大洋州地域

太平洋地域ハイブリッド発電システム
導入プロジェクト（広域）事業完了報告書

（添付資料）

2023 年 9 月

独立行政法人
国際協力機構（JICA）

株式会社沖縄エネテック
沖縄電力株式会社

社基
JR
23-106

Annex F：対象国 共通資料

1　トレーニングテキスト

1.1　DG トレーニングテキスト

1.1.1　ディーゼル発電に関する講座

1.1.2　トレーニングテキスト(現地・遠隔)

1　発電所運用データ確認及び分析
2　電源開発計画
3　EDC 概要説明・実証試験(燃料消費率測定含む)
4　自動制御器具番号の基本番号と機器名称
5　電気図面類の読み方(単線図、三線図他)
6　計測器(ノギス、マイクロメータ)の使用方法
7　SCADA
8　DG の基本的な知識(各系統)
9　ヒートバランス
10　ガバナについて
11　リレーの基本(ビデオ)
12　シーケンスの基本(ビデオ)
13　発電設備関連盤の役割
14　小規模離島定期点検計画
15　定期点検報告書の説明
16　発電機絶縁抵抗測定
17　発電機・励磁機の点検
18　バッテリーの点検方法
19　遮断器点検(ビデオ)
20　DG のメンテナンス方法 Part1(ビデオ)
21　DG のメンテナンス方法 Part2(ビデオ)
22　燃料タンクの点検
23　DG ターボチャージャーメンテナンス方法(ビデオ)
24　熱交換器点検(ビデオ)
25　アナログメータ点検(ループ試験)
26　煤煙測定方法の説明
27　センタリング(芯出し)
28　トラブルシューティング(機械、電気)

29　ブラックアウトからの復旧

30　騒音・振動測定

1.2　再エネトレーニングテキスト

1.2.1　再エネテキスト

1.2.2　トレーニングテキスト(現地・遠隔)

1　Homer　プレゼンテーション

2　ハイブリッド発電システムの基礎知識（HPGS）

3　電力系統における蓄電池利用

4　波照間 MG セット実証研究の紹介

5　パフォーマンスレシオ計算例、演習とベースライン

6　測定器取扱説明（ストリングトレーサー、セルラインチェッカー）

7　開放電圧測定値の判断例

8　太陽光発電設備　供与機器測定方法（ビデオ）

9　再エネ発電量によるＤＧ燃料削減量の簡易計算例

2　本邦研修

2.1　第 1 回研修業務完了報告書

2.2　第 2 回研修業務完了報告書

3　再エネマニュアル(ドラフト)

3.1　再エネマニュアル(ドラフト)

4　サモア調査活動

4.1　サモアにおける系統解析シミュレーション及び系統安定化対策の検討最終報告書

4.2　系統解析ツールの基礎トレーニング及びウポル電力系統モデル改良最終報告書

1.2　再エネトレーニングテキスト

1.2.1　再エネテキスト

太平洋地域ハイブリッド発電システム導入プロジェクト

再生可能エネルギー関連テキスト

JICA コンサルチーム

2018 年 10 月

JICA コンサルチーム

再生可能エネルギー TOT / 講義リスト

1.ハイブリッド発電システムの基礎技術（HPGS）

1-1.再生可能エネルギーの概要

1-1-1 種類と特徴

1-1-2 太陽光発電

1-1-3 風力発電

1-1-4 水力発電

1-1-5 バイオマス発電

1-1-6 海洋温度差発電

1-1-7 地熱発電

1-2 ハイブリッド発電システムの概念 (HPGS)

1-2-1 システム構成と設備

1-2-2 ディーゼル発電機

1-2-3 系統安定化装置

1-2-4 SCADA およびエネルギーマネジメントシステム

2. 再生可能エネルギーの導入

2.1. 再生可能エネルギー（太陽光・風力）発電設備の変動

2.1.1. 電力系統と電力品質

2.2. 再エネ導入による電力系統への影響

2.2.1. 周波数変動

2.2.2. 電圧変動

2.2.3. 余剰電力

2.3. 再エネ対策

2.3.1. グリッドコード

2.3.2. 周波数変動（代数的手法、詳細シミュレーション）

2.3.3. 電圧変動

2.3.4. 余剰電力 (Homer software)

2.4. 再エネ統合のロードマップの計画方法論
2.4.1. 計画方法論の概要
2.4.2. 入力と想定
2.4.3. 系統規模に関する考察（信頼性、サービス品質）
2.4.4. 小規模島しょ系統への再エネ導入ロードマップ
2.4.5. 大規模系統における再エネ導入ロードマップ

3. 太陽光発電設備 計画とシステム設計
3.1. 可能性調査
3.1.1 初期条件
3.1.2 事前調査

3.2 基本計画及び設計
3.2.1 計画及び設計の主な手順
3.2.2 計画段階
3.2.3 システム設計
3.2.4 アレイ設計
3.2.5 ケーブル設計
3.2.6. 避雷設計
3.2.7. 接地計画
3.2.8. 計測装置
3.2.9. 周辺機器の選定
3.2.10 連系点の検討
3.2.11 発電量推計
3.2.12 概算費用
3.2.13 経済性評価
3.2.14. 基本仕様書作成

3.3 システムの設置及び試運転
3.3.1 システム設置及び試運転の主な手順
3.3.2 PV アレイ設置工事
3.3.3 過酷な気候状況における設置工事
3.3.4 周辺装置の設置
3.3.5 ケーブル布設

3.3.6 安全管理

3.3.7 竣工検査

3.3.8 試運転検査後の保証

3.4 PV 設備計画手法（課題演習）

4. 系統連系型 PV システムの運用及び保守

4.1. システムの運用及び保守

4.2. 巡視点検及び定期点検(整備)の一般概念-

4.3. 日常点検

4.4. 定期点検

・チェックシート

・検査/保守スケジュール

・測定器を使用した測定（I / V チェッカー、マルチメーター、ラインチェッカーなど）

・4-4-A 太陽光発電モジュール故障検出器

・4-4-B ストリングトレーサー取扱説明書

・4-4-C セルラインチェッカー取扱説明書

4.5. I-V 曲線形状の解釈

1 ハイブリッド発電システムの基礎知識

目 次

1. ハイブリッド発電システムの基礎技術 1
1.1. 再生可能エネルギーの概要 1
1.1.1. 種類と特徴 1
1.1.2. 太陽光発電 3
1.1.3. 風力発電 13
1.1.4. 水力発電 16
1.1.5. バイオマス発電 19
1.1.6. 海洋温度差発電 21
1.1.7. 地熱発電 27
1.2. ハイブリッド発電システムの概念 30
1.2.1. システム構成と設備 31
1.2.2. ディーゼル発電機 33
1.2.3. 系統安定化装置 36
1.2.4. SCADA およびエネルギーマネジメントシステム 37

