

# 「太陽光発電システム効率向上・維持管理 技術開発プロジェクト」

事業原簿 **【公開】**

担当部	国立研究開発法人新エネルギー・産業技術総合開発機構 新エネルギー部
-----	--------------------------------------

## －目次－

概 要	iii
プロジェクト用語集	vi
I. 事業の位置づけ・必要性について	
1. NEDOの関与の必要性・制度への適合性	I-1
1.1 NEDOが関与することの意義	I-1
1.2 実施の効果	I-1
2. 事業の背景・目的・位置づけ	I-1
II. 研究開発マネジメントについて	
1. 事業の目標	II-1
1.1 研究開発の目的	II-1
1.2 研究開発の目標	II-1
2. 事業の計画内容	II-1
2.1 研究開発の内容	II-1
2.2 研究開発の実施体制	II-9
2.3 研究開発の運営管理	II-13
2.4 研究開発成果の実用化に向けたマネジメントの妥当性	II-13
3. 情勢変化への対応	II-14
4. 評価に関する事項	II-14
III. 研究開発成果と実用化の見通し	
1. 分野別、課題に対する主要な成果	III-1
2. 個別テーマの成果と実用化見通し	III-10
3. 成果発表の件数	III-157

(添付資料)

添付資料1：プロジェクト基本計画

添付資料2：事前評価書

添付資料3：特許・外部発表リス

概要

		最終更新日	平成 28 年 10 月 28 日
プログラム (又は施策) 名			
プロジェクト名	太陽光発電システム効率向上・維持管理技術開発プロジェクト	プロジェクト番号	P14019
担当推進部／PM または担当者	新エネルギー部／ PM：新エネルギー部/山田宏之主任研究員（平成 28 年 10 月現在） 担当者：新エネルギー部/西村隆雄主査（平成 26 年 3 月～）		
0. 事業の概要	太陽光発電の大量導入が本格化しつつあるが、太陽光発電の発電コストは他の電源と比較では高価であり、発電コストの低減が必要とされている。 近年、太陽電池モジュールの価格低下が進み、システムコストに占める BOS (Balance of system：周辺機器、工事を含む) コストの割合が高くなっており、この BOS コストを下げることで発電コスト低減における重要な課題となっている。また、初期の導入コストだけでなく、発電システムとしての長期信頼性の確保や維持・管理費の削減に対する関心が高まっている。 そこで、太陽電池以外の BOS や維持管理の分野を対象に、以下の開発、調査を行う。 I) 太陽光発電システム効率向上技術の開発 II) 太陽光発電システム維持管理技術の開発 III) 太陽光発電システム技術開発動向調査		
1. 事業の位置 付け・必要性 について	日本では 2012 年 7 月から開始した固定価格買取制度 (FIT) により、太陽光発電の導入拡大が進みつつある。一方で、太陽光発電の発電コストは他の電源に比べて割高とされ、FIT の賦課金負担増を抑制するためには、その発電コスト低減が必要とされている。さらに今後、太陽光発電システムをわが国の主要なエネルギー源としていくためには、経済性のみならず安全を確保し、発電システムとしての信頼性を向上させることが必須である。 近年、太陽電池モジュールの価格は、生産技術の向上や量産効果等により以前に比べかなり低下してきた。その結果、太陽光発電システムコストに占める太陽電池モジュールコストの割合は、10kW 以上では、現在では 30～40%程度にまで圧縮され、逆に太陽電池モジュール以外の BOS コストの割合が相対的に高くなってきており、この BOS コストを下げることで発電コスト低減における重要な要素として注目を集めつつある。 また、FIT 開始後、従来にも増して太陽光発電事業の事業性が注目されるようになり、事業採算性を左右する問題として太陽光発電システムの長期信頼性に対する関心が高まっている。これに対して、太陽電池モジュールの長期信頼性が求められている他、維持・管理技術に対する期待が高まり、新たな保守サービスが提案される等の動きが出始めている。 さらに、太陽光発電システム設置量の増加に伴い、強風によって太陽電池モジュールが飛ばされる、水害によって太陽電池モジュールが水没する、といった事例も報告されるようになったことから、改めて太陽光発電システムの安全性に注目が集まっている。 海外でも再生可能エネルギーの導入は活発化しており、我が国同様、発電コストの低減が重要視され、従来にも増して太陽電池の開発が活発に行われている。また、太陽電池以外の要素を対象とした調査活動も、米国、IEA 等の国際機関で始まりつつある。今後、こうした分野における技術開発等が活発化する見込みである。 本プロジェクトでは、太陽電池以外の BOS や維持管理の分野を対象に、発電システムとしての効率向上と BOS・維持管理費の削減に資する技術開発を行い、発電コスト低減を確実に達成していくことを目的とする。また、太陽光発電システムの安全を確保する評価・設計手法を確立し、太陽光発電の発電システムとしての信頼性を向上するとともに、大量導入社会を支える基盤を作ることを目的とする。		
2. 研究開発マネジメントについて			
事業の目標	本プロジェクトでは、太陽電池以外 (BOS) を対象とした、発電コスト低減技術 (システムの高効率化と低コスト化を進める技術) と、太陽光発電システムの発電量を長期に亘って確保するための維持・管理技術を開発し、発電コストの低減を図る。 また、太陽光発電システムの安全を確保する評価・設計手法を確立し、太陽光発電の発電システムとしての信頼性を向上するとともに、大量導入社会を支える基盤を作る		

事業の計画 内容	主な実施事項	H26fy	H27fy	H28fy	H29fy	H30fy	
	効率向上技術開発	←					→
	維持管理技術開発	←					→
	技術開発動向調査	←					→
	安全確保のための 実証			←			→
							今回の評価 対象外
開発予算 (会計・勘定別 に事業費の実績 額を記載) (単位:百万円)	会計・勘定	H26fy	H27fy	H28fy	H29fy	H30fy	総額
	一般会計	-	-	-	-	-	-
	特別会計(電源・ 需給の別)	167	350	-	-	-	-
	開発成果促進財源	-	-	-	-	-	-
	総予算額	167	350	-	-	-	-
	(委託)	6	37	-	-	-	-
(共同研究) : 負担率 2/3	161	313	-	-	-	-	
開発体制	経産省担当原課	資源エネルギー庁 省エネルギー・新エネルギー部 新エネルギー対策課					
	プロジェクト リーダー	設置せず					
	委託先 (再委託先)	太陽光発電技術研究組合[田淵電機㈱、日本ケミコン㈱、第一電機㈱、 TDK㈱、ポニー電機㈱、サンケン電気㈱]、(国立大学法人長岡技術科学 大学)、(株)ケミトックス、(株)フォーハーフ、奥地建産㈱、(国立大学 法人琉球大学)、ジー・エム・ジーエコエナジー㈱、ネクストエナ ジー・アンド・リソース㈱、京セラ㈱、(国立研究開発法人産業技術総 合研究所、国立大学法人筑波大学、学校法人東京理科大学)、 (株)MORESCO、地域エネルギー㈱、特定非営利活動法人太陽光発電 所ネットワーク、(株)資源総合システム、みずほ情報総研㈱					
情勢変化への 対応	<p>【平成 28 年度】</p> <p>太陽光発電システム設置量の増加に伴い、強風によって太陽電池モジュールが飛ばされる、 水害によって太陽電池モジュールが水没する、といった事例が増加したことにより、太陽光発 電システムの安全性強化が急務となった。そこで追加公募を平成 28 年度に行い、安全確保に ついて 3 テーマをスタートさせた。また太陽光発電の大量導入社会を支えるプロジェクトの一 環として、使用済モジュールのリユース開発技術について 2 テーマをスタートさせた</p>						
評価に関する 事項	事前評価	事前評価 平成 26 年度実施 担当部 新エネルギー部					
	中間評価	中間評価 平成 28 年度実施 担当部 新エネルギー部					
	事後評価	事後評価 平成 31 年度実施予定 担当部 新エネルギー部					
3. 研究開発成果 について	<p>①太陽光発電システム効率向上技術の開発</p> <p>【中間目標】(2016 年度末)</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>発電設備全体でのシステム効率を従来に比べ 10%以上向上する技術や、BOS コスト全体を 10%以上削減する技術等を開発する。</li> </ul> <p>【最終目標】(2018 年度末)</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>必要に応じて上記開発技術について実証試験を行い、開発技術の有効性を実証する。</li> </ul> <p>【成果】</p> <p>代表的な成果</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>□次世代長寿命・高効率パワーコンディショナの開発 <ul style="list-style-type: none"> <li>(1)新たに開発した長寿命部品(電解コンデンサ、及びリレー)を搭載した、設計寿命 30 年を想定した PCS を試作した。</li> <li>(2)現行 PCS のΔT(電解コンデンサ動作温度と外気温度の差)を 10℃以上低下させ、かつ変換効率 2%向上の目標を達成した。</li> </ul> </li> <li>□低価格角度可変式架台の開発による積雪時の発電効率向上 <ul style="list-style-type: none"> <li>(1)年間発電量が 15%向上した。</li> <li>(2)架台コストが 30%削減した。</li> </ul> </li> </ul>						

	<p>②太陽光発電システム維持管理技術の開発  <b>【中間目標】</b> (2016年度末)          ・発電量の低下を防ぎつつ維持管理費を30%以上削減する発電コスト低減技術を開発する。  <b>【最終目標】</b> (2018年度末)          ・必要に応じて上記開発技術について実証試験を行い、開発技術の有効性を実証する。  <b>【成果】</b>          代表的な成果  <input type="checkbox"/>新規不具合検出機能を備えた発電量/設備健全性モニタリングシステムの開発          (1)維持管理コストを40%程度削減できる見込みのモニタリングシステムの開発に成功した。</p> <p>③太陽光発電システム技術開発動向調査          ・動向調査  <b>【中間目標】</b>          ・太陽光発電システムに関わる市場、技術、政策等の動向を纏めると共に、特に、BOS及び維持管理面に関する市場規模、構造、シェア、コスト等を明らかにする。          ・システムコスト低減や、信頼性・安全性向上のための技術開発要素、及び太陽光発電システムが普及していく上での課題と、その解決策を纏める。  <b>【最終目標】</b>          ・必要に応じて動向調査を継続して纏めると共に、本プロジェクトへのフィードバック情報をまとめる。  <b>【成果】</b>          代表的な成果  <input type="checkbox"/>太陽光発電システムのコスト低減に関する技術開発動向調査          (1)システム価格の内訳を調査し明らかにした。  <input type="checkbox"/>太陽光発電システムの安全性に関する技術開発調査          (1)太陽光発電設備の安全にかかわる課題を抽出した。</p>	
	投稿論文	「査読付き」1件、「その他」1件
	特許	「出願済」5件、「登録」0件、「実施」0件(うち国際出願0件) 特記事項：特になし
	その他の外部発表 (プレス発表等)	「学会発表・講演」9件、「新聞・雑誌への掲載」2件、「展示会への出典」7件
4. 実用化・事業化の見通しについて	<p>周辺技術関連では、パワーコンディショナの高機能化、トラッキングや反射光利用等により発電量を増加する技術開発が想定される。維持管理関連ではモニタリングシステムを活用したシステム健全性の動診断技術や維持管理費を低減できるメンテナンス機器等が想定される。これらの技術は、太陽光発電システムが長期に渡り安定して運転を続けていく上で必要とされる技術であり、開発する技術の実用化・事業化は固いと考えられる。</p> <p>発電量を増加させるための高機能化や新たな機能付加した場合、設備の初期投資額がアップする方向になるので、これを低コストで実現、又は発電システムの劣化を抑え長寿命化を同時に図ることでコストアップとなる要因は極力排除することを念頭に置いて開発を進める。</p> <p>系統連系する場合、系統側の事情により発電した電力を全て有効活用出来ない場合があるので、例えば蓄電池との併用やスマートコミュニティとしての電力運用が考えられる。</p> <p>モニタリングによるシステムの健全性の診断技術に関しては、太陽電池の種類やシステム設計による特性を十分に理解していないと判断を誤る可能性があるために関連機器に関する知識やノウハウの蓄積が重要である。</p> <p>本プロジェクトでの各テーマ開発終了から実用化・事業化までのマイルストーンは開発実施者が策定することになるが、現在、日本においては太陽光発電が急速に拡大していることや、海外の製品や技術が日本市場にも進出している状況を考えると、開発技術は1~2年と比較的短期間で市場導入されることが予想される。</p>	
5. 基本計画に関する事項	作成時期	平成26年3月 作成
	変更履歴	平成28年3月 改訂 研究開発項目(IV)「太陽光発電システムの安全確保のための実証」を新たに制定

## プロジェクト用語集

用語（日本語）	用語（英語）	説明
3 レベルダイオード クランプ NPC イン バータ	3 level diode clamp neutral point clamped Inverter	インバータを構成するひとつのレッグ出力と中性点間の電圧が、3つの直流電圧値の交流出力電圧波形となるインバータを3レベル NPC インバータと呼ぶ、この3つの直流電圧値をダイオードにより電圧クランプし、生成しているもの。
AC モジュール	AC module	交流出力パワーコンディショナを組み込んで、直接交流出力を発生するようにした太陽電池モジュール。
ACリアクトル	AC reactor	インダクタの別称で、交流回路に用いられるインダクタ。
AlN 基板	AlN substrate	窒化アルミニウム (AlN) の焼結セラミック基板。
BIPV	Building Integrated Photovoltaics	建材一体型太陽電池のこと、建築物の外装材として利用し、建物の構造又はデザインの価値を高める要素として用いられる。
Body-Diode 動作	Body diode action	MOSFET のドレインソース間に存在する寄生ダイオードに、順方向電流を流す動作。
CFRP (炭素繊維強化 プラスチック)	Carbon Fiber Reinforced Plastic	強化剤に炭素繊維を用いた繊維強化プラスチックで、樹脂や石油、石炭からとれるピッチ等の有機物を繊維化し、熱処理工程を行うことで、高い強度と軽さを併せ持つ材料。
DC/DC コンバータ	DC/DC Converter	入力 DC 電圧とは異なる電圧値の DC 電圧に変換する装置。
Die	Die	小片化された半導体チップ。
DWH	Data Warehouse	大量のデータを時系列に整理されたデータベース、もしくはその管理システムを指す。
DSP	Digital Signal Processor	高速な数値演算処理を特長とする CPU の一種。
EPC (業者)	Engineering, Procurement and Construction	発電所やプラントの建設などにおいてエンジニアリングの設計、資機材の調達、建設工事を含む一連の工程を請け負う業者。
EVA	Ethylene-vinyl acetate	エチレンと酢酸ビニルから合成される共重合体で、太陽電池の充填材として使われている。
FOMA 通信モジュール	FOMA Communication Module	NTT ドコモが提供する第3世代移動通信システム(FOMA)への接続に対応した通信装置。
FR4 基板	FR-4 substrate	FR4 は、Flame Retardant Type 4 の略で、ガラスエポキシを使用した基板。
FRT	Fault Ride Through	Fault Ride Through の略で、パワーコンディショナーなどが備える系統擾乱時における運転継続性能のこと。
Gap	Gap	コアの磁気回路中に設けた空間など非磁性体の領域のこと、インダクタンスの調整のために設けられることが多い。

HEMS	HEMS	ホームエネルギーマネージメントシステムの略称。家庭内電力データ等を測定表示する機器。
Heric インバータ	Heric Inverter	Heribert Schmidt が考案した低コモン電流、高効率単相フルブリッジインバータ回路。
IEEE1888	IEEE1888	次世代 BEMS やスマートグリッド向けに開発され、2011 年に国際標準化されたオープンな通信規格。
IPM	Interigent Power Module	パワーデバイスとそのドライブ回路を集積したモジュール。(保護回路の一部を集積したものあり)
IV カーブ	I-V curve	太陽電池の電流-電圧特性曲線。
JSON 形式	JSON format	軽量なデータ記述言語の一つ、構文はプログラミング言語の一つである JavaScript におけるオブジェクトの表記法をベースとしている。
NoSQL データベース	NoSQL Database	リレーショナルデータベース管理システム以外のデータベース管理システム。
LLC コンバータ	LLC Converter	絶縁形 DC-DC コンバータの一方式、トランスの漏れインダクタンスと励磁インダクタンスおよびコンデンサで共振回路を構成され、L が 2 個と C が 1 個であることから LLC コンバータと呼ばれている。
Mocon 法	Mocon method	米国の MOCON 社が水蒸気透過率測定装置を開発しており、モコン法は特定気体の分圧差で測定する方法で等圧法または同圧法と呼ばれている。
MPPT	Maximun Power Point Tracking	太陽電池の出力電力が最大になる点（最大電力点）を追従する制御のこと。
N 値	N-value	標準貫入試験より測定した打撃回数は N 値という。
P/S 電位差	Difference of electrical potential between pile and soil	土壌中におけるパイプ表面の電位(起電力)が異なり、土壌間においては同じパイプ内に電位に差が生じる。このときの電位の差分のこと。パイプの埋設深さや土壌の種類、環境によって大きく変化する。また、この電位差が局所的な腐食を引き起こす要因となりうる。
Pmax	Pmax	太陽電池の出力が最高となる最適動作点における出力を最大出力 Pmax という。
PV	PV	PhotoVoltaic (太陽光発電) の略。
Ron	Ron	MOSFET 導通時の素子抵抗でオン抵抗のこと。
RS-485 通信	Recommended Standard 485	米国電子工業会によって標準化されたシリアル通信規格の一つ。
SAT 像	Scanning Acoustic Tomograph	超音波探傷装置像
Si IGBT	Si IGBT	シリコン単結晶を用いた、Insulated Gate bipolar transistor (IGBT) 。

SiC MOSFET	SiC MOSFET	ワイドバンドギャップ半導体であるシリコンカーバイド (SiC) 単結晶を用いた MOS 構造の電界トランジスタ。
SiC SBD	SiC SBD	ワイドバンドギャップ半導体であるシリコンカーバイド (SiC) 単結晶を用いたショットキー整流素子。 (SBD:Schottky Barrier Diode)
SiC フルブリッジモジュール	SiC Full bridge Module	SiC MOSFET を用いたフルブリッジ回路構成のモジュール。
SiN 基板	SiN substrate	窒化シリコン (SiN) の焼結セラミック基板。
SPCC	SPCC	冷間圧延鋼板の一種。鉄の薄板材として多用されている。
TDDB ワイブルプロット	Weibull plot of TDDB	Time Dependent Dielectric breakdown の累積故障率の図示化方法の一種 Weibull 分布の解析を行う。
WAN インターフェイス	WAN (Wide Area Network) Interface	広域通信網(WAN)に接続する為の通信規約。
WEB 技術	WEB Technology	インターネット上で標準的に用いられる文書の公開、閲覧システムに用いられているソフトウェア開発言語等の技術。
アクティブバッファ回路	Active buffer circuit	コンデンサを小容量化する回路方式。電解コンデンサレス化による太陽光パワーコンディショナの長寿命化が可能。
アルミアングルバー	aluminum angle bar	アルミ製の山型鋼材
アルミ鏡面反射板	aluminum mirror reflector	アルミ板の表面に鏡面加工を施して、反射率を高めた反射板。
アレニウスプロット	Arrhenius Plot	アレニウスの式を用いて活性化エネルギーや頻度因子を求める方法のこと。
インターリーブ	Inter leave	1入力1出力の電源回路において、同じ回路を並列接続して構成し、かつ、位相をずらして動作させる方式。
インダクタ	Inductor	磁性部品のこと、リアクタまたはコイルと呼ばれることがある。
インバータ	Inverter	DC を AC に変換する回路
インバータ出力電流ひずみ率	Inverter output current THD	インバータ出力電流に含まれる全高調波の実効値に対する基本波実効値の割合、インバータ出力電流は規定よりひずみ率5%以下とする必要がある。
エンクロージャー	enclosure	パワーコンディショナを設置するための筐体のことで、空調設備を伴う場合が多い。コンテナと呼ばれることもある。
海塩粒子	Sea salt particle	海面から大気中に放出された小さな液滴が液滴の状態か、乾燥した固体粒子として大気中に浮遊しているもののこと。エアロゾルの一種である。
角パイプ	Square pipe	JIS G 3466 一般構造用角形鋼管 (STKR400, STKR490) に適合した角形鋼管 (200 角未満) のこと。
ガスアトマイズ法	Gas atomization	不活性ガスをチャンバー内に置換させた後、高周波誘導溶解により金属を溶解する方法。



簡易動的コーン貫入試験	Simple dynamic cone penetration test	人力で 5kg のハンマーを 50cm の高さから自由落下させて、地盤内にコーンを 10cm 貫入するのに必要な打撃回数を求める試験である。
犠牲防食	Sacrificial protection	めっき層がある鋼材において、何らかの理由で鉄素地が露出した際に、鉄が腐食されるより先に、めっき層が腐食され、保護することで鉄を腐食させない効果のこと。
基板自立形	Snap-in type	端子が金属板などから加工され、コンデンサ本体の荷重によって変形されない強度を有したコンデンサ。
ギャップ	Gap	コアの磁気回路中に設けた空間など非磁性体の領域のこと、インダクタンスの調整のために設けられることが多い。
杭基礎	Pile foundation	構造物を直接に支持することが難しい地盤などで直接基礎に代って杭を用いて支持する形式の基礎。支持方式には、支持杭によるものと摩擦杭によるものがある。
杭頭処理	Processing of pile head joint	杭頭高さを設計高さにそろえるため、杭頭部を切断、壊し取るあるいは継ぎ足しを行うこと。
クロスレギュレーション	Cross Regulation	多出力電源において、各出力が影響する現象。
ゲート酸化膜	Gate oxide	MOSFET のソース、ドレイン、ゲートの 3 端子中、ゲート端子が接続されたゲート電極下の絶縁酸化膜。
ゲート負バイアス	Negative gate bias	MOSFET のゲート端子に負バイアスを行うこと。
高調波電流歪率	Current Harmonic Distortion Factor	基準波形(一般に正弦波波形)から、どれくらい異なった波形となっているかを指す指標。
孔食	Pitting (Corrosion pit)	金属の腐食の一種。金属面の欠陥部分から腐食が進行し、孔状に腐食が起こる現象。
交流インピーダンス測定	AC impedance	作用極-参照極間の電位を、対極-参照極に電流を流すことでコントロールし、作用極-参照極間のインピーダンスを測定すること。その際、与える電位を交流として、その電位の周期を変えることで測定する。
コモンモード電流	Common Mode Current	装置と大地(アース)間に流れる電流のこと。
酸素活量	Oxygen activity	反応系に実際に作用する酸素濃度のこと。
支持層	Bearing stratum	構造物を十分に支持する能力があり、かつ沈下に対しても安全である地層、または支えている地層。
実装負荷	Implementation load	実際に使用されるパワーコンディショナで両極性コンデンサに突入電流が流れる負荷。
締固め	Compaction	土壌を振動させる、たたく、突くなどし、空隙を無くし、密実にする事。
遮へい暴露試験	Sheltered exposure test	遮へい構造物の下若しくは中又は屋内に試料の一部若しくは全部を設置して、日照、雨、雪、風などの直接的な影響を避けた状態で暴露し、試料の化学的性質、物理的性質及び性能の経時変化を調査する暴露試験方法のこと。

出力力率	Output Power Factor	力率の定義は実効電力/皮相電力である。その中で、電源回路からの出力の力率を出力力率、入力を入力力率と呼ぶことがある。
スイッチング周波数	Switching Frequency	電源回路を構成する MOS-FET/IGBT などのスイッチ素子を ON/OFF させる周波数。
スウェーデン式サウンディング試験	Swedish weight sounding (SWS)	スクリーポイントにロッドの先端につけて荷重段階 0.05kN、0.15 kN、0.25 kN、0.50 kN、0.75 kN、1.0 kN のおもりを載荷する。おのおのの荷重段階で貫入量を測定する。おもりが 1.0kN になっても貫入しなくなれば、回転を加え 25cm 貫入に要する半回転数を測定する地盤調査方法である。
ストリング	String	太陽光発電パネルを直列に接続したひとつながりのこと。
スネイルトラック	Snail Track	太陽電池セルに生じた微小クラックが、温湿度や通電ストレスによる化学反応で成長したもの。クラックが成長し顕在化してくると、出力低下や部分発熱を招くといわれている。
静特性	Static characteristic	直流電圧又は、電流を印加して得られる素子特性。
絶縁共振形 DCDC コンバータ	Isolated resonance DCDC converter	共振を利用した高効率回路方式、また、PV 側と系統側の絶縁を行う。
ソースコンタクト	Source contact	MOSFET のソース、ドレイン、ゲートの 3 端子中、ソース端子の SiC 結晶との接続部。
ソース電極	Source electrode	MOSFET 等の電解効果トランジスタが有する 3 つの電極のうちの 1 つ、他にドレイン電極、ゲート電極がある。
ソーラーシェアリング	Solar Sharing	農地に支柱を立てて上部空間に太陽光発電等の発電設備を設置し、農業と発電を同時に行うこと。
ターフェル領域	Tafel region	アノード曲線、カソード曲線の線形領域のこと。
大気暴露試験	Atmospheric corrosion test	開放及び遮へい大気環境下で材料及び製品を暴露して、それらの化学的性質、物理的性質及び性能の変化を調査する試験
タフピッチ銅	Tough Pitch Copper	酸化銅 (I) [Cu <sub>2</sub> O] の状態で酸素を 0.02~0.05% 含む銅 99.90% 以上の金属
超軽量構造架構(造語)	Ultra-light structure Frame	鋼構造設計基準、軽鋼構造設計施工指針・同解説等の設計基準の適用範囲外となる厚さ 2.3mm 未満の超軽量鉄材を用いても安全性を満足できる太陽電池架台。
直接基礎	Spread foundation	基礎スラブからの荷重を直接地盤に伝える形式の基礎をいう
直接暴露試験	Open exposure test	大気暴露試験の一種で、気象因子(日照、雨、雪、風など)の影響を直接受ける状態で材料及び製品を暴露し、化学的性質、物理的性質及び性能の変化を調査する方法のこと。
直流重畳特性	DC bias characteristics	インダクタに直流バイアス電流を流すと、磁性材料の磁気飽和に近づくことで透磁率が低下し、インダクタンス値が低下する、この特性を直流重畳特性と呼ぶ。

通信プロトコル	Communications Protocol	ネットワーク上での通信に関する規約
抵抗負荷	Resistive load	力率は1で電圧に比例した電流が流れる負荷
低熱抵抗接着法	Low thermal resistance bonding method	半導体チップから低い熱抵抗で張り付ける方法
テール電流	Tail current	IGBTに電流を流した状態からオフした際に瞬時に電流が切れず、テールを引くごとく流れ続ける現象。
鉄損	Iron loss	変圧器などの鉄心（コア）部分で、磁気ヒステリシスと渦電流によって電力が熱となって消費されエネルギーが損失すること。
デルタ-シグマ変換を用いたPDM ( $\Delta$ - $\hat{O}$ _PDM)	Delta-sigma based pulse density modulation	デルタ-シグマ変換を用いたPDM法、量子化誤差低減によりPWM_PDMと比較してインバータ出力電流ひずみ率の改善が可能、さらにPWM_PDMと同様にゼロ電流スイッチングが可能。
電気化学測定	Electrochemistry measurement	化学物質の性質を電氣的に計測する方法
電流形インバータ	Current source inverter	発電直流電力を単相交流電力に変換する系統連系機器
電流不平衡	Current unbalance	3相回路等において、各相の電流が異なる場合を指す、本システムでは各相に接続されたマイクロインバータがPVの発電量によってそれぞれ異なった電力を供給するために発生する。
等価回路	measurement Equivalent circuit	交流インピーダンス測定の結果から考えられる反応場の電気回路のこと。
銅損	Copper loss	巻線（コイル）を流れる電流の電気抵抗によって失われる損失のこと。
動特性	Dinamic characteristic	交流電圧又は、電流を印加して得られる素子特性。
土壌界面	Soil interface	鋼製杭等の架台基礎において、大気と土壌間及び異なる土壌間での環境の条件差が生じる境目環境。
土壌粒度	Grain size of soil	複数種類の鉱物からなる岩石について、主要鉱物粒子の大きさを示す工業量である。堆積岩や火成岩、変成岩について粒度が定義できる。なお、土壌や破碎性堆積物がどのような粒度の構成粒子からなるかを示す尺度を粒度階区分と呼ぶ。
トランスコア	Transformer core	トランスの鉄心として使用される磁性体
農業用反射シート	agricultural reflection sheet	本来は農業用に開発されたもので、アルミをフィルムに融着させたシルバー色の反射素材。
バイポーラ駆動	Bipolar Modulation	単相フルブリッジインバータの駆動方法のひとつ
パイルドライバー	Pile driver	主として、打撃エネルギーと振動エネルギーを利用する杭打ち機械。

パスコア	Pass-core	トランスの漏れ磁束がコイルと鎖交しない様、磁束を制御する目的で設けた磁性体。
パッド構造	Pad structure	半導体チップの表面電極取り出し部の構造
パルス幅変調を用いた PDM(PWM_PDM)	Pulse width based pulse density modulation	各スイッチのオン期間を用いてパルスの粗密を調整する変調方式、ZCS と変調の両方が可能。
パルス密度変調 (PDM)	Pulse density modulation	パルスの粗密を変調率に応じて調整することで所望の波形を復元する変調方式。
パワーカード	Power Card	半導体チップを実装してヒートシンクに熱を放熱しやすいように構成した部品 (モジュール) のこと。
反射板	solar reflector	太陽光を反射する反射素材の中で、板状 (ハードタイプ) の反射素材。
反射布	solar reflective cloth	太陽光を反射する反射素材の中で、シート状 (ソフトタイプ) の反射素材。
ヒートサイクル試験	Heat cycle test	温度サイクル試験：高温と低温を交互に加える試験
ヒートショック試験 (冷熱衝撃試験)	Heat shock test	高温・低温による急激な温度変化を加える試験
非絶縁方式 PCS	Non-Isolated PCS	系統と太陽電池が絶縁されていない PCS
標準貫入試験	Standard penetration test (SPT)	重さ 63.5kg の重錘を 75cm 落下させて、標準貫入試験用サンプラーを打撃し、サンプラーが 30cm 地盤に貫入されるまでに要した打撃回数から地盤の固さを調べる地盤調査方法である。
フィンガー電極	Finger electrode	太陽電池セル表面上に配置され、バスバーに電流を集める電極
腐食	Corrosion	金属が環境中の酸素・水などの化学反応によって変質すること。また、その現象。普通、変質部が酸化物やイオンなどのかたちでその表面から失われ、金属材料としての品質が低下する場合をいう。
腐食減量	Corrosion weight loss	腐食試験により生成した表面にある腐食生成物を取り除いた試験片の重量減少量のこと。これらを単位面積当たりの量として、暴露期間で除すと腐食速度が算出される。
フライバックコンバータ	Flyback Converter	絶縁形 DC-DC コンバータの基本的な回路方式
フリッカ	Flicker	蛍光灯やブラウン管を用いたディスプレイに生じる細かいちらつき現象のこと、系統電圧における数秒周期の電圧変動で起きやすい。
フルブリッジ	Full Bridge	ふたつの電気部品を異なる電位間に直列接続した構成単位をブリッジ(レグ)と呼び、そのブリッジ2つで構成された回路網。
プレファブ	Prefabrication	太陽電池架台の一部をあらかじめ工場でプレセット後搬入し、現場でそれを組み立てる工法。

平板載荷試験	Plate loading test	原地盤に直径 30cm の剛な載荷板を設置し、荷重を加える。この荷重と載荷板の沈下量の関係から地盤の強さ、変形及び支持力特性が得られる。
ホットスポット現象	Hot Spot Phenomenon	ハンダ不良や落ち葉の付着などによって太陽電池の一部が局部的に発熱して、それによってセルが破損してしまう現象。
マイクロインバータ	Microinverter	太陽電池パネル 1 枚分程度の電力容量にて、交流電力を出力する小容量のインバータ。
曲げねじり座屈	Lateral torsional buckling	曲げモーメントがある値に達して部材が横方向にたわみ、ねじりを伴って座屈する現象。
マルチホップ通信	Multihop Communication	基地局を介さずに通信装置を経由してデータを伝送する方法
水みち(造語)	Water path	太陽電池モジュール面から落下する雨水や結露水の通り道等の架台に局部的に降雨が集中する環境。
水みち腐食(造語)	Corrosion by water path	水みちにより濡れ時間が他の部位より長くなることで発生する局所的な腐食のこと。
メッシュネットワーク	Mesh Network	通信ノード同士が相互に通信を行うことにより、網の目状に形成された通信ネットワーク。
誘導負荷	Inductive load	モータなどで突入電流が流れる負荷
ユニポーラ駆動	Unipolar Modulation	単相フルブリッジインバータの駆動方法のひとつ
横座屈	Lateral buckling	曲げねじり座屈。曲げ材に対して横座屈。、圧縮材に対して曲げねじり座屈と使い分ける。
ラムサウンディング試験	Ram-sounding (RAM)	質量 63.5kg のハンマーを 50cm の高さから自由落下させることで貫入ロットに取り付けた先端コーンが 20cm 貫入するのに要する打撃回数を求める動的貫入試験である。
リアクトル	Reactor	インダクタともいう。電力変換を行う際に電気エネルギーを磁気エネルギーとして蓄える部品、コア(鉄)とコイル(銅)とで構成される。
リアクトルコア	Reactor core	リアクトルの鉄心として使用される磁性体
リーケージトランス	Leakage Trans	漏れ磁束変圧器のこと
リード形	Radial Lead type	一般的に同一方向 (Radial) に出しているリード線を端子としたコンデンサ。
リカロイ	Liquid alloy	アモルファス金属の一種で、粉末上にできることが特徴、これをより高周波でも鉄損を抑制することができる。
リッツ線	Litz Wire	エナメル線を撚り合わせた巻線、高周波での表皮効果による損失を低減させることができる。
リップル電圧	Ripple Voltage	直流電圧に重畳した交流電圧のこと
リップル電流	Ripple Current	直流電流に重畳した交流電流のこと
分極曲線測定	Linear cyclic voltammetry	作用極-参照極間の電位を、対極-参照極に電流を印加することでコントロールし、作用極の電位と電流の関係を測定すること。
リレーショナルデータベース	Relational Database	関係モデルに基づいて設計されたデータベース

# I. 事業の位置づけ・必要性について

## 1. NEDO の関与の必要性・制度への適合性

### 1.1 NEDO が関与することの意義

再生可能エネルギーの導入は、エネルギーセキュリティの向上及び地球温暖化の防止の観点から、政府が主導して取り組むべき課題の一つとして位置付けられている。

太陽光発電の普及拡大に伴いシステムコストは徐々に下がってはきているが、依然として発電コストは他の電源に比べて割高な状況にあり、発電コストの低減が急務となっている。これまで NEDO では、この発電コスト低減に向けた取り組みとして「革新的太陽光発電技術研究開発」、「太陽光発電システム次世代高性能技術の開発」や「高性能・高信頼性太陽光発電の発電コスト低減技術開発」を実施しているが、これらの技術開発は主として太陽電池を対象とした技術開発であり、発電コスト低減を加速するためには太陽光発電システム全体で発電量増大や低コスト化を進める技術開発が必要である。

本プロジェクトは、発電コスト低減のため太陽電池以外を対象とする BOS や維持管理に関わる部分についても高機能化や低コスト化の技術開発を実施していくことで、発電コスト低減を加速することを目的とする。

また、開発技術については、要素単体の最適化をもって開発効果を確認するのは適当ではないことから、発電システム全体を把握、理解した上で、客観的に検証することが必要となる。これを実現するためには、NEDO 事業として開発技術を実証することが適当である。

### 1.2 実施の効果

本プロジェクトは、BOS 部分、及び設備導入後の維持管理の部分でのコスト低減に着目し、現在も精力的に進められている太陽電池の高効率化と低コスト化の技術開発と並行して、BOS 及び維持管理の低コスト技術開発を行い、発電コスト低減の加速化を図ることが出来る。

## 2. 事業の背景・目的・位置づけ

本格的に太陽光発電を普及させるためには、他の電源と比べて高いとされる発電コストの低減が不可欠である。太陽光発電の発電コスト低減には発電量の増大に繋がる太陽電池の変換効率向上が有効なため、これまでは太陽電池の高効率化と低コスト化の開発に重点的に取り組んできた。

しかし、太陽光発電の発電コスト低減のためにはシステム全体での効率向上とコスト低減が欠かせない。太陽電池モジュールの価格低下によって、太陽光発電システムコストにおける太陽光発電モジュールコストが占める割合は低下し、相対的に周辺機器や施工工事費の割合が増えていることから、システム全体の最適化や周辺機器の効率向上、低コスト化等の課題解決が重要性を増している。

また、固定価格買取制度の開始とともに、太陽光発電事業者が急増しており、長期に亘る事業性を確保するため、太陽光発電設備の「信頼性」や「維持・管理」に対する関心が大きく高まっている。これらは、太陽光発電の発電コスト上昇を抑えるためには必要不可欠な要素であるだけでなく、設備導入後の維持管理に関わる新産業創出の可能性を有しており、それを支える技術の確立は重要な課題である。

そこで本プロジェクトでは、太陽光発電システム効率向上技術の開発、及び太陽光発電システム維持管理技術の開発を行う。

## Ⅱ. 研究開発マネジメントについて

### 1. 事業の目標

#### 1.1 研究開発の目的

太陽光発電システム効率向上・維持管理技術開発では、太陽電池以外（BOS）を対象とした、発電コスト低減技術（システムの高効率化と低コスト化を進める技術）と、太陽光発電システムの発電量を長期に亘って確保するための維持・管理技術を開発し、発電コストの低減を図る。

また、太陽光発電システムの安全を確保する評価・設計手法を確立し、太陽光発電の発電システムとしての信頼性を向上するとともに、大量導入社会を支える基盤を作る。

#### 1.2 研究開発の目標

発電設備全体でのシステム効率を従来に比べ 10%以上向上する技術や、BOS コスト全体を 10%以上削減する技術を開発する。また、発電量の低下を防ぎつつ維持管理費を 30%以上削減する発電コスト低減技術を開発する。さらに、太陽光発電システムの安全確保のための評価・設計手法を確立し、太陽光発電システムの安全確保のための設計ガイドラインを作成する。

### 2. 事業の計画内容

#### 2.1 研究開発の内容

##### 2.1.1 研究開発技術分野

以下の研究開発項目について別紙に記載の通り研究開発を実施する。

[共同研究事業] (NEDO 負担率：2/3)

本研究開発項目は、実用化まで長期間を要するハイリスクな「基盤的技術」に対して実施する事業であり、共同研究事業として実施する。

- ・(Ⅰ) 太陽光発電システム効率向上技術の開発
- ・(Ⅱ) 太陽光発電システム維持管理技術の開発

[委託調査事業] (NEDO 負担率：100%)

- ・(Ⅲ) 太陽光発電システム技術開発動向調査

[委託研究事業] (NEDO 負担率：100%)

- ・(Ⅳ) 太陽光発電システムの安全確保のための実証

本研究開発項目は、太陽光発電システムに関する安全性基準を開発するもので、国民経済的には大きな便益がありながらも、研究開発成果が直接的に市場性と結び付かない公共性の高い事業であり、委託事業として実施する。

本項目は平成 28 年度開始のため今回の評価対象としない。

2.1.2 研究開発項目の推移

研究開発項目の推移を表Ⅱ-2-1.に示す。

表Ⅱ-2-1. 研究開発項目の推移

中項目	小項目	平成26年度	平成27年度	平成28年度	平成29年度	平成30年度
①太陽光発電システム効率向上技術の開発	次世代長寿命・高効率パワーコンディショナの開発	●	→	→	→	→
	次世代長寿命・高効率ACモジュールの開発	●	→	→	→	→
	低価格角度可変式架台の開発による積雪時の発電効率向上	●	→	→	→	→
	太陽光反射布を用いたソーラーシェアリング発電所システム効率向上の研究	●	→	→	→	→
	PVモジュールの防水処理による太陽光発電システムの効率向上	●	→	中止	→	→
	高耐久軽量低コスト架台開発と最適基礎構造適用研究	●	→	→	→	→
②太陽光発電システム維持管理技術の開発	新規不具合検出機能を備えた発電量/設備健全性モニタリングシステムの開発	●	→	→	→	→
	HEMSを用いたPV発電電力量の遠隔自動診断と故障部位把握方法の開発	●	→	→	→	→
	太陽電池の抗PIDコート材料の開発	●	→	中止	→	→
	分散型PCSメガソーラーへの遠隔診断制御クラウドと対処手順の開発	●	→	中止	→	→
③太陽光発電システム技術開発動向調査	太陽光発電システムのコスト低減に関する技術開発動向調査	●	→	→	→	→
	太陽光発電システムの安全性に関する技術開発調査	●	→	→	→	→

【平成 26～28 年度】

研究開発テーマ毎の平成 26 年度から平成 28 年度までの開発スケジュールを表Ⅱ-2-2.に示す。なお、平成 29 年度以降のスケジュールについては、第 1 回中間評価の結果を踏まえて決定する。

表Ⅱ-2-2. 研究開発の全体スケジュール（平成 26～28 年度）

No	研究開発項目	H26	H27	H28
① 太陽光発電システム効率向上技術の開発				
①-1 次世代長寿命・高効率パワーコンディショナの開発				
1	長寿命回路設計技術及び長期信頼性評価方法素案作成	←	→	→
2	長寿命コンデンサの研究開発	←	→	→
3	長寿命リレーの研究開発	←	→	→
4	高性能リアクトルの研究開発	←	→	→
5	次世代パワーコンディショナ開発コンソーシアム運営委員会	←	→	→
①-2 次世代長寿命・高効率ACモジュールの開発				
6	マイクロインバータ回路設計技術の研究開発	←	→	→
7	保護装置回路設計技術の研究開発		←	→
8	デバイス技術の研究開発	←	→	→
9	実装技術の研究開発	←	→	→
10	通信技術の研究開発	←	→	→
11	マイクロインバータ及び保護装置の基盤技術開発	←	→	→
12	実証試験			
13	次世代ACモジュール開発コンソーシアム運営委員会	←	→	→
①-3 低価格角度可変式架台の開発による積雪時の発電効率向上				
14	新型角度可変架台の開発	←	→	→
15	新型架台を用いた積雪地域での発電量実証実験	←	→	→
①-4 太陽光反射布を用いたソーラーシェアリング発電所システム効率向上の研究				
16	反射布の反射効率予備実験及びデータ収集解析、改良	←	→	→
17	反射布及び反射板の選定	←	→	→
18	反射光に伴うホットスポットの可能性についての調査	←	→	→
19	ソーラーシェアリング設備への反射布の設置	←	→	→
20	一般ソーラー設備での通年実験と耐久性評価		←	→



①-5 PVモジュールの防水処理による太陽光発電システムの効率向上 (中止)			
21	先行技術の調査		↔
22	防水処理技術の開発		↔
①-6 高耐久軽量低コスト架台開発と最適基礎構造適用研究			
23	地質調査による基礎構造と架台設計の最適化		↔
24	軽量鉄材によるスパン拡大と高耐久性架台設計技術の開発		↔
25	現場での作業効率を改善する低コスト施工技術の開発		↔
26	基礎・架台の長寿命化のための腐食対策技術の開発		↔
27	基礎・架台最適設計のためのガイドライン作成		↔
②太陽光発電システム維持管理技術の開発			
②-1 新規不具合検出機能を備えた発電量/設備健全性モニタリングシステムの開発			
1	中点電位センサーの開発/設計	↔	
2	センサーの試作・評価	↔	
3	無線データ収集システムの開発	↔	
4	上記無線データ収集システムの実サイト検証試験	↔	
5	遠隔監視システムの設計・構築	↔	
6	サービス/商品設計	↔	
7	遠隔監視サービスの試験運用	↔	
8	中点電位センサのサービス組み込み	↔	
9	中点電位監視/遠隔監視システムの総合試験	↔	
10	ソフトウェア機能の改良、バグF I X	↔	
②-2 HEMSを用いたPV発電電力量の遠隔自動診断ち故障部位把握方法の開発			
11	遠隔PV発電量低下診断システムの開発	↔	
12	発電量低下部位把握システムの開発	↔	
13	実設置データ収集による実証試験の実施	↔	
②-3 太陽電池の抗PIDコート材料の開発 (中止)			
14	抗PID材料設計・合成	↔	
15	抗PID材料評価	↔	
16	抗PID材料調査	↔	
②-4 分散型PCSメガソーラーへの遠隔診断制御クラウドと対処手順の開発 (中止)			
17	小型分散型と大型集中型システムのトータルコスト比較に関する調査	↔	
18	国内外における競合する分散型監視制御システムとの比較とコスト低減の可能性調査	↔	
19	メンテナンスに関するメーカーの保証制度に関する調査	↔	
20	不具合対応の現状調査とコスト低減の可能性に関する調査	↔	
21	不具合対応を蓄積するデータベースの検討	↔	
22	分散型PCSシステムにおける不具合検出方法の検討と検診用ソフトの検討	↔	
③太陽光発電システム技術開発動向調査			
③-1 太陽光発電システムのコスト低減に関する技術開発動向調査			
1	国内外における太陽光発電システムの実態調査	↔	
2	国内外における最先端の太陽光発電システム技術開発動向調査	↔	
3	海外諸国の研究開発プログラムに関する動向調査	↔	
4	国内外の産業動向・施策に関する調査		
③-2 太陽光発電システムの安全性に関する技術開発調査			
5	関連法規, 設計指針の整理とギャップ分析による技術開発および社会システム課題の抽出	↔	
6	安全性に関する技術開発ロードマップの策定と社会システム整備のための方策策定	↔	

### 2.1.3 研究開発予算の推移

各年度の研究開発予算（実績）の推移を表Ⅱ-2-3.に示す。

表Ⅱ-2-3. 研究開発予算（実績）の推移

			(単位:百万円)			
中項目		小項目	平成26年度	平成27年度	平成28年度	合計
①太陽光発電システム効率向上技術の開発	テーマ1	次世代長寿命・高効率パワーコンディショナの開発	58.9	86.0	99.7	244.6
	テーマ2	次世代長寿命・高効率ACモジュールの開発	54.8	66.0	51.5	172.3
	テーマ3	低価格角度可変式架台の開発による積雪時の発電効率向上	5.3	22.0	7.4	34.7
	テーマ4	太陽光反射布を用いたソーラーシェアリング発電所システム効率向上の研究	3.1	3.5	3.4	10.0
	テーマ5	PVモジュールの防水処理による太陽光発電システムの効率向上		10.5		10.5
	テーマ6	高耐久軽量低コスト架台開発と最適基礎構造適用研究		14.6	48.0	62.6
②太陽光発電システム維持管理技術の開発	テーマ7	新規不具合検出機能を備えた発電量/設備健全性モニタリングシステムの開発	9.4	11.6	13.5	34.5
	テーマ8	HEMSを用いたPV発電電力量の遠隔自動診断と故障部位把握方法の開発	29.2	69.8	60.7	159.7
	テーマ9	太陽電池の抗PIDコート材料の開発	0.5	17.1		17.6
	テーマ10	分散型PCSメガソーラーへの遠隔診断制御クラウドと対処手順の開発		11.8		11.8
③太陽光発電システム技術開発動向調査	テーマ10	太陽光発電システムのコスト低減に関する技術開発動向調査	6.1	25.6	15.0	46.7
	テーマ11	太陽光発電システムの安全性に関する技術開発調査		11.7		11.7
合計			167.3	350.2	299.2	816.7
平成26年度及び27年度は実績						
平成28年度8月31日現在(平成28年度は予算)						

## 2.1.4 研究開発内容

研究開発項目別の開発内容、目標は以下の通りとした。

### ① 太陽光発電システム効率向上技術の開発

システムの高効率化を目指し、パワーコンディショナや架台等の周辺機器の高機能化や、追尾・反射・冷却等の機能付加により発電量を増加させる技術を開発する。

また、低コスト化を目指し、基礎・架台の施工や太陽電池モジュール取付工事等において、部品点数の削減や施工時間の短縮を可能とする BOS コスト低減技術を開発する。

#### 【中間目標】（2016 年度末）

・発電設備全体でのシステム効率を従来に比べ 10%以上向上する技術や、BOS コスト全体を 10%以上削減する技術等を開発する。

#### 【最終目標】（2018 年度末）

・必要に応じて上記開発技術について実証試験を行い、開発技術の有効性を実証する。

### ② 太陽光発電システム維持管理技術の開発

発電コスト低減のための維持管理技術として、発電器機・設備の健全性の自動診断や故障の回避、自動修復など、発電システムの劣化予防や長寿命化、人件費の削減等に寄与するモニタリングシステムやメンテナンス技術を開発する。

#### 【中間目標】（2016 年度末）

・発電量の低下を防ぎつつ維持管理費を 30%以上削減する発電コスト低減技術を開発する。

#### 【最終目標】（2018 年度末）

・必要に応じて上記開発技術について実証試験を行い、開発技術の有効性を実証する。

### ③ 太陽光発電システム技術開発動向調査

#### ・動向調査

国内外の太陽光発電システムに関わる市場動向や技術開発動向、政策等について最新情報を把握する。

#### ・課題の抽出

今後、太陽光発電が導入されていく社会環境も考慮し、強化や新たな取り組みが必要な開発要素や、発電コスト低減の妨げとなる要因を抽出する。

#### 【中間目標】

・太陽光発電システムに関わる市場、技術、政策等の動向を纏めると共に、特に、BOS 及び維持管理面に関する市場規模、構造、シェア、コスト等を明らかにする。

・システムコスト低減や、信頼性・安全性向上のための技術開発要素、及び太陽光発電システムが普及していく上での課題と、その解決策を纏める。

#### 【最終目標】

・必要に応じて動向調査を継続して纏めると共に、本プロジェクトへのフィードバック情報をまとめる。

表Ⅱ-2-4. 研究開発項目別開発内容、目標 (平成26～28年度)

No.	開発期間	項目名	委託先	内容	目標	その他
①太陽光発電システム効率向上技術の開発						
1	26～28	次世代長寿命・高効率パワーコンディショナの開発	太陽光発電技術研究組合	・従来のパワーコンディショナを抜本的に見直し、長寿命化と高効率化を図る技術開発をすることにより、従来技術に対してシステム効率の向上を図る。	【28年度中間目標】 ・パワーコンディショナの出力容量は、低圧10kW未満を想定し、全般的な住宅用パワーコンディショナの長寿命化に対する検討を推進し、寿命30年相当に資する次世代長寿命・高効率パワーコンディショナを試作する。	
2	26～28	次世代長寿命・高効率ACモジュールの開発	太陽光発電技術研究組合	・高効率ACモジュールの開発では、ACモジュール（マイクロインバータを搭載したPVモジュール）と保護装置の開発を行う。マイクロインバータでは、モジュールごとの最大電力点追従（MPPT制御）により、現行システムよりも発電量を10%以上向上させるシステムを開発するとともに、アクティブバッファ回路を用いることを基本として電解コンデンサレス化を図り、リアクトルの高効率化、高耐久性実装技術などを駆使して長寿命を実現する。	【28年度中間目標】 ・システム効率向上10%以上、寿命25～30年相当に資する次世代長寿命・高効率ACモジュールを試作する。	
3	26～28	低価格角度可変式架台の開発による積雪時の発電効率向上	株式会社ケミトックス	・積雪地域で一年を通じて効率的な発電を行うため角度可変式架台の開発を行う。	【28年度最終目標】 ・積雪地域での冬期の発電効率を向上させることで年間の発電量を10%程度増加。  ・発電コスト2円/kWh程度の削減を目標とする。	
4	26～28	太陽光反射布を用いたソーラーシェアリング発電所システム効率向上の研究	株式会社フォーハーフ	ソーラーシェアリング発電システムにおいて、休耕期は間隔の空いたモジュール間に反射材を設置することで、年間の総発電量向上を可能とする低コスト反射材の設置技術の開発と実証を行う。	【28年度最終目標】 システム効率（発電量）を10%以上向上、又は全体のBOSコストを10%以上削減する技術の開発と実証を行う。	
5	27	PVモジュールの防水処理による太陽光発電システムの効率向上	ジー・エム・ジーエコエナジー株式会社	既存の太陽光発電システムのモジュール裏面に防水処理を行うことで、モジュールの長期信頼性を大幅に改善する。	【27年度目標(条件)】 コート材の基本性能、耐久性及び施工性について確認し、モジュールメーカーの評価を受け開発課題を確認する。	平成27年度で中止
6	27～28	高耐久軽量低コスト架台開発と最適基礎構造適用研究	奥地建産株式会社	超軽量構造架構に関する研究開発 ①地質調査による基礎構造と架台設計の最適化 ②軽量鉄材によるスパン拡大と高耐久性架台設計技術の開発 ③現場での作業効率を改善する低コスト施工技術の開発 ④基礎・架台の長寿命化のための腐食対策技術の開発	【28年度中間目標】 ①地盤調査データを収集し、3種類(連続基礎・独立基礎・杭基礎)の基礎工法の性能比較及び評価を行い、強度や特性等を検証・把握する。 ②超軽量構造架構を研究開発し、部材点数10%減、重量比15%減を目指す。 ③従来工法に比べ、施工工	

				⑤基礎・架台最適設計のためのガイドライン作成	数が20%低減を目指す。 ④遮へい環境、水みち環境、土壌界面環境それぞれの腐食試験において、促進試験を行い、データを習得、解析完了。 ⑤有識者・専門家などからの指導・助言等を受けながら、基礎・架台最適設計のためのガイドライン草案を作成する。	
② 太陽光発電システム維持管理技術の開発						
7	26 ～ 28	新規不具合検出機能を備えた発電量／設備健全性モニタリングシステムの開発	ネクストエナジー・アンド・リソース株式会社	発電システムの劣化回復や長寿命化、人件費の削減等に寄与するモニタリングシステムとメンテナンス技術/サービスを開発し、発電コストを低減する。	【28年度最終目標】 維持管理コストを30%以上低減できることを実証する	
8	26 ～ 28	HEMSを用いたPV発電電力量の遠隔自動診断故障部位把握方法の開発	京セラ株式会社	住宅用太陽光発電システムにてHEMSにより入手可能な発電電力量等のデータを活用して、太陽光発電システムの発電量を遠隔より監視し、発電電力量が低下した太陽光発電システムを早期に把握するシステムの開発。 更に、発電電力量が低下した太陽光発電システムの低下部位を把握する為に、ストリング毎の発電特性把握を行い、発電特性低下ストリングの中より特定モジュールの存在の可能性をオンサイトで評価する測定機器類の開発及び、監視システムの開発を行う。	【28年度中間目標】 維持管理コスト30%以上削減、発電コスト1円/kWh以上削減が可能で、発電量低下を防ぐことが出来る遠隔PV発電特性低下システムの開発完了、および発電特性低下部位把握システムの開発完了。	
9	26 ～ 27	太陽電池の抗PIDコート材料の開発	株式会社 MORESCO	水分の侵入によるPID現象の発生を阻止することを目的に、モジュールの表面と外周に塗布する透明撥水コート材を開発する。	【27年度目標(条件)】 コート材の基本性能、耐久性及び施工性について確認し、モジュールメーカーの評価を受け開発課題を確認する。	平成27年度で中止
10	27	分散型PCSメーカーへの遠隔診断制御クラウドと対処手順の開発	地域エネルギー株式会社・特定非営利活動法人太陽光発電所ネットワーク	小型PCSで分散型システムを構築する場合の有効性について以下を調査する。 ・小型分散型と大型集中型システムのコスト比較 ・国内外における競合する分散型監視制御システムとの比較とコスト低減の可能性 ・メンテナンスに関するメーカーの保証制度 ・不具合対応の現状とコスト低減の可能性	【27年度目標(条件)】 小型PCSの分散型システムを構築する場合の日本での適用性について詳しく調査し、課題とコスト低減効果を見極め、2年目以降のコスト低減のための具体策を示し、その効果を定量的に評価できる実施計画を作成する。	平成27年度で中止
③ 太陽光発電システム技術開発動向調査						
11	26 ～ 28	太陽光発電システムのコスト低減に関する技術開発動向調査	株式会社 資源総合システム	太陽光発電システムに関して以下の項目を調査する。 ・国内外における太陽光発電システムの実態調査(コスト調査、実態調査、信頼性・安全性調査) ・国内外における最先端の太	【28年度中間目標】 国内外における太陽光発電システムのハードウェア及びソフト・コストについて分析する。また、太陽光発電システムに関連する市場構造等を解析し、コスト削	

				<p>陽光発電システム技術開発動向調査</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・海外諸国の研究開発プログラムに関する動向調査</li> <li>・国内外の産業動向・施策に関する調査</li> </ul>	<p>減に結びつく要因を分析し、技術開発面へのフィードバックについて提言する。</p>	
12	27	太陽光発電システムの安全性に関する技術開発調査	みずほ情報総研株式会社・国立研究開発法人産業技術総合研究所	<p>国内外の太陽光発電の事故事例の分析とリスク調査、安全への取り組みについて調査し、我が国における太陽光発電の安全性向上に関する方策を検討する。</p> <p>また、現行の法制度を分析し技術の観点から課題を抽出、アンケート等を通して太陽光発電産業、関連事業者における課題について調査分析を行う。</p>	<p><b>【27年度最終目標】</b></p> <p>太陽光発電の安全性に関して現状とのギャップを把握し、課題への対処方法として、技術開発に向けたロードマップおよび社会システム整備に向けた方策を取り纏める。</p>	

## 2.2 研究開発の実施体制

本事業を実施するための基本計画については、平成 25 年 9 月に経済産業省産業構造審議会産業技術環境分科会研究開発・評価小委員会評価ワーキンググループにおいてその方向性を審議、NEDO 内部で事前評価を実施し、平成 26 年 3 月に策定された。また、平成 28 年 3 月に研究開発項目④「太陽光発電システムの安全確保のための実証」を追加し改訂された。

本事業は、NEDO が選定する企業、大学、民間研究機関、あるいは独立行政法人等（以下、「委託先」）が、NEDO と共同研究契約または業務委託契約を締結し実施した。

実施した公募の状況は以下のとおりである。

### 【平成 26 年度】

公募期間：

平成 26 年 3 月 31 日から 5 月 26 日

審査項目・基準：

- ①太陽光発電システム効率向上技術の開発、②太陽光発電システム維持管理技術の開発
  - 1) 提案内容が NEDO が定める基本計画の目的、目標に合致しているか。（不必要な部分はないか）
  - 2) 提案された技術は新規性があり、技術的に優れているか。
  - 3) 設定する目標値は、発電コスト低減に十分に効果のあるものか。
  - 4) 実証試験では、試験方法、評価基準等が明確になっており、効率的に検証ができる計画・体制となっているか。
  - 5) 提案内容・研究計画は実現可能か。（技術的可能性、計画、中間目標の妥当性等）
  - 6) 事業計画は、実現性のある内容となっているか。
  - 7) 応募者は本研究開発を遂行するための高い能力（関連分野の開発等の実績、再委託予定先・共同研究相手先等を含めた実施体制等）を有しているか。（共同提案の場合、各者の提案が相互補完的であるか）
  - 8) 総合評価
- ③太陽光発電システム技術開発動向調査
  - 1) 調査の目標が NEDO の意図と合致していること。
  - 2) 調査の方法、内容等が優れていること。
  - 3) 調査の経済性が優れていること。
  - 4) 関連分野の調査等に関する実績を有すること。
  - 5) 当該調査を行う体制が整っていること。
  - 6) 経営基盤が確立していること。
  - 7) 当該調査等に必要な研究員等を有していること。
  - 8) 委託業務管理上 NEDO の必要とする措置を適切に遂行できる体制を有すること。
  - 9) 総合評価

採択審査委員会（敬称略）：

- 委員長 黒川 浩助（東京工業大学 特任教授）  
委員 加藤 丈佳（名古屋大学 准教授）  
委員 加藤 宏（電気安全環境研究所 グループマネージャー）  
委員 合田 純博（ゴウダ株式会社 部長）  
委員 鈴木 義人（株式会社ユーラスエナジーホールディングス 副部長）

件数：

応募 9 件、採択 6 件

【平成 26 年度 2 回目】

公募期間：

平成 26 年 11 月 20 日から 12 月 24 日

審査項目・基準：

- ①太陽光発電システム効率向上技術の開発、②太陽光発電システム維持管理技術の開発
- 1) 提案内容が NEDO が定める基本計画の目的、目標に合致しているか。(不必要な部分はないか)
  - 2) 提案された技術は新規性があり、技術的に優れているか。
  - 3) 設定する目標値は、発電コスト低減に十分に効果のあるものか。
  - 4) 実証試験では、試験方法、評価基準等が明確になっており、効率的に検証ができる計画・体制となっているか。
  - 5) 提案内容・研究計画は実現可能か。(技術的可能性、計画、中間目標の妥当性等)
  - 6) 事業計画は、実現性のある内容となっているか。
  - 7) 応募者は本研究開発を遂行するための高い能力(関連分野の開発等の実績、再委託予定先・共同研究相手先等を含めた実施体制等)を有しているか。(共同提案の場合、各者の提案が相互補完的であるか)
  - 8) 総合評価
- ③太陽光発電システム技術開発動向調査
- 1) 調査の目標が NEDO の意図と合致していること。
  - 2) 調査の方法、内容等が優れていること。
  - 3) 調査の経済性が優れていること。
  - 4) 関連分野の調査等に関する実績を有すること。
  - 5) 当該調査を行う体制が整っていること。
  - 6) 経営基盤が確立していること。
  - 7) 当該調査等に必要な研究員等を有していること。
  - 8) 委託業務管理上 NEDO の必要とする措置を適切に遂行できる体制を有すること。
  - 9) 総合評価

採択審査委員会(敬称略)：

- 委員長 黒川 浩助(東京工業大学 特任教授)  
委員 加藤 丈佳(名古屋大学 准教授)  
委員 加藤 宏(電気安全環境研究所 グループマネージャー)  
委員 合田 純博(ゴウダ株式会社 部長)  
委員 鈴木 義人(株式会社ユーラスエナジーホールディングス 副部長)

件数：

応募 9 件、採択 4 件



【平成 27 年度】

公募期間：

平成 27 年 6 月 1 日から 7 月 21 日

審査項目・基準：

- ①太陽光発電システム効率向上技術の開発、②太陽光発電システム維持管理技術の開発
- 1) 提案内容が NEDO が定める基本計画の目的、目標に合致しているか。(不必要な部分はないか)
  - 2) 提案された技術は新規性があり、技術的に優れているか。
  - 3) 設定する目標値は、発電コスト低減に十分に効果のあるものか。
  - 4) 実証試験では、試験方法、評価基準等が明確になっており、効率的に検証ができる計画・体制となっているか。
  - 5) 提案内容・研究計画は実現可能か。(技術的可能性、計画、中間目標の妥当性等)
  - 6) 事業計画は、実現性のある内容となっているか。
  - 7) 応募者は本研究開発を遂行するための高い能力(関連分野の開発等の実績、再委託予定先・共同研究相手先等を含めた実施体制等)を有しているか。(共同提案の場合、各者の提案が相互補完的であるか)

採択審査委員会(敬称略)：

委員長 黒川 浩助(東京工業大学 特任教授)

委員 加藤 丈佳(名古屋大学 准教授)

委員 加藤 宏(電気安全環境研究所 グループマネージャー)

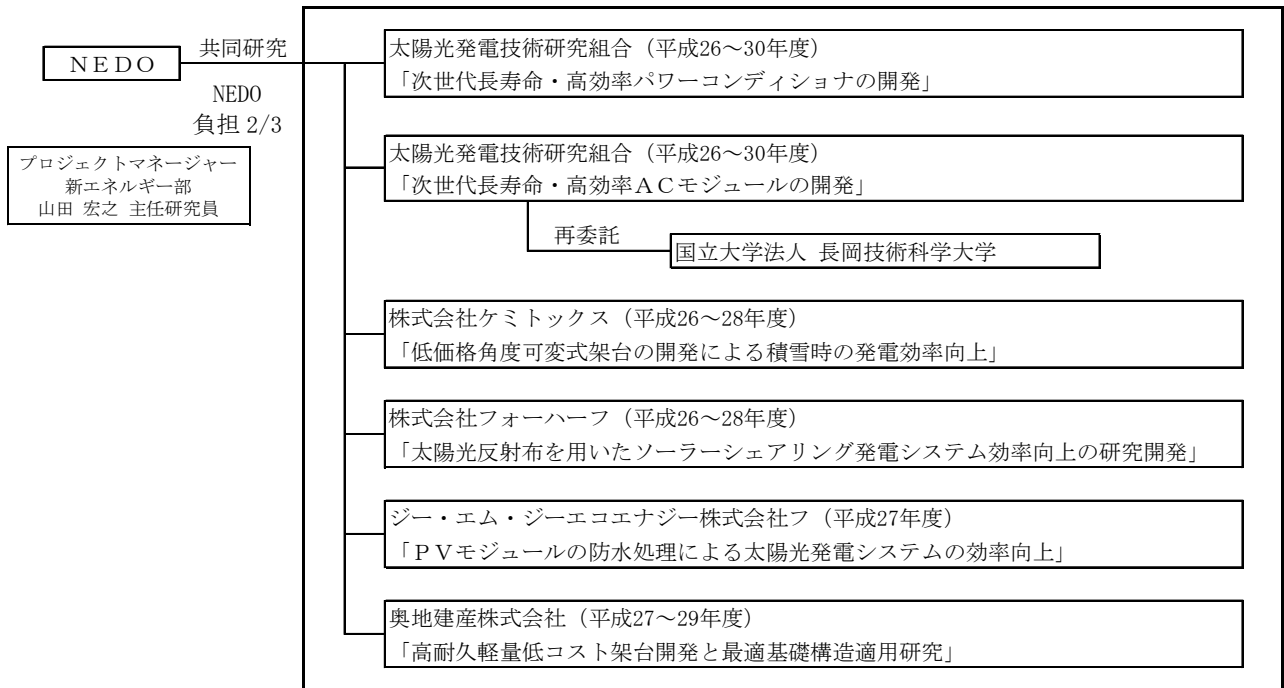
委員 合田 純博(ゴウダ株式会社 部長)

委員 鈴木 義人(株式会社ユーラスエナジーホールディングス 副部長)

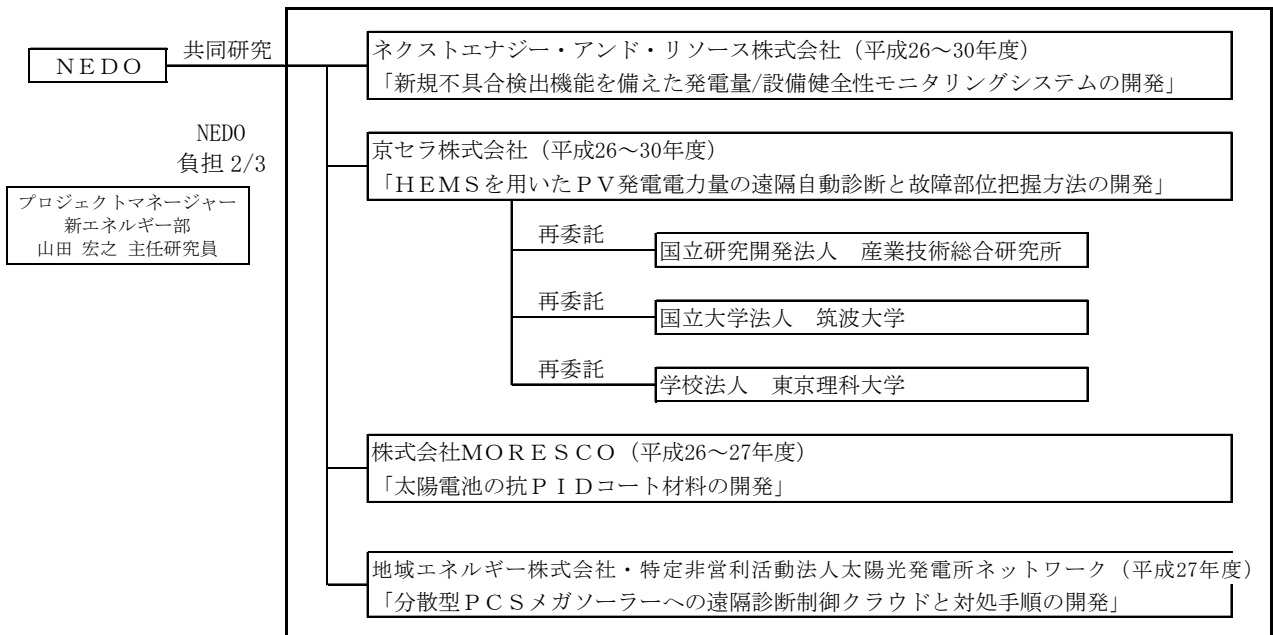
件数：

応募 8 件、採択 2 件

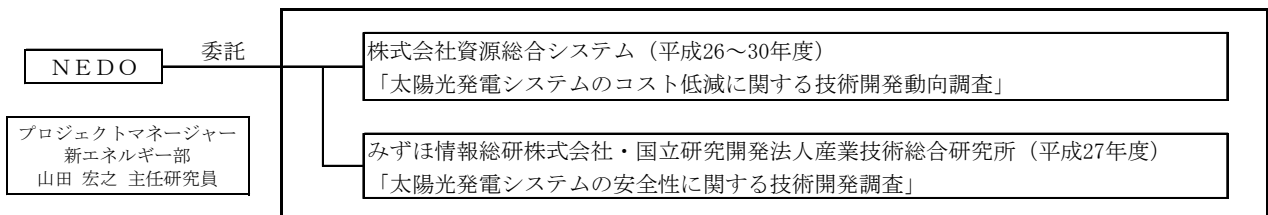
研究開発の実施体制を図Ⅱ-2-1～3. に示す。



図Ⅱ-2-1. 研究開発項目① 「太陽光発電システム効率向上技術の開発」



図Ⅱ-2-2. 研究開発項目② 「太陽光発電システム維持管理技術の開発」



図Ⅱ-2-3. 研究開発項目③ 「太陽光発電システム技術開発動向調査」

### 2.3 研究開発の運営管理

研究開発全体の管理・執行に責任を有する NEDO は、経済産業省及び研究開発実施者と密接な関係を維持しつつ、本研究開発の目的及び目標に照らして適切な運営管理を実施した。

また、NEDO は、プロジェクトで取り組む技分野について、内外の技術開発動向、政策動向、市場動向等について調査し、技術の普及方策を分析、検討した。なお、調査等を効率的に実施する観点から委託事業として実施した。

さらに成果の発信・公表の場として、年度ごとの成果報告会を、他の太陽電池関連事業とともに実施している。(表Ⅱ-2-5. 参照)

表Ⅱ-2-5. 成果報告会の実施状況

実施項目	開催時期	場所
平成 26 年度成果報告会	平成 27 年 10 月 28-29 日	パシフィコ横浜 (横浜市みなとみらい)

加えて、中間評価に先立ち、調査結果に基づく条件付きでスタートしたテーマ及び、進捗の思わしくない計 3 つのテーマの継続について審査した上で中止と結論付けた。またその場を借りて、他のテーマについての進捗報告を行った。(表Ⅱ-2-6. 参照)

Ⅱ-2-6. 継続審査の実施状況

実施項目	開催時期	場所
平成 27 年度継続審査	平成 28 年 2 月 29 日	NEDO 本部

### 2.4 研究開発成果の実用化に向けたマネジメントの妥当性

太陽光発電の導入が今後も堅調に推移していくと考えれば、2020 年時点で新規設備の年間導入量は 3GW 程度、累積導入量は 20GW 超が見込まれ、開発技術の早期実用化・事業化を図るため、本プロジェクトでは開発する技術について、実証試験を実施し、その効果の検証と課題があれば対策も行う。

### 3. 情勢変化への対応

#### 【平成 28 年度】

太陽光発電システム設置量の増加に伴い、強風によって太陽電池モジュールが飛ばされる、水害によって太陽電池モジュールが水没する、といった事例が増加したことにより、太陽光発電システムの安全性強化が急務となった。そこで追加公募を平成 28 年度に行い、安全確保について 3 テーマをスタートさせた。また太陽光発電の大量導入社会を支えるプロジェクトの一環として、使用済モジュールのリユース開発技術について 2 テーマをスタートさせた。

### 4. 評価に関する事項

#### 【事前評価】

評価実施時期：平成 25 年度

評価手法：内部評価

評価部門：評価部、技術戦略センター、総務部

### Ⅲ. 研究開発成果と実用化の見通し

#### 1. 分野別、課題に対する主要な成果

##### ①太陽光発電システム効率向上技術の開発

主要な成果、達成度について表Ⅲ-1-1に示す。

表Ⅲ-1-1. 研究開発項目①太陽光発電システム効率向上技術の開発の主要な成果（平成28年度）

	目標	成果	達成度	備考
(1)次世代長寿命・高効率パワーコンディショナの開発				
長寿命回路設計技術の研究開発（担当：田淵電機株式会社）	1) 長寿命設計 ・PCSは、密閉型筐体で部品温度上昇(ΔT)を現行品よりも10℃低い設計とする。 ・システム運転を行い、PCSの動作環境を明確にする。	・高効率回路方式で、埃・湿気をプロテクト、熱特性を改善した密閉型アルミ筐体に、改良したコンデンサ、及びリレーを搭載した試作機(ファン有)で、現行PCS品より温度上昇が10℃以上低いことを確認した。 ・電解コンデンサの平均動作温度=(外気温度)+21℃、筐体内湿度=(外部湿度)-20%を確認した。	○	・試作品をベースにコストアップを抑え、長寿命実現する方策を検討し、実証する。 [2017年2月]
	2) システム出力の向上 ・高効率パワーデバイス(SiC、又はGaN)、高効率リアクトルを採用し、PCSの変換効率として ①トランスレス方式: 97~98%、 ②高周波絶縁方式: 96~97%、 を目標とする。	・高効率パワーデバイス SiC-IPM、リアクトル、トランスコア開発品をPCS試作品に搭載し、変換効率目標を達成できる見込み。[2016年11月]	△	
	3) 基本特性評価/長期信頼性試験評価 ・長寿命設計を行ったPCS試作品の性能、信頼性評価を行う。	・量産PCSの市場での運転実績、性能評価結果をベースに長期信頼性評価試験方法を作成した。試作したPCSを上記評価試験方法にて評価を行い、設計寿命30年の可能性を検証する。 [2016年10月~2017年2月]	△	
長寿命コンデンサの研究開発（担当：日本ケミコン株式会社）	・コンデンサ保証性能と実使用負荷環境における封口性能とコンデンサ内部の電気化学反応の関係について明確にし、設計寿命30年となるコンデンサの設計基準(指標、及び目標値)を定め、試作を行う。	・封止性能を確保する封止強度を把握した。低温におけるゴム劣化加速評価を完了した。 ・負荷中の電気化学反応を抑制する仕様を確立した。 ・設計寿命30年を想定したコンデンサを試作した。 また寿命加速試験を完了する見込み。[2017年1月予定]	○	精度の高い寿命予測、加速試験方法を継続検討する。
長寿命リレーの研究開発（担当：第一電機株式会社）	・20万回の開閉試験に耐える接点材質を選定し、設計寿命30年を実現するリレーを試作する。	・設計寿命30年を実現するリレーとして銀酸化スズ系の接点材料を選定した。	△	・試作品での評価（開閉試験、温度上昇）
	・端子・樹脂を選定し、設計寿命30年を実現するリレーを試作する。	・下記仕様で30年を実現するリレーを試作した。 接点構成：1極 端子素材：タフピッチ銅 端子板厚：1.0mm ベース：硬化性樹脂		

	<ul style="list-style-type: none"> <li>・開閉試験において、適切な負荷の選定を行う。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>・第一電機で行っている寿命評価方法に用いる負荷を選定し、開閉試験を完了する見込み。[2016年12月]</li> </ul>		
高性能リアクトルの研究開発（担当：TDK株式会社）	<ul style="list-style-type: none"> <li>・コア温度上昇抑制技術の確立（コア温度120℃以下）、及び高効率コア開発（高効率トランスコア開発による効率改善0.1%）に取り組む。</li> <li>・直流重畳特性向上（40A負荷時インダクタンス規格達成）、コア温度上昇抑制技術の確立（リアクトル温度150℃以下）を図る。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>・トランスコアリーケージインダクタンス分離型への設計変更によって、温度上昇を約20℃低減でき、効率として0.2%改善できた。</li> <li>・リアクトルコアリアクトル材を開発し、現行品と同等の直流重畳特性を維持し、コアロスを23%低減できた。コア温度上昇抑制技術については試作で評価確認する予定。[2016年11月]</li> </ul>	○	<ul style="list-style-type: none"> <li>・コア温度上昇抑制技術の確立については、実機による評価で確認する[2016年11月]。</li> </ul>
次世代パワーコンディショナ開発コンソーシアム運営委員会（担当：太陽光発電技術研究組合）	<ul style="list-style-type: none"> <li>・実証試験に用いる次世代パワーコンディショナの試験方法（長期信頼性評価試験方法）を決定する。</li> <li>・本委員会で検討した内容を中間報告書にまとめる。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>・長期信頼性評価試験方法として、①環境劣化試験、②通電劣化試験、③機構強度試験を実施することを決定した。また個別部品の評価試験方法を決定した。</li> <li>・中間報告書として、事業原簿をまとめた。</li> </ul>	○	<ul style="list-style-type: none"> <li>・実証試験で寿命30年を評価する。</li> </ul>
(2)次世代長寿命・高効率ACモジュールの開発				
マイクロインバータ回路設計技術の研究開発（担当：ポニー電機株式会社）	<ul style="list-style-type: none"> <li>・マイクロインバータを実際に駆動させ、デバッグ作業を行う。</li> <li>・5kW程度のシステムとして実証試験の予備試験としてデータ取りを行う。</li> <li>・リアクトルについて、電力変換効率を0.5%改善する。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>・長岡技科大が開発した基本回路（長岡実績方式）でマイクロインバータを製作し、系統連系による基本的な動作確認を行った。また制御の組み込みとデバッグを完了した。</li> <li>・予備実験用の5kWシステム構築の準備と、評価項目と基準の検討中。予備実験は来年2月に開始し、来年3月終了の予定。</li> <li>・トランスにリッツ線を用い、リアクトルに低損失のコア材を使用し、コイルで発生する損失を低減させ、電力変換効率を2.5%改善した。</li> </ul>	○	
保護装置回路設計技術の研究開発（担当：ポニー電機株式会社）	<ul style="list-style-type: none"> <li>・保護装置のAC-AC変換効率目標：95~97%</li> <li>・システム全体としての電力変換効率目標：90%以上</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>・5kWシステム用の連系保護装置を製作し、電流制御や電流不平衡時の補償動作など、基本動作の確認を行った。保護装置の方式を並列方式として開発できたので、AC-AC変換効率は定常時には100%（定常時）を達成できた。</li> <li>・システム全体の効率がマイクロインバータの効率と同じになるため、変換効率は90%超（300W）となり目標を達成した。</li> </ul>	△	<ul style="list-style-type: none"> <li>・系統連系規定に準拠したシステムとする。</li> </ul>

