



## 太陽電池モジュールの信頼性向上技術 ならびに試験法開発

工学博士 増田 淳  
Atsushi Masuda

Improvement in reliability and development of test  
methods for photovoltaic modules

### 1. はじめに

太陽光発電の世界市場は、2012年の導入量が30GWに達し、2011年と比較して成長は鈍化したが、依然として大きな成長が見込まれている。主要市場も欧州から中国を中心とするアジアに移行しつつある。日本でも2012年7月より固定価格での買取制度(フィードインタリフ)が始まったこともあり、国内市場規模は初めて1兆円を超えた。2014年度には3兆円を超えるまでに急成長を遂げるとの予測もある。フィードインタリフの導入により、定格出力よりも発電量が太陽光発電システムの指標として重要視されるようになってきた。太陽光発電システムの生涯発電量は、太陽電池モジュールの変換効率だけでなく、寿命や信頼性によっても決まる。そこで、変換効率に比べて可視化しにくい寿命や信頼性を正確に予測可能な試験法の開発が重要になる。本稿では、まず太陽電池モジュールの信頼性向上技術について述べた後、試験法開発の重要性について議論する。

### 2. 太陽電池モジュールの信頼性向上技術

太陽電池の長寿命化にはモジュール製造工程でのノウハウに繋がる技術が重要となり、これまでは学術的かつ系統的な研究はあまり行われてこなかったようにも思われる。図1には結晶シリコン系太陽電池モジュールの断面構造と使用される代表的な部材を示すが、シリコンや化合物半導体を用いた太陽電池の場合、モジュールの寿命を決める主要因は、無機材料であるシリコンや化合物半導体から構成されるセルではなく、封止材やバックシート等の高分子部材あるいはセル間を接続するインターコネクタと呼ばれる配線部材である。これらの材料が長期間屋外で曝露されることにより、材料自身が変質したり、太陽電池セルとの間で剥離を起こしたりすることで寿命が決まる。最近では、太陽光発電の大幅な普及により、設置箇所も、1日の気温差の大きい砂漠や、塩害の懸念される海岸、あるいは酸性雨の影響を受けやすい地域など、従来よりも過酷さを増している。

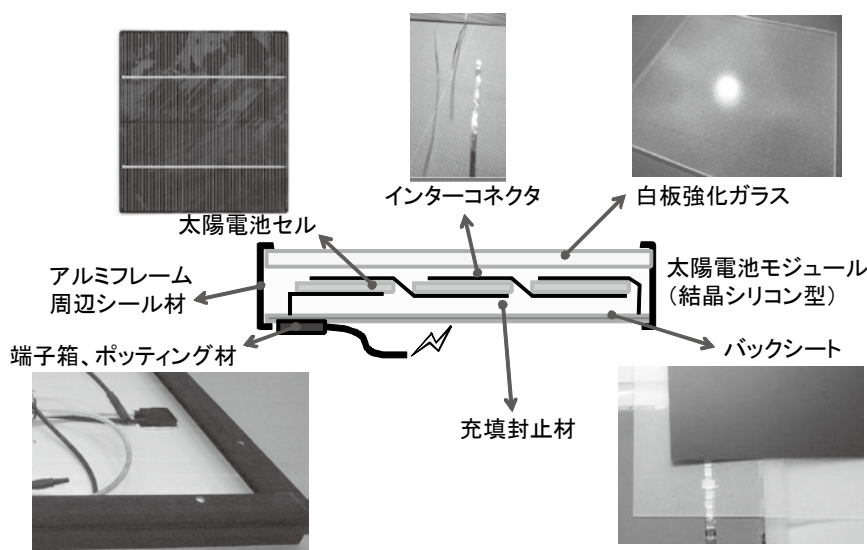


図1 結晶シリコン系太陽電池モジュールの断面構造と使用される代表的な部材。

このような様々な環境でモジュールに使用されている部材がどのような変化を起こすかを科学的に解明し、より優れた部材の作製技術にフィードバックすることは重要である。また、部材の改善による長寿命化を図るのみならず、モジュール構造自体の改善による長寿命化も図るべきである。例えば、従来のバックシートを用いた構造のみならず、最近の太陽電池モジュールでは、2枚のガラスで封止された構造も用いられるようになった。一方で、薄膜フレキシブル太陽電池では、ガラスを用いることができないために、封止はフロントシートやバックシートのみで頼らざるを得ない。このように、太陽電池は設置場所のみならず、使われる部材や構造も多様化してきており、長寿命化のためには、それぞれに応じた最適な封止材やモジュール構造を採用すべきであろう。