1. ハイブリッド発電システムの基礎技術

1.1. 再生可能エネルギーの概要

再生可能エネルギーとは、石油や石炭、天然ガスといった有限な資源である化石エネルギーとは違い、太陽光や風力、地熱といった地球資源の一部など自然界に常に存在するエネルギーのことで、その大きな特徴は「枯渇しない」「どこにでも存在する」「CO2 を排出しない（増加させない)」の 3 点である。

再生可能エネルギーによる発電には、太陽光、風力、バイオマスによる発電、水力発電、地熱発電等があり、これらは自然エネルギーを電気エネルギーに変換する発電であり、クリーンな発電である。水力発電は大規模発電、ピーク対応の揚水発電など時代によって果たす役割が変化してきた。地産地消型のエネルギーであるとともに、二酸化炭素を発生しないという優れた環境特性を有しているが、太陽光、風力といった自然条件に出力が左右されやすいといった課題がある。

1.1.1. 種類と特徴

表 1-1 に再生可能エネルギーの種類と特徴を示す。前述のとおり、再生可能エネルギーは 1 次エネルギー資源によって、出力が変動する特徴がある他、以下の分類にて特徴を記載した。

表 1-1 再生可能エネルギーの種類と特徴

発電の種類	発電安定性	発電制御性	発電コスト*	メンテナンス性	系統連系安定性
	必要に応じた発電実施	系統運用者による出力制御	USD/kWh	保守管理の留意点	事故時の運転安定性
Diesel（火力）	燃料を適切に備蓄すれば安定的に発電可能。	任意に発電出力を制御可能。但し、出力下限値がある。	0.413	運転時間に応じて点検を行う必要がある。	同期機で連系するため、慣性力、事故時安定性に優れる。
PV	夜間の発電は不可。天候(日射)によって発電出力が変動する。	基本的に出力抑制により出力を下げることしかできない。	0.13	物理的に動作する部品がないため、メンテナンスが容易。	インバータで連系するため、系統擾乱時に不要脱落する可能性がある。
Wind	天候(風況)によって発電出力が変動する。	基本的に出力抑制により出力を下げることしかできない。	0.08	回転機であるため、定期的な点検が必要。機種によっては高所作業が必要。	インバータで連系する場合、系統擾乱時に不要脱落する可能性がある。
Hydro	水量が十分であれば安定的に発電可能。	水量が十分であれば火力同様に制御可能。	0.053	淡水であれば比較的容易。海水を用いる場合は腐食に留意が必要。	一般的に同期機で連系するため、慣性力、事故時安定性に優れる。

発電の種類	発電安定性	発電制御性	発電コスト*	メンテナンス性	系統連系安定性
	必要に応じた発電実施	系統運用者による出力制御	USD/kWh	保守管理の留意点	事故時の運転安定性
Biomass	発電自体は火力発電と同様。	火力同様に制御可能。	0.115	基本的に火力と同様。	同期機で連系するため、慣性力、事故時安定性に優れる。
OTEC	表層海水温度(高温側)の変動により発電可能出力が変動する。	表層海水温度(高温側)と深層水温度(低温側)の温度差が十分であれば火力同様に制御可能。	-	発電設備だけではなく、取水設備の保守管理が必要。	同期機で連系するため、慣性力、事故時安定性に優れる。
Geothermal	熱源が安定していれば安定的に発電可能。	熱源が安定していれば火力同様に制御可能。	0.09	基本的に火力と同様だが、発電方式によっては温水に含まれる成分による腐食等に留意が必要。	同期機で連系するため、慣性力、事故時安定性に優れる。

*発電コストについては、それぞれ以下のとおり算出した。

DG	Pacific Power Association “Pacific power utilities Benchmarking Summary Report 2016 Fiscal year”の”Average Supply Cost”より大洋州平均コストを算出。
RE	IRENA “Renewable Power Generation Costs in 2017”より全世界平均コストを算出。

1.1.2. 太陽光発電

太陽光発電は、「太陽電池」と呼ばれる装置を用いて、太陽のエネルギーを直接電気に変換する発電方式である。

地球上に到達する太陽光のエネルギー量は 1m^2 当たり約 1kW であり、もしも地球全体に降り注ぐ太陽エネルギーを 100%変換できるとしたら、世界の年間消費エネルギーを、わずか 1 時間でまかなうことができるほど巨大なエネルギーであり、しかも、枯渇する心配がない。

現在、多くの島しょ国は、石油や石炭などのエネルギー資源のほとんどを諸外国からの輸入に頼っているが、こうした化石燃料はいずれなくなってしまうものである。太陽の光という無尽蔵のエネルギーを活用する太陽光発電は、年々深刻化するエネルギー資源問題の有力な解決策の一つである。また、クリーンであることも大きな特長である。発電の際に地球温暖化の原因とされている二酸化炭素(CO_2)も発電時にはまったく排出しない。

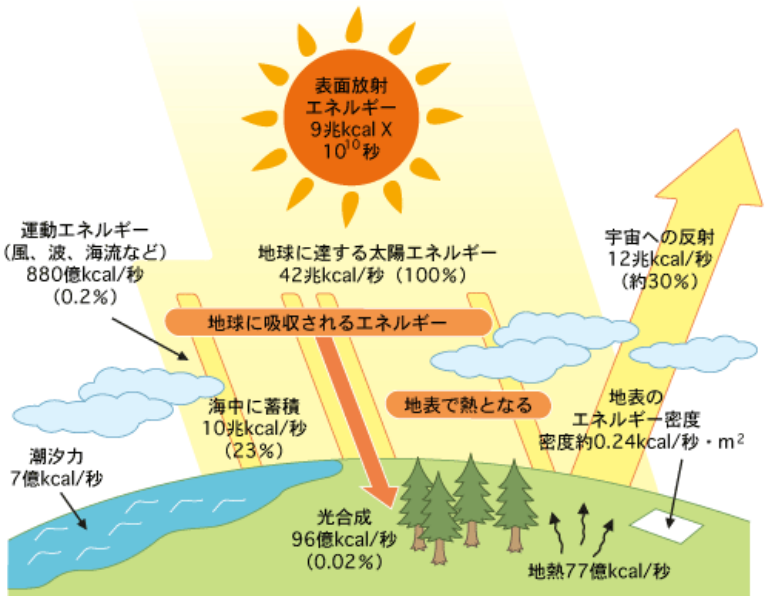


図 1-1　地球の様々なエネルギー

(出典：太陽光発電協会 HP)

地球全体が太陽から受けるエネルギーは、地表や海面で熱に変わり、ごく一部が風や波、海流などを起こすエネルギー源となる。化石燃料も太陽エネルギーが地中に蓄積されたものである。

