetime [year]}} \quad (2)$$

The abbreviation, EPT, means the years it requires to recover the primary energy consumption throughout its life-cycle by its own energy production. The CO₂ emission

rate is a useful index to determine how effective the PV system is for global warming.

SYSTEM CONFIGURATION

Total capacity is approximately 1 GW consisting 10 of 100MW. It consists of four sets of 25MW unit field. A 25MW unit consists of 50 sets of 500kW unit system. They are showing in figure 2. South-faced fixed flat array structures and foundations showing in figure 3 are 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.

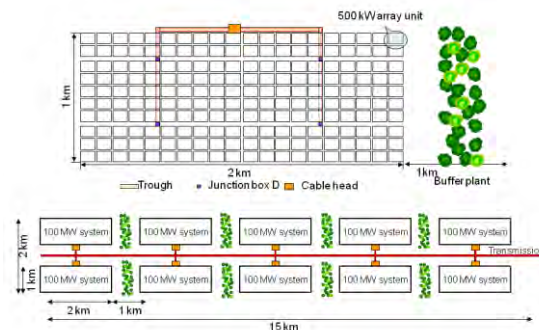


Fig. 2 Concept design of Very Large-Scale Photovoltaic Power Generation System

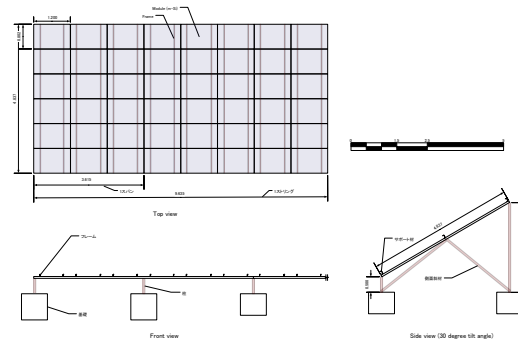


Fig. 3 An array design for mc-Si PV module

Table 2 Assumed PV modules for the study

Cell type	Nominal power (W)	Efficiency of module (%)
mc-Si	186	13.9
sc-Si	165	14.3
a-Si/sc-Si	195	16.6
Thin-film Si	37.5	8.6
CIS	80	10.1
CdTe	65	9.0

Table 3 Equipments for one GW VLS-PV systems

PV module	mc-Si	sc-Si	a-Si/sc-Si	Thin-film Si	CIS	CdTe
Piece (thousand)	5,760	6,144	5,184	27,360	12,800	16,000
Capacity (MW)	1071	1024	1021	1036	1034	1050
Annual power generation [GWh]	1687	1596	1592	1615	1604	1621
Land requirement (km ²)	23	21	18	35	30	34
Array support structure (10 ³ ton)	93	88	83	199	152	187
Foundation (10 ³ m ³)	513	546	463	798	683	819

Six types of PV modules were evaluated in this study. They are Single crystalline silicon (sc-Si), Multi crystalline silicon (mc-Si), Amorphous silicon/single crystalline silicon hetero junction (a-Si/sc-Si), Amorphous silicon/micro crystalline thin-film silicon (Thin-film Si), Cupper Indium di-Selenide (CIS). They are shown in Table 2 and Table 3.

The site of the assumed installation is in Huhhot in the Gobi Desert in China's Inner Mongolia. The assumed irradiation is 1702 kWh·m⁻²·yr.⁻¹, in-plain irradiation at 30 degree tilt angle is 2017 kWh/m²·yr.⁻¹. The annual average ambient temperature is 5.8 °C.

Table 4 Energy consumption and CO₂ emission data of an average power plant (in kWh of Electricity, in MJ of primary energy)

Item	Unit	Value	
Japan			
Primary energy consumption for power generation	MJ/kWh	10.38	
Average CO ₂ emission rate of utility	g-C/kWh	114	
China			
Primary energy consumption for power generation	MJ/kWh	12.01	
Calorific value of Chinese standard coal	MJ/SCE-t	29,302	
Common			
Coal	Calorific value	MJ/t	25,643
	CO ₂ emission rate	g-C/MJ	24.7
Oil	Calorific value	MJ/t	45,000
	CO ₂ emission rate	g-C/MJ	19.2
Diesel oil	Calorific value	MJ/l	38.5
	CO ₂ emission rate	g-C/MJ	18.7
Heavy oil	Calorific value	MJ/l	40.6
	CO ₂ emission rate	g-C/MJ	19.4

Decommission stage

This study assumed disposal. After their life-time, all equipment is transported to a wrecking yard and transported to reclamation land. The estimated disposal transport is 300 km each and 600 km totally.

Data preparation for this case study

For Life Cycle Analysis of VLS-PV systems, energy, and CO₂ emissions data in China and Japan were collected. Table 4, 5 and 6 show energy consumption and CO₂ emissions of each materials and products. The inventory data of PV modules are referred to NEDO report in 2008 [4], and in 2000 [5] for CdTe PV module.

Table 5 Energy consumption and CO₂ emission data of PV modules

Product (Japan)	Energy contents (MJ)	CO ₂ contents (kg-CO ₂)
mc-Si PV module [m ²]	2737	135.2
sc-Si PV module [m ²]	3986	193.5
a-Si/sc-Si PV module [m ²]	3679	178.0
Thin-film Si [m ²]	1211	67.8
CIS PV module [m ²]	1105	67.5
CdTe PV module [m ²]	1269	68.0

Table 6 Energy consumption and CO₂ emission data of products and disposal used in this study

	Product	Energy contents (GJ)	CO ₂ contents (t-C)
Japan	Silicon steel (tonne)	13.4	0.321
	Aluminium (tonne)	227	2.13
	Copper (tonne)	46.5	0.771
	HDPE (tonne)	15.8	0.264
	PVC (tonne)	29.4	0.373
	Epoxy resin (tonne)	40.5	0.754
China	FRP (tonne)	81.6	2.74
	Ceramics (tonne)	0.8	0.02
	Steel (tonne)	26.6	0.657
Disposal	Zinc-plated steel (tonne)	53.1	1.31
	Cement (tonne)	5.3	0.270
	wrecking yard (tonne)	0.027	0.0061
	Reclamation (tonne)	0.060	0.0013

RESULT AND CONCLUSION

The LCA of VLS-PV systems with six types of PV modules have been evaluated. Concerning the Energy requirement, the CIS was the smallest, and biggest energy requirement was the sc-Si. mc-Si, a-Si/sc-Si hetero junction type, thin-film tandem and CdTe were average. Especially, the energy payback time of the CIS PV module was much shorter than the others. It was approximately 1.8 years. And energy payback time of sc-Si was 2.5 years. The others were approximately 2.0 to 2.3 years.

Characteristics of CO2 emissions rate were almost same, but biggest CO2 emissions and CO2 emissions rate was the thin-film hybrid PV module. CO2 emissions rate was 71 g-CO2/kWh. The mc-Si and a-Si/sc-Si hetero junction type shows lower CO2 emissions rate. It is approximately 51-53 g-CO2/kWh. They are higher than recent paper such as Fthenakis et.al or Mason et.al. Reason is that efficiency of manufacturing steel and cement in China. If the efficiency gets same level as developed country, the CO2 emissions rate should be same level as the papers.

Concerning the energy payback time and CO2 emissions rate, the VLS-PV systems using CIS PV module was the most environmental friendly PV module for the VLS-PV systems in deserts. However, the other modules were also low carbon emission and short energy payback time when they are compared with conventional fossil fuel plants.

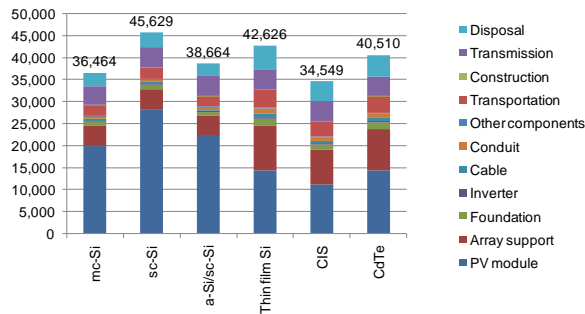


Fig. 4 Energy requirement of six types of PV modules [GJ/MW]

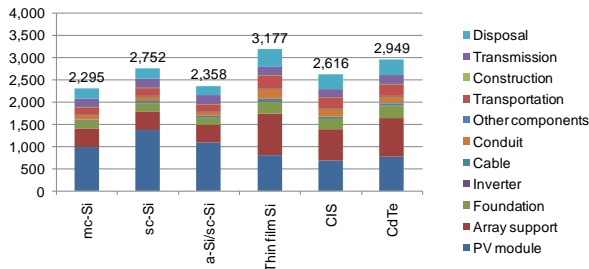


Fig. 5 CO2 emissions of six types of PV modules [t-CO2/MW]

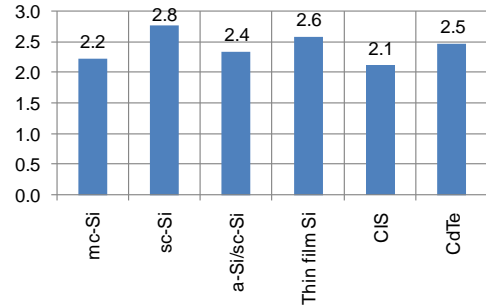


Fig. 6 Energy payback time of six types of PV modules [year]

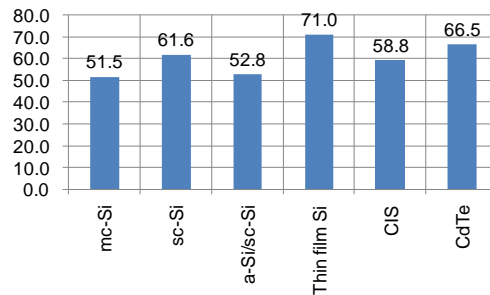


Fig. 7 CO2 emissions rate of six types of PV modules [g-CO2/kWh]

REFERENCES

- [1] Kurokawa, K. (2004). Energy from the Desert: Feasibility of Very Large Scale Photovoltaic Power Generation (VLS-PV) Systems: James and James.
- [2] Kurokawa, K., Komoto, K., Vleuten, P.V.D., & Fairman, D. (2007). Energy from the Desert: Practical Proposals for Very Large Scale Photovoltaic Systems: Earthscan Pubns Ltd.
- [3] Ito, M., Kudo, M., & Kurokawa, K. (2007). A Preliminary Life-Cycle Analysis of a Mega-Solar System in Japan. 17th PVSEC. Fukuoka.
- [4] NEDO (2008). Research and development of fabrication technologies for Life-Cycle Assessment of PV systems, Mid-term report.
- [5] NEDO (2001). 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.
- [6] NEDO (2000). Development of quick impact and innovative energy environment technology - LCA database book - .
- [7] Fthenakis, V.M., Kim, H.C., & Alsema, E. (2008) Emissions from photovoltaic life cycles. Environmental Science & Technology, 42, 2168-2174.
- [8] Mason, J.E., Fthenakis, V.M., Hansen, T., & Kim, H.C. (2006) Energy payback and life-cycle CO2 emissions of the BOS in an optimized 3.5 MW PV installation. Progress in Photovoltaics, 14, 179-190.

EVALUATION OF VARIOUS PV TECHNOLOGIES IN HOKUTO MEGA-SOLAR PROJECT

Yuzuru UEDA¹, Mitsuru KUDO², Hiroo KONISHI² and Kosuke KUROKAWA¹

1. Tokyo Institute of Technology, 2-12-1 Ookayama, Meguro-ku, Tokyo, 152-8550, Japan

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

ABSTRACT: HOKUTO Mega-Solar Project has been conducted in Hokuto city since 2006. One of the objectives is the evaluation of the advanced PV technologies in the outdoor condition. Single crystalline silicon PV cells and modules, multi crystalline silicon PV cells and modules, amorphous silicon PV modules, compound-semiconductor PV modules and spherical solar cells are selected from all over the world. Southerly orientated fixed frames with the tilt angle of 30 degree are mainly used for the system evaluation. The typical array capacity is 10kW and all the systems are grid connected. Annual performance ratios and loss are analyzed in this paper. As a result, annual performance ratios varied from 95.3% to 69.3% among the different systems. The main reason of the higher performance ratio was the higher system peak power. Monthly system peak power losses factors were stable through the evaluation period in the single and the multi crystalline silicon and the CIS technologies whereas the amorphous modules showed degradation and recovery.

Keywords: Large Grid-connected PV systems, System Performance, c-Si, a-Si, CuInSe₂

1 INTRODUCTION

Large scale PV systems for the electric power generation become popular in Japan. Most of the Japanese electric power companies have a plan to install mega-watt scale PV systems in their area. Since each of the area has different climate condition, the choice of the suitable PV technologies is very important for the higher energy yield of the PV power plants. Different PV technologies have different characteristics, i.e. different temperature coefficient, different spectral response and so on, thus the appropriate PV technology should be selected for each location to maximize the energy yield. "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. Twenty six kinds of PV systems are installed in the research area. Single crystalline silicon PV cells and modules, multi crystalline silicon PV cells and modules, amorphous silicon PV modules, compound-semiconductor PV modules and spherical solar cells are selected from all over the world.

This paper describes the over view of the project and summarizes the first year result of the evaluation of the advanced PV technologies.

2 SYSTEM CONFIGURATION

2.1 Array configuration

Southerly orientated fixed frames with the tilt angle of 30 degree are mainly used for the system evaluation. Tilt angles are varied from 15 to 45 degree in some of the



Figure 1: Photo of the demonstration site

systems in order to verify the difference of the soil and temperature which may affect the degradation and recovery for the amorphous type module. The vertical single axis tracking and the two axes tracking with the concentrator are also installed. Some of the manufacturer provides only the cells. Their cells are encapsulated in Japan. The typical array capacity is 10[kW] and all the systems are grid connected. Fig. 1 shows the photo of the demonstration site and Table I summarizes the installed

Table I: List of the installed modules and systems

Type	Manufacturer	Capacity [kW]
single-crystalline silicon	SHARP	30
	SANYO	30
multi-crystalline silicon	SHARP	30
	KYOCERA	100
	Mitsubishi electric	30
amorphous silicon	KANEKA	30
	KANEKA	10
	Mitsubishi Heavy Industries	10
	Fuji Electric Systems	10
spherical	SST	20
compound-semiconductor	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
Systems	SHARP	3
	DAIDO METAL	3

modules and systems.

2.2 Data acquisition

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. I-V curves of the 24 different PV modules are also measured for every 5 minutes at the module test bench. Meteorological data including spectral distribution are measured at the meteorological station.

3 EVALUATION METHOD

3.1 Performance ratio

One-minute data are used for the system analysis. Overall performance is evaluated using performance ratio (P.R). P.R is calculated by using equation (1).

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

where E_{PCS} [kWh] is a PCS (inverter) output energy, P_{nom} [kW] is a system nominal power, G_S [kW/m²] is the STC sunlight and H_{Ag} [kWh/m²] is a total global irradiation at the PV array's plane. Sum of the nominal powers on the nameplates of the PV modules are used as the system rated power.

Module manufacturers test each module output and attach the test result to the shipped module. Fig. 2 shows the summary of the manufacturer's test results. Modules A to H are the single crystalline, I to Q are the multi crystalline and R to W are the amorphous silicon and the compound-semiconductor PV modules. Each data point represents the normalized flash test result of the individual PV module by manufacturers. The lower boundary of the box indicates the 25th percentile, a black line within the box marks the median, the red line shows the average, and the upper boundary of the box indicates the 75th percentile. Ticks above and below the box indicate the 90th and 10th percentiles, respectively. Data below the 10th and above the 90th percentiles are plotted individually.

These flash test results will not guarantee the module output, and thus these values are not used for the performance analysis. Most of the manufacturer's flash test facilities are not complying with the traceability standards. They guarantee the module output based on the nominal power on the nameplate.

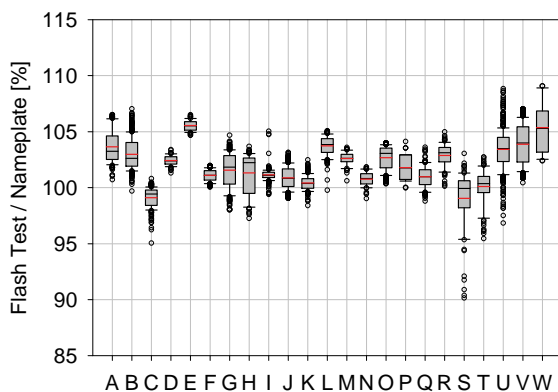


Figure 2: Manufacturer's flash test results

3.2 Loss analysis

Performance losses are quantitatively calculated using Sophisticated Verification (SV) method [1, 2]. The latest version of the SV method can separate the system performance loss into 12 loss factors which are;

1. Shading (s)
2. System peak power loss (s_{PL})
3. Reflection (i)
4. Module Temperature (t)
5. PCS capacity shortage (p_{CC})
6. Grid voltage (o_R)
7. Operating point mismatch (high voltage) (m_{HV})
8. Fluctuation (f)
9. DC circuit resistance (d_C)
10. PCS (Inverter) (p_{CS})
11. PCS Off / PCS Standby (p_{CO})
12. Miscellaneous loss (o).

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

$$K = K_S \cdot K_{SPL} \cdot K_I \cdot K_T \cdot K_{PCC} \cdot K_{OR} \cdot K_{MHV} \cdot K_F \cdot K_O \cdot K_{DC} \cdot K_{PCS} \cdot K_{PCO} \quad (2)$$

The SV method calculates the shading loss for each sun's position in an increment of 5 [Deg] for both azimuth and height angle. In order to improve the accuracy of the calculation, clear day's data are required for each sun's position. Thus monthly analyses are conducted in this paper.

System peak power is calculated as the most frequently appeared system peak power during the evaluation period. Each system output data are divided by the corresponding irradiance data and the mode value of the results of the division is used as the system peak power loss factor K_{SPL} .

Output energy loss due to the reflection of the incoming irradiance at the PV module's surface is calculated using geometrical optics theory [3]. Cover glass, EVA and anti reflective coating are assumed as a single layer and the effective refractive index of 1.8 is used for the calculation.

An output power loss due to the module temperature rise is calculated using equations (3) and (4).

$$l_T = E_{AT} - E_A \quad (3)$$

$$E_{AT} = \frac{E_A}{1 + (\alpha_{P_{max}} \cdot (T_{mod} - 25))} \quad (4)$$

where l_T is the loss [kWh] due to the module temperature, E_{AT} is a temperature corrected PV array output [kWh], E_A [kWh] is a DC output energy of PV array, $\alpha_{P_{max}}$ is a temperature coefficient of the PV module's maximum power [1/degC] and T_{mod} is a measured PV module temperature [degC].

4 RESULTS AND DISCUSSIONS

4.1 Annual performance ratio

Data from April 2008 to March 2009 are used for the analysis. Annual performance ratios and loss calculation results are summarized in Fig. 3. System peak power loss, shading loss, temperature loss and PCS loss are depicted individually and the other losses are illustrated together in the upper graph. The negative value means the loss and the positive value means the gain in the loss analysis. Fifty seven systems' results are grouped by the type of

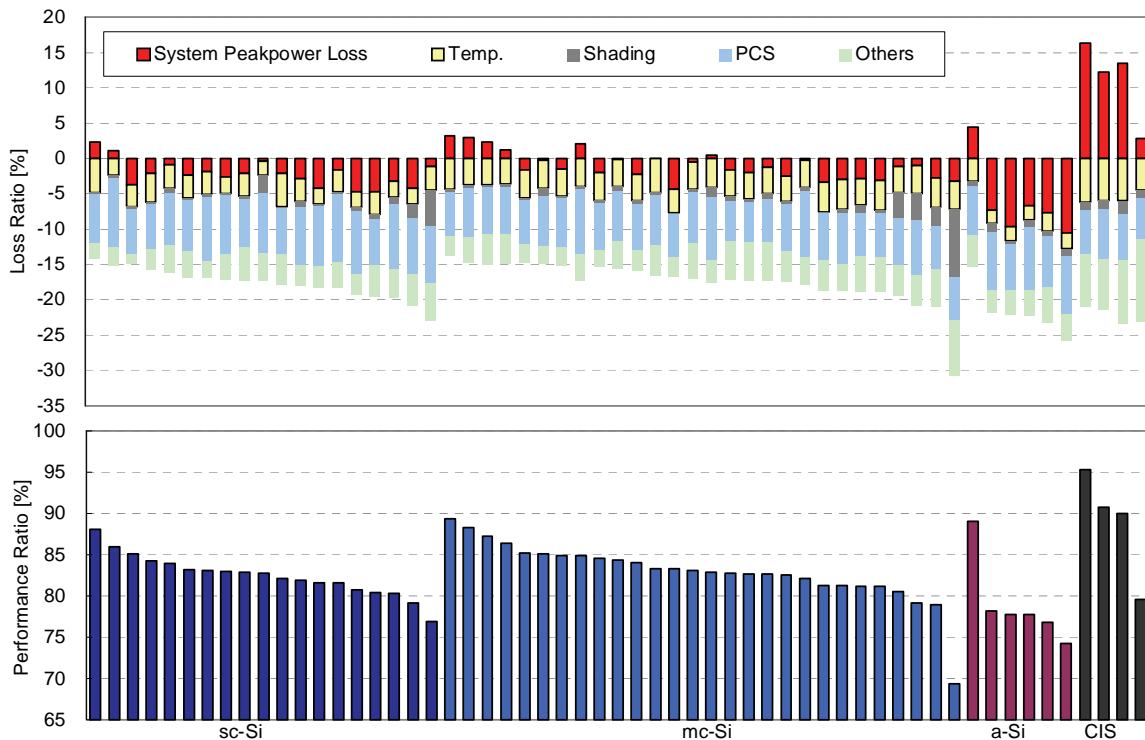


Figure 3: Annual performance ratios and loss analysis results

technology and results are sorted from the higher performance ratio to the lower performance ratio within each group.

As a result, performance ratios varied from 95.3% to 69.3% among the different systems. The main reason of the higher performance ratio was the higher system peak power. This means the actual peak power was higher than the system rated power. This was specially seen in the CIS modules. One of the CIS modules are tested under the STC after 4 hours of the light soaking using solar simulator, and resulted approximately 10% higher output than its rated power on the nameplate. On the other hand, the biggest loss factor of the poor performance ratio was the shading. Some of the systems including the worst one are intentionally installed at the location with shading by the tree. This is aiming to clarify the short term and long term effect of the shading. Excluding the shading loss, most of the crystalline silicon modules resulted more than 80% of the annual performance ratio. An average annual performance ratio of the amorphous silicon module was relatively lower than the others. Amorphous is including both single junction and tandem type, but there was no clear difference between the two types. Difference of the manufacturer was dominant.

4.2 Seasonal trend

Monthly performance ratios are summarized in Fig. 4. Effects of the K_{PCO} and K_{OR} are excluded in the P.R calculation. 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. 3.

Monthly system peak power losses are summarized in Fig. 5. The system peak power loss factors were stable through the evaluation period in the single and the multi crystalline silicon and the CIS technologies whereas the amorphous modules showed degradation and recovery which are known as the Staebler-Wronski effect and the annealing effect respectively. System peak power loss factor of the single junction amorphous silicon PV module was 1.08 in the August 2008 and changed to 0.76 in the February 2009. This is about 30% of the peak power change through the year.

Within the amorphous modules, system peak power change of the tandem type was smaller than that of the single junction's. Since temperature loss and system peak power loss change reversely in the amorphous type modules, tandem modules' performance ratios didn't change a lot through the year. Both single junction and tandem are showing degradation so far. However, initial stabilization was probably not enough in April 2008 so we need to consider the effect of the initial stabilization.

One of the CIS modules showed very high system peak power. This is mainly due to the under-rating of the module which is mentioned in section 4.1. Light soaking effect need to be clarified in the outdoor condition.

4.3 Accuracy of the rating

As it is discussed in the previous section, module output power under the STC is not always the same in the amorphous and the CIS modules. Over-rating will cause the insufficient system yield. System owner will lose their profit from the PV systems and manufacturer will lose credibility from the market. On the other hand, under-rating will be the benefit of the system owner but manufacturer will lose their potential profit. Moreover,

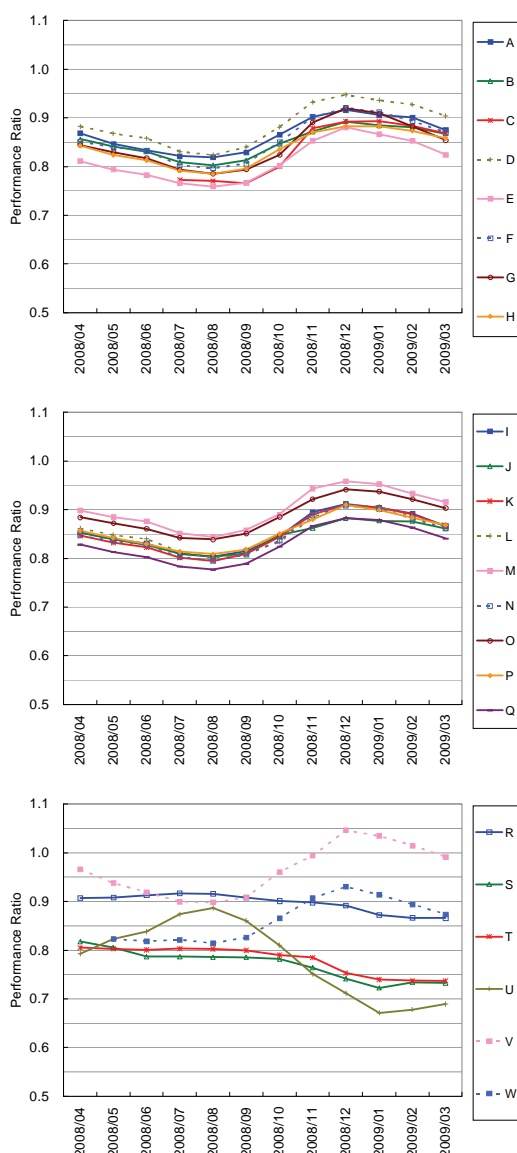


Figure 4: Monthly performance ratios

unexpectedly high power from the PV array will damage the electric circuit or inverter. Thus appropriate rating need to be done for the amorphous and the CIS modules.

5 CONCLUSION

Annual performance analysis results of the crystalline silicon, amorphous silicon and CIS technologies are summarized in this paper. More than 80% of the performance ratio can be expected in the most of the systems, performance ratio may vary a few percent due to the accuracy of the rating. Seasonal change of the amorphous' peak power and light soaking effect of the CIS modules are confirmed in the analysis. The project is currently evaluating the performances of the advanced PV technologies. Suitable PV technology for each climate condition will be clarified in this project.

ACKNOWLEDGMENTS:

This research is conducted under the financial support of the New Energy and Industrial Technology

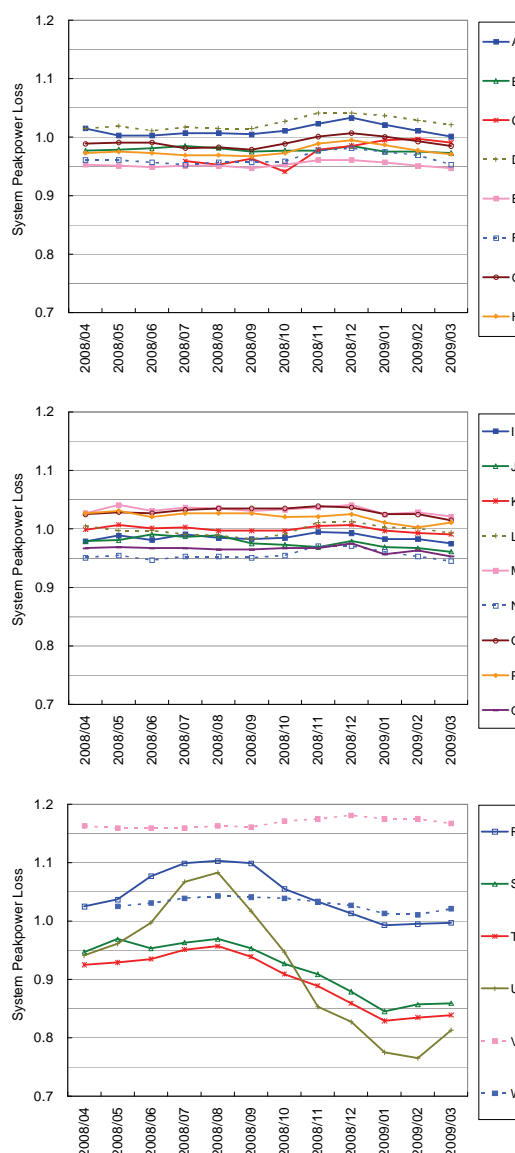


Figure 5: Monthly system peak power losses

Development Organization (NEDO). Authors would like to acknowledge their support and cooperative discussions with the project members.

References:

- [1] 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
- [2] 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
- [3] T Yamada, H Nakamura, T Sugiura, K Sakuta, K Kuro-kawa, "Reflection loss analysis by optical modeling of PV module" Solar Energy Materials & Solar Cells, Vol.67 pp.405-413 (2001)

A LIFE-CYCLE ANALYSIS OF A MEGA-SOLAR SYSTEM IN JAPAN

Masakazu Ito¹, Mitsuru Kudo², Masashi Nagura², Kosuke Kurokawa¹

¹ Integrated Research Institute, Tokyo Institute of Technology, 2-12-1 Ookayama, Meguro-ku, Tokyo, 152-8550, Japan, Tel: +81-3-5734-3429, Fax: +81-3-5734-3559, E-mail: ito@iri.titech.ac.jp

² NTT Facilities, Inc., Grandparktower, 3-4-1 Shibaura, Minato-ku, Tokyo 108-0023, Japan, Tel: +81-3-5444-2596, Fax: +81-3-5444-5630, E-mail: kudoum25@ntt-f.co.jp

ABSTRACT: New Energy and Industrial Technology Development Organization (NEDO) has started mega-solar projects, approximately 5 MW system in Wakkanai and approximately 2 MW system in Hokuto. In the research team of the 2 MW system, authors studied on life-cycle analysis. Approximately 600 kW system with 24 types of PV modules were installed in the first phase. Detailed data, such as number and weight of steel, cable length, were obtained and added to calculation of the LCA. 6 types of PV modules were selected and evaluated. As a result, each systems of the energy requirement were 24 to 39 GJ/kW. And 2.2 to 3.6 years operation can recover the energy consumption throughout its life cycle. The CO2 emissions were 1.6 to 2.1 t-CO2/kW. And CO2 emissions rate were 47 to 61 g-CO2/kWh. It is much smaller than fossil fuel power plant, and it has big potential to mitigate global warming.

Keywords: Environmental Effect, Energy Pay-back Time, Life-Cycle Inventory Analysis

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’ which is focusing on generating high quality electricity which does not affect grid voltage, frequency and waveform. And energy demand peak cut is another purpose.

Our group consists 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 an approximately 2 MW PV system in Hokuto city in Yamanashi prefecture in Japan. The installation site is famous for sunny area. Purposes of our group are;

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

This paper will be discussed about a LCA study from environmental view points.

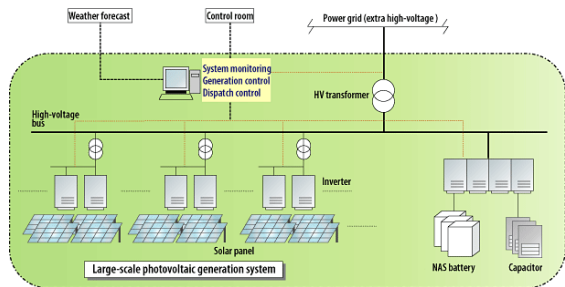


Figure 1: Conceptual system image of the large-scale PV system.

Approximately 600 kW PV systems were installed in 2008. And the others will be installed soon. Figure 2 and 3 shows the system.



Figure 2: A photo of the Hokuto mega-solar system taken in 2008

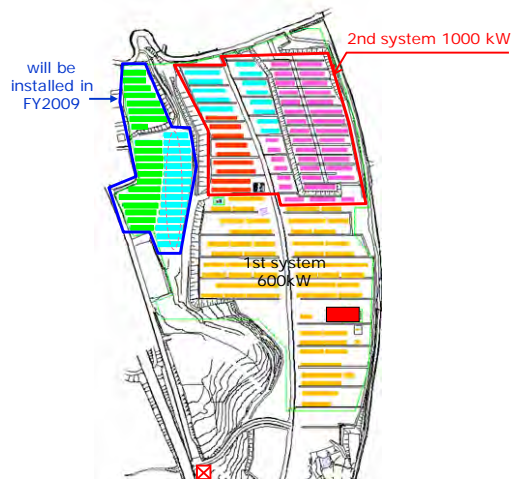


Figure 3: System installation layout

In the first phase, 24 types of PV modules were installed to obtain their characteristics. It includes single crystalline silicon PV module, multi crystalline silicon, amorphous silicon, copper indium selenide, ribbon silicon, spherical silicon, heterojunction, 1 axis tracking, and concentrating systems.

After the experiments in the first phase, some types of PV modules were selected and installed in the other field. Total capacity will be approximately 2 MW. It was connected to 6.6 kV and will be connected to 66 kV grid line of electric company.

The project also has a development of new large capacity inverter which Hitachi take charge of. They are targeting cost effective inverter for large scale PV system with consideration of regulations.

2 PURPOSE AND APPROACH

The purpose of this study is to obtain the potential to mitigate global warming by the Mega-solar system. The authors evaluate the Mega-solar system with actual equipment's data by the Life-cycle analysis. And for a comparison, the system has many kinds of PV modules. In this study, six systems with six types of PV modules were evaluated. To avoid differences between positions of PV arrays, each type of PV module was assumed 600 kW and was installed in the same field.

The boundary of the LCA is from mining to waste management. Mining, manufacturing and waste management were from database [1, 2]. And transport, construction, amount of equipments and operation and maintenance were obtained from the actual system. In addition, irradiation data and output electricity were also observed data. PV system capacity for the LCA was not calculated by catalogue number but certification of analysis of each modules.

LCI data of materials were calculated by JEMAI LCA, and others were by Microsoft Excel.

3 SYSTEM CONFIGURATION

6 types of PV modules were selected and evaluated. Table 1 shows selected PV module specifications. Other 18 PV modules are going to be evaluated soon. And Figure 4 shows annual output of each module. They are from observed data, and considered 30 years lifetime and 0.5%/year degradation ratio.

Table 1: Installed PV modules

	Nominal power	Module efficiency
sc-Si	84 W	13.2 %
a-Si/sc-Si	186 W	15.9 %
mc-Si	100 W	14.0 %
a-Si	60 W	6.1 %
μc-Si/a-Si	110 W	8.8 %
CIS	70 W	8.8 %

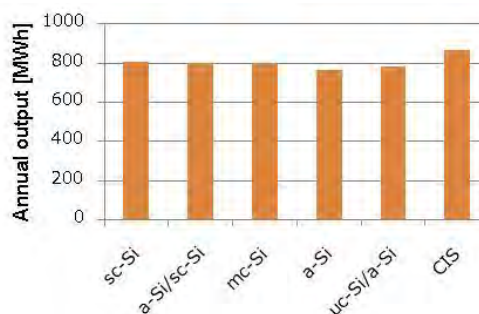


Figure 4: Annual power generation using output in first year and considering 30 year life time and 0.5%/year degradation ratio

The array support structures were assumed simple structures, and do not use concrete. Because steel foundation, earth screw is better than concrete foundation from environmental view point. This was reported by authors in PVSEC 17 held in Fukuoka in 2007 [3].



Figure 5: Simplified array structures installed in Hokuto city

4. ENVIRONMENTAL ANALYSIS OF THE MEGA-SOLAR SYSTEM

4.1 Boundary of LCA evaluation

This preliminary study evaluated the PV system's life-cycle stages, which are from mining to waste management as shown in Figure 6. Life-time of the systems was assumed as 30 years.

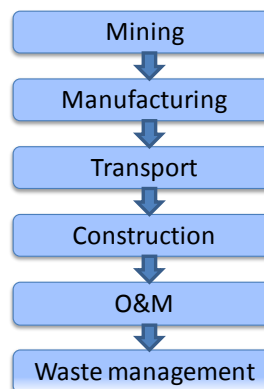


Figure 6: LCA boundary of this LCA study

4.2 Equipments and its LCI data used for the mega-solar system

Table 2 shows assumptions of LCI data of equipments. PV module and inverter LCI data were referred to NEDO report in 2009 [4]. However, the report did not study on a-Si. Therefore LCI data of a-Si was referred from NEDO report in 2001 [5].

And the inverter is considered one time replacement. Other equipments were calculated by analyzing its materials by JEMAI-LCA.

Table 2: Assumptions of LCI data of the system equipments

	Energy requirement	CO ₂ emissions
PV module [m ²]		
sc-Si	3986 MJ	193 kg-CO ₂
a-Si/sc-Si	3679 MJ	178 kg-CO ₂
mc-Si	2737 MJ	135 kg-CO ₂
a-Si	1202 MJ	54 kg-CO ₂
μc-Si/a-Si	1211 MJ	68 kg-CO ₂
CIS	1105 MJ	68 kg-CO ₂
Inverter [kW]	0.57 GJ	43 kg-CO ₂
Cable, conduit [600 kW]	1068 GJ	62.0 t-CO ₂
Array (Galvanized steel) [t]	22.5 GJ	1.91 t-CO ₂

4 RESULT

By calculating with the LCI data, Energy requirement and CO₂ emissions were obtained. Figure 7 shows result of energy and Figure 8 shows result of CO₂.

Energy requirement of CIS was the smallest, and μc-Si/a-Si was same level. sc-Si was the largest number of energy requirement. 2.2 and 2.3 year EPT were obtained by CIS and μc-Si/a-Si. sc-Si was largest EPT, but it is still 3.6 years.

CO₂ emissions were competitive. The results of mc-Si, μc-Si/a-Si, and CIS were smallest. And a-Si/sc-Si was also same level. CO₂ emissions rate of the systems were in the range of 47 to 61 g-CO₂/kWh.

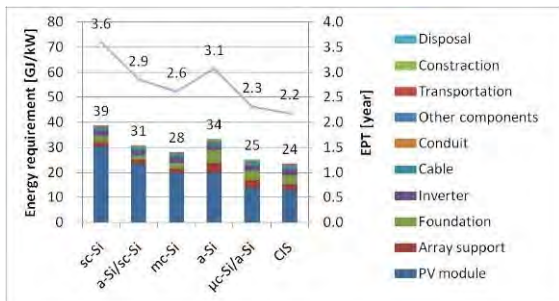


Figure 7: Energy requirement [GJ/kW] and Energy Payback Time [year] of 600 kW system with 6 types of PV modules

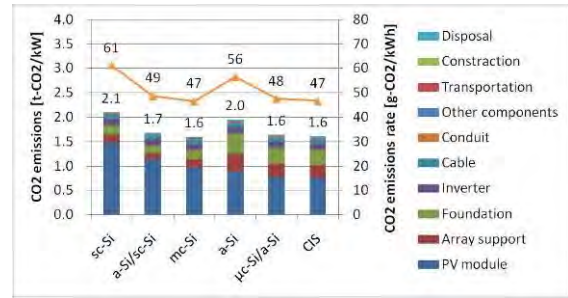


Figure 8: CO₂ emissions [t-CO₂/kW] and CO₂ emissions rate [g-CO₂/kWh]

5 CONCLUSIONS

In this paper, the Mega-solar system with six types of systems has been evaluated by LCA approach. Each systems of the energy requirement were 24 to 39 GJ/kW. And 2.2 to 3.6 years operation can recover the energy consumption throughout its life cycle. The CO₂ emissions were 1.6 to 2.1 t-CO₂/kW. And CO₂ emissions rate were 47 to 61 g-CO₂/kWh. It is much smaller than fossil fuel power plant, and it has big potential to mitigate global warming.

REFERENCES

- [1] JEMAI LCA Pro, Japan Environmental Management Association for Industry.
- [2] JLCA-LCA database 2009 Fy 1st Edition
- [3] M. Ito, M. Kudo, K. Kurokawa, A Preliminary Life-Cycle Analysis of A Mega-solar System in Japan, Proceedings of PVSEC-17 (2007) 508
- [4] NEDO, Research and development of fabrication technologies for Life-Cycle Assessment of PV systems (2009)
- [5] NEDO, 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)

FUTURE PV DIRECTIONS: VLS-PV ROADMAP TOWARD 2100

K. Komoto¹, K. Kurokawa², M. Ito³, D. Faiman⁴ and P. van der Vleuten⁵

¹Mizuho Information & Research Institute (MHIR), 2-3 Kanda-Nishiki-cho, Chiyoda-ku, Tokyo 101-0054, Japan, email: keiichi.komoto (at) mizuho-ir.co.jp

²Tokyo Institute of Technology (Tokyo Tech), 2-12-1, Ookayama, Meguro-ku, Tokyo 152-8550, Japan, email: kurochan (at) iri.titech.ac.jp

³Tokyo Institute of Technology (Tokyo Tech), Japan, email: ito (at) iri.titech.ac.jp,

⁴Ben-Gurion University of the Negev, Israel, email: faiman (at) bgu.ac.il,

⁵Free Energy International, 5602 LN Eindhoven, the Netherlands, email: peter (at) vandervleuten.net

ABSTRACT: The objective of IEA PVPS Task8 is to examine and evaluate the potential of Very Large Scale Photovoltaic Power Generation (VLS-PV) Systems on desert areas, which have a capacity ranging from multi-Megawatt to Gigawatt, and to develop practical project proposals for implementing the VLS-PV systems in desert regions. The Task8 started in 1999. Based on the results since 1999, we've come to the conclusion that desert regions contain an abundant and inexhaustible source of clean energy and that very large scale solar electricity generation provides economic, social and environmental benefits, security of electricity supply and fair access to affordable and sustainable energy solutions. In the future, VLS-PV systems would be able to become an option for many large remote and desert regions in the world. In this paper, a VLS-PV roadmap towards 2100 was proposed.

Keywords: Large Grid-connected PV systems, Sustainable, Desert, VLS-PV

1 INTRODUCTION

The objective of IEA PVPS Task 8 is to examine and evaluate the feasibility of Very Large Scale Photovoltaic Power Generation (VLS-PV) Systems on desert areas, which have a capacity ranging from over multi megawatt to gigawatt, and develop practical project proposals for implementing the VLS-PV Systems in the future. Our study has achieved a comprehensive analysis of all major issues involved in such large scale applications, based on the latest scientific and technological developments and by means of close international co-operation with experts from different countries [1][2][3].

MW-scale and VLS-PV systems would be one of the promising options for large-scale deployment of PV systems. In the future, VLS-PV systems among others would be able to become an option for many large remote and desert regions in the world. Based on the facts, we developed a VLS-PV roadmap toward 2100.

2 PROPOSAL OF GLOBAL PV DEPLOYMENT

For a higher definition of a VLS-PV roadmap, future directions of an energy forecast and an entire PV deployment was discussed. By referring a projection of world's total primary energy supply (TPES) up to 2100, given as an IPCC SRES-A1T scenario and its interpolation by IEA, and the WBGU's scenario, a required energy supply due to solar electricity and a cumulative capacity of PV systems toward 2100 was supposed.

Starting from the present level, i.e. 0.7 GW in 2000 and 7.8 GW in 2007 [4], the projected PV capacity reaches a stable level of 133 TW in 2100, which corresponds to 23.7% of the SRES-A1T TPES [5], and 33% of WBGU's [6] TPES or 50% of solar electricity.

To identify a share of VLS-PV, three major sectors, e.g. urban and community grid, rural and mini-grid, and VLS-PV were assumed. The share of urban and community application is assumed to be maximised at an early stage. Rural and mini-grid applications will have the second share until 2050. Large and very large applications (VLS-PV) are growing gradually from a few

percent of share in the 2010s to 20% in the 2050s. Finally, in the latter half of the 21st century, the share of VLS-PV will rapidly increase and attain a major position in world energy supply of around 50% in 2100, as shown in Figure 1.

Trends in share of these sectors were checked by annual production in total and by sector, which was evaluated by plural interactions of trials so that annual growth rate would become smooth. Also, PV systems renewals were considered by assuming its lifetime to be 30 years. As a result, it was obtained that annual world PV installation including replacement would be about 120 GW/year in 2030, 1,000 GW/year in 2050 and stabilise in 4.5 TW/year in 2100.

Also, it is assumed that the average system cost gradually falls from 4.50 USD/W in 2010 to a stable value of 0.75 USD/W finally in 2100 regardless of system types. The world PV market will be extended to 56 BUSD/year in 2020; 160 BUSD/year in 2030; 0.9 TUSD/year in 2050; and stable 3.4 TUSD/year in 2100.

Further, a difference of PV capacity per capita among those regions would be reduced toward 2100. For example, by considering future perspectives of GDP and population growth in the world, it might be assumed a PV capacity per capita in developed region would be only two or three times of that in developing regions.

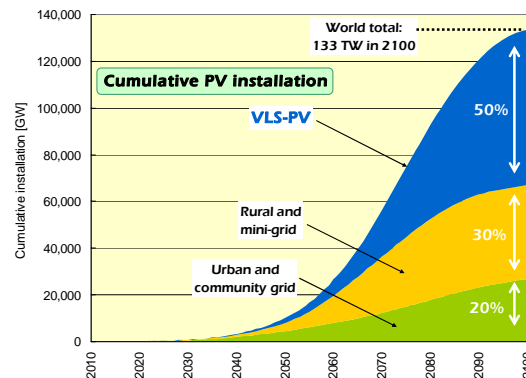


Figure 1: Global PV Deployment by PV Application

3 VLS-PV ROADMAP: TOWARD 2100

Taking into account the global PV deployment and the cost and market projection, a VLS-PV roadmap was proposed.

3.1 Cumulative Installation

VLS-PV installation will appear clearly within a decade and accelerate hereafter. The VLS-PV capacity installed in the world will be 100 GW in 2030, 2 TW in 2050, 30 TW in 2075, and will reach 67 TW in 2100 corresponding to 50% share of world total cumulative PV capacity (see Figure 2).

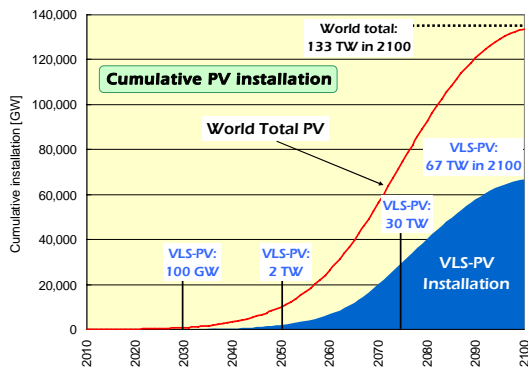


Figure 2: Cumulative VLS-PV installation

3.2 Annual Installation

Annual production tendencies for VLS-PV including replacement is calculated as indicated in Figure 3. Annual VLS-PV installation will be about 2.2 GW/year in 2020, extended to 17 GW/year in 2030, 15 times larger again to 236 GW/year in 2050, 10 times larger to 2.2 TW/year in 2075 and stable. New VLS-PV installation will maximize around 2075, and a VLS-PV installation by replacement will appear before 2050. The replacement will be a majority of VLS-PV installation toward 2100, and about 85% of annual installation will be by replacement in 2100.

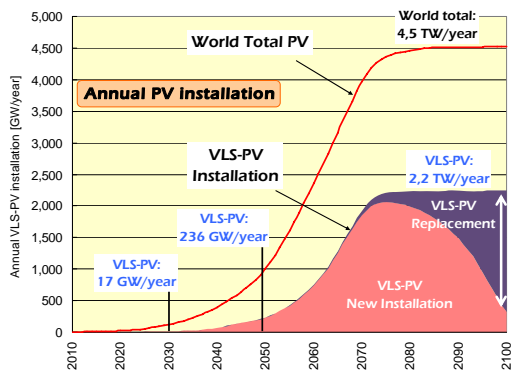


Figure 3: Annual net installation and replacement of VLS-PV

3.3 Market and Investment

It is assumed that average system cost will gradually drop from 4.50 USD/W in 2010 to a stable value of 0.75 USD/W finally in 2100, potentially regardless of system types. Here, the cost-down curve was drawn by assuming a progress ratio to be 0.8 by 2030, 0.9 by 2050 and 0.95 by 2100. The system cost becomes a market size by

multiplying by annual PV installation. Then, the VLS-PV market will increase to 22.8 BUSD/year in 2030; 214 BUSD/year in 2050; 1.7 TUSD/Y from 2075 through 2100, as shown in Figure 4.

Taking into account conditions such as average solar irradiation yield in deserts (≈ 2000 hours a year), averaged performance ratio considering degradation (≈ 0.78), system life time (≈ 30 years), interest rate ($\approx 4\%$ /year), salvage value rate ($\approx 10\%$), operation and maintenance ($\approx 0.5\%$ of construction), property tax (1.4% /year), overhead (5% of construction), transmission (≈ 0.01 USD/kWh), decommission ($\approx 3\%$ of construction), annual expenditure was analysed. Annual expenditure for VLS-PV will increase to 13.4 BUSD/year in 2030; 182 BUSD/year in 2050; 2.25 TUSD/year in 2075, and 4.76 TUSD/year in 2100 (see Figure 5).

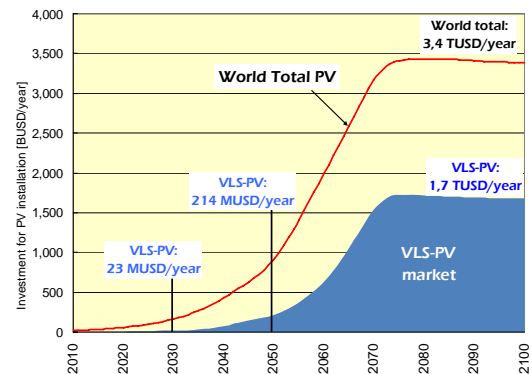


Figure 4: Investment for VLS-PV installation

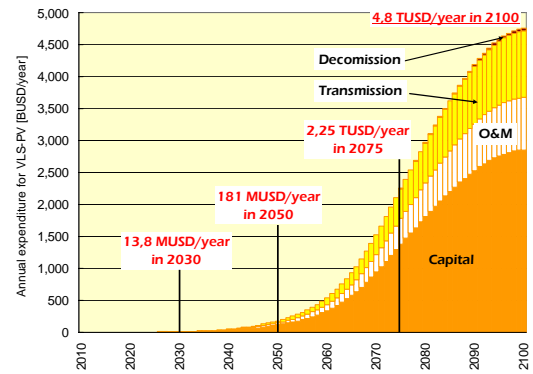


Figure 5: Annual expenditure for VLS-PV (including replacement)

3.4 VLS-PV Installation by Region

In developed region, a cumulative PV installation will be accelerated in the field of the urban and community grid, during a few decades. In developing region, during a first half of 21st century, a main stream of PV installation will be PV applications for rural and mini-grid. However, in a latter half of the century, PV installation in developing region will shift to other applications, especially, VLS-PV systems.

It is assumed a ratio of average VLS-PV capacity per capita in both developed and developing regions would be 3:1 in 2100. The averaged VLS-PV capacity in the developed regions would increase to 0.05 kW/capita in 2030, 1.4 kW/capita in 2050 and 17.7 kW/capita in 2100. On the other hand, the capacity in the developing region would be 0.01 kW/capita in 2030, 0.04 kW/capita in

2050 and will reach 5.9 kW/capita in 2100. As a result, in 2100, the averaged capacity in the world will become 7.4 kW/capita.

