



小特集 次世代シリコン太陽電池製造のためのプラズマ技術

2. 太陽電池パネルの世界的な需要動向と将来展望

小松 雄 爾

ECN Solar Energy, Energy Research Centre of Netherlands

(原稿受付：2009年9月29日)

ドイツ・地球変動諮問委員会 (WBGU) による今世紀中のエネルギー資源の予測図を元に、太陽電池パネルの世界的な需要動向と将来展望につき、現在エネルギー供給用途として太陽光発電市場において流通している太陽電池パネルを中心に、それらの可能性について論じる。WBGUは、2050年における太陽光発電と太陽熱発電の合計として、現在の発電量の5000倍程度になることを予想しており、たとえ太陽熱発電と折半したとしても、それに対応できる太陽電池材料は、資源量が無限ともいえる、結晶系 Si や薄膜 Si に絞られることを示す。また、これらの Si 系太陽電池におけるプラズマ技術の重要性を論じる。さらに、太陽熱発電の将来展望についても簡単に触れる。

The future demand of solar cell modules is discussed based on the overview of the current global demand and WBGU's (German Advisory Council on Global Change) speculation on the global energy mix in this century, with respect to the modules which are currently distributed in the market of the grid connected photovoltaics. The aggregate of photovoltaic generation and solar thermal generation is anticipated as 5,000 times larger in 2050 than the current amount. Even if this aggregate is halved with solar thermal, solar cell materials which can assure this huge amount are shown to be only crystalline silicon and thin film silicon whose resource can be regarded as limitless. It is also mentioned that plasma technologies play very important roles in manufacturing these silicon-based solar cell modules. In addition, a future outlook on solar thermal generation is briefly described.

Keywords:

solar cell module, global demand, future outlook, WBGU, photovoltaics, solar thermal

2.1 緒言

「核融合」と聞くと、現状の核分裂による原子力発電技術の発展形であることが思い浮かぶ。その原子力発電と太陽光発電は、一般的には対極に位置すると見られがちである。前者は安定出力で基幹電力を担うが、廃棄物処理や運転コストに問題を抱える、後者はクリーンで低ランニングコストだが、出力は不安定で基幹電力には程遠い、といった見方である。

しかし、こういう見方はどうだろうか。

いずれも、資源依存型の火力発電や立地依存型の水力発電などと違い、技術開発依存型の発電方法と言える。もちろん現在の原子力発電技術は、 ^{235}U の埋蔵量に依存した資源依存型とも言えるが、近い将来実用化が期待される ^{235}U の海水からの抽出技術や ^{239}Pu 高速増殖炉、そして究極目標である核融合発電が実用化されれば、資源依存型からはほぼ脱却する。

人類社会の存続にエネルギー消費が必要なことは自明だが、現代社会を支えるエネルギーは、現在は資源依存型エネルギーが主流であり、残念なことに、その資源の産出地のほとんどは著しく偏在している。資源を持つものと持たざるもの間に大きな格差が生まれ、様々な紛争の原因となっている。

技術開発依存型のエネルギーは、この状況を打破することができる。新技術という、人類共有の資産を開発することによって、エネルギーによる恩恵を、より広く薄く分配することができる。

その意味において、太陽光発電と原子力発電は、決して対立する立場ではなく、同じ志のもとで手を携えて開発されていくべきものなのである。双方の利点・欠点を補いつつ、双方の発電量を増加させ、資源依存型エネルギーに取って代わることが、最終的な目標であろう。技術立国である日本にとって、双方の開発で世界の主導権を握ることは非常に重要である。

さて、同じ技術立国であるドイツは、開発の軸足を太陽光発電に置いている。ドイツでも原子力発電の分野で優れた研究成果が生み出されてはいるが、隣国フランスには大きく遅れを取っており、欧州内での太陽光発電開発の主導権を握るのが得策と考えたのだろうか。

ドイツのエネルギー開発のトレンドを決定づけたといわれるのが、2003年に発行された、WBGU (Wissenschaftlicher Beirat der Bundesregierung Global Umweltveränderungen: 地球変動に関する諮問委員会) による報告書「変遷の中で—持続可能エネルギーシステムに向けて」であろう。特に図1は各所で頻繁に引用される[1]。

2. Overview and Future Outlook on Global Demand of Solar Cell Modules

KOMATSU Yuji

author's e-mail: komatsu@ecn.nl

本図は、今世紀に全人類が消費するエネルギーと、それを支えるべきエネルギー源を予測しているが、注目すべきは、2010年ごろから全エネルギー需要が急激に増加していることである。主な要因は、次々に発展していく第三世界諸国での一人当たりエネルギー消費が、先進国のそれに近づくからである。地球上に生まれた人間は本来平等に地球資源の恩恵を受けるべきと考えれば、この状況を止めることはできない。

資源依存型エネルギーに頼る現状を放置すれば、資源獲得競争が激化し、世界中で紛争が次々と勃発するであろう。技術開発依存型エネルギーの開発は、もはや人類社会存続のための必須条件と言ってもいい。

本図では、2030年以降のエネルギー需要増加分を請け負う形で、Solar Power (太陽光発電および太陽熱発電) が挙げられている。原子力関係者にはすこぶる不評なこの図だが、ドイツの欧州における立場と、資源依存型から脱却するためには新技術のブレークスルーが必要な原子力発電の現状技術を考慮すれば、このような結論も理解いただけるように思う。

とはいえ、2030年以前は本図においてすら姿が見えない太陽光発電が、増え続ける世界のエネルギー需要を請け負うことが本当に可能なのか、疑問を抱かれるのは当然である。

本章は、そのような疑問に対する、技術的な回答を呈することを狙いとしている。紙数の関係上、電力系統に接続する系統連系用途における、太陽電池パネルを中心に論を進めたい。

2.2 将来予想される設置量と実現可能性

2008年末の時点で、世界中で電力系統に接続されて設置

されている太陽電池パネルの総量は、太陽電池パネルの容量の単位「公称最大出力 (単位 Wp: watt peak)」¹⁾ を基準として、約 13 GWp に達する [2]。日本にはそのうち約 2 GWp が設置されており世界第 3 位である。1 位、2 位はそれぞれ、ドイツ、スペインで、米国が 4 位と続く。