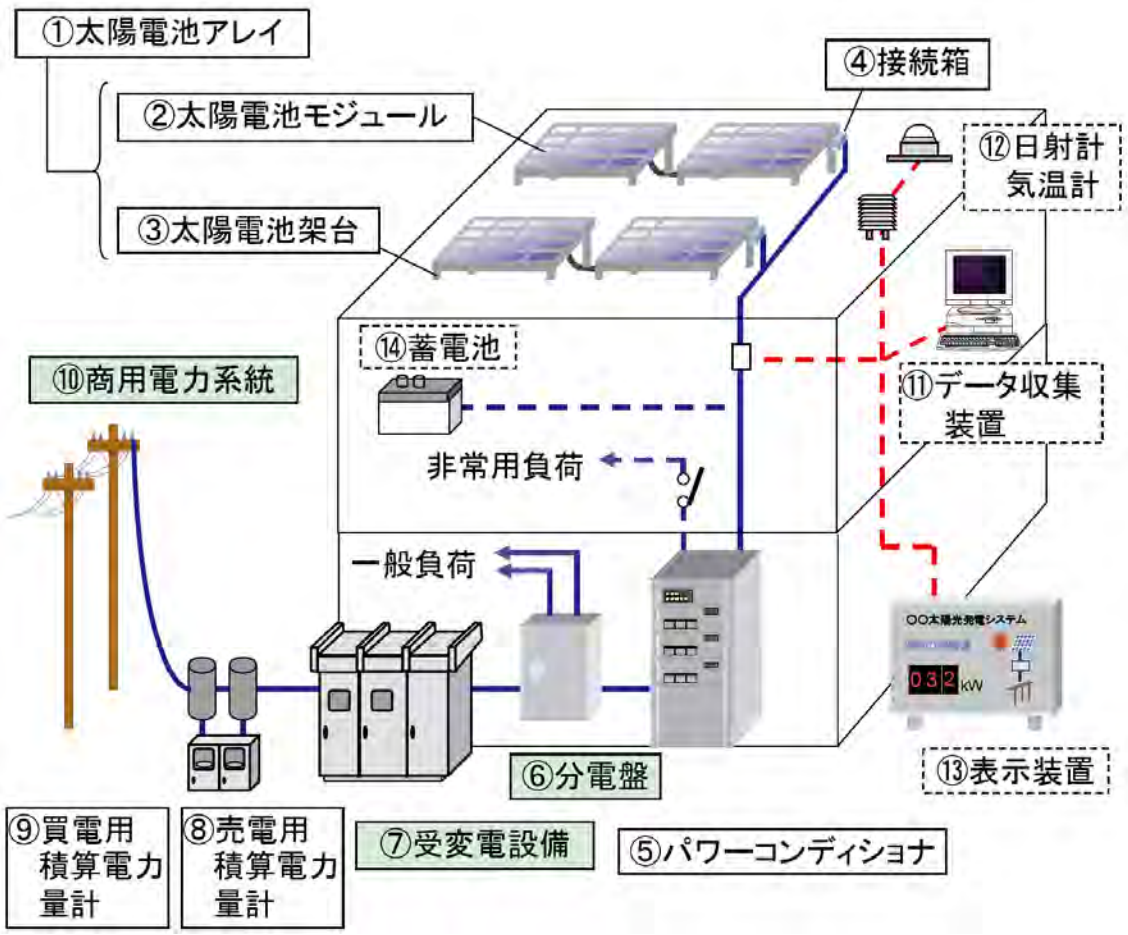
表 1-2　地球上のクリーンエネルギー源の比較(出典：太陽光発電協会 HP)

エネルギー量		
水力	毎秒	0.5×10^{9}kcal
潮汐流	毎秒	0.7×10^{9}kcal
地熱	毎秒	7.7×10^{9}kcal
風波	毎秒	88×10^{9}kcal
太陽光	毎秒	42,000×10^{9}kcal

①PV システムの構成

図 1-2 に一般的な産業用太陽光発電設備のシステム構成図を示す。また、表 1-3 に産業用太陽光発電システムにおける各用語を示す。

一般的に相数が 3 相 3 線式のパワーコンディショナは 10kW 以上となるため、産業用太陽光発電設備の最小容量としては 10kW である。定格出力が 10kW のシステムの場合、1 台のパワーコンディショナで構成される。



※低圧で連系する場合(受変電設備がなく、直接低圧で連系、または受変電設備内部の低圧部でみなし連系する)と高圧で連系する場合がある。

※商用電力系統は既存の設備となる。

※データ収集装置、日射計・気温計、表示装置、蓄電池は不要の場合がある。

図 1-2　産業用太陽光発電システム構成図

(出典:太陽光発電協会「太陽光発電システム手引書」)

表 1-3　産業用太陽光発電システムの各用語

No.	構成要素	説明
①	太陽電池アレイ	・複数の太陽電池モジュールを機械的、電気的に架台に取り付けた太陽電池群。
②	太陽電池モジュール	・太陽光エネルギーを直接電気エネルギー(直流)に変換するパネル。
③	太陽電池架台	・太陽電池モジュールを所定の傾斜角をもって取り付けるための架台。 ・一般的には鋼やアルミ合金製であることが多い。 ・屋根建材型のモジュールの場合は不要の場合がある
④	接続箱	・ブロックごとに接続された太陽電池モジュールからの配線を一つにまとめるためのボックス。 ・太陽電池の点検・保守時などに使用する開閉器や避雷素子のほか、太陽電池に電気が逆流しないようにするための逆流防止ダイオードも内蔵している。 ・パワーコンディショナと一体になっている場合もある。
⑤	パワーコンディショナ	・太陽電池が発生する直流電力を最大限引き出すように制御するとともに、交流電力に変換する。 ・通常、電力会社からの配電線(商用電力系統)に悪影響を及ぼさないようにする連系保護装置を内蔵している。 ・自立運転機能を備えており、商用電力が停電した際に特定の負荷に電力を供給できるものもある。
⑥	分電盤	・電力を建物内の各電気負荷に分配する。 ・パワーコンディショナの出力と商用電力系統との連系点になる。 ・太陽光発電システム専用のブレーカが必要。
⑦	受変電設備	・商用電力系統(6.6kV 等を受電し、必要に応じて低圧の動力電源(3 相 3 線 200V)、電灯電源(単相 3 線 200/100V)に変圧する。 ・低圧受電で本設備のない場合もあり。
⑧	売電用 積算電力量計	・電力会社へ売電を行う逆潮流ありのシステムにおいて、売電量(余剰電力量)を測定するための電力量計。電力会社によっては、需要者側で費用負担する必要がある。 ・買電の契約種類によって機器が異なることもあり、注意が必要。
⑨	買電用 積算電力量計	・電力会社からの買電量(需要電力量)を測定するための電力量計。従来の電力量計を電力会社側で逆転防止つきのものに交換する。
⑩	商用電力系統	・電力会社からの商用電力系統。交流 3 相 3 線 6.6kV や 200V 等。
⑪	データ収集装置	・発電量などのデータを収集、記録するための装置で、一般のパソコンなどを利用することが多い。
⑫	日射計、気温計	・日射量や気温を測定するための機器。
⑬	表示装置	・発電電力、発電電力量、日射量などを PR 用に表示する。
⑭	蓄電池	・昼間発電した電力を蓄え、夜間使用したい場合や系統が停電した災害時等に使用することができる。この場合は充放電の制御ユニットや蓄電池接続用の接続箱なども必要になる。

