



# 太陽光発電開発戦略

(NEDO PV Challenges)

2014年9月

独立行政法人新エネルギー・産業技術総合開発機構



## はじめに

我が国における太陽光発電に関する本格的な技術開発は、1973年のオイルショック後、通商産業省（現在の経済産業省）が石油代替エネルギーの技術開発に取り組んだ「新エネルギー技術研究開発計画」、通称「サンシャイン計画」から始まった。1974年の同計画開始から、今年で40年を迎えることとなる。

NEDOは、1980年の設立時からサンシャイン計画の推進を担う機関として太陽光発電技術の開発に取り組んできた。それまでサンシャイン計画で取り組まれていたシリコン原料の開発や、結晶シリコン系及び化合物系太陽電池の開発を引き継ぎ、低コストシリコン原料の開発や角形キャストウエハ作製技術等のシリコン基板作製技術等、実用化を支えるための技術開発も推進した。1986年には六甲アイランドで太陽電池の電力系統との連系実証実験を行う等、少しずつ技術開発の成果を社会に導入するための準備を進めてきた。系統連系実証等の成果をもとに、1992年には太陽光発電の系統連系が認められ、現在では一般的となった戸建て住宅の屋根に太陽電池を設置する住宅用太陽光発電システムの導入が始まった。

サンシャイン計画は1993年に「ニューサンシャイン計画」へと改編されたが、太陽光発電の技術開発は継続された。太陽電池は、電卓等の民生用製品や独立電源として一部実用化していたものの、電力用途として一般に普及するためには、さらに太陽電池の低価格化を進める必要があった。そこで、太陽電池の低コスト化を目指した技術開発（シリコン原料の製造工程での使用低減、省シリコンで製造可能な薄膜シリコン型、脱シリコンを目指したCIS型、GaAs型等の新たな化合物太陽電池の開発等）もNEDOプロジェクトとして開始した。

ニューサンシャイン計画は2000年で終了したが、それまでの成果が結実し、2000年代前半には、太陽電池の国内出荷額は1,000億円を超えた。また2003年には生産量、導入量とも世界の約45%を占める世界最大の太陽電池最先進国となる等、NEDOの技術開発は、太陽光発電の「初期マーケット形成」に大きな貢献をしたと言える。

2004年には、太陽光発電の更なる普及と太陽光発電産業の持続的成長を実現するための技術開発指針として、NEDOは太陽光発電ロードマップ「PV2030」を策定した。その後、ドイツをはじめとしたフィードインタリフ（Feed-in-Tariff）制度の導入等による先進国市場の拡大、太陽電池生産での新興国の躍進、太陽光発電市場の中心が欧州に移行する等の変化を考慮して、2009年にPV2030を「PV2030+」へと改定している。

その後も、太陽電池モジュール価格の大幅下落や、価格競争力を有する中国等の新興国の太陽電池メーカーのシェア拡大等、太陽光発電市場の状況は大きくかつ急速に変化した。国内の導入量も、技術開発の進展や生産規模拡大による太陽光発電システムの価格低下、導入補助金の効果により、国内の住宅用システム設置が累計100万件を突破する（太陽光発電協会プレスリリース 2012年5月17日）等、着実に進展してきたが、2012年7月の固定価格買取制度が開始によって、太陽光発電の導入はさらに加速（制度前の2012年6月末国内導入量は5.6GWであったが、2013年度末には14.3GWまで拡大（資源エネルギー庁HP））した。

平成26年4月に閣議決定されたエネルギー基本計画では、再生可能エネルギーは「現時点では、安定供給面、コスト面で様々な課題が存在するが、温室効果ガスを排出せず、国内で生産できること

から、エネルギー安全保障にも寄与できる有望かつ多様で重要な低炭素の国産エネルギー源」と位置付けられており、中でも太陽光（発電）は、「個人も含めた需要家に近接したところで中小規模の発電を行うことも可能で、系統負担も抑えられる上に、非常用電源としても利用可能である」として期待されている。

我が国のエネルギー安定供給の確保や、低炭素社会実現の観点から、再生可能エネルギーの導入拡大を進めることは非常に重要である。その一翼を担う太陽光発電に関しては、その特性を十分に理解し、また、その特長を活かした導入形態を模索していくことで、太陽光発電システムの適正な導入を実現し、エネルギー供給量を着実に拡大していく事が求められる。そのためには、引き続き発電コストの低減を進めると同時に、電源としての信頼性向上電力系統への負荷軽減、新たな導入形態及び用途の拡大等、様々な開発課題の解決を進め、同時に、太陽光発電産業の発展につなげる必要がある。

本報告書では、こうした太陽光発電を取り巻く状況の急速な変化をふまえ、今後大量導入社会を着実に実現するための課題を整理した。さらに、それらを解決するための方策について検討を進め、新たな「太陽光発電開発戦略」としてとりまとめた。

本報告書は、概論、本論、参考資料で構成し、本論を以下の7章で構成している。

1. 太陽光発電戦略の目的
2. 太陽光発電をめぐる環境の変化
3. これまでの NEDO の技術開発の成果とその評価
4. 太陽光発電大量導入社会における課題
5. 太陽光発電の目指すべき姿
6. 太陽光発電開発戦略
7. 今後の技術開発の方向性

# 目次

I. 概要	1
II. 本論	5
1. 太陽光発電戦略の目的	6
2. 太陽光発電をめぐる環境の変化	7
2. 1 太陽光発電の導入状況（世界）	7
2. 2 太陽光発電の導入状況（国内）	9
2. 3 太陽光発電の産業動向（生産）	10
2. 4 太陽光発電の価格動向	13
2. 5 太陽光発電における産業構造の変化	16
2. 6 太陽光発電の発電コスト	23
2. 7 技術開発動向	26
3. これまでの NEDO の技術開発の成果とその評価	32
3. 1 過去の NEDO の技術開発	32
3. 2 最近の主な成果	33
3. 3 評価と課題	36
4. 太陽光発電大量導入社会における課題	37
4. 1 【課題 1】国民負担の増大	39
4. 2 【課題 2】長期・安定な発電能力維持の必要性	39
4. 3 【課題 3】立地制約の顕在化	42
4. 4 【課題 4】廃棄物大量発生への対応	45
4. 5 【課題 5】グローバル競争の激化	45
5. 太陽光発電の目指すべき姿	47
6. 太陽光発電開発戦略	49
6. 1 発電コスト低減に必要な取り組み	49
6. 2 信頼性の向上	59
6. 3 立地制約の解消	60
6. 4 リサイクルシステムの確立	61
6. 5 産業の高付加価値化	62
7. 今後の技術開発の方向性	66
7. 1 高性能・高信頼性太陽光発電の発電コスト低減技術開発	67
7. 2 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	67
7. 3 太陽光発電多用途化実証プロジェクト	68
7. 4 太陽光発電リサイクル技術開発プロジェクト	70
7. 5 太陽光発電多用途化実証プロジェクト（高付加価値化）	71
III. 参考資料	73
作成体制	90



# I . 概要

NEDO は、太陽光発電の早期普及を目指す技術開発戦略として太陽光発電ロードマップ (PV2030,PV2030+) を策定し、これにもとづいた技術開発を行ってきた。

しかし、2009 年の PV2030+ 策定以後、太陽電池モジュール価格の大幅下落、価格競争力を有する中国等新興国企業のシェア拡大等、太陽光発電をとりまく状況は大きく変化した。また、国内においては、固定価格買取制度の開始によって太陽光発電の導入は加速し、我が国は太陽光発電の大量導入社会の実現に着実に近づきつつある。

NEDO は、こうした太陽光発電を取り巻く状況の変化を踏まえ、今後実現する大量導入社会を支えるために必要となる課題を整理し、それらを解決するための技術的方策について検討を進め、新たな「太陽光発電開発戦略」としてとりまとめた。

本戦略の策定にあたっては、以下の点に留意した。

- (1) 太陽光発電の普及を進めるための戦略ではなく、太陽光発電普及後の社会を支える戦略として検討する。
- (2) 「発電コストの削減」だけでなく、太陽光発電の大量導入社会に必要な課題を包括的に検討する。
- (3) 我が国の太陽光発電産業の基盤強化の視点を盛り込む。

これらを踏まえ、今後の太陽光発電の発展に必要な課題として、5つの課題、すなわち「大量導入社会実現を支える4つの課題（発電コストの低減、信頼性向上、立地制約の解消、リサイクルシステムの確立）」と「産業競争力強化に必要な1つの課題（産業の高付加価値化）」を提示するとともに、それぞれの課題に対する対処方針を示した。

要点は以下のとおり。

#### 【2020 年に業務用電力価格並の発電コスト達成】

大量導入社会での国民負担を軽減するため、業務用電力価格並の発電コスト 14 円/kWh 実現の見通しを得た。

⇒ ヘテロ接合技術やバックコンタクト技術を用いた結晶シリコン太陽電池の高効率化、大面積化、モジュール化、量産化技術の開発等により実現。

#### 【2030 年に基幹電源並の発電コストへ】

究極の低発電コスト（従来火力発電並の発電コスト 7 円/kWh）を目指す。

⇒ 結晶シリコン太陽電池の性能向上・コスト低減追求、超高効率太陽電池の量産技術開発、真空や高温プロセスを要しない新たな太陽電池の実用化、システム効率向上、高信頼性モジュールの開発等により実現。

#### 【新たな価値創造で世界をリード】

導入形態の多様化や新たな利用方法の開発によって、太陽光発電の裾野を拡大。2030 年の世界の太陽光発電市場を睨み、高付加価値産業（システム・サービス、新規用途）の開拓等、“世界で勝てる分野”を開発強化。



⇒ 着色、透明、フレキシブル等の意匠性、熱回収と発電のハイブリッド機能等の多機能化による太陽電池モジュールの付加価値や、独立電源利用時の配線コスト削減効果等の発電電力以外の経済価値創出、新たな低コスト設置技術の開発による導入先開拓や配電ビジネス等川下産業への展開等により実現。

発電コストの低減に向けて、太陽光発電設備の設置形態別（非住宅用システム、住宅用システム）の「発電コスト低減シナリオ」を以下に示す。

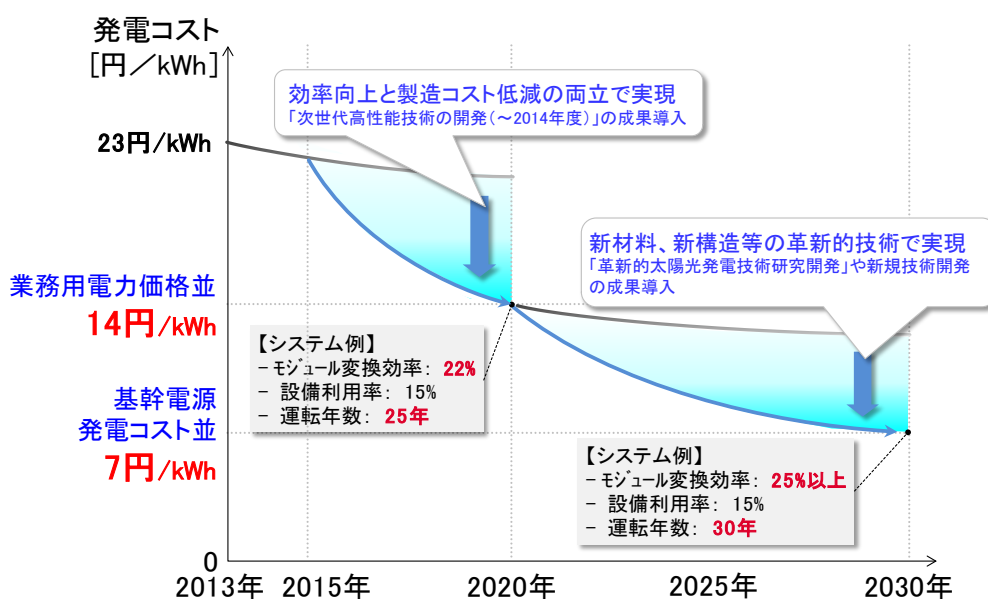


図 1-1 非住宅用システムの発電コスト目標と低減シナリオ

出典： NEDO 作成

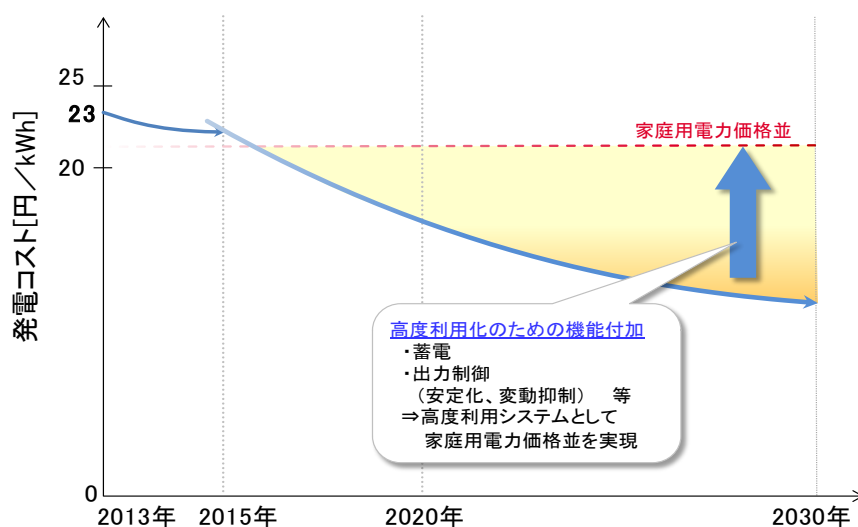


図 1-2 住宅用システムの発電コスト低減シナリオ

出典： NEDO 作成



## II. 本論

## 1. 太陽光発電戦略の目的

NEDOは、太陽光発電の早期普及を目指す技術開発指針として太陽光発電ロードマップ（PV2030, PV2030+）を策定し、これに基づき太陽光発電に関する技術開発を行ってきたが、2009年のPV2030+策定以後、太陽電池モジュール価格の大幅下落、価格競争力を有する中国等の新興国の企業のシェア拡大等、太陽光発電をとりまく状況は大きく変化した。また、国内では固定価格買取制度の開始によって太陽光発電の導入が急激に加速し、我が国は、太陽光発電の大量導入社会の実現間近の状況にある。

本報告書では、こうした太陽光発電を取り巻く状況の急速な変化をふまえ、大量導入社会を着実に実現し、それを支えていくために必要となる課題を新たに抽出するとともに、主として技術的方策を示すことを目的に、それらを解決する新たな「太陽光発電開発戦略」を策定した。

なお、本戦略の策定にあたっては、以下の点に留意した。

- （1）太陽光発電の普及を進めるための戦略ではなく、太陽光発電普及後の社会を支える戦略として検討する。
- （2）「発電コストの削減」だけでなく、太陽光発電の大量導入社会に必要な課題を包括的に検討する。
- （3）我が国の太陽光発電産業の基盤強化の視点を盛り込む。

これらを踏まえ、今後の太陽光発電の発展に必要な課題として、5つの課題、すなわち「大量導入社会実現を支える4つの課題」と「産業競争力強化に必要な1つの課題」を提示するとともに、それぞれの課題に対する対処方針を示した。

## 2. 太陽光発電をめぐる環境の変化

### 本章のポイント

- (1) 導入量は順調に増加。市場の中心は欧州から中国、日本を中心とするアジア及びアメリカへ。
- (2) 中国、台湾などの新興国メーカーが製造設備への投資を進めた結果、需要を上回る製造能力が存在。価格競争が激化。
- (3) セル・モジュールメーカーの多くが、発電事業への展開を強化。新たな事業モデルが求められている。

本章では、近年の太陽光発電に関連する環境の変化について、太陽光発電の導入状況、太陽光発電産業の動向、太陽光発電の価格低下の要因分析等の観点からまとめた。

### 2. 1 太陽光発電の導入状況（世界）

太陽光発電の導入量は順調に増加してきた。図 2-1 に世界の主要国における太陽光発電の年間導入量の推移を示す。2012 年には欧州市場の後退もあって、成長率は伸び悩んだが、2013 年は中国や日本における導入が拡大し、同年における世界の導入量は 39GW を突破したと見られている。また、表 2-1 に示すように多くの国が太陽光発電をはじめとした再生可能エネルギー導入に関する政策目標を掲げていることから、これらの国々での市場の成長が全世界的な導入量を引き続き伸ばしていくと見る報告は多い。

一方で、国別の導入量に着目すれば、導入量が急増、急減している国があることがわかる。これらの国は、固定価格買取制度によって導入量が急拡大し、買取価格の低下や制度見直しによる事業性低下によって導入量が減少した国である。すなわち、太陽光発電が未だ政策主導の市場となっていることを示している。

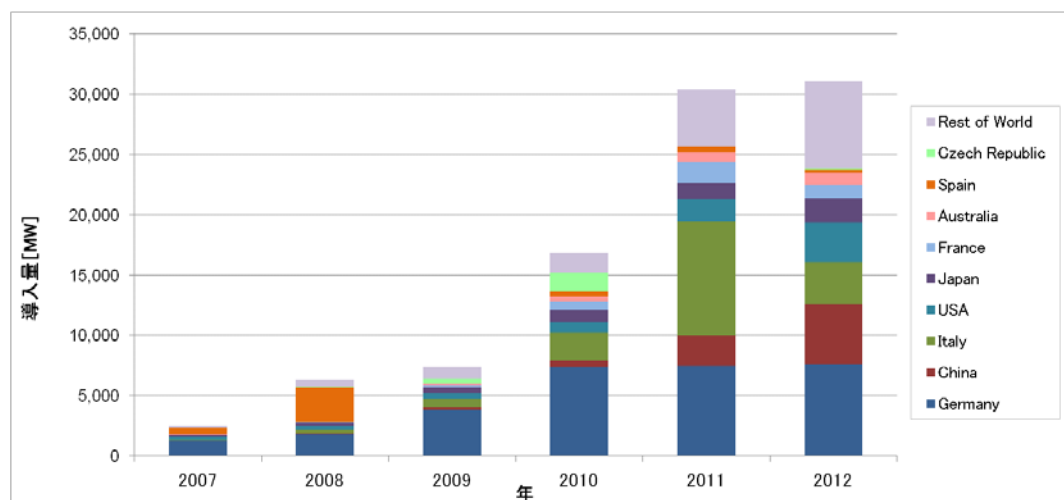


図 2-1 世界の太陽光発電の導入量推移

出典：2006～2010 年は、Global Market Outlook for Photovoltaics until 2016 (2012,EPIA) ,  
2011～2012 年は、 Global Market Outlook for Photovoltaics 2013-2017 (2013,EPIA) をもとに  
NEDO 作成

表 2-1 再生可能エネルギー・太陽光発電の導入目標例

	再生可能エネルギー全体	太陽光発電
日本	<ul style="list-style-type: none"> <li>エネルギー基本計画（平成 26 年 4 月）で、「これまでのエネルギー基本計画で示した水準を更に上回る水準の導入を目指し」としている。</li> <li>「2030 年のエネルギー需給展望」（総合資源エネルギー調査会 需給部会、2005）において、2010 年の新エネルギーの対一次エネルギー供給比を、3.0%に引き上げる導入目標を設置。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>2008 年の福田ビジョンにおいて「2020 年までに現在の 10 倍、2030 年までに 40 倍」、2009 年の麻生総理（当時）スピーチにより、「2020 年までに現在の 20 倍」という目標を設定。</li> </ul>
EU	<ul style="list-style-type: none"> <li>2007 年に、2020 年までに EU 全体の最終エネルギー消費量に占める再生可能エネルギーの割合を 20%とする戦略を決定。</li> <li>2009 年の「再生可能エネルギー導入促進に関する欧州指令」で、上記目標達成のための国別目標値を設定。</li> <li>欧州連合加盟各国は国家再生可能エネルギー行動計画（NREAP）を提出</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>欧州再生可能エネルギー評議会は、左記指令の目標を達成するために必要な太陽光発電導入量を、2010 年に 20TWh、2020 年には 180TWh と試算。</li> <li>欧州エネルギー技術戦略計画（SET-Plan）において、2020 年までに EU の電力消費量の 12%を太陽光発電でまかなう目標を設定。</li> <li>NREAP による 2020 年の導入目標は 80GW。</li> </ul>
米国	<ul style="list-style-type: none"> <li>多くの州で、電力部門における再生可能エネルギー利用義務制度（RPS）を策定。オバマ大統領は、2025 年までに 25%導入という連邦 RPS 制度を提案。</li> <li>オバマ大統領は「New Energy for America」で再生可能エネルギー由来の電力量割合を、2012 年に 12%、2025 年に 25%とする目標を発表。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>RPS について、16 の州が太陽光発電でまかなうべき電力の割合を規定。</li> </ul>
中国	<ul style="list-style-type: none"> <li>第 12 次 5 ヶ年計画において、2015 年までにエネルギー消費量に占める新エネルギーの割合を 9.5%にするという導入目標を設定。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>2013 年に国家能源局は、太陽光発電の発電設備容量を 2015 年までに 35GW、2020 年までに 100GW を目標として設定すると発表。</li> </ul>
韓国	<ul style="list-style-type: none"> <li>政府発表によると、一次供給エネルギーに占める再生可能エネルギーの比率を 2015 年に 4.3%、2020 年に 6.1%、2030 年に 11%を目標として設定。</li> <li>2012 年より、政府が発電事業者に対して総発電量の一定比率を再生可能エネルギーで供給することを義務付ける制度(RPS)を導入。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>RPS 制度の中で、太陽光発電については、2012～2015 年の 4 年間で 1.2GW の導入が義務付けられている。</li> </ul>
インド	<ul style="list-style-type: none"> <li>各州において、RPS 制度を実施。</li> <li>“National Action Plan for Climate Change(NAPCC)”において、再生可能エネルギー由来の電力購入義務を 2020 年に 15%と設定。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>2009 年 11 月に“National Solar Mission”を発表。2022 年までに系統連系型太陽エネルギー利用の発電設備を 20GW 導入する目標を設定。</li> </ul>
中東	<ul style="list-style-type: none"> <li>UAE は 2020 年までに再生可能エネルギーによる発電の割合を 7%とする目標。</li> <li>チュニジアは「チュニジア・ソーラー・プラン」において、総発電容量に占める再生可能エネルギーの割合を 2016 年に 16%、2030 年に 40%と目標設定。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>UAE では太陽光発電のみの目標値はないが、左記目標は主に太陽エネルギーにより達成される見込み。</li> <li>「チュニジア・ソーラー・プラン」において、2016 年までに合計 40MW の太陽光発電プロジェクトが計画されている。</li> </ul>
東南アジア	<ul style="list-style-type: none"> <li>タイは「AEDP 2012-2021」において、2021 年までにエネルギー消費量に占める再生可能エネルギー（NGV 含む）の割合を 25%とする目標を設定。</li> <li>マレーシアは、国家再生可能エネルギー政策・アクションプランにおいて、再生可能エネルギーの発電容量を 2020 年までに 2,065MW、2030 年までに 3,484MW にする目標を掲げている。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>タイは左記計画において、太陽光発電の導入目標を 2021 年までに 2GW と設定。</li> <li>マレーシアは左記計画において、太陽光発電の発電容量を 2020 年までに 175MW、2030 年までに 854MW にする目標を掲げている。</li> </ul>
豪州	<ul style="list-style-type: none"> <li>電力供給量の 20%を、2020 年までに再生可能エネルギーから調達するという目標（Renewable Energy Target = RET）を設定。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>左記目標達成に向けて、太陽光発電と太陽熱発電の合計で 1,000MWh の発電量を目標にした ソーラー・フラッグシップ・プログラムを実施。</li> </ul>

出典：“Technology Roadmap Solar photovoltaic energy”（2010, IEA）、Directive 2009/28/EC on the promotion of the use of energy from renewable sources and amending and subsequently repealing Directives 2001/77/EC and 2003/30/EC、“Renewable Energy Technology Roadmap 20% by 2020”（2008, EREC）、DSIRE ホームページ（<http://www.dsireusa.org/>）、“New Energy for America”（2009, Barack Obama and Joe Biden）、海外電力（2008 年 10 月号、2010 年 3 月号、海外電力調査会）“Annual Report2013”（IEA-PVPS）、“National Action Plan On Climate Change”（2008,インド政府）、“Jawaharlal Nehru National Solar Mission”（2009, インド政府）、UAE Yearbook 2010、“Tunisian Solar Plan”（2010,STEG）、“AEDP 2012-2021”（タイ王国エネルギー省・代エネ・効エネ局(DEDE)）、“Renewable Energy Development in Malaysia”（2011, Waste Management Conference 2011 マレーシア政府資料）、オーストラリア貿易促進庁ホームページ、“PV IN AUSTRALIA 2011”（2012, ASI）,PVPS Annual Report 2011

## 2. 2 太陽光発電の導入状況（国内）

2013年度末までの国内導入量を図 2-2 に、2012 年の固定価格買取制度の開始の前後における導入量を表 2-2 に示す。

まず、固定価格買取制度開始前では、2006 年の住宅用補助金の終了により一時ペースダウンするものの、2009 年の補助金再開の効果もあって、導入量は増加傾向にあったといえる。その内訳は、多くが住宅用であり、非住宅用システムの導入割合が 1~2 割程度であった。

一方、固定価格買取制度開始後は、急速に導入量が増えており、制度開始後 2 年足らずの 2013 年度末までに 8.7GW もの設備が導入、稼働した。このうち、約 74%が非住宅用システムとなっており、制度開始前までと大きく異なる構成を示している。これは、発電事業を意図した中大規模設備導入が急速に拡大したことが大きな要因として挙げられる。また、住宅用システムについては、構成比としては低下したものの、導入量としては堅調な導入が進んでいると見ることができる。

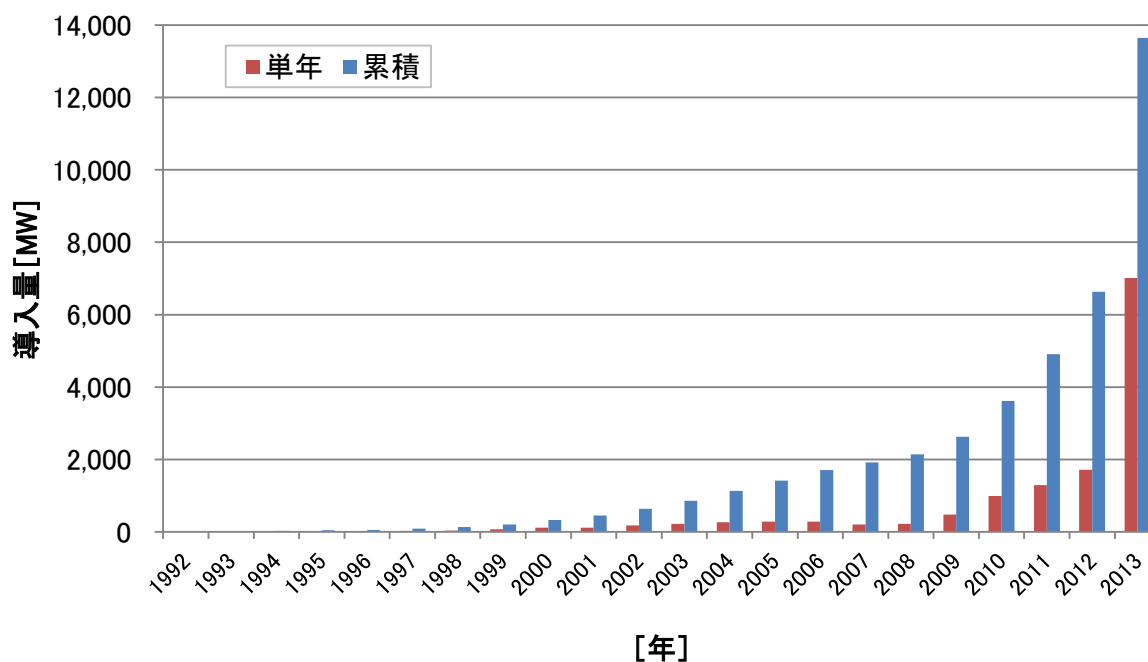


図 2-2 日本における太陽光発電の導入推移（累積・単年）

出典：IEA PVPS, Trends in photovoltaic applications. Survey report of selected IEA countries between 1992 and 2012(2013/11)及び PVPS Report Snapshot of Global PV 1992-2013(2014/3)をもとに NEDO 作成

表 2-2 再生可能エネルギー発電設備の導入状況について（2014年3月末時点）

再生可能 エネルギー 発電設備 の種類	設備導入量（運転を開始したもの）			認定容量
	固定価格買取制度導入前	固定価格買取制度導入後		固定価格買取制度導入後
	平成24年6月末までの 累積導入量	平成24年度の導入量 (7月～3月末)	平成25年度の導入量	平成24年7月～ 平成26年3月末
太陽光（住宅）	約470万kW	96.9万kW	130.7万kW	268.8万kW
太陽光（非住宅）	約90万kW	70.4万kW	573.5万kW	6,303.8万kW
風力	約260万kW	6.3万kW	4.7万kW	104.0万kW
中小水力	約960万kW	0.2万kW	0.4万kW	29.8万kW
バイオマス	約230万kW	3.0万kW	9.2万kW	156.5万kW
地熱	約50万kW	0.1万kW	0万kW	1.4万kW
合計	約2,060万kW	176.9万kW	718.5万kW	6,864.2万kW (1,199,482件)
		895.4万kW (619,701件)		

出典：資源エネルギー庁 HP([http://www.enecho.meti.go.jp/category/saving\\_and\\_new/saiene/kaitori/dl/setsubi/201403setsubi.pdf](http://www.enecho.meti.go.jp/category/saving_and_new/saiene/kaitori/dl/setsubi/201403setsubi.pdf))

## 2. 3 太陽光発電の産業動向（生産）

### （1）太陽電池生産地の変化

太陽光発電の世界市場は、かつて日系太陽電池メーカーが大きなシェアを占めていた。2006年までシャープが世界第一位の生産量（発電容量ベース）を誇り、一時はシャープの他、京セラ、パナソニック、三菱電機を含めて、上位5社のうち4社を日本勢が占める等、非常に高いシェアを有していたが、コスト競争力を持つ中国・台湾勢が大きくシェアを伸ばし、2009年になるとトップ10に入る企業は2社となり日本企業のシェアは10%、2012年には日本企業はトップ10から姿を消し、シェアも6%にとどまった。太陽電池セル生産量地域別シェアの推移を図2-3に示す。

日系太陽電池メーカーが世界シェアを落とした理由には様々なものがある。

2000年代半ばには、シリコン原料調達が大きな要因となった。当時、世界的な太陽電池需要の拡大と、半導体需要の拡大が重なった結果、シリコン原料の価格が大きく上昇するとともに、シリコン原料の需給が逼迫し、各太陽電池メーカーはシリコンの長期購入契約を行うことで素材の長期的な安定調達に動き、シリコン原料を確保し、生産規模拡大を行ったメーカーがシェアを伸ばした。結果としてQ-cells（独）が首位となった。

また、2008年前後から、当時需要が伸びていた欧州市場を狙って、中国・台湾系太陽電池メーカーが設備投資を積極的に行う一方、日系や欧州系太陽電池メーカーは出遅れたため、世界の生産量の大半を中国・台湾系太陽電池メーカーが占める状況となった。2013年現在、ヨーロッパ市場の需要が減退しつつあるが、中国・台湾系太陽電池メーカーは、米国・日本など需要が伸びつつある国々への輸出を積極的に行うと同時に、中国国内での太陽光発電の導入を進めている。

このように新たな太陽電池メーカーが急速に台頭した背景には、太陽電池製造装置産業のビジネスモデルも関係する。主流である結晶シリコン太陽電池は、高効率、高信頼性が競争力を得る重要な差別化要素であり、太陽電池メーカーはこれらの技術開発を競っているが、欧米の太陽電池製造



装置メーカーがこれらの改善技術を吸収し、ターンキー製造装置として供給しているため、特段の先進技術開発実績がない新規参入企業であっても最新生産ラインを調達でき、ある程度の性能（品質）の製品を生産できる状況となっている。

ところで、2013年は日本国内市場活況の影響もあり、日本メーカーの出荷量は大きく伸び、シェアも若干回復した。このモジュール出荷量の急増は海外メーカーへの生産委託によって支えられた面もあるが、それが実現できた要因の一つに、上記最新生産ラインを有する海外企業の存在があったことは否定できない。一方で、海外企業に生産委託せずに出荷量、シェアを伸ばした日本企業もある。このことは、太陽電池セル・モジュール製造においても、国内の生産を維持しつつ、競争力を向上させることが可能であることを示唆している。

上記のいずれの企業においても、高い技術力があつたからこそ、生産委託先企業の見極め、自社製品の競争力強化に成功したとしており、技術開発に力を入れていることに留意すべきである。

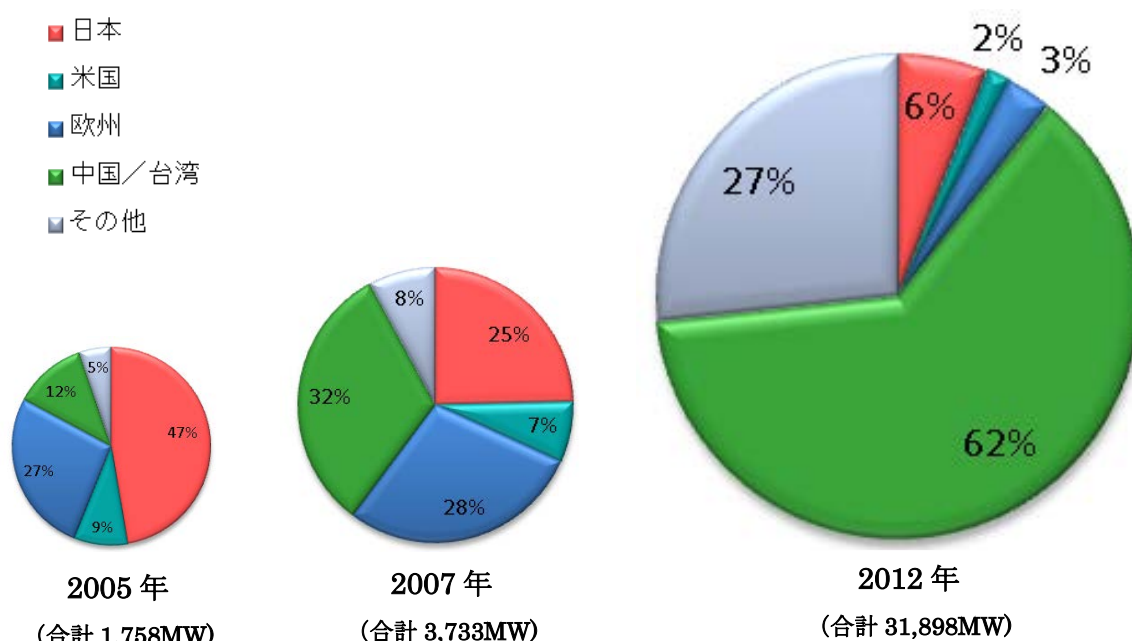


図 2-3 太陽電池セル生産量地域別シェアの推移

出典： PV News Volume 25, Number 4, April 2006、Volume 29, Number 5, May 2010、Volume 30, Number 5, May 2011 をもとに NEDO 作成