結晶シリコン系太陽電池を例に、モジュール化技術の詳細について以下に説明する。結晶シリコン系太陽電池セルは、単結晶では12 cm角～15 cm角程度、多結晶では15 cm角程度のものが一般的である。このようなセルをインターコネクタで直列に接続する。インターコネクタとは半田で被覆された平角銅線である。半田には鉛が含まれていることが一般的であるが、環境面を考慮して、鉛の含まれていない半田が使用されることもある。また、インターコネクタを太陽電池セルのバスバー電極に接着する工程をタブ付けと呼ぶが、この際、一般的にはセル側にフラックスを塗布する必要がある。タブ付けされたセルが接続されたセル列をストリングスと呼び、さらに複数のセル列が横配線で接続されたものをマトリクスと呼ぶ。

通常結晶シリコン系太陽電池モジュールでは、受光面側には白板強化ガラスをカバーガラスとして用い、受光面側から、カバーガラス、封止材、マトリクス、封止材、バックシートの順に積層（レイアップ）し、真空ラミネートすることで完成する。この際、封止材ならびにバックシートには切り込みを入れ、セル配線を外部に取り出しておく。真空ラミネータは上下2チャンバーの構成になっている。積層体を導入後、上下のチャンバーを真空排気して加熱し、封止材が熔融している状態で、上チャンバ

ーを大気開放することにより、大気圧により積層体をラミネートする。

封止材として最も実績のある材料は、エチレンと酢酸ビニルの共重合体であるエチレンビニルアセテート（EVA）である。EVAの特性はエチレンと酢酸ビニルの比率や鎖の長さで大きく変化するが、太陽電池用途には酢酸ビニル含有率が25～30%程度のものが用いられることが多い。太陽電池用EVAには、架橋のための有機過酸化物質や接着性向上のためのシランカップリング剤等が添加されている。EVAを加熱すると架橋反応により強固に固まり透明となるため、太陽電池セルを固定するには好適である。EVAにはスタンダードキュアタイプの他に、時間短縮が図れるファーストキュアタイプもあり、両者でラミネート条件が異なる。最近では、薄膜シリコン系太陽電池を中心に、バックシートを用いずに2枚のガラスでセルを挟んだ、いわゆるダブルガラス構造のモジュールも商品化されているが、この場合には、自動車等で使用されていて貼り合わせガラスの中間膜として実績のあるポリビニルブチラール（PVB）が用いられることも多い。PVBの場合は、モジュール化の際に、真空ラミネータではなく、対になったロールで圧力を印加してラミネートを行うニップロールプロセスで仮接着した後に、オートクレーブで纏めて脱気、接着を行うことも可能であり、タクトタイムの短縮に寄与する。また、PVBは非架橋のため、再加熱によりモジュール作製時のセルの位置修正や、回収されたモジュールのリサイクルが可能である。PVBはEVAに比べて長期保管も可能である。太陽電池モジュールの長寿命化に対する封止材の課題としては、封止材の着色、封止材とセル、ガラス、バックシートとの界面での剥離、あるいは封止材から発生する酸による電極部材の腐食が挙げられる。PVBはEVAに比べて酸の発生が少ないとのメリットもある。また、酸を発生させないシリコンも封止材として古くから使用されている部材である。シリコンを用いたモジュールでは、29年の屋外長期曝露を経ても、最大出力の低下率がわずかに0.22%/年とのことも報告されている<sup>1)</sup>。硬化時間がEVAよりも短いこともシリコンの利点である。最近では、酸を発生させないポ