※⑪データ収集装置と⑫日射計、気温計、⑬表示装置、⑭蓄電池については必要に応じて設置される。
(出典:太陽光発電協会「太陽光発電システム手引書」)

②太陽電池のしくみ

太陽光発電システムの中心になっているのが、太陽電池である。太陽電池は、太陽の光エネルギーを吸収して直接電気エネルギーに変えるエネルギー変換器である。シリコンなどの半導体で作られており、この半導体に光が当たると、日射強度に比例して発電する。「電池」という名前がついているが、電気をためる機能はない。

現在最も多く使われている太陽電池は、シリコン系太陽電池である。この太陽電池では、電気的な性質の異なる 2 種類(p 型、n 型)の半導体を重ね合わせた構造をしている。太陽電池に太陽の光が当たると、電子(−)と正孔(+)が発生し、正孔は p 型半導体へ、電子は n 型半導体側へ引き寄せられる。このため、表面と裏面につけた電極に電球やモータのような負荷をつなぐと電流が流れ出す。

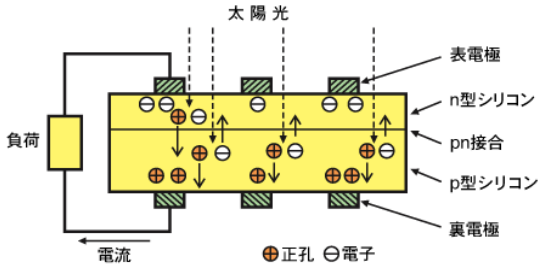


図 1-3　太陽電池の原理

（出典：太陽光発電協会 HP）

③太陽電池の種類

太陽電池は使用する材料によってその製法や特徴も異なってくる。太陽電池の材料を分類すると、図 1-4 のようにシリコン系、化合物系、有機系に大別することができる。また、表 1-4 に各太陽電池について、性質や特徴、用途等を示す。

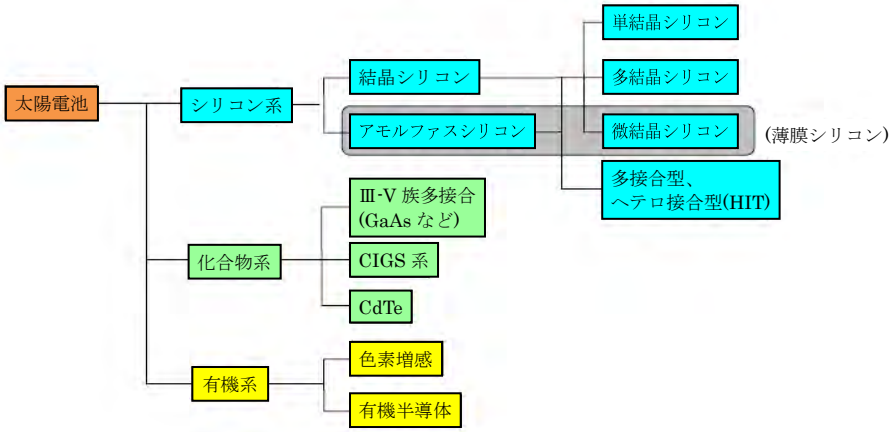


図 1-4　太陽電池の種類(出典:NEDO「 大規模太陽光発電システム導入の手引書」)

表 1-4　各太陽電池の特徴(出典:NEDO「 大規模太陽光発電システム導入の手引書」)

シリコン系	単結晶シリコン	高純度シリコシ単結晶ウエハを利用するもので、最も古くから使われている。変換効率は高く、信頼性に優れている。しかし、高純度シリコンの利用量が多く、生産に必要なエネルギーやコストが高くなる。現在、市販モジュールの変換効率は 15～19%程度。
	多結晶シリコン	現在最も広く使われている太陽電池。小さな結晶が集まった多結晶シリコンを利用した太陽電池。単結晶シリコンに比べると変換効率は落ちるが、生産に必要なエネルギーは少なく、エネルギー収支やエネルギーペイパックタイム(EPT)、温室効果ガス排出量の面で優れ、コストも抑えられる。現在、市販モジュールの変換効率は 13～16%程度。
	薄膜シリコン	シリコンの原料不足によって注目されるようになってきたタイプ。結晶シリコンの 100 分の 1 程度のごく薄いシリコン膜を形成させて作る。アモルファスシリコンや微結晶シリコンを用いる。変換効率では劣るが、大量生産しやすくも軽量でフレキシブルなモジュールも造ることができるなどの長所がある。市販モジュールの変換効率は 6～11%程度。
	ヘテロ接合(HIT)	結晶シリコンとアモルファスシリコンを積層した太陽電池。通常の結晶シリコンと比べて省資源で変換効率が高く、温度特性も良いなどの特長を持つ。市販モジュールの変換効率は 16～19%程度。
化合物系	CIGS 系	シリコンの代わりに、Cu、In、Ga、Al、Se、S などの化合物を用いる。省資源で多結晶シリコン並みの変換効率が可能。量産性が良く、コストを下げる余地も大きい。現在、市販モジュールの変換効率は 9～11%程度。
	CdTe	毒物のカドミウムを用いているが、量産性が良く、コストが安いため、欧米等で大規模太陽光発電所に利用され急速に普及している。現在、市販モジュールの変換効率は 9～11%程度。
	Ⅲ-Ⅴ族多接合型	主に宇宙用に用いられるもので、集光すると 40%以上の変換効率を発揮する超高性能太陽電池。非常に高価だが、地上でも直射日光の多い国や地域での集光型システムにおける利用が検討されている。
有機系	色素増感	pn 接合を用いることなく酸化チタンについた色素が光を吸収して電子を放出することで発電する新しいタイプの太陽電池。軽量で着色も可能などの特長を持つ。将来の量産化によって大幅なコストダウンが期待できる。現在の課題は効率と寿命であり、実用化に向け開発が進んでいる。
	有機半導体	開発中の太陽電池で、有機物を含んだ個体の半導体薄膜を使う。常温で塗布するだけで製造でき、カラフルで軽量なものも造れる。

豆知識

太陽電池のセル、モジュール、アレイとは？

太陽電池は、その構成単位によって「セル」「モジュール」「アレイ」と呼び方が変わるので覚えておくと便利である。

・セル

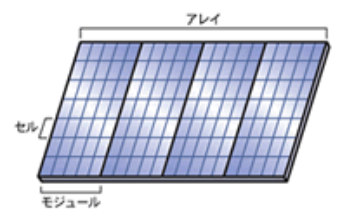
太陽電池の基本単位で、太陽電池素子そのものをセルと呼ぶ。

・モジュール

セルを必要枚配列して、屋外で利用できるよう樹脂や強化ガラスなどで保護し、パッケージ化したものである。このモジュールは太陽電池パネルとも呼ばれる。

・アレイ

モジュール(パネル)を複数並べて接続したものをアレイと呼ぶ。



(出典：太陽光発電協会 HP)

