



Task 1 Strategic PV Analysis and Outreach

PVPS

# TRENDS IN PHOTOVOLTAIC APPLICATIONS 2024

REPORT IEA PVPS T1-43:2024

PHOTOVOLTAIC POWER SYSTEMS TECHNOLOGY COLLABORATION PROGRAMME

## 太陽光発電応用の動向報告書 2024(翻訳版)

(技術開発項目)

太陽光発電主力電源化推進技術開発/動向調査等/国際技術協力プログラム  
へ参画

国際エネルギー機関・太陽光発電システム研究協力プログラム (IEA PVPS)  
太陽光発電応用の動向報告書 2024  
(報告 IEA-PVPS T1-43: 2024)

この「太陽光発電応用の動向報告書 2024」(“Trends in Photovoltaic Applications  
2024” (ウェブ公開版)) (翻訳版) は、国立研究開発法人 新エネルギー・産  
業技術総合開発機構の要請により、(株) 資源総合システムが翻訳したもの  
である。

## IEA PVPS技術協力プログラム（IEA PVPS TCP）について

1974年に設立された国際エネルギー機関（IEA）は、経済協力開発機構（OECD）の枠組みの中での独立組織体である。技術協力プログラム（TCP）は、エネルギー安全保障及び持続可能性の未来は国際協力から始まるという信念によって創設された。同プログラムは、共通の研究と特定のエネルギー技術の応用推進に尽力している産学官の多数の専門家で構成されている。

国際エネルギー機関・太陽光発電システム研究協力プログラム（IEA PVPS）は、IEAの枠組みにおける技術協力プログラム（TCP）のひとつで、1993年に制定された。IEA PVPSの使命は、「国際協力を推進して持続可能なエネルギー・システムへの転換における太陽光発電の礎としての役割を促進すること」である。これを達成するために、加盟国・機関は、太陽光発電システムの応用に関する種々の共同研究プロジェクトを遂行してきた。各国・機関の代表で構成される執行委員会はプログラム全体を統括し、研究プロジェクトであり活動領域でもある各「タスク」活動を規定する。本報告書（太陽光発電応用の動向報告書）は、市場と産業の分析、戦略的研究について取り扱い、IEA PVPSプログラム全体から得られる太陽光発電システムに関する情報の交換と普及を推進するタスク1が作成した。

2023年のIEA PVPS加盟国は、オーストラリア、オーストリア、ベルギー、カナダ、中国、デンマーク、フィンランド、フランス、ドイツ、イスラエル、イタリア、日本、韓国、マレーシア、モロッコ、オランダ、ノルウェー、ポルトガル、南アフリカ、スペイン、スウェーデン、スイス、タイ、トルコ、米国である。加盟機関は、欧州委員会（EC）、SolarPower Europe、Smart Electric Power Alliance（SEPA）（米）、米国太陽エネルギー産業協会（SEIA）、シンガポール太陽エネルギー研究所（SERIS）及びEnercity SA（エクアドル）である。

**IEA PVPSウェブサイト：[www.iea-pvps.org](http://www.iea-pvps.org)**

### 著者

主たる執筆者：Gaëtan Masson（Becquerel Institute）、Melodie de l'Epine（Becquerel Institute France）、貝塚 泉（（株）資源総合システム）

分析：貝塚 泉（（株）資源総合システム）、Elina Bosch、Philippe Macé、Gaëtan Masson、Adrien Van Rechem（Becquerel Institute）、Caroline Plaza、Anna Barguès（Becquerel Institute France）、Johan Lindahl、Amelia Oller Westerberg（Becquerel Sweden）

IEA PVPS報告国に関するデータ：Becquerel Institute（ベルギー）、（株）資源総合システム（日本）

IEA PVPS非加盟国に関するデータ：Becquerel Sweden

編集者：Gaëtan Masson（IEA PVPSタスク1代表）

デザイン：Mahamadou Tchiffa

### 免責事項

IEA PVPS TCPは、国際エネルギー機関（IEA）の下で創設された組織であるが、機能的及び法的に独立している。IEA PVPS TCPの見解、調査結果及び出版物は、必ずしもIEA事務局もしくはIEA加盟各国の見解や政策を表すものではない。IEA PVPS非加盟国のデータは、関係国の公的機関もしくは専門家によって提供された。データは発行時点で有効なデータであり、発行日の関係から複数の国のデータは推定値として捉える必要がある。

表紙の写真：Over Easy Solarの垂直設置型太陽電池モジュール（植栽屋根、平屋根）

写真提供：Over Easy Solar

ISBN 978-3-907281-68-0 : Trends in Photovoltaic Applications 2024

## 報告書の範囲と目的

本報告書の目的は、太陽光発電市場の発展と市場における製品応用の進展の報告と解説である。動向は、報告国における産業の概況、政策及び非技術的要因の観点から分析されている。

本報告書は、企業や国家及び公的機関における戦略策定責任者を支援し、電力事業者やその他のエネルギー・サービス供給事業者による中期計画策定を支援するために作成されている。また、国家エネルギー政策を策定し、エネルギー計画を立案する立場にある政府関係者にとっても参考となる。本報告書の対象は、定格出力40W以上の太陽光発電応用に限定されている。提供された各国のデータは発行時点において可能な限り正確を期している。生産規模及び太陽光発電システムの価格に関するデータは精度にバラツキがある。これは報告国において、太陽光発電産業界によるデータ提供に対する協力の度合いが異なるためである。本報告書は、太陽光発電応用の動向報告書・第29報であり、2023年末時点における報告国等の太陽光発電システムの応用、市場と生産を概観し、1992～2023年の太陽光発電システムの普及拡大の動向を分析したものである。本報告書の主要データの大部分は、報告国の代表者から提供された各国の国内調査報告書(NSR、National Survey Report)や概況情報から引用している。IEA PVPS加盟国以外の国々の情報は各種情報源から引用しており、正確性を確保すべく努力はしているものの、一部のデータの信頼性については、IEA PVPS加盟国のデータの信頼性と同レベルを保証できるものではない。

## 謝辞

本報告書は、タスク1専門家による監修の下で作成されたものであり、すべてのタスク1専門家に格別の感謝の意を表す。

## 緒言

2023年は太陽光発電の発展とエネルギー転換にとって再び記録的な年となったが、一方で太陽光発電産業に長期的な影響を及ぼす波乱の年でもあった。

世界全体の太陽光発電システム年間設置容量は456GWという驚異的な値に達したが、市場により状況は異なっていた。中国の太陽光発電市場が自国産業の過剰な生産能力を吸収するために大きく成長した一方で、世界のその他の太陽光発電市場は181GWに達し、その成長は力強くはあったものの、中国とは大きな開きがあった。前年比では、中国の太陽光発電市場が世界のその他の市場の合計を大きく上回り、かつてない水準で太陽光発電開発が一極集中する形となった。

2024年初めの時点で1.6TW以上の太陽光発電システムが稼働し、世界の電力需要の8.3%に相当する2,135TWh以上の電力を生産している。太陽光発電がベースロード電源を代替していると考えられる場合、太陽光発電の温室効果ガス削減貢献量は二酸化炭素換算で約0.92ギガトン、エネルギー部門における総排出量の2.5%に相当する。この驚くべき数値は、今世紀の主要なエネルギー源としての太陽光発電の地位と、あらゆる場所とシステム規模に対応し、手頃な価格で脱炭素かつ拡張性のある電力を供給する太陽光発電の能力を裏付けている。

太陽光発電は成熟しつつあり、その用途は多様化している。営農型太陽光発電は、2023年の重要な特徴のひとつであり、太陽光発電システムの開発事業者は、持続可能な土地の二重利用を実現する必要性を受け入れ、エネルギーを生産しつつ農業を強化・維持している。蓄電池は、すでに多くの地域で太陽光発電電力の調整力を高めるとともに、安定した電力システムを支え、太陽光発電の普及率向上に貢献している。遠方の消費地に電力を輸送する計画や、競争力のある太陽光発電電力を液体燃料に変換する計画など、大規模な計画が発表されている。グリーン水素とその誘導体は、よりクリーンな水素やその他の化学物質を産業に供給することを目的としており、今後数年のうちに複雑な産業プロセスの脱炭素化を開始する道を切り開く可能性がある。

700万人の労働者を雇用する太陽光発電セクターにより世界経済への寄与はここ数年で大幅に加速しており、太陽光発電は多くの国の経済に多大な貢献をしている。

しかし、2023年には、電源構成が比較的安定している国々において、太陽光発電の発展が後退したり、遅延したりした。中国が開発を加速させた一方で、米国やインドをはじめとするこの他の国は、設置容量を増やしはしたものの、電力システムが脆弱、社会的受容が低いなど、様々な行政的、政治的、地域的問題を抱えていた。こうした問題が解決されていれば、さらに高水準の導入を達成できたであろう。他国は中国の加速に追いつくことができず、太陽光発電関連の製造業界では膨大な生産能力過剰に見舞われ、その結果、太陽光発電部材の価格、特に太陽電池モジュールの価格は完全に崩壊した。このような低価格は2024年も続き、中国だけでなく他の国や地域でも太陽光発電関連の製造業界全体の存続が脅かされ、雇用を創出して人々を太陽光発電開発に参画させることを目的としていたプロジェクトが危機に瀕している。

この一時的な製造需給の不均衡は製造業に多大な圧力をかけ、おそらく企業の統合や倒産の可能性につながるであろう。現在（2024年半ば）の低価格は長続きしないものと考えられるが、太陽光発電の競争力は2023年半ばの価格ですでに保証されており、今後数年間の急速な発展への見通しは多くの国において、引き続き明るい。

**Gaëtan Masson** (IEA PVPSタスク1代表)

**Daniel Mugnier** (IEA PVPS議長)

## 目次

緒言	2
<b>1章 太陽光発電技術の概念と方法論について</b>	<b>5</b>
太陽光発電技術	5
太陽光発電の応用と市場分野	7
主要な太陽光発電市場の開発に関する指標の調査方法	10
<b>2章 太陽光発電市場の発展動向</b>	<b>13</b>
世界の太陽光発電システム設置容量	14
太陽光発電の市場分野	22
デュアルユース（二重利用）と新興太陽光発電市場分野	27
地域別の太陽光発電の発展状況	35
<b>3章 政策の枠組み</b>	<b>45</b>
太陽光発電市場のけん引力及び支援制度	47
プロシューマー及びエネルギー・コミュニティに関する政策	59
エネルギー転換を促進する政策	63
産業及び製造に関する政策	66
<b>4章 太陽光発電産業の動向</b>	<b>68</b>
太陽光発電の川上部門	70
太陽光発電の川下部門	84
<b>5章 太陽光発電が社会に与える影響と社会的受容</b>	<b>85</b>
太陽光発電の普及に対する受容	85
気候変動の緩和	89
経済価値	92
社会的影響	97
使用済み太陽電池モジュール	102
<b>6章 2023年における太陽光発電電力の競争力</b>	<b>104</b>
太陽電池モジュール価格	105
太陽光発電システム価格	107
太陽光発電の発電コスト	111
<b>7章 エネルギー部門における太陽光発電</b>	<b>117</b>
太陽光発電による発電量	117
太陽光発電の統合とセクター・カップリング	122
付録	125
図リスト	130
表リスト	132

# 太陽光発電応用の動向報告書 // 2024年

太陽光発電システム研究協カプログラム [WWW.IEA-PVPS.ORG](http://WWW.IEA-PVPS.ORG)



2023年の太陽光発電部門における総事業価値

## 4000億ドル



2023年の太陽光発電市場規模

上位

## 5ヶ国

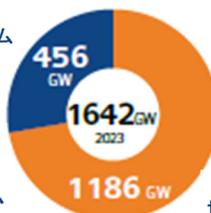
	中国	277 GW
	欧州連合(EU)	59.8 GW
	米国	33.9 GW
	インド	13.0 GW
	ブラジル	12.4 GW

電力需要に占める  
太陽光発電の貢献度



2023年の  
世界の太陽光発電システム  
年間設置容量(GW)

2023年末時点の  
世界の  
太陽光発電システム  
累積設置容量



2022年末時点の  
世界の太陽光発電システム  
累積設置容量(GW)

気候変動への影響

**CO<sub>2</sub>** **9.23億**

トン/年のCO<sub>2</sub>排出削減  
(2023年)

\*算出方法を2022年から変更、  
太陽光発電はベースロード電源  
を代替すると想定

2013~2023年の太陽光発電システム年間設置容量、  
太陽電池モジュール生産量と生産能力(GW)



人口1人当たりの太陽光発電システム設置容量(2023年)

太陽光発電システム普及状況  
(W/人)



2023年に54ヶ国が  
累積設置容量で少なくとも

**1 GWp**  
達成

1人当たりの太陽光発電  
システム設置容量

	1位 オーストラリア	1,296W /人
	2位 オランダ	1,288W /人
	3位 ドイツ	974W /人
	4位 ベルギー	842W /人
	5位 スペイン	806W /人

2023年に36ヶ国が  
年間設置容量で少なくとも

**1 GWp**  
達成

出典：IEA PVPS、その他



## 1章 太陽光発電技術の概念と方法論について

### 太陽光発電技術

太陽光発電デバイスは、太陽光を電力に直接変換するもので、他の太陽エネルギー技術（集光型太陽熱発電（CSP）または冷暖房用の太陽熱利用）とは異なる技術である。太陽光発電システムの主なコンポーネントは、各種太陽電池セル及びこれを接続・封止して形成される太陽電池モジュール（製品）、太陽電池モジュールまたはアレイの架台、インバータ（1台または複数台、系統連系形太陽光発電システムには必須であり、ほとんどの独立形システムにも必要）、モジュール同士及びモジュールとインバータを接続するためのケーブル、蓄電池及びチャージ・コントローラ（独立形システムだけでなく系統連系形システムでも搭載が増加）である。

### 太陽電池セル、モジュール及びシステム

太陽電池セルは、太陽光発電システムの最小ユニットである。太陽電池セル・モジュールの出力を向上させるには、ウエハーのサイズすなわち太陽電池セルのサイズの拡大が簡単な方法であると認識されていることから、太陽電池セルのサイズは徐々に拡大している。最近まで、ウエハーのサイズは、156.75mm角（M2）～210mm角（M12）の範囲であった。2023年には、さまざまなサイズと形状のセルが市場に登場したものの、主流は210mm角と182mm角の製品であった。しかし、2023年及び2024年には、主要メーカーが長方形セルに標準化することで合意した。標準サイズは182R（短辺182mm、長辺188～210mm）と210R（182mm×210mm）のいずれかで、2023年に市場で流通していた182mm角や210mm角に取って代わるものとみられている。一般的に太陽電池セルは、ウエハーをベースとする結晶シリコン系（単結晶及び多結晶シリコン）、化合物半導体系（薄膜系）または有機系に分類される。

今日、結晶シリコン太陽電池技術は、セル生産量全体の98%超を占めている。単結晶シリコン太陽電池セルは、単結晶成長法によって製造されたウエハーを用いて形成され、量産レベルでの変

換効率は20～25%（単接合）である。結晶シリコン太陽電池市場では、多結晶シリコン太陽電池セルに取って代わった単結晶シリコン太陽電池セルが大部分（100%近く）を占め、市場シェアをほぼ独占している。多結晶シリコン太陽電池セルは、キャスト法による凝固プロセスによって製造された多結晶シリコン・ウエハーを用いて形成される。量産レベルの平均変換効率は約18～21%（単接合）と、単結晶品に比べて低いため市場で新品が流通することはほとんどないものの、既に稼働している多くの太陽光発電システムが多結晶シリコン太陽電池モジュールを採用している。

薄膜太陽電池セルは、ガラス、ステンレス鋼やプラスチック・フィルムなどの裏面材上に非常に薄い光起電性半導体材料層を堆積することによって形成される。III-V族化合物半導体太陽電池セルは、ゲルマニウム（Ge）基板上にガリウムヒ素（GaAs）などの発電材料を積層して形成され、25～30%（非集光）の高い変換効率が得られる。コストが高いため、通常は宇宙での応用に利用されている。薄膜太陽電池モジュールの変換効率は、一般的な結晶シリコン太陽電池モジュールよりも低かったが、近年ではこの状況が変化している。また、薄膜太陽電池セルは、原材料からモジュールを製造するまでの工程数が少なく、電力消費量も低いことから、結晶シリコン太陽電池セルよりも低コストで製造できる可能性がある。

商業的に利用されている薄膜材料は、カドミウム・テルル化合物（CdTe）、銅・インジウム・（ガリウム）・セレン化合物（CIGS及びCIS）である。アモルファス・シリコン（a-Si）及びマイクロモルフ・シリコン（ $\mu$ -Si）は、以前は市場でかなりのシェアを占めていたが、結晶シリコン太陽電池セルの価格低下や他の薄膜技術における変換効率の向上に追従することができなかった。薄膜太陽電池モジュールの変換効率は、有機薄膜太陽電池（OPV）が14%<sup>1</sup>、a-Siが12%、CIGS及びCISが19.2%、CdTeが19.9%、単接合GaAs（非集光）が25.1%、3接合GaAs（非集光）が31.2%、一部の集光型太陽電池（CPV）モジュールでは35%超と幅がある。太陽電池セルの変換効率は、ここに示されている商業用の太陽電池モジュールの変換効率よりも一般的に2.5%高いことに留意されたい。

有機薄膜系太陽電池（OPV）セルは、吸光活性層として色素や有機半導体を用いている。ペロブスカイト型結晶構造を持つ有機無機ハイブリッド材料も太陽電池材料として使用されている。ペロブスカイト技術への関心は高まっており、過去数年間で研究が進み、現在最も急速に進展している太陽光発電技術である。製造コストが低い可能性があるものの安定した製品の製造は困難な状況で、開発や実証活動が進行中である。現在は、ペロブスカイト太陽電池セルを用いた、結晶シリコン又は薄膜ベースのタンデム型セルの研究が中心となっており、ペロブスカイト単接合の製品よりも早く上市される可能性がある。タンデム型ペロブスカイト太陽電池セルは、実験レベルでは、2023年にシリコン・ベースで変換効率33.9%、CIGS/CISベースで24.9%を達成した。複数の中国製造企業が、2022年及び2023年にペロブスカイト太陽電池モジュールを出荷したと発表した。

太陽電池モジュールの代表的な定格出力は技術やサイズに応じて350～600Wで、2023年には出力740Wの両面ガラスのモジュールも登場した。一般的な住宅用太陽光発電システム向けのモジュールの出力は、2023年には350～435Wで、より高出力の540W超のモジュールは集中型の地上設置型太陽光発電システムに使われることが多い。建材一体型太陽光発電（BIPV）システム向けの、特

---

<sup>1</sup> モジュール変換効率は、NRELの「Champion Module Efficiencies for small or standard modules」(<https://www.nrel.gov/pv/module-efficiency.html>)の報告値

殊な太陽電池モジュール製品（大面積・高出力モジュールなど）もある。結晶シリコン太陽電池モジュールは相互に接続された複数のセルで構成され、透明表面材（通常はガラス）と裏面材（通常はプラスチック・フィルムまたはガラス）で封止される。薄膜太陽電池モジュールは単層基板上に形成された太陽電池セルを透明プラスチック・フィルムまたはガラスの透明表面材により封止し、フレキシブル太陽電池モジュールまたは非フレキシブル太陽電池モジュールに形成される。

太陽光発電システムは、複数の太陽電池モジュールによって構成され、電力系統に連系される（系統連系形太陽光発電システム）か、直列負荷に接続される（独立形太陽光発電システム）。

太陽光発電システムには、太陽電池モジュールが発電する電力をネットワーク/送配電系統または負荷の標準に変換させるためのインバータ、チャージ・コントローラまたは蓄電池などの様々な電気機器が含まれる。

特にBIPVシステム向けに様々な架台が開発されている。太陽電池一体型のファサード、傾斜屋根、陸屋根、一体型合わせガラス太陽電池モジュール（不透明、半透過型）、瓦一体型太陽電池モジュールなどに向けた架台がある。

とりわけ直達光の比率が高い国における太陽光発電の利用において、1軸または2軸の追尾装置の地上設置型システムへの応用に関心が集まっている。追尾装置を利用することにより、エネルギー収量は固定式と比較して、1軸追尾装置では15%から35%に、2軸追尾装置では25%から50%に増加する可能性がある。正確な増加率は、システム設置場所の緯度だけでなく、1軸追尾装置の向きや、追尾装置を管理するために使用する最終的な制御とアルゴリズムの影響を受ける。

## 太陽光発電の応用と市場分野

建物に設置する分散型太陽光発電システムは、建物据付型太陽光発電（BAPV）システムと建材一体型太陽光発電（BIPV）システムに分類される。BAPVシステムは、既存建物の外皮に追加する形で取り付けられるのに対し、BIPVシステムは従来使用されてきた屋根材やファサードなどの建材を代替する形で取り付けられるものである。IEA PVPSのタスク15は、BIPVの定義に関して、複数の解釈を検討し、それらを下記の通り、ひとつにまとめた。

「BIPVモジュールは、太陽電池モジュールと建材の機能を兼ね備え、建物の構成要素となるよう設計されたものである。BIPV製品とは、BIPVシステムにおける（電氣的及び機械的に）切り離すことのできない最小の太陽光発電ユニットであり、建築関連の機能を維持するものである。BIPV製品を取り外す場合には、適切な建材で置き換える必要がある。

BIPVシステムとは、太陽電池モジュールが前述のBIPV製品の定義を満たす太陽光発電システムである。これには、太陽電池モジュールを外部のACまたはDC回路に接続するために必要な電気部品、及びBIPV製品を建築物に統合するための機械的な取付システムが含まれる。」

本報告書においても、同様の定義を採用している。BIPV製品のうち、屋根瓦一体型太陽電池モジュールは通常は小型で長方形の太陽電池モジュールで、建材を設置するために使われる従来の架台システムを用いて、従来の瓦やスレートと並行して設置することができる。BIPVには様々な形状、色、サイズの製品があり、大部分はガラスで挟み込んだ構成であるが、様々な材料を用いて製造することが可能である。BIPV製品は通常、従来の建物外皮のソリューションに置き替わる

ものであるが、頻度は少ないものの建築的に興味深い要素を提供するケースもある。

両面受光型太陽電池モジュールは、モジュールの両面で受光する。地面からのモジュール裏面への反射（アルベド）により、推定エネルギー収量は約15%、1軸追尾装置では最大30～35%に増加する可能性がある。両面受光型太陽電池モジュールは、全般的に設置コストが高額であるにもかかわらず、競争上の優位性は高まっている。また、2023年に導入されたセルの90%超が両面受光型であると推定されるものの、その多くが片面受光型モジュールとして組み立てられたため、2023年の年間太陽光発電市場のうち、両面受光型モジュールのシェアは約50%に留まった。両面受光型モジュールの性能を正確にシミュレーションするには、依然としていくつかの課題が残されている。

水上設置型太陽光発電（FPV）システムは、水面に浮くフロートの上に設置され、水力発電のダム周辺などでは既存の系統に連系することが可能である。人工水域でのFPVシステム開発は、人口密度の高い地域での土地不足の解決策となる。また、乾燥した気候において水の蒸発率を低減できることや、温暖な気候において太陽電池モジュールの冷却効果が向上することによるエネルギー効率向上といった利点もある。洋上FPVシステムは、複数の場所に設置されている。

営農型太陽光発電は、農作物とエネルギーの生産を同一の場所で行う。太陽光発電システムは、牧草地や耕作地に追加的に設置されるだけの静的ツールにも、農業生産の促進に寄与する動的ツールにもなりうる。農業と発電、2つの生産活動において太陽光を共有することで、天候と作物の種類によっては収穫量が増加する可能性があり、さらには作物から蒸発した水分が太陽電池モジュールの動作温度を下げることで、双方にとって有益となるケースもある。放牧と組み合わせることで、一部の気候においてはモジュールによる日陰が牧草の品質を向上させることができるとともに、家畜の放牧により太陽光発電システムの維持管理コストが削減される。

熱電ハイブリッド太陽電池（PVT）は、太陽電池モジュールと太陽熱集熱器を組み合わせることで、太陽光を電力に変換しつつ太陽電池モジュールからの廃熱を吸収し、温水を生成したり、暖房システムに熱を供給したりする。モジュール内を循環する水がモジュールの動作温度を低下させ、それによってシステム全体の性能が向上する。

車載用（車両一体型）太陽光発電（VIPV）システムは、自動車の車体に太陽電池セルを組み込むことで、モビリティ分野での排出量削減に貢献する。太陽電池セル技術の発展は、意匠性を配慮した自動車設計への期待と、軽量化や耐荷重性能などの技術的要件の双方を満たす新型車種の実現を可能にしている。車両据付型太陽光発電（VAPV）システムは、太陽電池モジュールを車両に一体化させることなく使用するものである。

インフラ一体型太陽光発電（IIPV）システムは、防音壁、ダムの壁、舗装、道路などのインフラに太陽光発電を組み込むもので、新たな応用例が着実に実証されている。

ソーラー・ホーム・システム（SHS）及びピコ太陽光発電システムは、チャージ・コントローラ及び蓄電池を備えた高効率照明（主にLED）を組み合わせるものである。わずか数Wの小さな太陽電池モジュールが照明、携帯電話の充電、ラジオや小型コンピュータへの電力供給などの必要不可欠なサービスを提供することができる。規模の拡張が可能なタイプのピコ太陽光発電システムが市場に参入したことから、まず小さなキットを導入し、後に発電容量を追加することができるようになった。大部分は、主に途上国における独立形システムによる必要最低限の電化

向けに利用されている。

### 系統連系形太陽光発電システム

系統連系形太陽光発電システムでは、インバータ（パワーコンディショナ）が太陽電池アレイによる直流出力（DC）を交流出力（AC）に変換して系統に電力を供給する。代表的なインバータの加重変換効率は95～99%である。ほとんどのインバータは、最大出力追従制御機能（MPPT）を装備している。この機能は、太陽電池アレイの最大電力が供給できるよう、常にインバータ出力を調整する。インバータはアレイ全体に対して1基を設置することも、太陽電池モジュールのストリングごとに複数のインバータを設置することもある。また、一般に「ACモジュール」と呼ばれるインバータを内蔵した太陽電池モジュールは、（系統運用者が承認している場合は）電力系統に直接接続でき、部分的な日陰の管理と設置における柔軟性が向上する。また、最大4枚の太陽電池モジュールに接続可能なマイクロ・インバータは、初期コストが高いにもかかわらず、太陽電池アレイのサイズが小さくても最大の性能を達成できるなど、複数の利点がある。「ACモジュール」はケーブルコストを節約できるため、住宅用システムだけでなく、高速道路や鉄道沿いなど、細長い土地に設置する太陽光発電システムでも使用が増加する可能性がある。いくつかの特定プロジェクトでは、発電電力がトラムや鉄道網などの直流（DC）回路に逆潮流されるため、DC-DCインバータが使用されている。

系統連系形分散型太陽光発電システムは、電力系統に連系している顧客に電力を供給、あるいは直接電力系統に給電する（大半は配電系統に連系されるが、特に規模が大きい電力事業用太陽光発電システムでは送電系統に連系する場合もある）。こうしたシステムは、顧客の敷地内、多くは住宅用、商業用、産業用の建物の電力メーターの需要家側、または自動車道路の防音壁などの建築構造物などに設置されている。システムの規模は、分散型であるかどうかを決定する要素にはならない。例えば、屋根に設置された1MWの太陽光発電システムは、太陽光発電システムとしては規模が大きいと認識されるが、その他の形態の分散型発電においては大きいとは言えない。

系統連系形集中型太陽光発電システム（電力事業用太陽光発電システム）は、集中型発電所として機能する。電力需要家に発電電力を直接供給するのではなく、電力系統に大量の電力を供給する（それ以外の特別な機能は持たない）。地上設置が一般的で、近隣地区の開発とは無関係に機能する。

ハイブリッド・システムは、太陽光発電システムとディーゼル発電システムの長所を組み合わせたミニグリッド向けのハイブリッド応用で、燃料費の高騰による影響の軽減、運用コストの削減、従来の単独の発電システムと比べ高品質のサービス提供が可能となる。蓄電池が安価になるにつれて、ディーゼル発電機は最悪の事態に備えるために使われることが増えてきている。技術の融合により、例えば、携帯電話の基地局のように、遠隔地においても信頼性とコスト効率の高い電源を提供できる。大規模ハイブリッド・システムは、中央アフリカなどのディーゼル発電を利用している大都市で利用可能であり、蓄電池と組み合わせて使用されるケースが多い。

## 独立形太陽光発電システム

多くの独立形太陽光発電システムにとって、日射量が少ない時間帯に電力を供給するための蓄電池が必要である。2023年には、独立形太陽光発電システム向けに、鉛蓄電池やリチウムイオン電池など、複数の蓄電池技術が一般向けに商業化されている。それぞれの蓄電池ごとに特定の利点を備えている。蓄電池の寿命は稼働方式や条件によって異なり、技術、使用方法、維持管理により幅があるものの、通常5～15年である。揚水発電など一部の特定応用では、発電時に電力が消費されるため蓄電池は不要である。

チャージ・コントローラ（レギュレータ）は、蓄電池を最適充電状態に維持するために利用され、必要な電力量をユーザーに供給するほか、過放電または過充電から蓄電池を保護する。チャージ・コントローラの中には、太陽光発電システムの発電電力を最大化するために最大出力追従制御機能（MPPT）を一体化したものもある。交流電力が必要な場合には、「独立形インバータ」を用いて通常の交流機器に電力を供給することが可能である。

独立形住宅用太陽光発電システムは、電力事業者の配電網に接続されていない住宅や村落に電力を供給する。世界中で設置され、照明や冷蔵庫などの低電力負荷に電力を供給している。配電網のない地域社会のエネルギー需要を満たすための最も競争力のある技術となりつつある。

独立形非住宅用太陽光発電システムは、地上設置型太陽光発電システムが最初に商業的に応用されたものであり、遠距離通信、揚水ポンプ、ワクチンの冷蔵、航行支援装置などの広範な応用の電源として利用されている。少量の電力が高い価値を持つ状況における応用であるため、太陽光発電は他の小型発電源に対してコスト競争力を持っている。

## 主要な太陽光発電市場の開発に関する指標の調査方法

本報告書では、系統連系形及び独立形太陽光発電システム双方の設置容量を調査対象としている。慣例により、報告書の数値は太陽光発電システムの定格設置容量を示している。これらの数値はW（ワット）、W<sub>p</sub>（ワットピーク）あるいはW<sub>dc</sub>（W（DC））で表記される。データを集計する際には、複数の方法に基づく手順を踏んでいる。

AC値で報告された発電容量は、毎年最も正確な設置容量を算出するために必要に応じてDC（公称）容量に変換される。太陽光発電用インバータの出力、あるいは系統連系容量を報告している国もある。標準のDC容量（W<sub>p</sub>）とAC容量の差は最小で5%（変換損失）から最大で40%である（例えば、一部の系統規程では、太陽光発電システムの出力をピーク発電容量の65%に制限しているが、AC/DC比率の高さは電力事業用太陽光発電システムの進展状況を反映している）。一部の国では、これは公式データとは異なる値を公表することを意味する。例えば、中国の国家能源局（NEA）の公表値はACであるため、IEA PVPSはACからDCへ換算するための変換比率（訳注：AC/DC比率、過積載率とも呼ばれる）を適用している。AC/DC比率は一定でないため、算出される数値はしばしば幅がある結果となる。特に中国における新設の電力事業用太陽光発電システムの容量については、中国の公式報告値を年間設置容量の最小値と見なしている。電力事業用システムの公式のAC/DC比率に不確実性があることを考慮すると、年間設置容量の最大値として、さらに42GWが設置された可能性がある。本報告書の多くの図において、設置容量の最小値を色で塗りつぶしたバ

一で、最大値と最小値の差分を縞模様のバーで表示することで2つの値を区別している。2つの値が区別されていない場合、とりまとめたデータは、中国について、多い方の合計値を参照している（2024年4月にIEA PVPSが発行した「世界の太陽光発電市場の導入量速報値に関する報告書（Snapshot of Global PV Markets 2024）」（Snapshotレポート）では、少ない方の合計値を参照したことに留意されたい）。

**地理的・政治的な地域圏による国/地域の分類**（付録4参照）：主要市場のデータを報告する表やグラフでは、欧州連合（EU）加盟国のデータが報告されている。地域を参照する場合、欧州大陸のすべての国のデータを集計している。特に明記していない限り、「欧州」という用語には欧州大陸のすべての国が含まれる。欧州委員会（EC）はIEA PVPS加盟機関であるが、本報告では、特に明記していない限り、IEA PVPSのブロックにすべてのEU加盟国を含めることはしていない。台湾（Chinese Taipei）は経済地域を指し、トルコは欧州に含めている。また、「Korea」は韓国を指している。

世界全体のデータは、正確な統計値というよりはむしろ傾向として認識すべきである。また、IEA PVPS非加盟国のデータは様々な情報源から入手しており、一部は貿易統計に基づいている。

太陽光発電市場の絶え間ない成長に伴い、太陽光発電システム設置容量の報告は複雑さを増している。IEA PVPSは、数値が報告されているものについては系統連系形及び独立形、双方のシステムの総設置容量を計算し、報告されていない残りの設置容量を推計値とすることを決定した。これまで設置容量が大きく、良好な結果を報告してきた国々において、出荷/輸入容量と設置容量の差が緩やかながらも拡大しているのは、ACからDCへの変換係数、リパワリング、稼働停止など、複数の要因によるものと考えられる。また、マイクロシステム（数枚のモジュールのみで稼働するプラグ&プレイシステム）が急速に発展しているにもかかわらず総容量が少ないのは、市場には出ているものの報告されていないシステムの設置が進展しており、配電系統運用事業者（DSO）が認識していない、あるいはデータに反映されていないケースがあることが示唆される。

このほか、独立形応用などの市場の発展については、加盟国でさえ追跡が困難であり、しっかりとした報告体制が整っていない第三国で設置容量が著しく増加していることも過少報告の原因である可能性が高い。本報告書ではこうした点を踏まえて、報告された数値、専門家による運転開始容量の推定値及び、前述のいずれかの状況下で設置された未報告システムの推定値を考慮に入れている。市場の可視性を改善するため、税関統計に基づく推定出荷容量と在庫量に関するデータを図1.1に盛り込んでいる。この図が示す通り、2024年4月に発表されたSnapshotレポートの推定値と本報告書の推定値を比較して見ると、多くの国で、年間設置容量の推計値が確定されている。特に、インド及び導入量の少ない国の設置容量が修正されている。

生産能力が大幅に過剰であることにより、約150GWの発電容量が製造されたものの稼働には至っていない点に留意すべきである。このうち一部は設置済みで、運転を開始し次第、2024年の統計に含まれる予定である。また、一部は欧州を中心に、その他の国にも在庫として保管されており、残りは中国で輸出在庫またはメーカー在庫として留まっている。

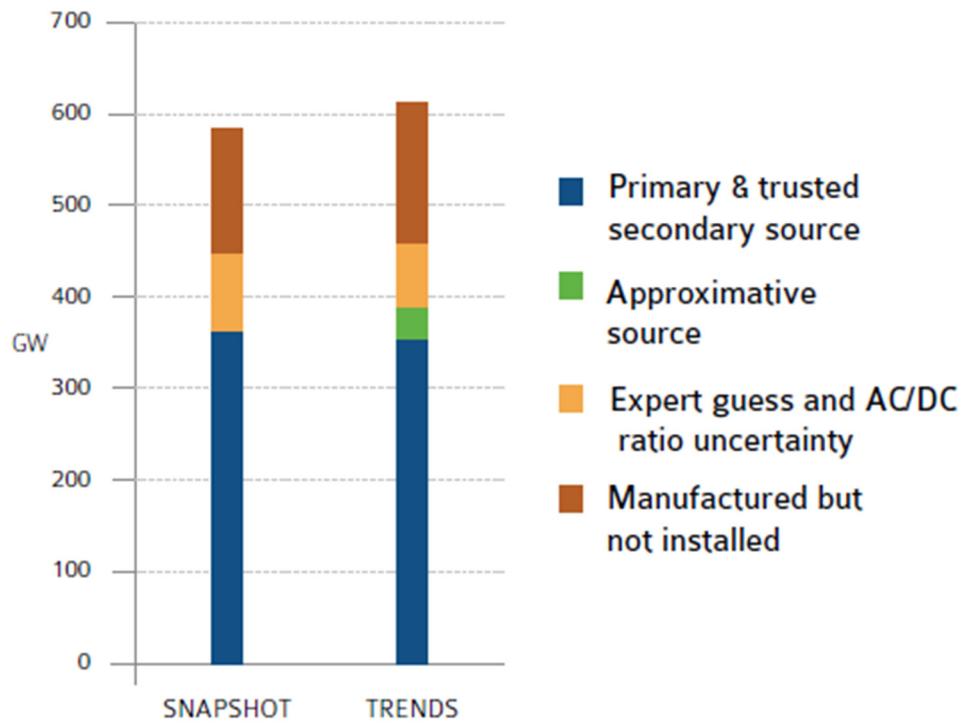


図 1.1 年間設置容量と年間出荷量の比較及び報告書作成における推計値  
出典：IEA PVPS、その他



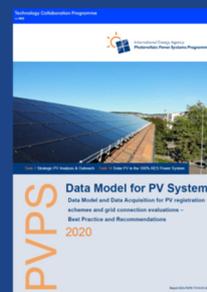
## 2章 太陽光発電市場の発展動向

世界全体では2023年末までに1.64TW超の太陽光発電システムが設置され、このうち50%超は過去3年間に設置された。2023年には35ヶ国超がGW規模の年間設置容量を達成した。世界の太陽光発電システム累積設置容量については、目覚ましい貢献を見せる国の数が毎年増加しているものの、過去3年間においては、中国市場に一極集中しているため、そうした国々の重要性は相対的に低くなっている。

太陽光発電システムの設置の大部分を占めるのは系統連系形システムであり、発電電力は、電力需要家の電気配線に電力を供給したり、電力系統に逆潮流されたりする。本報告書では、太陽光発電システム設置データの報告値は基本的に直流 (DC) 出力であり、公式の報告値が交流 (AC) 出力である場合は、整合性を保つためにDCに変換している。本報告書では、公式の報告値がACである場合は必要に応じて容量をMW (AC) あるいはMW (DC) で示すことがあるが、原則として、MWはMW (DC) を示している。データの変換方法、不確実性、及び特に中国市場の数値の評価に及ぼす影響の詳細については第1章を参照されたい。太陽光発電システムの登録については、IEA PVPSが報告書「Data Model for PV Systems」を刊行している（英文のみ。右記URLよりダウンロード可能）。

「Data Model for PV Systems（太陽光発電システムのデータモデル2020年版）」

報告書のダウンロードはこちら。



[https://iea-pvps.org/wp-content/uploads/2020/11/2020\\_11\\_30-PVPS-T1-T14-Data-Model-for-PV-Systems.pdf](https://iea-pvps.org/wp-content/uploads/2020/11/2020_11_30-PVPS-T1-T14-Data-Model-for-PV-Systems.pdf)

## 世界の太陽光発電システム設置容量

2023年末時点の世界の太陽光発電システム累積設置容量は1,642.0GW<sup>1</sup>に達し、2024年4月にIEA PVPSが発刊した「世界の太陽光発電市場の導入量速報値に関する報告書（Snapshot of Global PV Markets 2024）」（Snapshotレポート）の速報推定値（1,624GW）とほぼ一致した。

2023年の世界の年間設置容量については、信頼できる情報源に基づく統計値は最低でも413.8GW、最も可能性の高い設置容量は456.0GWであるとみられる。これは、2022年からほぼ倍、2021年をはるかに上回る。これは、気候変動の緊急課題に対する取り組みの拡大、太陽電池モジュール価格の急落に加え、中国で急拡大した生産能力を活用するための動きが重なったことによる。

信頼性の高い情報源に基づく、IEA PVPS加盟国全体の累積設置容量は1,305.7GWであった。2023年のIEA PVPS加盟国は、オーストラリア、オー

世界の太陽光発電システム年間設置容量（GW）  
前年比+38%成長

ストリア、ベルギー、カナダ、中国、デンマーク、フィンランド、フランス、ドイツ、イスラエル、イタリア、日本、韓国、マレーシア、モロッコ、オランダ、ノルウェー、ポルトガル、南アフリカ、スペイン、スウェーデン、スイス、タイ、トルコ、米国である。欧州委員会（EC）はIEA PVPSの加盟機関であるため、本報告書では、IEA PVPS加盟国にはECの加盟国も含まれている。

IEA PVPSに加盟していない主要市場の累積設置容量は、2023年末時点で336.2GWと考えられている。このうちインドの累積設置容量は92.6GWで、依然として約3分の1を占める一方で、ブラジル（37.8GW）、ベトナム（18.6GW）、英国（16.0GW）がこれに続いた。これらの国は、IEA PVPS非加盟国の累積設置容量の5%（英国）から28%（インド）を占めた。その他のIEA PVPS非加盟国で相当量の累積設置容量を持つ国は、アラブ首長国連邦（UAE）（7.1GW）やサウジアラビア（2.9GW）など、世界最大規模の太陽光発電プロジェクトの稼働を順次進めている中東・北アフリカ（MENA）諸国と、アジアでは台湾（10.4GW）とパキスタン（4.5GW）である。欧州の累積設置容量上位国はポーランド（17.4GW）とギリシャ（7.2GW）で、ウクライナ（6.2GW）がこれに続くが、戦争が継続しているため同国の市場は停滞している。IEA PVPSに加盟していない欧州の5ヶ国の累積設置容量は2GW超である。

<sup>1</sup> 中国の国家能源局（NEA）の公表値はACであるため、IEA PVPSはACからDCへ換算するための変換比率（訳注：AC/DC比率、過積載率とも呼ばれる）を適用している。AC/DC比率は一定でないため、算出される数値はしばしば幅がある結果となる。特に中国における新設の電力事業用太陽光発電システムの容量については、中国の公式報告値を年間設置容量の最小値と見なしている。電力事業用システムの公式のAC/DC比率に不確実性があることを考慮すると、年間設置容量の最大値として、さらに42GWが設置された可能性がある。本報告書の多くの図において、設置容量の最小値を色で塗りつぶしたバーで、最大値と最小値の差分を縞模様のバーで表示することで2つの値を区別している。2つの値が区別されていない場合、とりまとめたデータは、中国の公式報告値を採用した、多い方の合計値を参照している。2024年4月にIEA PVPSが発行した「世界の太陽光発電市場の導入量速報値に関する報告書（Snapshot of Global PV Markets 2024）」では、少ない方の合計値を参照したことに留意されたい。

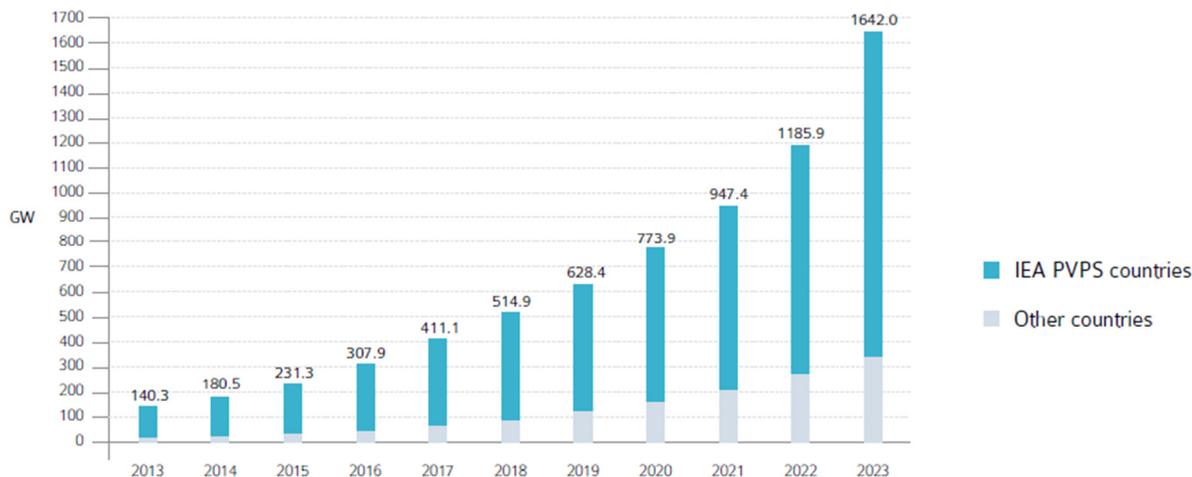


図2.1 世界の太陽光発電システム累積設置容量 (GW)

出典：国際エネルギー機関・太陽光発電システム研究協力プログラム (IEA PVPS)、その他

### 人口1人当たりの太陽光発電システム設置容量

太陽光発電の普及率は、人口1人当たりの設置容量 (W) またはその国の電力需要に対する太陽光発電電力の発電量 (kWh) の割合として測定することができる。ここでは、各国の取り組みを示す指標となる、人口1人当たりの太陽光発電システム設置容量に注目する。

人口1人当たりの設置容量はオーストラリアとオランダが1,250W/人を超えた

IEA PVPS加盟国及び調査対象国における人口1人当たりの太陽光発電システム設置容量では、オーストラリアが1,296W/人 (2022年比11%増) で引き続き世界一であった。オランダは急速に追いついているものの、1,288W/人 (同25%増) で昨年に続き2位となった。続くドイツ (974W/人)、ベルギー (842W/人)、スペイン (806W/人)、日本 (734W/人) は上位を保っている。アラブ首長国連邦 (UAE) は、2023年にいくつかの大規模電力事業用太陽光発電プロジェクトが稼働を開始したことから、751W/人に倍増した。この他、米国をはじめとする10ヶ国も現在は500W/人超である。中国では、設置容量の増加により普及率が50%上昇し490W/人となった。設置容量上位国のうち、インド (65W/人) とブラジル (175W/人) は依然として後れを取っている。

典型的な住宅用システムの太陽電池モジュール1枚の出力は350~435Wであり、現在、30ヶ国近い国では1人当たりのモジュール設置枚数が1~3枚に相当する。

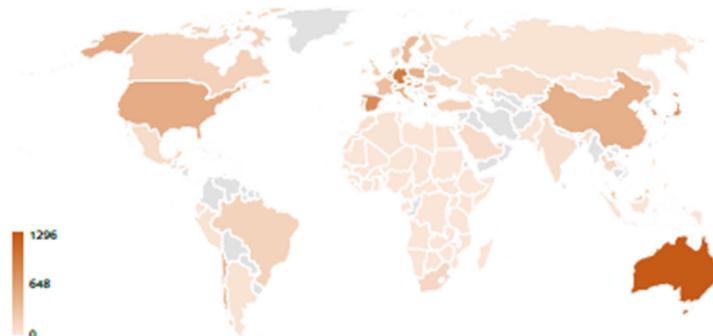


図2.2 人口1人当たりの太陽光発電システム設置容量 (W/人) (2023年)

出典：IEA PVPS、その他

## 太陽光発電システム年間設置容量の進展



図2.3 主要市場における太陽光発電システム年間設置容量 (GW)

出典：IEA PVPS、その他

IEA PVPS加盟国では、2023年に合計で少なくとも385.8GWの太陽光発電システムが新規に設置された。IEA PVPS非加盟国については、高精度で追跡を行うことはさらに困難であるが、推定70.2GWが設置された。過去2年間も市場は力強い成長を見せたが、2023年は太陽電池モジュール価格の下落によって、ほぼすべての記録が塗り替えられ、年間設置容量は2022年からほぼ倍増した。変化する電力市場から（需要家を）守るシェルターとして、太陽光発電が信頼性の高い安定した発電コストを提供できることについて、需要家と投資家は引き続き信頼を寄せている。

この成長の大半は中国によるもので、中国は生産能力の増強ペースに追随することに苦慮しながらも、年間を通じて設置容量を増加させた。中国の設置容量は235.0～277.2GWであった（国家能源局（NEA）によるAC値から換算。使用するAC/DC比率により異なる）。電力事業用太陽光発電所の定格設置容量に関する不確実性が増大する一方で（インバータ/モジュール比率は業界の慣行に基づいて推定されるが、数パーセンテージポイントの誤差により推定量に数十GWの違いが生じる場合もある）、2023年の中国市場が集中型システムによってけん引されたことは明らかで、分散型システムの新規設置容量シェアはわずか35%であった。2023年の中国の年間設置容量は世界全体の60%超を占め、前年の45%を上回った。中国の独占的な地位は、2000年代半ばから後半にかけてのドイツの状況に似ているが、長期的な影響について判断を下すことは困難である。中国の累積設置容量は少なくとも649.0GW、最大で691.2GWに達した。

**欧州連合（EU）**全体の年間設置容量は、中国に続いて世界第2位と、5年連続で力強い成長率を維持している。EU全体の年間設置容量は58.2GWで、前年比倍増となる15.0GWを導入した**ドイツ**がけん引している。**スペイン**は8.9GWと安定しているほか、**イタリア**（5.3GW）、**ポーランド**（4.9GW）、**オランダ**（4.8GW）が大きく貢献した。

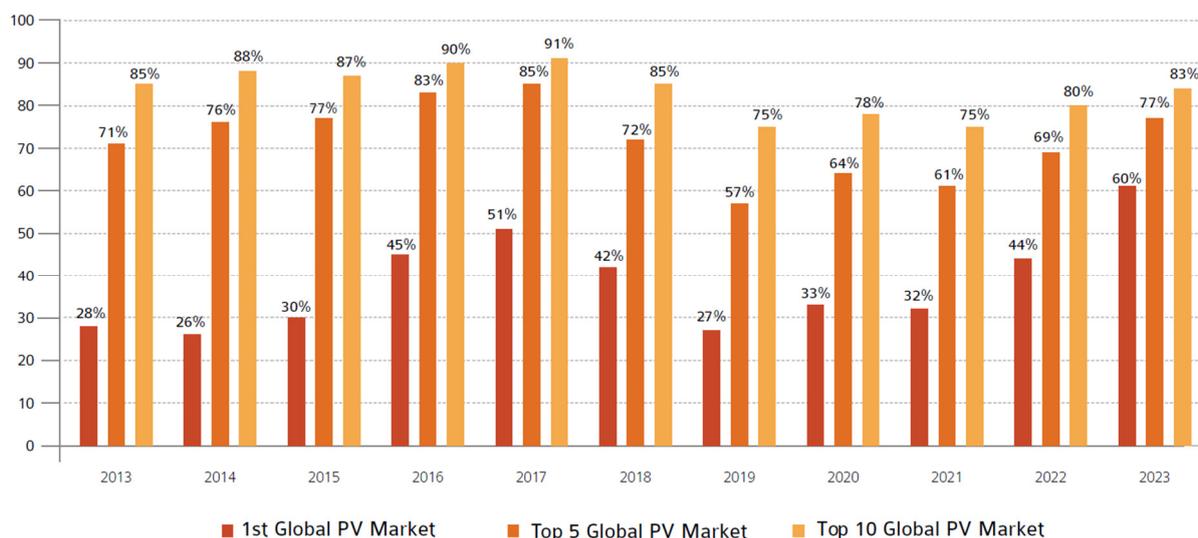


図2.4 上位国による市場シェア

出典：IEA PVPS、その他

2023年の米国の年間設置容量は、市場の成長が鈍化した2022年(23.1GW)及び2021年(24.8GW)を経て、前年比約50%増の33.9GWに達した。サプライチェーンの問題による施工の遅れなど、2022年の市場を妨げていた問題の一部は、部分的に解決している。米国市場は依然として電力事業用市場が中心で、集中型システムが24.3GWと年間設置容量の70%強を占めた。分散型システムの年間設置容量は9.5GWと堅調で、2022年の8.2GWを手堅く上回った。2022年末までに米国の累積設置容量は177.3GWに達した。

