

### Ⅲ. 太陽光発電設備の評価・回復手法の技術情報および利用ガイド

#### 電気編

#### Ⅲ.電気編:目次

1	はじめに	105
2	用語の定義	105
3	電気設計の評価	108
3.1	電気関係書類の評価	108
3.2	設置機器・配置設計	112
3.3	電気設計	112
3.4	発電特性	114
4	電気設計・施工および現状の現地調査による評価	118
4.1	維持管理・点検記録の確認	118
4.2	太陽電池モジュールの確認	118
4.3	太陽電池モジュール以外の機器、電気設備の確認	139
5	発電システムの回復技術	160
5.1	太陽電池モジュール・機器の交換	160
5.2	安全化設計	161
	別添	164
	別添 1 太陽光発電設備目視検査シート	164
	別添 2 太陽電池モジュール目視検査シート	179
	別添 3 現地における太陽電池モジュールの機能評価手法	191
	別添 4 I-V カーブ異常原因と確認方法・対処方法の例	192
	別添 5 発電性能のシミュレーション設計におけるチェックリスト	195
	別添 6 発電実績の評価におけるチェックリスト	200

## 1 はじめに

現時点で太陽光発電設備のリスクに関して評価・回復フローやその技術に関する例が十分でないため、本ガイドでは太陽光発電設備における電気関係の手段について詳細を記載した。

電気設備の場合、リスクがある場合は基本的には交換となる。そのため、評価技術を中心に記述する 3 章にはシステム設計の評価方法、4 章には現地における確認・評価方法、5 章には回復技術(リスクをより低減する技術)について紹介する。

なお、本ガイドにおいて、回復とは「元通りに戻すこと」に加えて、「リスクを低減すること」「元の性能よりも性能を向上した状態とすること」として機器交換、補修、補強も含むこととして用いている。

## 2 用語の定義

アーク故障	大きな電圧によって絶縁体が破壊され、電気が流れることを絶縁破壊であり、絶縁破壊によって流れた電気をアーク放電と言う。このアーク放電による機器の損傷のこと。
印加電圧	電気回路に電源や別の回路から電圧を与えること。
逆流防止ダイオード	太陽電池モジュール、太陽電池サブアレイ又は太陽電池アレイへの電流の逆流を防止するために直列に挿入するダイオード。
コネクタ	回路と回路を容易に電氣的に接続したり切り離したりするための部品。
コンデンサ	電気を貯めたり放出したりする電子部品のこと。直流を通さず絶縁するはたらきもある。
事故電流	地絡、正負極間短絡などの事故時に流れる、通常状態以外での電流のこと。
遮断器	電気回路に流れる電流を遮断することができる装置のこと。負荷電流だけでなく、短絡などの事故時に発生する電流も遮断できるもの。
静電容量	導体の電位を 1[V]上げるのに必要な電荷量、またはコンデンサなどに蓄えられる電荷量のこと。
絶縁低下	絶縁体の絶縁性能が低下すること。
絶縁抵抗	絶縁体の抵抗値で、絶縁性を表わすもの。
絶縁トランス	絶縁トランスは、一次側と二次側が完全に分離されたコイルを持つトランスのこと。一次側と二次側の電圧が同一であることが一般的であり、電源側の接地系統から分離され、感電防止が図られる。
接続箱	複数のストリング出力側と負荷側とを、又は複数のアレイ出力側と負荷側とを端子で中継し、必要に応じて逆流防止素子、直流開閉器等を収納した密閉箱。

接地抵抗	電気が大地と接続されているその間の抵抗値のこと。
対地静電容量	太陽電池アレイと大地間では、絶縁体を二つの導電体が挟み込むコンデンサの構造と同じになり、その間に存在する静電容量のこと。
対地電圧	大地と回路の各層相の間の電圧のこと。
太陽光発電	太陽光のエネルギーを直接電気エネルギーに変換する発電方式。光起電力効果を利用した太陽電池を用いるのが一般的である。
太陽光発電システム	<p>光起電力効果によって太陽エネルギーを電気エネルギーに変換し、負荷に適した電力を供給するために構成された装置及びこれらに附属する装置の総体。法令により、太陽光発電設備、太陽電池設備等、様々な呼称が用いられる。なお、太陽光発電設備は構成する設備を意味して、太陽光発電システムは運用、体制も含めた発電事業を行う全体システムとして利用されることもある。</p> <p>本文書では、太陽光発電システムと太陽光発電設備について、明確に使い分けはせず、一般呼称として、文章中は太陽光発電設備を主に利用し、文献等に利用されている用語として太陽光発電システムを利用する。</p>
太陽光発電設備	<p>太陽光発電システムを構成する装置及びこれらに附属する装置の総体。</p> <p>本ガイドラインでは、太陽光発電システムと太陽光発電設備について、明確に使い分けはせず、一般呼称として、文章中は太陽光発電設備を主に利用し、文献等に利用されている用語として太陽光発電システムを利用する。</p>
太陽電池	太陽光等の光の照射を受けてそのエネルギーを直接電気エネルギーに変える半導体装置。光起電力効果を利用した光電変換素子の一種。太陽電池セル、太陽電池モジュール、太陽電池パネル、太陽電池アレイ等の総称として用いる場合もある。
太陽電池アレイ	太陽電池架台および／または基礎、その他の工作物をもち、太陽電池モジュールまたは太陽電池パネルを機械的に一体化し、結線した集合体。太陽光発電システムの一部を形成する。
太陽電池モジュール	太陽電池セルまたは太陽電池サブモジュールを耐環境性のため外囲器に封入し、かつ規定の出力をもたせた最小単位の発電ユニット。
太陽電池ストリング	太陽電池モジュールを、配線で「直列」に組み合わせた単位のこと。
太陽電池パネル	現場取付けができるように複数個の太陽電池モジュールを機械的に結合し、結線した集合体。

短絡	電線やケーブルなどの絶縁不良により、正負極間が接触すること。
地絡	電路と大地が接触し、大地に電流が流れる現象のこと。
等電位ボンディング	関連する電気設備を、共用の接地極に接続して等電位化することにより、過電圧を抑えるためのもの。
バイパスダイオード	発電していないモジュールを回避する目的のダイオードのこと。
パワーコンディショナ (PCS)	主幹制御監視装置、直流コンディショナ、インバータ、直流/直流インタフェース、交流/交流インタフェース、交流系統インタフェース等の一部または全てから構成され、太陽電池アレイ出力を所定の電力に変換する機能を備えた装置。Power Conditioning sub-System(PCS)。
IEC	国際電気標準会議(International Electrotechnical Commission)。電気および電子技術分野の国際規格の作成を行う国際標準化機関で、各国の代表的標準化機関から構成されている。
LPS	雷防護システム(Lightning Protection System)のこと。
SPD	雷によって発生する電気・電子機器の故障を防ぐ機器(Surge Protective Devices)のこと。

### 3 電気設計の評価

#### 3.1 電気関係書類の評価

1. 電力関連書類を確認する。
2. 竣工図書関係書類を確認する。
3. 維持管理関連書類を確認する。

システム関連書類としては下記が存在する。これらの書類が無い場合は新たに作成するもしくは、設計・施工事業者からデータを取り寄せ、図書を再作成する。ここでは代表的なものを示す。書類一覧は「太陽光発電事業の評価ガイド」を参考とするとよい。

##### ①電力関連書類

- ・接続検討回答書
- ・特定契約書
- ・接続契約書
- ・系統連系におけるパワーコンディショナの整定値表  
逆潮流の有無、再エネ特措法利用の有無などにより書類が異なる。また、書類名称は電力会社により異なる場合がある。

##### ②竣工図書関係書類

- ・各機器の配置図(図 3-3 参考)
- ・電気配線図
- ・系統(ストリング)配線図(図 3-4 参考)
- ・単線結線図(図 3-5 参考)
- ・各機器の仕様書
- ・施工計画書(工事計画書)
- ・施工(工事)記録
- ・各機器の保証書
- ・竣工検査記録及び試験成績書
- ・使用前自己確認、使用前自主検査の結果

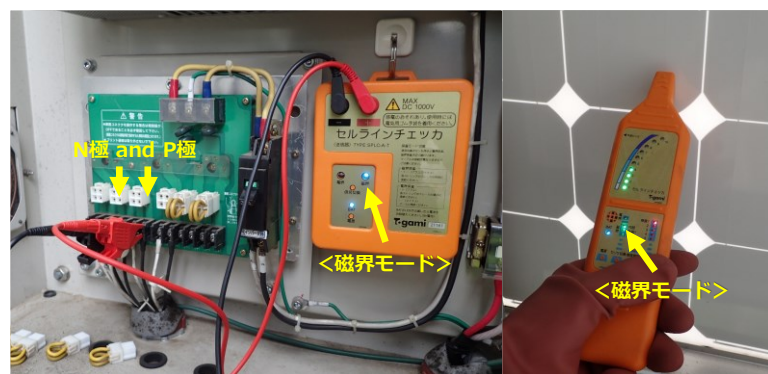
##### ③維持管理関連書類

- ・保守点検計画書(法定点検実施記録を含む)
- ・保守点検実施記録
- ・修理、修繕等の記録

基本的には、書類が無い場合は、現地において目視等により確認する必要がある。この中で、系統(ストリング)配線図の現地確認方法を以下に紹介する。

### ①配線探査機の利用

セルラインチェッカ(戸上電機製作所製など)の「磁界モード」を利用して確認する。まずセルラインチェッカの送信器を「磁界モード」に切り替え、マイナス側のプローブ(黒)を対象太陽電池ストリングの負極に接続し、プラス側のプローブ(赤)を正極に接続する。次に、受信器も「磁界モード」(感度は「2」程度)に設定して、太陽電池モジュールケーブルあるいはモジュールのインターコネクタやバスバー(つまり、送信器の信号が通っているはずの電気回路部分)に近接させて、シグナルの有無により送信信号が通っているモジュールを見つける。一つ目の太陽電池モジュールが見つかることができれば、太陽電池モジュールケーブルの接続状況や平面図などを参考に、それと直列接続されているモジュールを順次確認する。以上のことを、測定している接続箱内の太陽電池各ストリングに対して順次実施することにより、接続箱内の太陽電池ストリングが具体的にどの太陽電池モジュール群に対応しているのかを知ることができる。



(a)送信器の設定 (b)受信器の設定



(c)モジュール表側からの探査 (d)モジュール裏側からの探査

図 3-1 配線経路の確認

### ②日影と電流測定方法

太陽電池モジュールに日影をかけ、太陽電池ストリング電流を測定することにより、電流の変化を確認する。

### ③屋外 EL の利用

屋外 EL を利用して、接続箱から電流を注入する太陽電池ストリングと発光する太陽電池モジュールから太陽電池ストリング配線を確認する。

④非接触電流測定装置とストリング电路の開閉

接続箱の太陽電池ストリング電路を遮断機により開閉する前後において、太陽電池モジュールの通電を非接触電流測定により行うことで、当該太陽電池ストリングに含む太陽電池モジュールを特定することで配線を確認する。



図 3-2 非接触電流測定による太陽電池ストリング配線の確認方法の概要

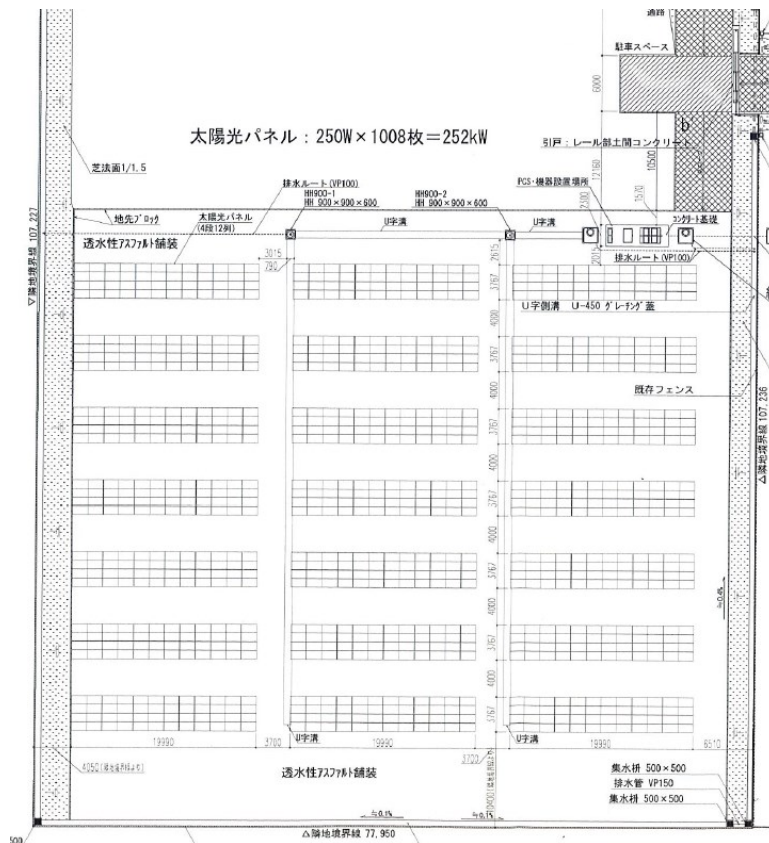


図 3-3 各機器の配置図の例





図 3-4 系統(ストリング)配線図の例

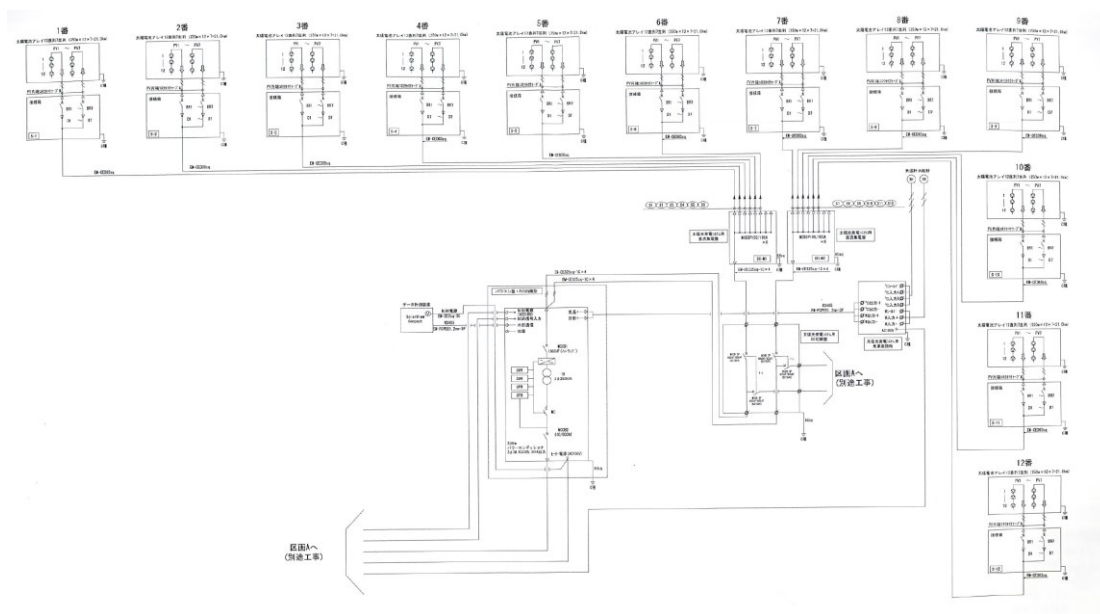


図 3-5 単線結成図の例



### 3.2 設置機器・配置設計

1. 各機器の設置位置と配置図を確認する。
2. 各機器の数量と部材表等を確認する。
3. 各機器間の配線経路と配線図を確認する。
4. 各機器及び設置環境と各仕様書を確認する。
5. 各機器の保守スペースを確認する。

発電システムのうち、配置・設置環境について確認する。これらの書類が無い場合は新たに作成するもしくは、設計・施工事業者からデータを取り寄せ、図書を再作成する。現地において設計図書との整合性を確認する必要があるが、4章の現地調査において同時に確認する。

- ①各機器の設置位置と配置図の検証
- ②各機器の数量と部材表等の検証
- ③各機器間の配線経路と配線図の検証
- ④各機器及び設置環境と各仕様書との検証
- ⑤各機器の保守スペース検証

機器の仕様書の記載にある場合、その保守スペースの条件が確保されているか確認する。また、消防隊員の活動スペースについては、東京消防庁の「太陽光発電設備に係る防火安全対策の指導基準について」が参考となる。(参考：<https://www.tfd.metro.tokyo.lg.jp/hp-yobouka/sun/shidoukijun.html>)

### 3.3 電気設計

1. 地絡(対地間絶縁低下)に対する保護対策を確認する。
2. 短絡(正負極間絶縁低下)に対する保護対策を確認する。
3. 過電流に対する保護対策を確認する。
4. 雷害に対する保護対策を確認する。
5. システム最大使用電圧と各機器の仕様を確認する。
6. システム最大使用電流値と各機器の仕様を確認する。

太陽光発電設備の電気設計全体については、電気設備技術基準への適合を確認することが原則となる。設計図書・仕様書等により各設計項目を確認する。具体的な内容は電技解釈およびその解説などの関連規程への適合性、また、電気設計全体や機器については IEC 62548-1(2023)、JIS C62548(2023)を参考に安全設計を確認する。主な確認項目は下記の通りである。

- ・ ケーブル・接地線、接続箱・集電箱内素子は設備仕様の適合性の確認(接地線の太さや接続方法)。
- ・ 配線の絶縁距離、熱容量設計、正極、負極を分離して配線されている等の確認。
- ・ 接地設計、等電位ボンディング方法の確認。
- ・ ヒューズ、遮断器、ブロッキングダイオードが関連規格、規程などへの適合性の確認。
- ・ 雷対策として、外部 LPS 機器、内部 LPS 機器の関連規格、規程などへの適合性の確認。

- ・ 地絡検知装置の関連規格、規程などへの適合性、仕様の確認。
- ・ システム最大使用電圧の確認(温度補正)。
- ・ 両面受光によりシステム最大使用電流の確認。
- ・ 獣害対策が適切に行われているかの確認。

また、電気設計時の基本的な機器選定として、設備を構成する各機器(太陽電池モジュール、ケーブル、コネクタ、接続箱、集電箱、パワーコンディショナ、トランス、接地線、保護管など)の絶縁性能が法令および関連規格、規程などに適合性を確認する。

### 3.4 発電特性

1. 発電特性のシミュレーションの設計値を確認する。
2. 発電実績値を評価する。

#### (1) 発電特性のシミュレーションによる設計値

設計時の発電電力量の予測・推定や評価は、経済性の評価や完工検査、劣化や故障の有無の確認等様々な目的で利用される。一方、発電電力量予測・推定の手法は、簡易的なものから詳細なパラメータが必要になるものまで様々であり、使用するデータ、設計仕様によってもその値や値の信頼性は変動するため、事業規模や重要度に応じて適したものを選定する必要がある。また、実績発電電力量を評価する際は、月単位、年単位での評価だけでなく、場合によっては時間単位の評価や大規模な太陽光発電設備の場合は太陽光発電設備のエリアを区切った評価が必要になるケースもある。加えてモニタリング装置や計測のサンプリングタイムも様々であり、これらは発電所の管理体制にも直結する。発電特性のシミュレーション値がない場合は、シミュレーションを実施しなす。シミュレーションを実施するうえで重要となる要素について下記に示す。

#### ① エネルギーの変換工程と損失

表 3-1 に太陽電池に照射される光のエネルギーから発電電力までのエネルギー変換の過程で発生する損失の項目を示す。ほとんどの項目は数%程度ではあるが、考慮しない項目が多いと実際の発電電力量は高めに推定される。また、木や建物・積雪等の遮光物の影響や過積載・力率による出力制限は太陽光発電設備の周辺の状況やシステム設計に依存するため、設定根拠が適切であるか注意する。

表 3-1 エネルギー変換の過程で発生する主な損失

損失/利得要因			
入力	入力(傾斜面日射)		
日射	遮光物	PCS	変換効率
	入射角度特性		過積載
	汚れ		スタンバイ
	積雪		
太陽電池	低照度特性	配線	低圧配線抵抗
	温度特性		変圧器
	影によるミスマッチ		高圧配線抵抗
	光劣化	出力	PR(システム出力係数)
	直流配線抵抗		

#### ② シミュレーション方法

シミュレーション方法は、PVsyst や System Advisor Model (SAM) 等、ソフトウェアを用いて 1 時間程度の単位で逐次計算するものから、JIS C8907「太陽光発電システムの発電電力量推定方法」等パラメータ分析法により月単位で損失率を計算するものなどがある。独自に開発されたソフトウェアを用いている場合は特に名称やバージョン情報を取得する。

### ③日射量

日射量はある程度の期間の日射を統計的にまとめたものを用いることが多く、NEDO が提供する METPV-20/MONSOLA-20 や Meteotest 社が提供する Meteororm、Solargis 社が提供する Solargis などが存在し、観測された日射量に基づくものもあれば、衛星で取得された情報から推定される日射量を用いられているものがある。これらは水平面全天日射および直達/散乱日射として提供されているため、設置される太陽電池モジュールの設置傾斜面にあわせて傾斜面日射に変換する必要がある。傾斜面日射量への変換方法はいくつか存在するため、その情報を取得しておく。また、太陽電池アレイの方位角や傾斜角が複数存在する太陽光発電設備の場合については、その計算方法についても情報を取得しておく。また、ソフトウェアやモデルが十分に検証されているか、実際の発電所のデータを元に検証されているかについて確認する。

### ④遮光物

山や木、建物などによる遮光により発生する損失である。これらの影響を計算するには、魚眼画像の撮影により影を分析したり、3D モデルを作成して太陽光発電設備全体の影の分布を分析する方法などがある。特に傾斜地や山中に設置された太陽光発電設備は遮光物による影の損失量が多いケースがある。魚眼画像の撮影では撮影点における影の分析には適しているが、大規模な太陽光発電設備の場合は 3D モデルを用いた計算をした方がより現実に近似させた分析が可能である。ただし、3D モデルを用いた分析を行う場合は地面の勾配や太陽電池アレイの設置間隔、遮光物の高さの情報などが必要となるため、精度とコストを考慮した計算方法を技術者とあらかじめ協議し、定めた条件を残しておく。

### ⑤太陽電池

太陽電池の公称最大出力や公差、温度係数等は仕様書に記載されていることがほとんどであるが、光劣化や入射角度特性、照度特性等は記載されていない場合が多いため、前提条件を確認する。

### ⑥パワーコンディショナ(PCS)

パワーコンディショナは効率だけでなく、力率の設定や過積載による出力抑制による損失等が存在する。パワーコンディショナの最大出力電力以上に太陽電池の発電電力が入力された場合、パワーコンディショナの最大出力電力で制限されるため、過積載率の高いシステムではこの損失が大きくなる。また、需給バランスによる出力制御指令による制御や、逆潮流防止による制御においても、PCS が意図的に出力電力を制限するため、同様な損失が発生する。この出力の制限による損失は日射や各種損失によって変動するため、細かい時間間隔での計算が必要である。

### ⑦両面受光型太陽電池

両面受光太陽電池が使用される場合、その発電電力量はアレイの高さやアレイ間隔、地面の反射率(アルベド)に強く依存し、その計算はレイトレーシングや形態係数(View factor)を用いた方法が存在する。裏面に架台等の遮光物がある場合、遮光物の形状によっては裏面受光による発電電力を大幅に低下させることもあるため、計算に考慮された条件には注意する。

### ⑧不確かさ

日射や各種損失の計算などの項目のばらつきが発電電力量の計算結果に及ぼす影響を「不確かさ」として

数値化したものである。特に日射については単年の日射量のばらつきが大きいため、記載された不確かさの算出根拠の検証地域や統計年などが重要となる。

#### ⑨長期予測/経年劣化

長期の発電電力量を予測する場合は特に⑧で求められた不確かさの数値を基に超過確率が併記される場合が多い。これは P50 や P90 などと表記され、それぞれ Probability 50% (50%の確率でこの数値以上となる)、Probability 90% (90%の確率でこの数値以上となる)を示しており、この数値には太陽電池モジュールの経年劣化を含めていることが一般的である。経年劣化率は当該の太陽電池モジュールではなく、過去の分析結果等に基づく数値が採用されることが多いが、太陽電池モジュールメーカーの保証値が採用されることもある。

上記項目のチェックリストを別添 5 に示す。記載の有無だけでなく、計算根拠の有無もまとめることで計算結果に対する一定の評価が可能である。

#### (2) 発電実績値の評価

発電実績値の評価としては、一般的に太陽光発電設備の稼働値を月単位で確認する。発電電力量は最も重要な数値ではあるが、発電電力量は日射量に強く依存し、日射量のばらつきは大きいことから、単純に発電電力量を評価するだけでは太陽光発電設備の正常稼働を確認することはできない。そこで以下のような評価が行われる。

##### ①システム出力係数(PR)の過去値との比較

PR (Performance ratio) は発電電力量を、太陽電池アレイ容量と日射量で割った値で計算される。日射や太陽電池アレイ容量により相対化されているため、気象条件が大きく変化していなければその数値は毎年類似の傾向となる。低下傾向が確認された場合は何らかの不具合が発生していると考えることができる。なお、出力制御や逆流防止などの意図的な制御により発電電力量が低下する運転を行う場合がある。この場合、システム出力係数が低下することになる。そのため、制御した時間帯を除去するなどの評価が必要となる。

##### ②長期予測値のシミュレーション値との比較

前述した長期予測結果の P50 の各月の発電量との比率等を用いて計算される。日射量の増減が大きいため①に比べ比率の変動は大きくなることが想定されるため、不具合の傾向等を確認することは難しいが、事業としての収支見込を長期予測値で設計した場合には、その収支が達成されたかどうかを確認する目的では有効な数値である。なお、出力制御や逆流防止などの意図的な制御による発電電力量が低下する運転については、長期予測値のシミュレーションに含む場合は期待値として評価できるが、シミュレーションに考慮していない場合は、損失要因として評価されることに留意すること。

##### ③実測の気象をベースに計算されたシミュレーション値との比較

発電所で観測した日射やモジュール温度などの情報を基にシミュレーションした発電電力量と実績発電電力量の比率等を用いて計算される。シミュレーションや日射計測の精度にも依存するが、シミュレーションと実績の数値を直接比較できるため、太陽光発電設備の稼働停止や不具合による発電性能低下を確認することが

比較的容易である。判断基準は実施するシミュレーションのレベルにより異なるため、シミュレーションの推定精度よりも大きな変化がある場合に確認するなどを推奨する。なお、出力制御や逆潮流防止などの意図的な制御をシミュレーションに含む必要があるが、シミュレーション段階では、発生時間帯などが不明である。実績との比較を行うためには、発生時間帯を同じにする必要があるため、制御発生時間帯を記録して、シミュレーションに反映させる必要がある。

#### ④ 近隣の太陽光発電設備との比較

近隣の太陽光発電設備の発電電力量と実績発電電力量の比率等を用いて計算される。太陽電池の設置角度等が一致していることが条件ではあるが、両者を比較することで不具合の発生の有無が確認できる場合がある。ただし、比較対象の太陽光発電設備に不具合があった場合や両者が同じような低下傾向を示した場合はその限りではないことに注意する必要がある。

