

屋外環境下における I-V 特性測定方法ガイドライン(結晶シリコン太陽電池版)

太陽光発電システム保守・点検のための
屋外環境下における I-V 特性測定方法 ガイドライン

第一版

2016年12月15日

屋外環境下における I-V 特性測定方法ガイドライン(結晶シリコン太陽電池版)

1. 適用範囲

この測定方法は、増加する 50kW 未満の太陽光発電所における点検方法の内、接続箱からストリング単位で I-V 特性を測定して太陽電池モジュールの健全性を簡便に調べる屋外電気測定法に適用する。

対象とする太陽電池は、結晶シリコン系太陽電池モジュールの内、pn 接合形太陽電池、バックコンタクト形太陽電池、ヘテロ接合形太陽電池とする。なお、構造的には、屋根一体形太陽電池は対象に含めるが、両面受光式太陽電池、追尾非集光形太陽電池、追尾集光形太陽電池は対象外とする。

2. 用語の定義

このガイドラインで用いる主な用語の定義は、JIS C 8960、JIS C 8907、JIS C 8918 の規定によるほか、次による。

- (1) バックコンタクト形太陽電池: 太陽電池セルの受光面にある電極を、セルの裏面に配置した構造の太陽電池セルのこと。
- (2) 日射センサ: 日射強度を計測するために、太陽電池やシリコンフォトダイオードをセンサとして使用した測定器。
- (3) I-V 特性の測定時間: I-V 特性の測定時間は、測定器のデータ演算処理や事前の気象や予備測定の時間を除いて、I-V 特性データを取得するために太陽電池の動作点を変化させている時間を指す。

3. 測定条件

(1) スtring構成

太陽電池モジュールが直列接続された回路構成とする。

(2) 測定時の気温

特に規定しない。

(3) 放射照度

太陽電池受光面に入射する放射照度はヘテロ接合形太陽電池を除き $300\text{W}/\text{m}^2$ 以上とする。

ヘテロ接合形太陽電池の場合は、 $400\text{W}/\text{m}^2$ 以上とする。

(4) 測定中の放射照度の変動

測定中の放射照度の変動は $\pm 1.0\%$ 以内で測定することを推奨する。

(5) 測定時間

測定中の放射照度の変動が $\pm 1.0\%$ 以内であれば、I-V 特性の測定時間は特に規定しない。

測定中の放射照度の変動を測定しない場合は、I-V 特性の測定時間を 200ms 以内とすることを推奨する。

バックコンタクト形太陽電池の測定の場合は、応答性の問題があり I-V 特性の測定時間を 200ms 以上で測定し、測定中の放射変動が $\pm 1.0\%$ 以内であることを確認することを推奨する。なお測定時間が 200ms の場合は、測定中の放射変動を測定しなくて良いものとする。

ヘテロ接合形太陽電池の測定の場合は、応答性を考慮し I-V 特性の測定時間を 400ms 以上で測定し、測定中の放射変動が $\pm 1.0\%$ 以内であることを確認することを推奨する。

(6) 測定時間帯

特に規定しない。

4. 測定機器および測定項目

(1) I-V 特性測定器

- ① 短絡電流(Isc)
- ② 開放電圧(Voc)
- ③ 最大出力(Pmax)
- ④ 最大出力動作電圧(Vpm)
- ⑤ 最大出力動作電流(Ipm)
- ⑥ I-V 特性

I-V 特性の測定時間の最小値が 200ms 以内から測定可能な測定器を使用することを推奨する。

(注) 推奨値を満たさない測定器を使用する場合は、測定中の日射変動をモニタする。

(注) バックコンタクト形太陽電池の測定の場合、I-V 特性測定時間が 200ms より短いと測定誤差が大きくなる可能性がある。ヘテロ接合形太陽電池の場合、I-V 特性測定時間が 400ms より短いと測定誤差が大きくなる可能性があることに留意する。

⑦ 測定器の精度

電圧計 200V 以上の電圧で、読み取り値の±2.5%

電流計 1.5A 以上の電流で、読み取り値の±2.5% を目安として推奨する。

(2) 放射計または日射センサ

① I-V 特性測定時の放射照度および日射変動

太陽電池の特性に近い応答速度、入射角依存性、分光感度を有す放射計または日射センサで測定することが望ましい。

(注) 放射計または日射センサの位置は測定ストリングを構成するアレイの近傍に同じ勾配で置き、設置高さはアレイの中央高さとするのが望ましい。

(注) 放射計または日射センサを用意できない場合は、短絡電流が、太陽電池モジュールメーカーの公称短絡電流(銘板値)の 300/1000 以上であることを確認する。なお、ヘテロ接合形太陽電池の場合は、公称短絡電流(銘板値)の 400/1000 以上であることを確認する。

(注) 雲の影等により一時的に放射照度の場所むらが予測される場合は、複数回測定してみて同一波形が得られることを確認することが望ましい。

② 測定器の精度

I-V 特性測定時間に同期して±1.0%以内の日射変動を測定可能な測定器が望ましい。その他特性は ISO9060 2nd Class に準ずる特性であることが望ましい。

(3) 温度計

① 太陽電池モジュール裏面温度

温度計は樹脂テープ等により測定対象物に密着させるように貼り付けることを推奨する。

屋根設置の発電所等において容易に測定できない場合は 6-(3)-①の補正式より算出することも可とする。

② 太陽電池周辺の外気温度

4-(3)-①の太陽電池モジュールの裏面温度を測定する場合は不要とする。

準備が困難な場合は、気象庁の測定データを流用し、6-(3)-①の補正式から太陽電池モジュール温度を算出することも可とする。

(注)6-(3)-1 の補正式による算定の場合は、実温度測定よりも、誤差が大きくなることがある。

③ 測定器の精度

モジュール温度計測精度および気温計測精度共に $\pm 2^{\circ}\text{C}$ の精度を有す計測システムが望ましい。

(4) 風速計

① 太陽電池周辺の風速

4-(3)-①の太陽電池モジュールの裏面温度を測定する場合は不要とする。

太陽電池モジュール温度を類推するために測定することが望ましいが、準備が困難な場合は、気象庁の測定データを流用し、6-(3)-①の補正式から太陽電池モジュール温度を算出することも可とする。