<p>デバイス技術の研究開発（担当：サンケン電気株式会社）</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ 20m Ω 以下の SiC MOSFET と最適設計された SiC SBD チップを完成させる。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ 現状の歩留結果から、20m Ω の SiC MOSFET 開発はペンディングとし、上記 40mm Ω チップを並列で組み込んだ SiC MOSFET を開発した。また SiC SBD チップについても試作完了した。</li> </ul>	<p>○</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ AC モジュール用チップ供給用として 5mmx5mm SiC MOSFET 開発を 4in 量産ラインを用いたて継続する。</li> </ul>
<p>実装技術の研究開発（担当：サンケン電気株式会社）</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ 半導体を含む回路部品搭載のセラミック系配線基板の低熱抵抗接着法の開発</li> <li>・ 高電圧に耐える金属配線基板の開発</li> <li>・ 金属配線基板とセラミック配線基板の分担設計手法の検討</li> <li>・ 金属配線基板と筐体の一体化技術</li> <li>・ 耐湿環境を確保する為の金属接合法による実装法の開発</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ セラミック系基板材料の熱サイクル評価を行い、SiN 基板に比べ、その抑制に有意な結果を得た AlN に素材の使用に決定した。また AlN 素材の基板に対し、SiC デバイスと電極部品とのはんだボイドレス構造を実現した。</li> <li>・ 金属配線基板ではヒートショック試験で、大型部品での応力が大きく、半田劣化を回避できないため、通常の FR-4 基板を用い、部品から筐体へ放熱する構造に方針変更した。</li> <li>・ 金属配線基板を用いる事で問題となると想定された課題であった為、検討を中止した。</li> <li>・ 金属配線基板未採用により開発を中止した。</li> <li>・ マイクロインバータの気密構造を決定し、設計、部材の調達を行い、試作筐体を試作した。また気密性確認のための内部環境をモニターする方法を決定し、高湿高温試験評価をスタートさせた。温度サイクル試験で、マイクロインバータ基板の電氣的接続を維持し、筐体の高湿高温環境下で気密性を確保する技術を確立する見込み。[2017年1月]</li> </ul>	<p>△</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ 筐体内部環境をモニターし、気密性確保を確認する必要がある。</li> </ul>
<p>通信技術の研究開発（担当：サンケン電気株式会社）</p>	<p>(1) 制御用通信ボードと AC モジュールに組み込むためのソフトウェアを開発する。また、複数台を接続した通信試験を行い、課題を抽出する。</p> <p>(2) 監視用通信ボードとそのボード組み込むためのソフトウェアを開発する。また、複数台の通信試験を行い、課題を抽出する。加えて、制御用通信と監視用通信を共用化の検討を行う。</p>	<p>(1) AC モジュール通信ネットワーク：通信方式を調査した結果、無線方式を選定した。無線方式の通信ボード(モジュール)を選定した。このボードを用いて複数台の通信試験を行い、問題ないことを確認した。</p> <p>(2) ローカル監視/制御ネットワーク：  (2)-1 自社既存製品システムで予備実験を行い、機能設計を行った。その結果、制御用と監視用機能が実装できる通信ボード(プラットフォーム)を選定した。WAN 接続(docomo 3G 接続)、既製パワコンとの RS-485 通信、SD カードによるデータ保存の動作確認を完了した。  (2)-2 制御用と監視用ソフトウェアの設計と製作をし、既成パワコンを用いた動作を確認した。課題を抽出し解決を行った。残りの確認として、複数台での試験を行い、通信速</p>	<p>△</p>	<p>通信技術は急速に進むため他の方式への対応を迅速に行えるようにする。</p>

	(3) データベース用ソフトウェアの開発をする。市場要求に適合する機能を実現できるようにソフトウェアを開発する。	度に関する課題の抽出を完了する見込み。(2017年2月予定)		
	(3) クラウド監視/制御ネットワーク：大容量のデータの保管方法を調査の結果、クラウドサーバを活用することとした。クラウド上のソフトウェアを開発する見込み。(2017年3月予定)			
マイクロインバータ及び保護装置の基盤技術開発(担当：長岡技術科学大学)	(1) アクティブバッファ方式を用いたマイクロインバータおよび系統連系保護装置の実証試験に向けた課題解決 <ul style="list-style-type: none"> <li>・短寿命化の要因となる電解コンデンサの排除</li> <li>・系統連系規定を満足する単相交流電流波形の低ひずみ化</li> <li>・系統連系保護装置を用いた系統電流の不均衡補償およびFRT動作の確立</li> </ul> (2) マイクロインバータの効率改善への取り組み <ul style="list-style-type: none"> <li>・新回路方式の目標効率96%以上</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>・電解コンデンサレスの回路方式による単相系統への連系動作を実験より確認した。</li> <li>・試作機で、系統連系規定(ひずみ率5%以下)を満足する交流電流波形を確認した。</li> <li>・シミュレーションより、マイクロインバータに系統連系保護装置を設置することで、系統電流の不均衡補償と系統連系規程が定めるFRT要件を満足できることを確認した。</li> <li>・デバイス構成を単純化した新回路方式のシミュレーションによる解析の結果、最高効率は96.9%となることを確認した。</li> </ul>	○	<ul style="list-style-type: none"> <li>・新回路方式マイクロインバータについて実機で効率を確認する予定。[2017年2月]</li> </ul>
実証試験(担当：ポニー電機株式会社)	<ul style="list-style-type: none"> <li>・実証試験方法は、長寿命ACモジュール開発コンソーシアム運営委員会で決定する。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>・実証試験方法は、運営委員会で決定した。</li> </ul>	○	
次世代ACモジュール開発コンソーシアム運営委員会(担当：太陽光発電技術研究組合)	<ul style="list-style-type: none"> <li>・本システムの効率向上を評価するための実証試験方法、マイクロインバータおよび保護装置の長寿命評価方法を決定する。</li> </ul> <ul style="list-style-type: none"> <li>・本委員会で検討した内容を中間報告書にまとめる。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>・本システムの効率向上を評価するための実証試験方法、マイクロインバータおよび保護装置の長寿命評価方法を運営委員会で決定した。</li> <li>・システムの効率向上の実証試験方法としては、家屋と電柱がある駐車場屋根のPVシステムの発電量比較を行う。</li> <li>・マイクロインバータの長寿命評価方法としてはMTBF法と半導体部品等の加速試験方法を組み合わせて評価する。</li> <li>・保護装置は容易に交換できる構造と合わせてMTBF法による評価を行う。</li> </ul> <ul style="list-style-type: none"> <li>・中間報告書として事業原簿をまとめた。</li> </ul>	○	
(3) 低価格角度可変式架台の開発による積雪時の発電効率向上				
低価格角度可変式架台の開発による積雪時の発電効率向上	<ul style="list-style-type: none"> <li>《発電量増加》</li> <li>一般的な角度固定式架台と比較して、年間10%以上の発電量増加。</li> <li>《架台コスト》</li> <li>発電量向上効果と合わせて、発電コスト2円/kWh以上の削減に必要なコスト削減。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>《発電量増加》</li> <li>一般的な角度固定式架台と比較して、年間の15%の発電量増加(発電コスト削減効果:2.5円/kWh)</li> <li>《架台コスト》</li> <li>積雪地域での一般的な架台コストを30%削減(発電コスト削減効果:0.9円/kWh)</li> </ul>	○	<ul style="list-style-type: none"> <li>・積雪地域での雪による反射効果の検討、年間を通じた発電量データの取得が必要。</li> <li>○</li> <li>想定される数々の負荷条件での耐久性試験を引き続き実施する。</li> </ul>



	《発電コスト》 発電量増加および架台コスト削減により 2 円/kWh の発電コスト削減。	《発電コスト》 発電量増加および架台コスト削減により 3.4 円/kWh の発電コスト削減	◎	
(4)太陽光反射布を用いたソーラーシェアリング発電所システム効率向上の研究				
①システム効率（発電量）向上の研究開発	①システム効率（発電量）を10%以上向上	①夏シーズン（4月～9月）に約10%の発電効率向上、冬シーズン（10月～3月）に約4%の発電効率向上見込、通年での成果は約6.5%の発電効率向上見込。	×	①既設の架台を利用して反射材を設置する場合、モジュールの傾斜角や間隔によっては、反射光を十分に活用できない季節があるので、コスト的にも適用できるケースが限定的となってしまう。
②BOSコスト削減の研究開発	②反射材：反射率80%以上、3,000円/m <sup>2</sup> 以下。 施工性：ユーザー自ら反射材の取付け・取外しが可能な簡易設置方法の開発	②反射率86%（2,500円/m <sup>2</sup> ）のアルミ鏡面反射板とフレーム及び取り付け金具を開発した。 反射板一体型架台とすることで建設コストを14%低減可能となった。また折りたたみ式架台も開発した。	○	②関連部材の開発、取付方法の工夫により更にコスト低減を目指す。
③ホットスポット現象の調査	③反射によるホットスポット現象の影響調査	③本研究開発期間では、反射によるホットスポットの悪影響は無かった。	△	③プロジェクト終了まで調査を継続し最終判断するが、当該反射によるPVの劣化は、発生しないと思われる。
(5)PVモジュールの防水処理による太陽光発電システムの効率向上				
	コート材の基本性能、耐久性及び施工性について確認し、モジュールメーカーの評価を受け開発課題を確認する。	・水蒸気透過度試験（MVTR）及び温度サイクル試験（TC50）による防水評価で、ポリシラザン系よりA0や蒸着シリカを使った膜の方が有望であることが分かった。 ・40cm角程度の4セルミニモジュールでの恒温高湿試験（DH）2,400時間では、評価サンプルの殆どが2%以下の出力低下で特に問題は無かった。 ・防水処理コストという側面からは、A0箔系塗膜材料、A0入り粘着テープが有望であるという見通しを得た。	(中止)	コート材の優位性が確認できなかった。またモジュール裏面へのコート材の施工性についての検討が不十分であり、PVモジュールメーカーによる評価が得られていない。
(6)高耐久軽量低コスト架台開発と最適基礎構造適用研究				
地質調査による基礎構造と架台設計の最適化	地盤調査データを収集し、3種類（連続基礎・独立基礎・杭基礎）の基礎工法の性能比較及び評価を行い、強度や特性等を検証・把握する。	①太陽電池システム設置時にSWS試験実施することを提案する。 ②非常に柔らかいもしくは硬い地盤には直接基礎が妥当であるが、中間的な硬さの地盤に対して杭基礎のほうがコスト面で優れている。	△ (H29年2月達成見込み)	基礎と架台のコストを把握、今までの試験データを活用し、ガイドラインの作成に繋げる。
軽量鉄材によるスパン拡大と高耐久性架台設計技術の開発	超軽量構造架台を研究開発し、部材点数10%減、重量比15%減を目指す。	①部材点数が20%減可能となり目標を達成している。 ②開発中の新架台案の合計重量が既存架台より9%減。	△ (H29年2月達成見込み)	重量比15%減まで未達成であるが、部材点数が目標達成することより施工時のコストダウンが期待できる。
現場での作業効率を改善する低コスト施工技術の開発	従来工法に比べ、施工工数が20%低減を目指す。	開発中の新架台案について、杭本数を1/4まで減少でき、全体の施工工数の30%減が可能となる。	○	。
基礎・架台の長寿命化のための腐食対策技術の開発	遮へい環境、水みち環境、土壌界面環境それぞれの腐食試験において、促進試験を行い、データを習得、解析完了。	①遮へい暴露試験：全国で試験開始。同時に促進試験開始。 ②水みち腐食：促進試験より液滴高さによる腐食速度の違いを確認。暴露試験検討中。	△ (H29年2月達成見込み)	土壌界面腐食について、現状では測定できることを確認したのみ。今後、実験データの

		③土壌界面腐食：電気化学測定測定方針を決定。杭の暴露試験を全国で開始。		蓄積が必要。
基礎・架台最適設計のためのガイドライン作成	設計ガイドラインの草案を作成	設計ガイドライン作成のための情報収集。	△ (H29年2月達成見込み)	有識者・専門家などからの指導・助言等を受ける。

※達成度

◎：数値目標クリアに加えて想定以上の付加価値を実証、○：数値目標クリア、△：数値目標未達

## ②太陽光発電システム維持管理技術の開発

主要な成果、達成度について表Ⅲ-1-2 に示す。

表Ⅲ-1-2. 研究開発項目②太陽光発電システム維持管理技術の開発の主要な成果（平成 26 年度）

テーマ	目標	成果	達成度	備考
(1)新規不具合検出機能を備えた発電量/設備健全性モニタリングシステムの開発				
中点電位センサーの開発	不具合による 5V の電位シフトを検知できること	不具合による 1.5V 以上の電位シフトを検知可能	◎	
無線データ収集システムの開発	マルチホップ 3 段を通信遅延 500ms 以下で RS485 通信で応答できること	マルチホップ 3 段 応答時間 ノミナル 300ms	○	
遠隔監視システムの開発	ストリング電流も含め時間分解能 10 分以下でグラフィカルに表示し、10 年以上そのデータを蓄積、表示できる遠隔監視システム	1 分以内のデータ取得間隔で 5 分平均値を保存。 時間分解能 5 分 データ蓄積期間 上限なし	○	
維持管理コストの削減	維持管理コストを 30%以上削減できることを実証する	40%程度削減見込み	△	達成見込み
(2)HEMSを用いたPV発電電力量の遠隔自動診断と故障部位把握方法の開発				
I)遠隔 PV 発電特性低下診断システムの開発	特定条件下で、発電電力量予測システムと遠隔診断システムの併用により診断正解率を検証。自社実験施設で特定条件下における遠隔診断を行い、診断正解率により有効性を検証する。出力 5%低下 PV システム異常検知、および診断正解率 95%以上。	H26 年度に気象官署日射計データをベースにした太陽光発電遠隔診断システムを開発。H27 年度に、気象衛星雲画像、および発電予測を活用した高精度太陽光発電遠隔診断システムを開発。H28 年度は、日影による発電電力低下があっても正確に診断する日影解析機能を追加し、故障模擬試験により出力 5%低下 PV システムの診断正解率を検証中。	△ H28 年度末	最終目標である、システム出力低下 5%を、正解率 95%で検出するための発電推定精度改善が課題。 故障模擬試験等により課題抽出し、発電推定アルゴリズムの改善改良を重ねることで実現する方針。
II)発電特性低下部位把握システムの開発	発電特性低下部位把握方法の原理構築とシステム開発完了。故障模擬実験により出力 20%低下モジュールを含むストリングの異常検知を実現。	H26 年度は発電特性測定システムの仕様を検討。H27 年度は発電特性測定システムを開発し産総研内に 7 基設置。また発電特性低下部位把握アルゴリズムを研究。H28 年度は発電特性測定精度の改善、および発電特性低下部位把握アルゴリズムの有効性を検証し、短絡電流、直列抵抗、並列抵抗の故障モードについて、出力低下 20%をしきい値として不具合モジュールの検知に成功。	○	測定装置は、日射変動の影響を受けない電圧走査速度、故障診断可能な IV 測定精度、測定点数の確保が課題。 診断ソフトは 1 部の故障モードで出力低下 15%程度のモジュールが含まれる場合に不具合判定するケースがあるため、出力低下が 20%に近い場合の判定精度、および判定しきい値の設定方法が課題
III)実設置データ収集による実証試験の実施	太陽光発電システム設置世帯への HEMS1,000 台設置完了	H27 年度に HEMS385 台を日射気候区分 I, II, III, IV の地域に設置。個人情報保護法を考慮した実証試験実施方法を検討し、遠隔診断を告知するウエ	△	【課題】 ①実証試験世帯の地域的偏りが課題であり、東北、中四国、九

		<p>ブサイトを開設。H28年4月1日から実証試験を開始し、発電性能低下の疑いがある実証世帯1件を抽出。</p>		<p>州地区が不足、また日射気候区分Ⅰ、Ⅱ、Ⅴが不足</p> <p>②診断正解率の検証</p> <p>【解決方針】</p> <p>①診断対象 HEMS 機種を拡張する。現 HEMS は出力抑制非対応のため設置地域が限定的</p> <p>出力抑制対象 HEMS 等へ対応し、設置地域の偏りを解消</p> <p>②遠隔診断により発電出力が5%以上劣化した世帯を検出。診断指標のばらつきを評価。また現場点検で遠隔診断結果と現場点検結果を比較し診断正解率を検証</p>
--	--	--	--	--

(3) 太陽電池の抗PIDコート材料の開発

	<p>コート材の基本性能、耐久性及び施工性について確認し、モジュールメーカーの評価を受け開発課題を確認する。</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>・コート材なしのモジュールでの PID 試験では出力が大幅に低下したのに対して、含フッ素シリコーンポリマーにより構成される開発コート材を塗布したモジュールでは出力低下が1%未満であった。</li> <li>・コート材の撥水性(滑水性)については、市販のフッ素系コート材やシリコーン材に比べ約10倍の性能が得られた。</li> <li>・コート材を塗布したモジュールで太陽電池の各種規格試験を実施したが、特に問題はなかった。</li> </ul>	(中止)	<p>PID に対する効果については、幅広く検討し確認する必要がある。また、PV モジュールメーカーによる評価が得られていない。しかし、コート材自体の開発はほぼ終了しているため、NEDO での開発は卒業とし、事業化への取り組みは自社で行う。</p>
--	--	---	------	--

(4) 分散型PCSメガソーラーへの遠隔診断制御クラウドと対処手順の開発

	<p>小型PCSの分散型システムを構築する場合の日本での適用性について詳しく調査し、課題とコスト低減効果を見極め、2年目以降のコスト低減のための具体策を示し、その効果を定量的に評価できる実施計画を作成する。</p> <p>&lt;調査項目&gt;</p> <p>①小型分散型と大型集中型システムのコスト比較に関する調査</p> <p>②国内外における競合する分散型監視制御システムとの比較とコスト低減の可能性調査</p> <p>③メンテナンスに関するメーカーの保証制度に関する調査</p> <p>④不具合対応の現状調査とコスト低減の可能性に関する調査</p>	<p>・小型 PCS の分散配置と大型 PCS の集中配置のコスト比較では、工事費を含む初期の設備費用では大型 PCS の方がやや有利であるが、20年間の維持管理費を含めてトータルで考えると、小型 PCS の方が有利になってくると思われる。但し、維持管理コストについての見積り調査ではばらつきが大きく、コスト基準を得るまでには至らなかった。</p>	(中止)	<p>調査数や整理が十分でなかったため、小型 PCS の分散設置に優位性があるとは判断できなかった。また、維持管理コスト削減についての具体的な対策と、その効果の評価方法について十分に整理できていない。</p>
--	---	--	------	--

◎：数値目標クリアに加えて想定以上の付加価値を実証、○：数値目標クリア、△：数値目標未達

### ③太陽光発電システム技術開発動向調査

主要な成果、達成度について表Ⅲ-1-3 に示す。

表Ⅲ-1-3. 研究開発項目③太陽光発電システム技術開発動向調査の主要な成果（平成 27～28 年度）

テーマ	目標	成果	達成度	備考
(1)太陽光発電システムのコスト低減に関する技術開発動向調査				
	国内外における太陽光発電システムのハードウェア及びソフト・コストについて分析する。また、太陽光発電システムに関連する市場構造等を解析し、コスト削減に結びつく要因を分析し、技術開発面へのフィードバックについて提言する。	国内外における太陽光発電システムの実態を調査し、システムのハードウェア及びソフト・コストについての分析、技術開発の取組や政策等を調査した。また、太陽光発電システムに関連する市場構造等を調査し、コスト削減に結びつく要因を分析した。	○	発電コスト低減に向けて、引続き国内外の調査を継続し情報の収集と分析が必要である。
(2)太陽光発電システムの安全性に関する技術開発調査				
	太陽光発電の安全性に関して現状とのギャップを把握し、課題への対処方法として、技術開発に向けたロードマップおよび社会システム整備に向けた方策を取り纏める。	国内外の太陽光発電の事故事例の分析とリスク把握、安全への取り組み等について調査し、課題の抽出と対処方法として、技術開発に向けたロードマップおよび社会システム整備に向けた方策を取り纏めた。 平成 27 年 8 月 19 日岐阜県下呂市にて有識者を交えたワークショップを開催。	○	PV システムの安全については、平成 28 年度より開発項目④「太陽光発電システム安全確保の実証」の中で対策等を実施していく。

◎：数値目標クリアに加えて想定以上の付加価値を実証、○：数値目標クリア、△：数値目標未達

## 2. 個別テーマの成果と実用化見通し

### ① 太陽光発電システム効率向上技術の開発

#### (1) 次世代長寿命・高効率パワーコンディショナの開発 [平成 26～30 年度] (太陽光発電技術研究組合)

##### 1. 成果詳細

##### 1.1 長寿命回路設計技術の研究開発 (担当：田淵電機株式会社)

低圧 10kW 未満のパワーコンディショナを想定して、一般的な住宅用パワーコンディショナの長寿命化に対する検討を行い、設計寿命 30 年に相当する次世代長寿命・高効率パワーコンディショナを試作した。

まず、長寿命化検討に際し、寿命を設計寿命と定義した。ここで、設計寿命 30 年を実現するには、設計寿命 30 年の部品を使い、部品の性能・特性を損なわずに組立て、各部品の仕様環境の範囲に納めながら、設置後 30 年間、運転を継続する必要がある。しかしながら、パワーコンディショナを構成する千点以上の部品に設計寿命 30 年を求めるのは非現実的である。そこで、今回のパワーコンディショナの設計寿命 30 年の開発は、以下の考え方で推進した。

##### 1.1.1 長寿命設計

太陽光発電システム用パワーコンディショナは、太陽電池の出力(直流電力)を交流電力に変換して、系統配電線に逆潮流する電力変換装置であり、太陽電池が発電する日出から日没まで、日々運転する電気設備である。

パワーコンディショナの設計は、パワーコンディショナの市場設置環境下で、太陽光発電システムのシステム機器としての機能を満足しながら 30 年間の運転継続することを前提に行った。

部品については、現行のパワーコンディショナの構成部品のうち、電解コンデンサ、リレー、ファンが有寿命部品であり、電解コンデンサは日本ケミコン(株)、リレーは第一電機(株)が、設計寿命 30 年の長寿命化に取り組んだ。

パワーコンディショナは、ファンを用いないファンレス設計を行うため、パワーコンディショナの変換効率と放熱性能の向上を行う必要があり、熱構造設計シミュレーションを行いながら、パワーコンディショナの筐体を設計した。

この設計した筐体に収まるように、次項の 1.1.2 システム出力の向上で検討した電気回路である主回路、制御回路、制御電源の開発を基板毎に行った。

使用する部品は、長寿命化設計を行った電解コンデンサ及びリレーと、それ以外の部品は、現在、量産しているパワーコンディショナで採用している部品をベースにして、過去に量産したパワーコンディショナの市場での運転実績、及び現行パワーコンディショナの性能試験から得られた経験、及び知見を反映して、部品選定を行った。

さらに、パワーコンディショナの試作では、部品の性能を損なわず、かつ特性を維持する製造技術も重要で、制御電源/プリント基板のヒートサイクル対策、半田クラック対策、シリコングリス放熱性能維持対策を講じた。

以上のことを織り込んだパワーコンディショナを試作して、性能を評価した。

##### 1.1.2 システム出力の向上

ファンレス化を実現するには、発熱部品の温度上昇を部品の使用温度の上限以下に抑制する必要があり、そのため現在研究開発が進んでいる高効率パワーデバイス(SiC)を採用して回路損失の低減を検討した。

シミュレーションではインバータ回路変換効率で 98.8%が得られており、実機確認を行う。

開発したパワーコンディショナの定格仕様は表 III-2-①-(1)-1 の通りである。

定格出力は単相 5.5kW で、入力回路は 3 ストリングのマルチ MPPT 機能を備える住宅用パワーコンディショナで、日本国内の系統連系ガイドラインに準拠している。

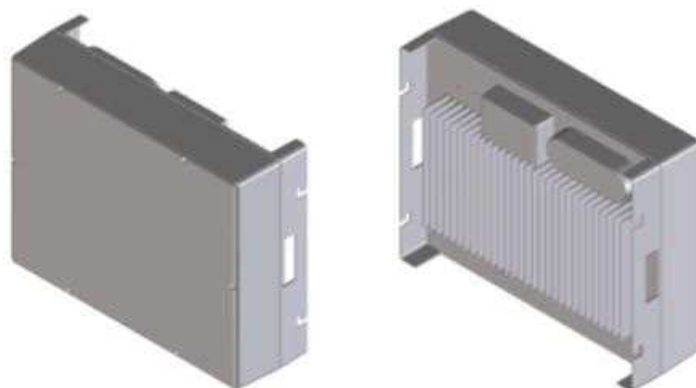
筐体は密閉型(IP55)の屋外設置タイプとした。これは、市場から回収したパワーコンディショナの内部を観察すると、設置後 11～17 年で屋内設置/屋外設置ともに塵埃が筐体内に侵入し、部品、基板に堆積しており、湿気があるとトラッキングに至ることも懸念される。そこで、30 年間安全に

運転することを考えて、塵埃の侵入を防ぐ構造とした。

外観形状は図Ⅲ-2-①-(1)-1 の通りで、筐体材料は、屋外での長期(30年)使用をすることからアルミ材を採用した。

表Ⅲ-2-①-(1)-1 次世代 PCS の定格仕様

<b>定格仕様</b>	
<b>入力 (DC)</b>	
最大入力電力 (ストリングあたり)	2000[W]
最大入力電圧	450[V]
入力運転電圧範囲/定格入力電圧	80-450[V]/250[V]
MPPT電圧範囲	80-450[V]
最小入力電圧/起動電圧	80[V]/100[V]
ストリング数 (MPPT入力数)	3
最大入力電流 (ストリングあたり)	10.3[A]
<b>出力 (AC : 連系運転時)</b>	
相数	単相2線式
変換方式	電圧型電流制御方式
定格出力	5500[W]
定格出力電圧	202[V]
公称出力電圧範囲	190-214[V]
定格出力周波数	50[Hz],60[Hz]
定格出力電流	27.5[A]
定格出力時力率	0.99以上
出力電流ひずみ率	総合5%以下,各次3%以下
<b>出力 (AC : 自立運転)</b>	
電気方式	単相2線式
変換方式	電圧型電流制御方式
最大出力	1.5[kVA]
出力電圧	101[V]
<b>効率</b>	
最大効率	97.5%以上 (非絶縁方式目標)
<b>保護</b>	
単独運転検出: 受動的方式	周波数変化率検出方式
単独運転検出: 能動的方式	ステップ注入付周波数フィードバック方式
<b>基本データ</b>	
寸法 (W/H/D)	621/493/189[mm]
質量	25kg以下
設置場所	屋外
使用環境温度範囲	-20 - +45[°C]
騒音 (定格)	41±3dB
雑音端子電圧	JET新基準
待機電力 (夜間)	本体1[W]以下/ ZREM-35N(リモコン)10[W]
絶縁方式	非絶縁方式
冷却方法	自然空冷(今後の検討により強制空冷の可能性有り)
防水防塵保護等級 (JIS)	IP55相当

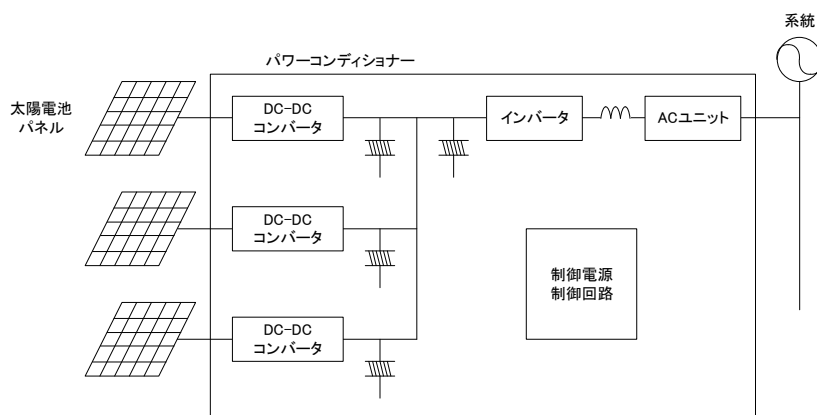


図Ⅲ-2-①-(1)-1 筐体外観図

以下に、これまでに検討した内容について述べる。

### (1) 主回路方式の検討

開発するパワーコンディショナのシステム構成を、図Ⅲ-2-①-(1)-2 に示す。



図Ⅲ-2-①-(1)-2 パワーコンディショナのシステム構成

本開発 PCS は、現在販売されている絶縁方式と非絶縁方式の 2 種類について検討する。絶縁方式と非絶縁方式の差異は、DCDC コンバータが絶縁型であるか、非絶縁型であるかの違いである。

そこで、本項では、①で絶縁型 DC-DC コンバータ、②で非絶縁 DC-DC コンバータ、③でインバータの回路方式の検討結果を述べる。

#### ①絶縁型 DC-DC コンバータの検討

絶縁型 DC-DC コンバータの課題は、絶縁トランスが存在し、2 次側に整流ダイオードが 2 つ以上必要になることから、非絶縁型 DC-DC コンバータに比べ、低効率となることである。

そこで、現状採用している LLC コンバータ (絶縁型) の効率改善について検討した。まず、LLC コンバータの損失を分析し、損失改善ポイントの特定を行った。

その結果、トランスコアの漏れ磁束が巻線と鎖交して発生する銅損 (巻線の渦電流損) の低減が効率改善に有効であることが分かった。

この改善策として、損失の発生原因である漏れ磁束を発生させずに、共振動作を行えるトランスとして、トランス/インダクタ統合型コアを新規に開発した。その試作トランスを図Ⅲ-2-①-(1)-3 に示す。この統合型コアの最適化をはかることで、変換効率 1% の改善が図れた。



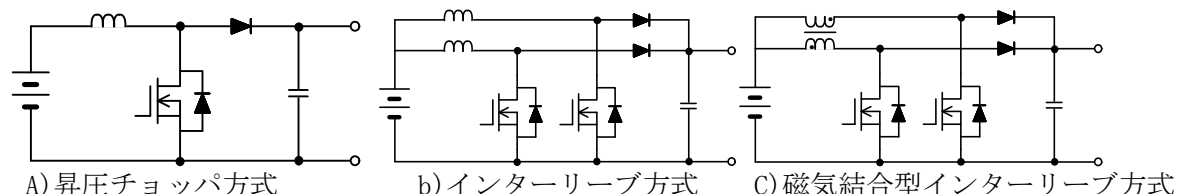
図Ⅲ-2-①-(1)-3 試作トランス



### ②非絶縁型 DC-DC コンバータの検討

非絶縁型 DC-DC コンバータの回路方式を図Ⅲ-2-①-(1)-4 の A)～C)に示す。コスト、サイズ、制御性を検討し、非絶縁型 DC-DC コンバータの回路方式として、図Ⅲ-2-①-(1)-4A)の昇圧チョップパ回路を採用することとした。近年、車載用で下図 C)の回路方式が検討されている。このインターリーブ方式はリップル電流を低減できるメリットがあるが、インダクタの個数が増え、回路サイズは大きくなる。

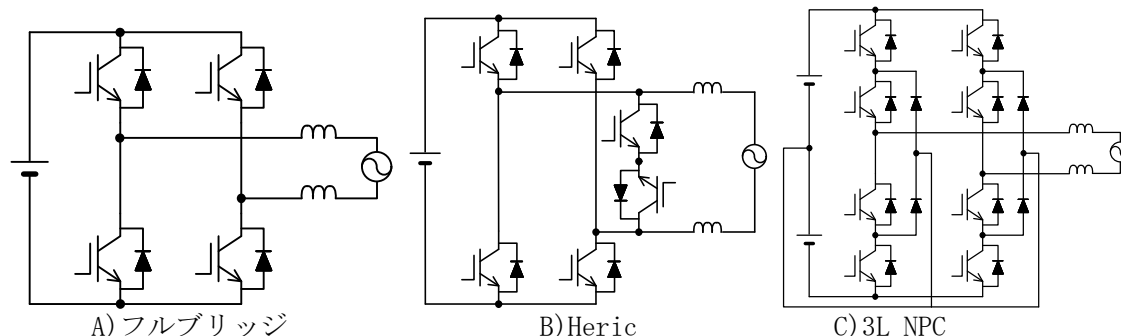
そこで、磁気結合することにより、インダクタを小形化することが研究されている。将来、技術が確立されれば、パワコンにもこの昇圧コンバータが搭載されるものと思われる。



図Ⅲ-2-①-(1)-4 非絶縁型 DC-DC コンバータの回路方式

### ③インバータ回路方式の検討

インバータの回路と駆動方式として、フルブリッジはユニポーラ駆動とバイポーラ駆動方式、Heric、3レベルダイオードクランプ NPC の4方式を比較した。インバータの回路方式を図Ⅲ-2-①-(1)-5A)～C)に示す。比較項目は、ノイズ特性の指標であるコモンモード電流(CMC:Common Mode Current)と効率と制御性及びコストで、その検討結果を表Ⅲ-2-①-(1)-2に示す。



図Ⅲ-2-①-(1)-5 インバータの回路方式

非絶縁方式 PCS は、DC/DC コンバータを非絶縁方式のため、コモンモード電流の少ない回路方式にする必要がある。従って、非絶縁方式のインバータとして、バイポーラ駆動フルブリッジ方式を採用する。また、絶縁型方式 PCS は、DC/DC コンバータを絶縁方式のため、効率とコストからユニポーラ駆動フルブリッジ方式を採用する。

表Ⅲ-2-①-(1)-2 インバータ回路方式の比較

Topology Operation		CMC	Efficiency	Controllability	Cost	Total
Full Bridge	unipolar	×	○	○	○	△
	bipolar	◎	○	○	○	◎
Heric		○	△	△	△	○
3L NPC (Diode Clamp)		△	×	×	×	×

## (2) 高効率化部品の選定

インバータの損失低減策として、IPM を Full SiC IPM に変更し、低損失/熱抵抗の優れたパッケージにして熱的余裕を大きくした。さらに、PCS 筐体の放熱性能の向上を図り、PCS の内部温度上昇を抑える設計とした。以上の対策を試作機に織り込み、実機によるファンレス実現に向けての検証を推進した。

上記で設計した試作機の損失見積は表Ⅲ-2-①-(1)-3 の通りで、PCS 全体で 235W の損失を見込まれる。目標に対しての効率向上策としては、半導体スイッチ素子の並列/インターリーブ化、スイッチング周波数を 1/2、スイッチング損失を軽減する方法がある。

しかし、ともにコストアップにつながる対策であるため、試作評価を進める中で、ファンレス化が可能な損失を見極めた。

表Ⅲ-2-①-(1)-3 試作品の損失見積

回路方式	PCS回路構成		目標損失	見込み損失	対応策
非絶縁方式	主回路	DC/DC		110W	①トランスレス化 ②ファンレス化 ③SiC-SBD(650[V]/15[A])の採用
		DC/AC		110W	①Full SiC IPMの採用 ②ACリアクトルのコア材変更 ③ファンレス化
	制御電源			15W	現行品から変化なし
合計			141W	235W	追加対応策 ①DCDC インターリーブ化/SW周波数を1/2 ②DCAC : SW周波数を1/2 ③制御電源 : フライバックトランス最適化

## (3) 電解コンデンサレス化の検討

電解コンデンサの長寿命化には 2 つの考え方がある。電解コンデンサ自体を長寿命化する方法と電解コンデンサを使用しない“電解コンデンサレス”とする方法がある。そこで、電解コンデンサレスの実現性の検討を行った。電解コンデンサレスとは、単に電解コンデンサを使用せず、フィルムコンデンサを使用することではなく、中間コンデンサの低容量化を図ることが技術課題となる。そこで、主回路の中間コンデンサと制御電源の出力コンデンサの電解コンデンサレス化について検討した。

### ①中間コンデンサの電解コンデンサレス化の検討

中間コンデンサの電解コンデンサレスには大きく 2 つの方法に分けることができ、補助回路を用いる/用いない方法がある。ここでは、補助回路を用いない方法でその実現性を検討する。

補助回路を用いない方法は、中間コンデンサを低容量化によって増大する中間電圧のリップル成分が出力電流ひずみ率と MPPT 特性に影響を与えないように DC-DC コンバータとインバータを制御する。また、中間コンデンサ電圧の最大値は半導体素子の耐圧で、最小値は系統電圧のピーク電圧で制限される。

詳細な計算過程は省略するが、太陽電池パネルの出力電流が直流電流、パワコンの出力電流が正弦波と仮定すると、リップル電圧  $V_{drep}$  は近似的に式 (1) で表すことができる。

$$V_{drep} = \frac{P_o}{2\omega_{cs}C_dV_{dc}} \quad \dots \text{式 (1)}$$

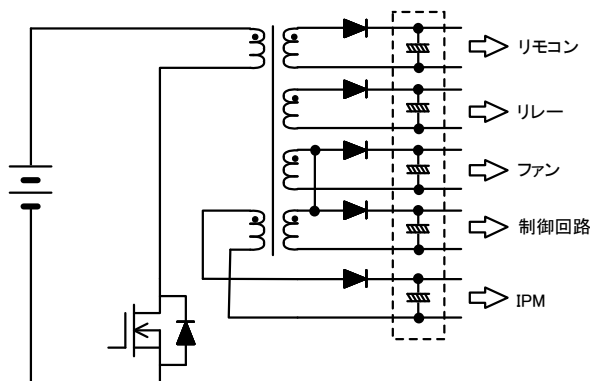
ここで、 $P$  は装置の出力電力、 $V_{dc}$  は直流リンク電圧、 $\omega_{cs}$  は系統周波数、 $C_d$  は中間コンデンサ容量である。耐圧 600[V]の半導体素子を使用すると仮定し、サージを考慮し、直流リンク電圧平均値を 400[V]、リップルの振幅は 100[V]と設定する。

この式から、 $P_o=5.5k$ 、 $\omega_{cs}=2\pi 50$ 、 $V_{drep}=100$  のときの  $C_d$  を求めると、約 220[ $\mu F$ ]と得られる。この 220[ $\mu F$ ]のコンデンサにフィルムコンデンサを使用した場合、実装面積は約 A4 サイズとなり、コストも電解コンデンサに比べ高くなる。

よって、本試作品においては、中間コンデンサの電解コンデンサレスを実現するのは困難である。日本ケミコン (株) が新たに開発している長寿命化電解コンデンサを使用する。

## ②制御電源の電解コンデンサレス化の検討

制御電源は一般的に多出力フライバックコンバータが用いられる。今回の試作機も、このフライバックコンバータで制御電源を設計する。その回路を図Ⅲ-2-①-(1)-6 に示す。制御電源回路の出力電圧は、それぞれ、リモコン、リレー、ファン、制御回路、IPM の電源電圧となる。図中の点線部内の電解コンデンサを積層セラミックコンデンサ（以下、MLCC）に変更できるか検討した結果、電解コンデンサを使用することにした。その理由を後述する。



図Ⅲ-2-①-(1)-6 制御電源回路

図Ⅲ-2-①-(1)-6 に示した 5 つ出力電圧のうち一番安定化(精度も含め)する必要のある電圧は、DSP や検出回路を駆動するための制御回路電圧である。そのため、1 次側 MOSFET のスイッチング動作を制御することにより制御回路電圧を一定に制御する。

理想的には、制御回路への出力に合わせて、それぞれの出力が設定電圧となるように、巻数比を合わせればよいが、実際にはそれぞれの巻線の結合率が異なるため、クロスレギュレーションと呼ばれる現象が発生する。クロスレギュレーションが発生しない場合(結合率が 1)は、1 次側 MOS-FET を高周波スイッチング動作させることにより、電解コンデンサから MLCC に変更が可能となる。

しかし、クロスレギュレーションが発生する場合、出力にリップル電圧が発生する。そのため、MLCC の個数を増やす必要があり、コストと実装面積が大きくなる。また、この MLCC の個数は解析的に求めることは困難であり、実験を通して決めるしかない。そこで、制御電源の電解コンデンサには長寿命電解コンデンサである日本ケミコン製アルミ固体高分子電解コンデンサとハイブリッドアルミ電解コンデンサ(固体と液体電解質)を使用した。

### 1.1.3 パワーコンディショナの長期信頼性評価規準の検討、及び実証実験

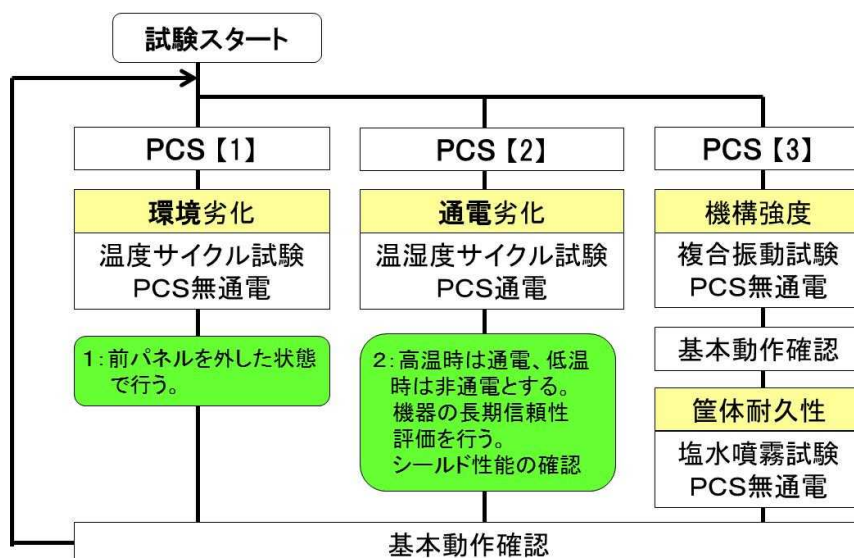
上記 1.1.1~1.1.2 で試作したパワーコンディショナが設計寿命 30 年であることを確認する評価基準の 1 次案を作成し評価基準に基づく評価試験を行った。

長期信頼性(設計寿命 30 年)の検証については、下記の考え方で検討を開始した。

環境試験の内容は①温度サイクル試験(PCS 無通電)で半田付部の信頼性検証、②温湿度サイクル試験(PCS 通電)で設計、組立て(製造)の信頼性検証、③振動試験を追加し、機械的ストレスを見る、ことを基本にする。

加えて、今後、現行 PCS の限界性能試験で不具合起因(ウィークポイント)を明確にし、ウィークポイントに対する評価が可能な試験項目を追加する。尚、環境試験の条件については、上記の PCS 動作環境、及現行パワーコンディショナの長期信頼性の検証結果を参考に設定する。

尚、1 次案の概要は図Ⅲ-2-①-(1)-7 に示す通りで、パワーコンディショナ 3 台を用いて並行して評価試験を行い、長期信頼性の確認を行う。



図Ⅲ-2-①-(1)-7 次世代 PCS の試験フロー

その他、下記項目について、評価方法を検討する。

- ①部品内部、部品間、プリント基板の接続箇所の信頼性を確認する。
- ②パワーコンディショナの長期絶縁性能を確認する。
- ③パワーコンディショナ筐体の気密性、耐候性を確認する。

パワーコンディショナの設計寿命 30 年を製品評価だけで確認できない内容については、表Ⅲ-2-①-(1)-4 に示す通り、設計寿命を設計内容で確認、また部品単体、及び材料単体での評価確認、さらに実装基板毎に設計寿命を確認することによって、実証する。

表Ⅲ-2-①-(1)-4 個別部品の評価試験

確認方法	評価試験内容	評価数量
1.設計内容で寿命を確認	①筐体密閉仕様(IP55) ②設計マージン[電流/電圧/温度]の設定 ③耐雷性能	設計文書
2.部品評価で寿命を確認	①電解コンデンサ、②連系リレー、③DCスイッチ、 ④スイッチング素子、⑤プリント基板、⑥コネクタ、 ⑦高周波絶縁トランス、⑧リアクトル、⑨センサー	各 3 個
3.材料評価で寿命を確認	①ハンダ、②シリコン・グリース、③防湿材、 ④筐体材料及び塗装	各 3 セット
4.実装基板寿命を確認	①制御基板、②電源基板、③DC/DCコンバータ ④入出力基板	各 3 セット

(1) パワーコンディショナの長期信頼性試験 [2017年2月完了]

コンソーシアム運営委員会で、設計寿命 30 年を想定した、パワーコンディショナ長期信頼性試験の 1 次案を取り纏めた。この 1 次評価案に基づき、試作品の試験を実施した。

尚、過去に設置したパワーコンディショナを回収し、パワーコンディショナの劣化具合を調査し、パワーコンディショナ評価だけでなく、プリント実装基板、あるいは材料単体での長期信頼性評価に織り込んだ。

さらに、本試験に先立ち、現行製品の長期信頼性試験を実施し、温度サイクルの温度の設定の基礎データとした。

①市場回収パワーコンディショナ(正常品)の解析

市場から回収した連系開始後 10 年以上の 9 台の PCS (3 メーカー [A 社、B 社、C 社製各 3 台]) の基本性能を確認した。

今後、上記の PCS を活用して、残存寿命評価、部品経年変化等の検証を進める (②市場回収パワーコンディショナのエイジング試験を参照)。

回収した 9 台の PCS の運転履歴は、表Ⅲ-2-①-(1)-5 の通りで、PCS の運転期間は、133~210 ヶ月 (11.1~17.5 年) で、平均 176 ヶ月 (14.7 年) である。

表Ⅲ-2-①-(1)-5 回収 PCS の運転履歴

No	メーカー	設置場所	機種	製造番号	設置場所	システム運転期間		総発電量 (kWh)	PCS容量 (kW)	PV容量 (kW)
						開始日	終了日			
1	A-①	神奈川県 小田原市	SSI -TL35T1	73S001	室内	1997年09月01日 ~2015年02月28日	210ヶ月	59,497	3.5	3.20
2	A-②	神奈川県 横浜市	SSI -TL40T1	880233	室内	1999年03月 ~2015年02月28日	192ヶ月	52,842	4.0	3.60
3	A-③	東京都 杉並区	SSI -TL40A2	00049638	屋外 (Box)	2003年07月22日 ~2012年09月	110ヶ月	59,332 (欠6ヶ月)	4.5	4.56
		2013年04月17日 ~2015年02月28日				23ヶ月				
4	B-①	岡山県 倉敷市	JH40HV	000361	屋外	2000年08月21日 ~2015年02月28日	175ヶ月	77,417	4.0	4.50
5	B-②	京都府 京都市	JH30HV	017036	屋外	2001年08月22日 ~2015年02月28日	163ヶ月	42,606 (欠2ヶ月)	3.0	3.00
6	B-③	神奈川県 小田原市	JH40HV	014095	屋外	2001年09月06日 ~2014年12月31日	160ヶ月	64,094	4.0	4.16
7	C-①	神奈川県 横浜市	KP40I	870013	室内	1998年10月05日 ~2015年02月28日	197ヶ月	52,657	4.0	3.28
8	C-②	群馬県 高崎市	KP40E	990012	室内	2000年01月14日 ~2015年02月28日	182ヶ月	56,870 (欠43ヶ月)	4.0	4.92
9	C-③	東京都 日野市	KP40E	030220	室内	2000年9月30日 ~2015年02月28日	173ヶ月	24,378 (欠1ヶ月)	4.0	1.92

回収前のパワーコンディショナの設置状況は図Ⅲ-2-①-(1)-8 の通りで、屋内設置は 6 台、屋外設置は 3 台であった。



図Ⅲ-2-①-(1)-8 回収前の PCS の設置状況

パワーコンディショナの外觀、及び前パネルを外した状態で、パワーコンディショナ内部を目視確認した。その結果は、表Ⅲ-2-①-(1)-6 及び図Ⅲ-2-①-(1)-9 の通りである。

9 台のパワーコンディショナは密閉筐体では無く、内部への塵埃の侵入を確認した。また、筐体内部でビス固定したプラスチック製のファンカバーの割れを確認した。さらに、屋外設置パワーコンディショナでのラベル/エンブレムの表示の色褪せを確認した。

表Ⅲ-2-①-(1)-6 市場回収 PCS の外観、及び筐体内部の目視確認結果

	設置場所	筐体構造	確認結果	備考
A	屋内設置	非密閉 ファンレス	・天面開口部の汚れ ・電解コンデンサ、リアクトル等への埃の堆積。	・室内設置であっても埃は侵入する。
B	屋外設置	非密閉 内部ファン	・筐体底面吸気孔のエッジ錆 ・ラベル/エンブレムの色褪せ ・(内部ファン、ケーブル)樹脂カバー割れ。 ・電解コンデンサ、リアクトル等への埃の堆積。	・屋外筐体で、かつファン付きのため、紫外線、錆、埃等の影響を受けている。
C	屋内設置	非密閉 ファンレス	・メーカーAと筐体構造が同じであり、天面開口部の汚れ、内部部品への埃の堆積。	・室内設置で、ファンレスでも、筐体内部に埃は堆積する。

A-② PCS 天面、開口部への埃堆積



A-① コンデンサ、リレーへの埃堆積



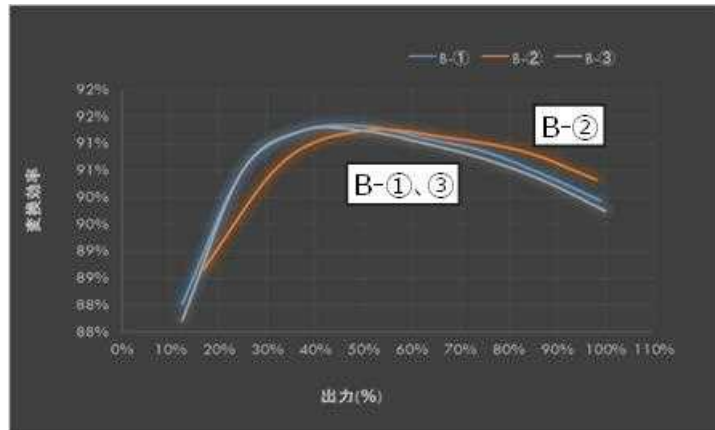
図Ⅲ-2-①-(1)-9 市場回収 PCS の外観、及び筐体内部の目視確認結果

基本電気性能について、パワーコンディショナの変換効率、出力力率、出力電流歪率、及び連系保護機能を確認した。

(a) 変換効率

9台ともに初期出荷時の変換効率を維持していた。

下図は B-①～③の変換効率特性である。効率曲線の形が異なるのは、定格出力が B-①、B-③は 4kW、B-②は 3kW と異なるためである。



図Ⅲ-2-①-(1)-10 B-①～③の変換効率特性

(b) 出力力率

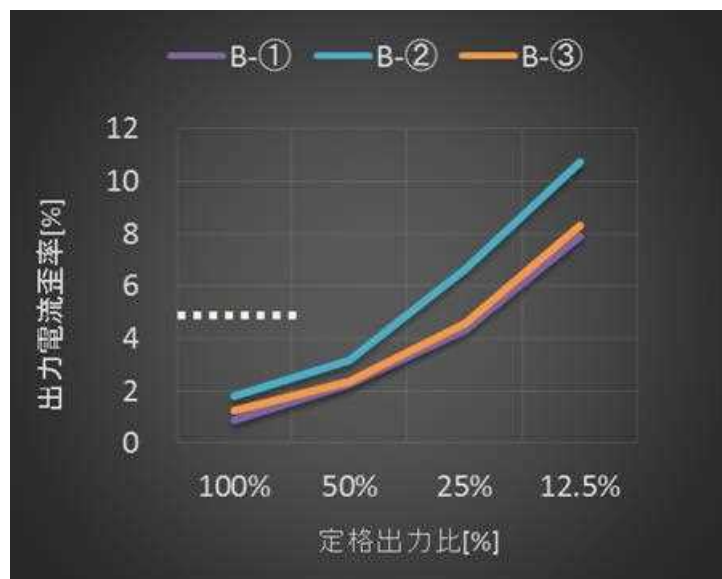
連系要件（系統連系運転するために要求される条件）は9台全てで満足していた。表Ⅲ-2-①-(1)-7 に B-①～③の力率特性を示す。

表Ⅲ-2-①-(1)-7 B-①～③の力率特性

	電圧	電流	出力	力率	定格出力
B-①	202.8V	19.6A	3.97kW	0.997	4.0kW
B-②	202.7V	14.6A	2.96kW	0.995	3.0kW
B-③	202.7V	19.8A	4.01kW	0.997	4.0kW

(c) 出力電流歪率

9台ともに、パワーコンディショナを定格出力で運転した時の総合電流歪率は5%以下で、連系要件の規定値を満足することを確認した。図Ⅲ-2-①-(1)-11 に B-①～③の出力電流歪率特性を示す。



図Ⅲ-2-①-(1)-11 B-①～③の出力電流歪率特性

(d) 連系保護機能

B社製3台について評価を行ない、すべて整定範囲（PCSの運転基準となる動作範囲）にあることを確認した。表Ⅲ-2-①-(1)-8にB-①のPCSの連系保護機能の検査結果を示す。

表Ⅲ-2-①-(1)-8 B-①の連系保護機能

項目	回数	停止レベル	誤差	動作時間	誤差	
交流過電圧 112.7V ⇒117.3V	U相	1回目	114.44V	0.49%	0.969s	0.031s
		2回目	114.48V	0.45%	0.957s	0.043s
	W相	1回目	114.94V	0.05%	0.981s	0.019s
		2回目	114.94V	0.05%	0.985s	0.015s
交流不足電圧 84V ⇒76V	U相	1回目	78.94V	1.34%	1.017s	-0.017s
		2回目	78.94V	1.34%	1.013s	-0.013s
	W相	1回目	79.16V	1.06%	1.005s	-0.005s
		2回目	79.17V	1.05%	1.009s	-0.009s
判定基準			±2%以内		±0.1s以内	
周波数上昇 50Hz ⇒53.55Hz	1回目	51.00Hz	0.00Hz	※	※	
	2回目	50.98Hz	0.02Hz	※	※	
周波数低下 50Hz ⇒46.07Hz	1回目	48.48Hz	0.02Hz	※	※	
	2回目	48.48Hz	0.02Hz	※	※	
判定基準			±0.1Hz以内		±0.1s以内	
単独運転検出 受動+能動	1回目	252msec				
	2回目	164msec				
	判定基準	500msec以下				
単独運転検出 受動マスク	1回目	604msec				
	2回目	580msec				
	判定基準	0.5~1.0s				

※周波数上昇、低下の動作時間は、単独運転検出機能がマスクできないため、測定不可。

(e) 市場稼動パワコンの回収電解コンデンサ調査（日本ケミコン（株）で追加調査）

市場にて11年程度稼動していたパワコン基板に搭載されていた電解コンデンサについて、回収時の電気的特性は、漏れ電流の増大した製品があったものの、ほとんどの製品で出荷検査データと比較して劣化が認められなかった。また、製品の残寿命推定のために定格負荷試験を5,000時間（保証時間）実施した。試験後の製品はX線による内部観察や分解において異常は確認されておらず、電気特性はスペック範囲内であった。本製品は寿命マージンが2,000時間程度有ったとすると30年超の寿命と推測された。

表Ⅲ-2-①-(1)-9 市場回収コンデンサの電気特性（基板自立形）

	SPEC	製造時検査時	回収時	回収後 定格負荷試験後
容量(μF)	448-672	505	507	503
tanδ	0.40MAX	0.051	0.048	0.101



市場	約27年	約11年
	105°C	定格保証5000時間

図Ⅲ-2-①-(1)-12 市場回収コンデンサの残寿命推測



(f) 市場回収基板搭載リレーの経年劣化調査（第一電機（株）で追加調査）

市場回収パワーコンディショナに搭載されていたリレーの特性確認を行った。

各リレーにおいても、前回の市場回収品と同様に各特性、耐圧、絶縁抵抗ともに異常は見られず問題ない状態であることが分った（表Ⅲ-2-①-(1)-10）。

表Ⅲ-2-①-(1)-10 追加市場回収パワーコンディショナの搭載リレー解析結果

調査項目	判定
動作電圧	異常なし
復帰電圧	異常なし
コイル抵抗	異常なし
耐電圧	異常なし
絶縁抵抗	異常なし
接触抵抗	異常なし

内観確認では、熱による経年変化と思われる変色が見られるが、弊社試験後品のような高温で長時間の連続通電にはさらされていないものと推察された。接点表面の開閉による荒れの状態も、前回の市場回収品と同程度であり、接点状態に異常は見られなかった。

また、市場回収パワーコンディショナの回路負荷を用いて開閉試験を行い、接点表面の比較を行った結果、市場回収品の開閉回数は1万回前後だと推察された。

よって、市場回収品のリレーはまだ、7～8万回近く（10年以上）の使用は可と推察された。

## ②市場回収パワーコンディショナのエイジング試験【～2017年3月】

屋外設置タイプのB社製について、さら運転を継続して、パワーコンディショナのウィークポイントを探った。

- 1) B-①は定格容量4kWで、当社再エネ推進センターにて太陽電池(6.0kW)と組み合わせて運転を行った。  
[2016年9月現在、問題無し]
- 2) B-②、B-③は、テュフラインランド ジャパン（株）のラボにて表Ⅲ-2-①-(1)-11の試験条件で環境試験を実施した。[2016年9月現在、問題無し]

表Ⅲ-2-①-(1)-11 テュフラインランド ジャパン（株）での評価試験

項目		内容
試験サンプル		JH30HV : 1台    JH40HV : 1台
温度設定		上限 : 40℃    下限 : -20℃    *湿度は常時0%
サイクル設定		-20℃【出力 0W】 : 3時間 +40℃【出力 5.5kW】 : 2時間 高温⇄低温 移行時間【出力 5.5kW】 0.5時間 計 6時間（1サイクル : 1日相当）
測定項目	動作時	入力電流・電圧・電力 出力電流・電圧・周波数・高調波・力率・効率 *1分間隔でデータ取得
	定期確認	初期特性として ・効率 ・OVR/UVR/OFR/UFR 各整定値確認 ・高調波・力率 ・絶縁抵抗・漏洩電流値測定 以降、3ヶ月ごとに定期確認を行い、初期特性との変化を確認する。

### ③市場回収パワーコンディショナ(故障品)の解析

#### 1) 概要

連系運転開始後 13.5 年で故障した B 社製 4kW のパワーコンディショナを市場から回収、解析を行った。構成部品の経年変化を調査した結果、主回路部品(電解コンデンサ、リレー等)に性能の劣化は確認できなかった(「④市場修理品の電解コンデンサ、及びリレーの状態解析」参照)。

また、電源基板、及び制御基板の一部の部品に規格値を超えるものを確認した。

さらに、半田クラックが数箇所あった。尚、回収したパワーコンディショナの故障原因は、制御回路のヒューズ断線であった。今回得られた知見を長寿命パワーコンディショナの設計に反映する。

#### 2) 調査対象パワーコンディショナ

パワーコンディショナは定格出力 4.0kW で 4.2kW(132W モジュール、8 直列×4 並列)の太陽電池に接続して 13.5 年間運転をしていた。設置情報は表Ⅲ-2-①-(1)-12 の通りである。

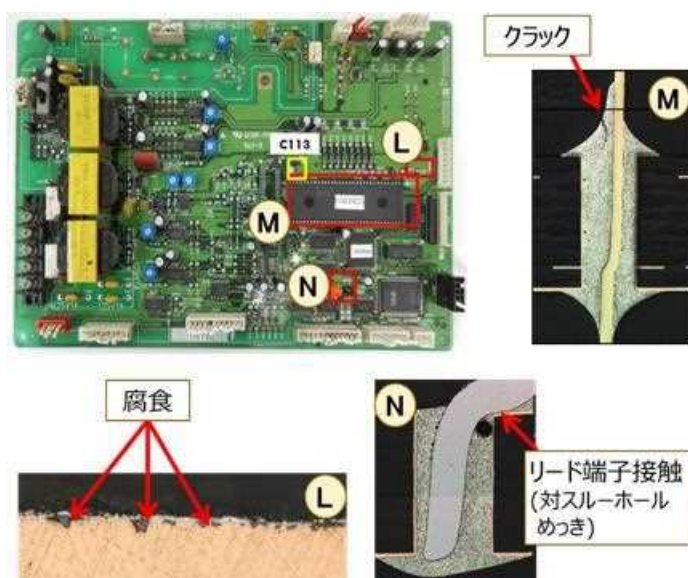
表Ⅲ-2-①-(1)-12 調査対象パワーコンディショナの設置情報

項目	内容	備考
メーカー	B社	
製造	2001年3月	
設置場所	熊本県玉名市	一般住宅、屋外設置
設置時期	2001年6月4日	連系開始日
発電電力量	86,256kWh	6,389kWh/年
故障月	2014年12月	
故障内容	エラーコード F-01	商用電圧低下を検出して故障停止。
稼働期間	13.5年	2001年6月～2014年11月の162ヶ月間

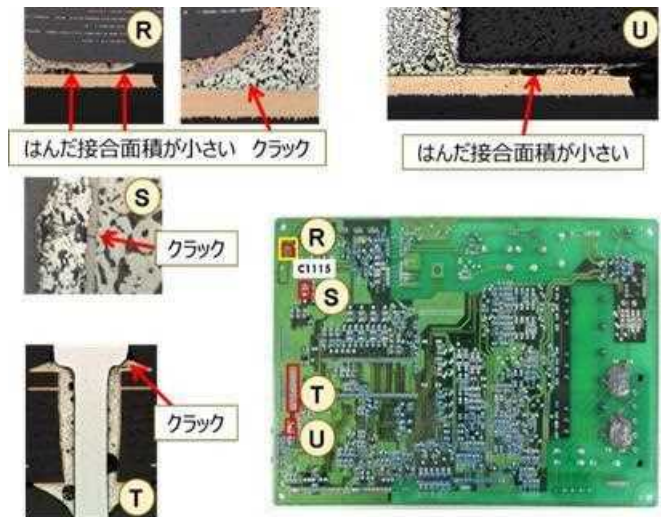
#### 3) パワーコンディショナ解析結果

##### (a) 半田付け箇所

半田付けの状況を調査して、図Ⅲ-2-①-(1)-13 及び図Ⅲ-2-①-(1)-14 に示す通り制御基板でクラックが発生していることを確認した。



図Ⅲ-2-①-(1)-13 制御基板表面の半田付け状態



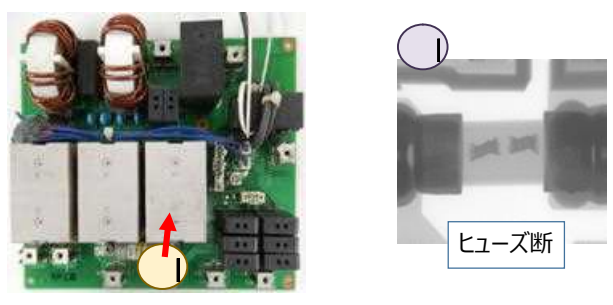
図Ⅲ-2-①-(1)-14 制御基板裏面の半田付け状態

(b) 部品の特性の変化

部品の特性変化状況を表Ⅲ-2-①-(1)-13 に示す。また AC 基板のヒューズの断線を確認した(図Ⅲ-2-①-(1)-15 参照)。

表Ⅲ-2-①-(1)-13 部品の特性変化状況

No	基板番号	基板名	部品名	不具合内容	実測値	仕様値
1	基板 A	電源基板	電解コンデンサ	誘電正接の値が高い	0.19	0.14以下
2	基板 A	電源基板	電解コンデンサ	誘電正接の値が高い	0.16	0.19以下
3	基板 B	制御基板	電解コンデンサ	誘電正接の値が高い	0.14	0.20以下
4	基板 B	制御基板	セラミックコンデンサ(CHIP)	静電容量の値が低い	68.1nF	100nF±10%
5	基板 C	DC基板	サージアブソーバ	静電容量が高い ESRが不安定	2.5~3pF 1~4MΩ	2 pF MAX
6	基板 G	スナバ+整流基板	セラミックコンデンサ (Lead type)	電気的特性不安定	ESRが、 270~800Ω で振れる	—
7	基板 H	AC基板	サージアブソーバ	静電容量が高い ESRが不安定	2.8~3.1pF 1~4MΩ	2 pF MAX
8	基板 H	AC基板	ヒューズ	抵抗値異常	断線	—
9	基板 H	AC基板	リレー	動作電圧、 復帰電圧低め	動作：13.84V 復帰：3.32V	動作： 定格電圧の75%以下 復帰： 定格電圧の15%以上

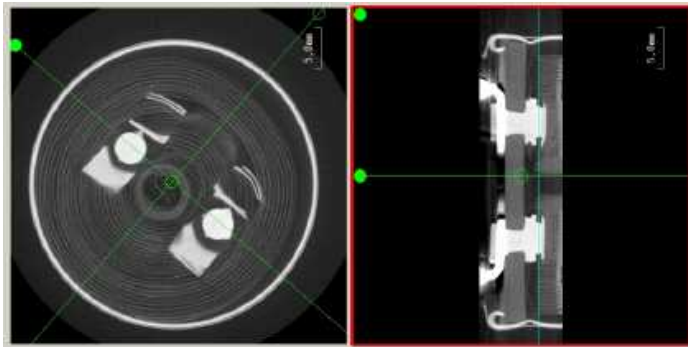


図Ⅲ-2-①-(1)-15 AC 基板のヒューズ

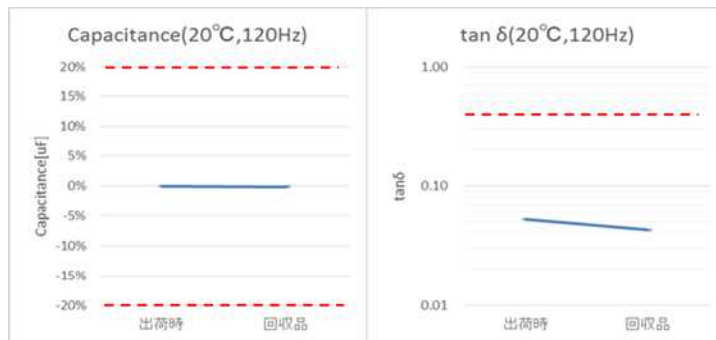
④市場修理品の電解コンデンサ、及びリレーの状態解析

コンデンサとリレーを抜き出して、メーカー解析を実施し、運転期間 13.5 年では問題はなかった。解析状況を図Ⅲ-2-①-(1)-16～図Ⅲ-2-①-(1)-19 に示す。

1) 電解コンデンサ LXQ420V560uF (φ 35×50L) Lot. 41T738



図Ⅲ-2-①-(1)-16 内部構造(回収品 X 線透視画像)



図Ⅲ-2-①-(1)-17 電気特性

2) リレー EL24D2-0(M) Lot. C921 (2003 年 9 月生産品)



動作・復帰電圧	OK
接点接触抵抗	OK
耐圧・絶縁抵抗	OK

図Ⅲ-2-①-(1)-18 接点表面の状況



初期状態                  1 万回開閉                  10 万回開閉

図Ⅲ-2-①-(1)-19 参考比較資料

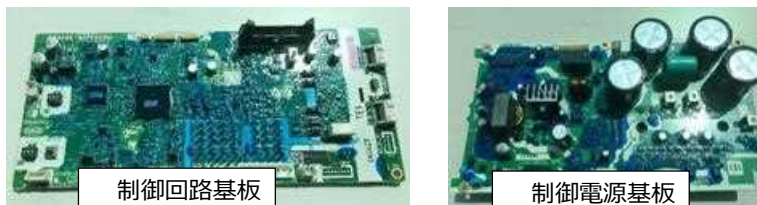
⑤現行量産パワーコンディショナの制御基板、制御電源基板の限界性能試験

【～2017年3月】

量産機種で使用しているパワーコンディショナ構成ユニットの高温高湿試験を実施し、現行パワーコンディショナの限界性能を確認した。試験に使用した制御基板を図Ⅲ-2-①-(1)-20に、試験仕様及び試験項目を表Ⅲ-2-①-(1)-14に、試験結果を表Ⅲ-2-①-(1)-15～表Ⅲ-2-①-(1)-17に示す。

1) 試験対象

電源インバータ基板、②制御基板の高温高湿試験を継続中である(各5枚)。



図Ⅲ-2-①-(1)-20 制御基板

2) 試験条件

70℃/95%RHの恒温槽内に放置して、3ヶ月毎に各ユニットの初期状態からの変化を確認する。2015年11月より試験を開始し、2016年9月時点で問題無し。

3) 評価試験状況

a) 制御回路基板

制御回路の入力信号に対する各出力信号(検査項目)の値を定期的に計測し、初期値との比較を行うとともに、規格値の範囲を外れていないかを確認する。

表Ⅲ-2-①-(1)-14 入力信号の仕様(左表)、及び検査項目(右表)

入力ポート	入力値	備考	検査項目	測定点	規格値
INV基板DCバス(+)(-)間	DC360V		+5V	TP133	5V±4%
CTL基板CN104_V,G,U	AC200Vrms.60Hz		ISO_15V	TP103	15.3±5%
CTL基板CTセンサCN105_1,2pin	DC±0.275A	直流分測定時	+A5V	TP136	5V±4%
	AC±0.6875Vrms.50Hz	電流測定時	+3.3V	TP100	3.3V±1%
自立_U-W間CN101_1-9pin_3-5pin	短絡		+3.3V_ref	TP135	3.3V±1%
			+2.048V	TP109	2.048V±1%
			+1.9V	TP101	1.9V±1%
			+1.9V_ref	TP134	1.9V±1%
			+1.5V_ADref	TP108	1.5V±1%

表Ⅲ-2-①-(1)-15 検査結果

測定日	基板識別番号	測定項目								
		+5V	ISO_15V	+A5V	+3.3V	+3.3V_ref	+2.048V	+1.9V	+1.9V_ref	+1.5V_ADref
初回 (0ヶ月)	M01002546	4.833	15.390	4.789	3.300	3.300	2.047	1.888	1.886	1.500
	M01002547	4.833	15.391	4.787	3.295	3.295	2.047	1.895	1.892	1.498
	M02002424	4.831	15.391	4.783	3.305	3.305	2.048	1.890	1.887	1.498
	M01002560	4.832	15.393	4.785	3.303	3.302	2.048	1.893	1.890	1.500
2016/2/24 2回目 (3ヶ月経過)	M02002418	4.831	15.391	4.783	3.303	3.302	2.047	1.890	1.887	1.499
	M01002546	4.848	15.295	4.800	3.298	3.298	2.048	1.891	1.888	1.501
	M01002547	4.845	15.295	4.800	3.295	3.295	2.047	1.896	1.893	1.499
	M02002424	4.843	15.295	4.795	3.298	3.298	2.049	1.892	1.890	1.499
	M01002560	4.845	15.295	4.797	3.298	3.298	2.048	1.892	1.889	1.501
	M02002418	4.844	15.294	4.795	3.300	3.300	2.048	1.892	1.889	1.499

測定日	基板識別番号	測定項目									
		DSP読み値							実測値	実測値	センサ読み取り値
		自立電圧	U-W相電圧	U相電圧	W相電圧	電流	周波数	DDC出力電圧			
初回 (0ヶ月)	M01002546	200.02	199.98	100.14	99.97	27.39	60.00	359.90	274.42	-279.80	2052
	M01002547	200.09	199.89	100.01	99.94	27.42	60.00	359.99	270.20	-272.00	2053
	M02002424	199.92	199.77	100.01	99.94	27.39	60.00	359.94	270.73	-275.37	2051
	M01002560	199.89	199.71	100.21	99.91	27.44	60.00	359.87	273.32	-274.70	2056
2016/2/24 2回目 (3ヶ月経過)	M02002418	199.98	199.89	100.17	99.98	27.44	60.00	359.84	268.40	-273.63	2055
	M01002546	200.03	199.98	100.09	99.97	27.24	60.00	359.73	276.01	-273.96	2051
	M01002547	200.17	200.15	100.10	99.80	27.47	60.00	359.77	273.43	-267.75	2053
	M02002424	200.12	199.96	100.06	99.90	27.49	60.00	360.36	270.85	-272.09	2053
	M01002560	200.11	199.96	100.33	99.82	27.46	60.00	359.95	269.36	-274.05	2058
	M02002418	200.14	200.04	100.17	99.65	27.54	60.00	360.06	273.55	-268.60	2055

b) 制御電源基板

表Ⅲ-2-①-(1)-17 制御電源基板の測定結果

初回(0ヶ月)											
Sample	DC360Vin						DC390Vin				
No.	ISO_15V	+5V	FAN_PWR	RELAY1	RELAY2	IPM+18V	ISO_15V	+5V	FAN_PWR	RELAY	IPM+18V
7622	15.27	4.96	28.40	25.67	19.23	18.66	15.27	4.96	28.40	25.69	18.66
7645	15.25	4.95	28.43	25.66	19.26	18.55	15.25	4.95	28.41	25.63	18.55
7648	15.26	4.99	28.41	25.16	19.54	18.47	15.25	4.99	28.41	25.13	18.47
7649	15.17	4.95	28.40	25.71	19.52	18.56	15.17	4.96	28.39	25.70	18.56
7651	15.21	4.97	28.43	25.71	19.56	18.47	15.21	4.97	28.42	25.70	18.47
判定	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK
2016/2/23 2回目(3ヶ月 ※Sample No.7649は評価中、接続間違いがありIPM破損)											
Sample	DC360Vin						DC390Vin				
No.	ISO_15V	+5V	FAN_PWR	RELAY1	RELAY2	IPM+18V	ISO_15V	+5V	FAN_PWR	RELAY	IPM+18V
7622	15.22	4.98	28.49	25.64	19.35	18.65	15.22	4.96	28.47	25.70	18.66
7645	15.18	4.99	28.48	25.72	19.35	18.53	15.18	4.99	28.47	25.76	18.52
7648	15.19	4.96	28.40	25.13	19.56	18.49	15.18	4.96	28.48	25.45	18.49
7649	15.11	4.93	28.39	25.66	19.51	18.56	15.10	4.94	28.49	25.67	18.57
7651	15.16	4.96	28.41	25.67	19.50	18.50	15.16	4.96	28.48	25.70	18.50
判定	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK

⑥ 現行量産パワーコンディショナの制御基板、制御電源基板の熱衝撃試験【～2017年3月】

量産機種で使用しているパワーコンディショナ構成ユニットの熱衝撃試験を実施し、現行パワーコンディショナの半田付けの状態を確認した。表Ⅲ-2-①-(1)-18 にサンプル半田品番組合せを示す。また半田付け状態の確認として、図Ⅲ-2-①-(1)-21～図Ⅲ-2-①-(1)-23 に INV 基板、CTR 基板及び AC 基板の確認箇所を示した。さらに図Ⅲ-2-①-(1)-24～図Ⅲ-2-①-(1)-27 に INV 基板、CTR 基板、AC 基板及び善基板総合の確認結果を示した。

表Ⅲ-2-①-(1)-18 サンプル半田品番組合せ

No	基板名	基板部番	半田種類	半田品番	判別記号	半田組成
①	INV 基板	DS1404-4002B	糸半田	PW231	①	Sn-1Ag-3Bi-0.5Cu
②					Sn-1Ag-3Bi-0.5Cu	
③				NP1207	①	Sn-1Ag-2Bi-0.7Cu
④					②	Sn-1Ag-2Bi-0.7Cu
⑤				NP1107	①	Sn-1Ag-1Bi-0.7Cu
⑥					②	Sn-1Ag-1Bi-0.7Cu
⑦	CTL 基板	DS1404-4001B	クリーム半田	PW231	11	Sn-1Ag-3Bi-0.5Cu
⑧					35	Sn-1Ag-3Bi-0.5Cu
⑨				NP1207	02	Sn-1Ag-2Bi-0.7Cu
⑩					06	Sn-1Ag-2Bi-0.7Cu
⑪				NP1107	08	Sn-1Ag-1Bi-0.7Cu
⑫					14	Sn-1Ag-1Bi-0.7Cu
⑬	AC 基板	DS1404-4005A	棒半田	PW231	A	Sn-1Ag-3Bi-0.5Cu
⑭					B	Sn-1Ag-3Bi-0.5Cu
⑮				NP1207	A	Sn-1Ag-2Bi-0.7Cu
⑯					B	Sn-1Ag-2Bi-0.7Cu
⑰				NP1107	A	Sn-1Ag-1Bi-0.7Cu
⑱					B	Sn-1Ag-1Bi-0.7Cu

1) 試験対象

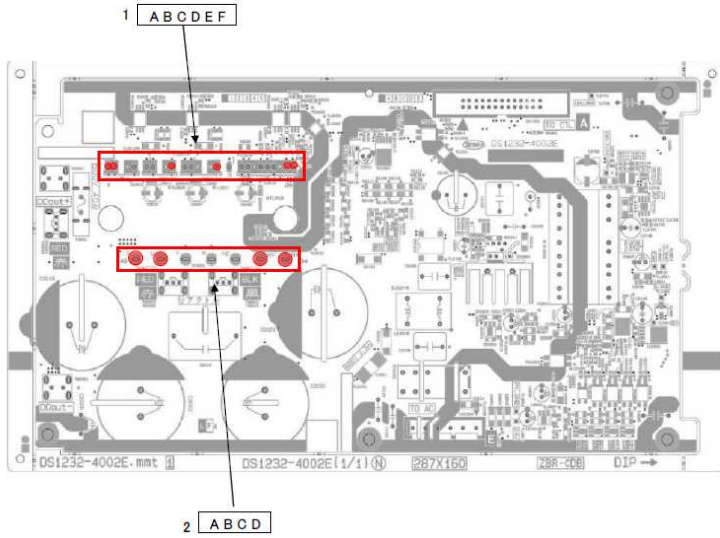
電源インバータ基板、制御基板、AC 基板の高温高湿試験を継続中(各 5 枚)。

2) 試験条件：-55℃(30 分)～+125℃(30 分)で 500, 765, 1000, 1500, 2000, 3000 サイクルまで確認を行う。

3) 評価試験状況

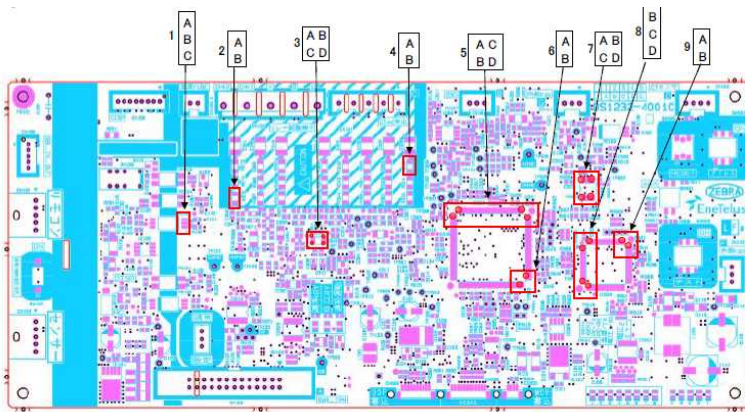
2016年6月現在で、2000サイクルまで確認完了した。NP1107 (Sn-1Ag-1Bi-0.7Cu) が亀裂大 (レベル4) の発生率は少なく比較的良好といえる。

\*判断基準：レベル0【亀裂なし】 レベル1【微小】 レベル2【軽度】  
 レベル3【要注意】 レベル4【亀裂大】 レベル5【重欠点：NG】



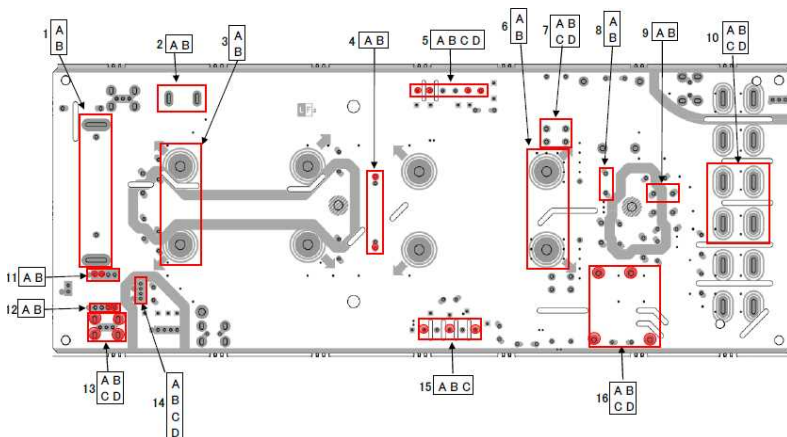
確認場所：1A

図Ⅲ-2-①-(1)-21 INV基板確認箇所



確認場所：1A

図Ⅲ-2-①-(1)-22 CTR基板確認箇所



確認場所：1A

図Ⅲ-2-①-(1)-23 AC基板確認箇所



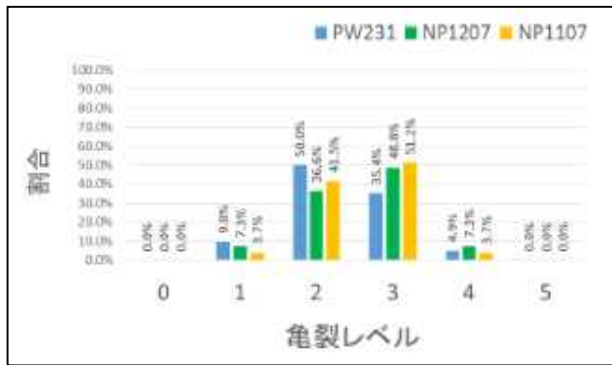
図III-2-①-(1)-24 INV基板  
(糸半田) \_2000cyc



図III-2-①-(1)-25 CTL基板  
(クリーム半田) \_2000cyc



図III-2-①-(1)-26 AC基板 (棒半田) \_2000cyc

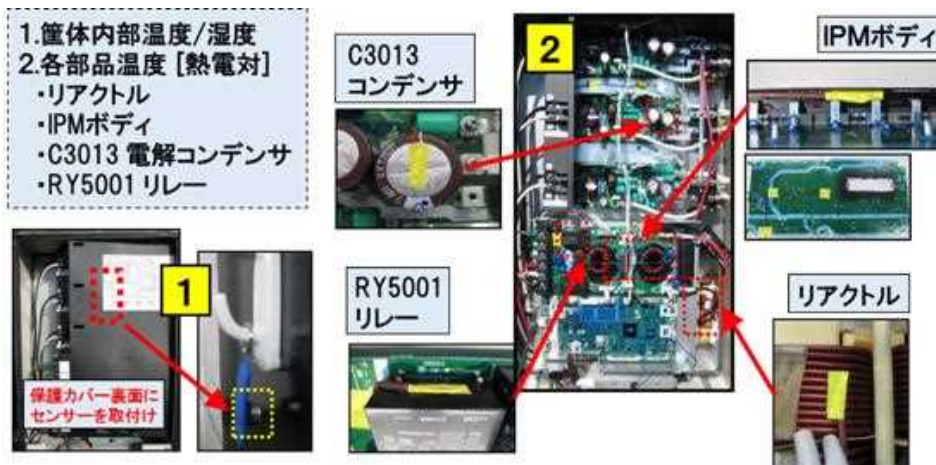


図III-2-①-(1)-27 全基板総合\_2000cyc

⑦ 現行量産パワーコンディショナの筐体内部部品の動作環境の明確化

パワーコンディショナの内部環境データとして、外部温度・湿度、内部温度・湿度、及び出力電力を計測し、外部湿度と内部湿度の相関、及び出力電力と内部温度との相関を確認した。

