

2 太陽光発電の技術の現状とロードマップ

2.1 技術を取りまく現状

2.1.1 技術の俯瞰

太陽光発電技術は、シリコン系、化合物系、有機系に大別され、主に以下に挙げる太陽電池が開発されている。

図表 2.1 太陽電池の種類と特徴

種類		特徴	変換効率※	実用化状況	主な国内メーカー	
シリコン系	結晶系	単結晶	• 200 μm 程度の薄い単結晶シリコンの基板を用いる • 特長：性能・信頼性 • 課題：低コスト化	~20%	実用化	シャープ 三洋電機(HITタイプ)
		多結晶	• 小さい結晶が集まった多結晶の基板を使用 • 特長：単結晶より安価 • 課題：単結晶より効率低い	~15%	実用化	シャープ 京セラ 三菱電機
	薄膜系	• アモルファス（非晶質）シリコンや微結晶シリコン薄膜を基板上に形成 • 特長：大面積で量産可能 • 課題：効率低い	~9% (アモルファス)	実用化	シャープ 三菱重工業 カネカ 富士電機	
化合物系	CIS系	• 銅・インジウム・セレン等を原料とする薄膜型 • 特長：省資源・量産可能・高性能の可能性 • 課題：インジウムの資源量	~12%	実用化	ソーラーフロンティア ホンダソルテック	
	CdTe系	• カドミウム・テルルを原料とする薄膜型 • 特長：省資源・量産可能・低コスト • 課題：カドミウムの毒性	~11%	実用化	国内：無し First Solar (米)	
	集光型	• III族元素とV族元素からなる化合物に多接合化・集光技術を適用 • 特長：超高性能 • 課題：低コスト化	(集光時 ~42%)	研究段階	シャープ 大同特殊鋼	
有機系	色素増感	• 酸化チタンに吸着した色素が光を吸収し発電する新しいタイプ • 特長：低コスト化の可能性 • 課題：高効率化・耐久性	(~11%)	研究段階	アイシン精機 シャープ フジクラ ソニー	
	有機薄膜	• 有機半導体を用いて、塗布だけで作製可能 • 特長：低コスト化の可能性 • 課題：高効率化・耐久性	(~8%)	研究段階	新日本石油 パナソニック 電工 住友化学 三菱化学	

※モジュール変換効率、但し括弧内は研究段階におけるセル変換効率

(1) 結晶系シリコン太陽電池

1) 単結晶シリコン太陽電池

単結晶シリコン太陽電池は、様々な太陽電池の中で最も歴史の古い太陽電池である。種結晶を元に高温で作られた円柱状の単結晶シリコンインゴット（シリコンの塊）を厚さ 200 μm 程度にスライスして作製する。シリコン原子が規則正しく並ぶ単結晶を用いるため、実用化されている太陽電池の中で最も変換効率が高く（モジュール効率は 14~20%）、耐久性・信頼性にも優れている。しかしコストが高いことや、大量生産に不向きという課題がある。

現在、HIT（Heterojunction with Intrinsic Thin-layer）太陽電池と呼ばれる、単結晶シリコンとアモルファスシリコン¹をヘテロ結合²により積層したハイブリッド型の太陽電池が三洋電機により開発、製造販売されている。モジュール変換効率は約 17%と高く、単結晶シリコン太陽電池と比較して、高温時の特性低下が小さいことも特徴である。

図表 2.2 単結晶シリコン太陽電池

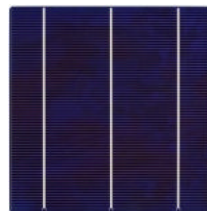


出典：NEDO 資料

2) 多結晶シリコン太陽電池

多結晶シリコン太陽電池は、単結晶シリコンのような一つの大きな結晶ではなく、異なった面方位を向いた比較的小さな結晶が継ぎはぎとなったインゴットを、厚さ 200 μm 程度にスライスして形成する。単結晶と比較して効率は落ちるが、安価で製造が容易であり、効率とコストのバランスが良いため、現在最も普及している太陽電池である。モジュール効率は 13~15%である。

図表 2.3 多結晶シリコン太陽電池



出典：NEDO 資料

¹ シリコン原子の配列が不規則なシリコン。電子の流れが悪く、単結晶シリコン等と比較して効率は落ちる。

² 異種材料で形成した半導体の積層構造。

(2) 薄膜系シリコン太陽電池

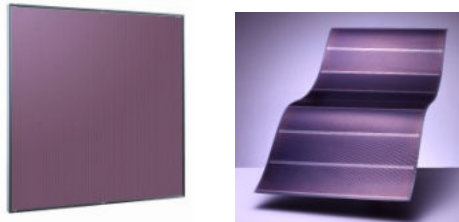
薄膜系シリコン太陽電池は、シリコンの必要量を削減できる低コストな太陽電池として開発された。結晶系のようにシリコンインゴットをスライスするのではなく、シラン (SiH₄) 等の原料ガスからプラズマ CVD 法³にて基板上に薄膜を作製する。シリコン使用量は結晶系の 1/100 程度にまで削減できる上、200°C 以下の低温プロセスで製膜できるため、製造に要するエネルギーの削減、大幅な低コスト化が可能である。

シリコン原子の配列が不規則なアモルファス状態になっているため電子の流れが悪くなり、結晶系シリコン (13~20%) と比較すると効率が落ちる。現在モジュール効率は約 6~9% である。しかし、夏場の高温環境下でも効率の低下が少ない特性を持つことから、実用時に有利な面もある。

高効率化の取組みとして、結晶粒が 50~100nm 程度の微結晶シリコンを用いて、アモルファスシリコンと微結晶シリコンを積層した多接合太陽電池⁴が実用化されている。モジュール変換効率は最高水準で 12%⁵とアモルファスシリコン太陽電池より高効率である。

薄膜であるため、基板にステンレス箔やプラスチックフィルム等を用いたフレキシブルな太陽電池を製造できることも大きな特徴の一つである (図表 2.4 写真右側)。

図表 2.4 薄膜系シリコン太陽電池



出典：NEDO 資料

(3) 化合物系太陽電池

1) CIS 系太陽電池

CIS 系 (または CIGS 系) 太陽電池は、シリコンの代わりに銅 (Cu)、インジウム (In)、ガリウム (Ga)、セレン (Se) 等からなる化合物半導体を使用する。実用化されてからまだ歴史が短い、薄膜、軽量、省資源、低価格など多くの長所を持つため注目を浴びている。

一般的な結晶シリコンと比較して光の吸収率が高く、わずか 1~2 μ m の厚さで発電できる。市販されている CIS 系太陽電池のモジュール変換効率は約 10~12% であるが、研究室レベルでは結晶系シリコン太陽電池並みの 20% 近い効率が確認されている。

また、製造工程数が結晶系シリコン太陽電池の約半分であるため、製造コストを大幅に削減することができる。量産が容易で、長辺 1m 以上の大面積の太陽電池を連続的に生産することが可能である。また耐放射線性が極めて優れており、宇宙用途にも適している。薄膜系シリコ

³ CVD は Chemical Vapor Deposition の略で化学気相成長法。直流電圧等を印加することによりプラズマ化した原料ガスが、化学反応により基板上に堆積して薄膜が形成される。

⁴ 多接合太陽電池の原理については集光型太陽電池の項 (P6) を参照のこと。

⁵ (株)カネカ 2010 年 6 月 7 日ニュースリリース (<http://www.kaneka.co.jp/news/n100607.html>)

2 太陽光発電の技術の現状とロードマップ

ン太陽電池と同様に、金属箔やプラスチック基板を用いて軽量でフレキシブルな太陽電池を製作することもできる。

希少金属であるインジウムやガリウムを使用しているため、資源制約が課題であるが、技術的に希少金属使用量を削減する等により、2050年以降も利用可能と見られている。また、代替材料の開発も進められている。

図表 2.5 CIS 系太陽電池



出典：NEDO 資料

2) CdTe 系太陽電池

毒物の高いカドミウムを原料として使用するため、日本では普及していないが、欧米では大規模発電所に導入が進んでおり、米国の First Solar 社が生産・販売量を急激に伸ばしている。薄膜化が可能で、ガラス基板上に比較的低温で良質の多結晶膜を形成できるため、低コストで高効率な太陽電池として期待されている。市販されているモジュールの変換効率は約 9～11% である。フィルム等のフレキシブルな基板も使用可能である。

図表 2.6 CdTe 系太陽電池

出典：First Solar, Inc.ホームページ (<http://www.firstsolar.com/en/modules.php>)

3) 集光型太陽電池

集光型太陽電池は、小面積の高効率な多接合太陽電池にレンズや鏡で集光することにより、高い発電効率を実現する太陽電池である。

一般に太陽電池は p 型半導体と n 型半導体の組合せであるが、この pn 接合が 1 つだけの単接合太陽電池の変換効率は、理論的に約 30% 程度が限界と考えられている。この理論限界値を向上させた太陽電池の一つが、複数の pn 接合をもつ多接合太陽電池である。2 接合の場合はタンデム型とも呼ばれる。

太陽光は紫外線から赤外線まで幅広い波長を含んでいる。多接合太陽電池では、波長の短い光をバンドギャップ⁶の大きい p 型・n 型太陽電池で利用し、透過した波長の長い光をバンドギ

⁶ 固体中には電子が取れることを許容されるエネルギー範囲（許容帯）と許容されないエネルギー範囲（禁制帯）があり、エネルギーの低い帯（バンド）から順に電子で埋まるが、禁制帯の幅をバンドギャップという。半導

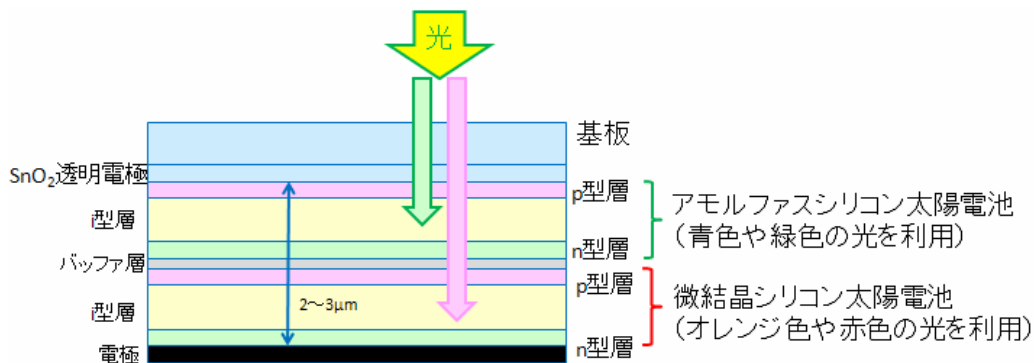
チップの小さい太陽電池で利用することにより、より多くの太陽光エネルギーを電力に変換できるようになる。このように各波長に対応した太陽電池を積層し、利用できる波長域を拡げることで、高効率化を図っている。

多接合太陽電池の材料としては、III-V 族化合物半導体が有効とされている。ガリウム (Ga) 等の III 族元素とヒ素 (As) 等の V 族元素からなる化合物半導体を用いた InGaP/(In)GaAs/Ge の 3 接合太陽電池は、変換効率 30%以上を達成している。耐放射線特性に優れており高性能であることから、すでに宇宙用として実用化されている。

この III-V 族系太陽電池を用いた集光型太陽電池では、350 倍集光下で効率 41.6%が達成されており、さらに 4 接合化により集光時で 50%の超高効率化が可能と期待されている⁷。NEDO の「革新的太陽光発電技術研究開発プロジェクト」では、2014 年度末の最終目標の一つとして、「III-V 族系材料による高集光多接合太陽電池で非集光時の変換効率 35%と集光時の変換効率 45%を達成する」ことが掲げられている。

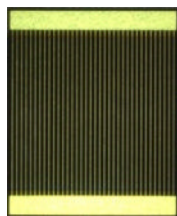
集光型太陽電池の課題は低コスト化であり、さらなる変換効率の向上によって発電コストを低減させるべく研究開発が進められている。

図表 2.7 多接合太陽電池の基本構造の例



出典：(独) 産業技術総合研究所ホームページ (http://unit.aist.go.jp/rcpv/ci/about_pv/types/TF-Si-tandem.gif)

図表 2.8 III-V 族系太陽電池



出典：NEDO 資料

図表 2.9 集光型太陽光発電システム



出典：「FOCUS NEDO 第 34 号」(2009, NEDO)

体の場合、電子で満たされた許容帯を価電子帯と呼び、バンドギャップ幅以上の大きさのエネルギー（光等）を受けると価電子が上の許容帯（伝導帯という）に励起されることにより、導電性が生じる。

⁷ シャープ技報 第 100 号 (2010 年 2 月)

(4) 有機系太陽電池

1) 色素増感太陽電池

酸化チタンの表面に吸着した色素が可視光などの光を吸収し、励起した電子が酸化チタンの方に移動する原理で発電する。酸化チタン自身は可視光を吸収せず、色素が代わりに可視光を吸収するため色素増感太陽電池と呼ばれる。光合成型の太陽電池とも言われている。色素を変えることによって、様々な色の太陽電池を製造できる。現在、研究レベルの小面積セルで11%の変換効率が得られている。

製造が簡単で材料も安価なことから大幅な低コスト化が見込まれ、最終的には現在主流の多結晶シリコン太陽電池の1～数割程度のコストで製造できると言われている。しかしながら、電解液に蒸発しやすい有機溶媒を用いるため、耐久性が課題であり、電解液の固体化が研究課題となっている。

図表 2.10 色素増感太陽電池



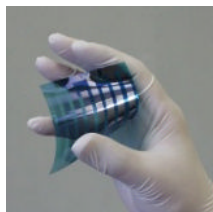
出典：NEDO 資料

2) 有機薄膜太陽電池

有機薄膜太陽電池は、p型の有機半導体に導電性ポリマーを、n型の有機半導体にフラーレンを用いる。これら2種類の有機半導体を混ぜて溶かした液を電極の付いた基板の上に塗布して薄膜にした後、薄膜上に電極を形成するという、非常に簡易な製造方法で太陽電池を作製することができる。現在、研究レベルのセル変換効率で最高7.9%が達成されている⁸。

材料が安価で、印刷法やインクジェット法などの塗布プロセスにより大面積を簡単に作製可能であるため、大幅な低コスト化が実現可能とされている。プラスチックフィルム等にも製膜でき、様々な色や形にできるため、ポータブル機器用電源やウェアラブル電源など幅広い用途に展開できる。ただし、有機材料を用いるため、耐久性が大きな課題となっている。

図表 2.11 有機薄膜太陽電池



出典：NEDO 資料

⁸ Solarmer Energy Inc. 2009年12月発表 (http://www.solarmer.com/solar_technology.php)

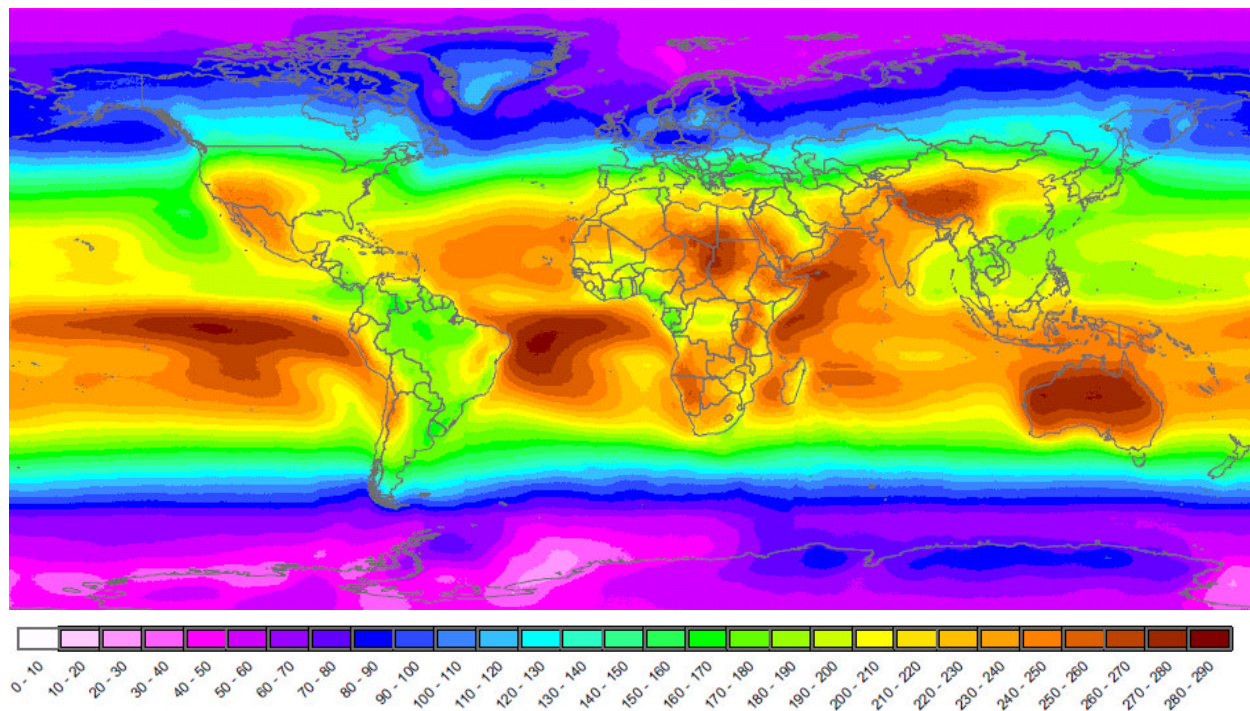
2.1.2 ポテンシャル

(1) 世界

地球の表面が1時間に受ける太陽光エネルギーは、人類の年間エネルギー消費量に相当すると言われている⁹。太陽光エネルギーは、地球上で最も豊富に存在する地域偏在性の少ない資源であり、日射が得られる場所であればどこでも太陽光パネルを設置可能であり、一定の発電量を得ることができる。賦存量の大小が発電量および事業採算性に大きく影響する太陽熱発電や風力発電と比較すると導入障壁は小さいと考えられる。

世界の年間平均日射強度マップを図表 2.12 に示す。米国南西部、中東、アフリカ、豪州、南欧、インド、メキシコ、南米等の賦存量が大きく、年間 2,000~2,500kWh/m² 程度の日射が得られる。日本はこれらの地域と比較すると劣るが、年間 1,000~1,500kWh/m² 程度の日射が得られる¹⁰。

図表 2.12 世界の年間平均日射強度マップ (W/m²)



Copyright : Mines ParisTech/ Armines 2006.

出典 : SoDa ホームページ (http://www.soda-is.com/img/carte_Ed_13_world.pdf)

また、地球表面上で得られる太陽光エネルギーの試算例を図表 2.13 に示す。地表面に到達する太陽光エネルギーは 90,000TW、そのうち回収可能なエネルギーは 1,000TW と試算されている。このうちの1%(10TW)のみを利用すると仮定しても、2007年時点の世界の発電容量(4.5TW)¹¹の約 2.2 倍に相当する大きさである。豊富な太陽光エネルギーをいかに活用するかが、世界のエネルギー問題解決に向けた重要課題の一つとなっている。

⁹ “ENERGY TECHNOLOGY PERSPECTIVES 2008” (2008, IEA)

¹⁰ Meteotest; database Meteonorm (www.meteonorm.com)

¹¹ “World Energy Outlook 2009” (IEA)

図表 2.13 地球表面上の太陽光エネルギー量

回収可能量	賦存量
1,000TW	90,000TW

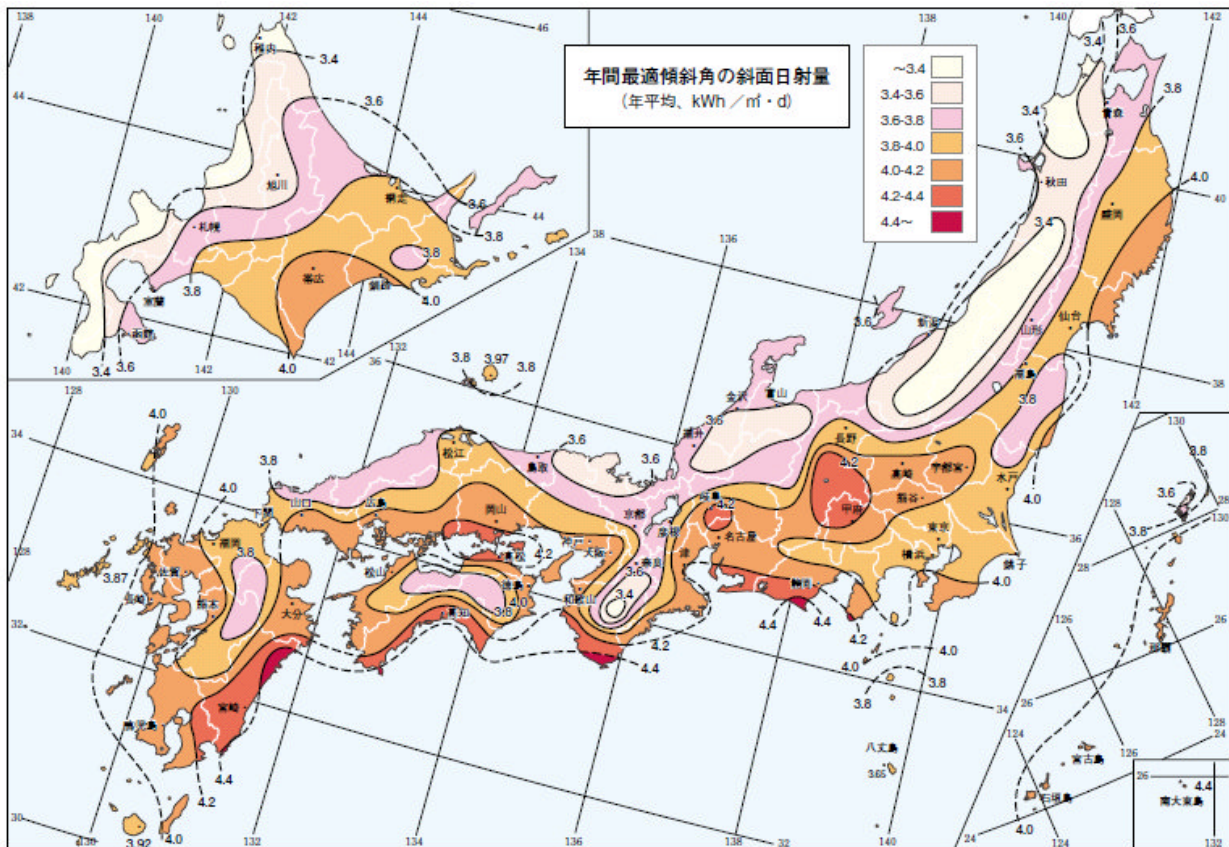
出典：“Renewable energy A technical overview” (B.Sorensen, Energy Policy 19 (1991))

(2) 日本

日本の年間最適傾斜角の斜面日射量¹²を図表 2.14 に示す。

日本では比較的太平洋岸の日照環境がよく、特に山梨県や長野県、静岡県南西部、和歌山県南部、高知県、宮崎県などの日射量が豊富である。先述のとおり、太陽光発電は日射が得られれば一定量の発電は可能であることから、資源量の大小が発電量および事業採算性に大きく影響する太陽熱発電や風力発電と比較すると、資源量による導入障壁は小さいと考えられる。

図表 2.14 日本の年間最適傾斜角の斜面日射量 (kWh/m²・d)

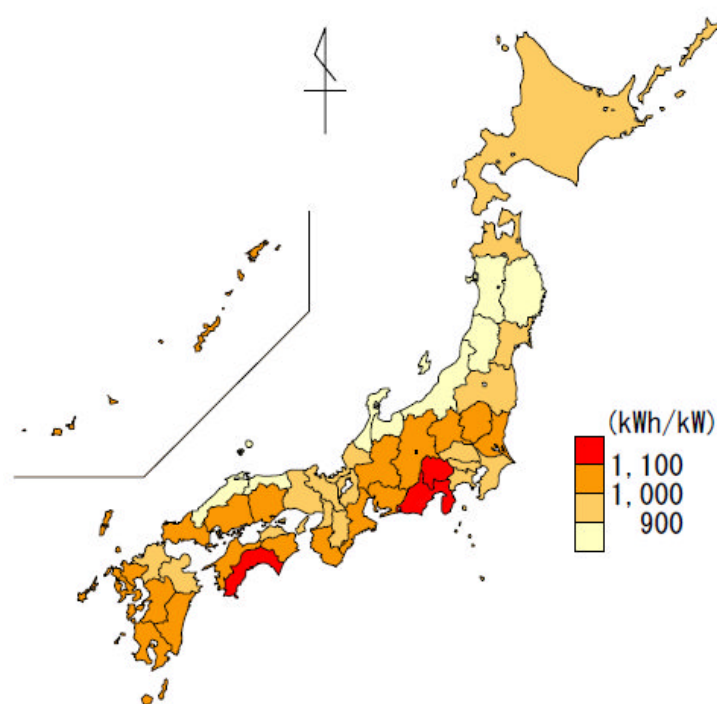


出典：太陽光発電フィールドテスト事業に関するガイドライン（設計施工・システム編）（2010, NEDO）

¹² 年間最大日射量を得られる設置傾斜角における年間日射量。

都道府県別の太陽光発電システム 1kW 当たりの年間発生電力量を図表 2.15 に示す。住宅用太陽光発電の年間の発電量は平均約 1,000kWh/kW で、地域や年によって 1~3 割程度のばらつきがある。特に発電量が多いのは、山梨県、静岡県、高知県で 1,100kWh/kW を超えているほか、関東以南の太平洋側において全体的に豊富な発電量が得られる。日本の家庭の年間消費電力量は約 4,200kWh/世帯¹³であることから、世帯あたりのシステム容量の目安は約 4kW となっている。

図表 2.15 住宅用太陽光発電の都道府県別年間発生電力量 (kWh/kW)



※新エネルギー財団のデータ（過去 10 年間の kW あたりの平均発電量）より作成。

出典：資源エネルギー庁資料

日本における太陽光発電の導入可能量については、これまで多くの試算が行われている（図表 2.16）。試算条件により結果は異なり、29,550MW~201,838MW と試算値にばらつきがある。導入可能量は、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・社会的制約等を十分に考慮した上で、現実的な試算値のもと検討を進めることが重要である。

下記に挙げた中で最も小さい試算値である 29,550MW は、日本の電力会社 10 社の 2009 年時点の発電容量 (203,964MW)¹⁴の 14%に相当する。日本においても、太陽光発電のポテンシャルは大きく、その期待から、導入拡大に向けて積極的な政策支援、技術開発が実施されている。

¹³ 「待機時消費電力調査報告書」（2005, (財)省エネルギーセンター）」

¹⁴ 電気事業連合会 電力統計情報 (<http://www.fepec.or.jp/library/data/tokei/index.html>)

図表 2.16 太陽光発電の導入可能量試算事例

出典	各種制約条件を考慮した場合の導入可能量	概要
「太陽光発電技術研究開発」 (2003, NEDO)	<国土全体> A ランク : 127,970MW B ランク : 61,650MW C ランク : 29,550MW	A ランク : 穏やかな制約条件とした場合、最大限設置した場合の導入規模 B ランク : 中間的な制約条件とした場合の導入規模 C ランク : 厳しい制約条件とした場合、比較的容易に設置できる範囲として求めた導入規模
「太陽光発電ロードマップ (PV2030+)」 (2009, NEDO)	<国土全体> ケース 1 : 54,167MW ケース 2 : 101,932MW ケース 3 : 201,838MW 物理的潜在量 : 7,984,467MW	2030 年における推定導入量を試算。 ケース 1 : 厳しい制約条件とした場合 ケース 2 : 中間的な制約条件とした場合 ケース 3 : 穏やかな制約条件とした場合
「広域分散型電源としての太陽光発電システムの利用可能性の調査」 (2008, 産業技術総合研究所)	<国土全体> ケース①電力貯蔵設備無し : 88,200MW ケース②電力貯蔵設備有り : 133,000MW	需給バランスの観点から、電力貯蔵設備の有無別に、将来における導入可能量を推計。
「平成 21 年度 再生可能エネルギー導入ポテンシャル調査」 (2010, 環境省)	<非住宅系> シナリオ 1 : 100,300MW シナリオ 2 : 124,900MW シナリオ 3 : 149,500MW ※対象は公共・産業系建物および低・未利用地	シナリオ 1 : 現状技術を用いて 10kW 以上のパネルを設置するシナリオ。但し、事業性の最適化は行わない。 シナリオ 2 : 現状技術を用いて、設置可能なスペースに最大限パネルを設置するシナリオ。但し、事業性の最適化は行わない。 シナリオ 3 : 屋根の建替えがあり、太陽光を最大限導入する建材一体型の屋根設計が行われるシナリオ。

出典 : 各種資料、「平成 21 年度 再生可能エネルギー導入ポテンシャル調査」(2010, 環境省)

