

**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)**

国立研究開発法人 産業技術総合研究所

2019年4月

直流電気安全のための手引きと技術情報(第2版)

目次

まえがき

第1章 はじめに	...	1
第2章 設計 組み合わせ編	...	2
2.1 組み合わせ編 総論(一般事項)	...	2
2.2 図書の整備(設備文書要件)	...	3
2.3 絶縁・地絡保護・過電流保護の基本原則	...	8
2.4 雷害保護設計	...	17
2.5 個別要素設計	...	25
2.5.1 取り付け場所および電気工事	...	25
2.5.2 配線方法	...	30
2.5.3 直流電路の直列・並列アーク対策装置(アーク検出/遮断器)	...	36
2.6 消防隊員保護対策	...	39
2.6.1 太陽光発電設備設置のサイン	...	39
2.6.2 太陽光発電機器・ケーブルのサイン	...	41
2.6.3 消防活動の安全を確保した太陽電池モジュールの設置	...	43
2.6.4 ラピッドシャットダウン(Rapid Shut Down)	...	46
【2章参考1】 太陽光発電設備の接地方式	...	50
【2章参考2】 電路絶縁に関する法令等	...	57
3章 機器選定方法	...	62
3.1 機器選定編 総論(一般事項)	...	62
3.2 太陽電池モジュール選定	...	64
3.2.1 太陽電池モジュール選定(機械的強度)	...	64
3.2.2 太陽電池モジュール(絶縁性)	...	69
3.2.3 太陽電池モジュール(バイパス回路(バイパスダイオードを含む))	...	73
3.2.4 太陽電池モジュール(電流耐性)	...	79
3.2.5 太陽電池モジュール(耐候性)	...	82
3.2.6 太陽電池モジュール(耐火性)	...	84
3.2.7 太陽電池モジュール(その他)	...	85
3.2.8 太陽電池モジュール(規格)	...	88
3.3 パワーコンディショナ選定	...	90
3.4 接続箱(筐体および遮断器を含む)選定	...	97
3.5 ケーブル設備および配線設備の選定	...	105
3.5.1 コネクタの選定	...	105
3.5.2 ケーブルの選定	...	107

第4章 運用保安に関する一般事項	…	112
4.1 一般原則	…	112
4.2 保安規程	…	113
4.3 保安点検の方法	…	114
4.4 事故報告	…	136
4.5 その他	…	137
【4章参考1】 太陽光発電設備に利用する計測機器の注意事項	…	141
【4章参考2】 太陽光発電設備保守点検(直流部分)の手順例	…	144
【4章参考3】 保守点検調査の実例(1)～(11)	…	166
付録		
付録A 直流電気安全性に関連する構造設計	…	277
付録A.1 共通事項	…	277
付録A.2 風荷重算定・耐力設計	…	283
付録A.3 積雪荷重算定・耐力設計	…	287
付録A.4 地震荷重算定・耐力設計	…	299
付録B 太陽光発電設備の危険	…	301
付録B.1 太陽光発電に関する感電の危険	…	302
付録B.1.1 感電の危険の基礎	…	304
付録B.2 太陽光発電に関する火災危険	…	312
付録B.2.1 太陽電池モジュールの火災危険	…	312
付録B.2.2 直流アークの火災危険	…	317
付録B.2.3 地絡アークによる火災危険	…	319
付録B.2.3.1 地絡アークによる火災事例と国内における課題	…	319
付録B.2.3.2 国内住宅用パワーコンディショナの地絡検出評価の事例	…	325
付録B.2.3.3 地絡検出, 絶縁監視装置の評価の事例	…	345
付録B.3 太陽光発電の火災事例に関する情報	…	353
付録B.3.1 国内事例	…	353
付録B.3.2 ヒヤリハット事例	…	355
付録B.3.3 海外事例	…	382
付録B.4 消防隊員の保護に関する技術情報	…	385
付録B.4.1 消防活動時における消火, 残火処理時の危険	…	385
付録B.5 各種ガイドライン	…	392
付録B.5.1 各国の消防向けガイドライン	…	392
付録B.5.2 各国の太陽光発電システム設置ガイドライン	…	395
付録B.6 太陽光発電の直流電気安全基準策定委員会と(第1版)に対する意見書	…	412

まえがき

この文書は、新エネルギー等共通基盤整備促進事業「太陽光発電システムの直流電気安全性に関する基盤整備」および国立研究開発法人新エネルギー・産業技術総合開発機構の委託研究「太陽光発電システム効率向上・維持管理技術開発プロジェクト/太陽光発電システムの安全確保のための実証/太陽光発電設備の安全化に関する実証試験および研究」事業において、国立研究開発法人産業技術総合研究所が作成したものである。

この文書は、著作権法で保護対象となっている著作物である。

この文書の一部が、特許権、出願公開後の特許出願、実用新案権、又は出願公開後の実用新案登録出願に抵触する可能性があることに注意を喚起する。独立行政法人産業技術総合研究所は、このような特許権、出願公開後の特許出願、実用新案権、又は出願公開後の実用新案登録出願にかかわる確認について、責任をもたない。

第1章 はじめに

太陽光発電はエネルギー問題の解決には必要不可欠な発電技術である。わが国では、その実用化と普及のために長期にわたる技術開発や住宅分野への導入支援といったさまざまな政策が講じられてきた。さらに、平成24年7月に施行された再生可能エネルギー固定価格買取制度により、さらなる太陽光発電設備の導入が進んでいる。

他方、太陽光発電には感電・火災などのリスクが存在することも事実である。太陽光発電設備はこれらのリスクを踏まえ、感電や火災その他人体に危害を及ぼし、又は物件に損傷を与えるおそれを許容限度内に抑えるように設計・施工・運用しなければならない。そのためには、技術的・人文的・行政的な側面からのリスク低減方策の確立と、それらを流布し実行するための戦略や安全文化の醸成などが必要である。

このような背景のもと、平成24年度～平成26年度を事業期間として経済産業省「新エネルギー等共通基盤整備促進事業」委託研究「太陽光発電システムの直流電気安全性に関する基盤整備」事業が実施された。本事業は、特に技術的な側面からの安全確保の方策として、現状のリスクの把握と行政的な側面からのガイドラインの策定を目的に実施され、太陽光発電技術の研究者や業界団体、消防関係の研究者および団体で構成された「太陽光発電システムの直流電気安全基準策定委員会」で集められた知見をもとに、今後の直流安全基準・指針、すなわちガイドライン作りを目指して情報を整理し、技術的な議論を取りまとめた。この段階では基準策定の意味でのガイドライン策定には至らなかったが、その内容は「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1版)」として2015年3月31日に産業技術総合研究所のホームページにおいて公開された。

その後、太陽光発電の導入拡大はさらに進んだが、強風による太陽電池モジュールの飛散、洪水などによる太陽光発電設備の水没、といった事例も報告されるようになったことから、太陽光発電設備のリスクが再び注目されることとなった。そこで、平成28年6月～平成31年2月を事業期間として国立研究開発法人新エネルギー・産業技術総合開発機構の委託研究「太陽光発電システム効率向上・維持管理技術開発プロジェクト/太陽光発電システムの安全確保のための実証/太陽光発電設備の安全化に関する実証試験および研究」事業が開始され、太陽光発電設備の安全に関する実態調査とリスク分析、太陽光発電設備の積雪荷重に関する実証試験、太陽電池モジュール内バイパス回路の長期耐久性に関する実証試験、太陽光発電設備の電気安全性(火災危険・感電危険)や誘導雷被害に関する試験と研究が実施された。またこの事業の一環として、上記文書(第1版)に本事業で得られた成果を追加した第2版が作成された。

この文書は、太陽光発電の直流電気安全に関する、現時点で分かっているリスク、あるいはこれまでの知見から想起可能なリスクを紹介するとともに、それらを回避する安全確保の手段を可能な限り具体的に記載した。ただし、この文書の内容は太陽光発電設備の安全確保を実現するための技術的な内容および実効性を担保する内容の両面においてすべてを網羅しているわけではない。今後に得られる新たな知見を継続的に追加して内容の充実を図ることで、技術的にも社会的にも歓迎される太陽光発電設備の実現を支援していきたいと考えている。なお、本改定は第1版をベースとしているため、電気事業法(省令や電気設備の技術基準の解釈、およびその解説を含む)、電気事業者による再生可能エネルギー電気の調達に関する特別措置法(省令や事業計画策定ガイドラインを含む)などが改定される前の記述になっているところがある。また、同様に規格の引用などに一部古いものが残っている。そのため、本文書の利用にあたっては関連法令および規格等は必ず最新のものを確認していただきたい。

最後に、本書「太陽光発電の直流電気安全のための手引きと技術情報」の作成にご協力いただいた関係者各位に心より感謝申し上げます。

第2章 設計 組み合わせ編

2.1 組み合わせ編 総論(一般事項)

【目的】

電気設備に関する技術基準を定める省令を理解することにより、太陽光発電設備の施設における直流電気事故防止を図ることを目的とする。

【設計指針】

[1] 電気設備は、感電、火災その他人体に危害を及ぼし、又は物件に損傷を与えるおそれがないように施設しなければならない。

【設計指針 解説】

本設計指針は、全てに共通する原則である。

[1] 電気事業者の電力系統に接続される太陽光発電設備は電気事業法において「電気工作物」とされ、出力 50kW 未満で電圧 600V 以下のものは「一般用電気工作物」、出力 50kW 以上のものは「自家用電気工作物」と区別される(電気事業法第 38 条)。太陽光発電設備は、どちらの場合も「電気設備に関する技術基準を定める省令」(電技省令)に適合するよう維持する必要がある(電気事業法第 39 条、第 56 条)。そして、電技省令第 4 条には「人体に危害を及ぼし又は物件に損傷を与えないようにすること」が掲げられている。電技省令およびその審査基準である「電気設備の技術基準の解釈」(電技解釈)の条項の多くは、この第 4 条を実現するための具体的な規定である。しかし、これらの具体的な規定にはしたがっていても、その源である本条に反している設備は電技省令に反するものであり、よって電気事業法に抵触する。なお、電気事業法がこの義務を課す対象は設備の所有者または占有者である。

さらに、民法 717 条には「土地の工作物の設置または保存に瑕疵があることによって他人に損害を生じた時は、その工作物の占有者は、被害者に対してその損害を賠償する責任を負う。」とあり、事故が発生した際には、電気事業法のみならず民法によっても占有者または所有者が責任を問われる。

太陽光発電設備を設置する際に周囲を加害しないように配慮するべきであることは、法令以前に当然のことであることはいうまでもない。本文書はその具体策を提示するために作成されたものである。

なお、電技省令には「他の電気設備その他の物件の機能に電氣的又は磁氣的な障害を与えないこと」(電技省令第 16 条)も掲げられている。また、直流電気の事故には太陽電池アレイの落下・圧潰による感電・地絡事故も多い。そのため、その他人体に危害を及ぼし、又は物件に損傷を与えないことには「飛散・落下・圧潰しない」ように設計することも含まれる。

2.2 図書の整備(設備文書要件)

【目的】

太陽光発電設備を点検する場合、設備構成を変更する場合、異常を検知して検査を実施する場合、および事故が発生して対応を検討する場合等には、設備文書・図書が必須である。本項はその整備を目的とする。

【設計指針】

[1] 建築関係については、建築三法(建築基準法・建設業法・建築士法)で保存が義務づけられている図書を整備すること

【設計指針 解説】

図書の不備を原因として当該太陽光発電設備が置かれている状況が不分明となり、予防保全が困難化したり事故からの回復が長引いたりするケースは多い。そのため、建築関係、電気関係についての図書の整備は、直流電気安全の設計項目の一つである。そのため、設備の所有者または占有者はこれらの文書を所有・管理することが必要である。

[1] 建築三法(建築基準法・建設業法・建築士法)において保存が義務づけられている書類・図面のうち、主に建築工事において作成するものの具体例を示す。

(1)建築基準法

建築基準法では、特に保存が義務付けられている書類・図面はない。

(2)建設業法

建設業法では、以下のように示されている。

法第 40 条の 3

建設業者は、国土交通省令で定めるところにより、その営業所ごとに、<-- 中略 --> その営業に関する図書で国土交通省令で定めるものを保存しなければならない。

上記の国土交通省令で定める図書には次の 3 つがある。(建設業法施行規則第 26 条の 2 第 5 項)

- ①完成図(建設工事の目的物の完成時の状況を表した図)
- ②発注者との打合せ記録(請負契約の当事者が相互に交付したものに限り)
- ③施工体系図

発注者から直接建設工事を請け負った建設業者は①および②のみでよいが、作成特定建設業者は①から③まですべて必要となる。また、完成図については、作成した場合のみ保存を義務付けており国土交通省としての解釈指針的なもの(平成 20 年 10 月 8 日付国総建第 177 号)が出ている。しかしながら、具体的な図面は特定されていない。

保存期間は、請け負った建設工事ごとに当該建設工事の目的物の引渡しをしたときから 10 年間としている(建設業法施行規則第 28 条第 2 項)。「①完成図」と「②発注者との打合せ記録」については複数の書類が対象となるため、次に具体例を示す。

【完成図の具体例】

区分	具体例
共通	図面リスト
意匠	設計概要書、特記仕様書、室内仕上表、附近見取図、配置図、平面図、断面図、立面図、矩計図、平面詳細図、断面詳細図、階段詳細図、屋外工事詳細図
構造	構造概要書、特記仕様書（構造）、杭伏図、基礎伏図、床伏図、屋根伏図、塔屋伏図、軸組図、基礎リスト、柱リスト、大梁リスト、小梁リスト、スラブリスト、階段リスト、壁リスト、鉄筋詳細図、鉄骨伏図、鉄骨軸組図、鉄骨詳細図
設備	設備概要図、特記仕様書（設備）、電気設備設計図、給排水衛生設備設計図、空調和設備設計図、昇降機設備設計図、その他設備設計図

【発注者との打合せ記録の具体例】

具体例
質疑応答書、指示書・連絡書（発注者・設計・諸官庁）、総合定例打合せ議事録、社外打合せ記録（諸官庁）

図 2.2-1 完成図の具体例

参考文献:「建築工事における書類・図面の電子化/保存ガイドライン(第2版)」

http://www.nikkenren.com/kenchiku/bcs_it/report/edoc2/edoc_guideline_v200.pdf

(3)建築士法

建築士法は、以下のように示されている。

第24条の4第2項

建築士事務所の開設者は、国土交通省令で定めるところにより、その建築士事務所の業務に関する図書で国土交通省令で定めるものを保存しなければならない。

保存図書は、以下に示す設計図書または工事監理報告書とされている。（建築士法施行規則第21条第4項）

- ① 配置図、各階平面図、2面以上の立面図、2面以上の断面図
- ② 基礎伏図、各階床伏図、小屋伏図、構造詳細図、構造計算書

なお、②は当該設計が建築基準法第6条第1項二号又は三号に係る場合のみとされている。建築士事務所の開設者は、法第24条の4第2項に規定する図書を作成した日から起算して15年間当該図書を保存しなければならない。（建築士法施行規則第21条第5項）

建築基準法第6条第1項二号

木造の建築物で三以上の階数を有し、又は延べ面積が五百平方メートル、高さが十三メートル若しくは軒の高さが九メートルを超えるもの

建築基準法第6条第1項三号

木造以外の建築物で二以上の階数を有し、又は延べ面積が二百平方メートルを超えるもの

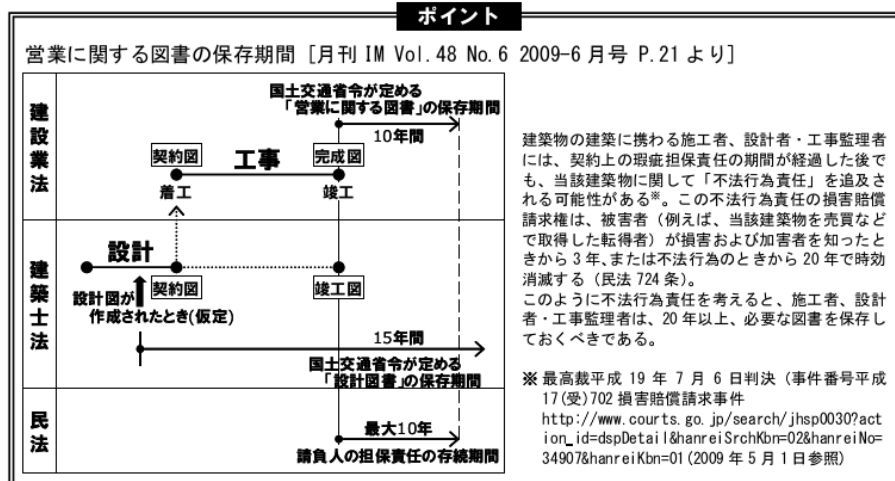


図 2.2-2 図書の保存期間

参考文献:「建築工事における書類・図面の電子化/保存ガイドライン(第2版)」

http://www.nikkenren.com/kenchiku/bcs_it/report/edoc2/edoc_guideline_v200.pdf

太陽光発電設備の電気関連文書は建築関連文書に含まれる項目もあるが、特に太陽光発電設備の直流側の文書は、別途充実させることが重要である。設備の所有者または占有者は、最低限これらの文書の提供を受け保管し、参照可能にしておくことが必要である。太陽光発電設備に関連する文書を当事者間で内容を決定する場合、IEC 62446 ed1.0 Grid connected photovoltaic systems - Minimum requirements for system documentation, commissioning tests and inspection「(受け渡し試験と目視試験及び付属書類のための最小要求)あるいはこの国際規格をもとに作成された「太陽光発電システム保守点検ガイドライン(JM16Z001)」(日本電機工業会・太陽光発電協会, 2016年12月)に示す「システム文書要件」においてリスト化された内容は参考となる。IEC 62446に記載がある項目は、以下の通りである。

(1)設備データ

基本設備情報は、少なくとも以下の情報を整備する。この情報は一般的に設備文書パッケージの表紙に表示される。

- ①事業 ID 番号(該当する場合)
- ②設備定格(銘板)出力(kW DC または kVA AC)
- ③太陽電池モジュールおよびパワーコンディショナ, メーカー, 型式および数量
- ③設置日
- ④受渡日
- ⑤顧客名
- ⑥現場住所

(2)設備設計業者情報

設備設計業者情報は、少なくとも以下の情報を整備する。複数の会社が当該設備設計に責任を有す場合、下記情報はすべての会社について、当該事業における各社の役割の説明と併せて整備することが望ましい。

- ①設計業者会社名
- ②設計業者担当者名

③設計業者の郵送先住所, 電話番号, eメールアドレス

(3)設備設置業者情報

設備設置業者情報は, 少なくとも以下の情報を整備する. 複数の会社が当該設備設計に責任を有す場合, 下記情報はすべての会社について, 当該事業における各社の役割の説明と併せて整備することが望ましい.

- ①設置業者会社名
- ②設置業者担当者名
- ③設置業者の郵送先住所, 電話番号, eメールアドレス

(4)配線図

配線図として, 少なくとも単線結線図を整備する.

(5)太陽電池アレイ - 一般仕様

配線図もしくは設備仕様は, 少なくとも以下の太陽電池アレイ設計情報を含むこと.

- ①太陽電池モジュールの種類
- ②太陽電池モジュール総数
- ③太陽電池ストリング数
- ④太陽電池ストリングあたりの太陽電池モジュール数
- ⑤太陽電池ストリングとパワーコンディショナとの接続関係を示す情報

ひとつの太陽電池アレイがサブアレイに分割されている場合, 配線図はアレイ-サブアレイ設計を示し, 各サブアレイについて上記のすべての情報を記載すること. 太陽電池アレイがどのようにストリングに分岐しているかを示した太陽光発電設備配置図も有用である.

IEC62446 には記載がないが, 以下も重要である.

- ⑥太陽電池モジュールの個別仕様(定格出力, 動作電圧, 開放電圧, 動作電流, 短絡電流, 最大システム電圧, 温度特性等)

(6)太陽電池ストリング情報

配線図もしくは設備仕様書は, 少なくとも以下の太陽電池ストリング情報を含むこと.

- ①ストリングケーブル仕様 - サイズとタイプ
- ②ストリング過電流保護機器の仕様(装着している場合) - 種類と仕様(定格電圧/電流/整定範囲等)
- ③逆流防止ダイオードの種類(関係する場合)と仕様

(7)太陽電池アレイ電気情報

配線図もしくは設備仕様書は, 少なくとも以下の太陽電池アレイ電気情報を含むこと.

- ①アレイ主幹ケーブル仕様 - サイズとタイプ
- ②アレイの接続箱/集電箱の場所(該当する場合)
- ③直流開閉器の種類, 場所および定格(電圧/電流)
- ④アレイ過電流保護機器(該当する場合) - 種類, 場所および定格(電圧/電流)

(8)交流システム

配線図もしくは設備仕様書に, 少なくとも以下の交流システム情報を含む.

- ①交流解列器の場所, 種類および定格
- ②交流過電圧保護機器の場所, 種類および仕様(定格電圧/整定範囲等)
- ③残留電流(零相電流)検出装置の場所, 種類および仕様(定格電流/整定範囲等) 定格(装着されている場合)

(9)接地と過電圧保護

配線図もしくは設備仕様書は, 少なくとも以下の接地および過電圧保護情報を含むこと.

- ①すべての接地/ボンディング導体の詳細 - サイズと種類. アレイ枠等電位ボンディングケーブルが装着されている場合, 文書はその詳細も含むこと.
- ②既存の雷保護システム(LPS)への接続の詳細
- ③交流および直流電路両方に設置されたサージ防護デバイスの詳細. 場所と種類, 定格を含む.

(10)データシート

データシートは, 少なくとも以下のシステムコンポーネントを整備すること.

- ①太陽電池モジュールのデータシート:システムに使用されているすべてモジュール.
- IEC 61730-1 の要件に従うこと
- ②パワーコンディショナのデータシート:システムに使用されているすべてのパワーコンディショナ.
- ③他の重要なシステムコンポーネント:データシートの整備を行うことが望ましい.

(11)機械学的設計情報

架台・構造設計のデータシートを整備すること. 構造設計に関連する文書を含めること.

(12)運転および保守管理情報

運転および保守管理情報は, 少なくとも以下の項目を含めること.

- ①正しい設備運転を確認するための手順
- ②設備故障の場合にとるべき行動のチェックリスト
- ③緊急停止/解列手順
- ④保守管理と清掃に関する推奨要領(存在する場合)
- ⑤太陽電池アレイに関連する将来の建物作業(屋根工事など)に関する考慮点
- ⑥太陽電池モジュールとパワーコンディショナの保証書 — 保証開始年月日と保証期間を含む
- ⑦該当する工事保証もしくは風密・水密性保証書

(13)試験結果と受渡データ

すべての試験結果と受渡データを整備すること.

2.3 絶縁・地絡保護・過電流保護の基本原則

【目的】

太陽光発電設備の地絡要因の火災を未然に防止することを目的とする。

事故時に他のストリングからの逆電流の流入による事故の拡大を防ぐことを目的とする。

【設計指針】

- [1] 地絡故障検出を行うこと。
- [2] 地絡故障検出を頻繁に行うこと。
- [3] 地絡を検知した場合、警報を出せること。
- [4] 地絡電流を検知した場合、当該地絡電流を遮断すること。
- [5] 地絡位置を特定できる機能をもつことが望ましい。
- [6] 直流回路は、JISC 8954(太陽電池アレイ用電気回路設計標準)および JISC 0364-7-712(建築電気設備 ー 第 7-712 部:特殊設備又は特殊場所に関する要求事項 ー 太陽光発電システム)を参考に設計すること。
- [7] 過電流防止機能は、各種事故様相を考慮した逆電流(過電流)を想定した素子および機能とすること。

【設計指針 解説】

- [1] 地絡とは、電路と大地の間のインピーダンスが低下することである。国内太陽光発電設備の直流回路の線間電圧および対地電圧は、設備起動時等の過渡的な場合を除き直流であるため、インピーダンスとしては抵抗成分が問題になる。すなわち、わが国の太陽光発電設備の直流回路における地絡検出とは、電路と非充電部との間の絶縁抵抗の低下を検出することである。これを常時行うこと、換言すれば常時絶縁監視を行うことが好ましい。常時ではなくとも、定期的に絶縁抵抗の低下が起きていないか検査することが必要である。

非絶縁型太陽光発電設備の場合、発電中は直流電路が交流回路経由で接地されるため、絶縁抵抗測定を行うことは原理的に困難である。そこで、非絶縁型太陽光発電設備においては、漏洩電流を零相電流として検出することが広く行われている。しかし、地絡が発生しても地絡箇所が大地と同電位であれば、原理的に漏洩電流が発生しない。また、対地電位が 0V でなくても、零相電流検出感度が低いと地絡を検出することが困難である。たとえば、零相電流検出感度が 100mA の場合、対地電位 160V の箇所であっても絶縁抵抗が 1.6k Ω にまで低下しないと地絡は検出されない。絶縁抵抗が 2k Ω に低下した状態は地絡故障であるが、零相電流の監視ではこれを検出することはできない。すなわち、パワーコンディショナが行う零相電流の監視だけでは、地絡故障検出は不確実であり、他の方法を併用するべきである。

国際規格である IEC62109-2 (Safety of power converters for use in photovoltaic power systems – Part 2: Particular requirements for inverters)は、絶縁抵抗の測定と零相電流監視の両者を求めている。具体的には、パワーコンディショナ起動前に絶縁抵抗を測定し、その値で太陽電池アレイ電圧を除いた結果が 30mA 以下であることが求められている。ドイツ規格 (DIN V VDE 0126-1-1(2006))はさらに厳しく、パワーコンディショナ起動のためには絶縁抵抗 500k Ω 以上が必要とされる。

平成 24 年度新エネルギー等共通基盤整備促進事業において、国内で使用されている住宅太陽光発電設備用パワーコンディショナ 6 社 6 機種について地絡検出機能を実験・評価した。その結果、地絡が発生しても漏洩電流監視では地絡の発生を検出できない「地絡検出の不感帯」(ブラインド)が全機種に存在して

いた。実験により確認した国内で使用されている住宅太陽光発電設備用パワーコンディショナの検出不感帯と米国の太陽光発電設備の有している地絡検出不感帯との比較をすると、国内において「地絡検出不感帯」に起因して地絡火災が発生するリスクは、米国における危険性と比較しても低くない。地絡検出において検出不感帯があると、以下のメカニズムにより地絡火災が発生する危険がある。実際に米国において、事故事例が報告されている。

Step1 : 検出不感帯における第一地絡故障の発生

Step2 : 第一地絡故障の発生が検出されず、運転継続

Step3 : 検出不感帯以外での第二地絡故障の発生

Step4 : 第二地絡故障の発生が検出されても、第一地絡故障点、第二地絡故障点を通る事故電流を遮断できず、事故の拡大

また、交流電気設備との比較では次のことが言える。すなわち、交流電気設備において接地された相において発生する地絡は検出されにくく、交流電気設備にも地絡検出不感帯は存在するが、第二地絡故障が発生した時に事故点を系統から解列することによって事故危険を回避できる蓋然性が高い。他方、太陽光発電設備の直流電気回路における二点地絡により発生する事故電流は、直流電気回路を開放しても終息させることができないため、太陽光発電設備の直流電気回路において発生する地絡事故は、交流電気設備において発生する地絡事故と比較して危険である。なお、交流電気設備との比較や太陽光発電設備の直流電気回路において発生する地絡事故の問題については、「付録 B.2.2 直流アークの火災危険」に詳述した。

以上の理由により、太陽光発電設備の直流電気回路における「地絡検出不感帯」は事故に結びつく蓋然性が高いことが明らかであり、検出不感帯の無い地絡故障検出を行うことが必要である。

地絡故障検出を行う機器は、パワーコンディショナ等の機器内蔵であっても、地絡検出専用器であっても良い。現在入手可能な検出不感帯が無くかつ高感度な製品は、いずれも監視信号を注入する方式を用いている。これらの製品は、地絡故障(絶縁劣化)を検出するために電力系統には存在しないレベルの低周波の監視信号を線路に重畳し、高調波成分等による漏れ電流と区別して検出している。(将来は信号注入に頼らず検出不感帯を持たない製品が登場する可能性もある。)

監視信号を注入する方式は対地静電容量によって不要動作する恐れがあるため、平成 26 年度新エネルギー等共通基盤整備促進事業では、3 社 3 機種 of 地絡検出/絶縁監視装置の不要動作発生リスクが検討された。その結果を表 2.3-1、表 2.3-2 および表 2.3-3 に示す。これら 3 機種はいずれも海外では実績があり、製品仕様では対地静電容量が 2000 μ F まで使用できるとされている。A 社製品はその範囲で正しく動作することが確認されたが、C 社製品は対地静電容量 10 μ F 以上、B 社製品は対地静電容量 850 μ F 以上では不要動作が見られた。太陽光発電設備の対地静電容量を見積もり、地絡検出/絶縁監視装置を選択することが必要である。なお、太陽電池モジュールの対地静電容量の測定例は「付録 B.2.3.2 国内住宅用パワーコンディショナの地絡検出評価の事例」に挙げた。

これらの製品が注入する低周波監視信号の振幅は±10～70V 程度であった。この信号注入が不具合を引き起こす可能性が皆無であると証明することはできないが、直流電気回路の電圧自体に比べれば小さく海外では使用実績もあることから、不具合を引き起こす可能性は低い。したがって、地絡検出/絶縁監視装置の設置によって不具合が発生する恐れと、地絡検出による地絡事故の恐れを比較すれば、地絡検出/絶縁監視装置の設置は安全性向上に寄与すると言える。

表 2.3-1 A 社製地絡検出／絶縁監視装置の評価結果(地絡判定閾値=100kΩ)

絶縁抵抗 値(kΩ)	対地静電容量(μF)			
	2000	1480	1000	100
76	検出	検出	検出	検出
125	不検出	不検出	不検出	不検出

表 2.3-2 B 社製地絡検出／絶縁監視装置の評価結果(地絡判定閾値=100kΩ)

絶縁抵抗 値(kΩ)	対地静電容量(μF)					
	2000	1000	850	500	330	100
76	検出	検出	検出	検出	検出	検出
125	検出	検出	検出	不検出	不検出	不検出
1000	不検出	不検出	不検出	不検出	不検出	不検出

表 2.3-3 C 社製地絡検出／絶縁監視装置の評価結果(地絡判定閾値=100kΩ)

絶縁抵抗 値(kΩ)	対地静電容量(μF)					
	2000	350	33	10	4.7	2.2
76	検出	検出	検出	検出	検出	検出
125	検出	検出	検出	検出	不検出	不検出
1000	検出	検出	検出	不検出	不検出	不検出

低周波監視信号を注入する地絡検出／絶縁監視装置は、動作中の非絶縁型システムを監視することはできない。しかし、例えば非絶縁型パワーコンディショナが停止している間は、太陽電池は大地から絶縁されるため、低周波監視信号を注入する地絡検出／絶縁監視装置によって監視が可能である。具体的には、朝夕に地絡検出を行う方法が考えられる。

また、直流側を接地した設備も低周波監視信号を注入する地絡検出／絶縁監視装置で監視することができない。この場合は、例えば絶縁抵抗測定時には接地を切り離す等の手段が考えられる。

- [2] 定期点検において地絡が検知されなくても、次回の定期点検までの間に二点地絡を生じ事故に至る可能性を排除することはできない。したがって、絶縁監視をできる限り頻繁に行うことが重要であり、理想的は地絡を常時監視することである。

国際規格である IEC62109-2 (Safety of power converters for use in photovoltaic power systems – Part 2: Particular requirements for inverters)は、前述のとおりパワーコンディショナ起動前に絶縁抵抗測定を求めており、これを最低限度の目安とすることが考えられる。

設備を長期間使用しない場合は、パワーコンディショナを起動させないため、当該期間中絶縁抵抗測定を行わなくても IEC62109-2 に反しない。しかし、設備を長期間使用しない場合でも地絡事故の恐れはあるため、「パワーコンディショナ起動前」よりも毎日絶縁抵抗測定を行う方が好ましい。

- [3] 上記[1]に示したとおり絶縁を監視していて地絡故障を検知した場合は、第二の地絡故障が発生する前にそれを除去することが必須である。このため、地絡を生じたことを設備使用者、設備管理者に知らせることが必要である。知らせる手段、リセットする条件の決定には IEC62109-2 を参考にすることができる。IEC62109-2

(13.9)には、絶縁抵抗値が所定値を下回った際には、以下の両者にて発報すべきことが示されている。

- ①インバータに組み込まれていて、目に見えまたは耳に聞こえる信号
- ②外部から検知でき使用できる電氣的な信号

絶縁低下が検出された時に、絶縁型パワーコンディショナでは発報しつつ運転継続が許されているのに対し、非絶縁型パワーコンディショナの場合は発報しかつ解列することが求められている(4.8.2.1)。

- [4] 地絡電流は、パワーコンディショナを通過する零相電流や、接地点から大地への漏洩電流として検出される。地絡電流が検出された場合は、これ停止させるため当該検出箇所を遮断しなければならない。たとえば、非絶縁型のパワーコンディショナが零相電流を検出した時にパワーコンディショナを停止させることや、接地点から大地に流れる電流が検出された時に接地を切り離すことがこれに該当する。これは「事故電流を検出したらそれを遮断する」という意味であるから、その必要性は明らかである。また、電技解釈第 36 条にはそれを義務づけた記載がある。

なお、その検出閾値、動作時限は、防止しなければならない事象(火災、感電)によって異なる。具体的には、感電に対しては「付録 B.1 太陽光発電に関する感電の危険」にあるとおり、交流電流の遮断の場合と同様の遮断閾値、時限を持たせることが安全である。他方、火災に関しては直流と交流で差は無いと考えられる。したがって、感電防止用の漏電遮断器の動作条件、火災防止用の漏電遮断器の動作条件にそれぞれ準じて遮断することが適切と考えられる。

- [5] 本節では地絡検出の要件として、以下の2点を挙げた。

- [1]検出不感帯(ブラインド)の無い地絡故障検出
- [3]絶縁状態を頻繁に監視できること

この他、「付録 B.2.2 直流アークの火災危険」において、“地絡検出と同時に地絡位置を特定できること”を要件として挙げた。

この理由は、以下の二点による。

- ①太陽光発電設備の直流地絡は不安定な現象であるため、地絡を検知したその時に位置を特定しないと、地絡した箇所がどこであるか分からなくなり故障除去が困難であること
- ②海外では第一地絡故障の検出に成功したにも関わらず、その場所を探している間に第二地絡故障を生じ火災に至った場合があること

これらをまとめると、地絡火災を防ぐためには以下の①～③を満たすことが望まれる。

- ①検出不感帯が無い事
- ②頻繁に監視できること
- ③地絡検出と同時に、絡箇所を特定できること。

現実には上記①～③を全て備えた装置は入手できないが、①と②を備えた絶縁監視装置や、①と③を備えた絶縁抵抗測定装置は入手可能である。したがって、①～③を全て備えた装置の実用化に期待するとともに、当面はこれらを使用して事故防止を図るという移行措置が考えられる。上記[1]では上表に示したとおり、条件①～③を全て具備する地絡保護装置は実用化されていない。①と②を具備した監視装置、①と③

表 2.3-4 地絡検出方式の比較

番号	地絡検出方式	要求事項への適合性		
		①検出不感帯が無い	②頻繁な監視 (常設可能な装置の有無)	③地絡検出と同時に場所が分かる
1	零相電流監視方式	×	○	×
2	抵抗分圧中点接地方式	×	○	×
3	交流(またはパルス)信号注入方式*	○	○	×
4	自己バイアス方式**	○	×	○

*Bender, Schneider, ABB が常設可能な製品を製造している

**本法の詳細については、以下の文献を参照されたい。

吉富政宣: 太陽光発電システム向け各種絶縁抵抗測定法の得失検討—適切な点検手順導出のための論点抽出(太陽光発電システムの安全保護 その5), 太陽エネルギー, Vol.40, No.3, pp.105-118(2014)

を具備した検査装置には製品があり、それらの活用は現段階で推奨される方法である。具体的には、①と②を具備した監視装置としては、交流電圧またはパルス電圧を大地から絶縁された電路と大地との間に印加し、電流から絶縁抵抗を求める機器が海外メーカーから供給されている。この方法では地絡箇所の同定は困難であるが条件①②を満たせることから、現時点で可能な対策を盛り込んだ設備設計であると言える。

他方、①と③を具備した検査装置としては、太陽電池ストリングの正極を抵抗を介して接地した時の漏洩電流、太陽電池ストリングの負極を抵抗を介して接地した時の漏洩電流、太陽電池ストリングの極間電圧、および接地に使用する抵抗、の四者から、絶縁抵抗値と地絡位置を求める方法(自己バイアス方式)が、国内メーカー(マルチ計測器および日置電機)によって製品化されている。ただし、これらの製品は常設して使用されることを想定していない。

①と③を備えた装置の活用は、設備運用時になされる事である。他方、①と②を備えた装置の活用は、設備設計において採用するとともに、それを踏まえた設備運用を決める必要がある。

各種地絡検出方式について①～③への適否を表 2.3-4 に示す。

- [6] IEC 60364-7-712 と JISC 0364-7-712 は同様の内容であるのに対し、JISC 8954 と IEC/TS 62548 は内容が異なる。いずれの規格も法令(電技省令および電技解釈)からは参照されていないが、法令だけでは太陽光発電設備の直流回路設計に必要な情報が不足しており、これらの規格を参考にすることが必要である。なお、接続箱の規格として JISC 0364-7-712 は IEC 60439-1 を引用しているが、当該規格は取り下げられており接続箱の規格は明確ではない。

逆流防止ダイオード(ブロッキング・ダイオード)に関しては、これを過電流保護として利用できるかについての議論は国際的におこなわれている。太陽光発電は、通常は過電流といっても短絡電流以上の電流は流れないが、事故様相によってはアレイを構成する他のストリングからの逆電流や順電流が流れ込むこともある。

IEC/TS 62548 では太陽光発電設備のアレイ設置に関する電気的および機械的な安全基準について記述している。その 6.3 項に過電流保護に関する一般的な要求事項や、過電流保護デバイスの定格電流とモジュールやアレイの短絡電流の関係について記載されているが、具体的なデバイスの種類は規定していない。デバイスの規定としては、7.3.10 項にヒューズ、7.3.12 項には逆流防止ダイオードに関する記載がなされ、過電流保護デバイスとしてヒューズが規定されている。逆流防止ダイオードは夜間のバッテリー側からの逆

流保護用として記載されているが、過電流保護デバイスとして使用できる(ヒューズ代用としての使用が許される)国は限られることが記されている。後述のとおり、日本は小出力発電設備においては逆流防止ダイオードを過電流保護デバイスとして許容している。

また、アメリカ電気工事基準(NFPA70)の第 690 条に太陽光発電設備に関する標準が記載されており、その中で「逆流防止ダイオード:光起電源回路への電流の逆流を阻止するために使用するダイオード」として設備構成部品の一つに上げられている。ただし、ダイオードを過電流保護デバイスとして使用することに関しては記載がない。太陽光発電設備の過電流保護機能に関しては同第 240 条「過電流保護」を参照しヒューズまたは遮断器の使用を求めている。このように海外の規格では太陽光発電設備の安全装置としての過電流保護デバイスにはヒューズを用いることが定められている。

他方、わが国では電技解釈第 200 条【小出力発電設備の施設】に以下の記載がある。

電技解釈 第 200 条

2 小出力発電設備である太陽電池発電設備は、次の各号により施設すること。

一 太陽電池モジュール、電路及び開閉器その他の器具は、次の各号によること。

....

ハ 太陽電池モジュールを並列に接続する電路には、その電路に短絡を生じた場合に電路を保護する過電流遮断器その他の器具を施設すること。ただし、当該電路が短絡電流に耐えるものである場合は、この限りでない。(関連省令第 14 条)

そして、その解説(電気設備の技術基準の解説の解説)は以下のとおりである。

ハは、太陽電池モジュール、電線等の電路を過電流から保護するために規定した。直列に接続した太陽電池モジュールは、その特性上短絡時においても定格電流の 1.1 倍から 1.2 倍程度の電流しか発生しないため、電路の過電流保護は使用電線に余裕をもたせることにより、特別に保護装置を考えなくてもよい場合が多い。しかし、太陽電池を並列に多数接続した場合、並列にした他の太陽電池から事故点へ短絡電流が供給されることから、事故点のある電路の過電流保護のため、過電流遮断器その他の器具を施設することを規定した。したがって、電路に短絡が生じ、並列にした他の太陽電池から事故点へ短絡電流が供給されても、その電流に耐えうる電路には、上記の過電流遮断器等は、施設しなくてもよい。「その他の器具」の例としては、逆流防止ダイオードが考えられる。

逆流防止ダイオードでは、アレイを構成する他のストリングからの周り込み電流を防ぐことができる。このため、並列アークまたは地絡アークによって、特定ストリングの電圧が低下した場合でも、事故電流は発生しない(図 2.3-1 右側)。図 2.3-2 は、ストリングの負極に近い部分において地絡事故が発生した場合、図 2.3-3 はストリングの正極に近い部分において地絡事故が発生した場合を示している。それぞれの地絡事故発生条件において、図 2.3-2 は負極側に逆流防止ダイオードを設けることが逆流防止に有効であること、図 2.3-3 は正極側に逆流防止ダイオードを設けることが逆流防止に有効であることを示している。

なお、母線(ストリングが並列接続された幹線)の地絡を含む多点地絡には特に注意が必要である。図 2.3-2 右側および図 2.3-3 右側では、逆流防止ダイオードを設置した極と逆極の母線地絡を含む多点地絡も同じ回路となる。これらの場合は、逆流防止ダイオードが有効に機能し、事故電流の発生を防いでいる。しかし、逆流防止ダイオードを設置した極と同極での母線地絡を含む多点地絡が発生した場合は、事故電流を防ぐことができない。これに対する考え方は次項で紹介する。

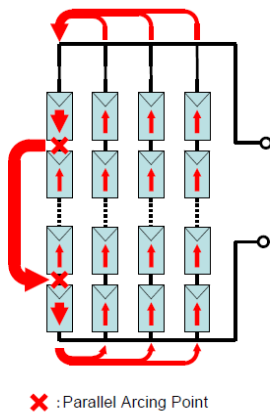


図 2.3-1 並列アークにおける
逆流防止ダイオードの効果

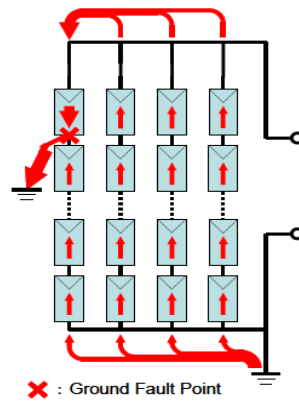
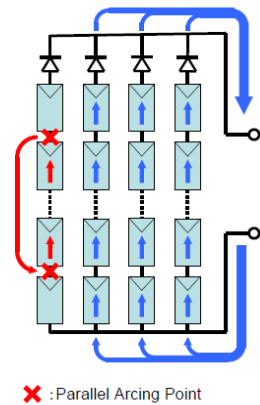


図 2.3-2 負極側母線地絡における
逆流防止ダイオードの効果

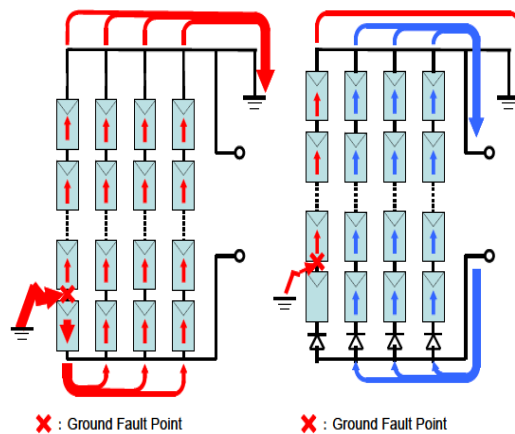
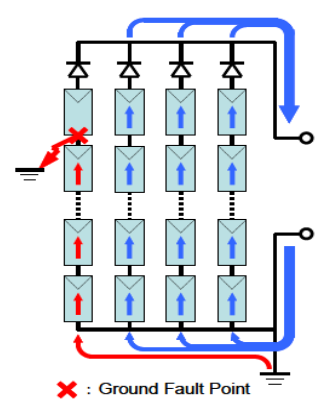
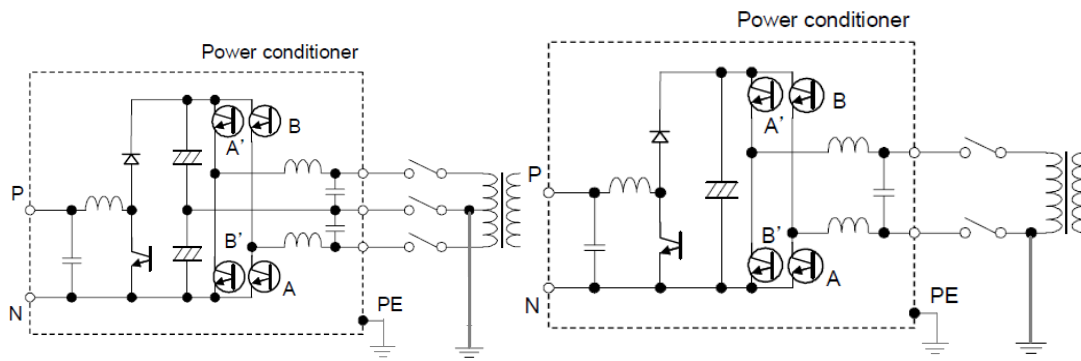


図 2.3-3 正極側母線地絡における逆流防止ダイオードの効果

他方で、逆流防止ダイオードはサージなどにより故障する恐れがある。短絡故障した場合には、通常運転時には順方向電流を流すため、故障の発見が難しく、かつ保護回路として機能しなくなるデメリットがある。前述の通り短絡故障の場合は発見が困難であることから、実フィールドでの短絡故障の頻度は十分把握できていない。また、経済的デメリットとして、常時通電となるためダイオードの電圧ドロップ分の発電損失が挙げられる。

[7] 直流回路設計における過電流保護については、国際規格としては IEC/TS 62548 (PV システムの設置・安全性要件) ed.1 および IEC60364-7-712 がある。これに対応する JIS がそれぞれ JISC8954 および JISC0364-7-712 となっている。わが国では過電流保護デバイスとして逆流防止ダイオードを利用してきたため一部記載が異なるが基本設計は本規格の要求事項を満足することが最低限の安全基準となる。

また、最も効果的な過電流保護方法は、逆流防止ダイオードおよびヒューズを併用することである。これは逆流防止ダイオードの短絡故障時の無保護のリスクやヒューズの部分的逆電流発生リスクをそれぞれ回避することを意味する。また、両極に設置することは各種事故様相により発生する正負極からの過電流を保護することができるため、理論的には最も効果的な過電流保護である。ただし、逆流防止ダイオードおよびヒューズの素子数が増えることは、接続箱の熱設計が困難になることや、利用する素子数が増えることにより、製造不良や素子不良による火災発生の確率が増加する恐れもある。したがって、発注者と設計者は、保護すべき事故様相を考慮して、過電流保護機能と接続箱の設計の両面を考慮した選択が必要である。過電流



a)日本の例(中性線接地)

b)欧州の例(活線接地)

図 2.3-4 パワーコンディショナの接地方式の差異

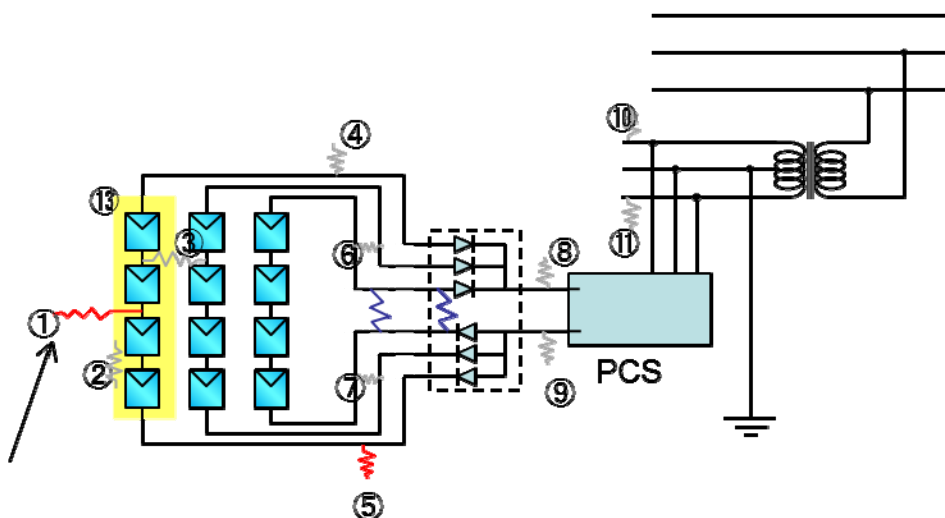


図 2.3-5 直流回路の過電流保護設計における事故想定例

防止の設計は、事故想定と事故電流の経路をあらかじめシミュレーションすることが重要である。シミュレーションにはストリング数、パワーコンディショナ構成および系統側の接地方式、事故発生場所などのさまざまな条件設定が必要である。例えば、トランスレスインバータの利用、かつヨーロッパのような活線接地の場合、太陽電池アレイは、対地電位に対してプラスとマイナス双方の電圧が加わるため、逆流防止ダイオードの位置や極性について考慮した設計を行う必要がある。過電流防止の対策は、パワーコンディショナのトポロジ、接地条件、故障様相の想定により設計する必要がある。

逆流防止ダイオードを利用する場合は、順方向で常時通電状態であるために熱設計が重要である。欧州の過去の研究では、熱設計が不十分であったことから、実フィールドでの逆流防止ダイオードの設計不良が散見され、実際の故障も発見された報告がある¹⁾。そのため、逆流防止ダイオードを利用する場合は、短絡故障の恐れを低減するために接続箱の熱設計は不可欠である。

逆流防止ダイオードの許容電流については、IEC/TS 62548 は STC 条件における短絡電流の 1.4 倍以上を要求している(7.3.12)。逆流防止ダイオードの耐電圧については、規格はストリング電圧の 2 倍以上を求めている。(JISC 0364-7-712 712.512.1.1, IEC/TS 62548 7.3.12, JISC 8954 には記載無し)。ただし、施工の誤り等により太陽電池ストリングを接続箱に接続する際に極性を誤って接続した場合は、ストリング電圧の 2 倍の耐電圧では安全率が無いため、これよりも高い耐電圧を持たせることが好ましい

ヒューズを利用する場合は、IEC/TS 62548 における過電流に対する保護の要件事項を満足する設計が必要である。IEC/TS 62548 はストリング、サブアレイ、アレイ単位で過電流保護を示しており、ストリングの場合モジュールの短絡電流の 1.25 倍以上 2.4 倍以下を定格遮断電流値とする。サブアレイでは、サブアレイの短絡電流の 1.25 倍以上、2.4 倍以下、アレイではサブアレイの短絡電流の 1.25 倍以上、2.4 倍以下としている。また、デバイスとしては過去に交流用ヒューズを代用した場合や適切な遮断時間や遮断容量を設定しない場合にヒューズボックスからの火災事例が報告されている²⁾。そのため、ヒューズを利用する場合は、太陽光発電用のヒューズ規格として作成された、UL 2579_9(FUSES FOR PHOTOVOLTAIC SYSTEMS)および IEC 60269-6(「gPV ヒューズ」)の要求事項を満足する製品を利用することが必要である。

参考文献

- 1)Reliability Study of Grid Connected PV Systems Field Experience and Recommended Design Practice, Task 7 Report IEA-PVPS T7-08: 2002
- 2)Peter Kremer: Arcing potential in fuses: missing standards for adequate testing of fuses in PV application, International workshop “Arcing in Photovoltaic DC-Arrays - Potential Dangers and Possible Solutions”, 2007

2.4 雷害保護設計

【目的】

雷による火災事故の発生を防ぐことを目的とする。

【設計指針】

- [1] 雷部システム(避雷針, 棟上導体等)は, 太陽電池アレイへの影の影響を考え適切に配置すること。
- [2] 太陽光発電設備内は, 全ての設備を等電位ボンディングし, 雷サージによる電位差を極力軽減すること。
- [3] SPD は, 被保護機器の耐電圧値を把握し, SPD の電圧防護レベルがそれ以下になるように選定すること。
- [4] 配線は, 雷サージの影響を遮蔽できるように金属配管を利用することやシールドケーブルを用いること, 誘導ループ面積を極力小さくすることが望ましい。
- [5] 太陽光発電の直流電源に用いる SPD は, SPD 劣化時に絶縁劣化した際に焼損することがないような機能を有したものが望ましい。
- [6] SPD は, メンテナンスを行なえるような箇所に設置することが望ましい。

【設計指針 解説】

[1]～[6] 総合的な雷保護システムは, 建築物・工作物等と人命の雷保護システム(LPS), 電気電子設備の雷保護システム(LPMS)により構成される。

LPSは, 外部LPS(受雷部システム, 引下げ導線システム, 接地システム), 内部LPS(等電位ボンディング等)で構成される。LPMSは, 主にSPDを用いた雷サージ低減設計, 等電位ボンディング, 遮蔽等による雷サージ低減手法で構成される。

太陽光発電設備の雷保護の基本的な考え方は, 突針などの受雷部(外部LPS)によって直撃雷から設備を保護すること, 電気電子機器を雷サージから保護するために, 各機器にSPD(Surge Protective Device: サージ防護デバイス)を設置する(電気電子機器の雷保護システム)こと, 及び設備内の等電位ボンディング(等電位化)を行なうことである。

(1)建築物・工作物等と人命の雷保護(LPS)

LPSの必要性について法規では, 以下とされている。

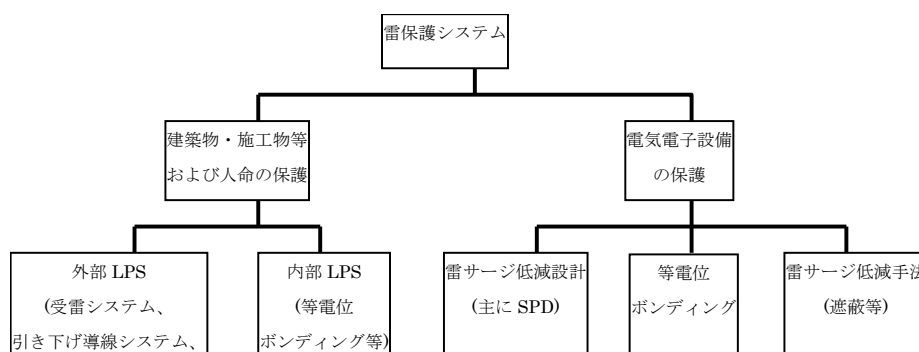


図 2.4-1 雷保護設計の体系

- ・建築基準法第33条および建築基準法施行令第129条の14は、太陽光発電設備を含めた建物の高さが20mを超える場合は、外部雷保護システムを設置し、建物および太陽光発電設備を直撃雷から保護すること
- ・建築基準法施行令第129条の15、建設省告示1425号および国交省告示650号では、JIS A4201(1992)、またはJIS A4201(2003)のいずれかに適合した外部雷保護システムとすること。

メガソーラー設備などの地上に設置する太陽光発電設備が20mを超える高さに設置されることは稀である。しかし、他の電気設備に比べて面積が大きく直撃雷を受ける可能性が高いため、外部LPSを積極的に設置することを推奨する。

建築基準法施行令 第129条の14

法第33条の規定による避雷設備は、建築物の高さ20mをこえる部分を雷撃から保護するように設けなければならない。

建築基準法施行令 第129条の15

前条の避雷設備の構造は、次に掲げる基準に適合するものとしなければならない。

- 一 雷撃によって生ずる電流を建築物に被害を及ぼすことなく安全に地中に流すことができるものとして、国土交通大臣が定めた構造方法を用いるもの又は国土交通大臣の認定を受けたものであること。
- 二 避雷設備の雨水等により腐食のおそれのある部分にあつては、腐食しにくい材料を用いるか、又は有効な腐食防止のための措置を講じたものであること。

平成12年5月31日建設省告示第1425号

雷撃によって生ずる電流を建築物に被害を及ぼすことなく安全に地中に流すことができる避雷設備の構造方法を定める件

建築基準法施行令(昭和25年政令第338号)第129条の15第一号の規定に基づき、雷撃によって生ずる電流を建築物に被害を及ぼすことなく安全に地中に流すことができる避雷設備の構造方法を次のように定める。

雷撃によって生ずる電流を建築物に被害を及ぼすことなく安全に地中に流すことができる避雷設備の構造方法は、日本工業規格A4201(建築物等の避雷設備(避雷針))-1992に適合する構造とすることとする。

平成17年国土交通省告示第650号

雷撃によって生ずる電流を建築物に被害を及ぼすことなく安全に地中に流すことができる避雷設備の構造方法を定める件

建築基準法施行令(昭和25年政令第338号)第129条の15第1号の規定に基づき、平成12年建設省告示第1425号の一部を次のように改正する。

「日本工業規格A4201(建築物等の避雷設備(避雷針))-1992」を「日本工業規格A4201(建築物等の雷保護)-2003に規定する外部雷保護システム」に改める。

附則

- 一 この告示は、平成17年8月1日から施行する。
- 二 改正後の平成12年建設省告示第1425号の規定の適用については、日本工業規格A4201(建築物等の避雷設備(避雷針))-1992に適合する構造の避雷設備は、日本工業規格A4201(建築物等の雷保護)-2003に規定する外部雷保護システムに適合するものとみなす。

なお、現在はJIS A4201(2003)を継承しIEC 62305-3に基づく規格であるJIS Z9290-3(建築物等への物的損傷及び人命の危険)が制定されており、それに準拠することが求められている。

(2)電気電子設備の雷保護(LPMS)

LPMSは、主に太陽光発電設備内の電位差を低減するために、等電位ボンディングを行なうこと、SPDによる雷サージ低減を行なうこと、遮蔽等により雷サージのケーブルへの影響を軽減することにより構成される。以下に詳細について説明する。なお、電気電子設備の雷保護に関する規格は、IEC62305-4に基づくJIS Z9290-4(建築物等内の電気及び電子システム)である。

①外部雷保護システム

外部雷保護システム(外部LPS)は、建築物等への落雷を捕捉し雷電流を大地へ放流するシステムで、受雷部システム、引き下げ導線システム、接地システムからなる。高さが20mを超えない設備では外部LPSを備える義務はないが、高さがそれより低い地上設置の太陽光発電設備であっても、設置面積が非常に大きい大規模太陽光発電設備においては外部LPSを備えることが望ましい。その詳細はJIS Z9290-3に記述されている。

受雷部システムは、突針、水平導体、メッシュ導体またはこれらの組み合わせで構成し、保護角法、回転球体法、またはメッシュ法を用いて直撃雷から建築物等を保護する。引き下げ導線システムは、受雷部システムで捕捉した落雷電流を接地極システムに伝導するシステムで、複数の電流経路を用いて並列に最短となるよう構成する。ただし、引き下げ導線と太陽電池モジュールとの距離が近いと電磁誘導により太陽電池モジュール内部に誘導雷サージ電圧が発生することがあるので、引き下げ導線と太陽電池モジュールの距離を0.5m以上とすることが望ましい。接地極システムは、危険な過電圧を生じることなく落雷電流を大地に放流するシステムで、接地抵抗は小さいことが望ましい。そのためには環状接地極やメッシュ接地極を用いることが有利であり、地上設置の大規模太陽光発電設備では架台の固定部すべてを接地極とすることが有効である。また、接地極システムはすべて一つに統合することが望ましい。

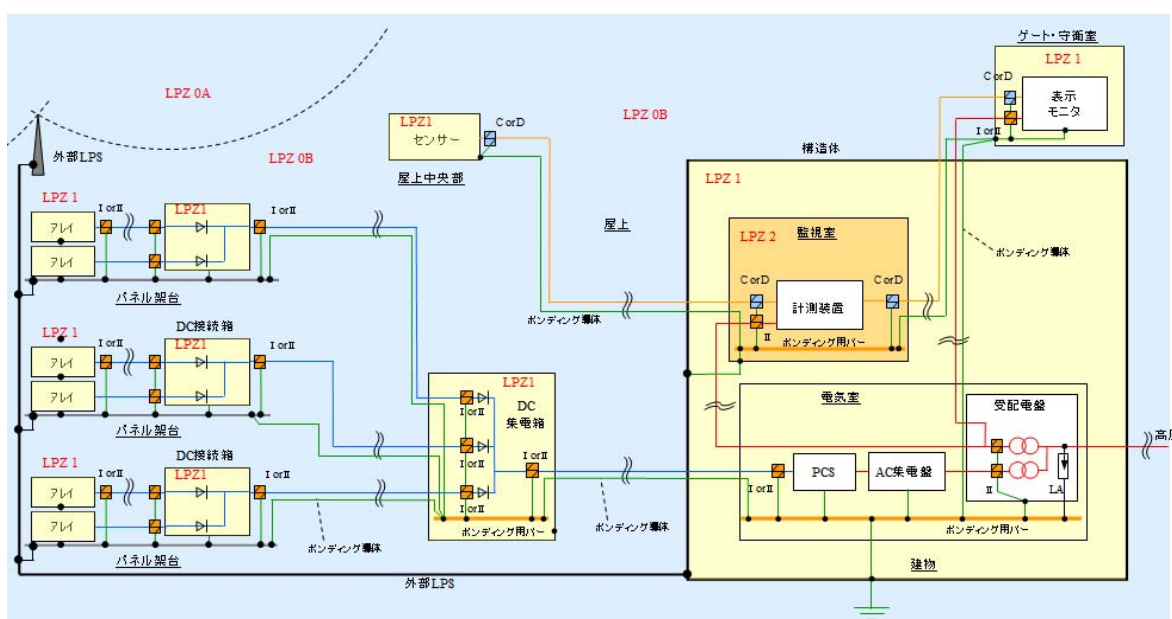


図 2.4-2 SPD 及び等電位ボンディングによる雷サージ対策の概要

②等電位ボンディング

雷サージによって発生する電位差を低減することが雷サージ対策の基本である。

太陽光発電設備全体の電位差を低減するためには、設備全体の等電位ボンディングを行う必要がある。等電位ボンディングは設備内全ての金属製工作物間を導体等によりボンディングすることである。直接ボンディングができないような電源線及び通信・信号線などは、SPD を介して接続することで等電位ボンディングを行うことができる。異種接地間で地絡電流、ノイズ、責任分解等の問題があり直接ボンディングできない接地間は、接地間用の SPD を用いて等電位ボンディングを行なう必要がある。太陽光発電設備の太陽電池アレイ架台等が金属であり電氣的な接続に問題なければ等電位ボンディング用の部材(ボンディング用バー)を積極的に利用することでコストメリットが出るため、これを利用することを推奨する。太陽光発電設備とそれ以外の設備との等電位ボンディングについても、施設全体の雷保護を考慮した場合は検討する必要がある。

③SPD(Surge Protective Device: サージ防護デバイス)

SPD は雷サージによる過電圧、過電流から電気電子機器を保護する機能を有した装置である。

SPD による太陽光発電設備の雷サージ保護方法においては、他の設備の雷サージ保護方法と大きな差異は無いが、太陽電池アレイからの出力電源は直流電源を使用していることから、太陽光発電設備の直流電源に適用できる SPD を設置する必要がある。また、SPD は費用対効果を考慮し設置する場合がある。特に高価なパワーコンディショナおよび雷サージに対して脆弱な電子機器は積極的に SPD を設置し雷保護することを推奨する。太陽光発電設備に設置する SPD の規格や選定および適用基準は、その設置個所によって次のように定められている。

・交流配線

SPD は JIS C5381-11 に適合した製品とし、その選定および適用基準は JIS C5381-12 による。

・直流配線

SPD は IEC61643-31 に適合した製品とし、その選定および適用基準は IEC61643-32 による。

・信号回線

SPD は JIS C5381-21 に適合した製品とし、その選定および適用基準は JIS C5381-22 による。

a.SPД の設置個所

LPZ(雷保護ゾーン)を設定し電磁界の影響を考慮した設計を行なう場合、SPD は LPZ の各境界に設置する必要がある。LPZ を考慮せずに SPD を機器の近くに設置した場合でも雷サージは十分に低減できる。SPD は、被保護機器の雷サージが侵入する可能性がある各回線(交流、直流電源ケーブルや通信・信号ケーブル等)に設置する。SPD は被保護機器からできるだけ近い位置に設置する。図 2.4-2 に設置例を示す。直流の接続箱と太陽電池アレイ間のケーブルが 10m 以上ある場合、SPD は直流の接続箱と太陽電池アレイ間のケーブルの各装置の直近に設置する。ここで、直流の接続箱の位置は太陽電池アレイまでの配線が 10m 以内になるように配置することで、SPD の設置数量を減らすことができる。受配電盤と交流集電箱、パワーコンディショナは、近接(10m 以内)しており同じ建物内である場合、受配電盤に設置する SPD で保護できると考えられる。電気室の受配電盤部に取り付ける SPD は各変圧器のバンクごとに 1 セット設置すれば保護できる。接続箱や集電箱等において、SPD が動作した際に発生するブレーカやヒューズなどの遮断器の不要動作を防ぎたい場合には、SPD 動作時に遮断器に雷電流が流れないようにブレーカの外線側に配置する。SPD を設置する際は SPD の省略の検討や

表 2.4-1 太陽光発電設備用 SPD の推奨値

項目	推奨値	備考
最大連続使用電圧 U_c	$1.2 \times U_{OCSTC}$ 以上	U_{OCSTC} : 標準試験条件での開回路電圧
電圧防護レベル U_p	機器のインパルス耐圧, SPD リード線, 分離器の電圧降下を考慮して選定	表 2.4-2, 2.4-3 参照
公称放電電流 I_n	5kA 以上	LPSがある場合, 想定雷撃電流や分流を考慮し決定
インパルス電流 I_{imp}	5~33kA	

表 2.4-2 太陽電池設備の交流側に接続する SPD の電圧防護レベル U_p

太陽電池設備の交流側の 定格電圧	電圧防護レベル U_p	
	主分電盤に接続する SPD	PCS の直前に接続する SPD
AC100V, AC200V	2500V 以下	1500V 以下
AC415V	4000V 以下	2500V 以下

SPD 間の協調等の検討を行う必要があり, 機器メーカー等にパワーコンディショナ等の太陽光発電設備の各種装置内のサージ防護素子(バリスタ等)や SPD の有無を確認する必要がある。また, SPD が性能以上の雷サージにより損傷した際には他設備へ影響を与える可能性があるため, SPD は単独で SPD 盤等に収容することを推奨する。

b. 太陽光発電設備に適用する SPD の種類

交流電路/直流電路/計測回路の各仕様に合わせて SPD を選定し設置する必要がある。特に太陽光発電設備の直流電路に設置する SPD は短絡破壊時の遮断性能に留意する必要がある。太陽電池アレイからパワーコンディショナまでの直流電源線は, LPS へ雷撃があった際に直撃雷電流が分流する可能性があるが, 一般的に直撃雷電流の大部分は鉄骨や引下げ導線に分流するものと考えられるため, 基本的には直流電路の SPD はクラス II (誘導雷対応 SPD) を選定する。ただし, 構造体利用引下げ導線を使用しない場合など LPS の条件によっては直流電路側へ多くの直撃雷電流が分流することが想定される場合, および SPD の長寿命化や高信頼性を求める場合にはクラス I (直撃雷対応 SPD) を選定する。太陽光発電設備の直流用に使用する SPD の推奨性能を表 2.4-1, 太陽光発電設備用 SPD の例を表 2.4-2 に示す。交流用・通信用 SPD の推奨性能は「雷保護システム標準設計」内に記載内容を参

表 2.4-3 JIS C 8992-2 によるインパルス耐電圧

最大システム電圧 (V)	インパルス耐電圧(V)
	適用等級 A
100	1500
150	2500
300	4000
600	6000
1000	8000

※適用等級 A: 人の接近がある場所

参考文献: JIS C 8992-2(2010)太陽電池モジュールの安全適格性確認—第 2 部: 試験に関する要求事項

表 2.4-4 その他の JIS におけるインパルス耐電圧

規格名	項目	インパルス耐電圧
JISC8918(1998)	太陽電池モジュールのインパルス耐電圧	4.5kV
JIS C8951(2011)	太陽電池アレイのインパルス耐電圧	4.5kV
JIS C8962(2008)	パワーコンディショナ試験のインパルス耐電圧	5kV

照するものとする。

太陽光発電設備のインパルス耐電圧は、被保護機器のインパルス耐電圧を把握し、適切な性能の SPD を選定することが重要である。インパルス耐電圧は機器ごとに各メーカーに確認する必要があるが、参考として JIS に記載されている太陽光発電設備のインパルス耐電圧値を表 2.4-3 および表 2.4-4 に示す。

なお、パワーコンディショナの種類によっては大きなスイッチングノイズが交流出力に加わることがある。また、非絶縁方式(トランスレス)のパワーコンディショナが使用されかつパワーコンディショナの交流側も非接地である場合は、パワーコンディショナの交流出力の対地間電圧に太陽電池アレイの直流電圧の 50%が加わることがある。そのため、パワーコンディショナの交流出力電圧(相間及び対地電圧)が太陽光発電設備の交流側に接続する SPD の最大連続使用電圧以下であることを確認する必要がある。

通信・信号線側も電源線と同様の考え方で、基本的には誘導雷対応の SPD(カテゴリ C2)を選定し、直撃雷電流の分流が多い回線については直撃雷対応の SPD(カテゴリ D1)を選定する。

また、SPD 劣化時に絶縁劣化した際に焼損することがないように機能を実現する方法としては、SPD に直列に過電流遮断器を装備することが挙げられる。これは分離器として、SPD メーカーからセットで購入することが可能である。

④遮蔽・配線ルート

電路や通信・信号線は、金属製の電線管または配線ダクトやシールドケーブルを使用し遮蔽することで雷による電磁界の影響を軽減することができる。また、配線上の誘導ループ面積を小さくすることで誘導サ

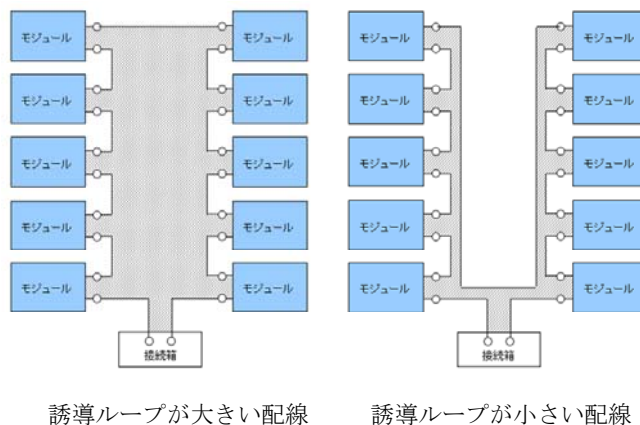


図 2.4-3 太陽電池モジュールの配線による誘導ループの違い

ージ電圧を低減することができる。太陽電池モジュール間配線において誘導ループ面積を小さくした配線ルート事例を図 2.4-3 に示す。

また、太陽光発電設備は雷電磁インパルスの影響を受けやすい LPZ0B に設置される設備で、さらにモジュール間の配線によって大きな閉ループが形成される場合があることから、ワイヤリング等による誘導対策が重要となる

参考文献

- 1)JIS Z 9290-4 (2009) 雷保護-第 4 部:建築物内の電気及び電子システム
- 2)IEC 62305-4 (2010) Protection against lightning - Part 4: Electrical and electronic systems within structures
- 3)JIS C 5381-12 低圧配電システムに接続するサージ防護デバイスの選定及び適用基準
- 4)JIS C5381-22 通信及び信号回線に接続するサージ防護デバイスの選定及び適用基準
- 5)JLPA 技術レポート 第 17 号

【紹介事項】

- [1] SPD は大きく分けると直撃雷に対応したもの(電源回路用はクラス I, 通信・信号回路用はカテゴリ D1)と誘導雷(間接雷)に対応したもの(電源回路用はクラス II, 通信・信号回路用はカテゴリ C2)に分かれており、想定する雷サージの大きさによって選定する方法がある。
- [2] シールドケーブルを使用することやケーブルを遮蔽効果のある金属配管に收容することで、雷による電磁界の影響(雷サージの発生)を軽減することができる。
- [3] 配線を雷サージの影響を受けにくいルートとする(誘導ループ面積を最小にする)。光ファイバは絶縁体であるため雷サージが流れることはない。
- [4] 通信回線を光ファイバ化することは、非常に雷保護効果が高い。
- [5] 雷サージの侵入経路は落雷する箇所によって大きく異なるが、特に建物(避雷針等の LPS)への直撃雷や近傍雷があると、落雷箇所周辺に発生する電磁界の影響により、様々な回線から雷サージが侵入してくる可能性がある。遠方に落雷した際は、建物から外部に伸びている配電線、電話線等の導電性のものが遠方まで伸びていれば、それらを通して雷サージが侵入する可能性がある。また、接地(大地)から雷サージが侵入することもある。
- [6] 雷を避雷針に導くのではなく、落雷自体を抑制することにより雷害を防ぐ方法もある。
- [7] 雷サージの侵入によって太陽電池モジュールに接続されているバイパスダイオードが故障した場合、火災事故につながる可能性がある。

【紹介事項 解説】

[1]~[5] 解説省略

[6] 雷を避雷針に導くのではなく、落雷自体を抑制することにより雷害を防ぐ方法もある。例えば、落雷抑制システムとして、新防雷システムや PDCE 避雷針などがある。

[7] 太陽電池アレイおよび太陽電池モジュールに誘導雷や逆流雷が侵入すると、それらのバイパスダイオードを破壊し、重大な事故に発展する恐れがある。特に PN 型に比べて逆方向耐電圧が低いショットキーバリア型のバイパスダイオードが使われている場合にはそのリスクは増大する。

バイパスダイオードの開放故障は発電出力に現れにくいいため、その発見が遅れると火災の原因になることもある。なお、開放故障はバイパスダイオード本体だけでなくその周辺部で発生することも多い。

バイパスダイオードが短絡した場合には、循環電流、バイパス電流および逆方向電流によりバイパスダイオードそのものが過熱し火災に至る恐れがある。循環電流は、バイパスダイオードが短絡した太陽電池モジュールがストリングから切り離された場合に、短絡のバイパスダイオードを通る回路が形成されることによって流れる電流である。また、短絡したバイパスダイオードは電流が流れることにより、開放故障に移行することもある。

バイパス電流は、バイパスダイオードが短絡した太陽電池モジュールの出力が何らかの理由で低下したときに短故障のバイパスダイオードに流れるストリング電流である。日常的に影が発生する場合や一部の太陽電池セルの特性が劣化している場合には、端子箱内部のポッティング材がバイパスダイオードの発熱により炭化していることがあり、低温発火の危険がある。逆方向電流は、短絡故障のバイパスダイオードをもつ太陽電池モジュールが同一ストリングに複数あり、かつそのストリングの逆流防止ダイオードもまた短絡故障している場合に、他のストリングとの電圧インバランスによって流入する電流である。循環電流やバイパス電流に比べ非常に大きい電流が流れる可能性があり、火災に発展する危険性が大きい現象のひとつである。

2.5 個別要素設計

2.5.1 取り付け場所および電気工事

【目的】

取り付け場所、電気工事を適切に行い、感電・火災の恐れを低減することを目的とする。

【設計指針】

- [1] 電技解釈第 38 条に当てはまる物件の場合、太陽光発電設備は、さく/へいなどを設けるとともに、安全確保のために必要な表示を行なうこと。
- [2] 電技解釈 第 29 条に示すとおり、太陽光発電設備の電路に施設する金属製のアレイ用支持物、金属製の外箱、金属性のモジュール外枠、および電線を保護する金属管等は、接地工事を施すこと。
 - ①高圧 :A 種接地工事
 - ②300V 以下の低圧のもの :D 種接地工事
 - ③300V を超える低圧のもの :C 種接地工事
- [3] 各接続工事は、極性を間違えないように行なうこと。
- [4] 設置する機器は、メーカーのマニュアル等で定められた環境、および使用場所や条件を満足した取り付けを行うこと。
- [5] 設置する機器は、放熱を考慮し、また保守点検に支障のないよう周囲にスペースを設けて設置すること。
- [6] 取り付け面は、機器本体重量に耐える強度であることを確認すること。また必要に応じ補強を行なうこと。
- [7] アレイ出力開閉器箱、接続箱(中継端子箱)など外箱を設ける場合、それらの機器は、使用状態において内部に機能上障害となるような浸水や結露が生じない構造とすること。
- [8] 電技解釈第 143 条に示すとおり、住宅に施設する太陽電池モジュールの負荷側の屋内電路(太陽電池モジュールからパワーコンディショナに至る部分の屋内電路)の対地電圧は、直流 450V 以下とすること。
- [9] 電技解釈第 151 条に示すとおり、電源回路の充電部は露出しないこと。
- [10] 電技解釈第 156 条に示すとおり、主回路の配線をケーブル工事によらない場合は、合成樹脂管工事、金属管工事または可とう電線管工事とすること。
- [11] 太陽光発電設備に至る回路は、他の回路と容易に識別できるように、ブレーカ(過電流遮断器)その他の器具の近い箇所に、太陽光発電設備に至る回路であることを明瞭に表示することが望ましい。
- [12] 50kW 未満のシステム(電技解釈第 200 条)は電技解釈第 38 条に示す、さく/へいなどを設ける必要はないが、一般人が容易に立入る可能性がある場所の太陽光発電設備は、さく/へいなどを設けることが望ましい。

【設計指針 解説】

- [1] さく、へい等の設置は、太陽光発電設備への安易な接触を防止することができるため一般人等に対する感電等の恐れを低減できる。また、安全確保に必要な表示を行うことで一般人以外の人も含めた人への注

意喚起となる。

なお、電技解釈 第38条には以下の記述があり、本条項に該当する設備には法律上の義務的事項となっている。

電技解釈第38条

高圧又は特別高圧の機械器具及び母線等(以下、この条において「機械器具等」という。)を屋外に施設する発電所又は変電所、開閉所若しくはこれらに準ずる場所(以下、この条において「発電所等」という。)は、次の各号により構内に取扱者以外の者が立ち入らないような措置を講じること。ただし、土地の状況により人が立ち入るおそれがない箇所については、この限りでない。

- 一 さく、へい等を設けること。
- 二 特別高圧の機械器具等を施設する場合は、前号のさく、へい等の高さ、さく、へい等から充電部分までの距離との和は、38-1表に規定する値以上とすること。
- 三 出入口に立入りを禁止する旨を表示すること。
- 四 出入口に施錠装置を施設して施錠する等、取扱者以外の者の出入りを制限する措置を講じること。

38-1表

充電部分の使用電圧の区分	さく、へい等の高さ、さく、へい等から十分部分までの距離との和
35,000V 以下	5m
35,000V を超え 160,000V 以下	6m
160,000V 超過	(6+c)m

(備考)c は、使用電圧と160,000V の差を10,000V で除した値(小数点以下を切り上げる。)に0.12 を乗しもの

2 高圧又は特別高圧の機械器具等を屋内に施設する発電所等は、次の各号により構内に取扱者以外の者が立ち入らないような措置を講じること。ただし、前項の規定により施設したさく、へいの内部については、この限りでない。

- 一 次のいずれかによること。
 - イ 堅ろうな壁を設けること。
 - ロ さく、へい等を設け、当該さく、へい等の高さ、さく、へい等から充電部分までの距離との和を、38-1表に規定する値以上とすること。
- 二 前項第三号及び第四号の規定に準じること。

なお、この条文に関する解説は以下のとおりである。

電技解釈の解説 第38条

第1項は、母線等を屋外に施設する発電所、変電所、開閉所などは、外部の人が立ち入って、感電事故が発生する場合もあり、また、電力系統に事故波及する場合もあることから、さくとかへいにより構内に人が立ち入らないよう施設し、出入禁止の表示、施錠装置の義務を定めている。がけとか堀などにより人が出入りできないようになっている場合はさくの必要はない。

第2項は、高圧又は特別高圧機器が屋内に施設される場合でも、構内立入禁止の措置要求されている。

[2] 接地工事は、地絡事故が発生した場合の感電を保護する上で重要である。電技解釈第29条に以下の記述がある。

電技解釈 第29条【機械器具の金属製外箱等の接地】(省令第10条, 第11条)

電路に施設する機械器具の金属製の台及び外箱(以下この条において「金属製外箱等」という。)(外箱のない変圧器又は計器用変成器にあっては、鉄心)には、使用電圧の区分に応じ、29-1表に規定する接地工事を施すこと。ただし、外箱を充電して使用する機械器具に人が触れるおそれがないようにさくなどを設けて施設する場合又は絶縁台を設けて施設する場合は、この限りでない。

29-1表

機械器具の使用電圧の区分		接地工事
低圧	300V以下	D種接地工事
	300V超過	C種接地工事
高圧又は特別高圧		A種接地工事

接地には次の二つの目的がある。

- (1)地絡発生時に検出を可能にするため
- (2)電路と金属製外箱等との間の絶縁抵抗が低下した時に、金属製外箱等の対地電位を制限し感電の危険を低減するため

上記(1)の目的を達成する上では、接地抵抗が大きくなると地絡検出の不感帯(地絡してもそれを検知し難い電位)が広くなり危険であることがわかっている(付録 B.2.3.2 国内住宅用パワーコンディショナの地絡検出評価の事例)。したがって、接地抵抗は小さいことが好ましく 500Ω への緩和規定を援用することは危険である。また、上記(2)の目的のためにも接地抵抗は小さいことが好ましい。電路と金属製外箱等との間の絶縁抵抗を R_{ins} 、接地抵抗を R_g とし、電路の対地電位を V とすると、金属製外箱等の対地電位は $\{V \times R_g / (R_g + R_{ins})\}$ となり、 R_g が大きいと接触感電の危険が増すためである。

金属製外箱等の対地電位が上昇し漏電が検出された場合、交流電気設備であれば漏電遮断器が動作することで無電圧化する。しかし、太陽光発電設備の直流回路はパワーコンディショナが停止しても電圧が保持されたままであるため、接触すれば感電する。したがって、太陽光発電設備の地絡が検出された場合には、架台、接続箱筐体、パワーコンディショナ筐体など直流電路周辺の金属部分に触れることは危険であり、触れる前には必ず対地電位を確認することが必要である。

[3]～[10] NEF 住宅用太陽光発電システム施工品質向上委員会が作成した「住宅用太陽光発電システム設計・施工指針補足」(平成19年3月9日)(<http://www.solar.nef.or.jp/hosoku.pdf>)の「6.5 機器の設置工事」を参考に作成した。

電技解釈 第143条【電路の対地電圧の制限】(省令第15条, 第56条第1項, 第59条, 第63条第1項, 第64条)

住宅の屋内電路(電気機械器具内の電路を除く。以下この項において同じ。)の対地電圧は、150V以下であること。ただし、次の各号のいずれかに該当する場合は、この限りでない。

.....

- 三 太陽電池モジュールに接続する負荷側の屋内配線(複数の太陽電池モジュールを施設する場合にあっては、その集合体に接続する負荷側の配線)を次により施設する場合

- イ 屋内配線の対地電圧は、直流450V以下であること。
- ロ 電路に地絡が生じたときに自動的に電路を遮断する装置を施設すること。ただし、次に適合する場合は、この限りでない。
 - (イ) 直流電路が、非接地であること。
 - (ロ) 直流電路に接続する逆変換装置の交流側に絶縁変圧器を施設すること。
 - (ハ) 太陽電池モジュールの合計出力が、20kW未満であること。ただし、屋内電路の対地電圧が300Vを超える場合にあっては、太陽電池モジュールの合計出力は10kW以下とし、かつ、直流電路に機械器具(太陽電池モジュール、第200条第2項第一号ロ及びびハの器具、逆変換装置並びに避雷器を除く。)を施設しないこと。
- ハ 屋内配線は、次のいずれかによること。
 - (イ) 人が触れるおそれのない隠ぺい場所に、合成樹脂管工事、金属管工事又はケーブル工事により施設すること。
 - (ロ) ケーブル工事により施設し、電線に接触防護措置を施すこと。

電技解釈 第151条【電気機械器具の施設】(省令第59条第1項)

電気機械器具(配線器具を除く。以下この条において同じ。)は、その充電部分が露出しないように施設すること。ただし、次の各号のいずれかに該当するものについては、この限りでない。

- 一 第183条に規定する特別低電圧照明回路の白熱電灯
 - 二 管灯回路の配線
 - 三 電気こんろ等その充電部分を露出して電気を使用することがやむを得ない電熱器であつて、その露出する部分の対地電圧が150V以下のものその露出する部分
 - 四 電気炉、電気溶接器、電動機、電解槽又は電撃殺虫器であつて、その充電部分の一部を露出して電気を使用することがやむを得ないものその露出する部分
 - 五 次に掲げるもの以外の電気機械器具であつて、取扱者以外の者が出入りできないように措置した場所に施設するもの
 - イ 白熱電灯
 - ロ 放電灯
 - ハ 家庭用電気機械器具
- 2 通電部分に人が立ち入る電気機械器具は、施設しないこと。ただし、第198条の規定により施設する場合は、この限りでない。
- 3 屋外に施設する電気機械器具(管灯回路の配線を除く。)内の配線のうち、人が接触するおそれ又は損傷を受けるおそれがある部分は、第159条の規定に準ずる金属管工事又は第164条(第3項を除く。)の規定に準ずるケーブル工事(電線を金属製の管その他の防護装置に収める場合に限る。)により施設すること。
- 4 電気機械器具に電線を接続する場合は、ねじ止めその他これと同等以上の効力のある方法により、堅ろうに、かつ、電氣的に完全に接続するとともに、接続点に張力が加わらないようにすること。

電技解釈 第156条【低圧屋内配線の施設場所による工事の種類】(省令第56条第1項)

低圧屋内配線は、次の各号に掲げるものを除き、156-1表に規定する工事のいずれかにより施設すること。

- 一 第172条第1項の規定により施設するもの
- 二 第175条から第178条までに規定する場所に施設するもの。

156-1表

施設場所の区分		使用電圧の区分	工事の種類											
			がいし引き工事	合成樹脂管工事	金属管工事	金属可とう電線管工事	金属線び工事	金属ダクト工事	バスダクト工事	ケーブル工事	フロアダクト工事	セルラダクト工事	ライティングダクト工事	平形保護層工事
展開した場所	乾燥した場所	300V以下	○	○	○	○	○	○	○	○			○	
		300V超過	○	○	○	○		○	○	○				
	湿気の多い場所又は水気のある場所	300V以下	○	○	○	○			○	○				
		300V超過	○	○	○	○				○				
点検できる隠ぺい場所	乾燥した場所	300V以下	○	○	○	○	○	○	○	○		○	○	○
		300V超過	○	○	○	○		○	○	○				
	湿気の多い場所又は水気のある場所	—	○	○	○	○				○				
点検できない隠ぺい場所	乾燥した場所	300V以下		○	○	○				○	○	○		
		300V超過		○	○	○				○				
	湿気の多い場所又は水気のある場所	—		○	○	○				○				

(備考) ○は、使用できることを示す。

JISC8981 住宅用太陽光発電システム電気系安全設計標準

6. 設置工事

6.1 中継端子箱(接続箱)の接地

d)アレイ出力開閉器などに専用の外箱を設ける場合は、結露しない構造とする。ただし、安全が確保されている場合は、この限りでない。

[11] 太陽光発電設備の電気配線は屋内外に配線されるため、通常の電気配線と区別がつかない蓋然性が高い。特に太陽光発電設備は太陽光が照射する限り遮断が難しいため、発注者・設置者等の感電のリスクを考慮して太陽光発電設備に関する回路であることを明示することが好ましい。(2.6 消防隊員保護対策の参照)

[12] 50kW 未満の太陽光発電設備は[1]に示したさく/へい等の設置義務はない。しかし、一般人が容易に立ち入り太陽電池アレイ等に触れる可能性がある場合には感電等の危険があるため、さく/へいを設けることが好ましい。

2.5.2 配線方法

【目的】

感電・火災危険を保護するために必要な配線を実現するため。

【設計指針】

- [1] 現場においてアセンブリをするコネクタを選択した場合、使用する工具は当該コネクタ専用の工具を利用すること。
- [2] 直流回路は屋外配線を基本とすること。ただし、やむを得ず屋内の隠蔽配線となる箇所は、配線区間を出来るだけ短くするとともに、安全に十分配慮した工事を行なうこと。また、直流回路は、充電部を極力最小化するために、太陽電池アレイに近いところで遮断できるようにすることが望ましい。
- [3] 防火区画を貫通するケーブル工事は、法・規則に準拠した工事を行なうこと（「建築設備設計・施工上の運用指針 2013 年版」等参照）。
- [4] 屋内配線区間は、二方向避難原則を適用すること。ただし、条例により「二方向の避難経路が確保できない場合は避難用器具の設置などで代替すること」が認められている場合、各条例に示す方法を用いて配線すること。
- [5] 太陽電池アレイ配線は、雷誘導による過電圧の大きさを低減するため、導電ループ面積が最小限となる方法で敷設することが望ましい。

【設計指針 解説】

- [1] 現場でコネクタをアセンブリする場合、電技省令第 7 条（電技解釈第 12 条）に示す通り、専用の工具を利用することは、コネクタのはずれや、接触不良による直列アークを防止するために必要である。

電技解釈第 12 条

電線を接続する場合は、第 181 条、第 182 条又は第 192 条の規定により施設する場合を除き、電線の電気抵抗を増加させないように接続するとともに、次の各号によること。

- 一 裸電線（多心型電線の絶縁物で被覆していない導体を含む。以下この条において同じ。）相互、又は裸電線と絶縁電線（多心型電線の絶縁物で被覆した導体を含み、平形導体合成樹脂絶縁電線を除く。以下この条において同じ。）、キャブタイヤケーブル若しくはケーブルとを接続する場合は、次によること。

イ 電線の引張強さを 20%以上減少させないこと。ただし、ジャンパー線を接続する場合その他電線に加わる張力が電線の引張強さに比べて著しく小さい場合は、この限りでない。

ロ 接続部分には、接続管その他の器具を使用し、又はろう付けすること。ただし、架空電線相互若しくは電車線相互又は鉤山の坑道内において電線相互を接続する場合であって、技術上困難であるときは、この限りでない。

- 二 絶縁電線相互又は絶縁電線とコード、キャブタイヤケーブル若しくはケーブルとを接続する場合は、前号の規定に準じるほか、次のいずれかによること。

イ 接続部分の絶縁電線の絶縁物と同等以上の絶縁効力のある接続器を使用すること。

ロ 接続部分をその部分の絶縁電線の絶縁物と同等以上の絶縁効力のあるもので十分に被覆すること。

- 三 コード相互、キャブタイヤケーブル相互、ケーブル相互又はこれらのもの相互を接続する場合は、コード接

続器、接続箱その他の器具を使用すること。ただし、次のいずれかに該当する場合はこの限りでない。

イ 断面積 8mm^2 以上のキャブタイヤケーブル相互を接続する場合において、第一号及び第二号の規定に準じて接続し、かつ、次のいずれかによるとき

(イ) 接続部分の絶縁被覆を完全に硫化すること。

(ロ) 接続部分の上に堅ろうな金属製の防護装置を施すこと。

ロ 金属被覆のないケーブル相互を接続する場合において、第一号及び第二号の規定に準じて接続するとき

四 導体にアルミニウム(アルミニウムの合金を含む。以下この条において同じ。)を使用する電線と銅(銅の合金を含む。)を使用する電線とを接続する等、電気化学的性質の異なる導体を接続する場合には、接続部分に電氣的腐食が生じないようにすること。

五 導体にアルミニウムを使用する絶縁電線又はケーブルを、屋内配線、屋側配線又は屋外配線に使用する場合において、当該電線を接続するときは、次のいずれかの器具を使用すること。

イ 電気用品安全法の適用を受ける接続器

ロ 日本工業規格 JIS C 2810 (1995)「屋内配線用電線コネクタ通則一分離不能形」の「4.2 温度上昇」、
「4.3 ヒートサイクル」及び「5 構造」に適合する接続管その他の器具」

また、内線規程 1335-7、1335-8 にある規定を順守するためにも、これらは必須である。電技解釈第 200 条第 2 項第一号ホは、接続部分の接続不良による過熱焼損事故を防止することを目的として以下のように定められている。

電技解釈 第 200 条第 2 項第一号ホ

太陽電池モジュール及び開閉器その他の器具に電線を接続する場合は、ねじ止めその他の方法により、堅ろうに、かつ、電氣的に完全に接続するとともに、接続点に張力が加わらないようにすること。(関連省令第 7 条)

電技省令 第 28 条

電線路の電線、電力保安通信線又は電車線等は、他の電線又は弱電流電線等と接近し、若しくは交さる場合又は同一支持物に施設する場合には、他の電線又は弱電流電線等を損傷するおそれがなく、かつ、接触、断線等によって生じる混触による感電又は火災のおそれがないように施設しなければならない。

- [2] 直流電路の途中において事故が発生した場合、屋内配線と比較して屋外配線は事故被害拡大のリスクを低減することができるので、屋外配線を基本にするべきである。事故被害拡大の例として、事故点から周辺可燃物への延焼がある。屋内配線は可燃物を避けて配線することは極めて難しいが、屋外配線は可燃物を避けた配線ができる。また、他の事故拡大の例として、事故発生時の設置者、消火活動時の消防隊員に対する感電、煙害がある。火災が発生した場合、配線は燃焼し充電部がむき出しになることがある。屋内配線は、むき出しになった充電部に接触する恐れが高くなる。他方、屋外配線は少なくとも屋内での感電の恐れを低減することができる。

太陽光発電は、太陽日射の入力エネルギーがある限り発電(起電力の発生)するため、電力・電圧の発生源である屋根上の太陽電池アレイ直下において、日中に無電圧とすることは容易ではない。そのため屋内配線は、図 2.5.2-1 に示す接続箱が屋上から 1 階付近にある場合、設置者等が自由に無電圧化できない充電部が太陽電池アレイから接続箱に至る屋内に存在し、感電の危険が高くなる。もし太陽電池アレイ直下に接続箱がある場合、アレイ直下において遮断することで、屋内電路を無電圧化することができる。ただしその

場合、アレイ直下の接続箱へアクセスすることおよび電路を遮断する(遮断器を動作させる)ことは必要であるため、接続箱の設置場所は、アクセスの良さを考えて決定する必要がある。なお、設置者や消防隊員の感電の恐れを低減することを目的とした、接続箱の遮断器を遠隔制御できる装置が存在する(2.6.4 ラピッドシャットダウンを参照)。

他方、屋外配線は、屋内配線と同様に太陽電池アレイから接続箱に至る電路には、設置者等が自由に遮断できない充電部が存在する。しかし、設置者等が屋外配線の充電部に接触する頻度は屋内配線と比較して低いいため、屋外配線は屋内配線と比較して感電等の恐れを低減できる。

なお、直流電路は屋外配線を基本とするが、やむ得ず屋内配線を行う場合、配線区間は出来るだけ短くし、配線は不燃性の電線管に通すなど、安全に十分配慮した工事を行なうことが必要である。

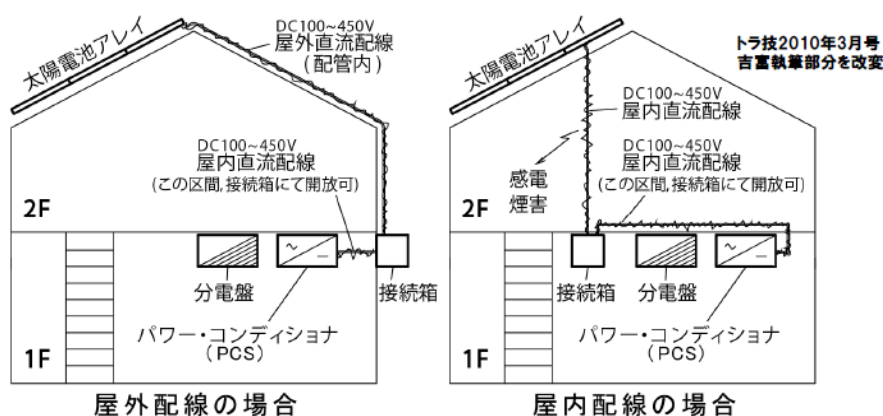


図 2.5.2-1 屋外配線と屋内配線の充電部の比較

- [3] 建築基準法で定められた「防火区画等」をケーブル・配管等が貫通する場合においては、法令で規定された仕様もしくは性能基準を満たしたものとして認められた構造方法を用いなければならない。基本的に、「防火区画等」は建築基準法で規定された面積以内ごとに設置することが必要(建築基準法施行令第 112 条)であり、他に住戸間の界壁部分など(令第 114 条)が「防火区画等」と扱われる。「防火区画等」は、建築物内の延焼防止の目的で義務付けられており、準耐火構造が必要とされている。

旧 BCJ 工法((一財)日本建築センターによる評定工法)については、改正建築基準法上の性能基準と照らし合わせ(読み替え作業)が行われ、その結果認められたものについてはそれぞれ固有の新認定番号が付され、1 時間耐火の移行認定として、引き続き使用できるようになっている。なお、移行認定にあたり、ケーブルおよび配管が壁を貫通する工法では、中空壁の施工に関する留意事項が付記されている。留意事項には、参考図面が添付されており、記された図面を参考に、耐火性能を満足する配慮が成されることにより、認定工法の適用が可能となる。その解釈として、ケーブル防災設備協議会より資料(中空壁の貫通部防火措置について:防災技資第 15 号)が出されている。

また、電線がメタルラス張り、ワイヤラス張りまたは金属板張りの造営材を貫通する場合は、その貫通する部分の電線を電線ごとにそれぞれ別個の難燃性及び耐水性のある堅ろうな絶縁管に収めて施設し、外壁と絶縁管取合部には、防水処理を行なうこと。また、その部分のメタルラス、ワイヤラスまたは金属板を十分に切り裂き、耐久性のある絶縁管をはめ、または耐久性のある絶縁テープを巻くことにより、メタルラス、ワイヤラスまたは金属板と電氣的に接続しないように施設すること。

- (1)壁および野地板貫通部のケーブルは保護管等による何らかの保護をすることが望ましい。
- (2)ケーブル配管を使用する場合は、配管内部に水は侵入しないよう、また溜まらないように施工すること。

(3)太陽光発電設備の配線は、弱電流電線およびテレビのアンテナ線と離隔距離をおくこと、並行に施設しないこと。

(4)配電管の貫通する部分および貫通する部分からそれぞれ1m 以内の距離にある部分を不燃材で造ること。

[4] 火災時の避難のために、避難経路(階段、バルコニー等)は二方向を確保する必要がある。屋内配線のケーブルが火元になることを想定した場合に屋内配線区間からみて二方向の避難経路を考慮した配線が必要となる。建築基準法施行令第 121 条には以下の記述がある。

ただし、条例により二方向の避難経路が確保できない場合は避難用器具の設置などで代替することが認められている場合、各条例に示す方法と同等もしくはそれ以上の対策を行うことが必要である。

建築基準法施行令第 121 条

建築物の避難階以外の階が次の各号のいずれかに該当する場合においては、その階から避難階又は地上に通ずる二以上の直通階段を設けなければならない。

一 劇場、映画館、演芸場、観覧場、公会堂又は集会場の用途に供する階でその階に客席、集会室その他これらに類するものを有するもの

二 物品販売業を営む店舗(床面積の合計が千五百平方メートルを超えるものに限る。第二百二十二条第二項、第二百二十四条第一項及び第二百五条第三項において同じ。)の用途に供する階でその階に売場を有するもの

三 次に掲げる用途に供する階でその階に客席、客室その他これらに類するものを有するもの(五階以下の階で、その階の居室の床面積の合計が百平方メートルを超えず、かつ、その階に避難上有効なバルコニー、屋外通路その他これらに類するもの及びその階から避難階又は地上に通ずる直通階段で第二百二十三条第二項又は第三項の規定に適合するものが設けられているもの並びに避難階の直上階又は直下階である五階以下の階でその階の居室の床面積の合計が百平方メートルを超えないものを除く。)

イ キャバレー、カフェー、ナイトクラブ又はバー

ロ 個室付浴場業その他客の性的好奇心に応じてその客に接触する役務を提供する営業を営む施設

ハ ノードスタジオその他これに類する興行場(劇場、映画館又は演芸場に該当するものを除く。)

ニ 専ら異性を同伴する客の休憩の用に供する施設

ホ 店舗型電話異性紹介営業その他これに類する営業を営む店舗

四 病院若しくは診療所の用途に供する階でその階における病室の床面積の合計又は児童福祉施設等の用途に供する階でその階における児童福祉施設等の主たる用途に供する居室の床面積の合計が、それぞれ五十平方メートルを超えるもの

五 ホテル、旅館若しくは下宿の用途に供する階でその階における宿泊室の床面積の合計、共同住宅の用途に供する階でその階における居室の床面積の合計又は寄宿舎の用途に供する階でその階における寢室の床面積の合計が、それぞれ百平方メートルを超えるもの

六 前各号に掲げる階以外の階で次のイ又はロに該当するもの

イ 六階以上の階でその階に居室を有するもの(第一号から第四号までに掲げる用途に供する階以外の階で、その階の居室の床面積の合計が百平方メートルを超えず、かつ、その階に避難上有効なバルコニー、屋外通路その他これらに類するもの及びその階から避難階又は地上に通ずる直通階段で第二百二十三条第二項又は第三項の規定に適合するものが設けられているものを除く。)

ロ 五階以下の階でその階における居室の床面積の合計が避難階の直上階にあつては二百平方メートルを、その他の階にあつては百平方メートルを超えるもの

主要構造部が準耐火構造であるか、又は不燃材料で造られている建築物について前項の規定を適用する場合には、同項中「五十平方メートル」とあるのは「百平方メートル」と、「百平方メートル」とあるのは「二百平方メートル」と、「二百平方メートル」とあるのは「四百平方メートル」とする。

第一項の規定により避難階又は地上に通ずる二以上の直通階段を設ける場合において、居室の各部分から各直通階段に至る通常の歩行経路のすべてに共通の重複区間があるときにおける当該重複区間の長さは、前条に規定する歩行距離の数値の二分の一をこえてはならない。ただし、居室の各部分から、当該重複区間を経由しないで、避難上有効なバルコニー、屋外通路その他これらに類するものに避難することができる場合は、この限りでない。

- [5] 太陽電池アレイ付近において雷(直撃/誘導)が発生した場合に、太陽電池アレイ配線内のケーブルに電磁誘導は発生することになる。その場合に、正負極のケーブルを図2.5.2-2の右のように並列配線している場合には、誘導電流が打ち消しあい、線間の過電圧の発生がない。他方、正負極を離して配線した場合には、大きな閉ループが形成されてしまい、両者に過電圧が発生する可能性がある。(2.4 雷害保護設計を参照)。

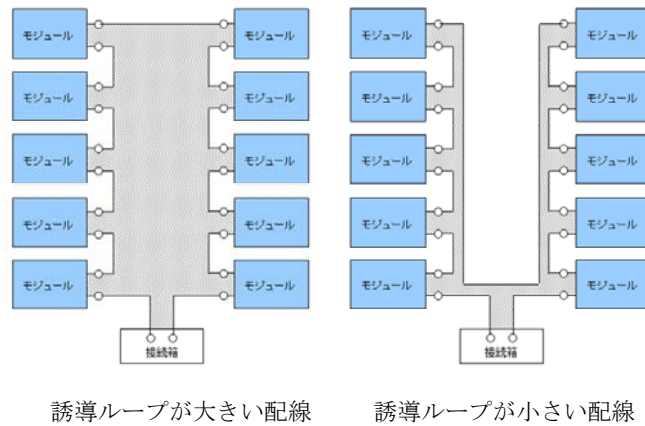


図 2.5.2-2 太陽電池モジュールの配線による誘導ループの違い

【紹介事項】

- [1] 米国では、屋内配線への引込は金属筐体を利用している。
- [2] 独では、易燃性物質が存在する室内には設置してならない。

【紹介事項 解説】

- [1] NFPA 70: NATIONAL ELECTRICAL CODE (NEC) 第 690 条「太陽光発電(PV)システム」には、以下の記載がある(邦訳)。

建物に一体化したシステム又は他のPVシステムからの直流PV電源回路又は直流PV出力回路は、建物内又は構造物内で運転する場合、建物又は構造物の表面の貫通点から、容易にアクセス可能な最初の断路手段ま

で、250.118 (10)に適合する型式MCの金属被覆ケーブルの金属レースウェイ、又は金属エンクロージャに收容すること。断線手段は、690.13 (B)及び(C)ならびに690.15(A)及び(B)に適合すること。配線方法は、690.31 (G)の(1)～(4)に規定する設置に関する追加要求事項に適合すること。

日本では、電技解釈の解説第110条第2項にて木造では金属管配管が禁止されている。

電技解釈の解説 第110条

第2項は、低圧屋側電線路の工種の種類及びその方法について示している。第2項各号において工事方法を規定しているが、木造造営物の屋側部分は、電気工事の完了後、しばらくたってから木造造営物にメタルラス張り等が施工されるケースがあり、このようなケースで漏電火災事故につながる事例が多かったため、過去の漏電火災事故の分析をもとに、④基準で木造造営物には金属管工事、バスダクト工事、金属被覆を有するケーブル工事をしないこととした。

- [2] ドイツのシステム設計技術マニュアル(VdS 3145 : 2011-07 (01))では「直流配線は易燃性物質(例えば、わら)が存在する室内に敷設してはならない(VdS 2033 を参照)」と記載がある。また、農業領域で用いる場合、配線をネズミヤリス等のげっ歯類にかじられないよう密閉されたチューブ内またはモール内へ敷設して保護すること、その際に配線挿入部の密閉性も確認すること、と記載されている。また、配線を「スイングする」状態で敷設しない、すなわち、配線は取付けシステムにできる限り密着させて敷設することや、ネズミヤリス等のげっ歯類が密閉モールへ侵入することを防止できない場合には、金属が編み込まれたもしくは金属被覆の配線の使用といった記載や、ケーブルおよび配線の損傷の危険を避けるため、例えば、先の尖った角上に敷設されたり、その上で引っ張られたりしてはならない、との記載もある。

2.5.3 直流電路の直列・並列アーク対策装置(アーク検出/遮断器)

【目的】

直流電路の直並列アークを検出し一定の規模において遮断を行うことを目的とする。

【設計指針】

該当なし。

【設計指針 解説】

該当なし。わが国では直流電路の直列・並列アーク対策装置は議論が十分でなく、事故拡大の懸念を払拭し難いため、すべて紹介としている。

【紹介事項】

- [1] 米国では、新設の太陽光発電設備に対して DC 直列・並列アーク対策装置の設置が義務付けられ、UL 1699b に合格した装置が利用されている。
- [2] 米国では、直列アークと並列アークを判別して遮断するアーク検出/遮断器の研究が実施されている。
- [3] アーク検出/遮断器を接続箱に入れる場合、他の素子等への影響がない装置を選定することが望ましい。
- [4] アーク検出/遮断器は、アーク検出時に太陽電池ストリングの midpoint を切り離す場所に設置することにより、事故の終息可能範囲をひろげることができる方法がある。

【紹介事項 解説】

- [1] 米国では太陽光発電の火災事故防止手段として、直流電路へのアーク検出/遮断器 (AFCI: Arc Fault Circuit Interrupter) の設置が NEC2011 において義務づけられ、その試験規格として UL1699b が整備された。この装置は、電流または電圧の時間変化を監視し、特定周波数における変動からアークの発生を検出するものであり、Haerberlinらによって1990年代から研究と実証が行われてきたものである¹⁾。欧州では、UL1699b におけるアーク発生条件では特定周波数しか発生できず、実際の事故でのアークが有する周波数はさまざまであることを指摘している。そのため、検出機能には複数の周波数条件を学習させる研究や、試験条件の検討もなされている²⁾。

AFCI は、バイパス回路開放や多点地絡等の原因にかかわらず、アークが発生した場合はそれを検出できる長所がある。したがって、各種の直流電気事故の発生を防止する手段が不成功に終わり、アークに至った場合に、それを終息させる最後の砦としての役割を果たすことが期待される。ただし、全ての直流電気事故がアーク発生をともなうとは限らないため、AFCI のみに頼ることは危険であることから、第一義的には各種電気事故の未然防止のための対策を行い、AFCI は最後の砦としての役割を担わせることが適切である。また、AFCI の動作によって回路が遮断された場合に、被害が却って拡大する懸念が存在する。

なお、わが国ではその技術方式の適切性の議論は十分でないため、本文書では AFCI の使用は「紹介」するに留めた。ただし、わが国でも短絡の発見やアーク検出に関する研究が報告されている³⁾⁴⁾ほか、参考出展ながらもアークフォルト監視装置が商品化されている⁵⁾。

参考文献

- 1)M.Real, H.Häberlin: "Improved Safety of PV against Fire using a Novel Arc Detector", Proc.13th EU PV Conf., Nice 1995)
- 2)Workshop PV-Bradsicherheit, 03. April 2014 in Köln 講演資料(2014)
- 3)安藤他: 太陽光発電システムにおけるインテリジェント保護装置”, 太陽エネルギー, Vol37, No.6 (2011)
- 4)酒井他: 太陽光発電システムにおけるアーク特性の一検討, 太陽／風力エネルギー講演論文集(2014)
- 5)戸上電機製作所: https://www.togami-elec.co.jp/infomation/release_20180118.pdf

[2] ネジのゆるみやバイパス回路開放に起因する直列アークは、AFCI によって負荷を切り離すことで終息することができる。しかし、多点地絡や線間短絡による地絡アークや並列アークは、負荷の切り離しによって却って被害が拡大するため、負荷を短絡することで終息すると期待される。太陽電池アレイの短絡電流は、動作電流の 1.2 倍程度に過ぎないため、米国ではアークの種類を判別して、負荷を切り離すかあるいは短絡することが検討されている⁶⁾。具体的には、負荷を開放しアークが終息しなければ並列アークと判定して負荷を短絡する実験が行われている⁷⁾。しかし、この方法では並列アーク発生時に短時間でも負荷を開放すると事故拡大する懸念があること、および、バイパス回路が開放故障しているクラスタ内に低電流セルが存在する場合等に負荷短絡は新たな事故を発生させる懸念があることから、本文書では紹介に留めた。

参考文献

- 6)J.Johnson, M.Montoya, S.McCalmont, G.F.Fuks, J.Earle, A.Fresquez, S.Gonzalez, J.Granata: Differentiating series and parallel photovoltaic arc-faults, Photovoltaic Specialists Conference (PVSC), 38th IEEE(2012)
- 7)J.Johnson, BoB Gudgel, A.Meares, A.Fresquez: Series and parallel arc-fault circuit interrupter tests, SANDIA Report2013-5916(2013)

- [3] AFCI の設置箇所の有力な候補には接続箱内が挙げられる。しかし、接続箱内にストリングモニタなどが組み込まれている場合には、これに悪影響を与えることがないようにする必要がある。
- [4] 直列アークは、太陽電池ストリングの midpoint を切り離すことによって消弧することが可能である。また、地絡アークや並列アークであっても、アークによって橋絡されている箇所の電位が太陽電池ストリングの midpoint を挟んでいる場合(たとえば両極地絡や極間短絡)も、太陽電池ストリングの midpoint を切り離すことによって消弧することが可能である。(図 2.5.3-1)⁸⁾

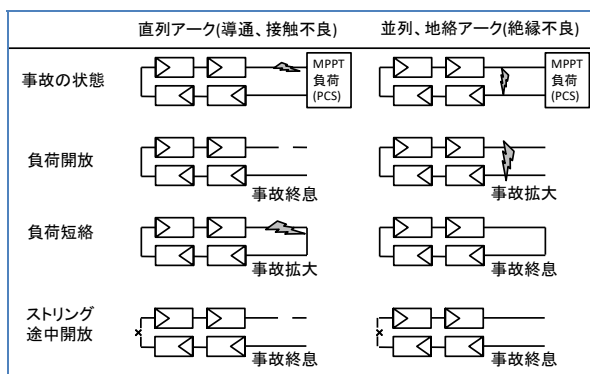


図 2.5.3-1 直流アーク発生時の遮断方法

参考文献

- 8)石井隆文:太陽光発電システムの直流電気事故対策-II(地絡保護およびアーク保護),電気学会誌
134(10), pp.688-692, (2014)

2.6 消防隊員保護対策

太陽光発電設備が設置されている建物火災において、消防活動中の消防隊員が直流ケーブル等に触れ感電するという事例が起きている。これまでのところ大事故には至っていないが、消防隊員の事故防止や感電危険性の低減に向けた対策は、太陽光発電設備にとって重要な問題である。

この問題は消防側にも認識され始めている。例えば、東京消防庁は平成 25 年度に外部有識者を交えた太陽光発電設備に係る防火安全対策検討部会を設置し、太陽光発電設備を設置する建物に必要な防火安全対策について検討した。そして東京消防庁は、この検討をもとに消防法施行令(昭和 36 年政令第 37 号)別表第一に掲げる防火対象物に太陽光発電設備を設置する場合の指導基準(東京消防庁のホームページで公表されている:<http://www.tfd.metro.tokyo.jp/hp-yobouka/sun/shidoukijun.html>)を策定し、平成 26 年 10 月 1 日から運用を開始した。

ここでは、上記の東京消防庁の取り組みをもとに、太陽光発電設備の認知と消防活動スペースの確保という観点についての安全のための指針を示す。ただし、本項目は他の自治体や消防本部に統一的に決まっているものでないため、安全を考えるうえでの情報として扱っていただきたい。

2.6.1 太陽光発電設備設置のサイン

【目的】

火災の際の消防隊員の危険防止のため、太陽光発電設備が設置されている建築物であることを消防隊員が認知することを目的とする。

【設計指針】

- [1] 太陽光発電設備を設置した建物は、消防隊員の進入経路となる建物入口および玄関、管理室又は防災センター、電気室扉、EPS 扉等に、太陽光発電設備が設置されていることがわかるサインを表示すること。

【設計指針 解説】

- [1] 消防隊員が消防活動を開始する場合、太陽光発電設備による感電等の危険があるかどうか確認するためには、消防隊員が太陽光発電設備の有無を把握できることが重要である。太陽電池モジュールがすぐ目視で認識することができる場合には、この把握は可能である。しかし、地上から認識できない建物屋上に設置された太陽光発電設備や建材一体型太陽電池モジュールが採用された太陽光発電設備の場合には、設置の有無の把握ができないことが多い。そこで、消防隊員の進入経路に太陽光発電設備設置のサインがあることで、消防隊員は太陽光発電設備にともなう危険性を予め認識したうえで消防活動を行うことが可能となる。

東京消防庁が策定した「太陽光発電設備に係る防火安全対策の指導基準」では、東京都の公共産業用太陽光発電設備を対象として、消防隊員の進入経路上で、接続箱、パワーコンディショナ等の機器および直流配線に接近する入口等に表示を行うことを、感電防止対策として示している。また、これを受け、一般社団法人太陽光発電協会(JPEA)も同指導基準を遵守することを推奨するとともに、「公共産業用太陽光発電設備のレイアウトと表示例」を作成し公開している¹⁾。

本指針においても、消防隊員の感電リスク低減を目的に、表 2.6.1-1 および表 2.6.1-2 に示す同指導基準の遵守を推奨する。なお、東京消防庁指導基準では、建物(管理室等)に表示された場合、建物(入口)へのサインは緩和要件にあるが、本文書では消防隊員の保護を考えこれを省略しないことを推奨する。

参考文献

- 1)一般社団法人太陽光発電協会:公共産業用太陽光発電設備のレイアウト・表示について(Ver01), 2014年9月 (<http://www.jppea.gr.jp/pdf/t140925.pdf>)

表 2.6.1-1 東京消防庁指導基準

(直流配線-屋内引き込み有りの場合の具体的な表示方法及び表示不要の条件)

消防隊員の進入経路	具体的表示方法	表示不要の条件
建物(入口)	入口扉付近の容易に確認できる位置に一箇所以上表示	建物(管理室等)に表示された場合
建物(管理室等)	管理室, 防災センターの入口扉又は, 内部に設置された自動火災報知設備受信機の周辺の容易に確認できる位置に一箇所以上表示	緩和なし(必須)
電気室, EPS 等	扉又は扉付近の容易に確認できる位置に一箇所以上表示	直流配線が設置された電気室・EPS等の位置を, 管理室等に備えられた図面等により消防隊員が容易に判断できる場合

(参考文献:東京消防庁 太陽光発電設備に係る防火安全対策の指導基準)

表 2.6.1-2 東京消防庁指導基準(消防隊員進入経路への表示内容)

表示内容	基本用語 「太陽光発電」, 「PV」のいずれか 表示例 「太陽光発電」・「PV」の基本用語が含まれているもの 「太陽光発電設備」, 「太陽光発電設備設置室」, 「PV 設置」, 「PV 設置建物」, 「PV システム設置建物」, 「PV 設置室」等
文字の大きさ	ゴシック体等で文字ポイント 24 以上とするなど, 表示された近傍から容易に確認できる大きさとすること。ただし, 機器本体及び周囲に十分な表示スペースがない場合は, 表示が最大限可能な大きさとすること。
色	白地に黒文字または赤文字とするなど, 近傍から容易に読み取れる色の組み合わせとすること。

(参考文献:東京消防庁 太陽光発電設備に係る防火安全対策の指導基準)

2.6.2 太陽光発電機器・ケーブルのサイン

【目的】

火災の際の消防隊員の危険防止のため、太陽光発電機器であることを消防隊員が認知することを目的とする。

【設計指針】

[1] 太陽光発電機器・ケーブル、機器が設置されていることがわかるサインを表示すること。

【設計指針 解説】

[1] 日中の場合、太陽光発電設備は電力系統からの電力が遮断されパワーコンディショナの作動が停止しても、太陽電池モジュールからパワーコンディショナまでの直流電路には直流電圧がかかっている。したがって、この区間は消防活動時において感電リスクが高い箇所となる。

そのため、接続箱、直流配線、パワーコンディショナには太陽光発電設備の一部であることを示す表示をすることにより、消防隊員に認識を促し感電リスクを低減することができる。

東京消防庁「太陽光発電設備に係る防火安全対策の指導基準」では、パワーコンディショナの屋外設置（屋内に直流配線の引き込みがない場合）と屋内設置（屋内に直流配線引き込みがある場合）の設置形態について以下の表に示す表示要領が示されている。

なお、表 2.6.2-1 から表 2.6.2-3 の「太陽光発電設備に係る防火安全対策の指導基準」における表示は、前述のとおり公共産業用太陽光発電設備を対象とするものであるが、住宅用太陽光発電設備においても消防活動時の感電防止対策として有効である。

表 2.6.2-1 東京消防庁指導基準

（直流配線-屋内引き込み無しの場合の具体的な表示方法及び表示不要の条件）

太陽光発電機器	具体的表示方法	表示不要の条件
接続箱, パワーコンディショナ等	機器本体の容易に確認できる位置に一箇所以上表示	<ul style="list-style-type: none"> ・太陽電池モジュールに近接して設置されるなど太陽光発電機器であることが容易に判断できる場合 ・機器本体に表示された商品名等により、太陽光発電機器であることが容易に判断できる場合
直流配線	どの位置においても、一箇所以上、容易に確認できるよう表示	<ul style="list-style-type: none"> ・太陽電池モジュールと接続していることが容易に判断できる場合 ・配線表面の色又は模様により、直流配線であることが容易に判断できる場合

表 2.6.2-2 東京消防庁指導基準

(直流配線-屋内引き込み有りの場合の具体的な表示方法及び表示不要の条件)

太陽光発電機器	具体的表示方法	表示不要の条件
接続箱, パワーコンディショナ等	機器本体の容易に確認できる位置に一箇所以上表示	<ul style="list-style-type: none"> ・太陽電池モジュールに近接して設置されるなど太陽光発電機器であることが容易に判断できる場合 ・機器本体に表示された商品名等により, 太陽光発電機器であることが容易に判断できる場合
直流配線	<ul style="list-style-type: none"> ・配線又はケーブルダクト等にどの位置からも, 一箇所以上, 容易に確認できるように表示 ・垂直設置する場合は, 各階に表示 	<ul style="list-style-type: none"> ・太陽電池モジュールと接続していることが容易に判断できる場合 ・配線表面の色又は模様により, 直流配線であることが容易に判断できる場合

表 2.6.2-3 東京消防庁指導基準(太陽光発電機器本体の表示内容)

表示内容	<p>基本用語 「太陽光」, 「太陽電池」, 「PV」, 「ソーラー」のいずれか + 機器名</p> <p>表示例 「太陽光」, 「太陽電池」, 「PV」, 「ソーラー」のいずれかの文字が含まれている用語+機器名の例は以下のとおり。 本体に機器名が明記されている場合は, 機器名を省略できる。配線, ケーブル, ケーブルダクト等は機器名を省略できる。 「太陽光発電+機器名」, 「PVシステム+機器名」, 「ソーラーシステム+機器名」等</p>
文字の大きさ	ゴシック体等で文字ポイント 24 以上とするなど, 表示された近傍から容易に確認できる大きさとする。ただし, 機器本体及び周囲に十分な表示スペースがない場合は, 表示が最大限可能な大きさとする。
色	白地に黒文字または赤文字とするなど, 近傍から容易に読み取れる色の組み合わせとすること。
その他の注意点	<p>a. 表示方法は, 表示箇所に応じて, シール, タグ, 銘板, 塗装等とすること。</p> <p>b. 直流配線が天井裏, 壁体内等に隠ぺいされている場合は, 点検口等から見える位置に表示すること。</p> <p>c. 金属管, ラック, ケーブルダクト等による設置方法で, 配線本体への表示が見えない場合は, ケーブルダクト等の表面の見易い位置にも表示すること。ただし, 他の配線等と混在しない, 太陽光発電設備専用のケーブルダクト等の場合は, 配線本体への表示は省略できる。</p>

(参考文献: 東京消防庁 太陽光発電設備に係る防火安全対策の指導基準)

2.6.3 消防活動の安全を確保した太陽電池モジュールの設置

【目的】

消防隊員が、太陽光発電が設置された建物屋上で安全かつ円滑に消火活動ができるようにすることを目的とする。

【設計指針】

- [1] 大規模屋根(太陽電池モジュールの設置面積が概ね 300m² 以上)に太陽電池モジュールを設置する場合、太陽光発電設備は、消防隊員の消火活動が安全かつ円滑に行えるように消防隊員のアクセスや放水可能距離を考慮して、消防活動用通路を設置すること。また、大規模屋根以外(太陽電池モジュールの設置面積が300m²未滿)に太陽電池モジュールを設置する場合、太陽光発電設備は、消防活動に配慮し屋根外周部等に活動用スペースを確保すること。
- [2] 建築物に太陽電池モジュールを設置する場合、太陽電池モジュールは、消防活動で使用する施設周囲への設置を行わないこと。

【設計指針 解説】

- [1] 建物火災の際、消防隊員は建物の屋根に上って消火活動を実施する場合があるが、屋根上全面に太陽電池モジュールが設置されている場合にはそれが不可能となる。したがって、消防隊員が安全かつ円滑に建物屋根にアクセスし消火活動が行えるよう、屋根外周部には消防活動用通路を確保することで、消防隊員の安全確保はもとより建物や太陽光発電設備の延焼被害拡大の防止にもつながる。東京消防庁「太陽光発電設備に係る防火安全対策の指導基準」は、公共産業用のうち概ね 300m² 以上の大規模屋根については、例えば図 2.6.3-1 のように消防活動用通路を設置することを求めており、大規模屋根以外については図 2.6.3-2 のように活動用スペースを努めて確保することを求めている。ただし、傾斜のない屋上、陸屋根等でメンテナンス用通路が設けられている場合もしくは、転落防止用の壁又は柵が設けられている場合等、消防隊員が屋根から滑落するおそれが少ない屋根は緩和することができる。また、消防隊員が活用する施設の周囲には、図 2.6.3-3 のように太陽電池モジュールを設置しないことを求めている。同指導基準では公共産業用の屋根についてのみが対象とされているが、一般用途についても同様に消防隊員の活動スペースがあることが望ましい。

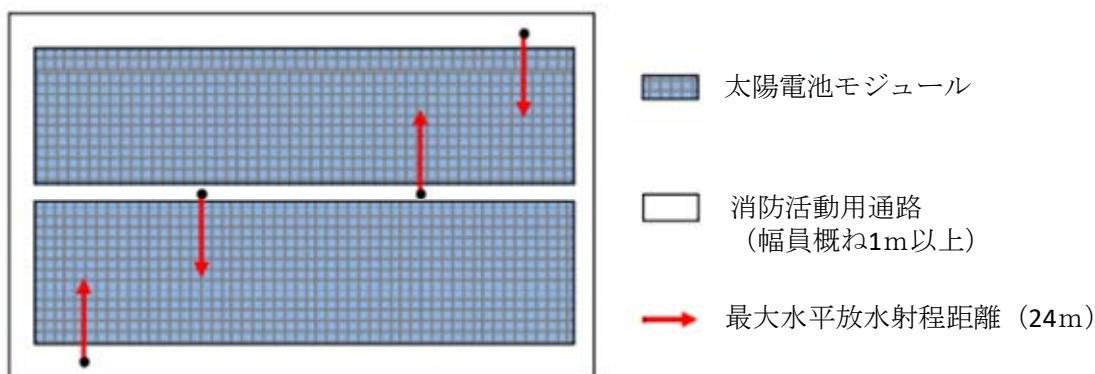


図 2.6.3-1 東京消防庁指導基準 消防活動用通路の設置例(建物大規模屋根上)

(参考文献:東京消防庁 太陽光発電設備に係る防火安全対策の指導基準)

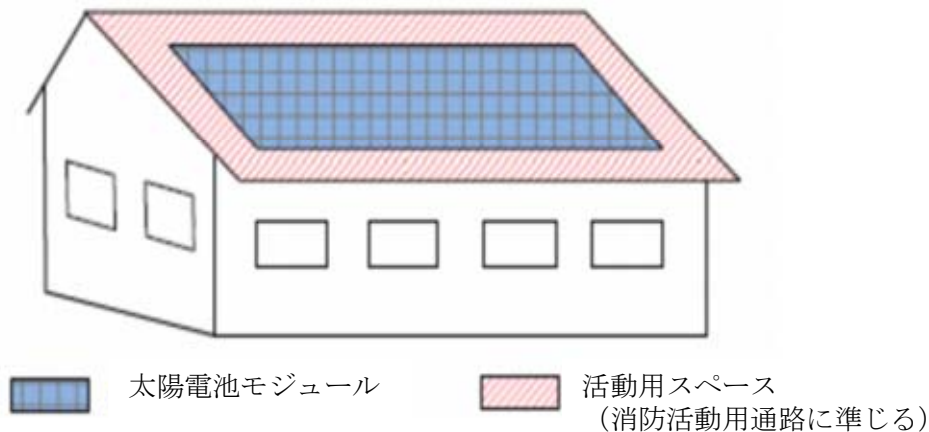


図 2.6.3-2 東京消防庁指導基準 活動用スペースの配置例(建物屋根上)

(参考文献:東京消防庁 太陽光発電設備に係る防火安全対策の指導基準)



図 2.6.3-3 米国 IFC2012 に準拠した PV 設置例(左:住居用, 右:商業用陸屋根)

(参考文献:Fire Safety Codes and Standards Update Solar Power International, Oct 2013)

なお、米国でも消防活動の安全の観点から、消防活動用通路の確保が「IFC (International Fire Code) 2012」において規定されている。図 2.6.3-3 に示すように IFC2012 に準拠した建物では、住居用や商業用を問わず、消防活動を考慮して屋上の端周辺に消防活動用通路が設置されており、商業用建物ではベンチレーション(通気)や放水距離を考慮して屋根外周部以外にも消防活動用通路が設置されている。

- [2] 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」では、消防活動中の消防隊員の感電リスクを低減するため、図 2.6.3-4 のとおり消防活動で使用する施設の周囲への太陽電池モジュールの設置を避けることを求めている。具体的には「非常用の進入口、屋外階段及びその周囲概ね 50cm の範囲には、太陽電池モジュールを設置しないこと。代替開口部には、窓材型の太陽電池モジュールを設置しないこと。代替開口部の周囲 50cm の範囲には太陽電池モジュールを設置しないこと。また、直流配線等は、非常用の進入口、代替開口部、屋外階段及びその周囲 50cm の範囲に設置しないこと。」となっている。ただし、十分な強度をもつ建材一体型又は金属枠で保護されているなど太陽電池モジュールに接触しても破損して感電する等のおそれが無い場合、直流配線等が金属管等で保護されている等、直流配線等に接触しても破損して感電する等のおそれが無い場合等の条件を満足する場合は緩和することができる。

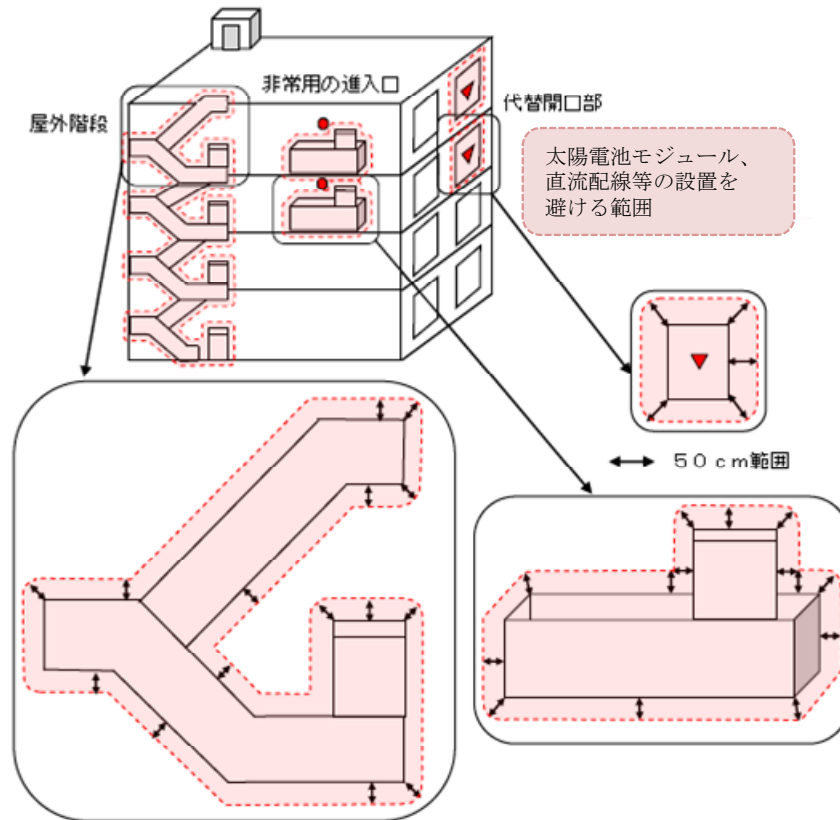


図 2.6.3-4 消防隊員が活用する施設の周囲への設置
(参考文献: 東京消防庁 太陽光発電設備に係る防火安全対策の指導基準)

2.6.4 ラピッドシャットダウン(Rapid Shut Down)

【目的】

直流回路の無電圧化により消防隊員の感電や火災の再出火を未然に防止することを目的とする。

【設計指針】

- [1] 消防隊員の消防活動時の感電を保護するために、太陽光発電設備は遠隔操作により太陽電池アレイの直下で遮断可能な遮断器を設置することが望ましい。
- [2] 太陽光発電設備は、パワーコンディショナ停止直後のバックサージを保護できる装置を設置することが望ましい。

【設計指針 解説】

- [1] 「ラピッドシャットダウン(Rapid Shut Down)」とは、太陽電池アレイの近くに直流遮断器を備え遠隔操作することにより消防隊員が接触する恐れの高い直流回路を受傷可能性の低い電圧に制限する装置である。ここでの遠隔操作とは、太陽電池アレイにアクセスできない場合にも、建物1階などに設置された、例えばパワーコンディショナ等から、遮断器等を遠隔にて操作することを意図している。

火災の際の太陽光発電設備の直流回路の無電圧化については、規制が始まっている国もある。ここでは以下に独と米国の状況を紹介します。両国のラピッドシャットダウンの目的は「消防隊員を感電から保護すること」となっている。

米国において太陽光発電設備のルールは、National electric code(NEC)の第690条に記載されることになっており、ラピッドシャットダウンはNECの2014版の第12項に初めて記載され、義務となった。NEC2014では10秒以内の無電圧化を要求していたが、現実に対応しているパワーコンディショナ製品はほとんどなかった(マイクロコンバータには例がある)。これは、ケーブルが太陽電池アレイと切り離されてもパワーコンディショナと繋がっているため、その入力段にあるコンデンサによって10秒以上電圧が保持されるからである。米国ではこのような安全装置の機械の認証が必要であり、認証された機器を「Listed」とよぶ。ラピッドシャットダウンに必要な装置はListedであることが第690条第12項で求められているが、当時、UL規格が制定されていないためListed製品は実在していなかった(NEC準拠の自己宣言品は存在した)。近年火災防止抑止のための大規模な改定が相次いでいるため、米国業界が追い付いていない状況である。表2.6.4.1は、NEC2014当時におけるラピッドシャットダウンの要件と日本の状況を整理したものである。

このNEC2014の細かな内容に対し、消防、業者から疑問が呈され、NECは2017年版に向けての意見を募集し、NEC2017年版が2016年8月に発効した。これでは第690条第12項は以下のように改定されている。

アメリカ電気工事基準2017年版(NEC2017)

第690条第12項【建築物上の太陽光発電設備の急速遮断】

建築物の上又はその中に設置した太陽光発電設備回路は、次の(A)から(D)にしたがい緊急対応者に対するショックの危険性を低減するための急速遮断機能を含まなければならない。ただし、太陽光発電設備の収納が唯一の目的である建築物に設置した太陽光発電設備回路はこの限りではない。

(A)制御導体 制御導体の要求事項は、太陽光発電設備から給電される太陽光発電設備回路に適用する。

表 2.6.4-1 ラピッドシャットダウンの整理

	VDE-AR-E 2100-712(2013)	NEC2014 690.12	日本(備考)
適用範囲	建物隣接または建物上に設置されるシステム	建物隣接または建物上に設置されるシステム。(地上設置システムは含まれない)	日本のシステムにとって必要な保護範囲を規定する必要がある。
遮断区間	開放区間に定量規定なし。定性規定としては、PCS～アレイの区間。	開放区間をアレイから 3.0m 以内～建物内部から 1.5m 以内の区間で実現すること。 アレイから 3m 以上離れたケーブルは 30V 以下でなければならない。かつ、30V 以上のケーブルが建物内に 1.5m 以上あってはならない。	日本のシステムにとって最適な区間を定義する必要がある。
遮断後のシステム電圧	120V 以下	30V 以下	電安法(電気用品安全法)に一般的な電気用品の基準として、45V 以下の記載がある。
遮断後のエネルギー	350mJ 未満	240VA	—
遮断後の電圧・エネルギーへ移行するまでの時間	規定なし	10 秒	施工時の安全確保の為、DC ブレーカー遮断後、3～20 分の作業待ち時間の注意書きが PCS にあることもある。
電圧と電力の測定位置	PN, PE, NE 導体間	PN, PE, NE 導体間	規定なし。 非接地システムではどうするかが各国共通の課題。
トリガ	ボタン操作または、系統無電圧	規定なし。 但し、市販品はボタン操作または系統無電圧をトリガとしている。	規定なし。
ラベル	建物貼付ラベルおよび消防への提出配置図にて規定されている。	・ラベル仕様 光沢仕上げとする。 文字は大文字とし、文字高さは最低 9.5 mm 以上とし、赤色背景に白文字とする。 ・ラベル貼付場所 商用電力系統と太陽光発電との両方を有する建物または構造物には、下記文言が記載された銘板または記録簿を恒久的に設置する。	規定なし。

(B)制御限度 この条でアレイ境界という用語の使用は、アレイからすべての方向に 305mm (1ft)と定義される。

アレイ境界外の制御導体は本項(B)(1)に、境界内部の制御導体は本項(B)(2)に適合しなければならない。

(1)アレイ境界外 境界外又は建築物内部への入口から1m (3ft)を超える位置にある制御導体は、急速遮断開始から30 秒以内に30V 以下に制限しなければならない。電圧は、任意の二つの導体の間及び任意の

導体と接地の間で測定しなければならない。

(2)アレイ境界内 太陽光発電設備は、次のいずれか一つに適合しなければならない。

(1)アレイは、急速遮断アレイとして認定品登録され、現場でラベル表示されなければならない。こうしたアレイは、急速遮断アレイ認定品登録又は現場のラベル表示に含まれる指示にしたがって設置、使用されなければならない。

(2)境界内又は建築物表面の貫通点から 1m (3ft) 以内にある制御導体は、急速遮断開始から 30 秒以内に 80V 以下に制限しなければならない。電圧は任意の二つの導体の間及び任意の導体と設置の間で測定しなければならない。

(3)露出した配線方法及び露出した導電部品をもたず、また露出した接地導電部品又は大地から 2.5m (8ft) を超えたところに設置されたアレイは本項(B)(2)に適合する必要はない。

なお、本項(B)(2)の要求事項は、2019 年 1 月 1 日に発効する。

(C)開始装置 開始装置は、太陽光発電設備の急速遮断機能を開始しなければならない。装置が「オフ」位置にあることは、急速遮断機能がこの装置に接続されるすべての太陽光発電設備に対して開始したことを示す。

一世帯及び二世帯住居では、開始装置を建築物外の容易にアクセスできる場所に置かなければならない。

急速遮断装置は、少なくとも次の一つで構成しなければならない。

(1)引込断路装置

(2)太陽光発電設備断路装置

(3)「オフ」位置にあるか「オン」位置にあるかを明瞭に示す容易にアクセスできるスイッチ

単一の引込みにおいて複数の太陽光発電設備が急速遮断機能とともに接地されている場合、開始装置は六つ以内のスイッチ又は六セット以内の回路遮断器、若しくは六つ以内のスイッチ及び六セット以内の回路遮断器を組み合わせたものを、単一のエンクロージャ内又は独立したエンクロージャのグループ内に取り付けて構成しなければならない。これらの開始装置は、この引込みにおける急速遮断機能によってすべての太陽光発電設備の急速遮断を開始しなければならない。補助開始装置がある場合、これらの装置はこの引込みでの急速遮断機能によってすべての太陽光発電設備を制御しなければならない。

(D)機器 認定品登録された断路スイッチ、回路遮断器又は制御スイッチを除き、急速遮断機能を実施する機器は、急速遮断保護を備えることについて認定品登録しなければならない。

施工業者の点検作業のために、ストリングの直流遮断器を開放後、遮断器より系統側の直流電圧が受傷可能性の低い電圧になるまでの時間に関する注意書きがパワーコンディショナに表示されている場合が多い。ただし、この操作によって遮断器よりもアレイ側の充電部が無電圧化するわけではない。したがって、既往機能に加えアレイ側の無電圧化機能と遠隔操作信号送出機能をパワーコンディショナその他の別置デバイスに追加すれば、わが国の太陽光発電設備にも、米独と同等の安全性を付与することができる。今後、その必要性も含めて消防分野を含めた継続的な議論が必要である。

[2] 通常、パワーコンディショナは入力にコンデンサを持っており、停止直後はコンデンサに電荷がたまった状態のため、電路に触ると感電する危険性がある¹⁾²⁾。また、UL の消防隊員の消防活動時の感電リスク実験の中でも、パワーコンディショナや接続箱に放水した場合のリスクが高いことが知られている³⁾。

参考文献

1)Heinrich Haerberlin et.al.: PV and Fire Brigade Safety: No Panic, but Realistic Assessment of Danger and

Possible Countermeasures, 26th, European Photovoltaic Solar Energy Conference, Hamburg, Germany, Sept. 2011

2)Rebekah Hren and Brian Mehalic: Understanding the NEC 2014 and Its Impact on PV Systems, Solar Pro April/May(2014).