当社パワーコンディショナ(屋外設置型)を栃木県太田原市にある当社再生可能エネルギー開発センター実験棟の南壁面に設置し、パワーコンディショナの発電量、周囲温度、及び内部の部品(電解コンデンサ、リレー)の周囲温度を計測し、パワーコンディショナ構成部品の温度上昇を評価した。評価状況を図III-2-①-(1)-28に示す。



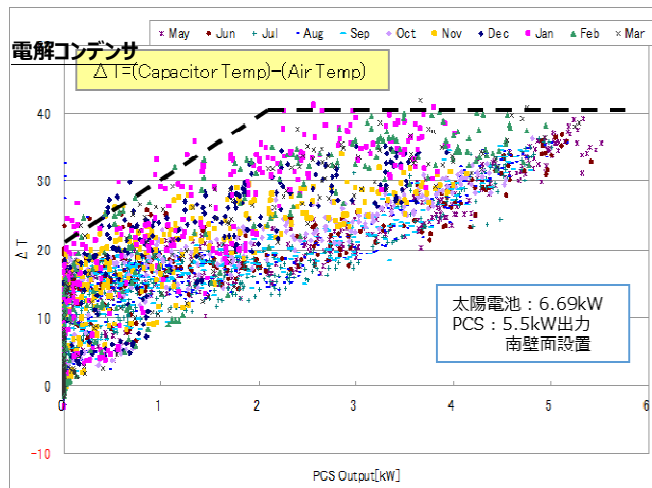
図III-2-①-(1)-28 パワーコンディショナ構成部品の温度上昇評価



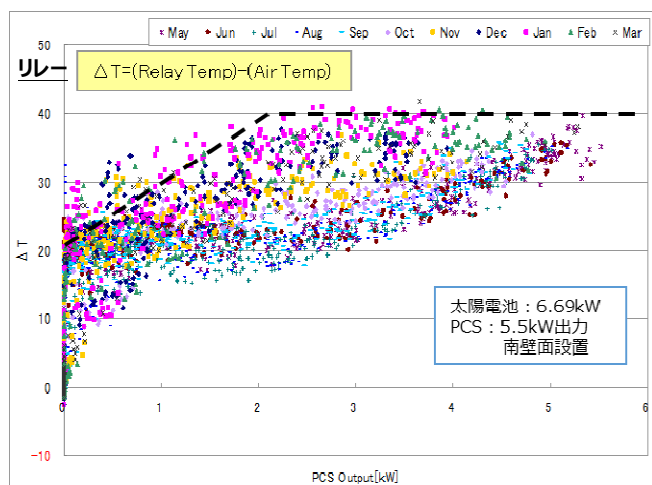
パワーコンディショナ出力電力と電解コンデンサ動作温度と外気温度の差( $\Delta T$ )が比例関係にあり、年間通して使用可能な $\Delta T$ 推定線を定めた(図Ⅲ-2-①-(1)-29参照)。

電解コンデンサの場合、電解コンデンサの周囲温度からパワーコンディショナの周囲温度を引いた温度差( $\Delta T$ )は、パワーコンディショナの出力に比例して高くなり、年間を通じて $40^{\circ}\text{C}$ を越えないことを確認した。

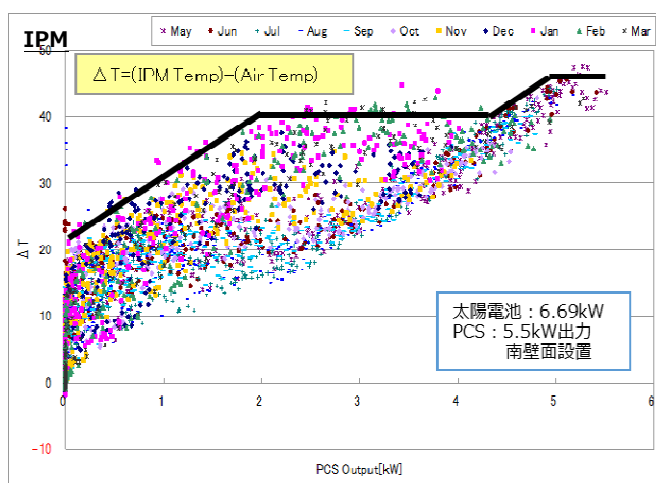
また、リレーの場合についても同様の結果が得られた。結果を図Ⅲ-2-①-(1)-30に示す。



図Ⅲ-2-①-(1)-29 パワーコンディショナ出力と電解コンデンサの温度上昇の関係



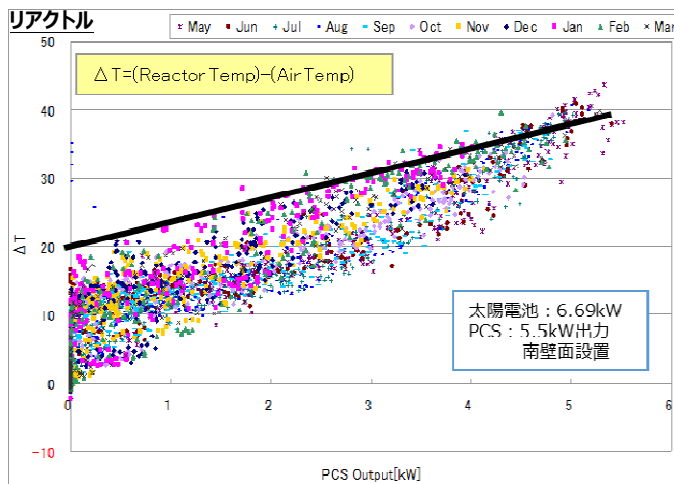
図Ⅲ-2-①-(1)-30 パワーコンディショナ出力とリレーの温度上昇の関係



図Ⅲ-2-①-(1)-31 パワーコンディショナ出力とIPMの温度上昇の関係

パワーコンディショナ出力電力と IPM の温度と外気温度の差 ( $\Delta T$ ) に比例する (図Ⅲ-2-①-(1)-31) が、ファンの運転するタイミングで温度上昇が抑制される場合もある。尚、ファンが動作するタイミングは、パワーコンディショナ出力と IPM 温度で設定している。リアクトルの温度と外気温度の差 ( $\Delta T$ ) は、年間通じて比例関係 (図Ⅲ-2-①-(1)-32) にあることが分かった。

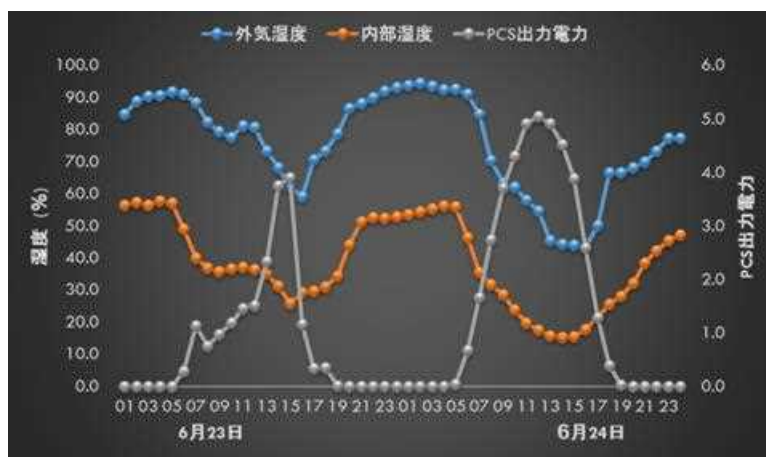
本データを長寿命 PCS の設計 (損失低減のための回路方式と半導体部品及び AC リアクトルの見直し等) 及び PCS の長期信頼性評価試験内容の検討に活用した。



図Ⅲ-2-①-(1)-32 パワーコンディショナ出力とリアクトルの温度上昇の関係

パワーコンディショナ筐体 (IP55 レベル) 内部の湿度と外気湿度を計測すると、図Ⅲ-2-①-(1)-33 の通りとなった。

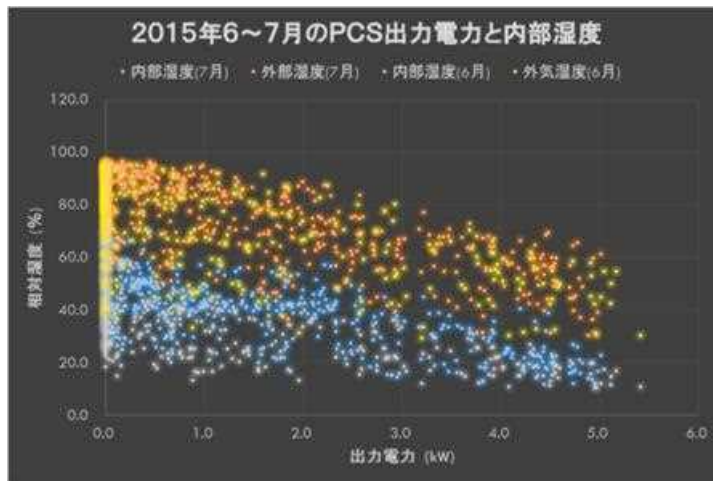
筐体内部の湿度は外気湿度より 30~40%低くなっており、パワーコンディショナの出力が増加する日中は低く、パワーコンディショナが停止する夜間は高くなった。



図Ⅲ-2-①-(1)-33 パワーコンディショナの内部湿度、外気湿度の推移 (2 日間)

2015 年 6~7 月の時間毎のパワーコンディショナの出力を横軸に、パワーコンディショナの内部湿度、及び外部湿度を縦軸にプロットした (図Ⅲ-2-①-(1)-34)。パワーコンディショナの出力が高いほど、天候は良いので湿度は低くなる傾向にあった。

全体的にみて、内部湿度のほうが外気湿度より 20~40%低くなっており、パワーコンディショナの筐体は開放型より密閉型の方が、乾いた状態になった。



図Ⅲ-2-①-(1)-34 パワーコンディショナ出力電力と内部湿度の関係

(2) パワーコンディショナのシステム評価試験【2016年10月～2017年2月】

パワーコンディショナの長期信頼性試験と併せて、パワーコンディショナがその性能を維持していることを確認した。

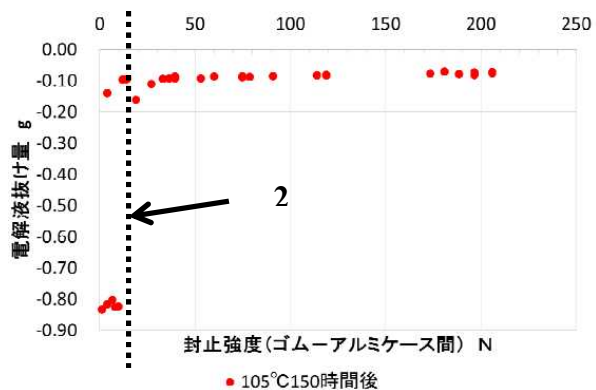
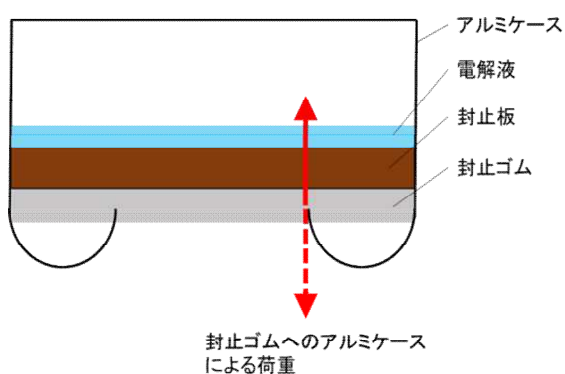
試作品完成後に長期信頼性評価試験を行う。

1.2 長寿命コンデンサの研究開発 (担当：日本ケミコン株式会社)

1.2.1 基板自立形品

実使用環境下の寿命推定する上で封止性能の劣化挙動の把握が重要と考え、環境温度をパラメータに封止ゴムの高温放置試験を実施している。具体的な評価項目としてゴム物性の硬度、圧縮永久ひずみの時間変化と温度との関係からゴムの劣化挙動を考察している。現時点では実使用環境下の寿命推定精度が不足しているため継続して試験中である(2017年3月終了予定)。

並行してコンデンサとしての封止性能を維持できる限界値を把握するため、加締め部における封止ゴムへのアルミケースによる荷重と電解液の抜け性について確認した。評価サンプルは図Ⅲ-2-①-(1)-35のように作成し105°C高温放置にて製品重量変化を電解液抜けとした。その結果、20N以下の荷重では電解液抜け量のバラツキが大きく電解液漏れも確認されたため、限界値は20Nと考えた(図Ⅲ-2-①-(1)-36参照)。

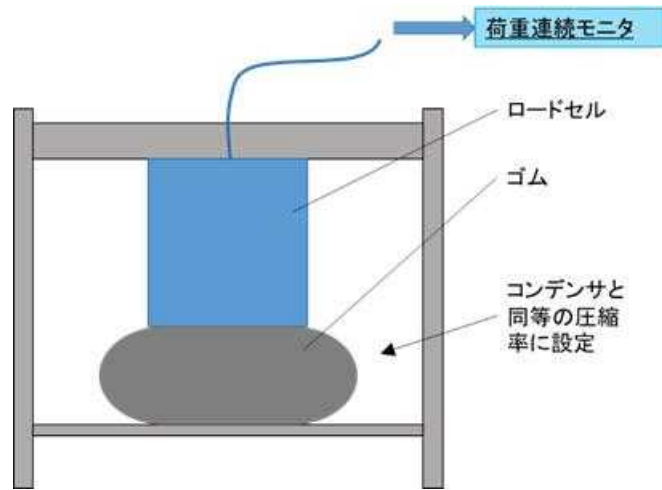


図Ⅲ-2-①-(1)-35 評価サンプル模式図

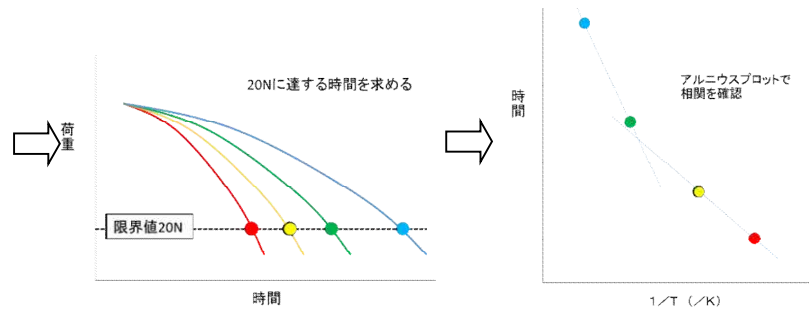
図Ⅲ-2-①-(1)-36 ゴムの封止強度と気密性の関係

コンデンサの加締め部におけるゴム圧縮率と同等の圧縮率を維持するように各温度で荷重負荷試験を実施、試験中の荷重をモニターすることで限界値である20Nに到達する時間を温度毎に求める。求められた時間と温度の関係のアレニウスプロットして劣化の温度加速係数を導き出す予定である(2017年1月終了予定)。

図Ⅲ-2-①-(1)-37にゴム劣化の温度加速評価模式図、図Ⅲ-2-①-(1)-38にゴム劣化の温度加速評価フローを示す。



図Ⅲ-2-①-(1)-37 ゴム劣化の温度加速評価

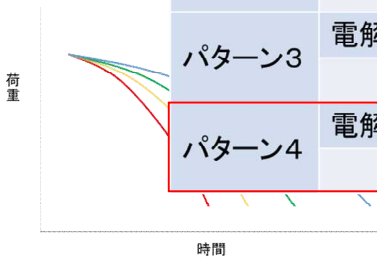


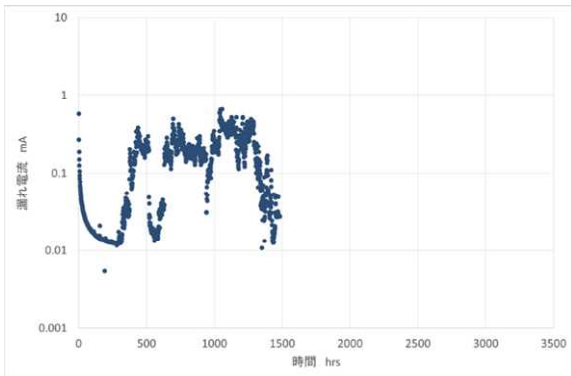
図Ⅲ-2-①-(1)-38 ゴム劣化の温度加速評価フロー

電気化学的反応評価として影響因子を検討、考察した結果、電解紙と電解液組み合わせの絞込みができた（表Ⅲ-2-①-(1)-19 参照）。環境温度や印加電圧等の電気的ストレスによる影響度合、加速性を確認するために負荷試験を開始し、試験中の漏れ電流挙動と電気化学反応の相関を見極めていく予定である（2017年3月終了予定）。高温環境（120℃）での負荷試験においては既に電気化学反応の抑制に対して有意性が確認された（図Ⅲ-2-①-(1)-39～42 参照）。

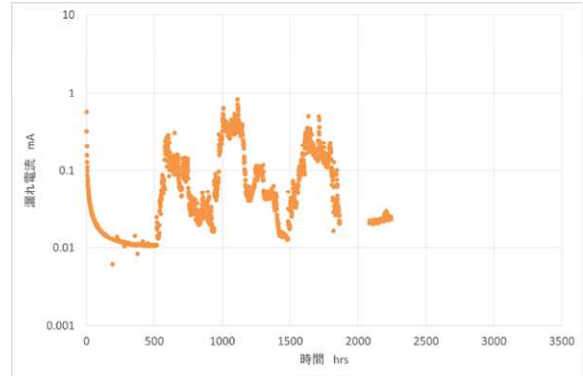
表Ⅲ-2-①-(1)-19 電気化学反応の影響因子検討

	組み合わせ	影響因子1	影響因子2	影響因子3
パターン1	電解紙A	△	○	
	+ 電解液①			△
パターン2	電解紙B	○	○	
	+ 電解液①			△
パターン3	電解紙A	△	○	
	+ 電解液②			◎
パターン4	電解紙B	○	○	
	+ 電解液②			◎

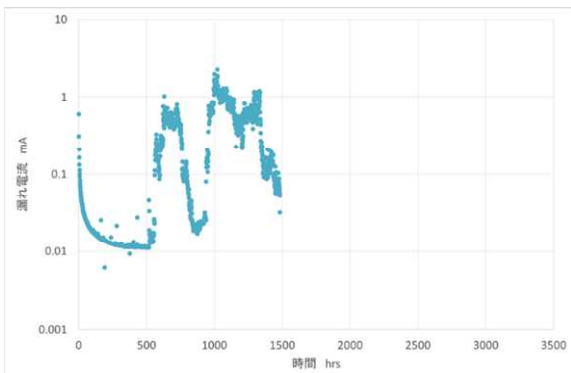




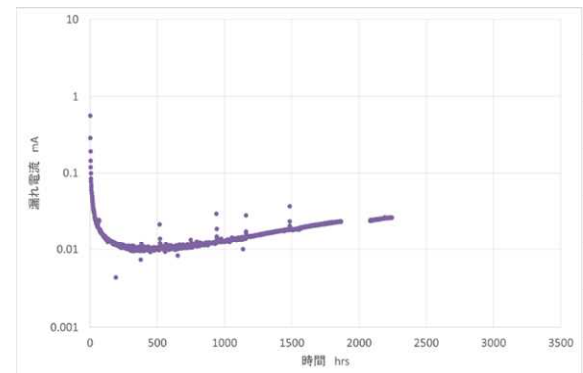
図Ⅲ-2-①-(1)-39 パターン A の漏れ電流推移



図Ⅲ-2-①-(1)-40 パターン B の漏れ電流推移



図Ⅲ-2-①-(1)-41 パターン C の漏れ電流推移



図Ⅲ-2-①-(1)-42 パターン D の漏れ電流推移

設計寿命 30 年に対して電解液蒸散量、封止性能が満足する可能性が高い材料の組み合わせを選定し、これらの材料仕様にて試作、寿命評価を開始した（2017 年 3 月終了予定）。

### 1.2.2 リード形コンデンサ

設計仕様によって封止ゴム劣化よりも電解液のドライアップ寿命が早いことが確認されている。基板自立形コンデンサと同様の仕様でコンデンサを試作、高温での寿命加速評価を開始している。また、基板自立形品に比べて材料種が多いこともあり、基板自立形品とリード形品とで共通する挙動と異なる挙動を明確にするため、試験を継続するとともに評価水準を増加して評価を継続する（2017 年 1 月終了予定）。

## 1.3 長寿命リレーの研究開発（担当：第一電機株式会社）

### 1.3.1 リレー接点の素材、形状の検討

接点材料としては、パワーリレーでは大きく銀ニッケル系と銀スズ系に分けられる。銀ニッケル系接点は、銀スズ系接点に比べ、発熱には有利であるが、繰り返しの開閉には弱いと言われている。そこで、接点材料の最適化を図るために銀ニッケル系および、銀スズ系ではスズの割合を変えたもので評価用サンプルリレーを作製し、開閉寿命試験を実施した。

設計寿命 30 年相当で問題のない材料のめどをつけ、接点材料を選定した。

選定接点は下記のとおり。要求開閉回数をクリアし、発熱の比較的少ない接点とした。

- ・可動接点：銀ニッケル、固定接点：銀酸化スズ系

しかし、1.3.2 項にのべる温度対応でリレー 2 極構造から 1 極構造に変更したところ、繰り返しの開閉の弱さがみられたので、可動接点・固定接点ともに銀酸化スズ系[NEDO1]の接点で評価を継続していく。

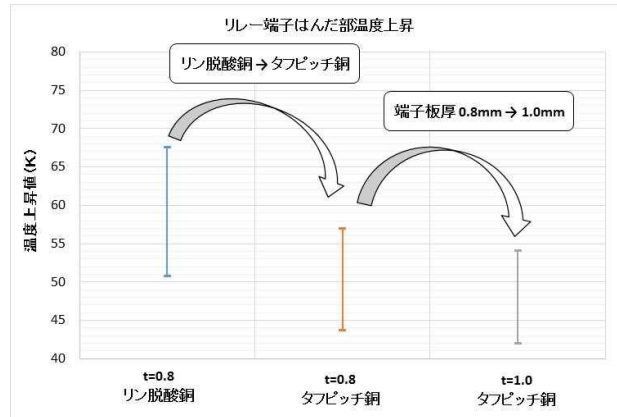
また、接点形状変更として接点径を大きくしたもので開閉寿命の比較評価も行ったが、開閉寿命の向上は見られなかったため、接点形状は従来通りとした。

### 1.3.2 リレーへの接続形状、素材の検討

端子はんだ部の発熱を抑える為、端子仕様（板厚、素材）を変更することにより温度上昇の低減が確認できた。リレー端子はんだ部の温度上昇を図Ⅲ-2-①-(1)-43に示した。

端子素材については、現行の「リン脱酸銅」から「タフピッチ銅」に変更することにより、素材の導電率を向上させることで温度上昇を抑えることができた。

また、端子板厚については、現行板厚 0.8mm のものを、板厚 1.0mm に変更することで端子の固有抵抗を改善し、温度上昇を抑えることができた。



図Ⅲ-2-①-(1)-43 リレー端子はんだ部温度上昇

しかし、開閉後の接点荒れによる端子はんだ部温度の上昇も見られた為、その対応を検討した結果、現状の接点構成を 2 極構造から 1 極構造に変更することで、発熱体を削減させて温度上昇を抑えることができた。

尚、1.3.3 項で述べる接点材質の見直し品でも温度上昇の確認を行っていく。（2016 年 12 月完了予定）

また、周囲温度 75°C→85°Cへのアップ要求もあるのでその対応として端子を保持するベースの耐熱対応として材質を可塑性から硬化性樹脂へ変更した。

### 1.3.3 リレー接点寿命の試験方法の検討

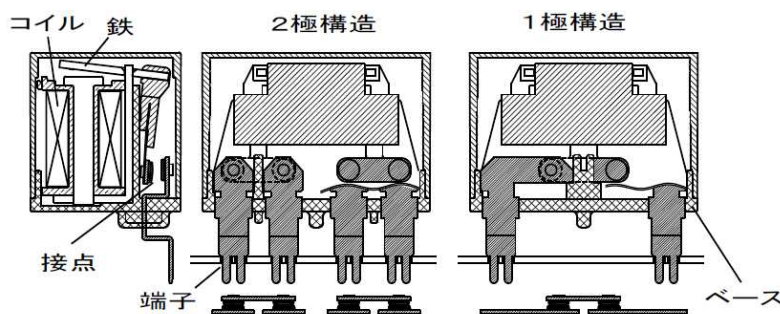
リレー接点寿命の 2 極構造リレーで試験方法については、まずは第一電機で行っている寿命評価方法に用いる負荷を選定し、開閉試験を行った。

表Ⅲ-2-①-(1)-20 開閉試験の負荷項目（2 極構造リレー）

	開閉試験項目	目標開閉回数	結果
開閉試験	抵抗負荷	10 万回	達成
	誘導負荷	10 万回	達成
	実装負荷	20 万回	達成

環境対応の確認は実装負荷試験にて実施し以下の内容である。

- ・高温中（85°C）での開閉試験では開閉回数 20 万回以上であり、目標達成。
- ・高温高湿中（85°C、90%）での開閉試験では開閉回数 20 万回以上であり、目標達成。
- ・低温中（-25°C）での開閉試験は未実施。



図Ⅲ-2-①-(1)-44 リレー構造（2 極構造、1 極構造）

上記の様に、2極リレー構造では表Ⅲ-2-①-(1)-20に示す通り、目標開閉回数を達成した。

但し、端子はんだ部温度上昇抑制の対応から、図Ⅲ-2-①-(1)-44に示す通り、リレー接点構造を現行2極構造から1極構造へ変更し、1極構造手作り品にて先行確認を行った段階では良好な結果が得られた。しかしその後試作品で母数を増やして上記の開閉試験を行ったところ、実装負荷で目標の20万回に満たないものが発生した。そのため接点材質を可動接点：銀ニッケル、固定接点：銀酸化スズ系[NEDO2]から可動接点・固定接点ともに銀酸化スズ系[NEDO3]のもので開閉試験を行っていく。(2016年12月完了予定)。

## 1.4 高性能リアクトルの研究開発 (担当：TDK 株式会社)

### 1.4.1 トランスコアの開発

中間目標である温度上昇低減( $\leq 120^{\circ}\text{C}$ )、効率アップ(0.1%)の方策として、トランスの損失低減を検討した(損失を20%低減出来れば0.1%の効率アップが可能とのこと)。トランスの損失の主な原因は銅損と鉄損である。

銅損の低減策としてリーケージトランスの漏れ磁束とコイルの鎖交の低減検討、鉄損の低減策として最適材質の選定を行った。

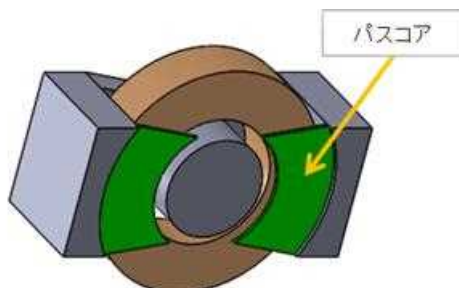
#### (1) コイルとの鎖交磁束低減策について

漏れ磁束とコイルが鎖交することでコイルに渦電流が発生し、銅損が生じる。そのため、漏れ磁束を低減できれば渦電流損を抑制できると考えた。漏れ磁束は主にコアのGapから発生するため、Gap近傍の磁束を制御する目的でパスコアを追加することを検討した。

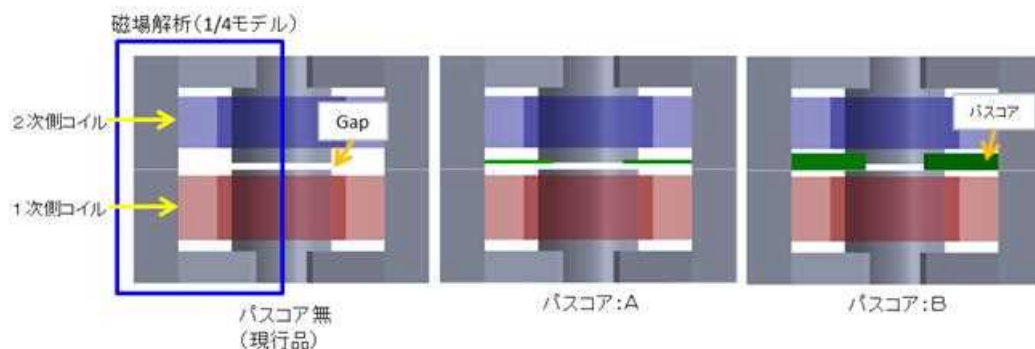
パスコアは、図Ⅲ-2-①-(1)-45のようにGap近傍に配置した。

漏れ磁束の解析にはシミュレーションソフト(Ansoft社 Maxwell)を使用した。

パスコアの厚みを検討した水準を図Ⅲ-2-①-(1)-46に示す(パスコア A=0.9mm、B=4.0mm)。



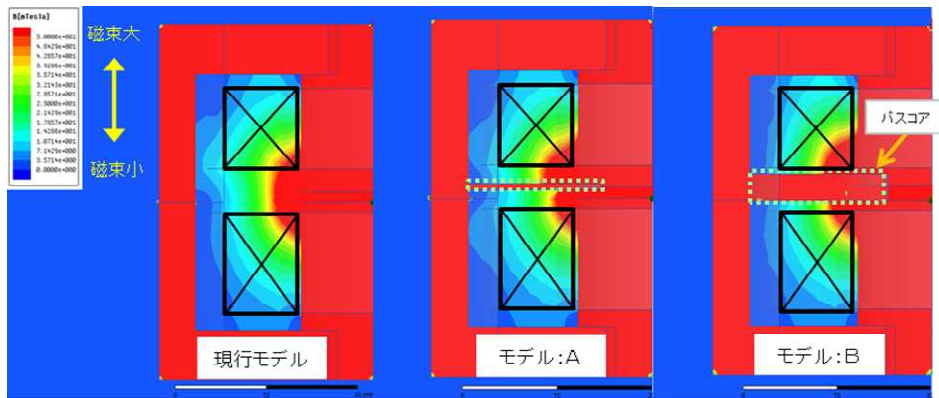
図Ⅲ-2-①-(1)-45 パスコア外観



図Ⅲ-2-①-(1)-46 パスコア形状

図Ⅲ-2-①-(1)-47に1/4モデルの磁場解析結果を示す。赤色部分は磁束密度が高く、青色部分は磁束密度が低い状態を示している。

パスコアを用いた”モデルA”ではパスコア中の磁束密度は高くなっているが、結果的にパスコアが無い現行モデルよりも2次側コイル部分について漏れ磁束が増え、コイルとの鎖交も増えた。また、パスコアの厚みを厚くした”モデルB”ではその傾向がより顕著となった。

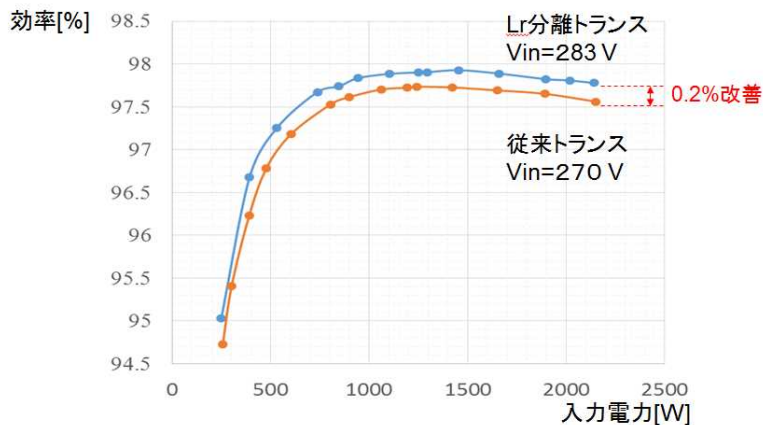


図Ⅲ-2-①-(1)-47 磁場解析結果 (1/4 モデル)

この他にもパスコアの形状・位置について検討を実施したが、狙った効果は得られず、パスコアは漏れ磁束のコイルとの鎖交低減手段として有効でないと判断した。

以上の結果を踏まえ、リーケージインダクタンスを分離し漏れ磁束を無くしたトランスについて、実機での評価を行い、その影響を確認した。

その結果を図Ⅲ-2-①-(1)-48 に示す。現行品と比べ、トランスの効率も 0.2% 向上することが確認出来た。コア形状についてはリーケージインダクタンスを分離したコア形状での検討を進めることとした。



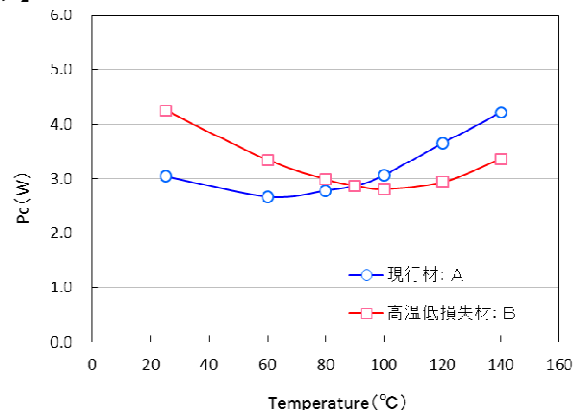
図Ⅲ-2-①-(1)-48 トランスの効率評価結果 (田淵電機 (株) 測定)

## (2) 材質検討について

目標である温度上昇低減 ( $\leq 120^{\circ}\text{C}$ ) の方策として、高温で低損失な材料 (B 材) を使ったコア試作を行った。図Ⅲ-2-①-(1)-49 に現行の A 材、及び B 材 のコアロスの温度特性を示す。100 $^{\circ}\text{C}$ でのコアロスを比較すると、約 8%の損失を低減できることが確認できた。

今後、絶縁型 PSC の一次試作に向け、材質選定とコア形状の組み合わせによる最適化を進める。

【～2016年11月末 完了】



図Ⅲ-2-①-(1)-49 コアロスの温度特性

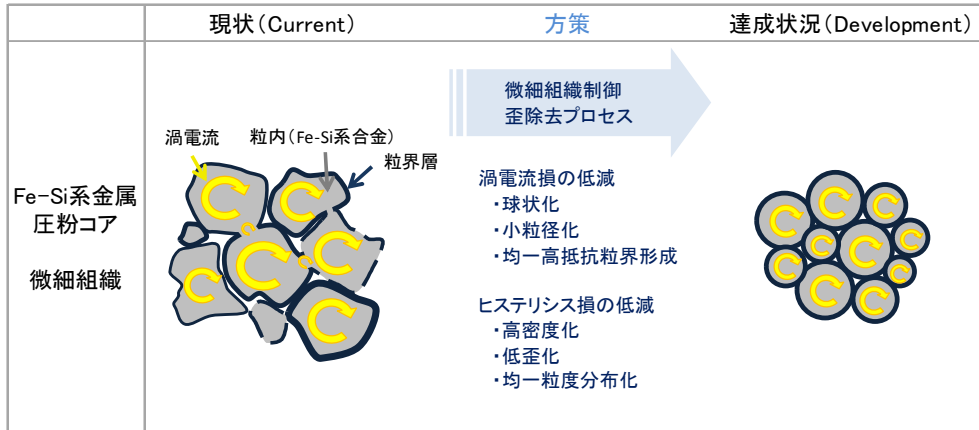


### 1.4.2 リアクトルコアの開発

中間目標である直流重畳特性（40A 負荷時インダクタンス規格達成）とコア温度上昇抑制技術の確立（リアクトル温度 150°C以下）のためにリアクトルコアの低損失化を検討した。

リアクトルコア材質としては、比較的安価で高特性が得られる Fe-Si 系金属磁性材料を選択した。PCS に使用される金属磁性材料は、生産コストの低減やコア形状の自由度のため、圧粉コアが多く用いられており、今回の検討では、Fe-Si 系の圧粉コアを採用した。

本テーマでは図Ⅲ-2-①-(1)-50 の方策に基づき、低損失化の検討を行った。



図Ⅲ-2-①-(1)-50 低損失化のための方策と微細組織

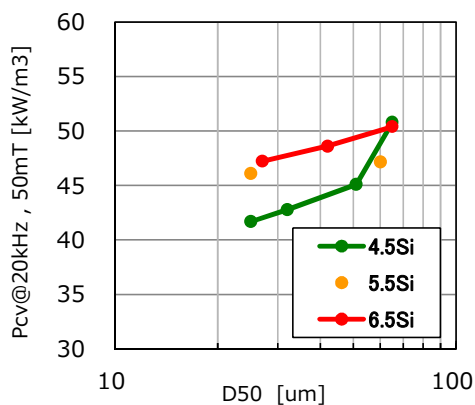
金属磁性粉の成分や粒径が最終の特性にどのような影響を及ぼすか検討した。

図Ⅲ-2-①-(1)-51 に材料組成と粒径が損失に及ぼす影響を示す。Si 量が少ない程損失が低く、同じ組成で比べた場合、粒径が小さい程損失が小さくなるのが分かった。

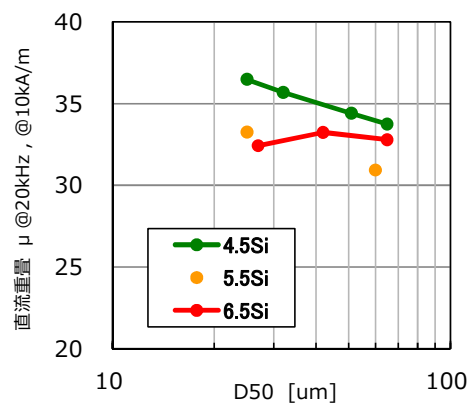
同様に、材料組成と粒径が直流重畳に及ぼす影響を図Ⅲ-2-①-(1)-52 に示す。縦軸に 10kA/m 時の透磁率  $\mu$  を示しており、値が大きい程良好な直流重畳特性である。Si 量が少なく、粒径が小さい程、良好な直流重畳特性を持つことが分かった。

以上の結果から、Fe-Si 系金属磁性材料中の Si 量は 4.5wt%，平均粒子径  $d_{50}$  は約 30  $\mu\text{m}$  の材料を用いることとした。また、原材料粉は、比較的球状であるガスアトマイズ法による粉を用いることとした。

Fe-Si 系圧粉コアの製造プロセスは、一般的に金属磁性粒子間の絶縁、保形を目的とし、原材料粉に前処理を施し、成形時に生じた歪み除去を目的として熱処理を行う。上記方針に基づき、プロセスの最適化を行った結果、現行品対比で損失を 23%低減できた（図Ⅲ-2-①-(1)-53）。しかしながら、実形状を想定した試算結果では、鉄損は損失全体の 20%弱であり、コアロスの改善率から算出すると 0.6W の改善にとどまることが予想された。



図Ⅲ-2-①-(1)-51 コアロスの組成・粒形依存性

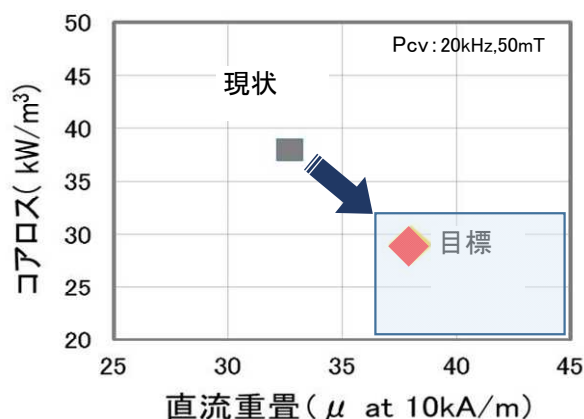


図Ⅲ-2-①-(1)-52 直流重畳特性の組成・粒形依存性

実際にこの材料を活用して図Ⅲ-2-①-(1)-54 のような実形状サンプルを作製し、リアクトルの直流重畳・損失（鉄損+銅損）の評価を行った。

その結果、直流重畳は目標値を達成し、現行品の損失 22.8W に対して 22.5W と 0.3W の損失改善結果となった。

今回はリアクトル単体での評価結果であるため、今後実働評価により効率の改善効果、及び温度上昇を確認する予定である【～2016年11月末 完了】。



図Ⅲ-2-①-(1)-53 開発リアクトル材の評価結果

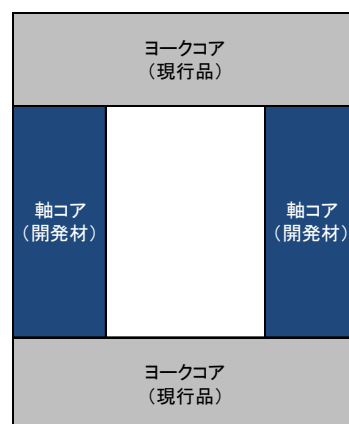


図8. 実形状サンプル

図Ⅲ-2-①-(1)-54 実形状サンプル

## 1.5 次世代パワーコンディショナ開発コンソーシアム運営委員会

(担当：太陽光発電技術研究組合)

### 1.5.1 実証試験に用いる次世代パワーコンディショナの試験方法

2016年2月29日に開催された第3回次世代パワーコンディショナ開発コンソーシアム特別運営委員会において、田淵電機から次世代パワーコンディショナの試験方法について提案報告された。設計寿命30年の製品としての評価方法として環境劣化評価、通電劣化評価及び構造強度劣化評価を実施する。環境劣化評価は、PCS無通電状態での温度サイクル試験を実施する。また通電劣化評価は、PCS通電状態での温湿度サイクル試験を実施する。さらに構造強度劣化評価は、PCS無通電状態での複合振動試験を実施する。これらの試験を実施し、基本動作確認を行い、設計寿命30年を評価する(図Ⅲ-2-①-(1)-7参照)。

また製品評価だけでは確認できない内容について、個別部品の評価試験として、設計内容、部品評価、材表評価、実装基板評価の4つを実施し、それぞれの寿命を確認する(表Ⅲ-2-①-(1)-4参照)。

今後、これらの評価試験により、設計寿命30年のPCSの評価を実施していくと共に、PCSの信頼性試験方法として標準化を視野に入れ、素案を作成する。

### 1.5.2 中間年報等の作成

- ・平成26年度および平成27年度中間年報を作成し、NEDOに提出した。
- ・中間評価の基礎資料となる事業原簿を作成し、NEDOに提出した。

### 1.5.3 運営委員会の開催

- ・次世代パワーコンディショナ開発コンソーシアム運営委員会を開催し、事業進捗確認等を行った。次世代パワーコンディショナ開発コンソーシアム特別運営委員会を開催し、次世代パワーコンディショナの信頼性試験方法や、系統連系に関する課題について議論した。

#### (1) 次世代パワーコンディショナ開発コンソーシアム運営委員会

- ・第1回次世代パワーコンディショナ開発コンソーシアム運営委員会(平成26年9月29日(月)13:30~16:30 機械振興会館 PVTEC 会議室)
- ・第2回次世代パワーコンディショナ開発コンソーシアム運営委員会(平成26年10月28日(火)13:30~16:30 田淵電機(株) ニッセイ新大阪ビル 18F 会議室)
- ・第3回次世代パワーコンディショナ開発コンソーシアム運営委員会(平成26年11月21日(金)13:30~16:10 機械振興会館 PVTEC 会議室)

- ・第4回次世代パワーコンディショナ開発コンソーシアム運営委員会（平成27年1月9日(水)13:20～16:30 福島再生可能エネルギー研究所 会議室）
- ・第5回次世代パワーコンディショナ開発コンソーシアム運営委員会（平成27年2月6日(金)13:30～16:30 機械振興会館 PVTEC 会議室）
- ・第6回次世代パワーコンディショナ開発コンソーシアム運営委員会（平成27年3月6日(金)13:30～16:00 田淵電機(株) ニッセイ新大阪ビル 18F 会議室）
- ・第7回次世代パワーコンディショナ開発コンソーシアム運営委員会（平成27年4月20日(月)13:30～16:30 テュフラインランドジャパン(株) テクノロジーセンター）
- ・第8回次世代パワーコンディショナ開発コンソーシアム運営委員会（平成27年5月25日(月)15:00～16:30 機械振興会館 B3-3 会議室）
- ・第9回次世代パワーコンディショナ開発コンソーシアム運営委員会（平成27年6月25日(月)13:30～15:45 機械振興会館 PVTEC 会議室）
- ・第10回次世代パワーコンディショナ開発コンソーシアム運営委員会（平成27年7月30日(木)13:30～16:30 ネット・カンファレンス ニッセイ新大阪ビル 18F 会議室G）
- ・第11回次世代パワーコンディショナ開発コンソーシアム運営委員会（平成27年9月2日(水)13:30～17:10 機械振興会館 PVTEC 会議室）
- ・第12回次世代パワーコンディショナ開発コンソーシアム運営委員会（平成27年10月6日(火)13:00～15:00 機械振興会館 B3-2 会議室）
- ・第13回次世代パワーコンディショナ開発コンソーシアム運営委員会（平成27年11月5日(木)13:30～16:00 機械振興会館 PVTEC 会議室）
- ・第14回次世代パワーコンディショナ開発コンソーシアム運営委員会（平成27年12月10日(木)13:30～16:00 機械振興会館 PVTEC 会議室）
- ・第15回次世代パワーコンディショナ開発コンソーシアム運営委員会（平成28年1月18日(月)14:00～16:50 機械振興会館 PVTEC 会議室）
- ・第16回次世代パワーコンディショナ開発コンソーシアム運営委員会（平成28年2月29日(月)15:00～16:30 再生可能エネルギー開発センター）
- ・第17回次世代パワーコンディショナ開発コンソーシアム運営委員会（平成28年3月29日(火)13:30～16:30 機械振興会館 PVTEC 会議室）
- ・第18回次世代パワーコンディショナ開発コンソーシアム運営委員会（平成28年4月26日(月)書面開催）
- ・第19回次世代パワーコンディショナ開発コンソーシアム運営委員会（平成28年5月30日(月)13:30～16:15 機械振興会館 PVTEC 会議室）
- ・第20回次世代パワーコンディショナ開発コンソーシアム運営委員会（平成28年6月27日(月)13:30～16:30 機械振興会館 PVTEC 会議室）
- ・第21回次世代パワーコンディショナ開発コンソーシアム運営委員会（平成28年7月25日(月)15:00～17:00 ニッセイ新大阪ビル 18F 会議室D）
- ・第22回次世代パワーコンディショナ開発コンソーシアム運営委員会（平成28年8月31日(月)13:30～16:30 機械振興会館 PVTEC 会議室）
- ・第23回次世代パワーコンディショナ開発コンソーシアム運営委員会（平成28年10月3日(月)15:00～17:00 機械振興会館 B2-2 会議室）

(2) 次世代パワーコンディショナ開発コンソーシアム特別運営委員会

- ・第1回次世代パワーコンディショナ開発コンソーシアム特別運営委員会（平成27年5月25日(月)13:00～15:00 機械振興会館 B3-3 会議室）
- ・第2回次世代パワーコンディショナ開発コンソーシアム特別運営委員会（平成27年10月6日(月)15:00～17:00 機械振興会館 B3-2 会議室）
- ・第3回次世代パワーコンディショナ開発コンソーシアム特別運営委員会（平成28年2月29日(月)13:00～14:50 再生可能エネルギー開発センター）
- ・第4回次世代パワーコンディショナ開発コンソーシアム特別運営委員会（平成28年7月25日(月)13:00～15:00 ニッセイ新大阪ビル 18F 会議室D）
- ・第5回次世代パワーコンディショナ開発コンソーシアム特別運営委員会（平成28年10月3日(月)13:00～15:00 機械振興会館 B2-2 会議室）

## 2. 実用化・事業化見通し

現在、田淵電機株式会社は、太陽光発電システム用パワーコンディショナの製造メーカーとして 2016 年 3 月末で約 1200 千台の生産実績を有する。特に環境に厳しい屋外設置のパワーコンディショナでも 15 年以上にわたる豊富な経験と実績を有し、2003 年以降は沖縄宮古島でパワーコンディショナの屋外暴露試験を実施し、筐体については、25 年間相当の実力は確認している。

同業他社メーカーに対して当社は豊富な市場での経験と知見を有しているが、中国メーカーの参入でコスト競争は激化している。

パワーコンディショナ関連事業の継続・拡大には、パワーコンディショナの基本性能のブラッシュアップと長期にわたる高い信頼性の確保がポイントとなる。

次世代長寿命・高効率パワーコンディショナで開発する長寿命部品、及び回路設計技術を用いて田淵電機株式会社が製造販売する住宅太陽光発電システム用パワーコンディショナに活用する。

また、長期信頼性を確保したパワーリレー、電解コンデンサ等は、開発メーカーにおいて部品単体での拡販が可能である。

表Ⅲ-2-①-(1)-21 長寿命 PCS の事業化計画

年度	H31 年度 (2019 年度)	H32 年度 (2020 年度)	H33 年度 (2021 年度)	H34 年度 (2022 年度)	H35 年度 (2023 年度)
製品設計	長寿命 PCS 開発完了				
設備投資	特別な設備投資は不要				
生産	長寿命 PCS 生産開始				
販売	H25 年度 (2013 年度) 0.9GW				
	国内市場向け PCS で約 1GW/年を確保するとともに、海外向け PCS を生産する。				
	長寿命 PCS 商品化	蓄電システム用 PCS 長寿命化	長寿命化 PCS の海外展開		

## 3. 波及効果

今回の次世代長寿命・高効率パワーコンディショナの開発太陽光発電システムに期待されている発電コストの低減に有効である。

長寿命化部品を含む次世代パワーコンディショナの開発によって、国内市場での優位性を確保する。

また、本技術は、太陽光発電システム用パワーコンディショナだけでなく、電力変換回路に適用可能な技術であり、蓄電ハイブリッドシステム独立分散電源用のパワーコンディショナに織り込み、パワーコンディショナの長期信頼性向上に貢献できる。

さらに、国内向けに加え、海外向けパワーコンディショナ用に活用でき、日本製品の信頼性を特長技術としてグローバル展開が図れる。

## 4. 今後の展開

太陽光発電システムの市場は国の補助政策で成立している。自律した太陽光発電システムの市場を形成するには、太陽光発電システムの発電電力コストがグリッドパリティを実現することであり、パワーコンディショナメーカーの立場から貢献する。

また、太陽光発電システムの構成機器であるパワーコンディショナに対して要求される、長期にわたる高い安全性と信頼性を実現・確保するパワーコンディショナを創出する。

さらに、パワーコンディショナ関連事業の規模を拡大するには、海外展開を推進することになるが、北米、東南アジア等の日本国内以上に厳しい気象環境下で、長期間の使用に耐えるパワーコンディショナを、長寿命・高効率化技術を有効活用して商品展開を推進する。

尚、国内市場の将来見通しは下表の通りで、国内での存在感を示しながら、海外市場を志向する。

表Ⅲ-2-①-(1)-22 市場規模（現状と将来見通し）

	国内市場規模(申請者シェア)
現状 (2016 年度)	7.8GW (15.4%)
プロジェクト期間終了時点(H30 年度、2018 年)	6.3GW (19.0%)
終了後 1 年目 (H31 年度、2019 年)	5.5GW (21.8%)
終了後 2 年目 (H32 年度、2020 年)	4.4GW (27.2%)
～～	
終了後 5 年目 (H35 年度、2023 年)	4.5GW (26.7%)

\*市場規模算出の根拠：RTS

\*シェア見通しの根拠：申請者シェア予測(田淵電機株式会社事業企画部作成)

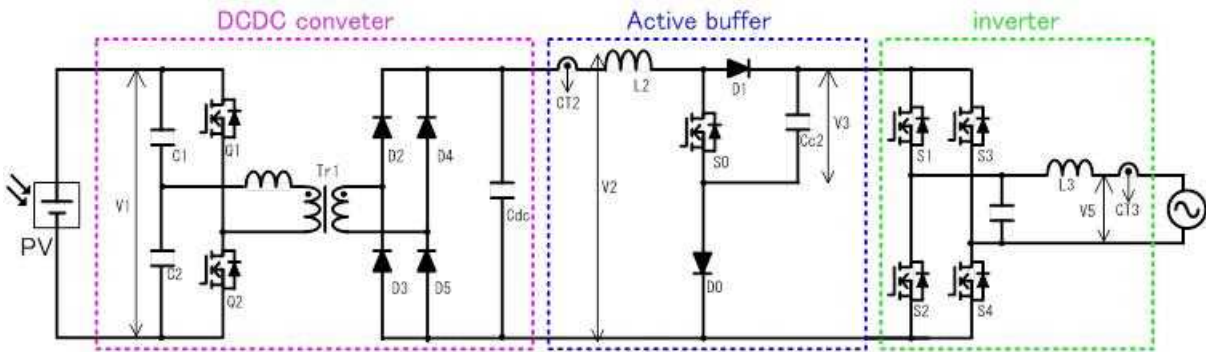
(2) 次世代長寿命・高効率 AC モジュールの開発 [平成 26～30 年度]  
 (太陽光発電技術研究組合)

1. 成果詳細

1.1 「マイクロインバータ回路設計技術の研究開発」(担当：ポニー電機株式会社)

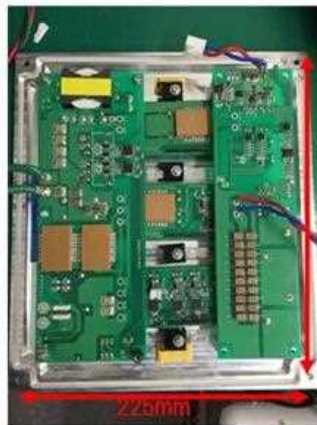
1.1.1 基本回路設計技術

基本回路方式に決定した長岡実績方式(アクティブバッファ方式, 図Ⅲ-2-①-(2)-1)について長岡技術科学大学にて更なる損失改善を進めた。同時に耐久試験と評価のため、長岡実績方式にて市販の半導体を使用したマイクロインバータを製作するとともに、基本動作を確認した。また、サンケン電気での耐久試験用ケースに組み込む長岡実績方式の主回路基板を製作した。アルミ基板の使用ははんだクラックが入りやすいため耐久性に問題があり、FR4 基板での構成とした。また、Si スイッチにて基本動作確認を行った。以下にその詳細について述べる。



図Ⅲ-2-①-(2)-1 長岡実績方式マイクロインバータ回路

図Ⅲ-2-①-(2)-2 は動作評価用のマイクロインバータである。外寸は 225mm×250mm×40mm となり、目標体積(目標外寸：250mm×140mm×30mm)の約 2 倍となった。現在、リアクトル及びパワーカードの占有率が大きいいため、これらの小型化に向けた検討を行っている。



(a) 全体図

(b) 側面図

図Ⅲ-2-①-(2)-2 マイクロインバータ(動作評価用)

外部制御基板と接続し、動作評価用マイクロインバータの動作確認を行った。動作波形を図Ⅲ-2-①-(2)-3 に示す。DCDC コンバータ部では電流共振によるゼロ電流スイッチング(ZCS)の動作を確認できた。アクティブバッファ+インバータ部を系統と連系し、系統電流ひずみ率 4.1%と良好な結果が得られている。

変換効率を図Ⅲ-2-①-(2)-4 に示す。270W における変換効率は、DCDC コンバータが 92.9%, インバータ部が 96.9%であった。また今回開発している保護装置は 1.2 項で詳細を述べるが、システム全体の変換効率を向上させるために回路方式を変え並列構成としたため、定常時の保護装置の効率は 100% (ロスがゼロ)となる。これにより、270W におけるシステム全体の変換効率(定常時)は、DCDC コンバータ(92.9%)×インバータ部(96.9%)×保護装置(100%)=90.0%であり、目標の

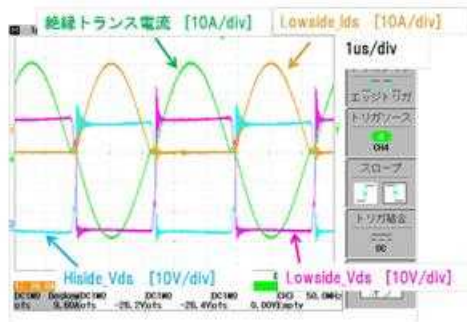
システム全体効率 90%以上を達成できた。なお、DCDC コンバータの 300W における効率が現段階では測定されていないが、効率は上がる傾向にある（図Ⅲ-2-①-(2)-4 を参照）ので、300W においてシステム全体の効率（定常時）は、90%超が達成できた。

DCDC コンバータ部は ZCS 動作をしているが効率がやや悪く、全体の損失の約 60%を占めている。今後損失解析を行い更なる損失改善を進めたいと考えている。

連系規定に準拠した制御の組み込みとデバッグ作業を完了させた。今後 5kW 程度のシステムとして複数のマイクロインバータを接続させたシステム模擬実験を行う。（2017 年 3 月完了予定）

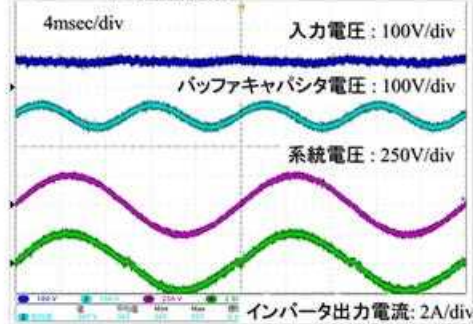
図Ⅲ-2-①-(2)-5 は製作した耐久試験用のマイクロインバータである。耐久評価用パワーカードを中心に配置した。今後放熱方法の検討とヒートショック試験などの信頼性試験を行う予定である。（2016 年 11 月完了予定）

入力電圧:37V, 出力電圧:77V, 出力電力:300W,  
fs : 200kHz, 共振キャパシタ0.15uF



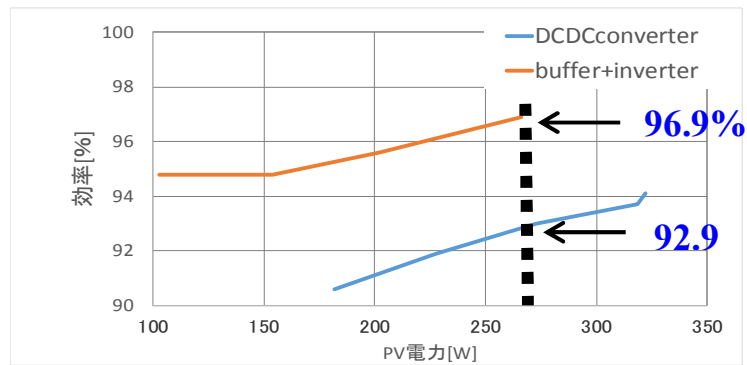
(a) 絶縁 DCDC コンバータ 波形

出力電力260W, 入力電流3A, 系統電圧:200Vrms,  
fs : 40kHz, 系統周波数50Hz



(b) アクティブバッファ+インバータ波形

図Ⅲ-2-①-(2)-3 長岡実績方式マイクロインバータ(動作評価用)の出力波形



図Ⅲ-2-①-(2)-4 長岡実績方式マイクロインバータ(動作評価用)の変換効率



(a) 全体写真



(b) 側面写真

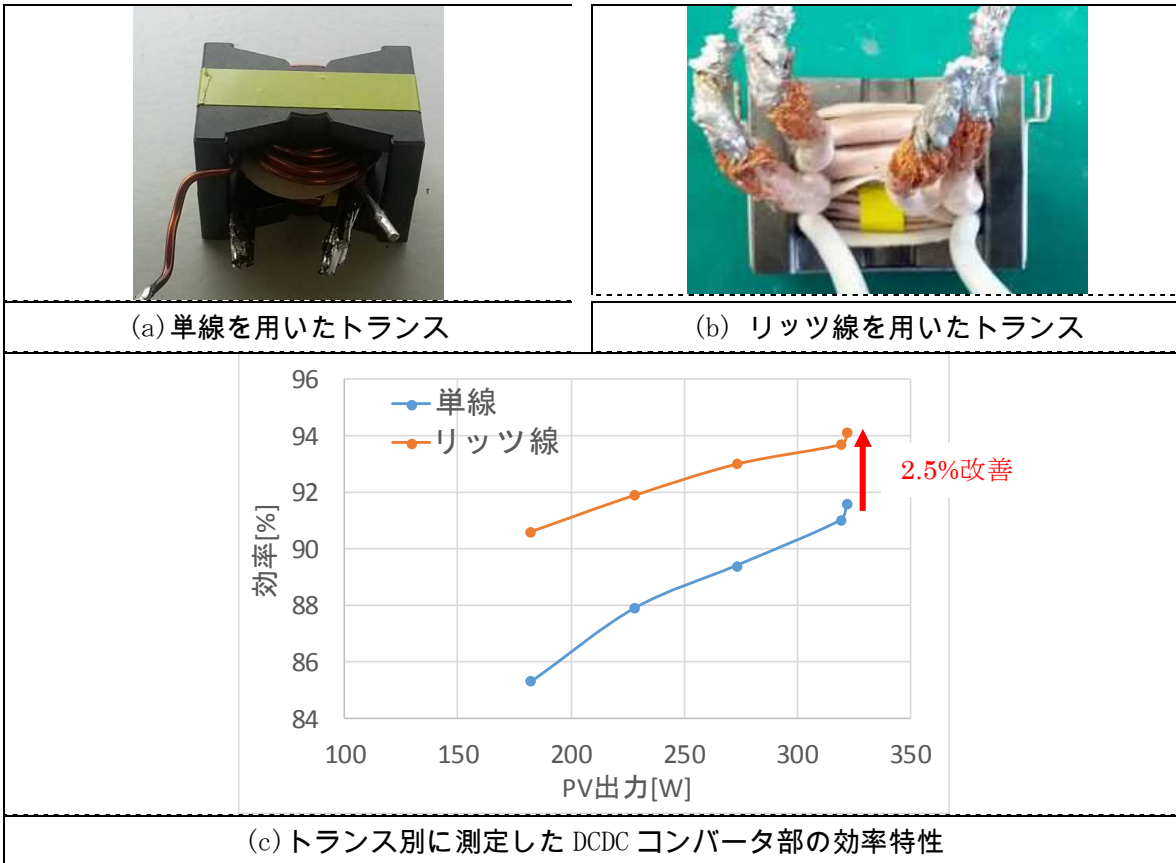
図Ⅲ-2-①-(2)-5 マイクロインバータ(耐久試験用)

### 1.1.2 リアクトル技術

高周波特性の優れたリッツ線と、最もコアロスが少ないとされるコアを用いてリアクトルの試作を行った。

エラー! 参照元が見つかりません。Ⅲ-2-①-(2)-6(a)、(b)はマイクロインバータの DCDC コンバータ部で使用するトランスである。(a)は単線を用いたトランスで、(b)はリッツ線を用いたトランスである。(a)、(b)それぞれを用いて DCDC コンバータ部の効率を測定した結果を(c)へ示す。単線での効率は定格時で 91.6%と低いが、単線の代わりにリッツ線を用いることで、効率が約 2.5%改善した。これは高周波電流による表皮効果をリッツ線により低減させることができるからである。

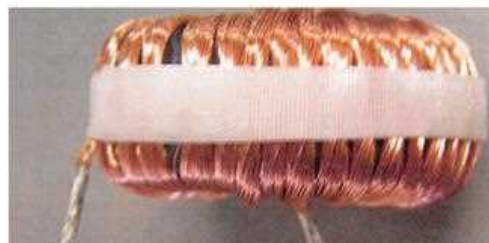
エラー! 参照元が見つかりません。Ⅲ-2-①-(2)-7 はマイクロインバータのアクティブバッファで使用しているリアクトルである。鉄損を低減させるために低損失のコア材であるリカロイを用いている。さらに銅損を低減させるために巻線にはリッツ線を使用した。



図Ⅲ-2-①-(2)-6 DCDC コンバータ部のトランス



(a) 平面写真



(b) 側面写真

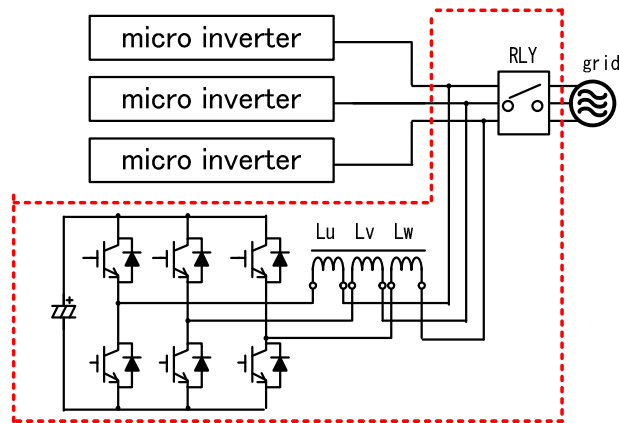
図Ⅲ-2-①-(2)-7 マイクロインバータで用いたリアクトル



## 1.2 「保護装置回路設計技術の研究開発」 (担当：ポニー電機株式会社)

保護装置は当初系統連系規程を満足する制御はすべて保護装置でカバーすることを考えており、直列構成（インダイレクトマトリクスコンバータ回路方式）を検討していたが、マイクロインバータの開発を進めていく中で、系統連系規程を満足する制御の一部をマイクロインバータが制御できることが分かってきたので、機能分担することで並列構成が可能となり、システム全体の変換効率を向上させるために回路方式を変え並列構成とした。並列構成では連系保護装置は定常時はマイクロインバータの出力をそのまま系統へ接続する。このため原理的には損失は発生せず、保護装置の効率は 100%となる。したがって、マイクロインバータの変換効率はシステム全体の變換効率と等しくなる。連系保護装置は三相電流の不均衡が発生した場合や系統側で瞬時電圧低下などの非常事態が発生したときに動作し、全体システムの補助を行う。

この並列構成において系統連系保護装置及び専用制御基板を設計試作し、評価を行った。図Ⅲ-2-①-(2)-8 へ連系保護装置の回路図を示す。マイクロインバータの主回路部には有寿命部品である電解コンデンサとリレーを使用するので、メンテナンス用品として交換し易い構造とした。



図Ⅲ-②-①-8 系統連系保護装置回路図（並列構成）

図Ⅲ-2-①-(2)-9 は連系保護装置と制御基板の外形写真である。主回路の基板サイズは 200mm×350mm，制御基板サイズは 85mm×55mm となっている。

連系保護装置の動作試験では直流リンク部へ直流電源を接続した状態で系統連系を行った。図Ⅲ-2-①-(2)-10 はその入出力パラメータである。このときの高調波ひずみ率は 2.83% となり，電流制御性能として良好な結果が得られた。今後 5kW 程度のシステムとして複数のマイクロインバータを接続させたシステム模擬実験を行う。(2017 年 3 月)。

また，マイクロインバータの代わりに U 相と V 相間に負荷抵抗を接続し，電流不平衡状態を模擬して不平衡補償制御の確認を行った。この時の波形を図Ⅲ-2-①-(2)-11 へ示す。(a)の電流不平衡時は W 相電流が 0A であるが，(b)の補償制御組み込み後には三相電流が均等に制御されていることが分かる。最大負荷 1.7kVA において電流不平衡制御が動作することが確認できた。



(a) 連系保護装置主回路写真

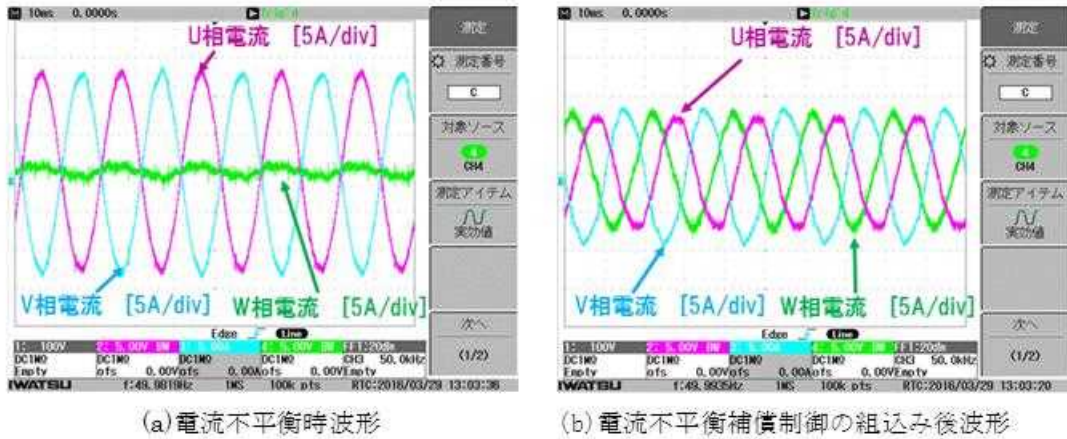


(b) 連系保護装置用制御基板写真

図Ⅲ-2-①-(2)-9 連系保護装置外形写真



図Ⅲ-2-①-(2)-10 連系保護装置の入出力パラメータ

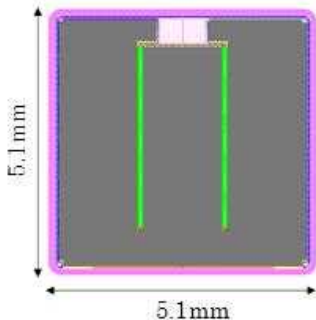


図Ⅲ-2-①-(2)-11 電流不平衡補償制御波形

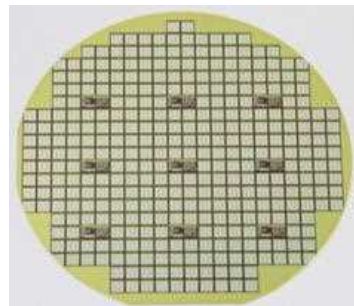
### 1.3 「デバイス技術の研究開発」 (担当：サンケン電気株式会社)

#### 1.3.1 MOSFET 試作

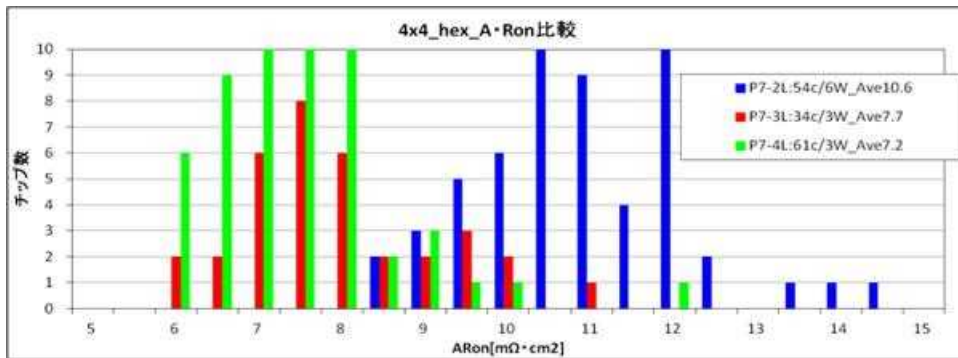
図Ⅲ-2-①-(2)-12 に 1,200V/40mΩ SiC MOSFET のチップレイアウトを示す。5mm 角チップである。図Ⅲ-2-①-(2)-13 に 5mm 角チップの 4in ウェハ写真を示す。活性面積 20mm<sup>2</sup> でオン抵抗 (R<sub>ons</sub>) は 8mΩ cm<sup>2</sup> を目標とした。試作した P7 (パターン 7) の 1 ロットから 4 ロット中、2 ロット、3 ロット、4 ロットの 4.1mm 角チップの素子抵抗分布を図Ⅲ-2-①-(2)-14 に示す。2 ロットまでは、R<sub>ons</sub> が最小 8mΩ cm<sup>2</sup> 程度で、最大 12mΩ 以上、中心 10mΩ cm<sup>2</sup> 程度と目標値に対して R<sub>ons</sub> が大き目であった。素子抵抗の評価、断面観察等を実施し、本抵抗大及び、ばらつきが大きい原因は、SiC 基板上面に形成するソース電極の接触抵抗の影響が大きい事が分かった。3L 以降、①ソース高濃度 N 型注入濃度及び、深さの最適化、②ソースコンタクト用シリサイド膜厚の最適化 (高濃度 N 型注入濃度最大深さでコンタクト)、③ソースコンタクトメタル形成前洗浄の最適化を実施したところ、図Ⅲ-2-①-(2)-14 に示す様に、最小 6mΩ cm<sup>2</sup> 程度で、最大 12mΩ 以下、中心 7mΩ cm<sup>2</sup> 程度と目標の 8mΩ cm<sup>2</sup> をほぼ満たす結果が得られた。



図Ⅲ-2-①-(2)-12 1,200V/40mΩ 5mm 角 SiC MOSFET レイアウト



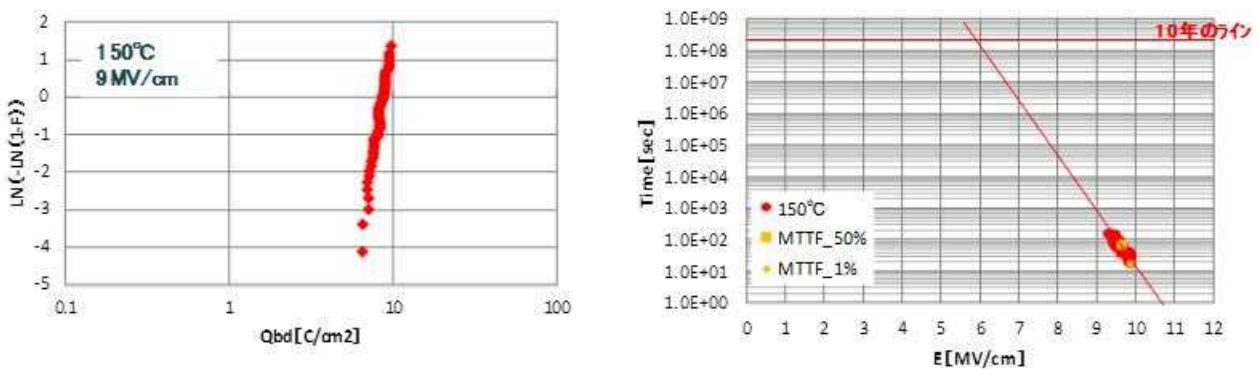
図Ⅲ-2-①-(2)-13 1,200V/40mΩ 5mm 角 SiC MOSFET 4in ウェハ



図Ⅲ-2-①-(2)-14 1, 200V/60mΩ SiC MOSFET (4.1×4.1mm) 素子抵抗分布

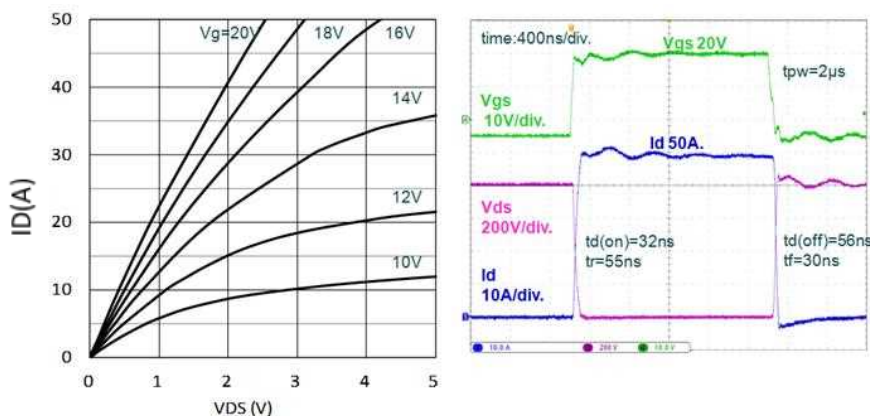
図Ⅲ-2-①-(2)-15 に SiC MOSFET のゲート酸化膜信頼性評価結果を示す。150°C9MV/cm での TDDB ワイブルプロットはバラつき少なく、真正不良のみの良好な分布形状を示していた。電界依存性から、素子温度 150°C に於いても実使用ゲート電圧 4MV/cm で 1,000 年以上の寿命を保証できる事が分かった。

この他に、ゲート負バイアスの閾値安定性、Body-Diode 動作時の MOSFET 特性変動評価等が必要と考えているが、この様な課題は、歩留が安定した時点で実施することとした。



図Ⅲ-2-①-(2)-15 SiC MOSFET ゲート酸化膜の 150 度 TDDB 評価結果

図Ⅲ-2-①-(2)-16 に 1, 200V/50mΩ SiC MOSFET の静特性と動特性を示す。Rons=10mΩ cm<sup>2</sup> の素子であり、5mm 角で 50mΩ である。600V/50A 高圧大電流ながら 100 μ sec 以内のスイッチング速度で、Si IGBT で見られる様なテール電流等は確認されなかった。

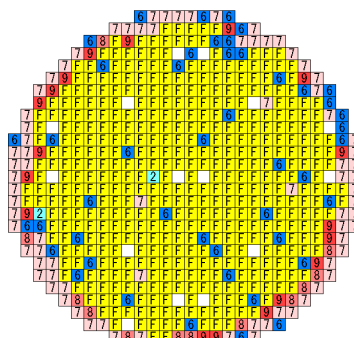


図Ⅲ-2-①-(2)-16 1, 200V/50mΩ SiC MOSFET の静特性と動特性

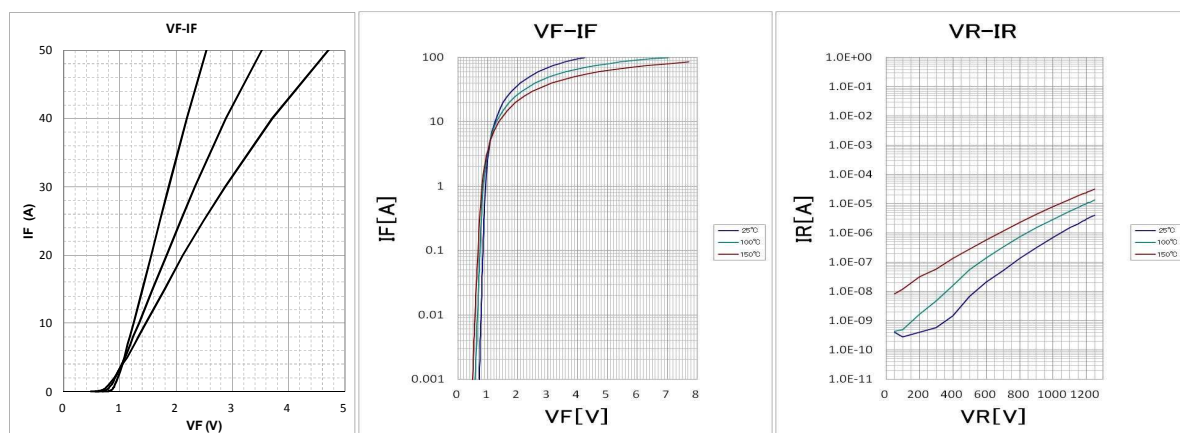
### 1.3.2 ショットキーバリアダイオード (SBD) 試作

SBD の試作については、現状 3.3mm 角で歩留 80%以上であった (図Ⅲ-2-①-(2)-17)。また SBD の素子単品の静特性評価を行い、問題が無い事を確認した (図Ⅲ-2-①-(2)-18)。