## (2) 国内における海外製品シェアの変化

太陽電池セル・モジュールの国内出荷量と割合の推移を図 2-4 及び図 2-5 に示す。2011 年後半以降の輸入製品の割合が上昇し、輸出向け出荷の割合が低下している。これは、固定価格買取制度による太陽電池モジュールの急激な需要増加により輸入が増加したものと考えられる。海外メーカーが国内市場へ参入が増加してきたことで、国内においても競争が激化してきているといえる。図 2-6 に国内の太陽電池モジュール出荷量に占める日本企業のシェアを示す。

一方、輸入品の中には、日本のモジュールメーカーが海外の生産拠点から調達しているものや、

日本のメーカーが生産委託しているものも含まれており、全てが海外メーカーブランドの太陽電池モジュールというわけではないことにも留意しなければならない。図 2-7 にパネルの出荷量に占める国内生産のシェアを示す。

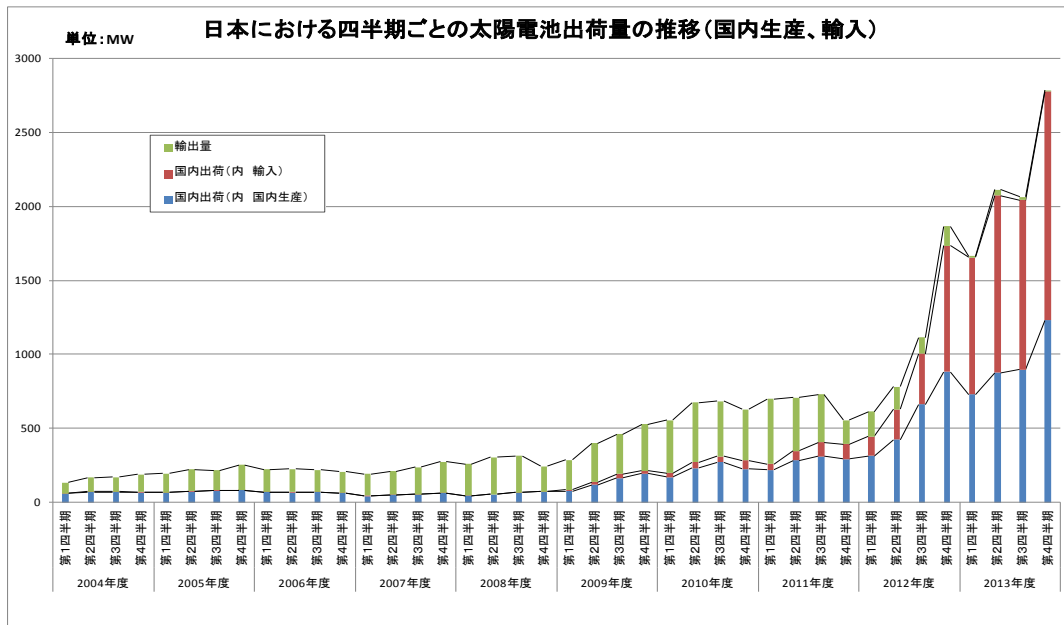


図 2-4 日本における四半期ごとの太陽電池出荷量の推移 (2013 年度第 4 四半期まで)

出典：太陽光発電協会の出荷統計をもとに NEDO 作成

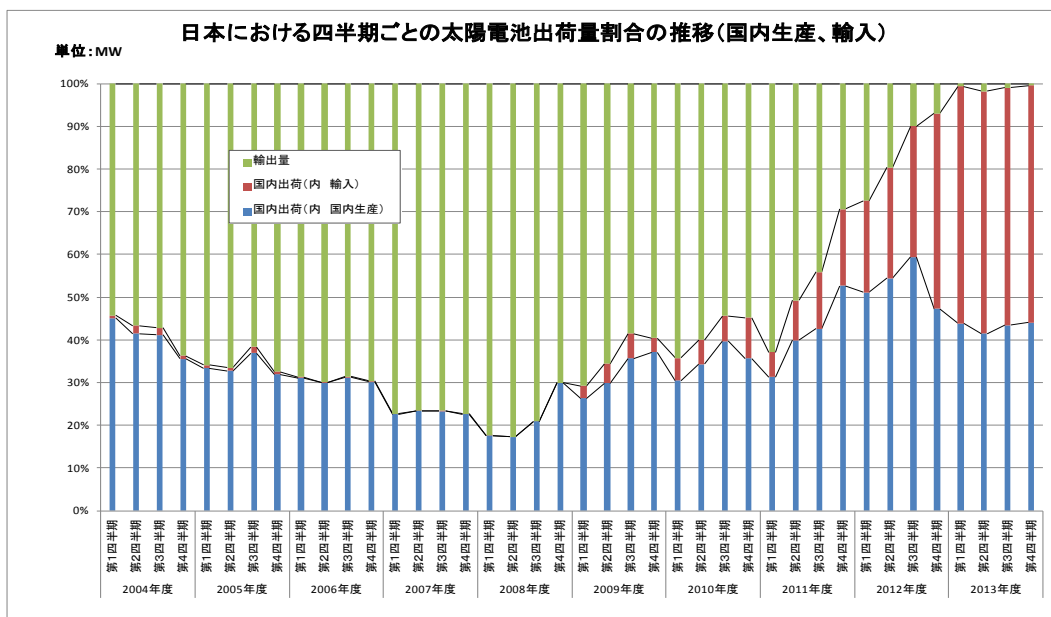


図 2-5 日本における四半期ごとの太陽電池出荷割合の推移 (2013 年度第 4 四半期まで)

出典：太陽光発電協会の出荷統計をもとに NEDO 作成

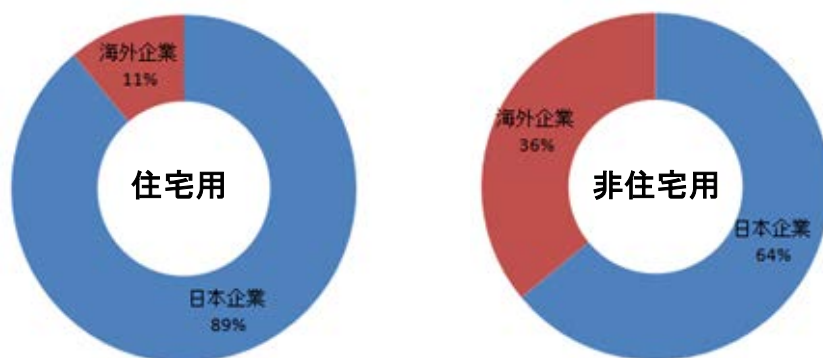


図 2-6 パネルの出荷量に占める日本企業のシェア（平成 26 年 1-3 月期）※容量ベース

出典： 総合資源エネルギー調査会 省エネルギー・新エネルギー分科会 新エネルギー小委員会（第 1 回）資料 3

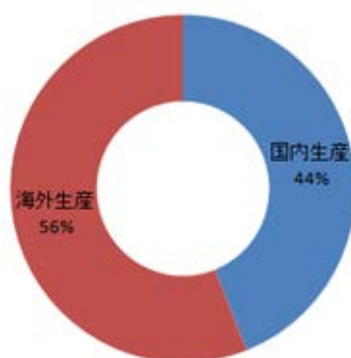


図 2-7 パネルの出荷量に占める国内生産のシェア（平成 26 年 1-3 月期）※容量ベース

出典： 総合資源エネルギー調査会 省エネルギー・新エネルギー分科会 新エネルギー小委員会（第 1 回）資料 3

## 2. 4 太陽光発電の価格動向

近年、太陽光発電のシステム単価（※）は全世界的に低下を続けている。主要国における太陽光発電システム単価の推移を図 2-8 に示す。これは太陽電池モジュールについても同様で、図 2-9 に示すように各国において価格下落傾向が見られ、特に 2008 年前後からの急激な下落が確認できる。

図 2-10 は日本における住宅用太陽光発電システムの価格推移及び大まかな内訳である。これによると、システム単価の低減は、機器類の価格低減に起因するところが多い。なお、システム単価で大きな割合を占める太陽電池価格の低減は絶対値としての下落幅が大きいことから、この背景について述べておく。

※ ここでいう「システム単価」とは、「太陽電池モジュール」、BOS（Balance of System）と呼ばれる「インバータ」「その他周辺機器」、ならびに「設置に係る工事費」で構成される「システム価格」と同義である。

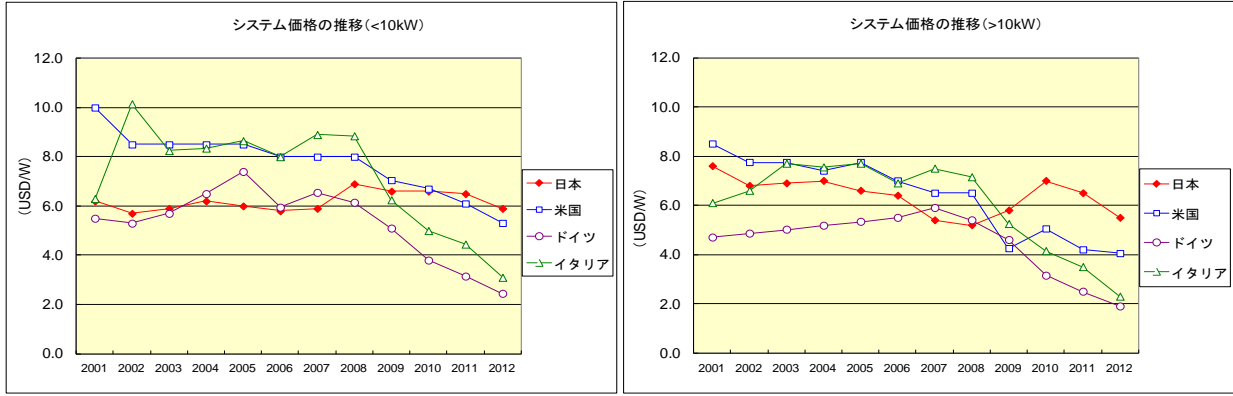


図 2-8 主要国の太陽光発電システム単価 (万円/kW)

出典： IEA PVPS Trends Report をもとにみずほ情報総研 (株) 作成

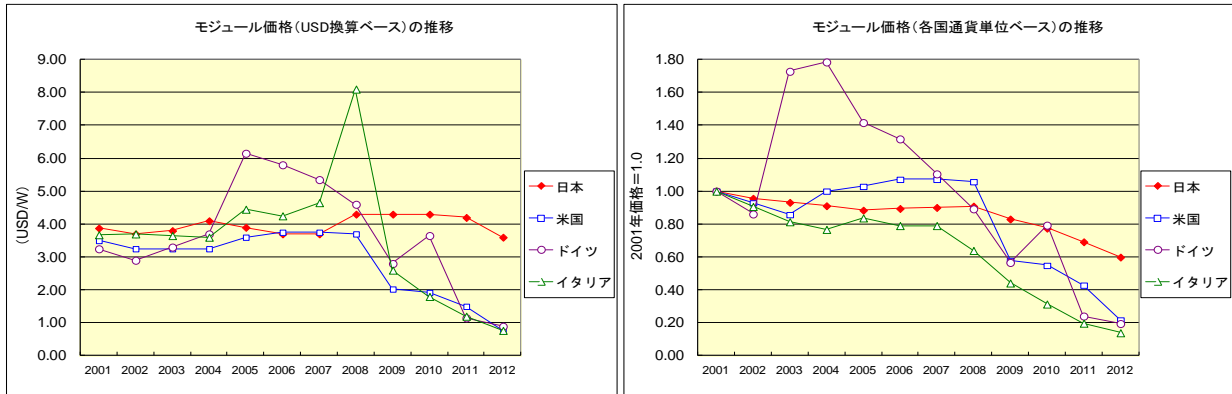


図 2-9 主要国の太陽電池モジュール単価 (万円/kW)

出典： IEA PVPS Trends Report をもとにみずほ情報総研 (株) 作成

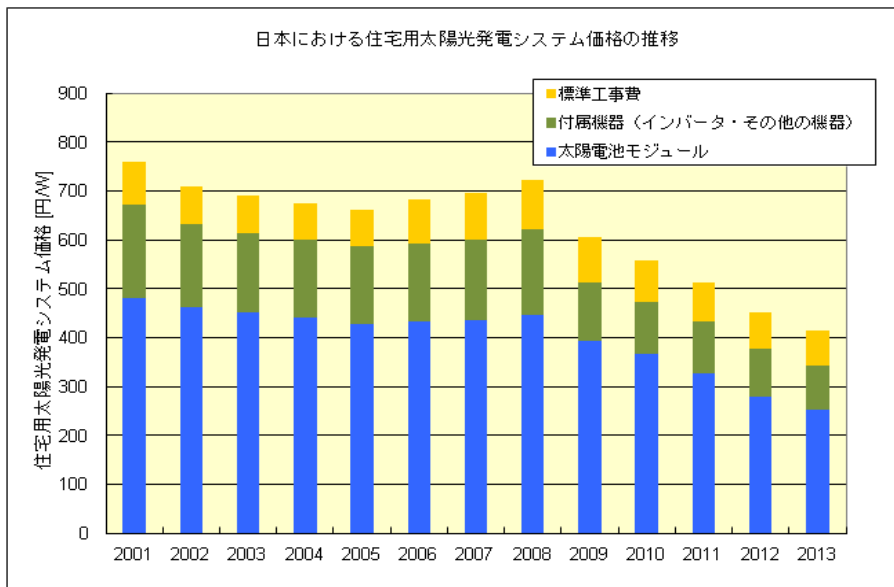


図 2-10 日本の住宅用太陽光発電システム平均単価

出典： (株) 資源総合システム「太陽光発電マーケット 2014」をもとにみずほ情報総研 (株) 作成

太陽電池の価格低下の主な原因は、主流である結晶シリコン太陽電池の価格低下である。さらに、結晶シリコン太陽電池の価格が低下した主な理由としては、「シリコン原料価格の低下」と「太陽電池モジュールの世界的生産容量増加による供給過剰」が挙げられる。

シリコン原料価格の推移を図 2-11 に示す。また、その需給バランスと価格の推移について表 2-3 にまとめた。2005 年から 2008 年頃までは、欧州を中心に進められる導入補助政策により需要が拡大すると見通しから、シリコン原料製造設備および太陽電池製造設備が増強されたが、需要の伸び悩みにより供給量が過剰となり、2009 年にはシリコン原料と太陽電池モジュールの価格が急落した。その後、需要の立ち直りによって一時価格下落は減速したものの、需要回復は予想より小さく、供給過剰状態となり価格は漸減した。

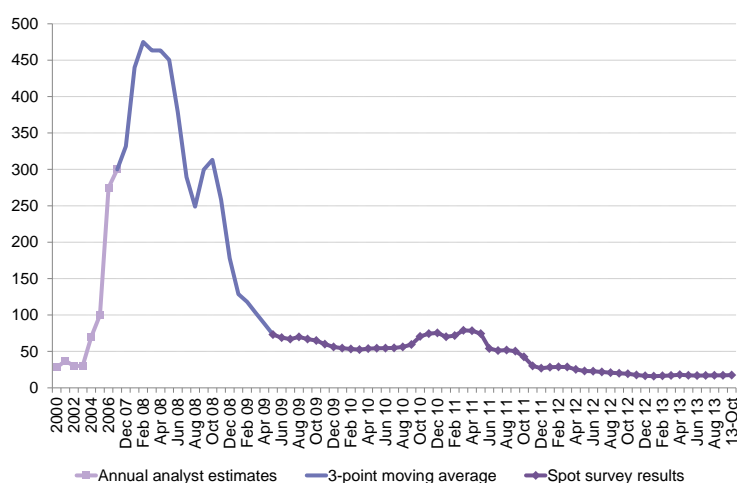


図 2-11 シリコン原料の価格推移 (\$/kg)

出典：Bloomberg “Solar spot price Index, October 2013”

表 2-3 シリコン原料の需給バランスと価格の推移

年	需給バランス	価格	概要
2005～2008	需要 > 供給	↑	シリコン原料不足によりスポット価格が高騰。長期売買契約における取引価格も徐々に上昇。
2009	需要 < 供給	↓	シリコン製造設備の増強、シリコン原料の需要低下（リーマンショック等による不況）により供給過剰に。スポット価格が暴落。長期売買契約価格とスポット価格が同水準となる。
2010	需要 = 供給	→	需要が立ち直りを見せ始め、需給バランスが改善したことで価格下落が減速。
2011	需要 < 供給	↓	需要増加の予想により一時的に価格がやや上昇したものの、予想より需要は少なく供給過剰となり、スポット価格が下落。スポット価格との価格差が広がる長期売買契約については価格の見直しが行われるが、その間もスポット価格は継続的に下落。

出典：NEDO 作成

なお、この過剰な価格競争は、企業経営にも悪影響を及ぼしている。セル、モジュール生産量上位の企業においても利益を得にくい状況であり、価格競争に耐えうるコスト低減技術の開発はもちろん、差別化技術・製品の開発が期待されている。また、セル、モジュール生産のみならず、利益を得る機会を得やすい発電事業等、川下の産業に進出する企業も見られる。

2013 年は、若干の価格回復の兆しがあるとの指摘もあるが、図 2-12 に示すとおり、供給過剰の状態はしばらく続き、引き続き現状の価格水準で推移するものと見込まれる。

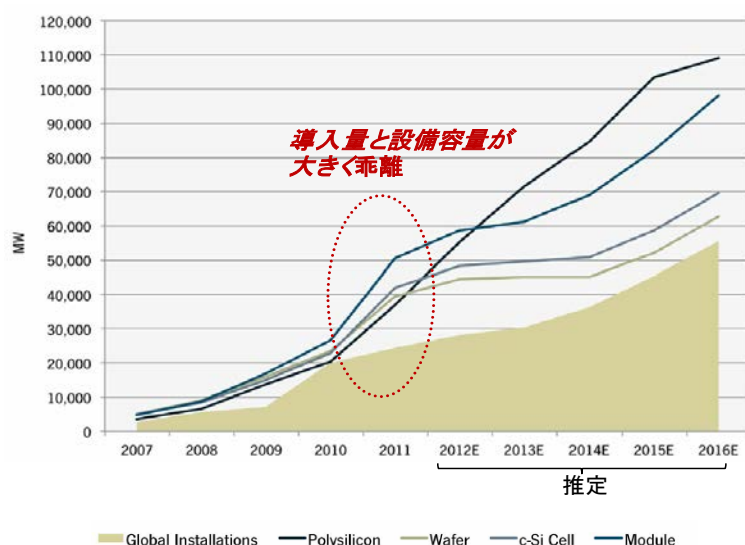


図 2-12 導入容量と工程別製造装置容量の比較

出典： GTM Research “PV TECHNOLOGY, PRODUCTION AND COST OUTLOOK: 2012-2016”

## 2. 5 太陽光発電における産業構造の変化

図 2-13 は、シリコン原料から BOS に至るまで、機器製造に関するバリューチェーンを示したものである。セル生産、モジュール生産に関するフェーズでは特に事業収益が低く赤字となっているが、これは供給過剰における競争激化により太陽電池モジュールの価格が下落し、事業悪化に至っているためと考えられる。また、事業性改善のため、利益を得る機会を得やすい発電事業に進出する企業も見られる。

国内では、2012 年 7 月の固定価格買取制度開始によって、10kW 以上の非住宅分野において全量売電が可能となり、太陽光発電事業という産業が国内にも創出され、重電メーカー、建設会社、ガス事業者、通信会社等、様々な業種の企業が参入している。また、固定価格買取制度による売電収入を収益源とした発電事業プロジェクトを実施する特定目的会社の設立も増加している。

さらに、太陽光発電事業者を支援するための産業も成長している。具体的には、メガソーラー等の大規模な太陽光発電所の設計から調達、施工までを実施する EPC 等の施工事業の拡大、最終ユーザーにとっての「商品」としての発電電力を維持管理するための O&M (Operation & Maintenance) 事業等である。その他、メガソーラー事業に関するプロジェクト開発やファイナンス等の役割を持つ商社、金融、コンサルティング等も新しい事業を広げている。

図 2-14 に太陽光発電の費用構造、図 2-15 に FIT 導入によるバリューチェーンの変化を示す。

以下に、バリューチェーンの変化で大きく影響があった、(太陽電池モジュール市場からみて) 川下市場である「発電事業」「施工」および「発電支援」に関する市場についてその概況を整理した。

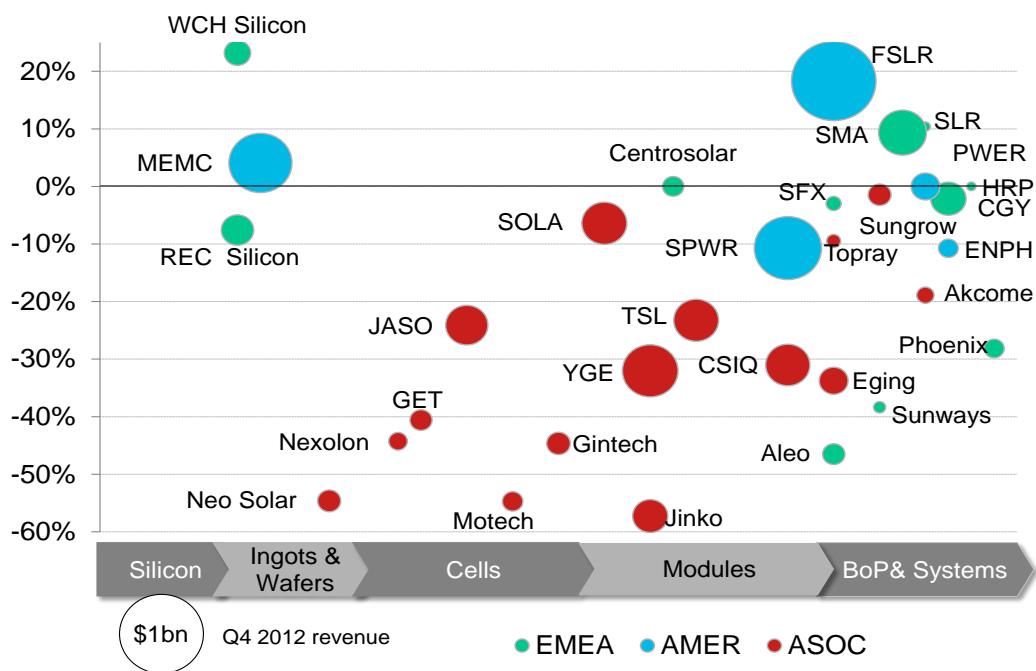


図 2-13 2012 年第 4 四半期における製造業者の EBIT (Earnings before Interests and Taxes)

出典： Bloomberg “PV MARKET OUTLOOK, Q2 2013”

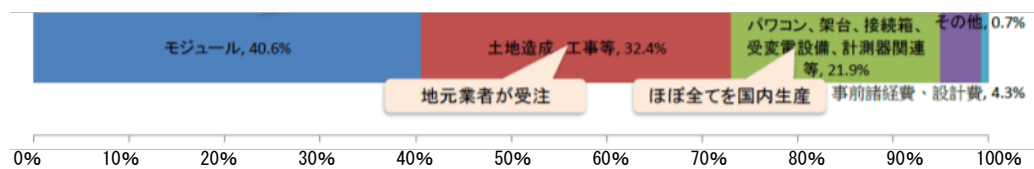


図 2-14 太陽光発電の費用構造 (2MW 級)

出典： 総合資源エネルギー調査会 省エネルギー・新エネルギー分科会 新エネルギー小委員会 (第 1 回) 資料 3

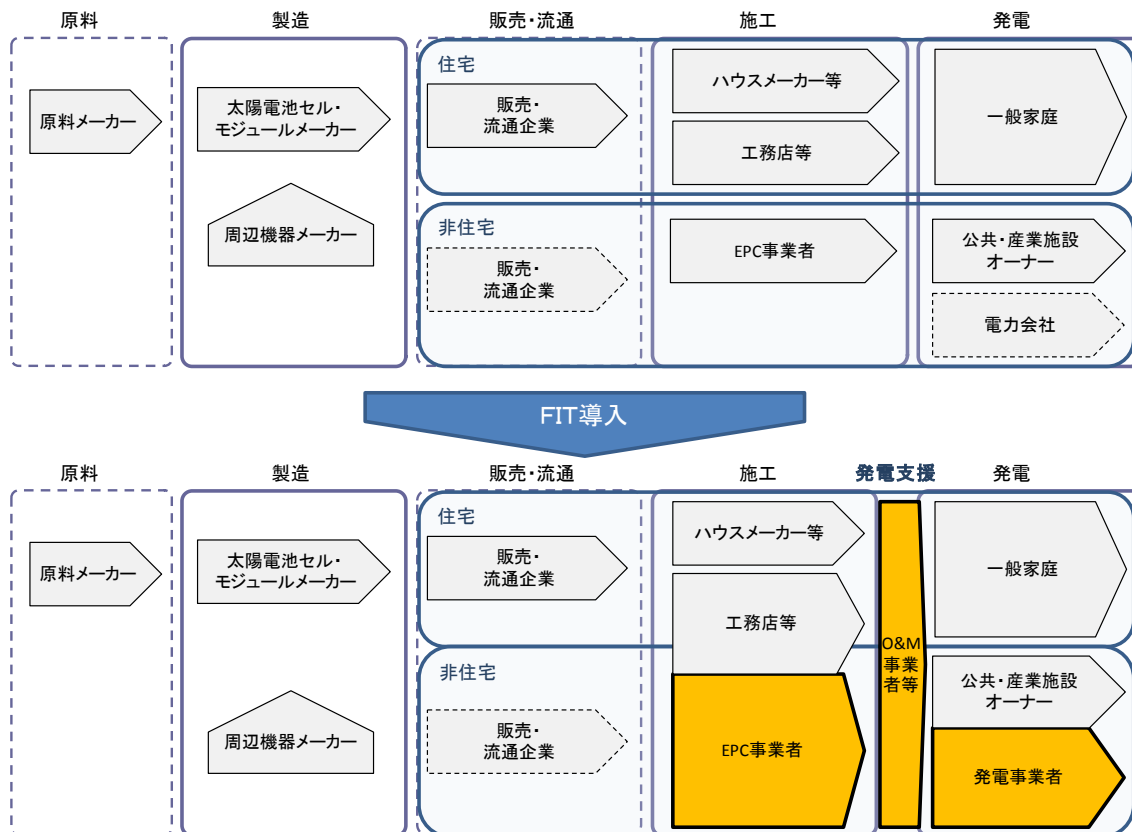


図 2-15 太陽光発電市場におけるバリューチェーンの変化

出典： NEDO 成果報告書「太陽光発電における産業構造等に関する分析」（2014年2月）

### （1）発電事業市場

発電事業市場では FiT 以降、従来の電力会社以外に様々な事業者が参入し、多くのプロジェクトが開発されている。

2012年7月の FiT 開始後の太陽光発電の認定設備容量の累積量を図 2-17 に示す。2014年3月末までの合計認定設備容量 65GW のうち、一般的にメガソーラーと区分される 1MW 以上の非住宅が 37GW と、認定設備容量の増加を牽引していることがわかる。

ただし、資源エネルギー庁は、2012年度に固定価格買取制度の認定を受けた中・大規模（400kW 以上）の設備のうち、認定から 10ヶ月以上経過した 2014年1月末の時点でも運転開始済の設備は 22%であったと 2014年2月に発表している。



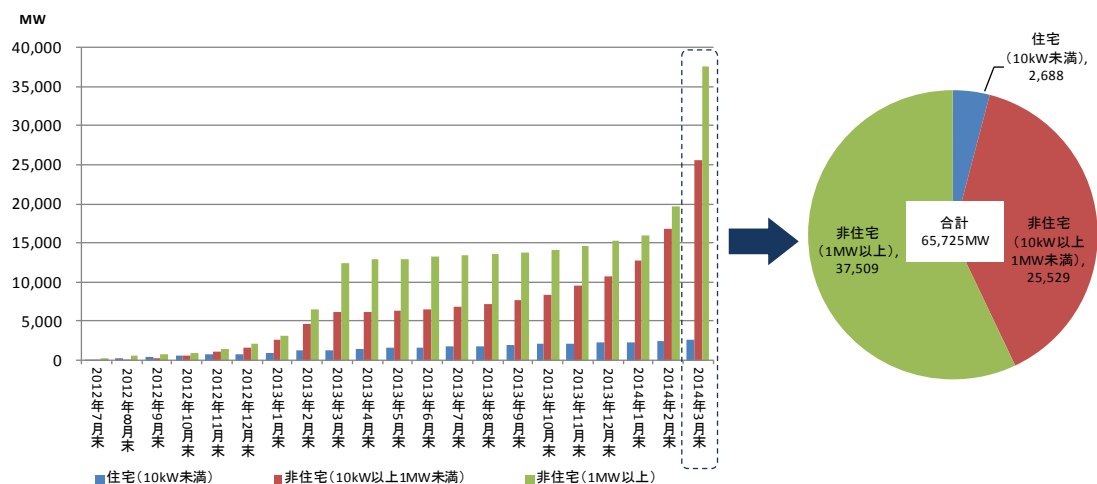


図 2-16 固定価格買取制度による太陽光発電設備認定状況 (各月末までの累積量 (MW))

出典： 資源エネルギー庁 HP

([http://www.enecho.meti.go.jp/category/saving\\_and\\_new/saiene/kaitori/dl/setsubi/201403setsubi.pdf](http://www.enecho.meti.go.jp/category/saving_and_new/saiene/kaitori/dl/setsubi/201403setsubi.pdf)) をもとに NEDO 作成

## (2) 施工市場

施工市場でも、発電事業市場の構築に影響を受けて大きな変化がある。本項では、FiT 導入前の 2009 年度と、FiT 導入後の 2012 年度の施工市場の状況について比較した。図 2-17 に示すように住宅、非住宅分野共に、FiT 後の導入量は大きく伸びており、それと共に施工市場への参入企業も増加している。

主な施工企業のシェアを図 2-18 に示す。住宅では、多くの参入企業があり、各社のシェアが相対的に低減傾向にある。

非住宅についても参入企業が増加しており、各企業のシェアが低くなる傾向がある一方、大規模なメガソーラー案件などを積極的に受注し、市場拡大とともにシェアも拡大している企業も存在する。

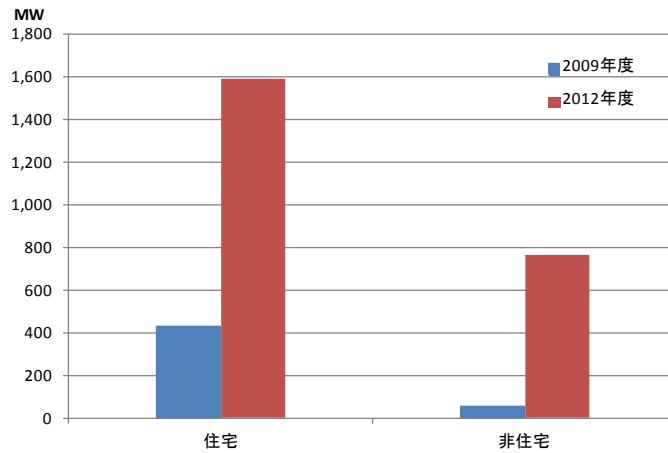


図 2-17 太陽光発電システム導入量推移

出典： NEDO 成果報告書「太陽光発電における産業構造等に関する分析」（2014年2月）

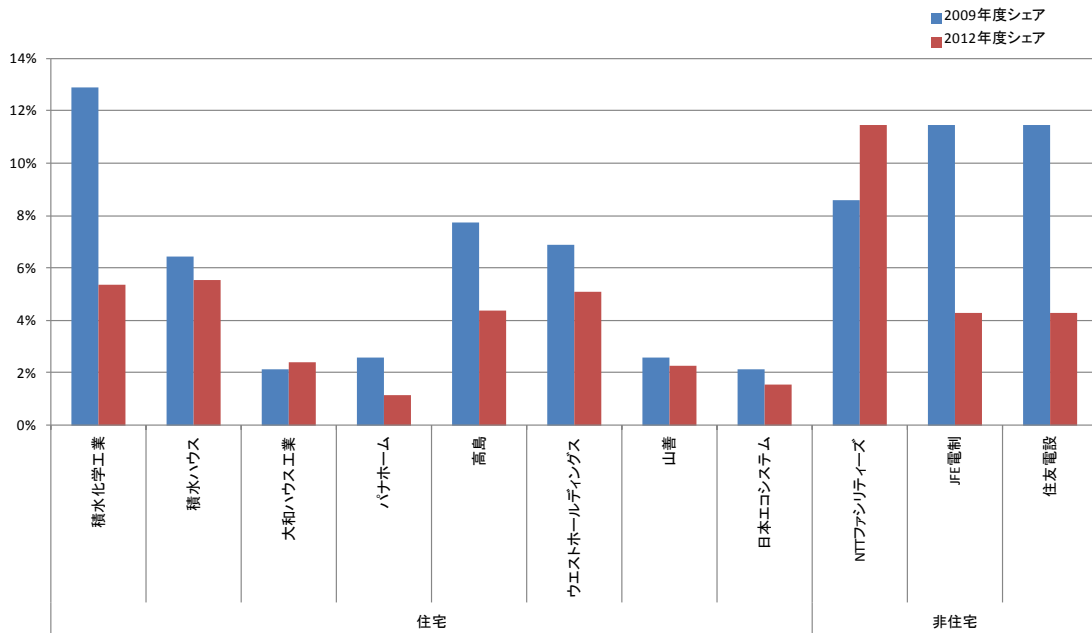


図 2-18 主な施工企業シェア変化

出典： NEDO 成果報告書「太陽光発電における産業構造等に関する分析」（2014年2月）

施工市場への主な参入企業を表 2-4 に示す。FiT 以降、様々な企業が参入しているが、いずれも現時点では、国内資本の企業が中心となっている。

具体的には、非住宅用では、メガソーラー等、大規模案件のプレイヤー層が広がり、従来の重電メーカー、電力系サブコンに加え、エンジニアリング企業、建設会社などが参入している。また、非住宅の低圧案件には、工務店やリフォーム業者等、住宅用市場からの参入企業も見られる。