In 2050, an annual installation of VLS-PV in developed region will be around 200 GW/year and most of VLS-PV systems will be operated in developed region, e.g. 1.7 TW. Thereafter, in 2100, cumulative VLS-PV installation will be 20 TW. In the latter half of the 21st century, VLS-PV installation in developing regions will greatly exceed the developed region and will reach 18 TW in 2075 and 47 TW in 2100, as shown in Figure 6.

In 2100, the cumulative VLS-PV capacity in the developed region will be a share of 30 % of the world's total VLS-PV capacity. The share will correspond to a share of GDP in 2100, under the IPCC SRES-A1 family scenario.

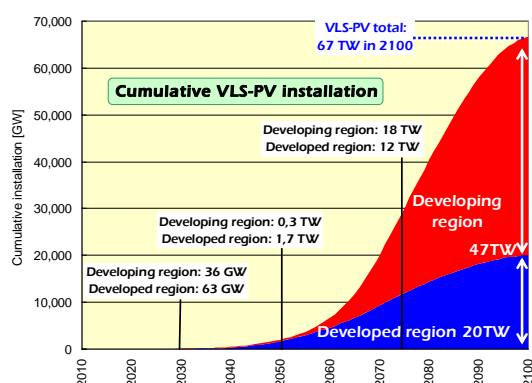


Figure 6: Cumulative VLS-PV installation by region

4 TOWARDS VLS-PV IMPLEMENTATION

PV systems with a capacity of more than 10MW are already constructed and operated, and this demonstrates that VLS-PV systems are already feasible. A capacity of MW-scale PV system is expanding year by year, and the capacity would reach 100 MW in the near term (a few years). After the stage, GW-scale PV plant consisted from several 100MW-scale PV systems would be realised toward mid- 21st century. However, to further deploy those and to implement real VLS-PV projects, the main challenge is to make excellent project proposals and to convince local governments, energy companies and financing institutions to be positively involved in realising ambitious projects for the large scale generation of solar electricity. As technical issues, various technical options including scenarios for storage and for reliable integration of VLS-PV systems into the existing electrical grid networks would be discussed. Not only the technical issues on PV, but also connected issues with VLS-PV projects, such as water desalination, irrigation, agriculture, community development and socio-economic development should be covered.

The considerable stakeholders for implementing VLS-PV projects will be decision makers for the projects in desert countries, which may include policy people from governments, utilities, industries, investors, banks, NGOs, international institutions and organisations, media, etc.

Based on the viewpoints mentioned, we'll develop VLS-PV proposals which would be useful for stakeholders and propose our recommendations for the future.

REFERENCES

- [1] Kosuke Kurokawa, Energy from the Desert: Feasibility of Very Large Scale Photovoltaic Power Generation (VLS-PV) Systems, James & James (Science Publishers) Ltd., London, 2003
- [2] Kosuke Kurokawa, Keiichi Komoto, Peter van der Vleuten and David Faiman, Energy from the Desert: Practical Proposals for Very Large Scale Photovoltaic Systems, Earthscan, London, 2007
- [3] 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, London, 2009
- [4] IEA PVPS: Trends in Photovoltaic Applications Survey report of selected IEA countries between 1992 and 2007, Report IEA-PVPS T1-17: 2008
- [5] Special report on emissions scenarios (SRES) - Summary for Policymakers, IPCC WG3, Mar. 2000.
- [6] German Advisory Council on Global Change (WBGU): World in Transition – Towards Sustainable Energy Systems, 2003, Earthscan, London.

REALISTIC, SUSTAINABLE ENERGY SOLUTIONS FROM THE DESERT FOR WORLD ENERGY THROUGHOUT THE CENTURY

K. Kurokawa¹, K. Komoto², M. Ito³, D. Faiman⁴ and P. van der Vleuten⁵

¹Tokyo Institute of Technology (Tokyo Tech), 2-12-1, Ookayama, Meguro-ku, Tokyo 152-8550, Japan, email:kurochan@iri.titech.ac.jp

²Mizuho Information & Research Institute (MHIR), 2-3 Kanda-Nishiki-cho, Chiyoda-ku, Tokyo 101-0054, Japan, email:keiichi.komoto@mizuho-ir.co.jp

³Tokyo Institute of Technology (Tokyo Tech), Japan, email:ito@iri.titech.ac.jp,

⁴Ben-Gurion University of the Negev, Israel, email:faiman@bgumail.bgu.ac.il,

⁵Free Energy International, 5602 LN Eindhoven, the Netherlands, email: peter@vandervleuten.net

ABSTRACT: The IEA PVPS Task 8 was established to examine and evaluate the potential of VLS-PV Systems on desert areas. In the 3rd-phase, past 3 years, an extended number of specialists joining the task have studied and proposed more detailed, practical approaches toward the realization of VLS-PV. The purpose of this work is to announce that VLS-PV is coming true as soon as realistic, sustainable solutions for world energy throughout the century. In addition, this paper explains the studies in the 3rd-phase. They are Ecological Footprint, new analysis on global potential and VLS-PV roadmap toward 2100.

Keywords: VLS-PV, Ecological Footprint, Global Potential Analysis, Roadmap

1 INTRODUCTION

The objective of the IEA PVPS Task 8 is to examine and evaluate the potential of VLS-PV Systems on desert areas, which have a capacity ranging from multi-MW to GW, and to develop practical proposals implementing the VLS-PV systems in desert regions.

This Task8 was set up in 1999. In May 2003 and January 2007, IEA PVPS Task8 published 2 volumes of their extensive reports respectively [1][2], both of which are titled "Energy from the Desert" concerning Very Large Scale Photovoltaic Power Generation Systems (VLS-PV) on deserts. It is well known that the books showed that VLS-PV is not a simple dream story but is getting more realistic recently. Further for the past 3 years, an extended number of specialists joining the task have studied and proposed more detailed, practical approaches toward the realization of VLS-PV. The purpose of this work is to announce that VLS-PV is coming true as soon as realistic, sustainable solutions for world energy throughout the century.

These new works is published in September 2009 as the 3rd-phase report of Task 8 [3];, as shown in Table 1 and Figure 1, as well as the overall view of their approaches for 10 years or more. It is well known that the team of this Task has been studying on a wide range of scope by really mutual-collaborative approaches as a whole.

2 ECOLOGICAL FOOTPRINT ANALYSIS: ECOLOGICAL POTENTIAL

To evaluate the real value of sustainability, modified ecological footprint approach has been introduced.

The present balance between Ecological Footprint and Biocapacity is compared. Both are measured by global hectare (gha)/capita. Global hectare is defined by bioproductivity-weighted area. Figure 2 shows Ecological Footprint and Biocapacity per capita. According to this figure, it is obvious our present situation has already entered in the side of „NOT sustainable“.

Table 1: Table of Contents: Energy from the Desert: Very Large Scale Photovoltaic Systems, Socio-Economic, Financial, Technical and Environmental Aspects

1. Introduction
2. World Energy and Environmental Issues
3. PV and other Renewable Energy Options
4. Socio-Economic Considerations
5. Financial Aspects
6. Recent and Future Trends in PV Technology
7. MW-Scale PV System Installation Technologies
8. Future Technical Development for VLS-PV Systems
9. Environmental and Ecological Impacts of VLS-PV
10. Analysis of Global Potential
11. Case Study on the Sahara Desert
12. Case Study on the Gobi Desert
13. VLS-PV Roadmap
14. Conclusions and Recommendations

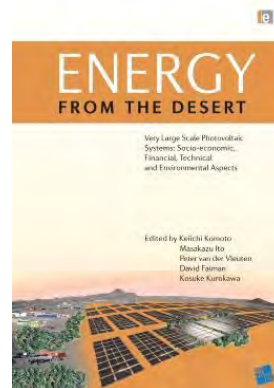


Figure 1: Energy from the Desert: Very Large Scale Photovoltaic Systems, Socio-Economic, Financial, Technical and Environmental Aspects

To save this difficult situation of world environment, we are proposing to utilize VLS-PV on deserts without consuming any high bioproductivity lands. This approach drastically improves the balance between Ecological Footprint and Biocapacity showing Figure 3.

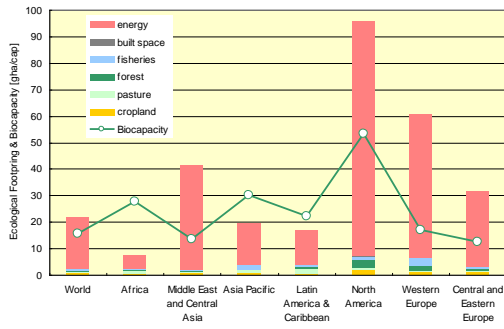


Figure 2: Ecological Footprint (EP) and Biocapacity (BC) per capita under the EF-NPP approach

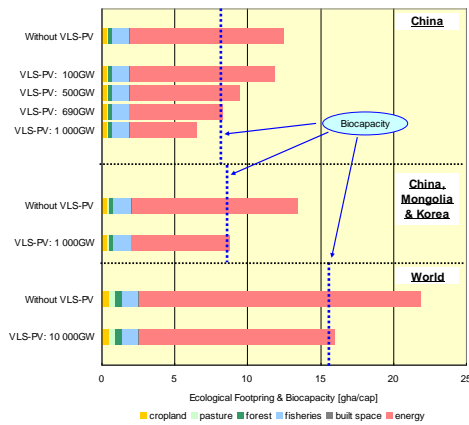


Figure 3: The possible ecological impact of the VLS-PV project on the Gobi desert

3 GLOBAL POTENTIAL ANALYSIS

More reliable remote sensing model has been developed to evaluate solar energy resource potential by utilizing satellite images. Figure 4 shows outline of the developed method.

Figure 5 explains PV system's output with typical specification installed in suitable land in the world representative 6 deserts including Sahara and Gobi. It has become clear that they can supply world energy twice as much as the primary energy around 2100.

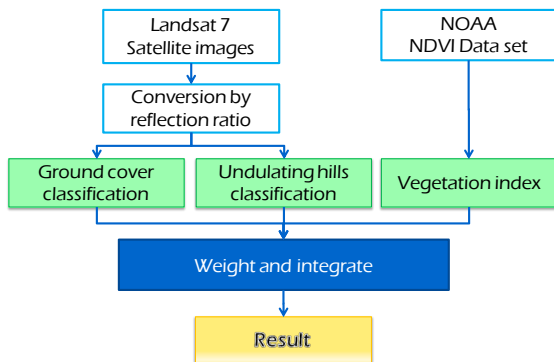


Figure 4: Outline of the global potential analysis method

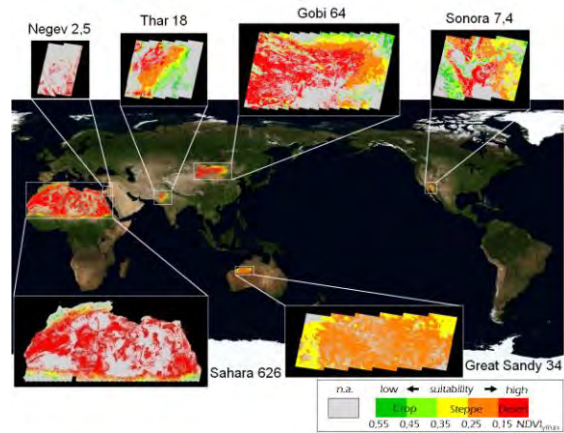


Figure 5: Annual generation of the world's arid areas by PV resource analysis (PWh/year)

4 PROPOSAL OF VLS-PV ROADMAP TOWARD 2100: SCENARIO TOWARD 2030-2050 & BEYOND

At the 3rd-phase, VLS-PV Roadmap has been developed as one of important conclusions.

In order to estimate a world total demand for PV systems, one of major assumption is to fulfill 1/3 of needs of the world primary energy supply (TPES) around 2100, specified by the German Advisory Committee on Climate Change (WBGU) [4], where the other 1/3 is considered to be supplied by CSP. The following scenario describes the transition of the supply side of PV and 3 kind of major PV applications: developing regions, urban communities and global scale. They are explained in Figure 6.

To specify VLS-PV share according to the total PV demand, market deployment scenarios are also provided for 3 application areas showing Figure 7. At the early stage of VLS-PV, its share is kept down compared with other applications and finally gives about 50% of the PV cumulative demand toward 2100.

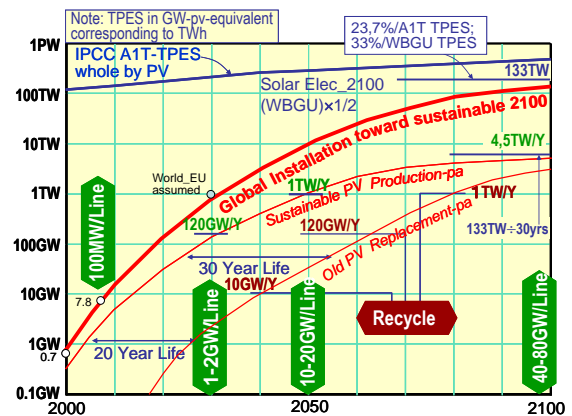


Figure 6: Proposed long-term sustainable scenario

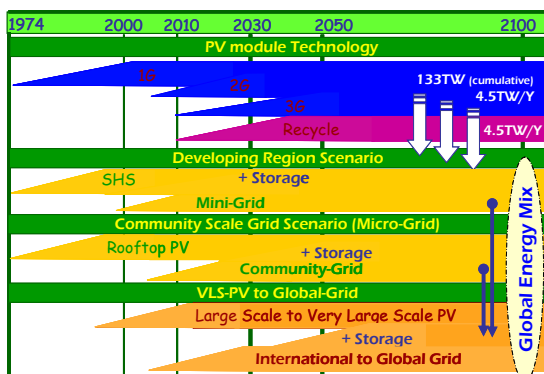


Figure 7: The assumed outlined scenarios towards 2030-2050 and beyond

5 CONCLUSIONS

- VLS-PV on the road is a promising option for mass-deployment of PV in the world.
- Desert regions contain abundant and inexhaustible sources of clean energy.
- Very large scale solar electricity generation provides economic, social and environmental benefits, security of electricity supply, and fair access to affordable, sustainable energy solutions.
- Connected areas are power storage and transmission, irrigation, agriculture, water desalination and hydrogen economy.

The proposals developed in this study may motivate expected stakeholders to realize VLS-PV project in the near future. Moreover, a series of these practical project proposals from different viewpoints and directions will enable us to provide essential knowledge or detailed practical instructions in order to realize the sustainable implementation of VLS-PV development in the future.

REFERENCES

- [1] Kosuke Kurokawa, Energy from the Desert, James & James, 2003
- [2] Kosuke Kurokawa, Keiichi Komoto, Peter Van Der Vleuten, David Faiman, Energy from the Desert: Practical Proposals for Very Large Scale Photovoltaic Systems, Earthscan, 2007
- [3] Keiichi Komoto, Masakazu Ito, Peter van der Vleuten, David Faiman, Kosuke Kurokawa, Energy from the Desert: Very Large Scale Photovoltaic Systems: Socio-economic, Financial, Technical and Environmental Aspects, Earthscan, 2009
- [4] German Advisory Council on Global Change (WBGU): World in Transition – Towards Sustainable Energy Systems, Earthscan, 2003

SOLAR ENERGY POTENTIALS IN GOBI DESERT BY REMOTE SENSING APPROACH

Masakazu Ito¹ and Kosuke Kurokawa¹

¹Integrated Research Institute, Tokyo Institute of Technology (Tokyo Tech)
Tokyo Japan; email: ito@iri.titech.ac.jp

Abstract

The deserts have abundant solar energy and enormous land. But sand dunes and access are problem to install solar systems. We focused on a gravel desert which consists of small rocks. It is suitable for the solar system installation. The authors have developed a method to find where the gravel deserts are, and estimate total available area and potentials of photovoltaic system generations. The method utilized is remote sensing with satellite images of Landsat7 and NOAA. The algorithm of the method consists of two analyses, plus a vegetation index. In addition, we did the ground truth to compare results of estimation and the actual land condition. The percentage of suitable land in Gobi desert was 54% for the crop level and below. The total suitable area is about 760×10^3 km² at the crop level and below. We evaluated the Gobi desert areas, and discovered that half of the desert area is suitable for the Very Large Scale Photovoltaic (VLS-PV) systems. It is concluded that the proposed method can provide sufficient information for the planning of VLS-PV system installations. Additionally, realistic PV resources in the Gobi desert have been identified by the algorithm, and found to be quite extensive.

1. BACKGROUND AND OBJECTIVES

The deserts have abundant solar energy and enormous land. But sand dunes and access are problem to install solar systems. We focused on a gravel desert which consists of small rocks. It is suitable for the solar system installation. The authors have developed a method to know where the gravel deserts are, and estimate total available area and potentials of photovoltaic system generations. The method is remote sensing with satellite images. The algorithm of the method consists of two analyses, and vegetation index for tuning seasonal differences between satellite images.

We focused on the Gobi desert which is high latitude and highland. Therefore, ambient temperature is lower than other desert area, for example 5,8 degree centigrade in Huhhot in China. It is good place for generating crystalline silicon photovoltaic systems. In other view point, it is nearest desert from our team in Japan.

Figure 1 to 4 are showing desert conditions, Gravel-covered plain desert, Sand dune, Mountain, and Trees. There are some kinds of desert conditions. To install the photovoltaic systems in desert area, it should be identified suitable place. The sand dune, the mountain, the trees may not suitable for it, but the gravel-covered plain desert looks good land condition. Therefore, we developed a method to find the area by using a remote sensing technology.



Figure 1. Gravel-covered plain desert

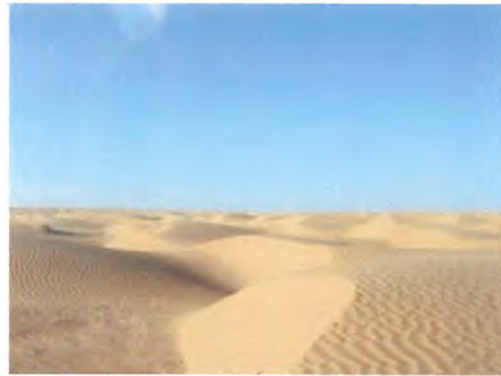


Figure 2. Sand dune



Figure 3. Mountains



Figure 4. Trees

2. METHODS

Analysis Scheme

The scheme of the analysis method is shown in Figure 5. Satellite images of the Landsat 7 are converted by reflection ratio first. It is used for ground cover classification and undulating hills classification. The ground cover classification is by Maximum likelihood estimation which is statistical method. The undulating hills classification is by laplacian filter to find edge of sand dune and mountains. Third analysis is by vegetation index which is provided by NDVI data set of satellite images of NOAA. The three methods are weighted and integrated, and results showing place of the gravel deserts are obtained.

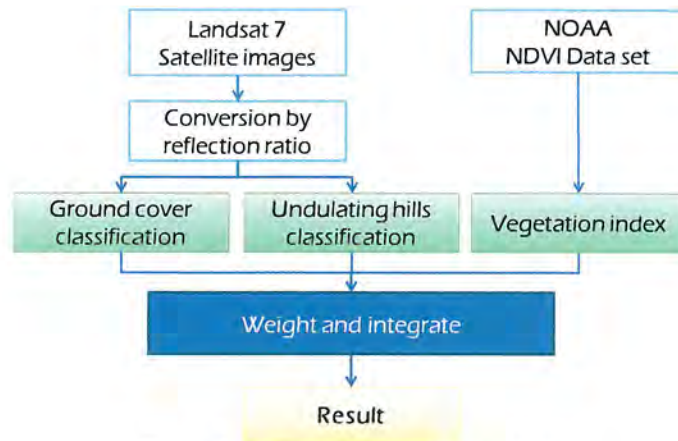


Figure 5. Outline of the analysis method

Satellite Images

LANDSAT-7/ETM+ and NOAA/AVHRR images were utilized in this paper. The LANDSAT images are available at web site of the Global Land Cover Facility (GLCF) in University of Maryland. And the NOAA images were used to obtain Normalized Difference Vegetation Index (NDVI). This NDVI dataset are possible to download at web site of the Center for Environmental Remote Sensing (CEReS) in Chiba University. The yearly maximum NDVI (NDVI_{max}) is calculated from the NDVI dataset. For smoothing yearly climate variability, average of five-year NDVI_{max} is utilized, since the amount of precipitation of desert differs widely each year. Figure 6 shows evaluated areas in Gobi desert. 68 images were utilized and they are 1,523 x 10³ km² totally.

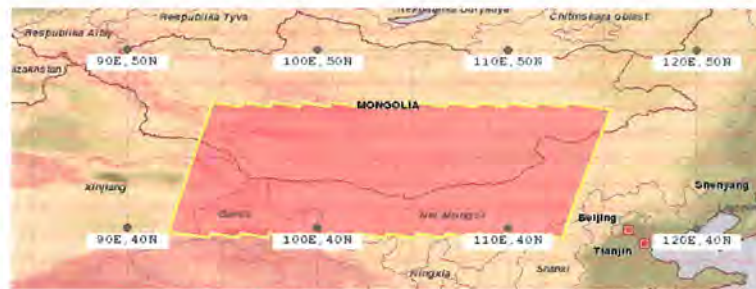


Figure 6. Evaluated areas in Gobi desert

Ground Cover Classification

For the ground cover classification, Maximum likelihood estimation method were applied. Band 2, 3, and 4 are utilized, and they are classified to sand dune, gravel, Steppe, trees, and water area. Training data from the test site are prepared in advance. Average and variance are used for the calculation.

Figure 7 shows five types of areas as test site. Figure 8 shows classification result. Yellow means sand dune, red is gravel, light green is steppe, green is trees and blue is water. Some of the areas are not classified to correct area.

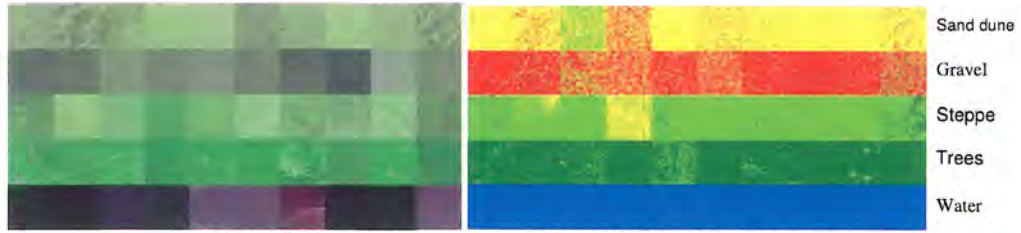


Figure 7. Test site

Figure 8. Classification result

Undulating Hills Classification

Undulating hills may not be a place for PV system installation, because its land condition may cost high and there may be flat land around there. Therefore, it was defined that the undulating hills are not suitable area. The maximum likelihood estimation can also distinguish the undulating hills, but its accuracy is not high. Then, the algorithm which extract ridgelines from the satellite images have been developed, and places of undulating hills have been extracted.

The algorithm of extracting undulating hills is by filtering which emphasize edges, reduce noises, and cut and emphasize specific frequency. Band 3 was evaluated, because it is data of the near-infrared and it is suitable for making out geological structures.



Figure 9. Original image (left) and processed image (right)

Vegetation Index

Vegetation index provide amount of vegetation in the place. Generally, vegetation absorbs sun light of 400-500nm and 680nm by chlorophyll and carotenoid for the photonic synthesis. And sun light absorption at 550nm wavelength is weak, and reflection at 750nm wavelength is strong. By using these two characters, NDVI, Normalized Deferential Vegetation Index [7], is used to evaluate vegetation level. It is calculated by equation (10.2-3).

$$NDVI = \frac{(NIR - RED)}{(NIR + RED)} \tag{1}$$

Where,

- NIR: Near-infrared
- RED: Infrared

NOAA AVHRR is low resolution, but one image cover large area. In addition, CEReS, Center for Environmental Remote Sensing, in Chiba University distribute NDVI database which consists of 36 data which is 12 months data and three 10-days data in a month. And the data is from 1980 to 2000. Resolution is 4 min, that is, 7.4km. The dataset of 1995 to 1999 were applied, because the database of Landsat 7 is around 2000. Figure 10 shows annual maximum NDVI. Red shows lower vegetation, and green shows higher vegetation.

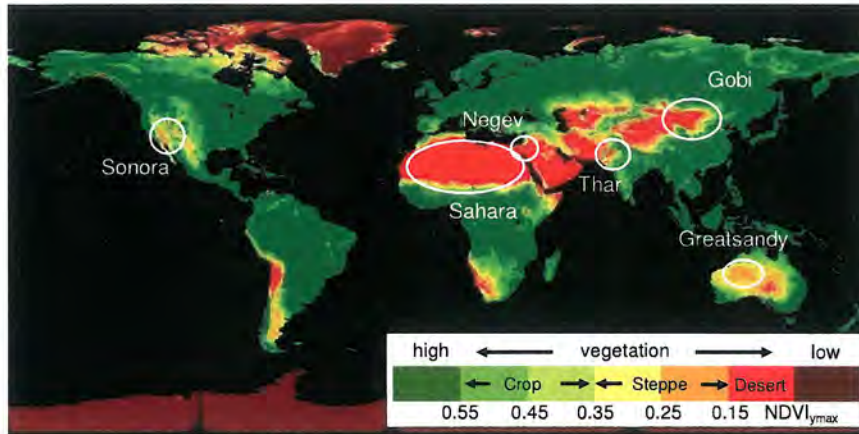


Figure 10. Analysis result of annual maximum NDVI

Integration

Figure 11 shows summary of the integration algorithm. First, the Landsat satellite images are divided to four categories; gravel, steppe, sand dune, forest, and water. Forest and water areas are evaluated at not suitable land. Second, the areas classified as gravel, steppe and sand dune. The gravel and steppe areas are evaluated by NDVI. If it is lower than 0.55, they go to next step. If not, they are not suitable land. The sand dune areas are also evaluated. If the NDVI is between 0.15 and 0.55, they go to next step. Finally, the passed areas evaluated by the undulating hills extraction. If they are classified as flat land, they are suitable land for VLS-PV. If not, they are not suitable land.

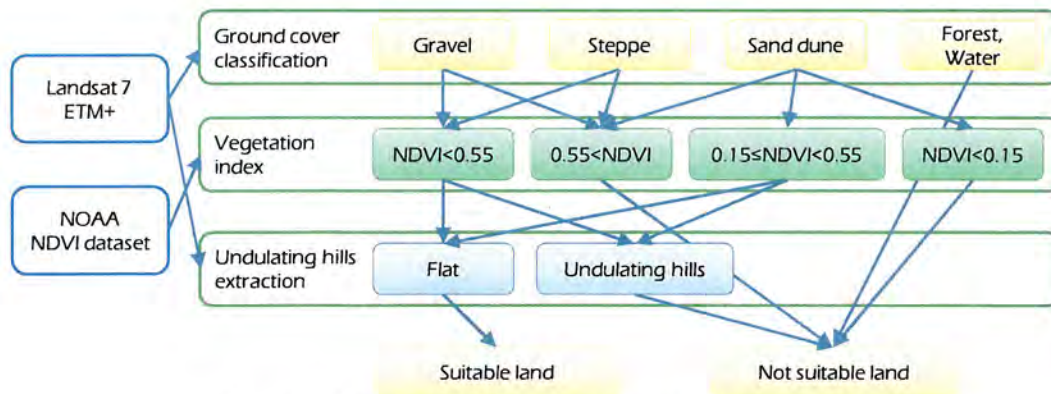


Figure 11. Summary of integration of three classification analysis

3. RESULTS

Figure 12 shows evaluation result showing suitable area for installing solar systems. Red color shows desert area, and green shows crop area as vegetation index. Suitable area in desert level was 431×10^3

km², 762 x 10³ km² in desert and steppe level, and 827 x 10³ km² in desert, steppe and crop level. They were 28 %, 50 %, and 54 % of evaluated area.

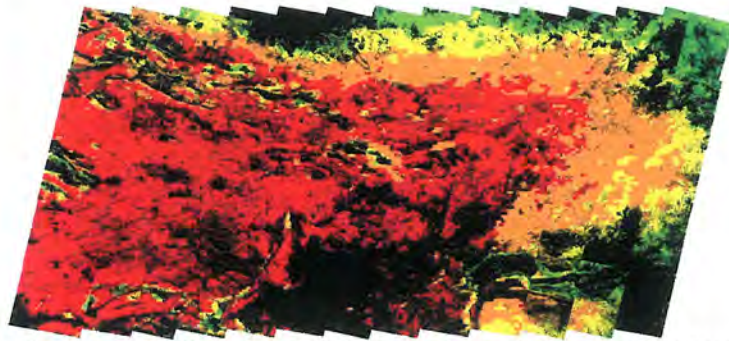


Figure 12. Result of estimation in Gobi desert. Color areas show suitable area. Red means desert, yellow is steppe, and green is crop.

Ground Truth

To evaluate the accuracy of the algorithm, the ground truth was done. It is comparison between actual land condition and the results of the evaluation. Figure 13 shows the ground truth in Gobi desert. It was in September in 2003. It was from Dalanzadgad to Noyon Soum in Mongolia. Most of the area was gravel desert and sand dune. 46 points were checked, and were evaluated accuracy. It was 85 % and area ratio was 108 %.

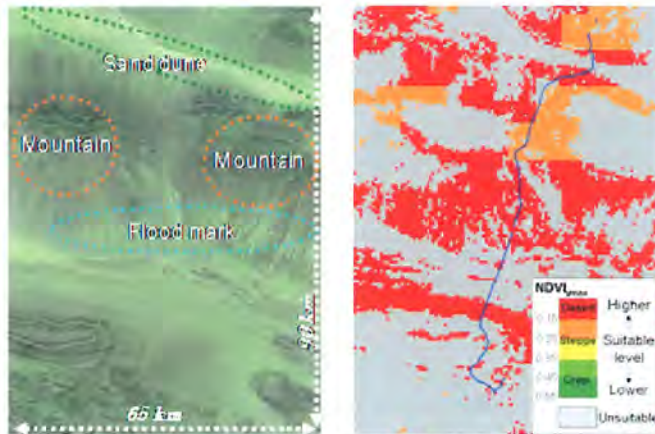


Figure 13. Ground truth in Gobi desert

Solar Energy Potentials

By using the evaluated suitable land area, the solar energy potentials with simple calculation showing in equation (2) and (3) are calculated.

$$PV \text{ capacity [W]} = \text{Efficiency [\%]} \times \text{Irradiance [W/m}^2\text{]} \times \text{Area [m}^2\text{]} \times \text{Space factor [\%]} \quad (2)$$

$$\text{Annual power generation [Wh]} = \text{PV capacity [W]} \times \text{Performance ratio} \times \text{Annual yield [h]} \quad (3)$$

Where,

Efficiency: 14 %

Irradiance: 1000 W/m²

Proceedings of the ISES Solar World Congress 2009: Renewable Energy Shaping Our Future

Space factor 50 %
 Performance ratio: 0.7

The 14 % efficiency is typical efficiency of multi crystalline silicon PV module. Its output is 140 W at standard test condition which is 1000 W, 25 degree, AM1.5. Space factor means that PV arrays should have distance because of shadow. 0.7 performance ratio is also typical number or lower than average. It considered desert condition. Annual yield means amount of irradiation, which can be calculated by irradiation database. The NASA's irradiation database which was prepared by a project named SeaWiFS, Sea-viewing Wide Field-of-view Sensor [3] were applied.

Table 1 shows result of PV potentials in Gobi desert. It have a potential to install 53 TW PV systems in steppe and lower vegetation level, and it can generate 64,000 TWh per year. This energy is half amount of world energy demand in 2010. Such a big energy the Gobi desert can produce.

Table 1. Analysis result of PV potential

Vegetation level	Area ratio [%]	PV capacity [TW]	Anural generation [10^3 TWh]
Desert	28.3	30.2	37.3
Steppe	50.0	53.3	64.4
Crop	54.3	57.9	69.3

4. CONCLUSIONS

The Gobi desert area was evaluated by the remote sensing method. Half the desert area considered was found to be suitable for installing the VLS-PV systems. It is concluded that the proposed method can provide sufficient information for the planning of VLS-PV system installations. Additionally, realistic PV resources in Gobi desert areas have been identified by the method.

5. REFERENCE

Global land Cover Facility web site, <http://www.landcover.org/index.shtml>
 Center for Environmental Remote Sensing (CEReS) Chiba University, "Twenty-year Global 4-minute AVHRR NDVI Dataset of Chiba University".
 SeaWiFS Surface Solar Irradiance, Goddard Institute for Space Studies, New York, N.Y.

国内学会

[2009 年～2010 年]

PV 導入への配電電圧昇圧の効果の予備的検討

植田 譲(東京工業大学), 岩船由美子, 荻本 和彦(東京大学)

Study on Distribution Voltage Increases Reducing Fluctuation of PV Systems

Yuzuru UEDA (Tokyo Institute of Technology), Yumiko IWAFUNE, Kazuhiko OGIMOTO (The University of Tokyo)

1. 概要と背景

日本における低炭素社会実現に向けた再生可能エネルギー活用として、太陽光発電(以下 PV と略す)は相当量が住宅の屋根など需要端に導入されることが想定されている。PV が局所的に集中導入された場合に、季節、時間、天候などによる出力変動の結果、配電系統の電圧変動を引き起こす問題が指摘され、実証試験を含め各種の検討が行われている⁽¹⁾。一方、我が国の配電電圧は、電力需要の増大に対応し、電力設備の輻輳化を防ぎ、設備効率を高めるために、高圧電圧の 3kV から 6kV の昇圧、低圧電圧の単相 2 線 100V から単相 3 線 100/200V の切り替えが行われてきた。さらに、電流通設備の高度化方策として、都市部等の重要過密地域における 20kV 級/400V 配電方式が検討され、東京臨海副都心地域など一部で導入されてはいるが、既存の需給設備との整合性など解決すべき問題が多く、本格的な採用には至っていない⁽²⁾。

本報告では、PV による配電電圧変動の対策として配電電圧昇圧について予備的な検討を行った結果を報告する。

2. 配電電圧昇圧による電圧変動の抑制効果

配電電圧昇圧により、分散型電源の逆潮流による電圧変動を抑制する方策の予備的検討として、住宅地域に集中的に連系された PV システムからの逆潮流電力による昇圧前後の電圧変動をシミュレーションにより算出した。シミュレーションには、NEDO 技術開発機構による「集中連系型太陽光発電システム実証研究」⁽¹⁾⁽³⁾を参考とし、一般的な樹枝状の住宅地域の配電系統に 550 軒、総容量 2.1MW の PV システムが系統連系されたモデルを作成した。配電電圧昇圧では、高圧系では 20kV、低圧系には三相 4 線式 230/400V 系統が一般に使用されているが、本検討では、比較のため、単相 3 線式のまま、高圧系を 20kV、低圧系を 200/400V に昇圧するものとし、配電線のインピーダンス等は、昇圧前後で同じ値とした。文献 4 を参考に、年間を通して発電量が最大となる 5 月の快晴日の日射パターンから各 PV システムの発電電力を算出し、余剰電力が全て系統に逆潮流された場合の、各柱上変圧器 2 次側から PV システムのパワーコンディショナ(PCS)出力端までの電圧上昇幅 ΔV を算出した。

昇圧後の結果を Fig.1 に示す。上側は毎分の全 550 軒分の ΔV を縦軸にプロットしており、横軸は時間である。黒線は毎分の平均値、濃い灰色は各時刻における全体の 10%か

ら 90%の範囲、薄い灰色はそれ以外のデータを個別に表している。下側は、シミュレーションに用いた全 PV システムの総発電量の時間推移である。発電量の増加とともに ΔV は大きくなるが、発電量が最大となる時刻付近で、昇圧前では平均約 0.01pu の電圧上昇が発生したのに対し、昇圧後には平均値が 0.0027pu と、約 1/4 となった。

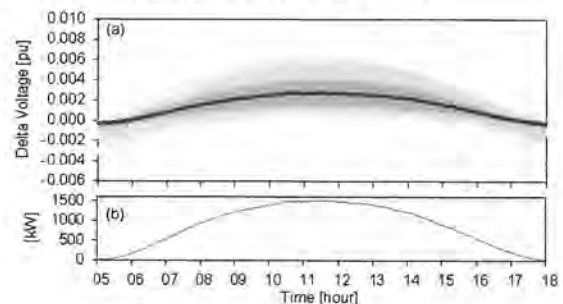


Fig.1. Simulation results of voltage rise

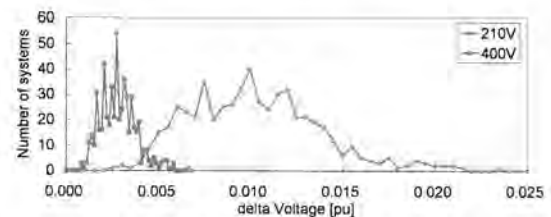


Fig.2. Distribution of ΔV

Fig.2 に発電量が最大となる 11 時 28 分における昇圧前後での ΔV の分布を示す。同様の分布ながら電圧上昇幅が約 1/4 になっている様子が分かる。電圧の絶対値が制御可能な地点として配電用変電所を考えた場合、現状では 1 日の電圧変動として変電所から約 3.2km の地点を基準として ± 0.04 pu の変動が報告されている⁽⁵⁾のに対し、昇圧後では変電所を基準とした電圧上昇の最大値は 0.01pu 程度となることから、配電線の電圧管理が容易になり、PV 導入に伴う電圧変動の対策として配電電圧昇圧の可能性が考えられる。

3. 配電電圧昇圧の省エネルギー・CO2 削減効果評価

現状の 6kV/100-200V 配電方式から 20kV/400V 配電方式へ切り替えにより、電流通設備においては、前節で述べた PV 導入に伴う電圧変動抑制に加え、投入銅量の削減、電力損失の低減による環境負荷削減、家庭の需要機器においては、三相 4 線式 230/400V の普及により、出力アップや効率

的使用によるエネルギーサービス水準の向上と省エネルギーの実現が期待される。著者らは、文献 6 において、配電電圧昇圧による省エネルギー・二酸化炭素排出削減効果の検討を行っているが、今回データを更新し再計算した。

電力流通設備においては、文献 7 における地域モデルごとの需給トータルの省資源・省エネルギー効果、経済性に関する評価をベースに、20kV 級/400V 配電方式の全国大の省エネルギー・二酸化炭素排出削減効果を推計した(Table 1)。変圧器の共用化や需要家側の幹線の集約効果により、需給トータルでは平均的に約 20% 程度の節減が可能となる。ただし、需要密度の低い一般住宅地区では低減効果はほとんどない。この結果と地域モデルごとの対象面積⁽⁸⁾に基づき全国の積み上げを行った結果、20kV 級/400V 配電方式の採用による投入銅量の削減効果が約 60 万 t、電力損失削減効果が 36 億 kWh/年、CO₂ 削減量は、135 万 t-CO₂/年となった。ただし、厳密には、後述する電力使用量の減少により、電力損失削減効果は多少減少する。

文献 7 の経済性評価より同様に全国大の 6kV/100-200V 配電方式および 20kV/400V 配電方式敷設にかかる設備費用を試算した結果、単純合計は 28.5 兆円、22.8 兆円となり、設備の更新時期に合わせて 20kV/400V 配電方式へ更新する場合には、最大 5.7 兆円費用を削減できる。しかし仮に 10 年かけて 20kV/400V 配電方式へ更新する場合には、30 年の定額償却を仮定すると、配電電圧昇圧の場合は 9.5 兆円の追加費用が必要となる。

家庭における家電使用への影響を再計算した結果を Table 2 に示す。全体で 6,572 万 GJ/年および 313 万 t-CO₂/年の省エネおよび CO₂ 削減ポテンシャルは既述の流通設備における省エネ効果よりも大きく、温水洗浄便座と電気ジャーポットの電力削減ポテンシャルは 75 億 kWh/年である

Table 1. 電力流通設備における省資源・省エネルギー・CO₂ 削減効果

対象地区	東京目 木橋	大阪梅 田	名古屋 伏見	福岡天 神	東京大 川端	大阪南 港	仙台国 見ヶ丘	福岡寺 塚	全国合 計(年)	
地域区分	都市部過密地区			都市部過密地区		高層住宅地区		一般住宅地区		
地域面積 (km ²)	25*			604**		77***		7,663****		
投入銅量 (t/km ²)	供給設備 330	80	109	144	70	341	6	5	9.4 万 t	
	需要設備 1,184	257	585	359	482	142	24	30	53.4 万 t	
	合計	1,514	337	694	503	552	483	18	35	62.7 万 t
電力損失 (MWh/km ² ・年)	供給設備 -10.437	-3.399	-4.985	-2.673	-3.724	-7.01	-445	-465	61.4 億 kWh	
	需要設備 24.032	6.459	12.425	6.753	8.023	2,156	458	365	97.1 億 kWh	
	合計	13,595	3,060	7,440	4,080	4,299	1,455	13	-100	35.7 億 kWh
CO ₂ 排出量 (kt-CO ₂ /km ² ・20 年)	供給設備 -73.7	-24.1	-35.3	-18.7	-26.4	-4.2	-3.2	-3.3	218 万 t-CO ₂	
	需要設備 174.4	46.7	90.1	49.1	58.4	15.7	3.3	2.7	353 万 t-CO ₂	
	合計	100.7	22.7	54.8	30.3	32.0	11.5	0.1	-0.6	135 万 t-CO ₂

注) 50~2000kV 需要家の 400V 供給用変圧器の負担区分は需要家から供給者側に変更
*文献 8 より地域区分「高度商業地区 I」及び「高度商業地区 II」の地積合計
**文献 8 より地域区分「繁華街」及び「普通商業地区」の地積合計
***文献 8 より地域区分「住宅地区」の地積合計の 1%
****文献 8 より地域区分「住宅地区」の地積合計より高層住宅地区面積を除いたもの

(洗濯乾燥機、IH クッキングヒータの電力増加を差し引くと約 70 億 kWh)。家電の保温電力カットは近年積極的に省エネが進められてきている分野ではあるが、昇圧による瞬間加熱の実現によって、さらに大きな削減余地が残されている。

以上の電力損失および電力使用量の削減は、燃料単価を 5 円/kWh と仮定するとそれぞれ 180 億円/年、375 億円/年となり、合計 555 億円/年の毎年の燃料費削減に相当する。

4. まとめ

本報告では、配電電圧昇圧が PV の導入に伴う逆潮流電力による電圧変動を抑制する効果と、配電電圧昇圧の設備費と昇圧による省/増エネルギー効果を試算した。

配電電圧昇圧により設備費が増加する一方、電力損失削減と家庭内の保温電力削減で毎年の燃料費が大きく削減される可能性がある。また、電圧調整装置など追加対策の設備費、保守費、更新費が不要になることを加えると、配電電圧昇圧が、PV 出力変動による系統への影響の緩和および省エネルギーの視点から、今後の検討の余地のある対策と考えられる。

Table 2. 使用電圧昇圧による家電製品における省エネルギー・CO₂ 削減効果

対象機器	一次エネルギー削減量 (万 GJ/年)	CO ₂ 削減量 (万 t-CO ₂ /年)	計算の前提	使用電圧昇圧に伴う影響の想定
食器洗い乾燥機	137	27	文献 9 より給湯と給水接続平均、給湯接続 (電気+ガス) (2kWh+0.042m ³) / 回、給水接続 (電気) 645kWh/回、手洗ひ・水道 85L/回、ガス 0.173m ³ /回。	昇圧なしに比べて普及率 5 ポイント上昇 (追加需要 252 万台)。
IH クッキングヒータ	368	8	厨房需要 4GJ/年と想定。ガスコンロ効率 45%、IH クッキングヒータ効率 90%。	昇圧なしに比べて普及率 5 ポイント上昇 (追加需要 252 万台)。
洗濯乾燥機	590	25	文献 9 より、縦型・ドラム式平均の乾燥に要する電力量 2287kWh/回、乾燥機週 2 回稼働。	昇圧なしに比べて普及率 5 ポイント上昇 (追加需要 252 万台)。
温水洗浄便座	2,442	105	現状フロー (貯湯洗浄式 8、瞬間洗浄式 2 の比率) を暖房瞬間洗浄式に代替。文献 9 より貯湯洗浄式 277 kWh/年、瞬間洗浄式 185 kWh/年、瞬間暖房瞬間洗浄式 93 kWh/年。	販売台数 (300 万台/年) の 5 割が瞬間暖房瞬間洗浄式へ (10 年間)、ストックの約 4 割に普及。
電気ジャーポット	4,951	213	瞬間湯沸かしポットにより保温電力 0 に。カタログより保温電力を 30W と想定。1 日 22 時間保温。	販売台数 (400 万台/年) の 5 割が瞬間湯沸かし式へ (10 年間)、ストックの 2/3 に普及。
合計	6,572	313		

文 献

- (1) 樹開電気：平成 14 年度 NEDO 委託業務成果報告書「集中連系型太陽光発電システム実証研究」(2003)
- (2) (社)日本電機工業会、「配電昇圧と電線地中化のための提言」、2001
- (3) 田邊、北村、植田、黒川、中島、宮本、杉原：「集中連系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(2) -シミュレーションによる出力抑制量の推定-」、平成 19 年電気学会電力・エネルギー部門大会講演論文集、pp.52-3-52-4 (2007-09)
- (4) 植田、黒川、田邊、北村、宮本、杉原：「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講演論文集 (2008-03)
- (5) 植田、黒川、田邊、北村、中島、宮本、杉原：「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 (2008-03)
- (6) 岩船他、配電電圧昇圧による省エネルギー・CO₂ 削減効果の評価、第 18 回エネルギーシステム・経済・環境コンファレンス講演論文集 (2002)
- (7) (社) 電気協同研究会、「20kV 級/400V 配電方式普及拡大技術」、電気協同研究第 56 巻第 3 号 (2001)
- (8) 総務省自治税務局固定資産課税・資産評価室、「平成 19 年度固定資産の価格等の概要調査 (土地) (都道府県別表)」
- (9) 全国地球温暖化防止活動推進センター、省エネルギー家電ファクトシート、2007 年 9 月版

蓄電池の太陽光発電出力抑制対策への応用

植田 譲*, 黒川 浩助 (東京工業大学)

田邊 隆之, 北村 清之 (明電舎)

宮本 裕介, 杉原 裕征 (関電工)

The Application of Battery to Over Voltage Protection Function of PV system

Yuzuru Ueda, Kosuke Kurokawa (Tokyo Institute of Technology)

Takayuki Tanabe, Kiyoyuki Kitamura (MEIDENSHA CORPORATION)

Yusuke Miyamoto, Hiroyuki Sugihara (Kanden Co., Ltd.)