これだけの太陽電池が、現在全世界でどれだけの電力消費に貢献しているのか。残念ながら、これをまとめた統計はないが、周辺の情報から、おおよその桁の感覚で考える。

日本では系統につながった太陽電池パネル 1 kWp は、年間 1000 kWh 前後の電力を系統に供給している [3]。ドイツ等中欧では約 1000 kWh/year、スペイン等南欧では約 1700 kWh/year という見積 [4] があるが、大雑把に平均を年間 1000 kWh とすると、上記 13 GWp に対する年間発電量は、年間 13,000 GWh、標準単位系では 4.7×10^{16} J という計算になる。図 1 での 2010 年における世界のエネルギー需要 500 EJ (= 5×10^{20} J) に比べると、まだ 0.01% 程度の貢献度である。

この数値を、2050 年に太陽光に期待されている 250 EJ (= 2.5×10^{20} J) に到達させるには、現在の約 5000 倍の総計最大出力が必要になる。今後 40 年間で太陽電池の生産量を 5000 倍に増大させることは、途方もない挑戦ではあるが、ここでは「技術的に可能かどうか」について論じたい。

次に、太陽電池で最も重要なことは、大きな出力を得るためには広大な設置面積が必要なことである。上でも計算したとおり、2050 年には現在の設置総量の 5000 倍、 6.5×10^{13} Wp の太陽電池パネルが必要である。現在最も普及している結晶シリコン系太陽電池パネルの出力が、平均して 1 m^2 あたりでおよそ 130 Wp であることから単純に計算すると、 $5 \times 10^{11} \text{ m}^2 = 50 \text{ 万 km}^2$ 、スペイン全土に匹敵する面積が必要になる。

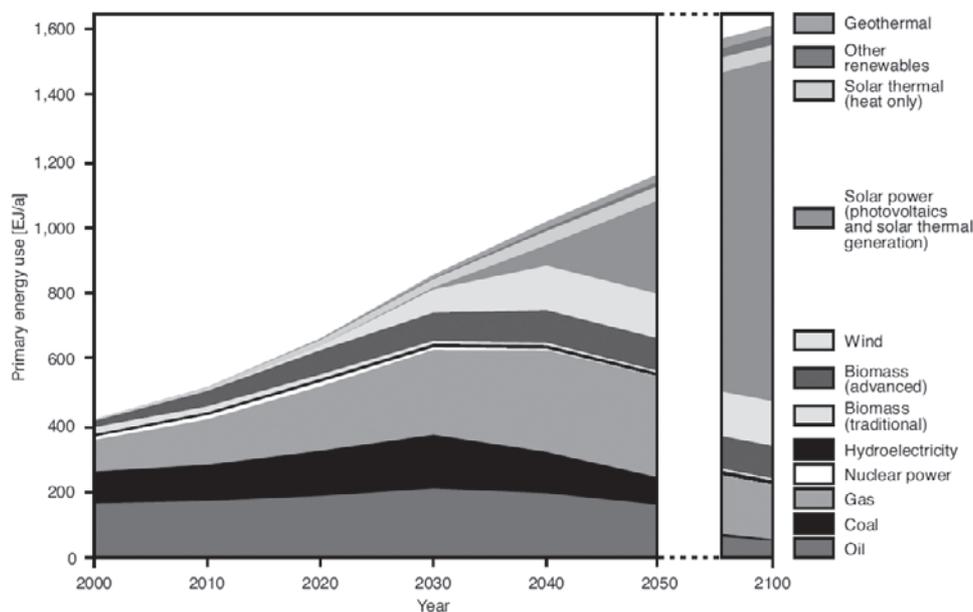


図 1 WBGU (英名 German Advisory Council on Global Change; 独名 Wissenschaftlicher Beirat der Bundesregierung Global Umweltveränderungen) による報告書「変遷の中で一持続可能エネルギーシステムに向けて」における、21 世紀中のエネルギー源の需要予測 [1]。

1 動作温度 25°C 下において 1 kW/m^2 の太陽光を照射したときの最大出力。IEC61215 や IEC61646 などに記載。

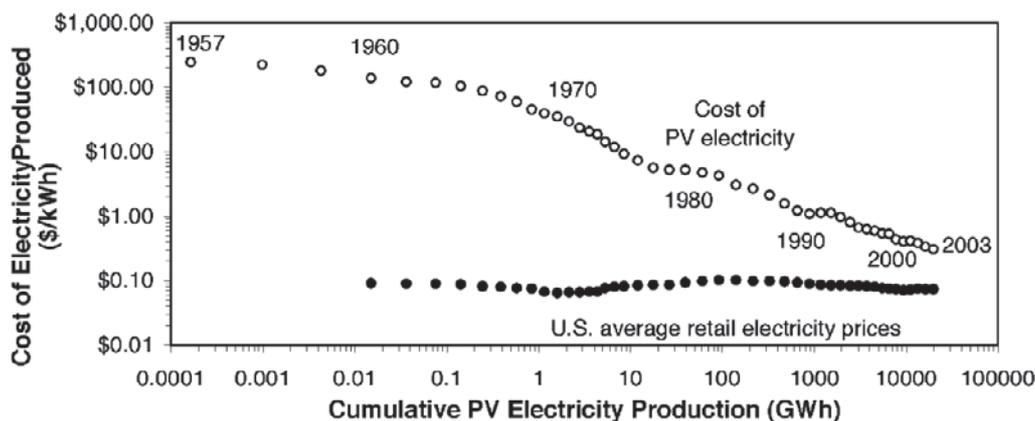


図2 国際エネルギー機関(IEA)のまとめによる、太陽光発電による電力コストと、小売電力価格との比較 [5]。太陽光発電の電力コストを、学習曲線 (learning curve) として利用することで、将来の電力コストが予測できる。

太陽電池パネルのためにこれだけの面積を確保することが可能かどうかについても、様々な議論があろうが、南極を除く全ての大陸には、十分な日射が期待できる広大な砂漠地帯が各所に広がっており、技術的には十分可能である。もちろん、需要地の遠方で発電されることや、日射量の変動に伴う出力変動に対応するための技術は開発されなければならない。例えば、低損失の電力伝送技術や、蓄電を利用した電力系統安定化技術、電気自動車の充電への積極的な活用のためのインフラ整備などがこれに当たる。