住宅用では、国内ハウスメーカーの他、数多くの中小地場工務店等が、市場拡大へ対応している。

表 2-4 太陽光発電施工市場への参入企業例

	業種	主な企業例
非住宅	モジュールメーカー	シャープ、京セラ、三菱電機
	エンジニアリング企業	住友電設、JFE 電制、NTT ファシリティーズ、パナソニック環境エンジニアリング、テス・エンジニアリング、東芝プラントシステム等
	電力系サブコン	関電工（東京電力）、きんでん（関西電力）、トーエネック（中部電力）、九電工（九州電力）、中電工（中国電力）、四電工（四国電力）等
	建設会社	鹿島建設、竹中工務店、清水建設、大林組、大成建設、西松建設、前田建設工業等
	重電メーカー	東芝、日立製作所、富士電機、日新電機、明電舎、荏原電産等
	その他、 地場施工業者・住宅系等	シャープ・エネルギー・ソリューション、ウエストホールディングス、エクソル、新出光、新興マタイ、日本エコシステム/日本ソーラーパワー、ネクストエナジー・アンド・リソース、山善、大和ハウス工業等
住宅	ハウスメーカー	積水化学工業、積水ハウス、大和ハウス工業、ミサワホーム、パナホーム等
	その他	ウエストホールディングス、高島、エクソル、山善、長府工産、新興マタイ/鈴与商事、日本エコシステム、サニックス、大阪ガス、その他中小地場工務店等多数

出典： NEDO 成果報告書「太陽光発電における産業構造等に関する分析」（2014年2月）

### （3）発電事業支援市場

発電事業を支援するための、O&M 事業等の新しい市場が生まれている。O&M は、大きく2つに分けられる。1つ目は、電気事業法等の法律を遵守するための安全に関わる保守管理業務を実施するためのサービス、2つ目は、発電事業を収益事業として成立させるための継続した発電能力の維持や、的確な発電量の予測などの太陽光発電の性能維持に関わるサービスである。

1つ目の例としては、電気保安協会などの事業がある。国内では、50kW 以上の太陽光発電設備には保安管理を行う電気主任技術者の設置が義務付けられているが、そのうち、2,000kW 未満の太陽光発電設備については、電気保安協会などの特定の事業者には保安管理を外部委託することが可能となっている。これらの外部委託件数は図 2-19 に示すように、メガソーラーの拡大と共に、大きく増加しており、2012 年度末から、半年間で出力ベースにして約 2.7 倍に急増している。

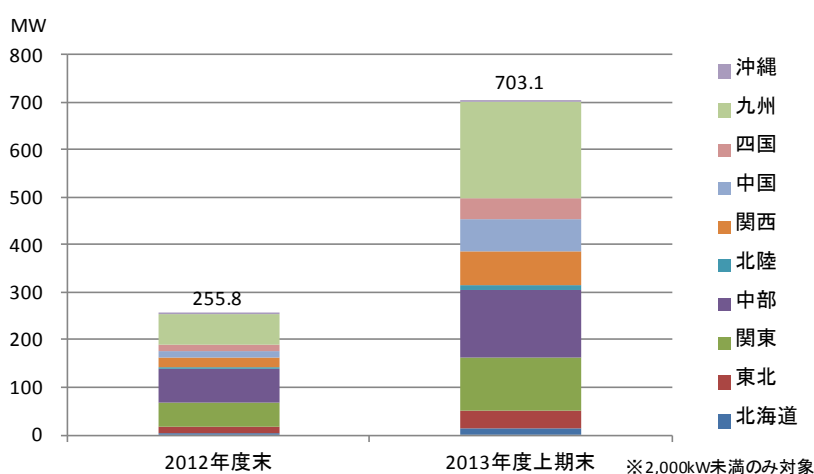


図 2-19 電気保安協会の太陽光発電設備保安管理「外部委託」受託数（出力）

出典： NEDO 成果報告書「太陽光発電における産業構造等に関する分析」（2014年2月）

また、発電事業は電力を商品として販売する事業であり、継続した発電能力の維持や、障害の回避、的確な発電量の予測などが重要な課題になると考えられる。これらの課題へ対応する O&M やモニタリング等の事業分野も今後バリューチェーンの重要な位置を占めるものと予想される。

例えば、米国 First Solar は表 2-5 に示すような O&M サービスを実施している。

これら O&M 市場の年間ポテンシャルを試算した結果を図 2-20 に示す。O&M 市場は太陽光発電システム累積導入量に比例する市場であり、導入累積量が大きくなる 2030 年における規模は非常に大きいものとなる。また、太陽光発電システムの販売モデルと異なり、契約期間に亘って継続的に収入が見込まれる安定した市場となり得る。

特に非住宅では、住宅に比較すると、システム全体のうち O&M にかかる費用が高いことから、非常に大きな市場になっており、今後の太陽光発電産業のうち重要な市場の 1 つを占めるようになると考えられる。

**表 2-5 First Solar の O&M サービスメニュー**

分類	内容
オペレーションサービス	<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ 24×7 プラントモニタリング</li> <li>✓ 24×7 アラーム通知</li> <li>✓ ユーティリティインターフェース ,NERC/FERC レポート</li> <li>✓ 月間パフォーマンスレポート</li> <li>✓ PlantView ウェブポータル</li> </ul>
メンテナンスサービス	<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ 予防的保全</li> <li>✓ 保証管理</li> <li>✓ 年間運営計画、レポート</li> <li>✓ 事後保全</li> </ul>
パフォーマンスエンジニアリング	<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ ADvise ウェブポータル</li> <li>✓ 週間パフォーマンスエンジニアリングレビュー</li> <li>✓ DC ヘルスパフォーマンス推奨</li> <li>✓ 月間パフォーマンスレポート</li> </ul>
アセットマネジメント	<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ 利用可能性保証</li> <li>✓ 生涯資産メンテナンス/マネジメント</li> <li>✓ 予備部品調達&amp;マネジメント</li> <li>✓ 天候&amp;発電予測</li> </ul>

出典： NEDO 成果報告書「太陽光発電における産業構造等に関する分析」（2014 年 2 月）

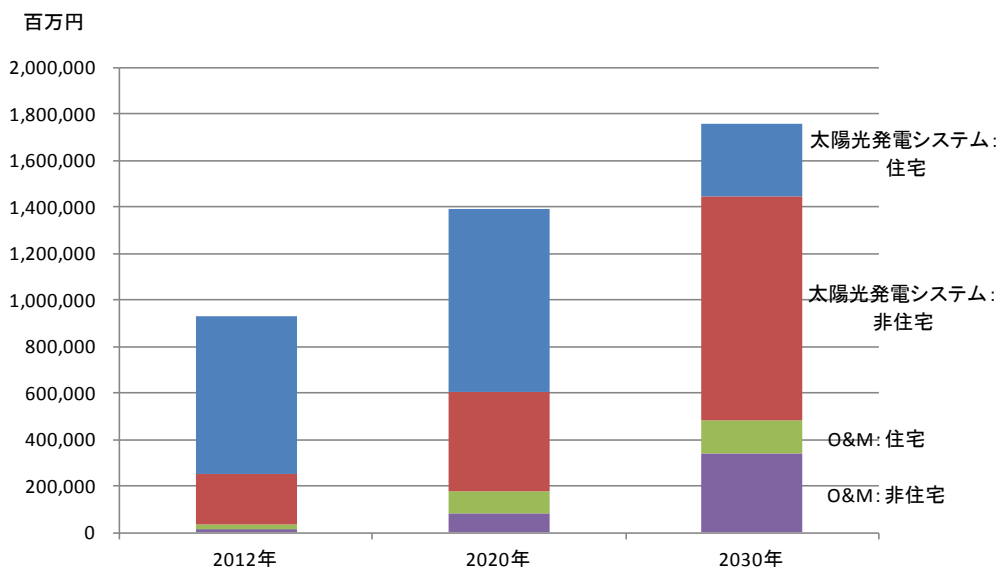


図 2-20 国内 O&M 市場規模試算 (年間ポテンシャル)

出典： NEDO 成果報告書「太陽光発電における産業構造等に関する分析」(2014年2月)

## 2. 6 太陽光発電の発電コスト

### (1) 太陽光発電における事業性の追求と発電コスト算出方法の変化

発電コストの算出方法等は、用いられる費目やその条件、算出方針等によって様々である。そこで、固定価格買取制度の買取価格算定や、海外のロードマップなどで発電コスト算定に用いられている情報を表 2-6 に整理した。

PV2030 及び PV2030+では、発電コストの算出式を具体的に示しておらず、算出の考え方がいくつか示されているが、基本的には、初期費用であるシステム単価と、期待される発電電力量から発電コストを試算する方法を取っていた。今回の発電コスト算出においては、太陽光発電システムの導入が進展してきた今日の実態に則した考え方で算出すべきとの見地から、より多くの費用も考慮して算出することとした。今回の試算で用いた発電コストの算出式を式 2-1 に、用いた諸元を表 2-7 に示す。

本報告書では、発電コストの算出にあたり、原則として我が国の固定価格買取制度の「買取価格」を決定している調達価格等算定委員会で提示されている値を諸元として使用し、適宜コスト等検証委員会の情報で補完をした。また、「発電コスト」の算出が目的であるため、当該委員会において想定されている発電事業における利潤検討の条件 (IRR (内部収益率)) は考慮せず、かわりに割引率を設定する等、一部調整を行った。

これらは、具体的な発電コスト算出方法の一例であり、背景となる各種制度の変更等も想定されるため、この考え方は適宜更新が必要であることに留意しなければならない。

表 2-6 発電コスト算出の入力項目に関する比較

		今回の算出方法		国内				(参考) 海外のロードマップ			
				PV2030+ (2009)	コスト等検証 委員会 (2011)		調達価格等 算定委員会 (2012~)		IEA PV Technology roadmap (2010)	A Strategic Research Agenda for Photovoltaic Solar Energy Technology (2011)	SunShot Vision Study (2012)
					非住宅 (10kW 以上)	住宅 (10kW 未満)	メガ ソーラー	住宅			
考慮する項目	前提	運転年数	●	●	●	●	●	●	●	●	
		割引率	●	●	●		●	●	●	●	
		IRR					●				
		法定耐用年数	●		●	●					
		固定資産税	●		●	●					
		法人事業税					●				
	建設費	システム単価	●	●	●	●	●	●	●	●	
		系統接続費	●				●				
		土地造成費	●				●				
	年間経費	●			●	●	(システム価格の1%/年)	(システム価格の1%/年)	(PCS使用年数、交換費用も考慮)		
	収益	年間発電量(算出根拠)	● (設備利用率)	● (設備利用率)	● (設備利用率)	● (設備利用率)	● (システム出力係数&日射量)	● (システム出力係数&日射量)	● (システム出力係数&日射量)		
		出力劣化率							●		
撤去費用	●		●	●							
備考			考え方の提示のみ。算出はしていない。			コストではなく買取価格を算定しているためIRRを考慮。					

出典： NEDO 作成

式 2-1 発電コスト算定式

$$\text{発電コスト}[\text{円/kWh}] = \frac{\text{建設費}[\text{円}] + \text{運転維持費}[\text{円}] + \text{廃棄処理費}[\text{円}]}{\text{運転年数内総発電量}[\text{kWh}]}$$

<各費目の算出例>(定率償却の場合)

$$\text{運転年数内総発電量}[\text{kWh}] = \sum_{k=1}^N ((C * (1-d)^{k-1} * 24 * 365 * u) / (1+r)^k)$$

$$\begin{aligned} \text{建設費(償却費)}[\text{円}] &= \sum_{k=1}^{n-1} (((P+Lc+G)*C)*(1-\text{償却率})^{k-1} * \text{償却率}) / (1+r)^k && \dots \text{「}n\text{」は改定償却率が適用される年数} \\ &+ \sum_{k=n}^N (((P+Lc+G)*C) - \sum_{i=1}^{n-1} (((P+Lc+G)*C)*(1-\text{償却率})^{i-1} * \text{償却率})) * \text{改定償却率} / (1+r)^k && \dots \text{「}n\text{」は残存簿価が1円になる年数} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{運転維持費}[\text{円}] &= \sum_{k=1}^N (((P + Lc+G)*C)*(1-\text{減価率})^{k-1} * 0.014 / (1+r)^k) && \dots \text{固定資産税 (N年以内に資産評価額が取得価格の5%となる場合、式の修正が必要。)} \\ &+ \sum_{k=1}^N (M / (1+r)^k) && \dots \text{運転維持費} \end{aligned}$$

$$\text{廃棄処理費}[\text{円}] = ((P + Lc+G)*C) * f / (1+r)^N$$

出典： NEDO 作成

表 2-7 入力パラメータと諸元

	項目	記号	例：住宅用(10kW未満)	例：非住宅用(10kW以上)	参照元
前提	運転年数	N [年]	20 [年]	20 [年]	非住宅は「調達価格等算定委員会」の「平成24年度調達価格及び調達期間に関する意見」より調達期間を参照。住宅用も、非住宅と同等という前提をNEDOにて設定。
	割引率(金利)	r [%/年]	3 [%/年]	3 [%/年]	「コスト等検証委員会」における報告書(2011年12月19日)より。
	IRR	-	-	-	
	法定耐用年数	17 [年]	17 [年]	17 [年]	平成25年度現在で適用されている法定耐用年数。
	償却率と改定償却率	償却率/改定償却率	0.118 / 0.125	0.118 / 0.125	減価償却資産の耐用年数等に関する省令別表第十
	固定資産税	1.4 [%/年]	-	1.4 [%/年]	「コスト等検証委員会」における報告書(2011年12月19日)より。
	法人事業税	-	-	-	考慮に加えるかは検討中だが、現時点では考慮していない。
初期費用 (建設費)	システム容量	C [kW]	4 [kW]	2,000 [kW]	「第3回調達価格等算定委員会」(2012年3月19日)におけるJPEAヒアリング結果より。
	設置に必要な面積	S [m <sup>2</sup> /kW]	-	15 [m <sup>2</sup> /kW]	「第3回調達価格等算定委員会」(2012年3月19日)におけるJPEAヒアリング結果より。
	システム単価 (モジュール等機器費用 +工事費用)	P [円/kW]	385,000 [円/kW]	275,000 [円/kW]	「第13回調達価格等算定委員会」(2014年2月17日)より。
	系統接続費用	G [円/kW]	-	13,500 [円/kW]	「第3回調達価格等算定委員会」(2012年3月19日)におけるJPEAヒアリング結果より。
	kWあたり土地造成費	Lc [円/kW]	-	4,000 [円/kW]	「第13回調達価格等算定委員会」(2014年2月17日)より。
	面積あたり土地造成費	Lc [円/kW] / S [m <sup>2</sup> /kW]	-	267 [円/m <sup>2</sup> ]	「第13回調達価格等算定委員会」(2014年2月17日)を参考にNEDO算出。
年間経費	運転維持費	M [万円/kW/年]	0.36[万円/kW/年]	0.8[万円/kW/年]	「第13回調達価格等算定委員会」(2014年2月17日)より。
収益 (発電能力)	設備利用率	u [%]	12 [%]	13 [%]	「第13回調達価格等算定委員会」(2014年2月17日)より。
	出力劣化率	d [%/年]	-	-	「調達価格等算定委員会」の「平成24年度調達価格及び調達期間に関する意見」より。
廃棄	廃棄処理費用	建設費のf [%]	-	建設費の5 [%]	「調達価格等算定委員会」の「平成24年度調達価格及び調達期間に関する意見」より。

(備考) 太陽電池モジュールの変換効率は、「システム単価」と「設置に必要な面積」に影響する。たとえば、変換効率が向上した場合、架台物量や工事人工等の低減、造成面積・土地賃借面積の縮小によって、費用の低減が期待される。

出典： NEDO 作成

## (2) 我が国における発電コストの現状

前項の方法により、2013年現在の我が国における太陽光発電の発電コストを試算したところ、以下の結果となった。なお、表 2-7 に示すとおり、法人事業税、出力劣化率等、考慮していない変数もあるため、あくまで参考値である。

<2013年における発電コスト(参考値)>

平成25年度調達価格等算定委員会の諸元を参考にNEDO試算。

- ・住宅用システム : 23.5 円/kWh  
(システム単価 38.5 万円/kW (新築住宅導入システム) として算出)
- ・非住宅用システム : 23.1 円/kWh  
(システム単価 27.5 万円/kW (1MW 以上システム) として算出)

システム単価に差があるにもかかわらず発電コストが同等となるのは、非住宅用システムの発電コスト試算においては、住宅用システムの発電コスト試算時よりも、システム単価以外にも考慮する項目(費用)が多いためであり、初期費用としては土地造成費や系統連系費等、運転時の費用としては維持費や土地賃借料等がコスト増加要因となっている。

また、参照したシステム単価について、住宅用システムの価格分布としては図 2-21 に示すように現時点で最も安いデータを参照している。これらの発電コストは、いまだ系統電力価格以下の水準

にあるとはいえない（参考資料「Ⅲ－4. 日本国内における電力価格試算」を参照）。特に高圧や特別高圧での系統連系が多い非住宅用システムにおいては、その買電価格をいまだ大幅に上回っている状況にある。また、図 2-22 に示すように太陽光発電が他の電源との比較においても、まだ高価な電源であることは否定できない。

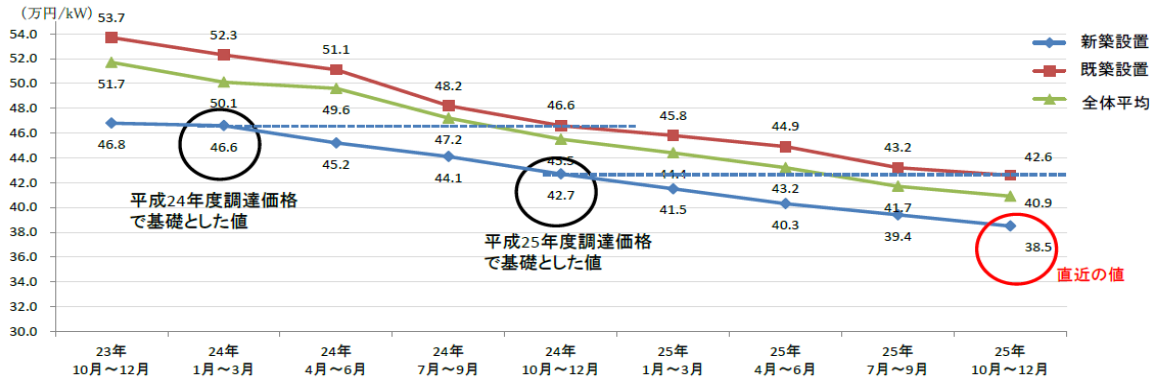


図 2-21 住宅用太陽光発電システム単価の動向

出典： 第 13 回調達価格等算定委員会 資料 2

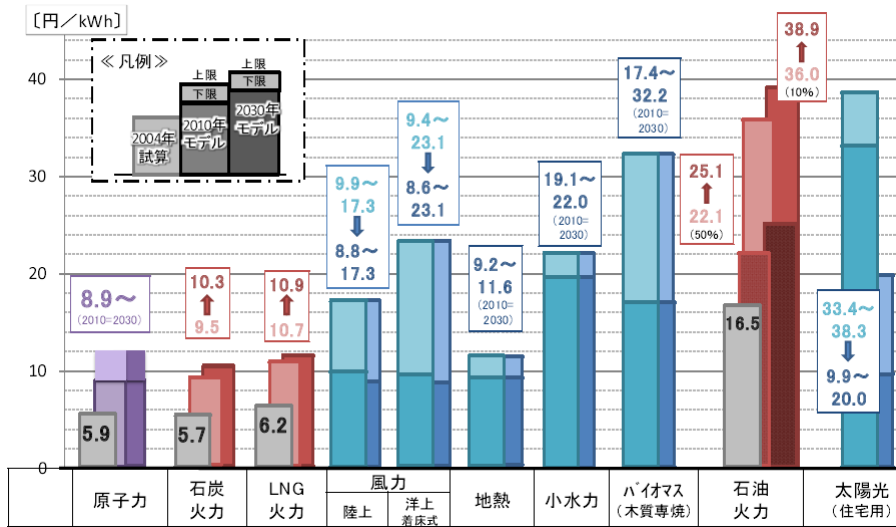


図 2-22 主な発電方式の発電コスト比較

出典： 「コスト等検証委員会報告書」(2011年12月19日, エネルギー・環境会議 コスト等検証委員会)

## 2. 7 技術開発動向

### (1) 太陽電池の性能向上 (高効率化) 技術

太陽電池モジュールの変換効率を向上させることは、太陽光エネルギーから効率的に発電電力量を得るというだけでなく、発電設備設置における物品コストや施工コストの低減、また、製造プ



プロセスにおける製造能力向上や材料コスト削減にも寄与するため、太陽光発電技術開発では重要とされているテーマである。

太陽電池は様々な種類が存在するが、実用化されているのは、主として結晶シリコン太陽電池、薄膜シリコン太陽電池、CIS太陽電池、CdTe太陽電池であり、状況は表2-8に示すとおりである。2010年までドイツに設置されたシステムに使用された各種太陽電池のモジュールの変換効率は、結晶シリコン太陽電池では平均14.5%、最大19.7%で、薄膜シリコンやCIGS等の薄膜系太陽電池では、最高はCIGS太陽電池の13%、平均値は8%であった。図2-23は、市場に投入されたもっとも効率の高い太陽電池モジュールの変換効率の変遷である。

また、研究開発段階における太陽電池セル・サブモジュールの性能状況は表2-9（2014年6月現在）に示すとおりである。

最も普及している結晶シリコン太陽電池では、技術開発によって実用上の変換効率はこの数年で2%（絶対値）程度向上し、製品レベルでもモジュール変換効率20%を超えるものが販売され始めるなど、製品技術競争は20%以上の高性能セルの量産技術の開発に移りつつある。一方、CIS等化合物太陽電池も変換効率を着実に向上させており、結晶シリコン太陽電池の効率水準にはとどかないものの、徐々にその差を縮めつつある。また、量産体制には至っていないものの今後の技術開発が期待される太陽電池として色素増感太陽電池や有機系太陽電池、Ⅲ-V族太陽電池が挙げられる。

色素増感太陽電池及び有機薄膜太陽電池は材料費や製造費の大幅な低減が期待されることから、低コスト化に有望な太陽電池と言えるものの、耐久性に課題が多く、実用化には至っていない。また、変換効率の面でも研究レベルでの小面積セルの変換効率は約14%であり、結晶シリコン太陽電池に競合していくためには、今後低コスト化と信頼性向上を両立した上での量産化が求められる。

また、Ⅲ-V族太陽電池については、多接合型の太陽電池として製造され、非常に高い変換効率を実現しているものの、製造コストが非常に高いことから、人工衛星への搭載等の特殊な使用が主であった。しかし、集光2軸追尾システムと組み合わせることによる太陽電池使用量の低減により発電コストを抑えて実用化へ近づける技術開発がなされており、直達日射光が豊富な環境や、FITによる高い買電価格等、好条件下では事業性成立の可能性があり、海外での大規模な導入事例も報告されている。現在、研究レベルでのⅢ-V族多接合型太陽電池の効率は40%（集光時）を超える結果が得られており、多くの電力量を得られる発電装置として期待されるため、その量産化技術の確立、電池製造コスト及び集光2軸追尾システムのコスト低減は引き続き実用化に向けた課題である。

表 2-8 各種太陽電池の生産状況 (2013 年現在)

種類	生産量 (シェア[%])	モジュール 効率[%]	備考	
結晶シリコン太陽電池 (単結晶、多結晶)	27.8GW (87%)	~20	<ul style="list-style-type: none"> <li>・主流の製品</li> <li>・単結晶/多結晶=約 4/6 の比率</li> <li>・技術開発で高性能化が進む (&gt;+2%)、</li> <li>・n型単結晶で高性能品(効率 20%)を超え、多結晶は擬単結晶高性能化(&gt;18%)</li> <li>・高性能ターンキー装置が普及</li> <li>・原料シリコン供給体制が進展</li> </ul>	
薄膜シリコン太陽電池	1.0GW (5.0%)	~9	<ul style="list-style-type: none"> <li>・開発段階での効率は 12%程度(研究では 16%台も)</li> <li>・光劣化が課題</li> <li>・大面積化が進むものの、性能向上が発展の鍵</li> <li>・シースルータイプ、フィルムタイプ等の特徴を活かし、他と異なる需要創出を模索</li> </ul>	
CdTe 太陽電池	2.0GW (6.0%)	~13	<ul style="list-style-type: none"> <li>・生産は FirstSolar1 社</li> <li>・開発が進展: 効率 14%台の性能。</li> <li>・低コストで価格低下を牽引(0.7\$/W 台のコスト)</li> <li>・生産拡大中</li> </ul>	
CIGS 太陽電池	0.7GW (2.0%)	~14	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ソーラーフロンティアが生産を拡大中</li> <li>・高性能薄膜として期待</li> <li>・開発段階サブモジュール&gt;17%</li> <li>・フレキシブルなど多様化も</li> </ul>	
有機系 太陽電池	有機薄膜 太陽電池	—	(セル効率) ~11	<ul style="list-style-type: none"> <li>・研究段階</li> <li>・主な課題は性能向上と耐久性向上</li> </ul>
	色素増感 太陽電池	—	(セル効率) ~12	<ul style="list-style-type: none"> <li>・研究段階</li> <li>・主な課題は性能向上と耐久性向上</li> <li>・電力用途外では商品化事例あり</li> </ul>
	有機/無 機ハイブ リッド型 太陽電池	—	(セル効率) ~18	<ul style="list-style-type: none"> <li>・研究段階</li> <li>・主な課題は性能向上と耐久性向上</li> </ul>
III-V 族系太陽電池	—	(セル効率) ~38	<ul style="list-style-type: none"> <li>・宇宙用等特殊用途で使用されている</li> <li>・集光時のセル効率は 40%以上</li> </ul>	

出典: NEDO「太陽光発電技術開発動向等の調査 平成 24 年度成果報告書」(株資源総合システム編)をもとに NEDO 作成

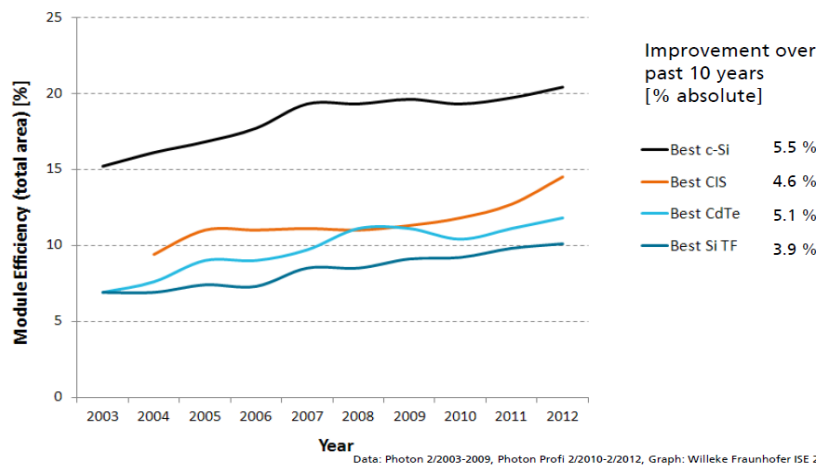


図 2-23 製品化されたもっとも効率の良い太陽電池モジュールの変換効率の変遷

出典: Fraunhofer Institute For Solar Energy Systems Ise, Photovoltaics Report(2012/12/11)

表 2-9 研究開発における太陽電池セル・サブモジュールの性能

Classification <sup>a</sup>	Efficiency (%)	Area <sup>b</sup> (cm <sup>2</sup> )	V <sub>oc</sub> (V)	J <sub>sc</sub> (mA/cm <sup>2</sup> )	Fill factor (%)	Test centre <sup>c</sup> (date)	Description
<b>Silicon</b>							
Si (crystalline)	25.6 ± 0.5	143.7 (da)	0.740	41.8 <sup>d</sup>	82.7	AIST (2/14)	Panasonic HIT, rear-junction [4]
Si (multicrystalline)	20.4 ± 0.5	1,002 (ap)	0.664	38.0	80.9	NREL (5/04) <sup>e</sup>	FhG-ISE [21]
Si (thin film transfer)	20.1 ± 0.4	242.6 (ap)	0.682	38.14 <sup>f</sup>	77.4	NREL (10/12)	Solexel (43 μm thick) [22]
Si (thin film minimodule)	10.5 ± 0.3	94.0 (ap)	0.492 <sup>g</sup>	29.7 <sup>g</sup>	72.1	FhG-ISE (8/07) <sup>e</sup>	CSG Solar (<2 μm on glass; 20 cells) [23]
<b>III-V Cells</b>							
GaAs (thin film)	28.8 ± 0.9	0.9927 (ap)	1.122	29.68 <sup>h</sup>	86.5	NREL (5/12)	Alta Devices [24]
GaAs (multicrystalline)	18.4 ± 0.5	4,011 (t)	0.994	23.2	79.7	NREL (11/95) <sup>a</sup>	RTI, Ge substrate [25]
InP (crystalline)	22.1 ± 0.7	4.02 (t)	0.878	29.5	85.4	NREL (4/90) <sup>e</sup>	Spire, epitaxial [26]
<b>Thin film chalcogenide</b>							
ClGS (cell)	20.5 ± 0.6	0.9882 (ap)	0.752	35.3 <sup>d</sup>	77.2	NREL (3/14)	Solibro, on glass [5]
ClGS (minimodule)	18.7 ± 0.6	15.892 (da)	0.701 <sup>g</sup>	35.29 <sup>g,i</sup>	75.6	FhG-ISE (9/13)	Solibro, four serial cells [27]
CdTe (cell)	19.6 ± 0.4	1.0055 (ap)	0.8573	28.59 <sup>j</sup>	80.0	New port (6/13)	GE Global Research [28]
<b>Amorphous/microcrystalline Si</b>							
Si (amorphous)	10.1 ± 0.3 <sup>k</sup>	1.036 (ap)	0.886	16.75 <sup>l</sup>	67.8	NREL (7/09)	Oerlikon Solar Lab, Neuchatel [29]
Si (microcrystalline)	11.0 ± 0.3 <sup>m</sup>	1.045 (da)	0.542	27.44 <sup>d</sup>	73.8	AIST (1/14)	AIST [9] Dye sensitised
<b>Dye sensitised</b>							
Dye sensitised	11.9 ± 0.4 <sup>n</sup>	1.005 (da)	0.744	22.47 <sup>l</sup>	71.2	AIST (9/12)	Sharp [30]
Dye sensitised (minimodule)	29.9 ± 0.4 <sup>o</sup>	17.11 (ap)	0.719 <sup>g</sup>	19.49 <sup>g,i</sup>	71.4	AIST (8/10)	Sony, eight parallel cells [31]
Dye (submodule)	8.8 ± 0.3 <sup>p</sup>	398.8 (da)	0.697 <sup>g</sup>	18.42 <sup>g,i</sup>	68.7	AIST (9/12)	Sharp, 26 serial cells [32]
<b>Organic</b>							
Organic thin film	10.7 ± 0.3 <sup>q</sup>	1.013 (da)	0.872	17.75 <sup>l</sup>	68.9	AIST (10/12)	Mitsubishi Chemical (4.4 × 23.0 mm) [33]
Organic (minimodule)	9.1 ± 0.3 <sup>r</sup>	25.04 (da)	0.794 <sup>g</sup>	17.06 <sup>g,d</sup>	67.5	AIST (2/14)	Toshiba (four series cells) [10]
Organic (submodule)	6.8 ± 0.2 <sup>s</sup>	395.9 (da)	0.798 <sup>g</sup>	13.50 <sup>g,i</sup>	62.8	AIST (10/12)	Toshiba (15 series cells) [10]
<b>Multijunction devices</b>							
InGaP/GaAs/InGaAs	37.9 ± 1.2	1.047 (ap)	3.065	14.27 <sup>l</sup>	86.7	AIST (2/13)	Sharp [34]
a-Si/nc-Si/nc-Si (thin film)	13.4 ± 0.4 <sup>t</sup>	1,006 (ap)	1.963	9.52 <sup>l</sup>	71.9	NREL (7/12)	LG Electronics [35]
a-Si/nc-Si (thin film cell)	12.3 ± 0.3 <sup>u</sup>	0.962(ap)	1.365	12.93 <sup>l</sup>	69.4	AIST (7/11)	Kaneka [36]
a-Si/nc-Si (thin film minimodule)	11.8 ± 0.6 <sup>v</sup>	40.26 (ap)	1.428 <sup>g</sup>	12.27 <sup>g,d</sup>	67.5	FhG-ISE (4/14)	TEL Solar, Trubbach Labs [13] (10 serial cells)

<sup>a</sup>ClGS, CuInGaSe<sub>2</sub>; a-Si, amorphous silicon/hydrogen alloy; nc-Si, nanocrystalline or microcrystalline silicon.  
<sup>b</sup>ap, aperture area; t, total area; da, designated illumination area.  
<sup>c</sup>FhG-ISE, Fraunhofer Institut für Solare Energiesysteme; AIST, Japanese National Institute of Advanced Industrial Science and Technology.  
<sup>d</sup>Spectral response and current-voltage curve reported in present version of these Tables.  
<sup>e</sup>Recalibrated from original measurement.  
<sup>f</sup>Spectral response and current-voltage curve reported in Version 41 of these Tables.  
<sup>g</sup>Reported on a 'per cell' basis.  
<sup>h</sup>Spectral response and current-voltage curve reported in Version 40 of these Tables.  
<sup>i</sup>Spectral response and current-voltage curve reported in Version 43 of these Tables.  
<sup>j</sup>Spectral response and/or current-voltage curve reported in Version 42 of these Tables.  
<sup>k</sup>Light soaked at Oerlikon prior to testing at NREL (1000 h, 1 sun, 50°C)  
<sup>l</sup>Spectral response reported in Version 36 of these Tables.  
<sup>m</sup>Not measured at an external laboratory.  
<sup>n</sup>Stability not investigated. References 37 and 38 review the stability of similar devices.  
<sup>o</sup>Stability not investigated. References 11 and 12 review the stability of similar devices.  
<sup>p</sup>Light soaked under 100 mW/cm<sup>2</sup> white light at 50°C for over 1000 h.  
<sup>q</sup>Stabilised by manufacturer.  
<sup>r</sup>Spectral response and current-voltage curve reported in Version 39 of these Tables.  
<sup>s</sup>Stabilised at test centre for 132 h to the 2% IEC criteria.