2024年4月にIEA PVPSのSnapshotレポートが発刊された後、ドイツとインドのデータが修正された。ドイツでは2022年の倍となる15.0GWが設置され、累積設置容量は82.3GWとなり、2011年以降初めて上位3ヶ国に入った。インドは前年の18.1GWを下回る13.0GWを設置して4位となり、累積設置容量は92.6GWであった。

ブラジルは過去4年間の高い成長率を維持できなかったが、依然として成長市場であり、年間設置容量は12.4GW、累積設置容量は37.8GWに達し、世界の重要な市場であることを立証している。

中国市場の優勢に伴い、上位国による市場シェアがますます拡大しているのは驚くに当たらず、主要市場の設置容量に比べ、より小規模な市場は市場規模に比例して設置容量も少ない。中国は、生産能力増強の結果を吸収するために様々な取り組みを行っている。

6位以下では、スペインが6位(年間：8.9GW、累積：38.90GW)、日本は7位(年間：6.3GW、累積：91.4GW)と、主要(安定)市場を維持した。イタリアは力強い成長によって再び上位10ヶ国に入り、年間設置容量は5.3GW、累積設置容量は30.3GWであった。ポーランドとオランダはともに2022年から横ばいで、ポーランドが年間4.9GWを設置し、累積では17.4GWとなり、オランダは4.8GWを設置し、累積設置容量は23.0GWに達した。

上位10ヶ国合計の年間設置容量は、2023年の世界市場の約84%を占めている。これは、世界の太陽光発電市場の成長が依然として限られた数の国々によってけん引されていることを示唆している。これまで、市場の一極集中は上位3ヶ国あるいは5ヶ国のいずれかの市場が停滞した場合の市場の安定性に対する不安を煽ってきたが、過去数年間は、ある市場が減速すると別の市場が成長

するという状況が多くみられている（例：米国とインド）。図2.4に示す通り、市場の一極集中は、2019年に順調に緩和した後、2020年に再び拡大し、2021年には横ばいとなったが、2022年と2023年にはさらに拡大した。これは中国の太陽光発電市場の成長によるものである。中国を除いて考えれば、新市場の台頭によって世界の太陽光発電市場の一極集中が緩和し、その分リスクも低下している。とはいえ、依然として中国市場の規模が世界の太陽光発電市場の発展を形作っている。2019年には、中国市場の停滞が他国の成長をほぼ打ち消し、世界の太陽光発電市場全体の成長は限定的なものとなったが、2022年と2023年は中国の設置容量が増加したことにより、世界全体での成長が最大化された。中国の2024年の太陽光発電システム新設容量は、同年半ばの時点で約100GWに達した。四半期ごとの設置容量が前年同期を上回ったとはいえ、下半期が横ばいであれば、2024年の年間設置容量は2023年と同水準になるであろう。

前述の通り、IEA PVPS は設置容量を直流（DC）容量で報告している。交流（AC）容量換算では、2023年の新規設置容量は約305~385GW（AC）となる。この数値は（DC容量と同様に）、実際の数値の近似値であり、世界のすべての太陽光発電システムが同時に発電すると仮定した場合に、瞬時に発電できる最大出力の推定値である。この数値は指標に過ぎないため、いかなる場合もエネルギー生産量の計算に用いるべきではない。

かつて上位10ヶ国に入っていた国のうち、2023年に数GWを設置したものの上位10ヶ国入りに必要な容量にはわずかに届かなかった国もある。オーストラリア、フランス、韓国は、いずれも3GW超を設置したが、過去数年で3~5GWの間で市場が変動している。フランスが成長を加速させているとみられる一方で、オーストラリアと韓国は市場が安定あるいは成長率がわずかに鈍化している。速報値が示すように、米国やオーストラリアのように、大半の分野で市場競争力が実現している市場では安定化がみられるが、保護された市場は、支援制度の中で計画された容量とより密接に結びついている（フランスなど）。

2023年には、年間設置容量が1GW超に達した国が30ヶ国を超え、すべての大陸に拡大しており、中東・アフリカ地域の複数の国が新興市場として注目されている。

表2.1 太陽光発電市場規模上位10ヶ国の変遷

順位	2013年	2014年	2015年	2016年	2017年	2018年	2019年	2020年	2021年	2022年	2023年
1	中国										
2	日本	日本	日本	米国	インド	インド	米国	米国	米国	米国	米国
3	米国	米国	米国	日本	米国	米国	インド	ベトナム	インド	インド	ドイツ
4	ドイツ	英国	英国	インド	日本	日本	日本	日本	日本	ブラジル	インド
5	イタリア	ドイツ	インド	英国	トルコ	オーストラリア	ベトナム	ドイツ	ドイツ	スペイン	ブラジル
6	英国	南アフリカ	ドイツ	ドイツ	ドイツ	トルコ	オーストラリア	オーストラリア	ブラジル	ドイツ	スペイン
7	ルーマニア	フランス	韓国	タイ	韓国	ドイツ	スペイン	韓国	スペイン	日本	日本
8	インド	韓国	オーストラリア	韓国	オーストラリア	メキシコ	ドイツ	インド	オーストラリア	ポーランド	イタリア
9	ギリシャ	オーストラリア	フランス	オーストラリア	ブラジル	韓国	ウクライナ	スペイン	韓国	オーストラリア	ポーランド
10	オーストラリア	インド	カナダ	トルコ	英国	オランダ	韓国	オランダ	ポーランド	オランダ	オランダ
EUの順位	2	3	3	4	5	4	2	2	2	2	2
上位10ヶ国に入るために必要な市場規模											
	792MW	779MW	675MW	818MW	944MW	1,621MW	3,130MW	3,492MW	3,710MW	4,200MW	4,788MW

出典：IEA PVPS、その他

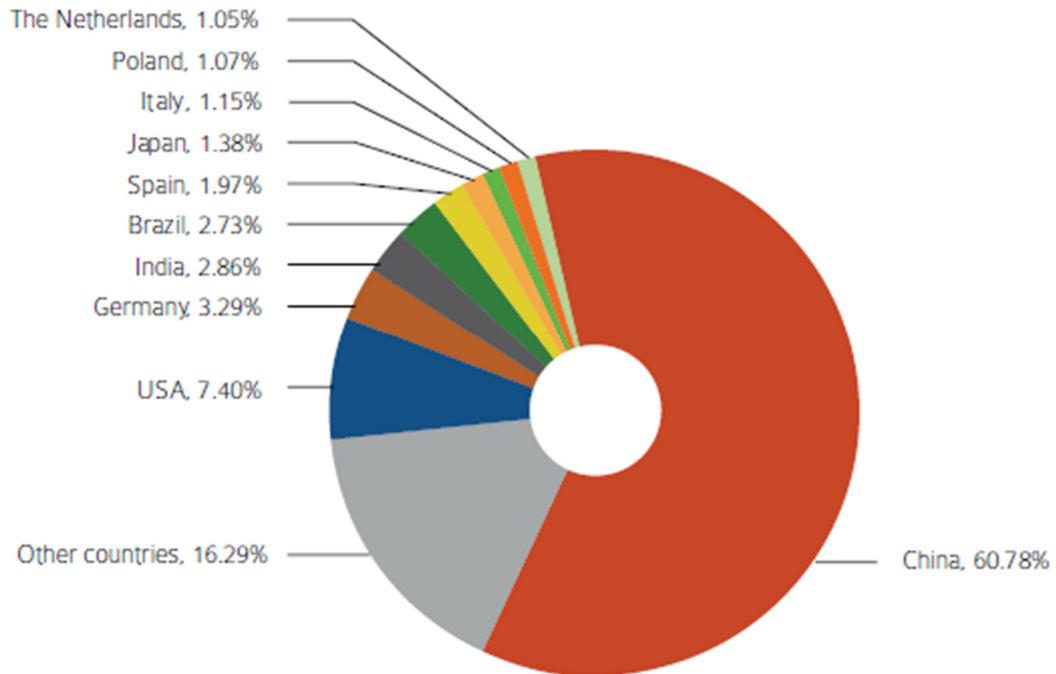


図2.5 世界の太陽光発電システム年間設置容量の国別比率（2023年）  
出典：IEA PVPS、その他

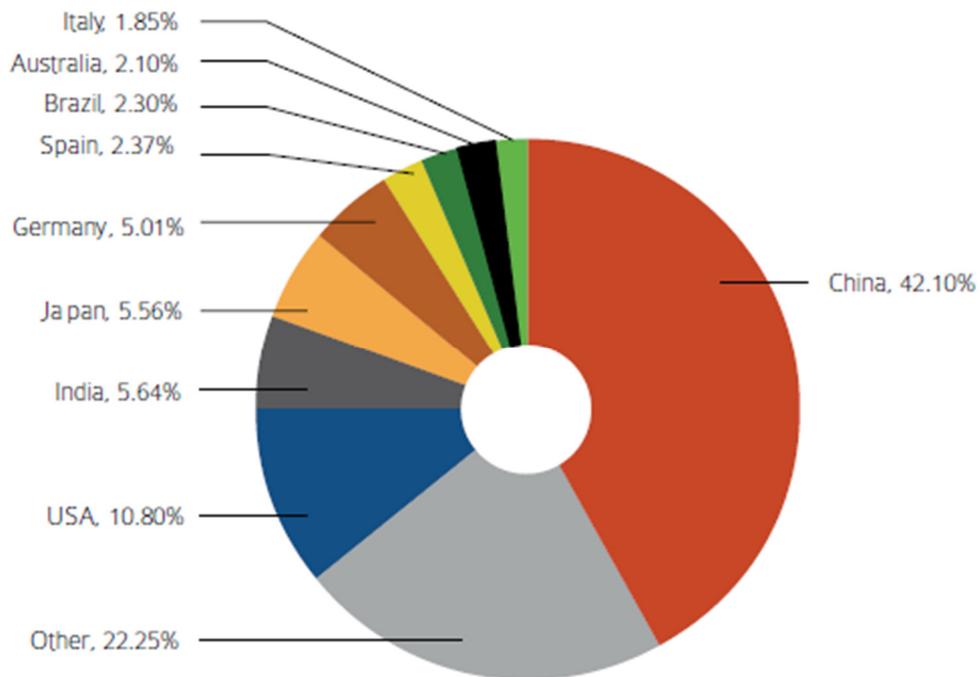


図2.6 世界の太陽光発電システム累積設置容量の国別比率（2023年末時点）  
出典：IEA PVPS、その他

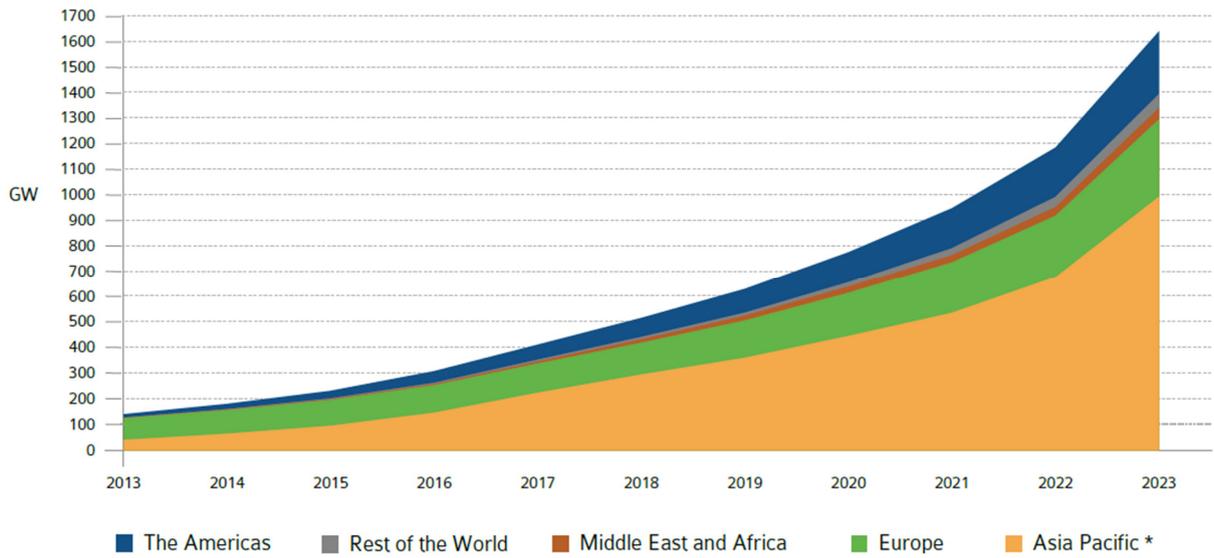


図2.7 地域別太陽光発電システム累積設置容量

\*中国のAC/DC比率の不確実性による42GWを含む

出典：IEA PVPS、その他

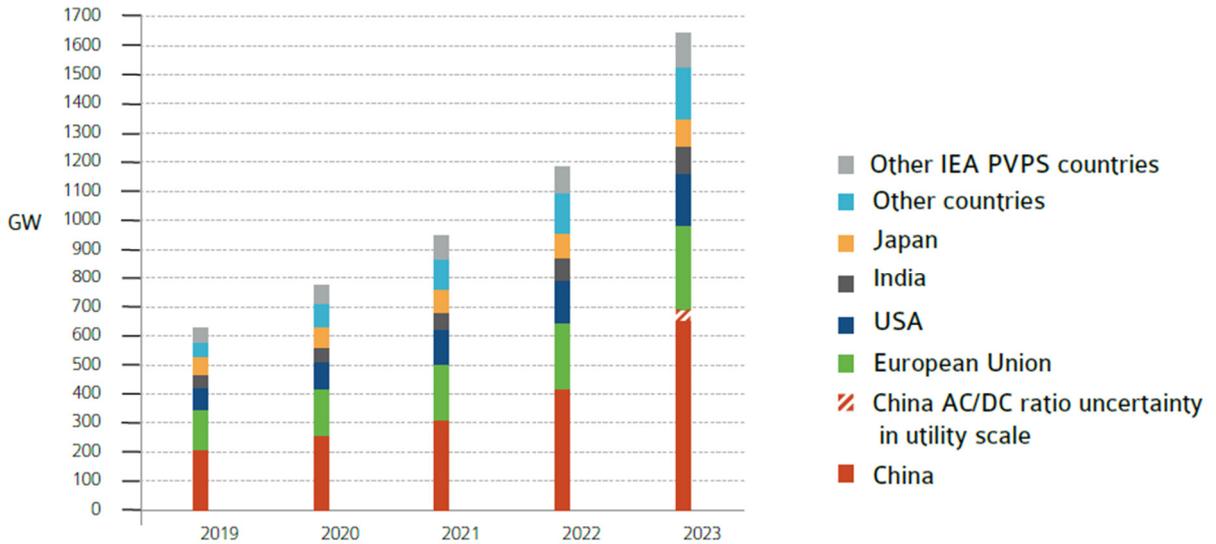


図2.8 主要市場の太陽光発電システム累積設置容量（2019～2023年）

出典：IEA PVPS、その他

## 太陽光発電の市場分野

本報告書では、①集中型太陽光発電システム（数MW超の大規模システムから電力事業用システムまでを指し、発電電力は主に系統に逆潮流される）、②分散型太陽光発電システム（集中型より小規模で需要地に接続されている系統連系形システム）、③独立形太陽光発電システムの3つの市場分野について考察する。独立形太陽光発電システムは、本報告書の市場統計では分散型システムの容量に含まれる。報告体制は国によって異なり、集中型と分散型を区分する特定のシステム規模の設定はないものの、多くの市場では政府、電力事業者、業界団体が区分化を行っている。これは、国によって及ぶ影響が大きく異なり、系統連系、系統容量、財政政策、税制、容量を適切に計算・評価する能力に影響が及ぶためである。さらに一部の市場では、業界の慣行に沿って、交流（AC）出力から直流（DC）出力への変換が、異なる変換係数に基づいて行われている。

全体として、2023年の年間設置容量は集中型（59%、267.0GW）が分散型（41%、189.0GW）をわずかに上回ったと推定され、より多くの集中型システムが設置される動きが見られた。ただし、中国のAC/DC比率の不確実性による42.2GWは、集中型システムの容量に含まれていることに留意されたい。世界全体で見ると集中型と分散型の割合は概ね拮抗しているように見えるが、これは中国市場で集中型と分散型がバランスしているためである。その他の主要な市場では市場に大きな偏重があるものの、図中には表現されない。

電力事業用システムは累積設置容量の約56%を占めており、前年の55%からわずかに増加した。独立形システムと電力系統の末端（グリッドエッジ）のシステムは、分散型太陽光発電システムへの統合が進んでいるが、多くの国では設置容量を把握する力が限られている。

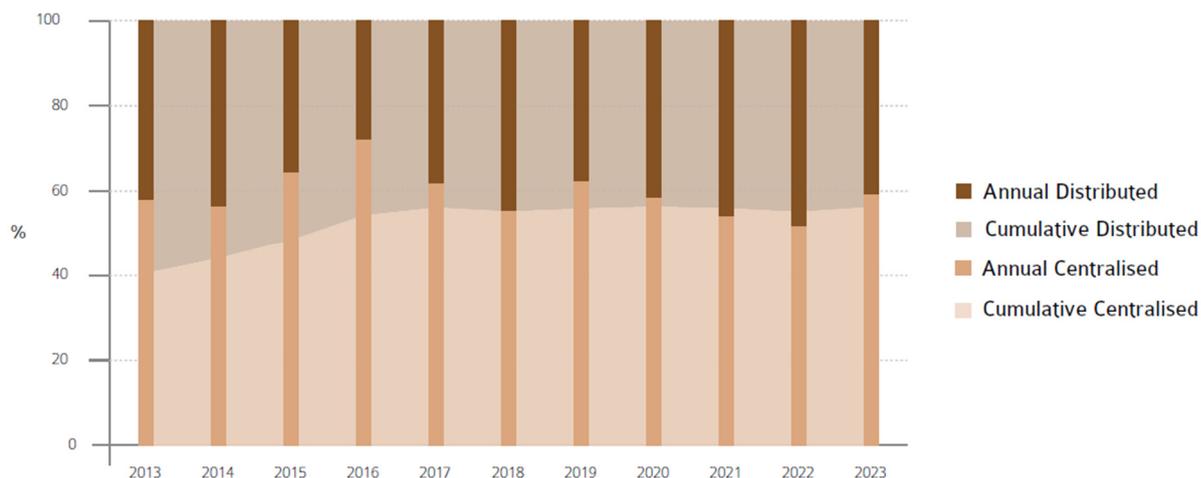


図2.9 年間設置容量における系統連系形太陽光発電システム（集中型・分散型）の比率  
(2013~2023年)

出典：IEA PVPS、その他

当初から住宅用太陽光発電システムにインセンティブを与えていた欧州市場を除けば、新興太陽光発電市場における主な太陽光発電開発は、過去には電力事業用太陽光発電所であったケースが多い。この傾向は世界各地でのモジュール価格の下落と自家消費の魅力の高まりによって変わる可能性があり、ブラジルとベトナム、ごく最近では2023年の南アフリカがその実例である。

## 電力事業用太陽光発電

電力事業用太陽光発電所は、一般的に地上設置型（または水上設置型）である。電力を大量消費する施設や工場に隣接するなど、発電電力を自家消費することも可能であるが、通常、発電電力は系統に逆潮流される。電力事業用太陽光発電システムは、太陽光発電の新興市場と既存市場、共に活況である。新興市場や成熟市場では、最も競争力のあるプロジェクトを選定するため、あるいは利用可能な土地の種類を示すために、多くの国が入札方式を提案している。

表2.2 集中型太陽光発電システム年間設置容量上位10ヶ国（2023年）

国名	設置容量 (GW)
中国※	180.89
米国	24.34
インド	10.03
スペイン	6.94
ドイツ	4.65
ブラジル	4.1
タイ	3.48
日本	2.97
オランダ	2.82
韓国	2.97 (訳注：原文ママ)

※中国のAC/DC比率の不確実性による42GWを含む

出典：IEA PVPS、その他

表2.3 集中型太陽光発電システム累積設置容量上位10ヶ国（2023年）

国名	設置容量 (GW)
中国※	435.26
米国	117.25
インド	76.87
日本	36.85
スペイン	30.64
韓国	23.94
ドイツ	18.39
オランダ	13.57
ブラジル	11.49
オーストラリア	11.36

※中国のAC/DC比率の不確実性による42GWを含む

出典：IEA PVPS、その他

インド、米国、スペイン、韓国など一部の主要市場では新設容量の大半を電力事業用システムが占めている。2024年及び2025年には、他の多くの国に先立って、サウジアラビアやアラブ首長国連邦（UAE）などの中東・北アフリカ（MENA）地域で非常に大規模な電力事業用システムが稼働を開始する見込みであるため、集中型システムにけん引される国が新たに加わる予定だが、2023年には大部分の国において、電力事業用システムが国内市場をけん引することはなかった。

太陽光発電電力を卸電力市場に直接販売する太陽光発電所（Merchant PV）や企業需要家に直接売電するコーポレートPPAは、多くの国で引き続き成長している。過去数年間で行われた試みは、特に2022年には、市場価格の高騰に後押しされ、開発事業者や投資家に対し、プロジェクトの実現は可能であるという自信を与えた。Merchant PV（卸電力市場での直接売電）は、初期段階にある一方で、マイナス価格の影響と価格競合の影響という2つの問題を抱えており、今後数年間にわたって投資家が注意深く監視するとみられる。同時に、系統の混雑、社会的受容、厳格な環境影響調査要件により生じている制約は、依然として重大な障壁となっている。プロジェクト開発事業者が系統連系枠の確保のみを目的として非常に低い入札価格を提示した事例がある（ポルトガル、スペイン）。一方、電力事業用太陽光発電所の開発を確実に継続的に行うために、特別な投資を行って系統容量を増強した国もある（オーストラリア、オーストリア、ブラジル、フランス）。

発電量を最大化するため、新設電力事業用太陽光発電所では追尾装置が採用されており、これと並行して両面受光型太陽電池モジュールの利用も比較的急速に増加している。水上設置型太陽光発電（FPV）も大きな市場分野になりつつある。入札における特定のルールや、魅力的な条件の系統サービス市場や卸売市場に後押しされて、一部の国では蓄電システムの設置も進展している（オーストラリア、ドイツ、米国）。2023年の世界の集中型太陽光発電システムの年間設置容量は269.9GW（新設容量の59%）、累積設置容量は877.5GWに達し、世界全体の累積設置容量の54%を占めた。

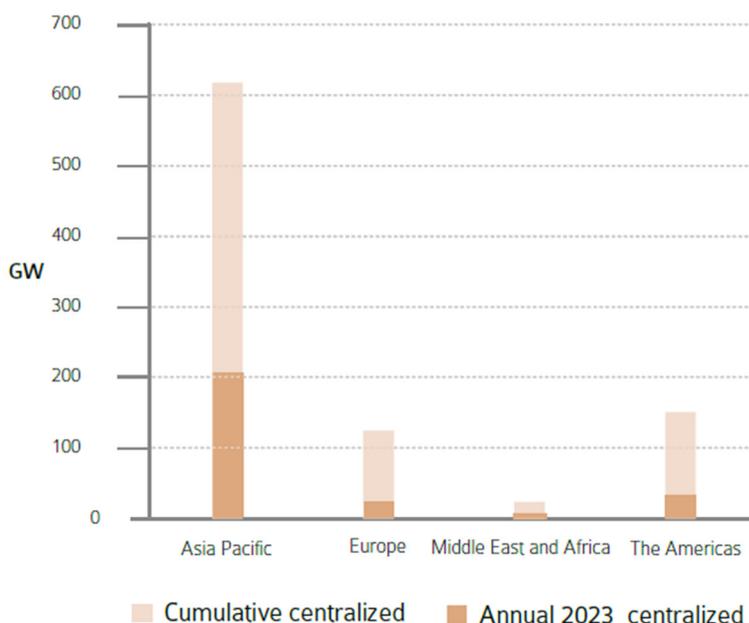


図2.10 地域別集中型太陽光発電システム設置容量（2023年）

出典：IEA PVPS、その他

## 分散型太陽光発電市場に電力を供給するプロシューマー

プロシューマーとは、電力消費の一部（または全部）を自ら発電する電力需要家である。消費地に近接する発電事業者は、技術的にはその消費地に電力を供給するが、プロシューマーという用語は、この自家消費が電気の流れと財政の流れの両方に基づいている場合、つまり、需要家と発電事業者が電気メーターに対して同じ側にいる場合に使われる。プロシューマー市場の発展は、財政的インセンティブへの圧力を取り除くとともに、系統容量への需要を減らすことができるため、重要である。

プロシューマーの分野は、これまではネットメタリング制度など単純なスキームによって進化してきたが、自家消費のコンセプトに基づいた開発が増えている。発電場所で消費される電力と、リアルタイムに近い時間単位で系統に逆流される電力を区別し、自家消費にインセンティブを与えている。

自家消費制度を成功させるための重要な要素が小売電気料金である。2022年には高値であったが、今なお、小売電気料金が人為的に低く抑えられている国がある。化石燃料に対する補助金は現在も存在しており、自家消費を含むすべての市場分野において太陽光発電システム設置の魅力が損なわれている。しかし、太陽光発電市場は電気料金が値上がりするときに急速に成長する傾向にある。全体的に、多くの国で太陽光発電電力の自家消費を促進する傾向があることは明らかで、そうした国の多くでは政府や電力事業者によって余剰電力に対価を提供する制度が導入されている。フィードイン・タリフ（FIT）制度、スポット市場価格に上乘せるフィードイン・プレミアム（FIP）制度、あるいは、さらに時間帯別料金を含む複雑なネットビリング制度で実施することができる。残念ながら、純粋な自家消費制度に向けた動きは、変化が急激である場合は特に、需要家や市場関係者が理解し適応するのに時間を要するため、一時的に市場が停滞することがある（例：2023年の米・カリフォルニア州）。しかし、市場が好況で信頼を取り戻せる場合には、自家消費は分散型分野の成長要因となりうる。ドイツ、ブラジル、ポーランド、スウェーデン、オーストラリアなどでは分散型分野が市場全体の成長をけん引している。

表2.4 分散型太陽光発電システム年間設置容量上位10ヶ国（2023年）

国名	設置容量（GW）
中国	96.29
ドイツ	10.36
米国	9.53
ブラジル	8.35
イタリア	4.40
ポーランド	3.65
日本	3.33
オーストラリア	3.15
インド	2.99
韓国	2.60

出典：IEA PVPS、その他

表2.5 分散型太陽光発電システム累積設置容量上位10ヶ国（2023年）

国名	設置容量（GW）
中国	255.62
ドイツ	63.92
米国	60.10
日本	54.33
ブラジル	26.33
オーストラリア	22.73
イタリア	21.6
インド	15.29
ポーランド	13.40
フランス	12.67

出典：IEA PVPS、その他

2011年から2016年までの間、世界の分散型太陽光発電市場は約16～19GWで停滞していたが、中国の分散型太陽光発電市場が成長したことにより顕著な成長を見せ、2016年から2018年までの数年間で約2倍と大きく成長した。世界の分散型太陽光発電市場は2022年の177.7GWから2023年には189.0GW<sup>2</sup>へと拡大した。

住宅用・業務用電力の需要家に向けて、共同自家消費や分散型自家消費を新たなモデルとして奨励している国が、特に欧州において増えている。同一建物・専有部分内の需要家が自家発電電力を共同利用する「共同自家消費」、公共電力システムを利用する地域内で需要家が自家発電電力を

<sup>2</sup> 独立形システムを含む

共同利用する「分散型/バーチャル/オフサイト自家消費」が可能になることで、幅広い層の需要家が自家消費を利用できるようになる。効率的に実施されれば、プロシューマーの新たなビジネスモデルの開発が可能となり、雇用や地域の付加価値の創出、需要家やエネルギー・コミュニティ向けの電気料金の低減につながる。こうしたモデルは、太陽光発電システムの発電時間に電力を消費するよう需要家を促すことで、太陽光発電システムが系統に及ぼす影響を緩和する可能性もある。

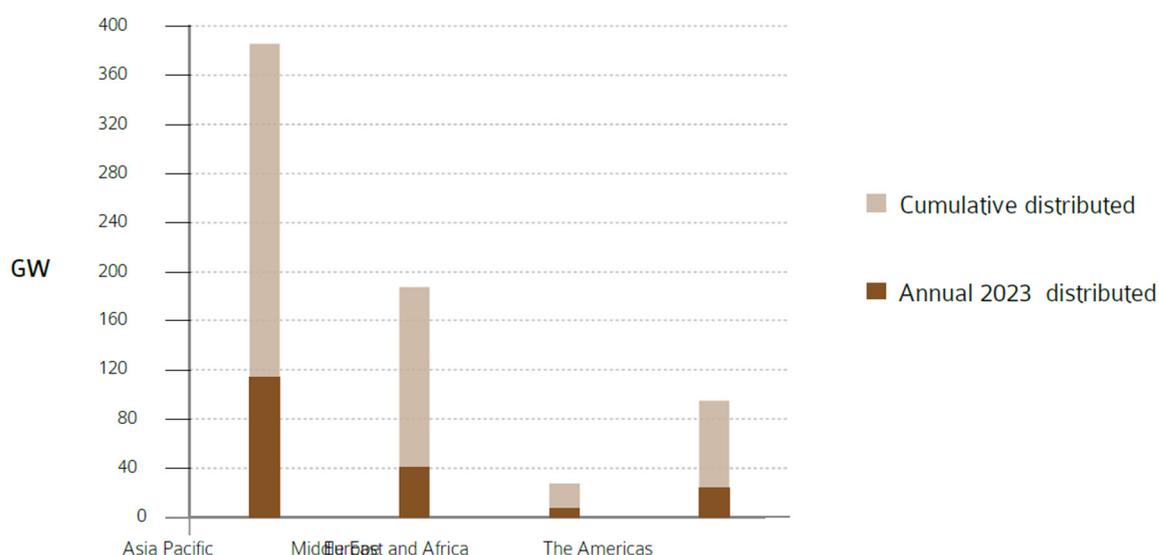


図2.11 地域別分散型太陽光発電システム設置容量（2023年）

出典：IEA PVPS、その他

## デュアルユース（二重利用）と新興太陽光発電市場分野

大規模な太陽光発電の新規導入によって引き起こされる土地の競争に対する対応策として、インフラや他の目的で使用している土地に太陽光発電システムが設置され、その結果として社会的受容に関する問題が生じる。通常、都市化されている国、さらに都市化が拡張している国、農地が持続的または定期的に失われている国、審美的かつ文化的な理由から歴史的建物や自然景観の保全を強く推し進めている国などの一定数の国では、太陽光発電の社会的受容と土地面積の確保が、太陽光発電の大規模・新規導入において考慮すべき重要な要素となっている。

地上設置型太陽光発電システムでは、エネルギー生産と他の用途（主に農業）との間で土地を奪い合う事態が生じる。農業生産とエネルギー生産の両方を組み合わせた提案である営農型太陽光発電システムは、代替案として受け入れられている。水上設置型太陽光発電（FPV）システムは、自然湖・人工湖や貯水池の水面の利用可能な部分を使用するため、土地利用に対する制約の多い高いアジア地域においては、特に活況な市場分野である。集中型太陽光発電市場も、土地のデュアルユース（二重利用）ができるため同様に好調な傾向にある。同じ理由で、土地を奪い合ったり、反対されることなく利用できる運河上のキャノピーや、高速道路沿いの防音壁などの他のインフラを使用することも、より一般的になってきている。

個別の小規模事例については、専門企業が、長い間太陽光発電を建物に一体化することを目標としてきたほか、一部の国（特にフランス）では、過去には分散型太陽光発電を公共政策の主な柱に据えていた。特に、欧州連合（EU）では、加盟国に対して野心的な目標を設定することを奨励している。既存の建築物を利用するという点で魅力的なだけでなく、より環境に調和した一体化につながるため、社会的な抵抗が小さい。

## 営農型太陽光発電

電力事業用太陽光発電プロジェクト開発が開始された頃から、農地での太陽光発電プロジェクト開発は行われてきた。作物が太陽光発電システムに取って代われ、農地が発電のために利用される開発事例もあれば、太陽電池モジュール周辺で継続された低強度放牧の事例もあった。しかし、営農型太陽光発電は、食料生産とエネルギー生産の両方のために土地を同時に利用する新たな提案である。太陽光発電が普及するにつれ、国によっては太陽光発電による農地の利用を法律や入札条件で規制しており、多くの国で土地利用の競合が太陽光発電プロジェクトの開発を制限する可能性がある（イタリア、フランス、韓国）。

様々な地域において、農地での太陽光発電のポテンシャルについて、また営農型太陽光発電がいかに関与可能エネルギー目標の達成に貢献できるかについての研究が行われ、政府や開発事業者の関心が高まっている。一方、農家や一般市民による懸念、反対の声も増えている。この分野の潜在性をいくつか例示する。日本では太陽光発電に適したすべての農地をマッピングしたところ、そのわずか10%に太陽光発電システムを設置しただけで440GWになることが判明した。しかし日本のすべての応用分野を含めた2023年時点での累積設置容量は「わずか」91.4GWである。韓国は2023年の累積設置容量が27.6GWであったのに対し、2030年までに46.5GW設置するという太陽光発電目標の一環として、営農型太陽光発電の目標を10GWに設定している。欧州連合（EU）では、農地のわずか1%で410GWの太陽光発電システムの設置が可能であるが、2023年に設置されたのは、そのわずか15%（59.8GW）である。EUのREPowerEU計画では2030年までに太陽光発電システムの累積設置容量を750GWとする目標である。

農地での太陽光発電の構成や設計は、国によって異なり、特定の用語が使用される場合もある。

### ・作物や植物の上方に設置する太陽光発電システム

太陽光発電システムは、少ない日射量でも育つさまざまな種類の作物の栽培を可能にし、作物に被害を与える危険要因（雹、過度の日光）からの保護、蒸発量の削減による節水などの新しいサービスやビジネスモデル、実際の気候条件や将来的な気候条件では育成が不可能な作物に適した環境を提供できる。このような農地の二重利用には、高架式太陽光発電所のような特別な技術ソリューションが必要であり、作物に合わせて太陽電池モジュールの設置密度を低くするか、あるいは、モジュールを可動式にしてその位置（傾斜）を調整することで、気象条件に応じて太陽光発電による発電電力量や収穫量を最大化させる。太陽光発電システムの設計時に、モジュールの間隔を広くとるなどして配置を調整するか、モジュール自体を半透明に変更するなど設計による調整が可能である。

- ・ 太陽電池アレイ間で作物、草原、花粉媒介者の生息、放牧が可能

太陽光発電システムは、その土地の農業目的を維持できるように設置しなければならない。太陽光発電システムによって生じる日陰は草の生育を促し、動物（及び作業員）の高温によるストレスを軽減する。実際、一部の国では、気候変動による気温の上昇に伴い、動物のために日陰を増やすことが設置の重要な動機となる可能性がある。太陽光発電システムは、作業に適するよう、農業機械がアレイ間を通れる幅を確保し、適切な高さを維持し、電氣的保護設計、防塵設計とする。地上設置型太陽光発電システムは、追尾装置の有無にかかわらず、電力事業用の規模で設置される。垂直設置の両面受光型太陽光発電システムについても、システムが農地に及ぼす影響が非常に小さいため、いくつかの発電所で試験が実施されている。

- ・ 温室に一体化されて開発される太陽光発電システムもある

農地での太陽光発電のポテンシャルが重要だとしても、他の要素も考慮しなければならない。一般的に、食糧生産の安全保障と農業生産の充足が最優先事項とされるが、農業分野での経済バランス、環境評価、社会的受容や水管理も重要な要素である。日本では、他国に先駆けて2003年に、農業収量の80%が維持されることを条件に農地に太陽光発電システムを設置する「ソーラーシェアリング」が定義された。2021年にはガイドラインが発表され、2023年に更新された。フランス、ドイツ、イタリアは、2022年及び2023年に、枠組みやガイドラインを公表している。イタリアは、2023年12月に「先進的営農型太陽光発電」に特化した法令を採択した。ドイツは、営農型太陽光発電システムの規格であるDIN SPEC91434によって、枠組みや支援制度を整備している。農業収量（参照収量の66%以上）に関する評価基準があり、土地の農業利用が保証される必要がある。「列間設置システム」と、「上方（Overhead）設置システム」は、定義だけでなく、収量についての区別もある。フランスでは、営農型太陽光発電システムを、農業のポテンシャルの向上、災害からの保護、動物福祉の向上、大規模農業生産の保証など、農業活動に直接貢献する設備として、法律によって定義している。

システムのコストと収益性は、エネルギー生産と農業生産のどちらを重視しているかにより異なる。支援制度と財政支援の度合いもそれに応じて異なる場合がある。最も厳格な営農型太陽光発電の定義に該当する太陽光発電システムは、通常、より高いインセンティブを受けられる。

枠組みと支援制度は多様であるものの、一般的に、営農型太陽光発電システムは主に以下の2種類に分類できる。

- ・ 何らかの形で農業生産が維持される太陽光発電システム  
すでに経済的に実行可能で費用対効果が高いシステム。エネルギー生産が中心となるが、農業生産は維持される。従来型の競争入札への参加や、電力売買契約（PPA）の交渉を行うことが多い。
- ・ 高度な基準に準拠し、より厳格に定義される、農業生産と農家の収益を向上させる太陽光発電システム。農業生産の収益性が中心で、エネルギー生産は付加価値となる。この種のシステムは、下方で栽培する作物に合わせた調整が求められる。

世界の太陽光発電設置容量と比べてみると、営農型太陽光発電は依然として新興市場である。日本では1,800超の営農型太陽光発電システムが稼働しているものの、その多くは小規模システム

で、2013年から2021年にかけて1GW未満しか設置されていない。中国でも相当量の設置容量があるものの、この分野についての個別のモニタリングは行っていない模様である。イタリアは、農村地域でのいわゆるアグリソーラーパークなどを対象に15億ユーロの支援を発表したほか、2023年半ばまでに0.5GW弱のプロジェクトを選定した。2022年にはイスラエルで100MWの営農型太陽光発電システムの入札が行われるなど、多くの国で営農型太陽光発電プロジェクトに特化した入札が行われている。米国には、放牧や花粉媒介者、動植物の生息地と組み合わせた10GW超のプロジェクトのほか、作物の保護目的の設置や温室への設置など小規模プロジェクト（1GW未満）が存在する。

### インフラ一体型太陽光発電（IIPV）

太陽光発電の大規模普及は、新設時に、社会的受容や土地面積の確保といった新たな課題を提示している。地上設置型太陽光発電システムは、エネルギー生産と他の用途との間で土地の奪い合いが激化しており、特に都市化の進展、農業生産を維持する必要性、建物や自然景観の保全などで、土地をめぐる緊張が高まっている。

輸送インフラに近い（一般道路、高速道路、鉄道に沿った）未利用地及び水路（灌漑用水路、河岸、堤防など）には、太陽光発電所設置の大きなポテンシャルがあり、太陽光発電にとって、より良い社会的受容が得られる新たな用地の機会となるほか、近年の太陽電池価格の急落によって太陽光発電システムの競争力が高まり、こうした革新的な普及ソリューションのための新たな機会が作り出されている。

欧州委員会共同研究センター（EC JRC）は、欧州の主要道路及び鉄道に沿った土地への垂直設置型太陽電池モジュールの大規模普及の可能性を評価している。同調査によると、欧州連合（EU）における2030年導入目標の750GWに対し、垂直設置型太陽光発電システムだけでEU域内で計403GWのポテンシャルが見込まれる。また、鉄道の線路だけで、太陽光発電電力の年間発電量が、EUの鉄道網の現在の年間電力消費量の250%に達する可能性があることがわかった。この取り組みは、輸送部門の脱炭素化に貢献しつつEUの電力需要を賄う電力を供給する大きな可能性を提供する。

輸送インフラに沿った土地への太陽光発電システムの設置は、エネルギー転換に大きく貢献する可能性がある。欧州（スイス、ドイツ、オーストリア、オランダ）では、従来から、防音壁と一体化しているか否かにかかわらず、一般道路や自動車道路、鉄道に沿って垂直設置型の太陽光発電壁を開発してきており、ここ数年の間に世界各地（韓国、米国、オランダ）で新たなプロジェクトが稼働を開始するなど、垂直設置型太陽光発電システムへの関心は引き続き高まっており、注目を集めている。電気自動車（EV）の普及に伴い、道路沿いに設置した太陽光発電システムの発電量は、需要家に限りなく近い場所で電力を生産することで、輸送部門の脱炭素化に貢献することができる。

自転車道や道路に高架式の太陽光発電システムを設置する複数のパイロット・プロジェクトが

発表された（ドイツ、フランス）ほか、堤防での実証実験が行われた（オランダ）。2010年代以降にインドで開発された灌漑用水路上部を覆う太陽光発電キャノピーは、水の蒸発率が高い地域で発表され始めている（米国、スペイン、さらにフランスでも）。また、国有鉄道会社と民間の開発事業者は、線路に沿った未利用の細長い（線状）の用地における実証プロジェクトを発表している（英国）。

太陽光発電システムには数多くの種類があり（地上設置型、垂直設置型、既存インフラへの一体化、キャノピーへの一体化）、その技術的・産業的・商業的成熟度レベルはそれぞれ異なる。これらの太陽光発電システム設置における課題のひとつに、発電をしながら支持体の本来の用途（防音壁、日よけ）を維持しなければならないことがある。架台、システム、設備の正しい機能と、これらの持続性は確保されなければならない。細長い（線状）の土地への設置については、解決すべき技術上、規制上の課題が残っている。特に、公有地を民間（企業）の利益のために使用する点と、技術的・経済的に実現可能なものとするための電気設備と連系の可能性を精査する必要がある点が課題として挙げられる。

### 水上設置型太陽光発電（FPV）：継続的な成長

人口密度の高い地域では、電力需要の中心地に近い水域が有益なケースが多い。陸上に設置する従来の太陽光発電システムは、産業活動や農業活動と用途で競合している、あるいは土地の価格が高いため経済的に実行できない可能性がある。日本は、水上設置型太陽光発電（FPV）をいち早く導入した国のひとつで、200件以上のプロジェクトを実施している。FPVは、シンガポールのような都市国家や、インドネシアのような島嶼国でも設置可能である。国別のFPVシステム設置容量は、中国が最大である（プロジェクト数：2023年末までに約50件・計2.7GW超）。

2023年末までに、世界のFPVシステムの設置容量は約7GWに達したと推定される。これは2022年の5.7GWからの増加であり、著しい成長である。2023年の新規設置容量は、過去数年と同様に大部分がアジア太平洋地域での設置で、インドネシア（192MWのCirata水上設置型太陽光発電所）、タイ（60MW）、インド、バングラデシュ（3.2MW）、中国（650MW）で大規模プロジェクトが設置された。欧州では、2023年にラトビア（2.1MW）とアルバニア（2MW）など複数の国が国内初のFPVプロジェクトを開始し、各国の再生可能エネルギーの取り組みにおける重要な節目となった。一方で、フランス（シンテガベル、8.7MW）は引き続き設置を拡大している。その他の地域では、2023年にイスラエル（31MW）、ガーナ（ブイ水力・太陽光ハイブリッド、5MW）、米国（カヌーブルック貯水池、8.9MW）、コロンビア（アクアソル、1.5MW）で大規模なFPVプロジェクトが運転を開始した。引き続き活発なプロジェクト開発が行われており、インドではFPVに特化した入札が実施され、さらに大規模なプロジェクトの新規契約が締結されている。また、開発事業者は、自国内にFPVの強力なポートフォリオを構築するために、インド（アッサム州で100MW）、フィリピン（100MW）、フランス（74.3MW）、中国（2GW）、さらにはジンバブエ（1GW）でも積極的な開発目標を設定している。一方、地方自治体や電力事業者は、さらに多くのFPV開発を発電や気候変動対策のロードマップに組み込んでいる（ドイツ、スペイン、ポルトガル、インド）。一部の国（マレーシア、スリランカ、ケニア、ポルトガル）ではFPVに特化した入札が行われた。

FPVプロジェクト初期においては、地盤沈下して地下水が溜まった（石炭）採掘場跡地や採石場

跡地での開発が契機となった。これらの地域は、一般的に生態系の活動が少なく（環境への影響が最小限）、産業や農業には適さない。FPVを水力発電所のダムに設置する場合にも利点がある（例えば、太陽光発電と水力発電を併用して系統連系を効率化する方が、貯水池に単にFPVを設置するよりも有利）。昼夜のサイクル（すなわち、日中に太陽光発電を行い、夜間の水力発電用の水を節水）に加え、乾季と雨季がある地域では季節的な利点も考えられる。タービンとその起動時間によっては、（雲の動きによる）太陽光発電の短期的な変動を一部緩和し、貯水池を「巨大な蓄電池」として使用することも可能である。水力発電所の貯水池で計画されている太陽光発電プロジェクトは、多くが大容量プロジェクトで、タイ（2.7GW）、マレーシア（2.5GW）、ジンバブエ（1GW）で設置されている。

沿岸及び沖合の洋上FPVプロジェクトには、潮流、海洋生物の豊富さ、風、波、塩水などの、より厳しい環境を考慮する必要があるという課題がある。電力需要の多い海岸の居住地域や港に近い未利用の水域を活用して発電できるため、沿岸地域でのFPVプロジェクトのポテンシャルは大きい。沖へ行くほど課題とコストは増加するものの、特に、油田やガスのプラットフォームへの電力供給や、洋上風力発電所（2023年に中国で1GWプロジェクトが着工、オランダとベルギーではパイロット・プロジェクトを実施）の風力発電タワーの既存の送電インフラの利用や、広大な海洋空間の活用など依然として応用できる可能性がある。

運用中のFPVシステムは、大部分が高密度ポリエチレン（HDPE）フロート（Ciel & Terre、Sungrow及びBayWa r.e.が市場で大きなシェアを占めている）を使用しているものの、フロートと金属製構造体の組み合わせ（Zimmermannなど）や、大きなプラスチックリングで固定された大面積膜（Ocean Sunなど）など、フロートの設計が多様化している。沖合での利用については、Oceans of EnergyやSolarDuckなどが、より堅牢な設計のフロートで試験を行っている。

FPVシステムの範疇を超えて、沿岸で杭を用いた固定架台を使用して未利用スペースを活用する試みも行われており、例えば、中国の山東省では、10基・計11.25GW設置という野心的な目標を立てている。

FPV市場では、2024年から2030年にかけて累積設置容量が20GWに達する見込みで、このうちインドと中国が40%超を占める見込みである。地域別の設置ポテンシャルに関しては複数の調査結果が発表されている。英国の研究チームが行った調査<sup>3</sup>により、世界全体の人口集中地域から10km以内に位置する保護されていない湖や貯水池の表面のわずか10%にFPVシステムを設置すると、年間1,302TWhの電力を生産できることが明らかになった。同調査によって、各国は、平均して年間電力消費量の16%をFPVで賄えることが明らかになった。また、ベナンとルワンダを含む5ヶ国では、この方法で必要な電力をすべてFPVで賄うことができる。さらに、オーストラリアで実施された調査によると、有利な条件が揃った洋上設置のFPVモジュールは、年間220,000TWhの電力を生産することが可能である。急速にFPVが普及する中、環境に与える影響が依然として正しく理解されておらず、特に洪水が起りやすい水路で、水生動植物に対する生物学的影響や水文学的影響の問題が発生している。今後、こうした影響についての理解が深まれば、中国のように開発戦略の見直しにつながる可能性がある。

---

<sup>3</sup> <https://doi.org/10.1038/s44221-024-00251-4>

## 建材一体型太陽光発電（BIPV）：ニッチな市場

建材一体型太陽光発電（BIPV）は、これまであった障壁が徐々に克服されていること、また特に欧州や中国において建物のエネルギー消費の脱炭素化に向け規制を強化する動きが高まっているため、市場展望は良好である。BIPVは、特に土地に制約があり屋根設置型太陽光発電システムの普及拡大が加速している地域において世界的な太陽光発電（の普及拡大）の潮流に乗っている。しかし、米国と欧州では、インフレ基調が建設業界に打撃を与えており、BIPV市場の成長を妨げている。中国では不動産分野がかつてない停滞に見舞われている。

また、建物構造分野の専門家の知識不足もBIPVの成長を妨げている。知識は増しているものの、太陽光発電と建物の双方に関するスキル（設計、性能シミュレーション、既存製品や技術的制約に関する知識など）を持ち合わせた人材が確実に不足している。BIPVを普及させるには、啓蒙活動や研修など、まだ多くの課題が残っている。

市場規模を推計することは困難である。BIPVには、数多くのビジネスモデル、さまざまなインセンティブ、多種多様な建物やインフラがあり、多種多様な技術ソリューションによって、BIPVは幅広い市場分野を網羅している。また、国によってBIPVの定義は異なっている。

量産品（既成の屋根瓦など）と受注生産される特注の建築資材の間でも市場は分かれており、特注品と従来型の両面ガラス太陽電池モジュール製品との違いを評価することは困難である。専用の架台を用いて従来型太陽電池モジュールを使用する簡易的なBIPVは、いまだにBIPV市場をけん引している。長い間「欧米中心」の供給が続いてきたが、中国でも、主要製造企業をはじめ多くの製造企業が、BIPV製品を製品カタログに掲載するようになった。BIPVに利益をもたらす研究には、（モジュール形状や透明度のカスタマイズのための）ペロブスカイトなどの新興技術や、さらに自由なカスタマイズを可能にするためのマトリックス・シングリングなどのセル接続技術が含まれる。

定義によって異なるものの、2023年の欧州のBIPV市場は250～450MW/年の範囲であった。これは緩やかな成長、あるいは停滞を示している。世界全体では、BIPV市場規模はおそらく3GWに達しており、アジアでプロジェクト数が増加している。今後も成長が続くと予測されているものの、太陽光発電市場全体の成長ペースよりは遅い成長となる見込みである。

## 独立形太陽光発電市場の発展

独立形太陽光発電システムに関する統計は、通常、系統連系形太陽光発電システムと同じレベルの精度をもって記録されておらず、系統連系形太陽光発電システムよりも設置容量がかなり小さい。これは、系統連系形太陽光発電システムが急速に普及していることや、電力事業用太陽光発電システムの規模が大きいことが要因である。しかし、主にアジア、アフリカや南米を中心とした村落電化プログラムやアフリカにおけるミニグリッド開発にけん引され、独立形太陽光発電システムは引き続き発展している。

アジアとアフリカのいくつかの国では、遠隔地に電力システムを整備することの代替手段として、もしくは系統連系の整備前に、バックアップ・システムを備えた独立形太陽光発電システムが利用されている。独立形システムは、以下の2種類に分類される。

- ・ ミニグリッド（孤立型電力系統とも呼ばれる）：容量10kW～10MWの小規模発電システムに

よる電力系統で、1種類以上の再生可能エネルギー源（太陽エネルギー、水力、風力、バイオマス）を使用して発電し、国の送電系統から隔離された限られた数の需要家に電力を供給する。バックアップは、蓄電池やディーゼル発電機である。

- ・ 独立形システム：中央の配電網に連系されず、個々の電化製品、住宅や小規模企業に電力を供給するもので、ソーラー・ホーム・システム（SHS）がその一例である。エネルギーをより長時間利用するためには、蓄電池も併用される。

太陽光発電は、従来型の系統が未整備の地域において、競争力のある電力供給の選択肢として、その存在感を増している。携帯電話が固定電話回線を持たない人々を繋いでいるのと同様に、太陽光発電は、特に「ラストワンマイル」（ユーザーへの電力供給の最後の区間）に到達するために、複雑でコストのかかる電力系統を構築することなく電力を供給する手段として認識されている。

途上国（アフリカ）では、高いコストがかかる配電系統拡張の代替案として、村落や小規模な地域に電力を供給するためにミニグリッドが設置されている。一部の国、特にオーストラリアでは、異常気象（熱波、火事、洪水、嵐）に直面して電力系統インフラが不安定になった場合に、電力系統の末端（グリッドエッジ）にマイクログリッドを構築することで、損傷したインフラの交換コストを削減し、地域住民にとってのレジリエンス（強靱性）を強化している。