1. はじめに

2002 年度から 2007 年度に行われた、独立行政法人 新エネルギー・産業技術総合開発機構による「集中連系型太陽光発電システム実証研究」では、住宅地域に局所集中的に系統連系された太陽光発電(PV)システムにおける様々な問題点に関して研究が行われた。中でも、PV システムからの逆潮流電力による配電系統の電圧上昇問題と、過度な電圧上昇を防止するための出力抑制機能による PV システム発電効率低下問題、および、蓄電池を用いた出力抑制回避装置の開発においては、実証試験のほか、同研究において開発されたシミュレーションツールを用いた様々な検討が行われた。本稿ではこの中から、逆潮流電力による系統電圧上昇の実態とシミュレーション結果、および蓄電池を用いた出力抑制回避装置の運用結果について報告する。

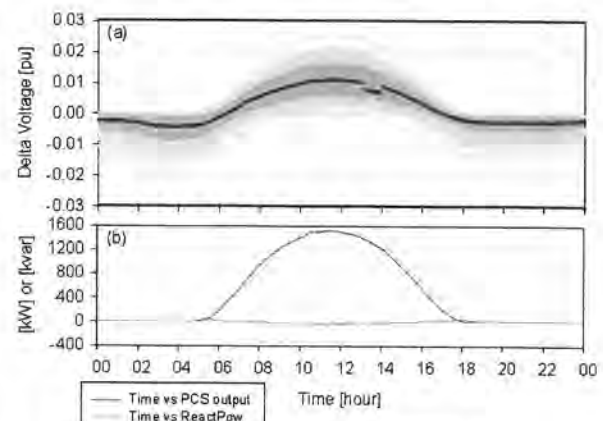
2. 電圧上昇の実証試験結果とシミュレーション結果

配電系統の電圧管理値である $101 \pm 6[V]$ 、または $202 \pm 20[V]$ に対して、単相三線式低圧回路の $200[V]$ 相に連系される PV システム用のパワーコンディショナ(PCS)は、各 $100[V]$ 相のいずれか高い方の電圧が管理幅を超えて上昇した場合に出力抑制を行う。しかし、連系点から PCS 出力端までの引き込み線の線路抵抗による電圧降下分等を考慮し、通常は $107.5[V]$ 程度の値が出力抑制開始電圧として用いられる。標準的な高圧/低圧比を $6600/105[V]$ とすると、 $6600[V]$ の配電用変電所送出し電圧に対して、低圧側の PCS 出力端において上昇側に $0.024[pu]$ (低圧換算 $2.5[V]$) の電圧余裕があると言える。ここで、住宅地域の電力負荷による電圧降下や集中連系された PV システム群からの逆潮流電力による電圧上昇は、実証研究地域入口の高圧側電圧計測点から各 PCS 出力端までの電圧差にして、快晴日には全住宅の平均値で $\pm 0.02[pu]$ 、最大で $\pm 0.04[pu]$ 程度の日変動を持つことは文献⁽¹⁾に報告した通りであり、この場合には、標準的な送出し電圧において、一部のシステムで出力抑制が発生する。

一方、本実証研究において開発されたシミュレーションツール⁽²⁾は、住宅用 PV システムの配電系統への集中連系を扱うため、高圧・低圧回路の双方について不平衡潮流が扱

え、両者の一括計算が可能である事が特徴である。ここでは、本ツール上に実証研究地域と同等の配電系統を構築し、電圧変動をシミュレーションした結果についてまとめる。ただし、一般に高圧側の系統定数や負荷電力を把握することは難しいため、主に低圧回路での検討を行った。

はじめに、実証試験結果とシミュレーション結果の整合性を確認するため、実証試験における低圧配電系統のみの電圧変動を Fig.1 に示す。用いたのは文献(1)と同じく 2007 年 5 月 4 日のデータである。当日の総連系システム数は 553、総アレイ容量は約 $2.1[MW]$ であり、ほぼ全ての蓄電池が解列されており、発電パターンは理想的な快晴日のパターンであった。また、電圧の絶対値は出力抑制が発生しない範囲にある事を確認している。上下のグラフとも横軸は時間であり、1 分値を用いている。Fig.1(a)の縦軸は柱上変圧器二次側から各 PCS 出力端までの電圧差を示し、単位は $[pu]$ で表している。黒線は毎分の平均値であり、濃い灰色がそれぞれの時刻における全体の 10[%]から 90[%]の範囲を、薄い灰色はそれ以外のデータを個別に表している。下段(b)のグラフは実証研究地域内の全 PV システムの有効電力、無効電力の合計値の日推移である。結果より、1 日を通して平均値で $\pm 0.01[pu]$ 、最大で $\pm 0.02[pu]$ 程度の変動が見られた。

Fig. 1 Daily change of ΔV and generated power

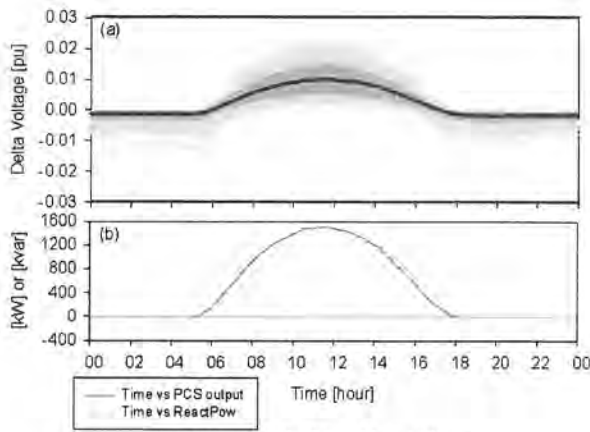


Fig.2 Simulated ΔV and input data

次に、シミュレーション結果についてまとめる。シミュレーションに用いたのは全553軒の住宅負荷データとPVシステムの発電パターンであり、1分値を用いた。本ツールは、PVシステム用PCSの出力抑制動作が模擬可能であるが、ここでは出力抑制が発生しない状態での電圧変動を算出するため、変電所からの送出し電圧を調整し、出力抑制の発生しない値として、6300[V](低圧換算約100[V])を設定した。

結果をFig.2に示す。住宅負荷については一部計測できていない負荷が存在するため、特に夜間の負荷による電圧低下については実証試験結果とシミュレーション結果において差異が見られるが、日中は計測外の負荷が少なく、発電量は正確に計測できていることから、実証研究地域の柱上変圧器二次側以降の低圧系の電圧上昇を、シミュレーション上で精度良く再現できている事が確認できる。

3. 出力抑制のシミュレーション結果

PVシステム等の分散型電源からの逆潮流電力により配電系統の電圧が末端側から押し上げられた場合、電圧管理幅を逸脱してしまう可能性が懸念される。このような過度な電圧上昇を防止するため、PVシステム用PCSには出力抑制機能が実装されており、各PCSは自端電圧が自身の持つ整定値を上回った場合、進相無効電力制御および出力抑制を行う事により、系統電圧の管理幅逸脱を回避する。集中連系時にはこの出力抑制機能が頻繁に動作する事により、PVシステムの発電効率が低下してしまうことが懸念されていた。そこで、本実証研究では実際に住宅地域に約2.1[MW]のPVシステムを連系することにより、出力抑制による発電量の損失が、特に電力需要の少ない中間期の休日の快晴日に発生しやすい傾向があること、また、システム間で損失量に大きなばらつきがある事などを確認したほか、これらの知見の一般化を可能とするべく、シミュレーションによる様々な考察を行った。ここでは、その結果の一部を報告する。

はじめに、Fig.2に示したシミュレーションと同じ条件で、変電所の送出し電圧を6600[V]、6666[V](低圧換算105、

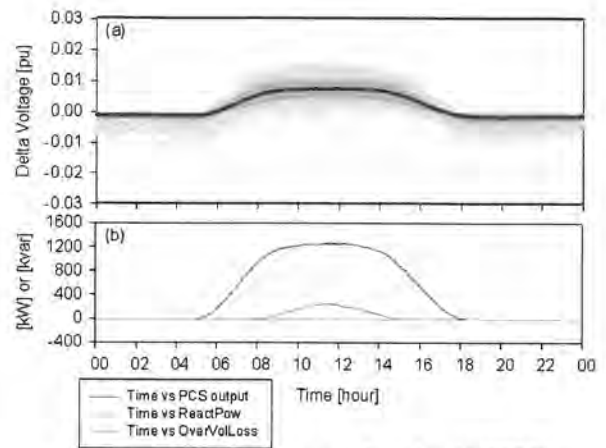


Fig.3 Simulated ΔV and over voltage loss (6600[V])

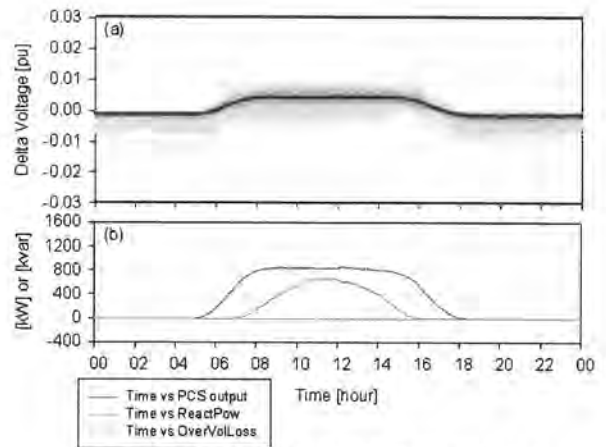


Fig.4 Simulated ΔV and over voltage loss (6666[V])

106[V])にした場合の結果をFig.3, 4に示す。これらはそれぞれ、標準的なケースと系統電圧が高いケースを想定しており、電圧余裕はそれぞれ0.024[pu]、0.014[pu](低圧換算で2.5、1.5[V])である。各PCSには電圧上昇が発生しなかった場合の理想的な発電量を与えており、進相無効電力制御は行わず、自端電圧が107.5[V]を超えると有効電力絞りを開始する設定とした。また、出力抑制方式は、全PCSで統一している。結果より、出力抑制が発生しない場合の理想的な総発電電力11570[kWh]に対して、6600[V]では947[kWh]、6666[V]では3484[kWh]が失われた。

次に、それぞれの送出し電圧で無効電力制御を行った場合の結果をFig.5, 6に示す。進相無効電力制御は力率0.85になるまで継続し、制御速度等は全PCSで統一した。結果、6600[V]における損失は216[kWh]に低減されたが、Fig.7に示すようにシステム間の損失量の差は解消されておらず、特定のシステムにほとんどの損失が集中して発生してしまう結果となった。

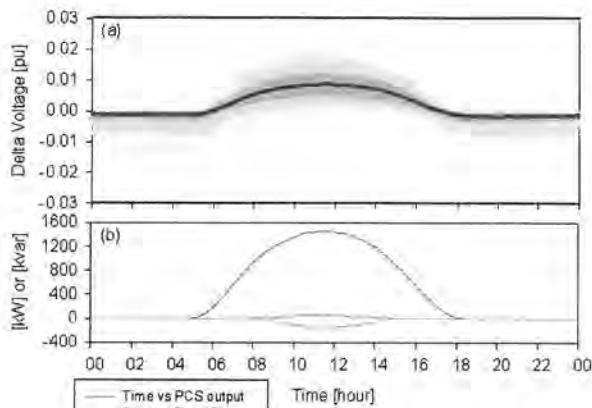


Fig.5 Simulation results with Q control (6600[V])

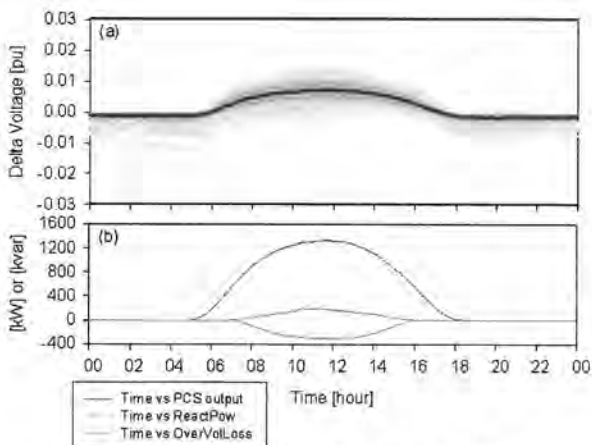


Fig.6 Simulation results with Q control (6666[V])

出力抑制時の進相無効電力制御については、系統連系規程においても義務化されておらず、現在の市販 PCS では本機能を搭載していない機種も多い。これは、通常の分散設置では柱上変圧器を越えて高圧側に流れる逆潮流電力が少なく、R 成分の多い低圧系のみでは無効電力による電圧制御効果が限定的であるためと考えられる。Fig.8 には本シミュレーション結果における最大の電圧上昇を記録した 11 時 28 分の、 ΔV の出現頻度分布を示した。結果より、電圧上昇の平均値が無効電力制御無しでは変電所から柱上変圧器二次側までの高圧側 0.013[pu]、柱上変圧器二次側から各 PCS 出力端までの低圧側 0.008[pu]であったのに対し、無効電力制御によりそれぞれ 0.011、0.009[pu]となっていることから、無効電力制御により高圧側の電圧上昇が抑えられた事が分かる。集中連系時には高圧側においても頻りに逆潮流状態となることから、無効電力による電圧制御がある程度効果的に働く事が期待できるが、地域全体の力率が低下する事の影響など更なる検討が必要な点もあり、また、損失の公平な分担においては根本的な解決策とはならない

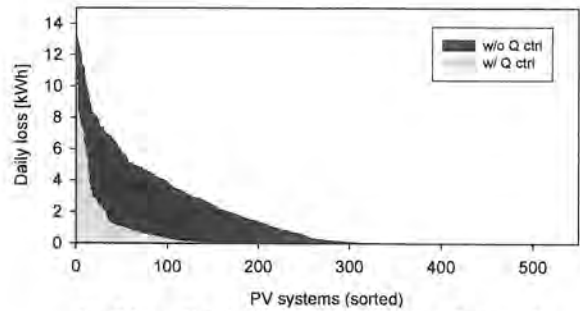
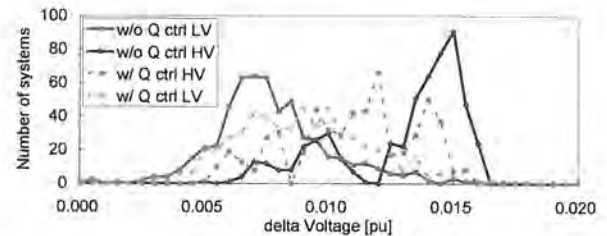


Fig.7 Loss distribution with and without Q control

Fig.8 Distribution of ΔV

め、注意が必要である。

4. 蓄電池による出力抑制回避シミュレーション

蓄電池を用いて出力抑制を回避する場合、日中の発電電力のうち家庭内負荷で消費しなかった余剰分を蓄電池へ充電し、夜間にその電力を家庭内負荷にて消費する運用が基本となる。具体的な運用方法としては、自端電圧が整定値を超えた場合に充電を開始する電圧制御運転や、充電可能な時には常に充電を行う逆潮流抑制運転、スケジュール通りに充電を行うスケジュール運転などがあり、これらの結果は文献⁽³⁾などにおいて報告されている。ここでは、一連のシミュレーション結果と比較するため、Fig.5 に結果を示した送出し電圧 6600[V]、無効電力制御有りの条件にて、全システムに蓄電池を導入した場合について報告する。蓄電池の容量等は実証試験と同等とし、49[Ah]の蓄電池を充電状態 30[%]から 100[%]の間で運用する事とし、シミュレーション開始時刻である 0 時の時点での充電状態は、下限値である 30[%]とした。

結果を Fig.9, 10, 11 に示す。また、出力抑制による損失量と総充電量をこれまでの結果と併せて Table1 にまとめた。Fig.9 より、電圧制御運転ではほとんど出力抑制が発生しておらず、日中の逆潮流のピークを上手く抑制している様子が分かる。一方、Fig.10 に示した逆潮流抑制運転では多くの蓄電池が正午前に満充電となり、午後に出力抑制の回避ができていない事が分かる。Fig.11 に示したスケジュール運転では、充電電流を制限している事から、日中の充電量を制御できている様子が分かる。

蓄電池の充放電には損失が伴う事から、本稿に示した三種類の運用方法の中では、最少の充電量で最も出力抑制損失の少ない電圧制御運転が優位である。しかし、出力抑制回避量に対して、充放電損失や蓄電池導入コスト等を勘案

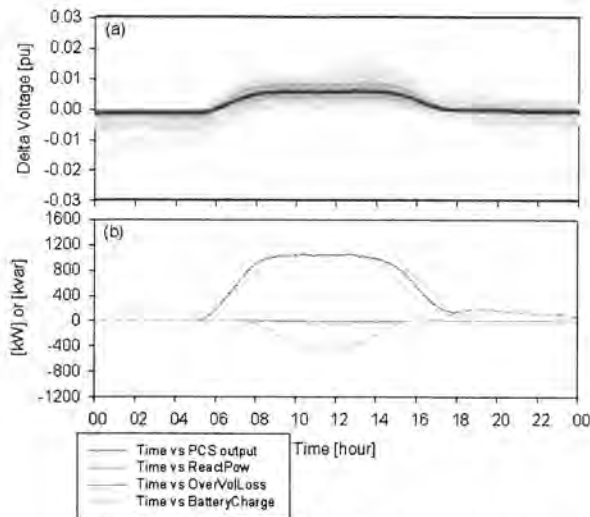


Fig.9 Simulation results of voltage control mode

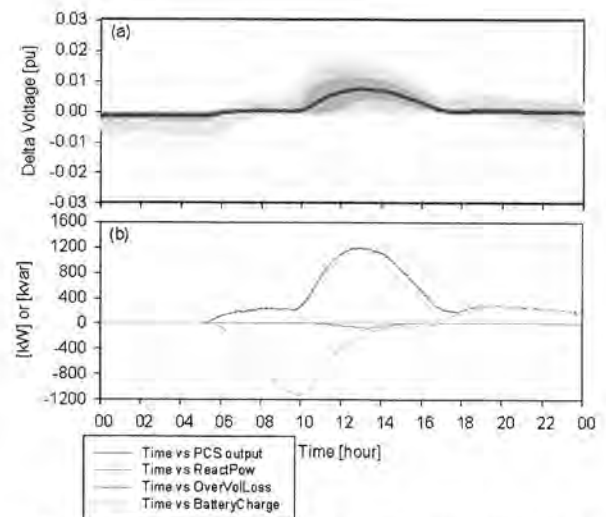


Fig.10 Simulation results of minimizing reverse power mode

すると、エネルギー的にもコスト的にも設置者が利益を得られる条件は限られたものとなる。出力抑制回避を目的とした全システムへの蓄電池の導入には、更なる蓄電池の低価格化と高効率化が必要であろう。

Table1. Summary of the simulation results

	[kWh]	Generation	Loss	Charge
6300V		11570		
6600V		10623	947	
6666V		8086	3484	
6600V w/ Q ctrl		11354	216	
6666V w/ Q ctrl		10651	919	
Voltage control		11555	15	1168
Minimizing reverse power		11537	33	3162
Schedule		11551	19	1729

5. まとめ

本稿では、住宅地域に集中連系された PV システムにおける電圧上昇と出力抑制、および蓄電池を用いた出力抑制回避について、実証試験結果、およびシミュレーション結果をまとめた。ここでは比較のため年間を通して最も出力抑制の発生しやすい中間期・快晴日 1 日分の結果のみを示しており、蓄電池を出力抑制回避装置として全軒に導入した場合の結果について報告した。詳細な検討には日射量や負荷の季節変動等も考慮する必要があるため、年間を通した検討結果やコスト比較などについては、本実証研究の成果報告書をご参照いただきたい。

本研究は、「集中連系型太陽光発電システム実証研究」の一環として行ったものである。このような機会を与えていただいた(独)新エネルギー・産業技術総合開発機構、及び様々なご協力をいただいた関係者各位に、この場を借りて感謝の意を表す。

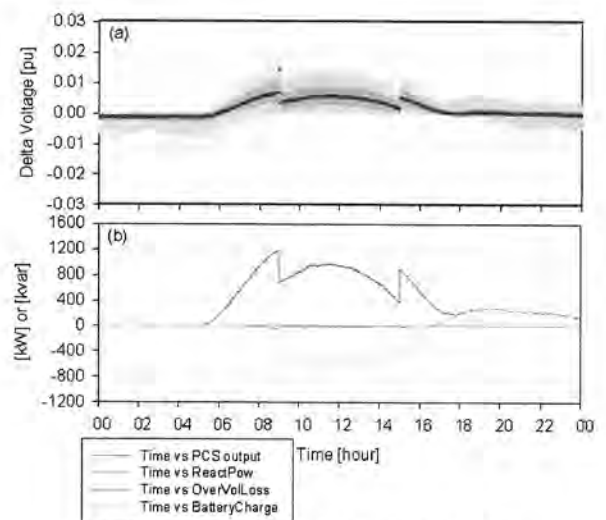


Fig.11 Simulation results of schedule mode

文 献

- (1) 植田, 黒川, 田邊, 北村, 中島, 宮本, 杉原:「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 (2008-03)
- (2) 田邊, 北村, 植田, 黒川, 中島, 宮本, 杉原:「集中連系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(2)-シミュレーションによる出力抑制量の推定-」, 平成 19 年電気学会電力・エネルギー部門大会講演論文集, pp.52-3 - 52-4 (2007-09)
- (3) 中島, 宮本, 杉原, 田邊, 北村, 植田, 黒川:「集中連系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(3)-蓄電池による出力抑制回避効果の検討-」, 平成 19 年電気学会電力・エネルギー部門大会講演論文集, pp.52-5 - 52-6 (2007-09)

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～

一色 拓人*, 小田 拓也, 伊藤 雅一, 柏木 孝夫 (東京工業大学)

Optimizing the energy system in consideration with district energy
-Analysis for the university campus using surveyed energy consumption-

Takuto Isshiki, Takuya Oda, Masakazu Itou, Takao Kashiwagi (Tokyo Institute of Technology)

1. はじめに

増加傾向にある民生部門の CO₂ 排出削減が必要とされている。再生可能エネルギーの普及や個々の機器類の効率向上に加えて、民生部門では、地域内のエネルギーを融通しあうことで CO₂ 排出を削減できると考えられる。この地域のエネルギーシステムを評価するにあたり、太陽光発電(PV)等の再生可能エネルギーの供給変動に加え、地域における需要家のエネルギー消費も時々刻々と変動するため、需給双方の変動を考慮する必要がある。しかしながら、従来のエネルギーシステムの最適化評価では、パターン化された需要データを使用するのが一般的であり、再生可能エネルギーの出力変動と、需要変動の双方の影響を同時に考慮して評価した事例は少ない。

本研究は、再生可能エネルギーの供給とエネルギー消費の、需給双方の計測結果を用いて、複数の需要家が協力して CO₂ 排出を最小化する地域エネルギーシステムを示すことを目的とした。本報では、大学キャンパスを複数の需要家で構成される地域社会に見立て、評価した。

2. 最適化

<2.1>最適化モデル概要

モデルの概要を図 1 に示す。評価地域にはそれぞれ異なるエネルギー需要を持つ複数の需要家 (User i, j, k, ...) が存在する。各需要家は自らのエネルギー需要を満たすためのエネルギー供給システムを持ち、需要家が相互にエネルギーを融通しあうことも想定した。想定した融通エネルギーは、電力(EP)・水素(Hx)・蒸気(Steam)・冷水(CW)の 4 種である。各需要家は、太陽光(Sunlight)、系統電力(Grid EP)、燃料(Fuel)、他需要家からの融通入力(In)を与えられエネルギー変換を行う。最終的には、電力・暖房(Heat)・冷房(Cool)の各エネルギー需要を満たす供給を行うと共に、他需要家への融通出力(Out)も供給する。

図 1 に示す地域内融通で、各需要家が選択しうるシステムフローを図 2 に示す。供給システム内の変換エネルギー種には、電力・水素・燃料・排熱(800℃)・蒸気・温水・暖気・冷水・冷気がある。SOFC+PEFC のハイブリッド発電⁽¹⁾の他、PV・ガスエンジン/ガスタービンコージェネレーション(GE/GTCCG)・排熱回収ボイラー(HRSG)・エネルギー貯蔵等を想定した。既存の技術は、ヒートポンプ(HTPM)・ガスヒ

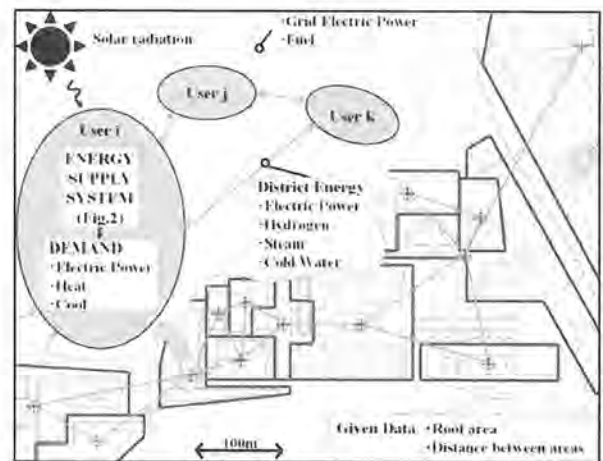


図 1 最適化モデルの概略
Fig.1. Outline of the optimization model.

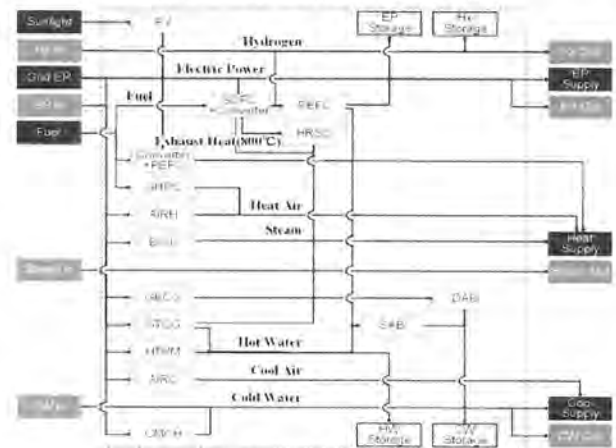


図 2 需要家のエネルギー供給システム
Fig.2. User's energy supply system.

ートポンプ(GHPC)・単効用/二重効用吸収式冷凍機(SAB/DAB)・圧縮式冷凍機(CMCH)・冷房(AIRC)・暖房(AIRH)を想定した。モデル化には整数混合線形計画法(MILP: Mixed Integer Liner Program)を用いた。

<2.2>モデル

目的関数は式(1)が示す CO₂ 排出量で、これを最小化する。

$$Z = \sum (CF_{Power} \cdot X_{Power}) + CF_{Fuel} \cdot X_{Fuel} \quad (1)$$

略号は各々、Z: 目的関数, CO₂ 排出量, X_{Power}: 電力使用量, X_{Fuel}: 燃料使用量, CF_{Power}: 系統電力の CO₂ 排

出係数(昼:0.439tCO₂/kWh,夜:0.333tCO₂/kWh), CF_{fuel} : 燃料の CO₂ 排出係数 (都市ガス:0.0509tCO₂/MJ) を示す。

制約条件には, エネルギーバランスの他, SOFC の負荷変動制約などの機器固有の条件を与えた。想定した主要機器の効率などを表 1 に示す。

<2.3>需要家

対象地域の概略を表 2 に示す。本研究では東京工業大学の岡山キャンパスを 13 地区に区分し, それぞれを独立した需要家とみなす。各 13 需要家には, 屋根面積と需要家間距離を与えた。屋根面積は PV 設置に, 需要家間距離はエネルギー融通において考慮される。需要家の違いは例えば, 屋根面積は 725~10695m²/地区, 需要家間距離は 45~275m/地区となる。

需要には, 各需要家の時間ごとに計測された消費電力量を用いた。電力および冷暖房需要を与えるため, 計測した消費電力量を元に電力消費用途推定モデル⁽²⁾を用いて推定した。その結果, 例えば各需要家の電力ピークは 0.2~1.7MWh, ボトムは 0.04~0.9MWh と求められ, これを与えた。

PV の出力は, 実測された日射強度と各建物の屋根面積より算出した。各建物の屋根面積の半分を最大設置可能な面積とし, システム効率を 12.8% とした。

<2.4>シナリオ

パラメータは技術開発 3 種とエネルギー融通 3 種に大別し, 計 9 ケースを与えた。技術開発には, BAU の他, A/B グループの機器を追加する。ここで, A グループは CGS, PV, 温水貯蔵, 冷水貯蔵で, B グループは SOFC+PEFC ハイブリッド発電, 電力貯蔵, 水素貯蔵である。エネルギー融通には, 熱および電力融通と水素融通を考慮した。

3. 結果および考察

CO₂ 排出を最小化した地域エネルギーシステムでは, 図 2 に示した構成機器の GE/GTCG・BOIL を除く全てがシナリオごとに選択され使用された。PV は全ての需要家で採用され, SOFC+PEFC ハイブリッド発電は CGS として優先的に採用された。また, 最適化された地域エネルギーシステムによる電力・熱の需給が一致することが確認された。

結果の一例として, 図 3 に夏季 (7 月) における CO₂ 排出量削減ポテンシャルをシナリオごとに示す。これは, 縦軸に CO₂ 排出量削減ポテンシャル, 横軸に機器の技術開発とエネルギー融通をとったものである。

岡山地区では, 基準となる現状シナリオ (BAU) と比較し, 最大で 22.5% の CO₂ 排出量削減ポテンシャルがあることを示した。また, CO₂ 排出の削減には, PV・SOFC+PEFC ハイブリッド発電・エネルギー貯蔵といった機器の技術開発と, 熱・電力融通の双方が有効であることを示した。

以上より, 本モデルを用い CO₂ 排出量削減ポテンシャルの評価が可能であることが確認された。本結果が示す課題

表 1 主要機器の効率(HHV)
Table.1. Efficiency of energy systems (HHV)

	Generating efficiency
Solid Oxide Fuel Cell (SOFC)	47%
Polymer Electrolyte Fuel Cell(PEFC)	40%
SOFC+PEFC Hybrid generation	54%
Efficiency	
Heat recovery steam generator(HRSG)	80%
Heat pump system(HTPM)	COP4
Compression chiller(CMCH)	COP6
Double effect absorption chiller(DAB)	COP1.2
Single effect absorption chiller(SAB)	COP0.75
Air conditioner(AIRC/AIRH)	COP4.75
Storage heat loss	5%
District heat loss	2%(Dependent on distance)

表 2 需要家データ一覧

Table.2. Data list of users.

District area	Tokyo Institute of Technology Ookayama
Total ground area [m ²]	244,645
Total floor space [m ²]	234,950
Total roof area [m ²]	57,285
District number(users number)	13
Evaluation term	1,July,2006 - 31,July,2006
Demand	Electricity,Heat,Cool(an hour,31day term)
Supply	Electricity,City gas
Renewable energy	Solar radiation data(an hour,31day term)

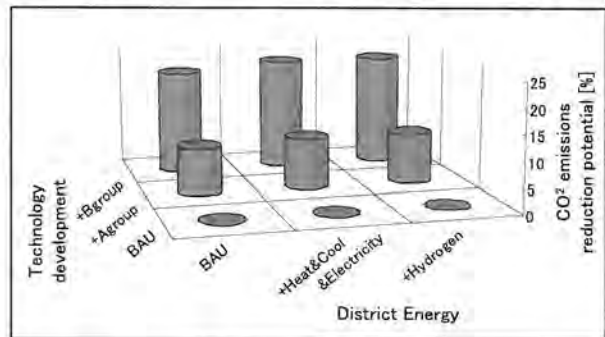


図 3 シナリオ別 CO₂ 排出量削減ポテンシャル(夏季)
Fig.3. CO₂ emissions reduction potential for scenario (Summer).

として, 構成機器の規模が効率等を与える影響を考慮していないことが挙げられる。また, 大学という特殊な需要家を対象としたため, エネルギー融通による CO₂ 排出削減の効果が現れにくい結果となった。

4. まとめ

複数の需要家が連携して CO₂ 排出を最小化する地域エネルギーシステムを示すため, 需給双方の変動を考慮する最適化モデルを作成した。作成したモデルを岡山地区に適用し CO₂ 排出量削減ポテンシャルの評価を行った。

今後は, 新たなパラメータと制約条件を拡充するとともに, 通年の評価を予定している。

参考文献

(1)M.Yokko・K.Watanabe・M.Arakawa・Y.Yamakawa : Journal of Power Sources, 159, 836~845(2006)
(2)小田拓也・宮崎隆彦・柏木孝夫: 第 27 回エネルギー・資源学会 研究発表会講演論文要旨集, 77(2008)

水面設置型太陽光発電システムの発電特性と水冷効果

正員 植田 譲 (東京工業大学) 正員 江州 秀人 (水資源機構)

非会員 建部 真也 (水資源機構) 非会員 桜井 剣 (水資源機構)

非会員 伊藤 彰洋 (クレハエンジニアリング) 正員 黒川 浩助 (東京工業大学)

Performance and water cooling effect of the PV system on the water

Yuzuru Ueda, Member, (Tokyo Tech), Hideto Goshu, Member, (Japan Water Agency)

Shinya Tatebe, Non-member, (Japan Water Agency), Tsurugi Sakurai, Non-member, (Japan Water Agency)

Akihiro Ito, Non-member, (KUREHA ENGINEERING), Kosuke Kurokawa, Member, (Tokyo Tech)

1. はじめに

水面設置型の太陽光発電システムは、これまで未利用であることが多かった水面を利用できること、大規模なシステムに拡張する場合にも土地の制約を受けないことなどから、今後の普及拡大が期待される。また、結晶系シリコン太陽電池の温度上昇による効率の低下を抑制するための水冷を行う際にも、冷却水となる水がシステムの周囲に豊富にあるなど、地上では得られない利点も多い。本論文では環境省「水面を利用した大規模太陽光発電システムの実用化を目指した技術開発」^(1,2)において平成 19~20 年度に開発した、浮体を利用した水面設置型太陽光発電システムの発電特性と水冷効果について報告する。

2. システム概要

(2・1) 水上設置型システム 浮体を利用した水面設置型太陽光発電システムは、愛知用水の調整池である愛知池に設置した。19 年度の設置容量は 10[kW]システムを 2 セット、各システムは約 15[m]×9[m]の大きさであり、モジュールの傾斜角は 1.3 度、方位角は南とした。2 セットのうち、一方は間欠的に水冷を行い、他方は積極的な冷却を行わない空冷とした。水冷システムは 7:00~17:00 の間、10 分ごとに 1 分の割合でスプリンクラーにより池の水を散水した。なお、空冷システムは、2008 年 7 月以降、10 度の傾斜角に変更している。

20 年度に設置したシステムの容量は 60[kW]であり、19 年度設置分と同様の浮体構造ながらモジュールの傾斜角を 10 度とし、水冷時の排水性の向上、モジュール裏面の空間を空けることによる空冷効果の向上、最適傾斜角に近づけることによる日射量の増加を行った。また、水冷についてはスプリンクラーの数を増やすとともに、間隔は 1 分散水 4

分停止とした。各システムの写真を図 1 に示す。なお、水上システムのインバータは全て陸上に設置している。

(2・2) 陸上設置型システム 陸上には容量 10[kW]で傾斜角 30 度、方位角南のシステムを設置し、発電量の計測を行った。当該地域の最適傾斜角は 30.9 度であることから、ほぼ最大の年間発電量が期待できるシステム構成となっている。



図 1 水上設置システムの外観

Fig. 1. Photos of the floating PV systems

3. 発電特性と水冷効果

(3・1) 発電特性概要 2007年8月8日から2009年2月10日までの計測データを用いて算出した各月の等価日太陽日照時間と等価日システム運転時間を図2に示す。算出には、日射量・モジュール温度・PV出力1分値の全データが存在している(欠落がない)日のみを用いており、各月のデータ使用日数はシステム毎に異なっている。

結果より、日射量は夏季に太陽高度が高くなることから、傾斜角の違いによる各傾斜面の日射量の違いが少ないが、冬季にはこれが大きくなる。一方、発電量は傾斜角1.3度での評価期間において、一貫して水冷システムの発電量が空冷システムの発電量を上回っている事が分かる。なお、10度の比較においては水冷システムの発電量が空冷システムよりも少ない場合が見られるが、これはモジュール温度以外の原因によるものである。

(3・2) 水冷効果の検証 モジュール温度上昇による各システムの月別発電損失を損失係数として図3に示した。損失係数⁽³⁾は、ある損失要因の前後で出力が変化する割合を表しており、係数が1であればその損失要因の影響が無いことを意味し、係数が0.9であればその損失要因によって出力が0.9倍となる事を意味する。結果より、いずれのシステムにおいても、損失係数は夏季に低下しており、水冷を行っていないシステムにおいては、最小で損失係数が0.85程度、損失率にして15%程度の損失が発生しているのに対し、水冷では0.9程度にとどまっている。また、モジュール温度の気温に対する上昇をまとめた図4では、水冷システムの温度が、同じ日射強度下において15~20[°C]低く保たれている事が分かる。

(3・3) 年間発電量の推定 本研究では様々な制約により全てのシステムの年間発電量を計測する事ができなかったため、以上に示した計測結果から、最適設計時の水上水冷システムの年間発電量を推定した。結果、傾斜角10度で夏季に間欠的な水冷を行うことにより、年間発電量が陸上設置型システムと同等以上になることが確認できた。

4. まとめ

本論文では、浮体を利用した水面設置型太陽光発電システムの開発と実証について報告した。簡易、かつ風にも耐えられる構造とした事により、将来的には陸上システムと同等以下のシステム価格が期待できるとともに、発電量においても最適設計と水冷により、陸上設置システムと同等以上の年間発電量が得られる事が確認できた。

なお、本研究は環境省の地球温暖化対策技術開発事業の援助を受けて実施したものである。この場を借りて、関係各位に感謝の意を表す。

文 献

(1) 独立行政法人水資源機構：「地球温暖化対策技術開発事業 水面を利用した大規模太陽光発電(PV)システムの実用化を目指した技術開発

成果報告書」、平成19年度環境省委託事業(平成20年3月)
 (2) 独立行政法人水資源機構：「地球温暖化対策技術開発事業 水面を利用した大規模太陽光発電(PV)システムの実用化を目指した技術開発成果報告書」、平成20年度環境省委託事業(平成21年3月)
 (3) Yuzuru Ueda, Tsurugi Sakurai, Shinya Tatebe, Akihiro Itoh, Kosuke Kurokawa, “PERFORMANCE ANALYSIS OF PV SYSTEMS ON THE WATER”, 23rd European Photovoltaic Solar Energy Conference Proceedings, pp.2670-2673 (September 2008)

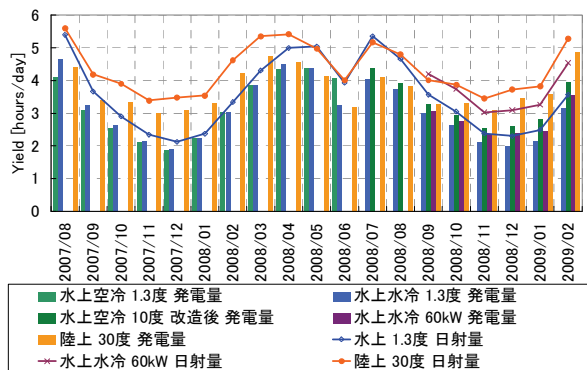


図2 各システムの月別発電特性
 Fig. 2. Summary of monthly performance

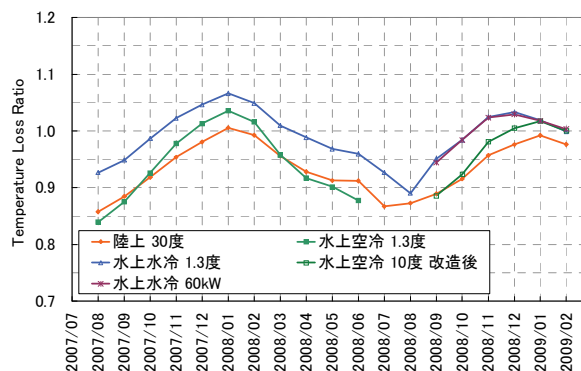


図3 各システムの月別温度損失係数
 Fig. 3. Monthly loss ratios of temperature

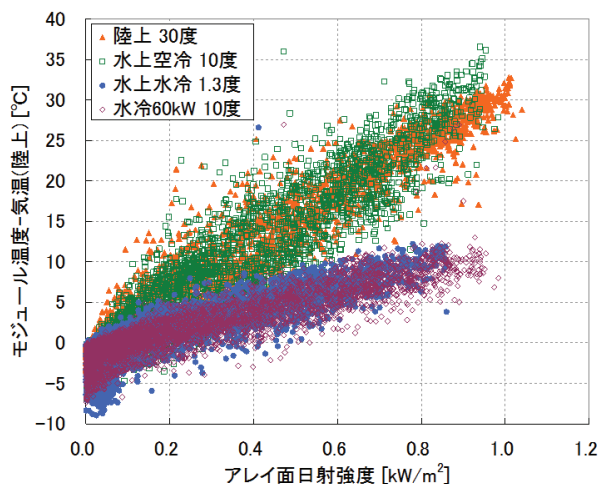


図4 各システムの温度上昇比較
 Fig. 4. Comparison of Module temperature

太陽光発電量推定のための ANN を用いた日射予測

Irradiation Forecast Using Artificial Neural Network for Estimation of PV Generation

小宮山 陽平*・長坂 研**

Yohei Komiyama

Ken Nagasaka

This paper presents an irradiation forecasting for estimation of PV generation. PV generation changes greatly by the weather condition. The changing generation exerts a harmful influence the electricity system. It is necessary to construct the system that combines PV with the power storage device to reduce the problem. The system can be operated more efficiently in economy and environmental by estimation of PV generation on ahead. In this study, Artificial Neural Network of the radial basis function networks (RBFN) is used as the forecasting method. And I suggested two methods for precision improvement. The method is digitalization of daily clearness index by ANN and adds it to input of irradiation forecasting. Another one is the addition of the weather pattern except the fine, cloudy and rain. And I inspected the effectiveness of each method.

Keywords: Irradiation forecasting, PV system, Artificial Neural Network, RBFN

1. 背景・目的

近年、一般家庭や工場などの屋根に太陽電池を設置して、電力系統と連系し、電力の売買を行う系統連系システムが普及してきている。しかし、気象条件に大きく影響を受ける太陽光発電(PV)は、その変動が電力系統に悪影響を及ぼすことが懸念されている。この問題を軽減させるために、PVと電力貯蔵装置を組み合わせたシステムの構築が必要となる。このシステムでは、PV発電量を事前に推定することで、経済性、環境性の面でより効率的な運用が可能となることが報告されている³⁾。そこで本研究では、PV発電量に最も影響を与える日射量を人工ニューラルネットワーク(ANN)を用いて高精度に予測する手法を提案し、精度検証を行なった。

2. 予測手法

24時間先の日射量を1時間値で予測するために、非線形モデルの予測に適している人工ニューラルネットワーク(ANN: Artificial Neural Network)の一種である放射状基底関数ネットワーク(RBFN: Radial Basis Function Network)を用いた。図1にRBFNの構成図を示す。RBFNは図1のように3層のネットワークから構成され、中間層の基底関数の出力を線形結合し、ネットワークの出力を得るようなモデルである。基底関数は中心に近いほど強い出力を得られ、一般的には(2)式のようなガウス関数が用いられる。入力層と中間層の結合は、単に入力を伝えるのみの機能を持ち、重み

w_j は中間層と出力層の結合にのみ配置される。そのため、より高速な学習が可能で、基底関数が十分に与えられれば、任意の非線形関数を高精度に近似することが可能となる。ここで x_j は入力ベクトル、 ϕ_j は中間層のユニット出力、 μ_j はユニットの中心、 σ_j は幅を表わす。

$$y = \sum_{j=1}^n w_j \phi_j \quad \dots \quad (1)$$

$$\phi_j = \exp\left[-\frac{1}{2} \left(\frac{x_j - \mu_j}{\sigma_j}\right)^2\right] \quad \dots \quad (2)$$

まず入力ベクトルをクラスタリングし、学習によって各 μ_j や σ_j を決定する。そして(2)式から中間層の出力を計算し、ネットワークの出力は(1)式から得る。目標値との誤差が任意の許容範囲内になった時点で学習を終え、学習によって最適化されたネットワークにテストデータを入力し、出力データを得る。

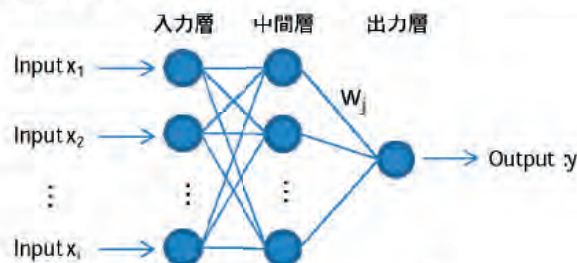


図1 予測モデル(On-line 予測)

3. モデル構成

3.1 使用データ

気象庁では、全国約150地点の気象官署及び特別地域気象観測所において気温や湿度、風速などの気象観測を実施

*東京農工大学大学院工学府電気電子工学専攻 修士
〒184-8588 東京都小金井市中町2-24-16

**東京農工大学大学院工学府環境エネルギー工学専攻 准教授
〒184-8588 東京都小金井市中町2-24-16

している。そのうち約 65 地点で水平面全日射量を計測しており、基本的に 1 時間値データとしてまとめられている。本研究では東京都内で日射データを観測している東京(大手町)地点を予測対象とし、2002~2004 年に観測された気象データを用いて予測を行なった。テスト日は 2004 年の中から無作為に選んだ 21 日間分とし、その他を学習期間とした。

3.2 予測モデル

予測モデルとして、図 1 のように 1 時間毎の予測を 24 時間分積み重ねていく On-line 予測と図 2 のように 24 時間をセットとして入力し、24 時間分をまとめて予測する Block 予測の 2 つのモデルを構築した。

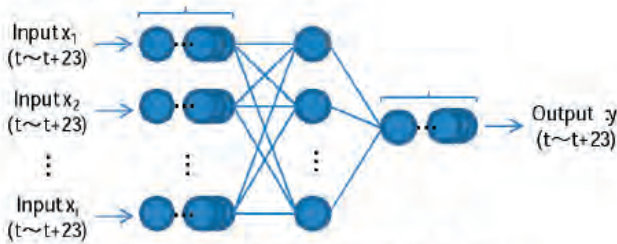


図 2 予測モデル(Block 予測)

3.3 入力要素候補

日射量に最も影響を与えるのは雲の量、つまり天気である。さらに気温や湿度など、日射量との相関が比較的高く、入手性に優れた気象データを入力要素の候補とした。

太陽から放射されたエネルギーは雲や大気の影響で減衰され、地表面で観測される水平面全日射量 I_a となる。大気の影響を受ける前の太陽が本来持っているポテンシャルエネルギーである大気外日射量 I_o は(3)式より求められ、これにより季節や時刻による変動を表現することができるため、日射予測において重要な要素となる。

$$I_o = I_{sc} (r_o / r)^2 \sin \alpha \quad \dots (3)$$

$$\alpha = \sin^{-1} (\sin \phi \sin \delta + \cos \phi \cos \delta \cos \omega) \quad \dots (4)$$

α : 太陽高度 I_{sc} : 太陽定数 (=1.367[kW/m²])

ω : 時角 δ : 太陽赤緯 ϕ : 観測地点の緯度

表 1 入力要素候補と日射量(t)の相関係数

No	要素	相関	No	要素	相関
1	天気(t)	—	6	気温(t-24)	0.21
2	Io(t)	0.75	7	湿度(t-24)	0.18
3	気温(t)	0.30	8	気圧(t-24)	0.13
4	湿度(t)	0.37	9	Ia(t-24)	0.68
5	風速(t)	0.06	10	Ia(t-48)	0.60

予測対象時刻を t とした時の、各入力要素候補の $I_a(t)$ との相関度を示した表である。値が 1 に近いほど、相関は高いことを意味する。

3.4 評価指標

評価指標には絶対平均誤差率(MAPE)と絶対誤差(Absolute error)を用いた。絶対平均誤差率には 1 時間毎(Hourly MAPE)及び日積算(Daily MAPE)の 2 つを用いた。ここで $I_a(t)$ は実測日射量、 $I_f(t)$ は予測日射量、 N はテスト数を示している。

$$MAPE = \frac{1}{N} \sum_{t=1}^N \frac{|I_a(t) - I_f(t)|}{I_a(t)} \quad \dots (5)$$

$$\text{絶対誤差} = |I_a(t) - I_f(t)| \quad \dots (6)$$

4. シミュレーション結果

4.1 予測モデルの信頼性確認

学習の段階で答えを与え、テスト結果の誤差がほぼ 0 になっていれば、構築したモデルが正常に動作していることとなり、予測モデルの信頼性の確認となる。

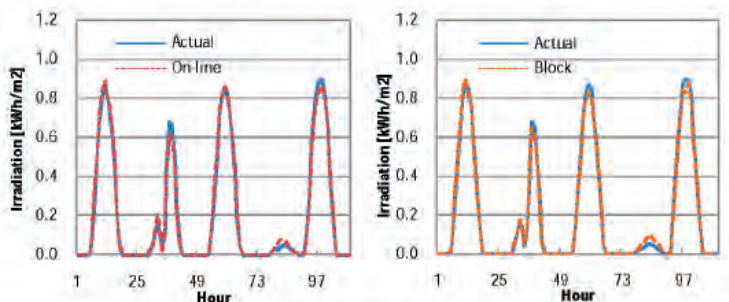


図 3 予測モデルの信頼性確認

図 3 より、どちらの予測モデルも問題なく予測できているので、今後はこの予測モデルを用いてシミュレーションを行っていく。

4.2 入力要素の選定

予測モデルごとに入力要素を変更しながら最適な入力の組み合わせを選定する。ここで、天気は天気予報で発表している「晴」「曇」「雨」の 3 パターンをバイナリデータとして入力し、On-line 予測では予測対象時刻の前後 1 時間の天気も入力に追加した。予測結果は以下の通りである。表中の入力要素の数字は表 1 の No を参照。

表 2 入力パターン別の予測結果

パターン	入力要素	Hourly MAPE [%] (On-line 予測)	Hourly MAPE [%] (Block 予測)
1	1,2	25.3	23.2
2	1,2,9	24.6	23.1
3	1,2,9,10	26.9	24.3
4	1,2,3,9	23.0	22.6
5	1,2,4,9	21.5	20.7
6	1,2,3,4,9	20.0	20.6

入力パターン 1~3 は入力に用いる予測値を天気情報のみに留めたケースの比較である。これより、1 日前の実測日射量を入れた方が精度は良くなること示された。そこでパターン 2 を基本入力とし、次に、日射量との相関が比較的高い気温と湿度を追加し、検証を行なった。その結果、On-line 予測で両者ともに入力に追加したパターン 6 が最も精度が良かった。図 4 から全テスト日を通して大きな誤差がなく安定した予測結果を示している。しかし気温や湿度は天気予報の予測値であるため、入力に用いる予測値は出来るだけ少ない方が良いことを考えると、パターン 5 も比較的良好な結果と言える。

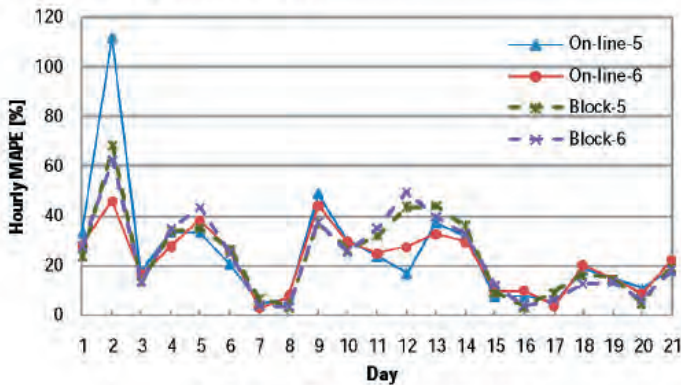


図 4 日別の絶対平均誤差率

予測モデルの違いによる精度の違いはあまりなかった。Block 予測は 24 時間をまとめて予測するため、On-line 予測に比べると予測結果の出力に掛かる時間は短くて済むが、最適な学習期間が On-line 予測は約 1 年なのに対し、Block 予測では 3 年近く与えなければならず、限られた気象データで高精度な予測を行いたい場合は On-line 予測が適していると言える。

表 3 学習期間別の予測結果(入力パターン 4)

学習期間	Hourly MAPE [%] (On-line 予測)	Hourly MAPE [%] (Block 予測)
3 年	—	23.5
2 年	23.1	27.3
1 年	23.0	27.0

4.3 さらに精度向上のための改良案

これまで天気情報は、天気予報を元に「晴」「曇」「雨」の 3 パターンのみを用いていた。しかし、同じ「晴」でも快晴、晴、薄曇りというように実際の雲の量には大きな差がある。その差を軽減させることができれば予測精度の向上につながると思った。そこで改良案として以下の 2 つを挙げ、それぞれの有効性を検証した。

4.3.1 晴れ具合(雲の量)を 0~1 で数値化する

現実的な方法として、1 時間ごとの晴れ具合(雲の量)を正

確に数値化することは非常に難しい。そこで、まずは一日を通じての平均的な晴れ具合を数値化することとした。ここで晴れ具合の指標として、大気外日射量 I_o と水平面全天日射量 I_a の比である晴天指数 K_t を用いた。さらに(8)式より、新たな入力要素である H_{K_t} を算出し、日射予測の入力に追加した。

$$K_t = \sum_{t=1}^{24} I_a(t) / \sum_{t=1}^{24} I_o(t) \quad \dots (7)$$

$$H_{K_t}(t) = K_t \cdot I_o(t) \quad \dots (8)$$

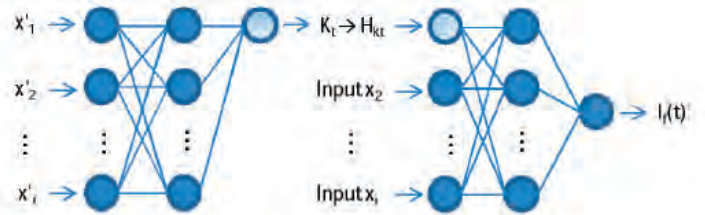


図 5 改良案 1 の予測モデル

H_{K_t} を算出するためには、まず晴天指数 K_t を得る必要がある。そこで一旦、晴天指数 K_t を ANN で予測してから、その予測結果を元に算出した H_{K_t} を日射予測の入力に追加する 2 段階予測のモデルを構築し、精度検証を行なった。その結果を表 4 にまとめた。入力パターンは表 2 を参照。ただし、現時点での晴天指数 K_t の予測精度は図 6 の通りで、21 日間での MAPE は約 8% である。

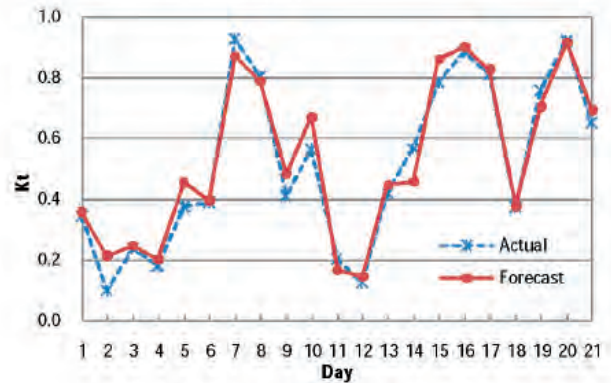


図 6 晴天指数 K_t の予測結果

表 4 改良案 1 の予測結果

H_{K_t}	Hourly MAPE [%] (On-line 予測)	
	入力パターン 5	入力パターン 6
なし	21.5	20.0
予測値	21.1	20.9
真値	19.3	18.7

最終的な日射量の予測精度が向上するかどうかは、晴天指数 K_t の予測精度によって決まる。真値を入れた場合の予

測結果がこの改良案によって見込める最大限の精度向上度合だとすると、約2%の改善となる。しかし、現状の晴天指数予測の精度(MAPEで8%)ではあまり目立った効果は無く、さらなる精度の向上が必要である。

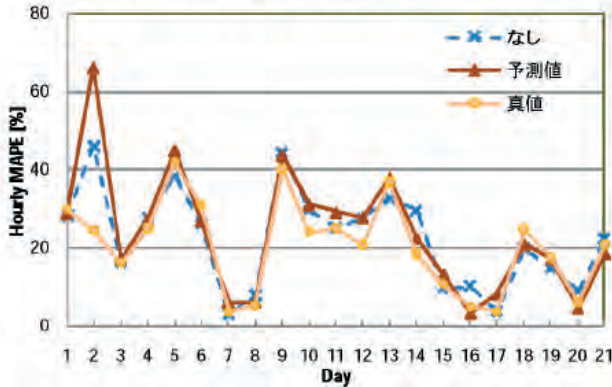


図7 改良案1の予測結果(入力パターン6)

4.3.2 天気のパターンを3→4または5に増やす

観測された気象データは雲量や降水量などから天気が細かく区別されている。そこで予報項目の3パターンとは別に、気温や湿度などの情報を用いて天気のパターンを増やすことができれば、予測精度の向上が見込めるかということを検証した。

表5 改良案2の予測結果

天気パターン	Hourly MAPE [%] (On-line 予測)
晴, 曇, 雨	20.0
晴, 薄曇, 曇, 雨	20.4
快晴, 晴, 曇, 雨	20.4
快晴, 晴, 薄曇, 曇, 雨	22.2

表5より、天気のパターンを追加してもあまり効果はないことが示された。今回は実際に気象データに記載されていた天気をそのまま入力に用いたが、快晴と晴、晴と薄曇などの境界は非常にあいまいであり、これらの差と実際の日射量の変動の関連性が低かったため、予測精度の向上にはつながらなかったと考えられる。

4.4 シミュレーション結果のまとめ

これまでも日射予測については多種多様な方法が検討されてきたが、1時間値の絶対平均誤差率(Hourly MAPE)にして約30%であった。本研究では天気予報が当たるという条件付きではあるが、Hourly MAPEで約20%、Daily MAPEでは約12%までに改善させることができた。図8,9はその予測結果である。ただしここでは日照時間帯である6~19時の14時間を抜粋している。学習用の気象データもOn-line予測であれば約1年分で十分であり、比較的少ないデータ量で高精度な予測が可能となった。

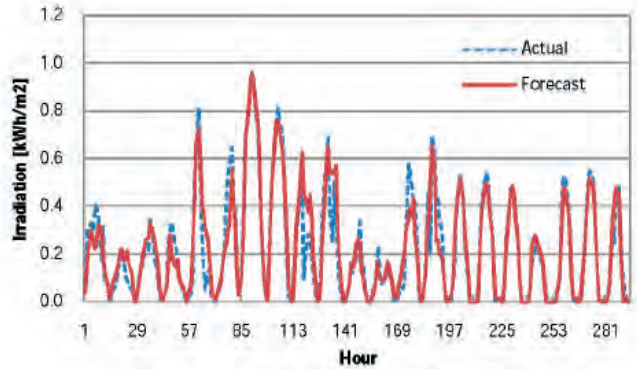


図8 予測結果(実測日射量及び予測日射量)

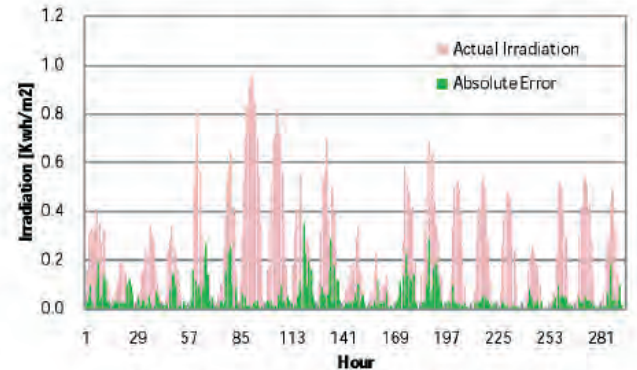


図9 予測結果(実測日射量及び絶対誤差)

また今回提案した改良案を検証した結果、晴れ具合を数値化する案については晴天指数 K_t の予測精度を向上させることができれば、最終的な日射予測の精度もさらに向上させることができることが示された。一方、天気のパターンを増やす案に関してはあまり効果が見られなかった。今後は、あいまいさを表現するファジー理論を応用した天気のレベル分けを行い、精度の向上を図る。

5. 今後の課題

予測精度向上のために提案した改良案を再検討し、さらに発展させると共に、各種パラメータの再考、RBFN以外の予測手法との比較などを行い、予測モデルの最適化を図る。また連系システムの運用計画への応用方法についても検討していこうと考えている。

参考文献

- 1) Bahman Kermanshahi; ニューラルネットワークの設計と応用. (1999), 昭晃堂
- 2) 嶋田尊衛, 黒川浩助; 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, (2007)
- 3) 桶真一郎, 村田浩之, 滝川浩史, 榊原建樹; 日射量曲線の予測に基づいた予測日積算日射量の誤差低減, 太陽エネルギー, (2006)
- 4) 日本太陽エネルギー学会; 新太陽エネルギー利用ハンドブック, 日本太陽エネルギー学会

74

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

会員 ○伊藤雅一 (東京工業大学)
石井隆文 (新日本石油)
高野知宏 (Myway プラス)
会員 黒川浩助 (東京工業大学)

会員 川崎憲広 (東京工業大学)
会員 山口雅英 (GS ユアサ)
大森一憲 (Myway プラス)

前田征児 (新日本石油)
横山昌央 (GS ユアサ)
木村 誠 (Myway プラス)

Demonstration Experiments for the Smart Grid
without Information line under the Autonomy
Enhanced PV Clusters Research

Masakazu ITO*, Norihiro KAWASAKI*, Seiji
MAEDA**, Takahumi ISHII**, Masahide
YAMAGUCHI***, Masao, YOKOYAMA***,
Tomohiro TAKANO****, Kazunori OOMORI****,
Makoto KIMURA****, Kosuke KUROKAWA*

* Tokyo Institute of Technology

2-12-1-16-25, Ookayama, Meguroku, Tokyo, Japan,
Fax: +81-3-5734-3559, E-mail: ito@iri.titech.ac.jp

** Nippon Oil

*** GS Yuasa Power Supply

**** Myway Plus

ABSTRACT

To mitigate CO2 emissions drastically, the PV systems should be installed in whole houses in a community. And battery and sharing PV electricity between communities are important to maximize PV utilization. In this study, a power router which share electricity between communities and power conditioners which output electricity depending on battery level were installed in our university. And demonstration experiments which aim to optimize battery levels were done by the authors. It was found that the systems were effective.