2.1.3 導入目標量例

欧州、米国、日本における再生可能エネルギーおよび太陽光発電の導入目標量例を図表 2.17 に示す。各国において、意欲的な導入目標が設定されている。

図表 2.17 欧米諸国における再生可能エネルギー・太陽光発電の導入目標量例

	導入目標 等	
	再生可能エネルギー全体	太陽光発電
EU	<ul style="list-style-type: none"> 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。 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。 	<ul style="list-style-type: none"> 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。 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。
米国	<ul style="list-style-type: none"> 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。 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。 	<ul style="list-style-type: none"> RPSについて、13の州が太陽光発電でまかなうべき電力の割合を規定。
日本	<ul style="list-style-type: none"> 「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%に引き上げる目標を設置。 「長期エネルギー需給見通し（再計算）」（総合資源エネルギー調査会 需給部会、2009）において、2020年、2030年の新エネルギー導入見通しが示された。 	<ul style="list-style-type: none"> 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。 「長期エネルギー需給見通し（再計算）」（左記）の最大導入ケースにおいて、2020年および2030年の太陽光発電導入量を、それぞれ28GW、53GWと試算。
(参考) IEA	<ul style="list-style-type: none"> 主要な低炭素技術の開発および普及を世界的規模で推進することを目的に、各技術について、2050年までの技術ロードマップを策定。 	<p>(※導入見通し)</p> <ul style="list-style-type: none"> 太陽光発電の技術ロードマップにおいて、2050年までの累積で3,155GW、年間発電量は4,572TWh（世界の発電電力量の11%）に達すると予測。

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）、「長期エネルギー需給見通し（再計算）」（2009, 経済産業省）

(1) 欧州

欧州における太陽光発電の導入目標量例を図表 2.18 に示す。

図表 2.18 欧州における導入目標量例

出典	2020 年	2030 年
再生可能な資源からのエネルギー使用の推進に関する指令 ¹⁵	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%に引き上げるための国別目標値 (図表 2.20) を設定。	—
Renewable Energy Technology Roadmap 20% by 2020 (EREC)	180TWh ※上記指令を達成するために必要な太陽光発電による発電量	—
欧州エネルギー技術戦略計画 (SET-Plan)	EU の電力消費量の 12%を太陽光発電でまかなう	—

出典：Directive 2009/28/EC (2009, EC)、“Renewable Energy Technology Roadmap 20% by 2020” (2008, EREC)、SET-Plan Technology Roadmap (2009, EC)

2007 年 3 月、欧州理事会は、EU の地球温暖化対策として 2020 年までに、EU 全体のエネルギー消費全体に占める再生可能エネルギーの比率を 20%に引き上げることで合意した。これを受けて、「再生可能電力推進に関する指令」¹⁶と「バイオ燃料促進に関する指令」¹⁷を修正、廃止する新たな指令である「再生可能な資源からのエネルギー使用の推進に関する指令」が策定され、本指令において加盟各国に法的拘束力のある数値目標が設定された (図表 2.19)。

欧州再生可能エネルギー評議会 (European Renewable Energy Council : EREC) は、この目標を達成するために必要な再生可能エネルギーの種類毎の寄与度 (発電量) を試算しており、2020 年には 180TWh が太陽光発電によって供給されると予測している (図表 2.20)。これは 2020 年時点の欧州の電力需要予測 (3,914TWh¹⁸) の約 5%に相当する。

また、低炭素化社会実現に向けた技術開発戦略である「欧州エネルギー技術戦略計画 (SET-Plan)」¹⁹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が掲げられている。

¹⁵ 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

¹⁶ EU の全電力供給量に占める再生可能電力の割合を 2010 年までに EU 全体で 21% にするという目標を掲げ、加盟各国に目標 (法的拘束力なし) を設定した指令。(Directive 2001/77/EC)

¹⁷ 2010 年までにガソリン、ディーゼル油の 5.75%をバイオ燃料で代替する目標 (法的拘束力なし) を設定した指令。(Directive 2003/30/EC)

¹⁸ “World Energy Outlook 2009” (IEA)

¹⁹ 低炭素化社会の早期実現に向けて、EU 全体で共同し、低炭素化技術の研究開発および普及を加速させることを目的とした EU の技術開発戦略。詳細は「2.1.7 推進施策・関連法令」を参照のこと。

図表 2.19 再生可能な資源からのエネルギー使用の推進に関する指令における
EU 加盟国の 2020 年目標値

	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[%]			EU 指令による 国別目標値
	2001	2003	2005	2020
ベルギー	1.3	1.6	2.2	13%
ブルガリア	7.1	9.0	10.6	16%
チェコ共和国	2.4	4.2	6.3	13%
デンマーク	12.3	14.9	17.0	30%
ドイツ	3.9	4.4	5.8	18%
エストニア	15.3	14.9	18.0	25%
アイルランド	2.2	2.2	3.0	16%
ギリシャ	6.5	7.2	7.5	18%
スペイン	9.1	9.4	7.6	20%
フランス	10.9	9.9	9.5	23%
イタリア	5.2	4.4	4.8	17%
キプロス	2.5	2.5	2.9	13%
ラトビア	34.4	31.9	35.5	40%
リトアニア	15.3	15.4	15.0	23%
ルクセンブルク	0.7	0.8	0.9	11%
ハンガリー	2.6	4.7	4.3	13%
マルタ	0.0	0.0	0.0	10%
オランダ	1.6	1.8	2.4	14%
オーストリア	25.8	21.8	23.0	34%
ポーランド	6.9	7.0	7.2	15%
ポルトガル	20.5	21.5	17.0	31%
ルーマニア	13.7	15.4	19.2	24%
スロベニア	16.1	14.3	14.9	25%
スロバキア	6.2	5.2	6.9	14%
フィンランド	27.9	26.7	28.5	38%
スウェーデン	40.0	33.9	40.8	49%
英国	0.9	1.0	1.3	15%

出典：“RENEWABLE ENERGY SOURCES IN FIGURES” (2008, BMU)、Directive 2009/28/EC

図表 2.20 目標達成に必要な太陽光発電による発電量予測

	2006 年	2010 年	2020 年
発電量 (TWh)	2.5	20	180

出典：“Renewable Energy Technology Roadmap 20% by 2020” (2008, EREC)

(2) 米国

米国における太陽光発電の導入目標量例を図表 2.21 に示す。

図表 2.21 米国における導入目標量例

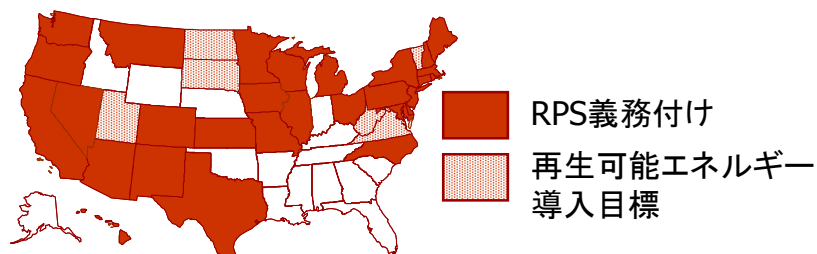
出典	2020 年	2030 年
RPS 法	州別 RPS 法により規定（図表 2.22 参照）	
New Energy for America (オバマ大統領)	(2012 年) 再生可能エネルギー由来の電 力量割合：12%	(2025 年) 再生可能エネルギー由来の電 力量割合：25%

出典：DSIRE ホームページ (<http://www.dsireusa.org/>)、"New Energy for America" (2009, Barack Obama and Joe Biden)

米国においては国全体としての導入目標値は掲げられていない。ただし米国では、29 の州政府と DC 政府²⁰が電気事業者に対して供給電力の一定割合を再生可能エネルギーで賄うことを義務付ける RPS 制度を導入しており、そのうち 13 州は太陽光発電による電力の割合を規定により定めている（図表 2.23）。

また、オバマ大統領が掲げる「New Energy for America」計画では、電力消費量に占める再生可能エネルギー由来の電力量の割合を、2012 年までに 10%、2025 年までに 25%に引き上げる目標が掲げられている。

図表 2.22 州別の RPS 導入状況（2009 年 7 月現在）



出典：DSIRE ホームページ (<http://www.dsireusa.org/>) より作成

²⁰ 2010 年 3 月時点。

図表 2.23 太陽光発電に関する州別 RPS の規定

州	目標（達成年）	太陽光発電による割合 （達成年）
オハイオ	25%（2025年）	0.5%（2025年）
イリノイ	25%（2025年）	1.5%（2025年）
ペンシルバニア	18%（2020年）	0.5%（2020年）
ニュージャージー	22.5%（2021年）	2.12%（2021年）
ノースカロライナ	私営：12.5%（2021年） 公営：10%（2018年）	0.2%（2018年）
メリーランド	20%（2022年）	2%（2022年）
ミズーリ	15%（2021年）	0.3%（2021年）
ネバダ*	25%（2025年）	1.5%（2025年）
コロラド	私営：20%（2020年） 公営：10%（2020年）	0.8%（2020年）
ニューメキシコ	私営：20%（2020年） 公営：10%（2020年）	4%（2020年）
ニューハンプシャー	23.8%（2025年）	0.3%（2014年）
デラウェア*	20%（2019年）	2.005%（2019年）

※ 太陽光については、導入量を割増してカウントする優遇策あり。

出典：DSIRE ホームページ（<http://www.dsireusa.org/>）より作成

(3) 日本

日本における太陽光発電の導入目標量例を図表 2.21 に示す。

図表 2.24 日本における導入目標量例

出典		2020 年	2030 年
低炭素社会づくり行動計画(閣議決定)		現在の 10 倍 ※麻生総理(当時)スピーチにより、2020 年までに現在の 20 倍とする新たな方針を提示	現状の 40 倍
長期エネルギー需給見通し(再計算)	現状固定ケース・努力継続ケース	5.6GW (原油換算 140 万 kL)	27GW (原油換算 669 万 kL)
	最大導入ケース	2005 年の 20 倍程度(28GW) (原油換算 700 万 kL)	53GW (原油換算 1,300 万 kL)

<長期エネルギー需給見通し>

現状固定ケース：現状(2005 年度)を基準とし、今後新たなエネルギー技術が導入されず、機器の効率が一定のまま推移した場合を想定。耐用年数に応じて古い機器が現状(2005 年度)レベルの機器に入れ替わる効果のみを反映したケース。

努力継続ケース：これまで効率改善に取り組んできた機器・設備について、既存技術の延長線上で今後とも継続して効率改善の努力を行い、耐用年数を迎える機器と順次入れ替えていく効果を反映したケース。

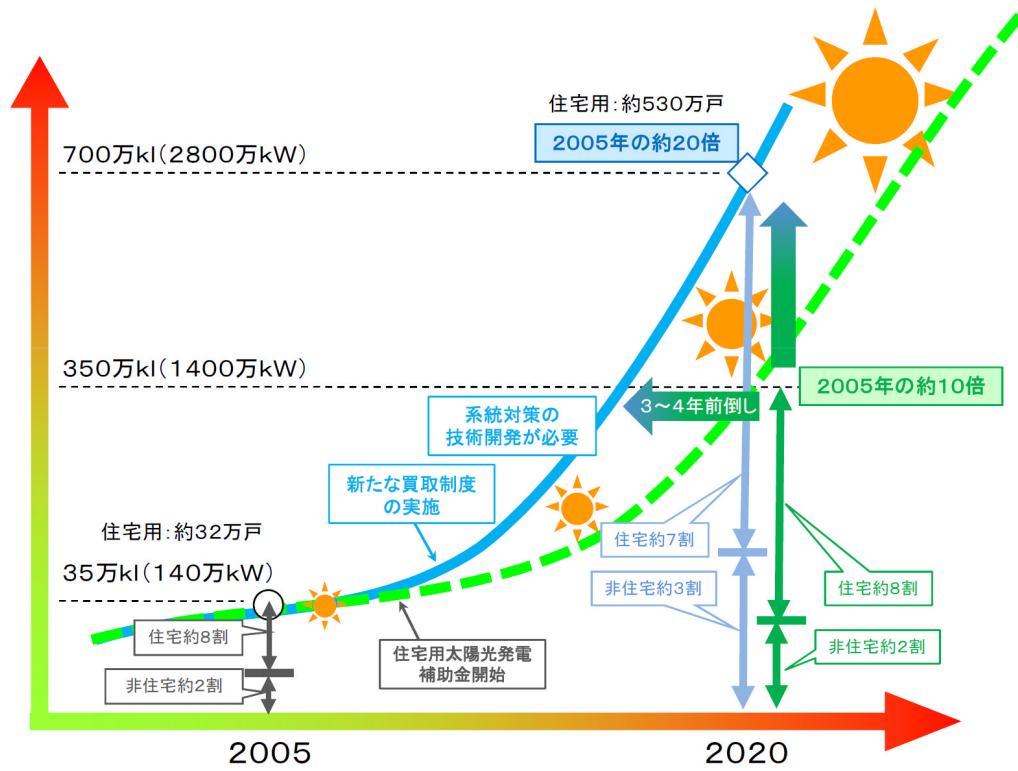
最大導入ケース：実用段階にある最先端の技術で、高コストではあるが、省エネ性能の格段の向上が見込まれる機器・設備について、国民や企業に対して更新を法的に強制する一歩手前のギリギリの政策を講じ最大限普及させることにより劇的な改善を実現するケース。

出典：「低炭素社会づくり行動計画」(2008, 閣議決定)、「長期エネルギー需給見通し(再計算)」(2009, 経産省)

日本の太陽光発電導入目標については、2008 年に福田ビジョンに基づき閣議決定された「低炭素社会づくり行動計画」において「2020 年までに現在の 10 倍、2030 年までに 40 倍」とする目標が掲げられた後、2009 年には麻生総理(当時)スピーチにより、「2020 年までに現在の 20 倍」とする新たな方針が掲げられた。

これを受けて、「長期エネルギー需給見通し(再計算)」(2009 年 8 月)では、最大導入ケースにおける 2020 年の太陽光発電導入量を 28GW(原油換算 700 万 kL、2005 年の 20 倍程度)と想定している。また、2030 年には 53GW(原油換算 1,300 万 kL)が導入されると想定している。

図表 2.25 長期エネルギー需給見通し（再計算）における太陽光発電の導入シナリオ



出典：「新エネルギー部会 中間報告」（2009，総合資源エネルギー調査会 新エネルギー部会）

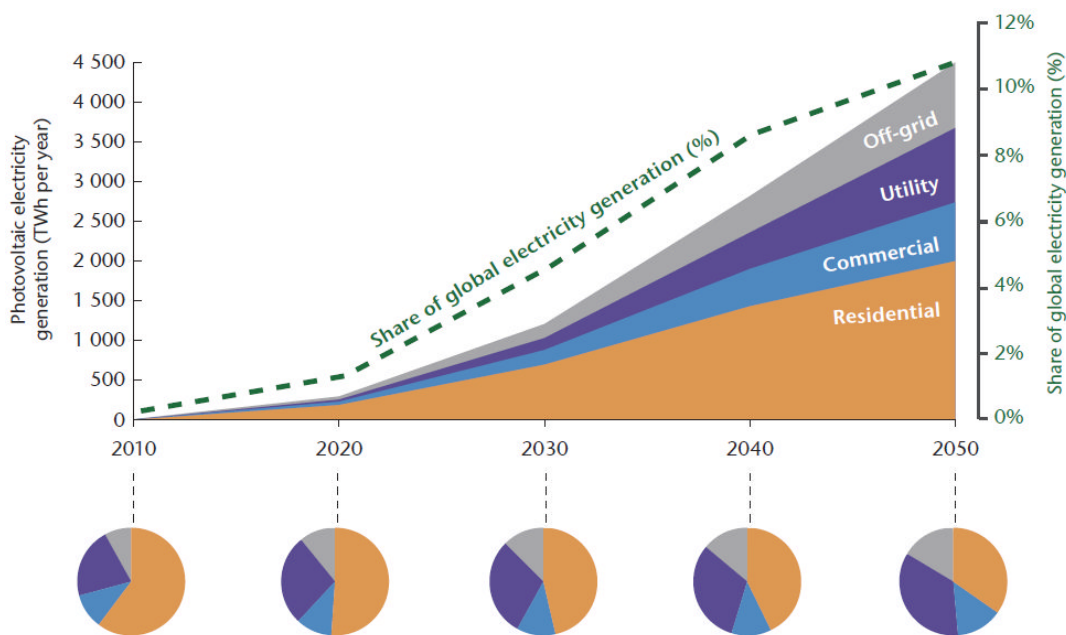
(参考) IEA の技術ロードマップと導入見通し

IEA は、2050 年までに CO₂ 排出量を半減させるために鍵となる技術の開発および普及を世界的規模で推進することを目的に、太陽光発電を含む主要な低炭素技術について、2050 年までの技術ロードマップを策定している。

太陽光発電のロードマップにおいて、2050 年までの累積導入量は 3,155GW、年間発電量は 4,572TWh に達すると予測している。これは世界の発電電力量の 11%に相当する量であり、将来的に太陽光発電が基幹エネルギーの一つとなることが期待されている。

なお、この見通しは、IEA が発表した将来のエネルギー技術展望 (Energy Technology Perspective) における BLUE Map シナリオ (2050 年に世界の GHG 排出量を現状比半減するシナリオ) をベースに分析されている。Blue Map シナリオでは、太陽光発電と太陽熱発電合わせて、2050 年時点で世界の発電電力量の 11%をまかなう見通しを示している。したがって、本技術ロードマップでは、より野心的な導入見通しを示しているといえる。

図表 2.26 太陽光発電の導入見通し



	2020 年	2030 年	2040 年	2050 年
累積導入量 (GW)	210	872	2,019	3,155
年間発電量 (TWh)	298	1,247	2,907	4,572

出典：“Technology Roadmap Solar photovoltaic energy” (2010, IEA) をもとに三菱総研作成

2.1.4 導入実績

(1) 世界

図表 2.27 に、世界の上位 5 ヶ国および世界²¹の太陽光発電の累積導入量の推移を示す。世界の太陽光発電市場は、ドイツやスペインにおけるフィードインタリフ (FIT) 制度²²やシステムコストの低減により、2000 年以降急激に成長している。2009 年は、2008 年末の金融危機の影響を受け、スペイン等で市場が大きく収縮したが、世界全体の単年度導入量は約 7.2GW、累積導入量は約 22GW を達成し、引き続き堅調な伸びを見せている。2010 年には世界全体の累積導入量は少なくとも 40%増加し、合計約 30GW に達すると予想されている²³。

現在トップを走っているのはドイツである。ドイツは FIT 制度の導入により飛躍的に導入量を伸ばし、2005 年には日本を抜いて、累積導入量世界第 1 位に躍り出た。その後も堅調に導入量を伸ばし、2009 年は約 3.8GW の導入量を記録している²³。

現在第 2 位のスペインも、ドイツと同様に FIT 制度による積極的な支援策が奏功し、2008 年には単年で約 2.7GW の導入量を記録し世界の 2 位に躍進した。しかしながら、FIT 制度の対象となるシステム容量に上限を設定したことに加え、2008 年末の世界金融危機の影響を受け、2009 年の単年度導入量は 69MW (前年比約 3%) と大幅に縮減した。

米国では、ITC (企業投資課税控除)²⁴や、2008 年末の金融危機以降導入された再生可能エネルギー助成制度²⁵、州レベルでの導入支援策等により市場は拡大しており、今後も世界の主要市場として成長が期待されている。

新興国においては、まだ非電化地域が多く、僻村等の電化率向上が大きな課題となっている。太陽電池は日射が得られる場所ではどこでも発電が可能なことから、直近には送電線を引くことの難しい地域の電源として適しており、今後は新興国における導入拡大も期待される。

²¹ IEA-PVPS (Photovoltaic Power Systems Programme) 参加国の合計。他の国については正確な導入量データを得るのは困難であるため、ここでは IEA-PVPS 参加国のみを対象とした。

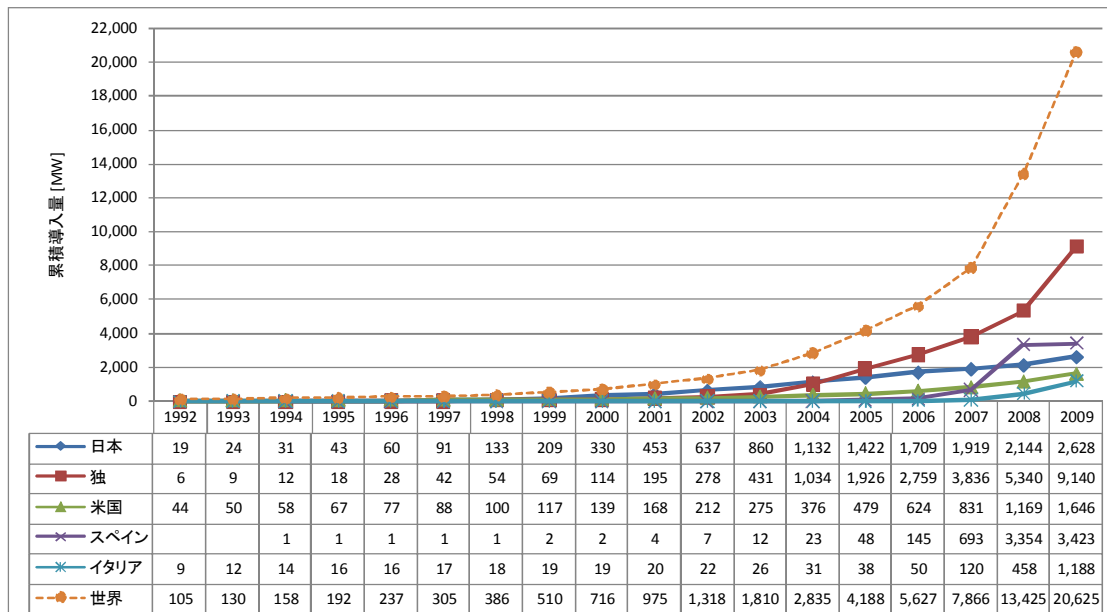
²² 固定電力買取制度 (Feed-in tariff : FIT)。エネルギーの買取り価格 (tariff) を法律で定める方式の助成制度で、導入した時期によって一定期間の価格が固定される制度。詳細は P47 を参照のこと。

²³ EPIA プレスリリース (2010 年 4 月)

²⁴ 各種エネルギーシステムの設定投資に対して、エネルギー源別の控除率に基づいて課税控除を行う制度

²⁵ 各種エネルギーシステムに対して、固定資産の 30%を助成する制度。詳細は P51 を参照のこと。

図表 2.27 主要国と世界の太陽光発電の導入推移（累積）



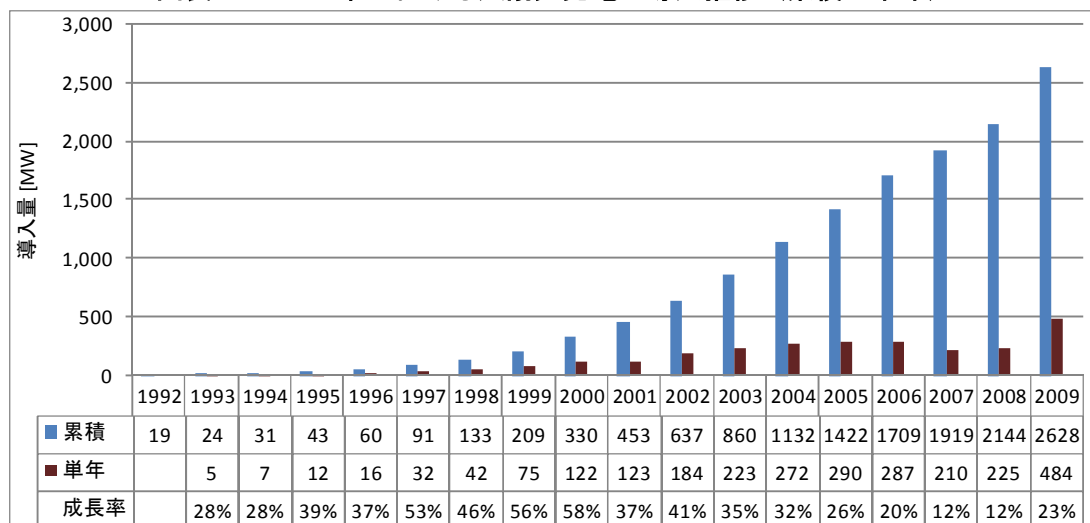
注) 世界：IEA-PVPS 参加国の合計

出典：“Trends in photovoltaic applications. Survey report of selected IEA countries between 1992 and 2008” (IEA-PVPS)、EPIA プレスリリース (2010年4月) より作成

(2) 日本

日本は 2004 年まで累積導入量世界第 1 位であったが、2005 年にドイツにトップの座を明け渡した。2005 年には国による「住宅用太陽光発電導入促進事業」が終了したことを受けて市場の伸びは鈍化し、ドイツ、スペインに大幅に差をつけられ、2008 年には累積導入量世界第 3 位に後退している。しかしながら 2009 年 11 月に、日本版 FIT 制度となる「太陽光発電による電気の新たな買取制度」(P61 参照) が開始され、2009 年度の単年度導入量は前年比約 2 倍となった。引き続き、2010 年度の導入量拡大が期待されている。

図表 2.28 日本における太陽光発電の導入推移（累積・単年）



出典：“Trends in photovoltaic applications. Survey report of selected IEA countries between 1992 and 2008” (IEA-PVPS)、EPIA プレスリリース (2010年4月) より作成

2.1.5 技術開発動向

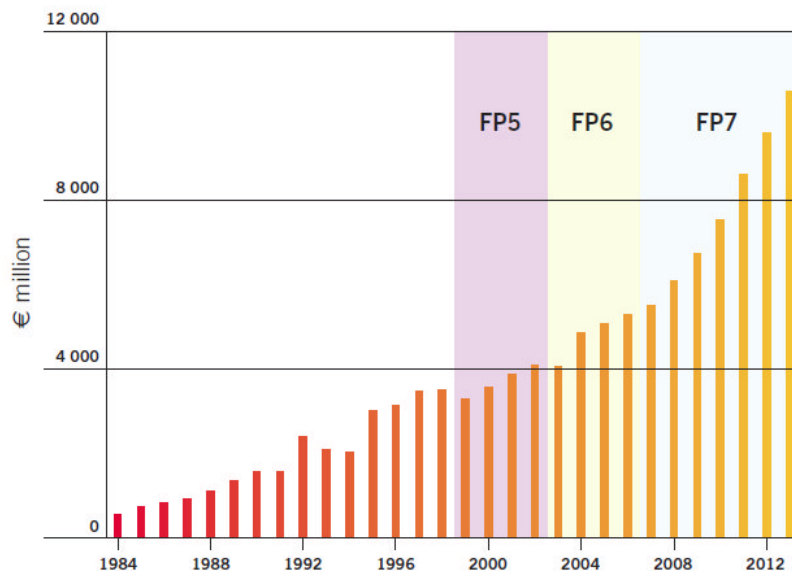
太陽光発電の起源は、1954年のアメリカのベル研究所における世界初の単結晶シリコン太陽電池の発明に遡る。以降、日米欧を中心に研究開発が進められ、近年では「グリッドパリティ²⁶」の達成を大前提に、高効率化、低コスト化等のための技術開発が活発に行われている。

以下、欧州、米国、日本における技術開発動向を概観する。

(1) 欧州

欧州（EU）では、加盟各国共同で研究活動を行うための支援計画として、欧州フレームワーク計画（FP）²⁷を定め、国家横断的な技術開発を行っている。図表 2.29 に、FP の予算の推移を示す。FP 予算は年々増加しており、現在遂行中である FP7（2007～2013）では約 500 億ユーロの予算が充当された。

図表 2.29 欧州フレームワーク計画（FP）予算の推移（1984～2013）



出典：「RTD info – Inside the Seventh Framework Programme-」（2007, EC）

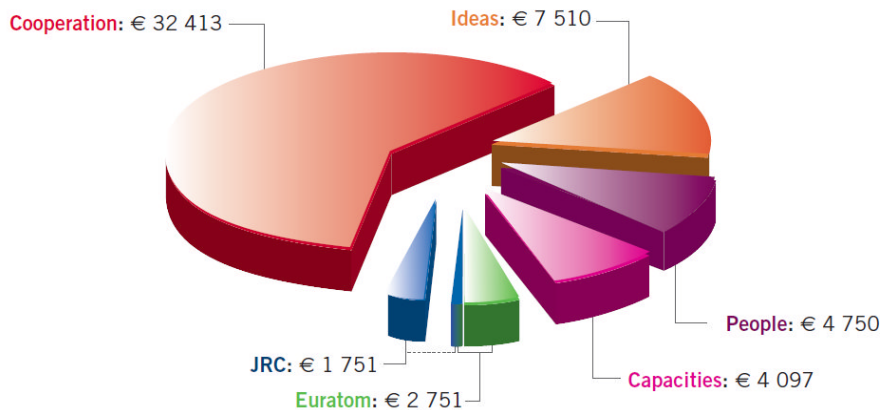
図表 2.30 に FP7 のテーマ別予算内訳を示す。FP7 の主要な活動分野は、「Cooperation（協力）」「Ideas（アイデア）」「People（人材）」「Capacities（キャパシティ）」の4つである。再生可能エネルギーを含むエネルギー関連プログラムは、最も多く予算が配分されている「Cooperation（協力）」に含まれている。