独立形システムは、電力消費が少ない機器（照明、スマートフォンの充電）向けの需要があり、年間を通じて十分な太陽エネルギー資源によって太陽光発電の利用が効果的となる地域に特に適している。途上国においては、照明用及びインターネットへのアクセスなどの通信向けに電力を供給する取り組みに、最も信頼性が高く有望な電源のひとつとして太陽光発電が適用されている。（例えばアフリカでは）固有のビジネスモデルが開発されており、大手エネルギー関連企業グループは、こうした製品を何百万人もの人々を対象に展開している。この種のシステムの設置容量は、2022年に過去最高を記録した後、2023年はわずかに減少したと推定される<sup>4</sup>。

また太陽光発電システムは、農業用として揚水ポンプ設備などの独立系システムに電力を供給するために設置されている。

欧州、アジア及び米州の先進国の大部分では独立形システムの需要はほとんどないものの、離島や農村地域、あるいは行政支援の行き届いていない地域における独立形システムは将来的に発展が見込まれ、引き続き重要な潜在市場である。

---

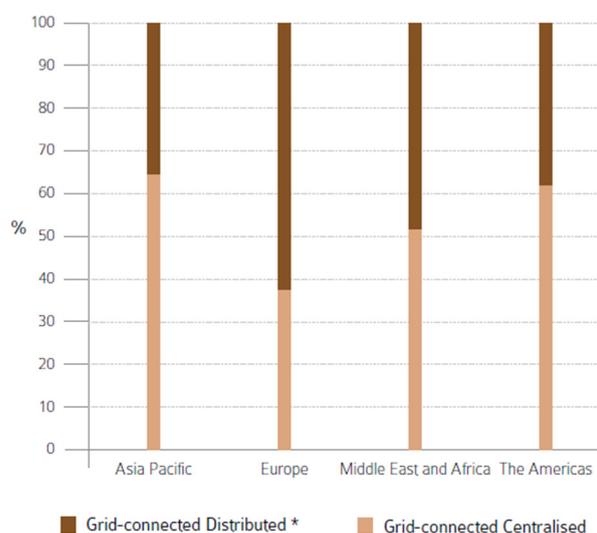
<sup>4</sup> <https://www.gogla.org>

## 地域別の太陽光発電の発展状況

初期の太陽光発電市場は、欧州、特にドイツでインセンティブが導入されたことから、欧州市場が大きく発展し、2008年にピークを迎えた。世界市場の規模は、2000年代初めには緩やかに成長し、2000年の約200MWから、2004年には約1GWとなった。その後、欧州市場への大規模投資により、市場はさらに急成長した。2008年にはスペインが市場の発展に拍車をかけ、欧州全体で2006年には8GW、2010年には17GWまで増加し、世界市場の80%超を欧州市場が占める状態が2010年まで続いた。

2011年以降は、アジア及び米州のシェアが急速に伸び始め、一部の欧州市場（スペイン、フランス）は、太陽光発電ブームの「崩壊」段階に入って市場が縮小し、アジアが主導権を握るようになった。これによりアジアのシェアは50～75%で推移しており、2023年には70%近くに達した。

IEA PVPS 加盟国（の大部分）の詳細情報については、IEA PVPS の年次報告書（国内調査報告書（NSR）及び Annual Report）を参照されたい。国別のさらなる詳細については、各国の IEA PVPS タスク 1 専門家にコンタクトされたい。



\* 独立形を含む

図2.12 系統連系形太陽光発電システム（集中型・分散型）の地域別年間設置容量比率（2023年）

出典：IEA PVPS、その他

### 米州（南北アメリカ大陸）

米州では2023年に52.6GWが設置され、累積設置容量は248.4GWであった。年間設置容量は、世界全体の12%弱を占めた。この比率は前年の16%から減少したが、その理由は中国市場が他の市場を大きく上回ったためである。2022年同様、米州の設置容量の大部分は米国とブラジルが占めているが、累積設置容量が1GWを超えた国が複数あり、継続的に年間数百MWを設置している国もある（カナダ、チリ、メキシコ）。

米州では、分散型太陽光発電及び集中型太陽光発電、両分野で普及が拡大している。米国では、

カナダと同様に、入札及びPPAの両方により電力事業用太陽光発電分野が市場をけん引している。一方、ブラジルでは、分散型太陽光発電分野が最大である。米州では米国の設置容量が最大で他国を大きく引き離しており、新たに33.9GWが設置され、累積設置容量は177.3GWとなった。2023年の米国の太陽光発電システム設置容量は過去最多であった。これは、2022年にサプライチェーンの混乱により遅延が生じていたシステムや、系統接続待ちの問題を抱えていたシステムが接続されたためである。電力事業用太陽光発電システムは、2022年の14.59GW（2021年：18.2GW）から、2023年には24.3GWに急増した。一方で、分散型太陽光発電システムの年間設置容量は9.5GWで2022年の8.2GWから増加した。2022年に成立したインフレ抑制法（IRA）のインセンティブもまた、電力消費率の増加、再生可能エネルギーの基準及び公約、ソーラー・コミュニティへの支援と同様、設置容量の増加に貢献した。ブラジルは引き続き米州で第2位、世界では第5位の市場となった。（米国とは）まったく異なる進展を遂げており、新たに設置された12.4GWのうち、67%（8.3GW）は分散型であった。30GW超の分散型太陽光発電プロジェクトが系統連系を申請しているものの、このうち、どれほどの容量が実際に稼働するかは未知数である。ブラジルの累積設置容量は37.8GWとなった。

IEA PVPS非加盟国については、2023年にはメキシコが、ソノラ州における1GWの太陽光発電所のうちの第1段階（120MW）の稼働を開始するなど、1.6GWを新設した。分散型太陽光発電システムの新規設置容量は480MWと堅調を維持した。

その他の南米市場は、ブラジルに比べると依然として低調であるが、多くの国で何百MWものプロジェクトが今後稼働を開始する予定で、これより小規模な数十MW～数百MWの集中型プロジェクトも計画されている。アルゼンチンでは、非常に活気のない2022年を経て太陽光発電市場が活気を取り戻し、2021年の設置容量に近づくほど回復した。とはいえ、数GWの太陽光発電システムの計画が進行中だが、設置容量はわずか数百MWにとどまった。エクアドルでは、政府が2021年の競争入札の落札者を選定したが、当初予定の345MWの募集容量を縮小しわずか120MWとした。チリは南米で第2位の市場で、累積設置容量は10GWに近づいている。2023年には、電力事業用、商業用及び分散型の太陽光発電システム全体で、1.3GW超の太陽光発電プロジェクトが稼働を開始した。コロンビアでは、2023年に約200MWの電力事業用太陽光発電システムが稼働を開始したほか、1GW超のプロジェクトが建設を開始しており、5GW超の容量が入札で選定されるなど、商業用プロジェクト向けの分散型太陽光発電に対する関心が高まっている。

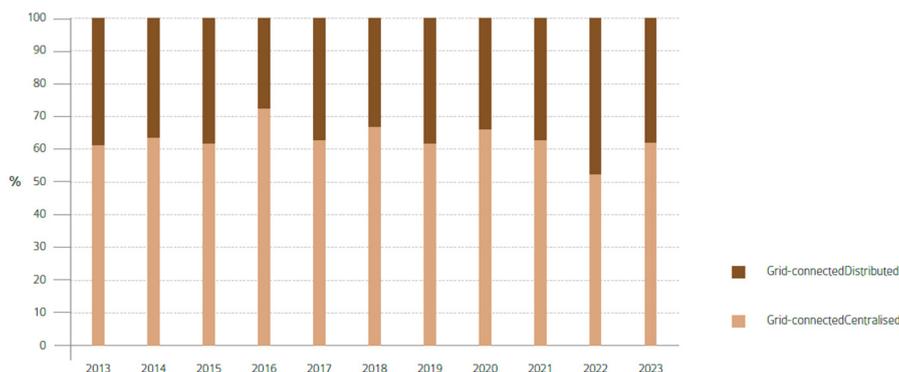


図2.13 米州における市場分野別の太陽光発電システム設置容量比率

出典：IEA PVPS、その他

## アジア太平洋

アジア太平洋地域では、2023年に314.4GWの太陽光発電システムが設置され、累積設置容量は1TW近くに達しており、最小で946.2GW、最大で988.8GWと推定されている。アジア太平洋全域において市場は引き続き堅調である。若干の例外として、例えば、インドや、日本及びオーストラリアの電力事業用分野では2022年比で設置容量が減少した。アジア太平洋地域は世界の年間設置容量の69%を占め、2022年の59%を上回っており、同地域の累積設置容量は今では世界全体の60%を超えている。

中国の太陽光発電市場の規模は、アジア地域のみならず世界を席卷しており、他の市場は後れを取っている。2023年には、アジアのIEA PVPS加盟国数ヶ国がGW規模を導入した（中国、日本、オーストラリア、韓国）。これより少ないもののマレーシアも1GWに近づく設置容量を達成した。

中国は、277.2GW（DC）（前述の通り中国の国家能源局（NEA）のAC値をIEA-PVPSのAC/DC比率を用いて換算した値）を設置し、累積設置容量は691.2GW（DC）に達した。分散型と集中型の均衡のとれた2年間の成長を経て、2023年は実質的に集中型太陽光発電が市場をけん引した（新規設置容量の65%）。設置容量は地域によって偏りがあり、北京以南の沿岸部の省に集中しているが、西部の新疆ウイグル自治区の設置容量は沿岸の一部の省の容量に追いついていっている。中国における再生可能エネルギーの年間導入目標の160GWが完全に達成されたことから、2023年は「再生可能エネルギーの普及にとって重要な年」であったとNEAは宣言した。

IEA PVPS非加盟国の中では、設置容量とポテンシャルの点でインドが最大の市場である。人口が多いため、そのポテンシャルは、中国と同等（電化の必要性を鑑みるとそれ以上）である。一連の行政的な課題・困難により、2020年に設置容量が4.4GWと鈍化した後、市場は、2021年（13GW）と2022年（18GW）に上向き、2023年には引き続き成長し、13.0GWの系統連系形太陽光発電システムが設置された（2024年4月に発行されたIEA PVPSのSnapshotレポートの公開後に数値が更新された）。インドでは、年間設置容量における電力事業用太陽光発電のシェアが2022年と2023年のいずれも75%を超えた。2023年には50GW超の入札が実施され、その多くは「太陽光発電＋蓄電」システム向け、技術中立、あるいはハイブリッド・システムの入札であった。分散型市場はわずかに成長したが、依然として電力事業用太陽光発電に相当遅れをとっている。一方で、独立形システムは様々な用途で相当量を占めている。

日本市場では、年間設置容量が2022年の6.6GWから6.3GWに減少し、累積設置容量は91.4GWとなった。日本市場は年々緩やかに縮小しており、年間設置容量は2012年以降最低となった。年間を通じて入札は募集枠に満たない状況で、集中型太陽光発電システムの市場シェアは（2022年の56%から）47%に低下した。建物設置型システムの設置を奨励するため、固定価格買取（FIT）制度に基づく買取価格を複数の分野で増額し、分散型市場のシェアが数年振りに15%増加した。

韓国とオーストラリアの年間設置容量はいずれも安定しており、韓国は横ばいの3.3GW（累積：27.6GW）、オーストラリアは4.2GW（累積：34.5GW）であった。とはいえ、2つの市場は異なっており、韓国では集中型システムが主流であるのに対し、オーストラリアでは分散型市場が主流である。オーストラリアでは、2025年末までに、100%再生可能エネルギー由来電力を数時間にわたり定期的に供給することが期待されており、電力事業用太陽光発電システムの開発をさらに促進するために新たな系統容量に投資している。

台湾は一年間で累積設置容量の25%に相当する2.7GWを新たに導入し、累積設置容量は10.4GWに達した。一方、タイ市場は傑出しており、約4GWが導入されて累積設置容量は8.9GWに達した。フィリピン市場は、2023年は依然として小規模であったが、エネルギー市場の自由化により海外投資家にとって魅力的な市場であることが示され、1GWの水上設置型太陽光発電（FPV）を含む数GWのプロジェクトが計画段階にある。また、4GWの太陽光発電システムの建設が開始された。2024年にはいくつかの大規模導入が見込まれている。マレーシアでは0.7GWが設置されて、累積設置容量は3.4GWとなった。パキスタンでは、2023年に大量の太陽電池モジュール（一部の情報源によると7GW超）が輸入され、約1.3GWが設置された。政府の建物に太陽光発電システムを設置するための一連の入札が行われたほか、600MWの競争入札が実施された。バングラデシュでは275MWの電力事業用システム1基が設置されたほか、外国資本による所有権取得が容易になったことで、1.5GWを超えるシステムの設置が認可された。パキスタンとバングラデシュでは、顧客の気候目標を達成するため、繊維メーカーが敷地内にて太陽光発電システムの設置を開始している。これは業務用（C&I）太陽光発電システムの新たな動向の始まりとなる可能性がある。インドネシアでは、500MWへの拡張計画に先立ち、192MWのFPVシステムなど数百MWの太陽光発電プロジェクトが稼働を開始した。

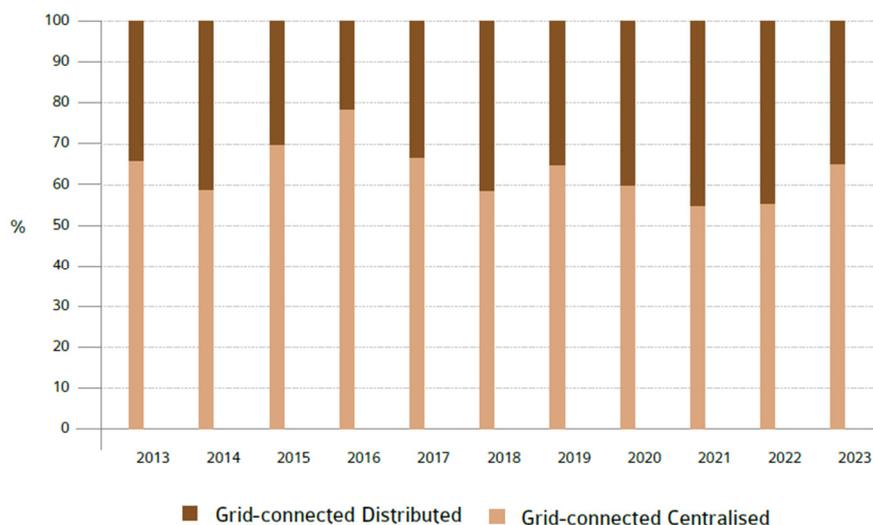


図2.14 アジア太平洋地域における市場分野別の太陽光発電システム設置容量比率  
出典：IEA PVPS、その他

## 欧州

欧州は、長年にわたり太陽光発電の発展を先導し、2000年から2012年にかけては世界の太陽光発電設置容量の大部分を占め、2012年には累積設置容量の70%を占めるに至った。2009年から2012年にかけての急激な価格低下は、主に中国の生産能力の拡大によるもので、欧州市場に大きな影響を及ぼした。太陽光発電が短期間で非常に急速な発展（「太陽光発電ブーム」）を遂げたことが、従来エネルギー産業の多くの利害関係者からの反発を招き、各種施策によって複数の国で市場が縮小した。2013年から2017年には、アジアや米州を中心とした欧州以外の地域で太陽光発電システムの導入が急速に進展した一方で、欧州における設置容量の伸びは鈍化した。さらに、一部の国では、太陽光発電システムの設置に対する支援制度のコストを削減するために、買取価格の適時的な減額や追加課税などの施策が実施された。このような現象は、世界の他の地域より先に速いスピードで太陽光発電の開発が進んでいた欧州を中心に起きていた。スペイン、イタリア、チェコ、ベルギー、フランスなどでは、資金支援者や開発事業者、プロシューマーの信頼に影響を及ぼすいくつかの施策が導入された。

大部分の国で状況が徐々に改善され、2020年代初頭を通して欧州における太陽光発電システムの設置が増加した。その後も、多くの欧州市場が毎年成長しており、特に分散型分野では、2022年の電力価格高騰により住宅用、業務用（C&I）システムの導入が拡大したことが市場拡大を後押ししている。欧州全域の累積設置容量は、2022年の42.4GWから増加して63.3GWに達したが、世界の太陽光発電市場に占める割合は17.5%から14%に低下した。欧州の現在の累積設置容量は305.2GWである。

エネルギー市場の一部において共通の規制枠組みの恩恵を受けている欧州連合（EU）及びその加盟国と、独自のエネルギー規制を持つEU非加盟国とを区別することが重要である。

多くの欧州諸国では、太陽光発電の普及の第一歩としてフィードイン・タリフ（FIT）制度を採用した。今では分散型太陽光発電システムは自家消費（または類似モデル）に移行する動きが加速している。また、電力事業用太陽光発電システムは入札や電力売買契約（PPA）が一般的になっている。これは欧州に限った傾向ではないが、電気料金が高いために自家消費が他の地域に比べて速く進展したことは間違いない。EU諸国のうち、規制の枠組みが市場の需要に追いついている複数の国では、共同自家消費やオフサイト自家消費の開発も加速している<sup>5</sup>。

欧州では、過去には世界の他の地域と比較してBIPVがより奨励されていたが、数GWが設置されて以降、BIPVはニッチな市場にとどまっている。簡易型BIPVは、相変わらずニッチな市場として一部の国で順調に発展しており、野心的な気候目標に対応するために、建築規制により特定の太陽光発電システムの設置を義務づけている国でゆっくりと発展し、増加する可能性がある。当初、スペイン、ドイツ、フランスで成長した電力事業用Merchant PV（発電電力を卸電力市場で売電する）は、最近では、ルーマニアでプロジェクトが増えており、引き続き市場シェアが拡大しているPPAやコーポレートPPAとともに、近い将来、大きな市場シェアを獲得する可能性がある。欧州における太陽光発電の開発は、総じて2023年を通して引き続き活況で、中国の過剰な生産能力は、米国やインドよりも、より開放的な欧州市場をターゲットにしている。

<sup>5</sup> IEA PVPS タスク 14 資料「Self-consumption of electricity produced with photovoltaic systems in apartment buildings - Update of the situation in various IEA PVPS countries」（集合住宅における太陽光発電システムによる発電電力の自家消費：IEA PVPS 加盟国の最新情報）を参照されたい。

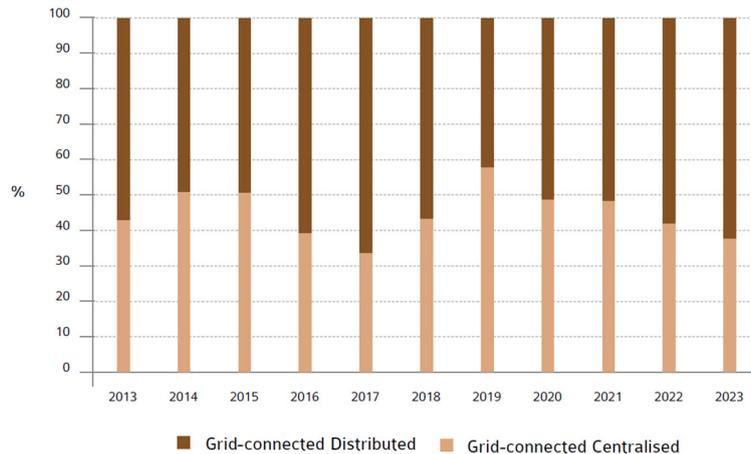


図2.15 欧州における市場分野別の太陽光発電システム設置容量比率  
出典：IEA PVPS、その他

## 欧州連合（EU）

欧州連合（EU）における2023年末時点の太陽光発電システム累積設置容量は273.7GWに達し、欧州全体の設置容量の90%を占めた。より広範な欧州市場と同様、住宅用及び業務用（C&I）屋根設置型太陽光発電システムは最も重要な分野となっており、年間設置容量の61%を占める（2022年の57%から増加）。2023年の市場は、2022年後半における電力市場価格の急騰の余波と、中国での生産能力の大幅増に伴うモジュールの強気な価格設定の影響を大きく受けている。14ヶ国が1GW超を設置しており、ドイツ（15.0GW）を筆頭に、スペイン（8.9GW）、イタリア（5.3GW）、ポーランド（4.9GW）、オランダ（4.8GW）、フランス（4.0GW）、オーストリア（2.6GW）が続く。ベルギー、スウェーデン、ハンガリー、ギリシャ、ポルトガル、ブルガリア、ルーマニアの年間設置容量はそれぞれ1～2GWであった。集中型発電と分散型発電の市場シェアは国によって異なり、欧州市場のうち、集中型太陽光発電システムが0.5GW超を占め、電力事業用太陽光発電が市場のけん引役となっている国は、スペイン、オランダ、ハンガリー、ブルガリアである。一方、分散型システムの新設容量が0.5GW超で、年間設置容量が分散型市場にけん引されている国は十数ヶ国以上あり、特にドイツ、イタリア、ポーランド、フランス、オーストリアが挙げられる。

オランダは、人口1人当たりの設置容量が1,288Wと、引き続きEU最大である。太陽光発電の普及率がEUの現在の平均値である488W/人を超えるEU諸国の数は、6ヶ国から12ヶ国に倍増した。うちオランダ以外で700W/人を上回ったのは、ドイツ（974W/人）、ベルギー（842W/人）、スペイン（806W/人）、オーストリア（700W/人）で、さらに5ヶ国がEUの平均を上回っている。

## その他の欧州諸国

IEA PVPS非加盟国では、2023年に英国が2022年の約2倍となるに1.3GWを設置した。2023年末時点の英国の累積設置容量は16.0GWであった。2023年の入札で1.9GWが選定され、2025～2028年に稼働を開始する見込みで、電力事業用太陽光発電分野が主流となっている。スイスは引き続き設置容量を拡大し、1.6GWを設置した。従来同様、大半は屋根設置型システムである。

## 中東及びアフリカ

中東及びアフリカでは、特にアフリカ諸国において、太陽光発電の発展は大規模市場に比べて緩やかである。しかし、ここ数年は、太陽光発電市場は、ほぼすべての国で小幅な成長を遂げ、一部の国では大きな成長が見られた。大部分の国で、エネルギー計画に太陽光発電を盛り込み、国家目標を設定して太陽光発電を普及させるための規制の枠組みを整備するという明らかな傾向がみられる。

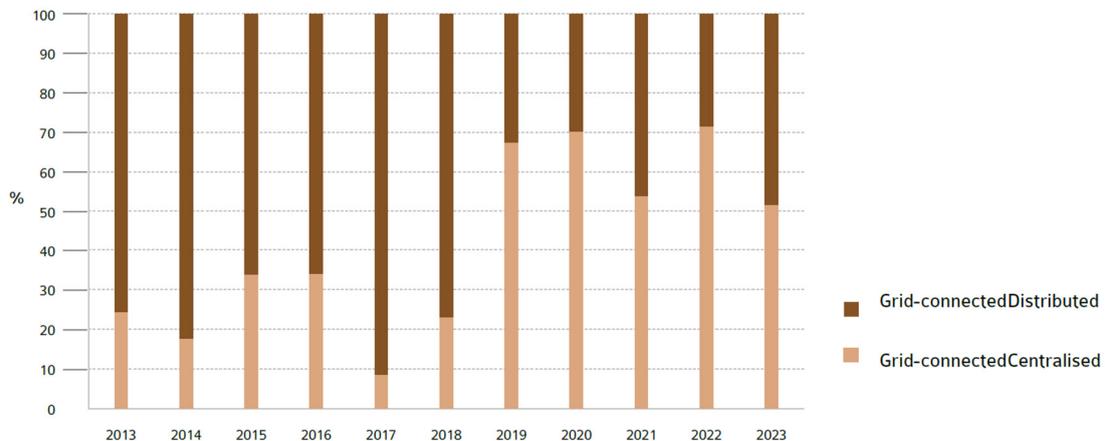


図2.16 中東及びアフリカにおける市場分野別の太陽光発電システム設置容量比率

出典：IEA PVPS、その他

## 中東

中東は日射量が豊富であり、太陽光発電システム設置に関しては、優れた日射レベルに基づく最も競争力の高い地域のひとつであり、入札を通じて締結されるPPA価格は世界最低水準である。2023年には複数の大規模システムが稼働を開始し、年間設置容量は7.5GWと、前年の5.5GWを大きく上回った。2023年の設置容量は3ヶ国で1.9GWとなった。内訳は、サウジアラビア（累積設置容量はわずか2.9GW）、トルコ（累積設置容量が中東最大の14.4GWに達した）、アラブ首長国連邦（UAE）（累積設置容量は7.1GW）であった。イスラエルの設置容量は1.1GWを維持し、累積設置容量は5.7GWで、同地域の他の市場は遅れをとっている。

中東では、電気料金が政府予算の補助を受けているケースが多いため、長年にわたり太陽光発電の競争力は限定的であったが、イラン、カタール、クウェート、サウジアラビア、バーレーン、ヨルダン、オマーン、UAEなどの国は、太陽エネルギーなどの再生可能エネルギーに関する今後数年間の目標を設定済み、または設定しようとしている。分散型太陽光発電に関する状況は緩やかに変化しており、トルコ、エジプト、ドバイ（2023年に上限が引き下げられた）、バーレーン、ヨルダン（2024年にはネットビリング制度へ移行）など数ヶ国でネットメタリング制度が提案されている。イラン、イスラエル、サウジアラビア、チュニジアではフィードイン・タリフ（FIT）制度などが提案され、カタールやモロッコでは、同様の制度を導入する計画が立てられている。UAEは、ピーク時の負荷を緩和するために分散型発電システムの系統連系を促進している。トルコは、分散型太陽光発電システムを促進するために、持続可能な建物指令を検討している。急速

に発展している中東・アフリカ地域のもうひとつの傾向として、新たな都市や地域の開発に政府が意欲的であることが挙げられ、地域全体で再生可能エネルギーのモデルケースとなることを目指している。マスタートール・シティ（UAE）や、King Salman Energy Park（サルマン国王エネルギー団地、SPARK）及びNEOM（サウジアラビア）がその実例である。

集中型太陽光発電に関しては、地域の短期的・長期的な太陽光発電開発計画において入札が不可欠な要素となっており、政府や国有機関が、単一サイトまたは複数サイトのプロジェクトに関する調達入札を行っている。2023年の例としては、サウジアラビア（国家再生可能エネルギー計画（NREP）の第5回入札：3.7GW）がある。モロッコは400MWの太陽光+蓄電プロジェクトを選定するNoor PV III入札を行い、チュニジアは1GWの入札を実施した。ヨルダン、エジプト、UAEでは、太陽光発電によるグリーンアンモニア/グリーン水素プロジェクトが進行中である（UEAでは、鉄鋼産業のグリーン化を目指している）。同時に、サウジアラビアでは、10GWの冶金法による金属シリコン、ポリシリコン、セル・モジュール製造工場の計画が開始されている。

## アフリカ

アフリカ市場は活況であるが、情報源により設置容量に関する報告値が異なるため把握が困難である。多くのアフリカ諸国では、報告の基準や報告能力が低いことに加えて、かなりの量の独立形極小規模・小規模太陽光発電システムが当局に報告されていない可能性がある。新型コロナウイルス感染症（COVID-19）はアフリカの成長に影響を与えており、2019年から2021年にかけて、食料や生活必需品に財源が振り向けられたことにより市場が縮小し、以前の好調な太陽光発電の発展や村落電化の取り組みが停滞した。

アフリカは太陽光発電の地域市場としては世界最小規模であり、累積設置容量は推定20GWのみで、うち3.7GW超が2023年に設置された<sup>6</sup>。南アフリカが地域最大市場で、2023年の年間設置容量は3.0GW、うち2.6GWが分散型で、累積設置容量は7.5GWに達した。その他の国々は、業務用（C&I）分野が初期段階にあり、容量は依然として小さい。ニジェールでは30MWのGorou Banda太陽光発電所が開設され、ザンビアでは33MWの太陽光発電所が稼働を開始し、2GW超の計画があるほか、エリトリアでは30MWの太陽光発電+蓄電プロジェクトの入札が実施され、ケニアでは30MWの水上設置型太陽光発電（FPV）システムが設置された。シエラレオネでは、50MWのシステムの資金調達が正式に決定された。

大規模システムは、引き続き太陽光発電市場の中心であるものの、将来の電気料金上昇に対処するために企業が自家発電を模索する中で、業務用（C&I）分野が徐々に勢いと成熟度を増している。

グリーン水素プロジェクト向けの大規模システムは、主に肥料用のアンモニア生産を目指して進行中または検討中で、これによりアフリカの食料安全保障が強化されるだけでなく、多くのアフリカ諸国での豊富な日射量が活用される。専門家は、競争力が高いグリーン水素を生産できると確信している。

アフリカは、電力需要が小規模で一極集中している国が多く、500MW未満のこともあるため、電力インフラと電力市場の問題が重要である。この点で、太陽光発電システムを系統連系するだ

---

<sup>6</sup> アフリカ太陽光発電産業協会（AFSIA）

けでなく、電力系統インフラを強化し、隣国との系統連系を図ることが求められている。

ミニグリッドは村落電化のための重要なツールであり、2023年には一連のプロジェクトが発表・開発された（アンゴラ、ボツワナ、ガーナ、ナイジェリア、セネガル、ソマリアなど）。この分野は、純粋にビジネスとしてバンカビリティ（融資適格性）を向上させるソリューションを模索しているものの、いまだに助成金や補助金に大きく依存している。

これらの分野では、民間投資を呼び込むことが最も困難なことのひとつである（投資家は、リスクレベルと初期費用に敏感である）。しかし、新しい再生可能エネルギー市場は、国内外の投資家にとってますます魅力的になっており、アフリカ（特に遠隔地域）では、太陽光発電の開発にとって最も競争が厳しい分野となっている。すなわち、太陽光発電所は既存のディーゼル発電機を代替・補完するものとして、投資家の関心が寄せられている。

初期の太陽光発電プロジェクト開発は、政府の支援及び寄付団体によって支援された村落電化を中心とした、極小規模・小規模システムであったが、現在は、より市場中心の開発へと移行している。PAYG（pay-as-you-go）と称される分割払いによる設置モデルは、住宅用太陽光発電システムの需要家の資金調達を容易にするために利用されている。一方で、クリーンで信頼性の高い電力へのアクセスを促進するために、多様な支払方法が設定されている。独立形太陽光発電システム（水汲み上げポンプ用など）は、需要家に安価な電力を供給するためにこれまで以上に大きな役割を担うことが予想される。

人口の増加、社会経済の活性化（電化率が高い国における人口一人当たりのエネルギー消費量の増加）、電力生産の脱炭素化、産業・交通の電化、グリーン水素生産など、数多くの要因によってエネルギー消費と電力アクセスの増加が予想されるため、市場拡大の加速に向けて、これまで以上に支援政策や規制緩和が必要である。

アフリカは、既に水不足や食糧生産の減少といった深刻な気候変動の影響に直面している。したがって、営農型太陽光発電や水上設置型太陽光発電（FPV）のような土地の二重利用は、電力を生産すると同時に食糧資源を増加させ、水資源を保護する可能性のある手段である。

表2.6 太陽光発電市場の詳細統計（2023年）

国	年間設置容量 (MW)			累積設置容量 (MW)		
	分散型	集中型	合計	分散型	集中型	合計
オーストラリア	3,182	972	4,153	23,165	11,356	34,522
オーストリア	2,295	308	2,603	5,832	563	6,395
ベルギー	1,621	185	1,806	9,533	422	9,955
カナダ	99	724	823	2,337	5,003	7,340
中国	96,290	180,886	277,176	255,980	435,261	691,241
デンマーク	321	167	487	2,031	1,879	3,910
フィンランド	302	16	318	959	49	1,008
フランス	2,587	1,374	3,961	12,701	10,963	23,664
ドイツ	10,357	4,648	15,005	63,916	18,389	82,305
イスラエル	830	320	1,150	3,472	2,185	5,657
イタリア	4,399	856	5,255	21,060	9,259	30,319
日本	3,328	2,972	6,300	54,517	36,849	91,366
韓国	514	2,792	3,306	3,675	23,944	27,619
マレーシア	266	444	710	1,289	2,100	3,390
モロッコ	693	35	728	1,679	35	1,714
オランダ	1,964	2,824	4,788	9,463	13,574	23,037
ノルウェー	299	4	303	653	4	657
ポルトガル	775	509	1,285	1,522	2,300	3,822
南アフリカ	2,600	365	2,965	5,205	2,299	7,504
スペイン	2,047	6,940	8,987	8,346	30,640	38,986
スウェーデン	1,611	77	1,688	3,945	270	4,215
スイス	1,641	0	1,641	6,306	68	6,375
タイ	1,103	3,484	4,587	2,380	6,620	9,002
トルコ	1,027	840	1,867	11,309	3,084	14,393
米国	9,530	24,345	33,875	60,096	117,248	177,344
<b>IEA PVPS 加盟国合計</b>	<b>149,681</b>	<b>236,086</b>	<b>385,766</b>	<b>571,372</b>	<b>734,366</b>	<b>1,305,739</b>
ブラジル	8,346	4,100	12,446	26,330	11,487	37,817
インド	2,995	10,025	13,020	15,771	106	92,645
<b>IEA PVPS 非加盟国合計</b>	<b>39,346</b>	<b>30,890</b>	<b>70,244</b>	<b>156,529</b>	<b>179,941</b>	<b>336,218</b>
合計	189,027	266,975	456,010	727,900	914,307	1,641,956

出典：IEA PVPS、その他



### 3章 政策の枠組み

太陽光発電のコスト環境が過去2年間で変化し、2022年中盤には高コストながら高い競争力を有していたのが、2023年後半には太陽電池モジュール・コストの急落がありながらも競争力は低下したため、市場競争下においても政策による支援が重要であることが一層明白になっている。

1990年代後半以降、太陽光発電の開発は、フィードイン・タリフ（FIT）制度、直接的補助金、税額控除から競争入札やフィードイン・プレミアム（FIP）制度に至るまで、さまざまな支援制度によって推し進められてきた。当初の目的は概ね、太陽光発電による電力コストと従来型電源による電力コストとの格差を縮小することにより、競争力の欠如を補うことにあった。最近では、太陽光発電のコストが急速に下がったため、一部の国やさまざまな市場分野で競争力はもはや問題ではなくなっている（詳細は第6章「2023年における太陽光発電電力の競争力」を参照されたい）。

集中型太陽光発電システムに対する支援制度は、競争入札を通じた市場での売電収入に上乗せをする形式が増加している。市場価格を考慮した上で、最低限の報酬を保証するものとなっており、電力売買契約（PPA）や市場での売電（Merchant PV）の発展を後押ししている。こうした差額決済契約（CfD）制度は、2022年のように市場の電力価格が高い場合には政府に利益をもたらすことが実証されている。太陽光発電の競争力が高まり、財政的インセンティブが不要になると、大規模システムは直接PPAに移行し、契約期間も短くなる傾向にある。必然的に、当初このような民間PPAで運用される太陽光発電システムの多くは、最終的には卸電力市場で売電することになる（Merchant PV）。2022年は市場の電力価格が高かったため、一部の欧州諸国での入札は、応札が募集容量を下回る事例があった。しかし、2023年は市場の電気料金が不安定で資金調達コストが上昇する中、落札プロジェクトには一定の収益性が保証されることと、比較的資金調達が容易であったため、複数の国の入札で応札が募集容量を大幅に上回った。

新しい市場では、分散型太陽光発電への支援は、多くの場合、ネットメタリング制度から始まり、その後フィードイン・タリフ（FIT）制度が設定され、最終的には、自家消費後の余剰電力を

電力事業者または政府が設定した価格で買い取る何らかの形のネットビリング制度に至る。この価格は、(余剰電力を抑制するため) 卸電力価格よりも低く設定されることもあれば、割増価格でフィードイン・タリフ (FIT) 制度の恩恵を受けることもある。直接的補助金や税額控除は世界各地に存在するが、直接的補助金政策は政府にとって初期コストが高いため弱い傾向があり、特定の市場分野を刺激するためにのみ使われることが多くなっている。

住宅用及び業務用市場では、多くの国で自家消費が選択されており、規制や支援策もそれに沿ったものとなっている。競争力を持つ一部の市場では、支援施策が停止されたり、建材一体型太陽光発電 (BIPV) や営農型太陽光発電といった新興分野を支援するものに調整されたりしているが、その他の国々では、気候変動への対応、エネルギー主権の追求、野心的な太陽光発電開発目標などのため、支援予算や支援水準を引き上げることで普及の加速化に乗り出している。建物や駐車場への太陽光発電システムの設置義務化、許認可の複雑さやコストに対応するための支援制度、電力市場へのアクセスの円滑化、プロシューマー向けの系統アクセス政策など、太陽光発電を奨励・円滑化するためのさまざまな間接的政策が、太陽光発電の普及を加速させるために世界中で導入されている。

太陽光発電の競争力が十分に備わっていない国・地域では、支援制度は、市場の成熟度と投資家からの信頼性の向上によって進化している。そのため一部の国では、コスト障壁及び投資障壁を克服するために、対象を絞った財政的インセンティブが今後も数年は必要となるであろう。ここ数年の電力市場の変動は、支援制度にはある程度の即時対応力が必要であり、長期的なプロジェクトの実行可能性を資金面で支えるには、競争力だけでは不十分であることを示している。

市場規模が大きい国・地域では、新たな政策の大半は自家消費制度で、コミュニティ・ソーラーのほか、共同自家消費やオフサイト自家消費といった革新的なものもある。自家消費を支援する政策は、需要家がプロシューマーになったりエネルギー・コミュニティを構築したりするための規制環境を整備するものであることから、非財政的インセンティブとみなされることもある。

エネルギー転換において、電化は重要な要素であり、蓄電池、ヒートポンプ、電気自動車 (EV) の販売は住宅用・業務用ユーザー向けに急増している。一方、再生可能エネルギーの普及率が高く、電力系統の容量が飽和しつつある地域では、大型蓄電池が迅速なエネルギー転換を可能にしている。これと並行して、ガス供給が脆弱なため各国政府が代替エネルギーへの支援を加速させる中、太陽光やその他の再生可能エネルギー電力を電源とする「グリーン」水素プロジェクトの開発が以前にも増して強力に進められている。

税金や送配電網の資金調達の問題は引き続き活発に議論されており、規制の枠組みを形作り、ビジネスモデルや太陽光発電電力の価格に影響を与えている。

## 太陽光発電市場のけん引力及び支援制度

市場は常に、複数の規制やインセンティブにより複合的にけん引されているため、市場けん引力に関する問題は複雑である。

### 支援制度と報酬モデルへのアクセス

支援制度は、オープンアクセス・スキーム（適用制限無し、または量/期間に上限有り。一般的にはシステム規模または設置形態に関連する一連の義務要件を伴う。設置業者の適格性要件または製品認証に関連する要件を伴う場合もある）、または競争入札を通じて適用を受けることができる。報酬モデルには、オープンアクセス・スキームの中ではフィードイン・タリフ（FIT）制度やフィードイン・プレミアム（FIP）制度（システムが発電した電力の全量に対して支払われることもあれば、自家消費（ネットビリング）後の余剰発電量に対して支払われることもある）、グリーン証書、直接的補助金が含まれる。一方で入札は、FIT制度からFIP制度または差額決済契約（CfD）制度への移行後に実施されるほか、電力または発電容量を調達するための入札も行われている。発電事業者と需要家の間の電力売買契約（PPA）は、これらのいずれの制度でもモデル化することができる。

### オープンアクセス・スキームにおけるフィードイン・タリフ（FIT）制度とフィードイン・プレミアム（FIP）制度

買取価格が予め定められたFIT制度は、分散型分野においては依然として太陽光発電を確実に展開させる重要なツールであり、既存制度の多くが2023年を通して続行されたが、廃止されたものもあった。FIT制度の原理は単純で、太陽光発電システムの発電電力が系統に逆潮流される場合に、決められた期間（大抵は10～20年間）にわたり、予め定められた価格で電力を買い取ることを保証する。FIT制度は国内の太陽光発電市場を促進するために確立されたもので、通常は公的機関や電力事業者が買取価格の支払いを行う。一般的には、中小規模のシステムのみが対象で、契約期間を通じて買取価格を固定できるほか、インフレその他の指数と連動させることも可能である。また、発電電力の全量を系統に逆潮流するシステムを対象とすることも可能だが、自家消費後の余剰電力のみを買い取る（ネットビリングとも呼ばれる）ケースも増えている。電力を全量逆潮流するか自家消費後の余剰電力を逆潮流するかを太陽光発電システム所有者が選択できたり、制度間（FIT/FIP）での移行ができる国もある。FIT制度は、住宅市場発展のためのけん引役としてその効力を発揮しており、引き続き、蓄電池を使わずに余剰電力を管理することで自家消費を奨励するツールとなっている。

2023年に政府（国、連邦政府、州政府）がオープンアクセスFITスキームを義務づけたIEA PVPS加盟国のうち、大半は住宅用分野を対象としているが（オーストリア、カナダ、中国（終了）、フランス、ドイツ、ギリシャ（新設）、日本、ポルトガル、スイス、タイ、米国）、業務用（C&I）分野に拡大しているところもある（オーストリア、フランス、ドイツ、日本）。競争力の高まりに伴い、政府によるFIT制度を段階的に廃止している国（オーストラリア）もある（オーストラリアでは、電力事業者が顧客獲得・ロイヤルティ戦略の一環としてネットビリングのフィードイン・タ

リフ（FIT）制度を設定しているほか、余剰電力の最低買取価格を設定している州もある）。2023年を通じてモジュール価格が大幅に下落したため、一部の国（フランス、米国（カリフォルニア州、ニューヨーク州、インディアナ州））では、太陽光発電の収益性の変動を考慮して、FIT買取価格の再調整が行われた。

グリッドパリティが達成された国では、FIT買取価格を引き下げたり（韓国が2023年に実施）、自家消費（ネットビリングFIT）後の余剰電力の逆潮流分と対象にFIT制度を維持したりするケースが増えている。FIT制度は各国で異なっており、政府が実施する場合と、地方自治体が実施する場合がある（オーストラリア、カナダ、中国、米国など）。また、同じ国でも地域により制度の導入状況や特徴が異なる場合がある。また、政策の枠組みとは別に、顧客の囲い込みを強化する手段として電力事業者が独自にFIT制度を実施している場合がある（オーストラリア、米国、中国（香港））。

フィードイン・プレミアム（FIP）制度は、卸電力市場価格にプレミアムが上乗せして支払われる制度で、固定プレミアムと変動プレミアムがある。スウェーデンとオーストリアでは、小規模分散型太陽光発電システムに対して固定プレミアムを適用している。スウェーデンの場合、発電量（kWh）に応じた税額控除を通じて管理されている。

太陽光発電を過度に補償することなく適切に奨励するFIT/FIP買取価格を定義することは、特にコストが不安定であったり急落したりしている場合には、細心の注意を要する。FIT制度のコストを負担する事業者（政府または電力事業者）は、一般的には、市場過熱がコストの流出や過度な補償を招かないようにするため、調整メカニズムを検討することになる。これは過去の市場過熱から学んだ教訓であり、これまでに2008年にスペイン、2009年にフランス、2010年にチェコ、2011年にイタリア、2012年にベルギーで市場が過熱し、2015～2017年には中国においても一定レベルの市場過熱を引き起こした。その他の多くの国でも、程度は低いものの同様の状況が発生している。このような市場過熱が予算を圧迫し、太陽光発電に対する世論にマイナス影響を与えたため、これらの市場の大部分では回復に何年もの歳月を要し、ようやく再成長がみられるようになった。

市場の安定した発展を維持するため、または財政負担を現実的なものに維持するため、調整メカニズムには、定期的な業界との対話、インフレ率と市場成長率を指標化して制度に盛り込むことなどが含まれる。

太陽光発電システムの価格カーブが一貫して低下してきた経験を踏まえ、多くの国が段階的にFIT買取価格を低減する制度を採用したり、予算を制限したりした。ドイツでは、政府が予め定めた導入目標よりも速く市場が拡大した場合には、FIT買取価格を月単位で調整し、太陽光発電の投資収益率を低下させることが可能である。日本ではFIT買取価格は定期的に調整され、2023年には、事業用（10kW以上）屋根設置型システムの買取価格が、この分野を促進するために引き上げられた。フランスでは、設置率と経済指標に基づいてFIT買取価格が引き下げられている。コストの上昇や投資の活発化など、経済状況により必要な場合には、経済指標と政府の介入によるFIT買取価格の増額・減額も可能である。

## インセンティブ付き自家消費

自家消費は、ネットメタリング、ネットビリング、自家消費電力に対するプレミアムの上乗せ、投資補助金など、各種制度の支援を受け、ますます多くの国で一般的になってきている。自家消費に対する支援策が様々な形で実施されている。その中には建物に設置される小規模太陽光発電システムの市場を発展させるためにこれまでに多くの国で採用された「ネットメタリング」があるが、ネットメタリングが正確には何を意味するか、さまざまな定義が存在している（同じ用語が異なる規制や異なる報酬モデルを意味する場合がある）。その最たる例として、米国では「ネットメタリング」という用語が州によって異なる自家消費制度を示す言葉として用いられている。

ベルギー、カナダ、デンマーク、ハンガリー、オランダ、ポルトガル、韓国、米国、さらにはパキスタンでも、系統に逆潮流された太陽光発電電力に対して電気料金と同額でクレジットを提供する真の「ネットメタリング」がこれまで市場の発展を支えてきたが、こうした政策は太陽光発電電力のリアルタイム消費を推奨する自家消費制度である「ネットビリング」への移行が進んでいる（2023年だけでも、ポーランド、米国（アーカンソー州、ノースカロライナ州、アイダホ州、ハワイ州））。

ネットビリングは、系統に逆潮流される余剰太陽光発電電力に対しFITを付与（またはスポット価格にFITを上乗せ）する形でインセンティブを提供するもので、フランス、イタリア、日本などで実施されている。また、電力系統への余剰電力の逆潮流量を抑えるため、使用時間帯別料金や低料金を設定し、蓄電池への投資を促すこともある（オーストラリアやカリフォルニア州（米国））。世界の一部の地域で系統が混雑したり、分散型太陽光発電の発電量が消費量を上回る場合には、系統への常時アクセスを保証しない出力抑制政策が実施されるようになる（オーストラリア、韓国）。

従来の市場ではネットメタリング制度からの移行が進んでいるが、マレーシア、エクアドルなどでは、最近になって、住宅用太陽光発電システムの所有者を対象にネットメタリング制度が導入された。一部の太陽光発電新興国でも、ここ数年でネットメタリング制度が導入されている（チリ、ヨルダン、アラブ首長国連邦（UAE）（ドバイ）、モロッコ、チュニジア）。自家消費制度とネットメタリング制度は電力フローにおけるエネルギーの相殺を基本とするものであるが、その他の制度も存在している。イタリアでは、消費電力と系統に逆潮流される電力、それぞれに異なる価格が設定されている。

## 直接的補助金、リベート及び税額控除

直接的補助金は引き続き多くの国で採用されている。補助金で賄えるのは総設置コストの一部に限られているケースが多い。太陽光発電は、保守費用が限定的かつ燃料コストが不要であるが、初期投資が高額であることが特徴として挙げられる。このため一部の国では、太陽光発電を奨励するため、初期投資費用を低減する政策を実施している。直接的補助金は、太陽光発電の発展初期段階に、オーストリア、オーストラリア、カナダ、フィンランド、イタリア、日本、韓国、リトアニア、ノルウェー、スウェーデンなどで実施された。

インセンティブは、各種の公的機関や、時には電力事業者から付与され、単独で、または複数のインセンティブを組み合わせることで利用できる。頻繁に政策が変更されるため（少なくとも、財政

状況を最新のプロジェクトの経済性及び政治的な優先事項に合わせて調整するため）、これらのインセンティブの有効期間は通常、非常に短い。政府だけでなく、地方自治体も重要なインセンティブや補助的な普及政策を提供している。地方自治体は再生可能エネルギー開発への関与を深めており、さらなる優遇策を提供する可能性もある。政府や地方自治体によるインセンティブが存在しない場合やインセンティブを補完する目的で、電力事業者が顧客に対して特別な導入支援制度を提供しているケースもある。

直接的補助金は、太陽光発電の開発を支援・促進する能力を長期にわたって発揮することができず、多くの国で徐々にFIT制度に取って代わられた。しかし、世界のすべての地域で廃止されたというわけではなかった。住宅分野に対する前払いの直接的補助金には心理的な魅力があるため（地域の文化によっては、FITによる後払いよりもエンドユーザーにとって魅力的な場合がある）、一部の国では引き続き直接的補助金制度を継続し（ベルギーのフランダース地方、韓国、ノルウェー、ポーランド、イタリア、スイス）、あるいは他の支援制度と組み合わせた直接的補助金制度を採用し（フランスではネットビリング制度を利用する自家消費向け）、オーストラリア、オーストラリア、ドイツ、ギリシャでは蓄電池付き太陽光発電向けに直接的補助金を支給している。スイスはシステムの規模、傾斜、標高に応じて直接的補助金にボーナスを上乗せしている。韓国では、住宅用システム（2004年以降）及び商業ビルに設置された建物用システム（建材一体型太陽光発電（BIPV）システムを優先）に対し、さまざまなプログラムで直接的補助金が引き続き給付されている。

また、各国政府が実験的に特定の分野に直接的補助金を交付している。日本では、オーストラリアやフィンランドと同様に、営農型太陽光発電（AgriPV）システムやその他の特定の土地を利用して設置される太陽光発電システムに補助金を交付している。米国には、太陽光発電システム設置のための様々な州政府や地方自治体による補助金がある。多くは低所得地域や歴史的に疎外されてきたコミュニティにおける普及拡大を目的としている（韓国も同様）。画期的なインフレ抑制法（IRA）には、農村地域への導入と先住民コミュニティへの導入の両方を対象とした助成金プログラムの増額や、歴史的に疎外されてきたコミュニティへの導入を奨励する複数の助成金プログラムの新設も含まれている。イタリアの各地域では、2023年に設備投資補助金を導入した。ある地域では、エネルギー貧困状態にある世帯を対象に、設置費用とメンテナンス費用を賄い、自己消費する電力は住民に無料で提供され、余剰電力の売電収入は融資基金に供給される自立型のスキームを立ち上げている。多くの国（イタリア、日本、韓国、米国のカリフォルニア州、ニューヨーク州、ネバダ州、イリノイ州など）に太陽光発電システムを設置する地方自治体向けの設備投資補助金制度があるが、多くの場合、建材一体型太陽光発電（BIPV）の使用を義務づける条件が付けられている。

税額控除は、ベルギー、カナダ、日本をはじめ様々な国に広がっており、FIT制度や直接的補助金やリベート制度（フランス、米国で2005年という早い時期に導入）との関連の有無に関わらず、世界中で長年にわたって活用されている。税額控除は設備費、人件費、稀ではあるが電気料金にも適用できる（スウェーデン）。

税額控除は、過去数年間でドイツ（2022年）、イタリア（2023年）、スウェーデン（2015年、2021年）などで導入（または再導入）されている。税額控除は個人（米国、イタリア、スイス、ドイ

ツ、フィンランド、スウェーデン) または企業 (米国、スイス、ドイツ、スウェーデン (小規模システムに限定)) が対象で、1年または複数年単位で運用される。税額控除は、依然として比較的調整しやすい人気のツールとなっている (例えば米国では、2022年のインフレ抑制法 (IRA) の一部として導入されている)。太陽光発電システムとともに設置される、あるいは既存の太陽光発電システムに追加される蓄電池も、税額控除の対象となる (米国、オーストリア、スウェーデン)。低所得世帯 (米国、英国) や自家消費システム (スペイン)、モジュールの現地生産 (イタリア、米国) など特定の要件に限定して、税制優遇措置が増額されることもある。

このほか、現地生産がほとんどない、あるいはまったくない国 (パキスタン、ベナン、ウガンダ、マリなど) においては、太陽電池モジュールの輸入関税を免除することで市場を活性化することができる。