3)Robert Backstrom, et. al.: Firefighter Safety and Photovoltaic Installations Research Project, 2011

【紹介事項】

[1] 太陽電池モジュール単位で無電圧化できる製品がある。

【紹介事項 解説】

[1] 太陽電池モジュール単位で無電圧化できる製品のひとつに、太陽電池モジュール単位にインバータを接続する製品(マイクロインバータや AC モジュールとも呼ぶ;AC は交流の意味)がある。これは、太陽電池モジュールの裏面に 300W 程度以下のパワーコンディショナまたはインバータを取り付け、交流 200/100V、交流 100V などの交流を直接出力し、複数の交流出力を並列接続して低圧配電系統に連系するものである。この構成では、従来の太陽電池モジュールの直流出力電力をケーブルで配線して接続箱で集電し、パワーコンディショナに接続するまでの外部の直流回路が存在せず、電流を交流電流のゼロ点で停止できるので直流アークが発生する部分が存在しない。ただし、太陽電池モジュールの直流出力とマイクロインバータに接続する最小の配線部分が直流電路なので、この部分の防護が重要である。

太陽電池のアークは、数十 V から発生することを示した実験結果がある。そのため、アークの再発生を抑制するためには、数十 V 以下すなわちモジュール単位に切り離すことが必要となる(もしくは、太陽電池アレイ全面の光を遮断する)。また、感電の危険を考えた場合、最悪の条件で人体抵抗 500Ω に太陽電池アレイが 50V とした場合も電流は 100mA となるため感電危険は残る。そのため理想的には、太陽電池モジュール単位での切り離しが必要である。しかし、アーク発生電圧や消防活動時の無電圧化方法、感電保護の考え方に関しては今後も議論が必要なため「紹介」とした。

【2章 参考1】太陽光発電設備の接地方式

接地を検討する際は、機械的強度および耐食性も重要な要素であるが、本文書ではその説明は割愛し電氣的事項について説明する。

電気設備の接地には、以下のとおり様々な目的と方法がある。

- ①接地の目的・機能としては、感電防止、対地電位の安定化、地絡検出が挙げられる。
- ②露出性導電部(金属筐体等)は通常接地されるのに対し、電路は接地される場合も接地されない場合もある。
- ③電路の接地先大地と、露出性導電部の接地先大地は、同じである場合と異なる場合がある
- ④接地電路として使用される導体としては、接地の目的・機能によって種々の線径が考えられ、また接地電路が電流ヒューズや抵抗を含む場合もある。

接地には上記観点から多種多様な目的と方法が考えられる。それらは上記②③の観点からTN系、TT系、IT系に大別される。わが国の交流電気設備の多くは後述のとおりTT系であるのに対し、太陽光発電の直流回路にはこれらすべての場合がある。また、わが国の場合、絶縁パワーコンディショナでは運転時も停止時も共にIT系であるが、非絶縁(トランスレス)パワーコンディショナでは、運転時はTT系、停止時はIT系となる(パワーコンディショナ出力側の交流電路が接地されていると仮定した場合)。そのため、計画の実況に応じ注意深くトポロジを判断して欲しい。(なお、相互に電氣的につながった電路において複数の箇所を接地することは、たとえそれらが等電位であっても、電路と大地で閉回路が形成されるため避けなければならない。)

(1)JIS C0364の接地条項の概要

低圧電路の配線は感電と火災に対して保護を行う必要があり、接地は基本的保護の一つである。接地による保護はいくつもの方式に分かれるが、これらを一括して「接地系統」と呼ぶ(ここで言う系統の語は商用電力のことではなく、英語で言うところのシステムに相当する)。接地系統にはTN、TT、ITという3種類の基本形があり、これらは中性線と露出性導電部と大地との関係で定まる。

呼称ルールは、以下の通りである。

- ①第一番目の文字はパワーラインとグラウンドとの関係を示す記号である。

T: Terre, I: Insulation

- ②第二番目の文字は機器の露出導電性部分(金属筐体等)を接地する先を示す記号である。

T: Terre, N: Neutral

- ③第三番目の文字は、中性線と保護導体(露出導電性部分(金属筐体等)と接地極を接続する導体)の布設関係を示す記号である。

S: Separated, C: Combined

電技省令第5条は電路を大地から絶縁するべきことを定めており、この原則にしたがった接地系統はIT系となる。しかし、同条ただし書きには、危険回避のための接地を行う場合、電路と大地を接続しても危険が無いように対策を行う場合はこの限りではないとされている。実際にはわが国の多くの接地系統では、このただし書きによってTT系が採用されている。また、電技解釈第18条によって鉄筋に全てを接地する場合はTN系と言える。

(2)TN 方式

欧州・米国・中国の交流電気設備はこの方式である。電路と露出性導電部は、共通の接地極によって接地されている。本方式はさらに TN-S, TN-C, TN-C-S に分かれる。TN-S は保護導体 (PE, 露出導電性部分(金属筐体等)と接地極を接続する導体)を中性線 (N)と別に設ける方法である。N を接地相と見做して構わない。他方, TN-C は保護導体 (PE)と中性線 (N)を一体に扱い, この導体を PEN 導体と呼ぶ。TN-C-S は両者が混在した形式である。

	中性線 (N)
	保護導体 (PE)
	中性線と保護導体とを兼用 (PEN)

図 2.R1-1 記号の説明

(3)TT 方式

わが国の交流電気設備はこの方式である。電路と機器の露出導電部と露出性導電部が電氣的に分離されており, 両者は電路の接地極—大地—露出性導電部の接地極 を介してのみ繋がっている。すなわち, 露出性導電部は電気機器の近く(たとえば当該家屋の近く)に接地されるのに対し, 電路は電源の近く(たとえば柱上トランスの近く)に接地される。露出性導電部はそれぞれ別個に保護導体を通じて接地極につながる。

(4)TN 方式と TT 方式の得失

電気機器の近く(たとえば当該家屋の近く)の大地と, 電源の近く(たとえば柱上トランスの近く)の大地が同じ電位であれば, TN 方式と TT 方式の間で電位状態に大きな差は生じない。しかし, 落雷で大地に大電流が流れる場合は, 両者の電位が相違するので, TN 方式と TT 方式では電位状態に差が生じる。

TN 方式では, 露出性導電部(金属筐体)と電路の間の電位差が変化しにくいいため, コンデンサの破壊などの機器故障を生じにくい。しかし, 電気機器の近くの大地の電位と露出性導電部(金属筐体)の間には大きな電位差を生じうるため, 人体の一部(たとえば足)が大地に接触しつつ他の部分(例えば手)が機器筐体に接触した場合には感電の危険が生じる。屋内設置される電気設備の場合は, 電気機器と大地の両者に同時には接触しがたいため, この恐れは通常は小さい。しかし, 太陽電池モジュールや接続箱等は屋外に設置されるため, 機器の露出性導電部(つまりモジュールのアルミフレームや架台)と大地の同時に接触する可能性があり, 落雷時にはこの両者の電位差によって感電する懸念がある。

他方, TT 方式はこの逆となる。すなわち, 接地された相の電位は電源(たとえば柱上トランス)近くの大地と同じ電位であるのに対し, 露出性導電部は機器設置箇所の大地電位と同じ電位であるため, 落雷時に電気機器が損傷する懸念が TN 方式より大きい。しかし, 太陽電池モジュールのアルミフレームや架台の電位は, それらが設置されている場所の大地と同じ電位になるため, それらに触れても感電の危険は小さい。

(5)TN 方式と TT 方式の類似点

TN 方式も TT 方式も, 電路が電源側で一点接地されている点が共通している。このため, 電路に地絡が発生すると直ちに漏洩電流が流れ, それによって火災, 感電の危険がある。したがって, これらの方式では漏洩電流を常時監視し, 検出した時には直ちに電力供給を遮断することが望まれる。漏洩電流は必ず電路の接地箇所を経由するため, 接地箇所の電流を監視し, 所定の値を超えたら電力供給を遮断することが考えられる。しかし, 一つの電源から複数の負荷に電力が供給されている場合にこの方式を採用すると, ある負荷における地絡によって他の負荷も停電する。これを避けるために, 負荷における漏洩電流を負荷毎に監視し, 漏洩電流が検知された負荷のみ遮断することが行われる。漏洩電流は全相の電流合計値, すなわち零相電流として検知される。

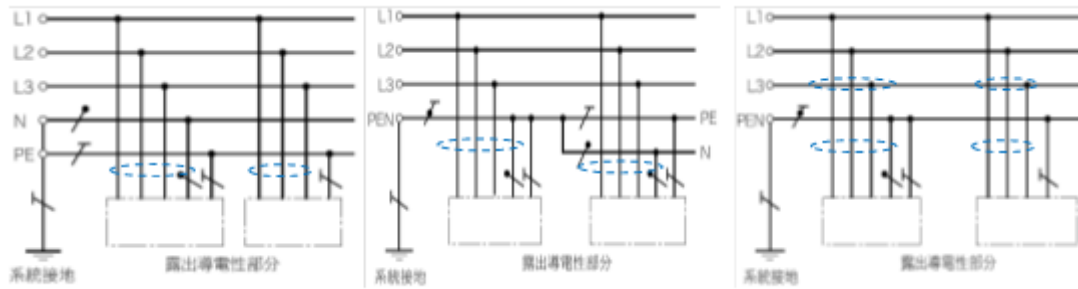


図 2.R1-2 に各方式の概念図を示し、零相電流の監視箇所を破線で例示した。負荷と大地との間のインピーダンスには、抵抗成分以外に容量成分もある。したがって、零相電流を検知する際にはその大きさだけでなく位相も勘案する必要がある、さらなる詳細は文献¹⁾を参照されたい。なお、零相電流ではなく、対地電圧の監視によって地絡を検出する方法もある。

TT 方式において地絡が発生した場合の地絡電流経路は、地絡故障点—PE の接地点—大地—系統接地点であるので、PE の接地が失われていると地絡が発生しても地絡電流が流れず地絡検出が困難になる。これに対して、TN 方式において地絡が発生した場合の地絡電流経路は、地絡故障点—導体—接地点であるので、接地の良否に無関係に地絡を検出できる。したがって、地絡検出の確実性の点では TN 方式が有利である。しかし、TN 方式では地絡した瞬間に大きな地絡電流が発生するのに対し、TT 方式では電流が接地抵抗によって制限される点で火災防止にとって有利である。人体が電路と大地に同時に接触することによって地絡が発生した漏洩電流は人体を貫流するため、その検出感度と遮断速度は人命に直接かかわる。その考え方については、「付録 B.1 太陽光発電に関する感電の危険」に記載した。

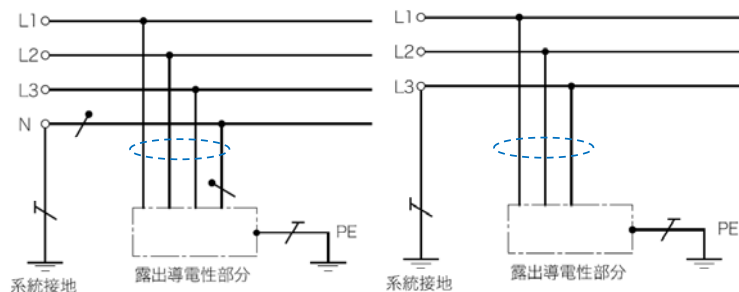


図 2.R1-3 TT 方式の図

電路と露出性導電部分(代表的には金属管体)の間の絶縁抵抗が低下した場合、露出性導電部分の対地電位が大きくなると危険である。電路と露出性導電部分の間の絶縁が徐々に低下し、露出性導電部分の対地電位が徐々に大きくなった場合を想定すると、TN 系の方が早期に絶縁低下を検出できる。しかし、TT 系で地絡電流経路に $500\ \Omega$ の抵抗が寄生していた場合であっても、 30mA の零相電流を検出可能であれば、露出性導電部分の対地電位が 15V に達すれば検出可能であり、安全電圧の範囲内である。ただし、零相電流の検出閾値が 500mA の漏電遮断器を使用している場合は、管体の対地電位は 250V に達している可能性があり、このような場合には金属部分に触れると感電する危険がある。

TN 系, TT 系いずれの場合であっても、露出性導電部分の対地電位が上昇して漏電が検出された時は、当該管体に供給されている電圧を遮断しなければ安全化されない。ところが、太陽光発電設備の接続箱を考えると、漏電が検出されてパワーコンディショナが停止しても、接続箱への電力供給は遮断されていない場合が殆ど

である。よって、太陽光発電設備の地絡が検出された時には、盤類筐体に触る前にその対地電位を確認することが必要である。この危険を避けるためには、漏電検出時にパワーコンディショナを停止するだけでなく、ストリングの途中を開放する方法が考えられる。

(6)IT 方式

電路が高抵抗を介して接地されているか、あるいは大地から絶縁されているものを言う。露出導電性部分は電気機器の近くに接地されるため、その扱いは TT 系統と似ている。

この方式では、一つの地絡が発生しても漏洩電流は発生しないため、TN 系、TT 系と異なり、直ちに負荷を電源から遮断する必要は無い。したがって、これは医療機器など運転の継続性が強く求められる場合に適した方式である。しかし、さらに別の地絡が発生すると事故に至るため、運転を継続しながらも地絡を探索してそれを除去することが必須である。IT 系における地絡の検出には、上述の零相電流の監視は不可能であり、大地と電路の間に外部から電圧を印加して漏洩電流の発生を観測する等の方法が使用される。

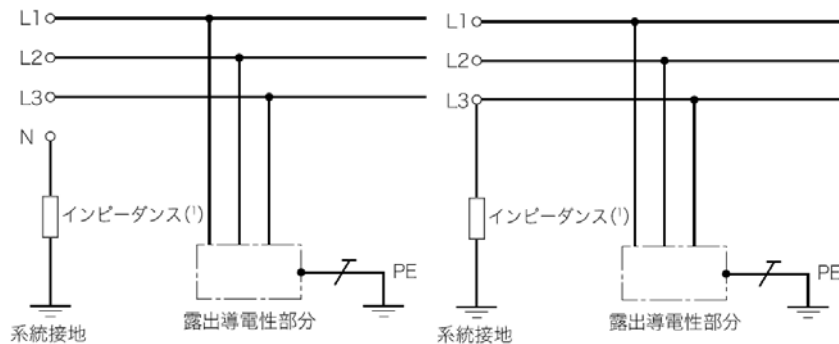


図 2.R1-4 IT 方式の図

太陽光発電システムは、交流電気の使用設備に比較して以下の点で複雑である。

- ①電路に、直流部分と交流部分の 2 種が存在する。
- ②直流電路と交流電路は、相互に絶縁されている場合も、されていない場合もある。
- ③太陽電池モジュールのフレーム、架台、接続箱の金属筐体等が屋外に面的に展開する一方、パワーコンディショナの筐体等、屋内にも露出性導電部があること。
- ④既存の接地極を利用する場合も、新たに接地極を設ける場合もあること。

次に、わが国の代表的な接地方式と米国の代表的な接地方式について説明する。

(7)日本のトランスレスインバータを使用したシステム(TT 系)

わが国では、直流電路と交流電路が電氣的に絶縁されておらず、交流電路が電源側で接地されており、露出性導電部は建物側で接地されている太陽光発電設備が多い。これらは設備全体としては TT 系であるが、直流電路だけに限定して言えば IT 系である。

住宅用太陽光発電設備では、単相 3 線の中性線 (N) が柱上トランスで接地されている。パワーコンディショナの筐体は、建物近傍にある接地極によって接地される。太陽電池モジュールのアルミフレームおよび架台は、既存の接地極を利用して接地される場合(図 2.R1-5 左)と、新たに接地極を設けて接地される場合(図 2.R1-5 右)がある。

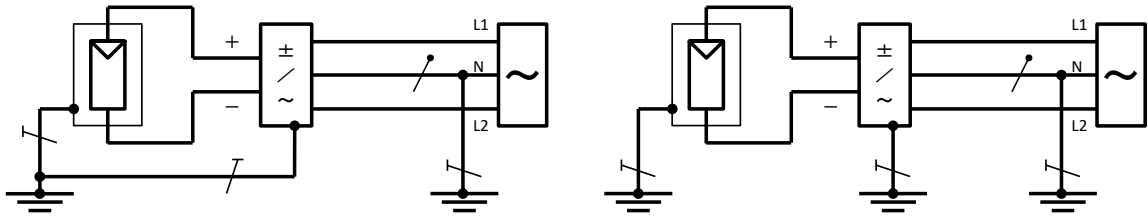


図 2.R1-5 日本のトランスレスインバータを使用したシステム, 単相(TT系)の図

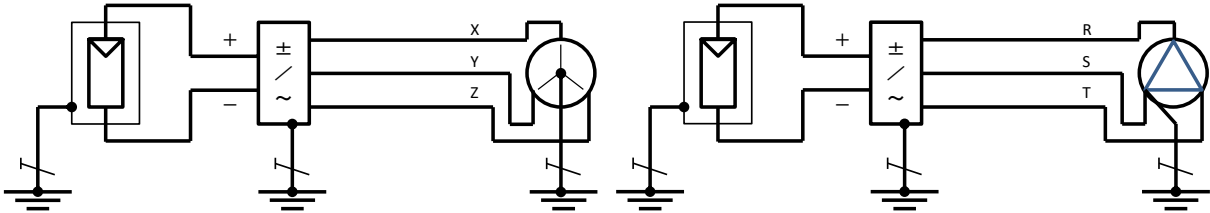


図 2.R1-6 日本のトランスレスインバータを使用したシステム, 3相(TT系)の図

中規模程度の三相システムには、三相スター結線の中性点が電源側で接地されている設備（図 2.R1-6 左）と、三相 Δ 結線の S 相が電源側で接地されている設備（図 2.R1-6 右）が多い。3 レグのフルブリッジインバータ回路の出力側の何れかの相を接地すると、直流電路の対地電位が商用周波数で変動するが、これを抑制するため、回路を工夫したインバータを使用する場合もある。

上図では、太陽電池アルミフレームの接地とインバータ筐体の接地を別の接地極で行う様に描いたが、共通の接地極を使用しても構わない。

これら TT 系において太陽電池アレイの充電部に人が接触して地絡を発生させた場合は、電源側の接地点を帰路とする漏洩電流が人体を通過する。この時インバータが零相電流を検出して停止することで、人体を通過する電流は停止させられる。しかし、そのための閾値は多くの住宅用インバータで 100mA 程度、インバータ停止までの時間は数十 ms～数百 ms であることから、人間の感電限界に照らし合わせた時、安全と言い切ることはできない。したがって、TT 系の太陽電池アレイに人が触れることは避けるべきである。太陽電池アレイに触れざるを得ない場合は、まず絶縁を確認すること、絶縁確認のために金属部に触れる時は手袋をすることが必要である。

(8)日本のトランス付インバータを使用したシステム(IT系)

直流電路と交流電路が電氣的に相互に絶縁されている場合（図 2.R1-7 左）や、直流電路と交流電路が電氣的に絶縁されていなくても、交流電路が非接地の場合（図 2.R1-7 右）は IT 系になる。

IT 系においては一線が地絡しても火災にはならない。しかし、たとえ第一地絡であっても、それが人体によって引き起こされる場合については、感電の観点から注意が必要である。太陽電池アレイの充電部と大地に人が同時に接触した場合、当該充電部と大地は人体経由で接触して等電位になる。ところが、人が接触する前の当

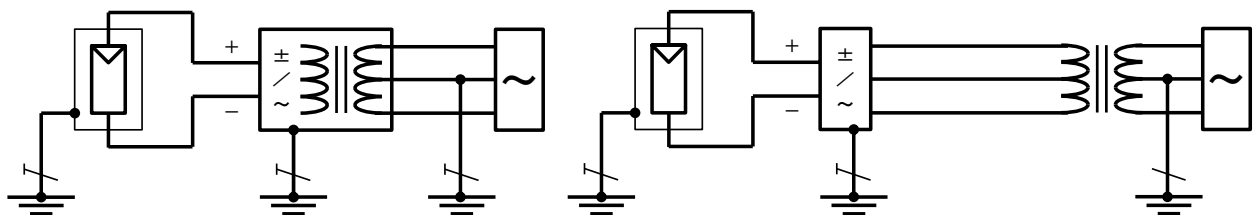


図 2.R1-7 日本のトランス付インバータを使用したシステム(IT系)

該充電部の電位が大地とは異なっていた場合、等電位になる過程では人体に一時的に電流が流れる。その電流値の最大値は、接触する前の当該充電部の対地電位を人体抵抗で除したものであり、その継続時間の目安となる時定数は、太陽電池アレイの対地静電容量と人体抵抗との積である。たとえば、接触前の対地電位が200Vの箇所に、人体抵抗1,000Ωの人が接触した場合、突入電流は200mAに達し、もし対地静電容量が1,000μFであれば時定数は1sに達することになり、感電死する恐れがある。また、対地静電容量がこれよりも小さく電流継続時間が短くても、触れた瞬間に人間の心臓が受攻期に入っていた場合は心室細動の危険がある。したがって、IT系といえども太陽電池アレイへの接触は避けるべきである。この危険は太陽電池アレイの対地静電容量が大きくなると増加するため、対地静電容量が大きくなるアレイについては、それに触れざるを得ない場合は、絶縁保護手袋などを利用することが必要である。太陽電池の対地静電容量の値については、「付録B.2.3.2 国内住宅用パワーコンディショナの地絡検出評価の事例」に例を挙げた。

(9)米国のトランス付インバータを使用したシステム(TN系)

米国においては直流電路が接地される。露出性導電部は直流電路と等電位化されて、これらは一つの接地極で接地される。図2.R1-8左上は太陽電池アレイの負極が接地された場合を、図2.R1-8左下は太陽電池アレイの正極が接地された場合を、図2.R1-8右は太陽電池アレイの midpoint が接地された場合を、それぞれ表している。いずれの図においても、太陽電池アレイと接地極の間にはヒューズが配置されている。これは、太陽電池アレイの何れかの箇所で地絡が発生した際には、ヒューズが溶断することによって、地絡を検出するとともに地絡電流を遮断するためである。詳しくは、「付録B.2.3 地絡アークによる火災危険」を参照されたい。ヒューズの代わりに、過電流遮断器を設けることもできる。なお、図2.R1-8右のように、太陽電池アレイの midpoint を接地するシステムは「バイポーラーアレイ」と呼ばれ、対地電圧の絶対値を下げるために米国では広く採用されている。

(10)法令と規格について

国内の解釈法令である電技解釈はTT系を念頭に作成されている。他方、欧州を中心として作成された電気設備の国際規格(IEC60364シリーズ)はTN系を中心とする規格体系である。電技解釈第218条は、同解釈の第3条～第217条ではなくJIS化されたIEC60364シリーズにしたがうことを許容しているが、この両者の混在は

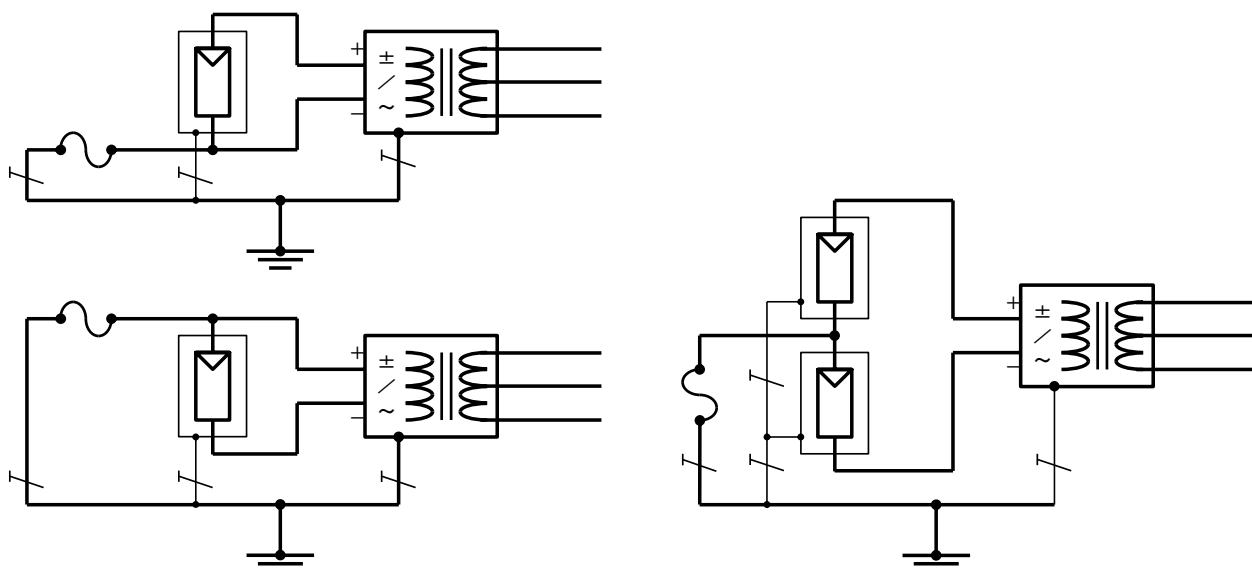


図2.R1-8 米国のトランス付インバータを使用したシステム(TN系)

認めていない。そしてその理由は、接地方式の相違による思わぬ事故を防ぐためであることが示されている(電気施設技術基準国際化調査(電気設備)報告書 電気設備学会 IEIEJ-C-0318(2012))。電技解釈第218条には、許容された JIS 化された IEC 60364 シリーズ中の一規格として太陽光発電に関する規格 (JISC 0364-7-712) も示されている。しかし上記のとおり、これにしたがう場合は従来の電技解釈との混在はできず、全て JIS 化された IEC 60364 シリーズ (JISC 0364-シリーズ) に従わなければならない。

参考文献

1)竹谷是幸:IEC 規格による電気安全—感電保護・等電位ボンディング・接地, 2001

【2章 参考2】 電路絶縁に関する法令等

(1) 絶縁原則について

電技省令第5条(電路の絶縁)には、太陽光発電に限らない大前提である以下の記述がある。

電技省令第5条第1項

電路は、大地から絶縁しなければならない。ただし、構造上やむを得ない場合であつて通常予見される使用形態を考慮し危険のおそれがない場合、又は混触による高電圧の侵入等の異常が発生した際の危険を回避するための接地その他の保安上必要な措置を講ずる場合は、この限りでない。

本条第1項は、やむを得ない場合または保安上必要な場合を除き、電路は絶縁されるべきことを述べた条項であり、これに対応する電技解釈第13条には以下の記述がある。

電技解釈第13条

電路は、次の各号に掲げる部分を除き大地から絶縁すること。

- 一 この解釈の規定により接地工事を施す場合の接地点
- 二 次に掲げるものの絶縁できないことがやむを得ない部分

イ 第173条第7項第三号ただし書の規定により施設する接触電線、第194条に規定するエックス線発生装置、試験用変圧器、電力線搬送用結合リアクトル、電気さく用電源装置、電気防食用の陽極、単線式電気鉄道の帰線(第201条第六号に規定するものをいう。)、電極式液面リレーの電極等、電路の一部を大地から絶縁せずに電気を使用することがやむを得ないもの

ロ 電気浴器、電気炉、電気ボイラー、電解槽等、大地から絶縁することが技術上困難なもの

本条は、電技省令第5条に記載された絶縁原則とその例外を示すものである。ここには太陽電池アレイを接地しても良いとする緩和規程は示されていない。しかし、電技省令第5条には「保安上必要な措置を講ずる場合」が示されており、保安目的で接地を行う場合は接地が認められると考えられる。(ただし、電技解釈第218条“国際規格の取り入れ”にしたがって構内が全て IEC 0364 系にて施工される場合は、本文書の対象外である。)

(2) 絶縁性能について(絶縁抵抗値および絶縁耐力)

①太陽光発電設備に限らず、一般的に低圧電路の絶縁抵抗値の要件は電技省令第58条および電技解釈第14条第2項に示されている。

電技解釈 第14条第2項

表 2.R2-1 電技省令第58条

電路の使用電圧の区分		絶縁抵抗値
300V 以下	対地電圧(接地式電路においては電線と大地との間の電圧、非接地式電路においては電線間の電圧をいう。以下同じ。)が 150V 以下の場合	0.1MΩ
	その他の場合	0.2MΩ
300V を超えるもの		0.4MΩ

絶縁抵抗測定が困難な場合においては、当該電路の使用電圧が加わった状態における漏えい電流が、1mA以下であること。

電技解釈第14条第2項は、電技省令第58条とほぼ同程度の絶縁抵抗値を求めている。これらは低圧電路の絶縁抵抗値の要求値を具体的に定めたものであり、太陽光発電設備であれば、各ストリングが本表の要求を満たすことが求められる。

これらの値は、当該電路中の対地電位が低い個所であっても緩和規定が適用されるものではない。すなわち、「2.3 絶縁・地絡保護・過電流保護の基本原則 設計指針[1]」にある「検出不感帯が無いこと」は法令を満たしていることを確認するために必要である。なお、電技省令第58条には絶縁抵抗値を担保する具体的な手段は定められていない。また電技解釈第36条には、地絡遮断装置を施設すべき義務が示されているが、その仕様に関する要件は示されておらず、絶縁抵抗値の監視が義務付けられているわけではない。さらに同条の電技解釈解説によれば、定格電流感度15～50mA程度の漏電遮断器が示唆されている。したがって、検出不感帯の無い地絡故障検知装置の設置義務は明記されていない。しかしながら、地絡が看過されそれによって火災等の事故が発生した場合、設備の所有者等は電技省令第58条に反した責を問われる懸念がある。ゆえに検出不感帯の無い地絡故障検知装置の設置は重要である。

②他方、絶縁耐力に関しては、電技省令第5条第2項に基本的な考え方として、正常に設備が稼働している時だけでなく、事故時に想定される異常電圧を考慮しなければならないことが示されている。

電技省令第5条第2項

前項の場合にあつては、その絶縁性能は、第二十二條及び第五十八條の規定を除き、事故時に想定される異常電圧を考慮し、絶縁破壊による危険のおそれがないものでなければならない。

具体的には、電技解釈第16条第5項に太陽電池モジュールの耐電圧が、同条第6項第5号にパワーコンディショナの絶縁耐力が示されている。

電技解釈 第16条第5項

太陽電池モジュールは、次の各号のいずれかに適合する絶縁性能を有すること。

- 一 最大使用電圧の1.5倍の直流電圧又は1倍の交流電圧(500V未満となる場合は、500V)を充電部分と大地との間に連続して10分間加えたとき、これに耐える性能を有すること。
- 二 使用電圧が低圧の場合は、日本工業規格 JIS C 8918 (1998)「結晶系太陽電池モジュール」の「6.1 電気的性能」(JIS C 8918 (2005)にて追補)又は日本工業規格 JIS C 8939 (1995)「アモルファス太陽電池モジュール」(JIS C 8939 (2005)にて追補)の「6.1 電気的性能」に適合するものであるとともに、省令第58条の規定に準ずるものであること。

上記第二号が引用する JIS C8918 は、最大システム電圧×2+1000V、1分間の試験を求めている。これは、太陽電池モジュールの認証において用いられている JIS C 8990、JIS C 8991 と同じ条件である。また、上記第一号は、これよりも電圧は低いが、時間が10倍に延長されている。

電技解釈 第16条第6項第5号

逆変換装置が、太陽電池モジュールに接続する低圧の直流電路に施設されるものである場合は、電気学会電気規格調査会標準規格 JEC-2470(2005)「分散形電源系統連系用電力変換装置」の「6.2 一般試験」の交流耐電圧試験により絶縁耐力を有していることを確認したものであって、常規対地電圧を電路と大地との間に連続して

10 分間加えて確認したときにこれに耐えること。

太陽光発電設備はこれらを満たす機器を用いて構築することが求められる。これは、機器選定、竣工検査および定期検査において考慮されるべきことである。しかし、絶縁耐力を頻繁に検査することは、設備を劣化させる懸念があるので、本文書では推奨しない。

③地絡保護とその課題について

電技省令第 15 条(地絡に対する保護対策)には以下の記述がある。

電技省令第 15 条

電路には、地絡が生じた場合に、電線若しくは電気機械器具の損傷、感電又は火災のおそれがないよう、地絡遮断器の施設その他の適切な措置を講じなければならない。ただし、電気機械器具を乾燥した場所に施設する等地絡による危険のおそれがない場合は、この限りでない。

本条は、地絡による事故の恐れを低減するため、地絡遮断器等の設置を定めた条項である。本条の緩和規程は「地絡による危険のおそれがない場合」であり、屋外に設置される太陽光発電設備にあつてはこの緩和規程が適用されるとは考え難い。

また、電技省令第 64 条(地絡に対する保護措置)には以下の記述がある。

電技省令第 64 条

ロードヒーティング等の電熱装置、プール用水中照明灯その他の一般公衆の立ち入るおそれがある場所又は絶縁体に損傷を与えるおそれがある場所に施設するものに電気を供給する電路には、地絡が生じた場合に、感電又は火災のおそれがないよう、地絡遮断器の施設その他の適切な措置を講じなければならない。

これより、一般公衆が触れる可能性がある場所に太陽電池アレイを設置する場合は、地絡遮断器の施設その他の適切な措置を講じなければならない。

電技解釈第 36 条には以下の記述がある。

電技解釈 第 36 条

金属製外箱を有する使用電圧が 60V を超える低圧の機械器具に接続する電路には、電路に地絡を生じたときに自動的に電路を遮断する装置を施設すること。ただし、次の各号のいずれかに該当する場合はこの限りでない。……

- 七 機械器具を太陽電池モジュールに接続する直流電路に施設し、かつ、当該電路が次に適合する場合
イ 直流電路は、非接地であること。
ロ 直流電路に接続する逆変換装置の交流側に絶縁変圧器を施設すること。
ハ 直流電路の対地電圧は、450V 以下であること。

……

2 電路が次の各号のいずれかのものである場合は、前項の規定によらず、当該電路に適用される規定によること。

- 一 第 3 項に規定するもの
- 二 第 143 条第 1 項ただし書(以下に抜粋)の規定により施設する、対地電圧が 150V を超える住宅の屋内電路
- 三 ……

3 高圧又は特別高圧の電路と変圧器によって結合される、使用電圧が 300V を超える低圧の電路には、電路に

地絡を生じたときに自動的に電路を遮断する装置を施設すること。ただし、当該低圧電路が次の各号のいずれかのものである場合はこの限りでない。

- 一 発電所又は変電所若しくはこれに準ずる場所にある電路
- 二 電気炉、電気ボイラー又は電解槽であって、大地から絶縁することが技術上困難なものに電気を供給する専用の電路

4 高圧又は特別高圧の電路には……

……

本条第 1 項は、金属製外箱を有する機器に電路を接続する場合には地絡遮断装置を施設すべきことを示している。しかし、太陽光発電設備の場合はケーブル、モジュール裏面等も地絡する可能性があるため、接続箱、パワーコンディショナを全て樹脂筐体に収めた場合であっても、地絡遮断装置の設置が必要と考えられる。

本項第七号には、対地電圧 450V 以下の絶縁システムは地絡遮断装置の設置義務を免れることが記載されている。この理由を同条解釈解説は「直流電路に地絡を生じても地絡電流の帰路が構成されず、地絡電流が継続して流れないため火災の発生のおそれがない」と説明している。しかし、複数の地絡を生じた場合には、地絡電流が継続して流れしかもその遮断が困難である恐れがある。実際に、住宅用太陽光発電設備の火災事故の調査を行った消費者安全調査委員会は、2019 年 1 月 28 日に公表した報告書において、経済産業大臣に対して本号の削除を検討することを要請している。

本項第二号には、前項の緩和規定に対する例外(すなわち、緩和を受けない)場合として、「第 143 条第 1 項ただし書の規定により施設する、対地電圧が 150V を超える住宅の屋内電路」が示されている。同条第三号から、対地電圧 150V を超える住宅用太陽光発電設備では地絡遮断装置設置義務が緩和されないことがわかる。大地と絶縁された太陽光発電設備では対地電圧の測定は技術的に困難であるが、極間電圧が 150V を超えている場合は、対地電圧が 150V を超えている可能性がある。

電技解釈解説第 36 条には以下の記述がある。

電技解釈解説 第 36 条

低圧の金属製外箱を有する機械器具に接続する電路に、漏電遮断器等の地絡遮断装置を施設することとしている。……、漏電遮断器等の感度については、特に示していないが、分岐回路に取り付けるものでは不必要な動作を避けるため、電流動作型のものにあつては定格感度電流が 15～50mA 程度のもので一般的に用いられている。

本条には、地絡遮断装置として実際に使用されている漏電遮断器の感度が述べられている。しかし、ここに示された感度では、電技省令第 58 条および電技解釈第 14 条に定められた絶縁抵抗値を担保することはできない。すなわち、電技解釈にしたがうだけでは電技省令第 58 条を担保することはできず、そのための方法は別途検討する必要があることがわかる。このため、住宅用太陽光発電設備は 4 年に 1 回の絶縁抵抗検査が推奨されている。しかし、太陽光発電設備は「付録 B.2.3.2 国内住宅用パワーコンディショナの地絡検出評価の事例」にあるとおり、これよりも高頻度の絶縁抵抗検査が必要であるにもかかわらず、4 年に 1 回の検査も行われていない場合があり、法令順守の観点からも、現状には課題が残されている。

④パワーコンディショナの試験規格

電気安全環境研究所(JET)が定めたパワーコンディショナの試験法(小型分散型発電システム用系統連

系保護装置等の試験方法通則)には、直流地絡検出機能の試験法が含まれていない。また、パワーコンディショナの試験法に関する規格(JIS C 8962)には地絡保護試験方法が含まれてはいるものの、試験条件、合否判定基準または達成レベル判定基準が記載されていない。直流地絡検出機能がパワーコンディショナに内蔵されている場合、外付けの場合のいずれにおいても、地絡検出機能の試験法を明確にして規格を定めることが今後必要である。

3 章 機器選定方法

3.1 機器選定編 総論(一般事項)

【目的】

太陽光発電設備において火災事故, 感電事故, 機器焼損事故が発生する危険性を低減することを目的とする。

【選定指針】

[1] 電気設備は, 感電, 火災その他人体に危害を及ぼし, 又は物件に損傷を与えるおそれがないように施設すること。

【選定指針 解説】

[1] 電技省令第4条にある記述である。

電技省令や電技解釈に具体的な記載がない場合であっても, 技術的に検討した結果, 人体に危害を及ぼし, 又は物件に損傷を与えるおそれがないようにする必要がある。

また, 電技省令第16条には「電気設備は, 他の電気設備その他の物件の機能に電氣的又は磁氣的な障害を与えないように施設されなければならない」ことが示されている。

なお, 太陽光発電設備において考慮されるべき法令は, 「電気事業法-電技省令だ」けではない。建築物の電気設備は, 建築基準法第2条によれば建築物に該当するため建築基準法の対象となる。国土交通省住宅局建築指導課長が平成23年3月25日に発信した国住指第4936号によれば, 平成23年3月25日に閣議決定した政令の改正(太陽光発電設備等を建築基準法が適用される工作物から除外する)が平成23年10月1日から発効した。しかし, 国土交通省住宅局建築指導課長が平成24年7月4日に発信した国住指第1152号には, 以下の記載があり, 建築物に施設された太陽光発電設備は建築基準法の適用対象であることが明記されている。

国住指第1152号(平成24年7月4日)

建築物の屋上に当該建築物に電気を供給するために設置する太陽電池発電設備については, 法第2条第3号に規定する建築設備に該当し, 設置後の建築物(当該太陽電池発電設備を含む。)は建築基準関係規定に適合する必要がある。

また, 民法717条は, 土地の工作物が他人に損害を与えた場合に, 占有者または所有者が賠償責任を負うことを示している。さらに同条3項は, 占有者または所有者が, 設計施工業者に対して求償できる場合があることを示している。

民法 第717条 土地の工作物等の占有者及び所有者の責任

1. 土地の工作物の設置又は保存に瑕疵があることによって他人に損害を生じたときは, その工作物の占有者は, 被害者に対してその損害を賠償する責任を負う。ただし, 占有者が損害の発生を防止するのに必要な注意をしたときは, 所有者がその損害を賠償しなければならない。
2. 前項の規定は, 竹木の栽植又は支持に瑕疵がある場合について準用する。
3. 前二項の場合において, 損害の原因について他にその責任を負う者があるときは, 占有者又は所有者は, そ

の者に対して求償権を行使することができる。

これらの規定は、国民の財産権(憲法第 29 条第1項の保障対象、ただし同条第 2 項で公共の福祉によって制限される可能性)を守るために、主権者である国民自身が国民に課した義務である。

参考のため「電気事業法-電技省令-電技解釈」に示された手続きの概要を解説する。

電気事業者の電力系統に接続される太陽光発電設備は電気事業法において「電気工作物」とされる。電気工作物の種類は、電気事業法第 38 条に示されており、それを以下の図 3.1-1 に図示した。

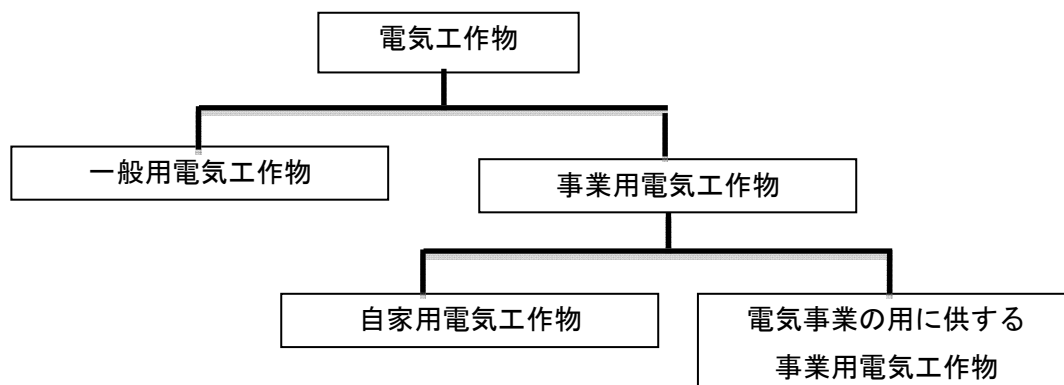


図 3.1-1 電気事業法における「電気工作物」の分類

太陽光発電設備は、出力 50kW 未満で電圧 600V 以下のものは「一般用電気工作物」に該当し、出力 50kW 以上のものは「事業用電気工作物」の一種である「自家用電気工作物」に該当する(電気事業法第 38 条)。どちらの場合も電技省令に適合するよう維持する必要がある。すなわち、「事業用電気工作物」が電技省令に適合しなければならないことは電気事業法第 39 条で規定されている。また、「事業用電気工作物」が電技省令に適合しない場合は主務大臣が是正命令を発することができる(電気事業法第 40 条)。

また、「一般用電気工作物」が電技省令に適合しなければならないこと、および「一般用電気工作物」が電技術省令に適合しない場合は主務大臣が是正命令を発することができること、が電気事業法第 56 条で規定されている。

3.2 太陽電池モジュール選定

本節では、危険防止の観点から、太陽電池モジュールが満たすべき要件、太陽電池モジュールの選定において考慮しなければならない諸注意点を説明する。これらは多岐にわたるが、太陽光発電は新しい技術であるため、法令による規制が確立していない。具体的には、法令によって規制されている項目は機械的強度と絶縁性だけである。しかし、この2項目に関しても、その法令要件が安全確保の目的にとって十分であるかは科学的にも結論が得られていない。機械的強度と絶縁性以外の項目については、要件を定めた法令は存在していないが、これらの中には、JIS規格、IEC規格が存在しているものがあり、これらの規格類を拠り所にモジュール選定を行うことができる。しかし、これらの規格類も安全の観点から十分であるかは科学的にも結論が得られていない。さらに、安全上注意が必要と考えられるにもかかわらず、規格類も整備されていない項目もある。

このような状況に鑑み、本文書は安全のための要求性能の項目を挙げた。なお、実際に本文書が運用されるモジュール選定の場における実効性を確保するため、具体的な数値等の基準は、法令に関係するもの、および規格類に関するものを挙げている。

3.2.1 太陽電池モジュール選定(機械的強度)

【目的】

太陽電池モジュールの電気事故を回避するため、風の負荷重による飛散のおそれを低減することを目的とする。また、雪または風の正荷重によって太陽電池モジュールが陥没し、太陽電池モジュールの裏面が地絡するなどして電気事故が発生するおそれを低減することを目的とする。

【選定指針】

[1] 太陽電池モジュールの耐荷重に注意を払い、使用環境において供用期間内に要求される耐荷重性能を明らかにして、それに適する太陽電池モジュールを選定すること。このための具体的な指針として、次を例示する: 建築基準法第2章20条, 建築基準法施行令第3章第86条, 第87条, 第88条に示す雪, 風, 地震荷重に耐えられる耐荷重性能を持つ太陽電池モジュールを選定すること。

【選定指針の解説】

[1] 太陽電池モジュールの耐荷重要件は、2種類ある。一つは規格上の荷重に対する電気性能低下の限界値であり、これは当事者間で定めることが出来る(約定)。他の一つは、建築基準法および電技省令における終局荷重値に対する耐力である。

約定のうち、電気性能低下の限界値を確かめる方法は、JIS C 8990 および JIS C 8991 における規約案がある。JIS C 8990 および JIS C 8991 における機械的荷重試験(10.16)に示す試験は、以下の通りである。

「製造業者が指示する方法によって、丈夫な支持構造体にモジュールを取り付ける(様々な可能性がある場合、固定点間の距離が最大となる、最悪の方法を用いる。)」
「モジュール表面に一樣荷重を2,400Paになるまで徐々に加え、1時間保持する。」
「モジュールを丈夫な支持構造体から取り外すことなく、モジュールの入り面に同じ手順で荷重を適用する。」
「それを3サイクル試験する」

なお、この試験により確認されることは、以下のように電気性能を保証する荷重であり構造的耐荷重(終局

耐力)ではない。

「2,400Pa は、突風に対する安全係数3 を加味した 130km/h の風圧(約±800Pa)に相当する。」

とされる。他方、この試験における要求事項は、以下の通りである。

「試験中に開放故障が検出されてないこと」「著しい目視上の欠陥がないこと」「最大出力の低下が試験前の測定値の5%以下であること」「絶縁抵抗が、初期測定の場合と同様であること」

また、JIS C 8990 および JIS C 8991 における機械的荷重試験(10.16)に以下の記述がある。

「雪および氷の重荷重に耐えることが必要である場合、最後にモジュール表面の荷重を 2,400Pa から 5,400Pa に増やす」。

これは、電気性能が雪および氷の重荷重に対して耐えることの商業上の証明が必要である場合、試験の最後にモジュール表面の荷重を 2,400Pa から 5,400Pa に増やすことをもって当該荷重に耐えることが証明できることを示している。また、同 JIS に以下の記述がある。

「モジュールが 2,400Pa を超える雪又は風荷重を伴う地域で一般的に使用する場合は適正確認を必要とする場合、2,400Pa より厳しい試験条件が必要となる可能性がある。例えば、雪荷重に対する要求事項は、該当する建築基準法施行令など又は雪荷重マップから決定することができる」。

これは、太陽電池モジュールが 2,400Pa を超える雪又は風荷重をとまなう地域で一般的に使用する場合は、2,400Pa より厳しい試験条件が必要であり、雪荷重に対する要求事項は、該当する建築基準法施行令など又は雪荷重マップから決定する必要があることを示している。

前述の通り、JIS の試験により確認されることは、電気性能を保証する荷重であり構造的耐荷重(終局耐力)ではない。太陽電池モジュールの耐荷重性能は、この試験の要求事項を満足しただけでは、現実の風荷重・積雪荷重を下回っている場合が少なくない。また JIS, IEC 規格は任意規格であり法律ではない。したがって、「JIS/IEC 耐荷重>法定耐荷重」でない限り、太陽電池モジュールの耐荷重性能が要求されるクライテリアは、JIS, IEC 規格に示す耐荷重としてはならず、建築基準法および電技省令の耐荷重を優先させる必要がある。

JIS/IEC の約定のみに依拠すると以下の図 3.2.1-1, 図 3.2.1-2 のような直流事故を生じる恐れがある。図



図 3.2.1-1 積雪荷重によるガラス割れによるモジュールアーク事例

(参考文献:Photon international 誌)



図 3.2.1-2 風による反復荷重の影響によるモジュールアーク事例

(参考文献:BP solar Wohlgemth)

3.2.1-1 は積雪荷重によりガラス割れが発生し、その事故点から太陽電池モジュール内のアークが発生し、部分焼損が発生した例である。また図 3.2.1-2 は、風による反復荷重により架台と太陽電池モジュール間の地絡が発生し、モジュールが焼損した例である。

建築基準法第 20 条および建築基準法施行規則第 1 条の三より、モジュールの耐力は「終局耐力 > 設計荷重」である必要がある。

建築基準法 20 条

建築物は、自重、積載荷重、積雪荷重、風圧、土圧及び水圧並びに地震その他の震動及び衝撃に対して安全な構造のものとして、次の各号に掲げる建築物の区分に応じ、それぞれ当該各号に定める基準に適合するものでなければならない。

ここに終局耐力は、建築基準法で定められた風荷重、積雪荷重に対して、電気事故または構造事故を生じないこと、すなわち「飛散・地絡など有害な損傷を生じない」必要がある。したがって、使用性の低下は問題ではない。例えば、太陽電池モジュールのガラス割れ自体は終局とは限らない。他方、ガラスが割れた上にさらに地絡する、発電面がフレームから脱落するといった二次被害を生じうる状態は終局と言える。すなわち、終局はシステムを構成する他要素との関係で定まる。

建築基準法第 20 条は、建築物の耐荷重性能を規定するものである。建築基準法における建築物は、建築設備を含む(同法第 2 条)ため、建築物に設置される太陽電池モジュールは、同法第 20 条によって規制される。他方、国住指 4936 号は、同法から地上に設置される太陽電池モジュールを除外している。しかし、民法の規定による「安全配慮義務」を考慮すると、地上に設置される太陽電池モジュールについても、建築基準法第 20 条の耐荷重性能を備えた設計が安全確保となる。

なお、民法における「安全配慮義務」とは、法律学小辞典第 4 版(有斐閣、2004 年)によると、一定の法律関係にある者が、互いに相手方の身体・生命・財産を害さないように配慮すべき「信義則」上の義務であり、もともとは雇用契約について労働者保護のための政策上認められた特殊な付随的義務として観念されていた。しかし、判例によって、より一般的に「ある法律関係に基づいて特別な社会的接触の関係に入った当事者間において、当該法律関係の付随義務」として認められる(最判昭和 50・2・25 民集 29・2・143)とされ、その射程は診療契約・在学契約・請負契約など多方面に広がっている。法律的な根拠は、民法第 1 条第 2 項に示された信義則にある。太陽光発電設備の受発注の関係は、安全配慮義務をとらなければならない必要があり、設置形態を問わず耐荷重性能を確認する必要がある。

さらに、民法 717 条によれば、土地の工作物の設置または保存の瑕疵による損害は、その占有者または所有者が賠償の責任を負う。例えば、ブロック塀が通行人を圧死させた事案の判例を見ると、ブロック塀程の物であっても土地の工作物とされている。同様に、判例上は、自動販売機、プール、井戸、踏切などもまた、

土地の工作物とされる。このような状況から太陽光発電設備もまた土地の工作物であると考えられる。すなわち、「本来の安全性を欠く」というだけで、契約関係に無い第三者を加害した場合も不法行為となる。したがって、土地工作物の責任の観点からも設置形態を問わず耐荷重性能を確認する必要がある。

すなわち、太陽光発電設備の設置業者は、太陽電池モジュールが損壊して設備所有者が損害を被らない様に配慮する必要がある、また、設備所有者の安全が脅かされない様に配慮する必要がある、さらには、通行人等第三者を加害しない必要がある。そして、どの程度まで配慮する必要があるかについては、建築物に設置される太陽電池モジュールと同等の耐荷重性能が必要である。

なお、地上に設置された太陽電池モジュールの損壊によって第三者を加害した場合、設備設置業者の責任は不明確であるのに対し、設備所有者は(たとえ無過失でも)責任を負う。したがって、第三者に被害が及ぶ恐れがある場合、道義上からも、求償の手段を確保するためにも、設備所有者は、発注者に対して太陽電池モジュール耐荷重性能を約定に含めることを強く勧める。

太陽電池モジュールの終局耐力を確かめる方法は、砂袋、煉瓦、材木などのウェイトによって加力する試

モジュール載荷試験

目的	回避されるべき危険	試験方法
<ul style="list-style-type: none"> ● 危険を生じない耐荷重を求める(建築基準法, 電技第4条) 	<p>風による飛散 (ケーブルの引きちぎれ, 他モジュールへの突き刺さりによる地絡・断線の原因)</p>	<p>載荷方法の例</p> <ul style="list-style-type: none"> ● 砂袋 ● 空気圧 ● 吸盤 ● パレット
	<p>雪によるガラスの落下またはガラス陥没 (屋根面との接触による地絡の原因)</p>	
<ul style="list-style-type: none"> ● 発電性能が維持される耐荷重を求める(IEC2400 または5400Pa) 	<p>風または雪によるガラス割れ (タブ線の断線または短絡, ジャンクションボックスの破損によるBPR故障の原因)</p>	<p>研究中の試験法</p> <ul style="list-style-type: none"> ● DML試験 (載荷⇄除荷の反復試験)
	<p>タブ線切れ, セル割れ (BPRに常時通電することでBPR開放の原因)</p>	

表 3.2.1-1 モジュール載荷試験の目的と方法



図 3.2.1-3 木材による終局耐力試験



図 3.2.1-4 砂袋による終局耐力試験



図 3.2.1-5 砂袋による終局耐力試験, 二種類の破壊形態

験が考えられる(表 3.2.1-1). 木材による载荷(図 3.2.1-3)はガラスに撓みを生じさせないが, 実際の風荷重ではガラスが撓む. ガラスの撓みは, アルミフレームも変形させるため, 架台—アルミフレームの締結強度と, アルミフレーム—ガラスの締結強度との両者に影響を及ぼす. したがって, 終局耐力試験は, 木材による载荷よりも砂袋による試験が適切である(図 3.2.1-4, 図 3.2.1-5).

【紹介事項】

- [1] 太陽電池モジュールの信頼性試験方法の一つに, 通電状態での動的荷重試験方法が研究されている.
- [2] 太陽電池モジュール表面に積もった雪氷が太陽電池モジュール表面を滑落する場合, 太陽電池モジュールの下側にあるアルミフレームが変形しない太陽電池モジュールを選定することは, 地絡事故の恐れを低減できることが知られている.

【紹介事項の解説】

- [1] 太陽電池モジュールの法令的な耐荷重要件は静的な値であり, 太陽電池モジュールの認証試験(JIS C 8990, JIS C 8991)における载荷も静的な試験である. しかし, 太陽電池モジュールの実使用環境では風の変化により荷重も変動しており, 正圧と負圧が入れ替わっている. 太陽電池モジュールの正負圧を周期的に模擬する試験方法には, JIS C 8917 および IEC TS 62782 の中に周期的に変動する積荷試験の方法が記載されている. この試験方法の負荷条件や試験方法は, 継続して議論が行われている. なお, 積荷試験中は, 常に導通を確認することになっているが, 太陽電池セル側だけでなくバイパス回路の導通を確認する試験も併せて実施する方法は, 太陽電池モジュールの安全性の確認に有効である.
- [2] 太陽電池モジュール表面に積もった雪氷がモジュール表面を滑落する時に, アルミフレームを軒側に押し曲げると(または押し倒すと)と, これによってモジュールガラス面が屋根に接触して, 地絡事故が発生することが懸念される.

3.2.2 太陽電池モジュール(絶縁性)

【目的】

太陽電池モジュールの絶縁が不十分であることによる火災事故や感電事故を未然防止することを目的とする。

【選定指針】

使用環境下で絶縁性能が失われないモジュールを選択すること。このために、以下が考えられる。

- [1] 電技解釈 16 条 5 項に示す絶縁性能を持つ太陽電池モジュールを選択すること。
- [2] 最大使用電圧に対応した耐圧性能を持つ太陽電池モジュールを選定すること。
- [3] JIS C 8990 または JIS C 8991 に含まれる、高温高湿試験、温度サイクル試験後の湿潤漏れ電流試験の要件事項を満足したもの、もしくはそれ以上の性能を持つ太陽電池モジュールを選定すること。
- [4] 太陽光発電設備を構成する全数の太陽電池モジュールは、工場出荷時に耐圧試験を実施した太陽電池モジュールを選定することが望ましい。

【選定指針の解説】

- [1] 太陽電池モジュールに対する絶縁性能は、電技解釈第 16 条 5 項に以下の記述がある。

電技解釈 第16条5項(平成26年7月18日改正版)

太陽電池モジュールは、次の各号のいずれかに適合する絶縁性能を有すること。

- 一 最大使用電圧の 1.5 倍の直流電圧又は 1 倍の交流電圧(500V となる場合は、500V)を充電部分と大地との間に連続して 10 分間加えたとき、これに耐える性能を有すること。
- 二 使用電圧が低圧の場合は、日本工業規格 JISC8918 (1998)「結晶系太陽電池モジュール」(JISC8918(2005)にて追補)の「6・1電氣的性能」又は日本工業規格 JISC8939 (1995)「アモルファス太陽電池モジュール」(JISC8938(2005)にて追補)の「6・1電氣的性能」に適合するものであるとともに、省令第 58 条の規定に準ずるものでなくてはならない。

また、本項に関する電技解釈解説には以下の記述がある。

電気技解釈解説 P19(平成26年7月18日改正版)

試験電圧は、最大使用電圧の 1.5 倍の直流電圧又は実際に試験する際の便宜のため 1 倍の交流電圧とした。最大使用電圧(直流)の 1 倍の交流電圧としたのは、 $\text{波高値} = \sqrt{2} \times \text{交流電圧実効値} = 1.5 \times \text{直流電圧}$ となり、同等の絶縁強度を要求することになるためである。第 5 項は、太陽電池モジュールの絶縁性能を定めたもので、第一号の試験電圧の考え方は第 4 項と同じである。第二号は、日本工業規格 JIS C 8918 (1998)及び JIS C 8939 (1995)を引用し、⑩解釈で新たに定めた規定である。これらの規格では、太陽電池モジュールは

$$(\text{試験電圧}) = 2 \times (\text{最大システム電圧}) + 1, 000V$$

の直流電圧で 1 分間の試験に耐えることとなっており、これに合格した太陽電池モジュールであれば、第一号の試験にも十分耐えるものと考えられる。また、現地据付工事後の絶縁性能を確認するため、電気使用機械器具に適用される省令第 58 条の絶縁性能に準じることとしている。なお、第 4 項及び第 5 項は、最大使用電圧が高圧以下のものについて規定している。これは、現時点で特別高圧の燃料電池及び太陽電池が製造されていないから

である。

電技省令 第58条(低圧の電路の絶縁性能)

電気使用場所における使用電圧が低圧の電路の電線相互間及び電路と大地との間の絶縁抵抗は、開閉器又は過電流遮断器で区切ることのできる電路ごとに、次の表の上欄に掲げる電路の使用電圧の区分に応じ、それぞれ同表の下欄に掲げる値以上でなければならない。

電路の使用電圧の区分		絶縁抵抗値
300V 以下	対地電圧(接地式電路においては電線と大地との間の電圧, 非接地式電路においては電線間の電圧をいう。以下同じ。)が 150V 以下の場合	0.1MΩ
	その他の場合	0.2MΩ
300V を超えるもの		0.4MΩ

- [2] 最大使用電圧に対応した耐圧性能を持つ太陽電池モジュールを選定することは、安全確保の最低限の要件である。詳細は[1]に示した通りである。JIS C 8918 に示す耐電圧性能は以下のように JIS C 8990 の 10.3(絶縁試験)とされる。

絶縁性能

項目	性能・試験方法
絶縁抵抗	JIS C 8990 の 10.3(絶縁試験)に基づく。
耐電圧	JIS C 8990 の 10.3(絶縁試験)に基づく。
衝撃電圧	JIS C 8992-2 の 10.5(インパルス電圧試験 MST14)に基づく。

また、JIS C 8990 に示す絶縁試験は以下とされる。

- a) モジュールの出力端子を短絡し、電流制限付き直流絶縁試験器の正極端子に接続する。
- b) モジュールの露出金属部分を、試験器の負極端子に接続する。モジュールにフレームがない場合、又はフレームの導電性が低い場合には、モジュールのエッジ回り及び裏面に導電性のはく(箔)をかぶせる。そのはく(箔)を試験器の負極端子に接続する。
- c) [最大システム電圧(製造業者がモジュールに表示した最大システム開放電圧)]の2倍+1,000 V に等しい電圧まで、500 V・s⁻¹ 以下の速さで上昇させ、この電圧に1分間保つ。最大システム電圧が50 V 以下のときは、印加電圧を500 V とする。
- d) 印加電圧を0 まで下げ、モジュールを試験器に接続したままで試験器の端子間を短絡し、モジュールの残存電荷を放電させる。
- e) 短絡回路を外し、モジュールを試験器から取り外す。
- f) b)と同様に接続した試験器で、モジュールに500 V 以上の直流電圧を印加し、絶縁抵抗を計測する。500 V 又はモジュールの最大システム電圧のいずれか大きい方の電圧まで500 V・s⁻¹ 以下の速さで上昇させる。この電圧に2分間保つ。その後、絶縁抵抗を測定する。
- g) 印加電圧を0 まで下げ、試験器の端子間を短絡し、モジュールの残存電荷を放電させる。
- h) 短絡回路を外し、試験器をモジュールから遮断する。

注記 モジュールが金属フレーム又はガラスのスーパーストレートをもたない場合、絶縁試験は、10.3.4 b) に従いモジュールの表面に配置した金属板又は金属はく(箔)を用いて繰り返す。

10.3.5 要求事項

絶縁試験の要求事項は、次による。

- － 絶縁破壊がない、又は10.3.4 c) において表面にトラッキングが生じない。
- － 面積が 0.1 m^2 未満のモジュールの場合、絶縁抵抗は $400\text{ M}\Omega$ 以上でなければならない。
- － 面積が 0.1 m^2 以上のモジュールの場合、測定した絶縁抵抗とモジュール面積との積は、 $40\text{ M}\Omega\cdot\text{m}^2$ 以上でなければならない。

[3] JIS C 8901 および JIS C 8991 には、使用環境下での劣化を模した試験として、太陽電池モジュールを $85^\circ\text{C}85\%\text{RH}$ に1000時間保持する高温高湿試験と、太陽電池モジュールを -40°C と $+85^\circ\text{C}$ の間で200回往復させる温度サイクル試験が含まれている。前記JISには、この劣化加速後にモジュールを所定の水系の液体に浸漬し、絶縁を試験する方法が示されており、これらの規格試験の要件を満足することが必要である。

[4] 太陽電池モジュールの工場出荷時の耐圧試験条件は、以下の規格と同等以上であることが必要である。

- ①結晶:JIS C 8918, JIS C 8990
- ②薄膜:JIS C 8991, JIS C 8938

電気事業法施行規則第73条の4に定める使用前自主検査の方法の解釈に示す通り、工事計画の提出が必要な2MW以上の発電設備では、電技省令第16条第5項に適合した太陽電池モジュールを採用することにより、現地での試験が緩和されている。

電気事業法施行規則第73条の4に定める使用前自主検査の方法の解釈では以下の記述がある。

電気事業法施行規則第73条の4に定める使用前自主検査の方法の解釈(平成25年3月14日)

(4) 絶縁耐力試験

(a) 検査方法

電力回路や機器の使用電圧に応じて電技解釈第14条から第16条までに定められている試験電圧を印加する。

また、特別高压の電路、変圧器の電路及び器具等の電路の絶縁耐力を電技解釈第15条第4号、16条第1項第2号、第16条第6項第3号又は第16条第6項第5号に基づき絶縁耐力試験を実施したことを確認できたものについては、常規対地電圧を電路と大地との間に連続して印加することができる。

ただし、電技解釈第16条第5項第2号に適合する絶縁性能を有することが確認できた太陽電池モジュールについては、現地での絶縁耐力試験は省略できるものとする。

なお、常規対地電圧とは、通常の運転状態で主回路の電路と大地との間に加わる電圧をいう。

(b) 判定基準

試験電圧を連続して10分間加えた後、絶縁抵抗測定を行い絶縁に異常のないこと。また、電技解釈第15条第4号、第16条第1項第2号、第16条第6項第3号又は第16条第6項第5号によって実施した場合には、常規対地電圧を連続して10分間加え、絶縁に異常がないこと。

ただし、JIS C 8918, JIS C 8990, JIS C 8991 および JIS C 8938 で示される試験は、一般的に型式試験のため、出荷された個々の太陽電池モジュールの絶縁性能のばらつきは分からない。したがって、全数の太陽

電池モジュールに工場内で絶縁耐力試験を実施することは、型式検査では見落とされる個々の太陽電池モジュールの絶縁性能のばらつきによる絶縁不良の恐れを低減できる。

なお、JIS C 8918 の解説(受渡試験における耐電圧試験)には、以下の記述がある。したがって、全数検査は「試験電圧を規定値の 1.2 倍にした 1 秒間の印加の試験」条件以上の試験を推奨する。

受渡試験における耐電圧試験旧規格の絶縁の規定は JIS C 0703 に基づいており、運用上、試験電圧を規定値の 1.2 倍にした場合は、1 秒間の印加を認めていた。また、J60065 の附属書 N においても完成品検査としてこの手法を用いてもよいとされていることから、この規格でも、試験電圧を規定値の 1.2 倍にした場合は、1 秒間の印加で、JIS C 8990 の 10.3 (絶縁試験)の 1 分間印加と同等とした。ただし、これは受渡試験だけに適用する簡易的方法であることに留意する必要がある

【紹介事項】

- [1] JIS C 8990 および JIS C 8991 の湿潤漏れ電流試験において、モジュール耐電圧以上の電圧を使用した試験の要求事項を満足した太陽電池モジュールを選択した場合、安全性が高いことが知られている。

【紹介事項の解説】

- [1] 太陽電池モジュールの性能試験規格 (JIS C 8990, JIS C 8991, IEC 61215, IEC 61646) に示す絶縁試験は、乾燥状態のアルミフレームと電路の間に「システム電圧×2+1,000V」の電圧を印加する方法である (JIS C 8992-2, IEC 61730 ではさらにその 2 倍の電圧を加える)。しかしながら、雨天時や結露がある場合、太陽電池モジュール外面全体が濡れて伝導性を持つため、太陽電池モジュールは絶縁不良に陥る恐れがある。太陽電池モジュールの絶縁不良の例は、バックシートおよび封止材の欠陥を通じた絶縁不良、端面シールおよび封止の不良個所からの水分浸入による絶縁不良、端子箱貼り付け部のシール不良個所からの水分浸入による絶縁不良、端子箱へのケーブル貫入部のシール不良個所からの水分浸入による絶縁不良などがある。太陽電池モジュールが濡れた場合を考慮した絶縁試験は、規格 (JIS C 8990, JIS C 8991, IEC 61215, IEC 61646) に示す湿潤漏れ電流試験がある。この試験は、所定の導電度と表面張力を持つ液にモジュールを浸漬して、絶縁抵抗を測定する試験方法である。しかしながら、絶縁抵抗を測定する試験電圧は、上述した乾燥状態での絶縁試験に使用する電圧と比較して著しく低く、最大システム電圧と同じである。したがって、規格 (JIS C 8990, JIS C 8991, IEC 61215, IEC 61646) に示す湿潤漏れ電流試験は、電圧に関する安全率が与えられていない。そのため、湿潤漏れ電流試験の印加電圧を乾燥状態での絶縁試験に使用する電圧 (「システム電圧×2+1,000V」) を利用した試験は、雨や結露時でも乾燥状態と同等の安全率をもって絶縁を確保することを意味する。

3.2.3 太陽電池モジュール(バイパス回路(バイパスダイオードを含む))

【目的】

太陽電池モジュールに含まれているバイパスダイオードが開放故障すると、クラスタが発電する電圧を上回る電圧損失が、低電流セルやモジュール内の導通不良箇所において発生し、それによる発熱で火災を生じることが懸念させる。この危険を未然防止することを目的とする。

【選定指針】

- [1] JIS C 8990 または JIS C 8991 に示された、バイパスダイオード試験の要件事項を満足したもの、もしくはそれ以上の性能を持つ太陽電池モジュールを選定すること。
- [2] 太陽電池モジュール選定時にバイパス回路が正常に動作するか確認された太陽電池モジュールを選定することが望ましい。
- [3] 太陽電池モジュール用バイパスダイオードの熱暴走試験「Photovoltaic module bypass diode thermal runaway test」の要件事項を満足したもの、もしくはそれ以上の性能を持つ太陽電池モジュールを選定することが望ましい。
- [4] 雷害対策を重視する観点では、バイパス回路に PN ダイオードを利用した太陽電池モジュールを選定することが望ましい。
- [5] 太陽電池モジュールのバイパス回路に通電した状態での温度サイクル試験(型式試験)をパスした太陽電池モジュールを選定することが望ましい。

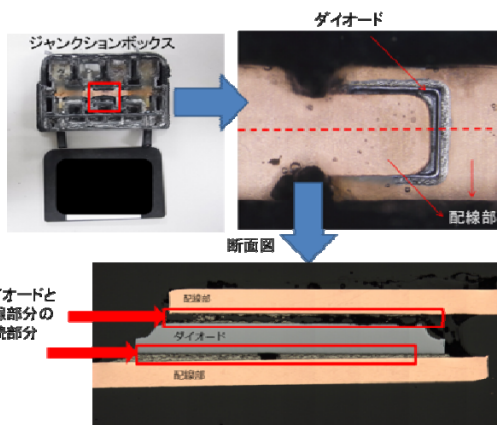
【選定指針の解説】

- [1] JIS C8990 および JIS C 8991 には、バイパスダイオード試験として、太陽電池モジュールの公称短絡電流を 1 時間バイパス回路に通電し、その間バイパスダイオードの温度がダイオードメーカの定めた許容値を超えないこと、太陽電池モジュールの公称短絡電流×1.25 を1時間バイパス回路に通電し、バイパス回路が機能を維持できることを確認する試験が含まれている。この試験法における通電時間は 1 時間に過ぎず、実際の太陽電池モジュールが曝される条件に比較すれば穏やかであり、この試験法が十分であるかは不明である。しかし、この試験に合格することは必要条件である。
- [2] 太陽電池モジュール出荷時に確認する最終的な試験は、出力特性や絶縁特性であるため、バイパス回路が動作するかの確認は通常行われない。出荷時にバイパス回路が正常に動作するか確認されたモ太陽電池ジュールを使用することは、出荷時のバイパス回路不良の恐れを低減できる。ただし、これまでのバイパス回路の開放故障の事例は、製造時に発生したか、設置後に発生したかは明確にはなっていないが、安全確保の観点から太陽電池モジュール選定時に確認できることが望ましいとした。正常に動作するかの確認方法は、例えば、太陽電池モジュール選定時に抜き取り検査などでバイパス回路の正常動作を確認する方法が考えられる。なお、設置者・施工者が現地設置時やサンプルの屋外等での確認方法は、第 4 章を参考にしたい。
- [3] バイパス回路に利用されるバイパスダイオードは、バイパス動作をしている状態から通常の状態に変化した場合に熱暴走する恐れがある。これまでに、屋内の試験において熱暴走によるバイパスダイオード故障が再現されている(参考文献 JET QA フォーラム資料)。そのため、世界各国の専門家が太陽電池モジュール

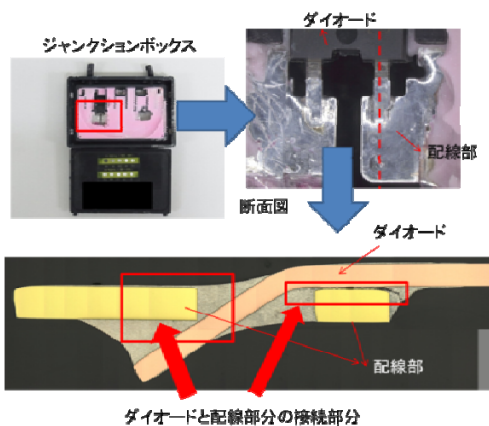
の長期信頼性に関する諸問題を議論するために発足した国際 QA フォーラム(International PV Module Quality Assurance Forum)において、バイパスダイオードの熱暴走試験が検討され、「Photovoltaic module bypass diode thermal runaway test」が IEC で規格化された。

[4] 太陽電池モジュールのバイパスダイオードとして現在広く普及しているショットキーバリアダイオード(SBD)は、PNダイオード(PND)に比べ、順方向の電圧降下が小さく電力損失が小さい点では優れている。しかし、ショットキーバリアダイオードは誘導雷などの雷害により短絡モードで故障し易く、故障後に端子箱の発煙や溶け落ちる事故が起きている。そのため、雷害対策を重視する場合には、バイパスダイオードはショットキーバリアダイオードよりも PN ダイオードを選定するほうが望ましい。

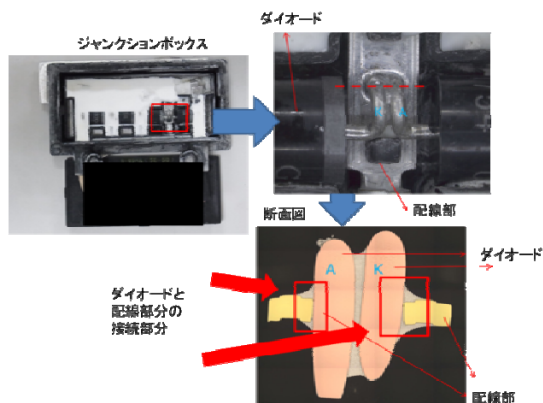
[5] 太陽電池モジュールの端子箱内に含まれるバイパス回路は、火災につながる致命的なホットスポットを抑制する機能であることから、太陽光発電設備の安全にとって重要な要素である。これまでの故障事例の一つにバイパスダイオードと配線の接合部(図 3.2.3-1 を参照)のハンダはがれによる開放故障が確認されている。したがって、バイパス回路の信頼性を向上させるためには、バイパス素子(通常ダイオード素子が利用される)単体の信頼性の向上とともに、バイパス回路内部の接合部を含めた回路全体の信頼性向上が重要である。しかしながら、現在の試験規格は、ダイオード素子と配線接合部のハンダを直接の対象とした試験条件とはなっていない。そこで、バイパス回路への通電と温度サイクルを組み合わせることにより、図 3.2.3-1 に示すダイオードと配線接合部への温度サイクルによるハンダはがれ故障の確認を目的とした試験方法が検討



(a)バイパス回路内のバイパスダイオードと配線例 1



(b)バイパス回路内のバイパスダイオードと配線例 2



(c)バイパス回路内のバイパスダイオードと配線例 3

図 3.2.3-1 バイパス回路内のバイパスダイオードと配線およびその接続部

されている¹⁾²⁾³⁾。現在は研究レベルであるが、以下の試験方法により屋外における不具合を再現できている(図 3.2.3-2)。

- ・温度サイクルモード(TC), 雰囲気温度:
-40℃~80℃, 1.0×Isc を 25℃以上で
通電

屋外の不具合事例と屋内の試験結果後の不具合再現の例を以下に示す。屋外の不具合事例は、産業技術総合研究所つくばセンターにおける事例である。2004年4月から運転を開始した太陽電池モジュールが1,080枚導入されており、この太陽電池モジュールは、セル回路の

両端にバイパス回路を並列接続したユニット(以下、クラスタ)を3つ直列に接続して1枚の太陽電池モジュールを構成している。2017年9月末時点でセル回路の導通不良からバイパス回路動作に至った太陽電池モジュールが37枚、そのうちバイパス回路が開放故障に至った太陽電池モジュールが15枚、更にそのうちガラス破損に至った太陽電池モジュールが14枚あり、残りの1枚は2017年7月14日にバイパス回路の開放故障を確認して以降、ガラス健全の状態で約3ヶ月が経過していた。なお、ガラス破損に至った14枚の太陽電池モジュールは、バイパス回路が動作を開始してから概ね5年程度(最短3.5年~最長7年)で開放故障に至り、開放故障後は10枚が半年以内(~最長2年)でガラス破損に至った。

ガラス破損に至った14枚のうち2枚の太陽電池モジュールについてバイパス回路が納められた端子箱を太陽電池モジュールから取り外し、内部の充填材を取り除いてバイパス回路の分析を行った。

バイパス回路の構成は、チップ型のPNダイオード(3.5mm角, 厚さ0.25mm)が上下から薄い銅板電極(上側0.1mm厚, 下側0.2mm厚)で挟み込まれ、チップと銅板は導電性ペースト材で接着されていた。薄い銅板は厚い銅基板(1mm厚)にはんだ接合され、この銅基板が端子箱内でセル回路側のバスバー電極とはんだ接合されていた。分析の結果を図3.2.3-3に示す。ダイオードとその上側の銅板の節点で回路が開放していた。また、ダイオード周辺の充填材は微量に液状化しており湿気を帯びていた。さらに、ダイオードと銅板の間の導電性ペーストは黒く変色して脆化していた。この症状は二つの太陽電池モジュールで同様であった。なお、ダイオードは素子として機能を保持していることを確認した。

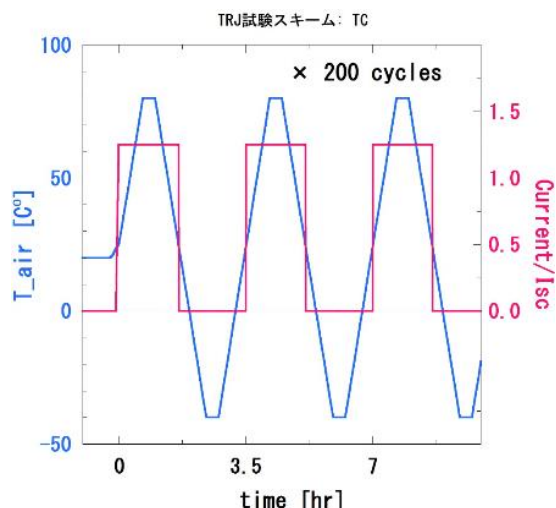
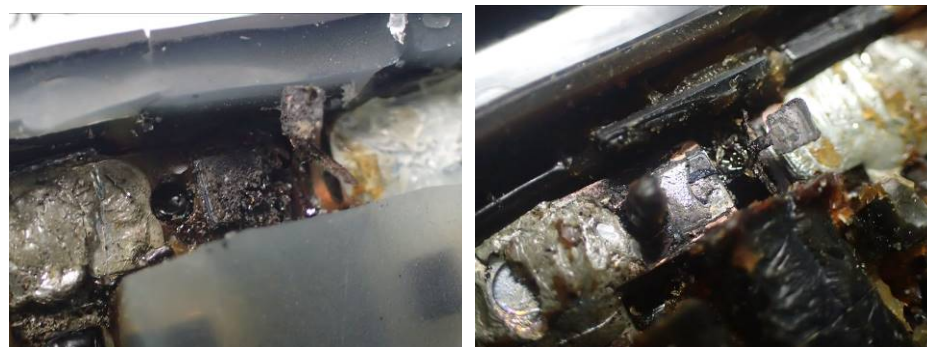


図 3.2.3-2 温度サイクル試験



(左図)屋外事例

(右図)屋内試験後結果

図 3.2.3-3 屋内外におけるバイパス回路の開放故障例

同一の太陽電池モジュールについて、温度サイクル(-40～80℃、周期 3.5 時間)試験で、基準状態(STC)におけるモジュール短絡電流値の 1.25 倍の電流を 25℃ 以上のときのみバイパス回路に通電した。開始 1 サイクル目で開放故障が発生した太陽電池モジュールの端子箱を分析したところ、屋外における事例と同様の箇所が回路開放していることを確認した(図 3.2.3-3)。

参考文献

- 1)一般社団法人日本太陽エネルギー学会 太陽光発電部会 第 9 回セミナー「太陽光発電システムの火災リスク対策における現状と課題(3)資料
- 2)池田他:太陽電池モジュールのバイパス回路における開放故障事例,平成 29 年度日本太陽エネルギー学会・日本風力エネルギー学会 合同研究発表会
- 3)池田他:耐久性試験バイパス回路における IV 特性の等価回路解析,平成 30 年度日本太陽エネルギー学会・日本風力エネルギー学会 合同研究発表会

【紹介事項】

- [1] 太陽電池モジュール用のバイパス素子には、PN ダイオードとショットキーバリアダイオードを利用した太陽電池モジュールがある。
- [2] 太陽電池モジュールのバイパス回路の開放故障時にフェールセーフで故障する回路が研究されている。
- [3] 雷によるバイパスダイオードの故障メカニズムが研究されている。

【紹介事項の解説】

- [1] 2005 年に太陽電池モジュールの型式認証に利用される試験規格である JIS C8990(2009)(結晶シリコン太陽電池) (IEC61215 Ed.2) および JIS C8991(薄膜太陽電池モジュール) (IEC61646)に、「バイパスダイオード温度試験」が追加された。その結果、市場ではバイパスダイオード温度試験の通電時の温度要件事項を満足するために、バイパス回路に組み込まれるダイオード素子には、従来主流であった PN ダイオードから順電圧損失の低いショットキーバリアダイオードが採用されている。ショットキーバリアダイオードは、PN ダイオードに比べて耐電圧が低いため、雷サージによる故障の恐れが指摘されている¹⁾。また、ショットキーバリアダイオードは、PN ダイオードと比べて逆電流が大きいため、熱暴走(ダイオードの電力損失による発熱を放熱しきれず温度が上昇しつづけ最終的に破壊してしまう現象)による故障の恐れがある。他方、PN ダイオードは、通電時の温度上昇がショットキーバリアよりも大きいことから、バイパス回路内の温度サイクルによる温度差が大きくなることが懸念されるため、故障事例にあったダイオードと配線部の接続部における開放故障の恐れがある。

実フィールドにおけるバイパス素子の故障(特に開放故障)の事例では、ショットキーバリアダイオードと PN ダイオードとの利用による有意な差は確認されていない。その理由としては、積極的な実態把握調査が行われていないこと、および通常の運転状態では発見が困難であること(第 4 章 運用保安に関する一般事項を参照)であるため、継続調査が必要である²⁾。現状では、ショットキーバリアダイオードと PN ダイオードは、どちらがバイパス回路の開放故障を防止するために有効かどうかは分かっていない。

参考文献

- 1)H.Haeberlin et. al.: Measurement of damages at bypass diodes by induced voltages and currents in PV module caused by nearby lightning currents with standard waveform, proceedings of 23rd European photovoltaic solar energy conference, 2008
- 2)H.Laukamp et. al.: PV fire hazard – analysis and assessment of fire incidents, proceedings of 28th European photovoltaic solar energy conference, 2013

[2] バイパス回路が開放故障しクラスタに異常な逆電圧が発生した場合に、「バイパスのバイパス」の発熱を利用して電流を遮断する方法の研究がある¹⁾。これにより、バイパス回路開放にともなう火災につながる致命的なモジュール内のホットスポットヒーティングを回避することができる(図 3.2.3-4)。ただし、現在までのところ製品化はされておらず研究レベルの段階であることから、本項の内容は「紹介」とした。

参考文献

- 1)一般社団法人日本太陽エネルギー学会 太陽光発電部会 第9回セミナー「太陽光発電システムの火災リスク対策における現状と課題(3)資料」

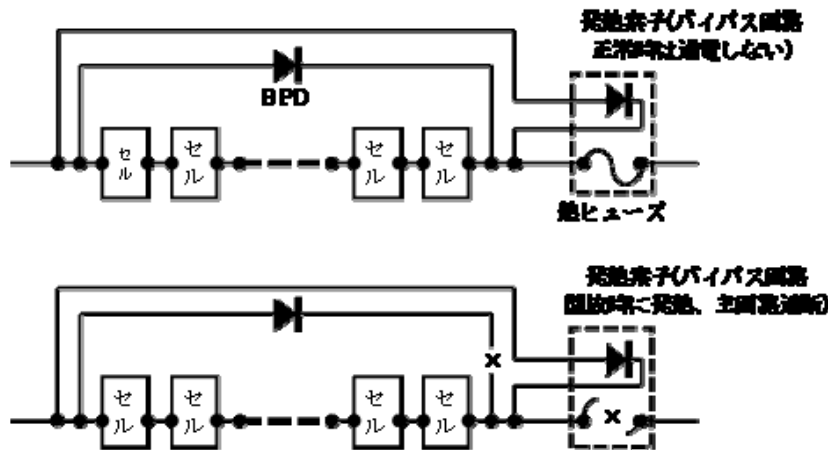


図 3.2.3-4 太陽電池モジュールのバイパス回路の開放故障時にフェールセーフで故障する回路

[3] 雷害と思われる端子箱の発煙や溶け落ちる二通りの事故事例が確認され、雷によるバイパスダイオードの破損と雷起因の事故メカニズムと原因に関する研究例がある。

メカニズムの一つは、雷害によりバイパスダイオードが約 1Ω で短絡故障した場合である¹⁾。バイパスダイオードが短絡故障すると、発煙したモジュールのケーブルを外しても、太陽光を受けると端子箱から発煙し続ける。

もう一つのメカニズムは、雷害によりバイパスダイオードと逆流防止素子やブロッキングダイオードが同時に短絡した場合である。この場合、数十 A 程度の非常に大きな電流の逆流が生じ、端子箱が融け落ちる状態に到る可能性が高まる²⁾。

短絡故障を想定し、雷サージ発生器(開回路電圧 $1.2/50\mu\text{s}$, 短絡回路電流 $8/20\mu\text{s}$ の出力波形となるコンピネーション波形)により人工的に故障させたバイパスダイオードの特性を計測した結果、次のことがわかった。すなわち、バイパスダイオードは、雷害の観点からはショットキーバリアダイオードよりも PN ダイオードの方が安全で、PN ダイオードの方が望ましい。

その理由は、雷サージをバイパスダイオード(ショットキーバリアダイオードと PN ダイオードの両方)に順方向/逆方向の電圧を印加して短絡故障に至るか調べた結果、開放モード故障した例は無く、故障したダイオ

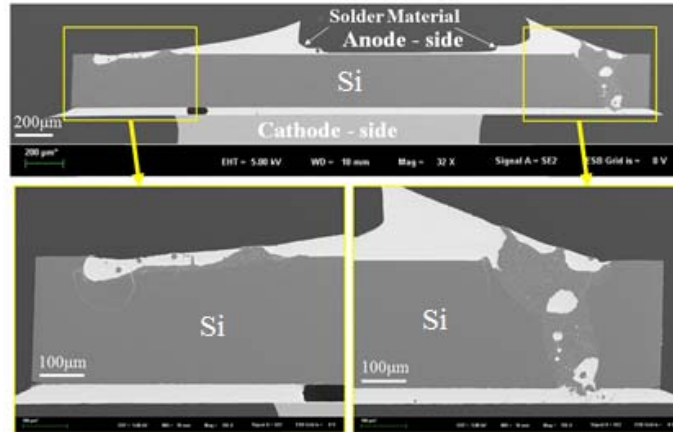


図 3.2.3-5 雷サージにより絶縁破壊(逆方向破壊, 雷電荷量 29.5mA・s)した SBD の断面 SEM

ード全てが短絡であり, ショットキーバリアダイオードの故障に必要な雷電荷量とダイオードの故障抵抗値から, ショットキーバリアダイオードの方が短絡故障に至る雷電荷量の範囲が広がるためである³⁾⁴⁾⁵⁾. 加えて, 雷過電圧がバイパスダイオードに対して逆方向に印加されて故障する場合を考えると, ショットキーバリアダイオードは逆方向耐電圧が高いものでも 100V 程度であり, 600V 以上の逆方向耐電圧を有するものもある PN ダイオードを選定する方が逆方向破壊に対して有利である.

また, 雷害現場のバイパスダイオード故障分布からバイパスダイオード故障の原因(誘導雷か逆流雷か)を見分ける目的の実験も行った. バイパスダイオードが逆方向に直列接続された状態で雷サージを印加した場合, バイパスダイオードは一斉に故障し, 順方向で直列接続した場合は, 故障するバイパスダイオードと故障しないバイパスダイオードが混在することを確認した⁶⁾. ただし, 順方向の電圧降下が小さいショットキーバリアダイオードは通電中の発熱が小さいため, バイパス回路の開放故障になり難い点では PN ダイオードよりも優れている. 図 3.2.3-5 は雷サージにより絶縁破壊したショットキーバリアダイオードの断面である. 白く見えるハンダが Si の中に入り込んでいる様子が分かる.

参考文献

- 1)桶: 誘導雷故障太陽電池モジュールの過熱および発火過程の解明に向けた取り組み, 平成 28 年度日本太陽エネルギー学会・日本風力エネルギー学会 合同研究発表会
- 2)N. Ishikura et al: Simulation Analysis of Really Occurred Accident Caused by Short Circuit Failure of Blocking Diode and Bypass Circuit in the Photovoltaics System, Proc. of The 7th International Conference on Renewable Energy Research and Applications (ICRERA2018)
- 3)T. Hamada et al: Characteristics of Failure Schottky Barrier Diode and PN Junction Diode for Bypass Diode using Induced Lightning Surge Test, Proc. of 7th International Conference on Renewable Energy Research and Applications (ICRERA2018)
- 4)T. Hamada et al: Breakdown Characteristics of Schottky Barrier Diode for PV Module using Induced Lightning Surge, Proc. of International Conference on Electrical Engineering 2018 (ICEE2018)
- 5)濱田ほか: 誘導雷サージを印加した Si 型ショットキーバリアダイオード及び PN 接合ダイオードの故障特性, 2018 年電気設備学会全国大会講演論文集
- 6)大原圭一郎ほか: 太陽電池モジュール用 BPD の誘導雷サージによる直列接続絶縁破壊試験, 2018 年電気学会産業応用部門大会

3.2.4 太陽電池モジュール(電流耐性)

【目的】

太陽電池モジュール内を流れる電流に起因する発熱によって、太陽電池モジュールが焼損することを未然に防止することを目的とする。

【選定指針】

- [1] JIS C 8992-2 に含まれる過電流過負荷試験の要件事項を満足したもの、もしくはそれ以上の性能を持つ太陽電池モジュールを選定すること。

【選定指針の解説】

- [1] ある太陽電池ストリングに、他のストリングから電流が逆流した場合は、当該ストリングには逆方向過電流が流れる恐れがある。過電流防止装置として、直流ヒューズを使用する場合は、太陽電池モジュールはそのヒューズ定格までの電流に耐えることが必要である。ブロッキング・ダイオードを使用する場合、ブロッキング・ダイオードが正常であれば逆方向過電流は発生しないが、それが短絡故障した場合は、並列接続されているストリング数分の電流が、当該ストリングに逆流する恐れがある。

JIS C 8992-2 には、太陽電池モジュール公称短絡電流×1.35 の電流に耐えることを確認する試験が含まれているが、この電流値を上記の想定にしたがって増加させて同様の試験を実施することが必要である。

【紹介事項】

- [1] 太陽電池モジュールのバイパス回路がインターレースになっている場合、太陽電池モジュール1枚から短絡電流の2倍の電流が流れる恐れがあるため、過電流設計に注意が必要なが知られている。

【紹介事項の解説】

- [1] バイパス回路の「インターレース」とは、図 3.2.4-1 右にあるバイパス回路とセル直列配線の構成方法のことである。太陽電池モジュールは定格短絡電流以上の電流は出力できない(ただし、日射強度が 1.0kW/m^2 以上の場合は、定格以上の短絡電流を出力できる)。しかし、インターレースのバイパス回路を持つ太陽電池モジュールの場合は、太陽電池モジュール内の日影分布によっては太陽電池モジュール1枚から定格短絡電流の2倍の電流を出力することができる。ここで図 3.2.4-2 に一例を示す。短絡電流は 8A と想定し、真中のセル回路の電流が半分となるような日射条件を想定している。この場合、太陽電池モジュールの電流-電圧特性は、図 3.2.4-2 右に示す特性となる。この条件において、動作電圧が定電圧動作側に動いた場合、太陽電池モジュールの出力電流は、日影がないセル回路と日影がかかったセル回路の電流の総和が太陽電池モジュールの出力となり、定格の2倍の短絡電流を出力することができる。したがって、バイパス回路にインターレース方式を採用した太陽電池モジュールを利用する場合、設備全体の過電流設計において想定しない過電流が流れる恐れがあるため、過電流設計など電流に関する設計項目には注意が必要である。ただし、パワーコンディショナの電圧制御が低電圧側へ動作しない場合、動作点が図 3.2.4-3 に示す高電圧領域となるため過電流は発生しない。本項の内容は、安全強化に関する事項のため「紹介」とした。

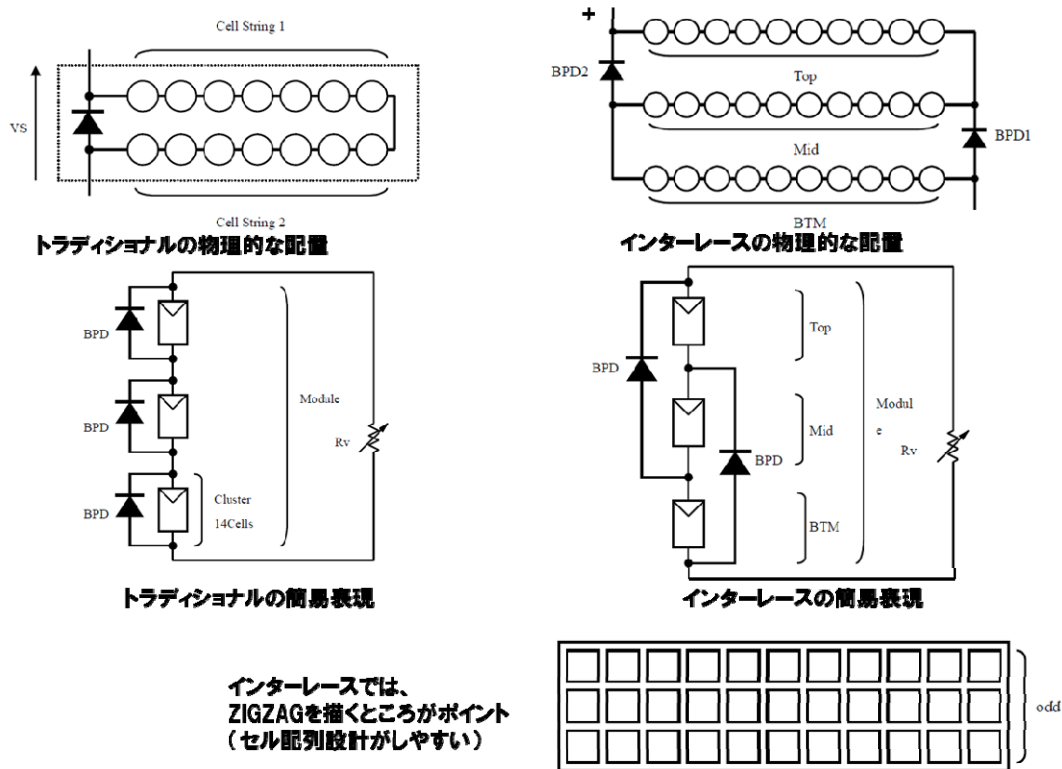


図 3.2.4-1 バイパス回路のインターレース概略図

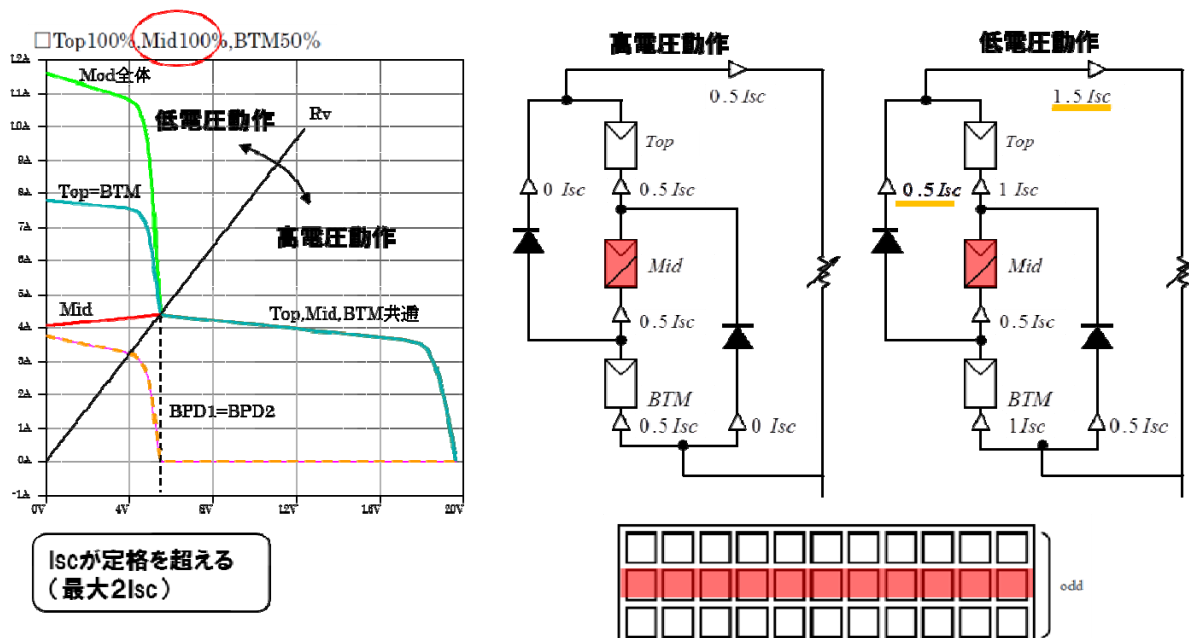


図 3.2.4-2 インターレース回路を持つモジュールにおいて、2isc が流れる例

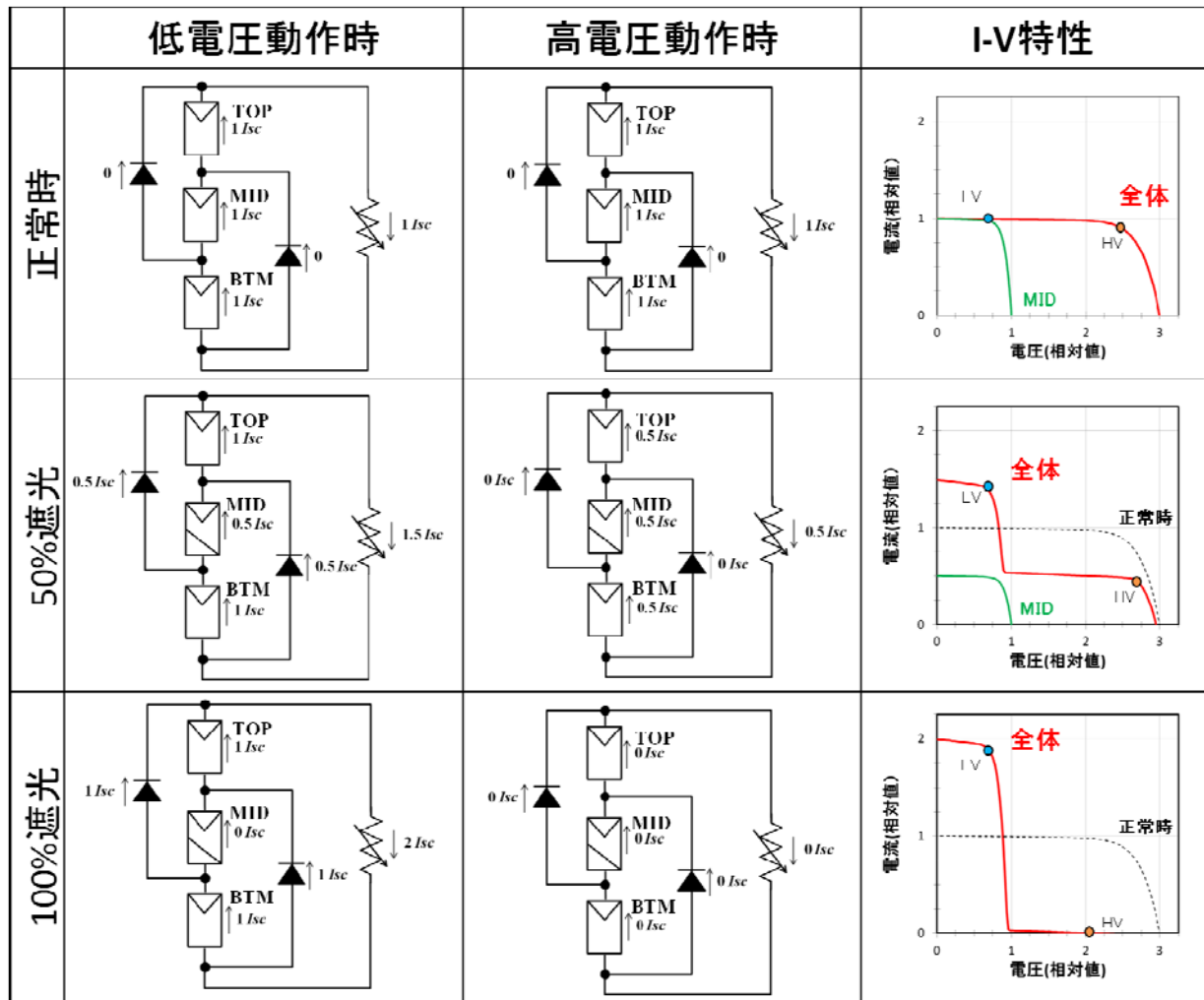


図 3.2.4-3 インターレース回路を持つモジュールにおける各遮光条件と動作点の関係

3.2.5 太陽電池モジュール(耐候性)

【目的】

屋外曝露されたことによって引き起こされる太陽電池モジュールの劣化によって事故が発生することを防止する目的とする。

【選定指針】

該当なし。

【選定指針の解説】

該当なし。

【紹介事項】

- [1] 太陽光電池モジュール用の端子箱内部は、ポッティングした方が水分の影響による酸化・腐食が少ないことが知られている。
- [2] 高日射地域あるいは太陽電池モジュール裏面が紫外線に曝される特殊環境下では、太陽電池モジュールのバックシートが数年で裂けたり、はがれたりすることがある。

【紹介事項の解説】

- [1] 太陽電池モジュール用の端子箱内部をポッティングすることには、放熱回路の完成と酸化・腐食防止との二つの目的がある。ポッティングによって端子箱内の熱伝導度が向上し、バイパスダイオードの発熱の放熱効果が高まる。また、ポッティングによって端子箱内への酸素・水分の浸透を防ぐことができるため、酸化や腐食につながる原因を抑制することができる。実際に、長期曝露後の調査の一つにおいて、ポッティングのない太陽電池モジュールの約 45%で端子箱内の腐食が確認された¹⁾。

なお、ポッティングのない太陽電池モジュールは、バイパスダイオードの目視点検や交換が容易になる利点がある。しかし、実際には、太陽電池モジュール裏面にある端子箱にアクセスする必要があるため容易ではない。



図 3.2.5-1 太陽電池モジュール端子箱内での腐食例

参考文献

- 1) Antonella Realini: MTBF - PVm Mean Time Before Failure of Photovoltaic modules SUPSI, DACD,

- [2] 高日射地域や太陽電池モジュールの裏面が紫外線に曝されるような特殊環境下では、数年でバックシートに亀裂が入ったり、剥がれたりすることが報告されている。このようなバックシートの劣化が進むと地絡事故を誘発する恐れがあるため、過酷環境下においては太陽電池モジュールの選定は、太陽電池モジュール裏面に紫外線照射する信頼性試験を行った太陽電池モジュールを選定するなど、バックシートの材料などが適切な信頼性があることを確認することが望ましい。

3.2.6 太陽電池モジュール(耐火性)

【目的】

太陽光発電設備以外の原因で火災が発生した時に、延焼し難いようすることを目的とする。

【選定指針】

- [1] JIS C 8992-2 に記載された火炎試験、火炎伝ばおよび飛び火試験の要件事項を満足したもの、もしくはそれ以上の性能を持つ太陽電池モジュールを選定すること。

【選定指針の解説】

- [1] JIS C 8992-2 には、火災時の太陽電池モジュールの延焼性を評価する火炎試験、火炎伝ばおよび飛び火試験が含まれている。何らかの原因で火災が発生した場合、太陽電池モジュールを媒体とした延焼を防止するため、火炎伝播試験の要件事項を満足したもの、もしくはそれ以上の性能を持つ太陽電池モジュールを選定することが必要である。

【紹介事項】

- [1] 米国では、屋根材とモジュールとの間に火種を入れて屋根材の燃焼ブランドが保てるかを確認する試験方法が規格化されている。

【紹介事項の解説】

- [1] 近年米国において、屋根に太陽電池モジュールを設置した場合、屋根材単体の防火性能グレード(燃焼ブランド)を維持できない恐れがあるとの指摘があったため¹⁾、2013年に太陽電池モジュールを設置した屋根材の防火性能グレードを確認する試験方法が、UL 1703 ANSI/UL 1703-2013 に追加された。試験方法は、屋根材と太陽電池モジュールとの間に火種を入れて燃焼性を確認する方法である²⁾。

参考文献

- 1) Flammability Testing of Standard Roofing Products in the Presence of Stand-off Mounted PV Modules — Solar ABCs Interim Report (2010)
- 2) Fire Classification Rating Testing of Stand-Off Mounted Photovoltaic Module and Systems (2013).

3.2.7 太陽電池モジュール(その他)

【目的】

太陽電池セルそのものの特性によって焼損が発生することを未然に防止することを目的とする。

【選定指針】

[1] 太陽電池セルの逆電圧耐性および消費電力耐性を考慮した太陽電池モジュールを選定することが望ましい。

【選定指針の解説】

[1] 太陽電池モジュール内の太陽電池セルにかかる致命的逆電圧による焼損を防止するためには、太陽電池セルの逆電圧耐性、消費電力限界特性および太陽電池セル直列数とバイパス回路(クラスタ)の関係を適切に設計した太陽電池モジュールを選定する必要がある。

逆電圧特性を保護する観点では、クラスタを構成するセル直列枚数が少ない太陽電池モジュールを選定するのが良い。消費電力限界特性を保護する観点では、太陽電池セルの逆電圧特性により2つに分類されているセルのタイプごとに着目する点異なる。

JIS C 8990(10.9ホットスポット耐久試験)で示すタイプAセル(電圧制限型セル)の場合は、セルが部分影の状態が最大消費条件となり、部分的な消費電力密度が高まるため、消費電力限界特性に十分な配慮が必要である。他方、同試験で示すタイプBセル(電流制限型セル)の場合は、セルが完全に影になる状態が最大消費条件であり、消費電力はセル全体で消費するため、タイプAと比較すると消費電力密度の影響が緩和される。

太陽電池モジュールは、致命的逆電圧を防止するために、太陽電池セルの逆電圧耐性(降伏限界電圧)がクラスタ電圧よりも大きく、かつ、太陽電池セルの消費電力限界がクラスタ電力よりも大きくなるような回路構成とするのが良い。このような太陽電池モジュールを選定することで、太陽電池モジュールのホットスポットヒューティングによる焼損の恐れを低減できる。

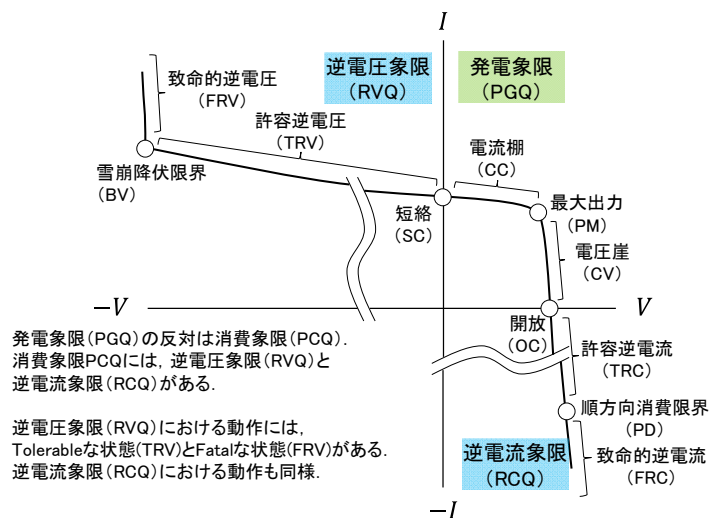
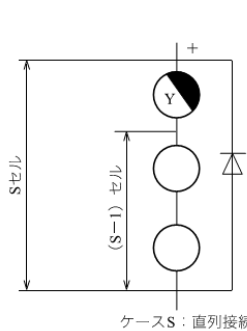


図 3.2.6-1 セルの I-V 特性の概念図



ケースS：直列接続

図6-タイプAセルのホットスポット効果

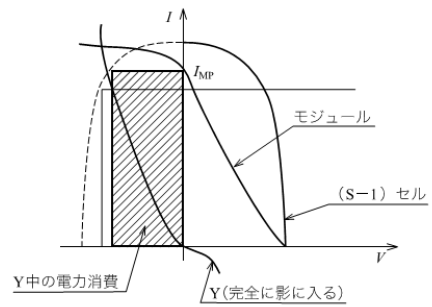
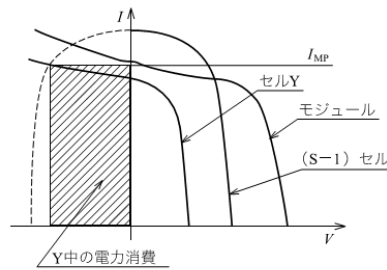


図8-タイプBセルのホットスポット効果

図 3.2.6-2 逆電圧象限特性:タイプ A とタイプ B セル(参考文献:Jl S C8990)

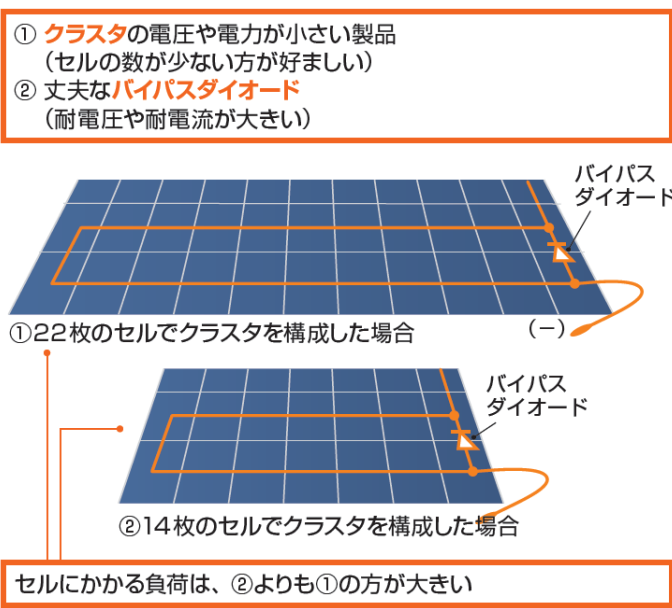


図 3.2.6-3 クラスタ設計の概念図

【紹介事項】

[1] 太陽電池セルの電極構成にスリッタードセルを用いた太陽電池モジュールは、故障が多いことが知られている。

【紹介事項の解説】

[1] 太陽電池セルは、フィンガー電極とバスバー、隣り合う太陽電池セルを配線するインターコネクタで構成される。太陽電池内部で発生する光電流はフィンガー電極によりバスバーに集電され、インターコネクタにより隣り合う太陽電池セルへと通電される。スリッタードセルとは「太陽電池セルのフィンガー電極が途中で切れていて、フィンガー電極が1本のインターコネクタにのみ接続され、隣り合うインターコネクタと接触していない構造」のことである(図 3.2.6-4 参照)。

インターコネクタと太陽電池セルとの間に接触不良が発生した場合には、電流は接触不良が発生していない残りのインターコネクタに集中する。特にスリッタードセルは、隣り合うインターコネクタへは電流が流れないため接触不良部分に流れる電流密度が高くなり、接触不良箇所の温度が数百度となる事例が報告され

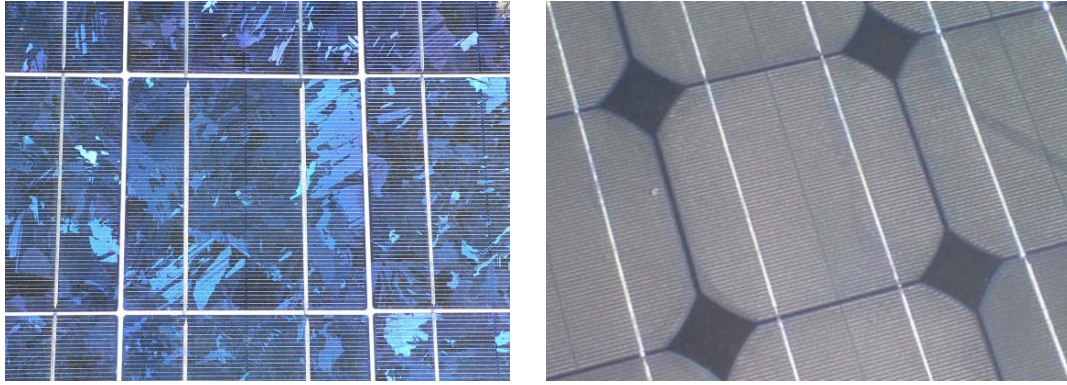


図 3.2.6-4 スリッタードセルの例

ている¹⁾。また、スリッタードセルの場合、部分故障から連鎖的に故障することが確認されている。

参考文献

- 1)加藤和彦：「太陽光発電システムの不具合事例ファイル - PVResQ!からの現地調査報告-」，日刊工業新聞社，p.92(2010)。

3.2.8 太陽電池モジュール(規格)

【目的】

太陽電池セルそのものの特性によって焼損が発生することを未然に防止することを目的とする。

【選定指針】

- [1] 第三者試験機関(IEC/JIS に準拠した認証機関)にて規格に準拠して認証を受けた太陽電池モジュールの性能以上を持つ機器を使用すること。

【選定指針の解説】

- [1] 太陽電池モジュールに関する IEC 規格や JIS の認証規格は、最低限の安全性能を示す規格である。したがって、安全確保の最低限の要件である。

試験基準には性能試験規格と安全性試験規格があり、以下の規格が適用される。

- ・結晶シリコン太陽電池(PV)モジュール JIS C 8990(2009年)(IEC 61215 Ed.2 2005年)(地上設置の結晶シリコン太陽電池(PV)モジュール-設計適格性確認及び形式認証のための要求事項)
- ・薄膜太陽電池(PV)モジュールの JIS C 8991(2011年)(IEC 61646 Ed.2 2008年)(Thin-film terrestrial photovoltaic (PV) modules - Design qualification and type approval)
- ・JIS C 8992-1(2010年)(IEC 61730-1 Ed.1 2004年)(太陽電池モジュールの安全適格性確認-第1部:構造に関する要求事項)
- ・JIS C 8992-2(2010年)(IEC 61730-2 Ed.1 2004年)(太陽電池モジュールの安全適格性確認-第2部:試験に関する要求事項)

ただし、これらの試験規格の要件事項を満たすことの意味は、20～25年といった長期耐久性を担保するものではなく、せいぜい5～10年の使用期間相当の発電性能を確認する程度である¹⁾。なお、2012年から開始された固定価格買取制度では、10kW未満の太陽光発電設備の認定基準には上記JET認証相当が必要要件であるが、10kW以上の設備の認定基準にはそれすら含まれていない²⁾。

また、IEC61215シリーズおよびIEC61730シリーズが2016年に改定されている。現在、対応するJISの作成が進められているため、現状のJISとIECとの関係については、一般社団法人日本電機工業会(JEMA)の資料を参考にされたい³⁾。

参考文献

- 1)大林只志:「日本での太陽光発電システムの信頼性・安全性の取り組み」、太陽／風力エネルギー講演論文集 2013, pp. 275-280(2013)
- 2)経済産業省資源エネルギー庁:「再生可能エネルギー固定価格買取制度ガイドブック」(2013)
- 3)一般社団法人日本電機工業会, 太陽電池モジュールのIEC認証規格改正と既存JISの対応について, 平成29年10月16日, https://www.jema-net.or.jp/Japanese/res/solar/pdf/IEC_JIS_taiou.pdf

【紹介事項】

- [1] 太陽光電池モジュール用の端子箱－安全要求事項及び試験(IEC 62790 Ed. 1.0)の要求事項を満足した太陽電池モジュールを選定すること。

【紹介事項の解説】

- [1] 太陽電池モジュールの端子箱の安全性にかかわる規格として、IEC 62790 が 2014 年に制定された。この規格は、太陽電池モジュールの電気的安全性に関わる試験を数多く含んでおり、上記 JIS C 8990, JIS C 8991, JIS C 8992 とならんで今後広く活用されることが期待される。なお JIS 化への議論は、これからである。

1 General

2 Durability of marking

3 Fixing of lid on rewirable junction box

4 Protection against electric shock

5 Measurement of clearances and creepage distances

6 Dielectric strength

7 Resistance to corrosion

8 Mechanical strength at lower temperatures

9 Thermal cycle test (IEC 60068-2-14:2009, Test Nb)

10 Damp heat test

11 Weather resistance test

12 Flammability class

13 Ball pressure test

14 Glow wire test

15 Resistance against ageing

16 Wet leakage current test

17 Humidity-freeze-test

18 Bypass diode thermal test

19 Test of terminations and connection methods

20 Knock-out inlets (outlets) intended to be removed by mechanical impact .

21 Test of cord anchorage

22 Retention on the mounting surface

23 Reverse current test at junction box

3.3 パワーコンディショナ選定

【目的】

パワーコンディショナの最低限の安全性の確保と絶縁性を保持および接続部分の施工性、安全性を高めることを目的とする。

【選定指針】

- [1] 電気安全環境研究所(JET)の認証試験を受けたパワーコンディショナの性能以上を持つ機器を選定すること。
- [2] 電気配線の施工性に優れたパワーコンディショナを選定すること。
- [3] 筐体内部の過熱防止機能を有しているパワーコンディショナを選定することが望ましい。
- [4] 接続箱と一体型のマルチストリング方式のパワーコンディショナの場合、回路ごとに直流を遮断できる機能が備えられているパワーコンディショナを選定することが望ましい。
- [5] 外部からの電気配線を接続する端子台の温度が上昇した場合、直流から交流への変換運転を停止したりアラーム表示を行う等の保護機能を持つパワーコンディショナを選定することが望ましい。
- [6] 主回路入力・出力端子部に圧着端子部を被う感電防止カバーがあることが望ましい。
- [7] 主回路入力・出力端子部に接続すべき外線の直流・交流・極性指示が見やすく表示してあることが望ましい。

【選定指針の解説】

- [1] わが国では20kW未満のパワーコンディショナには電気安全環境研究所(JET)の認証試験がある。この認証試験は最低限の環境試験が含まれるため、パワーコンディショナの安全性を確認する最低要件として満足することが必要である。なお、現時点では20kW以上のパワーコンディショナは、同様な認証試験が決められていないため、それと同等もしくはそれ以上の試験の要件事項を満足する必要がある。なお、大型機については、産業技術総合研究所の福島再生可能エネルギー研究所のスマートシステム研究棟において試験が可能である。
- [2] パワーコンディショナからの火災事例において、パワーコンディショナの入力部への直流電気配線部分(端子台部分)の極間短絡事故事例が報告されている。圧着端子の装備不良やネジ締めが不完全な状態であることなどが事故要因として報告されている。そのため、施工時のエラーを防ぐことが事故防止に有効である。施工時のエラーを防ぐ対策方法は、施工管理、施工技術の向上と共に、施工性を配慮した製品の選定が重要である。施工性が配慮されていない製品は、取り付け時や配線時における施工エラーを招きやすく、施工エラーにより配線部分における直並列アーク事故に至る可能性がある。たとえば、製品に以下のような工夫が施されていると作業者の注意力への依存度が減り、施工確実性が向上する。

①十分なガタースペースを設ける工夫(内線規程を参照すること)

十分なガタースペースがない場合、配線の曲率が過剰になることや施工性が確実に悪くなるため、施工不良を誘発しやすい。

②端子台に電気工事用の「鉄製亀の甲ネジ」を用いる工夫

小さく作られたガターやケーブル長が熱伸縮する状況で端子台の電気ネジに丸ネジが用いられると、

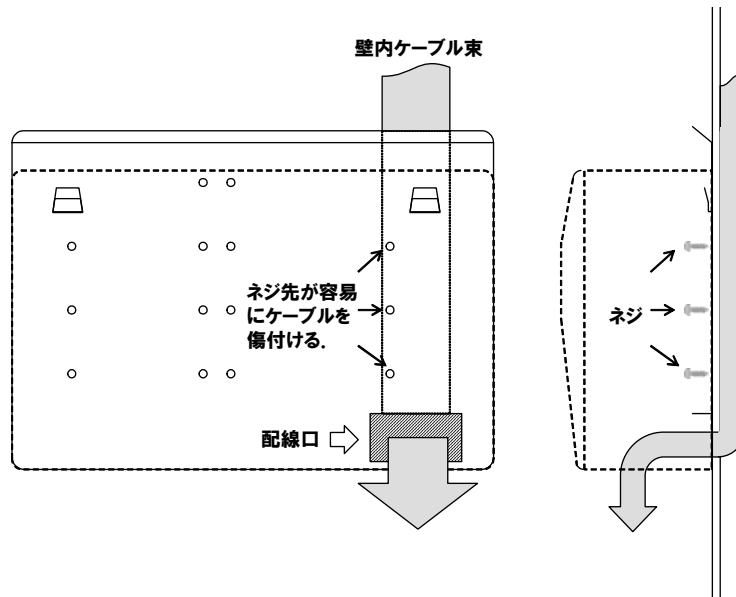


図 3.3-1 壁掛け PCS の配線口と壁内ケーブルの関係

化粧蓋を閉じるときに押圧されたケーブルの残留応力や運用時のケーブルの熱伸縮によってネジに左回転の力が加わりネジが緩んでしまうことが多い。このような「不意のネジ緩み」を防止するには、「ケーブルの揺動による圧着端子ネジ間の滑り」が起こりにくい鉄製亀の甲ネジを端子台に採用する工夫が有力である。このような構成は電気工事業界で既に実績がある。

③端子台に段違い端子を用いない工夫

段違い端子を用いた場合、作業時の見通しが悪くなり施工エラーを誘発しやすい。

④配線口の位置を適切化する工夫

パワーコンディショナ本体の配線口が適切な位置に配置されることによって、施工エラーが減少することが知られている。室内用の壁掛型パワーコンディショナでは、天井裏を経由したケーブルが壁の中を通じてパワーコンディショナへと配線されることがほとんどである。またこのようなパワーコンディショナは、配線、背板、本体の順で施工される。これ以外の手順では背板が邪魔になり施工しにくいからである。そのような背景がありながらもパワーコンディショナの配線口が筐体の下部に設けられている場合、天井裏からパワーコンディショナに至る配線は背板固定ネジによって貫通されやすい(図 3.3-1)。この場合、パワーラインが背板電位である接地電位に地絡することとなる。施工時の配線損傷とその結果として生じる地絡を防止するためには、背板固定ネジが配線を貫通することが無いように、配線口を筐体の上部に設けると良い。他方、屋外用のパワーコンディショナでは、配線を通じて雨水が筐体内に侵入することを防止するため、配線口を筐体下部に設けると良い場合が多い。

- [3] パワーコンディショナの内部の温度上昇が起きた場合、温度が上昇し続けるケースが確認されており、火災発生や周辺環境への影響を防ぐために、筐体内部の温度上昇時には出力を下げることや停止することで加熱防止機能を持つことが事故拡大防止に望ましい。

パワーコンディショナは、直流を交流に変換する機能を有し、出来るだけこの変換効率を高めて多くの発電電力量を得ることを目指して設計されている。ここで、交流出力電力／直流入力電力の比率を電力変換部の変換効率と定義する。電力変換部の変換効率が設計値、運転開始初期と比べてあらかじめ定められた数値以下に劣化することは、何らかの予期しない電気発熱がパワーコンディショナ内部で起きて損失が増え

ていることと直接に結びつく。電力変換部の変換効率を計測することにより内部異常を間接的に検知する機能を持つ製品が存在する。例えば、機内の予め設計された場所において運転中に連続計測し、設計範囲または過去の実態範囲を逸脱することを制御保護部で検出しアラームを表示する製品や、運転停止、運転電力低減、または遠隔監視を行う集中サーバーにアラーム送出して運転継続させる機能などを持つ製品である。

- [4] 接続箱と一体型のパワーコンディショナには、電技解釈第149条に定める直流遮断器を入れる必要がある。詳細は「接続箱および筐体」を参照のこと。
- [5] メーカーが把握しているパワーコンディショナの故障事象の中で、施工時の外線端子部ねじの締め付け不足による電流密度の増加に伴う端子部の加熱、焼損、さらには発煙に至る事例が多く報告されている。交流出力、直流入力ともに、外線端子部に熱電対による温度検出機能を持たせ、制御基板に熱電対温度検出のアナログ信号を入力して端子部の温度上昇を検出できるようにし、温度上昇検出時にパワーコンディショナの運転を停止する設計が行われている製品がある。施工時の配線増し締め不足、不適切な配線取り付け、圧着端子への圧着不足を含めて、温度上昇に至った段階でパワーコンディショナの入出力電流をゼロにすることにより、それ以上の温度上昇を防ぎ、施工者がアラーム内容を確認、手直しを行う余地を残すことが推奨される。
- [6] 交流・直流の主回路外線を接続する端子部は、ケーブルを接続した後に上からこれを被う感電防止カバーをはめる構造となっていることが望ましい。感電防止カバーは、ほこり、虫、作業時の万が一のドライバー・ケーブル導電部接触による短絡を防ぐことができる。
- [7] 直流の正・負極性の接続間違い、直流端子への交流配線誤接続、交流端子への直流配線誤接続はいずれも導電開始の瞬間にパワーコンディショナを故障させる。直流の極性を間違えると直流電解コンデンサが破損する。直流回路に交流電源を接続することも危険である。これらの接続・電力注入が行われてもパワーコンディショナ筐体外部に炎、火花が出さないことが必要である。設置工事の時には筐体のふたを閉める前に直流印加を行うことがあるので間違えないようにマニュアルと機内の表示で注意を喚起する。各端子に接続すべき交流・直流の区別と極性の指示を表示するなどして、施工の間違いを減らす工夫が必要である。

【紹介事項】

- [1] 太陽電池モジュールのバイパス回路が故障した場合、最大出力動作点追従(MPPT:Maximum Power Point Tracking)の最低動作電圧が過度に短絡側に移動しないパワーコンディショナは、太陽電池モジュールの焼損の恐れを低減することが知られている。
- [2] 内部回路の短絡故障時の対策が施されているパワーコンディショナは、安全性が高いことが示されている。
- [3] 海外において、消防隊員保護を目的としたラピッドシャットダウンと連携できるパワーコンディショナがある。
- [4] 海外において、消防隊員、メンテナンス技術者などパワーコンディショナの主回路ないし筐体内部に接触し得る人の感電からの保護を目的とし、直流入カコンデンサの残留電圧が10秒以内に30V以下に低減可能な放電抵抗回路を持つパワーコンディショナがある。
- [5] パワーコンディショナ内部に強制的に発火を起こした場合でも、エネルギーの注入が止まれば自己消火すること、外部に炎を出さないことの確認を実施したパワーコンディショナが製造されている。
- [6] 制御基板、主回路基板は鉛直方向に配置し、昆虫の糞尿が基板パターンにまたがって付着しにくい構造にすることが一般的である。
- [7] 制御・主回路基板にコーティングを施して、ほこりの付着による橋絡や絶縁抵抗低下を抑止する製品もある。
- [8] 筐体が完全密閉であり、外部との空気の流通を遮断し、かつ冷却ファンを無くした製品がある。
- [9] 海外において、太陽電池モジュール単位で無電圧化できる製品がある。
- [10] パワーコンディショナに設置されているサージアレスタ素子の劣化診断が可能であることは、サージアレスタ素子の故障による危険の恐れを低減することが知られている。
- [11] 保安点検の際に、直流部分の再配線等が不要な方法によりI-V測定など電流を通じた測定を行うことが可能なパワーコンディショナがある。

【紹介事項 解説】

- [1] 太陽電池モジュールのバイパス回路が開放故障している一次故障がある状況において、パワーコンディショナの動作電圧が短絡側に移動すると、図 3.3-2 に示す通り当該クラスタのセル回路に逆電圧が印加され、

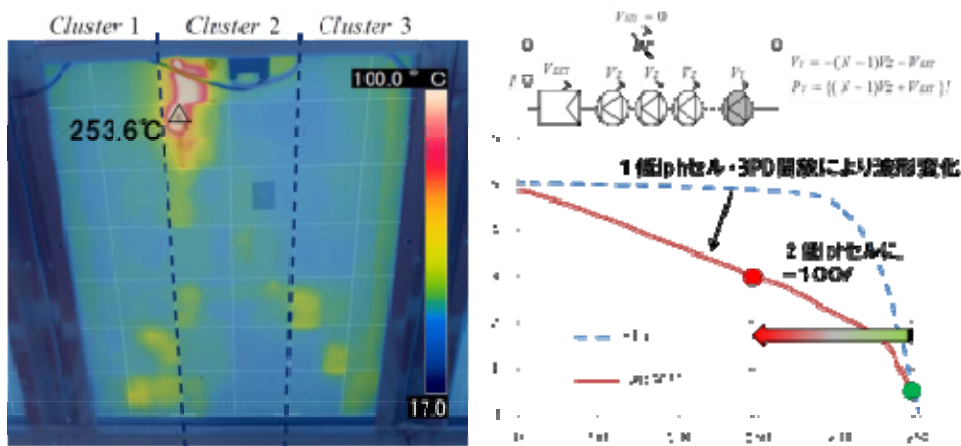


図 3.3-2 動作点と部分的逆電圧の説明図

相対的に光電流 (I_{ph}) の低いセルが逆電圧象限動作で危険な状態となり、セル焼損の二次故障を発生させる可能性がある。しかし、パワーコンディショナの動作電圧範囲の最低値を制限することにより上記の状況を回避することが可能である。ただし、実際の太陽電池アレイの発電中の動作点は、個々の太陽光発電設備の構成や設置条件、温度などの気象条件に強く依存するので、具体的なパワーコンディショナの安全な動作電圧範囲を把握するためには、太陽電池アレイの実態に即した電流-電圧カーブの合成シミュレーションなどを実施する必要がある。

- [2] 太陽電池モジュールのバイパス回路が開放状態で故障している状態で、パワーコンディショナの内部回路(例えばインテリジェントパワーモジュール(Intelligent Power Module, IPM)が短絡モードで故障した場合には、前述した図 3.3-2 において太陽電池アレイ全体からみた動作点は短絡電流点となる。その条件ではバイパス回路が故障した太陽電池モジュール(クラスタ)にはシステム電圧に近い逆電圧が発生し、太陽電池モジュール内で直列に配線されたセルの部分的焼損する場合がある。
- [3] 例えば、米国 EATON 社。「2.6.4 ラピッドシャットダウン」を参照。
- [4] 「2.6.4 ラピッドシャットダウン」を参照。
- [5] パワーコンディショナ自体の偶発的故障の一つとして、電力変換素子として使う MOS-FET, IGBT, SiC その他のトランジスタの偶発故障がある。トランジスタは製造・出荷時に特性確認を行い、良品と判断したものをパワーコンディショナに取り付けて使う。しかしまれにはあるが、使用開始後ある期間が経過した後に突然、本来同時に導通するべきでない素子同士が同時に導通し、交流短絡経路を形成して瞬時にトランジスタに流れる電流が上昇し、過電流が継続することによりトランジスタが破裂する事象がある。本来、トランジスタを制御するゲート回路は、交流短絡を起こしうる同時通電を行わないようにゲートパルスの隙間時間を十分確保し、またインターロックをとるなどしてこのような動作は起こりえない設計であるが、それでもごくまれにトランジスタの破裂が起こっている。これは事故の解析では解明できていない事象であり、トランジスタの自爆または宇宙線の影響などが考えられているが結論は出ていない。パワーコンディショナ内部で万が一このようなトランジスタの破裂が発生しても、一定量の発煙は防げないにせよ火炎と火花が筐体外部に出て周囲に引火するおそれがないように、強制内部短絡試験または着火した木片を入れて筐体を閉じる試験などを実施している。メーカーがこの試験の詳細手法と結果を公表することは義務づけられていないが、今後、新しいトランジスタ素子の採用や粗悪なトランジスタの混入が避けられずに市場に出回った最悪の場合を想定して、住宅あるいは周辺部材への着火をしない試験の義務化と結果提示が求められることが望ましい。電解コンデンサのパッキン劣化による電解液漏出、サーミアブソーバの破裂などに対してもこのような試験を行えば火災防止だけは実現できる。
- [6] ゴキブリなどの昆虫がパワーコンディショナ内部に侵入しないように網などによって開口部を防護しているが、ゴキブリは生まれたばかりの幼虫の体長が 2mm 程度以下であり、筐体がパッキンなどによる完全密閉でない限り、侵入を防げない。これは他の家電品でも同様である。機内に入った幼虫は機内の油を食べて成長し、糞尿を基板の上に落とすと基板のパターンの中で乾燥、炭化をくり返しやがて細い導通経路を作る。このようなトラッキング現象を防ぐように基板のパターン間の間隙を一定以上とするように JET 認証試験で基板パターンの確認を行うが、一番の対策は、基板を鉛直方向に配置し、糞尿を基板の上に付着しにくくすること、及び雨水、台所、脱衣所設置による水道の誤操作による外部からの水の浸入に対しても基板が鉛直方向に付けられていることが水たまりを作らず、短期の短絡経路の形成を防ぐ効果がある。このような知見は家電メ

一カー、強電メーカーともに常識であるが、逆にこれを知らないメーカーがあるとすると指導が必要である。

- [7] 制御基板および近年では主回路基板を使って、配線の手間を省略し、製造費用の低減と品質の向上をねらった製品がある。基板のプリント配線部及び主要部品に樹脂のコーティングをかけることによりほこりの付着、吸湿による不要な電流経路の生成、発熱を防ぐことが出来る。
- [8] 近年のパワーコンディショナ技術の進歩にともない、電力変換効率が96%以上に向上し、内部の損失による発熱が減ってきた。これによって筐体を熱伝導性の高いアルミニウム製などとし、パッキンと締め付けねじを使って完全に内部と外部を密閉構造にしたファンレス製品が出てきた。万が一内部での発火が起きても酸欠状態となって消火する。ただし、端子部は外気と流通しているため端子部の取り付け作業ミスによる発熱は起こりうる。
- [9] 太陽電池モジュール単位で無電圧化できる製品のひとつに、太陽電池モジュール単位にインバータを接続する製品(マイクロインバータやACモジュールとも呼ぶ;ACは交流の意味)がある。これは太陽電池モジュールの裏面に300W程度以下のパワーコンディショナまたはインバータを取り付け、交流200/100V、交流100Vなどの交流を直接出力し、複数の交流出力を並列接続して低圧配電系統に連系する。この構成では、従来の太陽電池モジュールの直流出力電力をケーブルで配線し、接続箱で集電し、パワーコンディショナに接続するまでの外部の直流回路が存在せず、電流を交流電流のゼロ点で停止できるので直流アークが発生する部分が存在しない。太陽電池モジュールの直流出力とマイクロインバータに接続する最小の配線部分が直流電路なので、この部分の防護が重要である。
- [10] パワーコンディショナ内部の主回路・制御回路に、外部から侵入する電圧サージを吸収して機器の故障を防ぐためのサージアレスタ、サージアブソーバが付いている。これらの素子は実際に外部からサージ電圧が侵入した時に自身のインピーダンスを減らして電流を分流させ、エネルギーを吸収する。このような保護動作を数回行うと、サージアブソーバは動作責務の吸収エネルギーに到達し断線故障となる。断線状態で最終状態となるので、パワーコンディショナの動作は通常通りであり、次に高電圧サージが侵入した時に内部の部品に高電圧サージが直接印加され、部品が故障する可能性が高まる。定期点検において、サージアレスタ、サージアブソーバの故障を検出するための試験方法、表示機能があると好ましいが未だに明快な解決方法は無い。サージアブソーバに高電圧サージが侵入した時に、ターゲットと言って、棒状の表示装置が飛び出す機能を持つ部品は製品化されている。
- [11] 保守点検の際には、開放電圧に代表される電圧測定に加えて、IVカーブ特性測定のように電流を流す測定が必要な場合がある。電流を流す測定は、配線部分を一度外して測定器に接続し直す方法、既存の端子に測定端子を挟み込む方法、直接接触させて測定する方法がある。しかし、電気安全を考えた場合、各方法を行うことは接続の脱着時における活線作業の事故、再施工による端子のゆるみによる火災発生、極間短絡、作業者の感電事故の恐れを高める。

その危険を低減する方法の一つとして、既存の配線への影響なく、IVカーブ測定等の電流を流すことが可能な測定用にプロービング端子をあらかじめ具備する方法は、作業者の感電保護に役立ちまた再配線の作業も不要となる。なお、パワーコンディショナより太陽電池側に遮断器を含む接続箱が設置されている太陽光発電設備の場合、接続箱における電氣的遮断は、作業者の感電危険の恐れを低減できる。ただし、再び配線する時の感電事故の恐れはある。なお、接続箱は点検作業時にアクセスが容易な場所に設置されていることが必要である。IVカーブの測定点は、接続箱がある場合、パワーコンディショナと接続箱が一体構



図 3.3-3 断路器に付属したプロービング端子例

造の場合、および接続箱とパワーコンディショナの両方に遮断器がある場合等、直流回路の電気設計と関連するため、「接続箱および筐体」もあわせて参照されたい。

また、特別な配線等を不要とした IV カーブ特性測定方法としては、パワーコンディショナがアレイ電圧を走査することにより測定する方法もある。

3.4 接続箱(筐体および遮断器を含む)選定

【目的】

接続箱における短絡事故などを防止すること、および事故が発生した場合の拡大損害、特に他の電気設備、建物への延焼を防止することを目的とする。

【選定指針】

- [1] 直流 750V 以下のシステムにおいては JEM 1493「太陽光発電システム用接続箱及び集電箱」、750V を超え 1,000V 以下においては JEM 1508「太陽光発電システム用接続箱及び集電箱 直流 750V を超え 1,000V 以下対応」の要件項目を満足する、もしくはそれ以上の性能を持つ接続箱を選定することが望ましい。
- [2] 施工性に配慮した接続箱を選定することが望ましい。
- [3] 電力ラインにプリント基板配線を利用する場合、必要なトラッキング性能を満足したプリント基板を用いた接続箱を選定することが望ましい。
- [4] 接続箱内の配線用電線には耐熱電線を利用することが望ましい。
- [5] 短絡電流相当の電流が通電した状態において、電路を開放可能な直流開閉器を備えた接続箱を選定すること(断路器は使用しないこと)が望ましい。ただし、過電流保護と関連する場合、「絶縁・地絡保護・過電流保護の基本原則」を参照すること。
- [6] 火災時の延焼防止と認められる措置を施した筐体を用いた接続箱を選定すること。
- [7] 接続箱内に設置する過電流防止素子や避雷素子は保守点検が可能な部位に設置し、その仕様が視認できるように設置することが望ましい。視認が困難な場合は、回路図や点検手順を付与する等、保守点検時に過電流防止素子や避雷素子の焼損等が容易に発見できるようにすること。

【選定指針 解説】

接続箱の設計は、接続部における短絡事故等を防止することが最重要であり、また事故発生時の拡大被害を防止することが必要である。

- [1] 国内の業界規格としては JEM 1493「太陽光発電システム用接続箱及び集電箱」がある。直流 750V 以下のシステムにおいては、本規格の要件項目を満足した接続箱を推奨する。

この規格は、接続箱及び集電箱において少なからず焼損などの事故事例が報告されてきたにもかかわらず接続箱及び集電箱としての規格が存在していなかったことから、最低限の基準として 2011 年に制定された。また、2012 年には適用範囲を“最大電圧が直流 600 V 以下の太陽電池アレイに使用するもの”として改正が行われた。また、2016 年に JEM 1508「太陽光発電システム用接続箱及び集電箱 直流 750V を超え 1,000V 以下対応」が制定されているため、本規格の要件項目を満足した接続箱を推奨する。

なお、IEC には IEC 61439-1、IEC 61439-2 がある。これらも参考にすると良い。

- [2] 接続箱における火災事例において、接続箱の直流電気配線部分(端子台部分)での極間短絡事故事例が報告されており、その要因として圧着端子の装備不良やネジ締めが不完全な状態であることなどが挙げられている。そのため、施工時のエラーを防ぐことが安全性向上に有効である。対策方法として、施工管理、施工技術の向上と同時に、装置側での施工性を配慮した製品の選定が重要である。施工性が配慮されてい

い製品は取り付け時や配線時における施工エラーを招きやすく、配線部分における直並列アーク事故に至る可能性があり、施工性を高めることが安全性の向上に寄与することから「推奨」とした。たとえば、製品に以下のような工夫が施されていると作業者の注意力依存度が減り、施工確実性が向上する。

①十分なガタースペースを設ける工夫(内線規程を参照すること)

十分なガタースペースがない場合、配線の曲率が過剰になることや施工性が確実に悪くなるため、施工不良を誘発しやすい。JEM 1493(2013)では、以下のようになっている。

JEM 1493 8.12

ガタースペースは、指定する外部電線が通常の寿命を縮めることなく接続できるスペースを、保有しなければならない。

②端子台に電気工事用の「鉄製亀の甲ネジ」を用いる工夫

小さく作られたガターやケーブル長が熱伸縮する状況で端子台の電気ネジに丸ネジが用いられると、化粧蓋を閉じるときに押圧されたケーブルの残留応力や運用時のケーブルの熱伸縮によってネジに左回転の力が加わりネジが緩んでしまうことが多い。このような「不意のネジ緩み」を防止するには、「ケーブルの揺動による圧着端子ネジ間の滑り」が起りにくい鉄製亀の甲ネジを端子台に採用する工夫が有力である。このような構成は電気工事業界で既に実績がある。

③端子台に段違い端子を用いないこと

段違い端子を用いた場合、作業時の見通しが悪くなり施工エラーを誘発しやすいため。

[3] プリント基板配線はトラッキング火災に至りやすい。わが国だけでなく欧州でもトラッキング時に酸素が流入し爆燃した事例がある。また、接続箱内はPVC(塩化ビニル)外装の耐熱温度である60℃を超過する場合があります。ブロックダイオード端子付近の溶融例が多い。このようなことから、本文書では接続箱内の電力配線にはワイヤ配線を推奨としている。しかし、ワイヤ配線のみとした場合には銅バーによる配線方式が除外されるため「プリント基板配線を利用しないこと」とした。ただし、計測装置などの低電圧回路でのプリント基板配線はこの限りではない。本項に関連した配慮すべき事項として端子カバーやマーカの耐熱温度がある。

[4] 接続箱内配線にPVC(塩化ビニル)シースのIV線(60℃)が用いられている場合がある。しかし、このような電線はダイオードの熱により軟化していることが多く、外枠等のケースに接触している箇所では感電やアークの危険性がある。内部温度が上がりやすい箇所、特にダイオード付近には、エコケーブル、MLFC、MKIVなど105℃を超える耐熱性のある電線・ケーブルを利用することを「推奨」する。JEM 1493では、接続箱内の主回路導体に絶縁電線を使用する場合の主な種類及び最小太さを表3.4-1および表3.4-2に示している。また、JEM 1493の解説には以下の記述がある。

JEM1493 解説

電線の種類及びサイズは、周囲温度30℃を想定し、電気事業法における電気設備の技術基準の解釈(以下、電技解釈とする。)146条を満たすもののうち、各製造業者が使用しているものを参照した。なお、熱に対する要求性能が高く、接続箱及び集電箱に使用されるケースが多い、表3に規定する以外の電線についても、解説表1に記載した。解説表1に記載した電線記号については、一般社団法人日本電線工業会が制定する記号に準じた。EM-IC/Fは600V耐燃性架橋ポリエチレン絶縁電線(JCS 3417)、EM-MLFC/Fは、耐燃性ノンハロゲン架橋ポリ

表3.4-1 絶縁電線の最小太さ

電流値 A	絶縁電線の最小太さ		
	単線の呼び径 mm	より線の公称断面積 mm ²	
		IV及びKIV	HIV及びEM-IE/F
15以下	2	2	1.25
20		3.5	2
30	2.6	5.5	3.5
40	3.2	8	5.5
50 60	—	14	8
75	—	22	14
100	—	38	22
125	—	60	38
150	—		
175 200	—	100	60
225	—		100
250	—	150	150
300	—		
350	—	200	150
400	—	250	
500	—	325 150×2	250

表3.4-2 絶縁電線の最小太さ

電流値 A	EM-IC/F EM-MLFC/F 又は相当品	UL1015 UL1283 UL1284
15以下	1.25	AWG16
20	2	AWG14
30	3.5	AWG12
40	5.5	AWG10
50 60	8	AWG8
75	14	AWG6
100 125	22	AWG4
150	38	AWG2
175 200 225	60	AWG1
250	100	AWG1/0
300	—	AWG2/0
350	150	AWG3/0
400	—	AWG4/0
500	200	—

エチレン絶縁電線を示している。また、UL電線及び相当品については、電線の製造業者が記載する耐熱性能及び許容電流性能がEM-MLFC/Fと同等のものを指し、耐熱性能が高いものについての使用範囲を広げた。これらの電線は、各規格の適用範囲によれば交流600Vに適用可能とされていることがほとんどであるため、直流750Vに用いる場合には、電技解釈5条を満足しているものかどうか、受渡当事者間で確認する必要がある。また、例外として、電技解釈46条の”ただし書き”の要求に合致した製品であれば直流1,500Vまで使用可能となる。

[5] 接続箱の事故として、直流回路の開閉器に交流用遮断器を誤って利用してしまい、直流の回路を遮断できずアークが発生して機器が焼損した事例が報告されている。これは火災事故に繋がる可能性があり危険である。したがって、直流回路では交流遮断器ではなく直流負荷開閉器を備えることが必要であり、アークの継続を防ぐのに十分な接点と極数から成る開閉器を選定する必要がある。たとえば500V設備に対し一極あたり200Vの耐電圧を持つ接点を採用する場合、三極にてアークを遮断することになる。その場合の構成を図3.4-2に示す。特に接続箱においては、出力側の遮断器にて回路を開放することで、分岐回路にヒューズを使用している場合でも安全が確保できる。

ここで、遮断器、開閉器、断路器がある。断路器は通電状態での断路作業による焼損事例が多いため、安全性の観点からは推奨できない。また、ヒューズも遮断器の位置づけとなる。なお本項は、通常運転時の回路開放を目的としているため、短絡電流相当を開放するための機器を記載している。そのため、各種事故様相を考慮した過電流(逆電流)保護に関しては「2.3 絶縁・地絡保護・過電流保護の基本原則」を参照すること。



図 3.4-1 AC ブレーカ利用による事故例

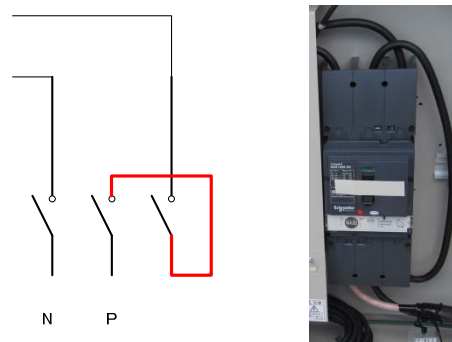


図 3.4-2 三点切りの回路及びブレーカの配線例

[6] 接続箱の火災事故に関し、これまでに判明している延焼事故事例はすべて樹脂製であり、金属製での延焼事故事例はない。また、金属製接続箱内での出火時に延焼を防止した事例の報告がある^{1~6)}。これまでの事例から、接続箱の筐体については基本的には金属製を用いることが安全の確保に役立つ。しかし、樹脂製の接続箱は樹脂の種類や対策方法により燃焼性が異なる。そのため、必ずしも金属製接続箱以外を排除するものではない。金属製接続箱以外を利用する場合、延焼の危険を低減するために、接続箱は延焼防止と認められる措置を施す必要がある。延焼防止と認められる措置としては以下のような例がある。

- ①接続箱から他の可燃物への延焼がない十分な距離を確保すること。
- ②木造建築の内外装材への延焼がない十分な距離を確保すること。
- ③接続箱内の火元を速やかに除去できる対策を行っていること。
- ④接続箱内側に不燃材を利用していること。
- ⑤さまざまな事故を想定して、接続箱の延焼が発生しないことを事前に確認した試験を満足していること。

IEC 60695-2-10 におけるグローワイヤ試験は接触時間を少なくとも60秒としているため、火元の除去時間は60秒以内が望ましい。しかし、現時点において延焼が起こらないことを明確に確認する試験方法は存在しないため、接続箱に不燃材以外を選定する場合、延焼防止措置について、発注者は燃焼性などの安全特性の仕様を確認することを推奨する。樹脂製を利用した対策の一例として、筐体自体に5VAの難燃性を持たせる以外に、内部にも延焼防止策を設ける方法がある。この方法による延焼防止実績として、接続部の

不具合と思われる箇所が発熱および PF 管から進入した水による短絡が原因により接続箱内部の部品が焼損した際、筐体外部への延焼防止ができた事例がある。対策は、接続箱の筐体のみでなく、事故点になることが多い端子台や遮断器の材料も考慮して行うことが必要である。

また、住宅用と産業用ではストリング数が大きく異なるため、事故の危険も異なる。特に 450V 以上の設備の接続箱では注意が必要である。今後は、材料による規定ではなく可燃性試験を制定するなど試験方法による対応も必要である。

金属製以外の材料として、不燃性材料には平成 12 年 5 月 30 日建設省告示第 1400 号、さらに平成 16 年 9 月 29 日国土交通省告示第 1178 号にて以下のように示されている。

国土交通省告示第 1178 号

1. コンクリート
2. れんが
3. 瓦
4. 陶磁器質タイル
5. 繊維強化セメント板
6. 厚さが 3mm 以上のガラス繊維混入セメント板
7. 厚さが 5mm 以上の繊維混入ケイ酸カルシウム板
8. 鉄鋼
9. アルミニウム
10. 金属板
11. ガラス
12. モルタル
13. しっくい
14. 石
15. 厚さが 12mm 以上の石膏ボード(ボード用原紙の厚さが 0.6mm 以下のものに限る)
16. ロックウール
17. グラスウール

不燃材料の指定方法であった昭和 45 年建設省告示第 1828 号は廃止され、国土交通大臣の認定を受けるための不燃性能は、国土交通大臣に指定された指定性能評価機関による不燃性能試験に規定されるようになり、次の(1)又は(2)のいずれかを満足した場合に「不燃材料」と認められる。不燃材で示す上記材料を利用した現実の製品開発との関係から今後継続して筐体の材料については議論が必要である。

- (1) 不燃性試験又は発熱性試験のいずれかに合格し、かつガス有毒性試験に合格したもの。
- (2) 不燃性試験又は発熱性試験のいずれかに合格し、かつ不燃材料の基材に化粧を施したもので、その化粧層の有機化合物の合計質量が 200g/m^2 以下のもの、及び予め基材の表面に木質系の材料等が施されている場合の化粧層の有機質は、表面に木質系部分を加味した総有機質の合計質量が 400g/m^2 以下のもの。

なお、接続箱は、延焼以外のリスクとして、塩害、感電を防止する二重絶縁の観点についても考慮して設計する必要がある。低圧盤類に対する国際規格である IEC 61439-1 は、「故障保護」(1つの絶縁不良が発生した場合に対する感電防止の手段)として、①二重絶縁、②零相電流監視による入力遮断、の何れかを求めている(8.4.3.1)(主回路が大地から絶縁されている場合(IT系)はこの限りではない。)。しかし、IEC規格は任意規程であり、国内法令ではこの様な制約は無い。金属筐体への接触による感電を防止する手段として、電技解釈は以下のとおり保護接地を認めている(電技解釈第 29 条)。すなわち、通常の高圧機器の金属筐体には、電圧が 300V 以下では D 種接地(接地抵抗 100Ω 以下)が、電圧 300V 超では(C 種接地抵抗は 10Ω 以下)が求められている。同条第 4 項のとおり、非接地かつ小規模(10kW 以下)の太陽光発電設備の直流電路に施設する筐体に関しては、電圧 450V まで 100Ω 以下の接地により感電保護を行うことが認められている。ただし、故障によって充電部と化した筐体の対地電位が、これらの保護接地によって安全な電圧になるためには、電路の他の箇所はこれら接地抵抗よりも十分に高い抵抗で大地から絶縁されている必要がある。

電技解釈第29条【機械器具の金属製外箱等の接地】(省令第10条, 第11条)

電路に施設する機械器具の金属製の台及び外箱(以下この条において「金属製外箱等」という。) (外箱のない変圧器又は計器用変成器にあっては, 鉄心)には, 使用電圧の区分に応じ, 29-1表に規定する接地工事を施すこと。ただし, 外箱を充電して使用する機械器具に人が触れるおそれがないようにさくなどを設けて施設する場合又は絶縁台を設けて施設する場合は, この限りでない。

29-1表

機械器具の使用電圧の区分		接地工事
低圧	300V以下	D種接地工事
	300V超過	C種接地工事
高圧又は特別高圧		A種接地工事

...