② 測定器の精度

読み取り値の $\pm 5\%$ の精度を有す風速計が望ましい。

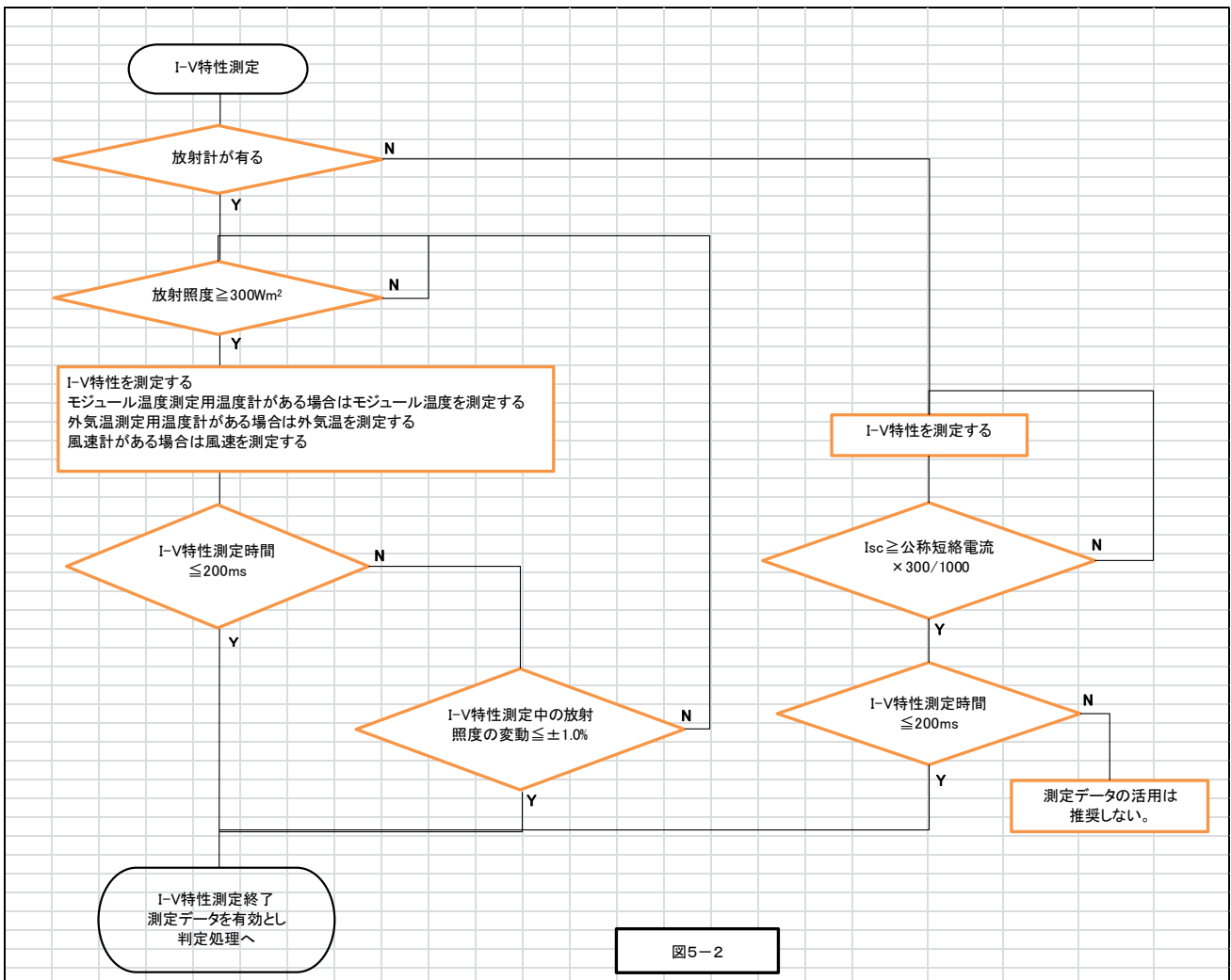
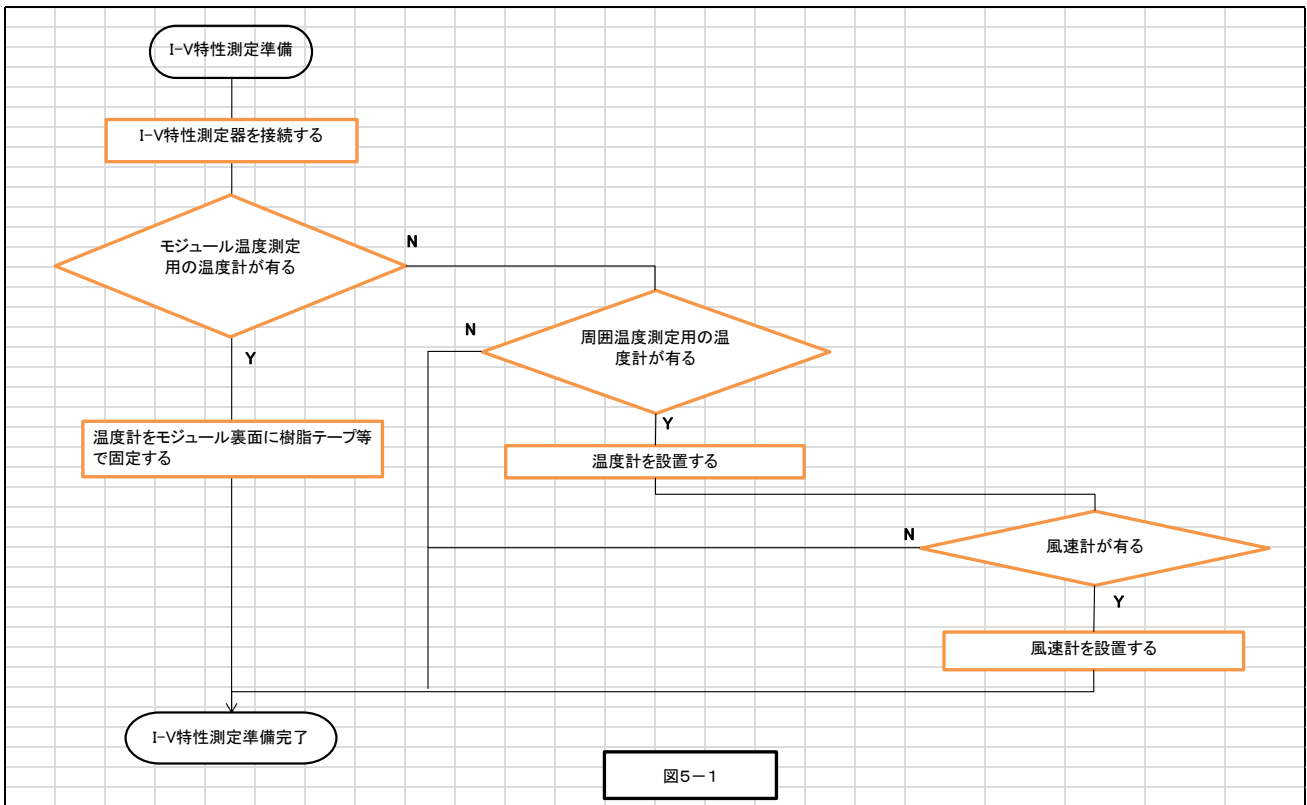
5. 測定方法・手順

(1) 測定方法・手順(図 5-1, 図 5-2 のフローチャートに従い、測定する。ただし、バックコンタクト形、ヘテロ接合形太陽電池の場合は、上記3、4記載の内容に応じて、図 5-2 のフローチャートは読み替えるものとする。)

- ① I-V 特性測定器を使用し、各測定器の取扱説明書に従って接続する。
- ② 放射計がある場合は放射照度が $300\text{W}/\text{m}^2$ 以上であることを確認する。
- ③ I-V 特性を測定する。放射計が無い場合は、短絡電流が、太陽電池モジュールメーカーの公称短絡電流(銘板値)の $300/1000$ 以上であることを確認する。
- ④ I-V 特性測定中の太陽電池モジュール温度を測定した場合は記録する。太陽電池モジュール温度の測定が困難な場合で、温度計を用意している場合は、外気温を記録する。
- ⑤ 太陽電池モジュール温度の測定が困難な場合で、風速を測定した場合は記録する。