④パワーコンディショナ

■パワーコンディショナの機能

パワーコンディショナは直流を交流に変換するだけではなく、以下(1)～(3)に示すように、太陽電池の性能を最大限に引き出すための機能、異常時や故障時のための保護機能などを備えている。

(1) 天候によって変動する太陽電池の出力をできるだけ有効に取り出すための、自動運転停止機能、最大電力追従制御機能

(2) 電力系統保護のための、単独運転防止機能、自動電圧調整機能

(3) 電力系統やパワーコンディショナに異常があったときに安全に解列したりインバーターを停止する機能

A) 自動運転停止機能

パワーコンディショナは、早朝、日の出とともに日射強度が増大して出力が取り出せる条件になると、自動的に運転を開始する。一旦、運転を始めると、太陽電池の出力を自ら監視し、自動的に運転する。日の入り時には、出力が取り出せる限り運転を継続し、日没時に運転を停止する。曇りの日や雨の日でも運転を継続することができるが、太陽電池出力が小さくなりパワーコンディショナ出力がほぼ 0 になると、待機状態になる。

B) 最大電力追従制御

太陽電池の出力は日射強度や太陽電池表面温度によって変動する。これらの変動に対して太陽電池の動作点がつねに最大出力点を追従するように変化させ、太陽電池から最大出力を取り出す制御を最大電力追従(MPPT:Maximum Power Point Tracking)制御という。

C) 単独運転防止機能

太陽光発電システムが電力系統に連系されている状態で電力系統側に停電が発生した場合において、負荷電力がパワーコンデイショナの出力電力と同一である場合には，パワーコンデイショナの出力電圧・周波数は変化せず，電圧・周波数継電器では停電を検出することができない、そのため，継続して太陽光発電システムから系統に電力が供給される可能性がある．このような運転状態を単独運転という。

単独遥転が発生すると、電力会社の配電網から電気的に切れている配電線に太陽光発電システムから電力が供給され、保守点検者に危害を及ぼすおそれがある。このため、太陽光発電システムの運転を停止する必要があるが、単独運転状態では、前述のように電圧継電器(OVR,UVR),、周波数継電器(OFR,UFR)では保護できない。その対策として、単独運転防止機能が設けられ、安全に停止できるようになっている。

パワーコンデイショナには、受動的方式と能動的方式の 2 種類の単独運転防止機能が内蔵されている。受動的方式とは，連系運転から単独運転へ移行したときの電圧波形や位相などの変化を捉えて単独運転を検出しようとするものであり、能動的方式とは，つねにインバータに変動要因を与えておき、連系運転時にはその変動要因が出力に現れず、単独運転時には現れるようにして異常を検出しようとするものである。

D) 自動電圧調整機能

太陽光発電システムを系統に接続して逆潮流運転を行った場合、電力の逆送のため受電点の電圧が上昇し、電力会社の運用範囲を超える可能性がある。これを避けるために、自動電圧調整機能を設けて、電圧の上昇を防止している。自動電圧調整機能には次の二つの方法がある。ただし、小容量のものは、電圧上昇の可能性が極めて少ないため本機能を省略することができる。

a） 進相無効電力制御

電力系統に連系するパワーコンディショナは，電力系統電圧と出力電流の位相を同相とし，常時は力率 1 で運転している。連系点の電圧が上昇し進相無効電力制御の設定電圧以上になると，力率 1 の制御を解消し、インバーターの電流位相を系統電圧より進める。それに伴い電力系統側から流入する電流が遅れ電流となり、連系点の電圧を下げる方向に作用する。進み電流の制御は力率 0.8 まで行われ、これによる電圧上昇の制御効果は最大で 2～3%程度となる。

b） 出力制御

進相無効電力制御による電圧抑制が限界に達し、それでも電力系統電圧が上昇する場合には、太陽光発電システムの出力そのものを制限して連系点の電圧の上昇を防止するように動作する。特に配電線の電圧が裔い場合には出力制御が動作し、発電量が低下するので、注意が必要である。

E) 直流検出機能

パワーコンディショナは、半導体スイッチを高周波でスイッチング制御しているため、素子のバラツキなどにより、その出力にはわずかながら直流分が重畳する。商用周波数絶縁変圧器を内蔵しているパワーコンディショナでは、この直流分は絶縁変圧器により阻止されるので、電力系統側に流出することはないが、高周波変圧器絶縁方式やトランスレス方式では、パワーコンデイショナ出力が直接系統に接続されるため、直流分が存在すると柱上変圧器の磁気飽和など電力系統側に悪影響を与えることになる。これを避けるために、高周波変圧器絶縁方式やトランスレス方式のパワーコンデイショナでは、出力電流に重畳する直流分が定格交流出力電流の 1%以下で

あることが要求されており、直流分を抑制する直流制御機能とともに、万一この機能に障害が生じた場合にパワ ーコンディショナを停止させる保護機能が内蔵されている。

■停電時における自立運転システム

電力系統側負荷のほかに自立運転負荷へ電力供給ができる太陽光発電システムにおいて、電力系統に停電が発生すると、電力系統側負荷を切り離し、電力供給を停止後、自立運転側負荷に電力供給することができるシステムを自立運転システムという。太陽光発電システムは可動部がなく、燃料・冷却水の補給も必要がないため、災害時などの停電時において電力の供給に力を発揮する。自立運転システムには、太陽電池出力に相当する電力のみを負荷に供給する蓄電池なしシステムと、夜間や雨天の日にも電力の供給に寄与することができる蓄電池付きのシステムがある。蓄電池なしシステムでは、日射変動の影響を受けやすいことから電力供給ができない場合があり注意が必要である。一方、蓄電池付きシステムでは、日射変動の影響を受けないことから、災害時のバックアップ電源として使用することができる。住宅用では自立運転出力はあるが，蓄電池なしシステムが一般的である。

■系統連系保護装置

A) 保護装置の設置

電力系統に連系して運転している太陽光発電システムにおいて，系統側やインバータ側に異常が発生したときは、これを検知して、速やかにインバータを停止し系統側の安全を確保しなければならない。そのため、電気設備の技術基準の解釈において、系統連系保護装置（または同等の機能を有する回路）の設置が義務づけられている。系統連系保護装置は、一般的にパワーコンデイショナに内蔵されている場合が多い。

逆潮流あり低圧連系システムにおいては、過電圧継電器(OVR)、不足電圧継電器(UVR)、周波数上昇継電器(OFR)、周波数低下継電器(UFR)の設置が必要であり、高圧連系においてはさらに地絡過電圧継電器(OVGR)の設置が必要となる。高圧連系における保護継電器の設置場所は、地絡過電圧継電器(OVGR)を除き、実質的にパワーコンデイショナの出力点でもよい。保護継電器の標準的な整定値と整定時間を下表に示す。なお、地絡過電圧継電器(OVGR)は、高圧電力系統の地絡事故(主にトランスの高低圧混触)を検出する必要があるため、高圧側にコンデンサ形計器用変圧器CVT を設置する必要がある。