キーワード: 自律度向上型太陽光発電システム,
パワールータ, コミュニティ, バッテリ

Keyword: Autonomy Enhanced PV Clusters, Power Router, Community, Battery

1. 背景

太陽光発電システムは温暖化ガス排出量が既存の発電所と比較して非常に少ないと数多く報告されている¹⁻³⁾。政府は温暖化ガスの排出量を2020年に2005年比15%減と目標を立て⁴⁾、太陽光発電システムは2800万kW設置する計画である。一般家庭に設置される太陽光発電システムの容量は3~4kWが一般的であるが、仮に4kWとすると1400万件に設置することとなり、これは日本の戸建て住宅の約半分に相当する。ビルや木の影など、

設置ができない住宅も考慮すれば、見通しのいい住宅地域では高い割合で太陽光発電システムが導入されるソーラータウンの実現が予想される。

電力事業連合会長の会見では、局所的な集中設置などの場合を除き1000万kW程度まで太陽光発電システムを受け入れられると述べた⁵⁾。しかし、導入目標は2800万kWと大きく上回り、地域によっては集中的に設置されることが予測される。集中設置により配電線の電圧が上昇し、発電した電気を逆潮流できないといった問題⁶⁾や、系統全体では周波数の変動や系統安定度の低下が生じる可能性がある。

これらの問題の解決策として、スマートグリッドが世界各国で提案され、研究が進められている⁷⁻⁹⁾。スマートグリッドとは、現在は定義されていないが、IEC (TC8) では制定を進めており、現在審議されている案では、下記を用いる電力ネットワークをスマートグリッドと呼ぶ⁹⁾。

- ・双方向通信と制御技術
- ・分散的処理とセンサ
- ・事業者機器および需要家機器

しかし、これらのインフラ技術の導入には2030年までに4.6~6.7兆円の設備コストがかかるといわれている¹⁰⁾。

2. アプローチ

本研究では、それらの問題への解決策として自律したソーラータウンとそれら複数の連携を提案する。ソーラータウンの実現によりそのタウン内の温暖化ガス排出量は大幅に削減できると考えられるが、前述のような問題が起こる可能性がある。図1に示すようなソーラータウンでは、各家庭に設置した太陽光発電パネルの発電電力を最大限に有効活用するため、ソーラータウン内で電力を蓄え、さらに隣同士のソーラータウンで、電力を最適に融通しあうことで規模の効果を出し、太陽光発電の余剰電力の融通や、負荷の平準化を行う。

本研究ではコミュニティ間で電力を融通するため、異なった周波数同士でも電力の融通ができるパワールータを利用し、情報線を用いずに蓄電池容量に応じた垂下特性を周波数と電圧に与え、蓄電池残量の平滑化を行う。本提案では情報線を用

いないため、設備コストを大きく減らせると考えられる。

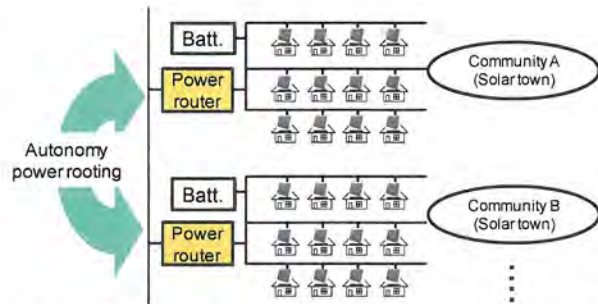


Fig. 1 A concept image of Autonomy Enhanced PV Clusters - AE-PVC

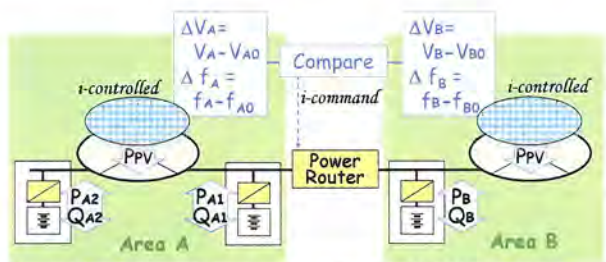
本研究は現在までに、「自律度向上型コミュニティ太陽光発電ネットワーク」の基本構想構築や蓄電ステーション、新型パワーコンディショナの基本開発、日射量予測、電気二重層キャパシタ(EDLC)付き個別PVシステム、SiC パワーデバイス適用効果の検討、市場導入における課題などについて検討を重ねてきた 11)。

本論文ではそれらの研究のうち、電力融通の研究について実際に機器を製作し、シミュレーションが有効であることを確認したので、これについて報告する。

3. 電力融通技術

コミュニティ間の電力の融通方式を図2に示す。電力の融通を行うパワールータには BTB 方式 (Back to Back) やマトリックスコンバータを用い、非同期で連系する。本実験では BTB 方式を用いた。

また、バッテリー容量を平準化するための制御方式を図3に示す 12-13)。バッテリー容量レベル (SOC) に対して周波数垂下特性を設け、コミュニティ内の周波数によりバッテリー残量を示す。これをパワールータが周波数を比較し、蓄電池残量の低い側へ電力を融通する。



Power Router: Asynchronous, i-controlled AC-AC converter
 PPV: Current controlled PV Inv.,
 PA, PB: autonomously balanced by freq.-droop for each town,
 QA, QB: autonomously balanced by voltage-droop for each town,
 PAB, (QAB): adjusted according to $\Delta f_A \sim \Delta f_B$ (and $\Delta V_A \sim \Delta V_B$)
 Fig. 2 A principle of proposed Power Router

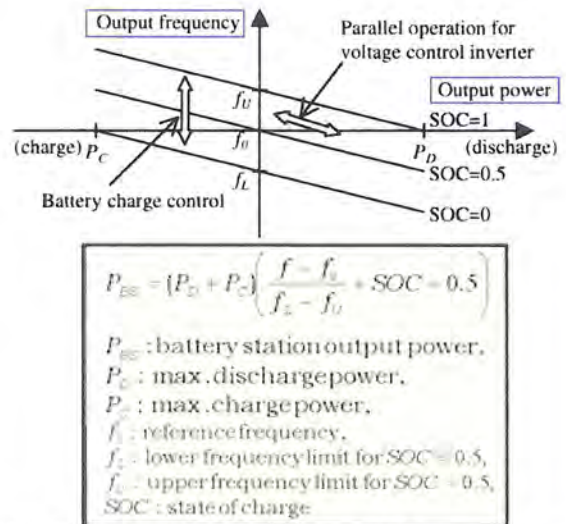


Fig. 3 f-droop control for parallel operation and SOC balance¹³⁾

4. 実証試験設備

これらの実証試験を行うため、東京工業大学の蔵前会館東棟に実験機器を設置した。屋上に、実証試験用ソーラーパネル、蓄電池と電力の最適融通システム (パワールータ) を設置し、ソーラータウンを模擬した実証試験を行った。システム構成を図4~7、表1に示す。今回は2つのコミュニティ間の連携について実証するため、太陽光発電システム、アレイシミュレータ、プログラマブル負荷を2式導入した。パワールータは1台である。パワーコンディショナは1台で蓄電池の制御と太陽電池の両方の制御が可能である。



Fig. 5 “Tokyo Tech Front” built in May 2009 at the main gate of Tokyo Institute of Technology. The equipments have been installed here.

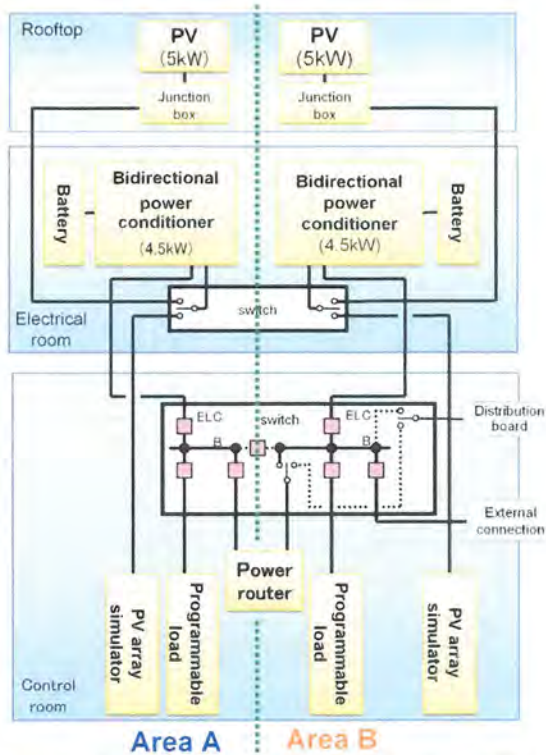


Fig. 4 A system diagram of the AE-PVC experimental system

Table 1 List of experiments

- <太陽電池モジュール>
 - 方式 : 結晶系シリコン
 - 最大出力 : 5 kW×2 式
 - パネル寸法 : W894×D1319 mm
 - メーカー : 三洋電機株式会社
- <パワールーター>
 - 容量 : 5.0 kW
 - 定格 : AC200 Vrms
AC25.0 Arms
 - 寸法 : W570×H1450×D850 mm
- <パワーコンディショナ>
 - 方式 : 電圧型電流制御方式 (連系)
電圧型電圧制御方式 (自立)
 - 容量 : 4.5 kW×2 式
 - 寸法 : W700×H290×D160 mm
- <蓄電池>
 - 方式 : 制御弁式据置鉛蓄電池
 - 容量 : 8.96 kWh×2 式
 - 電圧 : 128 V
 - 寸法 : W910×H1300×D530 mm



Fig.6 10 kW PV system installed on rooftop of Tokyo Tech Front



Fig.7 Power router (left) and Power conditioner and Battery (right)

5. 実証試験

図 8 に工業負荷と商業負荷の 2 つのコミュニティをパワールーターで接続した構成で実験した試験結果を示す。期間は 3 日間、日射量は雨、晴れ、晴れを想定し、太陽電池容量は 1 kW、負荷は平日を想定し、電気学会標準問題の工業負荷、商業負荷を利用した。蓄電容量は満充電を初期値とした。周波数垂下特性は SOC 1.0 を 52Hz, SOC 0.0 を 48Hz として実験を行った。

1 日目は日射量がないため、負荷に応じて蓄電容量が低下し、それを周波数が示している。2 日目の太陽が昇る前は工業負荷が大きく、商業地区から工業地区へ電力の融通が起きている。太陽が出る日中は負荷が双方とも近い大きさであるため、どちらも充電し、周波数は上昇している。2 日目夜間は工業負荷が大きいため、商業地区から工業地区への融通が起きている。3 日目は日中に商業地区で日射量が低下し、工業地区から商業地区へ電力を融通している。3 日目終了時はほぼ同タイミングでバッテリー残量がなくなった。

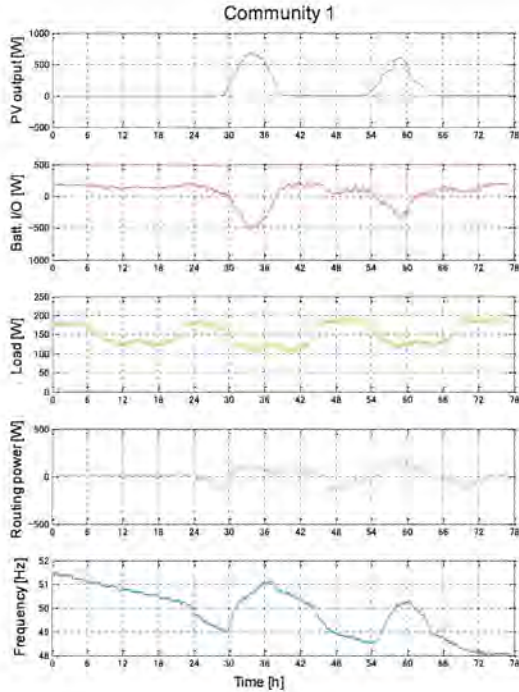


Fig.8-a Experiment results of community 1: Industrial load

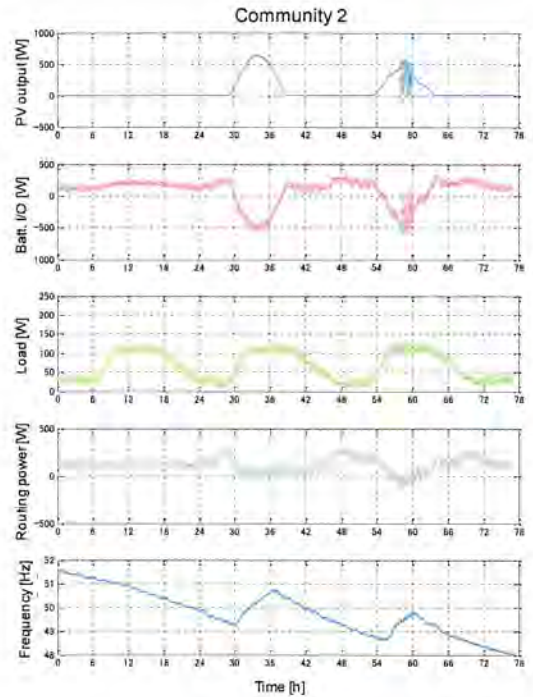


Fig.8-b Experiment results of community 2: Commercial load

6. まとめ

東京工業大学 蔵前会館 (Tokyo Tech Front) に自律度向上型太陽光発電システム (AE-PVC) の周波数垂下特性について実験を行う実証試験設備を設置し、2つのコミュニティを想定して提案手法の実験を行った。

結果、2つのコミュニティの蓄電容量の平滑化ができ、情報線を用いずに負荷平準化を行うことができた。

今後は、1つのコミュニティ内で複数のインバータを接続し、周波数垂下特性により蓄電容量・負荷の平準化を行うシステムを構築する。

参考文献

- 1) 電力中央研究所, ライフサイクル CO2 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
- 2) K. Komoto, et.al., Energy from the Desert: Very Large Scale Photovoltaic Systems: Socio-economic, Financial, Technical and Environmental Aspects, Earthscan, 2009
- 3) Fthenakis, V. M., H. C. Kim, et al. (2008). "Emissions from photovoltaic life cycles." Environmental Science & Technology 42(6): 2168-2174.
- 4) 麻生内閣総理大臣記者会見 (平成 21 年 6 月 10 日)
- 5) 電気事業連合会長定例記者会見, 平成 20 年 5 月 23 日

- 6) 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.

- 7) H. Colin, et.al., Practical implementation of grid connected energy storage systems with lithium-ion battery: the grow-ders project, Proceedings of 24th EUPVSEC, 2009
- 8) 日経新聞 2009 年 7 月 31 日朝刊, 次世代電力網整備 日米 100 億円規模で
- 9) 第 5 回 CEE シンポジウム講演要旨集, 東京大学エネルギー工学連携研究センター, 2009 年 10 月 2 日
- 10) 資源エネルギー庁低炭素電力供給システムに関する研究会, 低炭素電力供給システムの構築に向けて, 2009 年 7 月
- 11) NEDO 技術開発機構 太陽光発電技術研究開発, 革新的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 16 年度~17 年度
- 12) 岡田, AC モジュールによる独立電源システムの制御特性解析, 電子情報通信学会, 信学技報, EE99-30, p.p. 7-13, 1999 年 11 月
- 13) Okada, N. and K. Takigawa (2001). "Advanced concept for dispersed power supply system using AC modules." Solar Energy Materials and Solar Cells 67(1-4): 571-581.

93

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

会員 ○ 植田 譲 (東京工業大学)
会員 黒川浩助 (東京工業大学)
小西博雄 (NTTファシリティーズ)

会員 伊藤雅一 (東京工業大学)
工藤 満 (NTTファシリティーズ)

Detection of the malfunction and failure identification of the amorphous PV array

Yuzuru UEDA*, Masakazu ITO*, Kosuke KUROKAWA*
Mitsuru KUDO** and Hiroo KONISHI**

* Tokyo Institute of Technology
2-12-1 Ookayama, Meguro-ku, Tokyo, 152-8550, JAPAN
** NTT FACILITIES, INC.

ABSTRACT

This paper describes the data analysis method for the malfunction detection for the PV systems. Failure identification procedure for the amorphous PV array is also summarized. Calculation of the system peak power loss factor is essential for the malfunction detection. Three percent of the system peak power loss is observed in one of the PV systems, this system had a string failure. Presented procedure is demonstrated in the system and failure identification is successfully completed. Lessons learnt from the failure identification are also summarized.

キーワード: 太陽光発電システム, 故障, 性能評価

Keywords: PV system, Malfunction, Performance evaluation

1. はじめに

持続可能なエネルギーシステムの構築に向け、日本国内においてもメガワットを越える大規模な電力供給用太陽光発電(PV)システムの構築が進んでいる。筆者らは、「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」(NEDO 技術開発機構からの委託事業)において、山梨県北杜市に2MW級のPVシステムを構築し、大規模PVシステムの普及に向けた研究に取り組んでいる⁽¹⁾。

PVシステムは、固定架台に設置した場合には可動部分が無く、太陽電池モジュールが耐候性を有している事から日常的なメンテナンスの必要性がなく、一般には20年以上の設備寿命が期待できると考えられている。しかし、実際にはインバータ故障やモジュール不具合などのシステム出力の低下につながる故障事例も報告されている^(2,3)ため、完全なメンテナンスフリーではなく、システムの生涯発電量最大化のためには、適

切なモニタリングや最低限のメンテナンスが必要であると考えらるべきであろう。本論文では、大規模な電力供給用の太陽光発電システムを対象とし、太陽電池アレイ面日射強度、モジュール裏面温度、および太陽電池アレイ出力などの計測データを用いてストリング故障を検出する解析手法と、現地における故障箇所特定手法を提案し、実フィールドにおける適用事例を報告する。

2. システム概要

本論文にて故障検出を行ったシステムの太陽電池はアモルファスシリコン型太陽電池であり、そのモジュールの基本特性はTable.1の上段に示した通りである。また、下段には比較のため、一般的な多結晶シリコン型太陽電池モジュールの基本特性を示した。

太陽電池アレイ構成はインバータに対して適切な入力電圧となるように直列枚数を決定し、適切な入力電流値の範囲内で所望の出力となるように並列数を決定する事が一般的である。本論文にて対象としたアモルファスシリコン型太陽電池アレイは、5直列34並列、合計170枚のモジュールから構成された約10kWのアレイであり、定格出力10kWのインバータに接続されている。インバータには6回路に集約して接続しており、各入力回路に接続されたストリング数は、6ストリングが4回路、5ストリングが2回路である。一方、比較対象とした多結晶型の場合には、同じ10kW程度のシステムを構成する際には15直列4並列となる。このように、アモルファス系太陽電池では結晶系太陽電池と比べて同一容量において並列数が多く、複数の直列回路を集約してインバータへ接続することか

Table.1 Specification of the PV modules

	Pmax [W]	Voc [V]	Isc [A]	Vpm [V]	Ipm [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

ら個々のストリング電流を計測することが困難であり、1ストリング故障時の出力低下が結晶系と比べて軽微になるため、計測データによるストリング故障の検出が難しくなる。

北杜市の実証試験サイトには、今回の評価対象である約10kWのアモルファスシリコン型太陽電池アレイを合計3台、方位角南で傾斜角を15度、30度、45度と変化させて設置している。アレイは縦方向に4段、横方向に43列の長方形で構成されており、端数となる2枚分は設置していない。これらのアレイの写真をFig.1に示す。

日射計は評価対象アレイに併設された結晶系太陽電池アレイにおいて、15度、30度、45度の各面のアレイ面日射強度を実測している。太陽光発電システムにおける日射計測は、入力エネルギーを正確に計測するという意味で重要であり、発電量だけではなく、システム出力係数等の算出が可能となることから、発電特性の評価において有用である。しかし、日射計の価格がセンサ部の種類や精度により数万から数十万円と高価であり、住宅用PVシステムなどではシステム価格に対して日射計設置による価格上昇分が大きくなるため、設置されない事が多い。しかし、大規模な電力供給用のPVシステムでは、日射計のコストがシステム全体のコストに対して相対的にわずかであることや、太陽電池アレイ群が同一方位角、同一傾斜角で設置される事が多く代表点における計測で十分である事などから、1個以上の日射計を設置する事が一般的である。

太陽電池モジュールの裏面温度は、各アレイの中央付近に位置するモジュール裏面の、モジュール中央付近に熱電対を貼付けることにより計測した。

全ての計測データは1分間隔のデータとして収録し、解析に用いた。

3. 計測データを用いた故障検出手法



Fig.1 Photo of the amorphous PV arrays

PVシステムは日射のエネルギーを電力に変換する装置であり、ある期間に太陽電池アレイに入射した日射量が全て基準太陽光で供給された場合、常にモジュール温度が25°Cであれば、(1)式に示す基準アレイ出力電力量(E_{AS} [kWh])が期待できる。

$$E_{AS} = P_{AS} \cdot \frac{H_{Ag}}{G_S} \quad (1)$$

ここで、

P_{AS} : 標準太陽電池アレイ出力 [kW]

H_{Ag} : アレイ面日射量 [kWh/m²]

G_S : 基準太陽光 [kW/m²]

しかし、屋外に設置されたPVシステムの発電性能は日射強度や分光放射照度分布の変化に加え、気象条件やシステム構成、周囲環境の影響を受けるため、実際の発電量には損失や利得が生じる。そこで、システム評価においては(2)式に示したシステム出力係数(K)を用いて、システム発電性能を評価する事が一般的である。

$$K = \frac{E_{PCS}}{E_{AS}} = \frac{E_{PCS}}{P_{AS}} \cdot \frac{G_S}{H_{Ag}} \quad (2)$$

ここで、

E_{PCS} : システム出力電力量 [kWh]

システム出力係数は、高いほど発電性能が高いといえ、大規模なPVシステムでは0.8(=80%)程度の値⁽⁴⁾が期待できる。

一方、システム出力係数が1に満たない部分は損失が生じていると考えられる。PVシステムの発電特性評価手法であるSV法⁽⁵⁾(ここでは入力データに1分値を用いるLevel5を用いる)では、エネルギー変換過程で生じる様々な損失や利得を以下に示す12種類の損失要因に分類し、それぞれの影響を損失係数(K_X)で表すことにより、各損失要因の影響の定量的な評価が可能である。

1. 日陰 (K_S)
2. システム最大出力損失 (K_{SPL})
3. 反射(入射角依存性) (K_I)
4. モジュール温度 (K_T)
5. PCS容量不足 (K_{PC})
6. システム電圧上昇時の出力抑制 (K_{OR})
7. 動作点ミスマッチ(高電圧側) (K_{MIV})
8. 変動 (K_F)
9. その他 (K_O)
10. 直流回路抵抗 (K_{DC})
11. PCS(インバータ) (K_{PCS})
12. PCSオフ (K_{PCO})

損失係数は1であればその要因の前後で出力に変化が無い事を意味し、1未満であれば損失を、1以上であれば利得を意味する。また、システム出力係数は(3)式に示すように個々の損失係数の積で表すことができる。

$$K = K_S \cdot K_{SPL} \cdot K_I \cdot K_T \cdot K_{PCC} \cdot K_{OR} \cdot K_{MHV} \cdot K_F \cdot K_O \cdot K_{DC} \cdot K_{PCS} \cdot K_{PCO} \quad (3)$$

これらの損失係数のうち、システム最大出力損失係数は、ある評価期間における実質的なシステムの最大出力を表す係数である。システムに故障が無い場合には、この係数は主に定格誤差、モジュール表面の劣化や定常的な汚れ、アレイを構成するモジュール間の最大出力動作点のアンバランスなどの影響を表すほか、アモルファス系の太陽電池では光照射・温度履歴などによる発電性能の劣化・回復特性の影響も含まれる。システムに故障が生じた場合には、システムの最大出力が低下すると考えられるため、その影響はSV法の解析において、システム最大出力損失係数に現れる。屋外に設置されたPVシステムの発電量は日射の変化を含め様々な要因の影響を受けているため、発電量の計測のみでは、これらの影響の定量的な把握は困難であるが、SV法を用いることにより、屋外において常に変化する出力からインバータ、モジュール温度、角度特性や日陰など様々な影響を分離し、評価期間中の実質の最大出力の算出が可能となる。

システム最大出力損失係数の算出では、評価期間中の全計測データの中から理論的、または経験的に得られた判定式を用いて K_{PCO} , K_O , K_F , K_{MHV} , K_{OR} , K_{PCC} が極小であるデータ(これらの係数が1となる)を選び出し、選ばれたデータに対して K_{PCS} , K_{DC} , K_T , K_I を理論式や経験式を用いて算出する。その後、計算済みの損失係数の影響を取り除いたシステム出力値をその時の E_{AS} で除した値の最頻値として評価期間中の最大出力を算出し、 K_{SPL} とする。なお、 K_S の算出には K_{SPL} が必要であるため、この時点で K_{SPL} に K_S の影響が含まれる可能性があるが、SV法では K_{SPL} の算出前にいったん K_{SPL} を1として K_S を算出し、このときの K_S が一定値以下の場合には K_{SPL} の算出時に当該データを除外することにより、日陰損失がシステム最大出力損失係数の算出に影響を及ぼすことを回避している。

4. 計測データによる故障検出事例

評価対象であるアモルファスシリコン型システム3台と比較用の多結晶シリコン型PVシステムの2008年4月～2009年7月までのシステム出力係数とシステム最大出力損失係数の月別の算出結果を Fig.2, Fig.3 にそれぞれ示す。なお、アモルファスの傾斜角45度は2008

年11月、12月にPCSの不具合により停止している。

結果より、多結晶シリコン型システムのシステム出力係数が、主にモジュール温度上昇による効率の低下により夏季に低下し、冬季には上昇しているのに対し、アモルファスシリコン型ではいずれの傾斜角においても逆の傾向となっている。モジュール温度の変化による効率の変化を表す温度係数は、一般的な結晶系において $-0.4 \sim -0.5\%/^{\circ}\text{C}$ であるのに対し、アモルファス系では $-0.2\%/^{\circ}\text{C}$ 程度と小さいが、負の係数であることには変わりがないため、このようなシステム出力係数の季節推移の原因としては、発電時の温度以外の影響、特に光照射と温度の履歴による劣化や回復特性の影響が大きいと考えられる。また、アモルファス系の異なる傾斜角間による比較では、傾斜角45度のシステム出力係数が一貫して低めであるが、欠測期間を含め、冬季には他の傾斜角と同等になっている事が予想される。異なる傾斜角では、季節間でそれぞれ日射量が異なり、45度では冬季に日射量が多く、その結果モジュール温度も高めになるが、逆に15度では夏季に日射量が多く、温度が高めになる。結果、気温の高い夏季にモジュール温度が高くなる15度において、効率の回復が多く見られている可能性が考えられる。さらに、季節間で発電量が異なることから、インバータの負荷率もシステム間で異なるため、低負荷率のシステムではインバー

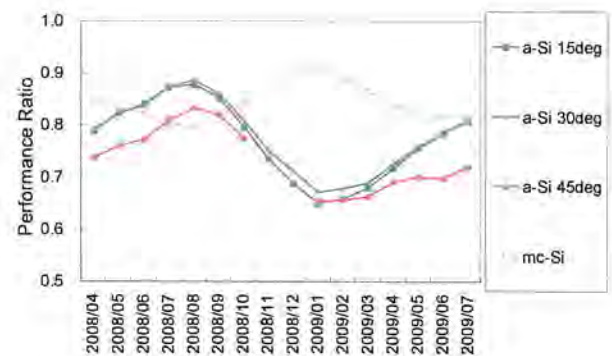


Fig.2 Monthly performance ratios

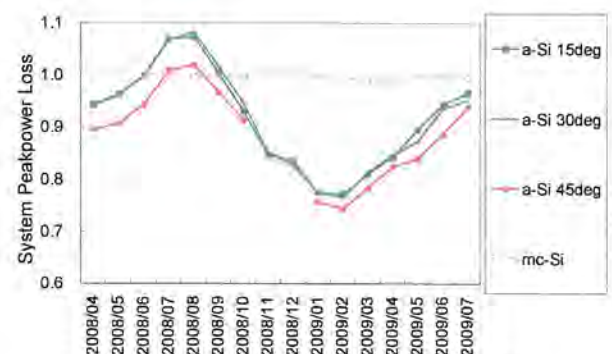


Fig.3 Monthly system peak power losses

タの変換効率が低くなっている事も考えられる。このように、システム出力係数のみの比較では、様々な要因の影響が分離できないため、低いシステム出力係数の原因が故障なのかどうかの判断が難しい。

次に、システム最大出力損失係数の算出結果を見ると、結晶系において評価期間中、一定の最大出力を示し、劣化や不具合の傾向が見られないのに対し、アモルファス系では先に述べた光照射と温度履歴による影響で、夏季に最大出力が上昇し、冬季に低下している。この変化は年間で約 30%と大きなものであり、傾斜角間でわずかな違いが見られるものの、45 度のシステムが常に低めに出ている事が分かる。特に初期劣化の影響が少なくなった 2009 年以降のデータでは、45 度のシステムが常に 2~3%低い結果となった。2~3%の最大出力の低下は、34 本のストリング中、1 本の欠落に相当するため、この結果より、ストリング故障が発生していると考えられるに至った。

5. 実フィールドにおける故障箇所特定手法

前節に見たように、アモルファスシリコン型太陽電池アレイの傾斜角 45 度のシステムにおいてストリング故障が疑われるため、現地にて故障箇所特定作業を行った。作業は 2009 年 5 月 9 日に行った。当日は天候に恵まれ、作業時間中はほぼ快晴日の理想的な日射パターンであった。

作業はインバータへの入力となる 6 回路のそれぞれの電流値をクランプ型の電流センサにて計測することから始めた。先に述べたように、6 ストリングが 4 回路、5 ストリングが 2 回路であるため、電流値はそれぞれ異なるが、1 ストリングあたり 0.8A 程度が期待できる日射強度において、ある 1 回路の電流が 1 ストリング分少ない結果となった。

そこで、電流値の足りないストリング群の個々のストリングの電流値を、モジュール裏面のケーブル引き回し部分にて測定したところ、あるストリングにおいて電流値がゼロであることが判明した。

以上の故障箇所特性作業に要した時間は 10 分以下であったが、これには以下のような要因により作業性が良好であった事が貢献している。

- 接続箱、またはインバータ入力回路部において、クランプセンサが容易に使用できたこと。
- 各回路に接続されたストリング群が設計図の通りの配置であり、特定に手間取らなかった事。
- アレイ裏面から足場などを用いずに、容易に配線にアクセスが可能であったこと。

故障箇所特定の後、他のシステムにおいてもストリ

ング電流の計測などを行ったが、ストリングが高い位置になった場合には足場が必要になるほか、傾斜角 15 度のシステムではアレイ裏面に作業スペースがほとんどなく、著しく作業性が低いことが確認できた。また、風の影響などを考慮するとモジュール間の配線には余裕を持たせず、しっかりと固定する事が望ましいが、ここで述べたようなストリング電流の計測では、ある程度の余裕を持たせた方が、作業性が向上する事も確認できた。

なお、故障箇所特定後の詳細調査により、ストリング故障の原因は配線不具合であった事が分かった。

6. まとめ

本論文では、計測データと SV 法を用いてシステム最大出力損失係数を算出し、その値をシステム間で比較することにより、ストリング故障等の不具合発生の検出が可能である事を示した。同じ構成のシステムが存在すれば検出は比較的容易であるが、異なる傾斜角等においても 2~3%の出力低下を検出可能であり、並列数が多く季節によって効率が大きく変化するアモルファスシリコン型太陽電池においても、本手法が有効である事が確認できた。比較対象が無い場合でも継続的にモニタリングを行うことで故障発生時には検出が可能であると考えられる。また、実フィールドにおけるストリング故障の特性作業を行い、その手順と故障箇所特定結果、および得られた知見も本稿にまとめた。

今後は、さらに大規模なメガワットクラスのシステムにおいて、本手法の有効性を検討していきたい。

なお、本稿をまとめるにあたり、このような機会を与えていただいた(独)新エネルギー・産業技術総合開発機構、及び様々なご協力をいただいた関係者各位に、この場を借りて感謝の意を表する。

参考文献

- (1) 小西博雄・田中良・白木利幸：「大規模太陽光発電システム用 PCS の運転方式検討」電気学会全国大会、7-037(2008)
- (2) 若林始・五十嵐剛・大谷謙仁・高島工：「住宅用太陽光発電システムの不具合事例に関する設置者の意識調査」電気学会 電力・エネルギー部門大会、08-3(2009)
- (3) 加藤和彦：「住宅用 PV システムの保守の実態」産業技術総合研究所 第 5 回太陽光発電研究センター成果報告会、pp.179-180(2009)
- (4) 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」太陽/風力エネルギー講演論文集 2008, No. 10, pp.69-70(2008)
- (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" IEE Japan Vol.127-B, No.1, pp247 - 258, January 2007

91

多数の LED を光源とした

ソーラシミュレータの開発

学生員 ○石崎 雄介 (東京農工大学) 長坂 研 (東京農工大学)

Development of A Solar Simulator using multiple LED

Yusuke ISHIZAKI* and Ken NAGASAKA

*Tokyo University of Agriculture and Technology
 Ken Nagasaka Lab.,2-24-16
 Naka-Cho,Koganei,Tokyo,184-0012 Japan
 e-mail:50008645302@st.tuat.ac.jp

ABSTRACT

Evaluation of the solar cell output is an important factor for research/ development and pricing. At present, for measuring solar cells, a solar simulator with Xenon and Halogen lamps is used at most laboratories, however necessary facilities are large-scale and expensive. In this study, a solar simulator facilitated with multiple LED as a source of light is development. LED had come to be used widely as a source of light for various purposes. The present study enable us to research and to determine to what extend our research can follow the JIS standard.

キーワード: LED,ソーラシミュレータ

Keyword: LED(Light Emitting Diode), solar simulator

1. はじめに

近年のエネルギー需要は、地球環境を考慮して確実に再生可能エネルギーへと推移している。その中でも、太陽光発電(PV)や風力発電はエネルギー供給の一つの手段として認識され、特に PV システムは企業や官公庁のみならず、一般家庭向けの住宅用太陽発電システムの導入量は年々増加傾向にある。そのため、PV の出力特性の測定や性能評価を行うための測器であるソーラシミュレータは、非常に重要である。一般的なソーラシミュレータは、光源である Xe ランプやハロゲンランプの寿命が短い、消費電力が大きい、基準太陽光スペクトルを高精度に再現しようとする装置が高価になってしまうなどの欠点が存在する。本研究では、LED を光源としたソーラシミュレータによる結晶 Si 太陽電池セルの評価手法を提案してきた^[1]。LED は小型、長寿命で省電力という長所を持ち、LED メーカーの競争から放射照度が向上し、かつ安価に入手できるため、現在注目の光源である。LED を光源に用いることにより装置が安価に作れ、測定コストも下げられることから、PV の価格を下げ、更なる普及拡大が期待できる。

2. JIS で定められた規格

LED を用いて、現在市販されているランプ型ソー

ラシミュレータと等価な測定を行うため、JIS により規格化されている『結晶系太陽電池測定用ソーラシミュレータ (JIS C 8912)』を参考とした。ここでは、①放射照度場所むら、②スペクトル合致度、③有効放射面上の放射照度などが条件として挙げられている。Table.1 に JIS により規定されている等級の分類を示す。①は、光源の種類に関係なく有効放射面上において、むらなく均一に照射される必要がある。特に今回の検証に用いる砲弾型 LED の場合、指向角度が小さく、使用する LED の種類により発光強度が異なるため、放射照度場所むらができやすい。本論文では、数種類の LED を用い照射した場合の放射照度場所むら、スペクトル合致度、4 種類の結晶系太陽電池セルに対する実効放射照度をシミュレーションにより求め、検証を行った。

Table.1 Classification of grades

Item	Grade		
	A	B	C
Positional non to uniformity of irradiance	± 2 max	± 3 max	± 10 max
Temporal instability of irradiance [%]	± 1 max	± 3 max	± 10 max
Spectral match	0.75 to 1.25	0.60 to 1.40	0.40 to 2.00

3. シミュレーション

想定する LED ソーラシミュレータは同一面に複数の LED を敷き詰め用いるため、太陽電池セルに対して均等に光を照射できるように放射照度場所むら、スペクトル合致度、実効放射照度についてシミュレーションにおいて検証を行った。

3.1 シミュレーション条件

シミュレーションを行う上での条件として、LED の発光強度は弱いので LED と LED のピッチを狭くし、それぞれを等間隔で配置する。LED の条件としては市販されているものを用い、同一波長帯で発光強度が強く、指向特性が対称であり、出来る限り放射照度場所むらが小さくなるよう指向半値角が 15°以上であるものを使用し、色は各波長帯に 1 種類、計 6 種類とした。この理由として、JIS C 8912 で定められたエネルギー分布の基準は、6 種類の LED を用いることで満たすことが予想されるためである。

3.2 放射照度

光源を 280*280[mm²]、LED を 1600[個]、LED と LED のピッチを 7[mm]とした。また、光源から照射面までの高さは放射照度や放射照度場所むらに関する非常に重要なパラメータであるため、事前にシミュレーシ

ンを行い、最適な高さを 60[mm]とした。以上の条件での放射照度分布を Fig.1 に示す。

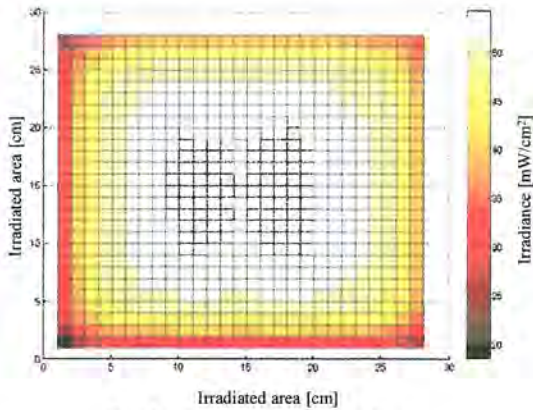


Fig.1 Irradiance distribution

この際、有効照射面を照射面中心の 100*100[mm²]とした場合の放射照度場所むらは 0.87[%]、平均放射照度は 53.88[mW/cm²]であった。以上の結果から、放射照度は JIS 基準 (100[mW/cm²]) の約半分、放射照度場所むらは等級 A を満たす±2[%]以内という結果が得られた。

3.3 スペクトル合致度

3.2 でシミュレーションを行った際と同様の条件で、有効照射面を 100*100[mm²]とした場合の分光放射照度分布を Fig.2 に示す。

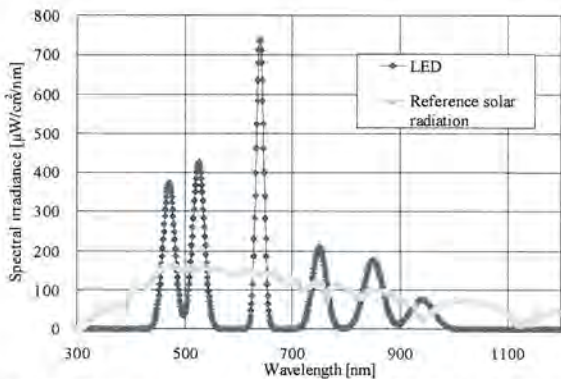


Fig.2 Spectral irradiance of LED and reference solar radiation

また、スペクトル合致度を式(1)より算出し、各波長帯とすべての波長帯におけるスペクトル合致度とそれに対応する等級を Table.2 に示す。

$$M_i = \frac{\int E_s(\lambda) d\lambda}{\int E_0(\lambda) d\lambda} \quad (1)$$

- M_i : スペクトル合致度
- λ : 光の波長
- E₀(λ) : 波長 λ での基準太陽光の分光放射照度
- E_s(λ) : 波長 λ でのソーラシミュレータの分光放射照度

Table.2 Spectral match

Wavelength [nm]	Spectral match	Grade
400 to 500	0.75	A
500 to 600	0.77	A
600 to 700	0.98	A
700 to 800	0.61	B
800 to 900	0.83	A
900 to 1100	0.70	B
400 to 1100	0.72	B

Table.2 から各波長帯におけるスペクトル合致度は、等級 A、あるいは等級 B に収まっており、400 から 1100[nm]の波長帯においては等級 B であった。以上から光源に LED を用いても、各波長帯に 1 種類毎、6 種類の波長帯に 6 種類の LED を用いることで、JIS の規定する等級の分類にスペクトル合致度が収まることが明らかになった。

3.4 実効放射照度

3.2 の条件で、3 種類の単結晶太陽電池セルと 1 種類の多結晶太陽電池セル、計 4 種類の結晶系太陽電池セルにおける実効放射照度の算出結果を Table.3 に示す。実効放射照度とは太陽電池セルにとっての光の強さ、つまり実効的な放射照度のことで、基準太陽光を照射した際の短絡電流に対する LED 光源の短絡電流の割合である。

Table.3 Effective irradiance

Solar cell	Effective irradiance [Sun]
sc-Si0	0.72
sc-Si1	0.73
sc-Si2	0.71
mc-Si	0.74

Table.3 から 4 種類の結晶系太陽電池セルにおいて 0.7[Sun]以上の実効放射照度が得られる結果が得られた。

4. まとめ

JIS 規格に則した LED を光源とするソーラシミュレータが実現可能か否かについて検討を行った。様々な要因に関しシミュレーションを行った結果、放射照度場所むら、スペクトル合致度共に JIS 規格の等級内に収まることが明らかになった。また、放射照度は 100[mW/cm²]に達することはできなかったが、4 種類の太陽電池に対し実効放射照度は 0.7[Sun]以上に達することが確認できた。以上から、LED を光源とした場合でも JIS 規格で定められている放射照度場所むら、スペクトル合致度について基準を達成できることが明らかになった。

謝辞

本研究において、アドバイスを頂いた産業技術総合研究所の津野裕紀氏に感謝いたします。

参考文献

[1]Shogo Kohraku, Kosuke Kurokawa: "A fundamental experiment for discrete-wavelength LED solar simulator", 14th International Photovoltaic Science and Engineering Conference (2004)

空間補間法を用いた日射強度推定方法の検討

会員 ○川崎 憲広 (東京工業大学)
 会員 島陰 豊成 (NTTファシリティーズ)
 角田 二郎 (NTT)

会員 西岡 宏二郎 (NTTファシリティーズ)
 山根 宏 (NTTファシリティーズ)
 会員 黒川 浩助 (東京工業大学)

A study on method for estimating of irradiation
 using spatial interpolation

Norihiro KAWASAKI *, Kojiro NISHIOKA **,
 Toyonari SHIMAKAGE **, Hiroshi YAMANE **,
 Jiro SUMITA ***, and Kosuke KUROKAWA *

* Tokyo Institute of Technology
 2-12-1 Ookayama, Meguro-ku, Tokyo, 152-8550, JAPAN
 Fax: +81-3-5734-3429, E-mail: norihiro@iri.titech.ac.jp
 ** NTT FACILITIES, INC.
 *** NIPPON TELEGRAPH AND TELEPHONE CORPORATION

ABSTRACT

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: 空間補間, クリギング, ならし効果

Keywords: spatial interpolation, kriging, the smoothing effect

1. はじめに

CO₂の増加に伴い、地球温暖化が加速する中、世界各国で様々な議論がなされている。その中で2009年9月22日の国連気候変動サミットにおいて鳩山由紀夫首相は我が国の温室効果ガス削減目標を「1990年比の25%削減を2020年までに達成する」と国際的に公約した⁽¹⁾。この目標達成のため、低炭素社会に向けた取り組みが今後より一層行われていくことになる。日本国内だけでも様々な産官学連携のプロジェクトが行われており、非常に興味深い成果も数多くある。その中でも、東京工業大学の統合研究院では、AES (Advanced Energy Systems for Sustainability: 先進エネルギー) プロジェクトにおいてCO₂排出を世界で50%削減するために必要な先進エネルギーシステムの開発・実証研究を産官学連携で推進している⁽²⁾。サブプロジェクトとして、燃料電池(コプロダクション)、太陽光発電、

太陽熱発電、スマートパワーネットワーク、再生可能エネルギーを利用した電気自動車のインフラシステム、海洋バイオマス、先進電力マネジメント、次世代空調などがあり、統合型インフラの構築に必要な基盤技術とシステム化のための技術の確立を目指している。

以上のような背景の下、太陽光発電に注目すると、従来から大量導入時の電力系統への影響が懸念され、課題となっている。この課題を検討する上で無視できないのが、ならし効果という変動平準化効果である。太陽光発電システムはエネルギー密度が低いので、導入容量を増やしていくと設置面積が拡大する。すると、各地点の変動(特に短周期)は時間的なずれを持っているので、全体としての変動は平滑化される。そのため、発電電力の安定化に貢献できる。ならし効果に関して、これまでに様々な研究が行われてきたが、近年、より詳細な検討が活発に行われている⁽³⁾⁽⁷⁾。内容としては、ならし効果の定量化に関する評価手法⁽³⁾⁽⁴⁾や複数地点の日射強度を偏り無く平均する加重平均の方法⁽⁵⁾、より多くの地点のデータを活用するための検討⁽⁶⁾、ならし効果を定式化するための手法の検討⁽⁸⁾など面的な分解能を高めるための検討も行われている。これらの検討は、電力系統における変動対策のためにより実用的なデータが得られる。そこで本研究では、未計測地点の日射データをより詳細に推定するために、空間補間法であるクリギングという手法を用いたので、この手法の紹介とその妥当性を検証した結果を報告する。

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と1つの保育園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」の実証試験サイトからも同様のデータを取得し、全部で9ヶ所のデータを収集している。それらの位置関係はFig.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。