(2) I-V 特性測定時の注意点等

string 単位の出力として数百ボルトの直流高電圧がかかっているため、測定等に当たっては、「労働安全衛生法」および関連法規、さらに施主側の規則・ルールに基づいて十分な安全対策を施すことが重要であり、感電事故などの防止に注意しなければならない。



6. 不具合の可能性有無の判定を目的とした測定結果の確認

不具合の定義:I-V 特性から検知できる電気的特性の不具合および発電量の低下

(1) I-V 特性の確認

- ① 波形に歪等が無く図 6-1 で示されるような特性を持つことを確認する。
- ② 波形に異常が認められる場合、複数回の測定で波形が同じであることを確認する。
- ③ 波形に歪等がある場合は、7-(3)に従い確認する。

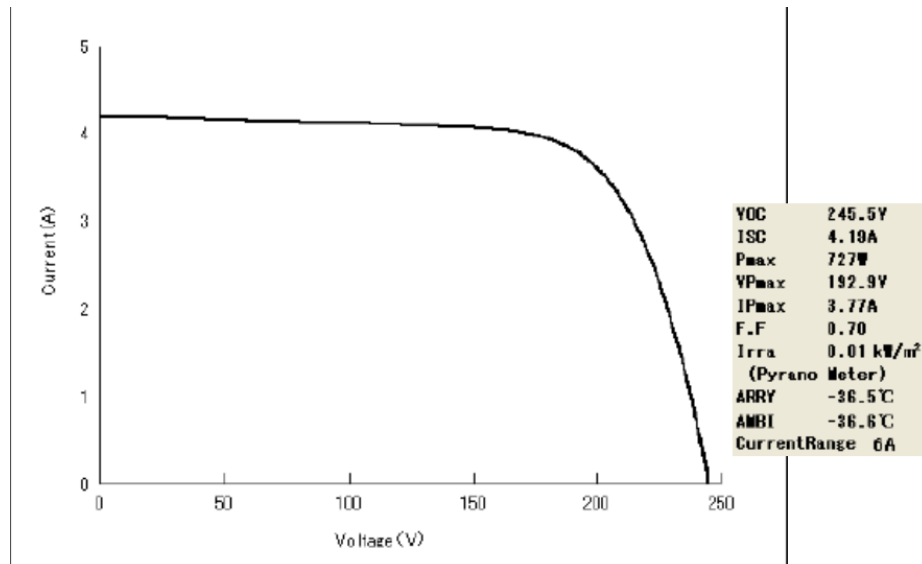


図6-1 正常な I-V 特性測定波形

(2) 開放電圧の確認

- ① 温度の影響を受けやすい特性であるため、測定値 V_{oc} が「太陽電池モジュールメーカーの公称開放電圧(銘板値)」×「太陽電池モジュールの直列数」で算出される電圧 (V_0) に以下の補正係数を加味した範囲内に入っているかどうかを参考に確認する。

$$3 \text{ 月} \sim 5 \text{ 月} : 0.77V_0 \leq V_{oc} \leq 1.08V_0$$

$$6 \text{ 月} \sim 8 \text{ 月} : 0.73V_0 \leq V_{oc} \leq 1.02V_0$$

$$9 \text{ 月} \sim 11 \text{ 月} : 0.74V_0 \leq V_{oc} \leq 1.06V_0$$

$$12 \text{ 月} \sim 2 \text{ 月} : 0.77V_0 \leq V_{oc} \leq 1.10V_0$$

(3) 出力低下の確認

- ① 測定値 P_{max} に対する補正計算

(a) 照度の算出:放射計で測定している場合は、その値を G_A として使用する。 I_{sc} の実測値 (I_{sc1}) から、照度を算出する場合は、公称短絡電流(銘板値)を I_{sc0} として、 $G_A = I_{sc1} / I_{sc0} \times 1000 (W/m^2)$ で求める。

(b) 太陽電池モジュール温度 (T_{PA}) の算出:直接測定している場合はその値を利用する。直接測定していない場合は、JIS C 8907 附属書 3 の(3.1)式を利用し算出する。

$$T_{PA} = T_A + (A / (B \times V^{0.8} + 1) + 2) \times G_A - 2$$

T_{PA} : 太陽電池モジュール温度(℃)

T_A : 外気温(℃)

A : 係数

- B : 係数
 V : 風速(m/s)
 G_A : 日射強度(kW/m²)

附属書 3 表 1 運転特性評価のための温度上昇推定方法における設置方式による係数

太陽電池アレイ設置方式	A	B
架台設置形	46	0.41
屋根置き形	50	0.38
屋根材形(裏面通風構造があるタイプ)	57	0.33

(注)外気温、風速を測定していない場合は、気象庁のデータから当該地域の測定日時の外気温および風速値で代用する。

(c) Pmax の補正 1: Pmax の測定値(Pmax1)を 1000W/m² の照度の Pmax2 に換算する。

$$P_{max2} = 1000 / G_A \times P_{max1}$$

(d) Pmax の補正 2: 1000W/m² 相当に補正した Pmax2 に対して温度補正を行う。

太陽電池モジュールメーカーから開示される最大出力温度係数を $\alpha_{P_{max}}$ (%/°C)とし、温度補正した Pmax を Pmax3 とし次式で算出する。

$$P_{max3} = P_{max2} / (1 + \alpha_{P_{max}} / 100 \times (T_{PA} - 25))$$

(注)伝送線路の損失については、個々に異なるため、上記計算式では考慮していない。

(注)(c)は Pmax が照度に対して線形であると仮定した換算式である。非線形性を考慮してより正確にモジュールの I-V 特性を換算する方法は JIS C 8914、IEC 60891 に記載されている。

7. 不具合の判定と対処方法

(1) 出力低下

- ① 図 7-1 の様な波形歪の場合、および、6-(3)-①で求めた Pmax3 (温度補正を含む)が、太陽電池モジュールメーカーの保証値以下であれば、故障の可能性もあるので精密点検の実施を推奨する。メーカー保証期間に係わらず、ストリングの発電量が落ちている可能性があるため、安全性の確認も含めて精密点検の実施を推奨する。

