

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っていくと考えられる。

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"> ✓ 24x7 プラントモニタリング ✓ 24x7 アラーム通知 ✓ ユーティリティインターフェース ,NERC/FERC レポート ✓ 月間パフォーマンスレポート ✓ PlantView ウェブポータル
メンテナンスサービス	<ul style="list-style-type: none"> ✓ 予防的保全 ✓ 保証管理 ✓ 年間運営計画、レポート ✓ 事後保全
パフォーマンスエンジニアリング	<ul style="list-style-type: none"> ✓ ADvise ウェブポータル ✓ 週間パフォーマンスエンジニアリングレビュー ✓ DC ヘルスパフォーマンス推奨 ✓ 月間パフォーマンスレポート
アセットマネジメント	<ul style="list-style-type: none"> ✓ 利用可能性保証 ✓ 生涯資産メンテナンス/マネジメント ✓ 予備部品調達&マネジメント ✓ 天候&発電予測

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）

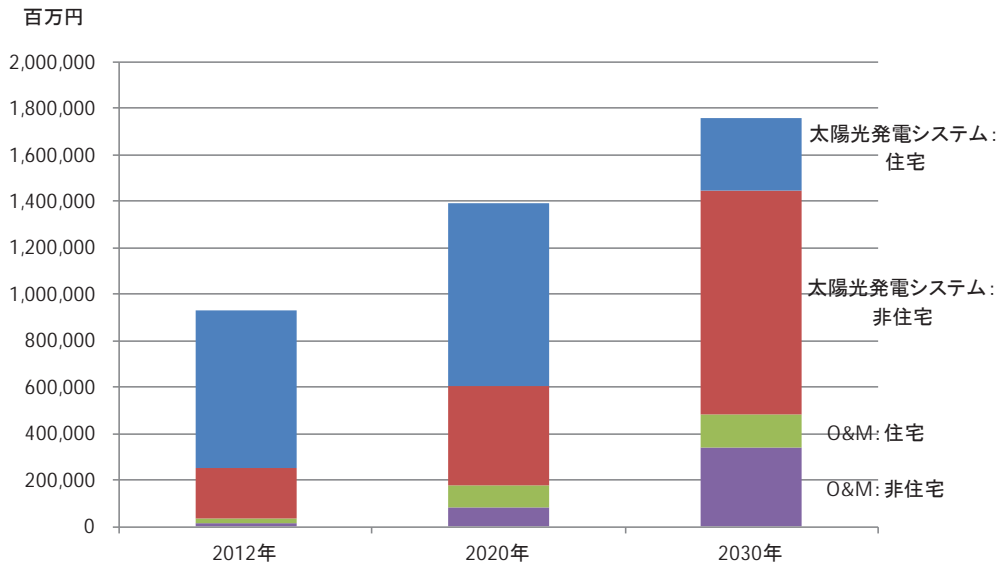


図 2-20 国内 O&M 市場規模試算 (年間ポテンシャル)

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

考慮する項目	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			
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	運転維持費	●		●	●	(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	廃棄処理費	●		●	●				
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 ² /kW]	-	15 [m ² /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	L _c [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	L _c [円/kW] / S [m ² /kW]	-	267 [円/m ²]	「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