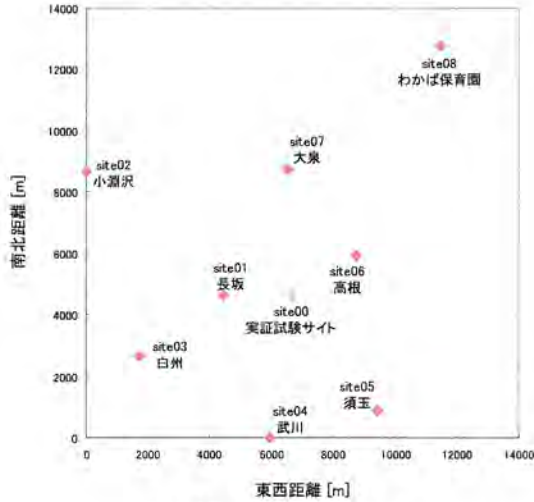


Fig.1 Measurement points

3. 評価手法

空間補間を行い、得られた結果を評価するための変動特性評価手法と空間補間法を紹介する。

3.1 変動特性評価手法

論文(8)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。

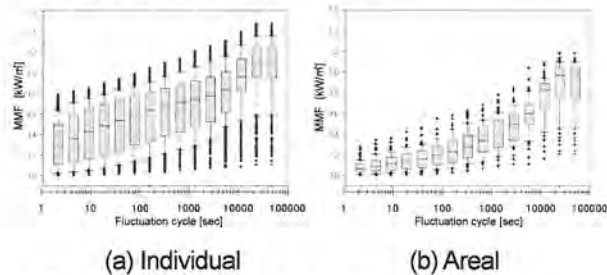


Fig.2 Maximum Magnitude of Fluctuation (MMF)

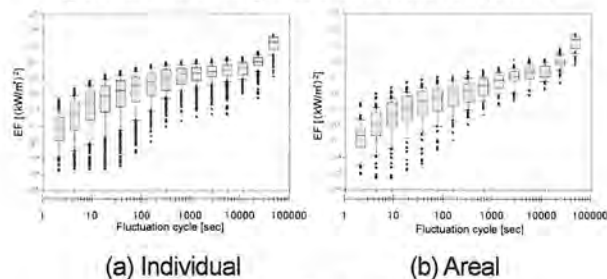


Fig.3 Energy of Fluctuation (EF)

Fig.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。Fig.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Fig.4、曇天日をFig.5、変動日をFig.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、パ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。

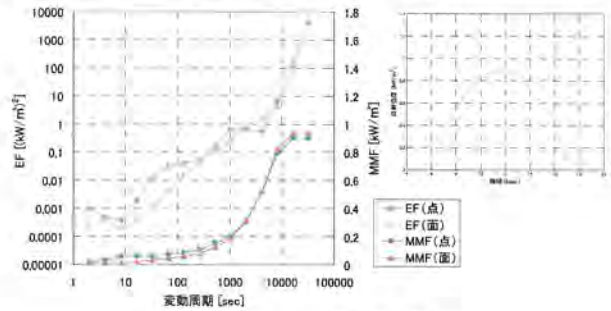


Fig.4 Clear day (2009.4.19)

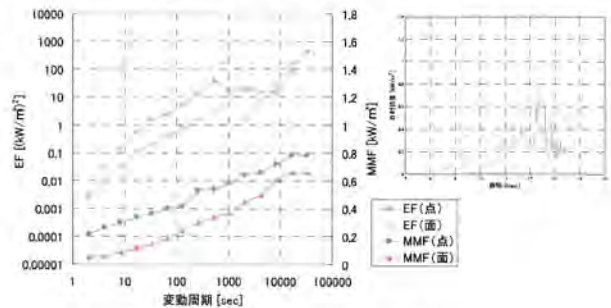


Fig.5 Cloudy day (2009.4.17)

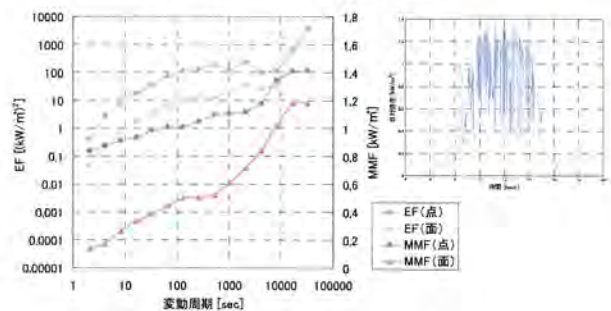


Fig.6 Fluctuation day (2009.5.30)

3.2 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⁹⁾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。Fig.7にはクリギングを用いた日射強度の空間補間の計算フローを示す。

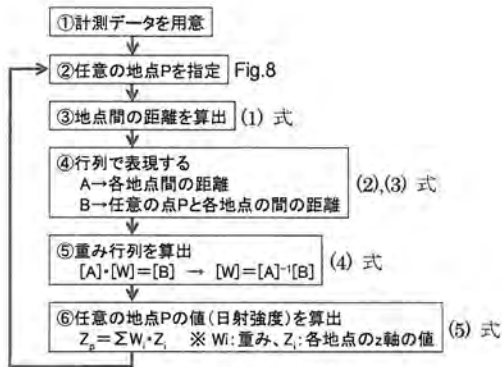


Fig.7 Calculation flow of Kriging

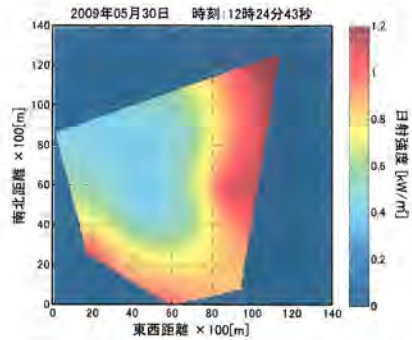


Fig.9 An example of calculation result

ここで簡単な例として、Fig.8, Table.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を算出し行列Aとし、地点Pと各地点間の距離を算出し行列Bとする。それらの行列から重み行列W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Z_pが算出できる。今回対象としているサイトは9地点なので実際の行列Aは10行10列になる。Fig.9にはその計算結果の一例を示す。



Fig.8 Simple example

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

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

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

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

$$Z_p = \sum_i W_i \cdot Z_i = W_1 \cdot Z_1 + W_2 \cdot Z_2 + W_3 \cdot Z_3 = 0.3805 \times 150 + 0.4964 \times 110 + 0.1232 \times 140 = 128.9 \dots (5)$$

4. 空間補間法の妥当性検証

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、9地点のうち1地点を隠し、8地点の日射強度から隠した1地点の位置の日射強度を算出し、実測値と計算値について前述の典型的な天候毎に比較を行った。その結果をFig.10~15に示す。これらの図は、日射強度の計算値と実測値の時系列データとそれらの相関図、さらにそれぞれの変動特性の解析結果とそれらの相関図という構成になっている。

これらの結果より、快晴日においては時系列、変動特性、両方で計算値と実測値の相関が強く、空間補間によって高い精度で日射強度を計算できていることが分かる。

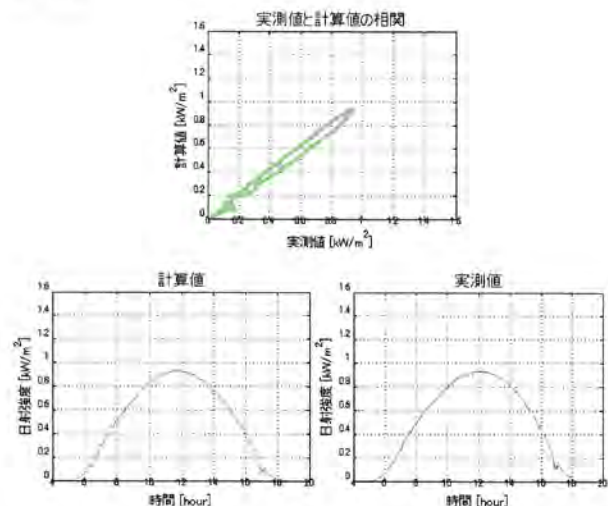


Fig.10 Calculation result of irradiation (Clear day 2009.4.19)

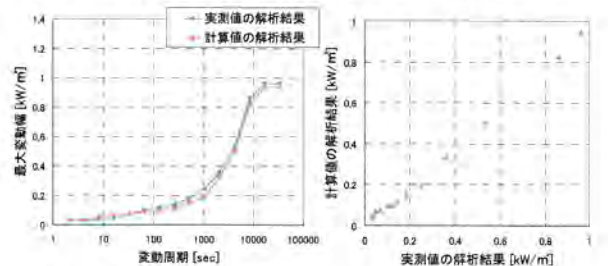


Fig.11 Fluctuation characteristics (Clear day 2009.4.19)

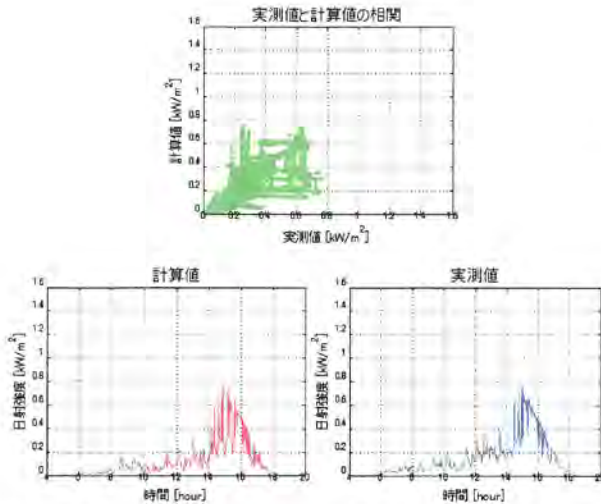


Fig.12 Calculation result of irradiation (Cloudy day 2009.4.17)

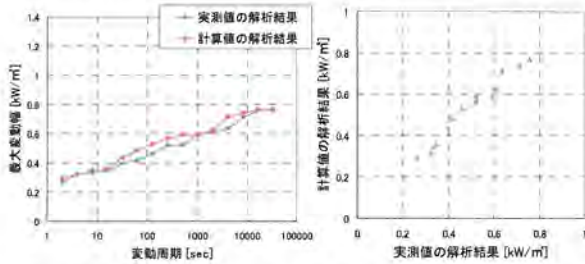


Fig.13 Fluctuation characteristics (Cloudy day 2009.4.17)

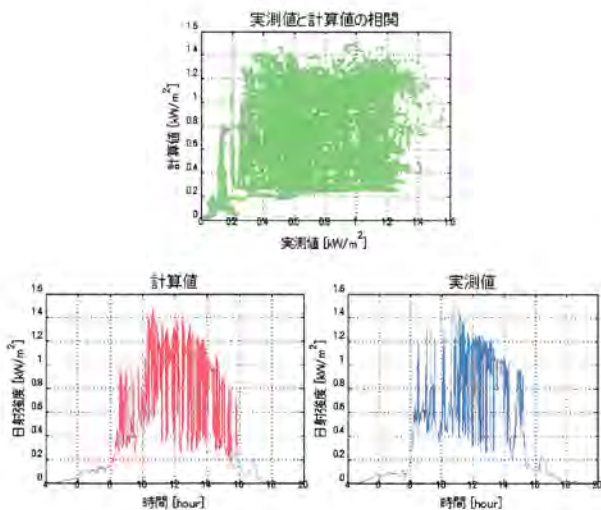


Fig.14 Calculation result of irradiation (Fluctuation day 2009.5.30)

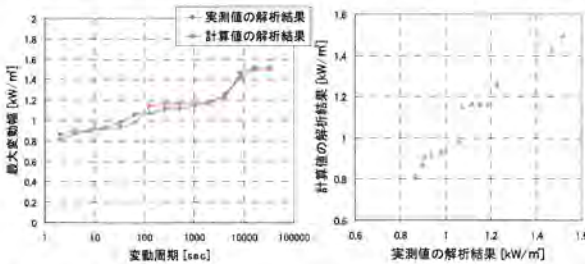


Fig.15 Fluctuation characteristics (Fluctuation day 2009.5.30)

また、曇天日や変動日においては、時系列データの相関図にバラつきが多く、時刻毎に1対1になっていないことが分かる。しかしながら、変動特性解析結果の相関は強く、1地点の変動特性としては非常に良く推定できていることを確認した。

5. まとめと今後の展望

空間補間により算出した日射強度は実測値と比較すると、変動を含む日で時系列の相関にはバラつきがあった。しかし、1地点の変動特性は良く推定できていた。本研究の目的は、面的に広がった日射強度の推定であるので、必ずしも時系列的に一致する必要は無いと考えており、各地点の変動特性ならびにエリア全体の面的な変動特性が重要になってくる。今後は、面的な変動特性においても妥当性を検証し、ならし効果の詳細な分析に発展させていく。

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、「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」の関係各位に心から感謝の意を表する。

参考文献

- (1) 例えば, asahi.com : 鳩山首相、温室効果ガス「25%削減」世界に宣言, <http://www.asahi.com/politics/update/0922/TKY200909220249.html> (2009年10月現在)
- (2) 東京工業大学統合研究院 HP : AES (先進エネルギー) プロジェクト紹介, <http://www.iri.titech.ac.jp/research/project/pj001.html>
- (3) 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年8月
- (4) 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年8月
- (5) 大関, 大谷, 高島, 菱川, 奥水, 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年8月
- (6) 植, 原, 北, 齊藤 (裕), 滝谷, 齊藤 (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年8月
- (7) 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年8月
- (8) 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年
- (9) 例えば, 青木 他 : 地球統計学, 森北出版, 2003年

69

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

会員 ○ 津野 裕紀 (産業技術総合研究所)
 工藤 満 (NTT-ファシリティーズ)
 会員 植田 譲 (東京工業大学)

会員 菱川 善博 (産業技術総合研究所)
 小西 博雄 (NTT-ファシリティーズ)
 会員 黒川 浩助 (東京工業大学)

Quantitative analysis of output loss / gain for various photovoltaic modules under outdoor conditions

Yuki TSUNO*, Yoshihiro HISHIKAWA*, Mitsuru KUDO**, Hiroo KONISHI**, Yuzuru UEDA*** and Kosuke KUROKAWA***

*National Institute of Advanced Industrial Science and Technology, Research Center for Photovoltaics

** NTT Facilities, INC.

*** Tokyo Institute of Technology

Tel: 029-861-5902, E-mail: yu-ki.1111-tsuno@aist.go.jp

ABSTRACT

The performance of a photovoltaic (PV) module at Standard Test Conditions (STC) is valuable for comparing the peak performance of different module types. It does not, however, give enough information to evaluate how the characteristic of PV modules gives the influence to the amount of the energy generation. This paper describes quantitative analysis results of output loss for PV modules to clarify the behavior of several PV technologies in the field. As a result, loss due to PV characteristics and metrological condition is successfully quantified and difference of the outdoor characteristic of various PV modules is clarified

キーワード: 太陽電池モジュール, 定量解析, I-V特性

Keywords: Photovoltaic module, Quantitative analysis, I-V curve

1 はじめに

地球温暖化対策として太陽光発電が注目される中, 今後は大規模 PV システムの導入が進むと予想される。独立行政法人新エネルギー・産業技術総合開発機構では, 将来の大規模 PV システムの導入時に懸念される電力システムへの影響を考慮し, 2006 年度から「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」を行なっている。本事業では北杜サイト (山梨県北杜市) に約 2MW, 稚内サイト (北海道稚内市) に約 5MW のシステムを構築中である。その内, 北杜サイトでは, 各種太陽光発電システムの評価等の研究として, 24 種類の太陽電池モジュールの発電特性

の評価を行っている。本報では, 北杜サイトにおける各種太陽電池モジュールの評価手法の概要, および現在までの評価結果を報告する。

2 北杜サイトにおけるモジュール評価の概要

モジュールの評価を行っているモジュール評価スペースの概観を Fig. 1 に示す。モジュール評価スペースでは 24 種類のモジュールを単体で設置し, I-V 特性, 裏面温度, 日射等を計測することにより, 各種太陽電池の発電特性の比較を行っている。なお, 全てのモジュールは I-V 特性測定時以外は開放状態としている。導入した太陽電池モジュールの一覧を Table 1 に示す。この内, 各種太陽電池を代表するモジュールとして, 多結晶 Si (pc-Si), 単結晶 Si (mc-Si), a-Si/c-Si ヘテロ接合 (a-Si/c-Si (HJ)), バックコンタクト構造単結晶 Si (mc-Si (BC)), アモルファス Si (a-Si), アモルファス/結晶 Si タンデム構造 (a-Si/μc-Si), CIS は, 3 章に示す方法にて詳細な評価を行っている。今回の報告では, これら 7 種類の太陽電池について評価した結果を報告する。



Fig.1 Module evaluation space

3 評価方法

3.1 屋内測定

今回報告する 7 種類のモジュールは, 屋内にて I-V 特性, 分光感度等の測定を行った。屋内測定は, 主に結晶 Si 系と薄膜系で異なる手順にて測定を行い, 結晶 Si 系は, 北杜サイトでの暴露前に, 基準条件 (STC) と, その他の条件での I-V 特性, 分光感度を計測した。薄膜系は初期劣化等の現象が考えられるため, STC での I-V 特性の測定後, 約 2 ヶ月間北杜サイトに曝露し, 屋内にて STC とその他の条件での I-V 特性, 分光感度を計測し, 再度北杜サイトに曝露した。モジュールの定格値と屋内測定結果を比較した結果を Table 2 に示す。a-Si 系太陽電池は, 曝露前は 20% 以上定格

値より出力が大きいが、初期劣化の影響から、曝露後の出力はほぼ定格値と一致した。なお、上記以外の 17 種類のモジュールについては、北杜サイトでの曝露前に STC での I-V 特性のみ測定を行っている。

STC での出力値は、モジュール評価の上で最も重要な指標であり、後述する出力係数を求める点においても、正確な値を知る必要がある。また、分光感度は、STC での高精度な測定に必要なだけでなく、屋外での太陽光の分光放射照度によるスペクトルミスマッチを正確に評価する上で重要な特性である。なお、モジュールの分光感度の測定には、モジュール分光感度測定装置[1]を用いた。他条件の I-V 特性を測定する目的は、温度特性、照度特性を把握するためである。高温・高照度、高温・低照度、低温・高照度(STC)、低温低照度の 4 条件における I-V 特性から、直線補間/補外法を用いることにより、様々な温度・照度における出力および I-V 特性を算出することが可能である[2]。

Table 1 Summary of the PV modules

No.	Cell Type	Type	Manufacture
1	spherical	ST-5151501	SST
2	pc-Si	SPG1786T-02E	Kyocera
3	pc-Si	ND-Q7L5H	Sharp
4	pc-Si	PV-MG167EF	Mitsubishi Elec.
5	a-Si/mc-si hetero-junction	HIP-186N1	Sanyo
6	mc-Si	NT-84L5H	Sharp
7	a-Si (Tandem)	MT130	Mitubishi Heavy Indus.
8	a-Si(Single)	GNB311	Kaneka
9	a-Si (Tandem)	WNB311	Kaneka
10	a-Si (Tandem)	FPV2096-Z4	Fuji Elec.
11	CIS	SC70-A	Syowa Shell
12	CIS	HSPV-125A	Honda Soltec
13	mc-Si	IS-200/32	Iscofoton
14	mc-Si(Back contact)	SPR-210	Sunpower
15	mc-Si	GEPV-173	GE
16	mc-Si	SGC150-W30	E-TON
17	mc-Si	SGC160-W40	KPE
18	mc-Si	SGC160-W16	MOTEC
19	pc-Si	QFC180-W61	Q-Cells
20	pc-Si	QFC190-W75	ErSol
21	pc-Si	BP3170	BP Solar
22	pc-Si	STP240-24/VC	Suntech
23	pc-Si	DAY4 48MC(170)	Day4 Energy
24	Ribbon	ASE-260-G-FT	Schott Solar

Table 2 Comparison between initial and indoor measurements

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

3.2 利得・損失量の定量解析方法

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

って、発電電力量損失を定量化するには、太陽電池の各種特性によって発生する損失(利得)要因の把握が必要である。Fig. 2 は、太陽電池モジュールに入射した太陽光が太陽電池の出力電力に変換されるまでの要因をまとめたエネルギーフローである。便宜上、全ての要因を損失とする。太陽電池モジュールの損失要因は、太陽電池モジュール面に入射する太陽光の入力エネルギーの損失、太陽電池特性による損失の 2 種類に大別される。これらをさらに分類すると、太陽電池の短絡電流と日射強度との線形性を変動させる要因による損失、日射強度と最大電力の非線形性による損失、温度依存性による損失、その他の損失といった要因に分類できる[3]。

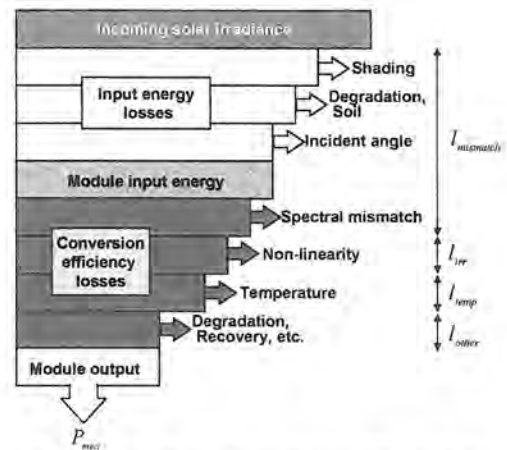


Fig. 2 Energy flow and loss factor of PV modules.

Fig. 2 に示した各種損失要因は、以下の式を用いて算出する。

$$I_{mismatch} = P_{STC} \times \frac{G_{mea}}{G_{STC}} - P_{STC} \times \frac{I_{sc,mea}}{I_{sc,STC}} \quad (1)$$

$$I_{irr} = P_{STC} \times \frac{I_{sc,mea}}{I_{sc,STC}} - P_{cal}(25, I_{sc,mea}) \quad (2)$$

$$I_{temp} = P_{cal}(25, I_{sc,mea}) - P_{cal}(T_{mea}, I_{sc,mea}) \quad (3)$$

$$I_{other} = P_{cal}(T_{mea}, I_{sc,mea}) - P_{mea} \quad (4)$$

ここで、 P_{mea} : 実測最大電力[W], P_{STC} : 基準条件における最大電力[W], G_{mea} : 日射強度(実測値)[kW/m²], G_{STC} : 基準条件における日射強度[kW/m²], $I_{sc,STC}$: 基準条件での太陽電池モジュールの短絡電流, $I_{sc,mea}$: 短絡電流の実測値, $I_{mismatch}$: I_{sc} と日射強度間のミスマッチによる損失電力[W], I_{irr} : 日射強度依存性による損失電力[W], I_{temp} : 温度依存性による損失電力[W], I_{other} : その他の損失電力[W], P_{cal} : I-V 特性の直線補間/補外法を用いて算出した計算値, T_{mea} :

太陽電池モジュール温度の実測値[°C]である。また、ある期間でのモジュール出力係数 K_m は、

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

$$= 100 - \lambda_{mismatch} - \lambda_{irr} - \lambda_{temp} - \lambda_{other} \quad (5)$$

となる。ここで、 $\lambda_{mismatch}$: I_{sc} と日射強度間のミスマッチによる損失割合[%]、 λ_{irr} : 日射強度依存性による損失割合[%]、 λ_{temp} : 温度依存性による損失割合[%]、 λ_{other} : その他の損失割合[%]である。(5)式を用いて損失要因を、評価期間全体もしくは期間を区切って評価することで、太陽電池モジュールの特性と気象との依存性の把握や、種類の異なるモジュール間の比較、各種損失要因が発電電力に与える影響等の定量的な解析が可能となる。

4 結果と考察

4.1 温度特性,照度特性

屋内で計測した I-V 特性を用いて計算した各種太陽電池モジュールの出力の温度係数,日射強度特性を Table 3, Fig.3 に示す。温度係数は, a-Si 系, a-Si/c-Si(HJ), mc-Si, CIS, pc-Si 太陽電池の順に小さい。また,日射強度依存性は,すべての太陽電池において照度低下に伴い効率が低下する傾向は一致しているが,特に a-Si/c-Si(HJ), a-Si 太陽電池は $0.2[\text{kW/m}^2]$ での効率低下が 5%程度と小さく,逆に CIS 太陽電池は,30%程度効率が低下する結果となった。

4.2 各月の発電特性

3.2 で述べた利得・損失量の定量解析方法を用いて月別の出力係数, および各種要因の損失・利得量をまとめた (Fig. 4-7)。なお,薄膜太陽電池については,08/12 から 09/02 の間は屋内測定のため屋外での計測を行っていない。出力係数の傾向は太陽電池の材料,構造によって異なり,主に以下の2点が挙げられる。①結晶 Si 系は冬季に最大となり,夏季に低下した。また, a-Si 太陽電池は,逆の傾向で,夏季に増加した。②CIS 太陽電池は,夏季に出力係数が結晶 Si 太陽電池に比べ大きく低下しており,出力係数も他に比べ約 5%から 15%小さい。

①は λ_{temp} , $\lambda_{mismatch}$ の損失割合から説明できる。結晶 Si 系太陽電池は夏季に λ_{temp} が最大となり,大きいもので約 10%出力係数を低下させている。また,冬季には λ_{temp} は最小となることから,出力係数が増加することがわかる。また, a-Si 太陽電池は,夏季に λ_{temp} は増加するものの,他の太陽電池に比べ小さく,かつ $\lambda_{mismatch}$ が約 10%の利得となっていることがわかる。これは主に太陽光とのスペクトル

ミスマッチやアニールの効果が影響していると考えられる。②の原因は日射強度依存性にあり, Fig. 5 から λ_{irr} による損失が常に 5%から 15%あり,逆に他の太陽電池は 3%以下である。特に梅雨の時期である 6月,7月においては 10%以上損失しており,この差が出力係数の低下の主な原因であると考えられる。

Table 3 Temperature coefficient (TC) calculated from indoor measurements.

Cell type	TC [%/°C]
pc-Si	-0.49%
a-Si/c-Si(HJ)	-0.32%
mc-Si	-0.46%
a-Si/ μ c-Si	-0.31%
a-Si	-0.26%
CIS	-0.46%
mc-Si(BC)	-0.41%

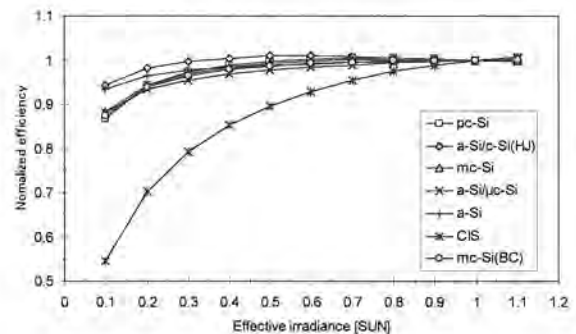


Fig. 3 Irradiance dependence calculated from indoor measurements.

4.3 測定期間全体の発電特性

期間全体での各種太陽電池の出力係数(定格値基準, 実測値基準)と,損失・利得割合を Fig. 8, Fig. 9 に示す。評価期間を統一するために,08/12~09/02 の期間は含めていない。なお, Fig. 9 において 1%以上の損失があるものに限りその値を数値で示した。Fig. 8 の実測値基準の出力係数から, a-Si, a-Si/c-Si(HJ), a-Si/ μ c-Si, 結晶 Si 系, CIS 太陽電池の順に出力係数が高いことがわかる。ただし,この結果は,夏,冬の季節を含んでいないため,年間での評価結果は異なる可能性がある。定格値を基準とした場合の出力係数は,実際にシステムを購入する際の参考となる。特に今回解析した CIS 太陽電池では,出力係数は結晶 Si 系と同等となる点が特徴的である。これは, Table 2 に示したように,定格値と屋内計測値の差が比較的大きいためである。また, Fig. 9 から,ほとんどの太陽電池において λ_{temp} が最大となっていることがわかる。特に結晶 Si 系太陽電池では, λ_{temp} が支配的である。また, a-Si 太陽電池では, λ_{temp} を相殺するように $\lambda_{mismatch}$ が利得となっており,その結果,総合損失量が最も少ない。逆に CIS 太陽電池は, λ_{temp} 以上に λ_{irr} の損失量が多く,他とは異なる傾向を示した。ただし,この CIS 太陽電池の結果は,同サイトに設置された 10kW

のシステムと比較したところ、出力を過小評価している傾向が確認された。今後は屋内測定、屋外測定の両面からこの原因を調査する予定である。

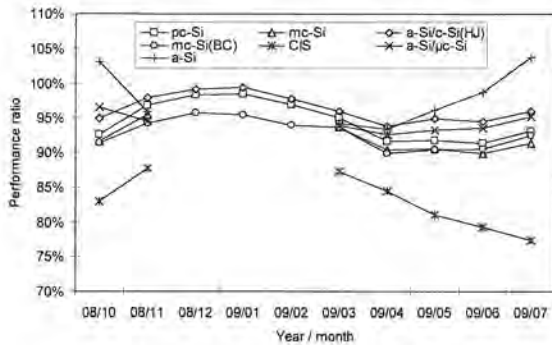


Fig. 4 Monthly performance ratio

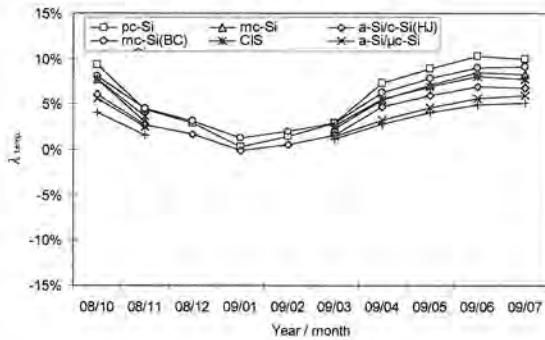


Fig. 5 Monthly loss ratio of temperature dependence

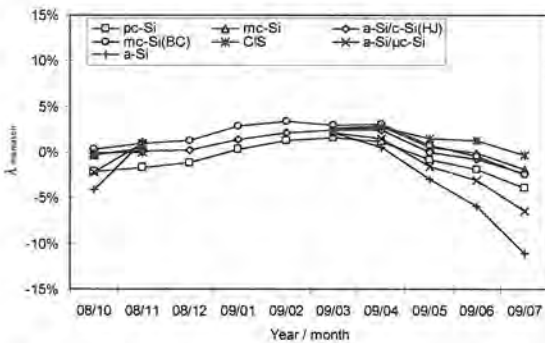


Fig. 6 Monthly loss ratio of mismatch of I_{sc} and irradiance

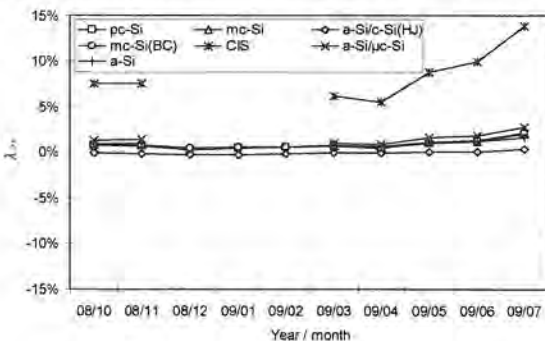


Fig. 7 Monthly loss ratio of irradiance dependence

5 まとめ

北杜サイトにおける各種太陽電池モジュールの評価手

法の概要、および現在までの評価結果を述べた。7種類の太陽電池モジュールについて詳細な解析を行い、屋外条件での損失量を定量的に解析した結果、特性が異なる太陽電池の差を、現実の条件で評価可能であることが示された。また、評価期間を月単位で解析することで、各種特性と設置箇所の季節性との相関を解析でき、評価期間全体で解析することで設置箇所との依存性を解析可能であることが示された。今後は、より長期間の評価を行うと共に、各種太陽電池に適した測定方法の開発、システム発電量との相関の解析等を行う予定である。なお、本研究は新エネルギー・産業技術総合開発機構(NEDO)から委託され実施したものであり、関係各位に感謝する。

6 参考文献

[1] Y. Tsuno, Y. Hishikawa and K. Kurokawa, "A METHOD FOR SPECTRAL RESPONSE MEASUREMENTS OF VARIOUS PV MODULES," 23rd EUPVSEC (2008) 2723-2727.
 [2] 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.
 [3] 津野, 上迫, 黒川, "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 Vol. 34, No6 (2008) 81-86.

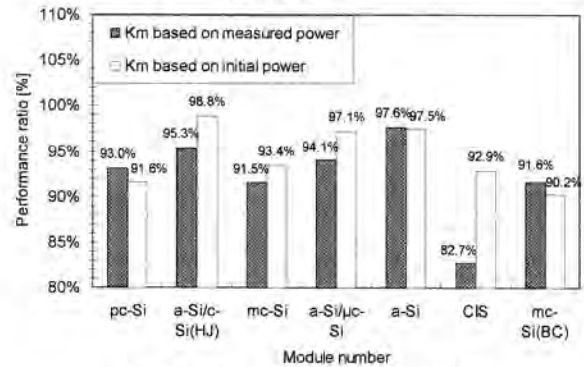


Fig. 8 Performance ratio of PV modules

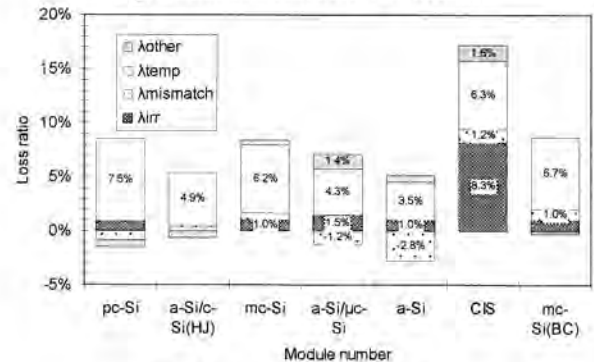


Fig. 9 Loss ratio of PV modules

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

Quantification the Clearness Index Using Fuzzy Inference for Irradiation Forecasting

小宮山 陽平 *・長坂 研 **

Yohei Komiyama

Ken Nagasaka

This paper presents a study on quantification of weather clearness index using fuzzy inference for irradiation forecasting. As the PV generations change greatly by the weather conditions, it may exert a harmful influence on the power systems. Therefore, it is necessary to construct a system that combines PV with some sort of power storage facility to reduce such power fluctuation problem. In addition, the system can operate more efficiently in economy and environmental if the PV generation is estimated some times ahead. Thus, it becomes necessary to reduce the vagueness of weather condition information for the prediction precision improvement. In this study, quantify the degree of weather clearness index using fuzzy inference to deal with such vagueness in weather condition. As a result, it is shown that the new proposed method has been improved than the conventional method.

Keywords: Irradiation forecasting, PV system, Fuzzy, Humidity, Temperature, Clearness index

1. 背景・目的

クリーンで無尽蔵、地域的な制限もほとんど無く、今後の導入可能ポテンシャルも高い太陽光発電（PV）に対する世間の期待は非常に大きい。しかしながら、PVの発電量は気象条件である日射量に左右されてしまうため、出力変動が大きく、化石燃料のように単独でエネルギー需要を賄っていくことはできない。そのため、今後はPVを既存のシステムに調和させた新たなエネルギー需給形態の構築が必要となる。その一例がマイクログリッド（MG）である。このシステムでは、MG内の需要量及び発電量を事前に予測し、最適な発電計画を立てることで経済性、環境性の面でより効率的な運用が可能となる¹⁾。本研究では、以上のような点から、PVの発電量に大きな影響を与える日射量を高精度に予測する手法の開発を目指しており、今回はファジィ推論を用いた天候情報の数値化を行うことで日射予測の精度向上を図った。

2. ファジィ理論

物事のあいまいさを表現できる手法で、ファジィ集合とその度合いを表すメンバーシップ関数によって構成される。例えば、ある気温を「寒い」、「普通」、「暑い」の3つの集合に分けるとする。このとき、何℃までを「寒い」とするか、また「暑い」とするかは人によって意見が異なるところである。ファジィ理論では、このようなあいまいな事象を定量化し、数学の集合論的な解釈を可能にする。

図1のようなメンバーシップ関数を用いた場合、18℃の気温は、寒い：0.4、普通：0.9、暑い：0.1となる。この理論を拡張させ、複数のルールを設定することで一つの結論を得る作業のことをファジィ推論と言う。

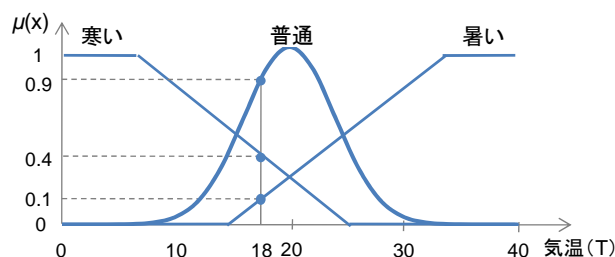


図1 メンバーシップ関数の例

ファジィ推論は、人間の感覚的な推論を模倣した推論法であり、定められたルールと異なる入力に対しても、ルールから類推した推論結果を出力することができる。またルールやメンバーシップ関数を変更することで、推論結果を調整することが出来るため、設計者自身の経験や都合を反映させることが出来る。ただし、ファジィ推論はあくまであいまいさを扱う推論法なので、常にはっきりとした内容（クリस्प）の推論しか行わないのであれば意味を成さない。

3. ファジィ推論の設計

ファジィ推論には Min-Max 合成法や距離型ファジィ推論などの複数の推論法が存在するが、本研究ではこれまで広く利用されているという点から、Min-Max 合成法を用いる。この手法を用いる上で、設計者が決定する項目は前件部（入

*東京農工大学大学院工学府電気電子工学専攻 修士
〒184-8588 東京都小金井市中町 2-24-16

**東京農工大学大学院工学府電気電子工学専攻 准教授
〒184-8588 東京都小金井市中町 2-24-16

力)と後件部(出力)に何をを用いるか、またそれらを示すメンバーシップ関数、さらに前件部と後件部をつなぐファジィルールである。詳細は3.1以降で述べる。

Min-Max 合成法のおおまかな流れを図2に示す。ここで、各ファジィルールに X_1, Y_1 が入力された場合、各入力に対応するファジィ集合 ($A_1, A_2 \dots A_m, B_1, B_2 \dots B_n$) のメンバーシップ関数から適合度を求め、それらの最小値を出力値 W とする。この各ルールでの出力値 ($W_1, W_2 \dots W_{m \times n}$) をそれぞれ対応する後件部のファジィ集合 ($Z_1, Z_2 \dots Z_i$) の推論結果 ($W_{Z1}, W_{Z2} \dots W_{Zi}$) とする。同じファジィ集合の推論結果が複数ある場合はその最大値を取り、全ファジィルールの出力結果を集積する。最後に任意の非ファジィ化手法を用いて、最終的な推論結果を出力し、推論終了となる。

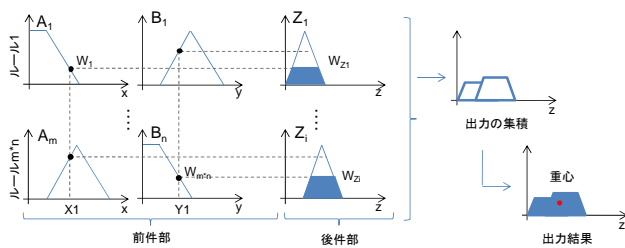


図2 Min-Max 合成法の流れ

3.1 前件部, 後件部の決定

これまで検討してきた日射予測手法では、天候の情報を「晴」「曇」「雨」の3パターンをバイナリデータにして入力していた。しかし、同じ「晴」でも、快晴、晴、薄曇りというように実際の雲の量には大きな差が出る。その差を軽減させることができれば日射予測の精度向上につながると考えた。そこで、あいまいな表現である「天候」の数値化を目指し、後件部には天候を数値として示すことのできる晴天指数を用いた。

次に、入力となる前件部を決定する。前件部に3つ以上の事象を用いることもできるが、推論過程が非常に複雑になり、計算コストも膨大になってしまうことから、今回は晴天指数との相関が比較的高い、平均湿度 H_a と気温差 T_d の2つを前件部に用いることにした。

表1 晴天指数との相関

事象	相関係数	事象	相関係数
平均気温	0.03	平均湿度	0.78
気温差	0.66	湿度差	0.42

3.2 メンバーシップ関数の設定

ファジィ集合を示すメンバーシップ関数の形状、及び数を決定する。形状には、三角形や台形、ガウス関数など多種の形状が候補として挙げられるが、どの種類を用いても最終的な結果にほとんど差はないため、最も一般的な三角形のメンバーシップ関数を用いた。

ファジィ推論では入力に変化すれば、推論結果もその変化に合わせて少しずつ変化することが望ましい。しかし、メンバーシップ関数を疎かに設定すると、急激な変化を持った入出力特性になってしまい、逆に密に設定しすぎるとルールが複雑になり、最適設計が困難になる。

本研究では、前件部の平均湿度は8通り ($H_1, H_2 \dots H_8$)、気温差は4通り ($T_1, T_2 \dots T_4$)、後件部の晴天指数には9通り ($K_1, K_2 \dots K_9$) のメンバーシップ関数を用いた。

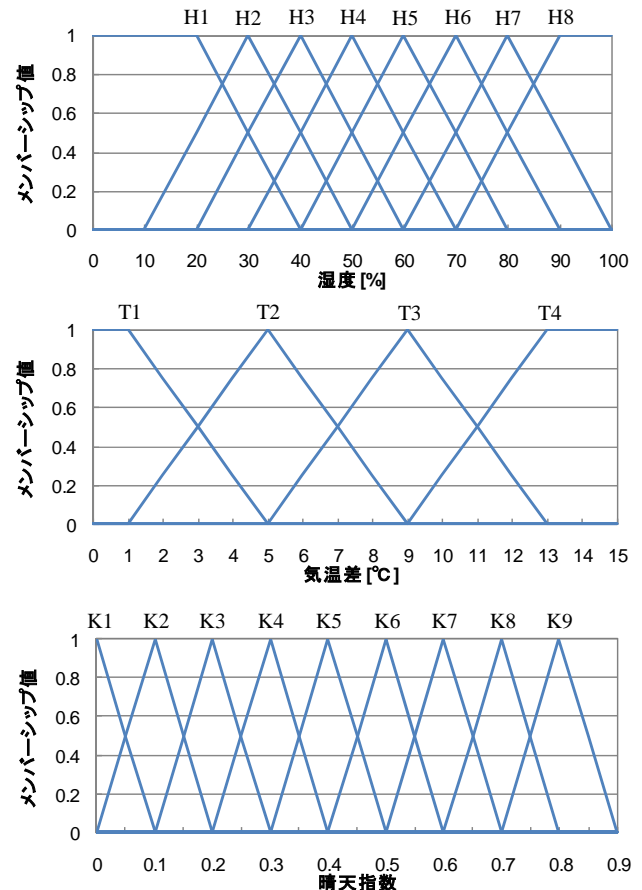


図3 メンバーシップ関数

3.3 ファジィルールの設定

ファジィ推論を行うためには推論規則が必要となる。この規則のことをファジィルールと言い、一般に If-then 形式で表現される。If から then の間の部分に前件部、then 以降の部分に後件部を配置し、複数の If-then ルールの重ね合わせによって推論を行う。ルール数は前件部のメンバーシップ関数の数によって決定される。本研究では、3.2で示したように前件部に8通りと4通りのメンバーシップ関数を設定したので $8 \times 4 = 32$ 通りのルールが存在することになる。また、より高精度な推論を実現するためには、過去の気象データを用いて、誤差が最も小さくなるようにファジィルールを最適化する必要がある。本研究では、天候ごと (Case1: 晴, Case2: 曇, Case3: 雨) に個別のファジィルールを設定することを考えているため、ルールの最適化も天候ごとに行なった。

- Rule 1 : If x is H_1 and y is T_1 and ... then z is K_1
- Rule 2 : If x is H_1 and y is T_2 and ... then z is K_2
- ...
- Rule 32 : If x is H_8 and y is T_4 and ... then z is K_9

3.4 非ファジィ化

ファジィ推論によってメンバーシップ関数で出力された結果から、最終的な出力となる代表点（数値）を求める。この作業のことを非ファジィ化と呼ぶ。非ファジィ化手法には、面積重心法や面積二分法、最大平均値法、最大最大値法、最大最小値法など多種多様な方法があるが、今回は最も一般的な面積重心法（Center of Gravity）を用いた。

$$COG = \int z \cdot \mu'(z) dz / \int \mu'(z) dz \quad (1)$$

4. 推論結果

毎時間の天候情報を数値化することが出来れば、日射予測の精度向上に大きくつながることは明白だが、それを正確に推論することは非常に難しい。そこで、本研究では4.1以降で示すように1日をいくつかの時間帯に分けてファジィ推論を設計した。図4で示すように、前件部には $t_1 \sim t_2$ の時間帯での平均湿度 H_a 、及び気温差 T_d を用い、その時間帯の天候によってそれぞれのルールを適用させた。

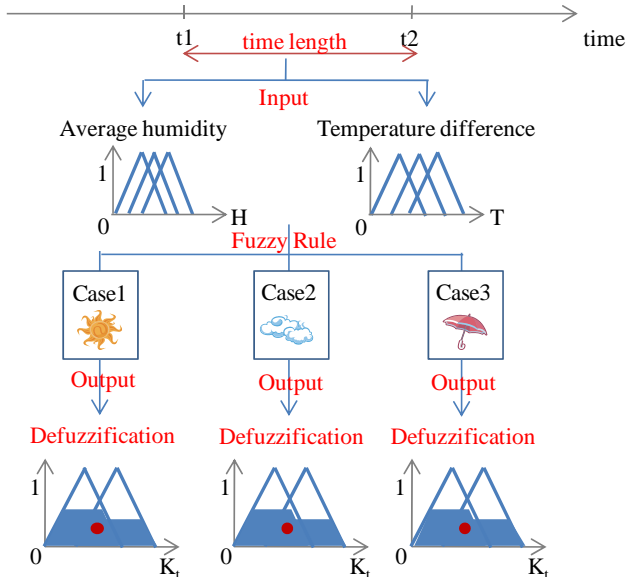


図4 本研究におけるファジィ推論の流れ

シミュレーションは各月1日ずつの実測データが無作為に抽出した全12日間で行ない、評価指標には絶対平均誤差率（MAPE: Mean Absolute Percentage Error）を用いた。ここで、 N はテスト数、 $K_{t-actual}$ は真値、 $K_{t-fuzzy}$ は推論値を示している。

$$MAPE = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N \frac{|K_{t-actual} - K_{t-fuzzy}|}{K_{t-actual}} \times 100 \quad (2)$$

4.1 Kt-Day

1日 ($t_1=6, t_2=18$) を通じての晴天指数を推論する。最適化したファジィルールは図5、推論結果は図6に示す。12日間でのMAPEは12.9%であった。

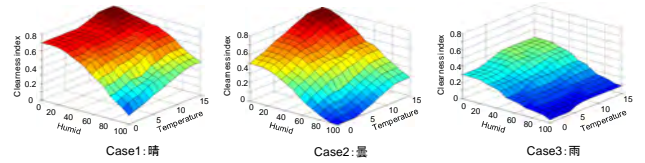


図5 ファジィルール (Kt-day)

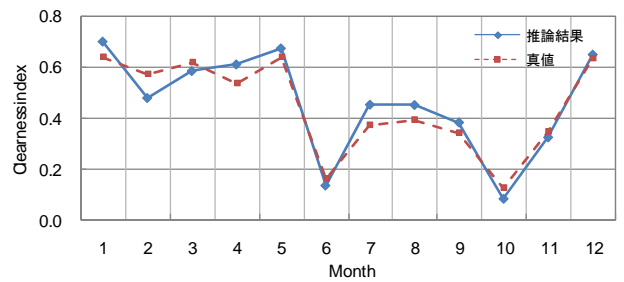


図6 推論結果 (Kt-day)

4.2 Kt-AM,PM

1日を午前AM ($t_1=6, t_2=12$)、午後PM ($t_1=13, t_2=18$)の2つの時間帯に分け、それぞれの晴天指数を推論する。最適化したファジィルールは図7、推論結果は図8に示す。12日間でのMAPEは20.7%であった。

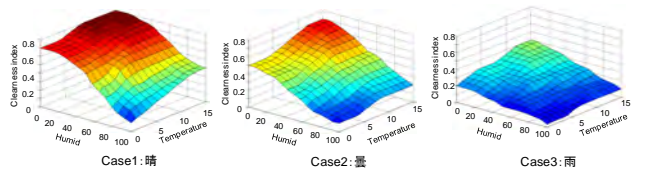


図7 ファジィルール (Kt-AM,PM)

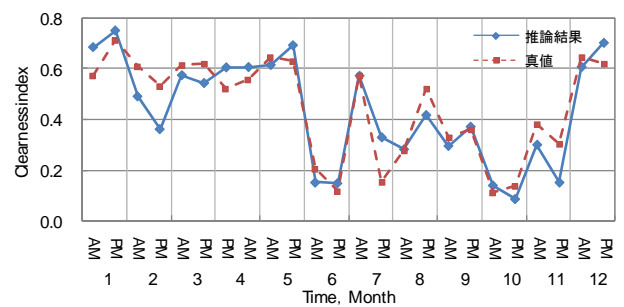


図8 推論結果 (Kt-AM,PM)

4.3 Kt-9,12,15

1日を9時 ($t_1=6, t_2=10$)、12時 ($t_1=10, t_2=14$)、15時 ($t_1=14, t_2=18$)の3つの時間帯に分け、それぞれの晴天指数を推論する。最適化したファジィルールは図9、推論結果は図10に示す。12日間でのMAPEは20.8%であった。

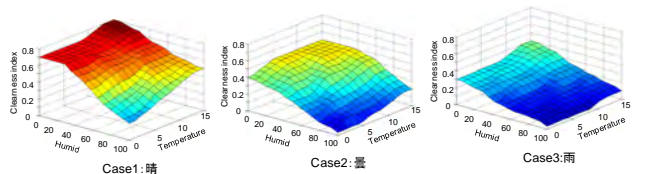


図9 ファジィルール (Kt-9,12,15)

12th Photovoltaic System Think-In

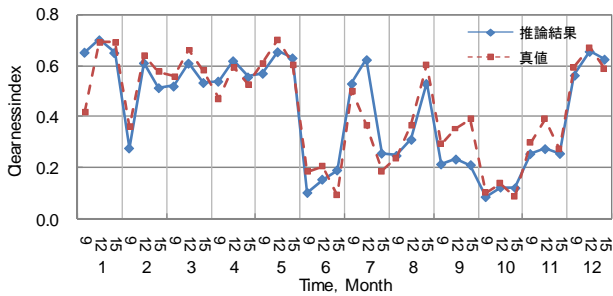


図 10 推論結果 (Kt-9,12,15)

4.4 推論結果のまとめ

4.1 から 4.3 で示した各時間帯における推論結果を表 2 にまとめる。

表 2 各時間帯における推論結果

Time	MAPE [%]	Time	MAPE [%]
Kt-day	12.9	Kt-9	19.0
Kt-AM	15.2	Kt-12	18.1
Kt-PM	26.2	Kt-15	23.6

本手法開発の目的は日射予測の精度向上であるため、天候の数値化は出来るだけ短いスパンで行うことが望ましい。しかし、推論対象の時間帯が短くなるほど前件部と後件部の相関も低くなるため、推論も困難になり、推論精度も落ちてしまった。

また今回の推論結果の特徴として Kt-PM や Kt-15 のような午後の時間帯における推論で誤差が大きくなった。その原因として、今回は午前と午後で同様の推論方法を用いていたが、1日を通しての湿度や気温の変化は日射量のように午前と午後で対称的なものではないため、誤差が生じてしまったと考えられる。

4.5 推論精度の有効性検証

ファジィ推論によって得られた晴天指数 K_t を日射予測の新たな入力要素に追加することで、日射予測の精度が向上するかということを検証した。その結果、従来の方法と比較して予測精度が向上していれば、今回提案した天候の数値化による改良案が有効だと言える。

検証結果を表 3 に示す。Kt-day を適用させた場合、日射予測の精度は低下してしまっていたが、Kt-AM,PM と Kt-9,12,15 を適用させた場合、従来の手法よりも予測精度が約 2~3% 改善された。つまり、この結果から Kt-AM,PM と Kt-9,12,15 の推論法は日射予測への適用に有効だということが示された。

表 3 日射予測への有効性検証 (MAPE)

従来	改良案		
	Kt-day	Kt-AM,PM	Kt-9,12,15
22.0%	23.9%	18.8%	20.7%

本手法の有効性が示された Kt-AM,PM 及び、Kt-9,12,15 を用いた改良案と従来法における各シミュレーション日の予測結果を図 11 に示した。これより、12日間を通じての MAPE は改善されたものの、全日を通じて精度が向上したわけではないことが分かる。つまり、推論誤差が大きい日は日射予測の精度低下にもつながってしまうため、更なる推論精度の向上が必要だと言える。

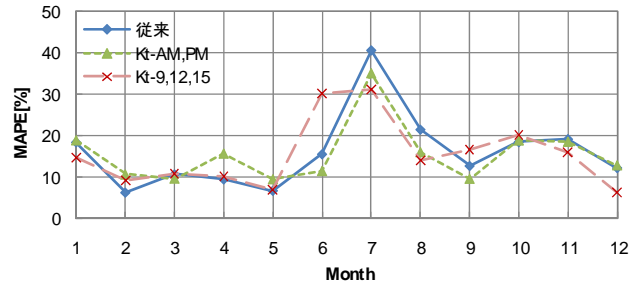


図 11 改良案と従来法の比較

5. まとめと今後の課題

本研究では、ファジィ推論を用いた天候情報の数値化を行うことにより、日射予測の精度向上が見込めるかということを検証した。その結果、1日を午前 AM、午後 PM の 2つの時間帯に分けて推論を行なった Kt-AM,PM 推論法と 9時、12時 15時の 3つの時間帯に分けた Kt-9,12,15 推論法において、その有効性が示され、従来のような天候情報(「晴」、「曇」、「雨」)をバイナリデータとして入力する手法よりも、天候情報を数値化させた改良案の方が予測精度の向上につながる事が分かった。

今後の課題としては、今回の推論法で誤差が大きくなった午後の時間帯の最適設計を検討することや推論できる時間帯の短縮、他の地域での推論などが挙げられる。

参考文献

- 1) 桶真一郎, 村田浩之, 滝川浩史, 榊原建樹: 日射量曲線の予測に基づいた予測日積算日射量の誤差低減, 太陽エネルギー Vol.33, No.2, pp.53-58, (2007)
- 2) 嶋田尊衛, 黒川浩助: 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)
- 3) E. Tulcan-Paulescu and M. Paulescu: Fuzzy modelling of solar irradiation using air temperature data, Theoretical and Applied Climatology.91, pp.181-192, (2008)
- 4) Jiacong Cao and Xingchun Lin: Application of the diagonal recurrent wavelet neural network to solar irradiation forecast assisted with fuzzy technique, Engineering Applications of Artificial Intelligence.21, pp.1255-1263, (2008)

6種類のLEDを搭載した新型ソーラシミュレータの開発

Development of New Solar Simulator Using Six Types of LED

石崎 雄介 * · 長坂 研 **

Yusuke Ishizaki

Ken Nagasaka

Technologies of measuring solar cell performances are very important from the viewpoint of determining its price and system design. Generally, evaluation of solar cell performances is measured by solar simulator using Xe lamp. However, simulation of consecutive standard sunlight spectrum is difficult, because Xe lamp has emit line spectrum at infrared band. At present, solar simulators strikingly similar to standard sunlight are developed, but they have several problems, such as for example, they consume lots of power when using some optical filters. Also, the life time of the lamp is short. Therefore, the measurement cost and price become expensive.