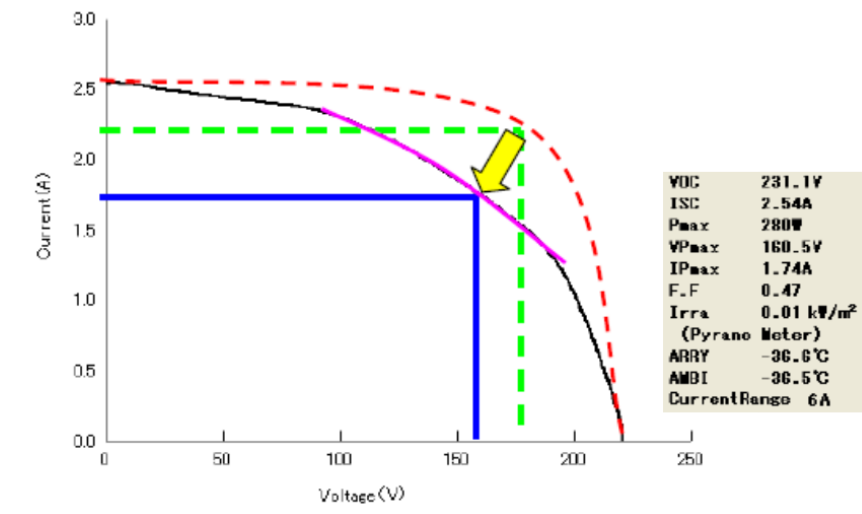


図 7-1 Pmax 低下の一例

(2) 開放電圧の低下

6-(2)-①に示す V_{oc} はあくまでも目安だが、範囲外の場合は、以下に従い確認する。

図 7-2 は開放電圧が太陽電池メーカーの公称開放電圧(銘板値)に対して 67%の例であるが、不具合の可能性があるので精密点検の実施を推奨する。

バイパスダイオードが動作している可能性があるので、影の影響や、太陽電池セル割れが無いかどうか外観状態を再確認した上で、精密点検の実施を推奨する。

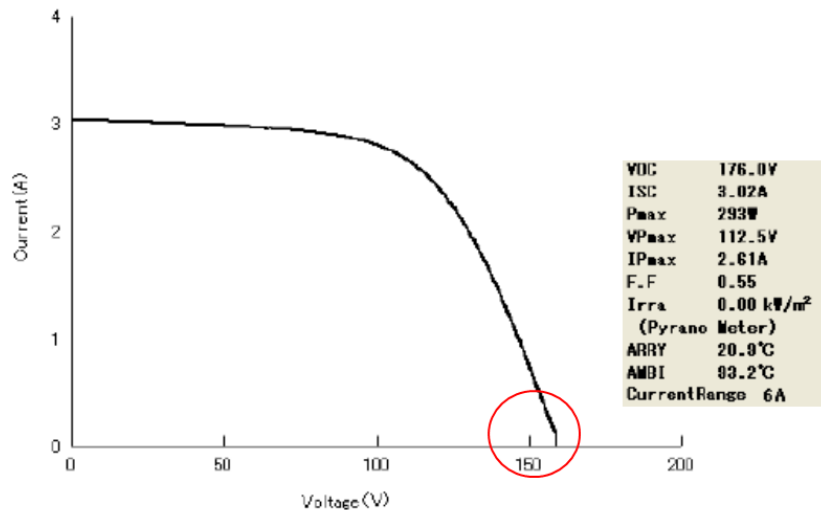


図7-2 V_{oc} 低下の一例

(3) 波形歪

波形歪の認められる場合は以下の波形から原因を推定し、現地で確認を行う。

① オープンモード

I-V 特性測定の開始が出来ない場合や図 7-3 のように I-V 特性の出力がほぼ 0V になった場合は、配線の状態を再確認する。(波形の形は一例)

コネクタの抜けや、ケーブルの断線が無いかを再確認し、配線に異常がない場合は精密点検の実施を推奨する。

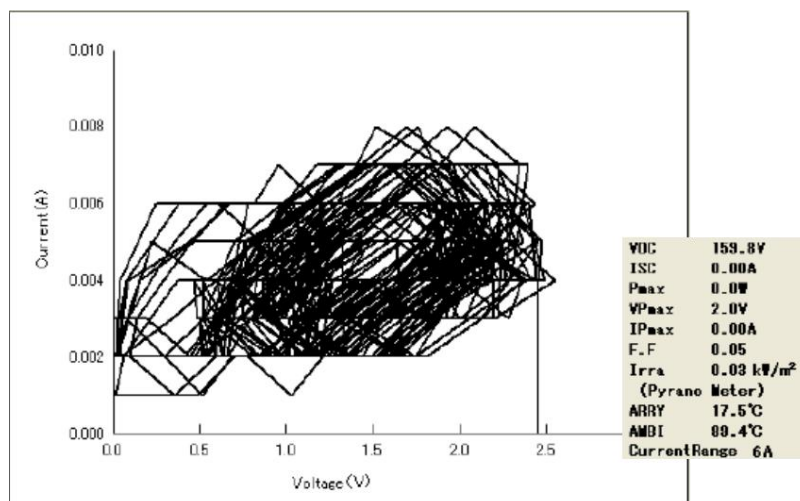


図7-3 オープンモードの一例

② 影の影響

図 7-4～図 7-7 のような波形例が観測された場合は影の影響が考えられる。現場で確認し、影の影響があれば依頼主に報告する。時間帯を変えて測定してみて、波形の形が変わる場合は影の影響が考えられるので、依頼主に報告する。

時間帯を変えて正常な波形に戻る場合は、太陽電池ストリングの不具合判定は正常な波形の Pmax とする。

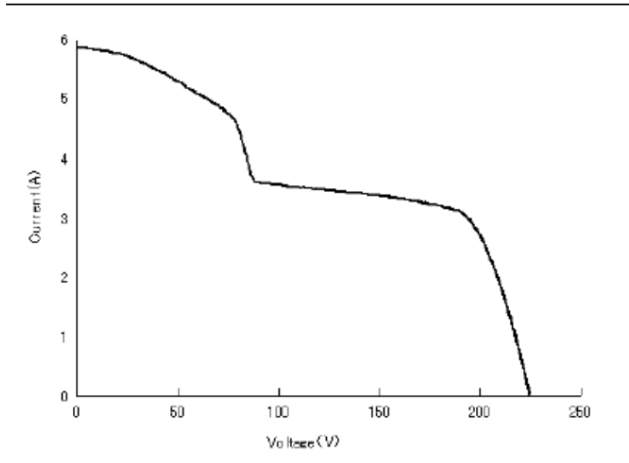


図7-4(雪止めの影)

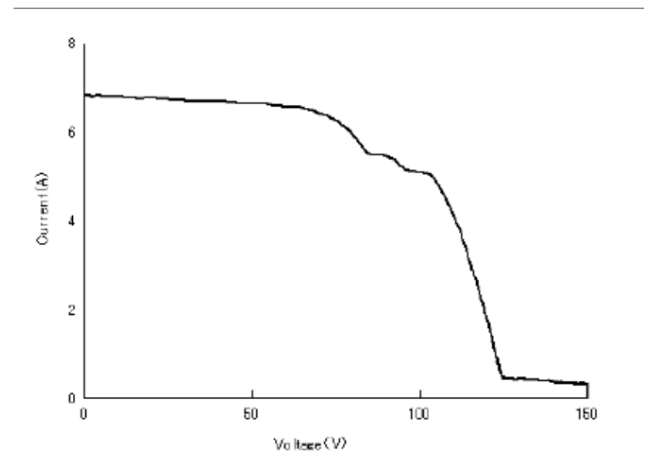


図7-5(壁や手すりの影)

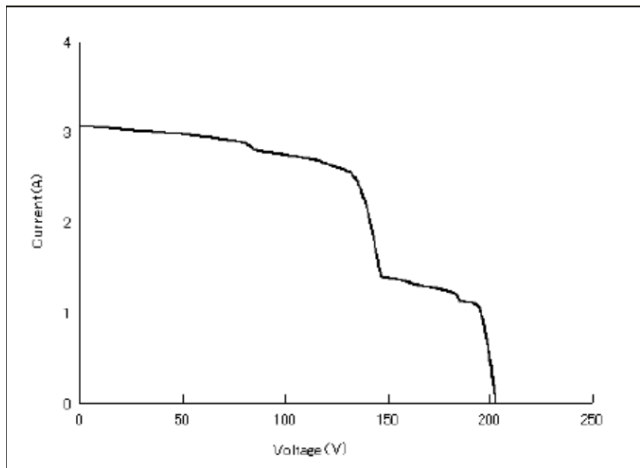


図7-6(前方太陽電池モジュールの影)