4 太陽電池モジュールに接続する直流電路に施設する機械器具であって, 使用電圧が300Vを超え450V以下のものの金属製外箱等に施すC種接地工事の接地抵抗値は, 次の各号に適合する場合は, 第17条第3項第一号の規定によらず, 100Ω以下とすることができる。

- 一 直流電路は, 非接地であること。
- 二 直流電路に接続する逆変換装置の交流側に, 絶縁変圧器を施設すること。
- 三 太陽電池モジュールの合計出力は, 10kW以下であること。
- 四 直流電路に機械器具(太陽電池モジュール, 第200条第2項第一号ロ及びハに規定する器具, 逆変換装置及び避雷器を除く。)を施設しないこと。」



(左) 端子台トラッキング(参考文献: Haeberlin)

(中) 基板トラッキング, 酸素流入を契機とする爆燃(参考文献: Haeberlin)

(右) 端子台トラッキング(参考文献: 吉富電気)

参考文献: Haeberlin, Arc Detector for Remote Detection of Dangerous Arcs on the DC Side of PV Plants, International workshop " Arcing in Photovoltaic DC-Arrays - Potential Dangers and Possible Solutions"

図 3.4-3 接続箱における事故例

参考文献

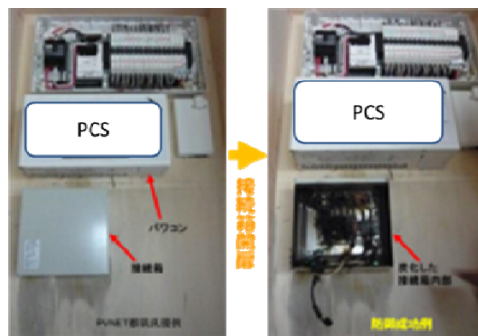
- 1)都筑：東日本大震災におけるPV被災実態調査(中間)報告 NPO 法人太陽光発電所ネットワーク 東日本大震災被災太陽光発電実態調査報告会, 2011/7/30
- 2)消防研究センター, 田村氏発表資料, 太陽エネルギー学会セミナー
- 3)吉富氏資料, 太陽エネルギー学会セミナー
- 4)加藤:”産総研メガ・ソーラタウンー10年の運用実績の概要, 太陽／風力エネルギー講演論文集(2014)
- 5)Haeberlin 資料
- 6)鈴木:太陽光発電システムの火災・事事故事例, 講演討論会「太陽光発電システムと火災安全」, 日本火災学会, 2014



出典：VDE

図 3.4-4 樹脂製における事故拡大例

参考文献:VDE, Arcing potential in fuses: missing standards for adequate testing of fuses in PV application, International workshop " Arcing in Photovoltaic DC-Arrays – Potential Dangers and Possible Solutions"



出典 PVNET都筑



図 3.4-5 金属製における事故拡大防止例

参考文献:PVNET 都筑(左図), 産総研(右図)

3.5 ケーブル設備および配線設備の選定

3.5.1 コネクタの選定

【目的】

コネクタにおける直列アークを回避することを目的とする。

【選定指針】

- [1] 製造メーカーが異なる嵌合可能なコネクタは、機器公差など相互の製造メーカーにて安全性が確認取れたコネクタを選定すること。
- [2] IEC 62852 の要求事項を満足したコネクタを選択することが望ましい。

【選定指針 解説】

- [1] コネクタは、太陽電池モジュール間やストリング等をつなぎ合わせる重要な接続部分であり、接続不良がある場合には直列アークが発生する危険がある。そこで、コネクタには接続不良が発生しない機器を選定する必要がある。コネクタには形状が類似で機械的に互換な機器が存在する。しかし、嵌合ができるだけでは各社のコンタクト部の設計が同一とは限らない。機器内部のスプリング部の公差などが異なる場合、コネクタの電氣的仕様(電圧・電流)の許容度が同一であっても、接続不良が発生する恐れがある。
- [2] IEC 62852 Ed. 1.0:2014 (b)「Connectors for DC-application in photovoltaic systems - Safety requirements and tests: 太陽光発電システムの直流印加用コネクタ―安全要求事項及び試験コネクタに関する安全性規格」が 2014 年に発行された。基本はこの規格の要求事項を満足することを推奨するが JISC 化などの国内議論は十分でない。

【紹介事項】

- [1] コネクタには、ロック式コネクタとラッチング式コネクタがある。
- [2] ロットが同じコネクタを利用することは、安全確保に役に立つ。
- [3]ハウジングに極性キーを備えている(キーイング)コネクタを利用することは、安全確保に役に立つ場合がある。

【紹介事項 解説】

- [1] ロック式コネクタとは、ロック機構を備えたコネクタであり主に硬質の樹脂を外部絶縁体として用いている。その構造は大別して 2 種類あり、オスコネクタとメスコネクタを嵌合した状態から開放するために特殊な工具が必要なもの(米国 NEC 仕様)と、手でロックを外せるタイプがある。アジアや欧州では、後者の方が多く使用されている。

ラッチング式コネクタは、主にエラストマーを外部絶縁体として用いており、オスメスコネクタの嵌合部に凹凸を設け、その掛りによって防水性と嵌合保持力を有する構造となっている。

近年、ロック式コネクタにおいて、コネクタ嵌合部での異常発熱や絶縁不良による地絡事故の例があり、粗悪なコネクタも存在するので注意が必要である。



図 3.5.1-1 多点地絡により発火したコネクタ

前記の IEC 62852 Ed. 1.0(2014)では、温度サイクル等の環境試験後に湿潤漏れ電流試験などの防水性を含み絶縁性を確認する試験要求がないため、第三者認証取得品であっても注意が必要である。

コネクタの防水性に問題があると、多点地絡の危険性が高くなる。図 3.5.1-1 は、多点地絡によりモジュール付属のコネクタが発火した例であるが、現場でコネクタの組み立てを行う場合も、コネクタの取扱説明書を熟読の上、細心の注意が必要である。

- [2] ブーツ、コンタクト、ハウジングがロット単位で異なるコネクタもあり、電気的特性が異なることがある。同一仕様を利用することが安全確保に役立つことから「紹介」とした。
- [3] モジュールに付属するコネクタの極性と、ストリング端から接続箱まで延長するケーブルに使用されるコネクタを使い分けるため、モジュール用と延長ケーブル用で極性表示が逆のタイプのコネクタがある。そのようなタイプを使用する場合、ハウジングは、極性キーが付き正極と負極の誤嵌合を防止できるコネクタは施工エラーの防止に役立つ。

3.5.2 ケーブルの選定

【目的】

ケーブル部における直並列アークを避けることを目的とする。

【選定指針】

- [1] 高圧の場合、「電線」を利用せず電技解釈第 46 条に準じたケーブル(PV ケーブル)を選定すること。
- [2] 低圧の場合、CV ケーブルや太陽光発電用に開発されたケーブルを選定すること。
- [3] シングルコアケーブル、もしくは絶縁性能が十分な多心ケーブルを選定すること。

【選定指針 解説】

- [1] 直流回路における「高圧」とは「750V を超え 7000V 以下の電圧」と定義される(電技省令第 2 条)。高圧では、電技省令に定義される「ケーブル」を利用すること。

電技解釈第 10 条には以下の記述がある。

電気設備の技術基準の解釈 第10条【高圧ケーブル】(省令第5条第2項, 第6条, 第21条, 第57条第1項)

使用電圧が高圧の電路(電気機械器具内の電路を除く。)の電線に使用するケーブルには、次の各号に適合する性能を有する高圧ケーブル、第 5 項各号に適合する性能を有する複合ケーブル(弱電流電線を電力保安通信線に使用するものに限る。)又はこれらのケーブルに保護被覆を施したものを使用すること。ただし、第46条第1項ただし書の規定により太陽電池発電設備用直流ケーブルを使用する場合、第 67 条第一号ホの規定により半導電性外装ちよう架用高圧ケーブルを使用する場合、又は第188条第1項第三号ロの規定により飛行場標識灯用高圧ケーブルを使用する場合はこの限りでない。

電技解釈第 46 条第 1 項の各号において、日本電線工業会が制定した太陽電池発電設備用の直流電路で使用するケーブル(「PV ケーブル」)についての規定がある。

電技解釈第 46 条は以下の記述がある。

電気設備の技術基準の解釈 第46条

太陽電池発電所に施設する高圧の直流電路の電線(電気機械器具内の電線を除く。)は、高圧ケーブルであること。ただし、取扱者以外の者が立ち入らないような措置を講じた場所において、次の各号に適合する太陽電池発電設備用直流ケーブルを使用する場合は、この限りでない。

- 一 使用電圧は、直流 1,500V 以下であること。
- 二 構造は、絶縁物で被覆した上を外装で保護した電気導体であること。
- 三 導体は、断面積 60 mm²以下の別表第 1 に規定する軟銅線又はこれと同等以上の強さのものであること。
- 四 絶縁体は、次に適合するものであること。
 - イ 材料は、架橋ポリオレフィン混合物、架橋ポリエチレン混合物又はエチレンゴム混合物であること。
 - ロ 厚さは、46-1 表に規定する値を標準値とし、その平均値が標準値以上、その最小値が標準値の 90% から 0.1mm を減じた値以上であること。

46-1表

導体の公称断面積 (mm ²)	絶縁体の厚さ (mm)
2以上14以下	0.7
14を超え38以下	0.9
38を超え60以下	1.0

ハ 日本工業規格 JIS C 3667 (2008)「定格電圧 1kV～30kV の押出絶縁電力ケーブル及びその附属品—定格電圧 0.6/1kV のケーブル」の「18.3 老化前後の絶縁体の機械的特性の測定試験」の試験方法により試験をしたとき、次に適合するものであること。

(イ) 室温において引張強さ及び伸びの試験を行ったとき、引張強さが 6.5N/mm²以上、伸びが 125%以上であること。

(ロ) 150℃に168時間加熱した後に(イ)の試験を行ったとき、引張強さが(イ)の試験の際に得た値の70%以上、伸びが(イ)の試験の際に得た値の70%以上であること。

五 外装は、次に適合するものであること。

イ 材料は、架橋ポリオレフィン混合物、架橋ポリエチレン混合物又はエチレンゴム混合物であって、日本工業規格 JIS C 3667 (2008)「定格電圧 1kV～30kV の押出絶縁電力ケーブル及びその附属品—定格電圧 0.6/1kV のケーブル」の「18.4 老化前後の非金属シースの機械的特性の測定試験」の試験方法により試験を行ったとき、次に適合するものであること。

(イ) 室温において引張強さ及び伸びの試験を行ったとき、引張強さが 8.0N/mm²以上、伸びが 125%以上であること。

(ロ) 150℃に168時間加熱した後に(イ)の試験を行ったとき、引張強さが(イ)の試験の際に得た値の70%以上、伸びが(イ)の試験の際に得た値の70%以上であること。

ロ 厚さは、次の計算式により計算した値を標準値とし、その平均値が標準値以上、その最小値が標準値の85%から0.1mmを減じた値以上であること。

$$t = 0.035D + 1.0$$

t は、外装の厚さ(単位:mm。小数点二位以下は四捨五入する。)

D は、丸形のものにあつては外装の内径、その他のものにあつては外装の内短径と内長径の和を2で除した値(単位:mm)

六 完成品は、次に適合するものであること。

イ 清水中に1時間浸した後、導体と大地との間に15,000Vの直流電圧又は6,500Vの交流電圧を連続して5分間加えたとき、これに耐える性能を有すること。

ロ イの試験の後において、導体と大地との間に100Vの直流電圧を1分間加えた後に測定した絶縁体の絶縁抵抗が1,000M Ω -km以上であること。

ハ 日本工業規格 JIS C 3660-1-4 (2003)「電気・光ケーブルの絶縁体及びシース材料の共通試験方法—第1-4部:試験法総則—低温試験」の「8.低温試験」の試験方法により、-40 \pm 2℃の状態で行ったとき、これに適合すること。

ニ 日本工業規格 JIS C 3667 (2008)「定格電圧 1kV～30kV の押出絶縁電力ケーブル及びその附属品—定格電圧 0.6/1kV のケーブル」の「18.10 エチレンプロピレンゴム(EPR)及び硬質エチレンプロピレンゴム(HEPR)の絶縁体のオゾン試験」の試験方法により試験したとき、これに適合すること。

ホ 日本工業規格 JIS K 7350-1 (1995)「プラスチック-実験室光源による暴露試験方法 第1部:通則」及び日本工業規格 JIS K 7350-2 (2008)「プラスチック-実験室光源による暴露試験方法-第2部:キセノンアークランプ」の試験方法により試験したとき、クラックが生じないこと。

へ 室温において、ばね鋼製のニードルに荷重を加え絶縁被覆を貫通させたとき、ニードルと導体とが電氣的に接触した際の荷重(4回の平均値をとるものとする。)が次の計算式により計算した値以上であること。

$$F=150 \times \sqrt{\text{導体外径}}$$

Fは、荷重(単位:N)

ト ケーブルの表面に深さ0.05mmの切り込みを入れた3つの試験片について、1つは-15℃、1つは室温、もう1つは85℃に3時間放置した後、外装の外径の(3±0.3)倍の直径を有する円筒に巻き、次に試験片を放置して室温に戻した後、清水中に1時間浸し、導体と大地との間に300Vの交流電圧を連続して5分間加えたとき、これに耐える性能を有すること。」

また、その電技解釈解説には以下の記述がある。

第1項は、高圧ケーブルは一般的に遮へい層を有するよう規定しているところ(→第10条)、日本電線工業会が制定した、太陽電池発電設備の直流電路で使用するケーブル(以下「PVケーブル」という。)の規格においては、遮へい層を有しないものとしている。PVケーブルの省令への適合性評価を、平成22年度電気設備技術基準適合評価に基づき実施した。その結果、④解釈で取扱者以外の者が出入りできないように措置した場所に施設する場合には、ただし書の各号に適合する電線の使用を認めることとした。第一号は、使用電圧は、直流の1500V以下であることを定めている。第二号は、基本構造を定めており、遮へい層のない構造も認められる。第三号～第六号では、導体、絶縁体、外装および完成品について、材料・厚さ等の性能、使用環境などにおいて必要と想定される性能、電氣的性能等を定めている。これらは、日本電線工業会 JCS4517「太陽光発電システム用ハログンフリーケーブル」から基本的なものを採用したものである。また、⑤解釈で導体断面積を60mm²まで規定した。

[2] 法規上、低圧では「ケーブル」と呼ばれる外装を施した電線種はほとんど利用可能である。しかし、ケーブルには使用用途別に種類があり、用途に合ったケーブルを選定することが事故を未然に防止するのに有効である。太陽光発電設備の使用環境は、屋外でしかも60℃以上の高温環境に曝される場合が多いことから、導体最高許容温度が90℃のCVケーブル(架橋ポリエチレン絶縁ビニルシースケーブル)や太陽光発電用に開発されたケーブルを使用するのが良い。産業機械、電動工具等移動する機械に使用される移動用ケーブルのPNCT(EPゴム絶縁クロロプレンゴムキャブタイヤケーブル)を使用した例では、被覆が破れる事故が発生している。また、発電所及び工場などの低圧の制御回路に使用される制御用ケーブルのCVV(制御用ビニル絶縁ビニルシースケーブル)を使用した例では、使用環境温度が日射の影響で導体最高許容温度60℃を超えていたため、蓄熱による短絡事故が発生している(表3.5.2-1)¹⁾。

[3] 配線を行う場合には、シングルコアケーブルを用いる方が多心ケーブル(図3.5.2-1 二心ケーブルの例:導体の外周に絶縁体を施した線心2本をより合わせるか平行に並べ、その外周に一括して外装を施したケーブル)を用いるよりも正負極間の短絡事故リスクを下げることができる。日本の太陽光発電のアレイ用ケーブルとしては600V単心CVまたはHCVが用いられることが多いが、外力による同一ストリング間や異極間の短絡を防止するだけであればデュプレックスケーブル(図3.5.2-1の単心ケーブルを2本より合わせたケーブル)でもかまわない。

表 3.5.2-1 太陽光発電用ケーブルと周辺での不具合事例の調査結果

(参考文献: JECTEC, 太陽光発電用ケーブルの信頼性に関する調査研究, 2010)

故障事例	使用年数	敷設地域	故障箇所	敷設場所	異常の有無	故障の要因	備考
げっ歯類 (リス, ネズミ, むささび) による地落, 断線		各地	屋根上電線	モジュール裏側	正常	動物	海外では, 補助金の制限として, ダクトによる動物からの保護を義務付けるケースもある
多芯 CVV を使用による蓄熱による短絡		愛知県	管内	モジュール〜接続箱	異常	過剰通電/日射による過熱	温度上昇し短絡したトラブル. CVV は定格温度 (導体) が 60℃ であり, 日射の影響で雰囲気温度が定格 60℃ を超えていたため, 短絡が起きた可能性あり. また確認はできなかったが, 細い導体の CVV を使用し, 導体発熱により過熱した可能性もある.
		長野	接続箱	接続箱内	異常	過剰通電/日射による過熱	また, 海外の施工基準 (IEC) では, 短絡を発生しづらくしたり, 放熱をよくする観点で, CVV のような多芯ケーブルは使用を禁止している.
		岐阜県	PF 管内	モジュール箱下屈曲部	異常		
PNCT 破壊 (導体見え)		地域関係なし	曲げ部分	屋外敷設箇所 (日射の有無関係なし)	正常	不明	設置場所, 屋内屋外問わず, 割れあり. 短絡の可能性あり. 原因はオープンクラックと考えられる.
電線管内での水たまりによる電線の短絡			接続箱下のケーブル屈曲部	モジュール〜接続箱	電線管の異常	水による短絡	電線管が割れ, 屈曲部に水がたまり, この部分で電線が短絡. ただし, 電線管が破れた理由は不明.
ステーブルによる 地落			屋内	主に 接続箱〜コンディショナー	異常	固定方法	丸型ケーブルをステーブルでとめることにより, ケーブルに力がかかり, ステーブルと導体が接触し地絡.
モジュール固定のケーブル噛み込み	敷設時	各地	モジュール周辺	モジュール間, モジュール〜接続箱	異常	固定作業	モジュールを固定する部分にケーブルを噛みこんでしまい, 被覆が変形.
突起物への接触	敷設時	各地	屋根裏	接続箱〜モジュール	異常	配線作業	屋根裏など狭い空間に配線時, 突起物に引っかかり, 被覆が破損.
車によるケーブル上通過	敷設時	街中			異常	敷設作業	道路で敷設準備をする場合, 車に引かれ, 被覆が破損.
端子加工時の導体傷つけ	敷設時		端子部	主に屋根上	異常	配線作業	端子加工が難しい場合, 素線を傷つけ導体抵抗があり, 異常加熱が発生.
砂塵による電線の破壊		富士山	電線・電線管・パネル	電線露出部全て	なし	砂塵	富士山に布設した太陽光発電装置. 強風, 砂塵が舞う環境のため電線被覆が破壊.
電線周辺でのトラブル事例							
インシュロックはずれ		地域関係なし	固定部	架台接続部	正常	環境亀裂応力	屋外で使用している電線は, インシュロックが壊れたらんだ状態になる. この場合, 風による屈曲や建築物との摩擦が起きる. 架台の亜鉛メッキの腐食生成物 (ZnCl) や融雪剤 (CaCl) の影響が原因. また, 架台の腐食性生物は有機酸と結合することが多く, アルカリ性になる. (pH12~13)
ぐるぐる巻き		東京	モジュール〜接続箱の区間	屋外配線	異常	熱	ブリアッセンブリ電線使用時, 余長をぐるぐる巻きにし流さ調整している施工例あり. 破壊事例ないが過熱の可能性あり.
虫による短絡 (端子間短絡)			端子間	接続箱内	正常	虫の侵入	短絡は, 端子間に虫が入り込んだため燃焼しており, 電線は問題ない. 電線は耐燃焼性が要求される.
接続箱外での接続			モジュール〜接続箱の区間	電線接続部分	異常	地絡, 短絡, 導体腐食	ブリアッセンブリ電線使用時, 長さが足りない電線を補足するため, 耐水性が十分でない接続方法で接続する.
施工中の短絡 火災	敷設時		XLPE の延焼	コンディショナー内		敷設作業時の短絡	太陽電池は活線なため, 施工中に導体接触による短絡による燃焼がおきやすい. このため, 耐燃焼性が要求される.
PV コネクター外れ			コネクタ	モジュール付近		接続忘れ, ヒートサイクル	電線には, 直接は関係ないがヒートサイクルによる影響を電線でも確認する必要がある.
モジュール下の鳥の営巣							電線への糞の付着 (酸性, 腐食性あり), 温度上昇の発生などのリスクが発生.

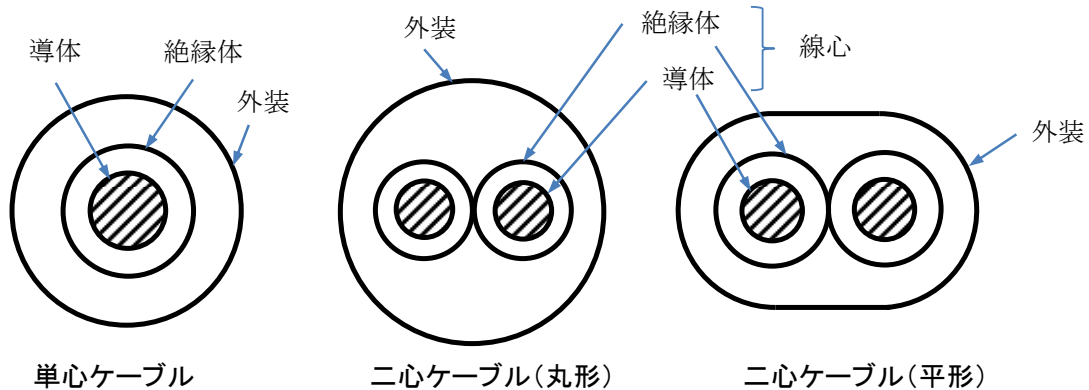


図 3.5.2-1 ケーブルの種類

【紹介事項】

[1] 太陽電池ストリングにブロッキング・ダイオードを利用する場合と, ヒューズを利用する場合とで事故電流の様相が異なることが示されている.

【紹介事項 解説】

[1] 太陽電池ストリングにブロッキング・ダイオードを利用する場合と, ヒューズを利用する場合とで事故電流の様相が異なるため, 適正なケーブルの設定が必要である. 太陽電池ストリングにブロッキング・ダイオードを利用する場合, ブロッキング・ダイオードは事故等による他のストリングからの逆電流の発生を防ぐことができ

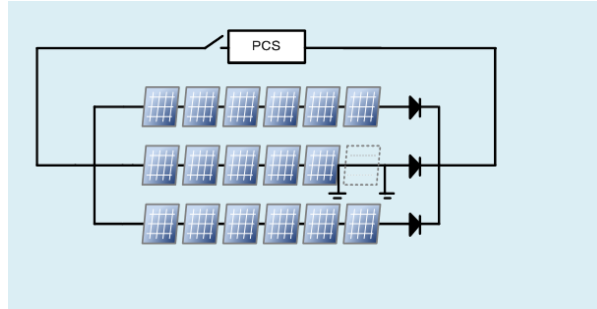


図 3.5.2-2 条件 PCS 非接続, 太陽電池1ストリングだけに不足電圧の場合
ブロッキング・ダイオードが健全な場合は逆バイアスがかかり, 事故電流は発生しない.

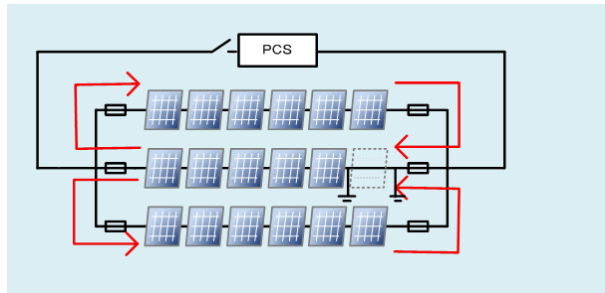


図 3.5.2-3 条件 PCS 非接続, 太陽電池 1 ストリングだけに不足電圧の場合
事故電流は他のストリングから流入するため I_{sc} より大きくなる.

る. 他方, ヒューズを利用する場合には, ヒューズが熔断するまでの時間は事故電流(逆電流)が流入する. 並列数が多い場合は, 事故電流が大きくなるため, 熔断時間が早い. 海外ではヒューズの使用が一般的である.

第4章 運用保安に関する一般事項

本運用保安に関する事項は、現場作業の概略をまとめたものである。運用・保安には、「測定」「推論」「対処」が必要であるが、ここでは現場作業での「測定」を助けるための材料を提供する。「測定」の結果を基に、事故やそれに至る恐れが無いことを「推論」するためには、測定以上の作業量が必要である。ここでは、まず測定方法を示し、明らかな危険の発見を見落とさないことの手助けとすることを目的とした。そのため、本章に示す「測定」要件項目のみを実施したことが、安全性を確保できることではないことに留意して欲しい。

【目的】

太陽光発電設備に起因する感電や火災を未然に防止し、運用における保安を確保することを目的とする。

4.1 一般原則

【一般原則】

[1] 太陽光発電設備は、所定の発電性能を発揮するとともに、電気的あるいは構造的な要因により、人体に危害を及ぼしたり他の物件に損傷を与えたりしないように、また、他の電気設備その他の物件の機能に電気的又は磁気的な障害を与えないように、維持すること。

【一般原則 解説】

[1] 本項の必要は自明である。電気事業者の電力系統に接続される太陽光発電設備は電気事業法において「電気工作物」とされ、出力 50kW 未満で電圧 600V 以下(直流 750V 以下)のものは「一般用電気工作物」、出力 50kW 以上のもは「自家用電気工作物」と区別される(電気事業法第 38 条)。どちらの場合も電技省令に適合するよう維持する必要があるが(電気事業法第 39 条)、その目的には「人体に危害を及ぼし又は物件に損傷を与えないようにすること」(電技省令第 4 条)、「他の電気設備その他の物件の機能に電気的又は磁気的な障害を与えないこと」(電技省令第 16 条)である。

また、2017 年 4 月の「電気事業者による再生可能エネルギー電気の調達に関する特別措置法」(再エネ特措法、いわゆる固定価格買取制度)の改正により、本制度の認定設備となるにはその設備を適切に保守点検及び維持管理するために必要な体制を整備して実施するものであることが求められるようになった。

資源エネルギー庁が策定した「事業計画策定ガイドライン(太陽光発電)」には、保守点検の具体的な項目や内容は明示されていないが、「民間団体が定めるガイドライン等を参考にし、当該ガイドライン等で示す内容と同等又はそれ以上の内容により、事業実施体制を構築する」ことが努力義務としてされている。そして、「民間団体が定めるガイドライン」の一例として日本電機工業会と太陽光発電協会が作成した技術資料「太陽光発電システム保守点検ガイドライン(JM16Z001)」(2016 年 12 月 28 日)が紹介されている。

さらに、日本電気協会は 2018 年に「自家用電気工作物保安管理規程(JEAC8021)」を改定し第 3 版を発行した。この第 3 版では太陽光発電設備の定期点検(月次点検および年次点検)の項目と内容が大幅に加筆されていることから、これも「民間団体が定めるガイドライン」の一つとして活用できる。

4.2 保安規程

【保安規程】

[1] 自家用電気工作物に区分される太陽光発電設備は、保安規程を定め運用管理を行うこと。

【保安規程 解説】

[1] 自家用電気工作物に分類される出力 50kW 以上の太陽光発電設備は、保安を一体的に確保するための保安規程を定めそれを守らなければならない(電気事業法第 42 条)。

保安規程の標準的な条文例や巡視・点検の基準表が、経済産業省中部近畿産業保安監督部近畿支部のホームページで公開されており、年次点検では保護装置の試験等が推奨されている(表 4-1)。

http://www.safety-kinki.meti.go.jp/denryoku/taiyoko/hoankitei_taiyoko.doc

<http://www.safety-kinki.meti.go.jp/denryoku/taiyoko/taiyokokijun.xls>

さらに、前述の「自家用電気工作物保安管理規程」でも資料として保安規程のモデル例が紹介されている。ただし、これらはいくまで例示であって最低限の項目であるため、個々の設備および安全性を確保するために必要な項目を作成する必要がある。

表 4-1 中部近畿産業保安監督局の巡視・点検基準例

	毎日	1 年毎
太陽	外部損傷, 亀裂, 弛み, 汚損, 発錆	
電池	接地線接続部	接地抵抗測定
アレイ		絶縁抵抗測定
接	外部損傷, 亀裂, 弛み, 汚損	
続	接地線接続部	接地抵抗測定
箱		絶縁抵抗測定
パワー コンデ イショ ナ	外部の損傷, きれつ, ゆるみ, 汚損, 加熱, 発錆, 計器の異常, 表示札表示灯の異常, 接地線接続部, その他必要事項	絶縁抵抗測定, 系統連系保護装置の特性試験, 単独運転機能確認, その他必要事項

4.3 保安点検の方法

【保安規点検の方法】

- [1] 保安点検の方法は「太陽光発電システムの保守点検ガイドライン(JM16Z001)」ならびに「自家用電気工作物保安管理規程(JEAC8021-2018)」を参考に実施することが望ましい。
- [2] 保安点検を実施するに際しては、作業者の安全を確保すること。
- [3] 太陽電池アレイの絶縁抵抗測定を実施すること。
- [4] 定期的にバイパス回路の確認を行うことが望ましい。
- [5] 逆流防止ダイオードが短絡故障することによって、低電圧ストリングが焼損する懸念がある場合は、逆流防止ダイオードが短絡故障していないことを確認すること。

【保安点検の方法 解説】

- [1] 「4.1 一般原則」で述べたように、事業策定ガイドライン(太陽光発電)は太陽光発電設備の具体的な保安点検の方法を明示せず、民間団体の定めるガイドラインの活用を推奨しているが、太陽光発電設備全体の保安点検方法が示されている民間資料は、これまでのところ「太陽光発電システムの保守点検ガイドライン(JM16Z001)」と「自家用電気工作物保安管理規程(JEAC8021-2018)」に限られる。したがって、当面はこれらの資料を参考にして太陽光発電設備の保安点検を行うことが望ましい。ただし、これらの資料も現在までの知見にもとづく最低限の内容に限定されていることに注意が必要である。表 4-2 に「自家用電気工作物保安管理規程(JEAC8021-2018)」の定期点検項目を示す。

表 4-2 「自家用電気工作物保安管理規程(JEAC8021-2018)」の点検項目

点検箇所・点検項目		点検要領	点検周期	
			月次	年次
太陽電池 アレイ	太陽電池モジュール	表面・裏面及び端子箱の破損, 変形, 汚損, 腐食, 過熱	1回/6月	
		太陽電池モジュールと架台の雪像状態(ボルト・ナットのゆるみ, 外れ, 腐食, マーキング)	1回/6月	
	コネクタ・ケーブル・保護管	破損, 変形, 汚損, 腐食, 過熱, 断線	1回/6月	
	接地線	腐食・断線・外れ	1回/6月	
		接続部のゆるみ		1回/1年
	架台	破損, 変形, 汚損, 腐食	1回/6月	
		部材相互の接続部(ボルト・ナットのゆるみ, 外れ, 腐食, マーキング)	1回/6月	
	基礎	破損, 変形, 汚損, 腐食	1回/6月	
架台と基礎の接合部(ボルト・ナットのゆるみ, 外れ, 腐食, マーキング)		1回/6月		
		基礎土砂流出	1回/6月	

	試験	太陽電池モジュール内のバイパス回路の機能確認		1回/1年
		接地抵抗測定(架台・モジュール)		1回/1年
		各ストリングの動作電流・動作電圧	1回/6月	
		絶縁抵抗測定		1回/1年
		各ストリングの開放電圧		1回/1年
接続箱・集電箱	本体	破損, 変形, 汚損, 腐食, 内部結露の有無, 施錠状態	1回/6月	
	端子台	接続箇所のゆるみ, 過熱	1回/6月	
	過電流防止素子(ヒューズ)	破損, 変形, 汚損, 腐食, 溶断表示の確認	1回/6月	
	逆流防止素子(ブロッキングダイオード)	破損, 変形, 汚損, 腐食, 過熱	1回/6月	
	断路器・開閉器	破損, 変形, 汚損, 腐食, 過熱	1回/6月	
	避雷器	破損, 変形, 汚損, 腐食, 過熱, 動作表示の確認	1回/6月	
	接地線	腐食・断線・外れ	1回/6月	
		接続部のゆるみ		1回/1年
	その他	消火設備の状態, 標識・表示の状態	1回/6月	
	試験	断路器・開閉器の開閉操作確認		1回/1年
接地抵抗測定			1回/1年	
過電流防止素子・逆流防止素子の機能確認			1回/1年	
ケーブル	本体	損傷, 変形, 汚損, 腐食	1回/6月	
	接続部	接続箇所のゆるみ, 過熱, 断線	1回/6月	
	保護管	損傷, 変形, 汚損, 腐食, 浸水	1回/6月	
パワーコンディショナ	本体	腐食, 損傷, 異音, 異臭, 換気口フィルタの目詰まり	1回/6月	
	無停電電源装置	異常の有無	1回/6月	
	その他	消火設備の状態, 標識・表示の状態	1回/6月	
	試験	接地抵抗測定		1回/1年
		直流地絡検出装置の機能確認		1回/1年
系統連系保護装置試験			1回/1年	
敷地	保護柵・塀	損傷, 腐食, 施錠状態, 立ち入り禁止標識等の設置状態	1回/6月	
	敷地	雑木・雑草の繁茂状況, 動物などの侵入の痕跡, 排水の状況	1回/6月	

他方、一般用電気工作物に分類される 50kW 未満の太陽光発電設備は、保安を確保するための保安規程を制定することは法令に記載されていないが、太陽光発電設備のリスクの存在は設備規模によらないため、保安点検は必要である。さらに、消費者安全調査委員会が 2019 年 1 月に公表した「住宅用太陽光発電システムから発生した火災事故等」の事故原因調査報告書では、住宅用太陽光発電設備の保安点検の実施を促す意見が発出されている。

太陽光発電協会(JPEA)は、10kW 以上 50kW 未満の太陽光発電設備の保守点検の指針を示すため、「太陽光発電システム保守点検ガイドライン【10kW 以上の一般用電気工作物】(第 1 版)(BU145001)」を作成し、2014 年 5 月に公表した。本ガイドラインは民間団体が自主的に定めたものであるが、太陽光発電設備の保安に最低限必要な点検方法が示されている。さらに同協会は、10kW 未満の太陽光発電設備の点検の項目と方法に関する指針を示すため「太陽光発電システム保守点検ガイドライン【住宅用】(第 2 版)(BU167001)」を作成し 2016 年 7 月に公表した。上記と同じくこのガイドラインも民間団体が自主的に定めたものであるが、やはり太陽光発電設備の保安に最低限必要な点検方法が示されている。これらのガイドラインには、日常点検方法(毎月 1 回程度、または悪天候(雨、風、雪、雹、落雷など)後や震災時の後に点検を行うことを推奨)と、4 年毎に一回以上実施する定期点検項目とが示されている。その項目を表 4-3 および表 4-4 に示す。

表 4-3 太陽光発電システム保守点検ガイドライン【10kW 以上の一般用電気工作物】
(太陽光発電協会)点検項目

	日常点検	定期点検
モジュール	モジュール表面に著しい汚れ、傷 および破損が無い	バックシートに著しい汚れ、傷、破損が無い (裏面の点検が可能な場合)
	モジュールフレームに破損、著しい変形が無い	
基礎 、 架台	架台に著しい傷、汚れ、さび、腐食、破損が無い	著しい基礎のひずみ、損傷、ヒビなどの破損進行が無い
		架台の変形、傷、汚れ、錆び、腐食および破損が無い(メッキ鋼板の端部の進行しないさびを除く) 塩害地区では特に錆び、腐食、破損を確認
		地上設置の場合は、凍結震度の影響、積雪による沈降、不等沈降、地際腐食、架台多連結による膨張変形等が無い
締結		モジュールおよび架台を固定するボルト、ナットの緩みが無い 折板屋根では、ハゼ金物の増し締め確認
アレイ配線	ケーブルに著しい傷、破損が無い 配線ケーブルを収める配管に著しい傷、腐食等が無い	接地線に著しい傷、破損等がなく、正しく接続されている
		コネクタは確実に結合され損傷が無い。過剰な張力がかかっていない。余分な緩みが無い 配線に著しい傷、破損が無い事
屋根	屋根葺材が破損していないこと、隙間やズレ無く収まっている	電線管に著しい傷、汚れ、さび、腐食、破損、変形が無いこと 配管・ラックの防水、支持・固定状態確認
		屋根葺材(折板屋根を含む)との接合部の損傷が無い コーキングに異常が無い

接続箱	外観に著しい腐食、さび、傷、及び機能を損なう可能性のある破損が無い	扉の開閉に異常が無い
		鍵付きの場合は施錠できること
		内部に、塵埃、雨水、害虫、小動物などの侵入が無く著しい汚れ、腐食、錆び、破損、変形が無い
		配線に著しい傷、破損が無い
		コーキングなどの十分な防水処理がされていること
		水抜き穴などの処理がされている
		内部機器に脱落などが無い
		配線ケーブルを収める配管に著しい傷、腐食などが無い
		端子台、内部機器にねじ緩みが無い
		ハンドル等の操作部がある場合は、確実に操作できる
		接地線に著しい傷、破損等が無く、正しく接続されている
		避雷素子(SPD)、バリスタに劣化が無い
		ストリング毎の絶縁抵抗測定
		接続箱出力端子と大地の間の絶縁が 1MΩ 以上
接地抵抗が規定値以下		
ストリング毎の電圧に異常が無い		
I-V 特性に異常が無い		
パワーコンディショナ	外箱の腐食及び破損がなく、充電部が露出していない。(鍵付きの場合)扉の施錠がされている。	外箱の固定ボルトなどに緩みがなく確実に取り付けられていること
		雨水の侵入がないこと
		PCS 内外に部品の落下がないこと
	PCS へ接続する配線に損傷がない 接続ケーブルを収める配管に著しい傷、腐食などが無いこと	配線ケーブルを収める配管に著しい傷、腐食などが無いこと
		接続ケーブルを収める配管に著しい傷、腐食などが無いこと 接続端子ネジの緩みがないこと 端子、キャップの変色がないこと
	通気孔をふさいでいない 換気フィルタ(ある場合)が目詰まりしていない	接地線に著しい傷、損傷がなく、正しく接続されていること
		ネジの緩みがないこと CS 入力端子-接地間が1MΩ 以上であること(測定電圧 DC500V)
	運転時の異常音、異常な振動、異臭及び異常な過熱がない	単相 3 線 100/200V 主回路端子台 U-O 間、W-O 間は AC101±6Vある 三相 3 線 200V / 三相4線式灯力併用配電線 主回路端子台 U-V、V-W、W-U 間は、AC202±20 である(系統電圧が高いと出力電力抑制が働きやすいことに留意)
		表示部に異常コード、異常を示すランプの点灯、点滅などが無い
	表示部の発電状況に異常がない	停止中に運転スイッチ“入(運転)”で連系運転すること 連系運転中に運転の表示又は運転を表す表示が行われていること
運転中に運転スイッチ“切(停止)”で瞬時に停止すること 停止中に停止の表示又は停止を表す表示が行われていること		

		<p>引込口開閉器を遮断したとき、瞬時に停止すること</p> <p>また、復電したとき、所定時間後に自動復帰すること</p> <p>1) PCS を連系運転とし、引込口開閉器を開放して停止状態とする</p> <p>2) 保護装置が働き PCS が直ちに(電力会社との協議値どおりに)停止することを確認した後、再投入する。投入から PCS が自動復帰するまでの時間を測定し、これが所定の時間(電力会社との協議値通り)であること。</p> <p>(電力会社から手動復帰を指示されているときは、復電したときに自動復帰しないこと。)</p>
		<p>自立運転機能付きの場合、自立運転に切替えたとき、自立運転専用端子から製造業者の指定の電圧が出力されること。</p>
		<p>PCS の運転、停止などの状態表示、発電電力、発電電力量などの表示を確認することによって、PCS の動作が正常であることを確認する</p> <p>1) PCS の運転・停止の切替を行ない、運転、停止などの状態表示を確認する</p> <p>2) 運転しているときの、発電電力、発電電力量などの PCS の表示を確認する</p> <p>3) PCS の状態表示、発電電力、発電電力量などの表示と監視装置・データ収集装置の表示を確認する</p>
その他(開閉器、ELB、WH等)	外箱の外観に著しい腐食、さび、及び機能を損なう可能性のある破損が無い	機器に著しい傷、機能を損なう可能性がある破損がない
		端子まわりに著しい汚れが無いこと
		ハンドル等の操作部がある場合は、確実に操作できる
		温度異常により、絶縁ケースや端子部分に加熱による変形などがないこと
		確実に取り付けられていること
		配線に著しい傷、損傷が無い
端子台、内部機器にねじ緩みが無い		
周囲状況	陰の状態の確認、鳥の巣、雑草、樹木等の状態が安全、性能に著しい影響の無いこと	

表 4-4 太陽光発電システム保守点検ガイドライン【住宅用】(太陽光発電協会) 点検項目

	日常点検(毎月、悪天候、災害後)	定期点検(4年に1回以上)
モジュール	表面に汚れ、キズ、破損が無いこと	
	フレームに破損、著しい変形が無いこと	
架台	架台に腐食、錆びが無いこと	
ケーブル	外被部分に損傷が無いこと	
接地		接地線に確実に固定されていること
端子		ネジの緩みが無いこと

コーキング		指定された箇所に確実にコーキングされていること 防水シーラーが指定された箇所に貼り付けてあること
屋根葺材	屋根葺材が破損していないこと、隙間やズレがなく収まっていること	
屋根裏		野路裏、天井裏に結露、雨漏りの痕跡が無いこと
配電線管	配線ケーブルを収める配管にキズ、腐食などが無いこと	
架台接地		D種接地抵抗測定 100Ω以下(低圧電路に漏電遮断器などがあれば500Ω以下)
ストリング電圧		ストリング開放電圧確認、初期値との比較 IV特性の測定が好ましい
ストリング電流		ストリング短絡電流確認、初期値との比較 日射計で日射条件も測定、記録する。
接続箱	外箱に腐食、破損が無いこと	ネジの緩みが無いこと
	配線に異常が無いこと	接地線に異常が無いこと、接地線にねじ緩みが無いこと
		各ストリングの絶縁抵抗値が0.2MΩ以上であること(500Vにおいて)
		出力端子ー接地間の絶縁を各ストリング毎に測定し、0.2MΩ以上であること(500Vにおいて)
		D種接地抵抗測定 100Ω以下(低圧電路に漏電遮断器などがあれば500Ω以下)
パワーコンディショナ	腐食及び破損がないこと	取付状態が本体の質量に耐えうる壁構造であること 機器周辺にメーカーから指定されたスペースが確保されていること
	接地線に異常がないこと ネジに緩みが無いこと	屋内用の場合、過度の湿気、油蒸気、煙、腐食性ガス、可燃性ガス、塵埃、塩分、火気がないこと、引火物がないこと 屋外用の場合、冠水及び、冠雪の恐れがない場所に設置されていること、火気、可燃性ガス及び、引火物がないこと
	自立運転切り替え後、表示モニターで自立運転切替えの確認を行う	自立運転切り替え時、専用コンセントから最大1500Wまでの負荷が使用できること
	通気孔を塞いでいないこと、指触による異常のないこと 天面、地面、側面距離が十分保たれていること	整定値の確認 OVR: 系統過電圧 UVR: 系統不足電圧 OFR: 系統周波数上昇 UFR: 系統周波数低下 電圧上昇抑制

		単独運転検出レベル 復帰タイマー
	運転時の異常音, 異常振動, 異臭がないこと	接地抵抗値測定 D種接地工事: 100Ω以下(低圧電路に漏電遮断器など設置してあれば, 500Ωまで可)
	表示状況, 発電状況に異常がないこと	パワーコンディショナー停止後, 所定時間で自動復帰する
		絶縁抵抗測定入出力端子-接地間 指定された測定条件で各モジュール系統(各ストリング回路) 毎, 全て測定し, その値が規定値以上であること 1MΩ以上(測定電圧 DC500V)

なお, 表 4-4 には, 太陽電池アレイの定期点検項目に「ストリングの短絡電流測定」が挙げられているが, 測定対象の太陽電池モジュールのバイパス回路が開放故障していた場合, 一部の太陽電池セルが逆電圧象限動作となり, 太陽電池モジュールの損傷や電気事故となる恐れがあるため, 本測定は実施しないことを推奨する. 実施が必要な場合は, バイパス回路の健全性を確認した後に行うことが必要である(バイパス回路の確認方法は[6]を参照). なお, 10kW 未満の太陽光発電設備向けに太陽光発電協会の作成した「太陽光発電システム保守点検ガイドライン【住宅用】」よりも, 同協会作成の「太陽光発電システム保守点検ガイドライン【10kW 以上の一般用電気工作物】」がより網羅的であることから, 後者による点検を実施したほうが運用における安全性の向上により有効である.

さらに, 日本電機工業会は太陽光発電設備の点検要領を「小出力太陽光発電システムの保守・点検ガイドライン(JEM-TR 228)」として公開している. その項目を表 4-5 にまとめた. なお, 表 4-1~表 4-5 には竣工時の点検項目は含めていない.

表 4-5 日本電機工業会 小出力太陽光発電システムの保守・点検ガイドライン(JEM-TR228)点検項目

	日常点検(毎月, 地震, 強風, 大雪後)	定期点検(4年に1回以上)
ア レ イ	ガラスなど表面に著しい汚れ及び破損が無い	接地線に異常が無い, ネジの緩みが無い
	架台に腐食および破損が無い(メッキ鋼板の端部の進行しないさびを除く)	
	接続ケーブルに損傷が無い	
接 続 箱	外箱に腐食および破損が無い	外箱に腐食および破損が無く, 充電部が露出していない
	接続ケーブルに損傷が無い	配線に異常が無い, ネジの緩みが無い
		接地線に異常が無い, ネジの緩みが無い
		水の侵入またはその跡が無い 配管部での水の侵入またはその跡が無い
		全ストリングの, 太陽電池-接地間の絶縁抵抗値 0.2MΩ以上(500V)

		出力端子－接地間の絶縁抵抗値 1MΩ 以上(500V)
		全ストリングの極性が正しく、開放電圧が規定の電圧である
その他		開閉器の接続端子にねじ緩みが無い
		接続ケーブルに損傷が無い
		1MΩ 以上(500V)

なお、前出の「太陽光発電システム保守点検ガイドライン(JM16Z001)」は、上述の JEM-TR228, BU145001, BU167001 などと国際電気標準会議(IEC:International Electrotechnical Commission)が委員会原案(CD:Committee Draft)として 2016 年 9 月に発行した IEC 62446-2(Photovoltaic (PV) systems - Requirements for testing, documentation and maintenance - Part 2: Grid connected systems - Maintenance of PV systems) (以下「IEC 規格」)を参考に作成されたものである。

平成 28 年度から平成 30 年度に国立研究開発法人 新エネルギー・産業技術総合開発機構の委託研究「新エネルギー・産業技術総合開発機構の委託研究「太陽光発電システム効率向上・維持管理技術開発プロジェクト/太陽光発電システムの安全確保のための実証/太陽光発電設備の安全化に関する実証試験および研究」事業では、設備容量や設置形態の異なる 17 箇所 の太陽光発電設備での実態調査と測定作業を通して的確かつ効率的な保守点検の手順の確立に取り組み、最新の点検手順を取りまとめた。この内容の詳細は参考 2 に示すとおりであり、また、この手順にしたがって実施した調査事例を参考 3 に紹介している。

- [2] 太陽光発電設備が不安全な状態にある場合、そのリスクに最初に曝される可能性があるのは点検作業員である。したがって、点検作業員は必要十分な安全を確保した状態で点検を実施しなければならない。

点検作業において特に注意を要するリスクは、高所からの墜落と感電と落下である。高所作業に関しては、労働安全衛生規則第 518 条に次の規定がある。

労働安全衛生規則第 518 条(作業床の設置等)

- 1 事業者は、高さが二メートル以上の箇所(作業床の端、開口部を除く。)で作業を行う場合において墜落により労働者に危険を及ぼす恐れのある時は、足場を組み立てる等の方法により作業床を設けなければならない。
- 2 事業者は前項の規定により作業床を設けることが困難な時は、防網をはり、労働者に要求性能墜落制止用器具を使用させる等、墜落による労働者の危険を防止するための措置を講じなければならない。

また、感電に関しては、労働安全衛生規則第 346 条に次の規定がある。

労働安全衛生規則第 346 条

- 1 事業者は、低圧の充電電路の点検、修理等当該充電回路を取り扱う作業を行う場合において、当該作業に従事する労働者について危険が生じるおそれのあるときは、当該労働者に絶縁用保護具を着用させ、又は活線作業用器具を使用させなければならない。
- 2 労働者は、前項の作業において、絶縁用保護具の着用又は活線作業用器具の使用を命じられたときは、これを着用し、又は使用しなければならない。

- [3] 太陽電池アレイの絶縁抵抗測定は、感電や火災を未然に防止することに有用である。

太陽光発電設備では、1 枚 250W 程度の太陽電池モジュールの直並列接続によって太陽電池アレイが

構成されているため、回路の絶縁抵抗を測定するためには、太陽電池モジュールそのものの絶縁抵抗も同時に測定することが可能な測定方法が求められる。

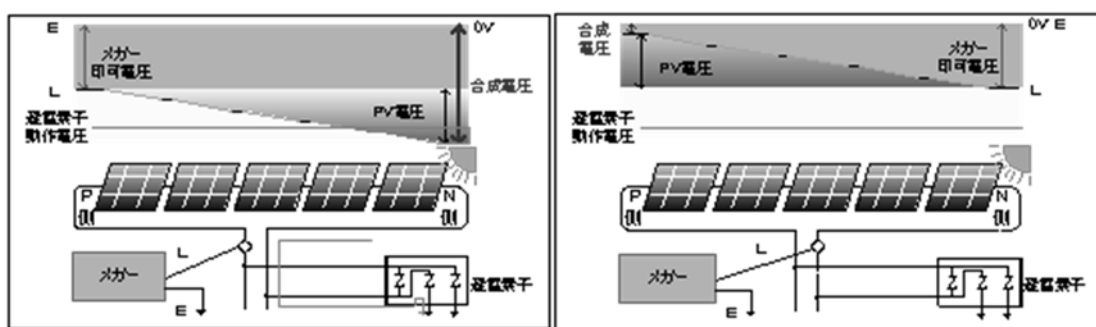
前掲の「小出力太陽光発電システムの保守・点検ガイドライン(JEM-TR228)」は、太陽電池回路の絶縁抵抗測定試験方法として、絶縁抵抗計を使用した「P-N 間を開放した状態で行う方法」と「P-N 間を短絡した状態で行う方法」の二種類を推奨している。ただし、この方法はどちらも検出不感帯はないが、地絡を検出した場合に地絡箇所を特定することはできない。

①一般の絶縁抵抗計(メガー)による方法

a. P-N 間を開放した状態で行う方法

P-N 間が開放状態であるため、日中の場合は各太陽電池モジュールに開放電圧が発生している状態で実施する絶縁抵抗測定方法である。試験回路を図 4-1 に示す。具体的な作業手順は以下のとおりである。なお、上記したように太陽電池モジュールに開放電圧が発生しているため、作業者は感電に注意する必要がある。

- ・測定する太陽電池ストリングの開放電圧が 500V 未満の場合は 500V 絶縁抵抗計を、開放電圧が 500V 以上の場合は 1,000V 絶縁抵抗計を用意する。
- ・接続箱に避雷素子(SPD)が備えられている場合には、避雷素子の接地回路を開放する。
- ・始めに P 側端子を絶縁抵抗計の「LINE」側に、次に接地線側を絶縁抵抗計の「EARTH」側にそれぞれ接続する。
- ・絶縁抵抗計の電圧を印加して絶縁抵抗を測定し、表 4-6 に示す判定基準を満たしているかを確認する。図 4-1(a)に示すとおり、このとき各太陽電池モジュールには、絶縁抵抗計の印加電圧に各太陽電池モジュールの開放電圧が加わる。ケーブルの静電容量や日射強度、温度の変化により全体の印加電圧が変化するため、安定するまでには若干時間を要する場合がある。
- ・次に N 側端子を絶縁抵抗計の「LINE」側に、接地線側を絶縁抵抗計の「EARTH」側にそれぞれ接続し、絶縁抵抗計の電圧を印加する。この場合は図 4-1(b)に示すとおり、P 側に接続された太陽電池モ



(a) P 側印加の例

(b) N 側印加の例

図 4-1 P-N 間を開放状態で実施する絶縁抵抗試験

表 4-6 絶縁抵抗測定判定基準(電気設備技術基準 58 条)

電路の種類		判定基準
使用電圧が 300V 以下の電路	対地電圧が 150V 以下のもの	0.1MΩ 以上
	その他	0.2MΩ 以上
300V を超えるもの		0.4MΩ 以上

ジュールには、絶縁抵抗計の印加電圧から各モジュールの開放電圧分減圧された状態で印加される。

- 絶縁抵抗を測定し、表 4-6 に示す判定基準を満たしているかを確認する。
- 避雷素子を元の状態に戻す。

b. P-N 間を短絡した状態で行う方法

P-N 間を短絡することで線間電圧を零にしてから絶縁抵抗を測定する試験方法である。P-N 間に電位差がないため、この方法は開放状態で実施する試験と比較して試験回数が半分で済むという利点があるが、P-N 間を短絡する回路の作成及び作業終了後の試験回路撤去などの試験条件作成が必要になる。なお、日中において一度短絡した回路を開放する際、交流用開閉器を使用すると短絡電流により図 4-2(a)に示すようなアークが発生し、作業者が怪我をする危険性がある。したがって、図 4-2(b)に示すように試験条件に合わせた直流用開閉器を選定しなければならない。

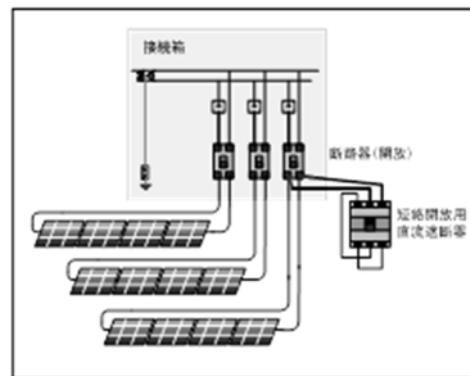
なお、本技術文書は、短絡された状態での絶縁検査は夜間にのみ行い昼は実施しないことを推奨する。また、対象ストリング中に開放故障したバイパスダイオードが存在している場合は、太陽電池モジュールを損傷するリスクもあるため、この方法を選択する場合は夜間の実施を推奨する。

具体的な作業手順は以下のとおりである。

- 測定する太陽電池ストリングの開放電圧が 500V 未満の場合は 500V 絶縁抵抗計を、開放電圧が 500V 以上の場合は 1,000V 絶縁抵抗計を用意する。
- 接続箱に避雷素子 (SPD) が備えられている場合には、避雷素子の設置回路を開放する。
- 短絡用開閉器をオフにし、短絡用開閉器一次側の P 側端子と N 側端子を、太陽電池ストリングのブロッキング・ダイオードよりも太陽電池側と開閉器の間にそれぞれ接続する。
- 接続後に短絡用開閉器をオンにする。
- 短絡開閉器二次側を絶縁抵抗計の「LINE」側に、接地線側を絶縁抵抗計の「EARTH」側にそれぞれ接続する。
- 絶縁抵抗計の電圧を印加して絶縁抵抗を測定し、表 4-6 に示す判定基準を満たしているかを確認する。
- 必ず短絡用開閉器をオフにしてから、太陽電池ストリングの開閉器をオフにし、短絡用開閉器一次側の接続を外す。この順序を誤るとアークが生じる危険がある。
- 避雷素子を元の状態に戻す。



(a)交流用開閉器使用による短絡電流開放時のアーク



(b)短絡条件作成の例

図 4-2 P-N 間を短絡状態で実施する絶縁抵抗試験の留意点

なお、絶縁抵抗計を用いる場合には、そのプローブの色と一般の電線の色とを混同しないよう注意する必要がある。具体的には、絶縁抵抗計の正極(黒プローブ)を接地極側に、負極(赤プローブ)をパワーライン側に接続する。また、絶縁抵抗計は本来負荷を対象にするものであり、それ自体が電源である太陽光発電設備の絶縁抵抗を測定することを念頭においたものではない。したがって、使用する絶縁抵抗計には、シンク動作が可能であり、ソース・シンクいずれの状態でも動作するカレントリミッタを内蔵しているものを選定する必要がある。シンク動作は、ストリング電圧が絶縁抵抗計の発生電圧を上回った場合に発生する可能性があり、その際の安全が確保されていないと、太陽電池ストリングからの電流によって絶縁抵抗計が破損し、作業者を負傷させる恐れがある。カレントリミッタは過電流による絶縁抵抗計の破損と作業者の怪我の防止のために必須である。

②自己バイアス方式(絶縁抵抗計によらない方法)

上記に対し、絶縁抵抗計ではなく、所定の受信抵抗を備えた電圧計を使用し、太陽電池ストリング自体が持っている電圧を利用して絶縁抵抗値を求める手法(「自己バイアス方式」)がある。この方法は、検出不感帯がなくかつ地絡を検出した場合には地絡箇所を特定できることができる。また、設備や作業者に対する危険が低いという利点もある。

以下に概要を記載する(詳細は参考文献1を参照されたい)。

図4-3に示すとおり、太陽電池ストリングをアレイから切り離し、正極および負極を抵抗を介して接地したときの対地電位を測定する。正極測定時の状況を図4-4に、負極測定時の状況を図4-5に示す。また、太陽電池ストリングの極間電圧(V_{oc})を別途測定する。

これらの結果と、接地に使用した抵抗の値(R)から、絶縁抵抗値 R_{leak} と地絡位置の負極からの位置を求めることができる。なお、対象とする太陽電池ストリングは必ずしも開放状態である必要はない。具体的な計算式を以下に示す。この原理に基づく製品も市販されている(マルチ計測器製 MSEI-100C)。

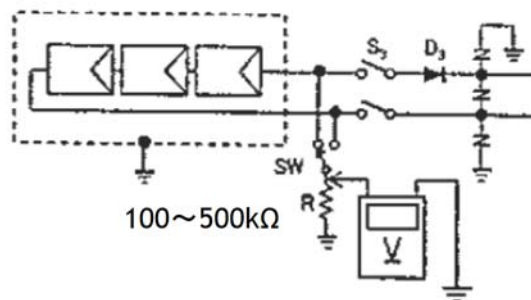


図 4-3 自己バイアス方式

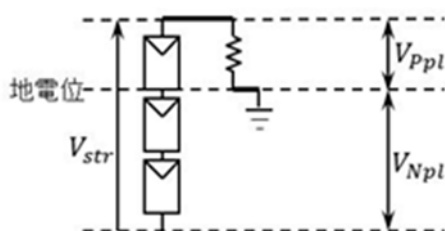


図 4-4 自己バイアス方式
における正極測定(V_p 測定)

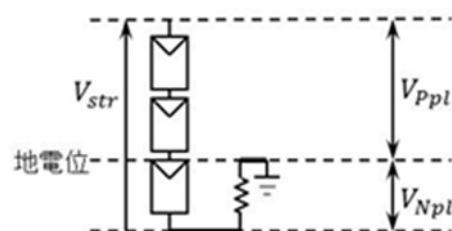


図 4-5 自己バイアス方式
における負極測定(V_n 測定)

$$|R_{leak}| = R \left[\frac{|V_{oc}|}{|V_p| + |V_n|} - 1 \right] \approx R \left[\frac{|V_{op}|}{|V_{opp}| + |V_{opn}|} - 1 \right]$$

$$|R_{leakpoint}(from\ minus)| = V_{oc} \left[\frac{|V_n|}{|V_p| + |V_n|} \right] \approx V_{op} \left[\frac{|V_{opn}|}{|V_{opp}| + |V_{opn}|} \right]$$

ここで、

V_{Ppl} : スtring正極側への加圧電圧 (正極 SW 時は V_p または V_{opp})

V_{Npl} : スtring負極側への加圧電圧 (負極 SW 時は V_n または V_{opn})

R_{leak} : 絶縁抵抗

V_{oc} : スtring開放電圧

V_p : スtring開放時に R を介して正極を接地したときの正極対地電位

V_n : スtring開放時に R を介して負極を接地したときの負極対地電位

V_{op} : スtring動作中の線間電圧

V_p : スtring動作中に R を介して正極を接地したときの正極対地電位

V_n : スtring動作中に R を介して負極を接地したときの負極対地電位

太陽電池Stringをスイッチによって定期的かつ自動的に切り離して自己バイアス方式によって検査すれば、「検出不感帯が無い事」「頻繁に監視できること」「地絡検出と同時に地絡箇所を特定できること」を実現することができ、実際にそのような研究が実施されている²⁾。

次に、実際にこの「自己バイアス方式」を試行した模擬地絡実験を紹介する。図 4-6 に 18 枚の太陽電池モジュールを直列に接続した実験回路を示す。同図(a)の「一点地絡ケース」は N 側から 12 枚目と 13 枚目の間のモジュール間接続を模擬的に地絡させたケースであり、他方同図(b)の「二点地絡ケース」は、先的一点地絡箇所に加えて 9 枚目と 10 枚目の間のモジュール間接続を模擬的に地絡させたケースである。また、接地に使用した抵抗 R は 10k Ω である。二つのケースにおいて測定したStringの開放電圧 V_{oc} 、正極対地電位 V_p 、負極対地電位 V_n を表 4-7 に示す。

一点地絡ケースの地絡点(負極から)は、上式から

$$R_{leakpoint}(from\ minus) = 586 \times \{384 / (193 + 384)\} = 586 \times 0.667 = 391V$$

となり、N 側から V_{oc} の 0.667 の割合にあるところ、つまり 12 枚目のモジュールであることが導かれる。

他方、二点地絡ケースの場合は、まず一点地絡の場合に比べて V_{oc} が約 100V、つまりモジュール 3 枚分少なくなっていることがわかる。

また、負極からの地絡点は

$$R_{leakpoint}(from\ minus) = 497 \times \{295 / (197 + 295)\} = 497 \times 0.6 = 297V$$

となり、N 側から 15 枚のモジュールの 0.6 の割合にあるところ、9 枚目のモジュールであることが導かれる。同様にして正極からの地絡点は

$$R_{leakpoint}(from\ plus) = 497 \times \{197 / (197 + 295)\} = 497 \times 0.4 = 199V$$

となり、P 側から 15 枚のモジュールの 0.4 の割合にあるところ、つまり 6 枚目(N 側から数えて 13 枚目)のモジュールであることが導かれる。

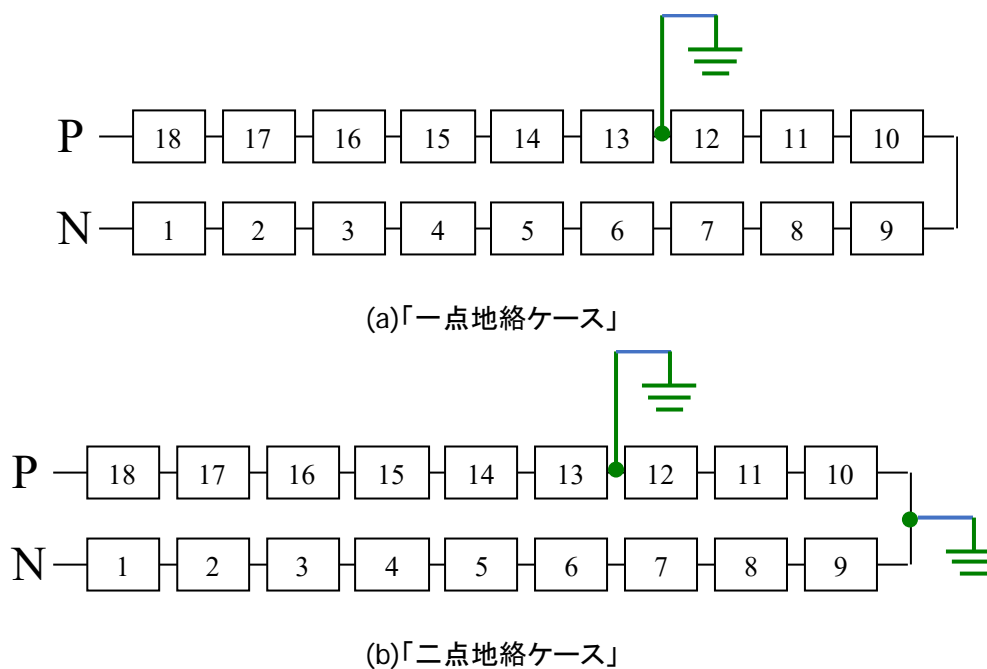


図 4-6 「自己バイアス方式」を試行した模擬地絡の実験回路

表 4-7 地絡模擬実験の結果

	一点地絡	二点地絡
$V_{oc}[V]$	586	497
$V_p[V]$	193	197
$V_n[V]$	-384	-295

参考文献

- 1) 吉富政宣: 太陽光発電システム向け各種絶縁抵抗測定法の得失検討—適切な点検手順導出のための論点抽出, 太陽エネルギー, Vol.40, No.3, pp.105-118, 2014
- 2) 石井ら: 太陽光発電システムにおける直流地絡保護の検討(II), 平成 25 年度日本太陽エネルギー学会/日本風力エネルギー学会合同研究発表会, 2013 年 11 月 28 日, 那覇市

③専用の絶縁抵抗計による方法

「小出力太陽光発電システムの保守・点検ガイドライン(JEM-TR228)」は、絶縁抵抗測定方法として「P-N間を開放した状態で行う方法」と「P-N間を短絡した状態で行う方法」の二種類を推奨していることを前述した。後者の方法は正確に測定できるが短絡時にアーク発生の危険性がある。発電していない夜間に測定すれば安全であるが、夜間に限定されるので作業効率が悪くなる。他方、前者の方法は、危険性は低いが経路の絶縁状態によっては正確に測定できない場合がある。なぜなら、絶縁抵抗測定に必要な測定電流と太陽電池ストリングの発電電流が重畳するからである。

以上の問題を解決する太陽光発電設備専用の絶縁抵抗計として、「P-N間を開放した状態で行う方法」の製品も販売されている。この方法において、測定電圧印加前後にそれぞれ電流/電圧を測定、演算することで正確な絶縁抵抗値を測定することを可能にしている(図 4-7 および図 4-8)。

測定電圧印加前の電圧/電流測定は太陽電池ストリングの発生電圧/電流を測定していることになる。測定

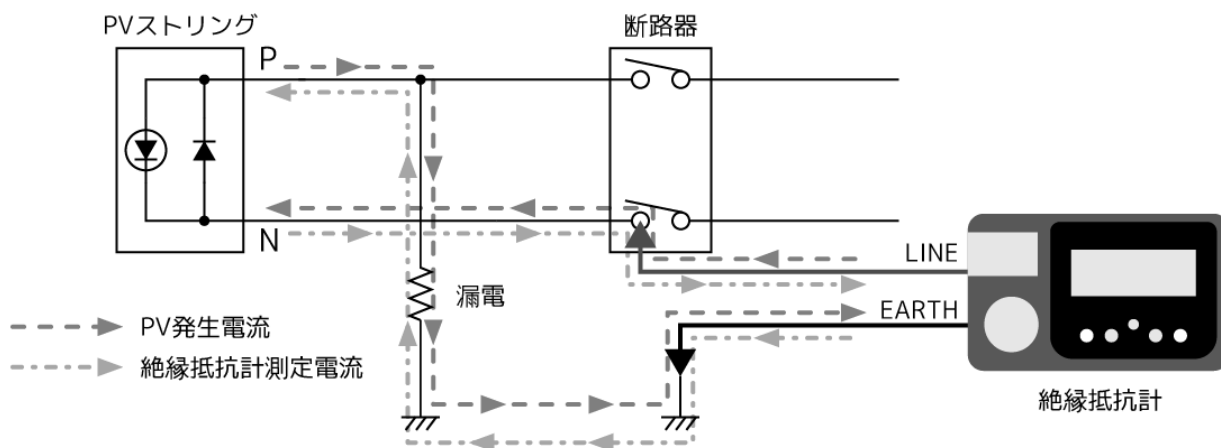


図 4-7 太陽電池回路専用絶縁抵抗測定装置

電圧印加後の電圧/電流測定は、太陽電池ストリングが発生した分と絶縁抵抗計が発生した電圧/電流が混在している。測定電圧印加前と印加後の測定値を演算して、太陽電池ストリング発生分を取り除くことにより正確な絶縁抵抗値を測定できる。太陽電池ストリングの絶縁抵抗を測定するファンクション（以下「PVΩモード」）を選べば、自動的に印加前後の電圧/電流を測定して演算し正確な絶縁抵抗値を表示する。PVΩモードが付いていることが太陽光発電設備専用の絶縁抵抗計と言われる所以である。

しかし、PVΩモードは太陽電池ストリングから流れ込む電流を制限するための抵抗が挿入されるため、小さな絶縁抵抗を測定した場合は、抵抗値は正確に表示するが、測定物に設定した印加電圧が印加されない場合がある。

また、近年ではストリングの高圧化が進んでいるが、発電電圧 1,000V が入力されても壊れない設計の製品もある。この耐電圧は点検者に機動性を与えている。

さらに、メガソーラのような大規模発電設備の場合、ストリング数が膨大になる。1点あたりの測定時間が長ければ、設備全体の保守効率が格段に落ちる。よって、高速に測定できること、安定した測定値を得られること、簡単な操作であることは重要な要素である（例えば、現在最速の日置電機製 IR4053 の測定にかかる時間は 4 秒である）。

その他にも、太陽光発電技術研究組合 (PVTEC) が Web サイト上に保守点検のための機器一覧表を公開している (http://www.pvtec.or.jp/news/pdf/180315_oshirase.pdf)。この一覧表は 2018 年 3 月に公開されたものである。この一覧表の中から、本技術文書の趣旨に照らし、絶縁抵抗を測定できるもののみを抽出し、また、合わせて Web 検索により、当該一覧表にはない測定器も調査し、測定原理などに特徴があるものを付録 B.2.3.4 に整理しているので参考にされたい。



図 4-8 PV 専用絶縁抵抗計の例
(写真提供: HIOKI)

- [4] 太陽電池モジュール（以下、モジュール）の異常加熱リスク、火災リスクを低減するためには、バイパス回路（以下、BPC）の定期的な検査が必要である。「自家用電気工作物保安管理規程 (JEAC8021-2018)」でも太陽電池発電設備の定期点検に「バイパス回路の機能確認」が追加されている。

開放故障した BPC の検査手法には、①開放 BPC を含む太陽電池ストリング（以下、ストリング）を特定す

る手法, ②開放 BPC を含むモジュールを特定する手法, の二種類がある. 現地検査では, ①と②を組み合わせることで効率的な検査が可能となる. 以下に開放 BPC を特定する具体的方法を示す.

①開放 BPC を含むストリングを特定する手法

複数のストリングで構成されている太陽光発電設備では, はじめにストリング毎に検査を行い, 開放 BPC を起こしているクラスタを含むストリングを特定する(単一ストリングからなる設備では, この手順は不要である). ストリング内の開放 BPC の有無はストリングの電流-電圧特性から判別できる. 図 4-9 はストリングの電流-電圧特性の模式図であり, 第 1 象限は一般的な発電時の I-V カーブを示している. 第 2 象限は外部から逆バイアス電圧が印加されストリングが電力を消費している状態である. 第 2 象限の赤線はストリング内の BPC がすべて正常な場合の特性である. ストリングに対して逆バイアスが印加される第 2 象限では BPC に対しては順バイアスが印加される. BPC の順方向電圧($-V_F$)以上の逆バイアス電圧をストリングに印加すると I_{sc} 以上の電流が流れる. 他方, BPC が 1 つでも開放故障していた場合は I-V カーブは黒線となり, $-V_F$ 以上の逆バイアス電圧を印加しても I_{sc} 以上の電流は流れない. この特性を利用して開放 BPC を有するストリングを特定する装置が開発されている. 例えば日置電機(株)製バイパスダイオードテスタ FT4310 や日本カーネルシステム(株)製バイパスダイオードチェッカーBDC15310-N(図 4-10)である¹²⁾. これらの装置はストリングに $-V_F$ 以上の逆バイアス電圧を印加した状態でストリングに流れる電流を測定し, BPC の状態を検査する.

②開放 BPC を有するモジュールを特定する手法

①により開放 BPC を有するストリングが検出された場合, ストリング内のどのモジュール(クラスタ)の BPC が開放故障しているのかを特定する必要がある. 現時点では簡便な装置はなく, 研究開発の段階にある.

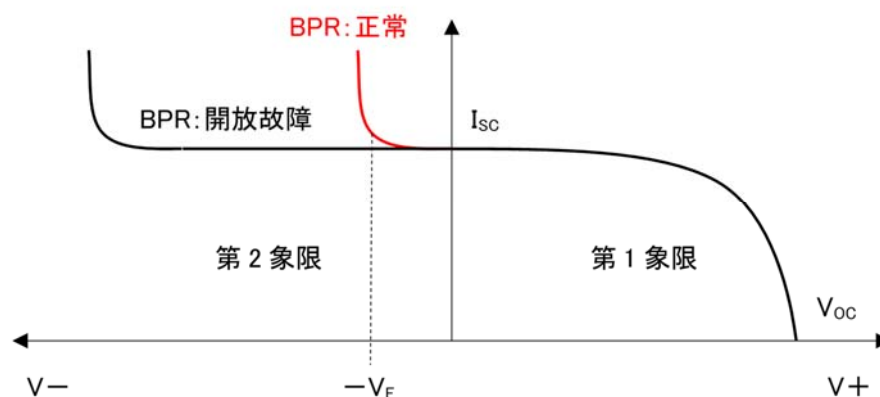


図 4-9 BPC が開放故障しているストリングの電流-電圧特性



図 4-10 BPC 検査装置の例 (写真提供 : HIOKI, 日本カーネルシステム)

技術情報として以下に幾つかの方法を記載するが、クラスタを遮光する方法についてはそのクラスタの BPC が開放故障している場合は、セル加熱のリスクが伴う点に十分な注意が必要である。また、BPC が正常に動作している状態でも、クラスタを遮光すると BPC が発熱する事に留意する必要がある。

a. 電流－電圧特性測定装置を利用する方法(図 4-11)

太陽光発電設備を停止させた状態において電流－電圧特性測定装置を用いる方法である。まず通常の手順で電流－電圧特性を測定する。次に、各クラスタ内の複数枚のセルをゴムシートなどで遮光した状態で電流－電圧特性を測定し両者の測定結果と比較する。図 4-11 の赤線および青線に示すように、BPC が正常に動作するクラスタを遮光した場合には通常の手順で測定した短絡電流とほぼ同じ短絡電流が得られる。他方、同図緑線のように、BPC が開放故障しているクラスタを遮光した場合には通常の手順で測定した短絡電流より大幅に低い短絡電流を示す。現時点では現地で測定できる電流－電圧特性測定装置として日本カーネルシステム製の PV アナライザ等の製品がある。本検査方法は短絡電流を観察するため、日射が短時間で大きく変動するような天候では正確な検査が難しい。

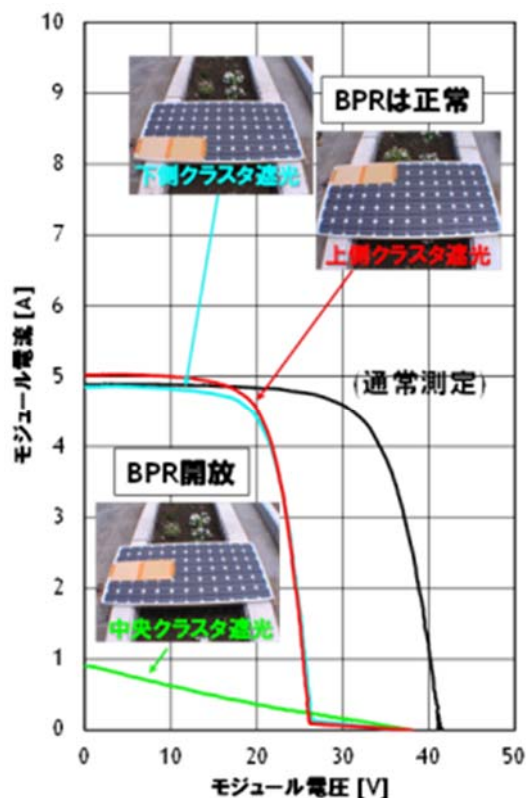


図 4-11 電流－電圧特性測定装置を用いた太陽電池モジュールの BPC 検査結果の一例

b. 配線路探索器を利用する方法(図 4-12)

この方法も太陽光発電設備の運転を停止した状態で行う。配線路探索器は配線路(この場合はインターコネクタ)の通電状態を検査する機器であり、太陽電池ストリングの両電極端に微小電流信号を印加する送信器を接続し、それが太陽電池ストリングの直流回路に発生させる誘導磁界を受信器で感知するものである。現時点では配線路探索器として戸上電機製作所製のセルラインチェッカ等の製品がある(図 4-13)。

まず、各クラスタのセルストリングが正常であることを確認するため、モジュールに影がかかっていない状態で、受信器を各クラスタのセルストリングのインターコネクタ上に配置し、誘導磁界を感知することを確認する。次に、BPC の動作を判定するため検査対象クラスタの BPC が動作する電圧のセル枚数をほぼ全面にわたって遮光し、セルストリングのインターコネクタ上に配置した受信器が誘導磁界を感知するか否かをみる。BPC が正常であればその動作により送信器の信号電流はセルストリングには流れず BPC 側に流れるため、受信器は誘導磁界を感知しない。しかし BPC が開放故障している場合には、検査対象クラスタの遮光によっても信号電流はセルストリングに流れ続けるため、セルストリング上の受信器は誘導磁界を感知する。この方法は配線路探索器が比較的安価であること、昼間に実施できること、作業が天候に左右されないなどの利点があるが、受信器をセルストリング上に配置させる必要があるため、モジュールへの接近が免れないという欠点もある。なお、その欠点を解消するためこの機能を搭載した自動検査ロボットの開

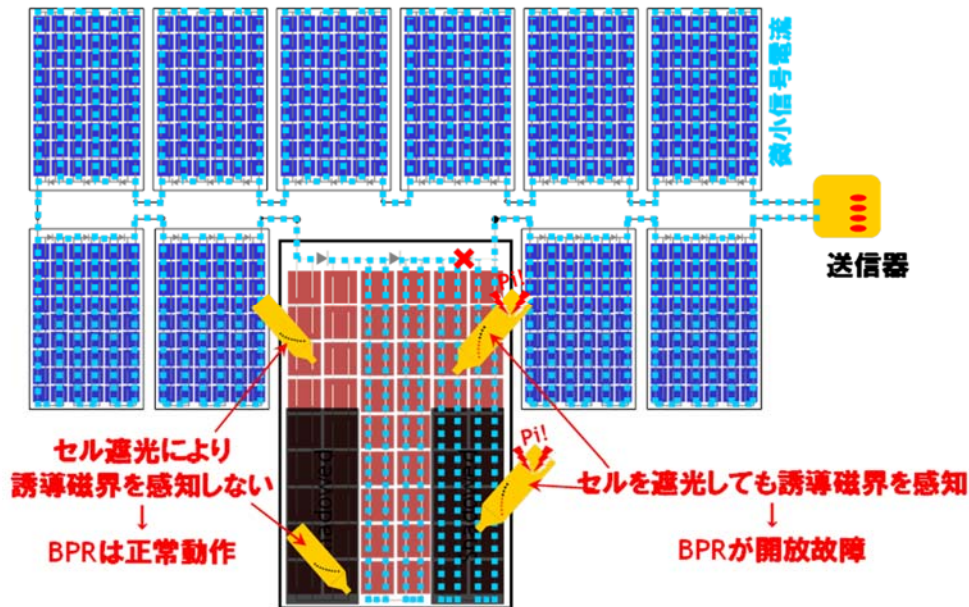


図 4-12 配線路探査器を応用した BPC 検査手法の概念図



図 4-13 配線路探査器
(写真提供: 戸上電機製作所)



図 4-14 検査ロボット試作機の例
(写真提供: 長岡技術科学大学)

発事例がある(図 4-14)³⁾.

c. パルス光照射法の利用(図 4-15)

これは太陽光発電設備を停止させることなく BPC の開放故障の検査が可能な手法である。本手法は、遮光とパルス光照射機能を組み合わせた装置(以下、照射ボックス、図 4-16)を用いてstring の出力電流を変化させ、インターコネクタ周辺に磁場変化を励起させる。この磁場変化(交流磁場)を磁気センサによって感知し、モジュール内の電流経路を推定することで開放 BPC を特定する。

以下に具体的な検査手法を示す。検査対象のstring 内の任意のセル(以下、制御セル)に照射ボックスと磁気センサを設置し、遮光ボックス内側に設置された近赤外 LED により制御セルにパルス光を照射する。次に、開放 BPC の有無を検出するために、検査対象クラスタを全面遮光した状態で磁場変化の有無を確認する。検査対象クラスタの BPC が正常であれば制御セル上の磁気センサは磁場変化を感知する。しかし、BPC が開放故障している場合には遮光された検査対象クラスタによってstring 全体の出力電流が律速されるため電流変化は起きず、磁気センサは磁場変化を感知しない。この方法はstring に対して電氣的な接続は不要であり、遮光するクラスタを変更することによって連続的に検査が可能である。

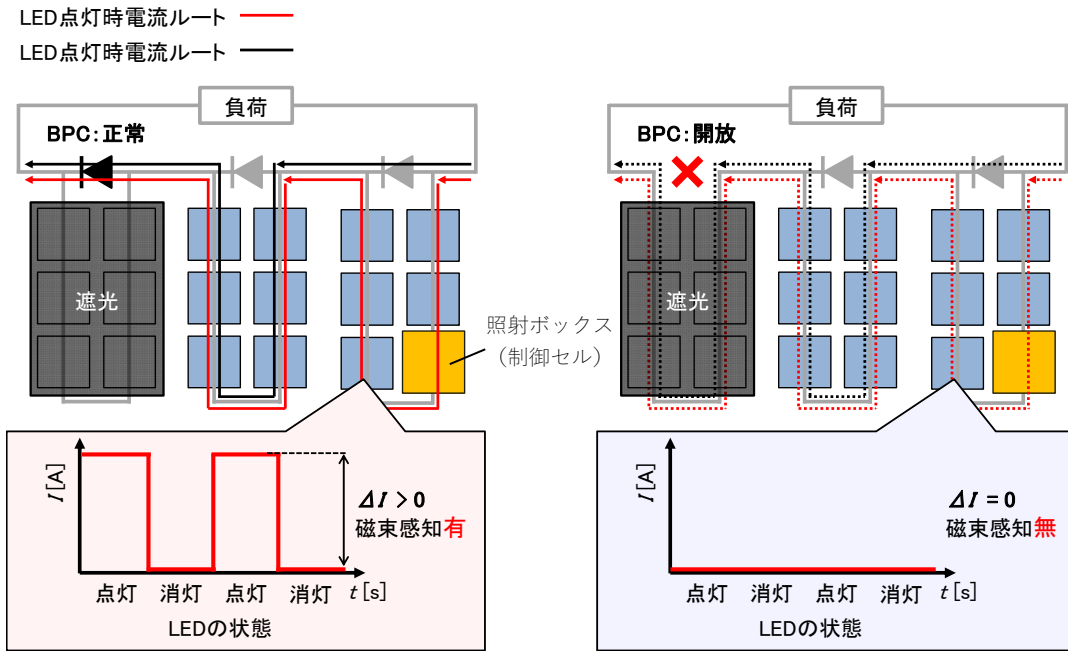


図 4-15 パルス光照射法による BPC 開放故障の検査

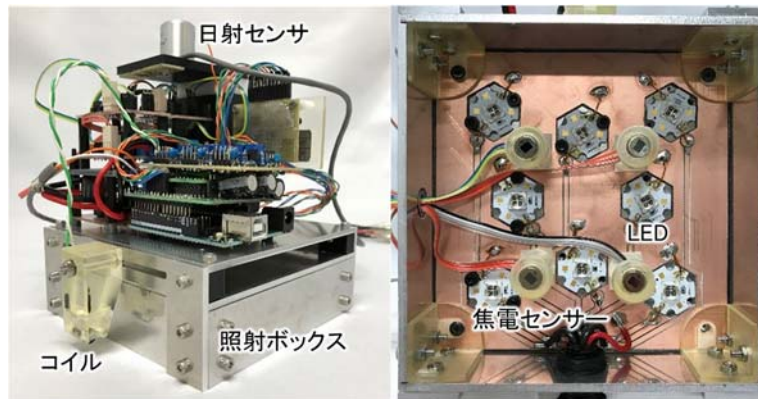


図 4-16 照射ボックス(左:外観, 右:内側)

他方、この手法では照射ボックスを設置するクラスタの BPC が開放故障をしている場合に照射ボックス下のセルが加熱するリスクがある。このリスクを低減するため、照射ボックス内に温度上昇監視機能(焦電センサ)が搭載されており、次のようなセルの加熱防止策が講じられている。検査対象ストリング内の任意のセルに照射ボックスを設置する際、照射ボックスから連続光を照射しながら設置を行い(つまり遮光状態にならないようにし)、照射ボックス下のセルの発電を維持する。照射ボックスの設置後に連続光を消灯し、セル温度を監視する。セル温度が上昇した場合には警報音が鳴ると同時に連続光を照射し、瞬時に遮光状態を解除する。セル温度が上昇しない場合にはパルス光照射法による検査を続ける。

本手法により開放 BPC を現地検査で特定した例を示す(図 4-17)。検査対象ストリングは直列接続された 9 枚のモジュールによって構成されており、BPC 開放故障モジュールを含み、その他の故障が無いことを事前に確認したストリングである。図 4-18 は検査時の磁気センサの信号強度と日射量である。BPC が正常時では左図のように信号強度は高く、BPC が開放故障時では右図のように信号強度が低下する。図の日射強度変化からわかるように、本手法はある程度の日射強度(300 W/m² 以上)があれば日射変動に左右されず検査できる。

d. その他—影の利用

比較的良好な日射強度が得られている際の太陽光発電設備の運転中に、セルに意図的に影をかけることによって BPC が起動する環境を作り出し、バイパスダイオードに通電した際の発熱を赤外線カメラにより観察することで BPC の動作を確認する方法がある⁴⁾。

まず影をかける前に、赤外線カメラによって太陽電池モジュールの端子箱を観察し、発熱していないことを確認する。このときモジュール裏面側から観察するのが最適であるが、表面側からでも観察は可能である。ただし、表面側から観察する場合は観察者等の影が観察に影響しないようにする。次に、クラスタごとにセル 2~3 枚程度



図 4-17 パルス光照射法による
現地実験の様子

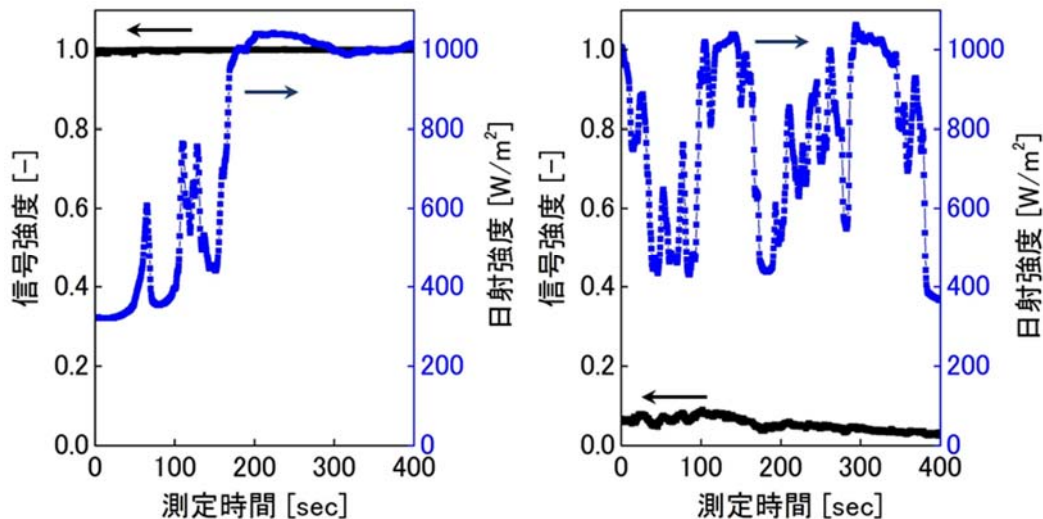


図 4-18 パルス光照射法による現地検査での測定値(左:正常, 右:BPC 開放故障あり)

をほぼ全面にわたって遮光し、再度端子箱の発熱の有無を確認する。BPC が正常であれば端子箱内部の発熱が観察される。セルの遮光は原理的には 1 枚で十分であるが、逆バイアス電圧による負荷を分散するために複数枚を遮光したほうがよい。この方法は、太陽光発電設備の運転を停止する必要がないという利点はあるが、ある程度の日射強度と遮光や観察の為のモジュールへの接触や接近が要求される欠点がある。

③まとめ

以上、開放 BPC を有するstringおよびモジュールの特定方法について述べた。現地検査では、まず①によって開放 BPC を含むstringを特定し、②によって開放 BPC を含むモジュールを特定することにより、故障モジュールの検出が可能となる(ただし、②において遮光時には加熱リスクを伴う点に留意されたい)。表 4-8 に BPC 検査用に開発されている製品、および応用的に用いることで BPC の開放故障を検出できる製品についてまとめた。このほかにも研究開発が進められている。たとえば、外部電源を用いて太陽電池モジュールに交流電圧を印加し、意図的にバイパス回路が開放故障している部分の温度を周期的に変化させ、その温度変化を赤外線カメラにより観測し、周波数解析することで故障箇所を特定する方法⁵⁾、遮

表 4-8 BPC 開放故障検出手法のまとめ

異常発見の単位	① スtring	② モジュール
手法	BPRの電流-電圧特性を利用	a. 配線路探査器を利用
代表的な製品例	 <p>バイパスダイオード テスタ (日置電機)</p> <p>バイパスダイオード チェッカー (日本カーネルシステム)</p>	 <p>セルラインチェッカー (戸上電機製作所)</p> <p>ソラメンテ iS (アイテス)</p>
検査時間帯	日中+夜間, 夕方+夜間 (※製品によって異なる)	日中 (※日射条件によって異なる)
システム状態	停止中	停止中
接続箱への接続	必要	必要
遮光の必要性	無	有
異常発見の単位	② モジュール	
手法	b. Stringの電流-電圧特性を利用	c. パルス光照射法
代表的な製品例	 <p>PVアナライザ (日本カーネルシステム)</p> <p>I-Vカーブトレーサ (新栄電子計測器)</p>	 <p>照射ボックス(開発機) (長岡技術科学大学)</p>
検査時間帯	日中 (※日射条件によって異なる)	日中
システム状態	停止中	稼働中
接続箱への接続	必要	不要
遮光の必要性	有	有

光による温度上昇を監視して故障箇所を特定する方法⁶⁾, 朝夕の影が掛かる時間帯でのフィルファクターの時間的变化から検出する方法⁷⁾, などがある. なお, 各手法の特性, 加熱リスクに注意する必要がある.

参考文献

- 1)長畑:PV アナライザとバイパスダイオードチェッカーの技術解説, 太陽エネルギー, Vol. 44, No.3, pp.41-44, 2018.
- 2)樋口:FT4310 バイパスダイオードテスタの測定原理, 技術資料, <https://www.hioki.co.jp/>
- 3)山田ほか:Prototype robotic crawler for on-site inspection of crystalline silicon photovoltaic modules, The 6th

World Conference Photovoltaic Energy Conversion, Kyoto, 2014.

- 4)池田:太陽光発電システムの直流電気事故対策-I(バイパス回路の点検),電気学会誌, Vol.134, No.10, pp.683-687, 2014.
- 5)藤田, 西川:赤外線カメラによる太陽電池モジュールの故障検出技術 - 奇数列モジュールのバイパス回路開放故障検出-, 太陽/風力エネルギー講演論文集(2018), 39.
- 6)上田ほか:熱画像を利用したバイパスダイオードの開放故障判定方法, 太陽/風力エネルギー講演論文集(2018), 40.
- 7)道永ほか:FF の時間変化を利用した PV スtring内 BPD 開放故障の常時監視方法, 太陽/風力エネルギー講演論文集(2018), P5.
- 8)松田淳:“太陽光発電 I-V カーブトレーサーと故障位置測定器選び方,” 19 2 2018. <https://blog.nttrec.co.jp/i-v-curve-string-tracer/>.
- 9)松田:“太陽光発電バイパスダイオード故障判定原理と測定器選び方,” 15 5 2017. <https://blog.nttrec.co.jp/bypass-diode/>.
- 10)株式会社アイテス HP, <https://www.solamente.biz/products/si-100/>.
- 11)新栄電子計測器株式会社 HP, <https://www.shin-ei.ne.jp/solar/maintenance/ivh2000z/>.

[5] 日本電気協会「自家用電気工作物保安管理規程(JEAC8021-2018)」を除く既存ガイドラインには逆流防止ダイオードの検査に関する記載が無い。しかし, 施工エラー, 多点地絡等の原因によってあるStringの電圧が低下している時に逆流防止ダイオードが短絡故障すると, 他のStringからの電流が低電圧Stringに逆流し, 低電圧Stringが逆方向過電流によって焼損する恐れがある(太陽電池Stringの並列数が小さく, 逆方向過電流によるString焼損の恐れが無い場合はこの懸念は無い)。

使用しているモジュールの仕様にあるヒューズ定格を I_{fuse} , STC 条件での短絡電流を I_{SC} , String数を n とすると, 逆方向過電流によるString焼損の恐れが無い条件は,

$$I_{fuse} > I_{SC} \times 1.25 \times (n - 1)$$

すなわち,

$$n < 1 + I_{fuse}/(1.25 \times I_{SC})$$

この条件が満たされている場合は, 逆流防止ダイオードが短絡故障していても, 低電圧Stringが逆方向過電流によって焼損する恐れは無い。したがって, この場合には逆流防止ダイオードが短絡故障しているか否かを点検する必要は無い。

また, もしモジュールの逆方向電流の許容値 I_{tor} , が分かっていたら, 上と同様に

$$n < 1 + I_{tor}/(1.25 \times I_{SC})$$

である場合は, 逆流防止ダイオードが短絡故障していても, 低電圧Stringが逆方向過電流によって焼損する恐れは無い。したがって, この場合にも逆流防止ダイオードが短絡故障しているか否かを点検する必要は無い。

しかし, このどちらの条件も確認できない場合は, 逆流防止ダイオードが短絡故障していると, 低電圧Stringが逆方向過電流によって焼損する恐れがあるため, 逆流防止ダイオードが短絡故障していないことを

確認する必要がある。必要な点検頻度に関する先行情報は見いだせないが、少なくとも定期点検の際と、落雷後には行うことが必要である。点検方法としては、接続箱内の全ての開閉器または断路器を開放して全ての太陽電池ストリングとの接続およびパワーコンディショナとの接続を遮断し、各ダイオードが機能していることを確認すれば良い。

簡易な検査はテストに付属しているダイオードチェック機能で行えるが、この方法では、逆耐圧が十分であることを確認できない。そこで、絶縁抵抗計を用いてシステム電圧以内の電圧を順方向に印加したとき通電すれば正常、逆方向に印加した時データシートにあるスペック以下の漏れ電流であることが確認できれば正常、と判定する方法が考えられる。この方法では逆方向印加時に、検査対象ダイオードを過電圧によって破壊しないための配慮が必要である。すなわち、絶縁抵抗計が発生する電圧は、設定値の 1.3 倍に及ぶ場合があることに留意しなければならない。たとえば、耐電圧 600V のダイオードを 500V 印加で検査すると、実際には $500V \times 1.3 = 650V$ が印加される可能性があることから、ダイオードを破損する恐れがある。この場合は、250V で検査することで、その危険を回避できる。また、絶縁抵抗計が瞬間的な過電圧を発生することでダイオードを破損する恐れもある。これを防ぐためには、検査対象ダイオードにコンデンサを並列接続することが考えられる。ただし、絶縁抵抗計の電流供給能力は限られているので、静電容量が大きいコンデンサを使用すると、検査に要する時間が長くなる。たとえば、電流供給能力 1mA の 500V 絶縁抵抗計を使用して、実際には 650V を印加する際に、 $10 \mu F$ のコンデンサを並列接続した場合の測定時間は、最低でも 6.5 秒であり、この時間はコンデンサの静電容量に比例して長くなる。

この他、発生電圧が数十 V に限られている 4~20mA の信号発生器を使用し、逆流防止ダイオードに逆方向電流の通電を試行し、通電してしまえば短絡故障、通電しなければ正常とみなす簡便法も考えられる。この方法は「ダイオードが静電気による過電圧等によって劣化した場合には、完全な短絡故障に至ってはいなくても、逆耐圧が著しく低下する」という報告¹⁾に基づいている。しかし、それもダイオードを取り外しできる場合の話である。ダイオードがファストン端子等、挿抜回数に制限のある電気接続具にて回路へと繋がれている場合、無暗などりはずしは接触不良を招くため望ましくない。量産品の多くは現状、点検作業が考慮されていないので、点検を要するシステムには、ダイオードの着脱容易性を確保する必要がある。同様のことは、SPD についても言える。

接続箱のパワー回路部がプリント配線基板 (PCB) からなる場合には、基板内における線間の絶縁が低下していることがある。しかし、既存のガイドラインに挙げられた検査項目の中には、この点検は示されていない。したがって、接続箱がプリント配線基板 (PCB) を含んでいる場合は、線間の絶縁検査を実施することが好ましい。ただし、これに先立ち、線間 SPD の耐圧仕様を把握し、それを超えない電圧で実施しなければならない。

導通の低下の有無の検査としては、端子緩みのチェックと接地線の状態確認が挙げられている。端子締め付け部と接地線以外に、導通低下が懸念される箇所として、太陽電池モジュール内と接続箱のプリント配線基板 (PCB) 内が挙げられる。太陽電池モジュール内の導通低下としては、太陽電池セル自体やセル間の導通低下よりも、バイパス回路の導通低下や開放が安全上は問題であり、点検または監視が必要である。上記の既存ガイドラインにはこの点検に関する記載が無いが、本文書にはその方法を記載したので本節の[4]を参照されたい。

4.4 事故報告

【事故報告】

[1] 50kW 以上の太陽光発電設備の運用において「電気関係報告規則」(省令)で定められた事故が発生した場合、この規則が定める報告先に報告すること。

【事故報告 解説】

[1] 「電気関係報告規則」(省令)では、自家用電気工作物に以下の事故が発生した場合、その設置場所を管轄する産業保安監督部長への報告を定めている(電気関係報告規則第3条第2項)。

- (1) 感電又は破損事故若しくは電気工作物の誤操作若しくは電気工作物を操作しないことにより人が死傷した事故(死亡又は病院若しくは診療所に治療のため入院した場合に限る)。
- (2) 電気火災事故(工作物にあっては、その半焼以上場合に限る)。
- (3) 破損事故又は電気工作物の誤操作若しくは電気工作物を操作しないことにより、公共の財産に被害を与え、道路、公園、学校その他の公共の用に供する施設若しくは工作物の使用を不可能にさせた事故又は社会的に影響を及ぼした事故。
- (4) 主要電気工作物の破損事故。

昨今の太陽光発電設備の事故の増加を受けて、太陽光発電設備に関する部分についての改正が行われている。

このうち(4)に関し、太陽光発電設備の「主要電気工作物」は、従来は「太陽電池(出力 500kW 以上のものに限る)、変圧器、負荷時電圧調整器、負荷時電圧位相調整器、調相機、電力用コンデンサ、分路リアクトル、限流リアクトル、周波数変換機器、整流機器、遮断器及び逆変換装置(容量 500kVA 以上のものに限る)」であったが、現在は、太陽電池の出力が「50kW 以上」、逆変換装置の容量が 50kVA に引き下げられ、また、太陽電池だけでなくその支持物までが含まれるようになっている。さらに破損事故には、太陽電池モジュール又は架台の構外への飛散や、太陽光発電設備の破損等に伴う土砂崩れ等による道路等の閉塞、交通の著しい阻害等が含まれるようになった。

なお、現行の報告規則においても、太陽光発電設備の中には接続箱が含まれていないが、接続箱は大きな直流電気エネルギーが集約されかつ電氣的接続部が密集した機器であるため本質的に電気事故のリスクが高く、また、これまでに発生した太陽光発電設備の火災事故も接続箱での事例が多いことから、太陽光発電設備の安全性の向上のためには、本規則における太陽光発電設備の主要電気工作物に接続箱を含めることも検討する必要がある。

参考として、電気保安統計における太陽光発電設備の事故件数の推移を表 4-9 に示す

表 4-9 電気保安統計における太陽光発電設備の事故件数の推移

	2012	2013	2014	2015	2016
事業用	8	2	3	1	5
自家用		2	8	13	33
合計	8	4	11	14	38

注:「事業用」は一般送配電事業者、特定送配電事業者及び発電事業者など
「自家用」は電気事業法第 38 条第 4 項各号に掲げる事業を営む者及び一般用電気工作物以外の電気工作物を設置する者

出典:平成 28 年度電気保安統計(経済産業省商務情報政策局産業保安グループ電力安全課・独立行政法人製品評価技術基盤機構(NITE),平成 29 年 12 月)

4.5 その他

【紹介事項】

- [1] 各パワーコンディショナの取扱説明書には、ユーザーが日常行えるチェック項目やメーカーによる点検項目が示されている。
- [2] 絶縁抵抗計を利用して SPD の劣化の有無を判断することができる。
- [3] 外観の目視点検には注意すべきポイントがある。

【紹介事項 解説】

[1] 表 4-1～表 4-5 には、一般的な点検項目としてパワーコンディショナの機種を限定せずに公開されているものを紹介した。各パワーコンディショナの取扱説明書には、ユーザーが日常行えるチェック項目やメーカーによる点検項目が示されている。50kW 未満に関しては日常巡視では確認できない設備の劣化や損耗などについて、専門技術者が数年(4 年程度)に 1 回以上実施する定期点検がある。また、50kW 以上に関しては保安規程により、年数回の法定点検と、PCS 製造者が数年に 1 回程度推奨する精密点検がある。精密点検は製造者の担当者が、寿命部品の交換と部品の健全性の確認を行う点検である。寿命部品の例を表 4-10 に示す。

表 4-10 寿命部品の例

No	部位
1	防塵フィルタ
2	冷却ファン
3	LED 表示(液晶表示パネル)
4	ヒューズ
5	コンデンサ

[2] 素子の故障の点検項目として、前出の表 4-3 の中には「サージアブソーバー (SPD) に劣化が無いことを確認すべきこと」が示されているが、その具体的な方法は示されていない。しかし、目視で故障の有無が分からない SPD が使用されている場合も、その動作電圧が分かっているならば、絶縁抵抗計を利用して劣化の有無を判断することができる(表 4-11)。SPD が開放モード故障した状況

表 4-11 SPD の故障モードとその点検方法

短絡故障	開放故障
絶縁抵抗計によって SPD 動作電圧未満の電圧を印加し、通電しなければ正常	絶縁抵抗計によって SPD 動作電圧を超える電圧を印加し、通電すれば正常

では、SPD による保護機能が失われているので、落雷時の機器損傷の可能性が高まるが、検査しなければ故障に気づかない。これに対し、対地 SPD の短絡故障は地絡であり、線間 SPD の短絡故障は線間短絡である。対地 SPD が短絡故障しても、地絡検出機能によって検出され、パワーコンディショナ停止によって帰路を遮断できれば、事故に至る恐れは低減できる。しかし、線間 SPD が短絡故障した場合は、事故電流の発生が避けがたい。したがって、アレイ全体やサブアレイのための線間 SPD が短絡故障した時への対策としては、分離器(ギャップアレスタや 225A のブレーカ等)を使用することが必要であり、ストリングのための線間 SPD の短絡保護としては、ストリングの過電流防止に直流ヒューズを具備すること、もしくは逆流防止ダイオードを使用しそれが短絡故障していないことを定期的に確認することが必要である。

なお、表 4-11 に示した点検は、SPD の動作電圧が分かっているなければ実施できない。したがって、接続箱に内蔵される SPD はもちろん、パワーコンディショナに内蔵される SPD についても、その仕様を明確にしておくことが必須である。

[3] 外観の目視点検は焦げ等, 危険な兆候を発見する有効な方法であり, 「自家用電気工作物保安管理規程 (JEAC 8021-2018)」にも明示されている必須項目である。

以下には, 特に太陽電池モジュールの外観を目視点検する際のポイントを例示する。

太陽電池モジュールにセルストリングの導通不良などが生じていると, その箇所は発熱する場合が多く, 外観上の変化となって現れることがある。図 4-19(a)および(b)は横タブの接続部の導通不良に起因する「焦げ」(褐色変)であり, 図 4-19(c)はセルの裏面電極とインターコネクタのはんだ接続部の導通不良に起因する「焦げ」(褐色変)である。図 4-19(a)のような場合には, 同図(d)のようにバックシートが剥離することもある。



(a)横タブの接続部の導通不良に起因する褐色変



(b)横タブの接続部の導通不良に起因する褐色変



(c)セル裏面電極とインターコネクタのはんだ
接続部の導通不良に起因する褐色変



(d)バックシートの剥離
(a)図の褐色変部の裏面

図 4-19 セルストリングの導通不良に起因する外観上の変化の例

また, 図 4-20 はバイパス回路が開放故障しているクラスタに影がかかったために特定のセルが発熱したバックシートの「焦げ」(褐色変)である。これらのような太陽電池モジュールを発見した場合は, 安全の観点から直ちに取り外す必要がある。なぜなら, これらの「焦げ」は直列アークの発生の可能性を意味しており, そのまま運転を継続すれば発火の恐れがあるからである。

また, 図 4-21 は太陽電池モジュール周縁部の青味がかかった変色の例である。この変色は周縁部からの水分の滲入による横タブの錆(緑青)である。このような太陽電池モジュールは, 水分を介した内部のセルストリング(充電回路)とモジュールフレーム(接地回路)との導通により絶縁が低下している蓋然性が高く, 感電の恐れがあることから, はやり安全の観点から直ちに取り外す必要がある。なお, 青味がかかった変色がなくとも, 図 4-22 のように水分の滲入を想起させる変色・変化がモジュール周縁部に確認された場合には同様な措置

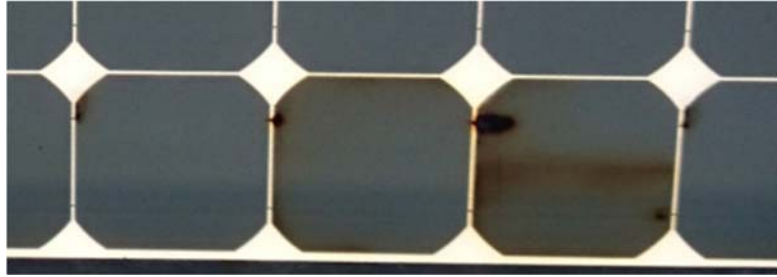
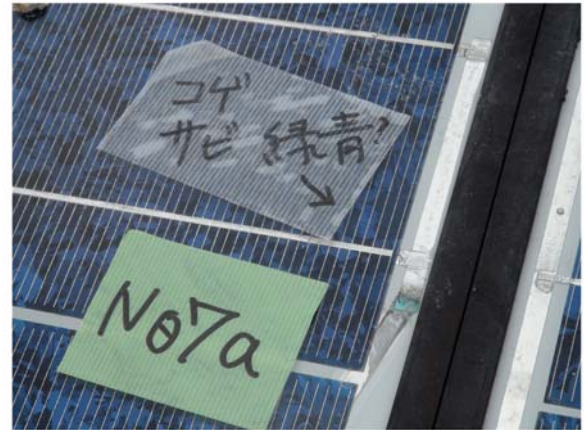


図 4-20 セルの発熱による外観上の変化の例



(a)モジュール周縁部の変色



(b)モジュール周縁部の横タブの変色

図 4-21 モジュール周縁部の青味がかった変色をともなう外観上の変化の例

が必要である。

「ガラス割れ」(図 4-23)も目視点検によって発見することができる太陽電池モジュールの損傷の一つである。この原因には飛来物や雪の堆積などの外的要因に由来する場合や内部の異常発熱などの内的要因の場合がある。原因がどちらであるにしても、ガラスが割れた太陽電池モジュールは構造強度が低下しているのであるから、直ちに取り外さなければならない。ただし、ガラス割れは点検者の観察位置から遠い場合や直射日光があたっていない時などには気が付かないこともあるので注意が必要である。

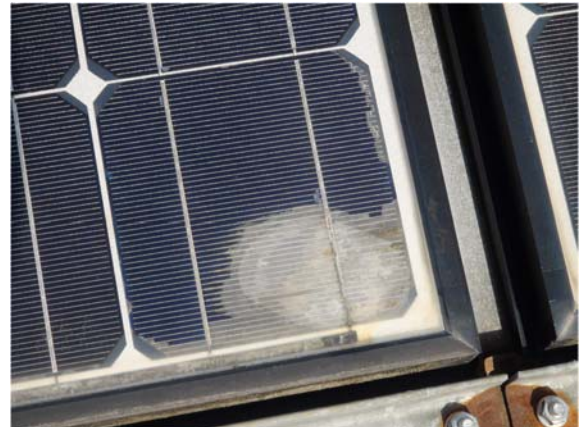


図 4-22 モジュール周縁部の変色の例

架台設置型のアレイにおいて、モジュールの裏側の外観点検が可能である場合には、端子箱の形状を観察することも有効である。図 4-24 は同一型式の端子箱を撮影したものであるが、(a)は異常のない端子箱であり、他方(b)はバイパス回路の一つが短絡故障状態となって発熱し当該箇所のカバーが変形している。このように、端子箱内部のバイパスダイオードや電氣的接点異常による発熱の履歴が端子箱の外観の変化に顕在する場合がある。

通常の電気機器の点検では、電氣的接続部にゆるみがないかを確認する。しかし、太陽電池アレイの場合は、風等による振動で太陽電池モジュールを固定しているネジがゆるむ恐れがあるため、架台への固定ネジも点検することが望ましい。大規模な太陽光発電設備ではそのネジが数万本以上にも達し、その全てを確認することは容易なことではない。しかし、振動等でのゆるみは設置後まもなく起こることが多い

め，設置後第一回目の定期検査においてのみ実施することも考えられる。



(a)結晶シリコン系モジュールの場合



(b)薄膜系モジュールの場合

図 4-23 ガラス割れモジュールの例



(a)異常のない端子箱



(b)カバーが変形した端子箱

図 4-24 端子箱の外観の変化の例

【4章 参考1】太陽光発電設備に利用する計測機器の注意事項

太陽光発電設備の竣工検査、定期点検など、電圧、電流を測定する機会がある。測定時における作業者の感電や測定器を通じた短絡事故を防ぐために、利用する計測器は、安全規格(IEC61010 シリーズ)における電気測定器の使用区分に準拠した測定器を利用する必要がある。

測定器を安全に使用するため、IEC61010 では測定カテゴリ(CAT)として、測定箇所の電圧、短絡したときに流れる電流レベル、電圧に重畳する過渡過電圧などに基づいて CAT II～CATIVで分類している。また、汚染度と動作電圧により機器内部の空間距離と沿面距離が明確に規定されている。

CAT II :コンセントに直接接続する機器の電源プラグから機器の電源回路まで

例: 家電製品の主電源回路, コンセント

CAT III :分電盤から直接電力を取り込む機器(固定設備)の電源配線と電源回路, および分電盤からコンセントの裏側の配線端子までの配電路

例: 配電盤, 回路遮断器, 配線, ケーブル, バスバー, 永続接続する産業用機器, 据え付けのモータ

CAT IV :建造物への引込み電路, 引込み口から電力量メータおよび分電盤までの電路

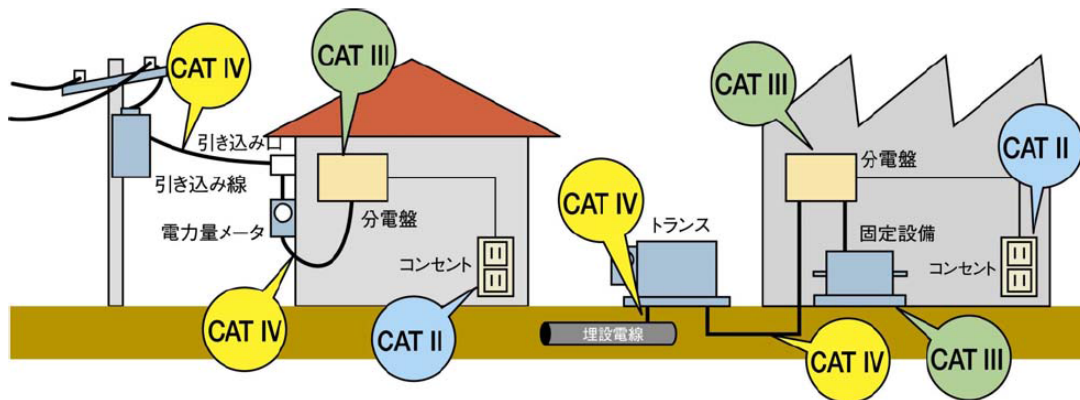


図 4.R1-1 CAT カテゴリ

数値の大きいカテゴリは、より高い瞬時エネルギーのある電気環境を示している。そのため、CAT IIIで設計された測定器は、CAT IIで設計されたものより高い瞬時的エネルギーに耐えることができる。カテゴリの数値の小さいクラスの製品で、数値の大きいクラスに該当する場所で測定すると重大な事故につながる恐れがあるので、絶対避けること。

太陽光発電設備の場合、接続形態により CAT IIIまたは CATIVになる。低圧連系(高压受電設備の2次側の低圧回路で連系している設備も含む)は CAT IIIである。太陽光発電設備は分電盤に永続接続した機器として考える。高压連系または特別高压連系の場合、高压配電線と売電電力量計、VCT、昇圧設備を介してパワーコンディショナの1次側に接続する。よってパワーコンディショナの1次側は CATIVである。パワーコンディショナの中にはサージアブソーバなどの雷保護があり、過渡過電圧を吸収するので、パワーコンディショナの2次側、接続箱、パネルは CAT IIIである。

なお、独立型太陽光発電設備は商用電力システムとは分離されているので、測定カテゴリは「なし」である。したがって、この設備の測定には全ての測定カテゴリの測定器を使用できる。

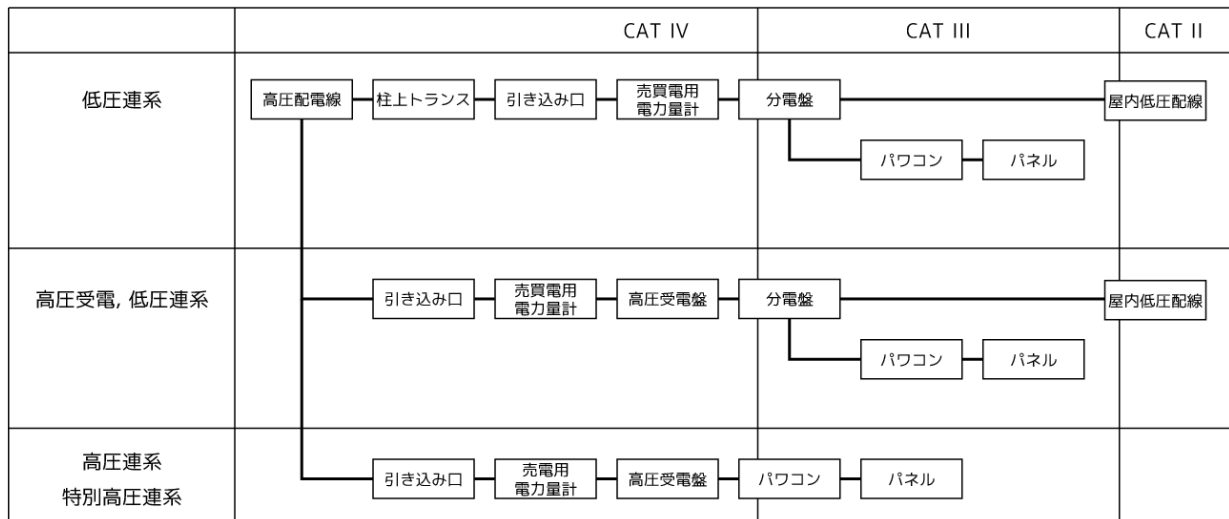


図 4.R1-2 太陽光発電設備における CAT カテゴリ

テストリードの安全規格 IEC61010-031 について紹介する。従来テストリードは先端露出金属部が長く、測定時の短絡の原因にもなっていた。例えばブスバーの電圧測定するとき、露出金属部は短絡するだけの十分な長さであった。新しいテストリードの規格では、CATⅢ、CATⅣ用の露出金属部は 4mm 以下と規定された。図 4R.1-3 のようにテストリードに樹脂製のキャップを付けて CATⅢ、CATⅣの測定場所を測定し、キャップを外して CATⅡの場所を測定する。ワニ口クリップなどのプローブも同様に露出金属部が少なくなる構造に変更されている。

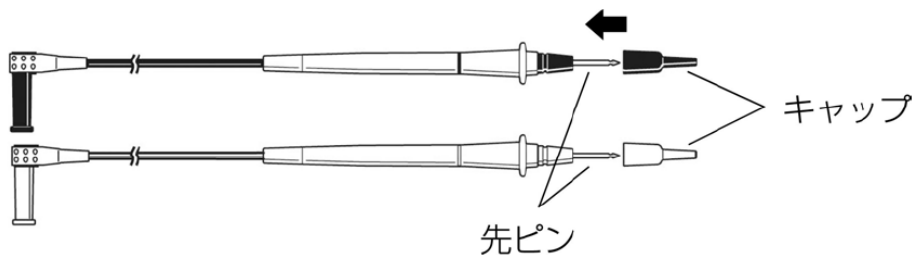


図 4.R1-3 充電部について

また、リードの部分も改良が加えられている。従来は 1 重被覆であった。しかし、これはもしテストリードの被覆が擦れて金属線が見えていたら非常に危険であり、被覆が破れていることを確認することも難しかった。現在は、それを確認するためまたは視認性をよくするために下図のように 2 重被覆になっている。外側の被覆が摩耗して破れても第 2 の白色被覆が出てくる。したがって測定器を使用する前にリードが白くなっていないか確認することにより健全性を確認できる。白色被覆が見えているときはそのテストリードは使用してはならない。

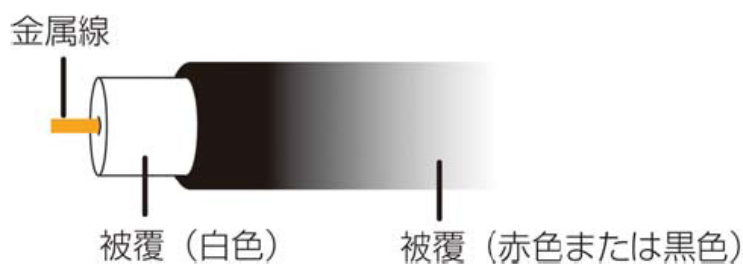


図 4.R1-4 テストリードの被覆について

テストリードを使用するとき、規格で決められた安全距離を確保するために先端にバリアが付いている。測定カテゴリと動作電圧により先端露出金属部からの距離が異なる。バリアより先端側を持って測定することは危険である。

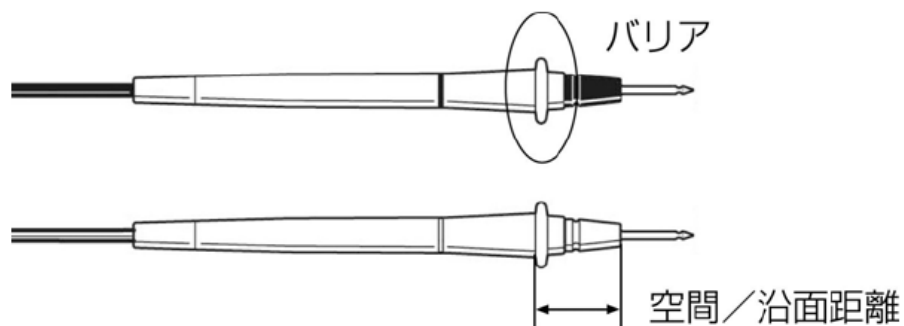


図 4.R1-4 テストリードについて

また、以下について確認すること。

- ・充電部が露出しない構造であるか確認すること。
- ・テストリードが抜けてもプラグ部の金属が露出しない構造になっていること。
- ・端子金具に指等が触れない構造になっていること。
- ・テストリードに適切なバリアが設けられているか確認すること。
- ・テストリードに使用時の安全距離を確認するためのバリアが付いていること。
- ・バリア位置は、測定カテゴリと動作電圧により先端金属部分からの距離(空間・沿面距離)が異なる。CAT II 600V よりも CAT III 600V の方が距離が長くなる。

参考文献

- 1)HIOKI ユーザーズガイド, “安全なテストを選びましょう!”, 2010
- 2)IEC61010-1 Safety requirements for electrical equipment for measurement, Control, and Laboratory Use; Part1: General Requirement
- 3)JIS C1010-1:1998「測定, 制御および研究室用電気機器の安全性 第1部: 一般要求事項」

【4章 参考2】太陽光発電設備保守点検(直流部分)の手順例

1.はじめに

保守点検の項目と要領, 点検に使用する測定機器や測定方法については, JEMA(一般社団法人日本電機工業会)により 1995 年 10 月に作成された保守点検ガイドライン¹⁾から標準化の動きが始まり, その改訂版(JEM-TR228)²⁾をベースとして, JPEA(一般社団法人太陽光発電協会)により追記・拡充された技術資料(BU145001)³⁾が作成され, これらを集約するかたちで JEMA と JPEA の共同作成により 2016 年 12 月に制定された技術資料(JM16Z001)⁴⁾に豊富な内容が記載されている. また, これ以外にも JSES(一般社団法人日本太陽エネルギー学会)による資料⁵⁾や日本電気協会による保安全管理規程⁶⁾などが充実した内容となっている.

これらの資料によって点検の項目等に関する情報が充実する一方で, 点検の手順についての議論はやや立ち遅れている. そこで, 平成 28 年度から平成 30 年度に実施した NEDO(国立研究開発法人新エネルギー・産業技術総合開発機構)の委託研究「太陽光発電システム効率向上・維持管理技術開発プロジェクト/太陽光発電システムの安全確保のための実証/太陽光発電設備の安全化に関する実証試験および研究」事業では, 設備容量や設置形態の異なる 17 箇所 の太陽光発電設備での実態調査と測定作業を通して, 特に太陽光発電設備の直流部分に関する的確かつ効率的な保守点検の手順の確立に取り組んできた. ここでは, この点検手順と内容に関する現時点での最新版を紹介する.

2.用語と定義

用語およびその定義については, 基本的に JIS C 8960:2012⁷⁾や既存のガイドラインにそって使用するが, 頻出するいくつかの重要な単語については, 内容を正確に伝えるために新たに定義あるいは再定義する.

(1)セルストリング

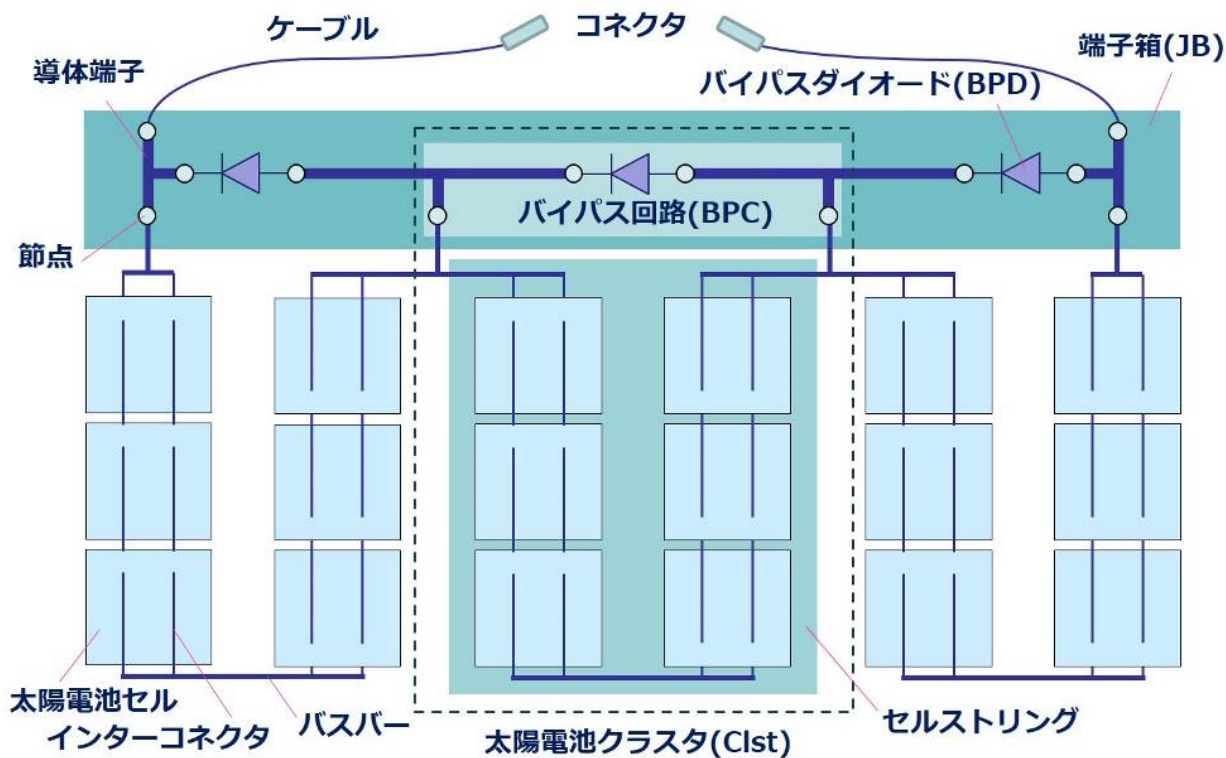
太陽電池セルを直列に接続した回路を「セルストリング」と定義する. 単に「ストリング」と称する場合は, JIS C 8960 にそって, モジュールを直列に接続した回路(モジュールストリング)を指す.

(2)バイパス回路(BPC: bypass circuit)

ダイオード(以下, BPD: bypass diode)を主たる構成要素として, BPD と導体端子, およびそれらの節点とで構成される回路を「バイパス回路(BPC: bypass circuit)」と定義する. モジュール内において, セルストリングの出力電圧が BPD の逆バイアス電圧となるように接続される. JIS C 8960 には「バイパス素子(bypass device)」という定義が存在するが, ダイオード素子を連想させる表現で, 素子以外の構成要素を明瞭には含んでいないためこの単語は使用しない.

(3)太陽電池クラスタ(PV cluster)

セルストリングの両端をバイパス回路により終端した発電ユニットを「太陽電池クラスタ」, 略称として「クラスタ」と定義する. 実質上の最小発電ユニットであり, 保守点検において最も重要な概念のひとつである. さらに, クラスタの開放電圧($V_{OC,clst}$)あるいは動作電圧($V_{OP,clst}$)は, ストリングあるいはモジュール診断の際の評価指標の単位となる場合が多く, 点検の際に必ず把握しておくべき値である. なお, 「クラスタ」という単語が本来持つイメージは, ブドウの房のような形態であるため, 発電ユニットの回路像を的確に表現しているとは言い難いが, 国内では既に広く浸透している単語であることから, これを使用する. なお, 参考文献⁵⁾において「サブストリング」という単語で定義されているが, これは使用しない.



#

図 4.R2-1 太陽電池モジュールの概要

(4)クラスタ脱落

クラスタにおいて、その内部あるいは近傍に生じた不具合により、電圧や電流の出力が低下している状態を「クラスタ脱落」と呼ぶことにする。「クラスタ落ち」という表現が多様な状態を一括りにして広く使われているが、ここでは以下の二つの状態を区別して定義しておく。

- ・完全脱落

クラスタ開放電圧 ($V_{OC,clst}$) がほぼゼロに近い状態を表す。不具合として「セルストリングの断線」か「BPCの短絡モード故障」が考えられる。

- ・部分脱落

クラスタの電圧や電流の出力は低下しているが、開放電圧 ($V_{OC,clst}$) がゼロではない状態を表す。「セルストリング内での導通不良」のことが多いが、セルの割れや部分陰、あるいはセル自身の特性不良などに起因する「電流不足セル(電流ミスマッチセル)の存在」も考えられる。

なお、モジュールにおいてクラスタに含まれない部分、例えば、中継コネクタ、外部出力ケーブル、ケーブルとクラスタ出力端の節点(端子箱内)において導通不良部分があると、実際にはクラスタの出力は低下していないが、見かけ上その不具合を有するモジュールでのクラスタ部分脱落として測定される。この他、PID現象による出力低下も部分脱落として測定されるが、この現象は単独のクラスタだけに発症するイベントではないため、他の場合と比較してやや様相が異なると予想される(注:われわれはPID現象に遭遇したことがない)。これらも広義的にクラスタの部分脱落に含むことにする。

(5)端子箱(J-box: junction box)

モジュール出力を外部に取り出すための中継ケーブルとモジュール内部のセルストリング端との節点に BPC を融合した回路も挿入した箱型の部品を端子箱 (J-box: junction box) と呼ぶ。モジュール裏面に設置されることが多い。JIS C 8960 における「junction box」は、太陽光発電設備においてストリング側と負荷側とを中継する集電箱や接続箱と定義されているが、本報での J-box は端子箱の意味で使用する。

(6)バスバー

セルストリング端から J-box までの電路、またセルストリングがモジュール端で折り返される際にセルストリング端同士を接続する電路をバスバーと呼ぶ。セル間を接続するインターコネクタよりは幅広の帯状導線である場合が多い。JIS C 8960 における「バスバー」は、セル内でグリッド(フィンガ)電極から電流を集める部分(インターコネクタを接着する部分)と定義されているが、ここではその意味では使用しない。

3.点検手順の実施内容

実施項目を通し番号(1), (2), …)で順番に記載しつつ, これらを「準備」「基礎点検」「オフ点検」「オン点検」「その他」の五つに分類した。

3.1 準備

(1)太陽光発電設備の基本情報の確認

仕様書, 単線結線図, 設計図や施工図などから, 点検対象である太陽光発電設備についての情報を事前に確認する。特に以下は必須である。また, これらの情報から電技省令第3条に基づく電圧の区分を確認する。

- ・太陽電池モジュールの仕様
- ・太陽電池アレイの仕様(モジュールの直並列数)
- ・接続箱とパワーコンディショナ(PCS)の仕様
- ・モジュールおよび機器の配置・配線

(2)安全具の装着・装備

図 4.R2-2 に安全具の装着や装備の様子を示す。

電気安全に関しては, 電圧区分に適合した以下を着用する。

- ・ヘルメット(顔面シールド付きを推奨)
- ・絶縁手袋と作業用保護手袋
- ・絶縁長靴もしくは安全靴

ヘルメットは耐衝撃性と電気絶縁性の両方を備えている必要がある。また, 接続箱内での作業では, アーク放電の発生や部品の破裂などの可能性もあることから, 顔面シールド付きを推奨する(図 4.R2-2(a))。絶縁手袋は基本的に絶縁性を担保するための製品であり, 作業には不向きであるため, 作業性や絶縁手袋自体の耐久性を向上させるために作業用保護手袋の併用を推奨する(図 4.R2-2(b))。絶縁長靴ではなく安全靴を使用する場合は特に以下を敷いて作業を行うことで, 作業者の対地絶縁性が向上する。

- ・絶縁シート



(a) 顔面シールド付きヘルメット



(b) 絶縁手袋(高圧用)&作業用保護手袋



(c) 安全な作業環境の確保

図 4R.2-2 安全具の装着・装備

さらに、作業用養生シートも併用すると、対地絶縁性の更なる向上および絶縁シートの耐久性向上に加えて、見通しの良い作業空間の確保により作業効率も向上する。

安全具については、労働安全衛生規則(労働省令第32号)の第348条において「絶縁用保護用具等を使用しなければならない」とされ、第352条では「使用前点検」、第351条では「定期自主検査を6ヶ月以内ごとに1回」と(事業者)に義務づけられている。

3.2 基礎点検

太陽光発電設備に接近する際には「活線に触れなくても漏電等により感電する可能性がある」と考える。したがって、点検を実施する際は、感電の危険性(活線作業以外で、どの程度感電しそうな状態なのか)を確認することが先決である。この一連の確認作業を「基礎測定」と呼ぶことにする。基礎測定により感電の可能性が低いと判断された場合に、次の作業に移行する。もし、感電の可能性が高いと判断された場合は、その原因を慎重にかつ詳細に調査する必要がある。

(3)検電(図 4.R2-3 および図 4.R2-4)

安全具を装着・装備した後、点検を行う接続箱の筐体、開閉ハンドル、作業を実施する付近の太陽電池モジュールのフレームや設置架台について検電を行う。地面に補助接地端子を設置(打ち込み)し、補助接地端子に直流検電器の接地線を接続する。測定の際に作業者の喚呼、および作業者全員による喚呼応答が推奨される。なお、補助接地端子の設置が困難な場合は、周辺構造物の接地幹線に接続された部位を利用する、あるいはその部位と太陽光発電設備側の機器等(モジュール設置架台など)との間の抵抗値を予め低抵抗計により測定し、電氣的に良好な接続を確認した上でその機器等を補助接地端子として代用する。電圧の有無によらず次の作業に移行するが、電圧が検出された場合は、電圧計により電圧を確認し、感電に注意して慎重に次の作業を行う。



図 4.R2-3 直流検電器の例
(長谷川電機工業株式会社 HSN-6A 型)

(4)接続箱内の観察(図 4.R2-5 および図 4.R2-6)

接続箱をゆっくりと開扉して、変色部分、異臭、異音などがいないかを確認する。また、赤外線サーモグラフィ(以下、IR カメラ)を使用して発熱箇所の有無を確認する。安全確保のための金属製やアクリル製の保護板等が設置されている場合は、保護板を取り外して観察を行うか、あるいは点検作業の流れの中で保護板を取り外す作業後(おそらくストリング動作確認の直前)に観察を行う。

(5)接地抵抗の測定(図 4.R2-7)⁸⁾

接続箱の接地極について、接地抵抗計により接地抵抗を測定し、D 種接地工事あるいは C 種接地工事の要件を満たしていることを確認する。基本的には地面に補助接地端子を設置(打ち込み)して測定を行う(3 電極法)。補助接地端子の設置が困難な場合は、柱上変圧器の接地を利用して簡易的に接地抵抗を測定する(2 電極法)方法があるが、検電の時と同様に、周辺構造物の接地幹線に接続された部位を利用する、あるいはその部位と太陽光発電設備側の機器等(モジュール設置架台など)との間の抵抗値を予め低抵抗計により測定し、電氣的に良好な接続を確認した上でその機器を補助接地端子として代用することが多い。なお、われわれは接地幹線の接地抵抗の測定は行っていない。



(a) 接続箱筐体の検電



(b) 架台の検電



(c) 周辺の太陽電池モジュールフレームの検電

図 4.R2-4 検電の様子



図 4.R2-5 接続箱内部の様子

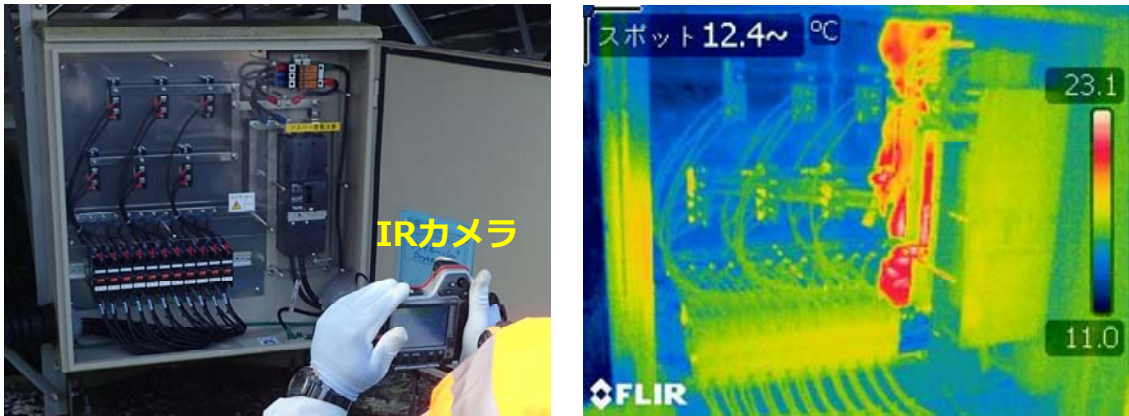
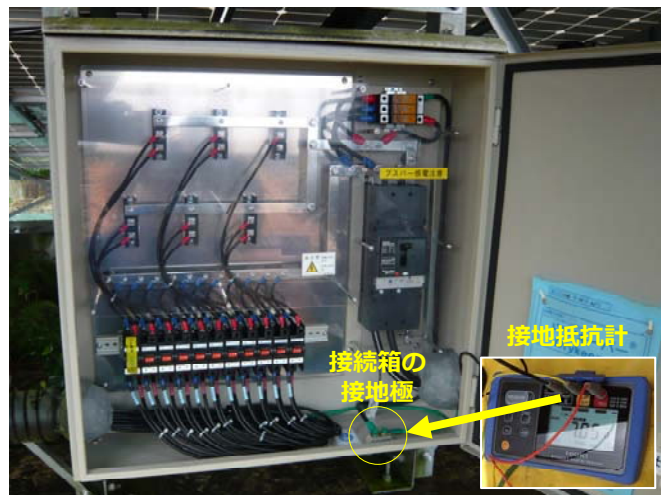


図 4.R2-6 IR カメラによる発熱箇所の有無の確認



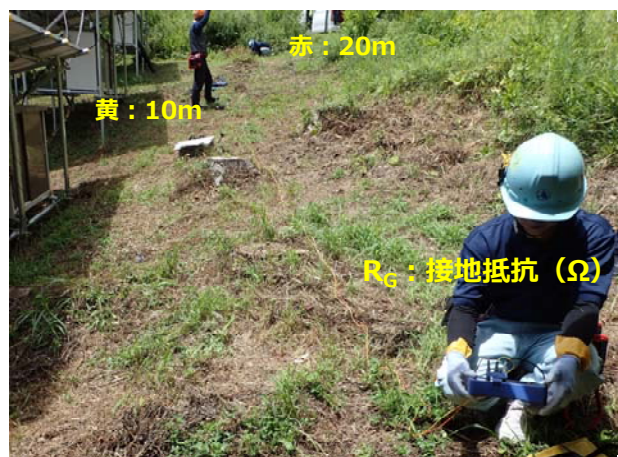
(a) 盤内の検電



(b) 接続箱内接地極への接地抵抗計の接続



(c) 補助極の設置



(d) 接地抵抗の測定

図 4R.2-7 接地抵抗の測定(3端子法)

(6)等電位性の測定(図 4.R2-8)

低抵抗計を使用して、接続箱の接地極と各モジュールのフレームとの間の抵抗値を測定する。接続箱の接地極を基準とするためテストリードの延長リール(50m, 1Ω程度)の活用を推奨する。等電位であれば、抵抗値のばらつきは概ね±0.1Ω程度以下で、接地極と導通が取れていれば、絶対値も0.1Ω以下となる。モジュール設置架台についても、要所々々で測定を行い、接地極と等電位であることを確認すると良い。この作業によりモジュールフレームの等電位性とその接地(併せて「等電位接地」と呼ぶことにする)を確認できた時点で、仮に太陽光発電設備の活線部とモジュールフレームとの間での絶縁性低下があったとしても、感電の危険性が低い状態であることを確認できたことになる。

ボンディング線の緩み、外れ、欠落、あるいはモジュール固定ネジの緩み、外れ、欠落などにより、数Ω以上の抵抗が測定される場合もしばしばある。そのような場合は、状況を記録した後、修復を行う。作業規模や費用の点で修復が実施できない、あるいは発電事業者等から作業の許可が得られない等の場合は、感電の危険性を排除できていない上にこれ以降の電気的測定の信頼性を損なうという意味からも、点検を中止すべきである。

(7)stringの動作確認(図 4.R2-9 および図 4.2-10)

接続箱において、安全確保のための保護板等を取り外し、IRカメラにより発熱箇所の有無を観察する。発熱がある場合は、その原因を究明する必要があるが、以下の手順による測定を慎重に実施することがその一助になり得る。

① 動作電圧・動作電流

電圧計により各stringの動作電圧を測定し、クランプ式電流計により動作電流を測定する。健全な設備でかつ構成や環境がほぼ同一な設備であれば、概ねどのstringも同程度の動作電圧・動作電流で動作している。また、stringを集約した部分についても、動作電圧が各stringの動作電圧と同程度であること、動作電流値が各スト



(a)延長リールの例(50m, 1Ω程度)



(b)低抵抗計の接続と設定



(c)接続箱の接地極と各モジュールのフレームとの間の抵抗値の測定

図 4.R2-8 等電位ボンディング・接地の等電位性の測定

ングの動作電流値の総和に近いことを確認する。出力が顕著に低下したモジュールを含むストリングでは、他のストリングと異なる動作電流値が観察されたり、ヒューズを使用しているあるいはブロッキング・ダイオードの短絡モード故障をともなっている場合には電流の逆流が観察されることもある。この場合も以下の手順を慎重に実施することが原因究明の一助となる。

なお、動作電圧と動作電流がともにゼロ ($V_{OP}=I_{OP}=0$) であれば、ストリングが断線している蓋然性が高い。この場合は、「②漏れ電流」「③循環電流」の測定後に「④断線箇所の探査(オプション)」(後述)を行う。

②漏れ電流⁹⁾

各ストリングの両極ケーブルを同時にクランプ式電流計で計測し、有意な電流値(=電流の流入量と流出量の差)が検出されない(=ストリング途中での漏れ電流がない)ことを確認する。また、ストリングを集約した部分についても測定し、漏れ電流がないことを確認する。有意な電流値が検出された場合は、ストリング内で漏電や地絡が発生している可能性がある。その後の作業を一段と慎重に実施する必要があるが、以下の手順が不具合箇所の特定の一助になる。

② 循環電流

接続箱の開閉器を「迅速な操作」で開路して、アレイ(=並列接続されたストリング群)を負荷側から切り離す。ここで、各ストリングの電流値をクランプ式電流計で測定することで、循環電流の有無を確認する。ブロッキング・ダイオードを採用した設備でブロッキング・ダイオードが健全な場合、あるいはブロッキング・ダイオードは短絡モード故障をしてもモジュールが全て健全である場合には電流が循環することはない(=有意な電流値は検出されない)ため、有意な電流が検出される場合はブロッキング・ダイオードの短絡モード故障とモジュールの電圧低下が同時に



(a)動作電圧の測定



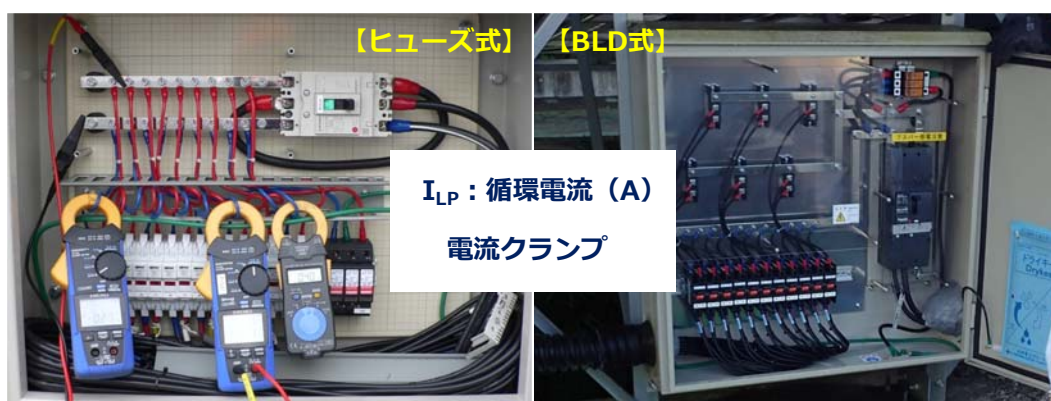
(b)動作電流の測定



(c)漏れ電流の測定

図 4.R2-9 スtringの動作確認

開閉器 : OFF



断路器 : OFF

図 4.R2-10 循環電流の測定

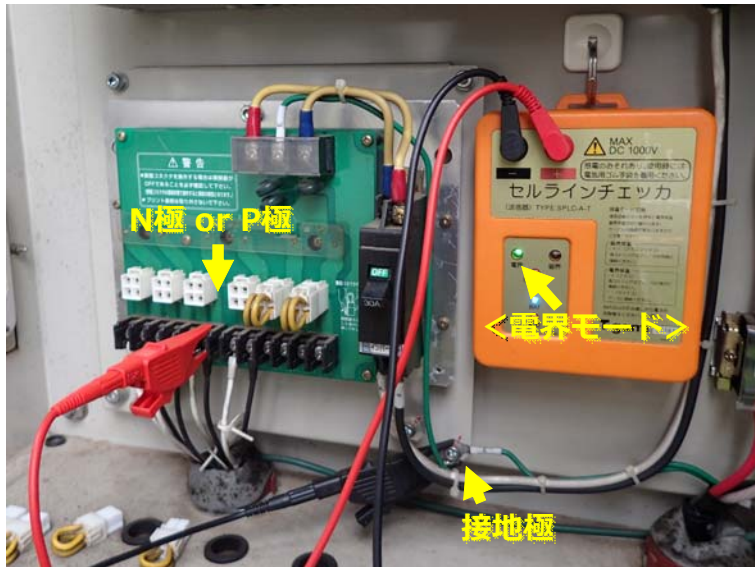
発生していることを示唆している。他方、ヒューズを採用した設備の場合、健全な場合でも各ストリングの環境条件の違いにより多少の電流出もしくは流込が観測される場合がある。さらに、流入出量の差が大きい場合は、電流が流入しているストリングに出力が顕著に低下したモジュールが存在することを示唆している。

電流値が大きくない場合、各ストリングの断路器を任意の順番(ストリング番号や並び順など)で速やかに開路する。有意な電流値が測定された場合は、電流値の絶対値が小さいストリングから順に開路することによって、電流値の大きいストリングの電流を徐々に下げることができる。

③ 断線箇所の探査(オプション)(図 4.R2-11)¹⁰⁾

「①動作電圧・動作電流」の測定でストリング断線が疑われた場合は、感電の恐れもあるため十分な安全を確保した上で外観目視によって断線箇所の有無(コネクタ外れやケーブル断線など)を確認する。外観目視で断線箇所を確認できない場合は、戸上電機製作所製のセルラインチェッカの電界モードを利用して断線箇所を探査する。

まずセルラインチェッカの送信器を「電界モード」に切り替え、マイナス側のプローブ(黒)を接地極に接続し、プラス側のプローブ(赤)を断線が疑われるストリングの正極(あるいは負極)に接続する。次に、受信器も「電界モード」に設定して当該ストリングの電路(モジュールを含む)の正極側(あるいは負極側)から探査する。電路がつながっている区間では送信器が生成する電界を受信器が受信してシグナルを発するが、断線箇所以降の区間には電界が生じていないため、受信器はシグナルを発しない。つまり、シグナルが消滅した箇所の付近に断線箇所が存在する。なお、断線箇所が複数個所に及んでいる場合も考えられることから、セルランチェッカによる断線探査は正極側と負極側の双方から行うことを推奨する。ただし、この場合でも三カ所以上の断線を見つけることはできない。



(a)送信器の設定



(b)受信器の設定



(c)断線箇所探查の様子

図 4.R2-11 セルラインチェッカによる断線箇所の探查

断線箇所が見つかった場合には、これを改修して再接続するのが理想ではあるが、モジュールが日射を受けている日中はそれらが電圧を発生していることから、この作業には感電やアーク発生のリスクをとまなう。したがって、当該作業の実施に際しては、作業安全を最優先して慎重に判断する必要がある。たとえば、断線箇所が露出しているような場合には、当該箇所を絶縁テープなどで補修するにとどめ、再接続を断念するかあるいは再接続は夜間に実施する、といった判断も必要になる。

(8)ストリングの点検

①ブロッキング・ダイオード(図 4.R2-12)

各ストリングのブロッキング・ダイオードについては、マルチメータのダイオード測定モードにより順バイアス方向で $\sim 0.5V$ 程度の動作電圧、逆バイアス方向で「OL(Overload)」の表示が得られれば、ダイオードとしての機能面では問題はない。また、抵抗測定モードにおいて、順バイアス方向で数 $100k\Omega$ 以上、逆バイアス方向で 10 数 $M\Omega$ 程度以上 $\sim OL$ であれば健全な状態と考えるとよい。なお、ダイオード特性に問題がない場合で



(a)ブロッキング・ダイオードの場合の測定箇所



(b)ヒューズの場合の測定箇所



(c)マルチメータの抵抗測定モード



(d)マルチメータのダイオード測定モード

図 4.R2-12 ブロッキングダイオード・ヒューズの測定

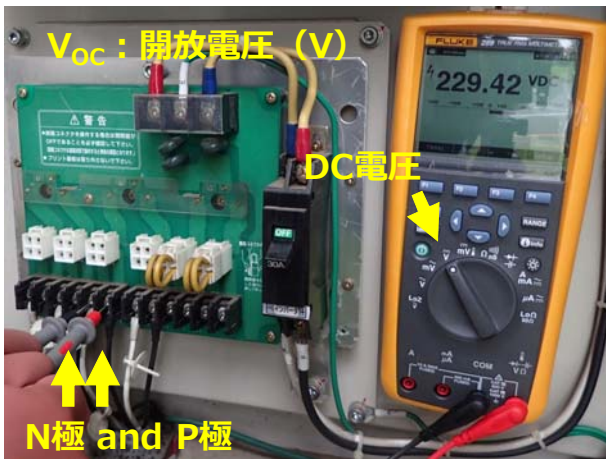
も、抵抗モードの測定において他のダイオードと比較して有意に抵抗値が低い場合、落雷等の影響を受けた可能性があるため、抵抗値の程度に応じて交換が必要な場合もある。

②ヒューズ(図 4.R2-12)

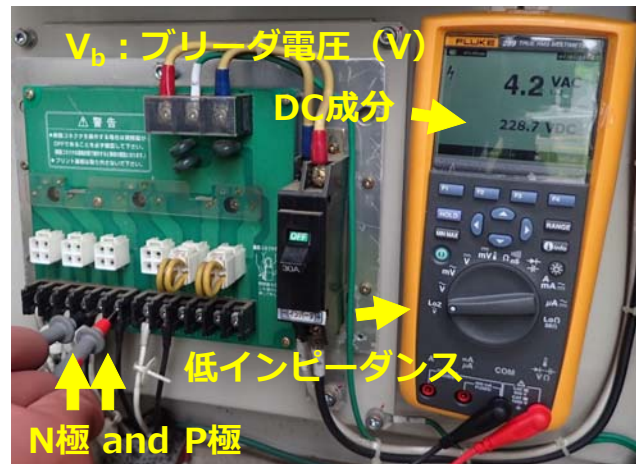
マルチメータの抵抗測定モードにおいて有意な抵抗値が検出されないことを確認する。ヒューズホルダとの接点において導通不良および発熱が発生している場合もあるため、取り外しの前後で IR カメラによる観察も有用であり、ヒューズホルダの変色なども確認すると良い。他の部分より数℃高い状態が数年続いたことにより徐々に進行した変色部などでは、顕著な発熱は観察されないが、経過を注意深く観察する必要がある。 (なお、取り外したヒューズを並べて一時的に保管するためのケースのような形体で、同時に導通検査が実施できるような道具や装置があれば、メガソーラなどストリング数の多い現場では大変便利であることから、そのような製品の開発が期待される。)

③開放電圧(図 4.R2-13)

電圧計によってストリング両極間の電位差を測定すると同時に極性を確認する。正常であれば、どのストリングも同程度の開放電圧が得られるはずであるが、他のストリングと出力を比較したとき、単クラスタの開放電圧分をおおまかな単位として出力が低下しているストリングには、クラスタの完全脱落(セルストリングの断線もしくはバイパス回路の短絡モード故障のどちらか)を有するモジュールがストリング内に含まれている蓋然性が高い。出力低下分を単クラスタの開放電圧値で割り算することで、脱落しているクラスタの数を概算することができる場合もある。



(a)開放電圧の測定



(b)ブリーダ電圧の測定(ブリーダ抵抗=3kΩ)

図 4.R2-13 開放電圧・ブリーダ電圧の測定

④ブリーダ電圧(図 4.R2-13)

作業としては、string両極間にブリーダ抵抗(抵抗値=string開放電圧[V]/0.1[A]程度)を挿入し、その両端の電位差を測定する。正常であれば、開放電圧とほぼ同程度の電圧が得られるはずであるが、単クラスタの開放電圧分をおおまかな単位として、string開放電圧と差がある場合には、クラスタの部分脱落(セルstringの導通不良)を有するモジュールがstring内に含まれている蓋然性が高い。出力低下分を単クラスタの開放電圧値で割り算することで、脱落しているクラスタの数を概算できる場合もある。なお、図 4.R 2-14 はわれわれが用いている 10kΩ のブリーダ抵抗器である。

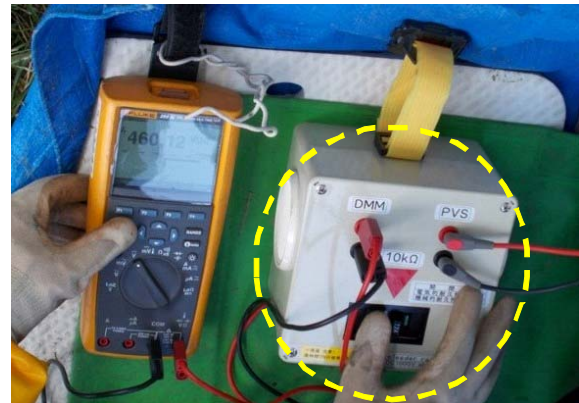


図 4.R2-14 ブリーダ抵抗器(10kΩ)の例

⑤対地電圧(図 4.R2-15)

接続箱の接地極とstringの正極との間の電圧(V_{PE})、および接地極と負極の間の電圧(V_{NE})を測定する。原理的には対地電圧と開放電圧の測定結果と測定器の入力インピーダンスから絶縁抵抗値を算出できることから、この作業は、次項で実施する絶縁抵抗測定の予備測定と位置づけている。

正常な場合(絶縁抵抗値が高い場合)、測定開始時に若干高めの電圧(開放電圧の数分の1程度)が検出されることがあるが、その後すぐに電圧が低下し始め十数秒程度で低い値に落ち着く。電圧が変化するのは、電圧を測定している電圧計の内部抵抗以外に太陽電池アレイの活線と地面(接地極)との間が高抵抗で絶縁されているために、電圧計の内部抵抗を通して電荷の移動が起こるためである。すなわち、stringの絶縁抵抗が電圧計の内部抵抗(おおむね 10MΩ程度)よりもずっと大きいことを示唆している。逆に、絶縁抵抗が内部抵抗程度あるいはそれ以下の場合、測定開始の時点で絶縁抵抗を通して電荷の移動が起こっているため、測定開始の時点である程度の電圧が検出されて、時間が経過してもさほど電圧は変化しない。これは電荷の移動が絶縁抵抗側で律速されるためである。絶縁抵抗値が(電圧計の内部抵抗と比較して)小さいほど、大きな電圧が検出される。したがって、測定開始後に電圧が時間の経過にしたがって顕著に下がって

いく場合は絶縁抵抗が(電圧計の内部抵抗よりも)高く、測定開始後に安定している場合、測定電圧が高いほど絶縁抵抗値がより低い状態であることが、絶縁抵抗測定の前に明らかになる。

絶縁抵抗値の計算のためには精度良く対地電圧を計測する必要があるが、上記の通り測定開始後 10 数秒間の電圧値の挙動によってある程度の見通しが立つことから、われわれは測定用端子を接触させた後、約 10 秒後の電圧値を記録している。

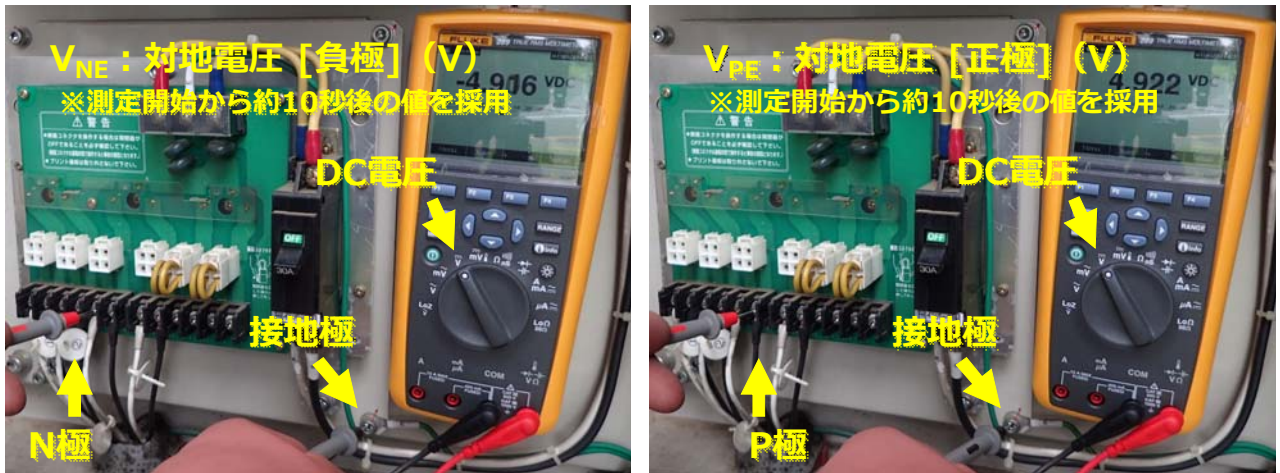


図 4.R2-15 対地電圧の測定

⑥絶縁抵抗(図 4.R2-16)⁸⁾

絶縁抵抗計により各ストリングの絶縁抵抗値を測定する。このとき、正電極と対地間の測定のみ実施すれば十分である。ガイドラインや文献に解説されており、モジュールが発生する電圧が試験電圧を変化させるため正確な値を測定するには工夫が必要となるが、正電極での測定では絶縁抵抗値が真値よりも低く(安全側で)表示されることを覚えておけば十分である。また、絶縁抵抗が低下した箇所に試験電圧とモジュール電圧が加算して印加される場合が想定され、その場合は測定によって絶縁低下を進行させることになることも覚えておくと良い。