歩留判定 No.	内訳
F	良品
6	IR 不良 $>0.5 \mu A@600V$
7	IR 不良 $>5 \mu A@1,200V$
9	IR 不良 $>5 \mu A@1,272V$



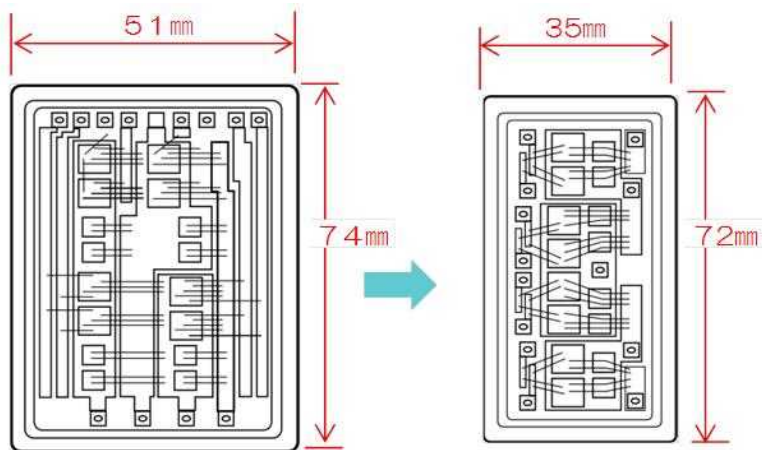
図Ⅲ-2-①-(2)-17 1,200V/20A SiC SBD のウェハ歩留 ( $\eta=80\%$ )



図Ⅲ-2-①-(2)-18 1,200V/20A SiC SBD の静特性

### 1.3.3 MOSFET/SBD パワーモジュール最適化

図Ⅲ-2-①-(2)-19 に 5mm 角 SiC MOSFET と 3.3mm 角 SiC SBD を搭載したフル SiC フルブリッジモジュールを示す。左側の大きなモジュールは、製造工程検証、回路動作検証、信頼性検証等、課題抽出用に作成した 1 次モジュールである。右側のモジュールは 1 次側のモジュール試作結果を元に試作した 2 次モジュールである。MOSFET のパッド構造も変更し、モジュール小型化を実現した。

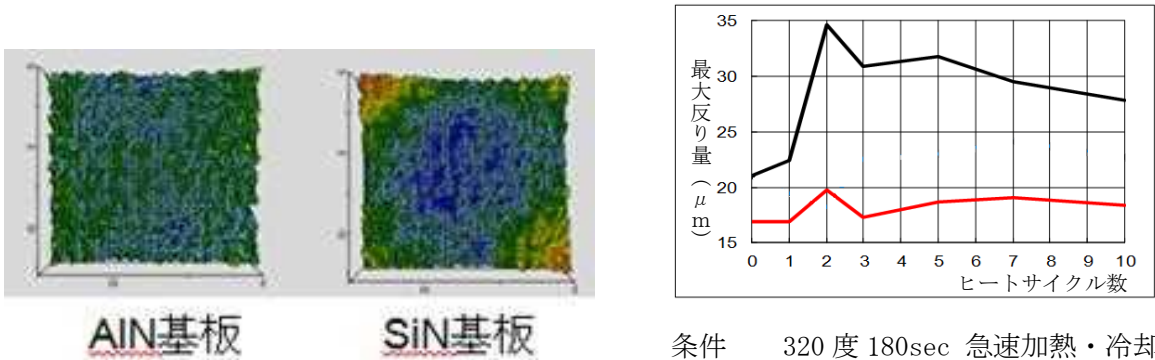


図Ⅲ-2-①-(2)-19 フル SiC フルブリッジモジュール 1 次モジュール (左)、2 次モジュール (右)

## 1.4 「実装技術の研究開発」 (担当：サンケン電気株式会社)

### 1.4.1 半導体を含む回路部品搭載のセラミック系配線基板の低熱抵抗接着法の開発

セラミック系配線材料の熱サイクル評価を行った。図Ⅲ-2-①-(2)-20 にヒートサイクル後の AlN 基板及び、SiN 基板の反りを、図Ⅲ-2-①-(2)-21 に基板最大反り量変化推移を示す。SiN 基板に比べ、反りの抑制に有意な結果を得た AlN に素材に絞り検討を進めた。



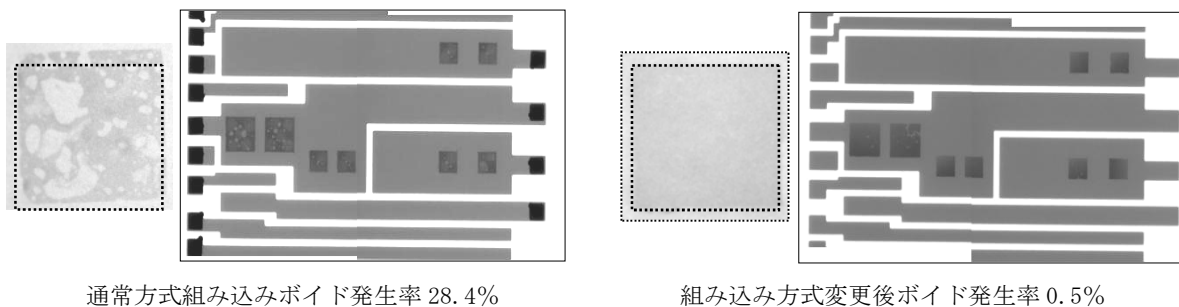
図Ⅲ-2-①-(2)-20 ヒートサイクル10回の基板反り

条件 320度 180sec 急速加熱・冷却  
 黒: SiN t = 0.2mm  
 赤: AlN t = 0.2mm

図Ⅲ-2-①-(2)-21 ヒートサイクル数による基板最大反り量変化推移 (μm)

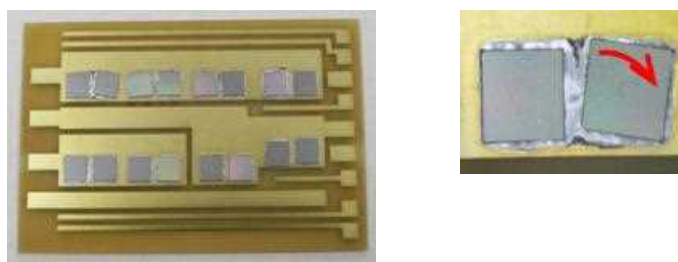
選定した AlN 基板に対し、基板銅箔部と SiC デバイス間の接合材料と接合条件の検討を行なった。結果、SiC デバイスと電極部品とのボイドレスの接着構造を実現する事ができた。

図Ⅲ-2-①-(2)-22 に組み込み方式の変更による SiC デバイスと電極部品とのボイド発生率状況比較を示す。

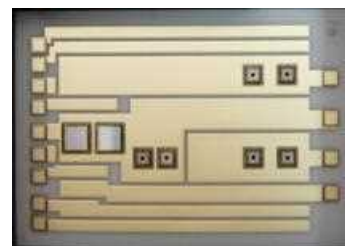
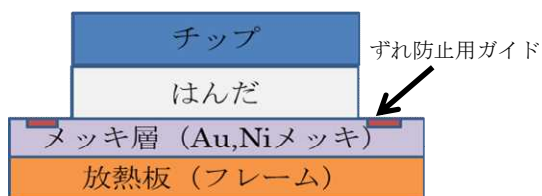
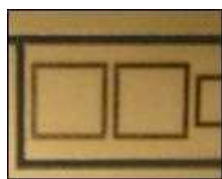


図Ⅲ-2-①-(2)-22 組み込み方式の変更による SiC デバイスと電極部品とのボイド発生率状況比較

また、接着時のデバイスずれの抑制法を開発し、位置精度よくレイアウトする事が可能となった。図Ⅲ-2-①-(2)-23 にはんだ接合後のずれを、図Ⅲ-2-①-(2)-24 にずれ防止用ガイドを、図Ⅲ-2-①-(2)-25 にずれ防止ガイド適応後のはんだ接合状況を示す。



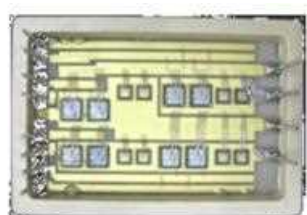
図Ⅲ-2-①-(2)-23 SiC デバイスのはんだ接合後のずれ



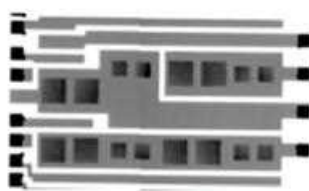
図Ⅲ-2-①-(2)-24 SiCデバイスずれ防止用ガイドのレーザー加工処理と断面イメージ

図Ⅲ-2-①-(2)-25 SiCデバイスずれ防止ガイド適応後のはんだ接合状況

Die 保護用樹脂材及びガイド材質を確定し、組み上げプロセスを構築し、評価用パワーカード構造を完成させた。評価用パワーカードの内観、SAT 像、外観写真を図Ⅲ-2-①-(2)-26 に示す。



内観



SAT像

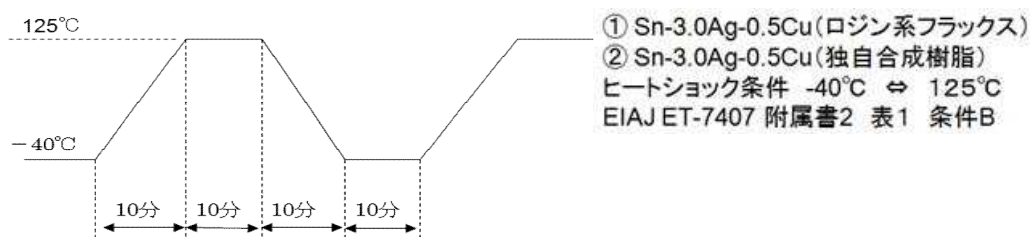


評価用パワーカード

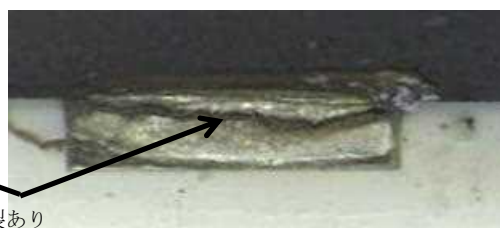
図Ⅲ-2-①-(2)-26 SiC フルブリッジモジュール内観写真 (左)、SAT 像 (中央)、モジュール外観写真 (右)

#### 1.4.2 高電圧に耐える金属配線基板の開発

金属配線基板材の評価基板を試作しヒートサイクル試験 (320 サイクル) (図Ⅲ-2-①-(2)-27) を行った結果、大型部品を搭載した構造では、短期間ではんだに亀裂が生じ、劣化する事を確認した (図Ⅲ-2-①-(2)-28)。原因は、部品と金属基板の熱膨張係数の違いによるはんだ材にかかるストレスが大きい為であると結論した。問題を解決するため、個々の部品の構造を変更し緩和する対応は、部品種が多い事、大型部品の取り付け機械強度等の問題が発生する事等から、検討課題が膨大となる。



図Ⅲ-2-①-(2)-27 金属配線基板のヒートサイクル試験実施条件

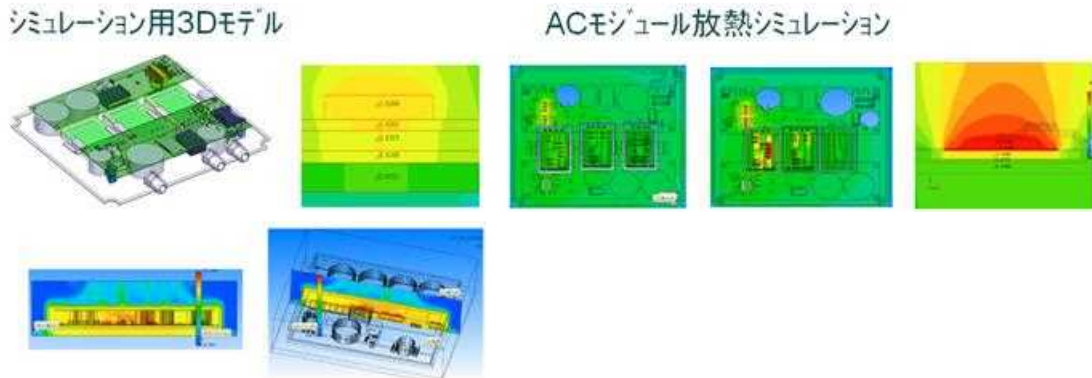


亀裂あり

図Ⅲ-2-①-(2)-28 金属基板への大型面実装部品のヒートサイクル試験によるはんだクラックの発生

この為、初期構想の金属配線基板を使用し外部に直接熱を放出する構造から、通常の FR-4 基板を用い、部品から筐体へ放熱する構造とする方針変更を行った。

部品から、筐体に熱を伝える為には、トランス等の表面の凹凸、各部品高さの違いがあることを考慮して、熱伝導の高い樹脂系の熱伝導材を部品、筐体間へポッティングする構造とし、材料の調査を進め実験用材料の調達を進めた。また、発熱状態を検討する為のシミュレーションの準備を進めた。図Ⅲ-2-①-(2)-29 に本発熱シミュレーションを行う為の AC モジュール 3D モデル及び、放熱シミュレーション例を示す。また、FR-4 基板に部品実装するはんだ材は劣化が少ないと確認された Sb 添加による固強強化したはんだ材を指定した。



図Ⅲ-2-①-(2)-29 ACモジュールの放熱シミュレーション結果

#### 1.4.3 金属配線基板とセラミック配線基板の分担設計手法の検討

金属配線基板は、放熱性をよくするために採用を検討したが、ヒートサイクル試験ではんだに亀裂を生じるという別の課題が発生したため、金属配線基板の採用を断念し、絶縁基板である FR-4 基板を採用した。金属配線基板とセラミック配線基板の分担設計手法の検討は、金属配線基板を用いる事で問題となると想定された検討課題であったが、絶縁基板である FR-4 基板を採用したため、本検討を中止した。しかし、FR-4 基板を用いることで、放熱性改善の課題が残っており、筐体を介して放熱するなどの対応を別途進めている。

#### 1.4.4 金属配線基板と筐体の一体化技術

金属配線基板不採用により開発を中止とした。

#### 1.4.5 耐湿環境を確保する為の金属接合法による実装法の開発

気密構造を決定し、設計、部材の調達を行い、試作筐体を完成させた (図Ⅲ-2-①-(2)-30)。また、密閉性評価の為に、内部環境をモニターする方法を決定し、試作基板の温度サイクル、試作筐体の高温高湿環境下での予備試験を完了する見込みである (2017年1月)。



図Ⅲ-2-①-(2)-30 筐体気密評価用試作ユニット

### 1.5 「通信技術の研究開発」 (担当：サンケン電気株式会社)

#### 1.5.1 制御用通信ボードの開発

ACモジュールと監視用通信ボード (1.5.2で説明) との通信をACモジュール通信ネットワークと呼び、920MHz帯無線通信することにした。マイクロインバータに内蔵する制御用通信ボードは、沖電気社製SmartHopシリーズ製品を選定し動作確認を行った。無線通信ユニットの仕様を表Ⅲ-2-①-(2)-1に示す。今後、試作マイクロインバータの制御マイコンに通信ソフトウェアを組込み、

上記の制御用通信ボードとの動作確認を完了する見込みである（2016年12月）。また複数台での試験を行い、通信速度等の課題の抽出を完了する見込みである（2017年2月）。

表Ⅲ-2-①-(2)-1 無線通信ユニット(沖電気社製 SmartHop)仕様

分類	項目	仕様
無線仕様	周波数	920MHz帯 IEEE802. 15. 4g準拠 ARIB STD-T108準拠
	ネットワーク構成	メッシュネットワーク
	通信速度	最大100kbps
	伝送距離	見通しの良い直線距離 1km
	最大収容子機台数	100台
RS-485通信	通信方式	2線式/半二重通信
	通信速度	1, 200～230, 400bps
	接続可能台数	最大31台
	通信プロトコル	Modbus (RTU)、その他 (ASCII) 独自プロトコルにも対応

選定理由：

- ・伝送距離が直線1kmありかつ、メッシュネットワークによるマルチポップ通信による、伝送距離の延長が可能であり、ACモジュール設置場所の制約が少ない。
- ・伝送できる最大収容子機台数が100台あり、例えば有線の代表的なRS-485通信の最大収容子機台数である31台に対して十分な子機(ACモジュール)を接続可能である。
- ・同仕様のモジュール(基板)タイプの製品もあり、ACモジュールの無線化に対して外付け、内蔵を選択でき、実装方法に柔軟性がある。
- ・対応プロトコルが独自プロトコルに対応しており、ACモジュールの通信プロトコルに依存しない。

#### 1.5.2 監視用通信ボードの開発

監視用通信ボードとして、Century System社製 FutureNet MA-E350/FD-16を選定し、予備実験を行い仕様を作成した。本ボードをローカル監視／制御サーバと呼ぶ。本サーバの仕様を表Ⅲ-2-①-(2)-2に示す。仕様に合うプラットフォームを選定した。WAN接続(docomo 3G接続)、既製パソコンとのRS-485通信、SDカードによるデータ保存の動作確認を実施した。

表Ⅲ-2-①-(2)-2 監視用通信ボード(Century System 社製 FutureNet MA-E350/FD-16)仕様

分類	項目	仕様
CPU、メモリ構成	CPU	Sitara AM3352 1GHz
	メモリ構成	NAND FLASH 256MB DRAM 512MB
インターフェイス	イーサネット	10BASE-T/100BASE-TX/1000BASE-T ×2ポート
	WAN	FOMA通信モジュール
	シリアル	RS-232×2 RS-485×1
	USB	USB2.0ホスト×1ポート
	デジタル入出力	接点入力×8点 接点出力×8点
	SDカードスロット	SDHC対応SDカードスロット×1
基本ソフトウェア	OS	Linux (3.14以降)



選定理由：

- WANインターフェイスにFOMA通信モジュール(docomo 3G回線)を採用しており、FIT制度見直しによる遠隔出力制御に必要であるインターネット接続が、本装置単体で可能である。ACモジュールの設置場所によっては、インターネット通信設備が整備されていない事が予測されるため、装置単体でインターネット通信可能である事は必須である。
- USB或いはSDカードスロットによる外部記憶装置に、長期間のデータ蓄積が可能である事。
- 基本ソフトウェアOSにLinuxを採用しており、オープンソースを含む既存のミドルウェア資産を有効に活用できる。
- CPUとメモリが高スペックであり、多数台のACモジュールの監視にも耐えうる。

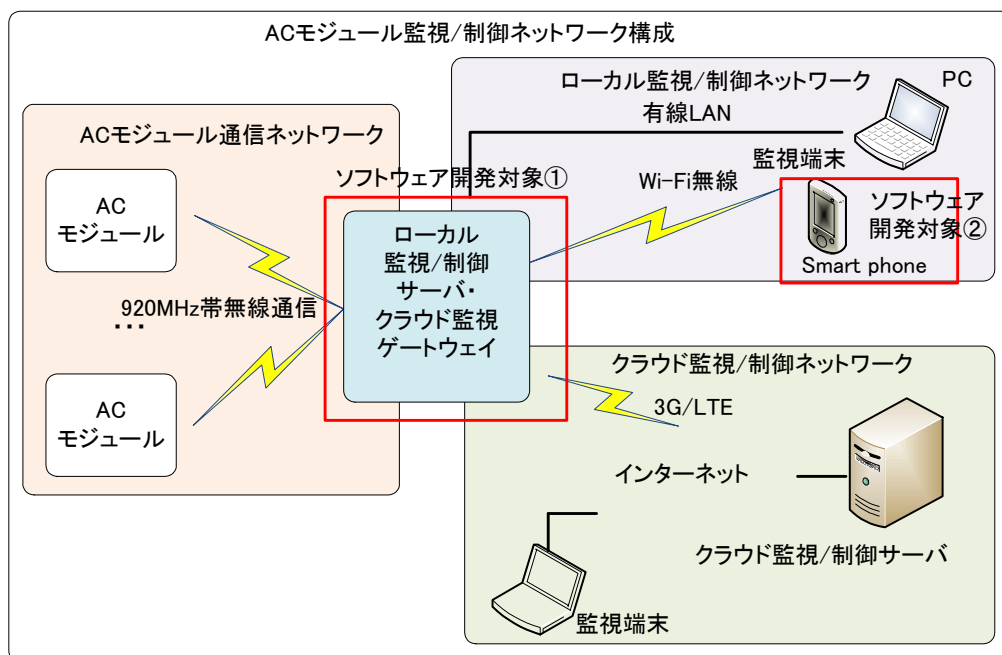
WAN接続(docomo 3G接続)、既製パソコンとのRS-485通信、SDカードによるデータ保存の動作確認を実施した。

### 1.5.3 監視用通信ソフトウェアの開発

ACモジュール監視機能として、WEB及びスマホによる見える化、ACモジュールのパラメータ遠隔設定に対応したソフトウェアの設計・実装を実施した。また、既成パソコンを用いた動作確認を行った。今後、複数台での試験を行い、通信速度等の課題の抽出を完了する見込みである(2017年2月完了予定)。

監視用通信ソフトウェアのシステム内での位置づけ及びソフトウェア構成概要を図III-2-①-(2)-31及び、図III-2-①-(2)-32に示す。図III-2-①-(2)-33に監視端末の出力表示例を示す。

ローカル監視/制御サーバと監視端末の通信をローカル監視/制御ネットワークと呼ぶことにする。ローカル監視/制御サーバはクラウド監視ゲートウェイになっており、このゲートウェイとクラウド監視/制御サーバ、および端末をクラウド監視/制御ネットワークと呼ぶことにする。



図III-2-①-(2)-31 監視用通信ソフトウェアの位置づけ

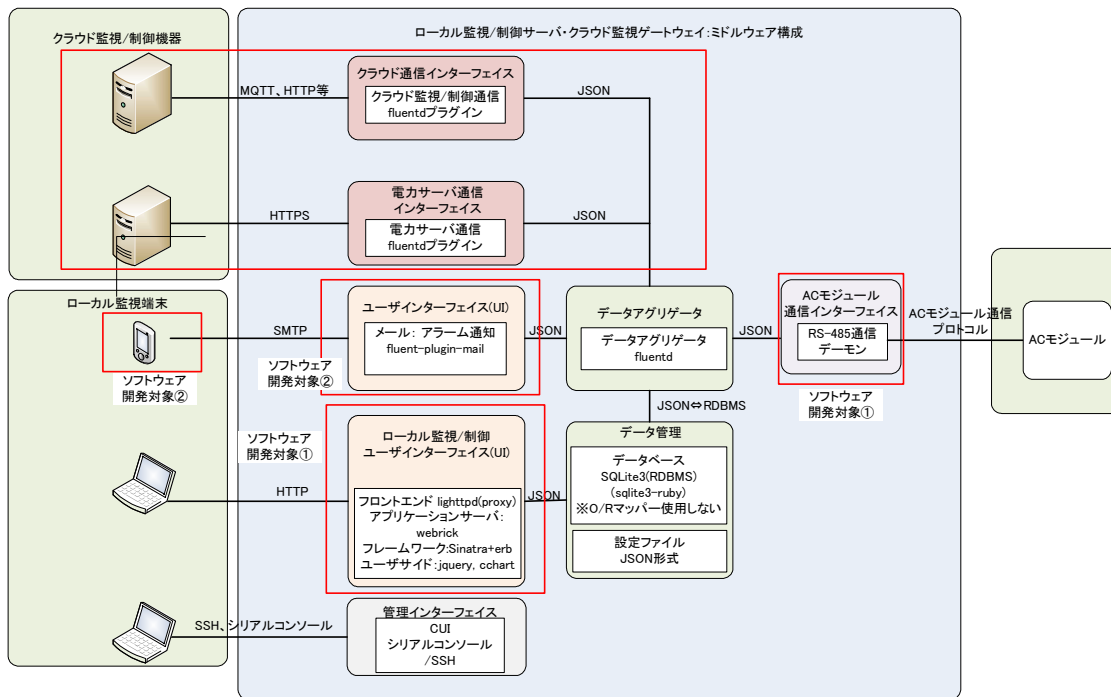


図 III-2-①-(2)-32 管理用通信ソフトウェア構成概要

WEB及びスマホによる見える化については、下記の主要なWEB技術により実装した。

- ・HTML5、CSS、JavaScript、JSON、AJAX、WEB API、Mobile Hybrid App



図 III-2-①-(2)-33 WEB、スマホによる見える化

#### 1.5.4 データベース用通信ソフトウェアの開発

クラウド監視／制御サーバ上で動作するデータベースソフトウェアの調査を行った。

ACモジュールから収集するデータを効率的に保存し、高速に抽出するには、データをデータベースに格納する必要がある。データベースソフトウェアの調査を行った結果、現在主流なデータベースはリレーショナルデータベース (RDBMS) である。しかし、クラウド環境でのデータベースとしては、WEB技術のJSON形式データとの親和性や、スケーラビリティの高いNoSQL系データベースが注目を浴びている。今後、ACモジュールシステムのデータベースとして、RDBMS系、NoSQL系のデータベースのメリット/デメリット及びデータベースの特性にあったデータ形式を検討し、クラウド上のソフトウェア開発を完了する見込みである (2017年3月)。

## 1.6 「マイクロインバータ及び保護装置の基盤技術開発」(担当:長岡技術科学大学)

これまでの成果として、以下の6つの課題を解決した。

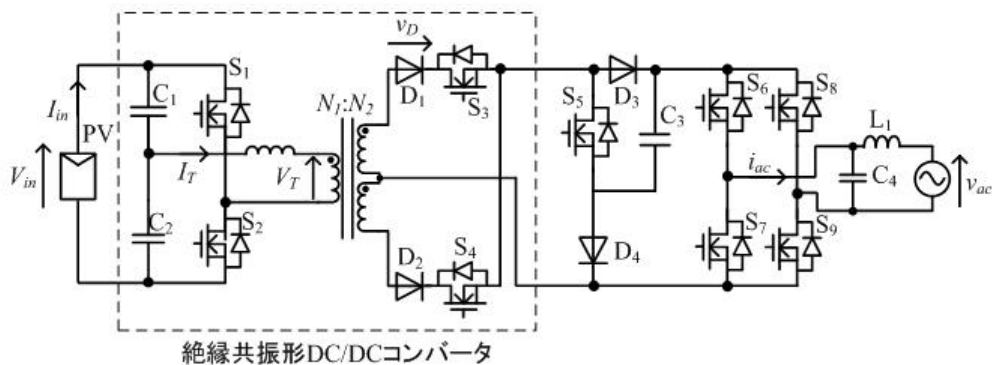
- (1) アクティブバッファ方式を用いたマイクロインバータの実機検証に向けた課題解決
  - a. 実機実験による提案回路方式の系統連系試験を行った。実験結果より、 $50\mu\text{F}$ のコンデンサを用いた場合においても提案回路のPV側電圧はほぼ一定値に制御できていることを確認した。また、インバータ出力電流ひずみ率は5%以下であることを確認した。
  - b. 実機実験によるパルス密度変調(以下PDM)による系統連系の動作確認およびデルタ-シグマ変換に基づいたパルス密度変調(以下 $\Delta-\Sigma$ \_PDM)による系統電流の波形改善
- (2) 系統連系保護装置の実機検証に向けた課題解決
  - a. マイクロインバータの出力電流不平衡補償の確認
  - b. 保護装置に実装するコンデンサ容量の導出
  - c. 系統電圧の瞬停発生時と復帰時のFRTの動作確認
- (3) マイクロインバータの効率改善への取り組み
  - a. 新提案回路にSiCデバイスを用いた場合のシミュレーションによる効率試算

以下に詳細を示す。

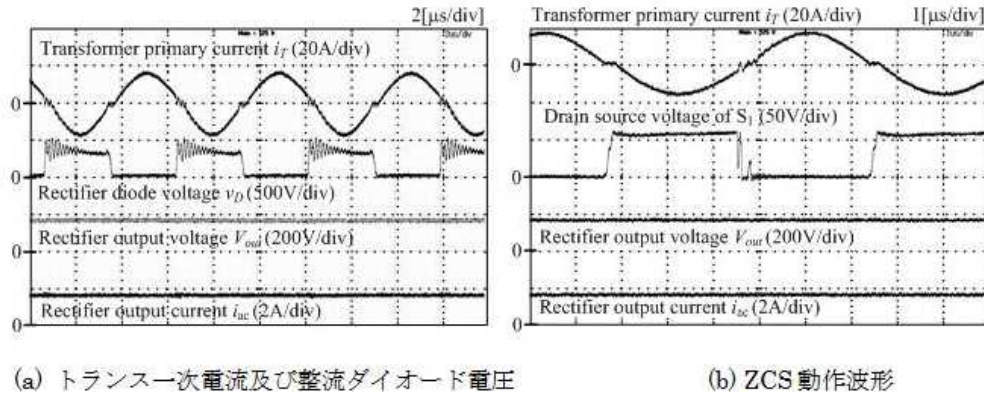
### 1.6.1 アクティブバッファ方式を用いたマイクロインバータの実機検証に向けた課題解決

図Ⅲ-2-①-(2)-34に同期整流回路を有する絶縁共振形DC/DCコンバータ回路、アクティブバッファ回路、電流形インバータ、フィルタから構成されるマイクロインバータを示す。まず、絶縁共振形DC/DCコンバータ回路の整流器後段にアクティブバッファと電流形インバータおよびフィルタは接続せず、負荷抵抗とコンデンサを接続し、基本動作を検証した。図Ⅲ-2-①-(2)-35に実験結果を示す。検証の結果、以下の結論を得た。

- (1) 図Ⅲ-2-①-(2)-35(a)より、同期整流回路に接続したMOSFETのスイッチングタイミングを調整することで、トランス一次電流 $i_T$ を正弦波状に出力できることを確認した。
- (2) 図Ⅲ-2-①-(2)-35(b)より、トランス一次電流のゼロ電流付近でハーフブリッジコンバータ一次側MOSFETのドレイン-ソース間電圧が立ち上がり、もしくは立下りしていることから、ZCSできていることを確認した。また、整流器出力電圧、電流共に直流が出力できていることから、基本動作を確認した。



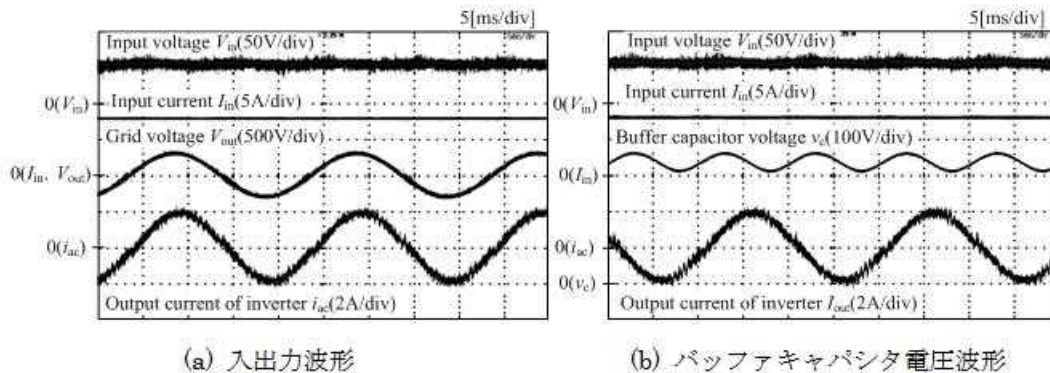
図Ⅲ-2-①-(2)-34 提案するマイクロインバータの回路構成



図III-2-①-(2)-35 絶縁共振形 DC/DC コンバータ回路のみの実験結果

次に、絶縁共振形 DC/DC コンバータ回路に整流器後段の全回路を接続し、実機実験により系統連系の動作確認を行った。図III-2-①-(2)-36 に系統連系時の実験結果を示す。検討の結果、以下の結論を得た。

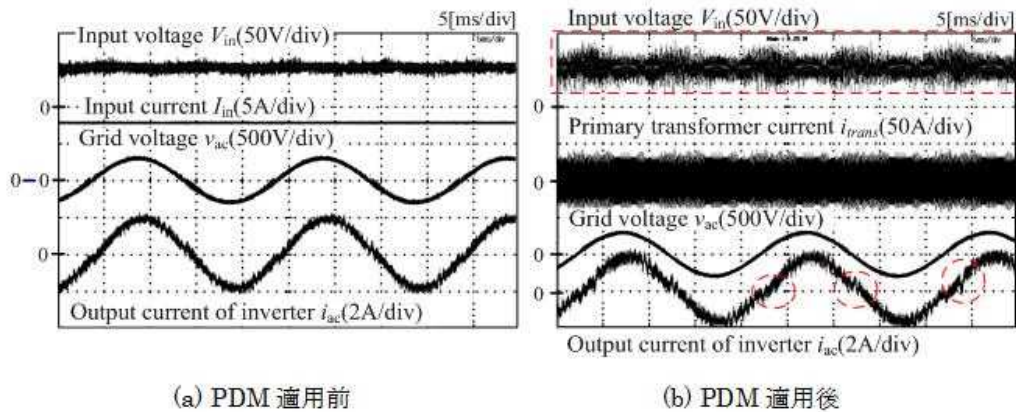
- (1) 図III-2-①-(2)-36(a)より、アクティブバッファ回路で单相電力脈動を補償することで入力電圧  $V_{in}$  の脈動を 1.0%以内に抑制し、一定値の直流が得られていることを確認した。
- (2) 図III-2-①-(2)-36(b)より、バッファキャパシタ電圧は系統周波数の 2 倍周波数で制御できており、提案制御が良好に動作できていることを確認した。
- (3) 図III-2-①-(2)-36(a)より、出力電力 300W 時のインバータ出力電流ひずみ率は 3.3%となり、ひずみの少ない良好な正弦波を出力できていることを確認した。



図III-2-①-(2)-36 マイクロインバータ全体の系統連系時の動作波形

さらに、二次側回路に PWM\_PDM を適用し、系統連系試験を行った。図III-2-①-(2)-37 に PDM 適用前後の実験結果を示す。検討の結果、以下の結論を得た。

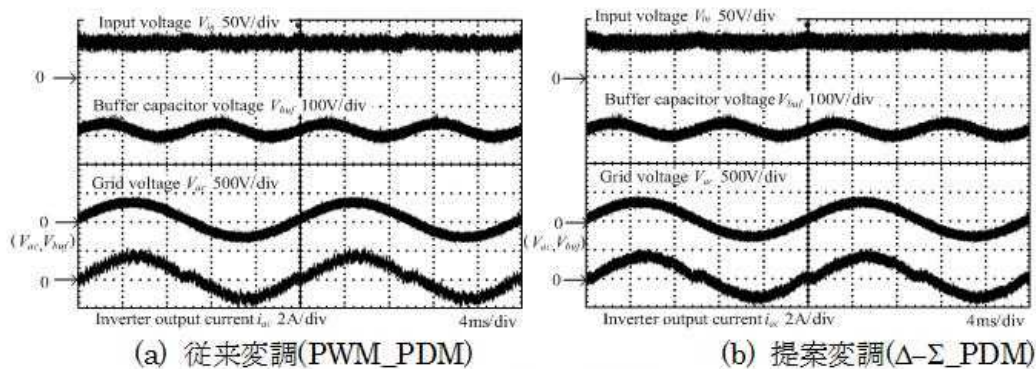
- (1) 図III-2-①-(2)-37(b)より、PDM 適用時において、单相系統側の 2 倍周波数の入力電圧脈動は 10%以下に低減できることを確認した。また、インバータ出力電流は正弦波となり、系統連系できていることを確認した。
- (2) 出力電力 300W 時の全体効率は 72%、絶縁共振形 DCDC コンバータ単体の効率は 76%であることを確認した。絶縁共振形 DCDC コンバータ単体の効率改善が課題である。



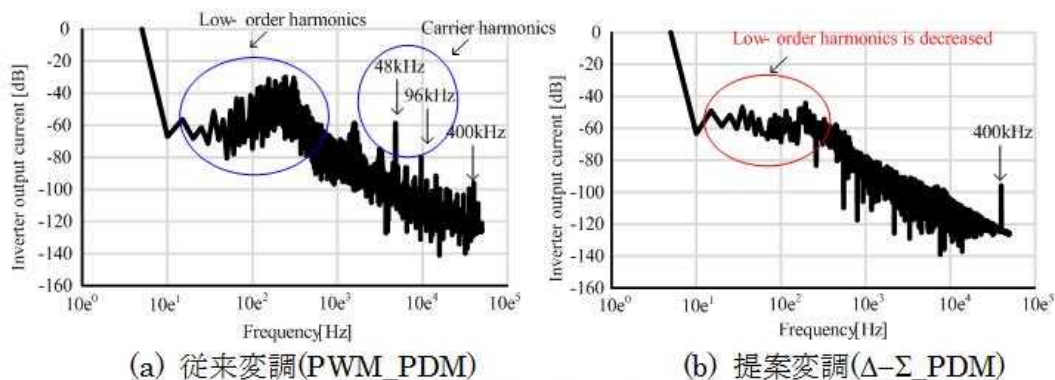
図Ⅲ-2-①-(2)-37 PWM-PDM 適用時の系統連系試験結果

また、 $\Delta-\Sigma$ \_PDM を提案回路に適用した際のインバータ出力電流高調波を従来 PDM(PWM\_PDM) と比較した。図Ⅲ-2-①-(2)-38 に従来 PDM (PWM\_PDM) と $\Delta-\Sigma$ \_PDM の実験波形を示す。図Ⅲ-2-①-(2)-39 インバータ出力電流高調波解析結果(シミュレーション)を示す。検討の結果、以下の結論を得た。

- (1) 図Ⅲ-2-①-(2)-38 より、 $\Delta-\Sigma$ \_PDM 適用時にはインバータ出力電流波形のリングングが抑制され、より正弦波状に制御できていることを確認した。
- (2) 図Ⅲ-2-①-(2)-39 より、従来変調時(PWM\_PDM)では基本波周波数 50Hz に対して低次高調波を多く含んでいることがわかる。一方、提案変調( $\Delta-\Sigma$ \_PDM)時では、低次高調波成分を低減できていることを確認した。出力電力 300W における従来変調適用時のインバータ出力電流ひずみ率は 10.2%となった。一方、提案変調適用時のインバータ出力電流ひずみ率は 1.1%となり、89%改善できることを確認した。



図Ⅲ-2-①-(2)-38 PWM\_PDM および $\Delta-\Sigma$ \_PDM の実験結果



図Ⅲ-2-①-(2)-39 インバータ出力電流高調波解析結果

1.6.2 系統連系保護装置の実機検証に向けた課題解決

図Ⅲ-2-①-(2)-40 に、シミュレーション回路を示す。図Ⅲ-2-①-(2)-41 にマイクロインバータの不均衡電流補償のシミュレーション波形、図Ⅲ-2-①-(2)-42 に系統電圧の瞬低発生時と復帰時のFRTのシミュレーション波形を示す。検討の結果、以下の結論を得た。

(1) マイクロインバータの出力電流不平衡補償

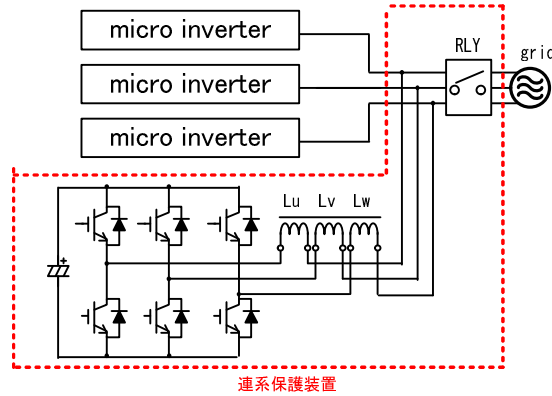
図Ⅲ-2-①-(2)-41 より、ワーストケース(不平衡率 98.4 %)時、保護装置により補償電流を注入することで不平衡率が 96%改善されることを確認した。

(2) マイクロインバータの出力電流不平衡補償に必要な保護装置のコンデンサ容量

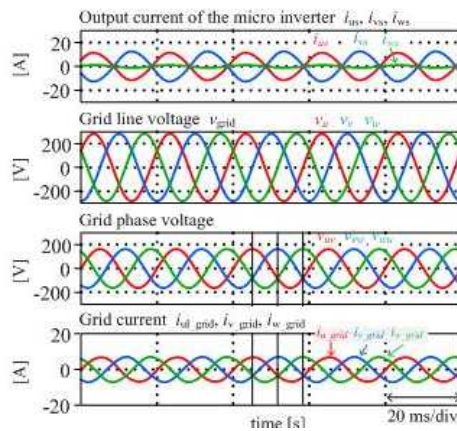
ワーストケース時必要なコンデンサ容量は 1,000  $\mu$ F であることを算出した。

(3) FRT

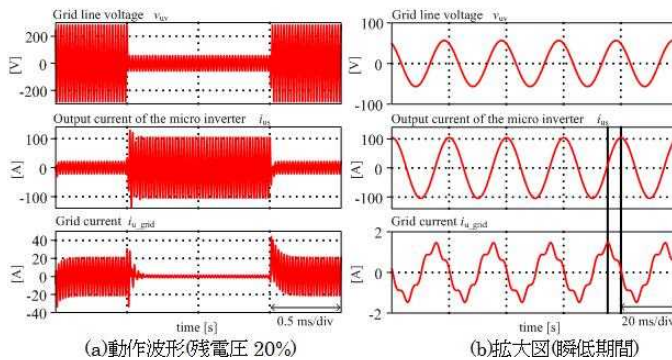
図Ⅲ-2-①-(2)-42 より、系統電圧瞬停時に系統側に無効電流を流すことができ、FRT 動作ができることを確認した。



図Ⅲ-2-①-(2)-40 マイクロインバータおよび出力不平衡補償を検討するシミュレーション回路



図Ⅲ-2-①-(2)-41 不平衡補償の動作波形 (不平衡率 98.4%)

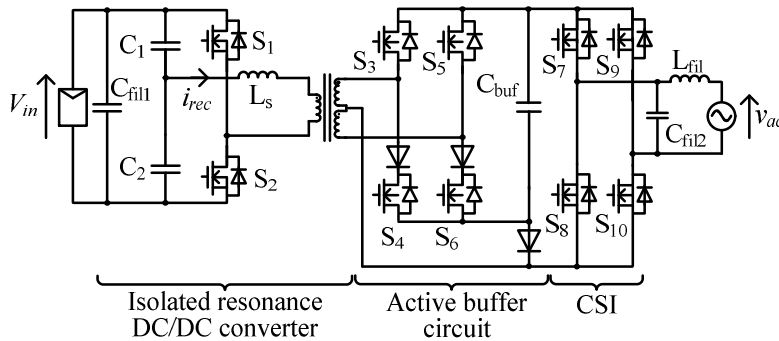


図Ⅲ-2-①-(2)-42 FRT 時の動作波形

### 1.6.3 マイクロインバータの効率改善への取り組み

マイクロインバータの更なる高効率化を目的とし、アクティブバッファと同期整流回路の回路構成を改良する（新提案回路）。整流回路とアクティブバッファ回路を統合させることで、トランス二次側回路の通過素子数を低減できるため、導通損失を低減できる。さらに、新提案回路ではスイッチング損失が発生しないため、高効率化には低オン抵抗デバイスを用いることが有効である。そこで、アクティブバッファとインバータ部にワイドバンドギャップデバイスである SiC を用いて効率および損失を評価した。図Ⅲ-2-①-(2)-43 に新提案回路、表Ⅲ-2-①-(2)-3 に長岡実績方式および新回路方式の効率比較結果を示す。シミュレーションによる検討の結果、以下の結論を得た。

- (1) 表Ⅲ-2-①-(2)-3 より、シミュレーション結果では長岡実績方式と比較し、新提案回路では効率を 5.6%改善可能である。長岡実績方式ではシミュレーション値に近い効率を実測で得られており、新回路方式においても、実機での実測値が期待される。



図Ⅲ-2-①-(2)-43 新提案回路

今後、実機実験において効率を確認する予定である。(2017年2月)

表Ⅲ-2-①-(2)-3 効率比較

	シミュレーション値	実測値
長岡実績方式	91.3%	90%超
新回路方式	96.9%	2017年2月測定

### 1.7 「実証試験」(担当：ポニー電機株式会社)

実証試験はシステム効率評価試験と長寿命評価試験とする。

システム効率評価試験は、マイクロインバータと保護装置を組み合わせたシステムで実施する。また長寿命評価試験は、マイクロインバータと保護装置は別々に実施する。

これまでに既存太陽光発電所の調査を行い、影の影響などを調査してきた。

また PVTEC 事務局が、次世代 AC モジュールのシステム効率 10%向上を実証する試験方法および 25~30 年の長寿命に資する AC モジュールの試験方法案を作成し、運営委員会および特別運営委員会で提案し、議論を行った。その結果、システム効率 10%向上を実証する試験方法については、有識者を交えた特別運営委員会で事務局案の家屋と電柱がある駐車場屋根の PV システムの発電量比較を行い、AC モジュールシステムのシステム効率評価試験を実施する方法が承認された。

25~30 年の長寿命に資する AC モジュールの試験方法については、MTBF 法による寿命評価と半導体部品等の加速試験の結果と合わせて評価する。

### 1.8 「次世代 AC モジュール開発コンソーシアム運営委員会」(担当：太陽光発電技術研究組合)

#### 1.8.1 本システムの効率向上を評価するための実証試験方法

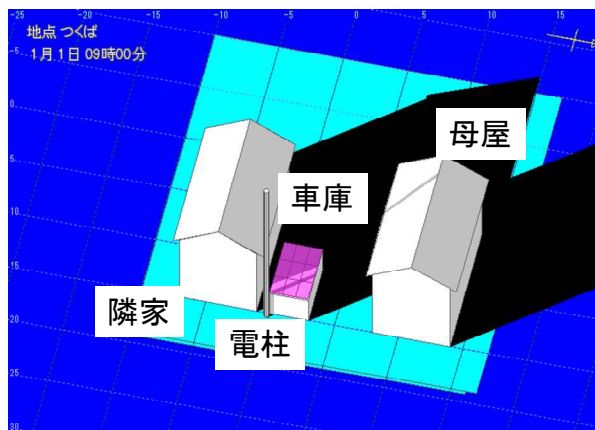
PVTEC 事務局が、次世代 AC モジュールのシステム効率 10%向上を実証する試験方法は以下のとおりである。

すなわち障害物として、家屋と電柱がある駐車場屋根の PV システムの発電量比較を行い、AC モジュールシステムのシステム効率評価試験を実施する(図Ⅲ-2-①-(2)-44)。

事前のシミュレーションの結果では、駐車場屋根の PV システムが電柱および隣家の影の影響によって、システム全体の MPPT 制御に比べモジュール 1 枚ごとの MPPT 制御の方が、10%以上

(14.2%) 発電効率が高いことが分かった。

システム効率 10%向上を実証する試験方法については、有識者を交えた特別運営委員会で事務局案が承認された。同様の環境下で、実証試験のための設備を準備し、システム効率評価試験を実施する。



図Ⅲ-2-①-(2)-44 システム効率評価のための実証試験の配置例

#### 1.8.2 マイクロインバータおよび保護装置の長寿命試験方法

マイクロインバータの長寿命評価方法として、IEC 61215 で指定される PV システム用の高温高湿試験 (DH 試験) 及び温度サイクル試験 (TC 試験) を実施した後、マイクロインバータが適切に稼働するかどうかの検証試験を行うことを事務局として提案した。PV システムでは DH2,000~3,000hr が実曝露 20 年相当との結果もあるので、DH 試験で 2,500hr をクリアできれば、25 年相当とすることは可能である。

また保護装置については、屋外設置ではなく接続箱の中の設置が可能であり、長寿命に影響を与える電解コンデンサ及びリレーについて、容易に交換できる構造の保護装置とすることで対応することを事務局として提案した。

それぞれについて、有識者を交えた特別運営委員会で議論した結果、MTBF 法による寿命評価を行うよう助言を頂いた。またマイクロインバータでは、MTBF 法だけでなく半導体部品等の加速試験の結果との合わせ技で評価できるのではないかと助言があった。

従って、マイクロインバータの長寿命評価方法としては、MTBF 法による寿命評価と、半導体デバイスの加速寿命試験を参考に評価を進めることとした。

また保護装置については容易に交換できる構造と合わせて MTBF 法による寿命評価を行う事とした。

#### 1.8.3 中間年報等の作成

平成 26 年度および平成 27 年度中間年報を作成し、NEDO に提出した。

中間評価の基礎資料となる事業原簿を作成し、NEDO に提出した。

#### 1.8.4 運営委員会の開催

次世代 AC モジュール開発コンソーシアム運営委員会を以下のとおり開催し、事業進捗確認等を行った。また有識者を交えた次世代 AC モジュール開発コンソーシアム特別運営委員会を下記の通り開催し、AC モジュールシステムのシステム効率評価方法および信頼性評価試験方法等に関する調査結果を報告するとともに、AC モジュールの信頼性試験方法及び系統連系に関する課題について議論を行った。

##### (1) 次世代 AC モジュール開発コンソーシアム運営委員会

- ・第 1 回次世代 AC モジュール開発コンソーシアム運営委員会 (平成 26 年 9 月 25 日(木) 10:00 ~ 12:00 機械振興会館 PVTEC 会議室)
- ・第 2 回次世代 AC モジュール開発コンソーシアム運営委員会 (平成 26 年 10 月 31 日(金) 13:30 ~ 17:30 サンケン電気(株) 東京事務所 メトロポリタンプラザビル 14F 会議室)
- ・第 3 回次世代 AC モジュール開発コンソーシアム運営委員会 (平成 26 年 12 月 4 日(木) 13:30 ~ 17:45 機械振興会館 PVTEC 会議室)



- ・第4回次世代 AC モジュール開発コンソーシアム運営委員会（平成27年1月30日(金) 15:00～17:30 サンケン電気(株) 東京事務所 メトロポリタンプラザビル 14F 会議室）
- ・第5回次世代 AC モジュール開発コンソーシアム運営委員会（平成27年3月3日(火) 10:00～12:30 サンケン電気(株) 東京事務所 メトロポリタンプラザビル 14F 会議室）
- ・第6回次世代 AC モジュール開発コンソーシアム運営委員会（平成27年3月26日(木) 10:00～12:00 機械振興会館 PVTEC 会議室）
- ・第7回次世代 AC モジュール開発コンソーシアム運営委員会（平成27年4月22日(水) 10:00～12:20 機械振興会館 PVTEC 会議室）
- ・第8回次世代 AC モジュール開発コンソーシアム運営委員会（平成27年6月9日(火) 15:15～17:30 機械振興会館 PVTEC 会議室）
- ・第9回次世代 AC モジュール開発コンソーシアム運営委員会（平成27年7月14日(火) 14:00～17:30 長岡技術科学大学 電気1号棟3階301号室）
- ・第10回次世代 AC モジュール開発コンソーシアム運営委員会（平成27年8月25日(火) 14:00～17:30 ポニー電機(株) 本社会議室）
- ・第11回次世代 AC モジュール開発コンソーシアム運営委員会（平成27年10月7日(水) 10:00～12:45 機械振興会館 PVTEC 会議室）
- ・第12回次世代 AC モジュール開発コンソーシアム運営委員会（平成27年11月16日(月) 13:00～15:00 機械振興会館 PVTEC 会議室）
- ・第13回次世代 AC モジュール開発コンソーシアム運営委員会（平成27年12月24日(月) 15:00～17:30 機械振興会館 PVTEC 会議室）
- ・第14回次世代 AC モジュール開発コンソーシアム運営委員会（平成28年2月3日(水) 13:30～17:20 機械振興会館 PVTEC 会議室）
- ・第15回次世代 AC モジュール開発コンソーシアム運営委員会（平成28年3月10日(木) 13:00～15:00 機械振興会館 1-2 会議室）
- ・第16回次世代 AC モジュール開発コンソーシアム運営委員会（平成28年4月13日(水) 14:30～18:30 機械振興会館 1-2 会議室）
- ・第17回次世代 AC モジュール開発コンソーシアム運営委員会（平成28年5月31日(火) 14:00～17:15 機械振興会館 PVTEC 会議室）
- ・第18回次世代 AC モジュール開発コンソーシアム運営委員会（平成28年6月24日(金) 13:30～16:30 機械振興会館 PVTEC 会議室）
- ・第19回次世代 AC モジュール開発コンソーシアム運営委員会（平成28年8月9日(火) 13:00～15:00 機械振興会館 PVTEC 会議室）
- ・第20回次世代 AC モジュール開発コンソーシアム運営委員会（平成28年9月8日(木) 13:30～16:30 機械振興会館 PVTEC 会議室）
- ・第21回次世代 AC モジュール開発コンソーシアム運営委員会（平成28年10月4日(火) 13:00～15:00 機械振興会館 B2-2 会議室）

(2) 次世代 AC モジュール開発コンソーシアム特別運営委員会

- ・第1回次世代 AC モジュール開発コンソーシアム特別運営委員会（平成27年1月30日(金) 13:00～15:00 サンケン電気(株) 東京事務所 メトロポリタンプラザビル 14F 会議室）
- ・第2回次世代 AC モジュール開発コンソーシアム特別運営委員会（平成27年6月9日(火) 13:00～15:00 機械振興会館 PVTEC 会議室）
- ・第3回次世代 AC モジュール開発コンソーシアム特別運営委員会（平成27年11月16日(月) 15:00～17:00 機械振興会館 B2-2 会議室）
- ・第4回次世代 AC モジュール開発コンソーシアム特別運営委員会（平成28年3月10日(木) 15:00～17:00 機械振興会館 1-2 会議室）
- ・第5回次世代 AC モジュール開発コンソーシアム特別運営委員会（平成28年8月9日(火) 15:00～17:00 機械振興会館 PVTEC 会議室）
- ・第6回次世代 AC モジュール開発コンソーシアム特別運営委員会（平成28年10月4日(火) 15:00～17:00 機械振興会館 B2-2 会議室）

## 2. 実用化・事業化見通し

本研究開発の成果を用いて下記の製品へ展開する。

- ① AC モジュール向け半導体デバイスやトランス、リアクトル
- ② マイクロインバータの単体販売、AC モジュールを用いた中規模太陽光発電システムおよびその周辺システム
- ③ 周辺類：監視システム、保守サービス

AC モジュールは、大規模集中型の PCS を使用したシステムよりコスト的には不利であるが、今後の立地制約を考慮すると、影の影響を受けやすい場所や、うねった土地への設置（シミュレーションで効果を確認）等では、システム効率が改善するとともに PV モジュールと同等の信頼性が確保できることによりトータルの発電コストの低減に寄与する。また太陽光パネルが破損した場合、集中型の PCS を使用したシステムの場合、特性の異なるパネルを直列接続すると最大電力点がずれてくるため、最大電力点で発電できない。各パネルに接続されるマイクロインバータの場合、1 枚のパネルが破損してもその他のパネルは最大電力点にて発電できるメリットがある。

開発中の AC モジュールは現状の連系規定を満足することが難しいという課題があるが、事業化に当たってはこの課題を解決する必要がある。

また、最近の市場動向として短期間で PV システムの投資回収をする傾向にある。インバータの効率を 1 ポイント上げることで回収年数を数年短くすることができる。

平成 31 年～平成 33 年は、連系規定への適合、インバータの変換効率をより向上させる検討を行うことにより、以下のスケジュールに沿って事業化を目指す。

今後の事業化スケジュール

年度	H31 年度	H32 年度	H33 年度	H34 年度	H35 年度
製品企画	—				
製品開発 (ES)	—				
製品開発 (CS)		—	▲サンプル出荷開始		
製品開発 (MP)				最終設計完了▲	
信頼性試験・規格申請					
設備投資・構築				▲1 億円	▲生産開始
生産					—
販売					—
収益発生 H34 年度～		マイクロインバータ生産 頭出し 1000 台/月 その後 1 万台/月		平準化システム生産 頭出し 50 台/年 その後 500 台/年	

## 3. 波及効果

- ・ BIPV 発電は容量が数百 W と、今回のマイクロインバータと同等であるため、マイクロインバータ技術が採用できる（ビルのガラスの表裏反射による）。
- ・ 太陽光発電では電力脈動（昼は発電するが夜は発電しない）があるため、マイクロインバータに加えて蓄電池を加えたハイブリット発電を行うことが考えられる。このシステムでは小型の防災時などの非常用給電用などにマイクロインバータ技術は転用できる。
- ・ 本開発において高効率な SiC デバイスを開発した。マイクロインバータは数量が出るため、SiC デバイスの生産数量が増えるためコストを下げることができ、SiC デバイスの普及が促進される。
- ・ 30 年の寿命評価の指針は今までにはない。本開発にて 30 年の寿命を評価する方法を示すことができるため、他の長寿命期待機器の評価指針を応用することができる。

- ・電解コンデンサレスの技術は、集中型のパワーコンディショナへの開発も考えられるため、その開発にも使える。
- ・電解コンデンサレスの技術は、他の電源やインバータなどにも使用可能できる技術である。

#### 4. 今後の展開

- ・通信技術により、各マイクロインバータとの通信ができるため、各パネルの劣化をチェックできることによりメンテナンスが容易になる。
- ・通信技術により、各マイクロインバータとの通信により、パネル汚れ、パネル破損、パネル特性の違い、およびパネルの設置環境についてパネル毎に情報が取れるため、発生する問題の原因推定が可能である。
- ・系統連系規定において、保護装置とマイクロインバータのシステムの規格づくりを進め、本開発のような効率の良いシステムの汎用性を高める。
- ・本開発では密封型を採用しているため、陸上だけでなく、洋上においても太陽光発電に対して安全性（災害の AC 断路）や、送電ロス低減、系統接続時のフリッカ対策等で有利と考えられる。開発した密閉型のマイクロインバータであれば洋上に設置しても劣化が少ないため、洋上発電が普及した場合に展開しやすい。

### (3) 低価格角度可変式架台の開発による積雪時の発電効率向上 [平成 26～28 年度] (株式会社ケミトックス)

#### 1. 成果詳細

##### 《概要》

積雪地域は太陽光発電に不適とされているが、実際には周辺の積雪が太陽光の乱反射を招き、結果的に PV モジュールへの照射量を増加させて冬季でも十分に発電が可能である。

従って、太陽光を効率よく取り込む事で積雪地域は太陽光発電に適した土地になり得る。しかしながらその障害となるのがモジュール上の積雪である。常時発電可能であるためにはモジュール上に雪が積もらないようにする工夫が必要である。

大量の積雪にも対応できる角度可変式架台を開発することで積雪地域でも一年を通じて効率的な太陽光発電が可能になる。



深川市JAきたそらち発電所



山形試験センター

図Ⅲ-2-①-(3)-1 積雪地域で一般的な角度固定架台

図Ⅲ-2-①-(3)-2 角度可変式架台 (弊社山形試験センター)

本テーマで提案する角度可変式架台 (図Ⅲ-2-①-(3)-2) は、地域の積雪量に合わせて架台高さのかさ上げを行い、冬季に垂直それ以外は最適角度に可変させることで、太陽電池モジュールに雪が積もらないため、積雪による荷重損傷を回避できる。また、雪面からの反射光を取り入れることによって一般的な角度固定式架台よりも高い発電量が見込まれる。一方で、積雪地域の一般的な架台 (図Ⅲ-2-①-(3)-1) は雪がすべり落ちるように 45～60 度と比較的高角度に設置し、地域の積雪量に合わせて架台高さのかさ上げを行う。ただし、すべり落ちた雪が溜まると除雪が必要である。

本事業の実施場所は弊社拠点である山梨試験センター(設計開発)、山形県新庄市の山形試験センター(実証実験)に加え、追加の実証実験場として北海道の深川市多度志旧校地(実証実験)を選定し、3 箇所を実施した。北海道深川市は特に寒冷地であり、山形県新庄市のパネルからの落雪の度合いの違い等も検証した。

##### 《角度可変式架台の開発》

開発品の架台については、他社特許に抵触しないこと、労力をかけず簡単に角度を変更できることを念頭に置き開発を進めた。パネルを前後に連結する方式を考案し、角度可変架台の設計、試作機の作製および特許出願(番号1)を行った。



特許状況

特願2014-239211 (平26.11.26) 申請

図Ⅲ-2-①-(3)-3 特許出願資料



図Ⅲ-2-①-(3)-4 ミニサイズ可変架台試作機



図Ⅲ-2-①-(3)-5 ミニサイズ可変架台

実際に屋外にミニサイズの架台を設置、駆動確認等を実施した。駆動性能や操作する際の重量について改善の必要が生じたため、再度検討を行い、構造およびモーメント計算等により駆動性能を向上させた。併せて、操作の際の最適な重量バランスと構造につき特許出願(番号2)を行った。

市販の大面積モジュールサイズの架台として材料選定および実機建設を行い、操作性能の確認を行った。本段階においては作業安全性のため耐風圧性能、および角度可変操作が容易であるよう駆動性能を重視し、材料の選定としてフッ素系樹脂、CFRP 材料等も検討した。また、実機架台を山形及び北海道に建設し実施工の改善点等を検証し、基礎工事および架台の建設工法についての知見を獲得した。



材料の検討



荷重強度



連結材料

図Ⅲ-2-①-(3)-6 市販の大面積モジュールサイズ実機建設

操作性の向上および施工技術の目途がついたため、コスト削減に着手した。発電量測定を優先し測定中の破損がないように耐風圧荷重はオーバースペックにしていたため、耐風圧 38m/s として使用部材の削減、基礎の変更を行った。部材コスト削減のためパネルを前後に連結する方式から横に連結した架台の設計を行い、実機の建設を行った。



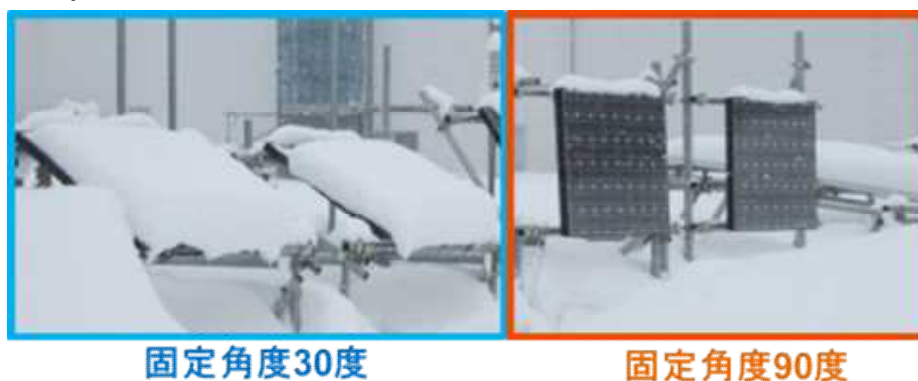
図Ⅲ-2-①-(3)-7 角度可変式架台の改良・低コスト化を実施

- ・コスト削減として手動可変式架台
- ・耐風圧荷重性能 38m/s
- ・特願(番号2)による手動での可変駆動の軽量化、軽負担化  
手動で可変が可能な仕様とした。

開発品のコスト削減は主に部材の削減と架台構成の工夫にある。架台前後列の連結により部材点数の削減かつ耐風圧荷重性能の保持を達成した。また、回転部を除く各部材のほとんどを汎用的な量産品を使用することで部品単価の削減を行った。操作性についても可変駆動の軽量化により1人または2人の手動で容易に角度を変更でき、ターゲットとする10kWシステムでは10分程度で角度可変作業が完了できる仕様である。一般的な積雪地域の固定架台ではパネル上から落ちた雪の除雪が必要なことを考慮すると、メンテナンス費用は削減できる。

#### 《発電量検証》

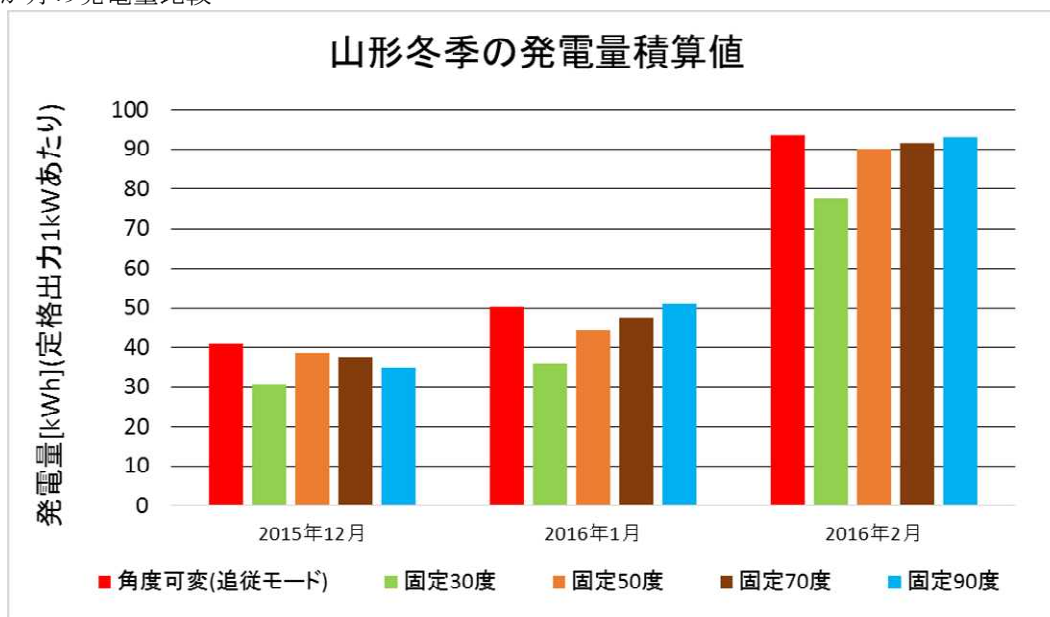
本事業では一般的な角度固定架台に対して10%以上の発電量増加を目標としている。弊社で実施した過去の実験では固定角度30度に比べ90度の発電量は冬季2ヶ月間で20%増加することがわかっている。



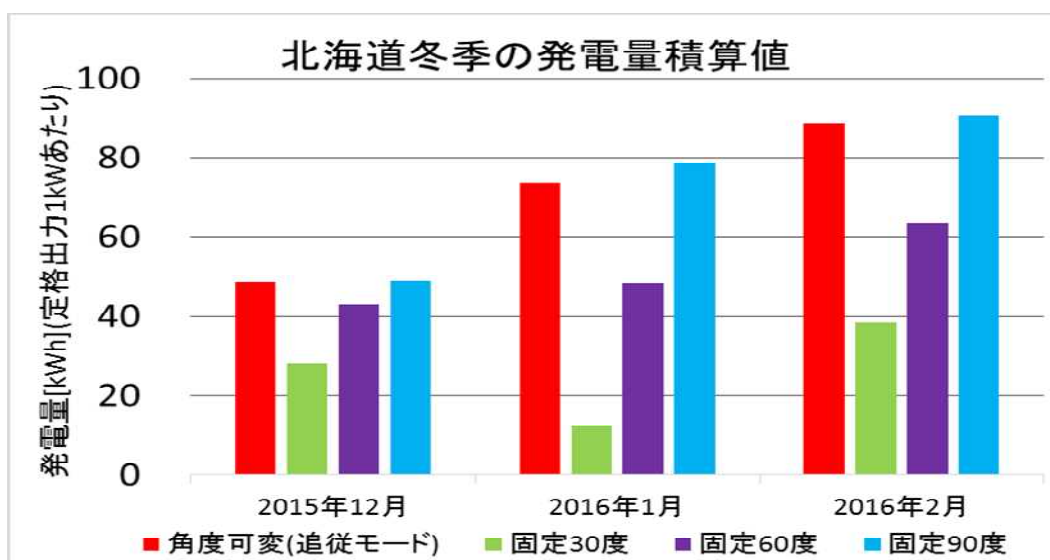
図Ⅲ-2-①-(3)-8 2013年 冬季の山形の様子

固定角度30度は積雪があるため遮光される一方で、90度は雪面からの反射光を利用できると推察される。本実験では、冬季において積雪地域で一般的な固定角度50~60度設置と比較して、90度垂直に設置することの優位性および、雪面反射光の効果を検証し、さらに、年間を通しての角度固定架台と可変式架台の発電量を比較し、可変システムの有効性を検証した。また、太陽高度に合わせた5分毎の追従モードによる発電量も測定した。

・冬季3か月の発電量比較



図Ⅲ-2-①-(3)-9 山形 冬季の発電量



図Ⅲ-2-①-(3)-10 北海道 冬季の発電量

積雪の多い1月、2月は太陽高度追従モードよりも固定角度90度発電量が高発電量であり雪面反射効果によるものと推察される。

一般的な雪国仕様の架台角度50度および60度と比較して、90度の発電量は山形で10%、北海道で15%増加している。・地域性の違い

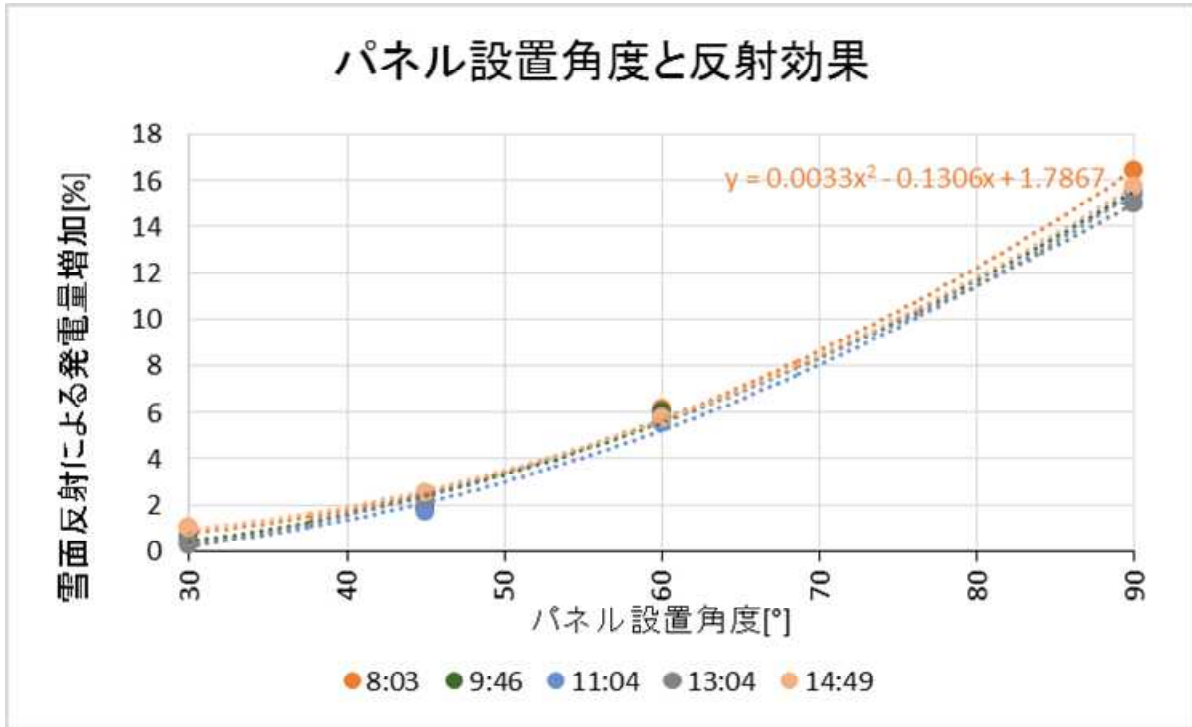
山形と北海道の発電量の違いについて、北海道では最低気温が-25度と寒冷であり、高角度に設置したPVモジュールにおいても積雪が落下しないため、30度および60度は低発電量である。日中の気温が0度以下の寒冷地においては、パネル上への積雪が起らないように工夫する必要がある。



図Ⅲ-2-①-(3)-11 北海道 2016年1月16日13時の固定角度架台(気温マイナス8度)

・雪面反射光効果の検証

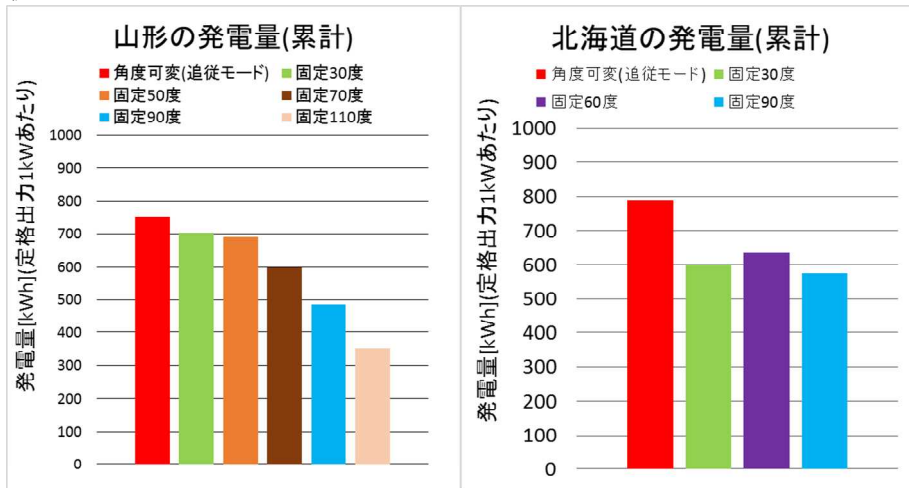
雪面の反射光を検証するため、雪面に黒色シート敷く(反射なし)、黒シートなし(反射あり)、として雪面反射の有無による発電量増加割合の測定を実施した。



図Ⅲ-2-①-(3)-12 反射光効果の検証 北海道 2016-04-04 測定時

高角度になるにつれ雪面反射による発電量増加割合は増大し、90度設置の反射効果は約15%である。また、時間帯によらず発電量増加割合は一定であるため、雪面反射は乱反射によるものである。

・累計発電量比較

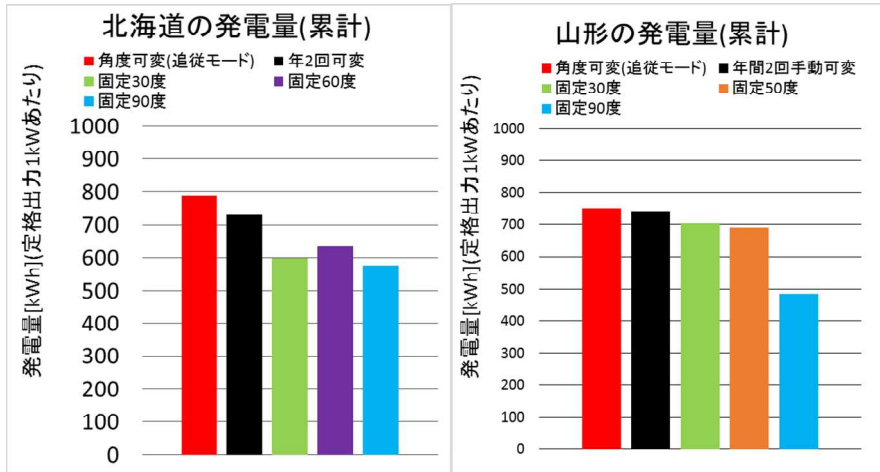


図Ⅲ-2-①-(3)-13 累計発電量比較(2015年12月～2016年6月の積算)

無積雪期を含めた積算発電量では6か月間の積算では追従モードが最も高い発電量である。



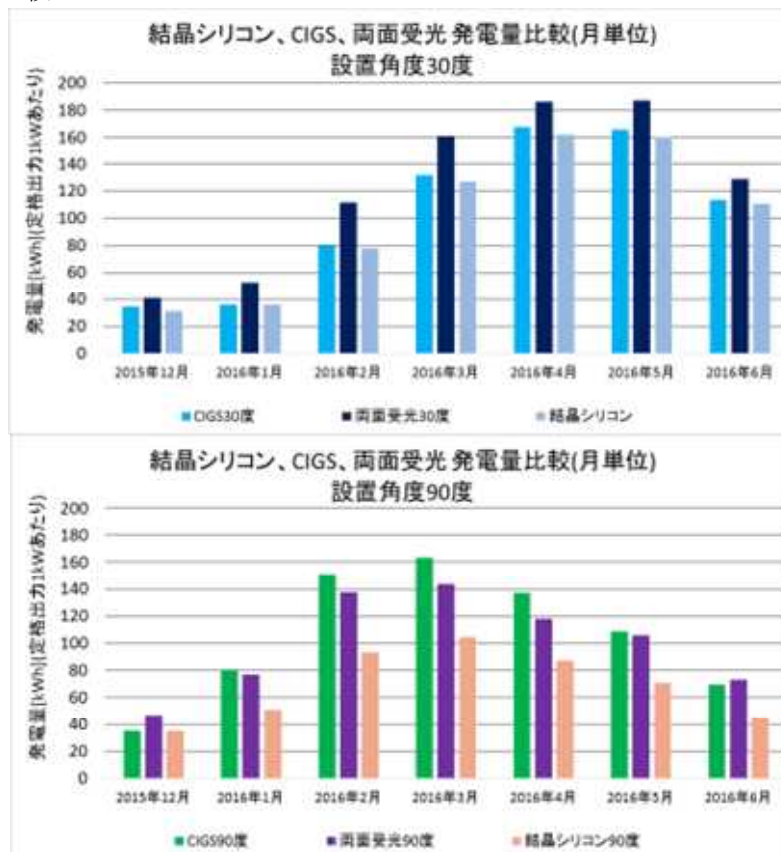
・最適角度の検討



図Ⅲ-2-①-(3)-14 手動可変による累計発電量比較(2015年12月～2016年6月の積算)

年間2回の手動可変(冬季90度、それ以外30度)を行った場合、積雪地域仕様の固定50度、60度に比べ手動可変は半年で15%発電量が増加することを確認した。しかしながら、本年度の角度設定が低角度側で30度のみであるため比較対象を最適にするため、今期10～90度の10度毎の発電量を検証する。これにより、積雪地域仕様の固定角度(50度、60度)に比べ、年2回の手動可変で年間15～20%の発電量増加を見込む。

・セルの種類による比較



図Ⅲ-2-①-(3)-15 セルの種類による月別発電量

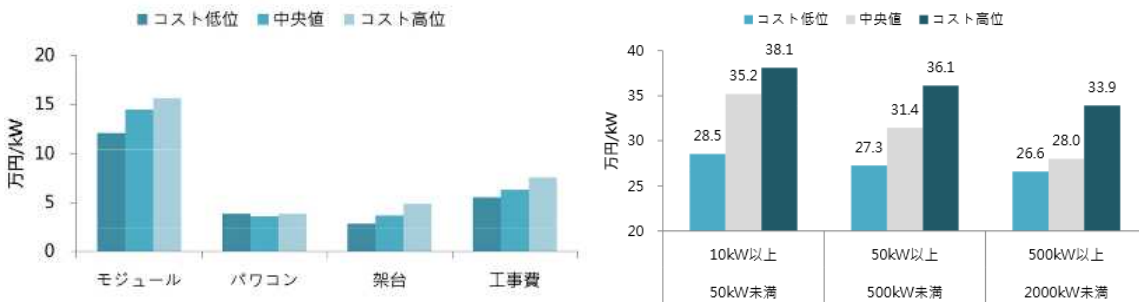
固定角度30度の両面受光タイプについて裏面からの反射効果のため1月、2月期において他期よりも発電量が10%程高い。固定角度90度については冬季CIGSの発電量が高い傾向にあり、反射光の分光放射スペクトルを今後検証したい。

《架台コスト削減》

下記の施工条件を含める本開発品の架台コストは4.2万円/kWである。

- ・地盤は単管杭打ち可能とする
- ・設計費用含まず
- ・本工事費用は一般的な工事費と同額とする
- ・仮設費(搬入経路の整地)含まず
- ・土地造形・整地費用は一般的な建設費と同額とする。

自然エネルギー財団による発電事業者、販売・施工事業者およびシステムインテグレーターの125社に対する調査「太陽光発電事業の現況とコスト 2014」によると



(a) 10kW以上50kW未満の設備

図29 コスト低位設備とコスト高位設備の平均システムコスト

図III-2-①-(3)-16 出典：自然エネルギー財団による調査「太陽光発電事業の現況とコスト 2014」

設備容量10～50kWの架台単価は3.5万円/kW～6万円/kWである。

中央値4.5万円/kWに対して、一般的に積雪地域では対雪のため架台高さのかさ上げが必要となることから架台コスト高位の6万円/kWとすると、開発品の架台コストは4.2万円/kWであるため、30%の削減となる。