## 競争入札

競争入札は、支援制度の恩恵を受けられる太陽光発電システムの量、予算、立地、種類を管理するために用いられている。太陽光発電電力の競争力を高めるという明確な目的のもと、世界中の多くの国で採用されており、供給量の増加と供給の安定性確保、あるいは供給コストの削減を目指す国家機関や電力事業者が実施している。

欧州では、オランダとフランスが2011～2012年と早くから競争入札を導入・実施している。2018年までには競争入札はさらに広範囲に拡大し、ドイツ、ポーランドをはじめ約10ヶ国が入札を実施した。以来、スカンジナビア諸国からバルト諸国、地中海沿岸諸国に至るまで、試験的導入も含め、入札制度を実施する欧州諸国は20ヶ国以上に倍増した。過去5年間で、ドイツ、イタリア、ポーランド、オランダ、英国、スペイン、フランスでは、入札により大容量のプロジェクトが選定された。

競争入札は、中～大規模のシステムを促進・管理するために、世界各地で実施が増えている。入札は、支援制度や土地の利用権の獲得、または電力売買契約の締結を目的として行われる。また、水上設置型太陽光発電 (FPV) システムや、ここ数年でより一般的になった営農型太陽光発電 (AgriPV) システムなど、特定の種別の太陽光発電システムへの投資を促すためにも利用されている。2022年11月に発刊された欧州委員会 (EC) の「欧州連合 (EU) の入札手続きによる再生可能エネルギー源由来電力に対する支援の成果」に関する報告書では、「再生可能エネルギーを対象とする入札の導入は、EUにとって紛れもない成功」であり、「政策支援制度と比較して支援コストを大幅に削減し、再生可能エネルギー設置容量を拡大し、技術向上のための確かな枠組みを提供した」と結論づけた。

当初、入札における最初の報酬モデルは、kWhあたりの固定価格に基づいて報酬が支払われるフィードイン・タリフ (FIT) 制度であった。一部の国において特に建物に設置する業務用 (C&I) システム (日本、イタリア、エジプト) などの一部の分野では現在も使用されているが、各国政府はフィードイン・プレミアム (FIP) 制度や差額決済契約 (CfD) への移行を着実に進めている。FIP制度は、変動する電力卸売市場価格に上乗せして固定プレミアムが支払われるもので、報酬額は変動する。オーストリアは2023年に、入札によるFIT制度からFIP制度に移行し、すでにこの仕組みを採用していたドイツ、オランダに続いた。日本は、システム規模別に、FITとFIP両方の入札

を実施している。差額決済契約 (CfD) 制度 (英国、ギリシャ、フランス、イタリア、ハンガリー、オーストラリア、スペイン) は、想定買取価格と電力市場価格との差異を補償することにより、一定の収益性を保証するFIP制度に相当する。また、一部またはすべての収益をグリーン証書から得る入札 (オーストラリア) や、市場の買取価格に何らかの「グリーン」ボーナスを上乗せする形の入札 (ベルギーのフランダース地方) を実施した例もある。

2023年3月にECが提案したEU域内電力市場設計の修正案には、電力市場が不安定な時期に発電事業者が過剰な収入を得ることを抑制する手段として、「公的資金が必要な低炭素発電への新規投資については、双方向の差額決済契約 (CfD) を利用する」ことを義務づける内容が盛り込まれた。

2023年、中東・北アフリカ (MENA) 地域では、アラブ首長国連邦 (UAE)、イスラエル、アルジェリア、モロッコ、チュニジア、サウジアラビア (3.7GW)、エリトリア、ボツワナ、モーリシャス、ナミビア、南アフリカ (1.8GW) で競争入札 (用地の制限無し、または特定用地向け) が実施された。中には、蓄電池の入札もあった (パナマ)。北米では、米国で州政府や電力事業者が入札を実施した。中南米では、アルゼンチン、チリ、コロンビアが入札を実施し、コロンビアの5.7GWをはじめ、かなりの容量のプロジェクトが選定された。カリブ海沿岸諸国ではジャマイカが入札を実施した。アジアでは、インド、ウズベキスタン、スリランカをはじめ、フィリピン、日本、韓国など、多くの国が入札制度を継続した。太平洋地域では、オーストラリアで州政府や電力事業者が入札を実施している。

2024年5月に議決された欧州委員会 (EC) のネットゼロ産業法 (NZIA) は、「相応の金銭的補償を上乗せして提供するか、あるいは適格性の条件を設けることで、高度な持続可能性と回復力への貢献を促進する」(第28.1条) 支援制度への道を開くものである。価格以外の基準は、競争入札やオークションに組み込むことが可能であり、レジリエンス基準により、政府は太陽光発電システムに使用する部品の調達先を多様化させ、特定の供給事業者や特定の国の供給事業者への依存を避けることができる。この基準は、現地産品調達の積極的な選択にも利用できる。

## 入札の動向

望ましいとされる太陽光発電システムの種類を管理し、そちらに誘導するためのツールとして、各国政府は、現地産品調達の選定基準やボーナス (スペイン)、土地利用の種類や建物への設置 (フランス、ルクセンブルク)、炭素含有量/温室効果ガス排出量 (フランス、韓国) など、新規あるいは既存の入札傾向を採用している。

入札は、太陽光発電システムの規模別 (韓国、フランス、ポーランドのように2つの基準) や設置タイプ別 (フランス、ドイツ、スイス、モルドバ) の仕様があり、特定の市場分野の発展を推進するために実施されている。設置タイプ別では、建物設置と地上設置により入札が分かれたり、募集容量が指定されたりしている。営農型太陽光発電 (AgriPV) に特化した入札や入札募集容量には明らかな傾向がある (過去にはフランス、ルクセンブルク、イスラエル。2023年にはイタリ

ア)。水上設置型太陽光発電（FPV）システムの入札は、2022年にポルトガル、2023年にインド、フィリピン、南アフリカで行われた。入札は、フランスやドイツで採用されているように、市場に投入するにはまだ早い革新的なシステムの報酬レベルを引き上げることを可能にする技術革新の推進力として利用することもできる。

現地企業にアドバンテージを与えるため、または環境フットプリントの良好な製品を優先するため、環境または現地産品に関する要件が設定されることもある。現地産業を新興させるため、入札での一定量の割り当てや特定の技術を推すセグメント・ボーナス、現地での製造を求める追加要件もある。一部の国では、現地産品比率のパラメータが議論されており、選考基準における第一あるいは第二に重要な付加的要素として機能している（インド、マレーシア、南アフリカ、トルコ）。この種の要件は、各国・地域における太陽電池モジュール製造の発展を実現することを目的としている。例えばトルコでは、現地産品を使用する場合には、通常のFITにプレミアムを上乗せしている。

入札は、国レベルでの太陽光発電開発及び太陽光発電コストの枠組みを決めるために主に利用されてきた。これは、規制当局にとって、最大容量を定め、最も安価で適切な発電所を選んで開発することを意味する。しかし、入札をさらに発展させ、発電容量やセグメント開発に関するより大規模で長期的なロードマップを描くために利用することが可能である。系統運用者とともに適切な計画を立てることで、入札は、特定技術の容量を一定の水準に展開し、電力系統を最適化し、エネルギー転換を現地産業支援のツールとして期待されるものになることができる。入札は、特定の種別の土地の利用への支援を確保するなど、社会的受容のガイドラインを満たす基準を設定することで、社会的受容を構築するツールにもなる。

このほか、技術的な制約がない入札も試みられている。この場合、太陽光発電は他の電源と競争することになる。カナダ、フランス、ドイツ、スペイン、イタリアなど、一部の国では、技術的制約のある入札と並行して、太陽光発電と風力発電の混合オークションを実験的に実施している。

## 競争入札と市場

競争入札は世界市場をけん引しており、プロジェクト開発事業者は、政府の支援制度に後押しされた契約であるという安心感から、ますます大容量プロジェクトに投資するようになり、各国政府は太陽光発電容量の増加を計画・管理するツールを手に入れた。

競争入札における入札価格は2021年まで着実に低下していたが、新型コロナウイルス感染症（COVID-19）や需要増の影響による太陽電池モジュール価格の高騰が原因で、価格の下落傾向が停止した。応札者は、落札するために入札価格を可能な限り下げ、利幅を縮小させる傾向がある。これまでの入札で数多くのプロジェクトを落札している開発事業者は、価格圧力の見通しに優れており、落札可能な価格で応札できる可能性が最も高い。

過去数年間、競争入札の制約の下でどこまで入札価格を下げられるかが試されてきた。フィードイン・タリフ（FIT）制度や差額決済契約（CfD）制度の報酬に関連した低い応札価格はリスクを伴う可能性があり、多くの専門家が、このような低価格での応札は、資本コストが極端に低く、機器コストも低く、またリスクヘッジの必要性が低い場合のみ実現可能であると考えている。利幅の縮小は、特に過大な競争入札においては、一部の市場関係者の長期的安定性にリスクをもた

らし、その結果、市場集中がさらに進む可能性がある。競争の激化により、最も競争力の高い（最低価格の）応札ではしばしばモジュール価格の下落を見込んだコスト計算を行っている。これにより、2021年から2022年かけてコスト高騰に直面した際に、プロジェクトが脆弱になり、採算が合わなくなる可能性が高くなった。

すべての再生可能エネルギーにおいて、近年、FIP制度を利用する入札の価格がマイナスになるケースが見られるようになった。このような事例では、プロジェクトの収益性は市場での売電やPPAによって確保しつつ、入札の枠組みによって系統容量の確保や借り入れによる資金調達のための信頼性向上など、収益以外の重要な課題を解決することができる。

逆に、モジュール・コストが上昇したり、市場電力価格が上昇したりすると、入札上限価格が（必要な報酬レベルを下回ったり、市場価格に比べ魅力が少なかったりするため）不十分（安すぎる）と見なされることがある。こうしたケースでは、競争入札がプロジェクト開発者にとって魅力的であり続けるために、市場にはないメリットを今一度提供する必要がある。長期契約に対する国の支援は、投資家と土地所有者のいずれをも喜ばせる、最も明白なメリットである。

2020年から2021年にかけてのコスト上昇から、2023年の電力市場の安定と市場価格の低下に伴うモジュール価格の大幅下落まで、過去2年間に太陽光発電の競争環境には多くの変化があった。その結果、プロジェクトの収益性のダイナミクスは変化し、政府主導の入札やPPAの魅力も変化した。

#### 欧州連合（EU）の政策枠組み

2018年12月、改正欧州再生可能エネルギー指令（RED II）により、再生可能エネルギー目標が2020年の20%<sup>1</sup>から引き上げられ、2030年までに32%と定められた。2019年には、クリーンな循環型経済への移行により資源の効率的利用を促進し、生物多様性を取り戻して汚染を削減するためのアクションプラン「欧州グリーンディール」が導入された。欧州グリーンディールの柱は、2050年までに気候中立を達成するという公約である。2020年9月、欧州委員会（EC）は、2030年までに温室効果ガス（GHG）排出量を55%削減するという2030年気候目標の引き上げを提案した。それに伴う影響評価<sup>2</sup>では、このような気候目標の引き上げは現実的であり、経済的にも実現可能であることが示された。影響評価によると、GHG55%削減目標を達成するためには、再生可能エネルギーの割合を約38.5%にする必要がある。

EUでは、特に太陽エネルギーと太陽光発電が、2050年の気候中立目標を達成し、EUの輸入化石燃料への依存度を大幅に削減するために、再生可能エネルギー技術を迅速かつさらに野心的に普及させるための礎のひとつに位置づけられている。現在提案されている対策には、化石燃料の輸入元をロシア以外の国に分散させるという重要な項目が含まれているが、化石燃料の使用を全面的に廃止する道筋は、まだそれほど明確になっていない。「Fit For 55」提案（2030年までにGHG排出量を1990年比55%削減）を完全に実施すれば、2030年までにEUの天然ガス消費量を30%削減することができる見込みであるが、それでも200bcm以上の天然ガスが必要となる。

2022年、ECはREPowerEU政策文書とソーラー・エネルギー戦略政策文書を相次いで発表した<sup>3, 4</sup>。

1. EC、REPowerEU政策文書、2022年3月8日、COM(2022)108最終

2. EC、ソーラー・エネルギー戦略政策文書、2022年5月18日、COM(2022)221最終

3. EC、REPowerEU政策文書、2022年3月8日、COM(2022)108最終

4. EC、ソーラー・エネルギー戦略政策文書、2022年5月18日、COM(2022)221最終

REPowerEU は、2030 年までに正味排出量を少なくとも 55%削減することを目指し、ソーラー・エネルギー戦略は、2021 年から 2030 年の間に太陽光発電システム設置容量を 450GW 追加することを求めているが、これは 2030 年までに公称容量を約 4 倍の 720GW 以上に増やすことを意味する。

欧州ソーラー政策文書には、太陽光発電の適時普及を加速させるための構成要素が数多く含まれている。目標達成のためのツールとして、以下の取り組みが展開されている。

- ・ 欧州ソーラー・ルーフトップ・イニシアチブ (European Solar Rooftops Initiative)
- ・ 土地のマルチユース (営農型太陽光発電 (AgriPV)、水上設置型太陽光発電 (FPV)、防音壁への太陽光発電システム設置など) を含む電力事業用太陽光発電システムの展開
- ・ 建物、地区、都市における太陽光発電の価値創出
- ・ 太陽エネルギーの効率的な配電のためのエネルギーネットワークの整備
- ・ 回復力のあるサプライチェーンの確立
- ・ EU の太陽光発電製品製造に関する投資の支援 (リスク回避、資金調達)

2024 年 6 月に施行されたネットゼロ産業法 (NZIA)<sup>5</sup> は、EU 域内でのネットゼロ産業の製造規模拡大に向け、好ましい環境を整備することを目的としている。戦略的ネットゼロ技術のひとつに太陽光発電が挙げられている。太陽電池の製造に関する規制枠組み (許認可) の簡素化や技能開発への支援は、EU の太陽光発電の競争力向上を目指す同法に盛り込まれた活動の一部である。

5. 欧州のネットゼロ技術製造エコシステムを強化するための対策枠組みの確立に関する欧州議会・理事会規則 (EU) 2024/1735 及び規則 (EU) 2018/1724 の改正 (2024 年 6 月 13 日) (EEA 関連文書)

このような状況下、例えば、市場環境がより魅力的であった場合、入札は応札容量が募集容量を下回り (2022年のフランス、南アフリカ、2023年の日本、韓国、ポーランド、セルビア)、入札価格が上限価格に近い、または上限価格を超えるなど競争的でないと見なされた場合、選定容量が募集容量を下回った (2020年と2021年のフランスの一部の分野、2022年のスペイン)。一方、投資の安全性が確保され、モジュール価格が低く、より魅力的であった場合は、応札容量が募集容量を上回った (2023年のアルゼンチン、フランス、ドイツ、ルクセンブルグとフィンランドの国境を越えた入札、ルクセンブルグの営農型太陽光発電 (AgriPV) 入札、アラブ首長国連邦 (UAE))。

2023年には最低入札価格が再び低下し、日本では初めて8円/kWh (55ドル/MWh) を下回った。2022年には26ドル/MWh (インド、南アフリカ、トルコ)、西欧 (ドイツ、フランス) では60ドル/MWh (電力事業用) から90ドル/MWh (建物設置) であったが、2023年に最も競争力があつたのはアラブ首長国連邦 (UAE) で、16.2ドル/MWhであった (ただし、インドでは最大約2倍、欧州では3倍超の幅があった)。

このような状況の中で、開発事業者は、法人顧客への売電 (コーポレートPPA) (ドイツ、フランス、スペイン、米国)、あるいは電力市場への直接売電 (Merchant PV) (オーストラリア、クローアチア、ドイツ、ルーマニア、スペイン) に目を向けている。

## グリーン証書取引及び類似のスキーム

グリーン証書及び再生可能エネルギー・ポートフォリオ基準 (RPS) に基づく類似のスキームは、設計が非常に複雑であることから、ごく一部の市場でしか利用されていない。一定の価値を持つグリーン証書は、国や自治体による支援の枠組みの中で発行することができる (ベルギー (住宅用システム)、オーストラリア、韓国、ノルウェー、英国)。また、RPS義務 (米国では主に電力事業用システムだが、これに限らない) の一環として、発電事業者と電力事業者の間で、市場価値で取引されることもある。一般に「再生可能エネルギー・ポートフォリオ基準 (RPS)」と呼ばれる規制の枠組みは、再生可能エネルギー源の利用率を課すことで、再生可能エネルギーの開発を促進することを目的としている。政府当局がすべての電力事業者に対し、自社で発電するか、あるいは市場から特別な証書を購入する形で一定割合の再生可能エネルギー電力を利用することを求めている。これらの証書は一部で「グリーン証書」と呼ばれており、入手可能な場合には、再生可能エネルギー発電事業者は、その証書の市場価格に基づいて変動する対価を受け取ることができる。

グリーン証書は、社会的責任を自主的に果たすために購入することもできる (このケースでは、多くの場合、原産地保証 (GO) が需要家に販売される電力に付けられ、保証のための賦課金が上乗せされる)。その価値は、各国市場や証書取引の活発度合いによって異なるが、2023年は価値が高まる傾向にあった。一部の重要な市場には、北米、英国が含まれる。国により、GOの取引は、政府資金による支援制度から支払われる報酬と合算される場合とされない場合がある。

## 財政的インセンティブに依存しない太陽光発電の開発

支援制度に依存しない、すなわち、財政的な支援を受けず、入札や類似のスキームの枠外で開発される太陽光発電プロジェクトが増加している。これは太陽光発電が高い競争力を持ちつつあるということの表れである。2021年と2022年のエネルギー価格の高騰、特に電気料金の高騰により、多くの国で太陽光発電の競争力が高まった。2023年を通じて電力価格が下落した一方で、モジュール価格も下落した。これと並行して、過去数年にわたり不安定な電力市場にさらされてきた需要家は、長期供給契約の確保や自家発電にますます目を向けるようになり、あらゆる支援制度の枠外で太陽光発電の資金を調達するようになった。

## 電力売買契約 (PPA)

電力売買契約 (PPA) は、太陽光発電事業者と、単独/複数のオフテイカー (需要家 (コーポレートPPA) または電力再販事業者 (PPA)) との間で結ばれる長期的な民間契約である。FIT制度 (バークナルPPAの場合は差額決済契約 (CfD)) では通常、公的機関や電力事業者から買取価格が支払われるのに対し、コーポレートPPA (CPPA) は、太陽光発電所の所有者と発電電力を買い取るオフテイカーとの間で一定期間継続する契約である。1kWh当たりの価格交渉が当事者間で行われることから、ある程度の収益が保証されるため、補助金を受けていない太陽光発電所の中でPPAを実施する事例が増加している。FIT制度で買い取りを行う契約の場合、2021~2022年のように電気料金が高騰している場合には、その時点の電気料金よりも安価な契約価格を交渉すれば、発電事業者にとって有利となる。PPAでは、必ずしも物理的に発電所と接続されていない場合でも太陽光

発電電力の調達が可能であるため、コーポレートPPA（CPPA）を活用した自社の温室効果ガス排出量削減に意欲的な大企業が増えている。差額決済契約（CfD）で運用されるバーチャルPPAの場合、オフテイクは発電事業者に対して、合意価格と電力市場での売電価格との差額を支払う（または発電事業者から受け取る）。この場合、オフテイクは発電事業者のためにリスクを負担する。もともとPPAは風力発電産業で導入されたが、2023年には太陽光発電のPPA契約容量が風力発電を上回った。PPAは、2021年と2022年の力強い成長に続き、2023年も成長を続けている。大手IT企業、オンライン小売業者、産業界がバーチャルCPPAの主な顧客である一方、鉱業企業は需要地に直接接続されたシステムを用いるPPAの主な顧客である。欧州連合（EU）は加盟国に対し、長期PPAに対する行政上の障壁を取り除き、その導入を促進するよう働きかけている。PPAの発展を妨げる主な障壁のひとつは、発電量の不足からオフテイクの破産まで多数のリスクが存在することであるため、小規模ながらリスクヘッジ市場が成長している。フランスは信用保証制度を立ち上げ、同様の制度を導入しているスペインやノルウェーに続き、リスク軽減のために小規模な事業者を支援している。PPAの大半が中長期契約（10～25年）である一方、2022年から2023年初頭にかけては電力市場価格が高騰し、発電事業者が収益の最大化を模索したため、短期契約（2～3年）が急増した。

欧州では、引き続き太陽光発電のPPAの発表が着実に増加しており、コーポレートPPAと電力事業者向けPPA、いずれも増加している。2023年には、スペインとドイツが欧州で10GWを突破したPPA市場をリードし、デンマーク、フィンランド、フランス、イタリア、オランダ、ポーランド、スウェーデン、英国でも市場が活況を呈していた。米国では太陽光発電のPPAの数がわずかに減少したが、それでも世界全体の50%近くを占めるものと推定される。南米では、PPAの新興市場が存在する（ブラジルで500MW以上、チリで244MW）。アジア太平洋地域では、韓国（2022年比で10倍）、オーストラリア（資源採掘と重工業の企業が2023年のコーポレートPPAの約3分の1を占める）、日本（電気料金が上昇し、企業が再生可能エネルギーを選択）だけでなく、バングラデシュ、フィリピン、台湾、タイでもPPAが増加した。PPAやコーポレートPPAを受け入れるために電力市場の構造改革に取り組んできた国（ベトナム、マレーシア）は、2023年も順調に推移している。

PPA開発事業者や需要家の多くは産業に特化しているが、第4章に記載の通り、広範囲にわたって事業を展開するグローバルなエネルギー事業者も存在している。

## **Merchant PV（太陽光発電電力を直接電力市場や需要家に販売する、補助金を利用しない太陽光発電所）**

**Merchant PV**（太陽光発電電力を直接電力市場や需要家に販売する、補助金を利用しない太陽光発電所）は、太陽光発電市場の発展において今後さらに重要な役割を果たすことが期待されている。Merchant PVとは、電力市場における売電を前提としたビジネスモデルに基づく太陽光発電所のことである（訳注：一部を需要家に販売するケースもある）。市場は短期及び長期のインセンティブを提供しなければならないため、この種のビジネスモデルの台頭において、電力市場の設計が重要な役割を果たす。早くも2010年初めには、一部の国でMerchant PVの実験が行われたが（チリでは実験が失敗に終わった）、最近では、競争力のある均等化発電原価（LCOE）と2022年から2023年初頭の欧州市場における電力価格の上昇により、プロジェクト開発事業者はMerchant PVと

いう選択肢をより真剣に検討するようになった。現在では、クロアチア、イタリア、ドイツ、ノルウェー、ポルトガル、ルーマニア、スウェーデン、スペイン（近い将来、Merchant PVがPPAと同じくらい一般的になると予想されている）、アジア太平洋地域のフィリピン、オーストラリア（2022年の調査では、当時約20GWあった発電容量の18%がスポット市場にあてられていた）で導入されている。また、アフリカのボツワナ、ナミビアではプロジェクトが進行中または開発段階にある。米国では、PPAの契約期間がますます短くなっており（10年未満）、市場での売電は、プロジェクトの長期的な経済的実現性にとって不可欠な要素になりつつある。

### **インセンティブなしの自家消費**

自家消費のインセンティブが不要となるのは、自家消費による電気料金の節約と余剰電力の売電収益によって、太陽光発電システムの設置・資金調達・運用にかかる費用を長期的に賄うことができるようになった時である。小売電気料金と卸電力価格が上昇し、太陽光発電の均等化発電原価（LCOE）が低下するにつれて、自家消費は多くの市場において、特に欧州市場及びオーストラリア市場や、ウクライナでの紛争により電気料金の混乱が見られた市場において、当然の選択肢となっている。

自家消費が一般的となっている地域では、系統運用者は、電力需要家と発電事業者との間での系統利用料負担の移転を警戒する可能性がある。また、収益が電力消費に比例する地域では収益減についても警戒している。これに関連して、（系統利用料の）固定料金、自家消費税や罰金は自家消費の魅力を低下させ、自家消費の拡大に影響を及ぼす可能性がある。例えば米国では、太陽光発電の需要家から太陽光発電以外の需要家へのこうしたコスト移転に関する懸念が、2022年にカリフォルニア州でネットメタリング制度の改定に至った要因のひとつとして挙げられ、改定にあたっては、系統負担金と最低電気料金が最初に検討された。このためカリフォルニア州では、改定前の制度の適用を受けようとする需要家が殺到し、設置ラッシュが起こった。

系統容量が飽和状態になり、出力抑制やバランスング・コストの増加を引き起こすと、需要家は、採算性を改善するために、蓄電池から、集団的自家消費やエネルギー・コミュニティを通じたエネルギー・シェアリングに至るまで、ますます他の選択肢に目を向けるようになるであろう。

### **革新的な資金調達ソリューションによる支援**

太陽光発電システム設置のための資金調達に向けて、数々の投資ソリューションが登場している。これらのソリューションは、とりわけ補助金を受けていない太陽光発電システムにとって重要性が高い。必要な初期投資が高額であるため、特に米国や欧州の一部の国で、様々なビジネスモデルの開発が進んでいる。例えば、設置システムの所有や出資という意味合いを含まない、サービス契約として太陽光発電電力を販売するというアイデアによって、電力供給サービスとしての太陽光発電が、米国の住宅用太陽光発電市場に大きく貢献している。これらのビジネスモデルは、太陽光発電を長期契約の対象とすることで契約者にとっての不確実性を低減できるため、今後数年で太陽光発電セクターを大きく変える可能性がある。米国では、こうしたビジネスモデルがすでに住宅用太陽光発電システム市場の50%超を占めており、ドイツ、オーストラリア、スウェーデン、スイスでも同様の提案を開始した電力事業者がある。なお、太陽光発電システムを主軸製品として提案する専門企業が存在している点で、米国は革新的である。このようなサービスは、

資金調達やシステムの効率的な運用に関する多くの問題を解決し、プロシューマーにとっての長期的な不確実性を低減できるため、今後さらに成長する可能性がある。

同様に、過去数年のアフリカ諸国でのソーラー・ホーム・システム（SHS）及び太陽光発電キットの普及においては、pay-as-you-go（PAYG）方式の資金調達モデルが大きく成功しており、同モデルにより住宅用及び独立形太陽光発電市場がさらに進展すると期待される。PAYG方式は、プリペイドの携帯電話支払いスキームから直接着想を得たものであり、利用者は、月額料金または利用に応じた料金を支払い、支払額が所定の額に到達した段階で太陽光発電キットの所有権を獲得するという仕組みである。

## プロシューマー及びエネルギー・コミュニティに関する政策

### 規制環境下における自家消費

プロシューマー（自家消費）に対する規制を導入する国が増加している。こうした規制には、エネルギー転換において需要家が重要な役割を果たすことと、再生可能エネルギー発展のための支援制度のコストを削減することの2つの目的がある。分散型発電を優遇する施策は、最終消費における電力のさらなる普及、送配電コストの削減、包括的なエネルギー管理プロジェクト（電気、熱、効率、蓄電など）への新規投資など、さらなるプラスの効果をもたらし、再生可能エネルギー源の利用拡大を促している。

自家消費は多くの国で何らかの形で許可されている。制度設計された法制化済みの枠組みであるか、臨時の法的枠組みであるかで大きな違いがあるが、自家消費の原理は同一で、太陽光発電システムの発電電力を需要地で消費することで、需要家の請求書に記載される使用電力量を削減する。とはいえ、すべての国で同様に電気料金が削減されているわけではない。

自家消費を促進または規制する仕組みは、以下のいずれか、あるいは両方の取り組みを行う傾向がある。

1. 最初の系統接続料金/年間の系統アクセス料金
2. 余剰電力を逆潮流する権利と余剰電力への報酬

系統接続料金は、自家消費を促進するために減免することも可能であり（特に、需要家が直接介入する必要のない電気メーターをすでに設置している場合）（フランス、フィンランド、オランダ）、あるいは反対に自家消費を対象とするために調整することも可能である。大半の国では、系統接続料金の少なくとも一部は消費量に比例して計算されるため、配電事業者の系統収入への影響を軽減するために、さまざまな対策が取られている（または議論が行われている）。採用された、あるいは議論が交わされた対策案には、系統料金体系の修正（固定部分を増やし、消費量に連動する変動部分を減らす（オーストラリア、フランス、スイス））、ネットメタリング政策やネットビリング政策によって節約された系統コストを補うための特定の系統税（イスラエル、スペイン、ベルギー）、最低水準の歳入を確保するため電力需要家に課す最低料金（米国）などがある。なお、オーストラリアと米国では、州政府や電力事業者がそれぞれ独自の運営を行っており、さまざまな仕組みが用いられていることに留意する必要がある。

プロシューマーに余剰電力を逆潮流することを認める場合、従来の電力事業者の発電と売電、

ならびに電力系統のバランスの条件に影響を与えるため、世界各地で多くの規制枠組みの根本的な変更が必要とされる。再生可能エネルギー・システムの普及率が高い電力系統やインフラ構築が不十分な電力系統では、消費量が少なく逆潮流が多い場合、自動で逆潮流する権利は系統安定性管理の面で深刻な影響を及ぼす可能性もある（オーストラリア、オーストリア、米国の一部の州、ベトナム）。これらの国々では、逆潮流（逆潮流容量や逆潮流の時間帯）に制限を課すことができる。系統の安定性と太陽光発電の円滑な発展を両立させるため、配電事業者主導による分散型発電やプロシューマーに対する逆潮流可能量の大胆な抑制がますます検討されるようになってきている（オーストラリア、米国、日本、スペイン）。

余剰電力は、特定の時間単位（月単位、四半期単位、年単位）で需要家にクレジットとして提供され（ネットメタリング）、未使用のクレジットは繰り越されるか、消滅する。また、余剰電力は電力事業者や支援制度上の電力購入者に対して、あるいは市場で（5分から数時間、あるいは1日という短い時間単位のネットビルディングで）売却できる。また、売買可能なグリーン証書を獲得することもできる。詳細は上記を参照されたい。

最後に、第三者所有（TPO、長期リースと同義である場合が多い）は、需要家が初期費用に必要な資金を持たない場合でも、自家消費用のシステムを普及させることができる。TPOは米国など一部の国では一般的であるものの、規制環境が複雑であるため、利用できない国や法改正が必要な国もある（デンマーク、フランス、スペイン）。

### **共同自家消費、エネルギー・コミュニティ及びコミュニティ・ソーラー**

共同自家消費は、非局所的あるいはバーチャルな自家消費、エネルギー・コミュニティ、コミュニティ・ソーラーとも呼ばれ、1基以上の発電システムからの電力が1者以上の需要家に割り当てられ、他の供給事業者から系統を通じて供給されるエネルギーの消費量を削減または相殺することである。エネルギーの流れは、フィジカルなもの（例えば、太陽光発電システムが複数のテナントが入居するビルの内部系統に電力を供給する場合）や、バーチャルなもの（あらかじめ定義されたスプリット・キーを使用し、バーチャルな計測と課金によって発電量を配分する場合）がある。電力価格は、交渉で取り決めた1kWhあたりの料金に基づいて決定することも、負担した設備投資額の割合によって定めることもできる。

もともとは、オンサイトの需要家に自家消費電力を供給するひとつのシステムとして始まったもので、そこから、自家消費の範囲を広げることを目的に、共同自家消費が発展した。これにより、単独または複数の太陽光発電事業者（電力事業用発電所も）が、適度な距離にいる単独または複数の需要家に電力を供給することが可能になり、公共の電力系統の利用を最小限に抑えることができる。利用できる範囲は、当初は建物内に限定されることが多かったが、各国で地理的距離（半径10km、20km、あるいは地区、地域、全国）に拡大されたり、変圧器や変電所単位で設定されたりしている。このため、実際のエネルギー・フローを補償する制度もあれば、財政的なフローを補償する制度もある。詳細は異なっても、基本は類似している。このように範囲を地区や地域レベルまで広げ、複数の需要家や発電事業者を含めることは、参加者にとって、自家消費比率の向上や、自家消費目的の屋根や土地へのアクセスの公平化などの利点がある（メキシコ、ブラジル、フランス、リトアニア、米国）。

共同自家消費プロジェクトの経済的実現性は、小売電気料金、卸電力価格、発電コストだけでなく、需要家がシステムにアクセスするために支払わなければならない負担金と、電力消費量と発電量に課せられる税金の水準に基づいている。

ポルトガル、オーストリア、カナダ、ノルウェー、スウェーデン、スイス、ドイツでも注目を集めているが、特にイタリア、フランス、スペイン、米国で高い関心が寄せられている。

イタリアでは、同一の変電所に連系している1MW以下のシステムに対するインセンティブがある。スウェーデンでは、2021年にマイクログリッドによる共同自家消費が許可された。フランスでは、バーチャル自家消費の運用は周囲20kmまでをカバーすることができ（規則あり）、複数の入居者がいる建物で事業を行う公営住宅事業者向けに行政手続きと法的手続きが簡略化されている。発電事業者は、発電の補償時間単位である30分以内に自家消費されなかった余剰電力についてFITを利用することができる。ドイツでは、建物の所有者が発電し、入居者に売電することができるため、投資がより魅力的なものとなっている。英国も、共同プロシューマーにとって有利な枠組みを導入した。スペインでは、公共政策と補助金がエネルギー・コミュニティを後押ししている。米国では、インフレ抑制法（IRA）に、一定の規模、立地、公平な利益配分の要件を満たした共同自家消費プロジェクトに対する多額の税額控除ボーナスが盛り込まれた。半数近くの州で、バーチャル共同自家消費（米国では「コミュニティ・ソーラー」と呼ばれる）を可能にする法律が可決され、その多くに低所得世帯の参加要件が含まれている。この他の国でも何らかの規定はあるが、本格的な実施には至っていない。オーストリアでは、エネルギー・コミュニティで取引される電力は免税の対象となっている。スイスでは、共同自家消費は大半の配電事業者により認められているが、需要家が隣接している必要があり、公共電力系統は使えない。ノルウェーでは、2023年以降、同一敷地内の需要家は、1MW以下の太陽光発電システムの発電電力を共同自家消費できるようになり、工業地域におけるバーチャル自家消費も認める方向で議論が進んでいる。米国とオーストラリアでは、蓄電やバックアップ電力によって電力消費にかかるコストを削減し、現地のレジリエンスを高めるために、コミュニティ・マイクログリッドや系統の端に位置する農村のマイクログリッドが登場しつつある。

系統料金の規制はさまざまで、プロジェクトを奨励するために免除制度を採用している国もあれば、地元で送電された電力であっても系統料金を全額支払わなければならない、共同自家消費やバーチャル・ネットメタリングの障壁となっている国もある。

これらの制度は、系統の利用、複数のメーター間での電力の相殺に関する法的な側面と技術的な複雑性、制度の革新的な側面について、複雑な問題を生み出している。

このような構想によってもたらされる機会は多岐にわたり、需要家の市場メカニズムへの参加やPPAへの参加も増加する傾向にある。その延長として、消費量計測ポイントもバーチャルになる可能性がある。革新的な制度では、家庭で発電した太陽光発電電力をオフィスで電気自動車に充電したり、小さな町のすべての公共施設で、消費量に応じて太陽光発電電力を共有したりすることができる。選択肢は数多くあり、誰にとっても競争力があるように、系統に対して公正な報酬を支払う必要がある。オフサイトで太陽光発電電力を使用することは、公共の電力系統や送配電網を利用することを意味し、そのような利用には公正な価格を設定する必要がある。

### 欧州連合（EU）の状況

大部分の国で自家消費が認められている欧州では、さらに前進することを決定し、「クリーン・エネルギー・パッケージ（Clean Energy Package）」と呼ばれるエネルギー政策を全面的に改定した。欧州連合（EU）は、エネルギー市場の設計と新たなエネルギー構想の枠組みに関する新規定を導入した。具体的には、再生可能エネルギー指令（RED II）及び電力市場指令（EMDII）の実際の改定版において、個人の自家消費及び共同自家消費の活動に関する基本的な定義と要件が規定されている。EU は、再生可能エネルギー・コミュニティ（REC）と市民エネルギー・コミュニティ（CEC）という構想を導入した。REC では、市民が生産した再生可能エネルギー電力を近隣に販売できるようになるが、境界線の定義や系統利用料金の設定が重要な要素となっている。これらの重要な要素は、加盟各国が国内実施する中で定義づけられており、欧州全体で普及が進んでいる。このエネルギー・コミュニティという構想は、既存の太陽光発電の市場分野を拡大しており、自身では太陽光発電システムの設置に投資できない需要家のコスト削減を可能にする。欧州では、エネルギー・コミュニティ連合である RESCoop に、150 万人超の市民を代表する 2,000 超の団体が加盟しており、エネルギー・コミュニティの力強い発展を証明している。

### 米国の状況

米国では、インフレ抑制法（IRA）の成立を受け、これまでとは異なるエネルギー・コミュニティの定義が生まれつつある。現在では、エネルギー転換によって過去に悪影響を受けたコミュニティや、将来的に悪影響を受けるリスクがあるコミュニティを指す言葉として使われている。米国におけるコミュニティ・ソーラーという用語の用法は、EU の再生可能エネルギー・コミュニティ（REC）よりもむしろ、共同自家消費の定義に近い。

ソーラー・コミュニティは、IRA の補助金や州政府による法整備を原動力として成長しており、エネルギー・コミュニティのコミュニティ・ソーラーに参加するといった、要素の混合も頻繁に見られる。例えば、メリーランド州、ミネソタ州、ニュージャージー州では、コミュニティ・ソーラー施設に対して、低・中所得世帯の加入者に少なくとも一定割合の発電電力を供給することを義務づける類似のプログラムを実施している。2023 年末時点のコミュニティ・ソーラーの推定発電容量は 7.3GW（AC）で、そのうちの 75%はわずか 4 つの州（フロリダ州、ニューヨーク州、マサチューセッツ州、ミネソタ州）に集中している。

## エネルギー転換を促進する政策

### 持続可能建築要件

太陽光発電の発展において建築分野は主要な役割を担っており、太陽光発電が競争力を持ちつつある国において、持続可能建築要件は太陽光発電を普及させるためのけん引力となっている。こうした規制には新築の建物（住宅用及び業務用）への要件だけでなく、一部のケースでは売却不動産も対象とした要件がある。建物のエネルギー・フットプリントを削減するための一連の選択肢に太陽光発電が含まれる場合もあれば、建物の開発に太陽光発電を含めることが特別に義務づけられている場合もある。

2022年に発表された欧州委員会（EC）のソーラー・エネルギー戦略は、REPowerEU計画の一部である。REPowerEU計画では、直面している短期的な課題を克服するための4つの取り組みが示されており、その最初の取り組みが、欧州ソーラー・ルーフトップ・イニシアチブ（European Solar Rooftops Initiative）を通じた迅速かつ大規模な太陽光発電の導入促進である。EU加盟国は、それぞれの方法でこのイニシアチブを各国の規制に組み入れることになる。

オーストリアでは、連邦政府の支援制度に建材一体型太陽光発電（BIPV）に対するボーナスがある一方、多くの郡で太陽光発電システムの建設に関する規制やインセンティブが設けられており、ウィーンやシュタイアーマルク州では、商業ビルや集合住宅に太陽光発電システムの設置が義務づけられている。フランスでは、業務用建物や屋根付き駐車場に太陽光発電システムや緑化屋根の設置が義務づけられている。ドイツのベルリンでは、2023年までに多くの新築建物に太陽光発電システムの設置が義務づけられることになるほか、オランダでは2021年以降、建物のニアリー（ほぼ）・エネルギー・ニュートラル化を目指しており、太陽光発電を推進している。スイスでは、多くの都市で、新築建物や改修建物への太陽光発電システムの設置が義務づけられている。ベルギーでは、2014年にフランダース地域に導入された施策により、現在は新築建物の85%以上に太陽光発電システムが設置されている。デンマークでは、エネルギー・フットプリントの削減に向けて、国の建築基準に太陽光発電を組み込んでいる。イタリアの一部の地域では、公共建物に太陽光発電を促進するための資本補助金が導入されている。東京都（日本）は大半の住居用建物に太陽光発電システムの設置を義務づける予定で、2025年からは、その他の小規模建物にも設置を義務づける予定である。韓国では、公共建物に対する新・再生可能エネルギー・システム設置令により、床面積が1,000m<sup>2</sup>を超える新築公共建物について、電力消費量の10%超を新・再生可能エネルギー源で賄うことを義務づけている。米国のカリフォルニア州では、2020年以降、一部の新築住居用建物に太陽光発電システムの設置を義務づけており、2023年にはこれを非住居用建物及び高層集合住宅に拡大するとともに、太陽光発電システム単体ではなく、太陽光発電システムと蓄電システムの併設を義務づける予定である。インドの一部の州では、新築建物向けに太陽光発電電力の供給を義務づけている。

建物の性能に関する全体的な規制だけでなく、電力事業用太陽光発電システムが社会に受け入れられるかという疑問の高まりもあり、多くの国では政府が極めて限定的な分野において太陽光発電システムの設置を積極的に奨励または義務づけている。日本には、壁面一体型太陽光発電（半透明太陽電池やペロブスカイト太陽電池を含む）の研究、ガイドライン作り、実証を支援するプログラムがあり、フランスでは駐車場の防水屋根に太陽光発電を設置することを義務づけている。

また、太陽光発電システムを他の用途と競合しにくい場所に設置することも太陽光発電の普及を促進している。

### **e-モビリティ（輸送部門の電化）**

多くの国では輸送部門の電化が加速しているが、その一方で太陽光発電開発と電気自動車（EV）の関連はまだ十分に理解されておらず、自家消費制度の進展と、系統への逆潮流を抑制する系統混雑が検討すべき要素となっている。EVの充電をピーク負荷時に行うことは、発電、系統運用、スマートメタリングについて見直すことを示唆しており、バーチャル自家消費のようなコンセプトは、EVを、太陽光発電の余剰電力を貯蔵するための移動型蓄電池とするための枠組みを迅速に提供できる可能性がある。2023年には1420万台のEVが販売され（2022年比35%増）太陽光発電とは異なるペースではあるが、EVの販売も並行して加速している。オーストラリア、カナダ、中国、スペイン、スイス、トルコ、タイ、マレーシアなど、一部のIEA PVPS加盟国では特に成長が著しい。IEA PVPS非加盟国では、インドやブラジルなどの市場が力強い成長を見せている。欧州では、2035年までにゼロ・エミッション車販売比率100%を目指すEU指令（オーストリア、オランダ、デンマークは2030年までに）や、国や地方レベルの取り組みによってEVの普及を支援しており、EVの購入や充電ステーションへの投資を対象とするインセンティブの付与にとどまらず、従来型の内燃機関自動車に対する障壁が導入されている（フランス、ノルウェー、スイス）。オーストリアでは、100%再生可能エネルギー由来電力を使用することを条件に、自家用EVの購入に対する連邦政府の支援プログラムがある。ドイツでは、2023年に開始されたEV充電用の太陽光発電システムに対する支援プログラムが、わずか1日で予算上限に達したため終了した。欧州以外では、活発な太陽光発電市場を展開する多くの国に、EVと充電ステーションを対象とした強力な財政的インセンティブがある（日本、オーストラリアの一部の州、インド）。2022年に米国は、インフレ抑制法（IRA）に基づき、EVの購入を対象とする政府による多額のインセンティブを導入し、2021年のインフラ投資雇用法（IIJA）を通じて全国的なEV充電ネットワークの構築を開始した。韓国では、公共団体には環境にやさしい自動車（EVまたは水素自動車）の購入が義務づけられている。一方、地方自治体と国が充電ステーションの導入を支援し、太陽光発電システムを設置した蓄電事業者がEVユーザーに直接売電できるようになった。

ノルウェーやスウェーデンなど、普及率が高い国や導入が進んでいる国では、長年にわたってEVの普及を支援してきたが、すでにインセンティブを停止している。中国は2023年にはリベートを廃止したが、免税措置は維持している。ドイツは2023年に補助金を停止した。オーストラリアではひとつの州が、燃料税による税収が得られなくなることから、これを補うためにEV所有者を対象とする税金を2021年に導入したが、この税金は2023年に違憲と判断されたため、EV所有者に還付される予定である。

### **水素生産**

水素をベースとする応用製品（太陽エネルギーによる合成燃料（ソーラー燃料）、エネルギー貯蔵など）は、その水素を「グリーン水素」にするために、大規模太陽光発電、風力発電、その他の再生可能エネルギー源の開発が必要になる。分散型水素生産は分散型太陽光発電にけん引され、

分散型太陽光発電・水素生産に対する需要がさらに高まる可能性がある。この分野が現実となるのはまだ先の見込みだが、2022年にウクライナ戦争がガスと電力価格に打撃を与えた後に関心が高まり、政府の強力な投資プログラムの支援を受けている。米国では、インフレ抑制法（IRA）が水素ハブ・プログラムに資金を提供し、太陽光発電をはじめとする再生可能エネルギーから生産される水素に対して税額控除を実施している。欧州委員会（EC）は、グリーン水素が、電化が困難な分野の脱炭素化において極めて重要な役割を果たし、（太陽光発電などによる）季節変動に伴う発電量のギャップを埋めると期待している。2030年までに欧州に15GWから40GWの電解装置を設置するという野心的な計画を達成すべく、資金援助プログラムを通じて研究やパイロット・プロジェクトを推進している。加盟国が2023年に提出を義務づけられていた最新の国家エネルギー・気候計画では、9ヶ国が水素プロジェクトへの資金援助と税制優遇措置を盛り込んだ。再生可能エネルギー由来の水素の2030年目標について、スペインは目標を3倍に引き上げ、ポルトガルは2倍に引き上げた。中国では最大規模の太陽光＋水素プロジェクトが2023年に稼働し、年間2万トンの水素を生産する予定である。インドでは、グリーン水素用電解装置の競争入札が2023年に開始され、第1回入札（電解装置容量1.5GW）が実施された。

2023年には、世界各地で大規模な再生可能エネルギー＋水素生産プロジェクトに対する融資が決定した（オーストラリア、ドイツ、フランスでそれぞれ数件ずつ）。これらのプロジェクトの動力源は太陽光のみではないものの、安価な太陽光発電は、風力発電とともに、これらのプロジェクトの経済性を決定づける重要な要素となっている。

## 蓄電

蓄電コストは、2022年に一時停滞したものの、急速に低下しており、多くの市場で蓄電の魅力が高まっている。蓄電システムを併設することで発電出力の平準化、電力系統の安定化サービス（アンシラリーサービス）の提供、及びピーク時の逆潮流量が減少した場合の接続コストの削減が可能になるため、オンサイト蓄電池を備えた太陽光発電所は、蓄電コストの低下により、開発事業者や住宅の電力需要家にとってますます魅力的なものになっている。

中国では、2023年に多くの省で新設の電力事業用太陽光発電システムに蓄電池の設置が義務化されたため、蓄電池の設置容量が大幅に増加した一方で、使用時間帯別料金に変更され補助金の利用が可能になったことから、商業用の設置も増加した。蓄電池に対する優遇措置は、オーストラリア、日本、ルーマニアなどさまざまな国で実施されており、近い将来にはイタリア、ハンガリー、カナダでも実施される予定である。スペインは、再生可能エネルギー＋蓄電池プロジェクトの募集を開始し、自家消費プロジェクト用の蓄電池に補助金を出している。カナリア諸島とバレアレス諸島のプロジェクトには割当量が確保されている。米国では、インフレ抑制法（IRA）の一環として税額控除が利用可能であり、複数の州ではエネルギー貯蔵の調達目標や義務づけがあり、カリフォルニア州では現在、多くの新築商業施設や集合住宅で太陽光発電システムと蓄電システムの併設が義務づけられている。オーストラリアでは、住宅用のリベートが提供されている州や、使用時間や逆潮流電力量の上限設定により蓄電池の投資回収期間が短くなっている州がある。太陽光発電への直接的支援ではないものの、系統における太陽光発電の普及率を高めることを目的に、連邦政府が収益引受制度（差額決済契約（CFD）に類似）と組み合わせた大型蓄電池への支援を継続しているほか、一部の州では蓄電市場の確立と容量拡大のための助成金や基金を設けてい

る。

再生可能エネルギー由来の電力に依存するカーボン・ニュートラルなエネルギー・システムにおいて、蓄電は重要な要素である。そのため、欧州委員会（EC）は研究やイノベーションのための基金を通じて、蓄電を積極的に支援している。太陽光発電電力向け蓄電は、1日の大部分を系統に接続しているEVによって大規模に展開し、それにより、単純な蓄電池と比べてより大きな規模で蓄電と需要家への電力供給が可能になるであろうと一部では考えられている。このような Vehicle to Grid（V2G）の概念については、複数の国で調査と実証試験が行われており、電力市場での取引を含むV2Gプロジェクトについては、オランダ、スイス、日本が先駆けとなっている。

## 産業及び製造に関する政策

2021年と2022年には、新型コロナウイルス感染症（COVID-19）によるサプライチェーンの混乱や、より野心的な気候変動対策によって、太陽光発電のバリューチェーンのあらゆる段階において需要地での生産を優遇する取り組みが数多く見られ、世界各国の政府は、税額控除から直接的補助金、国内産品に対する行政上の障壁の低減に至るまで、政策、補助金及び規制を通じて国内生産を支援している。しかし、2023年半ばに中国で国際市場の需要を大幅に上回る新規生産能力が稼動してモジュール価格が大幅に下落したため、多くのプロジェクトの先行きが不透明になっている。

2022年には、米国におけるインフレ抑制法（IRA）や、欧州における一連のEUレベルの政策立案など、過去10年間で最も重要な複数の施策が開始された。米国では2022年8月にIRAが施行され、国内生産や、重要鉱物の精製及びリサイクルに対する手厚い税制優遇措置が導入されたことをきっかけに、新たな生産能力の発表が相次いだ。欧州では、EUソーラー・エネルギー戦略（REPowerEU計画の一部）の画期的な取り組みとして2022年に一連の政策が立案され、2023年に発布された。グリーンディール産業計画（2023年2月発表）、ネットゼロ産業法（NZIA）及び重要原材料法（いずれも2023年3月発表）と、ネットゼロ産業アカデミーの設立により域内生産計画を促進・奨励している。炭素国境調整メカニズム（CBAM）の将来的な変更も欧州に好影響をもたらしている可能性がある。2022年末に暫定危機・移行枠組み（TCTF）が改定され、EU加盟国に対する新規ネットゼロ産業プロジェクト向けの直接的設備投資支援の制限が撤廃され、太陽光発電の製造が完全に支援の適用対象とされた。EUとの共同出資によって2022年末に発足した欧州太陽光発電産業同盟（European Solar PV Industry Alliance）は、EU域内でのイノベーション主導による強靱な太陽電池産業バリューチェーンの拡大促進、特に太陽光発電製造分野での拡大促進を目指している。こうしたEUレベルの取り組みは、オランダ、スペイン、イタリアでは2022年と2023年に立案され、2024年に実施された国家施策によって補完されている。インドでは、生産連動型インセンティブ（PLI）制度を通じて、国内生産に対して政府からの財政支援を受けることができる。同制度は2022年も継続され、第1回の公募では3件のプロジェクトが選定された。また、2023年の第2回公募以降は10件超のプロジェクトが発表され、拡大しつつある国内の太陽光発電市場の大部分に供給できる、数10GW/年の国内生産能力の構築に向けた第一歩となった。トルコでは、新たな再生可能エネルギー資源地域（YEKA）プログラムの入札が行われるかと期待されたが、2022年には発表がな

かった。YEKAの入札では、国内生産による供給が可能な地域及び再生可能エネルギー・プロジェクトを優先しており、これまでのところ成功を収めている。

中国では、傑出した太陽光発電生産国としての地位を維持するために産業界や政府が活動している。2022年を通して行われた大規模民間投資が、大規模生産能力による過剰生産を生み、2023年には実際にモジュール価格が原価に近い価格まで下落し、当然ながら他国の新規製造企業が参入できる状況ではなかった。当局がインゴット・ウエハー製造装置の輸出禁止を検討しており、2022年には公開協議が開始された。