なお、負電極を測定すると「太陽電池セルを損傷するおそれがある」と記されていることがあるが、セルはそもそもダイオードであり、測定器が通電できる電流値は有限(10mA程度)であることから、セルの損傷などは起こらない。ただし、BPC にショットキーバリアダイオード(SBD)が採用されている場合、絶縁低下とセルストリング断線が同時に発生していると、セルストリングが断線しているクラスタの BPC において SBD に逆バイアス電圧が印加されて、50V, 1mA 程度でも短絡故障に至ることから、開放電圧やブリーダ電圧測定でクラスタ脱落が疑われ、かつ対地電圧測定で絶縁抵抗の低下が疑われる場合は、負極側の測定は実施しない方が良い。

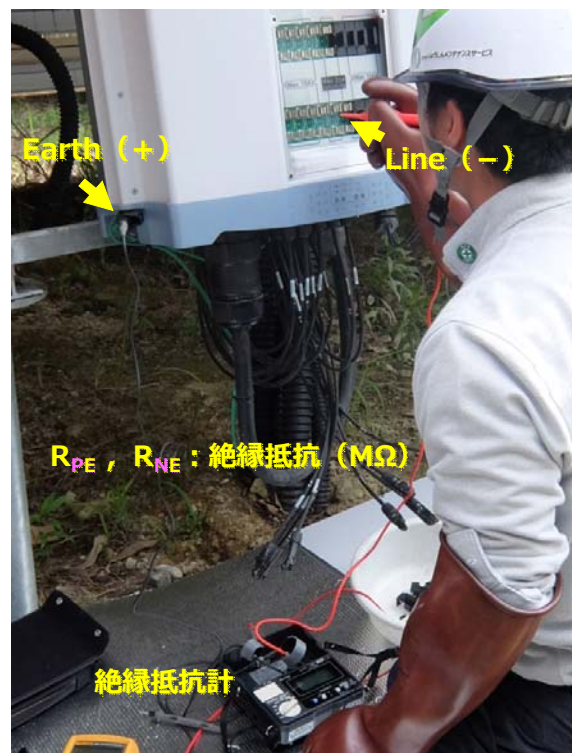
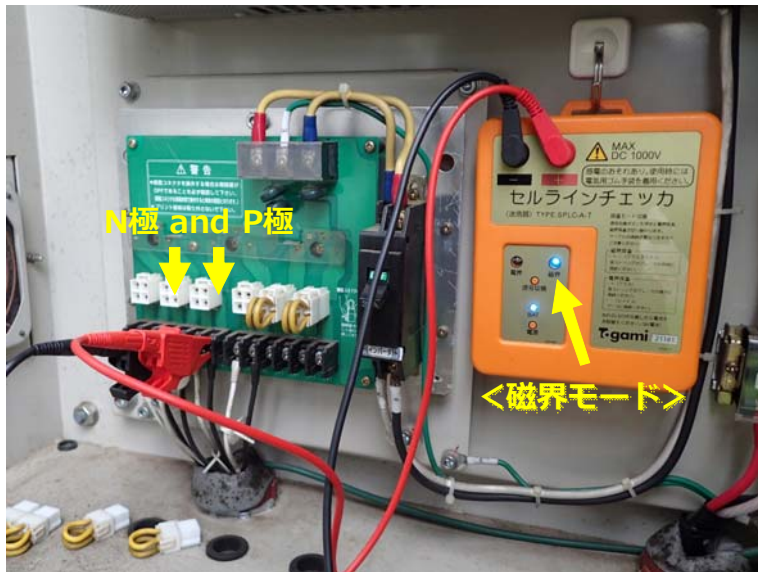


図 4.R2-16 絶縁抵抗の測定



(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 4.R2-17 配線経路の確認

⑦配線経路の確認(図 4.R2-17)¹⁰⁾

ここまで(あるいはこれ以降に)接続箱内で取得した(する)各ストリングの測定値が、具体的に太陽電池アレイ上のどのモジュール群であるのかを把握するために、戸上電機製作所製セルラインチェッカの「磁界モード」を利用して、設備所有者あるいは保安管理責任者が所有する平面図等を照らし合わせながら、ストリングの配線経路を確認する。また、この作業を利用して、クラスタの完全脱落の有無あるいは完全脱落箇所の特定も実施する。

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、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。一つ目のモジュールが見つかることができれば、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していく。このとき、各モジュールのインターコネク

タをクラスタ単位で探査すれば、クラスタが完全脱落しているか否かを確認することができる。ただし、インターコネクタやバスバーで送信信号を受信する場合は、同一クラスタ内で複数箇所を探査することを推奨する。なぜなら、当該探査箇所が局所的に断線（セル－インターコネクタ間断線、バスバー－インターコネクタ間断線）している可能性を排除することができないからである。

以上のことを、測定している接続箱内の各ストリングに対して順次実施することにより、接続箱内のストリングが具体的にどのモジュール群に対応しているのかを知ることができる。

なお、この作業は必ずしも定期点検毎に実施する必要はないが、竣工検査時やこれまでに配線路を一度も確認していない場合、あるいは、何らかの事由で配線を変更した場合、などにはこれを実施することを推奨する。

3.2 オフ点検

(9) スtringの点検

① インピーダンス(図 4.R2-18)¹¹⁾

(株)アイテスにより開発されたソラメンテ-Z はStringのインピーダンスを測定することで電路上での高抵抗部やクラスタ脱落の有無を検出できる。

② バイパス回路の短絡故障(図 4.R2-19)¹²⁾

(株)アイテスにより開発されたソラメンテ-iS は磁場センサーを利用することで電路に流れる電流の有無を検出できる装置である。太陽光発電設備が停止した状態では電路に電流が流れていないはずであるが、BPC が短絡故障している場合は停止状態でも電流がクラスタ内を循環するため、ソラメンテ-iS で信号が検出される。また、電流が循環しているクラスタをIRカメラで観察すると、BPCの抵抗値が小さい(短絡に近い)ほど、クラスタ内のセル毎に温度のばらつきが生じ、温度が異なるセルの継ぎ接ぎ模様が観察される。

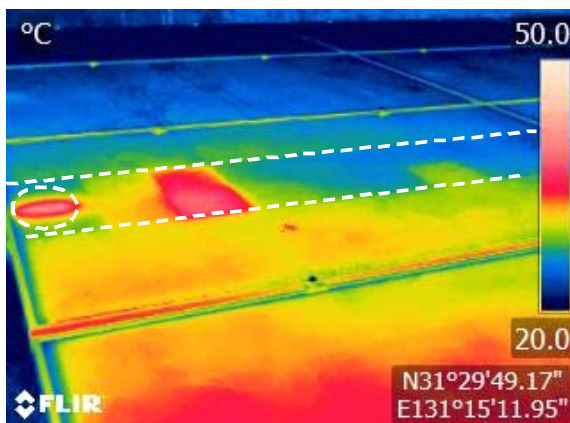
図 4.R2-20 は、BPC が短絡故障状態にあるモジュールの表面と端子箱の表面の温度分布を、運転が停止されているときに撮影したものである。中央クラスタの BPC が短絡しているため、運転停止状態にもかかわらず中央クラスタにのみ短絡電流が流れ、継ぎ接ぎ状に一部のセルが発熱し、また、バイパスダイオードの温度も上がっていることがわかる。



図 4.R2-18 Stringインピーダンスの測定



図 4.R2-19 ソラメンテ iS による BPC 短絡故障の検査



(a)モジュールの表面温度分布



(b)端子箱の表面温度分布

図 4.R2-20 中央クラスタの BPC が短絡故障状態のモジュールの IR カメラ観察例(解列時)

③バイパス回路の開放故障⁸⁾¹²⁾¹³⁾

第4章の記述と重複するが、開放故障したBPCを検出・特定する方法を以下に詳述する。

BPCの開放故障を効率的に検査するには、まず開放BPCを含むストリングの有無を検査し、そのようなストリングが存在した場合には、次に開放BPCを含むモジュールを特定するのがよい。

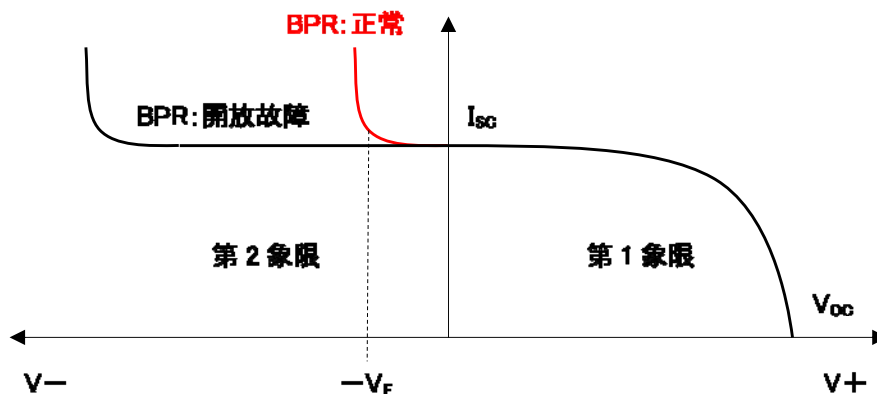


図 4.R2-21 BPCが開放故障しているストリングの電流-電圧特性

ストリングにBPCの開放故障があるか否かは、原理的にはストリングの電流-電圧特性から判別することが可能である。図4.R2-21はストリングの電流-電圧特性の模式図である。第1象限は一般的な発電時の状態であり、第2象限は外部から逆バイアス電圧が印加されストリングが電力を消費している状態である。第2象限の赤線はストリング内のBPCがすべて正常な場合の電流-電圧特性を示している。ストリングに対して逆バイアスが印加される第2象限ではBPCに対しては順バイアスが印加される。BPCの順方向電圧($-V_F$)以上の逆バイアス電圧をストリングに印加すると I_{sc} 以上の電流が流れる。他方、BPCが1つでも開放故障している場合の電流-電圧特性は黒線となり、 $-V_F$ 以上の逆バイアス電圧を印加しても I_{sc} 以上の電流は流れない。この特性を利用して開放故障したBPCを有するストリングを特定する検査装置が開発されている。たとえば、日置電機(株)製バイパスダイオードテスタFT4310(図4.R2-22)、日本カーネルシステム(株)製バイパスダイオードチェッカBDC15310-N(図4.R2-23)である。これらの検査装置はストリングに $-V_F$ 以上の逆バイアス電圧を印加した状態でストリングに流れる電流を測定し、BPCの状態を検査する。



図 4.R2-22 バイパスダイオードテスタ
(日置電機)



図 4.R2-23 バイパスダイオードチェッカ
(日本カーネルシステム)

上記により開放 BPC を有するstringが検出された場合には、string内のどのモジュール(クラスタ)の BPC が開放故障しているのかを特定する。残念ながら、現時点ではこれを行うための簡便な装置はないが、以下に示すような幾つかの方法がある。なお、クラスタの遮光については、そのクラスタの BPC が開放故障している場合はセル加熱のリスクをとともなう点に十分な注意が必要であり、また、BPC が正常な場合には BPC が発熱することに留意する必要がある。

a. 電流-電圧特性測定装置を利用する方法(図 4.R2-24)

太陽光発電設備を停止させた状態において電流-電圧特性測定装置を用いる方法である。まず通常の手順で電流-電圧特性を測定する。次に、各クラスタ内の複数枚のセルをゴムシートなどで遮光した状態で再び電流-電圧特性を測定し両者の測定結果と比較する。BPC が正常に動作するクラスタを遮光した場合には、図 4.R2-24 に示すように通常の手順で測定した I_{sc} とほぼ同じ I_{sc} が得られる。他方、BPC が開放故障しているクラスタを遮光した場合には通常の手順で測定した I_{sc} より大幅に低い I_{sc} となる。なお、この方法は I_{sc} の比較により判定するため、日射強度が安定した状況で実施する必要がある。

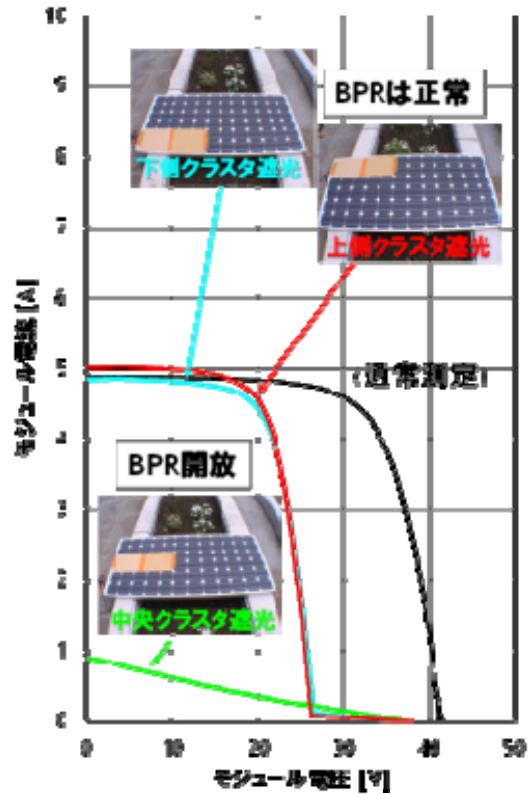


図 4.R2-24 電流-電圧特性測定装置を用いた開放 BPC 検査の実施例

b. 配線路探査器(磁界モード)を利用する方法(図 4 章 参考 2-25)

この方法も太陽光発電設備の運転を停止した状態で行う。まず、各クラスタのセルstringが正常であることを確認するため、⑦と同様の手順で送信器を設置し、対象stringを構成するモジュールの各クラスタに対して、影が掛かっていない状態で受信器が送信信号を受信することを確認する。次に、BPC の動作を判定するため、BPC が動作する程度の電圧のクラスタのセル枚数をほぼ全面にわたって遮光した状態で再度受信器による送信信号の受信を試みる。BPC が正常であれば送信器の送信信号はセルstringには流れず BPC 側に流れるため、受信器は送信信号を受信しない。しかし、遮光によっても受信器が送信信号を受信し続ける場合は、送信信号が BPC に流れていない、つまり、その BPC は開放故障していることを意味する。

④電流-電圧特性の測定

これまでの手順で太陽光発電設備の直流側の安全に関する測定および検査は概ね完了しているが、各スト



図 4.R2-25 配線路探査機による開放 BPC 検査の実施例

ングの電流-電圧特性を測定することで、それらの測定・検査結果のクロスチェックを行うとともに、発電性能を大まかに評価する。

電流-電圧特性の測定には、専用の装置が開発されている。たとえば、日本カーネルシステム(株)製の PV アナライザ(図 4.R2-26(a))¹²⁾、英弘精機(株)製の I-V チェッカー(図 4.R2-26(b))¹⁴⁾、(株)戸上電機製作所製のストリングトレーサ(図 4.R2-26(c))¹⁰⁾、新栄電子計測(株)製の I-V カーブトレーサ(図 4.R2-26(d))¹⁵⁾、日置電機(株)製の I-V カーブトレーサ(図 4.R2-26(e))⁸⁾、などである。それぞれに負荷方式や計測電圧・電流範囲、測定点数、掃引時間などが異なるので、測定対象に応じた装置を選択して使用することを推奨する。なお、これらの測定装置の中には JIS にのった標準試験条件に換算する機能を搭載しているものもあるが、これらの規格にある換算方法は出力低下を起こしていないモジュールを前提としたものであることから、出力低下を起こしているモジュールを含む可能性のあるストリングの測定データの換算結果の正確性は保証されない。したがって、このような換算機能の使用は推奨しない。

また、日射強度の変動が激しい環境や日射強度が極めて低い環境では、判断に必要な十分な測定結果が得られない場合が多いため、これらのような環境下での測定も推奨しない。他方、安定した日射強度のもとで取得したデータであったとしても、日射強度やモジュール温度が異なることはしばしばである。したがって、電流-電圧測定を測定する際には、アレイ傾斜面日射強度とモジュール裏面温度も一緒に測定することを推奨する。

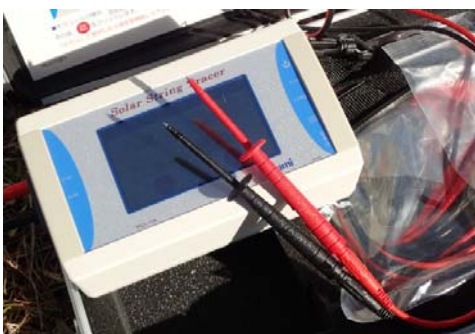
電流-電圧特性の測定例については、本章の参考 3 を参照いただきたい。



(a)PV アナライザ Epsilon-400V



(b)I-V チェッカーMP-11



(c)ストリングトレーサ SPST-A1A



(d)I-V カーブトレーサ IVH-2000Z



(e)I-V カーブトレーサ FT4300

図 4.R2-26 電流-電圧特性測定装置の例

3.3 オン点検

オフ点検が完了したら、断路器を閉路し、続いて開閉器を閉路して太陽光発電設備を稼働させる。この際には各ストリングの動作電圧および動作電流を測定して、正常に復帰していることを確認する。

(10)モジュール不具合の調査

各モジュールについて、詳細な調査を実施する。

①セルストリング断線

ソラメンテ-iS によりクラスタに流れる電流の有無を確認する。運転状態にも関わらずクラスタに流れる電流が検知されない場合には、クラスタ脱落の状態である蓋然性が高い。

②IR カメラ観察

太陽電池モジュールに何らかの異常(例えばモジュール内直列抵抗の増加、バスバーとインターコネクタ間の接続不良、特定のセルの電流低下など)があった場合、その箇所は発熱する機会が多いため、運転中の太陽電池モジュールの表面温度分布を IR カメラで観察することが有効である。

たとえば、図 4.R2-27 および図 4.R2-28 は、それぞれバスバー—インターコネクタ間の接続不良による発熱の様子、インターコネクタ—セル裏面電極間の接続不良による発熱の様子の観察例である。

また、図 4.R2-29(a)は一つのクラスタがクラスタ脱落(セルストリングが導通不良)の状態にあるモジュールの表面温度分布である。導通不良となった中央クラスタが他のクラスタよりわずかに温度が高いことがわかる。これは当該クラスタが発電していないことで照射された太陽エネルギーが電気エネルギーに変換されずすべて熱に変わっているためである。このような状況になっているクラスタは BPC が常時動作しているため、同図 (b)に示すように端子箱内部のバイパスダイオードも順電流損失により発熱している。

(11) 架台と設置状態の調査

架台やモジュールなどの設置状態に関する目視による調査については、本章の参考 3 のほか、参考文献⁴⁾⁶⁾を参考にするとよい。

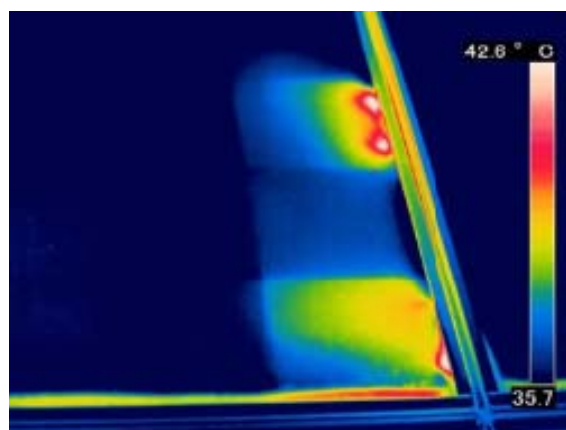
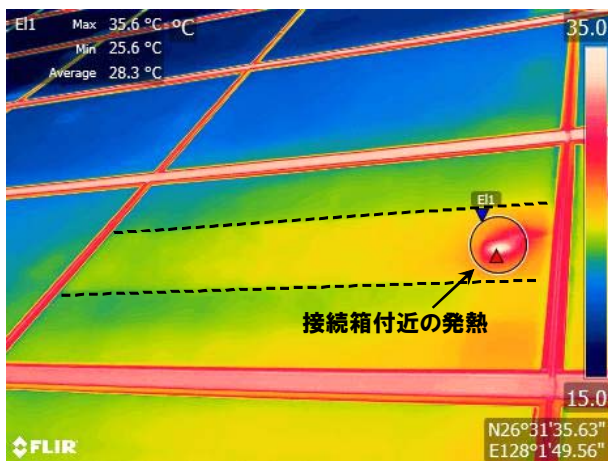


図 4.R2-27 バスバー—インターコネクタ間の接続不良による発熱の例



図 4.R2-28 インターコネクタ—セル間の接続不良による発熱の例



(a)モジュールの表面温度分布



(b)端子箱の表面温度分布

図 4.R2-29 クラスタ脱落(セルストリングが導通不良)となったモジュールの IR カメラ観察例

参考文献

- 1)小出力太陽光発電システムの保守・点検ガイドライン, 日本電機工業会 (1995).
- 2)JEM-TR 228 小出力太陽光発電システムの保守・点検ガイドライン, 日本電機工業会 (2003), (2012).
- 3)BU145001 太陽光発電システム保守点検ガイドライン【10kW 以上の一般用電気工作物】第 1 版, 太陽光発電協会 (2014).
- 4)JM16Z001 太陽光発電システム保守点検ガイドライン, 日本電機工業会・太陽光発電協会 (2016).
- 5)太陽光発電システムの定期点検及び不具合調査に関するガイドラインについての報告書, 日本太陽エネルギー学会 (2016).
- 6)JEAC8021-2018 自家用電気工作物保安管理規程, 日本電気協会 (2019)
- 7)JIS C 8960:2012 太陽光発電用語, 日本規格協会.
- 8)樋口昌男・山崎明, 電流-電圧特性測定機器および保安点検用測定機器の技術解説/電気事業法施行規則における PV 絶縁抵抗測定の議論, 太陽エネルギー, Vol.44, No.3, pp.71-80 (2018)
- 9)大西恭二, 太陽光発電設備の絶縁抵抗及び漏れ電流の測定について, 太陽エネルギー, Vol.44, No.3, pp.53-57 (2018)
- 10)片渕健, PVドクターシリーズの技術解説, 太陽エネルギー, Vol.44, No.3, pp.45-51 (2018)
- 11)池田輝雄, 「ソラメンテシリーズ」の技術解説, 太陽エネルギー, Vol.44, No.3, pp.59-63 (2018)
- 12)長畑賢, PV アナライザとバイパスダイオードチェッカーの技術解説, 太陽エネルギー, Vol.44, No.3, pp.41-44 (2018)
- 13)佐野彰彦・竹内豪, DC Fault Tester の技術解説, 太陽エネルギー, Vol.44, No.3, pp.65-69 (2018)
- 14)前島聡・蓑田光博・長谷川壽一, 気象測器の技術解説, 太陽エネルギー, Vol.44, No.3, pp.31-36 (2018)
- 15)成瀬幸一郎, 電流-電圧特性測定器 IVH-2000Z の技術解説, 太陽エネルギー, Vol.44, No.3, pp.37-39 (2018)

【4章 参考3】保守点検調査の実例

【4章 参考3.1】保守点検調査の実例(1):宮城県の太陽光発電設備 I

1. 調査対象

(1)所在地:宮城県

(2)設置形態:地上設置

(3)運転開始:2014年2月

(4)電圧区分:低圧

(5)設備仕様:

- ・太陽電池モジュール:電気的特性を表 4.R3.1-1 に示す. 総枚数は2464枚.

- ・接続箱:12ストリング用接続箱(12台)および8ストリング用接続箱(4台), ブロッキング・ダイオードあり, ヒューズなし, バリスタあり, 金属製筐体

- ・太陽電池アレイ構成:14モジュール/ストリング×176ストリング, 公称アレイ容量:596.3kW, 公称アレイ開放電圧:516.6V, 公称アレイ短絡電流:1548.8A

- ・パワーコンディショナ:定格出力:500kW, 直流入力:600V(最大)/1471A(定格), 定格交流出力:210V/1375A-50/60Hz, 三相

(6)調査実施時期:2018年10月

表 4.R3.1-1 太陽電池モジュールの電気的特性

太陽電池の種類	多結晶 Si
公称最大出力 Pmax	242W
公称開放電圧 Voc	36.9V
公称短絡電流 Isc	8.80A
公称最大出力動作電圧 Vpm	29.8V
公称最大出力動作電流 Ipm	8.13A
曲線因子 FF	0.745

2. 調査内容と結果

調査は一つの接続箱(12ストリング用)に対して実施した.

(1)接続箱内の観察

検電による安全確認ののち接続箱を開扉し, 変色・異臭・異音がないことを確認した. また, IRカメラで内部の温度分布を観察し, 異常な発熱がないことを確認した(図 4.R3.1-1).

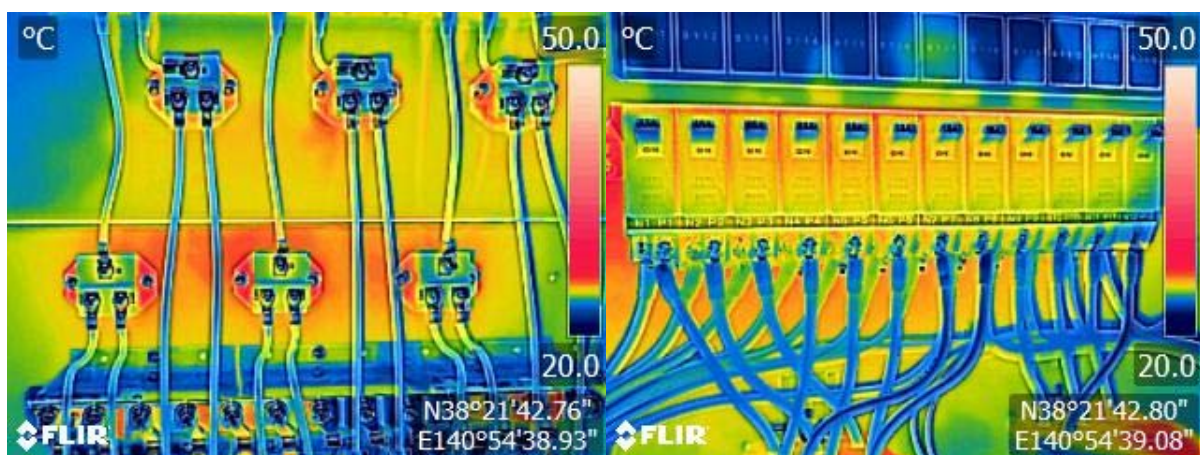


図 4.R3.1-1 接続箱内部の温度分布(左:ブロッキング・ダイオード, 右:端子台)

表 4.R3.1-3 ブロッキング・ダイオードの測定結果

	#01(左)	#02	#03	#04	#05	#06
動作電圧[V](順)	0.35	0.35	0.35	0.35	0.35	0.35
動作電圧[V](逆)	OL	OL	OL	OL	OL	OL
抵抗[kΩ](順)	50.0	48.4	49.9	48.3	50.5	49.3
抵抗[MΩ](逆)	OL*	OL*	OL*	OL*	OL*	OL*
	#07	#08	#09	#10	#11	#12(右)
動作電圧[V](順)	0.35	0.35	0.35	0.35	0.35	0.35
動作電圧[V](逆)	OL	OL	OL	OL	OL	OL
抵抗[kΩ](順)	48.3	48.2	48.8	48.6	48.4	47.6
抵抗[MΩ](逆)	OL*	OL*	OL*	OL*	OL*	OL*

注 *:500MΩ 以上であることを意味する

(5)ブロッキング・ダイオードの健全性の確認

[解列状態]

各ブロッキング・ダイオードの動作電圧および抵抗を、順方向と逆方向のそれぞれについて測定した。その結果は表 4.R3.1-3 に示すとおりであり、すべて健全である。

(6)開放電圧・ブリーダ電圧, 対地電圧の測定

[解列状態]

クラスタの完全脱落や部分脱落の有無を確認するために開放電圧 V_{OC} とブリーダ電圧 V_b (ブリーダ抵抗 = 10kΩ, 図 4.R3.1-4) を測定し、さらに、絶縁抵抗測定の予備として対地



図 4.R3.1-4 V_{OC} ・ V_b 測定の様子(右:ブリーダ抵抗)

表 4.R3.1-4 各ストリングの V_{OC} , V_b および対地電圧 (V_{PE} , V_{NE}) の測定結果

(日射強度=1,050W/m² 前後, モジュール温度=47.2°C)

	#01(左)	#02	#03	#04	#05	#06
開放電圧 V_{OC} [V]	461.9	458.1	460.1	488.7	466.6	483.2
ブリーダ電圧 V_b [V]	460.8	457.8	460.4	486.7	466.1	480.4
対地電圧 V_{PE} [V]	9.86	9.50	8.80	8.86	8.90	8.19
対地電圧 V_{NE} [V]	-12.5	-12.5	-12.0	-9.02	-10.9	-11.1
	#07	#08	#09	#10	#11	#12(右)
開放電圧 V_{OC} [V]	490.8	487.5	464.1	481.6	473.8	485.9
ブリーダ電圧 V_b [V]	489.8	485.2	464.1	479.5	469.7	484.5
対地電圧 V_{PE} [V]	9.04	-7.97	8.27	8.24	6.80	6.51
対地電圧 V_{NE} [V]	-10.9	-10.8	-10.5	-10.3	-8.37	-8.27

電圧 V_{PE} および V_{NE} の測定(10 秒経過後値)を実施した。これらの結果を表 4.R3.1-4 に示す。

V_{OC} と V_b の測定結果から、どのストリングにもクラスタ脱落は存在しないと推測できる。また、対地電圧の測定結果からは絶縁抵抗は良好と予想できる。

(7)絶縁抵抗の測定[解列状態]

日置電機製 PVS 用絶縁抵抗計 IR4055 を用いて、各ストリングの絶縁抵抗 R_{PE} および R_{NE} を測定した結果を表 4.R3.1-5 に示す。なお、印加電圧は 500V である。

いずれのストリングも $0.4M\Omega$ 以上であり電技第 58 条(電路の使用電圧の区分が 300V 以上では、 $0.4M\Omega$ 以上)には適合している。ただし、ストリング間の比較ではストリング#03 の R_{PE} が他に対して低い値となった。今回の調査ではこの原因を特定できなかったが、原因の一つとして考えられるのは、ストリング#03 に接続されていた「熱電対が埋め込まれているモジュール」(図 4.R3.1-5)の存在である。

表 4.R3.1-5 各ストリングの絶縁抵抗測定結果(500V 印加)

	#01(左)	#02	#03	#04	#05	#06
絶縁抵抗 $R_{PE}[M\Omega]$	253	240	45.7	264	283	279
絶縁抵抗 $R_{NE}[M\Omega]$	176	189	197	201	187	192
	#07	#08	#09	#10	#11	#12(右)
絶縁抵抗 $R_{PE}[M\Omega]$	280	271	261	277	317	333
絶縁抵抗 $R_{NE}[M\Omega]$	197	206	178	188	201	200



図 4.R3.1-5 裏面から熱電対が埋め込まれていたモジュール(ストリング#03)

(8)配線経路の確認

戸上電機製セルランチェッカの「磁界モード」(感度:2)を用いて、各断路器がどの太陽電池モジュールに接続されているかを確認した。確認中の様子を図 4.R3.1-6 に、また、確認した結果を図 4.R3.1-7 に示す。当該接続箱に表示されている配線図と一致していた。



図 4.R3.1-6 配線経路を確認している様子



	ストリング#01		ストリング#03	
	ストリング#02		ストリング#04	

ストリング#05		ストリング#07		ストリング#09		ストリング#11
ストリング#06		ストリング#08		ストリング#10		ストリング#12

図 4.R3.1-7 スtringの配線経路の確認結果

(9)インピーダンス測定およびバイパス回路の開放故障検査

この接続箱を構成するモジュールの電氣的不具合(セル回路の直列抵抗増加や断線)の有無を探索するためアイテス製ソラメンテ Z によるインピーダンス測定を実施した。また、これらモジュールのバイパス回路の開放故障の有無を確認するため、日置電機製バイパス・ダイオード・テスターFT4310 および日本カーネルシステム製バイパス・ダイオード・チェッカーBDC15310-N(電圧設定:40V)による検査を実施した。これらの測定結果を表 4.R3.1-6 に示す。

表 4.R3.1-6 各ストリングのインピーダンス測定およびバイパス回路開放故障検査の結果

	#01(左)	#02	#03	#04	#05	#06
ソラメンテ Z						
インピーダンス[Ω]	6	7	8	7	8	8
開放電圧 V_{oc} [V]	493	482	473	475	474	476
日置 FT4310						
I_{sc} [A]	6.8	5.3	5.2	5.1	5.1	5.1
$I_{sc+\alpha}$ [A]	7.8	6.4	6.2	6.2	6.1	6.1
R_{BPR} [Ω]	2.3	2.4	2.1	2.4	1.8	1.7
V_{oc} [V]	490	483	483	481	482	481
判定	PASS	PASS	PASS	PASS	PASS	PASS
カーネル BDC15310-N						
V_F [V]	13.95	13.95	13.95	14.02	13.97	13.93
V_{oc} [V]	448	446	442	437	440	444
I_{sc} [A]	0.289	0.289	0.256	0.231	0.242	0.266
判定	BPD 検出	BPD 検出	BPD 検出	BPD 検出	BPD 検出	BPD 検出
	#07	#08	#09	#10	#11	#12(右)
ソラメンテ Z						
インピーダンス[Ω]	8	8	8	8	8	8
開放電圧 V_{oc} [V]	473	471	473	470	471	468
日置 FT4310						
I_{sc} [A]	2.8	3.9	2.4	2.4	2.3	2.4
$I_{sc+\alpha}$ [A]	3.8	4.9	3.4	3.5	3.4	3.4
R_{BPR} [Ω]	2.2	1.6	2.0	1.9	2.1	2.1
V_{oc} [V]	468	474	464	463	463	462
判定	PASS	PASS	PASS	PASS	PASS	PASS
カーネル BDC15310-N						
V_F [V]	13.87	13.90	13.89	13.87	14.0	13.98
V_{oc} [V]	448	446	448	445	445	443
I_{sc} [A]	0.288	0.288	0.289	0.285	0.282	0.276
判定	BPD 検出	BPD 検出	BPD 検出	BPD 検出	BPD 検出	BPD 検出

これらの結果から、この接続箱を構成するモジュールにはセル回路の直列抵抗増加・断線といった電氣的不具合が存在する確率は低く、また、バイパス回路に開放故障が発生しているモジュールが存在する確率も低いと判断できる。

(10)各ストリングの電流－電圧特性の測定

日本カーネルシステム製 I-V 特性測定器「Gamma-1000V」(PVA14301)を用いて、各ストリングの電流－電圧 (I-V) 特性を測定した (TraceTime=200msec)。その結果を図 4.3R.1-8 および表 4.3R.1-7 に示す。これらは全般に低日射強度の条件下での測定であり、かつ、それぞれの測定における日射強度も同一でないため、相互の比較ができない。

そこで、以下の式を用いて、これらの I-V 特性を簡易的に{日射強度 $G=1,000\text{W/m}^2$ 、モジュール温度 $T_m=25^\circ\text{C}$ }に補正した。

$$I^*=(I_{SC,NP}/I_{SC})\times I$$

$$V^*=(V_{OC,NP}/V_{OC})\times V$$

ここで、 I^* 、 V^* :簡易補正後の電流および電圧

$I_{SC,NP}$:このモジュールの短絡電流の公称値 (Name Plate Value)

$V_{OC,NP}$:このモジュールの開放電圧の公称値 (Name Plate Value)

I 、 V 、 I_{SC} 、 V_{OC} :実測した電流、電圧、短絡電流、開放電圧

この結果を図示したのが、図 4.R3.1-9 である。補正の考え方から、当然に各ストリングの短絡電流と開放電圧は概ね同等の値となるので、この図では I-V 平面上での Pmax 点の位置、および、視覚的な I-V 特性曲線の形

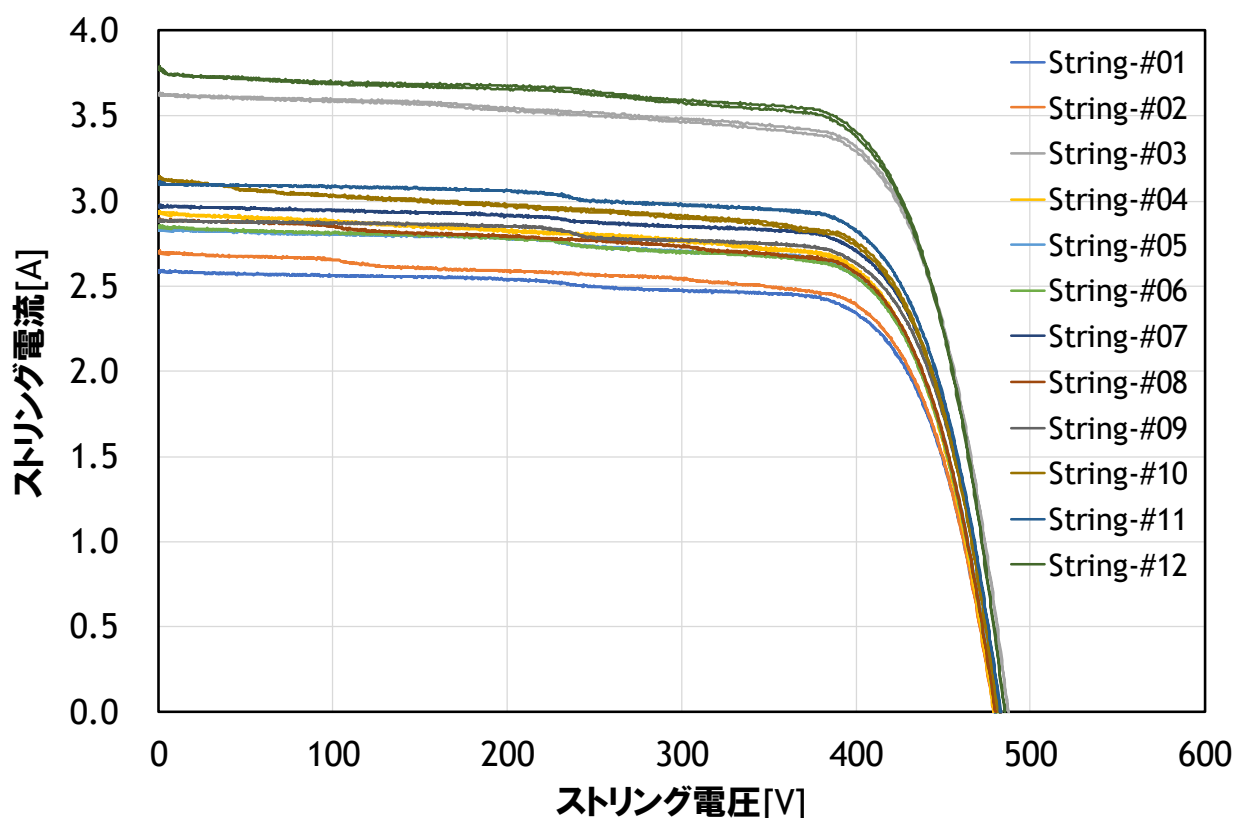


図 4.R3.1-8 各ストリングの I-V 特性測定結果(実測値)

表 4.R3.1-7 図 4.R3.1-8 における各種特性値

	Pmax [W]	V _{PM} [V]	I _{PM} [A]	V _{OC} [V]	I _{SC} [A]	FF [-]
公称値(STC)	3,388	417.2	8.13	516.6	8.80	0.745
String-#01	938	396	2.37	480	2.59	0.754
String-#02	958	400	2.40	479	2.70	0.740
String-#03	1,318	404	3.27	487	3.60	0.750
String-#04	1,044	395	2.65	480	2.97	0.733
String-#05	1,024	395	2.59	481	2.84	0.751
String-#06	1,024	399	2.57	481	2.86	0.745
String-#07	1,084	401	2.70	483	2.98	0.753
String-#08	1,033	396	2.61	480	2.89	0.745
String-#09	1,056	398	2.66	483	2.89	0.757
String-#10	1,097	399	2.75	482	3.11	0.733
String-#11	1,133	398	2.85	483	3.11	0.755
String-#12	1,354	399	3.39	485	3.75	0.744

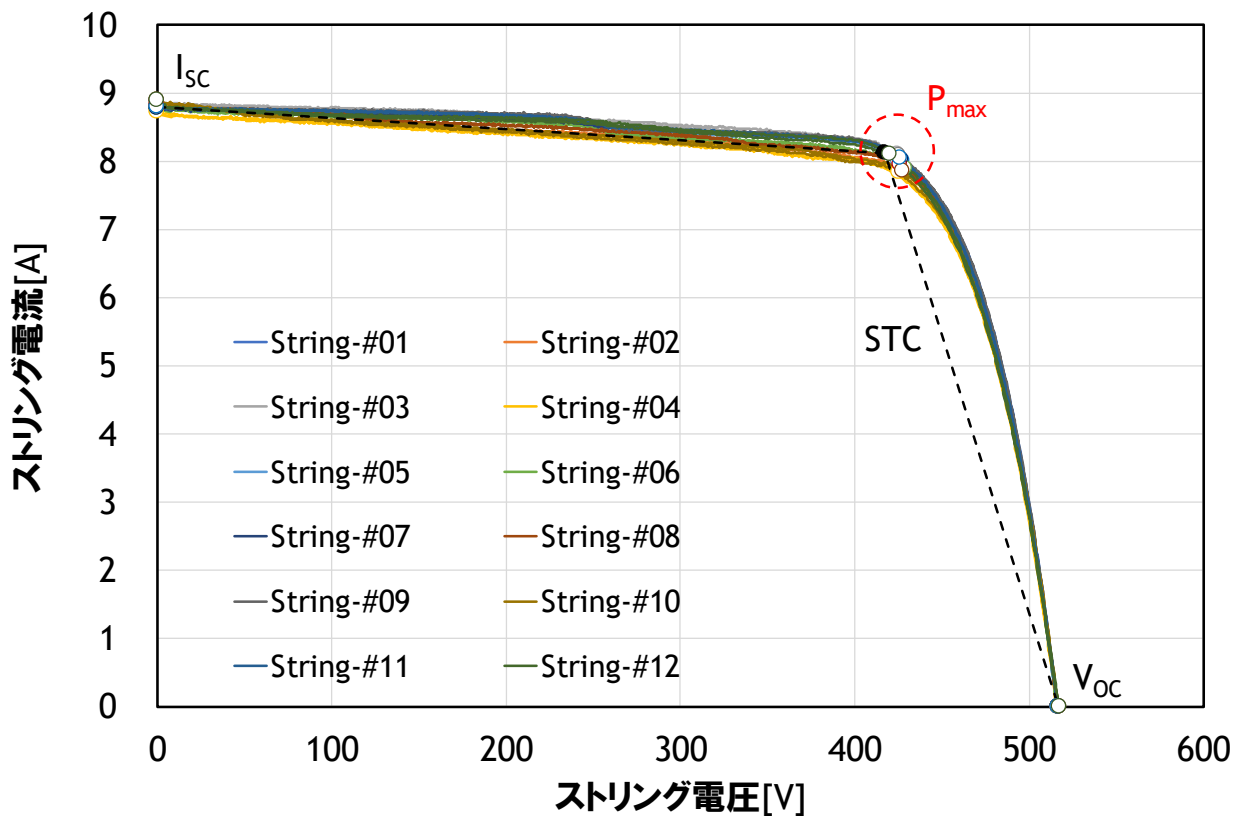


図 4.R3.1-9 簡易補正した各ストリングの I-V 特性

状の差異を鑑定することとなるが、どのストリングの P_{max} 点も概ね STC の P_{max} 点の近傍にあり、かつ、I-V 特性曲線の顕著な変形も見られないことから、少なくとも現時点では各ストリングには発電性能に関する異常はないと判断する。

【4章 参考 3.2】保守点検調査の実例(2):宮城県の太陽光発電設備Ⅱ

1.調査対象

(1)所在地:宮城県

(2)設置形態:地上設置

(3)運転開始:2014年2月

(4)電圧区分:低圧

(5)設備仕様:

- ・太陽電池モジュール:電気的特性を表 4.R3.2-1 に示す. 総枚数は4160枚.
- ・接続箱:13ストリング用接続箱(16台), ブロッキング・ダイオードあり, ヒューズなし, バリスタあり, 金属製筐体
- ・太陽電池アレイ構成:一つのストリングは, 5枚直列×4並列, で構成されている(並列間にブロッキングダイオードはない). 総ストリング数は208である. 公称アレイ容量:665.63kW, 公称アレイ開放電圧:550V, 公称アレイ短絡電流:1830.4A
- ・パワーコンディショナ:定格出力:500kW, 直流入力:600V(最大)/1471A(定格), 定格交流出力:210V/1375A-50/60Hz, 三相

(6)調査実施時期:2018年10月

表 4.R3.2-1 太陽電池モジュールの電気的特性

太陽電池の種類	薄膜(CIS)
公称最大出力 Pmax	160W
公称開放電圧 Voc	110V
公称短絡電流 Isc	2.20A
公称最大出力動作電圧 Vpm	84.0V
公称最大出力動作電流 Ipm	1.91A
曲線因子 FF	0.661

2. 調査内容と結果

一つの接続箱に対して実施した調査内容と結果を示す.

(1)接続箱内の観察

検電による安全確認ののち接続箱を開扉し, 変色・異臭・異音がないことを確認した. また, IR カメラで内部の温度分布を観察し, 異常な発熱がないことを確認した(図 4.R3.2-1).

(2)接地抵抗の測定

接続箱内接地極と大地の間の接地抵抗(R_G)を, 日置電機製接地抵抗計 FT6031 を用いて測定した結果は $R_G=0.54\Omega$ であった. (※参考:C種接地工事の接地抵抗値は 10Ω 以下←電技解釈第17条第3項第一号)

(3)等電位性の確認

この接続箱を構成するモジュールのフレームが適切に接地されていることを確認するため, これらのモジュールのフレームと接続箱内接地極の間の抵抗を測定した結果を図 4.R3.2-2 に示す(注:図中, 1Ω 以上となったモジュールは赤字で示している. また, 測定順序は後であるが配線経路は接続箱に表示されているとおりであった

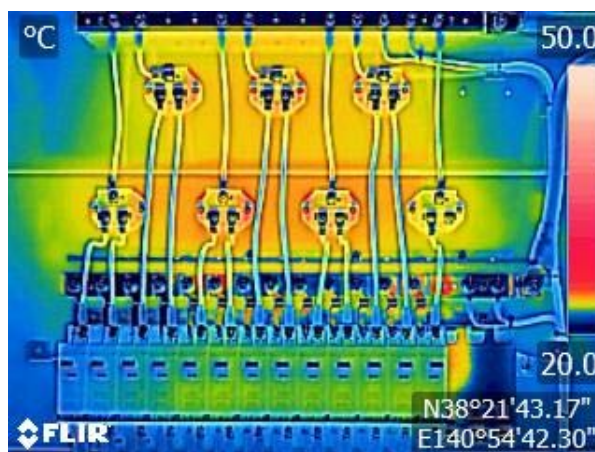


図 4.R3.2-1 接続箱内部の温度分布

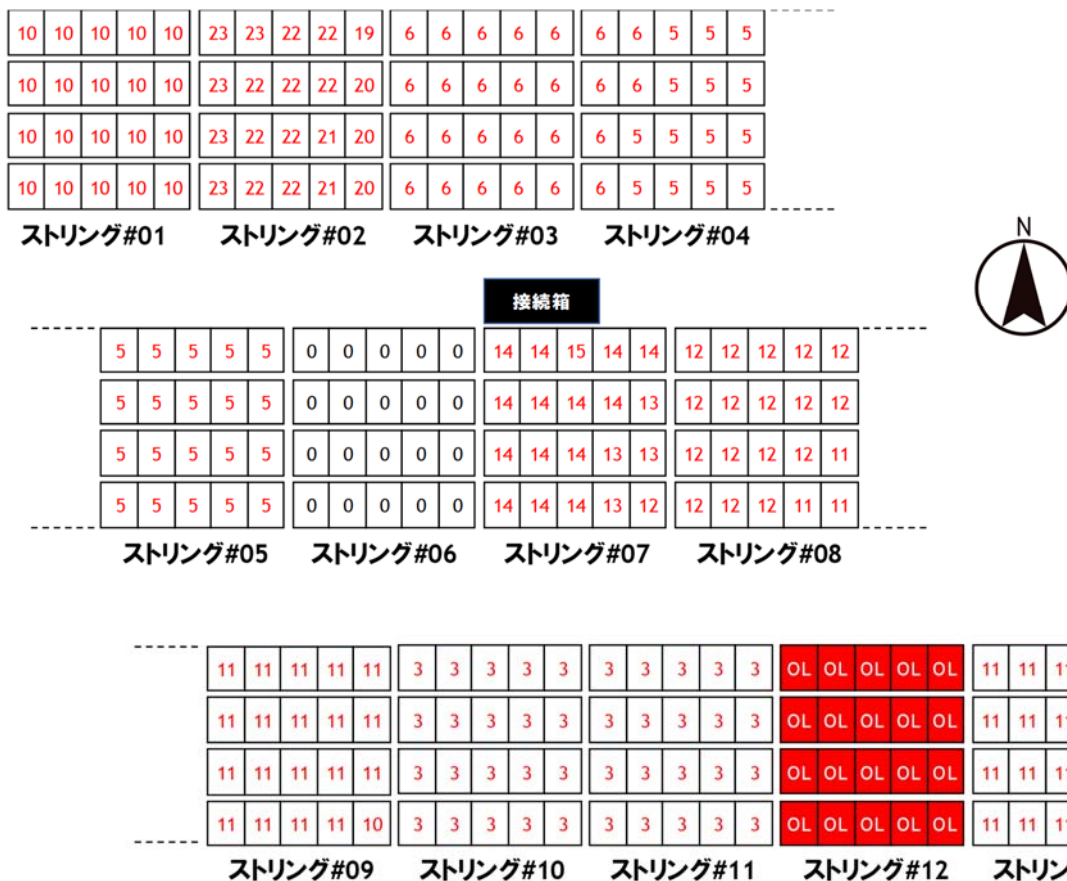


図 4.R3.2-2 モジュールフレームと接続箱内接地極の間の抵抗値(単位: Ω)
 (注: "OL"は, 50Ω 以上であることを意味する)

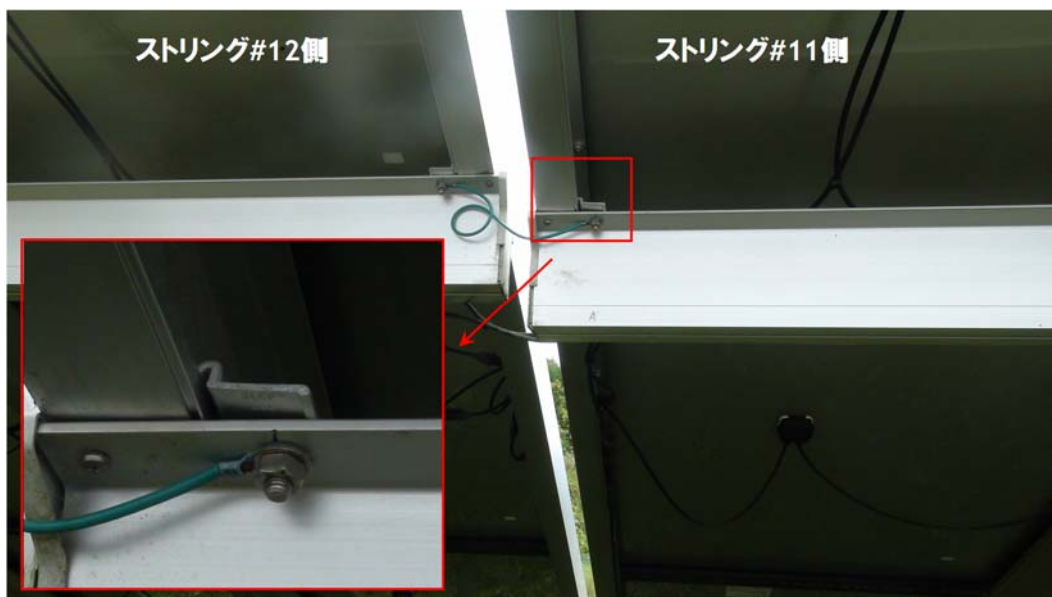


図 4.R3.2-3 String#11 の架台とString#12 の架台を接続する接地線

ので, 同図にはString番号も示している). この図でわかるように, String#12 が「OL」, つまり 50Ω 以上と突出して大きい値であった.

図 4.R3.2-3 はString#11 とString#12 のそれぞれの架台を等電位にするために設けられた接地線の様子であるが, 同図中左下のString#11 側の接地線取り付け金具が正しく取り付けられておらず, 架台との間に

十分な接触が得られていないようにみえた。そこで、この金具を一度取り外し、図 4.R3.2-4 のように取り付けなおした。その後、改めてストリング#11、#12 および#13 のモジュールフレームの抵抗を測定すると、図 4.R3.2-5 示すように、ストリング#12 とストリング#13 は、ストリング#11 と等電位になった。



図 4.R3.2-4 取り付けなおしたストリング#11 側の金具

(4)各ストリングの動作確認[運転状態]

ストリング断線の有無などを確認するため、各ストリングの動作電圧 V_{OP} 、動作電流 I_{OP} を測定した。その結果を表 4.R3.2-2 に示す。また、運転状態における充電回路(=ストリング)の絶縁状態を予備的に把握するため漏れ電流 I_{LK} を測定した。ただし、クランプをストリングケーブルに装着することができなかつたため、全ストリングに対してのみ測定したところ-4.01mA であつた。

-----	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
-----	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
	ストリング#11					ストリング#12					ストリング#13				

図 4.R3.2-5 ストリング#11 の金具を取り付けなおした後の等電位性の確認結果(単位: Ω)

表 4.R3.2-2 各ストリングの動作電圧・電流の測定結果

(日射強度=111W/m²程度, 気温=20.4℃, 湿度=70.3%, モジュール温度=22.8℃)

	#01(左)	#02	#03	#04	#05	#06	#07
動作電圧 V_{OP} [V]	409.8	411.7	411.3	408.4	409.3	410.3	411.2
動作電流 I_{OP} [A]	1.1	1.0	1.0	1.0	1.2	0.9	1.2
	#08	#09	#10	#11	#12	#13(右)	ALL
動作電圧 V_{OP} [V]	410.3	411.2	411.3	413.2	414.2	414.3	412.5
動作電流 I_{OP} [A]	1.1	1.1	1.2	1.2	1.2	1.2	14.8

(5)ブロッキング・ダイオードの健全性の確認[解列状態]

各ブロッキング・ダイオードの動作電圧および抵抗を、順方向と逆方向のそれぞれについて測定した。その結果は表 4.R3.2-3 に示すとおりであり、すべて健全である。

(6)開放電圧および対地電圧の測定[解列状態]

開放電圧 V_{OC} と対地電圧 V_{PE} および V_{NE} の測定(10 秒経過後値)を実施した結果を表 4.R3.2-4 に示す。(太陽電池種類が CIS であり、かつ、測定対象がすでに並列接続であることから、ブリーダ電圧 V_b は測定しなかつた)。

対地電圧の測定結果からは絶縁抵抗測定を実施しても問題ないと判断される。他方、この表に示す V_{OC} は(5 枚直列×4 並列)の構成における値であるため、これによって直列接続の断線の有無を判断することはできない。

表 4.R3.2-3 ブロッキング・ダイオードの測定結果

	#01(左)	#02	#03	#04	#05	#06	#07
動作電圧[V](順)	0.34	0.34	0.34	0.34	0.34	0.34	0.34
動作電圧[V](逆)	OL	OL	OL	OL	OL	OL	OL
抵抗[kΩ](順)	48.71	49.24	48.04	48.89	51.13	51.78	48.14
抵抗[MΩ](逆)	OL*	OL*	OL*	OL*	OL*	OL*	OL*
	#08	#09	#10	#11	#12	#13(右)	
動作電圧[V](順)	0.34	0.34	0.34	0.34	0.34	0.34	
動作電圧[V](逆)	OL	OL	OL	OL	OL	OL	
抵抗[kΩ](順)	48.00	48.69	48.57	47.94	47.99	48.53	
抵抗[MΩ](逆)	OL*	OL*	OL*	OL*	OL*	OL*	

注 *:500MΩ 以上であることを意味する

表 4.R3.2-4 各ストリングの開放電圧および対地電圧の測定結果

(日射強度=138W/m² 前後, 気温=21.5°C, 湿度=67.6%, モジュール温度=26.2°C)

	#01(左)	#02	#03	#04	#05	#06	#07
開放電圧 V _{OC} [V]	495	493	494	491	494	491	495
対地電圧 V _{PE} [V]	62.3	60.4	63.3	64.5	61.8	63.0	57.6
対地電圧 V _{NE} [V]	-78.5	-78.3	-82.1	-87.7	-79.8	-80.7	-76.0
	#08	#09	#10	#11	#12	#13(右)	
開放電圧 V _{OC} [V]	502	502	503	509	502	501	
対地電圧 V _{PE} [V]	57.9	58.1	56.4	58.4	59.8	57.0	
対地電圧 V _{NE} [V]	-74.4	-75.7	-73.9	-76.1	-78.8	-75.9	

(7)絶縁抵抗の測定[解列状態]

日置電機製 PVS 用絶縁抵抗計 IR4055 を用いて, 各ストリングの絶縁抵抗 R_{PE} および R_{NE} を測定した結果を表 4.R3.2-5 に示す. なお, 印加電圧は 500V である.

いずれのストリングも 0.4MΩ 以上であり電技第 58 条(電路の使用電圧の区分が 300V 以上では, 0.4MΩ 以上)には適合している.

表 4.R3.2-5 各ストリングの絶縁抵抗測定結果(500V 印加)

	#01(左)	#02	#03	#04	#05	#06	#07
絶縁抵抗 R _{PE} [MΩ]	20.1	20.8	20.3	19.3	19.0	19.3	18.7
絶縁抵抗 R _{NE} [MΩ]	18.1	18.2	16.5	15.9	15.5	15.4	16.2
	#08	#09	#10	#11	#12	#13(右)	
絶縁抵抗 R _{PE} [MΩ]	19.9	21.4	21.9	21.5	20.3	17.8	
絶縁抵抗 R _{NE} [MΩ]	15.6	17.3	17.5	18.1	16.2	16.1	

(8)配線経路の確認[解列状態]

戸上電機製セルランチェッカの「磁界モード」(感度:2)を用いて、各断路器がどの太陽電池モジュールに接続されているかを確認した結果は前掲の図 4.R3.2-2 のとおりであり、当該接続箱に表示されている配線図と一致していた。

(9)各モジュールの通電状態の確認 [運転状態]

(6)における開放電圧測定では、モジュールの各直列接続が断線しているか否かを確認することができな



図 4.R3.2-6 ソラメンテ iS によるモジュールの通電状態確認の様子

った。そこで、一連の解列状態での測定が終わったあとにこの接続箱を運転状態に復した上で、アイテス製ソラメンテ iS (CiS アダプタ装着)を用いて通電電流を検知することで、これらのモジュールが接続されているか否か、また、電流が逆流している直列接続があるかないか、を確認した(図 4.R3.2-6)。その結果、これら 260 枚のモジュールはすべて接続されており、また、逆流している直列接続はなかった。(注:モジュール相互の配線に近づくことが可能であるような設備では、クランプメータでモジュールケーブルの通電電流を直接測定することでも、同じ目的を達成することができる)

【4章 参考 3.3】保守点検調査の実例(3): 宮崎県の太陽光発電設備

1. 調査対象

(1)所在地: 宮崎県

(2)設置形態: 地上設置

(3)運転開始: 2014年3月

(4)電圧区分: 低圧

(5)設備仕様:

- ・太陽電池モジュール: 電気的特性を表 4R3.3-1 に示す. 総枚数は 1764 枚.
- ・接続箱 (図 4.R3.3-1): 14 スtring用接続箱が 7 台, ブロッキング・ダイオードあり, ヒューズなし, SPD あり, 金属製筐体.

表 4.R3.3-1 太陽電池モジュールの電気的特性

太陽電池の種類	多結晶 Si
公称最大出力 Pmax	260W
公称開放電圧 Voc	37.6V
公称短絡電流 Isc	8.97A
公称最大出力動作電圧 Vpm	31.3V
公称最大出力動作電流 Ipm	8.32A
曲線因子 FF	0.771



図 4.R3.3-1 接続箱の外観と内部(外蓋を開けたあと)の様子

- ・太陽電池アレイ構成: 18 モジュール/ストリング×98 スtring, 公称アレイ容量: 459kW, 公称アレイ開放電圧: 676.8V, 公称アレイ短絡電流: 879.1A
- ・パワーコンディショナ: 定格出力: 500kW

(6)調査実施時期: 2018年10月

(7)特記事項

この設備は, 台風 24 号の影響による周囲の河川の増水により一時的に水没した(図 4.R3.3-2). 被災から約 1 か月後に実施した本調査では, 被災後の状況がほぼ完全に保全されていた. なお, 作業安全上の観点から調査は解列状態において実施し, 運転状態での調査は実施していない.



図 4.R3.3-2 水没時の状況

2.調査内容と結果

調査は3台の接続箱を対象に実施した。

2.1 「接続箱#07」の調査

(1)接続箱内の観察

検電器により接続箱筐体および周囲の金属部の安全を確認後に接続箱#07を開扉したところ、接続箱底部に乾いた土が堆積しており接続箱内部への浸水の痕跡を認めた。図 4.R3.3-3 は接続箱内右側に配置されている開閉器の下部を撮影した写真であるが、赤い破線より下が汚れていたことから少なくともここまでは浸水したと考えられる。また、図 4.R3.3-4 は接続箱内左下部に配置されている端子台の下部を撮影した写真であるが、入力側端子部が全体に汚損しネジの一部には錆のような褐色変も見られる。水の侵入経路は接続箱底部左の貫通穴とみられる(図 4.R3.3-5)。

なお、解列状態であったが、念のため、IR カメラで内部の温度分布を観察し、異常な発熱がないことを確認した(図 4.R3.3-6)。

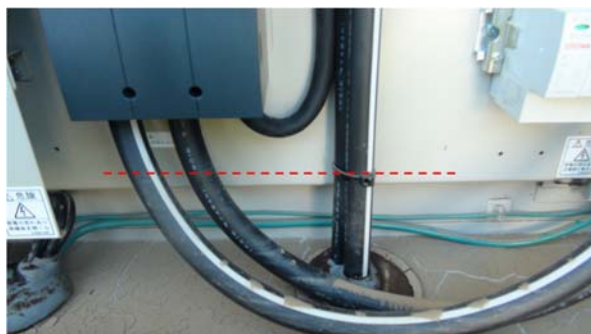


図 4.R3.3-3 開閉器下部の汚れ(接続箱#07)



図 4.R3.3-4 端子台下部の汚れ(接続箱#07)



図 4.R3.3-5 端子台底部の貫通穴
(接続箱#07)



図 4.R3.3-6 接続箱内部の温度分布(接続箱#07)

(2)接地抵抗の測定[解列状態]

接続箱内接地極(図 4.R3.3-7)と大地の間の接地抵抗 R_G を測定した結果、 $R_G=7.23\Omega$ であった。電技解釈第 17 条第 3 項第一号は C 種接地工事の接地抵抗値は 10Ω 以下と規定されており、測定値はこの規定値を下回っている。

なお、接続箱内の接地は地面から直接とられているとのことである。また、接続箱内の接地線を見る限りモジュールフレーム・架

台側の接地線は接続箱内に引き込まれていない。したがって、モジュールフレームおよび架台側の接地は架台の杭基礎からとる設計であると考えられる。

(3)等電位性の確認

この接続箱のアレイを構成するモジュールのフレームが適切に接地されていることを確認するため、これらのモジュールのフレームと接続箱内接地極の間の抵抗を測定した。図 4.R3.3-8 はその結果の一部を示した



図 4.R3.3-7 接続箱内の接地極(接続箱#07)

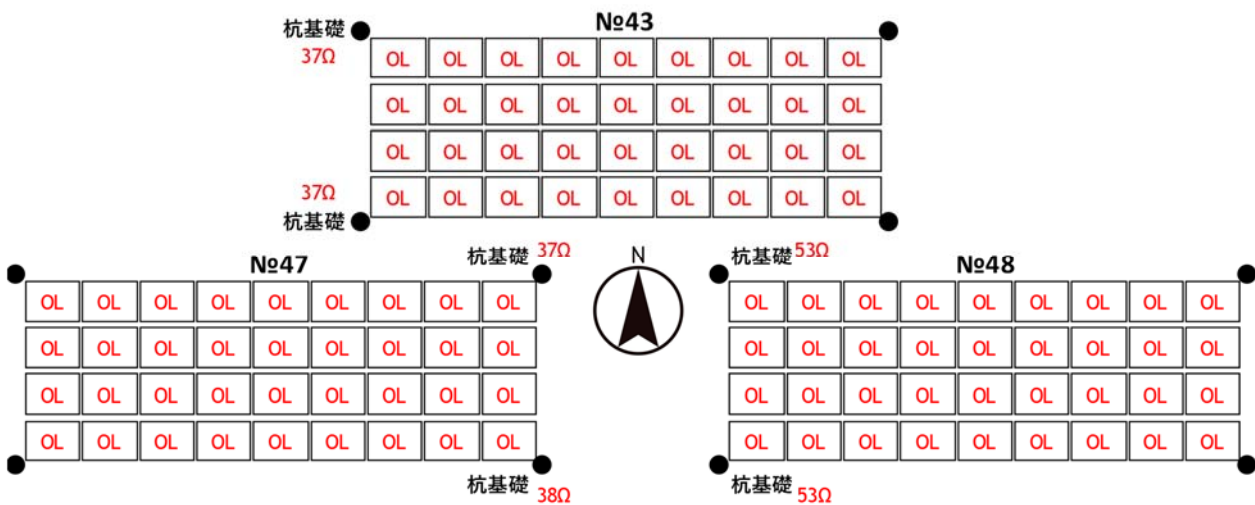


図 4.R3.3-8 「モジュールフレーム-接続箱内接地極」間抵抗の測定結果(一部)

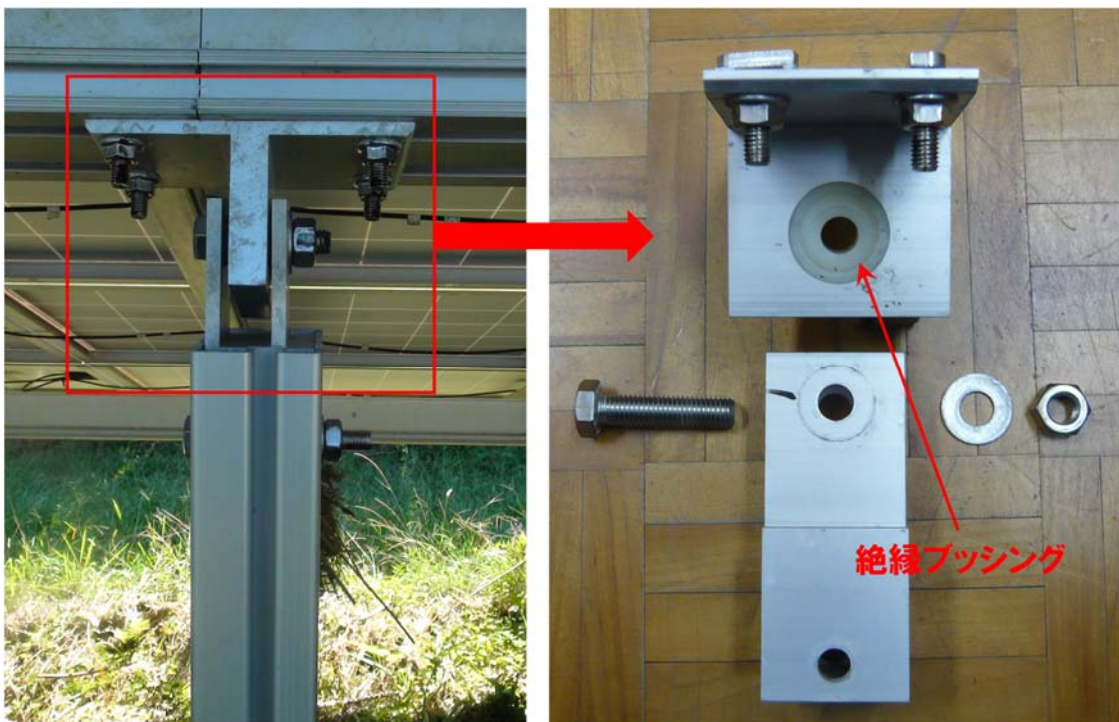


図 4.R3.3-9 本設備架台の柱脚と横梁の接合部

ものである。このように、すべてのモジュールフレームの抵抗値が「OL」(50Ω以上)を示した(同図には杭基礎と接地極との間の抵抗値を測定した結果も示している)。

図 4.R3.3-9 は、本設備の架台の柱脚と横梁の接合部の近接写真(左)と接合部に用いられている部品の分解写真である。これらからわかるように、接地をとっている柱脚と横梁を緊結するためのボルト孔には絶縁ブッシングがあるため、柱脚と横梁との間は電氣的に絶縁されており、横梁および太陽電池モジュールは大地から浮いている状態である。なお、架台に用いられているアルミ鋼材の表面も溶融亜鉛メッキであるから両者の接触面の導通は期待できない。

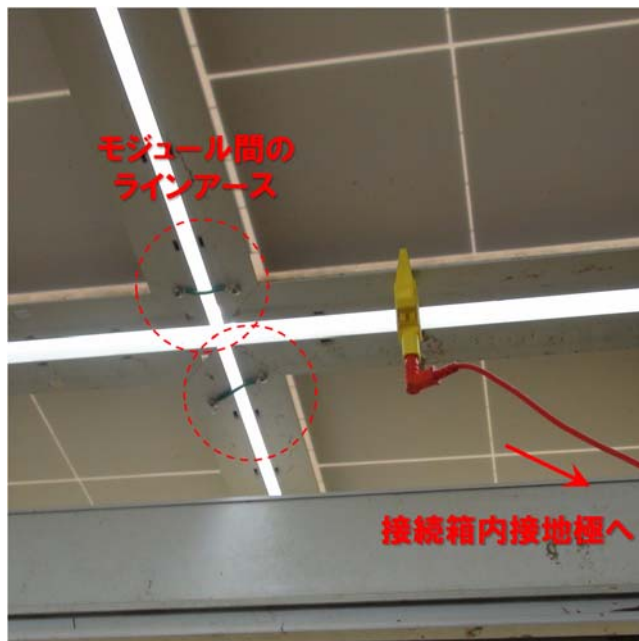


図 4.R3.3-10 あるストリング(サブアレイ No.43 下部)に施した接地線

そこで、図 4.R3.3-10 に示すように、サブアレイ No.43 下部のストリングのモジュールフレーム間をアース線で相互に接続し、かつ、接続箱内の接地極とも接続した状態として、再びモジュールフレームと接続箱内接地極の間の抵抗を測定した。その結果は図 4.R3.3-11 のとおりで、モジュールフレームは接続箱内接地極とは等電位となった。ただし、これでも杭基礎や柱脚など絶縁ブッシングより下の部分は等電位ではない。

No.43

●									●
	0	0	0	0	0	0	0	0	
●	0	0	0	0	0	0	0	0	●

図 4.R3.3-11 サブアレイ No.43 下部のストリングの「モジュールフレームー接続箱内接地極」間抵抗の測定結果(接地線配線後)

(4)ブロッキング・ダイオードの健全性の確認[解列状態]

各ブロッキング・ダイオード(図 4.R3.3-12)の動作電圧および抵抗を、順方向と逆方向のそれぞれについて測定した。その結果は表 4.R3.3-2 に示すとおりであり、すべて健全である。

(5)開放電圧・ブリーダ電圧、対地電圧の測定[解列状態]

クラスタの完全脱落や部分脱落の有無を確認するために開放電圧 V_{oc} とブリーダ電圧 V_b (ブリーダ抵抗 = 10kΩ) を測定し、さらに、絶縁抵抗測定の前備として対地電圧 V_{PE} および V_{NE} の測定(10 秒経過後値)を実施した。これらの結果を表 4.R3.3-3 に示す。

どのストリングも V_{oc} と V_b がほぼ等しいことから「部分クラスタ脱落」は存在しないようであるが、 V_{oc} そのものに差異がある。最大の V_{oc} である 618V をクラス



図 4.R3.3-12 ブロッキング・ダイオード

表 4.R3.3-2 ブロッキング・ダイオードの測定結果(接続箱#07)

	#01(左)	#02	#03	#04	#05	#06	#07
動作電圧[V](順)	0.35	0.35	0.35	0.35	0.35	0.36	0.35
動作電圧[V](逆)	OL	OL	OL	OL	OL	OL	OL
抵抗[kΩ](順)	53.5	53.9	50.0	50.2	50.2	54.7	50.9
抵抗[MΩ](逆)	OL*	OL*	OL*	OL*	OL*	OL*	OL*
	#08	#09	#10	#11	#12	#13	#14(右)
動作電圧[V](順)	0.35	0.36	0.36	0.35	0.35	0.35	0.36
動作電圧[V](逆)	OL	OL	OL	OL	OL	OL	OL
抵抗[kΩ](順)	50.5	54.6	54.3	51.1	51.5	53.8	54.9
抵抗[MΩ](逆)	OL*	OL*	OL*	OL*	OL*	OL*	OL*

注 *:500MΩ 以上であることを意味する

表 4.R3.3-3 各ストリングの開放電圧・ブリーダ電圧および対地電圧の測定結果(接続箱#07)

(日射強度=763W/m²前後, 気温=23.4°C, 湿度=51.2%, モジュール温度=48.0°C)

	#01(左)	#02	#03	#04	#05	#06	#07
開放電圧 V _{OC} [V]	609	612	606	612	618	613	613
ブリーダ電圧 V _b [V]	608	612	606	612	617	612	612
対地電圧 V _{PE} [V]	10.0	9.58	6.22	10.9	11.0	13.1	10.4
対地電圧 V _{NE} [V]	-12.7	-12.9	-14.7	-15.8	-15.2	-16.1	-15.2
	#08	#09	#10	#11	#12	#13	#14(右)
開放電圧 V _{OC} [V]	609	616	600	612	608	609	607
ブリーダ電圧 V _b [V]	608	615	599	611	607	608	606
対地電圧 V _{PE} [V]	11.0	10.2	10.6	10.9	14.6	12.2	15.2
対地電圧 V _{NE} [V]	-16.0	-15.0	-16.2	-16.6	-19.4	-18.5	-19.41

タ数(18×3=54)で割ると、1クラスタの開放電圧は約 11.4V となる。そうであるとすれば、ストリング#01, #03, #08, #10, #12, #13, #14 に「完全クラスタ脱落」が存在している可能性がある。ただし、比較的日射強度が安定していた状態での測定とはいえ、完全に同一な環境条件下であるとはいえない。したがって、これらはいくまで「可能性」であり、V_{OC} が日射強度・モジュール温度とともに取得される電流－電圧特性の測定結果も加味した判断が必要である。

また、対地電圧の測定結果からは絶縁抵抗測定を実施しても問題ないと判断する。

(6)絶縁抵抗の測定[解列状態]

日置電機製 PVS 用絶縁抵抗計 IR4055 を用いて、各ストリングの絶縁抵抗 R_{PE} および R_{NE} を測定した。測定中の様子を図 4.R3.3-13 に、また、結果を表 4.R3.3-4 に示す。なお、印加電圧は 500V である。いずれのストリングも 0.4MΩ 以上であり電技第 58 条には適合している。ただし、前述のようにモジュールフレームや架台の横梁は接地されていないため、これらとストリングの充電回路とが短絡しているような場合、絶縁抵抗の値の変化に現れないことに注意が必要である。

(7)配線経路の確認

当該設備には接続箱・モジュールの配線経路に関する情報がなかったことから、戸上電機製セルランチェッカの「磁界モード」(感度:2)を用いて、各断路器がどの太陽電池モジュールに接続されているかを確認した。その結果を図 3-14 に示す。基本的にはサブアレイごとに上から下へとストリング番号が並んでいるが、サブアレイ No.41 のみ逆転している。

(8)インピーダンス測定およびバイパス回路の開放故障検査

この接続箱を構成するモジュールの電気的不具合



図 4.R3.3-13 絶縁抵抗を測定している様子

表 4.R3.3-4 各ストリングの絶縁抵抗測定結果(500V 印加)(接続箱#07)

(日射強度=816W/m²前後, 気温=23.9°C, 湿度=52.6%, モジュール温度=51.8°C)

	#01(左)	#02	#03	#04	#05	#06	#07
絶縁抵抗 R _{PE} [MΩ]	377	317	167	235	257	211	314
絶縁抵抗 R _{NE} [MΩ]	171	177	175	156	154	147	153
	#08	#09	#10	#11	#12	#13	#14(右)
絶縁抵抗 R _{PE} [MΩ]	299	401	229	568	210	192	192
絶縁抵抗 R _{NE} [MΩ]	149	153	107	155	137	147	132

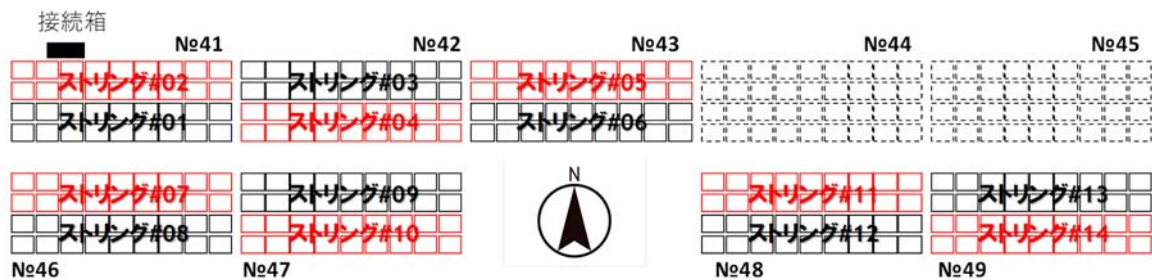


図 4.R3.3-14 モジュールストリング配線経路の確認結果(接続箱#07)

(セル回路の直列抵抗増加や断線)の有無を探查するためアイテス製ソラメンテ Z によるインピーダンス測定を実施した。また、これらモジュールのバイパス回路の開放故障の有無を確認するため、日置電機製バイパス・ダイオード・テスターFT4310 による検査を実施した。これらの測定結果を表 4.R3.3-5 に示す。

表 4.R3.3-6 は、ソラメンテ Z の測定結果を分類したものである。「カテゴリ A」は正常な状態であることから、(6)で「完全クラスタ脱落」の存在の可能性が示唆されたストリングを含むこれらのストリングを構成するモジュールにはセル回路の高抵抗化・断線やバイパス回路の短絡といった不具合はないと判断できる。

「カテゴリ B」は「セル回路の高抵抗化あるいは断線」を示唆するが、これに該当するストリングはない。

表 4.R3.3-5 各ストリングのインピーダンス測定およびバイパス回路開放故障検査の結果(接続箱#07)

(日射強度=902W/m²前後, 気温=25.5°C, 湿度=45.9%, モジュール温度=58.2°C)

	#01(左)	#02	#03	#04	#05	#06	#07
ソラメンテ Z							
インピーダンス[Ω]	7	10	670	900	22	35	>1000
開放電圧 V _{oc} [V]	601	596	587	588	599	596	579
日置 FT4310							
I _{sc} [A]	7.8	7.8	8.0	7.9	7.9	7.9	7.8
I _{sc+α} [A]	8.9	8.9	9.0	8.9	8.9	8.9	8.8
R _{BPR} [Ω]	2.8	2.7	3.0	3.0	3.5	3.6	2.9
V _{oc} [V]	596	586	568	597	602	599	598
判定	PASS	PASS	PASS	PASS	PASS	PASS	PASS
	#08	#09	#10	#11	#12	#13	#14(右)
ソラメンテ Z							
インピーダンス[Ω]	115	8	8	12	9	22	52
開放電圧 V _{oc} [V]	593	599	586	598	602	607	596
日置 FT4310							
I _{sc} [A]	7.8	7.8	7.9	7.8	7.9	7.9	7.8
I _{sc+α} [A]	8.8	8.8	8.9	8.8	8.9	8.9	8.9
R _{BPR} [Ω]	4.1	2.7	3.4	3.5	4.9	3.6	3.8
V _{oc} [V]	594	601	587	602	597	593	597
判定	PASS	PASS	PASS	PASS	PASS	PASS	PASS

表 4.R3.3-6 ソラメンテ Z の測定結果の分類(接続箱#07)

(注: 赤字は, (6)で「完全クラスタ脱落」の可能性が示唆されたストリング)

カテゴリ	測定結果	該当するストリング
A	V _{oc} が適正であり, かつ, インピーダンスも低い	#01, #02, #05, #06, #09, #11, #12, #13, #14
B	V _{oc} は適正であるが, インピーダンスが高い	なし
C	V _{oc} が低い, インピーダンスは低い	#10
D	V _{oc} が低く, かつ, インピーダンスも高い	#03, #04, #07, #08

「カテゴリ C」に分類されるストリング#10 は(6)で「完全クラスタ脱落」の存在が示唆されたが, ソラメンテ Z はそれがバイパス回路の短絡故障によるものであると判定している. ただし, V_{oc} の値から短絡故障は 1 箇所であろう.

「カテゴリ D」はセルストリングの高抵抗化あるいは断線によるバイパス回路の常時通電, つまりこれも「完全クラスタ脱落」の存在を指摘するものであり, (6)でも指摘されたストリング#03 および#08 を含む 4 本のストリングにその存在可能性が示唆された(なお, ストリング#04 については, 表 4.R3.3-5 の測定の後には再測定を行ったところ, {インピーダンス=7Ω, V_{oc}=595V}と正常な状態を示した. おそらくこの測定の時点ではセル回路の断線が解消していたのであろう).

また、FT4310 の結果から、接続箱#07 を構成するモジュールにはバイパス回路の開放故障はないと判断できる。

(9)各ストリングの電流－電圧特性の測定

日本カーネルシステム製 I-V 特性測定器「Gamma-1000V」(PVA14301)を用いて、各ストリングの電流－電圧 (I-V) 特性を測定した(TraceTime=200msec)。その結果を図 4.R3.3-15 および表 4.R3.3-7 に示す。

表 4.R3.3-7 の G(日射強度)と Tm(モジュール温度)からわかるように、各ストリングの I-V 特性測定は、日射強度もモジュール温度も安定した状態で行われた。したがって、図 4.R3.3-15 の I-V 特性曲線は、樹木による影の影響を受けているストリング#14 を除けば形状に違いはない。

しかし、改めて表 4.R3.3-7 をしてみると、他のストリングに比べてストリング#03, #08, #10 の V_{OC} が 10V 程度小さい値となっている。そして、これらのストリングは(9)のソラメンテ Z による測定においても不具合の可能性が指摘されており、ストリング#10 に「バイパス回路が短絡しているモジュール」が存在している蓋然性も高い。これらのことから、「ストリング#03, #04, #08 には、セルストリングの断線によるバイパス回路の常時通電(完全クラスタ脱落)が発生しているモジュールが存在している確率が高い」ということである。ただし、ソラメンテ Z による測定はストリング#07 にも同様な不具合が存在している可能性を示唆したが、I-V 特性はその可能性を示唆しておらず、また、 V_{OC} と V_b の差にも異常はなかった。

(10)IR カメラによる太陽電池モジュール表面の温度分布の観察

前述のように、本設備の調査は解列状態で実施したため、運転状態での太陽電池モジュール表面の温度分布の観察は実施しなかった。しかし、ストリング#10 で示唆されている「バイパス回路が短絡しているモジュール」が実在しているならば、当該ストリングが解列状態であっても、そのバイパス回路には短絡電流が還流している

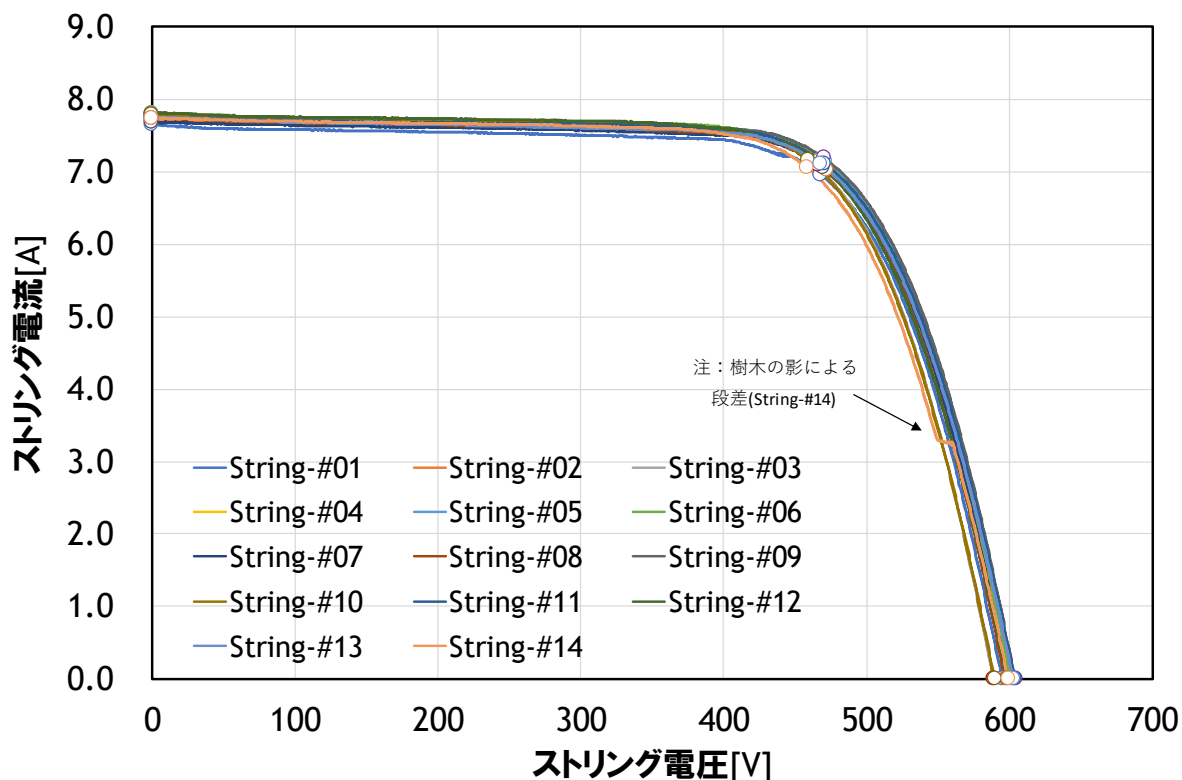


図 4.R3.3-15 各ストリングの電流－電圧特性測定結果(接続箱#07)

表 4.R3.3-7 図 4.R3.3-15 の電流－電圧特性の各種特性値 (接続箱#07)

	G [W/m ²]	Tm [°C]	Pmax [W]	V _{PM} [V]	I _{PM} [A]	V _{OC} [V]	I _{SC} [A]	FF [-]
STC			4680	563	8.32	677	8.97	0.771
String-#01	881	53.0	3261	468	6.97	595	7.66	0.715
String-#02	891	53.0	3319	472	7.04	598	7.70	0.721
String-#03	895	52.9	3292	460	7.16	589	7.81	0.716
String-#04	887	52.6	3344	470	7.12	599	7.78	0.718
String-#05	882	52.8	3369	471	7.15	603	7.79	0.717
String-#06	886	52.0	3358	468	7.18	601	7.80	0.716
String-#07	882	52.2	3316	470	7.06	599	7.69	0.720
String-#08	900	51.2	3310	466	7.11	589	7.75	0.725
String-#09	892	51.1	3384	470	7.19	604	7.80	0.718
String-#10	890	52.0	3288	459	7.17	589	7.80	0.716
String-#11	886	53.0	3350	470	7.12	604	7.74	0.717
String-#12	887	52.9	3323	466	7.13	598	7.82	0.711
String-#13	896	51.9	3324	468	7.11	603	7.75	0.711
String-#14	890	52.6	3238	458	7.07	599	7.74	0.698

ため、それによる発熱を IR カメラで捉えられるはずである。そこで、解列状態においてストリング#10 の IR カメラ観察を実施したところ、そのモジュールを発見した。

図 4.R3.3-16 は当該モジュールの表面温度分布画像である。解列状態であるにもかかわらず、上・中央・下の三つのクラスタのうちの中央クラスタの一部のセルが発熱しており、また、裏面に端子箱が装着されている中央左端部分も発熱している。

図 4.R3.3-17 はその裏面端子箱の表面温度分布を撮影した画像である。中央クラスタのバイパス回路付近が発熱し、最高温度は 100°C を超えている。さらにこの

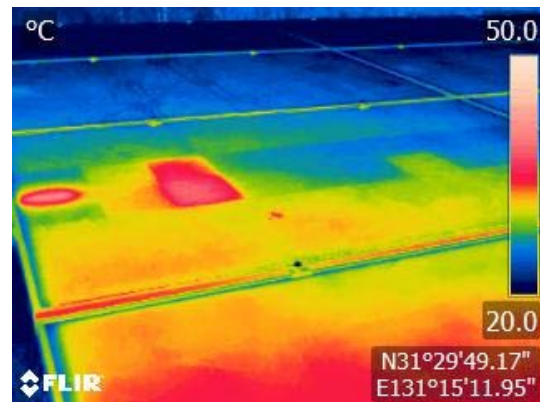


図 4.R3.3-16 バイパス回路が短絡しているモジュールの表面温度分布 (短絡しているのは中央クラスタ)

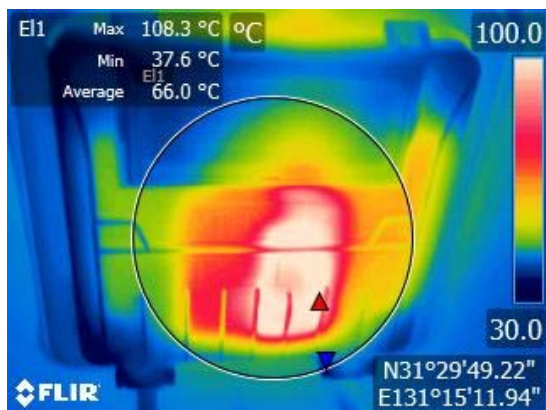


図 4.R3.3-17 裏面端子箱の表面温度分布

端子箱の当該部分には変形も確認された(図 4.R3.3-18)。なお、ソラメンテ iS による探査でも当該部分が短絡状態にあることを確認している。

ただし、これが水没を原因として発生した不具合であるのか否かは不明である。

(11)その他

図 3-19 は FT4310 によってバイパス回路の検査をしている際の一場面である。プローブをと端子台接点の間でスパークが発生している。これは端子台の汚損によるプローブ

の接触不良によるものと考えられる。今回は「研究調査」を目的として敢えて汚損状態のままで測定を行ったが、実際にはこのような点検測定を行ってはならない。ただし、被災していない状況においてもアーク発生リスクは存在するのであるから、常に十分な注意が必要である。

2.2 「接続箱#07」の調査

(1) 接続箱内の観察

図 4.R3.3-20 は、検電による接続箱筐体の安全確認後に接続箱を開扉して内部を撮影したものである。この接続箱にも内部に水は浸入していないようである。なお、解列状態であったが、念のため IR カメラで内部の温度分布を観察し、異常な発熱がないことを確認した。



図 4.R3.3-18 端子箱の外観



図 4.R3.3-19 測定中のスパーク発生

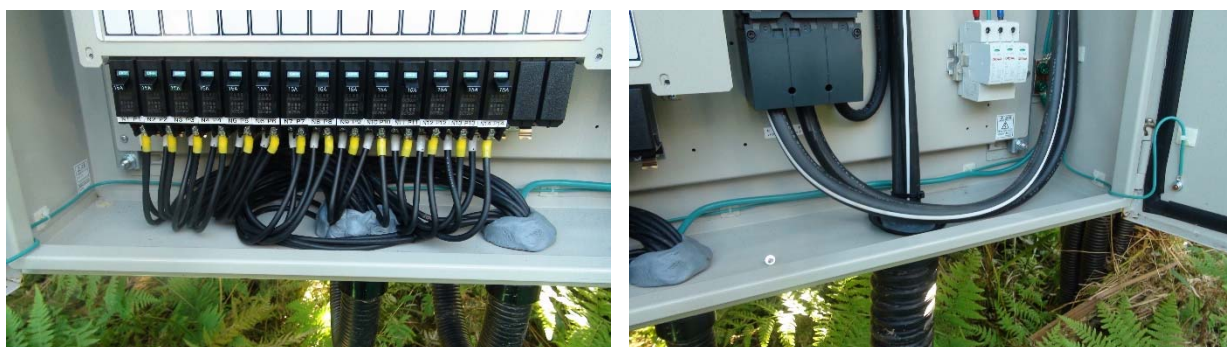


図 4.R3.3-20 「接続箱#02」の内部の様子

表 4.R3.3-8 各ストリングの開放電圧・ブリーダ電圧および対地電圧の測定結果(接続箱#02)

(日射強度=450W/m² 前後, 気温=23.9℃, 湿度=54.0%, モジュール温度=39.4℃)

	#01(左)	#02	#03	#04	#05	#06	#07
開放電圧 $V_{OC}[V]$	615	613	-	-	614	611	613
ブリーダ電圧 $V_B[V]$	614	612	-	-	613	611	612
対地電圧 $V_{PE}[V]$							
開始時	(17)	(18)	-	-	-	(18)	(43)
10 秒後	7.09	6.99	0	0	7.51	9.25	8.70
対地電圧 $V_{NE}[V]$							
開始時	(-26)	(-27)	-	-	-	(-30)	(-51)
10 秒後	-9.67	-9.76	0	0	-11.1	-13.3	-12.4
	#08	#09	#10	#11	#12	#13	#14(右)
開放電圧 $V_{OC}[V]$	611	-	-	613	611	613	600
ブリーダ電圧 $V_B[V]$	610	-	-	612	610	613	599
対地電圧 $V_{PE}[V]$							
開始時	(25)	-	-	(28)	(48)	(20)	-
10 秒後	9.35	0	0	6.60	7.61	7.44	10.3
対地電圧 $V_{NE}[V]$							
開始時	(-50)	-	-	-	(-22)	(-27)	(-28)
10 秒後	-13.7	0	0	-9.47	-10.4	-10.5	-11.1

(2)接地抵抗の測定[解列状態]

接続箱内接地極と大地の間の接地抵抗 R_G は 12.90 Ω であり, 電技解釈第 17 条第 3 項第一号の規定をわずかに超過している。

(3)開放電圧・ブリーダ電圧, 対地電圧の測定[解列状態]

クラスタの完全脱落や部分脱落の有無を確認するために開放電圧 V_{OC} とブリーダ電圧 V_b (ブリーダ抵抗 = 10k Ω) を測定し, さらに, 絶縁抵抗測定の予備として対地電圧 V_{PE} および V_{NE} の測定 (10 秒経過後値) を実施した。これらの結果を表 4.R3.3-8 に示す。

ストリング#03・#04・#09・#10 の V_{OC} が取得できなかったことから, これらのストリングが配架されている架台が水害によって倒壊して断線したものと考えられる (図 4.R3.3-21)。また, ストリング#14 の V_{OC} が相対的に 10V 程度低いことから, このストリングには「完全クラスタ脱落」が存在していると推測される。

また, 対地電圧の測定結果からは絶縁抵抗測定を実施しても問題ないと判断する。

(4)絶縁抵抗の測定[解列状態]

日置電機製 PVS 用絶縁抵抗計 IR4055 を用いて各ストリングの絶縁抵抗 R_{PE} および R_{NE} を測定した結果を表 4.R3.3-9 に示す (印加電圧: 500V)。断線が疑われる 4 つを除くストリングは電技第 58 条には適合している (ただし, 前述のようにモジュールフレームや架台の横梁は接地されていないため, これらとストリングの充電回路とが短絡しているような場合, 絶縁抵抗の値の変化に現れないことに注意が必要である)。



図 4.R3.3-21 水没による外観的な被害の様子(接続箱#02 付近)

表 4.R3.3-9 各ストリングの絶縁抵抗測定結果(500V 印加)(接続箱#02)
(日射強度=401W/m² 前後, 気温=24.0°C, 湿度=55.1%, モジュール温度=37.6°C)

	#01(左)	#02	#03	#04	#05	#06	#07
絶縁抵抗 R _{PE} [MΩ]	348	409	>2000	>2000	312	268	318
絶縁抵抗 R _{NE} [MΩ]	277	275	>2000	0.169	247	184	229
	#08	#09	#10	#11	#12	#13	#14(右)
絶縁抵抗 R _{PE} [MΩ]	280	>2000	>2000	410	375	379	297
絶縁抵抗 R _{NE} [MΩ]	189	>2000	>2000	265	254	225	216

他方、断線が疑われる4本のストリングのうち、ストリング#04のR_{NE}がほぼ0(つまり「地絡状態」)であった。そこで、架台が倒壊している区域を観察したところ、可視範囲におけるケーブル断線部分には絶縁テープによる被覆処理が施されていたが、そのほかに堆積した枯草に埋まっていたケーブルを発見した。そのケーブルを引き出したところそれも断線しており、絶縁処理はされていなかった(図 4.R3.3-22)。そこで、それらを絶縁テープで被覆したのちにストリング#04のR_{NE}を再測定した結果、R_{NE}>2000MΩとなった。おそらく、それらのうちのどれかが枯草の中で大地に接していたのであろう。



図 4.R3.3-22 絶縁処理がされていなかった
ケーブル切断部(接続箱#02)

(5)インピーダンス測定およびバイパス回路の開放故障検査

アイテス製ソラメンテ Z によるインピーダンス測定と日置電機製バイパス・ダイオード・テスター FT4310 によるバイパス回路の検査を実施した。これらの測定結果を表 4.R3.3-10 に示す。

表 4.R3.3-10 各ストリングのインピーダンス測定およびバイパス回路検査の結果(接続箱#02)

(日射強度=982-222W/m² 前後, 気温=27.3°C, 湿度=52.8%, モジュール温度=54.4°C)

	#01(左)	#02	#03	#04	#05	#06	#07
ソラメンテ Z							
インピーダンス[Ω]	7	7	-	-	8	8	8
開放電圧 Voc[V]	612	618	-	-	612	610	595
日置 FT4310							
Isc[A]	2.1	2.1	-	-	2.3	2.4	2.6
Isc+α[A]	3.2	3.1	-	-	3.3	3.4	3.6
R _{BPR} [Ω]	2.7	2.7	-	-	3.1	3.1	3.3
Voc[V]	566	568	-	-	573	575	581
判定	PASS	PASS	-	-	PASS	PASS	PASS
	#08	#09	#10	#11	#12	#13	#14(右)
ソラメンテ Z				低日射			
インピーダンス[Ω]	8	-	-	9	9	9	542
開放電圧 Voc[V]	599	-	-	572	577	579	566
日置 FT4310				高日射			
Isc[A]	3.2	-	-	7.5	4.0	2.6	5.2
Isc+α[A]	4.3	-	-	8.5	5.0	3.7	6.2
R _{BPR} [Ω]	3.3	-	-	2.1	2.4	3.0	2.3
Voc[V]	588	-	-	612	592	584	590
判定	PASS	-	-	PASS	PASS	PASS	PASS

FT4310 の Isc がストリング間でバラついていることから、おそらくこれらの測定時には日射強度が大きく変動していたようである。したがって、これらの測定における Voc は参考値扱いとする。しかし、ストリング#14 はソラメンテ Z のインピーダンスが突出して大きく、かつ、ストリング#12 や#13 に比べて Voc が 10V 程度低い。(3)においてもやはりこのストリングの Voc が 10V 程度低かったことも考慮すれば、ストリング#14 にはセルストリングの断線による「完全クラスタ脱落」の存在が疑われる。

なお、FT4310 の結果から、断線しているストリングを除いたこの接続箱に属するモジュールにはバイパス回路の開放故障はなさそうである。

2.3 「接続箱#01」の調査

(1)接続箱内の観察

図 4.R3.3-23 は、検電による接続箱筐体の安全確認後に接続箱を開扉して内部を撮影したものである。この接続箱にも内部に水は浸入していないようである。

(2)接地抵抗の測定[解列状態]

接続箱内接地極と大地の間の接地抵抗 R_G は 14.24 Ω であり、電技解釈第 17 条第 3 項第一号の規定を超過している。



図 4.R3.3-23 「接続箱#01」の内部の様子

(3)開放電圧・ブリーダ電圧, 対地電圧の測定[解列状態]

クラスタの完全脱落や部分脱落の有無を確認するために開放電圧 V_{OC} とブリーダ電圧 V_b (ブリーダ抵抗 = $10k\Omega$) を測定し, さらに, 絶縁抵抗測定の予備として対地電圧 V_{PE} および V_{NE} の測定 (10 秒経過後値) を実施した. これらの結果を表 4.R3.3-11 に示す.

他に比べてストリング#01 の V_{OC} が 10V 程度低いことから, このストリングには「完全クラスタ脱落」の存在が疑われる. 他方, どのストリングも V_{OC} と V_b がほぼ等しいことから「部分クラスタ脱落」はなさそうである. また, 対地電圧の測定結果からは絶縁抵抗測定を実施しても問題ないと判断する.

表 4.R3.3-11 各ストリングの開放電圧・ブリーダ電圧および対地電圧の測定結果(接続箱#01)
(日射強度=327W/m²前後, 気温=24.0°C, 湿度=59.0%, モジュール温度=36.2°C)

	#01(左)	#02	#03	#04	#05	#06	#07
開放電圧 V_{OC} [V]	613	612	615	601	614	611	614
ブリーダ電圧 V_b [V]	612	611	614	600	613	610	613
対地電圧 V_{PE} [V]							
開始時	(23)	(21)	(26)	(31)	(35)	(29)	(19)
10 秒後	7.10	7.84	8.45	7.42	7.91	7.81	7.59
対地電圧 V_{NE} [V]							
開始時	(-25)	(-23)	(-41)	(-35)	(-24)	(-26)	(-54)
10 秒後	-9.39	-9.46	-11.8	10.1	-11.0	-12.2	-12.1
	#08	#09	#10	#11	#12	#13	#14(右)
開放電圧 V_{OC} [V]	612	614	612	612	611	613	611
ブリーダ電圧 V_b [V]	611	613	611	611	610	612	610
対地電圧 V_{PE} [V]							
開始時	(25)	(25)	(24)	(32)	(22)	(29)	(23)
10 秒後	9.69	8.61	7.76	7.02	10.3	9.03	9.77
対地電圧 V_{NE} [V]							
開始時	(-31)	(-35)	(-39)	(-23)	(-28)	-	(-52)
10 秒後	-12.7	-11.7	-11.2	-11.3	-12.3	-12.7	-13.1

表 4.R3.3-12 各ストリングの絶縁抵抗測定結果(500V 印加)(接続箱#01)
 (日射強度=275W/m² 前後, 気温=23.9°C, 湿度=56.7%, モジュール温度=34.0°C)

	#01(左)	#02	#03	#04	#05	#06	#07
絶縁抵抗 R _{PE} [MΩ]	329	332	288	341	342	313	318
絶縁抵抗 R _{NE} [MΩ]	283	271	238	257	248	226	208
	#08	#09	#10	#11	#12	#13	#14(右)
絶縁抵抗 R _{PE} [MΩ]	288	315	326	336	271	274	255
絶縁抵抗 R _{NE} [MΩ]	197	213	245	245	218	193	186

表 4.R3.3-13 の各ストリングのインピーダンス測定およびバイパス回路検査の結果(接続箱#01)
 (日射強度=210W/m² 前後, 気温=22.6°C, 湿度=60.7%, モジュール温度=28.4°C)

	#01(左)	#02	#03	#04	#05	#06	#07
ソラメンテ Z							
インピーダンス[Ω]	17	16	11	944	11	18	12
開放電圧 V _{oc} [V]	603	592	609	594	609	605	613
日置 FT4310							
I _{sc} [A]	1.8	1.7	1.7	1.9	1.8	1.7	1.7
I _{sc} +α[A]	2.8	2.7	2.8	1.7	2.8	2.7	2.8
R _{BPR} [Ω]	1.9	1.9	2.6	OPEN	2.5	2.7	2.9
V _{oc} [V]	598	598	612	598	612	609	611
判定	PASS	PASS	PASS	FAIL	PASS	PASS	PASS
	#08	#09	#10	#11	#12	#13	#14(右)
ソラメンテ Z							
インピーダンス[Ω]	11	15	16	11	12	11	11
開放電圧 V _{oc} [V]	605	593	590	606	616	606	605
日置 FT4310							
I _{sc} [A]	1.7	1.7	1.7	1.7	1.7	1.7	1.7
I _{sc} +α[A]	2.7	2.7	2.7	2.7	2.7	2.7	2.7
R _{BPR} [Ω]	2.8	2.4	2.4	2.6	2.6	2.8	2.8
V _{oc} [V]	609	609	603	610	609	610	609
判定	PASS	PASS	PASS	PASS	PASS	PASS	PASS

(4)絶縁抵抗の測定[解列状態]

日置電機製 PVS 用絶縁抵抗計 IR4055 を用いて各ストリングの絶縁抵抗 R_{PE} および R_{NE} を測定した結果を表 4.R3.3-12 に示す(印加電圧:500V). いずれのストリングも電技第 58 条には適合している.

(5)インピーダンス測定およびバイパス回路の開放故障検査

アイテス製ソラメンテ Z によるインピーダンス測定と日置電機製バイパスダイオード・テスター FT4310 によるバイパス回路検査を実施した結果を表 4.R3.3-13 に示す.

これらの測定結果においては、以下の二点に言及する.

i)バイパス回路の開放故障(ストリング#04)

FT4310 による検査は、ストリング#04 にバイパス回路が開放故障したモジュールが存在していることを示した. 再確認のために日本カーネルシステムのバイパスダイオード・チェッカー (BDC15310-N)での検査結果を表 4.R3.3-14 に示す. この測定結果もストリング#04 にバイパス回路の開放故障が少なくとも一つは存在していることを示唆している.

したがって、このストリングには、54 あるバイパス回路の少なくとも一つに開放故障が発生していると推測する.

ii)「完全クラスタ脱落(セルストリングの断線によるバイパス回路の常時通電)」(ストリング#04)

表 4.R3.3-13 の各ストリングのインピーダンス測定およびバイパス回路検査の結果(接続箱#01)

(日射強度=210W/m²前後, 気温=22.6°C, 湿度=60.7%, モジュール温度=28.4°C)

	#01(左)	#02	#03	#04	#05	#06	#07
ソラメンテ Z							
インピーダンス[Ω]	17	16	11	944	11	18	12
開放電圧 V_{oc} [V]	603	592	609	594	609	605	613
日置 FT4310							
I_{sc} [A]	1.8	1.7	1.7	1.9	1.8	1.7	1.7
$I_{sc+\alpha}$ [A]	2.8	2.7	2.8	1.7	2.8	2.7	2.8
R_{BPR} [Ω]	1.9	1.9	2.6	OPEN	2.5	2.7	2.9
V_{oc} [V]	598	598	612	598	612	609	611
判定	PASS	PASS	PASS	FAIL	PASS	PASS	PASS
	#08	#09	#10	#11	#12	#13	#14(右)
ソラメンテ Z							
インピーダンス[Ω]	11	15	16	11	12	11	11
開放電圧 V_{oc} [V]	605	593	590	606	616	606	605
日置 FT4310							
I_{sc} [A]	1.7	1.7	1.7	1.7	1.7	1.7	1.7
$I_{sc+\alpha}$ [A]	2.7	2.7	2.7	2.7	2.7	2.7	2.7
R_{BPR} [Ω]	2.8	2.4	2.4	2.6	2.6	2.8	2.8
V_{oc} [V]	609	609	603	610	609	610	609
判定	PASS	PASS	PASS	PASS	PASS	PASS	PASS

表 4.R3.3-14 各ストリングのバイパス回路の再検査の結果(接続箱#01)

(日本カーネルシステム製 BDC15310-N, Range:Free)

	#01(左)	#02	#03	#04	#05	#06	#07
I _{sc} [A]	2.00	1.95	1.98	1.97	2.00	1.94	1.96
V _{oc} [V]	609	609	613	600	613	610	612
V _F [V]	15.8	15.8	15.8	67.7	16.6	16.6	17.1
	#08	#09	#10	#11	#12	#13	#14(右)
I _{sc} [A]	1.93	1.92	1.89	1.90	1.87	1.92	1.87
V _{oc} [V]	610	613	611	611	611	612	610
V _F [V]	16.8	16.1	16.5	16.8	16.5	16.9	16.7

ソラメンテ Z による測定では、ストリング#04 が「高インピーダンス、かつ、低 V_{oc}」であった。V_{oc} は日射強度変動の影響を受けるが、ほぼ様な I_{sc} のもとで測定された FT4310 および BDC15310-N での V_{oc} でも、あるいは(3)においてもやはりこのストリングの V_{oc} が他に対して 10V 程度低くなっている。したがって、ストリング#04 には、上記のバイパス回路の開放故障のほかに「セル回路の断線によってバイパス回路が常時通電している」モジュールが存在していると推測する。

なお、この時の調査では不具合モジュールの特定を実施することはできなかったが、有志による後日の再調査の結果、二つのバイパス回路が開放故障を起こしている可能性のあるモジュール 1 枚と、二つのバイパス回路が開放故障しかつ他の一つのバイパス回路が短絡故障している可能性のあるモジュール 1 枚を確認した。ただし、これらが水没によるものか否かは不明である。

2.4 水没した区域のモジュールコネクタの観察[解列状態]

水没したと思われる区域のモジュールコネクタの内部を観察した(注:モジュールコネクタは MC4 互換品である)。いくつかのコネクタには図 4.R3.3-24 に例示するような内部にまで水が滲入した痕跡があった。

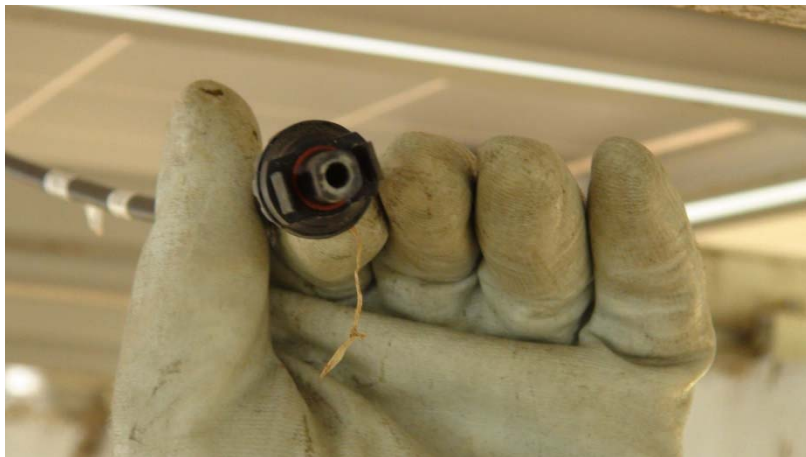


図 4.R3.3-24 水分滲入が疑われるモジュールコネクタの例

【4章 参考 3.4】保守点検調査の実例(4): 沖縄県の太陽光発電設備

1. 調査対象

(1)所在地: 沖縄県

(2)設置形態: 建物屋上への架台設置

(3)運転開始: 2004年7月

(4)電圧区分: 低圧

(5)設備仕様:

- 太陽電池モジュール: 表 4.R3.4-1 に示す新旧二種類のモジュールが混在している.

- 接続箱: 14ストリング用接続箱(2台), ブロッキング・ダイオードあり, ヒューズなし, バリスタあり, 金属製筐体

- 太陽電池アレイ構成: 11 モジュール/ストリング×28 ストリング, 公称アレイ容量: 40.04kW, 公称アレイ開放電圧: 363V, 公称アレイ短絡電流: 154.3A

- パワーコンディショナ(PCS): 定格出力: 40kW, 入力電圧範囲: 200-400V. ただし, 調査時には, 故障のために 10kW のみで運転している状態であった.

(6)調査実施時期: 2018年11月

表 4.R3.4-1 太陽電池モジュールの電気的特性

	旧(240枚)	新(68枚)
太陽電池の種類	多結晶 Si	多結晶 Si
公称最大出力 Pmax	130W	132W
公称開放電圧 Voc	33.0V	33.2V
公称短絡電流 Isc	5.51A	5.40A
公称最大出力動作電圧 Vpm	26.7V	26.8V
公称最大出力動作電流 Ipm	4.86A	4.93A
曲線因子 FF	0.715	0.737

2. 調査内容と結果

(1)接続箱内の観察

検電による安全確認ののち接続箱を開扉し内部を観察したところ, 以下を確認した:

- 接続箱#01 上部裏側への水滴の付着(図 4.R3.4-1)

- 接続箱#01 の主開閉器のケーブル接続異常(図 4.R3.4-2)

接続箱#01の主開閉器の二次側正極のケーブル接続に異常があった. 当該部分に発熱は見られなかったが, PCS の更新などで再び大電流が流れるようになれば過熱や発火のリスクの増大が懸念される.

(注: この調査の後, 本設備の施工業者によって改修された)

- 接続箱#02 のブロッキング・ダイオード接続部の変色(図 4.R3.4-3)

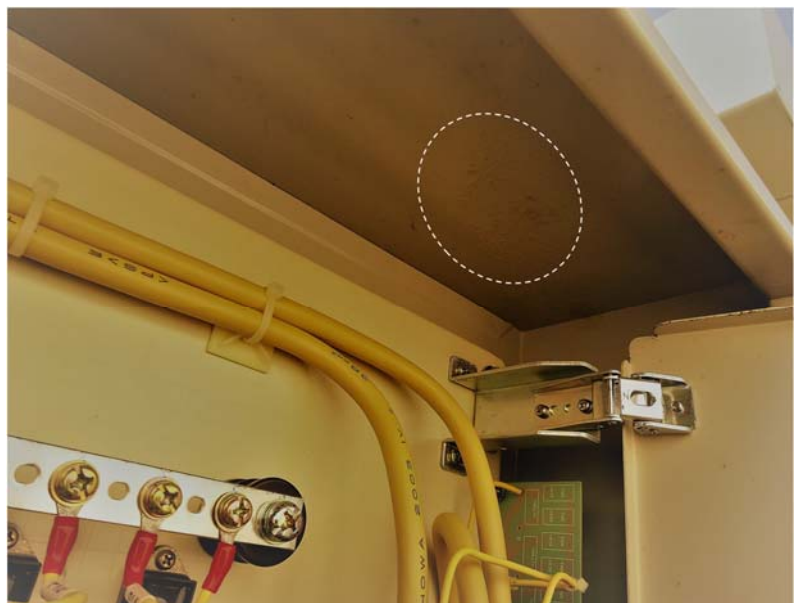


図 4.R3.4-1 接続箱#01 内部の様子(破線内に水滴を確認)



図 4.R3.4-2 接続箱#01 内部の様子
(開閉器二次側のケーブル接続)



図 4.R3.4-3 接続箱#02 内部の様子
(ストリング#05 の BLD 接続部の変色)

接続箱#02 のストリング#05 のブロッキングダイオード(BLD)の接続部に褐色変を確認した。ただし、当該部分に発熱はみられなかった(注:前述のように、当該設備は実働している PCS 容量がアレイ容量に対して小さいため、各ストリングが発生する電流が制限されている。したがって、「このストリングが定格の I_{pm} や I_{sc} を発生させる場合にも発熱しない」とは限らない)。

表 4.R3.4-2 各ストリングの動作電流 I_{OP} および動作電圧 V_{OP} の測定結果

(a)接続箱#01

(日射強度=794W/m² 前後, 気温=21.8°C, 湿度=54.6%, モジュール温度=36.0°C)

	#01-01	#01-02	#01-03	#01-04	#01-05	#01-06	#01-07	
$I_{OP}[A]$	0.6	1.0	1.3	1.5	0.7	1.4	1.0	
$V_{OP}[V]$	302	315	314	314	313	313	313	
	#01-08	#01-09	#01-10	#01-11	#01-12	#01-13	#01-14	#01-ALL
$I_{OP}[A]$	1.1	1.5	0.0	1.4	1.3	1.2	1.0	19.3
$V_{OP}[V]$	313	312	312	312	312	314	313	312

(b)接続箱#02

(日射強度=872W/m² 前後, 気温=21.7°C, 湿度=未測定, モジュール温度=39.5°C)

	#02-01	#02-02	#02-03	#02-04	#02-05	#02-06	#02-07	
$I_{OP}[A]$	1.6	0.9	1.4	1.8	0.6	1.1	1.8	
$V_{OP}[V]$	309	309	309	309	309	309	308	
	#02-08	#02-09	#02-10	#02-11	#02-12	#02-13	#02-14	#02-ALL
$I_{OP}[A]$	1.9	1.8	1.7	2.1	1.9	2.1	2.2	21.5
$V_{OP}[V]$	308	308	308	308	308	308	308	307

なお、IR カメラによる内部の温度分布の観察では、どちらの接続箱においても異常な発熱は確認されなかった。

(2)接地抵抗の測定

本太陽光設備が設置されている建物の前の地上地面に補助接地棒を差し込み、「接続箱#02 内接地極—地面」間の R_G を測定した。測定値は 0.29Ω と、電技解釈第 17 条第 3 項第一号に適合している。なお、接続箱#02 と接続箱#01 の接地極は接地線で接続されている。両極間の抵抗を測定した結果は 0.2Ω であった。

(3)各ストリングの動作確認[運転状態]

ストリング断線の有無などを確認するため、各ストリングの動作電圧 V_{OP} 、動作電流 I_{OP} を測定した。その結果を表 4.R3.4-2 に示す。なおストリング番号は「断路器の左から右へ#01, #02～#14」とした。

接続箱#01 の測定時間帯は概ね $800W/m^2$ 程度、接続箱#02 の測定時間帯は概ね $870W/m^2$ の日射強度であった。モジュールの公称 I_{pm} ($=4.9A$ 程度) をもとに考えれば、接続箱#01 のどのストリングも $4.9 \times 0.8 = 3.9A$ 程度、接続箱#02 については $4.9 \times 0.87 = 4.3A$ 程度の I_{OP} が想定されていた。しかし、実測値はどちらの接続箱でもそれらより著しく低い値となった。この原因は「各ストリングの発電性能が著しく低下している」と「いわゆる「過積載」状態での運用であるため、本来の最大出力動作点で動作していない」のどちらか、または両方であろう。

また、運転状態における充電回路(=ストリング)の絶縁状態を予備的に把握するため漏れ電流 I_{LK} を測定した。その結果を表 4.R3.4-3 に示す。

表 4.R3.4-3 各ストリングの漏れ電流 I_{LK} の測定結果
(日射強度= $850W/m^2$ 前後, 気温= $25.4^\circ C$, 湿度=未測定, モジュール温度= $45.1^\circ C$)

接続箱#01								
	#01-01	#01-02	#01-03	#01-04	#01-05	#01-06	#01-07	
$I_{LK}[mA]$	0.11	0.37	-0.38	0.08	-0.30	0.40	0.16	
	#01-08	#01-09	#01-10	#01-11	#01-12	#01-13	#01-14	#01-ALL
$I_{LK}[mA]$	0.72	-0.03	0.40	0.44	-0.54	-0.68	0.89	-2.41
接続箱#02								
	#02-01	#02-02	#02-03	#02-04	#02-05	#02-06	#02-07	
$I_{LK}[mA]$	-0.73	-1.25	-0.35	0.04	-0.42	-0.28	-0.32	
	#02-08	#02-09	#02-10	#02-11	#02-12	#02-13	#02-14	#02-ALL
$I_{LK}[mA]$	0.00	-0.09	1.15	0.19	-0.56	1.02	-0.82	-1.22

(4)ブロッキング・ダイオード(BLD)の健全性の確認[解列状態]

接続箱内左上部に配置されている BLD の健全性を確認するため、FLUKE289 のダイオードモードおよび抵抗モードによって、各 BLD の順方向・逆方向の電圧 $V_{BLD,F} \cdot V_{BLD,R}$ (ダイオード特性を保持しているか) および抵抗 $R_{BLD,F} \cdot R_{BLD,R}$ (抵抗モード故障が生じていないか) を測定した。その結果を表 4.R3.4-4 に示す。この結果から 28 個の BLD は現時点では健全である。

(5)開放電圧・ブリーダ電圧, 対地電圧の測定[解列状態]

表 4.R3.4-4 各ストリングのブロッキング・ダイオード(BLD)の検査結果

(a)接続箱#01

	#01-01	#01-02	#01-03	#01-04	#01-05	#01-06	#01-07
$V_{BLD,F}[V]$	0.439	0.436	0.437	0.453	0.451	0.455	0.438
$V_{BLD,R}[V]$	OL	OL	OL	OL	OL	OL	OL
$R_{BLD,F}[k\Omega]$	173	174	173	177	181	176	173
$R_{BLD,F}[M\Omega]$	21.2	6.91	13.1	10.2	8.61	10.1	12.3
	#01-08	#01-09	#01-10	#01-11	#01-12	#01-13	#01-14
$V_{BLD,F}[V]$	0.444	0.458	0.457	0.441	0.440	0.439	0.459
$V_{BLD,R}[V]$	OL	OL	OL	OL	OL	OL	OL
$R_{BLD,F}[k\Omega]$	178	182	179	177	177	177	182
$R_{BLD,F}[M\Omega]$	7.90	9.86	10.1	10.5	10.0	10.2	12.3

(b)接続箱#02

	#02-01	#02-02	#02-03	#02-04	#02-05	#02-06	#02-07
$V_{BLD,F}[V]$	0.467	0.460	0.445	0.456	0.462	0.457	0.454
$V_{BLD,R}[V]$	OL	OL	OL	OL	OL	OL	OL
$R_{BLD,F}[k\Omega]$	188	187	185	188	191	190	190
$R_{BLD,F}[M\Omega]$	16.7	15.0	10.1	10.1	13.3	13.3	13.4
	#02-08	#02-09	#02-10	#02-11	#02-12	#02-13	#02-14
$V_{BLD,F}[V]$	0.455	0.462	0.447	0.457	0.459	0.447	0.457
$V_{BLD,R}[V]$	OL	OL	OL	OL	OL	OL	OL
$R_{BLD,F}[k\Omega]$	190	190	183	191	190	185	189
$R_{BLD,F}[M\Omega]$	8.97	9.87	19.7	13.4	8.84	11.7	12.8

クラスタの完全脱落や部分脱落の有無を確認するために開放電圧 V_{oc} とブリーダ電圧 V_b (ブリーダ抵抗 = 3k Ω) を測定し、さらに、絶縁抵抗測定の予備として対地電圧 V_{PE} および V_{NE} の測定 (10 秒経過後値) を実施した。これらの結果を表 4.R3.4-5 に示す。

開放電圧 V_{oc} に関しては、ストリング#01-01 を除くと、各接続箱のストリングの V_{oc} は一様である。各ストリングは 33 クラスタの直列接続で構成されていることから、1 クラスタの V_{oc} は $324/33=約 9.8V$ となる。他方、ストリング #01-01 の V_{oc} は 324V より約 9V 低い 315V である。このことから、このストリングには「完全クラスタ脱落」が存在していると考えられる。また、ブリーダ電圧 V_b はどのストリングも V_{oc} とほぼ同じ値である。したがって、「部分クラスタ脱落」は存在しないようである。

なお、対地電圧に関しては、ストリング#01-05、#01-07、#01-13、#02-01、#02-03、#02-05、#02-06、#02-07、#02-10、#02-11、#02-12 の対地電圧が高めであることから、これらのストリングは絶縁が低下している可能性がある。

表 4.R3.4-5 各ストリングの V_{OC} 、 V_b および V_{PE} ・ V_{NE} (開始値→10 秒値)の測定結果

(a)接続箱#01

	#01-01	#01-02	#01-03	#01-04	#01-05	#01-06	#01-07
$V_{OC}[V]$	315	323	324	324	324	324	323
$V_b[V]$	314	322	323	324	324	324	323
$V_{PE}[V]$	5→4.62	13→10.8	8→6.8	12→9.07	78→76.6	30→29.7	91→91.2
$V_{NE}[V]$	-20→-16.6	-8→-3.74	-16→-7.51	-9→-6.82	-23→-19.9	-27→-22.3	-101→-101
	#01-08	#01-09	#01-10	#01-11	#01-12	#01-13	#01-14
$V_{OC}[V]$	324	325	324	324	324	325	325
$V_b[V]$	324	325	323	324	324	325	325
$V_{PE}[V]$	23→19.1	30→22.3	8→5.97	15→4.62	18→12.9	159→151	9→5.87
$V_{NE}[V]$	-9→-4.69	-7→-6.6	-8→-4.95	-20→-6.17	-15→-7.34	-52→-29.1	-9→-7.25

(b)接続箱#02

	#02-01	#02-02	#02-03	#02-04	#02-05	#02-06	#02-07
$V_{OC}[V]$	330	329	329	329	329	328	328
$V_b[V]$	329	329	328	329	327	327	328
$V_{PE}[V]$	226→227	?→29.7	143→140	24→22.9	151→150	245→242	228→228
$V_{NE}[V]$	-52→-52	?→-28.9	-60→-58.8	-13→-11.3	-60→-59.2	-48→-47	-52→-52.4
	#02-08	#02-09	#02-10	#02-11	#02-12	#02-13	#02-14
$V_{OC}[V]$	328	327	327	328	328	328	329
$V_b[V]$	328	327	327	328	328	327	329
$V_{PE}[V]$	50→49.7	30→23.9	48→44.7	170→180	247→244	65→63.2	69→64.6
$V_{NE}[V]$	-20→-18.1	-10→-8.24	-105→-104	-19→-19.1	-19→-18.4	-32→-29.2	-39→-37.1

(6)絶縁抵抗の測定[解列状態]

日置電機製 PVS 用絶縁抵抗計 IR4055 を用いて、各ストリングの絶縁抵抗 R_{PE} および R_{NE} を測定した結果を表 4.R3.4-6 に示す。なお、印加電圧は 500V である。

いずれのストリングも 0.4M Ω 以上であり電技第 58 条には適合している。しかし、各ストリング間の比較では、対地電圧測定での推測のとおり、ストリング#01-05、#01-07、#01-13、#02-01、#02-03、#02-05、#02-06、#02-07、#02-10、#02-11、#02-12 の絶縁抵抗が低い値となった。したがって、これらのストリングには絶縁低下の原因となる何らかの物理的事象が発生していると考えられるべきである。

外観目視点検から、この設備には「旧」太陽電池モジュールの多くに図 4.R3.4-4 に示すような「バスバー—インターコネクタ」間の変色がみられた。これはモジュール周縁部から当該部分に水分が浸入したことによる銅の錆(緑青)と考えられ、このことが「低い絶縁抵抗」の原因となっている蓋然性が高い。図 4.R3.4-5 にはこのような緑青が確認されたモジュールの位置も図示している。緑青が確認されたモジュールはほとんどすべてのストリングに存在しており、そのストリングあたりの枚数と表 4.R3.4-6 での絶縁抵抗測定値を関連付けることは難しい。

表 4.R3.4-6 接続箱#01 の各ストリングの絶縁抵抗 (R_{PE} および R_{NE}) の検査結果

(a)接続箱#01

	#01-01	#01-02	#01-03	#01-04	#01-05	#01-06	#01-07
$R_{PE}[M\Omega]$	101	121	176	142	17.4	44.7	5.6
$R_{NE}[M\Omega]$	178	155	176	147	20.4	50.9	6.2
	#01-08	#01-09	#01-10	#01-11	#01-12	#01-13	#01-14
$R_{PE}[M\Omega]$	98.7	73.5	249	247	125	1.26	214
$R_{NE}[M\Omega]$	107	80.0	193	188	121	2.80	169

(b)接続箱#02

	#02-01	#02-02	#02-03	#02-04	#02-05	#02-06	#02-07
$R_{PE}[M\Omega]$	0.52	113	16.1	61.8	4.36	1.37	2.02
$R_{NE}[M\Omega]$	1.59	112	13.0	73.4	5.23	0.91	2.28
	#02-08	#02-09	#02-10	#02-11	#02-12	#02-13	#02-14
$R_{PE}[M\Omega]$	33.1	86.7	9.67	4.31	1.44	21.4	24.4
$R_{NE}[M\Omega]$	39.8	90.5	9.89	6.86	1.82	24.0	24.5

そこで、ストリング#01-01 とストリング#01-13 を対象に、図 4.R3.4-6 のようにモジュールを水で濡らすことによる対地電圧 (V_{PE}) の変化を確認した。その結果、ストリング#01-01 は、水で濡らす前の V_{PE} が 2.4V であったのに対し、水に濡らすことによって最大で 105V にまで増加した。また、ストリング#01-13 は水に濡らす前ですでに 125V と高い水準であったが、水に濡らすことによって 145V と微増した。



図 4.R3.4-4 旧モジュールの多くにみられる「バスバー-インターコネクタ」間の緑青

これらのことから、表 4.R3.4-6 の絶縁抵抗測定値が電技第 58 条には適合している

か否かの判断とは無関係に、これらのストリングの絶縁には問題があると言わざるを得ない。たとえ、乾燥した状態での絶縁が保持されていたとしても、降雨中あるいは降雨後などには絶縁が悪化する恐れがある。

(7)配線経路の確認

戸上電機製セルランチェッカの「磁界モード」(感度:2)を用いて、各断路器がどの太陽電池モジュールに接続されているかを確認した。その結果を図 4.R3.4-5 に示す。なお、この図には前記した新旧モジュールそれぞれの取り付け位置を目視で確認した結果も示している。

(8)インピーダンス測定およびバイパス回路の開放故障検査

この接続箱を構成するモジュールの電氣的不具合(セル回路の直列抵抗増加や断線)の有無を探索するためアイテス製ソラメンテ Z によるインピーダンス測定を実施した。また、これらモジュールのバイパス回路の開放

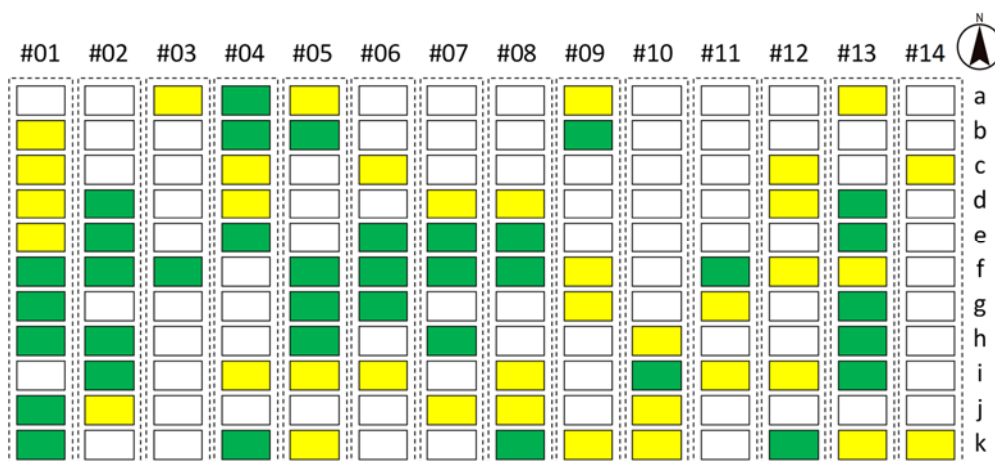
故障の有無を確認するため、日置電機製バイパス・ダイオード・テスターFT4310および日本カーネルシステム製バイパス・ダイオード・チェッカーBDC15310-N（電圧設定：40V）による検査を実施した。これらの測定結果を表 4.R3.4-7 および表 4.R3.4-8 に示す。

【ソラメンテ Z による測定】

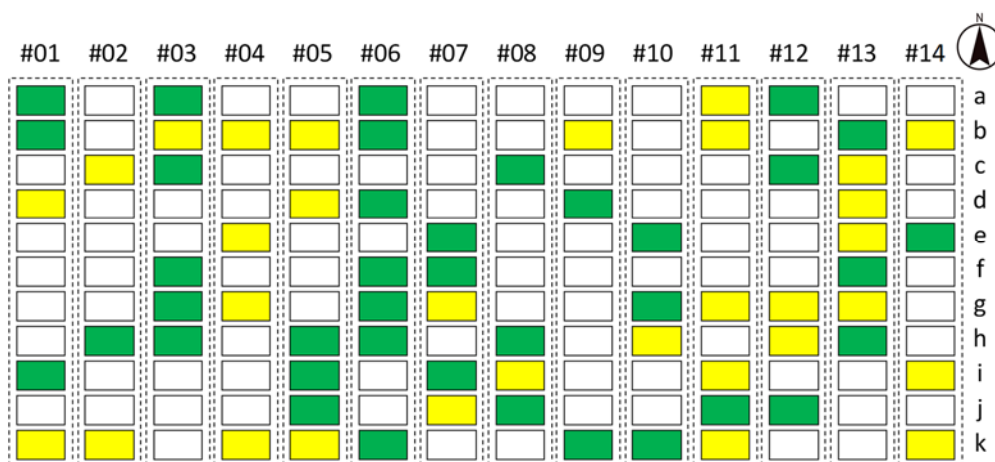
接続箱#01 では、測定期間中の日射強度の変動が大きかった（最大：724W/m²，最小：209W/m²）ため V_{OC} の



図 4.R3.4-6 モジュールを水で濡らしている様子（ストリング#01-01）



(a)接続箱#01



(b)接続箱#02

図 4.R3.4-5 セルラインチェッカで確認した各ストリングの配線経路

（注：白と緑は旧モジュールでありかつ緑は周縁部に变色を確認したモジュール。黄は新モジュール

表 4.R3.4-7 接続箱#01 の各ストリングのインピーダンス測定およびバイパス回路検査の結果

	#01-01	#01-02	#01-03	#01-04	#01-05	#01-06	#01-07
ソラメンテ Z							
インピーダンス[Ω]	489	16	14	13	51	12	10
Voc[V]	304	311	313	315	321	324	328
日置 FT4310							
Isc[A]	1.9	2.0	3.1	3.2	3.2	3.1	3.1
Isc+α[A]	3.0	3.0	4.1	4.2	4.3	4.1	4.2
R _{BPR} [Ω]	2.4	2.7	2.6	2.2	2.1	2.9	2.5
Voc[V]	317	327	335	335	335	335	334
判定	PASS	PASS	PASS	PASS	PASS	PASS	PASS
カーネル BDC15310-N							
V _F [V]	20.5	23.8	23.5	20.8	21.1	22.7	23.1
Voc[V]	312	310	311	312	315	318	329
Isc[A]	1.72	0.975	0.979	1.03	1.19	1.35	2.44
判定	検出	検出	検出	検出	検出	検出	検出
	#01-08	#01-09	#01-10	#01-11	#01-12	#01-13	#01-14
ソラメンテ Z							
インピーダンス[Ω]	10	10	133	11	11	14	14
Voc[V]	328	332	328	325	322	317	317
日置 FT4310							
Isc[A]	3.2	3.3	3.1	3.2	3.2	3.2	3.2
Isc+α[A]	4.2	4.3	3.1	4.2	4.3	4.2	4.3
R _{BPR} [Ω]	2.3	2.6	OPEN	2.4	2.3	2.7	2.5
Voc[V]	334	335	333	332	332	333	333
判定	PASS	PASS	FAIL	PASS	PASS	PASS	PASS
カーネル BDC15310-N							
V _F [V]	21.6	21.1	-	23.3	20.4	21.6	22.5
Voc[V]	331	331	331	330	319	311	310
Isc[A]	2.66	2.71	2.59	2.53	1.43	0.841	0.790
判定	検出	検出	NG1	検出	検出	検出	検出

バラつきが大きく、Voc のストリング間比較は困難である。しかし、(5)の Voc 測定値も考慮に入れれば以下の推定が可能である：

- ・ストリング#01-01 は、低 Voc かつ高インピーダンスであった。したがって、このストリングにはセルストリングが断線あるいは高抵抗化してバイパス回路が常時動作している「完全クラスタ脱落」が存在している可能性がある。このことは(5)での推測と符合する。

表 4.R3.4-8 接続箱#02 の各ストリングのインピーダンス測定およびバイパス回路検査の結果

	#02-01	#02-02	#02-03	#02-04	#02-05	#02-06	#02-07
ソラメンテ Z							
インピーダンス[Ω]	15	10	10	9	338	12	10
Voc[V]	323	323	322	323	323	322	322
日置 FT4310							
Isc[A]	4.5	4.5	4.4	4.5	4.5	4.3	4.4
Isc+α[A]	5.5	5.5	5.4	5.5	5.5	5.3	5.5
R _{BPR} [Ω]	2.4	1.8	2.2	2.0	2.0	2.8	2.1
Voc[V]	323	322	322	323	323	322	323
判定	PASS	PASS	PASS	PASS	PASS	PASS	PASS
カーネル BDC15310-N							
V _F [V]	23.2	22.8	24.3	20.3	21.7	25.8	23.2
Voc[V]	326	326	325	326	326	326	326
Isc[A]	0.939	0.929	0.903	0.894	0.892	0.885	0.892
判定	検出	検出	検出	検出	検出	検出	検出
	#02-08	#02-09	#02-10	#02-11	#02-12	#02-13	#02-14
ソラメンテ Z							
インピーダンス[Ω]	10	10	9	9	10	9	9
Voc[V]	323	322	322	323	323	324	326
日置 FT4310							
Isc[A]	4.3	4.4	4.3	4.6	4.4	4.5	4.4
Isc+α[A]	5.4	5.4	5.4	5.6	5.4	5.5	5.4
R _{BPR} [Ω]	3.0	2.9	2.4	2.4	2.3	2.2	2.5
Voc[V]	324	323	322	324	323	323	325
判定	PASS	PASS	PASS	PASS	PASS	PASS	PASS
カーネル BDC15310-N							
V _F [V]	24.5	24.6	24.8	19.2	22.9	20.7	23.0
Voc[V]	326	325	324	323	324	324	325
Isc[A]	0.877	0.850	0.809	0.812	0.772	0.784	0.741
判定	検出	検出	検出	検出	検出	検出	検出

・ストリング#01-05 および#01-10 は、Voc は適正だが高インピーダンスであった。したがって、これらのストリングにはセルストリングが高抵抗化しているモジュールが存在している可能性がある。

他方、接続箱#02 の測定時は日射強度が 900W/m² 前後と安定していた。したがって、ストリングの Voc をそのまま相互比較すると、ほぼ同じ値とみなしてよい。ひるがえって、インピーダンスをみると、ストリング#02-05 が高インピーダンスであった。したがって、このストリングにはセルストリングが高抵抗化しているモジュールが存在している可能性がある。

【バイパス回路検査】

日置 FT4310 および日本カーネルシステム BDC15310-N とともに、ストリング#01-10 内にバイパス回路が開放したモジュールが一つ以上存在していることを示している。なお、のちにそのモジュールが#01-10fモジュールであることが判明した。

(9)各ストリングの電流－電圧特性の測定

表 4.R3.4-9 電流－電圧特性曲線から得られた発電性能特性値

	G [W/m ²]	Tm [°C]	Pmax [W]	V _{PM} [V]	I _{PM} [A]	V _{OC} [V]	I _{SC} [A]	FF [-]
公称値(STC)			1,430	373.8	4.86	363	5.51	0.715
ストリング#01-01	795	42.1	747	238	3.14	315	3.99	0.594
ストリング#01-02	792	42.1	744	237	3.14	323	3.83	0.600
ストリング#01-03	788	43.1	760	246	3.09	324	3.82	0.613
ストリング#01-04	787	42.7	758	240	3.15	324	3.93	0.596
ストリング#01-05	787	42.2	742	238	3.11	324	3.94	0.582
ストリング#01-06	787	42.4	761	240	3.17	324	3.83	0.613
ストリング#01-07	788	42.0	775	247	3.14	323	3.86	0.620
ストリング#01-08	787	41.9	779	251	3.11	324	3.87	0.620
ストリング#01-09	783	41.8	802	248	3.24	325	3.97	0.622
ストリング#01-10	785	41.2	741	240	3.09	324	3.74	0.611
ストリング#01-11	781	41.8	791	252	3.14	324	3.84	0.635
ストリング#01-12	778	42.1	786	252	3.12	324	3.89	0.623
ストリング#01-13	775	41.8	735	238	3.09	325	3.87	0.583
ストリング#01-14	776	42.0	793	251	3.16	325	3.84	0.635
ストリング#02-01	890	44.2	830	242	3.43	322	4.48	0.575
ストリング#02-02	888	43.7	824	245	3.37	321	4.42	0.580
ストリング#02-03	887	43.8	835	251	3.33	321	4.34	0.599
ストリング#02-04	885	44.1	906	248	3.65	322	4.48	0.629
ストリング#02-05	883	44.5	854	239	3.57	322	4.44	0.598
ストリング#02-06	880	43.9	766	227	3.37	321	4.23	0.563
ストリング#02-07	880	44.0	818	235	3.48	322	4.38	0.580
ストリング#02-08	878	43.4	830	245	3.39	323	4.29	0.599
ストリング#02-09	877	43.8	798	241	3.31	321	4.32	0.575
ストリング#02-10	877	43.7	820	254	3.22	322	4.28	0.595
ストリング#02-11	875	43.9	886	245	3.62	323	4.50	0.610
ストリング#02-12	875	43.4	810	253	3.20	323	4.39	0.572
ストリング#02-13	877	43.6	891	250	3.56	323	4.44	0.620
ストリング#02-14	875	43.5	897	242	3.70	325	4.38	0.630

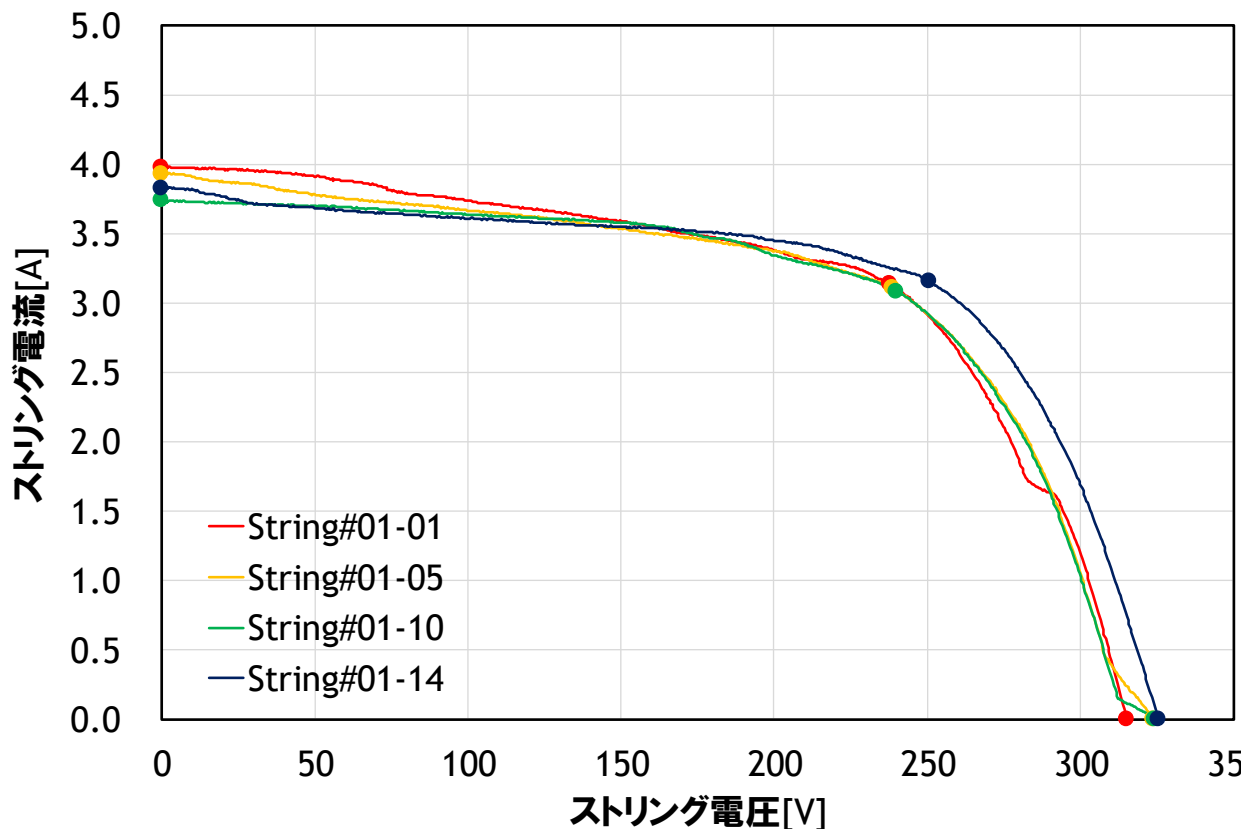


図 4.R3.4-7 いくつかのストリングの電流－電圧特性の測定結果

本カーネルシステム製 I-V 特性測定器「Gamma-1000V」(PVA14301)を用いて、各ストリングの電流－電圧 (I-V) 特性を測定した (TraceTime=200msec)。表 4.R3.4-9 には測定した I-V 特性曲線から得られる性能特性指標を示している。

図 4.R4.4-7 は、以下のストリングの電流-電圧特性曲線を図示したものである。

- ・ストリング#01-01: 開放電圧測定およびインピーダンス測定から「完全クラスタ脱落」の存在が示唆されているストリング
- ・ストリング#01-05: インピーダンス測定からセルストリングが高抵抗化しているモジュールの存在が疑われ、かつ、接続箱#01 のストリングの中で最も FF が低いストリング
- ・ストリング#01-10: インピーダンス測定からセルストリングが高抵抗化しているモジュールの存在が疑われるストリング
- ・ストリング#01-14: 接続箱#01 のストリングの中で最も FF が高いストリング

V_{oc} 近傍に着目すると、ストリング#01-01 の V_{oc} はストリング#01-14 のそれにくらべて 10V 程度低くなっている。このことは(5)や(8)でも指摘されている。他方、ストリング#01-05 とストリング#01-10 は、 V_{oc} に接近するまではストリング#01-01 と同様な曲線であるが、 V_{oc} 付近で不連続な変化を示しストリング#01-14 と同じ V_{oc} に至っている。これらのことから、ストリング#01-01 は一つの「完全クラスタ脱落」を含んでおり、ストリング#01-05 と#01-10 はそれぞれ一つの「部分クラスタ脱落」を含んでいる蓋然性が高い。本来、このような「部分クラスタ脱落」の存在はブリーダ電圧 V_b の測定によって抽出されるべきであるが、 $3k\Omega$ の抵抗を用いた今回の測定ではそれができていない。ストリング#01-05 の V_{oc} 付近の曲線にもとづくならば、 500Ω 程度の抵抗を使用する方がよいかもしれない。

I_{sc} 近傍には部分的な段差を確認することができる。これにはおそらく「特性の異なる二種類のモジュールが混在していること」と「古いモジュールの受光面側の変色により光透過率が低下し電流特性が悪くなっている」のどちらかあるいは両方が作用していると考えられる。

なお、どのストリングにもみられる曲線の変形の原因には、セルストリングの直列抵抗の増加などが想定される。

(10)各モジュールの表面温度分布観察[運転状態]

FLIR 製赤外線カメラ T530W を用いて、運転状態における各モジュールの表面温度分布を観察した。観察では多くのモジュールに発熱がみられたが、その中からいくつかの特徴的な観察例を示す。

図 4.R3.4-8 はモジュール#01-01g の表面温度分布(および外観)である。上・中クラスタに対して下クラスタの表面温度がやや高く、かつ、端子箱付近に発熱がみられる。したがって、ストリング#01-01 ではこのモジュールの下クラスタが「完全クラスタ脱落」である。

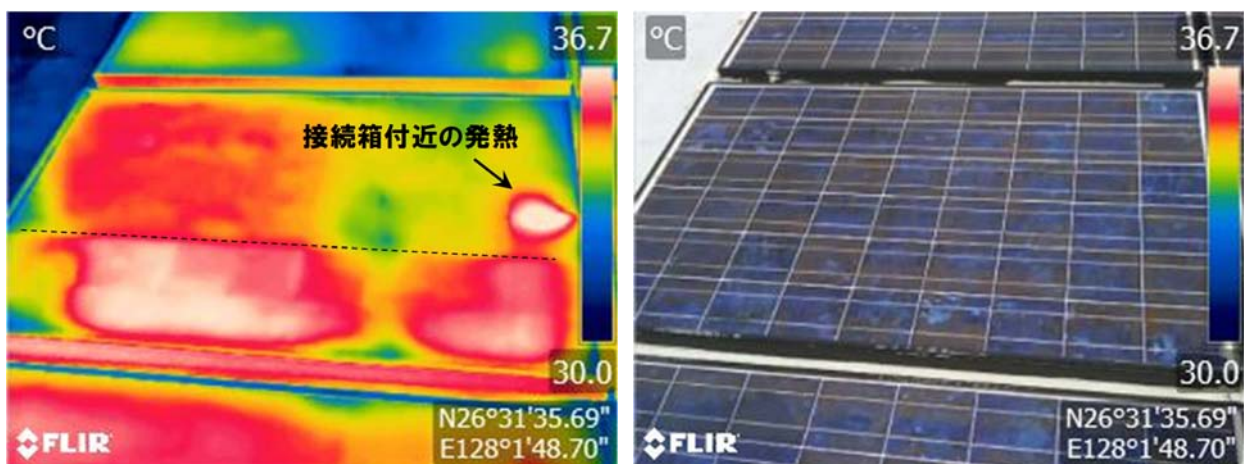


図 4.R3.4-8 モジュール#01-01g の表面温度分布

図 4-9 はモジュール#01-01i の表面の一部の温度分布画像(および外観)である。セルが部分的に発熱しており、最高温度は 55.7°C であった。このセルの表面にはスネイルトレイルが確認されたことから、この発熱の原因は「セル割れ」である可能性がある。

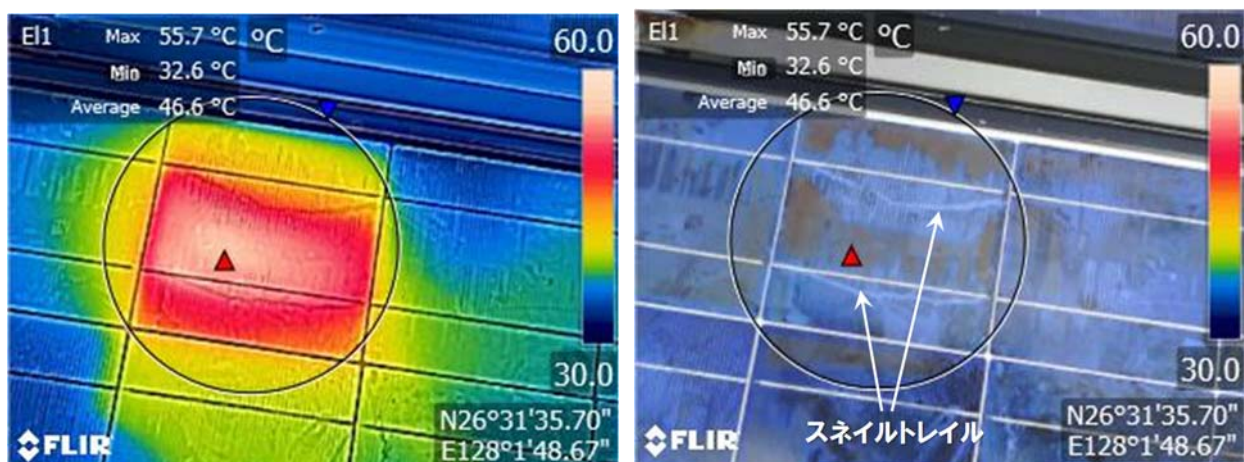


図 4.R3.4-9 モジュール#01-01i の表面温度分布

図 4.R3.4-10 はモジュール#01-05fの表面温度分布画像(および外観)である. 右側にはインターコネクタに沿った 2 か所の発熱部分がある. これはおそらくどちらもセル裏面のインターコネクタ接続部の接触不良(高抵抗化)による発熱である. 両方が発熱しているということは相当程度に電流が流れにくくなっていることを示している.(9)で言及したストリング#01-05 での「部分クラスタ脱落」はこのクラスタかもしれない(ただし, 確認はできなかった).