純粋に技術的な問題とは言えないが、コストの問題にも簡単に触れておく。太陽光発電システムのコスト、あるいは、太陽光発電による電力コストの、累計生産量に対する関係について、学習曲線 (learning curve) を使った予測資料が国際エネルギー機関 (IEA) より提供されている [5]。引用した図2によれば、太陽光発電による電力コストは、累計発電量の増加に伴って減少している。発電量が現在の約5000倍になる2050年まで、この傾斜のまま減少していくとすれば、そう遠くない将来に、太陽光発電のコストが、小売電力料金に比肩できる可能性を示唆している。

以上述べてきたように、WBGUの太陽光発電に対する期待はかなり途方ないものとはいえ、技術的には、現在確立している技術の延長線上で可能と言うことができ、またコストの面でも、今後の生産量のさらなる増大により、十分現状の基幹電力と同程度の水準が可能であることが示された。太陽光発電が基幹電力となるには、まだ道のりは遠く、系統安定化技術等の開発を伴う必要はあるものの、決して夢物語でないことを、理解いただけたらだろうか。

次節では、この期待にこたえるための太陽電池には、どのような要件があるかといった視点で、太陽電池材料について論じる。

2.3 太陽電池パネルの選定

2.3.1 既に商用化されているか

太陽電池が大規模に商用化されている現在、太陽電池材料の選定に最も影響力を持つのは、購入者である。中でも、システムインテグレータ (SI) と呼ばれる一群の人々は、数十kWpから数MWp規模の太陽光発電所の建設に際して

中心的な役割を担い、太陽電池パネルの購入先について、大きな決定権を持っている。

一方、将来どの太陽電池の製造に注力すべきかについて影響力があるのは、資金を持っている投資家である。投資家は様々な方面から情報を得ながら投資先を選定するため、製造者サイドの情報も踏まえた上で判断を下すが、彼らが最も興味を持って注視しているのも、現時点でのSIの行動である。したがって、太陽電池材料の将来動向を予測する際は、従来行われていたような製造者側の論理中心ではなく、SIの視点に立つことが重要になる。

SIはこの数年に隆興した新しい業種であるため、その出身母体は様々である。太陽電池製造業がSIとしても主導的な役割を担っている日本では、住宅産業以外はSIの存在はあまり目立たないが、ドイツを始めとする国外では、製造業からは独立して大きな影響力を持っており、電力業界を始め、建築関係や金融関係などからも参入がある。

彼らは太陽電池材料そのものに詳しくないこともあり、判断基準は極めて単純である。すなわち、(1)パネル1枚何m²の面積で、一枚の公称最大出力はいくらか、(2)パネル1枚の販売価格はいくらかでどれだけの枚数が一度に入手可能か。この2点に絞られる。

SIは、(2)の市場動向を睨みながら、利用できる土地の面積や設置可能なレイアウト、補助金受給の準備や売電契約の交渉、集められる出資金の見積り、その他の必要部材や設置工事の手配などをしながら、出資者への配当金を見積もる。太陽電池材料の選定は、これら様々な要因が考慮されるため、製造者が介在できる余地はあまり大きくない。特に製造者がSIの役割を果たさない場合は選定への影響力は小さい。

一般的な傾向として、利用できる土地が広い場合や地価が安い場合は、1Wpあたりの価格が低いものが好まれ、地価が高い場合は面積あたりの公称最大出力 (=エネルギー変換効率) が高いものが好まれる。補助金受給や売電価格決定の手続きにタイムリミットがある場合は、その時点での入手の容易さが優先される場合もある。

なお、大前提として、市販される太陽電池パネルは、屋外使用で20年以上メンテナンス不要で表記の出力をほぼ保

ち続ける（出力低下率 10% 以下）ことが期待されている。工業製品の宿命として、いくらかの確率で故障は発生するが、IEC 61215, IEC 61646, IEC 61730 などで規定されている試験方法を用いて認証されたパネルは、非常に低い故障発生率であることが期待されている（故障発生率の具体的な目標値が IEC に記載されているということではない）。このような事情を考慮して、より低い故障発生率が期待できる製造メーカーやブランドを優先する SI も少なくない。

上記の事情を考慮すると、現状 IEC の認証基準に達するパネルの製造技術を確認できていない太陽電池材料は、既に商用化された材料が急速に製造量を伸ばしていく間は、一定のシェアを握るのは難しいのではないかと、太陽電池パネル市場の成長の鈍化が続けば、現在商用化されていない技術との世代交代も見られる可能性があるが、WBGU のシナリオの通りであれば、早くてもそれは 2050 年以降のことであろう。

この見解に基づき本章では、2009 年時点で商用化されている太陽電池材料についてのみ論じることとする。これら材料について、業界誌の情報[6,7]も参考に入れ、SI の判断基準として重要な情報を中心に、表 1 にまとめた。

2.3.2 パネル形状

(1) 平面ガラスパネル型

SI にとって、エネルギー変換効率および価格の次の検討事項は、パネルの形状である。現在市販製品のほとんどは平面ガラスパネル型で、平面上に稠密に並べられた太陽電池材料を、表面側の透明度の高いガラスと、裏面側の平面材料で挟み込む形状を持つ。裏面材料は、ガラスや防水耐

候性の樹脂フィルムなどで、内部に封入した電子デバイスである太陽電池を、20 年以上の間、屋外の直射日光下という苛酷な環境で、損傷なく動作させる役割を担っている。

設置方法は、地上や建物屋上などに固定した架台上への設置、建物屋根や壁面などへの建築材料としての設置、水上浮体への設置など、日射が期待できるほとんどの平面構造への設置が可能である。また、後述する太陽追尾装置上に設置して、太陽光をより有効に利用することもできる。架台に固定する場合は、春分から夏至の間の何れかの時期での南中時の太陽に正面を向けるのが理想的である。

平面ガラスパネル型が将来においても主流を占めることはほぼ間違いがないが、他の 2 つのタイプについても簡単に触れる。一方は、パネルの軽量化をめざしたロールフィルム型、もう一方は、高価な太陽電池材料に対応した、追尾装置必須型である。

(2) ロールフィルム型

平面ガラスパネルの設置で問題となるのが、パネルの重さである。パネル 1 枚の面積の平均は約 1 m^2 だが、 $10 \sim 15 \text{ kg/m}^2$ ほどの重さがあるため、ほとんどの場合、設置に機材が必要である。ロールフィルム型パネルは、重さが 1 kg/m^2 程度であり、巻き取り時には運ぶのも容易で、人力のみでたやすく設置できる。また、一回の輸送でより多くの太陽電池パネルが運搬でき、設置架台の強度もさして必要なく、設置にかかるコストを大幅に削減できる。