- 「Cooperation（協力）」：共同研究開発の実施。エネルギー関連プログラムはここに含まれる。
- 「Ideas（アイデア）」：学術基礎研究に係る新規プログラムの支援
- 「People（人材）」：人材育成支援
- 「Capacities（キャパシティ）」：研究開発インフラの整備など総合的な研究開発能力強化

²⁶ 再生可能エネルギーによる電力の発電コストが、系統電源の発電コストと同等のコスト競争力を持つこと。

²⁷ 欧州フレームワーク計画（FP）とは、欧州連合（EU）における科学分野の研究開発への財政的支援制度。1984年のFP1から始まり、現在はFP7（2007～2013）が実施されている。

図表 2.30 FP7 のテーマ別予算内訳 (百万ユーロ)

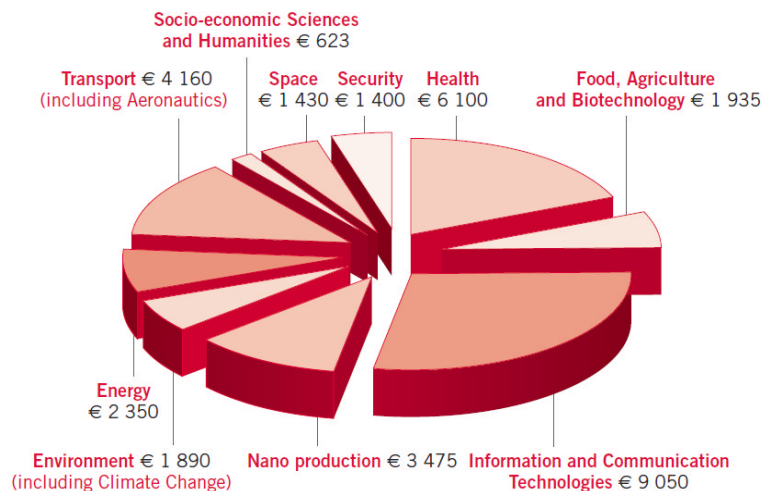


出典：“RTD info – Inside the Seventh Framework Programme-” (2007, EC)

図表 2.31 に「Cooperation (協力)」分野の予算内訳を示す。「Cooperation (協力)」分野は、以下の 10 のプログラムに分かれている。再生可能エネルギーを含む「Energy (エネルギー)」プログラムには 23.5 億ユーロの予算が割り当てられており、FP6 における予算 (8.9 億ユーロ) と比較して、約 2.6 倍に増額されている。

- Health (健康)
- Food, Agriculture and Biotechnology (食料・農業・バイオテクノロジー)
- Information and Communication Technologies (情報通信技術)
- Nano production (ナノ製品)
- Environment (環境 (地球温暖化を含む))
- Energy (エネルギー)
- Transport (交通 (航空を含む))
- Socio-economic Sciences and Humanities (社会経済科学と人間学)
- Space (宇宙)
- Security (安全)

図表 2.31 “Cooperation (協力)” プログラムの予算内訳



図表 2.31 “Cooperation (協力)” プログラムの予算内訳 (続き)

分野	予算 (百万ユーロ)	分野	予算 (百万ユーロ)
健康	6,100	エネルギー	2,350
食料・農業・バイオテクノロジー	1,935	交通	4,160
情報通信技術	9,050	社会経済科学と人間学	623
ナノ製品	3,475	宇宙	1,430
環境	1,890	安全	1,400
		合計	32,413

出典：“RTD info – Inside the Seventh Framework Programme-” (2007, EC)、
“Council approves EU research programmes for 2007-2013” (Dec.2006, 欧州理事会)

「Energy (エネルギー)」プログラムは、現在下記項目に分かれており、「再生可能エネルギー電力」のカテゴリーの中で、太陽光発電を含む再生可能エネルギーの技術開発が実施されている。

- 水素・燃料電池
- 再生可能エネルギー電力
- 再生可能燃料製造
- 再生可能エネルギー利用冷暖房
- ゼロエミッション電源のための炭素貯留
- クリーン・コール技術
- スマートエネルギーネットワーク
- エネルギー効率の向上・省エネ
- エネルギー政策立案

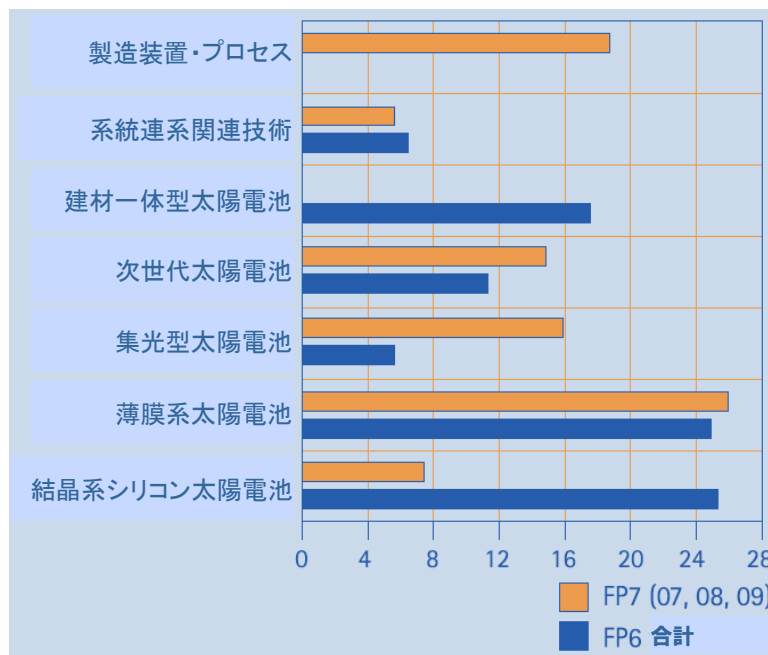
図表 2.32 に、FP6 および FP7 (2007~2009 年分) における太陽電池への研究開発投資内訳を、図表 2.33 に FP7 の主要な太陽電池関連プロジェクトを示す。

FP6 においては、合計で 105.6 百万ユーロが支援され²⁸、計 33 件が採択された。技術別の内訳を見ると、結晶シリコンおよび薄膜シリコン太陽電池が投資額の約 5 割を占めている。また、建材一体型太陽電池、次世代太陽電池 (色素増感、有機薄膜等) にも多くの予算が配分された。

FP7 においては、2009 年末時点で約 90 百万ユーロの予算がすでに割り当てられている。結晶シリコン太陽電池については、企業や各国による当該技術に対する研究開発投資が増加していることもあり、FP7 における予算配分額は FP6 と比較して小額にとどまっている²⁸。薄膜シリコン太陽電池には引き続き多くの予算が使用されており、現時点で FP6 とほぼ同額の支援が行われている。また、集光型太陽電池へはすでに FP6 の 2 倍以上の支援が行われているほか、FP6 にはなかった「製造装置・製造プロセス」に対し、薄膜シリコン太陽電池に次ぐ予算が配分されている。次世代太陽電池 (色素増感) への投資も活発である。

²⁸ P Menna et al. “EUROPEAN PHOTOVOLTAIC ACTIONS AND PROGRAMMES-2009” (2009, 24th European Photovoltaic Conference in Hamburg)

図表 2.32 FP6・FP7の太陽光発電関連予算の内訳



出典：“IEA-PVPS Annual Report 2009 (EC)”（2009, IEA-PVPS）より作成

図表 2.33 FP7の主要な太陽電池関連プロジェクト（2010年6月時点）

	プロジェクト名	概要	予算(百万ユーロ) (うちEC出資分)	期間
製造装置・プロセス	SOLASYS	次世代太陽電池セル/モジュールレーザー製造システムの開発	5.99 (5.29)	2008/9/1～2011/8/31
	ULTIMATE	高耐久・高効率のモジュール製造用超薄型太陽電池セルの開発	6.35 (3.98)	2008/10/1～2011/9/30
集光型太陽電池	APOLLON	高効率インテリジェント集光型太陽電池モジュール/システムの開発に向けた多角的アプローチ	11.74 (8.26)	2008/7/1～2013/6/30
	NACIR	集光型太陽電池の最先端企業によるコンソーシアムの形成と高性能化に係る技術開発	7.11 (4.40)	2009/1/1～2012/12/31
次世代太陽電池	ASPIS	新コンセプト集光型太陽電池の開発（太陽追尾技術＋平板モジュール内における集光技術）	3.76 (2.88)	2009/1/1～2011/12/31
	EPHOCCELL	分子内・分子間のエネルギー伝達に係る調査研究	3.42 (2.50)	2009/2/1～2013/1/31
	IBPOWER	高効率・低コスト太陽電池のための中間バンド材料および太陽電池セルの開発	4.61 (3.49)	2008/2/1～2012/1/31
	ROBUST DSC	高効率・高耐久 色素増感太陽電池のセル/モジュールの開発	5.32 (3.98)	2008/2/1～2011/1/31

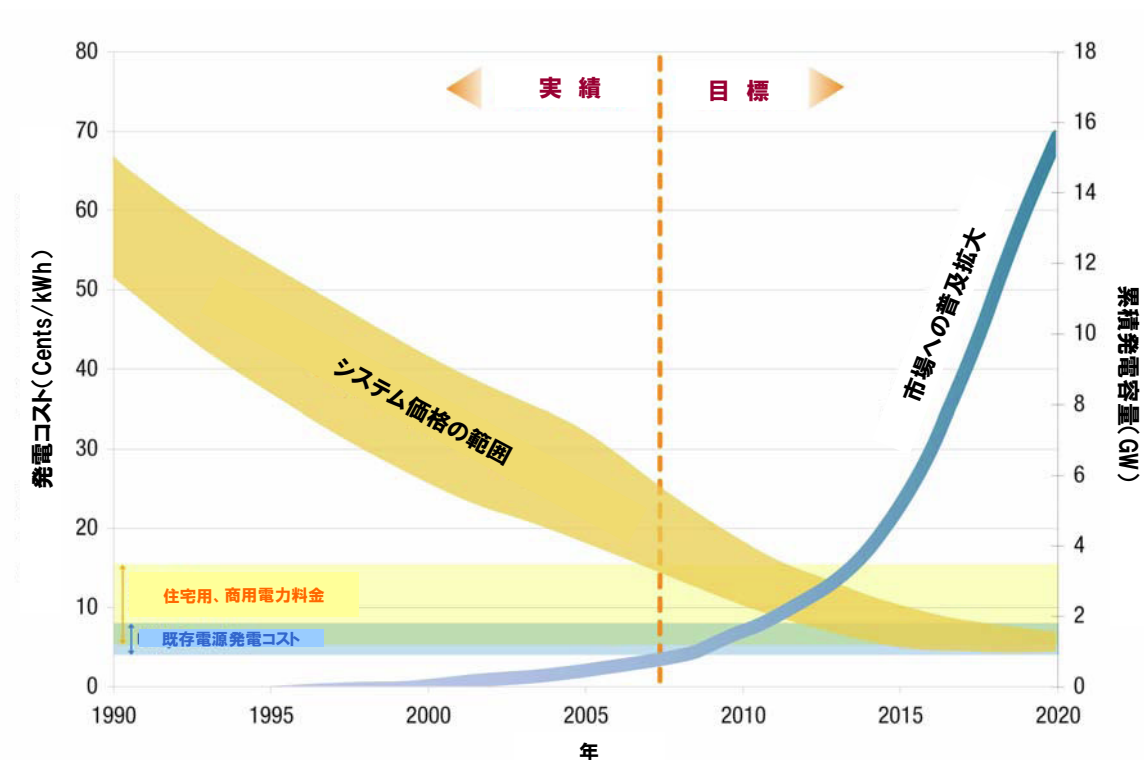
	SOLAMON	次世代薄膜太陽電池セルのためのプラズモンナノ材料の開発	2.09 (1.60)	2009/2/1～ 2011/1/31
	ROD SOL	無機材料によるナノロッド薄膜太陽電池セル（ガラス基板）の開発	4.08 (2.70)	2009/1/1～ 2011/12/31
薄膜系太陽電池	HELATHIS	高効率大面積薄膜Si太陽電池モジュールの開発	3.13 (2.10)	2010/1/1～ 2012/12/31
	HIPOCIGS	直列製造ラインによる高効率・低コストフレキシブル CIGS 太陽電池の開発	5.02 (3.64)	2010/1/1～ 2012/12/31
	SILICON LIGHT	高品質・高集光性能 薄膜シリコン太陽電池セルの開発	8.85 (5.78)	2010/1/1～ 2012/12/31
	THINSI	低コストシリコン基板を用いた薄膜シリコン系ハイブリッド太陽電池の開発	6.19 (4.12)	2010/1/1～ 2012/12/31
結晶シリコン太陽電池	HETSI	a-Si と c-Si を使用したヘテロ接合太陽電池セルの開発	5.05 (3.40)	2008/2/1～ 2011/1/31
	POLYSIMOD	多結晶シリコン太陽電池モジュール（ガラス基板）の改良	6.05 (4.50)	2009/12/1～ 2012/11/30
	HIGH-EF	ダイオードレーザーと固相結晶化プロセスの組み合わせによる大粒径・低負荷薄膜多結晶太陽電池	4.46 (2.86)	2008/1/1～ 2010/12/31

出典：EC ホームページ (http://cordis.europa.eu/fp7/projects_en.html) より作成

(2) 米国

米国では、2006年に発表された「先端エネルギー計画（AEI）」²⁹の一貫である「ソーラー・アメリカ・イニシアティブ（SAI）」のもと、太陽光発電のグリッドパリティを達成することを第一目標に、各種技術開発プログラムに取り組んでいる。図表 2.34 に SAI の目標を示す。SAI の目標は、産業界との連携により、2015年までに既存電源に対するグリッドパリティを実現することにある。

図表 2.34 ソーラー・アメリカ・イニシアティブ（SAI）
における太陽光発電コスト目標



出典：EERE 資料より作成

SAI の目標を達成するため、米国省エネルギー・再生可能エネルギー局（EERE³⁰）の主導により、Solar Energy Technologies Program（SETP）が実施されている。

SETP は、複数のサブプログラムに分けられており、現在は「太陽光発電（Photovoltaic）」、「太陽熱発電（Concentrating Solar Power）」、「システム統合（System Integration）」、「市場移転（Market Transformation）」の 4 つのサブプログラムが実施されている。予算は増加傾向にあり、2009 年度は約 2.9 億ドル（約 290 億円）³¹、2010 年度は約 2.3 億ドル（約 230 億円）が配分された。

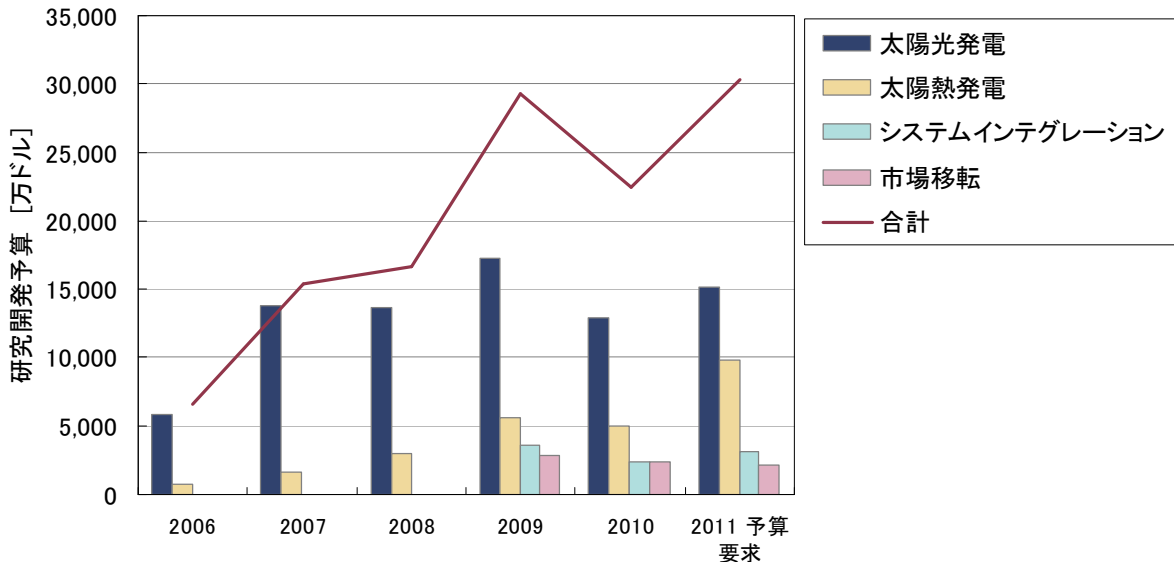
²⁹ 原子力の推進、太陽光発電システム・風力発電の普及、自動車の代替燃料の開発など石油代替エネルギー開発を重点的に強化・推進する計画。

³⁰ Energy Efficiency & Renewable Energy

³¹ 2008 年末の金融危機に対する特別措置となる、米国経済再生法(American Recovery and Reinvestment Act)により、2009 年度予算は当初額より大幅に増額された。

2011年度は約3億ドル（約300億円）の予算要求が出されている³²。このうち、太陽光発電サブプログラムは最も多くの予算を配分されており、2007年以降、毎年1.4億ドル前後が割り当てられている（図表 2.35）。

図表 2.35 SETP 主要サブプログラムの予算推移



出典：“Budget-in-Brief 2006-2010”（EERE）および EERE ホームページより作成

現在実施されている、主要な技術開発プログラムを図表 2.36 に示す。萌芽的技術や次世代技術から、実用化に近い技術、分野横断的技術、系統連系技術等について、産官学の連携のもと技術開発が進められている。

図表 2.36 主要な研究開発プログラム

テーマ/概要	実施プログラム	概要
システム開発と製造	テクノロジー・パスウェイ・パートナーシップ (TPP)	産業主導型のプロジェクト。早期に大量生産・低コスト化が可能な段階にある太陽電池コンポーネント、システムについて、実証試験や技術間の相互連携を行う。
	大学における製品・製造プロセス開発	大学における技術開発を支援し、実製品および製造プロセスの改良、商用化につなげることを目標とする。
	サプライチェーンと分野横断的技術開発	太陽電池産業に影響を与える、共通技術・材料の改良により、製品・製造コストを削減することを目標とする。
プロトタイプ開発とパイロット生産	太陽光発電技術インキュベーター	新しい製品・製造プロセスの商用化の可能性を探るとともに、国内企業の育成を図る。2012年までに商用化に向け、太陽電池コンポーネント・システムのプロトタイプ開発、技術課題の解決を図る。

³² Budget-in-Brief (EERE)、EERE ホームページ (<http://www1.eere.energy.gov/solar/budget.html>)

2 太陽光発電の技術の現状とロードマップ

テーマ/概要	実施プログラム	概要
新規デバイスおよび製造プロセス	次世代太陽電池プログラム	革新的な次世代太陽電池のおよび製造プロセスを開発する。太陽電池セルおよび製造プロセスのプロトタイプを 2015 年までに完成させ、2020～2030 年までに商用化することを目標とする。
	太陽光発電技術プレインキュベーター	小規模企業における、太陽電池のコンセプト開発から商業的に実現可能なプロトタイプ開発 (2012 年まで) への移行を支援する。
系統連系	系統連系システムプログラム	太陽光発電の系統連系に係る諸課題に係る研究開発、システム開発を行う。

出典：EERE ホームページ (http://www1.eere.energy.gov/solar/photovoltaics_program.html) より作成

上に挙げたプログラム中で、「テクノロジー・パスウェイ・パートナーシップ (TPP)」は、グリッドパリティ達成の主要な推進力となる、代表的な研究開発プログラムである。TPP の採択プロジェクト一覧を図表 2.37 に示す。大手メーカーを含む 13 社と多数のステークホルダーにより実用化に向けた検討が進められており、現在主流の結晶系シリコン太陽電池に加え、薄膜系シリコン太陽電池、集光型太陽電池や、CIGS 太陽電池が採択されている。また、建材一体型太陽電池関連のプロジェクトが多数採択されていることも大きな特徴である。建材一体型太陽電池は、そのデザイン性により今後住宅市場を中心にニーズが増えると考えられており、TPP でも重要課題の一つと捉えられていることが分かる。ほぼ全てのプロジェクトが 2014～2015 年に既存電源に対して競争力を持つ発電コストを目標に掲げており、グリッドパリティに向けて明確な目標が掲げられている。

図表 2.37 テクノロジー・パスウェイ・パートナーシップ (TPP) の採択プロジェクト一覧

採択企業	研究開発内容	目標 (2014～2015)	
		発電コスト	生産能力
システム研究開発			
BP Solar International	結晶シリコン サプライチェーン全体をカバーした技術開発・最適化による結晶 Si 太陽電池の低コスト化アプローチ	7.22 セント/kWh	—
SunPower	結晶シリコン インゴット・基板製造、裏面電極型セル製造の自動化、デザイン性に優れた低コストなモジュールデザイン等による結晶 Si 太陽電池の低コスト化	—	—
Amonix	集光型 電力事業向けの低コスト・高集光型太陽光発電システムの開発 (III-V 族)	6 セント/kWh	1,000MW/年
Boeing	集光型 高効率集光型太陽光発電システムの開発 (III-V 族)	6.9 セント/kWh	150MW/年

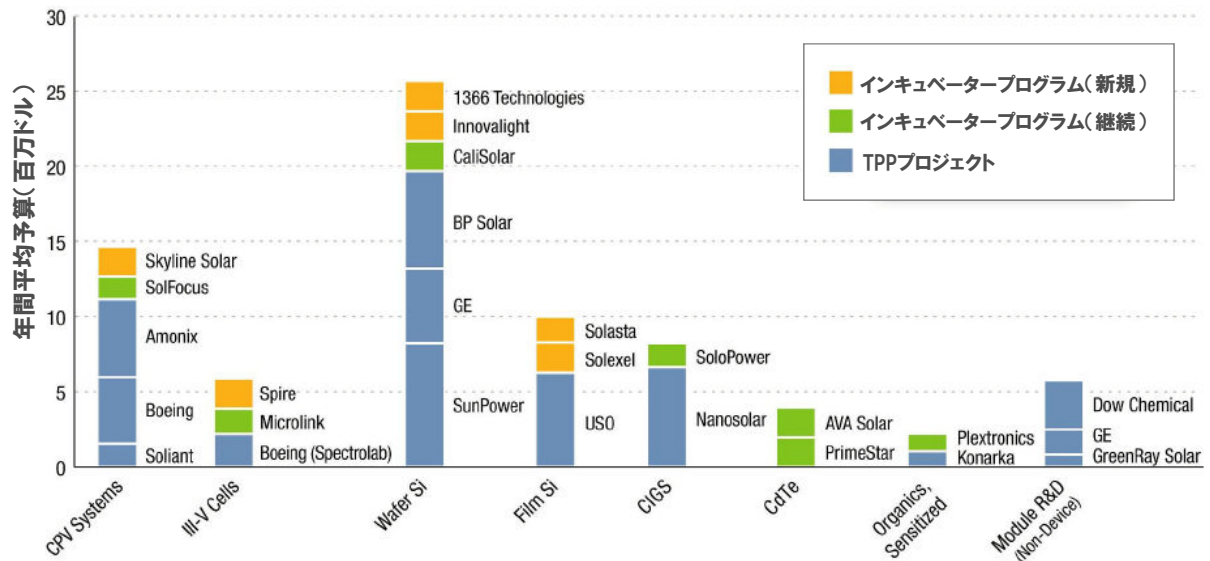
Miasolé	CIGS	バリューチェーン全体の見直しによる低コスト化、薄膜太陽電池の Roll to Roll セル・モジュール製造、設置プロセスの簡素化等 (CIGS)	5.3 セント/kWh	5000MW/年
Nanosolar		商業ビル屋根用の超低コスト薄膜 CIGS 太陽電池の開発	5.2 セント/kWh	—
Dow Chemical Company	建材一体型	住宅・商業ビル用建材一体型太陽電池	6.03 セント/kWh	100MW/年
GE Energy		住宅・商業ビル用建材一体型太陽電池を簡素化するための各種技術開発 (結晶 Si)	5.8 セント/kWh	1500MW/年
United Solar Ovonic		低コスト建材一体型薄膜 Si 太陽電池	7.6 セント/kWh	1000MW/年
サブシステム研究開発				
GreenRay		超高効率交流太陽電池モジュール	9 セント/kWh	180.25MW/年
Konarka Technologies		建材一体型有機薄膜太陽電池 (色素増感)	<10 セント/kWh	1000~3000MW/年
PowerLight		製造システムの自動化によるコスト削減	—	—
Practical Instruments		商業建物屋根用の高効率集光型太陽電池	5.6 セント/kWh	600MW/年

出典：“Overview of Technology Pathway Partnerships Projects” (2007, EERE)、
「太陽光発電技術開発動向等の調査」(2009, 資源総合システム) より作成

図表 2.38 に、SETP の主要プログラムにおける太陽電池技術別予算と採択企業を示す。予算配分としては、結晶シリコン太陽電池が採択企業数、予算ともに最も多く、薄膜シリコン太陽電池と合わせて、シリコン系太陽電池について力を入れていることが分かる。また、結晶シリコン太陽電池に次いで、集光型太陽電池の採択企業数・予算が多く、高効率太陽電池への関心の高さが伺える。その他、現在注目されている CIGS、CdTe、有機系太陽電池 (色素増感、有機薄膜) など、網羅的に予算が配分されている。

2 太陽光発電の技術の現状とロードマップ

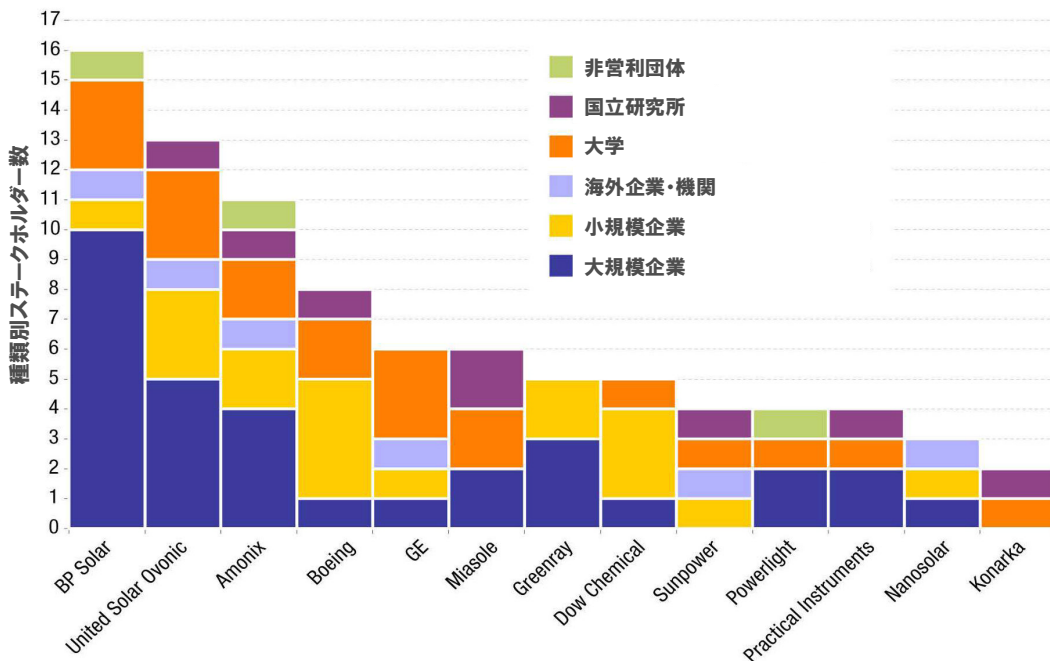
図表 2.38 TPP と太陽電池技術インキュベータープログラムにおける太陽電池技術別予算と採択企業



出典：“Photovoltaic Technology Incubator Selections” (2008, EERE) より作成

また、SETP の特徴の一つとして、多様なステークホルダーの協力体制のもと各プロジェクトが実施されている点が挙げられる。図表 2.39 に、TPP におけるプロジェクトごとの参画ステークホルダーの種類・数を示す。大手企業から小規模企業、大学や国の研究機関、海外機関、非営利団体など、多種多様なステークホルダーが参画しており、産学が連携した効果的な研究開発が進められている。

図表 2.39 TPP に参画している各種ステークホルダー



出典：“Overview of Technology Pathway Partnerships Projects” (2007, EERE)