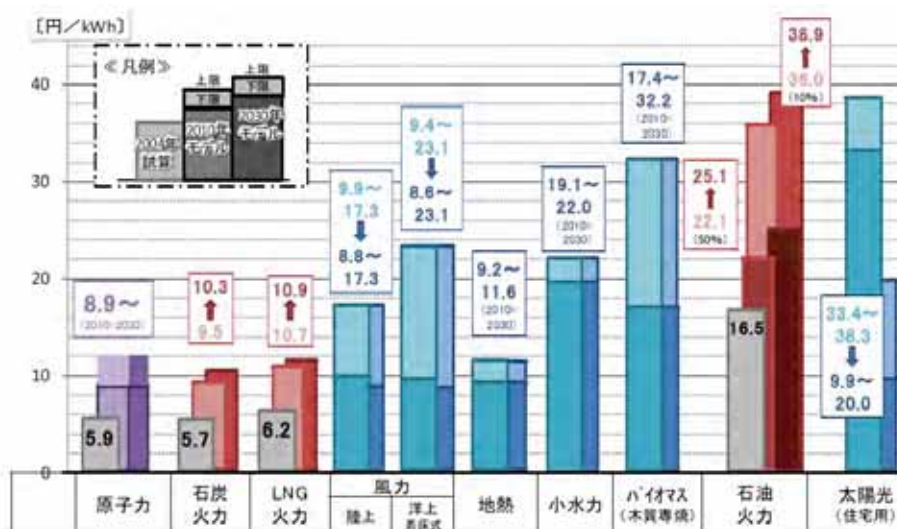


図 2-22 主な発電方式の発電コスト比較

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"> ・主流の製品 ・単結晶/多結晶=約 4/6 の比率 ・技術開発で高性能化が進む (>+2%)、 ・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(>18%) ・高性能ターンキー装置が普及 ・原料シリコン供給体制が進展 	
薄膜シリコン太陽電池	1.0GW (5.0%)	~9	<ul style="list-style-type: none"> ・開発段階での効率は 12%程度(研究では 16%台も) ・光劣化が課題 ・大面積化が進むものの、性能向上が発展の鍵 ・シースルタイプ、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 	
CdTe 太陽電池	2.0GW (6.0%)	~13	<ul style="list-style-type: none"> ・生産は FirstSolar1 社 ・開発が進展: 効率 14%台の性能。 ・低コストで価格低下を牽引(0.7\$/W 台のコスト) ・生産拡大中 	
CIGS 太陽電池	0.7GW (2.0%)	~14	<ul style="list-style-type: none"> ・ソーラーフロンティアが生産を拡大中 ・高性能薄膜として期待 ・開発段階サブモジュール>17% ・フレキシブルなど多様化も 	
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"> ・研究段階 ・主な課題は性能向上と耐久性向上
	色素増感 太陽電池	—	(セル効率) ~12	<ul style="list-style-type: none"> ・研究段階 ・主な課題は性能向上と耐久性向上 ・電力用途外では商品化事例あり
	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"> ・研究段階 ・主な課題は性能向上と耐久性向上
III-V 族系太陽電池	—	(セル効率) ~38	<ul style="list-style-type: none"> ・宇宙用等特殊用途で使用されている ・集光時のセル効率は 40%以上 	