Classification <sup>a</sup>	Efficiency (%)	Area <sup>b</sup> (cm <sup>2</sup> )	V <sub>oc</sub> (V)	J <sub>sc</sub> (mA/cm <sup>2</sup> )	Fill Factor (%)	Test centre (date)	Description
<b>Cells (silicon)</b>							
Si (crystalline)	25.0 ± 0.5	4.00 (da)	0.706	42.7 <sup>d</sup>	82.8	Sandia (3/99) <sup>e</sup>	UNSW PERL top/rear contacts [15]
Si (large crystalline)	25.0 ± 0.7	120.94 (t)	0.726	41.5 <sup>f</sup>	82.8	FhG-ISE (2/14)	SunPower rear junction [16]
Si (large multicrystalline)	19.5 ± 0.4	242.7 (t)	0.652	39.0 <sup>g</sup>	76.7	FhG-ISE (3/11)	Q-Cells, laser-fired contacts [46]
<b>Cells (III-V)</b>							
GaInP	20.8 ± 0.6	0.2491 (ap)	1.4550	16.04 <sup>h</sup>	89.3	NREL (5/13)	NREL, high bandgap [47]
<b>Cells (chalcogenide)</b>							
ClGSS (Cd free)	20.9 ± 0.7	0.5192 (ap)	0.6858	39.91 <sup>f</sup>	76.4	FhG-ISE (3/14)	Show a Shell on glass [17,48]
ClGSS (Cd free module)	16.6 ± 0.8	660.3 (ap)	26.7	0.895 <sup>f</sup>	69.5	NREL (1/14)	Avancis (monolithic)
CdTe (thin film)	20.4 ± 0.5	0.4778 (da)	0.8717	29.47 <sup>l</sup>	79.5	New port (12/13)	First Solar on glass [18]
CZTSS (thin film)	12.6 ± 0.3	0.4209 (ap)	0.5134	35.21 <sup>f</sup>	69.8	New port (7/13)	IBM solution grow n [19]
CZTS (thin film)	8.5 ± 0.2 <sup>i</sup>	0.2382 (da)	0.708	16.83 <sup>h</sup>	70.9	AIST (1/13)	Toyota Central R&D Labs [49]
<b>Cells (other)</b>							
Perovskite (thin film)	17.9 ± 0.8 <sup>j</sup>	0.0937 (ap)	1.1142	21.8 <sup>f</sup>	73.6	New port (4/14)	KRICT <sup>k</sup> [20]
Organic (thin film)	11.1 ± 0.3 <sup>g</sup>	0.159 (ap)	0.867	17.81 <sup>k</sup>	72.2	AIST (10/12)	Mitsubishi Chemical [33]

<sup>a</sup>ClGSS, CuInGaSSe; CZTSS, Cu<sub>2</sub>ZnSnS<sub>4</sub>/Se; CZTS, Cu<sub>2</sub>ZnSnS<sub>4</sub>.  
<sup>b</sup>ap, aperture area; t, total area; da, designated illumination area.  
<sup>c</sup>AIST, Japanese National Institute of Advanced Industrial Science and Technology; NREL, National Renewable Energy Laboratory; FhG-ISE, Fraunhofer Institut für Solare Energiesysteme; ESTI, European Solar Test Installation.  
<sup>d</sup>Spectral response reported in Version 36 of these Tables.  
<sup>e</sup>Recalibrated from original measurement.  
<sup>f</sup>Spectral response and/or current-voltage curves reported in present version of these Tables.  
<sup>g</sup>Spectral response reported in Version 37 of these Tables.  
<sup>h</sup>Spectral response and current-voltage curves reported in Version 42 of these Tables.  
<sup>i</sup>Stability not investigated.  
<sup>j</sup>Korean Research Institute of Chemical Technology.  
<sup>k</sup>Spectral response and current-voltage curves reported in Version 41 of these Tables.

出典： Progress in Photovoltaics: Research and Applications Volume 22, Solar cell efficiency tables(version 44)  
 Table I ,III(2014/6)

## (2) 低コスト化技術

変換効率向上とあわせて進められているのが、セル、モジュール製造コスト低減技術や設置コスト低減技術の開発である。

最も普及している結晶シリコン型太陽電池セルの製造コスト低減技術としては、基板薄型化や切代（カーフロス）低減技術の開発等の取り組みが進められている。表 2-10 は、2008 年と 2012 年の結晶シリコン型太陽電池セルやシリコン原料の単価の変化を示したものである。2.4 で述べたとおり、近年の太陽電池価格低下の主な要因は急激なシリコン原料価格の低下と過剰生産とされるが、技術の向上による効果も少なくない。製造工程でのコスト低減には、太陽電池の要求品質を考慮したシーメンス法の操業改善によるコストダウン（de-bottlenecking 技術といわれている）や、基板工程でのキャストインゴットの大型化（250kg⇒450kg）、基板薄型化（～150 $\mu$ m）、切代低減（～140 $\mu$ m）、高生産性でスラリーが不要なダイヤモンドワイヤソーの採用等が、コストダウンに貢献している。

表 2-10 2008 年及び 2012 年の結晶シリコン型太陽電池に関する価格等の変化

項目	2008 年	2012 年
結晶シリコン太陽電池モジュール 価格	3.5～4.5 ドル/W	0.8～1.5 ドル/W
結晶シリコン太陽電池モジュール 効率	13.5～19%	14.5～20%
多結晶シリコン基板（156 角）価 格	>3.5 ドル/枚	1.0～1.5 ドル/枚
単結晶シリコン基板（156 角）価 格	>4 ドル/枚	1.5～2.0 ドル/枚
シリコン原料価格	50～100 ドル/kg	25～40 ドル/kg
シリコン原単位	7～9g/W	5.5～8g/W

出典：NEDO「太陽光発電技術開発動向等の調査 平成 24 年度成果報告書」

また、結晶シリコン型太陽電池より効率面では劣る薄膜太陽電池は、材料使用量が比較的少なく製造コスト低減が期待されることから、その製造プロセスの確立や性能向上等を目指すことにより、発電コスト低減への寄与を目指している。

太陽電池以外のコストとしては、パワーコンディショナや架台コスト、設置工事コストなどが挙げられる。パワーコンディショナについては、ダウンサイジング化等による機器コスト低減や、機器コスト以外での経済性向上への寄与として、MPPT（Maximum Power Point Tracking）制御や電力変換の機能向上による発電コスト低減、大容量化による W あたり単価の低減、変換効率向上等、さまざまな技術開発が行われている。さらに、スマート化に対応したソフト面での高機能化等も進められている。

また、架台や設置工事に関しては、架台及び基礎構造の改善、部材量の低減や軽量化、施工性の向上等により、部材費や人件費の低減努力が各社により行われている。

### (3) 信頼性向上技術

太陽光発電システムは 20～30 年もの長期間に亘る発電を期待される設備であることから、長期間安定稼働するための信頼性を確保する技術開発が行われている。特に近年では、発電事業として太陽光発電が導入されるケースも増え、期待どおりに発電電力量を獲得することが非常に重要であることから、信頼性の確保に対する関心がより高まっている。

太陽電池モジュールについては、長期的な発電電力量確保という観点に加え、太陽電池モジュールの長寿命化による発電コスト低減への貢献も期待されており、耐電圧性、耐水蒸気性、耐温度変動性、耐機械的圧力性等を向上するため、封止材やバックシートの改良等の技術開発が行われてきた。また、このような耐久性等向上技術の開発と並行して、これを評価するための技術開発や標準化に向けた取組も行われてきた。

加えて、近年導入が拡大しているメガソーラーの発電事業等では、収益源となる売電電力量の確保のため、発電電力量のモニタリング、回路やパワーコンディショナ不具合検出等、監視や保守における商品、サービスが広がっており、さらには太陽光発電システム自体の発電機能の信頼性について認証するサービス等も出始めている。

一方、大規模システムの導入拡大により新たに表面化した懸念もある。メガソーラー等では、電力ロスや配線量低減の観点から、ストリング回路が比較的高電圧に設計されるケースが多く、これに高湿度環境の条件が重なった場合に発現の可能性が高いとされる PID (Potential Induced Degradation) 現象が新たな劣化現象として近年注目を集めており、その現象解明と対策技術の開発、評価・検出技術の開発が活発化している。

### 3. これまでの NEDO の技術開発の成果とその評価

本章のポイント

- (1) 過去の NEDO プロジェクトの成果は市場創出に貢献。
- (2) 最近の開発成果によって、2020 年の発電コスト目標 14 円/kWh 達成の見通しも得られた。
- (3) これを実現するためには、さらに製造コスト低減技術の強化が必要。

#### 3. 1 過去の NEDO の技術開発

NEDO は、設立以来、太陽光発電に係る技術開発に取り組んできた。

過去の開発成果は、結晶シリコン太陽電池の効率向上、HIT 太陽電池につながったヘテロ接合界面の損失抑制技術の開発、CIS 太陽電池の事業化等、我が国の太陽光発電の産業発展に寄与してきた。こうした太陽電池製造に関する技術は、液晶ディスプレイ製造技術や半導体用ウエハスライス技術等の他分野にも展開され、太陽電池以外の技術開発でも成果をあげている。

太陽電池の発電性能評価技術開発は、屋内試験によるモジュール評価技術の高精度化と標準化、また、新型太陽電池モジュールに対応した評価技術開発に貢献し、信頼性評価技術開発では、屋内及び屋外での太陽電池モジュールの特性データ取得による劣化特性評価技術、不具合事例収集や要素技術試験等を通じた不具合発生機構検証と劣化要因抽出等、太陽電池モジュールの信頼性の事前把握や評価等に資する技術開発を実施してきた。

さらに、これらの技術を太陽光発電システムの発電電力量推定技術へ展開して精度向上を図り、また、これに用いる日射量等の基礎データは、データベースとして整備、公開され、NEDO 日射量データベースとして、広く利用されているところである。

さらに、電力系統において太陽光発電の導入が見込まれ、その多くがパワーコンディショナにより系統に連系されることから、単独運転防止機能、FRT (Fault Ride Through)、出力 (有効電力) 制御、無効電力制御等の系統運用へ貢献する機能の必要性がこれまで以上に高まっている中、NEDO が開発に貢献した単独運転防止機能と FRT は、広く世の中で利用され、電力系統接続に貢献している。

日本では、従前よりさまざまな単独運転防止機能が開発・適用され、方式の異なる単独運転状態の検出方式が混在していた。このような中、多数台連系では、単独運転検出信号が相互干渉する危険性が指摘されており、住宅用システムを対象とした NEDO の「集中連系型太陽光発電システム実証研究」(平成 14 年～平成 19 年)(群馬県太田市での 550 台の PV 連系実証)で開発した「ステップ注入付周波数フィードバック方式」が標準的な単独運転検出方法として日本電機工業会で規格化 (JEM 1498) された。また、同じく NEDO の「単独運転検出装置の複数台連系試験技術開発研究」(平成 20～21 年度)においては、「集中連系型太陽光発電システム実証研究」プロジェクト等の成果を活用して、多数台連系時の単独運転検出装置の認証に資する試験技術の確立のための技術開発研究が行われている。また FRT 要件を定め、それへの適合を判定する試験方法が確立されている。

### 3. 2 最近の主な成果

NEDO では中長期的な太陽光発電ロードマップ（PV2030、PV2030+）を策定し、これに沿った技術開発を進めてきた。その代表的な取り組みは、太陽電池の「高効率化」や「低コスト化」といった太陽電池技術の開発、これらの評価技術や信頼性向上に向けた技術開発といった共通基盤技術の開発が挙げられる。また、国内では平成4年以降に系統連系型の太陽光発電が導入されたが、近年の連系量増加に伴い新たに表面化してくる課題への対応も進めている。

#### （1）太陽電池

太陽電池についての取組としては、既に量産化に至っている結晶シリコン太陽電池や薄膜太陽電池等が対象となるだけでなく、次世代の太陽電池として色素増感太陽電池や有機薄膜太陽電池、また、超高効率の太陽電池開発も進めている。表 3-1 は平成 26 年 5 月時点での太陽電池の性能向上やコスト低減に資する主な技術開発状況である。

色素増感太陽電池及び有機薄膜太陽電池は、塗布や印刷による製造ができ、希少な材料を使わないこと等から、大幅な低コスト化が期待されており、かつ意匠性や日射強度が弱い場所でも比較的発電量を得られるといった利点があるため、NEDO では平成 24 年より実用化加速を目指した実証事業を実施している。また、効率、信頼性、耐久性の向上に向けた基礎研究も並行して進めており、特に、効率に関しては、光電変換材料にペロブスカイト材料を用いた有機系太陽電池の研究の進捗が著しい。

さらに、太陽光発電の発電コストを基幹電源並みに低減することを最終目標とした高性能太陽光発電システムの開発に向け、Ⅲ－Ⅴ族系材料による高集光多接合太陽電池や、スマートスタック技術による非集光または低倍率集光向けの多接合太陽電池開発等、革新的な太陽光発電技術開発を実施している。

こうした開発の結果、表 3-2 に示す PV2030+の 2017 年目標に対し、すでに一部達成済のものがある等、着実に開発が進んでいる。太陽電池セルにおける高効率化が開発の主流であったため、今後は製品モジュールサイズでの高効率化に向けた技術反映が期待される。また、PV2030+策定時には存在していなかった有機無機ハイブリッド太陽電池の開発が進んでいることにも留意すべきである。

表 3-1 各種太陽電池に関する NEDO プロジェクトの主な技術開発状況

太陽光発電システム次世代高性能技術の開発	
結晶シリコン太陽電池	シリコン使用量低減のため、薄膜スライス技術を開発し、基板厚さ・カーブロス共に 100 $\mu$ m を達成 (2012 年)。また、バックコンタクトセルおよびヘテロ接合技術を開発し、19.3mm 角セルで変換効率 25.1% を達成 (2014 年 3 月)。
薄膜シリコン太陽電池	シリコン使用量の少ない薄膜シリコン太陽電池の高効率化・低コスト化のため、多接合技術と高生産性大面積製膜技術を開発し、小面積多接合セルで安定化効率 12.3 % を達成 (2013 年 7 月)。また、3 接合大面積モジュール製造の要素技術を開発 (量産化達成済 (2013 年 7 月))。
CIS 等化合物太陽電池	シリコンを使用しない化合物太陽電池の高効率化・低コスト化のため、高品質光吸収層と Cd フリーバッファ層を開発し、小面積セルで変換効率 20.9% (2014 年 3 月) を達成。また、30cm 角サブモジュールで変換効率 17.8% (世界最高) を達成。
有機系太陽電池	<p>&lt;有機薄膜太陽電池&gt; シリコンを使用しない有機薄膜太陽電池の高効率化・低コスト化のため、吸収端を長波長化した p 型有機半導体と開放電圧を高めた n 型有機半導体を組み合わせ、小面積セルで変換効率 10.3% を達成 (2013 年 10 月)。また、高精度塗布技術・パターニング技術・ロール to ロール製造技術を開発し、5cm 角サブモジュールで変換効率 9.1 % を達成 (2014 年 2 月時点世界最高)。</p> <p>&lt;色素増感型太陽電池&gt; シリコンを使用しない色素増感太陽電池の高効率化・低コスト化のため、逆電子移動をブロックする新色素や、劣化の少ない電解質を開発し、小面積セルで変換効率 11.9% (2012 年 9 月時点世界最高) を達成。また、効率低下の少ない集積構造を設計し、5cm 角サブモジュールで変換効率 10.0% を達成 (2013 年 10 月)。</p> <p>&lt;有機/無機ハイブリッド型&gt; 光電変換材料に有機金属ハライドペロブスカイト材料を用いた有機系太陽電池において、2mm<math>\phi</math> のセルで変換効率 17.3% を達成 (2014 年 5 月)。色素増感との多接合セルでは 17.7% を達成 (2014 年 5 月)。</p>
革新的太陽光発電技術研究開発	
III-V 族系多接合太陽電池	将来、大幅な高効率化・低コスト化が狙える次世代型太陽電池として、III-V 族系多接合太陽電池を開発。トンネル接合抵抗の低減や受光面の電極間隔の最適化により、4mm 角セルで集光 (302 倍) 時変換効率 44.4% (2013 年 6 月) を、1cm 角セルで非集光時 37.9% (2013 年 4 月時点世界最高) を達成。

出典： NEDO 作成



表 3-2 PV2030+ におけるセル・モジュール性能目標

個別技術の開発目標	太陽電池 <sup>1)</sup>	現状	2017年		2025年		2050年
		モジュール (%)	セル (%)	モジュール (%)	セル (%)	モジュール (%)	モジュール (%)
結晶シリコン <sup>2)</sup>		～16	25	20	(30)	25	40%の超高効率太陽電池 (追加開発)
薄膜シリコン		～11	18	14	20	18	
CIS系		～11	25	18	30	25	
化合物系 <sup>3)</sup>		～25	45	35	50	40	
色素増感		—	15	10	18	15	
有機系 <sup>4)</sup>			12	10	15	15	

- 1) セルは技術の到達水準を示す指標で、研究室での小面積セル。モジュールは実用化技術段階。
- 2) 結晶シリコンは単結晶、多結晶などを区別せず、シリコン基板を用いた太陽電池として設定。
- 3) 集光時の変換効率。
- 4) 新しい太陽電池として有機系太陽電池にも開発目標を設定した。
- 5) モジュール目標を達成するために最低限必要なセルの変換効率。

出典：NEDO PV2030+

## (2) 太陽光発電システム共通基盤技術

共通基盤技術についての取組としては、前述のとおり発電性能評価技術や信頼性評価技術の開発が主として挙げられる。

発電性能評価技術開発としては、屋内試験によるモジュール評価技術の高精度化と標準化、また、新型太陽電池モジュールに対応した評価技術開発等を実施してきた。

信頼性評価技術開発としては、屋内及び屋外での太陽電池モジュールの特性データ取得による劣化特性評価技術開発、不具合事例収集や要素技術試験等を通じた不具合発生機構の解明と劣化要因抽出等、太陽電池モジュールの信頼性の事前把握や評価等に資する技術開発を実施してきた。

さらに、これらの技術を太陽光発電システムの発電電力量推定技術へ展開して精度向上を図り、また、これに用いる日射量等の基礎データを整備すること等も実施してきたところである。

## (3) 系統連系技術

今後、電力系統において太陽光発電の導入が見込まれるが、その多くがパワーコンディショナにより系統に連系されることから、下記に示すような保護機能や、系統運用へ貢献する機能を有することの必要性がこれまで以上に高まっている。

- ・単独運転防止機能
- ・FRT (Fault Ride Through)
- ・出力 (有効電力) 制御
- ・無効電力制御

等

### 3. 3 評価と課題

以上のように、各プロジェクトは PV2030+で掲げていた所期の目標を達成しつつある。結晶シリコン等では、所期の目標達成の見通しを得たと言える。

一方で、プロジェクト開始段階で設定された目標は、性能目標について偏っていたことも否定できない。2050年という長期目標を掲げた革新的太陽光発電技術研究開発はもちろんのこと、太陽光発電システム次世代高性能技術の開発もコスト低減を明確に掲げた開発項目は一部に留まっている。

PV2030+で目標に掲げた2020年が目前に迫りつつある現在、発電コスト目標達成を現実のものとするためには、さらなる開発、とくに製造コストも意識した開発をこれまで以上に強化すべきである。

また、革新的太陽光発電技術研究開発や次世代高性能技術の開発で得られた新たな知見については、2030年あるいはそれ以降の社会を支える技術となり得るかどうか、見極めを進める必要がある。

さらに、有機系太陽電池実用化先導技術開発で進める実証事業からは、有機系太陽電池の新たな開発課題も見えてくるはずであり、改めて開発の必要性等を整理する必要がある。

## 4. 太陽光発電大量導入社会における課題

### 本章のポイント

- (1) 太陽光発電の導入は加速され、大量導入社会の実現は目前である。一方で、これを確実なものとし、さらに維持するためには、解決しなければならない課題が存在する。
- (2) 従来から進める発電コスト低減はもちろん、立地制約に関する問題等、新たに顕在化しつつある課題もある。
- (3) さらに、産業競争力の観点からも、製造産業に加えてサービス産業まで含めた太陽光発電をめぐる産業基盤の強化が必要。

本章では、太陽光発電の大量導入社会実現に向けて解決すべき主な課題等を整理し、進めるべき技術開発の方向性について述べる。

### (1) 政府目標

2014年4月に閣議決定された新たなエネルギー基本計画では、「エネルギー政策の要諦は、安全性(Safety)を前提とした上で、エネルギーの安定供給(Energy Security)を第一とし、最小の経済負担(Economic Efficiency)で実現し、同時に、環境への適合(Environment)を図るため、最大限の取組を行うこと」としている。その上で、再生可能エネルギーを「現時点では、安定供給面、コスト面で様々な課題が存在するが、温室効果ガスを排出せず、国内で生産できることから、エネルギー安全保障にも寄与できる有望かつ多様で、重要な低炭素の国産エネルギー源である。」と位置付け、これまでのエネルギー基本計画で示した水準を更に上回る水準の導入を目指すこととしている。太陽光発電はこれらの観点に非常に適合するものであり、2009年の長期エネルギー需給見通しにおいて、2030年までの太陽光発電を53GW相当まで導入するという目標が設定されている。さらに、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、特に、導入までの期間が比較的短い太陽光発電システムの導入拡大への期待が高まっている。

2012年からの固定価格買取制度の開始に伴い、太陽光発電の導入が加速しているが、前述の長期導入目標を達成するためには、持続的な導入を実現する必要がある。

### (2) 達成に向けた課題

欧州における年間導入量の増減の例から、太陽光発電の導入量が国の支援策に大きく依存していることは既述のとおりである。支援策の縮小、終了によって極端に導入ペースが失速するのは、少なくともまだ事業性が成立しない発電コストレベルにあるためである。

したがって、公的支援なしで導入を進めていくためには、引き続き発電コスト低減に取り組んでいくことが最も重要であり、太陽光発電の大量導入を実現していく上での中核的な課題であると言える。発電コスト低減のためには、導入コスト(システム単価)の低減や、製造コストや施工コス

ト低減にも寄与する太陽電池の高効率化の性能向上等、様々なアプローチの技術開発を検討していく必要がある。

また、これらの初期コスト低減と同時に、太陽光発電システムが期待どおりに機能し、計画した発電量を獲得することも重要である。このことは、固定価格買取制度の開始によって、事業性が追求されるようになった現状においては特に重要であり、計画時の発電量の推定や、実働時の発電機能の発揮状況、および不具合発生時の対応等、その信頼性が強く求められている。

一方、これらの発電コスト低減の方向とは別に、近年の導入加速によって、新たな課題も顕在化してきた。それは、①適地の獲得競争による土地価格の高騰、②系統連系の許容制約による対策費用追加、及び③メンテナンス費用である。①については、固定価格買取制度開始後の瞬間的な需要の高まりに対して発生している事象とも考えられなくはないが、事業性において適した場所から太陽光発電システムが導入されていくと考えれば、徐々に土地の獲得が難しくなり、整備に必要なコストは上昇していくと予想される。②は、既に地域によっては規制等の対策が取られはじめている。③は、住宅屋根設置が主流であった過去には、あまり議論にならなかったが、発電事業を営営するためには重要な要素である。三者ともに今後のコストアップ要因となり得るため、これらの解消または軽減に向けた対応が求められる。

さらに、大量導入を支えるべき太陽光発電産業においては、従来この業界の主役であったセル・モジュールメーカーが市場価格の低下に苦しむ一方で、施工・発電事業等の川下産業が急成長しており、産業の構造が変わりつつある状況といえる。

以降では、これらの課題を次の5つに整理し、解決に向けた取組方針、開発事項等について個々に論じていく。

- 【課題1】 国民負担の増大
- 【課題2】 長期・安定な発電能力維持の必要性
- 【課題3】 立地制約の顕在化
- 【課題4】 廃棄物大量発生への対応
- 【課題5】 グローバル競争の激化

## 4. 1 【課題1】国民負担の増大

前章で示したとおり、太陽光発電のシステム単価は着実に低下し、生産量・導入量も拡大している。しかしながら、依然、市場拡大を支えているのは固定価格買取制度であり、欧州の例などによれば、買取価格の低下は導入量の減少を招く可能性がある。

我が国の固定価格買取制度では、買取費用を電気料金と合算して回収する再生可能エネルギー賦課金で賄う仕組みとなっている。2014年度の我が国の標準家庭における賦課金負担は約0.75円/kWhとされているが、太陽光発電を始めとする再生可能エネルギーの普及が進めば、今後賦課金が増加し、国民負担の増大が見込まれる。

2000年から固定価格買取制度を開始し、累積導入量が32.4GWに達しているドイツ（2012年末現在）では、表4-1に示すように日本の再生可能エネルギー賦課金に相当するサーチャージ費用が、5.28ユーロセント/kWhに達している。

電力需要家の負担を抑えつつ、持続的な導入普及を実現するためには、買取価格を引き下げても導入した者が利益を得られるような「発電コスト」を実現することが必要である。

表 4-1 再生可能エネルギー賦課金（日本とドイツの現状）

	日本		ドイツ
	2013年度	2014年度	2013年
賦課金単価（円/kWh）	0.40	0.75	6.494 (5.28ユーロセント/kWh)
標準家庭の負担水準 (300kWh/月使用)（円/月）	120	225	1,943 (15.8ユーロ/月)

注) 金額は、全国平均。1ユーロ123円で換算。  
資源エネルギー庁：ニュースリリース（平成25年3月29日、平成26年3月25日）  
ドイツの値はエネルギー白書2013

## 4. 2 【課題2】長期・安定な発電能力維持の必要性

過去数年間に亘る厳しい価格競争の結果、製造コストを引き下げするために、製品の品質低下を招いているのではないかと指摘がある。太陽光発電は長期間稼働させることを前提に事業性を検討しているため、その信頼性は普及の大きな鍵を握る。

従来、メンテナンスフリーと言われていた太陽光発電であるが、現実的には、維持・運転費用は無視できない。とくに大規模発電システムの場合は事業性に影響するため、正常運転を保持するための対応は必要ではあるものの、それが結果として事業性を圧迫することとなるのは本末転倒である。こうした費用を抑制するため、機器の信頼性向上や維持方法の向上は重要である。

また、太陽電池は、長期的な使用において経年劣化により徐々にその出力を低下させる傾向がある一方、急激に出力低下を招く劣化現象も存在し、その一つとして近年注目されているのがPID現象（下記参照）である。これに対応した太陽電池モジュールの技術開発なども行われているところではあるが、PID現象を完全に再現するための試験方法はまだ確立されておらず、開発技術の実効性をどのように検証するかが一つの課題となっている。このように、製品自体の信頼性を向上させると同時に、これを精度よく検証、評価するための手法の検討も並行して行なっていく必要がある。

### <参考1> PID (Potential Induced Degradation) 現象

太陽光発電を普及拡大させるには、長期に亘って、導入時に想定した発電量を得ることができる「信頼性」の確保が必要である。しかしながら、近年、大規模太陽光発電設備で PID (Potential Induced Degradation : 電圧誘起出力低下) 現象と呼ばれる急激な出力低下が発生し問題となっている。PID 現象が発生すると収益に大きな影響を及ぼすため、PID 現象の発生を防ぐ技術の開発が求められている。

こうした信頼性に対する関心の高まりを受けて、様々な評価試験が行われている。

図 4-1 は、ドイツのフラウンホーファー研究所が、太陽電池メーカー 13 社の製品を対象に独自の PID 現象再現試験を実施した結果である。13 社のうち 4 社の製品は試験環境下で出力保持することが確認されたが、他の製品は出力低下が見られる結果となった。また、図 4-2 は、一般財団法人電気安全環境研究所研究事業センター、佐賀県工業技術センター及び独立行政法人産業技術総合研究所が行った試験結果である。ここでいうチャンバー法は、高温高湿試験槽で最大許容システム電圧を持続的にかけ続ける試験法、水張り法は、水をモジュール受光面に張り、樹脂フィルムで水の蒸発を押さえた状態で最大許容システム電圧を持続的にかけ続ける試験法を差す。試験の結果、出力低下が生じた太陽電池モジュールがあったが、試験法の違いにより、それぞれ結果も異なっている。

このように、PID 現象を再現するための様々な取り組みがなされているが、自然環境下で長期間使用される太陽電池モジュールの劣化現象には様々なものがあり、それら全てを再現できる適切な試験方法は確立されていない。

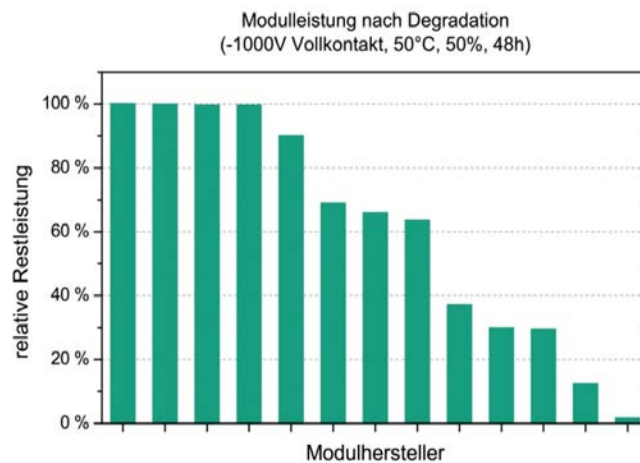
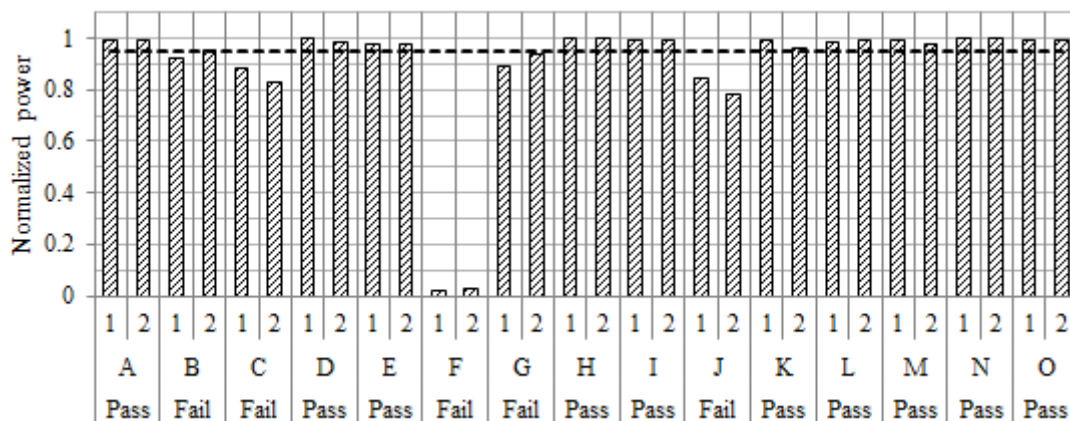
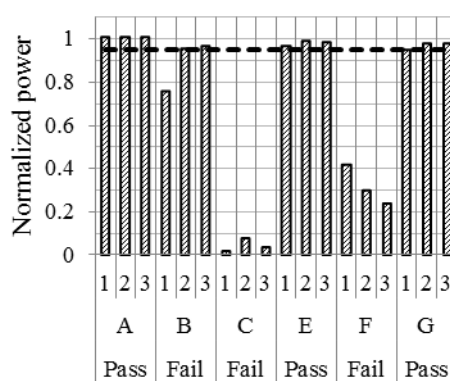


図 4-1 PID 現象再現試験の実施例 (1)

出典： Fraunhofer、2012 年 6 月 11 日プレスリリース



(a) チャンバー法による試験後出力



(b) 水張り法による試験後出力

図 4-2 PID 現象再現試験の実施例 (2)

出典：増田幸治 他，市販太陽電池モジュールによる Potential Induced Degradation 試験の系統比較，太陽エネルギー，Vol.39, No.1 (2013), pp.100-100

<参考2>経年劣化による発電コストへの影響

太陽電池モジュールの経年劣化は太陽電池の種類やセル特性、モジュール化技術、さらには使用環境等によっても異なってくるが、仮に0.5%/年、1%/年、2%/年で出力劣化が進んだ場合の非住宅システムを対象として発電コストの影響を試算し、「2.6 太陽光発電の発電コスト」で示した劣化を考慮しない試算と比較したところ、表 4-2 に示す結果を得た。

大幅な出力劣化が発生し、これが長期にわたって進行すると、その収益性を著しく悪化させるため、そのロスを抑制することで収益性を保持できる範囲での製品の信頼性向上や、運用時の維持対応などが求められる。

表 4-2 劣化率による発電コストへの影響試算

劣化率	発電コスト	リファレンスケースとの差
0%/年（リファレンスケース）	23.1 円/kWh	—
0.5%/年	24.2 円/kWh	4.8%増
1.0%/年	25.4 円/kWh	10.0%増
2.0%/年	27.8 円/kWh	20.3%増

出典： NEDO 作成

### 4. 3 【課題3】立地制約の顕在化

太陽光発電の導入は加速しているが、導入ポテンシャルは無限ではない。土地コストの上昇も指摘され始めた。さらに、系統接続許容量の限界という根本的な課題も顕在化してきた。

#### （1）導入ポテンシャル

現状における太陽光発電の主な導入形態は、住宅屋根への設置や、平坦地での地上設置などである。この理由として、前者はサプライチェーンが既に確立されていること、後者は工事費が比較的安いことが挙げられる。特に、固定価格買取制度下で収益性が非常に重視されることから、導入コストの安い場所から導入が進んでおり、既にメガソーラー用地確保の競争が熾烈化していることが報道されているように、現在の概念でのメガソーラー事業における「適地」は不足していくことが予想される。

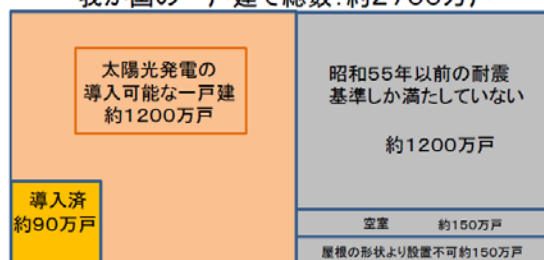
既存の導入ポテンシャル調査で導入先としての物理的導入先となりうるスペースは大きい事が報告されているが、導入先として積極的に選定されにくい状況にある。

図 4-3 に示すように住宅に関しては、その潜在的な導入ポテンシャルが約 2700 万戸、そのうち太陽光発電の導入可能な 1 戸建は約 1200 万戸であり、導入可能容量の上限は概ね推計が可能である。残りのうち、約 1200 万戸については、住宅の耐震強度の問題から導入可能先とはならず、建て替えられるか、太陽電池モジュールの軽量化や設置技術の改良などが達成されない限り、これらの住宅を導入先とすることによる導入ポテンシャル拡大の余地はない。