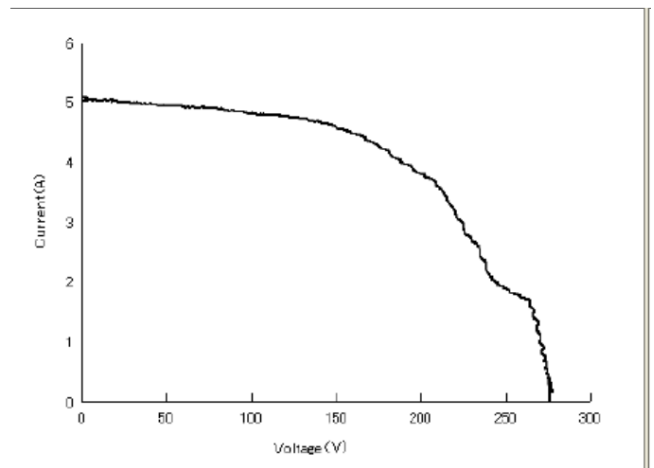


図7-7(アンテナの影)

③ 棟跨ぎ設置

図 7-8 のように、一つのストリングの中に設置面(方位)や傾斜角が異なった設置をされるとそのストリングの出力は低下するので、このような場合も依頼主に報告する。

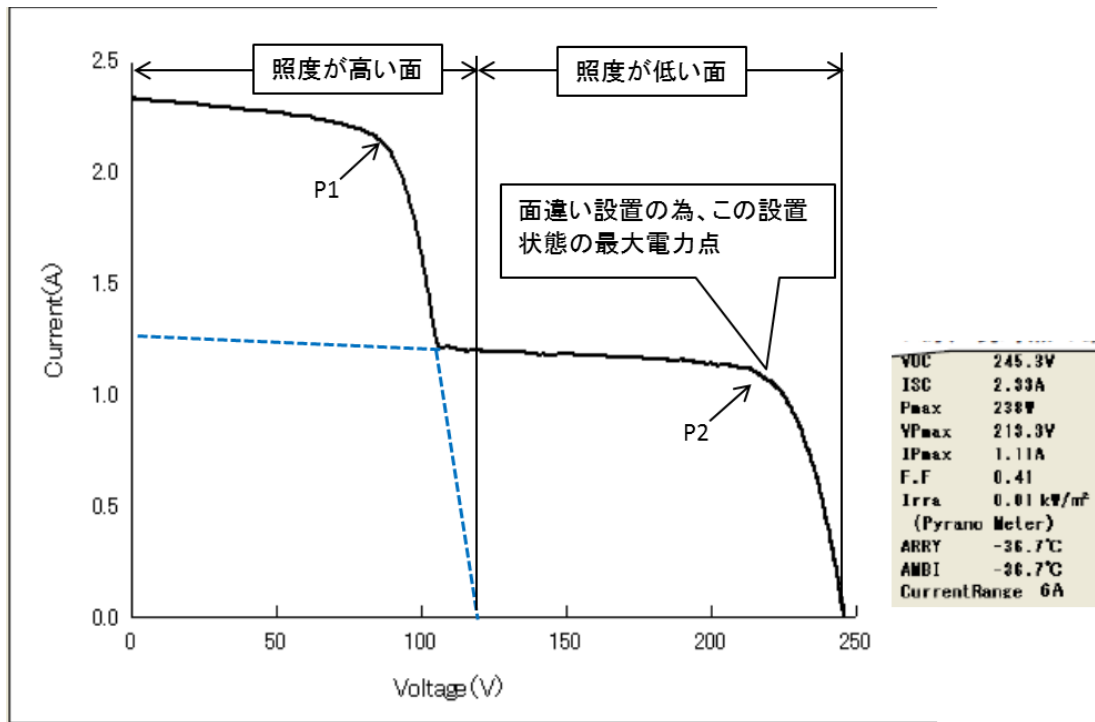


図7-8(棟跨ぎ設置例)

太陽光発電システム保守・点検のための

屋外環境下における I-V 特性測定方法ガイドライン 解説

この解説は、本体に規定した事項、およびこれに関連した事項を説明するもので、ガイドラインの一部ではない。

1. 制定の趣旨

50kW 未満の太陽光発電所において発電所の健全性を評価する方法として I-V 特性測定が有効であることが知られているが、屋外における I-V 特性測定方法については、JIS C 8953(結晶系太陽電池アレイ出力のオンサイト測定方法)に準拠した測定を行う以外に方法が無かった。この方法では、I-V 特性測定の条件としてアレイ面の日射強度が $700\text{W}/\text{m}^2$ 以上と規定されており、測定の機会が制限されていた。また、基準モジュールでの参照測定も必要となり、簡単には測定が出来ない状況であった。

この様な状況の中で、近年国立研究開発法人産業技術総合研究所(以下、産総研と言う。)の NEDO 研究開発プロジェクトにおける研究成果から低照度下においても日射変動の影響を受けることなく、太陽電池モジュールの高精度な I-V 特性測定を可能とする研究成果が報告されている(詳細は、PVTEC ニュース Vol72 の「特集 2: 太陽電池屋外測定の高精度化」、JPEA の光発電 No39 の「技術の視点 2/太陽電池の屋外における迅速・低コストな測定を実現する技術」や、参考文献[3] ~[5]を参照されたい)。

この成果を参考に、太陽光発電技術研究組合(以下、PVTEC)では自主事業として 2015 年 5 月より 2016 年 9 月にかけて計 8 回の「屋外環境下における I-V 特性測定方法標準化検討会」を開催し、増加する 50kW 未満の発電所における竣工時点検や定期点検において実施される I-V 特性測定において、安全性の確認を主目的として低照度からの測定を許容すると共に、測定の簡便化、測定方法の明確化を行うことにより従来の JIS C 8953 に比し簡便で測定機会を大幅に増やした「屋外環境下における I-V 特性測定方法ガイドライン」を作成した。本ガイドラインによって得られる測定結果は、JIS C 8953 に比し測定精度は劣るが、不具合の可能性有無を判断し精密点検実施の要否を協議するための参考データとして利用することにより点検技術者は発電所の健全性(安全性)を簡便に確認することが可能となる。

なお本ガイドラインは、I-V 特性測定方法についてのみを記述しているが、作業安全の確保やその他の目視点検は他の保守点検ガイドラインを参照して実施することを推奨する。

本ガイドラインに従って測定した結果、精密点検を実施することが望ましいとなった場合は、その症状によりサーモカメラでの測定や、EL 撮影画像の解析、配線路探査測定器、バイパスダイオードチェッカー等を使って太陽電池モジュールに不具合が無いかどうかを確認することが望ましい。なお、I-V カーブに異常が無く P_{max} のみの低下が懸念される場合は JIS C 8953 に従って I-V 特性を測定することが望ましい。