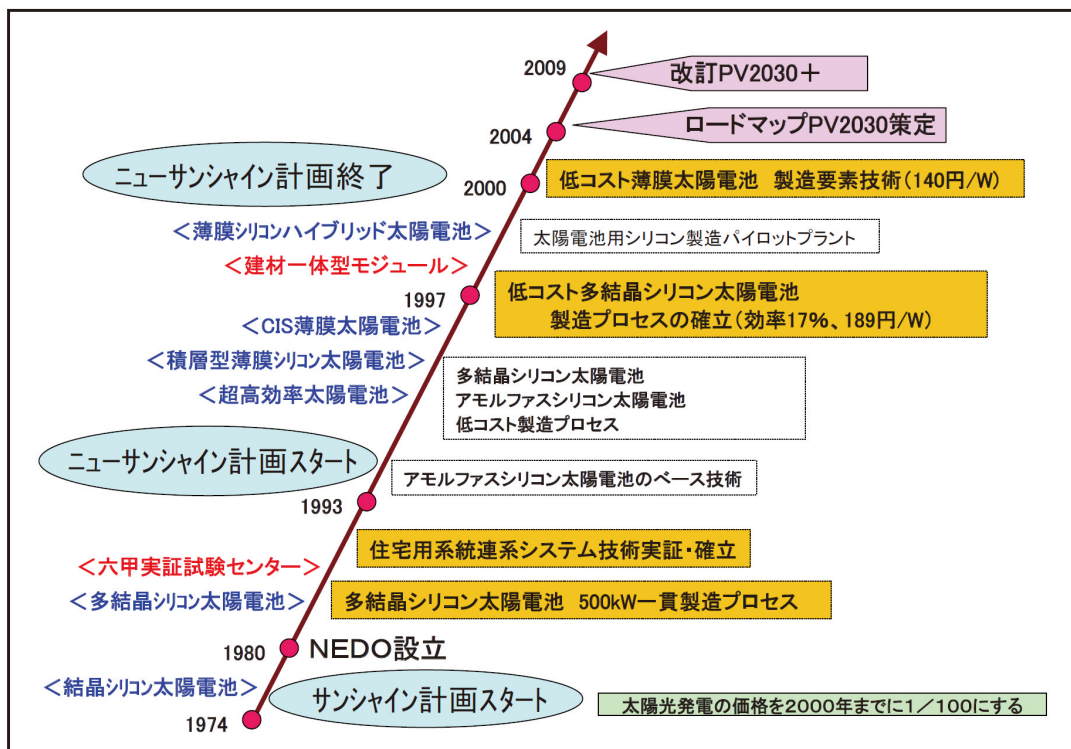
(3) 日本³³

日本は太陽光発電の技術開発において先導的役割を担ってきた。日本における技術開発の歴史は古く、1954年にアメリカのベル研究所にて世界発の単結晶シリコン太陽電池の発明が発表された翌年、日本においても太陽電池の試作品が製作された。1954年にはシャープが太陽電池の研究開発を開始し、1960年代前半には単結晶シリコン太陽電池の量産を開始した。

太陽電池に係る国家プロジェクトは1970年代のオイルショックを以降に本格化し、サンシャイン計画(1974～1992年)³⁴およびニューサンシャイン計画³⁵(1993～2000年)において、NEDOが主導的役割を果たしながら、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、有機系太陽電池(色素増感、有機薄膜)の技術開発が行われてきた(図表2.40)。

2004年には、太陽光発電ロードマップ「PV2030」、2009年にはその改訂版である「PV2030+」が策定され、その中で、太陽電池のコスト目標として、2010年に23円/kWh程度(家庭用電力料金並み)、2020年に14円/kWh程度(業務用電力料金並み)、2030年に7円/kWh程度(汎用電源並み)をそれぞれ掲げている。

図表 2.40 NEDOの太陽光発電技術開発の経緯



出典：「NEDOの太陽電池技術開発動向と新規プロジェクトでの取り組み」(2010, PVTEC ニュース Vol.56 4月号, 太陽光発電技術研究組合)

³³ 本節は主に「NEDOの太陽電池技術開発動向と新規プロジェクトでの取り組み」(2010, PVTEC ニュース Vol.56 4月号, 太陽光発電技術研究組合)をもとに取りまとめている。

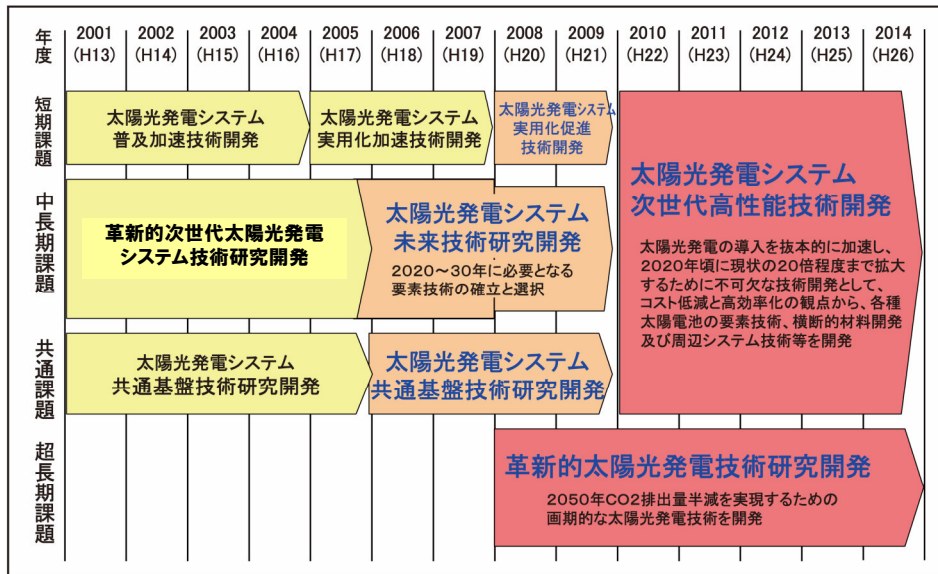
³⁴ 将来的にエネルギー需要の相当部分をまかないうるクリーンなエネルギーの供給を目標として、太陽、地熱、石炭、水素エネルギーの4つの石油代替エネルギー技術について重点的に研究開発を実施した計画。

³⁵ エネルギーセキュリティを目的として進められてきた新エネルギーや省エネルギーに係る各計画に、地球環境保護という目的を追加し、総合的に推進するとした計画。

2 太陽光発電の技術の現状とロードマップ

2001 年以降の NEDO における太陽光発電技術開発プロジェクトを図表 2.41 に示す。

図表 2.41 NEDO の太陽光発電技術開発プロジェクト



出典：「NEDO の太陽電池技術開発動向と新規プロジェクトでの取組み」
(2010, PVTEC ニュース Vol.56 4 月号, 太陽光発電技術研究組合)

2010 年に向けた太陽電池モジュールの低コスト製造技術に関しては、発電コスト 23 円/kWh 程度の達成を目標として掲げ、結晶シリコン太陽電池については 2004 年までに、また薄膜シリコン太陽電池や CIS 薄膜太陽電池についても 2005 年までに、「太陽光発電システム普及加速技術開発」等のプロジェクトを通じた技術開発を終了した。また、これら開発技術の確立と完成度向上に向けた支援として、「太陽光発電システム実用化促進技術開発（2009 年度予算：3.1 億円）」が 2008～2009 年度の 2 年間実施された。

2010 年以降に向けた技術開発としては、2020 年に発電コスト 14 円/kWh 程度の達成を目指し、各種太陽電池の超薄型化や多接合化／ヘテロ接合化による高性能化のための要素技術開発が進められている。具体的には「革新的次世代太陽光発電システム技術研究開発」においてブレークスルーの探索を行い、その成果に基づき 2006～2009 年の 4 年間、「太陽光発電システム未来技術研究開発（2009 年度予算：11 億円）」で各種太陽電池の低コスト・高性能化に対する要素技術開発を進めてきた。2008 年度には、その一部を「太陽光発電システム実用化促進技術開発」に移行している。

2030 年以降に発電コストを汎用電源並みの 7 円/kWh 程度まで低減する目標に対しては、「革新的太陽光発電技術研究開発（2009 年度予算：15 億円）」として変換効率 40% を目指した超高性能太陽電池に関する技術探索プロジェクトを 2008 年度より開始した。多接合型太陽電池、量子ナノ構造太陽電池、光マネジメント構造（波長変換・波長分割構造等）、その他新規概念太陽電池（TPV 技術、プラズモン太陽電池等）、集光型多接合太陽電池評価技術の開発、薄膜多接合太陽電池評価技術の開発などが対象となっている。現在までに図表 2.42 に示すテーマが採択されており、大学、研究機関、関連企業による産学連携による研究開発が行われている。

図表 2.42 革新的太陽光発電技術研究開発の採択テーマ

研究開発テーマ	実施機関
超高効率太陽光発電国際研究拠点 (SOLAR QUEST)	国立大学法人東京大学 国立大学法人大阪大学、国立大学法人電気通信大学、 公立大学法人兵庫県立大学、豊田工業大学、名城大学、 シャープ(株)、新日本石油(株)、リコー(株)
高度秩序構造を有する薄膜多接合太陽電池の 研究開発	(独)産業技術総合研究所 国立大学法人大阪大学、国立大学法人九州大学、国立 大学法人東京工業大学、国立大学法人東京農工大学、 国立大学法人東北大学、国立大学法人豊橋技術科学大 学、東海大学、(独)物質・材料研究機構、(独)理化学研 究所、京セラ(株)、コーニングホールディングジャパ ン合同会社、松下電工(株)、三菱重工業(株)
薄膜フルスペクトル太陽電池の研究開発 (低倍率集光)	国立大学法人東京工業大学 国立大学法人岐阜大学、青山学院大学、立命館大学、 龍谷大学、(独)国立高等専門学校機構木更津工業高等 専門学校、旭硝子(株)、(株)カネカ、三洋電機(株)、 シャープ(株)、富士電機アドバンステクノロジー (株)、三菱電機(株)

太陽光発電技術開発プロジェクトの多くが 2009 年度をもって終了することを受け、これらを統合した後継プロジェクトとして「太陽光発電システム次世代高性能技術開発」プロジェクトが 2010 年より開始される。

本プロジェクトは、太陽光発電の導入規模を 2020 年に現状の 20 倍 (28GW)、2030 年に 40 倍 (53GW) にする目標達成に資する技術開発として、モジュール高効率化およびコスト低減の観点から各種太陽電池の変換効率の向上、原材料・各種部材の高機能化、モジュール長寿命化、評価技術等の共通基盤技術等の開発を行うことを目的としている。具体的な技術開発目標は、PV2030+にて掲げられた、発電コスト：2020 年に 14 円/kWh (業務用電力料金並み)、モジュール製造コスト：2020 年に 75 円/W、モジュール変換効率：2020 年に 20%を達成することである。

研究開発テーマごとの研究開発内容・達成目標を図表 2.43 に示す。上記目標達成に向けて、太陽電池種類ごとに具体的な数値目標が設定されている。また、分野別に図表 2.44 に示す機関の採択が決定している。

図表 2.43 太陽光発電システム次世代高性能技術開発における研究開発内容・達成目標

研究開発テーマ	達成目標
結晶シリコン太陽電池	<p><u>コスト低減</u></p> <ul style="list-style-type: none"> 結晶シリコンを安価に製造する技術として、カーフロス 120 μm 未満、またはカーフを生じない新たな製法等を確立 <p><u>高効率化</u></p> <ul style="list-style-type: none"> 厚さ 100 μm 程度、15cm 角のセルにおいて、変換効率 25% 以上、モジュールの変換効率 20% 以上 15cm 角程度のセルにおいて、キャリア寿命 400 μsec (拡散長約 2 mm) 以上、シリコン純度 7 N 以上。
薄膜シリコン太陽電池	<p><u>高効率化</u></p> <ul style="list-style-type: none"> 30×40cm 基板に製膜した 2 接合以上の多接合薄膜シリコン太陽電池においてモジュール変換効率 14% 以上 (安定化効率) <p><u>製造コスト低減</u></p> <ul style="list-style-type: none"> 幅 1m 以上の基板において製膜速度 2.5mm/sec 以上、膜厚分布 $\pm 5\%$ 以下
CIS・化合物系太陽電池	<p><u>CIS 系高効率化</u></p> <ul style="list-style-type: none"> サブモジュール (30cm 角程度) で変換効率 18% 以上 小面積セル (1cm 角程度) で変換効率 25% 以上 <p><u>CIS 系製造プロセスの開発</u></p> <ul style="list-style-type: none"> 軽量基板上での製造技術や、新規な低コスト製造プロセス等により製造したサンプルを供試 <p><u>集光型太陽電池の低コスト化開発</u></p> <ul style="list-style-type: none"> 開発した光学系や追尾架台等を用いたモデルシステムを実際に建設し、そのコストを基にプラント建設コストを算出
色素増感太陽電池	<p><u>高効率化</u></p> <ul style="list-style-type: none"> セル変換効率 (安定化効率) 15% (1cm 角程度) 以上 モジュール変換効率 (安定化効率) 10% (30cm 角程度) 以上 <p><u>モジュール化・耐久性向上</u></p> <ul style="list-style-type: none"> JIS 規格 C8938 の環境試験・耐久性試験 (温湿度サイクル、耐熱性、耐湿性、温度サイクル、光照射の各試験) において相対効率低下 10% 以内
有機薄膜太陽電池	<p><u>高効率化</u></p> <ul style="list-style-type: none"> セル変換効率 (安定化効率) 12% (1cm 角程度) 以上 モジュール変換効率 (安定化効率) 10% (30cm 角程度) 以上 <p><u>モジュール化・耐久性向上</u></p> <ul style="list-style-type: none"> JIS 規格 C8938 の環境試験・耐久性試験 (温湿度サイクル試験、耐熱性試験、耐湿性試験、温度サイクル試験、光照射試験) において相対効率低下 10% 以内

研究開発テーマ	達成目標
共通基盤研究	以下の研究開発項目を実施する。 i) 発電量評価技術等の開発 ii) 信頼性及び寿命評価技術の開発 iii) リサイクル・リユース技術の開発 iv) 共通材料・部材・機器及びシステム関連技術開発 v) 標準化支援事業及び I E A 国際協力事業等

出典：NEDO 資料

図表 2.44 太陽光発電システム次世代高性能技術開発 分野別採択機関

分野	実施機関
結晶シリコン太陽電池	岐阜大学、京セラ(株)、京都大学、九州大学、(株)コベルコ科研、コマツ NTC(株)、(株)SUMCO、産業技術総合研究所、シャープ(株)、新日本ソーラーシリコン(株)、太平洋セメント(株)、東京工業大学、東京大学生産技術研究所、東北大学、豊田工業大学、奈良先端科学技術大学院大学、兵庫県立大学、弘前大学、物質・材料研究機構、三菱電機(株)、明治大学
薄膜シリコン太陽電池	太陽光発電技術研究組合 ((株)カネカ、産業技術総合研究所、三洋電機(株)、シャープ(株)、東京エレクトロン(株)、富士電機ホールディングス(株)、三菱重工業(株))
CIS・化合物系太陽電池	(株)アルバック、鹿児島大学、昭和シェル石油(株)、筑波大学、豊橋技術科学大学、富士フィルム(株)、三井造船(株)
色素増感太陽電池	九州工業大学、岐阜大学、グンゼ(株)、シャープ(株)、信州大学、新日鐵化学(株)、住友大阪セメント(株)、桐蔭横浜大学、東京理科大学、(株)フジクラ、富士フィルム(株)、メルク(株)
有機薄膜太陽電池	(株)東芝、住友化学(株)、出光興産(株)、京都大学、パナソニック電工(株)、早稲田大学
共通基盤技術	気象研究所、北九州産業学術推進機構、岐阜大学、産業技術総合研究所、(株)資源総合システム、太陽光発電技術研究組合、東京大学、日本気象協会
共通材料	積水化学工業(株)、デュボン(株)、三菱樹脂(株)

出典：NEDO 資料

太陽光発電システム技術に関しては、1992 年頃から各種太陽電池や太陽光発電システムの実証研究を継続的に実施してきた。また電力系統や各種新エネルギーとの連系に係る課題の検討に関して、2007 年度までに「集中連系型太陽光発電システム実証研究」や「新電力ネットワークシステム実証研究」などの実証研究を、更に 2008 年度以降は「大規模電力供給用太陽光発電システム安定化等実証研究」における接続系統側での課題に関する検証を実施してきた。

また、太陽電池を取り巻く環境整備・周辺技術に係る基盤技術に関しては、モジュール性能

2 太陽光発電の技術の現状とロードマップ

評価技術や発電量評価技術などの開発を 2006～2009 年の 4 年間、「太陽光発電システム共通基盤技術開発（2009 年度予算：3.5 億円）」として進めてきている。

太陽電池に関する研究は、日本学術振興会が所管する「最先端研究開発支援プログラム」の採択課題の一つに取り上げられており、国が今後推進すべき重要技術の一つとして位置づけられている。最先端研究開発支援プログラムは、先端的研究を促進して我が国の国際競争力を強化するとともに、研究開発成果を国民および社会へ還元することを目的としたプログラムで、平成 21 年度は 1,000 億円の予算が配分されている。

東京大学瀬川浩司教授による「低炭素社会に資する有機系太陽電池の開発～複数の産業群の連携による次世代太陽電池技術開発と新産業創成～」が太陽電池関連テーマとして採択され、約 30 億円の研究予算が割り当てられている。

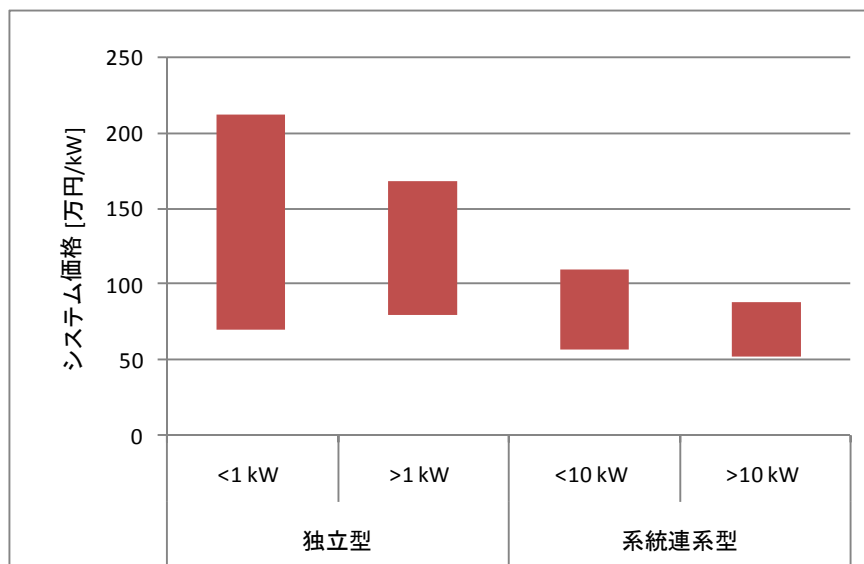
2.1.6 システム価格、発電単価等³⁶

(1) システム価格

太陽光発電のシステム価格³⁷は、規模や太陽電池技術の種類、導入場所、用途等により異なる。主要国における太陽光発電のシステム価格を図表 2.45 に示す。10kW 以下の系統連系型システムの価格は概ね 60～110 万円/kW 程度である。システム規模が大きくなると kW あたりのシステム価格は低減され、10kW 以上の系統連系型システムの価格は 50～85 万円/kW 程度となる。独立型システムについては、システム規模が小さいことや蓄電池や関連機器を必要とするため平均 100 万円/kW 以上と高価である。

日本における太陽光発電システムの価格は、10kW 以下のシステムで約 70 万円/kW、10kW 以上では約 50 万円/kW の水準にある。

図表 2.45 主要国の太陽光発電システム価格（2008 年）



	システム価格（万円/kW）			
	独立型		系統連系型	
	<1 kW	>1 kW	<10 kW	>10 kW
日本	-	-	69	52
独	-	-	57~66	54
米国	70~90	80~100	70~90	65
スペイン	168~212	143~168	103~110	84~88
イタリア	147~191	-	81~96	62~81

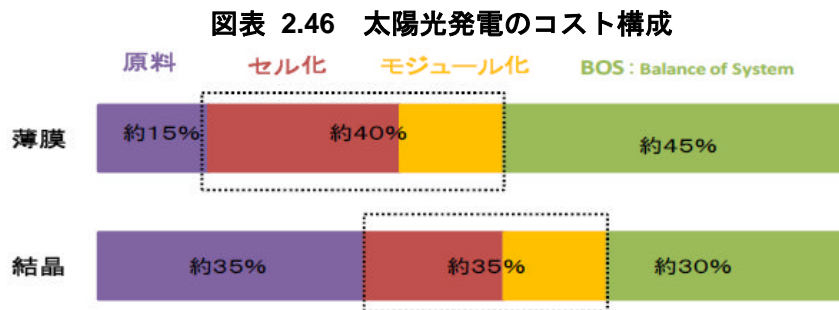
出典：“Trends in Photovoltaic Applications :Survey report of selected IEA countries between 1992 and 2008”
(2009, IEA-PVPS)

³⁶ 1 ドル=100 円、1 ユーロ=130 円として換算している。以下同様。

³⁷ 設備費（太陽電池発電システムに係る費用）、設置に係る諸経費（施工、系統連系等に係る費用）等の合計をシステム価格と定義する。

2 太陽光発電の技術の現状とロードマップ

なお、図表 2.46 に示すように、太陽光発電のコスト構成においては、約 35~40%を占めるセル・モジュールの製造コストに加えて、パワーコンディショナ等の周辺機器や施工費などの割合も約 30~45%と大きく、コスト低減のためにはこれらの低価格化を図ることも必要となる。



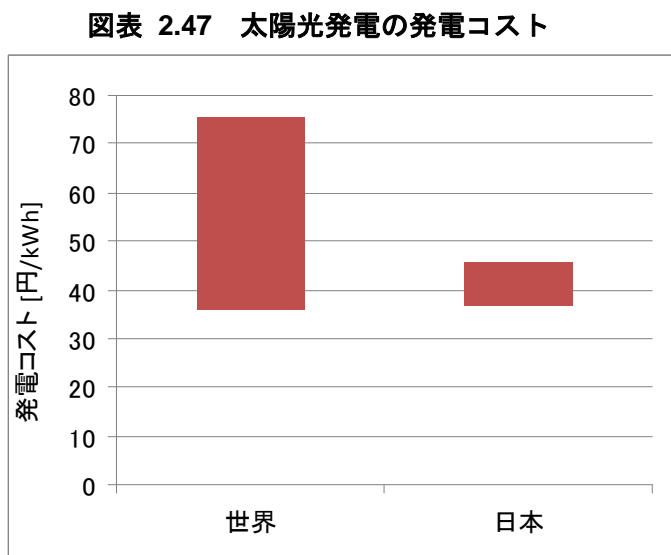
注) 20年償却を前提。パワーコンディショナ等の付属機器、施工費用についてはBOSコストに含まれる。

出典：「ソーラー・システム産業戦略研究会 報告書」(2009, ソーラー・システム産業戦略研究会)

(2) 発電コスト

1) 現状の発電コスト

太陽光発電の発電コストを図表 2.47 に示す。日本の発電コストは、導入量の約 8 割を占める住宅用系統連系型太陽光発電システムで、37~46 円/kWh の水準にある。海外の発電コストは 36~76 円/kWh 程度で、日照条件や太陽電池の変換効率、耐用年数、設置にかかる人件費等により各国間で発電コストに幅がある。



	発電コスト	出典
世界	36~75.5 円/kWh	World Energy Outlook 2009 (IEA)
日本 [※]	37~46 円/kWh (住宅用)	再生可能エネルギーの全量買取に関するプロジェクトチーム 第 4 回会合資料 (2010 年 3 月)

2) 将来の発電コスト

① 欧州

欧州では欧州太陽光発電技術プラットフォーム（European Photovoltaic Technology Platform：PVTP）が太陽光発電の長期ビジョンとして、2030年までとその後の長期について、欧州の太陽光発電の発展目標とその達成に必要な研究開発のマイルストーンを定めた戦略的研究計画（Strategic Research Agenda：SRA）を策定している。SRAの目標値を図表2.48に示す。この目標が達成できれば、2030年には欧州のほぼ全域においてグリッドパリティが実現される。

図表 2.48 戦略的研究計画（SRA）における発電コスト目標

	2009年	2020年	2030年	長期可能性
発電コスト （年間発電量 1300kWh/kWの場合）	0.20～0.30 ユーロ/kWh (26～39円/kWh)	0.10～0.15 ユーロ/kWh (13～20円/kWh)	< 0.07 ユーロ/kWh (< 9円/kWh)	0.03 ユーロ/kWh (4円/kWh)

出典：“Today’s actions for tomorrow’s PV technology - An Implementation Plan for the Strategic Research Agenda of the European Photovoltaic Technology Platform”（2009、EU PV Technology Platform）

② 米国

米国における太陽光発電の発電コストの目標値を図表2.49に示す。米国では、2006年にブッシュ大統領が発表したソーラー・アメリカ・イニシアティブ（SAI）により、2015年までにグリッドパリティを達成するという目標が掲げられている。住宅用（8～10セント/kWh）、商業用（6～8セント/kWh）は現在の電力小売価格に基づいて設定されている。電力事業用（5～7セント/kWh）は、ミドルおよびピーク用電力としての競争力を持つよう設定されている。

図表 2.49 米国における発電コスト目標

市場分野	現状の電力価値	太陽光発電コスト		
		2005年	2010年目標	2015年目標
住宅用	5.8～16.7セント/kWh (6～17円/kWh)	23～32セント/kWh (23～32円/kWh)	13～18セント/kWh (13～18円/kWh)	8～10セント/kWh (8～10円/kWh)
商用	5.4～15.0セント/kWh (5～15円/kWh)	16～22セント/kWh (16～22円/kWh)	9～12セント/kWh (9～12円/kWh)	6～8セント/kWh (6～8円/kWh)
電力事業用	4.0～7.6セント/kWh (4～8円/kWh)	13～22セント/kWh (13～22円/kWh)	10～15セント/kWh (10～15円/kWh)	5～7セント/kWh (5～7円/kWh)

データ元：Marie Mapes, US Department of Energy(DOE), "An Overview of the U.S. Department of Energy Solar Program STRATEGY, R&D PIPELINE, AND NEXT STEPS, Solar America Initiative", PVSEC-17, Fukuoka (2007年12月)

出典：新エネルギー技術研究開発 太陽光発電システム共通基盤技術研究開発「太陽光発電技術開発動向等の調査」(2009、資源総合システム)

2 太陽光発電の技術の現状とロードマップ

③ 日本

日本では太陽光発電ロードマップ「PV2030+」(2009, NEDO)において、図表 2.50 に示す発電コスト目標が掲げられている。2020 年には業務用電力並の 14 円/kWh 程度、2030 年には事業用電力並の 7 円/kWh 程度、2050 年には 7 円を下回る発電コストの達成を目指している。量産体制の確立と高性能化および用途展開により、段階的にグリッドパリティを実現することを想定している。

図表 2.50 日本における発電コスト目標

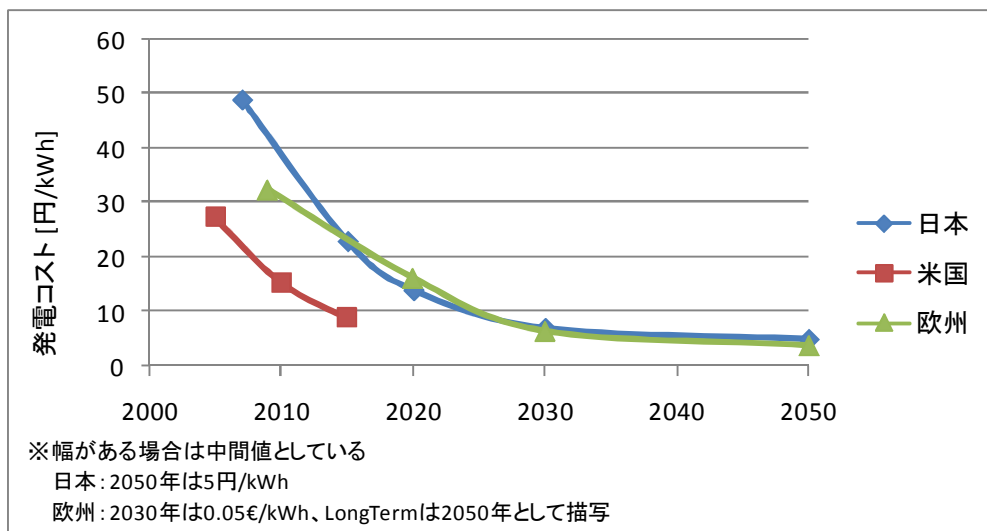
	2020 年	2030 年	2050 年
発電コスト	14 円/kWh 程度	7 円/kWh 程度	<7 円/kWh

出典：「太陽光発電ロードマップ (PV2030+)」(2009, NEDO)

④ 発電コスト目標のまとめ

日米欧の発電コスト目標比較を図表 2.51 に示す。各国とも既存電源 (5~7 円/kWh 程度) に対するグリッドパリティの達成を目的に、意欲的な将来目標を掲げている。目標達成年については、米国が一足早く 2015 年にはグリッドパリティを達成することを想定している。

図表 2.51 日米欧の発電コスト目標比較



(参考) 発電コストの算出式

発電コストは一般的に、年間経常費を年間発電量で除算することにより算出される。年間経常費は、イニシャルコストおよび運転・保守費等のランニングコストからなる。イニシャルコストの算出方法には、資本回収法によるものと、減価償却費および平均金利等の和として求める方法とがある。以下では資本回収法による算出方法について述べる。