また、導入可能な住宅すべてに導入されるわけではないため、今後導入に向けて課題抽出・対策検討を進め導入可能戸数を増加させておくことが、太陽光発電の導入を促進していくうえで必要である。



### 我が国の一戸建て総数:約2700万戸



日本全国に約2700万戸ある1戸建てのうち、約1200万戸は昭和55年以前の耐震基準であるため、重い太陽光パネルを屋根に設置することが困難であると仮定。また、150万戸は空室であるため太陽光パネルが設置されないものと仮定。150万戸は屋根の形状(例えば急な角度の屋根)により設置困難であると仮定。こうした仮定の下で推計すると、日本全国で太陽光パネルを設置可能な一戸建ては約1200万戸。そのうち、現時点で90万戸に導入済み。

図 4-3 住宅用太陽光発電の導入ポテンシャル

出典：第1回調達価格等算定委員会（2012年3月6日）資料7

## (2) 土地コストの上昇

これまで住宅用システムが中心であった我が国においても大規模太陽光発電所の設置が進んでいる。しかし、導入が進むにつれて、賃借料を必要としない所有地への設置から、借地の活用事例が増加していくことから、土地造成費用や系統連系費等の初期コストがあまり掛からない適地の土地賃借料の上昇が指摘されている。また、初期コストがあまり掛からない適地が少なくなれば、土地造成費用や系統連系費等の初期コストが掛かる土地への設置をせざるを得なくなる。土地造成費用や系統連系費等の初期コストの上昇は、今後の導入拡大を減速させる可能性がある。

第13回調達価格等算定委員会（2014年2月17日）「最近の太陽光発電市場の動向及び前回のご指摘事項について」より

### 土地賃借料について

「土地賃借料を計上している設備に限って平均値を算出すると、年間235円/㎡と平成25年度調達価格の算定の根拠とした値よりも高い水準であったが、遊休工業用地の転用で工業用地単価での算定となり突出して高額となった年間3,270円/㎡の案件などの極端なケースもあり、中央値で見ても年間150円/㎡程度、もっとも頻度の高いデータを見ると、従来の想定と同じ、年間150円/㎡であった。」

### 土地造成費について

「500kW-1,000kWの区分では全体の4割強、1,000kW以上の区分では全体の6割程度の案件で、土地造成費の計上が確認され、その全体の平均値は、平成24年度・平成25年度調達価格の算定の基礎とした0.15万円/kWよりも高い、0.97万円/kWとなった。ただし、分布図で見ると、極端に土地造成費用が高い案件などが一定程度存在することが全体の平均値を高めていることから、その中央値をみると、0.4万円/kWであった。」

### (3) 系統接続の制約の顕在化

太陽光発電のような天候による電圧変動のある電源が大量に接続された場合、安定した電力供給に支障を来す可能性があり、欧州ではそのような例がすでに発生し問題化している。

我が国においても、北海道における大規模太陽光発電の接続については限界に近づきつつあるとされる。図 4-4 に都道府県別の導入予定量（固定価格買取制度、認定設備容量）を示す。特定地域に導入が偏っている様子が分かる。

こうした状況を踏まえ、資源エネルギー庁および北海道電力では、①接続可能量拡大のための特定地域に限った接続条件の改正、②大型蓄電池の変電所への世界初導入による再エネ受け入れ枠の拡大、③電力システム改革に則った広域系統運用の拡大、の対応策をとることとした。（平成 25 年 4 月 17 日資源エネルギー庁ニュースリリース「北海道における大規模太陽光発電の接続についての対応を公表します」）。

同ニュースリリースでは、沖縄について「再生可能エネルギーの接続量に限界が生じやすい」ことが示唆されており、資源エネルギー庁および沖縄電力では、①大型蓄電池の設置による接続可能量の拡大、②接続可能量拡大に向けた送電網実証事業、の対応策をとることとしている（平成 25 年 12 月 3 日資源エネルギー庁ニュースリリース「沖縄本島における太陽光発電の接続についての対応を公表します」）。

また、配電用変電所において、当該変電所から供給している電気の量を、当該変電所に流れてくる電気の量が上回る事態（バンク逆潮流）が発生し得るケースも増えており、これを回避するための対策に要する費用負担が求められる可能性も出てきた（2013 年 5 月 31 日経済産業省「電気設備の技術基準の解釈の一部改正（バンク逆潮流制限に係わる規定）について」）。

電力会社毎のバンク逆潮流制限への対策に伴う事業者費用負担の額を表 4-3 に示す。

このように、現在主流の太陽光発電の形態では、どこでも設置、系統接続できるわけではなく、比較的安価に系統接続できるような適地は徐々に減少していくものと想定される。

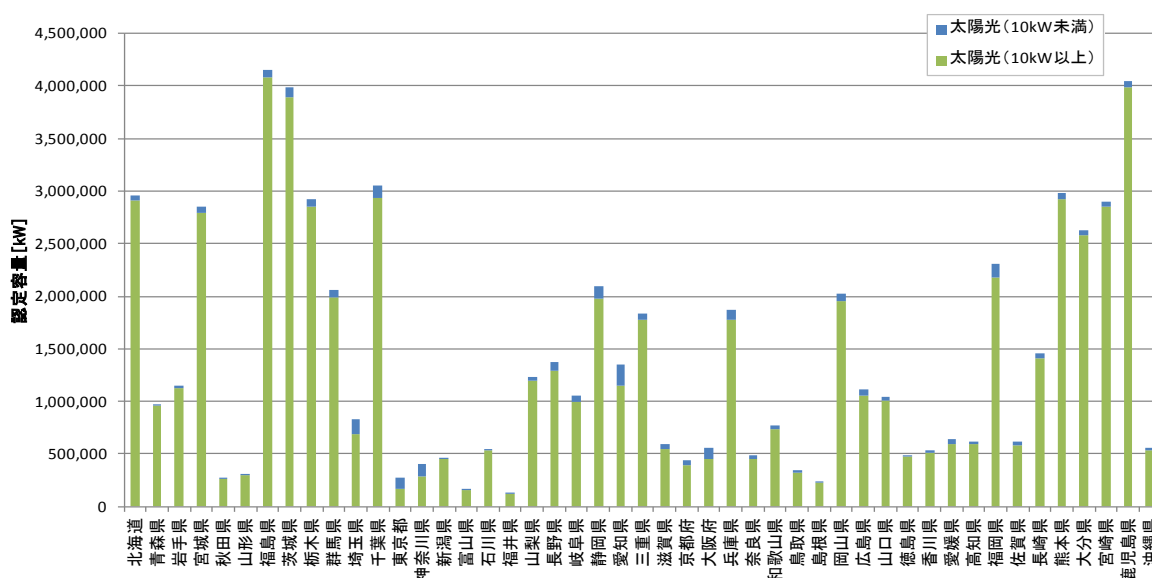


図 4-4 2014 年 3 月末時点での都道府県別設備認定容量

出典：資源エネルギー庁 HP([http://www.enecho.meti.go.jp/category/saving\\_and\\_new/saiene/kaitori/dl/setsubi/20](http://www.enecho.meti.go.jp/category/saving_and_new/saiene/kaitori/dl/setsubi/20))

表 4-3 バンクの逆流制限への対策に伴う事業者費用負担（工事費負担金単価）

電力会社	工事費負担金単価（円/kW）
北海道電力(株)	3,255
東北電力(株)	3,675
東京電力(株)	1,995
中部電力(株)	3,675
北陸電力(株)	2,730
関西電力(株)	2,835
中国電力(株)	3,675
四国電力(株)	3,465（消費税等相当額を含む）
九州電力(株)	1,260（消費税等相当額を含む）
沖縄電力(株)	3,465

出典：各電力会社 HP をもとに NEDO 作成

#### 4. 4 【課題 4】 廃棄物大量発生への対応

太陽光発電は、平成 16 年には国内累積導入量 1 GW を達成、平成 24 年には住宅用太陽光発電システムの国内導入件数が 100 万件を突破、平成 24 年 7 月の再生可能エネルギーの固定価格買取制度開始によって、導入はさらに加速し、今後もさらに大幅な普及と拡大が見込まれる。一方で、大量導入が実現すると、使用済みの太陽光発電システムが大量発生することが予想される。使用済み設備の量については様々な試算が行われているが、例えば、非住宅分野の発電設備が固定価格買取制度の買取期間終了時に一斉に廃棄されるとすれば、平成 25 年度に運転開始した非住宅分野の 5.7GW の設備は、20 年後に使用済み設備として廃棄されることになる。（実際には、20 年以上使用されると考えられる。）

以上のことから、太陽光発電の健全な普及と拡大のためには、使用済みのシステムを適正に処分可能な手段や社会システムを確保することが重要であり、政策としても、「電気事業者による再生可能エネルギー電気の調達に関する特別措置法」の附帯決議において、「耐用年数経過後において大量の廃棄物の発生を防ぐ観点から、設備のリサイクルシステム構築等、早急に必要な措置を講ずること」が求められている。

これに対し、我が国ではリサイクル処理技術に関する取り組みが一部存在するものの十分ではなく、太陽光発電のさらなる普及を図るためには、リサイクル処理技術の実用化を着実に進めるとともに、撤去・回収・分別等においても低コスト化技術の有効性や実現可能性を検討することが必要である。

#### 4. 5 【課題 5】 グローバル競争の激化

「2.5 太陽光発電における産業構造の変化」でも述べたように、国内における固定価格買取制度開始の影響をはじめとして、太陽光発電市場に新規参入する事業者が増えている。異分野からの参入も多い。

これまで太陽光発電を支えてきた、セル・モジュールメーカーも発電事業への展開を急いでいる。これには、太陽電池モジュールの低価格化の進展が影響している。表 4-4 に太陽光発電分野の市場規模の推移を、図 4-5 に伸び率の推移を示す。加減速はあるものの市場成長を続けていると評価できる

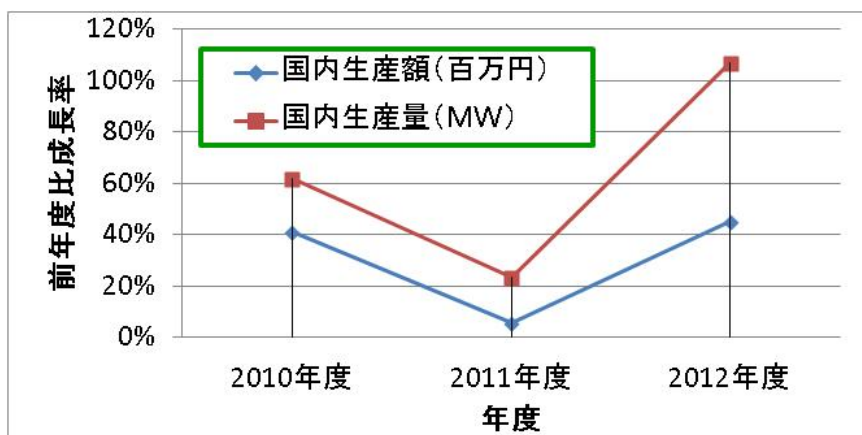
が、生産量・出荷量の伸びに比べ、生産額・出荷額の伸びが小さい。これは、「セル・モジュールを作って売る」市場に依存しているのは、事業の成長にいずれ限界が来ることを示唆しているとも言え、第2章で述べた川下展開を進める企業の動きを裏付けている。

**表 4-4 太陽光発電分野の市場規模**

	2010年度 実績		2011年度 実績		2012年度 見込		2013年度 予測
	額/量	成長率	額/量	成長率	額/量	成長率	
国内生産額（百万円）※1	914,298	41.1%	964,718	5.5%	1,398,538	45.0%	増加
全出荷額（百万円）※1	1,014,754	39.1%	1,011,048	▲0.4%	1,539,835	52.3%	増加
国内生産量（MW）※2	895	62.0%	1,102	23.1%	2,281	107.1%	
全出荷量（MW）※2	2,539	52.2%	2,686	5.8%	4,371	62.8%	

出典：※1 2012年度 一般財団法人光産業技術振興協会 技術情報レポート

※2 太陽光発電協会統計資料



**図 4-5 太陽電池製造業の生産量/額の伸び率**

出典：NEDO 作成

## 5. 太陽光発電の目指すべき姿

### 本章のポイント

- (1) 発電コストの低減を進めて 2020 年に 14 円/kWh、2030 年に 7 円/kWh を実現し、消費者に選択されるエネルギー源となることで、自立的に普及する再生可能エネルギーとなることを目指す。
- (2) 分散型エネルギーシステムにおける昼間のピーク需要を補う等、エネルギー供給源として重要な役割を果たす。
- (3) 多様な使い方で高付加価値事業を創出。新たな市場を開拓。

我が国のエネルギー安定供給の確保や、環境性への適合の観点から、再生可能エネルギーの導入拡大を進めることは非常に重要である。ところで、地熱を除く再生可能エネルギーは、そのエネルギー源を太陽に依存している。さらに風力や水力、バイオマスなどのエネルギー源は、太陽からのエネルギーを何らかの形で蓄積したものとなっているのに対して、太陽光発電は、太陽から光の形で送られてきたエネルギーを瞬時に電気エネルギーに変化させ利用する点、また一旦機械的エネルギーに変換しないという点で、他の再生可能エネルギーと性格を異にしている。

このような特徴を持つ太陽光発電は、再生可能エネルギーの中でも地域偏在性が少なく、国民誰もが参加できる発電手法であり、先行的に導入が進んでいるエネルギー源であるが、既述のように課題があることも事実である。引き続き太陽光発電システムの導入を適正に実現するには、その特性を十分に理解し、また、その特長を活かした形態を模索していくことで、エネルギー供給量を着実に拡大していく事が求められる。

表 5-1 太陽光発電の特性

利点	課題
<ul style="list-style-type: none"> <li>●エネルギー源は太陽光のみ。日照があれば、どこでも発電可能 ⇒純国産エネルギー源 (太陽光以外の「光」でも発電可能。)</li> <li>●発電時に CO2 を排出しない。騒音もない、静かでクリーンなエネルギー源 (低炭素)</li> <li>●一般に資源制約がない。</li> <li>●規模が発電性能にほぼ影響しない               <ul style="list-style-type: none"> <li>・機器及び設備は、小規模から大規模まで設計可能 (用途に合わせることで、どこでも設置が可能)</li> </ul> </li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>●発電コストが高い。               <ul style="list-style-type: none"> <li>・発電効率が低い。 (光電変換の効率は 10~20%)</li> <li>・設備利用率も他の電源に比べて低い。</li> <li>・エネルギー需要によっては、設備を設置するために大面積が必要 (発電コストが高い一因)</li> </ul> </li> <li>●時間帯や天気によって出力が変動する。</li> <li>●太陽光のエネルギー密度が低い (発電コストが高い一因) ほか、場所によって得られる総エネルギー量に差がある。</li> <li>●結晶シリコン系等の主流太陽電池の製造では、特殊環境 (高温環境や真空環境等) と大量のエネルギーが必要。(製造コストが高い要因)</li> </ul>

したがって NEDO では、太陽光発電が選択的に導入されるよう経済性や多様性を高め、エネルギー供給量を着実に増加させていくことを目標に技術開発を進めていく。その際に描く「発電コスト」

と「導入形態・用途」は以下の通りである。

○ 発電コスト

現在の「非住宅用システム」は、主として系統への電源供給（売電）を目的として設置されている。太陽光発電が系統に接続される「電源」として定着するためには、従来型電源と比べて遜色無い発電コストを目指すべきである。非住宅用システムの利用方法として電力の自家消費を考えたとき、買電電力料金よりも低い発電コストが実現できれば、導入メリットが生じる。すなわちグリッドパリティの考え方である。2012年の電力料金は、全国平均で15.7円/kWhで東京電力、中部電力、沖縄電力を除けば、14円/kWh台である。そこで、2020年の発電コスト目標を14円/kWhとする。

さらに2030年には、発電事業者にも選択される電源となるべく、従来型火力発電並あるいはそれ以下となる発電コスト7円/kWhを目指すこととする。

これらの値は、第2章で述べた算出方法によるものであり、過去NEDOが掲げていた目標の考え方では、2020年目標、2030年目標、それぞれ7円/kWh台、3円/kWh台に相当する。

○ 太陽光発電の導入形態・用途

太陽光発電の本来の特性を考えれば、発電事業以外の用途も広がる。用途にあった発電能力や要求特性を満たすことができれば、新たな市場の創出も可能である。実際、有機系太陽電池や薄膜太陽電池には、軽量、着色等の意匠の優位性、フレキシブル、低照度でも発電可能等の特性を有するものが開発されつつある。

これらを生かし、利用形態の多様化が進められるべきである。また、新しい低コスト設置技術の開発によって、以下のような様々な発電市場を開拓することが可能となる。また、こうした新しい設置環境での発電が可能になることで、需要に近接した場所での発電機会が増え、系統依存の程度を低減することも期待できる。

- 住 宅：ゼロ・エミッション・ハウス（ZEH）を実現
- 中 規 模：公共・産業設備（屋根置き、地上置き）、ゼロ・エミッション・ビル（ZEB）、（屋根置き、壁面設置、BIPV）、農地や多目的での設置拡大。
- 大 規 模：発電予測等系統サポート技術が整備、発電に貢献。リプレイス需要も。
- そ の 他：水上、傾斜地等、従来は適地ではないとされてきたところ場所。

## 6. 太陽光発電開発戦略

本章のポイント

- (1) 引き続き発電コスト低減を推進。2020年には非住宅分野で業務用電力価格並となる14円/kWhを実現すべく、結晶シリコン太陽電池のヘテロ接合技術やバックコンタクト技術の向上等の技術開発を加速。さらに、基幹電源並の発電コストとなる7円/kWh（ジェネレーションパリティ）を2030年に達成するため、多接合型高効率太陽電池や新材料を用いた有機／無機ハイブリッド型太陽電池等の開発も進める。住宅分野では、蓄電池やHEMS（Home Energy Management System）等と組み合わせた価格でも導入意欲が湧く発電コストを目指す。
- (2) また、発電システムとしての信頼性を向上するとともに、リサイクルシステムを構築する等の大量導入社会を支える基盤技術の開発を進める。
- (3) さらに、産業の川下展開や利用形態の多様化、高付加価値技術の創出によって市場の拡大、競争力強化を目指す。

本章では、5つの課題それぞれに対し、開発の方向性を提示する。

特に、発電コスト低減目標については、非住宅システム（設備容量10kW以上）と住宅システム（同10kW未満）の「発電コスト低減のシナリオ（ロードマップ）」を示す。

### 6. 1 発電コスト低減に必要な取り組み

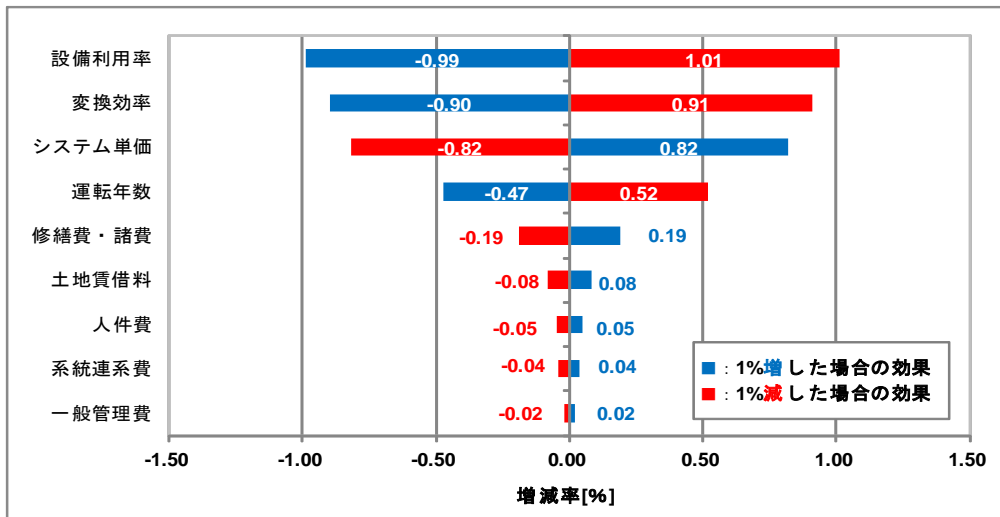
本節では、発電コストの構成要素を分析し、発電コスト低減に有効な要素を見出し、発電コスト低減のシナリオを示す。

#### (1) 発電コスト低減の方策

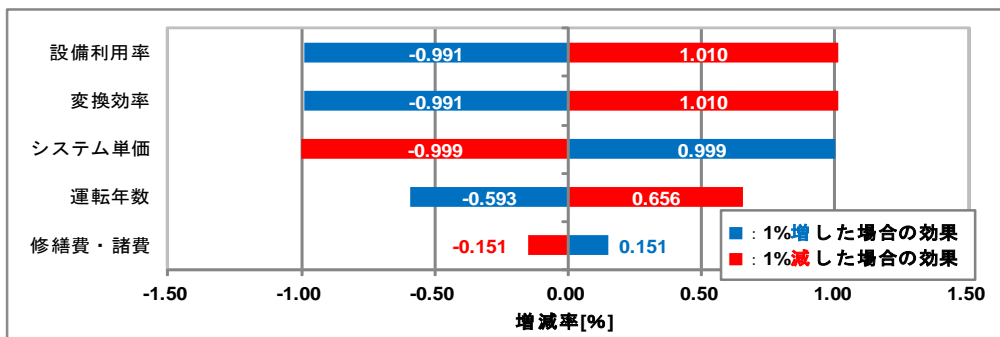
太陽光発電の発電コストの低減に必要な対策を検討するため、2012年度の調達価格等算定委員会で示された試算条件を参考に、入力パラメータ毎の発電コストに対する感度分析を行った。結果を図6-1に示す。

なお、本感度分析では、各項目をそれぞれ±1%した際の発電コストを算出し、ベースの発電コストに対する増減率を算出した。（「年」単位で計算している運転年数は、1年未満の微小変化の考察が困難であるため、±5%（±1年）増減した際の発電コストを算出し、ベースの発電コストとの差を5分の1し、増減率を算出した。）

感度分析の結果からは、「設備利用率の改善」、「変換効率の向上」、「システム単価の削減」、「運転年数の長期化」、「修繕費の削減」の順に太陽光発電の発電コスト低減に有効であることが分かる。なお、コスト構造は年々変化するので、感度分析は、状況変化が生じれば再度分析するべきものである。



(a) 非住宅用システム



(b) 住宅用システム

図 6-1 感度分析の結果

出典：NEDO 作成

以下、感度の高い（発電コスト低減への寄与が大きいと考えられる）パラメータ毎に発電コスト低減の可能性を検討する。

### ①設備利用率

設備利用率は、設備利用期間中、対象設備が定格出力（※）で運転したと仮定して得られる発電電力量に対する実際の発電電力量の割合であり、対象設備の発電性能を評価する指標の一つである。発電コストを議論するためには、運転年数の期間を通じた設備利用率を議論しなければならない。ここでは、それを明確にするため、「平均設備利用率」と言うこととする。

※ ここで、対象設備を系統接続する一般的な太陽光発電設備とすれば、ここでの定格出力とは、パワーコンディショナの定格出力である。

太陽光発電システムの想定する設備利用期間（運転年数）を 20 年とすれば、その期間の平均設備利用率は以下の式 6-1 で算出される。

$$\text{平均設備利用率[\%]} = \{ \text{総発電電力量[kWh]} \div (\text{定格出力[kW]} \times 8760[\text{h/y}] \times 20[\text{y}]) \} \times 100 \quad \dots \text{(式 6-1)}$$



太陽光発電の定格出力は、規定された基準状態（STC：Standard Test Conditions）での測定値をもって決定されるため、たとえば日射条件が基準状態よりも優れた場所にシステムを設置すると出力が増加し、設備利用率が向上する。（海外等、日射条件が異なる場所の発電コストと比較する場合は、この点に留意する必要がある。）また、日射条件のみならず、太陽電池モジュールや周辺機器の高効率化、太陽電池モジュールや周辺機器等もあわせた太陽光発電システム全体の設計最適化、太陽電池モジュールの発電性能劣化率を低減することなどの技術的対策によって、平均設備利用率を向上することも可能である。（例えば、設置するモジュール出力に対して、システム出力を小さくすることで、システムの設備利用率向上を図る例もある。）

さらに、実際の発電事業では、発電設備全体の信頼性を向上させ、発電出力の長期的な低下（劣化）や故障・不具合によるシステム停止時間の短縮（原因の早期発見と復旧）なども平均設備利用率向上の重要な要素となる。また、将来的には蓄電システムとの連携も考慮すべきと考えられる。図 6-2 右表に、設備利用率向上に有効な技術例を示す。

このように、大別すると日射条件等の設置環境と、機器性能やシステム設計等の技術力が発電電力量に影響し、設備利用率の値として表現されるが、図 6-2 に示すように複雑に関係する要素を把握し、日射環境の優れた場所の選定だけではなく、太陽電池をはじめとした個々の技術の向上とシステム全体の最適化を図ることが、発電量の増大（設備利用率の改善）、すなわち発電コスト低減へ寄与することとなる。

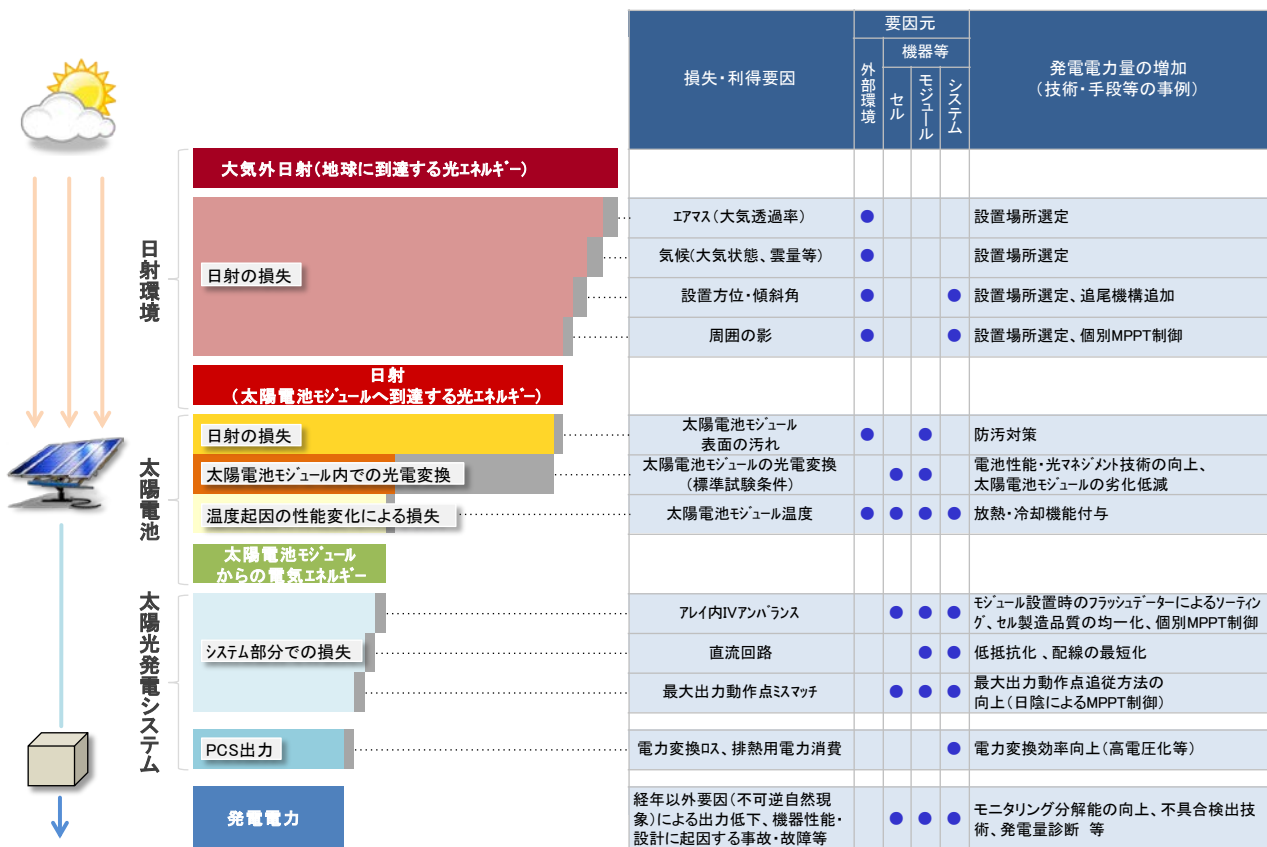


図 6-2 太陽光発電システムにおけるエネルギー損失の構造と発電電力量増大の方策例

出典：NEDO 作成

図 6-2 に示した方策の他にも、下記のような平均設備利用率向上に寄与する技術がある。

- ・ 太陽電池モジュールやパワーコンディショナをはじめとする太陽光発電システム構成機器の性能低下のメカニズム解明とそれに基づく性能低下率の低減技術
- ・ 太陽光発電システムの最適設計に具体的指針を与えるための太陽電池モジュールの発電量定格評価技術、および太陽光発電システムの発電量評価技術
- ・ 太陽電池モジュールの定格出力や発電量定格を定量的かつ高精度に評価するための基礎となる基準太陽電池校正技術の高精度化技術
- ・ 多様な構成機器や設置形態に対応した太陽光発電システムの最適設計技術
- ・ 太陽光発電システムの性能低下や故障を早期に検出する監視技術やその部位を特定するための現地検査技術
- ・ 低日照条件における変換効率向上技術

## ②変換効率の向上

変換効率向上は、発電コスト低減に大きく寄与する。このため、世界中の企業、研究機関が変換効率向上技術を競っている。

なお、変換効率向上による発電コスト低減は、得られる発電電力が増えるという直接的なもののほか、単位発電量当たりの必要面積の低減によるモジュール・BOS (Balance of System) などの初期費用、土地賃借料などの運転維持費等のコスト削減などにも有効である。一般に変換効率向上に有効とされる技術を表 6-1 に示す。

しかしながら、変換効率の高い太陽光発電セル・モジュールは、一般にその製造コストも高くなることから、システム単価が上昇しがちである。当然のことながら、発電コスト低減のためには、変換効率の向上とシステム単価の低減をバランス良く実現しなければならない。

表 6-1 太陽電池モジュールの開発課題（主として変換効率向上に寄与する技術）

対象分野	主として変換効率に寄与する技術の例
結晶 シリコン	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ 超高効率セル構造（バックコンタクト技術、ヘテロジャンクション技術、ナノ構造等）</li> <li>・ 表面構造（反射防止、光閉じ込め、低反発テクスチャ、光マネジメント、材料開発）</li> <li>・ 電極構造（選択電極構造、新構造、低再結合）</li> <li>・ 高効率裏面接合型セル構造</li> <li>・ 高効率ヘテロ接合セル構造とパッシベーション</li> <li>・ 低再結合コンタクト構造、n型基板pn接合形成</li> <li>・ 裏面低再結合フラット（テクスチャレス）構造</li> <li>・ 高品質結晶シリコン材料（結晶シリコン成長技術）等</li> </ul>
薄膜 シリコン	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ アモルファスシリコン太陽電池の安定化効率改善</li> <li>・ 微結晶シリコン太陽電池の高性能化</li> <li>・ 高度光閉じ込め技術</li> <li>・ 多接合デバイス技術</li> <li>・ 透明導電膜の改善</li> </ul> 等
C I S	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ 高効率セル構造のための新材料開発（ワイドギャップ材料等）</li> </ul> 等
III-V族系	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ 新規材料探索</li> <li>・ 多接合化</li> </ul>
有機系	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ 高性能化、高耐久性のための新素材開発（ペロブスカイト等）</li> <li>・ 多接合化</li> <li>・ 低日照条件下での変換効率評価</li> </ul> 等
共通基盤	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ (モジュール化技術) 裏面配線モジュール構造</li> <li>・ 先進的光マネジメント</li> <li>・ 波長変換技術</li> <li>・ 集光技術</li> </ul> 等

出典： NEDO 平成 24 年度成果報告書「太陽光発電技術開発動向等の調査」((株)資源総合システム作成)、及び企業・大学へのヒアリング結果をもとに NEDO 作成

### ③システム単価の低減

引き続き、システム単価低減の取り組みも必要である。他の性能を向上させつつ、セル、モジュール等のデバイスコスト、BOS コスト、製造コスト及び工事コスト等を低減させなければならない。

一般にコスト低減に有効とされる技術を表 6-2 に示す。

**表 6-2 太陽光発電システムの開発課題（主としてシステム単価低減に寄与する技術）**

対象分野	主としてシステム単価低減に寄与する技術の例	
太陽電池モジュール	結晶シリコン	<ul style="list-style-type: none"> <li>・キャスト結晶成長解析と結晶制御</li> <li>・薄型ウェハスライス技術、カーフの低減、ハンドリング技術</li> <li>・Ag 代替金属ペーストと仕様技術</li> <li>・低コスト量産プロセス（洗浄、pn 形成、パターンニング、薄型基板）技術</li> <li>・高スループット量産設備技術</li> <li>・代替基板形成技術（epi 技術ベース極薄基板）</li> <li>・n 型シリコン結晶均一ドーピング技術（インゴット位置による比抵抗分布の縮小）</li> <li>・低欠陥、低不純物によるバルクライフタイム向上技術等</li> </ul>
	薄膜系	<ul style="list-style-type: none"> <li>・代替基板、代替材料とプロセス技術</li> <li>・高品質、高速、低温プロセス技術</li> <li>・低コスト、フレキシブル代替基板材料</li> <li>・低コスト高品質 TCO</li> <li>・高価な原材料の低減または置換、薄型化、純度最適化等</li> </ul>
	III-V 族系	<ul style="list-style-type: none"> <li>・低コスト製膜技術（MOCVD、基盤リサイクル等）等</li> </ul>
	有機系	<ul style="list-style-type: none"> <li>・低材料コスト太陽電池（低コスト高品質 TCO）</li> <li>・低コストプロセス技術（印刷、塗布等）</li> <li>・高耐久性太陽電池（高バリア性材料の開発）</li> <li>・軽量かつ簡易施工可能な太陽電池（フレキシブル基板）</li> <li>・低日照条件で発電効率の高い高稼働率太陽電池等</li> </ul>
	モジュール	<ul style="list-style-type: none"> <li>・軽量化技術</li> <li>・低コストモジュール部材の開発</li> <li>・モジュール長寿命化技術等</li> </ul>
システム構築	<ul style="list-style-type: none"> <li>・架台及び基礎構造の改善</li> <li>・部材量の低減や軽量化</li> <li>・施工工数の低減等</li> </ul>	