系統連系保護装置については電力会社との事前協議事項となっており、十分な協議のもとに決定する必要がある。

種別	整定値	整定時間(s)	保護動作
1.UVR	80 V (160 V)	1	連系遮断、待機
2.OVR	115 V (230 V)	1	連系遮断、待機
3.UFR	48.5 Hz/59.0 Hz	1	連系遮断、待機
4.OFR	51.0 Hz/61.0 Hz	1	連系遮断、待機
5.復帰タイマ	150 秒/300 秒		復電後待機状態保持

【注】整定値の（）内は 200V 用

B) 新型単独運転検出

太陽光発電システムの大量導入時には、現在実用化されている単独運転検出方式では高速性、確実性などに課題があり、新たな方式が検討されている。

この新形単独運転検出方式は、多数台連系時に求められる下記の四つの要求を満足している。

a） 高速に検出すること
b） 能動信号が相互干渉しないこと
c） 電力系統に悪影響を与えないこと
d） 不要動作しないこと

本方式では、周波数変化率からさらに周波数変化を助長させるように急峻に無効電力を注入することにより高速に単独運転を検出している。系統の周波数変化を基準に判断していることから多数台連系時にも相互干渉することがない。また、周波数変化率が小さいときは無効電力の注入量を少なくすることで、系統に与える影響を抑えている。さらに、完全に発電機と負荷の無効電力が平衡した単独運転では周波数変化率が小さいため、単独運転時に発生する高調波電圧と電力系統基本波電圧の変化により、遅れ無効電力をステップ注入し周波数を変化させることで、平衡状態においても高速に単独運転を検出できる。

本方式をベースに系統連系規程が改定され、日本電機工業会(JEMA)により標準規格として検討される計画となっている。また、電気安全環境研究所(JET)の系統連系保護装置などの試験方法通則も、系統連系規程の改定に合わせて、見直しがされる計画である。

C） 系統擾乱時における運転継続性能

太陽光発電システムの普及が進み、電力系統に広域・大量に連系された場合には、電力系統の擾乱により太陽光発電システムが保護装置などの動作により一斉に停止すると電力系統の電力品質に大きな影響を与えるおそれがある。このため、電力系統の擾乱時にも安定な運転を要求されており、その運転継続性能について規格化が検討されている。

この性能は、FRT(Fault Ride Through)と呼ばれ、電圧低下に関する要件と周波数変化に関する要件がある。

⑤太陽光発電のメリット

太陽光発電の主なメリットとしては、次の 3 つが上げられる。

・クリーンで枯渇しない

太陽光発電の最大のメリットは、エネルギー源が無尽蔵で、クリーンである点である。石油を燃焼させて電気を起こす火力発電のように、発電時に CO_2(二酸化炭素)や SO_X(硫黄酸化物)、NO_X(窒素酸化物)などの大気汚染物質を発生させることがない。

ちなみに、結晶系シリコン太陽電池による CO_2削減効果は、1kW システム当たり年間で 314.5kg である。原油削減量は、1kW システム当たり年間で 227 リットルになる。

・設置場所を選ばない

太陽光発電は、導入するシステムの規模に関係なく発電効率が一定である。設置する場所の広さに合わせて自由に規模を決めることができるため、一般家庭から大規模施設まで、それぞれの施設に合ったシステムを設置することができる。騒音や排出物もないので、日射量さえ確保できれば、設置場所を選ばない。屋根や屋上などへの設置のほか、近年ではビルの壁に設置するケースも増えている。

・メンテナンスが簡単

太陽光発電システムは構造的にシンプルであるため、ほかの発電システムに比べメンテナンスも簡単である。システムの寿命も比較的長く、現在、太陽光発電に用いられる太陽電池の耐用年

数は、20 年以上とされている(設置場所などの諸条件によって変わる)。

⑥太陽光発電の留意点

太陽光発電は、日射がある昼間しか発電ができず、発電量も季節・時刻・天候によって変化する日射に左右される。また、太陽光は単位面積当たりのエネルギー密度が小さいため大電力を得るためには広い面積を必要とする。発電出力が直流電力であるため、交流電力に変換するためにインバータを必要とする。

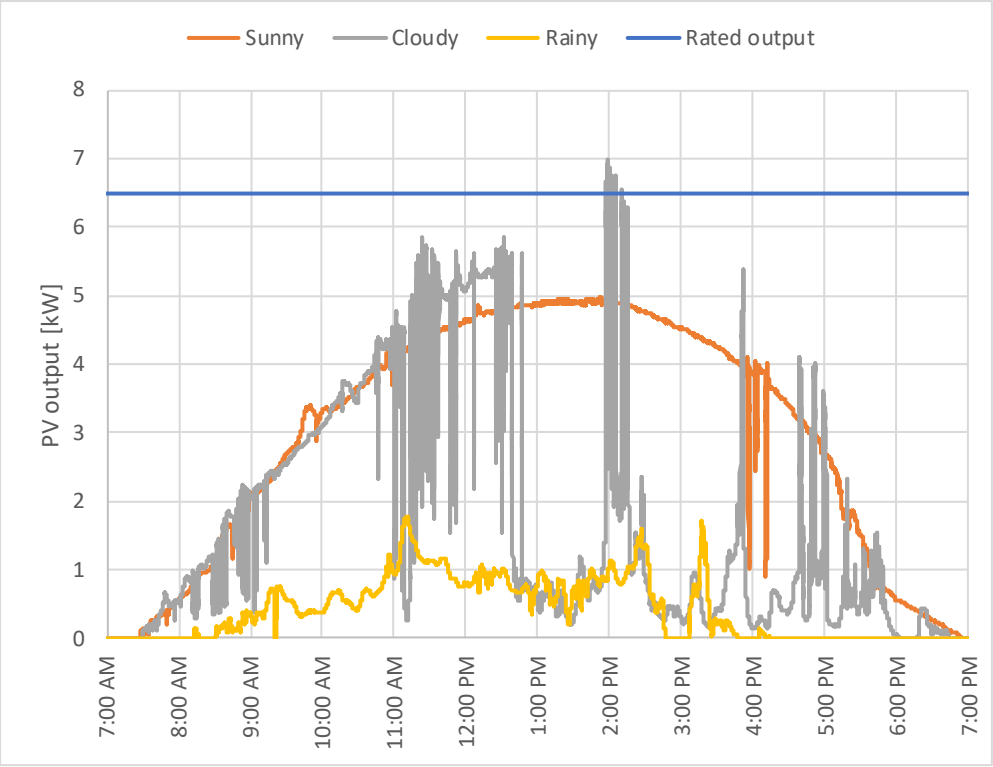


図 1-5　太陽光発電の出力変動

ポイント

- 太陽光発電は、「太陽電池」と呼ばれる装置を用いて、太陽のエネルギーを直接電気に変換する発電方式である
- 太陽電池は、太陽の光エネルギーを吸収して直接電気エネルギーに変えるエネルギー変換器であり、日射強度に比例して発電する
- 太陽電池は、「電池」という名前がついているが、電気をためる機能はない
- 太陽電池は現在普及が進んでいるものだとシリコン系と化合物半導体系がある
- 太陽光発電はクリーンで枯渇しない、設置場所を選ばない、メンテナンスが簡単などのメリットがある
- 太陽光発電は、日射がある昼間しか発電ができず、発電量も季節・時刻・天候によって変化する日射に左右される