#### ⑤ 計測システムの確認

計測システムに関しては JISC8906「太陽光発電システム運転特性の測定方法」、や IEC 61724「Photovoltaic system performance - Part 1: Monitoring」が参考になる。一般に太陽光発電設備全体の稼働が大きく低下するケースは、積雪によるものや、木の成長による遮光エリアの拡大等があるが、これらは観測しやすい。大規模な太陽光発電設備の場合、小さい単位での不具合の発生が、全体の発電電力量からは観測することが難しい。そのため、発電電力量をエリアごとやパワーコンディショナごとといった細かい単位で計測し、故障発生から補修までの時間をできるだけ短くすることが望ましい。

#### ⑥ 計測に関する保守状態の確認

保守点検の作業記録からパワーコンディショナ停止などがあった日数や日射計の清掃記録等を確認する。

上記項目のチェックリストを別添 6 に示す。非常に簡易なものではあるが、一覧として比較しやすいものを選定した。IEC 61724-1 にはより詳しい情報が記載されているので、参考にされたい。

## 4 電気設計・施工および現状の現地調査による評価

4章では現地における確認方法を示す。現地調査による評価の目的は、「設計通り施工、機器選定がされているかの確認」「不具合などを含めた太陽光発電設備の性能の確認」となる。

3章により関連図書の有無、また設計図書等から電気設計を確認後、その設計通りに施工されているか、機器選定が行われているかを確認、評価を行う。また、設置後数年たっているなどの場合、不具合などを含めた、太陽光発電設備の現状の性能を含めて評価を行う。ここでは、太陽電池モジュールおよびそれ以外に大別して、評価方法を示す。

評価方法としては、基本的には目視による確認、維持管理・点検記録を確認する。発電設備の評価の考え方としては、太陽光発電設備の価値を評価することが主眼であるため、保守点検や事故時の現地駆け付けや不具合に切り分けといった目的を主眼としていない。そのため、測定に関する詳述はしないが、太陽光発電設備の現状性能を把握するためには、書面や目視だけではわからない項目もあり、必要な場合は測定を行うという手順となる。その具体的な測定方法は、保守点検などで行う項目と類似しているため、基本的には太陽光発電システムの保守点検ガイドラインを参照することが望ましい。

上記の目的のもと、本文書では、現地目視のポイント、保守点検ガイドラインに記載以外の測定方法について紹介する。

### 4.1 維持管理・点検記録の確認

#### 1. 維持管理・点検記録を確認する。

維持管理・点検記録として、法定点検実施記録、保守点検実施記録、修理、修繕等の記録を確認し、これまでの履歴を確認する。太陽電池の外観、電気的特性および電気回路の絶縁抵抗などの経年的な特性変化の有無を確認する。


### 4.2 太陽電池モジュールの確認

#### 1. 太陽電池モジュールを目視により確認する。

#### 2. 太陽電池モジュールを目視以外による方法(測定など)で確認する。


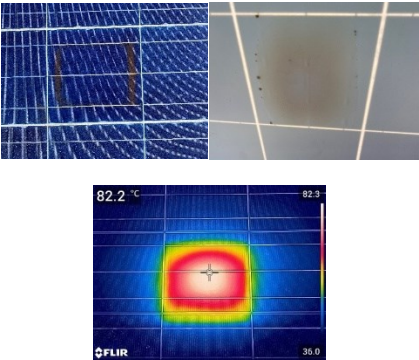



#### (1) 太陽電池モジュール(目視の範囲)





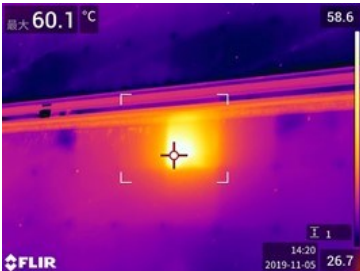
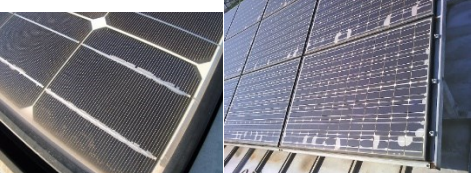


近年、屋外に設置された太陽電池モジュールの劣化に関する大規模な検査結果が報告されている<sup>4-1~4-3</sup>)。目視検査に関する具体的でかつ統一された検査項目・検査手法は、現在確立されていないが、以下に目視による確認すべき項目の例を参考として示す。

写真	事象	A 経過観測 B 電気測定 C 補修、交換	最終的なリスク
	ガラス割れ(打痕無し)	C 補修、交換	地絡 火災



	<p>ガラス割れ(打痕有り)</p>	<p>C 補修、交換</p>	<p>地絡 火災</p>
	<p>ガラス割れ</p>	<p>C 補修、交換</p>	<p>地絡 火災</p>
	<p>ガラス汚れ</p>	<p>A 経過観察 B 電気測定</p>	<p>部分的な高抵抗化</p>
	<p>表面、裏面の焦げ</p>	<p>C 補修、交換</p>	<p>地絡 火災</p>
	<p>ダミーモジュール焼損 (レイアウト合わせのダミーモジュールが短絡接続状態。長期にて本状態となった事例)</p>	<p>C 補修、交換</p>	<p>ガラス破損 絶縁不良 地絡 火災</p>
	<p>絶縁抵抗低下 (晴 6MΩ、雨 0.5MΩ。太陽電池内部に緑青、バックシート膨張の事例。ケーブル異常なし。ただし、この事象が絶縁抵抗低下と因果関係は未確認)</p>	<p>B 電気測定</p>	<p>地絡 部分的な高抵抗化</p>

	<p>バックシート剥がれ (ラミネーション不良と推測される。押すとボコボコした事例)</p>	<p>C 補修、交換</p>	<p>地絡</p>
	<p>セル・バックシート焼損</p>	<p>C 補修、交換</p>	<p>ガラス破損 絶縁不良 地絡 火災</p>
	<p>ジャンクションボックスの蓋が外れ、脱落</p>	<p>C 補修、交換</p>	<p>地絡</p>
	<p>ジャンクションボックスの裂け、膨み (開放電圧は、3 枚が正常、1 枚が 0V、1 枚が 1 クラスタ分低下、4 枚が 2 クラスタ分低下した事例)</p>	<p>C 補修、交換</p>	<p>地絡 火災</p>
	<p>ジャンクションボックスの焼損</p>	<p>C 補修、交換</p>	<p>絶縁不良 地絡 火災</p>

	<p>剥離の発生 (設置 7 年後全数剥離 設置 17 年後全数拡大した事例)</p>	<p>B 電気測定</p>	<p>部分的な高抵抗化</p>
  <p>左: 落下したフタ 右: 正常なフタ</p>	<p>端子箱フタ落下、固定ネジ部樹脂劣化、充電部露出 (設置後 8 年で落下 端子箱内の充電部露出、バイパスダイオードがポッティングされていない端子箱の事例)</p>	<p>C 補修、交換</p>	<p>絶縁抵抗低下、地絡、火災感電事故</p>
 	<p>剥離とホットスポットの発生 (設置 10 年後全数剥離、設置 19 年後全数剥離した事例)</p>	<p>B 電気測定</p>	<p>部分的な高抵抗化</p>
	<p>剥離の発生 (設置 7 年後全数剥離、設置 17 年後全数拡大した事例)</p>	<p>B 電気測定</p>	<p>部分的な高抵抗化</p>
	<p>雷害、モジュール高抵抗化</p>	<p>B 電気測定 C 補修、交換</p>	<p>焼損地絡</p>
	<p>鉄フレーム腐食 (太陽電池モジュールのフレームが鉄のためサビが発生した事例)</p>	<p>B 電気測定 C 補修、交換</p>	<p>地絡 火災 太陽電池ガラス落下飛散</p>



前述の通り、目視検査に関する具体的でかつ統一された検査項目・検査手法は、現在確立されていない。最も詳しく記述している屋内加速試験(JIS C 61215-2)における目視検査においても、太陽電池モジュールの性能を低下させる可能性のある各所のひび割れ・気泡・剥離などを検出するために、1000lx 以上の照度で太陽電池モジュールを注意深く検査し、それら不具合箇所の特徴と位置を記録(写真撮影を含む)と規定されているのみであり、その具体的な検査手法・判定基準などは規定されていない<sup>4-4)</sup>。

このため、屋外・屋内での太陽電池モジュール目視検査においては、検査者などにより検査項目・検査要領などが異なる場合は、不具合およびそのレベルを统一的に特定できないだけでなく、重大な欠陥事象を見逃す場合も想定される。このような状態に鑑み、米国国立再生可能エネルギー研究所(NREL)などが中心になり、広範かつ统一的に目視欠陥を検査する手法(Visual Inspection Data Collection Tool)が開発された<sup>4-5)</sup>。この目視検査手法は、国際エネルギー機関(IEA)の太陽光発電研究プログラムにおいて、太陽電池モジュールを設置した地域の気象環境を問わず、標準的手法として使用することが提唱された。このような取り組みもあり、この目視検査手法は保守管理での利用に留まらず、太陽電池モジュールの経年劣化研究の分野でも活用されており、多くの研究論文で引用されている<sup>4-6)</sup>。

この目視検査手法では、太陽電池アレイおよび太陽電池モジュールの基本情報を確認したうえで、まず太陽電池モジュール裏面状態を確認していく。たとえば、太陽電池モジュールの裏面材として広く用いられている樹脂製バックシートについては、着色度合い・表面状態(波打ち・凹凸・粉化など)を検査するとともに、主要な損傷である焦げ跡・気泡発生・剥離・亀裂の程度を数段階にレベル分けして記録する(詳細は、別添 2: 太陽電池モジュール目視検査シートを参照のこと)。また、裏面にガラスが利用されているダブルガラス構造モジュールについては、ガラス損傷状態を大きく 4 種類(表層微細ひび割れ・粉碎状態・亀裂状態・小片欠け状態)に分けて、3 段階の損傷レベルで評価するとともに、亀裂・小片欠けが発生している場合には、その発生位置や発生起源部位などを記録する。

その後、指定されたチェック項目にしたがい、ケーブル・コネクタ・端子箱および接地状態を確認する。このように裏面および付属部品から検査を進める手順は、表面ガラスの破損などの極端例を除いた場合には、目視で確認できる(かつ重大事故に即座に結び付く可能性がある)破損・欠陥が裏面に多く発生することに由来している。これらの検査を完了した後、太陽電池モジュール側面・表面の検査を行う。太陽電池モジュール側面にあるフレームの形状維持状態や固定状態を確認することは、感電などに結び付く漏電要因を排除するとともに、風などによる断続的荷重負荷の影響による太陽電池モジュールの機械的破損を確認するためである。このため、太陽電池モジュール中核構造部(ガラス・封止材・セル・裏面材などのラミネート部)とフレームの接着状態の確認も必須となる。引き続き実施する太陽電池モジュール表面材(ガラス・樹脂膜)の検査においては、裏面ガラスと同様の検査項目が指定されている。加えて、太陽電池モジュール表面の検査においては、電極部分の異常確認と太陽電池セル・封止材の状態を確認する。太陽電池セル上の細線電極部分(グリッドライン/フィンガー)だけでなく、インターコネクトリボン部分やその連結部の形状・着色・破断を注意深く記録することが求められる。また、太陽電池モジュールの性能や安全性を低下させる可能性のあるセル・封止材についても、着色状態(色・位置・範囲)だけでなく焼損痕跡や剥離のレベルなどを子細に確認する。

太陽電池セルに発生した破断(クラック)については、目視レベルでの検出は不可能な場合が多く、後述するようなサーモカメラを用いた温度分布測定や、EL 検査・UVF 検査などにより確認することも検討しなければならない。なお、セルクラックが生じて一定期間を経過した場合には、クラックに沿った変色帯(スネイルトレイルと呼ばれる)が目視検査でも確認できる場合がある。この変色帯は、非変色部とのコントラスト差が小さいことから、写真撮影が困難な場合が多いが、簡単な画像処理により明瞭化出来る場合がある<sup>4-7)</sup>。

このように、国際的に普及した目視検査方法を用いることで、これまで蓄積された目視検査データと比較対照することが可能となり、検査対象とした太陽電池モジュールで発生している劣化の原因や故障レベルなどについての知見を容易に得ることが期待できる。

これら Visual Inspection Data Collection Tool は 2012 年に発表された検査項目・検査手法であるため、近年普及している太陽電池モジュールで使用されている技術との差異も生じている(高効率結晶シリコン太陽電池モジュールの利用拡大など)。このため、Visual Inspection Data Collection Tool の検査項目・検査手法と互換性を持ちながらも、近年の技術動向を反映した目視検査確認シートを作成した(別添 2: 太陽電池モジュール目視検査シート)。このシートを用いて行う目視検査においては、前述の目視検査事例だけでなく、公開されている資料をもとに太陽電池モジュール部位・部材の劣化・損傷レベルを個々に判断できるように作成した<sup>4-8)</sup>。本シートの末尾には「総合評価」の項を設けた。この総合評価については、現時点では検査者の経験に基づく判断に依る部分が大きいチェックリストとして活用されたい。今後、本シートをもとにした目視検査データの集積を進めることで、各検査項目の重要性に応じた荷重点数配分などにより、合計点数による総合的判断が可能になるものとする。

検査にあたっては、対象とする太陽光発電設備を構成する全太陽電池モジュールを検査することが望ましい。しかし、大型太陽光発電設備においては対象となる太陽電池モジュール数は膨大になるため、ランダムサンプリングした太陽電池モジュール標本群から全体傾向を推定することも可能と考える。ただし、その適用においても、正確な推定には多くの太陽電池モジュールを検査することが必要となる(たとえば、二項分布の正規分布仮定法に従えば、信頼度 95%で誤差を 10%以内に収めるには 97 の太陽電池モジュール以上の検査が必要である<sup>4-9)</sup>。このため、検査可能数に応じて実際の検査する太陽電池モジュール数を決定して、そこから推定不良率およびその信頼区間を概算する方法も考えられる。この推定不良率および信頼区間の経年的変化を追跡することで、対象とする太陽電池モジュールの劣化などの傾向を把握し、検査時点での保守対応の必要性判断や将来の保守計画策定への利用も考えられる。

一般的には、30 サンプルより多くのサンプルを検査した場合(正確には、検査した不良率から想定される太陽電池モジュール全体不良率(P)と検査用太陽電池モジュール数(n)の乗数(nP)が 5 以上かつ n(1-P)も 5 以上である場合<sup>4-9)</sup>には、正規分布仮定法の適用が可能とされ、以下の 95%信頼区間を得ることができる。

$$\pm 1.96 \times \sqrt{\frac{R(1-R)}{n}}$$

ここで、R は検査したモジュールにおける不良率を示す。たとえば、50 モジュールの検査を行い、その 4 割に重度チョーキングが見られる場合(R=0.4)には、40.0 ± 13.6%となる。また、上記の条件を満たさない場合(一般的には 30 サンプル以下の場合)には、別の手法により信頼区間の推定を行う必要がある(Wilson スコア法による信頼区間推定値を表 4-1 に示した)。たとえば、25 モジュールのバックシート検査を行い、大幅な着色のあるモジュール比率が 8%の場合には、その 95%信頼区間は、2.2~25.0%となる。

表 4-1 不良率とその信頼区間(Wilson スコア法)

n: サンプル数 x: 不良数 R: サンプル不良率 L: 95%信頼区間下限 U: 95%信頼区間上限

x ↓   n →	5	10	15	20	25	30	40	50	75	100	
0	R	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
	L U	0.0   43.4	0.0   27.8	0.0   20.4	0.0   16.1	0.0   13.3	0.0   11.4	0.0   8.8	0.0   7.1	0.0   4.9	0.0   3.7
1	R	20.0	10.0	6.7	5.0	4.0	3.3	2.5	2.0	1.3	1.0
	L U	3.6   62.4	1.8   40.4	1.2   29.8	0.9   23.6	0.7   19.5	0.6   16.7	0.4   12.9	0.4   10.5	0.2   7.2	0.2   5.4
2	R	40.0	20.0	13.3	10.0	8.0	6.7	5.0	4.0	2.7	2.0
	L U	11.8   76.9	5.7   51.0	3.7   37.9	2.8   30.1	2.2   25.0	1.8   21.3	1.4   16.5	1.1   13.5	0.7   9.2	0.6   7.0
3	R	60.0	30.0	20.0	15.0	12.0	10.0	7.5	6.0	4.0	3.0
	L U	23.1   88.2	10.8   60.3	7.0   45.2	5.2   36.0	4.2   30.0	3.5   25.6	2.6   19.9	2.1   16.2	1.4   11.1	1.0   8.5
5	R	100.0	50.0	33.3	25.0	20.0	16.7	12.5	10.0	6.7	5.0
	L U	56.6   100	23.7   76.3	15.2   58.3	11.2   46.9	8.9   39.1	7.3   33.6	5.5   26.1	4.3   21.4	2.9   14.7	2.2   11.2
10	R		100.0	66.7	50.0	40.0	33.3	25.0	20.0	13.3	10.0
	L U		72.2   100	41.7   84.8	29.9   70.1	23.4   59.3	19.2   51.2	14.2   40.2	11.2   33.0	7.4   22.8	5.5   17.4
15	R			100.0	75.0	60.0	50.0	37.5	30.0	20.0	15.0
	L U			79.6   100	53.1   88.8	40.7   76.6	33.2   66.8	24.2   53.0	19.1   43.8	12.5   30.4	9.3   23.3
20	R				100.0	80.0	66.7	50.0	40.0	26.7	20.0
	L U				83.9   100	60.9   91.1	48.8   80.8	35.2   64.8	27.6   53.8	18.0   37.6	13.3   28.9
25	R				100.0	83.3	62.5	50.0	33.3	25.0	100.0
	L U					86.7   100	66.4   92.7	47.0   75.8	36.6   63.4	23.7   44.6	17.5   34.3
30	R						100.0	75.0	60.0	40.0	30.0
	L U						88.6   100	59.8   85.8	46.2   72.4	29.7   51.3	21.9   39.6

表内の数値はパーセント (%) 表示

また、太陽電池モジュールにおけるフレーム接地の確認は、太陽電池モジュールごとに接地ラインの接続健全性を目視で確認する方法が、現状では、最も確実な方法と考えられる。このため、太陽電池モジュール目視検査シートにおいて、フレーム接地の接続状態と接地機能を確認する項目を設けた。接地機能確認については、隣接する太陽電池モジュールフレーム間などの簡易な抵抗測定を想定しており、通常考えられる低抵抗状態(IEC 61730-2 規格では 0.1Ω)にあれば良好と判断することを基本としている。

(2) 太陽電池モジュール(目視以外による評価)

前述の通り、維持管理・点検記録を確認することおよび目視確認を基本とする。しかしながら、より正確に発電特性を評価するためには、各種測定が必要となる。ここでは、IEA PVPS Task 13 のレポートなどを参考として、太陽電池モジュールの現地における性能・機能評価について紹介する。目的に応じた測定の実施において参考にされたい。

太陽電池モジュールの現地における性能・機能評価は、機械学習などによる不具合箇所探索方法を含めて各種の手法が提案・実施されており、想定される不具合やその重篤度レベルなどに応じて適切な手法を選択する必要がある。ここで紹介する手法に関する代表的な測定手法や検出が可能な不具合事象例を(表 4-2)にまとめた。個々の手法については各種レポートなどに詳述されているため<sup>4-10, 4-11)</sup>、ここではこれら機能検査における留意事項や推奨事項などを中心に記載する。なお、各劣化現象・劣化モードの推定は、適切に選択された複数の評価手法の組合せにより判定されることに留意されたい(別添 3 を参照)。

表 4-2 機能評価手法一覧 4-10, 4-11)

Performance reducing observations	CPL/DR Commonly described	I-V Affected parameters (from [22])	Inspection Method Inspection methods with a possibility of detecting one respective observation, degradation mode or failure in the corresponding categories. Images are example appearances.
<b>Fractured Solar Cell</b>	CPL up to 1-15 % [28]		VI IR-T EL dPL UV-F  Snail Trail  Type-C crack [22]  Type-A, -B and -C cracks  Visible type-A and -C cracks  Crack type not clear [9]
<b>PID</b>	CPL: up to 100 % [22] DR: 1-4 %/a [55] up to 20 % in first year [29]		IR-T EL dPL  [22]  [22]  [77]
<b>Glass Breakage</b>	Module failure (exchange necessary)	Depending on severity	VI IR-T EL dPL UV-F  Breakage of glass and module parts  Glass breakage caused hot spots [7] Similar pattern as in dPL  Fragmented glass Zero signal due to photo bleaching
<b>Quick Connector Failure</b>	CPL: up to 100 %		VI IR-T (EL) (dPL)  Burned quick connector [16]  Module in open circuit [22] No signal due to missing connection No signal due to missing connection
<b>Delamination</b>	CPL: 0-4 % [22]		VI  Front cell delamination [28]  Backsheet delamination [16]
<b>Internal Circuitry Discoloration</b>	DR: 1 %/a [17]		VI EL  Corrosion string interconnect [29]  Humidity corrosion [22]
<b>Encapsulation Discoloration</b>	CPL: up to 45 % [52] DR: 0.5-1 %/a [29]		VI IR-T UV-F  EVA browning [22] Hot spot as possible root Increased fluorescence signal [9]
<b>Junction Box / Bypass diode</b>	CPL: up to 100 %		(VI) IR-T EL dPL  Junction box missing lid [29]  Short circuit bypass diode [22]  Short circuit bypass diode [22]  Short circuit bypass diode [13] ©JohnWiley & Sons, Inc.
<b>LID / LeTID</b>	CPL: up to 6 % (LID [61]) or 16 % (LeTID [64])		EL dPL  Chess pattern due to LeTID [66]  Chess pattern due to LeTID

Fig. 7. Characterization–degradation matrix showing for each observation the corresponding component power losses (CPL), degradation rates (DR), impacts on current–voltage (I–V) curves, and possible findings by visual inspection (VI), infrared thermography (IR-T), electroluminescence (EL), daylight photoluminescence (dPL) and ultraviolet fluorescence (UV-F).



### ①地上撮影 EL (Electro Luminescence) (夜間)

- ・ 太陽電池モジュールが EL (Electro Luminescence) カメラに対して垂直に正対する 경우가少ない屋外撮影では、レンズ開口度を十分に絞っておかないと被写界深度の影響によりモジュール面内での焦点ズレ (ピンぼけ) が生じる場合がある。このため、絞り設定レベルを 1~2 段階増やしておくことが推奨される。
- ・ 屋外撮影では複数の太陽電池モジュールを斜め方向から撮影することが多いため、対象とする被写体からカメラまでの最小距離と最大距離を平均した距離に焦点を合わせる。
- ・ なお、夜間はカメラのオートフォーカスが効かない場合もあり、カメラとモジュールの距離を測定し、これに基づいてカメラの焦点距離を調整することも考慮する。
- ・ 増幅度 (ISO 値) が低いと、撮影された光子の統計的偏差が画像にノイズとして現れる。高い ISO 値に設定し (400 以上)、フォーカシングに必要な時間を含めて露光時間を 5~10 秒に短縮する。
- ・ 後処理における輝度補正などにおいて画像品質の低下を招かないために、ひとつのカラーチャンネルあたり 8 ビット以上のフォーマットで画像を保存する (冷却システム付きカメラは 16 ビット解像度であるが、民生用デジタル一眼レフカメラなどは 14 ビット程度に制限されている場合がある)。これにより、電流集中による高輝度部分の補正や、複数画像の平均化による実効的なノイズ低減などが可能となる。
- ・ 経験則では、本を読むのが困難になる明るさより暗い状態での撮影が良いとされており、これは概ね日没後 1 時間ほど経過した状態である。
- ・ 撮影効率を上げるには、電源と太陽電池ストリングを複数の入力とリモートコントロールスイッチを備えたマルチ分流ボックスに接続する必要がある。これにより、各撮影間の時間が大幅に短縮され、検査効率が向上する。
- ・ 多くの場合、すべての撮影対象太陽電池モジュール/ストリングに正対した画像を得ることは困難である。画像の補正 (対象モジュールの台形補正) などを行う適切な後処理手法の選択を行う (Python3 パッケージ: PVimage など)。
- ・ 夜間であることを考慮して、撮影従事者などの安全性 (電気安全性を含む) を最大限確保する方策をとる (欠陥のない接続ケーブルや適正なコネクタ分離工具、およびシステム全体を緊急停止できるような措置の準備など)。また、特段の必要性がなければ、雨天時の撮影は実施しない。

### ②地上撮影 EL (昼間) —— 上記 a) 地上撮影 EL (夜間) に記載した項目への付加事項

- ・ 再現性のある撮影結果を得るためには、効率的かつ安全な手順で撮影することを重視する必要がある。これらは、使用する測定システムと太陽光発電設備の環境条件に強く依存するため、対象太陽光発電設備の規模・検査の種類 (継続的検査や定期検査・特殊な故障検出など) ・太陽電池ストリングや太陽電池モジュールへのアクセス・実施者のスキルなどの観点から、それぞれの太陽光発電設備に適切な測定システム (同期方式・非同期方式) を選定し、手順などをあらかじめ決めておく。
- ・ 同期方式以外の測定システムで検査を行う場合には、周辺の光量変化は EL 画質に大きな影響を与える場合が多い。EL 撮影時の周囲光量変化が大きいほど、EL 画像のノイズレベルは高くなる傾向にある。ノイズの一部は、繰り返し測定による画像の平均化などで低減することができるが、周辺光量の時間変動状況などにより有効でない場合もある。
- ・ 昼間であっても、撮影従事者などの安全性 (電気安全性を含む) を最大限確保する方策をとる (欠陥のない接続ケーブルや適正なコネクタ分離工具、およびシステム全体を緊急停止できるような措置の準備など)。また、必要性がなければ、雨天時の撮影は実施しない。

### ③ドローン搭載 EL(上記、①②の付加事項)

- ・ 一般的には、ドローン搭載 EL は地上撮影 EL に比して 5 倍程度の作業時間の短縮が図れるものと想定されている<sup>4-10)</sup>(図 4-1)。撮影や解析に要するコストや、検査対象システムの立地条件にともなう実施困難性などを考慮してドローン搭載 EL の適用を判断する。
- ・ EL 発光に必要な電流を供給するためのストリング DC ケーブル端子が格納されている接続箱が分散配置されている場合、各ストリングの結線組換えに時間が必要となり、効率的なドローン運用や EL 撮影ができない場合がある。このため、適切な作業手順を準備する(複数の入力トリモートコントロールスイッチを備えたマルチ分流ボックスの利用など)。
- ・ CCD カメラを利用した EL 撮影では近赤外域の感度が低いために、露光時間が長くなる可能性が大きい。この露光時間の長さは、不安定なドローン航行状態では、取得した EL 画像の不鮮明さにつながる場合が多い。InGaAs カメラでは短時間露光が可能であり、低解像度カメラでもビデオ撮影により多くの撮影条件で EL 画像を取得できる。実施する機能評価の目的に合わせて、求める解像度が得られる飛行高度とカメラ種類などを選択する。
- ・ ドローンの自動航行技術の利用や、連続撮影画像やビデオ画像から広範囲に設置された太陽電池モジュールの EL 画像を統合する技術の開発が進んでいる。また、これらと合わせて、取得した EL 画像から不具合箇所を自動・半自動で検出する技術も開発されている。
- ・ 実施場所におけるドローン航行のための飛行規制などを十分認識し、許可内容に沿った飛行を行うとともに、落下事故時の対策などを事前に検討する。