2. 適用範囲について

本ガイドラインは、50kW 未満の太陽光発電所における結晶シリコン系太陽電池モジュールに限定している。大規模発電所では、電気主任技術者の選任が義務付けられており、電気主任技術者は、保安規定に従って保守点検を実施することになっていることから、今回の対象からは除外したが、50kW 以上の発電所において保安規定で I-V 特性測定の実施を定める場合、測定精度は JIS C 8953 に比し劣るが簡便な測定方法として本ガイドラインを参照いただきたい。

結晶シリコン系太陽電池以外の、薄膜太陽電池も普及が進んでいるが、各社によりその構成も異なり、一般的に測定方法や判定方法を統一することが困難と判断し、今回の適用からは除外した。また、これから普及する可能性はあるものの、50kW 未満の発電所として構造的に一般的ではない追尾非集光形太陽電池、追尾集光形太陽電池および屋外での測定方法が確立されていない両面受光式太陽電池は対象外とした。

また本ガイドラインは、50kW 未満の発電所を対象にした定期点検における I-V 特性測定方法について言及しているため、屋根に上がらずに接続箱で簡便に測定できるストリング単位の測定とした。なお太陽電池アレイ全体の特性は、各ストリングのデータを総合して判断する。

3. 測定条件について

(1)放射照度について

JIS C 8953 では、700W/m² 以上の放射照度が規定されているが、NEDO の年間特別日射量データベース (METPV-11) のデータ(1990~2009 年)を集計すると、札幌では 700W/m² を超える時間が 392 時間/年、沖縄那覇市でも 557 時間/年となり、年間の作業可能な時間を 2,920 時間(=8 時間×365 日)とすると、年間を通して 13%~19%程度しか I-V 特性測定は出来ないことになっていた。本ガイドラインでは、ヘテロ接合形太陽電池を除いて 300W/m² 以上で測定可能としたが、2010 年の WOPEC-5 で報告された「EVALUATION OF DIFFERENT PV MODULES IN HOKUTO MEGA-SOLAR PROJECT Yuki TSUNO 他」によると、P_{max} は 300W/m² の環境下で 1000W/m² に対する線形補間値から 5%以内の誤差を生じるものの、不具合の可能性有無(P_{max} は太陽電池モジュールメーカーの公称値から 20%程度の劣化)を判断する目的では問題にならないと考え、測定精度が 5%程度悪くなることよりも測定の機会を上げることを優先した。300W/m² の環境下で I-V 特性測定を可能にすることにより、測定機会は、札幌で 1,680 時間/年、那覇でも 2,107 時間/年に増加し、上述の年間の作業可能な時間(2,920 時間)に対して 57~72%程度まで I-V 特性測定が可能となり大幅に測定の機会が増加する。

一方で、700W/m² 以下の放射照度測定においては、入射角依存性や、分光感度の差異により、放射照度計によっては測定誤差が大きくなる場合もあることに留意するとともに直列抵抗や、並列抵抗の変化により P_{max} への変換誤差が生じることに留意する必要がある。いずれにせよ不具合の可能性が有る場合は、安全性の確認を含めて精密点検の実施を推奨する。

(2)I-V 特性測定中の放射照度変動について

JIS C 8919 で規定される±1%を変動の許容値とした。

近年、産総研でのデータ解析の結果、低照度下においても日射変動が少なければ、I-V 特性測定データの信頼性は確保されるとの見解が示されており、また、I-V 特性測定の測定時間と日射変動の相関が明らかにされたことから、低照度下においても I-V 特性測定による不具合判別が可能となってきた。

具体的には、屋外高精度性能評価技術の開発が進められており、①日射モニタとして、屋外用に設計された PVMS を使用し、サンプルの直近に設置する。②I-V 特性測定時間を 200ms とすることにより、測定中の放射照度の変動を低減する(放射照度の変動の顕著な日においても測定中の日射はほぼ±0.5%以内に抑えられる)。③温度センサを樹脂テープで貼り付けることにより、モジュール温度を高精度で測定できる。以上の知見から、I-V 特性測定時間を 200ms 以内に抑えることにより測定中の放射照度変動が±0.5%以内に抑えられることから、200ms 以内で測定できる計測器を使用する場合には、測定中の日射変動をモニタする必要がなくなった。なお、I-V 特性測定時間の Max は規定していないが、測定中の太陽電池モジュールの温度上昇も考えると、JIS C 8953 で規定される 1 分間以内に測定を終了することが望ましい。

本文中に、「放射照度の変動が予測される場合は複数回測定してみて同一波形が得られることを確認するこ

とが望ましい。」と記述したが、具体的には複数回の測定カーブにおける変曲点等に差異が認められないことを確認すれば良い。

4. 測定機器について

(1)I-V 特性測定器

最低放射照度として $300\text{W}/\text{m}^2$ を設定する際に P_{max} に対して 5% の測定誤差を許容した。

本ガイドラインの測定対象となる太陽電池ストリングの開放電圧を $200\text{V}\sim 600\text{V}$ 、短絡電流を $5\text{A}\sim 10\text{A}$ と想定しているが、測定器の誤差表記には測定値(読み取り値)に対して精度を規定する場合と、フルスケールに対しての精度を規定する表記方法に別れている。JIS C8953 ではフルスケールで 0.5 級を指定しているが、 1000V 対応の測定器で測定精度 $\pm 0.5\%$ FS の場合、 $\pm 5\text{V}$ の誤差を有すことになり、ストリング電圧が 200V のシステムに対しての精度は $\pm 2.5\%$ になる。

電流についても同様に、 $300\text{W}/\text{m}^2$ の最低照度下での電流を 1.5A と想定すると、 30A 対応の測定器で測定精度 $\pm 0.5\%$ FS の場合、 $\pm 0.15\text{A}$ の誤差を有すことになり、 1.5A の測定値に対して $\pm 10\%$ の誤差を有すことになり、低照度下での測定においては、測定器の精度に留意する必要がある。

このため、測定器として 200V 以上の電圧測定、 1.5A 以上の電流測定の誤差として読み取り値の $\pm 2.5\%$ を目安値とした。

(2)放射計または日射センサ

I-V 特性測定時の放射照度および日射変動をモニタする放射計は、以下の理由により「太陽電池の特性に近い応答速度、入射角依存性、分光感度を有す放射計または日射センサで測定することが望ましい。」とした。

今回は 200ms 以内での I-V 特性測定を推奨しているため、測定中の日射を測定する目的では、現行の熱的な日射計は誤差要因となることに留意する。

今回の測定は太陽電池性能測定用のレファレンスとしての日射測定が目的であるため、それらの特性が太陽電池モジュールと同等の特性を有すシリコンフォトダイオードを用いた日射センサや産総研で研究している太陽電池モジュール構造の日射センサ(以下、PVMS と言う。)、JIS C 8904-2 で規定される基準モジュール、ワーキング基準太陽電池が使用可能であるが、どの測定器を用いる場合も、測定に際しては使用する測定器の特性を確認の上で使用することが望ましい。

なお、これらの測定器が入手できない場合も考慮して、誤差要因は大きくなるが、被測定対象ストリングの短絡電流から放射照度を計算により求めることも許容した。

(3)太陽電池モジュール温度の測定

①モジュール温度の計測精度については、JIS C 1602 の T 熱電対クラス 2(許容差は $\pm 1^\circ\text{C}$)を使用することが一般的であるが、太陽電池の温度係数を大きめに見て $-0.5\%/^\circ\text{C}$ とした場合に 2°C の誤差が含まれていても P_{max} に対する誤差は、1% の誤差にしか相当しない。このため、熱電対の許容差に測定誤差等も含めて、 $\pm 2^\circ\text{C}$ とした。