資本回収法では、イニシャルコストは建設コストと年経費率の積で表され、発電コストは次式で計算される（税金は考慮していない）。

$$\text{発電コスト (円/kWh)} = \frac{\text{建設コスト} \times \text{年経費率} + \text{運転・保守費}}{\text{正味年間発電量}}$$

$$\text{年経費率} = \frac{r}{1 - (1+r)^{-n}}$$

r : 金利、n : 耐用年数

太陽光発電の場合、可動部分が無いいため運転・保守費はほぼゼロである。年間発電量は、設置場所の日射条件が良く、太陽電池の変換効率が高いほど大きな値となる。また、太陽電池の耐用年数（現在は通常 20 年）が長いほど年経費率は小さくなるので、発電コストは小さくなる。金利の影響も無視できず、現在の日本における発電コストのうち約 3 割は利子が占めている³⁸。

³⁸ 「太陽光発電ロードマップ (PV2030+)」(2009, NEDO)

2.1.7 推進施策・関連法令

(1) 欧州

EU の主要な再生可能エネルギー推進施策・関連法令を図表 2.52 に示す。EU は、エネルギーセキュリティ、化石燃料依存からの脱却、社会的・経済的団結等を背景に、地球温暖化対策に係る野心的な目標を掲げ、積極的な環境・エネルギー政策を打ち出してきた。近年の動向として、再生可能な資源からのエネルギー使用の推進に関する指令、欧州エネルギー技術戦略計画 (SET-Plan)、およびフィードインタリフ制度について詳述する。

図表 2.52 欧州における主要な再生可能エネルギー推進施策・関連法令

推進施策・関連法令	概要
再生可能エネルギー白書 ³⁹ (1997)	<ul style="list-style-type: none"> 2010 年までに EU 内のエネルギー消費量の 12% を再生可能エネルギーで賄う目標を設定 (法的拘束力なし)。 目標達成に向けた行動計画を策定。
再生可能電力推進に関する欧州指令 ⁴⁰	<ul style="list-style-type: none"> 2010 年までに電力供給量の 21% を再生可能エネルギーでまかなう目標を設定。 加盟各国に示唆的目標を設定 (法的拘束力なし)。 目標達成は困難な見通し (2010 年までに 19% の達成見込み)。
バイオ燃料促進に関する欧州指令 ⁴¹	<ul style="list-style-type: none"> 2010 年までにガソリン、ディーゼル油の 5.75% をバイオ燃料で代替する目標を設定 (法的拘束力なし)。 目標達成は困難な見通し。
再生可能な資源からのエネルギー使用の推進に関する指令 ⁴²	<ul style="list-style-type: none"> 再生可能電力推進に関する指令とバイオ燃料促進に関する指令を修正、廃止する新たな指令。 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% にする目標を設定。 2020 年までに運輸部門における再生可能エネルギーの割合を 10% にする目標を設定。 各国に法的拘束力のある目標値を設定。
欧州エネルギー技術戦略計画 (SET-Plan)	<ul style="list-style-type: none"> EU 全体で共同し、低炭素化技術の研究開発および普及を加速させることを目的とする。 欧州産業イニシアティブとして、低炭素化に資する 6 つの有望技術 (風力発電、太陽光・太陽熱発電、バイオエネルギー、CCS、電力系統、持続可能な核分裂) に関するイニシアティブを提案。

³⁹ COM(1997)599 “Energy for the Future: Renewable Sources of Energy”

⁴⁰ Directive 2001/77/EC on the promotion of the electricity produced from renewable energy source in the internal electricity market

⁴¹ Directive 2003/30/EC on the promotion of the use of biofuels and other renewable fuels for transport

⁴² 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

	<ul style="list-style-type: none"> 各イニシアティブについて技術ロードマップを提示。 (2010年3月、欧州理事会により承認)
フィードインタリフ制度 (Feed-in tariff)	<ul style="list-style-type: none"> 再生可能エネルギーの買取価格 (tariff) を法律で定め、一定期間の買取りを保障する制度。 ドイツ、スペイン等で太陽光発電が爆発的に普及する起爆剤となった。

1) 再生可能な資源からのエネルギー使用の推進に関する指令

2007年3月、欧州理事会は、EUの地球温暖化対策として以下4項目について合意した。

- 2020年までに、EU全体の温室効果ガス排出量を1990年比で少なくとも20%削減する。
- 2020年までに、EU全体のエネルギー消費全体に占める再生可能エネルギーの比率を20%に引き上げる。
- 2020年までに、各国の輸送用燃料におけるバイオ燃料の比率を10%に引き上げる。
- 新規化石燃料発電所へのCO₂回収・地中貯留 (CCS) システムの設置に向け、各国間で協力して技術開発、法的枠組み作り等を進める。

再生可能な資源からのエネルギー使用の推進に関する指令は、上記4項目のうち2)と3)を達成するための手段や国別目標値を具体化したもので、再生可能電力推進に関する欧州指令(2001)とバイオ燃料促進に関する欧州指令(2003)を修正、廃止する指令である。

図表 2.19 に EU 加盟各国における 2020 年時点の再生可能エネルギー比率の目標値を示す。本指令は「2020年までに20%」という目標を達成するために、法的拘束力のある目標値を加盟各国に課している。国別目標値の設定にあたっては、再生可能エネルギーに関する各国の状況や経済力等が考慮されている。

図表 2.53 EU 加盟国の最終エネルギー消費に占める再生可能エネルギー比率の経年変化と 2020 年目標値 (再掲)

	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			EU 指令による国別目標値
	2001	2003	2005	2020
	[%]			
ベルギー	1.3	1.6	2.2	13%
ブルガリア	7.1	9.0	10.6	16%
チェコ共和国	2.4	4.2	6.3	13%
デンマーク	12.3	14.9	17.0	30%
ドイツ	3.9	4.4	5.8	18%
エストニア	15.3	14.9	18.0	25%
アイルランド	2.2	2.2	3.0	16%
ギリシャ	6.5	7.2	7.5	18%
スペイン	9.1	9.4	7.6	20%
フランス	10.9	9.9	9.5	23%
イタリア	5.2	4.4	4.8	17%
キプロス	2.5	2.5	2.9	13%

2 太陽光発電の技術の現状とロードマップ

	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			EU 指令による 国別目標値
	2001	2003	2005	2020
	[%]			
ラトビア	34.4	31.9	35.5	40%
リトアニア	15.3	15.4	15.0	23%
ルクセンブルク	0.7	0.8	0.9	11%
ハンガリー	2.6	4.7	4.3	13%
マルタ	0.0	0.0	0.0	10%
オランダ	1.6	1.8	2.4	14%
オーストリア	25.8	21.8	23.0	34%
ポーランド	6.9	7.0	7.2	15%
ポルトガル	20.5	21.5	17.0	31%
ルーマニア	13.7	15.4	19.2	24%
スロベニア	16.1	14.3	14.9	25%
スロバキア	6.2	5.2	6.9	14%
フィンランド	27.9	26.7	28.5	38%
スウェーデン	40.0	33.9	40.8	49%
英国	0.9	1.0	1.3	15%

出典：“RENEWABLE ENERGY SOURCES IN FIGURES”（2008, BMU）、Directive 2009/28/EC より作成

2) 欧州エネルギー技術戦略計画（SET-Plan）

欧州エネルギー技術戦略計画（SET-Plan）は、低炭素化社会の早期実現に向けて、EU 全体で共同し、低炭素化技術の研究開発および普及を加速させることを目的とした EU の技術開発戦略である。欧州産業イニシアティブ（European Industrial Initiatives：EII）として、低炭素化に資する 6 つの有望技術（風力発電、太陽光・太陽熱発電、バイオエネルギー、CCS、電力系統、持続可能な核分裂）に関するイニシアティブが設置されている。2009 年 7 月にはそれぞれの技術について技術ロードマップ⁴³が提示され、2010 年 3 月に欧州理事会により承認された。

技術ロードマップでは、再生可能エネルギーについて、以下の目標が掲げられており、太陽光発電については、2020 年までに EU の発電電力量の 12% を太陽光発電でまかなう、としている。

- 2020 年までに EU の発電電力量の 20% を風力発電でまかなう
- **2020 年までに EU の発電電力量の 15% を太陽光由来の電力（太陽光発電：12%、太陽熱発電 3%）でまかなう**
- 2020 年までに少なくとも EU のエネルギー供給 14% を、コスト競争力および持続可能性のあるバイオエネルギーでまかなう。

⁴³ “A TECHNOLOGY ROADMAP for the Communication on Investing in the Development of Low Carbon Technologies (SET-Plan)”（2009, EC）

3) フィードインタリフ制度

欧州における太陽光発電の導入量は、ドイツ、スペインを代表とするフィードインタリフ（Feed-in tariff）制度により爆発的に増加した。フィードインタリフ制度とは、再生可能エネルギーの買取価格（tariff）を法律で定める方式の助成制度で、一定期間の買取りを保障する制度である。買取価格は年を経るごとに低減される仕組みになっており、早期に事業を開始した方が有利となる。再生可能電力を通常の電気料金よりも高い価格で安定的に購入してもらえるため、再生可能電力事業者にとって大きなインセンティブとなっている。

ドイツでは2004年に改正された「再生可能エネルギー法」において、FIT制度により太陽光発電の買取価格を他のエネルギーよりも高く設定したことから、累積導入量は2005年に日本を抜いて世界第1位となった。2009年の太陽光の買取価格は他の再生可能エネルギーの2～10倍に設定されていた（図表 2.54）。ただし、2009年に太陽光発電システムの価格が大幅に下がったことから、2010年6月、ドイツ連邦議会は改正再生可能エネルギー法を承認し、太陽光発電の買取価格が引き下げられた⁴⁴（図表 2.55）。

図表 2.54 ドイツの電力買取価格（2009年稼働設備）

	2009年買取価格 ^{※1 ※2}	価格低減率 ^{※3}
太陽光 ^{※4}	42.9～55.9 円/kWh	8.0%-10.0%
水力（5MW未満）	9.9～16.5 円/kWh	0%
水力（既設（5MW以上）のリパワメント）	4.6～9.5 円/kWh	1.0%
バイオマス（20MW未満） ^{※4}	10.1～15.2 円/kWh	1.0%
地熱（20MW未満） ^{※4}	13.7～20.8 円/kWh	1.0%
風力（陸上） ^{※4}	6.5～12.0 円/kWh	1.0%
風力（洋上）	4.6～16.9 円/kWh （2015年末までに導入された場合 2.6 円/kWh 上乘せ）	5.0% （2015年から）

※1 発電容量やシステムタイプによって異なる。 ※2 1ユーロ=130円として換算。

※3 導入量や発電コストの低下状況に合わせ、後年になるほど買取価格は低減される。

※4 バイオマス、地熱、陸上風力については、原料、技術等に合わせて買取価格を上乘せするボーナス制度が設けられている。太陽光のボーナス制度は2009年から廃止となった。

出典：“2009 EEG Payment Provisions”（BMU）より作成

図表 2.55 改正再生可能エネルギー法（2010年6月議会承認）における太陽光発電の買取価格

稼働開始時期	30kW未満	100kW未満	100kW以上	1,000kW以上
2010年7月1日以降	42.7 円/kWh	40.7 円/kWh	38.5 円/kWh	34.0 円/kWh
2011年1月1日以降	38.0 円/kWh	36.2 円/kWh	34.2 円/kWh	30.2 円/kWh

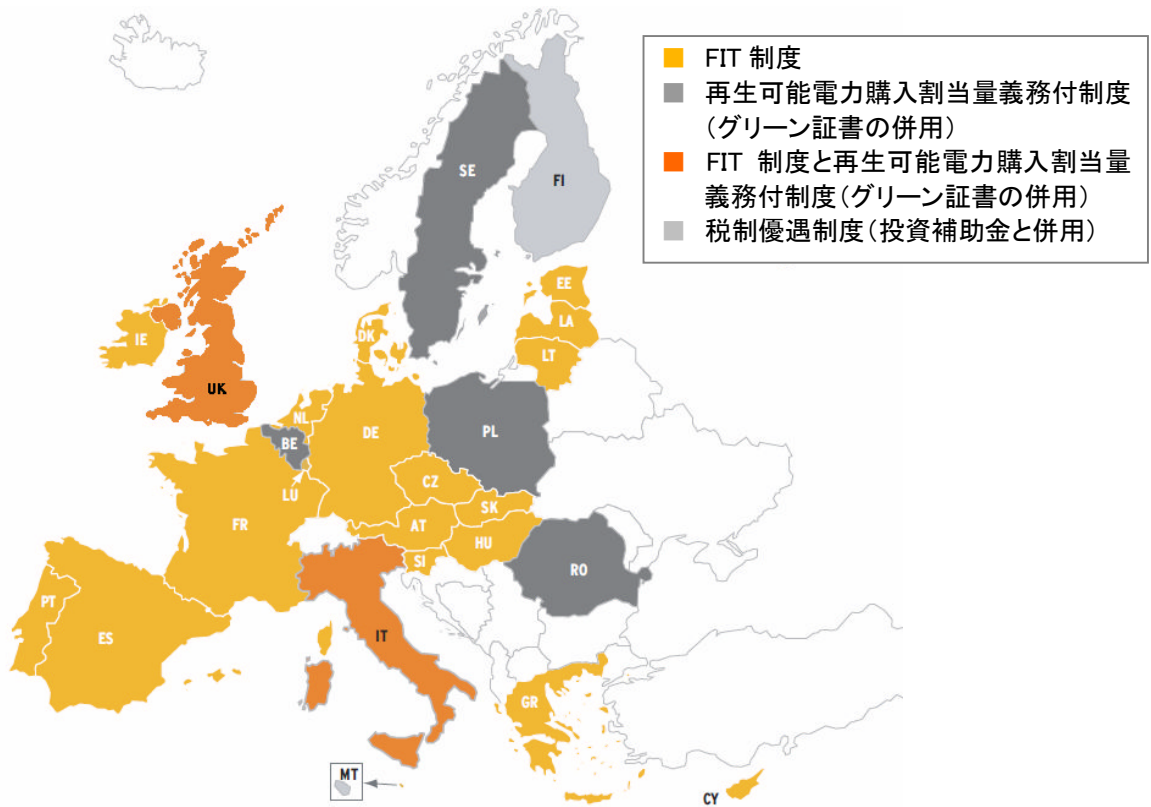
出典：Draft act to amend the EEG (<http://dip21.bundestag.de/dip21/btd/17/011/1701147.pdf>)

⁴⁴ ドイツ連邦環境省プレスリリース (http://www.bmu.de/english/current_press_releases/pm/46008.php)

2 太陽光発電の技術の現状とロードマップ

欧州では、多くの国で FIT が採用されており、2009 年末時点で採用国数は約 20 カ国に及ぶ。しかし買取価格は国によって差があり、制度設計上の問題等から、全ての国でドイツのような爆発的な再生可能エネルギーの普及が進んでいるわけではない。また、スペインでは増大する固定価格買取発電量に対して電力需要家の負担軽減を図るため、エネルギー源別に累積導入量の上限を設定し、上限に達したエネルギー源の買取価格を見直す条項を設定するなど、制度の適切な運用に向けた見直しが進んでいる。

図表 2.56 欧州における再生可能エネルギー支援施策



出典：“RENEWABLE ENERGY SOURCES IN FIGURES” (2009, BMU) より作成

(2) 米国

1) 連邦レベルの推進施策・関連法令

連邦レベルの主要な推進施策・関連法令を図表 2.57 に示す。世界第 1 位の CO₂ 排出国として、米国の地球温暖化対策推進の必要性が高まる中、オバマ政権の発足に伴い、グリーンニューディールという政策方針のもとで再生可能エネルギーの導入普及に向けた動きが加速している。

図表 2.57 連邦レベルの主要な再生可能エネルギー推進施策・関連法令

推進施策・関連法令	概要
2005 年エネルギー政策法 ⁴⁵ (2005)	<ul style="list-style-type: none"> • 包括的なエネルギー法案。エネルギーインフラの強化、エネルギー効率の向上、再生可能エネルギーの利用拡大、在来型燃料の国内増産等を掲げる。 • 再生可能エネルギーについては、再生可能燃料基準 (RFS)⁴⁶を導入した他、政府機関の再生可能電力比率を 7.5%に引き上げる目標を設定。また、各種インセンティブ制度を認可・拡充。
ソーラー・アメリカ・イニシアティブ (Solar America Initiative)	<ul style="list-style-type: none"> • 2006 年に発表された「先端エネルギー計画 (AEI)」⁴⁷の一貫。2015 年までに太陽光発電のグリッドパリティを達成することを第一目標に、各種技術開発プログラムを実施。
ITC (投資課税控除) (Federal Business Investment Tax Credit)	<ul style="list-style-type: none"> • 各種エネルギーシステムの設備投資に対して、エネルギー源別の控除率に基づいて課税控除を行う制度。 • 太陽光発電の控除率は 30%。
PTC (生産税控除) (Renewable Energy Production Tax Credit)	<ul style="list-style-type: none"> • 再生可能エネルギー電力の生産税を控除する制度。 • 条件を満たした新施設で生産された電力に対して、稼働開始から最初の 10 年間、1kWh ごとに適用される。 • 太陽光は対象外。
Renewable Energy Grants (再生可能エネルギー助成制度)	<ul style="list-style-type: none"> • 2009 年 2 月に成立した米国経済再生法により、米国財務省による本助成制度を創設。 • 本制度は PTC もしくは ITC の代わりに利用可能。
MACRS (修正加速度償却法) (Modified Accelerated Cost-Recovery System)	<ul style="list-style-type: none"> • 太陽光発電設備や風力発電設備等の初期投資に対する加速償却制度。 • 太陽光発電の投資に対しては、5 年間の加速的な減価償却が適応できる。
Residential Renewable	<ul style="list-style-type: none"> • 家庭部門を対象に、再生可能エネルギー関連機器の導入経

⁴⁵ Public Law 190-58, Energy Policy Act of 2005, Aug. 2005

⁴⁶ 再生可能燃料基準 (Renewable Fuel Standard)。自動車用燃料等へのバイオ燃料の使用を義務付けるもの。

⁴⁷ 原子力の推進、太陽光発電システム・風力発電の普及、自動車の代替燃料の開発など石油代替エネルギー開発を重点的に強化・推進する計画。

Energy Tax Credit (住宅用再生可能エネルギー税 控除)	費に対し 30%の税控除を行う制度。
--	--------------------

出典：各種資料より取りまとめ

① 2005 年エネルギー政策法⁴⁸

2005 年エネルギー政策法 (Energy Policy Act of 2005) は、1992 年に成立した「1992 年エネルギー政策法」を踏まえ、より包括的なエネルギー法案として策定された。「エネルギー効率」「再生可能エネルギー」「石油・天然ガス」「石炭」「原子力」「自動車・燃料」「調査・研究開発」等、エネルギーに係る各種項目について、既存の法律の改正、各種インセンティブ制度の策定等が実施されている。

再生可能エネルギーに関しては、連邦政府に対して一定量の再生可能エネルギー由来の電力の買取を義務付けたほか、PTC (生産税控除) や ITC (投資課税控除) 等の各種インセンティブ制度を認可・拡充している (PTC、ITC については後述)。特に ITC については、同法により、商業用太陽光発電システムの税控除率が 10%から 30%に大幅に拡充された。

- 連邦政府に対する再生可能電力買取りの義務付け (2013 年までに 7.5%)。
- 再生可能燃料基準 (RFS) の導入。2012 年に年間 7.5 ガロンの目標を設定。
- 再生可能エネルギーに係る各種インセンティブの延長・拡充。
 - PTC (生産税控除) の期限を延長
 - 住宅用太陽光システム・燃料電池について 30%の ITC (投資課税控除) を創設
 - 商業用太陽光システムの ITC による税控除額を 10%から 30%に引き上げ

② ソーラー・アメリカ・イニシアティブ (SAI)

2.1.5 節にて述べたとおり、米国では、2006 年に発表された「先端エネルギー計画 (AEI)」⁴⁹の一貫である「ソーラー・アメリカ・イニシアティブ (SAI)」のもと、太陽光発電のグリッドパリティを達成することを第一目標に、各種技術開発プログラムに取り組んでいる。図表 2.34 に SAI の目標を示す。SAI の目標は、産業界との連携により、2015 年までに既存電源に対するグリッドパリティを実現することにある。

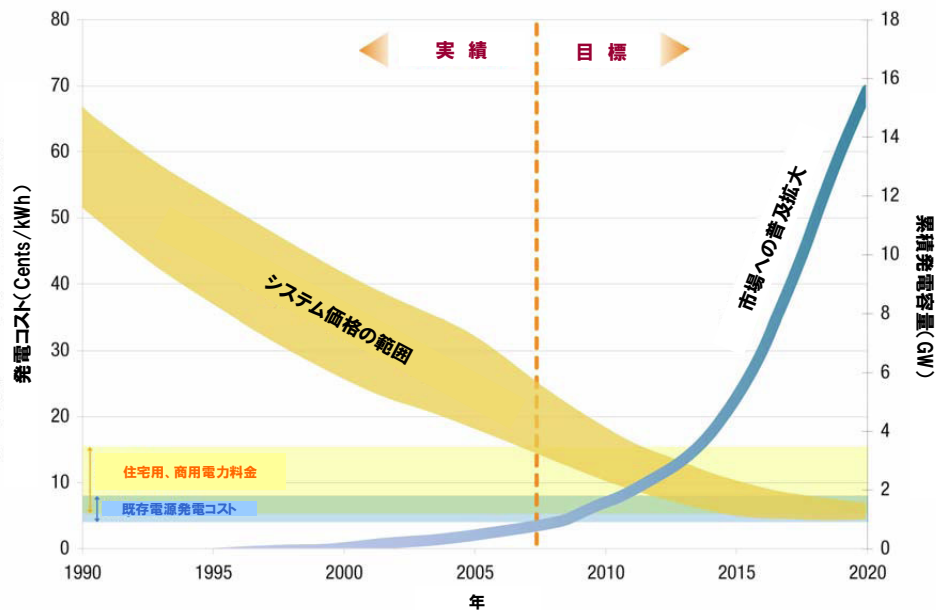
SAI の目標を達成するため、米国省エネルギー・再生可能エネルギー局 (EERE⁵⁰) の主導により、Solar Energy Technologies Program (SETP) が実施されている。各種研究開発プログラムは、「2.1.5 技術開発動向」にて述べたとおりである。

⁴⁸“Energy Policy Act of 2005: Summary and Analysis of Enacted Provisions”(Mar. 2006, CRS)、米国総務省資料、Pew Center on Global Climate Change ウェブサイト

⁴⁹ 原子力の推進、太陽光発電システム・風力発電の普及、自動車の代替燃料の開発など石油代替エネルギー開発を重点的に強化・推進する計画。

⁵⁰ Energy Efficiency & Renewable Energy

図表 2.58 ソーラー・アメリカ・イニシアティブ (SAI)
における太陽光発電コスト目標 (再掲)



出典：EERE 資料より作成

③ 各種インセンティブ制度

連邦政府による主要なインセンティブ制度には以下が挙げられる。各制度の詳細を図表 2.59 に示す。

- ITC (Federal Business Investment Tax Credit：投資課税控除)
 - ◇ 1992 年のエネルギー政策法 (Energy Policy Act) により創設。
 - ◇ 各種エネルギーシステムの設備投資に対して、エネルギー源別の控除率に基づいて課税控除を行う制度。
 - ◇ エネルギー改善・延長法⁵¹により、太陽エネルギー利用設備、燃料電池、マイクロタービンに係る課税控除が 2016 年まで延長された。また、小型風力発電システム、地中熱ヒートポンプ、CHP が対象エネルギーに追加された。
- PTC (Renewable Energy Production Tax Credit：生産税控除)
 - ◇ 再生可能エネルギー電力の生産税を控除する制度。条件を満たした新施設で生産された電力に対して、稼動開始から最初の 10 年間、1kWh ごとに適用される。
 - ◇ 太陽光発電は対象外。
 - ◇ 米国経済再生法⁵²により風力発電の控除期間が 2012 年末に延長された。

⁵¹ Energy Improvement and Extension Act of 2008、金融危機対策関連法案 (Public Law 110-343) の一つ。再生可能エネルギー、CO2 回収・除去技術、エコカー・バイオ燃料、省エネ機器等に係る各種インセンティブが延長、拡充された。

⁵² American Recovery and Reinvestment Act、2008 年末の金融危機対策として 2009 年 2 月に成立。各種経済刺激策に加え、科学技術、環境保護、各種インフラへの投資、州や地方政府の財政安定化策等が盛り込まれている。

2 太陽光発電の技術の現状とロードマップ

- Renewable Energy Grants (再生可能エネルギー助成制度)
 - ◇ 米国経済再生法により創設。
 - ◇ 本制度は PTC もしくは ITC の代わりに利用可能。
- Modified Accelerated Cost-Recovery System (MACRS) (修正加速度償却法)
 - ◇ 太陽光発電設備や風力発電設備等の初期投資に対する加速償却制度。
 - ◇ 太陽光発電の投資に対しては、5年間の加速的な減価償却が適応できる。
- Residential Renewable Energy Tax Credit (住宅用再生可能エネルギー税控除)
 - ◇ 家庭部門を対象に、再生可能エネルギー関連機器の導入経費に対し 30%を税控除。
 - ◇ 米国経済再生法により燃料電池を除く全ての対象機器に対して、控除額の上限が撤廃された。

図表 2.59 連邦政府の主要な再生可能エネルギー支援施策

施策名	対象セクター	対象システム	インセンティブ	期限
ITC (投資課税控除)	商業、産業、電気事業	太陽熱利用、太陽熱発電、太陽光発電、風力、バイオマス、地熱発電、燃料電池、小型風力発電、地熱利用、マイクロタービン、CHP 等	<控除率> <ul style="list-style-type: none"> 30% : 太陽熱利用、太陽光発電、燃料電池、風力発電 10% : 地熱利用、マイクロタービン、CHP 	2016/12/31
PTC (生産税控除)	商業、産業	風力発電、バイオマス、地熱発電、埋立地ガス発電、廃棄物発電、水力発電、潮流発電、波力発電、海洋温度差発電等 ※太陽光発電、太陽熱発電は対象外	<控除額> <ul style="list-style-type: none"> 風力 : 2.1 ¢ / kWh 閉鎖系バイオマス、地熱 : 2.1 ¢ / kWh 開放系バイオマス、埋立地ガス、廃棄物、水力、海洋エネルギー : 1.0 ¢ / kWh 	2013/12/31
Renewable Energy Grants (再生可能エネルギー助成制度)	商業、産業、農業	太陽熱利用、太陽熱発電、太陽光発電、燃料電池、小型風力発電、風力、バイオマス、水力、地熱発電、埋立地ガス、廃棄物、地中熱ヒートポンプ、マイクロタービン、CHP、潮流発電、波力発電、海洋温度差発電等	<助成率> <ul style="list-style-type: none"> 固定資産の 30% : 燃料電池、太陽エネルギー関連設備、小型風力、風力、バイオマス、水力、地熱発電、埋立地ガス 固定資産の 10% : その他対象エネルギー 	2011/10/1
MACRS (修正加速度償却法)	商業、産業	太陽熱利用、太陽熱発電、太陽光発電、埋立地ガス、風力発電、バイオマス、再生可能燃料(運輸用)、地熱発電、地熱利用、燃料電池、廃棄物利用、CHP、マイクロタービン等	<償却期間> <ul style="list-style-type: none"> 5年 : 太陽熱利用、太陽光、地熱発電、風力発電、燃料電池、マイクロタービン 条件を満たす設備については、初年度 50% のボーナス償却を利用できる。 	2009/12/31
Residential Renewable Energy Tax Credit (住宅用再生可能エネルギー税控除)	家庭	太陽熱利用、太陽光発電、風力発電、燃料電池、地中熱ヒートポンプ等	<控除率> <ul style="list-style-type: none"> 設備導入経費の 30% 	2016/12/31

出典 : DSIRE ホームページ (<http://www.dsireusa.org/>) より取りまとめ

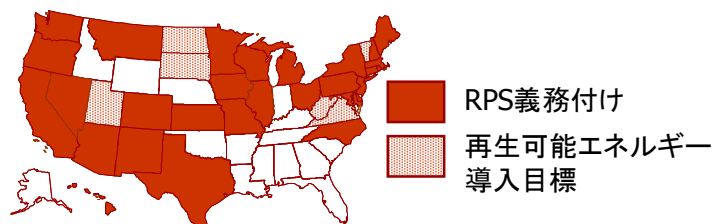
2) 州レベルの推進施策・関連法令

州レベルの主要な再生可能エネルギー推進施策・関連法令としては、RPS 法、ネットメータリング制度、フィードインタリフ制度が挙げられる。各制度の詳細を以下に示す。

① RPS 法

2.1.3 節にして述べたとおり、米国では 29 の州政府と DC 政府⁵³が州独自の RPS 法を策定しており、電気事業者に対して供給電力の一定割合を再生可能エネルギーでまかなうことを義務づけている。そのうち 13 州は太陽光発電による電力の割合を規定により定めている(図表 2.60)。