面積当たりの出力は、同じ材料を使った平面ガラスパネル型よりやや低くなるが、工事機材の持込や架台の設置が困難で、設置場所の面積や作業者の人件費があまり問題に

表 1 2009 年 8 月現在、系統連系用途として市場に流通している太陽電池パネルの種類（筆者まとめ）。

パネル形状	太陽電池材料	パネル 1 m^2 あたりの公称最大出力 ($\text{Wp}/1 \text{ m}^2$)	ドイツ市場でのスポット価格 ($\text{€}/\text{Wp}$)	商用化時期と設置実績	太陽電池製造メーカー
平面ガラスパネル	単結晶 Si 標準型	120~160	1.93	1960年代数 GWp	50社前後 中国に多い
	多結晶 Si	120~150	1.98	1980年代数 GWp	20社前後 日欧に多い
	単結晶 Si 高効率型	160~200	2.81	1990年代後半 数百 MWp	2社 日米
	CdTe 薄膜	95~110	1.58	2000年頃 数百 MWp	1社が先行 米
	CIGS 系薄膜	100~120	CdTe, 薄膜 Si 単接合と同等	1990年代末 100~200 MWp	10社~15社 日米欧
	薄膜 Si 単接合	55~70	1.54	1980年代 数百 MWp	約10社 日米欧
	薄膜 Si 多接合	75~95	薄膜 Si 単接合の 数割高	2000年頃 100~200 MWp	約5社 日米欧
ロールフィルム	薄膜 Si 多接合	45~60	薄膜 Si 単接合の 数割高	2005年頃 数十 MWp	2社 日米
追尾装置必須	III-V 系多接合 集光型	220~300	単純比較不可能	2005年頃 数 MWp (?)	5社 (?)

- 販売価格の大凡の目安を掴んでもらうため、ドイツ市場における 2009 年 7 月 31 日現在のスポット価格[7]を紹介した ($1 \text{ €} = 135 \text{ 円}$)。市場実勢価格のため、日々変動することに留意いただきたい。なお、追尾装置必須の III-V 系多接合型は、パネル単独で販売されることはないため、パネル単体の価格は不明。
- CIGS 系薄膜と薄膜 Si 単/多接合のメーカーについては、自社開発などにより、装置など製造技術開発を行ったメーカーを記した。近年は、これら薄膜太陽電池パネルの一貫生産を可能にする製造装置をパッケージ売りする装置メーカーが現れている（後述）。

ならない、奥地や僻地向けとしての需要が期待されている。現状でも、強度の弱い屋根上への設置など、軽量性の特質が求められる用途で選択されている。

現在商品化されているのは、薄膜 Si 多接合型のみであるが、CIGS 系薄膜では既にパイロット製品が出回っており、単結晶 Si、多結晶 Si などでも、実用化可能な商品コンセプトがいくつか提案されている。

(3) 追尾装置必須型

追尾装置必須型は、高価な太陽電池材料をより有効に活用するため、集光レンズや凹面鏡を使って数十～数百倍に集めた太陽光を太陽電池に照射させるもので、集めた光が常に小面積の太陽電池に照射されるよう、装置正面は常時太陽光線に垂直に相対していなければならない。そのため、日射時は常に二軸式の太陽追尾装置が作動している。

使用する太陽電池は、ガラスパネル型で使われているものより高いエネルギー変換効率を持つ。集光の効果によってこの効率はさらに向上する。一方でこの材料自体は非常に高価でもあるため、パネル全面に敷き詰めるとコスト競争力を失うため、安価な集光装置と組み合わせることで、平面パネル型に匹敵するコスト競争力を持つことを狙っている。限られた面積と投資で大きな出力を取り出すのに有利な方式と考えられている。

この方式にはパネルのコストの他、いくつかの問題点がある。一つ目は、散乱光が多く集光効果が有効に働かない、湿度の高い環境には不向きであること。国土が限られているにもかかわらず、湿度が高い日本国内の設置は、残念ながらあまり有効ではない。同様に、ドイツでも十分な発電が期待できないので、現在ほとんど流通しておらず、ドイツ市場におけるスポット価格は知ることができない。

二つ目の問題は、追尾装置の信頼性と保守作業である。追尾装置そのものは、平面パネル型を設置する際の追加設備としても装備可能で、緯度と経度の両方を追尾する二軸追尾装置を用いれば、総発電量は約 1.4 倍になると見込まれている [8] ため、スペインなどではいくつかの事例で採用された。しかし、その内いくつかの追尾装置が設置後 1～2 年で運転を停止しており [9]、追尾装置の信頼性が十分実証されていない。停止の理由が必ずしも技術的な理由でない（例えば、所有者のキャッシュフローが悪化し保守作業員が雇えなくなった等）のも残念だが、継続的に保守が必要という意味で、他の固定設置型に比べると、投資リスクが高くなる。

三つ目は、見過ごされがちだが、追尾装置の影が動く、という点である。このタイプの最大の利点は、限られた面積で高い出力が得られることだが、集光系と追尾装置を一式としたユニットをいくつも配置する場合、それぞれの作る影の位置を考慮すると、ある程度ユニット間相互の距離を置いて設置せざるを得なくなる。そのため周辺には多くのデッドスペースができ、平面ガラスパネルを多数敷き詰める場合との差異が縮まる。面積当たりの出力値だけでなく、追尾装置のためのデッドスペースを考慮して、実際の面積辺りの出力を見積もる必要がある。

上記のような理由から、既に技術としては成熟している

ものの、採用例はあまり多くない。将来、乾燥地帯から大きな電力が必要になった場合などに、需要が増える可能性がある。

2.3.3 太陽電池材料概説

続いて、表 1 のそれぞれの太陽電池材料について、概要を説明する。

(1) 単結晶／多結晶シリコン太陽電池

単結晶シリコン (Si) 太陽電池の歴史は古く、1960 年代から灯台や離島、人工衛星など、電力系統が利用できない環境での発電用途に使われてきた。1980 年代には、単結晶より基板の製造工程が簡略化された、多結晶 Si 基板を用いた製造方法も普及するようになった。両者の太陽電池製造工程は、基板製造工程以外はほぼ同様で、デバイス構造にも大きな差はない。基板製造に手間のかかる単結晶の方が、一般に面積当たりの出力が高いが、表 1 からわかるように、その面積当たり出力の分布には重なりがある。