出典： NEDO 平成 24 年度成果報告書「太陽光発電技術開発動向等の調査」（(株)資源総合システム作成）、及び企業・大学へのヒアリング結果をもとに NEDO 作成

#### ④ 運転年数

運転年数も発電コスト低減への寄与が大きい要素の一つである。太陽光発電は、燃料不要のシステムであり、得られる発電量の収益が維持コストを上回る限り、運転年数の増加は発電コスト低減に繋がる。

しかしながら、太陽光発電システムも永久に運転が可能というわけではなく、設置環境側の制約によって、まだ発電可能な状態であっても運転停止や、太陽光発電システムそのものの撤去が必要となるケースも考えられる。例えば、既設の戸建住宅の屋根に設置した場合、住宅の立て替え時期が運転年数を制限する可能性がある。また、借地に地上設置型の太陽光発電を設置した場合は、借地の契約年限次第で太陽光発電システムの撤去をしなければならない可能性がある。従って、発電コストを検討する場合は、使用環境毎の稼働年数を考慮することが必要である。

また、太陽光発電システムの使用期間中は、当然ながら太陽光発電システムが順調に稼働することが必要である。そのためには、構成機器、設備の寿命、太陽電池モジュール自体の劣化等による制約が生じないように、太陽電池モジュールや機器類の長寿命化技術の開発が重要である。こうした信頼性向上技術の開発により、本項①で述べた設備利用率の向上や、次項⑤で述べる運転・維持経費の低減も可能となる。

一般に運転年数の伸長に有効とされる技術を表 6-3 に示す。

**表 6-3 太陽光発電システムの開発課題（主として運転年数伸長に寄与する技術）**

対象分野	主として運転年数伸長に寄与する技術の例
太陽電池	・ 信頼性を向上させる部材・構造の開発 ・ 信頼性を正當に評価可能な試験法の開発
パワーコンディショナ	・ 運転状況の常時監視による故障の早期発見 ・ SiC パワーデバイスの開発 ・ 部品のモジュール化 ・ 電解コンデンサ長寿命化

出典： NEDO 平成 24 年度成果報告書「太陽光発電技術開発動向等の調査」（株）資源総合システム作成）、及び企業・大学へのヒアリング結果をもとに NEDO 作成

#### ⑤ 運転維持費

初期コストに対して、維持、運転に係るコストを運転維持費という。感度分析の費目では、修繕費・諸費、人件費、一般管理費、土地賃借料がこれに相当する。

日本における太陽光発電システムは、これまで「メンテナンスフリー」が利点に挙げられており、運転維持費はあまり想定されていなかった。しかし、普及が先行している住宅用システムの長期耐久性の問題、部品点数の多い大規模太陽光発電所の長期的な維持管理の経済性の問題など、運転維持費が無視できない状況が顕在化しつつある。

現在の市場では、主にパワーコンディショナの交換費用が運転維持費の中の修繕費・諸費として見込まれているが、その長寿命化とともに、相対的に寿命の短い部品の部分交換が可能な設計や構造であれば、その交換費用の低減に寄与するであろう。

また、①で述べた太陽光発電システムの性能低下や故障の検出を低コストで実現することが可能となれば、それも運転維持費の低減に役立つと考えられる。

運転維持費低減のための具体的技術課題としては、たとえば以下があげられる。

**表 6-4 太陽光発電システムの開発課題（主として運転維持費低減に寄与する技術）**

対象分野	主として運転維持費低減に寄与する技術の例
設備維持	<ul style="list-style-type: none"> <li>・遠隔監視による太陽光発電システムの性能低下・故障検出技術</li> <li>・各種サイトのデーターを分析することにより、部品交換等の最適時期を算出</li> </ul>
不具合対策	<ul style="list-style-type: none"> <li>・部品交換が可能な PCS の開発</li> <li>・不具合（発電量低下）の早期検出 <ul style="list-style-type: none"> <li>ーパワーコンディショナへの機能追加</li> <li>ーモジュールへの機能追加</li> </ul> </li> <li>・安価かつ高精度の不具合検出手法の確立（必要最低限の分解能の見極め）</li> </ul>

出典： NEDO 平成 24 年度成果報告書「太陽光発電技術開発動向等の調査」（株）資源総合システム作成）、及び企業・大学へのヒアリング結果をもとに NEDO 作成

## （2）発電コスト低減のシナリオと開発目標

発電コスト低減のための方策について述べてきたが、設置環境、使用方法によって目指すべき目標や考えられる道筋は様々である。また、発電コスト算出にあたって考慮すべき費目も異なる。表 6-5 に想定されるシステム形態の例と考慮すべきコストをまとめた。

本項では、「非住宅用システム」と「住宅用システム」の発電コスト低減のシナリオを示す。

**表 6-5 様々なシステム形態例と考慮する費目**

	PV2030+	例① (基本形態)	例②	例③	例④	例⑤
想定される 主な使用形態		非住宅 (メガソーラー) ・大規模 地上設置	自己所有地 ・工場屋根 ・遊休地利用	自己所有地 小規模 ・農地 ・未利用地	自己所有地 中小規模 管理者共有 ・ZEB ・工場屋根	自己所有地 小規模 ・ZEH
主目的		売電	売電	主として売電	自家消費	自家消費
考慮するコスト	システム単価	システム単価	システム単価	システム単価	システム単価	システム単価
		土地造成費	土地造成費	土地造成費	土地造成費	土地造成費
		廃棄費用	廃棄費用	廃棄費用	廃棄費用	廃棄費用
		固定資産税	固定資産税	固定資産税	固定資産税	固定資産税
		系統接続費用	系統接続費用	系統接続費用		
		土地賃借料				
	運転維持費	運転維持費	運転維持費	運転維持費	運転維持費	

出典： NEDO 作成

## ①「非住宅用システム」の発電コスト低減シナリオ

現在の「非住宅用システム」は、主として系統への電源供給（売電）を目的として設置されている。太陽光発電が系統に接続される「電源」として定着するためには、従来型電源と比べて遜色無い発電コストを目指すべきである。非住宅用システムの利用方法として電力の自家消費を考えたとき、買電電力料金よりも低い発電コストが実現できれば、導入メリットが生じる。すなわちグリッドパリティの考え方である。2012年の電力料金は、全国平均で15.7円/kWh。東京電力、中部電力、沖縄電力を除けば、14円/kWh台である。そこで、2020年の発電コスト目標を14円/kWhとする。

さらに2030年には、発電事業者にも選択される電源となるべく、従来型火力発電並あるいはそれ以下（図2-22参照）となる発電コスト7円/kWhを目指すこととする。

これらの値は、第2章で述べた算出方法によるものであり、PV2030+でNEDOが掲げていた目標の考え方では、2020年目標、2030年目標、それぞれ7円/kWh台、3円/kWh台に相当する。

現在NEDOで取り組んでいる技術開発プロジェクト「太陽光発電システム次世代高性能技術の開発」で目指している変換効率等の技術開発目標の多くは達成見込みだが、これらを発電コスト低減に確実に結びつけるためには、さらなる技術開発が必要である。具体的には、従来進めていた「セル・モジュールの低コスト化、高効率化」に加え、「周辺機器・部材の低コスト化、長寿命化」、「システム効率の向上」、「O&M技術の高効率、低コスト化」等の、前項で示したような技術開発が必要である。

図6-3、図6-4に、上記目標を達成するシナリオと、それを実現するシステムの一例を示す。なお、表6-5に示したとおり、想定するシステムの設置条件によって、考慮すべき費用も異なる点に留意する必要がある。

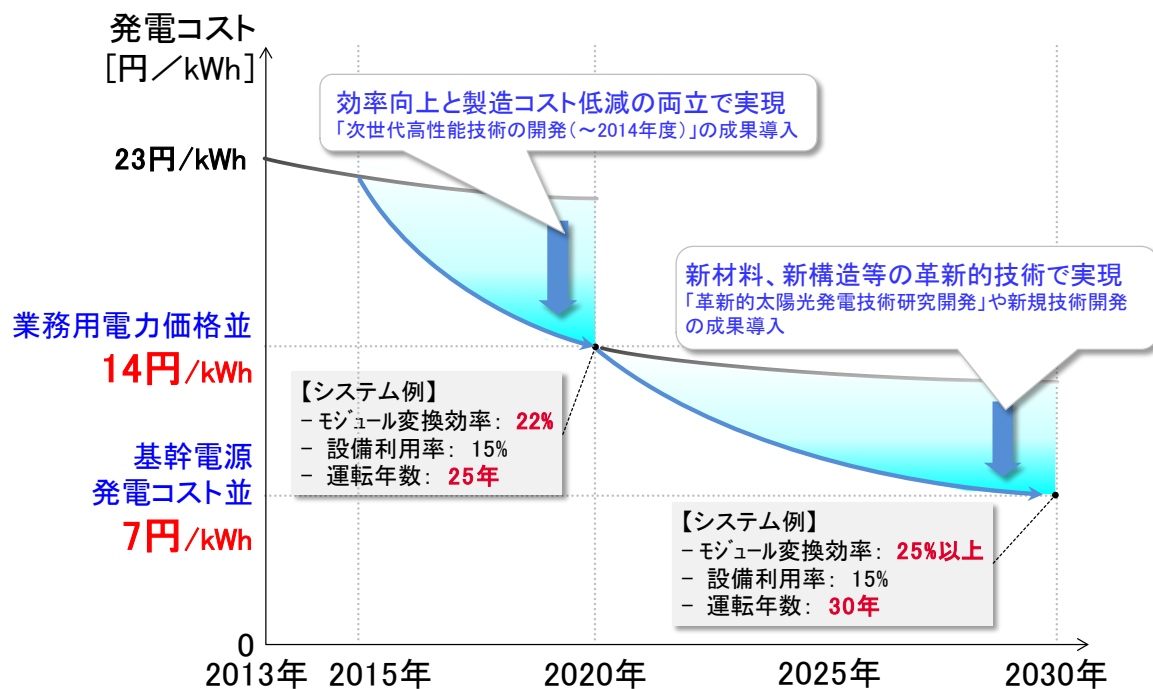


図 6-3 非住宅用システムの発電コスト目標と低減シナリオ

出典： NEDO 作成

			2013年	2020年	2030年
システム価格[万円/kWh]			27.5	20	10
運転年数[年]			20	25	30
モジュール変換効率[%]			16	22	25
設備利用率[%]			13	15	15
発電コスト [円/kWh]	メンテナンス	修繕費・諸費、人件費	5.05	3.18	1.59
	廃棄	廃棄処理費	0.48	0.23	0.09
	オペレーション	土地賃借料	1.98	1.25	1.10
		固定資産税	1.49	0.83	0.40
	初期費 (導入+系統接続)	系統連系費	0.65	0.48	0.43
		土地造成費	0.19	0.10	0.08
		システム価格	13.26	7.14	3.17
合計			23.10	13.21	6.87
うち、メンテナンス費以外			18.15	10.03	5.27

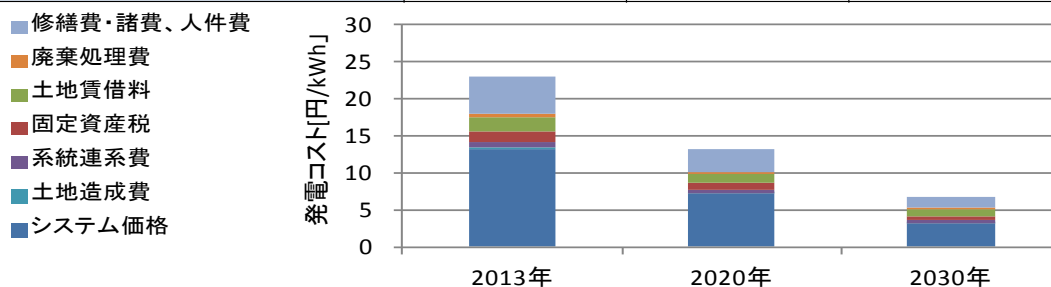


図 6-4 発電コスト低減目標を実現する非住宅用システムの例

出典： NEDO 作成

## ② 「住宅用システム」の発電コスト低減シナリオ

「住宅用システム」は、BOS コストが高い等の課題はあるが、家庭用電力価格の「グリッドパリティ」の実現を目前にしている。

しかし、これまで国内の住宅用システムの導入件数は 5%に満たない（戸建住宅の世帯数、約 2,700 万戸に対して、導入件数は約 120 万戸）。今後さらに「住宅用システム」の導入を進めていくためには、発電コストを一層低減して買取価格の低減を進めるほか、系統への負荷低減、家庭使用における付加価値の創出が必要である。その一例として、太陽光発電単独での発電コストを家庭用電力価格並へ低減させた先に、出力の安定化や系統への負荷低減を目的として、蓄電機能と組み合わせた「高機能システム」の開発等を進める。これを住宅用システムの発電コスト低減シナリオとして図 6-5 に示す。

<参考>

【住宅用モデルケース試算：システム単価 38.5 万円/kWh（調達価格等算定委員会）】

現状：寿命 15 年、モジュール効率 14%、設備利用率 12% → 36.6 円/kWh

目標：寿命 35 年、モジュール効率 20%、設備利用率 13% → 10.1 円/kWh

※モジュール 1 枚当たりの価格、BOS、施工の金額固定とし、EMS (Energy Management System) は現在の BOS 価格内で置き換える。

※変換効率向上に連動する、低照度特性、温度特性の改善効果を設備利用率に含む。



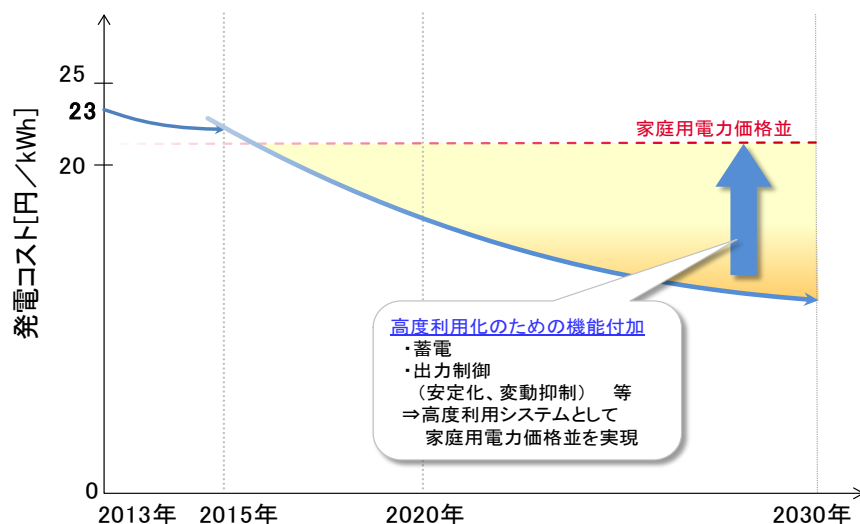


図 6-5 住宅用システムの発電コスト低減シナリオ

出典： NEDO

### ③コスト上昇リスク

なお、以下の事項はコスト上昇につながる可能性があり、その動静を観測しておく必要がある。

- ✓ シリコン原料の価格上昇
- ✓ 金属材料（Ag、In、Ga、Mo、Ru 等）の価格向上と供給制約
- ✓ 適地の制約
- ✓ 系統連系制約
- ✓ 為替レート変動による輸入調達品の価格上昇
- ✓ 将来のリサイクル費用負担の上昇

## 6. 2 信頼性の向上

### (1) システムの発電量維持・評価

太陽光発電事業は、長期間に亘って一定の発電量を確保することが求められる。想定した発電量が得られなければ、事業そのものが成り立たない。導入する発電システムで期待できる発電量を予め正確に評価する技術、出力低下を回避する技術、将来の発電量を推定できる技術の確立と、その標準化が求められている。これらの取組は、モジュールやシステムの進化に併せて開発する必要がある。

NEDO では、太陽光発電システム次世代高性能技術の開発において、評価技術の開発に取り組んできたが、こうした取組の加速と、標準化に向けた取組の強化が必要である。

具体的には以下のような技術課題に関する研究開発が今後必要となる。

- ・「太陽光発電システム次世代高性能技術の開発」で開発された高精度性能評価技術、発電量定

格技術に基づく、太陽電池モジュール、システムが各地の実際の気象条件における日間、年間等の発電性能（Energy Production）を高精度に推定する技術の開発と検証。現状の日射 DB、スペクトル DB 等を有効かつ柔軟に利用できる技術。

- ・太陽光発電システムの故障をより早期に検出するための評価技術、およびシステム点検をより短期（短時間）で実施するための測定技術。現状の屋外測定、オンサイト測定の誤差要因となっている日射変動、スペクトル変動、温度変動による測定誤差を大幅に改善し、かつ測定時間を短縮できる技術。
- ・高性能化や新規開発が進む新型太陽電池に必要な新しい測定技術の開発、高精度化と実証。
- ・上記の性能評価技術の基礎となる基準太陽電池校正技術の高精度化（不確かさ低減）技術開発。
- ・モジュールの長寿命化、出力劣化率の低減
- ・モジュールの劣化原因解明と耐久性評価方法の確立
- ・新たな低コスト、長寿命の封止構造と材料によるモジュールの耐久性向上
- ・太陽光発電システム運転状況モニタリング
- ・太陽光発電システムに関する欠陥／故障検出技術（On-line または Off-line）、不良箇所探知等メンテナンス技術
- ・最適システム設計（構成、発電量、保守性、経済性）
- ・太陽光発電原因の火災発生防止構造の確立と火災時の安全対策
- ・特殊（過酷）環境（沿岸部（塩害による腐食）、降灰地（硫黄による腐食））での屋外信頼性評価

等

## （２）その他

太陽光発電システムが付帯する構造物において火災が発生した場合に、消火活動中の消防士の感電事故を防ぐための対策技術の検討等、大量導入社会での安心・安全対策についても検討を進める必要がある。

## 6. 3 立地制約の解消

立地制約を解消して導入拡大を着実に進めていくためには、従来、規制や設置コスト等の理由によって導入が進まなかった分野への設置を進めることが必要である。設置可能場所が広がれば、設置場所獲得競争は緩和され、借料等の導入コストの低減効果が期待できる。また、新たな設置方法が開発され、需要地に隣接した環境での太陽光発電が可能になれば、系統接続を回避し、系統側への負担を軽減できる可能性も期待できる。

こうした効果を狙い、NEDO では、図 6-6 に示すように太陽光発電の導入が進まない未利用領域分野への太陽光発電導入拡大を目的とした「太陽光発電多用途化実証プロジェクト（2013 年～）」を実施する等の技術開発を強化していく。また、これらの取り組みを通じ、低コスト設置技術や高付加価値機能の開発による、太陽光発電の差別化技術を創出する。



図 6-6 「太陽光発電多用途化実証プロジェクト」の実施イメージ

出典： NEDO 作成

## 6. 4 リサイクルシステムの確立

廃棄物は、①製造工程内で発生するもの、②製造・出荷後、使用前に市場から回収されるもの、③使用後に回収されるもの、に大別される。①と②については、通常、製造メーカーが回収し適切に処分していると思われるが、大量導入を実現しつつある現在、③の使用済み廃棄物が将来大量に発生することが見込まれる。

一度市場に出た製品を適切に回収・処理するためには、回収制度の確立、低コスト処理技術の確立、汎用処理設備の開発等が求められる。制度に関しては、今後の廃棄物発生状況に応じ、対応がとられていくことと想定されるが、これを見据えて対応可能な技術を準備しておくことが重要である。

NEDO では、これまでに太陽電池の種類を問わない「汎用処理」が可能なリサイクル技術の開発を推進してきた。開発中の一貫処理フローを図 6-7 に示す。今後は、更なる処理コストの低減を目指し、処理の対象とする太陽電池の種類を限定した低コスト処理技術の開発等も推進する。

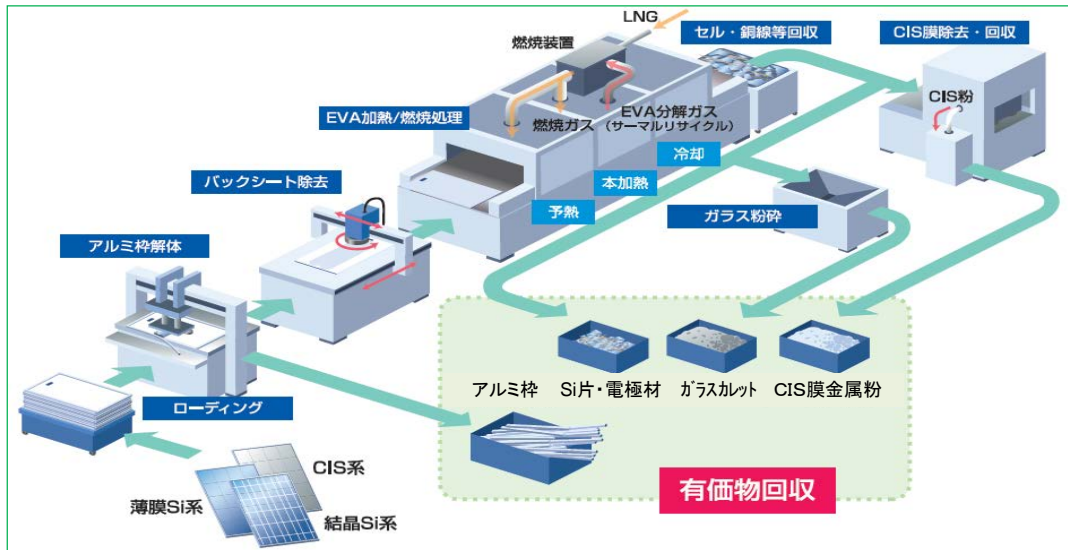


図 6-7 「太陽光発電システム次世代高性能技術の開発」において開発中の一貫処理フロー

出典： NEDO 作成

## 6. 5 産業の高付加価値化

### (1) 川下展開（発電事業へ）

これまで、日本の太陽光発電市場は、住宅屋根置き型の太陽光発電システムを中心に発展してきた。2012年に開始した固定価格買取制度により、当初から大規模な発電設備の設置が進むことは予想されていたが、当初の想定を超え、図 6-8 に示すように住宅屋根置き型以上、「メガ」サイズ未満の中規模太陽光発電所（10～1,000kW 未満）の設置申請が急増した。

こうした新たなボリュームゾーンの誕生により、工場・マンション・アパート・遊休地等のオーナーを対象とした販売・施工ビジネス、O&M ビジネス、保険商品等の新たなビジネスを生みつつある。また、一部の地域では住民が資金を出し合い、共同で太陽光発電所を建設し、売電収入を得るといった事例も増えつつある。

固定価格買取制度導入前は、市場の主な担い手は大手のセル・モジュールメーカーやハウスメーカーであったが、固定価格買取制度導入後は、業種を超えた参入、地場企業の参入が相次ぎ、産業全体の裾野が大きく拡がりつつある。

海外においても、状況は同様であり、太陽光発電の川下産業における雇用創出が増えることが期待されている。表 6-6 に雇用創出効果試算の例を示す。

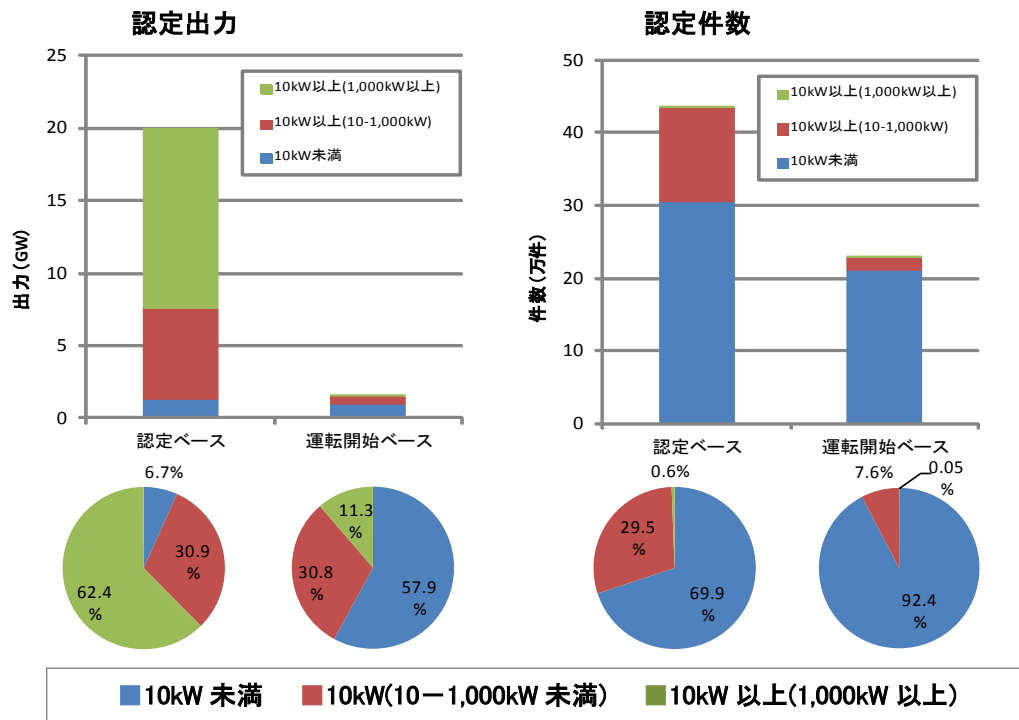


図 6-8 2012 年度に国内で設備認定および運転を開始した太陽光発電（規模別）

出典：資源エネルギー庁 HP

( [http://www.enecho.meti.go.jp/category/saving\\_and\\_new/saiene/kaitori/dl/setsubi/201305setsubi.pdf](http://www.enecho.meti.go.jp/category/saving_and_new/saiene/kaitori/dl/setsubi/201305setsubi.pdf) )

表 6-6 太陽光発電産業における雇用創出効果（世界）

Value chain position	2008 MW	2008 jobs per MW	2008 jobs total	2025 MW	2025 jobs per MW	2025 jobs total
Operation	14,700	0.6	8,820	340,323	0.6	204,194
PV project construction	3,480	5	17,400	19,500	2.9	70,570
Rooftop installation	2,320	20	46,400	19,500	8.8	171,649
Silicon & wafers	5,800	3.5	20,300	39,000	1.3	50,720
Cell manufacture	5,800	5	29,000	39,000	1.9	72,457
Module manufacture	5,800	6	34,800	39,000	2.2	86,948
Inverters	5,800	1.3	7,540	39,000	0.8	31,143
Research	5,800	0.4	2,320	39,000	0.15	9,582
Development & services	5,800	0.2	2,320	39,000	0.4	15,600
Total			168,900			672,139

出典：Bloomberg New Energy Finance Insight Service Research Note “Net Job Creation to 2025”, 17 June 2009

## (2) 技術開発の方向性（太陽光発電を使いこなす）

こうした産業・市場の動向を踏まえ、太陽光発電分野における新たな事業・産業創出を加速するためには、これまでとは異なるアプローチが必要となってくる。すなわち、太陽光発電のための技術開発ではなく、太陽光発電を使いこなす技術開発である。これにより、価格競争からの脱却を目指す。

また、発電コストとは異なる新たな高付加価値モジュールの開発や、付加価値建築資材（BIPV等）の新たな「使い方」の創造により、新たな高付加価値技術の開発を進めていく考えである。

こうした取り組みの第一歩として、NEDOでは、図6-9に示す「有機系太陽電池実用化先導技術開発」を2012年度から開始している。このプロジェクトは、様々な付加価値創造が期待できる有機系太陽電池の実用化促進を主眼とした事業であり、様々な応用例が提案されている。

現行の太陽電池は、太陽光のエネルギー密度が低い上に、発電効率が低い。従って、エネルギー需要によっては、設備を設置するために大面積が必要となる。これが、発電コストが高い主たる要因の一つである。したがって、高い発電エネルギー密度、つまり超高効率の太陽電池を開発することは、将来の基幹電源を目指す上では欠かせない取組である。その意味で、化合物等を使った、変換効率40%以上を狙った研究開発を、さらに加速していかなければならない。

今後は、太陽電池の特長（燃料供給不要（独立電源）、長寿命、低メンテナンスコスト等）を活かした新たなアプリケーションを開発し、発電電力以外にも価値を創出する。例えば、エネルギー蓄積システム（蓄電池、揚水発電、燃料電池等）は、他の発電システム（ディーゼル発電、風力発電等）のハイブリッド発電システムにより、安定した電力の供給と設備稼働率の向上を目指した新たな「使い方」の創造、あるいは、マイクログリッドや、ZEB、ZEHにおける、エネルギーマネジメントシステムにより、BCP対応の基幹電源化によって、太陽電池の新たな応用分野を開いてゆく。



図 6-9 有機系太陽電池実用化先導技術開発で取り組む新しい太陽電池の例

出典： 各社の発表資料をもとに NEDO 作成

### (3) 海外市場への展開

これまでに述べた技術は、国内市場に限らず、海外市場でも十分評価を得られる技術である。導入ポテンシャルの限界や産業規模拡大の鈍化を回避するためには、海外市場への展開は避けられない。

これまで述べてきた技術開発方針は、国内のエネルギー対策として検討したものではあるが、国内市場をマザー市場とすれば結果として、それは海外市場での競争力を有するものになるはずである。

国内で基幹電源並みの発電コストを実現するシステムは、太陽光発電適地である赤道近辺の新興国における高い日射量により、設備利用率が上がり、長期間使用に耐える高信頼性により、さらに発電単価が下がり、海外での価格競争力も十分有すると考えられる。高信頼性技術に対する期待も高いであろう。また、住宅システムで提案したような太陽光発電の高度利用システムは海外での需要も大きい。高付加価値システム技術は、海外市場展開を視野に開発を進めるべきである。

これまでに太陽光発電は、投資回収を早めるため設置環境の良い場所が選ばれてきた。地域としてはヨーロッパや米国、日本が中心であったが、今後はアジアやアフリカ等のより厳しい設置環境（砂漠、熱帯気候、臨海地域、等）への導入が拡大する事が予想される。過酷な環境に耐えうるロバストな太陽光発電技術の開発で日本が優位性を示せば、海外でのビジネスチャンスは大きく広がる。過酷な環境ではメンテナンスも容易ではない。故障診断技術やメンテナンスフリー化技術等で日本のアドバンテージを確立することは重要な戦略である。

さらに、こうした海外展開を担う人材（グローバル人材）の育成も重要な課題である。そうした人材の育成には、NEDO 海外実証事業の活用や、技術開発プロジェクトへの参画等を通じ、企業の若手技術者らが、海外で活躍するための能力向上の機会を得ていくことも有効と考えられる。

## 7. 今後の技術開発の方向性

本章のポイント

- (1) 課題解決型プロジェクトを企画、実行。一部は、すでに第3期中期計画で措置済み。
- (2) 課題の第一は発電コスト。実社会に整合させた考え方で目標設定。
- (3) 太陽光発電を「いかに普及させるか」から「いかに使いこなすか」への転換。これまでの「作る」だけでなく、「使う」にも注力。

ここまで、現状認識（第2章、第3章）、大量導入社会の実現を前提とした課題認識（第4章）、目指すべき方向の確認（第5章）と対処方針（第6章）について述べてきた。

これらを踏まえ、NEDO は対処方針の具体化を進める。NEDO が取り組む技術開発プロジェクトを図7-1に示す。一部は、第3期中期計画にも反映し、前倒しで着手している。

取り組むべき課題の第一は、発電コスト低減である。発電コスト低減の実現については、信頼性向上技術とあわせて、太陽電池の技術開発と太陽電池以外（システムと維持管理コスト）を対象とした2つのプロジェクトを実施する。

また、立地制約の解消については、すでに開発プロジェクトを平成25年度から開始している。これをさらに発展させ、新たな太陽光発電の使い方を提案するための技術開発を開始した。産業基盤の強化に資する新たな付加価値創造を目指した技術開発プロジェクトである。

また、リサイクルの技術開発を加速すべき新たなプロジェクトを今年度から開始した。

これらの各プロジェクトの概要を以下に説明する。

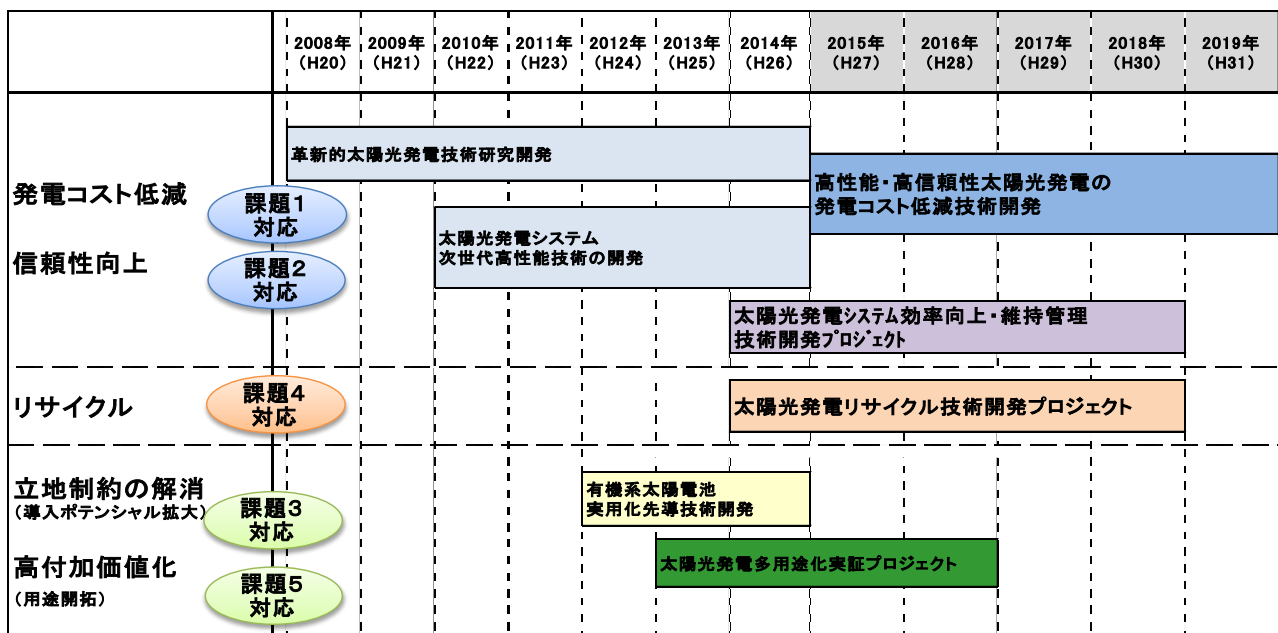


図7-1 NEDOにおける今後の技術開発プロジェクトイメージ

出典： NEDO 作成



## 7. 1 高性能・高信頼性太陽光発電の発電コスト低減技術開発

本事業は、太陽電池の変換効率向上、製造コスト低減、信頼性向上を総合的に実現し、2030年までに発電コスト7円/kWh、2020年に発電コスト14円/kWhを実現する可能性が高い太陽電池に重点化して、変換効率向上、製造コスト低減技術、性能評価等の共通基盤技術の開発を行うもの。平成27年度開始を目指して、予算要求中である。