図表 2.60 太陽光発電に関する州別 RPS の規定 (再掲)



州	目標 (達成年)	太陽光発電による割合 (達成年)
オハイオ	25% (2025 年)	0.5% (2025 年)
イリノイ	25% (2025 年)	1.5% (2025 年)
ペンシルバニア	18% (2020 年)	0.5% (2020 年)
ニュージャージー	22.5% (2021 年)	2.12% (2021 年)
ノースカロライナ	私営：12.5% (2021 年) 公営：10% (2018 年)	0.2% (2018 年)
メリーランド	20% (2022 年)	2% (2022 年)
ミズーリ	15% (2021 年)	0.3% (2021 年)
ネバダ*	25% (2025 年)	1.5% (2025 年)
コロラド	私営：20% (2020 年) 公営：10% (2020 年)	0.8% (2020 年)
ニューメキシコ	私営：20% (2020 年) 公営：10% (2020 年)	4% (2020 年)
ニューハンプシャー	23.8% (2025 年)	0.3% (2014 年)
デラウェア*	20% (2019 年)	2.005% (2019 年)

※ 太陽光については、導入量を割増してカウントする優遇策あり。

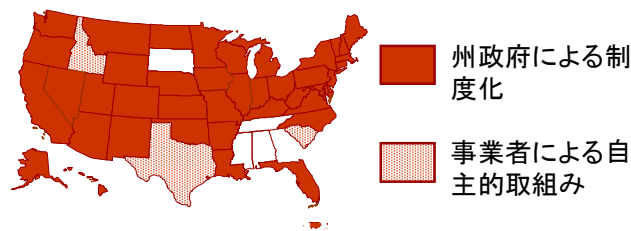
出典：DSIRE ホームページ (<http://www.dsireusa.org/>) より作成

⁵³ 2010 年 3 月時点。

② ネットメータリング制度

ネットメータリング制度は、再生可能エネルギー発電を対象とし、余剰電力を系統に供給する場合、供給した分だけ系統から購入した電力のメーターを戻すことができる制度である。これは、消費者が余剰電力を電力料金と同じ価格で販売できることを意味し、一種のフィードインプレミアム⁵⁴になっており、再生可能エネルギー発電設備導入の大きなインセンティブとなっている。現在 43 の州政府と DC 政府⁵⁵が導入している。

図表 2.61 州別のネットメータリング取組み状況



出典：DSIRE ホームページ (<http://www.dsireusa.org/>) より作成

③ フィードインタリフ制度

米国では現在 6 つの州（フロリダ州、カリフォルニア州、オレゴン州、バーモント州、ワシントン州、ウィスコンシン州）において、州レベル・発電事業者レベルのフィードインタリフ制度が導入されている。しかしながら、個々のシステムサイズの制限、総導入量のキャップ設定、買取価格等、制度内容が欧州の一般的な制度内容とは異なっており、規模も小さいため、現状では効果は限定的である。

2009 年 3 月に開始された、フロリダ州の電気事業者 Gainesville Regional Utilities (GRU) によるフィードインタリフ制度は、買取価格の低減、プロジェクトサイズ毎の買取価格の設定、20 年間の長期にわたる買取保証等、欧州の FIT と共通しており、米国においては初の試みとなる（図表 2.62）。異なる点は、対象が太陽光発電に限定されていること、総導入量の上限が非常に小さいこと（年間 4MW）等が挙げられる。

図表 2.62 GRU の FIT の概要

項目	概要
対象システム	GRU 供給区域の太陽光発電
買取価格	25kW 以下：0.32 ドル/kWh 25kW 以上：0.26 ドル/kWh
逡減率	5%（2010 年より開始）
導入量の上限	年間 4MW

出典：“An Analysis of Renewable Energy Feed-in Tariffs in the United States”（NREL）より取りまとめ

⁵⁴ 電力卸市場価格にプレミアム（上乘せ）をつけて高く買い取る制度

⁵⁵ 2010 年 3 月時点。

(3) 日本

日本の主要な再生可能エネルギー推進施策・関連法令を図表 2.63 に示す。我が国のエネルギー自給率は極めて低く、「エネルギーの安定供給」は最重要課題の一つであること、また地球温暖化対策への取り組みが急務であること等から、これまで多くのエネルギー政策が展開されてきた。以下、エネルギー基本計画、RPS 法、技術戦略マップ、Cool Earth エネルギー革新技術計画、太陽光発電の固定価格買取制度について詳述する。

図表 2.63 日本における主要な環境・エネルギー政策

政策名称	概要
エネルギー基本計画（2003） 第一次改定 2007年3月 第二次改定 2010年6月	<ul style="list-style-type: none"> 「エネルギー政策基本法」（2002）に基づき策定され、エネルギーの需給に関する施策の長期的、総合的かつ計画的な推進を図ることを目的としている。 2007年に第一次改定、2010年に第二次改定を実施。第二次改定では、2030年までの今後20年程度を視野に入れた具体的施策を明示。 再生可能エネルギーについては、2020年までに一次エネルギー供給の10%をまかなう目標を設定。
電気事業者による新エネルギー等の利用に関する特別措置法：RPS法（2003）	<ul style="list-style-type: none"> 電気事業者に新エネルギーを利用して得られる電気の一定量以上の利用を義務付ける法律。対象は、風力、太陽光、地熱、水力、バイオマス。
新・国家エネルギー戦略（2006）	<ul style="list-style-type: none"> エネルギー安全保障を軸に、我が国の新たな国家エネルギー戦略を提示。 ①国民に信頼されるエネルギー安全保障の確立 ②エネルギー問題と環境問題の一体的解決による持続可能な成長基盤の確立 ③アジア・世界のエネルギー問題克服への積極的貢献を目標として掲げる。
技術戦略マップ（エネルギー技術）（2007、毎年更新）	<ul style="list-style-type: none"> 新産業を創造していくために必要な技術目標や製品・サービスの需要を創造するための方策を提示。 産業技術政策の研究開発マネジメント・ツール整備、産学官における知の共有と総合力の結集、国民理解の増進を目的とする。
Cool Earth エネルギー革新技術計画（2008）	<ul style="list-style-type: none"> 2050年までに世界全体の温室効果ガス排出量を半減するという長期的目標の実現に向け、 ①重点的に取り組むべき21の革新技術の選定 ②21技術の技術ロードマップの提示 ③国際連携のあり方の提示

	を行っている。
京都議定書目標達成計画（2008）	<ul style="list-style-type: none"> 「地球温暖化対策推進法」（1998）に基づき、6%削減約束を達成するために必要な措置を提示。 再生可能エネルギーについて、太陽光、太陽熱、風力、バイオマス、未利用エネルギー（温度差エネルギー、雪氷熱等）等の導入を促進。
エネルギー供給構造高度化法（2009）	<ul style="list-style-type: none"> 電気やガス、石油事業者等のエネルギー供給事業者において、非化石エネルギー源の利用拡大、化石エネルギー原料の有効利用を促進することを目的とする。 電力会社に加え、ガス会社や石油会社にも新エネルギーの利用を義務付け。 本法律の枠組みの中で、「太陽光発電の固定価格買取制度」を策定。
太陽光発電の固定価格買取制度（2009年11月）	<ul style="list-style-type: none"> 太陽光発電の余剰電力を電気事業者が長期に渡り固定価格で買取する制度。日本版フィードインタリフ。 買取期間は10年間、買取価格は10年間固定。設置年度毎の買取価格は、太陽光発電の価格や普及状況等を踏まえて毎年見直す予定。 追加的コストは電力消費者全員で負担 買取価格（平成21年度、22年度） <ul style="list-style-type: none"> ➤ 出力10kW未満の住宅用：48円/kWh（自家発併設の場合：39円/kWh） ➤ その他の住宅・建築物用：24円/kWh（自家発併設の場合：20円/kWh） ➤ メガソーラー、発電事業用：電力会社との相対取引
各種再生可能エネルギー導入補助事業・研究開発補助事業	<ul style="list-style-type: none"> 図表 2.69 参照。

1) エネルギー基本計画

国がエネルギー政策を進めるに当たり、「安定供給の確保」、「環境への適合」およびこれらを十分考慮した上での「市場原理の活用」を基本方針とすること等を内容とする「エネルギー政策基本法」が2002年6月に制定された。「エネルギー基本計画」は、エネルギー政策基本法に基づき2003年に策定され、エネルギーの需給に関する施策の長期的、総合的かつ計画的な推進を図ることを目的としている。

本計画は少なくとも3年ごとに検討を加え、必要に応じて改定されることが法定されており、2007年3月に第一次改定、2010年6月に第二次改定が実施された。

第二次改定では、エネルギー政策は、国民や事業者の理解・協力の下、中長期的な視点で総合的かつ戦略的に推進する必要があるとの考えの下、2030年までの今後「20年程度」を視野に

入れ、以下の目標の実現に向けた具体的施策を明示している。

- ① 資源小国である我が国の実情を踏まえつつ、エネルギー安全保障を抜本的に強化するため、エネルギー自給率（現状 18%）及び化石燃料の自主開発比率（現状約 26%）をそれぞれ倍増させる。これらにより、自主エネルギー比率を約 70%（現状約 38%）とする。
- ② 電源構成に占めるゼロ・エミッション電源（原子力及び再生可能エネルギー由来）の比率を約 70%（2020 年には約 50%以上）とする（現状 34%）。
- ③ 「暮らし」（家庭部門）のエネルギー消費から発生する CO2 を半減させる。
- ④ 産業部門では、世界最高のエネルギー利用効率の維持・強化を図る。
- ⑤ 我が国に優位性があり、かつ、今後も市場拡大が見込まれるエネルギー関連の製品・システムの国際市場において、我が国企業群が最高水準のシェアを維持・獲得する。

再生可能エネルギーについては、2020 年までに一次エネルギー供給に占める割合を 10%に高めることを目標に掲げている。主な再生可能エネルギーとして、太陽光発電、風力発電、地熱発電、水力発電、バイオマス利用、空気熱や地中熱利用、太陽熱利用、雪氷熱利用等を挙げている。

2) 電気事業者による新エネルギー等の利用に関する特別措置法（RPS 法）

RPS 制度（Renewables Portfolio Standard）とは、「電気事業者による新エネルギー等の利用に関する特別措置法」に基づき、エネルギーの安定的かつ適切な供給を確保するため、電気事業者に対して、毎年、その販売電力量に応じた一定割合以上の新エネルギー等から発電される電気の利用を義務付け、新エネルギー等の更なる普及を図るための法制度である。図表 2.64 に新エネルギー等電気の利用目標量を示す。

電気事業者は、義務を履行するため、自ら「新エネルギー等電気」を発電するか、他者から「新エネルギー等電気」を購入、または「新エネルギー等電気相当量（法の規定に従い電気の利用に充てる、もしくは、基準利用量の減少に充てることのできる量）」を取得することとなる。

新エネルギーとして対象となるのは、風力発電、太陽光発電、地熱発電（熱水を著しく減少させないもの）、水力発電（1,000kW 以下のものであって、水路式の発電およびダム式の従属発電）、バイオマス（廃棄物発電および燃料電池による発電のうちのバイオマス成分を含む）である。

図表 2.64 新エネルギー等電気の利用目標量

	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
目標量（億 kWh）	86.7	92.7	103.8	124.3	128.2	142.1	157.3	173.3
電力会社 10 社の発受電電力量（2009 年度） ※1 に対する割合	0.9%	1.0%	1.1%	1.3%	1.4%	1.5%	1.7%	1.8%

※1 約 940TWh（電力事業連合会 発受電速報 2009 年度分）

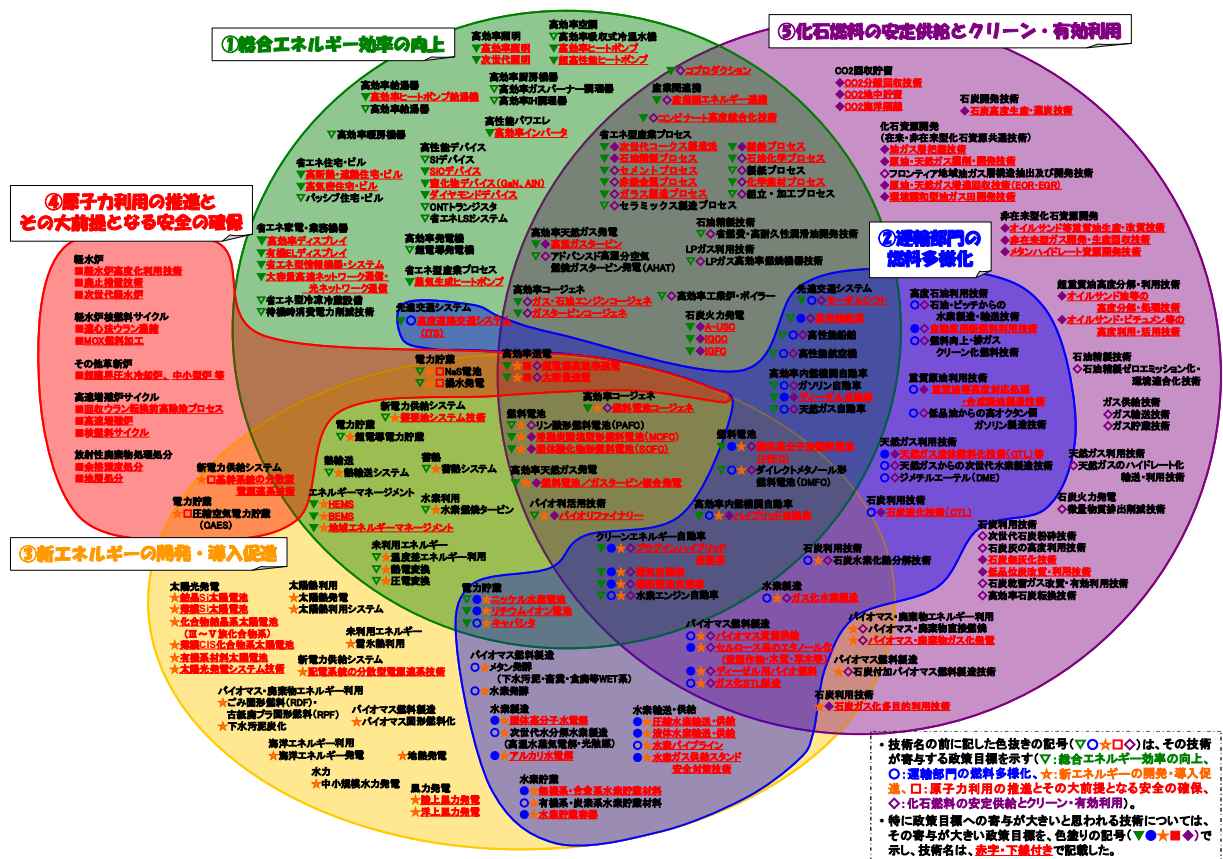
出典：「平成 19 年度以降の 8 年間についての電気事業者による新エネルギー等電気の利用の目標」（2009、経済産業省）

3) 技術戦略マップ

技術戦略マップは、新産業を創造していくために必要な技術目標や製品・サービスの需要を創造するための方策を提示するものである。産業技術政策の研究開発マネジメント・ツール整備、産学官における知の共有と総合力の結集、国民理解の増進を目的としている。技術開発とそれ以外の関連施策を併せて示した導入シナリオ、政策目標を実現するために必要な技術を要素技術を含めて抽出した技術マップ、技術開発の進展を時間軸に沿って示した技術ロードマップから構成されている。

本技術戦略マップの作成にあたっては、「新・国家エネルギー戦略」(2006)における政策の柱を踏まえ、①総合エネルギー効率の向上、②運輸部門の燃料多様化、③新エネルギーの開発・導入促進、④原子力利用の推進と、その大前提となる安全の確保、⑤化石燃料の安定供給とクリーン・有効利用、の5つの政策目標を設定した上で、これらに寄与する主なエネルギー分野の技術を抽出している(図表2.65)。

図表 2.65 エネルギー技術俯瞰図



出典:「技術戦略マップ2010 エネルギー分野」(2010, 経済産業省)

4) Cool Earth エネルギー革新技術計画

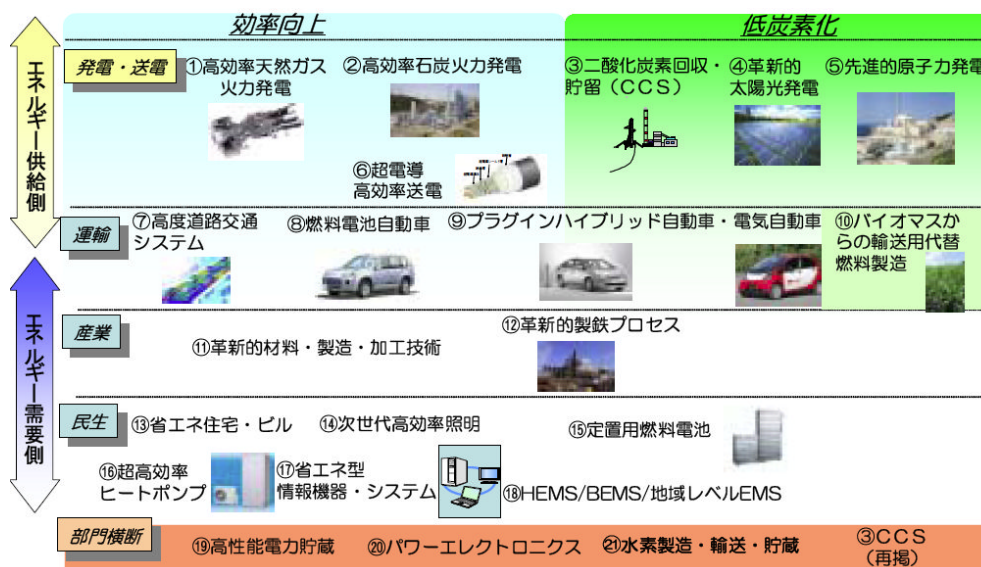
「Cool Earth エネルギー革新技術計画」は、2050 年までに世界全体の温室効果ガス排出量を半減するという長期的目標の実現に向け、①重点的に取り組むべき「21」の革新技術の選定、②「21」技術の技術ロードマップの提示、③国際連携のあり方の提示、を行ったものである。技術の選定にあたっては、以下の要件により絞り込みが行われた。

- (1) 2050 年の世界における大幅な二酸化炭素削減に寄与する技術
 - (a) 技術の普及に要する時間を考慮し、2030 年までには実用化が期待される技術
 - (b) 普及に要する時間が短い技術については、2030 年以降に実用化が期待されるものも対象
- (2) 以下のいずれかの方法を通じて、飛躍的な性能の向上、低コスト化、普及の拡大等が期待できる革新的な技術
 - (a) 新たな原理の活用、既存材料の新活用を含めた材料の革新（例：新構造・新材料太陽電池、燃料電池の白金代替触媒等）
 - (b) 製造プロセスの革新（例：水素を還元材として用いる革新的製鉄プロセス等）
 - (c) 要素技術が確立した技術をシステムとして実証（例：二酸化炭素回収・貯留技術）
- (3) 日本が世界をリードできる技術（要素技術について強みを要する技術を含む）

図表 2.66 に、選定された重点的に取り組むべきエネルギー革新技術を示す。再生可能エネルギーについては、革新的太陽光発電が、発電・送電部門の技術に挙げられている。

なお、2010 年に改定されたエネルギー基本計画を受けて、2010 年度中に「新たなエネルギー革新技術計画」が策定される予定であり、太陽光発電は引き続き重点的に取り組むべき技術として現在検討が進められている。

図表 2.66 重点的に取り組むべきエネルギー革新技術



出典：「Cool Earth エネルギー革新技術計画」（2008，経済産業省）

5) 太陽光発電の固定価格買取制度

2009年11月、「エネルギー供給構造高度化法」(2009)の枠組みの中で、太陽光発電による電気の新たな買取制度が開始された。太陽光発電設備による余剰電力を、住宅用(10kW未満)については現在の電力料金2倍程度の価格(48円/kWh)で10年間買い取ることを電気事業者に義務化したもので、追加のコストは電力消費者全員で負担することとなる。日本版フィードインタリフとも呼ばれる。用途別の買取価格を図表2.67に示す。

図表 2.67 余剰電力の買取価格

用途	買取価格
出力10kW未満の住宅用	48円/kWh (自家発併設の場合：39円/kWh)
その他の住宅・建築物用	24円/kWh (自家発併設の場合：20円/kWh)
メガソーラー、発電事業用	電力会社との相対取引

出典：「平成22年度 太陽光発電の新たな買取制度について」(2010年1月、資源エネルギー庁)

電力消費者全員で負担する追加のコストは、「太陽光発電促進付加金(太陽光サーチャージ)」と呼ばれ、

$$\frac{(\text{前年における買取総額}) - (\text{前年における回避可能費用}^{56})}{\text{当年度における想定総需要電力量}}$$

によって算出された額に、消費税相当額を加えた額となる。太陽光サーチャージは、一般的な家庭において1ヶ月あたり100円未満とされている⁵⁷。

なお、現在太陽光以外の再生可能エネルギーを含めた全量買取制度について、経済産業省が立ち上げた「再生可能エネルギーの全量買取に関するプロジェクトチーム」を中心に検討が進められている。2010年5月には中間取りまとめとして、図表2.68に示す全量買取制度のオプション(選択肢)が提示された。2010年月中旬には制度の大枠が提示される予定である。成立すれば、太陽光発電の導入量に大きな影響を与える新制度であり、今後の動向が注視される。

⁵⁶ 太陽光電力買取により一般電気事業者がその需要に応じた電気の供給のために必要な発電量が減少したことによって一般電気事業者が支出することを免れる費用。

⁵⁷ 資源エネルギー庁 太陽光発電買取制度室ウェブサイト (<http://www.enecho.meti.go.jp/kaitori/index.html>)

図表 2.68 全量買取制度のオプション（選択肢）

ケース	買取対象		住宅用太陽光発電等	買取価格 ³⁾ (円/kWh)	買取期間 (年)
ケース 1	あらゆるエネルギー	既存の設備も対象	全量買取へ移行	20	20
ケース 3 ¹⁾	実用段階のエネルギー	新設の設備を対象 ²⁾	〃	15 または 20	15 または 20
ケース 4	〃	〃	現行制度を維持	〃	〃
ケース 5	〃	〃	〃	電源毎に変える	15

1) 多くのケースの中から 4 通りを選んだため、ケース番号 2 が抜けている

2) 住宅用太陽光発電等については既存の設備も含む。

3) 住宅用太陽光発電等については買取価格を別途設定。

出典：「再生可能エネルギー全量買取制度のオプション（選択肢）について」（2010 年 5 月，経済産業省）

6) 各種再生可能エネルギー導入補助事業・研究開発補助事業

図表 2.69 に、主要な再生可能エネルギー導入補助事業・研究開発補助事業について、太陽光発電関連事業を中心に示す。

図表 2.69 2009 年度の再生可能エネルギー導入補助事業・研究開発補助事業例

事業名（補助率等）	制度概要	対象者	対象エネルギー	実施主体
住宅用太陽光発電導入支援対策 補助額：7万円/kW	10kW 未満で要件を満たす一定の品質・性能の太陽光発電システムを住宅に設置する際の費用に対して補助を行う。	住宅に設置しようとする個人	太陽光発電	経済産業省
地域新エネルギー等導入促進事業 補助率：1/2 以内（太陽光、風力は別途上限等あり）	新エネルギー等設備導入事業の実施に必要な経費に対して補助を行う。	地方公共団体／NPO／社会システム枠（地方公共団体と連携して事業を実施する民間事業者）	太陽光発電、風力発電、バイオマス、太陽熱利用、中小水力発電、地熱発電、温度差熱利用、雪氷熱	経済産業省
新エネルギー等事業者支援対策事業 補助率：1/3 以内（太陽光、風力は別途上限等有）	新エネルギー等設備導入事業を行う事業者に対し、事業費の一部に対する補助を行う。	民間事業者	太陽光発電、風力発電、バイオマス、太陽熱利用、中小水力発電、地熱発電、温度差熱利用、雪氷熱	経済産業省
地方公共団体対策技術率先導入補助事業 補助率：1/2 以内	地方公共団体が策定した実行計画に基づく代エネ・省エネ設備導入事業や、公共施設へのシェアード・エスコ事業について、要件を満たす設備の導入費用の一部を補助する。	地方公共団体/地方公共団体の施設へシェアード・エスコを用いて省エネ化を行う民間団体等	太陽光発電、風力発電、バイオマス、太陽熱利用、中小水力発電、地熱発電、温度差熱利用、雪氷熱、海洋エネルギー	環境省
エネルギー需給構造改革投資促進税制	対象設備を適用期間内に取得、製作または建設して、その後一年以内に事業の用に供した場合に、税額控除または特別償却が認められる。	個人および法人のうち青色申告書を提出する者	太陽光発電、風力発電、バイオマス、太陽熱利用、中小水力発電、地熱発電、温度差熱利用、雪氷熱	所轄税務署
新エネルギーベンチャー技術革新事業 委託費：1千万円/件（1年、FS）	中小・ベンチャー企業等が保有している潜在的技術シーズを活用した技術開発の推進、新事業の創成と拡大等を目指した事業化を支援する。	企業/大学/独立行政法人等	太陽光発電、風力発電、バイオマス、太陽熱利用、中小水力発電、地熱発電、温度差熱利用、雪氷熱	NEDO
革新的太陽光発電技術研究開発（革新型太陽電池国際研究拠点整備事業） 事業規模：約 12 億円（2 年以内）	新材料・新規構造等による変換効率 40%超、発電コスト 7 円/kWh の達成、集光型多接合太陽電池評価技術の開発、および薄膜多接合太陽電池評価技術の開発等、日本に適した太陽光発電システム技術の確立を目指す。	企業/大学/独立行政法人等	太陽光発電	NEDO
地球温暖化対策技術開発事業【競争的資金】 委託事業：上限なし（予算枠 7 億円） 補助事業：1/2（上限なし、予算枠 2.5 億円）	再生可能エネルギー導入技術実用化開発、省エネ対策技術実用化開発等の技術開発分野ごとに、実用的な温暖化対策技術の開発について、優れた技術開発の実施に係る提案と実施体制を有する民間企業等を公募により選定し、委託または補助を行う。	民間事業者/公的研究機関/大学等	太陽光発電、風力発電、バイオマス、太陽熱利用、中小水力発電、地熱発電、温度差熱利用、雪氷熱、海洋エネルギー	環境省

出典：NEDO、経済産業省、環境省資料より取りまとめ

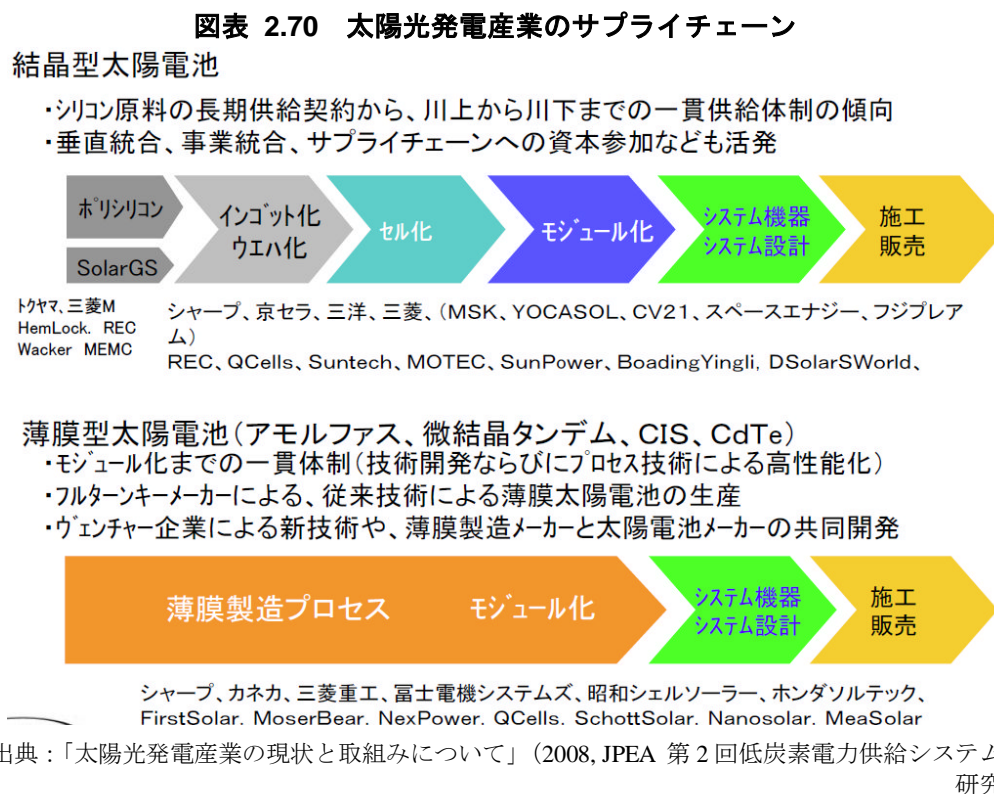
2.1.8 ビジネスモデル

太陽光発電のビジネスモデルは、「太陽光発電機器の製造・販売ビジネス」と「太陽光発電による発電ビジネス」の2つに大別される。

(1) 太陽光発電の製造・販売ビジネス

1) 太陽光発電システムの製造・販売

図表 2.70 に、太陽光発電産業のサプライチェーンを示す。太陽電池発電産業は、原料のシリコン製造から、シリコンインゴット・ウェハの製造、セル・モジュール製造、システム機器・設計、施工販売まで、サプライチェーンが非常に長いことから、様々な事業参入ケースが存在する。