リオレフィンやアイオノマー等の封止材も開発されている。

結晶シリコン系太陽電池モジュールのバックシートには、多くの場合、ポリフッ化ビニル樹脂 (PVF) /ポリエチレンテレフタレート (PET) /PVF の積層フィルムが使用されている。米国デュポン社の PVF の商品名 Tedlar の頭文字を用いて、この構成を TPT と略記することも多い。薄膜系太陽電池モジュールでは、結晶シリコン系太陽電池モジュールと比較して、高い水蒸気バリア能を有するバックシートが求められており、アルミニウム箔と PET の積層フィルムが用いられることが多い。しかし、封止材シートならびにバックシートに切り込みを入れて、そこからセルの配線を取り出す必要があるため、バックシート中にアルミニウム箔が用いられていると、セル配線とアルミニウム箔が短絡する恐れがあり、絶縁処理が必要となる。絶縁処理の工程を省略するためには、アルミニウムを積層せずとも高い水蒸気バリア能を有するバックシートが求められている。最近では、無機膜を蒸着することで水蒸気バリア能を高めたバックシートも開発されている。

真空ラミネート終了後は、積層体の四辺にアルミフレームを取り付ける。アルミフレーム取り付け時のシール材としては、多くの場合、結晶シリコン系太陽電池モジュールではシリコンが、薄膜系太陽電池モジュールではブチルゴムが用いられている。ダブルガラスモジュールではフレームレスでも強度が維持できるために、アルミフレームのコストを節減できるが、エッジにはシール材を封入して、エッジからの水蒸気浸入を抑制することが重要である。バックシートから外部に取り出された配線は、端子箱内でケーブルと接続する。端子箱内には、部分影がかかったストリング列をバイパスし発熱を防止するためのバイパスダイオードが組み込まれている。端子箱内にはポッティング材を充填することで配線取り出し部からの水蒸気浸入を抑制するとともに、バイパスダイオードからの発熱を逃がすことで熱暴走を防ぐ。ポッティング材にもシリコンが用いられている。このようにして完成した太陽電池モジュールは、電気特性測定後に梱包、出荷さ

れる。

結晶シリコン系太陽電池モジュールでは、主な劣化要因は長期曝露にともなう温度の上昇・下降によってモジュール内にストレスが発生し、そのことによってインターコネクタと半田接続部にクラックが生じ、結果的に直列抵抗が増大することと考えられている。

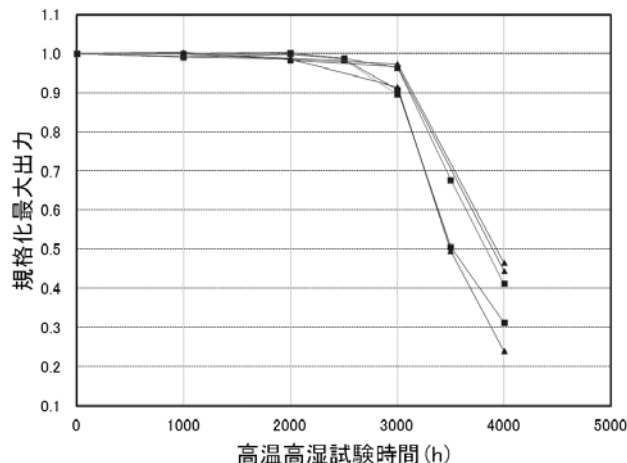


図2 結晶シリコン系太陽電池モジュールの規格化最大出力の高温高湿試験時間依存性。最大出力は試験前の値を1として規格化した。高温高湿試験は温度 85 °C、湿度 85%で実施した。

しかし、温度 85 °C、湿度 85%の高温高湿試験を IEC61215 の規格に定められている 1000 時間を超えて実施すると、結晶シリコン系といえども最大出力が低下する。例えば、図2に示すように、規格の3倍の3000時間を超えて試験を実施すると、出力が急激に低下し、4000時間後には初期値の30~40%まで低下する。このモジュールでは、試験時間3000時間を経ると、エレクトロルミネセンス (EL) の発光強度がセルエッジ部から急激に低下していき、発光強度が低下した箇所のフィンガー電極では、電極厚みの減少、電極上ならびに電極/シリコン界面への鉛の偏析、ナトリウム濃度の増加が観測された<sup>2)</sup>。鉛は半田に、ナトリウムはカバーガラスに起因するものと考えられる。このモジュールでは、比較的水蒸気バリア能が低い TPT バックシートを使用しているが、このような電極の変性は、モジュール内への水蒸気の浸入によって直接生じるわけではなく、封止材に用いられている EVA が加水分解して発生した酢酸の影響によることが明らかにさ