1.1.3. 風力発電

風車に風を送ると、風車が回転する。その回転エネルギーを発電機に直接伝えて電気を起こすしくみが風力発電である。

風力発電もまた、運転時に CO_2 などを出さないクリーンな発電方法である。製造時の環境負荷も少なく、低周波音や風切り音が響いても大丈夫な空き地と一定の風がある場所なら設置できる。

しかし、風が止まれば発電できなくなるように、気象条件に左右される欠点がある。一年を通じて一定した風を生む土地が、最も設置に適した場所と言えるが、四季があり台風が通過する日本では、適した場所が少ないのが現状である。

まとまった電力を得るためには広い面積が必要なことや、低周波音や風切り音なども問題になってきている。今後は発電効率と騒音や野鳥保護など新たな環境負荷に対応していくことが課題である。

①風力発電のしくみ

風力発電は、「風」の運動エネルギーでブレード(車の羽根)回転することで動力エネルギーに変換し、さらにこの運動エネルギーを発電機に伝えて電気エネルギーへと変換する。

ブレードが風から回転力を得るしくみは、飛行機が翼から揚力を得る方式と同一である。すなわち、風に対してほぼ平行に設置されたブレードは、その翼形状により上面と下面に風に風速差が生じることによって上向きの力(揚力)を得る。この力によって風車は回るのである。飛行機では低速の離着陸時にはフラップを下げるなど揚力を大きくする仕組みがあるが、風車では、ブレードの角度を変えて揚力を調整するしくみになっている(可変ピッチ制御という)。すなわち、風が弱いときは最大の揚力が得られる角度とし、風が強いときは小さい揚力となるようにブレードの角度を調整して、一定に近い回転力が得られるようにするのである。また、台風など風が強すぎるときは、揚力がゼロとなるように角度調整して、風車の回転を停止させる場合もある。また、風車が風上を向くように制御する(ヨー制御)ことも必須であり、そのためのヨー駆動装置が付いている。

プロペラ型の風力発電機の構造は、風車の回転を増速機のギアチェンジにより最適速度に調節して発電機に伝える。最近では、増速機を必要としないギアレスの可変速式もある。ギアレスの場合、低騒音となり、機会がシンプルなためメンテナンスも軽減できる。

現在では、低風速でも発電可能となるよう風速により発電機を切り替え、幅広い風速領域で発電が行える風力発電システムも実用化されている。

また、大型の風車だけでなく定格出力が数kW以下の小型風力発電は、補完型の分散電源として利用されている。

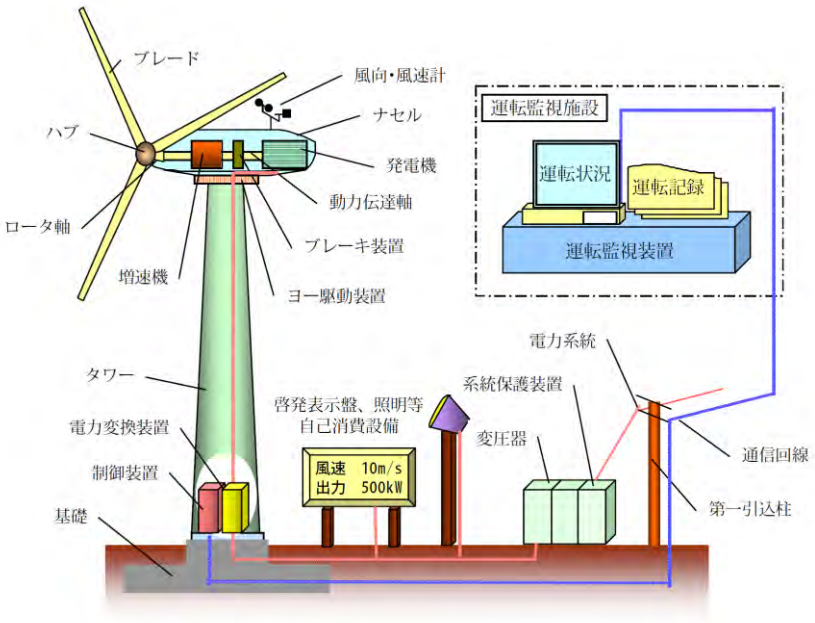


図 1-6　プロペラ式風力発電システムの機器構成例

(出典：NEDO 技術開発機構「風力発電導入ガイドブック」)

②風力発電の特徴

風の持つエネルギー「風力エネルギー」は、風を受ける面積と空気の密度と風速の 3 乗に比例する。従って、風を受ける面積や空気の密度を一定とすると、風速が 2 倍になると風力エネルギーは 8 倍になる。このことから風の強い地点を選ぶことが必須の条件である。

定格出力が数百 kW 以上の大型風力発電の場合、年間を通じて強い風力(一般的には地上 30m 高で年平均風速 6m/s 以上)が必要とされている。また、風速によるエネルギー密度の変動が大きいことから、逆に風が強い時に機械が壊れないようにする仕組みも重要である。カットイン(発電開始)風速 4m/s、カットアウト(発電停止)風速 24m/s の風車の場合、風速差は 6 倍であり、風力エネルギー差は実に 216 倍となるので、ピッチ制御のように、強い風の時に風車にかかる力を調整する技術が必要となっている。

風は、地上から上空に向かうほど強くなるため、風車の高さは高いほうが有利である。また、風の力を受けるブレードは、受ける面積に比例してエネルギーが得られるため、より長いほうが有利となる。現在、多く用いられているプロペラ型は高さとブレードの長さが大きなものを得やすいほか、最も発電効率が高いなどの優れた特徴を有している。

また、風力発電を設置するためには、その場所までの工事用搬入道路があることや、近くに送電線が通っているなどの条件を満たすことが必要であるが、これらの条件が容易に得られるかどうかは、発電コストにも直結する。

なお、風力発電のブレードの種類には、よく見かけるプロペラ型以外にも色々な形式の風車がある。サボニウス型、ダリウス型は、回転軸が縦についており、風向きを選ばずに発電できデザイン的にも趣向を凝らしたものも存在する。