全世界で国内生産への支援を進展させる明確な後押しがある一方で、業界の力学や太陽光発電製品の製造の複雑さが必ずしも正確に理解されていないため、実現するプロジェクトは一部の政府が期待するよりも少なくなるとみられる。さらに、特定の原材料（ガラスなど）の世界供給量における太陽電池向けの割合が高まるにつれて、国内生産を行う上でも国際的なバリューチェーンに関わる必要が出てくるとみられ、既存のグローバル企業の役割を無視することはできない。



## 4章 太陽光発電産業の動向

本章では、太陽光発電産業の川上部門及び川下部門の概要を示し、2023年及び2024年上期のハイライトを総括する。前半部分では、図4.1に示す通り、シリコン原料（金属シリコン、ポリシリコン、インゴット、ブロック/ブリック及びウエハー）から太陽電池セル・モジュールに至るまでの太陽光発電産業の川上部門における製造活動について解説する。後半部分では、コンポーネント（インバータ、架台、チャージコントローラ、蓄電池、器具など）を含む周辺機器（BOS）部門の活動と、プロジェクト開発や運用・保守（O&M）等の動向について解説する。

2023年、需要と生産能力のギャップは、太陽電池モジュールのバリューチェーンに沿った価格低下傾向に影響を与えた。生産能力拡張のスピードは市場の成長を上回り、モジュール在庫の増加も価格水準に影響を与えた。ポリシリコン価格は、2022年末の22.13ドル/kgから2023年6月末までに7ドル/kg台に下落し、その後は10ドル/kg未満を維持した。太陽電池モジュールの価格は、2023年12月末時点で11～12セント/Wであった。2022年のプロジェクトコスト上昇に関する懸念は解消されたものの、太陽電池モジュールのサプライヤーは利益率の低下とコスト圧力に直面している。

年間を通じて、中国国外での製造拡大プロジェクトが、米国、インド、欧州で報告されている。インフレ抑制法（IRA）により、米国における太陽電池モジュールの生産能力は、2026年には100GW/年を超えると報じられている。米国では、インバータや追尾装置の製造プロジェクトも計画されている。インドでは、生産連動型インセンティブ（PLI）により、太陽電池モジュールの生産能力が2025年末までに60GW/年に達すると見込まれている。これらのプロジェクトはあるものの、中国は太陽光発電のサプライチェーン全体で引き続き世界最大の生産国であり、2023年には中国国内での生産能力のさらなる増強が報告された。また、バリューチェーン全体における中国の生産シェアも拡大している。

2023年には、生産能力が2022年の717GW/年から1,103GW/年に増加した。この生産能力の数値には、老朽化した施設や競争力を失った稼働停止中の施設の生産能力も含まれているため、2023年の実際の有効生産能力は約700～800GW/年の水準であると推定されている。生産能力の増強ペー

スは世界の太陽光発電市場の成長速度を上回っているため、2023年には需給のギャップが拡大し、太陽電池モジュールの価格は低い水準にとどまった。このギャップが埋まらず、在庫が解消されない場合、現在の価格水準が続くと予想されている。

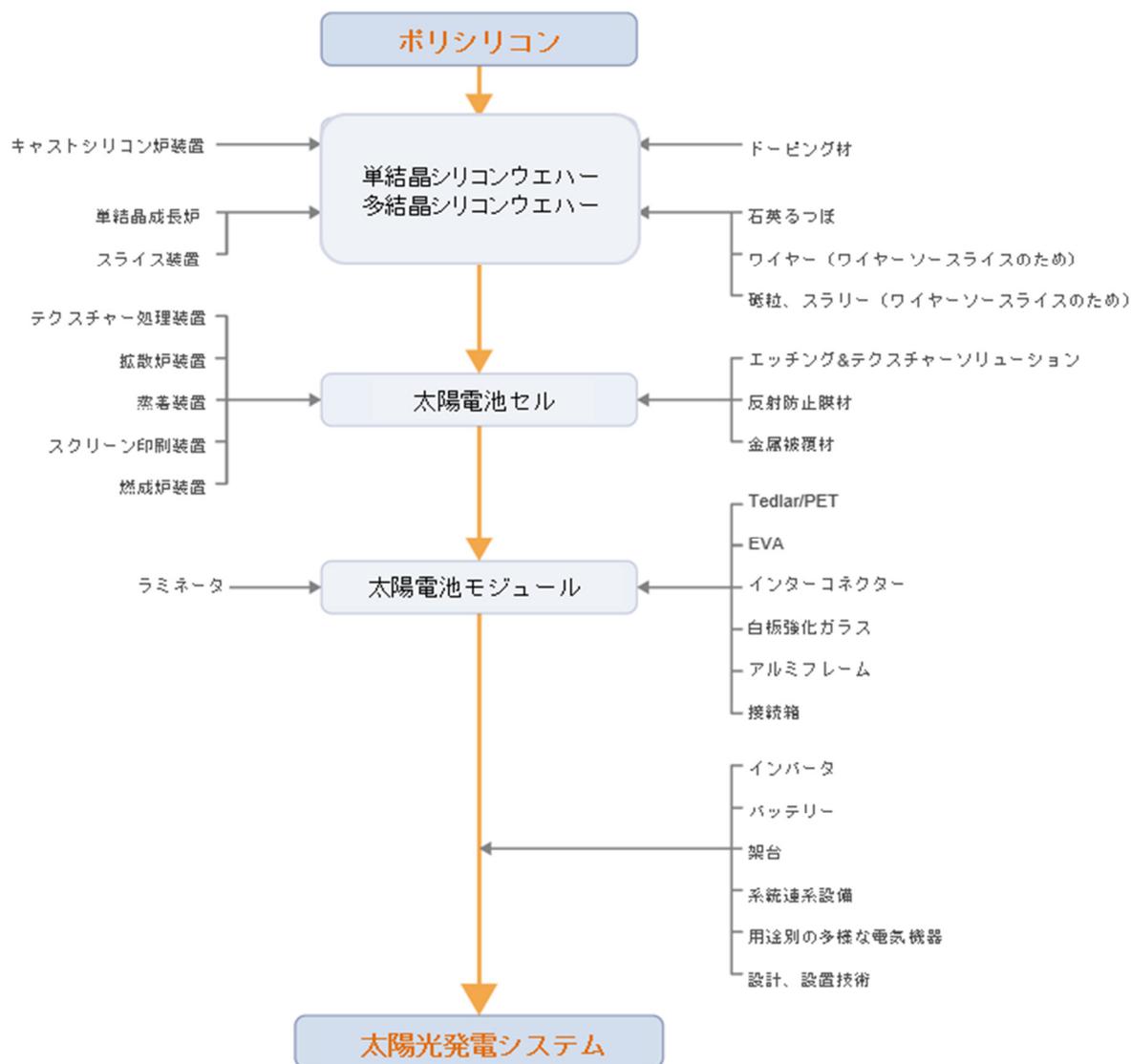


図 4.1 太陽光発電システムのバリューチェーン  
出典：IEA PVPS、その他

## 太陽光発電の川上部門

### 金属シリコンの生産

ウェハーをベースとする結晶シリコン太陽電池技術は、太陽電池セル製造において依然として主流技術である。この観点から、本項ではウェハーをベースとした生産プロセスに焦点を当てる。金属シリコンは、インゴットやウェハーの製造に使用されるポリシリコンの原材料であり、これを加工して太陽電池セルが作られる。資源の利用可能性や公正なビジネス慣行の観点から産業の持続可能性が注目される中、金属シリコンの生産は太陽光発電産業の焦点となっている。2023年には、世界の金属シリコンの生産能力が854万トン (t) /年に達した。製造国の中で、中国は世界最多の700万t/年 (82%) の生産能力を有している。結晶シリコン太陽電池の製造工程の他の段階と同様に、この分野でも中国は支配的な地位を占めている。2023年、中国は376万tの金属シリコンを生産し、国内消費量は319万tで、そのうち53% (182.5万t) がポリシリコンの生産に使用された。中国は金属シリコンの需要が大幅に増加すると見込んでいる。2024年の生産量は前年比20%増の470万tに達する見込みである。2023年の中国の生産量のうち新疆ウイグル自治区が最大シェア (48%) を占めており、雲南省 (17%) と四川省 (16%) が続いている。中国の大手太陽電池製造企業の中には、生産への投資を計画している企業もある。例えば、Tongwei (通威) グループは内モンゴル自治区に生産能力36万t/年と40万t/年の2つの工場を設立する計画である。Trina Solar (トリナ・ソーラー) は、青海省に金属シリコン (10万t/年) を含む垂直統合型工場を建設するための投資を行った。このほか、Juhua Group (巨化集団) など新たな投資を計画していると報じられている。中国国外においても、太陽光発電サプライチェーンの多様化の必要性を反映した新たな投資計画が報告されている。インドでは、Adani New Industries (ANIL) が金属シリコン、ポリシリコン、インゴット、ウェハー、太陽電池セル・モジュールの垂直統合型工場を設立するために394億ドルを調達しており、生産能力は10GW/年に達する予定である。オーストラリアでは、Solquartzが同一地域内で金属シリコン及びポリシリコンの生産を計画している。

### ポリシリコンの生産

2023年の世界のポリシリコン生産量 (半導体グレードのポリシリコンを含む) は、前年比61%増の約1,608,000tであった。半導体向けポリシリコンの生産量は38,800tであった。太陽電池セル向けポリシリコンの生産量は、ポリシリコン総生産量の98%超を占めた。世界のポリシリコン生産能力 (半導体向けも含む) は、2022年の1,354,700t/年から2023年には2,487,400t/年へと83%増加した。

中国では、新たに5社がポリシリコン生産に参入し、中国全体の生産能力は230万t/年に達した。これは前年 (116万t/年) のほぼ2倍である。2023年には中国で147万tのポリシリコンが生産され、2024年には160万~180万tに増加する見込みである。中国太陽光発電産業協会 (CPIA) によれば、2024年上期に中国で生産されたポリシリコンは106万tであり、前年同期比で60.6%の増加となった。価格低下の傾向が続く中、一部の企業は生産能力の拡張について再検討したり、需給ギャップを緩和したりするために操業を停止した。図4.2にポリシリコン生産量の国別比率を示す。

IEA PVPS加盟国のうち、ポリシリコンを生産しているのは中国、ドイツ、米国、マレーシア、韓国、ノルウェー及び日本である。中国は、2023年の世界のポリシリコン生産量の92%を占めた

(2022年：86%)。

生産能力の急速な拡大と供給過剰により、ポリシリコンの価格は2022年末の22.13ドル/kgから、2023年6月末には7ドル/kg台まで下落し、その後も10ドル/kgを下回る水準で推移した。2024年1月の価格水準は7ドル/kgで、さらに2024年6月には4.36ドル/kgまで低下した。中国には17社のポリシリコン製造企業が存在しているが、5月末時点で少なくとも9社が保守点検やその他の理由で工場の操業を停止していると報じられている。

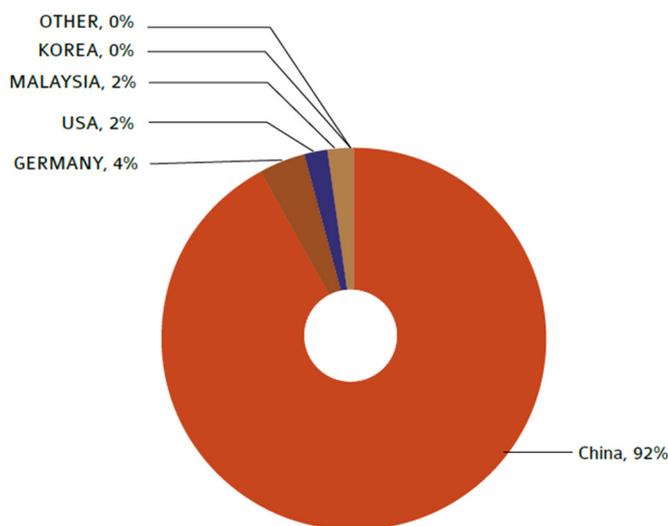


図 4.2 ポリシリコン生産量の国別比率 (2023 年)

※半導体向けポリシリコンを含む

出典：IEA PVPS、(株) 資源総合システム

太陽電池セルのポリシリコン消費原単位は、2021年の2.7g/Wから2022年には2.3g/Wに減少した。2023年にはさらに2.2g/Wまで減少した。太陽電池セルの高効率化、ウエハーの薄型化及び大面積化、スライス技術の開発などの取り組みにより、消費原単位は減少している。

大手ポリシリコン製造企業の大半は、半導体産業向けのポリシリコンの製造プロセスとして利用されているシーメンズ法を採用している。シーメンズ法によるポリシリコン生産量は、ポリシリコン総生産量の84% (135万t) を占めたと推定される。流動床 (FBR) 法によるポリシリコン生産量も増加し、総生産量の16.1%を占めた。

米国は2021年に、ポリシリコンの主原料である金属シリコンを生産するHoshine Silicon Industry (中) が製造した原材料を含む製品の輸入禁止を決定した。その後、2021年12月に、ウイグル強制労働防止法 (UFLPA) が成立した。米国は2022年6月21日に、中国、特に新疆ウイグル自治区で強制労働によって全部または一部が製造された製品の輸入禁止措置を開始した。この措置は、ポリシリコン生産に対して税額控除 (3ドル/kg) を提供するインフレ抑制法 (IRA) と組み合わせた措置である。米国では、複数の生産計画が報告された。REC Corporationは、Hanwha Solution (韓) から投資保証を受けてポリシリコン工場の再稼働を決定した。米国製造企業のHighland Materialsは、16,000t/年の太陽電池用ポリシリコン工場を設立する予定である。前述の通り、インドやオーストラリアでもポリシリコンの生産が計画されている。中東では、いくつかの新しい製造プロジェクト

トが報告されている。GCL Technologyは、アラブ首長国連邦（UAE）の国有企業であるMubadala Investmentと提携し、2024年6月に中東初のポリシリコン工場を設立することを発表した。United Solar Polysilicon（FZC）は、オマーンのソハール港・フリーゾーン（SOHAR Port and Freezone）で冶金法を用いたポリシリコン工場の起工式を行った。現在、ポリシリコン価格が低水準であることが、これらのプロジェクトの進捗に影響を与える可能性があり、中国が独占的なシェアを占める状況は当面続くと予想される。

## インゴット及びウエハー

単結晶シリコン・インゴット及び多結晶シリコン・インゴットを製造するための基本的な原材料は高純度ポリシリコンである。インゴットをまずブロック状に切断し、その後薄いウエハーにスライスする。これまで、単結晶シリコン・インゴットと多結晶シリコン・インゴットの2種類のシリコン・インゴットが製造されてきたが、単結晶品が業界標準となり、2024年版の「太陽光発電国際技術ロードマップ（ITRPV）」によれば、2023年には単結晶品がほぼ100%のシェアを占めた。

2023年の世界のウエハー生産量は682GWで、2022年（381GW）から約79%増加した。2023年には291GW/年の新たな生産能力が追加され、2023年末時点の世界のウエハー生産能力は2022年の683GW/年から974GW/年に増加した。生産能力は中国に一極集中しており、中国がほぼ98%のシェアを占めている。中国以外の主なウエハー生産国は、ベトナム（18.5GW/年）、マレーシア、ノルウェーである。

図4.3に示すように、中国が世界のウエハー生産量の98%超を占めている。2023年の中国のウエハー生産量は668GWであった。このうち、約70GWは、ベトナム、マレーシア、タイ、シンガポール、台湾、インドといった他の太陽電池セル生産国に輸出された。ベトナムとマレーシアでは、中国の大手太陽電池セル製造企業が生産能力を有している。この分野では、上位10社はすべて中国企業であり、合計生産能力は831GW/年で世界全体の生産能力の85.5%を占めている。これらの企業は約668.3GWを生産し、世界全体の生産量の98.1%を占めた。

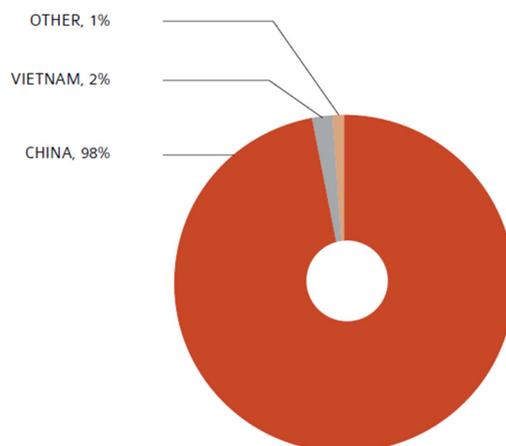


図4.3 太陽電池向けウエハー生産量の国別比率（2023年）  
出典：IEA PVPS、（株）資源総合システム

表4.1 ウエハー生産量上位5社のウエハー生産能力及び生産量（2023年）

順位	企業名	工場所在地	生産能力（GW/年）	生産量（GW）
1	TCL Zhonghuan	中国	155	133.7
2	LONGi Green Energy Technology	中国	167.4	124.9
		マレーシア	2.6	2.6
3	JinkoSolar	中国	78	69
		ベトナム	7	7
4	GCL Group	中国	58.5	51.1
5	JA Solar Technology	中国	78.5	45.4
		ベトナム	5	4.7

出典：IEA PVPS、（株）資源総合システム

大手インゴット/ウエハー製造企業に加えて、一部の太陽電池セル・モジュール製造企業も自社用にシリコン・インゴット及びシリコン・ウエハーを製造している。垂直統合型製造を確立した大手太陽電池モジュール製造企業の中には、コスト削減の圧力を受け、コストや品質の優位性から、専門製造企業からのウエハー調達にシフトする傾向もあった。しかし最近では、一部の大手企業は、調達に伴うリスクを軽減するため、自社生産能力を増強している。表4.1は、ウエハー製造企業上位5社の生産能力と生産量を示したものである。

2023年の単結晶シリコン市場シェアは、n型が30%、p型が70%であった。2024年にはn型が約63%まで急増すると予想されている。2023年の市場シェアは、総生産量のうち、182mmサイズ（M10、正方形または長方形）が78%、210mmサイズ（G12）が20%であった。大型ウエハーが主流製品となり、166mmサイズのウエハーのシェアは2%未満まで減少した。2023年には、ウエハーの厚みはさらに薄くなった。2023年のp型製品のウエハー平均厚さは150 $\mu$ mで、2022年比で5%減であった。TOPCon用のn型ウエハーの厚みは平均125 $\mu$ mであった。n型はより薄型化が進み、近い将来100 $\mu$ mのレベルに達すると予想されている。ウエハーの薄型化に向けては、コスト削減のため、ダイヤモンドワイヤの代わりにタングステンワイヤが使用されている。

結晶シリコン・ウエハーのスポット価格は、概ねポリシリコン価格と連動している。182mmサイズの単結晶シリコン・ウエハー価格は2022年12月に50.3セント/枚となり、2023年に入っても下落傾向が続き、2023年12月末のスポット価格は34.9セント/枚まで低下した。この価格低下の要因は、大型太陽電池セルの生産能力がウエハーの生産能力ほど増加せず、ウエハーが供給過剰になったことである。2023年初めには、インゴット製造用のるつぼ原料であるケイ砂の供給不足が報告されたが、製造工程が改善されこの問題は2024年には解消された。

2024年上期に、中国は前年同期比58.6%増の402GWのウエハーを生産した。このうち38.8GWは、大手太陽光発電製造企業が太陽電池セル生産設備を有しているASEAN諸国を中心に輸出された。需給ギャップを縮小するため、半数以上のウエハー製造企業が稼働強度の低減や生産停止を実施したと報告されている。過剰な生産能力を考慮し、約15GW/年の生産能力新設計画が中止または延期された。

2023年は、中国以外でのウエハー生産能力の新設・拡張計画が報告された。インドでは、複数

の企業が生産連動型インセンティブ（PLI）制度の補助金を利用して、ウエハーから太陽電池モジュールまでの垂直統合型生産を計画している。インドのウエハー総生産能力は2026年までに56GW/年に達すると報告されている。米国の太陽エネルギー産業協会（SEIA）によると、米国で発表されているウエハー総生産能力は20GW/年である。NorSun（ノルウェー）は、米・オクラホマ州で生産能力5GW/年のインゴット/ウエハー工場建設を計画しており、Hanwhaは米・ジョージア州に3.3GW/年のインゴット/ウエハー工場を建設中である。独・ビッターフェルトに250MW/年のウエハー工場を建設中のNexWafe（独）は、米国に6GW/年の工場を設立する計画を発表した。しかし、供給過剰問題により、これらの計画が実現するかどうかは不透明である。Cubic PVが米国での10GW/年の工場建設計画を中止するなど、すでに計画中止の報告も出ている。こうした状況を踏まえると、当面は中国が第1位のウエハー供給国であり続けることは間違いない。

## 太陽電池セル及びモジュールの生産

### 太陽電池セル生産

2023年の世界の太陽電池セル（結晶シリコン太陽電池セル及び薄膜太陽電池セル）生産量は、2022年の394GWから63%増となる644GWに達した。世界の太陽電池セル生産能力は、2023年末時点で1,032GW/年となり、初めて1TW/年を超えた。図4.4に示すように、中国は591GWの太陽電池セルを生産し、世界生産量に占める割合を2022年の84%から91.8%に増加させたため、この部門における中国の独占的地位はさらに強化された。中国の太陽電池セル生産能力は2023年末時点で930GW/年で、新たに424GW/年の生産能力が追加された。中国では、2024年上期に310GWの太陽電池セルが生産された（前年同期比38.1%増）。2023年に太陽電池セルの生産を報告した中国以外の主な国は、マレーシア、ベトナム、タイ、韓国、インドで、米国と日本も生産を報告した。図4.4は、2023年の太陽電池セル生産量の国別比率を示している。米国が中国製品に課しているアンチダンピング関税（AD）や相殺関税（CVD）の適用対象外モジュールの需要が伸びているため、ベトナム、マレーシア、タイでの生産量が増加している。米国はこれらの国々から約3.5GWの太陽電池セルを輸入した。米国の太陽電池セル生産は、主にFirst SolarがCdTe薄膜太陽電池技術を用いて行っている。

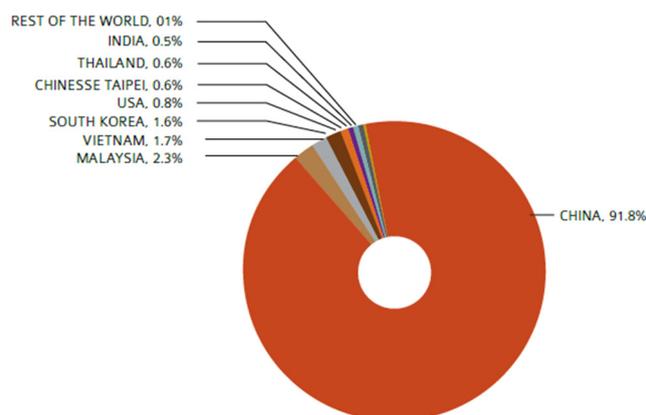


図 4.4 太陽電池セル生産量の国別比率（2023年）

出典：IEA PVPS、（株）資源総合システム

表4.2 太陽電池セル生産量及び太陽電池モジュール生産量・出荷量の世界上位5社（2023年）

順位	太陽電池セル生産量 (GW)		太陽電池モジュール生産量 (GW)		太陽電池モジュール出荷量 (GW)	
	企業名	生産量	企業名	生産量	企業名	出荷量
1	Tongwei Solar	80.8	JinkoSolar	83.5	JinkoSolar	78.5
2	JinkoSolar	63.9	LONGi Green Energy Technology	72.8	LONGi Green Energy Technology	67.5
3	LONGi Green Energy Technology	62.3	JA Solar Technology	60	Trina Solar	65.2
4	JA Solar Technology	45.5	Trina Solar	58.9	JA Solar Technology	55.3
5	Trina Solar	44.3	Canadian Solar	31.4	Tongweiグループ	31.1

注：生産量は製造企業自身の生産量。出荷量は委託生産や OEM 調達を含む

出典：IEA PVPS、（株）資源総合システム

表4.2に示すように、太陽電池セル製造企業の上位5社は中国企業である。

2023年にはp型PERC技術が約64%と最大の市場シェアを占めていたが、2024年にはn型技術への急速な移行が進むと予想されている。CPIAによると、TOPCon、シリコンヘテロ接合（SHJ）、バックコンタクト型（IBC）などの太陽電池セルに用いられるn型品の生産能力のシェアは、2024年末までに69%に達する見込みである。TOPCon技術のシェアは2022年の10%から2023年には約30%に増加し、2024年には約50%に増加して、主流技術になると予想されている。2023年のSHJのシェアは5%、IBCのシェアは2%であった。製造企業が投資している技術開発は主に2つあり、効率を向上するための技術開発と、銀（Ag）使用量を削減するための技術開発である。Silver Instituteによると、太陽電池セル用の銀需要は、2023年には前年比64%増の1億9350万オンスとなり、銀需要全体（11億9500万オンス）の16%を占めた。

太陽電池セルのスポット価格は、ウエハー価格や市場の需給状況に応じて変化しており、セル製造部門も需給ギャップの影響を受けている。2023年1月には、182mmサイズのウエハーを使用した太陽電池セルのスポット価格は10セント/Wであった。この価格は需要に応じて変動し、p型製品のスポット価格は2023年12月に約4セント/Wまで下落した。同期のn型製品（182mm）のスポット価格はp型製品より高く、5.6セント/Wであった。

今後、太陽電池セルの生産拠点が多様化すると予想されている。インドでは、セル生産能力は2026年末までに75GW/年を超えると予想されている。米国では、IRAの成立以降、合計43GW/年の生産能力の新設が発表されている。また、イタリア、フランスなどの欧州諸国、インドネシア、オーストラリア、ラオス、ブラジル、さらには中東やアフリカでも太陽電池セルの生産拠点の建設計画や生産能力増強計画が報告されている。前述の通り、現在の価格と需給ギャップを考えると、これらの計画が実現するかどうかは不透明である。

## 太陽電池モジュール生産

太陽電池セルだけでなく、2023年には世界の太陽電池モジュール生産能力も419GW/年の新規生産能力が追加され、1,032GW/年と初めて1TW/年を突破した。世界の太陽電池モジュール生産量（結晶シリコン太陽電池モジュール及び薄膜太陽電池モジュール）は612GWに達し、2022年の324GWから約62%増加した。図4.5に示すように、中国は引き続き世界最大の太陽電池モジュール生産国となった。920GW/年の生産能力を有する中国では、2023年に510GWの太陽電池モジュールが生産された。中国の太陽電池モジュール生産量のシェアは2022年の77.8%から84.6%に増加した。2023年には、中国の太陽電池モジュール輸出量は211.7GWと前年比37.8%増加し、過去最高を記録した。表4.2に示すように、太陽電池モジュール製造企業の上位5社は中国企業である。2024年上期、中国は前年同期比32.8%増となる271GWの太陽電池モジュールを生産した。このうち129.2GWが輸出された。輸出量は前年同期比で19.7%増加したが、輸出額は価格下落のため減少した。供給能力が急拡大したことにより、ほとんどの太陽電池モジュール製造企業が利幅の縮小に直面したため、中国では太陽電池モジュール製造企業の再編が始まっている。中国で発表されていた生産能力の増強や新規参入の事業計画の中には、著しい供給過剰状態のため中止または延期されたものもある。

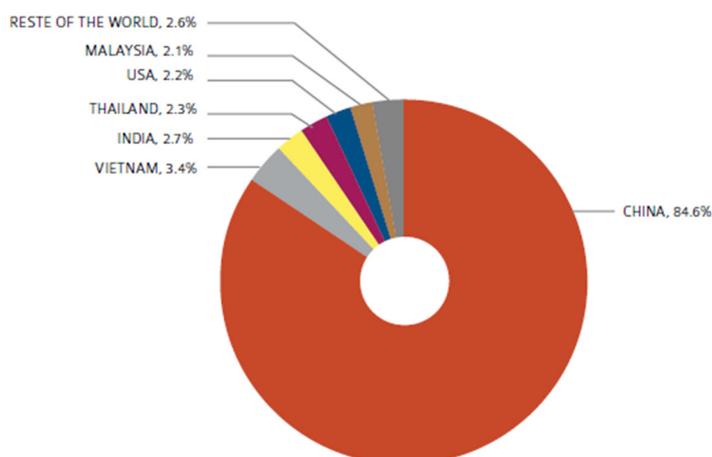


図 4.5 太陽電池モジュール生産量の国別比率（2023年）

出典：IEA PVPS、（株）資源総合システム

2023年の太陽電池モジュール生産量第2位はベトナム（21GW）、次いでインド（16.6GW）であった。このほかの太陽電池モジュール生産国は、タイ、マレーシア、米国である。カナダ、韓国、台湾、トルコ、シンガポール、一部の欧州諸国も生産国に挙げられているが、生産量はさらに少ない。インド新・再生可能エネルギー省（MNRE）によると、インドの太陽電池モジュール生産能力は64.5GW/年に達しており、2026年末までに150GW/年に達する可能性があるとして予想されている。インド政府は、製品・製造業者認証（ALMM）制度や生産連動型インセンティブ（PLI）制度を導入し、国内生産を推進している。米国では、米国では輸入関税による国内製造企業の保護と、インフレ抑制法（IRA）に基づくインセンティブの政策に基づき太陽電池モジュール生産量が2022年の7.3GWから2023年には13.5GWに増加し、8社により新たに20GW/年の生産能力が追加され、総生産能力は35GW/年となった。米国ではさらなる生産能力の増強が見込まれている。IRAの下、合計85GW/年の新規太陽電池モジュール製造設備の建設が発表された。欧州でも太陽電池モジュール

の域内生産計画が活発化している。低カーボンフットプリントのモジュールの需要増や経済活性化の影響、また欧州連合（EU）のイニシアチブに基づく特定の生産地に依存するリスク軽減への取り組みなどがドライバーとなっている。2024年6月に施行されたネットゼロ産業法（NZIA）は、域内生産を促進するものと期待されている。しかし一部の欧州企業は、より有利な条件を求め、欧州ではなく米国で生産能力を増強することを決定した。

サプライチェーンの他の製品と同様に、太陽電池モジュールの価格も市場の需給ギャップと在庫の増加による影響を受けた。182mmウエハーを使用した公称出力550～595WのPERC太陽電池モジュールの平均スポット価格は2023年1月に0.223ドル/Wであった。同年6月には0.187ドル/Wに低下し、2023年末の0.115ドル/Wまで徐々に低下した。価格下落により需要が刺激される一方で、太陽電池モジュール製造企業は困難な状況に直面している。ある大手太陽電池モジュール製造企業は、不当な価格で販売する企業を取り締まり、価格のみが選定基準となっている入札ルールを見直すよう、中国政府に要請した。製造企業は現在、コスト削減がさらに優先されることによる製品品質の低下リスクにさらされており、太陽電池モジュールの稼働期間を通じてエンドユーザーに対して安全性、信頼性、性能に関するリスクが生じている、と報じられている。価格競争が非常に激しいため、大手企業は太陽光発電製品と自社製の蓄電池やインバータを組み合わせたソリューション事業やシステムインテグレーション事業にシフトしている。

## 太陽電池モジュール技術

2023年には599.7GWの結晶シリコン太陽電池モジュールが生産された。図4.6に示すように、結晶シリコン太陽電池モジュールのシェアは98%となり、2022年の97.5%から微増した。なお、2023年には単結晶シリコン太陽電池モジュールへの移行が進み、多結晶シリコン太陽電池モジュールが市場から姿を消したことは注目すべきである。ウエハーとセルの項で述べた通り、大型の太陽電池セルの採用がさらに増加した。電力事業用分野では、2023年に使用された太陽電池モジュールの70%は、その表面積が2.5～3.0m<sup>2</sup>であった。この分野では両面受光型太陽電池モジュールも広く使用されている。大型の太陽電池モジュールは均等化発電原価（LCOE）の低減に貢献する一方、重量が重くなることで追尾装置や建設にかかるコストの増加が問題となる場合がある。現在、主流となっているのはハーフカット結晶シリコン太陽電池セルを採用した太陽電池モジュールで、2023年にはすべての太陽電池モジュールの90%超を占めた。1/3カットセルやさらに細分化したセルを用いた太陽電池モジュールも製造されている。リボンを使用せずに太陽電池セルの端を積み重ねる瓦積み（Shingled）技術を用いた太陽電池モジュールや、シームレスはんだ付け技術も採用された。

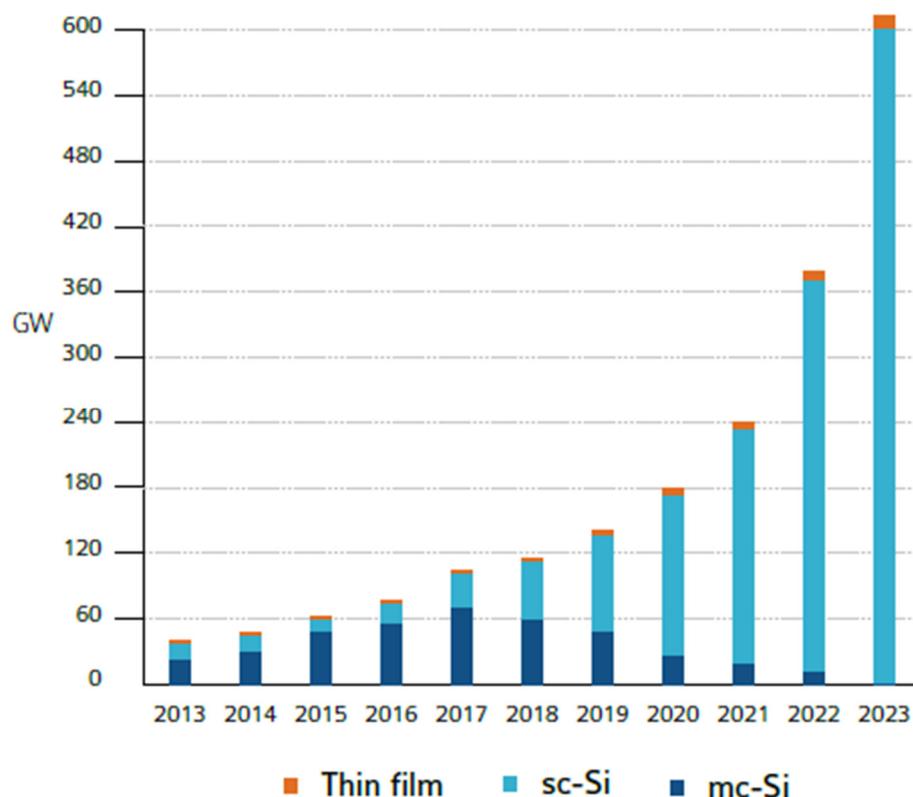


図 4.6 IEA PVPS 加盟国における太陽電池モジュールの技術別生産量 (GW) (2013~2023 年)  
出典：IEA PVPS、(株) 資源総合システム

2023年の薄膜太陽電池モジュール生産量は12.5GWで、シェアは2022年の2.5%から2023年には2%へとわずかに減少した。薄膜太陽電池モジュールの大部分はFirst Solar (米) が生産したCdTe薄膜太陽電池モジュールである。First Solarの生産能力は16.6GW/年で、米国とマレーシアの工場から11.4GWのモジュールを出荷した。中国は、3社合わせて540MW/年のCdTe薄膜太陽電池生産能力を有しているが、生産規模はFirst Solarと比べると依然として小さい。2023年に生産されたその他の薄膜太陽電池モジュールは、CIGS薄膜太陽電池モジュールとアモルファスシリコン太陽電池モジュールである。

## 新興技術

中国、日本、韓国、米国、ドイツ、オランダ、スウェーデンをはじめとする一部のIEA PVPS加盟国では、新興の太陽光発電技術の研究開発が進められている。特にペロブスカイト太陽電池技術は、変換効率が短期間で急速に向上したため、2023年も実用化に向けた取り組みが続けられた。ペロブスカイト太陽電池セルは、変換効率が高い、材料コストが低い、製造工程におけるカーボンフットプリントが少ないなどのポテンシャルを持つことが期待されている。世界中の企業約70~80社が、単接合型ペロブスカイト太陽電池セルや、ペロブスカイト太陽電池セルと他の技術を組み合わせたタンデム太陽電池セルの商業生産を目指して開発に取り組んでいる。

中国と欧州では、複数の企業がペロブスカイト太陽電池セルのパイロット生産ラインを稼働させている。2024年3月時点で、ペロブスカイト太陽電池セルの商業生産と販売を行っている製造企業は、ガラス基板のペロブスカイト太陽電池モジュールを生産しているHangzhou Microquanta

Semiconductor（中）と、主に消費財（商品名・価格を電子表示する棚の電源など）向けにペロブスカイト太陽電池セルを生産しているSaule Technologies（ポーランド）の2社である。他にも数社がサンプルの出荷を開始している。現在生産準備を進めている企業を含め、ほとんどの企業は2024年から2026年頃に商業生産を開始する計画で、中にはその後、生産能力をGW/年レベルまで拡張する計画を立てている企業もある。

中国では、約20社がペロブスカイト太陽電池セルの生産計画を発表している。2021年に公布された「スマート太陽光発電産業創新発展行動計画（2021～2025年）」の中で、中国工業情報化部（MIIT）は、太陽光発電産業全体のスマート化を推進する方針を発表した。このように、ペロブスカイトやタンデム型など新しい太陽電池セル・モジュールの先端研究と産業化が推進されている。また、長寿命で安全性の高い建材一体型太陽光発電（BIPV）の開発と利用も推進されている。こうした方針の下、パイロットラインで生産された両面ガラス・ペロブスカイト太陽電池モジュールが、実証プロジェクトとしてビルの屋根や壁面に設置され始めている。IEC 61215/61730の認証試験に合格したと発表した企業も複数ある。例えば、Hangzhou Microquanta Semiconductor（中）は2023年1月に、同社の量産型ペロブスカイト太陽電池モジュール「Microquanta Module-α」が、ドイツの第三者試験機関VDEによるIEC 61215規格とIEC 61730規格のすべての安定性試験に合格し、世界で初めて認証を取得したと発表した。また、UtmoLightは2024年2月に、面積0.72m<sup>2</sup>の商用サイズのペロブスカイト太陽電池セル・モジュールがIEC 61215/61730認証試験に合格し、世界初で唯一のTÜV認証を取得したと発表した。

また、ペロブスカイト太陽電池セルと結晶シリコン太陽電池セルを用いたタンデム技術の実用化も世界各地で活発に行われている。Oxford PV（英）は、同社ドイツ工場でM6規格（166mmサイズのウエハー）を用いたタンデムセルの小規模生産を開始しており、2024年には商業規模の生産を開始する予定である。2024年6月には、面積約1.6m<sup>2</sup>（1m×1.7m）の太陽電池モジュールで変換効率26.9%（フラウンホーファー太陽エネルギー・システム研究所（FhG-ISE）CalLabが測定）を記録したと発表した。Hanwha Solutions（Hanwha Q CELLS）（韓）は、パイロットラインの建設を進めている。2022年11月には、ヘルムホルツ・バルリン物質・エネルギー研究センター（HZB）などとのコンソーシアムを通じて、独・タールハイムにパイロット生産ラインを構築し、2023年5月には、韓国にある同社の鎮川工場にタンデム太陽電池モジュールの新たなパイロット生産ラインを建設するため、1億ドルの投資を行うと発表した。2026年末までに商業生産を開始する計画である。Tongweiグループ（中）は、100MW/年のペロブスカイト/ヘテロ接合（HJT）タンデム太陽電池セル研究開発ラインを含む太陽光発電産業技術研究開発センターを中・四川省に設立する予定で、2024年1月に四川省発展改革委員会から承認を得たと報じられている。同社は2023年11月に、ペロブスカイト/HJTタンデム太陽電池セルで変換効率31.68%を記録したと発表した。他の大手中国企業もペロブスカイト/結晶シリコン・タンデム技術の研究開発に取り組んでいるものの、パイロットラインの建設計画の発表には至っていない。LONGi Green Energy Technology（中）は、2024年6月に、小面積ペロブスカイト/結晶シリコン・タンデム太陽電池セルで変換効率34.6%（EU ESTIが測定）を記録したと発表し、さらに、M6規格のウエハーを用いて変換効率30.1%（FhG-ISEが測定）を達成したと発表した。Jinko Solarもタンデム太陽電池セルの研究開発に取り組んでおり、2024年5月には、n型TOPCon構造のペロブスカイト/結晶シリコン・タンデム太陽電池セルで変換効率

33.24%（SIMIT（中）が測定）を記録したと発表した。

前述の通り、ペロブスカイト太陽電池セルを用いた次世代型太陽電池セルの研究開発や実証が活発に行われているが、単接合技術もタンデム技術もいまだ本格的な商業生産には至っていない。変換効率の向上（小面積セルと大面積モジュールとのギャップを解消するため）、耐用年数や安定性の検証、及び生産工程の確立が必要である。こうした技術課題の克服に加え、技術の特性を活かしたターゲット市場の明確化、規格の整備（性能測定や信頼性評価）、システムとしての製品設計（工法など）、さらには環境安全性の確保やリサイクルへの対応も必要である。タンデム型については、既存の結晶シリコン太陽電池セル市場に導入する前に、耐久性や信頼性を検証する必要がある。

### 生産能力の推移

図4.7及び表4.3に、世界の太陽光発電システム年間設置容量、太陽電池モジュールの生産量及び生産能力の推移を示す。2023年の生産能力は、2022年の717GW/年から1,103GW/年に増加した。生産能力の数値には、もはや競争力を持たない老朽化した設備や稼働していない設備の生産能力も含まれているため、2023年の実際の有効生産能力は約700～800GW/年の水準と推測される。生産能力増強の速度は世界の太陽光発電市場の成長速度よりも速いため、2023年には需給ギャップが拡大し、太陽電池モジュールの価格は下落した。このギャップが縮小せず、在庫が解消されなければ、現在の価格水準が続くと予想される。

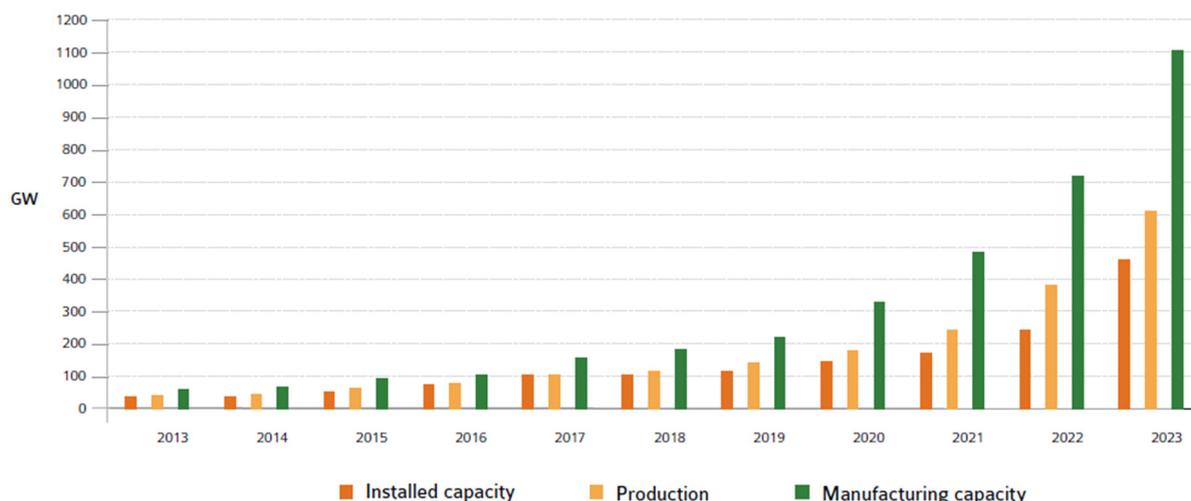


図 4.7 世界の太陽光発電システム年間設置容量、太陽電池モジュール生産量及び生産能力（GW）（2013～2023年）

出典：IEA PVPS、（株）資源総合システム

表 4.3 太陽電池モジュールの生産量及び生産能力の実績推移

年	年間生産量 (MW)			生産能力 (MW/年)			
	IEA PVPS 加盟国	IEA PVPS 非加盟国	合計	IEA PVPS 加盟国	IEA PVPS 非加盟国	合計	設備 利用率
1993	52		52	80		80	65%
1994	0		0	0		0	0%
1995	56		56	100		100	56%
1996	0		0	0		0	0%
1997	100		100	200		200	50%
1998	126		126	250		250	50%
1999	169		169	350		350	48%
2000	238		238	400		400	60%
2001	319		319	525		525	61%
2002	482		482	750		750	64%
2003	667		667	950		950	70%
2004	1,160		1,160	1,600		1,600	73%
2005	1,532		1,532	2,500		2,500	61%
2006	2,068		2,068	2,900		2,900	71%
2007	3,778	200	3,978	7,200	500	7,700	52%
2008	6,600	450	7,050	11,700	1,000	12,700	56%
2009	10,511	750	11,261	18,300	2,000	20,300	55%
2010	19,700	1,700	21,400	31,500	3,300	34,800	61%
2011	34,000	2,600	36,600	48,000	4,000	52,000	70%
2012	33,787	2,700	36,487	53,000	5,000	58,000	63%
2013	37,399	2,470	39,868.5	55,394	5,100	60,494	66%
2014	43,799	2,166	45,964.9	61,993	5,266	67,259	68%
2015	58,304	4,360	62,664	87,574	6,100	93,674	67%
2016	73,864	4,196	78,060	97,960	6,900	104,860	74%
2017	97,942	7,200	105,142	144,643	10,250	154,893	68%
2018	106,270	9,703	115,973	165,939	17,905	183,844	63%
2019	123,124	17,173	140,297	190,657	28,530	219,187	64%
2020	156,430	23,044	179,474	289,581	37,095	326,676	56%
2021	213,032	29,346	242,378	410,500	71,500	482,727	50%
2022	329,842	48,758	378,600	611,124	105,476	716,600	53%
2023	550,992	61,208	612,200	1,030,500	72,500	1,103,000	56%

注：中国のIEA PVPS加盟は2010年であるが、2006年以降の統計には中国の生産量及び生産能力が含まれている

出典：IEA PVPS、(株)資源総合システム

## 周辺機器（BOS）製造・供給企業

周辺機器（BOS）コンポーネントの製造・供給企業は、太陽光発電のバリューチェーンの重要な部分を占めており、太陽電池モジュール価格の低下に伴い、システム・コストに占めるBOSコンポーネントの割合が増加している。そのため、BOS製品の生産は、太陽光発電産業全体において重要な部門となっている。

## インバータ

中国の太陽光発電市場が成長し、2023年には設置容量が最低でも235.0GW、恐らく最大で277.2GW<sup>1</sup>と前年の2倍以上に達し、中国のインバータ製造企業は世界市場で圧倒的に優位な地位を占めた。その優位性は、電力事業用と分散型、双方の太陽光発電市場で確認された。CPIAによると、2023年は、中国製インバータが世界の出荷量全体の70%を占めた。中国企業のHuaweiとSungrowが世界出荷量の約50%を占め、上位10社の製造企業が同80%以上を占めた。しかし、依然として地域差があり、中国市場は中国企業が独占しているが、米州と欧州の太陽光発電市場では欧州の製造企業がより大きなシェアを占めている。

インバータは一般的に、セントラル・インバータ、ストリング・インバータ及び「MLPE（モジュールレベル・パワーエレクトロニクス）」と呼ばれるマイクロインバータの3種類に分類される。10MW超の大規模電力事業用プロジェクトに使用されるセントラル・インバータ（1～5MW）の2023年のシェアは約20%で、2022年の33%から低下した。電力事業用や中小規模の業務用太陽光発電システムに使用されるストリング・インバータの市場シェアは約79%であった。MLPEのシェアは約1%と依然として低く、主に住宅用や小規模業務用システム向けに使用されている。

インバータは、価格圧力を受けていたため、効率向上が進み99%を達成した。SiCやGaNを採用することで軽量化・小型化が実現し、新製品では体積が40%超、大きさが30%超削減されていると報告されている。電圧については、1,500V製品が世界市場で55%弱のシェアを占めている。2023年には、中国の孟家湾太陽光発電プロジェクトで初めて2,000V製品が系統連系された。高電圧2,000Vの太陽光発電用インバータは、システムの電力損失を減らし、インバータだけでなく変圧器やその他の機器の電力効率も向上させ、材料費の削減にもつながる。

新たな系統連系規程では、確実に系統を運用・保護するために太陽光発電用インバータが積極的に貢献することが要求されており、現在、デジタル技術を用いた高度な制御機能及び相互通信機能を備え、慣性力に対応するグリッドフォーミングが開発されている。インバータの機能に関する要件が拡大する一方で、サイバーセキュリティに関する深刻な懸念が浮上しており、サイバーセキュリティへの対応は、今やエネルギー安全保障の大きな課題のひとつとなっている。最近では、国立標準技術研究所（NIST）（米）が「Cybersecurity for smart inverters: Guidelines for residential and light commercial solar energy systems（スマートインバータのサイバーセキュリティ：住宅用及び小規模商業用太陽エネルギー・システム向けガイドライン）」の草案を発表した。SolarPower

---

<sup>1</sup> AC/DC変換比率が不確実であるため、幅のある数値を提示している。特に中国における新設の電力事業用太陽光発電システムの容量については、中国の公式報告値を年間設置容量の最小値と見なしている。電力事業用システムの公式のAC/DC比率に不確実性があることを考慮すると、年間設置容量の最大値として、さらに42GWが設置された可能性がある。

Europeをはじめとする業界団体も、こうした問題に取り組んでいる。

分散型市場の成長により、住宅用・業務用の蓄電にも対応するハイブリッド製品が増加しているほか、電気自動車（EV）や仮想発電所（VPP）への応用が広がっている。自家消費に関しては、蓄電システムやEVとスマートモニターを組み合わせたエネルギー・マネジメント・ソリューションにより、自家消費を最適化する機能も付加されている。AI及び機械学習を応用した故障検出や発電の最適化は、運用・保守（O&M）コストの削減に貢献した。

MLPEも特定の市場で成長している。米国の住宅用市場では、米国電気工事規程（NEC）が求めるラピッドシャットダウン（迅速なシャットダウン）要件に対応するため、主にマイクロインバータ及びDCパワーオプティマイザ（モジュールレベルで動作）が採用されているが、シャットダウンとAC配線が望ましいとされる他の市場（フランスの公共施設など）でも推進されている。MLPEは、日陰の影響を受ける太陽光発電システムの高出力化に役立ち、火災時にはより効率的なラピッドシャットダウンが可能である。2023年には、欧州のMPLE市場が分散型太陽光発電の需要とともに成長したと報告されている。

前述した米国における太陽電池製造拠点の構築計画に関連して、米国ではインバータの生産能力も増加する見通しである。2023年8月、Siemensは米国における委託製造を発表し、Enphaseは複数の州における委託製造を拡大した。インフレ抑制法（IRA）では、インバータ製造にもインセンティブが提供される。IRAの30%の投資税額控除（ITC）では国内産品要件を満たすプロジェクトに控除率が10%加算されるため、米国製インバータへの需要が高まることが期待されている。

## 追尾装置

この他のBOS製品の中では、一軸追尾装置市場が拡大している。2023年の一軸追尾装置の設置容量は約70GWであった。最大の追尾装置市場は米国で、電力事業用プロジェクトの90%超が一軸追尾装置を採用している。米国以外では、電力事業用太陽光発電プロジェクトが成長している中国、インド、オーストラリア、南米、南アフリカ、中東の国々で太陽光発電向け追尾装置市場が拡大している。他の分野と異なり、追尾装置の出荷量では米国が世界最大のシェアを持ち、一軸追尾装置の出荷量では50%超を占めているが、中国や欧州などの需要地でも一軸追尾装置は生産されている。一部の大手企業（Nextracker、ArrayTechnologies、GameChange Solar）は、IRAの税額控除で国内産品要件を満たす場合に控除率の上乗せがあることから、力強く成長する電力事業用太陽光発電市場の恩恵を受け、米国での生産能力増強を発表した。追尾装置は、電力事業用の他に、営農型太陽光発電プロジェクト向けに、太陽エネルギーを農作物と共有できるように特別に設計されたものが開発・実用化されている。