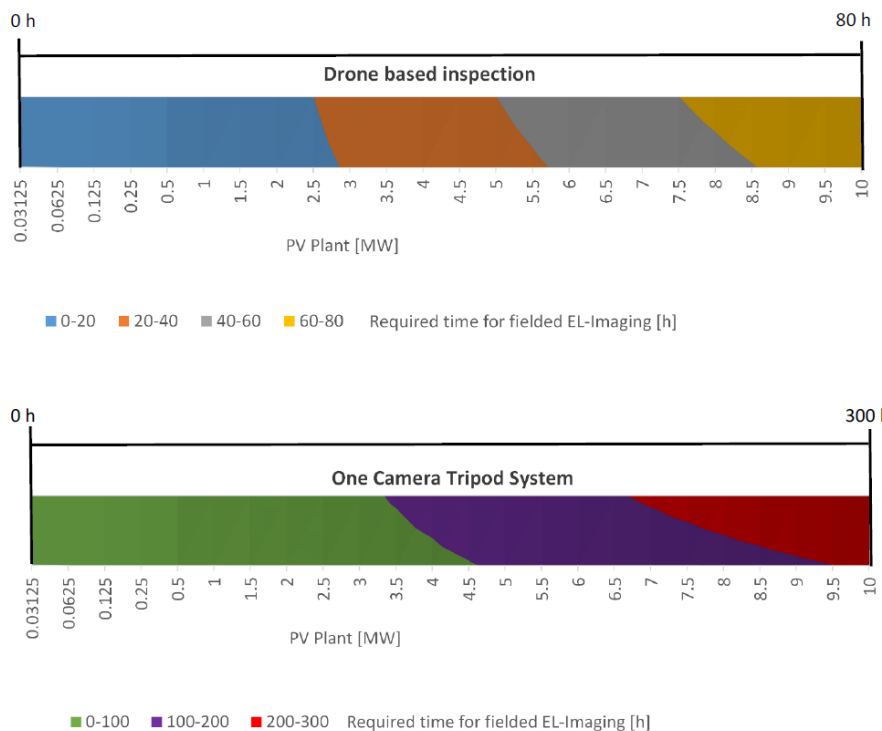


図 4-1 太陽光発電システムの規模別に推定した EL 撮影に要する時間<sup>4-10)</sup>

#### ④地上撮影赤外線画像(IR)

- ・ 正確な異常発熱状態を検出するためには、IEC 62446-1:2018 および IEC TS 62446-3:2017 に記載されている装置および実施方法に従って赤外線画像(IR)撮影を行うことが望ましい(以下では、両規格で規定していない留意点も参考に記載した)。また、検出された異常発熱状態については、IEC TS 62446-3:2017 Annex C などに掲載されている異常状態区分に従って分類することで、異常原因の的確な把握や継続的变化(異常状態の進行レベルなど)を半定量的ながら追跡することができる。
- ・ IEC TS 62446-3:2017 では、求められている IR カメラの最低要求基準の記載がなされている。これを具体化したクラス別仕様が IEA レポートで紹介されており<sup>4-10)</sup>、100kW 以下の太陽光発電設備ではミドルクラス以上、それ以上の太陽光発電設備ではプロクラス機種が推奨されている。
- ・ 測定温度の校正は、基本的に毎年行うことが望ましい(IEC TS 62446-3:2017 では、少なくとも 2 年ごとの実施が規定されている)。
- ・ IR カメラの放射率は手動で調整する。これにより、異常発熱部と非異常発熱部の温度を正確に判断することができる。なお、器材メーカーが提供するソフトウェアを使用して、後処理で有効放射率を調整することも可能な場合もある。
- ・ オプションとして、音声入力機能や GPS 利用による位置特定機能、および交換レンズを販売している IR カメラも市販されている。撮影効率をあげるためなどに有効であり、これらの利用を検討する。
- ・ 高品質 IR 画像を得るためには、気象条件が安定した撮影環境が必要である。典型的な太陽電池モジュールは、日射量・温度・風速の変化などの新しい環境条件に対して熱的に安定するのに 5~15 分かかるとされている点や、雲の通過による急激な日射量変化や建物などの熱反射も IR 画像の品質に影響を与える点を考慮する。

#### ⑤ドローン搭載 IR

- ・ IR 画像の撮影計画において、カメラの解像度に応じた最大高度を指定する必要があり、搭載した IR カメラで十分な解像度(1ピクセルあたり 3cm 以下)が得られるように飛行を計画して実施する。また、太陽電池モジュール面で最低 600W/m<sup>2</sup> の安定した日射があるときに撮影を行う。IEC TS 62446-3:2017 では、空中検査に適した IR 画像システムには、以下の機能を持つ軽量のカメラを搭載することが推奨されている。
  - 光学解像度 640×480 ピクセル以上
  - 熱感度(ノイズ等価温度差:NETD)0.1K 未満(30°C時)
  - 測定誤差:±2K(または 2%)未満
  - 2-5μm または 8-14μm のスペクトル応答
  - 放射率および温度範囲の補正
- ・ 良好な IR 画像を得るためには、以下の点を考慮する。
  - カメラアングル:できるだけ太陽電池ストリングに対して垂直になるように向ける。
  - 表面放射率:最も一般的な放射率設定は 0.85 であり、これは強化ソーダライムガラスの放射率(理論値)に対応している。しかし、より正確な測定のためには、適切な放射率が確認されているテープを校正に利用することや、接触式温度計の測定値との比較を行うことが推奨される。
  - 高度:飛行中のドローンによる自己遮光を避けるため、5m 以上の飛行高度を確保する。また、IEC TS 62446-3:2017 で示される熱画像解像度(少なくとも 1 セルあたり 3 x 3 ピクセル)が十分に得ら

れるような最高飛行高度を、IR カメラ仕様から設定しておく。この際には、IR カメラの焦点面アレイのマトリックスサイズや視野フィールド(FOVs)から、以下の計算例や図 4-2 に示すように(適切な計算アプリを用いて)最高飛行高度を決定する。

- ◇ IR カメラ仕様: FOV=60°× 45°、光学解像度=640 × 480 ピクセル
- ◇ 太陽電池セルサイズ: 160 × 160 mm
- ◇ 目的解像度: 5 × 5 ピクセル/セル
- ◇ 必要ピクセルサイズ(IFOV) : 160/5=32 mm/ピクセル
- ◇ 最高飛行高度: 17m

- 利用する IR カメラに、周囲補償値 (Ambient compensation value: ACV) や反射温度補償 (Reflected temperature compensation: RTC)を調整機能が具備されている場合には、これらを調整することにより良好な IR 画像を取得することが可能な場合がある。なお、ACV は周囲温度・周囲湿度や距離による補正であり、RTC は測定対象物の近くにある温度既知の反射材などによる補正である。
- 気象条件: できるだけ雲のない晴天条件での撮影を行う。また、風速が 4m/s を超えない範囲で撮影を行う(強風によるドローン揺れの回避)。また、IR 画像撮影中の影や太陽電池モジュール表面からの反射光が画像の解釈に影響を与える点を認識しておく。
- ・ 異なる太陽電池ストリング間の比較や太陽光発電設備全体の統合 IR 画像として得る目的で画像モザイク技術を利用することも可能である。ただし、適切なモザイク画像を得るためには、一本の線に沿うように飛行し重複・連続した撮影を行うなど、飛行ルートを事前に十分検討しておく(Drift や Crab を呼ばれる飛行ルートからの逸脱を最小限にすること)。
- ・ 実施場所におけるドローン航行のための飛行規制などを十分認識し、許可内容に沿った飛行を行うとともに、落下事故時の対策などを事前に検討しておく。

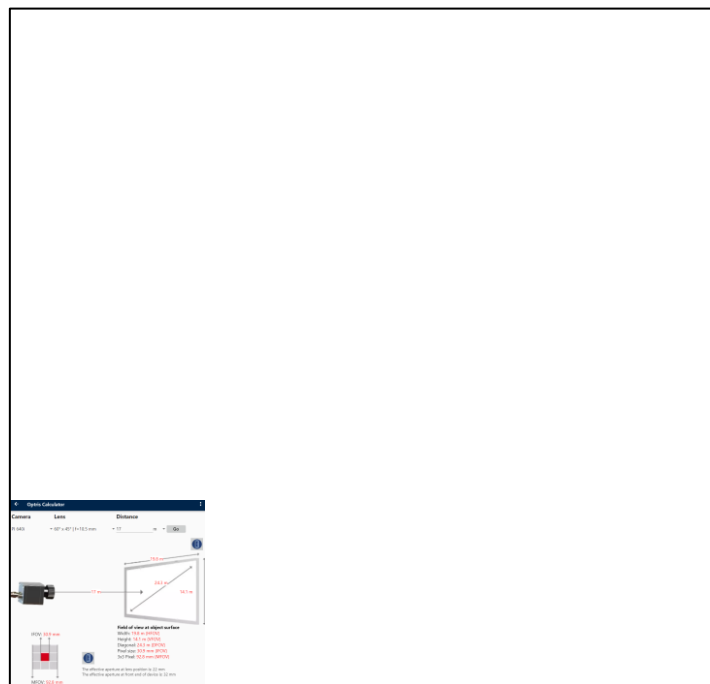


図 4-2 最高飛行高度計算例 (<https://www.optris.com/optics-calculator>)

## ⑥屋間 PL(Photo Luminescence)撮影

- ・ 日射を励起光とする屋外 PL(Photo Luminescence)撮影においては、屋外で非発電状態を作り出す方法が異なる 2 つの手法が用いられている(これらとは別に、夜間の非日射時に LED 照明を励起光として PL 撮影する方法も最近報告されている<sup>4-12)</sup>)。ひとつは、屋外 EL 撮影にも用いられているロックイン電流注入と同様の方法で、太陽電池モジュールの動作点を電氣的に調節して非発電状態(出力低下状態)を作り出し、その際の(地上日射が水蒸気により吸収される 1130nm 付近の)太陽電池の発光をとらえる手法である(電氣的変調 PL:EM-PL と呼ばれる)。また、対象太陽電池モジュール内のひとつのセルを遮光して、対応したセルストリングを非発電状態(出力低下状態)として、その際の PL 発光を撮影する方法も利用されている(光学変調 PL:OM-PL と呼ばれる)。なお、両者とも PL 発光時と非発光時の差分から明瞭な PL 画像を得るための工夫がなされている。このため、次項に示す両者の違いを認識するとともに、評価可能な項目を事前に確認しておく(バイパスダイオード開放故障は OM-PL でのみ検出可能など)。
- ・ EM-PL 撮影では、変調に用いる大型電源が必要ではあるが、高効率太陽電池モジュールにおいて 10 秒以下の露光時間で撮影が可能であり、変調を行っている太陽電池ストリング全体の PL 撮影を行うことも可能である(古い結晶シリコン太陽電池モジュールでは 2 分程度の撮影時間が必要となる場合がある)。一方、OM-PL 撮影では(EM-PL 撮影で必要となる)大型電源は必要なく、セルを覆うサイズの LED 照明装置を用いた光学変調により、PERC モジュールでは約 1 秒で高解像度の PL 画像を取得できる。ただし、各セルストリングにつき 2 か所のセルを順次 LED 部分で覆い、全セルについての合成 PL 画像を生成する必要がある(この方法で、約 100 枚のモジュールを 1 時間に撮影可能とされている)。両者とも、太陽光を励起源とするために、(変調による PL 強度の変化に対して)安定した日射条件のもとで撮影をする必要があるとともに、直達日射強度が強い環境が望まれる(日射が 70%程度に低下した場合は、露光時間を 2 倍にする必要がある)。また、太陽光の水蒸気吸収帯における発光を捉える点から、大気中の水蒸気濃度が高いほど良質な画像が短時間に得られるなどの特性を認識しておく必要がある。なお、低い開放電圧を持つ太陽電池モジュールが著しく劣化している場合は、評価が困難な場合もある点を考慮しておく。
- ・ 十分に高品質を持つ PL 画像を得るためには、以下の点も考慮しておく。
  - 比較的長い露光時間を必要とする場合など、強風などによりカメラが揺れる場合には適切な対策を行う必要がある(三脚固定時での手振れ補正も有効)。
  - PL 発光強度は温度依存性が小さいため、周囲温度の変動には耐性がある。
  - PL 発光は指向性が大きいため、異なる角度で撮影された PL 像同士の比較には注意が必要である。
  - 太陽電池モジュールの強い反射光が PL 撮像カメラに入射することは避ける(PL 発光自体の強度が小さいため)。

## ⑦屋間 I-V(電流-電圧)特性の測定

I-V カーブトレーサ/I-V カーブアナライザを用いて太陽光を光源とした屋間 I-V 測定は、多くの測定機器が販売されており、太陽光発電設備の保守点検において広く利用されている。また、その出力データ(I-V カーブ)を評価する手法、および異常と判定された場合の出力低下原因についても、個別の I-V カーブ異常現象と対応づけて説明されている(たとえば、IEC 62446-1:2016/AMD1:2018 や JEMA・JPEA 発行「太陽光発電システム保守点検ガイドライン 2019」など)。しかしながら、これらは基本的には太陽電池セルや太陽電池モジュール単位における均一な不具合事例の場合を示している。そのため、太陽電池ストリング、太陽電池アレイ単位で

の内の劣化状況が一様に発生している場合を想定したものであり、構成する太陽電池モジュールの組合せによっては、ここで説明する形状と不具合事例は必ずしも一致しないことに留意されたい。太陽電池ストリング、太陽電池アレイ単位の I-V カーブの形状に異常があれば、必要に応じて、より細かい単位(太陽電池モジュール単位)の測定を行うことで、要因等を推定することができる。

ただし、各 I-V カーブから異常を発見した際の対処方法・回復方法については情報が乏しい点があるため、参考文献を基として、別添 4 に参考としてまとめた<sup>4-11)</sup>。なお、I-V カーブトレーサ/I-V カーブアナライザの測定原理や取扱方法などについては測定器ごとに異なる点があるため、以下ではどの機種の測定器を使用する場合にも適用される昼間 I-V 測定に共通した留意事項を記載する。

- ・ IEC 61829: 2015(あるいは IEC 61829: 1995 をもとに制定された JIS C 8953: 2006)にしたがった測定を実施することに留意する。また、測定データの標準試験条件(STC: 1000 W/m<sup>2</sup>、AM1.5 スペクトル、25°C)への変換は、IEC 60891: 2021 に基づいて実施する。
- ・ I-V 測定中の日射量と太陽電池モジュール温度の変動を避けるため、太陽電池モジュールの熱平衡状態が確保された晴天条件下で行う。高風速時や風の状態が変化する場合には温度平衡が得にくくなるため注意が必要である。測定した I-V カーブを標準試験条件に変換する際の不確実性を低減するため、日射強度(放射照度)は 800W/m<sup>2</sup>以上を確保する。なお、測定中の日射強度(放射照度)変動は±1%以下とする。ただし、800W/m<sup>2</sup>の条件を得ることが難しいため、800W/m<sup>2</sup>以下で測定をする場合は、標準試験条件の推定精度がさがること留意して評価結果を利用すること。
- ・ 安全のために、太陽電池ストリング/アレイのインバータへの直流回路の DC ラインを切り離し、接続箱内のすべての直列ヒューズを取り外す。ストリングインバータを使用する場合は、インバータの入力からすべてのストリングを切り離す。
- ・ 測定する太陽電池ストリング中の太陽電池モジュールに汚れや影がないかを目視確認する。また、これら太陽電池モジュールが同じ設置角度を持つなど均一に設置されていることを確認する(稜線などに異なる角度で設置されている場合や東西方向に向き合って設置されている場合などは、太陽電池モジュール設置状況を記録して I-V カーブ評価の参考資料とする)。
- ・ 利用する日射センサは、対象太陽電池ストリング/アレイと±1°以内になる角度に設置する。
- ・ IR カメラなどを用いて、太陽電池ストリング/アレイ内の太陽電池モジュール裏面温度の分布を測定し、平均温度に対応する適切な位置に温度センサを取り付ける。なお、直前 1 分間の温度変化が±1K 以下に安定するまでは I-V 測定は行わない。
- ・ 測定器に太陽電池モジュール数(直列数・並列数)や直列抵抗推定値(ケーブル長・直径)を入力する機能がある場合は、適切な値を入力する。
- ・ 高日射時と低日射時の I-V データを利用して太陽電池ストリング/アレイの内部直列抵抗を推定し、これをもとに高い精度での標準試験状態の性能を推定する方法もある(朝夕などの低日射時測定は、高日射時より 300W/m<sup>2</sup>以上低い日射環境で行う)(IEC 61853 等)。

#### ⑧ダーク I-V(電流-電圧)特性の測定

光照射下の I-V 測定に比較して利用される機会は少ないものの、ダーク I-V 測定は太陽電池の発電メカニズムに直接関連した電氣的パラメータの変動を明確に測定できるため、太陽電池ストリングや太陽電池モジュールの劣化原因の推定などに有用な情報を得ることができる(表 4-3)。

たとえば、太陽電池の等価回路を構成する要素のひとつである並列抵抗の(PIDなどに起因する)低下は、セルあたり 0.4 V 付近までの低電圧印加領域での電流増大として定量的に把握することが可能である。また、表 4-4 に示すように、光照射下での I-V 測定結果とダーク I-V 測定結果を組み合わせることで、これらから導出される各種パラメータの変動と劣化モードの対応が容易になる<sup>4-13)</sup>。

太陽電池モジュールおよび太陽電池ストリングのダーク I-V 測定には、外部からの確に制御された大きな電流を印加する方法が推奨され、この電流印加に相応する電圧出力を精密に記録する電源と測定器が必要である。測定に使用する電源として、屋外使用が可能な大出力電源には大型装置が多いが、専用の可搬型小型電源も開発・市販もされている<sup>4-14)</sup>。以下に、これら装置を利用した屋外におけるダーク I-V 測定で留意する点をあげる。

- ・ 暗所での I-V 測定であるため、多くは夜間に実施されることが多い。測定時の日射強度(放射照度)に関しては、日没後 1.5 時間以降に実施するのが良いとされている(なお、経験上からは、街灯や月明りは影響を与えないという報告もある)。
- ・ 夜間の放射冷却により太陽電池モジュールなどの温度が露点以下になり、太陽電池モジュールだけでなく電源やケーブル・測定器に結露が発生する可能性があるため、電気的安全性の確保に留意する(太陽電池モジュールなどがまだ冷えていない夜間早期に行うなど)。
- ・ 夜間であることを考慮して、従事者などの安全性(電気安全性を含む)を最大限確保する方策をとる(欠陥のない接続ケーブルや適正なコネクタ分離工具、およびシステム全体を緊急停止できるような措置の準備など)。また、特段の必要性がなければ、雨天時の測定は実施しない。
- ・ 屋間に太陽電池モジュールを遮光して測定を実施する場合は、太陽電池モジュール表面だけでなく裏面も遮光する(バックシートを通過する裏面からの光は、明らかな開放電圧発生の要因になる)。特段の必要性がなければ、雨天時の測定は実施しない。
- ・ 太陽電池モジュール内の直列接続が完全に切断された場合、この欠陥のある太陽電池サブストリングの回路にあるバイパスダイオードは機能しない。一般的なブレークダウン電圧は通常 300V 程度であるため、むやみに大きな電流を印加せず、この電圧制限値以下になる範囲で測定を実施する。
- ・ 可能であれば、太陽電池ストリングを中点で 2 分割した太陽電池モジュール群を測定対象とすることも推奨される。これにより、測定に必要な電力を半減できるとともに、2 つのストリングを比較することで PID 発生を明確に特定することができる。
- ・ 屋内でのダーク I-V 測定と比較した場合、モジュール温度が大きな不安定要素になる。屋内測定(多くの場合に 25°C)と比較して、場合により 10°C 以上の差異が発生するが、データシートに記載された  $I_{sc} \cdot V_{oc}$  などの温度補正係数を使用して補正することはできない。このため、測定結果の解釈は、定性的解釈は可能ではあるが、隣接する太陽電池ストリングや太陽電池モジュールとの比較が最も適切であることに留意する。



表 4-3 ダーク I-V 測定による劣化検出可能性・容易性

劣化現象	モジュールレベル	ストリングレベル
直列抵抗変化	容易(十分な電流供給が可能な場合)	容易(十分な電流供給が可能な場合)
並列抵抗変化 (PID・LETID を含む)	容易	容易
セルクラック	可能な場合がある	困難
BPD 短絡	容易	容易
BPD 開放	可能な場合がある	可能な場合がある
Isc ミスマッチ	不可能	不可能
コネクタ接触抵抗変化	—	可能な場合がある
アーク	電圧不足により可能性は低い	可能な場合がある

表 4-4 光照射 I-V 測定結果とダーク I-V 測定結果の組合せによる劣化モード判定例

	光照射 I-V 測定結果				ダーク I-V 測定結果				
	FF	I <sub>sc</sub>	V <sub>oc</sub>	$\Delta R_{s-Id}$	FF <sub>dark</sub>	V <sub>d-max</sub>	V <sub>p</sub>	J <sub>Loss-B</sub>	J <sub>Loss-A</sub>
光学的ロス	↕	↓	↓	↕	↔	↔	↔	↔	↔
電氣的ロス	↘	↓	↔	↗	↘	↑	↑	↔	↔
セル損傷	↓	↓	↓	↗	↓	↑	↓	↗	↗
PID	↘	↔	↓	↔	↘	↘	↓	↗	↗

### ⑨インピーダンス測定

太陽光発電設備における電路における異常・不具合について、従来から利用されてきたインピーダンス測定法 (Time Domain Reflectometry<sup>4-15, 4-16</sup>) を含む) による評価法に加えて、幅広い種類の不具合について、その発生位置の特定だけでなく不具合レベルを評価できる交流インピーダンス周波数解析が利用されている<sup>4-17~20</sup>。これは、交流インピーダンスの抵抗成分およびリアクタンス成分の周波数特性から導出される指標から絶縁抵抗値の推定や地絡点検出を行うほか、太陽電池モジュールごとの並列抵抗成分の低下やバイパスダイオード不良の検出や、ストリングの不具合位置特定などを行う手法である。現在市販されている測定器では、100Hz から 100kHz の交流電圧 (2V) を印加した際の電流応答を、太陽電池アレイ～太陽電池モジュールの交流インピーダンスモデルにおいて評価し、別添 3 で示した不具合のレベル表示および不具合位置の提示を行う機能を持っている。このようなインピーダンス測定を実施する際の留意点を、以下にまとめた。

- 測定時の放射照度が 100W/m<sup>2</sup> 以上の場合に評価は可能とされているが、より大きな日射条件が好ましい (正確な Voc 評価など)。また、得られた結果は標準試験状態での測定値と直接比較することはできず、経験的な閾値や隣接する太陽電池ストリング/太陽電池モジュールで得た測定値との比較により評価している点に注意する (不具合位置検出は、この限りではない)。
- 当該装置を接続する測定対象の最大直流電圧は 1000V であり、太陽電池ストリング単位での測定・評価を前提としている点に留意する (個別太陽電池モジュールの診断にも応用は可能)。

- ・ 測定に使用される探査用交流電圧は小さいが、測定器と太陽光発電設備の電気経路を直結する必要があるため、他の電氣的測定法と同様な電気安全対策を準備して実施する。
- ・ ケーブルの静電容量は、不具合位置を推定するためのパラメータとして測定者が入力する必要がある（通常の乾燥気象条件では 80 pF/m）。この入力値は太陽電池ストリング/太陽電池モジュール全体の静電容量のごく一部ではあるが、不正確な場合には不具合位置の推定精度に影響を及ぼす場合がある。このため、使用しているケーブルについて、異なる環境条件のもとでのケーブル静電容量に関する情報を入手して、測定する際の環境条件に適合したケーブル静電容量を入力することが望ましい。
- ・ 接続箱などで測定する場合には、端子から太陽電池モジュールまでのケーブル長を入力する。詳細な設計図面がない場合などは実測するなどして、出来るだけ実態に近いケーブル長を入力し、不具合位置の推定に支障をきたさないようにする。
- ・ 異なる太陽電池ストリングに由来するケーブルが隣り合わせて強固に固定されている場合には、測定器からの信号が別のストリングに伝達されることで、測定精度の低下を招く場合がある。可能な限り、異なるストリングのケーブルが並行して設置された状態での測定は避ける。
- ・ 太陽電池モジュールフレームが接地されていることを必ず確認する。また、測定器のアース端子も良好に接地する。接地が不十分であると測定結果に誤りが生じる場合がある。

#### ⑩UV (ultraviolet) 蛍光測定

UV (ultraviolet) 蛍光測定では、太陽電池モジュールの封止材中に含まれる蛍光物質を、外部から紫外線で励起することで生じる蛍光を画像としてとらえる。この蛍光は、セルクラックなどに起因して太陽電池モジュール外部から侵入した酸素によって消光されるため、セルクラックの位置特定などに利用できる。また、その蛍光強度は（高温に保たれると強い蛍光を発するという特性から）温度履歴とも対応しているため、日射時にホットスポットとなっているセルの検出にも利用可能である。この温度履歴と蛍光強度の対応特性は、太陽電池モジュール内の電流ミスマッチ状態をも反映するため、電流ミスマッチセルの太陽電池モジュール内分布を把握できる。さらには、太陽電池モジュール封止材に含まれる蛍光物質は封止材型式などにより個々に異なる場合や酸素透過率の異なるバックシートが使用されており、その蛍光特性の違いからモジュール型式の異動を判定することもできる。この UV 蛍光測定に必要な機器（紫外線光源・カメラおよびフィルタなど）は、各機器を個別に取り揃えて構成することも可能であるが、測定セットとして市販もされている<sup>4-21)</sup>。以下に、UV 蛍光測定を行う際の留意事項などをまとめる。

- ・ 小型・軽量・蓄電池駆動で、かつ 400nm 以上の可視光を含まない紫外線光源を利用する（400nm 以上の可視光が多く含まれている場合には光学的フィルタリングを行う）。
- ・ 周囲から妨害光が入らない夜間に実施することが基本であり、概ね日没から 1～2 時間以降の実施が望ましい。街灯や月明りは、影響は少ないと考えられている。
- ・ 他の撮影法と同様に、出来るだけ太陽電池モジュールに正対した方向からの撮影を行うとともに、露光時間を長くするなどの方法で蛍光画像の明瞭化を行う。
- ・ 地上での UV 蛍光測定だけでなく、ドローンに紫外線光源とカメラを取り付けて、夜間に撮影することも可能ではある。この際は、③ドローン搭載 EL や④ドローン搭載 IR の項で記した電氣的安全性や航行安全性などに十分配慮する。
- ・ 屋外で紫外線を照射しての機能評価であるため、作業従事者だけでなく、（夜間に実施する場合において