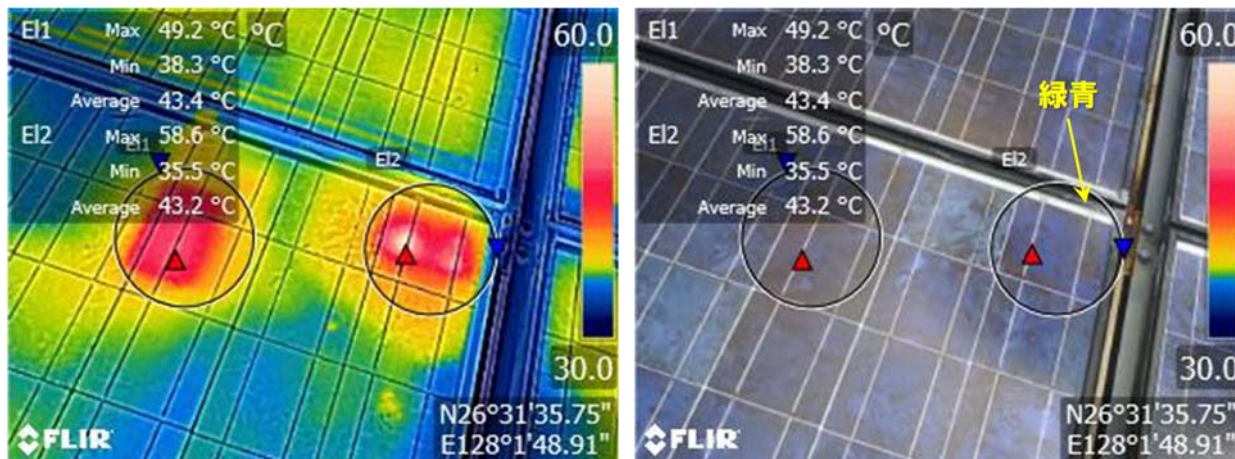


図 4.R3.4-10 モジュール#01-05f の表面温度分布

図 4.R3.4-11 はモジュール#01-10fの表面温度分布画像(および外観)である. この発熱も図 4.R3.4-10と同様にインターコネクタに沿った 2 か所の発熱である.(9)で言及したストリング#01-10 での「部分クラスタ脱落」はこの発熱部分を含むクラスタである可能性がある(ただし, これも確認はできなかった).

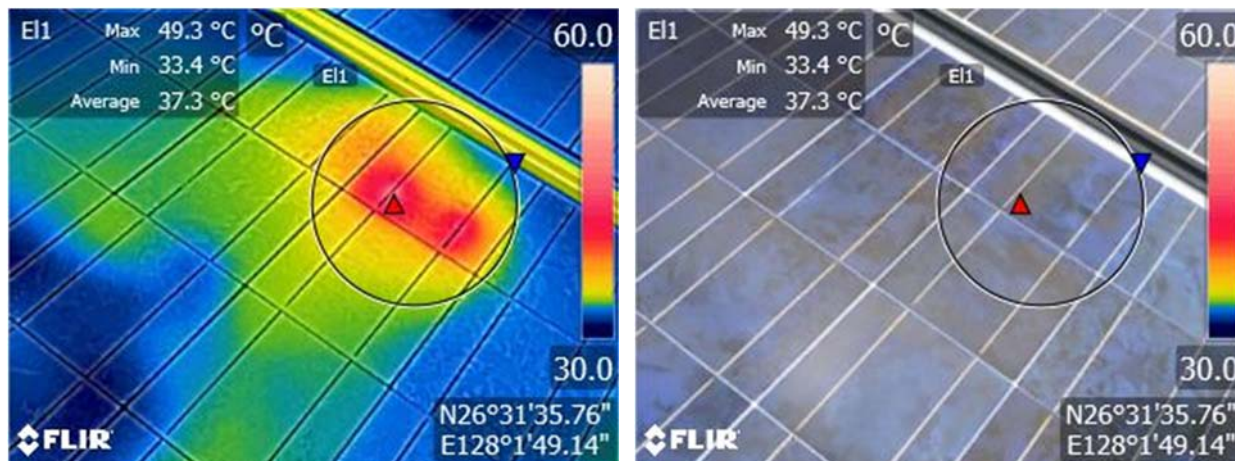


図 4.R3.4-11 モジュール#01-10f の表面温度分布

図 4.R3.4-12 はモジュール#02-05f の表面温度分布画像(および外観)である. 他に比べて中クラスタの温度がやや高く, かつ, 端子箱付近が発熱している. しがたって, モジュール#01-01g の下クラスタと同様に, このクラスタも「クラスタ脱落」の状態である. ただし, V_{oc} および V_b の測定やインピーダンスの測定結果は, このような不具合の存在を示唆しなかった. 他方, 図 4.R3.4-13 はこのストリングの電流-電圧抑制曲線である. V_{oc} 付近に 1 クラスタ程度分の電圧の段差が存在している. つまり, このクラスタは「部分クラスタ脱落」である.

図 4.R3.4-14 はモジュール#02-07e 表面の一部の温度分布画像(および外観)である. 右下隅のセルの上半分が発熱している. このセルは 2 本のインターコネクタによってバスバーと接続されているが, その片方(下側)の接続部分に緑青が観察されている. この部分に接続不良が生じ高抵抗化しているため, 全電流がセルの上半

分を通過しているための発熱と推測される. なお, この設備において, これと同様に緑青が観察されている部分のほとんどでこれと同じ発熱が観察された.

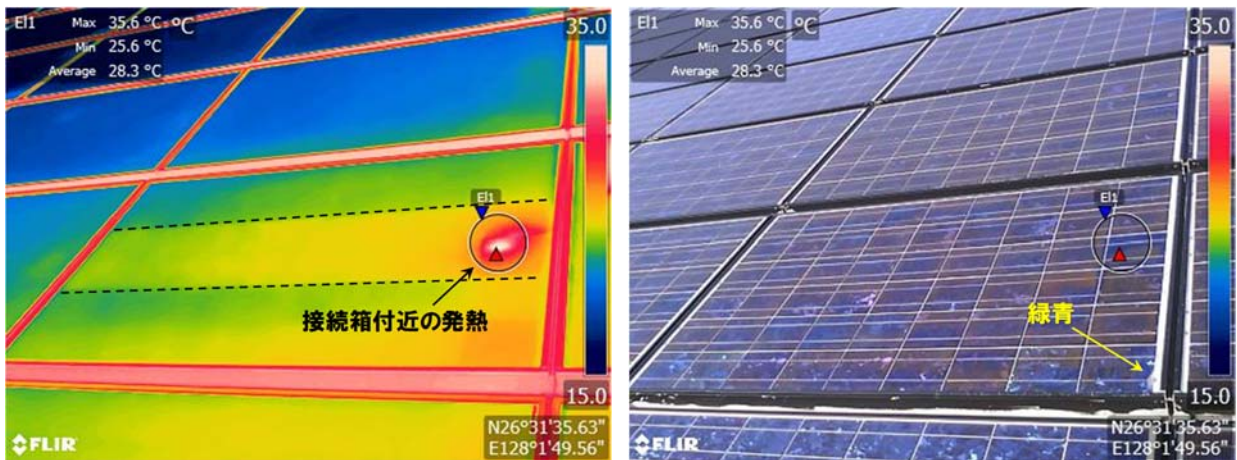


図 4.R3.4-12 モジュール#02-05j の表面温度分布

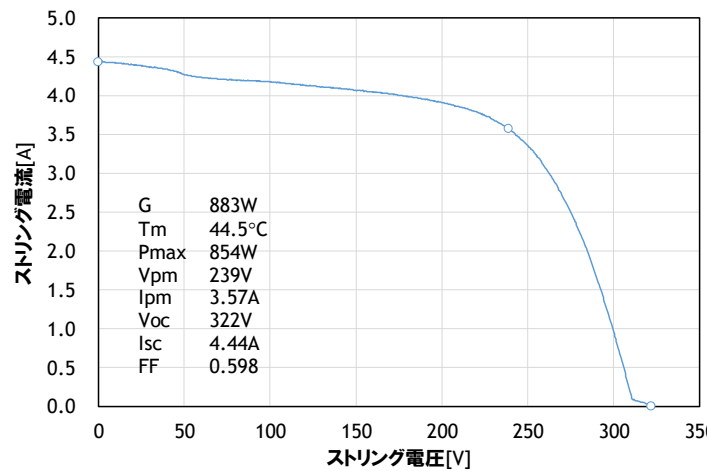


図 4.R3.4-13 ストリング#02-05 の電流－電圧特性

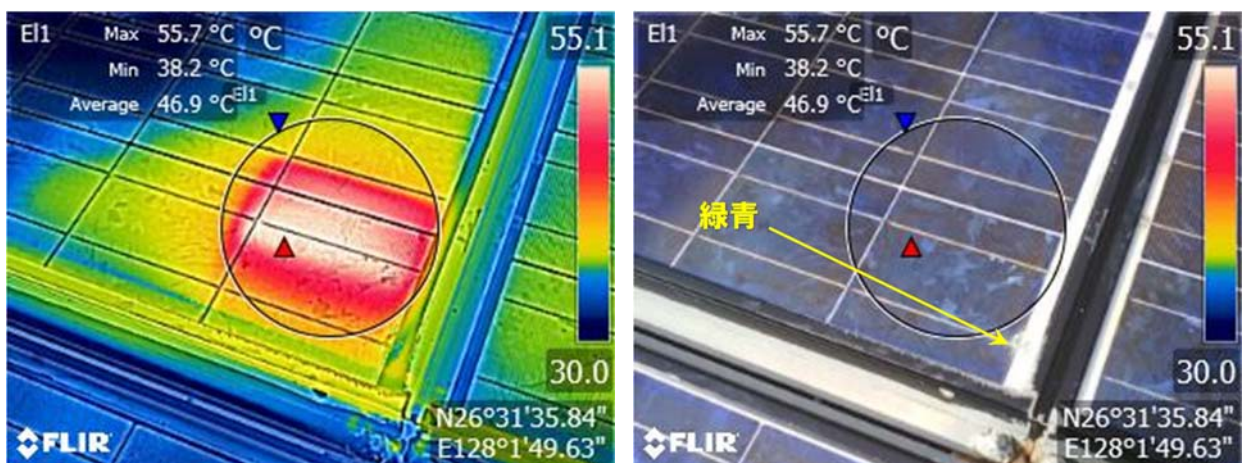


図 4.R3.4-14 モジュール#02-07e の表面温度分布

【4章 参考 3.5】保守点検調査の実例(5): 静岡県の太陽光発電設備

1. 調査対象

(1)所在地: 静岡県

(2)設置形態: 地上傾斜面設置

(3)運転開始: 2017年3月

(4)電圧区分: 低圧

(5)設備仕様:

- ・太陽電池モジュール: 電気的特性を表 4.R3.5-1 に示す. 総枚数は 216 枚.
- ・接続箱(図 4.R3.5-1): 3 スtring 用接続箱(9 台), ブロッキング・ダイオードあり, ヒューズなし, バリスタなし, 金属製筐体
- ・太陽電池アレイ構成: 8 モジュール/STRING×3 STRING/PCS×8PCS, 公称アレイ容量: 54.0kW, 公称アレイ開放電圧: 300.8V, 公称アレイ短絡電流: 8.92A
- ・パワーコンディショナ: 定格出力: 5.5kW×8 台

(6)調査実施時期: 2017年8月

2. 調査内容と結果

(1)接続箱内の観察

検電による安全確認ののち接続箱を開扉し, 変色・異臭・異音がないことを確認した. また, IR カメラで内部の温度分布を観察し, 異常な発熱がないことを確認した. なお, 図 4.R3.5-2 に示すように, 接続箱配線口がパテ埋めされていなかった(昆虫や小動物が接続箱内に侵入するリスクがある).

(2)接地抵抗の測定

日置電機製接地抵抗計 FT6031 を用いて, 各接続箱内の接地極と大地の間の接地抵抗(R_G)を測定した(図 4.R3.5-3). その結果を表 4.R3.5-2 に示す.

(3)等電位性の確認

この接続箱のアレイを構成するモジュールのフレームが適切に接地されていることを確認するため,

表 4.R3.5-1 太陽電池モジュールの電気的特性

太陽電池の種類	多結晶 Si
公称最大出力 Pmax	250W
公称開放電圧 Voc	37.6V
公称短絡電流 Isc	8.92A
公称最大出力動作電圧 Vpm	29.8V
公称最大出力動作電流 Ipm	8.39A
曲線因子 FF	0.745



図 4.R3.5-1 接続箱内部の様子



図 4.R3.5-2 接続箱下部の配線



図 4.R3.5-3 接地抵抗測定の様子

これらのモジュールのフレームと接続箱内接地極の間の抵抗を測定した。その結果、概ね等電位接地であることを確認した。

表 4.R3.5-2 接地抵抗の測定結果

接続箱	接地抵抗 R_G [Ω]
接続箱#01	5.85
接続箱#02	6.36
接続箱#03	7.05
接続箱#04	7.18
接続箱#05	4.60
接続箱#06	9.27
接続箱#07	7.00
接続箱#08	9.43
接続箱#09	8.92

(4)各ストリングの動作確認[運転状態]

ストリング断線の有無などを確認するため、各ストリングの動作電圧 V_{Op} 、動作電流 I_{Op} を測定した。また、運転状態における充電回路(=ストリング)の絶縁状態を予備的に把握するため、マルチ計測器製漏れ電流計 M-730 を用いて各接続箱の全ストリングに対する漏れ電流 I_{LEAK} を測定した。その結果を表 4.R3.5-3 に示す。

どのストリングも動作電圧・電流を発生させていることから、ストリング断線は存在していないようである(#07-01と#08-01は $I_{Op}=0.0A$ であるが、これらの測定時は雨天であったことからクランプ電流計の電流表示下限値=0.5Aを下回っていた)。

表 4.R3.5-3 各ストリングの動作電圧 V_{Op} ・電流 I_{Op} および漏れ電流 I_{LEAK} の測定結果

接続箱	接続箱#01			接続箱#02			接続箱#03		
ストリング	#01-01	#01-02	#01-03	#02-01	#02-02	#02-03	#03-01	#03-02	#03-03
V_{Op} [V]	208	211	210	212	217	213	225	224	226
I_{Op} [A]	7.8	7.7	7.8	6.5	5.8	3.8	3.6	3.8	4.0
I_{LEAK} [mA]	-0.83			-0.45			-0.10		
接続箱	接続箱#04			接続箱#05			接続箱#06		
ストリング	#04-01	#04-02	#04-03	#05-01	#05-02	#05-03	#06-01	#06-02	#06-03
V_{Op} [V]	223	222	224	217	218	216	224	220	229
I_{Op} [A]	4.5	4.5	4.3	6.4	6.4	6.5	4.7	4.4	8.4
I_{LEAK} [mA]	-0.80			-1.47			0.19		
接続箱	接続箱#07			接続箱#08			接続箱#09		
ストリング	#07-01	#07-02	#07-03	#08-01	#08-02	#08-03	#09-01	#09-02	#09-03
V_{Op} [V]	212	202	201	216	212	206	221	220	220
I_{Op} [A]	0.0	0.6	0.6	0.0	0.7	0.7	4.7	4.9	4.9
I_{LEAK} [mA]	-0.33			0.91			0.55		

表 4.R3.5-4 ブロッキング・ダイオードの測定結果

接続箱	接続箱#01			接続箱#02			接続箱#03		
ストリング	01	02	03	01	02	03	01	02	03
電圧(順)[V]	0.40	0.41	0.40	0.43	0.44	0.44	0.43	0.44	0.44
電圧(逆)[V]	OL	OL	OL	OL	OL	OL	OL	OL	OL
抵抗(順)[kΩ]	147	147	157	165	168	169	171	171	173
抵抗(逆)[MΩ]	3.92	3.62	3.88	5.70	6.60	5.80	7.04	8.23	7.83
接続箱	接続箱#04			接続箱#05			接続箱#06		
ストリング	01	02	03	01	02	03	01	02	03
電圧(順)[V]	0.44	0.42	0.43	0.44	0.45	0.45	0.44	0.44	0.45
電圧(逆)[V]	OL	OL	OL	OL	OL	OL	OL	OL	OL
抵抗(順)[kΩ]	165	169	165	173	179	174	175	175	175
抵抗(逆)[MΩ]	6.06	5.96	8.65	6.24	5.43	6.22	8.90	8.50	8.00
接続箱	接続箱#07			接続箱#08			接続箱#09		
ストリング	01	02	03	01	02	03	01	02	03
電圧(順)[V]	0.46	0.46	0.46	0.46	0.47	0.48	0.46	0.46	0.47
電圧(逆)[V]	OL	OL	OL	OL	OL	OL	OL	OL	OL
抵抗(順)[kΩ]	500	500	500	460	460	470	207	201	202
抵抗(逆)[MΩ]	13.7	13.4	18.7	16.3	13.5	13.1	OL*	OL*	OL*

注 *:500MΩ 以上であることを意味する

(5)ブロッキング・ダイオードの健全性の確認[解列状態]

各ブロッキング・ダイオードの動作電圧および抵抗を、順方向と逆方向のそれぞれについて測定した。その結果は表 4.R3.5-4 に示すとおりであり、すべて健全である。

(6)開放電圧・ブリーダ電圧、対地電圧の測定[解列状態]

クラスタの完全脱落や部分脱落の有無を確認するために開放電圧 V_{OC} とブリーダ電圧 V_b (ブリーダ抵抗=3kΩ) を測定し、さらに、絶縁抵抗測定の予備として対地電圧 V_{PE} および V_{NE} の測定(10秒経過後値)を実施した。これらの結果を表 4.R3.5-5 に示す。

ストリング#09-03 では、 V_{OC} と V_b の測定値にやや乖離がみられた。また、同一の架台に設置されている接続箱#07 から#09 までの各ストリングの対地電圧の絶対値が高めである。ただし、これらの測定は雨天時に行ったものであることに留意が必要である。

(7)絶縁抵抗の測定[解列状態]

日置電機製 PVS 用絶縁抵抗計 IR4055 を用いて、各ストリングの絶縁抵抗 R_{PE} および R_{NE} を測定した結果を表 4.R3.5-6 に示す。なお、印加電圧は 500V である。

前述と同様、接続箱#07 から#09 までの各ストリングは雨天時の測定であったためか、絶縁抵抗は、晴天時に測定した他の接続箱のストリングよりも著しく低い測定値となった(注:それでも電技第 58 条には適合している。)。そこで、晴天時に接続箱#09 の各ストリングの対地電圧および絶縁抵抗を再測定した。その結果を表 4.R3.5-7 に示す。再測定の結果は、対地電圧も絶縁抵抗も晴天時に測定した表 4.R3.5-5 および表 4.R3.5-6 の他のス

表 4.R3.5-5 各ストリングの V_{OC} , V_b および対地電圧 (V_{PE} , V_{NE}) (10 秒経過値) の測定結果

接続箱	接続箱#01			接続箱#02			接続箱#03		
ストリング	01	02	03	01	02	03	01	02	03
$V_{OC}[V]$	268	263	273	274	270	268	263	265	266
$V_b[V]$	267	263	269	273	270	269	263	264	266
$V_{PE}[V]$	2.51	2.89	2.65	2.38	2.11	2.20	2.72	2.41	2.46
$V_{NE}[V]$	-1.44	-1.87	-1.93	-1.46	-1.31	-1.42	-1.70	-1.62	-1.78
接続箱	接続箱#04			接続箱#05			接続箱#06		
ストリング	01	02	03	01	02	03	01	02	03
$V_{OC}[V]$	278	276	276	272	273	273	273	267	273
$V_b[V]$	279	275	276	272	273	272	272	268	274
$V_{PE}[V]$	2.90	2.76	2.65	2.39	2.80	2.64	2.48	2.83	2.98
$V_{NE}[V]$	-2.06	-1.92	-2.07	-1.40	-1.36	-1.76	-2.14	-1.98	-2.47
接続箱	接続箱#07			接続箱#08			接続箱#09		
ストリング	01	02	03	01	02	03	01	02	03
$V_{OC}[V]$	257	255	254	258	253	259	268	269	270
$V_b[V]$	251	252	252	253	252	259	268	269	262
$V_{PE}[V]$	75.8	73.6	72.5	71.7	73.0	73.8	75.4	80.0	79.7
$V_{NE}[V]$	-54.4	-53.3	-53.2	-55.6	-53.9	-54.2	-58.9	-58.6	-60.2

表 4.R3.5-6 各ストリングの絶縁抵抗 (R_{PE} および R_{NE}) の測定結果 (500V 印加)

接続箱	接続箱#01			接続箱#02			接続箱#03		
ストリング	01	02	03	01	02	03	01	02	03
$R_{PE}[M\Omega]$	575	541	499	560	603	605	555	567	553
$R_{NE}[M\Omega]$	506	476	454	548	541	554	492	513	520
接続箱	接続箱#04			接続箱#05			接続箱#06		
ストリング	01	02	03	01	02	03	01	02	03
$R_{PE}[M\Omega]$	504	475	485	567	500	494	505	494	462
$R_{NE}[M\Omega]$	451	442	448	494	492	469	487	446	412
接続箱	接続箱#07			接続箱#08			接続箱#09		
ストリング	01	02	03	01	02	03	01	02	03
$R_{PE}[M\Omega]$	15.4	15.0	15.3	15.4	15.7	15.5	14.7	14.8	14.6
$R_{NE}[M\Omega]$	14.9	14.8	14.8	15.0	15.2	14.9	14.2	14.2	14.4

トリングの測定値と同じ水準である。したがって、表 4.R3.5-5 および表 4.R3.5-6 における接続箱#09 の対地電圧ならびに絶縁抵抗は降雨の影響であると考えられる。ただし、このような晴天時と雨天時における差異が、この設備に特有なことであるのか太陽光発電設備に共通したことであるのかは不明である。

(8)インピーダンス測定およびバイパス回路の検査

モジュールの電氣的不具合(セル回路の直列抵抗増加や断線)の有無を探查するためアイテス製ソラメンテ Z によるインピーダンス測定を実施した。また、これらモジュールのバイパス回路の開放故障の有無を確認するため、

表 4.R3.5-7 接続箱#09 の各ストリングの対地電圧および絶縁抵抗 (500V 印加)の測定結果(晴天時)

	#09-01	#09-02	#09-03
V _{PE} [V]	2.94	2.55	2.29
V _{NE} [V]	-1.83	-1.53	-1.64
R _{PE} [V]	472	537	582
R _{NE} [V]	468	499	546

表 4.R3.5-8 各ストリングのインピーダンス(Z_s)測定およびバイパス回路開放故障検査の結果

接続箱	接続箱#01			接続箱#02			接続箱#03		
ストリング	01	02	03	01	02	03	01	#03-02	#03-03
ソラメンテ Z									
Z _s [Ω]	4	4	4	4	5	5	5	4	4
日置 FT4310									
I _{sc} [A]	5.7	4.6	4.5	8.0	8.1	8.0	9.7*	11.3*	11.1*
I _{sc+α} [A]	6.7	5.7	5.5	9.1	9.1	9.1	10.7	12.3	12.1
判定	PASS	PASS	PASS	PASS	PASS	PASS	PASS	PASS	PASS
接続箱	接続箱#04			接続箱#05			接続箱#06		
ストリング	01	02	03	01	02	03	01	02	03
ソラメンテ Z									
Z _s [Ω]	4	5	4	4	4	4	4	4	4
日置 FT4310									
I _{sc} [A]	4.3	4.0	3.7	4.9	4.8	4.6	7.8	7.6	8.8
I _{sc+α} [A]	5.4	5.0	4.7	5.9	5.9	5.6	8.9	8.6	9.8
判定	PASS	PASS	PASS	PASS	PASS	PASS	PASS	PASS	PASS
接続箱	接続箱#07			接続箱#08			接続箱#09		
ストリング	01	02	03	01	02	03	01	02	03
ソラメンテ Z									
Z _s [Ω]	13	12	12	17	15	15	7	6	725
日置 FT4310									
I _{sc} [A]	0.3	0.3	0.3	0.2	0.2	0.2	0.7	0.5	0.4
I _{sc+α} [A]	1.3	1.3	1.3	1.2	1.2	1.2	1.8	1.5	1.4
判定	PASS	PASS	PASS	PASS	PASS	PASS	PASS	PASS	PASS

注*: 日射強度が 1200W/m²を上回る状態での測定

日置電機製バイパス・ダイオード・テスターFT4310 による検査を実施した。これらの測定結果を表 4.R3.5-8 に示す。

FT4310 の測定結果から、この設備にはバイパス回路が開放故障しているモジュールはなさそうである。また、こののちに行った解列状態での IR カメラ観察およびソラメンテ iS での探査では、短絡故障しているバイパス回路も確認されなかった。

他方、インピーダンス測定では、ストリング#09-03 のインピーダンスが高い値を示したことから、このストリングにはセルストリングの直列抵抗増加あるいは断線の電氣的不具合が存在している可能性がある。

(9)各ストリングの電流－電圧特性の測定

日本カーネルシステム製 I-V 特性測定器「Gamma-1000V」(PVA14301)を用いて、各ストリングの電流－電圧 (I-V) 特性を測定した (TraceTime=200msec)。その結果を図 4.R3.5-4 から図 4.R3.5-12 までに示す。各測定データは測定時の日射強度も異なり、かつ、影の影響が避けられないストリングもあることから、単純な相互比較は困難であるが、著しい発電性能の低下は確認されない。なお、ストリング#09-03 の電流－電圧特性曲線のみをみる限り、(8)のインピーダンス測定で示唆されたセルストリングの直列抵抗増加あるいは断線の電氣的不具合の存在は認められない。

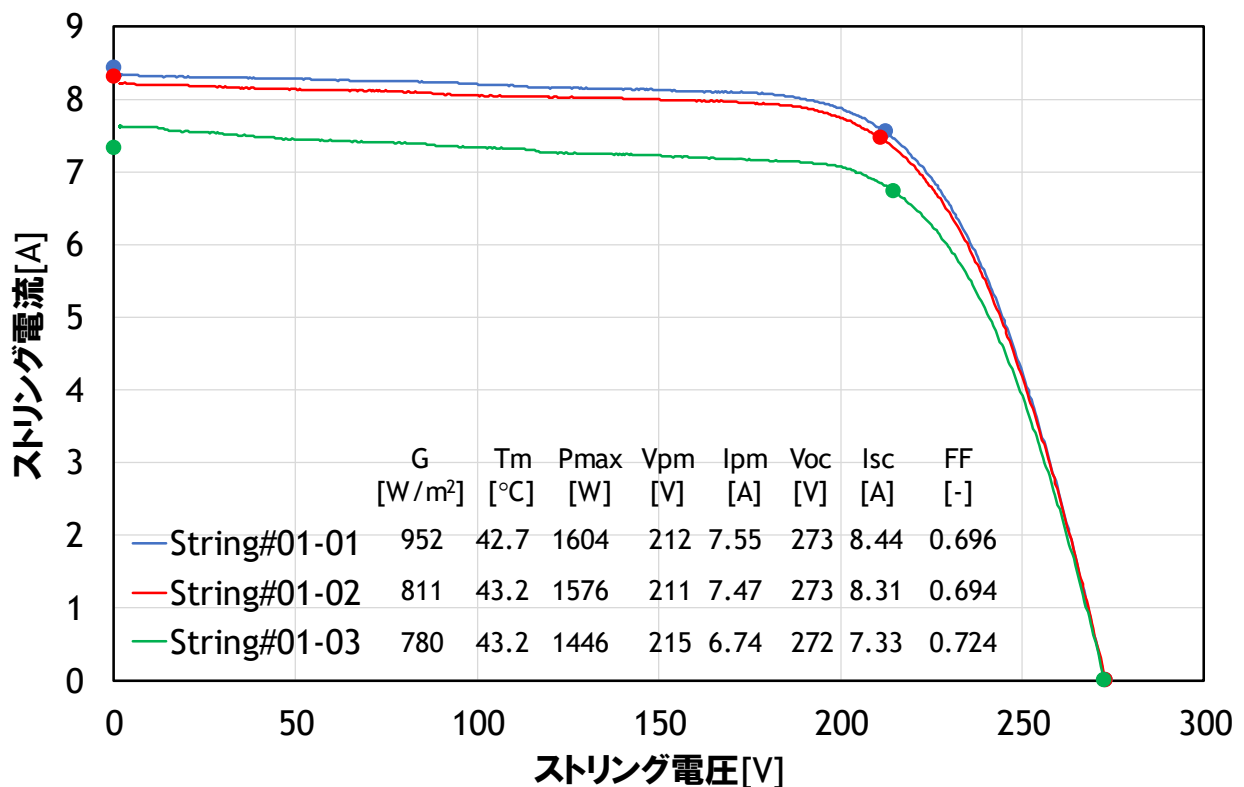


図 4.R3.5-4 接続箱#01 の各ストリングの電流－電圧特性測定結果(実測値)

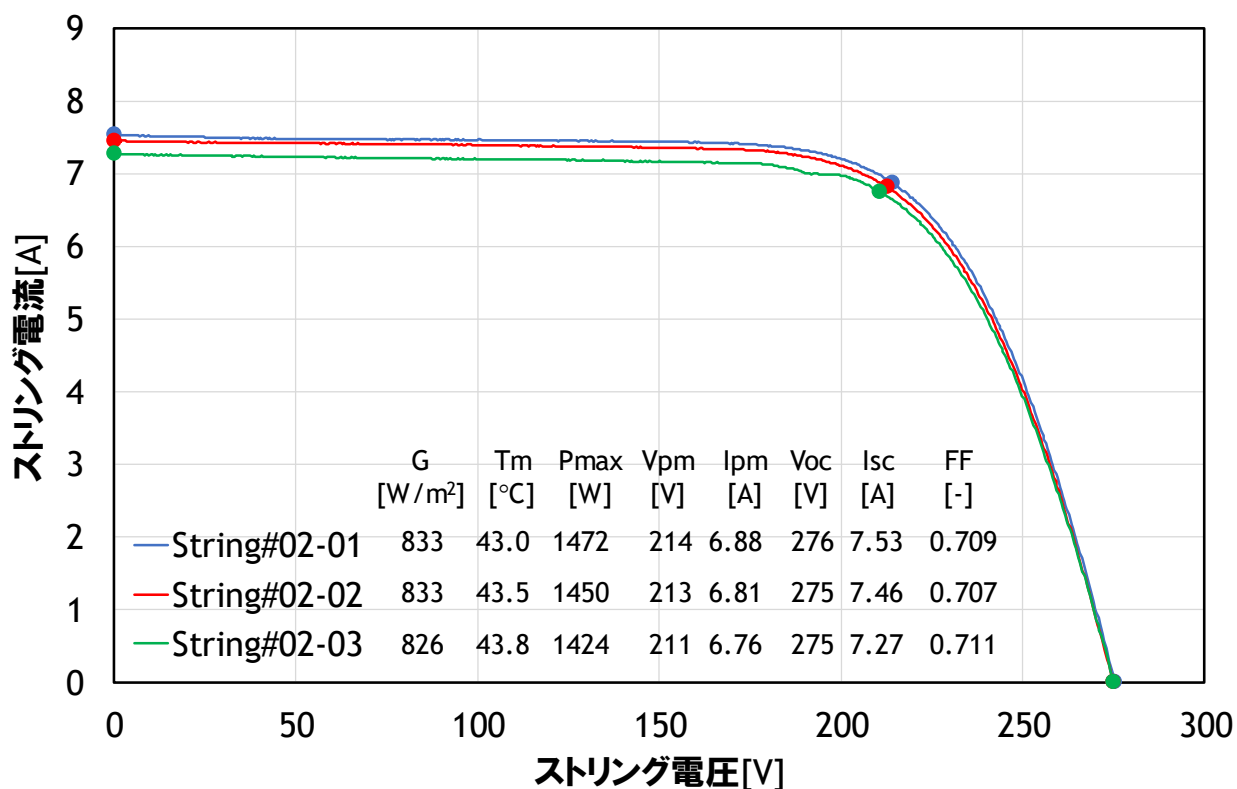


図 4.R3.5-5 接続箱#02 の各ストリングの電流－電圧特性測定結果(実測値)

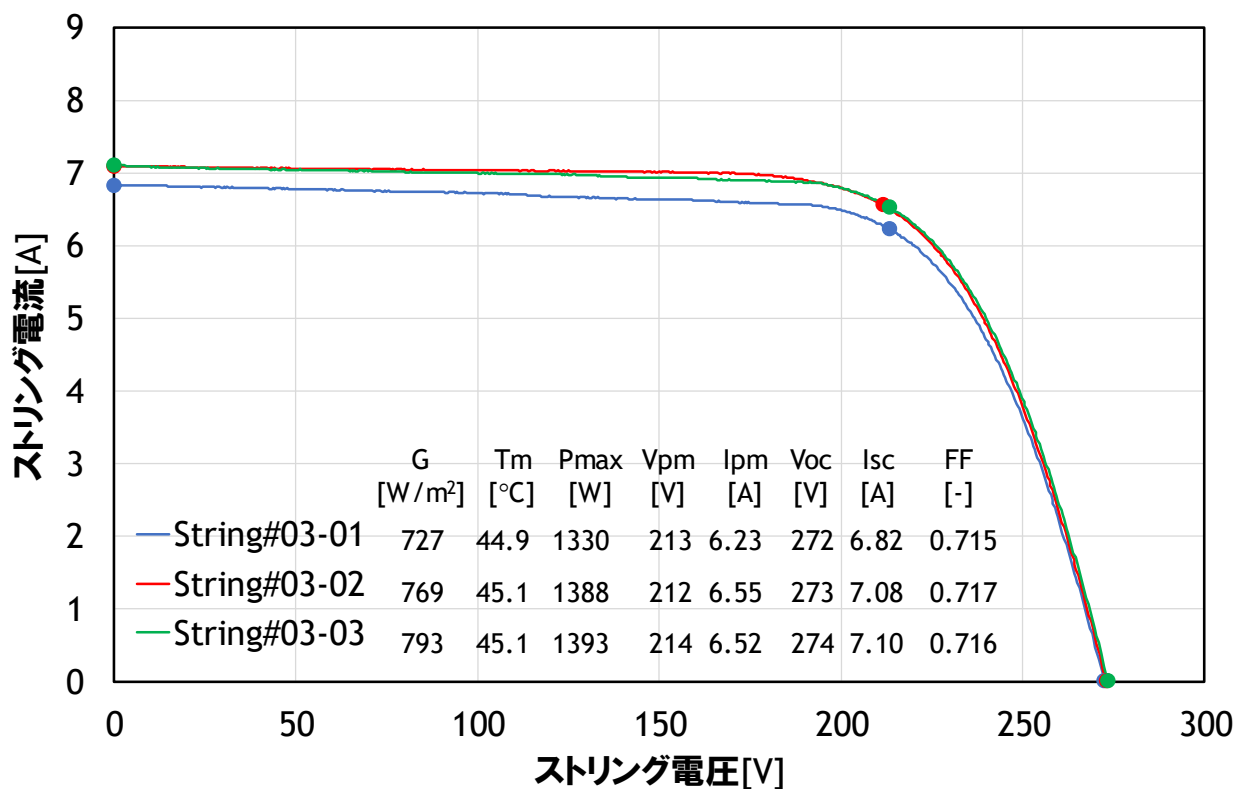


図 4.R3.5-6 接続箱#03 の各ストリングの電流－電圧特性測定結果(実測値)

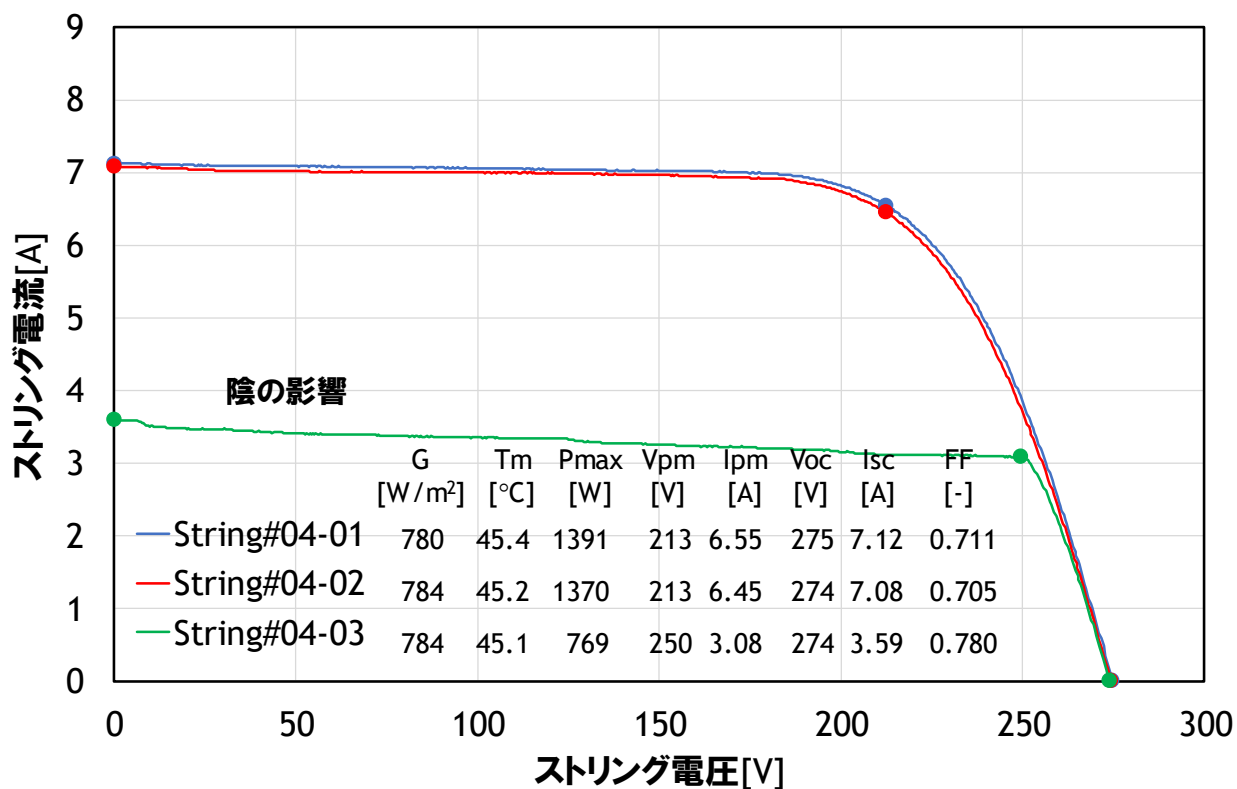


図 4.R3.5-7 接続箱#04 の各ストリングの電流－電圧特性測定結果(実測値)

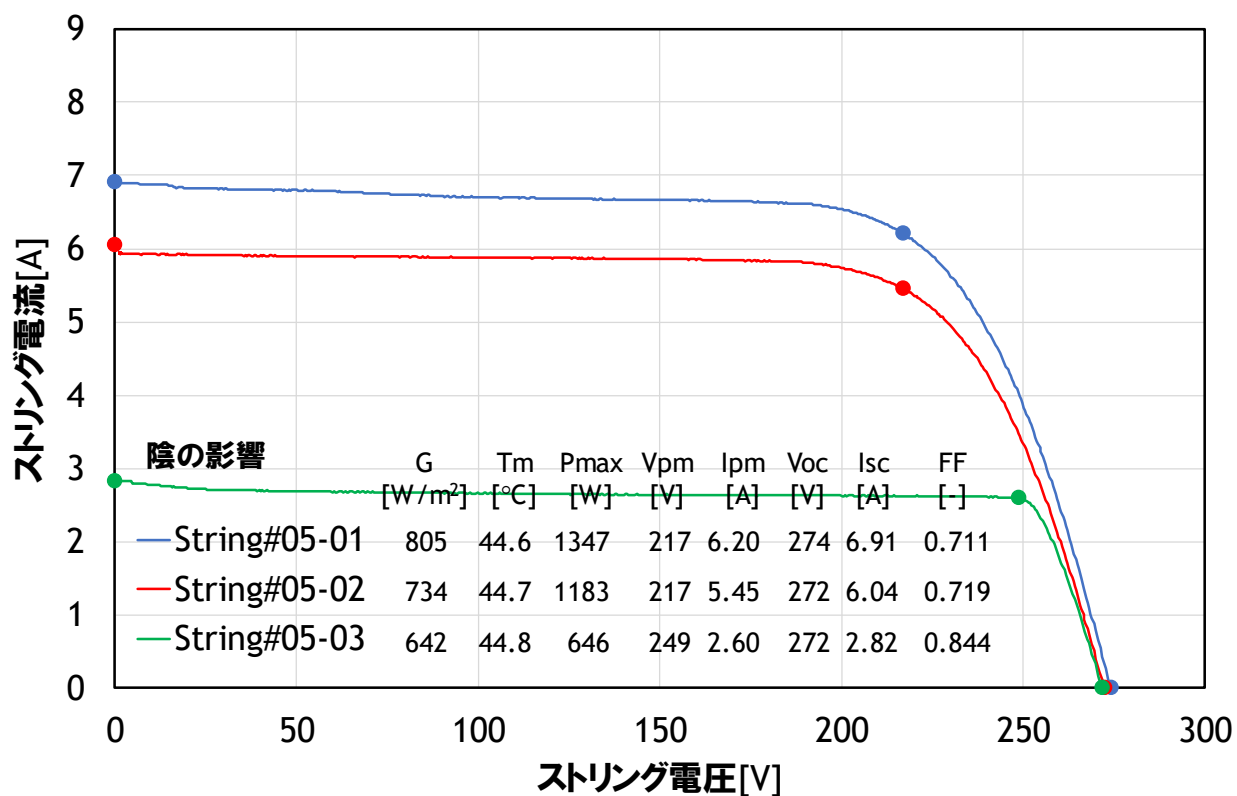


図 4.R3.5-8 接続箱#05 の各ストリングの電流－電圧特性測定結果(実測値)

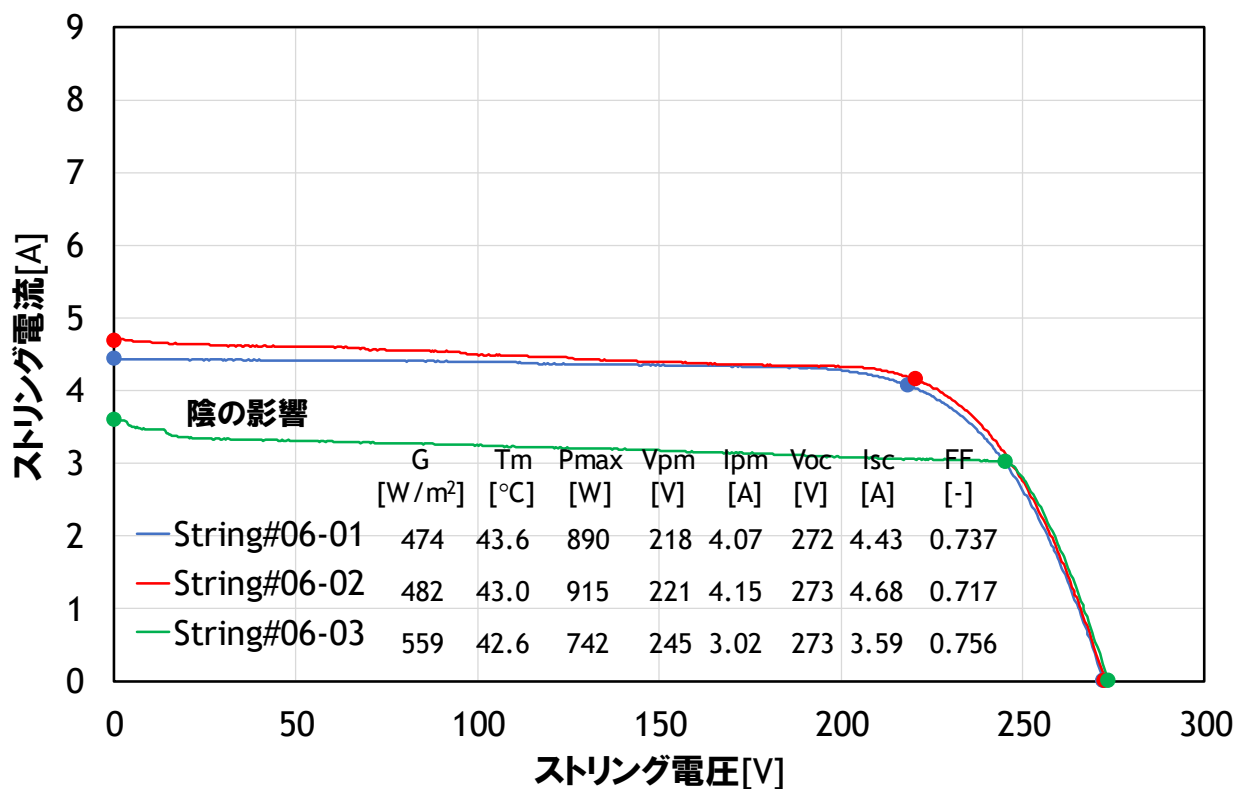


図 4.R3.5-9 接続箱#06 の各ストリングの電流－電圧特性測定結果(実測値)

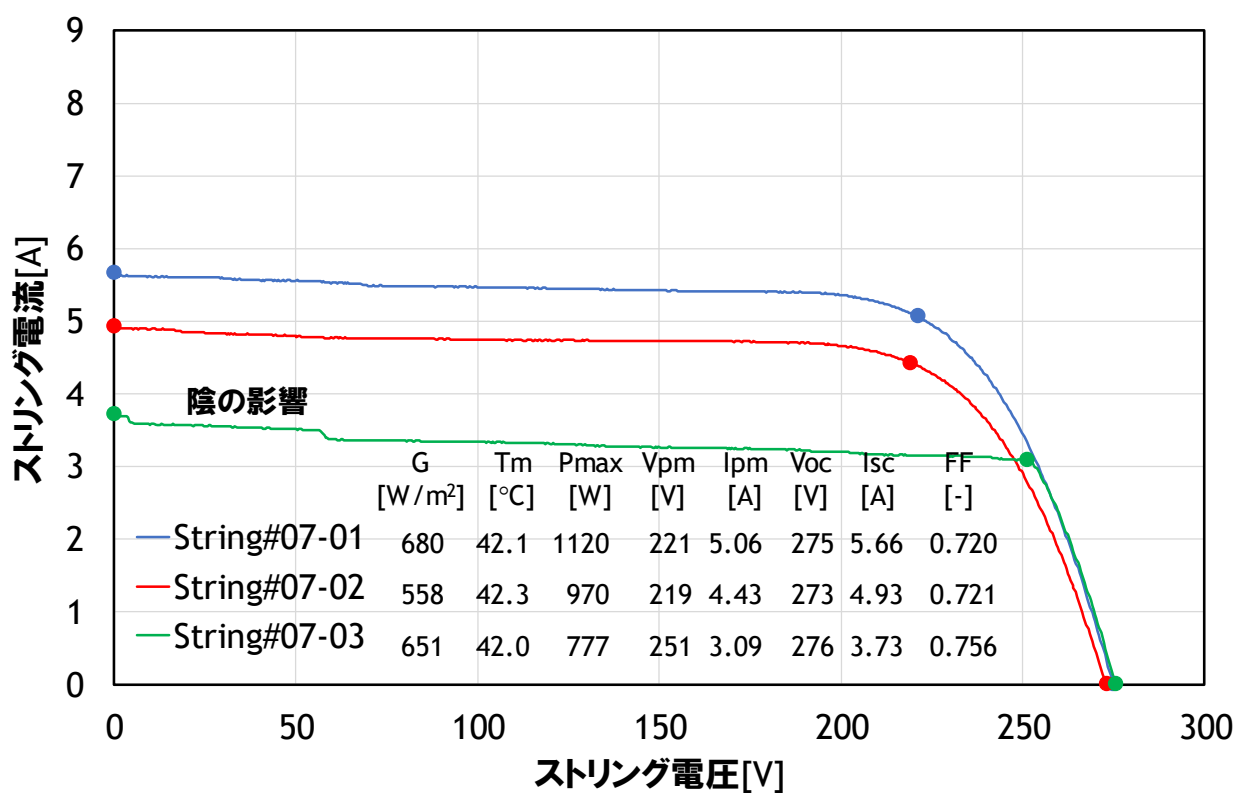


図 4.R3.5-10 接続箱#07 の各ストリングの電流－電圧特性測定結果(実測値)

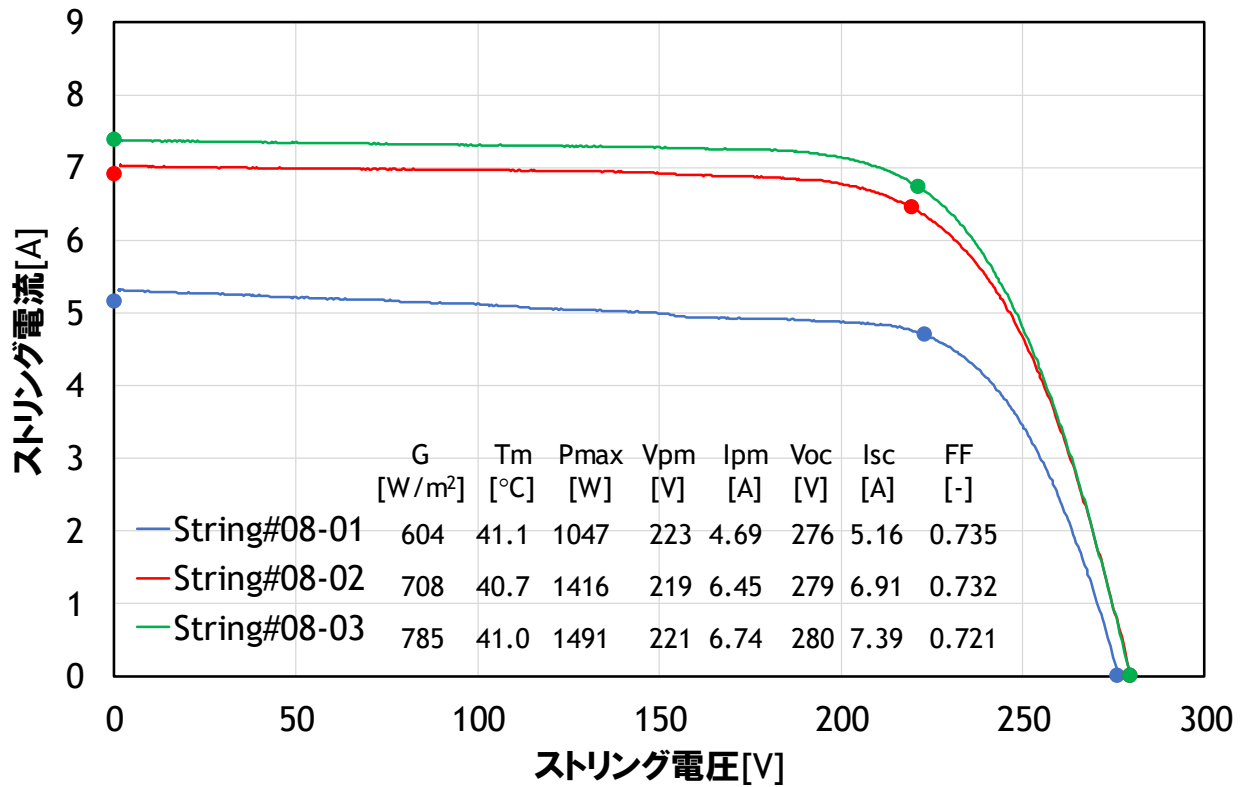


図 4.R3.5-11 接続箱#08 の各ストリングの電流－電圧特性測定結果(実測値)

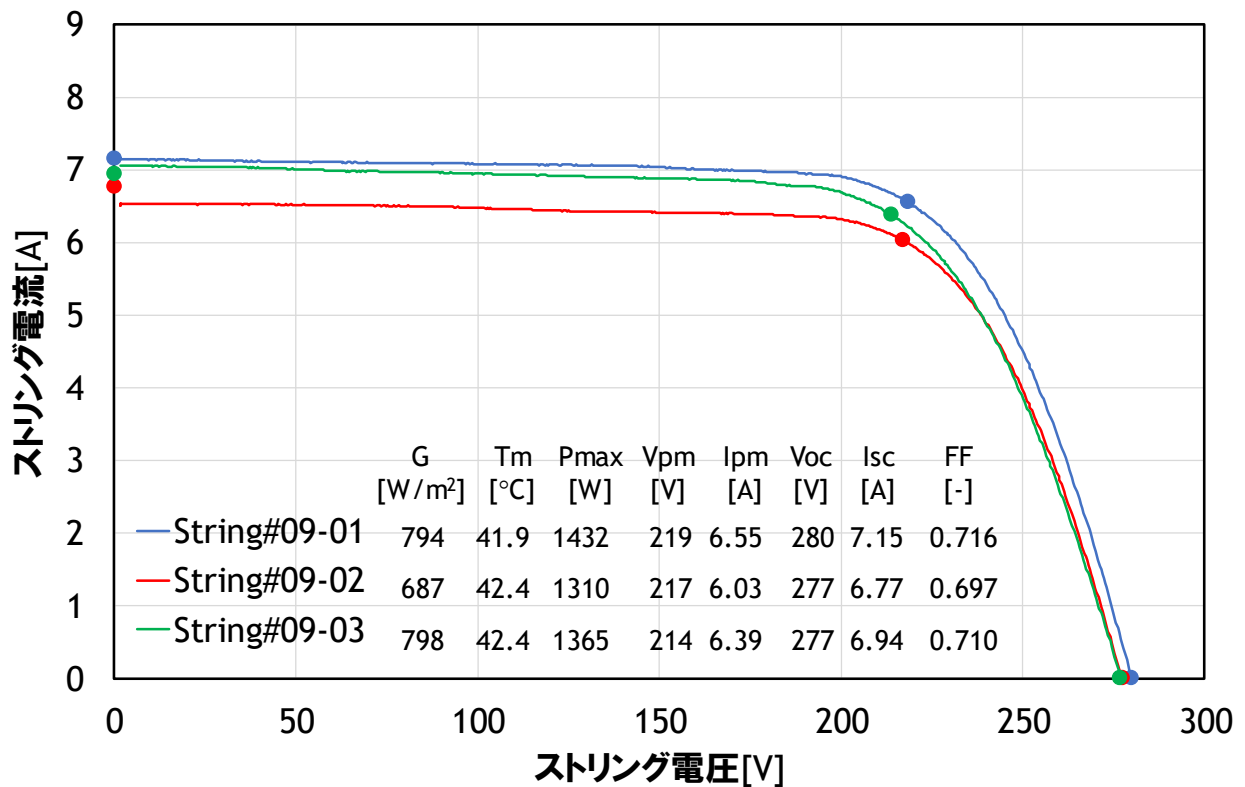


図 4.R3.5-12 接続箱#09 の各ストリングの電流－電圧特性測定結果(実測値)

(10)各モジュールの表面温度分布観察[運転状態]

FLIR 製赤外線カメラ SC620 を用いて、運転状態における各モジュールの表面温度分布を観察した。図 4.R3.5-13 はストリング#09-03 に接続されているモジュールの裏面端子箱付近の温度分布(および可視画像)を、端子箱の蓋を外して撮影したものである。セルストリングとバイパス・ダイオードの接続部付近の発熱が顕著であり、その温度は 180°C にも達している。インピーダンス測定における高抵抗の原因がこの部分にある可能性がある。

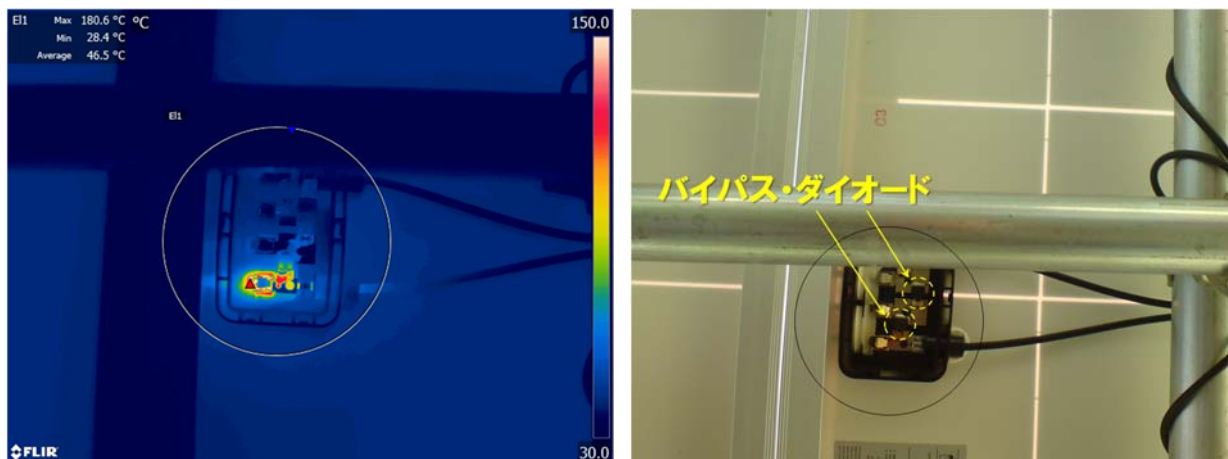


図 4.R3.5-13 接続箱#09-03 に接続されているモジュールの裏面端子箱付近(蓋なし)の表面温度分布

(11)外観の目視観察

本設備の外観目視観察を行った。

図 4.R3.5-14 は、離れた架台の間に渡されているケーブル配線の状況である。ケーブルが鋭利な鋼管の端部に接触しており、このままでは配線の被覆が損傷して地絡に至ったり、また、ケーブルが破断するリスクがある。

図 4.R3.5-15 は、架台に用いられている交換がモジュール裏面に接触している様子である。このままではモジュール裏面が損傷して内部の充電回路(セルストリング)と鋼管が接触し地絡に至る可能性がある。



図 4.R3.5-14 ケーブル配線の状況



図 4.R3.5-15 モジュール裏面に接触している架台の鋼管

【4章 参考 3.6】保守点検調査の実例(6):山梨県の太陽光発電設備

1. 調査対象

(1)所在地: 山梨県

(2)設置形態: 地上設置

(3)運転開始: 2013年12月

(4)電圧区分: 高圧

(5)設備仕様:

- ・太陽電池モジュール: 電気的特性を表 4.R3.6-1 に示す. 総枚数は 7320 枚.
- ・接続箱(図 4.R3.6-1): 7 スtring用接続箱および 8 スtring用接続箱の合計 48 台. ブロッキングダイオードあり, ヒューズあり, SPD あり, 金属製筐体
- ・太陽電池アレイ構成: 一台のパワーコンディショナに対して, 20 モジュール/スString×122 スString, 公称アレイ容量: 707.6kW, 公称アレイ開放電圧: 882V, 公称アレイ短絡電流: 1055.3A
- ・パワーコンディショナ(3 台): 定格出力: 630kW, 直流入力: 1000V(最大)

(6) 調査実施時期: 2017年9月

2. 調査内容と結果

調査は 4 台の接続箱に対して実施した.

2.1 接続箱 A(8 スtring, 測定時の天候: 雨)

(1)接続箱内の観察

検電による安全確認ののち接続箱を開扉し, 変色・異臭・異音がないことを確認した. また, IR カメラで内部の温度分布を観察し, 異常な発熱がないことを確認した(図 4.R3.6-2).

(2)接地抵抗の測定

日置電機製接地抵抗計 FT6031 を用いて, 接続箱内接地極と大地の間の接地抵抗(R_G)を測定した. 図 4.R3.6-3 は補助極を打っている様子である. 測定結果は図 4.R3.6-4 に示すように $R_G=1.14\Omega$ であった. (※参考: C 種接地工事の接地抵抗値は 10Ω 以下, 電技解釈第 17 条第 3 項第一号)

(3)等電位性の確認

表 4.R3.6-1 太陽電池モジュールの電気的特性

太陽電池の種類	多結晶 Si
公称最大出力 Pmax	290W
公称開放電圧 Voc	44.1V
公称短絡電流 Isc	8.65A
公称最大出力動作電圧 Vpm	35.4V
公称最大出力動作電流 Ipm	8.20A
曲線因子 FF	0.760



図 4.R3.6-1 接続箱(8 String用)内部の様子

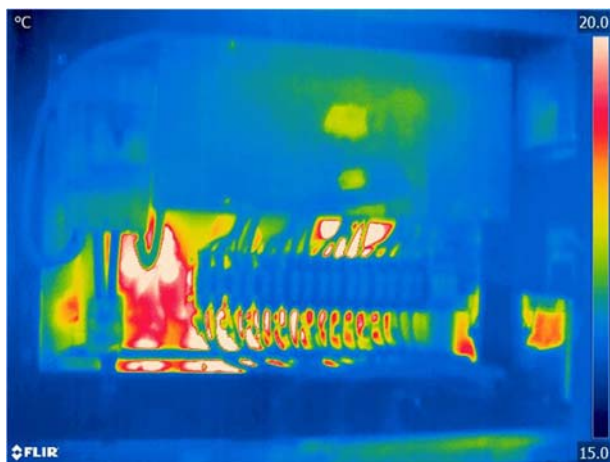


図 4.R3.6-2 接続箱 A 内部の様子(左:IR カメラ画像, 右:可視画像)



図 4.R3.6-3 補助極を打っている様子



図 4.R3.6-4 接地抵抗計による測定(接続箱 A)

この接続箱のアレイを構成するモジュールのフレームが適切に接地されていることを確認するため、これらのモジュールのフレームと接続箱内接地極の間の抵抗を測定した(図 4.R3.6-5)。その結果、各モジュールのフレームと接続箱内接地極とは等電位であることを確認した。

(4)各ストリングの動作確認[運転状態]

ストリング断線の有無などを確認するため、各ストリングの動作電圧 V_{OP} 、動作電流 I_{OP} を測定した。また、運転状態における充電回路(=ストリング)の絶縁状態を予備的に把握するため、マルチ計測器製漏れ電流計 M-730 を用いて漏れ電流 I_{LEAK} を測定した。その結果を表 4.R3.6-2 に示す。

雨天時の測定であったため動作電流は低いですが、すべてのストリングで動作電圧と動作電流が得られたことから、ヒューズを含めたストリング断線はないと判断できる。



図 4.R3.6-5 モジュールフレームと接続箱内接地極との間の抵抗を測定している様子(接続箱 A)

表 4.R3.6-2 各ストリングの動作電圧・電流および漏れ電流の測定結果

	#01(左)	#02	#03	#04	
動作電圧 V_{OP} [V]	703	692	689	695	
動作電流 I_{OP} [A]	0.89	0.88	0.84	0.90	
漏れ電流 I_{LEAK} [mA]	-0.28	0.50	-0.96	0.14	
	#05	#06	#07	#08(右)	ALL
動作電圧 V_{OP} [V]	702	681	696	688	
動作電流 I_{OP} [A]	0.91	0.85	0.90	0.87	6.13
漏れ電流 I_{LEAK} [mA]	-0.79	0.37	-0.70	0.20	-0.92

(5)ブロッキングダイオードの健全性の確認[解列状態]

各ブロッキングダイオードの動作電圧および抵抗を、順方向と逆方向のそれぞれについて測定した。その結果は表 4.R3.6-3 に示すとおりであり、すべて健全である。

(6)開放電圧・ブリーダ電圧, 対地電圧の測定[解列状態]

クラスタの完全脱落や部分脱落の有無を確認するために開放電圧 V_{OC} とブリーダ電圧 V_b (ブリーダ抵抗 = 10k Ω) を測定し、さらに、絶縁抵抗測定の予備として対地電圧 V_{PE} および V_{NE} の測定 (10 秒経過後値) を実施した。これらの結果を表 4.R3.6-4 に示す。

V_{OC} と V_b の測定結果のうち、リング#06 に両者の有意な差が確認された。一つのストリングには 60 クラスタが直列に接続されているため、1 クラスタあたりの V_{OC} は 820V/60 \approx 14V であり、その差は概ねこの電圧差に相当する。したがって、ストリング#06 には一つの「部分クラスタ脱落」が存在している可能性がある。また、雨天時の測定の影響であるのか、全般に対地電圧が高い。

表 4.R3.6-4 各ストリングの V_{OC} , V_b および対地電圧 (V_{PE} , V_{NE}) の測定結果

	#01(左)	#02	#03	#04
開放電圧 V_{OC} [V]	824	822	816	822
ブリーダ電圧 V_b [V]	819	817	812	817
対地電圧 V_{PE} [V]	207	254	245	256
対地電圧 V_{NE} [V]	-325	-297	-295	-293
	#05	#06	#07	#08(右)
開放電圧 V_{OC} [V]	822	820	823	818
ブリーダ電圧 V_b [V]	818	802	818	814
対地電圧 V_{PE} [V]	265	246	250	211
対地電圧 V_{NE} [V]	-267	-290	-287	-330

(7)絶縁抵抗の測定[解列状態]

日置電機製 PVS 用絶縁抵抗計 IR4055 を用いて、各ストリングの絶縁抵抗 R_{PE} および R_{NE} を測定した結果を表 4.R3.6-5 に示す。なお、印加電圧は 1000V である。

表 4.R3.6-5 各ストリングの絶縁抵抗測定結果(1000V 印加)

	#01(左)	#02	#03	#04
絶縁抵抗 $R_{PE}[M\Omega]$	6.12	6.36	6.97	6.89
絶縁抵抗 $R_{NE}[M\Omega]$	4.04	6.38	6.89	6.78
	#05	#06	#07	#08(右)
絶縁抵抗 $R_{PE}[M\Omega]$	6.87	6.91	6.41	6.25
絶縁抵抗 $R_{NE}[M\Omega]$	6.92	6.84	6.50	6.40

いずれのストリングも $0.4M\Omega$ 以上であり電技第 58 条(電路の使用電圧の区分が 300V 以上では, $0.4M\Omega$ 以上)には適合しているが, 全般に低めの値である.

(8)配線経路の確認

戸上電機製セルランチェッカの「磁界モード」(感度:2)を用いて, 各断路器が事業者所有の図面通りの太陽電池モジュールに接続されているかを確認した. その結果は図 4.R3.6-7 に示すとおりで, ストリング#07 と#08 の位置が図面とは逆であった.

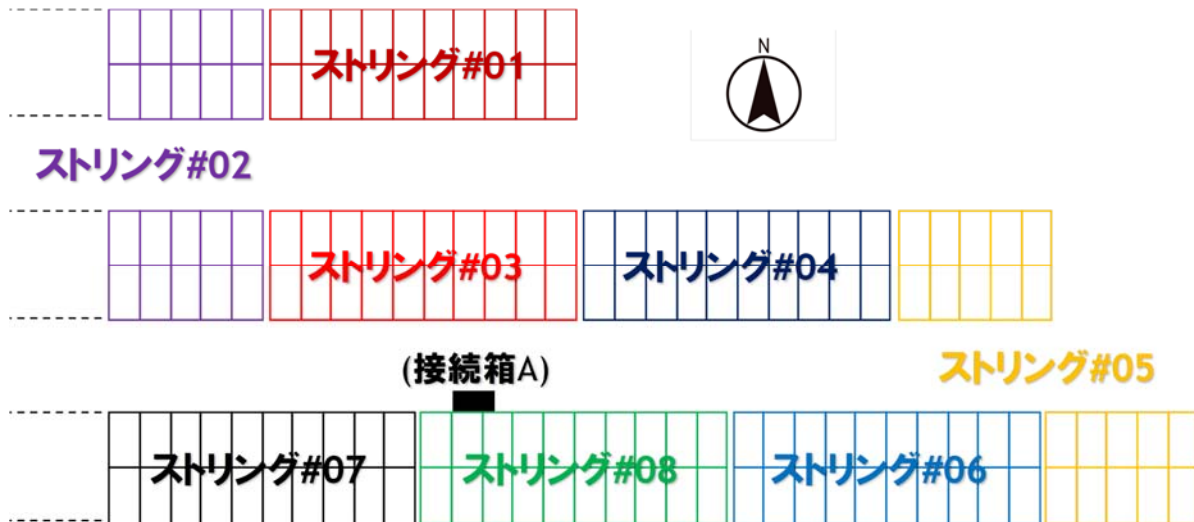


図 4.R3.6-7 スtringの配線経路の確認結果(接続箱 A)

(9)インピーダンス測定およびバイパス回路の故障検査

この接続箱を構成するモジュールの電氣的不具合(セル回路の直列抵抗増加や断線)の有無を探查するためアイテス製ソラメンテ Z によるインピーダンス測定(2 回)を実施した. また, これらモジュールのバイパス回路の開放故障の有無を確認するため, 日置電機製バイパス・ダイオード・テスター FT4310 による検査を実施した. これらの測定結果を表 4.R3.6-6 に示す.

インピーダンス測定では, 1 回目はモジュールの電氣的不具合を示唆する値は得られなかったが, 2 回目の測定ではストリング#06 が高インピーダンスとなった. このストリングについては(6)でも「部分クラスタ脱落」の可能性が示唆されていることから, ここには「断線しかかっているセルストリング」が存在している可能性がある.

他方, FT4310 の検査結果から, これらのストリングを構成するモジュールにはバイパス回路の開放故障は存在していないと判断できる. また, この後に行ったソラメンテ iS による解列状態での電流探查から, バイパス回路が短絡故障しているモジュールも存在しないことが確認された.

表 4.R3.6-6 各ストリングのインピーダンス測定およびバイパス回路開放故障検査の結果

	#01(左)	#02	#03	#04	#05	#06	#07	#08(右)
ソラメンテ Z								
【1回目】								
インピーダンス[Ω]	17	17	17	16	17	23	16	16
開放電圧 Voc[V]	845	843	837	841	842	840	842	838
【2回目】								
インピーダンス[Ω]	20	21	21	20	20	395	19	20
開放電圧 Voc[V]	829	828	823	827	829	826	828	823
日置 FT4310								
Isc[A]	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.2	1.2	1.2
Isc+α[A]	2.4	2.3	2.3	2.3	2.3	2.2	2.2	2.2
判定	PASS	PASS	PASS	PASS	PASS	PASS	PASS	PASS

(10)各ストリングの電流－電圧特性の測定

日本カーネルシステム製 I-V 特性測定器「Gamma-1000V」(PVA14301)を用いて、各ストリングの電流－電圧 (I-V) 特性を測定した (TraceTime=200msec)。そのうち、ストリング#05 と#06 の測定結果を図 4.R3.6-8 に示す。これら 2 本の Voc はほぼ同じであるが、電流－電圧特性曲線の Voc 付近をみると、ストリング#06 は Voc 付近で急激に 14V 程度、つまりクラスターつの Voc 分だけ増加していることがわかる。このことから、やはり、ストリング #06 には「部分クラスタ脱落」が一つ存在している蓋然性が高い。

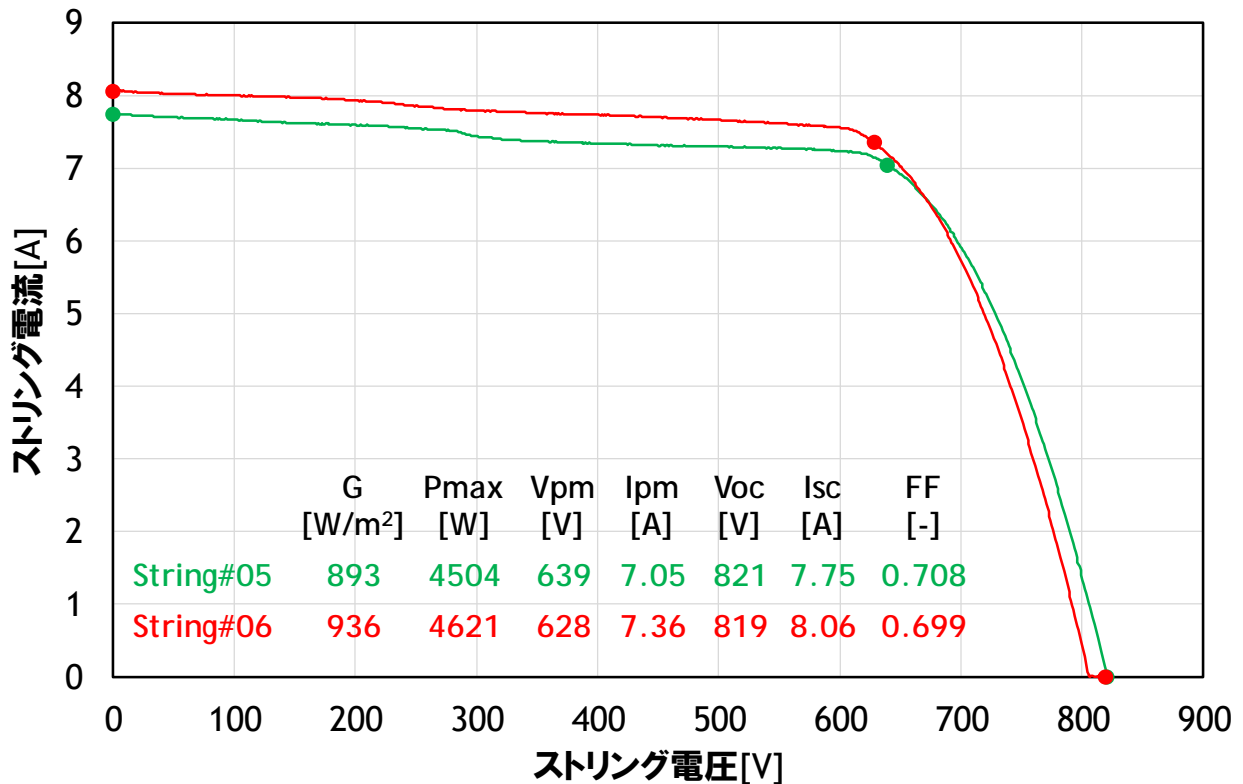


図 4.R3.6-8 ストリング#05 および#06 の電流－電圧特性測定結果(実測値)

(11)IR カメラによる太陽電池モジュールの表面温度分布観察

FLIR 製赤外線カメラ T400 を用いて、運転状態における各モジュールの表面温度分布を観察した。

図 4.R3.6-9 はストリング#06 に接続されている 20 枚のモジュールのなかの 1 枚の表面温度分布を裏面から撮影したものである。左右に比べて中央のクラスタの表面温度がやや高く、また、端子箱の一部が発熱している。これが(6)(9)(10)で指摘されていた「部分クラスタ脱落」のモジュールである。

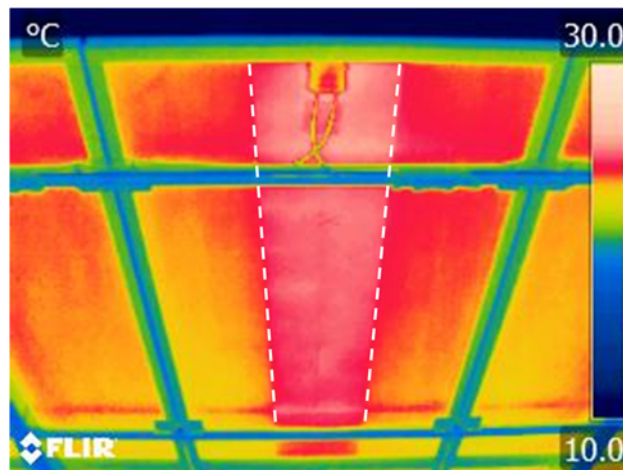


図 4.R3.6-9 ストリング#06 に接続されているモジュールの表面温分布(裏面から撮影)

2.2 接続箱 B(7 ストリング, 測定時の天候:曇り)

(1)接続箱内の観察

検電による安全確認ののち接続箱を開扉し、変色・異臭・異音がないことを確認した。また、IR カメラで内部の温度分布を観察し、異常な発熱がないことも確認した。

(2)接地抵抗の測定

日置電機製接地抵抗計 FT6031 を用いて測定した接続箱内接地極と大地の間の接地抵抗(R_G)は 1.14 Ω であった。

(3)等電位性の確認

この接続箱のアレイを構成するモジュールのフレームが適切に接地されていることを確認するため、これらのモジュールのフレームと接続箱内接地極の間の抵抗を測定した(図 4.R3.6-10)。その結果、各モジュールのフレームと接続箱内接地極とは等電位であることを確認した。

(4)各ストリングの動作確認[運転状態]



図 4.R3.6-10 モジュールフレームと接続箱内接地極の間の抵抗値を測定している様子



図 4.R3.6-11 スtringの漏れ電流を測定している様子(接続箱 B)

String断線の有無などを確認するため、各Stringの動作電圧 V_{OP} 、動作電流 I_{OP} を測定した。また、運転状態における充電回路(=String)の絶縁状態を予備的に把握するため、マルチ計測器製漏れ電流計 M-730 を用いて漏れ電流 I_{LEAK} を測定した。図 6-11 は漏れ電流を測定している様子である。

測定結果を表 4.R3.6-7 に示すとおりで、ヒューズを含めたString断線はないと判断できる。

表 4.R3.6-7 各Stringの動作電圧・電流および漏れ電流の測定結果($G=180W/m^2$ 程度)

	#01(左)	#02	#03	#04	#05	#06	#07(右)	ALL
動作電圧 $V_{OP}[V]$	697	690	690	683	697	684	696	
動作電流 $I_{OP}[A]$	1.56	1.53	1.53	1.53	1.48	1.48	1.45	9.77
漏れ電流 $I_{LEAK}[mA]$	-1.07	-0.45	0.53	-0.45	-0.06	0.21	0.56	-0.69

(5)ブロッキングダイオードの健全性の確認[解列状態]

主幹開閉器断とヒューズ取り外しののちに、各ブロッキングダイオードの動作電圧および抵抗を、順方向と逆方向のそれぞれについて測定した。その結果は表 4.R3.6-8 に示すとおりで、すべて健全である。

表 4.R3.6-8 ブロッキングダイオードの測定結果

	#01(左)	#02	#03	#04	#05	#06	#07(右)	#08*
動作電圧[V](順)	0.43	0.44	0.42	0.43	0.42	0.42	0.44	0.43
動作電圧[V](逆)	OL	OL	OL	OL	OL	OL	OL	OL
抵抗[k Ω](順)	184	181	180	178	180	174	189	178
抵抗[M Ω](逆)	57.5	56.8	64.5	39.3	49.5	49.6	40.5	33.6

注)*:未使用であったが、念のために測定した。

(6)開放電圧・ブリーダ電圧、対地電圧の測定[解列状態]

開放電圧 V_{OC} とブリーダ電圧 V_b (ブリーダ抵抗 = 10k Ω)、対地電圧 V_{PE} および V_{NE} (10 秒経過後値) の測定を実施した。図 4.R3.6-12 はブリーダ電圧を測定している様子である。

表 4.R3.6-9 はそれらの測定結果を示したものである。「部分クラスタ脱落」の存在を示唆するような V_{OC} と V_b の差はどのStringにもみられないが、String#02 と#05 の V_{OC} が他に比べて 15V 程度低い。これらのストリ

ングにはそれぞれ一つの「完全クラスタ脱落」が存在している可能性があるなお、対地電圧には問題はなさそうである。

(7)絶縁抵抗の測定[解列状態]

日置電機製 PVS 用絶縁抵抗計 IR4055 を用いて、各ストリングの絶縁抵抗 R_{PE} および R_{NE} を測定した(図 4.R3.6-13)。その結果を表 4.R3.6-10 に示す。なお、印加電圧は 1000V である。

対地電圧の測定結果から予期されたことであるが、各ストリングの絶縁状態は良好である。

(8)配線経路の確認

戸上電機製セルランチェッカの「磁界モード」(感度:2)を用いて、各モジュールと断路器との関係を探査した。その結果は図 4.R3.6-14 に示す通りで、事業者が所有している図面のとおりであった。また、ストリング#02 と#05 にセルラインチェッカの受信機が反応しないクラスタ、つまり、「クラスタ脱落」が存在していることを確認した。

(9)インピーダンス測定およびバイパス回路の故障検査

アイテス製ソラメンテ Z によるインピーダンス測定と日置電機製バイパス・ダイオード・テスター FT4310 によるバイパス回路検査を実施した。さらに解列状態でのソラメンテ iS による電流探査も行った。図 4.R3.6-15 はインピーダンス測定の様子である。



図 4.R3.6-12 ブリーダ電圧の測定



図 4.R3.6-13 絶縁抵抗計による測定

表 4.R3.6-9 各ストリングの V_{OC} , V_b および対地電圧 (V_{PE} , V_{NE}) の測定結果

	#01(左)	#02	#03	#04	#05	#06	#07(右)
開放電圧 V_{OC} [V]	801	787	801	808	784	796	796
ブリーダ電圧 V_b [V]	796	782	796	803	780	791	791
対地電圧 V_{PE} [V]	8.11	8.05	8.43	9.39	8.00	7.48	7.18
対地電圧 V_{NE} [V]	-9.91	-10.0	-9.19	-10.5	-9.07	-8.70	-8.79

表 4.R3.6-10 各ストリングの絶縁抵抗測定結果(1000V 印加)

	#01(左)	#02	#03	#04	#05	#06	#07(右)
絶縁抵抗 R_{PE} [MΩ]	363	366	377	300	358	394	385
絶縁抵抗 R_{NE} [MΩ]	357	342	363	319	338	386	380

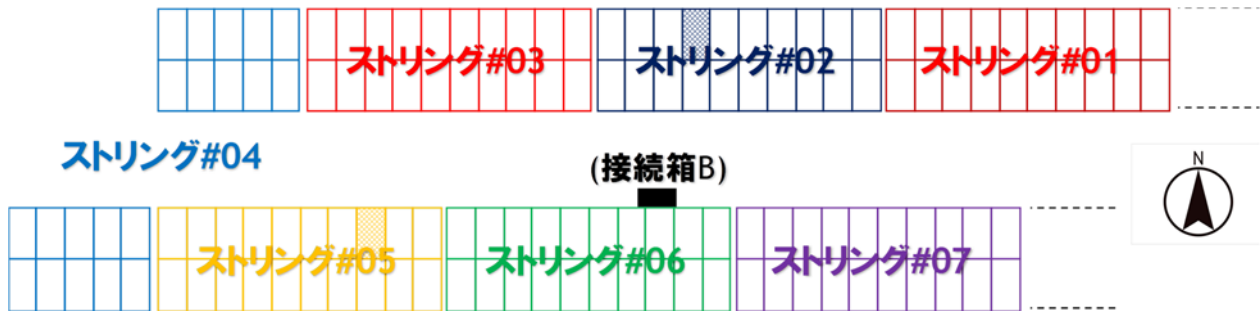


図 4.R3.6-14 スtringの配線経路の確認結果(接続箱 B)
(網掛けのモジュールに「クラスタ脱落」を確認)

測定結果を表 4.R3.6-11 に示す。インピーダンス測定では、String #02 のみ高インピーダンス(セルStringの高抵抗化あるいは断線)が検出された。他方、開放故障あるいは短絡故障状態にあるバイパス回路は確認されなかった。

なお、この接続箱については、String電流-電圧特性の測定とIRカメラ観察は実施しなかった。



図 4.R3.6-15 ソラメンテ Z によるインピーダンス測定

表 4.R3.6-11 各Stringのインピーダンス測定およびバイパス回路開放故障検査の結果

	#01(左)	#02	#03	#04	#05	#06	#07(右)
ソラメンテ Z							
インピーダンス[Ω]	23	755	23	23	28	25	24
開放電圧 V_{oc} [V]	-	-	-	-	-	-	-
日置 FT4310							
I_{sc} [A]	0.5	0.5	0.5	0.5	0.4	0.4	0.4
$I_{sc+\alpha}$ [A]	1.5	1.5	1.5	1.5	1.4	1.4	1.4
判定	PASS	PASS	PASS	PASS	PASS	PASS	PASS

注:ソラメンテ Z による V_{oc} も取得したが記録せず。

2.3 接続箱 C(8 String, 測定時の天候:晴れおよび雨)

(1)接続箱内の観察

検電による安全確認ののち接続箱を開扉し、変色・異臭・異音がないことを確認した。また、IRカメラで内部の温度分布を観察し、異常な発熱がないことも確認した(図 4.R3.6-16)。

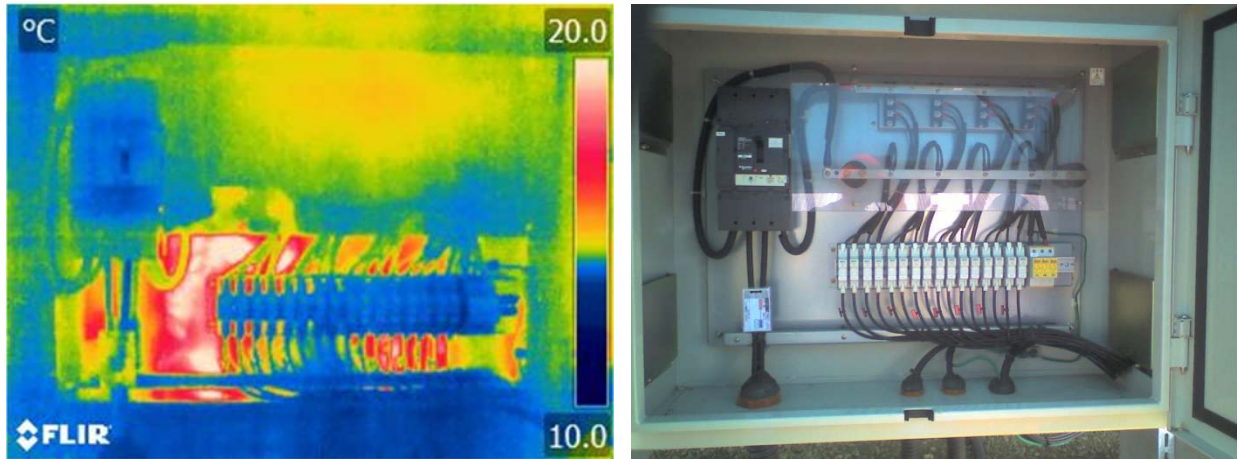


図 4.R36-16 接続箱 C 内部の様子(左:IR カメラ画像, 右:可視画像)

(2)接地抵抗の測定

日置電機製接地抵抗計 FT6031 を用いて測定した接続箱内接地極と大地の間の接地抵抗(R_G)は 0.88Ω であった。

(3)等電位性の確認

この接続箱のアレイを構成するモジュールのフレームが適切に接地されていることを確認するため、これらのモジュールのフレームと接続箱内接地極の間の抵抗を測定した。図 4.R3.6-17 は後述する配線経路の確認作業で明らかとなったストリングの配線経路の確認結果である。このうち、ストリング#08 を除く各ストリングのモジュールフレームと接続箱内接地極の間の抵抗は 0Ω であったが、ストリング#08 のモジュールはすべて「OL」(50Ω 以上)となった。ストリング#08 以外のストリングは図 4.R3.6-18 のように架台間が接地線で接続されていた(注:この太陽光発電設備に共通)。これに対してストリング#08 の架台は図 4.R3.6-19 に示すように、隣接する架台との間に接地線が接続されていなかった。

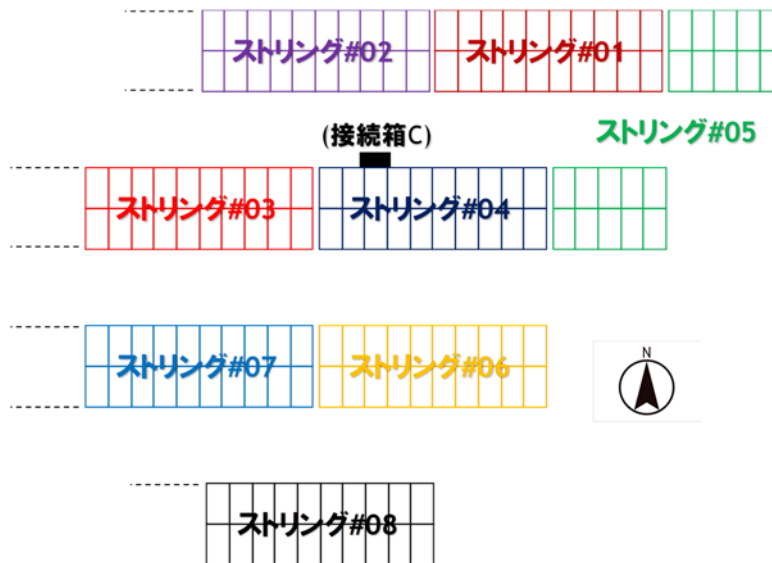


図 4.R3.6-17 スtringの配線経路の確認結果(接続箱 C)

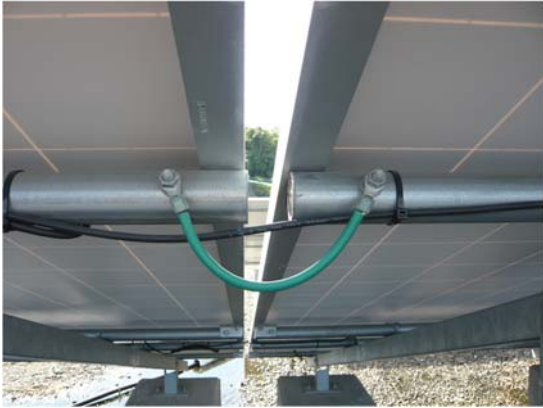


図 4.R3.6-18 隣接する架台相互を接続する
接地線



図 4.R3.6-19 接地線が接続されていない
ストリング#08



図 4.R3.6-20 リード線による架台の接続
(ストリング#08)

そこで、図 4.R3.6-20 のようにリード線でストリング#08 の架台とそれに隣接する架台を接続し、ストリング#08 のモジュールフレームの抵抗を再度測定した結果、すべて 0Ω となった。

(4)各ストリングの動作確認[運転状態]

各ストリングの動作電圧 V_{OP} 、動作電流 I_{OP} および漏れ電流 I_{LEAK} を測定した。その結果を表 4.R3.6-12 に示す。ヒューズを含めたストリング断線はないと判断できる。

表 4.R3.6-12 各ストリングの動作電圧・電流および漏れ電流の測定結果 (G=390W/m² 程度)

	#01	#02	#03	#04	#05	#06	#07	#08	ALL
動作電圧 V _{OP} [V]	700	707	707	701	701	700	700	714	
動作電流 I _{OP} [A]	3.52	3.42	3.30	3.35	3.45	3.45	3.37	3.50	26.7
漏れ電流 I _{LEAK} [mA]	-0.63	-0.33	0.24	0.25	-0.63	-0.47	-0.07	-0.16	-1.25

(5) ブロッキングダイオードの健全性の確認[解列状態]

主幹開閉器断とヒューズ取り外しののちに、各ブロッキングダイオードの動作電圧および抵抗を、順方向と逆方向のそれぞれについて測定した。その結果は表 4.R3.6-13 に示すとおりで、すべて健全である。

表 4.R3.6-13 ブロッキングダイオードの測定結果

	#01(左)	#02	#03	#04	#05	#06	#07(右)	#08*
動作電圧[V](順)	0.44	0.44	0.43	0.44	0.42	0.44	0.44	0.42
動作電圧[V](逆)	OL	OL	OL	OL	OL	OL	OL	OL
抵抗[kΩ](順)	194	183	184	181	178	181	194	179
抵抗[MΩ](逆)	51.6	33.4	52.8	24.9	45.7	40.1	41.6	27.1

(6) 開放電圧・ブリーダ電圧、対地電圧の測定[解列状態]

開放電圧 V_{OC}とブリーダ電圧 V_b(ブリーダ抵抗=10kΩ)、対地電圧 V_{PE} および V_{NE}(10 秒経過後値)を測定した。その結果を表 4.R3.6-14 に示す。ただし、この測定時にはストリング#08 の架台のリード線は接続されていない。

ストリング#03 の V_{OC} が他に比べて 1 クラスタ分低いことから、このストリングには「完全クラスタ脱落」が存在している可能性がある。なお、対地電圧には問題はなさそうである。

表 4.R3.6-14 各ストリングの V_{OC}、V_b および対地電圧 (V_{PE}、V_{NE}) の測定結果

	#01	#02	#03	#04	#05	#06	#07	#08
開放電圧 V _{OC} [V]	816	815	801	818	821	820	819	824
ブリーダ電圧 V _b [V]	814	813	800	817	819	819	817	822
対地電圧 V _{PE} [V]	19.3	17.2	18.1	21.7	22.2	20.7	17.9	18.7
対地電圧 V _{NE} [V]	-15.6	-15.9	-16.5	-18.1	-18.7	-17.2	-16.7	-16.9

(7) 絶縁抵抗の測定[解列状態]

日置電機製 PVS 用絶縁抵抗計 IR4055 を用いて、各ストリングの絶縁抵抗 R_{PE} および R_{NE} を測定した。その結果を表 4.R3.6-15 に示す。なお、印加電圧は 1000V である。

対地電圧の測定結果から予期されたことであるが、各ストリングの絶縁状態は良好である。ただし、対地電圧測定時と同様に、この測定時にもストリング#08 の架台のリード線は接続されていない。したがって、ストリング#08 とその架台という「部分」において絶縁が低下するような事象が起きていても、この測定値には顕在しないであろう。

表 4.R3.6-15 各ストリングの絶縁抵抗測定結果(1000V 印加)

	#01	#02	#03	#04	#05	#06	#07	#08
絶縁抵抗 $R_{PE}[M\Omega]$	183	200	191	179	173	184	195	201
絶縁抵抗 $R_{NE}[M\Omega]$	184	199	190	172	166	181	197	194

(8)配線経路の確認

戸上電機製セルランチェッカの「磁界モード」(感度:2)を用いて確認した配線経路は前出の図 4.R3.6-17 のとおりで、事業者が所有している図面と一致した。また、ストリング#03 に「クラスタ脱落」が存在していることを確認した。

(9)インピーダンス測定およびバイパス回路の故障検査

アイテス製ソラメンテ Z によるインピーダンス測定と日置電機製バイパス・ダイオード・テスター FT4310 によるバイパス回路検査を実施した。測定結果を表 4.R3.6-16 に示す。インピーダンスの高いストリングは確認されなかったが、FT4310 によって取得した V_{oc} でもやはりストリング#03 のみ 1 クラスタ分低い値であったことから、このストリングに「完全クラスタ脱落」が存在している蓋然性は高い。

また、これらのストリングを構成するモジュールにはバイパス回路の開放故障は確認されなかった。

表 4.R3.6-16 各ストリングのインピーダンス測定およびバイパス回路開放故障検査の結果

	#01(左)	#02	#03	#04	#05	#06	#07	#08(右)
ソラメンテ Z								
インピーダンス[Ω]	14	14	18	14	14	14	14	14
開放電圧 $V_{oc}[V]$	-	-	-	-	-	-	-	-
日置 FT4310								
$I_{sc}[A]$	4.8	4.9	5.1	5.6	6.3	5.4	4.6	4.8
$I_{sc+\alpha}[A]$	5.9	5.9	6.1	6.6	7.4	6.5	5.7	5.8
$R_{BPR}[\Omega]$	2.1	2.0	2.1	2.1	2.5	2.0	2.3	2.1
$V_{oc}[V]$	819	819	806	816	831	823	814	818
判定	PASS	PASS	PASS	PASS	PASS	PASS	PASS	PASS

注:ソラメンテ Z による V_{oc} も取得したが記録せず。

(10)IR カメラによる太陽電池モジュールの表面温度分布観察

FLIR 製赤外線カメラ SC620 を用いて、運転状態における各モジュールの表面温度分布を観察した。

図 4.R3.6-21 はストリング#03 に接続されている 20 枚のモジュールのなかの 1 枚の表面温度分布を表側から撮影したものである。他に比べて左のクラスタの表面温度がやや高く、また、端子箱部分の温度もやや高い。おそらくこれが(6)(8)(9)で指摘されていた「完全クラスタ脱落」と考えられる。

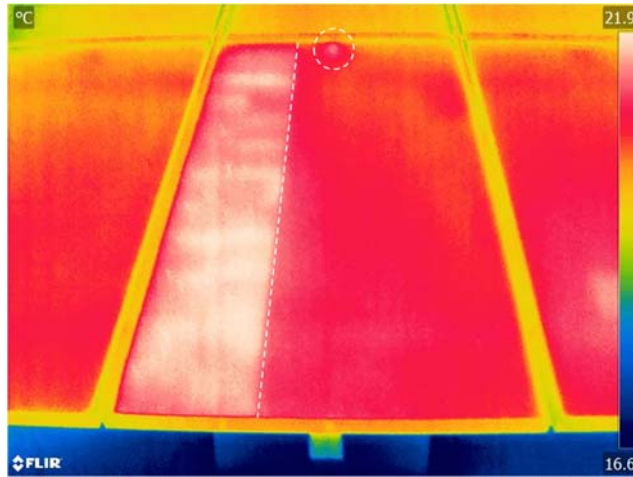


図 4.R3.6-21 スtring#03 に接続されているモジュールの表面温分布 (表側から撮影)

2.4 接続箱 D (7 String, 測定時の天候: 晴れおよび雨)

(1) 接続箱内の観察

検電による安全確認ののち接続箱を開扉し、変色・異臭・異音がないことを確認した。また、IR カメラで内部の温度分布を観察し、異常な発熱がないことも確認した(図 4.R3.6-22)。

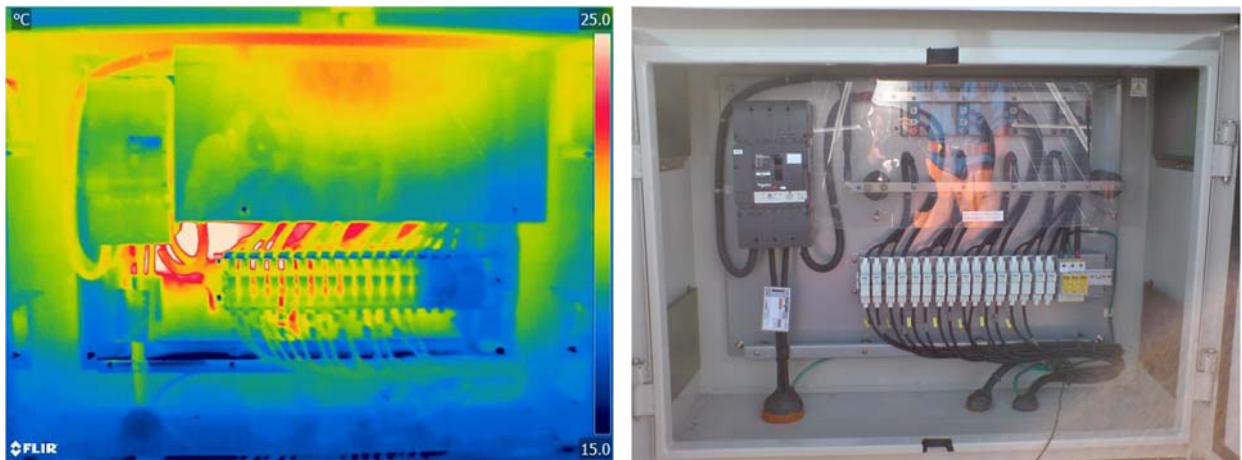


図 4.R3.6-22 接続箱 D 内部の様子 (左: IR カメラ画像, 右: 可視画像)

(2) 接地抵抗の測定

日置電機製接地抵抗計 FT6031 を用いて測定した接続箱内接地極と大地の間の接地抵抗 (R_G) は 1.2Ω であった。

(3) 等電位性の確認

この接続箱のアレイを構成するモジュールのフレームと接続箱内接地極の間の抵抗を測定し、各モジュールのフレームと接続箱内接地極とは等電位であることを確認した。

(4) 各 String の動作確認 [運転状態]

表 4.R3.6-17 各ストリングの動作電圧・電流および漏れ電流の測定結果 (G=180W/m² 程度)

	#01(左)	#02	#03	#04	#05	#06	#07(右)	ALL
動作電圧 V _{OP} [V]	643	664	664	642	649	670	643	
動作電流 I _{OP} [A]	3.35	4.17	4.65	4.74	6.08	6.08	5.83	47.0
漏れ電流 I _{LEAK} [mA]	-0.58	-0.43	-0.10	0.05	-0.48	0.04	-0.04	-2.15

各ストリングの動作電圧 V_{OP}・動作電流 I_{OP}, および漏れ電流 I_{LEAK} を測定した結果を表 4.R3.6-17 に示すとおりであり, ヒューズを含めたストリング断線はないと判断できる.

(5) ブロッキングダイオードの健全性の確認[解列状態]

主幹開閉器断とヒューズ取り外し(図 4.R3.6-23)ののちに, 各ブロッキングダイオードの動作電圧および抵抗を, 順方向と逆方向のそれぞれについて測定した. その結果は表 4.R3.6-18 に示すとおりで, すべて健全である.



図 4.R3.6-23 ヒューズを取り外している様子

表 4.R3.6-18 ブロッキングダイオードの測定結果

	#01(左)	#02	#03	#04	#05	#06	#07(右)	#08*
動作電圧[V](順)	0.42	0.42	0.42	0.41	0.42	0.42	0.44	0.43
動作電圧[V](逆)	OL	OL	OL	OL	OL	OL	OL	OL
抵抗[kΩ](順)	163	167	156	158	162	165	173	175
抵抗[MΩ](逆)	20.5	19.6	18.0	23.1	14.9	19.4	26.0	33.7

注)*: 未使用であったが, 念のために測定した.

(6) 開放電圧・ブリーダ電圧, 対地電圧の測定[解列状態]

開放電圧 V_{OC} とブリーダ電圧 V_b (ブリーダ抵抗 = 10kΩ), 対地電圧 V_{PE} および V_{NE} (10 秒経過後値) を, 晴天時と雨天時のそれぞれで測定した. その結果を表 4.R3.6-19 に示す.

ストリング#03 は, 晴天時には他に比べて V_{OC} が 1 クラスタ程度低い値となったが, 雨天時には他と同等となる一方で V_b が 1 クラスタ分程度低下した. このストリングには「クラスタ脱落」が存在すると考えられるが, 温度が高い晴天時には V_{OC} に現れる「完全クラスタ脱落」を装い, 他方, 温度の低い雨天時には V_b に現れる「部分クラスタ脱落」を装っていると推測できる. また, 晴天時の対地電圧は低い値であったが, 雨天時には高い値となった.

表 4.R3.6-19 各ストリングの V_{OC} , V_b および対地電圧 (V_{PE} , V_{NE}) の測定結果

	#01(左)	#02	#03	#04	#05	#06	#07(右)
晴天時							
開放電圧 V_{OC} [V]	808	806	794	806	805	806	806
ブリーダ電圧 V_b [V]	807	805	792	805	804	805	805
対地電圧 V_{PE} [V]	21.4	21.1	19.9	21.3	21.1	19.8	21.3
対地電圧 V_{NE} [V]	-23.4	-24.3	-24.1	-22.8	-25.7	-25.8	-24.8
雨天時							
開放電圧 V_{OC} [V]	823	825	826	828	826	830	832
ブリーダ電圧 V_b [V]	817	820	809	823	821	825	827
対地電圧 V_{PE} [V]	252	237	250	221	218	229	233
対地電圧 V_{NE} [V]	-294	-291	-281	-304	-309	-305	-308

(7)絶縁抵抗の測定[解列状態]

日置電機製 PVS 用絶縁抵抗計 IR4055 を用いて、晴天時と雨天時のそれぞれについて各ストリングの絶縁抵抗 R_{PE} および R_{NE} を測定した(印加電圧:1000V)。その結果を表 4.R3.6-20 に示す。雨天時には絶縁抵抗が大幅に低下することがわかる。

表 4.R3.6-20 各ストリングの絶縁抵抗測定結果(1000V 印加)

	#01(左)	#02	#03	#04	#05	#06	#07(右)
晴天時							
絶縁抵抗 R_{PE} [MΩ]	154	155	160	159	143	155	151
絶縁抵抗 R_{NE} [MΩ]	151	150	156	158	147	153	147
雨天時							
絶縁抵抗 R_{PE} [MΩ]	7.41	7.60	7.60	6.80	6.87	6.89	6.97
絶縁抵抗 R_{NE} [MΩ]	7.65	7.73	7.71	7.00	7.04	7.00	7.01

(8)配線経路の確認

戸上電機製セルランチェッカの「磁界モード」(感度:2)による配線経路の確認は事業者が所有している図面と一致した(図 4.R3.6-24)。また、ストリング#03 に「クラスタ脱落」が存在していることを確認した。

(9)インピーダンス測定およびバイパス回路の故障検査

アイテス製ソラメンテ Z によるインピーダンス測定と日置電機製バイパスダイオード・テスター FT4310 によるバイパス回路検査を実施した(雨天時)。その測定結果を表 4.R3.6-21 に示す。

インピーダンス測定時の V_{OC} の記録がないが、(6)でこのストリングの V_{OC} が 1 クラスタ分低かったことを合わせて考えるならば、やはりこのストリングにはセルストリングの高抵抗化あるいは断線による「クラスタ脱落」が生じている蓋然性が高い。

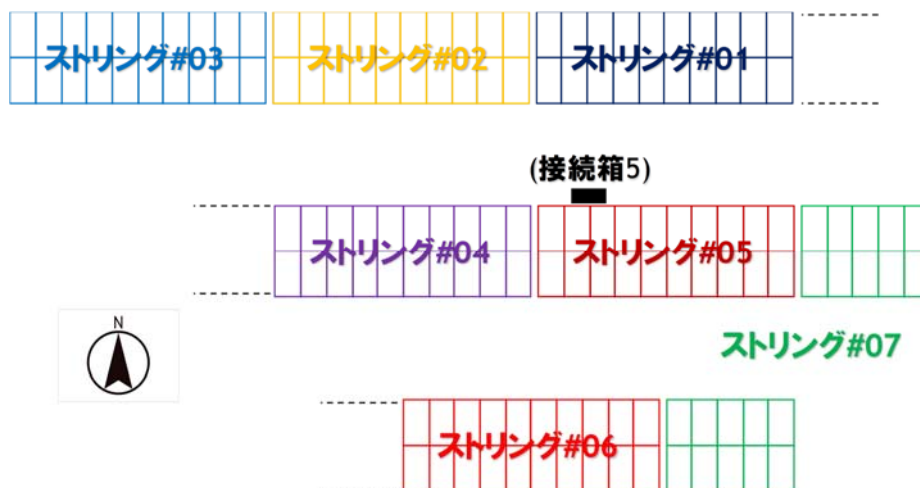


図 4R3.6-24 スtringの配線経路の確認結果(接続箱 D)

表 4.R3.6-21 各Stringのインピーダンス測定およびバイパス回路開放故障検査の結果

	#01(左)	#02	#03	#04	#05	#06	#07(右)
ソラメンテ Z							
インピーダンス[Ω]	18	17	612	16	17	16	16
開放電圧 V_{oc} [V]	-	-	-	-	-	-	-
日置 FT4310							
I_{sc} [A]	2.1	2.0	2.0	2.0	2.0	1.9	1.9
$I_{sc+\alpha}$ [A]	3.1	3.0	3.0	3.0	3.0	2.9	3.0
判定	PASS	PASS	PASS	PASS	PASS	PASS	PASS

注:ソラメンテ Z による V_{oc} も取得したが記録せず.

また, FT4310 の測定結果から, これらのStringを構成するモジュールにはバイパス回路の開放故障は確認されず, さらに図 4.R3.6-25 に示す解列状態でのソラメンテ iS による電流探査からはバイパス回路の短絡故障も確認されなかった.



図 4.R3.6-25 ソラメンテ iS による電流探査

(10)各Stringの電流－電圧特性の測定[解列状態]

日本カーネルシステム製 I-V 特性測定器「Gamma-1000V」(PVA14301)を用いて, 各Stringの電流－電圧 (I-V) 特性を測定した

(TraceTime=200msec). そのうちString#01 と#03 の測定結果を図 4.R3.6-26 に示すが, String#03 の V_{oc} がString#01 のそれに対して約 20V 低いことがわかる. したがって, このStringには一つあるいは二つの「完全クラスタ脱落」が存在している.

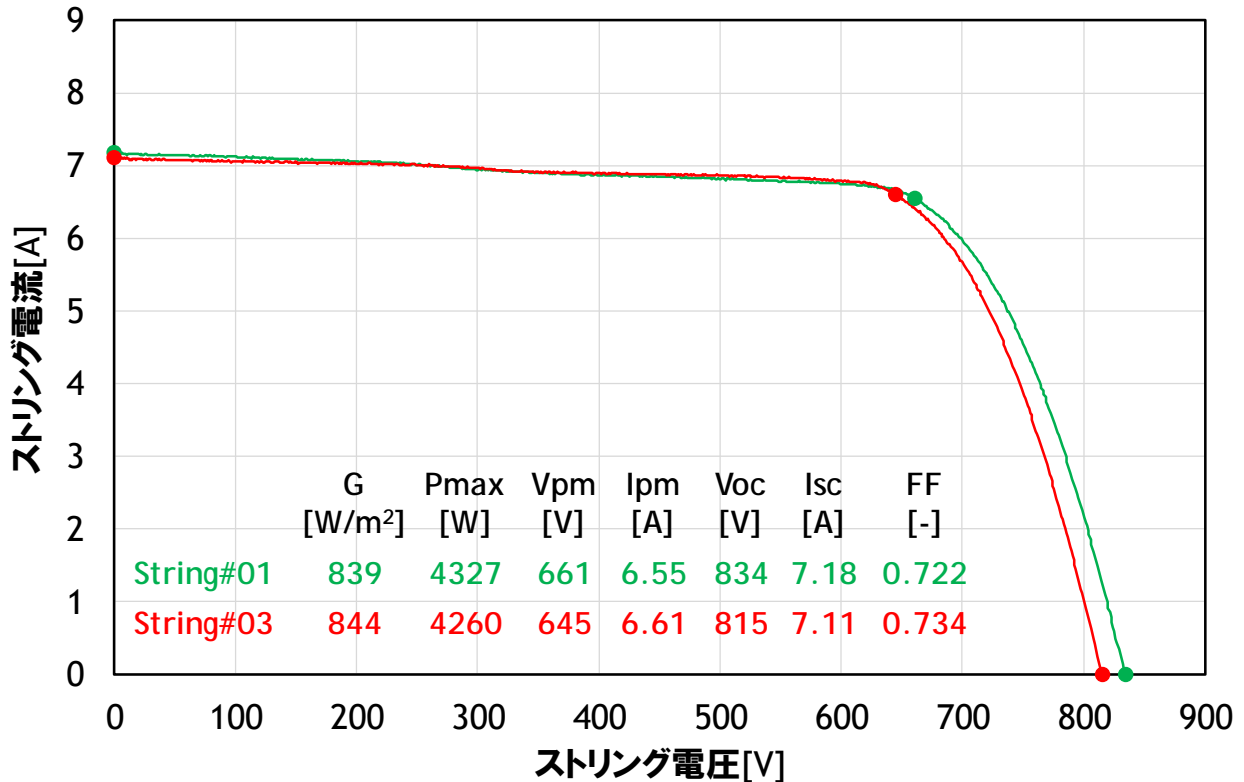


図 4.R3.6-26 スtring#01 および#03 の電流－電圧特性測定結果(実測値)

(11)IR カメラによる太陽電池モジュールの表面温度分布観察

FLIR 製赤外線カメラ SC620 を用いて、運転状態における各モジュールの表面温度分布を観察した。

図 4.R3.6-27 は String#03 内のある 1 枚のモジュールの表面温度分布を表側から撮影したものである。このモジュールの右クラスタが「完全クラスタ脱落」となって、この String の V_{oc} を低下させていると考えられる。

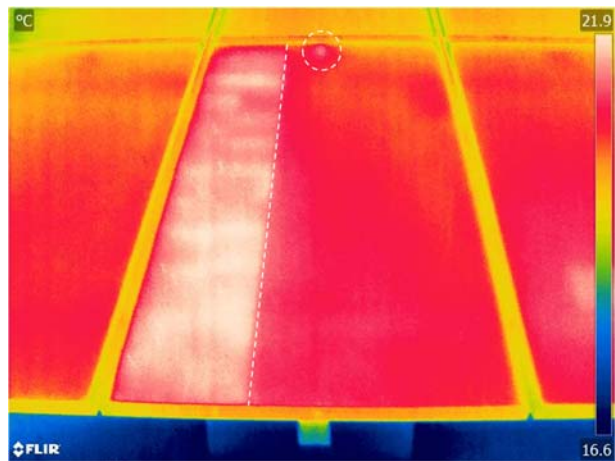
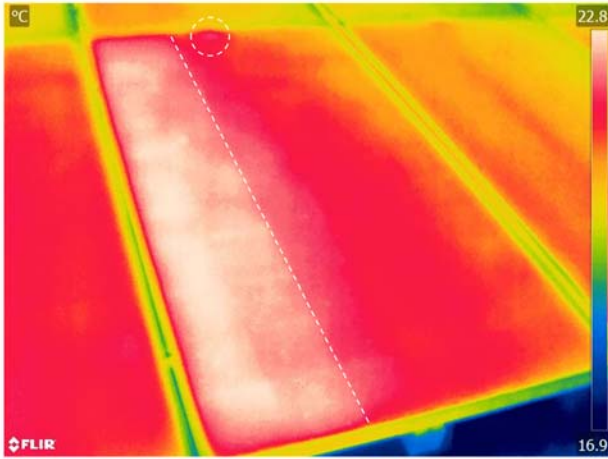


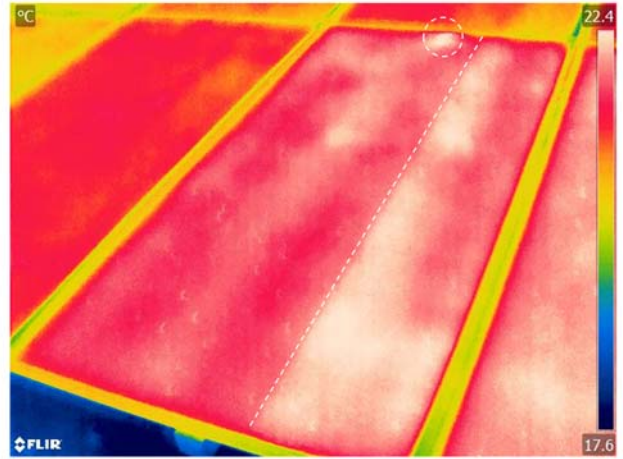
図 4.R3.6-27 String#03 に接続されているモジュールの表面温分布(表側から撮影)

なお、これと同様な表面温度分布が String#06 内の 2 枚のモジュールでも観察された。図 4.R3.6-28(a)では左クラスタが「クラスタ脱落」の状態であることを示唆しており、また、同図(b)は右クラスタが同様な状態であることを示唆している。

しかし、前述の $V_{oc} \cdot V_b$ 測定やセルランチェッカによる配線路探索、インピーダンス測定および電流－電圧測定では、これらのモジュールの存在を想起させるデータは取得されなかった。ソラメンテ iS による電流探索によってこの String にはバイパス回路の短絡故障がないことがわかっているため、これらの「クラスタ脱落」はセル String の高抵抗化が原因と考えられるが、その不具合自身が非定常で調査時の自然環境条件(日射強度や温度、湿度など)によって「気まぐれ」に潜在あるいは顕在したりすること、さらには、たとえ顕在しうる状況にあったとしても PCS がアレイ全体の電流－電圧特性曲線上のどこで動作させているかによっては、「クラスタ脱落」の様相が IR カメラで観察されない場合もありうる。



(a)左クラスタが「クラスタ脱落」
しているモジュール



(b)右クラスタが「クラスタ脱落」
しているモジュール

図 4.R3.6-28 スtring#06 で観察されたモジュールの表面温度分布

現地での測定や調査, 点検に際しては, このようなことに十分留意する必要がある.

【4章 参考 3.7】保守点検調査の実例(7):新潟県の太陽光発電設備

1. 調査対象

- (1)所在地:新潟県
- (2)設置形態:建物屋上への架台設置
- (3)運転開始:2010年1月
- (4)電圧区分:低圧
- (5)設備仕様:
 - ・太陽電池モジュール(192枚):電気的特性(公称値)を表4.R3.7-1に示す.
 - ・接続箱(図4.R3.7-1):4ストリング用接続箱(4台),ブロッキング・ダイオードあり,ヒューズなし,バリスタあり,金属製筐体
 - ・太陽電池アレイ構成:12モジュール/ストリング×16ストリング,公称アレイ容量:40.01kW,公称アレイ開放電圧:398.4V,公称アレイ短絡電流:136A
 - ・パワーコンディショナ(PCS):定格出力:40kW,(10kWユニット×2+入出力箱)×2
- (6)調査実施時期:2018年6月

2. 調査内容と結果

(1)接続箱内の観察[運転状態]

検電による安全確認ののち接続箱を開扉し,変

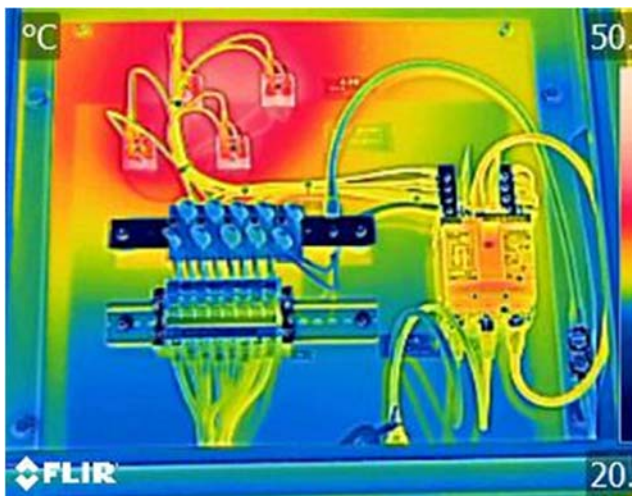


図 4.R3.7-2 ある接続箱の内部の温度分布

表 4.R3.7-1 太陽電池モジュールの電気的特性

太陽電池の種類	多結晶 Si
公称最大出力 Pmax	208.4W
公称開放電圧 Voc	33.2V
公称短絡電流 Isc	8.50A
公称最大出力動作電圧 Vpm	26.6V
公称最大出力動作電流 Ipm	7.84A
曲線因子 FF	0.738

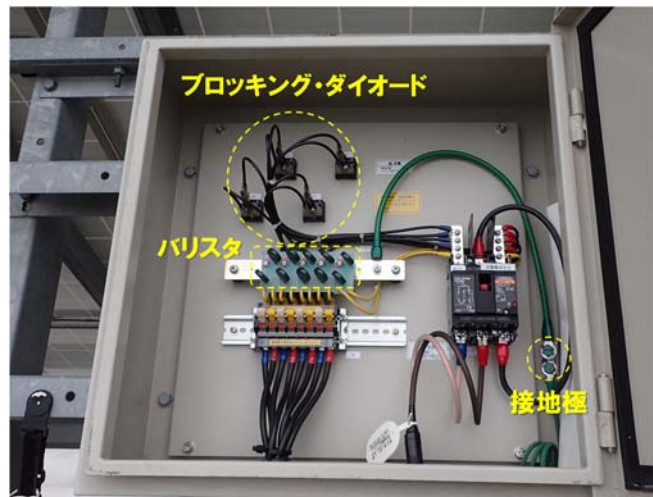


図 4.R3.7-1 接続箱内部の様子

色・異臭・異音がないことを確認した。また,IRカメラ(FLIR製T530)で内部の温度分布を観察し,異常な発熱がないことを確認した。一例としてある接続箱の内部の温度分布を図4.R3.7-2に示す。

(2)接地抵抗の測定[運転状態]

本太陽光発電設備が設置されている建物の電気室の接地極(図4.R3.7-3)と,この建物周囲の地面に打設した補助極(図4.R3.7-4)の間の抵抗を測定したところ0.28Ωであったことから,電気室の接地を基準接地極として活用した。また,電気室の接地極と屋上の接続箱#01内部の接地極の間の接地抵抗は0.881Ωであった。

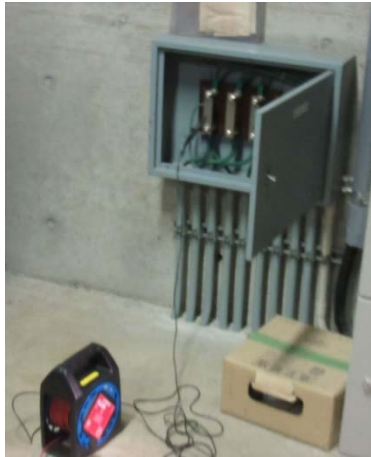


図 4.R3.7-3 建物内の接地極



図 4.R3.7-4 接地補助極を打設している様子

接続箱#04										接続箱#03													
0.1	0	0.1	23	0.1	0	0	0	0	0.1	0	0	0.1	0.1	0.1	0	0.1	0.2	2.1	0.4	0.1	0.2	0	0.3
0.1	0.1	0.1	0.5	0	0.1	0.1	0	0	0.1	0	0	0	0	0	0	0.2	0	0	22	0	0	0.1	0.1
0.2	0.2	0.8	0.2	0.4	0.3	0.4	0.3	0.2	0.2	1.2	0.3	0.1	0.4	0.9	0.3	0.2	0.3	0.3	9.5	0.2	0.1	0.1	OL
OL	0.2	0.3	0.2	0.2	OL	26	0.2	1.9	0.2	0.3	0.3	0.3	0.3	0.4	0.2	0.3	9.0	0.2	0.5	0.9	OL	0.1	0.1

接続箱#02										接続箱#01													
0.1	0.1	0.1	0.1	0	0	0	0.1	0	0	0	0.5	0	1.3	0.2	0	0.1	0.2	0.1	0.1	0.2	6.1	0.6	0.1
35	0.1	0.1	0.1	36	0.2	0	1.3	0	0	1.9	0	0.1	0.1	0.3	0	0	0	0.1	0.2	0.1	0	0.1	0.1
0	0	0	0	OL	0	0	0	0	2.8	0	0	0	0	0	1.0	0	0	0.2	0	2.3	0	0	0.6
1.4	0	0	0	25	OL	1.4	0	OL	OL	0	0	0	0	0	0	0	0	0.2	5.0	0.4	0	0	0.4

図 4.R3.7-5 モジュールフレームと接続箱内接地極の間の抵抗値(単位: Ω)
(赤字:10Ω以上, OL:50Ω以上)

(3)等電位性の確認

この接続箱のアレイを構成するモジュールのフレームが適切に接地されていることを確認するため、これらのモジュールのフレームと接続箱内接地極の間の抵抗を測定した。その結果を図 4.R3.7-5 に示す。とおりで、等電位接地であることを確認した。(※参考:C種接地工事の接地抵抗値は10Ω以下、電技解釈第17条第3項第一号)

10Ω以上となったモジュールは14枚あり、うち8枚は「OL」、つまり50Ωであった。その理由を調査した結果、原因は不明であるが、モジュールと架台との間の導通が不良であることがわかった。OLとなったモジュールと架台を接続しているボルト(4本)を一度外し、モジュールフレームと架台の接触面を何度か擦りあわせたところ(図4.R3.7-6)、抵抗はほぼ0となった。



図 4.R3.7-6 モジュールフレームと架台を擦りあわせている様子

(4)各ストリングの動作確認[運転状態]

ストリング断線の有無などを確認するため、各ストリングの動作電圧 V_{OP} 、動作電流 I_{OP} を測定した。その結果を表 4.R3.7-2 に示す。なおストリング番号は「断路器の左から右へ#01, #02, #03, #04」とした。

どのストリングも動作電圧・電流を発生させていることから、ストリング断線は存在していないようである。

表 4.R3.7-2 各ストリングの動作電流 I_{OP} ・動作電圧 V_{OP} および漏れ電流の I_{LEAK} の測定結果

	#01(左)	#02	#03	#04(右)	ALL
接続箱#01					
$I_{OP}[A]$	6.80	6.70	6.60	6.70	26.4
$V_{OP}[V]$	278	276	278	275	278
$I_{LEAK}[mA]$	-0.33	0.06	0.11	-0.25	-0.13
接続箱#02					
$I_{OP}[A]$	6.50	6.50	6.70	6.70	26.0
$V_{OP}[V]$	282	284	282	279	278
$I_{LEAK}[mA]$	0.05	0.45	0.59	0.76	1.39
接続箱#03					
$I_{OP}[A]$	2.80	2.90	2.90	2.90	11.8
$V_{OP}[V]$	293	287	290	293	289
$I_{LEAK}[mA]$	0.19	-0.20	-0.21	-0.26	0.32
接続箱#04					
$I_{OP}[A]$	2.30	2.30	2.40	2.40	9.30
$V_{OP}[V]$	304	304	305	311	310
$I_{LEAK}[mA]$	-0.26	-0.08	-0.51	0.74	-0.54

(5)ブロッキング・ダイオード(BLD)の健全性の確認[解列状態]

接続箱内左上部に配置されているブロッキング・ダイオードの健全性を確認するため、FLUKE289 のダイオードモードおよび抵抗モードによって、各ブロッキング・ダイオードの順方向・逆方向の電圧および抵抗を測定した。その結果を表 4.R3.7-3 に示す。この結果から 24 個のブロッキング・ダイオードは現時点では健全である。

(6)開放電圧・ブリーダ電圧, 対地電圧の測定[解列状態]

クラスタの完全脱落や部分脱落の有無を確認するために開放電圧 V_{OC} とブリーダ電圧 V_b (ブリーダ抵抗 = 3k Ω) を測定し、さらに、絶縁抵抗測定の予備として対地電圧 V_{PE} (P 極 - 接地極) および V_{NE} (N 極 - 接地極) の測定 (10 秒経過後値) を実施した。これらの結果を表 4.R3.7-4 に示す。

開放電圧 V_{OC} およびブリーダ電圧 V_b のストリング内およびストリング間比較から、この設備のモジュールには「クラスタ脱落」は生じていないようである。また、対地電圧も絶縁の異常を示唆する値ではない。

(7)絶縁抵抗の測定[解列状態]

表 4.R3.7-3 各ストリングのブロッキングダイオード(BLD)の検査結果

	接続箱#01				接続箱#02			
	#01	#02	#03	#04	#01	#02	#03	#04
動作電圧(順)[V]	0.41	0.41	0.41	0.42	0.41	0.41	0.41	0.42
動作電圧(逆)[V]	OL	OL	OL	OL	OL	OL	OL	OL
抵抗(順)[kΩ]	153	158	158	163	159	156	161	166
抵抗(逆)[MΩ]	20.3	29.0	27.7	31.8	30.1	26.5	33.7	39.0
	接続箱#03				接続箱#04			
	#01	#02	#03	#04	#01	#02	#03	#04
動作電圧(順)[V]	0.42	0.42	0.42	0.42	0.43	0.43	0.44	0.43
動作電圧(逆)[V]	OL	OL	OL	OL	OL	OL	OL	OL
抵抗(順)[kΩ]	162	161	166	168	187	182	182	181
抵抗(逆)[MΩ]	29.5	28.6	31.7	34.5	72.6	56.3	52.7	57.1

表 4.R3.7-4 各ストリングの V_{OC} , V_b および V_{PE} ・ V_{NE} (10 秒経過値)の測定結果

	接続箱#01				接続箱#02			
	#01	#02	#03	#04	#01	#02	#03	#04
開放電圧 V_{OC} [V]	353	353	354	353	362	357	358	357
ブリーダ電圧 V_b [V]	353	354	355	355	361	359	358	356
対地電圧 V_{PE} [V]	5.08	4.61	4.50	4.74	3.55	3.85	4.03	4.51
対地電圧 V_{NE} [V]	-6.50	-6.34	-6.07	-5.98	-4.84	-5.36	-5.36	-5.47
	接続箱#03				接続箱#04			
	#01	#02	#03	#04	#01	#02	#03	#04
開放電圧 V_{OC} [V]	359	358	358	358	362	361	362	363
ブリーダ電圧 V_b [V]	359	358	358	358	362	361	362	363
対地電圧 V_{PE} [V]	2.59	2.65	2.60	2.61	2.88	2.80	3.09	2.83
対地電圧 V_{NE} [V]	-4.20	-4.30	-4.20	-3.90	-4.49	-4.50	-4.14	-4.30

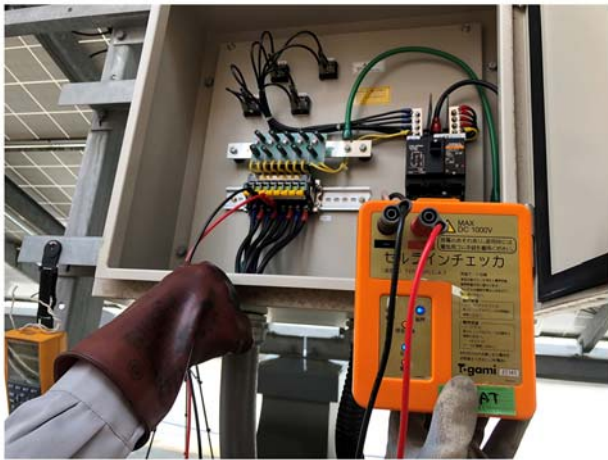
日置電機製 PVS 用絶縁抵抗計 IR4055 を用いて、各ストリングの絶縁抵抗 R_{PE} および R_{NE} を測定した結果を表 4.R3.7-5 に示す。なお、印加電圧は 500V である。対地電圧の測定からも予期されたことであるが、絶縁抵抗値は正常な範囲である。

(8)配線経路の確認

戸上電機製セルランチェッカの「磁界モード」(感度:2)を用いて、各断路器がどの太陽電池モジュールに接続されているかを確認した。作業中の様子を図 4.R3.7-7 に、また確認した結果を図 4.R3.7-8 に示す。なお、この作業の際に「クラスタ脱落」の探索も行ったが、「クラスタ脱落」は確認されなかった。

表 4.R3.7-5 各ストリングの絶縁抵抗 (R_{PE} および R_{NE}) の検査結果

	接続箱#01				接続箱#02			
	#01	#02	#03	#04	#01	#02	#03	#04
$R_{PE}[M\Omega]$	300	317	320	331	385	345	336	317
$R_{NE}[M\Omega]$	251	244	268	258	333	276	275	242
	接続箱#03				接続箱#04			
	#01	#02	#03	#04	#01	#02	#03	#04
$R_{PE}[M\Omega]$	500	494	514	530	387	412	445	491
$R_{NE}[M\Omega]$	397	408	406	431	365	364	343	358



(a)ストリングに送信器を取り付けている様子



(b)受信機で信号を探査している様子

図 4.R3.7-7 配線経路の確認作業

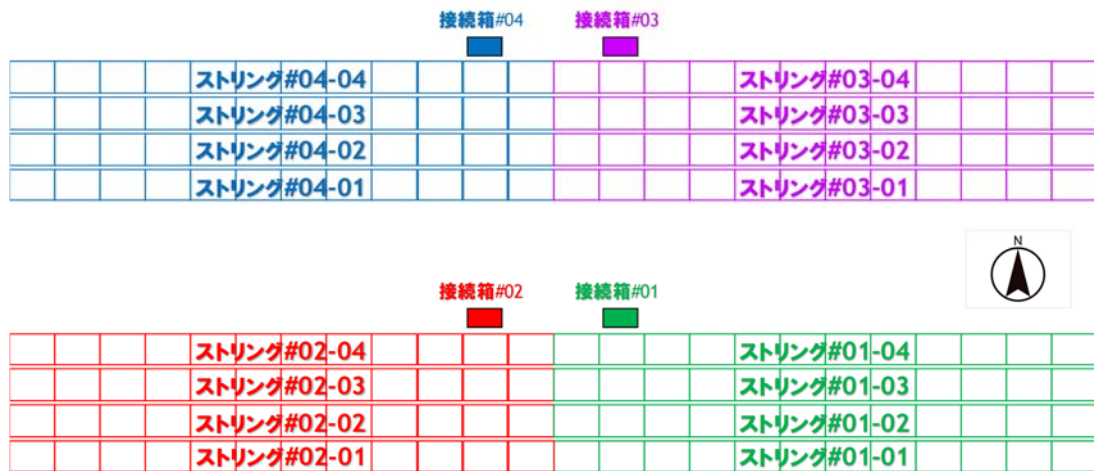


図 4.R3.7-8 スtringの配線経路の確認結果

(9)インピーダンス測定およびバイパス回路の開放故障検査

アイテス製ソラメンテ Z によるインピーダンス測定と日置電機製バイパスダイオード・テスターFT4310 によるバイパス回路の開放故障検査を実施した。これらの結果を表 4.R3.7-6 に示す。

これらの結果から、この接続箱を構成するモジュールにはセル回路の直列抵抗増加・断線といった電气的不具合が存在する確率は低く、また、バイパス回路に開放故障が発生しているモジュールが存在する確率も低いと判断できる。

表 4.R3.7-6 各ストリングのインピーダンス測定およびバイパス回路開放故障検査の結果

	接続箱#01				接続箱#02			
	#01	#02	#03	#04	#01	#02	#03	#04
ソラメンテ Z								
インピーダンス[Ω]	7	7	7	6	7	7	7	7
開放電圧 V_{oc} [V]	356	357	359	359	354	352	351	352
日置 FT4310								
I_{sc} [A]	6.3	6.3	6.3	6.3	7.0	7.9	7.8	8.1
$I_{sc+\alpha}$ [A]	7.3	7.3	7.3	7.3	8.0	8.9	8.8	9.1
R_{BPR} [Ω]	2.2	2.4	2.9	2.3	2.2	2.0	2.3	1.9
V_{oc} [V]	356	357	358	358	360	359	357	356
判定	PASS	PASS	PASS	PASS	PASS	PASS	PASS	PASS
	接続箱#03				接続箱#04			
	#01	#02	#03	#04	#01	#02	#03	#04
ソラメンテ Z								
インピーダンス[Ω]	9	9	8	8	11	11	10	10
開放電圧 V_{oc} [V]	359	358	359	360	360	359	358	360
日置 FT4310								
I_{sc} [A]	2.6	2.7	2.7	2.7	1.6	1.6	1.7	1.7
$I_{sc+\alpha}$ [A]	3.7	3.7	3.7	3.7	2.7	2.6	2.7	2.7
R_{BPR} [Ω]	2.1	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.3	2.1
V_{oc} [V]	359	358	358	360	359	359	359	360
判定	PASS	PASS	PASS	PASS	PASS	PASS	PASS	PASS

(10)各ストリングの電流－電圧特性の測定

日本カーネルシステム製 I-V 特性測定器「Gamma-1000V」(PVA14301)を用いて、各ストリングの電流－電圧 (I-V) 特性を測定した (TraceTime=200msec)。

図 4.R3.7-9 から図 4.R3.7-12 はその測定結果を接続箱ごとに示したものである。測定時の日射強度は接続箱ごとに異なっており、特に接続箱#03と接続箱#04は低日射強度下での測定結果となっているが、それぞれの接続箱においては、どのストリングの電流－電圧特性曲線も類似した形状であり、異常を想起させるような乱れはみられない。また、 V_{oc} も一様である。これらのことから本設備のストリングには発電性能に関する不具合はないと判断される。

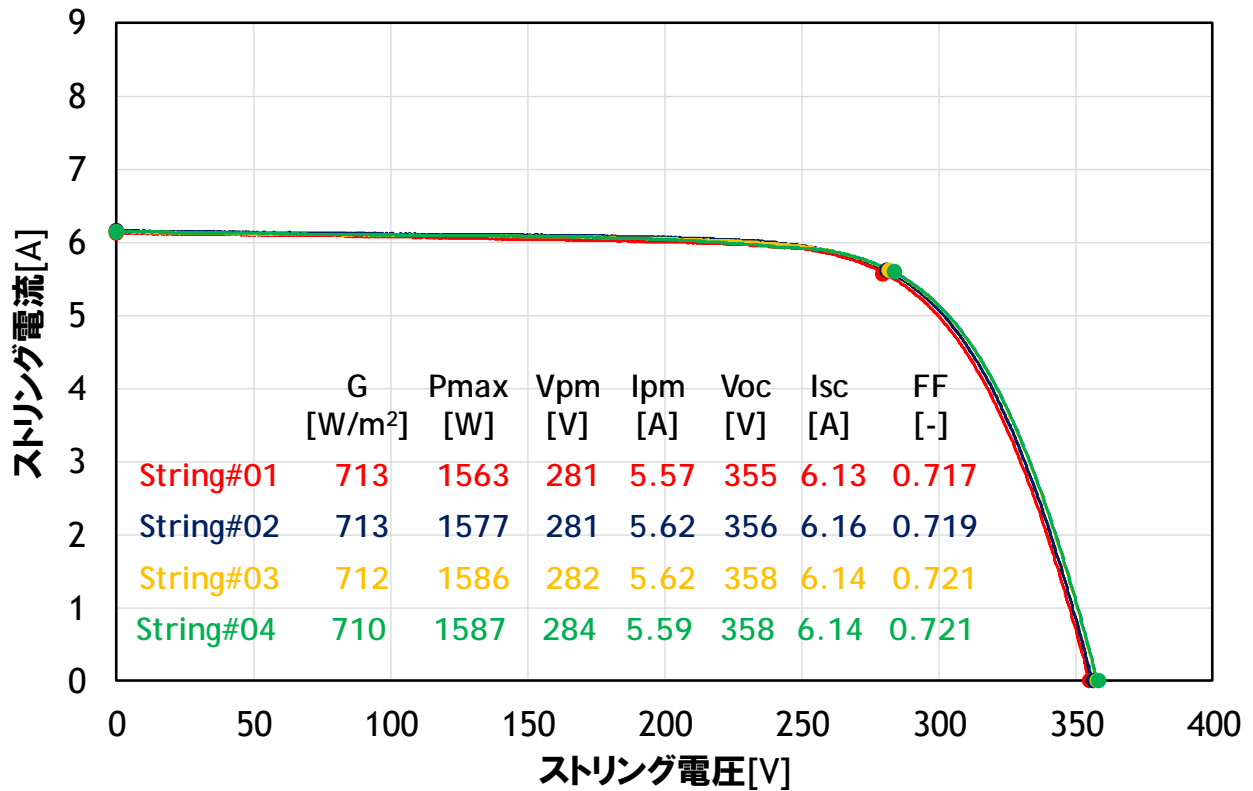


図 4.R3.7-9 接続箱#01 の各ストリングの電流－電圧特性の測定結果(実測値)

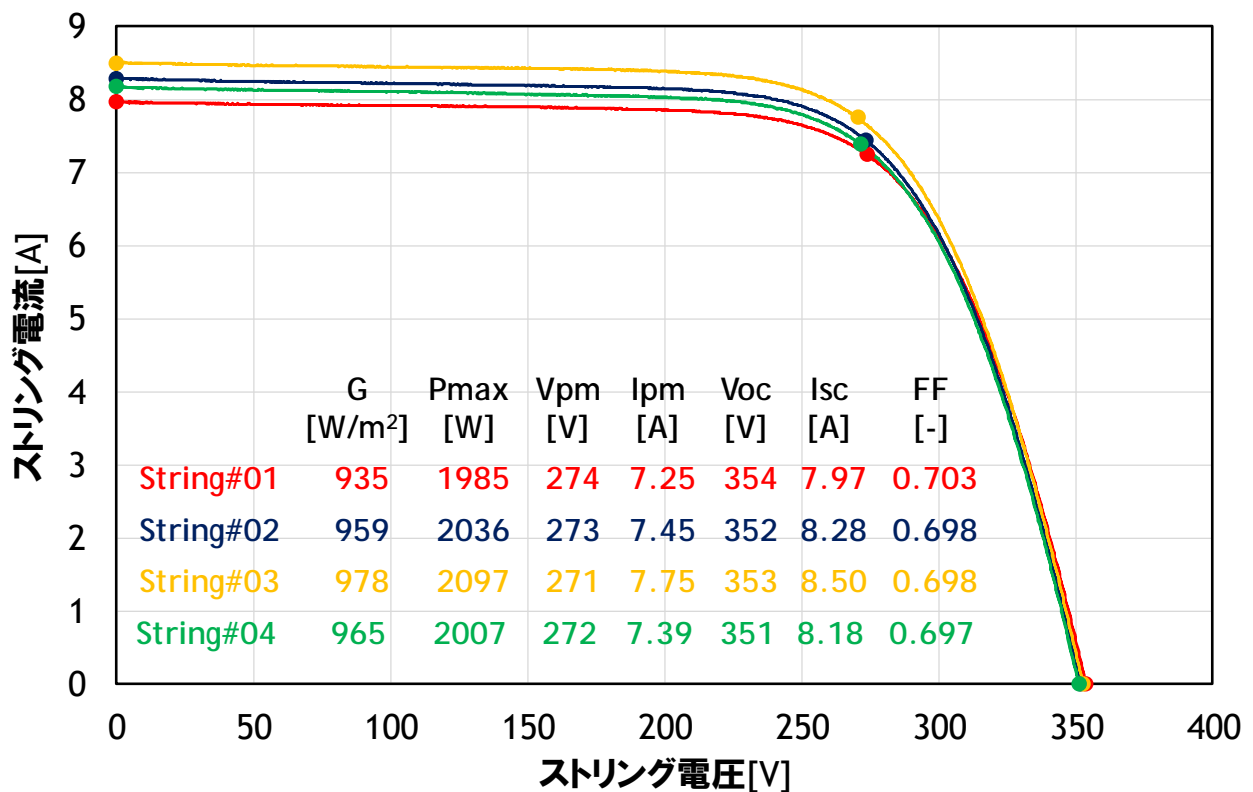


図 4.R3.7-10 接続箱#02 の各ストリングの電流－電圧特性の測定結果(実測値)

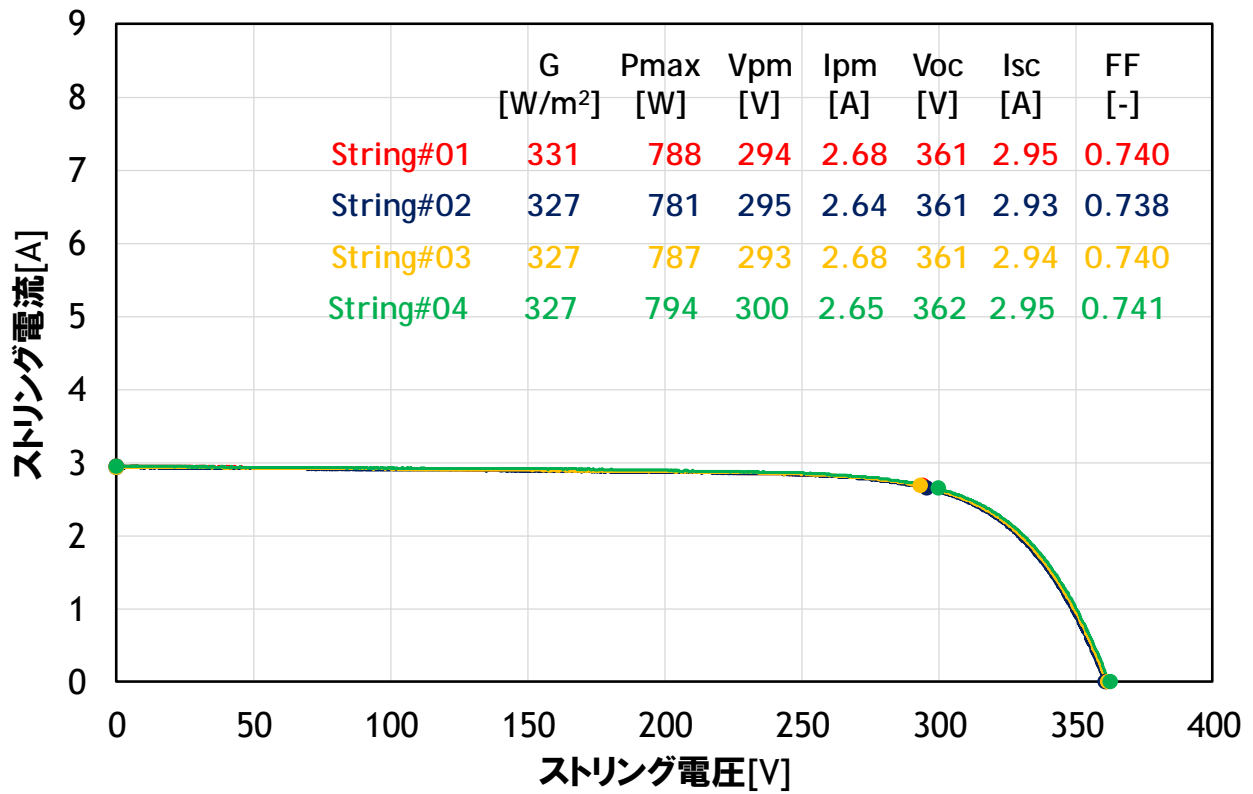


図 4.R3.7-11 接続箱#03 の各ストリングの電流－電圧特性の測定結果(実測値)

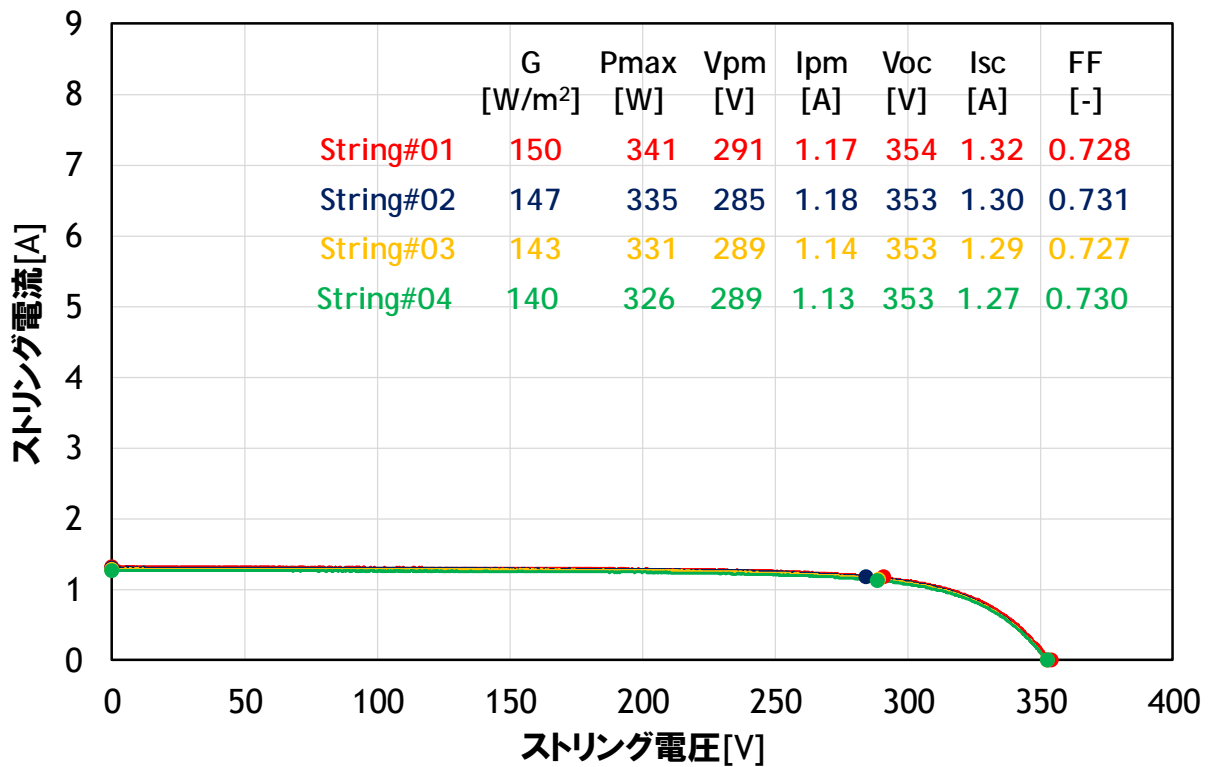


図 4.R3.7-12 接続箱#04 の各ストリングの電流－電圧特性の測定結果(実測値)

【4章 参考 3.8】保守点検調査の実例(8):兵庫県の太陽光発電設備

1. 調査対象

(1)所在地:兵庫県

(2)設置形態:建物屋上への架台設置

(3)運転開始:1999年5月

(4)電圧区分:低圧

(5)設備仕様:

- ・太陽電池モジュール(336枚):電気的特性(公称値)を表4.R3.8-1に示す.
- ・接続箱:15ストリング用接続箱(図4.R3.8-1)と13ストリング用接続箱(図4.R3.8-2)が各1台.いずれにもブロッキングダイオードあり,ヒューズなし,バリスタあり,金属製筐体
- ・太陽電池アレイ構成:12モジュール/ストリング×28ストリング,公称アレイ容量:40.32kW,公称アレイ開放電圧:382.8V,公称アレイ短絡電流:148.68A
- ・パワーコンディショナ(PCS):定格出力:40kW(10kWユニット×4)

(6)調査実施時期:2018年8月

(7)特記事項:設備を停止させることができない状況であったため,運転状態で可能な項目のみの調査を実施した.

2. 調査内容と結果

(1)接続箱内の観察[運転状態]

検電による安全確認ののち接続箱を開扉し,変色・異臭・異音がないことを確認した.また,IRカメラ(FLIR製T530)で内部の温度分布を観察し,異常な発熱がないことを確認した.