In this study, a solar simulator facilitated with six types of LED, as a source of light, is developed. LED is going to be widely use as a source of light for various purposes. In this matter, present study enable us to determine to what extend our research can follow the JIS standard.

Keywords: PV, LED, Solar Simulator

1. はじめに

近年のエネルギー需要は、地球環境を考慮して確実に再生可能エネルギーへと推移している。その中でも、太陽光発電(PV)や風力発電はエネルギー供給の一つの手段として認識され、特にPVシステムは企業や官公庁のみならず、一般家庭向けの住宅用太陽発電システムの導入量は年々増加傾向にある。よって、PVの出力特性の測定や性能評価を行うための測器であるソーラシミュレータは、非常に重要な機器である。一般的なソーラシミュレータは、光源であるXeランプやハロゲンランプの寿命が短い、消費電力が大きい、装置が高価などの欠点が存在する。この光源にLEDを用いることで上記の問題は解決する。また、多数のLEDを光源に用いることでスペクトルの選択性が増し、結晶系太陽電池のみならず様々な太陽電池に応用することが可能となる。本論文では、砲弾型LEDを用いた場合の放射照度のシミュレーションプログラムを作成し、放射照度場所ムラに関し検討を行った後に、LEDソーラシミュレータを製作するにあたりどのような条件であればJIS規格を達成し、結晶系太陽電池に対し実効放射照度が1Sun出力可能となるか検証を行った。

2. JIS規格

LEDを用いて現在市販されているランプ型ソーラシミュレータと等価な測定を行うため、JIS規格^[1]を参考とした。

表1にJISで規定されている放射照度場所ムラ、スペクトル

*東京農工大学電気電子工学専攻 修士

〒184-8588 東京都小金井市中町2-24-16

e-mail 50008645302@st.tuat.ac.jp

**東京農工大学電気電子工学専攻 准教授

〒184-8588 東京都小金井市中町2-24-16

e-mail bahman@cc.tuat.ac.jp

合致度に対する等級の分類を示す。それぞれが表1に示す値の範囲内に収まることでそれぞれの等級に分類される。JIS規格では、①放射照度場所むら、②スペクトル合致度、③有効放射面上の放射照度などが条件として挙げられている。①は、光源の種類に関係なく有効放射面上において、放射照度がむらなく均一に照射される必要がある。特に今回の検証に用いる砲弾型LEDの場合、指向角度が小さく、使用するLEDの種類により発光強度が異なるため、放射照度場所むらができやすい。②は、JISで6つの波長帯においてそれぞれ条件を満たす必要がある。よって、それぞれの波長帯に属する6種類のLEDを用いることでJIS規格に対応することが可能となる。

表1 等級の分類

項目	等級		
	A	B	C
放射照度の場所むら[%]	±2以下	±3以下	±10以下
スペクトル合致度	0.75~1.25	0.60~1.40	0.40~2.00

3. 放射照度シミュレーション

3.1 シミュレーション概要

LEDの数種類のパラメータを入力することで放射照度の推定が行えるプログラムを作成し検証を行った。LEDを光度 $I(\theta)$ の点光源であると仮定した場合、距離の逆2乗の法則と入射角の余弦法則とを適用することで直接照度を求めることが可能となる。また、照度計算を行うためには光度 $I(\theta)$ の指向特性の広がり把握する必要がある。LEDのデータ

シートに記載されている指向特性(曲座標)に対し、直交座標変換を行うことで、指向角度特性を $y=e^{-x^2}$ 型指数曲線として表すことができる。ゆえに半値角を θ_h 、角度を θ とすると、

$$I(\theta) = \text{Exp}\left(-\frac{\log 2}{\theta_h^2} \theta^2\right) \quad (1)$$

として光度 $I(\theta)$ を表すことが出来る。この近似式を用いて、放射照度のシミュレーションを行った。

3.2 実機との比較

3.1におけるシミュレーションプログラムの精度検証を行った。比較対象として以前、当研究室で製作した光源(図1)を使用した。この光源は、青、赤、赤外、計3種類のLEDを搭載し、光源の大きさは $322 \times 322 [\text{mm}^2]$ である。



図1 使用したLED光源

使用する光源は温度が安定するまでに約40分程度必要であるため、光源の電源を入れ60分経過してから放射照度の測定を行った。光源から照射面までの高さを $50 [\text{mm}]$ 、照射面中央 $200 \times 200 [\text{mm}^2]$ を有効照射面とし、縦・横それぞれ $20 [\text{mm}]$ 毎に測定、計100地点の測定を3回行いそれぞれの地点ごとに平均値を算出した。シミュレーションの値と測定値との各地点における誤差を示した図を図2に示す。

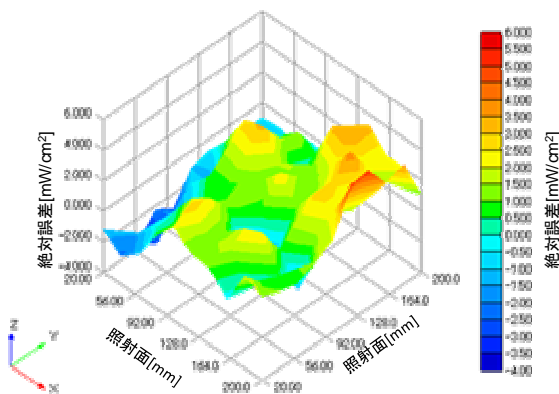


図2 誤差分布図

測定値を真値とした場合、シミュレーション値と測定値との絶対平均誤差は $1.60 [\text{mW}/\text{cm}^2]$ 、最大誤差は $5.02 [\text{mW}/\text{cm}^2]$ 、絶対平均誤差率は $4.84 [\%]$ でシミュレーション可能であることが確認できた。

4. 放射照度場所ムラの検討

4.1 シミュレーション条件

JISで規定されているスペクトル合致度に対応するため、青・緑・赤・赤外 $\times 3$ の計6種類のLEDを用いる。検証にはLEDとLEDのピッチを図1に示す装置と同様に $7 [\text{mm}]$ 、光源の面積を $300 \times 300 [\text{mm}^2]$ とし、市販されているLEDのデータシートに記載されているパラメータを3.1で作成したシミュレーションプログラムに入力し、全てのLEDを点灯した場合とそれぞれのLEDを個別に点灯した場合について、光源から照射面までの高さとして照射面内における有効照射面を変化させながら照射面内における放射照度を求め、放射照度場所ムラを算出し検証を行った。有効照射面とはJISでは、光学的仕様を満足している照射面となっているが、今回の検証では、安定した放射照度が安定して得られる照射面とした。

4.2 シミュレーション結果

図3にすべてのLEDを点灯させ、有効照射面、光源から照射面までの高さを変化させた場合の放射照度場所ムラの変化について示す。

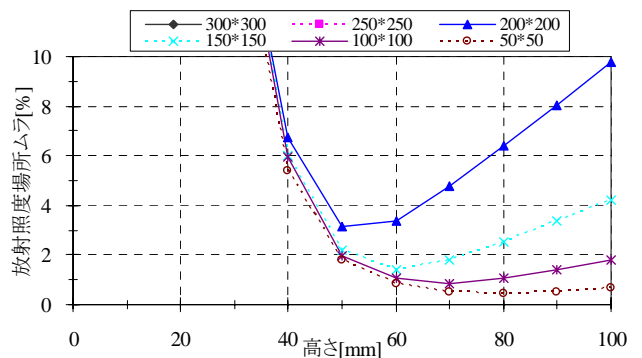


図3 放射照度場所ムラの高さの変化における変化 (全てのLEDを点灯した場合)

表1より、放射照度ムラは $10 [\%]$ 以下になると等級の分類に収まる。図3より有効照射面を $200 \times 200 [\text{mm}^2]$ 以下に設定し、高さを $40 [\text{mm}]$ 以上にした場合からJISで規定される等級の分類に収まる。また、有効照射面を狭くし、照射面からの高さを高くすることで放射照度ムラが $2 [\%]$ 以内に収まり等級Aの分類に収まる結果となった。この場合における放射照度は約 $70 [\text{mW}/\text{cm}^2]$ であった。

図4に6種類のLEDを個別に点灯した場合における放射照度場所ムラを示す。

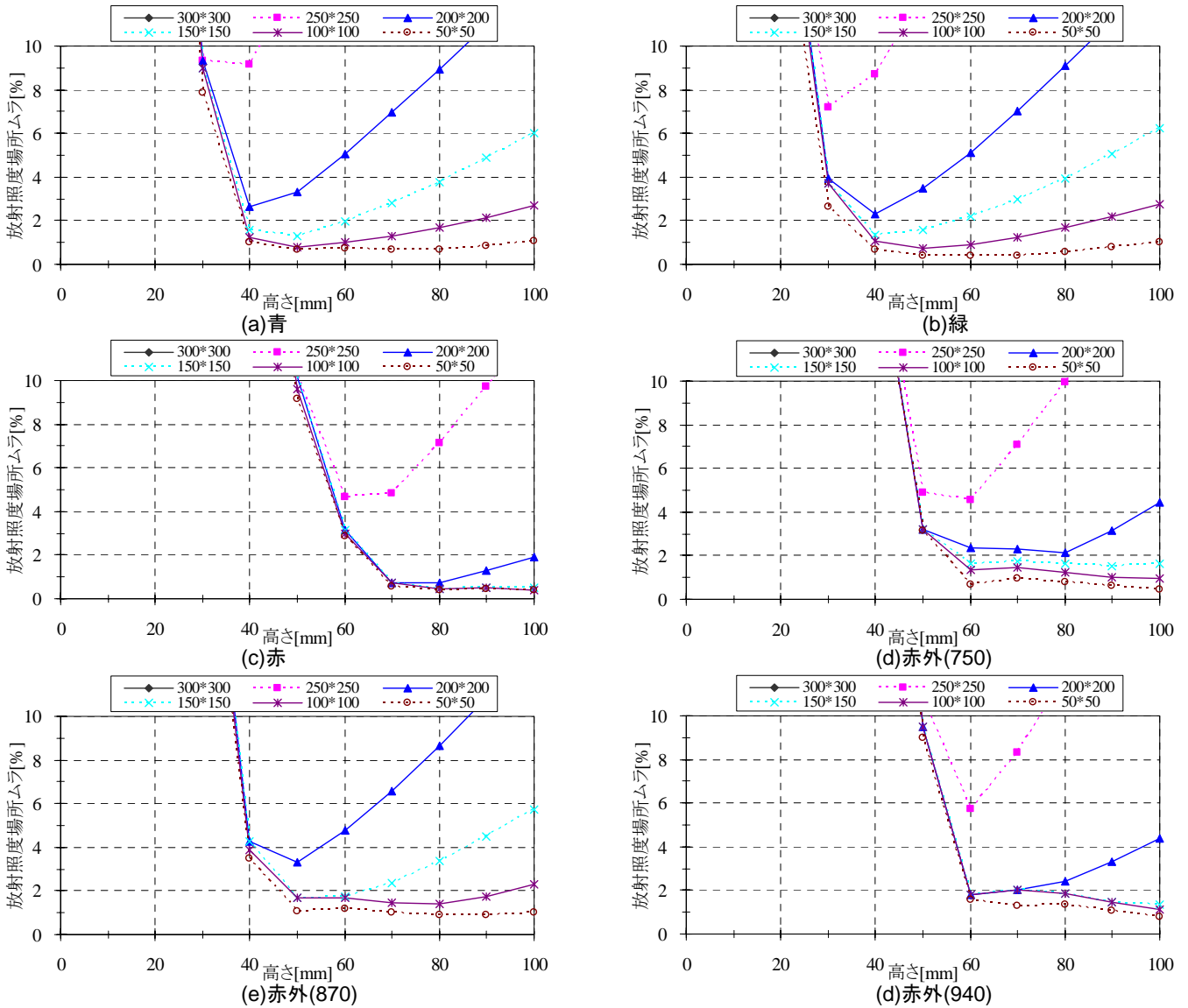


図4 光源から照射面までの高さの変化におけるLED各色の放射照度場所ムラの変化

図4より、図3と同様の傾向を示し、光源から照射面までの高さが60[mm]以上になった際に等級Aに収まる場合が多いこと確認できる。

以上の結果からLEDを全て点灯した場合、それぞれを個別に点灯した場合においても有効放射面、光源から照射面までの高さを適切に設定することでLEDを光源に用いても放射照度ムラに関してはJISの規定する等級に収めることが可能である。

5. LEDソーラシミュレータを製作するために必要な条件

5.1 シミュレーション条件

4種類の結晶系シリコン太陽電池において実効放射照度が1Sun達成するにはどのような条件が必要になるか検証を行った。シミュレーションに使用するLEDは4.で使用したLEDと同様なものを用いる。表2に4種類の太陽電池において1Sun達成に必要な各LEDの放射照度を、図4にその際の分光放射照度分布を示す。

表2 1Sun出力するために必要な放射照度	
	放射照度[mW/cm ²]
青	13.12
緑	13.74
赤	12.37
赤外(750)	10.07
赤外(870)	8.85
赤外(940)	11.70

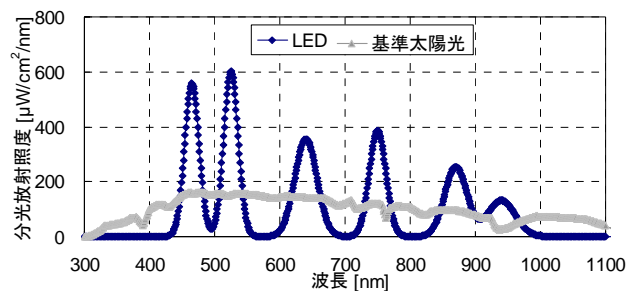


図5 分光放射照度分布

表3 各条件におけるLED各色の放射照度場所ムラと平均放射照度

	条件(1)		条件(2)		条件(3)	
	放射照度場所ムラ [%]	平均放射照度 [mW/cm ²]	放射照度場所ムラ [%]	平均放射照度 [mW/cm ²]	放射照度場所ムラ [%]	平均放射照度 [mW/cm ²]
青	0.84	11.56	0.68	15.64	0.68	15.64
緑	0.71	12.42	0.63	16.78	0.63	16.78
赤	0.86	4.12	0.42	5.61	0.41	12.83
赤外(750)	1.32	6.73	1.46	9.14	1.18	11.37
赤外(870)	1.24	24.06	0.95	32.65	0.95	32.65
赤外(940)	1.59	12.78	1.19	17.40	1.19	17.40
全て点灯	0.64	71.68	0.46	97.21	0.41	106.67

5.2 シミュレーション結果

100*100[mm²]を有効照射面とした場合、(1)LEDとLEDのピッチが試作機と同じ7[mm]の場合、(2)ピッチを6[mm]にした場合、(3)ピッチを6[mm]にした状態でLEDの性能を改良した場合の計3種類の条件に対しシミュレーションを行い、1Sun達成するために必要な条件について検証を行った。それぞれの条件における放射照度場所ムラ、平均放射照度の算出結果を表3に示す。

放射照度場所ムラはいかなる条件においてもJISで規定されている等級A条件に収まっていることがわかる。また、平均放射照度の場合、(1)の場合、青・緑・赤・赤外(750)の放射照度は放射照度が低いため1Sun達成できていない。また、870[nm]と940[nm]にピーク波長を有する2種類の赤外LEDは非常に放射照度が大きいことが確認できる。条件(2)の場合、赤、赤外(750)以外のLEDについては表2に示す条件を達成している。(3)で赤色LEDの半値角を15°から20°、光度を5[cd]から6[cd]に、赤外(750)LEDの半値角を20°から21°へとそれぞれ変化させた場合、全ての波長帯において表2に示す目標を達成できていることから(3)の条件で光源を製作することで1Sun出力可能となる。

5.3 考察

表4に表2に示す値に放射照度を制御した場合のスペクトル合致度を示す。

表4 スペクトル合致度算出結果

波長帯	スペクトル合致度	等級
400-500	1.01	A
500-600	0.99	A
600-700	0.98	A
700-800	1.00	A
800-900	1.07	A
900-1100	0.97	A

この場合の放射照度は69.85[mW/cm²]であったが、表4から全ての波長帯においてスペクトル合致度がJISの示す等級Aの分類に収まることがわかった。このように放射照度をLED毎に調整しスペクトル変化させることで、放射照度は低下してしまうが1Sunを達成し、更にスペクトル合致・放射照度場所ムラが等級Aの分類に収まることが可能となる。

6. まとめ

6種類のLEDを用いて放射照度のシミュレーションを行い、様々な角度から検証を行った。その結果、有効照射面を適切に設定することで、すべてのLEDを点灯した場合、個別に点灯した場合、両方のケースで放射照度場所ムラが等級Aの分類に収まる。また、LED同士のピッチを狭くし、少しLEDの性能を改良することで結晶系太陽電池において簡単に1Sun達成可能となることが確認できた。さらに、それぞれのLEDの放射照度を制御し、スペクトルを変化させることで実効放射照度、放射照度は低下してしまうがスペクトル合致度も等級Aの分類に収まること可能となることが確認できた。よって条件を適切に設定することで、LEDを光源に用いても既存のソーラシミュレータとほぼ変わらない放射を行うことが可能で、更にスペクトルを用途に応じて変化させることができるという長所が明らかとなった。

今回はシミュレーションベースで行ったため、LEDの発熱の問題、JISで規格化されている放射照度時間変動率の検証を行っていないことから、実際に光源を製作し、太陽電池特性測定を行うことが必要となってくる。

謝辞

本研究において、アドバイスを頂いた産業技術総合研究所の津野裕紀氏に感謝いたします。

参考文献

- [1] JIS C 8912 “結晶系太陽電池測定用ソーラーシミュレータ”

著書・解説など

[2009 年～2010 年]

RE-EV: Renewable Energy for Electric Vehicles Project

Introduction

The world is moving towards becoming a renewable energy (RE) society. However, if we cannot find a solution to the problem of RE fluctuation, the potential of RE will be limited. One of the solutions is a battery which can normalize RE fluctuations. Such kinds of battery are currently expensive but if electric vehicles (EV) become popular, the price of such batteries will decrease with mass production thereby increasing their numbers further. Then it may be possible to use EV batteries to stabilize RE fluctuations so that EV themselves can be expected to play a key role in realizing the renewable energy society.

The battery can stabilize short time fluctuations, and it can also stabilize daily fluctuations. Figure 2 shows the daily electricity curves of 10 utility companies in Japan, and average photovoltaic (PV) output normalized as 100 GW and 150 GW. In the figure, 100 GW PV can reduce peak demand, and, if there are 150 GW PV systems and large numbers of EV in use, PV can reduce peak demand, and EV can facilitate the movement of the surplus PV output to evening demand. Given the fact that there are 75 million vehicles in use in Japan, this is not simply the story of a dream.

EV project

Electric Vehicles (EV) are attracting people's attention because they do not use gasoline or diesel fuel, and do not emit exhaust gases. Therefore, the vehicle is actually a clean vehicle, and it is possible to reduce CO₂ emissions. However, there is still a problem. The electricity running EVs is partly generated from non-sustainable energy, for example, oil, coal, natural gas, and uranium. One way to solve this problem is to use renewable energies (REs). There are already some projects targeting EV with renewable energies. Examples are a PV charging station and a fuel cell station but we have developed an advanced project to cre-

ate a solution to global warming. Our project named the Renewable Energy for Electric Vehicle Project (RE-EV project) was started in July 2008. It is operating under the umbrella of the Advanced Energy Systems for Sustainability (AES) in the Integrated Research Institute in the Tokyo Institute of Technology. The project members are Mitsubishi Corporation, TOSTEM Housing Institute, GS Yuasa, and the Tokyo Institute of Technology.

System configuration

The system components of the project are: 1) a 2.6 kW photovoltaic system (PV), a 9 kWh battery, a concentrated solar power system (CSP), and a charging controller on

the Ookayama campus in Tokyo; 2) a model house with a photovoltaic system in Katsushika ward in Tokyo; 3) charging stations on the Suzukakedai and Tamachi campuses; 4) a wind power system. When the EV is charging on the Ookayama campus, electricity comes from the PV system and the CSP system. If that combined output is not enough, the battery provides the required electricity. When the EV leaves the Ookayama campus, the battery recharges with electricity from the PV system and the CSP system. Wind power systems are not connected to the Ookayama campus directly. The wind power system sends its output data to the power station in real time, and the power station provides elec-

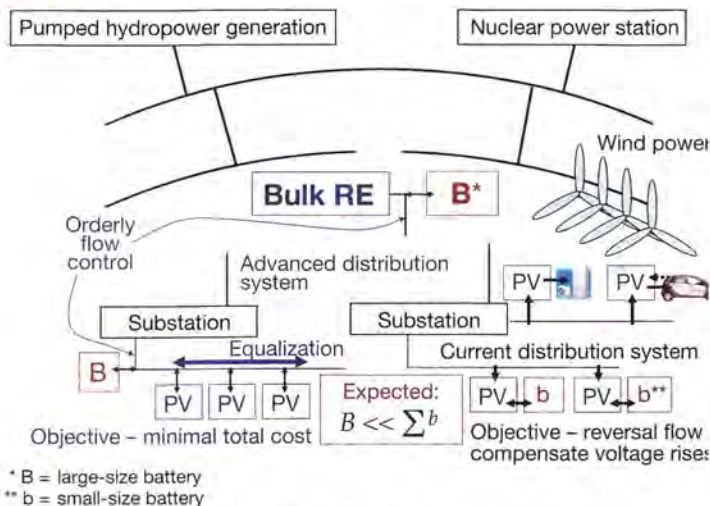
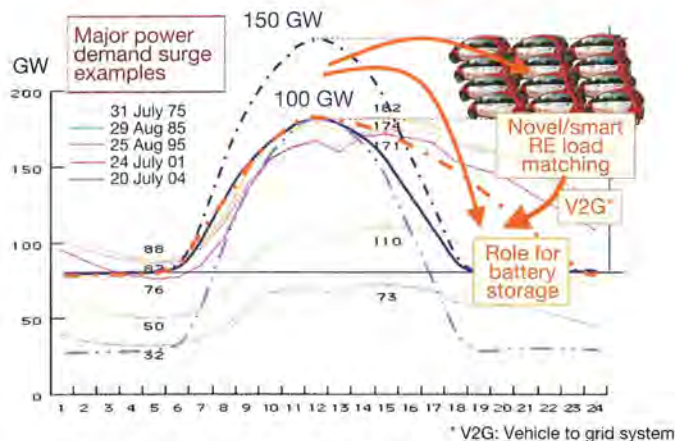


Figure 1 - Image of renewable energy community: location of battery storage, PV, wind, etc.



Data for 10 major utilities in Japan (9 in 1975)
Sources: Federation of Electric Power Companies of Japan and author

Figure 2 - Achieving daily power balance between PV and electricity



Figure 3 – RE-EV project Electric Vehicle, the i-MiEV, manufactured by Mitsubishi Motors Corporation

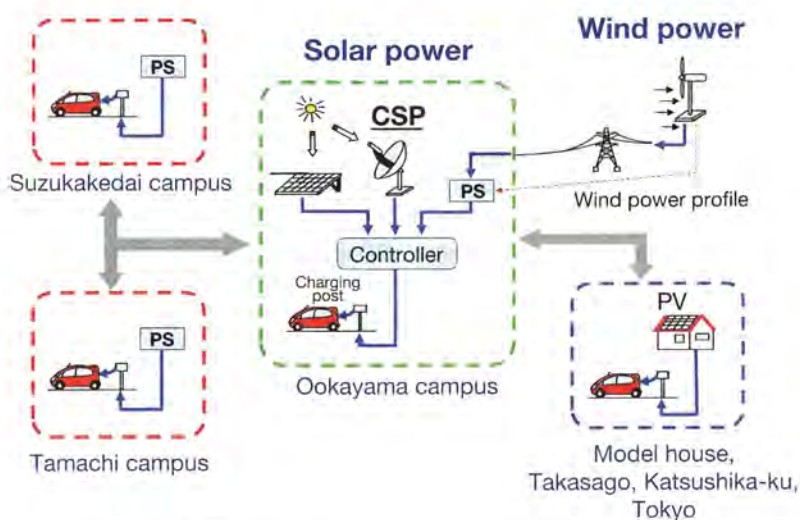


Figure 4 – Project equipment and installation locations

tricity to the battery and/or the EV in proportion to the wind power system's output. This means that the fluctuating amount of electricity generated by the wind power systems can go to the EV directly. In addition, there is a plan to install a rapid charger in the Ookayama campus. The Suzukakedai campus and the Tamachi campus also have power stations. The model house can charge the EV by PV electricity.

Measuring equipment

The EV contains many measuring instruments such as GPS, speedometer, thermometer, revolution measuring device, battery level measuring device, etc. The data generated by these instruments can be accessed through the project web site. In addition, equipment has been installed to manage and correct irradiation, PV

output, battery input and output, and EV input and output.

Research topics

The target of the project is a low carbon infrastructure for EV and the proposal of possible system configurations. Experiments should enable the identification of the system with the lowest CO₂ emission, reductions in renewable energy fluctuations, increases in kWh values and the maximum installable capacity as well as the extraction of EV battery values. If all the electricity for EV can be supplied by renewable energy, EV can become a real zero emission vehicle while in operation.

On going research topics relating to the RE-EV project are: 1) charging optimization according to EV usage patterns and equipment; 2) RE-EV

life-cycle analysis aiming to determine how much RE-EV systems can reduce CO₂ emissions; 3) offset charging using renewable energy which seeks to utilize RE-EV systems to reduce power fluctuations taking into account that a small number of EV will have no impact but that large numbers of EV can charge or discharge at least the same amount of electricity as wind power systems; 4) on-off control devices which will be critical equipment in homes because EV use 15 A when charging, and also a controller to monitor and adjust electric power demand to avoid power breaker tripping.

Activities in USA

EV infrastructure development in the USA is also making good progress. For example, Duke Energy and Grid Point have built a 'Smart Grid Platform', and have conducted successful experiments in the off-peak field. In addition, Austin Energy have started a project to demonstrate a Vehicle to Grid (V2G) system. Austin are developing a two-way communication system for a plug-in hybrid vehicle which controls the timing of charging and discharging to facilitate the stabilization of the electricity grid.

Success of project

The RE-EV project focuses on electricity generated by using renewable energy which has the potential to enable the realization of vehicles with very low CO₂ emission. The experimental system was developed in order to realize a clean energy charging infrastructure. This has the potential to be a solution to the problem of global warming and the oil crisis. Work on these research topics is continuing this year and it is hoped that, as a result of these efforts, ways of realizing an RE-EV society can be found.

Masakazu Ito

Assistant Professor
Integrated Research Institute
Tokyo Institute of Technology

Kousuke Kurokawa

Professor
Integrated Research Institute
Tokyo Institute of Technology

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

Infrastructure System for Electric Vehicle Using Renewable Energy

横山 晋也* 山口 雅英* 伊藤 雅一**
黒川 浩助** 中井 康博*** 野口 浩行****

Shinya Yokoyama Masahide Yamaguchi Masakazu Ito
Kosuke Kurokawa Yasuhiro Nakai Hiroyuki Noguchi

Abstract

Electric vehicles are eco friendly cars that do not emit greenhouse gasses like CO₂ while running and are close to being commonly used in our society. Likewise, photovoltaic and wind power systems are used as environment-friendly renewable energy sources, and their productions are rapidly increased in recent years. Thus, a new verification project on "RE-EV" has been started for high efficient charging system of electric vehicles using these renewable energy sources in cooperation with Tokyo Institute of Technology, Mitsubishi Corporation, and Tostem Housing Institute. This system consists of three main components of 2.59 kW photovoltaic module, 4.5 kW power conditioner, and 8.96 kWh lead-acid battery for surplus energy storage apparatus. The practical operation data obtained by using solar energy to charge electric vehicle after road tests were analyzed in terms of power flows in the system under different dairy operation modes.

Key words: Renewable energy; Photovoltaic; Electric vehicle; Battery

1 まえがき

近年、地球環境問題に対する取り組みとして、太陽光発電や風力発電などの再生可能エネルギーの利用が進められており、4月20日には環境省より「緑の経

済と社会の変革」(日本版グリーン・ニューディール政策)が発表された。この政策には、太陽光発電設備の設置のほかエコカーへの買い換え促進などの具体的な施策が示されており、環境対策と景気対策の両面で大きな期待が寄せられている。

一方、電気自動車は、走行する際にCO₂などの排気ガスを出さない究極のエコカーであり、長年実用化が期待されていたが、大容量リチウムイオン電池の開発により、間もなく自動車メーカーから市販されることが決定している。

当社では、従来より太陽光発電システムの研究開発

* (株)ジーエス・ユアサ パワーサプライ
電源システム生産本部

** 東京工業大学

*** 三菱商事(株)

**** (株)トステム住宅研究所

に取り組み、小容量から大容量まで各種のパワーコンディショナと発電システムを商品化してきたが、今回、東京工業大学、三菱商事(株)、(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 Project)」¹⁾ をスタートした。以下、本プロジェクトの概要について報告する。

2 システムの概要

本プロジェクトにおいて実証試験中のシステムの概要を Fig. 1 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、田町キャンパスおよび葛飾区のコネプトホーム (アイフルホーム) を往來することを目的としている。

充電ステーションには太陽電池と蓄電池、パワーコンディショナなどが設置されており、太陽電池で発電した電力を直接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。また、システムには風力発電も含まれているが、現在は準備中である。

3 充電ステーションの構成

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。Fig. 2 にその構成を示す。

パワーコンディショナは当社が開発した「パワー

ソーラーシステム」²⁾ をベースに、RE-EV 用として太陽電池から蓄電池への充電機能を付加したものである。本パワーコンディショナの仕様を Table 1、設置状況を Fig. 3 に示す。

蓄電池はサイクル用途として開発された顆粒クラッド式鉛蓄電池 4 V、70 Ah を 32 個直列で使用しており、システム電圧は 128 V である。Table 2 に蓄電池盤の仕様、Fig. 4 に設置状況を示す。また、受電電力検出ユニットは太陽電池の発電電力を系統に逆潮流させずに電気自動車や充電ステーションの蓄電池に充電するために設置している。

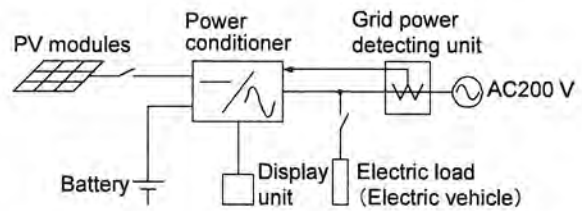


Fig. 2 System diagram of charge station for RE-EV.



Fig. 3 Power conditioner installation for charge station for RE-EV.

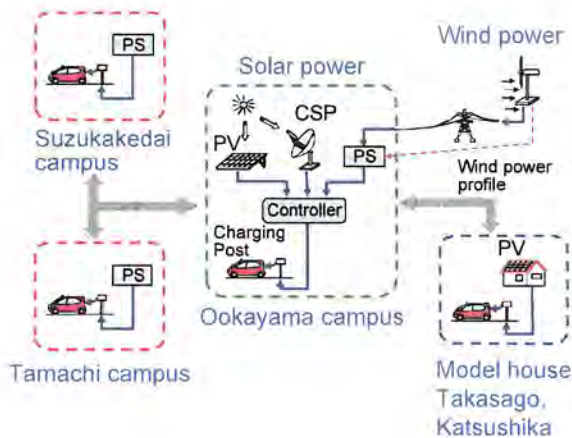


Fig. 1 System configuration of RE-EV system.

Table 1 Power conditioner specification for charge station for RE-EV.

Inverter type	Voltage type current control
Electric type	Single phase-three lines
Rated DC voltage / V	DC220 (Photovoltaic) DC128 (Battery)
Rated AC voltage / V	AC202
Rated capacity / kW	4.5
Power conversion efficiency / %	92.5
Dimensions (W × D × H) / mm	700 × 160 × 290
Mass / kg	About 21

Table 2 Battery cabinet specification.

Battery type	SLC70-4V
Nominal voltage / V	128
Cell number / cell	64
Capacity / kWh	8.96
Dimensions (W × D × H) / mm	922 × 557 × 1305
Mass / kg	About 430



Fig. 4 Battery cabinet installation for charge station for RE-EV.

4 充電ステーションの動作

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や風力発電の電力でまかなうことをコンセプトとしている。以下、その動作について紹介する。

4.1 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。系統への逆潮流はおこなわない (Fig. 5)。

4.2 系統逆潮流モード

充電ステーション内の蓄電池が満充電となった場合は、余剰電力を系統に逆潮流する (Fig. 6)。

4.3 電気自動車充電モード

太陽電池の発電電力にて電気自動車を充電するが、夜間や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まかなう。さらに蓄電池が放電終止状態となれば、商用電力にて充電をおこなう (Fig. 7)。

5 実証試験結果

本実証試験では、実際に電気自動車キャンパスやコンセプトホーム間を走行し、太陽電池の発電電力、

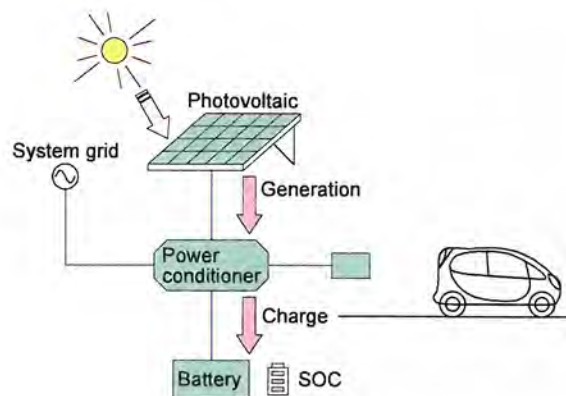


Fig. 5 Power flow under the battery charge mode for RE-EV.

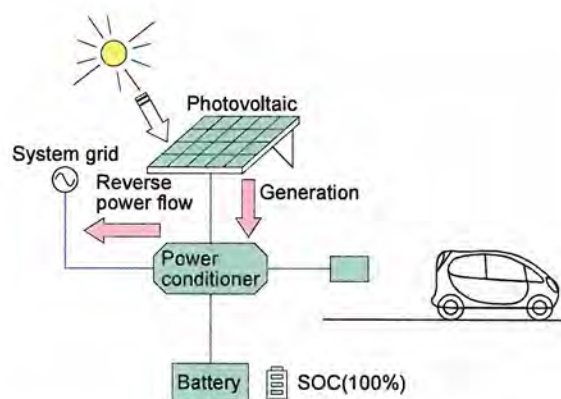


Fig. 6 Power flow during the reverse power flow mode of charge station for RE-EV.

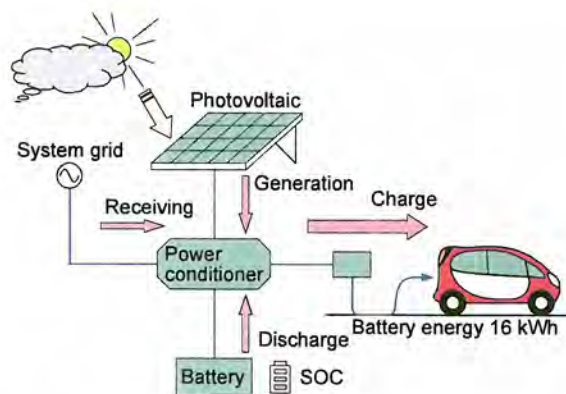


Fig. 7 Power flow during the RE-EV charge mode.

蓄電池の充放電電力、電気自動車への充電電力、パワーコンディショナの出力電力の計測をおこなっている。

Fig. 8 ~ 11 は 2009 年 3 月 17 日から 20 日までの計

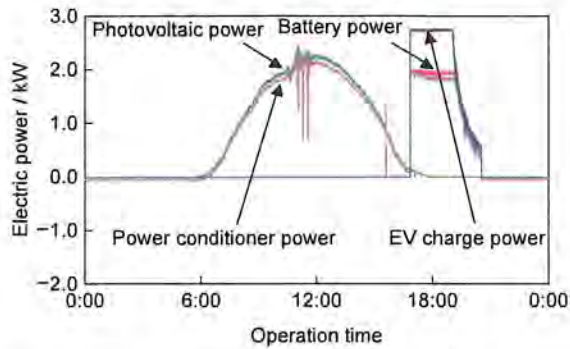


Fig. 8 Change in electric power of each component for RE-EV on March 17 in 2009.

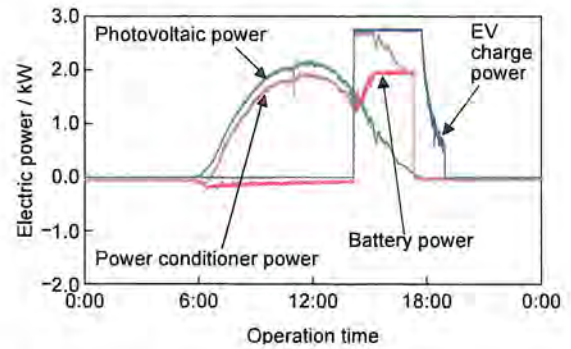


Fig. 10 Change in electric power of each component for RE-EV on March 19 in 2009.

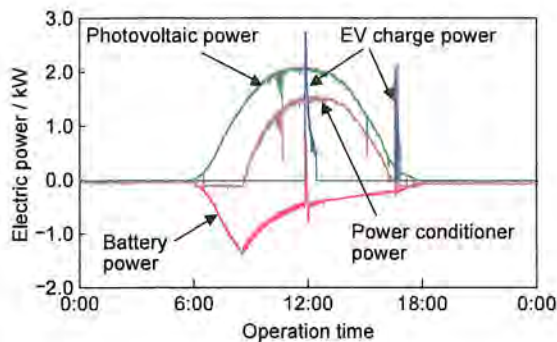


Fig. 9 Change in electric power of each component for RE-EV on March 18 in 2009.

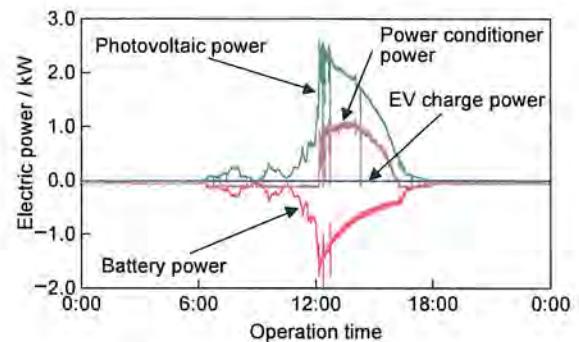


Fig. 11 Change in electric power of each component for RE-EV on March 20 in 2009.

測データである。Fig. 8の3月17日はほぼ晴天であり、蓄電池は満充電であるため昼間の太陽電池の発電電力は系統に逆潮流されている。夕方に電気自動車に戻ってきて充電が始まると、約2.8 kWの電力で充電されるが、蓄電池からの最大出力は2.0 kWに設定しているため、不足分は系統からの受電電力によりまかなわれている。その後、電気自動車が満充電に近くなると、充電に必要な電力が減少するため、蓄電池からの放電電力のみで充電をおこなっている。

Fig. 9の3月18日もほぼ晴天であるが、蓄電池は前日に電気自動車の充電に使用したため充電量が減少しており、これを補うために太陽電池から蓄電池への充電をおこなっている。9時頃から蓄電池の充電電力が減少しているのは、蓄電池電圧が上昇し、充電電力の制御をおこなっているためである。また、このとき発生した太陽電池の発電電力の余剰分は系統に逆潮流している。3月18日の蓄電池の放電電力量は5.9 kWh、翌19日の蓄電池の充電電力量は5.5 kWhであり、1日では蓄電池は満充電まで充電されていない。

Fig. 10の3月19日は、日中に電気自動車の充電をおこなっており、太陽電池の発電電力と、蓄電池の放電電力とで充電電力をまかなっている。Fig. 11の3月20日は、午前中は曇天であるが、午後からは晴天となっている。午前中の太陽電池の発電電力が変動している場合でも蓄電池の充電電力は太陽電池の発電電力に追従している。

以上のデータから蓄電池から電気自動車への充電、太陽電池から蓄電池への充電の動作は良好におこなわれていることがわかった。

6 まとめ

以上、プロジェクトの研究内容と実証試験結果の一例について紹介した。今回測定した結果では、太陽電池から蓄電池への充電が予定より少なく、蓄電池の充電時間が長くなっているため、充電制御パラメータの再検討をおこなう必要がある。

また、今回は蓄電池として鉛蓄電池を使用した。



Fig. 12 External appearance of LIM30H type lithium-ion battery.

より効率的な充放電や小形化にはリチウムイオン電池 (Fig. 12) が適しており、大きな変更なく適用することが可能である。

今後、太陽光発電システムや電気自動車の普及がますます進む中、蓄電池を有効利用したシステムのニーズも高まると考えられるので、今後もシステムの改善に取り組むとともに、あらためて報告する機会をもちたい。

文 献

- 1) Masakazu Ito, Takuya Oda, Yasuhiro Nakai, and Kosuke Kurokawa, *WREC 2009 Asia*, Abstract No. B2-025 (2009).
- 2) 横山晋也, 清水雄一, 佐井真也, 詫間隆史, 山城祐史, 上田芳久, 山口雅英, *GS News Technical Report* (presently *GS Yuasa Technical Report*), **62** (1), 35 (2003).