も)周囲の人々への紫外線影響を考慮する。強力な紫外線の眼への直接入射は網膜に深刻な障害を発生することがあり、人の眼は 380nm 以下の光を感知しにくいために虹彩が大きく開いたままの眼に紫外線が入射してしまう場合がある。このため、保護メガネ(紫外線カットレンズ)の着用は必須である。また、場合により皮膚の日焼けが紫外線により生じる場合があるため、必要に応じた防御対策が推奨される。

- ・ 使用する機材に大きく依存するが、太陽電池モジュールへのアクセスが良く、かつ天候に恵まれれば地上撮影の場合には、(1 モジュールごとに撮影すると想定した場合でも)1 時間あたり 250 モジュールの撮影が可能と考えられる。また、ドローンを利用した撮影では、同じ想定条件で約 720 モジュールを撮影可能と推定される。なお、高度を上げて複数モジュールを同一画面に撮影することで効率は上昇するが、高い高度での航行は、解像度の低下だけでなく、モジュール面に届く紫外線強度の減少を招くために推奨できない。

#### ⑪屋外非破壊分光分析

バックシートは太陽光発電設備全体の絶縁性を担う中心的部材であり、高分子材料であるがゆえに、金属部材やガラス部材に比して、紫外線などの環境ストレスによる経年劣化が生じやすい。また、バックシートの水蒸気・水分透過性は太陽電池セルをはじめとする内部回路の腐食などと直接結びつくため、絶縁性低下にともなう感電などの安全面だけでなく、発電性能の低下とバックシートの物理化学的特性の変化は大いに関係している。したがって、屋外に設置された太陽電池モジュールにおいてバックシートの電氣的健全性だけでなく、物理化学的健全性を評価することは、安全性確保面だけでなく、発電性能確保面からも重要である。このような目的のために、主として FTIR 分光測定法がバックシート検査法として利用されている。また、屋内に限らず屋外での測定も可能となるハンドヘルド型測定器が市販されており、これを利用した屋外でのバックシート劣化状況に関する報告もある<sup>4-22, 4-23</sup>)。また、長期にわたる発電性能確保に関しては、封止材も同様に重要な役割を担っている。この封止材の物理化学的健全性を非破壊的に評価するためには(表面／裏面ガラスを通して測定が可能な)ハンドヘルド型分光法が利用されている<sup>4-24</sup>)。ここでは、このようなハンドヘルド型分光測定器を用いた際の留意事項をまとめる。

- ・ バックシートおよび封止材の分光測定は、太陽電池モジュールを分解することなく、また電氣的に切断することなく行うこと可能であるが、バックシート表面の ATR-FTIR 測定やラマン測定では、汚れ・ほこり・砂が測定結果に影響を与える可能性があるため、出来るだけ除去する必要がある(洗浄して乾燥した表面での測定を推奨)。一方、封止材ラマン測定では、ガラスの汚れはあまり影響しない。
- ・ ラマン分光法による封止材分析は大変有効な手法ではあるが、封止材の経年変化により幅広い波長において非特異的に蛍光が観測される場合がある。このため、特異的なラマンバンドが覆い隠されてしまうことがあるので、長期間使用された太陽電池モジュールなどの測定結果の解釈には注意する。
- ・ ラマン分光法の励起に使用されるレーザー光が目に入ると、作業者に有害な影響を与える可能性があるため、保護ゴーグルの着用が必須である。

## ⑫等電位の確認

等電位ボンディングに不具合が存在すると、作業者などにおける感電被害を防止することができない場合が多くなり、また被雷した際の雷害の影響が重篤化する。このため、等電位性が失われている(または低下している)太陽光発電設備においては、可及的速やかな補修が求められる。また、台風などによる強風などが予想される際は、事後の補修のみでなく、等電位ボンディングを担う部位が健全に保持されているか否かを事前に確認しておく必要がある<sup>4-25)</sup>。

太陽電池モジュールの非充電の露出導電性部の接地を担うフレームおよびフレームクランプ部、および他の非充電の露出導電性部分から接地点(パワーコンディショナ内の接地端子あるいはシステム主接地端子)への等電位性確認について記載する。等電位性確認に関しては、太陽光発電設備の保守などに関する JIS および IEC に従うことが推奨される(現時点での最新国際規格:IEC 62446-1:2016/AMD1:2018<sup>4-26)</sup>および IEC 62548-1(2023<sup>4-27)</sup>、JIS C 62548(2023)<sup>4-28)</sup>)。なお、IEC 62446-1:2016/AMD1:2018 第 6 節で記載されている「導体全てについての電氣的導通試験」は、以下の方法が参考となる<sup>4-29)</sup>。

- ・ パワーコンディショナなどのアース導体が正しく接続されているか、接続が適合しているか、締まっているかをチェックし確認する。加えて、太陽光発電設備全体のすべての接続が適合し、堅固であることを確認する(すべての導体素線が被覆されていることを確認し、端子の締め付けをチェックし、導体のプルテストを実施する)。
- ・ 大地基準点(ERP)を特定し、確認すること(パワーコンディショナなどの主接地導体またはアースバーであるが、場合により金属製配電盤の筐体・主アース電極、金属製水道管、またはソケットコンセントの近くのアース端子である場合もある)。注:ERP は、敷地の主接地導体に対して  $0.5\Omega$  以下であることを確認する。
- ・ 測定用リード線と導通抵抗計を接続し、リード線同士を接触させて導通抵抗計のゼロ調整を行う。
- ・ 測定用リード線の一端を ERP に接続する(図 4-3 の 4 参照)。
  - 注:パワーコンディショナ製品の種類によっては、接地部への接続方法を指定している場合がある。その際には指定方法に従う。
  - 注:充電部にアクセスできないようにしておくこと(保護カバーなどは外さない/外した際は戻しておく)。
- ・ パワーコンディショナの非充電の露出導電性部の導通を確認する( $0.5\Omega$  以下)。
  - 注:充電部にアクセスできないようにしておくこと(保護カバーなどは外さない/外した際は戻しておく)。
  - 注:パワーコンディショナなどが樹脂製筐体を使用している場合や塗装されている場合は、表面に露出しているねじやヒートシンク部などで導通を確認する。
- ・ 太陽電池モジュールフレームなど他の部位へ測定用リード線を結合して、各部の抵抗値を測定する( $0.5\Omega$  以下の抵抗値を確認する)。
  - 注:アルミ製太陽電池モジュールフレームの表面には酸化膜が形成されており、導通性を適切に測定できない場合がある。2 つのフレーム部材が合わさるフレーム角部や太陽電池モジュール下部にある製造メーカーが指定した接地測定点での測定を行う。
  - 注:等電位接合されている架台金属部においても塗装などの影響で正確な測定が困難な場合がある。切断断面などでの測定を試みる。
- ・ 導通抵抗計での測定値を記録する。

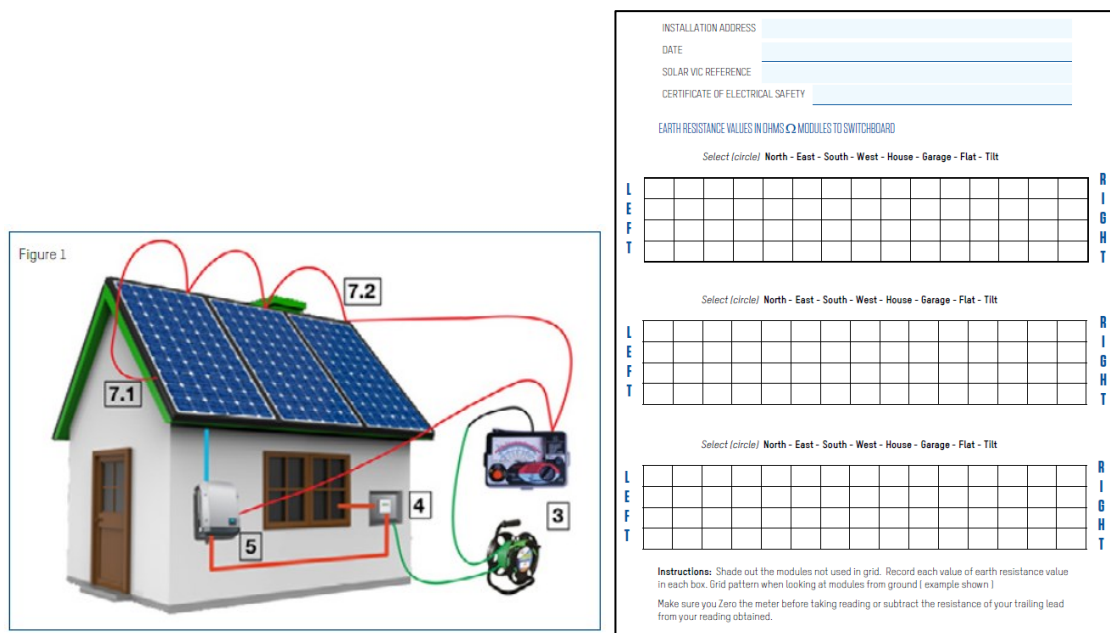


図 4-3 等電位の確認方法の参考図 4-29)

等電位ボンディングに使用する部材については、UL2703 規格 (あるいは同等の規格) に定める試験に合格した製品を使用する。この UL2703 規格制定に向けての様々な検討のなかで、等電位ボンディング部材およびその設置方法についての推奨事項が提示されている<sup>4-30)</sup>ため、以下を参考にして評価する。

- ・ 太陽電池モジュールの取扱説明書に記載されている接地方法のみを使用する。
- ・ ボルトナットにより固定する場合は、適切なスプリットワッシャまたは同等の手段を用いて接続の緩みを防止する。
- ・ ボルトナットやネジの接続部が太陽電池モジュール取扱説明書などに記載されているトルク指定値に対して不足または過多でないことを、トルクレンチを使用して確認する。
- ・ 太陽電池モジュールのフレームは比較的薄いので、トルク過多や(これにともなう)接続部破壊が容易に起こることを考慮する。トルク不足の接続部は、陽極酸化や他のフレームコーティング層を十分に貫通していない可能性がある(トルク不足の接続部は腐食を著しく促進させることが実証されている)。
- ・ 太陽電池モジュールフレームに接続した後に接地ケーブルなどを扱う際には、他の作業中に接続部にストレスがかからないように注意深く作業を行う。
- ・ 取扱説明書にフレーム開口作業やボルト固定の指示がある場合は、適切な方向に設置し、アラインメントをとる。
- ・ 耐久性のある強固な接続を実現するために、ワッシャ/ナットの組合せや、そのアセンブリが、太陽電池モジュール取扱説明書などで指定された状態にあることを確認する。
- ・ 材料・サイズなどの「小さな」変更は、システムレベルでの接続不良につながりやすいことに留意する。
- ・ クリップ式金具(メカニカルファスナ)をフレーム接地端子として使用する際は、ステンレス製製品の使用を避ける(ステンレスは良好導体ではない)。また、ねじ式金具を用いてフレーム接地を行う際には、ステンレスワッシャの使用を避ける。
- ・ 接地作業の完了後、接地ケーブルに張力を掛けない。また、接地ケーブル接続部に大きな荷重が負荷さ

れるような継続的ストレスを与えない。

- ・ 設置者によるフレーム穴開口作業やねじ穴作成作業を避け、一度で正しく接続すること(UL1703 規格に則った太陽電池モジュールでは、10 回の取付け・取りはずしが試験されているが、設置者によるフレーム穴開口作業などは想定されていない)。
- ・ スターワッシャや鋸歯状のねじヘッド部分など、太陽電池モジュールのコーティングを貫通するように設計された部品が適切に選択されて取り付けられていることを確認する。ワッシャの鋭利なエッジが対称に設計されていない場合には、正しい方向を向いていることおよび締め付け時にワッシャは回転部分の一部であること(これによりコーティング層を貫通する)を確認する。
- ・ 接合部の材料が腐食の原因にならないように材料の選定を確実に行う。銅と(電気化学腐食を防止する表面バリアがない)アルミニウムの直接接合は、太陽光発電設備で破壊的な腐食を引き起こす最も一般的な異種金属の組合せであることを考慮する。
- ・ アルミフレームに隣接して銅の被覆なし接地線を設置する場合には、異種金属同士の近接を制限する方策をとること。水や土または他の導電性の破片などが蓄積・接触することによって、時間の経過とともに腐食が発生する可能性があることを考慮する。
- ・ 海岸などの腐食性の高い環境では、接合部の寿命を延ばすために酸化防止剤などの保護膜を使用することがある。このような対策を追加しても、接触抵抗を低く保つために、継続的かつ予防的なメンテナンスが必要となる。
- ・ 接地部品および架台部材は、以下のもので構成することを推奨する。
  - 銅または 80%以上の銅を含む銅合金(電解腐食を避けるためにコーティングまたはメッキされていてもよい)
  - 16%以上のクロム(Cr)を含むステンレス鋼、または 5000 または 6000 シリーズのアルミニウム合金、あるいは炭素鋼(腐食を避けるためにコーティングまたはメッキされていてもよい)。
  - 以下の部材で構成される接地部品および架台部材も許容される。
    - ◇ 5000 系または 6000 系アルミニウム合金および市販の純アルミニウム
    - ◇ 16%以上の Cr を含むステンレス鋼
    - ◇ ニッケル
    - ◇ スズ
    - ◇ 亜鉛
    - ◇ 亜鉛-アルミニウム合金
- ・ メッキやコーティングは、効果的な緩衝層を維持するために、使用環境に耐える十分な厚さと品質でなければならない。メッキやコーティングの適合性は不明なので、このような組み合わせは UL2703 規格に示した試験などを通して、意図する期間にわたり意図したとおりに動作することを確認する。

#### 4.3 太陽電池モジュール以外の機器、電気設備の確認

1. 接続箱、集電箱、パワーコンディショナ(PCS)、コネクタ、配線及び配線保護、受変電設備、監視装置及び計測装置等、その他設備を目視により確認する。
2. 保守点検等で実施する電気性能を測定により確認する。


太陽電池モジュール以外の機器、電気設備の確認の確認箇所と主な目視確認項目は下記の通り。また、各項目の目視の例を示す。

##### ①接続箱



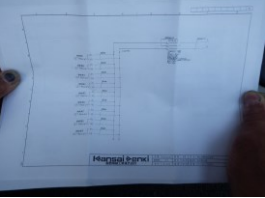
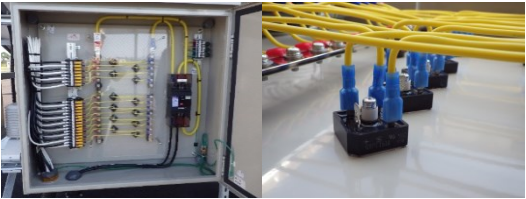
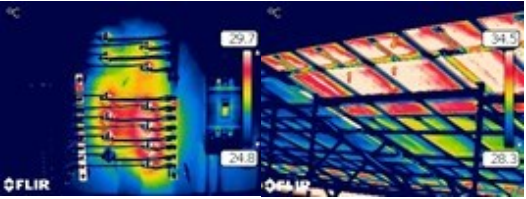
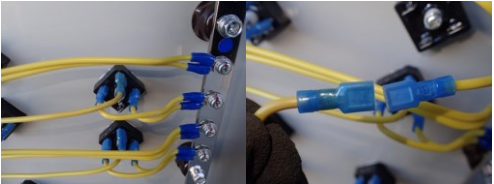
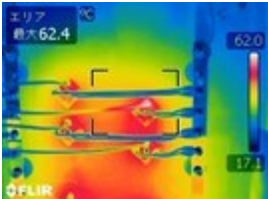
- ・ 接続箱外部、設置及び固定、内部の状態の確認。

##### ②集電箱

- ・ 集電箱外部、設置及び固定、内部の状態の確認。
- ・ 集電箱内部の開閉器、遮断器等の動作の確認。

写真	事象	A 経過観測 B 電気測定 C 補修、交換	最終的なリスク
 例: 錆無し: 176MΩ 錆有り: ①0.356MΩ②0.989MΩ	錆の発生 (2区画分の集電箱内に水が溜まっていた。また、その影響と考えられる腐食(錆)が発生。錆が発生している集電箱は絶縁抵抗値が低下した事例)	C 補修、交換: 浸水は、配管からの逆流が原因であったため、応急処置として、配管に小さな穴をあけて水抜きを実施	地絡 火災
	虫の侵入 (端子部に虫が挟まった事例)	C 補修、交換: 虫の除去	火災
	施工不良 (端子の処理の粗雑な事例)	C 補修、交換	火災



 <p>改修後、黄色電線 2 本</p>  	<p>製造不良電線不足 許容電流不足</p>	<p>C 補修、交換</p>	<p>焼損、火災 黄色電線 1 本</p>
 <p>右側、最下段 BLD      下側が逆設置、 逆接続</p>  <p>BLD 発熱していない 太陽電池は発熱して いる</p>	<p>製造不良ブロック ングダイオード逆接続</p>	<p>C 補修、交換</p>	<p>機器破損、焼 損</p>
 <p>左: 発熱したコネクタ、右: 正常なコネクタ</p> 	<p>ブロックダイオ ード端子発熱 端子コネクタの変形 による異常発熱 端子、電線の変色</p>	<p>C 補修、交換</p>	<p>焼損、 火災</p>

	<p>遮断器接続不良  (芯線、線径違いによる接続不良の可能性の事例)</p>	<p>C 補修、交換:  より線は締付後応力緩和が生じ易く増し締め</p>	<p>絶縁不良  機器焼損</p>
	<p>配管部腐食  (盤の外部、内部でサビが発生。穴あけ加工部分で発生。加工部の塗装処理が未実施。また盤底部が地上から近く雨水の地上跳ね返りにより多くの水が盤底部に付着する状態であった事例)</p>	<p>C 補修、交換:  サビ部の補修  A 経過観測:  定期点検の確認</p>	<p>地絡  短絡  火災  サビ進行で盤筐体に穴が開き内部に水、草虫、小動物が侵入。  機器故障。</p>
	<p>接続箱隙間腐食  (盤の外部、内部でサビが発生。穴あけ加工部分で多く発生。加工時の鉄切粉が除去されず隙間に残りサビが発生した。隙間から毛細管現象で水が盤内部に浸入して盤内部もサビが拡大した事例)</p>	<p>C 補修、交換  A 経過観測:  定期点検の確認</p>	<p>地絡  短絡  火災  サビ進行で盤筐体に穴が開き内部に水、草虫、小動物が浸入。  機器故障。</p>

③パワーコンディショナ(PCS)

- ・ パワーコンディショナ外部、設置及び固定、内部の状態の確認。
- ・ パワーコンディショナ内サージ保護デバイス(SPD)の状態確認の確認。
- ・ パワーコンディショナ格納筐体外部、設置及び固定、内部の状態の確認。

写真	事象	A 経過観測 B 電気測定 C 補修、交換	最終的なリスク
	<p>配線の施工不良 (配線口パテ未施工、不要穴の塞ぎ未施工の事例)</p>	<p>C 補修、交換: パテ埋め施工</p>	<p>地絡、短絡、火災 草、虫、露、雨水 侵入による機器故障</p>
	<p>配線の施工不良 (ケーブルが入っていない。コネクタ部分が、パテ埋めが未実施で虫、小動物の進入が容易にできる状態の事例)</p>	<p>C 補修、交換</p>	<p>地絡、短絡、火災 草、虫、露、雨水 侵入による機器故障</p>
	<p>パワーコンディショナ 設置高不足</p>	<p>C 補修、交換: 雑草除去</p>	<p>浸水、 地絡、 火災</p>
	<p>パワーコンディショナ 内浸水 (配管端部処理が不適切、水抜き穴が無い。端末口が上向き、水処理が未施工の事例)</p>	<p>C 補修、交換</p>	<p>浸水、 地絡、 火災</p>

	<p>パワーコンディショナ 内浸水</p>	<p>C 補修、交換： 直流配線保護管、 パテ是正、入線方向 是正</p>	<p>地絡 基盤故障</p>
	<p>パワーコンディショナ 離隔不足 (配管端部処理が不 適切、水抜き穴が無 い。端末口が上向 き、防水処理が未施 工の事例)</p>	<p>A 経過観測： 定期点検時確認 C 補修、交換</p>	<p>機器故障</p>
	<p>パワーコンディショナ モニター部分のひび 割れ (納品時に装着され ている外装フィルムの 劣化。施工時には 剥がす必要がある事 例)</p>	<p>A 経過観測 C 補修、交換</p>	<p>エラー等の確 認ができなくな る</p>
	<p>フィルタ部分の錆</p>	<p>B 電気測定 C 補修、交換</p>	<p>PCS の停止</p>
	<p>蓋固定ビスの不具合</p>	<p>C 補修、交換： ビスサイズ変更、新 規タップ施工、最悪 は筐体交換</p>	<p>水分浸入 地絡 機器故障 火災</p>







	<p>モニタリング装置の不具合 (パワーコンディショナ5台中3台が同じ積算発電量となっていた。発電は問題ない状態の事例)</p>	<p>C 補修、交換</p>	<p>機器故障</p>
	<p>モニタリング装置の不具合 (モニター表示無し。発電は問題ない状態の事例)</p>	<p>A 経過観測 C 補修、交換</p>	<p>エラー等の確認ができなくなる</p>
	<p>モニタリング装置の不具合 (表示パネル破損(アクリル板割れ)、アクリル板は蓋にシール固定されている状態で日射によりアクリル板が収縮し破損。アクリル表面のラミネートを剥がしていないことでより悪化した事例)</p>	<p>A 経過観察 C 補修交換: 表面パネル交換</p>	<p>機器破損</p>
	<p>ハチの巣の発生 (操作ユニットの扉を開けたところハチの巣がある事例)</p>	<p>C 補修、交換: 蜂がいないことを確認し、除去</p>	<p>人的被害 ユニットの交換</p>
	<p>パワーコンディショナ接続部の不具合 (コネクタの差し込み不足が6箇所を確認された。パワーコンディショナ内部のロックナットが破損している可能性がある事例)</p>	<p>C 補修、交換: コネクタ交換</p>	<p>異常発熱・焼損 火災</p>





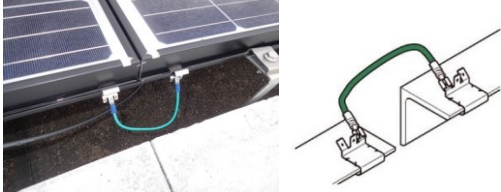

  	<p>パワーコンディショナ 接続部の不具合 (コネクタ変形/溶着/ 焼損の事例)</p>	<p>C 補修、交換: コネクタ交換(差し 込み側のみ)</p>	<p>異常発熱・焼損 火災</p>
  	<p>パワーコンディショナ 接続部の不具合 (コネクタ異種嵌合の 事例)</p>	<p>C 補修、交換: コネクタ交換</p>	<p>異常発熱・焼損 火災</p>
 	<p>パワーコンディショナ 接続部の不具合 (コネクタ爪破損の事 例)</p>	<p>C 補修、交換: コネクタ交換</p>	<p>脱落 異常発熱・焼損 火災</p>
 	<p>パワーコンディショナ 接続部の不具合 (コネクタ破損の事 例)</p>	<p>C 補修、交換: コネクタ交換</p>	<p>異常発熱・焼損 火災</p>








④コネクタ、配線及び配線保護




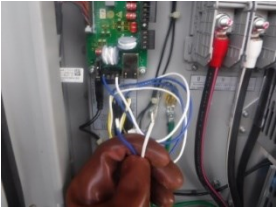


- ・ 配線及び配線保護の確認。
- ・ 各配線の状態、設置及び固定状態の確認。
- ・ 各配線保護材の状態の確認。

写真	事象	A 経過観測 B 電気測定 C 補修、交換	最終的なリスク
	<p>結束バンドの劣化 (結束バンドが劣化により切れ、配線がぶら下がってる事例)</p>	<p>C 補修、交換: 結束バンドの交換</p>	<p>地絡 除草作業時などに切断</p>
	<p>コネクタの接触不良 (ドローン点検で未発電回路を検出。その後の目視点検でコネクタの接触不良(N側コネクタから心線が見える状態)を検出した事例)</p>	<p>C 補修、交換: コネクタ交換</p>	<p>地絡 火災</p>
	<p>コネクタ差込不足 (雨水が当たる位置に設置されている事例)</p>	<p>C 補修、交換: コネクタ交換</p>	<p>コネクタ発熱、 焼損 地絡 火災</p>
	<p>コネクタ差込不足 (雨水が落ちる先にコネクタが設置されている事例)</p>	<p>C 補修、交換: コネクタ交換</p>	<p>コネクタ発熱、 焼損 地絡 火災</p>

	<p>コネクタ焼損  (架台縦棧の内溝に延長線が収納されており、そこに雨水が流入しショート。延長側コネクタが互換品のためより悪化した事例)</p>	<p>C 補修、交換：  コネクタ交換</p>	<p>絶縁不良  地絡  火災</p>
	<p>コネクタ固定位置不良  (雨水の流入箇所が発生した事例)</p>	<p>C 補修、交換：  コネクタ位置変更</p>	<p>絶縁不良  地絡  焼損  火災</p>
	<p>コネクタ脱落  (土壌沈下により直流配線が緊張状態。一部脱落発生。わずかなシマ渡り箇所では延長線を施設していないことが原因とされている事例)</p>	<p>C 補修、交換：  延長線施設</p>	<p>絶縁不良  地絡  焼損  火災</p>
	<p>接地固定ネジ部のサビ発生</p>	<p>C 補修、交換：  適切なネジに交換</p>	<p>等電位の喪失：  サビ進行後接地線が外れる</p>
	<p>接地金具の不適切  (金具の差込不足による電氣的接続不完全の事例)</p>	<p>C 補修、交換</p>	<p>等電位の喪失</p>
	<p>接地線、ケーブル保護管未施工</p>	<p>C 補修、交換</p>	<p>地絡、  火災</p>

	<p>配管割れ (経年劣化、径の問題が原因と考えられる事例)</p>	<p>C 補修、交換</p>	<p>地絡、火災、</p>
	<p>保護管破損</p>	<p>C 補修、交換</p>	<p>地絡、火災</p>
	<p>保護管未施工</p>	<p>C 補修、交換: 補修、保護管施工</p>	<p>地絡、火災</p>
	<p>ケーブル保護管未施工 (小動物に噛み切られた事例)</p>	<p>C 補修、交換</p>	<p>地絡、短絡、火災</p>
	<p>保護配管内への浸水 (パテが無く保護配管内に浸水した事例)</p>	<p>C 補修、交換: 配管に小さな穴をあけ、水抜き。パテの埋め直しをして、管端部を雨水が直接当たらない箇所に移動。</p>	<p>地絡、火災</p>