現在は、大手太陽電池メーカーの多くが太陽電池セル・モジュールからシステム設計、あるいは施工販売まで、サプライチェーンを通じた一貫供給体制を敷く傾向にある。サプライチェーンの垂直統合は、原料の安定調達、個々の機器・設備の調達コストの削減、太陽光発電全体に係る技術・ノウハウの蓄積、システム全体の最適化・パッケージ化等のメリットを有する。結晶系シリコン太陽電池については、シリコン原料の需給が逼迫した経験から、特に川上から川下までの垂直統合の動きが強まった。

薄膜系や化合物系太陽電池のバリューチェーンは、材料製造からモジュール化までの一貫体制が主流である。結晶系シリコン太陽電池同様、システム販売まで手がける大手メーカーが多い。

注目すべきは、近年、太陽電池製造装置の販売ビジネス（ターンキービジネス）が拡大している点である。シリコン系太陽電池に加え、現在では化合物系太陽電池の製造装置メーカーも多く存在している。ターンキービジネスの登場により、個別技術を保有しない企業も、製造装置さえ購入すれば太陽電池を製造・販売できるようになり、市場参入の障壁は低くなった。各国において新規参入企業が相次いでおり、太陽光発電市場の競争環境は厳しさを増している。

このような状況において、海外市場のシェアを拡大するためには、大前提となるコスト競争力や品質、信頼性に加え、付加的サービスの充実による製品の高付加価値化等も、重要な販売戦略となっている。例えば、米国 First Solar 社は、自社製品のリサイクル・廃棄を含めたトータルサービスの提供を実施している。First Solar 社の製造する CdTe 系太陽電池（P6 参照）は、安価で変換効率がよいが、有害なカドミウムを原料に含むため、安全性や廃棄時の取扱いについて課題があった。そこで同社は、製品のリサイクルや廃棄まで自社の責任のもと管理するビジネスモデルを展開し、世界各国で大型案件の受注を伸ばしている。日本メーカーにおいても、高い品質、コスト競争力に加え、付加的サービス等を含めた海外における販売戦略の工夫・強化が今後の課題になると考えられる。

2) 太陽光発電関連部材の製造・販売

太陽光発電関連部材としては、原料シリコンや、太陽電池モジュールを構成する要素部材（封止材、バックシート、電極等）が挙げられる。太陽光発電市場拡大に伴い、各種部材の需要も増加しており、各社は増産体勢を整えている。

封止材の原料として主流である EVA 樹脂は、日本の化学メーカー（東ソー、住友化学等）が世界シェアの約 5 割を占めており、日本の有力な太陽光関連製品の一つである。バックシートは、米国デュポン社がポリフッ化ビニル樹脂フィルムの「テドラー」で業界第 1 位であるが、日本企業も東レ、三井化学、凸版印刷等が、安価な代替材料を用いた製品開発を進めている。

太陽光発電のサプライチェーンでは、川上から川下に行くに従って参入企業が増えるため、利益率は低下する傾向にある⁵⁸。利益率のより大きい川上産業において、競争力のある製品を販売するビジネスモデルも有効である。

(2) 太陽光発電による発電ビジネス

太陽光発電による発電ビジネスは、IPP（Independent Power Producer：独立系発電事業者）事業、CDM（クリーン開発メカニズム）における開発途上国での事業展開等が挙げられる。

1) IPP 事業

IPP とは、電力会社や送配電会社および消費者に電力を供給する発電事業者を指す。現在、太陽光、風力等の再生可能エネルギー分野における IPP ビジネスが世界各地で増加している。

日本では、太陽電池は家庭の屋根置き市場を中心に拡大してきたが、欧米では大規模建物の

⁵⁸ “Investing in Solar Now” (2007, RBC Capital Markets)

2 太陽光発電の技術の現状とロードマップ

屋根上や大規模太陽光発電所(メガソーラー)を中心に普及が進んできた。これらの多くは PPA⁵⁹ を顧客と結び、契約電力単価により電力を供給している。

近年、日本企業にも太陽光発電による IPP 事業に参入する動きが見られる。シャープがイタリアの大手電力会社であるエネル・グリーン・パワー社と提携し、薄膜太陽電池の生産から IPP 事業まで、一貫して手がけるビジネスモデルを確立することが発表されている。両社で合弁会社 ES Solar Farms S.r.l.を設立し、2016年12月末までに合計500MW以上の規模の太陽光発電所を複数建設するとしている。また、ES Solar Farms S.r.l.は、シチリア州カタニア県の工場⁶⁰で生産される薄膜太陽電池を活用し、イタリア、フランス、スペイン、ギリシャなど地中海地域へ発電事業を展開する予定である⁶¹。

2) CDM

京都議定書の削減目標、および将来的な大幅削減の達成にあたり、CDM 事業の重要性が増している。CDM とは、発展途上国（非附属書 I 国）において先進国（附属書 I 国）が CO₂ 削減に寄与するプロジェクト等を実施し、当該プロジェクトから得られる温室効果ガスの追加的削減量または吸収量を第三者機関が認証してクレジットを発行し、その全部または一部を当事者間の合意によって、移転する仕組みである。

現在、再生可能エネルギー分野では、主にバイオマス、風力発電、水力発電等で CDM プロジェクトが実施されている。太陽光発電に関する CDM プロジェクトはまだ少数ではあるが、図表 2.71 に示すプロジェクトが実施されている。

新興国においてはまだ非電化地域が多く、僻村等の電化率向上が大きな課題となっている。太陽電池は日射が得られる場所ではどこでも発電が可能なことから、直近には送電線を引くことの難しい地域の電源として適しており、今後は新興国におけるニーズが拡大すると考えられる。日本の技術力を国際貢献に生かせる場であり、官民協力のもと、今後の積極的な展開が期待される。

図表 2.71 太陽光発電に関する日本政府承認 CDM プロジェクト

プロジェクト名	ホスト国	承認年月日	申請者
西南太陽光発電事業	韓国	2008年10月1日	(株)ユーラスエナジー ジャパン
東海 1MW 太陽光発電プロジェクト	韓国	2008年1月22日	ナットソース・ジャパン (株)

(2010年3月29日現在)

出典：京都メカニズム情報プラットフォーム資料

⁵⁹ 発電事業者が電力供給先との間で締結する電力購入契約（Power Purchase Agreement）。

⁶⁰ シャープ、エネル・グリーン・パワー社、ST マイクロエレクトロニクス社の3社による合弁会社の生産拠点。

⁶¹ 2010年1月4日 シャーププレスリリース（<http://www.sharp.co.jp/corporate/news/100104-a.html>）

2.1.9 国内技術の競争力

図表 2.72 に、2005～2009 年における太陽電池生産量上位 10 社を示す。日本はかつて太陽光発電先進国であり、2006 年までシャープが世界第一位の単年度生産量（発電容量ベース）を誇り、京セラ、三洋電機、三菱電機を含めて、上位 5 社のうち 4 社を日本勢が占めていた。しかし、2000 年代半ばより欧米および中国勢に追い上げられ、2007 年にはシャープが首位の座を Q-Cells（独）に譲り、2009 年現在、シャープが第 3 位、京セラが第 7 位に位置している。2005 年には約 2 分の 1 であった世界市場シェアは、2009 年には 14%まで落ち込んでいる⁶²。

日本企業が世界シェアを落とした理由の一つに、シリコン原料の調達に失敗したことが挙げられる。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、シリコン原料の需給が逼迫し、結果としてシャープの 2007 年の生産量は前年の実績を割り込み、Q-cells に首位を譲り渡す結果となった。シリコンを含め、太陽電池関連素材の長期的な安定調達を計画的に進めることが重要となっている。また、国内市場の縮小も、日本企業のシェアが伸び悩む原因の一つと考えられ、シリコンの需給逼迫がある程度緩和した後も日本企業の追い上げは芳しくない。

躍進目覚しいのは、米国の First Solar、および Suntech 率いる中国勢である。

米国 First Solar は、国立再生可能エネルギー研究所（NREL）⁶³の支援のもと、CdTe 系太陽電池（P6 参照）により成功を収めたベンチャー企業である。First Solar の強みは、圧倒的な価格競争力にある。CdTe 系太陽電池は薄膜化が可能で、ガラス基板上に比較的低温で良質の多結晶膜を形成できることから、低コストで高効率な太陽電池とされており、生来、他の太陽電池に対するコスト競争力を有する。加えて、First Solar は人件費の安いマレーシアに工場を構えており、更なるコスト削減に取り組んでいる。

First Solar の報告によると、同社の CdTe 系太陽電池の製造コストは 1W 当たり 1.21 ドル（回収と保証にかかる多額の費用を含む）で、約 100 ドル/m²に相当する。結晶系太陽電池で同等の価値のものは 1W 当たり 3.00 ドル～3.25 ドル、250 ドル/m²～400 ドル/m²であり、コスト競争力の大きさが伺える⁶⁴。同社は将来に向けて、インバータ設置、建設等にかかるコストを削減し、2014 年には設置コスト 0.91-0.98 ドル/W を達成する目標を掲げている（図表 2.73）。また、発電コストについては、2014 年までに概ね 10～15 セント/kWh（約 10～15 円/kWh）を達成する目標を掲げており、これが実現すれば、日本の業務用電力および家庭用電力に対し、グリッドパリティを達成することを意味する。

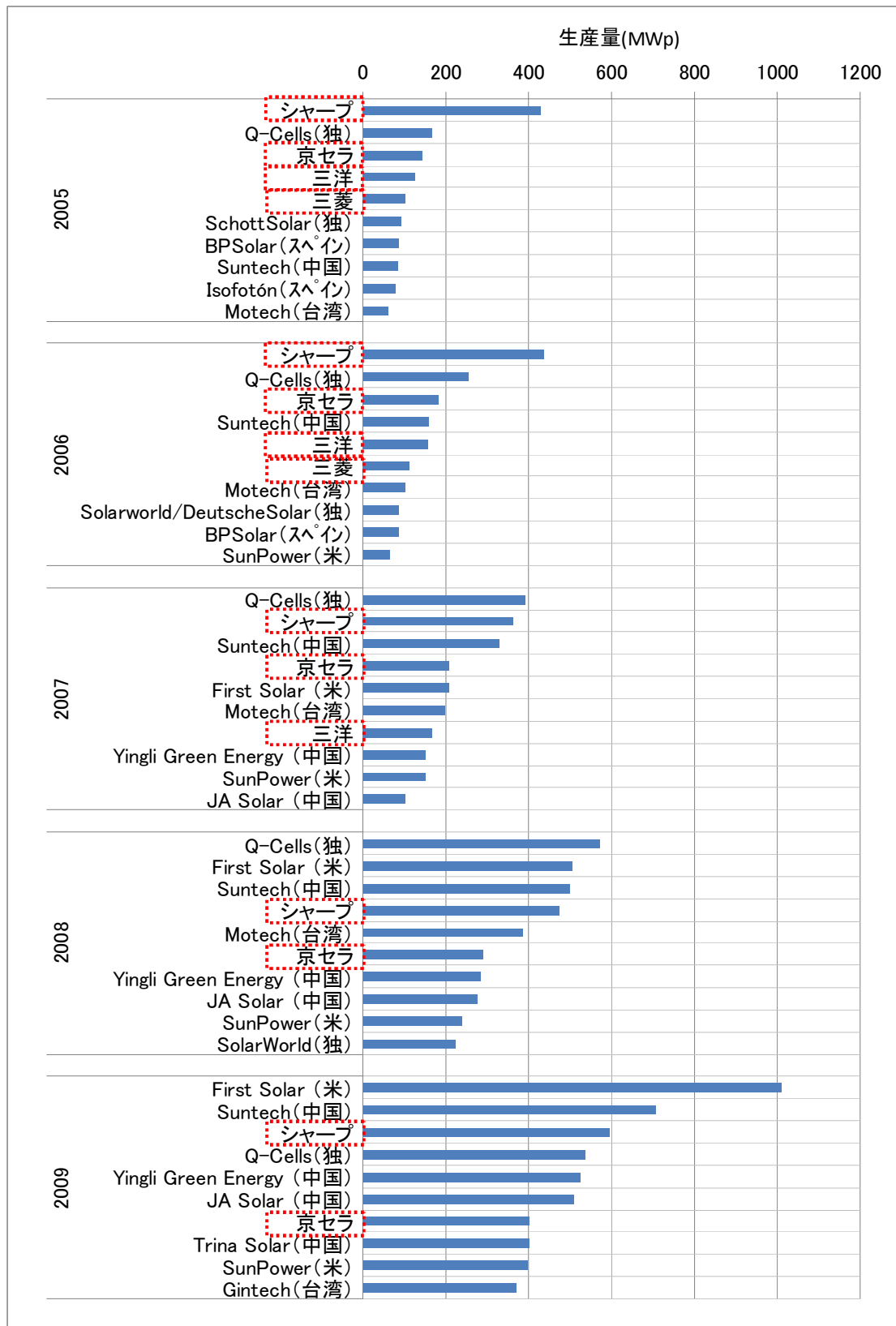
また Suntech 率いる中国メーカーの近年の成長は著しく、2005 年に上位 10 社に挙げられたのは中国勢では Suntech のみであったが、僅か 4 年で、Yingli Green Energy、JA Solar、Trina Solar の 3 社も TOP10 入りし、シャープや Q-Cells（独）を凌ぐ勢いで生産量を伸ばしている。中国メーカーの強みは、First Solar 同様、安い人件費等を生かしたその価格競争力にある。Suntech は、安価な多結晶太陽電池をドイツや米国に輸出し、急成長を遂げた。2008 年末の金融危機の影響で、在庫過剰などの問題を抱えたものの、そのコスト競争力により今後も市場シェアを伸ばすと考えられる。

⁶² PV News Volume 29, Number 5 (2010.5, Prometheus Institute, Greentech Media)

⁶³ National Renewable Energy Laboratory (米国エネルギー省(Department of Energy : DOE)傘下の国立研究所。)

⁶⁴ 「太陽光発電技術開発動向等の調査」(2009, 資源総合システム)

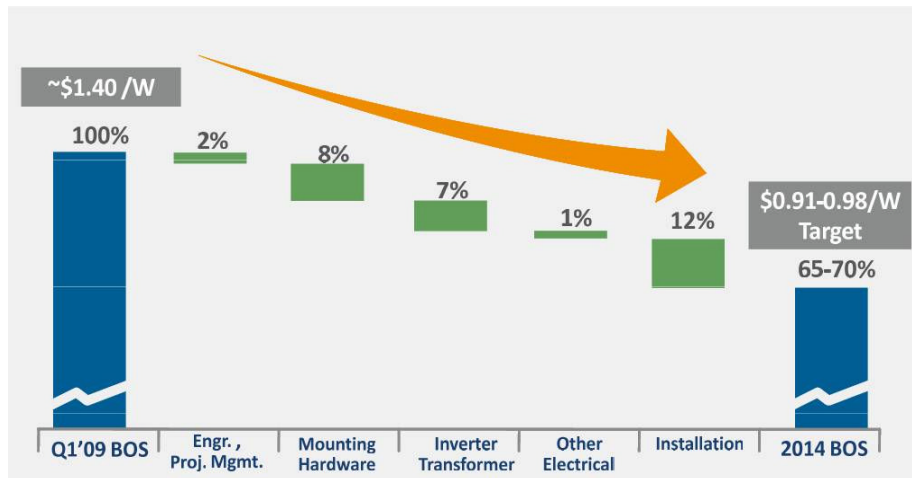
図表 2.72 太陽電池の生産量ランキング (2005~2009年)



※日本企業を赤枠で囲っている。

出典：PV News Volume 28, Number 4 (2009.4, Prometheus Institute, Greentech Media)

図表 2.73 First Solar の設置コスト目標



出典：First Solar 資料

このような状況下で、日本企業の国際競争力の向上させるためには、世界トップクラスの技術水準を維持するとともに、更なる低コスト化の推進、また「システム全体の高付加価値化」が重要と考えられる。

日本の太陽電池の品質の高さは世界トップクラスと言われる。ただし、今後世界市場で勝ち抜くためには、品質に加えて価格競争力が重要である。特に、今後太陽光発電の普及が進むと考えられる、日射に恵まれた発展途上国や新興国（インド、中国、アフリカ、南米等）においては、低価格が普及の第一条件になると考えられる。

世界の太陽電池市場のコスト競争が今後ますます厳しくなることが予想される中、日本企業の競争力を高めるためには、品質、低コスト化に加えて、日本産業の総合力を生かし、系統連系やエネルギーマネジメントを含めたシステム技術の高度化による「システム全体の高付加価値化」が重要になる。日本は、太陽電池関連部材（封止材、バックシート、電極等）、インバータや蓄電池、スマートグリッド関連技術等において、世界トップレベルの技術力を有している。産業全体の総合力は、他の先進国や中国企業等に優る、大きな強みであると考えられる。

「ソーラー・システム産業戦略研究会」においても、日本の太陽電池関連産業の強みについて、以下のように分析されている。

<日本の太陽電池関連産業の強み⁶⁵>

- 日本の太陽光発電システムは、世界で最も高品質（高効率、長寿命）と評価されている。
- 太陽光発電関連技術や関連機器について、競争力を持った産業群が存在している。
 - 化合物薄膜や有機系薄膜などの新材料に対応する材料メーカ、機械メーカが豊富。
 - 材料化学分野における学術的、科学的知見蓄積も、デバイス物理に限らず豊富。
- 日本の太陽電池メーカは、専業ではなく、家電製品や蓄電池の製造等、総合的な事業の展開を図っていることから、これらの関連技術・機器との組合せを意識した製品開発が可能。

⁶⁵ 「ソーラー・システム産業戦略研究会 報告書」（2009, ソーラー・システム産業戦略研究会）

- 日本の太陽光発電市場は、「国民参加型」の導入形態が主流であり、環境意識の高い国民に、高い発電コストの負担面の協力を薄く広く求めながら、導入を促進していくことが可能な土壌が存在している。

現在主流の結晶系シリコン太陽電池に加え、今後市場の拡大が見込まれている薄膜系シリコン太陽電池で世界最高効率を誇るカネカ、CIS 系太陽電池で攻勢を図る昭和シェルなど、新しい技術においても、日本企業は世界トップクラスの技術水準を維持している。また、太陽電池モジュールの要素部材（封止材、バックシート、電極等）における日本企業の存在感は大きく、封止材の原料として主流である EVA 樹脂は、日本の化学メーカー（東ソー、住友化学等）が世界シェアの約 5 割を占めているほか、バックシートについても、東レ、三井化学、凸版印刷等が、安価な材料を用いた製品開発を進めている。

産業全体の総合力を生かし、世界市場で競争力を持つ太陽電池の開発、および国内企業の育成に向け、官民一体となった取組みを行うことが重要である。

<注目企業例 First Solar>

First Solar はその前身の Solar Cells 社の時代から NREL の支援を受け、CdTe 系太陽電池の研究開発を行っていた。1999 年、投資会社により First Solar が設立され、2002 年から商業生産が開始された。最初は 25MW 程度であった生産能力は瞬く間に拡張され、2010 年末には 1.3GW に到達する見込みである。米国の他ドイツ、マレーシアに生産拠点を有する。

生産コストは 2008 年に 1 ドル/W の壁を破っており、低コストを武器に急成長を遂げ、2009 年の生産量は世界第 1 位となっている。同社は 2014 年までに 10~15 セント/kWh の発電コストを達成する目標を掲げており、米国の SAI の目標を前倒してグリッドパリティを達成するとしている。



出典：First Solar ホームページ (<http://www.firstsolar.com/en/modules.php>)

<注目企業例 Suntech (中国)>

Suntech は 2001 年にオーストラリアのニューサウスウェールズ大学の留学から帰国した施正栄博士が設立した企業である。中国において低コストで結晶系シリコン太陽電池の生産を行い、市場が拡大していたドイツや米国に輸出版売することにより急成長した。2005 年には中国本土の非国有企業で初めてニューヨーク証券取引所に上場し、資金調達を図っている。生産能力の拡充を推し進め、2008 年末には世界で最初に 1GW の生産能力を達成した。2009 年の生産量は世界第 2 位である。

同社は 2006 年に MEMC Electronic Materials 社 (米) と多結晶シリコン材料について 10 年間の長期供給契約を締結した。さらにロシアや中国の多結晶シリコンメーカーに投資するなどしてシリコン原料の調達の安定化を図っている。



出典：Suntech Power ホームページ (<http://www.suntech-power.co.jp/products/module/>)

<注目企業例 カネカ（日本）>

(株)カネカは、子会社であるカネカソーラーテック(株)にて薄膜系太陽電池の研究開発を行っている。同社の太陽電池は、アモルファスシリコンと薄膜多結晶シリコン層を重ねたタンデム型の薄膜系太陽電池である。2010年には生産能力を80MW増強し、年産150MWとなっている。日本の多様な屋根形状に適した製品を販売しており、2012年には国内市場で10%以上のシェア獲得を目指している。

同社の太陽電池は従来の2層構造（アモルファスシリコンと薄膜多結晶シリコン）に新規透明中間層を積層することにより、薄膜系として世界最高水準の変換効率12%を達成している。



出典：カネカソーラーテックホームページ (<http://www.kst.kaneka.co.jp/>)

<注目企業例 昭和シェル（日本）>

昭和シェル石油(株)は、子会社であるソーラーフロンティア(株)にて化合物系太陽電池の研究開発を行っている。同社の太陽電池は、銅、インジウム、セレンを使用した CIS 系太陽電池である。CIS 系太陽電池としては世界初の商業生産に成功し、研究開発から生産、販売までの一貫体制を築いている。宮崎県に生産拠点をもち、2011年には生産能力1GWを達成する予定である。

2010年、住宅用太陽光発電システムとして1kW当たり48万円の低価格モデルを発売している。また、国内で出荷する全てのモジュールの出力保証期間を10年間から20年間に変更し、国内メーカーとして最長の保証期間を設けている。



出典：ソーラーフロンティアホームページ (<http://www.solar-frontier.com/>)

2.2 技術ロードマップ

2.2.1 目指す姿

(1) 太陽光発電を取りまく現状

1) 世界で拡大する太陽市場と国内市場の低迷

世界の太陽光発電市場は急拡大している（2.1.4 節参照）。世界の累積発電容量は、ドイツにおけるフィードインタリフ制度⁶⁶の本格導入を契機に急激に成長し、2009年には20GW（2000年比40倍）に達した。国別に見ると、現在はフィードインタリフ制度により国内導入量を大きく伸ばしたドイツがトップを走っており、2位にスペインがつけている。日本は2003年まで世界第1位であったが、2005年に「住宅用太陽光発電導入促進事業」が終了したことなどから市場の伸びは鈍化し、2004年にドイツにその座を明け渡した。現在はドイツ、スペインに次ぐ3位に位置しているが、すぐ後ろには米国、イタリアが迫っており、数年の間にさらに順位は入れ替わる可能性も高い。

ただし、日本の太陽光市場にも成長の気運が見え始めている。2009年11月に、日本版フィードインタリフ制度となる「太陽光発電による電気の新たな買取制度」が開始され、今後の導入拡大が期待されている。国内市場の拡大は国内企業の育成に直結するものであり、本制度が日本の太陽光発電関連産業の追い風となる可能性がある。

2) 新興企業の成長と日本企業の地位の低下

日本はかつて太陽光発電先進国であり、2005年には世界シェアの約2分の1を占めていた。しかし、2000年代半ばより欧米および中国勢に追い上げられ、2007年にはシャープが首位の座をQ-Cells（独）に譲り、2009年時点で世界シェアは14%まで落ち込んでいる（2.1.9 節参照）。

躍進目覚しいのは、米国のFirst Solar、およびSuntech率いる中国勢である。両者とも、圧倒的な価格競争力を武器に市場を拡大し、2009年の生産量ランキングではFirst Solarは第1位、Suntechは第2位に躍り出た。First Solarは2014年にグリッドパリティを達成することを事業戦略として打ち出しており、これが実現すれば、同社の国際競争力は一層強固になると考えられる。

3) 世界に誇る日本企業の技術力

国内市場の低迷、世界シェアの落ち込みから、我が国の太陽光発電産業の地位は相対的に低下していると言われる。しかしながら、日本企業の太陽電池の品質の高さは世界トップクラスと言われており、高効率化と低コスト化の双方が実現されれば、その信頼性を持って、高い国際競争力を発揮できると考えられる。

加えて、日本はモジュール構成部材（封止材、バックシート等）やインバータ、蓄電池等、太陽電池関連部材、機器においても、世界トップレベルの技術力を有している。産業全体の総合力は、他の先進国や中国企業等に優る、大きな強みであると考えられる。

⁶⁶ 固定電力買取制度（Feed-in tariff：FIT）。エネルギーの買取り価格（tariff）を法律で定める方式の助成制度で、導入した時期によって一定期間の価格が固定される制度。詳細はP47を参照のこと。

2 太陽光発電の技術の現状とロードマップ

また、現在主流の結晶系シリコン太陽電池に加え、今後市場の拡大が見込まれている薄膜系シリコン太陽電池や CIS 系太陽電池など、新しい技術においても、日本企業は世界トップクラスの技術水準をキープしている。

(2) 我が国の太陽光発電の目指すべき姿

以上の状況を整理すると、我が国の太陽光発電の目指すべき姿は、以下に集約される。

世界の太陽光市場が急拡大し、安価な製品でシェアを伸ばす新興企業が増加する中、日本企業の国際競争力を維持・強化するためには、高性能化に加えて低コスト化も推進し、価格競争力を持たせる必要がある。日本企業の技術力は高く、戦略的な技術開発により、世界最高水準の効率・耐久性と低コスト化の実現は可能と考えられる。

また、より一層国際競争力を強化するためには、太陽電池単体の技術力に加え、モジュール構成部材（封止材、バックシート等）やインバータ、蓄電池、スマートグリッド関連技術等、日本の太陽電池関連産業の総合力を発揮し、「システム全体の高付加価値化」を図ることが重要である。

国内産業の育成にあたっては、土台となる国内市場の拡大が重要である。「太陽光発電による電気の新たな買取制度」が 2009 年 11 月より開始したことにより、今後国内導入量の伸びが期待されている。既存電源の代替として社会に受け入れられるよう、高効率化・低コスト化を図るとともに、低炭素社会の実現を視野に入れながら、効果的な導入支援策を実施することが重要となる。

図表 2.74 太陽光発電の目指す姿

- 世界トップクラスの技術力を維持し、高性能化と低コスト化の双方を推進するとともに、日本の太陽電池関連産業の総合力を発揮し、国際競争力を強化する。
- 国内市場を拡大し、国内産業の育成の素地を固めるとともに、太陽光発電の大量普及により低炭素社会の実現に貢献する。

2.2.2 目指す姿の実現に向けた課題と対応

前項に掲げた太陽光発電の目指す姿を実現するために、技術開発、普及拡大のそれぞれにおいて、以下に示す課題へ対応していく必要がある⁶⁷。

(1) 国際競争力の強化に向けた課題と対応

1) 経済性の改善

太陽光発電のコストは製造コスト、生涯発電量、設置・施工費等に依存する。

製造コストの削減にあたっては、材料使用量の削減、低コスト材料の開発、安価な製造プロセスの開発等が重要となる。例えば、結晶系シリコン太陽電池については、シリコン使用量を削減するため、基板のさらなる薄膜化を目指す方向にある。製造工程数が少なく、安価に製造できる CIS 系太陽電池や、材料が安価で製造も容易な有機系太陽電池などの開発も進められている。また、量産化はコストダウンの重要要素であり、市場の拡大が重要となる。

生涯発電量の増加には、発電効率の向上、長寿命化が重要となる。発電効率について、日本の太陽電池メーカーは世界トップレベルの水準にあり、引き続き世界の先導的地位を維持すべく、積極的な技術開発を進める必要がある。また、太陽光発電システム全体の長寿命化に向け、太陽電池モジュールの高耐久化、機器、配線などの部品・部材の高耐久化を図るとともに、システム運用中の故障診断とメンテナンスによる寿命延長も重要となる。

太陽光発電システムの設計・設置工事を含む販売コストは発電コスト全体の約 3 割程度を占める。設置・施工費の削減に向け、モジュール寸法、機器仕様、架台等の標準化による施工の簡易化や、建材一体型システムにより、使用部材を削減するなどの方策が効果的である。