(2)接地抵抗の測定[運転状態]

太陽電池アレイは建築物の屋上に東西二つに分かれて設置されていた.地面と西側アレイ架台との間の抵抗は 0.56Ω であり,西側アレイ架台と東側アレイ架台との間の抵抗は 0.025Ω であった.したがって,架台の接地抵抗は西側・東側とも十分に低く,調査時点では健全な状態にあると判断できる.

(3)等電位性の確認

表 4.R3.8-1 太陽電池モジュールの電気的特性

太陽電池の種類	多結晶 Si
公称最大出力 Pmax	120W
公称開放電圧 Voc	31.9V
公称短絡電流 Isc	5.31A
公称最大出力動作電圧 Vpm	25.7V
公称最大出力動作電流 Ipm	4.67A
曲線因子 FF	0.708



図 4.R3.8-1 接続箱#01の内部の様子

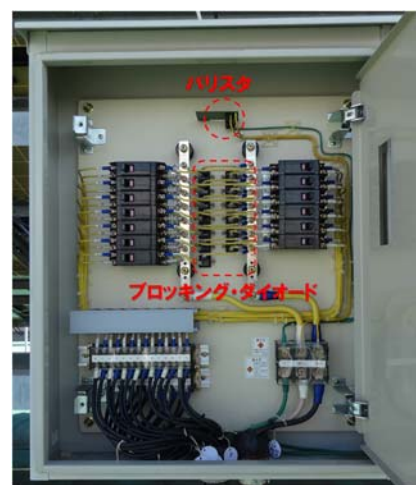


図 4.R3.8-2 接続箱#02の内部の様子

この接続箱のアレイを構成するモジュールのフレームが適切に接地されていることを確認するため、これらのモジュールのフレームと接続箱内接地極の間の抵抗を測定した。その結果、336枚のうちの4枚のモジュールのフレームが10Ω以上であった。当該設備は(接地線接続ではなく)モジュールフレームと架台との接触によって接地をとる設計であるが、これらに関しては、汚れや腐食などの原因でモジュールフレームと架台の導通が不十分な状態にあると推測される。

(4)各ストリングの動作確認[運転状態]

ストリング断線の有無などを確認するため、各ストリングの動作電圧 V_{OP} 、動作電流 I_{OP} を測定した。その結果を表 4.R3.8-2 に示す。

どのストリングも動作電圧・電流を発生させていることから、ストリング断線は存在していないようである。

表 4.R3.8-2 各ストリングの動作電流 I_{OP} ・動作電圧 V_{OP} および漏れ電流の I_{LEAK} の測定結果

接続箱#01(東側アレイ)(日射強度:約 890W/m ² , 気温:約 32°C, モジュール温度:約 53°C)								
	#01-01	#01-02	#01-03	#01-04	#01-05	#01-06	#01-07	#01-08
動作電圧 V_{op} [V]	269.8	269.8	269.8	269.7	269.8	269.5	267.3	267.8
動作電流 I_{op} [A]	3.7	3.7	3.7	3.5	3.3	3.3	3.7	3.1
漏れ電流 I_{LEAK} [mA]	0.09	-0.93	0.00	0.65	-0.53	0.15	-0.59	0.33
	#01-09	#01-10	#01-11	#01-12	#01-13	#01-14	#01-15	#01-all
動作電圧 V_{op} [V]	264.6	264.6	272.2	271.7	269.7	275.1	272.2	266.2
動作電流 I_{op} [A]	3.3	3.5	2.7	3.6	3.1	3.4	3.3	52.3
漏れ電流 I_{LEAK} [mA]	-0.38	0.14	0.12	-0.18	0.14	0.58	-0.67	-0.16
接続箱#02(西側アレイ)(日射強度:約 850W/m ² , 気温:約 33°C, モジュール温度:約 55°C)								
	#02-01	#02-02	#02-03	#02-04	#02-05	#02-06	#02-07	
動作電圧 V_{op} [V]	268.3	274.9	266.9	261.9	275.0	267.1	277.8	
動作電流 I_{op} [A]	3.5	3.5	3.3	3.5	3.0	3.5	3.4	
漏れ電流 I_{LEAK} [mA]	0.18	-0.17	0.08	0.04	-0.39	-0.54	-0.26	
	#02-08	#02-09	#02-10	#02-11	#02-12	#02-13	#02-all	
動作電圧 V_{op} [V]	272.2	266.9	274.7	269.5	261.7	270.9	271.1	
動作電流 I_{op} [A]	2.9	3.1	3.1	3.0	3.3	2.9	41.0	
漏れ電流 I_{LEAK} [mA]	0.45	0.07	0.66	0.44	-0.45	-0.58	1.69	

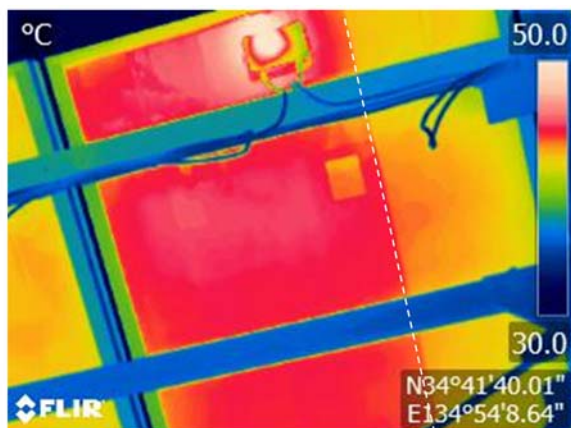
(5)配線経路の確認[運転状態]

戸上電機製セルランチェッカの「磁界モード」(感度:2)を用いた解列状態での探査ができないため、動作中のモジュールの一部を遮光し(図 4.R3.8-3)、それによって動作電流が減少するストリングを対応づける方法によって、モジュールストリングと接続箱内配線接続の対応を確認した。その結果を図 4.R3.8-4 に示す。

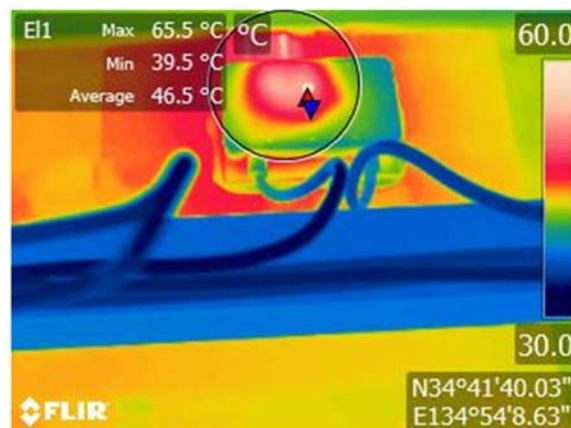
(6)IR カメラによる太陽電池モジュールの表面温度分布観察

FLIR 製赤外線カメラ T530W を用いて、運転状態における各モジュールの表面温度分布を観察した。

図 4.R3.8-5 はストリング#01-06 に接続されたあるモジュールの表面温度分布を裏側から撮影したものである。両



(a)モジュール表面の温度分布(裏側)



(b)端子箱表面の温度分布

図 4.R3.8-7 スtring#01-11 に接続されたモジュールの IR カメラ画像

図 4.R3.8-8 は、String#02-09 に接続されたあるモジュールの表面温度分布を裏側から近接撮影したものである。セル裏面電極に接続されている二本のインターコネクタのはんだ接続部付近が局所的に発熱しており、(裏から見て)右側は 75°C に達している。これはおそらく何らかの理由で二つの「裏面電極-インターコネクタ」間がともに導通不良となり、高抵抗化しているものと考えられる。



図 4.R3.8-8 #02-09 に接続されたあるモジュールの表面温度分布(裏側)の近接写真

【4章 参考 3.9】保守点検調査の実例(9):鹿児島県の太陽光発電設備

1.調査対象

- (1)所在地:鹿児島県
- (2)設置形態:建物屋上への架台設置
- (3)運転開始:1999年10月
- (4)電圧区分:低圧
- (5)設備仕様

- ・太陽電池モジュール

電気的特性を表4.R3.9-1に示す。総枚数は285枚。

- ・接続箱

なし

- ・太陽電池アレイ構成

15モジュール/ストリング×5ストリング/PCS×3PCS+15モジュール/ストリング×4ストリング/PCS×1PCS, 公称アレイ容量:41.3kW, 公称アレイ開放電圧:373.5V

- ・パワーコンディショナ(PCS)(4台)

定格出力:10kW, 直流入力:600V(最大), 定格交流出力:202V-50/60Hz, 定格出力電流:28.6A, 三相

- (6)調査実施時期:2018年1月

表 4.R3.9-1 太陽電池モジュールの電気的特性

太陽電池の種類	多結晶 Si
公称最大出力 Pmax	145W
公称開放電圧 Voc	24.9V
公称短絡電流 Isc	7.69A
公称最大出力動作電圧 Vpm	19.9V
公称最大出力動作電流 Ipm	7.29A
曲線因子 FF	0.757

2.調査内容と結果

(1)PCS内の観察

検電による安全確認ののちPCSを開扉し内部を観察したところ、以下を確認した:

- ・PCS#01:PCS内部の基盤を保護するアクリル板が行方不明(図4.R3.9-1)
- ・PCS#04:アクリル板を留めるネジが行方不明(図4.R3.9-2)

(2)接地抵抗の測定

日置電機製接地抵抗計 FT6031 を用いて、PCS#04の接地極の接地抵抗(R_G)を測定した結果は 0.86Ω と良好であった。

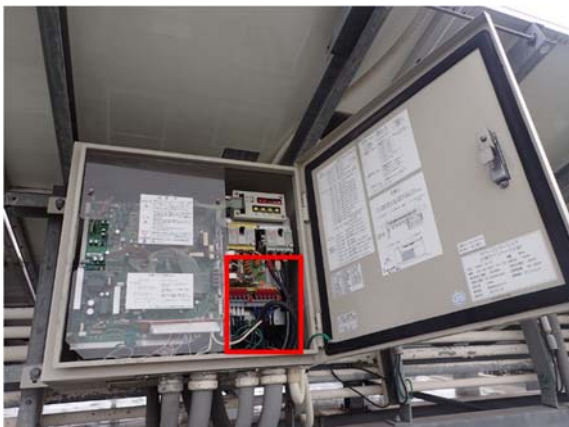


図 4.R3.9-1 PCS内部の基盤を保護するアクリル板が行方不明(PCS#01)

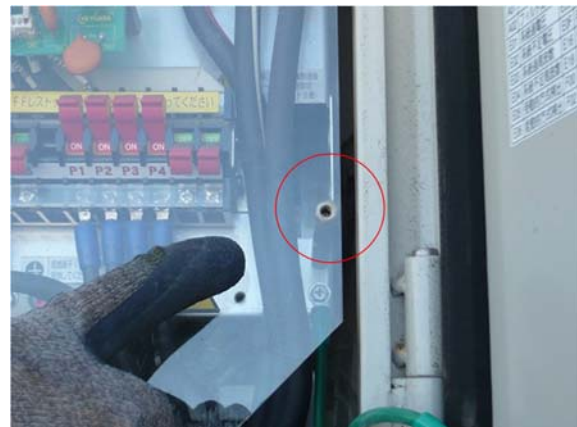


図 4.R3.9-2 アクリル板を留めるネジが行方不明(PCS#04)

表 4.R3.9-2 各ストリングの動作電圧・電流および漏れ電流の測定結果

	#01-1	#01-2	#01-3	#01-4	#01-5	#02-1	#02-2	#02-3	#02-4	#02-5
動作電圧 V_{OP} [V]	292	296	291	295	296	280	281	286	286	284
動作電流 I_{OP} [A]	1.60	1.65	1.77	1.95	1.95	6.39	6.47	2.22	1.77	1.74
漏れ電流 I_{LK} [mA]	0.27	0.14	0.18	0.39	0.71	0.12	0.46	0.11	0.63	0.49
	#03-1	#03-2	#03-3	#03-4	#03-5	#04-1	#04-2	#04-3	#04-4	
動作電圧 V_{OP} [V]	289	291	295	290	291	279	278	279	283	
動作電流 I_{OP} [A]	1.15	1.20	1.08	1.14	1.19	2.17	2.01	2.02	1.89	
漏れ電流 I_{LK} [mA]	0.34	0.28	0.23	0.03	0.11	0.44	0.05	0.20	0.13	

(3)等電位性の確認

この設備を構成するモジュールのフレームが適切に接地されていることを確認するため、これらのモジュールのフレームと接地極との間の抵抗を測定した結果は概ね良好であった。

(4)各ストリングの動作確認[運転状態]

ストリング断線の有無などを確認するため、各ストリングの動作電圧 V_{OP} 、動作電流 I_{OP} を測定した。また、運転状態における充電回路(=ストリング)の絶縁状態を予備的に把握するため、マルチ計測器製漏れ電流計 M-730 を用いて漏れ電流 I_{LK} を測定した。表 4.R3.9-2 にそれらの結果を示す。

(5)ブロッキング・ダイオード(BLD)の健全性の確認[解列状態]

本設備は接続箱がなく各ストリングのケーブルが PCS に直接接続され、ブロッキング・ダイオードは PCS 内に搭載されているが、PCS の構造の問題からブロッキング・ダイオードの検査は実施できなかった。

(6)開放電圧・ブリーダ電圧、対地電圧の測定[解列状態]

クラスタの完全脱落や部分脱落の有無を確認するために開放電圧 V_{OC} とブリーダ電圧 V_b (ブリーダ抵抗=3k Ω) を測定し、さらに、絶縁抵抗測定の予備として対地電圧 V_{PE} および V_{NE} の測定(10秒経過後値)を実施した。これらの結果を表 4.R3.9-3 に示す。

表 4.R3.9-3 各ストリングの開放電圧 V_{OC} 、ブリーダ電圧 V_b および対地電圧(V_{PE} 、 V_{NE})の測定結果

	#01-1	#01-2	#01-3	#01-4	#01-5	#02-1	#02-2	#02-3	#02-4	#02-5
V_{OC} [V]	344	352	344	343	342	362	363	363	363	365
V_b [V]	346	349	343	342	341	362	363	363	363	365
V_{PE} [V]	9.99	12.8	10.1	11.9	13.9	6.73	5.47	5.95	5.90	6.77
V_{NE} [V]	-12.9	-18.1	-12.3	-15.5	-20.1	-8.76	-6.74	-6.88	-6.90	-8.81
	#03-1	#03-2	#03-3	#03-4	#03-5	#04-1	#04-2	#04-3	#04-4	
V_{OC} [V]	371	366	370	372	368	340	339	339	339	
V_b [V]	370	366	370	371	369	336	339	339	339	
V_{PE} [V]	6.76	7.23	6.33	7.76	6.87	7.22	6.47	6.22	9.08	
V_{NE} [V]	-9.86	-9.76	-8.06	-10.6	-8.24	-20.0	-21.6	-21.8	-19.8	

V_{oc} と V_b の測定結果から、どのストリングにもクラスタ脱落は存在しないと推測できる。また、対地電圧の測定結果からは絶縁抵抗は良好と予想できる。

(7)絶縁抵抗の測定[解列状態]

日置電機製 PVS 用絶縁抵抗計 IR4055 を用いて、各ストリングの絶縁抵抗 R_{PE} および R_{NE} を測定した結果を表 4.R3.9-4 に示す。なお、印加電圧は 500V である。いずれのストリングも $0.4M\Omega$ 以上であり電技第 58 条(電路の使用電圧の区分が 300V 以上では、 $0.4M\Omega$ 以上)には適合している。

表 4.R3.9-4 各ストリングの絶縁抵抗(R_{PE} , R_{NE})の測定結果

	#01-1	#01-2	#01-3	#01-4	#01-5	#02-1	#02-2	#02-3	#02-4	#02-5
$R_{PE}[M\Omega]$	104	81.6	109	98.8	75.8	186	217	204	188	163
$R_{NE}[M\Omega]$	85.4	62.3	83.4	81.6	59.5	158	181	165	140	126
	#03-1	#03-2	#03-3	#03-4	#03-5	#04-1	#04-2	#04-3	#04-4	
$R_{PE}[M\Omega]$	195	196	230	189	216	88.5	86.2	86.5	92.0	
$R_{NE}[M\Omega]$	158	158	177	157	180	68.4	71.9	73.1	71.9	

(8)配線経路の確認

戸上電機製セルランチェッカの「磁界モード」(感度:2)を用いて、PCS の各ストリングケーブルがどの太陽電池モジュールに接続されているかを確認した結果を図 4.R3.9-3 に示す。保管されていた図面の PCS#03-3 と PCS#03-4 とが、実際には入れ違いに接続されていた。なお、これらのモジュールには「クラスタ脱落」は確認されなかった。

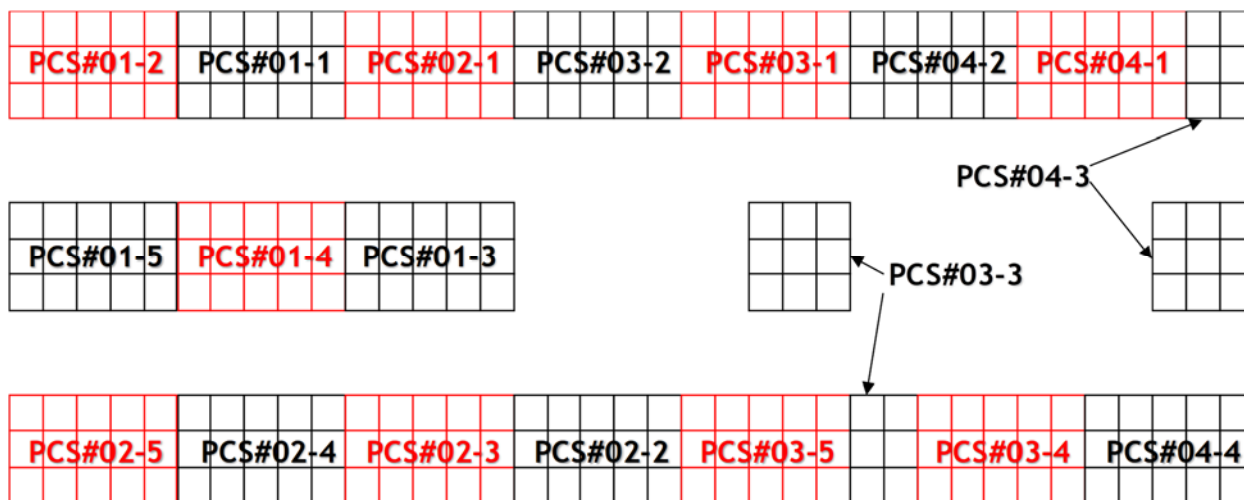


図 4.R3.9-3 スtringの配線経路の確認結果

(9)インピーダンス測定およびバイパス回路の開放故障検査

この PCS を構成するモジュールの電氣的不具合(セル回路の直列抵抗増加や断線)の有無を探查するためアイテス製ソラメンテ Z によるインピーダンス測定を実施した。また、これらモジュールのバイパス回路の開放故障の有無を確認するため、日置電機製バイパス・ダイオード・テスター FT4310 および日本カーネルシステム製バイパス・ダイオード・チェッカー BDC15310-N(電圧設定:40V)による検査を実施した。その結果、これらのモジュ

ールにはセル回路の直列抵抗増加や断線といった電氣的不具合はなく、また、バイパス回路の開放故障も生じていないことを確認した。

(10)各ストリングの電流－電圧特性の測定

日本カーネルシステム製 I-V 特性測定器「Gamma-1000V」(PVA14301)を用いて、各ストリングの電流－電圧 (I-V) 特性を測定した (TraceTime=200msec)。その結果を図 4.R3.9-4 から図 4.R3.9-7 に示す。V_{OC}に関しては、日射強度およびモジュール温度が概ね等しい測定条件下において、各ストリングとも同等な値が得られていることから、(6)や(8)で言及したように「クラスタ脱落」は存在しないと考えてよい。

他方、図 4.R3.9-5 のストリング PCS#02-5 には大きな「段差」がみられた。これは図 4.R3.9-8 に示すように、このストリングの南側にある数本のヤシの木による部分影の影響である。

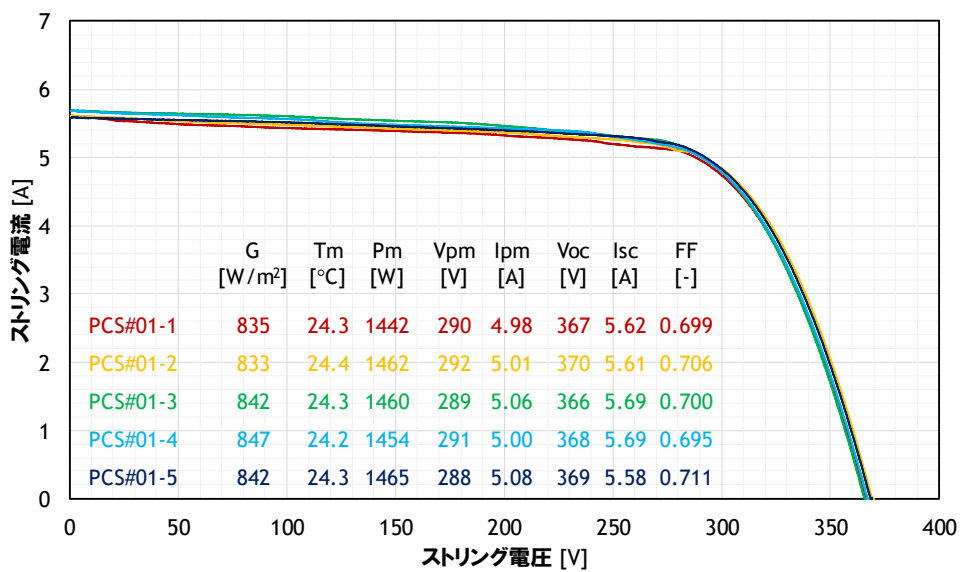


図 4.R3.9-4 PCS#01 の各ストリングの電流－電圧特性測定結果

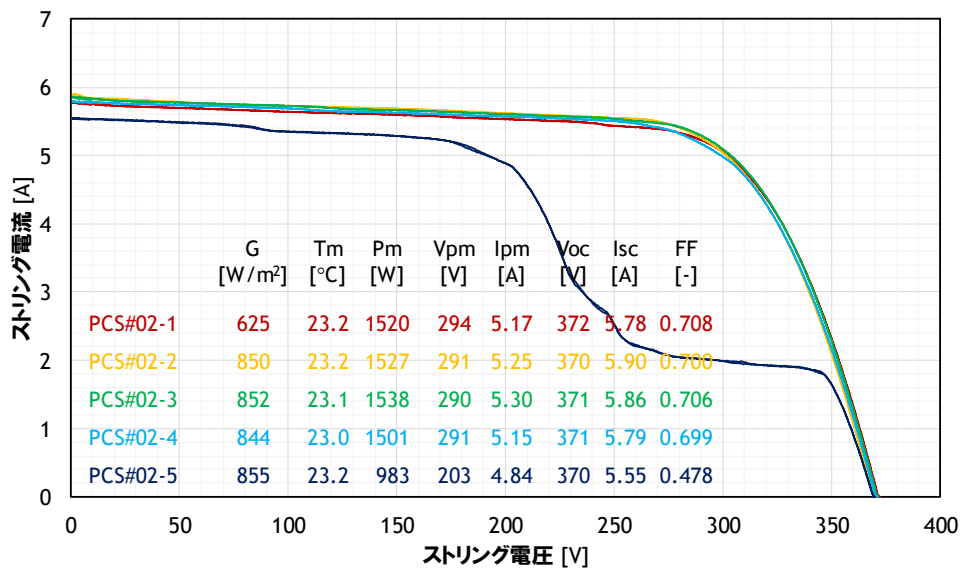


図 4.R3.9-5 PCS#02 の各ストリングの電流－電圧特性の測定結果

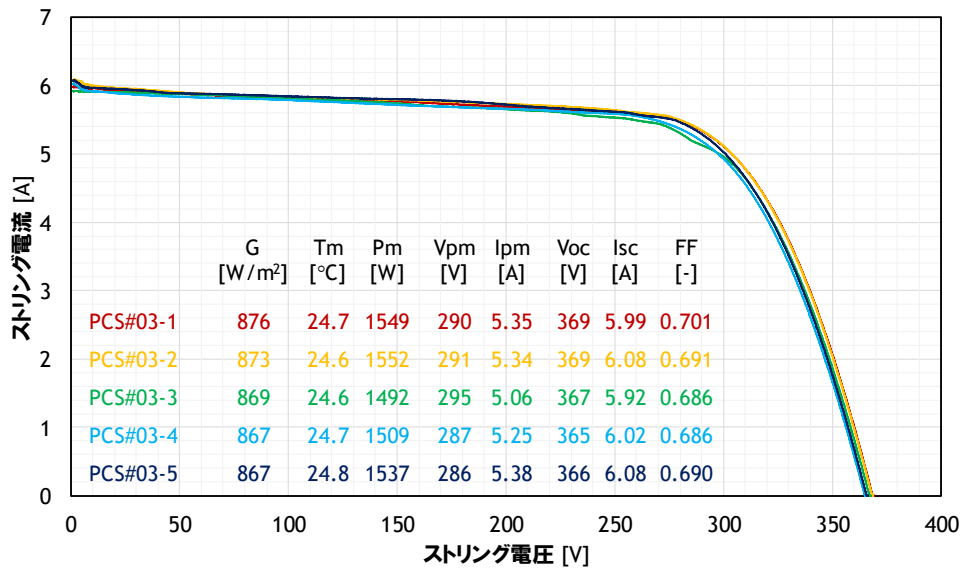


図 4.R3.9-6 PCS#03 の各ストリングの電流－電圧特性の測定結果

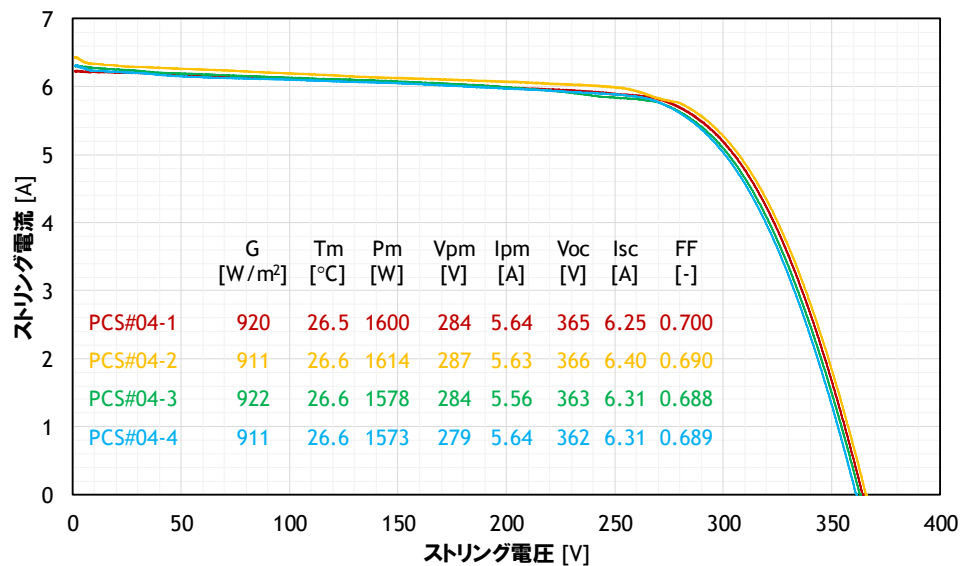


図 4.R3.9-7 PCS#04 の各ストリングの電流－電圧特性の測定結果

(11)その他

図 4.R3.9-9 はアレイの裏側の様子を示したものである。このようにモジュールケーブルをアレイに固定する結束バンドが切れてモジュールケーブルが垂れ下がっている部分があった。このケーブルが風によって振動し、端子箱部分に力学的な負荷をかけたり、あるいは、ケーブルが断線したりする恐れもあることから、改修する必要がある。



図 4.R3.9-8 PCS#02-5 の南側に立つヤシの木



図 4.R3.9-9 結束バンドが切れて垂れ下がるモジュールケーブル

【4章 参考 3.10】保守点検調査の実例(10):三重県の太陽光発電設備

1.調査対象

(1)所在地:三重県

(2)設置形態:建物屋上への架台設置

(3)運転開始:1999年10月

(4)電圧区分:低圧

(5)設備仕様

- ・太陽電池モジュール

電気的特性を表 4.R3.10-1 に示す。総枚数は 240 枚。

- ・接続箱(4台)

12 回路用接続箱, ブロッキング・ダイオードあり, 金属製筐体

- ・太陽電池アレイ構成

6 モジュール/ストリング×10 ストリング/接続箱×4 接続箱, 公称アレイ容量:40.1kW, 公称アレイ開放電圧:378V

- ・パワーコンディショナ(PCS)

定格出力:40kW, 直流入力:230~420V(最大), 定格交流出力:202V-60Hz, 三相

(6)調査実施時期:2018年2月

表 4.R3.10-1 太陽電池モジュールの電気的特性

太陽電池の種類	ヘテロ接合
公称最大出力 Pmax	167W
公称開放電圧 Voc	63.0V
公称短絡電流 Isc	3.70A
公称最大出力動作電圧 Vpm	48.6V
公称最大出力動作電流 Ipm	3.44A
曲線因子 FF	0.716

2.調査内容と結果

(1)接地抵抗の測定

日置電機製接地抵抗計 FT6031 を用いて, 本太陽光設備が設置されている建物の前の地上地面に補助接地棒を差し込み, 「接続箱#01 内接地極(図 4.R3.10-1) - 地面」間の接地抵抗 R_G を測定した(図 4.R3.10-2). 測定値は 2Ω 以下であり電技解釈第 17 条第 3 項第一号に適合している。

(2)等電位性の確認

この設備を構成するモジュールのフレームが適切に接地されていることを確認するため, これらのモジュールのフレーム取付けボルトと接地極との間の抵抗を測定した(図 4.R3.10-3). 抵抗値は概ね 0.1Ω 以下と良好であった。

(3)各ストリングの動作確認[運転状態]

ストリング断線の有無などを確認するため, 各ストリングの動作電圧 V_{OP} , 動作電流 I_{OP} を測定した。また, 運転状態における充電回路(=ストリング)の絶縁状態を予備的に把握するため, マルチ計測器製漏れ電流計 M-730 を用いて漏れ電流 I_{LK} を測定した。ただし, 接続箱#4 については実際の配線経路が図面と異なっていたためストリングの特定ができなかったため測定しなかった。表 4.R3.10-2 にそれらの測定結果を示す。



図 4.R3.10-1 接続箱#01 の接地極



図 4.R3.10-2 地上で接地抵抗を測定している様子



図 4.R3.10-3 等電位性の確認

(4)ブロッキングダイオード (BLD) の健全性の確認[解列状態]

接続箱内の BLD の健全性を確認するため、FLUKE289 のダイオードモードおよび抵抗モードによって、各 BLD の順方向・逆方向の電圧 $V_{BLD,F} \cdot V_{BLD,R}$ (ダイオード特性を保持しているか) および抵抗 $R_{BLD,F} \cdot R_{BLD,R}$ (抵抗モード故障が生じていないか) を測定した。その結果を表 4.R3.10-3 に示す。この結果から 40 個の BLD は現時点では健全である。

(5)開放電圧・ブリーダ電圧, 対地電圧の測定[解列状態]

表 4.R3.10-2 各ストリングの動作電圧・電流および漏れ電流の測定結果

	#1-01	#1-02	#1-03	#1-04	#1-05	#1-06	#1-07	#1-08	#1-09	#1-10
動作電圧 $V_{OP}[V]$	251	255	255	255	255	255	250	260	251	251
動作電流 $I_{OP}[A]$	2.54	2.65	2.52	2.60	2.59	2.54	2.59	2.37	2.53	2.58
漏れ電流 $I_{LK}[mA]$	0.14									
	#2-01	#2-02	#2-03	#2-04	#2-05	#2-06	#2-07	#2-08	#2-09	#2-10
動作電圧 $V_{OP}[V]$	257	261	252	262	267	256	266	262	262	262
動作電流 $I_{OP}[A]$	1.77	1.71	1.82	1.69	1.65	1.79	1.77	1.72	1.79	1.77
漏れ電流 $I_{LK}[mA]$	-0.30									
	#3-01	#3-02	#3-03	#3-04	#3-05	#3-06	#3-07	#3-08	#3-09	#3-10
動作電圧 $V_{OP}[V]$	269	264	274	274	274	275	264	274	268	279
動作電流 $I_{OP}[A]$	0.89	1.00	1.04	0.92	0.9	0.97	0.96	0.93	0.92	0.92
漏れ電流 $I_{LK}[mA]$	-0.12									
	#4-01	#4-02	#4-03	#4-04	#4-05	#4-06	#4-07	#4-08	#4-09	#4-10
動作電圧 $V_{OP}[V]$	266	266	261	257	259	251	257	261	256	251
動作電流 $I_{OP}[A]$	(注)	(注)	(注)	(注)	(注)	(注)	(注)	(注)	(注)	(注)
漏れ電流 $I_{LK}[mA]$	(注)									

(注): 実際の配線経路が図面と異なっていてストリングの特定ができなかったため測定せず

表 4.R3.10-3 各ストリングのブロッキングダイオード(BLD)の検査結果

	#1-01	#1-02	#1-03	#1-04	#1-05	#1-06	#1-07	#1-08	#1-09	#1-10
$V_{BLD,F}[V]$	0.36	0.36	0.36	0.36	0.36	0.37	0.36	0.37	0.37	0.37
$V_{BLD,R}[V]$	OL	OL	OL	OL	OL	OL	OL	OL	OL	OL
$R_{BLD,F}[k\Omega]$	191	191	191	196	192	198	195	198	197	200
$R_{BLD,F}[M\Omega]$	OL	OL	OL	OL	OL	OL	OL	OL	OL	OL
	#2-01	#2-02	#2-03	#2-04	#2-05	#2-06	#2-07	#2-08	#2-09	#2-10
$V_{BLD,F}[V]$	0.38	0.38	0.38	0.39	0.38	0.38	0.39	0.38	0.39	0.39
$V_{BLD,R}[V]$	OL	OL	OL	OL	OL	OL	OL	OL	OL	OL
$R_{BLD,F}[k\Omega]$	212	216	216	220	215	216	220	215	219	224
$R_{BLD,F}[M\Omega]$	OL	OL	OL	OL	OL	OL	OL	OL	OL	OL
	#3-01	#3-02	#3-03	#3-04	#3-05	#3-06	#3-07	#3-08	#3-09	#3-10
$V_{BLD,F}[V]$	0.40	0.40	0.39	0.40	0.40	0.40	0.40	0.40	0.40	0.40
$V_{BLD,R}[V]$	OL	OL	OL	OL	OL	OL	OL	OL	OL	OL
$R_{BLD,F}[k\Omega]$	230	232	228	229	227	226	230	228	233	235
$R_{BLD,F}[M\Omega]$	OL	OL	OL	OL	OL	OL	OL	OL	OL	OL
	#4-01	#4-02	#4-03	#4-04	#4-05	#4-06	#4-07	#4-08	#4-09	#4-10
$V_{BLD,F}[V]$	0.40	0.40	0.40	0.40	0.40	0.40	0.41	0.41	0.40	0.40
$V_{BLD,R}[V]$	OL	OL	OL	OL	OL	OL	OL	OL	OL	OL
$R_{BLD,F}[k\Omega]$	234	234	232	233	236	234	237	238	236	235
$R_{BLD,F}[M\Omega]$	OL	OL	OL	OL	OL	OL	OL	OL	OL	OL

クラスタの完全脱落や部分脱落の有無を確認するために開放電圧 V_{oc} とブリーダ電圧 V_b (ブリーダ抵抗 = 3k Ω) を測定し、さらに、絶縁抵抗測定の予備として対地電圧 V_{PE} および V_{NE} の測定 (10 秒経過後値) を実施した。これらの結果を表 4.R3.10-4 に示す。

低日射条件下で測定した接続箱#04 を除く三つの接続箱のストリングの V_{oc} は概ね 335V 程度である。一つのストリングは 6 枚のモジュールの直列接続であり、また、一つのモジュールは 4 クラスタで構成されているため、一つのストリングは 24 クラスタの直列接続である。したがって、 V_{oc} 測定時のクラスタ V_{oc} は 335/24=14V 程度である。これを基準としてみた場合、ストリング#1-08 およびストリング#2-02 の V_{oc} と V_b はともに最も大きい V_{oc} である 339V に対して 14~15V 程度低い。したがって、これらのストリングにはそれぞれ一つの「完全クラスタ脱落」が発生している可能性がある。

また、ストリング#2-05 は、 V_{oc} は他のストリングと同等であるが、 V_b は V_{oc} に比べて 15V 低い。したがって、このストリングには「部分クラスタ脱落」が発生している可能性がある。

他方、対地電圧の測定結果からは絶縁抵抗は概ね良好と予想されるが、ストリング#4-06 の V_{PE} が他に対して有意に高い。このストリングは絶縁不良を起こしている可能性がある。

表 4.R3.10-4 各ストリングの V_{OC} , V_b および V_{PE} ・ V_{NE} の測定結果

	#1-01	#1-02	#1-03	#1-04	#1-05	#1-06	#1-07	#1-08	#1-09	#1-10
$V_{OC}[V]$	335	335	332	336	333	334	332	325	339	338
$V_b[V]$	335	333	332	336	333	333	332	325	339	338
$V_{PE}[V]$	28.4	33.3	40.7	26.7	36.3	42.6	48.8	38.3	56.9	50.1
$V_{NE}[V]$	-57.2	-51.1	-48.2	-31.4	-45.1	-54.8	-62.4	-63.8	-68.4	-53.6
	#2-01	#2-02	#2-03	#2-04	#2-05	#2-06	#2-07	#2-08	#2-09	#2-10
$V_{OC}[V]$	339	324	340	338	342	339	335	335	338	335
$V_b[V]$	338	324	340	338	327	339	335	335	338	335
$V_{PE}[V]$	32.4	38.4	28.9	31.9	34.8	8.3	18.1	30.3	31.6	29.7
$V_{NE}[V]$	-42.0	52.3	-32.8	-35.1	-34.9	-16.7	-35.1	-35.4	-30.2	-30.3
	#3-01	#3-02	#3-03	#3-04	#3-05	#3-06	#3-07	#3-08	#3-09	#3-10
$V_{OC}[V]$	335	335	335	334	336	333	335	334	333	334
$V_b[V]$	333	335	334	333	335	333	335	333	333	333
$V_{PE}[V]$	22.5	33.4	10.4	13.5	18.5	27.0	10.7	4.5	19.6	15.6
$V_{NE}[V]$	-28.9	-21.8	-15.8	-17.4	-28.4	-37.0	-15.3	-5.1	-24.7	-18.5
	#4-01	#4-02	#4-03	#4-04	#4-05	#4-06	#4-07	#4-08	#4-09	#4-10
$V_{OC}[V]$	318	318	318	314	321	321	320	320	314	315
$V_b[V]$	308	317	318	313	321	320	319	319	314	314
$V_{PE}[V]$	20.4	22.8	17.3	18.4	14.4	80.4	18.3	11.0	7.0	5.3
$V_{NE}[V]$	-29.0	-31.8	-21.0	-21.8	-18.9	-17.2	-19.2	-13.7	-6.0	-3.8

(注) 接続箱#4 は低日射条件下での測定であったため、 V_{OC} および V_b は参考値扱いとする。

表 4.R3.10-5 各ストリングの絶縁抵抗の測定結果

	#1-01	#1-02	#1-03	#1-04	#1-05	#1-06	#1-07	#1-08	#1-09	#1-10
$R_{PE}[M\Omega]$	27.5	26.8	26.1	42.0	27.7	16.9	16.8	17.9	13.7	17.4
$R_{NE}[M\Omega]$	30.2	30.5	27.1	43.4	30.3	19.4	18.5	26.8	16.1	20.0
	#2-01	#2-02	#2-03	#2-04	#2-05	#2-06	#2-07	#2-08	#2-09	#2-10
$R_{PE}[M\Omega]$	49.4	38.4	54.2	49.3	46.4	139	68.7	47.4	53.5	46.0
$R_{NE}[M\Omega]$	58.7	52.3	57.7	50.7	50.1	153	79.1	54.3	64.8	52.4
	#3-01	#3-02	#3-03	#3-04	#3-05	#3-06	#3-07	#3-08	#3-09	#3-10
$R_{PE}[M\Omega]$	118	46.7	189	147	129	64.0	113	191	98.7	137
$R_{NE}[M\Omega]$	117	63.5	228	124	124	59.6	131	231	84.9	163
	#4-01	#4-02	#4-03	#4-04	#4-05	#4-06	#4-07	#4-08	#4-09	#4-10
$R_{PE}[M\Omega]$	200	138	242	113	193	15.1	75.0	102	284	189
$R_{NE}[M\Omega]$	242	147	304	106	232	21.1	63.7	85.3	352	275

(6)絶縁抵抗の測定[解列状態]

日置電機製 PVS 用絶縁抵抗計 IR4055 を用いて、各ストリングの絶縁抵抗 R_{PE} および R_{NE} を測定した結果を表 4.R3.10-5 に示す。なお、印加電圧は 500V である。いずれのストリングも $0.4M\Omega$ 以上であり電技第 58 条には適合しているが、(5)で対地電圧が高かった#4-06 の正極の絶縁抵抗 (R_{PE}) はやはり同じ接続箱の他のストリングに比べて顕著に低い値となった。

そこで、この原因を探索したところ、このストリングに接続されているモジュールの 1 枚に外観上の異常を確認した。図 4.R3.10-4 はそのモジュールの下端部の様子であるが、バスバーが錆びて変色しているように見える。この部分に水分が滲入してセル回路とモジュールフレームとが導通することによって絶縁不良が生じている蓋然性が高い。



図 4.R3.10-4 絶縁不良が疑われるモジュールのバスバー部

(7)配線経路の確認

戸上電機製セルランチェッカの「磁界モード」(感度:2)を用いて、PCS の各ストリングケーブルがどの太陽電池モジュールに接続されているかを確認した結果を図 4.R3.10-5 に示す。配線経路の一部は完成図書とは異なっていることが確認された。

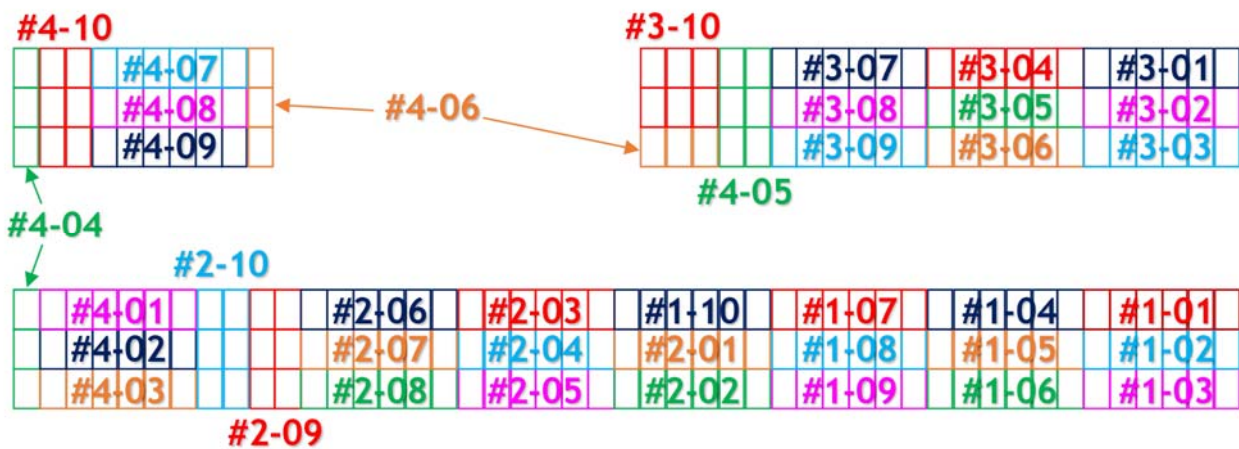


図 4.R3.10-5 スtringの配線経路の確認結果

(8)インピーダンス測定およびバイパス回路の開放故障検査

この PCS を構成するモジュールの電氣的不具合(セル回路の直列抵抗増加や断線)の有無を探索するためアイテス製ソラメンテ Z によるインピーダンス測定を実施した。その結果を表 4.R3.10-6 に示す。このインピーダンス測定では、(5)での $V_{oc} \cdot V_b$ 測定の結果に加えて、ストリング#1-07 に「高インピーダンス・低 V_{oc} 」、つまり、「クラスタ脱落」の異常がみられた。(5)では V_{oc} および V_b には異常はみられなかったことから、セル回路内の接続が不安定な状態にあるモジュールが存在していると判断される。ストリング#1-08 とストリング#2-02 は「高インピーダンス・低 V_{oc} 」であることから、(5)と同様に「完全クラスタ脱落」のモジュールが存在する蓋然性が高い。また、スト

表 4.R3.10-6 各ストリングのインピーダンス測定結果

	#1-01	#1-02	#1-03	#1-04	#1-05	#1-06	#1-07	#1-08	#1-09	#1-10
Z[Ω]	17	16	17	15	17	16	OL	OL	15	16
Voc[V]	331	331	329	331	328	330	320	320	333	332
	#2-01	#2-02	#2-03	#2-04	#2-05	#2-06	#2-07	#2-08	#2-09	#2-10
Z[Ω]	19	OL	17	18	OL	19	20	19	19	19
Voc[V]	342	327	343	341	345	342	339	338	341	338
	#3-01	#3-02	#3-03	#3-04	#3-05	#3-06	#3-07	#3-08	#3-09	#3-10
Z[Ω]	24	23	24	25	24	25	23	23	23	26
Voc[V]	329	330	330	329	330	328	330	329	329	329
	#4-01	#4-02	#4-03	#4-04	#4-05	#4-06	#4-07	#4-08	#4-09	#4-10
Z[Ω]	16	16	16	15	15	16	16	16	16	15
Voc[V]	332	328	329	329	334	337	333	331	329	331

リング#2-05の「高インピーダンス」は「セル回路の高抵抗化」を意味するが、これも(5)の判定である「部分クラスタ脱落」を支持している。

なお、日置電機製バイパス・ダイオード・テスターFT4310 および日本カーネルシステム製バイパス・ダイオード・チェッカーBDC15310-N(電圧設定:40V)によるバイパス回路の開放故障検査では、いずれのストリングにもバイパス回路の開放故障は検出されなかった。

(9)各ストリングの電流－電圧特性の測定

日本カーネルシステム製 I-V 特性測定器「Gamma-1000V」(PVA14301)を用いて、各ストリングの電流－電圧(I-V)特性を測定した(TraceTime=200msec)。その結果を図 4.R3.10-6 から図 4.R3.10-9 に示す。接続箱#1に接続されている10本のストリングのうち、#1-07と#1-08の特性曲線の「電圧崖」領域が他に対して十数V程度低くなっていることから、これらのストリングにはそれぞれ一つの「クラスタ脱落」が存在していることがわかる。これは(8)の推測とも一致する。また、接続箱#2においても、#2-02と#2-05にみられる同様な傾向は(8)の推測を支持するものである。

なお、接続箱#4のストリング#4-10の特性曲線にはPm付近の段差がみられるが、(8)のインピーダンス測定ではこのストリングに異常は認められなかったことから、これは測定時の部分影などの影響と考えられる。

(10)各モジュールの表面温度分布観察[運転状態]

赤外線カメラを用いて運転状態における各モジュールの表面温度分布を観察したところ、これまでに「クラスタ脱落」の存在を推測した四つのストリングのそれぞれに「クラスタ脱落」特有の発熱分布が観察された。たとえば、図 4.R3.10-10には2枚の「クラスタ脱落」モジュールが観察されている(図中「S30a」モジュールと「S31b」モジュール)。どちらも表から見て最右端のクラスタの温度が他よりもやや高く、かつ、端子箱付近も発熱していることがわかる。「S30a」モジュールは#1-07ストリングを構成するモジュールであり、「S31a」モジュールは#1-08ストリングを構成するモジュールである。

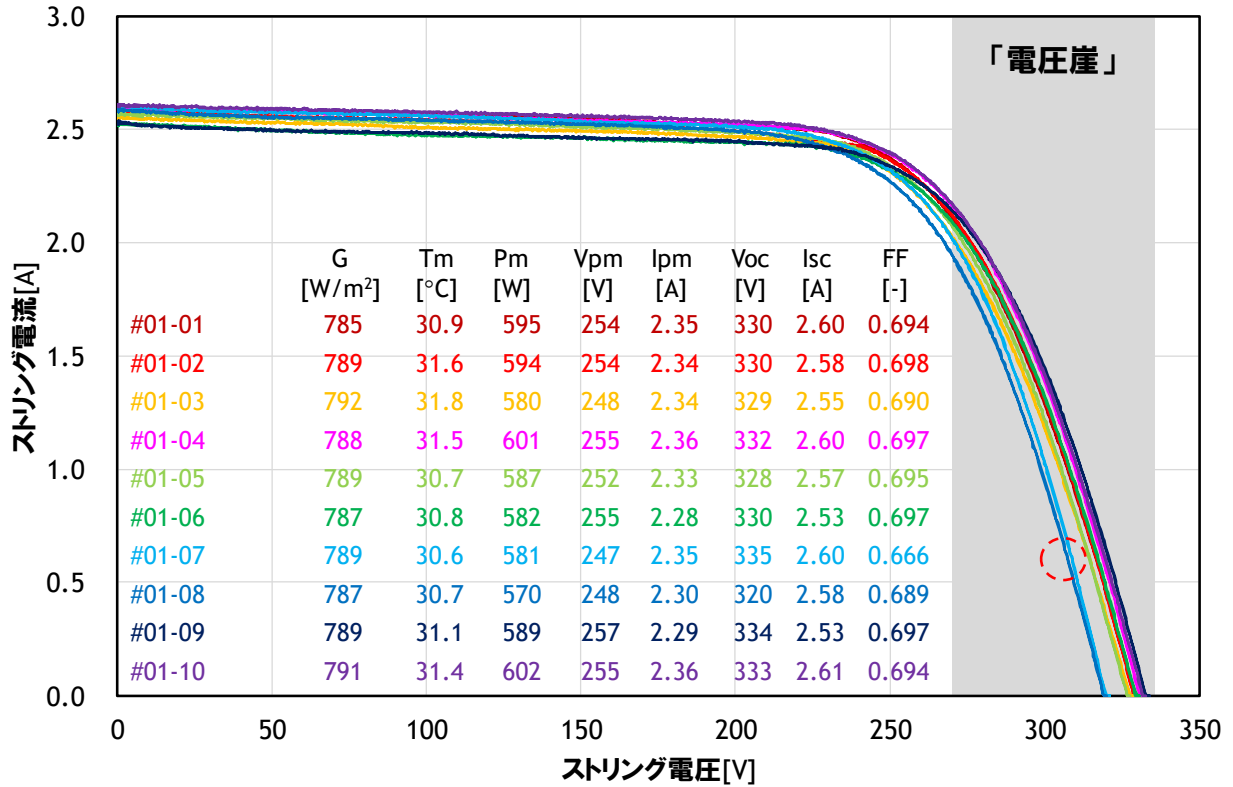


図 4.R3.10-6 接続箱#1 の各ストリングの電流－電圧特性の測定結果

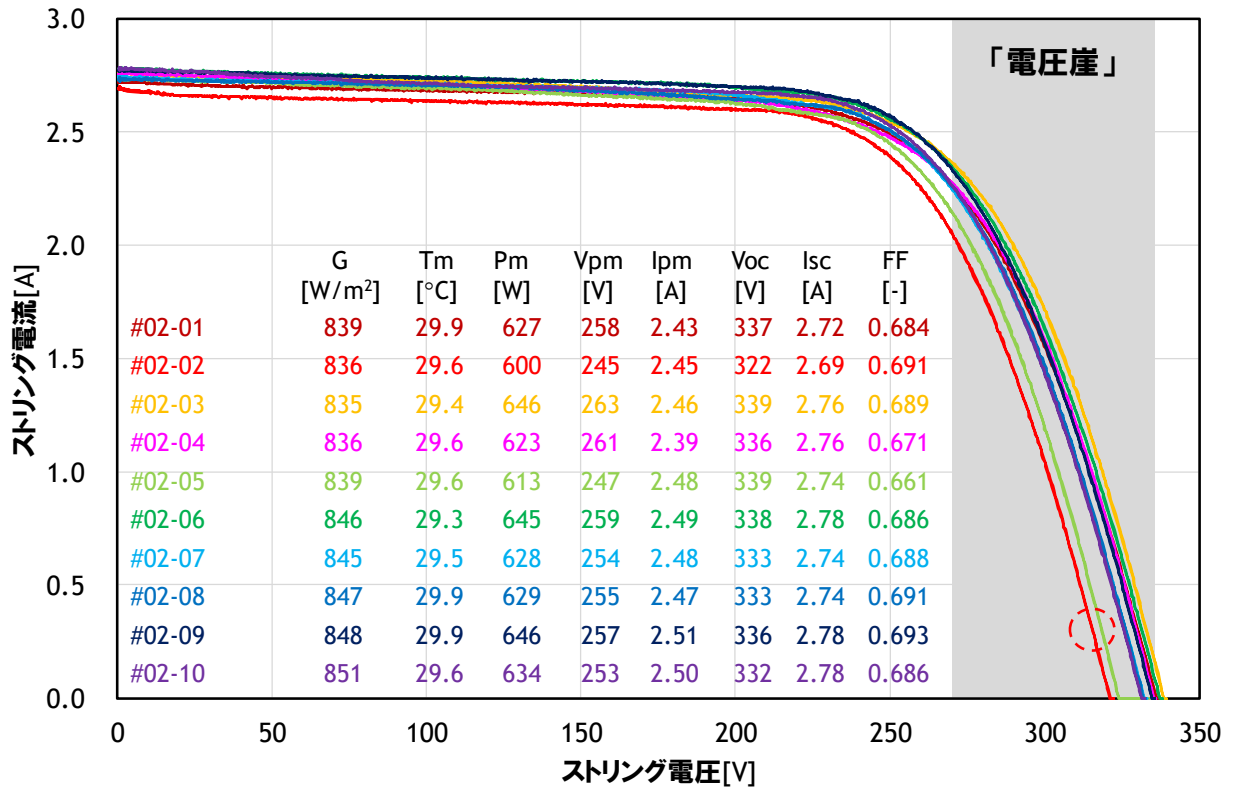


図 4.R3.10-7 接続箱#2 の各ストリングの電流－電圧特性の測定結果

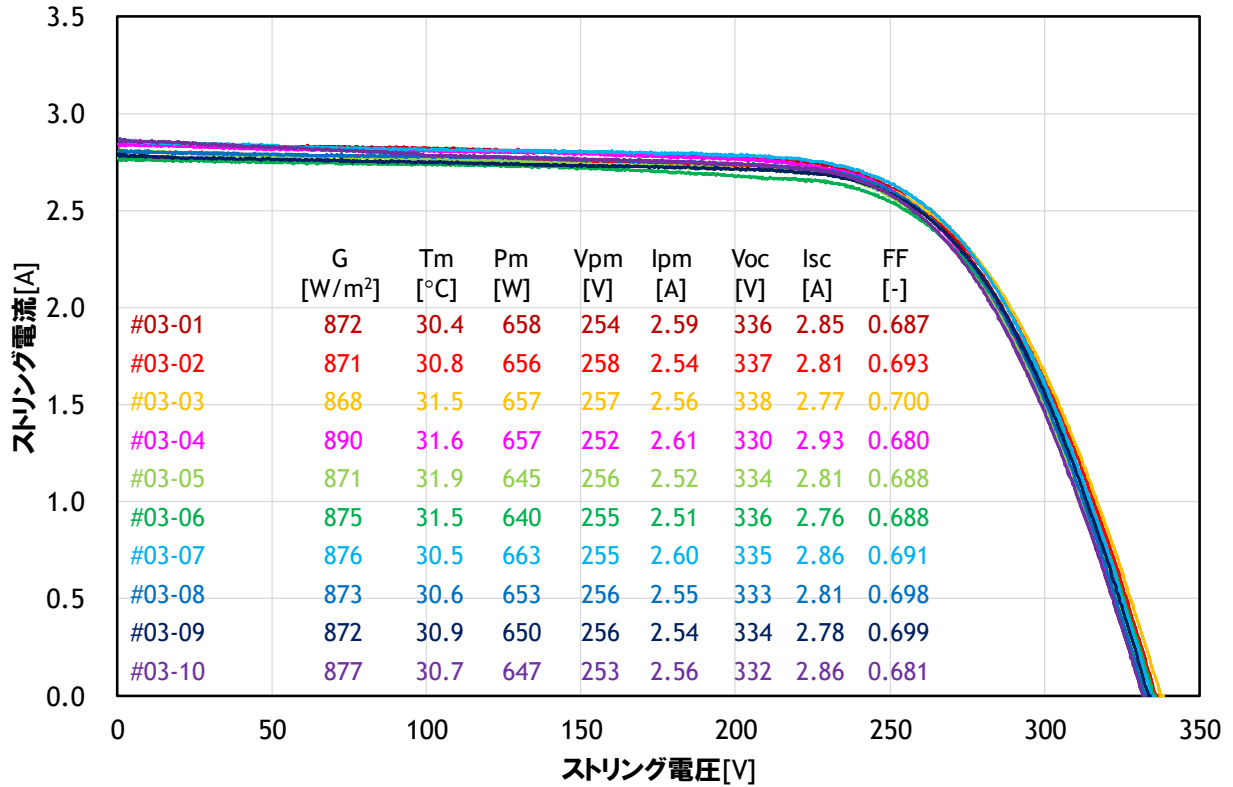


図 4.R3.10-8 接続箱#3 の各ストリングの電流－電圧特性の測定結果

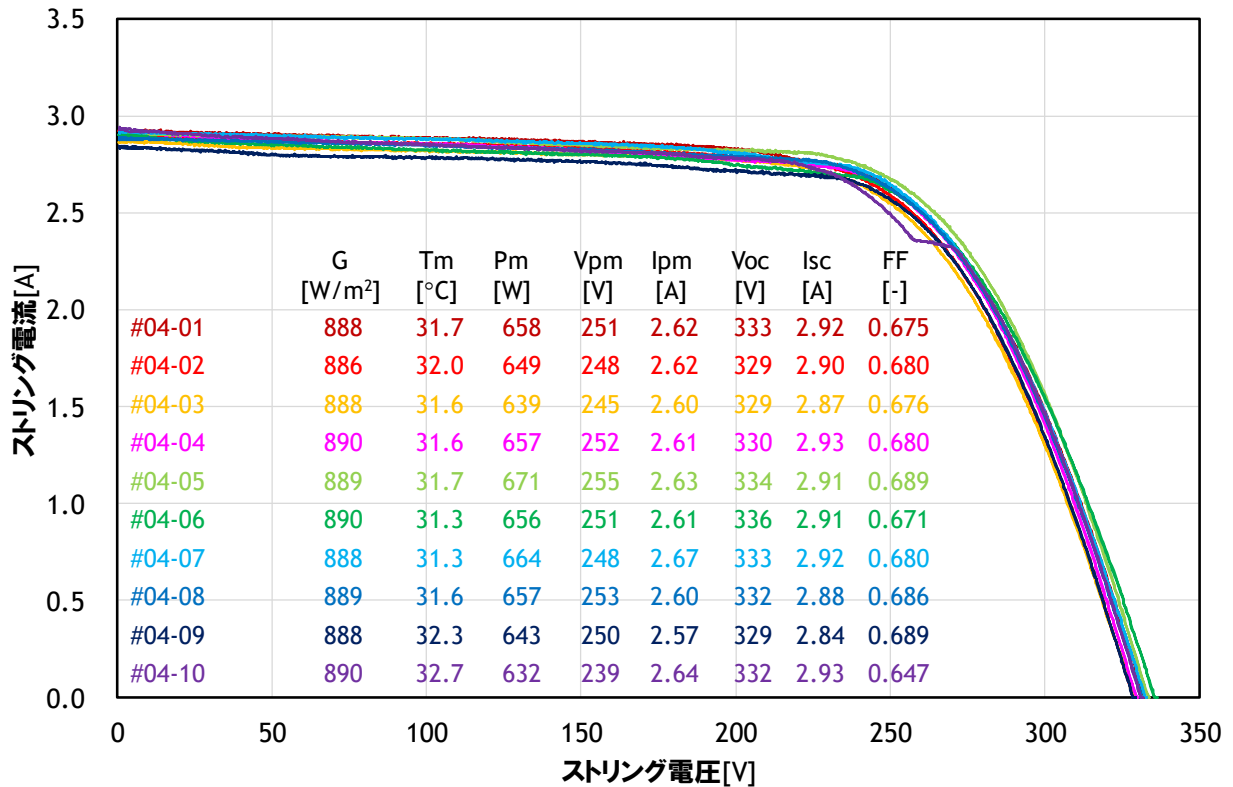


図 4.R3.10-9 接続箱#4 の各ストリングの電流－電圧特性の測定結果

(11)その他

図 4.R3.10-11 は、ストリング#3-06 に接続されているモジュールの外観写真である。写真ではわかりづらいがこのモジュールの表面ガラスは全損している。ガラス割れの起点周辺の目視観察では発熱などの痕跡は確認されなかったことから、この割れは何らかの外的要因によるものと考えられる。なお、これまでの各種測定からは、この「ガラス割れ」モジュールを原因とする「電気安全性能」および「発電性能」の低下は把握されていないが、構造強度が保持できていないことは自明であり飛散のリスクがあることから、交換する必要がある。

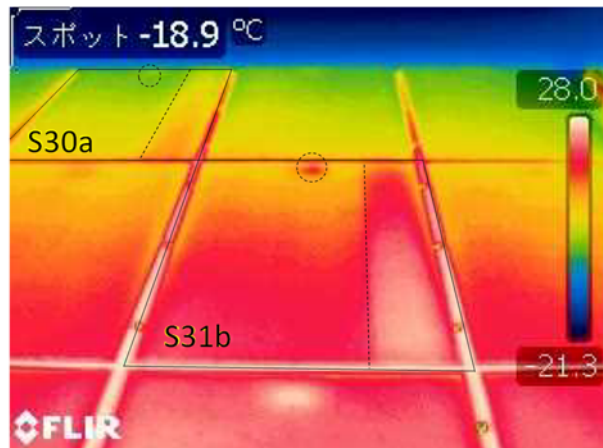


図 4.R3.10-10 「クラスタ脱落」モジュールの表面温度分布



(a)全景

(b)「ガラス割れ」起点付近の近景

図 4.R3.10-11 ストリング#3-06 に接続されていた「ガラス割れ」モジュール

【4 章 参考 3.11】 保守点検調査の実例(11):千葉県の大陽光発電設備

1.調査対象

(1)所在地:千葉県

(2)設置形態:地上設置(営農型大陽光発電設備)

(3)運転開始:2017年1月

(4)電圧区分:低圧

(5)設備仕様

- ・大陽電池モジュール

電氣的特性を表 4.R3.11-1 に示す. 総枚数は 810

枚.

- ・接続箱

なし.

- ・大陽電池アレイ構成

27 モジュール/ストリング×30 ストリング, 公称アレイ容量:56.7kW, 公称アレイ開放電圧:410.4V

(6)パワーコンディショナ(5 台)

定格出力:9.9kW, 直流入力:600V(最大)/36A(最大), 定格交流出力:202V-50/60Hz, 最大出力電流:29A, 三相

表 4.R3.11-1 大陽電池モジュールの電氣的特性

大陽電池の種類	結晶 Si
公称最大出力 Pmax	70W
公称開放電圧 Voc	15.2V
公称短絡電流 Isc	5.90A
公称最大出力動作電圧 Vpm	12.4V
公称最大出力動作電流 Ipm	5.65A
曲線因子 FF	0.781



図 4.R3.11-1 調査に用いた主な測定機器

2.調査内容と結果

調査は二つの PCS (PCS-1 および PCS-5, 6 スtring用) に対して実施した。なお、参考までに本調査で使用した主な測定機器を図 4.R3.11-1 に示す。

2.1 PCS-1

(1) 接地抵抗の測定

日置電機製接地抵抗計 FT6031 を用いて、①PCS 背板 (アルミ製)、②PCS 内部の接地線、③交流集電箱内の接地極、④PCS 近傍の単管、⑤モジュール付近の単管、の各部と大地の間の接地抵抗 (R_G) を測定した。その結果を表 4.R3.11-2 に示す。

表 4.R3.11-2 接地抵抗の測定結果

測定箇所	接地抵抗 [Ω]
①PCS 背板	0.32
②PCS 内部の接地線	0.34
③交流集電箱内の接地極	0.35
④PCS 近傍の単管	0.33
⑤モジュール付近の単管	0.32

(2) 等電位性の確認

この接続箱のアレイを構成するモジュールのフレームが適切に接地されていることを確認するため、これらのモジュールのフレームと大地の間の抵抗を測定した (図 4.R3.11-2)。その結果は概ね良好 (抵抗はほぼゼロ) であったが、モジュールと単管架台の緊結部 (図 4.R3.11-3) でボルトに緩みが生じていた箇所の中には OL (50 Ω 以上) となった箇所もあった。



図 4.R3.11-2 等電位性の確認



図 4.R3.11-3 モジュールと単管架台の緊結の状況

(3) 各 String の動作確認 [運転状態]

String 断線の有無などを確認するため、各 String の動作電圧 V_{OP} 、動作電流 I_{OP} を測定した。その結果を表 4.R3.11-3 に示す。

表 4.R3.11-3 各 String の動作電圧・電流の測定結果 (PCS-1)

	P1-1	P1-2	P1-3	P2-1	P2-2	P2-3
動作電圧 V_{OP} [V]	338	335	335	331	335	335
動作電流 I_{OP} [A]	2.0	2.1	2.1	2.0	2.0	2.0

表 4.R3.11-4 各ストリングの漏れ電流の測定結果 (PCS-1)

	P1-1	P1-2	P1-3	P2-1	P2-2	P2-3
漏れ電流 I_{LK} [mA]	-0.09	+0.03	-0.34	-0.19	-0.22	-0.16

また、運転状態における充電回路 (=ストリング) の絶縁状態を予備的に把握するため、マルチ計測器製漏れ電流計 M-730 を用いて漏れ電流 I_{LK} を測定した。表 4.R3.11-4 にその結果を示す。

(4)開放電圧・ブリーダ電圧, 対地電圧の測定[解列状態]

クラスタの完全脱落や部分脱落の有無を確認するために開放電圧 V_{OC} とブリーダ電圧 V_b (ブリーダ抵抗 = 10k Ω) を測定し、さらに、絶縁抵抗測定の予備として対地電圧 V_{PE} および V_{NE} の測定 (10 秒経過後値) を実施した。これらの結果を表 4.R3.11-5 に示す。

表 4.R3.11-5 各ストリングの V_{OC} , V_b および対地電圧 (V_{PE} , V_{NE}) の測定結果 (PCS-1)
(日射強度=450W/m² 前後, 気温=8.8 $^{\circ}$ C, 湿度=39.8 $^{\circ}$ C)

	P1-1	P1-2	P1-3	P2-1	P2-2	P2-3
開放電圧 V_{OC} [V]	393	389	392	391	391	391
ブリーダ電圧 V_b [V]	393	388	391	390	391	390
対地電圧 V_{PE} [V]	6.4	5.3	4.6	4.1	4.4	4.5
対地電圧 V_{NE} [V]	-4.8	-4.2	-4.7	-4.5	-4.3	-4.5

V_{OC} と V_b の測定結果から、どのストリングにもクラスタ脱落は存在しないと推測できる。また、対地電圧の測定結果からは絶縁抵抗は良好と予想できる。

表 4.R3.11-6 各ストリングの絶縁抵抗測定結果 (500V 印加) (PCS-1)

	P1-1	P1-2	P1-3	P2-1	P2-2	P2-3
絶縁抵抗 R_{PE} [M Ω]	216	196	337	340	301	241
絶縁抵抗 R_{NE} [M Ω]	260	285	336	344	373	350

(5)絶縁抵抗の測定[解列状態]

日置電機製 PVS 用絶縁抵抗計 IR4055 を用いて、各ストリングの絶縁抵抗 R_{PE} および R_{NE} を測定した結果を表 4.R3.11-6 に示す。なお、印加電圧は 500V である。いずれのストリングも 0.4M Ω 以上であり電技第 58 条 (電路の使用電圧の区分が 300V 以上では、0.4M Ω 以上) には適合している。

(6)配線経路の確認

戸上電機製セルランチェッカの「磁界モード」(感度:2)を用いて、PCS の



図 4.R3.11-4 配線経路の確認



図 4.R3.11-5 スtringの配線経路の確認結果(PCS-1)

各Stringケーブルがどの太陽電池モジュールに接続されているかを確認した(図 4.R3.11-4). その結果を図 4.R3.11-5 に示す.

(7)インピーダンス測定およびバイパス回路の開放故障検査

この PCS を構成するモジュールの電氣的不具合(セル回路の直列抵抗増加や断線)の有無を探索するためアイテス製ソラメンテ Z によるインピーダンス測定を実施した. また, これらモジュールのバイパス回路の開放故障の有無を確認するため, 日置電機製バイパス・ダイオード・テスターFT4310 および日本カーネルシステム製バ

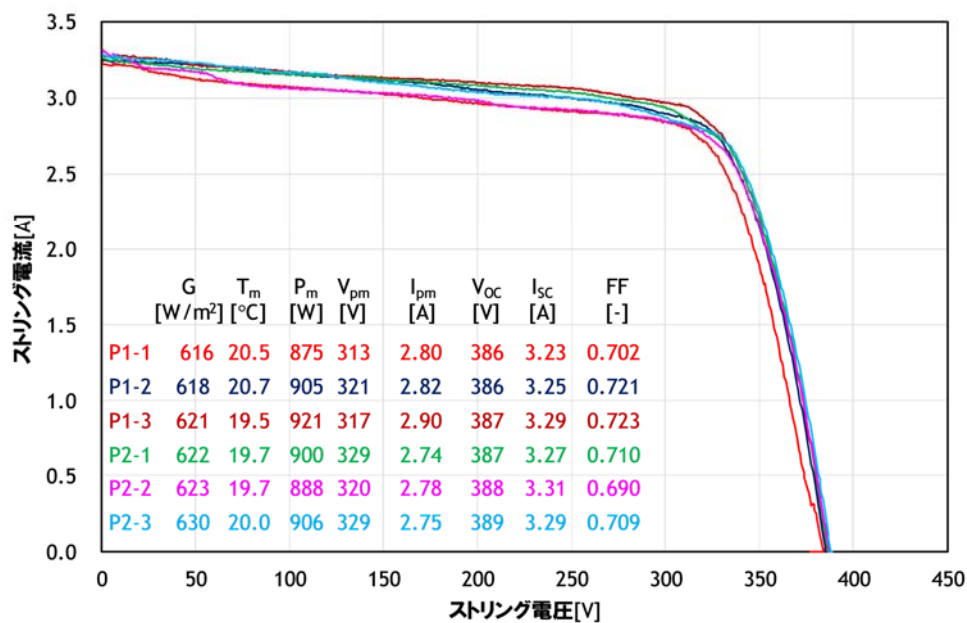
表 4.R3.11-7 各Stringのインピーダンス測定およびバイパス回路開放故障検査の結果(PCS-1)

(日射強度:510W/m²前後, 気温:10.9°C, 湿度:31.3%)

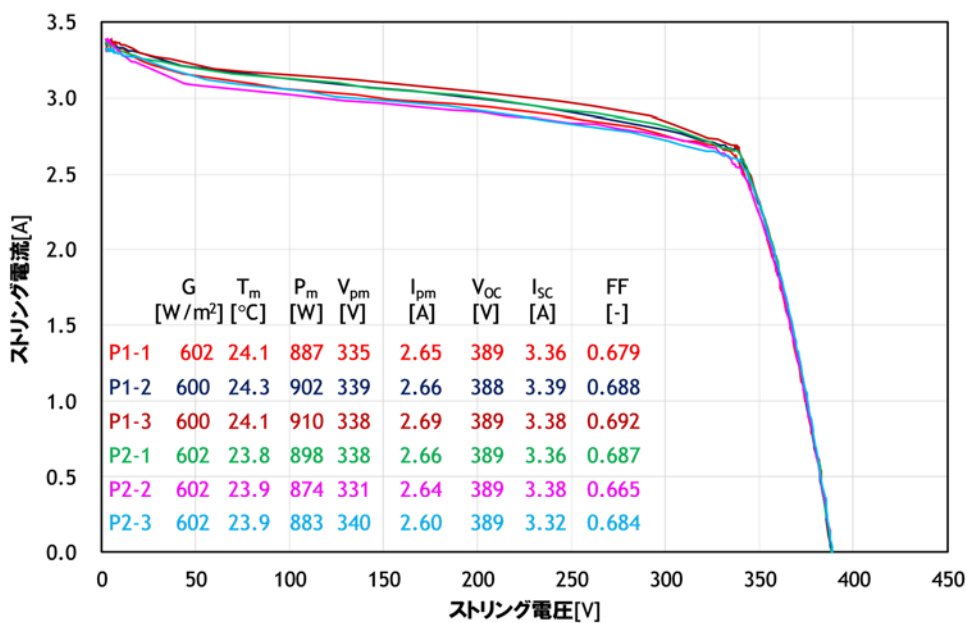
	P1-1	P1-2	P1-3	P2-1	P2-2	P2-2
ソラメンテ Z						
インピーダンス[Ω]	11	10	10	11	13	10
開放電圧 V _{oc} [V]	392	392	392	393	387	391
日置 FT4310						
I _{sc} [A]	2.7	2.9	3.0	3.1	3.2	3.89
I _{sc+α} [A]	3.7	4.0	4.1	4.1	4.2	3.2
R _{BPR} [Ω]	9.7	1.6	1.7	1.9	2.1	4.2
V _{oc} [V]	391	391	391	391	391	389
判定	PASS	PASS	PASS	PASS	PASS	PASS
カーネル BDC15310-N						
V _F [V]	23.1	20.6	20.4	21.0	22.3	21.1
V _{oc} [V]	392	392	392	391	390	390
I _{sc} [A]	2.68	2.92	3.06	3.06	3.27	3.22
判定	BPD 検出	BPD 検出	BPD 検出	BPD 検出	BPD 検出	BPD 検出

イパス・ダイオード・チェッカーBDC15310-N(電圧設定:40V)による検査を実施した。これらの測定結果を表4.R3.11-7に示す。

これらの結果から、このPCSを構成するモジュールにはセル回路の直列抵抗増加・断線といった電氣的不具合が存在する確率は低く、また、バイパス回路に開放故障が発生しているモジュールが存在する確率も低いと判断できる。



(a)日本カーネルシステム Gamma による測定



(b)日置 FT4300 による測定

図 4.R3.11-6 スtringの電流－電圧特性の測定結果(PCS-1)

(8)各ストリングの電流－電圧特性の測定

日本カーネルシステム製 I-V 特性測定器「Gamma-1000V」(PVA14301)および日置電機製 I-V 特性測定器 FT4300 を用いて、各ストリングの電流－電圧 (I-V) 特性を測定した (TraceTime=200msec) . その結果を図 4.R3.11-6 に示す(ただし、ここではこれら二つの I-V 特性測定器の比較考察は行わない) . V_{oc} に関しては、日射強度およびモジュール温度が概ね等しい測定条件下において、各ストリングとも同等な値が得られていることから、(4)や(7)で言及したように「クラスタ脱落」は存在しないと考えてよい . 他方、電流については、一部のストリングにいわゆる「段差」がみられる . この原因としては「モジュール傾斜角の不一致」「モジュール表面の汚れ」などを考えることができるが、このことについて次節 PCS-5 でやや詳述する .

2.2 PCS-5

(1)各ストリングの動作確認[運転状態]

ストリング断線の有無などを確認するため、各ストリングの動作電圧 V_{OP} 、動作電流 I_{OP} を測定した。その結果を表 4.R3.11-8 に示す。

表 4.R3.11-8 各ストリングの動作電圧・電流の測定結果(PCS-5)
(日射強度:405W/m², 気温:11.2°C, 湿度:36.2%, モジュール温度:17.5°C)

	P1-1	P1-2	P1-3	P2-1	P2-2	P2-3
動作電圧 V_{OP} [V]	339	337	337	341	337	341
動作電流 I_{OP} [A]	1.7	2.0	2.1	1.6	1.8	1.7

また、運転状態における充電回路(=ストリング)の絶縁状態を予備的に把握するため、漏れ電流 I_{LK} を測定した。表 4.R3.11-9 にその結果を示す。

表 4.R3.11-9 各ストリングの漏れ電流の測定結果(PCS-5)

	P1-1	P1-2	P1-3	P2-1	P2-2	P2-3
漏れ電流 I_{LK} [mA]	-0.40	+0.24	-0.15	+0.41	+0.61	+0.38

(2)開放電圧・ブリーダ電圧, 対地電圧の測定[解列状態]

開放電圧 V_{OC} 、ブリーダ電圧 V_b (ブリーダ抵抗=10k Ω)、ならびに対地電圧 V_{PE} および V_{NE} の測定(10秒経過後値)を測定した結果を表 4.R3.11-10 に示す。PCS-1と同様、 V_{OC} と V_b の測定結果から、どのストリングにもクラスタ脱落は存在しないと推測できる。また、対地電圧の測定結果からは絶縁抵抗は良好と予想できる。

表 4.R3.11-10 各ストリングの V_{OC} 、 V_b および対地電圧(V_{PE} 、 V_{NE})の測定結果(PCS-5)

	P1-1	P1-2	P1-3	P2-1	P2-2	P2-3
開放電圧 V_{OC} [V]	391	388	388	387	386	386
ブリーダ電圧 V_b [V]	390	387	387	386	385	385
対地電圧 V_{PE} [V]	5.5	5.1	4.0	5.9	5.2	6.4
対地電圧 V_{NE} [V]	-4.3	-6.1	-4.1	-5.4	-5.0	-5.6

(3)絶縁抵抗の測定[解列状態]

各ストリングの絶縁抵抗 R_{PE} および R_{NE} を測定した結果を表 4.R3.11-11 に示す。なお、印加電圧は 500V である。これも PCS-1 と同じように、いずれのストリングも電技第 58 条に適合している。

表 4.R3.11-11 各ストリングの絶縁抵抗測定結果(500V 印加)(PCS-5)

	P1-1	P1-2	P1-3	P2-1	P2-2	P2-3
絶縁抵抗 R_{PE} [M Ω]	272	244	348	247	212	179
絶縁抵抗 R_{NE} [M Ω]	306	293	396	198	265	217

(4)配線経路の確認

戸上電機製セルランチェッカの「磁界モード」(感度:2)を用いて、PCS の各ストリングケーブルがどの太陽電池モジュールに接続されているかを確認した。その結果は PCS-1 の場合と同じ(図 4.R3.11-5)であった。

(5)インピーダンス測定およびバイパス回路の開放故障検査

アイテス製ソラメンテ Z と新栄電子計測器の PV レジスタンスチェッカ PVR-1000 による各ストリングのインピーダンス測定を実施した。また、これらモジュールのバイパス回路の開放故障の検査を行った。これらの測定結果を表 4.R3.11-12 に示す。これらの結果から、この PCS を構成するモジュールにはセル回路の直列抵抗増加・断線といった電氣的の不具合やバイパス回路の開放故障が発生している確率は低いと判断できる。

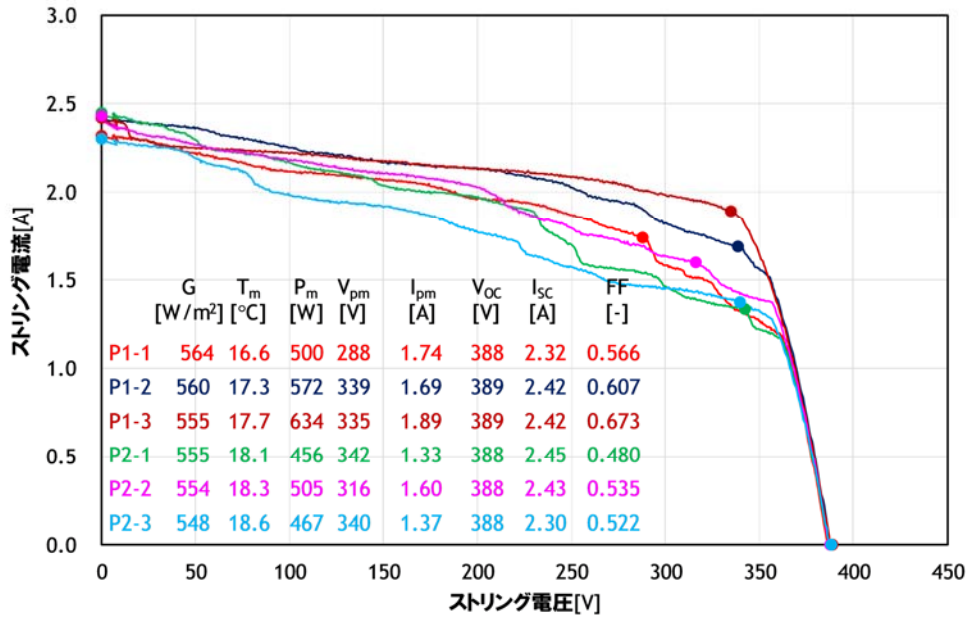
表 4.R3.11-12 各ストリングのインピーダンス測定およびバイパス回路開放故障検査の結果(PCS-5)

	P1-1	P1-2	P1-3	P2-1	P2-2	P2-2
ソラメンテ Z						
インピーダンス[Ω]	391	389	388	384	387	387
開放電圧 V_{oc} [V]	11	12	13	14	13	13
PVR-1000						
レジスタンス[Ω]	389	387	387	384	386	385
開放電圧 V_{oc} [V]	15	16	17	22	18	19
日置 FT4310						
I_{sc} [A]	2.5	2.3	2.2	2.2	2.1	1.9
$I_{sc+\alpha}$ [A]	3.5	3.3	3.3	3.2	3.1	2.9
R_{BPR} [Ω]	2.6	2.8	3.0	2.5	3.0	2.6
V_{oc} [V]	388	387	388	385	385	385
判定	PASS	PASS	PASS	PASS	PASS	PASS
カーネル BDC15310-N						
V_F [V]	23.2	23.3	23.1	23.0	23.6	23.3
V_{oc} [V]	389	388	388	386	385	386
I_{sc} [A]	2.48	2.30	2.21	2.18	2.02	1.87
判定	BPD 検出	BPD 検出	BPD 検出	BPD 検出	BPD 検出	BPD 検出

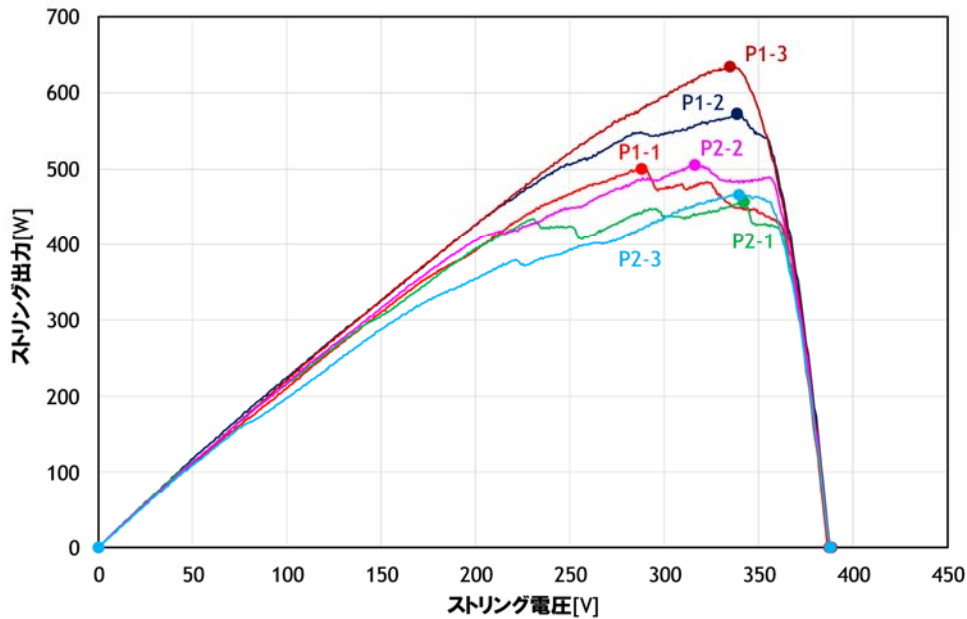
(6)各ストリングの電流－電圧特性の測定

日本カーネルシステム製 I-V 特性測定器「Gamma-1000V」を用いて、各ストリングの電流－電圧(I-V)特性を測定した(TraceTime=200msec)。その結果を図 4.R3.11-7 に示す。

V_{oc} に関しては、PCS-1 の場合と同様に各ストリングとも同等な値が得られていることから、これらのストリングを構成するモジュールに「クラスタ脱落」は存在しないと考えてよさそうである。他方、図 4.R3.11-7(a)の電流をみると、PCS-1 の場合を上回る大きな「段差」がみられ、その結果として FF が低下している(FF が最も低い P2-1 では 0.48)。また、同図(b)の P-V カーブをみると、ストリング P1-2 が比較的正常な形状を有しているものの、他のストリングには複数の凹凸が生じており、環境条件と PCS の制御状況によっては、最大出力点で動作することができない、あるいは、より低電圧側(つまり、短絡に近い側)での動作となる、ということも想像される。



(a)電流－電圧特性(I-V カーブ)



(b)出力－電圧特性(Pv-V カーブ)

図 4.R3.11-7 スtringの電流－電圧特性の測定結果(PCS-5)

図 4.R3.11-8 はString P2-1 を構成するモジュールの表面を撮影した写真である。当該設備はモジュールの接地傾斜角が浅く、かつ、単管架台との緊結の緩み等によりほぼ水平面設置となっている部分もあった。その結果、この写真のようにモジュール表面が著しく汚れ、セルへの太陽光の入射の妨げになりやすい状況があった。そこで、乾いた布でString P2-1 のモジュールの汚れを除去し、再度電流－電圧特性を測定した。図 4.R3.11-9 は汚れを除去したあとのモジュール表面の様子であり、図 4.R3.11-10 は測定結果である。なお、図 4.R3.11-10 には比較のために図 4.R3.11-7 の「汚れを除去する前」の P2-1 の測定結果を再掲している(比較を容易にするために、電流値を補正している)。汚れを除去することにより FF は 0.480 から 0.578 へと約 20%向上

した。また、最大出力も同様の向上である。しかし、汚れを除去した後の I-V カーブをみると、なお有意な段差は残っている。この要因としては「モジュール設置傾斜角の不一致」が考えられる。



図 4.R3.11-8 P2-1 スtringを構成するモジュールの表面の汚れ



図 4.R3.11-9 汚れを除去したあとのモジュール表面

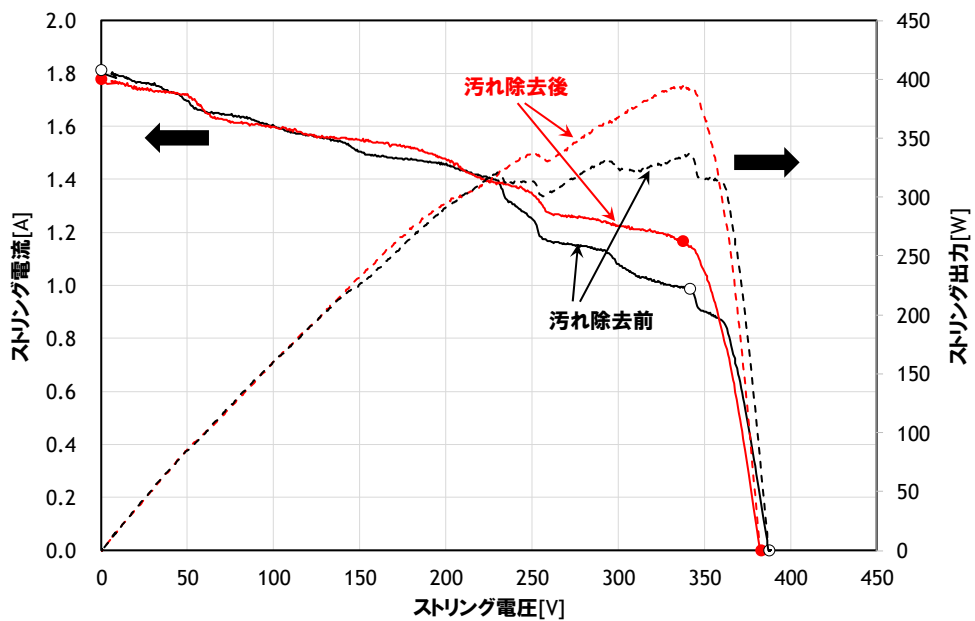


図 4.R3.11-10 汚れを除去する前後のString P2-1 の電流－電圧特性の測定結果 (PCS-5)

付録 A 直流電気安全性に関連する構造設計

構造の事故は、直流電気事故に直結する。そのため、構造設計は直流電気安全の設計を考えるうえで重要な事項である。本来であれば、本項目の内容・記述を充実させ、「第 2 章 設計組合せ編」の一部とすることが必要である。しかしながら、構造設計の全体は、本書で扱うには体系も分量も膨大となる。そのため、本書は直流電気安全性に関連する構造設計の主要な部分だけ記述し、付録とした。設計上重要であるが本項を付録とした理由は、本書に記述された内容だけが構造設計のすべてであるとの誤解を防止するためである。読者は、本書に記述された項目のみでは構造設計は完成しないことに留意されたい。また読者は、構造設計の項目が付録にあるために優先順位が低いと勘違いせず、構造設計は直流電気安全の設計のひとつであることを忘れないで頂きたい。

なお、太陽光発電設備の構造設計関係は、JIS C 8955 の 2017 年の改定や 2018 年 10 月の電気設備技術基準の改定など規基準の変更があった。2019 年 2 月の本文書改定にあたり、構造設計に関しては、追記等の項目が多くなることから、NEDO の「太陽光発電システム効率向上・維持管理技術開発プロジェクト/太陽光発電システムの安全確保のための実証/太陽光発電設備の安全化に関する実証試験および研究」事業において実施した積雪荷重のところのみ変更とした。また、NEDO の「太陽光発電システム効率向上・維持管理技術開発プロジェクト/太陽光発電システムの安全確保のための実証/耐風安全性および水害時感電防止を考慮した合理的設計手法の開発」の一環として「地上設置型太陽光発電システムの設計ガイドライン及び構造設計例」が作成、公開されているため、設計の参考にされたい。

付録 A.1 共通事項

【目的】飛散、圧潰、倒壊による直流事故を未然に防止することを目的とする。

【設計指針】

【1】 太陽電池モジュールおよび太陽電池アレイには、荷重計算および構造計算によって、少なくとも建築基準法および電気設備技術基準、消防関係法令に定められた最低基準以上の強度を与えること。

【設計指針 解説】

「風荷重」「積雪荷重」「地震力」によってモジュールまたはアレイが崩壊すると、多くの場合太陽電池アレイが地絡する。このとき感電・火災を併発する恐れがある。このような事故は設計段階から未然防止される必要がある。しかし本文書は、構造安定のガイドラインではない。そこで本節では、構造安定策のうち、配慮を怠ると即火災や感電につながる事柄のみを列記する。

【1】 上記の規定は、系統連系システムや蓄電池を用いた独立型システムなど火災の恐れのある全てのシステムに適用される。

①特別法と一般法、義務と義務主体に関する考え方

法律上、このような事故は、事前的には技術系の法令（建築基準法・電気事業法・消防関係法令）および商法における消費者保護法などの特別法に基づく行政的統制が行われており、事後的には契約法に

における債務不履行や瑕疵担保責任，不法行為法における工作物責任(民法第 717 条)に基づく司法的統制が行われている。

法遵守義務の主体は，一義的には所有者である。しかし，専門家と素人との間には情報の非対称性(情報の質及び量並びに交渉力の格差，消費者契約法第一条参照)があり，発注者や所有者が法律の目的とその内容を理解しているとは限らない。また，設定された荷重レベルと被害レベルの関係は，広く知られてはいるとは言えない。すると，専門家である製造業者および設置業者が基規準の意味をよく理解し，発注者や所有者に対し遵守を促す必要がある。また，この際には，特別法における要求が「最低基準」であり，行政審査，行政罰の判断基準に過ぎないこと，それらは行政からの最低限の要求に過ぎず，刑事，民事罰はこの範疇を超えて広く存在することを伝える必要がある。

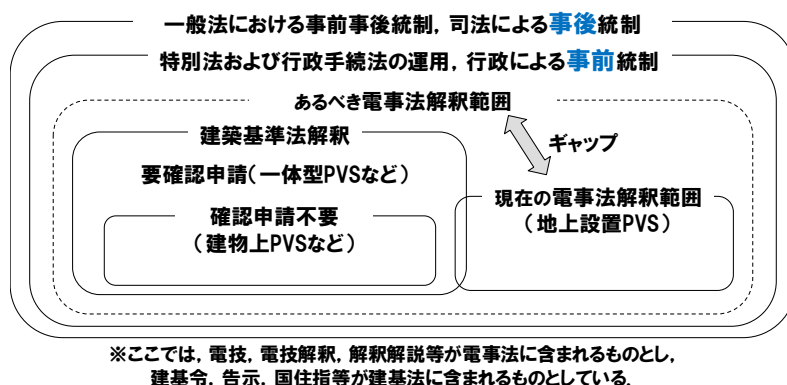


図 A.1-1 各種ルールの包含関係

②特別法における義務の概要

建物上アレイは，建築基準法および電技の二重規制下にある。規制は電技のみであるものと誤解されることが多くなっているが，建築基準法における確認申請が不要であることは，建築基準法による規制不存在と同じではない。技術上は，建築基準法における技術規定を満足する必要がある(平成 24 年 7 月 4 日国住指 1152 号)。

国住指 1152 号

- 1 建築物の屋上に当該建築物に電気を供給するために設置する太陽電池発電設備については，法第2条第3号に規定する建築設備に該当し，設置後の建築物(当該太陽電池発電設備を含む。)は建築基準関係規定に適合する必要がある。
- 2 建築物の屋上に架台を取り付け，その上に設置する太陽電池発電設備のうち，太陽電池発電設備自体のメンテナンスを除いて架台下の空間に人が立ち入らないものであって，かつ，架台下の空間を居住，執務，作業，集会，娯楽，物品の保管又は格納その他の屋内的用途に供しないものについては，法第2条第5号に規定する主要構造部に該当せず，また，既存建築物の屋上に架台を取り付け，その上に太陽電池発電設備を設置する行為は，法第2条第13号に規定する増築には該当しないため，法第87条の2に規定する場合を除き，当該行為に当たって建築確認は不要である。

③機能限界，損傷限界，安全限界

太陽光発電システムの電氣的・構造的加害性からは、三限界によって区分される四状態を念頭に置き、稀な強風、稀な豪雪、稀な地震に対しては損傷限界を超過しないよう、極稀強風、極稀豪雪、極稀地震に対しては安全限界を超過しないよう設計を進める必要がある。

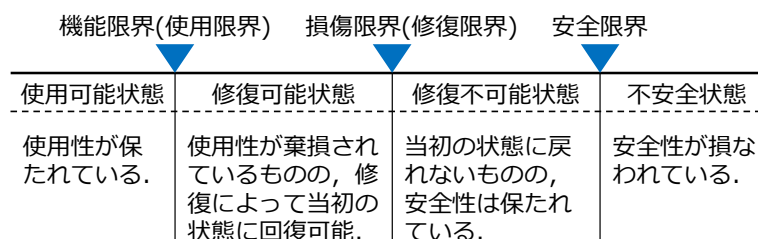


図 A.1-2 3 限界と 4 状態

他方、個々の太陽光発電システムの機能は、防災設備駆動、非常用発電、売電などの様々な目的に応じて様々な姿で規定されており、その機能限界は、約定に支配されていると言える。

中でも最近出現した事業用の地上設置太陽光発電システムには、売電性能という最小仕様が要求される傾向が強く、法規＝財産処分権の制約原理＝過剰規制と受け止められることが多かった。また、元来発電所である地上太陽光発電システムは、電技解釈第 38 条の法的制御によって柵や塀を備えることで敷地の独立性が高められている。そのようなシステムでは、強風による飛散や地震による倒壊炎上を生じてもその損害は投機家の個人的損失に留まるかもしれない。これらの太陽光発電システムは建築基準法から適用除外されたことには、このような理由があると推察される。

ただしその結果、安全限界は著しく身近になった。建築基準法の最低水準においてすら 20 年間の運用中に 33%も設計荷重を超過する確率がある。安全性はもとより経済性の観点からしても、本書に示す指針より破壊確率が高くなる緩和荷重を太陽光発電システムにそのまま適用することは、好ましくない。

④外力算定に関する留意点

太陽光発電システムの構造安定性は、太平洋岸の大規模普及地域では風荷重により、内陸においては雪荷重により支配されている。その風荷重算定において、法解釈、工学的判断の誤りが多くなっている。建物上太陽光発電システムは、その出現時から既に建築基準法の範疇にあり、一体型は、平成 12 年建設省告示第 1458 号の範疇にある。平成 23 年から、諸要件を満たす地上設置アレイのみが建築基準法から除外された。そのようなアレイ形式として、営農型を含む地上設置太陽光発電システムうち、告示 4936 号および国土交通省建築確認手続き等の運用改善(第二弾)の例外処理に抵触しないシステムが挙げられる。建築基準法の除外規定を満足しかつ JIS C 8955(2004, 2011)に適合したアレイは、少なくとも特別法諸法に適合している場合がある(一般法への適合性も検討される必要がある)。

また、本編では風荷重、積雪荷重、地震荷重しか取り上げなかったが、太陽光発電システムに加わる荷重には、この他、固定荷重(自重)、温度荷重に加えて衝撃荷重がある。なお、建物上の太陽光発電システムに関する風力係数は JIS C 8955 で規定されており、多くの太陽光発電システムでは JIS を参照して荷重設定が行われている。ただし、現在の JIS で設定されている風力係数は適切でない点があるため、委員会で改正の審議が進められている。

⑤クライテリアの原則と要点

判断基準は、特別法や一般法によって明確に与えられている場合(完全義務規定)とそうでない場合(不完全義務規定)とがある。また、外力と耐力は、確定論的ではなく確率的であるため、特別法において規約的定義(生起不生起確率が一意に定まらないことや生起不生起確率が一定でない事柄に対する約束事、法律でいうところのみなし規定)が行われていることが多い。特別法における外力規定と耐力規定の要点は、下表にまとめられる(例外的な緩和処理は各緩和規定に拠ること)。

外力規定の要点

	風荷重	積雪荷重	地震荷重
機能限界	任意規定であり、一般法においては、当事者間で定められることとなっている。(習慣的にIEC61215や製造者マニュアルなどがその約定(任意規定)に採用されることが多い)		
損傷限界	告示 1454 号, 告示 1458 号	告示 1455 号	局部震度法におけるクラス A, クラス B.
安全限界	損傷限界値 × 1.6 倍	損傷限界値 × 1.4 倍	局部震度法ではクラス A, 非常用機能を持たない場合において S, 建物側動的解析を入力に用いるときは、建築士の指示による。

耐力規定の要点

架台・モジュール 共通事項	量産太陽電池および量産架台の多くは、風荷重および地震荷重への応答において外装材に属する。いずれも、安全限界荷重を加えたときの崩壊メカニズムが、倒壊や部材脱落もしくは、電気事故を生じる有害な変形でないことをもって、当該コンポーネントは安全限界にあるものと認められる。このことは、アセンブリ状態での載荷試験、有限要素法によって確かめられる。
構造骨組型 架台	架台は、外装材型であるとは限らず構造骨組型であることもある。 構造骨組型については、許容応力度設計法に対応する構法。損傷限界荷重を与えたときの材料応答が「応力度 < 許容応力度」であることをもって、当該アセンブリは安全限界内にあるものと認められる。

⑥試験およびクライテリアに2つのルートがあることについて

架台には、許容応力度法による耐力算定可能な構法とそうでない構法とが存在する。前者は、熱間圧延鋼など非二次部材もしくは JIS 冷間圧延鋼などの材料から成る伝統的構法を指す。後者は、前者以外を指し、製造者独自の断面をもった冷間圧延鋼、アルミニウムなど、有限要素法解析もしくは終局耐力試験によってのみ強度が確かめられるものが挙げられる。終局耐力試験の「終局」とは、直接的に電気事故または構造事故に至る破壊モードを指す。例えば、発電面のガラス割れ、それ自体を終局とは言い切れない。本節構造的な観点では、ガラスが割れたうえさらに地絡する、発電面がフレームから脱落するといった二次被害を生じうる状態を終局と定義する。ただし、ガラス割れ即アークである場合も大いに考えられる。即ち、終局は、電氣的観点と構造的観点の論理和であり、システムを構成する他要素との関係で定まる。

⑦タワミ

タワミは、建築基準法、鋼板製屋根構法標準(SSR 2007)等の二次部材のクライテリアに準拠すると良い。

タワミを基準値以下とすることで有害な変形は回避されると判断できる。有害な変形には、架台と屋根材との反復衝突、モジュール裏面の架台への地絡等が挙げられる。

⑧安全率

モジュールや薄鋼板製架台など、伝統的許容応力度法設計に適さない材料については、生じうる最大の荷重(500年再現期間)に対して有害な変形(小パーツでは脱落、アセンブリでは倒壊)を生じないことが、設計解として妥当とみなされる。

これは、許容応力度法が、終局耐力に対して1.5倍の内包安全率を有することに拠り根拠づけられている。即ち、①長短期に基づく1.5倍論(もしくは引張強度短期に基づく $400/235=1.7$ 倍論)は、「内力論」を起点とする仕様規定論に由来し、②1.6倍&1.4倍論は、「外力論」を起点とする性能規定論(たとえば限界耐力計算)に由来している。

<モジュール>

建築基準法第20条および建築基準法施行規則第一条の3により、モジュールの耐力は、「終局耐力>設計荷重」である必要がある。終局耐力の目安は、建築基準法における風荷重×1.6倍、積雪荷重×1.4倍に対して、飛散、圧潰、地絡など有害な損傷を生じないことである。

<架台>

軽鋼構造に係る諸指針にて材料応答が明確化されている一部の薄鋼板断面、および熱間圧延鋼から成る架台は、従来通り許容応力度設計のクライテリアによる。他方、伝統的許容応力度法の適用範囲を超える可能性があると考えられている架台(一部薄鋼板、一部木材、FRP)には特別な配慮が求められる。たとえば、損傷限界は、損傷限界荷重と設計荷重(損傷限界に対する荷重)との比が安全率と解釈される。同様に安全限界は、終局耐力と設計荷重との比で定義される。この「安全率」は、設計で想定していないような状況、設計荷重の定め方(極値の平均値を用いた場合、それを超える確率は50%ある)、部材・接合部・構造物の耐力のばらつき、構造計算や試験の不確定性などを考慮して設定する。安全率は、ばらつきや不確定性が大きければ大きな値が必要である。太陽光発電システムのみならず建築外装システムは構造計算にのりにくいので、アセンブリ試験体を用いた試験で終局耐力を求め、その1/5~1/3を許容耐力とするのが一般的となっている。外装材はさまざまな部材で構成されているので、不確定性も大きく、安全率として2~3程度の比較的大きな値が推奨される。

⑨その他の考慮事項

単にIEC規格をパスしただけのモジュールは、国内の過半の地域において現実の積雪荷重または風荷重に対応しておらず、国内の一部の環境にしか設置できない。ただし2400Pa以下の外力のもとでは、IEC仕様のモジュールを採用することができる。

地上設置太陽光発電システムでは、塩害防止の観点から架台材料に木材やFRPなどの可燃性素材を用いることが望まれており、電技上も容認される場合がある。しかし、これらの素材は従来の鉄材やアルミ材に比べ防火にとって望ましくないのは明らかであるから、サイト毎に適切な防火策が講じられる必要がある。

発電所である地上設置アレイについては、第三者への加害性を増大させない範囲で、約定による緩和が可能な要素がある。これらのシステムでは、建物との共振による居住性を考慮する必要がなくなるためタワミを厳密に管理する必要はないかもしれない。

また、架台層間変形角に制限を設ける必然性も薄いかもしれない。他方、現実には、座屈事故や曲げモ

ーメント超過によるアレイ倒壊と地絡など、無設計による被害が目立っている。重大事故の多くは、無設計と現場合わせによるものであるが、荷重要素の見落としによる事故もまた少なくはない。また、鉄道・道路等のインフラや住宅地に近接した太陽電池アレイについては、それがたとえ営農型や事業用の地上設置型アレイといえども、建築基準法に準拠した強度を与えることが不法行為法上、当然に求められる。設計にあたっては、アレイに対し、建築本体および他の建築設備と同等以上の感電防止レベル、防火レベルを与えることを具体的な目標とする。

感電・火災とその拡大損害の程度は、アレイの設置形態(地上、建物付属、建物一体)や設置地域の特性(都鄙、インフラ近接性)によって大きく異なるため一律に見積もることが出来ない。しかし、法の本旨から言って鉄道・道路等のインフラや近隣住民への加害防止のため、これらに近接するシステムでは安全レベルを上げる必要がある。

太陽光発電システムへの風荷重の知見は改められ、JIS C 8955 が 2017 年に改定された。また、日本風工学会太陽光発電システム風荷重評価研究会から設計マニュアルとしてまとめられている(参考文献 4)。現実の安全確保のためには、(特別法の規定に関わらず)これら最新の知見を活用してゆく必要がある。

参考文献 1: 田村幸雄: 法の定めるべき最低基準, 最低基準に関する WG 報告書, pp33-37, 日本建築学会構造委員会荷重運営委員会, (Mar.2007)

参考文献 2: 喜々津仁蜜: 外装材等の耐風性能の検証方法, 建築技術 2012.12, pp89-95

参考文献 3: 植松康: 地上設置型太陽光発電システムの設計用風荷重, JSES (2014)

参考文献 4: 日本風工学会, 太陽光発電システム耐風設計マニュアル

付録 A.2 風荷重算定・耐力設計

太陽光発電設備の構造設計関係は、JIS C 8955 の 2017 年の改定や 2018 年 10 月の電気設備技術基準の改定など規基準の変更があった。2019 年 2 月の本文書改定にあたり、構造設計に関しては、追記等の項目が多くなることから、NEDO の「太陽光発電システム効率向上・維持管理技術開発プロジェクト/太陽光発電システムの安全確保のための実証/太陽光発電設備の安全化に関する実証試験および研究」事業において実施した積雪荷重のところのみ変更とした。また、NEDO の「太陽光発電システム効率向上・維持管理技術開発プロジェクト/太陽光発電システムの安全確保のための実証/耐風安全性および水害時感電防止を考慮した合理的設計手法の開発」の一環として「地上設置型太陽光発電システムの設計ガイドライン及び構造設計例」が作成・公開されているため、設計の参考にされたい。

【目的】飛散、圧潰、倒壊による直流事故を未然防止することを目的とする。

【設計指針】

荷重算定方法




- [1] 風力係数は、風洞実験によって求めることを原則とし、予定する設置形態に当てはまる先行風洞実験がある場合は、その値を用いること。
- [2] 地表面粗度は、現地の環境に即した粗度を前提に選択すること。
- [3] 荷重算定は、構造モデルに応じた計算を行うこと。

耐力算定方法

- [4] 耐力算定方法は、荷重伝達経路を完成させるとともに、抵抗モーメント>転倒モーメントとすること。

【設計指針 解説】

- [1] 風力係数は、具体的には、日本風工学会、日本建築学会、JIS C 8955 の実験データに基づく係数の活用が挙げられる。また、諸外国における実験データを ISO 4354 により我が国の風荷重算定式に妥当するデータに変換した上でそれらの実験データを用いることもこれに相当する。
- [2] 地表面粗度は、建築物荷重指針(1993, 2004)によると、地表面はその凸凹状態毎に滑らかな I からより粗い III に区分され、より強い風荷重を生じる順に I (海岸・湖岸)、II (田園)、III (都市部)となっている。他方、特別法の上では、法運用の便宜上、都市計画法による地表面粗度区分が行われたため、II 地域を III 地域と見做しても構わないケースを生じている。これは、地表面粗度区分をはじめて取り入れた建築機銃法の改正(平成 12 年)が、法的連続性の維持および地表面粗度区分の曖昧さを回避することを志向したことによる。電技解釈から参照される JIS C 8955(2004, 2011)もこの法改正の影響を受けている。結果、特別法の記載に従うと危険側評価となる場合がある。例えば、地上設置太陽光発電システムは、周囲の開けた地形である I 地域や II 地域に設置されることが多いが、実態的には II 地域に相当する場所に設置されるシステムを III 地域として評価すると、II 地域で計算した強度の 59% になってしまう。したがって、そのような地上設置システムは、実況に応じ、I や II 地域の風荷重を前提する必要がある。

			
地表面粗度区分	I	II	III
比例定数 Er^2 の値	$\left(1.7 \times \left(\frac{5}{250}\right)^{0.1}\right)^2 = 1.32$	$\left(1.7 \times \left(\frac{5}{350}\right)^{0.15}\right)^2 = 0.81$	$\left(1.7 \times \left(\frac{5}{450}\right)^{0.2}\right)^2 = 0.48$
III の比	2.77	1.69	1.00
I の比	1.00	0.59	0.36

写真は、建築物荷重指針 6.1一般 6.1.1適用範囲 P.325

図 A.2-1 地表面粗度区分の違いから生じる風荷重の違い

[3] 太陽電池モジュール、架台に加わる風荷重はそれぞれ異なり、法律的な取り扱いも異なる。構造モデルには、「構造骨組型」と「外装材型」がある。構造骨組と外装材は適切に峻別され、それぞれの構造モデルを適用される必要がある。太陽電池モジュールは外装材として取り扱われる。架台には、構造骨組型と外装材型とがある。

「構造骨組」は隣接する他部材への応力分配可能な形式であり、荷重を大面積が引き受け大面積で一体として振る舞うことを主な特徴とし、副次的には、連続体的・並列的・不静定であるなど冗長性を有することが多い。「外装材」は、全荷重を小面積部材が引き受ける形式であり、荷重を小面積が引き受けることを主な特徴とし、副次的には、連結体的・直列的・静定であるなど冗長性を有しないことが多い。

①太陽電池モジュールは、告示 1458 号に基づいた風荷重算定が行われるものとする。

②架台は、外装材型では、告示 1458 号に基づいた外装材用風荷重が行われるものとし、構造骨組型では、告示 1454 号や JIS C 8955(2004, 2011)による構造骨組用風荷重が行われるものとする。

設計用風荷重は一般に、外装材型>構造骨組型となる。したがって、外装材型、構造骨組型のいずれであるかが不分明の場合は、安全側となる外装材用算定式に拠らなければならない。構造骨組と外装材の違いとおよび、両者の分別例を次ページに示す。

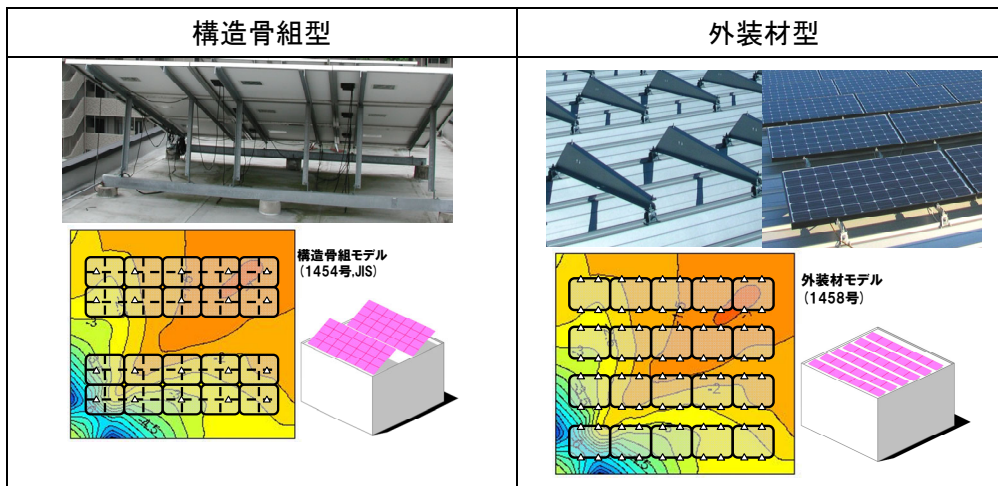


図 A.2-2 構造モデルの違い(構造骨組型と外装材型)

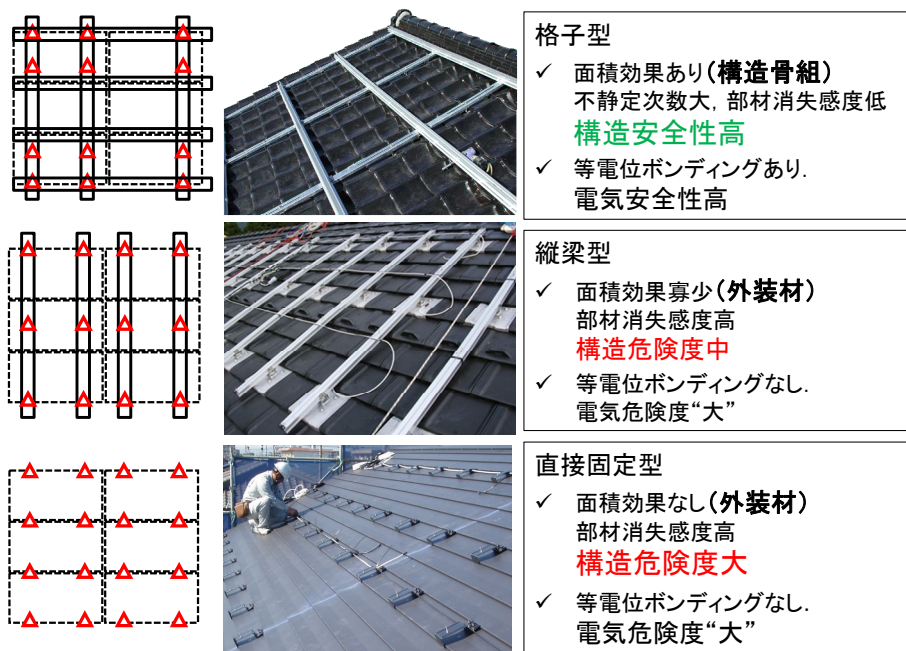


図 A.2-3 各種構造形式の分別例

- [4] 架台本体強度と接合部強度とは無関係である。構造事故を契機とする電気事故を防止するためにも、アレイから大地までの荷重伝達経路(ロードパス)は、都度検証される必要がある。
 抵抗モーメント>転倒モーメントは、図 A.2-5 に示す式にて検証される。

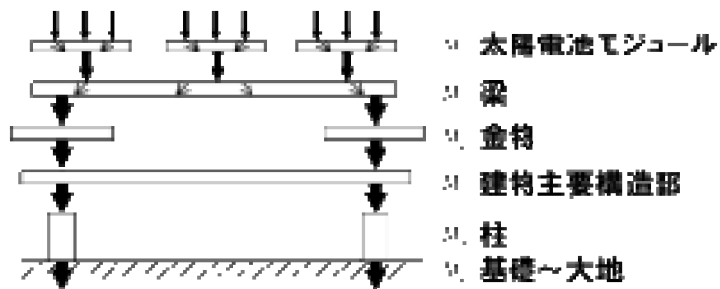


図 A.2-4 荷重伝達経路未完成により、突風を機に屋根ごと引き剥がされた事例
 (写真, 長野日報)

$$M_r < M_o$$

$$M_o = F_{horizontal} \cdot L_H + F_{upwards} \cdot L_U$$

$$M_r = \sum(W_{panel} \cdot L_{panel}) + \sum(W_{ballast} \cdot L_{ballast})$$

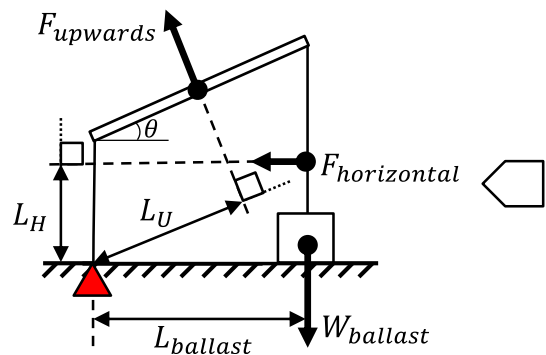


図 A.2-5 転倒モーメントの算定

付録 A.3 積雪荷重算定・耐力設計

太陽光発電設備の構造設計関係は、JIS C 8955 の 2017 年の改定や 2018 年 10 月の電気設備技術基準の改定など規基準の変更があった。2019 年 2 月の本文書改定にあたり、構造設計に関しては、追記等の項目が多くなることから、NEDO の「太陽光発電システム効率向上・維持管理技術開発プロジェクト/太陽光発電システムの安全確保のための実証/太陽光発電設備の安全化に関する実証試験および研究」事業において実施した積雪荷重のところのみ変更とした。また、NEDO の「太陽光発電システム効率向上・維持管理技術開発プロジェクト/太陽光発電システムの安全確保のための実証/耐風安全性および水害時感電防止を考慮した合理的設計手法の開発」の一環として「地上設置型太陽光発電システムの設計ガイドライン及び構造設計例」が作成、公開されているため、設計の参考にされたい。

【目的】飛散、圧潰、倒壊による直流事故を未然防止することを目的とする。

【設計指針】

荷重算定方法

- [1] 積雪荷重算定に当たっては、建物圧潰やアレイ圧潰につながる偏積雪を防ぐようモジュール・アレイ配置計画を行うとともに、特別法諸法および荷重実態のうち、いずれか大きいほうに基づくこと。ただし、アレイ冠雪の落雪が保証される場合、荷重低減係数(建基法においては μ_b 、JIS C 8955 における C_s)を適用することが出来る。また、雪おろしの慣習のある地方に許容された荷重低減を行う場合、必要な事項の表示を行うこと。
- [2] sin 荷重、沈降圧、側圧など特別法に記載がない荷重の想定に当たっては、実験によるか建築物荷重指針や学会論文等、適切な技術資料の勧めに従うこと。
- [3] 雪止めの設置是非判定および設置方法については、各自治体の条例に準拠すること。
雪止めに関する条例が存在しない地域では、落雪加害がある場合とそうでない場合とで、設置の是非を峻別する必要がある。雪おろしの習慣がない寡雪地域において落雪加害の恐れがある場合は、屋根に雪止めを設置するものとし、豪雪法に指定された地域もしくはこれに類する地方では、実害を考慮するとともに地域慣習に従うこと。

【設計指針 解説】

- [1] 荷重低減係数 C_s とは、建築基準法施行令第 86 条第四項に記載された荷重割引係数 μ_b を指す。

建築基準法施行令 第 86 条第四項

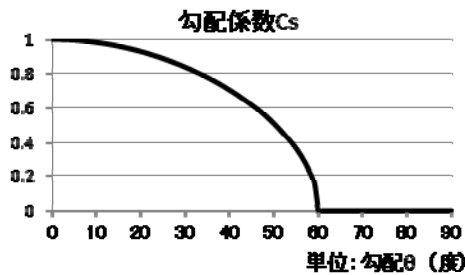
4 屋根に雪止めがある場合を除き、その勾配が 60 度以下の場合においては、その勾配に応じて第一項の積雪荷重に次の式によって計算した屋根形状係数を乗じた数値としその勾配が 60 度を超える場合において

は、零とすることができる。

$$\mu_b = \sqrt{\cos(1.5\theta)}$$

この式において、 μ_b 及び β は、それぞれ次の数値を表すものとする。

μ_b 屋根形状係数 β 屋根勾配(単位 度)



Cs は戦時物資不足の名残であり、法改正が手つかずのままとなっている。Cs の起源は以下である。

昭和19年 臨時日本基準規格第532号(下線筆者)

第1条 本規格は、戦時下建築せらるる一般建築物の強度計算につき、主要資材の節約を得る目的を持って採用すべき荷重を制定したるものとす。

国土交通省建築物構造関係規準技術解説 pp241 においても、Cs の適用限界は明らかにされている。同解説によると、Cs の採用には、以下二条件を満たす必要がある。

- ①雪止めが無く、積雪底面と屋根材が凍着せず滑動を生じること。
- ②積極的な小屋裏の暖房により滑動を保証すること。

国土交通省建築物構造関係規準技術解説 p241 (下線は起草者)

(4) 屋根上の積雪は、外気温が低く屋根ふき材の表面と積雪の底部との接触面が氷結している場合には滑落を生じないが、雪止めがなく積雪底面が氷結していない場合には滑落が生じる。 (令 86 条)

第四項は、この滑落による積雪荷重の減少を勘案した規定であり (中略)。

屋根勾配による低減係数を採用するに当たっては、積極的に小屋裏を暖房する方法により積雪の滑落を確実に保証することについての配慮が必要である。

したがって、冠雪と堆雪が結合する低背の地上設置アレイや陸屋根アレイに対し、Cs を適用することは不相当となる。他方、落雪が保証された傾斜屋根アレイでは、雪止めが存在しないことを条件に Cs を適用することが許容される場合がある。

また、雪おろしの習慣のある地方に許容された荷重低減を行う場合、建築基準法規制の適用範囲か否かを問わず、建築基準法 87 条第 7 項に基づく必要がある。これは現実の安全のことはもちろん「知りながら告げない」ことによって生じる民事的な紛糾を予め回避するためでもある。

建築基準法 第87条第7項

6 雪下ろしを行う習慣がある地方においては、その地方における垂直積雪量が 1m を超える場合においても、積雪荷重は、雪下ろしの実況に応じて垂直積雪量を 1m まで減らして計算することができる。

7 前項の規定により垂直積雪量を減らして積雪荷重を計算した建築物については、その出入口、主要な居室又はその他の見やすい場所に、その軽減の実況その他必要な事項を表示しなければならない。

[2] モジュール下框にはしばしば、氷板の滑動による \sin 荷重とモーメントとを生じる。雪解け後に顕著化する地絡事故などの拡大損害を防ぐには、予め \sin 荷重に対するモジュールの終局耐力を調べておく必要がある(図 A.3-1)。認証機関によっては \sin 荷重による破壊形態およびその時の終局耐力値を調べるサービスが存在するので是非これらを活用されたい(図 A.3-2)。

沈降圧と側圧のメカニズム解明は遅れており定量化も困難であるため規定化が行われていないが、そのことは荷重の不存在を意味しない。これらの荷重検討を省略するとほぼ確実に地絡事故に至るため、実験または建築物荷重指針への準拠など適切な手段により、現実の安全性が追求される必要がある。これら過荷重の発生を回避しつつ点検の容易性を高める方法に、アレイ面を高く据える構法がある(図 A.3-3)。沈降圧を含めた積雪荷重算定の例を付録 A.3 の最後に参考として示す。

また、積雪と電気安全性(BPR)および構造安全性は、設置の縦横は経済性と安全性のトレードオフとなる。特に結晶系にはトレードオフ傾向が強く表れるため、縦横の得失を理解した計画が求められる(図 A.3-4)。

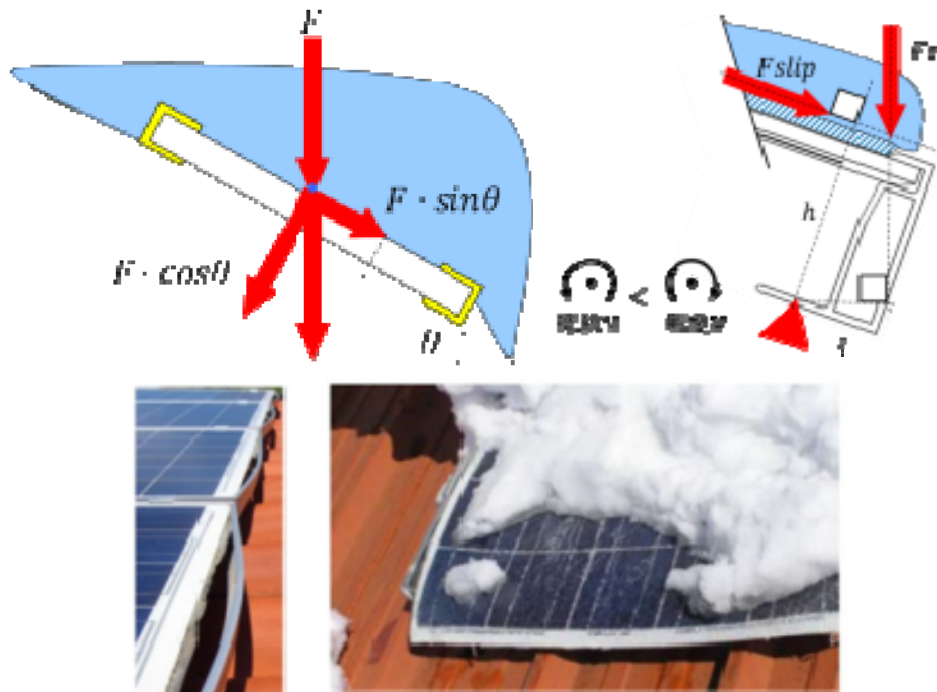
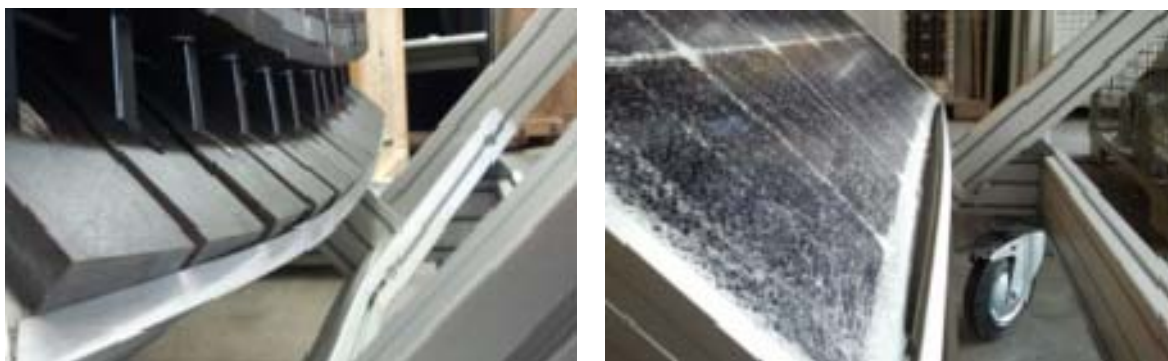


図 A.3-1 Sin 荷重によるモジュール破壊例



ブロックによる \sin 加力 破壊時の状態(終局耐力と規定される

図 A.3-2 \sin 荷重による破壊例(出典 TUV ラインランド)

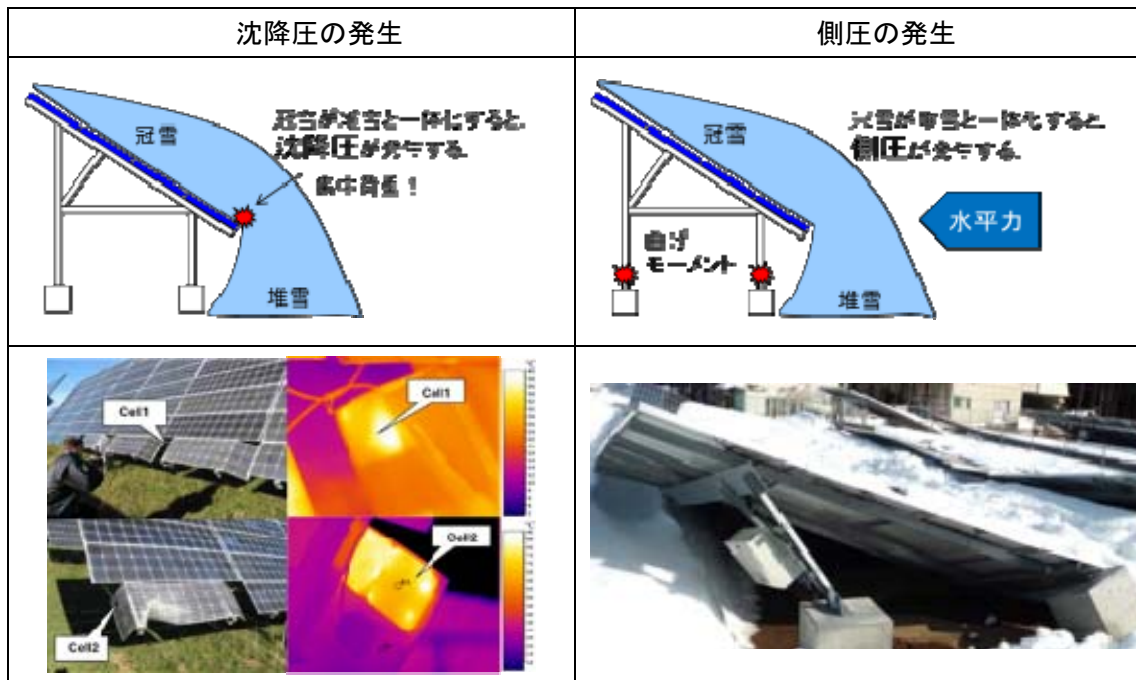


図 A.3-3 沈降圧と側圧の概要

	薄膜 縦	薄膜 横	結晶 縦	結晶 横
電氣的現象	モジュール電流は、日陰率に比例して減少.	逆バイアスされたセルがタイプ B 降伏し、抵抗となる.	モジュール電流は、日陰セル群の R_{sh} に制限され大幅減少.	BPR に長時間大電流. 日陰クラスタ電流は日陰セル群の I_{ph} とその合成 R_{sh} によって制限される.
火災安全性	-	-	-	× BPR が疲労破壊しやすい.
構造安全性	-	× sin 荷重に脆弱	-	× sin 荷重に脆弱
発電性能	○ 発電量最大	-	× 発電最小	○ 発電最大

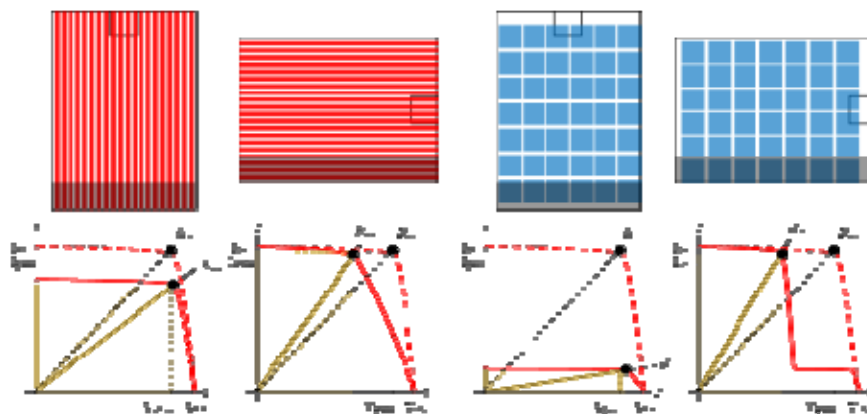


図 A.3-4 積雪による部分遮蔽と IV 特性の関係

[3] 雪止めの設置是非は、各地方自治体条例によって一意に規定されることがあり、一般法においては JASS12、建築物荷重指針(1993, 2004)にて決着されることが多くなっている(図 A.3-5)。

技術的には、「氷堤形成によるすがもれ」、「無用な堆雪による地絡」および「雪おろしの必要を生じることによる人災の恐れ」と「落雪による人や物への加害」との比較衡量となる(図 A.3-6)。



図 A.3-5 雪止めの設置地域区分(JASS12)

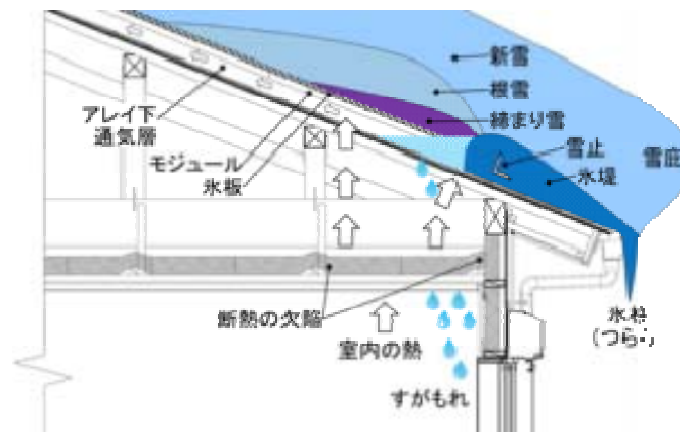


図 A.3-6 すがもれの発生機構

【参考】沈降圧を含めた積雪荷重算定の例

1. 地上設置型太陽電池アレイにおける積雪荷重算定の流れ

図 1 に、地上設置型太陽電池アレイにおける積雪荷重算定の流れを示す。太陽電池アレイ建設地に応じて地上垂直積雪量 Z_s および雪の平均単位荷重 P を設定する。次に、アレイ面の上端(ここでは棟と称する)から下端(ここでは軒と称する)までの水平投影長さが 10m 以上、かつ、アレイ面の勾配が 15° 以下の太陽電池アレイの場合は、積雪後の降雨を考慮した積雪荷重を算定する必要がある。その後、軒高が十分に確保されているか否かを検討し、アレイ面からの滑落雪によって軒先が軒下積雪に埋没する場合、勾配係数 C_s は 1.0 とし、さらに軒先に作用する荷重 P_e を考慮する必要がある。これに対し、軒高が十分に確保され、軒先が軒下積雪に埋没しない場合は、勾配係数を式(1)に従って設定する。最後に、設計用積雪荷重 S_p を算定するとともに、構造計算を行うために荷重のモデル化を行うという流れとなる。

勾配係数 C_s : $C_s = \sqrt{\cos(1.5\theta)}$ $0 < \theta \leq 60$, $C_s = 0$. $\theta > 60$ (1)

θ : アレイ面の傾斜角度(度)

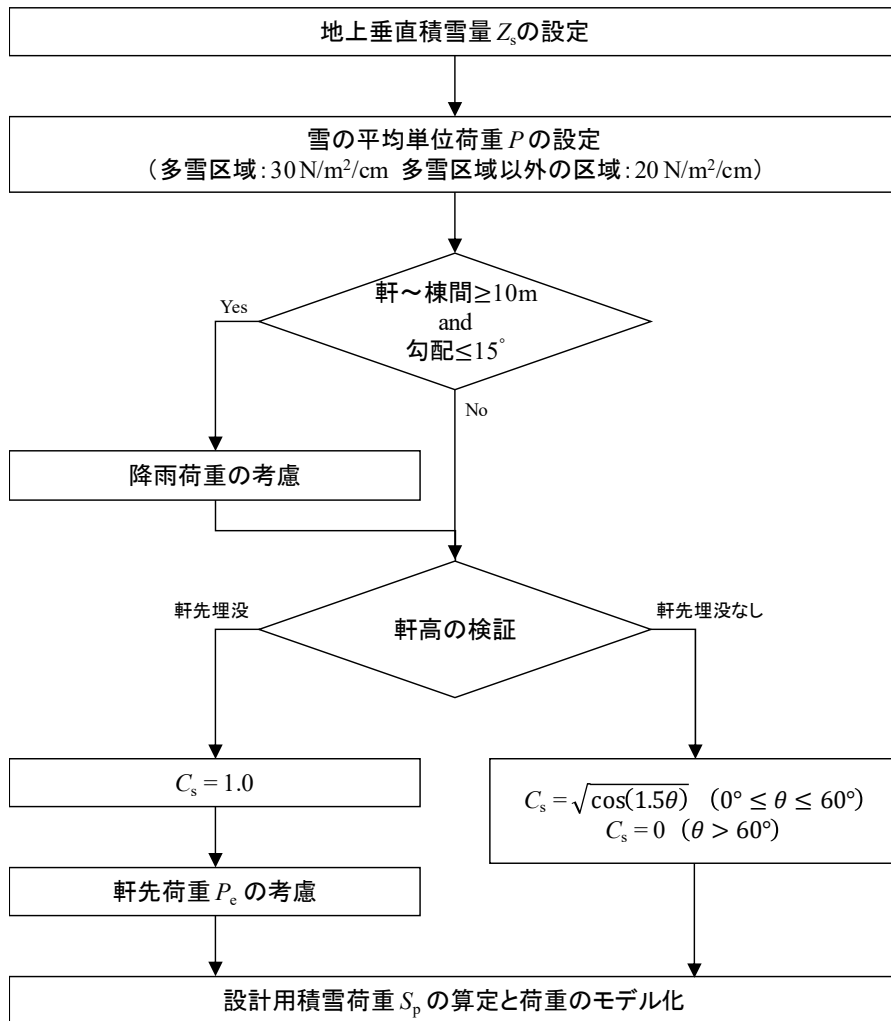


図 1 積雪荷重算定の流れ

2. 地上垂直積雪量 Z_s について

式(2)の地上垂直積雪量 Z_s は、平成12年建設省告示第1455号の第2(以下、告示という。)に基づいており、特定行政庁が垂直積雪量を定める根拠の一つとなっている。一方、上記本文に記載されている通り、特定行政庁は、近傍の気象観測地点における地上積雪深の観測資料を用いて50年再現期待値を求めることによって垂直積雪量を定めることも可能である。すなわち、垂直積雪量とは、設計者が積雪荷重を評価するために定めるものではなく、特定行政庁が定める値である。しかし、JIS C 8955:2017によると、設計者が式(2)に基づいて垂直積雪量を算定するとともに、特定行政庁が定めた垂直積雪量と比較し、いずれか大きい値を定めることとしている。北海道稚内市を例として告示に基づいて垂直積雪量を算出すると、約12mとなる。一方で、特定行政庁で定めた稚内市の垂直積雪量は1.3mと定められており、この値は地上積雪深の観測資料を用いて極値統計により算定した50年再現期待値と近似する。従って、特定行政庁では、稚内市の垂直積雪量を告示の式からではなく地上積雪深の観測資料に基づいて定めていると推察できる。しかし、JIS C 8955:2017によると、稚内市の垂直積雪量は約12mとしなければならない。このように、JIS C 8955:2017に基づく、設計者が法外な垂直積雪量を定めざるを得ない場面が生じてしまう。

告示の式は、1993年版の日本建築学会建築物荷重指針・同解説(以下、指針という。)を引用している。当時としては、統計処理に耐えうる気象観測地点が少なく、地上積雪深における各年極値の数にも限りがあり、告示の式の精度に期待することはできない。垂直積雪量は多雪区域以外の区域においても定める必要があり、積雪の記録が少なく経験的にも定めることが困難な区域に対して告示の式を参考として提供していると推察される。一方、2015年に指針が改定されており、1993年版に比べて統計処理の対象にすることができる気象観測地点は圧倒的に増加しており、さらに、各年極値の蓄積が進み、西暦2000年以降の大雪の記録も考慮されていることから、垂直積雪量の推定精度が向上している。従って、設計者においては、JIS C 8955:2017のみならず、特定行政庁が定めた垂直積雪量に加えて2015年版の指針に示されている値を調査し、あるいは、地上積雪深の観測資料を用いて直接的に50年再現期待値を算定するなどして、地上垂直積雪量を適切に設定することが望まれる。

$$Z_s = \alpha \times I_s + \beta \times r_s + \gamma \dots \dots \dots (2)$$

ここに、
 I_s : 区域の標準的な標高 (m)
 r_s : 区域の標準的な海率 [区域に応じて JIS C 8955:2017 の表 8 に示す R の欄に掲げる半径 (km)の円の面積に対する当該円内の海その他これに類するものの面積の割合]
 α, β, γ : 区域の積雪量を表すパラメータは省略 (JIS C 8955:2017 の表 8 参照).