	<p>防水パテ不備</p>	<p>C 補修、交換： パテ埋め再施工</p>	<p>地絡、火災</p>
	<p>配線断線</p>	<p>C 補修、交換： 配線補修、保護管補修</p>	
	<p>幹線裂傷 (CVT の架空配線が架台に沿って施設されており、架台固定金具角にて配線自重により裂傷し事例)</p>	<p>C 補修、交換： 幹線交換</p>	<p>機器停止 地絡 火災</p>
	<p>通信不通ケーブルの締め付け不良 (通信不通ケーブルの締め付け不良が多数。通信が途絶していた事例)</p>	<p>C 補修、交換</p>	<p>PCS の停止</p>
	<p>樹脂製結束バンドの部材選定不適切</p>	<p>C 補修、交換： 高耐候性部材交換</p>	<p>地絡、 火災、 ケーブル固定脱落</p>
	<p>結束バンド破損</p>	<p>C 補修、交換： 高耐候性部材補修</p>	<p>地絡、 火災、 ケーブル固定脱落</p>
	<p>結束バンド破損、ケーブル雨水暴露</p>	<p>C 補修、交換： 高耐候性部材補修</p>	<p>地絡、 火災、 ケーブル固定脱落</p>

 <p>※BPD 破損確認のため端子箱のフタを外している。</p> 	直接接続極性違い	C 補修、交換	焼損、火災
 	モジュール間の接地不良 (モジュール間の接地線が切れていた事例)	C 補修、交換	接地の不備
	パワーコンディショナ 接地線の露出 (接地抵抗値が NG であった事例)	C 補修、交換	接地の不備

コネクタの検査箇所については、対象とする太陽光発電設備を構成する全数を検査することが望ましいが、大規模な太陽光発電設備においてはコネクタなどの検査対象箇所は膨大になるため、太陽電池モジュール目視検査シートと同様に、各検査箇所についてランダムに抽出したサンプル集団を対象として、全体傾向を把握する方法も考えられる。

また、太陽電池モジュール銘板などで指定されている以外のコネクタによる接続(異種型式接合)は温度上昇や火災などの破壊的損傷に結びつく危険性がある。そのため、評価段階で異種型式接合を発見した場合には、出来るだけ早く同種型式接合に交換すべきである。なお、コネクタのケーブルへの取付けにあたっては、(屋外における取付け時には特に)コネクタ取扱説明書などに記載されている取付け方法に従って注意深く実施する必要がある。以下にコネクタ取付けおよびコネクタ連結の評価にあたっての注意点を記載する。

- ・ コネクタとケーブルの適切な組合せを選択する(規格対応・芯材径・ケーブル径)。
- ・ PVC(ポリ塩化ビニル)ケーブルは使用しない(コネクタ部材による劣化を生じる)。
- ・ ワイヤストリッパを用いてケーブル被覆を除去する(ナイフなどを用いない)。
- ・ 芯材露出長は適正範囲を守る(特に長すぎないこと)。
- ・ コンタクト部と芯材を圧着する際は、コネクタ圧着部の方向に注意し、当該部分に異常変形を起こさない。
- ・ コンタクト部の挿入後はテストプラグで検査し、マークが見えることを確認する。
- ・ 校正済みトルクレンチを用いて、ねじカバー部を指定のトルクで固定する。
- ・ ケーブルを取り付けたコネクタ各部の形状・距離を確認する。

- ・ 未連結コネクタを屋外に設置する際には、適切なキャップで開口部を覆う。
- ・ コネクタは紫外線ストレスや高温ストレス・力学的ストレスが負荷された状態での使用を想定していないことを考慮して配線を行う。
- ・ 鋭角金属端部でケーブルを屈曲しない。
- ・ 鋭角的屈曲部を作らない(半径7cm 以上のケーブル屈曲を推奨)。
- ・ ケーブル結束バンドで必要以上に締め付けない。
- ・ 直射日光に曝される位置への設置を、できるだけ避ける。
- ・ ケーブル固定金具を適切に使う(架台・フレームへの完全挿入・横方向荷重の回避)
- ・ 多少の緩みを保持して連結する。



⑤受変電設備(対象:高圧以上で連系されている発電所)

- ・ 高圧用受変電設備外部、設置及び固定、内部の状態の確認。
- ・ 特別高圧用受変電設備外部、設置及び固定、内部の状態の確認。
- ・ 受変電設備用消防設備(消火器)の確認。

⑥監視装置及び計測装置等








- ・ 監視装置又は計測装置外部、設置及び固定の状態の確認
- ・ 監視又は計測データの保存状態の確認:運転データ計測については、IEC など計測関係の規格を引用。
- ・ 計測装置の校正期間の適合確認:期間については、それぞれの機器仕様に従う。無い場合は、IEC など関係の規格を引用する。校正期間を超過している場合は、校正の実施。
- ・ 監視カメラの設置状態の確認。

⑦その他設備

- ・ 構内柱(配電鉄塔、外灯、監視カメラ用鋼管柱等)の設置状態の確認。

目視の事例を下記に参考として示す。

写真	事象	A 経過観測 B 電気測定 C 補修、交換	最終的なリスク
	引込柱傾き (ケーブルへ雪の重みが掛かったことによる引込柱が傾いた事例)	C 補修、交換	発電停止  感電などの2次災害
	引込柱に樹木が接触	C 補修、交換	発電停止  感電などの2次災害
	引込柱(CT)に草木巻き付き	C 補修、交換	発電停止  感電などの2次災害

 	<p>引込柱地盤流出、地盤が流出 (引込柱根巻コンクリートが少ない事例)</p>	<p>C 補修、交換: 土砂を追加固める。シート上の流水を避ける。上記で不十分な場合は支線を追加し支持をする。 A 経過観測: 定期的に点検を実施</p>	<p>引込柱倒壊による他物への損傷 感電事故</p>
	<p>電力量計の落下</p>	<p>C 補修、交換</p>	<p>発電停止 感電</p>
	<p>電力量計収納箱内に蟻が侵入</p>	<p>C 補修、交換</p>	<p>発電停止</p>
	<p>草が繁殖して入口が消滅</p>	<p>A 経過観測 B 電気測定 C 補修、交換</p>	<p>発電損失  動物、虫による機械的、人的被害</p>
 	<p>植栽繁殖、製品損壊</p>	<p>C 補修、交換: 伐採</p>	<p>機器破損、焼損 地絡、火災</p>

	<p>フェンス倒壊</p>	<p>C 補修、交換</p>	<p>人畜の侵入、感電</p> <p>機器設備の盗難</p>
	<p>フェンス倒壊</p>	<p>C 補修、交換： 再施工</p>	<p>近隣道路への倒壊/飛散</p>
	<p>フェンスの破損 (動物に齧られ空いた穴と考えられる事例)</p>	<p>C 補修、交換</p>	<p>人畜の侵入、感電</p> <p>機器設備の盗難</p>
	<p>消火器収納箱の破損 (海岸近くの発電所のため、強度が下がった恐れがある事例)</p>	<p>C 補修、交換</p>	<p>出火時、初期対応不可</p>
	<p>消火器使用期限切れ</p>	<p>C 補修、交換</p>	<p>出火時、初期対応不可</p>
	<p>スズメバチの巣の発生 (スズメバチの活動時期のためその場での除去はせず、報告した事例)</p>	<p>C 補修、交換：</p>	<p>人的被害</p>



 	<p>獣害によるコネクタ脱落</p>	<p>C 補修、交換： コネクタ再接続、コネクタをテープ保護</p>	<p>ケーブル断線</p>
	<p>残材 (工事の際に出たと思われる残材が多数放置されていた事例)</p>	<p>C 補修、交換</p>	<p>環境汚染</p>
	<p>バッテリーエラー (バッテリーエラーのランプが赤点灯した事例)</p>	<p>C 補修、交換</p>	<p>PCS の停止</p>
	<p>鳥害防止装置の故障 (BB フラッシュが故障により点滅していない事例)</p>	<p>C 補修、交換</p>	<p>カラス等による鳥害(フンなど)</p>
 	<p>法面崩落、フェンス傾き</p>	<p>C 補修、交換</p>	<p>法面崩壊 土砂崩れによる周辺への被害拡大</p>

ここまで、目視の確認ポイントと事例を示してきた。しかしながら、太陽電池モジュールの目視による劣化・損傷状態の検査手法と同様に、太陽光発電設備の目視確認方法は確立されていない。このような状況のもと、IEA 太陽光発電研究プログラム (IEA PVPS) では、太陽光発電システムの劣化状況などの把握を容易にする目的で、太陽光発電システム確認シート (PV System Survey Sheet) を作成し、これを用いてデータ集積が進められている<sup>4-10)</sup>。本文書においては、当該シートと互換性を保ちながら、近年の技術動向を反映した検査項目を付加して「太陽光発電設備目視検査シート(別添 1)」を作成した。本シートの作成にあたっては、目視確認における検査項目の網羅性を確保することだけでなく、総合評価段階における判断が困難になる自由記載項目を可能な限り減らすため、検査項目および劣化・損傷などのレベルをチェック方式とした。

別添 1 のシートの表紙(1 ページ目)は、別添 2 の太陽電池モジュール目視検査シートの当該ページと同一であり、太陽光発電設備および太陽電池モジュールの基本情報が記載される。それに続く検査箇所(受光妨害物・架台・インバータ・接続箱・コネクタ・直流(DC)ケーブル)については、それぞれに想定される劣化・損傷項目とそのレベルを選択する方式となっている。

また、太陽電池モジュール以外の主な測定項目は下記の通りである。基本的には JEMA/JPEA の太陽光発電保守点検ガイドライン:<https://www.jpea.gr.jp/wp-content/themes/jpea/pdf/t191227.pdf>、産業技術総合研究所が公開している「太陽光発電の直流電気安全のための手引きと技術情報(第 2 版):[https://unit.aist.go.jp/rpd-envene/PV/ja/service/PV\\_Electrical\\_Safety/Technical\\_Information\\_on\\_PV\\_Electrical\\_Safety2\(AIST2019\).pdf](https://unit.aist.go.jp/rpd-envene/PV/ja/service/PV_Electrical_Safety/Technical_Information_on_PV_Electrical_Safety2(AIST2019).pdf) の保守点検手順などを参考とするとよい。

#### ① 接続箱

- ・ 接続箱内開閉器、遮断器等の動作の確認。
- ・ 接続箱内各回路の開放電圧値の測定。
- ・ 接続箱内各回路の絶縁抵抗値の測定。
- ・ 接続箱内各回路の I-V カーブの測定。
- ・ 接続箱の接地状態と接地抵抗値の測定。

#### ② 集電箱

- ・ 集電箱と接続されている機器間電線路の絶縁抵抗値の測定。
- ・ 集電箱の接地状態と接地抵抗値の測定。

#### ③ パワーコンディショナ(PCS)

- ・ パワーコンディショナと接続されている機器間電線路の絶縁抵抗値の測定。
- ・ パワーコンディショナの接地状態と接地抵抗値の測定。
- ・ パワーコンディショナ内各回路の開放電圧値(接続箱機能内蔵 PCS の場合)の測定。
- ・ パワーコンディショナ整定値の確認。
- ・ パワーコンディショナ運転履歴の確認。

#### ④ 配線及び配線保護

- ・ 断線、地絡の確認。<sup>4-31~4-35)</sup>

## 【参考文献】

- 4-1) Heliovolta, “The solargrade PV health report,” 2023, [Online]. Available: <https://solargrade.io/pv-health-report/>.
- 4-2) Clean Energy Associates, “PV rooftop safety,” 2023, [Online]. Available: <https://info.cea3.com/hubfs/PV%20Solar%20Safety%20Risks/CEA-Top%2010%20PV%20Rooftop%20Safety%20Risks.pdf>.
- 4-3) KWh analytics, “Solar risk assessment 2023,” 2023, [Online]. Available: <https://www.kwhanalytics.com/solar-risk-assessment>.
- 4-4) Terrestrial photovoltaic (PV) modules – Design qualification and type approval – Part 2: Test procedures. IEC 61215-2, 2021.
- 4-5) M. Köntges et al., “Review of failures of photovoltaic modules,” International Energy Agency, Paris, France, IEA PVPS T13-01, 2014.
- 4-6) “Citation data on doi:10.2172/1050110.” [Online]. Available: [https://scholar.google.com/scholar?cites=17909436775831849058&as\\_sdt=2005&scioldt=0,5&hl=en](https://scholar.google.com/scholar?cites=17909436775831849058&as_sdt=2005&scioldt=0,5&hl=en). [Accessed: 06-Apr-2023].
- 4-7) T. Tanahashi et al., “Reproducing the ‘Framing’ by a sequential stress test,” in Proc. 2019 IEEE 46th Photovolt. Spec. Conf., 2019, vol. 230, pp. 1403–1409.
- 4-8) M. Herz, G. Friesen, U. Jahn, M. Köntges, S. Lindig, and D. Moser, “Quantification of technical risks in PV power systems,” International Energy Agency, Paris, France, IEA-PVPS T13-23:2021, 2021.
- 4-9) 永田靖, サンプルサイズの決め方. 東京: 朝倉書店, 2003.
- 4-10) U. Jahn et al., “Review on infrared and electroluminescence imaging for PV field applications,” International Energy Agency, Paris, France, Rep. IEA PVPS T13-10, 2018.
- 4-11) W. Herrmann et al., Qualification of PV power plants using mobile test equipment. Paris, France: International Energy Agency, 2021.
- 4-12) B. Doll et al., “Aerial photoluminescence imaging of photovoltaic modules,” Phys. status solidi – Rapid Res. Lett., p. 2300059, May 2023.
- 4-13) S. V. Spataru, D. Sera, P. Hacke, T. Kerekes, and R. Teodorescu, “Fault identification in crystalline silicon pv modules by complementary analysis of the light and dark current–voltage characteristics,” Prog. Photovoltaics Res. Appl., vol. 24, no. 4, pp. 517–532, Apr. 2016.
- 4-14) photovoltaikbuero, “PvServe 1.2 - pvbuero.” [Online]. Available: <https://photovoltaikbuero.de/en/product/pvserve-1-2-2/>. [Accessed: 17-May-2023].
- 4-15) T. Takashima, J. Yamaguchi, K. Otani, T. Oozeki, K. Kato, and M. Ishida, “Experimental studies of fault location in pv module strings,” Sol. Energy Mater. Sol. Cells, vol. 93, no. 6–7, pp. 1079–1082, Jun. 2009.
- 4-16) C. LaFlamme et al., “Quantifying the environmental sensitivity of sstdr signals for monitoring pv strings,” IEEE J. Photovoltaics, vol. 12, no. 1, pp. 381–387, Jan. 2022.
- 4-17) M. I. Oprea et al., “Detection of potential induced degradation in c-Si PV panels using electrical impedance spectroscopy,” in Proc. 2016 IEEE 43rd Photovolt. Spec. Conf., 2016, vol. 230, pp.

1575–1579.

- 4-18) S. Thorsteinsson et al., “Novel field test design for acquisition of DC and AC parameters during service,” in Proc. 2016 IEEE 43rd Photovolt. Spec. Conf., 2016, vol. 230, pp. 1608–1610.
- 4-19) M.-I. Oprea et al., “Impedance characterization of PV modules in outdoor conditions,” in Proc. 32nd Eur. Photovolt. Sol. Energy Conf. Exhib., 2016, pp. 1849–1853.
- 4-20) J. Symonowicz, N. Riedel-Lyngskær, S. Thorsteinsson, D. Sera, and P. B. Poulsen, “New method of silicon photovoltaic panel fault detection using impedance spectroscopy,” in Proc. 33rd Eur. Photovolt. Sol. Energy Conf. Exhib., 2017, pp. 1831–1835.
- 4-21) BrightSpot Automation, “PRO UVF camera systems - Brightspot Automation.” [Online]. Available: <https://brightspotautomation.com/products/pro-uvf-camera-systems/>. [Accessed: 18-May-2023].
- 4-22) Y. Wang et al., “Generalized spatio-temporal model of backsheet degradation from field surveys of photovoltaic modules,” IEEE J. Photovoltaics, vol. 9, no. 5, pp. 1374–1381, Sep. 2019.
- 4-23) G. C. Eder, Y. Lin, Y. Voronko, and L. Spoljaric-Lukacic, “On-site identification of the material composition of PV modules with mobile spectroscopic devices,” Energies, vol. 13, no. 8, p. 1903, Apr. 2020.
- 4-24) “近赤外 (nir) 分光ソリューションのアプリケーション.” [Online]. Available: [https://www.basf.com/jp/ja/who-we-are/innovation/our-innovations/trinamiX/NIR\\_spectroscopy/Applications.html#accordion\\_v2-3d1d25cff1-item-25b7d63050](https://www.basf.com/jp/ja/who-we-are/innovation/our-innovations/trinamiX/NIR_spectroscopy/Applications.html#accordion_v2-3d1d25cff1-item-25b7d63050).
- 4-25) U. Jahn et al., “Guidelines for operation and maintenance of photovoltaic power plants in different climates,” International Energy Agency, Paris, France, IEA-PVPS T13-25:2022, 2022.
- 4-26) Photovoltaic (PV) systems – Requirements for testing, documentation and maintenance – Part 1: Grid connected systems – Documentation, commissioning tests and inspection. IEC 62446-1/: 2016/AMD: 2018, 2018.
- 4-27) Photovoltaic (PV) arrays – Design requirements. IEC 62548-1, 2023.
- 4-28) JIS C 62548:2023 太陽電池 (PV) アレイの設計要求事項
- 4-29) Energy Safe Victoria (ESV), National Electrical and Communication Association (NECA) Victoria, and Institute of Electrical Inspectors (IEI), Solar instalation, compliance, and inspection Guide 2021. Victria State Goverment, Australia, 2021.
- 4-30) G. Ball, T. Zgonena, and C. Flueckiger, “Photovoltaic module grounding: Issues and recommendations,” Solar America Board for Codes and Standards (SolarABC), , 2012.
- 4-31) M. U. Saleh et al., “Signal propagation through piecewise transmission lines for interpretation of reflectometry in photovoltaic systems,” IEEE J. Photovolt., vol. 9, no. 2, pp. 506–512, Mar. 2019.
- 4-32) H. D. Ellis et al., “A model for SSTDR signal propagation through photovoltaic strings,” IEEE J. Photovolt., vol. 10, no. 6, pp. 1846–1852, Nov. 2020.
- 4-33) M. U. Saleh et al., “Detection and localization of damaged photovoltaic cells and modules using spread spectrum time domain reflectometry,” IEEE J. Photovolt., vol. 11, no. 1, pp. 195–201, Jan. 2021.



- 4-34) M. U. Saleh et al., "An overview of spread spectrum time domain reflectometry responses to photovoltaic faults," *IEEE J. Photovolt.*, vol. 10, no. 3, pp. 844–851, May 2020.
- 4-35) M. U. Saleh et al., "Detection and localization of disconnections in PV strings using spread-spectrum time-domain reflectometry," *IEEE J. Photovolt.*, vol. 10, no. 1, pp. 236–242, Jan. 2020.

## 5 発電システムの回復技術

### 5.1 太陽電池モジュール・機器の交換

1. 不具合の太陽電池モジュールを交換する。
2. 交換後の太陽電池ストリングの電圧・電流を再設計する。
3. 不具合の機器を交換する。

#### ①太陽電池モジュールの交換

4.2 において確認された太陽電池モジュールの劣化・損傷にともなう不具合については、電気的安全性との関わりから基本的には補修は避けるべきであり、交換を選択することが適切である。

ただし、交換用太陽電池モジュールが直ぐに入手困難などの理由により、応急的処置が必要な場合の参考として補修技術の動向について紹介する。近年頻発したバックシートの亀裂現象に対応するため、エポキシ・ポリウレタン・シリコンなどを亀裂部に充填する方法や接着剤付きテープを貼付する方法が検討されている<sup>5-1~5-4)</sup>。このような手法を用いたバックシート修復により、太陽電池モジュールの電気的絶縁性の回復が確認されており、屋内加速試験においても再度の絶縁低下が生じないことは報告されているが、現時点では長期間の屋外使用による電気的絶縁性の再低下などについての知見は集積されていない、また、修復部位からの亀裂拡大などの長期的影響についても、今後の検討課題となっている。なお、バックシートの修復については、適切な修復方法を選択するために、その素材を見極める必要がある。屋外でも利用可能なバックシート素材判定機器の利用も可能ではあるが、製造企業への問い合わせ（保証なども含めて）や同型式モジュールの化学分析などをあわせて実施することが推奨される。

インタコネクタ・セル接続を行っているんだ接合部分の補修技術<sup>5-5, 5-6)</sup>やガラス破損に関する補修技術<sup>5-7)</sup>が提案されているが、バックシート修復と同様に、長期間にわたり屋外使用した際の耐久性などに関する知見の集積が必要であり、今後の実用的検討が待たれる。

太陽電池アレイ内の並列接続された太陽電池ストリングに電圧差がある場合、太陽電池の発電電流と逆方向の電流（逆電流）が流れる。通常、太陽電池モジュールは逆電流の耐量が存在することや、逆流防止素子や過電流防止素子が並列回路には用いられているが、太陽電池ストリング内に不具合がある場合やストリング並列数が多い場合、また並列回路中に逆流防止素子や過電流防止素子が存在しない場合には、危険な事故電流が流れる恐れがある。そのため、太陽電池ストリングの設計時の電圧は同一となるようにすることが必要である。IEC 62548-1:2023 では、太陽電池アレイ内を構成する太陽電池ストリングの標準試験状態における開放電圧の最低値と最高値が 10%以内になることを求めている。太陽電池ストリング間の電圧差による逆電流などの影響を緩和する装置として、逆流防止素子（ブロッキングダイオード等）、また太陽電池ストリングごとに MPPT 制御可能なパワーコンディショナや DC/DC コンバータ、モジュール単位の MPPT 制御可能な装置がある。また、部分的な異なる型式の太陽電池モジュールがある場合は、JIS C 8957:2019 太陽電池モジュール・アレイ互換性標準を参考にすることが望ましい。また、小規模発電設備は電気事業法第 38 条において、交流・直流問わず電圧を 600V 以下と規定されている。そのため、モジュール交換による太陽電池ストリングの直流電圧の再設計時には、電気工作物の分類に変更発生することがあるため、注意すること。

太陽電池モジュールの発電特性変化のみを考慮に入れたモジュール交換については、以下の点などを留意する必要がある<sup>5-8, 5-9)</sup>。

- ・ 一般的に太陽電池モジュールの性能低下は直線的に進行するものと考えられているが、非線形に進行

する場合も数多く報告されている。太陽電池モジュールの出力低下における非線形性の違いにより収益性(IRR)は大きく異なるため、適切な方法による計測あるいは推定から得られる非線形トレンドを見極めて、太陽電池モジュール交換についての対応を検討する。

- ・ 太陽電池モジュールの発電性能低下の緩和は、収益に大きく貢献する(定量的検討事例は<sup>5-8)</sup>を参照のこと)。これは保険費用の削減だけでなく、プロアクティブな保守による性能低下要因の削減による発電電力量維持に起因する。太陽電池モジュール交換に関する検討は、保守作業を十分に実施したうえで行うことが望ましい。
- ・ 事後的な太陽電池モジュール交換よりも、プロジェクト計画時や稼働初期に太陽電池モジュール交換計画を、これまで提示されている数理モデルなどにもとづき立案しておくことが望ましい。

## ②太陽電池モジュール以外の機器

4.3 において確認された不具合の機器は原則交換を検討する。軽度であっても焼損痕や浸水痕が発見された場合には、当該機器の交換を行う(製造メーカーによる判断で部品交換などの補修措置が行われる場合は、この限りではない)。また、浸水痕などが見られる場合は、パワーコンディショナ/接続箱等の機器の設置場所(地面からの高さの確保や雨水流下経路からの隔離など)の再検討を行い、交換後は適切な設置場所に再設置する。稼働中に当該機器の内部が高温になる場合(高温異常警報で停止する場合など)には、適切な内部昇温を防ぐ方法を講じる(換気機構の修復・改善や清涼場所への移動など)。加えて、昆虫をはじめとする小動物の侵入を防ぐための措置(ケーブル導入部のシールなど)を確実に実施する。

また、コネクタやケーブルは、設置当時と同等の部材入手が可能な場合が多いが、近年販売されているパワーコンディショナについては設置当初の仕様と大きく異なる機器のみが流通している場合もある。設置当初と類似した仕様のパワーコンディショナが入手困難な場合は、電気設計を大きく見直し、入手可能なパワーコンディショナを利用した電気設計を新たに行う(実施例<sup>5-9)</sup>)

## 5.2 安全化設計

### 1. 機器交換等により安全化設計を行う。

太陽光発電設備を評価した結果、問題がある場合は原則機器などの交換を行う。電気設備技術基準等の法令への適合は最低限満たしたうえで、リスクを低減し太陽光発電設備の価値を向上するために、安全化の再設計を行うことが望ましい。安全化の基本的な考え方として、①事故を発生させない設計(基本的なシステム設計)、②事故発生時に検知可能なこと、③事故検知後に速やかに遮断可能なこと、である。①の事故を発生させない設計は基本的なシステム設計として JISC 62548(2023)/IEC 62548-1(2023)などを参考とすることが重要である。その後、②、③については、さまざまな安全化設計がある。主な安全化方法は下記の通りである(図 5-1 を参照)。

- ・ ①MLPE(Model level power electronics)は、太陽電池モジュールごとに接続された DC/DC コンバータやパワーコンディショナである。モジュール単位で低電圧に分離することができるため、感電リスク、発火リスクを低減することができる。
- ・ ②ストリングスイッチは、ストリング単位に切り離せるスイッチである。米国におけるラピットシャットダウンに代表されるような機器として、パワーコンディショナ付近の停止ボタンなどによる切り離すことができる装置

がある。

- ・ ③アーク検知装置は、回路内のアーク発生を検知し、ストリング単位で回路を開放する装置である。アーク故障検知・遮断装置を利用する場合は、IEC 63027:2023 Photovoltaic power systems - DC arc detection and interruption または UL 1699b) に適合した装置を利用すること。基本的には、正負どちらかの片極側におけるアーク(直列アーク故障)を検知することを想定しており、検知後は直列の回路の一部を開放(例えば接続箱における遮断や PCS の停止など)によりアークを遮断できる。他方、正負極間の絶縁低下によるアーク(並列アーク故障)は検知および遮断できないこともあることに留意が必要である。正負極間のアークを消弧させる方法として、正負極間を短絡させることでも並列アークを停止することができる。本事業内の実験では、300V の直流の実験では約  $1\Omega$  の抵抗短絡により停止を確認している。ただし、この方法では、直列アーク時にはアークが継続するため、直列アークと並列アークを分離して検知する必要方法の課題が残っている。
- ・ ④地絡検知装置は、太陽電池アレイ側の絶縁抵抗監視・検知方法、残留電流監視モニタによる監視・検知方法がある。太陽電池アレイ側の絶縁抵抗監視装置は、JIS C 62548(2023)/IEC 62548-1(2023)では、運転開始直前及び少なくとも 24 時間に 1 回の頻度で、対地間の絶縁抵抗を測定することを求めている。パワーコンディショナ内蔵の場合は、IEC 62109-2 に適合したもの、絶縁監視装置は IEC 61557-2、IEC 61557-8 に適合する装置とすることが必要である。残留電流監視モニタによる監視・検知は、連続残留電流の限界値の監視によって実施する。各装置は、JIS C 62548(2023)/IEC 62548-1(2023)に規定されている装置等を利用することが必要である。なお、地絡検知手法は、絶縁抵抗の測定方法が様々存在し、手法によっては不感帯が存在する場合や利用可能な電気回路構成があるため、機器の仕様書および太陽光発電設備全体の回路構成を確認し、不感帯の範囲などを把握しておくことが重要である。
- ・ ⑤中点遮断スイッチは、ストリング内の中点のどこかで遮断可能な装置である。米国などにおいて、ストリング内の感電電圧を低減させる目的で用いられているスイッチである。正負極間の短絡事故時には、接続箱やパワーコンディショナ停止のみでは、回路の閉回路が継続するため、アークを遮断できない可能性がある。しかしながら、本装置を利用することにより、正負極間の短絡においても閉回路を1か所遮断可能なため、並列アークの継続を停止できる可能性がある。ただし、並列アークの検知方法は課題として残っている。