れている<sup>3)</sup>。モジュールの出力低下は試験時間に対して線形ではないが、この振る舞いはモジュール内の酢酸発生量の振る舞いとも類似している<sup>4)</sup>。

このように、モジュールを劣化させずに長寿命を維持するためには、モジュール劣化の間接要因となる水蒸気の浸入を抑止することが重要である。そのためには、水蒸気バリア能の高いバックシートの開発が重要である。一方で、長期間にわたり屋外に曝露されるモジュール内への水蒸気の浸入を完全に抑止することは不可能と考えられるので、水蒸気と封止材の反応で発生した酸をモジュール内に滞留させない構造の開発が重要である。バリア能が高いバックシートは、かえって酢酸をモジュール内に滞留させるために、劣化が加速される場合があることも知られている<sup>3)</sup>。さらには、水蒸気がモジュール内に浸入しても、加水分解による酸の発生が生じない封止材の開発も重要である。最近では、PVB、ポリオレフィン、アイオノマー、シリコーン等、加水分解で酸が発生しないか、発生したとしてもごく微量の封止材での信頼性の向上が報告されている。封止材にシリコーンを用いたモジュールで劣化が小さいことは前述のとおりであるが、このモジュールでは特段水蒸気バリア能の高いバックシートを使用しておらず、また、シリコーン自体の水蒸気バリア能も低いことを考えれば、むやみにバリア能の高いバックシートを求めてコスト増に繋がることは得策ではない。結晶シリコン系太陽電池モジュールにおいては、酸を発生させない封止材の開発に重点を置いた方がよいとも考えられる。

一方、薄膜系太陽電池モジュールは水蒸気そのもので劣化することが知られているため、結晶シリコン系太陽電池モジュールと比較して、バックシートに一層厳しい水蒸気バリア能が要求されると考えられている。図3には、TPTバックシート、シリカ蒸着バックシート、アルミニウムを含むバックシートのいずれかを用いて作製した3種類のアモルファスシリコン太陽電池モジュールに対して、TPTの水蒸気透過率を1として規格化した水蒸気透過率と、温度85℃、湿度85%の高温高湿試験1000時間後の最大出力の初期値からの変化率の関係を示す。図3より、最大出力の低下を初期値の5%以

内に抑えるためには、少なくとも $10^{-3}$  g/m<sup>2</sup>day 台以下の水蒸気透過率が必要であることが示唆させる。しかし、バックシートの初期の水蒸気透過率だけではなく、水蒸気バリア能が劣化しないことも重要である。簡単な計算によれば、水蒸気バリア能の経時劣化が現行どおりならば $10^{-5}$  g/m<sup>2</sup>day 台の水蒸気透過率でも不十分であるものの、水蒸気バリア能の劣化を現行よりも半減すれば、 $10^{-3}$  g/m<sup>2</sup>day 台の水蒸気透過率でも充分であるとの結果も得られている。

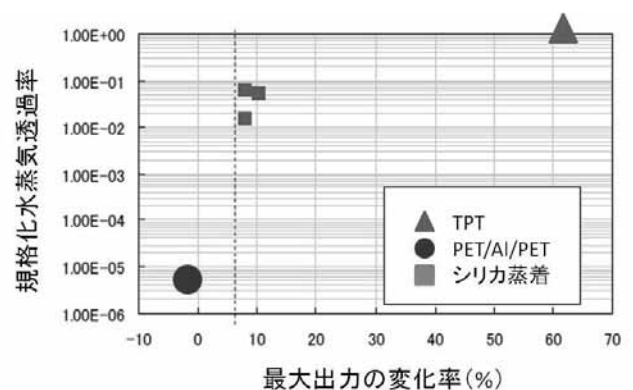


図3 TPTバックシート、シリカ蒸着バックシート、アルミニウムを含むバックシートのいずれかを用いて作製したアモルファスシリコン太陽電池モジュールにおける、最大出力の初期値からの変化率とバックシートの水蒸気透過率の関係。水蒸気透過率はTPTにおける値を1として規格化した。