特集

原子力を基幹電源とした 低炭素社会実現への グランドデザイン

—東京工業大学の次世代エネルギー基盤
確立に向けた研究プロジェクト—

低炭素社会の実現には、あくまで原子力を基幹電源としながらも、個々のエネルギーの優位性を競い合うのではなく、それぞれのエネルギーの良さを生かしながら、統合的なエネルギー体系を確立することが望まれている。また、そうした体系を生かした省エネ型の利用形態等の実現も期待されている。

東京工業大学の統合研究院が企業と連携して進めている「持続可能社会のための先進エネルギーシステム(Advanced Energy Systems for Sustainability = AES)」はそうした方向性を明確に打ち出したプロジェクト。本特集では、そのAESに焦点を当て、低炭素社会実現への道筋を探る。

(編集部)

特集 原子力を基幹電源とした低炭素社会実現へのグランドデザイン

—東京工業大学の次世代エネルギー基盤確立に向けた研究プロジェクト—

持続可能社会のための先進エネルギーシステム(AES プロジェクト)の全体像



東京工業大学
教授 柏木 孝夫 (かしわぎ たかお)

AES プロジェクトのビジョン

AES プロジェクトでは、原子力を基盤としつつ革新的な省エネ・新エネ技術を大胆に取り込み、地球温暖化の回避と安定したエネルギー利用環境を実現する「持続可能社会のための先進エネルギーシステム (Advanced Energy Systems for Sustainability、略称 AES)」の確立を目指している。従来の大学研究の枠を超えて産業界や行政、消費者、NPO など多様な主体が参加する「プラットフォーム」を構築、社会ニーズを的確に把握して共に開発・実証研究に取り組む。これらにより、低炭素社会のグランドデザインを描き、次世代エネルギー基盤を確立する道筋を明らかにするものである。

「2015 年以降の CO₂ 削減を先導する先進エネルギーシステム (AES) モデルの実現」をプロジェクトのビジ

ョンに定めた。そのため、CO₂ 排出を世界で 50%削減するのに必要な先進エネルギーシステムの開発・実証をすること。また、低炭素社会のグランドデザインを描き、2015 年以降の次世代エネルギー基盤の実現を主導すること、を目指している。

低炭素社会では原子力をベース電力とし、その基盤の上に自立性の高い地域共生型新エネルギーなどが適切な規模で知能を備えてクラスターを形成、分散型システム群として系統との調和を図りながら一定地域内 (コミュニティレベル) で電力や熱、物質 (例えば水素) を併給することになる (図 1)。こうしたクラスターは、エネルギーマネジメントシステム (EMS) によって住宅部門や交通部門をも融合させ (図 2)、低炭素社会実現のためのインフラとして位置づけられることになる。AES は、こうした統合型インフラの構築に必要な基盤技術と、システム化のための技術の双方を確立していくことが必要だと考えている。

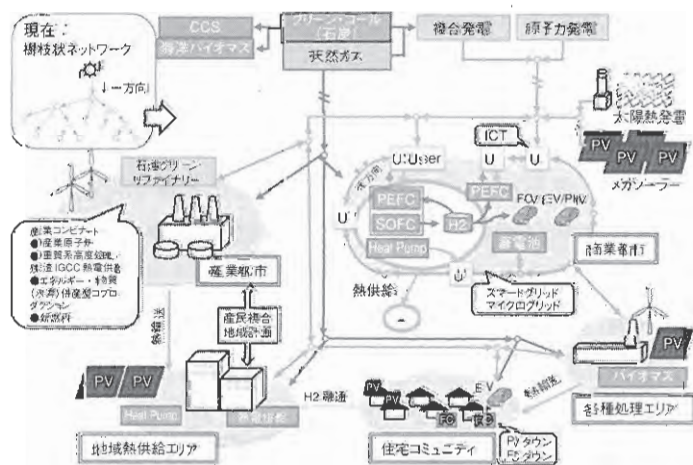


図 1 AES が目指す低炭素型エネルギー需給ネットワーク



図2 住宅コミュニティにおける再生可能エネルギーと電気自動車

研究プラットフォーム

次世代エネルギー基盤となる統合型インフラ構造の構築に必要な基盤技術の開発に対し、東工大が中心になって産官学で取り組むためのプラットフォーム(AES研究推進委員会およびAES総会などで構成されるAESプロジェクト)の形成を行ってきた。プラットフォームでは、東工大の研究者と企業などの多様な主体が継続的に議論をし、低炭素社会実現のために解決すべき課題を明確化する活動を進めている。

課題がある程度明確になった時点で、東工大の研究者と複数の企業など多様な主体が参加するサブプロジェクトを立ち上げ、課題解決に取り組んでいる。複数のサブプロジェクトは、研究の進捗状況などについて相互に調整しながら総合的にマネジメントされ、次世代エネルギー基盤の確立という最終目標を目指している。

これらプラットフォームの運営は、ソリューション研究の実証でもある。大学における従来の研究スタイルをディシプリン研究と呼ぶことにして、ソリューション研究との比較を表1のように示すことができる。ソリューション研究は、ニーズ指向で統合的にプロジェクトを推進し、その成果は有用性で評価されること

になる。両者は補完的な関係にあり、強いディシプリン研究・基盤技術研究が、優れたソリューション研究を担保することになる。また、ソリューション研究の成果や課題は、ディシプリン研究・基盤技術研究にフィードバックされるべきである。結果として、学際研究であるソリューション研究は、新研究分野の創成につながる可能性もある。

AESプロジェクトでは、下記8項目をあげて、各主体の枠を超えた社会システムの実現を目指している。

- ・社会が追求する理念の実現
- ・大学の中立的、公共的見地から、公益性に富む社会ニーズの選定
- ・社会ニーズの達成に必要な基盤インフラ技術並びに革新的技術・システムの開発と、課題の既存研究へのフィードバック
- ・ニーズに対応する学内シーズ研究のシステムの統合を中心としたオープンソリューション
- ・公的資金・外部資金による実証プロジェクトの自立的推進
- ・各主体の枠を越え、社会コストミニマムを達成
- ・人的交流を伴う社会・教育・社会貢献の一体化による知的ダイナミズムの活性化を追求
- ・産学官、業種、技術領域などの枠を超えたイノベーション・ハブ(交流と創発の場)の提供

進行中のサブプロジェクト

AESプロジェクトではさまざまなサブプロジェクトが同時進行で研究されている。ここでは主要なサブプロジェクトの課題と産学連携の状況を紹介する。

(1) 統合型エネルギー・物質ネットワークシステム(リーダー：荒木和路特任教授)は、異種燃料電池(PEFC + SOFC)の組み合わせによる高効率コプロダクションに関する研究(リーダー：荒木教授)と、太陽光発電など再生可能エネルギーの自律的な連携に関する研究(リーダー：黒川浩助特任教授)から成る。本年5月に竣工した東工大蔵前会館(Tokyo Tech Front)で実証試験を行うなど、活発な研究活動を行っている。

表1

	指向	アプローチ	評価価値	評価体制	推進体制
ディシプリン研究	シーズ	分析的	オリジナリティ	ピア	自律分散
ソリューション研究	ニーズ	統合的	有用性	エキスパート/ユーザー	プロジェクト

詳細は、別項の解説を参照されたい。

(2) スマートパワーネットワーク(リーダー：赤木泰文教授)では、既存の大規模系統電源と今後需要側で急増すると予想される太陽光発電など再生可能エネルギーの最適な共存条件、社会コストミニマムなどを探る「電力ネットワーク」に関する研究を推進している。詳細は、別項の解説を参照されたい。

(3) 交通システム(リーダー：黒川浩助特任教授)では、太陽光発電や風力などの再生可能エネルギーを利用した電気自動車向けの充電インフラシステムの研究を実施している。詳細は、別項の解説を参照されたい。

(4) 次世代空調(リーダー：佐藤勲教授)では、ヒートポンプを活用し、空気質の向上により従来のエネルギー有効利用、環境負荷低減に加え、快適性・高機能を追求する次世代空調システムの開発と実証を行っている。詳細は、別項の解説を参照されたい。

(5) 先進電力マネジメント(リーダー：嶋田隆一教授)では、新エネルギー、電力貯蔵、省エネに向けたパワーエレクトロニクスのソリューション研究を行う。磁気エネルギー回生スイッチ(MERS)による蛍光灯の調光、パワーマネジメント、風力発電機の増力、フライホイール等を研究している(図3)。本研究は、新日本製鐵、MERS Tech等と共同で実施している。

(6) 海洋バイオマス(リーダー：柏木孝夫教授)では、非着床系藻類を工業的に増殖させ、CO₂を固定すると同時に、バイオマスとして資源化・利用することを目標に研究を行っている。詳細は、別項の解説を参照されたい。

(7) アジア太平洋サンベルト開発(リーダー：玉浦裕教授)では、オーストラリアや中国、モンゴル、イン

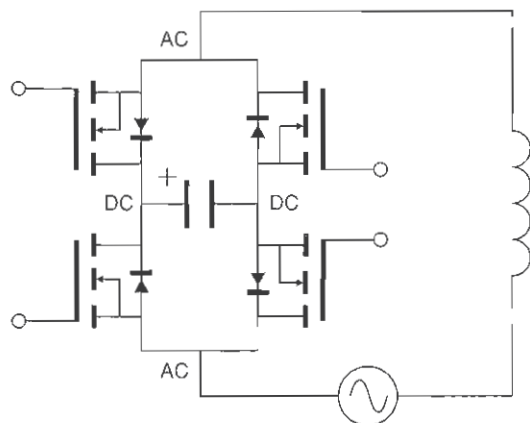


図3 磁気エネルギー回生スイッチ

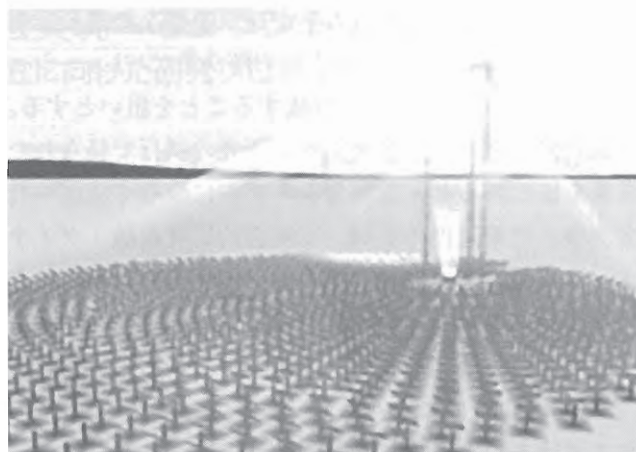


図4 太陽熱集光システム

ド北西部などアジア太平洋地域のサンベルトで豊富な太陽エネルギーを利用し、電力やソーラーハイブリッド燃料(石炭と太陽エネルギーを組み合わせた合成燃料など)を生産して持続可能な経済圏の創生を目指す研究を行っている(図4)。本研究は、三井造船、三菱商事、三菱重工、コスモ石油等と共同で実施している。

ソリューション研究との関わり

AES プロジェクトは、東京工業大学が文部科学省の科学技術振興調整費「戦略的研究拠点育成プログラム(スーパー COE)」の支援を受けて2005年度に設立した統合研究院により、ソリューション研究の一環として推進されている。

ソリューション研究は、東工大が大学における研究の新しい類型として提唱しているもので、①数年から十年程度先の将来ニーズ解決と企業化あるいは社会システムへの道筋をつける研究、②学内外の連携を強めて組織的に取り組む課題実現型のプロジェクト研究である。すなわち大学自らが、数年後から十数年後のあるべき姿を描いて社会へ提案し、その中から解決すべき具体的な課題を設定し、大学が持つ多様な知識を総動員、再構築して課題達成のためのソリューションを創出する研究と捉えている。

ソリューション研究によって、社会や産業の課題を、科学技術的側面、文化・文明的側面、社会システムの側面から、多面的、統合的に解決することが可能になる。社会や産業の現状から生じる課題を解決するだけでなく、数年後から十数年後のあるべき姿を大学自らが描き社会へ提案し、その中から解決すべき具体的

な課題と目標を設定し、大学が持つ多様な知識を総動員・再構築して課題達成のための解決策(ソリューション)を創出する研究拠点を育成することを狙いとす。

統合研究院のソリューション研究の試行で得られた成果をまとめると、①社会システムにつなぐ実証・社会実験/政策連携の展開、②統合的研究組織・ダイナミックな産学官連携の仕組み創出、③自立化に向けた研究資金の多様化と増加、④新たな統合領域の開拓、⑤国際交流・展開の強化、等が上げられる。

2009年度末にスーパー COE の支援は終了するが、東工大はその成果をさらに発展させるため、2010年度から新統合研究院(仮称)を設置する計画である。その中で AES プロジェクトは、AES 国際研究センター(仮称)として発展的に継続していくことになる。

「AES 国際研究センター」の設立に向けて

これら研究活動の成果をさらに発展させるため、2010年度に AES 国際研究センター(仮称)を設立する準備を進めている。これにより、社会・産業との強い連携の下で低炭素社会のエネルギーインフラの実現に欠かせない先進エネルギーシステムを開発する世界トップレベルの研究拠点を形成する(図5)。

AES 国際研究センターは、東工大が2010年度に発足させる新統合研究院(仮称)に10年時限組織として設置する予定で、企業や社会に開かれたプラットフォームを構築する。プラットフォームでの議論を通じて社会・産業が抱える課題を大学教員、参加企業等が協力して適切に設定、その解決を図るソリューション研究プロジェクトを立ち上げることになる。AES 国際研究センターでは、東工大が新設した制度に基づいて置かれる共同研究部門で、企業と大学教員が対等の立場

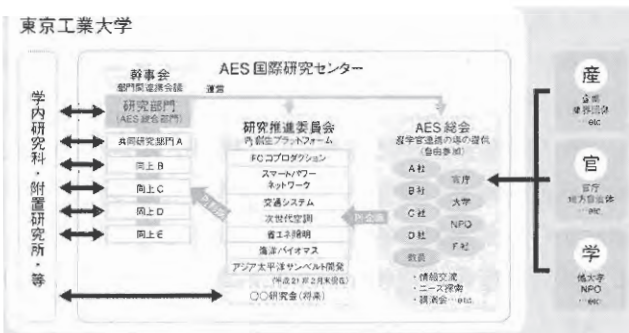


図5 AES 国際研究センター構想



図6 国際シンポジウム(2009年2月)

で研究に取り組むことになる。

参加企業にとっては、AES 国際研究センターが運営するプラットフォームに参加し、東工大の研究者や異業種との自由な交流、意見交換が可能となる。これらの交流を通じて課題が明確化されれば、東工大の研究者や他企業と一緒に共同研究プロジェクトの企画・立案に参加することができる。また、共同研究部門制度の下で得られた研究成果の知的財産権も、配慮される。

むすび

AES プロジェクトが取り組んできた課題を真に解決するには、電気・電子工学、エネルギー工学、機械工学、材料工学、化学工学、物理学はもとより社会理工学なども含めた異分野融合、さらには企業や政府、自治体など社会・産業との強い連携が不可欠である。

本プロジェクトは、過去2年間に14回の研究推進委員会を開催すると共に、一般に公開された AES 総会を5回開催するなどして、産官学連携を図ってきた(図6)。こうした取り組みは、今後もさらに活発化させていく計画である。

AES 国際研究センターは、これらの異分野融合並びに社会・産業連携を強力に進めるプラットフォーム機能を担う。社会的・国家的要請の高い研究課題を設定するとともに、効果的な産官学連携による研究推進体制を確立し、先進エネルギーシステムの研究開発と低炭素社会への転換を促すイノベーションを推進する研究拠点となることを目指していく。

特集 原子力を基幹電源とした低炭素社会実現へのグランドデザイン

—東京工業大学の次世代エネルギー基盤確立に向けた研究プロジェクト—

スマートパワーネットワークプロジェクト



東京工業大学

教授 赤木 泰文 (あかぎ・ひろふみ)

特任教授 陶 昇 (すえ・のぼる)

連携准教授 片岡 良彦 (かたおか・よしひこ)

CO₂ 排出・社会コストの最小化と
信頼度の維持・向上

将来の電力システムの特長として、RE(再生可能エネルギー)発電の大量導入と、原子力発電などゼロエミッション電源の比率の増大があげられる。われわれはこのような特長を持つ将来の電力システムを対象に、信頼度・電力品質を維持・向上させながら CO₂ 排出と社会コストの最小化を達成すること(以下単に最適化という)を目標に据えている。プロジェクト名である「スマートパワーネットワーク」(以下 SPN と略記)は、この目的のための手段を備えた電力システムである。なお最適化は一般に、運用最適化と設備構成最適化の二つの問題に分けられる。前者では設備の運転状態を扱い、後者では設備の量や配置を扱う。SPN での最適化の範囲には基幹系統から低圧系統に至る多数の設備が含まれる。

SPN に不可欠な新しい ICT 応用と
パワーエレクトロニクス技術

SPN に不可欠な技術のひとつに ICT(情報通信技術)がある。運用最適化を行うには、監視・制御システムと制御対象設備との間で情報交換が行われる。SPN では膨大な量の情報交換が予想されるため、SPN 向けの新しい ICT 応用が不可欠である。なお運用最適化と設備構成最適化のいずれにおいても、膨大な数の対象を扱える新しい最適化技術が必要となる。

SPN に不可欠なもう一つの技術がパワーエレクトロニクス(以下パワエレという)技術である。RE 発電の系

統連系手段の多くはパワエレ技術に依存している。また RE 発電の多くは出力が一定しないことと、それに対応して前述の最適化を行うことから、商用系統内の電力潮流は複雑化する。これによる電圧変動の抑制手段や潮流自体の制御手段として、パワエレ技術の役割がこれまで以上に増してくる。すなわちパワエレ機器の信頼性・低損失性や同機器により電力品質を維持・向上させる技術は、SPN に不可欠な要素である。

以上の考察に基づき、われわれは ICT 活用による運用の最適化、設備構成の最適化、電力品質・信頼度維持に関わるパワエレを中心とした各種技術を検討し、一部を実験設備上で実証する。実験設備としては、基幹系統から低圧設備までを含む電力系統全体を模擬するモデルと、その監視・制御系とで構成することを考えている。

パワーエレクトロニクス技術の
バッテリーへの応用

本稿では以下、本プロジェクトで扱う課題の一つとしてパワエレ技術のバッテリー応用について述べる。図1はカスケード PWM 変換器と二次電池を使用した次世代電力貯蔵装置のシステム構成図である。これは、相毎に直列(カスケード)接続した $N=10$ 台の単相電圧形フルブリッジ PWM(パルス幅変調)変換器(コンバータセル)に特長がある。各コンバータセルの直流側に独立した二次電池(最大電圧 750 V)を接続している。コンバータセルの三角波 PWM キャリアを π/N だけ位相シフトすることによって交流相電圧波形は $2N+1$ レベル、線間電圧波形は $4N+1$ レベルとなる。PWM キ

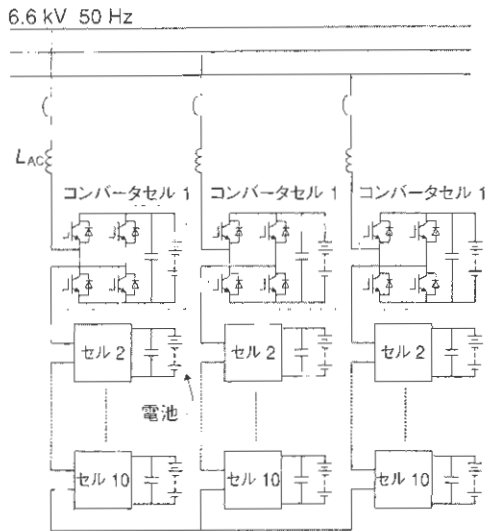


図1 6.6 kV 1 MW トランスレス電池電力貯蔵装置のシステム構成

キャリア周波数を f とすると等価スイッチング周波数は $2Nf$ となる。 $N=10$ の場合、相電圧のレベル数は 21、線間電圧のレベル数は 41 となり、電圧ステップ幅は最大 750 V である。PWM キャリア周波数を 1 kHz としても、等価スイッチング周波数は 20 kHz となり、低ひずみの交流電圧波形を出力できる。個々の 1.2 kV IGBT のスイッチング周波数は 1 kHz であるため、スイッチング損失は導通損失に比べて小さい。

図1の電力貯蔵装置の動作検証を目的として、ミニモデル(200 V 10 kW 3.6 kWh)を設計・製作した。実験室の三相 200 V 電源から連系インダクタ L_{ac} ($=10\%$) を介してカスケード PWM 変換器を接続している。このミニモデルのカスケード数は $N=3$ とした。各コンバータセルの直流側にニッケル水素電池(72 V 5.5 Ah)を接続した。使用した電池は合計 $3N=9$ 台である。図2にミニモデルの充放電を繰り返した場合の実験波形を示す。電池電流 I_B 、電池電圧 V_B 、SOC は 1 s 周期でサンプリングした波形である。充放電電力を $p = \pm 10$ kW に設定したため、電池の充放電電流は約 15 A であった。この充放電レートは 2.7 C に相当する。図3に充電動作($p = 10$ kW)から放電動作($p = -10$ kW)に 30 ms でランプ状に切り替えた場合の実験波形を示す。この場合の SOC は 70 % であり、安定な動作を確認した。

このように回路方式および制御の妥当性がミニモデルで確認できたため、今後は高圧機器としての信頼性・低損失性や、主回路高調波、EMC 等の環境性を実証する必要がある。

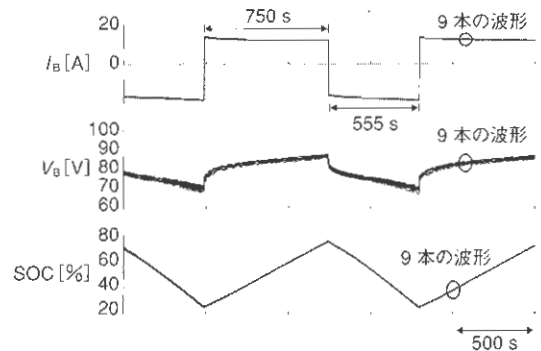


図2 充放電試験(SOCの動作範囲 25% から 75%)

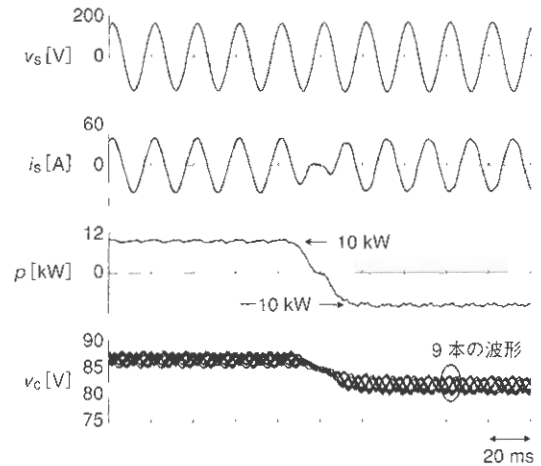


図3 有効電力指令値を 10 kW から -10 kW に変化した場合の実験波形(SOC は 70 % 付近で運転)

ナトリウム硫黄電池、ニッケル水素電池、リチウムイオン電池などの新型二次電池応用は RE 電源の発電電力平準化を含めて広範である。カスケード PWM 変換器と二次電池を用いた電力貯蔵システムは 6.6 kV 系統に接続し、分散電源の変動電力を交流母線で一括補償する回路方式である。このような電力貯蔵システムは二次電池の残容量や許容充放電電力、温度等の制約内で運転する必要がある。このため、電池の状態計測・管理システムとカスケード PWM 変換器の通信・協調が不可欠である。このような装置の制御・最適化に加え、系統側の種々の条件を考慮した柔軟かつ高信頼度な協調動作も、ICT 応用と最適化により実現していく必要がある。

本稿ではスマートパワーネットワーク (SPN) プロジェクトの方向性を述べた。SPN 実現に不可欠な技術として ICT 応用とパワエレ応用とに着目し、パワエレ応用技術として次世代電力貯蔵装置を紹介した。

特集 原子力を基幹電源とした低炭素社会実現へのグランドデザイン

—東京工業大学の次世代エネルギー基盤確立に向けた研究プロジェクト—

需要家側から見たスマートエネルギーネットワーク



NTT ファシリティーズ
ソーラープロジェクト本部 副本部長
谷口 直行 (たにくち・なおゆき)

プロジェクトの目的

産業革命以降、人類が排出してきた温室効果ガスにより、地球温暖化が進行している。近年では、地球温暖化の影響で大型ハリケーンや豪雨による水害が起こる一方、雨が降らず干ばつに苦しむ地域も出ている。この問題を解決するには、化石エネルギーに大きく依存した現在の社会システムから脱却し、『低炭素社会』を実現する必要がある。しかし、低炭素社会実現には「経済面」、「技術面」と取り組まなければならない課題も多く、そのためには「一人一人の意識改革」なしには簡単に実現できないのが現状である。

今回、われわれは需要家側の視点で、スマートエネルギーネットワークの研究に取り組み、低炭素社会実現の課題となっている「経済面」「技術面」を「電気・熱の最適需給運用による需要家群としての自律性評価」から、「一人一人の意識改革」を「CO₂の見える化」から、それぞれ課題解決を図り、低炭素社会実現へ貢献しようと考えている。

システム概要・コンセプト

スマートエネルギーネットワークでは、エネルギーコミュニティ内の電気・熱の需要設備及び電源を高速・高信頼の通信ネットワークで結び、『省エネルギー・省CO₂・省コスト』と『電力品質』を目的に最適需給運用を行なう(図1)。そのため、実際は複数の需要設備及び発電設備が電力系統へ連系されているエネルギーコミ

ュニティでも、電力系統から見れば制御された一つの負荷として位置付けることができる。

このエネルギーコミュニティには、太陽光発電(PV)、燃料電池(FC)、電気自動車(EV)及びEV充電拠点、スマートハウス(DSM^(*)/DRP^(**))等が複数連系され、それぞれの設備の運用情報に基づき自律的にエネルギー需給を制御する。今回の研究では、「経済面」「技術面」と「一人一人の意識改革」に分け、それぞれ取り組む。

④ 電気・熱の最適需給運用による需要家群としての自律性評価

- (a) 『省エネルギー・省CO₂・省コスト』と『電力品質』の両立
- (b) 需要家群内設備の階層別自律エネルギー制御
- (c) 分散電源大量導入時の電力系統との協調
- (d) 階層別自律エネルギー制御の制御対象の適用領域とその効果

⑤ CO₂の見える化

- (a) CO₂排出量の少ないエネルギーの積極的利用
- (b) 省CO₂化への需要家の積極的参加

—『省CO₂・省コスト』と『電力品質』—

エネルギーコミュニティ内の各設備に設置されたスマートメーターからの電力消費・発電及び系統運用情報から、『省エネルギー・省CO₂・省コスト』と『電力品質』の両立を目的とした最適需給運用(図2)を行なう。

例えば、エネルギーコミュニティ内のスマートメーターからの電力消費・発電情報に基づき、電力需要を把握し、電力が余っている地域から足りない地域へ電力が自動的に融通され準化を図り、それでも足りず

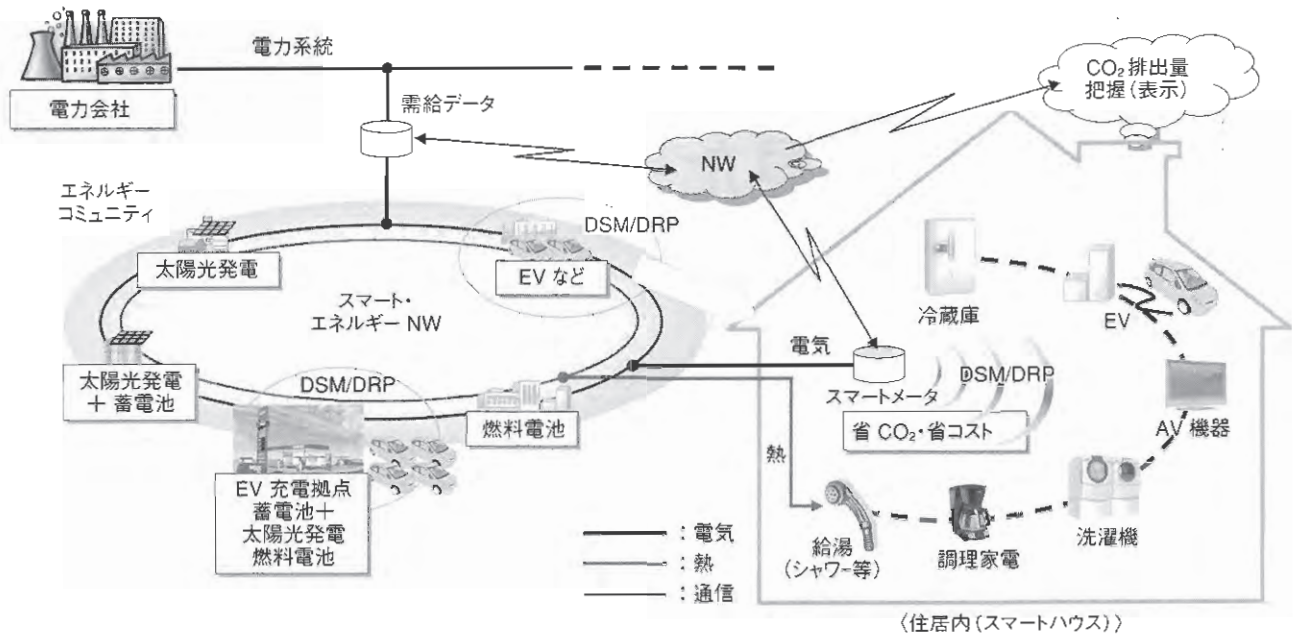


図1 スマートエネルギーネットワーク

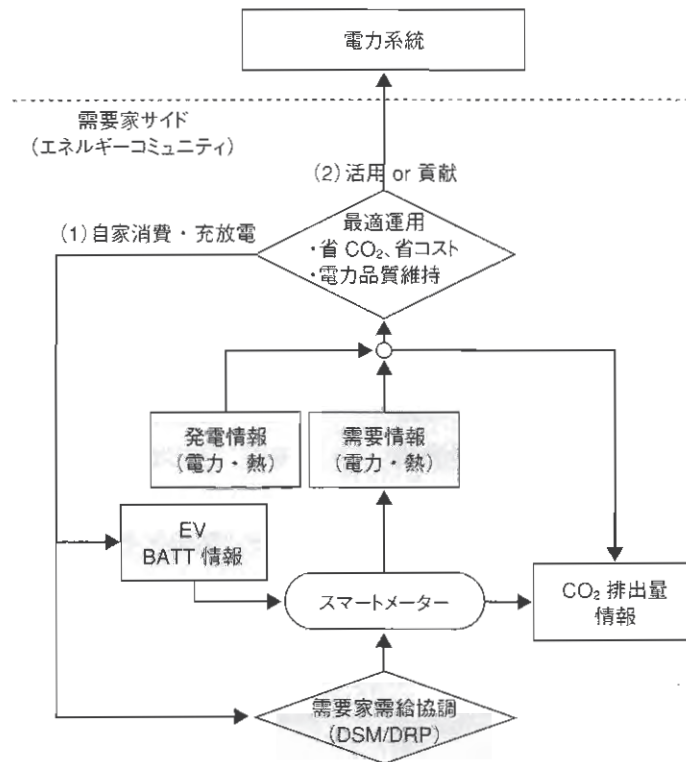


図2 制御イメージ

にピーク電力に近づけば、需要家需給協調で負荷抑制を実施し、それでもエネルギーコミュニティ内で電力が不足する場合は電力システムから支援を受ける。同様の考え方で、エネルギーコミュニティ内で最適需給運用時に『発電>需要』となる場合は、電力システムへ逆潮流す

る。

—階層別自律エネルギー制御—

現在の系統運用は、中央の一括集中制御により監視・制御している。しかし、スマートエネルギーネットワークを構成した場合、制御対象が増加し取り扱う情報

量が膨大になり制御も複雑になってくる。そこで、需要設備及び電源が電力系統やスマートメーター等からの情報により自ら『省エネルギー・省CO₂・省コスト』や『電力品質』を目的とした運用ができる階層別自律エネルギー制御が有効になる。階層別とは発電所から需要家設備までの制御対象を、役割や目的別に数階層に分け、それぞれの階層で情報の集約と共有を行なうことで効率良く自律制御を行なう。このように階層化することで、需要家または需要家設備の増加に順応できる拡張性を持たせることが可能となる。

— PV 大量導入時の FC 無効電力制御 —

需要側で取り組むことのできる低炭素型の発電システムとして PV があるが、今後の導入目標を鑑みると一般住宅への設置が重要である。PV が一般住宅に大量に導入され、発電した電力を電力会社にする、いわゆる逆潮流が生じると電力系統の電圧が上昇する。過度に電圧が上昇すると電圧の適正範囲を逸脱する可能性があるため、このような場合は PV の出力を抑制する必要がある。これでは PV は発電の機会を逸してしまうが、FC の電圧制御機能を用いることでこのような PV の出力抑制を回避することができる。

— EV 充電拠点における最適制御 —

現在、次世代自動車の一つである EV の市販開始も目前となり、文字通り「EV 元年」を向かえようとしている。

今後、EV が大量普及していった場合、一般家庭や店舗等、電力系統の需要側末端に、EV 充電拠点が多数出現すると想定される。EV 充電拠点は電力消費源であるとともに、EV を含めるとコミュニティの電力貯蔵源としての役割も期待できる。

将来の EV 大量導入期を想定し、スマートエネルギーネットワーク内で最適制御することで、コミュニティ内での『省エネルギー・省CO₂・省コスト』や『電力品質』を図る。

— CO₂ の見える化 —

スマートメーターにより、需要家側の需給情報をリアルタイムで把握することが可能となり、電力系統の運用情報の情報共有が可能となる。そのため、時間帯別のきめ細かい CO₂ 排出量原単位が把握可能となり、需要家の省 CO₂ 対策を適正に評価することができる。また、こうした情報を視覚化することで、需要家による低炭素に優れたエネルギーの選択利用が可能となり、

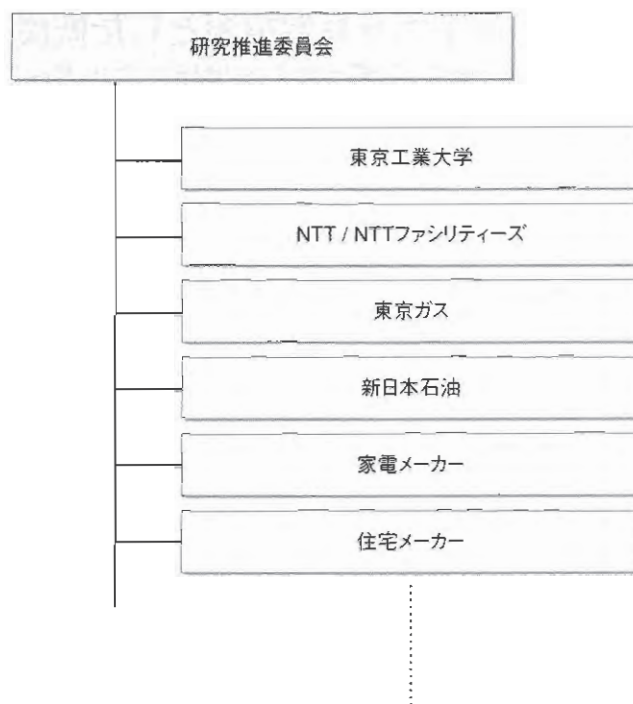


図3 研究体制(案)

省 CO₂ 化への需要家の積極的参加を促す効果も期待できる。

研究体制と役割

スマートエネルギーネットワーク研究では、ネットワーク制御(セキュリティ)、分散電源(PV、FC、EV等)の構築・運用、スマートメーター、スマートハウス及び DSM 対応家電など多くの研究要素がある。そこで、各分野の専門企業が連携し取り組んでいく予定である(図3)。

スケジュール

2009 年度中に研究参加団体の体制を整え、実証研究に向けた事前調査と具体的な研究項目の抽出を行なう。その後、2010 年度から数年計画で実証研究を行なえるよう取り組む予定である。

¹DSM : Demand Side Management
²DRP : Demand Response Program

特集 原子力を基幹電源とした低炭素社会実現へのグランドデザイン

—東京工業大学の次世代エネルギー基盤確立に向けた研究プロジェクト—

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)



三菱商事
新エネルギー事業開発本部
中井 康博 (なかい・やすひろ)
東京工業大学 特任教授
黒川 浩助 (くろかわ・こうすけ)

はじめに

本年7月から、三菱自動車工業により、本格的な電気自動車 iMiEV(図1)が販売される。電気自動車は、走行する際にCO₂などの排気ガスを出さないクリーンな乗り物であり、地球温暖化防止の観点から注目されている。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を使っているため、完全なCO₂フリーとは言えない。

東京工業大学では、三菱商事(株)、(株)ジーエス・ユアサ・パワーサプライ、(株)トステム住宅研究所と共同で、昨年7月より、「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使わずに、どこまでCO₂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 実証試験で使用されている電気自動車(iMiEV)

システムの概要

本プロジェクトにおいて実証実験中のシステムの概要を図2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、田町キャンパスおよび葛飾区のコネクトホーム(トステム住研)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太陽電池と蓄電池、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。

風力発電のシステムについては、実際に風力発電機をキャンパス内に設置する訳ではなく、遠隔地にある風力発電所の発電量に応じて、充電器をオン/オフする装置を組み入れる。発電量が多くなった時にだけ電

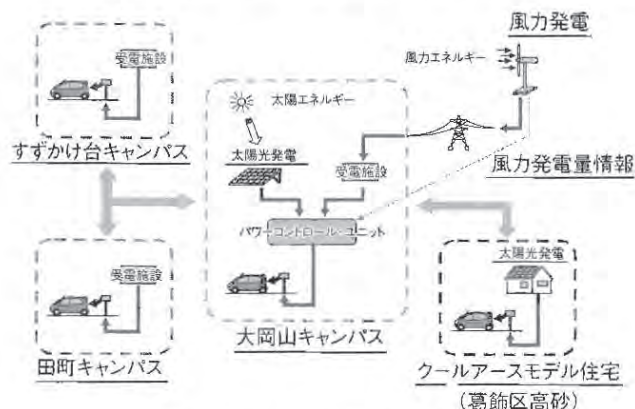


図2 実証試験のシステム概要

電気自動車に充電することにより、余剰電力としてシステムに入ってきた電力を仮想的にキャンセルすることが可能となる。

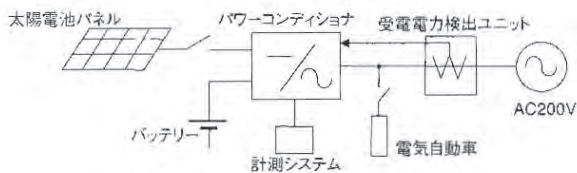


図3 充電ステーションの構成

充電ステーションの構成と動作

充電ステーションは、2.59kWの太陽電池と4.5kWのパワーコンディショナ、8.96kWh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。図3にその構成を示す。

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。

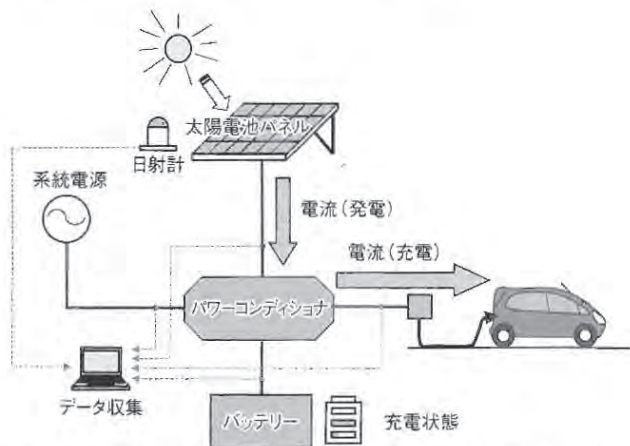


図4 電気自動車充電モードの電力の流れ(太陽電池のみ)

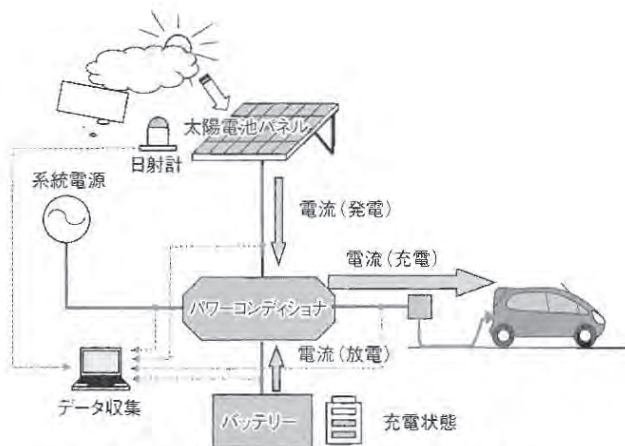


図6 電気自動車充電モードの電力の流れ(太陽電池+バッテリー)

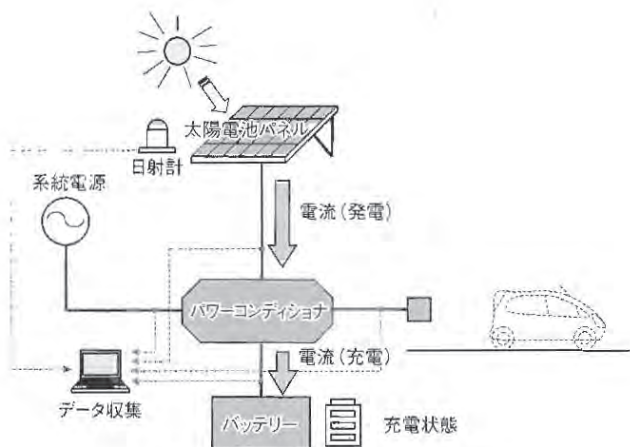


図5 蓄電池充電モードの電力の流れ

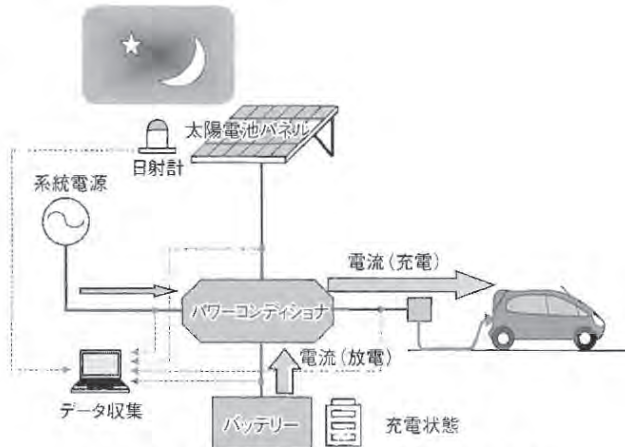


図7 夜間電気自動車充電モードの電力の流れ

(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況で、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(図4)。

(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(図5)。

(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賄う(図6)。

(4) 夜間充電モード

夜間、まった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賄う(図7)。

CO₂ 削減量に関する初期検討

電気自動車の実走行は、データを取り始めたばかりで、これを使った評価は現時点では行えないため、条件を仮定し、CO₂削減量に関して初期的な検討をおこなった。検討の対象としたのは、三菱自動車工業(株)の電気自動車(iMiEV)を、①通常の系統電源で充電した場合、②太陽電池を用いたシステムで充電した場合、ならびに③通常のガソリン車(i)を走行させた場合の3ケースである。また、検討にあたっての条件は以下の通りである。

(1) 電力のCO₂排出原単位

425 g-CO₂/kWh (LCA database FY2009)

(2) 三菱自動車工業/iMiEV(車両重量 1,080 kg)

電費：160 km/16 kWh ⇒ 10 km/kWh

(3) 太陽光発電システム

58.6 g-CO₂/kWh (NEDO 報告、多結晶住宅用システム基本ケース、寿命 20 年、パワコン 10 年)

(4) 外付けバッテリー(鉛蓄電池)

10.2 kg-CO₂ (32 個 8.96 kWh)

充放電効率：0.8

(5) バッテリー用キャビネット

40.1 kg-CO₂

(6) ガソリン車：三菱自動車工業“i”

2,599 g-CO₂/l ⇒ 135 g-CO₂/km

(燃費より計算。ガソリン製造時含む)

日本自動車工業会の調査によると、日本の車の年間平均走行距離は 5,160 km であり、この値を用いて前述の3ケースについてCO₂排出量を計算すると、以下のとおりとなる。

ケース① 電気自動車を系統電源で充電した場合

$5,160 \text{ km} \div 10 \text{ km/kWh} \times 425 \text{ g-CO}_2/\text{kWh} = 219 \text{ kg/年}$

ケース② 電気自動車を太陽電池で充電した場合

$5,160 \text{ km} \div 10 \text{ km/kWh} \times 58.6 \text{ g-CO}_2/\text{kWh} \div 0.8 = 38 \text{ kg/年}$

ケース③ ガソリン車の場合

$5,160 \text{ km} \times 135 \text{ g-CO}_2/\text{km} = 697 \text{ kg/年}$

上記の簡便計算によれば、ガソリン車に比べ、電気自動車を系統電源で充電した場合にはCO₂を70%削減でき、さらに太陽電池で充電した場合には95%の

削減を行うことができる。

このように電気自動車と再生可能エネルギーの組み合わせには大きな期待がかかっており、今後、年間を通じた実走行のデータをとりながら、その有効性を検証していくことになる。また、このような普及形態が進んできたときに全体集合として、LCAによる環境インパクトのさらなる分析や、電力系統における再生可能エネルギーの需給ギャップ解消が図れるのではないかという興味ある課題についても可能性を評価していきたい。

特集 原子力を基幹電源とした低炭素社会実現へのグランドデザイン

—東京工業大学の次世代エネルギー基盤確立に向けた研究プロジェクト—

SOFC-PEFC 水素・コプロダクション 実証試験

—都市ガスから電力・水素・熱を同時に高効率で取り出す—



東京工業大学 特任教授
荒木 和路 (あらかし かずみち)

プロジェクトの目的

地球温暖化防止のため、低炭素社会の実現に向けて脱化石燃料の取り組みが進められている。その一方で現状の世界のエネルギー源の大半を占める化石燃料の高度利用を推進することも極めて重要である。この研究は、燃料電池を用いて化石燃料から高い効率で電気を得ると同時に発電時の排熱を活用して水素を製造し、さらに別の燃料電池で発電することにより化石燃料の究極の高度利用を目指すものである。このアイデアは既に複数の研究者により提案されているが、実機での運転は初めての取り組みとなる。

また、バイオマスをはじめとする再生可能エネルギー起源の水素などの統合化をめざして、次世代型エネルギー需給ネットワーク(図1)の構成要素としての

可能性も実証しようとするもので、化石燃料から電力・水素・熱を同時に取り出すという意味でコプロダクションと呼んでいる。

システム概要・コンセプト

燃料電池は化石燃料を燃焼することなく、水素などと酸素から直接電気に変換するもので、燃焼によるエクセルギー損失を回避するという点で優れた発電装置といえる。燃料に用いる水素は天然ガスなどの主成分であるメタンガスと水蒸気を改質して取り出す。自動車の燃料電池などでは、ほかの手段で製造した水素を直接利用することもある。この研究は、燃料電池で発電する際に発生する900℃程度の高温排熱を活用して、化石燃料から水素を製造するものである。この水素を貯蔵し、別の燃料電池でも発電する。実用段階で

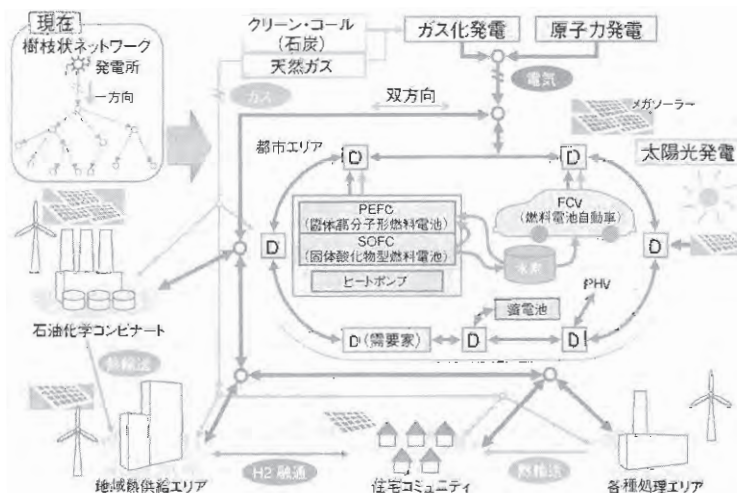
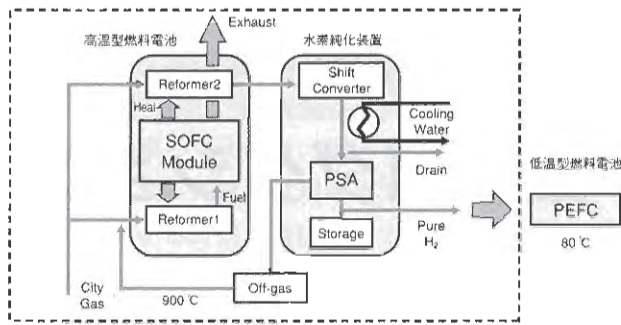


図1 次世代型エネルギー需給インフラ



SOFC 固体酸化物形燃料電池 Solid Oxide Fuel Cell
PEFC 固体高分子形燃料電池 Polymer Electrolyte Fuel Cell

図 2

は貯蔵の際に再生可能エネルギーなどの別の方法で作った水素との統合も視野に入れている。水素製造後の排熱は従来のコージェネレーションと同様に冷暖房・給湯などに利用する。

今回の実証試験では固体酸化物燃料電池(SOFC : Solid Oxide Fuel Cell)と固体高分子型燃料電池(PEFC : Polymer Electrolyte Fuel Cell)を組み合わせで実現する。

具体的なシステムの動作を簡単に説明する(図 2 参照)。天然ガスは予備改質器(図 2. Reformer-1)を経て SOFC 本体(図 1. SOFC Module)に導入される。SOFC 内部ではさらなる改質によって水素と一酸化炭素が生成され、これらが空気中の酸素と反応して電気を得る。この際に発生する熱の一部を使ってもうひとつ別の改質器(図 2. Reformer-2)でも天然ガスの改質を行う。こうして得られた改質ガスを取り出し、水素純化装置(図 2. Shift Converter と PSA)で 99.99%まで精製したのち貯蔵する。貯蔵した水素は電力需要にあわせて PEFC で発電する。

実証試験は 10 kW 級の SOFC を用いて行う。この規模での発電効率の期待値は SOFC 単独では 45%程度(DC、HHV 以下同様)であるのに対して、PEFC との複合では 50%程度が期待される。さらに 1 MW 級の実用規模では 55%以上が期待される。

今回はこれまでに述べた排熱活用による改質の実証試験に加えて、排熱で改質するための追加の燃料を注入せず、SOFC 内部で発電に使用された後のオフガスを回収してこの中から未反応の水素を取り出して PEFC で発電する試みにも挑戦する。これが商用機で実現可能であれば、さらなる高効率化が期待できる。

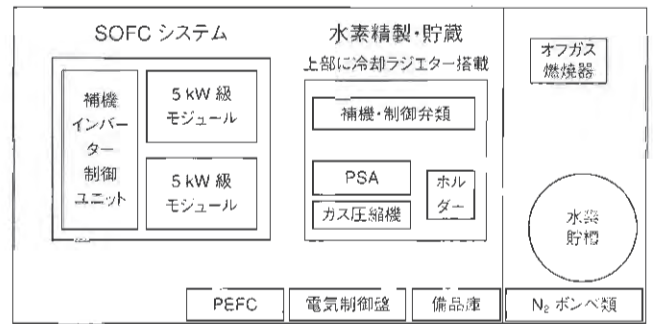


図 3 10 kW 級システムの主要機器レイアウト

役割分担

本研究は東京工業大学統合研究院が東京ガス株式会社と共同で実施している。プロジェクト全体の推進、および排熱改質やオフガス抽出に伴う SOFC の挙動の基本検討と水素統合システムの検討を東京工業大学が実施し、実機的设计、製作、設置、運転を東京ガス株式会社が実施する。開発に要する費用は平成 19 年度から 3 年間、国土交通省の「住宅・建築関連先導技術開発助成事業」から 50%の助成を受け、残りの 50%を東京ガス株式会社が負担している。

スケジュール

本研究は平成 19 年度から 3 年計画で実施しており、本年はいよいよ実機を稼動する。主要な装置は今年竣工したばかりの東工大蔵前会館(Tokyo Tech Front)に隣接する駐車場に設置され、発電した電力は同会館で消費される。同会館は、東京工業大学と蔵前工業会との共同事業により、教育と研究における社会との交流の場として職員・学生・卒業生等が利用できる施設である。

平成 19 年度、平成 20 年度は排熱改質やオフガス抽出に伴う SOFC の挙動の基本検討と水素統合システムの検討、および実機的设计、製作を行った。

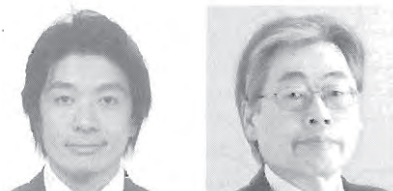
平成 21 年度は現地に搬入、組み立てし 8 月下旬から試運転調整を開始、9 月以降年度末まで排熱活用改質やオフガス抽出を行う(図 3 参照)。これらの 10 kW 機の実証データから、構成要素ごとの開発課題を抽出し、将来の実用機の達成可能な発電効率を推計する。

特集 原子力を基幹電源とした低炭素社会実現へのグランドデザイン

—東京工業大学の次世代エネルギー基盤確立に向けた研究プロジェクト—

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

—コミュニティにおける電力融通効果の検証—



新日本石油 研究開発本部
前田 征児 (まえだ・せいじ)
東京工業大学 特任教授
黒川 浩助 (くろかわ・こうすけ)

プロジェクトの目的

地球温暖化対策で、CO₂ 排出量を現在の半分以上にするには、メガソーラー発電所やソーラータウンなど、太陽光発電システムの面的な大量導入が不可欠である。

現在の電力システムは、一般家庭をはじめとする需要家側の末端に、太陽光発電を多数設置することを想定しておらず、余剰電力が電力システムに悪影響を及ぼし、折角発生したエネルギーを十分に活用できないことが懸念されている。

各家庭に設置した太陽光発電パネルの発電電力を最大限に有効活用するためには、ソーラータウン内で電力を蓄え、さらに隣同士のソーラータウンで、電力を最適に融通しあい、自律性を高めた太陽光発電システムとすることが有効である。

わが国の太陽光発電関連研究の指針である「PV 2030 ロードマップ」によると、自律度向上型地域システム技術は、太陽光発電の面的導入に必要な技術であり、この課題の克服と、今後の太陽光発電システムの大量普及に貢献することが期待される。

本プロジェクトでは、東京工業大学大岡山キャンパス内の Tokyo Tech Front 東棟屋上に、自律度向上太陽光発電システムを設置し、図1に示したような概念のソーラータウンを模擬した実証試験を行う。天候の変動や建築物の電力需給に合わせた発電・蓄電の最適制御や、自立した電源としての研究を行い、最適なエネルギー供給を検証する予定である。

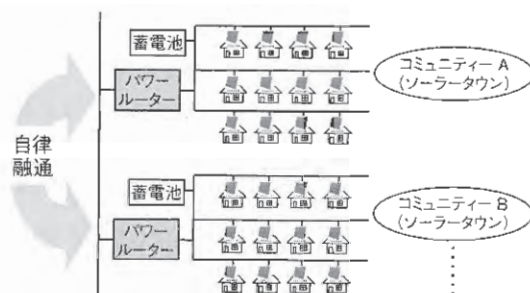


図1 コミュニティ間の自律融通



図2 建物外観(東工大 Tokyo Tech Front)



図3 太陽光発電パネル

システム概要、コンセプト

自律度向上太陽電池システムの主要機器構成は図2～図4の通りである。パワー路由器と、PV・蓄電池システムに付随したパワーコンディショナーが、周波数垂下特性制御方式により蓄電池のSOCを自律的に



図4 パワールーター(左)とパワコン・蓄電池(右)

行うことで電力の最適融通を実現する。実機での検証は世界でも初めての事例になる。

〈主要機器構成〉

- ① 太陽電池モジュール(5kW × 2式)

方式：結晶系シリコン

メーカー：三洋電機株式会社

- ② 蓄電池設備(4,480 Ah・セル× 2式)

方式：制御弁式据置鉛蓄電池

- ③ パワールーター(5kW)

- ④ パワーコンディショナー

方式：電圧型電流制御方式(連系)

電圧型電圧制御方式(自立)

本設備による予備試験結果の一例を示す。図5のように2つのコミュニティの太陽光発電電力と負荷消費電力が極端に偏った場合(時刻15:15)に、まずコミュニティ1の蓄電池の放電が進み、コミュニティ2は過充電側に移行する。この時パワールーターが両端の系統周波数の違いを検出し、融通電力の方向と大きさを制御することにより、両コミュニティの需給関係の回復に成功した例である(制御方式：図6参照)。

期待される効果

パワールーターを利用することにより、規模の効果を出すことができ、図7のようにコミュニティ間の太陽光発電の余剰電力の融通や、負荷の平準化ができる。蓄電池容量に応じた垂下特性を周波数・電圧に与えることで、蓄電池残量を平滑化し、効率よく利用できる。

研究体制と役割

本研究プロジェクトは、国土交通省の住宅・建築関連先導技術開発助成事業を受託し、東工大統合研究院黒川研究室と新日本石油(株)の共同で実施している。(株)ジーエス・ユアサパワーサプライおよびMyway