その中で、三洋電機と米 Sunpower 社が、それぞれ独自のデバイス構造を持つ太陽電池を開発した。いずれも単結晶 Si の中でもある程度品質の高い基板を必要とするが、高品質基板の潜在価値をより有効に引き出す構造のため、平面ガラスパネル型の中では最も高いエネルギー変換効率を得られる。出力あたりの価格より、変換効率を優先する SI や顧客に好んで採用されている。

他の日本のメーカーはほとんどが多結晶、欧米は多結晶と単結晶が拮抗、中国や台湾は単結晶が多い。単結晶は基板製造にかかる人的コストが大きいものの、スポット市場では中国製の単結晶パネルが主流を占めるため、単結晶の平均価格が低くなるという逆転現象が起こっている。

標準型、高効率型、いずれにせよ、一辺 125～156 mm、厚さ 0.15～0.25 mm の正方形を基板とする一枚の素子の太陽電池が、1 m² 前後のガラスパネル上に稠密に並べられる形状が一般的である。並べられた太陽電池は、パネル内部で全て直列に接続され、EVA (Ethylene Vinyl Acetate) 樹脂と PET 等の樹脂フィルムで挟み込む形で封入される (図 3)。

太陽電池セル製造メーカーの数に比べ、太陽電池セルを仕入れてパネルを製造するメーカーの数は、数倍に上る。日本では、太陽電池セル製造メーカーが自社ブランドでパネルを販売していることが一般的であるが、国外では太陽電池メーカーとパネルメーカーが別会社である場合が多い。

(2) CdTe 薄膜太陽電池

CdTe 薄膜太陽電池パネルは、2 枚のガラス板の間に、2～3 μm 厚の CdTe を光吸収層とする太陽電池であ

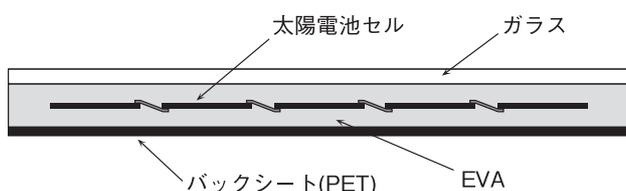


図3 結晶系 Si 太陽電池パネルの断面図。

る。ガラス基板全面に堆積されたCdTeを主層とする太陽電池は、レーザーによって1 cm前後の幅の短冊状太陽電池として分離され、隣り合う短冊を直列接続することでパネル全体が高電圧小電流となるよう加工される。

CdTe 薄膜の光入射面側に、さらに薄いCdS層を組み合わせることで、エネルギー変換効率の高い太陽電池として動作することは、1960年代から知られていた。また、CdTe 薄膜の形成が、大気圧での熱反応のみで可能であること、二元化合物のため組成制御が不要なことから、低コストで製造できることも古くから指摘されていた。しかし、カドミウムの毒性に対する強い批判のため、規制が緩い米国を除き、積極的には開発されておらず、2005年以前に商用化したメーカーはFirst Solar 一社のみであった。

初期の頃は米国市場のみの普及であったが、一価のカドミウムの強毒性に比べ、二価のカドミウムの化学的安定性・無害性が実証されたとされ、欧州RoHS規制の例外扱いとなったため、現在では欧州市場にも広く普及するようになってきている。

しかし、カドミウムの無秩序な拡散を防ぐため、First Solar社は、すべての販売したパネルの使用後の無償回収と、リサイクルを自らに義務付けている。

上述のように、製造にかかるコストが低いことから、使用後の回収コストを上乗せしても、1 Wpあたりの販売価格が最安の部類に位置する。

現在、複数のメーカーが製造技術開発に取り組んでいるが、永年一社単独状態で開発をしていたこと、大学等での積極的な研究発表がなかったことなどから、明らかにされていない製造ノウハウが多数ある模様である。

(3) CIGS系薄膜太陽電池

CIGS系は、I-III-VIカルコパイライトと呼ばれる化合物の一種で、I族III族VI族元素の組成比が1:1:2となる物質である。太陽電池の光吸収層としては、I族に銅、III族にインジウムとガリウムの合成、VI族に硫黄とセレンを合成した、四元または五元の化合物が適していると言われている。硫黄・セレン間の組成制御がインジウム・ガリウム間に比べるとより困難なことから、硫黄は使われないことが多い。

太陽電池パネルの構造は、上述のCdTe 薄膜に類似しており、2~3 μmのCIGS 薄膜とより薄いCdSまたはZnS層との組み合わせである。大きな違いは、CdTe 薄膜は、光入射面側のガラスを基板として堆積されるのに対し、CIGS系は、裏面側のガラスを基板として薄膜を堆積する。これにより、ガラス基板がより低い価格で調達できる。なぜなら、上面側ガラスには、高い光透過率が必須なのは両者とも同様だが、CdTeの場合は、透明導電膜や薄膜との密着性など、さらに要求される項目が多いからである。CIGS系のガラス基板は、透明性を要件としない。

代表的な薄膜堆積としては、Cu, In, Gaをそれぞれ定量制御してスパッタリングなどで堆積した多重層を、H₂Seガスによる熱反応でセレン化するものがある。Cu, In, Gaの組成比を正確に制御することが重要である。

潜在的には、単一接合型の薄膜太陽電池の中では、最も

高い変換効率が期待できるとされ、日欧米で多くの会社や大学が研究開発に取り組んできた。後述する薄膜系Siと異なり、この材料を使用する類似の業界がほとんど存在しなかったことが幸いし、比較的小予算で研究開発を始めても成果や知見が得られることが多かったため、多くの研究成果が発表されており、一社だけが製造ノウハウを独占するような状況が起こりにくい。