②モジュール温度の測定においては、「温度計は樹脂テープ等により測定対象物に密着させるように貼り付けることを推奨する」としたが、ポリイミドテープとアルミテープで温度センサを固定した場合、熱放射率の低いアルミテープの方が高い温度になるが、屋内測定との比較や数値シミュレーションにより、ポリイミドテープの方がデバイス温度に近いとの内容が 2014 年の太陽エネルギー学会等で産総研から発表されたことに基づき採用した。

③本ガイドラインを精密点検の前段として、太陽電池ストリングの不具合の可能性を判断する定期点検と位

置づけ、太陽電池モジュールメーカーのサービス部門からの助言も参考にして、測定精度は落ちるが、放射照度およびモジュール温度を計測しなくても、不具合の可能性有無を判断できる内容として採用した。

④気温計測精度についても解説 4-(3)-①と同様に $\pm 2^{\circ}\text{C}$ とした。なお、モジュール温度を類推する目的の気温測定であるが、気温測定には百葉箱を使った自然通風方式や、強制通風方式による計測が必要となるため、そういった気温測定の環境が無い場合は、気象庁の地域データを利用してモジュール温度を類推することも可とした。

(4)風速計

一般的な風速計は $\pm 5\%$ の精度であること、および、ガイドライン 6-(3)-①-(b)の補正式で算出される T_{PA} については、以下の環境条件を考慮しても、 T_{PA} は最大でも 0.5°C しか影響を受けないため、読み値に対して $\pm 5\%$ での精度で可とした。

また、風速もモジュール温度を類推する目的の風速測定であるが、気温測定が一般的には困難であることを鑑み、風速についても同様に気象庁の地域データを利用してモジュール温度を類推することも可とした。

環境条件: 風速 1m/s \sim 20m/s

気温 $0^{\circ}\text{C}\sim 35^{\circ}\text{C}$

太陽電池設置方式: 架台設置形、屋根材形

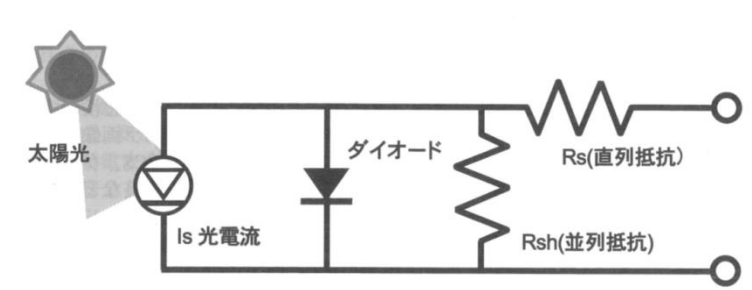
4. 測定結果の確認と対処方法

(1)開放電圧

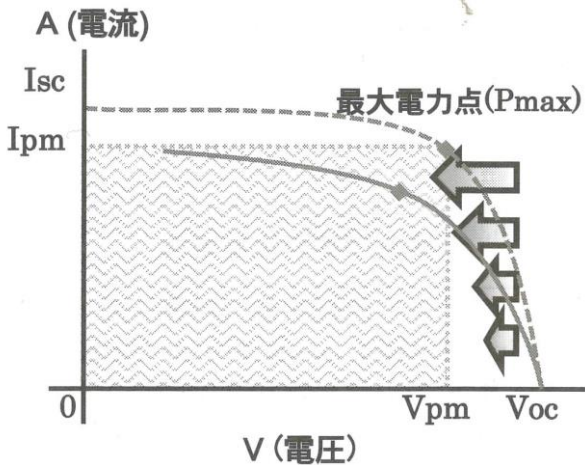
開放電圧はモジュール温度や風速により変化するためあくまで目安にしかならないが、 V_{oc} の温度特性を $-0.4\%/^{\circ}\text{C}$ 、内部発熱による温度上昇を $30\sim 40^{\circ}\text{C}$ と仮定した。外気温は稚内および那覇の2010 \sim 2015年の平均気温および最高気温の平均値から算出した数値(外気温 3 \sim 5月: $-1.0\sim 21.2^{\circ}\text{C}$ 、6 \sim 8月: $12.7\sim 31.5^{\circ}\text{C}$ 、9 \sim 11月: $3.6\sim 30.4^{\circ}\text{C}$ 、12 \sim 2月: $-4.7\sim 21.2^{\circ}\text{C}$)を使用し、公称開放電圧の許容値 $\pm 10\%$ を加味して目安となる範囲を算出した。

(2) I-V 特性測定データの考察

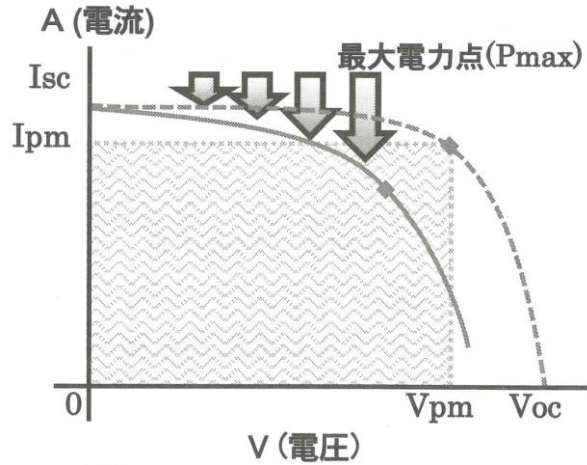
今回のガイドラインでは、判定基準を明確にするため掲載はしなかったが、太陽電池の等価回路および原理的な特性を以下の図解1 \sim 図解4に示す(日本太陽エネルギー学会発行「太陽光発電システムの定期点検及び不具合調査に関するガイドラインについての報告書」^[14]から抜粋)。



図解1 太陽電池の等価回路



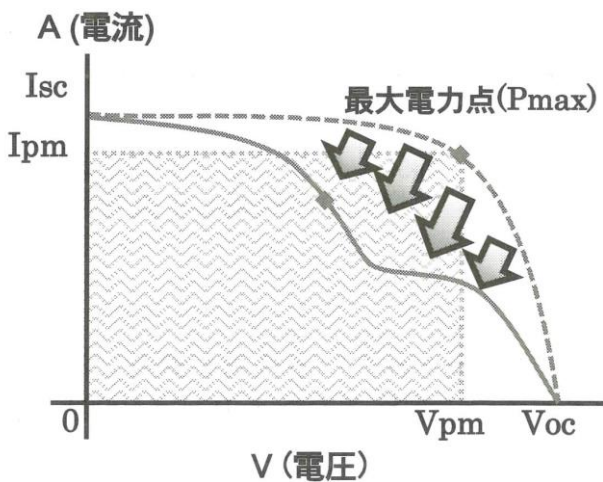
図解 2 直列抵抗 (R_s) の増加



図解 3 並列抵抗 (R_{sh}) の低下

図解 1 の等価回路に示される R_s が増加する場合は、図解 2 に示されるように V_{oc} に異常はないが電流が増加するに従い出力が低下する。この場合は、低照度下の I-V 特性測定においては、電流が少ないため、相対的に R_s の影響を受けにくくなり、 P_{max} は相対的に大きくなるため P_{max} の判定において、不具合を見逃すことがあることに留意する。