また、流通経費も販売・設置コストの大きな部分を占めており、流通体制の合理化等も必要である。

2) 革新技術の開発

太陽光発電において汎用電源並みの発電コストを実現し、大規模な普及を目指すためには、従来技術の延長線上にない革新的な技術の開発により、太陽光発電の性能を飛躍的に向上させることが必要である。現在日本においても研究開発が進められている、高効率多接合型太陽電池、量子ナノ構造太陽電池などが該当する。高効率多接合型太陽電池を用いた集光型太陽電池は、将来的に 50%を超える発電効率が期待されており、日米欧にて積極的な技術開発が進められている。

研究開発を進めるにあたっては、多岐に亘る可能性の確認と選択を進めることが重要であり、国内の知見・技術を結集し、各技術分野の専門家との協力により知見を積み上げていく必要がある。また、海外の研究者との人的交流や、海外の研究機関との共同研究などを進めていく必要がある。

⁶⁷ PV2030+においては、太陽光発電の目指す姿の実現に向けた課題として、(1)経済性改善、(2)利用及び用途の拡大、(3)基盤整備・環境整備、(4)産業発展と国際競争力確保、(5)革新技術の必要性、の観点からまとめられている。本節は、PV2030+を参考に取りまとめている。

3) 太陽電池関連産業の育成

国際競争力の強化にあたっては、太陽電池単体の技術力に加え、モジュール構成部材（封止材、バックシート等）やインバータ、蓄電池、スマートグリッド関連技術等、日本の太陽電池関連産業の総合力を発揮し、「システム全体の高付加価値化」を図ることが重要である。そのためには、各要素部材・機器の高性能化を進めるとともに、システム全体の運用・制御技術も含めて、知見・実績を積み上げる必要がある。

なお太陽光発電産業は、シリコンや各種原材料から、セル、モジュール、システムまで、産業の裾野が非常に広い。太陽電池関連産業の育成は、雇用の促進等、日本経済の活性化にもつながると考えられる。

太陽光発電産業の発展のためには、最先端技術の保有、技術力・技術開発力の確保、国内市場の拡大、海外も含めた供給体制の確立、海外市場の開拓、人材育成などが重要である。最先端技術の保有では国内市場ばかりでなく海外市場も視野に入れた技術開発が必要である。

また、技術者・研究者などの人材育成では太陽光発電産業が国際的にも高度な技術力を保有する魅力ある産業となることが重要である。大学など研究機関に対して産業界が積極的に支援し、雇用を確保することが不可欠である。

(2) 国内市場の拡大に向けた課題と対応

1) 利用および用途の拡大

太陽光発電の利用面での大きな課題として、出力変動や発電量と電力需要とのミスマッチが挙げられる。系統電力や周辺のエネルギーシステムとの連系、蓄電機能の利用、スマートグリッド技術の導入等が必要であり、経済性との調和を取りながら対策を進める必要がある。

系統連系システムは発電量変動や電力需要変動に対応するための基本的な太陽光発電利用形態の一つであるが、電力系統制御との関連からその連系量や連系密度に制約がある。ここでは蓄電機能付帯や需給予測による変動平準化など太陽光発電側での対応策のほか、電力系統側での対応策を講じるなど電力系統と協調した対策により連系可能量の増大を図る必要がある。

また、更なる普及拡大には、蓄電機能や他のエネルギーシステムと連系した自律型の太陽光発電地域エネルギーシステムの構築が必要であり、水素など他のエネルギーへの転換などを含めた利用技術の開発も必要である。

なお、太陽光発電に限らず、将来的な再生可能エネルギーの大量導入には系統の整備・強化が必要である。低炭素社会の実現を目指すにあたり、系統整備・強化を社会インフラ整備事業として捉え、中長期的視野で対策を講じていくことが重要である。

2) 利用基盤・利用環境の整備

太陽光発電は新しい技術として社会に受け入れられつつあるが、更なる利用拡大や技術開発を進めていくためには一層の技術的、社会的な基盤整備が不可欠である。

今後大量普及を迎えるにあたっては、太陽光発電システムの信頼性の確立が不可欠であり、変換効率、発電量、耐久性、安全性、運用中の劣化状況などの評価技術開発と認証や品質保証

などへの利用体制の確立が重要となる。さらにこれらに基づくユーザーにわかりやすい実用性能の表示も必要である。また、海外市場への対応と関連して、海外との相互認証や発展途上国に対する技術指導體制、国際規格の提案に係る対応体制の整備も重要である。

また、その他電気事業法や建築基準法など各種法令の整備や、太陽光発電システムのリサイクル・リユース体制の整備、グリーン電力証書システムや国の支援に対する基礎データ収集体制なども必要である。

2 太陽光発電の技術の現状とロードマップ

2.2.3 技術開発目標と技術開発の内容

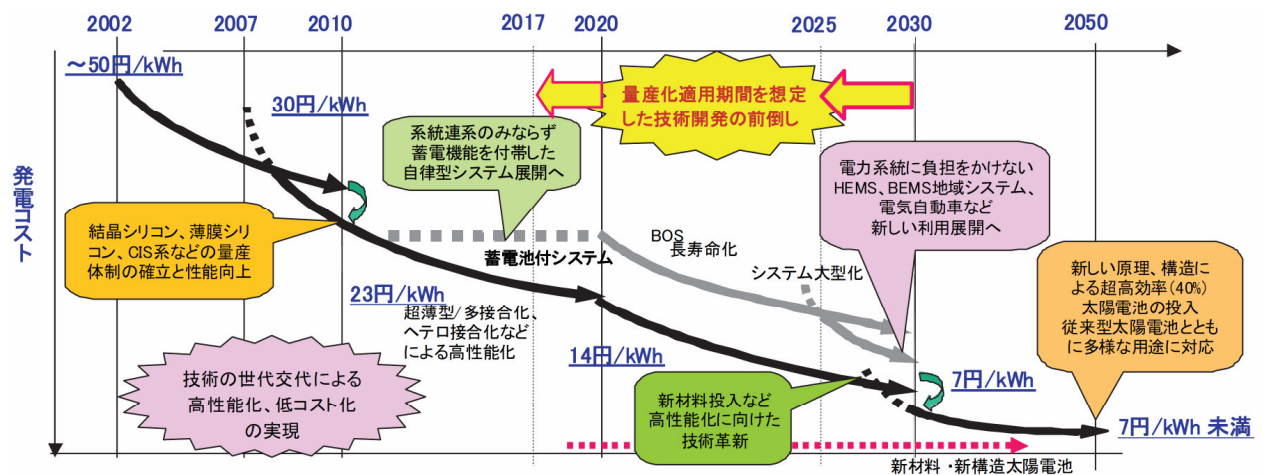
以上、太陽光発電の目指すべき姿と、課題と対応から導き出される、太陽光発電の技術開発目標、技術開発内容を以下に示すとともに、太陽光発電の技術ロードマップを図表 2.83 に示す。

(1) 技術開発目標

PV2030+では、2030年までに必要となる発電コスト、モジュール変換効率、およびその他の技術目標について図表 2.75 のように設定している。本ロードマップでは、PV2030+の技術開発目標の達成を目指すものとする。

なお、国内企業の生産能力については、世界の年間設置量の3分の1を我が国の産業が供給することを目標とし、2030年には30~35GW/年の生産体制を確立するものとする。

図表 2.75 PV2030+による太陽光発電技術開発シナリオ



実現時期(開発完了)	2010年~2020年	2020年(2017年)	2030年(2025年)	2050年
発電コスト	家庭用電力並 23円/kWh程度	業務用電力並 14円/kWh程度	汎用電源並み 7円/kWh程度	汎用電源未満 7円/kWh未満
モジュール変換効率 (研究レベル)	実用モジュール16% (研究セル20%)	実用モジュール20% (研究セル25%)	実用モジュール25% (研究セル30%)	超高効率モジュール 40%
国内向生産量(GW/年)	0.5~1	2~3	6~12	25~35
(海外市場向け(GW/年))	~1	~3	30~35	~300
主な用途	戸建住宅、公共施設	住宅(戸建、集合) 公共施設、事務所など	住宅(戸建、集合)、 公共施設、民生業務用、 電気自動車など充電	民生用途全般 産業用、運輸用、 農業他、独立電源

出典：「太陽光発電ロードマップ (PV2030+)」(2009, NEDO)

1) 発電コスト

2030年までの発電コスト目標を図表 2.76 のように設定する。PV2030+では、①23 円/kWh 程度（家庭用電力並）、②14 円/kWh 程度（業務用電力並）、③7 円/kWh 程度、の3段階のグリッドパリティを想定し、目標を設定している

図表 2.76 発電コスト目標

	2010年～2020年	2020年	2030年
発電コスト	23 円/kWh 程度 (家庭用電力並)	14 円/kWh 程度 (業務用電力並)	7 円/kWh 程度 (汎用電源並)

出典：「太陽光発電ロードマップ (PV2030+)」(2009, NEDO)

2) セル・モジュール変換効率

上記発電目標を達成するために必要なモジュールの変換効率目標を図表 2.77 のように設定する。また個別の太陽電池の性能目標を図表 2.78 のように設定する。

図表 2.77 モジュールの変換効率目標

目標年度	2017	2025
目標変換効率 (%)	20%	25%

※目標年度におけるモジュール変換効率目標は、各太陽電池種別の中での最高効率を挙げている。但し、化合物系については集光により変換効率を上げているので対象外とする。

出典：「太陽光発電ロードマップ (PV2030+)」(2009, NEDO)

図表 2.78 個別の太陽電池の性能目標（変換効率%）

太陽電池 ¹⁾	現状		2017年		2025年	
	モジュール(%)	セル ⁵⁾ (%)	モジュール(%)	セル ⁵⁾ (%)	モジュール(%)	セル ⁵⁾ (%)
結晶系シリコン ²⁾	～16	25	20	25	25	(30)
薄膜系シリコン	～11	15	14	18	18	20
CIS系	～11	20	18	25	25	30
集光型 ³⁾	～25	41	35	45	40	50
色素増感	—	11	10	15	15	18
有機系 ⁴⁾		5	10	12	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：「太陽光発電ロードマップ (PV2030+)」(2009, NEDO) より作成

3) モジュール製造・システム構成要素

モジュール製造・システム構成要素の技術開発目標を図表 2.79 に、2025 年のモジュール製造コスト・寿命目標を図表 2.80 のように定める。

図表 2.79 モジュール製造・システム構成要素の技術開発目標

項目		開発目標
モジュール製造	モジュール製造コスト	2017年:75円/W、2025年:50円/W (2025年のセル別詳細は図表 2.80 参照)
	モジュール寿命延長 ¹⁾	2017年:寿命25年、2025年:30年 (2025年のセル別詳細は図表 2.80 参照)
	シリコン使用量 ²⁾	シリコン原単位低減 (3g/W) 、 省シリコン (ウエハ+カーフ=100μm)
システム構成要素	パワーコンディショナ	2017年:製造コスト15,000円/kW、寿命20年以上 (部品交換あり)
	PV用蓄電技術 ¹⁾	2017年:製造コスト10,000円/kWh程度、寿命20年以上 (部品交換あり)
	設置工事、販売経費	現状 (200円/W程度) の1/3~1/2

1) システムとしての耐久性は部品交換 (パワコンでは1回の部品交換を見込む) も含めて40年間を目指す。

2) シリコン原料消費量は原単位3g/W程度の現実的な数値を目安とし、コストの整合は基板製造コスト削減で達成する。

出典:「太陽光発電ロードマップ (PV2030+)」(2009, NEDO) より作成

図表 2.80 2025年のモジュール製造に係る技術開発目標

個別技術の開発目標	太陽電池	2025年のコスト・寿命目標	
		製造コスト ¹⁾ (円/W)	寿命 ²⁾ (年)
	結晶 Si	50	30 (40)
	薄膜 Si	40	30 (40)
	CIS系	50	30 (40)
	化合物系	50	30 (40)
	色素増感	<40	-
	有機系	<40	-

1) 製造コスト目標は、変換効率、耐久性 (寿命) とリンクする。

2) モジュール寿命は標準技術として、2025年に30年を設定するが、技術として2030年までに通常の電力用設備並みの40年の耐久性を持つモジュールを開発する。

出典:「太陽光発電ロードマップ (PV2030+)」(2009, NEDO)

(2) 技術開発の内容

PV2030+では、前項で設定した技術開発目標を実現するため、主に以下に示す技術開発課題に取り組む必要があるとしている。

図表 2.81 太陽光発電の主要技術課題

技術課題		解決策・要素技術
セル・モジュール	結晶シリコン太陽電池	<ul style="list-style-type: none"> ● 低コストソーラーグレードシリコン製造技術 ● 低コスト・高品質シリコンインゴット製造技術 ● 極薄基板の高生産性スライス技術 ● 高性能接合構造（ヘテロ接合等） ● 光閉じ込め技術（表面テクスチャー、裏面反射） ● 表面・バルクパッシベーション技術 ● 高性能電極構造 ● 低コスト・高生産性セル製造プロセス
	薄膜シリコン太陽電池	<ul style="list-style-type: none"> ● アモルファスシリコン・微結晶シリコン膜質の向上 ● 高性能多接合太陽電池 ● ワイドギャップ新材料 ● 透明電導膜の改善 ● 高度光閉じ込め技術 ● 高生産性・大面積製造プロセス ● フレキシブル太陽電池形成技術
	CIS系太陽電池	<ul style="list-style-type: none"> ● 大面積化による性能劣化の防止 ● 高性能セル構造・材料開発（界面制御技術、高品質ワイドギャップ光吸収材料等） ● 低コスト・大面積・高生産性製造プロセス技術 ● 軽量化・フレキシブル化
	集光・革新型太陽電池	<ul style="list-style-type: none"> ● III-V系多接合太陽電池用新材料（4～5接合用） ● 低コスト製造プロセス ● 量子ナノ構造型太陽電池
	色素増感太陽電池 有機薄膜太陽電池	<ul style="list-style-type: none"> ● 高性能・高耐久性・低コストセル構造 ● モジュール製造技術 ● 大面積化 ● 多接合化技術 ● 高効率固体型色素増感太陽電池
	モジュール関連技術	<ul style="list-style-type: none"> ● 低コスト・高耐久性モジュール製造技術

技術課題		解決策・要素技術
		<ul style="list-style-type: none"> ● 機能モジュール（フレキシブル、軽量モジュール等） ● 建材一体型モジュール ● リサイクル・リユース技術
管理・運用	システム関連技術	<ul style="list-style-type: none"> ● 低コスト・高性能・高耐久性インバータ ● 低コスト・高性能・高耐久性太陽光発電用蓄電池 ● 単独運転検出・解列・自律運転技術 ● 発電量予測技術 ● 自律度向上型地域システム開発（地域 EMS、電力需給調和技術等） ● 独立型システム開発
	基板整備・環境整備	<ul style="list-style-type: none"> ● 発電量評価技術の開発、実用的な評価指標の策定 ● 太陽光発電システムの安全性の確立 ● 認証体制の確立、規格制定 ● 故障診断技術

1) 結晶シリコン太陽電池

結晶シリコン太陽電池の主要な課題の一つに、シリコン原料の低コスト化、シリコン使用量の削減が挙げられる。シリコン原料には、かつて半導体グレードと呼ばれる非常に純度の高いシリコン結晶が使用されていたが、現在は半導体グレードよりも低コスト・省エネルギーで製造が可能な、太陽電池専用のソーラーグレードシリコンが増加している⁶⁸。

シリコン使用量の削減については、基板の薄型化が必要であり、極薄基板の高生産性スライス技術の確立が重要となっている。極薄基板の製造ではスライス技術の改善が不可欠であり、マルチワイヤソーではカーフ低減が難しいため、レーザーアシストエッチング法や剥離法などの、カーフロスが少なく、スライス後の洗浄処理などが容易なスライス技術の開発が必要である。

また、高効率化に向けては、高性能接合構造（ヘテロ接合等、P4 参照）、光閉じ込め技術⁶⁹、表面・バルクパッシベーション技術⁷⁰が重要となる。

2) 薄膜シリコン太陽電池

薄膜シリコン太陽電池は、大幅なシリコン使用量の削減を図れることから、低コスト技術として今後需要が伸びると予想される太陽電池の一つである。ただし、変換効率は技術開発レベルと市場に出回っているモジュールレベルとでは大きな差があるため、これらの差を埋める製造技術開発が必要である。

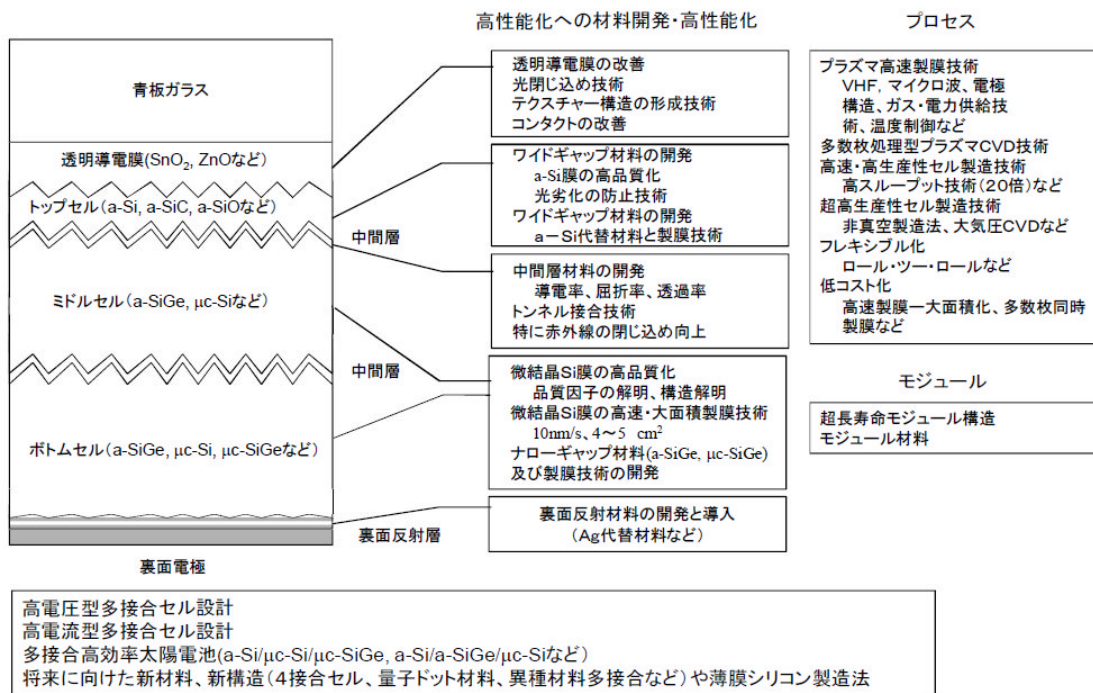
⁶⁸ 半導体グレードシリコンは、99.999999999%（11N）の純度を必要とするが、ソーラーグレードシリコンは99.9999%（6N）の純度で済む。

⁶⁹ シリコン基板または支持基盤の表面に凸凹（テクスチャ）を設け、入射した太陽光が基板側で反射されて太陽電池の中を何回も通過し、そのたびに吸収されて発電に寄与する技術。

⁷⁰ 表面の電氣的に不安定な性質を抑制するため、保護膜の形成や、表面形状等の処理を行う技術。

高効率化に向けては、従来のアモルファスシリコン・微結晶シリコンの2接合タンデムから3接合への開発を進める必要がある。3接合系を考えた場合、製造コストの削減に向けた技術開発も必要となる。また、光閉じ込め技術、ワイドギャップ新材料（バンドギャップ⁷¹の大きい半導体）の開発、透明伝導膜の改善等が重要である。また、量産にあたっては、高生産性の大面積製造プロセスの開発が重要となる。

図表 2.82 2020年、2030年に向けた薄膜シリコン太陽電池の技術課題



出典：「太陽光発電ロードマップ (PV2030+)」(2009, NEDO)

3) CIS系太陽電池

CIS系太陽電池は、小面積の多結晶薄膜の単接合太陽電池で変換効率20%に達しており、高いポテンシャルを有していること、薄膜、軽量、省資源、低価格など多くの長所を持つため、次世代太陽電池の一つとして注目されている。しかしながら、現在市場に出ているCIS系モジュールの変換効率は10~11%程度であり、性能向上の余地は大きい。

高効率化に向けて、大面積化による性能劣化の防止や、高性能セル構造・材料開発（界面制御技術、高品質なワイドギャップ光吸収材料、多接合用のワイドギャップ光吸収材料など）低コスト・大面積・高生産性製造プロセスの開発等の開発が行われている。

現状の単接合デバイス構造でさらなる低コスト化を実現するためには、光吸収層の製造コストを大幅に低減する製造方法（塗布法）などが必要となる。また、更なる効率向上に向けては、多接合化の技術開発が有効であるが、効率やコスト面から、CIS系材料以外とのハイブリッド

⁷¹ 固体中には電子が取ることを許容されるエネルギー範囲（許容帯）と許容されないエネルギー範囲（禁制帯）があり、エネルギーの低い帯（バンド）から順に電子で埋まるが、禁制帯の幅をバンドギャップという。半導体の場合、電子で満たされた許容帯を価電子帯と呼び、バンドギャップ幅以上の大きさのエネルギー（光等）を受けると価電子が上の許容帯（伝導帯という）に励起されることにより、導電性が生じる。

多接合も視野に入れる必要がある。

4) 集光・革新型太陽電池

現在、多接合太陽電池を用いた集光型太陽電池は、III-V 型化合物半導体技術をベースとした InGaP/InGaAs/Ge3 接合構造太陽電池の集光下において、効率 40%以上を実現しており、各国で熱心な研究開発が行われている。理論上は 5 接合で 57%のセル効率も可能であり、さらなる高効率化に向けて 4 接合、5 接合構造の太陽電池および新材料の開発が重要課題の一つとなっている。集光型太陽電池は、高効率化に加えて低コスト化が実用化に向けた大きな課題の一つであり、安価な基板の利用や、低コスト製造プロセス技術等が重要となる。

太陽電池のさらなる超高効率化と低コスト化に向けて、長期的な課題としては、量子ナノ構造型太陽電池の開発等が挙げられる。量子ナノ構造型太陽電池とは、量子効果⁷²を利用して性能を向上させる技術で、太陽電池の中に材料が異なる nm サイズの粒を規則的に並べた構造などが提案されている。

5) 色素増感・有機薄膜太陽電池

色素増感太陽電池、有機薄膜太陽電池などの有機系太陽電池は、製造が簡単で材料も安価なことから大幅な低コスト化が期待でき、次世代太陽電池の一つとして注目されているが、実用化にあたっては、耐久性、変換効率の向上が必要であり、解決すべき課題は多い。両者ともに、高性能・高耐久・低コストセル構造開発、大面積化、多接合化技術の開発が必要である。

有機系太陽電池の基礎技術開発については、色素増感型と有機薄膜型で直近の研究開発課題は異なるが、本質的な科学には共通部分が多く、同じカテゴリーで研究体制を整えることが望ましい。特に、効率向上を目指したタンデム化などは、接合界面の設計や最適の組み合わせを考え、有機系太陽電池全体を俯瞰して進めるべきである。

6) 太陽電池モジュール

太陽電池モジュールに係る技術開発課題としては、低コスト・高耐久性モジュール製造技術、機能モジュール（フレキシブル、軽量モジュール等）の開発、建材一体型モジュールなどが挙げられる。特に建材一体型モジュールは、そのデザイン性から消費者に好まれることに加え、屋根材とモジュール部材の共有により設備費の削減にもつながることから、欧米では重要課題の一つとなっている。

その他、将来的に寿命を迎える太陽電池が大量に発生する時期が訪れることから、リサイクル・リユースを視野に入れたモジュール設計、材料の選定等が重要である。

7) 太陽光発電システム技術

太陽光発電の大量普及にあたっては、系統連系時の諸問題解決に向け、パワーコンディショナの高性能化や、太陽光発電用蓄電池、単独運転検出・解列・自律運転技術、発電量予測技術等、太陽電池周辺のシステム関連技術が重要となる。

⁷² 物質の粒子径をナノサイズに近づけた時に起こる物理的特性の変化。

太陽電池の周辺機器で最も重要となるインバータは、高効率・低コストの機器を開発することは当然ながら、電力系統の安定運用を担保するために多数台連系時の単独運転防止技術の整備、さらに導入量が増加した場合には系統擾乱の際に一斉解列させない技術、無効電力を制御する機能なども要求される。また、将来的にインバータは、太陽光発電を普及させる上で鍵となる機器になる可能性が高い。例えば、故障検出機能やモニタリング機能の付加が考えられるほか、系統運用安定化のために外部から出力を調整できる機能、HEMS や BEMS、DSM などにおける負荷制御機能を担わせるなどインテリジェント化の可能性もある。

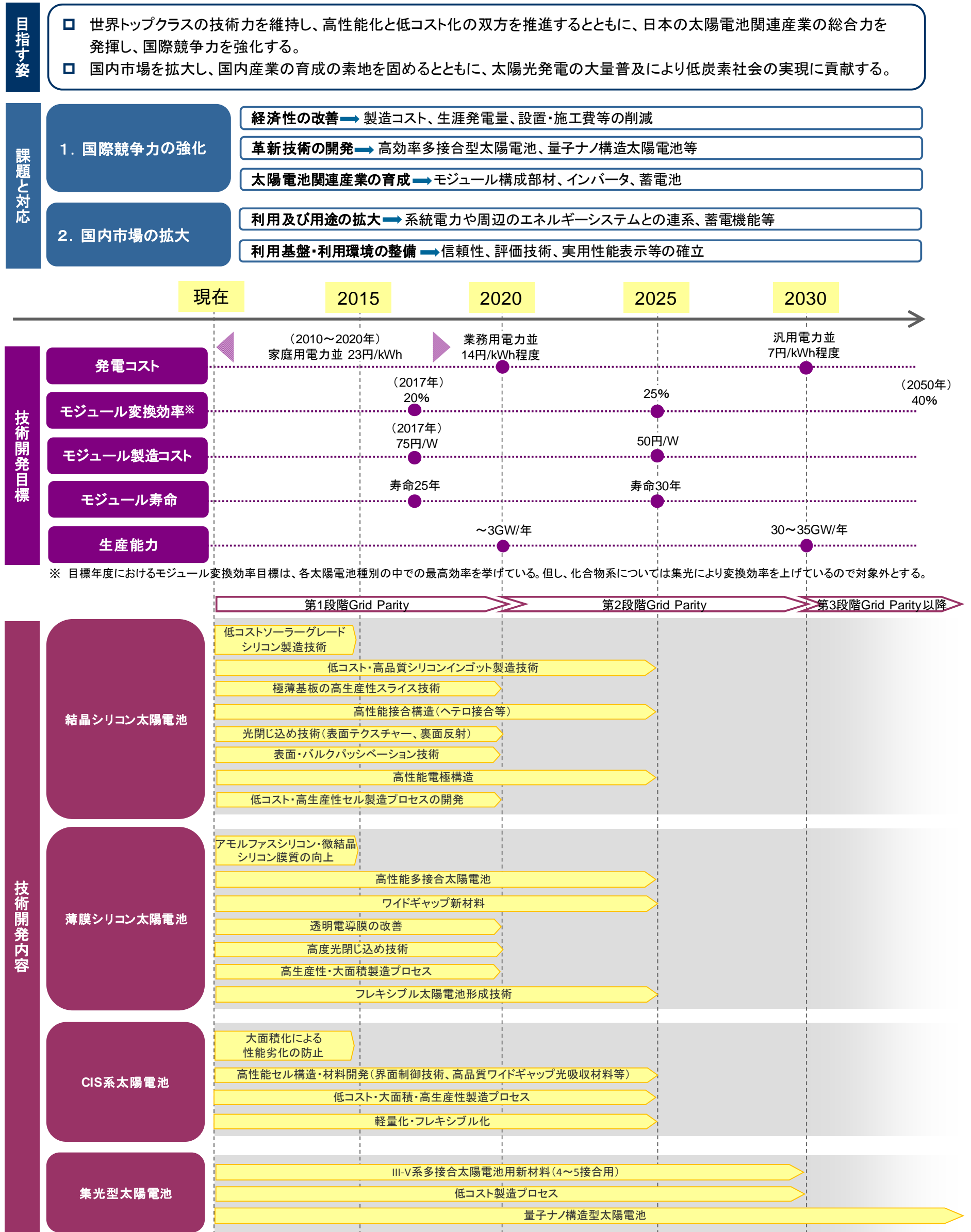
エネルギーとしての信頼性を向上させるためには、天候に依存する出力の変動を平滑化させ、需要に合わせる必要がある。発電量予測などに加え、蓄電池をはじめとするエネルギー貯蔵技術の開発が重要となる。

8) 基盤整備・環境整備

太陽光発電は新しい技術として社会に受け入れられるためには太陽光発電システムの信頼性の確立が不可欠である。変換効率、発電量、耐久性、安全性、運用中の劣化状況などの評価技術やモジュール・システムの信頼性評価技術、認証や品質保証などの確立が重要であるとともに、これらに基づくユーザーにわかりやすい実用性能の表示も必要である。

以上に述べたわが国技術の目指すべき姿と、課題と対応から導き出される、太陽光発電のロードマップを図表 2.83 に示す。

図表 2.83 太陽光発電技術ロードマップ



図表 2.83 太陽光発電技術ロードマップ (つづき)