## 太陽光発電の川下部門

川下部門では、電力事業者の子会社、太陽電池モジュール製造企業の子会社、従来型エネルギー事業者、石油関連エネルギー事業者など様々な業種の企業が事業を展開している。大手太陽光発電プロジェクト開発事業者は海外展開を加速させており、アフリカ、中東、東南アジア諸国連合（ASEAN）地域及び南米などの市場での事業展開を活発化させている。国際的な事業展開を積極的に進めるプロジェクト開発事業者が増加している。従来型エネルギー企業はこの分野に積極的に、TotalEnergies、Enel、Light Source BP、EDF Renewables、Iberdrolaなどが世界中で太陽光発電の開発を行っている。中国のエネルギー大手もこの分野に積極的に、State Power Investment (SPIC)（中国国家電力投資集団）、CHN ENERGY Investment Group（国家能源投資集団）、China Huaneng Group（中国華能集団）、China Three Gorges Renewables（中国三峡新能源）、China Datang（大唐集団）のエネルギー企業上位5社が、2023年に合計で約80GWの太陽光発電プロジェクトに投資した。また、川下部門において複数の垂直統合型企業が事業を展開していることも注目すべき動向である。これらの企業は、太陽電池モジュールやポリシリコンを製造し、太陽光発電プロジェクトを開発し、EPCや運用・保守（O&M）サービスを提供している。JinkoSolar（中）、Trina Solar（中）、Canadian Solar（カナダ）、Hanwha Solutions（韓）などの結晶シリコン太陽電池モジュール製造企業も川下部門で積極的に事業を展開している。一方インドでは、プロジェクト開発事業者が生産連動型インセンティブ(PLI)制度を利用するために川上部門に参入した。例えばAdani Groupは、太陽電池セル・モジュールの生産能力に加え、ポリシリコンから太陽電池モジュールまでの垂直統合型生産を構築する計画を立てている。2024年4月には、グジャラート州でウエハーとインゴットの生産工場が操業を開始した。

太陽光発電電力は、依然としてほとんどの国で最も低コストの選択肢であるため、投資家にとってますます魅力的なものとなっている。2023年の太陽電池モジュール価格の低下は太陽光発電市場を刺激したが、プロジェクト開発事業者は昨今のインフレ、金利上昇、人件費の上昇を考慮する必要がある。このような状況においては、高い信用力と資金力を持つ開発事業者ほど資金調達が容易になり、より高い競争力を持つようになるとみられる。世界各地で、政府の入札は昨今のインフレ、金利上昇、製品価格の変動を考慮し、引き続き投資を呼び込めるよう柔軟な方法を編み出す必要がある。



## 5章 太陽光発電が社会に与える影響と社会的受容

太陽光発電は、経済分野、社会、環境全体に良い影響を与え、確実に永続的で重大な変化を現代社会にもたらしており、エネルギー転換を進める上で欠かすことができない柱となっている。あらゆる急進的な変革と同様に、変化が社会的に受容され、さらには望まれるものとなるためには、その魅力や必要性を広く知らしめ、変化をもたらす影響を理解してもらうことが必要である。太陽光発電が社会に与える影響としては、従事する雇用者数、企業の設立や撤退、事業転換、新しい資金の流れの創出、環境や地域社会への影響などが挙げられる。太陽光発電をますます野心的なクリーンエネルギー目標に取り入れようとする政府にとっては、太陽光発電の発展に関連するこれらの社会的側面を理解することが不可欠になりつつある。

特に、太陽光発電の普及率が上昇し、地域社会において電力事業用太陽光発電システムや建物に設置されるシステムを目にする機会が増えるにつれ、太陽光発電を受容しがたく思う人々も出てきている。また、一部の国では、多くの人が概ね好意的であるにもかかわらず、地上設置型太陽光発電システムを中心に、時には建物据付型太陽光発電システムも組織的な抵抗にあっている。

本章は、依然としてデリケートな論点として残る重要な側面を強調しつつ、太陽光発電がエネルギー転換における要素として人々に望まれるようになるために活用できる重要な要素と指標を提供することを目的としている。

### 太陽光発電の普及に対する受容

受容とは、ステークホルダーがエネルギー転換に賛同し、それに対する支援や関与に意欲的であることを意味する。この場合の受容は、変化に対するポジティブな認識によって促進され、ネガティブな影響によって減退する。太陽光発電の開発初期にあたる、2007年から2009年にかけて欧州で起きた市場過熱までは、太陽光発電は圧倒的にポジティブなイメージの恩恵を受けていた。

当時の太陽光発電の開発は小規模分散型の屋根設置型太陽光発電システムであり、太陽光発電は目立って収益や緊張感を生み出す存在ではなかった。

太陽光発電に対する受容度の低下は、市場過熱による急成長の後に起こる傾向がある。例えば、スペインでは2007年から2008年にかけてフィードイン・タリフ（FIT）制度が非常に好評で、太陽光発電システムの導入が急速に進展したため、国内の経済や予算への影響を恐れた政府が支援制度を縮小した。FIT制度を導入したその他の国も、市場の大きな発展とその後の急激な縮小を経験した。欧州連合（EU）は2011～2012年までは太陽光発電開発の中心地であったが、スペイン、フランス、ベルギー、チェコ、ギリシャ、ブルガリア、ルーマニアなど多くの国で同様のケースがみられた。

こうした状況下で反対したのは、主に太陽光発電を脅威とみなすセクターであった。例えば、従来の電力事業者やエネルギー関連の大手企業は、これまでの事業計画に太陽光発電を組み込むことができず、十分な情報を持たない当局に対して太陽光発電開発を抑制するよう圧力をかけた。太陽光発電コミュニティは、太陽光発電の環境面での利点に基づいて評判を築いてきたが、社会的に広く受容されるための取り組みには至らず、政府との健全な対話を築くことができなかった。

太陽光発電が社会的に受容されない原因として最も頻繁に繰り返される議論には、国や市場分野によって違いがあるものの、以下のような共通のテーマがある。

- ・ 自然や歴史的景観の中で、太陽光発電システムの外観が美しくないこと
- ・ 太陽光発電システムから生み出される資金の流れに対する否定的な意見（個人または、自国の資源を利用して自国経済に寄与せずに利益を得る多国籍企業の「暴利行為」と見なされている）
- ・ 製造工程で有毒物質や希少材料が使用され、リサイクルの可能性がないことや、有害物質が時間の経過とともに環境に浸出する可能性があることへの懸念
- ・ 太陽光発電が農作物に取って代わり、食料供給や食料主権にリスクをもたらすのではないかという懸念
- ・ 生物多様性や地域環境への影響を根拠とする地上設置型システムへの反対
- ・ システム設計において開発事業者が地域社会の感情やニーズに配慮しないのではないかという懸念
- ・ 品質や信頼性の問題に関する懸念（火災や電気に関するリスク、暴風雨への耐久性など）

こうした問題は、太陽光発電の普及率が低い間は顕在化せず、普及率が高まるにつれて顕著になるとみられる。こうした問題を抱える国・地域では、太陽光発電セクター、独立機関、政府機関などが、コミュニケーション活動や啓発活動の企画、太陽光発電に対するより攻撃的なデマを覆すためのファクトチェック・ツールの提供、一般市民や特定の対象に向けた啓発資料の作成を行った。コミュニケーション活動は、一般市民を対象にする傾向があり、ベスト・プラクティスの実証、コミュニティによる投資やガバナンスの説明、さらには計画策定及び開発プロセスへの参加や関与の仕方を市民に教育することを目指している。

## 社会政治的受容と地域社会による受容

多くの国で、国による社会政治的受容と地域社会による受容の間には乖離がある。それぞれ、懸念の内容が異なるため、別々に取り組む必要がある。

国による社会政治的受容とは、政治、政策決定者、主要なステークホルダー及び国民による技術の受容を指している。これには、太陽光発電を導入するためにどのように法規制の枠組みを適応させるかが含まれており、支援制度や系統枠、雇用、産業の発展、現地産品調達のための財政的負担を誰が負うかなど、さまざまな問題が考慮される。国内の太陽光発電開発の初期段階では、社会政治的受容が地域社会による受容に遅れをとっていることが往々にしてある。

各国政府は、計画立法や手続きを適応させ、地域社会との連携や技術の進歩に向けた研究予算を確保し、導入規則や現地産品要件を通じて地域雇用を支援する施策を展開することで、国の社会政治的受容の成熟度を示してきた。例えば、トルコでは、太陽光発電の開発は、国内での価値創出と結びつくまでの間、一時的に停止されていた。フランスでは、長年にわたり入札で間接的な現地産品要件が取り入れられており、2022年と2023年には国内で製造されたBIPV製品がFIT制度のボーナス対象となったほか、2024年には国内製造を目的とした2件のギガファクトリー・プロジェクトが国家的重要プロジェクト（Projects of National Interest）に指定された。米国では、最近の資金援助プログラム「R-STEP（Renewable Energy Siting through Technical Engagement and Planning：技術的関与と計画策定による再生可能エネルギーサイト選定）」により電力事業用太陽光発電所の立地計画への地域社会との関わりが向上している。また、地域社会による太陽光発電の受容と反対に関する研究（SEEDS）に特別予算が計上された。日本では、2023年に資源エネルギー庁のワーキンググループが、地域社会と共生する立地計画慣行を促進する勧告と、法令を一部でも遵守しなかった事業者へのFIT制度及びフィードイン・プレミアム（FIP）制度の停止規定を策定し、発電事業者の責任について一般市民に安心感を与える取り組みを行っている。

地域社会による受容は、地域のステークホルダーによる受容と関連している。また、流通の妥当性（コストや利点）や手続きの妥当性、信頼性に対する懸念が含まれており、NIMBY 症候群（訳注：Not In My Backyard（うちの裏庭ではやめてくれ）の略。地域環境に好ましくない施設の近隣設置に反対する考え）が見受けられる場合もある。地域社会による受容には経済的側面に対する考慮、つまり系統費用、再生可能エネルギー発電システムに対する課金、太陽光発電への不平等なアクセス、少数の大手企業への収益の集中、社会的側面（環境及び景観への影響）、特定の反対派（例えば、農業従事者、猟師、ロビイスト）などが含まれる。電力事業用太陽光発電市場が成熟した多くの国では、電力事業用太陽光発電システムに対する地元住民からの反対や組織的な反対を受けた経験が積み重ねられている。その理由として、土地の透水性を阻害することや、農業や生物多様性保護区との土地利用の競合（オーストリア、フランス、スペイン、ポルトガル、スウェーデン）、さらには、地域の文化遺産と調和しないこと（イタリア）など複数の要因が挙げられている。こうした反対は、計画への許認可に対するものだけでなく、各国の計画規制の方針として打ち出され、電力事業用太陽光発電所の設置を制限している（米国、フランス、イタリア、オランダ）。

地域社会による受容度を向上させるための行動例として、付加価値の利益を地域住民と共有することの義務化（フランス）や、近隣住民や地域社会の人々にサイト選定、計画策定手続きや協

議への参加の機会を提供することなどがある。太陽光発電の受容に関連する課題は、たとえ太陽光発電システムが設置場所の政治的、経済的、地理的及び社会的状況の影響を直接受けているとしても、国・地域を問わずほぼ同様である。そのため、経験や優れた取り組みに関する情報を共有し、この課題について各国間で協力を強化する必要がある。

## 地域社会の関与

地域社会による受容度を高め、導入を加速させる重要な方法として、ステークホルダーの関与がある。ステークホルダーは、研究から許認可、建設、利用に至るバリューチェーンの全体にわたって関与しており、許認可、系統連系、投資といった主要な分野では、ステークホルダーの関与が重要である。関与を強化する手段としては、許認可手続きにおける公開協議、自家消費（すべての市民に発電者になることを促す）、エネルギー・コミュニティや集団所有、気候・エネルギー転換に関する詳細な政策・目標策定への自由な参加、またはエンドユーザー向けのガイダンスや啓発ツールの提供などがある。

地域住民や地域社会が太陽光発電のゾーニング、太陽光発電プロジェクトのサイト選定、許認可手続きに関与することは、大規模プロジェクトに対する地域社会の受容度を高めるための手段として広く認識されている。したがって、オーストリア、日本、米国、フランス、英国などの多くの政府は、太陽光発電プロジェクトの許認可手続きにおいて地域住民や地域社会との公開協議を必須要件としている。日本では、2024年以降、特定規模以上のシステムや森林管理認可を必要とするシステムのFIT制度及びFIP制度の利用について、実施すべき公開説明会の最低回数が定められており、透明性のある事業計画の説明を義務づけることも可能である。米国では、政府によるR-STEPプログラムが、地域社会向けの再生可能エネルギーの計画策定やサイト選定プロセスの改善を目指す、州政府によるプログラムの創設や拡大を支援する予定である。フランスでは、1MW超の地上設置型太陽光発電システムについては、公開協議の実施を義務づけている。欧州では、2024年5月に欧州連合（EU）が、再生可能エネルギーの導入を加速するため、許認可手続きの改善と合理化を目的とする一連のガイダンス文書（新規・改定文書）を採択した。これらのガイドラインは、受容度を高めるために市民参加が重要であるということ認識したうえで、「政策策定から空間計画、プロジェクト開発、導入、運用まで、再生可能エネルギー・プロジェクトのすべての段階において、市民、地方自治体、社会的ステークホルダーのニーズと視点を考慮すること」を推奨している。<sup>1</sup>

エネルギー・コミュニティへの市民の参加や、太陽光発電プロジェクトに対して市民が投資したり、管理したりすることは、住民・市民がプロジェクトを立ち上げる力を得るだけでなく、地域社会への経済の流れを維持するための重要な手段である。オーストリアでは、市民がエネルギー計画策定に関与し、投資を行う実験的な取り組みが行われている。フランスでは、市民による再生可能エネルギーへの投資を促進するために政府が共同で出資している。オーストリア、ドイツ、フランス、デンマーク、米国、オーストラリアなど多くの国で市民による投資が行われており、市民は、プロジェクト管理に参加したり、金銭的な利益を受けることができる。

---

<sup>1</sup> 再生可能エネルギー及び関連インフラプロジェクトの許認可手続きの迅速化に関する委員会勧告（EU）2024/1343（2024年5月13日）

情報及び指針のウェブプラットフォームやパンフレットを利用して、行政手続きの案内や技術解説、購入者ガイドの提供を行うことで、市民の自家消費への関与を促進できる。オーストラリアでは、政府のウェブサイト「Solar Consumer Guide」で、設置から設置後の監視までの手続きを説明している。米国では、米国エネルギー省（DOE）・太陽エネルギー技術局（SETO）が運営する「Homeowner's Guide to Going Solar」ウェブサイトと同様の説明を行っている。フランスでは、政府の資金で運用しているウェブサイト「Photovoltaïque.info」で、エンドユーザーと設置業者の両方に計画策定から運用までの指針を提供している。シンガポールでは、同様のシステムとして政府機関の「Energy Market Authority」がウェブサイトを作成し、設置手順、支払いスキーム、余剰電力販売に関する指針を提供している。設置手順の項目には、太陽光発電システムの設置許可を得た有資格者（建築家または専門エンジニア）のリストが含まれている。

より一般的には、下記のような様々な視点からの関与がみられる。

- ・ 太陽光発電電力を享受する個人の参加：プロシューマとは、系統連系を維持しながら電力消費の一部または全量を太陽光発電で発電する電力需要家である。プロシューマ政策のうち、特に自家消費政策を実施している国については、第3章に記す。新興国におけるエネルギー・アクセスにおいては、分散型エネルギー源の導入が大幅に増加していることが長年にわたって示されている
- ・ 太陽光発電電力の開発・利用を目的とする団体の活動における個人の参加：エネルギー・コミュニティと特定のソーラー・コミュニティが電力を生産・管理するコミュニティに関与し、ステークホルダーの深い関与を可能にしている
- ・ 太陽光発電の開発に参加する団体やグループ：太陽光発電事業に参入している企業や電力事業者は、気候変動緩和戦略のツールとして太陽光発電を採用する当局と同様に、エネルギー転換の支持者となることで知られている

## 気候変動の緩和

以下に、経済的、社会的、環境的側面において、太陽光発電に対する一般的な認識を向上させるために用いられる、重要かつ具体的な要素を示す。

気候変動は、社会が克服しなければならない重要な課題のひとつであり、太陽光発電は、エネルギー部門において温室効果ガス排出量を削減するための主要なソリューションのひとつである。

2022年の世界のエネルギー関連の排出量は二酸化炭素換算（CO<sub>2</sub>eq）で374億トン（t）<sup>2</sup>に増加し、2022年から1.6%増加した（2021～2022年は0.9%増加）。グリッド・ミックスにおける太陽光発電の比率が増加すると、発電によって生じる排出量が大幅に削減される。2023年の世界全体の電力における平均炭素強度は約490gCO<sub>2</sub>/kWh<sup>3</sup>（2022年から微増）であったが、太陽光発電電力1kWhあたりの二酸化炭素排出量は、技術と日射条件により異なるものの、ライフサイクルベースで15gCO<sub>2</sub>/kWhという低い値になる可能性がある。

例えば、2024年のIEA PVPS タスク 12 の報告書には、調査した設置例として、イタリア南部の

<sup>2</sup> <https://www.iea.org/reports/co2-emissions-in-2023>

<sup>3</sup> <https://ember-climate.org/insights/research/global-electricity-review-2024/>

太陽光発電所（年間日射量：約 1,820kWh/m<sup>2</sup>/年）の場合の推定温室効果ガス排出量が示され、太陽光発電所が一軸追尾装置を備えている場合は 17.1gCO<sub>2</sub>eq/kWh、固定傾斜角（34 度）のモジュールの場合は 20.7gCO<sub>2</sub>eq/kWh であるとしている。

太陽光発電によって削減される年間ベースの二酸化炭素の総排出量は、2023 年末時点の太陽光発電システム累積設置容量に基づく年間発電量を考慮し、これらの発電量が、太陽光発電システムが設置されている国の個別のグリッド・ミックスによる発電量と同量の電力量に置き換わることを考慮して算出される。

太陽光発電電力の年間発電量は、太陽光発電システムの平均出力と各国の日照状況に基づく等価システム稼働時間をもとに国ごとに算出される。ライフサイクルベースの太陽光発電電力とグリッド・ミックスによる電力の国別の二酸化炭素排出係数（gCO<sub>2</sub>/kWh）は、IEA PVPS タスク 12 のデータベースの値を利用している。多くの国で太陽光発電の普及率がますます高くなると同時に、中国製モジュールが圧倒的な市場シェアを獲得している状況を受けて、本報告書では、これまでの報告書で使用された CO<sub>2</sub> 削減貢献量の決定方法に対し、いくつかの変更を行った。

普及率の上昇に伴い、本報告書では、各国の平均的なグリッド・ミックスから電力の CO<sub>2</sub> 排出量を算出し、その電力が太陽光発電によって置き換えられると見なしている（従来は、限界生産における二酸化炭素排出量を考慮していた）。この変更により、太陽光発電が、最も環境を汚染する給電指令が容易な電力だけでなく、平均的な電力を代替するようになったため、CO<sub>2</sub> 削減貢献量が大幅に減少した。さらに、2022 年以降に設置された太陽光発電システムについては、設置場所がどこの国であるかに関わらず、一律に、中国製単結晶シリコン太陽電池モジュールを用いたものとして一定の排出量で計算している<sup>4</sup>。

この方法論を利用して算出すると、設置済みの太陽光発電システムによって削減される二酸化炭素相当量は、年間最大 9.23 億トン（t）と算出される。エネルギー分野における二酸化炭素排出量の約 2.5%が太陽光発電により削減されていることになる。これは基本的に、中国、インド、オーストラリア、ドイツやポーランドなど、炭素強度の高いグリッド・ミックスを持つ国で太陽光発電システムが大量に設置されているという事実に基づいている。

二酸化炭素削減貢献量  
9.23 億 t-CO<sub>2</sub>eq

図 5.1 に、二酸化炭素削減貢献量の上位 30 ヶ国で削減された二酸化炭素削減貢献量を示す。上位 30 ヶ国が世界全体で太陽光発電システムによって削減された二酸化炭素削減貢献量の約 98% を占めた。各国の太陽光発電システム設置容量と、グリッド・ミックスの炭素強度を示した本図は、世界全体で削減された排出量に対する各国の貢献度の違いと、それぞれのグリッド・ミックスの影響の大きさを明確に示している。電力ミックスにおける二酸化炭素排出量が大きい国ほど、太陽光発電システムの設置が排出量の削減に貢献する割合は高まる。

<sup>4</sup> 前年度の方法論が維持されていた場合、CO<sub>2</sub> 削減貢献量は 1,927MTCO<sub>2</sub>eq と報告されていたはずであるが、今回更新された方法論では、8,923MTCO<sub>2</sub>eq と報告されている。

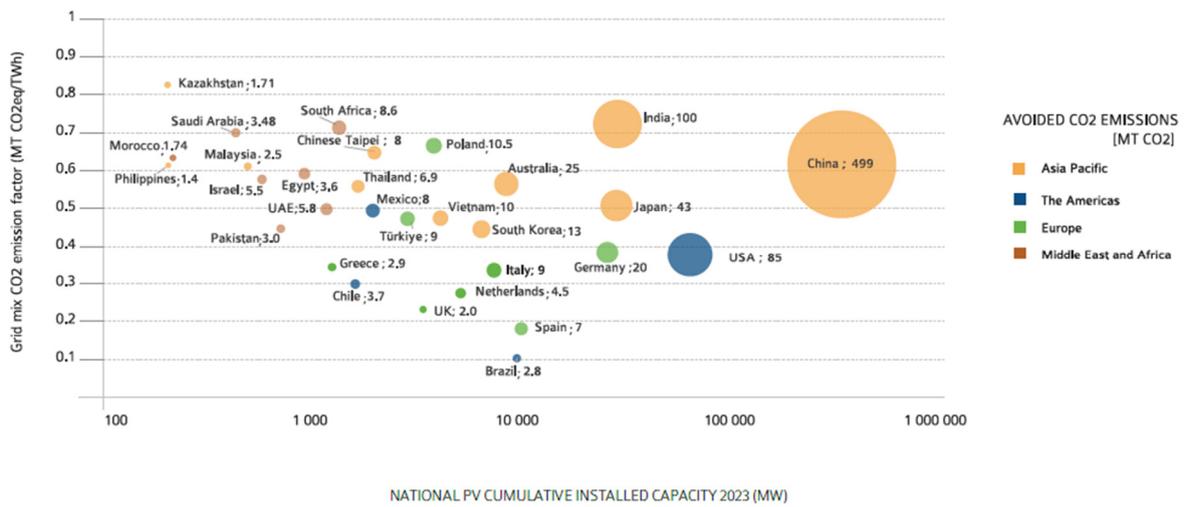


図 5.1 太陽光発電による二酸化炭素削減貢献量 (MTCO<sub>2</sub>eq/TWh)

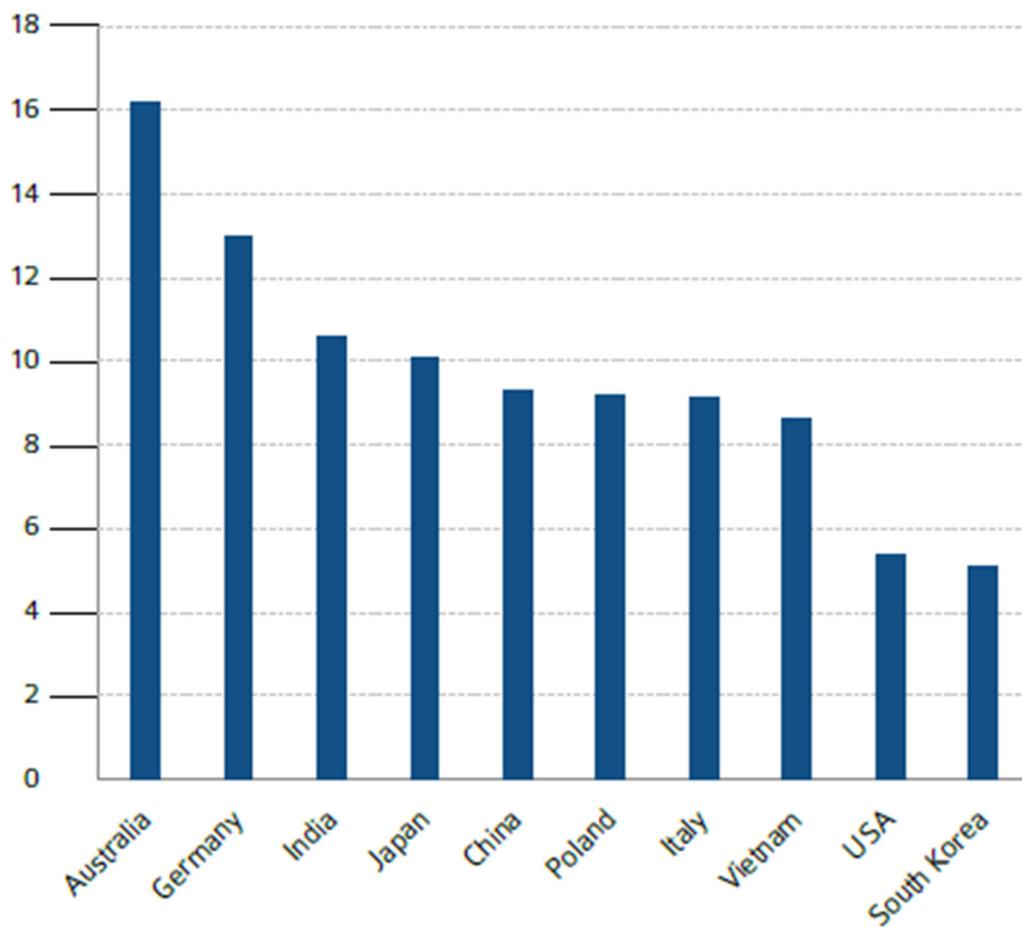
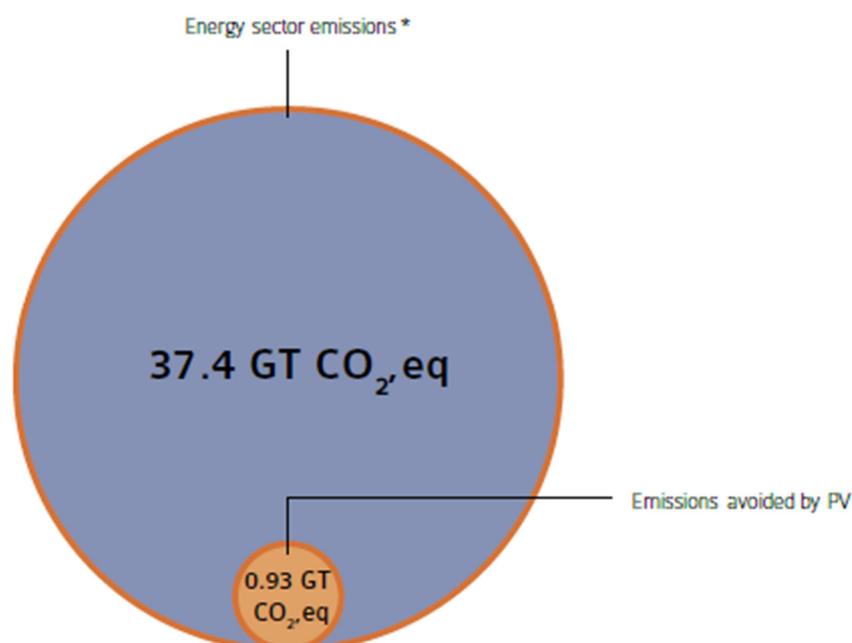


図 5.2A 電力部門の総排出量に対する二酸化炭素削減貢献量の比率 (%)

出典：IEA PVPS、その他



\*燃料の燃焼によって発生するエネルギー関連の二酸化炭素排出量  
 図 5.2B エネルギー部門の総排出量に対する二酸化炭素削減貢献量の比率  
 出典：IEA PVPS、その他

## 経済価値

太陽光発電セクターの2023年の売上高は、約4000億ドルに達した。これは、太陽光発電市場の規模（年間設置容量及び累積設置容量）と、市場分野や国により異なる設置及び運用・保守（O&M）の平均価格に基づいて計算されている。

特にO&Mに関連する売上高は、保守契約やコストが多様であることから、詳細には検討されていない。しかし、O&Mに関連する世界全体の売上高は、約150億ドル/年と推定された。算出に用いた前提から、この値は控えめに推定されていると考えられる。交換やリパワリングにかかる材料コストは明確になっていないため、売上高の推定値には含まれておらず、またリサイクルの価値も考慮されていない。O&Mコストは時間の経過とともに低下しており、通常の契約下では太陽光発電システムの一部についての保守は行われていない（特に、監視が行われていない住宅用屋根設置型太陽光発電システム）。

IEA PVPSの推定によると、年間市場の成長と並行して、世界全体の太陽光発電システム設置の事業価値は約62%増加し、世界全体のO&Mの事業価値は50%以上増加した。太陽光発電の世界全体の事業価値は、2022年から2023年にかけて25%という顕著な増加をみたが、今年（訳注：原文ママ、本レポートの発刊は2024年10月）はそれをはるかに上回る増加となっている。増加の要因のひとつとして、2023年には（すべての市場でモジュール価格の下落が反映されたわけではなかつ

太陽光発電セクターの  
売上高 **4000 億ドル**

O&M  
**150 億ドル**

世界全体の事業価値  
**2023 年に 62%増**

たとはいえ)多くの市場でシステム設置コストの低下が見られた。もうひとつの要因は、市場規模の大幅な拡大である。これまで同様、事業価値の増加率が、年間の新規設置容量の増加率(90%)よりも低いという点を重視すべきである。また、集中型システム、老朽化した発電所及びリパワリング運転の増加によって、運用・保守(O&M)の価値がさらに高まると見られる点は注目に値する。

本報告書の目的として、太陽光発電セクターの経済的価値を設置容量(MW)に基づいた評価とし、完全なバリューチェーンにおける貢献のすべてを評価しているわけではない。太陽光発電産業の事業価値の評価は、分散型発電や多国籍企業が存在するため概してより複雑である。しかし、IEA PVPS加盟国のうち、主要な太陽光発電製品製造国は、太陽光発電関連産業の事業価値について具体的な概算を行っており、以下の個別のセクションで示されている。

### GDPIに対する貢献度

図5.3に、IEA PVPS報告国における国内総生産(GDP)に対する太陽光発電セクターの推定事業価値の比率を示す。これらの数値は、前述の通り、各国の国内太陽光発電市場に基づいて算出されたものであり、輸出入は考慮されていない。輸出相手国の太陽光発電市場を通じて事業価値を高めることで輸出の恩恵を受けている国がある一方で、巨額の輸入により負の影響を受けている国もある。しかしながら、前述の通り、太陽光発電市場では統合が進んでおり、太陽光発電バリューチェーンの各段階での貢献度を個別に評価することは極めて難しい状況である。

図 5.3 に示す通り、国内市場の規模が大きくなるにつれて、GDP に占める太陽光発電の事業価値は上昇している。中国、スペイン、オーストリアでは、いずれも GDP の 0.5%超(中国:+0.1%、オーストリア:+0.25%超)に達しているほか、0.3%超の国が6ヶ国ある。世界規模で見ると、GDP におけるエネルギー投資の割合は約 2.96%であるのに対し、太陽光発電の事業価値は約 0.4%を占めており、2022 年の 0.25%から上昇している。

この投資規模は、太陽光発電以外のすべての発電技術への世界的な投資額に非常に近いものの、同年の化石燃料への投資額が1兆ドルを超えたことを考えると、さらに増加する余地がある。

IEA PVPS 加盟国の投資額上位3ヶ国(中国、米国、ドイツ)は、それぞれ投資規模をほぼ倍増させた。また、イタリアも投資額を倍増させている。

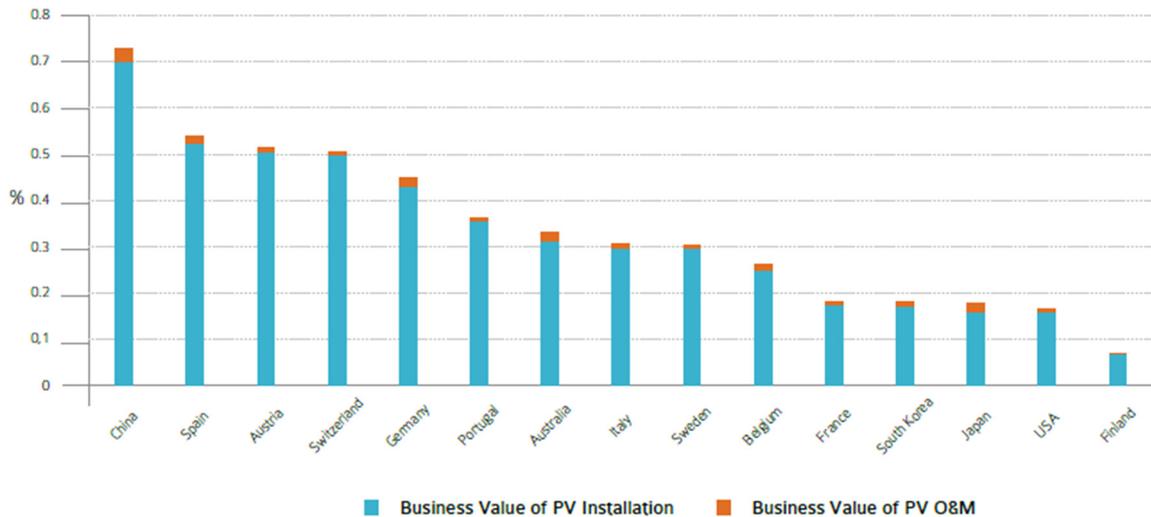


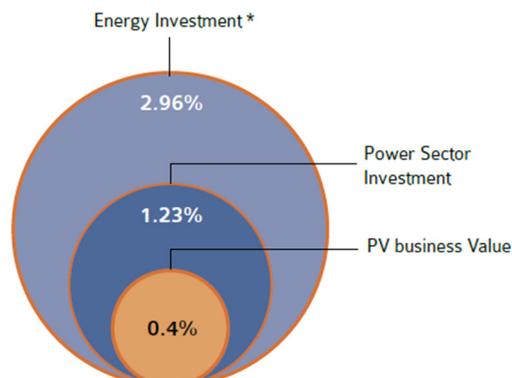
図 5.3 太陽光発電市場の GDP に対する事業価値 (%) (2023 年)

出典：IEA PVPS、その他

表5.1 太陽光発電の事業価値の上位10ヶ国 (絶対値)

順位	国名	億ドル
1	中国	1,300
2	米国	440
3	ドイツ	200
4	スペイン	85
5	日本	75
6	イタリア	69
7	オーストラリア	59
8	フランス	54
9	スイス	45
10	韓国	31

出典：IEA PVPS、その他



\*電力分野、燃料供給、最終消費・効率化への投資

図 5.4 世界の GDP に対する太陽光発電の事業価値及びエネルギー分野への投資の貢献度 (%)

出典：IEA PVPS、その他

本報告書においては、市場統合の水準が異なるため、太陽光発電のバリューチェーン全体の様々な段階の貢献度について詳細に評価することはほぼ不可能であるが、太陽光発電産業の事業価値を概算で評価し、IEA PVPS 加盟国のうち主な太陽光発電製品製造国についての結果を詳細に示している。

太陽光発電産業の事業価値については、本報告書 4 章で詳しく述べた通り、薄膜技術を含む、ポリシリコン、ウエハー、セル、モジュールの各国の生産量とそのシェア及びこれら 4 分野の平均推定価格に基づいて評価した。使用した価格は各加盟国が報告した平均価格に基づく。機器及び材料は、この計算値に含まれているものとする。インバータを含む周辺機器 (BOS) はここでは考慮していない。

2023 年の世界全体の太陽光発電産業の事業価値は、約 1047 億ドルと推定される (2022 年の 936 億ドルから 12%増)。この比較的低い成長率は、中国での平均的なモジュール価格及びシステムコストの大幅な低下 (2022 年の 0.23 ドル/W の 61%相当の 0.14 ドル/W) によるものである。図 5.5A、図 5.5B 及び図 5.5C に、IEA PVPS 加盟国の主な太陽光発電製品製造国における太陽光発電産業の事業価値について、バリューチェーンの各段階における各国の絶対値と相対的シェア及び GDP に対するシェアを示す。

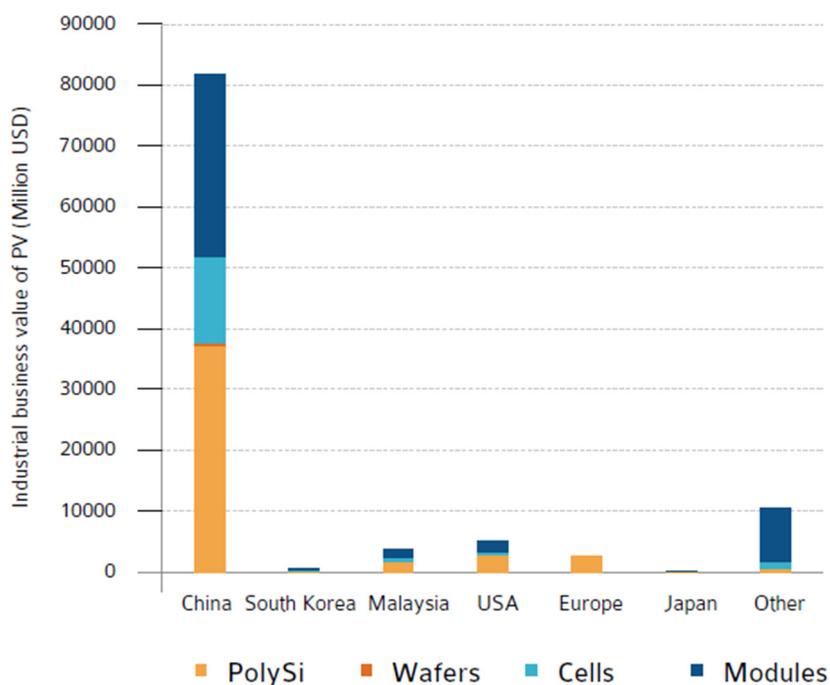


図 5.5A 太陽光発電産業の絶対的価値 (単位: 100 万ドル) (2023 年)  
出典: IEA PVPS、その他

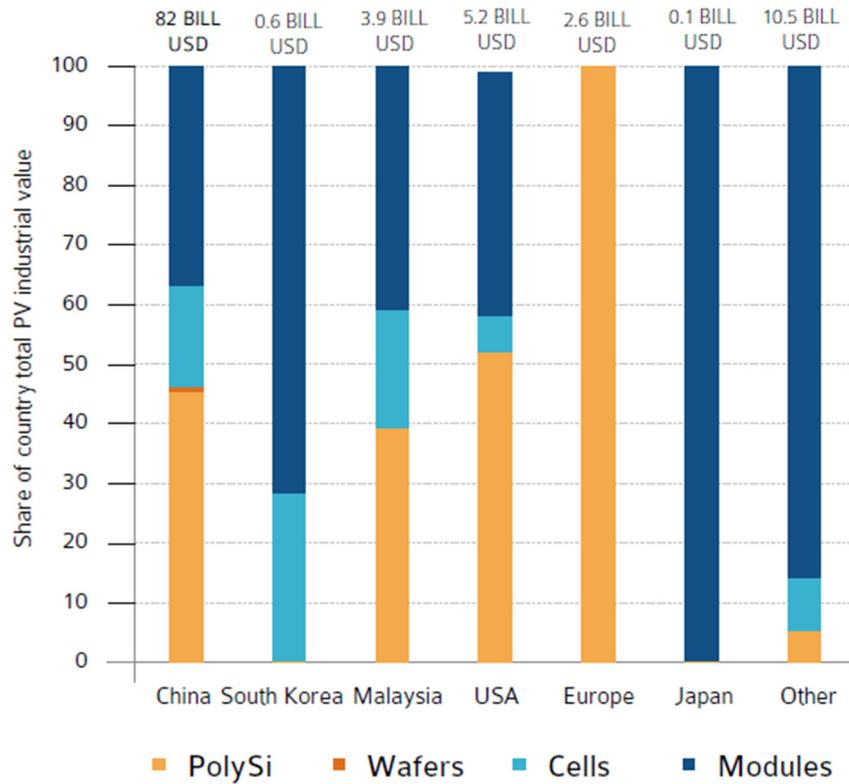


図 5.5B バリューチェーンにおける太陽光発電産業の事業価値 (%) (2023 年)  
出典：IEA PVPS、その他

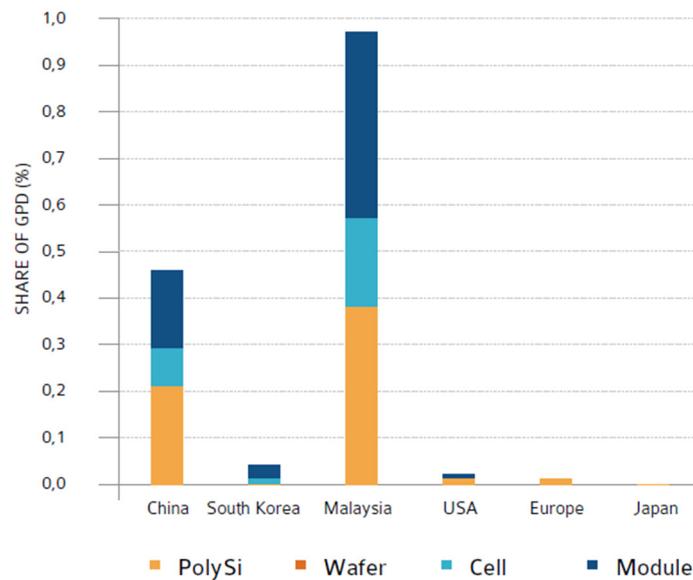


図 5.5C GDP に対する太陽光発電産業の事業価値 (%) (2023 年)  
出典：IEA PVPS、その他

中国は太陽光発電バリューチェーンのすべての段階において圧倒的に優勢な製造国であり、太陽光発電産業（ポリシリコン、ウエハー、セル、モジュール）が GDP の約 0.46% を占める（2022 年比わずか 0.06% 増）。マレーシアの太陽光発電産業は、これまで同様、生産量がかなり少ないに

もかかわらず、GDPに占める割合が中国と比較して著しく高く、0.9～1%で安定している。米国では多数のプロジェクトが運転を開始するのに伴って、GDPに占める割合が明らかになる見込みである。

周辺機器（BOS）産業は、より分散化が進んでおり、多くの国で生産活動が行われている。太陽光発電産業にサービスを提供する各国の製造企業や供給企業が、ケーブル敷設、架台、電気設備などの分野で世界中に存在するが、ここでは計算に入れていない。このような分析は太陽光発電産業が各国の経済全体に及ぼす影響の度合いを把握するには理にかなっていないが、本報告書では対象外となっている。

## 社会的影響

### 太陽光発電における雇用

図 5.6 に、IEA PVPS 報告国及びインドにおける太陽光発電関連の正規雇用相当の直接雇用者総数の概要を示す。報告された数値は、IEA PVPS の「国内調査報告書」及び、IRENA の雇用データベースなどから取得したものである。これらの数値は、太陽光発電産業の川上部門と川下部門それぞれの前提条件と活動分野により大きく異なり、最良ケースの推定値を示しているため、他の情報源で報告されたものとは異なることに留意されたい。

太陽光発電セクターの  
推定雇用者数

2023 年 720 万人

算出に用いた方法論では、報告国から提供された川上部門（産業部門）及び川下部門（分散型及び電力事業用太陽光発電システムの設置及び O&M）の雇用者数に関するデータを用い、各国の労働市場に応じて他の市場についての推定を行っている。そのため、労働市場の集約性が低く労働コストが高い先進国と、手頃な価格の労働力を持つ新興国との間に差異が生じている。また、先進国と新興国の間に位置し、労働コストが中程度の国もある。製造関連の雇用者数は、産業報告書やその他の情報源に基づいており、同じ方法論に基づいて分類している。設置関連の雇用者数は、すべて概算値である。

本報告書では、2023 年末時点の世界全体での太陽光発電セクターの雇用者数を 720 万人、内訳は材料及び機器を含む川上部門の推定雇用者数が 190 万人、O&M を含む川下部門が 530 万人と推計している。

中国は、世界最大の太陽光発電製品製造国であり、太陽光発電システム設置容量の点でも他国を大きく引き離し、最大の市場として太陽光発電関連の雇用を大きくけん引している。2023 年の中国における太陽光発電関連雇用者数（常勤換算、FTE）は約 510 万人で、中国以外のすべての国と比較して、非常に雇用者数が多い。中国に続く、ブラジル、米国、インドの FTE は一桁少ない 25 万～30 万人である。EU の FTE は、推定 50 万人である。その他に、マレーシア、タイなど労働力が多い国があるが、FTE の推定は困難である。日本の太陽光発電市場は安定しており、約 70,000 人の雇用を維持している。

一般的に、太陽光発電関連雇用の拡大は市場の発展と相関関係にある。製造規模が拡大するにつれて、自動化も進み、製造部門における 1GW あたりの雇用強度が減少する。一方で、バリューチェーン全体では、住宅用（分散型）太陽光発電システム導入の雇用強度が最も高いが、1MW あ

たりの雇用強度は途上国と先進国で大きく異なる。

製造活動よりも労働集約的である開発や設置に焦点を当てると、平均雇用強度には幅があり、市場が確立されている先進国での電力事業用太陽光発電システムを設置する場合は 3FTE/MW、途上国で分散型システムを設置する場合は最大 20FTE/MW に達する。

太陽光発電のバリューチェーン全体で、研究から製造まで、頭脳労働を生み出す一方で、O&M は多くの肉体労働を創出する。

2023 年の世界全体における太陽光発電セクターの推定雇用者数は計 720 万人で、太陽光発電が再生可能エネルギー全体の総雇用者数の 3 分の 1 よりはるか多くを占め、世界の再生可能エネルギー部門の雇用者数で第 1 位を維持している。太陽光発電システムの新規設置容量は他の再生可能エネルギー源を大幅に上回っているため、この状況は今後も続くと同様に予想されている。

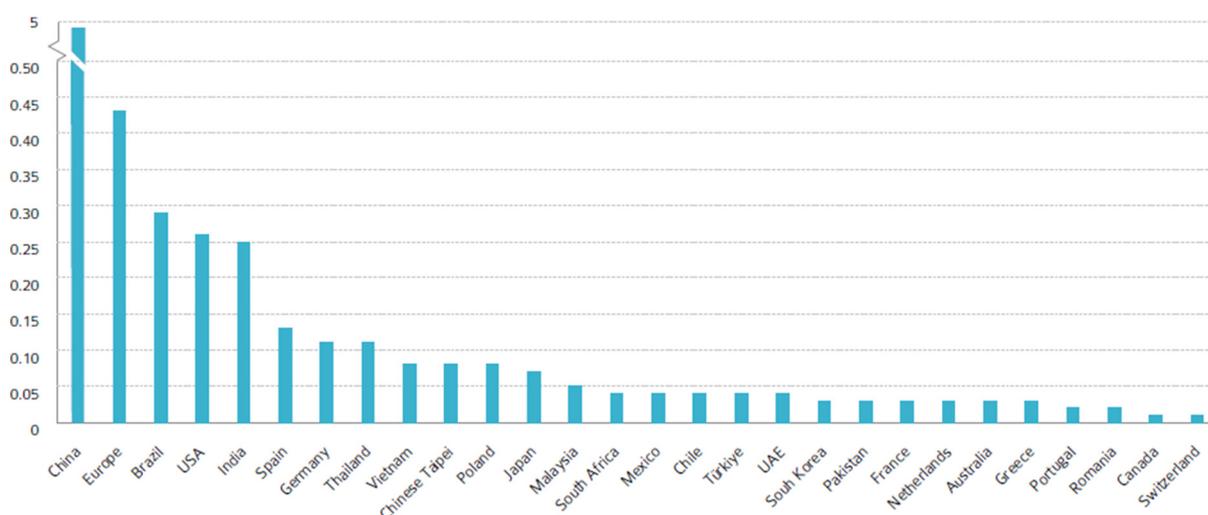


図 5.6 世界の太陽光発電関連雇用者数（国別）

出典：IEA PVPS、その他

## 需要地における生産

太陽光発電が主流技術として台頭したことにより、バリューチェーンのあらゆるレベルで需要地における生産と雇用創出への需要が喚起された。IEA PVPS 加盟国では、近年、各種制度を通じて国内生産を推し進めている国はわずかである（カナダ）。また、この方向性で少なくとも検討を開始した国もある（フランス、オーストラリア）。このほか、マレーシア、ベトナム、タイなど、自国に太陽光発電コンポーネント製造企業を呼び込むことに成功した国もある。南アフリカは中国の製造企業との提携を目指して国内で施策を開始したが、まだ実現には至っていない。チリやサウジアラビアなど他の国々も同様の施策を検討している模様である。新型コロナウイルス感染症（COVID-19）の世界的大流行（パンデミック）と輸送コストの高騰に伴う太陽光発電バリューチェーンの混乱により、2021 年には需要地での生産に関する議論が活発になった。2022 年上期に輸送コストがパンデミック前の水準に戻ったにもかかわらず、この傾向は 2022 年も続いた。インドや米国をはじめ多くの国々では、国内産業を育成し一定の独立性を高めるべく積極的に取り組んでいる。しかし、2023 年を通して、中国では新たな生産能力が追加されて次々に稼働したため、

大幅な供給過剰によりモジュールの市場コストは急激に低下した。2023 年末から 2024 年にかけてモジュール価格が低水準で推移したため、欧州（ドイツ）でいくつかの製造施設の設立計画が中止された。このため、投資家は EU 諸国に対し、中国による供給過剰と米国の魅力的なインセンティブに、さらに積極的に対応するよう求めている。新たな生産能力を追加するためには熟練労働者が必要であるが、このことがますます潜在的な障壁となりつつある。例えば、欧州では、太陽光発電産業は、3 年間で新たに 10 万人以上の人材育成が必要であると認識されている。

## 電気料金への影響

太陽光発電の開発が電気料金に及ぼす影響は、①支援制度のコスト、②卸電力市場における電力コスト、③系統連系コスト、の 3 つの異なるメカニズムを通じて発生する。

これまで、これらの 3 つの要素は負担とみなされてきたが、太陽光発電の競争力の向上と過去 3 年間の卸電力コストの変動をふまえると、これらの要素をチャンスとみなすことができる。

第一に、太陽光発電はその支援制度のコストを回収しつつあることである。2022 年から 2023 年にかけてのウクライナでの戦争に対する制裁措置の結果、天然ガス価格が高騰したため、安定供給において、太陽光発電（及びその他の再生可能エネルギー）がこれまで想定されていたよりもはるかに大きな役割を果たすことになった。記録的なガス価格の高騰により、欧州全域で電力のスポット市場価格が高騰したため、太陽光発電は突如、競争力を持つだけでなく、経済的な観点からも魅力的なエネルギー源となった。差額決済契約（CfD）による支援制度を導入している国では、発電電力の市場での売電価格が CfD の 1MWh あたりの契約価格を上回る場合、再生可能エネルギー発電事業者が差額を政府に支払うため、政府側が利益を得ることさえあった。イギリスやフランスでは、2022 年（例外的に市場価格が高かった）及び 2023 年には、（市場のエネルギーコストを低減するため、売電価格に上限が設定されたにも関わらず）太陽光発電の CfD が政府に何百万ドルもの利益をもたらした。フランスでは、太陽光発電の支援制度によって、2022 年には 7 億 2400 万ユーロ（7 億 6100 万ドル）が政府の収入となり、2023 年にはさらに 8130 万ユーロ（8890 万ドル）が政府の収入となった。これにより、政府は電力税を軽減し、需要家の電気料金を抑制することができた。オーストリアでは、2022 年に支援制度の資金を電気料金に上乗せして徴収することをやめた。オーストラリア首都特別地域（ACT）では、需要家の電気料金の上昇率を CfD によって抑え、インフレ率を下回る 5%未満とする見込みである。なお、需要家の電気料金の上昇率の全国平均は 20%超である。