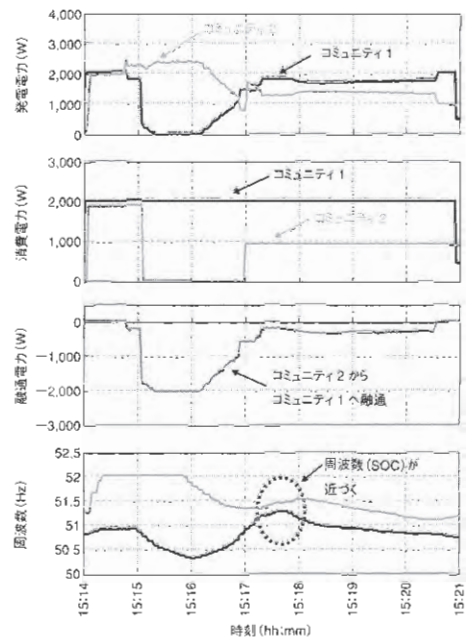


図5 予備試験結果の一例

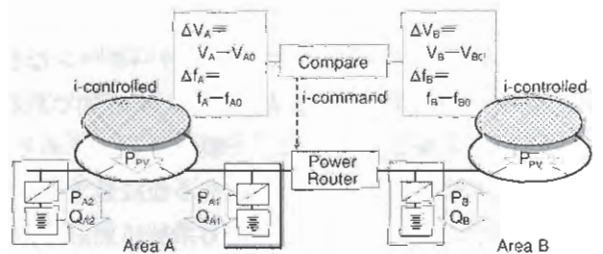


図6 周波数垂下特性制御

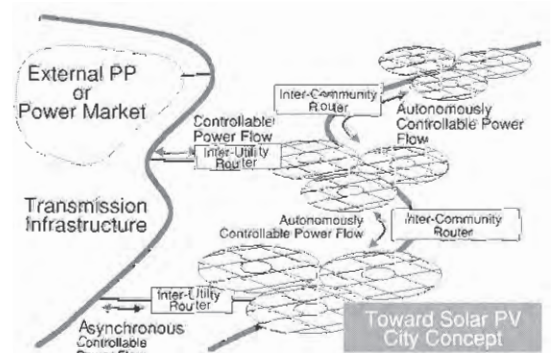


図7 コミュニティの電力融通イメージ

プラス(株)が協力企業として参加している。

スケジュール

2008年度中にシステムを開発し、建物設置を完了した。2009年度から実証運転評価に取り組む予定である。

特集 原子力を基幹電源とした低炭素社会実現へのグランドデザイン

—東京工業大学の次世代エネルギー基盤確立に向けた研究プロジェクト—

次世代空調プロジェクト



東京工業大学 教授
佐藤 勲 (さとう・いさお)

プロジェクトの目的

本サブプロジェクトは、居住環境・作業環境の温度・湿度だけでなく、空気の質をもコンディショニングする新しい概念の空気調和システムを、省エネルギーの概念と合致した形で実現しようとする取り組みであり、低炭素社会実現を目標とする AES プロジェクトの中で最もデマンド側に近い位置づけのものである。

家庭用エアコンやビル等の冷房空調設備の省エネ化などにより、近年の最大需要電力における夏季需要比率は 35%程度で横ばい傾向にあるが、高温多湿なわが国において電力の年負荷率を向上させ、CO₂排出量を削減するためには、空調システムのさらなる高効率化が強く求められる。一方、空調システムのようにデマンドに近いところの機器の高効率化には、機器の入れ替えを促進するインセンティブが作用する必要があるが、技術的に成熟しつつあるこれらの機器で性能面・

価格面における画期的な優位性を実現することは容易ではない。このような背景のもと、本プロジェクトでは、図1に示す通り、居住者が快適に感じ健康増進につながるような「空気質」をインセンティブとして、エネルギー効率の観点でも優れた次世代空調システムを広く普及させることを最終的な目的としている。

次世代空調システムのコンセプト

本プロジェクトで検討している空調システムは、ハイブリッドデシカント空調システムに分類される。ハイブリッドデシカント空調システムは、湿度調整(潜熱負荷)をデシカント(吸着材)への水分子の吸脱着で、温度調整(顕熱負荷)をヒートポンプサイクルで行うものであり、従来空調機のように除湿に際して空気温度を露点以下に下げることがないことからヒートポンプサイクルの COP(成績係数)を高めることができるだけでなく、熱交換器に付くドレン(除湿水)によるカビや細菌の繁殖がないこと、デシカントへ CO₂ や VOC といった空気質を悪化させる要因を吸着させることで高気質空調が実現できる可能性があり、本プロジェクトの目的を達成するために最適なシステムである。

ハイブリッドデシカント空調システムの概念でエネルギー利用効率の高い高気質空調を実現するためには、

- ・デシカントへの湿分の吸着を促進するための吸気予冷、デシカント再生のための排気加熱を含めて、必要な温度の空気調和を高い COP で実現するヒートポンプシステム
- ・小さな温度差でできるだけ多くの湿分を吸脱着でき

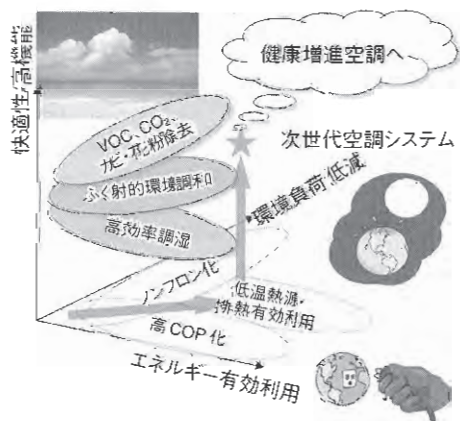


図1 次世代空調プロジェクトの立ち位置

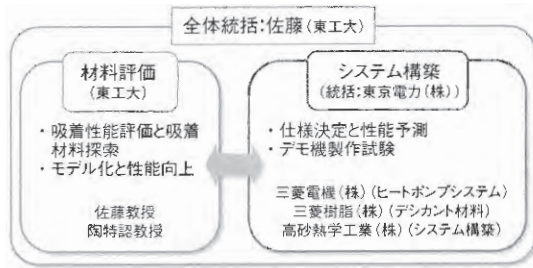


図2 プロジェクトメンバーと役割分担

るデシカント材料

- ・ CO₂ や VOC といった希薄成分を効率よく吸脱着できるデシカント材料
- ・ これらをシステムとしてまとめ運転するためのエンジニアリング

を開発・構築する必要がある。本プロジェクトでは、これらの各項目について、参加メンバーそれぞれの得意分野を活かしながら、協働して集中的に課題解決にあたっている。

参加メンバーの役割分担とスケジュール

本プロジェクトの参加メンバーは、東京電力(株)、三菱電機(株)、三菱樹脂(株)、高砂熱学工業(株)の4社と東工大であり、役割分担は図2の通りである。

2007年度後半から開始された本プロジェクトでは、デシカント材料の評価方法の確立と吸着挙動のモデル化、高効率調湿実証システムの仕様策定と性能予測を2008年度までに済ませている。2009年度には実証システムを開発製作し、その性能評価を行うとともに、高気質空調システムに必要なデシカント材料の探索とそれを組み込んだシステムについての検討を2010年度に実施する予定にしている。

検討状況

(1) 高効率調湿実証システム

次世代空調システムの基本となる高効率調湿ハイブリッドデシカント空調システムの概要を図3に示す。このシステムの特徴は、低温再生デシカントを使用し、その再生のための排気加熱(脱着熱供給)を、室内気の顕熱冷却に用いるヒートポンプサイクルで同時にまかなうこと、本プロジェクトのゴールである高気質空調に必要なCO₂やVOCの除去システムと親和性が高い

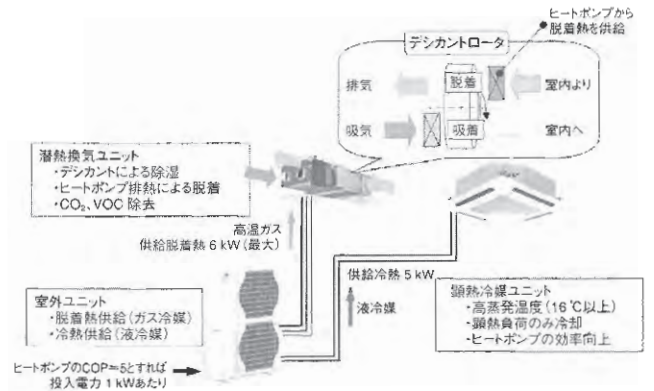


図3 高効率調湿ハイブリッドデシカント空調システムの概要

こと等にある。具体的なヒートポンプの性能や低温再生デシカントの物性を用いて性能予測を行った結果、夏季のシステムCOPで4.80が達成できる見込みである。

本年度の実証システム開発製作に向けて、現在、参加メンバー各社の下で5HPクラスのシステムの詳細設計を行っており、それが済み次第、高砂熱学工業(株)総合研究所内に床面積100m²の実規模空調室を設置して、夏季の冷房・冬季の暖房を含めたさまざまな条件下で性能評価を行うこととしている。なお、この実証システム開発製作と性能評価は、新エネルギー・産業技術総合開発機構(NEDO)省エネルギー革新技术開発事業の研究開発テーマとして採択されている。

(2) 高気質空調に向けたデシカント材料の探索

本プロジェクトのもう一つの鍵である高気質空調を実現するためには、CO₂やVOCといった希薄成分を空気中から効率的に除去分離できる吸着材を得ることが必須である。湿分を有する空気中の希薄成分を捕捉する吸着材の探索には、吸着材に対する水分子とCO₂に代表される希薄成分分子の吸着メカニズムの違いを明確にしておくことが望ましく、本プロジェクトでは学理的側面からの検討を実施している。

これまでの検討の結果、極性を有する水分子は吸着材表面で水素結合を生じるため、吸着量が吸着材の比表面積・細孔容積双方に影響されるのに対し、CO₂などの非極性分子の吸着は基本的に吸着材表面への物理吸着が支配的で、比表面積の大きさが吸着量を決めること等が明らかになりつつある。今後、これらの知見をもとに、高気質空調に適用可能な吸着材を見出し、それに合致する運転方法を考察していく予定である。

特集 原子力を基幹電源とした低炭素社会実現へのグランドデザイン

—東京工業大学の次世代エネルギー基盤確立に向けた研究プロジェクト—

海洋バイオマス

—二酸化炭素を用いて海藻類を高効率に増殖させ、バイオ燃料や有用物質生産に変換するコプロダクションシステムの構築—



東京工業大学
教授 柏木 孝夫 (かしわぎ・たかお)
特任准教授 小田 拓也 (おだ・たくや)

目的

近年、にわかに国際的課題となった地球温暖化問題に対し、わが国の国情にあった革新的な技術を開発する必要がある。特に、二酸化炭素の大きな排出源である化石燃料に由来する発電施設や製鉄、セメント関連の施設に対しては、二酸化炭素の発生を抑制し、地球温暖化の防止に貢献する技術の適用が急務となっている。加えて、わが国で、二酸化炭素排出削減と同様に将来的なエネルギーの確保も重要な課題である。

その解決手段のひとつとしてバイオマスの活用が推進されているが、現在対象とされているバイオマスは、食糧との競合が懸念されること、難分解のリグニ

ンを含む等、実用化における障害が指摘されている。一方、その増殖力と四方を海に接している国情から注目されている海洋バイオマスは、過去に多くの研究が行われたものの実用化の域には達していない。

そこで、二酸化炭素を活用して海洋バイオマスを高効率で増殖させ、それらをバイオ燃料、あるいは有用物質生産に変換するコプロダクションシステムを構築することによって、課題を総合的に解決したいと考えている(図1)。

以上のような観点から、大学を中心とした研究者と、関連産業界が有機的連携を図って、海洋バイオマスを起源とする二酸化炭素回生システムを研究開発し、諸問題の解決に資するためのシステムの実用化を図ることを目指す(図2)。

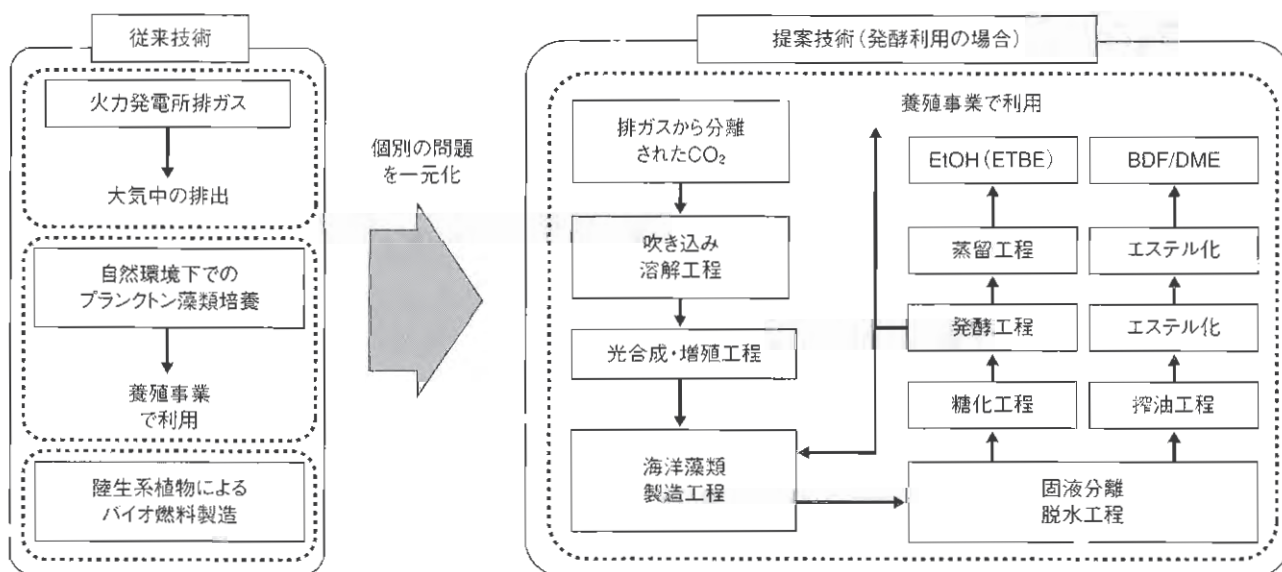


図1 海洋バイオマスによるバイオマス供給



図2 実用化イメージ

海洋バイオマスの特徴

まず始めに、増殖が穀物(陸生植物)に比べ、極めて早いことがあげられる。増殖速度は、いわゆる陸上のバイオマスと比較して、10～20倍も短時間で増加する。また組織構造が比較的単純なため、工業的なプロセスで処理しやすいという利点もある。さらに、非着床藻類を使用することで、流体としてバイオマスを搬送・処理が可能になる可能性もある。仮に海上でのバイオマス生産が可能になれば、耕作地に影響を及ぼすことなく広大な海域から適地を選択できる可能性もある。

しかし研究はまだ充分でなく、増殖する藻についても多様な種類が検討されている。種類だけでなく、藻の育成条件も探る必要がある。他方、工業的生産を前提としたバイオマス生産技術に関する研究がある。東工大を中心とした海洋バイオマス研究コンソーシアムは、主に後者の課題に取り組んでいる。

役割分担

海洋バイオマス研究コンソーシアムでは、5つのワーキンググループ(以下WG)を組織し、研究課題を分

担している。WG1は、システムの基本的成立性及び将来モデルのFSを行うこととし、主に東京工業大学が担っている。WG2では、排ガス中二酸化炭素の資源化技術の開発を目指し、実際に藻類を培養するなどしている。主に中部大学、高知大学、琉球大学が担っている。WG3では、微細藻類を中心としたバイオマス活用技術の調査を、九州大学や九州環境管理協会が主体となって進めている。WG4は、藻類のバイオエタノール化の技術調査・検討を、主に竹中工務店が担っている。WG5では、海洋システム・海域利用に関する検討を、三井物産戦略研究所や日本プロジェクト産業協議会(JAPIC)が中心となって担当している。

これら各WGが得た研究成果を、コンソーシアムが総合的にマネージメントすることで、社会システムとして機能するための研究課題を整理・発展させている。

スケジュール

平成19年から検討を開始して、平成20年度に当該コンソーシアムを発足した。このスキームは、少なくとも平成21年度まで継続する。平成22年度以降は、AES国際研究センターとのさらなる連携も視野に、より発展していく計画である。

米国はなぜスマートグリッド構築に熱心なのか



海外電力調査会 調査部
阿部 剛史 (あべ・たけし)

「賢い電力網」や「送配電設備の高度化」と呼ばれるスマートグリッドが、日本においても太陽光発電の大量導入に向けた動きとともに急速に注目を集めつつある。

最近も NEDO(新エネルギー・産業技術総合開発機構)による米ニューメキシコ州での共同実証研究プロジェクトのほか、日立製作所のスマートグリッド分野の事業強化、京セラによる通信機器ビジネスの検討が報じられている。

米国でも、再生可能エネルギー、プラグインハイブリッド電気自動車(PHEV)、見える化による省エネといったキーワードとともにスマートグリッドの必要性が盛んに訴求されているが、背景にはエネルギー政策における重要な課題としての位置づけとともに関連業界のビジネスチャンスへの期待がある。

米国における経緯

オバマ政権のエネルギー政策における重要施策のひとつに位置づけられたことで一躍脚光を浴びたスマートグリッドだが、実際にはブッシュ政権時代から電力供給システムの近代化が課題として取り上げられており、2003年にエネルギー省(DOE)が中心となりまとめて公表した報告書「Grid2030」をはじめ、米国電力研究所(EPRI)や民間団体からも、米国の電力供給システムの将来像としてスマートグリッドの概念が提示されていた。

その後、2003年に発生した北米東部大停電や、卸電力取引の活発化に伴い頻発した送電混雑を受けて、送

電インフラの強化と広域送電線の建設が政策課題と認識され、エネルギー自給と温暖化対策の観点から脱輸入石油とエネルギー効率向上を目指す「2005年エネルギー政策法」および「2007年エネルギー自給・安全保障法」が成立、デマンドレスポンス(需要反応)・再生可能エネルギー電源・PHEVの普及とあわせて、スマートグリッド構築が連邦規模の政策として位置づけられた。

しかし、2007年エネルギー自給・安全保障法ではスマートグリッドの方向性を抽象的に規定するに留まっており、本稿執筆時点でもスマートグリッドの統一された明確な定義は存在しない。

今年1月に公表されたDOEの諮問委員会(EAC)の答申では、定義に関してさまざまな議論があるとしながら、発電から消費に至る電力供給システムにおける情報通信技術の活用という概念とされており、明確に定義されないことで、電力供給システムにおけるあらゆる設備投資がスマートグリッドに含まれているようにすら見える。

スマートグリッドの背景・目的

そもそも電力供給システムにおいて情報通信技術の活用がなぜ必要とされたのであろうか。背景には大きく分けて次の3点のニーズがある。

(1) 供給信頼度の向上

米国の年間停電時間は日本の4倍近い。米国では自由化を控えた1990年代に発電設備に比較して相対的に収益性の低い送配電設備への設備投資が落ち込んだこともあって、送配電設備の老朽化と陳腐化が進んだ。

DOEによれば変電所の平均経過年数は実に40年を超えるという。

この送配電設備の近代化の遅れから、大規模停電の多発など供給信頼度の低下を招き、社会における半導体の普及や電子化もあって経済的損失が拡大した。年間あたり1,000億ドル以上にも上るといふ損失と低品質の電力による経済成長への悪影響を回避するため、供給信頼度の向上に向けた設備更新と技術革新による送配電設備の近代化が求められた。

(2) ピーク需要の抑制とエネルギー利用効率向上

米国の電力需要は、人口増加と経済発展を背景に増加の一途を辿ってきた。DOE エネルギー情報局(EIA)は長期エネルギー見通しにおいて、電力需要は景気後退の影響もあり減速しつつも、今後も年率1%で伸び続け2030年には2007年比で26%増加、特に商業用部門と家庭用部門が牽引すると予測している。

一方、発電設備や送電設備は、必要性は認識しても自分の近隣には建設して欲しくないとする住民感情、いわゆる“Not In My Backyard(NIMBY)”により建設が困難化するとともに、資材費・労務費等の建設コストが上昇したことから、新たに設備を建設するよりもピーク需要の抑制と省エネによって既存設備を活用して需要増へ対応する方が現実的かつ低費用であると考えられるようになった。

そこで、ピーク需要の抑制と省エネのため、価格シグナルにより自発的な需要抑制を促す料金プログラム(需要反応)の普及と、需要家が自らの需要を管理する手段としてのスマートメーターの導入が指向された。

なお、スマートメーターとは、自動検針に留まらず、一定間隔での計量と双方向通信による需要家への情報提供(料金単価等)が可能なメーターを指す。

現在では、スマートメーターを中心とした先進的計量インフラ(AMI)により、リアルタイムで使用電力量・単価・請求額が“見える化”されることで無駄な電力消費が控えられるようになるとともに、単価情報に連動して自動で入切されるスマート家電によってピークシフトの実効性を高めることで、電力消費の削減とピーク需要向け設備投資の抑制、ひいては電気料金の低下とCO₂排出量の削減に結びつくとして注目されている。

(3) 再生可能エネルギー・PHEVへの適合

米国ではブッシュ政権以前からエネルギー安全保障

の一環として、中東に依存する石油燃料からの脱却と地球温暖化対策のため、再生可能エネルギーの導入と運輸部門の非石油化を推進してきた。

電気事業においては、太陽光や風力といった再生可能エネルギー電源の設備投資に対する投資税額控除、発電税控除といった優遇税制を通じた支援が断続的に継続されており、前述のEIA長期エネルギー見通しにおいては、風力とバイオマスを中心として2030年までに発電電力量で水力発電を超えると予測されている。また、カリフォルニア州をはじめ、州独自の政策によって小規模から大規模までの太陽光発電の導入も推進されている。

こうした状況から、これら再生可能エネルギー電源の電力を輸送するための送電線の建設や出力変動に対応するための電力貯蔵設備の必要性が増大している。

同じく脱石油燃料と温暖化対策に向けた運輸部門の非石油化については、近年の穀物価格の高騰や食料不足を招いているとの批判によって、ブッシュ大統領のイニシアティブのもと急成長してきたバイオエタノール燃料からPHEVにシフトしつつあると考えられる。

PHEVによる電力需要へのインパクトは、100万台普及しても0.1%の上昇と、需要全体の減速傾向を反転させるほどの影響はないものの、自宅以外での充電における課金を含めたインフラ整備など情報通信技術の活用が必要となっている。なお、PHEVのバッテリーを電力系統において蓄電池として活用しようというVehicle To Grid(V2G)が関心を呼んでいるが、現時点では構想・実験段階である。

米国における動向

米国におけるスマートグリッドの導入状況を見ると、既に2000年代中盤から一部の電気事業者がスマートグリッドの基盤とされるスマートメーターの導入を開始している。

2008年12月に連邦エネルギー規制委員会(FERC)が公表した調査結果によれば、連邦規模で導入済みのスマートメーターは一般家庭まで含めて673万台、普及率は4.7%であり、未だ広範には普及していない状況であるが、大手電気事業者を中心にスマートメーターの本格導入が多数展開・計画されており、今後5~7年のうちに全米1.4億台のうち5,000万台前後まで増

加すると予想されている。

また、2007年エネルギー自給・安全保障法で定められたスマートグリッド設備投資と技術実証試験への助成制度も、2009年2月に成立した景気回復・再投資法によって予算が計上されたことを受け、今年6月に総額40億ドル分の公募が開始される見込みである。Xcel Energy社がコロラド州の都市、ボルダーで進めているスマートグリッドシティや、FPL社がフロリダ州マイアミで着手したエナジースマートマイアミのように、再生可能エネルギー電源との連携まで含めた実証試験も開始されつつある。

これらの動きの背景として、昨年の燃料費価格高騰に伴う電力小売価格上昇を受けた電気事業者に対する引き下げ圧力や、州当局による再生可能エネルギー導入・省エネ推進政策があげられるほか、電気事業者自身がこの機会を捉えて設備投資を実施し、老朽化した送配電設備の更新や顧客サービス拡大(停電時間の短縮、多様な料金メニュー等)へ繋げようという動機もあると考えられる。なお、一般にスマートグリッド設備投資の費用は電気料金へ転嫁または上乗せして回収される。

ビジネスチャンスへの期待

スマートグリッドは上記のとおり、2000年代中盤から米国のエネルギー政策として展開されてきた。しかし、スマートグリッドが一躍脚光を浴び始めた契機は、オバマ大統領が2009年1月8日にバージニア州ジョージ・メイソン大学で行った演説だろう。

この演説でオバマ大統領は、再生可能エネルギー導入に積極的な姿勢を示し、エネルギー分野における「グリーンジョブ」を中心とした数百万人の雇用創出を謳うとともに、景気対策法による公共投資の対象としてスマートグリッドをあげた。

背景には関連業界、特に情報通信業界の強い働きかけがあったと言われる。演説前日の1月7日に情報通信業界のシンクタンク(ITIF)が公表した情報インフラへの投資効果に関する報告書において94.9万人の雇用創出が見込まれるとした「スマートグリッド・医療カルテ電子化・国内ブロードバンド網整備」の3分野は、そのまま1月8日の演説に反映されている。

また、電力業界・情報通信業界・製造業界から構成

されるスマートグリッド推進団体GridWiseアライアンスも1月6日、スマートグリッド導入により2012年までに28万人の雇用創出に繋がるとの試算を発表していた。

既に米GE、米IBMといった代表的企業は、スマートグリッドを主要な事業領域として焦点を当てているが、今年5月には通信ルーター市場でトップシェアを握る米シスコ・システムズが配電網向け設備から家庭内コントローラーまで含めたスマートグリッド通信機器製造への参入を発表している。また、米Googleをはじめとして、スマートメーターを利用した電力消費の“見える化”によるソリューション分野への投資・参入も活発化している。

先に述べたとおり景気回復・再投資法によりスマートグリッド設備投資の助成へ40億ドルが投じられるのに加え、米国の市場調査会社SBIが5月に米国のスマートグリッド設備の市場が2014年までに年額170億ドルに成長する見通しを示した。また、先にあげたシスコ・システムズも参入にあたってスマートグリッド向け通信機器市場が今後5年間で年額200億ドルの規模に達すると見込んでいる。

今年5月下旬に米下院エネルギー商業委員会を通過した連邦規模のRPS導入義務・キャップ&トレードの導入が盛り込まれた包括エネルギー・気候変動法案などオバマ政権が優先課題と掲げる気候変動対策もスマートグリッド導入の機運を高めることに繋がるだろう。米国に留まらず欧州もスマートグリッドの研究開発を進めているほか、中国・韓国でもスマートグリッドに対する関心が高まっており、市場の拡大と機器や通信方法の標準化における国際的な主導権争いも今後予想されている。

このようにスマートグリッドに対する最近の盛り上がりには、従来からある電力供給システムに対するニーズに加え、拡大するビジネスチャンスへの関連業界、特に情報通信業界の新たな市場としての期待も作用している。日本でも見受けられる「電力版インターネット」「エネルギーの情報化」といった表現はその一端といえるだろう。

特 集

太陽光発電システム系統連系

分散型太陽光発電地域運転特性および統合制御運用

Regional output characteristics of distributed PV systems
and its integrated management黒川浩助*¹・川崎憲広*¹・伊藤雅一*¹
植田 讓*²・前田征児*³・山口雅英*⁴

1. はじめに

低炭素社会の実現に向け、太陽光発電（PV）システムの大量導入が期待されている。日本政府は2030年に、2005年の約40倍となる53GWの導入を目標としており、その実現に向けて、住宅用PVシステムの設置補助金や、余剰電力の固定価格買取制度など、様々な施策を実行中である。これらの施策等に後押しされ、今後も日本国内においては住宅用を中心に大量のPVシステムが設置され、系統連系されていくものと期待される。

しかし、既存の電力系統においては、住宅地域等の配電系統の末端部分に大量の分散型電源が連系することを想定しておらず、またPVが日射変動等により出力の変動する電源であることから、今後の大量連系に向けて、以下のような課題が指摘されている。

1. 住宅地域等への集中連系による低圧配電系統の電圧上昇問題や単独運転問題
2. 特定の地域において日中の発電電力が消費電力を上回る事による変電所のバンク越え潮流等に対する潮流制御問題
3. 日射変動等に起因するPV出力の急峻な変動による周波数変動問題
4. 発電パターンと電力需要カーブとのミスマッチによる需給バランス問題

これらの課題に対しては、蓄電池等の電力貯蔵装置を用いて個別電源や地域全体の発電量を制御し、発電量や需要の変動にあわせた電力供給を行うことが解決策として有効な手段となる。

本稿では、全国に大量導入されたPVシステムの発電特性から広域的な課題となる上記4の具体的なイメージを提示した後、これらの課題と同時に、より地域的な1, 2の課題をも解決可能な手段の一つとして、自律度向上型PVシステムを紹介する。

2. 太陽光発電大量導入時の負荷特性

PV大量導入時に蓄電設備が持つべき機能を把握するにあたり、日本全国にPVが大量導入された場合の電力需要からPV発電電力を減じた等価的な負荷電力がどのような特徴を持つのかの試算結果を示す。試算した期間は2005年8月8日から9月22日であり、日射量の推定には2005年の気象庁による地上気象観測1分値データを利用し、沖縄と島嶼を除く58地点を用いて方位南、傾斜角30度の傾斜面日射量を算出した。算出した日射量から2030年の導入目標である53GW、および100GWのPV発電量を推定し、同年の関東地区の電力需要から推定した全国の負荷電力からこれらのPV発電量を減じた等価負荷電力のうち、各時刻の最大値、最小値をまとめた結果を図1に示す。

結果より、PV導入前には11時、および14時付近で最大負荷電力を記録するのに対し、PV導入後は新たな電力需要のピークが18時頃に現れている。また、100GWのPV導入時には最低負荷電力がこれまでの深夜時間帯から日中に移動し、負荷電力そ

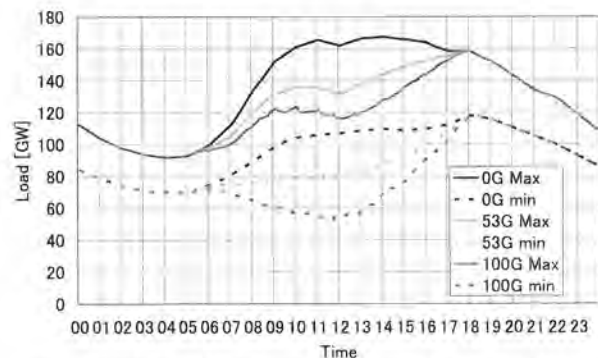


Fig.1 Adjusted electricity demand with massive PV installation
図1. 太陽光発電が大量導入された場合の等価負荷電力

*¹ 東京工業大学 総合研究院*² 東京工業大学 大学院理工学研究科*³ 新日本石油(株) 研究開発本部*⁴ (株)ジーエス・ユアサパワーサプライ 電源システム生産本部

黒川・川崎・伊藤・植田・前田・山口：

のものも小さくなる事が分かる。つまり、PV 大量導入時の電力貯蔵装置には、地域的な電圧や逆潮流の問題を解決すると同時に、日中の最低負荷電力発生を回避するための PV 発電電力の蓄電機能と、夕刻の最大負荷電力を押し下げるピークシフト機能が求められる。

3. 自律度向上型 PV システム

3.1 自律度向上型 PV システムの概念

自律度向上型 PV システム (AE-PVC : Autonomy Enhanced PV Clusters) は、前述の課題を解決するため、PV システムが高密度に導入された地域 (ソーラータウン) を 1 つのコミュニティと考え、コミュニティ内での分散型電源導入への障害を取り除くとともに、図 2 に示すような外部に連系する電力系統への逆潮流を抑えた、電力系統に迷惑をかけないシステムである¹⁾。このコミュニティ内には、PV 発電電力の有効利用、逆潮流の最小化を図るため、蓄電ステーションを有している。また、外部との連系には、パワールータというルータ機能を有した BTB 方式 (Back To Back) やマトリックスコンバータなどで構成できるパワーエレクトロニクスデバイスを通じて相互の電力潮流を制御することによって、例えば図 3 のような 2 つのコミュニティ間の太陽光発電の余剰電力や蓄電池電力の融通を行うことで、蓄電池残量や負荷の平準化の効果が期待でき、効率よく運用することが可能になる。

3.2 電気自動車の利用の可能性

上記のコンセプトでは大容量の電力貯蔵装置が必要になるが、将来大量普及が見込まれる電気自動車 (EV) の蓄電機能を利用することが可能である。筆者らはこの概念を RE-EV と称し、東工大統合研究院において実証プロジェクトを実施中している。この場合の EV も住宅用 PV システムと同様に集合として捉えられる。日中でも多くの EV が駐車場に止まっているため、情報通信技術等を用いれば、EV に充電パターンの指令を出すことも可能である。米国では、EV に充電された電力を夕方ピーク時に放電する V2G (vehicle to grid) という概念も提唱されている。

図 4 には極端なケースとして PV システムが日本全体で 150GW 導入されたケースを示している。原子力発電の出力を確保すると、過去の最大負荷を超える余剰が発生するが、EV の充電により余剰分を吸い上げることが可能である。この概念をコミュニ

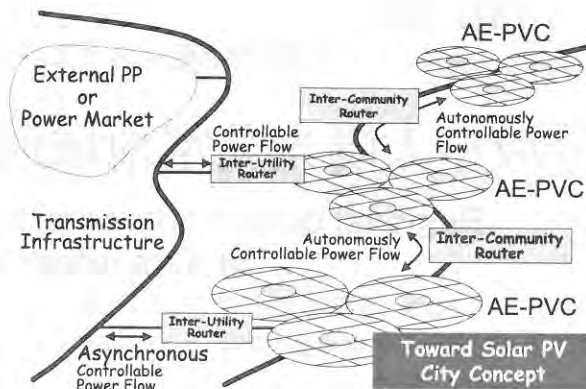


Fig.2 Power system and AE-PVC

図 2. 電力系統と自律度向上型 PV システム

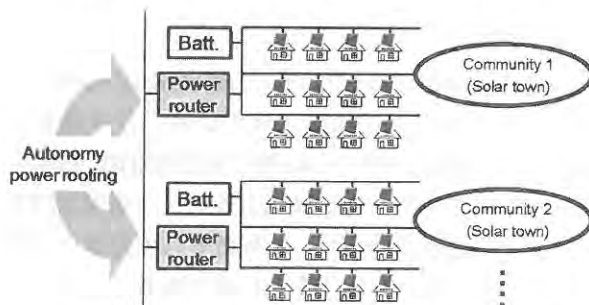


Fig.3 A concept image of Autonomy Enhanced PV Clusters - AE-PVC

図 3. 自律度向上型 PV システムのイメージ

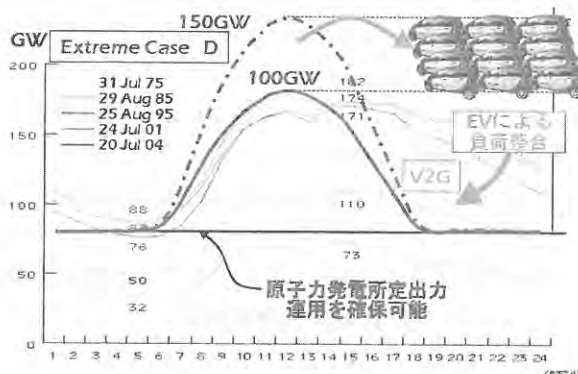


Fig.4 Extreme case to introduce PV systems of 150GW²⁾

図 4. 日本の全電力系統に対し 150GW の太陽光発電を導入したケース²⁾

ティーレベルで考えたシステム構成を自律度向上型 PV システムとして提案している。

さらに、日本自動車工業会の資料³⁾によれば日本の乗用車は 5760 万台あり、例えば 1 台あたりの出力を 3kW と仮定すると合計で 173GW の出力となり、これは日本の水力発電の容量である 47GW を大きく上回る。日本の乗用車は年間の平均走行距離が 5160km であるから、平均時速 20km とすれば年間 258 時間となり、たったの 11 日しか走っていない。つまり、354 日は電力系統に貢献できる可能性を持っていることとなる。

3.3 プロジェクトの目的

自律度向上型 PV システムの基礎検討は、平成 16、17 年度に新エネルギー・産業技術総合開発機構 (NEDO 技術開発機構) の研究¹⁾で行われてきた。検討されてきた内容は、「自律度向上型コミュニティ太陽光発電ネットワーク」の基本構想構築や蓄電ステーション、新型パワーコンディショナの基本開発、日射量予測、電気二重層キャパシタ (EDLC) 付き個別 PV システム、SiC パワーデバイス適用効果の検討、市場導入における課題などである。

平成 20 年度からは、東京工業大学統合研究院と新日本石油(株)の共同で、国土交通省より住宅・建築関連先導技術開発助成事業を受託し、自律度向上型 PV システムの実証研究を実施している⁴⁾。本研究では、コミュニティ間で電力を融通するため、異なった周波数同士でも電力の融通ができるパワールータを利用し、情報線を用いずに蓄電池容量に応じた垂下特性を周波数と電圧に与え、蓄電池残量の平滑化を行う。本提案では情報線を用いないため、設備コストを大きく減らせると考えられる。このような自律度向上型 PV システムの機能を実際に開発した機器を用いて実証することが本研究の目的である。本研究では特に、蓄電ステーションとパワールータの機能の実証に重点をおいており、協力企業の株ジーエス・ユアサパワーサプライが PV・蓄電池・制御システムの開発を、Myway プラス(株)がパワールータおよびシミュレータの開発を、東京工業大学・新日本石油(株)がそれらの組み合わせ試験をそれぞれ担当している。

3.4 機器構成

本プロジェクトでは、図 3 に示す概念のソーラータウンを模擬した実証試験を東京工業大学大岡山キャンパス内の蔵前会館 (TTF : Tokyo Tech Front) で行っている。TTF 東棟屋上に図 5 に示す太陽電池アレイ 5kW を 2 組 (合計 10kW) 設置し、屋内には図 6 に示す各種開発装置等を設置・接続している。これらは図 7 のように構成されており、各実証試験装置の仕様は表 1 のとおりである。

本実証研究では、PV の発電変動や建築物の電力需要に合わせた蓄電ステーション・パワールータの最適制御や自律した電源としての評価を行い最適なエネルギー供給を検証するため、ある条件を再現して運用するといった再現性が求められる。そこで、発電側では実際の太陽電池アレイ以外に太陽電池の動作が模擬でき、発電パターンを入力できる太陽電

池模擬電源装置を用い、負荷も同様に負荷のパターンを入力できるプログラマブル負荷装置を設置している。



Fig.5 10 kW PV system installed on rooftop of Tokyo Tech Front

図 5. TTF 屋上に設置された 10kW の PV システム



Fig.6 Power router (left) and Power conditioner and Battery (right)

図 6. パワールータ (左), パワーコンディショナと蓄電池 (右)

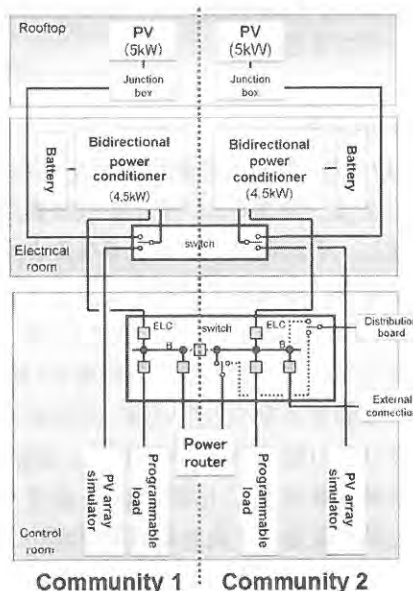


Fig.7 A system diagram of the AE-PVC experimental system

図 7. 自律度向上型 PV システム実験装置の構成図

Fig.1 Specification of the AE-PVC experimental system
表 1. 自律度向上型 PV システム試験装置の仕様

	容量	数量	寸法 [mm]	備考
太陽電池アレイ	5 kW	2	パネル寸法: W894 × D1319	結晶系シリコン
太陽電池模擬電源装置	11 kVA	2	W430 × D600 × H305	
パワーロータ	5 kW	1	W570 × D850 × H1450	定格: AC 200 Vrms AC 25.0 Arms
パワーコンディショナ	4.5 kW	2	W700 × D160 × H290	方式: 電圧型電流制御方式(遠系) 電圧型電圧制御方式(自立)
蓄電池	8.96 kWh	2	W910 × D530 × H1300	方式: 制御弁式据置鉛蓄電池
プログラマブル負荷装置	5 kVA	2	W570 × D850 × H1450	

3.5 各機器の機能と制御方法

本実証研究では、コミュニティ間の電力融通を自律的に行うため、蓄電ステーションとパワーロータの制御に特徴がある。

(1) 蓄電ステーション

蓄電ステーションのパワーコンディショナは、各コミュニティの蓄電池の充電状態 (SOC : State of charge) に比例した周波数で運転するように制御している。その動作特性を図 8 に示す。このような特性を持たせた制御により、SOC が高いほど自律系統内の周波数は高い状態で運転され、反対に SOC が小さいほど周波数は低い状態で運転される。

このように、SOC と周波数の関係が決まっていることで、そのコミュニティの周波数を検出すれば蓄電ステーションの SOC が容易に把握できる。そのため、コミュニティ間のパワーロータは通信線を用いることなく、自端情報のみで電力の融通量を決定することができる。

(2) パワーロータ

図 9 にはパワーロータの動作原理を示している。パワーロータは、両コミュニティの周波数や電圧を検出・比較し、それらの差が小さくなるように有効電力や無効電力の融通量を決定する。

図 10 には、有効電力とコミュニティ (自律系統) 間の周波数差の特性を示した。有効電力の正負の符号は電力の融通方向を示している。そして、このグラフの傾きは電力融通の速さに相当し、周波数差が大きいほど融通量が多く、周波数差を小さくする方向へ移行し易くなる。また、周波数差が小さい領域では、融通電力が正負の切り替えが起き、チャタリングのようなバタつきが発生する可能性がある。それを抑えるため、電力融通を行わない周波数差の範囲を設定できるようにして対策している。

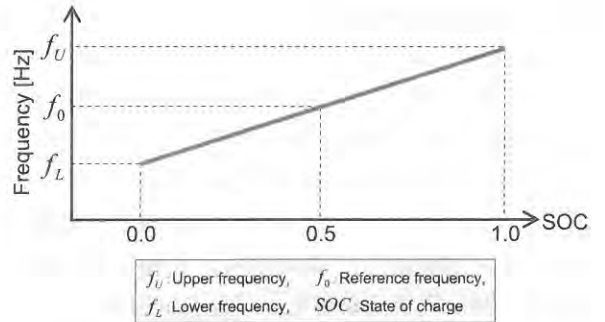
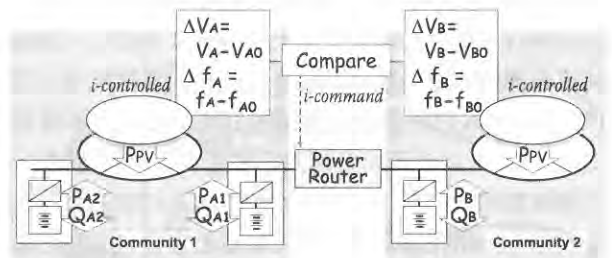


Fig.8 Relation between frequency and SOC
図 8. 周波数と SOC の関係



Power Router: Asynchronous, i-controlled AC-AC converter
PPV: Current controlled PV Inv.,
PA, PB: autonomously balanced by freq.-droop for each town,
QA, QB: autonomously balanced by voltage-droop for each town,
PAB, (QAB): adjusted according to $\Delta f_A - \Delta f_B$ (and $\Delta V_A - \Delta V_B$)

Fig.9 A principle of proposed Power Router
図 9. 提案するパワーロータの動作原理

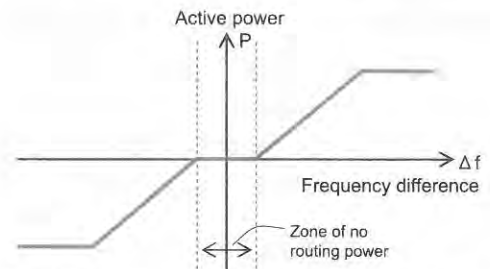


Fig.10 Characteristic of frequency difference and active power of power router
図 10. パワーロータの周波数差・有効電力特性

3.6 実証試験結果 (自律系統間の潮流制御)

図 11 に工業地区と商業地区の 2 つのコミュニティをパワーロータで接続した構成で実験した試験結果を示す。実験期間は 3 日間、天候は雨、晴れ、晴れ、太陽電池容量は 1 kW、負荷は平日を想定し、電気学会の電力系統の標準モデルの工業負荷、商業負荷を利用した。蓄電容量は満充電を初期値とした。周波数垂下特性は SOC 1.0 を 52Hz、SOC 0.0 を 48Hz として実験を行った。

1 日目は日射がないため、負荷消費電力に応じて蓄電容量が低下しているということを系統周波数から把握できる。また、この日は電力の融通は行われていない、次に 2 日目は、PV システムが発電する

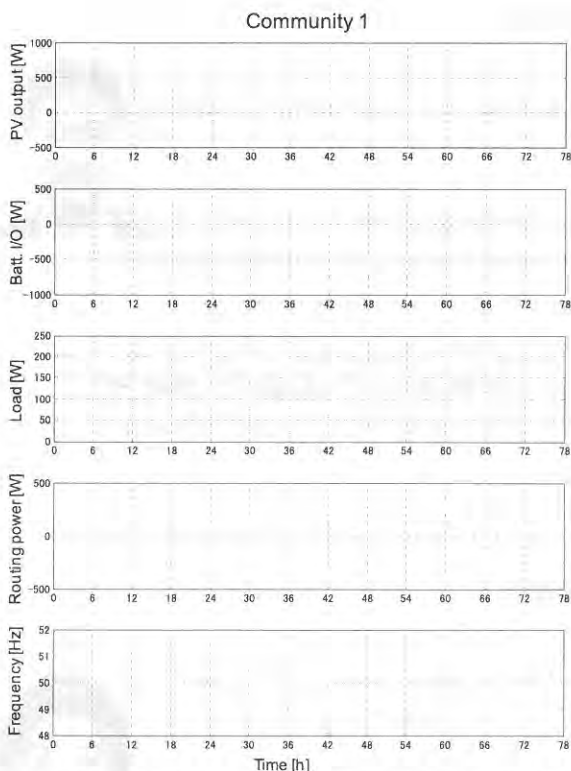


Fig.11-a Experiment results of community 1: Industrial load
図 11-a. コミュニティ 1 (工業負荷) の実験結果

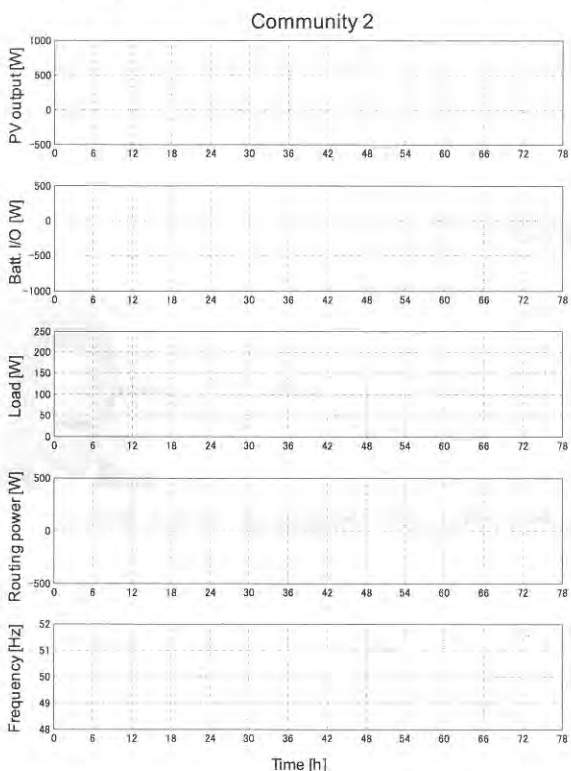


Fig.11-b Experiment results of community 2: Commercial load
図 11-b. コミュニティ 2 (商業負荷) の実験結果

前に工業負荷が大きく、商業地区から工業地区へ電力の融通が行われている。太陽が出る日中は負荷が双方とも近い大きさであるため、どちらも充電し、周波数は上昇している。2日目夜間は工業負荷が大

きいため、商業地区から工業地区への融通が行われている。最後に、3日目は日中に商業地区で日射強度が低下し、工業地区から商業地区へ電力を融通している。3日目終了時はほぼ同じタイミングで蓄電池の残量がなくなった。

この3日間の各コミュニティの系統周波数は、ほぼ同様の動きをしており、それぞれの蓄電池の残量をほぼ等しくできた。つまり、パワーロータを介してそれぞれのコミュニティにある蓄電池を1つの蓄電池のように効率よく運用できたということを意味している。このように、PVシステムの大量導入を想定したコミュニティ同士をつなぎ、蓄電ステーションやパワーロータで協調制御することでより自律度が向上したシステムになることを小規模ではあるが実証できた。

4. まとめと今後の展望

本稿では、今後導入の拡大が予想されるPVシステムにおいて懸念されている電力系統への影響に対し、電圧や逆潮流といった地域的な問題と同時に、電力系統全体の需給バランス確保にも貢献するソリューションの一つとして、自律度向上型PVシステムを紹介した。このような、電力系統との親和性の高い、地域を中心としたシステムが実用化されることにより、PVシステムの円滑な普及拡大が期待される。今後は、さらに高度な負荷機器制御等と組み合わせることにより、地域における再生可能エネルギーの最大利用と電力消費量の削減を同時に実現する地域システムへと発展する事を期待する。

参考文献

- 1) NEDO 技術開発機構：太陽光発電技術研究開発、革新的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16年度～17年度
- 2) 黒川：「太陽光発電を取り巻く環境の大きな変化」、第11回太陽光発電システム研究発表会、論文集、pp.1-16, 2009.3.21
- 3) 日本自動車工業会：2007年度乗用車市場動向調査、2008.3
- 4) 伊藤、川崎、前田、石井、山口、横山、高野、大森、木村、黒川：「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研究」、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 No.74, p.321-324, 2009.11.6

黒川・川崎・伊藤・植田・前田・山口:

筆者紹介

黒川 浩助 (くろかわ こうすけ)

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。



筆者紹介

植田 譲 (うえだ ゆずる)

1995年3月、信州大学理学部物理学科卒業。同年、アプライドマテリアルズジャパン(株)入社。2003年まで半導体製造プロセスの開発に従事。2004年4月、東京農工大学大学院工学府に入学。2007年卒業。同年4月、東京農工大学工学府特任助教。2008年4月、産業技術総合研究所特別研究員。同年10月、東京工業大学特任助教、現在に至る。主に太陽光発電システムの評価と系統連系に関する研究に従事。博士(工学)。日本太陽エネルギー学会、応用物理学会、電気学会会員。



筆者紹介

川崎 憲広 (かわさき のりひろ)

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、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。



筆者紹介

前田 征児 (まえだ せいじ)

1995年3月、東京工業大学理工学研究科有機材料工学専攻博士課程卒業。1995年4月、日本石油株式会社(現「新日本石油(株)」)入社。新エネルギーシステム(燃料電池、水素、蓄電池)の事業開発プロジェクトに従事。2006年4月から2008年3月まで文部科学省科学技術政策研究所に赴任。2008年4月、新日本石油(株)研究開発企画部に帰任、現在に至る。博士(工学)。



筆者紹介

伊藤 雅一 (いとう まさかず)

2003年3月東京農工大学大学院工学研究科電子情報工学専攻修士課程修了。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。太陽光発電システム研究、メガソーラ研究、ライフサイクル評価研究に従事。博士(工学)。日本太陽エネルギー学会、日本LCA学会、エネルギー・資源学会、国際太陽エネルギー学会、電気学会会員。



筆者紹介

山口 雅英 (やまぐち まさひで)

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)ジーエス・ユアサパワーサプライ 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。



~ Memo ~