ここで、発電コストの算出に用いるモジュール費用、パワコン費用のコストは中央値、工事費は積雪地域としてコスト高位とし、これらの費用は積雪地域の一般的な架台および開発品でかわらないとした。

積雪地域のシステム単価はモジュール費用、パワコン費用、工事費合わせ31.9万円/kWであり、これに加えて一般的な積雪地域の架台費用では6万円/kWでシステム単価37.8万円/kWとなる一方で、開発品の架台費用は4.2万円/kWでシステム単価36.1万円/kWである。

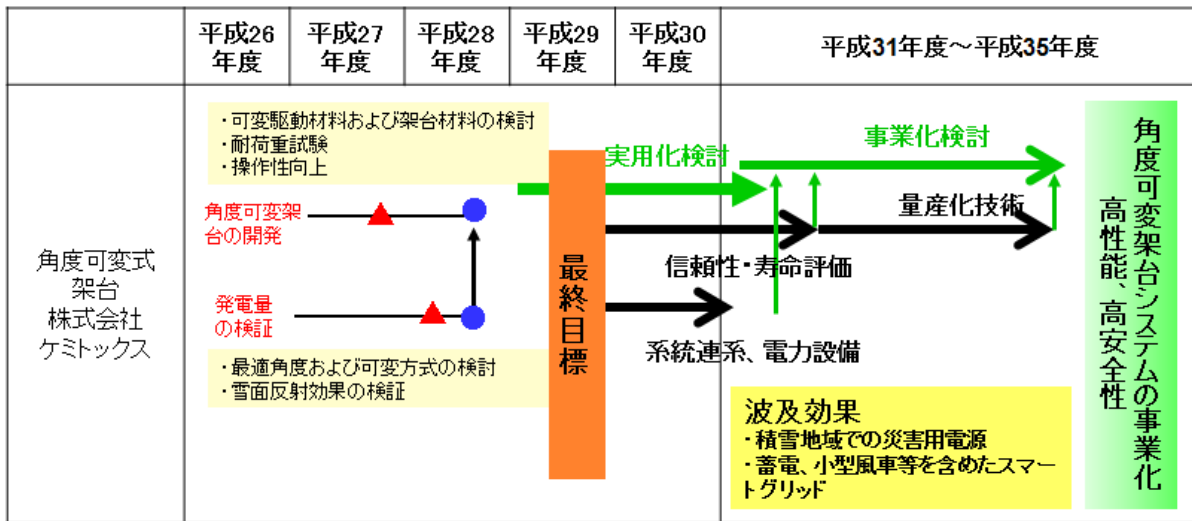
10kWシステムを20年間運用した場合、0.9円/kWhの削減となる。

#### 《発電コスト削減》

架台コスト削減による発電コスト削減効果0.9円/kWhであり、年間発電量15%増加による発電コスト削減効果が2.5円/kWhのため、合計で3.4円/kWhの発電コスト削減となり目標値2円/kWhの削減を達成した。

## 2. 実用化・事業化見通し

実用化に向けて



▲: 基本原理確認      ●: 基本技術確立

図Ⅲ-2-①-(3)-19 実用化に向けた取り組み

開発要素としては、系統連系および電力設備を考慮し最適化を図り、架台の部材について信頼性、寿命評価を進め、一部の回転部の部品については量産化を検討しより低コスト化を図る。

弊社の事業範囲は、営業活動、技術設計、資材調達、工程管理、現場監修を行い、建設作業については外部委託を考えている。

販売については、まず導入実績を構築、広報活動を行うことで普及を目指す。展示会場としては例えば集客効果も視野に入れ各市町村の道の駅などの公共施設の敷地内も検討している。

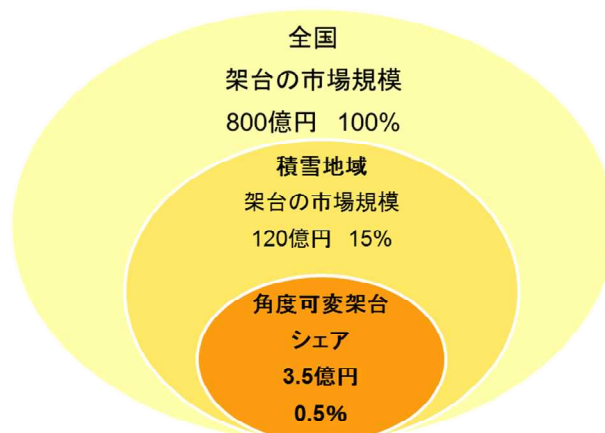
### 《市場規模算出の根拠》

北海道および東北等の積雪地域において産業用太陽光発電が全国並みに普及すると 2020 年までに東北で 60MW ※、北海道で 70MW※の市場が見込まれる。

※出典：経済産業省東北経済産業局「再生可能エネルギー発電設備の認定・運転開始状況」より

矢野経済研究所の調査によると 2016 年の全国の架台の市場規模は 800 億円と推定される。

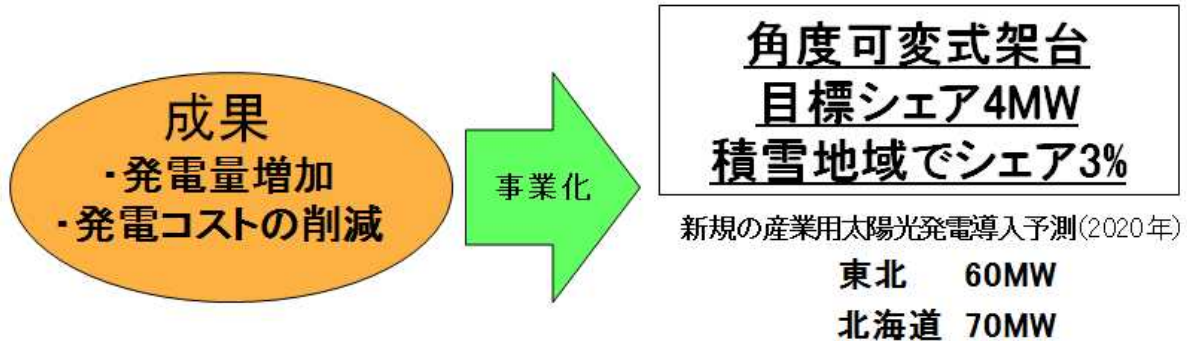
発電所の地域分布から勘案して積雪地域ではうち 15%の 120 億円程と考えられる。



図Ⅲ-2-①-(3)-17 市場規模

《シェア見通し》

架台トップメーカーの年間売り上げが 10～20 億円前後であり、短期的な急成長は難しいが、終了後 5 年経過時で売り上げ 3.5 億円（全国の架台市場のシェア 0.5%）を目指す。



図Ⅲ-2-①-(3)-18 成果とシェア見通し

積雪地域は全国の架台市場 800 億円の 15%を占めるため、最終的に東北、北海道の積雪地域の架台市場において本製品は 3%程度のシェアを占める。

### 3. 波及効果

波及効果については下記 2 点が挙げられる

- ・積雪地域での災害用電源
- ・積雪地域での蓄電、他発電施設等を含めたスマートグリッド

両者ともに安定した電源が求められる。積雪時に発電量が大幅に減少する固定角度に比べて角度可変架台は PV モジュール上に積雪がないため、年間を通して安定した発電が可能となる。

### 4. 今後の展開

下記項目について、実証実験および事業化を進める。

- ・最適角度および雪面反射効果については引き続き実証実験を重ね、発電量の最大化を図る。
- ・最適効率化により発電量増加は現状の年間 15%を上回る見込みである。
- ・固定角度との発電量比較においては今季 10 度～90 度まで 10 度毎に設置して比較実験を実施する予定である。
- ・架台の長期信頼性・長寿命化を検討する。
- ・発電候補地の地盤による建設方法を検討する。
- ・系統連系を考慮したシステムを構築する。
- ・架台部材については、既製品以外の回転軸等の部品について量産体制を検討する。
- ・実用化に向けた発電量の最大化の検討として、AI による完全自動化を検討し、手動可変、自動可変の両方を検討する。
- ・導入実績の確保およびモデルルーム化を検討する。

(4) 太陽光反射布を用いたソーラーシェアリング発電所システム効率向上の研究  
〔平成 26～28 年度〕（株式会社フォーハーフ）

1. 成果詳細

ソーラーシェアリングは、農地を有効活用でき、農家の所得を飛躍的に向上させることができる。これは、単に自然エネルギーを確保するだけでなく、耕作放棄地問題や農家の後継者問題、更には少子化問題に至るまで、日本が直面する様々な課題を改善できる可能性がある。

しかし、たとえ耕作放棄地や放射能汚染農地であっても、PV の設置には、営農型発電の形式をとる必要がある。

つまり、これらの発電設備には、農機具が入る十分な高さの架台と、下部農地での耕作及び、通常栽培に比して8割以上の農産物の収穫が見込めなくてはならない。

今日、売電単価は引き下げられ、通常の発電設備に比べ高コストのソーラーシェアリング発電は、投資回収が難しく、これ以上の普及が困難な状況にあると言える。本研究開発

の成果によって、ソーラーシェアリング発電所が再び脚光を浴びることが望まれる。

本プロジェクトの目標は、システム効率（発電量）を10%以上向上、又はBOSコストを10%以上削減する技術の開発である。

単に効率向上を実現させるだけでなく、システム全体のコストアップも抑制しながら研究開発を行う必要がある。

本研究開発では、システム効率向上のために、太陽光反射材を用いているが、将来の事業化を考慮して、高コストとなる素材や開発手法は避けるようにした。

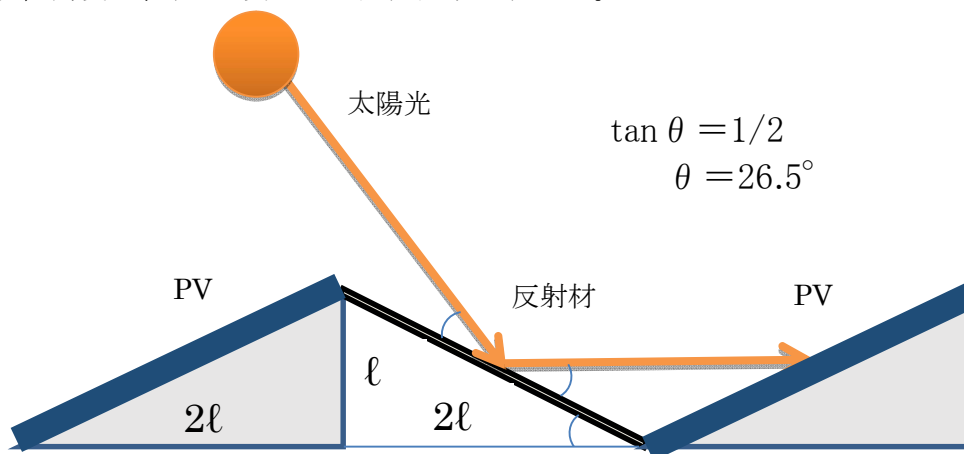
更に、ソーラーシェアリング発電所をターゲットとしつつ、その他一般の発電設備にも利用可能な研究開発を心掛けた。

本研究開発の基本的な原理は、太陽光パネル（PV）間の空いた空間に、反射材を設置することにより、PV の外にふりそそぐ太陽光を反射集光することで、発電量を増加させようとするものである。

日本の一般的な太陽光発電設備は、PV 間隔を高さの2倍とすることが多いため、モジュールの設置角度は、約27度として実証実験を行った。



図Ⅲ-2-①-(4)-1 ソーラーシェアリングの例



図Ⅲ-2-①-(4)-2 太陽光パネルの設置高さ前後間隔の関係

### (1) 反射材の選定

太陽光反射素材には、ソフトタイプの反射布とハードタイプの反射板から効率の良いものをコストに配慮しつつ予備実験に供した。

反射布においては、農業用のアルミ蒸着反射シートや農業用遮光ネットが、安価で耐久性があるため、これらを予備実験に用いた。

反射板においては、比較的安価に入手可能な、アルミ合板、アルミ鋼板を中心に材料を模索した。

またアルミ鏡面反射板においては、日本国内の価格が非常に高価であったため、国外から輸入し、実験に用いた。



### (2) 反射効率向上予備実験

図Ⅲ-2-①-(4)-3 が予備実験装置である。

前後の PV は単結晶タイプの定格出力が 200W で、それぞれ角度が水平面に対して 27 度になるように設置してある。

前後の PV 間に各種反射素材を設置し、それぞれの PV の Pmax を IV カーブ測定装置で計測した。

この予備実験装置は、方位、方角が可変であり、ここでは、PV 出力が最大となる晴天時の太陽高度 64 度、南中時を疑似したデータを比較した。

表Ⅲ-2-①-(4)-1 は、反射布と反射板の素材として予備実験に用いた材料の一部であり、それぞれの効率向上結果を表している。

反射板の素材では、アルミ鏡面反射板が約 11% の効率向上を示しており、これをメイン素材として実証サイトに採用することにした。

反射布の素材では、農業用反射シートが約 10% の効率向上を示しており、これをサブ素材として実証サイトに採用することにした。

図Ⅲ-2-①-(4)-3 予備実験装置の写真

表Ⅲ-2-①-(4)-1 反射材による効率向上の結果

反射素材	効率向上率
ガルバリウム鋼板平板	4.4%
ガルバリウム鋼板プレス板	2.5%
トタン板	0.5%
ガルバリウム安全鋼板	3.2%
アルミ鏡面反射板	10.7%
アルミクロスシート	6.6%
遮光ネット	2.6%
農業用反射シート	9.6%

### (3) 反射布、反射板の実証サイトへの取り付け方法の検討

反射布、反射板共にメンテナンスのために脱着可能な方法を開発し採用した。

反射板は、アルミアングルバーの 6ヶ所を M8 ステンレスボルトでネジ止めした。

反射布は、耐候性のある両面ブチルゴムテープで仮止めした後、反射板と同様に 6ヶ所を M8 ステンレスボルトで、アルミバーと共にネジ止めした。

反射布は、風圧を抑制するために、0.8m 程度のスリッドを各反射布中央に設けた。

(4) 反射布、反射板の実証サイトへの取り付けとデータ収集

アルミ鏡面反射板と農業用反射シートを実証サイトへ取り付けました。

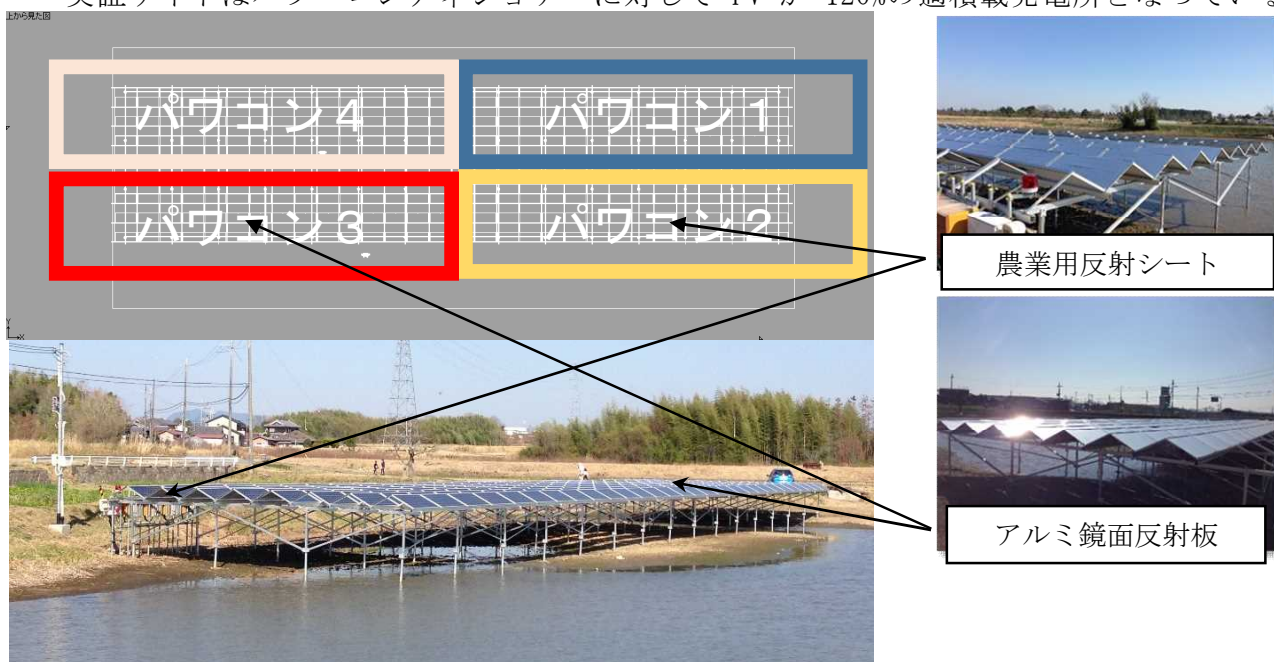
実証サイトは、出力 48kWh の低圧連系発電所であり、10kWh のパワーコンディショナーが 4 台設置されている。

上記のパワーコンディショナー (P1、P2、P3、P4) ごとに、反射素材なし (P1)、農業用反射シート 100%設置 (P2)、アルミ鏡面反射板 100%設置 (P3)、アルミ鏡面反射板 75%設置 (P4) の 4 区域を設定し、発電量の比較ができるようにした。

発電量は、各パワーコンディショナーの発電量の数値を、コンテック社製の発電モニタリング装置で記録した。

なお、実証サイトは、農業用ため池上にあるが、水面の反射を利用したものでは無い。また、水面の反射の影響をできるだけ受けないように実証サイトを運用した。

実証サイトはパワーコンディショナーに対して PV が 120%の過積載発電所となっている。



図Ⅲ-2-①-(4)-4 実証サイト

● 反射効率向上実証実験成果(反射材角度固定)

実証実験サイトでは、通年での効率向上データ収集、耐久性の検証を行った。

表Ⅲ-2-①-(4)-2 は、農業用反射シートを設置したパワコン 2 (P2) とアルミ鏡面反射板を設置したパワコン 3 (P3) を、反射素材なしのパワコン 1 (P1) と比較した効率向上データ (発電量の増加) を月平均したものである。

表Ⅲ-2-①-(4)-2 反射布と反射板による実証結果 (その 1)

Date	発電電力量(kWh)	パワコン1発電電力量		パワコン2発電電力量		パワコン3発電電力量		効率向上	
		標準	標準	反射布 (100%)	反射板 (100%)	反射布100%/標準	反射板100%/標準	反射布100%/標準	反射板100%/標準
2015年3月	5,548	1,344	1,406	1,408	105%	105%			
2015年4月	5,303	1,286	1,341	1,340	104%	104%			
2015年5月	7,000	1,717	1,761	1,756	103%	102%			
2015年6月	5,265	1,286	1,324	1,325	103%	103%			
2015年7月	5,289	1,294	1,327	1,331	103%	103%			
2015年8月	5,942	1,447	1,496	1,501	103%	104%			
2015年9月	5,157	1,234	1,298	1,331	105%	108%			
2015年10月	6,745	1,618	1,705	1,724	105%	107%			
2015年11月	3,536	861	879	901	102%	105%			
2015年12月	3,535	878	857	900	98%	102%			
2016年1月	4,201	1,038	1,027	1,064	99%	103%			
2016年2月	399	97	100	101	102%	104%			
合計・平均	57,918	14,101	14,521	14,683	103%	104%			

最も理想的な太陽軌跡である 9 月が、アルミ鏡面反射板設置の場合で、8%の効率向上となった。年間平均では、農業用反射シートで 3%、アルミ鏡面反射板で 4%の効率向上となった。

表Ⅲ-2-①-(4)-3 は、日別の発電量データであるが、3月、9月において、10%以上の効率向上（発電量の増加）となる日があった。

表Ⅲ-2-①-(4)-3 反射布と反射板による実証結果（その2）

Date	発電電力量(kWh)	パワコン1発電電力量			効率向上	
		標準	反射布(100%)	反射板(100%)	反射布100%/標準	反射板100%/標準
2015/3/20	200	47	51	52	110%	111%
2015/9/29	290	68	74	75	109%	110%
2015/9/28	295	69	76	76	109%	110%
2015/9/22	276	66	71	72	108%	109%
2015/9/15	257	61	66	67	107%	109%
2015/3/21	291	69	74	75	108%	109%
2015/9/23	249	59	63	65	107%	109%
2015/3/22	272	64	69	70	107%	109%
2015/10/5	173	41	44	45	107%	109%

(5) 反射板角度可変バーの開発とデータ収集

太陽光パネル(PV)と反射板の設置角度が共に27度の二等辺三角形型の設置では、夏のピークシーズン(4月~9月)の太陽光の大部分をPVに反射集光できず(空中に反射させてしまい)、効率向上の成果を出せない。

そこで、PVと反射板の角度を可変にする反射板角度可変バーの研究開発をした。

このアングルバーを取り付けることにより、夏シーズンの反射板の角度を約38度まで傾斜できるため、夏至付近の南中時でも太陽光を有効に反射集光できた。

更に冬シーズン(10月~3月)は、PV側の角度を38度に可変させることで、冬至付近の影の影響を最小限に止め、更に冬場の最適傾斜角度に近づけるようにした。

角度可変バーは、シンプルな構造となっており、反射板の角度変更が短時間の手作業で行える。また角度変更は年2回だけであるため、従来の電動機械式のものに比べメンテナンスが不要と言える。

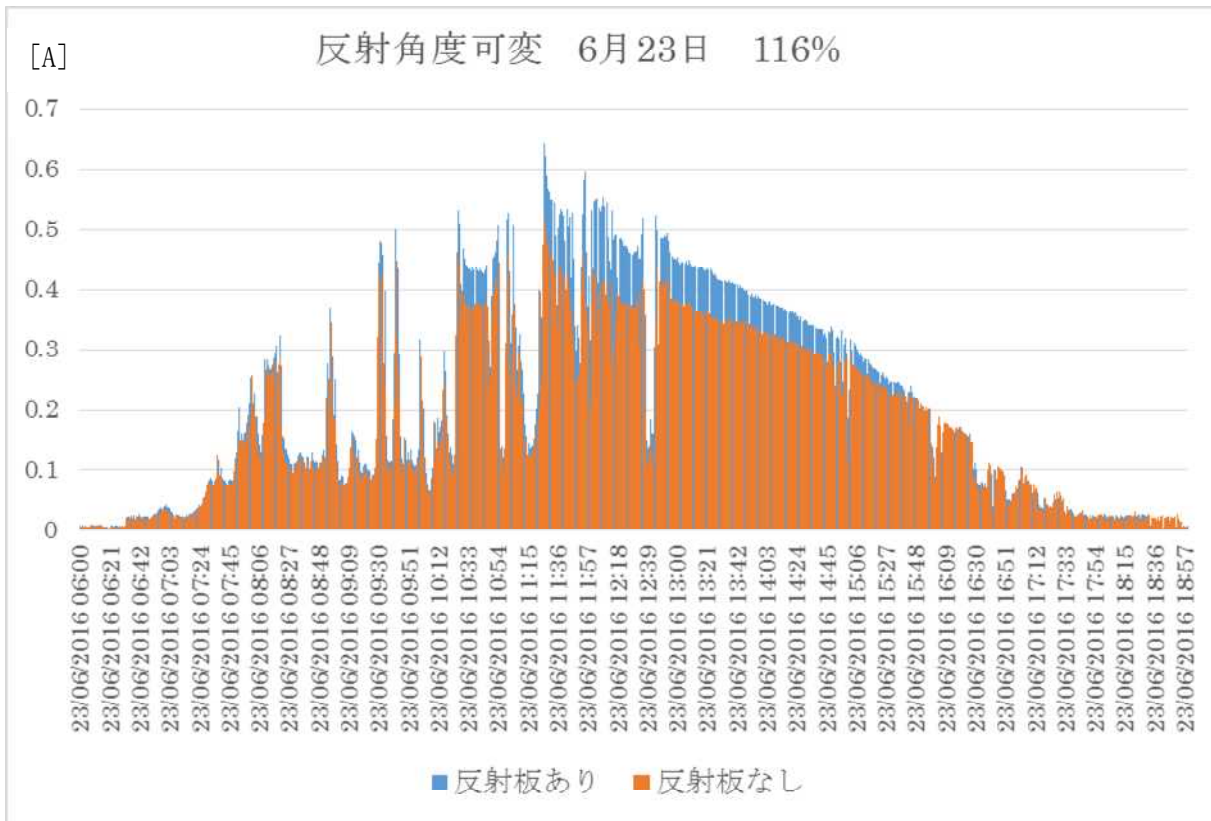
図Ⅲ-2-①-(4)-5は、角度可変バーを取り付けた夏シーズン角度(奥側)、と冬シーズン角度(手前側)のPVと反射板である。



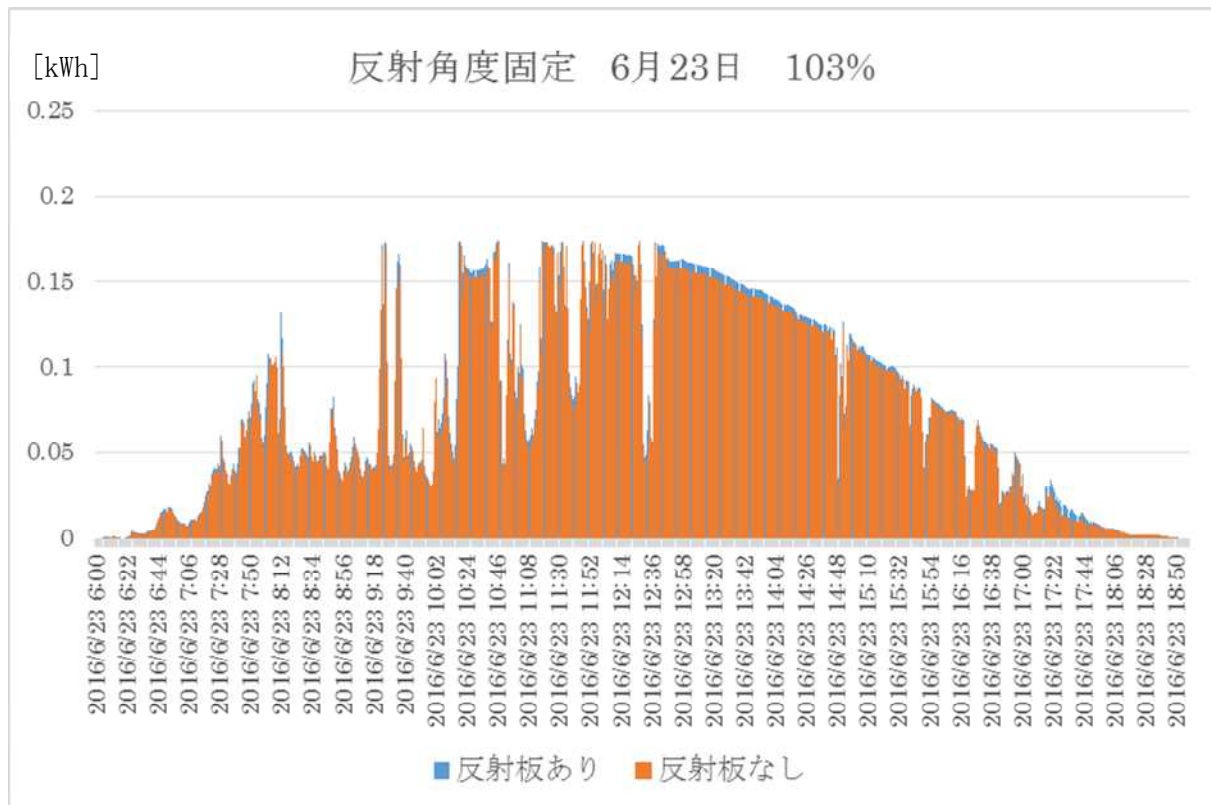
図Ⅲ-2-①-(4)-5 角度可変の反射板を取付けた架台



図Ⅲ-2-①-(4)-6 に、角度可変バーを取り付けて反射板角度を矯正した場合（反射板角度 38 度）と、固定反射板（反射板角度 27 度）を設置した場合の発電量の比較を示す。



図Ⅲ-2-①-(4)-6 反射板(傾斜角 38 度)による発電量の比較



図Ⅲ-2-①-(4)-6 反射板(傾斜角 27 度)による発電量の比較

夏至付近の 6 月 23 日（晴れ時々曇り）のデータであるが、従来の等辺反射（角度 27 度）による効率向上が 3%であるのに対し、反射角度可変バーを取り付けた不等辺反射（角度 38 度）では、16%の効率向上が実現できている。

表Ⅲ-2-①-(4)-4 は、夏至以降の可変反射と固定反射の発電効率向上をスポット的に計測し、比較したものである。

表Ⅲ-2-①-(4)-4 反射板による発電量の変化

	6/23	7/1	7/7	7/20	8/1	8/9	8/10	8/31	9/16	9/27	平均
可変反射	116%	110%	108%	111%	116%	109%	108%	106%	108%	108%	110%
固定反射	103%	102%	103%	103%	104%	105%	104%	110%	105%	105%	104%

この反射角度可変バーを開発したことにより、アルミ鏡面反射材によって、夏シーズン（4 月～9 月）に平均約 10%の発電効率向上、冬シーズン（10 月～3 月）は平均約 4%の発電効率向上となり、通年では 6.5%程度の発電効率向上の見通しとなる。

冬シーズンの効率向上について、PV の間隔を広くとり、大きな反射板を設置すれば、夏シーズン同様の効率向上を実現可能であるが、PV の間隔は、冬至における陰の長さから決定されており、上記の設置方法では、かえってコストを増大させてしまう可能性がある。

本研究開発では、実用性を重視し、冬シーズンの効率向上は、4%程度で妥協し、研究開発目標未達分は、BOSコストの削減に注力することにした。

#### (6) 折りたたみ架台の開発と設置

農地は、一年を通して耕作されているわけではないため、冬場に農地に降り注ぐ太陽光は有効に活用されているとは言えない。

例えば転作作物である蕎麦の栽培は、植え付けから 2 か月程度で収穫に至るため、残りの 10 か月を太陽光発電に有効利用できないかと考えた。

つまり、農産物の非栽培期間に、PV を農地に設置し、栽培期間には、パワーコンディショナーを除き、PV を撤去できるような、反射板と一体となった折りたたみ架台の研究開発を行った。

この手法が確立できれば、特殊な架台を建設することもなく、農産物の収穫にも支障が無い場合、農業部局の賛同も得やすい手法であると考えられる。

一般的な太陽光発電システムのコスト内訳では、架台費用が約 12%と言われている。しかしソーラーシェアリング発電では、農産物の栽培用に、約 3 分の 2 の日光を地面に到達させるため、通常に比べ約 3 倍以上の土地と架台が必要となる。

架台費用が 3 倍となると、全体のコスト内訳では、29%を架台費用が占めることになり、ソーラーシェアリング発電導入の大きな壁となっている。

この架台費用を大幅に削減することができれば、ソーラーシェアリング発電が、一挙に普及する可能性がある。

折りたたみ架台による PV の撤去期間を年間 2 か月とすると、10/12（83%）まで発電量が減ることになるが、全体の 3 割近くを占める架台費用の大部分を削減でき、反射による発電量の回復と建設コストの抑制で、結果的に現状のソーラーシェアリング発電設備の BOSコストを 10%以上削減可能と思われる。

なお、PV の開閉（設置と撤去）は、軽微な作業と考え農家自身が行うものと想定している。

図Ⅲ-2-①-(4)-7 の写真は、開発した折りたたみ架台である。ステンレス製の取り付け金具を開発し、キャスターを取り付けることで、架台部品数を削減し、変形、移動ができるようにした。



図Ⅲ-2-①-(4)-7 開発した折りたたみ架台

この取り付け金具は、折りたたみの必要のない、一般の太陽光発電所にも利用可能である。

その場合、スパイラル杭を省略し、基礎をコンクリートブロックなどの安価なもので簡略化できるため、大幅な工期短縮とコスト削減が可能となる。

一般の太陽光発電所では、北風による PV の浮き上がりを防ぐため、十分な引き抜き荷重に耐える基礎と架台が必要であるが、当該モデルでは、北側にも反射パネルが設置されているため北風が吹いても下向きに風圧が作用し基礎の簡略化が可能となる。



図Ⅲ-2-①-(4)-8 コンクリートブロックへの取り付け金具の固定

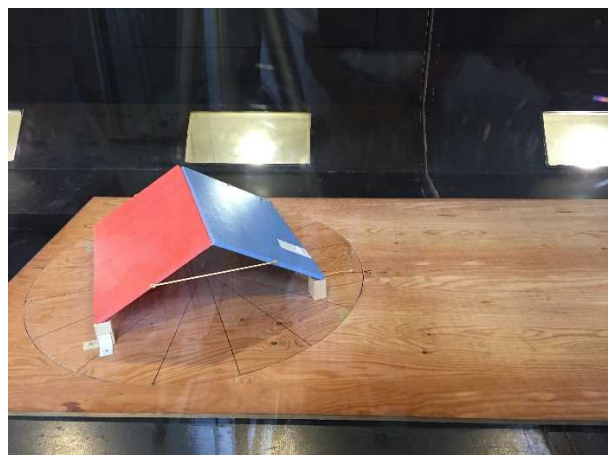
#### (7) 風洞実験

PV と反射板を山型に設置するモデルの風洞実験を行った。

図Ⅲ-2-①-(4)-9 の写真は、山型に設置された 27%縮小モデルに、各方向から風をあて、最も脆弱となる風向を探った。

スチレンボードで作成されたこのモデルの重さは、100g 程度であるが、風速 20m/s の北風に対しても PV と反射板が、浮きあがることなく耐えた。

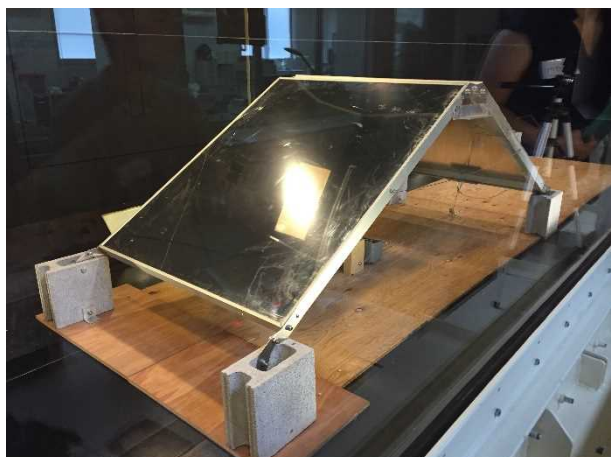
このモデルにおける耐風圧特性が優れていることが実験結果からも得られた。



図Ⅲ-2-①-(4)-9 縮小モデルでの風洞実験

更に、実物大のモデルに、北風をあて、各風速における浮き上がり荷重を測定した。

実物大モデルを2セット設置し、2つ目のパネルの浮き上がり荷重も測定した。いずれの結果からも優れた耐風圧特性を示した。



図Ⅲ-2-①-(4)-10 実物大モデルでの風洞実験

#### (8) 経年変化の検証

図Ⅲ-2-①-(4)-11は、取り付けから一年を経過した農業用反射シートの写真である。一年を通じて、台風や積雪などを経験したものの、破損することはない。

しかし、切断面がめくりあがり、PV に影を落として、発電効率を下げるがあった。

アルミ鏡面反射板については、表面が汚れにより反射率が低下するものの、今のところ、大きな変化は確認されていない。

コスト面から判断すると、農業用反射シートが断然優位にあるが、耐候性の観点からは、アルミ鏡面反射板が有効となる。



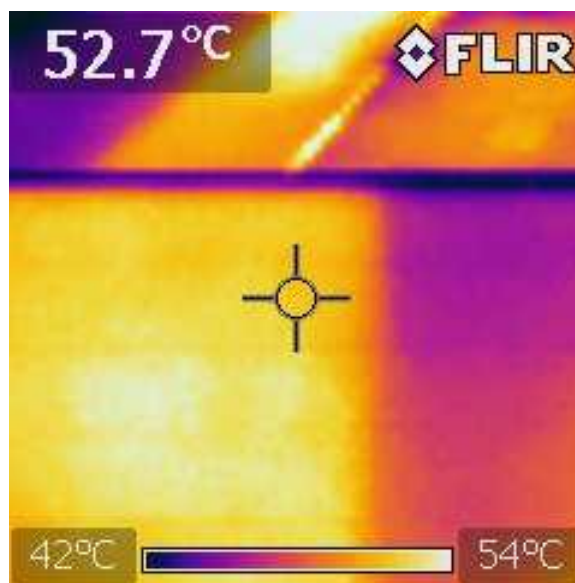
図Ⅲ-2-①-(4)-11 農業用反射シート(1年経過)

#### (9) ホットスポット現象の検証

図Ⅲ-2-①-(4)-12は、PV に反射光を半分だけ当てて、ホットスポット現象を発生させたときのサーモ画像である。PV の左半分が発熱しホットスポット現象が起きていることが観察できる。

反射光によるホットスポットの場所は、太陽の位置により変化するため、落ち葉や鳥の糞によるホットスポット現象に比べ、深刻ではないと想像できる。

しかし、これが長期的に見ると、どのような結果となるか、本研究期間中には結論を出せなかった。

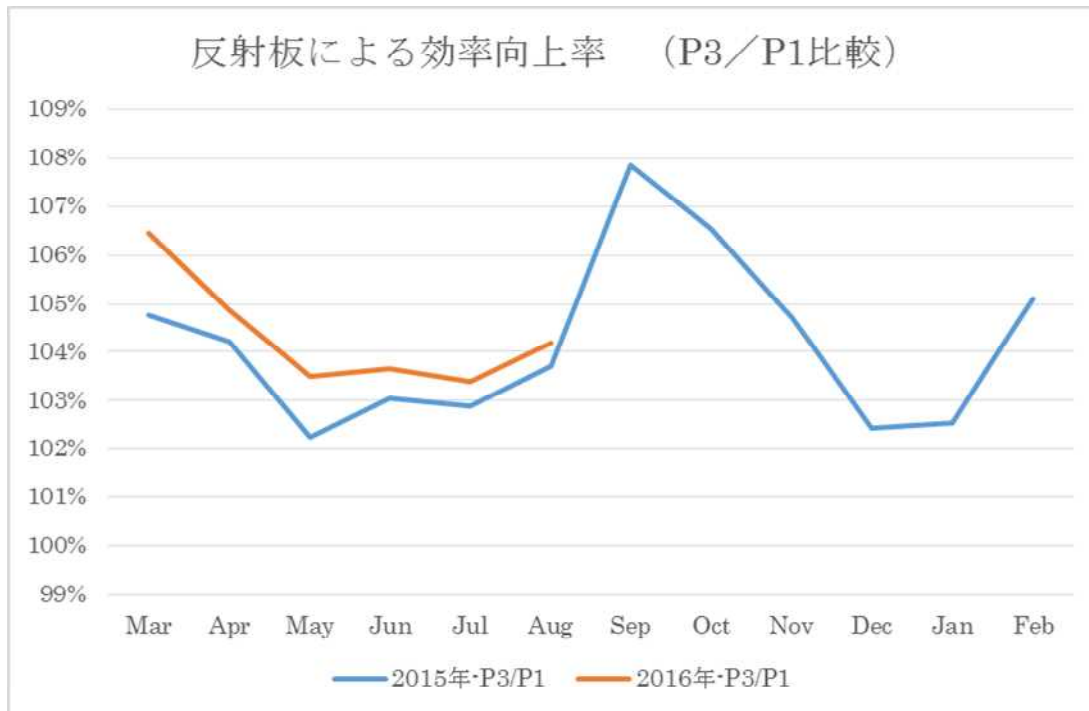


図Ⅲ-2-①-(4)-12 ホットスポットのサーモ画像

図Ⅲ-2-①-(4)-13は、固定反射板を付けたことによる効率向上率を2015年3月から月ごとに表したものである。

2015年に比べ、2016年の効率向上率が低下しているようには見受けられない。

反射光によるホットスポット現象による影響は、長期的な観察をもって判断すべきであり、今回の実証実験をもって、結論づけるのを差し控える。



図Ⅲ-2-①-(4)-13 反射板による発電量の変化の推移

## 2. 実用化・事業化見通し

当該実証実験で、太陽光反射板やステンレス製の取り付け金具を試作した。これらは大量発注によりコストダウンが可能で、今後更に売電単価が引き下げられても、導入メリットがある製品となっている。

当該研究開発終了後は、研究結果を踏まえ、事業化に進みたいと考えている。

## 3. 波及効果

本研究開発は、ソーラーシェアリング発電システムの効率向上とBOSコスト削減を狙ったものであるが、その研究成果は、一般の太陽光発電システムに大いに波及できるものである。

本研究開発で実証された反射板を使えば、夏シーズンで約10%、冬シーズンで約4%の発電量のアップが可能となる。また架台や基礎、杭を簡略化できるため、建設コストを抑え、建設工期を短縮することができる。

ソーラーシェアリング用に開発した「折りたたみ架台」は、未活用の太陽光発電利用地の発掘に役立つと考えている。

例えば、夏場にしか利用しないプールや春の連休期間のみに利用される駐車場など、ピークの一時期以外は利用されない土地は、「折りたたみ架台」の出現によって、太陽光発電システムの潜在遊休地としてカウントできるようになる。

具体的には、夏のプールシーズン終了後やオフシーズンの駐車場にソーラーパネルを広げて発電し、シーズンインには再び折りたたむといった発電スタイルが可能となるのだ。

低コストで、土地の造成を必要としないこの架台は、農地へのダメージが少ないため、原子力災害で耕作放棄された福島の復興に最適である。被災農地に折りたたみ架台で、ソーラーパネルを一定期間設置し、放射能が検出されなくなった後に、農地に復旧させるという方法が考えられる。

上記で得られる売電収入は、地権者である農家の収入とすれば、福島の農家が故郷を離れることをせずに済むため、長期的で現実的な復興が可能である。

このようなシーズン発電のスタイルは、系統に不安定を与える可能性があるため、電力会社との協議が必要であるかもしれないが、現状ではその影響は軽微と考えられる。

将来的には、地域の特性に沿ったシーズン発電が大規模に行われる可能性もある。

## 4. 今後の展開

当該研究成果及び発電システムをメガソーラークラスにまで訴求させ、日本の太陽光発電スタイルのデファクトスタンダードとさせたい。

ソーラーシェアリングにあたっては、個別の農家が太陽光発電所を管理運営するのは難しいため、農産物の生産と太陽光発電所の運営の役割を農家と事業者で分け、休耕期間に順次パネルの設置と撤去専門に行う、農業発電組合の設立を模索したいと思う。

上記を実現するためには、弊社のようなベンチャー企業だけの力では、不可能である。適時、他事業社との協業を目論み、ベンチャーキャピタルや公的機関からの資金支援を受けてビジネスを実現したい。

(5) PVモジュールの防水処理による太陽光発電システムの効率向上 [平成 27 年度]  
(ジー・エム・ジーエコエナジー株式会社)

1. 成果詳細

1.1 研究の背景と目的

近年、稼働中の太陽光発電システムにおいて、PV モジュール出力の経年劣化がいくつか報告されているが、これら経年劣化の原因としては、大きく分けて、次の二つが指摘されている。

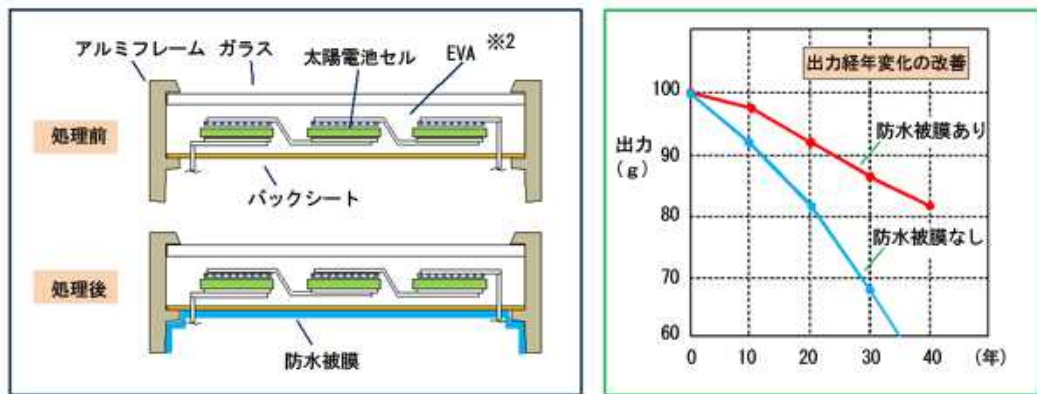
- a) PV モジュールのバックシートの防水性能不足[1][2]
- b) インターコネクションリボン周辺の熱膨張差による電氣的接触不良の発生[3]

本研究の目的は前者の問題点を解決することである。

文献[1][2]によれば、PV モジュールのバックシートとして一般的に用いられている PVF/PET/PVF の防水性が十分でなく、水分が浸透して EVA の加水分解により発生した酢酸が原因で、フィンガー電極の Ag / Si 界面の接触抵抗が増加すると示唆されている。

そこで、太陽光発電システムの既設 PV モジュール裏面に防水処理を行うことによってモジュール内部への水の浸透を防止することを研究することにした。この防水処理によって、発電出力の経年低下が抑制され発電システムの生涯発電量が増大し、発電システム生涯のモジュール交換率も低下し、よって、発電システムの発電コストが低減することが期待される。

具体的には、図 III-2-①-(5)-1 のように、既設の太陽光発電システムのモジュール裏面に防水処理を行うことで、モジュールの長期信頼性を大幅に改善することを狙いとしている。また、新製モジュールの裏面に防水処理を行うことで、長期信頼性を有する PV モジュールを市場に投入するという選択肢も視野に入れている。



基本的な防水処理形態 期待される発電システム出力経年変化の改善  
図 III-2-①-(5)-1 基本的な防水処理形態と期待される効果

<発電コスト目標>

太陽光発電システムの出力低下を防止して総発電量の向上を図るとともに、併せて PV モジュール故障交換率の低減を図ることによって、太陽光発電システムの生涯発電コストを約 2 円/kWh、低減するという目的を掲げ、本研究を実施した。このコスト目標の導出過程を説明する。

① 経年出力低下率の低減と生涯発電量の増加

まず PV モジュールの経年出力低下率を、開発前 1[%/年]、開発後 0.5[%/年]と仮定した。

この場合、発電システムの年間予想発電量を A [kWh/年] とすると、生涯発電量は表 III-2-①-(5)-1 経年出力低下率と生涯発電量のように計算され、これに伴う生涯発電量増加率の増加は、 $(19A-18A) / 18A = 5.6\%$  と計算される。

表 III-2-①-(5)-1 経年出力低下率と生涯発電量

	経年出力低下率	20年間の生涯発電量
開発前	1 [%/年]	$\{1-(20 \times 0.01 \times 1/2)\} \times 20A = 18A$ [kWh]
開発後	0.5 [%/年]	$\{1-(20 \times 0.005 \times 1/2)\} \times 20A = 19A$ [kWh]

② 故障 PV モジュール交換費の低減

次に PV モジュールの年平均の故障交換率を、開発前 0.5[%/年]、開発後 0.25[%/年]と仮定した。故障 PV モジュール交換費、及び電気設備（含パワコン）修理費について計算した結果を下表Ⅲ-2-①-(5)-2 に示す。修理費合計では、費用低減効果は、(2,625 - 1,875) / 2,625 = 約 29% と計算される。

表 Ⅲ-2-①-(5)-2 年間修理費の比較

費目		開発前	開発後
電気設備(含パワコン)修理費	(*1) [千円/kW・年]	1.125	1.125
故障 PV モジュール交換費	(*2) [千円/kW・年]	1.500	0.750
修理費合計	[千円/kW・年]	2.625	1.875

(\*1) 電気設備の 20 年間の故障交換率を 50%、電気設備の初期設置費を 45[千円/kW]と仮定し、電気設備修理費[千円/kW・年]を、設置初期費[千円/kW]×故障交換率[%] / 20[年]という算式で計算した。

(\*2) 新品 PV モジュール価格=100[千円/kW]、交換工事費=200[千円/kW]と仮定し、故障 PV モジュール交換費[千円/kW・年]を、(新品 PV モジュール価格+交換工事費)[千円/kW]×故障交換率[%/年]という算式で計算した。

③ 生涯発電コストの低減

高压連系システム（パワコン定格出力 1,960kW、モジュール Pmax 2,200kW）を例に、前 2 項の仮定を反映させてその生涯発電コストを試算した。計算結果を表Ⅲ-2-①-(5)-3 に示すが、これによれば、現状発電コスト 25.31 円/kWh を 23.30 円/kWh に引き下げることができる。（コスト削減効果：2.01 円/kWh）

表 Ⅲ-2-①-(5)-3 太陽光発電システムの生涯発電コスト比較

		開発前	開発後		
システム概要	パワコン定格出力	[kW]	1,960	同左	
	モジュール Pmax	[kW]	2,200	同左	
	連系		高压連系	同左	
	土地面積	[m <sup>2</sup> ]	14.667	同左	
	発電量(初年度)	[MWh/年]	2,310	同左	
	設備利用率	[%]	12.0	同左	
	運転年数(全量買取期間)	[年]	20	同左	
	売電単価	[円/kWh]	32	同左	
	発電量低下率	[%/年]	1.00	0.50	
	生涯発電量	[MWh]	41,811	44,006	
資金借入条件	自己資金比率	[%]	20.0	同左	
	借入金利(年利)	[%]	2.0	同左	
	返済期間	[年]	12	同左	
税負担	法人税、事業税等の実効税率	[%]	38.0	同左	
	固定資産税税率	[%]	1.4	同左	
	耐用年数	[年]	17	同左	
	償却率	[%]	0.059	同左	
建設費	システム建設費	[千円]	550,000	同左	
	土地造成費	[千円]	22,000	同左	
	接続費	[千円]	22,000	同左	
	建設費計	[千円]	594,000	同左	
運転維持費	人件費	[千円/年]	5,000	同左	
	定期点検費	[千円/年]	3,000	同左	
	修理費	電気設備(含パワコン)修理費	[千円/年]	2,475	同左
		故障 PV モジュール交換費	[千円/年]	3,300	1,650
	火災保険料	[千円/年]	297	同左	
	土地賃借料	[千円/年]	2,200	同左	
	運転維持費計 (A)	[千円/年]	16,272	14,622	
支払利息	(B) [千円/年]	3,201	同左		
固定資産税	(C) [千円/年]	3,742	同左		
減価償却費	(D) [千円/年]	29,700	同左		
発電コスト合計	(A)+(B)+(C)+(D) [千円/年]	1,058,301	1,025,301		
	(単位発電量当り) [円/kWh]	25.31	23.30		
IRR(内部収益率, Internal Rate of Return)	[%]	5.96	7.75		



## 1.2 試験方法

### <実験対象の防水膜>

本研究で実験対象とした防水膜を、防水膜分類記号とともに、表Ⅲ-2-①-(5)-4 に示す。防水膜の形成に際しては、PV モジュールのバックシート材として最も一般的な TPT 材を基材として、その上に防水膜を形成した。また、これらの防水膜を、ポリシラザン系、アルミ箔+粘着テープ系、アルミ箔+エポキシ系、及び蒸着シリカ+エポキシ系の4種類に分類した。

表 Ⅲ-2-①-(5)-4 実験対象の防水膜一覧表

防水膜大分類	防水膜分類記号	防水膜の種類	防水膜厚[μm] (除 TPTの膜厚)
ポリシラザン系	IP	無機ポリシラザン / TPT	1.25
	IPOP	有機ポリシラザン / 無機ポリシラザン / TPT	1.5
	OP	有機ポリシラザン / TPT	5.1
	IP-E1	エポキシNo.1 / 無機ポリシラザン / TPT	15
アルミ箔+粘着テープ系	ALTPS	アルミ箔+シリコン系粘着テープ / TPT	80+20
	ALTPA	アルミ箔+アクリル系粘着テープ / TPT	50+20
アルミ箔+エポキシ系	AF11-E2	エポキシNo.2 / アルミ箔11μm / エポキシNo.2 / TPT	15+11+15
	AF40-E2	アルミ箔40μm / エポキシNo.2 / TPT	40+15
蒸着シリカ+エポキシ系	GP-E1	[蒸着シリカ / PET] / エポキシNo.1 / TPT	20+15
	GPB-E2	[PET / 蒸着シリカ / PET] / エポキシNo.2 / TPT	92+15

(註1) TPT: Tedlar-PET-Tedlar (Tedlar はDuPont社の商品名であって学術上の材料名はPVF。)

PVF: Polyvinyl Fluoride, PET: Polyethylene Terephthalate

これを基材として各種防水膜を形成した。

TPTの膜厚構成は、PVF 38μm / PET 250μm / PVF 38μm である。

(註2) 無機ポリシラザン: Inorganic Polysilazane (溶剤にはジブチルエーテルを用いた。)

(註3) 有機ポリシラザン: Organic Polysilazane (溶剤にはジブチルエーテルを用いた。)

(註4) エポキシNo.1, エポキシNo.2: 主剤は同じで硬化剤が異なるエポキシに名前を付けた。

### <実験推進順序>

実験推進順序としてはまず、「防水膜味見試験」を行った。この試験は約 20cm 角の TPT バックシート基材に各種防水膜を形成したサンプルを対象に、水蒸気透過度測定と熱サイクル試験 (TC50 試験) によるクラック発生の有無の確認を行うというものである。試験の目標を、水蒸気透過度 (MVTR, Moisture Vapor Transmission Rate) < 1 [g/m<sup>3</sup>・日] の防水膜を見出すこと、とした。

この試験の結果を受けて、「防水処理法本試験」を行った。この試験は約 40cm 角の PV モジュール (4セルモジュール) のウラ面 (TPT) に各種防水膜を形成し、これを DH 試験 (Damp Heat Test, 85°C / 85%RH) に供してその Pmax の変化を見るものである。試験目標としては、DH 試験における Pmax 低下率が 3,500h で 5%以内、且つ防水膜無し of モジュールの Pmax 低下率と有意な差があること、とした。

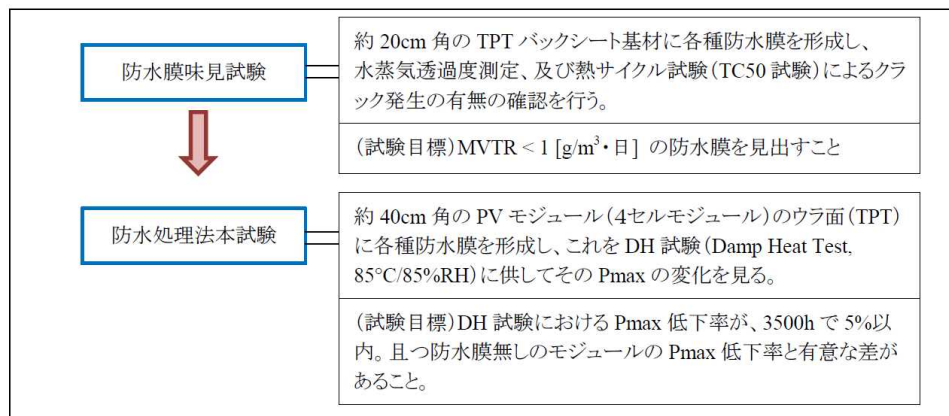


図 Ⅲ-2-①-(5)-2 実験推進順序

<防水膜の形成>

防水膜形成は手作業により行った。表Ⅲ-2-①-(5)-5 に膜形成方法を示す。

表 Ⅲ-2-①-(5)-5 防水膜形成方法

防水膜大分類	防水膜分類記号	防水膜形成方法
ポリシラザン系	IP	無機ポリシラザン刷毛塗り。
	IPOP	無機ポリシラザン刷毛塗り。⇒有機ポリシラザン刷毛塗り。
	OP	有機ポリシラザン刷毛塗り。
	IP-E1	無機ポリシラザン刷毛塗り。⇒エポキシNo.1刷毛塗り。
アルミ箔 +粘着テープ系	ALTPS	A社製粘着テープを手貼り。
	ALTPA	A社製粘着テープを手貼り。
アルミ箔 +エポキシ系	AF11-E2	アルミ箔11μmをエポキシNo.2で貼付け。⇒エポキシNo.2塗布。
	AF40-E2	アルミ箔40μmをエポキシNo.2で貼付け。
蒸着シリカ +エポキシ系	GP-E1	エポキシNo.1刷毛塗り⇒[蒸着シリカ/PET]をエポキシNo.1で貼付け。
	GPB-E2	[PET/蒸着シリカ/PET] をエポキシNo.2で貼付け。

<防水膜味見試験>

約 20cm 角の TPT バックシート基材に各種防水膜を形成し、水蒸気透過度測定、及び熱サイクル試験 (TC50 試験) によるクラック発生の有無の確認を行う。

防水処理法本試験 約 40cm 角の PV モジュール (4 セルモジュール) のウラ面 (TPT) に各種防水膜を形成し、これを DH 試験 (Damp Heat Test, 85°C/85%RH) に供してその Pmax の変化を見る。

(試験目標) DH 試験における Pmax 低下率が、3, 500h で5%以内。且つ防水膜無しのモジュールの Pmax 低下率と有意な差があること。

(試験目標) MVTR < 1 [g/m<sup>3</sup>・日] の防水膜を見出すこと

<MVTR 測定>

測定方法は、Mocon 法+赤外線センサ法 (JIS K 7129 の附属書 B に規定された方法) であって、温湿度条件としては、40°C/90%RH を選定した。測定法の概要を図Ⅲ-2-①-(5)-3 に示す。

測定装置としては MOCON Inc. 製の型式: PERMATRAN-W 3/33 を用いた。検出下限は 0.02 [g/m<sup>3</sup>・日] である。約 20cm 角の試料は、図Ⅲ-2-①-(5)-3 のように測定装置の所定の寸法に切断し、測定に供した。

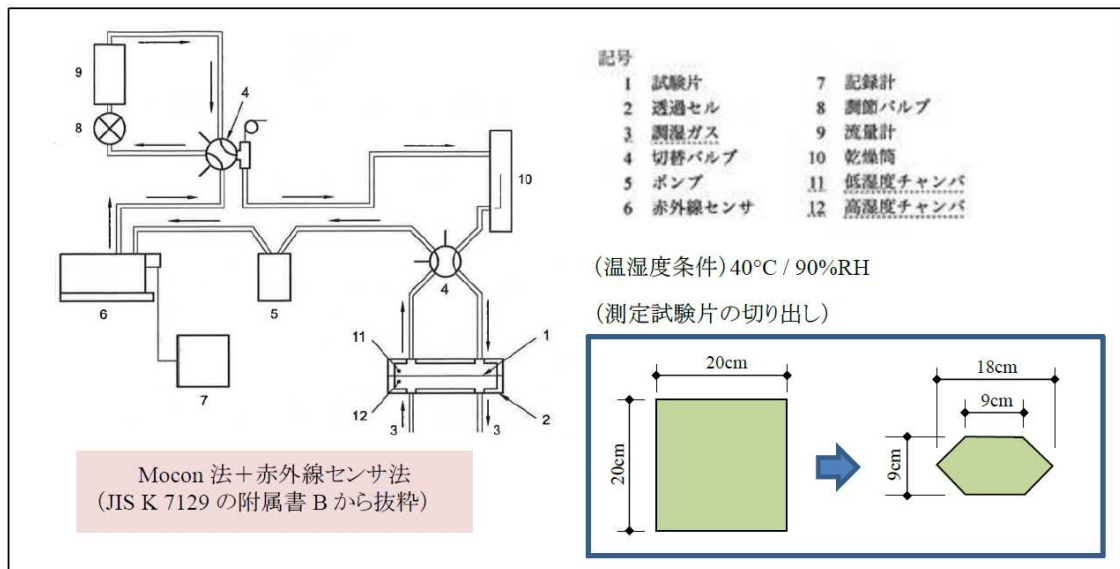


図 Ⅲ-2-①-(5)-3 MVTR 測定方法

< 4セルモジュール（防水処理法本試験用試験体）の構造と仕様 >

防水処理法本試験に供した試験体、4セルモジュールの構造と仕様を外観とともに図Ⅲ-2-①-(5)-4に示す。

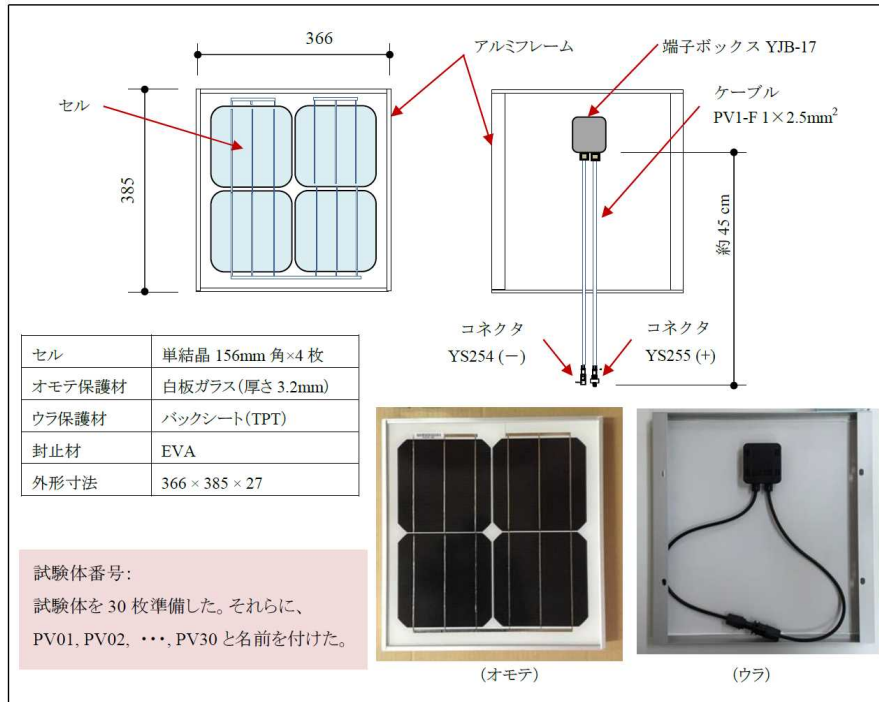


図 Ⅲ-2-①-(5)-4 4セルモジュールの構造と仕様

1. 3. 防水膜味見試験の結果

MVTR 測定結果、及び表面クラック観察結果を一覧表にして、表Ⅲ-2-①-(5)-6に示す。また、次頁に表面クラックのマイクロ写真と、亀甲模様マイクロ写真のを示す。なお、蒸着シリカ+エポキシ系については表面クラック観察を省略した。

表 Ⅲ-2-①-(5)-6 MVTR 測定結果、及び表面クラック観察結果

防水膜大分類	防水膜分類記号	試料番号	MVTR [g/m <sup>3</sup> ・日]	表面クラック観察結果	
				MVTR測定後	TC50試験後
ポリシラザン系	IP	D-xx	2.2	無し	有り
	IPOP	C1-xx	2.1	(亀甲)(*1)	有り
	OP	T-xx	2.3	無し	有り
	IP-E1	A2-xx	2.1	(亀甲)(*1)	(亀甲)(*1)
アルミ箔 + 粘着テープ系	ALTPS	ALS-xx	0.12	無し	無し
	ALTPA	ALA-xx	0.07	無し	無し
アルミ箔 + エポキシ系	AF11-E2	TC-xx	0.12	無し	無し
	AF40-E2	A40-xx	0.09	無し	無し
蒸着シリカ + エポキシ系	GP-E1	TB-xx	0.74	表面クラック観察は実施せず。	
	GPB-E2	GP2-xx	0.23		

(\*1) (亀甲)と記載したのは、表面に亀甲状の様子が観察されるという意味。この模様はクラックではないと推測される。

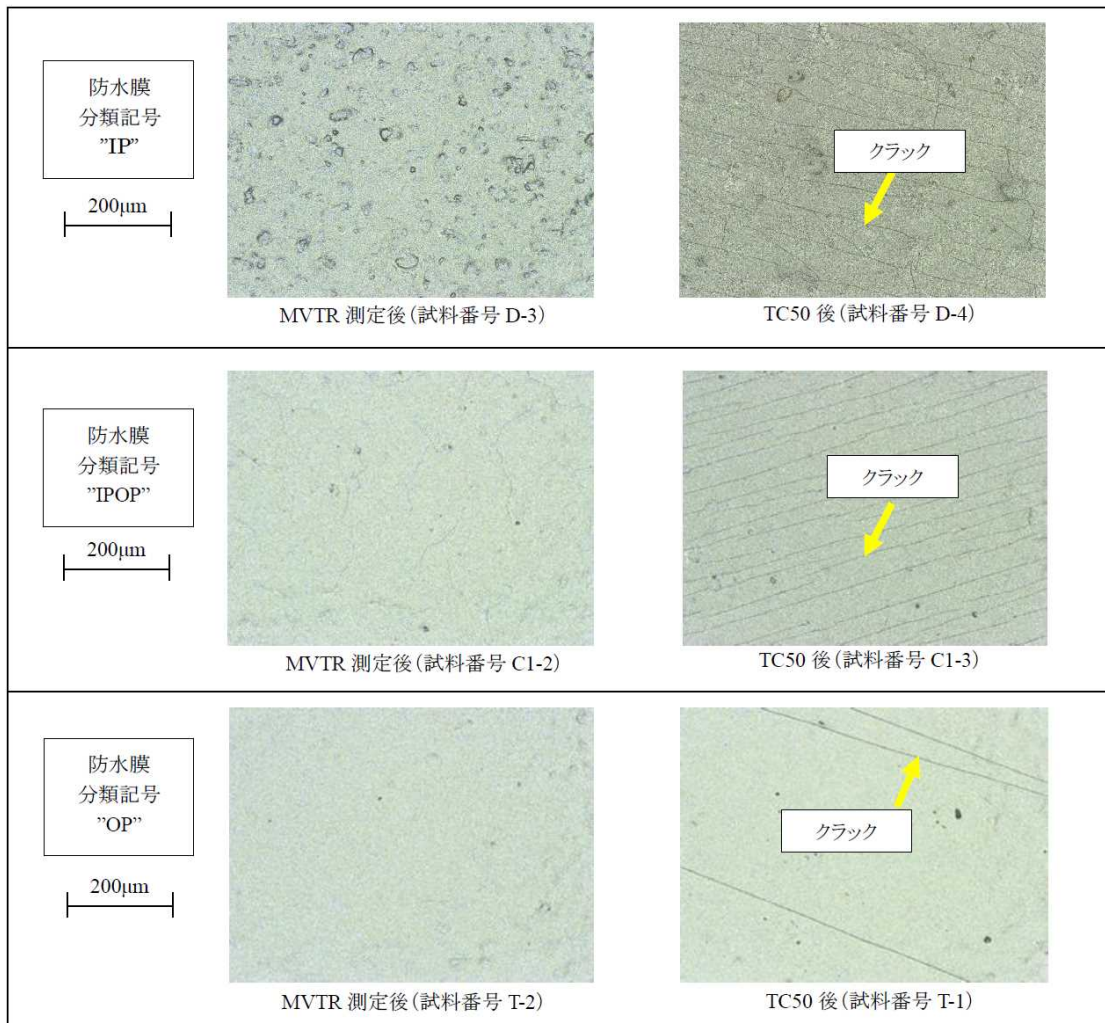


図 III-2-①-(5)-5 表面クラックのマイクロ写真

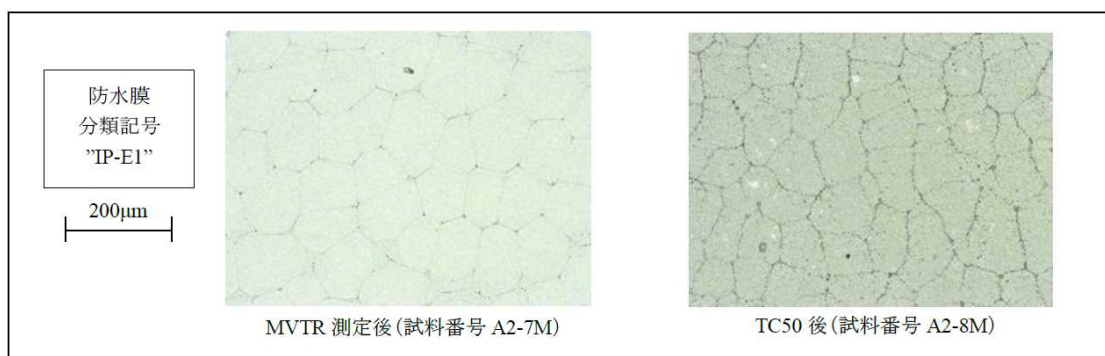


図 III-2-①-(5)-6 表面亀裂模様のマイクロ写真

<評価結果>

- MVTR測定の結果、ポリシラザン系以外の3種類の防水膜はMVTR < 1 [g/m<sup>3</sup>・日]という研究目標を満たしている。これに対し、ポリシラザン系の防水膜のMVTRは、どれも約2 [g/m<sup>3</sup>・日]である。
- ポリシラザン系のIP（無機ポリシラザン）、IPOP（有機ポリシラザン/無機ポリシラザン）、及びOP（有機ポリシラザン）については、TC50試験後に表面クラックが観察された。これらの膜は他の防水膜に比べ、熱衝撃に弱い性質を有すると推察される。
- ポリシラザン系のIP-E1（無機ポリシラザン / エポキシ）においては、TC50試験の前でも後でも表面に亀甲模様が観察された。この模様が何であるかは追究していないが、クラックではないと推測している。

#### 1.4 防水処理法本試験の結果

MVTR 値が目標値を下回っていたポリシラザン系の防水膜もこの試験の対象とし、防水膜無しの4セルモジュールをレファランスとして試験に供した。

DH 時間 1,000h、2,400h、3,500h における Pmax/初期 Pmax を評価したものが表Ⅲ-2-①-(5)-7 と図Ⅲ-2-①-(5)-7 である。

表 Ⅲ-2-①-(5)-7 DH 試験結果 (85°C,RH85%)

防水膜大分類	防水膜分類記号	試験体番号	Pmax/初期Pmax [%]		
			DH 1000h	DH 2400h	DH 3500h
(防水膜無し)	REF	PV10	99.8	97.5	96.6
ポリシラザン系	IP	PV18	99.7	99.1	97.6
	IPOP	PV19	99.5	98.6	94.0
	OP	PV20	100.1	98.1	96.8
	IP-E1	PV21	99.7	99.1	96.5
アルミ箔+粘着テープ系	ALTPS	PV11	100.1	98.7	94.9
	ALTPA	PV13	99.5	99.4	96.5
アルミ箔+エポキシ系	AF11-E2	PV29	99.5	97.7	96.9
蒸着シリカ系	AF40-E2	PV26	99.1	99.4	97.7
蒸着シリカ+エポキシ系	GP-E1	PV17	99.7	99.5	97.2
	GPB-E2	PV25	99.8	97.2	97.2

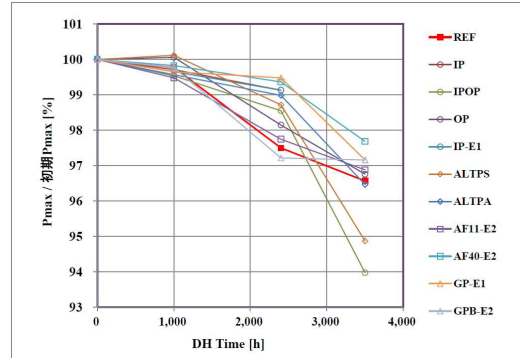


図 Ⅲ-2-①-(5)-7 DH 時間と Pmax/初期 Pmax の変化

#### <評価結果>

- 防水膜分類記号 IPOP (有機ポリシラザン/無機ポリシラザン)、ALTPS (アルミ箔+シリコーン系粘着テープ) については、DH 3,500h における Pmax 低下率が 5 乃至 6%だったものの、その他の 8 種類の防水膜については、当初の研究目標である「DH 3,500h における Pmax 低下率 < 5%」を達成した。すなわち、今回試験対象とした防水膜によって、DH 3,500h における Pmax 低下率が数%程度に抑えられることが判明した。
- しかしながら、防水膜無しのレファランスモジュールの Pmax 低下率も約 3%と、防水膜を施したモジュールと同様の値を示しており、これが当初の我々の予測に反する結果となっている。すなわち、我々は、下図に示すように、レファランスモジュールの DH 3,500h における Pmax 低下率を少なくとも 30%と見込んでいたのである。(なぜ本研究においてレファランスモジュールの Pmax 低下率がこのように小さかったのかについては、究明できていない。)従って、今回試験対象とした防水膜が十分にその性能を発揮したと、レファランスとの比較を根拠として結論付けることはできない。

#### 1.5 防水処理コストの検討

コスト評価の算出にあたっては、寸法：1650×991 (平面積 1.635m<sup>2</sup>)、Pmax：250W の 156mm 角セル 60 枚の PV モジュールに対する塗布を前提とした。

#### <材料費の見通し>

本研究を通じて、ポリシラザン系材料、アルミ箔+エポキシ、及びアルミ箔+粘着テープの材料価格情報が得られたので、少々の仮定を設けて、材料費見通しをそれぞれの材料について計算した。それを表Ⅲ-2-①-(5)-8 に示す。なお、蒸着シリカの価格情報を得ることはできなかったため、それについては検討しなかった。

表 Ⅲ-2-①-(5)-8 ポリシラザン系材料のコスト見通し (無機ポリシラザン)

無機ポリシラザン (含溶剤)	現在の調達単価	1,544	円/m <sup>2</sup>	
	大量調達時 (見込み)	調達単価(現在単価×70%)	1,081	円/m <sup>2</sup>
		モジュール 1 枚当りのコスト	1,767	円/枚(250W)
		モジュール 1W 当りのコスト	7.07	円/W

表 III-2-①-(5)-9 アルミ箔+エポキシのコスト見通し (例)

アルミ箔(40 $\mu$ m厚)	現在の調達単価		371	円/m <sup>2</sup>
	大量調達時 (見込み)	調達単価(現在単価×70%)	260	円/m <sup>2</sup>
		モジュール1枚当りのコスト	425	円/枚(250W)
		モジュール1W当りのコスト (A)	1.70	円/W
エポキシ No.2	現在の調達単価		17	円/m <sup>2</sup>
	モジュール1枚当りのコスト		28	円/枚(250W)
	モジュール1W当りのコスト (B)		0.11	円/W
合計 (A)+(B)			1.81	円/W

表 III-2-①-(5)-10 アルミ箔+粘着テープのコスト見通し (例)

アルミ箔(50 $\mu$ m) +アクリル系粘着テ ープ	現在の調達単価		534	円/m <sup>2</sup>
	大量調達時 (見込み)	調達単価(現在単価×70%)	374	円/m <sup>2</sup>
		モジュール1枚当りのコスト	611	円/枚(250W)
		モジュール1W当りのコスト	2.44	円/W

## &lt;防水処理コストの見通し&gt;

前項の評価で最も材料費の安いアルミ箔 40 $\mu$ m 厚+エポキシの材料を適用する場合について、新製 PV モジュールの防水処理コストを計算した。それを表III-2-①-(5)-11 に示す。

表 III-2-①-(5)-11 新製 PV モジュールの防水処理コスト (例)

原価項目	[円/W]	備考
材料費	1.81	アルミ箔 40 $\mu$ m 厚+エポキシの材料費(参照→表 5.1-b))
設備償却費	0.90	防水処理ラインの投資金額 0.5 億円、借入年利率 5%、生産量 40MW/年と仮定すると、設備償却費[円/W]=50[M 円]×(1+0.05×18/12) / (40[MW]×18/12)
人件費	0.30	(3[人]×4M[円/人年])/40[MW/年]
経費等	0.45	上記3項目の合計の15%
合計	3.46	

本研究で想定した PV モジュールの売価は、約 100 円/W である。

新製 PV モジュールの価格競争の厳しさからして、その売価に防水処理コストを上乗せすることは出来ない。従って、防水処理コストは、製造原価率として耐えられる限界以下、例えば 3% (3 円/W) 以下に抑える必要があると考えられる。結論として、アルミ箔+エポキシ系防水処理のコストは製造原価率目標 3%程度になるので、その事業化可能性は高いと言える。

このような防水処理を施した新製 PV モジュールが、1 項で仮定した経年出力低下率の低減と PV モジュール故障率の低減をもたらすならば、太陽光発電システムの生涯発電コストを約 2 円/kWh、低減させることができる。

なお、次のことにも留意すべきであろう。

- ・ アルミ箔+粘着テープ系、ポリシラザン系についても、大量調達時価格によっては、実施可能性が出て来るので、引き続き市場動向を監視する必要がある。
- ・ 今回判明しなかった蒸着シリカの価格動向にも注視する必要がある。

## &lt;既設 PV モジュールに対する防水処理コストの見通し&gt;

同様に、アルミ箔 40 $\mu$ m 厚+エポキシの材料を用いて防水膜を形成する場合を例に、太陽光発電システム現地において既設 PV モジュールに対して防水処理を行う場合のコストを計算した。それを表III-2-①-(5)-12 に示す。

表 III-2-①-(5)-12 既設 PV モジュールに対する防水処理コスト (例)

原価項目	[円/W]	備考
材料費	1.81	アルミ箔 40 $\mu$ m 厚+エポキシの材料費(参照→表 5.1-b))
設備償却費	—	
人件費	4.00	2MW 規模のメガソーラー(PV モジュール枚数 = 8,000 枚)において、 2k[円/人時]×2[人]×15[分/枚]×8,000[枚]/2[MW] (手作業を前提。アルミ箔切断時間を含む。)
経費等	0.87	上記 3 項目の合計の 15%
合計	6.68	

既設 PV モジュールに対する防水処理費用は、表 III-2-①-(5)-3 に掲げたメガソーラーの場合、 $6.68[\text{円/W}] \times 2,200[\text{kW}] = 14.7[\text{百万円}]$ と計算される。

表 III-2-①-(5)-3 によれば、PV 発電システムの運転維持費中の修理費を次のように想定している。

		開発前	開発後
修理費 [千円/年]	電気設備(含パワコン)修理費	2,475	2,475
	故障 PV モジュール交換費	3,300	1,650
	修理費計	5,775	4,125

従って、例えば、防水処理効果が 10 年継続するならば、この費用を支払う価値がある。すなわち、 $(3,300 - 1,650) [\text{千円/年}] \times 10[\text{年}] = 16.5 [\text{百万円}] > 14.7[\text{百万円}]$ という計算結果になり、発電事業者はアルミ箔+エポキシ系防水処理の費用を支払っても、それ以上の修理費低減効果を得ると言える。

このような防水処理を施した PV モジュールが、1 項で仮定した経年出力低下率の低減と PV モジュール故障率の低減をもたらすならば、生涯発電コストを約 2 円/kWh、低減させることができる。なお、次のことにも留意すべきであろう。

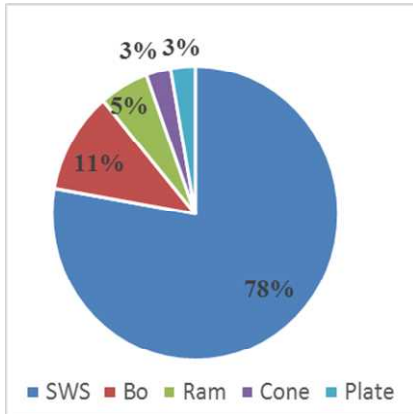
- ・アルミ箔+粘着テープ系、ポリシラザン系についても、大量調達時価格によっては、実施可能性が出て来るので、引き続き市場動向を監視する必要がある。
- ・今回判明しなかった蒸着シリカの価格動向にも注視する必要がある。
- ・既設 PV モジュールに対する防水処理作業工数が表 III-2-①-(5)-125.2.2 通りに実行できるかどうかについては太陽光発電システム現地における実証試験が必要である。

(6) 高耐久軽量低コスト架台開発と最適基礎構造適用研究 [平成 27～29 年度]  
 (奥地建産株式会社)

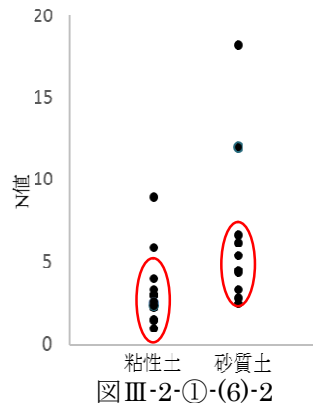
1. 成果詳細

1.1 地質調査による基礎構造と架台設計の最適化

本研究には、地盤性状を把握するため、当社にて実施した施工現場の地盤調査データを収集・比較を行う。その中から 3 現場をピックアップし、3 種類の基礎工法(連続基礎・独立基礎・杭基礎)の性能比較及び評価を行い、強度や特性等の検証・把握する。