製造方法自体はCdTeに比べると複雑だが、活発な内部競争により、高効率低コスト化の開発が進行中である。

(4) 薄膜シリコン太陽電池

薄膜Si太陽電池は、アモルファスシリコン(a-Si)太陽電池とも呼ばれ、1970年代末より、電卓など民生用品の電源として普及してきた。1980年代には電力供給用の平面ガラスパネル型の商品も開発され、1 Wpあたりのコストも当時最も安かったこともあり、米国の都市近郊の砂漠地帯などで設置実績を挙げた。しかし、米国と違い、電力需要地である都市近くに広い面積を確保できない日本では、変換効率が低い薄膜シリコン太陽電池は、結晶シリコン太陽電池パネルに商品競争力及ばなかった。1990年代からは、それまでの単一接合型の他、太陽光の広い波長域を有効利用する多接合型の開発も進められ、変換効率を高めるための努力が続けられている。

CdTeが近年急速に市場シェアを伸ばし始める前は、エネルギー変換効率よりWpあたりの価格を優先する需要先は、主に薄膜Si系によって支えられていたが、最近では、エネルギー変換効率で優る上、Wpあたり価格では均衡しているCdTeに対し、劣勢である。

パネルの構造は、CdTeと同様、上面側のガラス基板へ堆積する構造で、単接合の場合は、0.5 μm程度のa-Si層を光吸収層とし、多接合の場合は0.3 μm厚のa-Siを上層吸収層、約2 μm厚の薄膜微結晶Siを下層吸収層とするタイプが一般的である。

a-SiをプラズマCVDでガラスパネル上に堆積することから、TFT式液晶ディスプレイ業界との技術的共通点が多く、それらの技術成果を利用できる一方で、技術的素地のないメーカーや大学などへの参入障壁としても働いた。自らの技術開発で製造を開始できたメーカーはあまり多くなく、新規で研究開発を始めた会社・大学・研究所などは、あまり顕著な成果を上げられていない。

(5) 薄膜太陽電池パネルのターンキー製造設備技術

結晶系Si太陽電池に対する、薄膜系太陽電池パネルの特徴は、パネル部材であるガラス基板に直接太陽電池を堆積して製造することである。そのため、薄膜系太陽電池の製造ラインは、基板からパネル完成品まで、ほぼ一貫のラインとなっていることに対し、結晶Si太陽電池パネルの製造ラインは、太陽電池セル製造ラインと、パネル組み立てラインが、全く別々のラインとなっている。

セル製造ラインとパネル組み立てラインでは、作業員に要求される知識や技能水準にも大きな開きがあり、同一の報酬基準に従事させることはできないため、両者を同一の経営者が経営する場合には、より高度な経営センスが要求される。一方、薄膜系太陽電池パネルの場合は、より単純

な従業員管理での経営が可能になる。近年増加している、技術的素地はないものの、資金と労働力を確保することによって太陽電池製造業に参入してくる起業家の中には、このような理由から薄膜系太陽電池を選択する者も多い。

一方で、これら企業に製造装置を提供するサイドでは、ターンキー製造設備と称して、基板からパネル完成品までの一貫の製造ラインを一つのパッケージ商品として販売するメーカーが上記の需要に対応している。

薄膜Si系では、TFT業界に装置を提供してきたApplied Materials (米)、Oerlikon (スイス)、ULVAC (日)の3社がこれにあたる。2006年頃より、これら3社から製造装置を購入したメーカーが相次いで業界に参入したが、これら新規参入メーカーのほとんどは、単接合は製造できても、多接合を安定して製造するための技術的問題は解決できていない。

CIGS系およびCdTeでも、ドイツの結晶系Si太陽電池製造機器メーカーなどがターンキー製造設備の販売を開始している[10]。

(6) III-V系多接合型

GaAsやInPを基板とする太陽電池は、古くから結晶Si太陽電池より容易に高い効率が得られることが知られていたが、基板の価格が高額なため、高性能が必要な人工衛星用途に限って使われてきた。ただ、III-V族半導体は、半導体レーザーなどの製造で洗練された結晶成長技術を導入することで、精緻な多層構造を得ることが可能なため、積層型多接合太陽電池の可能性は古くから提案・試作されていた。

1990年代初頭に、Ge基板を用いて、少ない結晶欠陥で成長できるInGaP/InGaAs/Geの3接合型が発表されて以来、あらゆる材料の中で最も高い変換効率が出せる太陽電池として、この系統が脚光を浴びてきた。NASAの火星上自走型探査機にもこの系統の太陽電池が採用された。

この材料の太陽電池を、結晶SiやCdTe薄膜などガラスパネル型太陽電池とコスト競争力を持たせるには、集光光学系を使って、システムに占める太陽電池自体のコストを下げる必要がある。集光率が1000倍を超えると、電流集中と内部抵抗による電圧降下で効率が低下し始めるため、500~1000倍の範囲の集光率で低コスト化が図られている。

太陽電池の主な製造メーカーは、NASAやJAXAなどに宇宙用の太陽電池を供給してきたメーカーである。

2.3.4 資源量から見た太陽電池材料

2.1において、太陽光発電は技術開発依存型エネルギーであると述べたが、製造量が大量になればなるほど、当然ながら一部の資源に依存することになる。太陽電池の生産に必要な原料の採掘を原因とした、新たな紛争を引き起こすことはあってはならない。本節では、各材料の資源量について論じる。

(1) 単結晶/多結晶シリコン太陽電池

シリコン(Si)はいうまでもなく、地球を構成する基本元素の一つであり、地殻の約1/4を占めるといわれている。21世紀の技術で利用できる資源としては、ほぼ無尽蔵

と考えてもよい。ただ、利用するに当たり、Si塊中に存在する不純物を、原則 10^{-7} 以下のレベルになるまで(炭素、酸素、窒素は 10^{-5} 以下)精製する必要があることが、Si資源の供給を難しくしている。

現状技術のSi太陽電池の、全製造工程における1Wpあたりの高純度Siの消費量は、単結晶Si標準型、多結晶Si型では、9~12 g/Wp、単結晶高効率型で6~9 g/Wp程度である[11]。様々な技術革新により、この数値は今後も漸減を続ける見込みである。

一方、ここ数年の急激な太陽電池の需要増加により、高純度Siが供給不足となったため、高純度Siの取引価格が高騰した。一部に、あたかもSi資源自体が枯渇するかのよう報道も見られたが、科学に対する無理解が生んだ誤報に過ぎない。2009年8月現在は、金融危機の影響と、政府の唐突な政策変更によるスペイン太陽電池市場の急激な縮小のため、太陽電池パネルやその原料の高純度Siは、供給過剰の状態にある。高純度Siの取引価格は、本来の生産コスト(35~40米ドル/kg)の2~3倍の水準で推移している。