薄膜系太陽電池モジュールは水蒸気そのもので劣化するが、結晶シリコン系太陽電池モジュール同様、酢酸でも劣化する。EVAに代えて、酸の発生量が微量のPVBを封止材に用いたアモルファスシリコン太陽電池モジュールにおいて、PVB自身のバリア性能を向上させることにより、エッジシール不要で、温度85℃、湿度85%の高温高湿試験10000時間後にも出力低下が観測されないことが報告されている<sup>5)</sup>。

### 3. 信頼性試験法開発の重要性

屋外に設置した太陽電池モジュールは、温度、湿度の他にも、光照射、モジュールに印加される電圧、モジュール内を流れる電流、風圧、降雹、降雪、黄砂、海岸近くでの塩水、酸性雨等、様々な劣化要因に曝される。

一方、モジュールの認証試験の方法は、国際規格として、結晶シリコン系では IEC61215、薄膜系では IEC61646 に定められているものの、これらの試験は初期故障の検出に効果があると言われており、太陽電池モジュールの長期信頼性を担保するものではない。また、これらの試験では、上述の劣化要因のうち、一つないし二つ程度しか含んでおらず、さらに、様々な試験をそれぞれ別個のモジュールに対して施しているという問題もある。したがって、これらの試験結果から、屋外曝露時の加速係数や寿命を算出することは極めて難しい。一つのモジュールに複数の試験を交互に実施することや、複数の劣化要因を組み合わせた試験法を開発し、屋外曝露に近い環境での試験を行うことが、モジュールの信頼性や寿命を正しく予測する上で重要であろう。

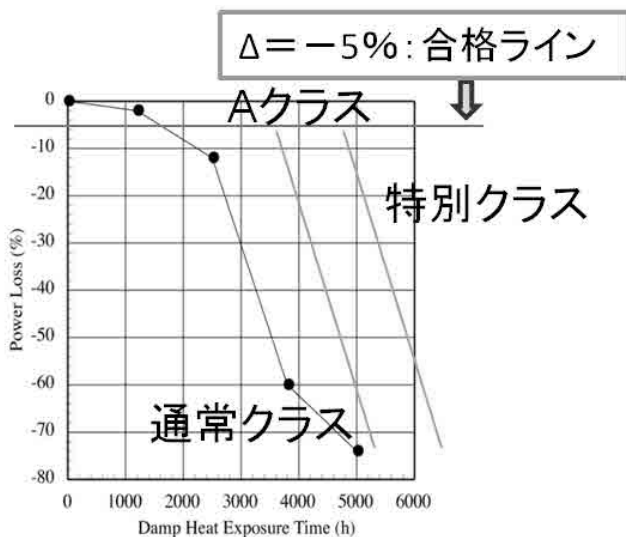


図 4 「通常クラス」、「A クラス」、「特別クラス」のモジュールの高温高湿試験に対する出力変化の模式図

前述のように、認証試験に使用されている高温高湿試験 1000 時間では、一般的な結晶シリコン系太陽電池モジュールの性能に低下は見られず、3000 時間を超えると性能低下が始まるが、このことは、現在用いられている試験条件は、モジュールの長期信頼性の良否を判定するには不十分で、信頼性の高いモジュールも、信頼性の低いモジュールも、いずれも認証試験に合格し、数年後には不良を発現する可能性のあるモジュールが市場に出回ることを示唆している。例えば、「通常クラス」、「A クラス」、「特別クラス」のモジュールが高温高湿試験に対して、それぞれ図 4 に模式的に示