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

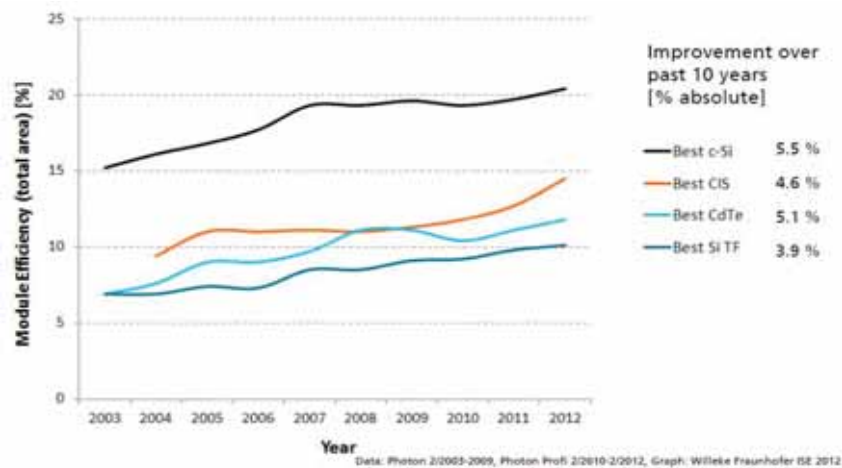


図 2-23 製品化されたもっとも効率の良い太陽電池モジュールの変換効率の変遷

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 ^a	Efficiency (%)	Area ^b (cm ²)	V _{oc} (V)	J _{sc} (mA/cm ²)	Fill factor (%)	Test centre ^c (date)	Description
Silicon							
Si (crystalline)	25.6 ± 0.5	143.7 (da)	0.740	41.8 ^d	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) ^e	FhG-ISE [21]
Si (thin film transfer)	20.1 ± 0.4	242.6 (ap)	0.682	38.14 ^f	77.4	NREL (10/12)	Solexel (43 μm thick) [22]
Si (thin film minimodule)	10.5 ± 0.3	94.0 (ap)	0.492 ^g	29.7 ^g	72.1	FhG-ISE (8/07) ^e	CSG Solar (<2 μm on glass; 20 cells) [23]
III-V Cells							
GaAs (thin film)	28.8 ± 0.9	0.9927 (ap)	1.122	29.68 ^h	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) ^e	RTI, Ge substrate [25]
InP (crystalline)	22.1 ± 0.7	4.02 (t)	0.878	29.5	85.4	NREL (4/90) ^e	Spire, epitaxial [26]
Thin film chalcogenide							
CGS (cell)	20.5 ± 0.6	0.9882 (ap)	0.752	35.3 ^d	77.2	NREL (3/14)	Solibro, on glass [5]
CGS (minimodule)	18.7 ± 0.6	15.892 (da)	0.701 ^g	35.29 ^{g,i}	75.6	FhG-ISE (9/13)	Solibro, four serial cells [27]
CdTe (cell)	19.6 ± 0.4	1.0055 (ap)	0.8573	28.59 ^f	80.0	New port (6/13)	GE Global Research [28]
Amorphous/microcrystalline Si							
Si (amorphous)	10.1 ± 0.3 ^k	1.036 (ap)	0.886	16.75 ^l	67.8	NREL (7/09)	Oerlikon Solar Lab, Neuchatel [29]
Si (microcrystalline)	11.0 ± 0.3 ^m	1.045 (da)	0.542	27.44 ^d	73.8	AIST (1/14)	AIST [9] Dye sensitised
Dye sensitised							
Dye sensitised	11.9 ± 0.4 ⁿ	1.005 (da)	0.744	22.47 ^l	71.2	AIST (9/12)	Sharp [30]
Dye sensitised (minimodule)	29.9 ± 0.4 ^o	17.11 (ap)	0.719 ^g	19.4 ^{g,i}	71.4	AIST (8/10)	Sony, eight parallel cells [31]
Dye (submodule)	8.8 ± 0.3 ⁿ	398.8 (da)	0.697 ^g	18.42 ^{g,i}	68.7	AIST (9/12)	Sharp, 26 serial cells [32]
Organic							
Organic thin film	10.7 ± 0.3 ^o	1.013 (da)	0.872	17.75 ^l	68.9	AIST (10/12)	Mitsubishi Chemical (4.4 × 23.0 mm) [33]
Organic (minimodule)	9.1 ± 0.3 ^o	25.04 (da)	0.794 ^g	17.06 ^{g,d}	67.5	AIST (2/14)	Toshiba (four series cells) [10]
Organic (submodule)	6.8 ± 0.2 ^o	395.9 (da)	0.798 ^g	13.50 ^{g,i}	62.8	AIST (10/12)	Toshiba (15 series cells) [10]
Multijunction devices							
InGaP/GaAs/InGaAs	37.9 ± 1.2	1.047 (ap)	3.065	14.27 ^l	86.7	AIST (2/13)	Sharp [34]
a-Si/nc-Si/nc-Si (thin film)	13.4 ± 0.4 ^p	1.006 (ap)	1.963	9.52 ^l	71.9	NREL (7/12)	LG Electronics [35]
a-Si/nc-Si (thin film cell)	12.3 ± 0.3 ^q	0.962 (ap)	1.365	12.93 ^l	69.4	AIST (7/11)	Kaneka [36]
a-Si/nc-Si (thin film minimodule)	11.8 ± 0.6 ^q	40.26 (ap)	1.428 ^g	12.27 ^{g,d}	67.5	FhG-ISE (4/14)	TEL Solar, Trubbach Labs [13] (10 serial cells)

^aCGS, CuInGaSe₂; a-Si, amorphous silicon/hydrogen alloy; nc-Si, nanocrystalline or microcrystalline silicon.

^bap, aperture area; t, total area; da, designated illumination area.

^cFhG-ISE, Fraunhofer Institut für Solare Energiesysteme; AIST, Japanese National Institute of Advanced Industrial Science and Technology.

^dSpectral response and current-voltage curve reported in present version of these Tables.

^eRecalibrated from original measurement.

^fSpectral response and current-voltage curve reported in Version 41 of these Tables.

^gReported on a 'per cell' basis.

^hSpectral response and current-voltage curve reported in Version 40 of these Tables.

ⁱSpectral response and current-voltage curve reported in Version 43 of these Tables.

^jSpectral response and/or current-voltage curve reported in Version 42 of these Tables.

^kLight soaked at Oerlikon prior to testing at NREL (1000 h, 1 sun, 50°C)

^lSpectral response reported in Version 36 of these Tables.

^mNot measured at an external laboratory.

ⁿStability not investigated. References 37 and 38 review the stability of similar devices.

^oStability not investigated. References 11 and 12 review the stability of similar devices.

^pLight soaked under 100 mW/cm² white light at 50°C for over 1000 h.

^qStabilised by manufacturer.

^rSpectral response and current-voltage curve reported in Version 39 of these Tables.

^sStabilised at test centre for 132 h to the 2% IEC criteria.

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

^aCGSS, CuInGaSSe; CZTSS, Cu₂ZnSnS₄-Se_x; CZTS, Cu₂ZnSnS₄.

^bap, aperture area; t, total area; da, designated illumination area.

^cAIST, 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.

^dSpectral response reported in Version 36 of these Tables.

^eRecalibrated from original measurement.

^fSpectral response and/or current-voltage curves reported in present version of these Tables.

^gSpectral response reported in Version 37 of these Tables.

^hSpectral response and current-voltage curves reported in Version 42 of these Tables.

ⁱStability not investigated.

^jKorean Research Institute of Chemical Technology.

^kSpectral 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 μ m）、切代低減（～140 μ 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 μ 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><有機薄膜太陽電池> 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><色素増感型太陽電池> 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><有機/無機ハイブリッド型> 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、2mmϕ 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