この原因として最も大きな影響があるのは、製造プラントの立ち上げ期間の違いである。Siの原料となる石英原石から高純度Siを製造するプラントを立ち上げるには、インフラ整備等を含め、投資決定から2~3年の期間が必要である。一方、高純度Si原料から結晶Si太陽電池パネルを完成させるまでのプラントの立ち上げは、投資決定から1年程度で完成させることができる。この時間差と、業界内部の個別の投資家による独立した投資行動が混沌を呼び、高純度Siの一時的な供給不足と価格高騰を招いた。高純度Siを製造できるメーカーが6社に限られていたことも混乱の一因となった。

このような混乱は今後も起こる可能性はあるが、全体の生産量が増大することにより、混乱の度合いは小さくなると期待されている。近年では、大手6社以外には困難と思われていた高純度Siの製造へ、新規業者の参入が続いている。一方では、これまで寡占状態だった高純度Si製造方法にも技術革新の兆しが見えており、高純度Siの供給に関する問題は近い将来完全に解消する可能性すらある。

いずれにせよ、原料であるシリコンが無尽蔵に存在することから、この問題は、技術開発によって克服すべき課題である。

(2) CdTe薄膜太陽電池

CdTeの場合、Teが希少金属と見なされており、年産300~800トン、地球上の最大埋蔵量は38000トンといわれている[12]。この年産量、最大埋蔵量で生産可能なCdTe太陽電池を、公称最大出力で見積もる。

CdTe薄膜太陽電池パネルのCdTe層の厚さを仮に2 μ mとすると、CdTeの比重は5.85 g/cm³、CdとTeの分子量がそれぞれ112.4、127.6なので、1m²あたりのTe使用量は6.19 g、1WpあたりのTe使用量は、56~65 mgになる。この数値を年産800トンに当てはめると、12~14 GWp、最大埋蔵量38000トンでも、600~660 GWpとなる。2.2でも述べたとおり、太陽電池に期待される公称最大出力の総量は2050年には1 TWpを優に超えるレベル、2020年でも数百

GWp のレベルであることを考えると、CdTe はその成長曲線についていくことができず、頭打ちになることが予想できる。

First Solar がリサイクルに熱心な理由は、カドミウムの拡散を防ぐためというよりは、Te の有効活用という、より重要な理由があるようである。

(3) CIGS 系薄膜太陽電池

この材料では In が希少金属と言われている。Te に比べると、年産量、最大埋蔵量は多いといわれているが、CdTe 以外に大口の使用先のない Te と違い、In は他の様々な分野で使用されている。特に、平面ディスプレイの透明導電膜の材料として他に代えがたい役割を担っているため、CIGS 薄膜太陽電池の生産量がある一定量を超えると、深刻な競争が起こる恐れがある。

CIGS 関係者間の議論によれば、そのレベルは百～数百 GWp 程度と見込まれている。

(4) 薄膜 Si 太陽電池

Si 資源は(1)で述べたように、その埋蔵量は無尽蔵と等価に考えてよく、しかも結晶 Si に比べて高純度シリコンの必要量が 1/100 程度である薄膜 Si 太陽電池は、資源に関してはほぼ問題ない。一時、高純度 Si の値段が高騰した際は、Si 不足に対する切り札とみなされていた時期もあった。上にも述べたように、今後しばらくは Si 不足の問題が発生する可能性は低いと考えられるが、将来太陽光発電の需要が百倍・千倍といった成長を遂げるころになれば、省資源型の特徴が有効にアピールできる時期が来るものと考えられる。

(5) III-V 多接合型

III-V 多接合型に関しても、In 不足に陥る潜在的な可能性があるが、集光のためとも材料の消費量が大きくないこと、実際の普及量もあまり大きくないため、試算方法が確立していない。

2.3.5 プラズマ技術から見た太陽電池材料

これまで述べてきた太陽電池材料の中で、製造時にプラズマ成膜が重要な役割を果たすのは、薄膜 Si 太陽電池と、結晶 Si 太陽電池全般である。

薄膜 Si 太陽電池では、a-Si 光吸収層や微結晶 Si 光吸収層の堆積に、プラズマ CVD が用いられる。これら光吸収層の堆積過程は、太陽電池の品質を決定づけるだけでなく、成膜速度が高速であればあるほど、堆積の時間減少による成膜スループットの向上につながり、より低コストな製造が可能になる。このタイプの太陽電池にとってはプラズマ技術は技術革新の鍵になる技術である。

結晶シリコン太陽電池では、反射防止膜の役割を持つ SiN_x 膜の堆積に際してプラズマ CVD が用いられる。 SiN_x の屈折率 (2.0~2.2) は、Si の屈折率 (3.45) との相性で、太陽光に対して非常に効果的な反射防止膜が得られることが知られている。また、プラズマ CVD による SiN_x は、n 型 Si に対する表面パッシベーション効果や、内部の余剰水素による Si 材料のパッシベーション効果などがあることも期待でき、単結晶、多結晶いずれのプロセスでも、反射防止膜として SiN_x 膜が用いられている。

三洋電機の開発した高効率型の Si 太陽電池においても、プラズマ CVD は重要な役割を果たしている。この構造では、結晶 Si とその上に堆積した a-Si 膜との間でヘテロ接合を構成しているが、a-Si 膜の膜質や初期成膜条件がデバイス特性に大きな影響を与えていると見られている。この構造は三洋電機以外には未だに製品化に成功したメーカーは現れていないが、基本特許は出願後 20 年以上が経過しているため、複数のメーカーが追従を図っている。

2.3.6 まとめと将来展望

以上、それぞれのタイプの太陽電池について議論してきたが、太陽光発電の位置づけが資源依存より技術依存エネルギーであること、基幹エネルギー源となるためには TWp オーダーの生産量が期待されていることを考えると、結晶 Si 型と薄膜 Si 型以外は、将来の基幹エネルギーを支えるべき資源量が存在しないことがわかる。