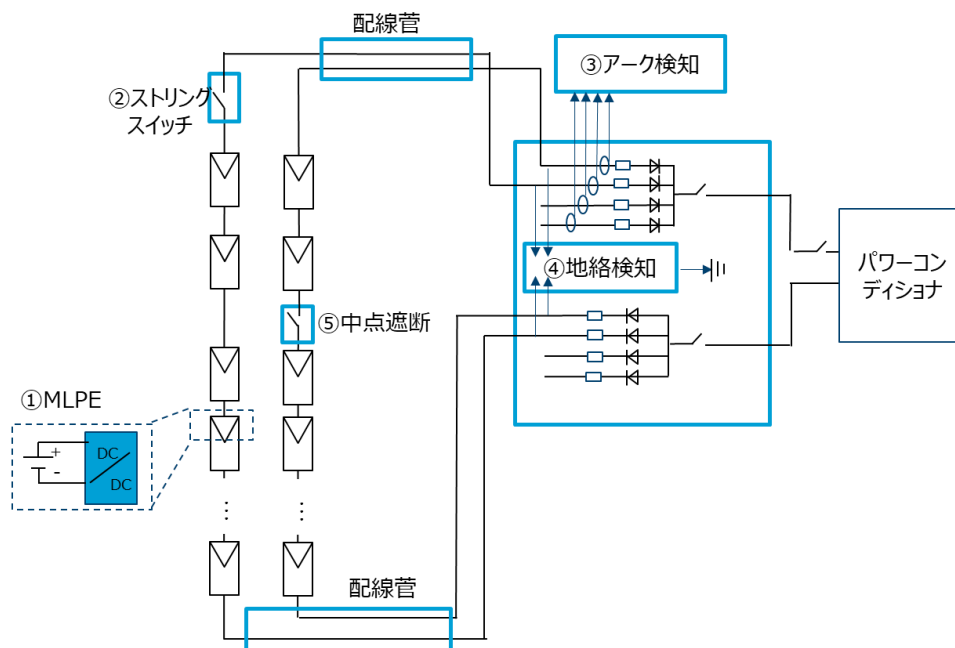


図 5-1 太陽光発電設備の電気安全設計例

【参考文献】

- 5-1) Y. Voronko et al., "Repair options for PV modules with cracked backsheets," *Energy Sci. Eng.*, vol. 9, no. 9, pp. 1583–1595, Sep. 2021.
- 5-2) M. Willuhn, "A repair tape for cracked backsheets – PV magazine international," *PV Magazine*, 2021. [Online]. Available: <https://www.pv-magazine.com/2021/06/07/a-repair-tape-for-cracked-backsheets/>. [Accessed: 21-May-2023].
- 5-3) G. Beaucarne, G. Eder, E. Jadot, Y. Voronko, and W. Mühleisen, "Repair and preventive maintenance of photovoltaic modules with degrading backsheets using flowable silicone sealant," *Prog. Photovoltaics Res. Appl.*, vol. 30, no. 8, pp. 1045–1053, Aug. 2022.
- 5-4) V. Poulek, I. Tyukhov, and V. Beranek, "On site renovation of degraded pv panels – Cost and environmental effective technology," *Sol. Energy*, vol. 263, p. 111956, Oct. 2023.
- 5-5) Y. Kawano, J. Chantana, Y. Kuroda, K. Hirose, and T. Minemoto, "Development of repairing technique for interconnection of silicon photovoltaic modules using an induction heating system," *Sol. Energy*, vol. 261, pp. 55–62, Sep. 2023.
- 5-6) D. Moazami Goodarzi, J. Lauri, J. Putaala, O. Nousiainen, and T. Fabritius, "Eddy current soldering of solar cell ribbons under a layer of glass," *Sol. Energy Mater. Sol. Cells*, vol. 259, p. 112427, Aug. 2023.
- 5-7) M. P. M. Tas and W. G. J. H. M. van Sark, "Experimental repair technique for glass defects of glass-glass photovoltaic modules – A techno-economic analysis," *Sol. Energy Mater. Sol. Cells*, vol. 257, p. 112397, Aug. 2023.

別添

別添 1 太陽光発電設備目視検査シート

#

日付: \_\_\_\_\_ 検査者氏名: \_\_\_\_\_

住所: \_\_\_\_\_

緯度: \_\_\_\_\_ 経度: \_\_\_\_\_ 高度: \_\_\_\_\_

1. システム基本情報 システム容量: \_\_\_\_\_ kW

システム種類 : 屋根近接 屋根上架台 壁面 地上 水上 営農

システムデザイン : 固定角設置 追尾設置(1軸 2軸)その他 \_\_\_\_\_

モジュール設置 : 横長方向 縦長方向 受光方角: \_\_\_\_\_ 度 傾斜角 \_\_\_\_\_ 度

モジュール設置縦段数: \_\_\_\_\_ 段 横列数: \_\_\_\_\_ 列

電気設計 : 接続箱数: \_\_\_\_\_ スtring並列数: \_\_\_\_\_ モジュール直列数: \_\_\_\_\_

DC システム制御 : MPPT(PCS MLPE)開放 短絡 固定抵抗 不明

パワーコンディショナ種類: 集中型(トランス:有 無) String型(トランス:有 無)

MLPE 不明 ※DC オプティマイザ なしあり不明

DC システム接地 : 接地(負極 正極 中点 不明) 非接地 不明

竣工年月(推定 確認): \_\_\_\_\_ 試運転年月(推定 確認): \_\_\_\_\_

2. モジュール基本情報

モジュール形態:片面受光モジュール 両面受光モジュール

発電素子技術: 結晶シリコン アモルファスシリコン CdTe CIGS/CIS

その他 \_\_\_\_\_ 備考:

※結晶シリコンの場合(n 型 p 型 不明)

単結晶(AI-BSF PERC PERT PERL TOPCon SHJ/HIT

IBC その他 \_\_\_\_\_ 不明)

多結晶(AI-BSF その他 \_\_\_\_\_ 不明)その他:

銘板値情報: 銘板値確認可能(以下に記載) 銘板値確認できない

製造メーカー: \_\_\_\_\_ 型式:

認証規格:IEC 61215 IEC 61730 UL 1703 その他

STC:Pmax: \_\_\_\_\_ W Voc: \_\_\_\_\_ V Isc: \_\_\_\_\_ A FF:

許容システム電圧: \_\_\_\_\_ V Vmp: \_\_\_\_\_ V Imp: \_\_\_\_\_ A

※両面受光 BNPI:Pmax: \_\_\_\_\_ W Voc: \_\_\_\_\_ V Isc: \_\_\_\_\_ A

※両面受光 BSI: \_\_\_\_\_ A ※両面係数:Pmax: \_\_\_\_\_ Voc: \_\_\_\_\_ Isc:

製造年月(推定 確認): \_\_\_\_\_ 設計耐荷重 \_\_\_\_\_ Pa

モジュール許容温度[T98]: \_\_\_\_\_ °C 直列ヒューズ定格値: \_\_\_\_\_ A

モジュールサイズ: \_\_\_\_\_ mmW x \_\_\_\_\_ mmL x \_\_\_\_\_ mmH

端子箱・バイパスダイオード(BPD)情報: 端子箱数: \_\_\_\_\_ BPD 数: \_\_\_\_\_ /箱 不明

ひとつの BPD あたりのセル数: \_\_\_\_\_ BPD I<sub>f</sub>: 確認 \_\_\_\_\_ A 不明

### 3. 接地方式

接地形態: ケーブル接地 架台接触接地 非接地 不明

※ケーブル接地の場合: デージーチェーン型 バス型 個別接地(架台)

ケーブル接地端部処理: ねじ止め ボルトナット止め クリップ式金具止め

※架台接触接地の場合: 挿入導体なし 挿入導体あり(材質: \_\_\_\_\_)

架台接触固定処理: ねじ止め ボルトナット止め クリップ式金具止め



デージーチェーン型

バス型

個別接地(架台)

### 4. 受光妨害物(モジュール受光面への影起因物)

受光妨害物: なし あり(電柱 家屋 立木 草木 その他 \_\_\_\_\_)

受光妨害物個数・箇所: 1 2 3 4 5 以上 \_\_\_\_\_

受光妨害季節: 春 夏 秋 冬 通年

受光妨害時間帯: 午前 午後 終日

受光妨害時間: 1 時間 2 時間 3 時間 4 時間 5 時間以上 \_\_\_\_\_

最大受光妨害範囲: ~5% ~25% ~50% ~75% ~100%

(受光妨害が影響するモジュール面積あたりの最大値)

備考: \_\_\_\_\_

### 5. パワーコンディショナ(検査インバータ数: / パワーコンディショナ ID: \_\_\_\_\_)

接続箱: 分離型 一体型(入力回路数: \_\_\_\_\_ 入力定格電流: \_\_\_\_\_ A/回路)

最大入力電圧: \_\_\_\_\_ V 最小入力電圧: \_\_\_\_\_ V 最大入力電流: \_\_\_\_\_ A

定格出力: \_\_\_\_\_ W 定格出力電圧: \_\_\_\_\_ V 定格出力電流: \_\_\_\_\_ A

保護機能整定値: OVR \_\_\_\_\_ UVR \_\_\_\_\_ OFR \_\_\_\_\_ UFR \_\_\_\_\_

単独運転検出(受動 \_\_\_\_\_ 能動 \_\_\_\_\_)

DC 過大電圧 \_\_\_\_\_ DC 過少電圧 \_\_\_\_\_ AC 過電流 \_\_\_\_\_

FRT 機能有無(有・無し)

遠隔出力制御機能: なし あり(組込み 別ユニット)

保護素子: ヒューズ ブロッキングダイオード(BLD) その他:

避雷機能: なし あり(SPD その他: \_\_\_\_\_)

変形・損傷: なし 筐体 ( 軽度 中度 重度)

内部 DC ケーブル接合部 ( 軽度 中度 重度)



- AC ケーブル接合部 ( 軽度 中度 重度 )  
開閉器・遮断器部 ( 軽度 中度 重度 )  
ヒューズ・BLD 部 ( 軽度 中度 重度 )  
回路部 ( 軽度 中度 重度 )  
その他: \_\_\_\_\_ ( 軽度 中度 重度 )
- 焼損痕: なし 筐体 ( 軽度 中度 重度 )  
内部: DC ケーブル接合部 ( 軽度 中度 重度 )  
AC ケーブル接合部 ( 軽度 中度 重度 )  
開閉器・遮断器部 ( 軽度 中度 重度 )  
ヒューズ・BLD 部 ( 軽度 中度 重度 )  
回路部 ( 軽度 中度 重度 )  
その他: \_\_\_\_\_ ( 軽度 中度 重度 )
- 浸水痕: なし 筐体 ( 軽度 中度 重度 )  
内部: DC ケーブル接合部 ( 軽度 中度 重度 )  
AC ケーブル接合部 ( 軽度 中度 重度 )  
開閉器・遮断器部 ( 軽度 中度 重度 )  
ヒューズ・BLD 部 ( 軽度 中度 重度 )  
回路部 ( 軽度 中度 重度 )  
その他: \_\_\_\_\_ ( 軽度 中度 重度 )
- 営巣・侵入痕: なし 筐体 ( 軽度 中度 重度 )  
内部: DC ケーブル接合部 ( 軽度 中度 重度 )  
AC ケーブル接合部 ( 軽度 中度 重度 )  
開閉器・遮断器部 ( 軽度 中度 重度 )  
ヒューズ・BLD 部 ( 軽度 中度 重度 )  
回路部 ( 軽度 中度 重度 )  
その他: \_\_\_\_\_ ( 軽度 中度 重度 )
- 経年劣化: なし 筐体腐食: ( 軽度 中度 重度 )  
内部腐食: DC ケーブル接合部 ( 軽度 中度 重度 )  
AC ケーブル接合部 ( 軽度 中度 重度 )  
開閉器・遮断器部 ( 軽度 中度 重度 )  
ヒューズ・BLD 部 ( 軽度 中度 重度 )  
回路部 ( 軽度 中度 重度 )  
その他: \_\_\_\_\_ ( 軽度 中度 重度 )  
緩み: DC ケーブル接合部 ( 軽度 中度 重度 )  
AC ケーブル接合部 ( 軽度 中度 重度 )  
開閉器・遮断器部 ( 軽度 中度 重度 )  
ヒューズ・BLD 部 ( 軽度 中度 重度 )  
回路部 ( 軽度 中度 重度 )  
その他: \_\_\_\_\_ ( 軽度 中度 重度 )

- 欠落: DC ケーブル接合部( 軽度 中度 重度)  
AC ケーブル接合部 ( 軽度 中度 重度)  
開閉器・遮断器部 ( 軽度 中度 重度)  
ヒューズ・BLD 部 ( 軽度 中度 重度)  
回路部 ( 軽度 中度 重度)  
その他: \_\_\_\_\_ ( 軽度 中度 重度)

その他: \_\_\_\_\_

※損傷・劣化推定原因: 風水害 雪害 飛来物 人的要因 設計要因 不明

備考: \_\_\_\_\_

6. 接続箱(検査接続箱数: / 接続箱 ID: )

最大入力電圧: \_\_\_\_\_ V 入力回路数: \_\_\_\_\_

定格入力電流: \_\_\_\_\_ A/回路 定格出力電流: \_\_\_\_\_ A

保護素子: ヒューズ ブロッキングダイオード(BLD) その他:

避雷機能: なし あり(SPD その他: \_\_\_\_\_)

変形・損傷: なし 筐体 ( 軽度 中度 重度 )

内部 入力ケーブル接合部 ( 軽度 中度 重度 )

出力ケーブル接合部 ( 軽度 中度 重度 )

開閉器・遮断器部 ( 軽度 中度 重度 )

ヒューズ・BLD 部 ( 軽度 中度 重度 )

避雷部 ( 軽度 中度 重度 )

その他: \_\_\_\_\_ ( 軽度 中度 重度 )

焼損痕: なし 筐体 ( 軽度 中度 重度 )

内部 入力ケーブル接合部 ( 軽度 中度 重度 )

出力ケーブル接合部 ( 軽度 中度 重度 )

開閉器・遮断器部 ( 軽度 中度 重度 )

ヒューズ・BLD 部 ( 軽度 中度 重度 )

避雷部 ( 軽度 中度 重度 )

その他: \_\_\_\_\_ ( 軽度 中度 重度 )

浸水痕: なし 筐体 ( 軽度 中度 重度 )

内部 入力ケーブル接合部 ( 軽度 中度 重度 )

出力ケーブル接合部 ( 軽度 中度 重度 )

開閉器・遮断器部 ( 軽度 中度 重度 )

ヒューズ・BLD 部 ( 軽度 中度 重度 )

避雷部 ( 軽度 中度 重度 )

その他: \_\_\_\_\_ ( 軽度 中度 重度 )

咬啮・営巣痕: なし 筐体 ( 軽度 中度 重度 )

内部: 入力ケーブル接合部 ( 軽度 中度 重度 )

出力ケーブル接合部 ( 軽度 中度 重度 )

開閉器・遮断器部 ( 軽度 中度 重度 )

ヒューズ・BLD 部 ( 軽度 中度 重度 )

避雷部 ( 軽度 中度 重度 )

その他: \_\_\_\_\_ ( 軽度 中度 重度 )

経年劣化: なし 筐体腐食: ( 軽度 中度 重度 )

内部腐食: 入力ケーブル接合部 ( 軽度 中度 重度 )

出力ケーブル接合部 ( 軽度 中度 重度 )

開閉器・遮断器部 ( 軽度 中度 重度 )

ヒューズ・BLD 部 ( 軽度 中度 重度 )

避雷部 ( 軽度 中度 重度 )

その他: \_\_\_\_\_ ( 軽度 中度 重度 )

緩み: 入力ケーブル接合部 ( 軽度 中度 重度 )  
出力ケーブル接合部 ( 軽度 中度 重度 )  
開閉器・遮断器部 ( 軽度 中度 重度 )  
ヒューズ・BLD 部 ( 軽度 中度 重度 )  
避雷部 ( 軽度 中度 重度 )  
その他: \_\_\_\_\_ ( 軽度 中度 重度 )

欠落: 入力ケーブル接合部 ( 軽度 中度 重度 )  
出力ケーブル接合部 ( 軽度 中度 重度 )  
開閉器・遮断器部 ( 軽度 中度 重度 )  
ヒューズ・BLD 部 ( 軽度 中度 重度 )  
避雷部 ( 軽度 中度 重度 )  
その他: \_\_\_\_\_ ( 軽度 中度 重度 )

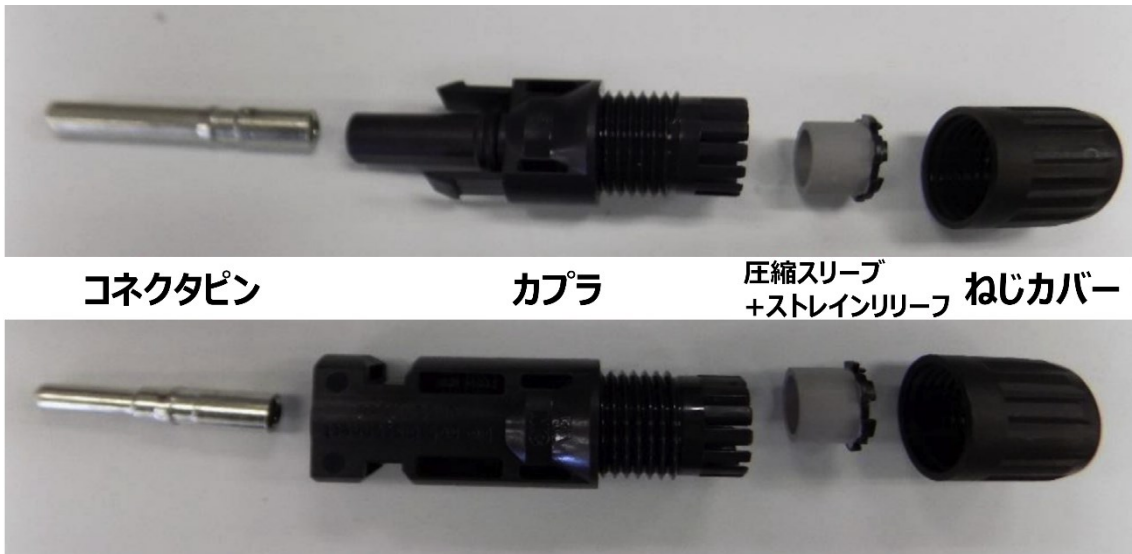
その他:

※損傷・劣化推定原因: 風水害 雪害 飛来物 人的要因 設計要因 不明

7. コネクタ(検査コネクタ数: \_\_\_\_\_ / \_\_\_\_\_ コネクタ ID: \_\_\_\_\_)

コネクタ型式: 不明 純正 MP3 純正 MP4

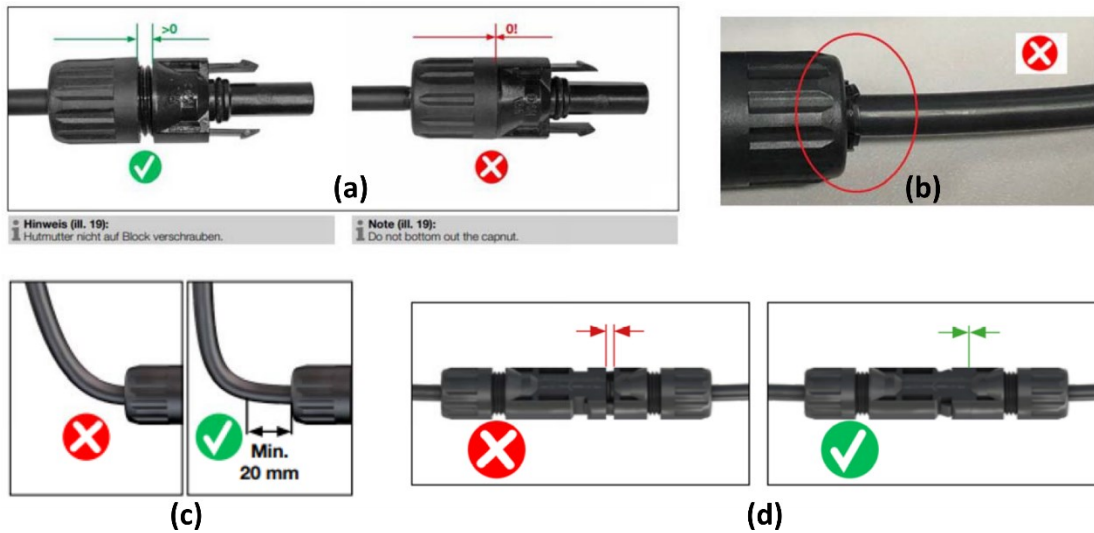
その他(メーカ・型式: \_\_\_\_\_)



嵌合形態: 同型式嵌合 異型式嵌合 その他 \_\_\_\_\_

嵌合状態:

(a)ねじカバー部(カプラ部かみ合わせ距離)	<input type="checkbox"/> 良	<input type="checkbox"/> 不良
(b)ねじカバー部(ストレインリリーフ露出)	<input type="checkbox"/> 良	<input type="checkbox"/> 不良
(c)ケーブル導入部(ケーブル直線部距離)	<input type="checkbox"/> 良	<input type="checkbox"/> 不良
(d)嵌合部(カプラ間距離)	<input type="checkbox"/> 良	<input type="checkbox"/> 不良



設置状態: 乾燥 湿潤(降雨時) 湿潤(常時) 日光直射 水没 \_\_\_\_\_

変形・損傷: なし あり ( 軽度 中度 重度 )  
動物による咬痕・噛痕 焼損 その他

焼損痕: なし あり ( 軽度 中度 重度 )  
外来高温由来 内部高温由来 その他

- 経年劣化: なし 脆化: ねじカバー部 (軽度 中度 重度)
- 圧縮スリーブ部 (軽度 中度 重度)
- カプラねじ部 (軽度 中度 重度)
- カプラ嵌合部 (軽度 中度 重度)
- Oリング (軽度 中度 重度)
- その他: \_\_\_\_\_ (軽度 中度 重度)
- クラック: ねじカバー部 (軽度 中度 重度)
- 圧縮スリーブ部 (軽度 中度 重度)
- カプラねじ部 (軽度 中度 重度)
- カプラ嵌合部 (軽度 中度 重度)
- Oリング (軽度 中度 重度)
- その他: \_\_\_\_\_ (軽度 中度 重度)
- 腐食痕: ねじカバー部 (軽度 中度 重度)
- 圧縮スリーブ部 (軽度 中度 重度)
- カプラねじ部 (軽度 中度 重度)
- カプラ嵌合部 (軽度 中度 重度)
- Oリング (軽度 中度 重度)
- ピン接合部 (軽度 中度 重度)
- その他: \_\_\_\_\_ (軽度 中度 重度)
- 緩み: ねじカバー部 (軽度 中度 重度)
- 圧縮スリーブ部 (軽度 中度 重度)
- カプラねじ部 (軽度 中度 重度)
- カプラ嵌合部 (軽度 中度 重度)
- Oリング (軽度 中度 重度)
- ピン接合部 (軽度 中度 重度)
- その他: \_\_\_\_\_ (軽度 中度 重度)
- 欠落: ねじカバー部 (軽度 中度 重度)
- 圧縮スリーブ部 (軽度 中度 重度)
- カプラねじ部 (軽度 中度 重度)
- カプラ嵌合部 (軽度 中度 重度)
- Oリング (軽度 中度 重度)
- ピン接合部 (軽度 中度 重度)
- その他: \_\_\_\_\_ (軽度 中度 重度)
- その他: \_\_\_\_\_

※損傷・劣化推定原因: 風水害 雪害 飛来物 人的要因 設計要因 不明

※未連結コネクタ: なし あり (適切被覆 不適切被覆 被覆なし)





- ステンレス鋼(クロム 16%以上含有)
- アルミニウム合金(5000 または 6000 シリーズ)
- 炭素鋼
- その他:

固定先(架台・端子など)および架台接触接地における挿入部材の材質:

- 銅または銅合金(銅 80%以上含有)
- ステンレス鋼(クロム 16%以上含有)
- アルミニウム合金(5000 または 6000 シリーズ)
- 炭素鋼
- その他: \_\_\_\_\_
- 接地接続部に大きな荷重が負荷されていない。
- 接地ケーブルに不必要な張力が負荷されていない。

#### フレーム接地部

- 使用部材(メッキ・コーティングを含む)の組合せは、UL2703 規格などに合致している。
- 適切なスプリットワッシャ/スターワッシャなどを用いて、接続の緩みを防止している。
- 材質・サイズなどの変更: なし あり
- ステンレス製ワッシャ使用: なし あり(交換部全部 一部: \_\_箇所)
- クリップ式金具の使用: なし あり(材質: \_\_\_\_\_)
- ステンレス製クリップ使用: なし あり(交換部全部 一部: \_\_箇所)
- ねじ接地接続部: スターワッシャなどの鋸歯部が部材コーティング層に向いている。
- ねじ接地接続部: スターワッシャなどを用いて部材コーティング層を貫通している。
- 取扱説明書に記載されているトルク指定値の範囲であることを確認している。
- フレーム開口作業やボルト固定作業を実施(取扱説明書: 準拠 非準拠)。
- 取付け方向・アラインメントの確認: 実施 不実施 その他 \_\_\_\_\_

腐食を防止する措置を実施している。

ボルトナット/ねじ/ワッシャ/クリップなどの材質:

- 銅または銅合金(銅 80%以上含有)
- ステンレス鋼(クロム 16%以上含有)
- アルミニウム合金(5000 または 6000 シリーズ)
- 炭素鋼
- その他:

固定先(架台・端子など)および架台接触接地における挿入部材の材質:

- 銅または銅合金(銅 80%以上含有)
- ステンレス鋼(クロム 16%以上含有)
- アルミニウム合金(5000 または 6000 シリーズ)
- 炭素鋼
- その他: \_\_\_\_\_
- 接地接続部に大きな荷重が負荷されていない。
- 接地ケーブルに不必要な張力が負荷されていない。

#### 架台接地部

使用部材(メッキ・コーティングを含む)の組合せは、UL2703 規格などに合致している。

適切なスプリットワッシャ／スターワッシャなどを用いて、接続の緩みを防止している。

材質・サイズなどの変更: なし あり

ステンレス製ワッシャ使用: なし あり(交換部全部 一部: \_\_箇所)

クリップ式金具の使用: なし あり(材質: \_\_\_\_\_)

ステンレス製クリップ使用: なし あり(交換部全部 一部: \_\_箇所)

ねじ接地接続部: スターワッシャなどの鋸歯部が部材コーティング層に向いている。

ねじ接地接続部: スターワッシャなどを用いて部材コーティング層を貫通している。

取扱説明書に記載されているトルク指定値の範囲であることを確認している。

フレーム開口作業やボルト固定作業を実施(取扱説明書: 準拠 非準拠)。

取付け方向・アラインメントの確認: 実施 不実施 その他 \_\_\_\_\_

腐食を防止する措置を実施している。

ボルトナット／ねじ／ワッシャ／クリップなどの材質:

銅または銅合金(銅 80%以上含有)

ステンレス鋼(クロム 16%以上含有)

アルミニウム合金(5000 または 6000 シリーズ)

炭素鋼

その他:

固定先(架台・端子など)および架台接触接地における挿入部材の材質:

銅または銅合金(銅 80%以上含有)

ステンレス鋼(クロム 16%以上含有)

アルミニウム合金(5000 または 6000 シリーズ)

炭素鋼

その他: \_\_\_\_\_

接地接続部に大きな荷重が負荷されていない。

接地ケーブルに不必要な張力が負荷されていない。

#### PCS 接地部

使用部材(メッキ・コーティングを含む)の組合せは、UL2703 規格などに合致している。

適切なスプリットワッシャ／スターワッシャなどを用いて、接続の緩みを防止している。

材質・サイズなどの変更: なし あり

ステンレス製ワッシャ使用: なし あり(交換部全部 一部: \_\_箇所)

クリップ式金具の使用: なし あり(材質: \_\_\_\_\_)

ステンレス製クリップ使用: なし あり(交換部全部 一部: \_\_箇所)

ねじ接地接続部: スターワッシャなどの鋸歯部が部材コーティング層に向いている。

ねじ接地接続部: スターワッシャなどを用いて部材コーティング層を貫通している。

取扱説明書に記載されているトルク指定値の範囲であることを確認している。

フレーム開口作業やボルト固定作業を実施(取扱説明書: 準拠 非準拠)。

取付け方向・アラインメントの確認: 実施 不実施 その他 \_\_\_\_\_

腐食を防止する措置を実施している。

ボルトナット／ねじ／ワッシャ／クリップなどの材質：

銅または銅合金(銅 80%以上含有)

ステンレス鋼(クロム 16%以上含有)

アルミニウム合金(5000 または 6000 シリーズ)

炭素鋼

その他：

固定先(架台・端子など)および架台接触接地における挿入部材の材質：

銅または銅合金(銅 80%以上含有)

ステンレス鋼(クロム 16%以上含有)

アルミニウム合金(5000 または 6000 シリーズ)

炭素鋼

その他：\_\_\_\_\_

接地接続部に大きな荷重が負荷されていない。

接地ケーブルに不必要な張力が負荷されていない。

#### 接地ケーブル

使用部材(メッキ・コーティングを含む)の組合せは、UL2703 規格などに合致している。

適切なスプリットワッシャ／スターワッシャなどを用いて、接続の緩みを防止している。

材質・サイズなどの変更：なし あり

ステンレス製ワッシャ使用：なし あり(交換部全部 一部：\_\_箇所)

クリップ式金具の使用：なし あり(材質：\_\_\_\_\_)

ステンレス製クリップ使用：なし あり(交換部全部 一部：\_\_箇所)

ねじ接地接続部：スターワッシャなどの鋸歯部が部材コーティング層に向いている。

ねじ接地接続部：スターワッシャなどを用いて部材コーティング層を貫通している。

取扱説明書に記載されているトルク指定値の範囲であることを確認している。

フレーム開口作業やボルト固定作業を実施(取扱説明書：準拠 非準拠)。

取付け方向・アラインメントの確認：実施 不実施 その他\_\_\_\_\_

腐食を防止する措置を実施している。

ボルトナット／ねじ／ワッシャ／クリップなどの材質：

銅または銅合金(銅 80%以上含有)

ステンレス鋼(クロム 16%以上含有)

アルミニウム合金(5000 または 6000 シリーズ)

炭素鋼

その他：

固定先(架台・端子など)および架台接触接地における挿入部材の材質：

銅または銅合金(銅 80%以上含有)

ステンレス鋼(クロム 16%以上含有)

アルミニウム合金(5000 または 6000 シリーズ)

炭素鋼

その他: \_\_\_\_\_

接地接続部に大きな荷重が負荷されていない。

接地ケーブルに不必要な張力が負荷されていない。

#### フレーム間

使用部材(メッキ・コーティングを含む)の組合せは、UL2703 規格などに合致している。

適切なスプリットワッシャ/スターワッシャなどを用いて、接続の緩みを防止している。

材質・サイズなどの変更: なし あり

ステンレス製ワッシャ使用: なし あり(交換部全部 一部: \_\_箇所)

クリップ式金具の使用: なし あり(材質: \_\_\_\_\_)

ステンレス製クリップ使用: なし あり(交換部全部 一部: \_\_箇所)

ねじ接地接続部: スターワッシャなどの鋸歯部が部材コーティング層に向いている。

ねじ接地接続部: スターワッシャなどを用いて部材コーティング層を貫通している。

取扱説明書に記載されているトルク指定値の範囲であることを確認している。

フレーム開口作業やボルト固定作業を実施(取扱説明書: 準拠 非準拠)。

取付け方向・アラインメントの確認: 実施 不実施 その他 \_\_\_\_\_

腐食を防止する措置を実施している。

ボルトナット/ねじ/ワッシャ/クリップなどの材質:

銅または銅合金(銅 80%以上含有)

ステンレス鋼(クロム 16%以上含有)

アルミニウム合金(5000 または 6000 シリーズ)

炭素鋼

その他:

固定先(架台・端子など)および架台接触接地における挿入部材の材質:

銅または銅合金(銅 80%以上含有)

ステンレス鋼(クロム 16%以上含有)

アルミニウム合金(5000 または 6000 シリーズ)

炭素鋼

その他: \_\_\_\_\_

接地接続部に大きな荷重が負荷されていない。

接地ケーブルに不必要な張力が負荷されていない。

#### 架台-フレーム間

使用部材(メッキ・コーティングを含む)の組合せは、UL2703 規格などに合致している。

適切なスプリットワッシャ/スターワッシャなどを用いて、接続の緩みを防止している。

材質・サイズなどの変更: なし あり

ステンレス製ワッシャ使用: なし あり(交換部全部 一部: \_\_箇所)

クリップ式金具の使用: なし あり(材質: \_\_\_\_\_)

ステンレス製クリップ使用: なし あり(交換部全部 一部: \_\_箇所)

ねじ接地接続部: スターワッシャなどの鋸歯部が部材コーティング層に向いている。

ねじ接地接続部: スターワッシャなどを用いて部材コーティング層を貫通している。

- 取扱説明書に記載されているトルク指定値の範囲であることを確認している。  
フレーム開口作業やボルト固定作業を実施(取扱説明書:準拠 非準拠)。

取付け方向・アラインメントの確認:実施 不実施 その他\_\_\_\_\_

- 腐食を防止する措置を実施している。

ボルトナット/ねじ/ワッシャ/クリップなどの材質:

- 銅または銅合金(銅 80%以上含有)  
ステンレス鋼(クロム 16%以上含有)  
アルミニウム合金(5000 または 6000 シリーズ)  
炭素鋼  
その他:

固定先(架台・端子など)および架台接触接地における挿入部材の材質:

- 銅または銅合金(銅 80%以上含有)  
ステンレス鋼(クロム 16%以上含有)  
アルミニウム合金(5000 または 6000 シリーズ)  
炭素鋼  
その他:\_\_\_\_\_

接地接続部に大きな荷重が負荷されていない。

接地ケーブルに不必要な張力が負荷されていない。

#### フレーム/架台-PCS 接地間

- 使用部材(メッキ・コーティングを含む)の組合せは、UL2703 規格などに合致している。  
適切なスプリットワッシャ/スターワッシャなどを用いて、接続の緩みを防止している。

材質・サイズなどの変更: なし あり

ステンレス製ワッシャ使用:なし あり(交換部全部 一部:\_\_\_箇所)

クリップ式金具の使用: なし あり(材質:\_\_\_\_\_)

ステンレス製クリップ使用:なし あり(交換部全部 一部:\_\_\_箇所)

ねじ接地接続部:スターワッシャなどの鋸歯部が部材コーティング層に向いている。

ねじ接地接続部:スターワッシャなどを用いて部材コーティング層を貫通している。

取扱説明書に記載されているトルク指定値の範囲であることを確認している。

フレーム開口作業やボルト固定作業を実施(取扱説明書:準拠 非準拠)。

取付け方向・アラインメントの確認:実施 不実施 その他\_\_\_\_\_

- 腐食を防止する措置を実施している。

ボルトナット/ねじ/ワッシャ/クリップなどの材質:

- 銅または銅合金(銅 80%以上含有)  
ステンレス鋼(クロム 16%以上含有)  
アルミニウム合金(5000 または 6000 シリーズ)  
炭素鋼  
その他:

固定先(架台・端子など)および架台接触接地における挿入部材の材質:

- 銅または銅合金(銅 80%以上含有)



- ステンレス鋼(クロム 16%以上含有)
- アルミニウム合金(5000 または 6000 シリーズ)
- 炭素鋼
- その他: \_\_\_\_\_
- 接地接続部に大きな荷重が負荷されていない。
- 接地ケーブルに不必要な張力が負荷されていない。

## 10. モジュール目視検査

※「モジュール目視検査シート」を利用すること。

<損傷・劣化部の写真撮影を行っておくこと>

## 11. 参考情報

撮影写真フォルダ／ファイル名:

I-V カーブデータフォルダ／ファイル名:

EL 画像フォルダ／ファイル名:

IR 画像フォルダ／ファイル名:

UVF 画像フォルダ／ファイル名:

## 12. 総合評価・備考

異常所見なし     要経過観察     要精密測定     要補修・交換

その他 \_\_\_\_\_

備考: \_\_\_\_\_

別添 2 太陽電池モジュール目視検査シート

#

日付: \_\_\_\_\_ 検査者氏名: \_\_\_\_\_

住所: \_\_\_\_\_

緯度: \_\_\_\_\_ 経度: \_\_\_\_\_ 高度: \_\_\_\_\_

1. システム基本情報

システム容量: \_\_\_\_\_ kW

システム種類: 屋根近接 屋根上架台 壁面 地上 水上 営農

システムデザイン: 固定角設置 追尾設置(1軸 2軸)その他

モジュール設置: 横長方向 縦長方向 受光方角: \_\_\_\_\_ 度 傾斜角 \_\_\_\_\_ 度

モジュール設置縦段数: \_\_\_\_\_ 段 横列数: \_\_\_\_\_ 列

電気設計: 接続箱数: \_\_\_\_\_ スtring並列数: \_\_\_\_\_ モジュール直列数: \_\_\_\_\_

システム制御: MPPT(PCS MLPE)開放 短絡 固定抵抗 不明

インバータ種類:集中型(トランス:有 無)String型(トランス:有 無)

MLPE 不明 ※DC オプティマイザ なしあり不明

システム接地: 接地(負極 正極 中点 不明) 非接地 不明

竣工年月(推定 確認): \_\_\_\_\_ 試運転年月(推定 確認): \_\_\_\_\_

2. モジュール基本情報

モジュール形態:片面受光モジュール 両面受光モジュール

発電素子技術: 結晶シリコン アモルファスシリコン CdTe CIGS/CIS

その他 \_\_\_\_\_ 備考:

※結晶シリコンの場合(n型 p型 不明)

単結晶(AI-BSF PERC PERT PERL TOPCon SHJ/HIT

IBC その他 \_\_\_\_\_ 不明

多結晶(AI-BSF その他 \_\_\_\_\_ 不明)その他:

銘板値情報: 銘板値確認可能(以下に記載) 銘板値確認できない

製造メーカー: \_\_\_\_\_ 型式:

認証規格:IEC 61215 IEC 61730 UL 1703 その他 \_\_\_\_\_

STC:Pmax: \_\_\_\_\_ W Voc: \_\_\_\_\_ V Isc: \_\_\_\_\_ A FF:

許容システム電圧: \_\_\_\_\_ V Vmp: \_\_\_\_\_ V Imp: \_\_\_\_\_ A

※両面受光 BNPI:Pmax: \_\_\_\_\_ W Voc: \_\_\_\_\_ V Isc: \_\_\_\_\_ A

※両面受光 BSI: \_\_\_\_\_ A ※両面係数:Pmax: \_\_\_\_\_ Voc: \_\_\_\_\_ Isc: \_\_\_\_\_ A

製造年月(推定 確認): \_\_\_\_\_ 設計耐荷重 \_\_\_\_\_ Pa

モジュール許容温度[T98]: \_\_\_\_\_ °C 直列ヒューズ定格値: \_\_\_\_\_ A

モジュールサイズ: \_\_\_\_\_ mmW x \_\_\_\_\_ mmL x \_\_\_\_\_ mmH

端子箱・バイパスダイオード(BPD)情報: 端子箱数: \_\_\_\_\_ BPD 数: \_\_\_\_\_ /箱 不明

ひとつの BPD あたりのセル数: \_\_\_\_\_ BPD I<sub>f</sub>: 確認 \_\_\_\_\_ A 不明

3. モジュール製造番号: \_\_\_\_\_ 設置年月(□推定 □確認):  
モジュール ID: 既存 ID など [縦位置:(下から) 段目 横位置:(右から) 列目]  
ストリング内電氣的位置(ストリング負極からの位置):

4. 裏面ガラス □該当 □非該当(5.に移る)

素材: □ガラス □樹脂 □ガラス/樹脂複合材 □不明

表面形態: □平滑 □軽度テクスチャあり □ピラミッド/波状テクスチャあり

反射防止コート: □なし □あり □不明

外観: □清浄 □軽度ソイリング □中度ソイリング □重度ソイリング

ソイリング状態:

□フレーム付近の部分的ソイリング(□左辺 □右辺 □上辺 □下辺 □四周)

□鳥糞などによる部分的ソイリング(□軽度 □中度 □重度)

□土砂などによる全面的ソイリング(□軽度 □中度 □重度)

損傷レベル: □損傷なし □小さく位置限定的な損傷 □重大な損傷

損傷状況:

□微細な表面ひび割れ・変色(破断なし)

□粉砕破断(強化ガラス) □粉砕破断(非強化ガラス) □粉砕破断(強化・非強化不明)

□クラック: クラック数: □1 □2 □3 □4 □5 以上

クラック開始位置: □モジュール隅部 □モジュール周縁部 □セル

□接続箱 □外来物が作用した位置 □不明

□欠け: 欠け箇所数: □1 □2 □3 □4 □5 以上

欠け開始位置: □モジュール隅部 □モジュール周縁部 □

□白濁状着色

白濁総面積(全面積当たり): □~5% □~25% □~50% □~75% □~100%

5. バックシート  該当  非該当

外観:  新品同様  若干の着色あり  大幅な着色あり

形状:  新品同様  波状(剥離なし)  波状(剥離あり)  凹み

チョーキング(粉体形成):  なし  軽度  中度  重度

損傷レベル  損傷なし  小さく位置限定的な損傷  重大な損傷

損傷  焼損痕

焼損痕数:  1  2  3  4  5 以上

焼損痕総面積(セル当たり):  ~5%  ~25%  ~50%  ~75%  ~100%

焼損痕総面積(全面積当たり):  ~5%  ~25%  ~50%  ~75%  ~100%

発泡痕

発泡痕数:  1  2  3  4  5 以上

平均的発泡サイズ:  5mm 以下  5~30mm  30mm 以上

発泡痕総面積(5mm 以上対象):  ~5%  ~25%  ~50%  ~75%  ~100%

剥離

剥離総面積:  ~5%  ~25%  ~50%  ~75%  ~100%

内部回路が露出している総面積:  ~5%  ~25%  ~50%  ~75%  ~100%

亀裂/擦過痕

亀裂/擦過痕数:  1  2  3  4  5 以上

亀裂/擦過痕位置:  ランダム  セル位置に相当( バスバー上  その他)

セル間( 四周  バスバー平行辺  バスバー直交辺)

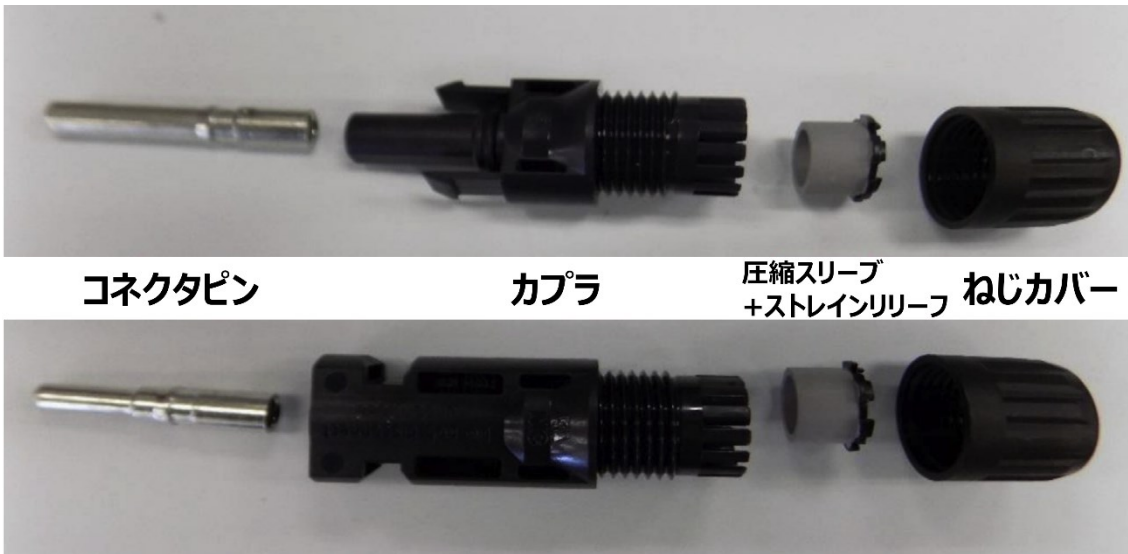
亀裂/擦過痕面積:  ~5%  ~25%  ~50%  ~75%  ~100%

内部回路が露出している総面積:  ~5%  ~25%  ~50%  ~75%  ~100%

## 6. コネクタ

コネクタ型式: 不明 純正 MP3 純正 MP4

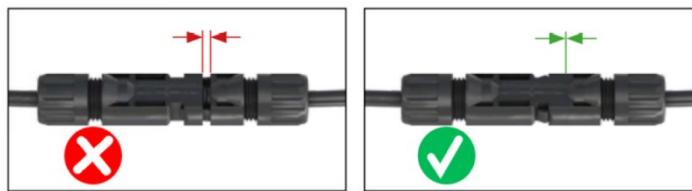
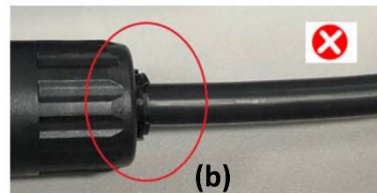
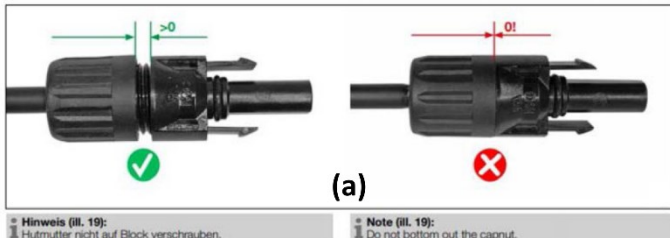
その他(メーカー・型式: \_\_\_\_\_)



嵌合形態: 同型式嵌合 異型式嵌合 その他

嵌合状態:

(a)ねじカバー部(カプラ部かみ合わせ距離)	<input type="checkbox"/> 良	<input type="checkbox"/> 不良
(b)ねじカバー部(ストレインリリーフ露出)	<input type="checkbox"/> 良	<input type="checkbox"/> 不良
(c)ケーブル導入部(ケーブル直線部距離)	<input type="checkbox"/> 良	<input type="checkbox"/> 不良
(d)嵌合部(カプラ間距離)	<input type="checkbox"/> 良	<input type="checkbox"/> 不良



設置状態: 乾燥 湿潤(降雨時) 湿潤(常時) 日光直射 水没

変形・損傷: なし あり (軽度 中度 重度)

※動物による咬痕・噛痕 焼損 その他 \_\_\_\_\_

焼損痕: なし あり (軽度 中度 重度)

※外来高温由来 内部高温由来 その他 \_\_\_\_\_

- 経年劣化: なし 脆化: ねじカバー部 (軽度 中度 重度)
- 圧縮スリーブ部 (軽度 中度 重度)
- カプラねじ部 (軽度 中度 重度)
- カプラ嵌合部 (軽度 中度 重度)
- Oリング (軽度 中度 重度)
- その他: \_\_\_\_\_ (軽度 中度 重度)
- クラック: ねじカバー部 (軽度 中度 重度)
- 圧縮スリーブ部 (軽度 中度 重度)
- カプラねじ部 (軽度 中度 重度)
- カプラ嵌合部 (軽度 中度 重度)
- Oリング (軽度 中度 重度)
- その他: \_\_\_\_\_ (軽度 中度 重度)
- 腐食痕: ねじカバー部 (軽度 中度 重度)
- 圧縮スリーブ部 (軽度 中度 重度)
- カプラねじ部 (軽度 中度 重度)
- カプラ嵌合部 (軽度 中度 重度)
- Oリング (軽度 中度 重度)
- ピン接合部 (軽度 中度 重度)
- その他: \_\_\_\_\_ (軽度 中度 重度)
- 緩み: ねじカバー部 (軽度 中度 重度)
- 圧縮スリーブ部 (軽度 中度 重度)
- カプラねじ部 (軽度 中度 重度)
- カプラ嵌合部 (軽度 中度 重度)
- Oリング (軽度 中度 重度)
- ピン接合部 (軽度 中度 重度)
- その他: \_\_\_\_\_ (軽度 中度 重度)
- 欠落: ねじカバー部 (軽度 中度 重度)
- 圧縮スリーブ部 (軽度 中度 重度)
- カプラねじ部 (軽度 中度 重度)
- カプラ嵌合部 (軽度 中度 重度)
- Oリング (軽度 中度 重度)
- ピン接合部 (軽度 中度 重度)
- その他: \_\_\_\_\_ (軽度 中度 重度)
- その他: \_\_\_\_\_

※損傷・劣化推定原因: 風水害 雪害 飛来物 人的要因 設計要因 不明

※未連結コネクタ: なし あり (適切被覆 不適切被覆 被覆なし)



## 7. DC ケーブル

- 導体断面積: 不明 3.5 mm<sup>2</sup> その他: \_\_\_\_\_ mm<sup>2</sup>
- 定格電圧: 不明 600 V 1000V 1500V その他: \_\_\_\_\_ V
- 変形・損傷: なし あり ( 軽度 中度 重度 )  
※動物による咬痕・噛痕 鋭角屈曲 その他
- 焼損痕: なし あり ( 軽度 中度 重度 )  
※外来高温由来 内部高温由来 その他
- 経年劣化: なし 脆化: コネクタ近傍 ( 軽度 中度 重度 )  
端子箱近傍 ( 軽度 中度 重度 )  
中央部 ( 軽度 中度 重度 )  
その他: \_\_\_\_\_ ( 軽度 中度 重度 )
- クラック: コネクタ近傍 ( 軽度 中度 重度 )  
端子箱近傍 ( 軽度 中度 重度 )  
中央部 ( 軽度 中度 重度 )  
その他: \_\_\_\_\_ ( 軽度 中度 重度 )
- 腐食: コネクタ近傍 ( 軽度 中度 重度 )  
端子箱近傍 ( 軽度 中度 重度 )  
中央部 ( 軽度 中度 重度 )  
その他: \_\_\_\_\_ ( 軽度 中度 重度 )
- その他: \_\_\_\_\_
- 欠失: なし あり ( 盗難 その他: \_\_\_\_\_ )
- ケーブル固定金具: 使用していない 欠失 フレーム側はずれ ケーブル側はずれ
- ケーブル結束バンド: 使用していない 欠失 脆化 亀裂 その他
- ※損傷・劣化推定原因: 風水害 雪害 飛来物 人的要因 設計要因 不明

## 8. 端子箱

- 端子箱: 使用していない 使用 (使用数: 1 2 3 以上 \_\_\_\_\_) 確認できない
- 形状: 健全 劣化 (下記以外の特異所見: \_\_\_\_\_)
- 劣化状況: 脆化 クラック 焼損痕 変形 消失
- ※蓋部分: 脆化 クラック 焼損痕 変形 緩み 消失
- 端子箱接着材: 使用していない 使用 確認できない
- 接着状態: 良好な接着状態 緩みあり 剥離
- 柔軟性: 新品同様 柔軟性保持 (劣化あり) 脆化 確認できない
- 端子箱ケーブル結線: 確認可能 確認できない (充填材あり/開閉できないなど)
- 結線状態: 良好な結線状態 緩みあり 外れている 確認できない
- ケーブル挿入部シール状態: 良好なシール リークあり 確認できない

## 9. フレーム接地

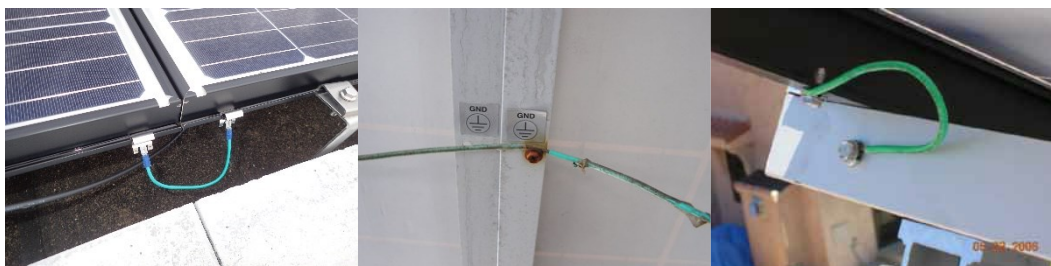
接地形態：ケーブル接地 架台接触接地 非接地 不明

※ケーブル接地の場合：デ이지ーチェーン型 バス型 個別接地(架台)

ケーブル接地端部処理：ねじ止め ボルトナット止め クリップ式金具止め

※架台接触接地の場合：挿入導体なし 挿入導体あり(材質：\_\_\_\_\_)