第二に、特に消費量と太陽光発電量のピークが一致している国では、市場コストを削減するのに十分な量の太陽光発電電力が市場で販売されていることである。マイナス価格で象徴されるように、太陽光発電が発電している時間帯には卸売電力価格が低下することが各国の数多くの研究から明らかになっている。マイナス価格は、電力需要が少なく、太陽光発電（または風力発電）の発電量が多い時間帯に発生することが多い。スペインとポルトガルを除く西欧のほとんどの電力市場で、2023 年には数十時間から数百時間にわたりマイナス価格が見られた。2024 年には、マイナス価格がさらに増加すると予想されており、同様の現象が米国、オーストラリア（南部）、中国でも発生するとみられる。一般的に、電力需要家と社会にとっての太陽光発電による市場コストの削減効果を算出することは困難であるが、多くの研究では、太陽光発電普及率が一定水準に

達するまでは、配電系統における大幅な節約と追加的なコスト削減が可能であると結論づけている。米・テキサス州では、再生可能エネルギーにより 2024 年の電力系統運営コストを 60 億ドル節約できると予測されている。<sup>5</sup>

第三に、太陽光発電は、一般的に蓄電池と組み合わせた場合、化石燃料による発電よりも低価格で主要な電力系統を安定化させるサービスを提供できることが証明された。例えば、原子力発電に依存しているフランスでは、2022 年に原子力発電所の保守が遅れたことにより、送電系統運用事業者は、系統に必要なサービス（特に電圧の安定化）の強化を再生可能エネルギーに求めるようになった。これらのサービスは、石炭火力、石油火力、新設のガス火力発電施設でも提供できたが、再生可能エネルギーの方が、はるかに経済的で気候に優しい解決策であった。オーストラリアでは、2023 年、周波数制御・補助サービス（FCAS）の 50%以上を大型蓄電池が提供し、従来の石炭やガスによるサービスが急速に不要になりつつある。また、分散型蓄電池はタービン発電の負荷を軽減している。米国では、複数の州において、太陽光発電所は異常気象による災害が発生した際の主要電源となっている。

## 社会政策における太陽光発電

太陽光発電は、経済における直接的な価値と雇用の創出に加えて、設置及び製造が行われる国の繁栄に貢献しており、適切な政策を実施すれば、社会的な側面でもプラスの影響をもたらす。

太陽光発電は、電力系統に連系されていない遠隔地において電力アクセスを強化する競争力のある選択肢となり得る。電力へのアクセスが改善されると、遠隔地でのビジネスに収益がもたらされ、労働時間が短縮され、子供の学習時間が増加し、より衛生的な調理により健康が増進され、その結果として、雇用の創出、強化につながる。電化は、貧困を削減し、教育を向上させるための重要な要素であり、世界中の多くの地域の女性と子どもの生活水準に直接影響を与えるものである。その点で、太陽光発電は電化の選択肢として注目に値するものであろう。

安定した電力系統を有し、ほぼ完全に電化が進んでいる国々の中では、政府機関や民間団体による資金調査に基づくリベート、融資、贈与により、低所得世帯への系統連系形太陽光発電システムの導入支援プログラムが創設されているところが増えている（国、州、市町村レベルのプログラムがある米国のほか、オーストラリア、英国）。イタリアやポルトガルなど一部の国では、エネルギー・コミュニティの展開を、安価な太陽光発電電力を必要とする需要家に供給するためのツールとして利用している。過去3年間に多くの国で起きた電気料金の高騰と不安定さにより、ますます安価になっている太陽光発電の自家消費が、手頃な価格の電気料金を維持するための最良の解決策であると受け止められることが増えてきている。

ますます安価になる太陽光発電と自家消費に関する規制が、エネルギー貧困を緩和するための社会福祉プログラムに機会を提供している。2022年のエネルギー危機によって太陽光発電の競争力は高まり、直接的な自家消費だけでなく、オフサイト（またはバーチャル）自家消費によって、世帯、自治体、企業の電気料金を削減することができるまでになった。

太陽光発電を利用したエネルギー貧困対策の具体例を以下に挙げる。

マレーシアでは、政府の優先事項は依然として村落電化であり、2025年までに電化率100%を計

---

<sup>5</sup> [https://poweralliance.org/wp-content/uploads/2023/04/NERA-Astrape-White-Paper-20230405\\_Final.pdf](https://poweralliance.org/wp-content/uploads/2023/04/NERA-Astrape-White-Paper-20230405_Final.pdf)

画している。村落電化は、官民連携によって電力事業者とともに実施されている。遠隔地のサラワク州では、サラワク州村落電化代替プログラム（SARES、Sarawak Alternative Rural Electrification Scheme）が2016年に開始されて以来、192村において約5,000世帯が電化されており、2019年に表彰を受けた（訳注：ASEAN Energy Award）。同プログラムでは太陽光発電システムやハイブリッド・システムに加え、小水力発電システムが用いられることが多い。

韓国では、ソウル特別市政府の財政支援を受けて、非営利団体のEnergy Peace FoundationとSolar Terraceが、エネルギー調達に脆弱性のある100世帯に30kWの小型太陽光発電システム（1世帯あたり300W）を設置した。韓国では、夏季の電気料金の負担を減らすために、このような小型太陽光発電システムの設置が広がりつつある。

イタリアでは、2024年から2025年にかけて政府が、経済的困難を抱える世帯向けに2～6kWの自家消費システムに対して資金援助を行うための基金を設立した。サルデーニャ州のある自治体は2017年にエネルギーサービス事業者と協力し、自治体が太陽光発電システムを購入して、それを「電力貧困」状態にある世帯にローンで販売し、太陽光発電電力を自家消費することにより、電気料金を削減できるようにした。ネットビルディング制度による収益は公的資金に充当され、発電所の保守や、他の世帯向けの別のシステムのパネル購入などの資金となる。このプログラムは他の自治体でも実施されており、電力貧困をモニタリングする機関が設置されている。

オーストラリアでは、2020年に各州政府が無利子ローン、リベート（総費用の最大50%の補助金）、完全補助金（3kW以下の太陽光発電システムを対象とする「Solar for Low Income Households（低所得世帯向け太陽光発電）」プログラム）など、数多くの施策を発表し、2023年も継続した。村落電化に関するその他の施策には、既存の電源を代替、改良し、補完するために、マイクログリッド技術を検討する実現可能性調査を支援するための予算と、ディーゼル燃料の使用を減少させることを目的とした太陽光発電の導入に対する融資の予算が含まれる。

フランスでは、独立形発電システムや電気自動車（EV）の充電ポイント向けの予算、あるいは系統連系を対象とする融資に充てられる予算を活用して、海外県や遠隔地であるアルプス地域の電化に取り組んでいる。また、マイクロ太陽光発電キット（モジュール1～2枚）の普及により、多くの低所得世帯が少額の投資でキットを利用している。公営住宅の管理団体に対しては、公営住宅での共同自家消費システムの管理に関してよりシンプルな条件が認められているため、低所得世帯が自家消費の恩恵を受けるための間接的なインセンティブとなっている。

米国では、インフレ抑制法（IRA）に、1億4500万ドルの補助金、180億ドルの融資のほか、先住民コミュニティの電力アクセス格差に対処するために、先住民居住地における太陽光発電導入に対する投資税額控除（Investment Tax Credit for Tribal solar deployment）の予算の中から、低所得者向けの控除率上乗せ用の予算が盛り込まれた。このほか、IRAには、農村部の電化に対する多額のインセンティブに加えて、低所得者層、歴史的に社会から疎外されてきたコミュニティ、エネルギー転換の結果失業率が高くなったコミュニティにおけるエネルギー・アクセスを対象とした対策も盛り込まれた。

ブラジルでは、2023年11月に「Luz para todos（すべての人に光を）」プログラムが開始され、再生可能エネルギーによる村落電化の促進を目指している。新たな段階の「Luz Para Todos Minha Casa Minha Vida（すべての人に光を—私の家、私の人生）」プログラムでは、国内の低所得世帯に

50万枚の太陽電池モジュールを設置することを目標としている。新プログラムの主な目的は、電気料金を引き下げるとともに、再生可能エネルギーへのアクセスを拡大することである。

チリでは、2018年に設立された「エネルギー・インクルージョン・プログラム」により、国際協力や官民連携による資金を結集し、実際の状況に応じた革新的なビジネスモデルを通じて脆弱な世帯の電力状況を改善する具体的な行動を起こすことにより、地域経済の発展強化や労働力の注入を強化している。一例として、漁村での太陽光発電を利用した冷蔵センターの建設に対する財政支援が挙げられる。

## 使用済み太陽電池モジュール

(初期においては)耐用年数を終える太陽電池モジュールの量は、市場に投入される新しい太陽電池モジュールの量に比べれば、まだわずかなものである。しかし、太陽光発電市場は急速に、そして多くの場合予想を上回るスピードで発展しているため、使用済み太陽電池モジュールの処理についても同様の傾向が見られると予想される。使用済み太陽電池モジュールの処理量を正確に予測することは、いくつかの理由から複雑な作業である。太陽電池モジュールが使用できなくなる理由はさまざま、大幅な性能低下、製造上の欠陥による早期故障、輸送や設置による損傷、保険請求やリパワリング、リバンピングに伴う早期解体などがある。このようなモジュールは、1年後、30年後、あるいはそれ以降に使用済みとなる。分散型システムと集中型システムではモジュールの耐用年数に大きな差があり、主に経済的な理由から集中型システムの方が耐用年数は短い。例えば、技術的な理由ではなく財務的な耐用年数を理由にハードウェアが取り外される。中古モジュール市場については、使用済み太陽電池モジュールの処理に関する予測のなかでも、さらに見通しが不透明である。

使用済み太陽電池モジュールは、国や地域により、太陽光発電に特化した規制の下で処理される場合と、一般的な廃棄物・処分関連の規制の下で処理される場合がある。

EUでは、使用済み太陽電池モジュールの処理は2012年以降、欧州電気電子廃棄物(WEEE)指令によって規制されている。この指令は拡大生産者責任原則に基づいており、EU市場に太陽電池モジュールを投入する生産者(この用語は、広く製造企業、流通事業者、販売事業者、輸入事業者を指す)は、太陽電池モジュールの製造場所に関わらず、太陽光発電廃棄物の回収、処理、監視にかかる費用を負担する義務があると規定している。製造企業は、独自の回収・リサイクル処理を行うか、既存の回収・リサイクル処理システムを利用するかを選択することができる。WEEE指令では、収集、回収、再利用・リサイクルの準備に関する最低限の要件を定めており、それらは質量パーセントで表示されている。

現在リサイクルの要件は、通常以下のような機械的プロセスによって達成されている。

1. 一部コンポーネントの取り外し(フレーム、ジャンクションボックス、ケーブルなど)、
2. 機械的破碎、
3. 回収素材(プラスチック、ガラス、金属)の物理的特性の違い(重量、導電性、密度など)を利用した素材別の分類

このような機械的リサイクル・プロセスは通常、既存のリサイクル事業者(EEEリサイクル事

業者、金属リサイクル事業者、ガラスリサイクル事業者など）が、既存のリサイクル施設、設備、専門知識を活用することで、WEEE 指令に準拠した回収率を実現しながら、最終的には比較的低い正味コストでリサイクルを行っている。デラミネーション（層状剥離）（機械的デラミネーション（ホットナイフなど）または熱デラミネーション（熱分解、焼却など））に基づく方法もあるが、商業レベルで実施されることは稀である。このようなリサイクル方法は、その後の化学処理と組み合わせることで、より純度の高い素材（ガラス、シリコンなど）、高価な素材や、重要な素材（銀など）を回収することができる可能性がある。しかし、このようなリサイクル方法にはより高額な正味コストがかかるため、WEEE 指令の要件も、規制としてこのようなプロセスを要求するほど厳格なものではない。

その他の地域では、国別のアプローチが取られている。アジアでは、中国で 2019 年から 2022 年にかけて、結晶シリコン太陽電池モジュールのリサイクルに焦点を当てた国家レベルの研究開発プログラムが実施された後、太陽光発電廃棄物のリサイクル実証ラインが 2 ライン設置され、2022 年 4 月には浙江省嘉興市に太陽光発電リサイクル産業開発センター（PV Recycle Industry Development Center）が工業情報化部（MIIT）傘下の公的機関として設立された。オーストラリアでは、一部の州で太陽電池モジュールの埋め立てが禁止されており、電子廃棄物の処理方法に従って処理する必要がある。リサイクル処理を行う施設は限られているが、国レベルのワーキンググループが、業界主導及び共同規制のオプションと、それに伴って生じると予想される規制や経済への影響を検証している。日本では 2022 年 7 月より、FIT 制度の下、設置容量 10kW 超の太陽光発電システムについて、将来的に使用済み太陽光発電システムの廃棄費用を賄うための積み立てが義務化された。太陽電池モジュールの解体・撤去費用の積み立てを怠った太陽光発電システムの所有者は、認定が取り消される可能性がある。積立金の管理は、電力広域的運営推進機関（OCTO）が行う。積立金の一部は太陽電池モジュールのリサイクル費用に充てられる予定である。2021 年 9 月には、経済産業省資源エネルギー庁がガイドラインを公開した。米国では、2016 年に導入された国家太陽光発電リサイクル・プログラム（National PV Recycling Program）の一環として設立されたエネルギー効率・再生可能エネルギー局（EERE）のウェブサイトには、2024 年初頭時点で 30 社近くのリサイクル事業者が掲載されている。

太陽光発電市場のごく一部を占めるテルル化カドミウム（CdTe）薄膜太陽電池モジュールは、米国の製造企業が運営する薄膜太陽電池モジュール専用のリサイクル施設において特別なリサイクル処理を行い、ガラスと銅のほか、半導体材料であるカドミウムとテルルを回収している。インフレ抑制法（IRA）には、再生可能エネルギー関連のリサイクル施設建設に対する限定的なインセンティブも盛り込まれており、2022 年 8 月の成立以降、複数のリサイクル施設の新設が発表されている。



## 6章 2023年における太陽光発電電力の競争力

近年、太陽光発電業界が経験した急速な価格低減は、財政的支援施策が限定的、あるいは全く存在しない多くの地域においても太陽光発電システムを普及させる可能性の扉を開いた。しかしながら、太陽光発電システムが従来型電源に対して完全な競争力を有するには、その道程において、現在顕在化している課題に対する多くの疑問を解決し、革新的な財政的解決策を生み出すことが必要である。

本章は、IEA PVPS報告国における太陽電池モジュール及び太陽光発電システムの価格調査の結果を示し、太陽光発電が競争力を有する地域・分野を定義することを目的とする。競争力のシミュレーションに関わるパラメータの数を考慮して、本章では主に主要国における相対的な状況を取り上げる。太陽光発電システム価格は平均値であるケースが多く、常に市場分野ごとに考察すべきものである。

競争力の問題は、従来型技術向けに構築された市場環境において、時に従来型のインセンティブによって歪められてきた。この点は、常に熟慮されるべきである。過去50年の間に数ヶ国で急速な原子力発電の開発が行われたが、これは、市場が方向性を決めるのではなく政府が方向性をトップダウンにより定めた、政策主導の投資の完璧な例である。石油・ガス市場もまた、統制されることが極めて重要であると考えられてはいるものの、政策主導型エネルギーの完璧な例である。太陽光発電の競争力についても同じ側面から考えるべきであり、競争力が規制や財政支援とは無関係なものであると単純に捉えるべきではない。電力事業者にとって太陽光発電が（ガス火力発電というよりは）石炭火力発電の明確な代替となるためには、経済的な側面以外でもさらなる障壁がある。規制や融資の枠組みが適切に整備されていないため、採算の取れない多くの石炭火力発電所が稼働を続けており、多くの石炭火力発電所が座礁資産となりつつある。さらに、石炭火力発電の代替技術を選択する際、純粋な経済性によって動機付けされていないケースが多く、ガス火力発電による電力に有利な電気料金及び市場設計が偏重されている。すべての電源は、

こうした支援による恩恵をある程度受けているため、太陽光発電の競争力についても注意深く検討する必要がある。太陽光発電ソリューションの競争力を高める鍵となる要素について、以下で考察する。

## 太陽電池モジュール価格

太陽光発電市場の発展におけるごく初期の段階は、最初のプロトタイプ生産から、小規模な製造へと成長し、太陽光発電システムの累積設置容量が約2GWまで拡大した時期であると考えられる。この第1期では、習熟率20%で価格が低下し、太陽光発電システムの累積設置容量はさらに成長を続けた。ここから、累積設置容量が約10GWに達するまでは価格が安定していた。なお、この時期はポリシリコンの入手が困難であったため、太陽電池モジュール価格は高い水準で維持されていた（第2期）。その後、今日に続く第3期が始まり、特に中国で太陽光発電システムの大量生産が開始された。累積設置容量が10GWから現在の水準に拡大するまでに、スケールメリットによって40%という習熟率が達成されたが、新型コロナウイルス感染症（COVID-19）に起因するサプライチェーンの混乱により、その速度はわずかに減速した。コロナ禍の収束後は、それまで横ばいだった期間を取り返すように、供給過剰による値下がりが発生している。数年後には、2023年と2024年に起きた生産能力の大幅な増強の影響を、より適切に評価できるようになるであろう。

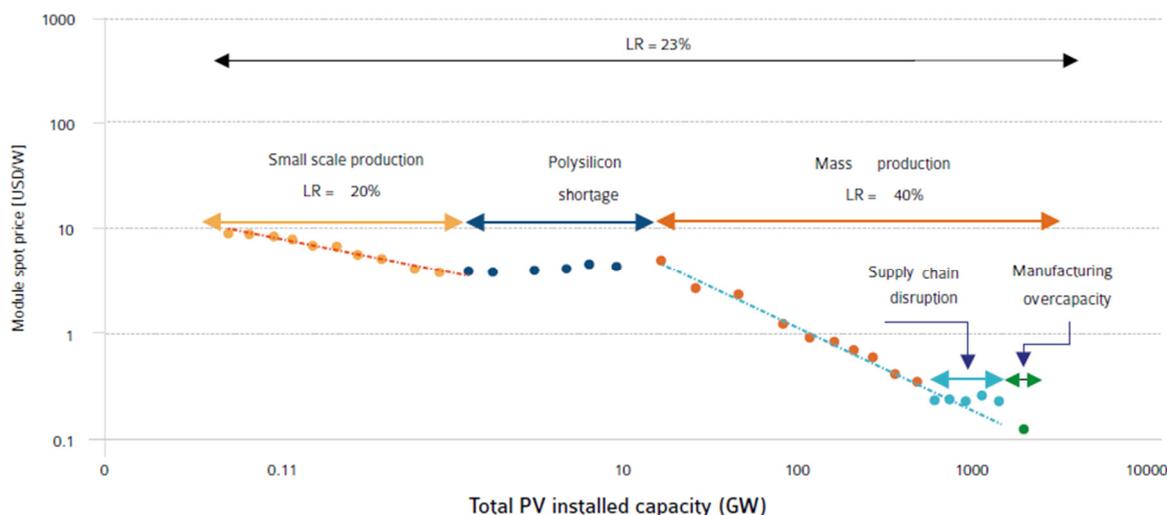


図 6.1 太陽電池モジュールのスポット価格の習熟曲線（1992～2023 年）

出典：IEA PVPS、Becquerel Institute

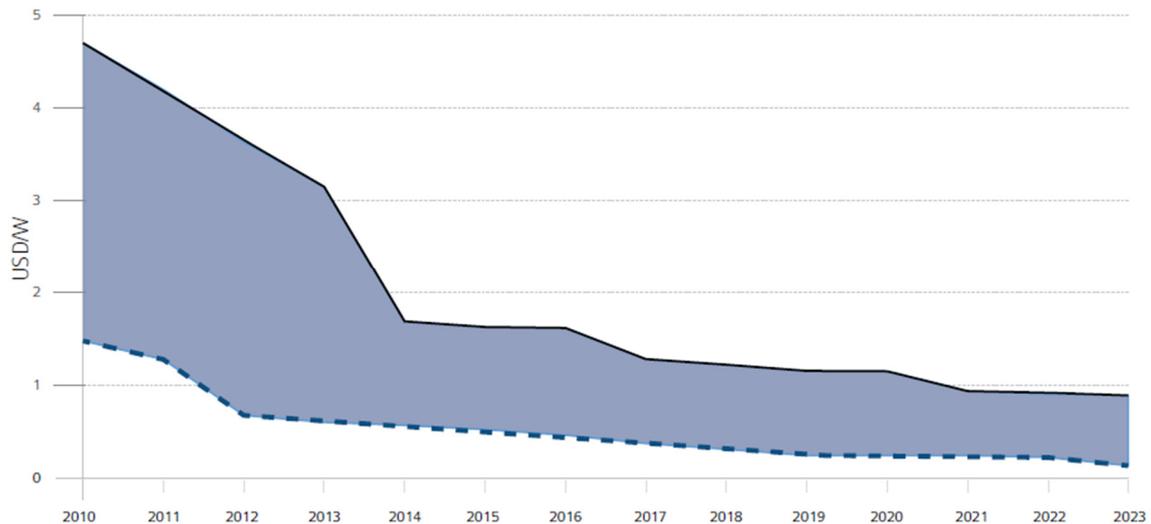


図 6.2 太陽電池モジュールの価格帯の推移（ドル/W）

出典：IEA PVPS、その他

2023年の太陽電池モジュールの価格（図6.3参照）は、概して、報告されている電力事業用太陽光発電システムの実現可能な最低価格の約40～50%を占めた。2023年の報告国における太陽電池モジュール最低価格は、これまでの最低価格を大きく下回る約0.14ドル/Wであった。この価格は、市場の需要量を大幅に上回る大量生産が2023年に開始されたことに直接的な影響を受けたものである。既に低水準だった価格は2024年に入っても下がり続け、0.10ドル/Wを下回った。

これまでの価格動向を振り返ると、2018年5月に中国が太陽光発電に対する補助金を厳格に制限することを決定したことで、生産と需要の間に新たな不均衡が生じた。世界の太陽光発電市場が停滞する中、2017年と2018年には価値連鎖のすべての分野で数10GWの新たな生産能力が追加された。それに続く価格低下により一部のプロジェクト開発が加速したことが、2020年の市場成長の一つの要因になったと考えられる。2021年には複数の原材料価格が上昇した。特に太陽光発電向けポリシリコンの平均スポット価格は、2021年初頭の約10ドル/kgから1年間で大幅に上昇した。太陽電池用ガラス、銅、アルミニウムなどの主要原材料は、2020年末時点の高値を維持し、さらに太陽光発電の価値連鎖全体が輸送コスト上昇の影響を受けた。2022年を通してコストと、それに伴い価格も高値を維持し、この間に製造企業は生産能力を増強した。ポリシリコン価格の下落がセルやモジュールにも波及したことにより、2023年までに新たな生産能力が稼働を開始し、モジュールの流通量が増え、価格が下がり始めた。中国では、生産能力の急増分を吸収できるよう市場を活性化するための多大な努力が行われたにもかかわらず、中国製モジュールの価格は、2023年末までには供給過剰の影響を受けた。米国で生産能力が増強されるまでの数年間に行われた政策決定の結果、中国国内で設置されなかった中国製モジュールの大部分が欧州に輸出された。2023年12月下旬までには、アナリストが製造コスト以下とみなす水準まで主力モジュールのコストが低下した。最も競争力のある製造企業のうち数社の売上高を詳しく見てみると、平均的な販売価格はこうした低価格を上回っている模様である。こうした価格は、既存の生産ラインよりも、生産コストが大幅に低い新設の生産ラインにより実現するものであるとの推測もできる。

依然として高価格のモジュールも存在しており、特に日本やフランスなど従来からモジュール価格が高い国の住宅用分野で高価格モジュールが確認されている。

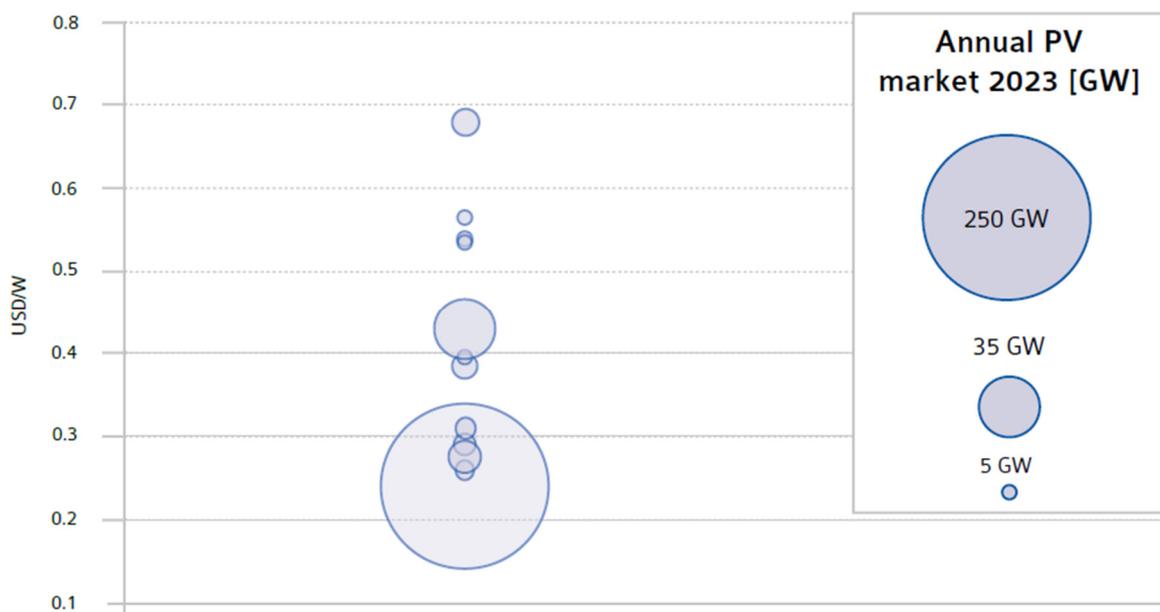


図 6.3 一部の IEA PVPS 報告国における太陽電池モジュールの指標価格（ドル/W）  
出典：IEA PVPS、その他

## 太陽光発電システム価格

報告されている太陽光発電システムの価格は、システムの規模、設置場所、顧客層、系統連系の有無、技術的仕様、またすべてのコンポーネントの実質的コストの末端価格への反映度合などの様々な要因により大幅に異なる。より詳細な情報については、IEA PVPS ウェブサイト ([www.iea-pvps.org](http://www.iea-pvps.org)) に掲載されている各国の国内調査報告書 (NSR) を参照されたい。

図6.4に、2023年の世界の太陽光発電システムの価格分布を示す。世界の太陽光発電市場の約75%において、システム価格は1ドル/Wを下回っていることが示されている。大規模分散型太陽光発電システムの価格は約0.70ドル/W以上であったが、電力事業用太陽光発電システムの価格は0.42ドル/Wと低価格であった。建材一体型太陽光発電 (BIPV) システムは、価格帯に幅があり、複数の市場分野にまたがっていると考えられる。独立形システムも同様で、状況により価格は異なる。総じて、価格帯はすべての太陽光発電分野で前年より低下した。

平均して、独立形太陽光発電システムの最低価格は、系統連系形太陽光発電システムの最低価格よりも大幅に高い。これは主に、独立形太陽光発電システムは設置場所へのアクセスに比較的高い輸送コストがかかることが原因である。実際、大規模な独立形太陽光発電システムは、多くの場合系統から離れた場所に設置されており、主要都市や高速道路からも離れている。そのような場所への設置は価格も高くなるが、コンポーネントの輸送費や技術者の費用によっても価格は異なる。言うまでもなく、保守費用も高額になる。2023年には、独立形太陽光発電システムの最低価格は、応用種別に関わらず一般的に約2~6ドル/Wであったが、一部の特定の用途ではこれよ

り高かった可能性がある。図6.5に示すように、国やプロジェクトの固有の要因に応じて、報告された価格には大きな幅がある。最高価格のシステムは設置数が非常に少ないため、図には含まれていない。独立形システムの価格は、わかりやすいように図では一般的な平均価格を採用している。

土地に制約のある国では、今後大きく設置数を増やす可能性のある4つの分野が発展している。これらの分野のシステム価格は、現地の人件費や材料費だけでなく、使用する用地固有の制約によっても影響を受けるため、大きな幅がある。

- ・ 水上設置型太陽光発電（FPV）：現地の天候に応じた固定方法、塩分濃度、システムサイズ、系統連系によって、コストには幅がある。
- ・ 道路、線路、運河沿いなど、細長い土地に設置する太陽光発電システム（リニア太陽光発電システム）：システムサイズ、電気設計、系統連系によってコストには幅があり、電力事業用地上設置型システムと同程度の低コストで設置できる場合もあるが、それよりも高コストとなる傾向にある
- ・ 駐車場用キャノピー（商業施設や工業施設の駐車場屋根に設置）：支柱の種類やシステムサイズによってコストに幅があるが、地上設置型システムのコストを上回る
- ・ 営農型太陽光発電システム（放牧地の畝間への設置や農作物上方への設置）：放牧地に設置するシステムは電力事業用地上設置型システムと同程度に低コストである一方、農作物の上方に設置するシステムは特殊な移動式システムを利用するためBIPVシステム程度に高コストとなり、コストに幅がある

屋根一体型のスレートや瓦、建物一体型設計のシステム、あるいは個別の特注プロジェクトに関連する系統連系形システムは、より高額となる場合が多い。BIPVシステムは一般的に、専用のコンポーネントを使用した場合に価格がより高くなると考えられているが、モジュール価格の下落は、少なくとも一部のBIPV製品の価格に影響を与える可能性がある。

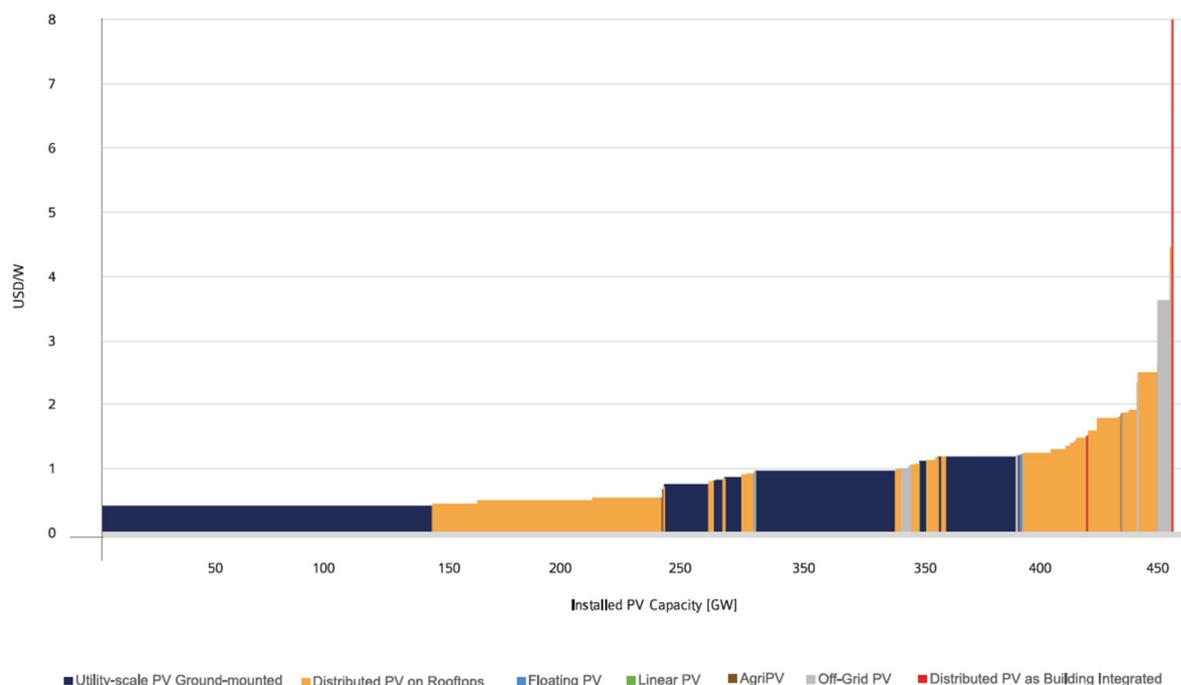


図 6.4 太陽光発電市場の価格分布（ドル/W）（2023 年）

注：電力事業用および分散型太陽光発電システムについては、容量とコストに基づいて分配している。水上設置型、リニア（細長い土地に設置）、営農型及び独立形太陽光発電システムについては、最高価格点/最低価格点の平均を指標としており、実際のコストは、この 2 点の間に分布しているが、外れ値も存在する

出典：IEA PVPS、その他

収集したデータによると、2023年の住宅用太陽光発電システムの代表的な価格は0.78～2.6ドル/Wであった（中国ではこれを下回り、スイスではこれを上回った）のに対し、電力事業用太陽光発電システムの代表的な価格は0.42～1.2ドル/Wと、価格の幅は2022年よりも広がった。1年を通じてモジュール価格が下落していたことを鑑みると、これは想定範囲内である。こうした代表的価格の幅は市場の概況を示してはいるものの、世界全体のすべての実勢価格帯が考慮されているわけではない。実際の住宅用システムの価格帯は、各国・地域の状況により非常に幅広く、人件費・管理費やシステムサイズによってはこの価格帯を下回る。一方、BIPV製品、高性能のインバータや監視システムを使用する場合や、施工人員が不足している場合には、この価格帯を上回る。電力事業用システムの場合も、プロジェクト開発事業者が積極的に用地を確保した場合や、システム容量が特に大規模な場合に、この価格帯の域外の価格（特に下限方向）を記録することがある。

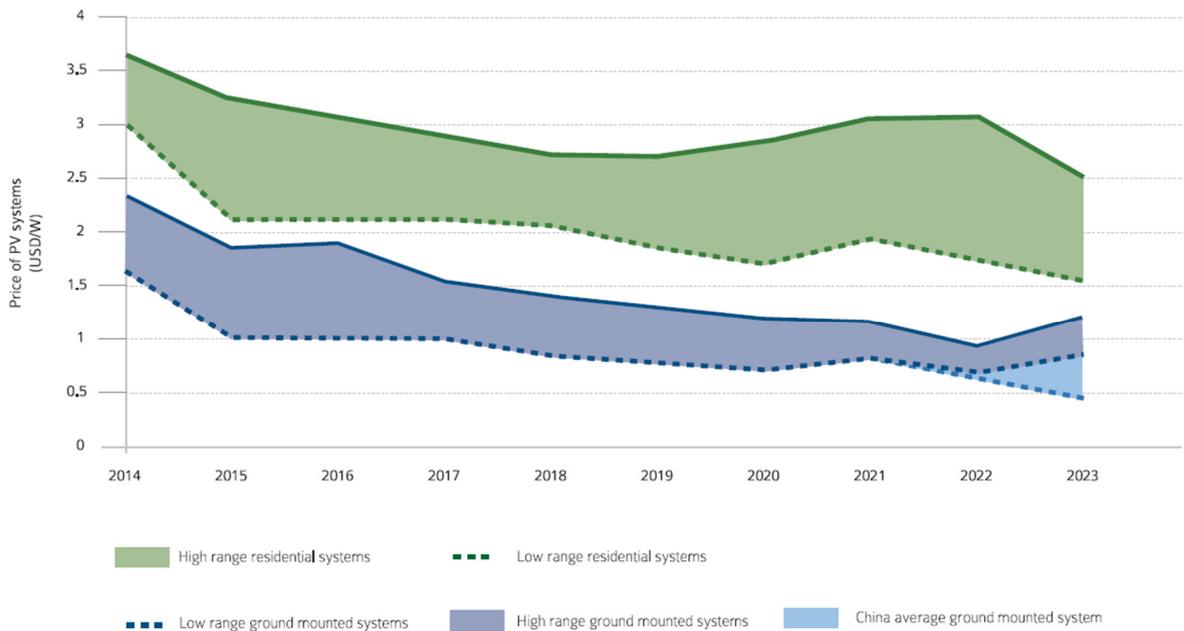


図 6.5 住宅用及び地上設置型太陽光発電システムの価格分布（ドル/W）（2014～2023 年）  
出典：IEA PVPS、その他

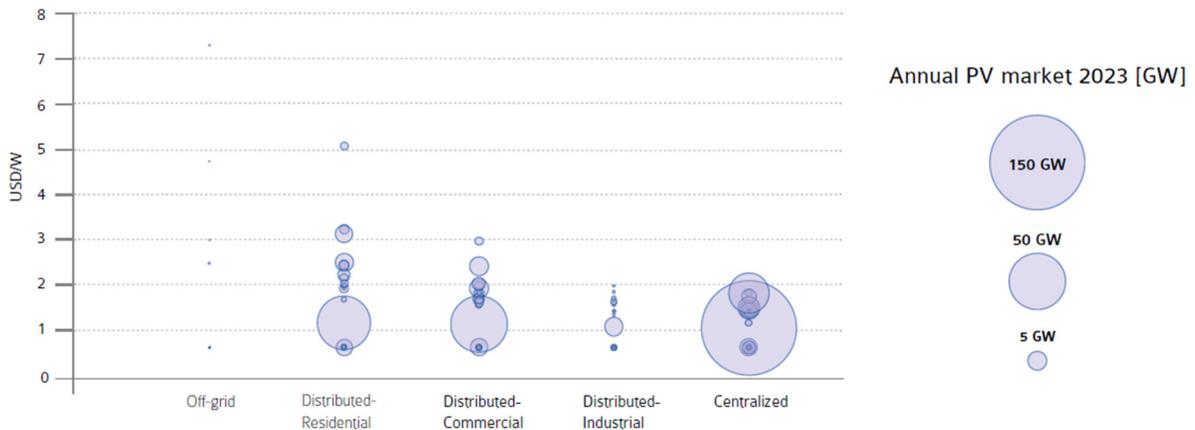


図 6.6 一部の IEA PVPS 報告国における太陽光発電システム設置価格指標の分布（ドル/W）（2023 年）  
出典：IEA PVPS、その他

図6.6に示すように、2023年の系統連系形システムの最低設置価格も各国で幅があった。これらシステムの平均価格は、応用種別と関係している。大規模系統連系形太陽光発電システムの場合、スケールメリットによってシステム価格が低下する場合と、建物との一体化及び建物設置の特性、革新性の度合い、プロジェクト管理における習熟コスト及び特注太陽電池モジュール価格が非常に重要な要素となり、システム価格が上昇する場合がある。要約すると、電力事業用太陽光発電システムの価格は、モジュール及び周辺機器（BOS）の価格動向に伴い2023年末までに低下したケースが多かった一方で、ソフト・コストと利益率は安定を維持し、金利は上昇した。非常に競争が激しい入札、及び中国においては、大規模太陽光発電システムの価格が0.6ドル/Wを下回るケースが一般的であった。設備投資額（CAPEX）が最も低い場合であっても、必ずしも均等化発電

原価（LCOE）が最も低いとは限らない。追尾装置を備えた電力事業用太陽光発電システムにはこれが当てはまり、CAPEXが増加すると通常はLCOEが低下する。

報告されているシステムや価格の追加情報は、大部分の国に関しては、各国の国内調査報告書（NSR）に記載されている。

## 太陽光発電の発電コスト

電力部門において太陽光発電技術が競争力を持つためには、（他の評価基準が決定的な要因とならない限りは）他の技術と同等以下のコストで電力を供給する必要がある。技術特性、燃料コスト、保守コスト、電力供給時の稼働時間数などの要因により、発電技術ごとに電力供給コストが異なるのは明白である。

太陽光発電の競争力は、与えられた状況下で、同じ時間に電力を供給することができたであろう他の電力源よりも太陽光発電が安価に発電できること、と単純に定義することができる。したがって、太陽光発電システムの競争力は、設置場所、技術、初期投資コスト、そして設置種別及び規模に大きく依存する太陽光発電システム自体のコストと関連している。また、競争力はシステムが稼働する環境にも依存する。ディーゼル発電と競合する独立形太陽光発電システムは、卸電力価格と競合する大規模発電事業用太陽光発電システムと同じタイミングで競争力を獲得することはない。要約すると、太陽光発電の競争力は、太陽光発電システムの種類とその環境に関連している。

## グリッド・パリティ

太陽光発電の発電コスト（均等化発電原価（LCOE））が、系統を介して消費される電力の価格を下回る状況を「グリッド・パリティ」（あるいは「ソケット・パリティ」という。これは、専門の発電事業者に適用できる定義である（いわゆる「系統電力価格」は電力市場価格を意味する）。一方、プロシューマー（prosumer）（電力需要家（consumer）でもある電力生産者（producer））にとってのグリッド・パリティは、次の2点が前提となる。

- ・ 太陽光発電電力を設置場所（オンサイト）で消費できる（即時、オンサイト/オフサイトでのネットメタリングなどの補償制度を通じて）。
- ・ 太陽光発電電力をオンサイトで消費する場合は小売電気料金のすべての要素が補償される。

技術的解決策により自家消費率を高めることも可能である（電気自動車（EV）の充電やヒートポンプを使用した温水の利用などのデマンドサイド・マネジメント、設置場所における蓄電、太陽光発電システムの小型化、オフサイト自家消費、エネルギー・コミュニティなど）。

前述のように自家消費を増やすための対策をとったとしても、なお発電電力の一部しか自家消費できないのであれば、残りの電力は逆流され、少なくとも他の集中型発電と同様に収益を生む必要がある。現在は、小規模システムに関しては、ネットビリング制度を通じて逆流電力に対するフィードイン・タリフ（FIT）（または同様のもの）を受け取れることができれば、多くの場合、収益が保証されている。しかし、系統に制約があり、国・地域の発電量が需要を上回った

場合、余剰電力を逆潮流できない（出力抑制が必要になる）可能性や、金銭的補償を受けられない可能性があり、オーストラリア、オーストリア、米国など、住宅用・業務用分野で系統の制約がある国では、近い将来そうなる可能性がある。

需要家が支払う電気料金は、一般的に次の主な4要素から構成される。

- ・ 電力市場における電力調達価格と再販業者の利幅
- ・ 系統コスト及び利用料（一部は消費量に連動、一部は固定価格）：将来的な最適化が重要課題
- ・ 税金
- ・ 賦課金（一部の再生可能エネルギー源、社会的プログラム、地域間の連帯などのためのインセンティブの資金源としても使用される）

電力事業者が電力の買取価格を支払う場合、その対応が税収の損失及び送配電網向けの資金調達の欠如という2つの要素をもたらし、電力システムに与える影響を考慮する必要がある。太陽光発電システムも税収を発生させることから、税収に関する議論は単純であるが、系統への資金調達に関する議論はより複雑である。自家消費電力がすべて補償の対象となったとしても、系統運用者の収益損失を踏まえて系統に資金を拠出するための代替手段を考慮するか、あるいは太陽光発電が系統にもたらす好影響についての理解をさらに深めるべきである。

自家消費後の余剰電力に対する支援や補償措置は、こうした最終的な要素を考慮すべきで、系統や支援制度にかかるコストを公平かつ倫理的に分担するという問題は、太陽光発電の普及率が高まるにつれて、ますます重要になるとみられる。

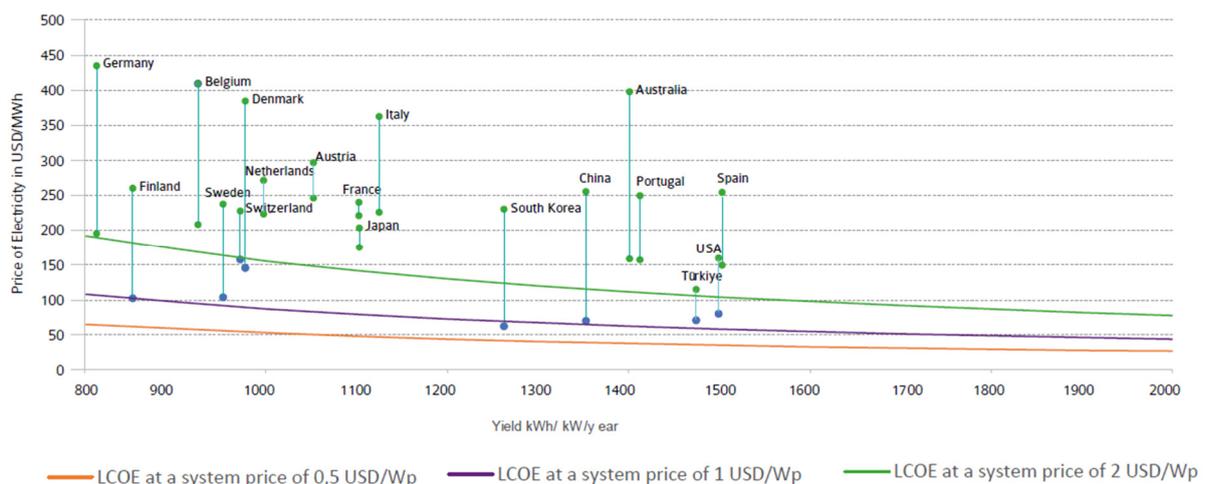


図 6.7 主要市場における等価システム稼働時間 (kWh/kW/年) に応じた太陽光発電電力の均等化発電原価 (LCOE) 及び小売電気料金※

※図に示される各国の等価システム稼働時間 (Yield) (日射量) は平均値と考えるべきである  
 国別の電気料金の最低値は、産業用電力需要家の平均値、最高値は住宅用電力需要家の平均値と見るべきである

出典：IEA PVPS、その他

図6.7は、一部の国における3つの異なるシステム価格（①0.5ドル/W、②1ドル/W、③2ドル/W。均等化発電原価（LCOE）換算値）に対する平均的な太陽光資源量と太陽光発電電力の閾値指標に基づく小売電気料金の幅を示したものである。緑色の点は、多くの場合に太陽光発電が競争力を有するケースを、青色の点は、システム価格と小売電気料金に大きく影響を受けるケースを示している。

この図は、2022年下期から2023年にかけて、多くのIEA PVPS加盟国でのグリッド・パリティを達成したこと、そして電力コストの上昇と太陽光発電コストの低下がさらに多くの国で太陽光発電の競争力強化への道を切り開いていることを示している。この図では、フランスとトルコを除き、電気料金帯の低い方は業務用電力需要家向けで、高い方は住宅用電力需要家向けである。2022年には、多くの国で小売電気料金と業務用電気料金が急上昇し、太陽光発電の競争力が高まった。一方で、多くの国、特にEU諸国では、業務用電気料金は2023年を通じて緩やかに低下し、2024年にも低下したが、モジュール価格の低下によって、太陽光発電の競争力は維持されている。

特定の分野においては、太陽光発電システムの競争力は、システムコストや電力コストだけで決まるわけではなく、例えばBIPVのように、他の回避コストに左右されることもある。新築建物の屋根あるいは改修する屋根を対象にしたBIPVの事例では、BIPVソリューションと従来型の屋根（またはファサード）部材のコストの差分により競争力を評価する。その他の評価については、標準的な建物据付型太陽光発電（BAPV）ソリューションを用いて自家消費を行う建物と同様である。BIPVシステムを工事の計画範囲外で建物に設置される場合は、当然これには該当しない。非経済的要因や付加価値の観点から太陽光発電コンポーネントの建物との一体化が正当化される可能性があるため、建物に用いられる指標も異なることがある。このような理由から、BIPVの競争力は、一般的に従来の建築コストと比較して評価される。

## 電力卸売価格に対する太陽光発電電力の競争力

電力取引市場を有する国では、太陽光発電の電力卸売価格が、太陽光発電の競争力に関するひとつの指標である。これらの卸売価格は、市場構成と発電に用いられる技術の組み合わせに依存する。卸売価格に対して競争力を持つためには、太陽光発電電力が可能な限り低コストで発電されなければならない。2023年には世界中で金利の上昇により資本コストが上昇したものの、保守費用と初期投資が下がったため、現時点で最も低いシステム価格を実現できる大規模電力事業用太陽光発電システムは、すでに競争力を獲得している。クロアチア、イタリア、ドイツ、ノルウェー、スウェーデン、ポルトガル、ルーマニア、フィリピン、スペイン、オーストラリア、米国など、市場で直接電力を販売する電力事業用太陽光発電システムを稼働させた国が増えており、実際スペイン、オーストラリア、米国の3ヶ国ではこれが一般的な選択肢になりつつある。

エネルギーに特化した市場にも、まもなく系統サービスが参入し、新たな収益を源となる可能性がある。

市場で流通するこの種のビジネスモデルは、15年以上にわたり発電事業者を支払われる売電価格を保証する従来のビジネスモデルよりもリスクが高い。このようなビジネスモデルに関連する主なリスクとして、長期的な卸売市場価格の変動と、いわゆるプライス・カニバリゼーション（太陽光発電の普及率が高まると昼間のピーク時に大容量の太陽光発電電力により市場価格が低下す

ること)の潜在的な影響が挙げられる。しかし、太陽光発電の普及率が高まり、輸送・暖房の電化が進む中で、プライス・カニバリゼーションが現実的な問題に発展するかどうかはわからない。つまり、太陽光発電による発電量のピーク時の価格が下がって投資に見合う収益を得ることができなくなるのか、それとも低価格がさらなる電力需要を呼び込んで市場価格を安定させるのかは、不透明である。現時点では、どちらの可能性もあり得る。また、(中国のように)卸電力市場が存在しない場合は、(太陽光発電の経済性の評価は)石炭火力発電の発電コストとの比較が焦点となる。

### 燃料パリティと独立形太陽光発電システム

独立形発電システム(太陽光発電/ディーゼル・ハイブリッド・システムを含む)は、太陽光発電システムが従来の発電機よりも安価なコストで電力を提供できる場合に競争力を持つと考えられる。一部の独立形システムについては、蓄電設備とチャージ・コントローラのコストが初期費用及び保守費用として考慮されるべきである。一方、ハイブリッド・システムでは、太陽光発電システムにより節約された燃料コストが考慮される。

これらのハイブリッド・システムにおいては、ディーゼル発電機の稼働時間が削減されることによる燃料費の節約分を考慮することで、太陽光発電の競争力が達成できる。燃料パリティとは、太陽光発電システムの設置コストを燃料費の節約分のみでカバーできる場合をいう。太陽光発電は、多くのサンベルト地帯(日射量が高い地域)の国においては、燃料価格に基づいて燃料パリティを達成していると考えられる。

この他の独立形発電システムは、既存の電力源を代替するものではなく、電力網がなく、ディーゼル発電機の利用もほとんどない場所で電力を供給している。これらの独立形発電システムは、全く新しい方法で世界中の何億もの人々に電力を供給している。

### 太陽光発電を活用した、競争力を持つグリーン水素およびその他の化合物の生産

太陽光発電の発電コストが低下することで、太陽光発電(風力発電と組み合わせる場合もある)を用いて直接グリーン水素やグリーン・アンモニアを生産するなど、他の用途への道が開かれる。電解装置の稼働台数が増加するにつれて電解装置のコストも低下してはいるが、ウクライナ戦争によるガス価格の上昇にもかかわらず、当面は「ブラック」水素との競合することはできないとみられる。水素には、産業用、輸送用、農業用(グリーン・アンモニアを使用)などさまざまな用途があるため、太陽光発電システムを系統連系せずに水素を生産するという非常に大きな機会が作り出されるものと期待されている。