図Ⅲ-2-①-(6)-1 各地盤調査方法の割合



図Ⅲ-2-①-(6)-2 地盤調査結果まとめ

実際に行った地盤調査の中には、調査方法としてスウェーデン式サウンディング試験(SWS)、標準貫入試験(Bo)、ラムサウンディング試験(Ram)、簡易動的コーン貫入試験(Cone)、平板載荷試験(Plate)が使われている。当社の実際調査した現場の中に各調査方法が使用された割合は図Ⅲ-2-①-(6)-1 に示す(当社調べ)。約 8 割の現場では SWS 試験により地盤調査を行ったことがわかった。SWS 試験に

より得られた貫入に必要な最低荷重  $W_{sw}$  及び貫入量 1m あたりの半回転数  $N_{sw}$  を用い、稲田式より N 値を算出する。土質に関しては、試料の採集ができないため概略的な土質判定しかできない。その N 値及び概略的な土質より基礎の支持力や引抜抵抗力等を求め、適切な基礎を選定する。



収集した調査データを図Ⅲ-2-①-(6)-2 にまとめた。各現場では数箇所の調査ポイントから最も N 値が小さいポイントをピックアップし、基礎検討に用いた。図Ⅲ-2-①-(6)-2 によると、粘性土の N 値は 4 以下、砂質土の N 値は 8 以下の地盤はほとんどである。太陽電池架台が柔らかい緩い地盤上での設置が多いことがわかった。その中から表Ⅲ-2-①-(6)-1 に示す 3 現場をピックアップし、比較検討する。それぞれ設置した基礎は表Ⅲ-2-①-(6)-2 に示す。

表Ⅲ-2-①-(6)-1 実際の地盤調査結果

現場1 粘性土		現場2 粘性土		現場3 砂質土	
貫入 深さ (m)	換算 N値	貫入 深さ (m)	換算 N値	貫入 深さ (m)	換算 N値
0.25	3.6	0.25	3.3	0.25	4.4
0.50	4.0	0.50	5.2	0.50	7.0
0.75	3.0	0.75	3.0	0.75	12.0
1.00	13.0	1.00	3.0	1.00	12.0
1.05	>15	1.25	3		
		1.50	3.0		
		1.75	3.0		
		2.00	4.0		
		2.25	3.6		
		2.50	3.8		
		2.75	3.0		
		3.00	3.0		
		3.25	3.0		
		3.50	3.6		
		3.75	5.5		
		4.00	5.2		
		4.25	3.1		
		4.50	2.0		
		4.75	2.0		
		5.00	3.3		
		5.25	6.8		

現場 1 について、粘性土で、深度 1m までの N 値は 3 程度で、1m 以深の N 値は 13 以上となる。十分な支持力を得るため、深度 1m を支持層と設定し、小口径鋼管杭を採用する。杭先端における先端支持力及び杭周面の地盤による摩擦力によって許容支持力を算出する。風の吹上時に対して、杭周面の摩擦力のみで引抜を抵抗する。

表Ⅲ-2-①-(6)-2 基礎形状及び短期許容力

(単位：kN)

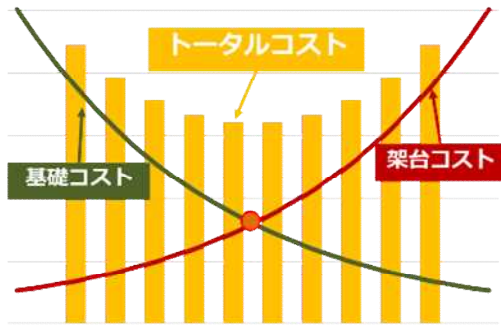
現場	基礎形状		許容支持力	許容引抜抵抗力
現場1	杭	φ60.5 Lc900	5.2	4.2
現場2	布基礎	H300xW200	11.2	2.4
現場3	独立基礎	H200xW600	10.2	2.6

現場 2 に関しては同じく粘性土だが、深度 5m までも N 値がほぼ 3 で、支持層が 5m 以深となり、現場 1 のように杭より十分な支持力を得るため、杭長は 5m 以上にしなければならない。コストや施工性を考慮し、杭ではなく直接基礎を採用することにした。上部架台の形状より施工性も考慮し太陽電池モジュール配置の列方向の布基礎とした。また、風の吹上時の浮上りに対して、基礎自重により抵抗している。

現場 3 は N 値 10 以下の緩い砂質地盤である。風吹上時に杭の引抜に対してほとんど抵抗できないため、直接基礎を採用することにした。十分大きな基礎幅より、ゆるい砂質地盤でも十分な支持力を得られた。

太陽電池架台については、一般の建築物と異なり、風吹上時に大きな負方向の荷重を受け、その際の荷重により基礎形状が決定されることが多々である。直接基礎の周面摩擦が期待できず、ほぼ基礎自重によって抵抗している。十分大きな抵抗力を得るため基礎形状を大きくしなければならないが、その形状より必要以上に大きな支持力を得てしまい、コストにも影響する。それに対して、適切な地盤であれば、杭は周面摩擦力により引抜に対して比較的有効であり、同時に適度な支持力も得られることがわかった。しかし、現場 2 のような柔らかい粘性地盤及び現場 3 のような緩い砂質地盤に杭を採用する場合、深くまで杭打ちしなければ必要十分な支持力及び引抜抵抗力が得られない。これらの場合は、コスト及び施工性を考慮し、コンクリートの直接基礎を採用するのは妥当である。また、非常に硬い/密な地盤の場合においても、杭の打込みが困難であり、直接基礎を採用すべきである。

実際の調査データより、太陽電池架台を設置するのは、比較的柔らかい地盤が多いため、上記



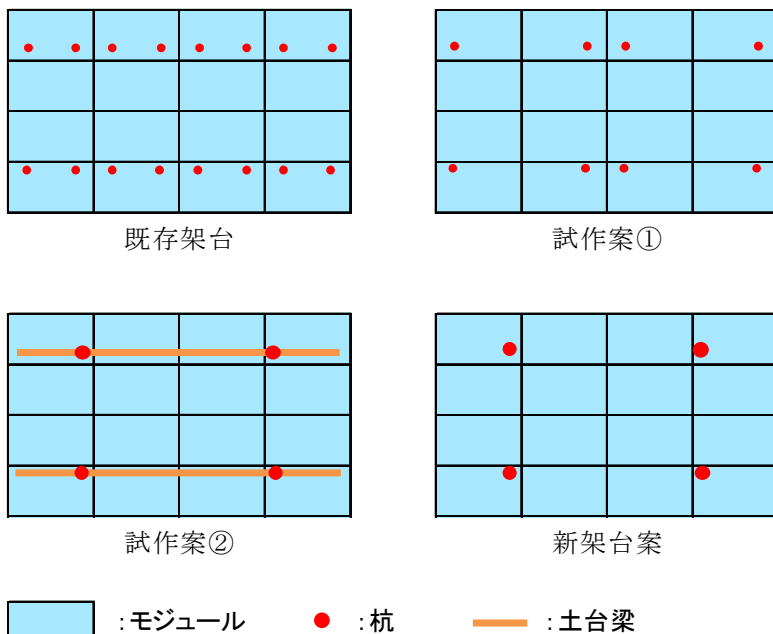
図Ⅲ-2-①-(6)-3 トータルコストバランス

のように、長杭もしくは広幅の直接基礎が必要となる。基礎コストを低減させるため、中スパン・大スパンの架台を開発することによって経済的な架構とすることが可能であると予想できる。しかし架台のスパンを大きくすれば単位当りの基礎のコストは下げられることは間違いないが、単位当りの架台のコストは上がってしまうためトータルではコストダウンに繋がらない(図Ⅲ-2-①-(6)-3)。そこで、次項には更にコストダウンを目指し、スパンを大きくとれる超軽量構造架構の開発を目的とする。

### 1.2 軽量鉄材によるスパン拡大と高耐久性架台設計技術の開発

本研究では、大スパンの超軽量構造架構を開発することを目的とする。架台重量及び部材点数の低減を図り、全体のコストダウンを目指す。

既存架台及び開発中の新架台各案のイメージ図を図Ⅲ-2-①-(6)-4 に示す。太陽電池モジュール一枚の発電量を 250W と設定し、一列 4 枚で 1kW とする。基礎仕様は小口径鋼管杭とする。図示の通り、既存架台は 1kW 当り杭 4 本が必要となっている。そこから 1kW 当りの杭本数を漸次減少していく案を考えた。本研究の超軽量構造架構の試作及び新架台案と既存架台の重量・部材点数を比較し、表Ⅲ-2-①-(6)-3 にまとめた。平均風速、垂直積雪量などの設計条件は同じとし、杭の設計も同じ地盤条件で行うようにしている。



図Ⅲ-2-①-(6)-4 各架台のイメージ図

試作案①について、既存架台の構造上に補強を入れて、1kW 当りに杭 2 本になるように設計している。架台を補強するために部材を増やし、既存架台と比べ、架台重量が 23%増、部材点数も 12%増となっている。杭本数が減少できたが、全体的に既存架台の重量と部材点数を上回ってしまい、コストダウンには繋がらなかった。

試作案②は、同じく既存架台をベースとして、架台と杭の間に土台梁を追加することにより、大スパン化を図る。架台重量は既存架台と同じだが、土台梁の重量を杭重量に加えることと、十分大きな支持力を得るために杭径を大きくすることによって、杭重量は既存架台の杭重量の 2 倍以上となり、全体重量は 1.4 倍程度となる。杭本数だけ低減できた

が、全体的にコストアップとなってしまう。

これらの試作案を踏まえて、使用部材断面及び架台構造を一から見直し、4 段 4 列太陽電池モジュール 16 枚 1 アレイの新架台の開発に進んでいる。軽量低コスト化を図るため、新架台の開発においても、既存架台と同様に厚さ 2.3mm 未満の超軽量鉄材をメインとして使用する。より十分な構造強度を持たせるため、「軽鋼構造設計施工指針・同解説」(以下、指針という)を参考し、新たな部材断面を選定する。指針には、非対称断面の部材を曲げ材として用いる場合は、横座屈に対して十分な配慮をする必要があると指摘されている。新架台の設計に当たって、大スパンを跨るはり材について、特にこの横座屈が生じやすいと考え、非対称断面部材を避けて、対称断面を持つ角パイプを採用することにした。また、圧縮材に関しては、単一山形断面の部材は曲げねじ

れ座屈に対して特に弱い点も指針に指摘されている。施工性も考慮し、柱材は溝形鋼を採用する。

表Ⅲ-2-①-(6)-3 各架台の重量及び部材点数の比較表

架台	架台重量	部材点数	杭重量	杭本数	重量合計	部材数合計
	kg/kW	個/kW	kg/kW	本/kW	kg/kW	個/kW
既存架台	100%	100%	100%	100%	100%	100%
試作案①	123%	112%	83%	50%	108%	111%
試作案②	100%	100%	215%	25%	143%	98%
新架台案	103%	80%	71%	25%	91%	79%

表Ⅲ-2-①-(6)-3 によると、新架台案は、既存架台と比べ、架台重量は多少増えたものの、杭重量・本数の低減より、重量合計は既存架台と比べ9%減ができた。そして、部材点数合計は21%減と目標を達成している。部材点数の減少より、現場作業の工期と工数の削減も期待できる。杭に関して、1kW 当りに1本となり、連続設置時に等スパンで設置可能になるように配慮し、現場作業の精度及び効率向上にも繋がる。

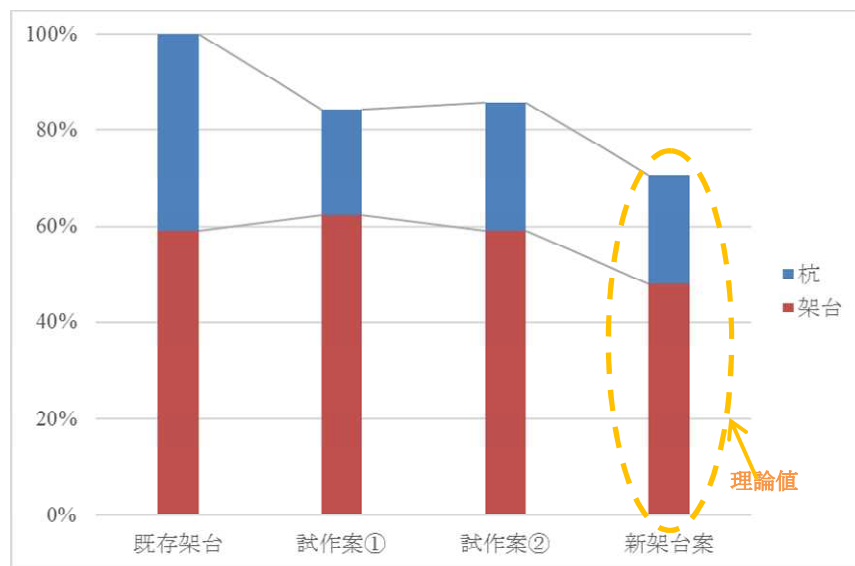
新架台案に使用している角パイプについては、加工方法及び締結方法に関してまだ開発する余地があるため、最善の締結方法を考案し、更なる重量と部材点数の低減が期待できる。

架台の耐久性向上に関しては、部材の防食技術の開発によるもので、後記の1.4項に述べる。

### 1.3 現場での作業効率を改善する低コスト施工技術の開発

現場での作業効率を改善する低コスト施工技術の開発を実現するため、現状分析として従来工法の施工工数の分析・把握を行う。

本研究には基礎仕様が杭のみでの検討とする。杭打設、杭頭処理、杭頭キャップ取り付けなどの杭にかかわる作業は青で示し、土台梁の設置も杭にかかわる作業に含まれる。架台設置、太陽電池モジュール設置、各種調整などの杭以外の作業は赤で示す。一日あたりに一人ができる作業を、1kW あたりの作業に換算し、既存架台、試作案①、試作案②の工数及び新架台案の予想工数の比較を図Ⅲ-2-①-(6)-5に示す。各架台のイメージ図は前項の図Ⅲ-2-①-(6)-4を参照する。



図Ⅲ-2-①-(6)-5 各架台の施工工数比較

本研究には基礎仕様が杭のみでの検討とする。杭打設、杭頭処理、杭頭キャップ取り付けなどの杭にかかわる作業は青で示し、土台梁の設置も杭にかかわる作業に含まれる。架台設置、太陽電池モジュール設置、各種調整などの杭以外の作業は赤で示す。一日あたりに一人ができる作業を、1kW あたりの作業に換算し、既存架台、試作案①、試作案②の工数及び新架台案の予想工数の比較を図Ⅲ-2-①-(6)-5に示す。各架台のイメージ図は前項の図Ⅲ-2-①-(6)-4を参照する。

既存架台の工数をベンチマークとし、そのうち60%は架台にかかわる工数で、40%は杭にかかわる工数となる。1kW 当りに杭4本が必要となるため、最も杭の工数が多い。杭径が小さいため、図Ⅲ-2-①-(6)-6に示すようなハンド式の

杭打ち機で杭打設可能となる。

試作案①に関しては、既存架台と比べ架台の部材点数が増加しているため、架台工数も若干増加している。基礎については、1kW 当りに杭2本となり、既存架台から杭長は増加するが、本数が半分になるため全体的な工数の低減に繋がっている。前項の表Ⅲ-2-①-(6)-3より、試作案①が既存架台より重量も部材点数も増えているが、杭本数の減少だけで全体の施工工数の低減が実現できたことより、杭本数が施工工数を大きく左右していることがわかった。

試作案②については、架台構造は既存架台と同じであるが、土台梁により架台と杭を連結し、杭径及び杭長を大きくすることによって杭の打設本数を減らし、工数を低減することを図る。既

存架台と比較し、杭の打設本数は約 25%程度になっているが架台の構造上に土台梁が必要となるため、土台梁の設置工数を加え、杭にかかわる工数は全体的に 14%程度の低減になっている。また、杭径が大きくなったため、従来のハンド式の杭打ち機による杭打設は困難となり、パイルドライバが必要となってくる(図Ⅲ-2-①-(6)-7)。

最後に新架台案については、前項の表Ⅲ-2-①-(6)-3 により部材点数が 20%減になっているが、スパンが大きいため、1アレイを設置する際に既存架台と比べより多数な作業員が求められている。1kW 当りの工数も若干増えて、架台にかかわる施工工数が既存架台より 15%減にとまっている。杭に関しては、試作案②と同様に既存架台から杭の本数を 1/4 まで減らした上、架台構造上に土台梁の必要もなくなった。ただし、杭径は既存架台より大きくなり、杭打設の工数が既存の 1/4 にならず、おおよそ 1/2 程度に減少する。その結果として、全体工数が約 30%低減可能となる。また、架台の構造上には従来の工法と比較すると太陽電池モジュール下部での作業が容易になり、施工性の向上も工数低減に繋がっている。

ただし現在、新架台案の工数についてはまだ机上の理論値のみとなり、実際に上記の低減が実現可能かどうか、今後の実証試験が必要となる。また、架台のプレファブ化及び施工機械化の推進により、更なる効率向上を目指す。



図Ⅲ-2-①-(6)-6  
ハンド式の杭打ち機による杭  
打設



図Ⅲ-2-①-(6)-7  
パイルドライバによる杭打設

#### 1.4 基礎・架台の長寿命化のための腐食対策技術の開発

##### a 遮へい暴露試験における試験方法の策定・確立

当社では、太陽電池架台材料の耐久性を検証し、施工現場の環境に最適な材料を選択するために、全国各地で大気暴露試験として直接暴露試験を行ってきた。しかし、太陽電池架台は太陽電池モジュールが屋根となり、直接、降雨の影響を受けない。そこで、降雨の影響を受ける直接暴露試験に代わり、降雨と日照の影響を除いた大気暴露試験である遮へい暴露試験を開始した。これにより太陽電池架台の置かれる環境をより模擬した試験になると考えられる。

遮へい暴露試験は JIS Z 2381(大気暴露試験方法通則)に規定されているが、具体的な試験方法についてはほぼ記載が無い。また、今までに行われた遮へい暴露試験は橋脚の下を模擬しており、その暴露台(JWTC 仕様暴露台)は非常に大きい。そこで JWTC 仕様暴露台を参考に、有識者から意見をいただきながら暴露台の小型化と試験方法の策定を行った。

小型化した暴露台の設置場所としては、内陸地の三重県伊賀市、準沿岸地の千葉県銚子市、沿岸地の沖縄県西原町の 3 ヶ所を選定した。暴露台の開口部は南北方向に向けて設置した。三重県伊賀市の設置完了写真を図Ⅲ-2-①-(6)-8 に示す。

試験片は、鉄材である SPCC と、母材を鉄とし、表面処理として亜鉛系のめっきが施された材を 5 種類選定した。これは、耐候性鋼や炭素鋼など鉄材の知見は多数見られるが、表面処理材については試験結果が少ないこと、亜鉛の犠牲防食作用の有効性を確認することを目的としたためである。また、試験片の設置に際し、暴露台内部で塩分飛来量が不均一となることを考慮して配置した。

また、千葉県銚子市においては、JWTC 仕様暴露台を用いた今までの遮へい暴露試験の結果との比較を行うため、JWTC 仕様暴露台へも同様の試験片を設置した。そして、直接暴露試験と遮へい暴露試験の比較のため、3ヵ所全ての設置場所で同様の試験片を直接暴露試験台へも設置した。

そして各設置場所における小型化した暴露台内部の環境比較のため、暴露台内部の温度と湿度を1年間、1時間おきに測定する。これはUSB温湿度計データロガーによって行っている。また、図Ⅲ-2-①-(6)-9に示したようにUSB温湿度計データロガーは暴露台内部の上部、中部、下部に設置した。降雨と日照が除かれている遮へい環境においては、風と土壌から来る水蒸気により温度と湿度が影響を受けるため、風が通らず、地面から遠い上部と、風が通りある程度地面から距離がある中部、風が通り地面に近い下部では温度と湿度が異なる。そこで、この環境差を捉えることで、遮へい環境において、より強い腐食環境となるポイントを推定することを目的とした。

試験片の回収は1、2、3、5年後の5月中旬を予定しており、当社で行っている直接暴露試験の結果と腐食進行を比較する。またUSB温湿度計データロガーも1年後の5月に回収し、上記した比較検討を行う。



図Ⅲ-2-①-(6)-8 遮へい暴露試験台設置風景

また、今後、1年間の実証データを得る間に琉球大学において促進試験を行っている。この試験はISO 4541に規定されているCorrodkote corrosion testを参考に試験方法を検討した。海塩粒子を一定量毎に堆積させた試験片と堆積させていない試験片を恒温恒湿槽内に静置し、一定時間ごとに試験片表面の観察、分析を行う予定である。また、この結果は、遮へい暴露試験結果との比較を行う予定である。



図Ⅲ-2-①-(6)-9

遮へい暴露試験台内環境測定器設置風景

b 水みち腐食の分析・把握

ここまでの腐食試験では、環境に対する全体的な腐食について検証し、最適な材料を選択することが目的であった。しかし、何らかの要因によって局所的な腐食が発生する可能性があるため、ここからは太陽電池架台で発生している局所的な腐食について分析、把握し、その解決策を探ることを目的とする。

水みち腐食とは、太陽電池モジュールや架台の構造により発生する雨水や結露水などの水滴が同一箇所へ落ちるまたは、流れることで生じる腐食である(図Ⅲ-2-①-(6)-10)。このような状況下では、水の供給と腐食生成物(腐食抵抗成分)がその衝撃で流されることや水の滞留、腐食性物質の凝集が生じると考えられるが、詳細な検討はなされておらず、不明な点が多い。この腐食の最大の課題は、著しい局所的な腐食であるため、孔食が発生し、構造強度へ影響を与えることにある。そこで水みち腐食現象に対する材料の耐久性及びそのメカニズムについて、さらには対応策を検討するために短期間ではあるが暴露試験を行った。この試験では、モジュールから液滴が落ちる所と落ちない所に試験片を設置し、これらの場所での腐食性状の変化を観察する目的で行った。試験片は Fe 板に表面処理として Zn 系めっき、Al 系めっきを施したものと Zn 板を用いた。また、試験期間は 2015 年 12 月から約 6 ヶ月間とした。

図Ⅲ-2-①-(6)-11 に暴露期間約 6 ヶ月間のときに経過観察をした Zn 系めっきの表面を示す。液滴が落ちる所に設置された試験片には、液滴が落ちた痕跡が見られた。また、腐食生成物と思われる白い結晶の付着性状は落ちる所と落ちない所に置かれた試験片で異なっているが、共に著しい

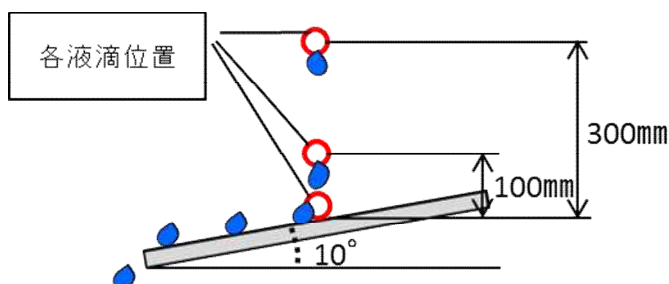


図Ⅲ-2-①-(6)-10  
水みち腐食発生事例



Water droplet-affected area

図Ⅲ-2-①-(6)-11 暴露試験後亜鉛系めっき板  
上：液滴無 下：液滴有

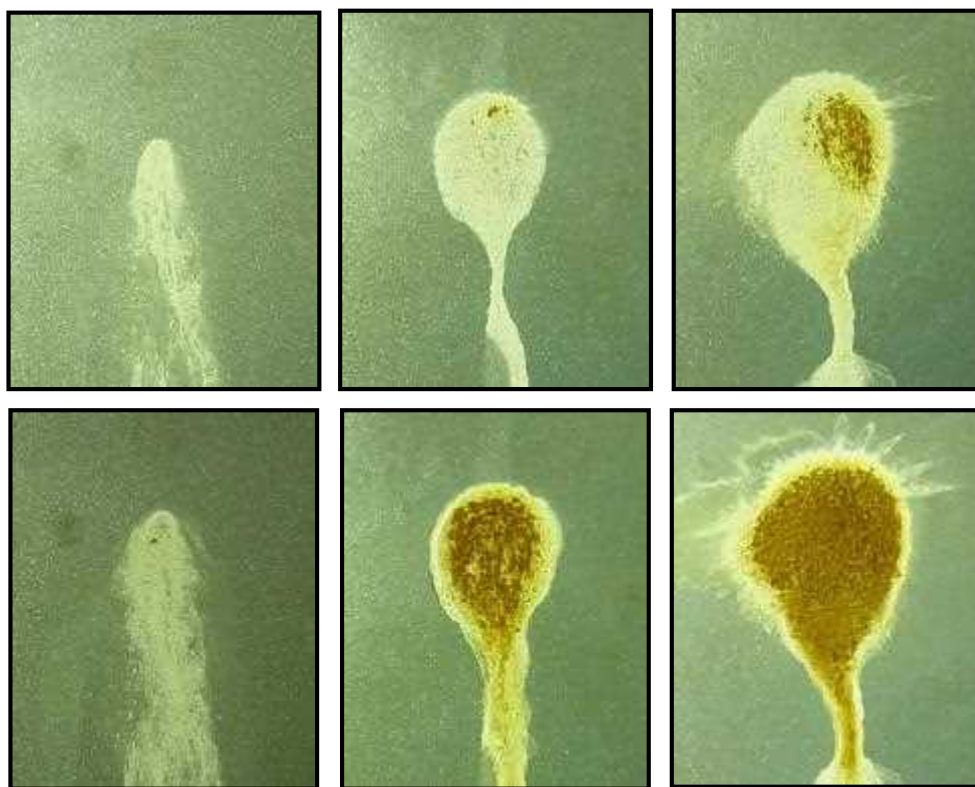


図Ⅲ-2-①-(6)-12 液滴高さ比較促進試験模式図

腐食は見受けられなかった。そこで、試験期間終了後に試験片を回収し、液滴影響部と健全部の比較をするために断面の光学顕微鏡観察を行う予定である。

短期間の暴露試験では、著しい腐食は見受けられなかったが、当社が以前から研究している太陽電池モジュールから液滴の落ちる所を想定した環境促進試験では、滴下高さの違いによる腐食を確認している。この腐食試験は試験片に Fe 板に表面処理として Zn 系めっきを施したものをを用いた。この促進試験では、液滴流量を等しくし、液滴位置高さの違いによって生じる腐食速度の比較をした。その模式図を図Ⅲ-2-①-(6)-12 に示す。

結果として図Ⅲ-2-①-(6)-13 に示すように液滴高さによる腐食速度の違いを確認することができたが、この促進試験は塩害地の雨水を想定した人工雨水を用いており、塩化物イオンの影響が強く出てしまった可能性がある。さらに要素ごとの分析をしていく必要があると思われる。



図Ⅲ-2-①-(6)-13 促進試験後亜鉛系めっき板

上：20Cycle 下：34Cycle

左：0 mm 中：100 mm 右：300 mm

そのため、雨水や結露水などの水が集まり、流れる所と、それらが液滴となり落ちる所の腐食については、促進試験環境を用意し、海塩粒子の濃度別で行う予定である。

また、液滴落下部に対する評価を行ってきたが、構造的に雨水や結露水などの水が滞留するような部分においても腐食が強く進行するため、モジュール端部からの液滴が滞留する状況においても暴露試験にて検証していく予定である。

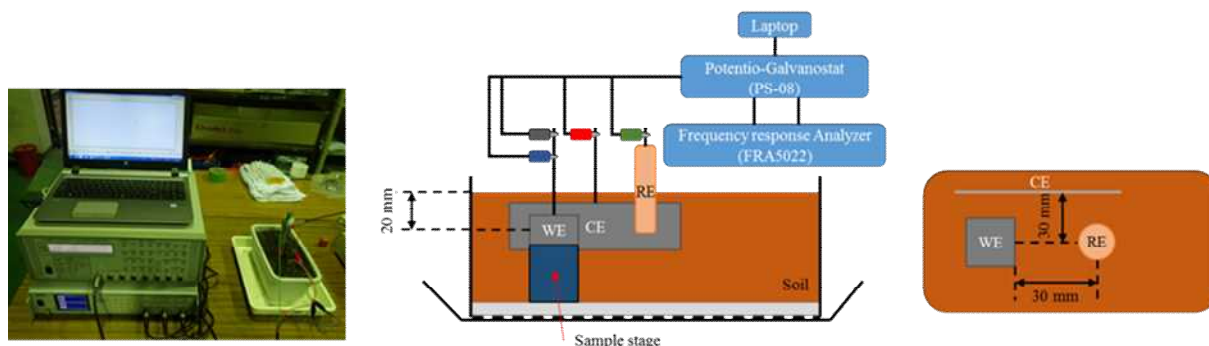
c 土壌界面における腐食メカニズムの把握・解明および有効的な対策

太陽電池架台の基礎は、上記したように連続基礎、独立基礎、杭基礎が用いられることが多い。この中でも杭基礎は、より安価で施工性も高いことから用いられることが増えている。この杭基礎には鋼製杭が用いられることが多く、太陽電池架台では、鋼製杭を地盤に直接打込む工法が一般的である。この工法では、鋼製杭の地際部周辺が土に接する環境となるが、地際部では雨水の滞留が見られ、土に埋まっていることから鋼製杭表面の酸素濃度が深くなるにつれて低くなると考えられる。そのため、酸素濃淡電池が形成し、浅層土壌中で腐食が強く進行すると思われるが、この環境についての腐食の知見は少なく、腐食メカニズムの詳細な解明も進んでいない。

そこで、土壌界面における腐食メカニズムの解明に向け、電気化学を用いた実験を行った。本測定は、土壌中での測定環境、方法の有効性を確認する目的で行っており、結果については参考データとする。その測定は図Ⅲ-2-①-(6)-14 の模式図として示した環境中で行い、条件は表Ⅲ-2-①-(6)-4 に示した。図Ⅲ-2-①-(6)-14 中の作用極(WE)には 1 cm<sup>2</sup> 露出させた鉄を、対極(CE)には白金を、参照極(RE)には銅-硫酸銅電極を用いた。土壌については乾燥させた黒ぼくに、その重量に対して 50wt%の純水を加え、混練した土を締固め用いた。試験は屋内で行い、作製後に純水などの溶液の添加は行っていない。

表Ⅲ-2-①-(6)-4 土壌界面腐食電気化学測定条件

測定条件と仮定	値	備考
自然電位測定時間 [s]	60	ここで測定した自然電位を E <sub>a</sub> とした。
掃印範囲 [V vs CSE]	E <sub>a</sub> → 0 E <sub>a</sub> → -1.1	アノード分極 カソード分極
掃印速度 [mV/sec]	1	
ターフェル領域 [V vs SHE]	-0.22 ~ -0.05 -0.80 ~ -0.50	アノード分極曲線 カソード分極曲線



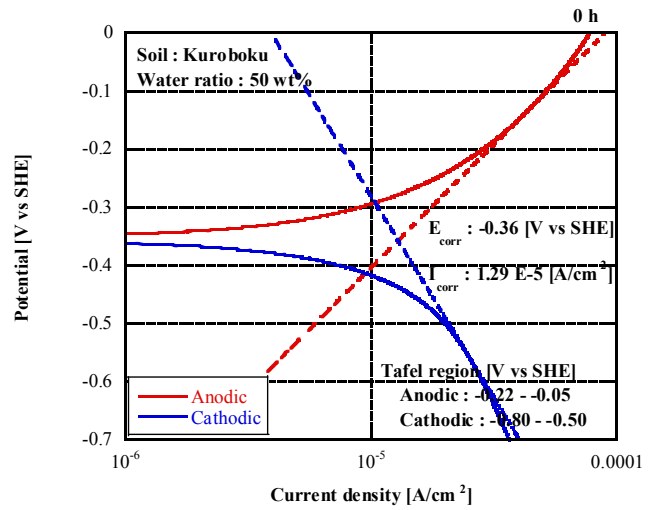
推定値

図Ⅲ-2-①-(6)-14 土壌界面腐食電気化学測定風景および模式図

測定条件	値	備考
自然電位測定時間 [s]	10	ここで測定した自然電位を E <sub>a</sub> とした。
最大周波数 [Hz]	100k	—
最小周波数 [Hz]	10m or 1m	—
sin 波交流電位 [V vs CSE]	0.01	実効値
電流範囲 [A]	2m or 200 μ	—



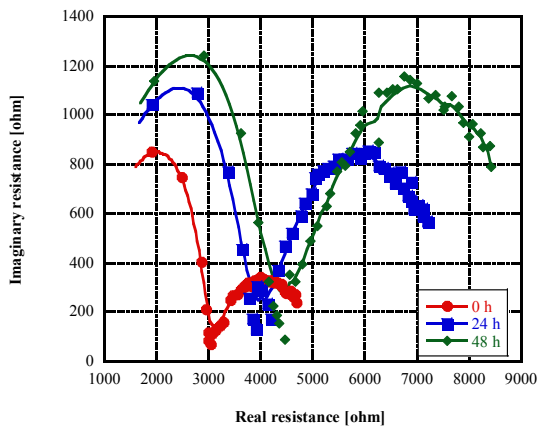
表Ⅲ-2-①-(6)-5 と図Ⅲ-2-①-(6)-15 にリニア分極曲線測定結果を、図Ⅲ-2-①-(6)-16、図Ⅲ-2-①-(6)-17 に交流インピーダンス測定結果としてナイキスト線図、ボード線図をそれぞれ示した。リニア分極曲線の結果は作用極を測定毎に交換していないため、自然状態の腐食となっていない可能性がある。また、図Ⅲ-2-①-(6)-15 のリニア分極曲線から Tafel 領域(直線領域)がほとんど無く、外挿が非常に難しい。そのため、腐食電流密度の推定値は不正確であると思われる。



図Ⅲ-2-①-(6)-15 リニア分極曲線

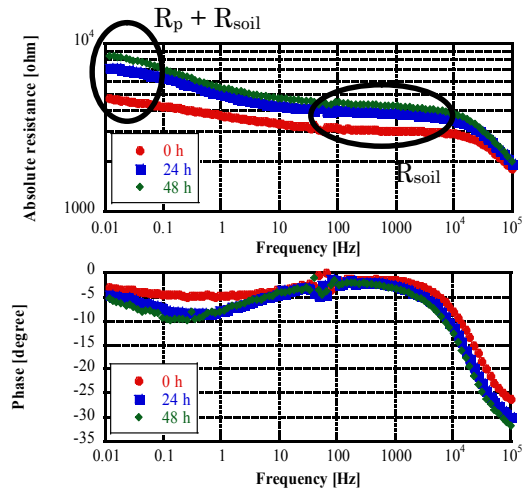
表Ⅲ-2-①-(6)-5 リニア分極曲線測定結果

環境作製後 経過時間 [h]	自然電位 [V vs SHE]	電流密度 [ $\mu\text{A}/\text{cm}^2$ ]	推定腐食減量 [g/(m <sup>2</sup> year)]	推定腐食深度 [mm/year]
0	-0.36	12.9	1180	0.15
24	-0.35	7.86	716	0.09
48	-0.31	6.39	583	0.07
建築土木における杭 の推定値	—	1.72	157	0.02



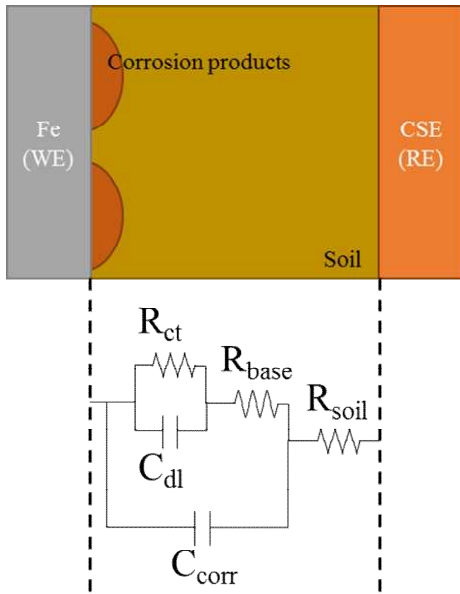
図Ⅲ-2-①-(6)-16

交流インピーダンス測定結果ナイキスト線図



図Ⅲ-2-①-(6)-17

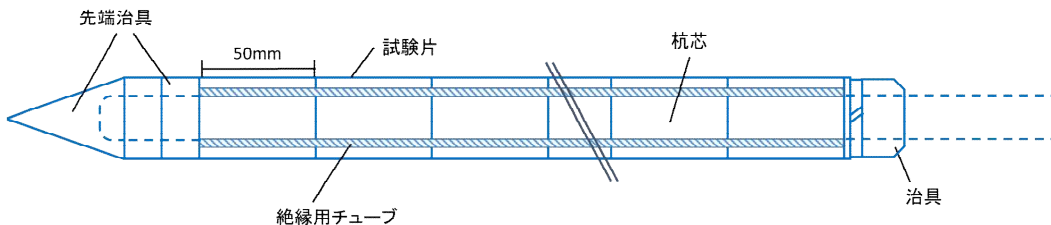
交流インピーダンス測定結果ボード線図



図Ⅲ-2-①-(6)-18 土壌中推定等価回路

交流インピーダンス法が適切であると考えられる。今後、深さ方向への拡大と土壌の変更、含水率の変更などを検討し、データ収集を行う予定である。

また、同時に実施工スケールにおける土壌界面腐食試験として粘性土の奈良県葛城市、砂質土の三重県伊賀市、塩害地で粘性土の沖縄県西原町の3カ所に試験杭を打設し、暴露試験を開始した(図Ⅲ-2-①-(6)-19)。試験杭は、腐食性状の分析のため、深さ方向に多段分割した鋼製杭(分割杭)、標準杭として分割していない鋼製杭(一体型杭)を用いた。分割杭の概略図を図Ⅲ-2-①-(6)-20に示す。また、表面処理の防食効果検証のため、一般構造用炭素鋼鋼管(黒皮)、表面処理として亜鉛めっき、亜鉛系めっき、および塗装を施した単管杭を用いた。三重県伊賀市の打設完了写真を図Ⅲ-2-①-(6)-21に示す。



図Ⅲ-2-①-(6)-20 多段分割杭構造概略図

このことから、交流インピーダンス法により分極抵抗を求め、腐食電流密度を推定するため、等価回路の推定を行った。図Ⅲ-2-①-(6)-15、Ⅲ-2-①-(6)-16より、腐食生成物が生成することで分極抵抗に増加が見られ、水分の蒸発により土壌抵抗も上昇していることが示される。また、腐食生成物の静電容量などを考慮すると図Ⅲ-2-①-(6)-18で示すような等価回路であると思われる。しかし、これ以上に複雑な回路で推定される可能性があるため、図Ⅲ-2-①-(6)-17より、単純に抵抗成分を土壌抵抗( $R_{soil}$ )と分極抵抗( $R_p$ )のみであると捉えることで、これらの値から分極抵抗を推定することが可能であると思われる。

これにより、電気化学な測定環境として使用可能であり、腐食速度の推定には交流インピーダンス



図Ⅲ-2-①-(6)-19 杭打設風景



図Ⅲ-2-①-(6)-21 打設完了風景

回収時期は1, 2, 3年後の5月を予定している。

回収後、分割杭は腐食減量の計測し、深さ方向毎の腐食速度を推定する。この結果については、電気化学実験結果との比較検討も実施する。一体型杭は分割杭の多段分割による腐食への影響の確認と、腐食性状の観察を行う。一般構造用炭素鋼鋼管、単管杭については表面処理の違いによる腐食性状の比較をする予定である。

### 1.5 基礎・架台最適設計のためのガイドライン作成

既存の太陽光発電システムにおいて、台風等の強風に伴うパネル飛散、架台損壊等の事例が生じていることから、基礎・架台の設計ガイドラインの早急な策定が求められている。このような社会的要請に応えるため、当社は太陽光発電協会(JPEA)と連携して「(仮称)地上設置太陽光発電システムの設計指針」の策定作業を進めており、その草案がほぼ完成している状況にある。一方、平成28年度に応募した「太陽光発電システム効率向上・維持管理技術開発プロジェクト」の「(IV)太陽光発電システムの安全確保のための実証」が採択され、設計ガイドライン(暫定版)の早期策定を求められるなかで、前述の「(仮称)地上設置太陽光発電システムの設計指針」の内容を設計ガイドライン(暫定版)に移行させることとなった。

そのため、当事業における設計ガイドラインは、軽量・大スパン・高耐久の基礎および架台の実現を目的とした内容とする。なお、このガイドラインでは、安全かつBOSコスト低減を目指すために構造計算のみでは安全性の判断が難しい構造(例えば薄板鋼構造)についても言及するので、杭や架台の載荷試験結果の積極的な利用を基本とした内容でまとめる予定である。

## 2.実用化・事業化見通し

本PJの実用化は、高耐久軽量低コスト架台の開発の事業化(量産)することまでを目指し、下記課題の解決することにより実現可能と考えられる。

- (1) 代表的な地盤性状および各種基礎性能の把握  
⇒課題：地盤性状に適応した最適基礎工法の実現
- (2) 超軽量構造架構の設計・開発  
⇒課題：角パイプへの接合技術の開発、接合部の強度評価

(3) 現場での作業効率を改善する低コスト施工技術の開発

⇒課題：低コストかつ簡便な施工技術の開発

(4) 基礎・架台の長寿命化のための腐食対策技術の開発

⇒課題：太陽光発電システムの設置環境に適した表面処理選定の最適化

3.波及効果

- ・基礎・架台の長寿命化のための腐食対策および補修技術の開発により、再生可能エネルギーの固定価格買取制度の終了後(20年以降)でも、基幹電源として再投資可能な太陽光発電システムを実現
- ・基礎・架台に関する製品の材料使用量低減による環境負荷の低減
- ・太陽光発電システムの安全確保のための実証プロジェクト「耐風安全性および水害時感電防止を考慮した合理的設計手法の開発」事業目標であるガイドライン作成に研究成果の提供・補完ができる

4.今後の展開

- ・太陽光発電システムの設置環境に適した表面処理選定の最適化を提案するとともに O&M についても検討を行い、耐久年数：30年の実現と全体としてコスト最適化の実現を目指す。

## ②太陽光発電システム維持管理技術の開発

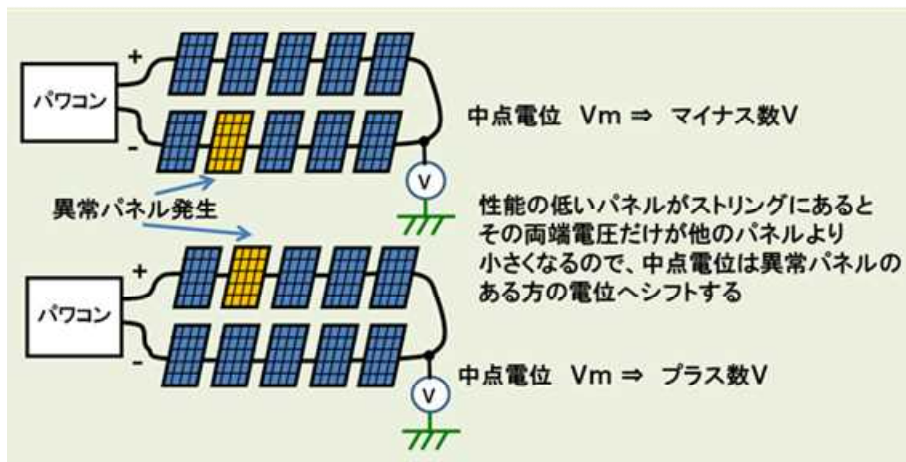
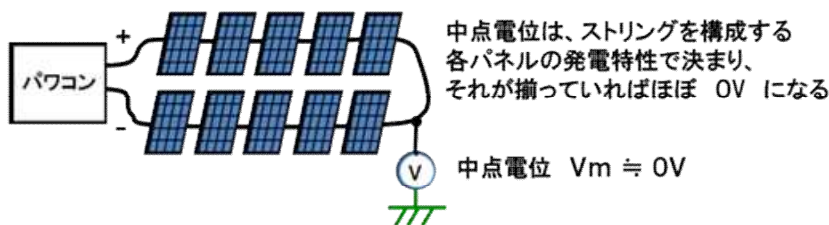
(1) 新規不具合検出機能を備えた発電量／設備健全性モニタリングシステムの開発  
[平成 26～30 年度] (ネクストエナジー・アンド・リソース株式会社)

### 1. 成果詳細

#### 成果 1：中点電位センサの開発

中点電位モニタの原理と意味を図Ⅲ-2-②-(1)-1 に、通常のスリングモニタに比べた優位性を図Ⅲ-2-②-(1)-2 に示す。中点電位モニタの高い不具合検出能力を確認して実用にするのが今回の開発の主な具体行動である。

中点電位をスリング電流とともに測定するセンサを開発した。このセンサを自社の 50kW 発電所に設置し、2016 年 1 月からデータを取得し中点電位モニタの有効性の実証実験を行っている。このセンサは測定値をデジタル化し RS485 ラインで外部と通信できる。実証サイトでは同時に開発したロガー「ソラジット」と接続して遠隔監視システム「PV-SAFETY」でリアルタイムに観測できる。図Ⅲ-2-②-(1)-3 がそのセンサ基板の写真である。



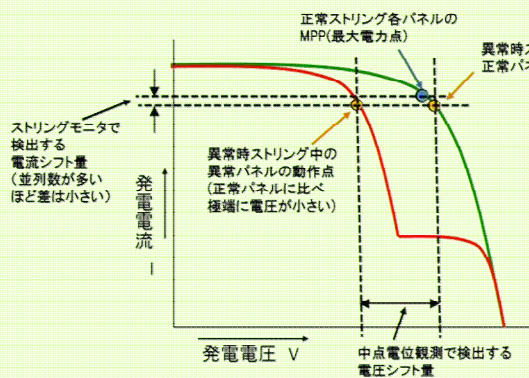
図Ⅲ-2-②-(1)-1 中点電位モニタの原理と意味

PV発電所の出力低下は、PVアレイの**局所的な不具合が主因**である

不具合箇所を検出して交換する運用で設備寿命を延ばし、売電収入も維持できる

不具合箇所の早期検出用の**センサー**を開発し、**実運用できる商品**とする

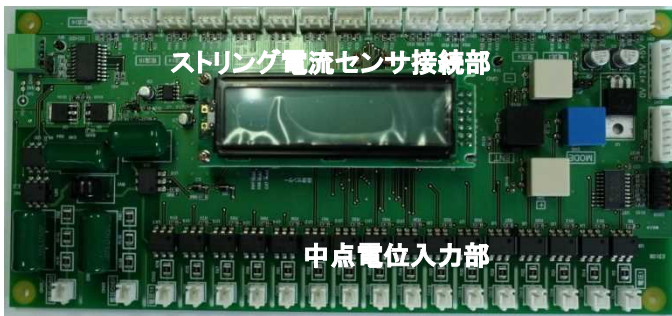
## 中点電位モニタリングの優位点



中点電位のシフトのほうが電流値シフトより大きく異常に対する感度が高い。  
(Signal値は電流より電圧観測のほうが大きい)

最も大きな変動要因である入射光量の変化に対してパネルの電圧は電流に比べて極めて安定で異常判定に影響がない  
(Noise値は電流より電圧のほうがずっと小さい)

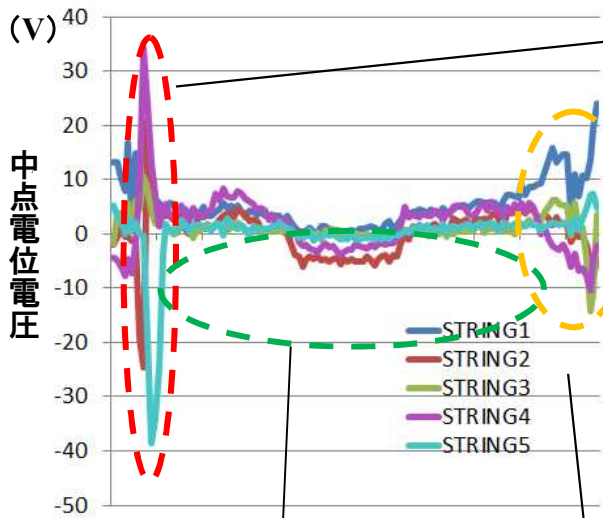
図Ⅲ-2-②-(1)-2 中点電位モニタリングの優位点



図Ⅲ-2-②-(1)-3 中点電位センサ基板

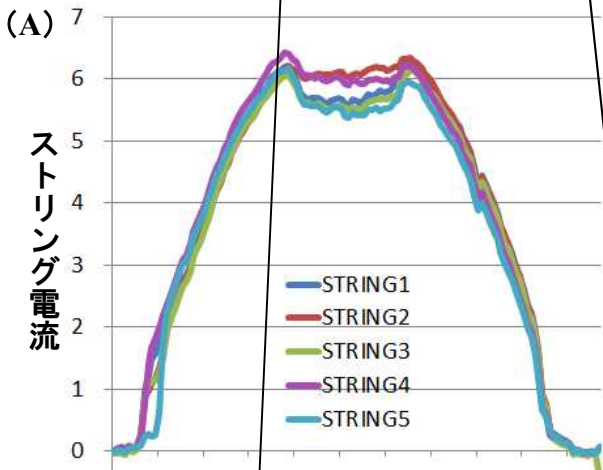
日射計がなくても極めて高い精度で不具合ストリングを検出する世界初のセンサ

### 中点電位観測例

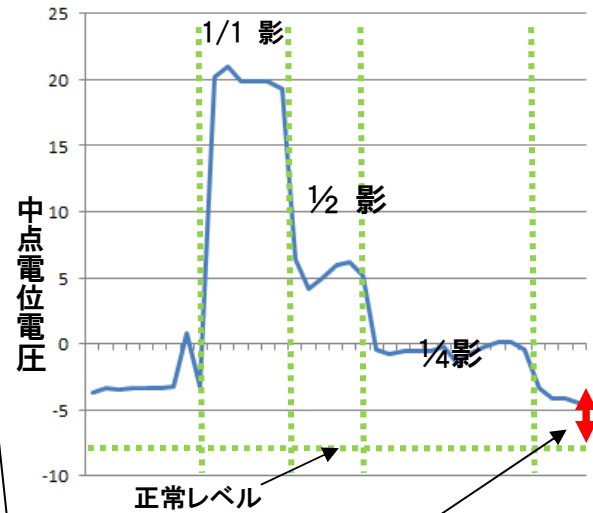


影の影響を明確に検知

影と中点電位の関係を検証サイトで



### (V) 影と中点電位



3V のシフトを  
S/N 良く検出している

図Ⅲ-2-②-(1)-5 陰による  
中点電位の影響

ストリング電流 1.5A 以上で MPPT 時、  
中点電位はほぼ一定

電流値で変調される？

図Ⅲ-2-②-(1)-4 中点電位観測例図

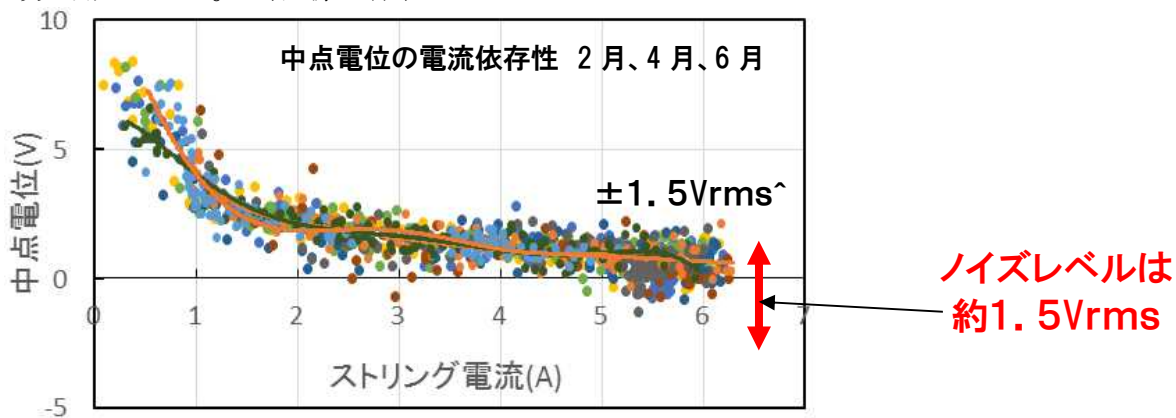
図Ⅲ-2-②-(1)-4 が観測データの 1 例である。上のグラフが中点電位の観測値、下のグラフがそのときのストリング電流の観測値である。ストリング電流がごく小さい場合を除き、当初の目論見どおりストリング電流に依らず中点電位は一定になることが確認できた。影に対して極めて高い感度で応答することから、ストリング中のパネル不具合（出力低下）に対して高い感受性があることが確かめられた。パネルの一部を黒い紙で覆う実験を行い、パネルの性能低下に比例した中点電位シフトを観測できている。（図Ⅲ-2-②-(1)-5）

この性質を使えば、ストリング電流値がある値以上でパワコンが出力を抑制していない

ときの中点電位値を直接不具合判定に使うことができる。具体的には中点電位の初期値(正常値)から、DC 的に(恒久的に) 2V 程度以上のシフトがあったときに不具合と判定する。

不具合による中点電位のシフトは DC なので自動的に影の影響(特定の時間帯のみにシフトが現れる)を除去できる。

ただ、ストリング電流が小さいときに中点電位が明らかに変動しており、それが各ストリングに固有の量であることがデータから推定された。そこで2月から6月の影の影響を除いた観測値から中点電位のストリング電流との相関(IV 特性)を調べた。その結果が図Ⅲ-2-②-(1)-6 である。この図は2月、4月、6月からそれぞれ数日の天候の異なる中点電位データを重ねて描いたものである。この図から「正常ストリングの中点電位の IV カーブは、季節や天候に依らず同じ」で、ばらつき程度は $\pm 1.5V$ 程度ということがわかる。逆にこのカーブから  $1.5V$  以上外れた中点電位が観測されたら何らかの異常(影、積雪、パネル異常)を疑うことができる。それがある時間以上続くようならパネルに不具合が発生していると判定できる。以上の判定手順は容易にプログラム可能である。しかも判定はストリング電流値に依らないばかりか日射量にも依らないため、不具合判定に日射量センサも不要である。ストリング電流のみを観測する通常のストリングモニタでは、日射量による規格化が必須であることと大きく異なる。ノイズレベルが  $1.5V$ 、時間積分すればさらにノイズを減らせるため、目標としたパネル不具合に起因した  $5V$  の電位シフトの検出は充分可能である。(目標達成)



図Ⅲ-2-②-(1)-6 中点電位とストリング電流の関係

メガソーラーに代表される産業用の PV 発電設備では日射センサの設置は一般的だが、住宅用などの小規模 PV 発電設備では日射センサは通常設置されない。そのため期待発電量が不明となりパネルアレイの不具合発生を検知するのは困難だが、この手法を使えば安価で容易に不具合判定ができる。

## 成果 2 : 無線データ収集システムの開発

920MHz 帯で新たに規格がオープンになった無線手段を用いて PV 発電所のストリングデータを収集できるシステムを開発、商品化した。開発開始時点で大手電気メーカーから類似の商品は発売されていたが、評価すると、マルチホップ機能と自動経路探索機能の両立の問題や、遅延時間の問題があって実際には目的の用途では使えないことが判明したために独自開発を行った。特徴は以下のとおり

- ・免許不要の 920MHz 帯 20mW 無線リンク。従来使われた 2.4GHz より混信がなく回り込みも大きいため、通信距離を長く取れる。
- ・データインタフェース RS485 MODBUS-RTU プロトコル
- ・マルチホップ(子 - 孫 - ひ孫まで)/自動経路探索機能つき



- ・親機で全ての機器間リンクの RSSI (受信強度) を表示する機能など  
設置時に便利な機能を搭載
  - ・耐候性アンテナ・取り付けブラケット付
- 図Ⅲ-2-②-(1)-7はこの製品の外觀である。



図Ⅲ-2-②-(1)-7 製品外觀

この製品を 2MW 規模の PV 発電所の一部に 2014 年夏に設置して 2 年間 機能/信頼性の確認を行い良好な結果を得た。そのためさらにストリング電流センサと一体化した製品「後付けストリングモニタシステム」(図Ⅲ-2-②-(1)-8)を開発した。



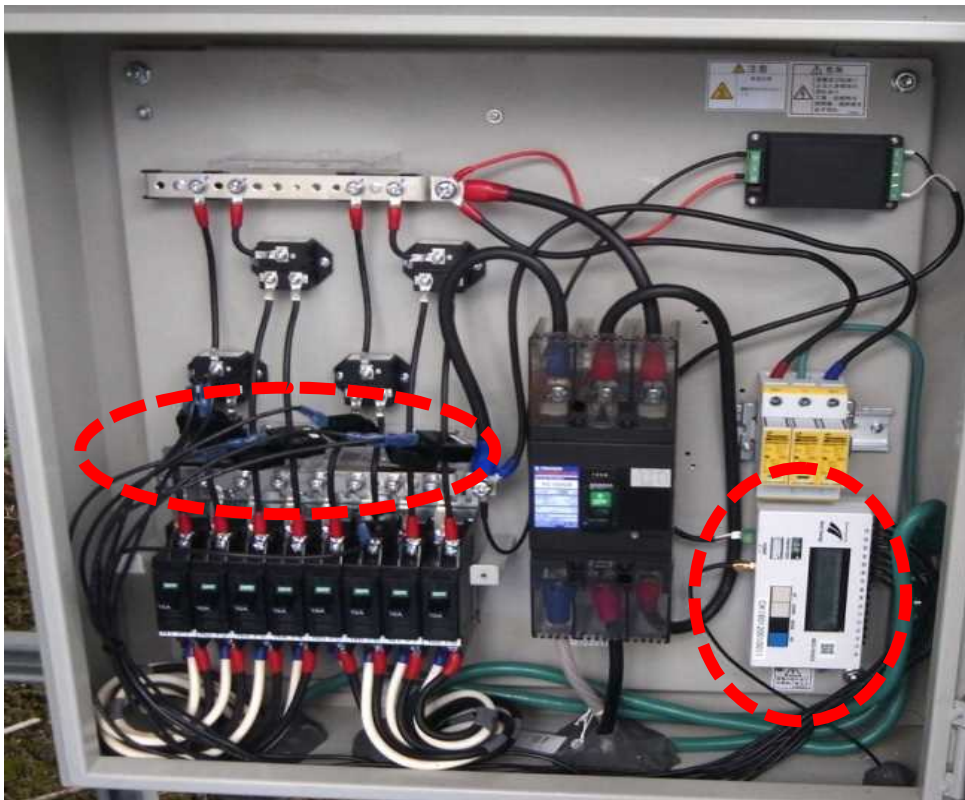
図Ⅲ-2-②-(1)-8 後付けストリングモニタシステム

この製品は中点電位センサの電流センサ部分と無線データ収集子機の機能を集約したもので、大規模 PV 設備にストリング電流計測機能を後から追加するために最適である。データ伝送用の配線や電源線工事は不要で、接続箱内への取り付け工事だけで済む。新たに開発した安価な電流センサは分割型で、ストリング配線をまたぐ取り付け作業だけ

で設置できる。また、センサのキャリブレーションを取り付け作業後に行えるので従来のストリングセンサよりも高い計測精度を確保できる。

これら無線リンクの評価を行った結果、親機からの RS485 のデータリクエスト発報からマルチホップ 3 段を経ての応答(ひ孫の子機からの応答)までの遅延時間のノミナル値が 300ms、最悪値でも 350ms 以下であった。このため RS485 を用いたほとんどのデータ収集システムでマルチホップが実用となることを確認できた。(目標達成)

この製品の前述の 2 MW 発電所への全面取り付けを 2016 年 8 月に行い、有効性の実証を開始した。図Ⅲ-2-②-(1)-9 はその現場でのセンサの取付けの様子を示す写真である。



図Ⅲ-2-②-(1)-9 2 MW 発電所へ全面取り付け

この差し渡し距離 420m、高低差のある発電所で、全ての接続箱からのストリングデータをマルチホップを駆使して(ひ孫接続を含む)1 箇所に集めることができている。このデータは市販のメジャーな遠隔モニタリングシステム(フィールドロジック社)で読まれて運用されており、当初の目論見どおり 1 MW 以上の規模の発電所で無線データ収集装置が実用となることを実証した。

### 成果3：遠隔監視システムの開発

新規センサを開発しても、実際のサービスに結びつく手段がなければ普及は望めない。取得データをクラウド上で自由にハンドリングできる遠隔監視システムがなかったので新規に開発した。(図Ⅲ-2-②-(1)-10)



図Ⅲ-2-②-(1)-10 遠隔監視システム

図中「Solajit(ソラジット)システム」が発電所に設置するロガーである。RS485 を 3ch 備え、分散配置の多数のパワコンもソラジット 1 台で 90 台まで通信可能である。実際 50 台のパワコンを 1 台でモニタリングしている実績がある。プロトコル統合されたパワコンも現状で内外の 10 社程度まであり、今後さらに増やしてゆく。ロガー自身に内蔵したメモリにもデータは記録するが、ほぼリアルタイムにクラウドへデータを送信し、クラウド上のプログラムでデータ処理後、Web ブラウザ上で表示を行う。そのためインターネットで繋がれば、世界中のどこにいても発電状況をほぼリアルタイムで監視可能である。逆に発電所がインターネットに繋がる環境にあれば、世界中のどこにあってこのサービス(「PV-SAFETY」)を受けることができる。実際 2016 年 6 月にベトナムに設置し運用している。

この遠隔監視システムは、今回開発した中点電位センサや後付けストリングセンサを含め、今後われわれが開発する様々な機能やサービスを実用に供するための「プラットフォーム」となる。現在も機能を強化するための開発を続けている

開発の数値目標の、「ストリング電流も含め時間分解能 10 分以下でグラフィカルに表示し、10 年以上そのデータを蓄積、表示できる」は、時間分解能 5 分のグラフィカル表示、データ蓄積期間無制限 として達成している。なお、データ取得間隔はシステム構成にもよるが概ね 1 分以内で、表示はそれらの 5 分平均値としてデータの信頼性を高めている。

機能の一部を説明する。

発電モニタ画面を図Ⅲ-2-②-(1)-11～図Ⅲ-2-②-(1)-14 に示す。



図Ⅲ-2-②-(1)-11 発電モニタ「日プロファイル」

日プロファイルでは日射センサから計算した期待発電量(グラフ中の緑線)を表示する。複数のパソコンを使っている場合もパソコン毎の出力を表示するので、1台のパソコンの異常もすぐに発見できる。

月プロファイル(図 12)、年プロファイル(図 13Ⅲ-2-②-(1)-)、年推移プロファイル(図Ⅲ-2-②-(1)-14)では、パフォーマンスレシオ：PR 値を表示する。発電量の監視だけでは、日射量の多寡で発電量が左右されるので設備が正常なのかそうでないのかを判断できないのに対し、PR 値では設備自体の性能指標なので、日射量に依らず設備健全性をある程度判断できる。これらの表示データは全て CSV 形式でダウンロードできる。



図Ⅲ-2-②-(1)-12 発電モニタ「月プロフィール」



図Ⅲ-2-②-(1)-13 発電モニタ「年プロフィール」



図Ⅲ-2-②-(1)-14 発電モニタ「年推移プロファイル」

ストリング監視画面を図Ⅲ-2-②-(1)-15 に示す



図Ⅲ-2-②-(1)-15 発電モニタ「ストリング監視画面」

この画面で中点電位モニタが可能である。  
 ストリング監視データでアラーム発生条件を設定できる機能があり、パネル単位の異常も早期に発見できる。

リアルタイムにアラームを発生させ、担当者へメール発信する以外にアラームや異常を記録する機能がある。(図Ⅲ-2-②-(1)-16)



図Ⅲ-2-②-(1)-16

#### 成果4：維持管理コストの30%以上削減

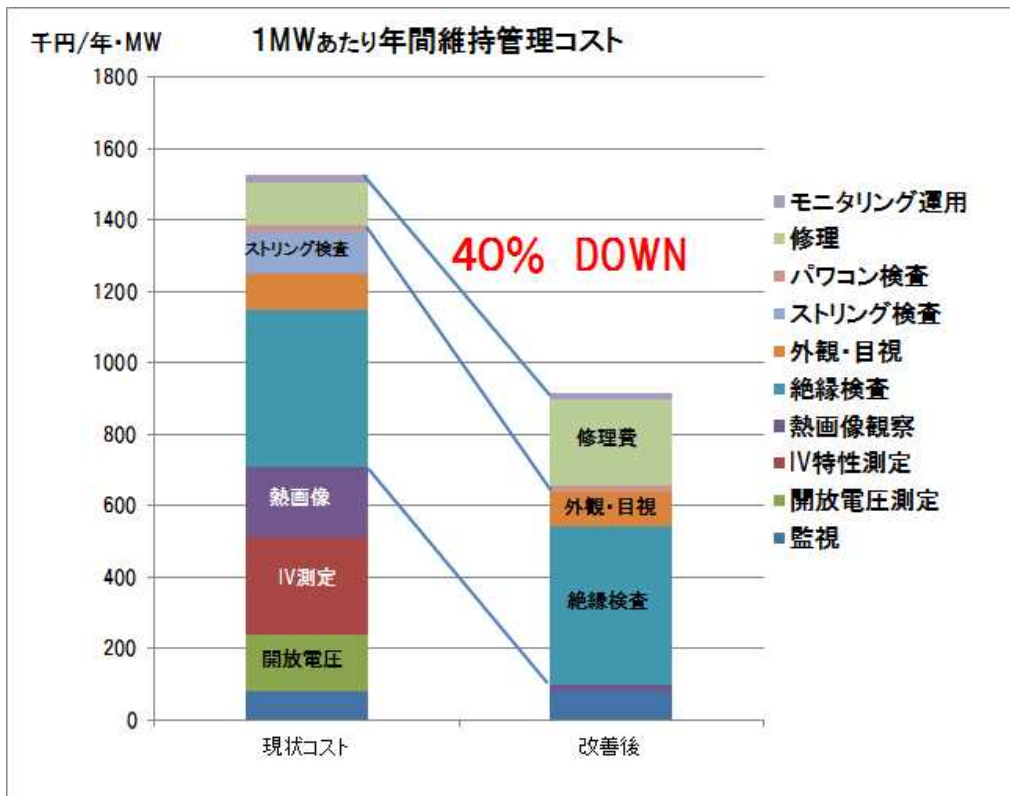
現在、検証サイトで実証試験中である。既に「PV-SAFETY」の遠隔監視データによって点検頻度やエリアの削減を顧客に提案して点検コストを50%以上削減した事例もありこの目標を達成する見込みである。

標準的な維持管理コストについて、具体的な削減内容を図Ⅲ-2-②-(1)-17、図Ⅲ-2-②-(1)-18に示す。

中点電位モニタの不具合検出感度が高いため、従来行っているストリング検査、各ストリングの開放電圧測定とIV特性の測定は不要となる。特にIV特性の測定は、晴天時に行う必要があるため、計画立案時に予備日を計画する必要があるなど実際の作業コスト以外にも隠れたコストがかかるため不要になることの恩恵は大きい。ストリング検査は、ストリングモニタが備わらない発電所で実際に行われているもので、パワコンの発電量監視だけではストリングのヒューズ切れやブレーカ断さえも検出できないため、概ね毎月及び台風などの災害後に全ての接続箱を点検するものである。これは当然ストリングモニタの追加により不要となる。「IV特性の測定」と「開放電圧測定」は、パネル不具合や配線異常の発見の手段として行われる。前者は現地での測定精度が低いため、後者は電流値低下に対する感度が低いため、中点電位モニタに比して不具合検出能力が極めて低く、中点電位モニタを行っていれば不要である。さらに、パネル不具合によるホットスポットを検出する「熱画像観察」もパネル不具合発見のための観察は不要で、中点電位モニタによる不具合ストリング検出後に不具合パネル特定のために使うのみとなる。なお、この検査も晴天時に行う必要があるため、IV測定と同様隠れたコストが必要となっている。絶縁検査、パワコン点検、架台の目視点検などには今回の開発によるコスト低減効果はない。絶縁検査はパワコンに機能が内蔵されている場合があるが、その場合はさらにコスト低減効果が大きくなる。

不具合発見の機会が増加するために、修理費用は増えると思込まれる。その分を見込んでも40%程度の低減が可能である。

なお、これらのコスト数値は点検などにかかる正味の工数と装置償却費のみを表記している。前述した隠れたコストはもちろん、出張に伴う交通費や宿泊費は含まれていない。それらを勘案すると、遠隔監視のみで現地点検を減らしたコスト低減効果はさらに大きくなる見込みである。



図Ⅲ-2-②-(1)-17 維持管理コスト削減内容

維持管理コストの内訳	現状の代表コスト		今回技術応用時	
	頻度 /年	年間コスト 千円/年・MW	頻度 /年	年間コスト 千円/年・MW
監視	常時	80	常時	80
定期点検				
開放電圧測定	2回	160	0回	0
IV特性測定	1/2回	270	0回	0
熱画像観察	1回	200	0.1回	20
絶縁検査	2回	440	2回	440
外観・目視検査	1/4回	100	1/4回	100
String検査	12回	120	0回	0
パワコン検査	1回	16	1回	16
修理コスト	(2回)	120	(4回)	240
モニタリングコスト	—	20	—	20
<b>計</b>		<b>1,526</b>		<b>916</b>
設備費用		0		2,000

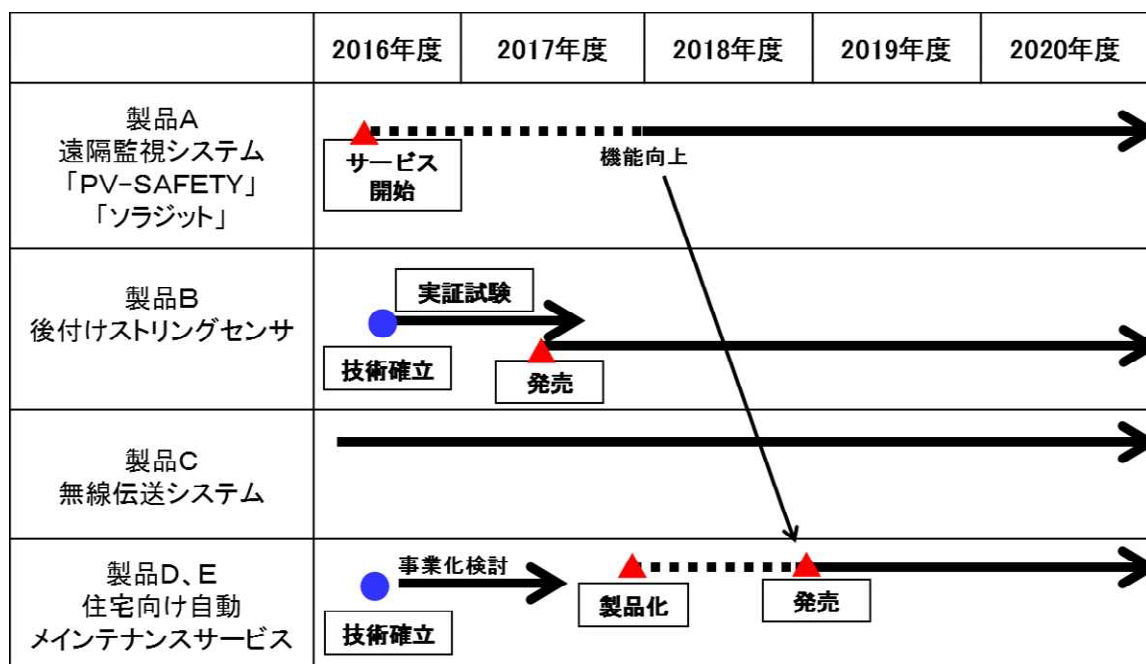
図Ⅲ-2-②-(1)-18 維持管理コスト削減内容

設備費用として 後付けStringモニタ導入に1MWあたり200万円程度必要だが、維持管理コスト低減によって、3年程度の運用でブレークイーンとなる。さらに、既に出力低下の始まった設備への設置では、発電量回復によって1年以内で元をとることも可能である。



## 2. 実用化・事業化見通し

図Ⅲ-2-②-(1)-19 に商品化スケジュールを示す。4つの商品を予定している。



図Ⅲ-2-②-(1)-19 スケジュール

## 3. 波及効果

### PV 発電コストを大きく低減できる

O&M コストの低減も実現するが、さらに大きな効果はパネルの寿命をそのままに「PV 発電所の寿命を延ばす」

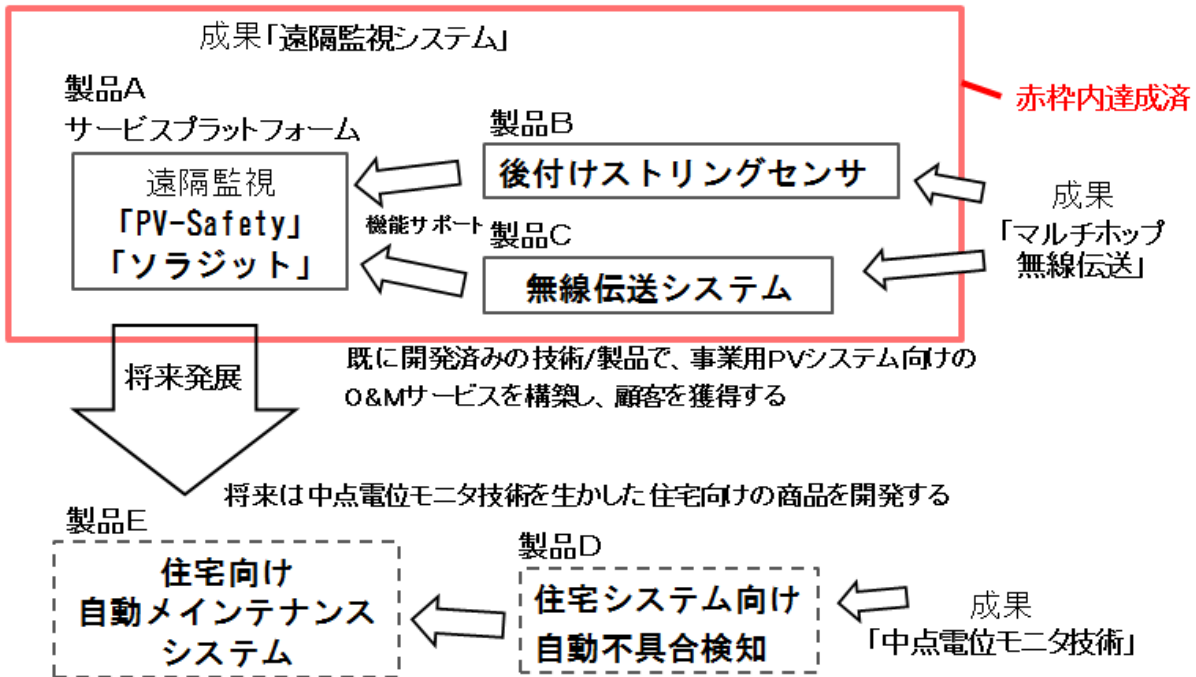
ことにある。この技術で発見した不具合パネルを交換することによって、発電所自体の性能を維持でき、通常発電コスト計算に使われる「寿命 20 年」を大きく超えた運用が可能となる。我々が 20 年以上使われた数千枚のパネルの性能評価の結果から、25 年過ぎた PV パネルでも、よく設計されたものは初期の発電量の 85% を超えるものが多数あることが明らかとなっている。ヨーロッパの論文でも同様な報告がされている。仮に寿命を 30 年に延ばすことができれば、発電コストはほぼ 2/3 となる。その場合、現状で最も安価な発電手段と言われている石炭火力発電よりも安い発電手段となる可能性が高い。

### 劣化した発電所の再生が可能

出力の低下した発電所に後付けストリングセンサを取り付けて不具合箇所を見つけて原因を取り除くことで出力の回復が可能となる。その費用は再び建設するよりも遥かに小さい。そのため、買取り電力単価が非常に安いとしても十分収益が見込める可能性がある。

#### 4. 今後の展開

O&M市場規模  
200億円/年(2020年)の  
シェア20%を目指す



(2) HEMS を用いた PV 発電電力量の遠隔自動診断と故障部位把握方法の開発  
〔平成 26～30 年度〕（京セラ株式会社）

1. 成果詳細

1-1. 遠隔 PV 発電特性低下診断システムの開発

【現状】

補助金や電力固定価格買取制度をきっかけに、太陽光発電システムの普及が急速に進み、今後も住宅用を中心に普及が進むことが見込まれている。その一方で国民生活センターには、2012 年以降で、年間 4,000 件以上の太陽光発電システムに対する相談が寄せられており、期待した発電量が得られないことの相談が目立っている。消費者は太陽光発電システムの発電量に対して少なからず不安があり、住宅用太陽光発電システムの普及を阻害している。

【課題】

期待した発電量が得られない原因の 1 つに、発電特性の経年劣化が挙げられる。この問題に対し、太陽光発電システムメーカーはモジュール出力保証で対応している。しかしながら、出力保証値程度の発電出力低下を、住宅用太陽光発電システムのユーザが発見することは、一般的に困難であると考えられる。そこでユーザに代って、太陽光発電システムメーカー等の信頼がおける事業者が、発電特性の劣化を診断することは、ユーザの不安を解消するのに有効な手段であると考えられる。

また定期点検によっても、発電特性の劣化を検出することは可能であるが、有償定期点検の場合、不具合の有無にかかわらず点検費用が発生するという課題がある。また 1 年以上の間隔で実施される定期点検では、不具合を早期に見えず、大きな発電損失を伴う可能性があるという課題もある。

【従来技術】

すでに商用で提供される遠隔診断サービスは存在するが、モジュール出力保証値程度の出力低下を正確に検出したという事例は報告されていない。

【取組み】

そこで HEMS を活用して太陽光発電システムの発電特性を遠隔で常時見守ることができる遠隔診断システムを構築し、発電量の低下を早期発見して修理交換するサービスの実現を目指す。発電理想値を高精度に計算し、なおかつ日影の影響による出力低下を識別することで、出力が保証値程度に低下したモジュールを少なくとも 1 枚含む太陽光発電システムを、正確に検知する遠隔診断システムを開発する。

【目標設定】

本研究項目では、システム出力が 5% 低下した太陽光発電システムを 95% 以上の正解率で検知することを目標とする。システム出力 5% 低下は、太陽光発電モジュール 20 枚の内、1 枚が発電不能の状態に相当する。正解率 95% は 20 件遠隔診断を行い、現場点検結果と相違する件数が 1 件以下であることに相当する。

【目標設定根拠】

- ① 遠隔診断の実現により定期点検コストを削減し、維持管理コスト削減率 33.3% を実現
- ② システム出力 5% 低下を正確に検出することで、発電コストを 1.0 円/kWh 削減可能

【算定根拠】

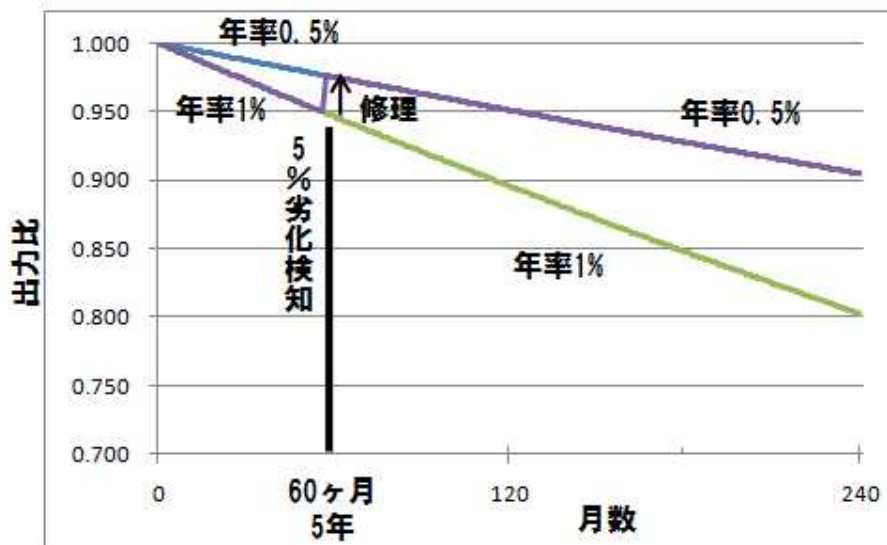
① 維持管理コスト

- ・ 第 20 回調達価格等算定委員会資料 P22 より抜粋
- ・ 10kW 未満太陽光発電システムの 20 年間維持管理コストは総額 30 万円
- ・ 内訳 : 定期点検 2 万円×5 回、パワコン交換費用 20 万円
- ・ コスト削減 : 10 万円 (手段: 遠隔診断による定期点検費用の削減)
- ・ 削減効果 : 33.3% (10 万円/30 万円)