逆に、図解 3 のように R_{sh} が低下(漏れ電流が大きくなる)する場合は、電圧が増えるに従い出力が低下する。この場合は、低照度下の I-V 特性測定においては、 P_{max} が相対的に小さくなるため、過敏に不具合判定をすることがあることに留意する。



図解 4 部分的な影、特性の変化

図解 4 は部分的な影の影響が考えられる例であるが、影の影響を受けていない場合は、特性の変化が疑われるので、精密点検を行うことが望ましい。

(3) 対処方法

不具合の可能性を判断した場合は、精密点検を実施することにより正確に不具合の有無を判断することを推奨している。

P_{max} の判定はストリング全体の公称値に対して保証値を下回るかどうかで、精密点検を行う様にしているため、例えばストリングの内 1 枚の太陽電池モジュールに保証値を下回る P_{max} の劣化があっても発見できない可能性もあり、かなり緩い判定となっている。一方で、波形異常に対しては、精密点検により原因をはっきりさせる

必要もあり、バイパスダイオードのチェックや、ホットスポットの確認等の点検に結び付けられるように精密点検を推奨している。

精密点検は、 P_{max} の劣化が疑われる場合は、JIS C 8953 に従ってストリングの I-V 特性測定を実施するか、太陽電池モジュール単体で STC 変換可能な条件で測定を行うことを推奨する。

波形歪や V_{oc} の異常が見受けられた場合は、配線路探査や赤外線サーモグラフィ、バイパスダイオードチェック、EL/PL特性の確認により不具合箇所を特定するが、専門的知識が必要となるため専門の業者などに相談する。

5. 参考文献

- [1] K. Paghasian, G. TamizhMani, "Photovoltaic module power rating per IEC 61853-1: A study under natural sunlight" Solar ABC Study Report (2011) (www.solarabcs.org)
- [2] European Commission Joint Research Center, "Guidelines for PV Power Measurement for Industry" (2010) JRC Scientific and Technical Reports EUR24359 EN
- [3] 菱川、土井、比嘉、山越、大島、増田、若林" 太陽電池屋外高精度評価技術～幅広い日射強度・温度範囲における高精度測定の検討～" 太陽/風力エネルギー講演論文集 (2015) 25-28
- [4] Y. Hishikawa, T. Doi, M. Higa, K. Yamagoe, and H. Ohshima, "Precise Outdoor PV Module Performance Characterization Under Unstable Irradiance" IEEE J. Photovol. 6-5 (2016) 1221-1227 DOI: 10.1109/JPHOTOV.2016.2571620
- [5] Y. Hishikawa, H. Ohshima, M. Higa, K. Yamagoe, and T. Doi, "Precise Determination of the STC I-V Curves by Wide-Range Linear Extrapolation of Outdoor I-V Curves on Partly Sunny Days", Proceedings of the 32nd EUPVSEC (2016)(5DO.11.4), 1716-1719, DOI: 10.4229/EUPVSEC20162016-5DO.11.4
- [6] 土井、菱川、比嘉、大島、山越" PVモジュール日射センサ構造の最適化～ダミーセルサイズの影響評価に関する予備試験結果" 太陽/風力エネルギー講演論文集 (2015) 29-31
- [7] 菱川善博 PVTEC ニュース Vol.72 特集2 太陽電池屋外測定の高精度化
- [8] JIS C 8953 結晶系太陽電池アレイ出力のオンサイト測定方法
- [9] JIS C 8913 結晶系太陽電池セル出力測定方法
- [10] JIS C 8907 太陽光発電システムの発電電力量推定方法
- [11] Y. Tsuno et. al., Evaluation of Different PV Modules in HOKUTO MEGA-SOLAR PROJECT, 5th WCPSEC, (2010), 3075-3739.
- [12] 津野、菱川 太陽電池モジュールの温度・照度特性が発電量推定精度に与える影響の評価太陽/風力エネルギー講演論文集, 489-492, 2012
- [13] 菱川善博 光発電 No.39 技術の視点 2/太陽電池における迅速・低コストな測定を実現する技術
- [14] 日本太陽エネルギー学会発行「太陽光発電システムの定期点検及び不具合調査に関するガイドラインについての報告書」

6. 謝辞

本ガイドラインは、以下の方に検討会に参加いただきまとめました。また、産総研の菱川善博氏や東京理科大学の植田譲氏にも個別にご助言をいただくなど、学術的な見地と点検の現場での声を反映させて、低照度下においても測定可能な I-V 特性の測定方法のガイドラインとしてまとめることが出来ました。この場を借りて感謝申し上げます。本ガイドラインが、点検の現場で活用されることを期待しています。

屋外環境下における I-V 特性の測定方法標準化検討会参加者一覧

検討会 リーダー	太陽エネルギー学会会長 兼 PVTEC 専務理事	太和田 善久
検討会 サブリーダー	デュポン・スペシャルティ・プロダクツ株式会社	柴田 道男
	英弘精機株式会社	西川 賢
	英弘精機株式会社	竹内 栄治
	オーナンバ株式会社	畦地 理
	菊水電子工業株式会社	奥川 敦雄
	株式会社ケミックス	坂本 清彦
	株式会社ケミックス	渡邊 仁
	国立研究開発法人 産業技術総合研究所	菱川 善博
	国立研究開発法人 産業技術総合研究所	土井 卓也
	シャープ株式会社 ^{※1}	北村 佳也
	新栄電子計測器株式会社	成勢 幸一郎
	大日本印刷株式会社	上野 滋弘
	大日本印刷株式会社	在原 慶太
	特定非営利活動法人 太陽光発電所ネットワーク	宮下 洋一郎
	特定非営利活動法人 太陽光発電所ネットワーク	都筑 建
	田淵電機株式会社	岡本 光央
	テュフ ラインランド ジャパン株式会社	津野 裕紀
	一般財団法人 電気安全環境研究所	大林 只志
	一般財団法人 電気安全環境研究所	増田 幸治
	株式会社戸上電機製作所	片渕 健
	株式会社戸上電機製作所	吉富 行雄
	日本カーネルシステム株式会社	平尾 和幸
	日本カーネルシステム株式会社	浅井 順
	日本カーネルシステム株式会社	長畑 賢
	VDE グローバルサービスジャパン株式会社	佐藤 明生
	三井化学株式会社	福田 伸
	株式会社横浜環境デザイン	池田 真樹
事務局	太陽光発電技術研究組合	善里 順信
事務局	太陽光発電技術研究組合	高川 悌二
事務局	太陽光発電技術研究組合	斉藤 洋子
事務局	太陽光発電技術研究組合	池田 祐一

※1 ガイドライン発行時点では、田淵電機株式会社に所属

屋外環境下における I-V 特性測定方法ガイドライン (結晶シリコン太陽電池版)

2016 年 12 月 15 日 第一版

編集・発行

太陽光発電技術研究組合

事務局長 池田 祐一

発行所：太陽光発電技術研究組合

住所：東京都港区芝公園 3 丁目 5 - 8

電話：03-6403-4800

©太陽光発電技術研究組合

本文書を引用される場合は、出展を明記ください。