結晶 Si 太陽電池は現在でも全世界の生産量・設置量のおよそ 9 割を占めているが、今後も主力であり続けると期待される。一時期発生した高純度 Si 供給不足の問題は、主に投資バランスの未統制に帰するものであり、今後の生産量の増大にしたがって、この乱れは是正されるものと考えられる。しかし、今後の技術開発において、CdTe や CIGS 系薄膜の低コスト化に大きく遅れを取るような事態になれば、一時的に主力の座を明け渡す可能性もありうる。そのような事態を招くことがないように、不断の低コスト化技術開発を続けていくことが重要である。

CdTe 薄膜および CIGS 系薄膜は、それぞれ年間生産量が 10~数 10 GWp に達するまでは順調に成長を続けると考えられるが、その後資源不足に陥り生産量の増加は頭打ちになる。技術開発に伴う低コスト化は進むと考えられるが、資源採掘コストの増大により相殺される恐れがある。

薄膜 Si 太陽電池は、CdTe および CIGS 系薄膜太陽電池が成長を続ける間は、劣勢を強いられる。その間も粘り強く技術開発を続け、結晶 Si 太陽電池より低いコストで製造できる状況を維持し続けることができおれば、CdTe および CIGS 系の生産量増加が頭打ちになって以降、1 Wp あたりのコストをエネルギー変換効率より優先する需要を引き継ぐことができるであろう。

III-V 多接合型については、追尾装置の信頼性の獲得と保守コストの明確化が急がれる。

プラズマ技術の位置づけは、今後も主役を担う結晶 Si、将来 CdTe や CIGS 系を引き継ぐ薄膜 Si、両者の高性能低コスト化に向けて、引き続き中心的な役割を担うことが期待されている。

2.4 太陽熱発電の将来展望

さて、これまで意図的に議論を避けてきたが、太陽エネルギーの利用形態には、太陽光発電の他に、太陽熱発電がある。太陽光を集光した熱によって蒸気タービンを回転させるため、規模が大きいほど効率がよく、また、散乱光の少ない乾燥地帯への設置が適している。蓄熱触媒を利用することで夜間の発電も可能で、出力の制御が容易で出力予測が立てやすく、従来型の火力発電などと同様な運転がで

きる点が利点ととらえられている。

太陽光発電とはエネルギー源においてまさに競合する関係で、特に、集光Ⅲ-V多接合型とは、その立地条件や保守要員が必要な点でより競合度が高い。図1のWBGUの予想図においても、太陽光発電と太陽熱発電を同じグループに分類しており、将来お互いがどの程度の比率になるか、予測されていない。

欠点としては、大規模な施設を灼熱地帯に建設する必要があること、ある程度技能レベルの高い保守要員を、その灼熱地帯に常駐させる必要があること、そのような環境で冷却水の確保が実際に可能か、などと言った疑問が呈されている。設備コストに関しては太陽光発電より安価に建設できると試算されているが、運用コストが明確になるほどの実績が重ねられていない。

また、必然的に大規模プロジェクトとなるため、現状のSIを中心としたような、ボトムアップ的投資スキームによって建設されるタイプのものではなく、電力会社や政府・自治体主導による、トップダウン的投資スキームの構築が必要となる。

そのような事情もあり、将来どのような比率で棲み分けが進むかは依然未知数ではあるものの、例えば1:1で市場を分けあうとしても、太陽光発電の将来市場は依然として広大であり、投資対象としての魅力が霞むことはない。

なお、太陽熱発電のエネルギー変換効率の理論的上限値が40%であるのに対して、集光Ⅲ-V多接合太陽電池では、既に実験室レベルで40%を超えたエネルギー変換効率が報告されている。

2.5 結言

WBGUのエネルギー資源の将来予測に基づき、需要側の観点から太陽光発電の将来像について述べてきた。太陽光発電と太陽熱発電を総計した電力量は、2050年には現在の太陽光発電の5000倍まで増加させる必要がある、その需要を満たせる可能性がある太陽電池は、最終的には結晶系Siと薄膜Siであることを示した。ただし薄膜系は、途中CdTeやCIGS系が牽引する時期がある。これらSi系の太陽電池の技術開発において、プラズマ技術の果たす役割は共に重要である。

現在、既に市場に出回っているタイプの太陽電池とは別の形の太陽電池の研究開発に、多くの公的資金が注ぎ込まれているが、これらが既に大規模に展開している結晶系Si

太陽電池や薄膜太陽電池に取って代わることができるのか、大いに疑問である。現時点で最も注力すべき研究は、結晶系Si太陽電池をより大規模に効率よく製造するための生産技術開発であることを指摘して、本章の結びとしたい。

謝 辞

CIGS系薄膜太陽電池の現状につき、杉山一郎氏(現・昭和シェル石油、2009年6月まで独Solibro社)にご協力いただいた。

参考文献

- [1] German Advisory Council on Global Change, World in Transition - Towards Sustainable Energy Systems. (2003) http://www.wbgu.de/wbgu_jg2003_engl.pdf
- [2] IEA PVPS, Annual report 2008 (2009). http://www.iea-pvps.org/products/download/rep1_18.pdf
- [3] 産総研太陽光発電研究センター, 太陽光発電の実環境における発電量(2009). http://unit.aist.go.jp/rcpv/ci/about_pv/output/irradiance.html
- [4] E. Alsema, M. de Wild-Schoten and V. Fthenakis, *21st European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition*, Dresden, Germany, 4-8 September, 2006, p.3201 (2006).
- [5] G. Nemet, Learning Curves for Photovoltaics, IEA publications (2007), http://www.iea.org/textbase/work/2007/learning/Nemet_PV.pdf
- [6] PHOTON Market survey on modules 2009, Photon International, 2-2009, p. 136 (2009).
- [7] Module price index, Photon International, 9-2009, p.98 (2009).
- [8] C. Gay, J. Yerkers and J. Wilson, *16th IEEE Photovoltaic Specialist Conference*, San Diego, CA, September 27-30, 1982, p.1368 (1982).
- [9] Survey on PV Concentrators, Photon International, 8-2009, p.130 (2009).
- [10] CdTe & CIGS turnkey lines, Photon International, 5-2009, p.154 (2009).
- [11] 例えば G. Hahn, S. Seren, M. Kaes, A. Schönecker, J.P. Kallejs, C. Dubé, A. Grenko and C. Belouet, *IEEE 4th World Conference on Photovoltaic Energy Conversion*, Waikoloa, HI, May 7-12, 2006, p.975 (2006).
- [12] Tellurium, Wikipedia, free encyclopaedia