② 発電コスト削減

- ・ 発電コスト = (A 初期費用 + B 維持管理費用) / C : 総発電量 (20 年)
- ・ A : 初期費用 = システム発電容量 × システム単価 = 4.5kW × 35 万円 = 157.5 万円

- ・ B : 維持管理費用 = 定期点検 10 万円 + パソコン交換 20 万円 = 30 万円
- ・ C : 総発電量 = 毎月発電量の 20 年積算値
- ・ 初期月間発電量 = 発電容量 kW × (24 時間 × 365 日 / 12 ヶ月) × 設備利用率 13.8%
- ・ 毎月の発電量 = 前月の発電量 × (出力劣化年率 / 12 ヶ月)
- ・ 出力劣化年率 = 0.5% (正常)、1% (異常 / 出力保証 20 年で 20%)



【図Ⅲ-2-②-(2)-1 太陽光発電システムの出力劣化】

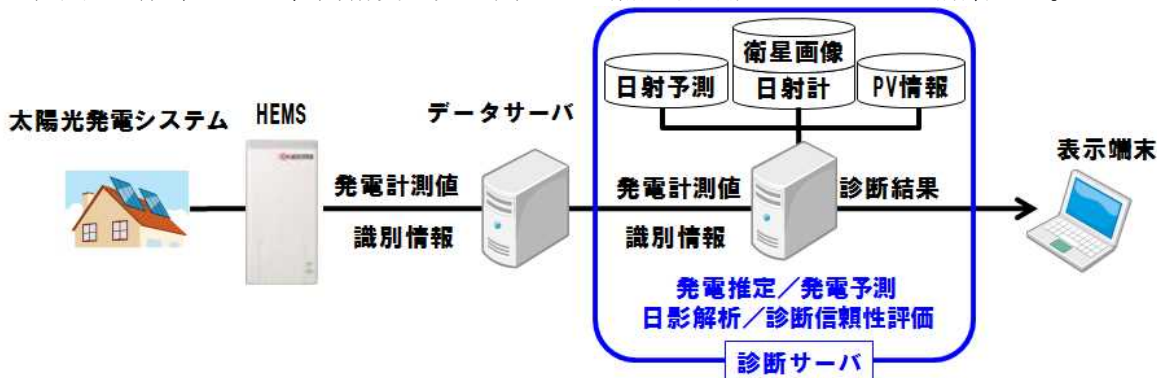
20 年間の総発電量、およびコスト削減効果を以下の表に示す。出力が年率 1%で劣化し、5 年後に 5%劣化を検知して修理交換する場合は、遠隔診断によるコスト削減と発電電力性能の回復により発電単価が 1.99 円/kWh 低減する。一方で発電性能劣化が 0.50% (一定) で不具合がない場合には、定期点検コストが削減され発電コストが 10 万円削減されることにより、発電単価が 0.96 円/kWh 低減する。全体の 5%に年率 1%の性能劣化が発生すると仮定すると、加重平均計算により、全体として 1.01 円の発電単価削減効果が期待される。

【表Ⅲ-2-②-(2)-1 発電コスト削減効果】

劣化年率%	遠隔診断	発電コスト	発電電力kWh	発電単価	コスト差	発生率	加重平均
1	なし	¥1,875,000	98,067	¥19.12	¥-1.99	5%	¥-1.01
	あり	¥1,775,000	103,614	¥17.13			
0.50	なし	¥1,875,000	103,967	¥18.03	¥-0.96	95%	
	あり	¥1,775,000	103,967	¥17.07			

【成果】

本研究の成果として、高精度に発電出力を遠隔診断可能なシステムを構築した。



【図Ⅲ-2-②-(2)-2 遠隔診断システム概念図】

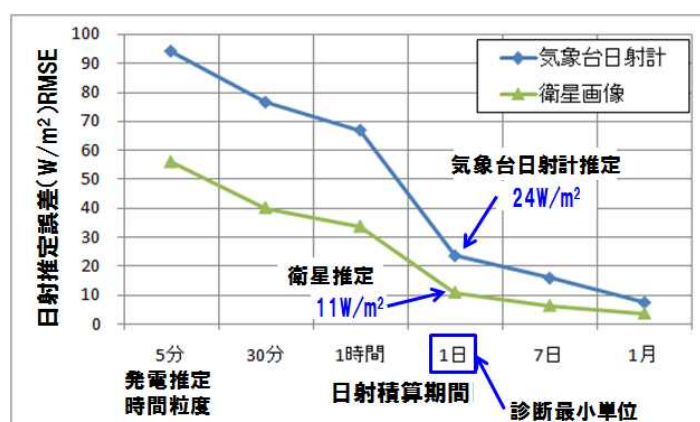
具体的には、HEMS (※用語集参照) により、太陽光発電システムの発電量を含む電力関連データを計測し、太陽光発電システム識別情報を付加してデータサーバへ送信する。HEMS は発電電力の 1 分平均値を計測し、10 分に 1 度の周期でデータサーバへ送信する。計測データを

受信したデータサーバは、太陽光発電計測データと識別情報を関連付けて診断サーバへ送信する。本研究では主に診断サーバのソフトウェアを研究開発した。

診断サーバは、識別データで関連付けられた太陽光発電システムの発電理想値を計算し、発電計測値と発電理想値の比率を計算して表示端末へ出力する。表示端末はインターネットを介して診断サーバから診断結果を受信するため、遠隔診断が可能となる。診断サーバの機能は大きく5つに分類される。

### (1) 日射推定機能

診断サーバ第1の機能は、日射推定機能である。日射推定機能とは、識別データで関連付けられた太陽光発電システムの位置情報に基づき、その地点での指定時刻における日射量を計算する機能を指す。診断サーバは、離散的に設置された地上日射計計測データ、および人工衛星ひまわり8号の雲画像から、国内の任意地点の日射量を推定する。従来のひまわり7号では30分に1度の観測であったのに対して、ひまわり8号は2.5分に1度観測画像が送信される。地上日射計は1分、衛星画像は2.5分間隔で測定されるため、5分間隔で高精度な日射推定が可能になった。以下に日射推定方法の改善による、日射推定精度の改善効果を示す。



【図Ⅲ-2-②-(2)-3 衛星雲画像活用による日射推定精度改善効果】

グラフは、2つの日射推定方法による日射推定精度の違いを示している。第1の日射推定方法は、太陽光発電設備設置地点の最寄気象台日射計データを使用する手法。第2の日射推定方法は、ひまわり8号観測データを活用した日射推定方法であり、過去の衛星観測値と日射量実測値の傾向を予め学習しておき、学習した結果の関係式と、ひまわり8号の観測値を用いて太陽光発電設備設置地点の日射量を算出する。

日射強度を評価した地点は、静岡県掛川市に設置された日射計位置であり、最寄りの静岡地方気象台から直線距離で45km離れている。

ひまわり8号観測データは2.5分に1回送信されるため、日射推定は5分毎に計算される。それを30分、1時間、1日、1ヶ月積算した場合における、日射計実測値と推定日射強度のRMSE（二乗平均平方根誤差）をグラフで示している。

積算期間が長くなるほど、日射強度推定誤差が低減する傾向は両者とも同じであるが、衛星雲画像で推定する手法の方が、全ての日射積算期間において、誤差が低減されることが確認された。1日の積算日射量を用いて発電推定し、1日1回診断を行う場合、気象台日射計推定の誤差は24W/m<sup>2</sup>、衛星画像日射推定は11Wm<sup>2</sup>であり、誤差が約55%低減されている。日射推定精度の改善により発電推定精度が改善され、最終的に診断正解率の向上が期待される。

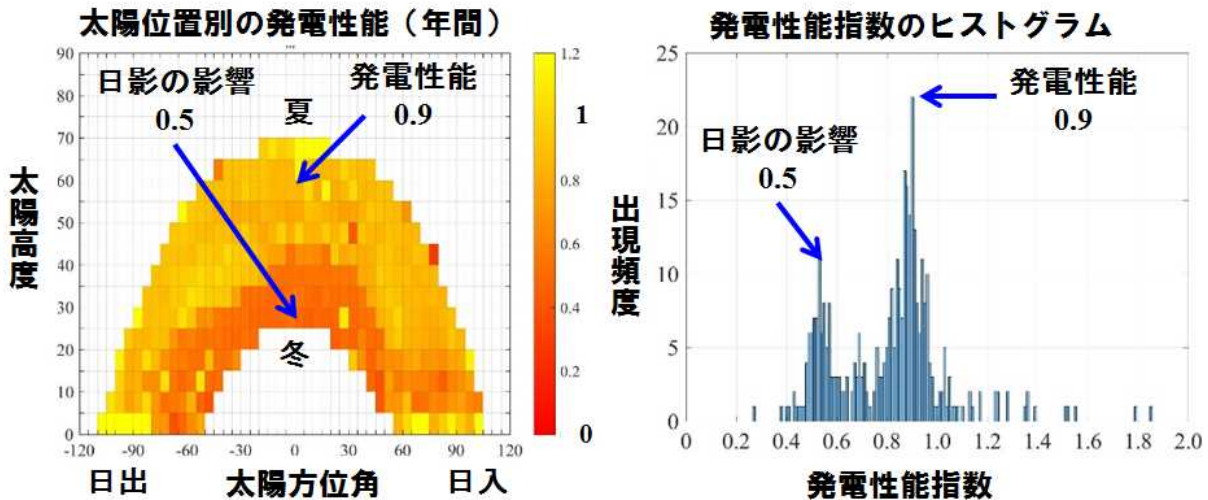
### (2) 発電推定機能

診断サーバ第2の機能は、日射推定結果に基づく発電推定機能である。診断サーバには予め、識別情報で関連付けられた太陽光発電システム毎に、太陽光発電モジュールの材質、容量、ストリング構成枚数、設置方位、傾斜角度、およびパワーコンディショナ変換効率等の発電量に影響するデータが登録されている。それら登録情報と推定日射量から、SV (Sophisticated Verification) 法により、発電量を高精度に推定する。

### (3) 日影分析機能

診断サーバの第3の機能は、日影分析機能である。既に商用化された、ある遠隔診断サービスのウェブサイトによれば、発電性能劣化と日影による出力低下を区別するために、前年同時期の発電量と比較する手法が取られている。よって発電データから日影の影響による出力低下を識別するには、少なくとも1年のデータ蓄積期間が必要であった。本研究の日影分析技術により、1ヶ月程のデータ蓄積により日影による出力低下を識別可能になる。具体的には、太陽高度、方位角別に発電理想値と発電実績値の比率を計算し、1ヶ月程度データ蓄積して統計解析することで日影の有無を識別する。

以下に示す図で、その詳細を説明する。



【図Ⅲ-2-②-(2)-4 発電性能指数の天空マップ】 【図Ⅲ-2-②-(2)-5 発電性能指数のヒストグラム】  
左側の図は、以下の式で示す発電性能指数を1年間蓄積し、太陽方位角、および太陽高度別の分布を示したものである。

$$\text{発電性能指数} = \text{発電実測値} / \text{発電理想値}$$

発電実測値は HEMS により計測され診断サーバへ送信され、発電理想値は前記衛星画像を利用した発電推定により算出される。

太陽高度、方位角で定義される天空領域は  $5^\circ \times 5^\circ$  で分割され、前記発電性能指数の算出日時を太陽高度、方位角に換算し、発電性能指数は該当する天空分割領域に格納される。

次に各分割された天空領域について、最も多く出現する発電性能指数を算出する。発電性能指数を1年間蓄積した例が左側のグラフであり、以下天空マップと呼ぶ。天空マップ上の黄色部分が発電性能指数が高く、赤い部分が発電性能指数が低いことを示している。太陽高度が低い冬場は、日出から日の入に渡り発電性能指数が0.5程度と低い値を示している。一方で太陽高度が高い夏場には0.9程度の高い発電性能指数を示している。

左の天空マップ上に分布する発電性能指数をヒストグラム化したものが右の図であり、横軸に発電性能指数、縦軸に天空マップ上の出現頻度を示している。日影の影響による発電性能指数が0.5の出現頻度ピーク、および太陽光発電性能劣化を示す0.9の出現頻度ピークが存在する。ヒストグラムの解析により、発電性能劣化による出現頻度ピークを検出することで、日影の影響を受けずに発電性能を診断することが可能になる。

### (4) 診断信頼性評価機能

診断サーバの第4の機能は、診断信頼性評価機能である。これにより診断信頼性が高い時間帯の発電量を積算して診断することができるため、診断正解率の向上が期待される。

H29年度以降に実証試験を実施し、課題抽出、改善改良を行うことで、最適な信頼性指標を選定する予定。

(5) 診断結果出力機能

診断サーバの第5の機能は、診断結果出力機能である。以下に遠隔診断システムの診断画面と主な機能を示す。



【図Ⅲ-2-②-(2)-6 遠隔診断システム 診断一覧画面】

遠隔診断システムの診断一覧画面では、発電理想値と実績値の比率が閾値以下のユーザを自動で抽出する。図では比率 50%未満を赤色、80%未満を黄色背景で示している。閾値の具体的な値については、今後の研究により見極めを行う。また発電積算期間を任意に設定可能とし、研究により最適な発電積算期間の見極めを行う。

診断画面には4通りの診断値が表示される。1番目は最寄気象官署日射計データに基づく診断値、2番目は地上日射計データと衛星雲画像を利用した日射推定値による診断値、3番目は第1の診断信頼性条件を指定した診断値、4番目は第2の診断信頼性条件を指定した診断値である。今後は最も信頼性が高い計算手法を見極める。また下図の様に、診断一覧画面から、ユーザを指定して個別診断履歴を表示することが出来る。これにより、出力低下が一時的なのか、いつから発生しているのか等の情報を知ることが出来る。



【図Ⅲ-2-②-(2)-7 遠隔診断システム 個別診断画面】

【意義】

本研究成果による遠隔診断システムの意義は以下のようになる。

- ①衛星雲画像により、地上日射計から離れた位置でも高精度に日射推定可能
- ②モジュール設置条件、パワコン効率特性の登録により、高精度に発電推定可能
- ③日影解析により、日影による発電低下を識別し、日影の影響を受けず診断可能
- ④診断信頼性評価により、信頼性が高い時間帯の発電量を積算し診断可能
- ⑤診断値が閾値より低いユーザを自動で抽出可能
- ⑥異常が一時的か、定常的か判断可能

## 【今後の課題】

最終的には、太陽光発電システムの出力が5%劣化した状態を、正解率95%で検出することを目指している。今後の課題は実験用太陽光発電システムでシステム出力低下を模擬し、様々な出力低下率、故障モードにおいて正確に遠隔診断可能なシステムの構築を目指す。診断正解率は、故障模擬条件を伏せた状態で遠隔診断を行い、診断結果と故障模擬条件を比較することで評価する。最終的には実証試験において、遠隔診断システムで5%以上出力低下した太陽光発電システムを検知し、現場点検結果との比較により正解率を検証する。

太陽光発電システムの出力低下5%は、太陽光発電モジュール20枚の内の1枚が発電不能な状態である。まずはこの状態が検出可能な遠隔診断システムを目指す。出力5%劣化を検知し、修理交換して発電性能を回復することで、発電電力コスト1.1円/kWhを達成する見込み。

## 1-2. 発電特性低下部位把握システムの開発

### 【現状】

太陽光発電システムの出力が低下した可能性があると考えた場合、出力低下ストリングの有無と出力低下の可能性のあるモジュール枚数を仮決定する1次点検が行われる。その後出力低下しているモジュールを特定する二次点検が実施され、開放電圧等の測定値が一定以上低下しているモジュールを交換対象としている。また場合によっては、工場等でソーラシミュレータによる屋内発電特性測定を行い、工場出荷値との比較で交換対象であるかどうかを判定する。

### 【課題】

#### (1) 全数交換

一般的に、検査するモジュール枚数が多い場合や、屋根勾配が大きく足場を組む費用が高額になる場合、検査を行わず全数交換となる場合がある。全数交換の場合、モジュール枚数に応じて交換費用が高額になると同時に、正常なモジュールも交換するため無駄な費用が発生している。

#### (2) 全数検査

全モジュールについて検査を行うため、検査が長時間になり、検査費用が高額になるケースがある。

### 【従来技術】

現場点検の手段として従来は、①IV測定機器による最大動作電圧、最大動作電流、開放電圧測定、②高周波パルス反射波測定解析によるインピーダンス推定がある。

①、②共通の問題点として、検査時にパワーコンディショナの停止が伴うことがある。パワーコンディショナ停止の間は発電が停止するため発電機会損失が発生する。

①のIV測定は、JIS C 8953により日射強度は700W/m<sup>2</sup>、測定時間は南中時間の±1時間に制限されている。条件がそれらに合致する日時は限られていること、また点検当日の天候急変があることから、天候に左右されず計画的に点検を行うことが困難な状況にある。点検の日程を調整しても条件が合致しないと、再度の日程調整を伴うこととなり、それに伴い点検費用が増加する。

また従来は、短絡電流、開放電圧、最大動作電流、最大動作電圧とIVカーブ形状から、検査者が不具合の有無を判定していた。しかしストリング内の8枚のモジュールのうち、最大動作電力が基準値の80%程度に低下したモジュールが1枚含まれるストリングのIVカーブを測定した場合、IVカーブの形状変化は軽微であり前記指標から検査者が不具合モジュールの存在を特定することは一般的に困難であった。

②の高周波パルス反射波測定解析によるインピーダンス測定は、製品仕様によると、検出可能抵抗値が直列抵抗10Ω相当以上とされている。また最大動作電力が基準の80%に低下したモジュールの直列抵抗成分増加量は1Ω程度であることを実験により確認している。よってインピーダンス測定では、出力が80%程度に低下したモジュールは検知できないことが分かっている。

### 【取組み】

パワーコンディショナを停止せず、IV測定を一定期間実施してサーバへ送信し、出力が基準から80%程度に低下した発電特性低下部位を遠隔から診断するシステムを開発する。そうすることで、モジュールの全数交換、全数検査をなくし、さらには現場検査時間を短縮して、点検コストとモジュール交換コストを低減する。



具体的には、複数ストリングの発電特性を同時測定し診断サーバへ送信する測定機の開発。ストリング別発電特性測定データから、発電特性低下ストリングの特定、発電特性低下モジュール枚数の特定を行うアルゴリズムおよびソフトウェアの開発を行う。

【目標設定】

- ・遠隔から太陽光発電システムの発電特性低下部位を絞り込むシステムを開発し、出力が 20%以上低下した太陽光発電モジュールを含む発電特性低下ストリングを 100%の確率で特定する。
- ・最終的には遠隔もしくは現場で短時間に発電特性低下モジュールを特定する技術開発を目指す

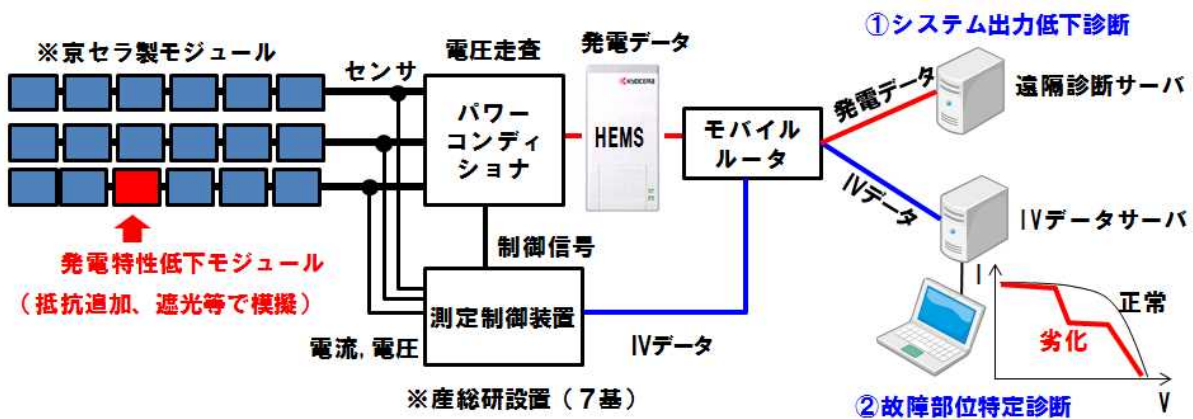
【目標設定根拠】

- ・遠隔で事前に検査範囲を特定することで現場点検時間、点検コストを削減可能なため
- ・遠隔で一定期間連続して発電特性を測定することで、屋外日射条件が整わないことに伴う再測定、再訪問が不要になるため

【成果】

(1) 発電特性測定システム

本研究の第1の成果は、ストリング別の IV データを測定しサーバへ送信する測定システムの開発である。具体的にはストリング別に電流、電圧センサを取付け、パワーコンディショナにより短絡～開放電圧間で電圧走査を行い、測定データをサーバへ送信する。



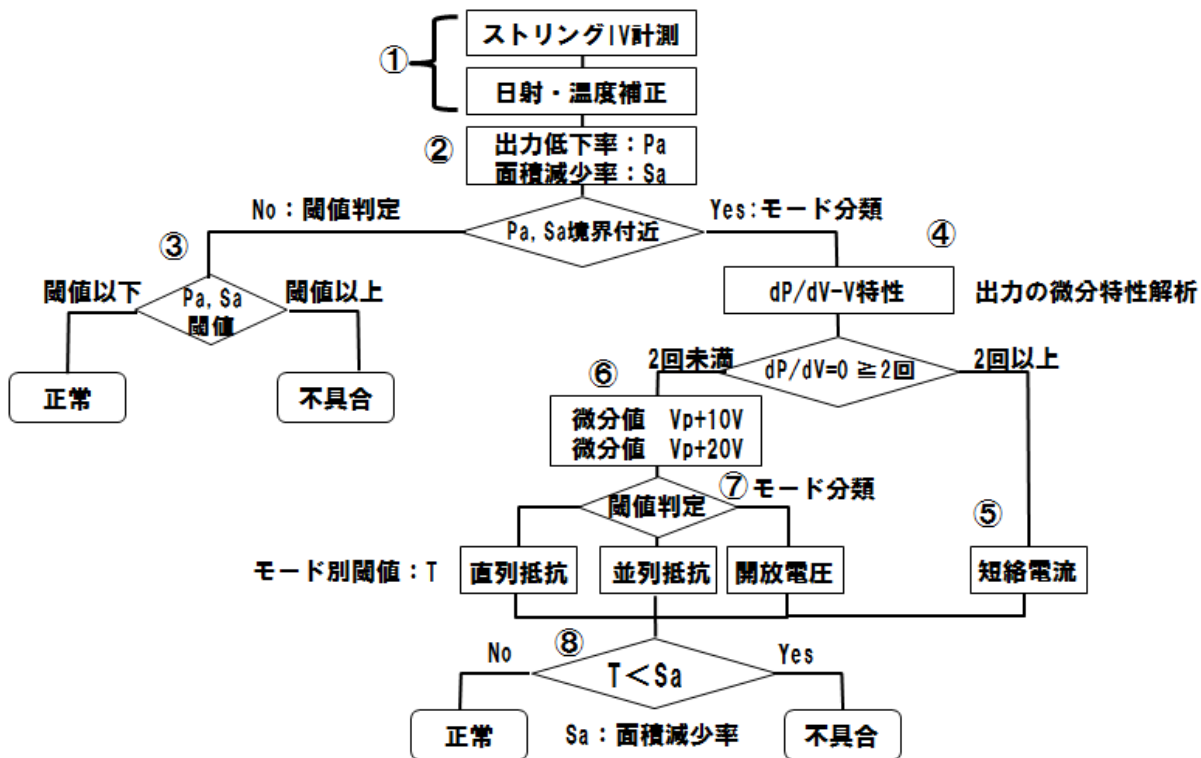
【図Ⅲ-2-②-(2)-8 発電特性低下部位把握システム】

図の測定制御装置は、パワーコンディショナへ電圧走査開始指示を行うとともに、測定された電流、電圧データを、モバイルルータを経由してサーバへ送信する機能を有する。また測定完了後にパワーコンディショナに対して通常の制御に復帰する制御信号を送信する。また前記一連の測定制御を一定期間、一定時間間隔で実施する機能を有する。

(2) 発電特性低下部位特定アルゴリズム

本研究の第2の成果は、ストリング別 IV 測定データから、発電特性低下ストリングの特定、発電特性低下モジュール枚数の特定を行うアルゴリズムの開発である。

以下にフローチャートを用いて、アルゴリズムの概要を説明する。



【図Ⅲ-2-②-(2)-9 発電特性低下診断アルゴリズム】

- ①IV 測定データの日射・温度補正を実施
- ②正常な IV カーブと比較し、最大動作電力比 Pa、IV カーブ面積比率 Sa を算出  
IV カーブ面積は、最大動作電圧～開放電圧間で算出
- ③Pa,Sa が閾値近辺でない場合は、Pa,Sa の閾値比較により合否判定
- ④Pa,Sa が閾値近辺の場合は、故障モードを分類するために、出力の電圧微分値 dP/dV を評価する。
- ⑤dP/dV=0 になる電圧が 2 点以上存在する場合、IV カーブに段差があるとみなし、短絡電流低下モードと判定する
- ⑥dP/dV=0 になる電圧が 2 か所未満の場合、ストリング最大動作電圧 Vp から+10V、および +20V での dP/dV を算出する
- ⑦故障モード別の閾値と dP/dV 比較して、直列抵抗増加、並列抵抗減少、開放電圧低下モードに分類する
- ⑧面積減少率 Sa を故障モード別閾値 T と比較して、合否判定を行う

【意義】

本研究の成果は、発電特性低下部位を把握するシステムであり、以下の意義がある。

- ①パソコンを停止せずに IV 測定するため、測定に伴う発電機会損失がない
- ②継続的にデータ計測することにより、日射変動が少ない IV データを抽出し解析可能
- ③複数ストリング同時測定により、日射変動の影響を軽減
- ④発電特性測定データのサーバ送信機能により、遠隔で発電特性低下部位把握が可能
- ⑤基準 IV データとの比較で、発電特性低下ストリングの特定が可能
- ⑥故障モード別の詳細解析により、閾値近辺において誤診断を防止可能
- ⑦故障モードの分類が可能

【今後の課題】

(1) 発電特性低下モジュール枚数の特定

ストリング中に異なる不具合モードのモジュールが 2 枚存在する場合について、それぞれの不具合モードが検出され、不具合枚数を特定可能であることを、シミュレーションにより確認済みで

あるが、不具合モードの組み合わせによっては誤診断することも確認されている。この点については診断アルゴリズムの改良、および故障模擬実験による効果確認が今後の課題になる。

(2) スtring内の発電特性低下モジュール位置特定

現在は、String診断に注力しているが、最終的には不具合モジュールを遠隔もしくは現場にて短時間で特定することを目標としている。現在は技術調査中。

### 1-3. 実設置データ収集による実証試験の実施

【現状】

現状では、出力保証値と同程度に低下したモジュールを含む住宅用太陽光発電システムの出力低下を遠隔診断する実証試験を全国規模で実施した例がない。

【課題】

日射条件、気象条件、設置条件が異なる太陽光発電を実使用状態で遠隔診断し、診断正解率を評価して、課題抽出と、改善改良を重ねることで、信頼性が高い遠隔診断システムを構築する。

【従来の事例】

平成18年～21年度 NEDO 事業「太陽光発電システム共通基盤技術研究開発」において、電気安全環境研究所が全国47件で住宅用太陽光発電モニタリングを実施した報告がなされているが、発電診断は実施されていない。

また平成22年～24年の環境省事業「地球温暖化対策技術開発・実証事業（太陽光発電システムにおける信頼性向上のための遠隔診断に関する技術開発）」において、5か所で実証試験を行った報告があるが、件数が少なくかつ設置場所は公表されておらず、全国規模の実証試験とは言い難い。

【取組み】

全国1,000の住宅用太陽光発電設置世帯に HEMS を設置し、遠隔診断の実証試験を行う。【目標設定根拠】

遠隔診断サービスを事業化するには、様々な気候条件、気象条件、太陽光発電システムの設置条件下で出力低下の有無を正しく診断する必要がある。実証試験世帯の地域的な分布の偏りをなくし、日射気候区分Ⅰ～Ⅴの各地域で200以上の実証世帯を目指し本目標を設定。また下に示す表の各地域に偏りなく実証世帯が分布することを旨とする。

【成果】

現在、385世帯に HEMS を設置し発電データを収集中。

【表Ⅲ-2-②-(2)-2 HEMS 設置地域分布】

設置地域	件数	日射気候区分	件数
北海道	9	Ⅰ	17
東北	7	Ⅱ	47
関東	167	Ⅲ	175
中部	97	Ⅳ	146
近畿	75	Ⅴ	0
中国	12		
四国	6		
九州	12		
<b>合計</b>	<b>385</b>	<b>合計</b>	<b>385</b>

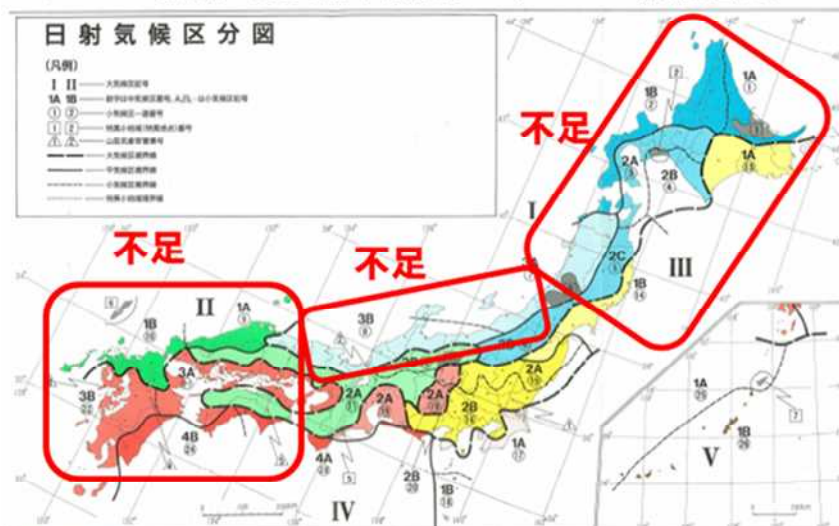
最北端は北海道、最南端は鹿児島県まで設置。日射気候区分については沖縄が含まれる気候区域Ⅴを除いたⅠ～Ⅳの日射気候区に HEMS を設置。

【意義】

日射気候区分Ⅰ,Ⅱ,Ⅲ,Ⅳについて遠隔診断を実施可能

【今後の課題】

設置地域、および日射気候区分による実証世帯数の偏りを低減し、地域別の遠隔診断ノウハウを蓄積することが課題。以下に日射気候区分図を示す。



【図Ⅲ-2-②-(2)-10 日照気候区分】

現在実証試験世帯数が少ない地域は、北海道、東北、北陸、中四国、九州に分布している。それら地域は電力会社による太陽光発電の出力抑制対象地域になっている。これは現在遠隔診断実証試験に使用している HEMS が、出力抑制に対応していないことに起因している。よって今後実証試験世帯を増加させるために、出力抑制に対応した HEMS と遠隔診断サーバとの接続を H29 に新たに確立する。

また実証試験による出力劣化診断事例の増加が必要なことから、すでに太陽光発電システムを長期使用している世帯での実証試験を推進する。太陽光発電システムの長期使用世帯に対して遠隔診断実証試験への協力を依頼する方針。

以上の課題をクリアすることで実証試験世帯数の増加を図り、国内の様々な地域で遠隔診断事例を蓄積する。また実証試験結果の原因解析、対策、効果の検証を行い、遠隔診断システムの改善改良を重ね、診断正解率 95%以上を目指す。

## 2.実用化・事業化見通し

本研究成果の実用化は、太陽光発電システムメーカ、販売店、発電事業者等が、遠隔診断システム、および発電特性低下部位把握システムを、診断サービスとして利用することを目指す。さらには診断方法、診断基準等が標準化され、太陽光発電業界で広く普及して使用されることを指す。

### I) 遠隔 PV 発電特性低下診断システム

#### ①自社太陽光発電システムに特化した実用化

本研究成果による遠隔診断システムは、日射推定の高精度化、および発電推定の高精度化により実用化が可能。日射推定精度は気候や気象条件の地域差や季節変動、および太陽光発電システムの設置条件により影響を受ける。そのため、様々な条件下で少なくとも 1 年以上の実証試験期間が必要。実証試験から得た知見を診断システムに反映させて実用化し、サービス体制等の運用を準備するには、実証試験開始から少なくとも 2 年の期間が必要と見込まれる。それらを考慮し、太陽光発電システムを構成するモジュール及び周辺機器の性能に関する情報が容易に得られる自社太陽光発電システムを遠隔診断するシステムを、実証試験開始から 2 年後の 2018 年 4 月に実用化することを目指す。

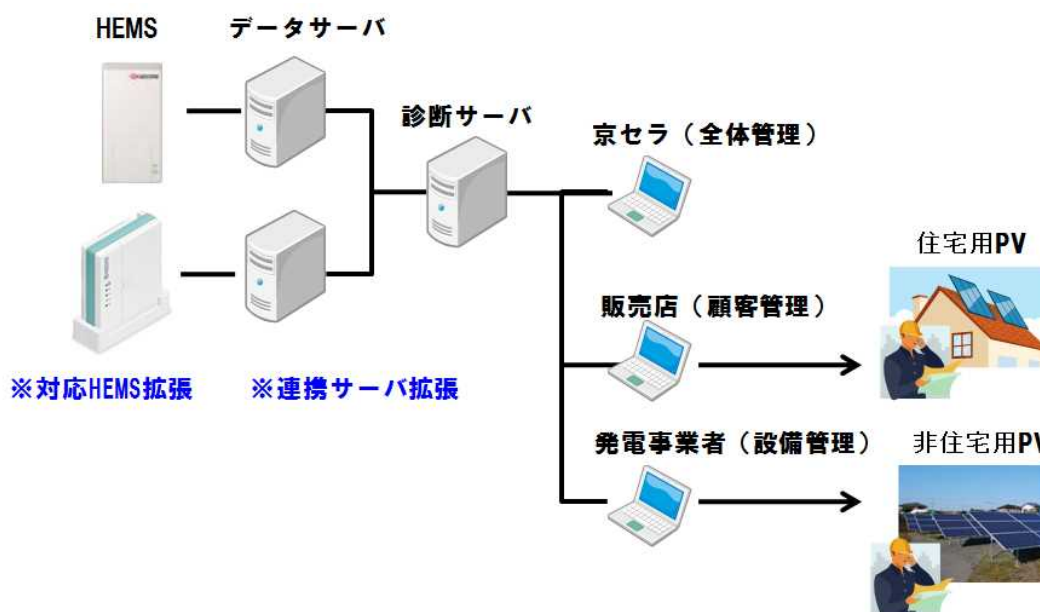
#### ②太陽光発電業界全体への普及

本診断システムは、サーバ間連携により発電データ等の必要なデータの受け渡しを行う為、本システムに合わせた HEMS を開発する必要がない。そのため HEMS データサーバ間連携により、太陽光発電システム、及び HEMS メーカを問わず遠隔診断を実施することができる。よってサーバと連携する HEMS の普及に伴い、遠隔診断サービスの提供先が拡大することが期待される。

2016 年から太陽光発電システムの出力抑制が開始され、発電データがサーバに送信さ

れる機会が今後増加することが見込まれる。そのため遠隔診断が可能な世帯が今後拡大することが期待される。

以下の図で遠隔診断サービスの拡張性について説明する。



【図Ⅲ-2-②-(2)-11 遠隔診断システム構成】

#### (1) 遠隔診断対応 HEMS の拡張性

診断サーバの左側は、HEMS の拡張性を示している。HEMS はインターネットを介して、各データサーバへデータ送信することを前提とする。各データサーバは、所定の通信方式、データ形式で診断サーバへ発電データを送信することで、診断サービスを受けることが出来る。今後様々な HEMS が開発されても、それぞれの HEMS は診断サーバの通信インターフェイスを意識して開発する必要はなく、診断サーバに接続されたデータサーバへデータ送信するだけでよい。

#### (2) サービス提供先の拡張性

遠隔診断サービスの提供先は、主に住宅用太陽光発電システムの販売店であり、その応用として産業用太陽光発電システムを管理する発電事業者を想定している。

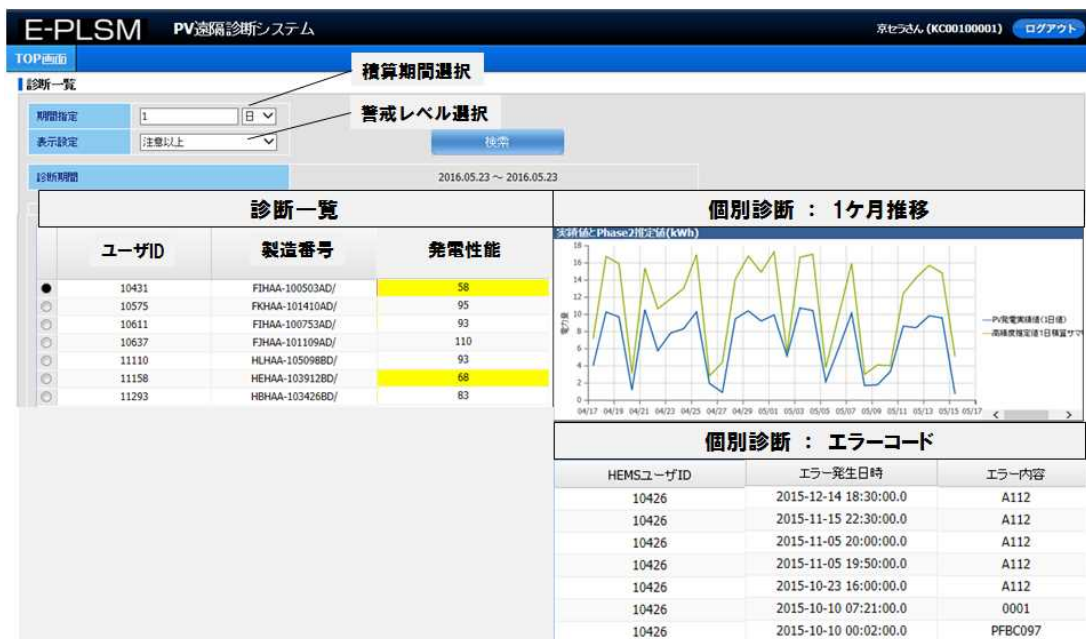
住宅用太陽光発電システムの販売店は、従来は顧客クレームにより駆けつけ点検保守を行っていたのに対して、遠隔診断システムにより顧客の発電状況を見守ることで、クレームになる前に、計画的に点検保守を行うことが出来る。

発電事業者は、本研究成果の遠隔診断サービスにより、日射計を設置する必要がなくなり維持管理コストを低減することが出来る。日射計は導入のための初期コストと同時に、測定精度を維持するための定期的な校正コストを要する。

京セラは遠隔診断対象の太陽光発電システムの全体管理を行い、アフターサービス等に活用する。

### ③遠隔診断画面

以下に遠隔診断サービスを提供する場合の診断画面イメージを示す。管理するユーザを識別する ID と現在の発電性能を表示する。ユーザを選択すると、診断履歴のグラフが画面右側に表示され、診断サーバが受信したパワーコンディショナや HEMS のエラーコードを表示する。住宅用太陽光発電販売店は、この画面により発電の見守りを行う。



【図Ⅲ-2-②-(2)-12 遠隔診断システム画面イメージ】

## II) 発電特性低下部位把握システム

### ①太陽光発電システム点検機器の実用化

第1に、太陽光発電システムの出力低下診断後に現場に設置され、発電特性測定データをサーバへ送信する点検機器の実用化を目指す。パワーコンディショナを停止せずに、ストリング別の電流電圧特性を同時測定してサーバへ送信する測定機器を実用化する。

2017年3月までに測定機器および診断アルゴリズムに関する技術的基礎を確立し、2019年3月までに商品形態に近いデモ機による実証試験を行い、実用的な測定機器を開発し2020年に商品として実用化することを目指す。

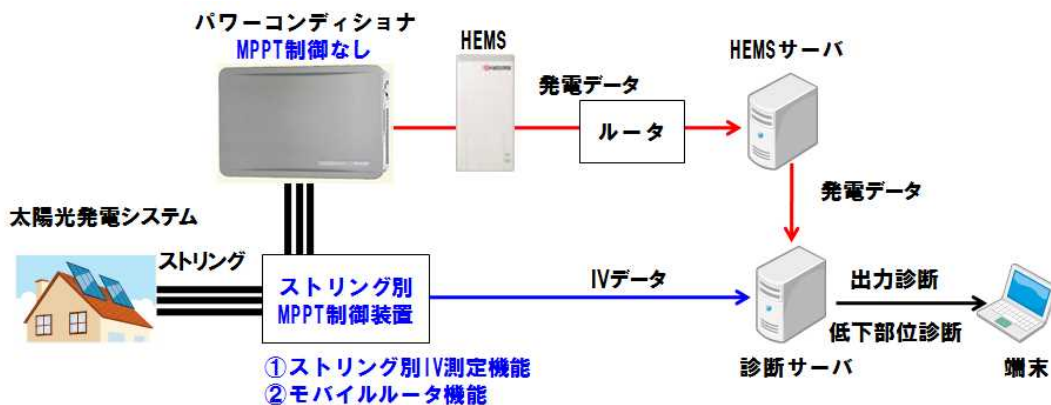


【図Ⅲ-2-②-(2)-13 点検機器実用化イメージ】

### ②ストリング別 MPPT 制御装置

第2に、IV測定送信機能を有するストリング別MPPT制御装置を開発する。従来はパワーコンディショナがMPPT制御により出力を最大化する機能を有していた。これに対しストリング別MPPT制御装置は、ストリング別に発電出力を最大化する機能を有している。MPPT制御機能とは別に、IV測定機能を追加することで、ストリング別IV測定を実現する。加えてモバイルルータ機能を内蔵することで、IV測定データを診断サーバへ直接送信する機能を付加する。

この製品の特長は、ストリング別MPPT機能で発電電力を最大化することに加え、発電特性低下部位診断を常時行うことが出来ることにある。2019年3月まで実証試験を行い、2021年の実用化を目指す。



【図Ⅲ-2-②-(2)-14 ストリング別 MPPT 制御装置実用化イメージ】

③ストリング IV 測定送信機能内蔵型パワーコンディショナの実用化

第3に、定期的にストリング別の発電特性を測定し、診断サーバへ送信する機能を有するパワーコンディショナを開発する。接続箱を介さずに複数ストリングが入力されるパワーコンディショナに、入力ストリング別発電特性、および発電出力を計測し診断サーバ送信する機能を内蔵する。この利点は、発電出力診断、および発電特性低下部位診断を並行して常時行うことにある。2019年3月まで実証試験を行い、2021年の実用化を目指す。

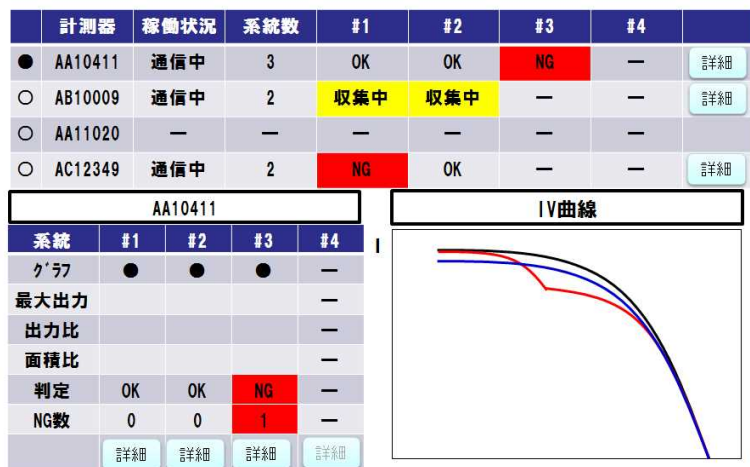
太陽光発電システム



【図Ⅲ-2-②-(2)-15 パワーコンディショナ実用化イメージ】

④発電特性低下部位診断サービス

以下に発電特定低下部位診断サービス画面を示す。



【図Ⅲ-2-②-(2)-16 発電特性低下部位診断サービス画面イメージ】

前記①～③の装置には固有のシリアルナンバーが付与され、IV計測データはシリアルナンバーと関連付けて発電特性低下部位診断サーバへ送信される。

発電特性低下部位診断サーバは、受信したIV計測データを解析し、インターネットを介して、発電特性低下部位診断結果をユーザ端末上に表示する。具体的には、発電特性低下モジュールが存在するストリング番号、発電特性低下モジュール枚数等を表示する。

住宅用太陽光発電システム販売店は事前に付与されたユーザ ID とパスワードで発電特性低下部位診断サービス WEB サイトへログインすると、ユーザ ID に関連付けられた複数のシリアル番号の中から、任意のシリアル番号を選択し、IV 計測データおよび、発電特性低下部位診断結果を閲覧する。以下に発電特性低下部位診断サービスの画面イメージを示す。

診断結果をもとに現場点検を行うことで全数検査が不要になり、点検時間が短縮される。また発電特性低下モジュール枚数を事前に知ることにより、必要枚数の交換用モジュールを点検時に運搬することで、点検と交換を同時に実施できる。

2019 年 3 月まで実証試験を行い、2020 年にサービス開始することを目指す。

### 3.波及効果

#### (1) 経済的波及効果

本事業では、太陽光発電システムの遠隔診断および発電特性低下部位把握を実現することにより、以下の 2 点の経済的効果が見込まれる。

##### ①太陽光発電の維持管理コスト低減

遠隔診断システムにより発電性能を常に監視することで、定期点検を行う必要がなくなり、定期点検コストを削減することが出来る。

##### ②発電性能の早期回復による太陽光発電量の増加

遠隔診断システムにより、発電性能が低下した太陽光発電モジュールを早期に発見し、修理交換することで、発電性能が回復し、発電損失を低減し、発電量を増加させることが出来る。それに伴い発電電力当たりのコストを低減できる。

#### (2) 社会的波及効果

本事業の実用化による社会的波及効果は、以下の 2 点が期待される。

##### ①消費者の住宅用太陽光発電システムに対する安心感、信頼感

独立行政法人国民生活センターウェブサイト (<http://www.kokusen.go.jp/>) によると、従来、悪質な訪問販売事業者、施工事業者等の存在により、当初見込まれた発電量が得られない等の相談が多く発生し、太陽光発電システムの購入に対する不安感が存在していた。信頼ある太陽光発電システムメーカー、販売店等が遠隔診断を行うことにより、消費者が安心して住宅用太陽光発電を購入することが出来る。それにより住宅用太陽光発電のさらなる普及を図ることが出来る。

##### ②市場に潜在する低品質太陽光発電モジュールの顕在化

低品質の太陽光発電モジュールを遠隔診断により顕在化することで、太陽光発電システムはメンテナンスフリーではないとの一般認識を変えることが出来る。そうすることで長期信頼性に対する市場ニーズが形成され、メーカーが市場に供給する太陽光発電モジュールの品質が向上することが期待される。

#### (3) 人材育成効果

本事業が実用化され幅広く利用されることにより、発電性能の診断、発電特性低下部位を特定できる人材の育成が可能になる。

従来、太陽光発電システムは、「メンテナンスフリー」との認識の下に、ユーザでは検知できないモジュール出力保証と、簡易的な定期点検のみで、大量導入がなされてきた。また太陽光発電システムの販売が優先され、点検保守等のアフターサービスの人材育成が遅れていることが想定される。

ある一定の確率で性能劣化した太陽光発電モジュールが市場に潜在しているとした場合、大量導入から一定期間経過すると、大量の性能劣化品が顕在化することが想定される。太陽光発電の大量導入時期を過ぎた現段階において、発電性能の診断、不具合箇所の遠隔特定、現場点検、修理交換の判断を行える人材を育成し、アフターサービスを充実させることが太陽光発電業界の義務であると考えられる。



#### 4.今後の展開

本事業の今後の展開としては、第 1 に気候、気象条件による影響を受けず、高精度に太陽光発電性能を診断可能な遠隔診断システムを目指す。そのために遠隔診断実証試験の成果をさらに 2 年間蓄積し、遠隔診断システム診断精度の改善改良を重ねる。

そして第 2 に発電特性測定機器を、持ち運び可能で、容易に取付けが出来る程度に小型軽量化し、既設の太陽光発電システムの故障部位把握を容易にする。また発電特性測定機器を内蔵しサーバへデータ送信する機能を有する、ストリング別 MPPT 制御装置、およびパワーコンディショナを実用化し、今後新たに設置される太陽光発電システムにおいては、定常的に発電特性低下部位を診断可能なシステムの構築を目指す。

### (3) 太陽電池の抗PIDコート材料の開発 [平成26～27年度] (株式会社MORESCO)

#### 1. 成果詳細

##### (1) 研究開発の成果

###### ① 要約

光電池及びモジュールはまだいくつかの問題がある。一つは発電効率であり、その他は耐久性と信頼性である。発電効率は不十分であり、徐々に減衰し、失われる場合もある。開発の過程で、我々は、太陽電池モジュール上にコーティングを施して、特に潜在的誘導分解(PID)を防止すること、ならびに反射防止効果(AR)による光捕集性能(LTP)を改善した。

40年間以上前から、PIDが太陽電池アレイとパネルに重大な損害をもたらすことが知られており、信頼性への疑問が蓄積されている。PIDを軽減するために多くの試みがあるが、簡単かつ適切にこの劣化現象を防止するための安価な解決方法は知られていない。

PIDでは、短絡電流によって太陽電池に深刻な損害を与えることが知られており、短絡電流が封止材を通して発電セルへ移動すると考えられている。カバーガラスを通過する短絡電流は、ガラスに含まれるナトリウムカチオン( $\text{Na}^+$ )をキャリアとして働くが、これまで外周のアルミニウムフレームは絶縁体として作用すると考えられ、アルミニウム(Al)のフレームの周りに短絡電流が流れる際のキャリアは見出されていなかった。短絡のもとになるリーク電流は、電荷を運ぶことができるガラス板中のナトリウムカチオンによることは明らかであるが、リーク電流が、不導体であるアルマイト(酸化アルミ)で覆われたアルミニウムフレームを通過することは考えられてこなかった。我々は、アルミフレームの外周を覆う酸化アルミが触媒として働き、封止材であるポリエチレン酢酸ビニル(EVA)と外部から侵入する水との加水分解反応を想定し、加水分解によりEVAから酢酸と導電性のヒドロキシル基を有するPEVA(ポリエチレンビニルアルコール)の生成を想定した。パッシベーションに使われている酸化アルミは、加水分解時の触媒として働く際および酢酸との反応により酢酸アルミとなり、アルミフレームの内側に導電性のアルミ層が生成し、太陽電池セルを損傷する短絡電流のキャリアとなると想定した。つまり、酸化アルミによってもEVAと水との反応により酢酸が生成し、酢酸がアルミフレームとEVAを導電性にすると考えた。

本共同研究で用いるコーティング材料は、有機-無機ハイブリッド組成物から構成され、疎水性が高い。我々は、実機サイズの太陽電池モジュールに本材料を塗工し、太陽光の下で硬化させる(またはドライヤーで加熱する)ことにより、濡れや水の侵入を防ぐことができる。-1,000Vのバイアス電流をかけて85°Cで85RH%の条件で96時間後に、コーティングされたモジュールのEL発光の低下率は0.7%未満で、未コートのモジュールのEL発光率は99%失われていることが確認された。本材料は、ナトリウムカチオンをできるだけカバーガラスに留め、アルミフレームとガラスとEVAとの境界領域への水の侵入を防ぎ効率的にPIDを防止しうる。さらに、本材料は、反射防止(AR)機能を有しており、c-Si系太陽電池モジュールのカバーガラスシート上にコーティングされた層は、光捕集性能(LTP)と発電効率を、それぞれ2.4%、約3%向上する。

我々は、他社のいくつかのAR材料で抗PIDテストをしたが、これらの材料は、多孔性および親水性であり、ナトリウムカチオンと水が簡単にARコート層に移動しPIDを防ぐことは難しい。このような多孔質AR材料を太陽電池モジュールにコートすると、-1,000Vのバ

イアス電圧をかけて85℃で85RH%の条件で96時間後に、60%程度EL発光が低下する。また、このような多孔質AR材料は、700℃の加工温度を必要とし、発電モジュールに直接PIDフリーの目的のために使用することはできない。つまり、本材料は、直接発電モジュールに塗工できる抗PIDとAR特性を有する新たなコート材料であると言え、抗PIDテスト中に、スネイルトラックや、配線や電極の腐食などの他の損傷も発生しない。

本材料は、耐久試験として、UV露光、高温凍結、熱サイクル、高温高湿などの様々な試験にパスしている。更に、ユーザの一の利便性を高めるために、本材料は、ワークアップ時に室温(20~30℃)で硬化でき、リーズナブルな価格で提供できることも見いだした。

② 本文(共同研究、再委託研究による成果を含む。)

PIDを防ぐ(抗PID化)手法としては、(a)パナソニック社のHITセル、シャープ社のHBCセル、ならびにPERCセル、PERLセル、PERTセルで採用されている酸化アルミ/窒化アルミを用いたセルのパッシベーション、(b)三井化学社やデュポン社などのセル封止材の改良・置き換え、または(c)サステナブルテクノロジー社/産業技術総合研究所によるカバーガラスの内側に酸化チタン膜層(加工温度200℃以上)を設けるなどの手法が有効とされている[引用文献]。

本共同研究で検討した材料は、価格や積極的な水分侵入防止あるいは加工温度という利点を補完する技術として位置付けることができる。

なお、本材料は、既設モジュールあるいは製造された太陽電池モジュールに直接コーティングできる点が、上記(a)~(c)に例示したモジュール組み立て前に施す手法と根本的に異なる(本材料は、モジュール組み立て前の各部品に施すこともできる)。

<課題と作業仮説>

一般的な太陽電池(結晶系)発電モジュールを見ると漏電に伴うPIDを起こす可能性がある物質としては、

- ・カバーガラスに含まれるナトリウムイオン(Na<sup>+</sup>)
- ・水
- ・アルミフレーム

が考えられる。

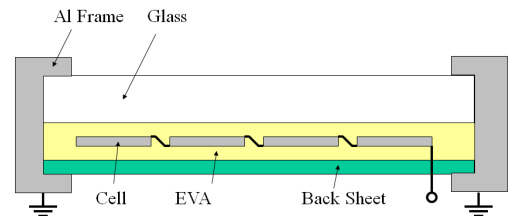


図 III-2-②-(3)-1 一般的な太陽電池の断面

カバーガラスに含まれるNa<sup>+</sup>は、漏電した電子をセルに運ぶ役割を担い、更に水が太陽電池に侵入することによりNa<sup>+</sup>が移動するパスが形成される。その際に、封止材(EVA)の一部は、水とNa<sup>+</sup>により加水分解を受け、酢酸(CH<sub>3</sub>CO<sub>2</sub>H)が生成すると考えられる(酢酸の発生は、産総研などが確認している)。酢酸の生成は、漏電した電子の移動を容易にさせるとともに、PIDのみならずスネイルトラックの形成や電極やハンダの溶出とも無関係でないと考えており、モジュールの故障原因になる。

弊社では、当初、モジュール設置時は、アルミフレームの内側は絶縁性の酸化アルミ(アルマイト)で被覆処理されていることからアルミフレームは漏電やPIDの原因にはならないと考えていた。しかし、モジュール内に水が侵入し酢酸が発生すれば、被覆していた酸化アルミ(Al<sub>2</sub>O<sub>3</sub>)が酢酸アルミ(CH<sub>3</sub>CO<sub>2</sub>)<sub>3</sub>Alとなり化学的に溶出し導電性のアルミニウム(Al)が露出する可能性が生

まれるため、むしろアルミフレームの方がガラスより漏電の原因になりやすいと現状では考えている  
 (図 III-2-②-(3)-2、

図 III-2-②-(3)-3)。同様に、短絡してPIDを起こす際も、ガラスよりアルミフレームから起こる可能性が高い場合もあると考えている。また、EVAから酢酸の発生は、酸化アルミが触媒になる可能性も否定できない(図 III-2-②-(3)-2)。

なお、アルミフレームの内側の酸化アルミ被覆層の剥がれは、発生する酢酸によるもののほかにモジュール組み立て時のガラス面などとの擦れによっても起こりうる。

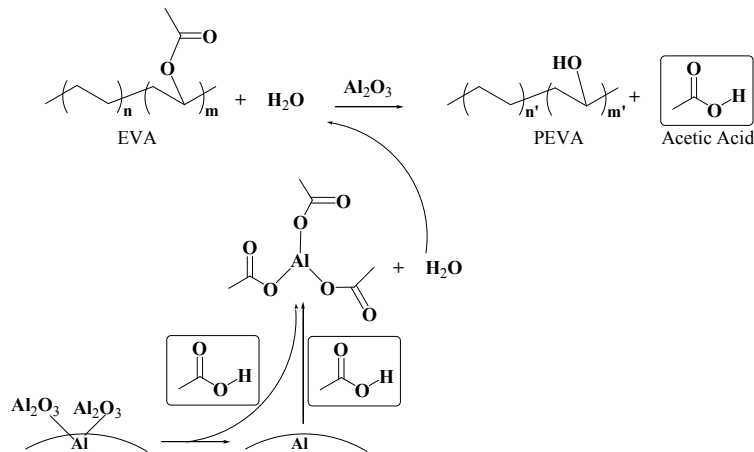


図 III-2-②-(3)-2 酸化アルミ (アルミフレーム内側) の化学的溶出の想定スキーム

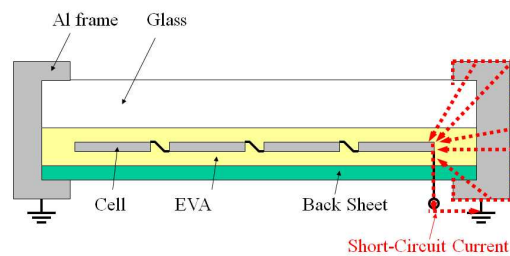


図 III-2-②-(3)-3 アルミフレーム内側の導電化と短絡

<材料設計および抗PID効果の検証>

PIDを防ぐには、太陽電池のモジュールへの水の侵入を防ぐことが有効と考えた。すなわち、本研究では、撥水性(水接触角100度以上)が高く、緻密で、かつ製品の見た目(風合い)を損なわないために透明かつガラスおよびアルミフレームへの接着力を有する材料を、モジュールの外周(下記図の青で示された部分)にコーティングすることを考え、既にフッ素を含有する有機-無機複合体の開発に至っている。この材料は、耐酸性、不燃性、防汚性も有している。

本材料は、アルコール-水溶媒中に熱硬化性ポリマーとして溶解している。この材料を、不織布(あるいはモップな塗布具)に染みこませ、あらかじめ洗浄乾燥クリーニングされた太陽電池モジュールのアルミフレームとカバーガラスの外周とそれら材料のすき間に湿式コートし、乾燥後、日照で、べたつき(タック)がなくなるまで、20℃で1時間硬化させた。

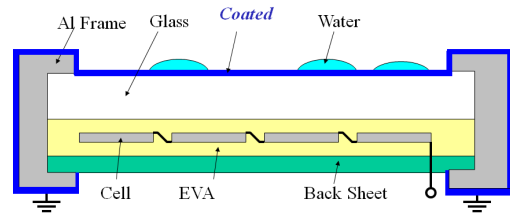
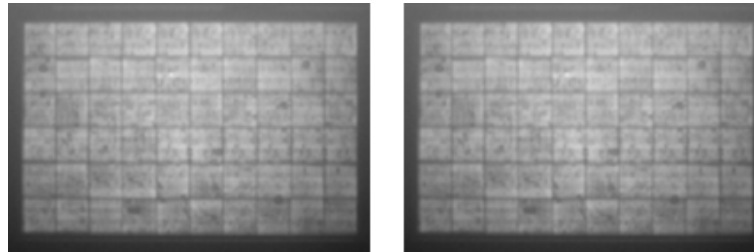


図 III-2-②-(3)-4 抗PID化コーティング

(青の部分)

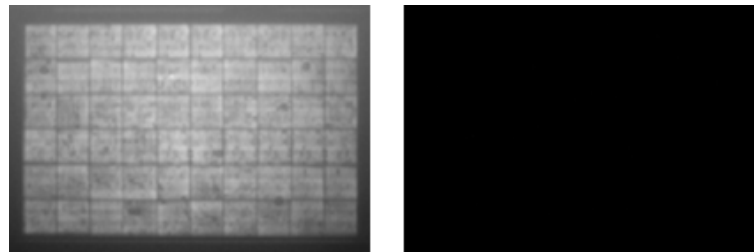
更に、得られたコートモジュールと同ロットの未コートモジュールを85℃、85%RH、96時間、-1000Vの逆バイアスをかけたところ、未コートモジュールの発光がほぼ消失し、コートしたモジュールの発光は0.7%未満の減少に留まった。



試験前

試験後 (0.69% 劣化)

図 III-2-②-(3)-5 コートモジュールの発光 (85℃, 85%RH, バイアス電圧-1,000V, 96時間後)



試験前

試験後 (>99%劣化)

図 III-2-②-(3)-6 未コートモジュールの発光 (85℃, 85%RH, バイアス電圧-1,000V, 96時間後)

また、別途モジュールを用いて、で同様の試験をしたところ、未コートモジュールは39.98%出力が減少したが、コートしたモジュールの出力(MPP、ワット)は0.69%であった(表III-2-②-(3)-1)。

表 III-2-②-(3)-1 高温高湿、96時間後のコートと未コートモジュールの出力

		Isc, A	Voc, V	IMPP, A	VMPP, V	MPP, W	減衰率, %
コート	試験前	8.7678	37.780	8.1943	30.241	247.8	
	PID試験後	8.7686	37.777	8.1327	30.259	246.1	0.69
未コート	試験前	8.7012	37.472	8.1344	29.869	243.0	
	PID試験後	8.6675	33.356	6.9039	21.121	145.8	39.98

略号: Isc: short-circuit current; Voc: open circuit voltage; IMPP: maximum power point current; VMPP: maximum power point voltage; MPP: maximum power point.

上記の様に抗PIDに必要な基本性能は有しており、かつG5サイズ(1.5m<sup>2</sup>)の発電モジュールへの塗布に必要なコート液量は、60mL(40g/m<sup>2</sup>)であることが分かった。また、コート液に用いた溶媒はエチルアルコールと水であり、環境負荷を極力小さくしている。

a) 撥水性(滑水性)

本共同研究で開発された材料組成は、基本的には含フッ素シリコンポリマーにより構成されており、より撥水性を向上しうる材料を選定した。

本研究における撥水性とは滑水性を意味し、単位時間内に水滴が基材上を滑る速度が大きい材料を

得ることが目標となる。滑水性を向上しうると考えられる化合物群の中から、撥水部位と撥水された水滴を動かす駆動力となると考えられる化合物を絞込み、図Ⅲ-2-②-(3)-7 に示す (I) と (II) の構造を有する化合物 (分子量：約 10,000) の選定に至った。

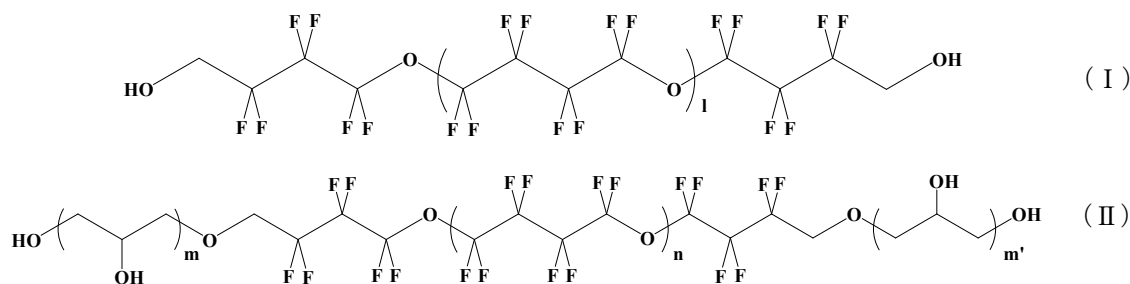


図 Ⅲ-2-②-(3)-7 変性用化合物

開発したコート材料は、ベースポリマーであるシリコンポリマーを (I) または (II) の化合物で変性したもので、変性後も相分離せずに滑水性が著しく向上する。図Ⅲ-2-②-(3)-8 に滑水性を表す指標となる水滴の移動速度を示す。コートしたガラスを 27° 傾けた際の 15 μL の水滴の先端移動距離を縦軸 (dR) にとり経時変化を計測した。

市販のフッ素系コート材やシリコン材をコートした際の水滴の移動速度は、2~0.3 mm/sec 程度である (図Ⅲ-2-②-(3)-8、茶点線) が、(I) をシリコンポリマーに対し 0.8 ppm 用いて変性すると滑水速度は、2 mm/sec まで向上することが判明した (図Ⅲ-2-②-(3)-8、赤線)。同様に、(II) をシリコンポリマーに対し 2.4 ppm 用いてシリコンポリマーを変性すると 3 mm/sec まで滑水速度が向上することが分かった。同様に図Ⅲ-2-②-(3)-8 に示すとおり、滑水速度が 10 mm/sec 以上のグレードも開発中である。

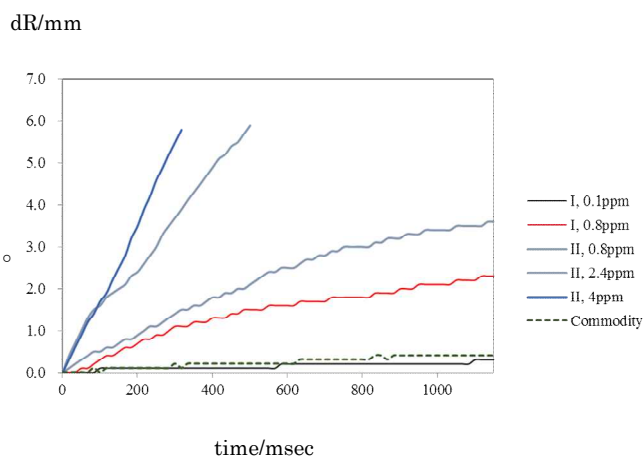
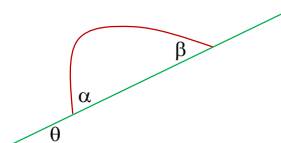


図 Ⅲ-2-②-(3)-8 湯水速度

参考のため、これら (I) あるいは (II) を用いたグレードの接触角 (C. A.、水滴量 3 μL) や滑落角 (S. A.、θ、水滴量 15 μL) のデータを、図Ⅲ-2-②-(3)-9 に記す。

現状では、(I) を 0.8 ppm 用いて変性したシリコンポリマー (図Ⅲ-2-②-(3)-8 の赤線のグレード) の合成レシピが最もこなれていることから、この材料の b) 透明性、c) 室温での硬化性、d) 安定性試験、ならびに e) 量産化にむけたベンチスケール製造について検証した。



#	at 25C Compd.	C.A., ° 3uL	S.A., °		
			θ 15uL	adv. A., ° α	rec. A., ° β
1*	I, 0.1ppm	98.3	23.0	104.0	90.1
2*	I, 0.8ppm	98.7	19.5	106.1	95.2
3*	II, 0.8ppm	100.1	22.5	108.1	94.9
4**	II, 2.4ppm	102.8	19.0	100.0	88.6
5***	II, 4ppm	100.9	20.0	99.4	88.4

図 Ⅲ-2-②-(3)-9 接触角と滑落角

#### b) 透明性

図Ⅲ-2-②-(3)-10 の青線に示す通り、(I) を 0.8 ppm 用いて変性したシリコンポリマーをガラスに塗工すると、100 nm 厚の片面塗布で 550 nm 付近の光線透過率が 3% 程度向上することが分かった。

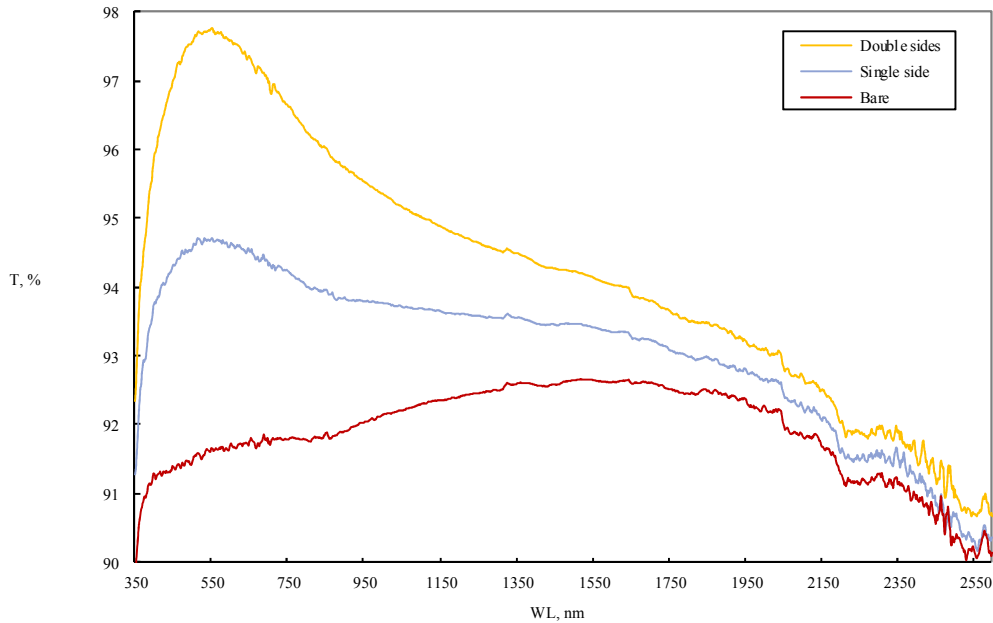


図 III-2-②-(3)-10 コートガラスの透過率

塗工したガラスは、可視光領域（380 nm～1000 nm）のみならず、近赤外領域まで未コートガラスの透過率を超えており、塗工により全く透明性が損なわれないことが分かった。

c) 室温での硬化性

ベースポリマーであるシリコンポリマーは室温（20℃）では硬化せず、これまで屋外の塗工では天日の利用、あるいは屋内での塗工ではドライヤーによって、塗膜を硬化させていたため、利便性に問題があった。

しかし、図III-2-②-(3)-7の（I）や（II）を用いることにより、30℃での硬化が塗布後5分程度（20

℃であれば15分程度）で完了することが明らかになった。これは、シリコンポリマー中の各末端のシラノール基（-SiOH基）が（I）や（II）により配向度が上がり、縮合反応が促進されたためと考えている。そこで、未変性のベースポリマーによるコート材、および図III-2-②-(3)-7の

（I）による変性ベースポリマー（現行品）によるコート材を、それぞれガラスに塗工し、AFMによりコート面の表面観察をした。

図III-2-②-(3)-11に示すとおり、変性ベースポリマーを用いた際のコート面の方が、塗膜表面の状態が均一になっていることから、（I）による変性によりベースポリマーの配向性が向上し、室温硬化性が付与できたと解釈している。

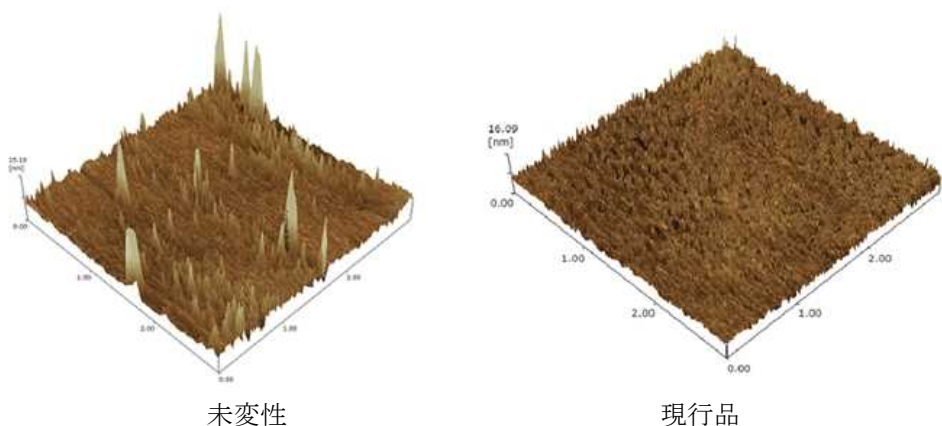


図 III-2-②-(3)-11 塗膜表面の改良（単位：nm）

コート面は、非多孔質で設計しており汚れが残りづらくなっているが、更に撥水性が高いため泥水がコート面にかかっても汚れが残りづらい。

粘土分散水を30度傾斜させたガラス上への塗膜にかけたあと自然乾燥する手順を5回繰り返し、未コートガラスと比較してみた。

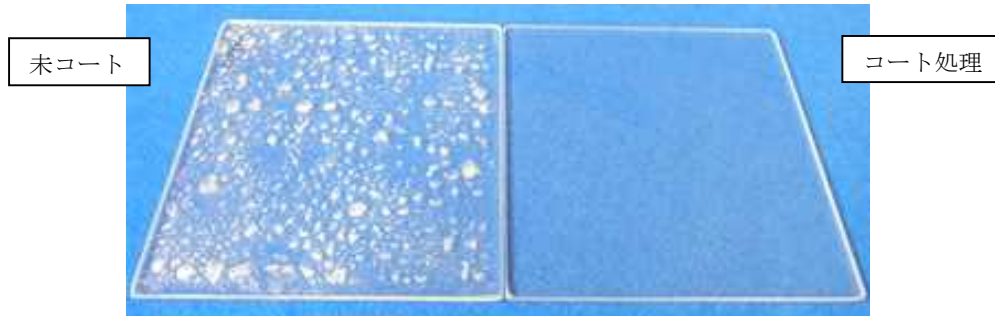


図 III-2-②-(3)-12 ガラスへの粘土水噴霧と自然乾燥を5回繰り返した後の外観

また、現在屋外暴露試験を行っているが、コート面上の固まっていた鳥の糞（図III-2-②-(3)-13：左）が雨の後では流されて（図III-2-②-(3)-13：右）おり、半年後もコート面の汚れはほとんどなく、光線透過率などの劣化もない。



図 III-2-②-(3)-13 雨の後のコート面上の鳥糞

本コート面は、有機-無機ハイブリッド組成により構成されているが、難燃性（図III-2-②-(3)-14、UL94/V=0判定）であり、酸性雨に対するダメージも受けない。

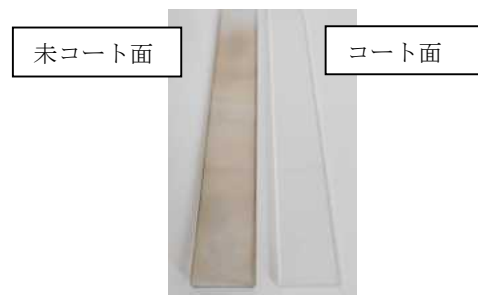


図 III-2-②-(3)-14 垂直直火で炙った後のアクリルコート

本材料は、システム効率向上を目的とするものではないが、本材料に撥水性を付与する際に同時に低屈折性が備わる。本材料を実機サイズ（G5サイズ）の太陽電池モジュールのカバーガラスにロールコーターなどの膜厚調整できる塗工機を用いて、100nm厚で塗布すると、低屈折性により最2.4%以上光反射率が低下した分、反射防止（AR）効果により光がモジュール内に多く取り込まれるため、約3%程度の発電効率が向上する。



表 III-2-②-(3)-1 カバーガラス受光面に100nm厚でコートした際の発電率上昇

	Isc, A	Voc, V	IMPP, A	VMPP, V	MPP, W	Increment, %
Bare	8.7012	37.4720	8.1344	29.8690	243.0	
Coated	8.7037	37.8176	8.1731	30.6221	250.3	2.99%

Brevity Code: Isc: short-circuit current; Voc: open circuit voltage; IMPP: maximum power point current; VMPP: maximum power point voltage; MPP: maximum power point.

なお、手塗りでは、コート膜厚が稼げず、発電率向上は、1.6%程度に留まる。

表 III-2-②-(3)-2 カバーガラス受光面に手塗りコートした際の発電率上昇

	Isc, A	Voc, V	IMPP, A	VMPP, V	MPP, W	Increment, %
Bare	8.7012	37.4720	8.1344	29.8690	243.0	
Coated	8.7025	37.6448	8.1392	30.3290	246.9	1.59%

Brevity Codes: Isc: short-circuit current; Voc: open circuit voltage; IMPP: maximum power point current; VMPP: maximum power point voltage; MPP: maximum power point.

#### d) 安定性、耐候性試験

下記のいずれの試験も、サンプル個数3個以上で、片面に塗工した太陽光発電モジュール用のガラスを用いて、Thermal cycling、Humidity-freeze、Damp-heat、Outdoor exposure、Transmittance、Adhesion、Acid resistance、Ageing-resistance、Neutral salt spray、Appearance、Adhesion in boiling water、Scratch and handling、Wearing resistance、Scrub resistance、SO<sub>2</sub> corrosion、Pressure-cooker、Ageing-resistance、Ammonium corrosion 試験（下記各試験名の末尾のかっこ内に該当国際基準コードを記載）を行い、全ての試験項目で合格し、材料の安定性や耐候性を確認した。

なお、冒頭に述べた通り、PIDを防ぐ手法としては、(a) パナソニック社のHITセル、シャープ社のHBCセル、PERCセル、PERLセル、PERTセルで採用されている酸化アルミ/窒化アルミを用いたセルのパッシベーション、(b) 三井化学社、信越化学工業社やデュポン社などのセル封止材の改良・置き換え、または(c) サスティナブルテクノロジー社/産業技術総合研究所のカバーガラスの内側に酸化チタン膜層（加工温度200℃以上）を設けるなどの手法が報告されているが、本材料による太陽電池モジュールの塗工技術は、積極的な水分侵入防止あるいは室温加工性という点で既存の技術を簡便に補完し得ると判断した。

#### e) ベンチスケール製造

本材料の量産生産性の検証のため、200Lスケールで、図III-2-②-(3)-15に示す製造工程により製造を行ない、得られた塗液を98%以上の収率で得た。

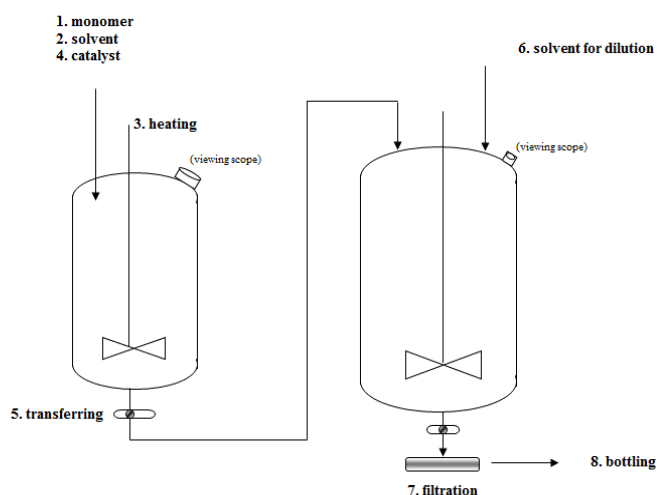


図 III-2-②-(3)-15 製造フロー

得られた塗液をガラスに塗工した後、諸物性を測定したところ、ラボと同等の試験結果が再現（表Ⅲ-2-②-(3)-3）され、製造工程の不具合はほぼ解消したと判断している。

表 Ⅲ-2-②-(3)-3 ベンチスケール製造品とラボ製造品の比較

試験項目	測定方法	ベンチスケール製造品	MORESCO ラボ製造品	合格値
透光率の増加量 (ペアガラス基準) (%)	測定波長 350~2600nm	2.83	2.79	増加率:2.4%以上
4.5N加重500回擦り後の 透光率の減少量 (コートガラス基準) (%)	測定波長 350~2600nm	0.74	0.77	減少率:1.0%未満
比重	浮きばかり法 JIS B7525-3 (20.0℃)	0.820	0.820	0.750~0.900
着色	色彩色差計 ASTM E1164	L*:98.28 a*:0.06 b*:0.33	L*:98.28 a*:0.05 b*:0.33	L*:98.15~99.15 a*:-0.05~0.05 b*:-0.05~0.05

<製造コスト>

製造はバッチで行う。今回は、200kg製造し、荷姿ドラム缶で外注製造した。これをもとにコート液5トンを製造すると仮定した場合に、限界利益率が81%程度になる。拡販による塗布面積の拡大ができれば、コスト低減の効果が出てくるが、事業化の際は3トンスケール以上が好適と予想している。プロセス自体は、ほぼ完成しており、更に生産量が増えた場合、自社プラント化も視野に入れている。

表 Ⅲ-2-②-(3)-4 200kg製造のコスト

塗布面積あたりの製造原価 25.0 JPY/m2	製造単価 5000 ¥/kg-soln.	外注委託製造実績 製造量 200 kg-soln. 製造単価 5000 JPY/kg-soln. ※材料費:日本メーカー調達価格 ※固形分濃度:1~5wt% ※荷姿:ドラム缶
塗布面積あたりの売値 30.0 JPY/m2	塗布可能面積 200 m2/kg-soln.	
限界利益率 17%		
キロあたり売価 6000 ¥/kg-soln.		