世界各地で太陽光発電によるグリーン水素製造の大規模プロジェクトが発表されており、すでに数件が稼働を開始している。中国では150MWと300MWの2基の太陽光発電プロジェクトが稼働し、それよりも小規模であるものの、日本でも大規模プロジェクトが稼働している。このビジネスモデルは多くの国で検討されており、オーストラリア、米国、ブラジル、アフリカ(モーリタニア)、中東(オマーン、エジプト)など、日射量が多く土地が安価なため高い競争力が期待できる国で、数GW級の大規模プロジェクトが準備段階に入っている。

## 低価格での入札

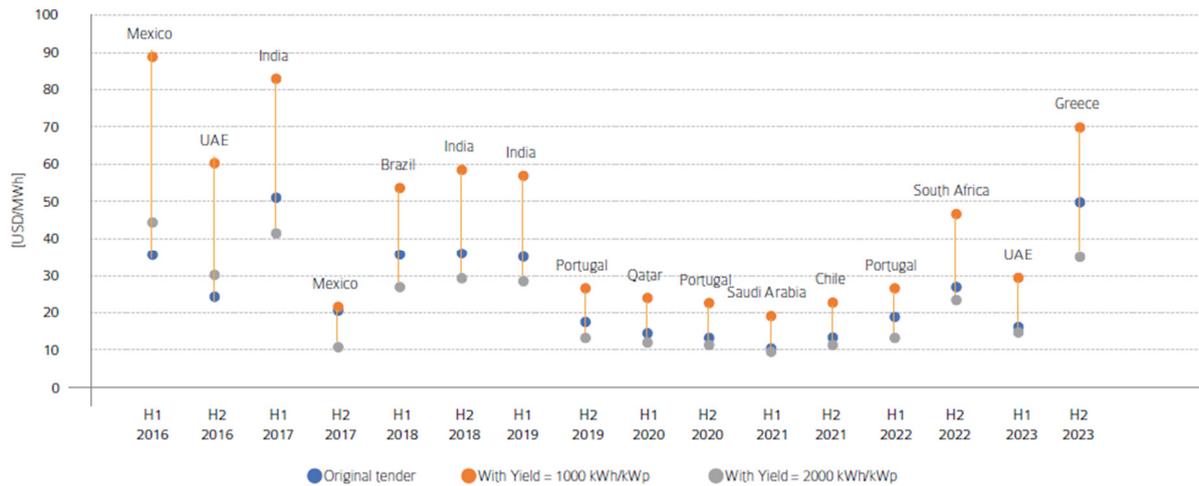


図 6.8A 電力売買契約（PPA）の最低価格に基づく  
太陽光発電の均等化発電原価（LCOE）（2016年～2023年第4四半期）

出典：IEA PVPS、その他

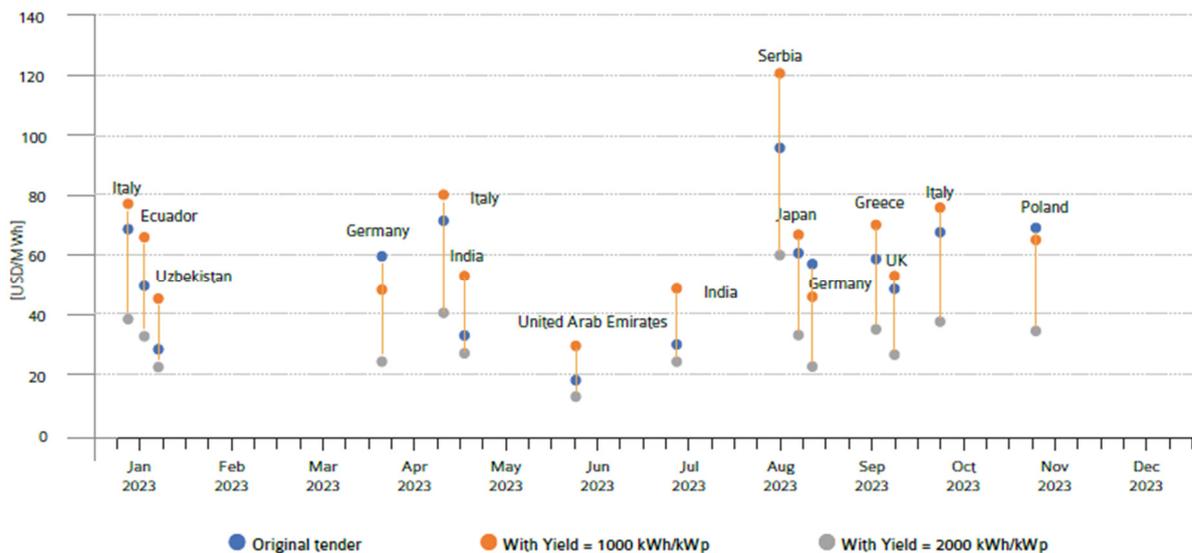


図 6.8B 電力売買契約（PPA）価格に基づく  
太陽光発電の均等化発電原価（LCOE）（2023年）

出典：IEA PVPS、その他

太陽光発電プロジェクトに電力売買契約（PPA）を設定する手段として、複数の国が入札制度を採用するにつれ、PPA価格は2020年に記録的に低い水準となり、2021年も一部は低価格であった。2022年と2023年には電力市場価格が上昇したため（欧州、米国、オーストラリア）、PPAの交渉も高値で行われた。2022年末から2023年初めにかけて、電力市場価格が激しく変動したことによって多くの業務用分野の需要家が大きな影響を受けた市場では、太陽光発電の発電量と運転コストが安定していることが魅力となった。価格の安定性のために多少のプレミアムを支払うことには、

それをするだけの価値があり、その価値はますます高まっている。これと並行して、再生可能エネルギー目標や、RE100のような企業の社会的責任（CSR）に関する目標を達成するために再生可能エネルギーに投資する企業にとって、太陽光発電はますます魅力的な選択肢となっている。

2023年の太陽光発電のPPA価格は約20ドル/MWhから100ドル/MWhの間で推移し、2022年よりもわずかに変動幅が広がったが、地域ごとに明確な違いがあった。欧州と米国では2022年を通じて前年四半期比で上昇した。2023年には、欧州ではPPA価格が安定またはわずかに低下したのに対し、米国では1年を通して上昇を続けた。これまでは、太陽光発電のPPAの大部分が新規のシステムや今後開発されるシステムを対象としたものであったが、数年後には、支援制度のもとで締結された現行の契約や初期PPAが終了を迎える既設システムの容量を対象としたものになるであろう。

表6.1 電力事業用太陽光発電システム向け入札の最低落札価格上位10件

地域	国	ドル/MWh	年
中東	サウジアラビア	10.40	2021
欧州	ポルトガル	13.20	2020
中南米	チリ	13.32	2021
中東	アラブ首長国連邦（UAE）	13.53	2020
中東	カタール	14.49	2020
中東	サウジアラビア	14.80	2021
欧州	スペイン	14.98	2021
欧州	ポルトガル	16.02	2019
中東	アラブ首長国連邦（UAE）	16.20	2023
中南米	ブラジル	17.50	2019

出典：IEA PVPS、その他

表6.2 電力事業用太陽光発電システム向け入札の最低落札価格（地域別）

地域	国	ドル/MWh	年
アジア	ウズベキスタン	17.9	2021
アフリカ	チュニジア	24.4	2019
欧州	ポルトガル	13.2	2020
中南米	チリ	13.3	2021
中東	サウジアラビア	10.4	2021
北米	メキシコ	20.6	2017

出典：IEA PVPS、その他



## 7章 エネルギー部門における太陽光発電

### 太陽光発電による発電量

#### 太陽光発電システム設置容量の追跡

多くの国では、太陽光発電システムの設置状況を正確に追跡していなかったり、公的なデータを収集していなかったりするため、世界のすべての地域における太陽光発電システムの設置状況を追跡することは困難である。IEA PVPSの報告書では、各国の公式データに基づいて、その年の年間設置容量及び累積設置容量を公表している。本報告書の目的のため、各国がデータを公表していない場合は、貿易データ（輸入量）に基づいて推定値を算出し、輸入量と、設置及び運転開始の間の時間差を考慮して推定値を調整している。

報告の方法によっては、太陽光発電システムが稼働を終了した場合に、累積設置容量（新規の年間設置容量の合計）が稼働中のシステムの容量を超える場合がある。リパワリング容量は、稼働を終了したシステムの容量の一部に置き換わる。また、システムのリパワリングを行うと太陽電池モジュールの変換効率が向上するため、リパワリング後の容量は、当初の容量を上回り、通常は稼働容量が増加する。

これらのテーマについて、IEA PVPS加盟国で標準化した報告は行われていない。すでに、累積設置容量値から稼働を終了した太陽光発電システムの容量を差し引いている国もある。その他の国では、その年に稼働中のシステム容量を報告しているが、リパワリングによる新たな容量の増加や稼働を終了したシステムの容量は集計に含まれていない。多くの国では、システムの稼働終了やリパワリングに関して一貫した追跡を行っていない。

太陽光発電システムが初めて設置されてからの年数を考えると、リパワリングはまだ比較的稀

なケースであるが、近い将来、増加することが予想される。2009～2011年に製造されたバックシートで欠陥が相次いだことにより、過去3年間で数百MWのモジュールが交換されたことは、その良い例である。モジュールの欠陥や性能低下にともないシステムをリパワリングした場合、そのモジュール容量は出荷量には含まれるものの、必ずしも新規年間設置容量に含まれるとは限らない。土地利用の制約や、建物設置用の安価な太陽電池の設置により、システムのリパワリングが促進されるため、真の意味でのシステムの稼働終了は稀なケースとなる見込みである。リサイクルスキームが活発な国でのシステムのリパワリングや稼働終了による状況は、システムのリサイクル件数からうかがい知ることができる。稼働を終了したシステムの数からリサイクル量に対して低く見積もられるのは、特にアフリカ向けの活気ある（時には法規制的にグレーゾーンの）中古市場が原因である。また、システムのリサイクルはトン（t）単位で報告されることが多く、広くデータを使用するには、まず、利用しやすいデータにする必要がある。

IEA PVPSは、太陽光発電システムの稼働終了、リパワリング及びリサイクルの活発な進展を注意深くモニタリングしているものの、現時点ではそれらの数値を推定することはできない。そのため、予期される設置容量への影響、リパワリングの市場予測、システムの老朽化による太陽光発電の性能低下については、定量化されていない。

## 太陽光発電による発電量の推定

太陽光発電の発電量の推定については、太陽光発電所1基の発電量を計測することは容易であるが、国全体の総発電量をまとめることは非常に複雑である。太陽光発電の設置容量を正確に追跡する必要があり、そのためには（特に分散型及び独立形分野では）効果的で一貫したアプローチが必要となる。また、ある年の発電量を太陽光発電システム設置容量から正確に推計することは不可能である。これは、その年のどの時期にどの容量が設置されたかが不明であるためである。年末に設置された太陽光発電システムのその年の発電量は、理論的年間発電量のほんの一部に過ぎない。

さらに、推計値は理論上の年間発電量に基づいているため、方位角や傾斜角度、さらにはシステム周囲の風況や影の発生などによる発電量の違いが考慮されていない。西向きに設置されたシステムは、赤道方向に面して設置されたシステムよりも年間発電量が少なくなる。現時点では、太陽光発電所の老朽化による性能損失は考慮されていない。発電所によっては、技術的な問題や外部からの制約により、発電量に関する問題が発生した可能性がある。

このような理由から、本報告書における国別の太陽光発電による発電量は、年末時点で設置されているすべての太陽光発電システムが1年間発電したと仮定した場合の、翌年の理論的最少発電量の推定値である。

「翌年の太陽光発電による理論的最少発電量」の算出にあたっては、その国の等価システム稼働時間を用いている。国により異なるものの、この値は、太陽光発電の総発電量を総容量で除して算出し国内調査報告書（NSR）に記載している値、あるいは日射量アトラスから得られる代表値である。これらの発電量は実際の発電量の近似値である。

各国における太陽光発電による発電量に関する統計は、一般的に、実際に電力系統に逆潮流された発電量を反映している。そのため、新規設置容量が多い年は、本報告書で使用する理論値が当該年の公式統計を上回ったり、翌年の値がこれを大幅に下回ったりすることがある。各国の実

際の太陽光発電の発電量の評価は、ますます困難になっている。これは、送電系統運用者（TSO）が追跡している場合でも、自家消費される（つまり、メタリングされていない）発電量が増加傾向にあるうえ、蓄電が検討されるようになり、蓄電容量に合わせて自家消費量が増加したり、発電が抑制されたりするためである。IEA PVPSは、各国政府や電力系統運用者などのエネルギー関連のステークホルダーに対し、正確なデータベースを作成し、太陽光発電量を厳密に測定することを提唱している。

## 太陽光発電の普及率

太陽光発電の普及率には、第2章で示したような人口1人当たりの設置容量、本章で示す電力消費（または需要）に占める太陽光発電の供給割合、そして太陽光発電による発電量の3つの異なる指標がある。ここで述べる普及率は、各国の電力需要に対する太陽光発電による発電電力量の比率であり、パーセント（%）で表示している。これは、前項に示した国ごとの太陽光発電による理論上の発電量に基づくものである。電力需要は、公的なデータベース及びIEA PVPSの専門家を通じて入手しており、可能な限り、自家消費量を考慮するために調整されている。

ここで示す太陽光発電普及率は推定値であるため、前述した理由により、多くの国について太陽光発電の発電量と普及率の公式数値と異なる可能性がある。これらは指標として考慮されるべきで、各国間の比較については信頼性のある推定を提供しているものの、公式データの代替となるものではない。

電力消費量に基づいて算出された太陽光発電の普及率は、発電量に基づいて算出された太陽光発電の普及率よりも数ポイント高くなる傾向がある。これは、（化石燃料による）集中型発電での輸送や変圧による損失が依然として考慮されていないためである。

こうした数値の乖離の説明としてフランスの国営送電系統運用者（TSO）は、同国の2023年の発電量データにおいて太陽光発電普及率を5%と報告した。これは、2023年のIEA PVPSの推定値4.9%をわずかに上回っているものの、本報告書の推定値5.8%には達していない。スペインでは、TSOは2023年の太陽光発電普及率を14%と報告しており、これはIEA PVPSの2023年の推定値19.7%や、本年の推定値22.3%を大きく下回っている。スペインの普及率に乖離があるのは、TSOが設置容量の大きい分散型太陽光発電を考慮していないことによるもので、この乖離は想定されていた。

調査対象となっているIEA PVPS加盟国及び非加盟国41ヶ国については、（ノルウェー以外の）すべての国で2023年には太陽光発電による発電量が電力需要の1%以上を占めた。太陽光発電が電力需要の10%超を占める国は、2024年も10ヶ国以上になるとみられる。

太陽光発電の普及に関しては、世界の太陽光発電システムの累積設置容量は約1,642.0GWであり、平均等価システム稼働時間を1,300kWh/kWとすると、年間ベースで2,136TWh弱の発電能力がある（表7.1参照）。図7.1に示す通り、各国の多様な貢献により、世界全体の電力需要の約8.3%（2022年比2.1%増）が太陽光発電によって賄われた。

2023年には、世界の発電電力量に占める再生可能エネルギーによる発電量の比率は30%超を占め、前年比0.4%増となった。新規設置容量の大部分（約75%）が太陽光発電であったものの、風力発電や水力発電に比べて容量係数が低いことと、2023年はいくつかの大規模風力発電市場が非常に好調であったため、年間発電量における太陽光発電の実際のシェアは前年からわずかに減少して約5.5%となった。

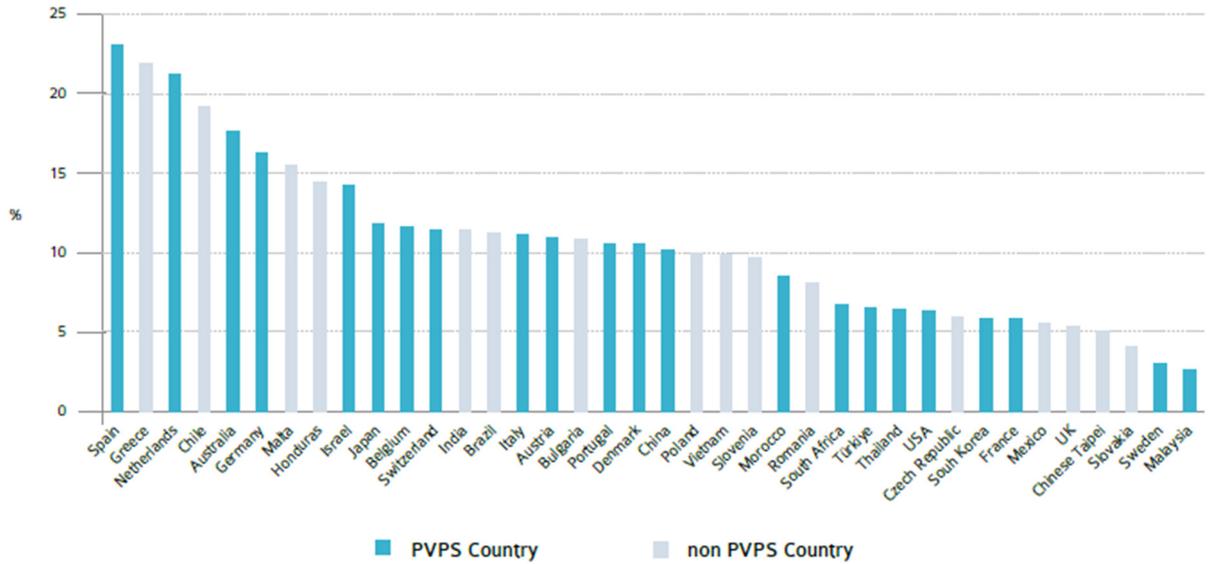


図 7.1 電力需要に対する太陽光発電のシェア（2023 年）  
出典：IEA PVPS、その他

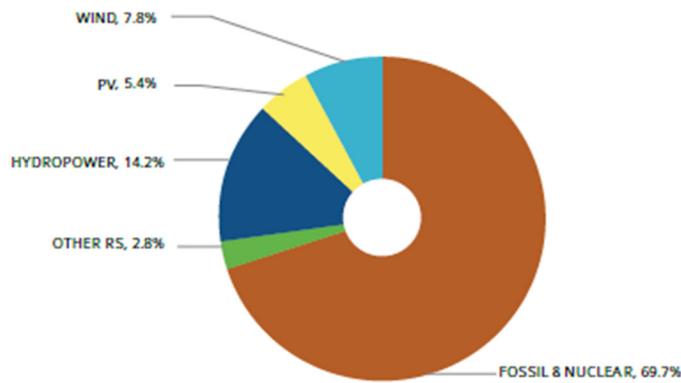


図 7.2 世界の発電電力量に占める再生可能エネルギーの比率（2023 年）  
出典：21 世紀のための再生可能エネルギー政策ネットワーク（REN21）、IEA PVPS

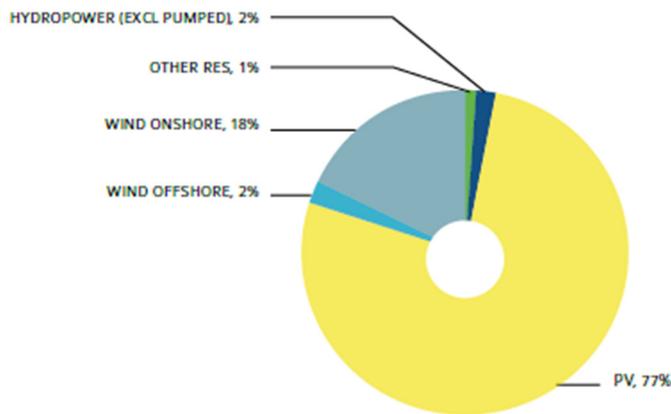


図 7.3 再生可能エネルギーの新規設置容量比率（2023 年）  
出典：21 世紀のための再生可能エネルギー政策ネットワーク（REN21）、世界風力エネルギー会議（GWEC）、国際水力発電協会（IHA）、IEA PVPS

表7.1 2023年のIEA PVPS加盟国における太陽光発電に関する統計値

国	最終電力消費量(TWh)	人口(100万人)	GDP(10億ドル)	面積(km <sup>2</sup> )	等価システム稼働時間(kWh/kW)	年間設置容量(MW)	累積設置容量(MW)	太陽光発電量(TWh)	人口1人あたりの年間設置容量(W/人)	人口1人あたりの累積設置容量(W/人)	単位面積あたりの累積設置容量(kW/km <sup>2</sup> )	電力需要に対する太陽光発電の比率(%)
オーストラリア	273	27	1,724	7,690,000	1,400	4,153	34,522	48	156	1,296	4	17.7%
オーストリア	61	9	516	83,883	1,050	2,603	6,395	7	285	700	76	11.0%
ベルギー	79	12	632	30,688	925	1,806	9,955	9	153	842	324	11.7%
カナダ	598	40	2,140	9,985,000	1,150	823	7,340	8	21	183	1	1.4%
中国	9,150	1,411	17,795	9,634,000	1,350	277,176	691,241	933	196	490	72	10.2%
デンマーク	36	6	404	44,000	975	487	3,910	4	82	658	89	10.6%
フィンランド	80	6	300	338,432	850	318	1,008	1	57	181	3	1.1%
フランス	446	68	3,031	551,500	1,100	3,961	23,664	26	58	347	43	5.8%
ドイツ	408	84	4,456	357,588	808	15,005	82,305	67	178	974	230	16.3%
イスラエル	71	10	510	20,770	1,797	1,150	5,657	10	118	580	272	14.2%
イタリア	306	59	2,255	302,070	1,122	5,255	30,319	34	89	516	100	11.1%
日本	851	125	4,213	377,975	1,100	6,300	91,366	101	51	734	242	11.8%
韓国	594	52	1,713	100,401	1,261	3,306	27,619	35	64	534	275	5.9%
マレーシア	171	34	400	330,621	1,314	2,956	3,390	4	21	99	10	2.6%
モロッコ	35	38	141	710,850	1,750	728	1,714	3	19	45	2	8.5%
オランダ	108	18	1,118	41,500	994	4,788	23,037	23	268	1,288	555	21.3%
ノルウェー	126	6	486	323,806	760	303	657	0	55	119	2	0.4%
ポルトガル	51	11	287	92,225	1,407	1,285	3,822	5	122	363	41	10.6%
スペイン	254	48	1,581	505,990	1,500	8,987	38,986	58	186	806	77	23.0%
スウェーデン	135	11	593	410,000	950	1,688	4,215	4	160	400	10	3.0%
スイス	54	9	885	41,285	970	1,641	6,375	W	185	720	154	11.5%
南アフリカ	195	60	378	1,219,090	1,733	2,965	7,504	13	49	124	6	6.7%
タイ	214	72	515	1,219,092	1,522	4,587	9,002	14	64	125	7	6.4%
トルコ	327	85	1,108	783,560	1,471	1,867	14,393	21	22	169	18	6.5%
米国	4,252	335	27,361	9,147,282	1,500	33,884	177,344	266	101	530	19	6.3%
<b>IEA PVPS加盟国</b>	<b>18,874</b>	<b>2,634</b>	<b>74,541</b>	<b>44,341,608</b>	<b>1,300</b>	<b>385,766</b>	<b>1,305,739</b>	<b>1,701</b>	<b>146</b>	<b>496</b>	<b>29</b>	<b>9.0%</b>
ブラジル	508	216	2,174	30,530	1,506	12,446	37,817	57	58	175	1,239	11.2%
インド	1,320	1,429	3,550	357,172	1,625	13,020	92,645	151	9	65	259	11.4%
IEA PVPS非加盟国	6,884	5,391	30,894	89,983,827	1,300	70,244	336,218	433	13	62	4	6.3%
<b>世界</b>	<b>25,758</b>	<b>8,025</b>	<b>105,435</b>	<b>134,325,435</b>	<b>1,300</b>	<b>456,010</b>	<b>1,641,956</b>	<b>2,135</b>	<b>57</b>	<b>205</b>	<b>12</b>	<b>8.3%</b>

出典：IEA PVPS、その他

## 太陽光発電の統合とセクター・カップリング

### エネルギー貯蔵市場

エネルギー貯蔵にはさまざまな形態があり、太陽光発電と組み合わせた場合、最も一般的なのは、通常、電力系統から遠く離れた住宅用システムに見られる独立形システムの蓄電池であるが、自家消費率を向上させるために分散型住宅用蓄電池の使用が増えている。一方、蓄電池はマイクログリッドを安定させサービスとエネルギーの両方を提供し、系統用蓄電池はシステムサービスを提供するため、徐々に導入が進んでいる。

分散型蓄電システムは、一般的に太陽光発電に関連する系統連系の課題を解決するだけでなく、分散型太陽光発電の自家消費比率を上昇させて太陽光発電システムのペイバックタイムを短縮する機会をもたらすとみられている。蓄電システムのコストが低下しているとはいえ、オーストラリア、中国、ドイツ、イタリアや米国の一部の州を除いては、世界中のどの国や市場分野においても、蓄電ソリューションはまだ経済的に実行可能な選択肢にはなっていない。自家消費を最大限に増やし、電力消費のプロファイルを最適化したいと望む需要家が増加するにつれ、世界中で住宅用、業務用の両分野での蓄電池の利用が増加している。一部の国では、補助金（オーストラリア、オーストリア、中国、スペイン、日本、米国）、時間帯別のネットビリングや新築建物に対する建築基準（いずれも米・カリフォルニア州で特に実施されている）といった自家消費政策に付随する条件を通じて、蓄電により電力系統の混雑やピーク負荷を緩和することが奨励されている。

系統用蓄電池を備えた大規模太陽光発電所の建設が増加している。蓄電池を活用することで、電力系統への逆潮流を安定化させ、出力抑制を減らし、場合によっては電力系統に高速周波数応答やピーク電力調整のようなアンシラリーサービスを提供できる。入札における新たな系統連系要件は、電力事業用発電所の出力を円滑にし、出力抑制を減らしたり、系統枠増強の必要性を減じたりするために、電力事業用発電所における定置用蓄電池の使用を優遇する傾向にあるが、この動向が立証されるのは数年先になるとみられている。

太陽光発電システムとは独立して、世界中で電力事業用蓄電システム（系統用蓄電池）の導入が増加しており、そのシステム規模も年々拡大している。最大市場は中国、米国、欧州（英国、イタリア）、オーストラリア、さらには日本や韓国であった。大部分の市場において、蓄電プロジェクトの開発事業者は太陽光発電プロジェクト開発事業者や大手エネルギー企業である。こうした系統用蓄電池は、従来はタービンによる発電（石炭、ガス、水力発電）が提供していたサービスを提供し、太陽光発電普及率の向上とエネルギー転換の加速化を可能にしている。

世界全体では、販売された蓄電池の大部分が輸送用途として電気自動車（EV）に使用されており定置用蓄電池は「その他」の扱いで、販売量は依然として少ない。しかし、e-モビリティ（輸送部門の電化）の急速な進展によって、定置用蓄電池市場だけでは起きえなかったスピードで蓄電池の価格が低下している。これにより、蓄電は太陽光発電普及率を高めるための経済的に実行可能なツールとしてますます重要性を増している。

## 輸送の電化

太陽光発電の成長に伴い、世界中で輸送の電化が進展を続けている。ピーク負荷時にEVを充電することは、発電、系統管理やスマートメタリングのあり方を再考することにつながる。仮想自家消費などの概念が、太陽光発電の余剰電力を貯蔵するためのモバイルストレージ（移動可能な蓄電装置）としてEVを利用するための枠組みの構築につながる可能性がある。同時に、太陽光発電を支援するための輸送インフラの利用は、将来的な輸送網（鉄道、路面電車）への直接的な電力供給や、車両充電ステーション（カーポートや駐車場の屋根、防音壁）の供給の可能性を広げている。

### 太陽光発電から車両一体型太陽光発電（VIPV）・車両据付型太陽光発電（VAPV）へ

太陽光発電は分散型発電であるため、日中に商業施設やオフィスの駐車場、自宅に停車しているEVの充電用電源として最適である。このような低速充電は、混雑する配電網との親和性も高い。太陽光発電が車両本体に一体化された車載用（車両一体型）太陽光発電システム（VIPV）は、系統の負担を軽減し、EVの独立性を高め、運転者に快適さを提供し、自動車産業と太陽光発電産業を結びつけるものである。IEA PVPSのタスク17は、急速に台頭するVIPV及びVAPVを活動のテーマとしている。

## 加熱・冷却装置の電化

自家消費の普及、電力系統の混雑や不安定性を緩和するために電力需要のピークを下げる必要性から、太陽光発電を利用した加熱・冷却装置がますます一般的なものとなっている。

加熱用途での太陽光発電の利用は家庭用給湯システムが中心で、自家消費を増やす方法のひとつとして、電力コスト、系統容量や系統混雑の問題に対応している。現在、家庭用給湯システムの製造企業は、太陽光発電による余剰電力を電気温水器に直接利用できるような装置を組み込んでいる。例えば、スイスではとりわけ蓄電システムの接続とメタリングを推奨している。

オーストラリア、中国、日本、フロリダ州（米国）、カリフォルニア州（米国）などの暑い気候の地域では、すでに数年前から太陽光発電電力を冷房用に供給している。気候変動が深刻化し、電力コストが上昇するなか、電力系統インフラが熱波の影響を受けやすくなっているため、冷房の需要が高いときに需要地で太陽光発電電力を使用することにより、電力系統に対する負荷軽減の必要性が高まっている。ヒートポンプの利用増による加熱・冷却装置の電化もまた、需要地での太陽光発電電力の需要を増加させている。

大規模な「太陽光発電+加熱・冷却」システムは、製品化には至っていない模様である。しかし、自家消費向け太陽光発電システムの設計は、冷水貯蔵などの改造型冷水装置などの特定用途に関連しているものもある。冷却を集中的に利用する企業（特に食品業界）やスーパーマーケットは、冷却装置の電力負荷を軽減するために、自社の建物に太陽光発電システムを導入するケースが増えている。

IEA太陽熱利用冷暖房プログラム（IEA SHC）タスク65（<https://task65.iea-shc.org/>）のテーマであ

る太陽エネルギー（太陽光発電及び太陽熱）の冷却利用については、日射量が多く高温な気候向けに既存の技術（太陽エネルギー及びヒートポンプ）を改良・開発する革新的な手法に重点を置き2024年6月に結論を得た。

### **グリーン水素及び水素誘導體**

グリーン水素とは、再生可能エネルギー源によって生産される水素を指し、化石燃料や原子力から生産される水素とは対極に位置する。水素（またはアンモニアなどの誘導體）は、重工業、農業、海運及び長距離・重量物の道路輸送など、一部の分野における脱炭素化に向けてのひとつの方策として、ますます注目されつつある。グリーン水素（または他の化合物）の生成に関する早期産業化プロジェクトには、毎年継続的に資金が投入されている。全体として効率が大幅に低下したとしても、競争力のある太陽光発電電力によって生産される水素やその誘導體は、貯蔵しておいて、後に発電に利用することができる。これは、技術的な課題が残っていたとしても、需要があるときに電力系統に供給するための太陽光発電容量を増やす方法であるとともに、系統電力の需要が低い時に余剰電力を貯蔵する方法であると見なされている。水素生産用の電解装置への電力供給を目的とした多数の非常に大規模な太陽光発電プロジェクトが、特に中東、中国、オーストラリアで計画段階にある（第3章（政策の動向）、第6章を参照されたい）。

付録

付録1 1992年から2023年までの太陽光発電システム累積設置容量推移 (MW)

国	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	
オーストラリア	7	9	11	13	16	19	23	25	29	34	39	46	52	61	70	82	105	187	571	1,376	2,416	3,226	4,092	5,109	5,985	7,132	11,586	16,399	21,091	26,129	30,368	34,522	
オーストリア	1	1	1	1	2	2	3	4	5	6	10	17	21	24	26	28	32	53	95	187	363	626	785	937	1,096	1,269	1,455	1,702	2,043	2,783	3,792	6,395	
ベルギー	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	6	24	671	1,108	2,176	2,870	3,139	3,245	3,355	3,535	3,865	4,310	5,127	6,273	7,123	8,149	9,955	
カナダ	1	1	2	2	3	3	4	6	7	9	10	12	14	17	20	26	33	95	281	559	766	1,211	1,843	2,519	2,665	2,913	3,130	3,388	3,713	5,752	6,517	7,340	
中国	0	0	0	0	0	0	0	0	11	16	34	44	54	62	72	92	132	292	792	3,492	6,692	17,682	28,322	43,472	78,022	130,882	175,142	205,440	253,640	308,520	414,065	649,034	
デンマーク	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	2	2	2	2	3	3	4	7	29	499	698	751	979	1,061	1,139	1,254	1,362	1,626	1,850	3,423	3,910	
フィンランド	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	2	2	3	5	7	9	9	9	9	20	37	80	134	214	313	417	691	1,008	
フランス	2	2	2	3	4	6	8	9	11	14	17	21	24	26	38	76	218	440	1,446	3,562	4,906	5,692	6,837	7,920	8,636	9,713	10,755	11,930	13,098	16,737	19,703	23,664	
ドイツ	6	9	12	18	28	42	54	70	114	176	296	435	1,105	2,056	2,899	4,170	6,120	10,566	18,006	25,916	34,077	36,710	37,900	39,224	40,679	42,293	45,181	49,016	53,901	60,107	67,300	82,305	
イスラエル	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	22	67	186	272	377	588	771	877	952	1,358	1,960	2,414	3,349	4,507	5,657	
イタリア	8	12	14	16	16	17	18	18	19	20	22	26	31	37	50	100	496	1,277	3,605	13,141	16,796	18,198	18,607	18,915	19,297	19,682	20,108	20,865	21,660	22,594	25,064	30,319	
日本	19	24	31	43	60	91	133	209	330	453	637	860	1,132	1,422	1,708	2,144	2,627	3,618	4,914	6,632	13,599	23,339	34,151	42,040	49,500	56,162	63,192	71,868	78,413	85,066	91,366		
マレーシア	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	2	4	34	145	213	273	352	401	793	1,292	1,800	2,308	2,860	3,390	
モロッコ	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	205	206	206	699	986	1,714	
オランダ	0	0	0	0	0	1	1	1	5	9	16	22	40	43	45	49	59	69	111	170	390	767	1,069	1,536	2,061	2,914	4,609	7,225	10,717	14,349	18,249	23,037	
ノルウェー	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	6	7	7	7	8	8	8	8	9	9	10	12	14	26	44	68	120	160	201	354	657	
ポルトガル	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	2	2	3	3	3	18	68	108	134	175	244	299	418	454	519	585	673	907	1,077	1,647	2,537	3,822	
南アフリカ	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	6	311	1,393	1,487	2,077	2,146	2,206	2,669	3,969	4,427	4,539	7,504	
韓国	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	5	6	9	14	36	81	357	524	660	729	1,024	1,555	2,481	3,615	4,502	5,835	8,099	12,666	17,323	21,199	24,313	27,619	
スペイン	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3	6	14	25	52	150	742	4,021	4,070	4,595	5,080	5,439	5,566	5,641	5,706	5,778	5,928	6,306	11,628	15,875	21,513	29,999	38,986	
スウェーデン	1	1	1	2	2	2	2	3	3	3	3	4	4	4	5	6	8	9	11	15	23	42	77	125	184	269	429	707	1,107	1,606	2,527	4,215	
スイス	5	6	7	8	10	11	13	14	16	18	20	22	24	28	30	37	49	80	125	223	437	756	1,061	1,394	1,664	1,906	2,173	2,498	2,973	3,651	4,734	6,375	
タイ	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
トルコ	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	6	32	64	368	1,175	4,206	7,339	8,551	9,424	10,917	12,526	14,393	
米国	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	111	190	295	455	753	1,188	2,017	3,937	7,130	12,076	18,321	25,821	40,973	51,818	62,498	76,274	95,550	120,368	143,469	177,344	
その他EU	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	11	21	23	34	42	107	674	2,659	3,759	5,962	8,404	8,615	9,167	9,571	9,943	10,735	12,369	16,617	22,856	32,200	45,852	
加盟国合計	50	65	90	115	150	206	271	372	572	784	1,143	1,566	2,698	4,116	5,552	8,013	14,884	23,036	40,132	70,067	97,580	132,214	167,718	209,701	276,832	360,931	445,838	529,068	642,200	778,094	968,976	1,329,105	
ブラジル	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	26	38	53	66	86	93	1160	2,416	4,697	8,474	14,504	25,371	37,817	
インド	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	57	272	1,299	2,384	3,249	5,436	9,547	22,561	33,363	43,431	47,826	61,490	79,625	92,645	
非加盟国合計	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	24	34	46	67	94	139	249	576	2,304	4,761	8,049	12,900	21,588	31,076	50,086	69,006	99,291	131,515	169,087	216,970	312,852	
合計	50	65	90	115	150	206	271	372	573	791	1,157	1,591	2,732	4,162	5,619	8,107	15,023	23,285	40,708	72,371	102,361	140,263	180,518	231,288	307,908	411,016	514,844	628,359	773,715	947,180	1,185,946	1,641,956	

出典：IEA PVPS、その他

付録2 1992年から2023年までの太陽光発電システム年間設置容量推移 (MW)

国	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
オーストラリア	7	2	2	2	3	3	4	3	4	4	6	6	7	8	10	12	22	83	383	806	1,039	811	866	1,018	876	1,147	4,454	4,813	4,692	5,038	4,239	4,153
オーストリア	1	0	0	0	0	0	1	1	1	1	4	6	4	3	2	2	5	20	43	92	176	263	159	152	159	173	186	247	341	739	1,009	2,603
ベルギー	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	6	18	59	437	1,068	694	269	106	110	180	330	445	817	1,146	860	917	1,806
カナダ	1	0	0	0	1	1	1	1	1	2	1	2	2	3	4	5	7	62	187	277	208	445	633	675	146	249	217	258	325	2,038	765	823
中国	0	0	0	0	0	0	0	0	11	5	19	10	10	8	10	20	40	160	500	2,700	3,200	10,990	10,640	15,150	34,550	52,860	44,260	30,300	48,200	54,880	105,545	234,969
デンマーク	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	3	22	470	199	53	228	81	78	115	109	264	718	1,754	487
フィンランド	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	1	2	2	2	0	0	0	11	17	43	53	81	98	104	269	318
フランス	2	0	0	1	2	2	2	2	2	3	3	4	3	2	12	38	143	222	1,006	2,116	1,344	786	1,145	1,083	716	1,077	1,042	1,175	1,168	3,639	2,966	3,961
ドイツ	6	3	3	6	10	14	12	16	44	62	120	139	670	951	843	1,271	1,950	4,446	7,440	7,910	8,161	2,633	1,190	1,324	1,455	1,614	2,888	3,835	4,885	6,206	7,193	15,005
イスラエル	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	21	45	119	86	105	211	183	106	75	406	602	454	935	1,158	1,150
イタリア	8	4	2	2	0	1	1	1	1	1	2	4	5	7	13	50	396	781	2,328	9,536	3,655	1,402	409	308	382	385	426	758	785	944	2,470	5,255
日本	19	5	7	12	16	32	42	75	122	123	184	223	272	290	287	210	225	483	991	1,296	1,718	6,968	9,740	10,811	7,889	7,460	6,662	7,030	8,676	6,545	6,653	6,300
マレーシア	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	2	34	111	67	61	78	49	517	499	508	372	1,068	710
モロッコ	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	205	1	0	493	287	728
オランダ	0	0	0	0	0	0	0	0	4	3	8	6	18	4	2	3	10	10	42	59	220	377	302	467	525	853	1,695	2,616	3,492	3,632	4,200	4,788
ノルウェー	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	1	2	2	11	18	25	51	40	41	153	303
ポルトガル	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	1	0	0	14	50	40	26	41	69	55	119	36	65	66	88	234	170	571	969	1,285
南アフリカ	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	6	305	1,081	94	590	69	60	463	1,300	468	112	2,965
韓国	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	5	1	3	5	22	45	276	167	127	79	295	531	926	1,134	887	1,333	2,265	4,566	4,658	3,876	3,278	3,306
スペイン	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3	3	8	11	27	98	592	3,279	49	525	485	359	127	75	65	72	150	378	5,322	4,247	5,639	8,495	8,987
スウェーデン	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	2	1	2	4	8	19	35	48	59	86	160	291	400	499	921	1,688
スイス	5	1	1	1	2	2	2	2	2	2	2	2	2	4	2	7	12	30	46	98	214	319	305	333	270	242	267	325	475	677	1,084	1,641
タイ	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	25	7	0	0	10	6	194	145	437	475	122	1,027	610	456	16	49	500	200	4,587
トルコ	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	5	26	32	294	818	3,031	3,133	1,212	874	1,492	1,610	1,867
米国	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	111	79	105	160	298	435	829	1,920	3,193	4,946	6,245	7,500	15,152	10,845	10,680	13,776	19,276	24,819	23,101	33,875
その他EU	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	10	10	2	11	7	65	568	1,984	1,100	2,204	2,441	412	352	405	372	792	1,634	4,248	6,239	8,935	13,652
加盟国合計	50	16	25	25	35	56	65	101	199	212	360	423	1,131	1,419	1,436	2,460	6,871	8,153	16,968	29,935	27,517	34,634	35,503	41,983	67,131	84,099	85,032	83,245	113,133	136,252	191,779	360,128
ブラジル	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	12	15	14	20	7	1,067	1,256	2,281	3,777	6,030	10,867	12,446
インド	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	57	214	1,027	1,085	865	2,186	4,111	13,013	10,803	10,068	4,395	13,664	18,135	13,020
非加盟国合計	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	7	6	10	10	12	21	45	109	326	1,728	2,475	3,268	4,751	8,788	9,478	19,009	24,160	30,286	32,225	37,572	49,897	95,882
合計	50	16	25	25	35	56	65	101	200	219	366	433	1,141	1,430	1,457	2,487	6,916	8,262	17,285	31,663	29,991	37,902	40,254	50,770	76,608	103,108	109,192	113,531	145,358	173,824	241,676	456,010

出典：IEA PVPS、その他

付録3 使用された為替レート（2023年）

国	通貨	為替レート（1ドル=）
オーストラリア	オーストラリア・ドル（AUD）	1.506
ブラジル	ブラジル・レアル（BRL）	4.994
カナダ	カナダ・ドル（CAD）	1.35
チリ	チリ・ペソ（CLP）	952.43
中国	人民元（CNY）	7.075
デンマーク	デンマーク・クローネ（DKK）	6.89
ユーロ圏	ユーロ（EUR）	0.924
インド	インド・ルピー（INR）	82.572
イスラエル	イスラエル・新シェケル（ILS）	3.687
日本	円（JPY）	140.511
韓国	ウォン（KRW）	1,338.93
マレーシア	リングgit（MYR）	4.61
メキシコ	メキシコ・ペソ（MXN）	17.733
モロッコ	モロッコ・ディルハム（MAD）	10.275
ノルウェー	ノルウェー・クローネ（NOK）	10.564
南アフリカ	南アフリカ・ランド（ZAR）	18.457
スウェーデン	スウェーデン・クローナ（SEK）	10.613
スイス	スイス・フラン（CHF）	0.899
タイ	バーツ（THB）	34.802
トルコ	トルコ・リラ（TRY）	23.824
米国	ドル（USD）	1

付録4 国/市場の地域分類

国/市場	サブ地域	地域
アルジェリア	アフリカ	中東・アフリカ
アルゼンチン	ラテンアメリカ	米州
オーストラリア	オセアニア	アジア太平洋
オーストリア	欧州	欧州
ベルギー	欧州	欧州
ブラジル	ラテンアメリカ	米州
ブルガリア	欧州	欧州
カナダ	北米	米州
チリ	ラテンアメリカ	米州
中国	アジア	アジア太平洋
台湾	アジア	アジア太平洋
コロンビア	ラテンアメリカ	米州
クロアチア	欧州	欧州
キプロス	欧州	欧州
チェコ	欧州	欧州
デンマーク	欧州	欧州
エクアドル	ラテンアメリカ	米州
エジプト	アフリカ	中東・アフリカ
エストニア	欧州	欧州
フィンランド	欧州	欧州
フランス	欧州	欧州
ドイツ	欧州	欧州
ギリシャ	欧州	欧州
ホンジュラス	中米+カリブ地域	米州
ハンガリー	欧州	欧州
アイスランド	欧州	欧州
インド	アジア	アジア太平洋
インドネシア	アジア	アジア太平洋
アイルランド	欧州	欧州
イスラエル	中東	中東・アフリカ
イタリア	欧州	欧州
日本	アジア	アジア太平洋
ヨルダン	中東	中東・アフリカ
カザフスタン	アジア	アジア太平洋

国/市場	サブ地域	地域
韓国	アジア	アジア太平洋
ラトビア	欧州	欧州
リトアニア	欧州	欧州
ルクセンブルク	欧州	欧州
マレーシア	アジア	アジア太平洋
マルタ	欧州	欧州
メキシコ	北米	米州
モロッコ	アフリカ	中東・アフリカ
オランダ	欧州	欧州
ノルウェー	欧州	欧州
パキスタン	アジア	アジア太平洋
パナマ	中米+カリブ地域	米州
ペルー	ラテンアメリカ	米州
フィリピン	アジア	アジア太平洋
ポーランド	欧州	欧州
ポルトガル	欧州	欧州
ルーマニア	欧州	欧州
ロシア	ユーラシア	欧州
サウジアラビア	中東	中東・アフリカ
セルビア	欧州	欧州
シンガポール	アジア	アジア太平洋
スロバキア	欧州	欧州
スロベニア	欧州	欧州
南アフリカ	アフリカ	中東・アフリカ
スペイン	欧州	欧州
スウェーデン	欧州	欧州
スイス	欧州	欧州
タイ	アジア	アジア太平洋
トルコ	ユーラシア	欧州
英国	欧州	欧州
ウクライナ	欧州	欧州
アラブ首長国連邦	中東	中東・アフリカ
米国	北米	米州
ベトナム	アジア	アジア太平洋

## 図リスト

図1.1	年間設置容量と年間出荷量の比較及び報告書作成における推計値	12
図2.1	世界の太陽光発電システム累積設置容量 (GW)	15
図2.2	人口1人当たりの太陽光発電システム設置容量 (W/人) (2023年)	15
図2.3	主要市場における太陽光発電システム年間設置容量 (GW)	16
図2.4	上位国による市場シェア	17
図2.5	世界の太陽光発電システム年間設置容量の国別比率 (2023年)	20
図2.6	世界の太陽光発電システム累積設置容量の国別比率 (2023年末時点)	20
図2.7	地域別太陽光発電システム累積設置容量	21
図2.8	主要市場の太陽光発電システム累積設置容量 (2019~2023年)	21
図2.9	年間設置容量における系統連系形太陽光発電システム (集中型・分散型) の比率 (2013~2023年)	22
図2.10	地域別集中型太陽光発電システム設置容量 (2023年)	24
図2.11	地域別分散型太陽光発電システム設置容量 (2023年)	27
図2.12	系統連系形太陽光発電システム (集中型・分散型) の地域別年間設置容量比率 (2023年)	35
図2.13	米州における市場分野別の太陽光発電システム設置容量比率	36
図2.14	アジア太平洋地域における市場分野別の太陽光発電システム設置容量比率	38
図2.15	欧州における市場分野別の太陽光発電システム設置容量比率	40
図2.16	中東及びアフリカにおける市場分野別の太陽光発電システム設置容量比率	41
図4.1	太陽光発電システムのバリューチェーン	69
図4.2	ポリシリコン生産量の国別比率 (2023年)	71
図4.3	太陽電池向けウエハー生産量の国別比率 (2023年)	72
図4.4	太陽電池セル生産量の国別比率 (2023年)	74
図4.5	太陽電池モジュール生産量の国別比率 (2023年)	76
図4.6	IEA PVPS加盟国における太陽電池モジュールの技術別生産量 (GW) (2013~2023年)	78
図4.7	世界の太陽光発電システム年間設置容量、太陽電池モジュール生産量及び生産能力 (GW) (2013~2023年)	80
図5.1	太陽光発電による二酸化炭素削減貢献量 (MT-CO <sub>2</sub> eq/TWh)	91
図5.2A	電力部門の総排出量に対する二酸化炭素削減貢献量の比率 (%)	91
図5.2B	エネルギー部門の総排出量に対する二酸化炭素削減貢献量の比率	92
図5.3	太陽光発電市場のGDPに対する事業価値 (%) (2023年)	94
図5.4	世界のGDPに対する太陽光発電の事業価値及びエネルギー分野への投資の貢献度 (%)	94
図5.5A	太陽光発電産業の絶対的事業価値 (単位: 100万ドル) (2023年)	95
図5.5B	バリューチェーンにおける太陽光発電産業の事業価値 (%) (2023年)	96

図5.5C	GDPに対する太陽光発電産業の事業価値（%）（2023年）	96
図5.6	世界の太陽光発電関連雇用者数（国別）	98
図6.1	太陽電池モジュールのスポット価格の習熟曲線（1992～2023年）	105
図6.2	太陽電池モジュールの価格帯の推移（ドル/W）	106
図6.3	一部のIEA PVPS報告国における太陽電池モジュールの指標価格（ドル/W）	107
図6.4	太陽光発電市場の価格分布（ドル/W）（2023年）	109
図6.5	住宅用及び地上設置型太陽光発電システムの価格分布（ドル/W）（2014～2023年）	110
図6.6	一部のIEA PVPS報告国における太陽光発電システム設置価格指標の分布 （ドル/W）（2023年）	110
図6.7	主要市場における等価システム稼働時間（kWh/kW/年）に応じた太陽光発電電力の均等化 発電原価（LCOE）及び小売電力料金	112
図6.8A	電力売買契約（PPA）の最低価格に基づく太陽光発電の均等化発電原価（LCOE） （2016年～2023年第4四半期）	115
図6.8B	電力売買契約（PPA）価格に基づく太陽光発電の均等化発電原価（LCOE） （2023年）	115
図7.1	電力需要に対する太陽光発電のシェア（2023年）	120
図7.2	世界の発電電力量に占める再生可能エネルギーの比率（2023年）	120
図7.3	再生可能エネルギーの新規設置容量比率（2023年）	120

## 表リスト

表2.1	太陽光発電市場規模上位10ヶ国の変遷	19
表2.2	集中型太陽光発電システム年間設置容量上位10ヶ国（2023年）	23
表2.3	集中型太陽光発電システム累積設置容量上位10ヶ国（2023年）	23
表2.4	分散型太陽光発電システム年間設置容量上位10ヶ国（2023年）	26
表2.5	分散型太陽光発電システム累積設置容量上位10ヶ国（2023年）	26
表2.6	太陽光発電市場の詳細統計（2023年）	44
表4.1	ウエハー生産量上位5社のウエハー生産能力及び生産量（2023年）	73
表4.2	太陽電池セル生産量及び太陽電池モジュール生産量・出荷量の世界上位5社（2023年）	75
表4.3	太陽電池モジュールの生産量及び生産能力の実績推移	81
表5.1	太陽光発電の事業価値の上位10ヶ国（絶対値）	94
表6.1	電力事業用太陽光発電システム向け入札の最低落札価格上位10件	116
表6.2	電力事業用太陽光発電システム向け入札の最低落札価格（地域別）	116
表7.1	2023年のIEA PVPS加盟国における太陽光発電に関連する統計値	121
付録1	1992年から2023年までの太陽光発電システム累積設置容量推移（MW）	125
付録2	1992年から2023年までの太陽光発電システム年間設置容量推移（MW）	126
付録3	使用された為替レート（2023年平均）	127
付録4	国/市場の地域分類	128

本「太陽光発電応用の動向報告書 2024」（翻訳版）の内容を公表する際はあらかじめ、  
国立研究開発法人 新エネルギー・産業技術総合開発機構 再生可能エネルギー部  
の許可を得てください。

国立研究開発法人 新エネルギー・産業技術総合開発機構  
E-mail : [nedo-pvpj@ml.nedo.go.jp](mailto:nedo-pvpj@ml.nedo.go.jp)（再生可能エネルギー部）