3. 雪の平均単位荷重 P について

建築基準法施行令第 86 条第 2 項によると、多雪区域における積雪の単位荷重は、特定行政庁が定めることとしているが、JIS C 8955:2017 では $30 \text{ N/m}^2/\text{cm}$ 以上として与えている。なお、多雪区域とは、次に示す条件のいずれかに該当する区域とする。

- ・地上垂直積雪量が 1m 以上の区域
- ・積雪の初終間日数の平均値が 30 日以上の区域。

これらの多雪区域の定義は、平成 12 年建設省告示第 1455 号の第 1 に基づいている。なお、積雪の初終間日数とは、同告示では「当該区域中の積雪部分の割合が $1/2$ を超える状態が継続する期間の日数をいう」としている。

2014 年 2 月に、関東・甲信地方において過去最深の積雪を記録する 2 度の大雪に見舞われた。特に、2 度目の大雪である 2 月 14～15 日には、十数棟の大スパン鋼構造建築物の屋根が積雪荷重によって崩落した。また、戸建て住宅に附随するカーポート等のような小規模構造物の倒壊・損傷も数多く発生した。このような被害が拡大した要因として、積雪後の降雨により荷重が増加したことが挙げられている。

こうした被害を受けて国土交通省では、多雪区域以外の区域、すなわち、雪の平均単位荷重が $20 \text{ N/m}^2/\text{cm}$ 以上とされている地方を対象に積雪後の降雨による影響を考慮し、平成 19 年国土交通省告示第 594 号を改正することによって積雪荷重の規制強化を行った。この改正告示は 2018 年 1 月 15 日に公布され、2019 年 1 月 15 日から施行となる。積雪後の降雨による割増荷重を考慮する必要がある建築物としては、棟から軒までの長さが 10m 以上の大スパン建築物の場合、 15° 以下の緩勾配屋根、さらに、鉄筋コンクリート造以外の屋根重量が軽い場合である。太陽電池アレイは、屋根重量が軽いと判断できることから、棟から軒までの長さが 10m 以上であるととも勾配 15° 以下であるという条件が満たされる場合、改正告示に従って割増荷重を考慮する必要がある。

このような積雪後の降雨の影響を考慮した割増荷重による積雪荷重の強化は、一般の地方で設定されてきた雪の平均単位荷重 $20 \text{ N/m}^2/\text{cm}$ が過小評価されてきたということを示唆している。ここで、関東・甲信地方を代表する気象観測地点における年最大年最大積雪深と等価単位積雪重量との関係を図 2 に示す。なお、これら気象観測地点の値は 1962～2014 寒候年を対象としており、また、雪の平均単位荷重 $20 \text{ N/m}^2/\text{cm}$ は等価単位積雪重量 2.0 kN/m^3 に相当する。両者の関係をみると、年最大積雪深の増加に伴い等価単位積雪重量が減少する関係がみられ、関東・甲信地方では湿った高密度の新雪が積雪している様子が伺える。一方で、年最大積雪深 0.2m 以上の積雪では等価単位積雪重量 2.0 kN/m^3 を下回るケースが多くなり、関東・甲信地方においても気温が低下してまとまった降積雪に見舞われた場合は現行の等価単位積雪重量の妥当性が示されている。ここで、2014 年大雪時の年最大積雪深および等価単位積雪重量をみると、東京、横浜、および熊谷において等価単位積雪重量 2.0 kN/m^3 を上回っているとともに、設計用積雪荷重 0.6 kN/m^2 ($30\text{cm} \times 20 \text{ N/m}^2/\text{cm}$) も上回っている。すなわち、設計用積雪荷重を算定するための雪の平均単位荷重 $20 \text{ N/m}^2/\text{cm}$ では過小評価であったことを示している。従って、一般の地方における設計用積雪荷重を評価する場合は、改正告示の適用範囲に関わらず、積雪後の降雨の影響を考慮することが望ましい。

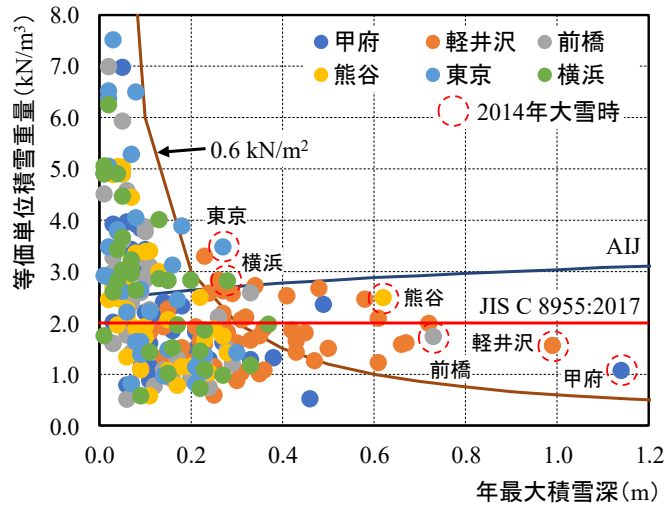


図2 関東・甲信地方を代表する気象観測地点の年最大積雪深と等価単位積雪重量との関係

4. 降雨荷重の考慮について

前述の通り、棟から軒までの長さが 10m 以上の大スパン太陽電池アレイの場合、かつ、 15° 以下の緩勾配太陽電池アレイの場合は、改正告示に従い積雪後の降雨を考慮した積雪荷重を算定する必要がある。

5. 軒高の検証について

積雪地域における地上設置型太陽電池アレイは、アレイ面からの滑落雪を考慮し、軒先が積雪で埋没しない軒高を設定することが基本となる。ここで、軒高の検討例について、図3に軒下積雪算定モデルを、図4にアレイ面の長さ $l = 3, 4, 5$, および 6m ごとに示した地上垂直積雪量 Z_s と軒先が埋没しない軒高、すなわち、軒下積雪深さとの関係を示す。軒下積雪算定モデルは、アレイ面の積雪を Z_s とし、一度の滑落雪で軒下積雪の深さを算定するものであり、滑落雪によって積雪密度が ρ_1 から ρ_2 へと圧密することを考慮している。図4は $\rho_1 = 300\text{ kg/m}^3$, $\rho_2 = 450\text{ kg/m}^3$ とし算定した軒高であり、 $l = 4.0\text{ m}$ で $Z_s = 1.0\text{ m}$ の場合は軒高を 2.0 m 程度にする必要がある。なお、本モデルで算定した軒下積雪深さはアレイ面の勾配依存性が小さかったことから、軒高検証の段階においては勾配係数 C_s を考慮せず、安全側で軒下積雪深さを算定している。

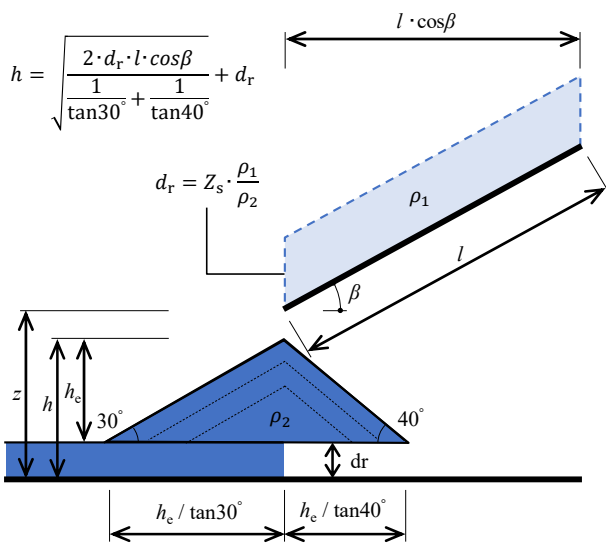


図3 軒下積雪深さ算定モデル

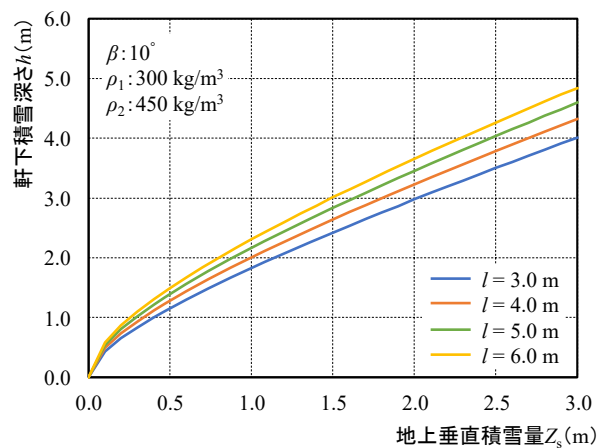


図4 アレイ長さ l ごとの地上垂直積雪量 Z_s と軒下積雪深さ h との関係

6. 軒先埋没の有無と積雪荷重評価との関係

軒高が低く、アレイ面からの滑落雪によって軒下積雪が増加して軒先が埋没した場合、勾配係数 C_s は軒高が十分確保された場合となる異なる傾向を示す。ここで、2016年度および2017年度に札幌市で実施した勾配 10° 、 20° 、および 30° の地上設置型太陽電池アレイ試験体を用いた積雪荷重の屋外測定において得られた勾配係数 C_s を図5に示す。なお、この屋外測定で用いた試験体は、軒先が冬期の早い段階で埋まる仕様となっており、また、アレイ面積雪の最大値はいずれの測定日においても軒先の深さである。屋外測定で得られた C_s と式(1)とを比較すると、勾配 10° および 20° の C_s は式(1)を下回るものの、勾配 30° の場合においては、地上積雪深が小さいケースではあるものの、式(1)を上回っている。このように、軒先が積雪で埋まってしまう場合はアレイ軒先の積雪量が増加しており、 C_s は式(1)に基づくことができない。このことから、軒下積雪で軒先が埋没する場合の C_s は 1.0 を原則とする。これに対し、式(1)が適用できるのは、軒先が軒下積雪で埋没しない十分な軒高の確保が必須となる。

これまで積雪地域に導入された太陽電池アレイの実績を概観すると、図4に示されているようなアレイ軒高を確保しているとは言い難い。ここで、勾配 10° および 30° のアレイ軒高が低い場合における軒下積雪状況の事例を写真1に示す。なお、本事例は札幌市の場合であり、地上垂直積雪量 Z_s は 1.4m、アレイ軒高は 0.7m となっており、アレイ軒高は地上垂直積雪量に対して十分低い状態である。いずれの勾配においても、軒下積雪が飽和状態であり、アレイ面の積雪と繋がっている。このような状態になると、図6に示すように、緩勾配アレイでは、ゆっくりとした滑動によってアレイ面積雪が軒先からせり出し、そのせり出した分の積雪荷重 P_e が軒先に作用する。これに対し、急勾配アレイでは、アレイ面の軒下とで生じる積雪沈降量の差異によって沈降荷重 P_e が軒先に作用する。

ここで、札幌市、青森市、および新庄市で実施した勾配 10° 、 20° 、および 30° の太陽電池アレイ試験体を用いた積雪荷重の屋外測定の結果を図7に示す。なお、上段にはアレイ全体に作用した積雪荷重、下段には軒先荷重の日最大値を示している。積雪荷重の最大値は、いずれの地点においても2月下旬から3月上旬にかけて記録されており、勾配の増加に伴い積雪荷重の最大値が減少する関係がみられる。これに対し、軒先荷重をみると、札幌市においては、積雪荷重の最大値が発生した時期に軒先荷重が最大となる傾向がみられる。しかし、青森市および新庄市の場合をみると、勾配 10° においては、軒先荷重の最大値が積雪荷重と同時期に発生しているものの、勾配 20° および 30° の場合は、比較的早期に軒先荷重の最大値が発生しており、さらに、勾配依存性もみられない。勾配 20° および 30° では、沈降荷重が軒先に作用したものと考えられ、その最大値が発生した時期の気象状況を見ると、多量降雪直後に気温が上昇しており、積雪が十分に沈降する条件が満たされていた。

これら屋外測定で得られた軒先荷重と既往の最大沈降力とを比較すると、以下のようになる。なお、既往の最大沈降力は、荘田の式および須藤・中俣の式の2つを対象とした。

$$\text{荘田の式} \quad F_{s\max} = 9.8 \times 1.7 (S_{\max} / 9.8)^{1.5} \quad (3)$$

$$\text{須藤・中俣の式} \quad F_{s\max} = 1.4 S_{\max} \quad (4)$$

ここに、 $F_{s\max}$: 最大沈降力 (kN/m)
 S_{\max} : 最大積雪荷重 (kN/m²)

最大積雪荷重 S_{max} は、地上垂直積雪量 Z_s に多雪区域における雪の平均単位荷重の下限値 $30 \text{ N/m}^2/\text{cm}$ を乗じて算定した。図8に、前項の屋外測定で得られた軒先荷重を式(3)および(4)と比較した結果を示す。屋外測定で得られた軒先荷重は、勾配依存性が低い一方で地上垂直積雪量との依存性が高く、式(3)および(4)に $2/3$ を乗じて得られる最大沈降力と近似している。このように、式(3)および(4)を用いてアレイの軒先荷重を算定することが可能であり、アレイ軒高の確保が不十分の場合は、この軒先荷重を考慮してアレイ面に作用する荷重のモデル化を行う必要がある。

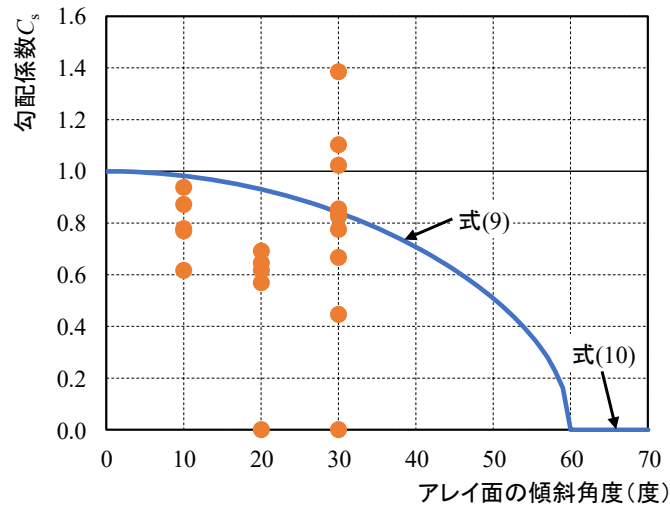


図5 札幌市で実施された積雪荷重の屋外測定で得られた勾配係数 C_s



写真1 軒下積雪の状況(札幌市を例として)

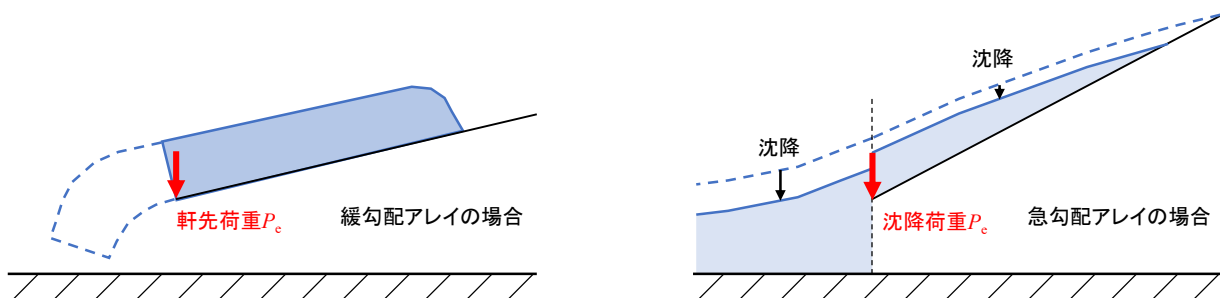


図6 軒先荷重のメカニズム

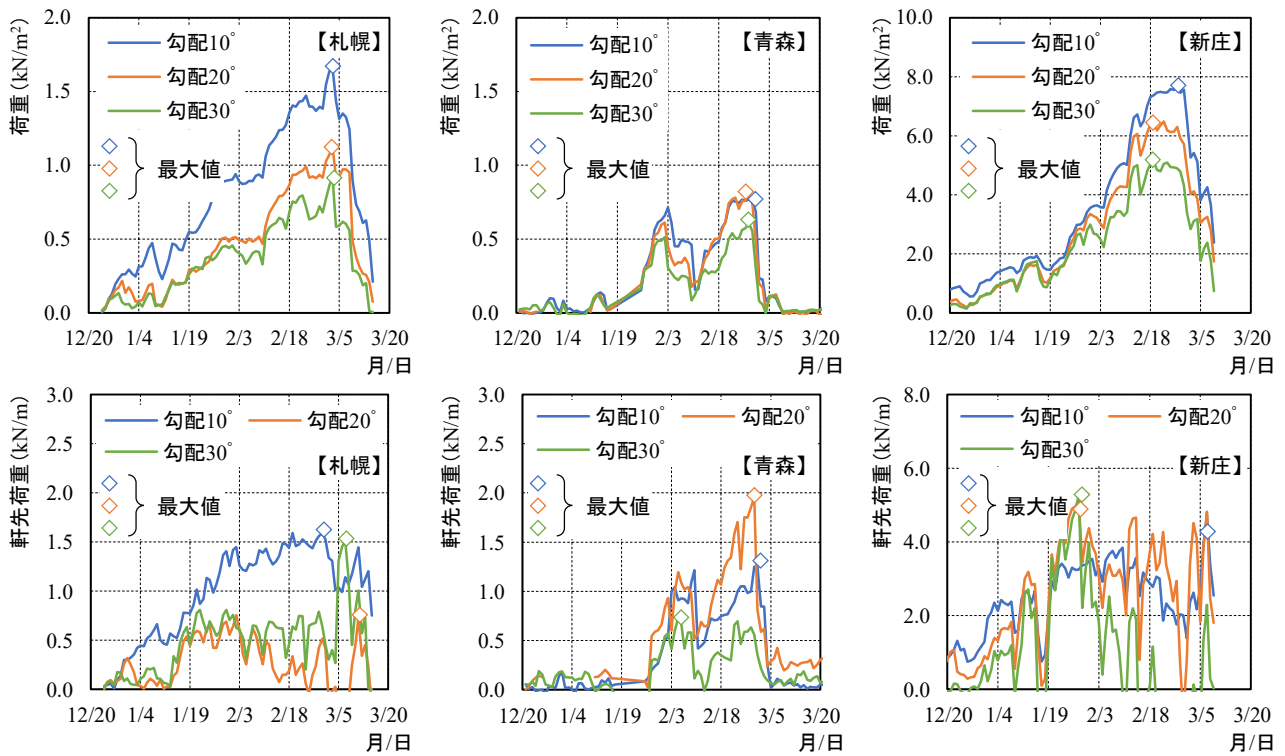


図7 札幌市, 青森市, および新庄市における積雪荷重および軒先荷重の測定結果

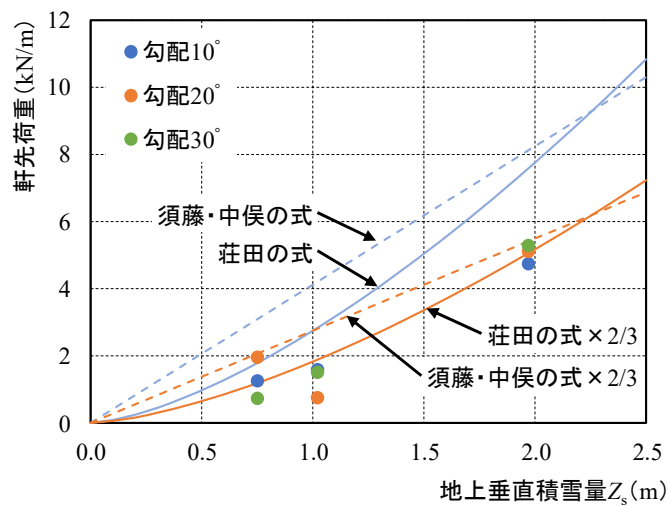


図8 地上垂直積雪量と軒先荷重との関係

付録 A.4 地震荷重算定・耐力設計

太陽光発電設備の構造設計関係は、JIS C 8955 の 2017 年の改定や 2018 年 10 月の電気設備技術基準の改定など規基準の変更があった。2019 年 2 月の本文書改定にあたり、構造設計に関しては、追記等の項目が多くなることから、NEDO の「太陽光発電システム効率向上・維持管理技術開発プロジェクト/太陽光発電システムの安全確保のための実証/太陽光発電設備の安全化に関する実証試験および研究」事業において実施した積雪荷重のところのみ変更とした。また、NEDO の「太陽光発電システム効率向上・維持管理技術開発プロジェクト/太陽光発電システムの安全確保のための実証/耐風安全性および水害時感電防止を考慮した合理的設計手法の開発」の一環として「地上設置型太陽光発電システムの設計ガイドライン及び構造設計例」が作成、公開されているため、設計の参考にされたい。

【目的】飛散、圧潰、倒壊による直流事故を未然防止することを目的とする。

【設計指針】

荷重算出方法

- [1] 時刻歴応答解析が行われた高層建築では建物側の構造設計者(担当する建築士)の指示に従うものとし、局部震度法を適用できる場合は局部震度法によるものとする。局部振動法における震度は、地上設置ではクラス B 以上、建物上設置ではクラス S を適用すること。ただし、非常電源としての機能を持たない発電設備にはクラス A、発電所である地上設置アレイについては、JIS C 8955(2011)(緩和荷重)の算定法を適用することが出来る。
- [2] 直流部の配管材料と工法は、実況に応じて適宜選択すること。

【設計指針 解説】

- [1] 太陽光発電設備は直流電路と交流電路とから成る。このうち直流電路は火災を引き起こす恐れがあることから、「火災の恐れのある他の設備機器(重要機器)」と同等に扱われる必要がある。重要機器は下記文献に定義されている。

平成 8 年 官庁施設の総合耐震計画基準及び同解説(下線筆者)

設備機器の重要度による分類は、重要機器および一般機器の二分類とし、次による。

重要機器は、次のいずれかに該当するものをいう。(中略)

イ 災害応急対策活動に必要な施設等において、施設目的に応じた活動を行うために必要な設備機器

ロ 危険物を貯蔵又は使用する施設において、危険物による被害を防止するための設備機器

ハ 避難、消火等の防災機能を果たす設備機器

ニ 火災、水害、避難の障害等の二次災害を引き起こすおそれのある設備機器

ホ その他これらに類する機器

官庁施設の総合耐震計画基準及び同解説

局部震度法による建築設備機器(水槽類を除く)の設計用標準水平震度(Ks)

	耐震安全性の分類			
	特定の施設		一般の施設	
	重要機器	一般機器	重要機器	一般機器
上層階, 屋上及び塔屋	2.0(2.0)	1.5(2.0)	1.5(2.0)	1.0(1.5)
中間階	1.5(1.5)	1.0(1.5)	1.0(1.5)	0.6(1.0)
1階及び地下階	1.0(1.0)	0.6(1.0)	0.6(1.0)	0.4(0.6)

※カッコ内は、防振支持の機器の場合に適用する。

以上から、直流区間は、建基法解釈書である建築設備耐震設計・施工指針に準じて設計施工される必要がある。過去には火災危険への認知が不十分であったため、建物上設置にあつては、それが直流区間であっても、過去にはクラスBが適用されてきた。しかしこれらも順次、クラスA、または、約定において期待される機能に応じてクラスSに移行する必要がある。なお、交流区間は遮断を期待できることから、約定においてクラスBを採用することも可能である。

他方、昨今流行している発電事業用の太陽光発電システムは、非常用の役割(取引当事者間の約定にて定義される)を持たない場合があることから、従来にはなかった考え方として、明文化された特別法のみが着目されることが多くなっている。この論理によると、非常電源としての役割が期待されておらず機能損傷が許容される設備であつて、建基法から除外された地上設置太陽光発電システムにあつては、JIS C 8955(2011)の緩和値を適用可能、となる。しかし、官庁設備では生じるとされる設備火災が、民間では生じないとする合理的理由は見当たらない。また知りながら告げないことによる契約法上の問題もあるため、特別法に記載された緩和的な荷重を無暗に適用することは勧められない。

なお、地震力算定にあたって、アレイ重心が不明な場合は、アレイ発電面の重心をアレイの重心とすることが出来る。

局部震度法(建築設備耐震設計・施工指針 2005, 2014)におけるKs

	建築設備機器の耐震クラス		
	耐震クラス S	耐震クラス A	耐震クラス B
上層階, 屋上及び塔屋	2.0	1.5	1.0
中間階	1.5	1.0	0.6
地階及び1階	1.0	0.6	0.4

- [2] 直流部に金属管を利用すると地震や温度荷重によってアレイ～PCS間の電路が損傷したとき、地絡火災を生じる恐れがある。そこでPF管を用いて配管への地絡を予防する方法が考えられる。しかしPF管は自己消火性材料に過ぎないため、火炎が当たる限り燻煙を出し続ける。即ち、金属管とPF管には、地絡感電を容易に生起する性質と燻煙性というトレードオフがある。したがって、直流電気配管の材料は実況に応じて選択される必要がある。

付録 B 太陽光発電設備の危険

どのような人工物や工業製品にも危険が存在するように、太陽光発電設備にも危険が存在する。具体的には、太陽光発電設備が「直流発電技術」でありまた「必ず構造物をとまなう」という特性から、「構造安全」と「直流電気安全」の二者が損なわれる場合に大別される。

これらの危険が「事故」を生じた場合、その責任はその設備の発注者(所有者)が負う。また、その受注者や設計・施工者あるいは部材や部品の製造者が求償される場合もある。換言すれば、「事故」が発生した場合には、その発注者は被害者になるにとどまらず、加害者となり、責任を負う。そこに法令違反があれば「行政罰」に、他者や他物を加害すれば「刑事罰」「民事罰」に課せられることになる。しかもその責任は「無過失責任」(過失が無くとも責任を負う)である。

したがって、将来における事故発生を未然に防ぐため、発注者は自分が発注し所有する太陽光発電設備がもつ危険を十分理解する必要があり、他方、受注者、設計・施工者あるいは部材や部品の製造者は発注者が負うリスクをあらかじめ説明する必要がある。

太陽光発電設備の直流電気の危険は、他の電気製品や電気設備と同様にそれ自身を原因とした「火災事故」の危険が存在する。特に太陽光発電は交流のような「ゼロクロス点」をもたない直流発電技術であり、かつ定電流源として振る舞う電圧範囲が広いので、アークや過電流を原因とする火災への対策が本質的に困難という課題がある。さらに、日中においては、たとえ太陽光発電設備の運転を停止したとしても個々の太陽電池モジュールは開放電圧を発生し続けることが問題となる。太陽光発電設備は複数の太陽電池モジュールの直列接続で構成されているので、設備全体の電圧は太陽電池モジュールの直列接続数に応じて高くなり、たとえば、一般用の場合は300V程度、自家用の場合は600V程度となる。この自家用については太陽光発電設備の効率と経済性向上のために、さらに高電圧化(1000V程度)された設備もある。

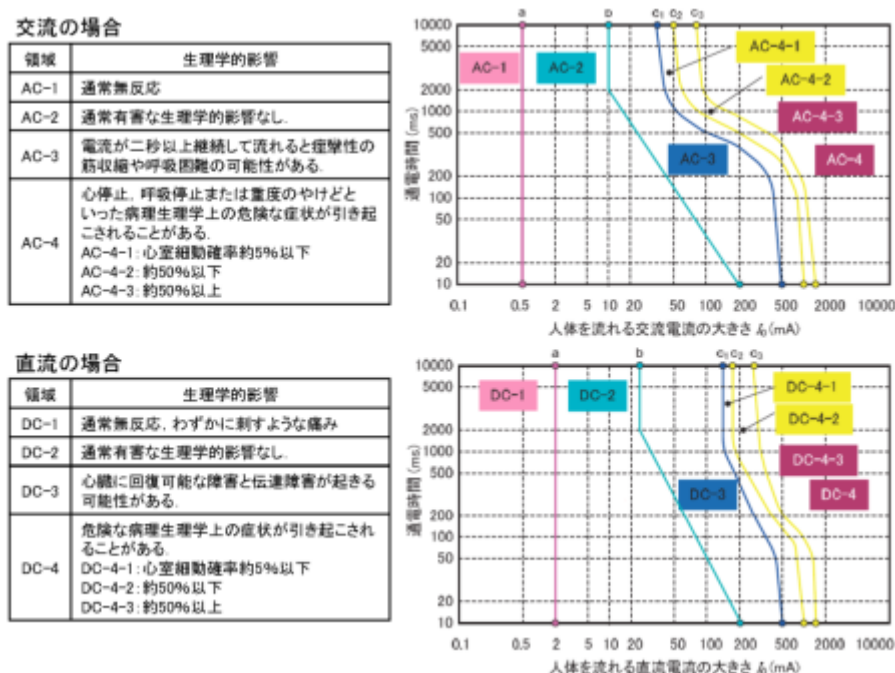
このようなことから、太陽光発電設備は、それ自身が出火の原因となる場合だけでなく、本設備が付帯している建物が火災に見舞われた場合は消防隊員の感電という固有の危険も存在する。太陽光発電設備がこのような高電圧を発生していることを知らずあるいは保護対策が不十分なまま放水などによる消火活動を行った場合、屋根上などで高電圧を発生している直流ケーブルを切断した場合、残火処理時に高電圧発生部分に触れてしまった場合など、消火活動中のさまざまな場面で、消防隊員の感電とその衝撃による高所上からの落下といった恐れがあり、太陽光発電設備が消火活動の妨げになる可能性がある。住宅地域での太陽光発電設備の増加は否応なくその火災が他者を巻き込む危険を生じ、また、山間部のメガ・ソーラーなどでは他物に波及する危険もある。むろん、太陽光発電設備の「感電危険」には通常運用時における保安点検作業員もさらされる。

付録 B.1 太陽光発電に関する感電の危険

感電に関する人間への影響は、IEC/TS 60479-1 (2005) にまとめられており、影響としては感電ショックから心室細動まで 4~5 段階に分けられることが一般である。また、交流(AC)と直流(DC)により影響が異なり、一般的にはDCの方が許容可能な電流は大きくなる。太陽光発電は一般的にはDC電源であるが、実際の屋外で利用する際には、日射等により激しく変動することや、今回のように消火活動時の夜間電灯による発電の場合は必ずしもDCと扱えない可能性がある。ドイツの研究グループでは(参考文献 1)、同様に IEC/TS 60479 を併記、フランスのガイドラインも併記、太陽電池の出力には特に言及されていない(参考文献 2)。一方で、UL の報告書では(参考文献 3)、消防隊員に関する感電危険の報告書のため、消防隊員を成人と想定した DC を想定したリスク評価を行っている。ただし、本解釈はまだ十分に議論されていないことや、直流回路といっても PCS が関係した事故の場合は AC も関連することからも、現状、感電回避は安全側の AC の閾値を主として想定することが望ましいと考える。

また、心室細動まで行かずとも、屋根上等の施工中、消火活動中は感電ショックにおいて屋根からの滑落も想定されるため、この点も考慮したリスク評価が必要である。

人体抵抗の最悪の状態としては、全身が濡れた状態が想定される。そのため、JEAG8101-1971 や海外の消防リスク評価関係の報告書においても、最悪のケースを想定した人体の最小値として約 500Ω が設定されている(50V で約 100mA となる)(参考文献 4)。



出所) TS C 0023-1 人間及び家畜に関する電流の影響—第1部:

一般分野, 2009 (IEC/TS 60479-1: 2005)

図B.1-1 電流値と人体への影響

参考文献 1: Heinrich Haerberlin, PV and Fire Brigade Safety: No Panic, but Realistic Assessment of Danger and Possible Countermeasures, 2011, EUPVSEC

参考文献 2: Maîtreiser Lerisque LiÉ aux installations photovoltaïques

参考文献 3: Underwriters Laboratories Inc, Firefighter Safety and Photovoltaic Installations Research Project,
2011

参考文献 4: F. Reil, DETERMINATION OF FIRE SAFETY RISKS AT PV SYSTEMS AND DEVELOPMENT
OF RISK MINIMIZATION MEASURES, EUPVSEC

付録 B.1.1 感電の危険の基礎

付録 B.1 の理解をさらに深めるため、感電に関する基礎を以下に示す。

感電は最悪、死に至る。しかし全ての感電が生体に深刻な影響をもたらすものではない。そこで IEC は Electric Shock(感電)と Electrical Shock(電撃)を使い分け、死の主要因である電撃の影響を適切に評価する取り組みを行っている。ただし日本語では感電の語が広く定着していることから以後、感電と電撃の区別をせず、感電の語を用いる。またここでは医療、例えば開胸手術におけるマイクロショックは除外する。ここでは、太陽光発電に限定されるため、あくまで電気使用者や作業者のマクロショックとして取り扱い、雷撃も除外する。

(1)太陽光発電設計にとっての感電、閾値

感電があるからといって電気を全廃することはできない。そこで感電事故を予防しながら電気の恩恵を享受することが必要である。ここで、全ての電気が危険なわけではない。たとえば乾電池によって感電死する恐れは無い。一方家庭用の 100V で感電死が報告されている。どのような状態からが危険であって、どこまでなら危険ではないのかの境界、すなわち閾値を知ることが感電防止の最初のステップとなる。しかし、感電による事故のすべてを直接に取り扱うのは難しい。たとえば労働安全衛生の考え方では、感電による驚きによって体勢を崩し高所から落下するといった二次的危険を考慮する必要がある。一方、高電圧での感電は即、心臓停止を招く。ここでは、前者のような間接原因としての感電事故と、後者のような高電圧原因を除外し、感電が直接の死因となる低圧電気(ここでは 1000V 以下程度)を取り扱う。

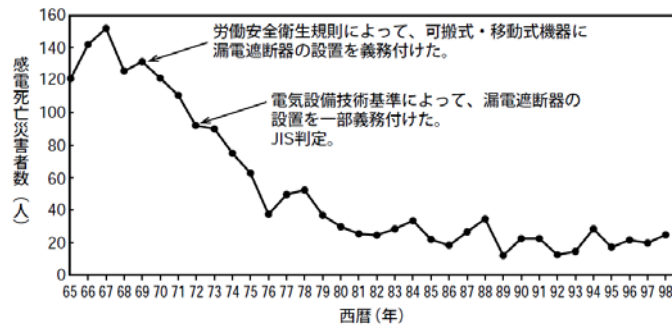
(2)日本における感電研究の歴史的変遷

明治 33 年に東京の牛肉店で女中が電灯コードに触れて感電死した。当時は柱上変圧器の高圧側と低圧側の混触防止策が無く、これが第二種接地工事が始まった原点と言われている。当時は電路の絶縁が悪く、感電死亡事故が多発していたようである。

大正 3 年には渋沢元治氏が水を入れたバケツに両足を入れて、濡れた手で裸電線を握るという実験を行っている。この時の実験条件は 30V, 4mA であったが実験中止となり、その後片手で電線を握る実験を行ったところ 50V 以上でも何も感じなかったため、許容接触電圧を 50V とした(参考文献 1)。

接地工事の体系化は明治 44 年の電気工事規程公布に始まる。これ以降、感電防止策の主流として改正が続いた。一方、地絡保護の観点から漏電遮断器は昭和 40 年代に研究、規格化もすすめられ、労働災害防止のために用いられ始めた。

その感電保護効果が知られるようになった 1972 年の電技省令改正では漏電遮断器の設置を義務付ける範囲が拡大され、現在にいたるまで多大な成果をおさめている。この頃の我が国の基準根拠は、ダルジュール(米)やケッペン(独)の研究成果を使用しており、低圧電路地絡保護指針(1971)として結実した。



図B.1.1-1 国内における感電死亡火災者数

表B.1.1-1 低圧地絡保護指針

接触状態		許容接触電圧
第1種	人体の大部分が水中にある状態	2.5V 以下
第2種	人体が著しく濡れている状態 金属製の電気機械装置や構造物人体の一部が常時接触している状態	25V 以下
第3種	第1種, 第2種以外の場合で, 通常の人体状態において接触電圧が加わると, 危険性が高い状態	50V 以下
第4種	第1種, 第2種以外の場合で, 通常の人体状態において接触電圧が加わっても危険性の低い状態 接触電圧が加わるおそれがない場合	制限なし

(3) 1930年代の感電研究

感電保護の考え方は, 1930年代のダルジール(米)やケッペン(独)の考え方を基に1974年にIEC479としてまとめられた。ケッペンは電流時間積の考え方に至った。

$$I \cdot T = \text{一定}$$

彼は実際の限界値 50mA 以下は時間に関係ないものとし 50mA 以上について下式を見出している。

$$I \cdot T = 50 \text{ mA}$$

上式は図 B.1.1-2 の b 直線であり, b 線の右側が危険, 左側が安全範囲になる。c 線は 1.67 の安全率を見込んだものであり, これがヨーロッパや我が国に採用されてきた 30mA の数値根拠となっている。

一方, ダルジールは, エネルギー一定の考え方に至った。

$$I^2 \cdot T = \text{一定}$$

彼は羊による実験の結果から次式を得た。

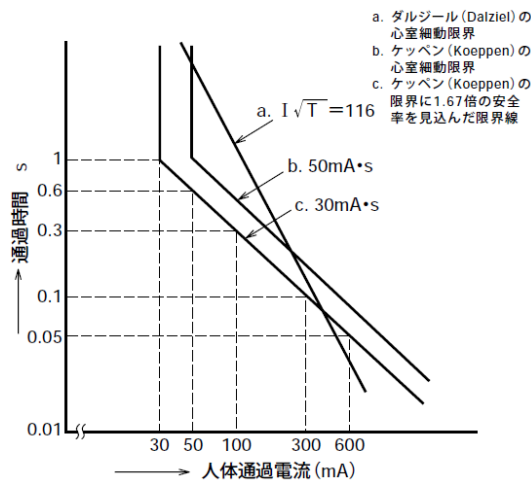
$$I = 116 / \sqrt{T}$$

これを 70kg の体重に換算して次式を提唱した.

$$I = 157 / \sqrt{T}$$

これが、図 B.1.1-2 の a の線である.

両者の研究を比較するとケッペンの限界のほうが下回っており、安全サイドであるため、日本や欧州では、ケッペンの研究結果を基本に考えている.



図B.1.1-2 感電保護における人体通過電流と通過時間との関係

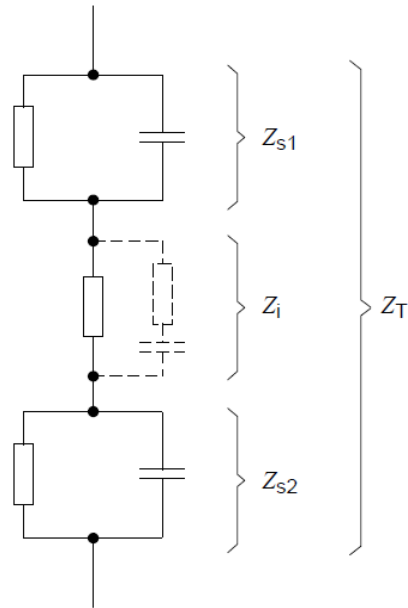
(4) 人体インピーダンス

感電の主因が電流にあることを明らかにする一方、感電電流の量を推し量るために人体の内部インピーダンスについても研究が行われた.

人体の内部インピーダンス Z_i は概ね 500Ω 程度の抵抗性であり、僅かな容量性を持つ. 図 B.1.1-3 のその等価回路を示す. この値は主に電流経路に依存し、接触面積には殆ど依存しない. 一方、人体の皮膚インピーダンスは抵抗と静電容量の並列回路網から成る. 低い接触電圧ではこの値は電圧、電気波形、充電部への接触電圧や接触面積、皮膚の乾湿、塩分の有無、個人差によって大きく変化し、高電圧では皮膚が破れることにより無視できるほどに低下する.

IEC479 には、過去の生体と死体での実測結果に基づき、得られた限りのデータから各条件でのインピーダンスがまとめられている. 図 B.1.1-4 には最悪条件に近いものを挙げる.

なお、実際には、着衣があり靴があるので上表をそのまま適用するのは慎重に過ぎる場合があり得る. しかし発汗のために湿潤している状況ではこれらも絶縁物としての機能を果たすとは言えず、常に最悪の状態を考慮に入れるべきである.



図B.1.1-3 人体インピーダンスの等価回路
 Z_i : 人体の内部インピーダンス, Z_s : 人体の皮膚インピーダンス

接触電圧 V	母集団のパーセンタイル値がこの値以下である 人体の合成インピーダンス (Z_T) (Ω)		
	母集団の 5 %	母集団の 50 %	母集団の 95 %
25	960	1 300	1 755
50	940	1 275	1 720
75	920	1 250	1 685
100	880	1 225	1 655
125	850	1 200	1 620
150	830	1 180	1 590
175	810	1 155	1 560
200	790	1 135	1 530
225	770	1 115	1 505
400	700	950	1 275
500	625	850	1 150
700	575	775	1 050
1 000	575	775	1 050
漸近値= 内部インピーダンス	575	775	1 050

注記 1 幾つかの測定では、電流経路が片手から片足の場合の人体の合成インピーダンス (Z_T) は、電流経路が手から手の場合よりも幾分 (10~30 %) 低いことを示している。

注記 2 この場合、皮膚インピーダンスが低いため、 Z_T はほとんど電流継続時間に依存しないと考えられる。 Z_T は人体の内部インピーダンス (Z_i) に近づく。

注記 3 電圧 230 V (ネットワークシステム三相 4 線式-230/400 V) の標準電圧に関しては人体の合成インピーダンスが 225 V の接触電圧と同じになると想定される。

注記 4 Z_T の値は、 5Ω の倍数である。

図B.1.1-4 手から手に対する人体インピーダンス
(交流 50/60Hz, 塩水湿潤状態, 接触面積が 10000m²)

(5) 心室細動現象

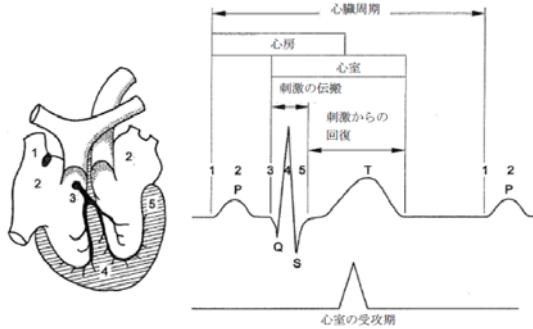
感電による死亡災害の種類は、既に述べたとおり多様である。しかし低圧の場合は、心室細動現象によるものが大部分であることについては、専門家の見解が一致している。したがって、低圧では心室細動の閾値を考慮することが重要である。

心臓は 0.75 秒周期で規則正しく動き、血液を体内に循環させている。しかし外部からの刺激によって、この周期が乱れると心臓から発生する電気信号が乱され心室の振動が発生する。

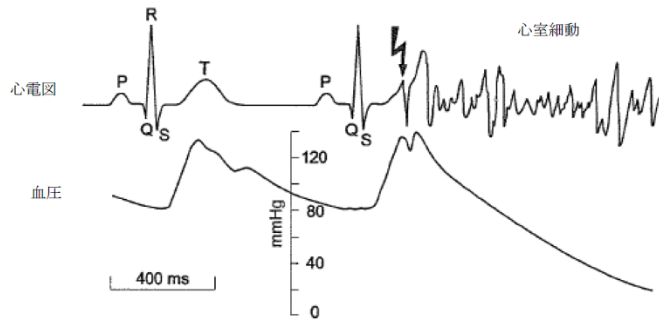
この原因には大きく二種類があります。ひとつは心臓に電流作用が直接に及ぶ場合である。人体抵抗を考慮するとこれは低電圧ではなく高電圧での感電時起こる。もう一つは、通電時間が心臓の拍動周期を超過した場合

であり、低圧での感電死亡事故はこれが主要因である。

また、心室細動のリスクは、交流と直流でも異なる。心臓の拍動周期には受攻期 (vulnerable period) と呼ばれる、外的刺激に対して脆弱な期間 (心臓周期の約 10%) がある。心臓はこの期間に外部からの刺激を受けると心室細動が起こりやすくなるため、低周波交流ではよりリスクが高くなります。受攻期の外的刺激 (R on T) という意味で、感電は (ボールの打撃などによる) 心臓震盪と類似点を持っているようである (参考文献 2)



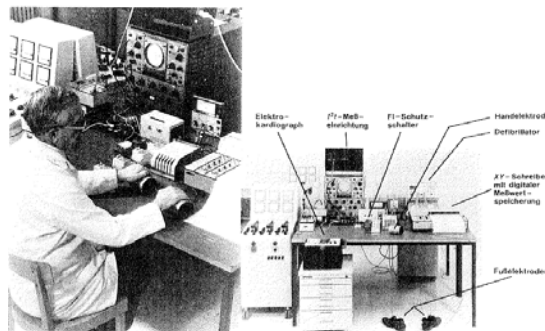
図B.1.1-5 PQRSTと受攻期



図B.1.1-6 受攻期と心室細動の誘発

(6) 国際的な感電評価体系

このように心室細動の閾値を表現するには単一の直線的な式では無理があり、電流領域と時間領域に分けて考えることが重要である。1974年のIEC479-1は、ケッペンやダルジールの研究を元にしたものであった。しかし従来体系は電流と時間との領域分離が不十分とされ、ビーゲルマイヤーの精力的な実験成果を基に新しい体系化が行われた。ここで特徴的なのは、感電死と電流との関係がエネルギーに依存するとの考えは誤解であると指摘し、心室細動電流が、心拍を境にZカーブとなることを提案したことである。また、感電防止に関わる三重保護 (直接接触保護、間接接触保護、追加保護) の概念もこのころに確立されている。



図B.1.1-7 ビーゲルマイヤー博士自身による人体インピーダンス測定

(7) 心臓電流係数

電流通過部位も考慮される必要がある。IEC479には、左手から両足への電流によって生じる心室細動の危険を基準として、同程度の危険を発生させる別経路の場合の係数が示されている。ただし、これは心室細動に関連する経路に対応する危険について概略の評価としてだけ使用可能である。この係数は交流と直流とで共通である。

$$I_h = \frac{I_{ref}}{F}$$

I_{ref} : 安全限界曲線中に示す左手-両足経路の電流

I_h : 心臓電流係数表に対する人体電流

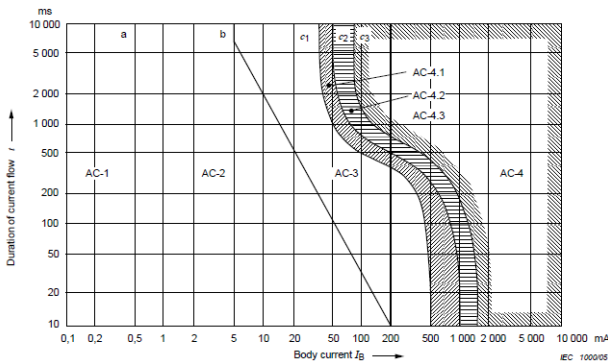
F : 心臓電流係数

電流経路	心臓電流係数 F
左手から左足, 右足又は両足へ	1.0
両手から両足へ	1.0
左手から右手へ	0.4
右手から左足, 右足又は両足へ	0.8
背中から右手へ	0.3
背中から左手へ	0.7
胸から右手へ	1.3
胸から左手へ	1.5
尻から左手, 右手又は両手へ	0.7
左足から右足へ	0.04

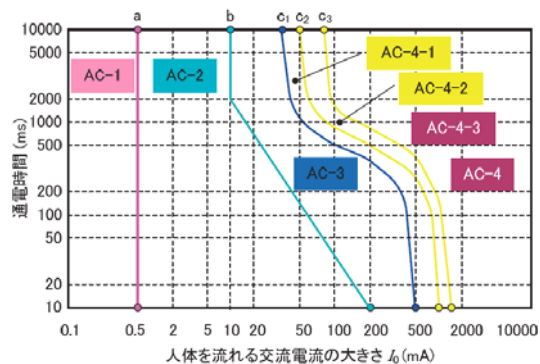
図B.1.1-8 心臓電流係数

(8) IEC479-1 の安全限界曲線

IEC の TS60479-1 (2005)における, 左手から両足への感電電流と通電時間, 安全限界に関する曲線を示す。IEC の安全保護の考え方, 各国の法令, また安全保護装置メーカーはこの成果を基本に据えていると言って過言ではない。



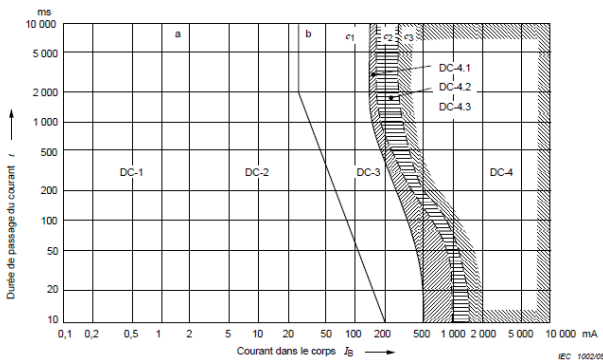
図B.1.1-9 AC15~100Hzの安全限界曲線



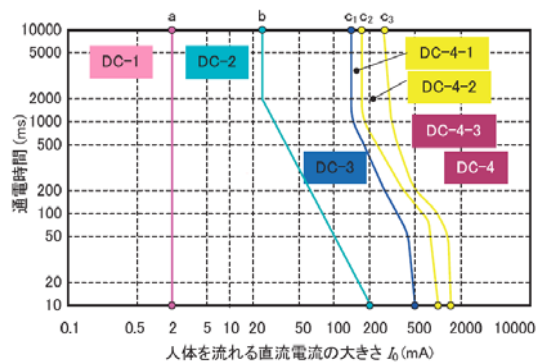
図B.1.1-10 AC15~100Hzの安全限界曲線

表B.1.1-2 AC15~100Hzの安全限界

領域	生理学的影響
AC-1	通常無反応
AC-2	通常有害な生理学的影響なし。
AC-3	電流が二秒以上継続して流れると痙攣性の筋収縮や呼吸困難の可能性がある。
AC-4	心停止, 呼吸停止または重度のやけどといった病理生理学上の危険な症状が引き起こされることがある。 AC-4-1: 心室細動確率約 5% 以下 AC-4-2: 約 50% 以下 AC-4-3: 約 50% 以上



図B.1.1-11 DCの安全限界曲線



図B.1.1-12 DCの安全限界曲線

表B.1.1-3 DCの安全限界

領域	生理学的影響
DC-1	通常無反応, わずかに刺すような痛み
DC-2	通常有害な生理学的影響なし.
DC-3	心臓に回復可能な障害と伝達障害が起きる可能性がある.
DC-4	危険な病理生理学上の症状が引き起こされることがある. DC-4-1:心室細動確率約5%以下 DC-4-2:約50%以下 DC-4-3:約50%以上

(9) 交流と直流の違い

過去多く研究されてきたのは、交流感電である。しかし本文書が扱うのは太陽光発電の直流電気である。従って、交流と直流の違いに注意を払う必要がある。そのような観点で IEC479 の記述を原文に齟齬がないように注意深く整理した結果を以下に示す。

- 交流と心臓周期
正弦波交流の(50/60Hz)の場合、電流が1心臓周期を超えると細動の閾値は大幅に低下する。
- 直流の知覚, 反応の閾値
交流と違って電流の投入時遮断時にしか感覚がない。通電中はなんの感覚もない。
- 直流の心室細動閾値と電流方向との関係
下向き電流(足が負極)の閾値は上向き電流(足が正極)の2倍になる。
- 直流の安全限界曲線
曲線 C1 以下での感電死報告は知られていないことから C1 は全ての人に対して、おそらく安全側であることを示す。

また、交流と直流の影響の違いを評価するのに直流/交流等価係数(d.c./a.c. equivalence factor)という考え方も提示されている。一例として心室細動が50%確率の10秒間の等価係数を次に示す。

$$k = \frac{I_{d.c.細動}}{I_{a.c.細動}} = \frac{300mA}{80mA} = 3.75$$

参考文献 1: BENDER: Renewable energy Reliable and efficient use of the power of nature

参考文献 2: CoSTR 翻訳グループ (2007): 2005 INTERNATIONAL CONSENSUS ON
CARDIOPULMONARY RESUSCITATION (CPR) AND EMERGENCY CARDIOVASCULAR CARE (ECC)
SCIENCE WITH TREATMENT RECOMMENDATIONS: Part 10.9: Electric Shock and Lightning Strikes

参考文献 3: 高橋健彦(2007): 日本における感電保護の現状と実態

参考文献 4: 竹谷是幸(1974): 漏電しゃ断器の基礎と実務知識

付録 B.2 太陽光発電に関する火災危険

太陽光発電設備の火災要因となる部位および事象は、太陽電池モジュール(太陽電池セルの逆電圧・逆電流動作、モジュール回路内での直並列アーク)と、アレイ回路(直列アーク、並列アーク、地絡アーク)とに大別される。本文書では、これまでの事故要因分析の研究等から「太陽電池モジュールの火災危険」と「直流アークの火災危険」に分けて火災の起点を示し、起点から火災発生までの間に事故を抑止する対策装置に不備があったために被害拡大した米国の要因分析について紹介する。また、米国で発生した事故と同様なことが国内システムについても起きうるかについて述べる。最後に消防活動時における消火・残火処理リスクの問題について説明する。

付録 B.2.1 太陽電池モジュールの火災危険

(1) 太陽電池モジュールの電気回路構成

図 B.2.1-1 は太陽電池モジュールの電気回路を模式的に示したものである。数枚～二十数枚の太陽電池セル(以下「セル」)を直列に接続してセルストリングが構成され、それにバイパス回路(Bypass circuit, 以下「バイパス回路」)を並列に接続している。このセルストリングとバイパス回路で構成される単位を本文書では、太陽電池クラスタ(以下「クラスタ」と呼ぶ。バイパス回路はセルストリングの出力電圧によって逆バイアス方向に電圧が印加されるように接続されたバイパスダイオード(Bypass Diode, 以下「BPD」)を主たる構成要素として、バイパスダイオードとセルストリングをつなぐ導体端子、さらにそれらの節点とで構成される。そして、1枚の太陽電池モジュールは、クラスタ1個あるいは複数のクラスタを直列に接続することにより構成される。クラスタの出力端子は太陽電池モジュールの裏面に装着された端子箱(Junction Box, 以下「JB」)内に引き込まれ、端子箱内の導体端子を介して BPD や太陽電池モジュールの出力ケーブルに接続されている。

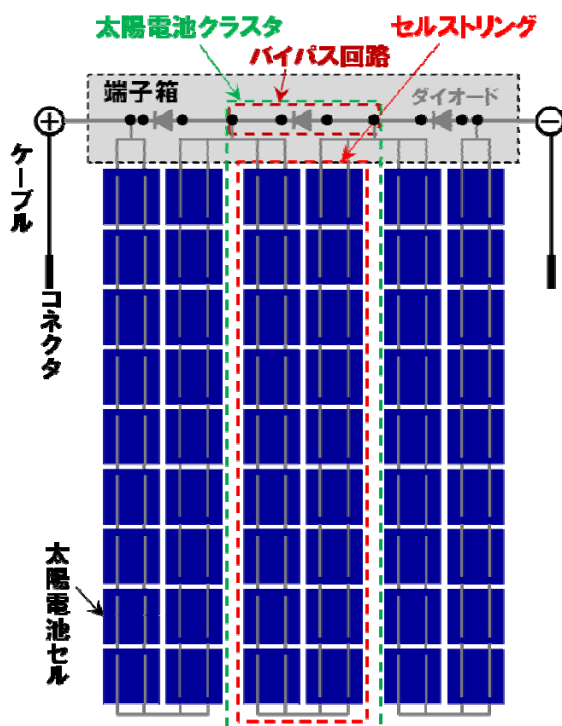


図 B.2.1-1 太陽電池モジュールの模式図(3 クラスタ型)

(2) 太陽電池の電流－電圧特性とバイパス回路の役割

図 B.2.1-2 は、太陽電池モジュールを構成するセルの電流－電圧特性曲線を概念的に示したものである。この図において、セルが発電素子として動作する正常域は、電流と電圧とがともに正の値をとる「発電象限」のみである。

一方、電圧が負となる「逆電圧象限」や電流が負となる「逆電流象限」でセルが動作する場合には、セルは発電素子から負荷に転じ、電力を消費する。そして、モジュール内で数十枚、モジュールストリングで数百枚もが直列に接続されている個々のセルは、パワーコンディショナが制御するアレイの電流、電圧動作点の影響を受け、これらの三つの象限のいずれかの動作することとなる。

個々のセルがすべて発電象限で動作している場合には問題とならない。しかし、逆電圧象限や逆電流象限で動作するセルは発熱をとめない、しかも、その様相は同等ではなく、逆電流象限ではセルは面的かつ穏やかに発熱するが、雪崩降伏限界点を超えた逆電圧象限では局所的かつ激しく発熱する。したがって、危険度の観点からは、逆電圧象限で動作するセルが問題となる。

バイパス回路はこのような危険性を回避する保護回路の役割を果たしている。図 B.2.1-3 はバイパス回路が装備されたモジュールの電流－電圧特性曲線の概念図である。クラスタ両端の逆電圧が BPD の動作電圧に達するとバイパス回路に電流が迂回(バイパス)しはじめる。バイパス回路に流れる電流とセル回路に流れる電流の和が動作電流に達したところでクラスタ両端の電圧が固定され、クラスタ内のセルが雪崩降伏限界点を超えることを回避させている。つまり、バイパス回路はクラスタ内のセルに印加される電圧をクラスタ分程度に抑え、逆電圧象限での電力消費(発熱)を限定する「保護回路」の役割を担っている。

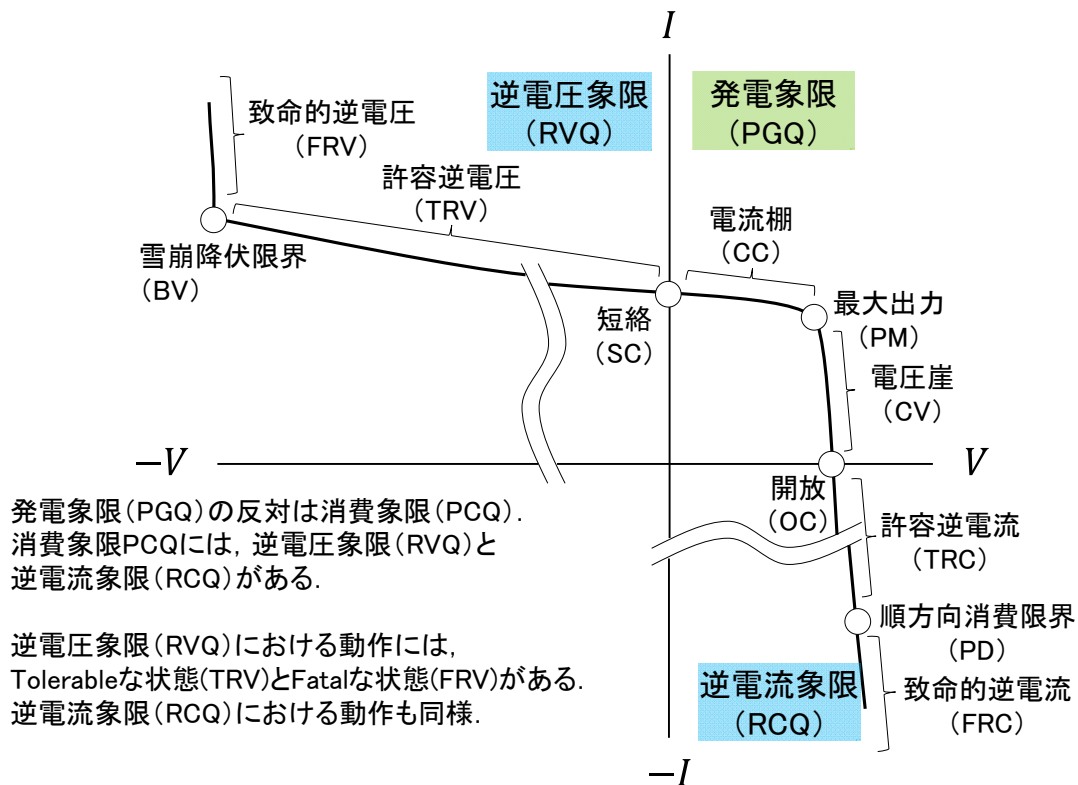


図 B.2.1-2 セルの I-V 特性の概念図

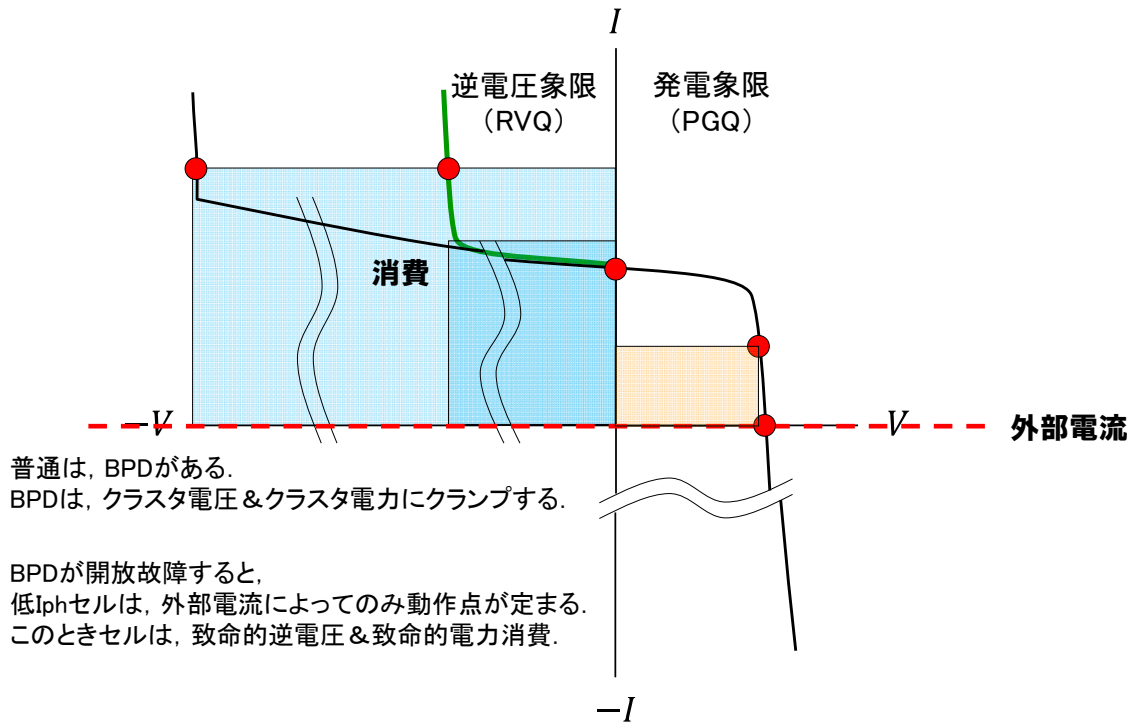


図 B.2.1-3 モジュールの I-V 特性の概念図

(3) バイパス回路開放故障の事例

現在の太陽電池モジュールの国際・国内規格では、保護回路であるバイパス回路の品質に関する規定や耐久性試験が未整備であるため、長期にわたる太陽電池モジュールの運用期間において、常にバイパス回路の信頼性が確保されているとはいえない。図 B.2.1-4 は、10 年使用したモジュール内のバイパス回路の断面の一例である。この例では、BPD 自身はなお機能を保持していたが、電気的節点となるはんだにクラックが形成されたため、バイパス回路が開放状態にあった。

また、図 B.2.1-5 は(独)産業技術総合研究所(産総研)において 10 年運用されているモジュール(3 クラスタ構成)の裏面の一例である。このモジュールは影の影響を頻繁にうける場所に設置されているが、バイパス回路が開放故障しているため当該クラスタのセルの発熱により裏面シートが「熱やけ」している。なお、産総研にはこれと同型式のモジュールが 1272 枚設置されているが、そのうちの約 850 枚にバイパス回路の開放故障が発見されている。

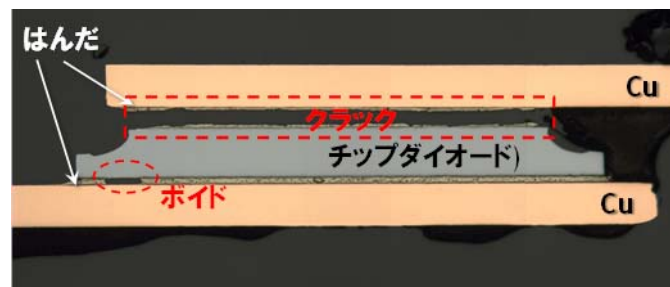


図 B.2.1-4 バイパス回路が開放故障となっている端子箱内の断面

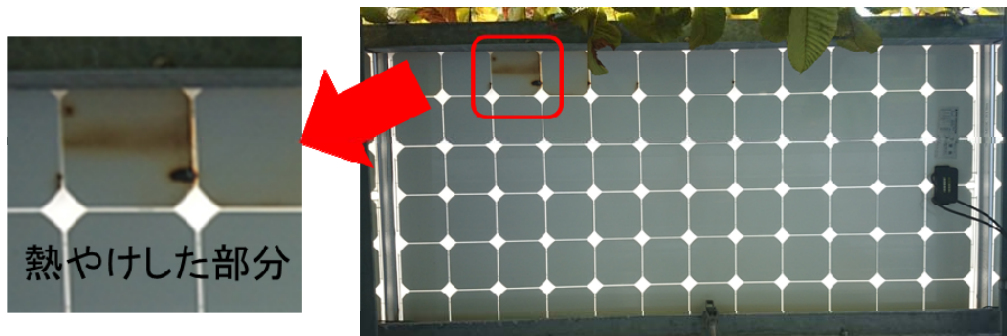


図 B.2.1-5 バイパス回路が開放故障している故障したクラスタに
頻繁に陰がかかるモジュールの裏面の様子

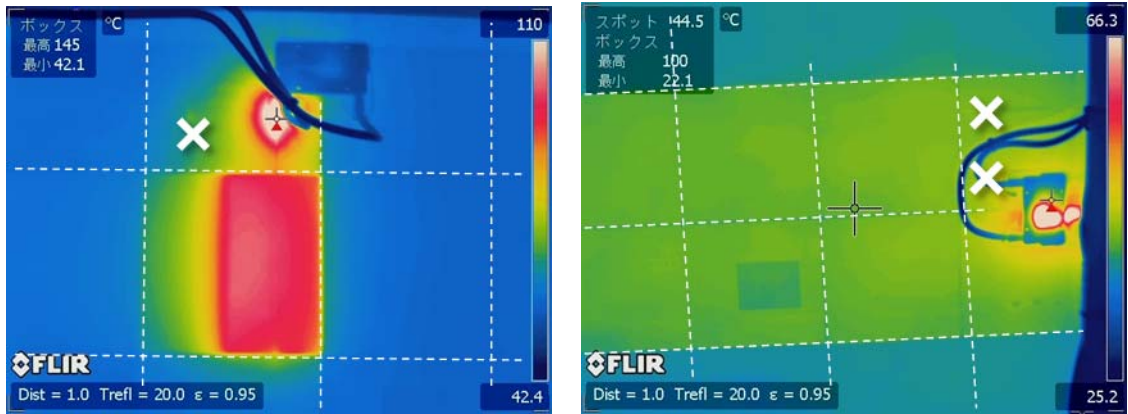
(4) 太陽電池モジュールの発電回路不良からバイパス回路開放に至った事例

図 B.2.1-6 は、産総研で発生している太陽電池モジュールの不具合の事例である。

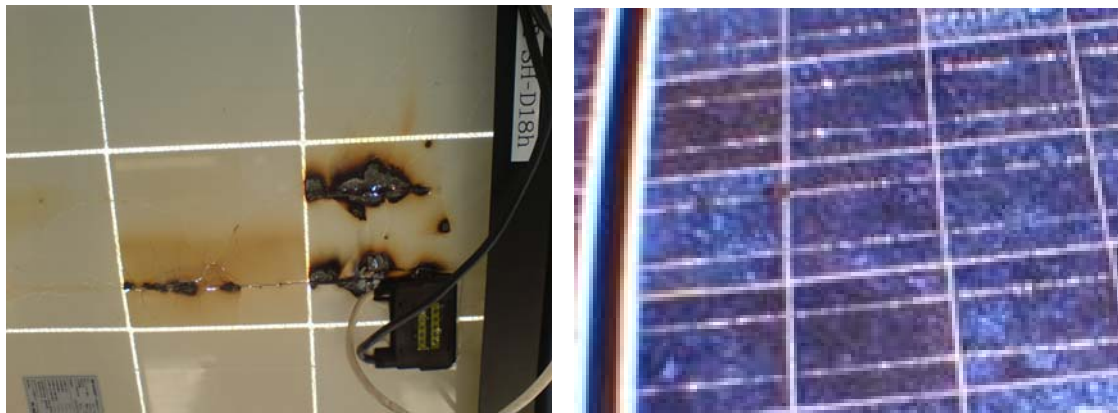
このモジュールでは、まず、同図(a)に示すように、中央クラスタにおいて何らかの原因でセルを相互につなぐ 2 本のインターコネクタの片方(図中「×」印で示した部分)が導通不良となり、その反対側のセルへの電流集中によって発熱が発生した。やがて、残りのインターコネクタも導通不良となり、同図(b)のように中央クラスタでは動作電流がバイパス回路に迂回するようになった。本モジュールはこの状態を 5 年程度維持していたが、やはりバイパス回路の節点であるはんだにクラックが形成され、当該接点が剥離、電気的には開放状態となった。しかし、当然のことながらこの太陽電池モジュールの各セルは発電機能を保持し、また、接続されている他のモジュールからの電流が通電する。バイパス回路が開放故障となり機能を喪失しているため、この通電電流は導通不良となっている発電回路を流れざるを得ず、その結果、導通不良部分が局所的に激しく発熱し、裏面シートを焼損させ、かつ表面ガラスが粉々に割れてしまった(同図(c)および(d))。さらに、この状態に至っても日中における通電が続いたため、モジュール内には局所的に摂氏 500 度を超える部分が発生し(同図(e))、それは約半年にわたって続いた。

太陽電池モジュールを構成する部材は難燃性であるため、太陽電池モジュールが高温になってもそれ自身が発火するリスクは低いと考えられるが、住宅屋根など構造物上に設置された太陽電池モジュールでは、その裏面と屋根の間の狭い空間に、枯葉が堆積している場合や鳥やリスなどの小動物が営巣している場合も珍しくない。

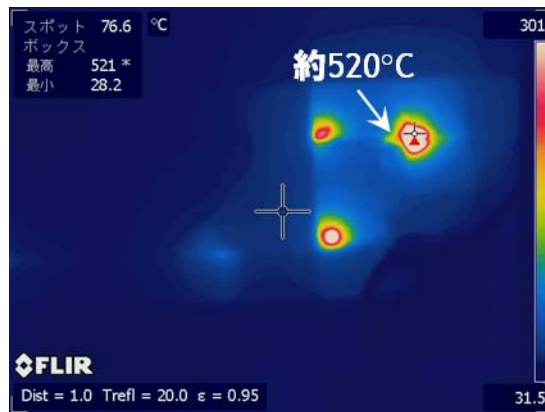
これまでのわが国の太陽光発電システムは、点検の法的義務がなくかつモジュールに接近しての目視点検が困難な住宅分野を中心に普及が進んできたため、モジュールの不具合の実態が十分には明らかになっていないが、モジュール内のバイパス回路開放故障は太陽光発電設備の火災要因として正しく認識される必要がある。



(a)セル相互の接続の片方に導通不良が発生したモジュールの表面温度分布(裏面)
 (b)セル相互の接続がともに導通不良となりバイパス回路に電流が迂回している様子(裏面)



(c)バイパス回路が開放故障し裏面シートが焼損している様子(裏面)
 (d)バイパス回路の開放故障にともない表面ガラスが粉々に割れている様子(表面)



(e)裏面シート焼損部の表面温度分布

図 B.2.1-6 産総研で発生しているモジュールの不具合の例

付録 B.2.2 直流アークの火災危険

(1) アークと太陽光におけるその危険性

気体放電には、幾つかの段階が存在する。アーク放電はその中の最終段階であり、低い印加電圧で陰極からの電子放出により大電流が流れ、電極間の導電性が極めて高いプラズマ状態となる放電現象である。アーク放電は、大気中で強烈な光を放つ。図 B.2.2-1 に電極間の電位分布図を示す。アーク空間は 3 つの領域に分類され、それぞれの領域には陰極降下電圧、アーク柱電圧、陽極降下電圧と呼ばれる電位差が存在する。それらの総和がアーク電圧として定義され、それぞれの空間的厚みの総和をアーク長(以下、電極間距離)と呼ぶ。図 B.2.2-2 にアークの概念図とアーク柱の断面図を示す。アーク放電は空気より軽いプラズマであるため、その温度によって生ずる上昇気流により図 B.2.2-2(a)に示すような弧となる。アークの和名は電弧であるが、使用されることは少ない。アークが発生すること(またはアークを発生させること)を点弧と呼び、アークが消えること(またはアークを消すこと)を消弧と呼ぶ。図 B.2.2-2(b)に示す断面は、温度と電流密度が極めて高いコア部と、温度と電流は少々小さいが化学的に活性な外炎部から構成される。図 B.2.2-3 に直流アークの外観を示す。またアークは陰極からの電子放出により、陰極温度が十分高い状態において維持される。図 B.2.2-2(b)のアーク柱断面を半径 r で規格化し、コア(弧心)外炎各部の温度分布を図 B.2.2-24 に示す。コア部は約 8000~12000K、外炎部は空気の主成分である窒素が電離するため、約 1000~8000K となる(参考文献 1)。

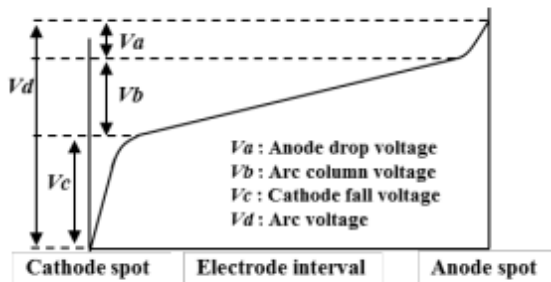
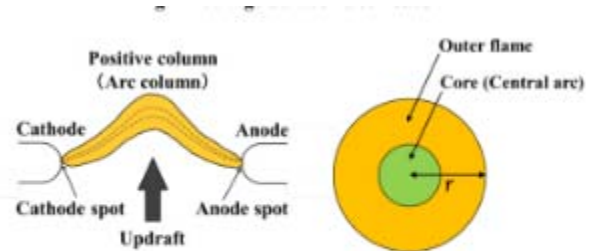


Fig. 1 Voltage between electrodes

図 B.2.2-1 アークの領域 1



(a) Conceptual of arc (b) Positive column cross section
Fig. 2 Structure of electric arc and cross section⁽⁶⁾

図 B.2.2-2 アークの領域 2

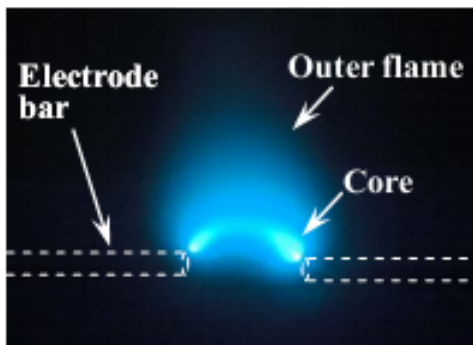


Fig. 3 Arcing point appearance

図 B.2.2-3 アークの外観

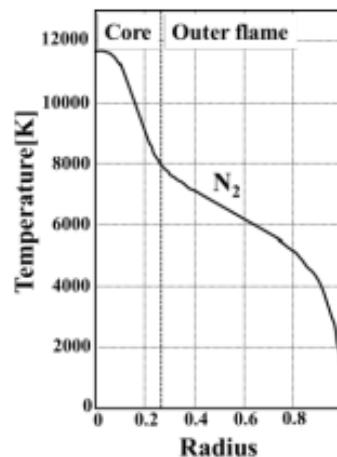


Fig. 4 Temperature distribution of arc⁽⁶⁾

図 B.2.2-4 アークの温度分布

アークは一度発生すると、放電によってプラズマが供給されるため、電圧が低下しても消えにくい。交流の場合は、電圧が 0 になる瞬間があるため、この時にアークが消え、一度消えれば点弧しづらい。ところが太陽光発電の直流電気回路においては、電圧が 0 になる瞬間が無いため、一度生じたアークは電圧が変動しても消えにくい。たとえば、米国での火災事例 (Mount-Holly) で生じたアークは、15cm もの距離を橋絡し得たと推測されており (Solar ABSc)、焼損が進みアークの場所が移動しても、消弧し難かったと考えられる。アークには、高音や光源として使用するために意図的に発生させられたものと、事故によって意図に反して発生したものがある。意図に反して発生したアークは、アークフォルトと呼ばれる。本文書においては、アークはアークフォルトのことを指している。

また、アークにはその発生個所の別により、表 B.2.2-1 に示した種類がある。表を見ると、太陽光発電においては、ひとつの故障をトリガに、並列アークも直列アークも発生し得る。これらの故障を発生させないよう、設計施工上の注意が第一義である。たとえば正極側電路と負極側電路を多心線ではなく単線で配線する、SPD から出火しても外部に延焼しないよう接続箱筐体を金属製とする、といった対策が挙げられる。これらの対策を行っても、なおも発生するアーク事故への対処法の考え方は、「2.5.3 DC 直列・並列アーク対策装置 (アーク検出/遮断器)」において触れた。

表 B.2.2-1 アークの種類

種類	発生個所	原因
地絡アーク	電路－大地間	電路－大地間の絶縁不良
並列アーク	電路－電路間	電路－電路間の絶縁不良
直列アーク	電路内	電路の導通, 接触不良

参考文献 1: 高電圧工学, 新・電気システム工学 (TKE-13), 日高邦彦著, 数理工学社, (2009)

付録 B.2.3 地絡アークによる火災危険

付録 B.2.3.1 地絡アークによる火災事例と国内における課題

地絡アークによる火災危険として、米国における地絡アーク火災の発生原因と国内における課題をまとめる。

電力系統に接続され地絡保護装置を備えた電気設備は、その中で地絡または漏電が検出された場合、電力系統から解列される。これによって、それが電力使用設備であれば、設備内は無電圧かつ無電流化され、鎮火に向かうと期待される。しかしながら太陽光発電システムの直流電気回路は、その構成要素である太陽電池が、日射がある限り発電を継続するので、これを無電圧かつ無電流化することは、太陽電池への日射を遮断する方法しかなく、現実的には困難である。したがって、太陽光発電システムの直流電気事故に対しては、以下の二つの視点からの検討と対策を実施しなければならない。

- (1)「故障」の段階でそれを除去し、「事故」に至らしめない方略
- (2)それでも事故に及んだ場合、その被害を「軽減」する方略

本項は、上記(1)の観点から既存設備の不備を論じるものである。(提言は、「2.3 絶縁・地絡保護・過電流保護の基本原則」に記載した)。上記(2)の観点からは、アーク検出／遮断装置(AFCI)の利用が考えられるが、AFCIには以下の課題がある(参考文献1)。

- ①状況によっては事故を拡大させる懸念があること。
(2.5.3 DC 直列・並列アーク対策装置(アーク検出／遮断器)に記載した)
- ②全ての直流地絡火災がアークを伴うとは限らないこと
- ③AFCI 設置位置と地絡位置の関係によっては効果が無いこと。例えば、接続箱出口に AFCI を設置した場合、同一接続箱内での多点地絡に対しては AFCI の効果を期待しがたい。

上記①への対策として、米国においては、アークの種類(直列／(並列または地絡))を判定し、その結果により負荷を遮断／短絡する方法が検討されているが、課題が残されている。②に対しては、GFCI は原理的に無力である。③に対しては、各ストリングに AFCI を設置する方法が考えられるが、この方法でさえも、ストリング内多点地絡に対しては効果が無い。

これらのことより、AFCI だけで地絡火災に備えることは出来ず、上記(1)として、事故の未然回避が必要である。そのためには、本節でその存在を指摘する検出不感帯は、除去されなければならない。

なお、AFCI は地絡以外の原因(たとえば線間短絡)でアークが発生した時にもそれを検知できる点で優れているが、交流システムにおける事故検知／遮断装置のような、最後の砦としての役割を果たすことができない。換言すれば、交流システムにおける漏電遮断器や過電流遮断器のように、事故点への電気エネルギーの供給を確実に遮断できる訳ではない。終息できる事故の範囲を広げるためには、回路設計の中に上述事故モードを取り入れることが必要である。なお今後の AFCI の利用については、別章(2.5.3 DC 直列・並列アーク対策装置(アーク検出／遮断器))で触れている。

参考文献 1:G.Ball et al., Inverter Ground-Fault Detection “Blind Spot” and Mitigation Methods, SolarABCs Report(2013)

(1)地絡検出不感帯による事故拡大(米国事例)の要因分析と教訓

2008年4月5日には米国 California 州 Bakersfield において、2011年4月16日には同国 North Carolina 州 Mount Holly において、太陽光発電システムの大規模な火災事故が発生した。これらの火災は、いずれも複数点で地絡が発生したことによる、地絡アーク火災である。

Solar ABC は地絡の検出不感帯が原因であることを看取り、検出不感帯の無い地絡検出の必要性を主張した(The Ground-Fault Protection Blind Spot: Safety Concern for Larger PV systems in the U.S., B. Brooks, Solar ABCs White Paper(2012)). なお、両システムの直流回路構成の詳細は不明であるが、諸論文から推定したアレイ仕様の概要を以下に示す。

上記報告によれば、Bakersfield, Mount Holly 両システムとも、地絡検出の感度が低い個所(不感帯)において地絡が発生し、それが検知されないため、除去されず継続していたことに、事故の原因があった。すなわち、図 B.2.3-7 に示したシステムでは、多くの地絡故障は図 B.2.3-8, 図 B.2.3-9 に示したとおり検出、事故電流遮断が可能であるが、図 B.2.3-10 に示した地絡故障は検出が難しい。この状態において、第二の地絡故障が発生すると事故電流が発生し、ヒューズが溶断しても事故電流を停止することができない(図 B.2.3-11)。このような状態により事故が発生したと推測される。



図 B.2.3-5 Bakersfield 火災 2009 年



図 B.2.3-6 Mount Holly 火災 2011 年

表 B.2.3-2 Bakersfield システムと Mount Holly システムの概要

項目	Bakersfield System	Mount Holly System
ストリング電流	5A(@1000W/m ²)	7.2A(@800W/m ²)
ストリング電圧	約 300V	558V
ストリング数/接続箱	28, 31, 56	22
接続箱個数	3	15

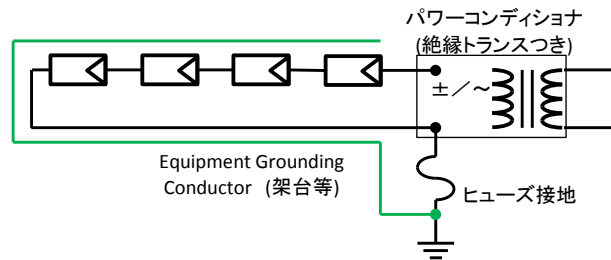


図 B.2.3-7 直流がヒューズ接地されたシステム(通常運転時)

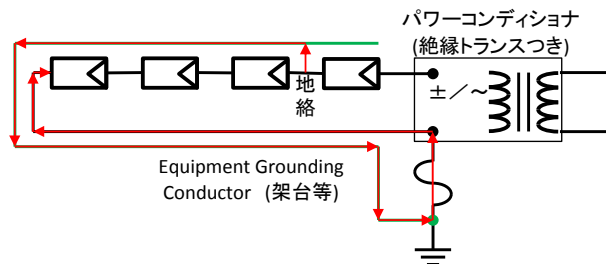


図 B.2.3-8 直流がヒューズ接地されたシステム(地絡直後)

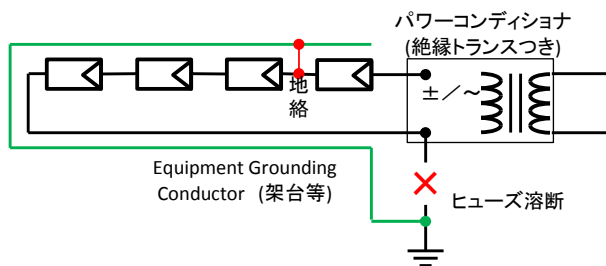


図 B.2.3-9 直流がヒューズ接地されたシステム(ヒューズ溶断後)

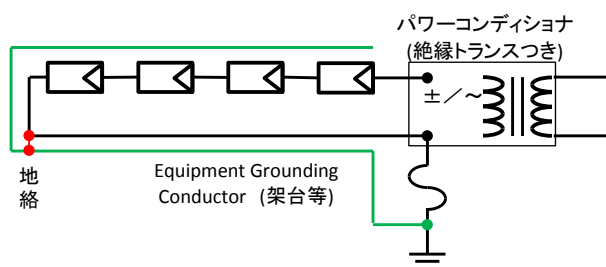


図 B.2.3-10 直流がヒューズ接地されたシステム(不感帯での地絡発生時とシステム運転継続)

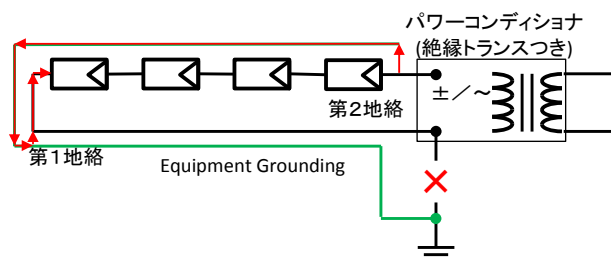


図 B.2.3-11 直流がヒューズ接地されたシステム(第二地絡故障による事故電流の発生と継続)

(2)国内における地絡検出不感帯による事故発生の可能性

米国接地システムにおける太陽光発電システムの直流地絡火災を抑止できなかった原因は、地絡検出の不感帯であった。国内太陽光発電システムにおける直流地絡検出は、パワーコンディショナによって行われている場合が多い。パワーコンディショナの地絡検出機能の評価結果として、国内大規模 PV システム用パワーコンディショナの地絡検出機能に検出不感帯がある結果が報告されている(稚内メガソーラープロジェクト(4)～1MW-PCS 導入等に伴う最適な設備構成について～ 矢元 修 北海道電力 2009 年度研究年報 Vol11 (2009))。その中には完全地絡(絶縁抵抗0)しても、正極および負極以外の電位では地絡検出できなかった結果も示されている。また、国内住宅 PV システム用パワーコンディショナの地絡検出機能にも検出不感帯があることが明らかになっている(太陽光発電システムの直流電気安全に関する基盤整備, 2014 報告書)。

したがって、国内の PV システムは、大規模であれ住宅用であれ、米国接地システムと同様のメカニズムにより発災する危険をはらんでいる。次節より、国内住宅用パワーコンディショナの地絡検出不感帯の評価結果を紹介する。これらの結果は、国内住宅用パワーコンディショナの地絡検出にも、検出不感帯があり米国接地システムと同様の火災の危険が存在することを示すものである。

【参考】地絡検知に関する「電気設備に関する技術基準を定める省令」および「電気設備の技術基準の解釈」抜粋

電気設備の技術基準の解釈 第17条【接地工事の種類及び施設方法】(省令第11条)

4 D 種接地工事は、次の各号によること。

- 一 接地抵抗値は、100Ω (低圧電路において、地絡を生じた場合に0.5秒以内に当該電路を自動的に遮断する装置を施設するときは、500Ω)以下であること。
- 二 接地線は、第3項第二号の規定に準じること。

3 C 種接地工事は、次の各号によること。

- 二 接地線は、次に適合するものであること。
 - イ 故障の際に流れる電流を安全に通じることができるものであること。
 - ロ ハに規定する場合を除き、引張強さ0.39kN以上の容易に腐食し難い金属線又は直径1.6mm以上の軟銅線であること。
 - ハ 移動して使用する電気機械器具の金属製外箱等に接地工事を施す場合において、可とう性を必要とする部分は、次のいずれかのものであること。
 - (イ) 多心コード又は多心キャブタイヤケーブルの1心であって、断面積が0.75mm²以上のもの
 - (ロ) 可とう性を有する軟銅より線であって、断面積が1.25mm²以上のもの

電気設備の技術基準の解釈の解説 17条

第4項は、D種接地工事の施設方法を示している。D種接地工事は、300V以下の低圧用機器の金属製外箱等の接地(→第29条第1項)など、漏電の際に、簡単なものでも接地工事を施してあれば、これによって感電等の危険を減少させることができる場合に施すもので、第一号において、接地抵抗値は100Ω以下とすることを示している。○47基準で、C種接地工事と同じく、低圧電路に漏電遮断器等の地絡遮断装置を施設してあれば、接地抵抗値を500Ωまで緩和した。第二号では、D種接地工事の接地線の仕様は、C種接地工事に準じることが示している。

電気設備の技術基準の解釈 第29条【機械器具の金属製外箱等の接地】(省令第10条, 第11条)

第29条 電路に施設する機械器具の金属製の台及び外箱(以下この条において「金属製外箱等」という。)(外箱のない変圧器又は計器用変成器にあっては、鉄心)には、使用電圧の区分に応じ、29-1表に規定する接地工事を施すこと。ただし、外箱を充電して使用する機械器具に人が触れるおそれがないようにさくなどを設けて施設する場合又は絶縁台を設けて施設する場合は、この限りでない。

29-1表

機械器具の使用電圧の区分		接地工事
低圧	300V以下	D種接地工事
	300V超過	C種接地工事
高圧又は特別高圧		A種接地工事

2 機械器具が小出力発電設備である燃料電池発電設備である場合を除き、次の各号のいずれかに該当する場合は、第1項の規定によらないことができる。

- 一 交流の対地電圧が150V以下又は直流の使用電圧が300V以下の機械器具を、乾燥した場所に施設する場合
- 二 低圧用の機械器具を乾燥した木製の床その他これに類する絶縁性のものの上で取り扱うように施設する場合

- 三 電気用品安全法の適用を受ける2重絶縁の構造の機械器具を施設する場合
 - 四 低圧用の機械器具に電気を供給する回路の電源側に絶縁変圧器(2次側線間電圧が300V以下であって、容量が3kVA以下のものに限る。)を施設し、かつ、当該絶縁変圧器の負荷側の回路を接地しない場合
 - 五 水気のある場所以外の場所に施設する低圧用の機械器具に電気を供給する回路に、電気用品安全法の適用を受ける漏電遮断器(定格感度電流が15mA以下、動作時間が0.1秒以下の電流動作型のものに限る。)を施設する場合
 - 六 金属製外箱等の周囲に適当な絶縁台を設ける場合
 - 七 外箱のない計器用変成器がゴム、合成樹脂その他の絶縁物で被覆したものである場合
 - 八 低圧用若しくは高圧用の機械器具、第26条に規定する配電用変圧器若しくはこれに接続する電線に施設する機械器具又は第108条に規定する特別高圧架空電線路の回路に施設する機械器具を、木柱その他これに類する絶縁性のものの上であって、人が触れるおそれがない高さに施設する場合
- 3 高圧ケーブルに接続される高圧用の機械器具の金属製外箱等の接地は、日本電気技術規格委員会規格 JESC E2019 (2009)「高圧ケーブルの遮へい層による高圧用の機械器具の鉄台及び外箱の連接接地」の「2. 技術的規定」により施設することができる。
- 4 太陽電池モジュールに接続する直流回路に施設する機械器具であって、使用電圧が300Vを超え450V以下のものの金属製外箱等に施すC種接地工事の接地抵抗値は、次の各号に適合する場合は、第17条第3項第一号の規定によらず、100Ω以下とすることができる。
- 一 直流回路は、非接地であること。
 - 二 直流回路に接続する逆変換装置の交流側に、絶縁変圧器を施設すること。
 - 三 太陽電池モジュールの合計出力は、10kW以下であること。
 - 四 直流回路に機械器具(太陽電池モジュール、第200条第2項第一号ロ及びハに規定する器具、逆変換装置及び避雷器を除く。)を施設しないこと。

電気設備の技術基準の解釈の解説 第29条【機械器具の金属製外箱等の接地】

第4項は、出力電圧450Vの太陽電池アレイの出現に伴い(従来、太陽電池アレイの出力電圧は300V以下であったが、出力電圧を上げることで、逆変換装置の昇圧比が下がり、高効率化や製品の小型化が図れる。)、これに接続する回路に施設される機器の鉄台や金属性外箱については、接地抵抗値10Ω以下のC種接地工事を施すことが必要であったが、一般家庭等でC種接地抵抗値を満足することは困難な場合があることから、⑩解釈で新たに設けた規定である。

第一号のとおり直流回路が非接地であり、かつ、第二号のとおり逆変換装置の交流側に絶縁変圧器が施設されていれば、直流回路部分に人が触れても地絡電流の帰路が構成されないため感電防止に有効であるが、対地静電容量が大きいと電撃による危害のおそれがあるため、対地静電容量を制限する観点から、第三号及び第四号についても条件としている。UL1741 (Inverters, Converters, Controllers and Interconnection System Equipment for Use with Distributed Energy Resources)の11. Electric Shockによると、直流電圧450Vで充電された静電容量から受ける電撃は、静電容量が1.99μF以下であれば人体に問題ないとされており、出力10kWの太陽電池モジュールの対地静電容量は、実測の結果0.25μF程度であることから、第三号及び第四号を満たすものについては、接地抵抗値を緩和しても安全と考えられる。

付録 B.2.3.2 国内住宅用パワーコンディショナの地絡検出評価の事例

(1)国内住宅用非絶縁型パワーコンディショナの地絡検出不感帯の評価

図 B.2.3-12 に、国内住宅用非絶縁型パワーコンディショナの地絡検出不感帯を評価するための実験装置を示す。この実験ではまず、パワーコンディショナを停止した状態で、図中、P1～P10 の何れかを選び、模擬架台に第一模擬地絡させた。その際の抵抗値は、Q1～Q11 の何れかを選択することによって、100～300Ω の範囲の何れかの値とした。次にこの状態で PCS を起動し、地絡検出ができるかを評価した。

実験結果を表 B.2.3-3、表 B.2.3-4、表 B.2.3-5 に示す。表中、×はパワーコンディショナが地絡を検出できず、起動してしまうことを表している。いずれのパワーコンディショナも、地絡を検出出来ない場合があることが確認された。

例えば、表 B.2.3-3 において、Q1(300Ω)、p7 の欄に×が記入されている例を説明する。まずパワーコンディショナ停止状態において、図 B.2.3-12 の p7 を Q1 に接続することにより p7 を仮想架台に 300Ω で模擬地絡させる。この状態で、パワーコンディショナのスイッチを ON にして起動させると、地絡を検出することができず、パワーコンディショナは起動する(第1地絡故障の不検出)。このことを×で表した。この状態において、図 B.2.3-12 左端にある、第二地絡スイッチを閉じて第二地絡を発生させると、パワーコンディショナは地絡検出して停止するが、事故電流を停止することはできない。なお、上記試験ではパワーコンディショナ起動動作を通して、地絡検出に失敗した場合を検出不感帯としたが、パワーコンディショナ起動後に地絡を発生させた場合は、これよりも地絡検出に失敗する範囲(模擬地絡位置および模擬地絡抵抗の範囲)は広がる。

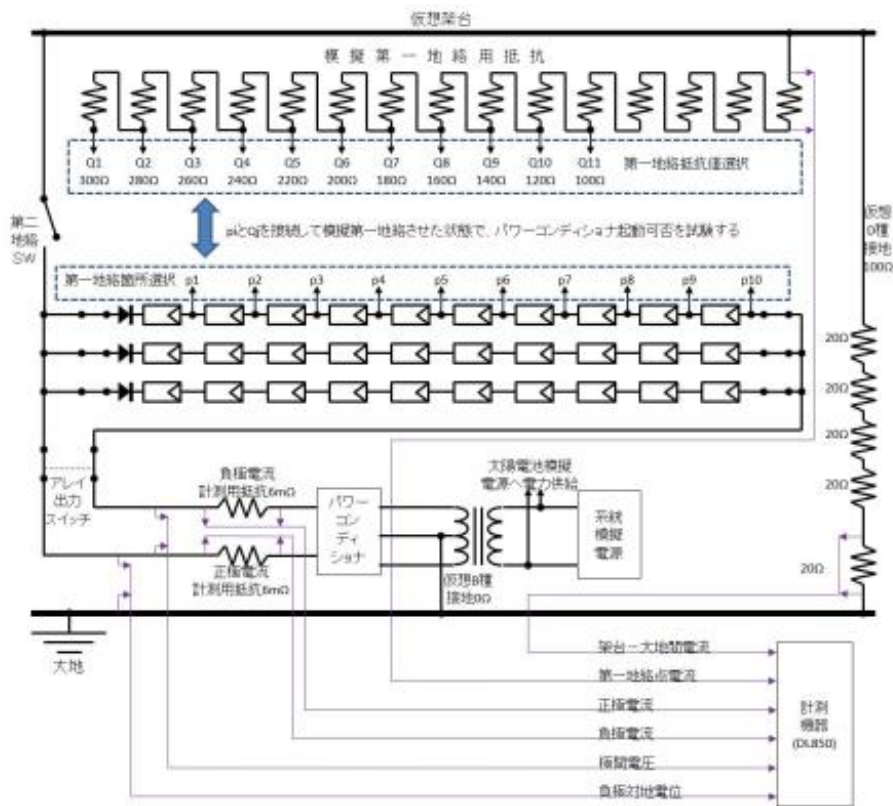


図 B.2.3-12 非絶縁型 PCS 地絡検出機能評価用実験装置

表 B.2.3-3 A 社製 PCS の地絡検出可否

地絡位置 抵抗値	p6	p7	p8	p9	p10
Q1(300Ω)	○	×	○	○	○
Q2(280Ω)	○	×	○	○	○
Q3(260Ω)	○	×	○	○	○
Q4(240Ω)	○	×	○	○	○
Q5(220Ω)	○	○	○	○	○
Q6(200Ω)	○	○	○	○	○
Q7(180Ω)	○	○	○	○	○
Q8(160Ω)	○	○	○	○	○
Q9(140Ω)	○	○	○	○	○
Q10(120Ω)	○	○	○	○	○
Q11(100Ω)	○	○	○	○	○

表 B.2.3-3 B 社製 PCS の地絡検出可否

地絡位置 抵抗値	p6	p7	p8	p9	p10
Q1(300Ω)	○	○	×	×	○
Q2(280Ω)	○	○	×	×	○
Q3(260Ω)	○	○	○	×	○
Q4(240Ω)	○	○	○	×	○
Q5(220Ω)	○	○	○	×	○
Q6(200Ω)	○	○	○	×	○
Q7(180Ω)	○	○	○	×	○
Q8(160Ω)	○	○	○	×	○
Q9(140Ω)	○	○	○	○	○
Q10(120Ω)	○	○	○	○	○
Q11(100Ω)	○	○	○	○	○

表 B.2.3-4 C 社製 PCS の地絡検出可否

地絡位置 抵抗値	p6	p7	p8	p9	p10
Q1(300Ω)	○	○	×	×	○
Q2(280Ω)	○	○	○	×	○
Q3(260Ω)	○	○	○	×	○
Q4(240Ω)	○	○	○	×	○
Q5(220Ω)	○	○	○	×	○
Q6(200Ω)	○	○	○	○	○
Q7(180Ω)	○	○	○	○	○
Q8(160Ω)	○	○	○	○	○
Q9(140Ω)	○	○	○	○	○
Q10(120Ω)	○	○	○	○	○
Q11(100Ω)	○	○	○	○	○

(2)国内住宅用絶縁型パワーコンディショナの地絡検出不感帯の評価

絶縁型パワーコンディショナは地絡しても零相電流は発生しないため、零相電流検知以外の方法を具備しない限り、地絡を検出することが困難である。図 B.2.3-14 は、住宅用太陽光発電システムの現地調査を行った際に遭遇した直流地絡の実例である。モジュール下部に配線されているモジュールケーブルの一本が架台と治具とに挟まれ、ケーブル内の導線が露出し、架台に地絡していた。いうまでもなく、このケーブルが属しているストリングの絶縁抵抗は完全にゼロであった。この状態からさらに、同一ストリングであれ別ストリングであれ、別の地絡故障が生じれば、火災に至る危険性があった。また、調査者が架台やモジュールフレームに触れつつ不用意な点検作業を行った場合、あるいは未熟な点検業者や所有者がモジュールの水洗浄を行った場合は、本地絡箇所とは別電位の充電部への接触により感電していたかもしれない。さらに、もし架台を大地に接地している接地線が腐食断線する等、架台の接地が不良であれば、架台やモジュールのアルミフレームは大地と切り離された充電部と化しており、これと接触した場合は、インバータ動作に伴う容量性の感電も懸念される。

また、この住宅用太陽光発電システムは故障発見までに13年が経過していたが、この間にPCSは直流地絡を検出していない。なお、図 B.2.3-14 から、短絡的にこのトラブルの原因を施工不良とみなす人々も多いが、施工不良を議論する前に、ヒューマンエラーや予期しがたい事由による故障の存在を前提として、地絡検出機能に問題が無いか検討することが必要である。一般家庭に設置される工業製品の設計という観点からは、ヒューマンエラーを誘発するような架台設計になっていないかも含め、総合的な安全対策を詳らかにすることが期待される。以下に、国内住宅用絶縁型パワーコンディショナの地絡検知機能を評価した結果を紹介する。

図 B.2.3-15～図 B.2.3-18 に国内製住宅用絶縁型パワーコンディショナの地絡検出不感帯実験回路を示す。パワーコンディショナを停止した状態で、図 B.2.3-15、図 B.2.3-16 および図 B.2.3-17 では正極を、図 B.2.3-18 では負極を、20Ωで模擬第一地絡させた。

実験の結果、いずれの場合もパワーコンディショナは地絡を検出できずに起動した。また、この状態で、模擬第一地絡させた極と逆極を、模擬第二地絡させた実験も行った。ここで使用したパワーコンディショナは、マルチストリング入力であったため、模擬第一地絡と模擬第二地絡とが、同じストリング内で発生する場合と、異なるストリングで発生する場合とが考えられる。図 B.2.3-15 および図 B.2.3-17 ではストリング内で、図 B.2.3-16 および図 B.2.3-18 ではストリングをまたいで二点地絡を発生させた。

実験の結果、いずれの場合もパワーコンディショナは地絡を検出できず、事故電流の継続が確認された。

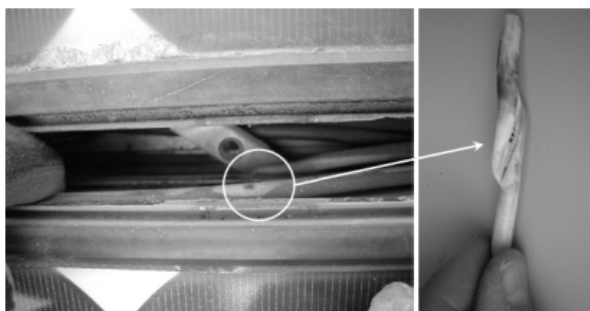


図 B.2.3-14 住宅用太陽光発電システムで遭遇した直流地絡の事例

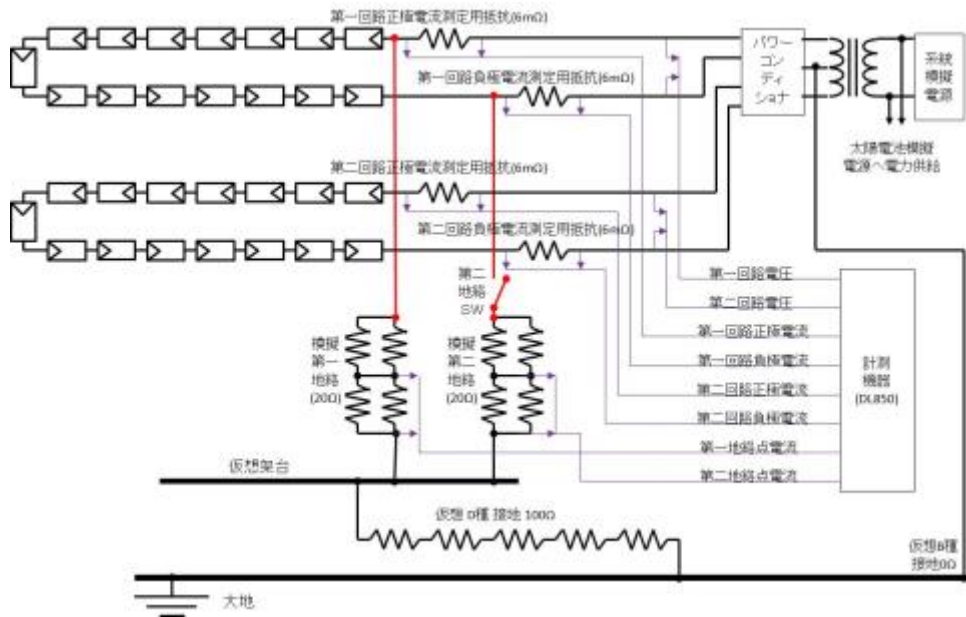


図 B.2.3-15 絶縁型 PCS 地絡検出機能評価用実験設備
(第 1 回路正極地絡 → PCS 起動 → 第 1 回路負極地絡)

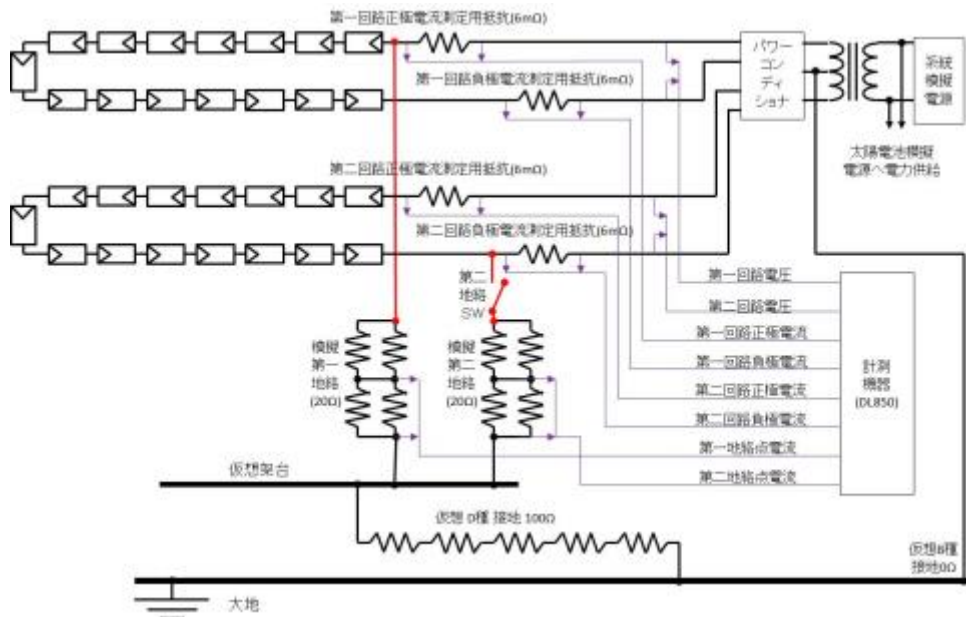


図 B.2.3-16 絶縁型 PCS 地絡検出機能評価用実験設備
(第 1 回路正極地絡 → PCS 起動 → 第 2 回路負極地絡)

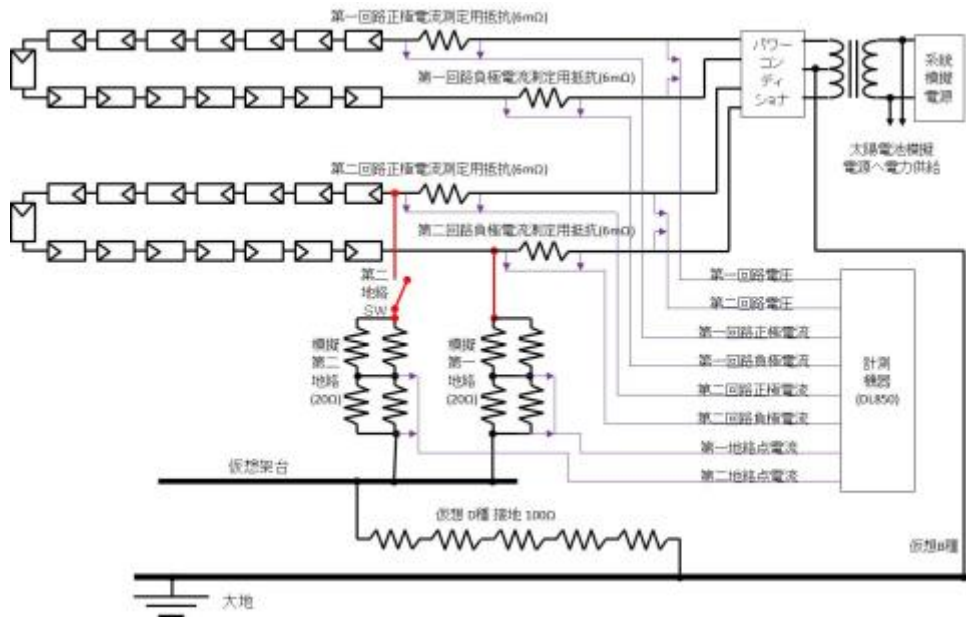


図 B.2.3-17 絶縁型 PCS 地絡検出機能評価用実験設備
(第 2 回路負極地絡 → PCS 起動 → 第 2 回路正極地絡)

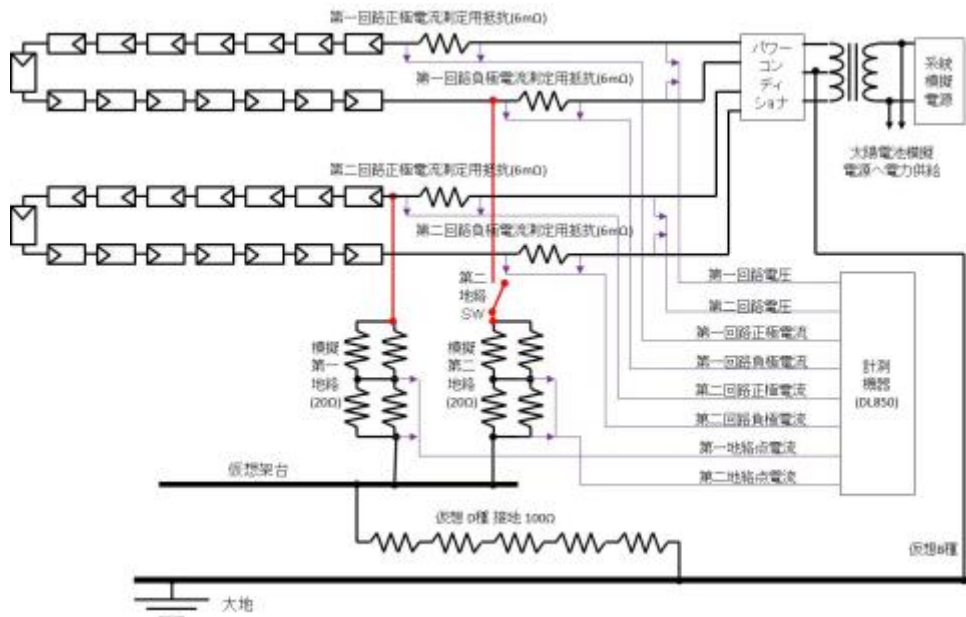


図 B.2.3-18 絶縁型 PCS 地絡検出機能評価用実験設備
(第 2 回路正極地絡 → PCS 起動 → 第 1 回路負極地絡)

(3)国内住宅用パワーコンディショナ地絡検出不感帯の評価結果まとめ

これらの結果からわかるように、国内製パワーコンディショナは、絶縁型、非絶縁型いずれの場合も、地絡検出機能に検出不感帯があり、第一地絡故障を検出できない恐れがある。従って、米国接地システムの場合と同様のメカニズム(①第一地絡故障の発生→②地絡検出不感帯のため地絡が看過され運転継続→③第二地絡故障の発生→④地絡が検出されても事故電流を遮断不可能)によって地絡火災が発生する恐れがある。なかならず今回評価した、国内住宅用絶縁パワーコンディショナは、全領域が検出不感帯であり、あらゆる箇所で地絡を全く検出できない。このようなパワーコンディショナを使用した絶縁型太陽光発電システムは—他の地絡検出装置を併用しない限り—米国接地システムよりも地絡火災の危険性が高いと言える。「国内システムは施工品質が高いから安全」という想像は、図 B.2.3-14 によって否定される。また地絡には、図 B.2.3-14 に示した架台へのケーブルの噛み込み以外にも、様々な原因が考えられる。

(4)国内非絶縁システムにおける地絡検出不感帯の詳細

国内絶縁型パワーコンディショナに地絡検出機能を具備していない機種があり、その場合は、—地絡検出を別途行わない限り—第一地絡が看過され第二地絡により発災する危険性が、米国接地システムよりも高いことが判明した。本項では、国内非絶縁パワーコンディショナが有している地絡検出不感帯の危険性を検討する。

ただし、国内非絶縁パワーコンディショナ内蔵の地絡検出機能に頼ったシステムが、地絡検出不感帯を有し、米国事故と同様のシナリオによる事故の恐れをはらんでいることは上述のとおりである。従って何らかの対策が必要であることは既に明らかである。本項は、その危険性をより詳細に説明することによって、状況の喫緊性の理解を得るために作成されたものである。

①検出不感帯の日米比較

国内非絶縁型パワーコンディショナの地絡検出不感帯を米国接地システムのそれと比較する。米国接地システム(図 B.2.3-19)において、接地電位と地絡箇所の電位差を V 、絶縁抵抗を R とし、電路の抵抗を無視する。

米国において、大型(250kW 以上)のシステムにおいては、接地に使用されるヒューズ定格は、5A 以下である。この場合、 $5A < V/R$ すなわち $R < V/5A$ となることが、地絡検出される条件である。すなわち、この条件では接地箇所と等電位での地絡は検出困難であり、地絡箇所と大地との間に 20V の電位差がある場合でも、4Ω にまで絶縁が低下した時ようやく地絡が検出される。また、米国において、小型(25kW 以下)のシステムにおいては、接地に使用されるヒューズ定格は、1A 以下である。この場合、地絡箇所と大地との間に 20V の電位差がある場合でも、20Ω にまで絶縁低下した時ようやく地絡検出される。これらの値(4Ω, 20Ω)は、表 B.2.3-1～表 B.2.3-3 に示した値より小さい。このことから、米国接地システムの方が、国内非絶縁システムより危険であると考えられる。

しかしながら、国内非絶縁システムの地絡検出感度は、図 B.2.3-12 より明らかなおおりに D 種接地の良否に左右される。最も極端な場合として接地が失われている場合を考えると、いかなる直流地絡も検出が困難である。これに対し、米国接地システム(図 B.2.3-19)は TN 方式であるため、地絡時は Equipment Grounding Conductor を経由してヒューズに地絡電流が流れ、その状況は接地の良否に影響されない。すなわち、地絡検出の成否は接地の良否に影響されない。この考察より、国内システムは、米国接地システムには無い不安要素を含んでおり、接地が不良の場合は地絡検出できない危険性が米国接地システムの場合よりも高いと考えられる。

また、国内の接地抵抗は、C 種接地、D 種接地とも 500Ω 以下に緩和される場合がある(電技解釈第 17 条第 3 項および同条第 4 項)。この緩和規程によって接地がなされている場合、零相電流の検出閾値を 100mA とす

ると、接地電位±50V の範囲では、直流電路が架台に完全地絡(絶縁抵抗が 0)していても検出が困難である。例えば、開放電圧 30V, 最大出力動作電圧 24V のモジュール 7 直列からなるストリングを考えると、下表のとおり、正極からモジュール 3 枚の範囲が検出不感帯になり、この範囲では完全地絡していても検出され難いと予期される。これに対し米国接地システムにおいては、完全地絡の検出に失敗する箇所は接地電位に限られている。この考察より、接地抵抗が 500Ω に緩和されていて、太陽電池回路の開放電圧が 210V またはこれよりやや低い国内非接地システムは、米国接地システムより完全地絡が看過される範囲が広い。すなわちこのシステムにおいて、地絡火災の危険は喫緊の課題である。

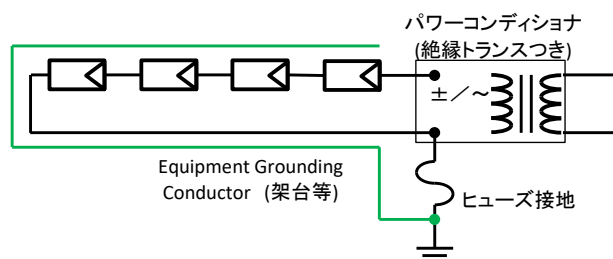


図 B.2.3-19 直流がヒューズ接地されたシステム(通常運転時)

表 B.2.3-5 D 種接地 500Ω, Voc30V, Vpm24V モジュール
7 直列システムの完全地絡検出不感帯

完全地絡 (絶縁 0Ω) の位置	PCS 起動直後		MPPT 動作時		完全地絡 (絶縁 0Ω) 検出の成否
	負極から の電位	対地 電位	負極から の電位	対地 電位	
正極端	210V	+50V	168V	+8V	検出不可
1-2 枚目間	180V	-20V	144V	-16V	検出不可
2-3 枚目間	150V	-10V	120V	-40V	検出不可
3-4 枚目間	120V	-40V	96V	-64V	検出可能
4-5 枚目間	90V	-70V	72V	-88V	検出可能
5-6 枚目間	60V	-100V	48V	-112V	検出可能
6-7 枚目間	30V	-130V	24V	-136V	検出可能
負極端	0V	-160V	0V	-160V	検出可能

②地絡検出／遮断方式の日米比較(補足)

本項においては、しばしば言われる「米国のシステムは直流が接地されているから危険、日本は安全」という認識を検討する。NEC(National Electrical Code) 2014 の 690.41 は、太陽電池アレイを、大地との関係において、次の何れかに適合させることを要求している。

- NEC690.35 に適合する、非接地システム
- NEC690.5 に適合する、2 線式接地システムまたは 2 線式インピーダンス接地システム
- NEC690.5 に適合する、接地バイポーラーシステムまたはインピーダンス接地バイポーラーシステム
- NEC250.4(A)に適合するシステム

NEC690.35 は、太陽電池アレイを非接地とするための要件として、遮断手段、過電流保護、漏電監視、使用

導体、蓄電池、警告の表示を定めている。NEC690.5 は、漏電検出、遮断、事故回路の分離、警告の表示を定めている。また、NEC250.4(A)は、回路の接地とボンディング、保護導体の接地とボンディング、漏電流路の考え方を定めている。

この様に米国においても NEC2014 では、上記①に従い直流回路を接地しないことが可能である。それ以前、NEC2005～NEC2011 においても、非接地太陽電池アレイは例外として認められていたが、NEC2014 では例外扱いではなく、正式に採りあげられた。また、インピーダンス(直流なので抵抗)を介して接地することは、NEC2011 には記載されていなかったが、上記②③のとおり NEC2014 では認められた。NEC における太陽電池直流回路の接地については、参考文献 1 に説明されている。

しかしながら、非接地回路が認められたとはいえ、米国における過去のシステムは直流回路が接地されており、今も直流電路が接地される場合が多い。それゆえ米国内の多くのシステムにおいては、接地された箇所と電位が異なる箇所での直流地絡故障は、地絡アークを生じせしめる。ただし、ここで発生するアークは、直流電路の接地に使用されているヒューズを溶断させることによって、消弧できるものである。換言すれば、活線接地であるが故に第一地絡故障がアークを発生させる問題に対して、米国接地システムは対策済であると言える。一方、国内非絶縁システムは交流側が接地されているので、米国接地システムと同様、第一地絡故障がアークを発生させ得る。これに対して、国内非接地システムは、パワーコンディショナが零相電流を常時監視し、検出時には停止することで、対策を講じていると言える。表 B.2.3-6 と図にその状況を比較した。

- ・接地箇所:日本の非絶縁システムの直流回路は接地されていないが、パワーコンディショナを介して電気的につながっている交流側が接地される。これに対して、米国接地システムは直流回路のいずれかの箇所が接地される。
- ・地絡検出の方法:日本の非絶縁システムにおける地絡電流は、D種(またはC種)接地点からB種接地点に向かう大地の中を往路とすれば、交流側から直流側への帰路は、パワーコンディショナを経由する。これが正負間の電流バランスの崩れ(またはU相V相間の電流バランスの崩れ)、すなわち零相電流としてパワーコンディショナによって検出される。これに対して、米国接地システムにおける地絡電流は、直接ヒューズを通過し、ヒューズの溶断によって検出/遮断される。
- ・地絡電流の経路:日本の非絶縁システムにおける地絡電流は、架台の接地(C種またはD種)―大地―B種接地の全ての箇所を経由するが、米国接地システムにおける地絡電流は、大地も接地点も通過することなく流れる。これは、接地方式の違いによる(国内はTT方式、米国はTN法式)。
- ・地絡検出時の遮断方法:日本の非絶縁システムにおける地絡電流は、パワーコンディショナの停止によって遮断されるが、米国接地システムにおける地絡電流は、ヒューズが溶断することによって遮断される。

両システムの優劣は、地絡検出の成否と、遮断の成否によって比較されなければならない。

国内非接地システムは、零相電流の検出閾値が100mA程度、遮断時間は1秒以下である。これに対して、米国においてPV直流回路の接地に使用されるDCヒューズの定格は、UL1741に示されている。小型のパワーコンディショナを使用する場合でも、1A未満であれば良く、米国接地システムの電流検出感度は、国内設置システムよりも鈍いと言える(表B.2.3-7)。さらに米国接地システムが不利な点として、直流ヒューズは1秒では溶断し難いことも挙げられる。

従って、第一地絡故障によって直ちに発生する漏洩電流に起因する事故の検知/遮断について言うならば、確かに米国接地システムよりも、日本の非絶縁システムの方が優れていると言えることができる。この意味において、「米国のシステムは直流が接地されているから危険」という認識を、間違いであると言い切ることはできない。

しかしながら、米国において発生した地絡火災は、第一地絡故障によって発生する漏洩電流に起因するものではない。第一地絡故障を検出出来ぬまま第二地絡故障発生が発生した結果、第一故障点を往路、第二故障点を帰路とする事故電流の遮断ができなくなったことが事故の原因である。事故回避の成否を決める性能は、漏洩電流(A)の検出能力ではなく、絶縁低下(Ω)の検出能力である。

国内非絶縁パワーコンディショナ、米国接地システムが、第一地絡故障を検出できる条件は、それぞれ以下の通りである。(ここでは国内非接地システムの零相電流検出感度を 100mA とし、米国接地システムのヒューズ定格を 1A とした。)

- ・国内非絶縁パワーコンディショナ: $| \text{地絡位置の対地電位} | / (D \text{種(またはC種)接地抵抗} + B \text{種接地抵抗} + \text{大地抵抗} + \text{絶縁抵抗}) > 100\text{mA}$
- ・米国接地システム: $| \text{地絡位置対地電位} | / (\text{接地導体の抵抗} + \text{絶縁抵抗}) > 1A$

これらの不等式は、絶縁抵抗と地絡位置対地電位の関係を表しており、その状況を図 B.2.3-20～B.2.3-22 に図示した。ただし、B 種接地抵抗、大地の抵抗、接地導体の抵抗を無視した。

これらの比較より、大地の電位と大きく異なっている位置での地絡は、国内非接地システムの方が鋭敏に検出できるが、大地と電位が近い位置での地絡は、国内接地システムの方が検出し難いことが分かる。

「国内非絶縁システムの直流回路の対地電位は、パワーコンディショナの動作状況や、太陽電池の温度によって変動するため、いずれかの状態において地絡が検出される」ことは考えられる。しかし、図 B.2.3-21 には、幅 100V におよぶ検出不感帯があり、対地電位が変動してもこの不感帯は解消され難いと思われる。

また、「米国接地システムは、太陽電池負極が大地と等電位になっているため、検出不感帯の空間的な広がりが大きく、第一地絡故障が看過される危険性が高い」という指摘もある。しかし国内非絶縁システムにおいても、図 B.2.3-21 に示す検出不感帯が、太陽電池正極付近に存在した場合には、負極同様範囲の広い正極が検出不感帯となる。

参考文献 1: Photovoltaic System Grounding, J. C. Wiles, Jr, Solar ABCs Report (2012)

表 B.2.3-6 直流地絡検出／遮断方式の日米比較

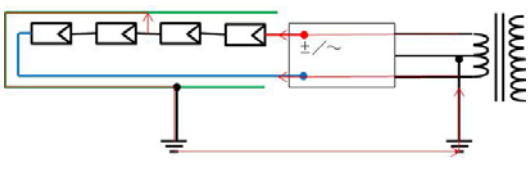
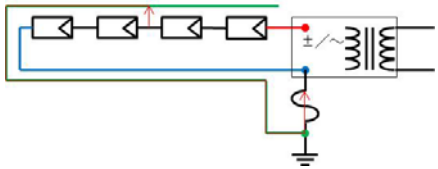
	日本(非絶縁システム)	米国
接地箇所	交流側	直流側
地絡検出の方法	零相電流監視(パワーコンディショナが機能を内蔵)	接地箇所の電流監視
地絡電流の経路	D 種(または C 種)接地点—大地—B 種接地点を經由	大地, 接地点を經由しない
地絡検出時の遮断方法	パワーコンディショナ停止	直流ヒューズの溶断
回路図		

表 B.2.3-7 米国において直流回路の接地に使用されるヒューズの要件

パワーコンディショナ DC 定格(kW)	地絡電流検出閾値の 最大値(A)
0-25	1
25-50	2
50-100	3
100-250	4
250~	5

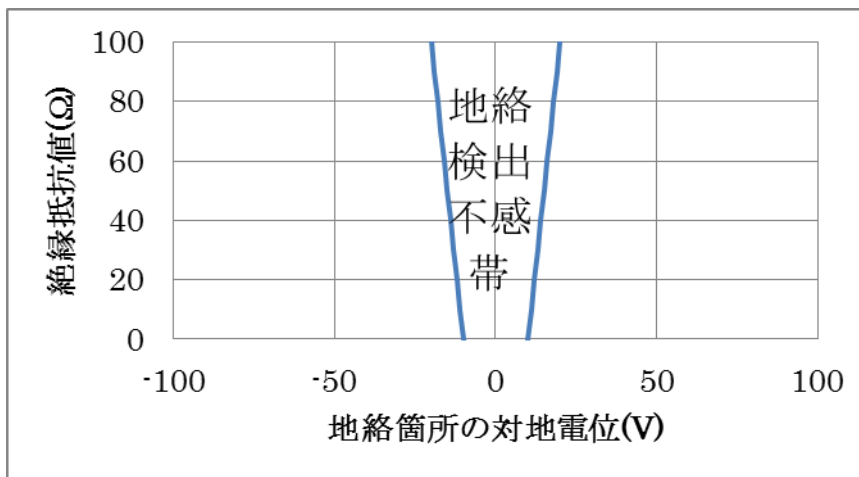


図 B.2.3-20 国内非接地システムの地絡検出不感帯(D種接地 100Ω)

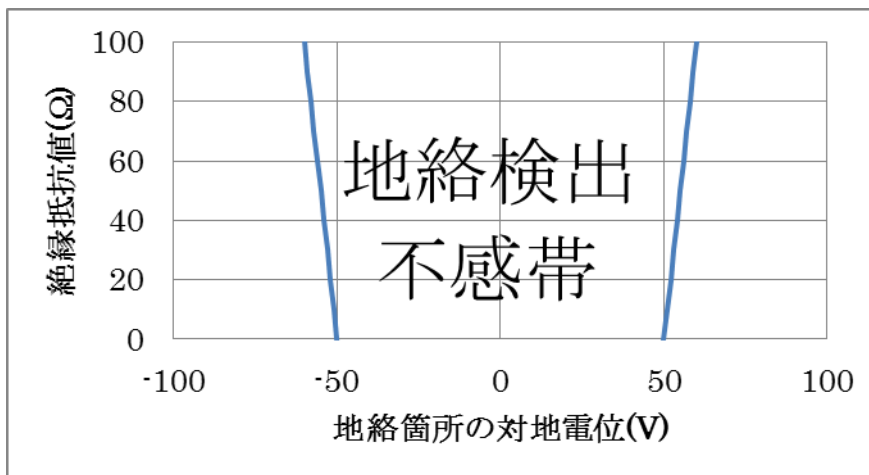


図 B.2.3-21 国内非接地システムの地絡検出不感帯(D種接地 500Ω)

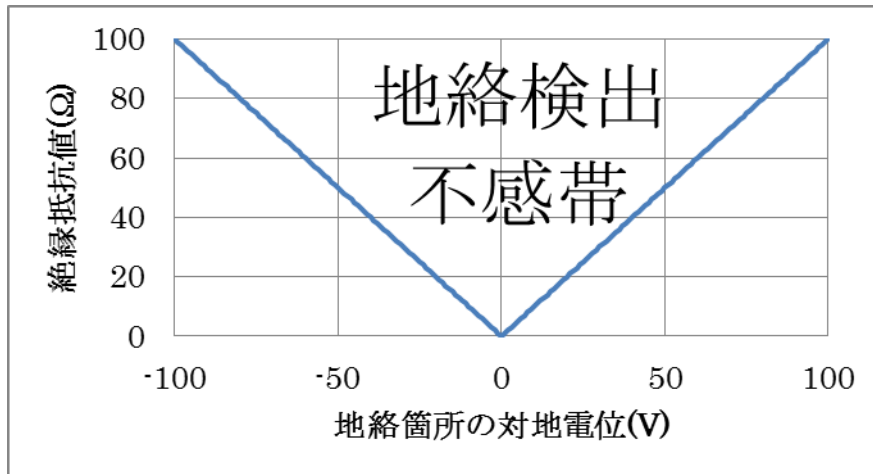


図 B.2.3-22 米国システムの地絡検出可能範囲

(5) 対地静電容量の影響について

本項は、地絡検出方式の優劣を比較するものではない。国内非絶縁システムによる零相電流監視、米国接地システムにおける漏洩電流監視、いずれの方式であっても、感度向上のために電流検出閾値を下げると、地絡していないのに地絡と判断してしまう、「不要動作」が懸念される。本項は不要動作の大きな原因である対地静電容量について説明する。

25kW 以下の米国接地システムにおいて、地絡検出に使用されるヒューズは、UL 規格によれば 1A 以下である。この電流値を下げれば検出感度を鋭敏にすることができる。例として、図 B.2.3-23 には、この閾値を 0.1A とした場合の状況を示す。図 B.2.3-22 の場合よりも検出不感帯が狭くなっていることがわかる。ただし、電流定格の小さなヒューズを使用すると、ヒューズ自体の抵抗が大きくなるため電流が制限され、却って検出感度を損なうことが報告されている (Analysis of Fuses for “Blind Spot” Ground Fault Detection in Photovoltaic Power Systems, J. Flicker, J. Johnson, Solar ABCs Report(2013).)。しかしこの問題は、ヒューズの代わりに電流監視装置と遮断器の組み合わせを使用することによって解決可能であり、米国接地システムにおいて、地絡電流の検出感度を向上させることは原理的に可能である。

一方、国内非接地システムにおいて、零相電流検出の閾値を小さくすると、検出器のドリフトのため、零相電流を誤検出する懸念がある。交流の零相電流は Z-CT によって検出できるが、直流の零相電流の検出にはホール素子等が必要であり、交流の場合に比べてドリフトの問題を生じやすい。しかし、この問題も検出デバイスの進歩やコストをかけることによって解決し得る課題であり、国内非接地システムにおいても、地絡電流の検出感度を向上させることは原理的に可能である。

しかし、日米いずれの方式においても、検出感度を鋭敏にした場合、測定対象物であるアレイの性質そのものによる、不要動作の増加が懸念される。これは、直流回路と大地との間に存在する寄生静電容量 (対地静電容量) に起因する不要動作が懸念されるためである。対地静電容量に起因する漏洩電流の大きさは、対地静電容量の大きさと、対地電位の変動周波数と振幅とで決まる。すなわち、周波数 f の対地電位変動に対して、対地静電容量 C は、 $2\pi fC$ のアドミタンスとして振る舞い、このアドミタンスと、太陽電池対地電位の交流成分との積に等しい漏洩電流が発生する。この大きさが閾値を超えた場合、国内非絶縁システムでは ELB の解列またはパワーコンディショナによる地絡検出が発生し、米国接地システムでは検出ヒューズが溶断する。

そこで、参考のため、国内におけるアレイの対地静電容量の測定および計算例を以下に示す。NEDO 委託研究事業「大規模電力供給用太陽光発電系統安定化等実証研究」の中に、各 PV モジュールの静電容量につ

いて報告がある。図B.2.3-24(a)に示す値はモジュールメーカーから確認された値である。この例では、対地静電容量は大きい場合(PV3)で $0.71 \mu\text{F}$ であり、50Hzにおけるインピーダンスは $4.5\text{k}\Omega$ となる。太陽電池の対地電位の交流成分が100Vに及んだ場合は、この場合の零相電流は22mAであり、ELBの動作閾値に対して無視しがたい値である。また図B.2.3-24(b)には、周波数50Hzにおける太陽電池モジュールの静電容量の測定結果が示されている。表中のメーカーGのCIGS太陽電池は、出力125Wであり、対地静電容量は、 $12\text{pF}/\text{W}$ となる。5kWシステムの対地静電容量は $0.06 \mu\text{F}$ と見積もられ、問題になる値ではないが、50kWシステムの対地静電容量は $0.6 \mu\text{F}$ に達し、無視することはできない

対地静電容量が、地絡検出機能に影響を及ぼすか否かは、対地静電容量の値だけではなく、太陽電池アレイの対地電位の挙動にもよる。対地電位が変動しなければ、静電容量に起因する電流は発生せず、基本的に問題を生じない。このためには、パワーコンディショナーメーカーが指定した結線方式に従うことが必要である。たとえば、スター結線の交流回路用に作られたパワーコンディショナーを、 Δ 結線の交流回路に接続してはならない。

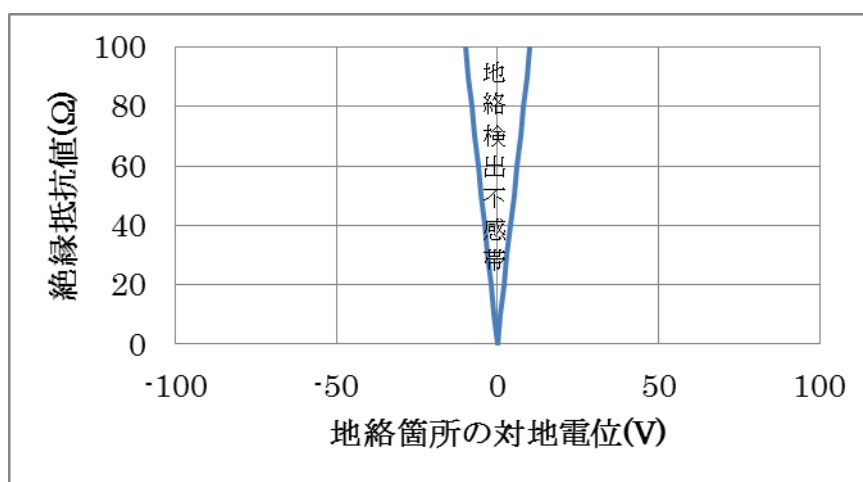


図 B.2.3-23 米国システムの地絡検出可能範囲(100mA を閾値とした場合)

表 1 パネル別静電容量およびケーブル長
Table 1. specifications of PV, capacity and cable length

PVNo.	種別	形式	静電容量			電源ケーブル長	施設枚数
			乾燥時	受光面水濡れ	受光面5%食塩		
PV1	CIS					142	144
PV2	薄膜					142	294
PV3	単結晶	HIP-186N1,186W	280nF		710nF	31	54
PV4	単結晶	NT-84L5H,84W	340pF	640pF		31	120
PV5	単結晶					9	48
PV6	多結晶	PV-MG167EF,167W				9	60
PV7	多結晶	SPG1786T-02E,178.6W	2.6pF	3.3pF		43	56
PV8	多結晶	ND-Q7L5H,167W	340pF	640pF		43	60
PV9	アモルファス					88	102
PV10	アモルファス	GNB311,60W	0.34nF	19.3nF	69.6nF	88	170

(a)松野, 稚内メガソーラプロジェクト(2)～太陽電池静電容量による
漏れ電流検証結果～, 平成 21 年電気学会全国大会, 2009

表2 太陽電池モジュールの静電容量

Table 2 Earth capacitance of PV module

Maker	PV types	Capacitance[nF]
A	Polycrystal	0.2
	Polycrystal	0.3
	Polycrystal	1.5
B	Monocrystal	0.4
	Monocrystal	0.7
	Microcrystalline	1.9
C	Monocrystal	1.6
	Polycrystal	0.4
D	Polycrystal	0.5
	Polycrystal	0.5
	Polycrystal	0.4
E	Microcrystalline	0.7
	Amorphous	0.6
F	CIGS	1.6
	CIGS	1.6
G	CIGS	1.5
	Monocrystal	0.7
H	Polycrystal	0.5

(b)酒井他, 太陽光発電システムが導入された交流配電系統における漏電遮断器の動作整定

図 B.2.3-24 太陽電池モジュールの静電容量の測定例

(6)交流電力システムとの比較

前述では, 太陽電池アレイにおける地絡が検出されない現象, 換言すれば地絡検出の不感帯の危険性について述べた. 本文書は, 地絡検出の不感帯があってはならないことを強く訴えるものである. 本項はこれに関連して, 交流電気設備における地絡検出の不感帯が, 太陽電池アレイにおけるそれほどは危険でないことを説明する.

交流電気設備において, 接地相が地絡した場合を考えると, N 相の電流は正規の電路を取る I_{n1} と, 大地を経由する I_{n2} に分流する(図 B.2.3-24). ここで, I_{n2} が漏洩電流として ELB によって検出されるが, I_{n2} の経路には, B 種接地抵抗 Z_b , D 種接地抵抗 Z_d , 地絡故障点の抵抗 Z_1 が直列に配置されており, これらの合計値が線路抵抗になる. 従って $I_{n2} \ll I_{n1}$ となり, ELB が動作しない場合があると推定される. 換言すれば, 交流 ELB にも地絡検出の不感帯は存在する. それにも拘わらず, 本文書が, 太陽電池アレイにおける地絡検出不感帯をことさらに採りあげる理由は以下の通りである.

図 B.2.3-24 に示した状態から, L2 相で第2地絡故障が発生すると, L2 相からの漏洩電流は, 大地に流れる成分と, N 相に直ちに帰る成分に分かれる. その状態を図 B.2.3-25 に示した. ここで, 大地に流れる成分が漏電遮断器を動作させた場合, または N 相に帰る成分が過電流遮断器を動作させた場合は, 図 B.2.3-26 のとおり設備は系統から解列されるため, 安全化する. また, 漏電遮断器, 過電流遮断器のどちらもが不動作であった場合でも, 元々の事故電流が小さければ火災に至る懸念は小さい. この観点から以下の3点が全て成り立つ場合が危険であるとして, その範囲を図 B.2.3-27 に示した.

- ・大地経由の電流が, ELB を動作させるために必要な 30mA に満たない
- ・N 相経緯の電流が, 過電流遮断器を動作させるために必要は 50A に満たない
- ・地絡電流が, 500mA を超えている

図 B.2.3-27 は、D 種接地抵抗を 500Ω として作成されたものであるが、D 種接地抵抗がこれより小さいと、危険範囲はこれより狭くなる。この結果に比べて、太陽光発電直流電気回路の地絡検出不感帯の危険性は明らかである。

図 B.2.3-28 には太陽光発電直流回路の検出不感帯における第一地絡故障を、図 B.2.3-29 には、続いて発生した逆極での第二地絡故障を示す。図 B.2.3-29 では、故障が検出されてパワーコンディショナは停止しているが、図 B.2.3-26 と異なり電流は継続している。図 B.2.3-29 において流れる電流が許容値を超えていれば危険と判断される太陽電池の電圧を $200V$ とし、電流閾値を $500mA$ とすると、この条件は、 $Z1+Z2 < 400\Omega$ が危険領域であり、それを図 B.2.3-30 に示した。

図 B.2.3-30 の範囲は、D 種接地抵抗の値に依存しない。図 B.2.3-27 と図 B.2.3-30 を比較すれば、太陽光発電直流回路の危険性は明白である。また、交流設備の多点地絡事故については、図 B.2.3-27 の範囲内の事故であっても、人がブレーカーを開放すれば無電流化・無電圧化することかできるのに対して、太陽光発電の直流電気回路の多点地絡事故に対しては、人が操作をしても無電流化・無電圧化することが困難であることから、交流電気設備に比較して、太陽光発電直流回路の地絡は危険であると言える。さらに、交流電気設備は屋内に配置され、雨風雪等から守られているのに対して、太陽光発電直流回路は屋外に数十年に亘って曝される点からも、太陽光発電直流回路の地絡には注意しなければならない。

交流電気設備は定期的に絶縁検査がなされ、この時に ELB では地絡を見つけにくい箇所(中性線)の絶縁低下を見出すことができる。ところが、太陽光発電の直流電気回路は、地絡について交流電気設備よりも注意が必要であるにもかかわらず、定期的な絶縁検査が義務付けられていない。本文書ではこの状況に鑑み、太陽光発電直流回路の絶縁について、交流電気設備の場合を上回る監視を求める。

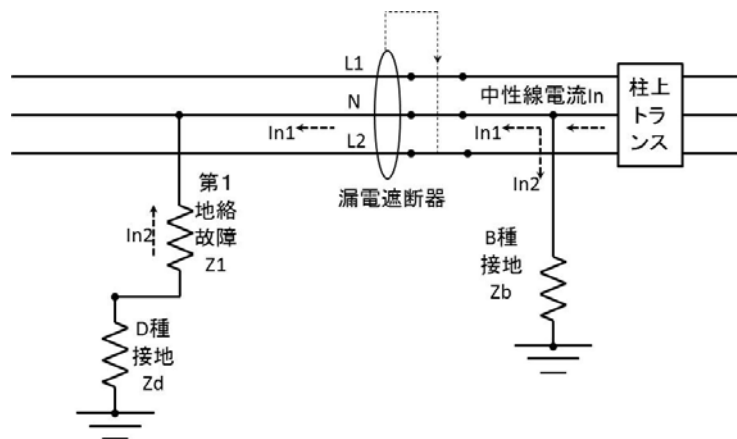


図 B.2.3-24 交流電気設備における N 相における第一地絡故障と不検出

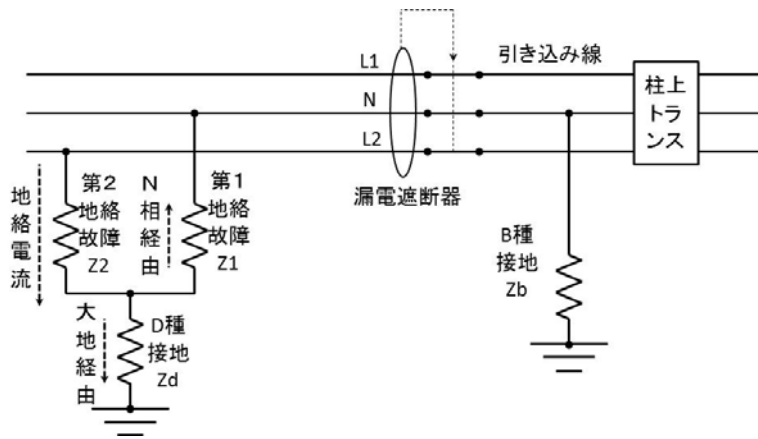


図 B.2.3-25 交流電気設備における第二地絡故障(解列前)

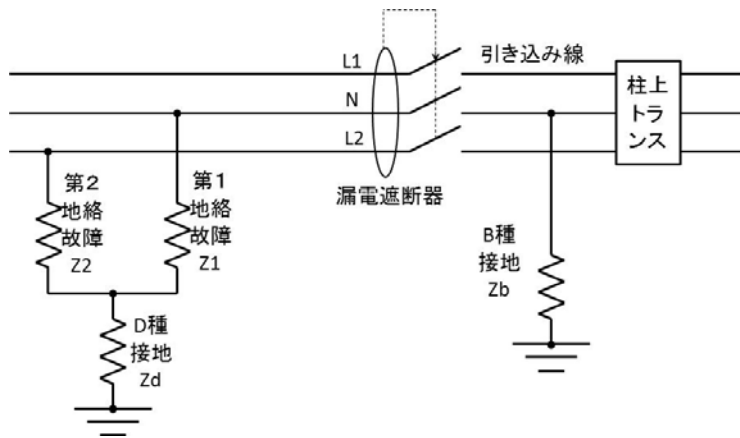


図 B.2.3-26 交流電気設備における第二地絡故障(解列後)

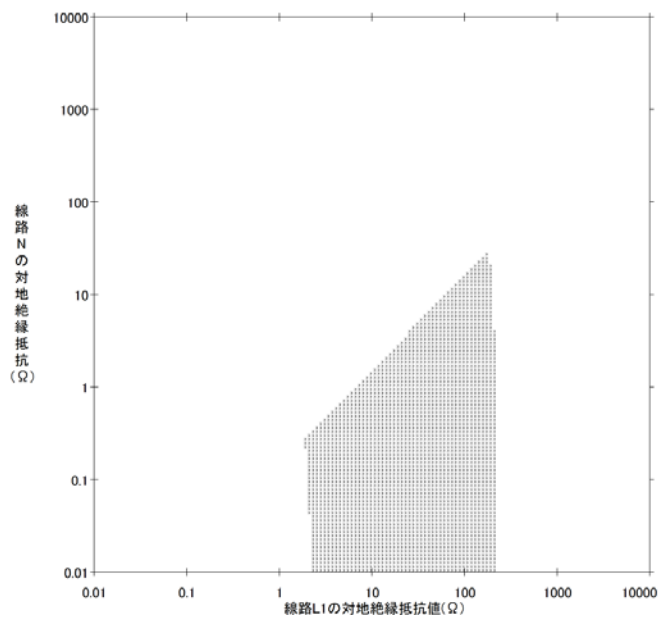


図 B.2.3-27 交流設備における危険範囲

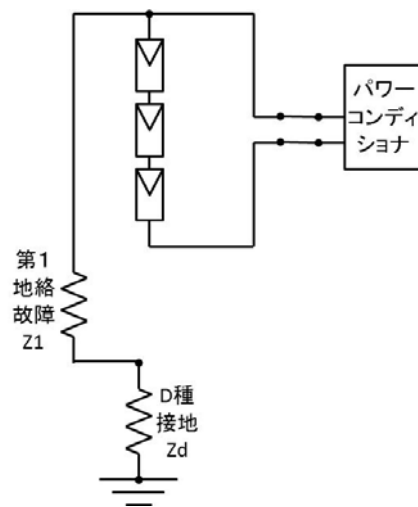


図 B.2.3-28 太陽光発電直流回路における不感帯での地絡故障

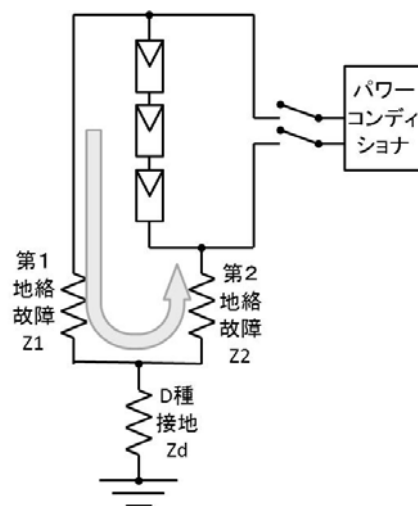


図 B.2.3-29 太陽光発電直流回路における第2地絡故障と事故電流の継続

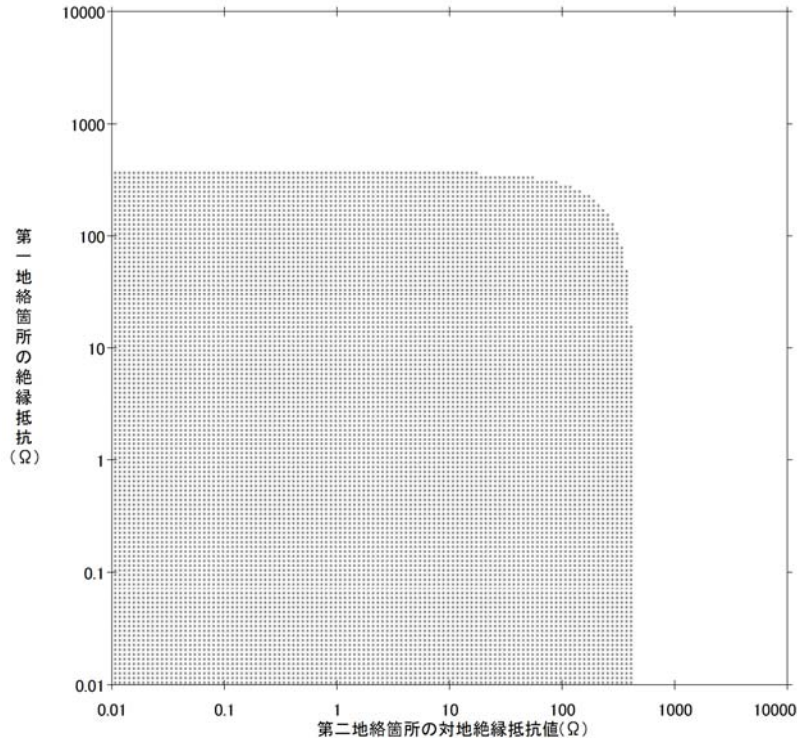


図 B.2.3-30 太陽光発電直流回路における危険範囲

(7)検出不感帯以外の課題

これまで、地絡検出の不感帯について指摘してきた。しかし、地絡検出に成功したにも関わらず、地絡火災に至った例が知られている(D.Collier, T. Key: Electrical fault protection for a large photovoltaic power plant inverter, IEEE Photovoltaic Specialists Conference, Vol2 1035(1988))。これは、第一地絡を検出したものの、その場所を探している間に第二地絡が発生し、発災したケースである。太陽光発電設備は広大な面積に広がっているため、地絡箇所の探索に時間を要することは容易に想像できる。また、絶縁抵抗値の挙動は不安定であるため(山口富三雄, 中村國臣: 太陽電池モジュールの屋外暴露試験における絶縁抵抗変化と環境因子の関係, 日本信頼性学会誌 24(4), 333 (2002)), 地絡検出した後に絶縁が復活してしまい、地絡箇所の探索に失敗する懸念もある。これらを解決するためには、地絡検出と同時に地絡箇所を特定できることが好ましく、今後そのような機器およびシステムの開発と実用化が期待される。

地絡火災に関する課題としては、検査の頻度がある。国内では 50kW 未満の PV システムは保安検査の義務が無い。従って地絡火災からシステムを守る機能は、パワーコンディショナが具備する検出不感帯を有する地絡検出機能のみである。一方、50kW 以上の PV システムは自家用電気工作物として、1 年に 2 回以上の点検が義務付けられており、この際に絶縁抵抗計を使用した絶縁検査が実際される場合が多い。しかし、第一地絡故障と第二地絡故障が半年未満の間で発生した場合、この検査頻度では事故を回避できない懸念がある。可能な限り頻繁に絶縁を検査することが好ましい。

上記を総合すると、地絡火災を防止するためには以下を備えることが好ましい

- ①検出不感帯の無い地絡検出装置または方法
- ②地絡検出と同時に地絡箇所を特定できる装置または方法
- ③高頻度の検出のため、システムに常設できる装置

現実には、上記①～③を全て備えた装置は入手できないが、①と②を備えた装置や、①と③を備えた装置は入手可能である。従って、①～③を全て備えた装置の実用化に期待するとともに、当面はこれらを使用して事故防止を図ることが現実的である。

①と②を備えた装置の活用は、設備運用時になされる事である。一方、①と③を備えた装置の活用は、設備設計において採用するとともに、それを踏まえた設備運用を決める必要がある。これらについては、それぞれの章で説明する。

さらに具体的な地絡検出の課題としては、検出レベルや検出後の処理(例えば複数回検知で重故障扱い)、重故障リセットの方法等、一律の規格が存在しないことがある。このため、異常検出後の各社の対応方法もまちまちである。過去に直流地絡の誤動作が多かったこともあり、「火災へのハザード状態を示す非常に危険なエラー」と認識されていない場合があるのが現状である。今後、これらも含めて規格化を行うなど、危険の認識と処置を徹底させる必要がある。

【参考】非絶縁型の住宅 PV システム用パワーコンディショナの地絡検出に不感帯が存在する原因

非絶縁型の住宅 PV システム用パワーコンディショナの地絡検出に不感帯が存在する原因は、以下の様に考えられる。住宅の単相3線式配線の中性線は B 種接地されていることから、U 相の対地電圧および V 相の対地電圧は共に振幅約 143V で振動している(101V の $\sqrt{2}$ 倍)。U 相電圧と V 相電圧の時間位相差は 180° であるため、U 相と V 相の間の電圧は、286V 程度の振幅となる。この電圧に対して電流を供給するため、インバータの正極側直流母線と、負極側直流母線の電圧は、320V 程度となるのが通常である。正極/負極が対称なフルブリッジ回路インバータによって、電力系統に対して交流電流を供給する結果、インバータの正極側直流母線の対地電位と、負極側直流母線の対地電位とは、大地を挟んで対称な電位になる。すなわち正極側、負極側直流母線の対地電位は、それぞれ $\pm 160V$ 程度になる。ここで、インバータの負極側母線は、チョッパ回路を通してそのまま太陽電池アレイ(または太陽電池ストリング)の負極に接続されている。したがって、太陽電池アレイ(または太陽電池ストリング)の負極の対地電位は、 $-160V$ 程度となる。換言すれば、太陽電池アレイ(または太陽電池ストリング)の負極より 160V だけ高電位の箇所は、大地とはほぼ等電位になり、ここが地絡しても大地への電流はほとんど発生しない。住宅用パワーコンディショナは、零相電流の発生を監視することによって直流地絡を検出するため、直流地絡しても大地に電流が流れなければ、検出は困難である。したがって、太陽電池アレイ(または太陽電池ストリング)の負極より 160V だけ高電位の箇所は、地絡していても検出が困難である。(図 B.2.3-13)

太陽電池の電圧は、出力電流によって異なる。パワーコンディショナが MPPT 動作中に負極から 160V 付近の箇所は、パワーコンディショナ起動前には、負極との電位差がこれよりも大きい。また、パワーコンディショナが起動動作中には、インバータ母線の対地電位は変動する。すなわち、パワーコンディショナが運転中は地絡検出が困難であっても、起動動作中に地絡検出できる可能性がある。本検討ではこれを考慮し、パワーコンディショナ起動動作中に地絡検出できないかを調査したが、前述のとおりいずれの機種も検出不感帯を持っていた。

✳ 交流B種接地側から見ると、次のようなイメージ。

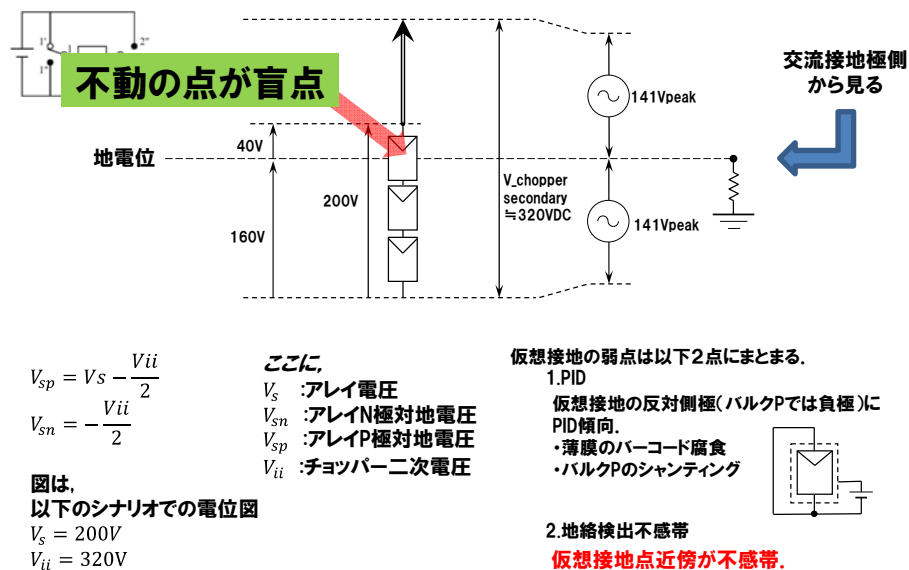


図 B.2.3-13 非絶縁型 PCS の地絡検出不感帯

付録 B.2.3.3 地絡検出, 絶縁監視装置の評価の事例

絶縁監視機器および直流地絡検出機器について, 屋内模擬試験環境および屋外試験設備において不感帯や故障位置特定性能を評価した。

(1) 屋内模擬試験

本模擬試験環境では, 太陽電池模擬電源 (50V/4A/台×7 台) により太陽電池模擬ストリングを構築する。太陽電池模擬ストリングは市販のパワーコンディショナに接続され MPPT 運転を行う。パワーコンディショナの交流出力は系統模擬電源に接続される。太陽電池模擬ストリングの仮想地絡箇所 (太陽電池模擬電源間) と仮想架台の接地点の間に模擬地絡抵抗 (0Ω, 300Ω) および模擬対地静電容量 (0μF, 500μF, 2000μF) を接続し, 模擬地絡を発生させる。試験回路の接続図を図 B.2.3.3-1 に示す。

本模擬試験環境において, 太陽電池模擬ストリングとパワーコンディショナの間に絶縁監視装置または地絡検出器を設置し, 模擬地絡発生時の各機器の動作状態を観察した。試験した機器を表 B.2.3.3-1 に示す。

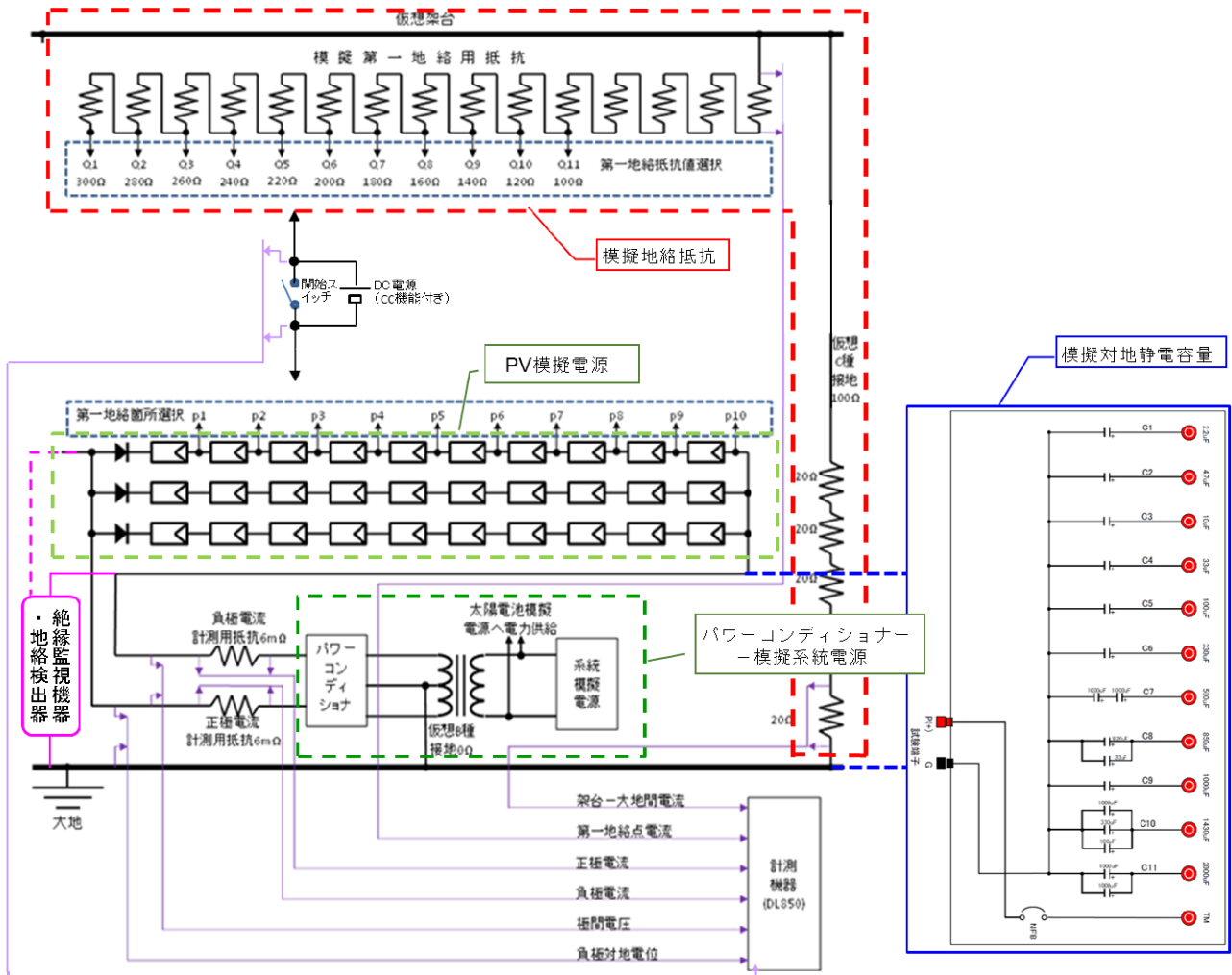


図 B.2.3.3-1 屋内模擬試験環境接続図

表 B.2.3.3-1 模擬試験環境における試験機器一覧

絶縁監視装置	可搬型地絡検出器
A 社	C 社
B 社	D 社
	E 社

以下に各機器の試験結果を示す.