表 Ⅲ-2-②-(3)-5 5,000kg製造のコスト

塗布面積あたりの製造原価 5.8 JPY/m2	製造単価 1150 ¥/kg-soln.	外注委託製造実績 製造量 5000 kg-soln. 製造単価 1150 JPY/kg-soln. ※材料費:日本メーカー調達価格 ※固形分濃度:1~5wt% ※荷姿:ドラム缶
塗布面積あたりの売値 30.0 JPY/m2	塗布可能面積 200 m2/kg-soln.	
限界利益率 81%		
キロあたり売価 6000 ¥/kg-soln.		

<塗工コスト見込み>

一般的に、直接工事費、現場費用、経費が塗工費に占める割合は、それぞれ74%、20%、6%であり、それにならうと、塗工費用は、平米あたり75円となる見込みである（表Ⅲ-2-②-(3)-5）。ちなみに、欧州モジュールメーカーに聴き取りした結果、平米あたり0.5~0.6ユーロ（65円~75円）であり妥当なコスト構造であると考えられる。

表 III-2-②-(3)-5 塗工費用見込み

費用項目		価格, JPY/m <sup>2</sup>	費用割合
直接工事費	材料費	30.0	74.0%
	労賃	15.0	
	洗浄清掃費	8.0	
	養生費	2.5	
現場費用	足場台	10.0	20.0%
	機器費用	5.0	
経費	諸経費	4.5	6.0%
	計	75.0	

<産業への波及効果>

本材料は、屋外のガラス、プラスチック、金属のコーティング用途に開発しており、太陽電池用途ではタフネスを要求される一方、製品の外観を損なわない透明性と撥水性や防汚性がセールスポイントであり、色々なメンテナンスフリー（掃除が不要）用途も期待できる。本材料は、特に市販品の撥水剤より滑水性が10倍以上優れること、更に滑水性が高いグレードが開発されたことから、太陽電池以外の用途も増えている。

太陽電池と同じく、ガラス、プラスチック、金属基材への塗り直し（リコート）を求められる用途での引き合いがあるが、塗工面の洗剤洗浄と乾燥後に、容易に室温再塗工できることも確認している。

[引用文献]

- a) 平成 27 年度 NEDO 新エネルギー成果報告会（パシフィコ横浜）。
- b) 原 浩二郎、“結晶シリコン太陽電池モジュールの出力低下を伴う劣化現象の抑制技術”、産業技術総合研究所プレス発表（2013年5月22日）。

2. 研究発表・講演、文献、特許等の状況（共同研究、再委託研究も含む。）

(1) 研究発表・講演

発表年月日	発表媒体	発表タイトル	発表者
平成27年4月24日	電気学会 フレキシブルエネルギーデバイス委員会	依頼講演：Hybrid Clarity® An Introduction of MORESCO's Coating Material	吉田 統
平成27年9月15日	Proceedings of The 31st European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition, page146-148	Maneuver to Prevent PV Modules from Causing PID and Snail Track	吉田 統、平野智之

(2) 特許等

出願日	出願番号	発明の名称	出願人
平成27年1月29日	2015-014971	表面改質樹脂組成物および太陽光発電モジュール	株式会社MORESCO
平成28年1月15日	2016-006150	太陽光発電モジュール	株式会社MORESCO
平成28年1月15日	2016-006151	滑水性コート材料	株式会社MORESCO

(4)分散型 PCS メガソーラーへの遠隔診断制御クラウドと対処手順の開発 [平成 27 年度]  
 (地域エネルギー株式会社・特定非営利活動法人太陽光発電所ネットワーク)

1. 成果詳細

① 小型分散型と大型集中型システムのトータルコスト比較に関する調査 (地域エネルギー)

1.1 調査概要

現在および今後の国内太陽光発電市場において、分散型 PCS によるメガソーラーが普及する可能性について検討するため、小型 PCS を多数分散的に設置する方法と、大型 PCS を少数集中的に設置する方法における建設コストを比較調査した。

調査は小型 PCS メーカーによる大型 PCS とのトータルコスト見積り比較と、EPC 業者による分散型と集中型の初期コストの見積り比較を行った。

1.2 小型 PCS メーカーによるトータルコスト積算結果

表. III-2-②-(4)-1 2MW の発電所のトータルコスト比較

初期投資額		費用試算(単位:万円)						役割	補足説明	
番号	項目	10kw案			500kw案				10kw案	500kw案
		単価	台数	複価	単価	台数	複価			
1	パワコン	50	200	10,000	1,000	4	4,000	交流に変換	運賃含む	
2	屋外設置パッケージ				600	4	2,400	設置環境対応	屋外パッケージ不要	
3	現地調整費			60			120			
4	運賃			0	40	4	160		場所により異なる	
5	100kw交流集電箱	40	20	800				交流100kwを集約	交流集電なし	
6	20kw直流接続箱				15	100	1,500	直流20kwを接続	直流集電なし	
7	100kw直流集電箱				20	20	400	直流100kwを集約		
8	データ計測・監視	400	1	400	50	1	50	監視機能	10kw単位の監視	
9	通信・パルス配線			500			50		台数が少ない	
10	設置工事			600			600		パワコン	
	合計			12,360			9,280	差額	3,080 万円	

ランニング費用		費用試算(単位:万円)						補足	
項目	単価	台数	複価	単価	台数	複価	項目	単価	台数
保証(初期10年間)	6	200	1,200				10年目まで		
オーバーホール	17	200	3,400				10年目に実施		
メンテナンス契約(10年間)	12.5	200	2,500				10年目から10年間		
冷房更新				100	3	300	必須(5年毎)		
冷房コスト				130	20	2,600	必須(発電の2%)		
メンテナンス契約(20年間)				2,500	4	10,000			
合計			7,100			12,900	差額		5,800 万円

差額(20年間)  
2,720

1.3 EPC 業者による建設コスト積算結果

定格出力 1MW のメガソーラーを想定して、小型 PCS を分散設置した場合と大型 PCS を集中設置した場合の、建設コスト積算結果を以下に示す。

【見積り条件】

- (共通仕様) モジュール：多結晶 72 セル 310W×3,920 枚 (共通)
- 架 台：4 段×14 列 アルミ製 (共通)
- 基 礎：スクリュー杭 (共通)
- (小型 PCS) 25kW×40 台 (全て架台据付とする)
- 監視装置：各 PCS に監視装置を設置し、耐候性 LAN ケーブルにてキュービクル
- (大型 PCS) 500kW×2 台 (キュービクルまでの構内配線は全て地中埋設とする)
- 監視装置：接続箱単位で監視機器を設置し、RS-485 ケーブルにてキュービクル隣接の通信 BOX に集約
- (その他) 造成工事、系統連系工事等は含まない。

表Ⅲ-2-②-(4)-2 PCS 設置方法による建設コスト比較

1MW あたりの建設コスト (単位：円)	PCS (25kW×40 台)		PCS (500kW×2 台)	
	建設コスト	構成割合	建設コスト	構成割合
仮設工事費	2,751,000	1.36%	2,751,000	1.38%
太陽光モジュール	128,494,000	63.66%	128,494,000	64.25%
インバータ及び基盤	20,611,000	10.21%	21,907,000	10.95%
架台構造物	20,394,000	10.10%	20,394,000	10.20%
ケーブル及び補助部材	4,279,000	2.12%	7,019,000	3.51%
架台及びモジュールの取付工事	8,254,000	4.09%	7,352,000	3.68%
電気工事	10,731,000	5.32%	5,753,000	2.88%
発電量管理及び発電所監視	2,476,000	1.23%	2,476,000	1.24%
施工管理費	3,852,000	1.91%	3,852,000	1.93%
合計	201,842,000	100.00%	199,997,000	100.00%

見積り結果では、両者の建設コストはほぼ同額であった。小型 PCS の設置にあたっては、PCS の台数増加があるものの大型 PCS に必要なコンクリート基礎が不要となるため、「インバータ及び基盤」コストが僅かに低い。また、太陽光モジュールを直列で繋いだストリングを束ねるための接続箱が不要となるため、「ケーブル及び補助部材」のコストも低くなっている。一方で、「架台及びモジュールの取付工事」や「電気工事」では、設置する PCS の数に比例して現場での工数が増加するほか、PCS の設定などの手間も増えることからコストが増加している。

部材費及び工事費を合計した建設コスト比較としては、小型 PCS の場合の建設コストが大型 PCS を約 1% 上回る結果となった。

## ② 分散型監視制御システムの比較とコスト低減の可能性調査（地域エネルギー）

### 2.1 調査概要

本調査では、ヒアリングと文献調査により、競合するシステムのリストアップとその機能を整理した。さらに、原価計算・管理会計的手法を用いて、大型集中型と小型分散型の監視制御システムに関わる実際のコスト計算に基づき比較を行った。

遠隔監視によるシステム維持管理技術に関しては、以下の側面がある：

- ・ 遠隔監視・状況分析を行なうセンター側と太陽光発電システムが存在する現地との WAN 側通信技術
- ・ 太陽光発電システム敷地内の太陽電池のセルや、周囲の環境をモニタするセンサーネットワーク技術
- ・ 太陽光発電システム自体や、PCS、個々の太陽光パネル／太陽電池セルをメンテナンスするため、設置・保守時の情報を保持する DWH 技術
- ・ センサーなどで収集したデータを分析する遠隔診断や、予防保全のための情報提供、現地での除草作業計画を立案するなど、太陽光発電所の運用を支援する技術

収集した太陽光発電システムの維持管理技術事例を見ると、WAN 側の通信、センサーネットワークの通信には種々のものが使われており、現時点でデファクトとなりそうなものは特定できなかった。また、昨今の IoT 技術を活かしたリアルタイムセンシングデータと、個々の太陽光パネル、太陽電池セルの設置・保守情報を活用したインテリジェントな保守ソリューションを構築する上で、DWH が要となるが、そのエンジンとしても、デファクトとなるようなものはわからなかった。

調査から得られた示唆として、技術開発の仕様として、通信のデファクト化が必要である事が分かった。そのため、本技術開発において採用を検討している下記の通信方法は、現時点で最適の選択ではないかと思われる：

- ・ IEEE 1888

東京大学グリーン ICT プロジェクト (Green University of Tokyo Project : GUTP) が研究開発において重要な役割を果たし 2011 年 2 月に IEEE (米国電気電子学会) によって国際標準的な規格として認められたもの。あらゆるセンサーデータと制御データを自由に交換するアプリケーションレイヤのオープンな通信規格となっているが、GUTP で提供されている IEEE1888SDK の FIAPStorage を利用することで、太陽光発電システム自体や、PCS、個々の太陽光パネル／太陽電池セルのメンテナンスや、設置・保守時の情報を保持するための DWH 構築が容易となっている。その上、フィールドバスのゲイトウェイとして、太陽光発電量計測によく利用される Modbus 規格のみならず、ZigBee、KNX 等の様々なセンサーに使える通信規格とのゲイトウェイも用意されているので、IEEE1888 を利用することにより、太陽光発電システム

の遠隔管理が容易に実現できる

・MQTT (Message Queuing Telemetry Transport )

MQTT は、IBM と伊 Eurotech 社によって開発された M2M や IoT に適した通信プロトコルで、ネットワークのコストが高い／帯域が狭い／または信頼性が低い通信環境で、また、CPU パワー／メモリリソースが限定されている組み込み機器での利用に適したプロトコルになっている。HTTP に比べて軽量でデータ通信が可能で、コネクションを確立し続け、ほぼリアルタイムで通信が行える。

・Wi-SUN

米国アナログデバイス、富士電機、村田製作所、国立研究開発法人情報通信研究機構 (NICT)、オムロン、大崎電気工業、ルネサスエレクトロニクス、米国シルバースプリングネットワークスの 8 社を設立メンバーとして結成された Wi-SUN アライアンスが、IEEE802.15.4g をベースに作成した通信プロトコル。低消費電力でメッシュネットワークを構築でき、電波干渉が少なく障害物に強い。通信距離も最大 2km で、安定通信距離は 500m 程度ある。

2.2 各社の見積情報

今年度の調査事業において、太陽光の維持管理コストは維持管理に直接携わる企業の見積情報を基に測ることができると考え、分散型 PCS を採用した太陽光発電所を対象にメンテナンスサービスを提供する業者より見積情報を収集及び分析した。

メンテナンスサービスは基本的なものとして基本料・法定点検・定期点検・緊急対応に分かれており、オプションとしてパネル表面清掃や除草、除草シートの設置を行っている。集計を行った結果は表Ⅲ-2-②-(4)-3 のとおりとなった。

維持管理コストの見積内容は、比較ができるよう全て 1MW 当たりの年間コストに換算したものである。また、現地への交通費については含めていない。

表Ⅲ-2-②-(4)-3 維持管理コスト内訳比較 (円/MW・年)

基本内容					オプション		合計
基本料	法定点検	定期点検	緊急対応(※)	小計	パネル表面清掃	草刈り	
30,000	1,000,000	2,400,000	132,600	3,562,600	900,000	900,000	5,362,600
0	1,000,000	1,184,000	0	2,184,000	-	800,000	2,984,000
0	1,000,000	1,346,154	180,000	2,526,154	-	-	2,526,154
10,000	1,000,000	1,585,898	180,000	2,775,898	-	-	2,775,898
0	1,000,000	1,040,000	0	2,040,000	660,000	396,000	3,096,000
0	1,000,000	400,000	96,000	1,496,000	900,000	800,000	3,196,000
0	800,000	1,271,750	72,000	2,143,750	-	1,000,000	3,143,750

※ かけつけは年6回程度として算出した。初期対応・現状調査の部分のみであり、パネル交換などの実作業は別料金となる。

定期点検の詳細な項目についても見積もり内容を提示した企業が存在した。定期点検の内容は外観、モジュール、PCS 等を目視で確認する目視点検と、接地抵抗・直流電圧・直流電流などを測定機器によって確認する専門機器測定点検に分かれている。詳細な項目ごとに見積もりを記載した企業もあったが、目視点検と測定点検に分けると表Ⅲ-2-②-(4)-4 のようになった。

表Ⅲ-2-②-(4)-4 目視点検と測定点検コスト (円/MW・年)

目視点検	専門機器測定点検
768,000	416,000
260,000	1,300,000
447,782	823,968

本調査の結果、太陽光発電所の維持管理サービスの価格の計上は見積情報から一定の基準を持って計測できないことが判明した。緊急対応の価格・定期点検の項目ごとに見積もりも一様でなく、見積り情報より適正なコスト基準を得ることが現実的でないことが考察できた。

2.3 EPC 業者の見解

今回の分散型と集中型のコスト比較に際して、大手、中堅、地場の EPC3 社から小型 PCS と大型 PCS の比較に関する見解を得た。

(イ)A 社 (大手 EPC) の見解

メガソーラーにおける小型 PCS と大型 PCS の差異については、接続箱の設置点数減少によるコスト削減

効果がある一方で、国内では作業員の人件費が高いことから PCS の多数設置における工数の増加は工事費用へのインパクトがある。また、参考情報としてドイツでは 500kW 以上の太陽光発電所の場合、昨今は小型 PCS の分散設置が多いとのことであり、発電所全体の効率はそのの方が高くなるとのことである。

(ロ)B 社（中堅 EPC）の見解

国内の工事情況では小型 PCS の kW 単価が大型 PCS より高いため、この部分が解消されれば小型 PCS の分散設置に利があるとしている。施工面では、小型 PCS を用いる場合に接続箱が不要になること、キュービクルを含むパワーステーションがコンパクト化できること、PCS からキュービクルまでが交流ケーブル化されることで構内管路がスマートになり、配線関連のコストが下がるとのことである。

(ハ)C 社（地場 EPC）の見解

現状では、同社が扱う小型 PCS と大型 PCS では価格差が大きく、小型 PCS の分散設置の方がコストは高くなるとのことである。施工面では、大型 PCS の場合だとパワーステーションに重機で据え付けることが出来るが、小型 PCS の場合は 60kg 以上のものを人力で据え付けることになるため、その分の工数増加に伴う人件費の増加がネックになるとのことである。また、国内メーカーではメガソーラーに適用できるような出力の小型 PCS が限られるため、実際にどれほど分散型が普及するかは不明としている。

2.4 O&M 業者の見解

太陽光発電所の運用上、電力会社の系統側要因で停電及び PCS 停止となった際の復旧作業を行う場合、分散型パワコンの場合は一台ごとに復旧しなければならず、作業時間が増加する（メーカー、製品により一括制御出来るものもある）。基本的な点検箇所については集中型も分散型も変わらないが、PCS のエラー履歴等の確認作業は直接 PCS 本体の画面上で確認しなければならないことが多く、自ずと台数が多いほど確認に時間を費やすことになる。

他方、集中型の PCS ではメーカーのエンジニアでなければトラブル対応できない部分もあり、それだけ費用の増加や復旧までの作業時間の長期化が生じてしまう。分散型の PCS の場合は、メーカーとの保証契約にもよるが不具合対応として即時代替品交換を行うことで、現場での問題特定の作業短縮や発電停止期間の短縮が図れ、その交換作業も集中型と比較すれば非常に簡易である。

定期メンテナンスとして、PCS 内のフィルターなどの交換や清掃にあたっては、同様に台数が多いほど作業時間を費やすことになる。また、絶縁抵抗値測定を行う際には、分散型三相パワコンの場合だと AC 側が台数分×1 本増える事になるため、その分の点検作業量が増加する。その他、集中型の場合はエアコンによる本体冷却が必要となるが、このエアコンの常時稼働による消費電力の増加や、概ね 3 年に 1 回の設備交換によるコストが分散型にはないものとして考慮すべきである。

製品寿命と修繕対応という視点からでは、分散型の PCS の場合はメーカーが 20 年の保証を提供している事例があり、この場合には一般的に 10 年経過時点で必要とされる PCS の入れ替えあるいは大規模修繕が不要となる。集中型の場合は、概ね 10 年経過時点で大規模な修繕あるいは入れ替えが必要となるため、その分の費用は事前に積み立てておく必要がある。

以上をまとめると、集中型と分散型のいずれもが一長一短の性質を持っているが、機器本体の長寿命化や非常の交換対応によるトラブル解決時間の短縮という点において、分散型の方が優れていると見ることが出来るのではないかと考える。

③ PCS の保証およびメンテナンスに関する現状と将来性（太陽光発電所ネットワーク [PV-Net]）

3.1 アンケート調査

国内で販売されている PCS について、その保証やメンテナンス体制に関する現状を把握すべくアンケートを実施した。調査対象の選定は (1) 一般社団法人太陽光発電協会会員企業 (2) PV-Net がサポートを行った中規模～大規模発電所の事業者 (3) 一般社団法人アフターメンテナンス協会会員 (4) インターネット検索 から総合システムメーカー、PCS メーカーを抽出し行った。期間は 2015 年 12 月末から翌年 2 月末にかけて実施。有効回答件数は 9 件となった。以下、主な内容を紹介していく。

調査対象	日本国内で PCS を販売するシステムメーカー、 PCS メーカー約 30 社
調査期間	2015 年 12 月末～2016 年 2 月末
調査方法	WEB アンケート
回答数 (n)	9 社

### 【保証期間（通常、オプション）／定期点検の有無】

通常保証期間については回答のあったすべてのメーカーで「1年」であるとの答えであった。その一方で、例えば ABB ジャパンが販売する 27.6kW・自然空冷式の PCS は、標準で 10 年、オプションで 20 年の製品保証が付与することを確認している。PCS の多様化、メンテナンスフリー化に伴い、産業用 PCS であっても長期保証に対応した製品が現れつつある。

メーカーによる定期的 PCS 点検はほとんどが有償であった。その料金については、機種、メニュー、納入場所、点検内容によって異なるが、「1 台あたり 10 万円程度（小型 PCS メーカー）」「15 万円／回程度」との回答が得られた。また、「定期点検なし」と回答したメーカーでは、故障した際、機器一式を丸ごと交換していることが後述のヒアリングで明らかとなった。

### 3.2 PCS メーカーの保証内容比較

協力会社等で実際に導入した PCS について事例を集め、その保証内容・期間についてまとめた。PCS メーカーが単体で販売する場合の機器保証の主流は 1 年。ただし、多くのメーカーに有料での延長プランが用意されている。一方、システムメーカーがシステム一式で取り扱う場合は、「システム保証」として 10 年間などの長期保証が見られる。この場合も条件によってさらに延長保証（最大 15 年）が可能であった。

表Ⅲ-2-②-(4)-5 PCS メーカー&システムメーカーによるパワコン保証内容一覧

パワコンメーカー システムメーカー	安川電機	TOMEIC	オムロン	SMA		新電元工業	ソーラーフロンティア		
対象機器 定格出力	10kW/9.9kW/100kW	全機種	全機種	3.5kW~4.5kW	9.9kW/10kW/20kW	100kW	3kW~5.5kW(ソーラーフロンティア製) 9.9kW(三洋電機)	100kW(日立産機システム) 500kW(日立製作所)	10kW(新電元工業)
機器保証	1年間	1年間	1年間	10年間	5年間	1年間	10年間	2年間	1年間
保証内容 (無償サービス)				代替品・部品、送料負担 交換費用等は設置者負担		交換費用含めて保証	ソーラーフロンティアのパネルとセット購入で システムとして10年保証		
無償サービス	オンコールサービス 9:00-17:30	オンコールサービス 9:00-17:30							
有料オプション	保守サービスプラン	保守サービスプラン	10年保証			10年保証	システム1式で15年保証※ 屋外設置機種は対象外		
保証除外要件	天災、地震、火事、輸送時及び 取り扱いはる損傷、施工 工事等の不良に起因、第三 者への損害、等		天災、地震、火事、輸送 時及び取り扱いはる損傷、 施工工事等の不良に起因、 第三者への損害、等	天災、地震、火事、輸送時及び 取り扱いはる損傷、施工工事 等の不良に起因、第三者への 損害、等		天災、地震、火事、輸 送時及び取り扱いはる損傷、 施工工事等の不良に起因、 第三者への損害、等			
備考			保証条件は保証先による				2014年6月より住宅用、非住宅用の区別がなくなる。		

### 3.3 まとめ

メガソーラーの PCS 容量は大型が主流である一方で、数年前より海外製の小型 PCS が日本国内に入ってきてからは、高圧の発電所でも小型 PCS 採用する動きが広まりつつある。また、国内製 PCS の通常保証期間が 1 年であるのに対し、海外製品は 5 年、10 年保証というケースも珍しくない。長期の保証期間であれば、故障時に新品交換による故障対応が可能となる。サンケン電気の事例では、PCS の故障時に代替品を発送し、EPC や施工会社などが交換対応および故障品の返送を行っていた。メーカー技術者が発電所の現場に赴くことはなく、メンテナンスコストを下げているという。

ファンレス化や軽量化による作業性の向上、ファン交換が誰でもできるようになるなど、小型分散 PCS を扱うメーカーでは、メンテナンスのしやすさという面でも、大型 PCS との差別化を図っている。

### ④ 不具合の実態と予防・対応調査（太陽光発電所ネットワーク [PV-Net]）

#### 4.1 アンケート調査

太陽光発電所で発生している不具合・トラブルの実態と、予防や対応の状況を把握すべくアンケートを実施した。調査対象の選定は (1) 一般社団法人太陽光発電協会会員企業 (2) PV-Net がサポートしてきた中規模～大規模発電所の事業者 (3) 一般社団法人アフターメンテナンス協会会員 (4) インターネット検索 からシステムメーカー、発電事業者、EPC 事業者、商社・システムインテグレーター、O&M 事業者等を抽出し行った。期間は 2015 年 12 月末から翌年 2 月末にかけて実施。有効回答件数は 34 件となった。以下、主な内容を紹介していく。

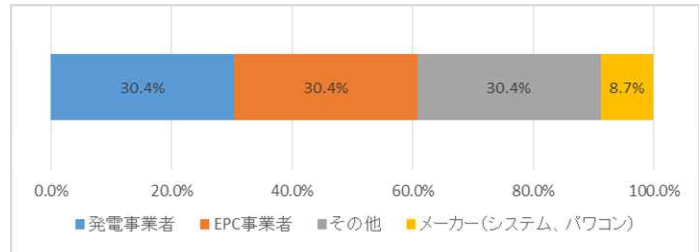


調査対象	システムメーカー、発電事業者、EPC 事業者、商社・システムインテグレーター、O&M 事業者等
調査期間	2015 年 12 月末～2016 年 2 月末
調査方法	WEB アンケート
回答数 (n)	34 社

### 【業種】

回答者の業種を図Ⅲ-2-②-(4)-1 に示す。太陽光発電に関わる多様なプレイヤーから回答をいただいた。

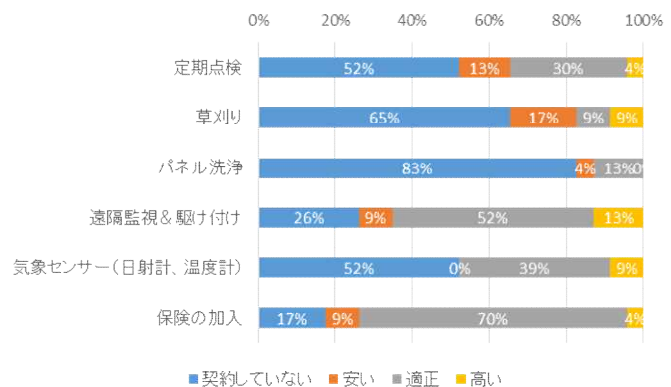
その他としては、コンサルタント、一般社団法人、PPS、ワンストップで太陽光発電事業を行う事業者などが挙げられた。O&M 事業者からの回答がゼロという結果になったのは、EPC 事業者が O&M も兼ねているケースが多いためと考えられる。



図Ⅲ-2-②-(4)-1 維持管理を行っている業者の内訳

### 【メンテナンスの契約状況、料金】

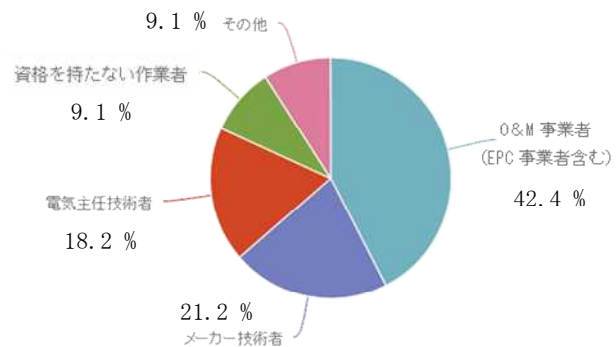
遠隔監視&駆け付けは7割超の事業者が契約している一方で、料金が高いと感じているユーザーが一定数いることがわかった。定期点検については5割、草刈りやパネル洗浄といった「サイト管理」については約7割以上が契約していない。対して、保険への加入率は8割超不慮のトラブルやダウンタイムによる売電量低下は、保険で対応しようと考えている事業者が少なくないことが読み取れる。



図Ⅲ-2-②-(4)-2 発電所の保守・メンテナンスの契約状況、料金の感想

### 【不具合対応者】

現状はO&Mの担当者、メーカー技術者、電気主任技術者がメインだが、ここをいかに現地の人材に取って代わるかが、コストダウン化の肝となる。



図Ⅲ-2-②-(4)-3 不具合発生時の主な対応者

### 【主なトラブル事例】

メンテナンス時などに発覚した不具合事例について以下に示す。

- ・基板交換が2件、冷却ファン交換が1件
- ・知らないうちに停止
- ・1092枚のパネルのうち1枚が不良。コネクタ接触不良が2件
- ・O&Mをやるなかで、PCSとパネルの不具合、その他トラブル多数
- ・停止したパソコンが復帰しない
- ・電圧上昇抑制が発生している時間帯がある可能性
- ・温度異常(フィルタ目詰まり)、落雷による基盤故障、外箱の錆

- ・交流側への端子のねじ増し締め不足による PCS 破損
- ・通気孔の粉塵づまり
- ・落雷被害、大雪によるパネル破損
- ・落雷によるパワーコンディショナの故障（自然災害補償にて対応）
- ・操作基板問題で交換
- ・エンクロージャー内温度上昇による稼働停止等
- ・施工不良、設置基準外の設置、モニタのエラー表示
- ・夏場の温度上昇による停止、落雷による停止。
- ・冷却ファン不具合、内部回路異常その他  
やはり相対的に PCS の不具合が多いことがわかる。

【ダウンタイム】

約半数が年間のダウンタイムは3日まで答えているが、仮に大型のPCSが停止した場合、復旧までにそれ以上の期間を要する可能性は高い。買取価格が27円の場合、1MWの発電所が1日止まればその損失は約78,000円/日。こうしたロスを減らしていくことも、コスト削減に大きく寄与する。

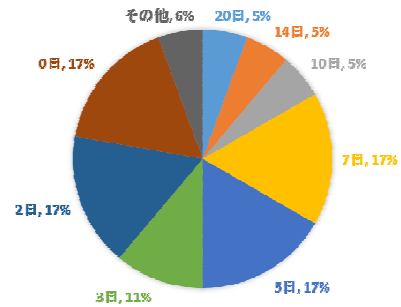


図 III-2-②-(4)-4 想定するダウンタイム日数時の主な対応者

⑤ コスト低減の可能性と不具合検出方法の検討（太陽光発電所ネットワーク [PV-Net]）

5.1 維持管理コストの30%削減のアプローチ  
維持管理コスト削減のための分類と手段について、ロジックツリー（図III-2-②-(4)-5）を用いて整理した。その手段のための具体的な作業について、現状のコストを100とした場合の削減率の想定を行った。本技術開発により、マイナス15ポイントのコスト削減を試算している。

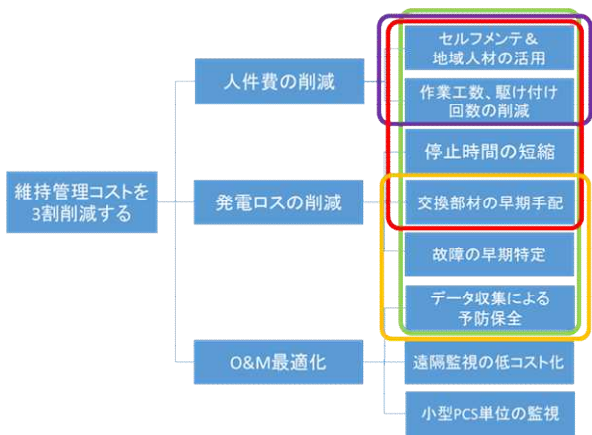


図 III-2-②-(4)-5 ロジックツリー

表 III-2-②-(4)-7 業務分類ごとの試算(1)

		現状	目標想定モデル		
定期 (固定)	状態監視	情報取得システム・デバイス（センサー）	5	20	
		情報取得人員（現場スタッフ）	50	20	
		業務管理（作業を割り当てる人や体制）	40	10	
		業務管理（システム）	5	15	
		計	100	65	-35
					pt
	点検管理	遠隔点検システム	5	15	
		点検・試験業務人員	50	35	
		サイト環境管理人員	40	30	
		業務管理体制（人&システム）	5	15	
計		100	95	-5	
				pt	
定期点検	業務管理体制（システム）	5	10		
	技術対応人員	45	40		
	定期交換部品・資材（管理費含む）	50	45		
	計	100	95	-5	
					pt
不定期 (突発 事象)	状態監視	情報取得デバイス（センサー）	5	15	
		情報取得システム	5	10	
		情報取得人員（現場スタッフ）	50	10	
		外部調達環境情報（気象、日射等の情報）	5	20	
		業務管理（人）	30	5	
	業務管理（システム）	5	30		
	計	100	90	-10	
					pt
	緊急対応	業務管理（人）	15	5	
		業務管理体制（システム）	5	15	
遠隔対応システム		5	15		
技術対応人員（サービスマン）		40	25		
対応部品・資材（管理費含む）		25	20		
その他作業想定機材調達等 （事故解決のために必要な機材）	10	5			
計	100	85	-15		

5.2 コスト削減のポイント

小規模分散方式や遠隔監視装置は、現在さまざまな企業が開発・販売を行っているが、現場から遠く離れたオペレーションセンターでの監視や操作は可能な一方で、データからわかる情報は限られており、担当者とはとにかく現場に駆け付け、張り付き、対応に走り回っているというのが実情だという。つまり、現状の維持管理の改善余地は非常に大きい。

このように人が行っている部分の作業については、システムの高度化や、発電所のある地域人材に対応をシフトさせることで、コストを下げることができる。

一方で、サイト管理や緊急時対応においては、専門人材が必要なケースも残るが、自動化などでコスト削減の可能性は十分に見込める。

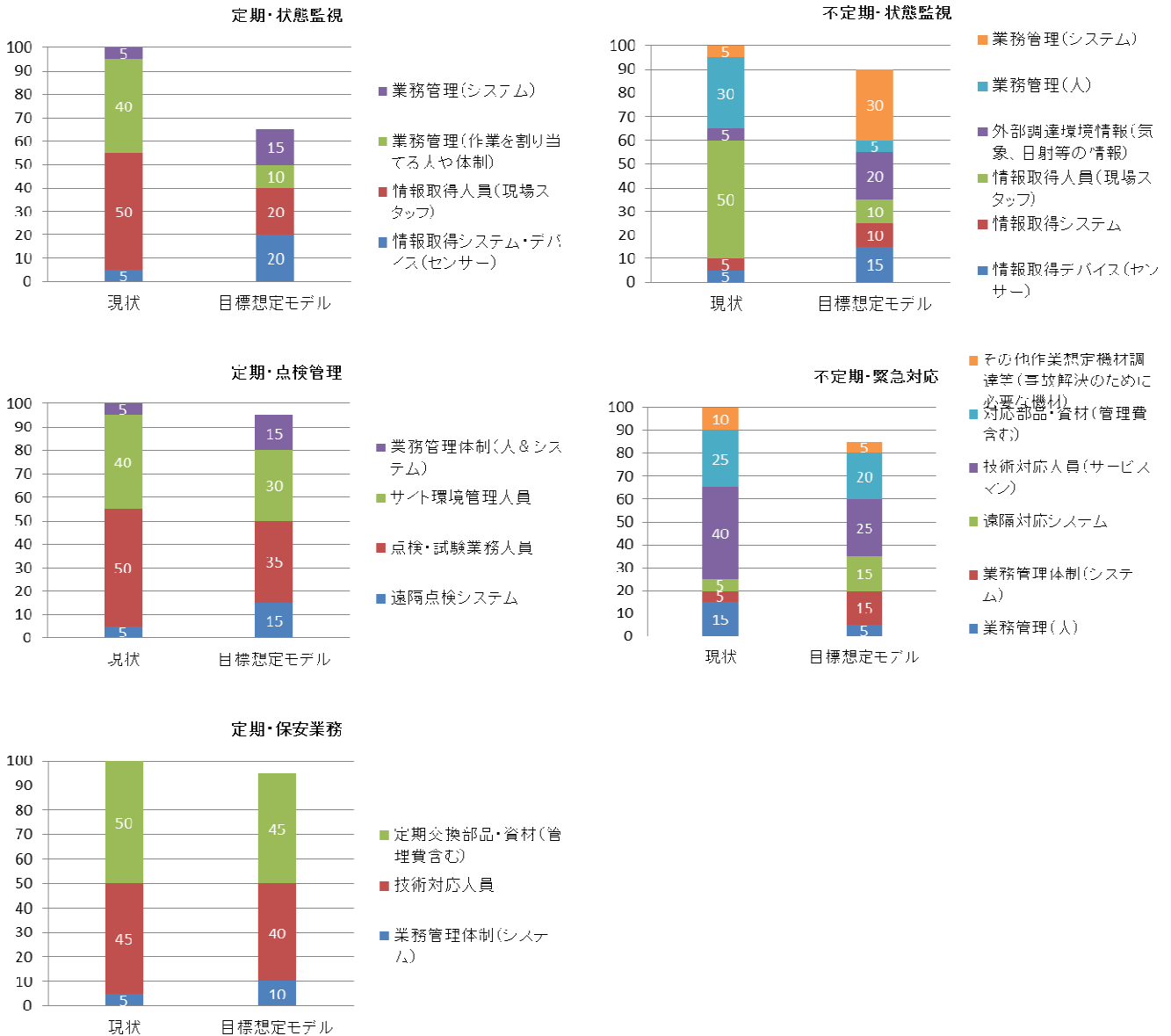


図 III-2-②-(4)-6 業務分類ごとの試算 (2)

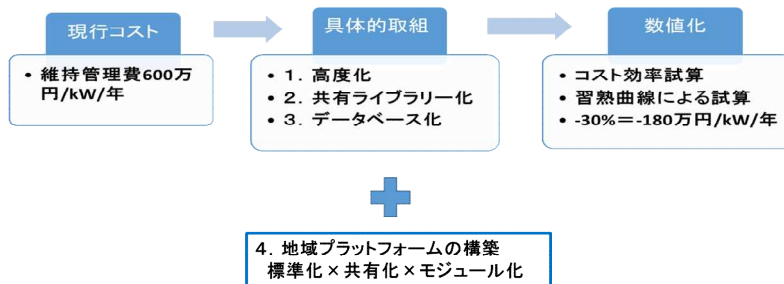


図 III-2-②-(4)-7 コストダウン化の全体イメージ

### 5.3 まとめ

今回の調査結果から、日本における小型 PCS の分散設置のニーズは年々増加していることがわかった。

「50～500kW 規模の発電所が多い」「建設適地が少ない」「中古転売市場が形成」「メンテナンス意識が低い」という日本独自のニーズにも合致する。最新のデータでは、発電効率、コストにおいても、500kW クラスの PCS と同水準となっている。本調査期間内では、小型分散設置のコスト面での優位性について、その優劣を判断するには至らなかったが、日本の太陽光市場動向を踏まえると、小型分散設置のコストは量産効果によって低減し、大型 PCS よりも優位になる可能性がある事がわかった。

今後、維持管理コスト 3 割の削減を実現するためには「O&M の最適化」「人件費の削減」「発電ロスの削減」が重要となる。現状、人が作業を行っている部分については、システムによる自動化や発電所のある地域の人材にシフトさせることで、コストを下げるができる。一方で、サイト管理や緊急時対応においては、専門人材が必要なケースも残るが、自動化などでコスト削減の余地は十分にある。

コスト削減を実現するための遠隔診断クラウドの開発と O&M の最適化・自動化については、これまでの不具合データを解析・分析を行い、整理・分類する必要がある（ライブラリ化）。さらに、PCS メーカーごとに異なるコードを共通化し、IEEE1888 で発電所の情報をオープン化する。不具合情報の共有化を目的とし、データが一元化される事で、より早期に的確な故障発見、コスト削減に繋げることが可能となる。その上、PV-Net のネットワークを活かし、地域の工務店等と連携し、全国的な地域プラットフォームを構築することで、どの発電所に対しても統一化された対処手順でメンテナンスを行うことが可能となり、さらなる習熟効果も期待できることから維持管理費 3 割のコスト削減は実現可能だと考える。

### ③ 太陽光発電システム技術開発動向調査

#### (1) 太陽光発電システムのコスト低減に関する技術開発動向調査 [平成 26～30 年度] (株式会社資源総合システム)

##### 1. 成果概要

##### 1.1 国内外における太陽光発電システムの実態調査

国内・海外の太陽光発電システムの価格について調査した。国内については、住宅用及び 1MW 程度・地上設置型の非住宅用太陽光発電システムについて必要となる費用、稼働開始までにかかる期間等について調査した。海外については、欧州、米国、中国における低コストの大規模太陽光発電システムに関して調査した。これらの調査結果を基に、価格の実態について分析した。また、太陽光発電システム市場の構造分析や安全性・信頼性などについて調査した。

##### 1.2 太陽光発電システムに関する最先端の技術開発動向

世界の太陽光発電システムの研究・技術開発等の取り組みについて、最新の動向を調査した。最近の国際会議やワークショップ等における動向を調査し、1) 太陽電池モジュール・コンポーネント、2) 太陽光発電システムの運用、3) 信頼性と標準化、4) 太陽光発電市場分析——の各分野について、優れた成果や注目される動向が報告された技術・研究開発について、その概要をまとめた。稼働済み太陽光発電システムの増加に伴い様々な課題が表面化しているため、それらを解決するための研究・開発が増加している。そのため研究対象が、デバイスからシステムへと大きくシフトしている。システム分野の抱える課題は広範囲に及び専門分野も多岐にわたるため、太陽光発電だけではなくエネルギー全体の議論として捉えるべきとの分析も見られた。

##### 1.3 各国における太陽光発電に関する研究開発動向

米国、欧州連合、ドイツ、フランス、スイス、オーストラリア、中国、台湾、韓国における太陽光発電に関する研究開発プログラムについてまとめた。各国とも将来に向け長期的視点に立った研究開発を積極的に進めている実態が分かった。

##### 1.4 日本の太陽光発電システム市場動向調査

日本国内における太陽光発電に関する生産量、輸出入量、生産額等について調査した。固定価格買取制度を背景として活発な市場の動きが見られる。

##### 1.5 各国における太陽光発電システムに関する普及施策

各国における太陽光発電の普及施策や導入の実態について調査した。平成 27 年度については、ドイツ、イタリア、イギリス、スペイン、中国、米国、オーストラリア、インド、中東・アフリカ・南米地域の状況についてまとめた。

##### 1.6 太陽光発電システムの利用動向調査

太陽光発電システムの利用動向を把握するために、太陽光発電を設置している一般の利用者に対してアンケートを行うなどして、実態を調査した。

##### 1.7 国内地方自治体の太陽光発電関連政策

国内の自治体における太陽光発電の普及・規制に関連した政策について把握するため、アンケート調査を行いとりまとめた。

## (2) 太陽光発電システムの安全性に関する技術開発調査 [平成 27 年度] (みずほ情報総研株式会社・国立研究開発法人産業技術総合研究所)

### 1. 成果の概要

#### 1.1 調査研究の目的

我が国における太陽光発電の安全性向上に関する方策を検討するにあたって、国内外の太陽光発電の事故事例の分析やリスク把握、導入が進んでいる海外における安全性への取り組みについて調査を実施した。また、現行の法制度を分析し、法制度内容における課題、技術の観点からの課題、またアンケート等から太陽光発電産業、関連事業者における課題について調査分析した。これら課題への対処方法として、技術開発に向けたロードマップおよび社会システム整備に向けた方策を取りまとめた。

#### 1.2 調査研究成果

##### (1) 太陽光発電の導入状況と安全性への課題

国内における太陽光発電の直近の導入状況とその特徴を分析した。また、国内外の太陽光発電の事故事例を調査分析した。

##### ① 太陽光発電の導入状況

太陽光発電システムの累積導入件数は、住宅用太陽光発電システムと 10kW 以上 50kW 未満を両方あわせると 2015 年 11 月時点で約 240 万件、認定件数は約 300 万件と、件数ベースで見ると日本全体の太陽光発電システムの 99%を占めている。これら小～中規模の分散型発電所が増加しており、これらの安全性の確保を如何に進めるかが重要な課題となっている。

また、降雪地域における太陽光発電の導入量も増加しており、2015 年 3 月時点で全体の太陽光発電の約 17%が豪雪地帯や多雪地区などの降雪地域へ導入されている。降雪地域での太陽光発電システムにおける安全性への対策や課題を把握することが重要である。

##### ② 太陽光発電に関する事故事例

国内外の事故事例に関する報告を分析した結果、太陽光発電システムの製品における事故の原因は、パワーコンディショナ及び BOS の不具合によるものが多いことがわかった。特に BOS の不具合については多くが施工不良によるものであり、適切な施工や検査が重要になると考えられる。また台風や、大雪などにより太陽光発電が破損している事例もみられており、設計時の耐力計算が適切に実施されていない場合もある。また、太陽光発電の火災事故も海外では発生しており、消火活動を実施する消防隊員への課題や、被害の低減が課題となっている。

##### (2) 海外における太陽光発電の安全性向上に関する取り組み

太陽光発電の導入が進むドイツや米国における太陽光発電の安全性評価事例、安全性向上に関する取り組みについて調査した。

##### ① 太陽光発電の安全性評価事例

ドイツの Fraunhofer ISE では、太陽光発電の安全性評価に、FMEA を使用して、リスク評価を実施しており、軽減策として、規格法規の遵守、第三者機関による検査、設計者施工者の教育が重要であるとしている。米国では Solar ABCs が太陽光発電の安全性に関する基準策定に向けギャップ分析がされている。具体的な技術規格の必要性の他、消防隊員の安全性や保険業界による課題なども挙げられている。

##### ② 太陽光発電の施工設置、火災安全に関する取り組み

太陽光発電の安全性向上として、施工設置に関する取り組みと、火災安全への取り組みが重要となっている。施工設置については、米国 NABCEP では太陽光発電の販売・施工に関する教育、資格試験を実施しており、詳細なガイドラインを公表している。火災安全性については、各国が消防隊員向け、設置事業者向けのガイドラインを公表しており、リスク低減に向けた取り組みがされている。

##### (3) 太陽光発電の法制度、技術に関する課題

現行の法制度を踏まえ、法制度の内容および、技術の観点から将来の太陽光発電の安全性向上にとって課題になっている点について分析調査した。

#### ① 法制度における課題

電気事業法は、一般市民が太陽光発電事業の事業者となりうる大量普及時代において電力の保安ができるよう、改正する必要がある。また、安全性向上のための技術開発に向けて、事故情報の収集や分析ができるよう電気関係報告規則における事故報告水準を引き下げる必要がある。

また、電気事業法における太陽光発電の構造安全性要求の精緻化と他法令への関係づけの明確化を図る必要がある。

#### ② 技術の観点からみた課題

構造安全面では、電技解釈第 46 条第 2 項を充実させ、多様な設置形態に対して適用可能な太陽電池アレイ用支持物の安全基準を策定する必要がある。また電気安全面では、感電や火災の予防の関連から電技解釈第 36 乗第 7 項の廃止を検討する必要がある、太陽電池モジュールの型式試験規格における機械的荷重試験とバイパスダイオード温度試験を見直す必要がある。

#### (4) 太陽光発電産業、関連事業者における課題

太陽光発電に係る事業実施者へアンケートおよびヒアリングを実施し、太陽光発電産業における課題、関連事業者における課題を分析した。また、業界における安全性向上のための取り組み事例を調査した。

#### ① 太陽光発電産業に係る課題

太陽光発電業界における関係者が考える安全性の課題は大きく 1) 市場拡大及び事業者の急増と安全意識向上の必要性、2) 太陽光発電産業における人材育成の必要性、3) 太陽光発電産業における新制度、仕組みの導入の必要性に分けられた。安全性意識向上では、コスト優先による労働安全面への課題、施工事業者における安全性認識の課題、住宅用太陽光発電システムにおける安全性の課題が挙げられた。人材育成では、構造安全知識を中心とした施工技術、維持管理技術の向上が挙げられた。新制度、仕組み導入では、事故事例の開示や住宅用太陽光発電システムの点検制度などが挙げられた。

#### ② 太陽光発電関連事業者における安全性の考え方と課題

施工事業者、発電事業者、金融機関、保険会社など各ステークホルダーにおける安全性の考え方と課題を分析した。安全性に関するリスクについて、多くのステークホルダーが、保険による対応をしている。特に、業界全体の安全性向上のためには、保険会社が太陽光発電の安全性に関するリスクを正しく理解し、評価していくことが重要である。

#### ③ 業界における取り組み事例

太陽光発電協会や、各メーカーにおける安全性向上の取り組み事例について、調査した。安全性向上にあたっては、施工技術者の教育、育成が重要である。住宅用については、メーカーの施工 ID 制度や太陽光発電協会の PV 施工技術者制度で施工技術者の体系的な教育がされているが、10kW-50kW の地上設置型における施工技術者の研修の充実が今後の課題である。

#### (5) 太陽光発電の安全性向上のためのロードマップ

太陽光発電の安全性に関する課題に対して、安全性向上にあたって考えられる社会的対処案、技術的対処案を整理し、今後必要な具体的取り組み内容として、技術開発に向けたロードマップ、社会整備に向けた方策の提案を実施した。

#### ① 太陽光発電の安全性に関する課題分析と対処方法

太陽光発電の法制度、技術に関する課題、太陽光発電産業、関連事業者における課題において調査分析した安全性に関する課題を整理し、具体的な対応策を、社会的対処案、技術的対処案として検討した。

#### ② 技術開発に向けたロードマップ

技術的対処案として、具体的な太陽光発電の安全確保に関する技術的な取り組みを時間軸とともに示した。共通の取り組みとして、太陽光発電設備の実態調査、構造安全については、アレイ支持物、積雪荷重、電気安全については端子箱、モジュール絶縁性能、システム、総合として、技術者のための教本作成を挙げた。

③ 社会整備に向けた方策

社会的対処案を、法律等の整備、人材育成、仕組みの構築の観点から示した。法律等の整備として、電技解釈の改訂等、人材育成として、電気主任技術者の教育、維持管理市場、事業者の育成、労働安全の向上のための周知徹底、仕組みの構築として、事故事例の開示、市場における安全性の評価、住宅分野の点検制度検討を挙げた。



### 3. 成果発表の件数

各研究開発項目の成果発表件数を表Ⅲ-3-1に示す。

表Ⅲ-3-1. 成果発表の件数

研究開発項目	特許出願		論文 (査読付)	学会発表 ・講演	新聞・雑 誌等掲載	受賞 実績	展示会 への出展
	国内	外国					
① 太陽光発電システム効率 向上技術の開発	4	0	1	7	2	0	6
② 太陽光発電システム維持 管理技術の開発	4	0	1	4	0	0	1
③ 太陽光発電システム技術 開発動向調査	0	0	0	0	0	0	0
合計	5	0	2	9	2	0	7

平成 28 年 8 月末現在

## 「太陽光発電システム効率向上・維持管理技術開発プロジェクト」基本計画

新エネルギー部

## 1. 研究開発の目的・目標・内容

## (1) 研究開発の目的

## ①政策的な重要性

東日本大震災後の電力供給不足への懸念などと相まって、再生可能エネルギーの大量導入が期待されている。2012年7月からスタートした固定価格買取制度（F I T）によって、再生可能エネルギー、とくに設置に要する時間が比較的短い太陽光発電の大量導入は進みつつある。

一方で、太陽光発電の発電コストは他の電源に比べてまだ高く、F I Tの賦課金負担増を抑制するためには、その発電コスト低減が必要とされている。

さらに今後、太陽光発電システムをわが国の主要なエネルギー源としていくためには、経済性のみならず安全を確保し、発電システムとしての信頼性を向上させることが必須である。

## ②我が国の状況

太陽光発電の発電コスト低減には、設備利用率の向上、太陽電池の変換効率向上、システム価格の低減、運転年数の伸長等が有効であるが、その多くは太陽電池以外の要素、所謂「B O S（Balance Of Systemの略、周辺機器・設備、工事費を含む）」が主たる対象となる。

我が国における近年の太陽光発電に係る技術開発は、主として太陽電池を対象に行われてきたが、太陽電池モジュール価格の低減に伴い、太陽光発電システムのシステム価格に占めるB O Sの比率は高くなってきており、発電コスト低減における重要な要素として注目を集めつつある。

また、F I T開始後、従来にも増して太陽光発電事業の事業性が注目されるようになり、事業採算性を左右する問題として太陽光発電システムの長期信頼性に対する関心が高まっている。これに対して、太陽電池モジュールの長期信頼性が求められている他、維持・管理技術に対する期待が高まり、新たな保守サービスが提案される等の動きが出始めている。

さらに、太陽光発電システム設置量の増加に伴い、強風によって太陽電池モジュールが飛ばされる、水害によって太陽電池モジュールが水没する、といった事例も報告されるようになったことから、改めて太陽光発電システムの安全性に注目が集まっている。

## ③世界の取組状況

世界各国で再生可能エネルギーの導入が活発化している。我が国同様、発電コストの低減は重要視されており、従来にも増して太陽電池の開発が活発に行われている一方で、太陽電池以外の要素を対象とした調査活動も、米国、I E A等の国際機関で始まりつつある。今後、こうした分野における技術開発等が活発化する見込みである。

#### ④本事業のねらい

本プロジェクトでは、太陽電池以外（BOS）を対象とした、発電コスト低減技術（システムの高効率化と低コスト化を進める技術）と、太陽光発電システムの発電量を長期に亘って確保するための維持・管理技術を開発し、発電コストの低減を図る。

また、太陽光発電システムの安全を確保する評価・設計手法を確立し、太陽光発電の発電システムとしての信頼性を向上するとともに、大量導入社会を支える基盤を作る。

### (2) 研究開発の目標

#### (I) 太陽光発電システム効率向上技術の開発

パワーコンディショナや架台等の周辺機器の高機能化や、追尾・反射・冷却等の機能付加により発電量を増加させる技術の開発や、基礎・架台の施工や太陽電池モジュール取付技術の開発によってBOSコストを低減させる等の発電コスト低減技術の開発を行う。

##### ① アウトプット目標

(2016年度末)

発電設備全体でのシステム効率を従来に比べ10%以上向上する技術やBOSコスト全体を10%以上削減する技術等、発電コスト低減技術を開発する。

(2018年度末)

必要に応じて上記開発技術について実証試験を行い、開発技術の有効性を実証する。

##### ② アウトカム目標

2020年に開発技術により発電コストを2円/kWh以上削減する。

##### ③アウトカム目標達成に向けての取組

開発した技術については、NEDOの成果報告会や展示会等で積極的に宣伝し、成果の普及に努める。また、既設、新設を問わず導入可能な発電サイトに開発技術を適用させるため、開発実施企業とシステムインテグレータとの連携を図り、技術の普及を促進する。

#### (II) 太陽光発電システム維持管理技術の開発

発電器機・設備の健全性の自動診断や故障の回避、自動修復など、発電システムの劣化予防や長寿命化、人件費の削減等に寄与するモニタリングシステムやメンテナンス技術を開発し、発電コストを低減する。

##### ①アウトプット目標

(2016年度末)

・発電量の低下を防ぎつつ維持管理費を30%以上削減する発電コスト低減技術を開発する。

(2018年度末)

・必要に応じて上記開発技術について実証試験を行い、開発技術の有効性を実証する。

##### ②アウトカム目標

2020年に開発技術により発電コストを1円/kWh以上削減する。

##### ③アウトカム目標達成に向けての取組

開発した技術については、NEDOの成果報告会や展示会等で積極的に宣伝し、成果

の普及に努める。また、既設、新設を問わず導入可能な発電サイトに開発技術を適用させるため、開発実施企業とシステムインテグレータとの連携を図り、技術の普及を促進する。

### (Ⅲ) 太陽光発電システム技術開発動向調査

本プロジェクトで取り組む技術開発のレベルや効果を高めるため、国内外の技術開発動向、政策動向、市場動向等についての調査を委託事業として実施する。

### (Ⅳ) 太陽光発電システムの安全確保のための実証

運用期間中の劣化や自然災害に対しても安全を確保する評価・設計手法を確立するため、太陽光発電システムの構造安全・電気安全等の課題に関する調査・研究・実証実験等を実施し、耐久性等のデータを取得する。

#### ①アウトプット目標

(2018年度末)

太陽光発電システムの安全確保のための評価・設計手法を確立し、太陽光発電システムの安全確保のための設計ガイドラインを作成する。

#### ②アウトカム目標

2020年までに、太陽光発電システムを、安全を確保する評価・設計手法が確立された信頼性の高い発電システムとして社会に定着させる。

#### ③アウトカム目標達成に向けての取組

確立した評価・設計手法については、NEDOの成果報告会や展示会等の機会を利用して、積極的に宣伝し、得られた成果の普及に努める。また、標準規格への提案や、「電気設備の技術基準の解釈」の記述に実証データを反映させる。作成したガイドラインはWeb等に公開し、業界団体ともコミュニケーションをとることで普及を図る。最新の成果を公開、発信することでアウトカム目標の確実かつ早期実現を図る。

### (3) 研究開発の内容

以下の研究開発項目について別紙に記載の通り研究開発を実施する。

[共同研究事業] (NEDO負担率: 2/3)

本研究開発項目は、実用化まで長期間を要するハイリスクな「基盤的技術」に対して実施する事業であり、共同研究事業として実施する。

- ・(Ⅰ) 太陽光発電システム効率向上技術の開発
- ・(Ⅱ) 太陽光発電システム維持管理技術の開発

[委託調査事業] (NEDO負担率: 100%)

- ・(Ⅲ) 太陽光発電システム技術開発動向調査

[委託研究事業] (NEDO負担率: 100%)

本研究開発項目は、太陽光発電システムに関する安全性基準を開発するもので、国民経済的には大きな便益がありながらも、研究開発成果が直接的に市場性と結び付かない公共性の高い事業であり、委託事業として実施する。

- ・(Ⅳ) 太陽光発電システムの安全確保のための実証

## 2. 研究開発の実施方式

### (1) 研究開発の実施体制

本研究開発は、NEDOが、単独ないし複数の企業、大学等の研究機関（原則、国内に研究開発拠点を有していること。ただし、国外企業等の特別な研究開発能力、研究施設等の活用あるいは国際標準獲得の観点からの国外企業との連携が必要な場合はこの限りではない）から公募によって研究開発実施者を選定し実施する。

NEDOは、研究開発に参加する各研究開発グループの有する研究開発ポテンシャルを検討し、これを最大限活用することにより効率的な研究開発を図る観点から、必要に応じて研究開発責任者（プロジェクトリーダー）を委嘱又は指名し、その下に効果的な研究を実施する。

### (2) 研究開発の運営管理

NEDOは、研究開発実施者と緊密に連携し、研究開発の進捗状況を把握するとともに、外部有識者で構成する技術検討会等を組織し、開発内容について審議し、その意見を研究開発にフィードバックし、目標達成へ向けた効率的な運営管理に努める。

## 3. 研究開発の実施期間

平成26年度から平成30年度までの5年間とする。

## 4. 評価に関する事項

NEDOは、技術評価実施規定に基づき、技術的及び政策的観点から、研究開発の意義、目標達成度、成果の技術的意義並びに将来の産業への波及効果等について、外部有識者による研究開発の中間評価を平成28年度に、事後評価を事業終了後の平成31年度に実施する。評価の時期については、当該研究開発に係る技術動向、政策動向等に応じて、前倒しする等、適宜見直すものとする。

## 5. その他重要事項

### (1) 研究開発成果の取扱いについて

#### ①成果の普及

本研究開発で得られた研究成果についてはNEDO、委託先、共同研究先とも普及に努めるものとする。

#### ②標準化施策等との連携

得られた研究開発の成果については、知的基盤整備又は標準化等との連携を図るためデータベースへのデータ提供、標準案の提案等を必要に応じて行う。

#### ③知的財産権の帰属

委託研究開発の成果に関わる知的財産権については、「独立行政法人新エネルギー・産業技術総合開発機構新エネルギー・産業技術業務方法書」第25条の規定等に基づき、原則として、すべて委託先、共同研究先に帰属させることとする。

### (2) 基本計画の変更

NEDOは、研究開発内容の妥当性を確保するため、社会・経済的状況、内外の研究開発動向、政策動向、評価結果、研究開発費の確保状況、当該研究開発の進捗状況等を総合的に

勘案し、達成目標、実施期間、研究開発体制等、基本計画の見直しを弾力的に行うものとする。

(3) 根拠法

「独立行政法人新エネルギー・産業技術総合開発機構法第15条第1項第1号イ」

6. 改訂履歴

(1) 平成26年3月、基本計画制定。

(2) 平成28年3月、研究開発項目(Ⅳ)「太陽光発電システムの安全確保のための実証」を新たに制定。

## (別紙 1) 研究開発計画

### 研究開発項目 (I)「太陽光発電システム効率向上技術の開発」

#### 1. 研究開発の必要性

太陽光による発電コスト低減には、設備利用率の向上、太陽電池の変換効率向上、システム価格の低減、運転年数の伸長等が有効である。我が国における近年の太陽光発電に係る技術開発は、主として太陽電池を対象に行われてきたが、太陽電池モジュール価格の低減に伴い、太陽光発電システムのシステム価格に占めるBOSの比率は高くなってきており、発電コスト低減における重要な要素として注目を集めつつある。

このため本プロジェクトでは、太陽電池以外(BOS)を対象とした、発電コスト低減技術(システムの高効率化と低コスト化を進める技術)を開発する。

#### 2. 研究開発の具体的内容

システムの高効率化を目指し、パワーコンディショナや架台等の周辺機器の高機能化や、追尾・反射・冷却等の機能付加により発電量を増加させる技術を開発する。

また、低コスト化を目指し、基礎・架台の施工や太陽電池モジュール取付工事等において、部品点数の削減や施工時間の短縮を可能とするBOSコスト低減技術を開発する。

#### 3. 達成目標

##### 【中間目標】(2016年度末)

- ・発電設備全体でのシステム効率を従来に比べ10%以上向上する技術や、BOSコスト全体を10%以上削減する技術等を開発する。

##### 【最終目標】(2018年度末)

- ・必要に応じて上記開発技術について実証試験を行い、開発技術の有効性を実証する。

## 研究開発項目 (Ⅱ)「太陽光発電システム維持管理技術の開発」

### 1. 研究開発の必要性

発電コストを低減のためには、設備導入後の維持管理に関わるメンテナンスコストについても削減する必要がある。F I T開始後、従来にも増して太陽光発電事業の事業性が注目されるようになり、事業採算性を左右する問題として太陽光発電システムの長期信頼性に対する関心が高まっている。これに対して、太陽電池モジュールの長期信頼性が求められている他、維持・管理技術に対する期待が高まり、新たな保守サービスが提案される等の動きが出始めている。

### 2. 研究開発の具体的内容

発電コスト低減のための維持管理技術として、発電器機・設備の健全性の自動診断や故障の回避、自動修復など、発電システムの劣化予防や長寿命化、人件費の削減等に寄与すモニタリングシステムやメンテナンス技術を開発する。

### 3. 達成目標

#### 【中間目標】(2016年度末)

- ・発電量の低下を防ぎつつ維持管理費を30%以上削減する発電コスト低減技術を開発する。

#### 【最終目標】(2018年度末)

- ・必要に応じて上記開発技術について実証試験を行い、開発技術の有効性を実証する。

※BOSや維持管理機器自体のコストを単に下げる開発は対象外とする。

また、以上記(I)(II)の想定以外にも、発電コスト低減に寄与する画期的なアイデアがあり、その効果が期待できる場合、技術開発の対象として実施する。



## 研究開発項目 (Ⅲ)「太陽光発電システム技術開発動向調査」

### 1. 研究開発の必要性

太陽光発電システムが長期に亘り安定した運転を続けていくためには、システム技術の向上と、導入後の維持管理費も含めたトータルでのコスト低減を図ることが重要である。そのため、国内外の太陽光発電システムに関わる市場動向や技術開発動向、政策等について最新情報を把握しつつ、それらを的確に技術開発にフィードバックしていくことが必要となる。

### 2. 研究開発の具体的内容

#### (1) 動向調査

国内外の太陽光発電システムに関わる市場動向や技術開発動向、政策等について最新情報を把握する。

#### (2) 課題の抽出

今後、太陽光発電が導入されていく社会環境も考慮し、強化や新たな取り組みが必要な開発要素や、発電コスト低減の妨げとなる要因を抽出する。

### 3. 達成目標

#### 【中間目標】

- ・太陽光発電システムに関わる市場、技術、政策等の動向を纏めると共に、特に、BOS及び維持管理面に関する市場規模、構造、シェア、コスト等を明らかにする。
- ・システムコスト低減や、信頼性・安全性向上のための技術開発要素、及び太陽光発電システムが普及していく上での課題と、その解決策を纏める。

#### 【最終目標】

- ・必要に応じて動向調査を継続して纏めると共に、本プロジェクトへのフィードバック情報をまとめる。

## 研究開発項目 (IV)「太陽光発電システムの安全確保のための実証」

### 1. 研究開発の必要性

今後、太陽光発電システムをわが国の主要なエネルギー源としていくためには、経済性のみならず安全を確保し、発電システムとしての信頼性を向上することが必須である。しかし、現状では太陽光発電システムの安全確保のための技術的知見が乏しいために、その評価技術が確立されておらず、そのための規格や法令の整備も遅れている。また近年では、太陽電池モジュールおよび太陽電池アレイの強風による飛散や積雪による圧潰、太陽光発電システムによる火災や感電、太陽光発電システムの水害による感電危険などの事例が報告されるなど、太陽光発電システムの安全性に対する社会の関心が高まりつつある。

太陽光発電システムの早期安全確保のためには、その設計・施工から運用・保守にわたる技術的対策と社会的方策を作成し、実行する必要がある。

### 2. 研究開発の具体的内容

運用期間中の劣化や自然災害に対しても安全を確保する評価・設計手法を確立するため、太陽光発電システムの構造安全・電気安全等の課題に関する調査・研究・実証実験等を実施し、耐久性等のデータを取得する。

対象とする「課題と評価すべき指標」の例を以下に示す。

- ・ 水害時の安全確保（太陽光発電システムの構成機器の水没時における絶縁性能等）
- ・ 強風時の安全確保（実際の自然環境下での太陽電池アレイ及び杭基礎の構造強度等）
- ・ 豪雪時の安全確保（実際の自然環境下での太陽電池アレイ及び杭基礎の構造強度等）
- ・ 火災発生防止、火災時の安全確保（発電回路、保護回路に関連した絶縁性、耐火性等）
- ・ 長期使用時の安全確保（保護回路等安全機構の長期耐久性等。）

### 3. 達成目標

#### 【最終目標】

太陽光発電システムの安全確保のための評価・設計手法を確立し、太陽光発電システムの安全確保のための設計ガイドラインを作成する。

# 研究開発スケジュール

(別紙2)

	2014年度 (H26)	2015年度 (H27)	2016年度 (H28)	2017年度 (H29)	2018年度 (H30)
①太陽光発電システム効率向上技術の開発	要素技術開発		+	実証試験	
②太陽光発電システム維持管理技術の開発	要素技術開発		+	実証試験	
③太陽光発電システム技術開発動向調査	動向調査				
④太陽光発電システムの安全確保のための実証			実証試験		

中間評価

# 事前評価書

	作成日	平成 26 年 2 月 10 日
1. プロジェクト名	太陽光発電システム効率向上・維持管理技術開発プロジェクト	
2. 推進部署名	新エネルギー部	
3. プロジェクト概要 (予定)		
(1) 概要		
1) 背景		
<p>本格的に太陽光発電を普及させる為には、他の電源と比べて高いとされる発電コストの低減が不可欠であり、システム全体での効率向上とコスト低減が求められている。太陽電池モジュール価格の低下により、全体のシステムコストにおける太陽光発電モジュールコストが占める割合は低下し、相対的にBOS (Balance of system:周辺機器、工事費を含む)コストの割合が増えていることから、システム全体での最適化による効率向上や、BOSコスト低減の課題解決が重要性を増している。</p> <p>また、固定価格買取制度 (FIT) の開始による太陽光発電事業者の増加に伴い、初期の導入コストだけでなく、発電システムとしての長期信頼性の確保や、維持・管理費の削減に対するニーズが高まっている。</p>		
2) 目的		
<p>太陽光発電が本格的に普及拡大していくためには、何よりも発電コストを低減することが必要である。そのため本プロジェクトでは、発電システムとしての観点から、太陽電池以外のBOSや維持管理の部分にも着目し、システム全体での発電効率向上や低コスト化、更に維持管理費の低減に資する技術開発を実施し、発電コスト低減を加速すること狙いとする。</p>		
3) 実施内容		
①太陽光発電システム効率向上技術の開発		
<p>パワーコンディショナや架台等の周辺機器の高機能化や、追尾・反射・冷却等の機能付加により発電量を増加に繋がる技術の開発、又は基礎・架台の施工や太陽電池モジュール取付に関わる部分で、部材点数の削減や施工時間の短縮する等、対象器機・部品の低コスト化に留まらず、BOSコストに広く低減効果のある技術を開発し、発電コスト低減を図る。</p>		

## ②太陽光発電システム維持管理技術の開発

発電器機・設備の健全性の自動診断や故障の回避、自動修復など、発電システムの劣化予防や長寿命化、人件費の削減等に寄与すモニタリングシステムやメンテナンス技術を開発し、発電コストを低減する。

## ③太陽光発電システム技術開発動向調査

効率向上技術、システム維持・管理技術の産業・技術動向に関する情報収集・発信活動

(2)規模 総事業費（需給）46.5億円（共同研究；NEDO負担率2/3）

(3)期間 平成26年度～30年度（5年間）

## 4. 評価内容

### (1)プロジェクトの位置付け・必要性について

#### 1)NEDOプロジェクトとしての妥当性

再生可能エネルギーの導入は、エネルギーセキュリティの向上及び地球温暖化の防止の観点から、政府が主導して取り組むべき課題の一つとして位置付けられている。

太陽光発電の普及拡大に伴いシステムコストは徐々に下がってはきているが、依然として発電コストは他の電源に比べて割高な状況にあり、発電コストの低減が急務となっている。現在NEDOでは、この発電コスト低減に向けた取り組みとして「革新的太陽光発電技術研究開発」と「太陽光発電システム次世代高性能技術の開発」を実施しているが、これらの技術開発は主として太陽電池を対象とした技術開発であり、発電コスト低減を加速するためには太陽光発電システム全体で発電量増大や低コスト化を進める技術開発が必要となっている。

本プロジェクトは、発電コスト低減のため太陽電池以外を対象とするBOSや維持管理に関わる部分についても高機能化や低コスト化のための技術開発を実施していくことで、発電コスト低減を加速することを目的とする。

また、開発技術については、要素単体の最適化をもって開発効果を確認するのは適当ではないことから、発電システム全体を把握、理解した上で、客観的に検証することが必要となる。これを実現するためには、NEDO事業として開発技術を実証することが適当である。

## 2) 目的の妥当性

太陽光発電が持続可能なエネルギー源として、本格的に普及拡大していくためには、発電コストの低減が重要課題となっている。

太陽電池の価格は、生産技術の向上や海外製品との価格競争などにより、以前に比べてかなり下がってきた。一方で、太陽電池以外のBOSコストは海外と比べて割高で、この部分を低減することが低コスト化実現の鍵となっている。

本プロジェクトは、BOS部分、及び設備導入後の維持管理の部分でのコスト低減に着目し、現在も精力的に進められている太陽電池の高効率化と低コスト化の技術開発と並行して、BOS及び維持管理の低コスト技術開発を行い、発電コスト低減の加速化を図ることが狙いであり、重要な開発と位置づけられる。

## (1) プロジェクトの位置付け・必要性についての総合的評価

太陽光による発電コスト低減に向けた取り組みとして、これまで太陽電池に重点を置いた高効率化と低コスト化の技術開発が行われてきたが、低コスト化を加速させるためには、設備コストに占める割合が大きいBOSの部分での高効率化や低コスト化、更に、実績データが未だ少なく効果についての評価が難しい維持管理に関わる部分でのコスト削減に寄与する技術開発が必要とされている。本プロジェクトは正にこれらの分野に対して、システム効率向上と低コスト化を狙った技術開発であり、太陽電池の技術開発と同様に必要とされる重要な技術開発と位置づけられる。

## (2) プロジェクトの運営マネジメントについて

### 1) 成果目標の妥当性

BOS部分での開発目標として、一つはシステム効率を10%以上向上（BOSコストは従来並に抑えて）する高効率化技術を開発することで、これは太陽電池の変換効率を10%アップしたのと同義であり、大きな成果と言える。もう一つはBOS価格全体で10%以上削減する低コストBOS技術の開発であり、発電コストに換算して2円/kWh相当の低減効果になり、システム効率10%向上と、ほぼ同等の効果になる、維持管理に関わる部分での目標は、30%以上のコスト削減を可能とする低コスト維持管理技術の開発であり、これは発電コストに換算して1円/kWh相当の低減効果になる。本プロジェクトは、BOSと維持管理を合わせて3円/kWh以上の発電コスト低減

を実現する低コスト化技術を開発し、中間目標とする2020年の発電コスト14円/kWh（人件費、維持管理費を除く）、20円/kWh（人件費、維持管理費を含む）を確実に達成することが狙いであり、期待する効果としては妥当と言える。

## 2) 実施計画の想定と妥当性

本プロジェクトで実施する技術開発は、対象がBOSと維持管理の広範に亘るため、開発期間は最大で5年間を想定している。また、これら分野での要素技術については、その効果が単体ではなかなか見え難いこともあり、有効性を確認する意味で、必要に応じて関連技術との組合せや実フィールドでの連系などによる実証試験を後半で計画に入れる。但し、1年目から実証試験を行うケースも想定する。

プロジェクト予算としては、年間6億円程度（NEDO負担分として5年間の総額で31億円、1～3年目の重点配分）を予定しているが、開発成果の早期実用化・事業化を狙って実証試験も計画することを考えれば、設定する開発期間と予算配分は妥当と考えられる。

## 3) 評価実施の想定と妥当性

プロジェクト3年目に中間評価、開発期間終了の翌年（6年目）に事後評価を予定している。但し、実証試験を行う開発テーマについては、実証試験に入る前に個別に中間評価を実施し、適正な評価ができるよう外部有識者等から試験方法についてアドバイスを貰うことを想定している。

## 4) 実施体制の想定と妥当性

開発技術を早期に実用化・事業化を企図する企業を主体とした事業とし、単独または複数による共同実施を想定している。

また、実証フェーズにおいては単独での実施や評価が困難となる場合があるので、関連分野としての協力体制を構築し実施することで、効率的に適正な評価と、課題抽出とその解決を促す。

## 5) 実用化・事業化戦略の想定と妥当性

太陽光発電の導入が今後も堅調に推移していくことが予想され、開発技術を適用できる土壌は十分あると考えられる。

太陽光発電に対する低価格化と長期に亘る信頼性のニーズが高まりつつあることを考えれば、開発技術を早期に市場導入することがユーザーにとって

もサプライヤーにとってもメリットが大きいと言える。

その為、本プロジェクトでは開発する技術について、必要に応じて実証試験を実施し、その効果の検証と課題があれば計画の中で対策も講じる。従って、開発終了後1～2年以内に実用化・事業化することを前提に即効性のある開発を実施する予定で、市場動向を考慮した戦略として妥当である。

#### 6) 知財戦略の想定と妥当性

本プロジェクトの開発課題は、システムでの効果を検証することが重要である。単独企業による開発成果だけで、システムとしての効果を確認することは困難であるため、とくに実証の段階では、成果の理解、共有を進める必要がある。こうしたプロセスにおいて、知識、情報の共有が円滑に行われるよう知財の取扱いを事前に決める仕組み等を整備する考え。これは、維持メンテナンスにおいても同様と考えている。

#### 7) 標準化戦略の想定と妥当性

システム開発の内容によっては、系統接続に関する新たな標準化の推進等が必要になる可能性がある。そうしたケースの場合、開発と並行あるいは開発に先行して、課題の整理等を進め、効率的かつ効果的な事業実施に努める考えである。

### (2) プロジェクトの運営マネジメントについての総合的評価

プロジェクトの目的、実施計画、予算とも、太陽光発電による発電コスト低減に資する技術開発の取り組みとして適当と考えられる。また、想定する実施体制、実用化・事業化戦略、知財戦略も、本プロジェクトの事業の実施趣旨を十分反映していると考えられる。

### (3) 成果の実用化・事業化の見通しについて

#### 1) プロジェクト終了後における成果の実用化・事業化可能性

本プロジェクトで取り組む開発テーマは、ユーザーの関心が高まりつつある発電システム全体での効率向上や長期信頼性の確保に寄与する技術を、太陽電池以外のBOSや維持管理に関わる部分で開発し、同時に発電コスト低減を狙うもので、ユーザーの期待感は非常に大きいと考えられる。

実施計画では、必要に応じて実証試験を行い、新たな課題があれば計画の中でその対策も行い、開発技術の有効性を確認する。

従って、早ければ開発終了後1～2年以内に実用化・事業化されることが期待できる。



## 2) 成果の波及効果

発電コストが低減できれば、積極的に太陽光発電を利用しようとする動機に繋がり、導入量が爆発的に増大する可能性がある。また、維持管理については20年以上の長期に亘るケアが必要とされることから、サービス分野での新たなビジネスチャンス創出が見込まれる。

また、日本企業によるBOSや維持管理についてのマーケットは殆どが国内に限定されていたが、技術レベルがアップすることで海外市場への展開が期待できる。

## (3) 成果の実用化・事業化の見通しについての総合的評価

本プロジェクトは、発電コスト低減に資するBOSや維持管理に関わる部分での技術開発であり、実証試験により開発技術の有効性を確認することがポイントとなっており、開発終了後、1~2年以内に実用化・事業化が期待され、ユーザーニーズに応えることができると考える。

特に、維持管理の分野においては開発技術によるサービス面での充実や新たな展開が期待でき、太陽光発電産業の拡大に繋がるものと思われる。

「太陽光発電システム効率向上・維持管理技術開発プロジェクト基本計画（案）」に対するパブリックコメント募集の結果について

平成26年3月28日  
NEDO  
新エネルギー部

NEDO POSTにおいて標記基本計画（案）に対するパブリックコメントの募集を行いました結果をご報告いたします。

1. パブリックコメント募集期間  
平成26年2月28日～平成26年3月13日
2. パブリックコメント投稿数<有効のもの>  
計0件

以上

【特許リスト】

① 太陽光発電システム効率向上技術の開発

番号	出願者	出願番号	国内 外国 PCT	出願日	状態	名称	発明者
1	田淵電機 株	2016-12382	国内	2016/6/6	請求 未	パワーコンディショ ナ	上松 武
2	サンケン電 気株、 ポニー電機 株、 長岡技術科 学大学			2016年10 月出願予定		DC/AC インバータ	伊東洋一 長井真一郎 伊東淳一 渡辺大貴
3	株ケミト ックス	特願 2014-239211	国内	2014/11/26	出願	太陽光発電設備	中山紘一 他
4	株ケミト ックス	特願 2015-156145	国内	2015/8/6	出願	太陽光発電設備	神谷裕二 他

② 太陽光発電システム維持管理技術の開発

番号	出願者	出願番号	国内 外国 PCT	出願日	状態	名称	発明者
1	筑波大学	2016-120767	国内	2016/6/17	出願	太陽電池監視システ ム	岡島敬一 仲井智也

【論文リスト】

① 太陽光発電システム効率向上技術の開発

番号	発表者	所属	タイトル	発表誌名、ページ番号	査読	発表年月
1	高川悌二 伊東洋一  長井真一郎  伊東淳一 折川幸司	PVTEC サンケン 電気株、 ポニー電 機株、 長岡技術 科学大学	長寿命 AC モジュー ルの開発	太陽エネルギー vol. 41. No. 5 (2015), p37.	なし	2015/09/30

② 太陽光発電システム維持管理技術の開発

番号	発表者	所属	タイトル	発表誌名、ページ番号	査読	発表年月
1	岡島敬一 仲井智也	筑波大学	I-V curve diagnosis for power drop detection in PV string	Proceedings of the International Conference on Electrical Engineering (ICEE2016), No. 90201, pp. 1-6	あり	2016年7月