## 7. 2 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

本事業も太陽光発電の発電コスト低減を目指す技術開発プロジェクトである。前項の「高性能・高信頼性太陽光発電の発電コスト低減技術開発」と異なり、太陽電池以外の要素、すなわち、システム全体の効率向上、BOSコストや維持管理コストの低減を対象に技術開発を進める。

パワーコンディショナや架台など周辺機器において、システム効率10%向上、BOSコスト10%削減、設備の自動診断技術などにより維持管理費を30%削減することを目標として技術開発、を実証を行う。

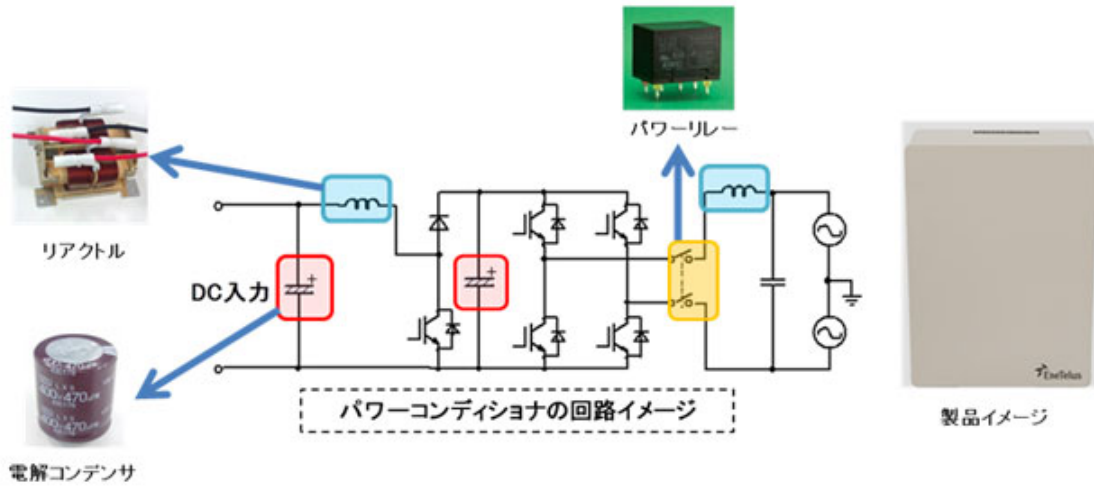
平成26年度から先行して着手している。表7-1に実施事業と実施者を示す。また、実施事業の一例を図7-2に示す。

**表 7-1 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実施事業と実施者**

( ) 内が実施者。事業名、実施者は採択時のもの。

- ・ 次世代長寿命・高効率パワーコンディショナの開発 (太陽光発電技術研究組合)
- ・ 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)
- ・ 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)
- ・ 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開発 (株式会社フォーハーフ)
- ・ 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)
- ・ 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 (株式会社京セラソーラーコーポレーション)

住宅用パワーコンディショナの設計寿命を従来の2倍の30年に



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）

電解コンデンサ、パワーリレー、リアクトルの長寿命化技術によるパワーコンディショナの長寿命化および高効率化技術の開発

図 7-2 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実施例

7. 3 太陽光発電多用途化実証プロジェクト

将来的な市場拡大または市場創出が見込まれる未導入分野に対して、普及拡大を促進する技術を開発・実証し、太陽光発電の導入分野の拡大を加速することを目的として実施するもの。

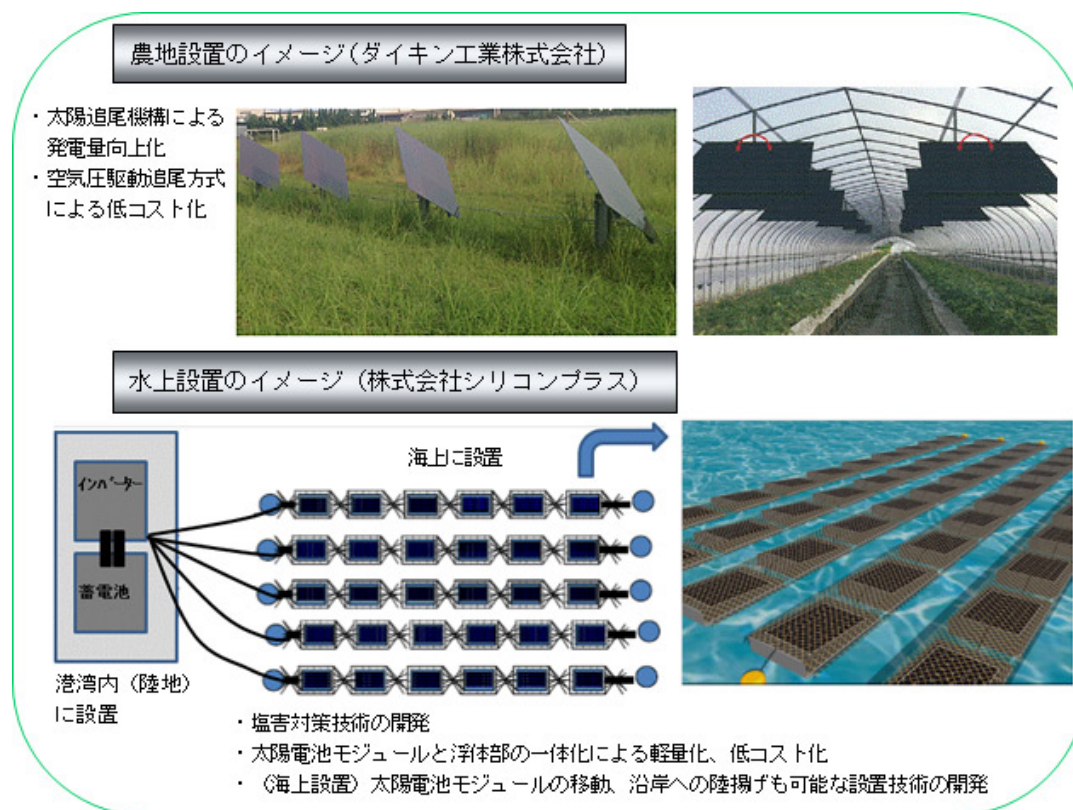
導入ポテンシャルが大きいことが判明しているにもかかわらず導入が進んでいない分野（建物の壁面、農地やビニールハウス、傾斜地、ため池や湖畔などの水上など）に対して、導入を阻害する要因を解消するため、新たな太陽電池モジュールや施工技術、低コスト化・発電量向上化技術の開発、実証を行い、ルーフトップやメガソーラー等の従来型分野と同等の発電コスト実現を目指す。

表 7-2 に実施事業と実施者を示す。また、実施事業の一例を図 7-3 に示す。

**表 7-2 太陽光発電多用途化実証プロジェクトの実施事業と実施者**

( ) 内が実施者。

- ・低反射環境配慮型壁面太陽光発電システムの開発 (株式会社カネカ)
- ・低コスト太陽光追尾システムの農地での有効性実証 (ダイキン工業株式会社)
- ・強度の弱い畜舎向け軽量発電システム開発 (株式会社オルテナジー／旭硝子株式会社)
- ・太陽電池屋根設置型ビニールハウス植物工場化プロジェクト (ユニバーサリー電工株式会社)
- ・簡易的太陽追尾型太陽光発電システムの営農型発電設備への応用開発 (伊藤電工株式会社)
- ・傾斜地用太陽光発電システムの実証 (株式会社 NTT ファシリティーズ／株式会社アドテック富士)
- ・傾斜地における太陽光発電設置のための小径鋼管杭工法の開発・実証 (奥地建産株式会社)
- ・未利用水面を活用した浮体モジュールの開発及び導入実証 (コアテック株式会社)
- ・海上・離島沿岸部太陽光発電プロジェクト (株式会社シリコンプラス)
- ・米と発電の二毛作 (株式会社福永博建築研究所)
- ・鉄道線路内太陽光発電 (株式会社フルーク)
- ・耐洪水対策の特種架台の設計及び施工方法の検討 (株式会社 Aスタイル)
- ・コミュニティ型ベランダソーラーの研究開発 (みんな電力株式会社)



**図 7-3 太陽光発電多用途化実証プロジェクトの実施例**

## 7. 4 太陽光発電リサイクル技術開発プロジェクト

平成 26 年度から新たに「太陽光発電リサイクル技術開発プロジェクト」を開始した。太陽電池モジュールの種類に応じた専用の分解工程とすることによる処理コスト削減、有価物の回収率向上、及び高品位の状態での回収を可能とする技術開発等を行う計画である。さらに、撤去・回収関連技術等、使用済み太陽光発電システムの適正処分を実現する技術開発にも着手し、リサイクルに関する社会システム構築に貢献することを目指している。

当該プロジェクトの開発課題と成果適用のイメージを図 7-4 に、今年度開始した事業を表 7-3 に、具体的実施事業の一例を図 7-5 に示す。

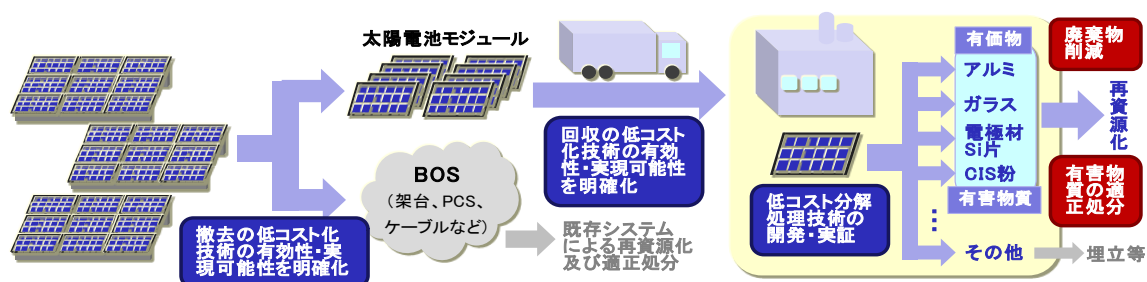


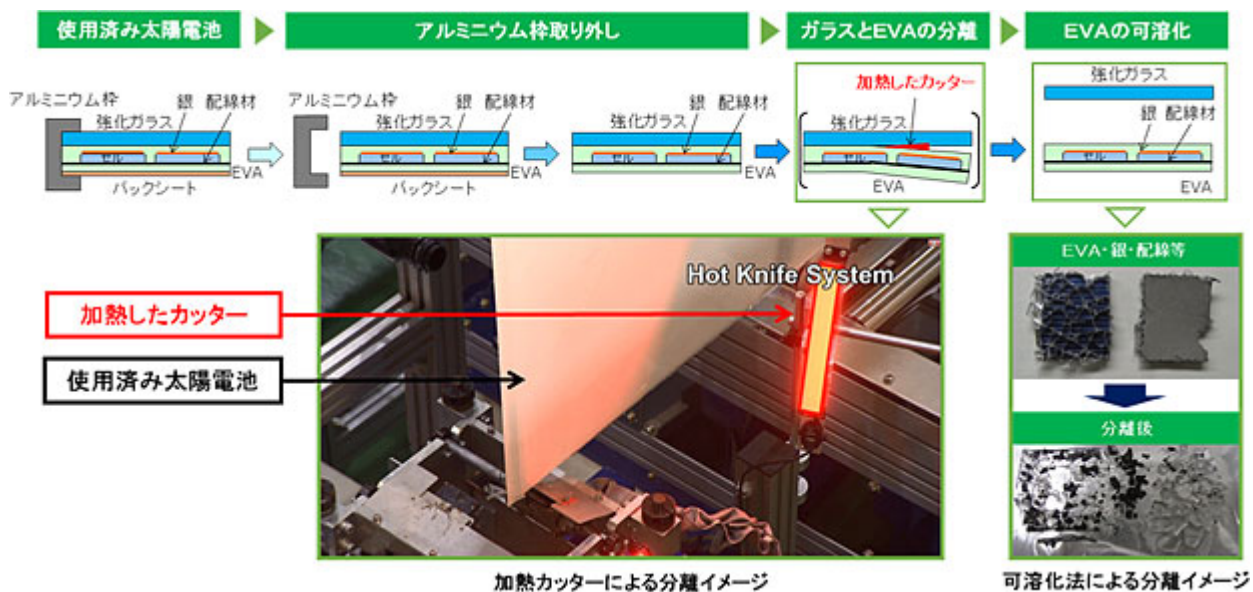
図 7-4 「太陽光発電リサイクル技術開発プロジェクト」の開発課題と成果適用イメージ

出典： NEDO 作成

表 7-3 太陽光発電リサイクル技術開発プロジェクトの実施事業と実施者

( ) 内が実施者。

- ・ 使用済み太陽光発電システムのリサイクル処理を安定的に実施するための課題調査 (イー・アンド・イーソリューションズ株式会社、DOWA エコシステム株式会社、一般財団法人秋田県資源技術開発機構)
- ・ 廃棄物として排出される太陽電池モジュールの効率的な回収システム及び、分別に関する調査／検討 (萬世リサイクルシステムズ株式会社)
- ・ 結晶シリコン太陽電池モジュールのリサイクル技術開発 (三菱マテリアル株式会社)
- ・ ウェット法による結晶系太陽電池モジュールの高度リサイクル実用化技術開発 (東邦化成株式会社)
- ・ 結晶シリコン太陽電池の低コスト分解処理技術の調査／開発 (株式会社市川環境エンジニアリング、鹿島建設株式会社、株式会社ホンジョー)
- ・ 可溶化法を用いた使用済み太陽電池からの資源回収技術の開発 (株式会社エヌ・ピー・シー、独立行政法人産業技術総合研究所、株式会社日本スペリア社)
- ・ 太陽光発電リサイクルにおける国内外動向および評価手法に関する調査 (みずほ情報総研株式会社)
- ・ 太陽光発電リサイクル動向に関する調査／検討 (株式会社三菱総合研究所)



可溶化法を用いた使用済み太陽電池からの資源回収技術の開発

図 7-5 太陽光発電リサイクル技術開発プロジェクトの実施例

## 7. 5 太陽光発電多用途化実証プロジェクト（高付加価値化）

発電以外の機能や用途を付加した太陽光発電の高付加価値化技術の開発、実証などを行う。平成 26 年度から開始。表 7-4 に示す事業を実施している。図 7-6 に一例を示す。

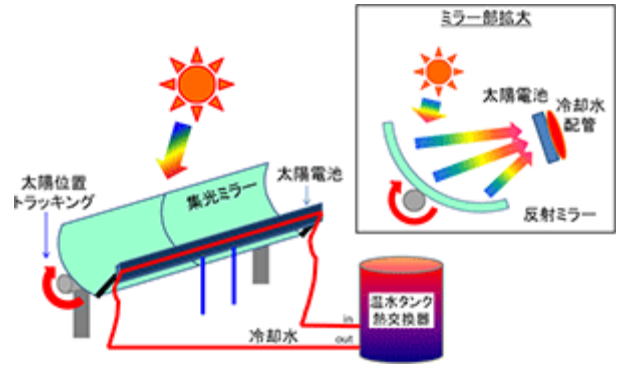
表 7-4 太陽光発電多用途化実証プロジェクト（高付加価値化）の実施事業と実施者

( ) 内が実施者。

熱電ハイブリッド集光システム技術の開発 (株式会社カネカ)
太陽熱・光ハイブリッド太陽電池モジュールの開発 (日清紡メカトロニクス株式会社)
採光型太陽光発電ユニットの技術開発 (岡本硝子株式会社、株式会社エガリム)
E-SEG (緊急時自発光誘導デバイス) の開発 (有機系太陽電池技術研究組合)
グリーン晴耕雨読型分散サーバーの開発 (株式会社イーダブリュエムジャパン)
集光型太陽光発電/太陽熱温度成層型貯湯槽コジェネレーションシステムの開発 (株式会社 SolarFlame)



(a) 低倍率集光システム



(b) 熱電ハイブリッド集光システム概略図

熱電ハイブリッド集光システム技術の開発 (株式会社カネカ)

図 7-6 太陽光発電多用途化実証プロジェクト (太陽光発電高付加価値化技術開発事業) 実施例

### Ⅲ. 参考資料

(参考資料 1) 太陽電池セルの変換効率の変遷

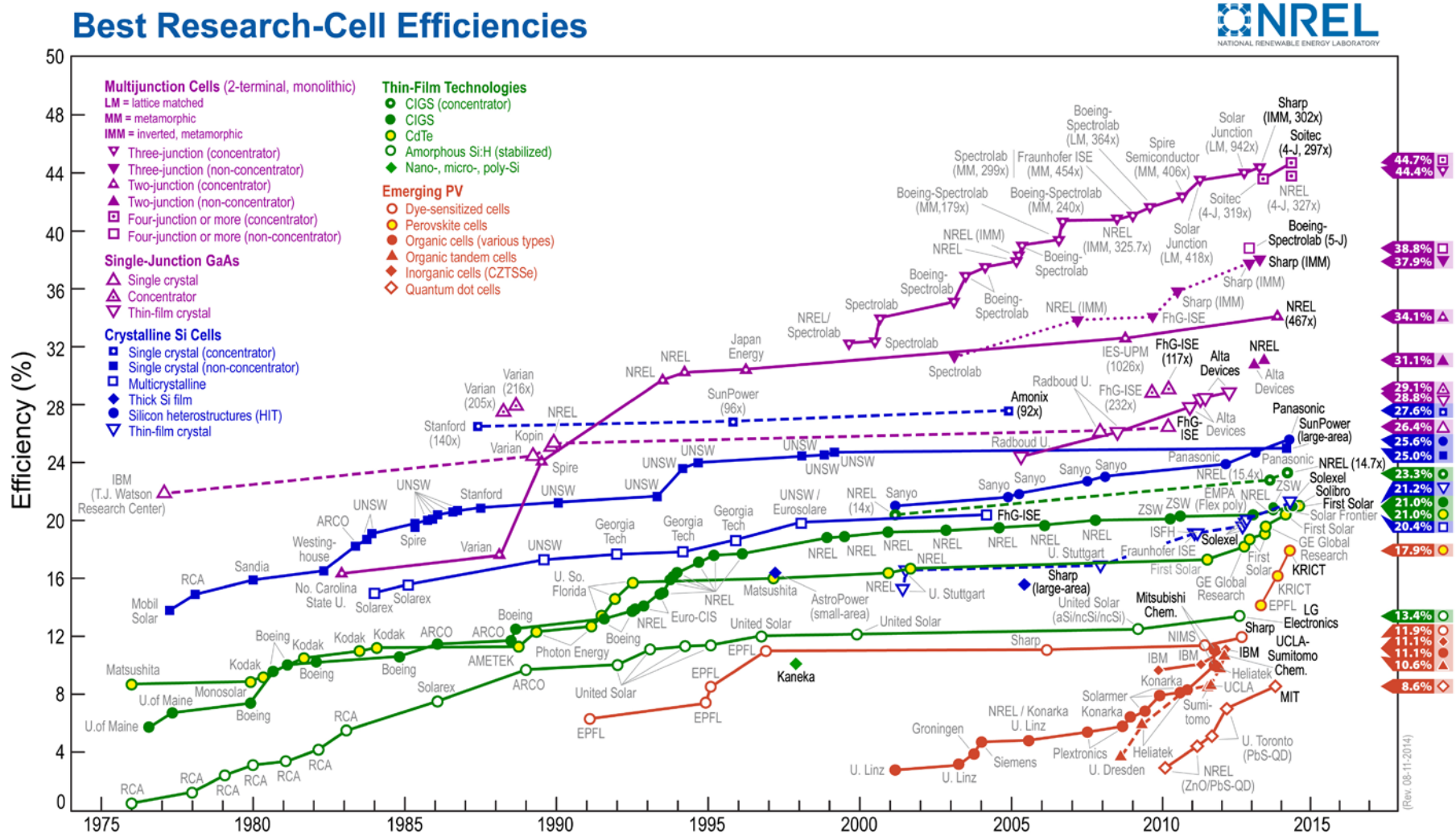


図 1-1 太陽電池セルの変換効率の変遷 (2014年8月11日版)

出典: [http://www.nrel.gov/ncpv/images/efficiency\\_chart.jpg](http://www.nrel.gov/ncpv/images/efficiency_chart.jpg)



(参考資料 2) 太陽光発電技術に関する各国の公的資金投入状況

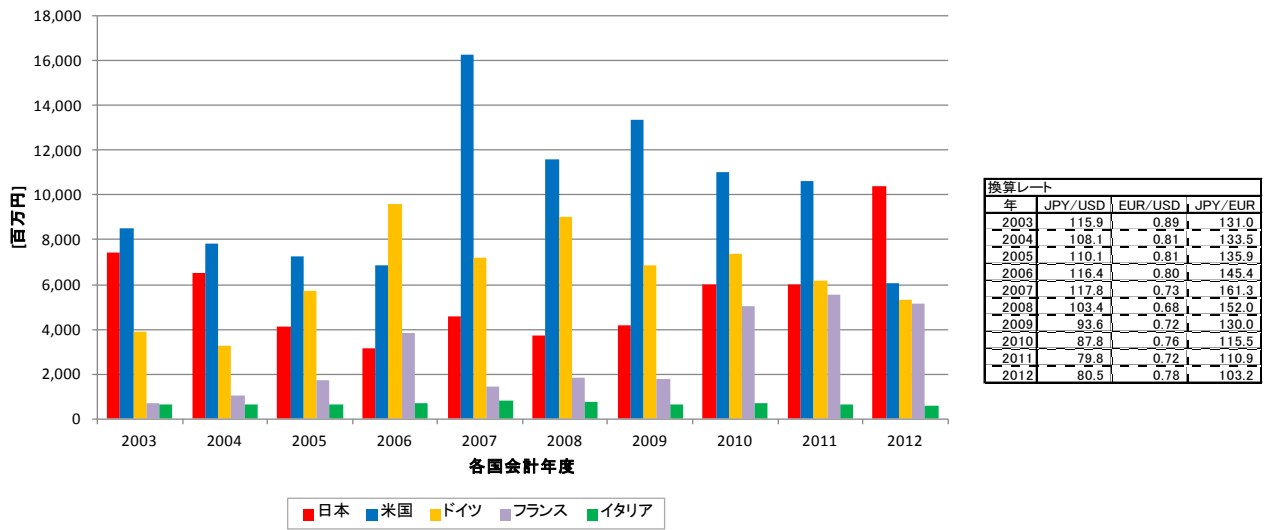


図 2-1 主要国における太陽光発電技術開発予算

出典：

(日本)

IEA PVPS, National Survey Report of PV Power Application in Japan 各号

(米国)

DOE, Budget Justification 各号

(ドイツ)

～2010：(財)資源総合システム「太陽光発電技術開発動向等の調査」(平成 23 年度 NEDO 委託業務成果報告書, 平成 24 年 3 月)

2011：IEA PVPS, National Survey Report of PV Power Application in Germany 2011, 2012

2012：Federal Ministry for the Environment, Nature Conservation and Nuclear Safety, 2012 Annual Report, July 2013

※2009-2011 年は BMU、BMBF による合計予算の最小値、2012 年は BMU 予算のみ

(イタリア)

～2010：(財)資源総合システム「太陽光発電技術開発動向等の調査」(平成 23 年度 NEDO 委託業務成果報告書, 平成 24 年 3 月)

2011：IEA PVPS, National Survey Report of PV Power Application in Italy 2011, 2012

2012：IEA PVPS, National Survey Report of PV Power Application in Italy 2012, 2013

(フランス)

～2010：(財)資源総合システム「太陽光発電技術開発動向等の調査」(平成 23 年度 NEDO 委託業務成果報告書, 平成 24 年 3 月)

2011/2012：IEA PVPS, National Survey Report of PV Power Application in France 2012, 2013

※2011-2012 年は 2 年間合計 100 万 EUR となっており、便宜的に各年 50 万 EUR とした。

### (参考資料 3) 太陽光発電における環境貢献：化石燃料使用量の削減効果

・試算における各種条件等

試算する 効果指標	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ 太陽光発電電力による化石燃料使用削減量</li> <li>・ 化石燃料を輸入原油と仮定した輸入支出削減額</li> </ul>
試算対象年	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ 1993～2012年（これまでの推移）</li> <li>・ 2012～2030年（今後の見通し・期待）</li> </ul>
前提条件（1）、 データソース等 （1995～2012年）	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ 太陽光発電導入量               <ul style="list-style-type: none"> <li>- 各年末累積導入量（Ref: IEA PVPS）</li> </ul> </li> <li>・ 太陽光発電による発電電力量               <ul style="list-style-type: none"> <li>- 当該年前年末における累積導入量に基づく発電電力</li> <li>- 設備利用率 12%</li> </ul> </li> <li>・ 化石燃料使用削減量への換算係数（電力熱効率）               <ul style="list-style-type: none"> <li>- ～1999年                   : 2,250 kcal/kWh</li> <li>- 2000～2004年           : 2,150 kcal/kWh</li> <li>- 2005年～                 : 2,105 kcal/kWh（Ref: EDMC）</li> </ul> </li> <li>・ 原油換算に用いた原油発熱量               <ul style="list-style-type: none"> <li>- ～1999年                   : 9,250 kcal/L</li> <li>- 2000年～                 : 9,126 kcal/L                 （Ref: EDMC）</li> </ul> </li> <li>・ 原油輸入価格               <ul style="list-style-type: none"> <li>- 月別輸入量・価額による年平均価格（Ref: 貿易統計）</li> </ul> </li> </ul>
前提条件（2）、 データソース等 （2013～2030年）	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ 太陽光発電導入量               <ul style="list-style-type: none"> <li>&lt;ケース1&gt;                   <ul style="list-style-type: none"> <li>- 年間導入量                 : 年々増加</li> <li>- 2030年末累積導入量: 100 GW</li> </ul> </li> <li>&lt;ケース2&gt;                   <ul style="list-style-type: none"> <li>- 年間導入量                 : 2.67GW/年（～2020）、2.5GW/年（～2030）</li> <li>- 2030年末累積導入量: 53 GW</li> </ul> </li> </ul> </li> <li>・ 太陽光発電による発電電力量（前提条件（1）に同じ）               <ul style="list-style-type: none"> <li>- 当該年前年末における累積導入量に基づく発電電力、設備利用率 12%</li> </ul> </li> <li>・ 化石燃料使用削減量への換算係数（電力熱効率）               <ul style="list-style-type: none"> <li>- 2,105 kcal/kWh             （前提条件（1）における 2005年～の値）</li> </ul> </li> <li>・ 原油換算に用いた原油発熱量               <ul style="list-style-type: none"> <li>- 9,126 kcal/L               （前提条件（1）における 2000年～の値）</li> </ul> </li> <li>・ 原油輸入価格               <ul style="list-style-type: none"> <li>- 前提条件（1）の 2012年平均価格に対し、World Energy Outlook 2013（IEA）による伸び率（Current Policies Scenario: 2012年価額）を適用</li> </ul> </li> </ul>

・試算結果

		ケース 1	ケース 2
化石燃料使用削減量	2030年（単年）	原油換算 21.9 百万 kL/年	原油換算 12.2 百万 kL/年
	2030年までの累積	原油換算 170 百万 kL	原油換算 132 百万 kL
輸入原油と仮定した輸入支出削減	2030年（単年）	1.57 兆円/年	0.88 兆円/年
	2030年までの累積	11.3 兆円	8.6 兆円

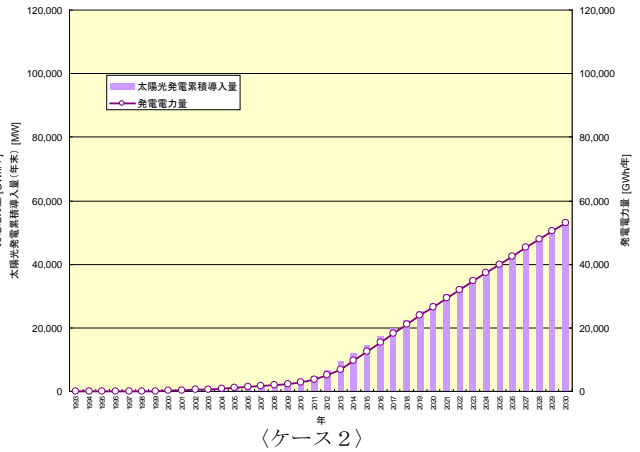
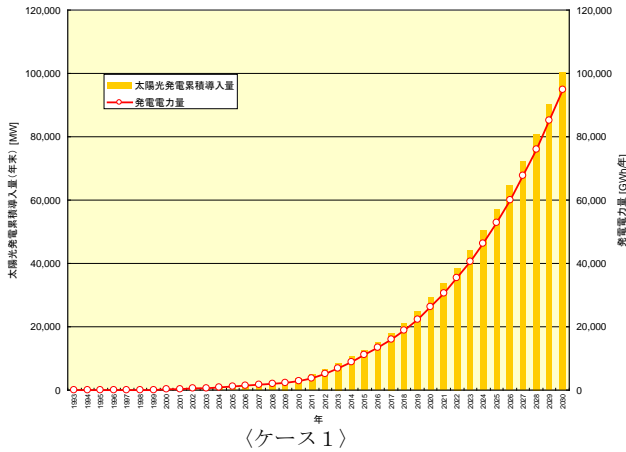


図 3-1 太陽光発電導入の推移

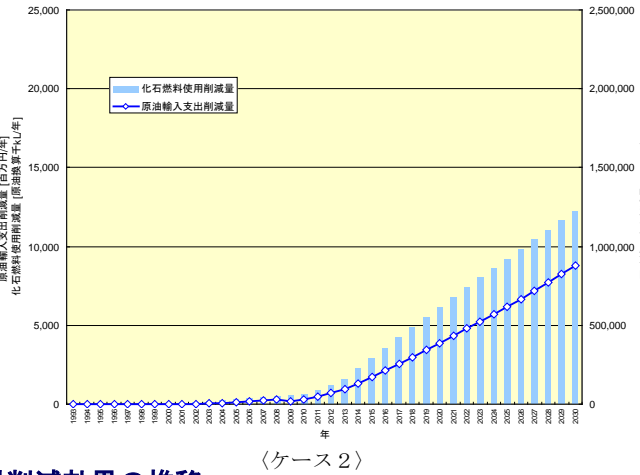
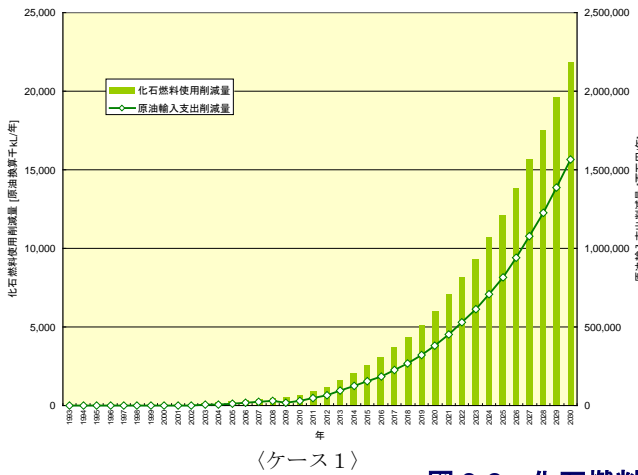


図 3-2 化石燃料削減効果の推移

(参考資料 4) 日本国内における電力価格試算

試算① 販売収入と販売電力量から試算される電力価格

<2012年度における電力会社別電力販売収入>

		北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	9社計	沖縄	10社計
電灯料	百万円	253,967	554,538	2,335,119	810,260	160,811	1,010,697	406,121	198,935	591,514	6,321,962	70,755	6,392,717
電力料	百万円	286,553	807,620	3,040,363	1,444,190	266,489	1,343,556	586,683	261,183	768,910	8,805,547	86,066	8,891,613

<2012年度における電力会社別販売電力量>

		北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	9社計	沖縄	10社計
電灯	MWh	11,817,914	25,152,801	95,277,454	35,491,705	8,538,935	49,012,437	18,942,633	9,624,834	29,509,461	283,368,174	2,851,605	286,219,779
電力	!特定規模需要以外	MWh	2,695,569	4,016,944	10,889,700	6,124,215	1,348,988	5,942,049	1,738,112	5,203,528	40,387,664	3,306,180	43,693,844
	!特定規模需要	MWh	16,670,422	48,662,792	162,865,810	84,936,520	18,187,410	86,799,991	16,047,156	49,073,992	520,520,145	1,156,002	521,676,147
計	MWh	31,183,905	77,832,537	269,032,964	126,552,440	28,075,333	141,754,477	58,647,244	27,410,102	83,786,981	844,275,983	7,313,787	851,589,770

<販売収入と販売電力量からみた単価>

		北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	9社計	沖縄	10社計
電灯	kWh/円	21.5	22.0	24.5	22.8	18.8	20.6	21.4	20.7	20.0	22.3	24.8	22.3
電力	kWh/円	14.8	15.3	17.5	15.9	13.6	14.5	14.8	14.7	14.2	15.7	19.3	15.7