①絶縁監視装置:A 社

対地容量	絶縁抵抗	p1GND	p1	p2	p3	p4	p5	p6
0uF	0Ω	○	○	○	○	○	○	○
	300Ω	○	○	○	○	○	○	○
500uF	0Ω	○	○	○	○	○	○	○
	300Ω	○	○	○	○	○	○	○
2000uF	0Ω	不要動作	不要動作	不要動作	不要動作	不要動作	不要動作	不要動作
	300Ω	不要動作	不要動作	不要動作	不要動作	不要動作	不要動作	不要動作

対地容量	絶縁抵抗	p1GND	p1	p2	p3	p4	p5	p6
0uF	0Ω	○	○	○	○	○	○	○
	300Ω	○	○	○	○	○	○	○
500uF	0Ω	○	○	○	○	○	○	○
	300Ω	○	○	○	○	○	誤判定	○
2000uF	0Ω	○	誤判定	○	誤判定	○	○	○
	300Ω	○	誤判定	○	○	誤判定	○	○

②絶縁監視装置:B 社

対地容量	絶縁抵抗	p1GND	p1	p2	p3	p4	p5	p6
0uF	0Ω	○	○	○	○	○	○	○
	300Ω	○	○	○	○	○	○	○
500uF	0Ω	不要動作	不要動作	不要動作	不要動作	不要動作	不要動作	不要動作
	300Ω	不要動作	不要動作	不要動作	不要動作	不要動作	不要動作	不要動作
2000uF	0Ω	不要動作	不要動作	不要動作	不要動作	不要動作	不要動作	不要動作
	300Ω	不要動作	不要動作	不要動作	不要動作	不要動作	不要動作	不要動作

③可搬型地絡検出器:C社

対地容量	絶縁抵抗	p1GND	p1	p2	p3	p4	p5	p6
0uF	0Ω	○	○	○	○	○	□	○
	300Ω	○	△	△	○	○	△	○
500uF	0Ω	□	□	□	○	×	○	○
	300Ω	○	○	○	□	□	□	○
2000uF	0Ω	△	○	△	△	□	□	○
	300Ω	×	△	□	△	×	△	○

④可搬型地絡検出器:D社

対地容量	絶縁抵抗	p1GND	p1	p2	p3	p4	p5	p6
0uF	0Ω	○	□	○	◇	○	○	□
	300Ω	□	○	□	◇	◇	□	◇
500uF	0Ω	○	○	□	□	○	○	○
	300Ω	○	○	○	○	○	○	○
2000uF	0Ω	○	○	○	○	△	×	○
	300Ω	○	○	□	○	□	×	○

⑤可搬型地絡検出器:E社

電圧不安定のため動作せず.

(2)屋外試験設備

本屋外試験設備では、多結晶シリコン太陽電池(定格出力 180W, 定格開放電圧 26.82V, 定格短絡電流 8.76A, 最適動作電圧 21.85V, 最適動作電流 8.24A) 15 枚により PV スtring を構築する. PV スtring は市販のパワーコンディショナに接続され MPPT 運転を行う. パワーコンディショナの交流出力は負荷抵抗器に接続される. PV スtring の地絡設定箇所(PV モジュール間)と接地点の間に模擬地絡抵抗(0Ω, 200Ω, 700Ω, 2kΩ, 50kΩ, 400kΩ, 1MΩ, 2MΩ)および模擬対地静電容量(0μF, 500μF, 2000μF)を接続し, 模擬地絡を発生させる. 試験回路の接続図を図 B.2.3.3-1-2 に示す.

本屋外試験設備において, PV スtring とパワーコンディショナの間に絶縁監視装置または地絡検出器を設置し, 模擬地絡発生時の各機器の動作状態を観察した. 試験した機器を表 B.2.3.3-1-2 に示す.

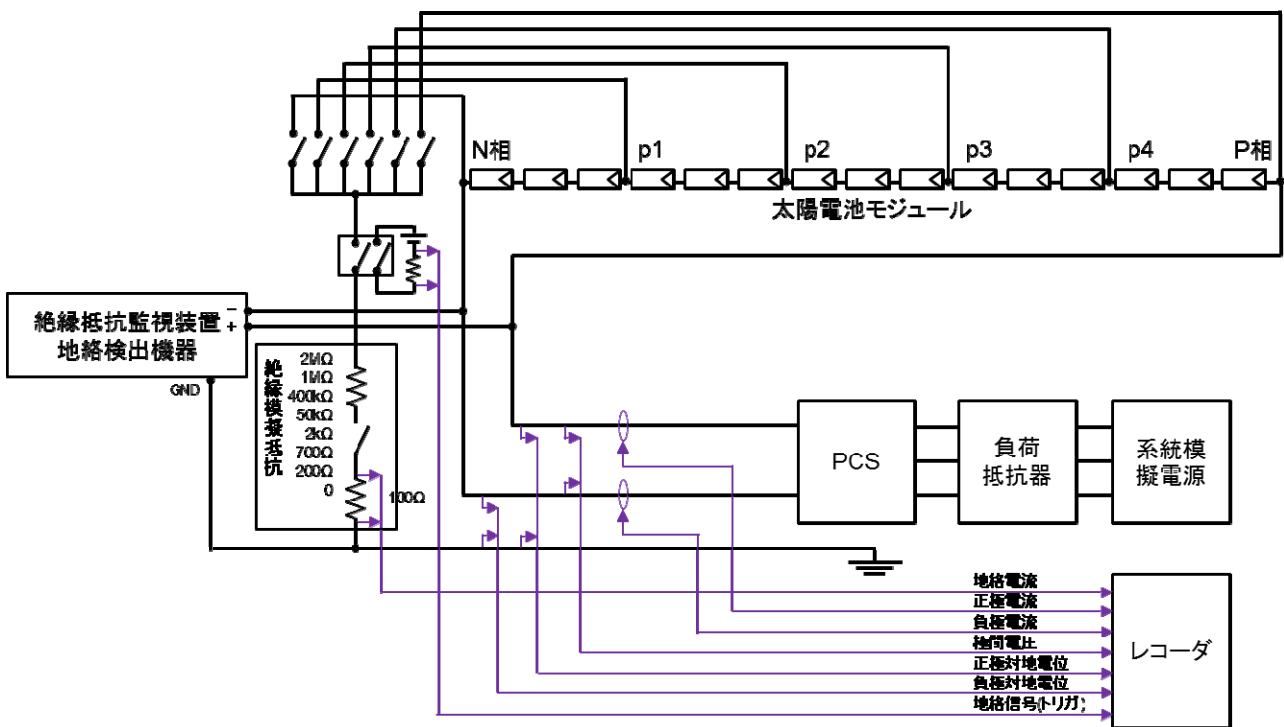


図 B.2.3.3-1-2 屋外試験環境接続図

表 B.2.3.3-2 屋外試験設備における試験機器一覧

絶縁監視装置	可搬型地絡検出器
A 社	C 社
B 社	D 社
F 社	E 社
G 社	I 社
H 社	

以下に各機器の試験結果を示す.

①絶縁監視装置:A社

	N相			P相		
	p1GND	p1	p2	p3	p4	p5
0Ω	○	○	○	○	○	○
200Ω	○	○	○	○	○	○
700Ω	○	○	○	○	○	○
2kΩ	○	○	○	○	○	○
50kΩ	○	○	○	○	○	○
400kΩ	○	○	○	○	○	○
1MΩ	×	×	×	×	×	×
2MΩ	×	×	×	×	×	×

②絶縁監視装置:B社

	N相			P相		
	p1GND	p1	p2	p3	p4	p5
0Ω	○	○	○	○	○	○
200Ω	○	○	○	○	○	○
700Ω	○	○	○	○	○	○
2kΩ	○	○	○	○	○	○
50kΩ	○	○	○	○	○	○
400kΩ	○	○	○	○	○	○
1MΩ	×	×	×	×	×	×
2MΩ	×	×	×	×	×	×

③絶縁監視装置:F社

	N相			P相		
地絡抵抗	p1GND	p1	p2	p3	p4	p5
0Ω	○	○	×	×	○	○
200Ω	○	○	×	×	○	○
700Ω	○	○	×	×	○	○
2000Ω	○	○	×	×	○	○
50kΩ	×	×	×	×	×	×
400kΩ	×	×	×	×	×	×
1MΩ	×	×	×	×	×	×
2MΩ	×	×	×	×	×	×

④絶縁監視装置:G 社

地絡抵抗	N 相			P 相		
	p1GND	p1	p2	p3	p4	p5
0Ω	○	○	○	○	○	○
200Ω	○	○	○	○	○	○
700Ω	○	○	○	○	○	○
2000Ω	○	○	○	○	○	○
50kΩ	○	○	×	×	○	○
400kΩ	×	×	×	×	×	×
1MΩ	×	×	×	×	×	×
2MΩ	×	×	×	×	×	×

⑤絶縁監視装置:H 社

地絡抵抗	N 相			P 相		
	p1GND	p1	p2	p3	p4	p5
0Ω	○	○	○	○	○	○
200Ω	○	○	○	○	○	○
700Ω	○	○	○	○	○	○
2000Ω	○	○	○	○	○	○
50kΩ	○	○	×	×	○	○
400kΩ	×	×	×	×	×	×
1MΩ	×	×	×	×	×	×
2MΩ	×	×	×	×	×	×

⑥可搬型地絡検出器:C 社

地絡抵抗	N 相			P 相		
	p1GND	p1	p2	p3	p4	p5
0Ω	○	×	×	×	×	○
200Ω	○	×	×	×	×	○
700Ω	○	○	○	○	○	○
2kΩ	○	○	○	○	○	○
50kΩ	○	○	○	○	○	○
400kΩ	○	×	○	○	×	○
1MΩ	○	○	○	○	○	○
2MΩ	○	○	○	○	○	○

⑦可搬型地絡検出器:D社

地絡抵抗	N相			P相		
	p1GND	p1	p2	p3	p4	p5
0Ω	○	○	○	○	○	○
200Ω	○	○	○	○	○	○
700Ω	○	○	○	○	○	○
2000Ω	○	○	○	○	○	○
50kΩ	○	○	○	○	○	○
400kΩ	誤判定あり	○	○	○	○	誤判定あり
1MΩ	誤判定あり	誤判定あり	○	○	誤判定あり	誤判定あり
2MΩ	誤判定あり	誤判定あり	○	○	誤判定あり	誤判定あり

⑧可搬型地絡検出器:E社

地絡抵抗	N相			P相		
	p1GND	p1	p2	p3	p4	p5
0Ω	○	○	○	○	○	○
200Ω	○	○	○	○	○	○
700Ω	○	○	○	○	○	○
2000Ω	○	○	○	○	○	○
50kΩ	○	○	○	○	○	○
400kΩ	○	○	○	○	○	○
1MΩ	誤判定あり	○	○	○	○	誤判定あり
2MΩ	測定範囲 オーバー	測定範囲 オーバー	測定範囲 オーバー	測定範囲 オーバー	測定範囲 オーバー	測定範囲 オーバー

⑨可搬型地絡検出器:I社

絶縁抵抗	N相			P相		
	p1GND	p1	p2	p3	p4	P5
0Ω	○	○	○	○	○	○
200Ω	○	○	○	○	○	○
700Ω	○	○	○	○	○	○
2000Ω	○	○	○	○	○	○
50kΩ	○	○	○	○	○	○
400kΩ	誤判定あり	誤判定あり	○	○	○	誤判定あり
1MΩ	検出せず	検出せず	検出せず	○	誤判定あり	誤判定あり
2MΩ	誤判定あり	誤判定あり	誤判定あり	誤判定あり	誤判定あり	誤判定あり

(3)評価結果のまとめ

これら試験結果をまとめると以下となる.

①絶縁監視装置

		監視型													
試験環境	地絡抵抗 [Ω]	対地静電容量 [μF]	地絡検出	地絡位置特 定	地絡検出	地絡位置特 定	地絡検出	地絡位置特 定	地絡検出	地絡位置特 定	地絡検出	地絡位置特 定	地絡検出	地絡位置特 定	
屋内	0	0			○	○	○	○	-	-	-	-	-	-	
	0	500	×		○	○	不要動作	不要動作	-	-	-	-	-	-	
	0	2000	×		不要動作	不要動作	測定範囲 オーバー	測定範囲 オーバー	-	-	-	-	-	-	
	300	0	×		○	○	○	○	-	-	-	-	-	-	
	300	500	×		○	○	不要動作	不要動作	-	-	-	-	-	-	
	300	2000	×		不要動作	不要動作	測定範囲 オーバー	測定範囲 オーバー	-	-	-	-	-	-	
屋外	0	0	-		○	○	○	○	不感帯あり	不感帯あり	○	○	○	○	
	200	0	-		○	○	○	○	不感帯あり	不感帯あり	○	○	○	○	
	700	0	-		○	○	○	○	不感帯あり	不感帯あり	○	○	○	○	
	2k	0	-		○	○	○	○	不感帯あり	不感帯あり	○	○	○	○	
	50k	0	-		○	○	○	○	×	×	不感帯あり	不感帯あり	不感帯あり	不感帯あり	
	400k	0	-		○	○	○	○	×	×	×	×	×	×	
	1M	0	-		測定範囲 オーバー(し きい値400k Ω)	-	測定範囲 オーバー(し きい値400k Ω)	-	×	×	×	×	×	×	
	2M	0	-		測定範囲 オーバー(し きい値400k Ω)	-	測定範囲 オーバー(し きい値400k Ω)	-	×	×	×	×	×	×	

②可搬型地絡検出器

		可搬型									
試験環境	地絡抵抗 [Ω]	対地静電容量 [μF]	地絡検出	地絡位置特 定	地絡検出	地絡位置特 定	地絡検出	地絡位置特 定	地絡検出	地絡位置特 定	
屋内	0	0	○	誤判定あり	○	○	×				
	0	500	○	誤判定あり	○	○	×				
	0	2000	○	誤判定あり	誤判定あり	誤判定あり	×				
	300	0	○	誤判定あり	○	○	×				
	300	500	○	誤判定あり	○	○	×				
	300	2000	○	誤判定あり	誤判定あり	誤判定あり	×				
屋外	0	0	○	誤判定あり	○	○	○	○			
	200	0	○	誤判定あり	○	○	○	○			
	700	0	○	○	○	○	○	○			
	2k	0	○	○	○	○	○	○			
	50k	0	○	○	○	○	○	○			
	400k	0	○	誤判定あり	○	誤判定あり	○	○			
	1M	0	○	○	○	誤判定あり	○	誤判定あり			
	2M	0	測定範囲 オーバー(し きい値変更 不可)	-	○ 閾値2MΩ	誤判定あり	測定範囲 オーバー(し きい値変更 不可)	-			

付録 B.3 太陽光発電の火災事例に関する情報

太陽光発電システムは、施工の取り付け不良、初期不良、経年使用による劣化等により、火災につながる可能性があり、国内においても火災事例が報告されている。また、一般的な電気機器とは異なり、太陽光発電システムが設置された建築物において火災が発生した場合、太陽電池モジュールに日射があると発電をし続けるため、系統からの電力を遮断していても、鎮火後の再出火や感電などの危険性があるという点にも注意が必要となる。

ここでは、これまでに報告された主な太陽光発電システムによる火災事例について整理する。

付録 B.3.1 国内事例

国内での太陽光発電システムによる火災事例を表 B.3.1-1 に示す。表 B.3.1-1 は、消費者庁「事故情報データベースシステム」、経済産業省「製品事故情報報告・公表制度」、製品評価技術基盤機構「事故情報データベース」より作成分析された結果を集約した発火部位数を纏めたリストである。表 B.3.1-1 より、発火件数は PCS が最も多いことが確認できた。PCS 発火の具体的要因として、機器不良と断定された 5 件については、メーカーが自主的に無償点検等必要な再発防止対策が行なわれたケースが多い。また、ケーブルの接続不良による焼損や屋内用 PCS を屋外に近い環境に設置したことにより水が浸入しトラッキングが発生など施工不良による事故も発生している。その他小動物の侵入、雷等原因が特定されているものもあるが、大部分が原因不明となっているのも特徴の一つである。火災の規模としては、一部焼損痕、焼損、周辺も焼損(外部からの延焼含む)等様々であった。

太陽電池モジュールは、バイパスダイオードの開放故障と干した布団が作った部分影による焼損や延長ケーブルの接続不良によるスパークの発生等が発生している。影や断線など同様の条件が揃えば、メガソーラでも火災発生のリスクがある。また、報告事例はないが、逆電流を起因とした場合はメガソーラのほうが住宅よりも事故の規模が大きくなることが予想される。

接続箱、ケーブル、発電モニタの発火要因も大別すると、断線や雷の侵入等となっており、太陽電池モジュールやパワーコンディショナと同様の傾向であった。接続箱で機器不良が 2 件発生しているが、いずれも再発防止対策が取られている。

なお、表 B.3.1-1 は全て住宅で発生した太陽光発電システムが対象となっており、メガソーラは含まれていない。ただし、このデータがメガソーラの安全であることを意味するわけではない。日本のメガソーラはまだ歴史が浅く今後導入量の増加に伴い、事故が発生する危険性があることは容易に想像できる。

表 B.3.1-1 太陽光発電システム要因別発火件数

発火部位	件数				
	機器不良	設置 施工不良	製品には起因 しない偶発的 事故	製品に起因し ない使用者の 感受性	原因不明 調査中
太陽電池 モジュール	2		1		5
パワーコンディ ショナ	5	4	3	1	11
接続箱	2	1			3
ケーブル					2
発電モニタ			1		

(出典)消費者庁「事故情報データベースシステム」、経済産業省「製品事故情報報告・公表制度」、
製品評価技術基盤機構「事故情報データベース」より作成

事故情報データベースシステム

http://www.jikojoho.go.jp/ai_national/

経済産業省「製品事故情報報告・公表制度」

http://www.meti.go.jp/product_safety/consumer/lecture.html

製品評価技術基盤機構「事故情報データベース」

<http://www.nite.go.jp/jiko/jikojohou/index.html>

製品評価技術基盤機構 最新事故情報

<http://www.nite.go.jp/jiko/jikojohou/information/index.html>

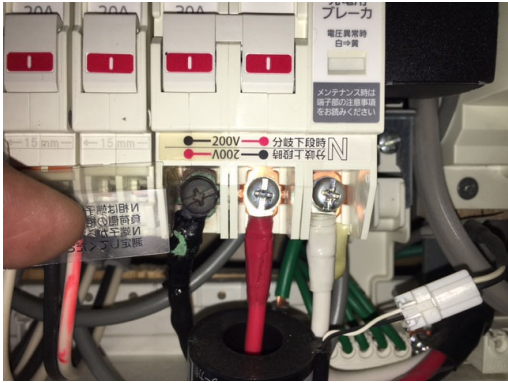
付録 B.3.2 ヒヤリハット事例

火災事故として報告されない、いわゆる「ヒヤリハット事例」について、ウェブアンケートおよび関連団体の協力によるアンケート調査を行った。本アンケート調査においては火災に関するものだけでなく、機器の破損、短絡、地絡、感電、作業員の負傷等、太陽光発電の設計、施工から保守に至るまで、すべてのヒヤリハット事例を調査対象とした。

2017年2月にインターネット上にアンケートサイトを開設し、約2年間調査を行った。調査期間中にアンケートサイトから得られたヒヤリハット事例は40件、個別調査で得られた事例は21件であった。これら61事例の詳細を以下に示す。

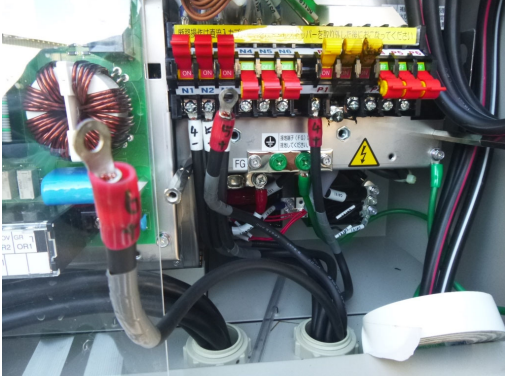
事例番号

1

ステージ	施工	事例カテゴリ	電気事故	原因カテゴリ	不注意
発生年月	2017年8月	システム構成	屋根設置	システム規模	10kW未満
概要	分電盤ブレーカ端子台焼損				
経緯・被害	PCSがエラー表示して発電停止したため、ユーザがメーカーへ診断を依頼。メーカーのサービスが調査したところ、太陽光発電専用連系ブレーカの配線接続端子(黒相)部分の焦げているところを発見。				
対応	端子の緩み(締め忘れも含む)から発熱して焦げ付いたと判断。その後、ブレーカを取り替えて正常に稼働を確認。				
写真					

事例番号

2

ステージ	施工	事例カテゴリ	電気事故	原因カテゴリ	不注意
発生年月	2014年11月	システム構成	屋根設置	システム規模	10kW～50kW 未満
概要	接続間違いによるパワコン焼損				
経緯・被害	試運転のためブレーカーを投入した際、「+」「-」のマーキングを間違えて表示し、アレイケーブルを接続したため、パワコン内端子部分で他回路と短絡し、パワコンが焼損した。				
対応	太陽電池とアレイケーブルの接続時、極性をマーキングし誤結線防止すると共に電圧確認を実施し、極性の誤りを防止する。また、端子部接続時、端子部にて電圧確認を再度実施し、結線確認を徹底する。				
写真					


事例番号

3

ステージ	保守	事例カテゴリ	電気事故	原因カテゴリ	不注意
発生年月	2016年11月	システム構成	地上設置	システム規模	2,000kW 以上
概要	活線メガー使用による直流地絡				
経緯・被害	接続箱内で活線メガーを使用したところ、メガーを通じて地絡が発生。				
対応	機器の使い方を確認する。				
写真					

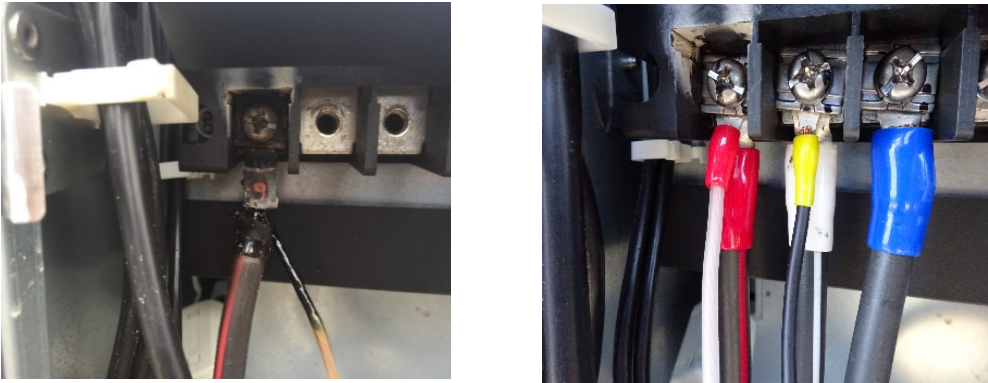
事例番号

4

ステージ	保守	事例カテゴリ	電気事故	原因カテゴリ	不注意
発生年月	2015年8月	システム構成	地上設置	システム規模	10kW~50kW 未満
概要	活線作業時にブレーカトリップ				
経緯・被害	PCSのAC出力端子を取り外すときに、工具とPCS筐体(金属)が接触し短絡した。作業時はブレーカーがONのままであったが、作業箇所の電圧がないことを確認せずに作業をおこなってしまった。ブレーカーがトリップ。被害や故障がないことを確認し再開。当時、同発電所の別のPCSでも同時作業していたが、幸いにもPCSには触れておらず人的被害はなく、また設備のダメージも見られなかった。使用していたドライバーの一部が融解した。				
対応	テスターで作業箇所の電圧確認を行う。工具の金属部を絶縁テープなど絶縁処理を行う。				
写真					

事例番号

5

ステージ	運転	事例カテゴリ	電気事故	原因カテゴリ	設置方法
発生年月	不明	システム構成	地上設置	システム規模	10kW~50kW 未満
概要	端子抱き合わせによる発火				
経緯・被害	端子を抱き合わせての締め付けが原因。U相の端子台に端子が2つ抱き合わせで締め付けてあり、端子の間に絶縁キャップが挟まっていた。絶縁キャップが噛んでしまい端子の間に隙間が発生しそこから発火。パワコン1台分の発電が停止。				
対応	本来この端子より電気を引いてはNGだが、オーナーからのご要望で現状復帰という形で是正工事を実施。ケーブルに余長があった為端子のみを交換し、PCSの端子台を新品交換。				
写真					


事例番号

6

ステージ	運転	事例カテゴリ	電気事故	原因カテゴリ	設置方法
発生年月	2015年10月	システム構成	地上設置	システム規模	1,000kW~2,000kW 未満
概要	ケーブル短絡による焼損				
経緯・被害	保護管内で1対のソーラーケーブルが何らかの原因で短絡してアークが発生し、同一保護管に挿入されていた6対のケーブルもすべて焼損。モジュールと接続箱間の28mのケーブルが導火線のように燃えた。保護管が地中に入るところで保護管の中に水が溜まっていたため、その箇所では焼損は停止した。				
対応	+ケーブルと-ケーブルを別々の保護管に挿入して隔離し短絡防止。				
写真					

事例番号

7

ステージ	保守	事例カテゴリ	電気事故	原因カテゴリ	設置方法
発生年月	不明	システム構成	地上設置	システム規模	10kW~50kW 未満
概要	接続箱内で短絡				
経緯・被害	PCS 停止の発報により仮復旧をかけたところ主幹のブレーカーまで開放。全ての PCS の電圧・絶縁およびモジュールに異常無し。接続箱の一つに目視で分かる短絡を発見。				
対応	配線を追い該当 PCS のみを停止し、その他は復旧。				
写真					


事例番号

8

ステージ	保守	事例カテゴリ	電気事故	原因カテゴリ	設置方法
発生年月	不明	システム構成	地上設置	システム規模	50kW～500kW 未満
概要	接地線不設置による感電				
経緯・被害	<p>架台上で作業をしていたところ体に電気と思われる衝撃が走った。</p> <p>状況 1:湿度が高く気温が30度以上</p> <p>状況 2:汗で手袋が濡れていた</p> <p>状況 3:PCS・架台共に絶縁処理がされていなかった為に何らかの形で漏電があったと推測。</p> <p>作業後に PCS を確認したところ接地線が未設置であった。</p>				
対応	施工業者が接地線を設置。				
写真					


事例番号

9

ステージ	運転	事例カテゴリ	電気事故	原因カテゴリ	製品不良
発生年月	不明	システム構成	地上設置	システム規模	高圧案件
概要	接続箱への雨水侵入による感電危険				
経緯・被害	接続箱が劣化していたことにより、内部に雨水が侵入して、感電の恐れがあった。				
対応	接続箱の扉の交換を行い、水の侵入が起こらない事を目視確認した。				
写真					

事例番号

10

ステージ	運転	事例カテゴリ	電気事故	原因カテゴリ	製品不良
発生年月	不明	システム構成	地上設置	システム規模	高圧案件
概要	メーカー製品不良による感電危険				
経緯・被害	出荷時のコネクタ不良により、コネクタが溶けてしまい取れてぶら下がっている状態。電気は流れているので、感電の危険性があった。				
対応	メーカーによる不良コネクタ部の全数交換。				
写真					

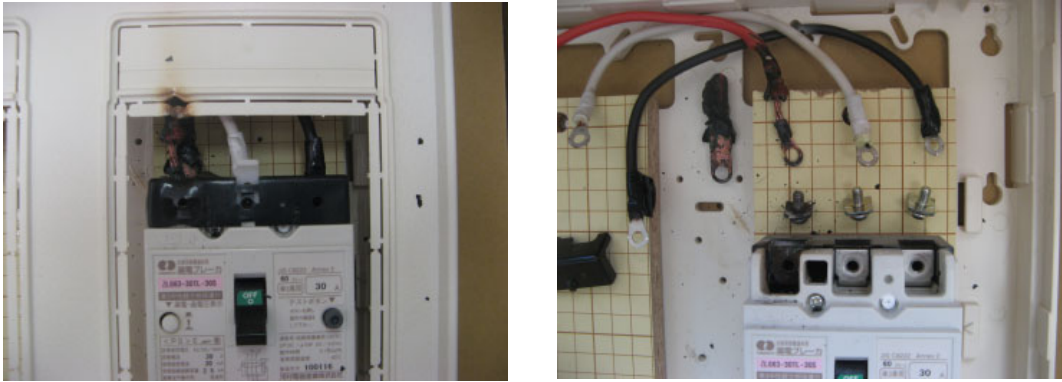
事例番号

11

ステージ	運転	事例カテゴリ	電気事故	原因カテゴリ	不明
発生年月	2017年5月	システム構成	屋根設置	システム規模	10kW~50kW 未満
概要	トランス端子台焼損				
経緯・被害	トランスの一次側端子台から出火と推測される。端子台が焼損し、全PCSの運転を停止。煙が出た直後に発見、処置されたため物理的に被害はトランスのみでおさまった。たまたま発見者が盤の鍵を持ち、対処を判断できる人だったことが幸いした。				
対応	即時にトランス系統側の ELCB, PCS 出力側の MCCB を遮断。				
写真					

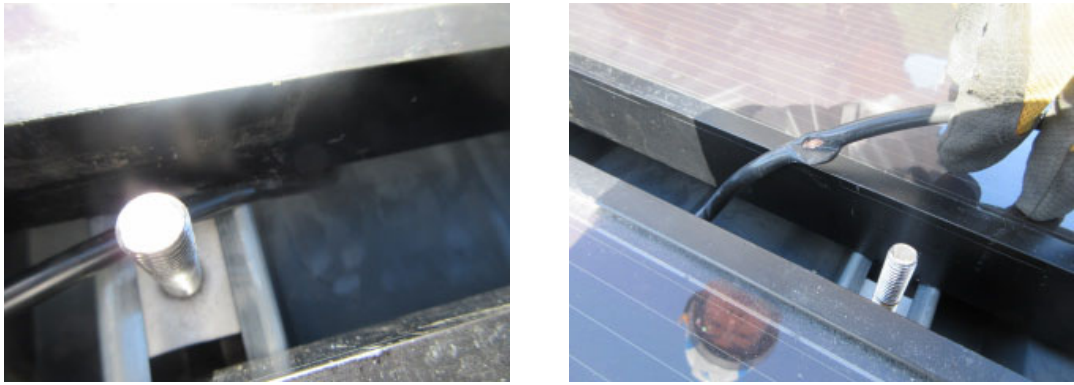
事例番号

12

ステージ	施工	事例カテゴリ	電気事故	原因カテゴリ	不明
発生年月	2017年1月	システム構成	屋根設置	システム規模	10kW未満
概要	端子台発熱				
経緯・被害	太陽光発電専用連系ブレーカーを2台並列に接続してあるブレーカーの一次側の端子台で発熱して電線の被覆が溶け始めている。パワコンの一台が停止していたため、お客様よりメーカーへ、「発電量がやたらに少ないので見てほしい」と問い合わせがありメーカーが点検して発覚。				
対応	損傷した太陽光発電専用連系ブレーカー及びブレーカーボックスを取り替えの他、被覆の溶けた配線の端子部分を直して復旧。				
写真					


事例番号

13

ステージ	施工、運転	事例カテゴリ	電気事故	原因カテゴリ	不明
発生年月	2016年7月	システム構成	屋根設置	システム規模	10kW~50kW未満
概要	地絡				
経緯・被害	ストリングの負極の電線が架台とパネルに挟まれ電線心線が露出。架台と接触し完全地絡。しかし、PCS側で地絡エラーは検出されず運転が継続されていた。点検時に絶縁抵抗を測定して発覚。それまでの運転時に触れる人がいなかったため被害はなかった。				
対応	露出箇所を防水絶縁テープで補修。				
写真					

事例番号

14

ステージ	運転	事例カテゴリ	電気事故	原因カテゴリ	不明
発生年月	2017年10月	システム構成	地上設置	システム規模	1,000kW~2,000kW 未満
概要	絶縁抵抗低下				
経緯・被害	温泉施設に隣接する太陽光発電所。温泉施設の排水が流れていることから土壌は常に湿り気を帯びており、主任技術者からは接続箱の絶縁抵抗が他地域より若干低い(但し基準値は超えている)ことを指摘されていた。過去には大雨で接続箱が若干水に浸かる事象が発生している。PCSより「直流地絡異常」の警報メールを受診した。翌日に絶縁抵抗計で全ストリングを計測し1Ω以下のストリングを一つ発見した。現在は当該ストリングを系統から切り離れた状態で運行中である。				
対応	異常ストリングを切り離れた状態で発電を再開。後日当該ストリングモジュールの絶縁抵抗を計測後、交換工事を行う予定。				
写真					

事例番号

15

ステージ	保守	事例カテゴリ	電気事故	原因カテゴリ	不明
発生年月	2016年6月	システム構成	地上設置	システム規模	50kW~500kW 未満
概要	感電による滑落危険				
経緯・被害	架台へのモジュール固定金具を増し締めした際に金具に触れると手に痺れを感じた。アレイは傾斜面に設置されており、受光面側から登り作業を行っていた。幸い怪我などの被害はなかったが、バランスを崩し、アレイ上からすべり落ちそうになった。				
対応					
写真					

事例番号

16

ステージ	施工	事例カテゴリ	機器破損	原因カテゴリ	不注意
発生年月	2012年8月	システム構成	屋根設置	システム規模	10kW未満
概要	工具接触によるモジュール破損				
経緯・被害	夏の暑い午後の作業時。モジュール温度は体感で50℃くらい。屋根上でモジュール設置工事中に、屋根の上でしゃがんだとき腰ベルトに入れてあったドライバー先がモジュールのガラスに当たり、一瞬にしてモジュール全体にひび割れが発生した。				
対応	後日モジュール交換。				
写真					

事例番号

17

ステージ	施工	事例カテゴリ	機器破損	原因カテゴリ	不注意
発生年月	2011年11月	システム構成	屋根設置	システム規模	10kW未満
概要	荷揚げリフトからモジュール落下、破損				
経緯・被害	<p>経緯:モジュールの荷揚げをしているときに、風が急に吹いてきてモジュール荷揚げ用のリフトからモジュールが煽られて落下した。</p> <p>原因:荷揚げ用のスペースが狭くてリフトの角度が急角度であったことと、風のある日だったが油断をしてモジュールを縛るゴムバンドをしていなかった。</p> <p>被害:モジュールの角から下に落ちモジュール一枚に傷が入った。庭の土の上に落ちたのでガラスは割れなかった。客先の庭の庭木の枝が何本か折れた。</p>				
対応	いったん傷がついたモジュールを設置して発電を確保し、後日新品モジュールに交換。				
写真					


事例番号

18

ステージ	施工	事例カテゴリ	機器破損	原因カテゴリ	不注意
発生年月	2013年8月	システム構成	屋根設置	システム規模	10kW未満
概要	仮置きモジュールが屋根から滑落、破損				
経緯・被害	住宅用太陽電池モジュールの設置工事中に、屋根上(金属横葺き屋根、三寸勾配程度)に太陽電池モジュールを仮置きしたら、屋根から滑り落ちて落下した。太陽電池モジュールはひび割れし、施主の庭にあった植木鉢を数個割った。				
対応	後日、新しい太陽電池モジュールを再設置。				
写真					

事例番号

19

ステージ	施工	事例カテゴリ	機器破損	原因カテゴリ	不注意
発生年月	2018年5月	システム構成	屋根設置	システム規模	10kW未満
概要	中間ケーブル配線時に瓦を破損・落下				
経緯・被害	架台設置後、中間ケーブルを配線している時に、足元の不注意で配線されていたケーブルに引っかかり、大きな衝撃で瓦を踏み込み、瓦は破損し一部は1階まで落下。				
対応	慣れによる安易な考え(過信)を改め、高所での危険作業である事を現場にてミーティングと危険予知活動(KY活動)を行い全員に周知。安全対策の足場がない場合は、棟側にロープを張り、ベルブロックとベストを装着して作業に従事する。				
写真					

事例番号

20

ステージ	施工	事例カテゴリ	機器破損	原因カテゴリ	不注意
発生年月	1900年1月	システム構成	屋根設置	システム規模	10kW未満
概要	屋根への施工作业中、地上にビスを落下				
経緯・被害	屋根への施工作业中、不注意により地上にビスが落下した。人への被害はなかった。				
対応	足場にネットを設置し、地上まで落ちないように対応した。予備が無かった為、メーカーより取り寄せ対応。				
写真					

事例番号 21

ステージ	保守	事例カテゴリ	機器破損	原因カテゴリ	不注意
発生年月	不明	システム構成	地上設置	システム規模	50kW～500kW 未満
概要	架台金具脱落				
経緯・被害	架台目視点検中に架台の金具に不足を発見。締め付けトルク不足による脱落と予想。				
対応	新品金具を脱落部に設置。				
写真					


事例番号 22

ステージ	施工	事例カテゴリ	機器破損	原因カテゴリ	不注意
発生年月	2016年4月	システム構成	地上設置	システム規模	10kW～50kW 未満
概要	モジュールが架台に接触、破損				
経緯・被害	モジュール運搬時、地形の段差にてバランスを崩し、架台にモジュールが接触し破損。				
対応	モジュール交換。				
写真					

事例番号 23


ステージ	保守	事例カテゴリ	機器破損	原因カテゴリ	不注意
発生年月	2016年11月	システム構成	地上設置	システム規模	2,000kW 以上
概要	草刈時にケーブル切断				
経緯・被害	電動草刈機で草刈時に直流延長ケーブルを切断。数日気づかなかった。				
対応	作業員への注意を徹底した。				
写真					

事例番号 24

ステージ	保守	事例カテゴリ	機器破損	原因カテゴリ	不注意
発生年月	1900年1月	システム構成	地上設置	システム規模	10kW～50kW 未満
概要	除草作業中に埋設管を切断				
経緯・被害	除草作業中の不注意で埋設管に気づかず、埋設管に傷をつけてしまった。				
対応	埋設管の補修・目印の設置を行った。事前に除草作業範囲を確認し、作業員全員で位置を確認して作業を行うようにした。				
写真					

事例番号

25

ステージ	保守	事例カテゴリ	機器破損	原因カテゴリ	設置方法
発生年月	不明	システム構成	地上設置	システム規模	10kW～50kW 未満
概要	パネル押さえ金具のボルトの緩み				
経緯・被害	点検時にパネル押さえ金具のボルトに 10 箇所程度の緩みを発見。風等の振動による緩みか、施工ミスによる締め忘れかは不明。				
対応	増し締め				
写真					


事例番号

26

ステージ	運転	事例カテゴリ	機器破損	原因カテゴリ	不明
発生年月	2014 年 11 月	システム構成	不明	システム規模	不明
概要	モジュール破損				
経緯・被害	モジュール 1 枚割れ。				
対応	モジュール交換。				
写真					

事例番号

27

ステージ	施工	事例カテゴリ	部材	原因カテゴリ	不注意
発生年月	2011年11月	システム構成	屋根設置	システム規模	10kW未満
概要	支持金具不整合				
経緯・被害	汎用タイプの支持金具が瓦にマッチしていないため瓦の重ね部分の隙間が大きく、雨漏りが予測できた。現地で一旦マニュアル通りに施工を完了したが、あまりに結果が思わしくないため完成したシステムを取り外し、瓦の加工からやり直した。速やかに再施工したため雨漏りなし。				
対応	オーナーの費用負担が無いという条件で、一週間後に再度仮設足場を設置して完成したシステムを取り外し、瓦の加工からやり直して再設置した。				
写真					


事例番号

28

ステージ	施工	事例カテゴリ	部材	原因カテゴリ	不注意
発生年月	2018年5月	システム構成	屋根設置	システム規模	10kW未満
概要	モジュール押さえ金物の選定ミス				
経緯・被害	オーナーが屋根面は黒で統一したいとの要望に対し、打ち合わせ者と施工者で内容伝達がうまくいっておらず、S社製の通常の銀色の立平葺架台で施工したためオーナーから指摘を受けた。				
対応	S社製架台の黒色はあったのだが、押さえ金物の黒色がなく、他社製で検討したが立平葺架台の全て黒色というのがなく、押さえ金物だけ焼き付け塗装出来る会社を探し出し、オーナーにも確認とご了承をいただき施工。				
写真					

事例番号

29

ステージ	保守	事例カテゴリ	部材	原因カテゴリ	設置方法
発生年月	2016年5月	システム構成	屋根設置	システム規模	10kW未満
概要	雨漏り				
経緯・被害	永年の落ち葉や土埃の堆積によって全面パネルカバーと金属屋根との隙間が小さくなってしまい、落ち葉や土埃が流れなくなったため、金属屋根の隙間から雨が漏れるようになった。また、ビスを回しすぎていたためにゆるみが発生し、ビスが浮き上がっていた箇所があった。				
対応	太陽電池パネルを全部撤去して、フレーム状況、パネル下面の状況を確認。その後ビスの頭部にコーキング処理をして、フレーム部分の固定箇所の確認をした。落ち葉や土埃、枯れた草の類をすべて撤去して元の位置に戻した。				
写真					

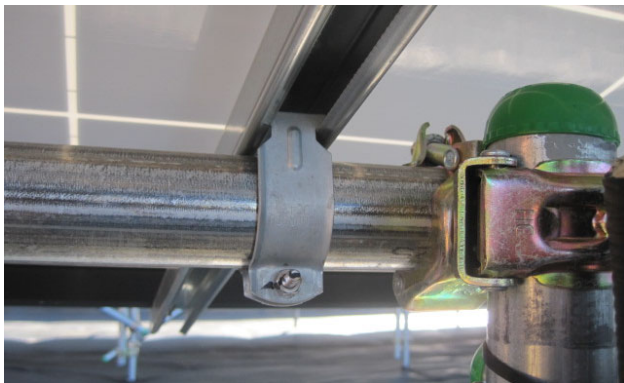
事例番号

30

ステージ	施工	事例カテゴリ	部材	原因カテゴリ	設置方法
発生年月	2002年9月	システム構成	屋根設置	システム規模	10kW未満
概要	雨漏り				
経緯・被害	台風通過時に強風を伴って建物の2階外壁に当たって跳ね返ってきた雨が侵入し雨漏りが発生。支持瓦の施工箇所の内、1階西側屋根の2階外壁に面している2か所のみ。1階下屋の屋根裏にて支持瓦のある箇所からの雨漏りを確認。1階居室の天井にシミが発生した。				
対応	1階下屋に設置した太陽電池モジュールを一旦撤去して、1階下屋の屋根の2階外壁に面する瓦の縦列全てに屋根用コーキングで雨の浸入を防ぐように処理をした。				
写真					


事例番号

31

ステージ	保守	事例カテゴリ	部材	原因カテゴリ	設置方法
発生年月	不明	システム構成	地上設置	システム規模	10kW～50kW 未満
概要	架台部材の選定ミス				
経緯・被害	目視点検で架台部材の選定ミスを発見。縦棧にダクターチャンネル、横棧との接続にダクタークリップを使用。ダクターチャンネル、ダクタークリップとも配管を支持する用途の電材で、架台としての強度があるとは到底考えられず、強風により金具が破損し、モジュール飛散の危険性が非常に高い。				
対応	発電事業者経由で施工店に連絡。強度の確認をするよう指摘。				
写真					

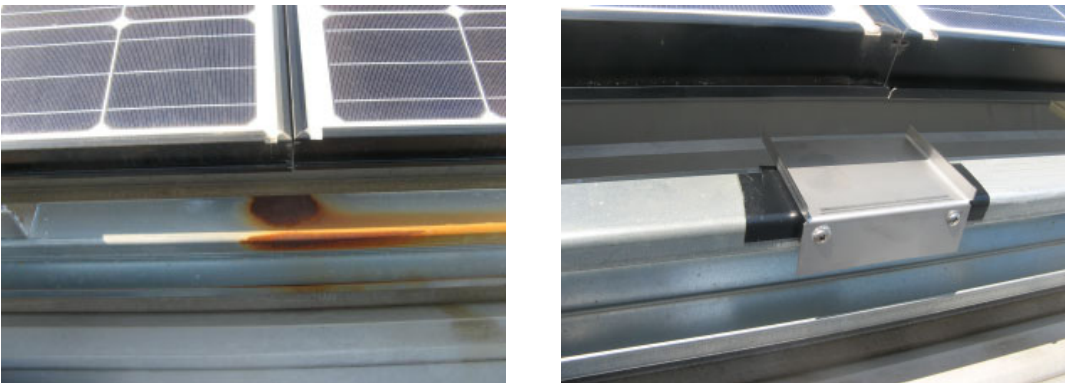
事例番号

32

ステージ	保守	事例カテゴリ	部材	原因カテゴリ	設置方法
発生年月	不明	システム構成	地上設置	システム規模	10kW～50kW 未満
概要	部材の不適切使用				
経緯・被害	点検時にスペーサーの不適切な使用を発見した。架台の強度不足が懸念された。				
対応	発電事業者に報告。EPC との間で改修に関する話し合いをもってもらう。				
写真					

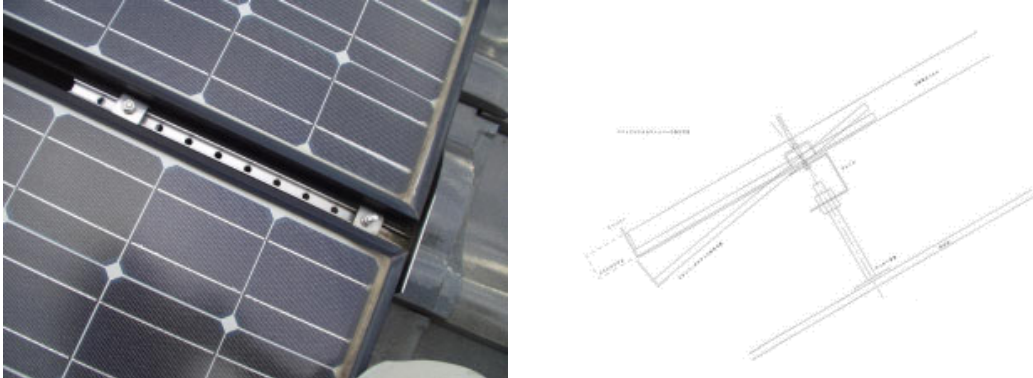
事例番号

33

ステージ	設計, 施工	事例カテゴリ	部材	原因カテゴリ	機器
発生年月	2015年5月	システム構成	屋根設置	システム規模	10kW未満
概要	錆				
経緯・被害	架台フレームに錆が発生。発生場所は太陽電池モジュールのフレームの切欠き箇所の真下の架台フレームの一部。亜鉛溶融メッキの表面処理をした軽量Cチャンネル鋼の表面に5cm程度の直径の大きさでサビが発生。他の架台フレームは全く異常なし。太陽電池モジュールから直接折半屋根に雨だれが滴り落ちている場所にも同じように錆が発生。				
対応	錆の発生部分に防錆塗料を塗布したのち、防食テープを張り付け、その上からステンレス鋼で雨受け金具を取り付けた。				
写真					

事例番号

34

ステージ	設計	事例カテゴリ	部材	原因カテゴリ	製品不良
発生年月	2001年9月	システム構成	屋根設置	システム規模	10kW未満
概要	部材不適切				
経緯・被害	太陽電池モジュールズリ落ち防止のストッパーがモジュールの重みで下にずらされて、モジュールがストッパーより下にズリ落ちてしまう。				
対応	ストッパーと太陽電池パネルをなるべく下方の止め位置でPV押さえで連結。メーカーに報告。				
写真					

事例番号

35

ステージ	運転	事例カテゴリ	部材	原因カテゴリ	製品不良
発生年月	2016年10月	システム構成	屋根設置	システム規模	10kW未満
概要	出力低下				
経緯・被害	売電収入の減少によりアレイの出力低下を認識。				
対応	10年出力保証によるモジュール全交換。				
写真					

事例番号

36

ステージ	施工	事例カテゴリ	作業者	原因カテゴリ	不注意
発生年月	2017年3月	システム構成	屋根設置	システム規模	10kW未満
概要	足場部材への頭部殴打				
経緯・被害	屋根上へ上るため仮設階段を昇降中、頭上の足場部材に気付かず頭をぶつけた。ヘルメットを着用していたため大事に至らなかった。				
対応	足場移動時は進行方向をよく確認し移動する。				
写真					

事例番号

37

ステージ	施工	事例カテゴリ	作業者	原因カテゴリ	不注意
発生年月	2017年3月	システム構成	屋根設置	システム規模	50kW～500kW未満
概要	折半屋根上でのつまづき				
経緯・被害	折板屋根上を移動していたところ、足を躓き転倒しそうになった。				
対応	屋根上移動時は足元に注意する。足場板を設置し、安定した通路を設置する。				
写真					

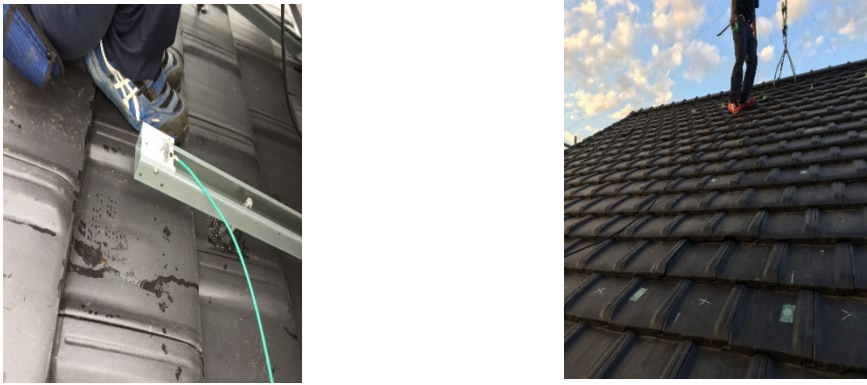
事例番号

38

ステージ	保守	事例カテゴリ	作業者	原因カテゴリ	不注意
発生年月	2016年8月	システム構成	屋根設置	システム規模	500kW～1,000kW未満
概要	強風にあおられて体勢不安定				
経緯・被害	屋根設置パネルを点検中、強風に煽られ体勢を崩しそうになった。				
対応	安全帯を接続するワイヤー及び可動金具を設置。				
写真					

事例番号

39

ステージ	施工	事例カテゴリ	作業者	原因カテゴリ	不注意
発生年月	不明	システム構成	屋根設置	システム規模	10kW 未満
概要	屋根上作業中の転倒				
経緯・被害	靴底についていた、砂・ホコリ等により、屋根上で転倒。落下までは至らなかった。				
対応	梯子を登る前に靴裏の清掃を行い、本来のグリップ力が出るようにした。親綱を張り安全帯を使用した作業を実施する。				
写真					


事例番号

40

ステージ	施工	事例カテゴリ	作業者	原因カテゴリ	不注意
発生年月	2017年2月	システム構成	屋根設置	システム規模	10kW 未満
概要	濡れた屋根面での滑落危険				
経緯・被害	屋根上にて墨出し時、前日の雨により屋根が濡れており、足元が滑り墜落の恐れがあった。				
対応	施工前の天候に応じ、屋根の状況をよく確認したうえで屋根に上がる。				
写真					

事例番号

41

ステージ	施工	事例カテゴリ	作業者	原因カテゴリ	不注意
発生年月	2018年5月	システム構成	屋根設置	システム規模	10kW未満
概要	配線ケーブルに引っ掛かり転落危険				
経緯・被害	架台設置後、中間ケーブルを配線している時に、足元の不注意で配線されていたケーブルに引っかかり、大きな衝撃で瓦を踏み込み、作業者は勢いのまま軒先に設置されていた足場まで行き、足場の手摺にて停止。				
対応	慣れによる安易な考え(過信)を改め、高所での危険作業である事を現場にてミーティングと危険予知活動(KY活動)を行い全員に周知。安全対策の足場がない場合は、棟側にロープを張り、ベルブロックとベストを装着して作業に従事する。				
写真					

事例番号

42

ステージ	施工	事例カテゴリ	作業者	原因カテゴリ	不注意
発生年月	2017年3月	システム構成	地上設置	システム規模	10kW~50kW未満
概要	頭部を架台に接触				
経緯・被害	地上設置のため、モジュールと地面との間隔が狭く、頭部が架台に接触した。				
対応	ヘルメット着用。頭上注意喚起。				
写真					


事例番号

43

ステージ	施工	事例カテゴリ	作業者	原因カテゴリ	不注意
発生年月	2017年3月	システム構成	地上設置	システム規模	1,000kW~2,000kW未満
概要	ぬかるみに足がはまる				
経緯・被害	測量に伴い現場内を移動していた際、ぬかるみに進入し足がはまり身動きが取れなくなった。				
対応	転圧していない盛土部分は土質により足がはまる恐れがあるため、周囲をよく確認し移動する。				
写真					

事例番号

44

ステージ	保守	事例カテゴリ	作業者	原因カテゴリ	作業環境
発生年月	2015年7月	システム構成	地上設置	システム規模	10kW~50kW 未満
概要	熱中症				
経緯・被害	7月中旬の除草作業時。昼休憩時に若干左手に違和感があったが、機械を握っていた為その影響でこわばっているのだらうと思っていた。しかし午後3時半過ぎに、始めは一部分だけだったが次第に全身がつって自分では身動きがとれない様になってしまった。救急車で搬送後、点滴などで無事回復。				
対応	現場は当日風もあまり吹くことはなく、当人も気を付けてはいたのだが熱中症になってしまった。この時期は気候のいい時のような施工のスピードを頭に入れず、余裕を持った工程と、適度な小休憩をより多く取り入れる事を徹底するよう心がける。1人作業を絶対しない。				
写真					

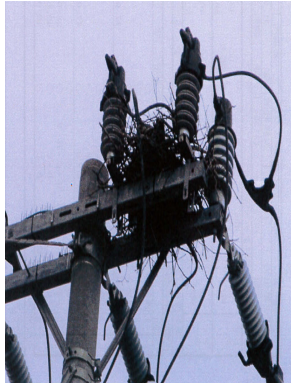
事例番号

45

ステージ	保守	事例カテゴリ	小動物	原因カテゴリ	設置方法
発生年月	不明	システム構成	屋根設置	システム規模	10kW 未満
概要	PCS 内部に営巣				
経緯・被害	PCS 裏側のパネル付け忘れのため小鳥が侵入。内部に営巣。				
対応	巣を撤去。				
写真					

事例番号

46

ステージ	保守	事例カテゴリ	小動物	原因カテゴリ	小動物
発生年月	2016年4月	システム構成	地上設置	システム規模	2,000kW以上
概要	カラス営巣				
経緯・被害	電柱上にカラスが巣を作った。昨年春もつぐられ対策したが、効果がなかった。22kVのため全停が必要。				
対応	巣を撤去。風車、ビー・ビー・フラッシュ設置。				
写真					

事例番号

47

ステージ	保守	事例カテゴリ	小動物	原因カテゴリ	小動物
発生年月	2016年11月	システム構成	地上設置	システム規模	2,000kW以上
概要	計測異常発報				
経緯・被害	気象計異常の警報をうけ現地確認したところ、日射系信号ケーブルが散乱していた。				
対応	ケーブル復旧。巡視点検時に観察。				
写真					


事例番号

48

ステージ	保守	事例カテゴリ	小動物	原因カテゴリ	小動物
発生年月	不明	システム構成	地上設置	システム規模	10kW～50kW 未満
概要	スズメバチ営巣				
経緯・被害	雑草が生い茂る発電所の中に、スズメバチの巣を発見。除草および点検作業に危険。				
対応	小さな巣だったため、殺虫剤を購入して駆除。				
写真					

事例番号

49

ステージ	保守	事例カテゴリ	小動物	原因カテゴリ	小動物
発生年月	不明	システム構成	地上設置	システム規模	10kW～50kW 未満
概要	架台に蜂の巣				
経緯・被害	架台に蜂の巣を発見した。作業により蜂を刺激してしまい、刺されてしまった。				
対応	事前に調査し、防護服や殺虫剤を持参。アナフィラキシーショック等に対応できるよう、応急処置の方法を学んだ。				
写真					

事例番号

50

ステージ	運転	事例カテゴリ	小動物	原因カテゴリ	小動物
発生年月	不明	システム構成	地上設置	システム規模	高圧案件
概要	小動物によるケーブルの破損				
経緯・被害	小動物によりケーブルとコネクタが破損されていた。漏電や火災の原因になる可能性があった。				
対応	小動物が侵入できないよう、フェンスの設置を行い、ケーブルの結線を改めた。				
写真					

事例番号

51

ステージ	運転	事例カテゴリ	環境	原因カテゴリ	設置方法
発生年月	2015年8月	システム構成	地上設置	システム規模	不明
概要	落雷によるPCS停止				
経緯・被害	落雷によりモジュール50枚程度、ブロッキングダイオード10個程度、DCヒューズ数個が破損。				
対応	アレイ枠の接地なし。アレイが等電位でない。				
写真					


事例番号

52

ステージ	施工	事例カテゴリ	環境	原因カテゴリ	設置方法
発生年月	2018年1月	システム構成	地上設置	システム規模	2,000kW以上
概要	モジュール、集電箱、接続箱、ケーブル水没				
経緯・被害	出水によりモジュール、集電箱、接続箱、ケーブル水没。				
対応	全数交換、排水対策。				
写真					


事例番号

53

ステージ	計画, 設計, 施工	事例カテゴリ	環境	原因カテゴリ	設置方法
発生年月	2017年8月	システム構成	地上設置	システム規模	50kW~500kW未満
概要	杭沈下によるアレイ波うち				
経緯・被害	杭打ちの現場で, 所々杭が沈下してしまった. 基礎フレーム(鉄骨チャンネル鋼)が杭のスパン毎で区切られているために, 杭の高さの影響を直接受ける設置方法になっている. 所々の杭が沈下をしてしまったためにアレイが波打っている. 栗畑を整地して太陽光発電を設置したと思われ, 埋戻しをした場所だけが沈下をしている.				
対応	他社案件のため経過観察のみ.				
写真					


事例番号

54

ステージ	保守	事例カテゴリ	環境	原因カテゴリ	設置方法
発生年月	2016年4月	システム構成	地上設置	システム規模	2,000kW以上
概要	地盤沈下によるモジュール変形				
経緯・被害	整地部分の地盤が沈下し, モジュールが反り, 割れそうになっている.				
対応	巡視点検時に観察				
写真					


事例番号

55

ステージ	運転	事例カテゴリ	環境	原因カテゴリ	設置方法
発生年月	不明	システム構成	地上設置	システム規模	10kW～50kW 未満
概要	地盤の沈下によるアレイの変形				
経緯・被害	地盤の沈下によりアレイに歪みが発生。それにより、モジュールが加圧に耐えられず割れる危険性あり。				
対応	地盤の改良を行い、早急に架台・パネルの是正工事を行った。				
写真					

事例番号

56

ステージ	運転	事例カテゴリ	環境	原因カテゴリ	設置方法
発生年月	不明	システム構成	地上設置	システム規模	10kW～50kW 未満
概要	地盤変形による架台変形				
経緯・被害	発電所北側の法面の雨水の流れにより地盤が変化し置き基礎が傾き、それに耐え切れず架台が変形。上記が数箇所に発生し、放置すれば架台が折れ発電所が崩落する危険性がある。				
対応	架台をジャッキで持ち上げ、基礎を置き直した。地中に暗渠工事を施し、地盤改良を行った。				
写真					

事例番号

57

ステージ	運転	事例カテゴリ	環境	原因カテゴリ	設置方法
発生年月	2018年1月	システム構成	地上設置	システム規模	50kW～500kW 未満
概要	土砂流出によるフェンス不安定				
経緯・被害	設置後、土手が雨で流れ、土が削れたためフェンスが浮いた。				
対応	崩落した土手を修復し、土手の上部をブロックで囲った。				
写真					

事例番号

58

ステージ	保守	事例カテゴリ	環境	原因カテゴリ	設置方法
発生年月	不明	システム構成	地上設置	システム規模	不明
概要	地盤の土砂流出				
経緯・被害	土砂流出にて、基礎の埋設部分が露出し強度に不安。下流に被害あり。				
対応	経過観察のみ。				
写真					

事例番号

59

ステージ	運転	事例カテゴリ	環境	原因カテゴリ	機器
発生年月	2015年8月	システム構成	地上設置	システム規模	50kW～500kW 未満
概要	AMラジオに雑音				
経緯・被害	太陽光発電設備の運転を開始したらAMラジオに雑音が入るようになった。パワコン・キュービクル付近を車で通るとラジオが聞こえない。				
対応	メーカーにて対応するも、雑音はなくならなかった。				
写真					

事例番号

60

ステージ	保守	事例カテゴリ	盗難	原因カテゴリ	盗難
発生年月	2016年10月	システム構成	地上設置	システム規模	2,000kW 以上
概要	PVケーブル盗難				
経緯・被害	PVケーブル盗難。CVD325sq6 回線, 150sq2 回線 100sq1 回線切断。ラック破損。				
対応	監視カメラ増設。				
写真					

事例番号

61

ステージ	運転	事例カテゴリ	盗難	原因カテゴリ	盗難
発生年月	不明	システム構成	地上設置	システム規模	高圧案件
概要	PV ケーブル盗難				
経緯・被害	PV ケーブルが切断され、感電の恐れがあった。警察の事情聴取や、保険会社等のやりとりが生じた。お客様の売電事業にも影響があった。				
対応	監視カメラや、防犯ライトの設置、警備員の見回り、監視を促す看板の設置を行った。				
写真					

付録 B.3.3 海外事例

欧米では、太陽光発電システムによる火災事故が発生しており、地絡の非検知などの課題が挙げられている。また、太陽光発電システムが火災の直接的な原因でない場合でも、消防隊員の感電の危険から消防活動が制限され、結果として火災の拡大につながっている事例もある。





表 B.3.3-1 に米国で発生した主な太陽光発電システムの火災事例を示す。

ドイツの研究機関の調査 10)によれば、表 B.3.3-2 に示すように 1995 年から 2012 年の間にドイツにおいて太陽光発電システムに関わる火災事故が約 400 件発生している。そのうち、太陽光発電システムが出火原因ではないが太陽光発電システムが何らかの被害を受けたものが 220 件、太陽光発電システムが出火原因とされているものが約 180 件あったと報告されている。

ドイツやイタリアでも大規模倉庫や住居屋根上の太陽光発電システムにおける出火事例が報告されている。感電の恐れから消火が進まず被害が拡大する例も見られる。

表 B.3.3-1 米国における太陽光発電システムの火災事例

発生時期	場所	概要		
2008年 6月	Sedona, AZ	<ul style="list-style-type: none"> ● 構造火災, 負傷者有り ● アークがフェンス支柱を燃焼 ● DC 電線管が複数の場所で接地 ● AC サービスが木杭の火災により停止 		
2009年 2月	Los Angeles, CA	<ul style="list-style-type: none"> ● UL リストにないモジュールの使用 ● 標準を満たしていない設置方法 		
2009年 3月	Simi Valley BIPV Fire	<ul style="list-style-type: none"> ● バイパスダイオードの欠陥が原因の可能性 		
2009年 4月	Bakersfield Fire	<ul style="list-style-type: none"> ● モジュール及びデッキへの損傷 ● 地絡の非検出 ● 設置, 試運転の課題 ● 緊急時対応要員が危険レベルについて認識不足 		
2009年 7月	Concord, CA	<ul style="list-style-type: none"> ● 車庫火災 ● オーナーにより切断機が覆われており, 切断されるまでシステムは起動 		
2010年 4月	Greenbelt, Md	<ul style="list-style-type: none"> ● 住宅太陽光発電システム, 48V DC グリッド接続システム ● げっ歯類による損傷及びアレイ下の残骸の可能性 		
	San Diego, CA	<ul style="list-style-type: none"> ● 住宅太陽光発電システムにおける住宅側面のインバーター火災 ● DC 切断の欠如によって, 消火が遅れた 		

2010年 5月	Fresno, CA	<ul style="list-style-type: none"> ● 駐車場格子システム上の統合器の火災 	
2011年 4月	Yorba Linda, CA	<ul style="list-style-type: none"> ● 新住居開発における BIPV(建材一体型太陽光発電)火災 ● 消防隊が屋根を破壊し、コンダクターを切った 	
	Mt Holly, NC	<ul style="list-style-type: none"> ● 米国 Gypsum の屋上太陽光発電システム ● 地絡火災の非検知 ● いくつかの統合器への火災損傷 ● 全ての評価が終わるまで、Duke Energy の 10MW が非接続となった 	 
2011年 12月	Redlands, CA	<ul style="list-style-type: none"> ● タイヤ倉庫上の 1.2MW システム ● 火災が 4 つのモジュールと統合器を隔離 	 
2012年 1月	Waltham, MA	<ul style="list-style-type: none"> ● 小学校の屋上 PV システム統合器の火災 	
2013年5 月	La Farge,WI	<ul style="list-style-type: none"> ● Organic Valley 本社で発生した太陽光発電. 火災, 建物は木材フレーム, リサイクル断熱材を使用 ● 消防士の感電の恐れから, 通気活動をせず, 火災が拡大 ● 後に, 屋根全体が火災, 太陽光発電システム, 金属屋根の組み合わせによって通電していたことが判明 	 
2013年9 月	Delanco,N J	<ul style="list-style-type: none"> ● Dietz and Watson の工場での火災, 屋根に 1.6MW の太陽光発電が設置 ● 消防士の感電の恐れから屋根上で消防活動が実施できず, 結果的に 30,000m2 が全焼 	 

参考文献: PV Fire-Related Case Studies, 2011年2月15日, PV Fire Safety Milestones: Progress Report, San Jose Fire Dept. 2012年2月1日, Commercial Roof-Mounted Photovoltaic System Installation Best Practices Review and All Hazard Assessment, The Fire Protection Research Foundation, 2014年2月13日などより作成

表 B.3.3-2 欧州における太陽光発電システムの火災事例

時期	国	概要	写真
2012年4月	ドイツ	<ul style="list-style-type: none"> Goch にある倉庫上の結晶系モジュールの太陽光発電システムから出火 120 人の消防が出動したが、屋上の 4,000m² が焼損した。 	
2011年5月	ドイツ	<ul style="list-style-type: none"> 商用車メーカー (Evobus GmbH) の結晶型の太陽光発電システムが設置されている倉庫屋根から出火 原因は、太陽光発電システムを通じた電気系統の不良によるものとされている。 納入業者が駆けつけ、すぐにシステムを停止させたため、鎮火は早く、人身被害はなかった。 	
2011年4月	ドイツ	<ul style="list-style-type: none"> Rulfingen の結晶系モジュールの太陽光発電システムが設置されている農家倉庫屋根が夜間に出火 夜間でも、灯光器や炎により、太陽光発電システムが発電しており、放水時の感電危機可能性があった。 この火災により建物は全焼し、約 35 万ユーロ (5,000 万円) 相当の被害があった。 	
2010年9月	イタリア	<ul style="list-style-type: none"> Sovicille の工業用建物の屋根に設置されている薄膜型モジュールの太陽光発電システムの火災 再出火を防止するために赤外線カメラを使用して高温部を監視し鎮火した。 	
2009年2月	ドイツ	<ul style="list-style-type: none"> Schwerinsdorf の結晶系モジュールの太陽光発電システムが設置されている一般住宅から出火 消防が 70 人出動したが、最終的に住居は燃え尽きた。 報道は感電危険を懸念した消防隊員が消火拒否をしたと報じている。 	

参考文献: 各種記事, 吉富電気資料等より作成

付録 B.4 消防隊員の保護に関する技術情報

付録 B.4.1 消防活動時における消火、残火処理時の危険

太陽光発電システムの火災発生時における消防活動における感電危険に関して、海外では UL の実験や欧州のプロジェクトにおいて各種検討が行われている。その中では、以下のような観点で検討が行われている。

- (1)放水時における感電の危険
- (2)ケーブル等の導体を切断した時の感電の危険
- (3)夜間照明による発電特性と感電の危険
- (4)火炎による発電特性と感電の危険
- (5)残火処理における再出火防止と遮光方法

また、その中で欧米の消防は、暫定的に感電防止策を提案している。例えば、消防隊員の防具として、手袋や靴等の防具に電気絶縁性を持たせることを提案し、放水ルールとして、スプレーとフルウォーターそれぞれの近接可能距離の算出をしている。また、消火開始前に活線区間を最小化するために、太陽電池アレイに近い位置での直流電路開放方法なども策定している。さらに、太陽光発電システムの所有者に対して、建物に太陽光発電システムの標識を掲示することや、配線経路情報として、消防に配線図を提出することも定められている。

国内では、総務省消防庁消防研究センターが、欧米における検討項目の追試的な実験を行っている。また同センターは、燃焼性ガスの分析結果や、太陽電池モジュール落下の危険要因として火炎の熱で脱強化された太陽電池モジュールのガラスが大きな破片や鋭利な破片となる可能性など、新たな知見も示している。これら各種実験結果から得られた消防活動時の注意事項が報告書にまとめられている。特に「太陽光発電システム火災に関する消防活動上の注意事項・留意点一覧(住宅火災編)」として消防活動開始前、消火活動中、火炎鎮圧後の3項目にわたって具体的な留意事項がまとめられている。

また、東京消防庁も消防隊員が曝される危険に関する調査を行っており、「太陽光発電設備に係る防火安全対策検討部会」の検討結果を公表している。その中では、具体的な燃焼実験の結果も示されており、太陽電池モジュール間の延焼性については、通電状態ではないが、延焼の危険が低いことを示している。また、太陽光発電システムの設置場所の留意点や太陽光発電システムの存在を示すための表示を推奨することにも言及している。これらの検討結果は「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」として具体的な基準を定めている。現状は、本基準は義務的な扱いではなく、指導となっているが、消防サイドから提示された具体的な基準としては国内初の文書である。

参考文献 1: UL, Firefighter Safety and Photovoltaic Installations Research Project, 2011

<http://www.pv-brandsicherheit.de/> (2014/8 最終アクセス)

参考文献 2: 消防庁消防研究センター, 太陽光発電システム火災と消防活動における安全対策, 消防研究技術資料 83 号, 平成 26(2014)年 3 月

参考文献 3: 東京消防庁, 太陽光発電設備にかかる防火安全対策の検討結果, 2014

(1)感電・火傷の危険性の評価

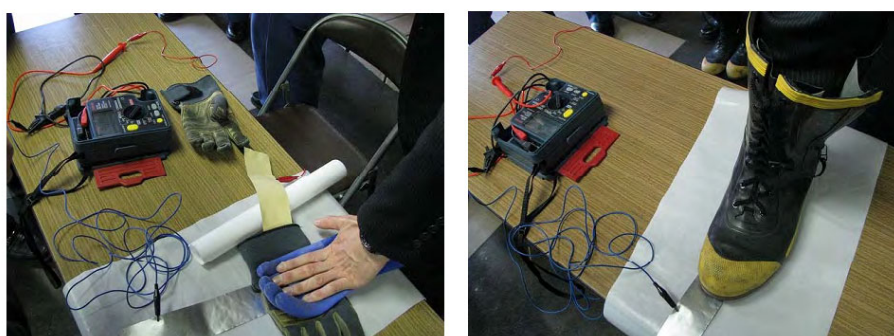
国内では、消防研究センターおよび東京消防庁を中心に各種実験などが行われている。

①消防隊員装備品の抵抗測定

消防隊員の装備は、一般に手袋と長靴を着用している。消防研究センターでは、乾いた状態と濡れた状態での測定などを行い、基本的な情報をまとめている。そこからの知見により以下がまとめられている。

- ・濡れた現場では、断熱材や壁なども導電性が高くなる。・太陽光発電システムの配線が脱落などで建物部材に触れていると建物部材を通して電流が流れてくる可能性が高まる。その部分に濡れた手袋で触れたため感電した。
- ・消防隊員が使用していた手袋(ケブラー製)を水道水で濡らして、手袋の内側から外側への抵抗を絶縁抵抗計(250V)測定すると1kΩ以下であった。太陽光発電システムが100Vを発電していたとすると1kΩの抵抗に流れる電流は100mAとなり、人体にとっては痙攣がおきる電流値となり、屋根や梯子から転落の危険がある。

絶縁抵抗計で測定 電圧 250 V 測定レンジ 4000 MΩ
電極 アルミシート(幅約5cm)



A本部 乾いた状態 3520 MΩ
濡れた状態 0.001MΩ

B本部 乾いた状態 0.710 MΩ
濡れた状態 0.001MΩ

消防隊の長靴 抵抗測定 測定不能(OL)

図 B4.1-1 消防隊員装備品の抵抗測定実験写真

出所)田村裕之, 消防研究センター資料

②放水による感電の危険

放水による感電の危険については、UL(参考文献 1)がさまざまな条件の実験を行っている。放水のノズルタイプ、距離、水圧、電圧、水質などの影響などを実験的に調査しており、1000Vでは約6m以上離れることが推奨されている。また、接続箱への放水により危険な感電レベルであることも実験から示唆されている。

ドイツのグループでも同様な実験が行われており(参考文献 2)、ドイツの消防向けガイドラインでは、噴霧放水では1~5m、フル放水では5~10mの距離での放水が推奨されている。また、インバータからのバックサージに対する注意喚起もされている(ただし、感電の危険は放水時のみではない)。

国内では、直接的な実験は行っていないが、消防庁からの事務連絡文書には、噴霧状等の放水が推奨されている(参考文献 3)。

参考文献 1: Underwriters Laboratories Inc, Firefighter Safety and Photovoltaic Installations Research Project, 2011

参考文献 2: Horst Thiem, Elektrische Gefährdung der Feuerwehren durch PV -Anlagen (Messung El. Leitfähigkeit) Workshop BMU Brandschutz in Köln Einsatz an Photovoltaikanlagen Informationen für Einsatzkräfte von Feuerwehren und technischen Hilfsdiensten

参考文献 3: 消防庁 事務連絡; 太陽光発電システムを設置した一般住宅の火災における消防活動上の留意点等について, 平成 25 年 3 月 26 日

③ 装備品による装置破壊時の感電の危険

消防隊員が、消火活動時または残火処理時に機器を破壊することは容易に想定される。UL では、ケーブルカッター、グラスファイバ製の斧、電動鋸、チェーンソーによりケーブルを切断する時や太陽電池モジュールを破壊する時の感電の危険が評価されている。その結果、活線状態ではその場で火が出る可能性があることや、配管切断時に正負両方のケーブルが同時に切断される時に危険性が高いことを報告している。

国内では消防研究センターがベンケイ(消防隊員が利用する破壊のための打工具)により太陽電池モジュールを打ち抜いた実験などをおこなっている。実験の結果、破壊器具とモジュール間での通電がおき過熱による炎が確認された報告がある。



出所) Underwriters Laboratories Inc,
Firefighter Safety and Photovoltaic Installations Research Project, 2011

図 B4.1-2 正負 2 本のケーブルを通した非金属製管路の切断時の実験



出所)塚目, 太陽光発電システムの火災における消防活動上の危険性,

日本火災学会講演討論会予稿, 平成 25 年

図 B4.1-3 ベンケイによる太陽電池破壊実験

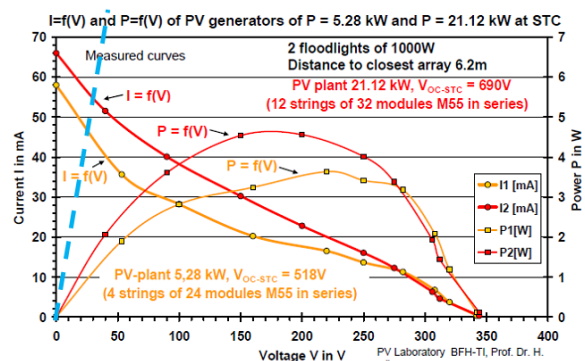
④消火活動に利用する照明による発電からの感電の危険

夜間の消火活動中には、照明車等による光照射により太陽電池が発電する可能性がある。それによる感電の危険が評価されている。UL では、1500W、8 台の照明車と実アレイを利用した実験などを行っている。また、欧州でもベルン大学が、照明車を利用した実アレイでの実験を行っている。両者の実験ともに、条件によっては、電圧が数百 V、電流も 100mA を超える可能性を示し、注意されるべき危険なレベルにあることが報告されている。



Fig. 1: Situation at the PV generator of sub-plant West of the PV test plant of BFH-TI under illumination by two floodlights of 1 kW on Oct. 27th, 2010 by the fire brigade of the town of Burgdorf (minimum distance 7 m).

At the modules very close to the floodlights the illumination in the module plane is quite high (up to 150 Lux). At the modules and arrays in higher distances it is much lower.



出典: Heinrich Haerberlin, PV and Fire Brigade Safety: No Panic, but Realistic Assessment of Danger and Possible Countermeasures, 2011, EUPVSEC

図 B4.1-4 照明による感電の危険(ベルン大学の実験結果例)

⑤火炎からの放射による発電に起因する感電の危険

火災発生時には、その火炎によって電圧・電流が発生する可能性があり、その発電に関連する危険が考えられる。国内では消防研究センターが太陽電池モジュールの火炎曝露による挙動の確認として、ヘプタンなどの火炎から放射される光によるモジュールの発電性状況を調査している(参考文献 1)。燃料のほかに、放射光の分光スペクトルの分析などもおこなわれている。この結果、火炎には赤外域の成分が多いため照度のわりに大きな出力電圧が得られることから、火炎からの放射が届くモジュールでは、夜間でも発電していると推定されるため、消防活動においては感電への注意が必要であると報告している。

UL においても、木製パレットによる火炎を 15～75 フィート離れた距離でも高い感電危険が発生する可能性を報告している(参考文献 2)。

参考文献 1:塚目, 太陽光発電システムの火災における消防活動上の危険性, 日本火災学会講演討論会予稿, 平成 25 年

参考文献 2:Underwriters Laboratories Inc, Firefighter Safety and Photovoltaic Installations Research Project, 2011

⑥光遮蔽実験

感電リスクの防護策として太陽電池への入力エネルギーをもとより遮断することが最も有効な手段といえる。消防研究センターでは、カバーにより光遮断方法の実験を行っている。出力電圧は、ブルーシート 1 枚では 12～16%, ブルーシート 2 枚では 5～7%にまで低下することを報告している。しかしながら、本実験に使用した光強度を超える日射があった場合には、非遮光モジュールでは出力電圧が頭打ちになるが、ブルーシートで遮光した太陽電池モジュールの出力電圧は最大電圧までの範囲で上昇することが予想される。このため、太陽高度が高く日射が強い場合には、遮光しても低い電圧低減効果しか得られない可能性があり、注意が必要であることを報告している。UL も同様な試験として、4 種類の市販の防水シートでの遮光試験を行っており、一部のシートでは有効な結果を得られたことが報告されている。また、発泡剤による遮光方法も UL により試行されているが、泡にすきまができることなどから、あまり有効な結果が得られなかったことが報告されている。同様な方法について国内では能美防災が検討を行っている(参考文献 1)。



図 遮光効果の観測 2Ωの負荷抵抗を設置
(右から、ブルーシート2枚、ブルーシート1枚、普通モジュール)

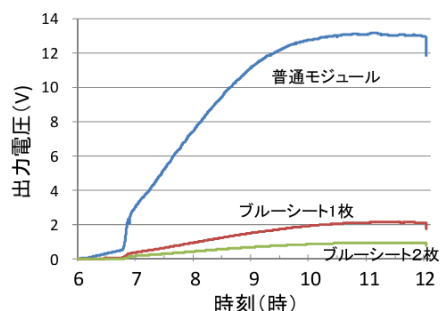


図 遮光による出力電圧の変化

図 B4.1-5 ブルーシートによる遮光実験

出所)消防庁 事務連絡;太陽光発電システムを設置した一般住宅の火災における
消防活動上の留意点等について, 平成 25 年 3 月 26 日

参考文献 1:横田博之, 上野浩志, 山岸貴俊, 太陽光発電パネルの遮光方法, 平成25年度 日本太陽エネルギー学会・日本風力エネルギー学会予稿集

⑦燃焼による崩落, 有毒ガス発生リスク評価

太陽光発電システムの燃焼時には太陽電池の崩落や架台の脱落, また, 有毒ガス発生などの危険が想定される。消防研究センターでは, 太陽電池モジュールの火炎暴露による挙動として, 自己燃焼性や太陽電池モジュールの部分脱落の状況などを実験的に観察している。バックシートにアルミシートを含む多層構造のものは燃え難いことや, 太陽電池モジュールが損傷を受けて出力電圧が低下し, もしくは出なくなっても, 時間の経過を迫って電圧が回復すること, また加熱されたガラスはフロートガラスのような割れ方をする場合があるため危険であることなどが報告されている。

UL は, 太陽光発電の実規模燃焼実験を行っており, 太陽電池モジュールの下の炎の伝播, 広がり方, 熱によるモジュールの垂下, 屋根の抜け落ちなどを報告している。特にケーブル被覆の燃焼で導体が露出し, 配線状態を予測できないことから, 予期しない場所にシステム電圧が印加される可能性があるため, 危険な状態であることを報告している。

有毒ガスに関する報告は多くないが, 消防研究センターは材質そのものの熱分解挙動を調べるために, 窒素雰囲気中と空気中での熱分解物を分析している(参考文献 1)。また, モジュールを加熱, 燃焼した場合の生成ガスとの比較も実施している。一部の実験では, PVF 由来と思われるフッ化水素や四フッ化ケイ素などが検出されている。また, 太陽電池モジュールを燃焼させた場合の生成ガスとして, 加熱分解ガスと異なるものが得られたことも報告されており, 今後も継続的な検討は必要と考えられる。



(a) 太陽電池モジュールの燃焼実験写真



(b) 燃焼実験による太陽電池モジュールから脱落したガラス片写真

図 B4.1-6 太陽電池モジュールの燃焼実験写真

出所) 田村, 太陽光発電システムを設置した住宅火災における消防活動について

照明による感電リスク, 日本消防検定協会 検定協会だより



図 B4.1-7 実規模アレイによる燃焼実験

出所) Underwriters Laboratories Inc, Firefighter Safety and Photovoltaic Installations Research Project, 2011

参考文献 1: NEDO 太陽光発電の信頼性向上に関する研究開発(化合物太陽電池モジュールの環境対策の調査研究), 2000 年

参考文献 2: 塚目, 太陽光発電システムの火災における消防活動上の危険性, 火災学会講演討論会予稿, 平成 25 年

付録 B.5 各種ガイドライン

付録 B.5.1 各国の消防向けガイドライン

消防隊員は太陽光発電の火災の危険について正しい知識を持つ必要があり、急速に太陽光発電の導入量が拡大している導入先進国では、消防向けにガイドラインが作成されている。ガイドラインには、PVシステムが設置されている建物において消防隊員が消火活動等を実施する際の危険や注意すべき点などが取り纏められている。



図 B.5.1-1 各国の消防向けガイドライン

出所)

- Fire Operations for Photovoltaic Emergency ,CAL FIRE
<http://osfm.fire.ca.gov/training/pdf/Photovoltaics/Fire%20Ops%20PV%20lo%20resl.pdf>
- Einsatz an Photovoltaikanlagen,DFV
<http://publikationen.dguv.de/dguv/pdf/10002/i-8657.pdf>
- MaÎtriseR LE Risque LiÉ Aux Install Ations Photovoltaïques,CEA
<http://www2.ademe.fr/servlet/getDoc?cid=96&m=3&id=91168&p1=02&p2=02&ref=17597>
- Safety Considerations for Photovoltaic Arrays ,AFAC
<http://www.afac.com.au/docs/guideline/safety-considerations-photovoltaic-arrays.pdf?sfvrsn=8>

(1)米国

米国では、カリフォルニア州政府の CAL FIRE (California Department of Forestry and Fire Protection) が、消防隊向けの太陽光発電の火災時のトレーニングマニュアルとして、2010 年 11 月に「Fire Operations for Photovoltaic Emergency」を公表している。

また、米国では、NFPA(National Fire Protection Agency)の研究組織である The Fire Protection Research Foundation が、PV システムが設置されている建物火災への対処に関する情報を取り纏め、2010 年 5 月に消防隊や指揮官向けに「Fire Fighter Safety and Emergency Response for Solar Power System」を公表している。

さらに UL では、2011 年 11 月に消防向けの火災安全に関する情報提供のため研究プロジェクトの報告書「Fire Fighter Safety and Photovoltaic Installations Research Project」を公開し、同時期にその研究成果に基づいて、消防士がオンラインで太陽光発電の火災に関するトレーニング(主に危険の認識)を受けられるサイトを開設している。このサイトは、CAL-FIRE からリンクを張られており、各消防局が消防隊員のトレーニングとして活用している。

ただし、UL によると、太陽光発電の火災への具体的な消防オペレーション方法については、火災の大きさや、消防局の規模などにもよるため、一通りではなく、それぞれの消防局が判断しているとのこと。また、米国カリフォルニア州では、消防隊員になるために消防オペレーションに関する知識を確認する試験が必要となるが、2013 年 10 月時点で試験カリキュラムには PV 火災に関するオペレーションは反映されていないとのことである。

(2)ドイツ

ドイツでは、ドイツ消防団連盟(DFV)が、PV システム設置建物への消防出動に際して、消防隊の消火と物件保全に関する情報を取り纏めたガイドライン、「Einsatz an Photovoltaikanlagen Informationen für Einsatzkräfte von Feuerwehren und technischen Hilfsdiensten」を、2010 年 10 月に公表している。

(3)フランス

フランス政府 CEA(原子力・代替エネルギー庁太陽光技術局)や INES(国立太陽エネルギー研究所)などが、2013 年 6 月に「MaîtriseR LE Risque LiÉ Aux Installations Photovoltaïques(太陽光発電システムのリスク管理)」を公表している。

このガイドブックでは、消防の現場職員・人材育成担当や、安全管理担当の幹部に向けて、PV システムの危険性に関する問題点や、消防隊員の任務遂行のための必要な情報等がまとめられている。

(4)オーストラリア

オーストラリアの AFAC(Australian Fire and Emergency Service Authorities Council)が、2013 年 4 月に消防機関に向けて、PV システムの火災時を含めた事故時の対応についてのガイドライン「Safety Considerations for Photovoltaic Arrays」を公表している。

上記で記載した米国・ドイツのガイドラインでは、それぞれ太陽光発電の火災時の消防活動におけるリスクを記載しており、項目で整理すると表 B.5.1-1 のようになる。感電以外にも、隊員の滑落や、危険物質、崩壊および延焼などの項目もリスクとして挙げられている。

表 B.5.1-1 ガイドラインにおけるリスク項目比較

リスク項目	米国	ドイツ
感電	○	○
滑落	○	—
危険物質 (有害ガスの発生)	○	○
崩壊	○	○
延焼	○ (上記感電に含む)	○
その他(蓄電池)	○ (蓄電池)	—

付録 B.5.2 各国の太陽光発電システム設置ガイドライン

太陽光発電システムの火災時における、消防隊員へのリスクおよび対応に関する情報提供ガイドラインと並行して、太陽光発電システムの設置の観点からの消防保護を目的とした、設置ガイドラインが各国で発表されている。

(1)各国の太陽光発電システム設置ガイドライン概要

①米国

カリフォルニア州政府の CAL-FIRE (California Department of Forestry and Fire Protection)は、2008 年に 4 月に太陽光発電設置ガイドライン「Solar Photovoltaic Installation Guide」を公表している。

このガイドラインは、当時カリフォルニア州の数多くの消防署が認識していた太陽光発電火災へのリスクとその軽減に関する要求を、太陽光発電産業界が CAL-FIRE と取り組んで、統一的にまとめたものである。

米国では、その後、このガイドラインをもとに、全米レベルでの規定である建築物の防火に関する主な基準である IFC (International Fire Code) に、消防保護を目的として、太陽光発電設置に関する事項が追加された。

そして、カリフォルニア州は、この全米規定をもとに、州レベルでの規定である、CFC (California Fire Code)2013, CBC (California Building Code) 2013, CRC (California Residential Code) 2013 を策定し、2014 年 1 月 1 日以降の新規設置太陽光発電に関して、これらの規定への準拠を義務化している。



図 B.5.2-1 太陽光発電設置ガイドラインから規定への変遷例

②独

独では、太陽光発電設置業者向けに、太陽光発電の防火にかかる設計・施工方法について、「Brandschutzgerecht Planung, Errichtung und Instandhaltung von PV-Anlagen (太陽光発電設備の防火設計・施工・補修)」の中で、関連する規格や推奨規定(2011年2月時点)に基づいて情報を取り纏めている。この中で、消防保護のための太陽光発電設置等に関する規定事項がカバーされている。

ガイドラインの中では、太陽光発電システムに関して、インバーター部分等への太陽光発電システムの標識の設置、直流配線の敷設状況等を示した消防向け概観図の設置が推奨されている。その他、ガイドラインでは、

直流配線の設置方法について、消防隊員が接触して感電しないように耐火敷設するといった建築上の対策や、消防向け遠隔作動直流スイッチを導入するといった技術的な対策が推奨されている。これらの内のいくつかは、後ほど独自の規格として採用されていると見られる。



1. はじめに	
2. 設計、施工および補修の原則	2.1 下部構造の構造および固定 2.2 電気工事施工 2.3 避雷器 2.4 使用開始点検 2.5 設備引渡し、指示、標識および文書 2.6 補修 2.7 運用者の責任
3. 防火に適した設計および施工の原則	3.1 一般的な注意事項と用語の解 3.2 建築上の防火 3.3 消防隊の人員保護 3.4 防御的防火
4. PV システムの防火施工	4.1 建築上の防火の実現 4.2 保護目的の実現 - 消防隊の人員保護 4.3 PV システムの防御的防火に関する前提条件 4.4 一般的な建物に関する追加的注意事項 4.5 特殊な設備タイプに関する注意事項
5. 補遺	5.1 その他の情報 5.2 消防向け概観図 5.3 建築基準条例(MBO)に基づく建物等級 - 抜粋 5.4 製品規格および要求仕様の参照先指示 5.5 建築材料等級 5.6 保守および補修チェックリスト 5.7 用語説明

図 B.5.2-2 独自の施工ガイドラインと項目

出所) Brandschutzgerecht Planung, Errichtung und Instandhaltung von PV-Anlagen より作成

表 B.5.2-1 ガイドラインに記載されている主な消防向け対策

項目	内容
組織的な対策	主電源ボックスおよび建物主配電盤の注意標識による太陽光発電システムの標識 出動隊向け概観図 既存の消防隊図面の補完
建築上の対策	直流ケーブルの耐火敷設, または 建物外部への直流ケーブル敷設 建物外部または建物入り口の傍にインバーターを取り付けることによって, 建物内には 交流配線のみを敷設する.
技術的な対策	直流主配線またはモジュールストリングを遮断するために建物メインヒューズボックス部分に設けられた, 消防向け遠隔作動直流スイッチ

出所) Brandschutzgerecht Planung, Errichtung und Instandhaltung von PV-Anlagen より作成

③スイス

スイスでも、火災安全に関する施工ガイドラインが、火災保険会社の VKF, および Swisssolar から 2012 年に公開されている。内容は独のものに類似している。



図 B.5.2-3 スイスの施工ガイドライン

(2)設置ガイドライン、規格における具体的取り組み

以下では、消防隊保護の観点で、前項の各国設置ガイドライン、さらにそれが進んで規格となったものにおいて、具体的にどのような規定がなされているかについて事例を紹介する。

①太陽光発電システム認知のための取り組み

消防活動開始時に、太陽光発電システムを目視等で確認するといった方法は確実であるが、煙などで視界が十分でない場合や、シースルータイプで見えにくい場合など、太陽光発電システムを直接確認することが困難な場合も考えられる。このため、太陽光発電システム設置の有無がわかるようなサインが開発されている。

独では、太陽光発電システム設置を示すサインの表示を規定しており、電気システムの接続ポイント(住宅用接続箱、建物の主分配器、配電盤等)に取り付けることが要求されている。これは2013年5月に公表された DIN VDE-AR-E2100-712 に規定された。

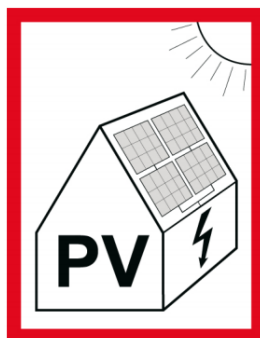


図 B.5.2-4 独における太陽光発電サイン

②直流配線等での感電危険防止のための取り組み

火災時などにおいて、電力会社によって建物の交流電源が切断された停電状況においても、太陽電池モジュールに太陽光があたっている場合には、モジュールから接続箱、インバーターまでの直流配線に常に電圧が発生している。

特にそれら直流配線が屋内にあるような場合には、活動中の消防隊員等がそれらの損傷時に接触し感電する恐れがある。さらに、残火処理時には、壁や天井を破壊する場合があります。その中に直流配線があると、消防隊員が誤って配線を損傷し感電してしまう危険性が高まる。これらの危険性を低減するため、直流配線の設置規定や、ラベル表示などの取り組みが進められている。

a.米国

米国では、NEC(米国電気工事規定)の太陽光発電システムに関する項目(Article690)の中で、消防隊員等の感電リスク低減の観点から、直流配線等の設置方法・ラベル表示等を規定している。例えば、直流配線は屋根下地から 25 センチメートル離すことが要件となっているが、これは消防隊員が、屋根に通気目的で穴を開けた場合に誤って損傷を与えないためである。また、隊員が感電危険を認識できるように、太陽光発電システムの配線や筐体に、「太陽光発電」というラベルを、最低 3m 毎に設置することが求められている。

なお、米国の国際基準評議会(ICC:International Code Council)が策定した建築物の防火に関する主な基準である国際防火基準(IFC 2012)においても、表 B.5.2-2~4 のように直流配線等へのラベル・表示、直流配線の位置や設置方法が規定されている。

表 B.5.2-2 NEC690.31(E)建物内の直流太陽光発電電源回路と出力回路

項目	内容
(1)小屋根裏	配線手段は、太陽電池モジュールおよび関連装置で覆われた屋根面の真下でない限り、屋根下地や野地板から 25 センチメートル以内には設置しないものとする。回路は屋根の貫通点から支持体への面に対して垂直に、屋根下地から最低 25 センチメートル下を走らせる。
(2)フレキシブル配線手段	Metric designator21(市販サイズ 3/4)よりも小径のフレキシブル金属管路(FMC)または 24 ミリよりも径の小さいMCケーブルで太陽光発電電源回路導体を入れたものを天井根太上または床根太上に走らせる場合は、管路またはケーブルを、最低でも当該管路またはケーブルの高さを有す強固な保護伏せ板を設置する。装置までの配線距離が 1.8 メートル以内である場合を除き、線路が暴露された場所であるときは、建物の表面に沿って設置するか、または承認された手段を用いて物理的な損傷から保護する。
(3)必要な表示およびラベル	太陽光発電電源導体を入れた以下の配線手段および筐体には、「太陽光発電」という文言を含めた恒久的なラベル貼付またはその他の承認された恒久的な表示を行う。 (1) 露出した管路、ケーブルトレイ、その他の配線手段。 (2) プルボックスおよび接続箱の筐体またはカバー (3) 使用可能な空いた線路がある管路体。
(4)表示およびラベル付け手段と位置	ラベルまたは表示は、設置後も視認できるように行う。太陽光発電電源回路のラベルを、配線システムの筐体、壁、仕切り、天井、床で区切られた部分毎に行う。ラベル間または表示間、ラベルと表示の間の距離は 3 メートル以下とする。本項の要件となっているラベルは、設置場所の環境に適したものとする。

出所)NEC2011 より作成 ※正式な和訳ではないため、使用する際には必ず原文を確認すること。



図 B.5.2-5 直流配線や接続箱等へのラベリング例
出所) Firefighter Safety and PV Course, UL

表 B.5.2-3 太陽光発電システム設置に関する規定 マーキング

No.	項目	内容
605.11.1	マーキング	マーキングは、屋外および屋内の直流導管、筐体、配線管、ケーブルアセンブリ、接続箱、コンバイナーボックス、切断装置に設置する。
605.11.1.1	材料	マーキングの素材は反射性・耐候性があり、使用環境に適したものとする。第 605.11.1.2 項から第 605.11.1.4 項の規定に従い、マーキング上の文字はすべて大文字表記とし、1 文字の大きさは 3/8 インチ (9.5mm) 以上で、赤地に白文字で表記する。
605.11.1.2	マーキング内容	マーキングには「WARNING: PHOTOVOLTAIC POWER SOURCE」(注意: 太陽光発電)の文言を入れる。
605.11.1.3	主要サービス切断	切断装置が作動している場所から目視できるように、メインサービス切断装置付近にマーキングを設置する。
605.11.1.4	マーキング箇所	屋外および屋内の直流導管、配線管、筐体、ケーブルアセンブリに対して 10 フィート (3,048mm) 間隔でマーキングを設置し、またこれらの屈曲部や湾曲部から 1 フィート (305 mm) 以内にも設置する。また、ルーファセンブリや天井アセンブリ、壁、柵に貫通する場所の上下 1 フィート (305 mm) 以内にも設置する。

出所) IFC2012 より作成 ※正式な和訳ではないため、使用する際には必ず原文を確認すること。

表 B.5.2-4 太陽光発電システム設置に関する規定 直流導体の位置

No.	項目	内容
605.11.2	直流導体の位置	取外災害を低減し通気の機会を増やすため、太陽光発電回路の導管、配線系統、配線管は可能な限り陸棟や隅棟、谷部の近くに設置し、隅棟や谷部から外壁まで可能な限りまっすぐ設置する。屋根上の導管の本数を最小限に抑えるため、アレイから直流コンバイナーまでの導管長を最短にしてサブアレイ間の導管および直流コンバイナー箱までの導管を設置する。アレイ間の導管長が最短になるよう直流コンバイナー箱を設置する。直流配線が建物内の密閉空間にある場合は、直流配線を金属製導管内または配線管内に設置する。導管は耐力部材の底辺に沿って走らせる。

出所) IFC2012 より作成 ※正式な和訳ではないため、使用する際には必ず原文を確認すること。

b. 独

独では、消防隊への情報として、太陽光発電システム運営者による敷地及び、直流配線を含む太陽光発電システムの各構成機器の種類と配置を示す配置図等の設置を規定している(図 B.5.2-6)。

この配置図は接続箱や、配電盤などの電気システムの接続ポイントに掲載することが要求されている。

また、直流配線の設置方法についても規定されており、特に建物内に直流配線を敷設する場合には、直流配線設備は、防火領域に敷設し、難燃性をもって保護、耐火性の配線設備として識別表示する必要があるなど、厳格な条件が適用される。これらは 2013 年 5 月に公表された DIN VDE-AR-E2100-712 に規定された。

c. 豪州

豪州では、太陽電池アレイの設置安全要求に関する規格(AS/NZS 5033:2012)の中で、配線および切断機器等へのラベリング、さらに火災緊急時の情報サインが規定されている(表 B.5.2-5)。

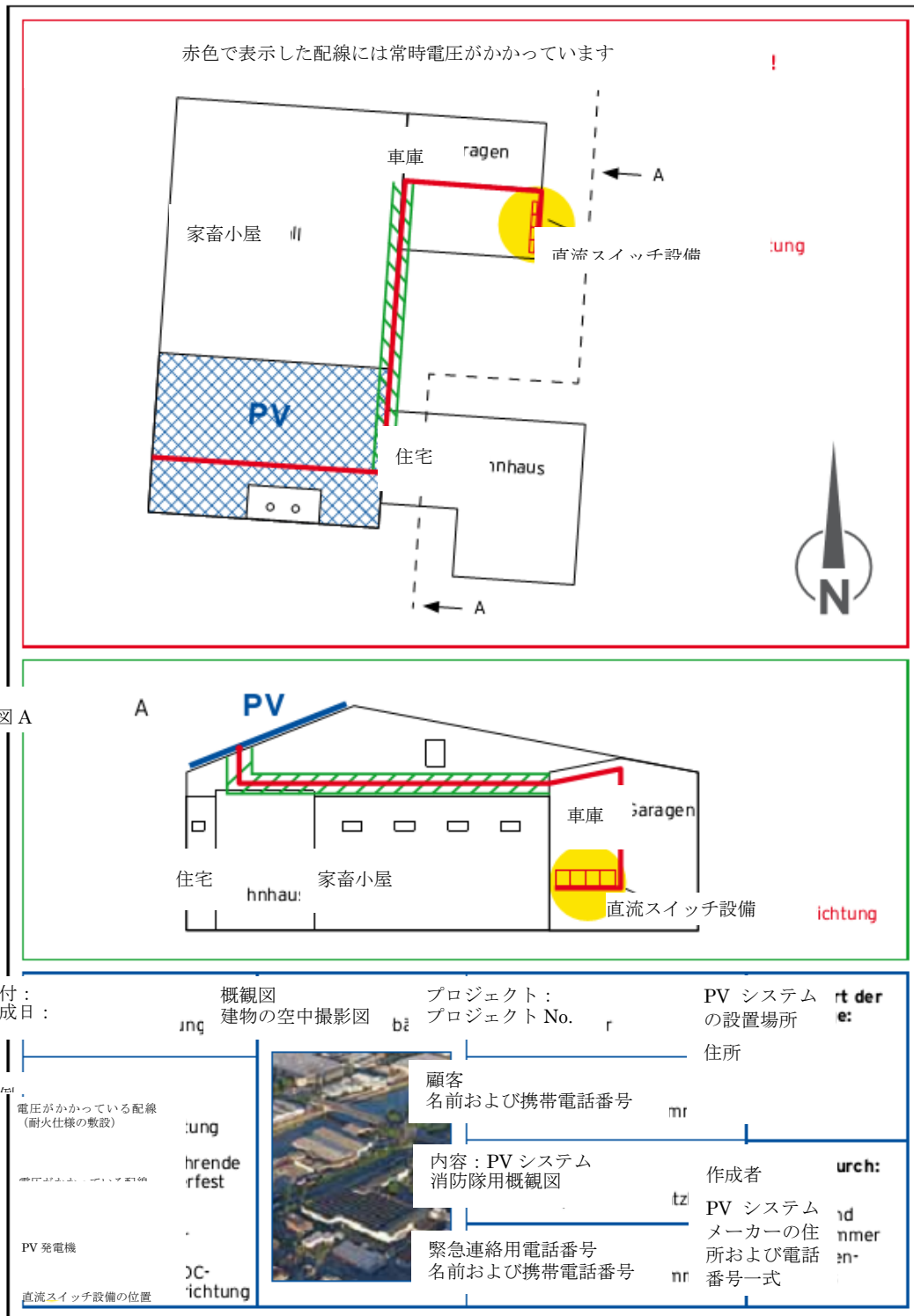


Abb. 27: Überblick über die Position der verschiedenen Komponenten einer Photovoltaik-Anlage.

図 B.5.2-6 太陽光発電システムの各構成機器の配置図

出所) Informationen für Einsatzkräfte von Feuerwehren und technischen Hilfsdiensten
(独消防団連盟)より作成

表 B.5.2-5 太陽電池アレイの設置安全要求におけるラベリング規定

項目	内容	表示例
配線	<p>太陽電池アレイの配線は以下のいずれかの方法で特定されなければならない。 配線を特徴的に恒久的に、はっきりと、消えないようにマーキングする。 配線がマーキングされない場合、"SOLAR"記された色つきラベルを 2m 以内の間隔で貼付する。 なお、配管、筐体を使用されている場合、その端および方向が変わる毎に外部表面に"SOLAR"と記す。</p>	
太陽電池アレイ、接続箱	太陽電池アレイおよび、接続箱には、右のような表示を貼付しなければならない。	
切断機器	太陽電池アレイの直流スイッチは右のような表示とともに目立つ場所に設置しなければならない。	
	複数の切断機器が使用され、それらが連動しない場合には、右のような表示を PCS に隣接して貼付しなければならない。	
	600V を超えるシステムは、右のような表示を点検口や通路に表示しなければならない。	
火災緊急時	建物に設置される 500W または 50V ($V_{ocarray}$) を超える太陽電池アレイには、メーターボックス(存在する場合)または、主要な配電盤内に右のような表示を貼付しなければならない。	
	上記と同時に右のような表示を緊急作業員が視認できるように、メーターボックス、配電盤に隣接して貼付しなければならない。	

出所)AS/NZS 5033/2012 より作成

※正式な和訳ではないため、使用する際には必ず原文を確認すること。

③消防隊員の屋根活動のための取り組み

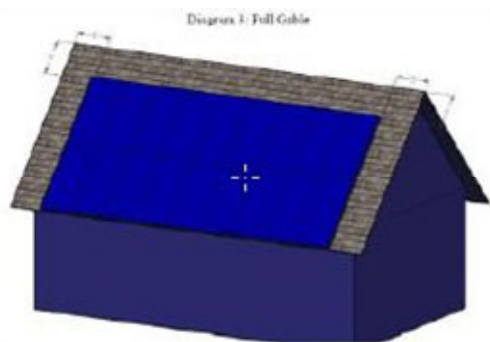
消防隊員が、消防活動時にアクセスするための屋上部分のスペース確保等を目的として、太陽光発電システムの設置範囲についての規定がされている。

a. 米国

米国の国際基準評議会 (ICC:International Code Council) が策定した建築物の防火を規制する主な基準である国際防火基準 (IFC 2012) の中で、太陽光発電の設置に関して、屋根へのアクセスおよび通路の確保のためのスペーシング等について要求がされている。

米国では、消防活動時に、屋根に穴を開けて煙や熱を逃がすためのオペレーション (ベンチレーション) が実施されることがあり、そのことを考慮して、住宅用建物の軒下 3m 以内に太陽電池を設置してはならない等の規定もなされている。

IFC2012に準拠したPV設置(住居用)



IFC2012に準拠したPV設置(商業用陸屋根)



図 B.5.2-7 IFC2012 に準拠した太陽光発電システムの設置イメージ

出所) Fire Safety Codes and Standards Update Solar Power International, Oct 2013

表 B.5.2-6 太陽光発電システム設置に関する規定 アクセスと通路

No.	項目	内容
605.11.3	アクセスと通路	<p>屋根へのアクセス、経路、スペーシング要件は第 605.11.3.1 項から第 605.11.3.3.3 項に従い規定される。</p> <p>例外条件:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1.各太陽光アレイの大きさはどの軸でも 150 フィート(45,720mm) × 150 フィート(45,720mm) 以内となるよう住宅構造を設計する。 2.代替換気手段を有していると消防署が認めた場合、あるいは垂直換気が必要ないと消防署が判断した場合は、パネルやモジュールを屋根の棟全体に設置できる。
605.11.3.1	屋根アクセスポイント	<p>屋根へのアクセスポイントは、開口部(窓、ドアなど)をまたぐように梯子をかける必要がない頑強な場所に設置する。また、頭上に木の枝や電線、標識などの障害物がない場所とする。</p>

605.113.2	1~2 世帯住居システム	寄棟屋根の住居	寄棟屋根にパネルやモジュールを設置する場合、パネルやモジュールが設置されている屋根の底から陸棟まで障害物がない3フィート(914mm)幅のアクセス経路を確保する。アクセス経路は、屋根へ移動する消防隊員の移動荷重を十分支えられる頑強な場所に設置する。 例外条件:本要件はスロープが2:12またはそれ以下の屋根には適用されない。
		切妻屋根の住居	切妻屋根にパネルやモジュールを設置する場合、パネルやモジュールが設置されている屋根の底から棟まで3フィート(914mm)幅のアクセス経路を2本確保する。 例外条件:本要件はスロープが2:12またはそれ以下の屋根には適用されない。
		棟と谷部のある住居	屋根に隅棟や谷部がある住宅にパネルやモジュールを設置する場合、パネルやモジュールをその両側に有する隅棟や谷部から18インチ(457mm)以上離す。同じ長さのものを隅棟や谷部の片側のみに設置する場合、隅棟や谷部の近くに直接設置できる。 例外条件:本要件はスロープが2:12またはそれ以下の屋根には適用されない。
		住居用建物の排煙	住宅にパネルやモジュールを設置する場合、消防隊員の排煙作業の妨げにならないよう、棟下で高さ3フィート(914mm)を超えて設置しない。
605.11.3.3	その他の住居建物	例外条件:ただし屋根構造が1世帯住宅または2世帯住宅の屋根構造と同等であると公的な消防法が判断した場合、第605.11.3.2.1項から第605.11.3.2.4項に規定されているアクセス要件や通気要件を使用できる。	
		アクセス	屋根の先端周辺部には、最低6フィート(1,829mm)幅に障害物はないものとする。 例外条件:ただし建物の各軸が250フィート(76,200mm)以下の場合、屋根の先端周辺部の最低4フィート(1,290mm)幅で障害物がないものとする。
		通路	太陽光発電設備の専用経路を確保し、その経路は次の要件を満たすものとする。 1.経路は、屋根へ移動する消防隊員の移動荷重を十分支えられる頑強な場所に設置する。 2.中心軸通路は屋根の両軸に設ける。中心軸経路は屋根へ移動する消防隊員の移動荷重を十分支えられる頑強な場所に設置する。 3.通路は4フィート(1,290mm)以上の直線状で、天窓や通気ハッチを妨げない。 4.通路は4フィート(1,290mm)以上の直線状で、屋根の立管を妨げない。 5.屋根のアクセスハッチ周辺4フィート(1,290mm)以上に障害物がなく、手すりや屋根の先端までの経路は1~4フィート(1,290mm)で障害物がないものとする。

		排煙	<p>太陽光発電設備の設計は、次の要件を満たすものとする。</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. 消防隊員の排煙作業の妨げにならないよう、アレイの大きさは各軸で150 フィート(45,720mm) × 150 フィート(45,720mm) 以下とする。 2. アレイセクション間の排煙方法として、次のいずれかを選択する。 <ol style="list-style-type: none"> 2.1. 幅 8 フィート(2,438mm) 以上の経路 1 本 2.2. 幅 4 フィート(1,290mm) 以上の経路 1 本、および隣接する天窗や排煙口、通風口 2.3. 幅 4 フィート(1,290mm) 以上の経路 1 本、および隣接する 4 フィート × 8 フィート(1,290mm × 2,438mm) の「換気口」を通路の両側に 20 フィート(6,096 mm) 間隔で交互に設置
--	--	----	---

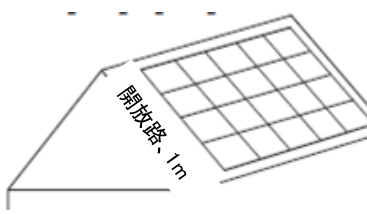
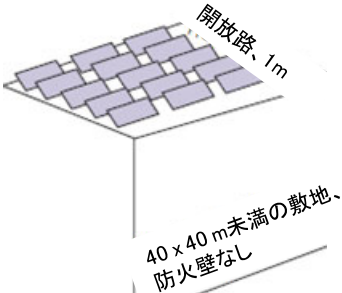
出所) IFC2012 より作成 ※正式な和訳ではないため、使用する際には必ず原文をご確認ください。

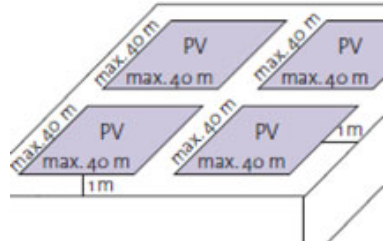
b.独

独の「PV の防火にかかる設計・施工方法について、「Brandschutzgerecht Planung, Errichtung und Instandhaltung von PV-Anlagen(太陽光発電設備の防火設計・施工・補修)」では、消防隊が火災発生時の安全間隔を保てるように、太陽光発電システムの設置に関する規定が説明されている。

具体的には、消防隊員がアクセスできる必要な窓などが無い建物については、所定の開放路の確保が求められている。

表 B.5.2-7 太陽光発電システム設置に関する規定

屋根種類	設置イメージ	内容
特別なアクセス手段のない両面に太陽光発電システムが設置された切妻屋根		開放路を通して切妻屋根の片側の小屋組にアクセスできる。
窓など、アクセスを可能にするものがない平屋根または片流れ屋根		ほかにアクセスを可能にするものがない小型の平屋根の場合は長辺側の開放路を通して小屋組にアクセスできる。 副設備の幅が 20m 以下の場合、開放路の使用が推奨される。

<p>大型の平屋根</p>		<p>発電機周囲の火災区画(通常, 40x40 m)ごとにアクセスを可能にする経路がなければならない. アクセス経路の幅は1mを下回ってはならない.</p>
---------------	---	--

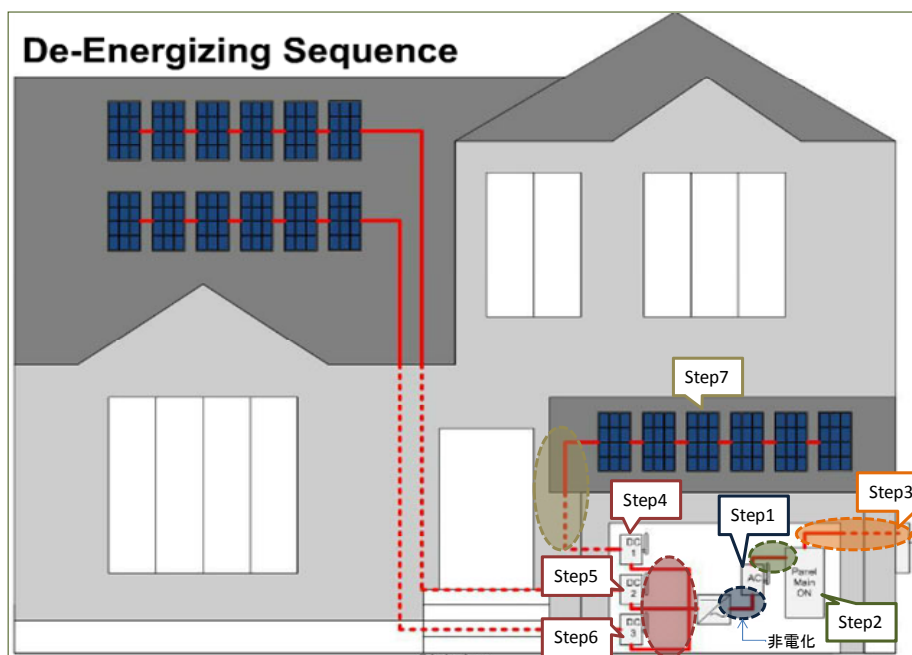
出所) Brandschutzgerecht Planung, Errichtung und Instandhaltung von PV-Anlagen
より作成 ※正式な和訳ではないため, 使用する際には必ず原文を確認すること.

④消防活動の際の対応例

消防队员にとって、配線からの感電は可能性があるリスクであり、各国のガイドライン等では、非電化の実施順序など、消防队员が太陽光発電の火災時の行動に対して参考となる情報を記載している。

a. 米国

UL のトレーニングサイトでは、住宅における太陽光発電の非電化のための実施順序の例を挙げている。どのスイッチをオフにすることで、どこに導線に電流が流れなくなるかをステップ毎に示している。直流導線部分の非電化方法例として、太陽光発電をシートによって被覆することが提示されている。なお、UL によると、シートは黒くて厚いプラスチック製のものが推奨されている。



スイッチ箇所	非電力箇所
Step1:AC 切断スイッチ	インバーターが続いて切れ、回路の一部が非電化する
Step2:主ブレーカー	AC 切断スイッチへの電力が切られる
Step3:電力サービス	家庭への AC 電力を遮断する
Step4-6:直流切断スイッチ (3つ)	3つ全ての直流スイッチを切断してはじめて、回路の非電化が開始される(インバーターに特に記載がない場合非電化までに5分程度かかる)
Step7:適切なシートの設置	モジュールから直流切断スイッチまでの電圧が安全レベルになる

図 B.5.2-8 太陽光発電システム非電化の実実施順序例

(出所) Firefighter Safety and PV Course, UL より作成

<http://lms.ulknowledgeservices.com/catalog/display.resource.aspx?resourceid=352901>

(3)太陽光発電火災防止, 消防隊保護のための技術対策例

太陽光発電火災防止そのもの, および消防隊員の消防活動時のリスクを低減するために, 各国では様々な技術対策が実施されている.

①アーク短絡保護遮断機 (AFCI) の導入

アークは, 電気エネルギーが空気などの非導電性の媒体に流れることにより, 発生する現象であり, アーク短絡によって, 放出された高い熱が火災を引き起こす可能性がある(付録 B.2.2 直流アークの火災危険).

そこで, 米国では電気機器の設置やケーブル布設する上での取り決めである米国電気工事規定 (NEC690 (NFPA70)2011) の中で, アーク短絡を検知, 遮断するための認証品登録済みの DC AFCI による保護を要求している. なお, 関連する試験や要求事項は UL Subject 1699B に規定されている.

UL によると AFCI の市場拡大はもっと進むと考えていたが, 現状それほどでもない. 具体的に, AFCI 市場に参入しているのは, SMA, TIGO, EATON, SENSATA などがあるとのこと(UL1699B 認証登録済).

なお, 米国は, ヨーロッパより木造の家が多くより防火保護的な装置が必要という環境があり, 通常交流では AFCI が要求されている. この流れを受け, 2006~2007 年頃に, Solar ABC (America Board for Codes) が UL に接触し, PV (直流) に関する AFCI についても要求仕様の作成が始められたという.

表 B.5.2-9 AFCI の要求 (NEC690.11)

項目	内容
対象となる PV 装置	建築物上の又は建築物を貫通する, 直流電源回路, 直流出力回路又はその両方を備えた 80V 以上の太陽光発電システム最大システム電圧で動作する光起電力システム
要求事項	認証品登録済み(DC)アーク漏れ回路遮断器(注 AFCI のこと), PV 型, 又は同等の保護を提供するように認定品登録されたその他のシステム構成部品によって保護されなければならない.
AFCI の適合条件	PV アーク漏れ保護手段は次の要求事項に適合しなければならない システムは, 直流 PV 電源及び出力回路内の導体, 接続, モジュール又は他のシステム構成品の意図された導通での故障に起因するアーク漏れを検出し, 断路しなければならない. システムは次の一つを使用不能にし, 断路しなければならない: 故障が発見された場合, 故障回路に接続されたインバータ又は充電制御装置アーク回路内のシステム構成部品 システムは, 使用不能にされた又は断路された機器は手動で再起動するように要求する システムは, 遮断器が動作したことを視覚的に指示するアナウンスレータを備えなければならない. この指示は自動的にリセットしてはならない.

出所) NEC690.11 (日本規格協会訳) より作成

独 Fraunhofer ISE の研究者によると、現時点の、AFCI は、環境によってはアークを検知しない場合があったり、問題がないのに警告を何度もする可能性があったりして、その効果に懐疑的な部分があるとしている。UL としては今後試験方法などの改善を進めていくもようである。

②消防スイッチの開発

太陽電池アレイ付近で、直流配線を遮断することで、アレイ付近からインバーターまでの直流配線による感電の危険をなくすための消防スイッチが開発されている。地上に設置されるボタンから遠隔操作によって太陽電池アレイ付近で直流配線を遮断することが可能であり、火災緊急時やメンテナンス時における活用が想定されている。

Fraunhofer ISE によれば、消防スイッチについては、現在独の TUV Rheinland が製品の技術要求についての研究プロジェクトを実施しているとのこと。

なお、米国 UL の研究者によると、消防スイッチは、結局モジュール部分での電流が残るため消防隊にとってはミスリーディングとなる可能性があり、究極的な解決策にはならないのではないかとの意見があった。

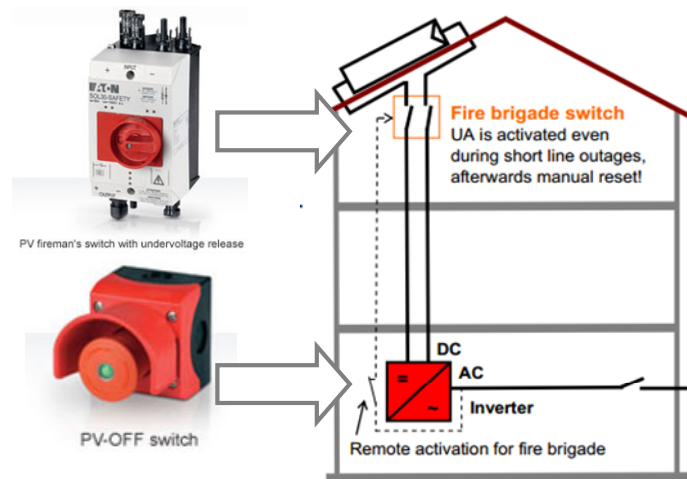


図 B.5.2-10 消防隊スイッチ (左は米国 EATON 社の例)

出所) PV and Fire Brigade Safety: No Panic, but Realistic Assessment of Danger and Possible Countermeasures, Heinrich Haeblerlin
http://www.pytest.ch/fileadmin/user_upload/lab1/pv/publikationen/PV_Fire-Hamburg-2011_mit_K_F-151.pdf

EATON 社ウェブページ, <http://www.eaton-solar.com/en/safety/index.phtml>

(3) 消防保護を目的とした国内外での対応(まとめ)

米国、独では、2010 年以降、太陽光発電の火災時の消防隊員のリスクと対応に関する情報を消防隊員等に周知するため、消防向けのガイドラインが公表されている。ただし、対応に関する情報については、ガイドラインではあくまで推奨の位置づけとなっており、具体的な消防オペレーションについては、消防の規模や実際の火災状況により異なるため、現時点では、各消防局等の判断に任されているとみられる。

また、米国、独では消防隊員の安全な消防活動を考慮し、太陽光発電システム表示や、直流配線の設置方

法, PV 設置などに関する規定が既に整備されている。

太陽光発電の設置に関する規定は, 国それぞれの消防のオペレーション方法を考慮して策定されている。例えば, 米国では, 屋根の通気(ベンチレーション)を実施するため, そのためのスペース確保についても要求がなされている。

これら規定は, 様々な関係者が長い時間をかけて策定されてきた経緯がある。例えば, 米国の事例にみるように, カリフォルニア州の各消防署からあった要求を政府 CAL FIRE が 2008 年にガイドラインとして纏めて発表, それがベースとなり, 2014 年からのカリフォルニア州の規定が策定された。

さらに, 技術の観点からも関連する対策が実施されている。米国では, 太陽光発電の火災防止の技術対策として, AFCI の導入が NEC2011 から義務化されている。独では, 消防保護のための対策として, 消防スイッチ(遠隔直流スイッチ)が推奨されている。いずれも, 比較的新しい技術・製品であるが故に, 課題も指摘されており, 今後, 改良した技術や, 新しい技術対策方法が出てくる可能性も考えられる。

付録 B.6 太陽光発電の直流電気安全基準策定委員会と(第 1 版)に対する意見書

本技術文書の改定前の文書(第 1 版)は、平成 24 年度～平成 26 年度において経済産業省「新エネルギー等共通基盤整備促進事業」委託研究「太陽光発電システムの直流電気安全性に関する基盤整備」事業において「太陽光発電システムの直流電気安全基準策定委員会」(次ページ)を設置し、太陽光発電システムの安全確保性に資するべく、集められた知見をもとに、今後の直流安全基準・指針、すなわちガイドライン作りを目指して情報を整理し、技術的な議論を取りまとめた。この段階では基準策定の意味でのガイドライン策定には至らなかったが、「太陽光発電の直流電気安全のための手引きと技術情報文書(第 1 版)」として 2015 年 3 月 31 日に産業技術総合研究所のホームページにおいて公開された。

「太陽光発電の直流電気安全のための手引きと技術情報文書(第 1 版)」の作成あたり、太陽光発電システムの直流電気安全基準策定委員会」の以下の委員より意見書をいただいているためここにまとめておく。なお、改定に際してページ番号などが変わっているため、改定前からの該当箇所についてもあわせて抜粋する。

- ・一般社団法人 太陽光発電協会
- ・能美防災株式会社 山岸 貴俊

今回の改定(第 2 版)は、太陽光発電システムの直流電気安全基準策定委員会は存在しないため、当時の委員との追加の議論は行わず、NEDO の委託研究「太陽光発電システム効率向上・維持管理技術開発プロジェクト/太陽光発電システムの安全確保のための実証/太陽光発電設備の安全化に関する実証試験および研究」における以下の事業実施者により改定を行ったものである。

- | | |
|---------------------|-------|
| ・国立研究開発法人 産業技術総合研究所 | 大関 崇 |
| ・国立研究開発法人 産業技術総合研究所 | 加藤 和彦 |
| ・国立研究開発法人 産業技術総合研究所 | 高島 工 |
| ・国立研究開発法人 産業技術総合研究所 | 池田 一昭 |
| ・宇部工業高等専門学校 | 南野 郁夫 |
| ・宇部工業高等専門学校 | 濱田 俊之 |
| ・津山工業高等専門学校 | 桶 真一郎 |
| ・米子工業高等専門学校 | 石倉 規雄 |
| ・大島商船高等専門学校 | 藤井 雅之 |
| ・長岡技術科学大学 | 山田 昇 |
| ・北海道科学大学 | 千葉 隆弘 |

平成 24 年度～平成 26 年度
 新エネルギー等共通基盤整備促進事業/太陽光発電システムの直流電気安全性に関する基盤整備
 太陽光発電の直流電気安全基準策定委員会

	氏名	所属
(委員長)	西川 省吾	日本大学
(委員)	安藤 健志	盤標準化協議会(日東工業株式会社)
	植田 譲	東京理科大学
	遠藤 浩二	一般社団法人太陽光発電協会
	岸添 義彦	英弘精機株式会社
	田村 裕之	総務省消防庁 消防大学校 消防研究センター
	都筑 建	太陽光発電所ネットワーク
	豊浦 信行	オムロン株式会社
	高坂 秀世	一般社団法人 日本電線工業会
	松山 賢	東京理科大学
	山岸 貴俊	能美防災株式会社
	山下 浩徳	京セラ株式会社
	吉富 政宣	有限会社吉富電気
	(途中交代委員)	原田 真昭
亀田 正明		一般社団法人太陽光発電協会
(事務局)	加藤 和彦	独立行政法人産業技術総合研究所
	大関 崇	独立行政法人産業技術総合研究所
	河本 桂一	みずほ情報総研
	並河 昌平	みずほ情報総研
	矢次 洋平	みずほ情報総研

「太陽光発電の直流電気安全のための手引きと技術情報」に対する意見書

太陽光発電システムは日本のエネルギー問題の解決策としての一翼を担う重要な技術であり、多くの太陽光発電システムが既に稼働中です。しかしながら、クリーンエネルギーで環境負荷が低い面が強調され、本来、電力供給装置が持つ危険性の周知が追いついていない状況でもありません。

「太陽光発電の直流電気安全のための手引きと技術情報」は、太陽光発電システムの火災危険に関して包括的に言及した国内で初の文書であり、これまで議論される事の少なかった太陽光発電システム火災に関する知識の周知と啓蒙に役立つと期待されます。

ところで、火災の理解には、火災発生と延焼のメカニズムの理解と、過去の火災事例のケーススタディの両面からの理解が必要です。

火災メカニズムの理解は、防火と将来的なシステムの信頼性向上に重要であり、ケーススタディは、実際に起こった火災の振る舞い（どの様に発生・延焼し、どの様に消火・鎮圧したのか？）を、実際に起こり得るリスクとして想定・対策する為に非常に重要です。

「太陽光発電の直流電気安全のための手引きと技術情報」では、前記の火災メカニズムについては、現在、判明している事実と知識が盛り込まれ、本文書の本来の役割を果たす事ができると感じます。

一方、ケーススタディについての記載は、十分ではないと感じます。

同一のメカニズムで発生した火災でも、周囲環境の条件が違えば結果は大きく変わります。火災の振る舞いは多種多様であり、この多様性が故に、数多くの過去の事例に学び、対策を想定する事が重要です。想定と対策には、できるだけ私達の暮らしている環境に近い事例から学ぶ事が必要で、より多くの国内事例を本文書に、火災リスクの存在を学ぶ事ができる詳細さを持った情報の収録が必要と感じます。

また、これら過去の事例からリスク分析を行い、設置環境毎に注意すべきリスクを明らかにする事が重要と感じます。

使用者が過去の事例からリスクを学び、各々が必要な対策を考え、講じる事が、太陽光発電システムの健全な普及に必要であり、その為に必要な情報は今後も随時、更新していくべきものと考えます。

「太陽光発電の直流電気安全のための手引きと技術情報」を、太陽光発電システムに関わるできるだけ多くの人々の目に触れる形で公表し、環境に配慮した安全な社会へ発展する助けとなる事を希望します。

以 上

2015年4月28日

太陽光発電システムの直流電気安全基準策定委員会事務局殿

意見書

一般社団法人 太陽光発電協会
事務局

平素は、弊太陽光発電協会の活動にご理解、ご協力を賜り、御礼申し上げます。

さて、弊協会からも委員参画させていただきました、太陽光発電システムの直流電気安全基準策定委員会の活動成果が取り纏められた技術文書「太陽光発電の直流電気安全のための手引きと技術情報」に対し、弊協会より以下の通り意見を申し上げます。

<意見内容>

本技術文書においては、経済産業省から委託された今回の「太陽光発電システムの直流電気安全性に関する基盤整備」事業の実証実験の結果も盛り込まれ、技術情報として大変有用な内容が含まれていると思料いたします。しかしながら、本文書の第1章で書かれている通り、技術的な内容および実効性を担保する内容においても本文書には不完全なところがあります。特に、以下の2つの点については問題があると考えています。

1. 法令の取り扱いについて

指針の根拠として、民法を引用している部分があり、さらに引用した民法に基づき独自の解釈に踏み込んだ記述がみられる。民法は市民生活等の基本的なルールを定めたものであり、直流電気安全に関する指針の根拠として引用すること、また、民法の解釈まで踏み込んだ独自の考えを記載することは本技術文書の目的と性格からすれば適切ではなく記載すべきでない。

(例えば、83頁15行目～84頁4行目)

2. 事例の取り扱いについて

指針の根拠として、事例を挙げて解説している場合があるが、少ない事例によって断定的な結論を導き出すべきではなく、事例が少ないのであれば書き方に十分配慮し断定的な記述を回避すべきである。

(例えば、19頁17行目～21頁9行目、73頁1行目～75頁11行目、110頁8～19行目など)

今後、本文書の改訂・改善を検討される場合は、弊協会としても最大限の協力をさせていただきます。

以上

3.2.1 太陽電池モジュール選定(機械的強度)

【選定指針の解説】

.....

建築基準法第 20 条は、建築物の耐荷重性能を規定するものである。建築基準法における建築物は、建築設備を含む(同法第 2 条)ため、建築物に設置される太陽電池モジュールは、同法第 20 条によって規制される。一方、国住指 4936 号は、同法から地上に設置される太陽電池モジュールを除外している。しかし、民法の規定による「安全配慮義務」を考慮すると、地上に設置される太陽電池モジュールについても、建築基準法第 20 条の耐荷重性能を備えた設計が安全確保となる。

民法における「安全配慮義務」とは、法律学小辞典第4版(有斐閣, 2004 年)によると、一定の法律関係にある者が、互いに相手方の身体・生命・財産を害さないように配慮すべき”信義則”上の義務であり、もともとは、雇用契約について労働者保護のための政策上認められた特殊な付随的義務として観念されていた。しかし、判例によって、より一般的に「ある法律関係に基づいて特別な社会的接触の関係に入った当事者間において、当該法律関係の付随義務」として認められる(最判昭和 50・2・25 民集 29・2・143)とされ、その射程は診療契約・在学契約・請負契約など多方面に広がっている。法律的な根拠は、民法第 1 条第 2 項に示された信義則にある。太陽光発電設備の受発注の関係は、安全配慮義務を伴う必要があり、設置形態を問わず耐荷重性能を確認する必要がある。

さらに、民法 717 条によれば、土地の工作物の設置または保存の瑕疵による損害は、その占有者または所有者が賠償の責任を負う。例えば、ブロック塀が通行人を圧死させた事案の判例を見ると、ブロック塀程のものであっても土地の工作物とされている。同様に、判例上は、自動販売機、プール、井戸、踏切などもまた、土地の工作物とされる。このような状況から太陽光発電設備もまた土地の工作物であると考えられる。すなわち、「本来の安全性を欠く」というだけで、契約関係に無い第三者を加害した場合も不法行為となる。したがって、土地工作物の責任の観点からも、設置形態を問わず耐荷重性能を確認する必要がある。

すなわち、太陽光発電設備の設置業者は、太陽電池モジュールが損壊して設備所有者が損害を被らない様に配慮する必要があり、また設備所有者の安全が脅かされない様に配慮する必要があり、さらに通行人等第三者を加害しない必要がある。そして、どの程度まで配慮する必要があるかについては、建築物に設置される太陽電池と同等の耐荷重性能が必要である。

なお、地上に設置された太陽電池モジュールの損壊によって第三者を加害した場合、設備設置業者の責任は不明確であるのに対し、設備所有者は(たとえ無過失でも)責任を負う。したがって、第三者に被害が及ぶ恐れがある場合、道義上からも、求償の手段を確保するためにも、設備所有者は、発注者に対して、太陽電池モジュール耐荷重性能を約定に含めることを強く勧める。

太陽電池モジュールの終局耐力を確かめる方法は、砂袋、煉瓦、材木などのウェイトによって加力する試験が考えられる(図 3.2.1-3)。木材による載荷は、ガラスに撓みを生じさせないが、実際の風荷重ではガラスが撓む。ガラスの撓みは、アルミフレームも変形させるため、架台—アルミフレームの締結強度と、アルミフレーム—ガラスの締結強度との両者に影響を及ぼす。したがって、終局耐力試験は、木材による載荷よりも砂袋による試験が適切である(図 3.2.1-4, 図 3.2.1-5)。

モジュール載荷試験

目的	回避されるべき危険	試験方法
<ul style="list-style-type: none"> ● 危険を生じない耐荷重を求める(建築基準法, 電技第4条) ● 劣電性能が維持される耐荷重を求める(IEC2400 または5400Pa) 	風による飛散 (ケーブルの引きちぎれ, 他モジュールへの突き刺さりによる地絡・断線の原因)	載荷方法の例 ● 砂袋 ● 空気圧 ● 吸盤 ● バレット
	雪によるガラスの落下またはガラス陥没 (屋根面との接触による地絡の原因)	
	風または雪によるガラス割れ (タブ線の断線または短絡, ジャンクションボックスの破壊によるBPR故障の原因)	研究中の試験法 ● DML試験 (載荷⇄除荷の反復試験)
	タブ線切れ, セル割れ (BPRに常時通電することでBPR開放の原因)	



図 3.2.1-3 木材による終局耐力試験



図 3.2.1-4 砂袋による終局耐力試験

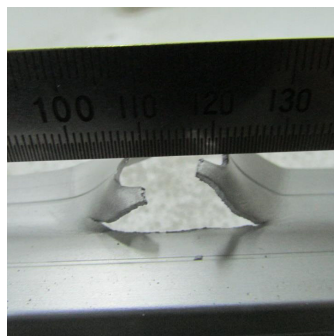


図 3.2.1-5 砂袋による終局耐力試験, 二種類の破壊形態

.....

非絶縁型太陽光発電設備の場合、発電中は直流回路が交流回路経路で接地されるため、絶縁抵抗測定を行うことは原理的に困難である。そこで、非絶縁型太陽光発電設備においては、漏洩電流を零相電流として検出することが広く行われている。しかし、地絡が発生しても地絡箇所が大地と同電位であれば、原理的に漏洩電流が発生しない。また、対地電位が 0 でなくても、零相電流検出感度が低いと地絡を検出することが困難である。たとえば、零相電流検出感度が 100mA の場合、対地電位 160V の箇所であっても絶縁抵抗が 1.6kΩ にまで低下しないと地絡は検出されない。絶縁抵抗が 2kΩ に低下した状態は地絡故障であるが、零相電流の監視ではこれを検出することはできない。すなわち、パワーコンディショナが行う零相電流の監視だけでは、地絡故障検出は不確実であり、他の方法を併用するべきである。

国際規格である IEC62109-2 (Safety of power converters for use in photovoltaic power systems – Part 2: Particular requirements for inverters)は、絶縁抵抗の測定と、零相電流監視の両者を求めている。具体的には、パワーコンディショナ起動前に絶縁抵抗を測定し、その値で太陽電池アレイ電圧を除いた結果が 30mA 以下であることが求められている。ドイツ規格(DIN V VDE 0126-1-1(2006))はさらに厳しく、パワーコンディショナ起動のためには絶縁抵抗 500kΩ 以上が必要とされる。

平成 24 年度新エネルギー等共通基盤整備促進事業において、国内で使用されている住宅太陽光発電設備用パワーコンディショナ 6 社 6 機種について地絡検出機能を実験・評価した。その結果、地絡が発生しても漏洩電流監視では、地絡の発生を検出できない「地絡検出の不感帯」が全機種に存在していた。実験により確認した国内で使用されている住宅太陽光発電設備用パワーコンディショナの検出不感帯と米国の太陽光発電システムの有している地絡検出不感帯との比較をすると、国内において「地絡検出の不感帯」に起因して地絡火災が発生する危険性は、米国における危険性と比較しても低くない。地絡検出において、検出不感帯があると、以下のメカニズムにより地絡火災が発生する危険がある。実際に米国において、事件事例が報告されている。

Step1 : 検出不感帯における第一地絡故障の発生

Step2 : 第一地絡故障の発生が検出されず、運転継続

Step3 : 検出不感帯以外での第二地絡故障の発生

Step4 : 第二地絡故障の発生が検出されても、第一地絡故障点、第二地絡故障点を通る事故電流を遮断できず、事故の拡大

また、交流電気設備との比較では、次のことが言える。交流電気設備において接地された相において発生する地絡は検出されにくく、交流電気設備にも地絡検出の不感帯は存在するが、第二地絡故障が発生した時に事故点を系統から解列することによって事故危険を回避できる可能性が高い。これに対して、太陽光発電の直流電気回路における 2 点地絡により発生する事故電流は、直流電気回路を開放しても終息させることができないため、太陽光発電の直流電気回路において発生する地絡事故は、交流電気設備において発生する地絡事故と比較して危険である。なお、交流電気設備との比較や太陽光発電の直流電気回路において発生する地絡事故の問題については、「付録 B.2.2 直流アークの火災危険」に詳述した。以上の理由により、太陽光発電の直流電気回路における「地絡検出の不感帯」は、事故に結びつく蓋然性が高いことが明らかであり、検出不感帯(ブラインド)の無い地絡故障検出を行うことが必要である。

地絡故障検出を行う機器は、パワーコンディショナ等の機器内蔵であっても、地絡検出専用機であっても良い。現在入手可能な、検出不感帯が無くかつ高感度な製品は、いずれも監視信号を注入する方式を用いている。これらの製品は、地絡故障(絶縁劣化)を検出するために、電力システムには存在しないレベルの低周波の監視信号を線路に重畳し、高調波成分等による漏れ電流と区別して検出している。(将来は信号注入に頼らず検出不感帯を持たない製品が登場する可能性もある。)

監視信号を注入する方式は、対地静電容量によって不要動作する恐れがあるため、平成26年度新エネルギー等共通基盤整備促進事業では、3社3機種 of 地絡検出/絶縁監視装置の不要動作発生の恐れが検討された。その結果を、表2.3-1, 2.3-2, 2.3-3, に示す。これら3機種はいずれも海外では実績があり、製品仕様では対地静電容量が2000 μ Fまで使用できるとされている。A社製品はその範囲で正しく動作することが確認されたが、C社製品は対地静電容量10 μ F以上、B社製品は対地静電容量850 μ F以上では不要動作が見られた。太陽光発電設備の対地静電容量を見積もり、地絡検出/絶縁監視装置を選択することが必要である。なお、太陽電池モジュールの対地静電容量の測定例は、「付録A03_地絡とアーク遷移, 2Voc事故」に挙げた。

これらの製品が注入する低周波監視信号の振幅は、 $\pm 10\sim 70V$ 程度であった。この信号注入が不具合を引き起こす可能性が皆無であると証明することはできないが、直流電気回路の電圧自体に比べれば小さく、海外では使用実績もあることから、不具合を引き起こす可能性は低い。従って、地絡検出/絶縁監視装置の設置によって不具合が発生する恐れと、地絡検出による地絡事故の恐れの低減を比較すれば、地絡検出/絶縁監視装置の設置は安全性向上に寄与すると言える。

表 2.3-1 A社製地絡検出/絶縁監視装置の評価結果(地絡判定閾値=100k Ω)

絶縁抵抗 値(k Ω)	対地静電容量(μ F)			
	2000	1480	1000	100
76	検出	検出	検出	検出
125	不検出	不検出	不検出	不検出

表 2.3-2 B社製地絡検出/絶縁監視装置の評価結果(地絡判定閾値=100k Ω)

絶縁抵抗 値(k Ω)	対地静電容量(μ F)					
	2000	1000	850	500	330	100
76	検出	検出	検出	検出	検出	検出
125	検出	検出	検出	不検出	不検出	不検出
1000	不検出	不検出	不検出	不検出	不検出	不検出

表 2.3-3 C社製地絡検出/絶縁監視装置の評価結果(地絡判定閾値=100k Ω)

絶縁抵抗 値(k Ω)	対地静電容量(μ F)					
	2000	350	33	10	4.7	2.2
76	検出	検出	検出	検出	検出	検出
125	検出	検出	検出	検出	不検出	不検出
1000	検出	検出	検出	不検出	不検出	不検出

低周波監視信号を注入する地絡検出／絶縁監視装置は、動作中の非絶縁型システムを監視することはできない。しかし、例えば非絶縁型パワーコンディショナが停止している間は、太陽電池は大地から絶縁されるため、低周波監視信号を注入する地絡検出／絶縁監視装置によって監視が可能である。具体的には、朝夕に地絡検出を行う方法が考えられる。

直流側を接地したシステムも低周波監視信号を注入する地絡検出／絶縁監視装置で監視することができない。この場合は、例えば絶縁抵抗測定時には接地を切り離す等の手段が考えられる。

2.6.4 ラピッドシャットダウン

【設計指針 解説】

[1] 「ラピッドシャットダウン」とは、太陽電池アレイの近くに直流遮断器を備え遠隔操作することにより消防隊員が接触する恐れの高い直流電路を受傷可能性の低い電圧に制限する装置である。ここでの遠隔操作とは、太陽電池アレイにアクセスできない場合にも、建物 1 階などに設置された、例えばパワーコンディショナ等から、遮断器等を遠隔にて操作することを意図している。

火災の際の太陽光発電設備の直流電路の無電圧化については、規制が始まっている国もある。ここでは以下に独と米国の状況を紹介します。両国のラピッドシャットダウンの目的は「消防隊員を感電から保護すること」となっている。

米国において太陽光発電のルールは、National electric code(NEC)の 690 番に記載されることになっており、ラピッドシャットダウンは、NEC の 2014 版に初めて記載され、義務となった(番号は 690-12)。NEC では 10 秒以内の無電圧化を要求しているが、現実に対応しているセントラル PCS 製品はほとんど無い(マイクロコンバータには例がある)。これは、ケーブルが太陽電池と切り離されても PCS と繋がっているため、その入力段にあるコンデンサによって 10 秒以上電圧が保持されるからである。構成機材名称については、kill switch(操作スイッチ)、および、contactors(シャントトリップ開閉器)。別名：RSC(rapid shutdown controller)、RSM(rapid shutdown module)認証については、米国ではこのような安全装置の機械の認証が必要である。認証された機器を listed とよぶ。ラピッドシャットダウンに必要な装置は listed であることが、690-12 で求められている。米国の業界状況は、UL 規格が制定されていないため、listed 製品は実在しない(NEC 準拠の自己宣言品は存在する)。最近火災防止抑止のための大規模な改訂が相次いでおり、業界が追い付いていない状況である。また、NECの細かな内容に対し、消防、業者からは、疑問が呈されている。NECは2017年版に向けての意見を募集している。NFPA 当局の運用方針は、690-12の内容はまだ完全ではない。したがって、現場の実態に応じて運用すべきである。NEC2017 年版には、現場の実態を反映する予定である。(ルール策定組織の委員長の Brooks 氏の発言)

なお、我が国では現在本規定自体存在しないが、施工業者の点検作業のために、ストリングの直流遮断器を開放後、遮断器より系統側の直流電圧が受傷可能性の低い電圧になるまでの時間に関する注意書きがパワーコンディショナに表示されている場合が多い。ただし、この操作によって遮断器よりもアレイ側の充電部が無電圧化するわけではない。したがって既往機能に加え、アレイ側の無電圧化機能と遠隔操作信号送出機能をパワーコンディショナその他の別置デバイスに追加すれば、わが国の太陽光発電システムについても、米独と同等の安全性を付与することが出来る。今後必要性も含めて消防分野の方々を含めた継続議論が必要である。

[2] パワーコンディショナは通常入力にコンデンサを持っており、停止直後はコンデンサに電荷がたまった状態のため、電路に触ると感電する危険性がある(参考文献 1,3)。また、UL の消防隊員の消防活動時の感電リスク実験の中でも、パワーコンディショナや接続箱に放水した場合のリスクが高いことが知られている(参考文献 2)。

参考文献 1: Heinrich Haerberlin et. al., PV and Fire Brigade Safety: No Panic, but Realistic Assessment of Danger and Possible Countermeasures, 26th, European Photovoltaic Solar Energy Conference, Hamburg, Germany, Sept. 2011)

参考文献 2: Robert Backstrom, et. al., Firefighter Safety and Photovoltaic Installations Research Project, 2011)

参考文献 3: Rebekah Hren and Brian Mehalic, Understanding the NEC 2014 and Its Impact on PV Systems, Solar Pro April/May(2014).)

表 2.6.4-1 ラピッドシャットダウンの整理

	VDE-AR-E 2100-712(2013)	NEC2014 690.12	日本 (備考)
適用範囲	建物隣接または建物上に設置されるシステム	建物隣接または建物上に設置されるシステム。(地上設置システムは含まれない)	日本のシステムにとって必要な保護範囲を規定する必要がある。
遮断区間	開放区間に定量規定なし。定性規定としては、PCS～アレイの区間。	開放区間をアレイから 3.0m 以内～建物内部から 1.5m 以内の区間で実現すること。 アレイから 3m 以上離れたケーブルは 30V 以下でなければならず、かつ、30V 以上のケーブルが建物内に 1.5m 以上あってはならない。	日本のシステムにとって最適な区間を定義する必要がある。
遮断後のシステム電圧	120V 以下	30V 以下	電安法（電気用品安全法）に一般的な電気用品の基準として、45V 以下の記載がある。
遮断後のエネルギー	350mJ 未満	240VA	—
遮断後の電圧・エネルギーへ移行するまでの時間	規定なし	10 秒	施工時の安全確保の為、DC ブレーカー遮断後、3～20 分の作業待ち時間の注意書きが PCS にあることもある。
電圧と電力の測定位置	PN, PE, NE 導体間	PN, PE, NE 導体間	規定なし。 非接地システムではどうするかが各国共通の課題
トリガ	ボタン操作または、 系統無電圧	規定なし。 但し、市販品はボタン操作または系統無電圧をトリガとしている。	規定なし。
ラベル	建物貼付ラベルおよび 消防への提出配置図にて規定されている。	●ラベル仕様 光沢仕上げとする。 文字は大文字とし、文字高さは最低 9.5 mm 以上とし、赤色背景に白文字とする。 ●ラベル貼付場所 商用電力系統と PVS との両方を有する建物または構造物には、下記文言が記載された銘板または記録簿を恒久的に設置する。	規定なし。

3.3 パワーコンディショナ選定

【選定指針の解説】

.....

④配線口の位置を適切化する工夫

パワーコンディショナ本体の配線口が適切な位置に配置されることによって、施工エラーが減少することが知られている。室内用の壁掛型パワーコンディショナでは、天井裏を経由したケーブルが壁の中を通じてパワーコンディショナへと配線されることがほとんどである。またこのようなパワーコンディショナは、配線、背板、本体の順で施工される。これ以外の手順では背板が邪魔になり施工しにくいからである。そのような背景がありながらもパワーコンディショナの配線口が筐体の下部に設けられている場合、天井裏からパワーコンディショナに至る配線は背板固定ネジによって貫通されやすい(図 3.3-1)。この場合、パワーラインが背板電位である接地電位に地絡することとなる。施工時の配線損傷とその結果として生じる地絡を防止するためには、背板固定ネジが配線を貫通することが無いように、配線口を筐体の上部に設けると良い。他方、屋外用のパワーコンディショナでは、配線を通じて雨水が筐体内に侵入することを防止するため、配線口を筐体下部に設けると良い場合が多い。

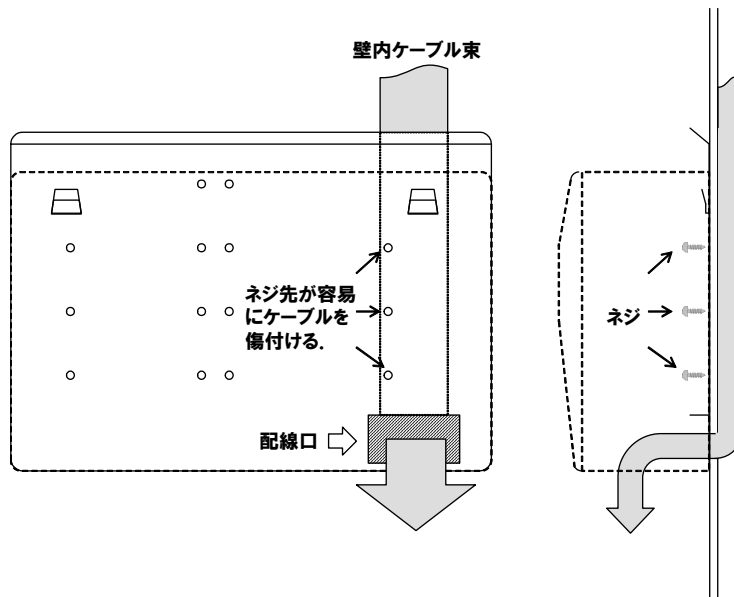


図 3.3-1 壁掛け PCS の配線口と壁内ケーブルの関係

第1版 2015年(平成27年)3月31日 作成
2018年(平成30年)12月5日 追記
第2版 2019年(平成31年)4月25日 作成

〒305-8568 茨城県つくば市梅園 1-1-1 中央第2
国立研究開発法人 産業技術総合研究所
太陽光発電研究センター システムチーム
E-mail: pvfire-ml@aist.go.jp