すような出力低下を示すとした場合、1000 時間の試験ではこれら 3 種類のモジュールの信頼性の差異を区別することはできない。つまり、信頼性の高いモジュールが正当に評価され、市場に粗悪品が出回らないようにするためにも、試験条件の厳格化が必要となる。ただし、例えば単純に試験時間を長くすれば、認証に要する時間が長くなり、コスト増に繋がったり、商品の開発サイクルが長くなったりするため、必ずしも太陽電池メーカーからは歓迎されない。そこで、試験時の温度や湿度を上げることで、試験時間の短縮を図ろうとする高加速試験も開発されている。例えば、温度サイクル試験の昇降温速度を、現行の 100 °C/h から 400 °C/h まで速めることで、早期に配線不良を検出可能なことも報告されている<sup>6)</sup>。一方で、屋外曝露で生じる環境と線形性が保たれないような厳しい条件を与えることは無意味である。

このように、信頼性試験法開発には、様々な制約があるが、太陽電池モジュールの屋外曝露時の寿命を正確に可視化でき、信頼性を担保できる試験条件の探索が急務である。屋外曝露時の劣化を短時間に再現可能な新しい原理に基づく試験法の開発も重要性を増している。また、熱画像観察以外に、屋外曝露されている発電状態のモジュールを簡便に検査する方法は知られておらず、メガソーラーに設置されている大量のモジュールの劣化状況を効率よく検査する方法の開発も重要である。このような課題に対応するため、半導体やフラットパネルディスプレイ等の分野での経験を蓄積した検査・試験装置メーカーの太陽光発電分野への新規参入も望まれるところである。

#### 4. まとめ

太陽光発電の一層の発展には、発電コストの低減が必須である。本稿では、長寿命化・信頼性向上による発電コスト低減の鍵を握るモジュールの信頼性向上技術や、モジュールの信頼性を正しく予測可能な試験法開発の重要性について紹介した。太陽光発電の分野では、石油ショック後に策定されたサンシャイン計画当初から緊密な産学官連携活動が展開され、今日の産業として花開いたことは周知であるが、太陽光発電産業の一層の発展のためにも、異なる分野との連携による技術開発がこれまで以上に重要になることは言うまで

もない。太陽光発電の普及拡大とは裏腹に、国内の太陽電池メーカーや関連メーカーは窮地に立たされているが、今後はこのようなオールジャパン体制での研究開発を推進することで、再び世界の中心的存在に返り咲くことを願ってやまない。

## 謝辞

本稿で紹介した成果の一部は、独立行政法人産業技術総合研究所が主催する「高信頼性太陽電池モジュール開発・評価コンソーシアム」ならびに、独立行政法人新エネルギー・産業技術総合開発機構の委託研究で得られたものであり、関係各位に感謝する。なお、上述のコンソーシアム成果報告書に研究成果の詳細が記載されており、入手を希望される方は筆者まで連絡願いたい。

## 参考文献

- 1) 伊藤厚雄、大和田寛人、降旗智欣、金亨培、山川直樹、柳沼篤、今瀧智雄、渡邊百樹、阪本貞夫: 第9回次世代の太陽光発電システムシンポジウム予稿集, 2012, p. 54.
- 2) A. Masuda, C. Yamamoto, Y. Hara, M. Inoue, N. Uchiyama and T. Doi, *Proc. 28th European Photovoltaic Solar Energy Conf. and Exhibition, Paris, 2013*, 4DO.2.4, in press.
- 3) M. Miyashita and A. Masuda, *Proc. 28th European Photovoltaic Solar Energy Conf. and Exhibition, Paris, 2013*, 4CO.9.4, in press.
- 4) T. Shioda *et al.*, *2012 Photovoltaic Module Reliability Workshop, 2012*.
- 5) S. Muguruma, T. Mukose, H. Yasuda, A. Masuda, H. Shibata and S. Niki, *Proc. 28th European Photovoltaic Solar Energy Conf. and Exhibition, Paris, 2013*, 4AV.4.3, in press.
- 6) Y. Aoki, M. Okamoto, A. Masuda, T. Doi and T. Tanahashi, *Jpn. J. Appl. Phys.* **51** (2012) 10NF13.