架台接触固定処理：ねじ止め ボルトナット止め クリップ式金具止め



デ이지ーチェーン型

バス型

個別接地(架台)

接地接続：良好な接続状態 緩みあり 外れている

軽度腐食 重度腐食 その他

接地機能：確認(不良 良好) ※確認方法：抵抗測定 その他

確認していない 不明(確認したが判断できない) その他

**<裏面・銘板・接続箱および接地ケーブル結線部の写真撮影を行っておくこと>**

[<モジュール表面の目視検査へ移行する>](#)

## 10. フレーム：

形状：四周フレームあり(金属 樹脂) フレームレス(レール クランプ)

備考：\_\_\_\_\_

固定方法：ねじ留め式固定具(固定点：4点 6点 8点 その他\_\_\_\_\_)

レール式固定具(固定レール数：2 3 4 その他\_\_\_\_\_)

クランプ式固定具(固定点：4点 6点 8点 その他\_\_\_\_\_)

外観：新品同様

損傷/劣化

軽度腐食 重度腐食 結合部分離 クラック 変形 着色

消失(消失フレーム：左辺 右辺 上辺 下辺)

フレーム充填材：新品同様

劣化(脆化 滲出 消失) 確認困難

10b. フレームレスモジュールにおけるモジュール接着剤:  該当  非該当

外観:  新品同様

着色 (着色割合:  ~5%  ~25%  ~50%  ~75%  ~100%)

その他劣化あり \_\_\_\_\_

接着:  収縮・枯渇  水分浸入痕  その他 \_\_\_\_\_

剥離:  なし  あり (剥離割合:  ~5%  ~25%  ~50%  ~75%  ~100%)

#### 11. 表面ガラス(樹脂製表面材の場合も記入)

素材:  ガラス  樹脂  ガラス/樹脂複合材  不明

表面形態:  平滑  軽度テクスチャあり  ピラミッド/波状テクスチャあり

反射防止コート:  なし  あり  不明

外観:  清浄  軽度ソイリング  中度ソイリング  重度ソイリング

ソイリング状態:

フレーム付近の部分的ソイリング ( 左辺  右辺  上辺  下辺  四周)

鳥糞などによる部分的ソイリング ( 軽度  中度  重度)

土砂などによる全面的ソイリング ( 軽度  中度  重度)

損傷レベル:  損傷なし  小さく位置限定的な損傷  重大な損傷

損傷状況:

微細な表面ひび割れ・変色 (破断なし)

粉砕破断 (強化ガラス)  粉砕破断 (非強化ガラス)  粉砕破断 (強化・非強化不明)

クラック: クラック数:  1  2  3  4  5 以上 \_\_\_\_\_

クラック開始位置:  モジュール隅部  モジュール周縁部  セル

接続箱  外来物が作用した位置  不明

欠け: 欠け箇所数:  1  2  3  4  5 以上 \_\_\_\_\_

欠け開始位置:  モジュール隅部  モジュール周縁部  \_\_\_\_\_

白濁状着色

白濁総面積 (全面積当たり):  ~5%  ~25%  ~50%  ~75%  ~100%

## 12. 内部回路電極関連部

グリッドライン／フィンガ: 非該当 該当 確認できない

外観: 新品同様

軽度着色(着色総面積: ~5% ~25% ~50% ~75% ~100%)

重度着色(着色総面積: ~5% ~25% ~50% ~75% ~100%)

バスバー: 非該当 該当 確認できない

外観: 新品同様

軽度着色(着色総面積: ~5% ~25% ~50% ~75% ~100%)

重度着色(着色総面積: ~5% ~25% ~50% ~75% ~100%)

明瞭な腐食

バスバーに焼損痕あり

アラインメント不良

インターコネクトリボン: 非該当 該当 確認できない

外観: 新品同様

軽度着色(着色総面積: ~5% ~25% ~50% ~75% ~100%)

重度着色(着色総面積: ~5% ~25% ~50% ~75% ~100%)

明瞭な腐食

インターコネクトリボンに焼損痕あり

セル間破断

ストリングインターコネクト: 非該当 該当 確認できない

外観: 新品同様

軽度着色(着色総面積: ~5% ~25% ~50% ~75% ~100%)

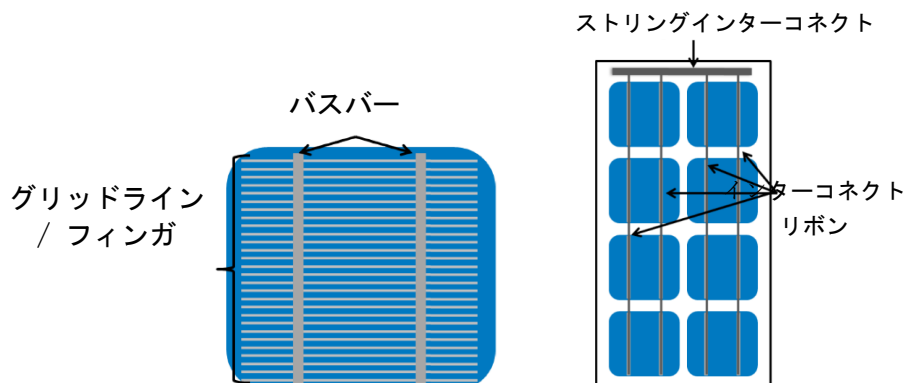
重度着色(着色総面積: ~5% ~25% ~50% ~75% ~100%)

明瞭な腐食

焼損痕

破断

アーク痕(微小焼損痕)



13. 結晶シリコンセル: 非該当 該当

セル数/モジュール: \_\_\_\_\_ 直列セル数: \_\_\_\_\_ 並列セルストリング数:

セルサイズ: \_\_\_\_\_ mmW x \_\_\_\_\_ mmL

フレーム・セル間距離: \_\_\_\_\_ mm

直結セル間距離: \_\_\_\_\_ mm 並行セル間距離: \_\_\_\_\_ mm

セル連結方法: バスバー・インタコネクトリボン

バスバー数: 2 3 4 5 6 7 8 9

シングリング(Shingling)

スマートワイヤ

セル着色: なし/新品同様 軽度着色 重度着色

着色セル数: \_\_\_\_\_ cells 着色セル割合: \_\_\_\_\_ (着色セル/全セル)

着色面積/セル(全着色セルの平均): ~5% ~25% ~50% ~75% ~100%

着色セル位置およびセル内着色位置

モジュール中央部 モジュール端部 セル中央部 セル端部

グリッドライン上 バスバー上 セル連結部 セル間を含む

暗色化セルあり 分離したセル上着色部あり

※端子箱近傍セル(他位置セルとの比較): 差異なし 着色大きい 着色少ない

劣化状況: なし

焼損痕 (セル数: 1 2 3 4 5 以上 \_\_\_\_\_)

クラック (セル数: 1 2 3 4 5 以上 \_\_\_\_\_)

水分浸入痕 (セル数: 1 2 3 4 5 以上 \_\_\_\_\_)

スネイルトレイル(セル数: 1 2 3 4 5 以上 \_\_\_\_\_)

外来粒子などの混入

剥離: なし セル直線端部 セル全面 セル隅部 接続箱付近

セル間(剥離面積割合: ~5% ~25% ~50% ~75% ~100%)

セル上(剥離面積割合: ~5% ~25% ~50% ~75% ~100%)

※推定剥離界面:

表面材⇄封止材 封止材⇄セル面 封止材⇄裏面材

バスバー/グリッドライン⇄セル その他

14. 薄膜系モジュール 非該当 該当

サブモジュール(SM)数/モジュール:

※複数 SM 構成の場合 SM サイズ: \_\_\_\_\_ mmW x \_\_\_\_\_ mmL

直列 SM 数: \_\_\_\_\_ 並列 SM スtring 数: \_\_\_\_\_

フレーム・サブセル間距離: \_\_\_\_\_ mm

直結 SM 間距離: \_\_\_\_\_ mm 並行 SM 間距離: \_\_\_\_\_ mm

エッジシール: 該当 非該当 不明

外観: 新品同様

着色(着色割合: ~5% ~25% ~50% ~75% ~100%)

劣化確認

部材不具合: 収縮・枯渇 水分浸入痕

剥離: なし あり(剥離割合: ~5% ~25% ~50% ~75% ~100%)

着色: なし/新品同様 軽度着色 重度着色

着色状況: スポット状 ヘイズ(くすみ) その他

着色位置: 全面 モジュール中央部 モジュール端部

サブセル中央部 サブセル端部 クラック近傍

劣化・損傷: なし 軽度劣化・損傷 重度劣化・損傷

劣化状況: 焼損痕 クラック 水分浸入 外来粒子などの混入

剥離: なし 軽度剥離 重度剥離

剥離位置: 端部剥離(隅部を除く) 均一剥離 隅部剥離 端子箱近傍

バスバー近傍 スクライブライン沿い

剥離部位: 光吸収層剥離 反射防止膜剥離 その他

<表面各部の写真撮影を行っておくこと>



## 15. 参考情報

撮影写真フォルダ／ファイル名：

I-V カーブデータフォルダ／ファイル名：

EL 画像フォルダ／ファイル名：

IR 画像フォルダ／ファイル名：

UVF 画像フォルダ／ファイル名：

バイパスタイオード(BPD)導通試験：実施    非実施

全 BPD 数：\_\_\_\_測定 BPD 数：\_\_\_\_短絡 BPD 数：\_\_\_\_開放 BPD 数：

## 16. 総合評価・備考

異常所見なし    要経過観察    要精密測定    要交換／廃棄

その他

備考：

別添 3 現地における太陽電池モジュールの機能評価手法

表別 4-1 現地における太陽電池モジュールの機能評価手法

検査手法	検査対象*			代表的な測定方法	検出が可能な不具合事象例
	M	S	A		
地上撮影 EL(夜間)	○	○	△	外部より電流を注入し、シリコンセルからの近赤外発光を撮影する。	セルクラック・グリッド腐食を含むセル不良・インタコネクタ断線／接続不良・BPD不良・PID ほか
地上撮影 EL(昼間)	○	○	△	外部からのパルス電流と撮影タイミングを同期させ、昼間での近赤外発光を撮影する。	同上
ドローン搭載 EL	○	○	○	EL 撮像装置をドローンに搭載し、シリコンセルからの近赤外発光を撮影する。	同上
地上撮影 IR	○	○	△	外部からの電流注入状態あるいは日射による発電状態でのセル発熱状況を撮影する。	ホットスポット・BPD 不良・インタコネクタ断線／接続不良・接続箱不良・シャント不良／PID・セルクラックほか(周辺機器内部への適用も可能)
ドローン搭載 IR	○	○	○	IR 撮像装置をドローンに搭載し、セル発熱状況を撮影する	同上
昼間 PL 測定	○	○	△	日射により励起された電子が基底状態に戻る際の発光を撮影する。	セルクラック・シャント不良／PID・インタコネクタ断線／接続不良・LID/LETID・BPD 開放ほか
昼間 I-V 測定	○	○	△	日照時の PV 特性(I-V 特性)を取得する。	日影影響・Voc/Isc ミスマッチ・不均一ソーリング・抵抗増大・BPD 不良・LID/LETID・PID ほか
ダーク I-V 測定	○	△	—	暗状態での PV 特性(I-V 特性)を取得する。	直列抵抗増大・ダイオード特性変化・シャント不良／PID・BPD 不良ほか
インピーダンス測定	△	○	—	ストリングと大地間のインピーダンス周波数分析を行い、絶縁状態などを判定する。	絶縁抵抗変化／地絡点検出・直列抵抗変化・BPD 不良・シャント不良／PID ほか
UV 蛍光測定	○	○	△	紫外線照射により生じる封止材の蛍光を撮影することで、セルクラックなどを検出。	セルクラック・ホットスポット・モジュール内電流ミスマッチ・(添加剤蛍光特性からの)封止材同定
屋外非破壊分光分析	○	—	—	ハンドヘルド型分光分析装置により、バックシートや封止材の劣化状態を判定する。	バックシートや封止材の組成および劣化(分解レベルなど)

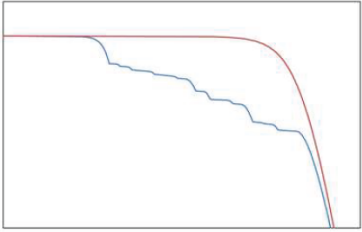
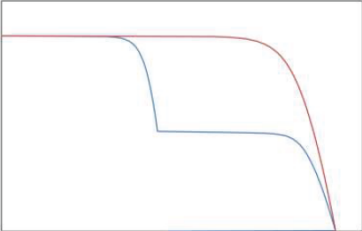
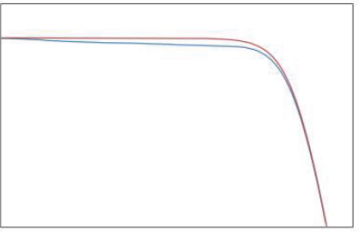
\*検査対象 M: モジュール、検査対象 S: スtring、検査対象 A: アレイ全体

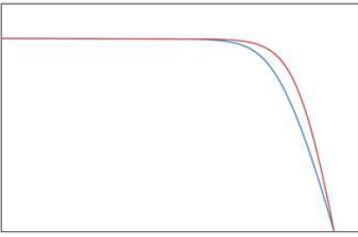
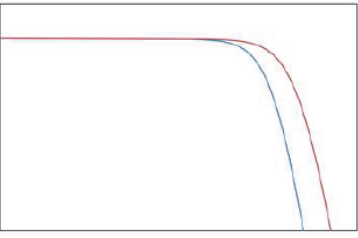
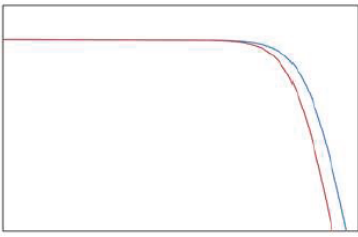
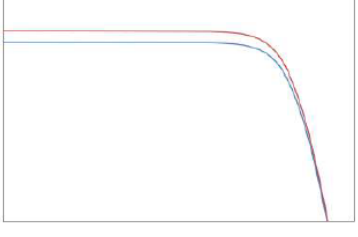
#### 別添 4 I-V カーブ異常原因と確認方法・対処方法の例

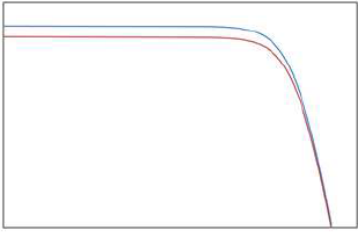
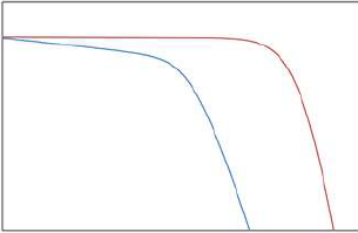
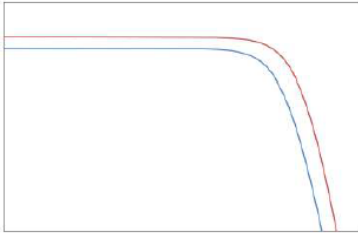
I-V カーブの青色線・赤色線は、それぞれ異常の有り・無しを示す。これらは基本的には太陽電池セルや太陽電池モジュール単位における均一な不具合事例の場合を示している。そのため、太陽電池ストリング、太陽電池アレイ単位での内の劣化状況が一様に発生している場合を想定したものであり、構成する太陽電池モジュールの組合せによっては、ここで説明する形状と不具合事例は必ずしも一致しないことに留意されたい。

太陽電池ストリング、太陽電池アレイ単位の IV カーブの形状に異常があれば、必要に応じて、より細かい単位(太陽電池モジュール単位)の測定を行うことで、要因等を推定することができる。

表別 5-1 I-V カーブ異常原因と確認方法・対処方法)

#	I-V カーブの例	I-V カーブ異常原因の例	確認方法・対処方法の例
1	ステップ状カーブ (1 ストリング) 	太陽電池モジュールへの影かかり	異なる時間帯での再測定→可能なら障害物撤去
		不均一ソイリング(高強度遮光)・不均一積雪	モジュール洗浄(除雪)後の再測定
2	ステップ状カーブ (並列ストリング) 	Voc ミスマッチ	IRカメラでの異常発熱太陽電池ストリング/太陽電池モジュール特定→必要ならば太陽電池モジュール交換
			ヒューズ/BLD 不具合確認→必要ならば交換
3	水平カーブ部分の高傾斜化 	Isc ミスマッチ	(可能ならば)製造時 Isc 確認→必要ならば交換
		ストリング中での異なるモジュール設置方向	(可能ならば)設置方向を揃える
		不均一ソイリング(低強度遮光)	モジュール洗浄後の再測定
		高頻度セルクラック	IRカメラなどでのセルクラック検査→必要ならば太陽電池モジュール交換

4	傾斜カーブ部分の低傾斜化 	スtring直列抵抗の増大	2 放射照度での I-V 測定による直列抵抗の推定 →異常値検出→モジュール・コネクタなどの腐食確認→必要ならば交換
5	開放電圧の低下 	String間で異なる直列モジュール数 バイパスダイオード(BPD)短絡 異なる Vocを持つモジュールによるString構成 太陽電池セル完全遮光・太陽電池セル電気的不活性化	直列モジュール数確認→必要ならモジュール数変更 IRカメラにより異常 BPD 検出→モジュール交換 (可能ならば)製造時 Voc 確認→必要ならば交換 遮光物除去→再測定→異常検出→モジュール交換
6	開放電圧の増大 	設計(あるいは隣接Stringなど)と異なる直列モジュール数によるString構成	直列モジュール数確認→必要ならモジュール数変更
7	短絡電流の減少 	結晶系モジュール:LID 薄膜モジュール:準安定化状態での変動 String/Aレイ内への低 Iscモジュール混入 モジュールの低 Isc 化(光学経路の透過性減少:封止材の着色/剥離・ガラス白濁化など) ほぼ均一なソイリング	経過観察→再測定 (可能ならば)各モジュールの製造時 Isc 確認→必要ならば交換 必要ならば交換 モジュール洗浄後の再測定

8	<p>短絡電流の増大</p> 	<p>設計(あるいは隣接ストリングなど)と異なる性能を持つ太陽電池モジュールの構成</p>	<p>(可能ならば)各モジュールの製造時 Isc 確認→必要ならば交換</p>
9	<p>水平カーブ部分の高傾斜化と開放電圧の減少</p> 	<p>PID-s</p>	<p>IR・EL や PL を使ったの PID 確認 結晶 Si モジュール: マイナス極モジュール</p> <p>→モジュール交換+再発防止措置(夜間回復装置の導入など)</p>
10	<p>Isc 減少+Voc 減少</p> 	<p>LETID</p>	<p>モジュール交換 (年単位の稼働で回復する傾向もある点に注意)</p>
		<p>PID-p</p>	<p>IR・EL や PL を使ったの PID 確認 両面 PERC モジュール: マイナス極モジュール TOPCon/PERT モジュール: マイナス極モジュール IBC/PERT モジュール: プラス極モジュール</p> <p>→モジュール交換+再発防止措置(夜間回復装置の導入など)</p>

## 別添 5 発電性能のシミュレーション設計におけるチェックリスト

記載の有無だけでなく、計算根拠の有無もまとめることで計算結果に対する一定の評価が可能である。

### 設備関連資料の確認

項目	記載の有無、記載内容
緯度経度	
発電設備概要	
高度	
地面の傾斜情報	

### シミュレーション手法の確認

項目	記載の有無、記載内容
ソフトウェア名称	
計算間隔	
バージョン情報	
ソフトウェアのモデル検証	

### 気象に関する情報の確認

項目	記載の有無、記載内容
データベース名	
データベースの利用年	
データの取得方法(観測/衛星)	
観測所名	
観測所との距離	
水平面日射から傾斜面日射への変換方法	
アレイが複数角度で設置される場合の計算方法	



各種損失の考慮の有無と説明の有無の確認

	項目	考慮の有無	根拠の説明の有無
遮光物	周辺の遮光物の情報(木、山、建物、電柱)		
	汚れ		
	積雪		
アレイ	アレイ間隔・高さ		
	ストリングの構成		
	影損失計算の有無		
太陽電池	基本特性		
	性能ばらつき(出力公差)		
	入射角度特性		
	照度特性		
	温度特性		
	光劣化		
太陽電池 (両面受光型)	裏面日射の計算方法(形態係数、レイトレーシング、その他)		
	裏面遮光物の有無とその考慮		
	地面反射率		
直流配線	全ケーブルの線径・線長 配線抵抗損失の計算		
パワーコン ディショナ	パワーコンディショナ効率		
	過積載		
	入力電圧範囲外時の制御		
	力率設定		
	夜間の消費電力		
交流配線	全配線の線径・線長		
	変圧器		
その他	稼働停止日数		
長期予測	不確かさ		
	経年劣化		
	超過確率(P50、P75等)		

\*\*\*\*\*以下記載例\*\*\*\*\*

設備関連資料の確認

項目	記載の有無、記載内容
緯度経度	北緯〇〇°、東経〇〇°
発電設備概要	DC1200 kW, AC1000 kW
高度	海拔 20m
地面の傾斜情報	平地

シミュレーション手法の確認

項目	記載の有無、記載内容
ソフトウェア名称	System Advisor Model (SAM)
計算間隔	1 時間単位
バージョン情報	2022.11.21
ソフトウェアのモデル検証	NREL による検証結果 (文献 xxxx)

気象に関する情報の確認

項目	記載の有無、記載内容
データベース名	METPV-20
データベースの利用年	2010-2018 年
データの取得方法(観測/衛星)	観測値
観測所名	〇〇
観測所との距離	100m
水平面日射から傾斜面日射への変換方法	System Advisor Model により Perez 法を用いて変換
アレイが複数角度で設置される場合の計算方法	個別に計算

各種損失の考慮の有無と説明の有無の確認

	項目	考慮の有無	根拠の説明の有無
遮光物	周辺の遮光物の情報(木、山、建物、電柱)	有	現地写真など
	汚れ	有	1%(固定値)
	積雪	無	降雪なし
アレイ	アレイ間隔・高さ	有	資料〇〇
	ストリングの構成	有	資料〇〇
	影損失計算の有無	有	資料〇〇を基に3Dモデルを設定
太陽電池	基本特性	有	System Advisor Model(SAM)に収録
	性能ばらつき(出力公差)	無	公称最大出力で計算
	入射角度特性	有	System Advisor Model(SAM)に収録
	照度特性	有	System Advisor Model(SAM)に収録
	温度特性	有	System Advisor Model(SAM)に収録
	光劣化	有	文献〇〇
太陽電池 (両面受光型)	裏面日射の計算方法(形態係数、レイトレーシング、その他)	有	View factor model
	裏面遮光物の有無とその考慮	無	架台図面資料〇〇による
	地面反射率	有	草地を20%と仮定
直流配線	全ケーブルの線径・線長 配線抵抗損失の計算	有	資料〇〇
パワーコン ディショナ	パワーコンディショナ効率	有	System Advisor Model(SAM)に収録
	過積載	有	資料〇〇
	入力電圧範囲外時の制御	有	資料〇〇
	力率設定	有	資料〇〇
	夜間の消費電力	有	資料〇〇
交流配線	全配線の線径・線長	有	資料〇〇
	変圧器	有	類似品の数値を使用
その他	稼働停止日数	無	事業者との協議により考慮せず

長期予測	不確かさ	有	日射は近隣の長期観測値から 不確かさを算出
	経年劣化	有	-0.7%/年
	超過確率(P50、P75等)	有	P50、P75、P90を算出

\*\*\*\*\*記載例終わり\*\*\*\*\*

別添 6 発電実績の評価におけるチェックリスト

非常に簡易なものではあるが、一覧として比較しやすいものを選定した。IEC 61724-1 にはより詳しい情報が記載されているので、参考にされたい。

評価方法の確認	<input type="checkbox"/> システム出力係数(PR)の過去値との比較 <input type="checkbox"/> 長期予測値のシミュレーション値との比較 <input type="checkbox"/> 実測の気象をベースに計算されたシミュレーション値との比較 <input type="checkbox"/> 近隣の数値との比較 <input type="checkbox"/> 他( )
計測システム	<input type="checkbox"/> 計測間隔( ) <input type="checkbox"/> 日射計 (クラス__設置数__設置角度__) <input type="checkbox"/> 太陽電池温度 (センサ__設置数__) <input type="checkbox"/> 風向・風速 <input type="checkbox"/> 気温 <input type="checkbox"/> 積雪 <input type="checkbox"/> 降雨 <input type="checkbox"/> 湿度 <input type="checkbox"/> 汚れ <input type="checkbox"/> 裏面日射(両面受光型太陽電池用) <input type="checkbox"/> 直流電圧・電流・電力 (計測単位__設置数__) <input type="checkbox"/> 交流電圧・電流・電力・力率 (計測単位__設置数__)
保守状態	<input type="checkbox"/> 日射計の校正( __年ごと) <input type="checkbox"/> 日射計の清掃・遮光物の撤去( __日ごと) <input type="checkbox"/> 稼働停止日数 ( __日 / __時間)

\*\*\*\*\*以下記載例\*\*\*\*\*

<p>評価方法の確認</p>	<p><input type="checkbox"/>システム出力係数(PR)の過去値との比較  <input type="checkbox"/>長期予測値のシミュレーション値との比較  <input checked="" type="checkbox"/>実測の気象をベースに計算されたシミュレーション値との比較  <input type="checkbox"/>近隣の数値との比較  <input type="checkbox"/>他( )</p>
<p>計測システム</p>	<p><input checked="" type="checkbox"/>計測間隔(5秒観測 10分平均収録)  <input checked="" type="checkbox"/>日射計  (クラス B 設置数 3箇所 設置角度アレイと同じ)  <input checked="" type="checkbox"/>太陽電池温度  (センサ T型 設置数 2)  <input checked="" type="checkbox"/>風向・風速  <input checked="" type="checkbox"/>気温  <input checked="" type="checkbox"/>積雪  <input type="checkbox"/>降雨  <input type="checkbox"/>湿度  <input type="checkbox"/>汚れ  <input type="checkbox"/>裏面日射(両面受光型太陽電池用)  <input checked="" type="checkbox"/>直流電圧・電流・電力  (計測単位 PCSごと 設置数 10(全数) )  <input checked="" type="checkbox"/>交流電圧・電流・電力・力率  (計測単位 PCSごと+連系点 設置数(11))</p>
<p>保守状態</p>	<p><input checked="" type="checkbox"/>日射計の校正( 2 年ごと)  <input checked="" type="checkbox"/>日射計の清掃・遮光物の撤去(14日ごと)  <input type="checkbox"/>稼働停止日数 ( 0 日/ 0 時間)</p>

\*\*\*\*\*記載例終わり\*\*\*\*\*

この成果物は、国立研究開発法人新エネルギー・産業技術総合開発機構（NEDO）の委託業務（JPNP20015）「太陽光発電主力電源化推進技術開発／太陽光発電の長期安定電源化技術開発」の結果として得られたものです。