出典：電気事業連合会 HP より NEDO 作成

試算② 電気料金や電力消費量から試算される電力単価（家庭用電力のみ）

一般家庭における電力需要が 300kW/月と仮定し、電気料金を用いて家庭における電力単価を試算。

- ・電気料金（平成 26 年 3 月末まで）

			単位	平均 (該当するメニュー がある電力会社 分)	北海道電力 (平成25年9月1 日～平成26年3月 31日)	東北電力 (～平成26年3月 31日)	東京電力 (～平成26年3月 31日)	北陸電力 (～平成26年4月 の検計日前日ま で)	中部電力 (～平成26年3月 31日)	関西電力	中国電力 (～平成26年3月 31日)	四国電力 (～平成26年3月 31日)	九州電力 (～平成26年4月 30日)	沖縄電力 (～平成26年3月 31日)
従量電灯B	基本料金	10A	1契約	283.50	325.50	315.00	273.00	231.00	273.00				283.50	
		15A	1契約	425.25	488.25	472.50	409.50	346.50	409.50				425.25	
		20A	1契約	567.00	651.00	630.00	546.00	462.00	546.00				567.00	
		30A	1契約	850.50	976.50	945.00	819.00	693.00	819.00				850.50	
		40A	1契約	1,134.00	1,302.00	1,260.00	1,092.00	924.00	1,092.00				1,134.00	
		50A	1契約	1,417.50	1,627.50	1,575.00	1,365.00	1,155.00	1,365.00				1,417.50	
		60A	1契約	1,701.00	1,953.00	1,890.00	1,638.00	1,386.00	1,638.00				1,701.00	
		契約容量1kVAにつき	1kVA	374.50						378	388.50	357.00		
	電力量料金	最初の120kWhまで	1kWh	17.98	19.33	17.73	18.89	16.96	17.05	17.97	17.14	16.20	16.65	21.86
		120kWhをこえ280kWhまで*	1kWh	25.34	25.34									
		280kWhをこえる分	1kWh	28.64	28.64									
		120kWhをこえ300kWhまで	1kWh	22.98		24.18	25.19	20.66	21.09	22.12	22.96	21.47	22.00	27.15
		300kWhをこえる分	1kWh	25.57		27.95	29.10	22.30	22.52	25.38	24.75	24.27	24.86	29.04
最低月額料金*2			1契約	256.12	239.4	249.90	224.45	172.52	222.60				300.30	383.69

\* 1 沖縄電力だけは、10kWh をこえ 120kWh まで。

\* 2 沖縄電力だけは、最初の 10kWh まで。

出典：電力会社 HP より NEDO 作成

試算②-1： 電力価格（基本電力+従量電力）

				北海道電力	東北電力	東京電力	北陸電力	中部電力	関西電力	中国電力	四国電力	九州電力	沖縄電力	販売電力量 による 加重平均
買電単価	10A	1契約	10A	24.24	22.65	23.58	19.95	20.38	21.72	21.93	20.55	20.81	25.58	22.18
	15A	1契約	15A	24.78	23.18	24.04	20.34	20.84	22.35	22.57	21.15	21.28	25.58	22.68
	20A	1契約	20A	25.33	23.70	24.49	20.72	21.29	22.98	23.22	21.74	21.75	25.58	23.19
	30A	1契約	30A	26.41	24.75	25.40	21.49	22.20	24.24	24.52	22.93	22.70	25.58	24.19
	40A	1契約	40A	27.50	25.80	26.31	22.26	23.11	25.50	25.81	24.12	23.64	25.58	25.19
	50A	1契約	50A	28.58	26.85	27.22	23.03	24.02	26.76	27.11	25.31	24.59	25.58	26.19
	60A	1契約	60A	29.67	27.90	28.13	23.80	24.93	28.02	28.40	26.50	25.53	25.58	27.19
各社の電灯電力販売量(2012年度) [百万kWh]				11,818	25,153	95,277	35,492	8,539	49,012	18,943	9,625	29,509	2,852	

試算②-2： 売電価格や電力消費量から試算される電力価格（家庭用電力のみ）

				北海道電力	東北電力	東京電力	北陸電力	中部電力	関西電力	中国電力	四国電力	九州電力	沖縄電力	販売電力量 による 加重平均
買電単価				23.16	21.60	22.67	19.18	19.47	20.46	20.63	19.36	19.86	24.31	21.17
各社の電灯電力販売量(2012年度) [百万kWh]				11,818	25,153	95,277	35,492	8,539	49,012	18,943	9,625	29,509	2,852	

注) 各社の電灯電力販売量は、試算①の電灯科の電力量を参照

## (参考資料 5) 日本国内における導入ポテンシャル

(NEDO 再生可能エネルギー技術白書 第 2 版より)

日本の導入ポテンシャル（ここでは、導入ポテンシャルは「自然要因（標高、傾斜など）、法規制（自然公園、保安林など）などの開発不可地を除いて算出したエネルギー量」と定義する）については、さまざまな試算が行われている。

住宅の導入ポテンシャルについては、表 4-1 に示すように経済産業省によって、屋根・屋上への設置は 65GW、側壁を加えた場合には 91GW と試算されている。非住宅については、表 4-2 に示すように経済産業省と環境省、農水省がそれぞれ試算を行っているが、各省によって試算の範囲や条件が異なるため、数値にはばらつきがある。公共系建物その他業務分野産業分野は 20.3GW～52GW と試算されている。低・未利用地や耕作放棄地におけるポテンシャルも大きく、環境省では 34.6GW～97GW を見込んでおり、公共系建物と合わせた導入ポテンシャルは最大で 150GW と試算している。

農林水産省は、平成 25 年 4 月 1 日に「支柱を立てて営農を継続する太陽光発電設備などについての農地転用許可制度上の取り扱いについて」を公表している。これによって、条件付きではあるが、耕作地の利用が可能となった。2012 年度に NEDO が行った導入ポテンシャル調査の結果によれば、耕作地全面積に対して、導入ポテンシャルとして約 380GW（耕地全面積の 10%導入が進んだ場合）が試算されている（図 4-1、図 4-2 は NEDO 調査結果の概要）。

なお、導入ポテンシャルに対する導入可能量〔経済性（固定価格買取制度、収益率など）を考慮して、導入ポテンシャルから絞り込んだエネルギー量〕は、将来的な導入目標を設定する際の重要なファクターとなるため、物理的・社会的制約などを十分に考慮した上で、現実的な試算を行うことが重要である。

**表 4-1 太陽光発電の導入ポテンシャル試算例（住宅、既設+新增設）**

		屋根・屋上*1	側壁	屋根・屋上に側壁を加えた合計
経済産業省	戸建て住宅*2	49GW	—	49GW
	集合住宅	16GW	26GW	42GW
合計		65GW	26GW	91GW

\*1：物理的制約（屋根・屋上等への設置可能比率、戸建住宅の屋根形状）のほか、耐震基準適否や戸建て住宅の空室率を考慮

\*2：戸当たり導入量として、現在の戸建て住宅の平均的な導入量（4kW/戸）を想定

出典：エネルギー・環境会議，コスト等検証委員会報告書，2011，p.34 をもとに NEDO 作成

表 4-2 太陽光発電の導入ポテンシャル試算例（非住宅、既設+新增設）

		公共系建物その他業務 分野産業分野	低・未利用地 (最終処分場、交通・ 運輸分野など)	耕作放棄地など	合計
経済産業省	側壁なし	20.3GW	(18~39GW)	(3~140GW)	—
	側壁あり	44GW			—
環境省	レベル 1	24GW (220 億 kWh)	16GW (15 億 kWh)	33GW (300 億 kWh)	59GW (540 億 kWh)
	レベル 3	52GW (440 億 kWh)	27GW (240 億 kWh)	70GW (640 億 kWh)	150GW (1,300 億 kWh)
農水省		—	—	55GW (580 億 kWh)	—

出典：エネルギー・環境会議，コスト等検証委員会報告書，2011，p.34 をもとに NEDO 作成

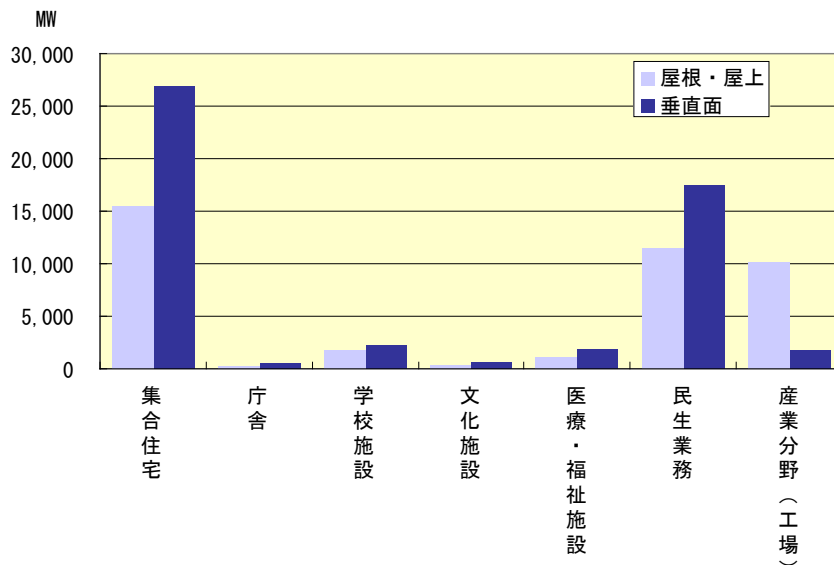


図 4-1 建物の導入ポテンシャル

出典：表 4-3,表 4-4,表 4-5 をもとに NEDO 作成

表 4-3 建物の導入ポテンシャルの推計条件

分類		制約条件		導入ポテンシャル推計			
		物理的制約条件	その他制約条件	設置角度	想定アレイ効率	アレイ面積 (m <sup>2</sup> /kW)	必要面積 (m <sup>2</sup> /kW)
集合住宅	屋根・屋上	49.9% (設置不可能面積、パネル以外必要面積除く)	33-67% (耐震基準等)	10度	15%	6.67	8.58
	垂直面	25.0% (出入り口、近隣建物隣接面等除く)	33-67% (耐震基準等)	90度	15%	6.67	6.67
非住宅	屋根・屋上	49.9% (設置不可能面積、パネル以外必要面積除く)	36-76% (耐震基準等)	30度	15%	6.67	11.55
	垂直面	25.0% (出入り口、近隣建物隣接面等除く)	36-76% (耐震基準等)	90度	15%	6.67	6.67

出典：みずほ情報総研(株)編，太陽光発電における新市場拡大等に関する検討（2013,NEDO）

表 4-4 建物（集合住宅）の導入ポテンシャル推計まとめ

	導入可能規模 (単位：GW)			
	物理的制約条件	その他の制約条件		
		1日当たり日照時間別分布		
屋根・屋上	25.2	15.5	5時間以上	9.0
			3～5時間	4.1
			1～3時間	1.8
			1時間未満	0.5
側壁	40.3	26.7	5時間以上	15.3
			3～5時間	7.2
			1～3時間	3.2
			1時間未満	0.9

出典：みずほ情報総研(株)編，太陽光発電における新市場拡大等に関する検討（2013,NEDO）



表 4-5 建物（非住宅）の導入ポテンシャルの推計まとめ（単位：MW）

種別		屋根・屋上				側壁	
		設置角度 0 度		設置角度 30 度		設置角度 90 度	
		物理的 制約条件	その他 制約条件	物理的 制約条件	その他 制約条件	物理的 制約条件	その他 制約条件
庁舎	本庁舎	341	159	197	92	342	159
	支庁・地方事務所	273	127	157	73	273	127
	国有財産	409	190	236	110	410	191
	小計	1,023	476	591	275	1,025	477
学校施設	幼稚園	96	42	55	24	72	32
	小学校	2,865	1,230	1,654	710	2,154	924
	中学校	1,720	738	993	426	1,293	555
	高等学校	1,249	543	721	314	939	409
	中等専門学校	1	1	1	0	1	0
	高等専門学校	54	23	31	13	41	17
	大学	799	339	461	196	600	255
	短期大学	7	3	4	2	5	2
	専修大学	30	13	17	7	22	10
	保育所	190	81	110	47	143	61
	小計	7,012	3,012	4,048	1,739	5,272	2,264
文化施設	文化施設	1,253	683	724	395	1,047	571
	小計	1,253	683	724	395	1,047	571
医療・福祉 施設	医療施設（病院）	2,002	1,522	1,156	879	1,864	1,416
	医療施設（診療所）	39	29	22	17	36	27
	その他福祉施設	765	412	442	238	712	384
	小計	2,806	1,964	1,620	1,134	2,612	1,828
民生業務 施設	事務所	6,716	4,202	3,878	2,426	7,913	4,951
	店舗	6,445	4,359	3,721	2,517	5,998	4,057
	倉庫	7,977	4,421	4,606	2,553	4,287	2,376
	福利厚生施設	387	251	224	145	359	233
	ホテル・旅館	828	525	478	303	1,346	854
	文教用施設	2,995	1,665	1,729	961	2,962	1,646
	宗教用施設	1,657	639	957	369	1,267	489
	ビル型駐車場	171	138	99	80	131	105
	その他の建物	5,021	3,664	2,899	2,115	3,841	2,803
	利用していない建物	199	89	115	51	173	77
小計	32,397	19,954	18,704	11,520	28,275	17,591	
産業施設 （工場）	産業分野	29,927	17,483	17,279	10,094	2,916	1,719
	小計	29,927	17,483	17,279	10,094	2,916	1,719
合計		74,418	43,572	42,965	25,156	41,147	24,449

出典：みずほ情報総研(株)編，太陽光発電における新市場拡大等に関する検討（2013,NEDO）

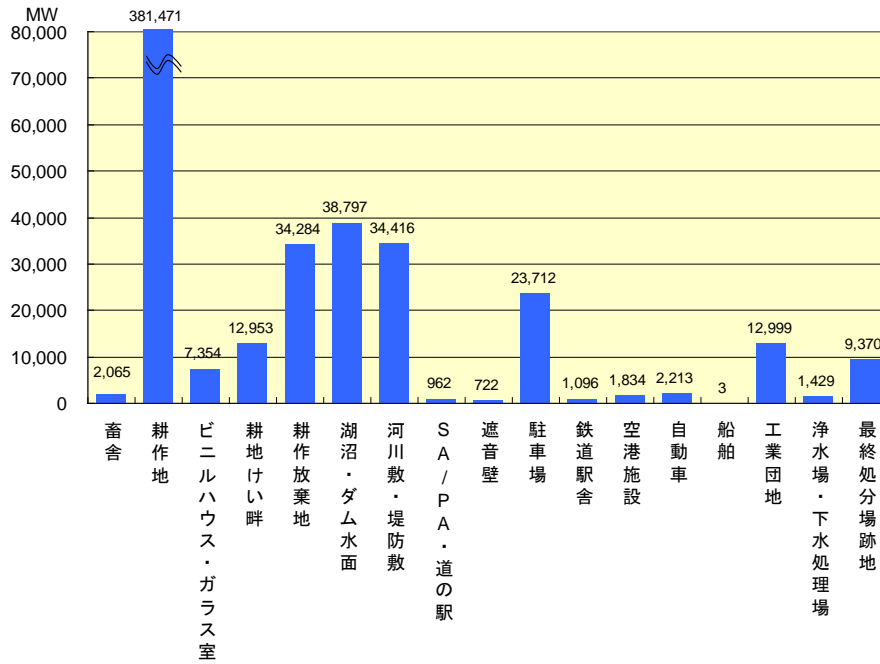


図 4-2 建物以外の導入ポテンシャル

出典：みずほ情報総研(株)編，太陽光発電における新市場拡大等に関する検討（2013,NEDO）

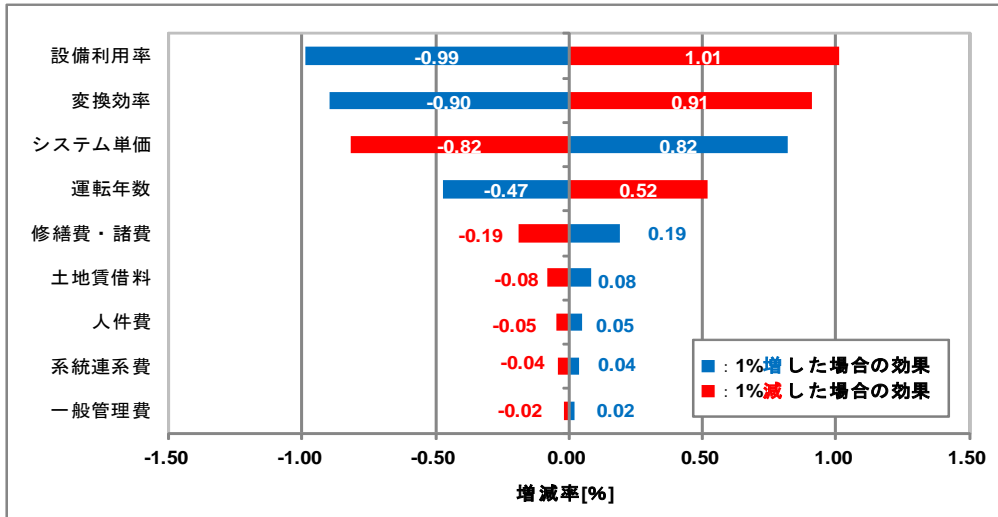
表 4-6 建物以外の導入ポテンシャルの推計条件

分類	導入ポテンシャル推計			
	設置角度	想定アレイ効率	アレイ面積 (m <sup>2</sup> /kW)	必要面積 (m <sup>2</sup> /kW)
遮音壁、ビニルハウス・ガラス室	90度または0度	15%	6.67	6.67
自動車	乗用車100W、 貨物車：普通車1.5kW、小型車360W、軽自動車180W			
船舶	6.75m <sup>2</sup> /kW			
上記以外	30度	15%	6.67	11.55

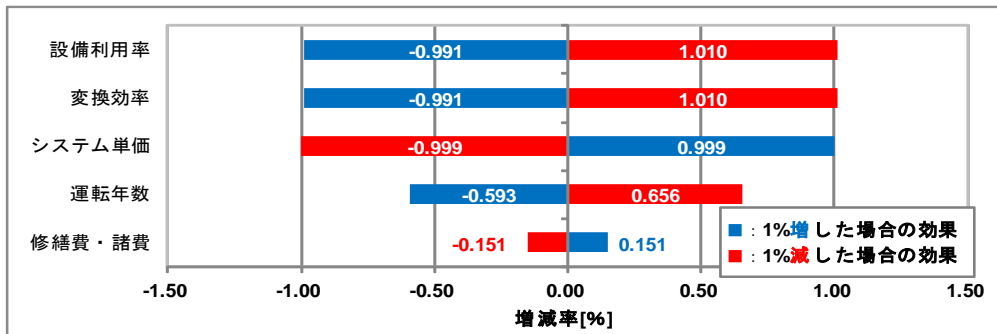
出典：みずほ情報総研(株)編，太陽光発電における新市場拡大等に関する検討（2013,NEDO）

(参考資料 6) 最新の感度分析について (最新結果等)

①調達価格等算定委員会にて、2013 年度調達価格算定時に示された条件を参考に、実施した感度分析結果 (「Ⅱ. 本文 6. 1 (1)」の提示情報の再掲)



(a) 非住宅用システム



(b) 住宅用システム

考慮する前提条件 (各費目間の相関)

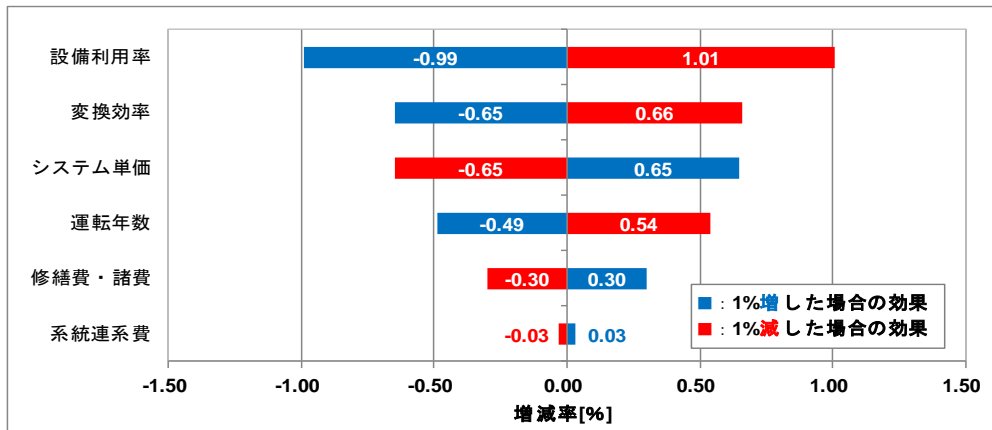
調達価格等算定委員会 (コスト等検証委員会) での前提

- ✓ システム単価 ∞ 修繕費・諸費
- ✓ 修繕費・諸費 ∞ 一般管理費

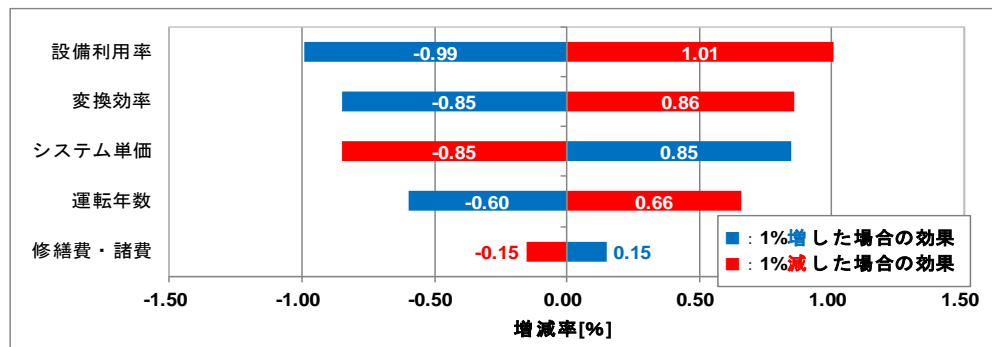
NEDO 独自で追加した前提

- ✓ 1 / Δ変換効率 ∞ Δ土地賃借料
- ✓ 1 / Δ変換効率 ∞ Δ土地造成費
- ✓ 1 / Δ変換効率 ∞ Δモジュール製造コスト
- ✓ Δシステム単価 ∞ Δモジュール製造コスト
- ✓ Δシステム単価 ∞ Δ (システム単価 - モジュール製造コスト)
- ⇒ 1 / Δ変換効率 ∞ Δシステム単価

②調達価格等算定委員会にて、2013年度調達価格算定時に示された条件を参考に、実施した感度分析結果（案1）



(a) 非住宅用システム



(b) 住宅用システム

**考慮する前提条件（各費目間の相関）**

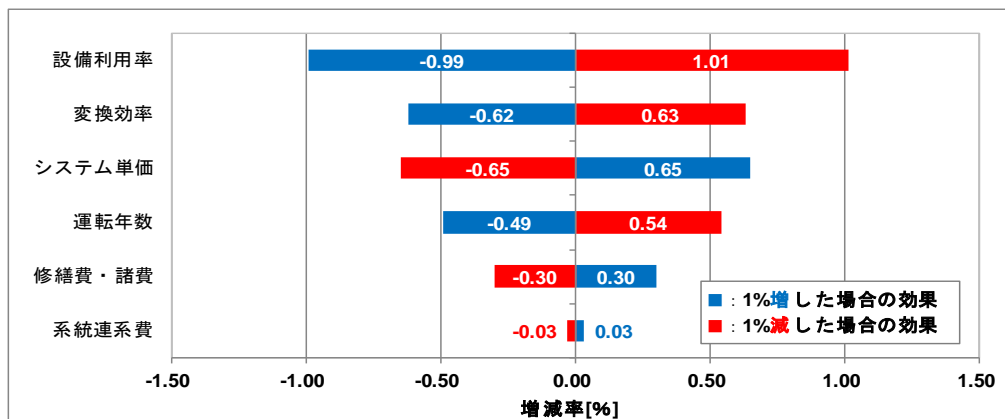
調達価格等算定委員会（コスト等検証委員会）での前提  
なし

**NEDO 独自で追加した前提**

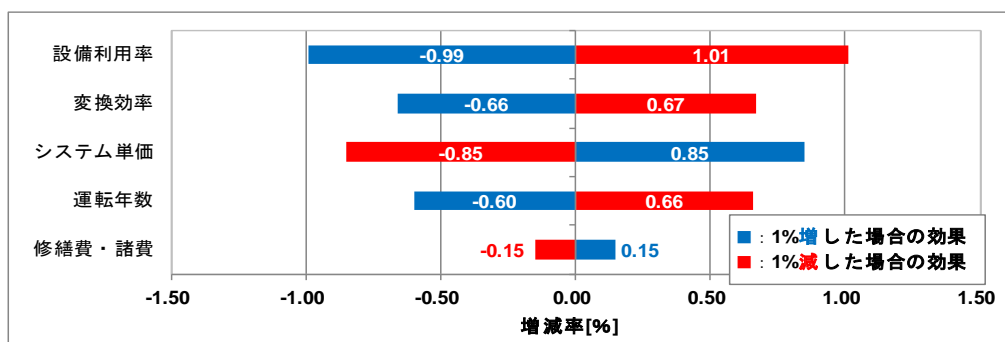
- ✓  $1/\Delta$ 変換効率  $\propto$   $\Delta$ 土地賃借料\*
  - ✓ システム単価  $\propto$   $\Delta$ （運転維持費－土地賃借料）
  - ✓  $1/\Delta$ 変換効率  $\propto$   $\Delta$ 土地造成費
  - ✓  $1/\Delta$ 変換効率  $\propto$   $\Delta$ モジュール製造コスト
  - ✓  $\Delta$ システム単価  $\propto$   $\Delta$ モジュール製造コスト
  - ✓  $\Delta$ システム単価  $\propto$   $\Delta$ （システム単価－モジュール製造コスト）
- ⇒  $1/\Delta$ 変換効率  $\propto$   $\Delta$ システム単価

\* 運転維持費に土地賃借料が含まれるため、これを抽出。感度分析上、基本ケースとして、「土地賃借料：150円/㎡」「所要面積：15㎡/kW」を条件として設定した。

③調達価格等算定委員会にて、2013年度調達価格算定時に示された条件を参考に、実施した感度分析結果（案2）



(a) 非住宅用システム



(b) 住宅用システム

考慮する前提条件（各費目間の相関）

調達価格等算定委員会（コスト等検証委員会）での前提  
なし

NEDO 独自で追加した前提

- ✓  $1/\Delta$ 変換効率  $\propto \Delta$ 土地賃借料\*
- ✓ システム単価  $\propto \Delta$ （運転維持費－土地賃借料）
- ✓  $1/\Delta$ 変換効率  $\propto \Delta$ 土地造成費
- ✓  $1/\Delta$ 変換効率  $\propto \Delta$ （モジュール価格＋架台費＋工事費）・・・【非住宅】  
（非住宅は自然エネルギー財団のデータを参照。システム単価の約83%相当。）
- ✓  $1/\Delta$ 変換効率  $\propto \Delta$ （モジュール価格＋標準工事費）・・・【住宅】  
（住宅は(株)資源総合システムのデータを参照。システム単価の約78%相当）

\* 運転維持費に土地賃借料が含まれるため、これを抽出。感度分析上、基本ケースとして、「土地賃借料：150円/㎡」「所要面積：15㎡/kW」を条件として設定した。

【補足】③の前提において参照したシステム単価内費目構成

<円/W>		2012	
		RTS データ (※1)	
住宅用	モジュール	282	61.7%
	PCS	48	10.5%
	その他周辺機器	52	11.4%
	標準工事費	75	16.4%
	計	457	100.0%

※1：(株)資源総合システム「太陽光発電マーケット 2013」(2013年7月)

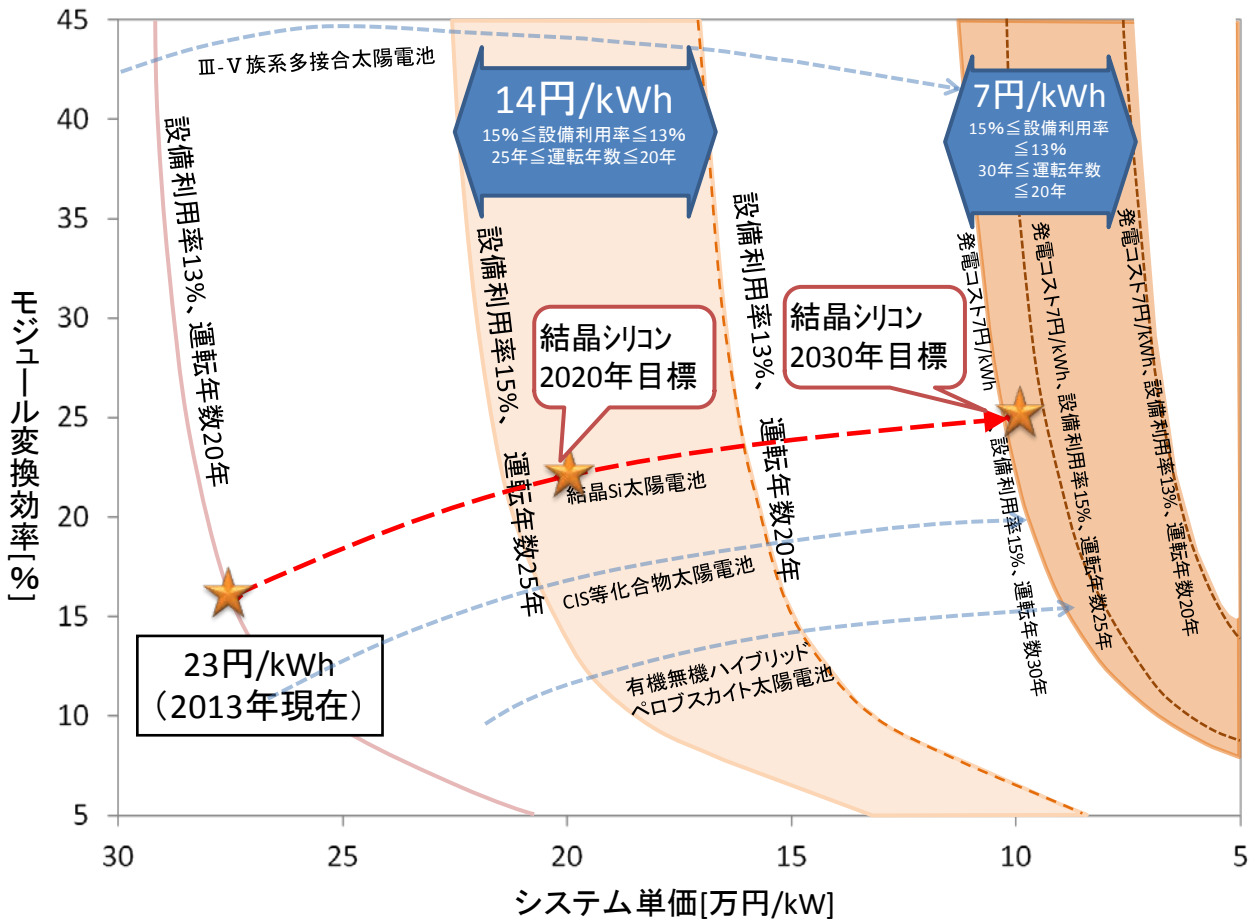
<円/W>		2012-2013	
		自然エネルギー財団 (※2)	土地造成費、接続、 その他を除いた構成比
非住宅用	モジュール	43%	49%
	PCS	12%	14%
	架台	11%	13%
	受変電設備	3%	3%
	工事費	19%	22%
	土地造成費	3%	
	接続	2%	
	その他	7%	
	計	100%	

※2：(公財)自然エネルギー財団「太陽光発電事業の現況とコスト 2013」(2013年12月)

[http://www.jref.or.jp/images/pdf/20131220/reports\\_20131220.pdf](http://www.jref.or.jp/images/pdf/20131220/reports_20131220.pdf)

# (参考資料 7) 発電コスト目標達成のイメージ

発電コスト目標達成のシナリオは一つではない。



## 作成体制

### 太陽光発電技術戦略検討委員会（所属は平成 25 年度末時点）

#### 委員長

高倉 秀行 立命館大学 理工学部電気電子工学科 教授

#### 委員

一木 修 株式会社資源総合システム 代表取締役社長

稲葉 道彦 株式会社東芝 社会インフラシステム社 電力流通システム事業部 技監

植田 譲 東京工業大学大学院 理工学研究科 電子物理工学専攻 助教

近藤 道雄 独立行政法人 産業技術総合研究所 福島再生可能エネルギー研究所  
所長代理

塩 将一 積水化学工業株式会社 住宅カンパニー 商品開発部  
商品企画部 環境・快適住宅推進G グループ長

瀬川 浩司 東京大学 先端科学技術研究センター 産学連携新エネルギー研究施設長  
教授

仁木 栄 独立行政法人 産業技術総合研究所 太陽光発電工学研究センター  
研究センター長

森本 弘 シヤープ株式会社 ソーラーシステム事業本部 技監

橋本 道雄 独立行政法人 新エネルギー・産業技術総合開発機構 新エネルギー部長

山田 宏之 独立行政法人 新エネルギー・産業技術総合開発機構 新エネルギー部  
太陽光発電グループ 主任研究員

#### オブザーバー

伊藤 隆庸 経済産業省 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 課長補佐（平成 25 年度から）

佐藤 光伸 経済産業省 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 太陽エネルギー担当（平成 25 年度から）

今村 真教 経済産業省 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 課長補佐（平成 24 年度まで）※所属は当時

是安 俊宏 経済産業省 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 太陽エネルギー担当（平成 24 年度まで）※所属は当時

#### 事務局

名倉 将司 独立行政法人 新エネルギー・産業技術総合開発機構 新エネルギー部  
太陽光発電グループ 主査

山本 厚行 独立行政法人 新エネルギー・産業技術総合開発機構 新エネルギー部  
太陽光発電グループ 主査

河本 桂一 みずほ情報総研株式会社 環境エネルギー第 2 部 エネルギーチーム  
シニアマネジャー



## 太陽光発電多用途化ワーキンググループ

植田 讓	東京工業大学大学院 理工学研究科 電子物理工学専攻 助教
大関 崇	独立行政法人 産業技術総合研究所 太陽光発電工学研究センター システムチーム 研究員
小野塚 能文	株式会社日本設計 環境・設備設計群 グループ長
西川 省吾	日本大学 理工学部 教授
松川 洋	株式会社資源総合システム 調査事業部 上席研究員
濱田 哲也	独立行政法人 新エネルギー・産業技術総合開発機構 新エネルギー部 太陽光発電グループ 主査

## 独立行政法人 新エネルギー・産業技術総合開発機構

### 新エネルギー部 太陽光発電グループ

石村 正憲	主査
上西 章太	主査
魚住 学司	主査
小田 和彦	主査
木場 篤彦	主任 (平成 26 年 5 月末まで)
小間 聡	主査 (平成 24 年度まで)
名倉 将司	主査 (平成 25 年度まで)
西村 隆雄	主査
野口 甚一	主査
長谷川 真美	主任
濱田 哲也	主査
藤岡 靖	主査
穂積 潤一	主査
松野 繁	主査 (平成 24 年度まで)
山田 成英	主査
山本 厚行	主査 (平成 26 年 4 月末まで)

## 修正履歴

2014年10月20日web掲載版

p7	2.1	「30GW」⇒「39GW」
p14	図2-10	単位の誤記を修正。「W/円」⇒「円/W」
p14	図2-10	出典：「2010および2013」⇒「2014」
p35	3.2 (3)	重複部分の削除。
p64	図6-9	誤記修正。