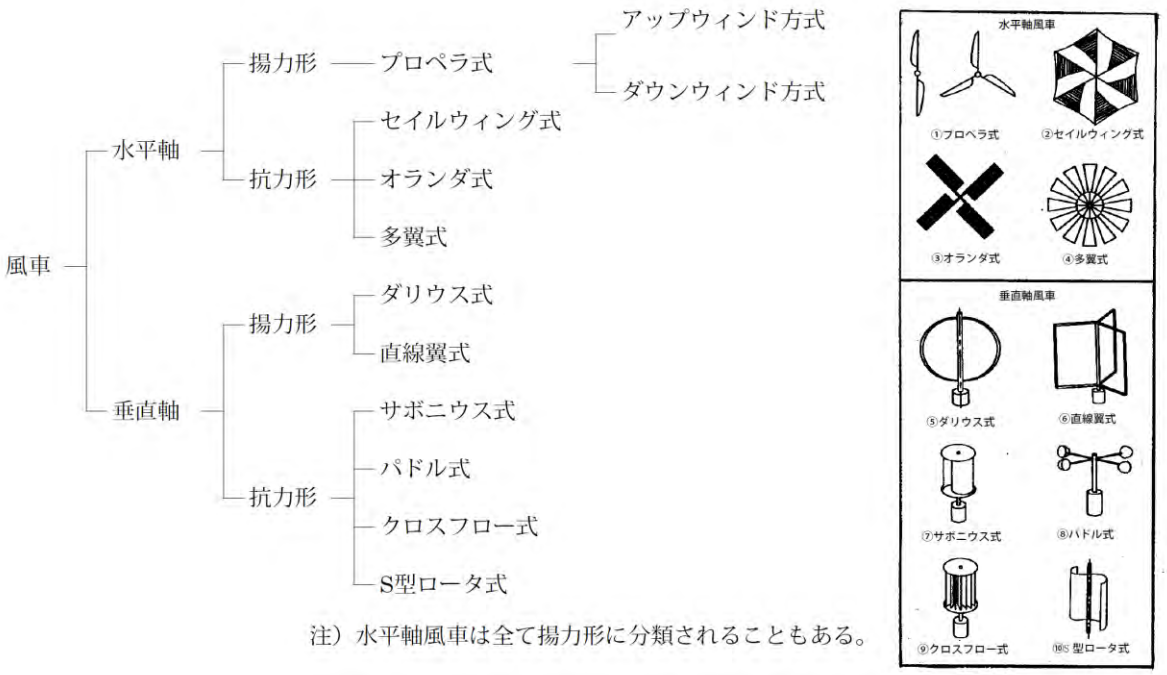


図 1-7　各種風車の出力係数

（出典：NEDO 技術開発機構「風力発電導入ガイドブック」）

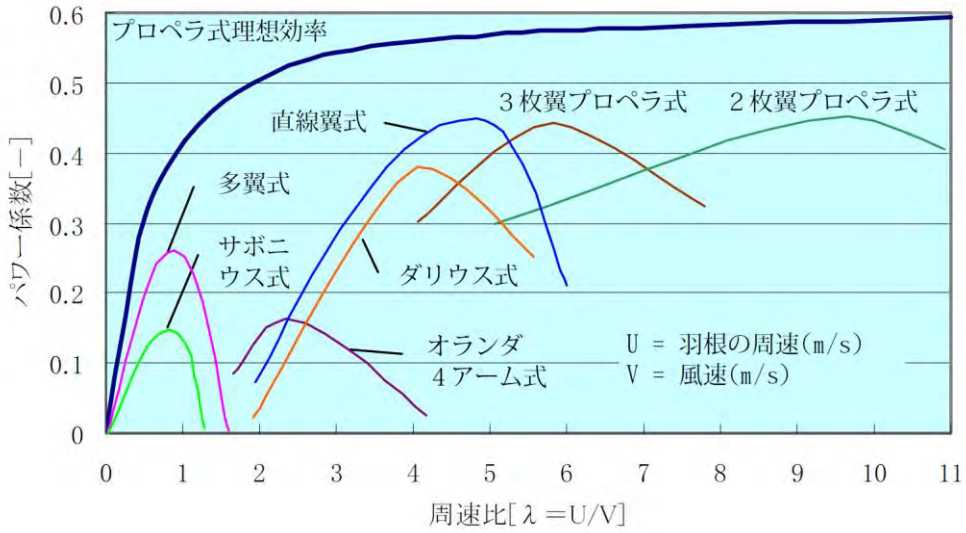


図 1-8　各種風車の出力係数

（出典：NEDO 技術開発機構「風力発電導入ガイドブック」）

③風力発電導入の効果

風力発電の発電電力量は風の状況に大きく影響され、まさに「風まかせ」である。また、周辺の地形条件なども発電を左右する大きな要因となる。

一般的には、1000kW 規模の風力発電を導入した場合、(設備利用率 20%として)年間で約 175 万 kWh 前後の発電量が期待される。これによって一般家庭の 450 件前後の電力消費量をまかなうことができる。

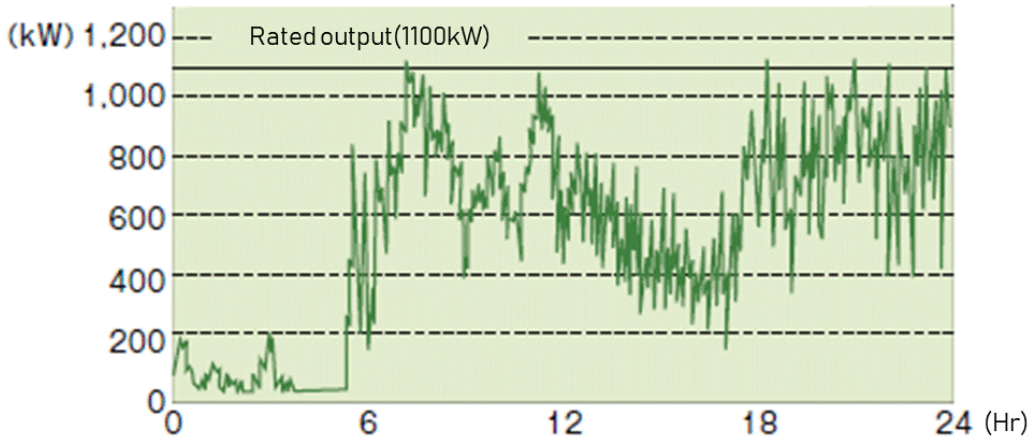


図 1-9　風力発電の出力変動

（出典：日本原子力文化振興財団「原子力・エネルギー」図面集）

ポイント

- 風力発電は、「風」の運動エネルギーでブレード(車の羽根)回転することで動力エネルギーに変換し、さらにこの運動エネルギーを発電機に伝えて電気エネルギーへと変換する
- 風の持つエネルギー「風力エネルギー」は、風を受ける面積と空気の密度と風速の 3 乗に比例する
- 風力発電のブレードの種類には、よく見かけるプロペラ型以外にも色々な形式の風車がある
- 風力発電の発電電力量は風の状況に大きく影響され、まさに「風まかせ」である

1.1.4. 水力発電

日本は海と山に恵まれた土地で、この山々にある水の流れを巧みに利用したのが水力発電である。自然の地形を利用したものが多く、水力発電所のほとんどは山間部に設置されている。

①水力発電の基本原理

水が高いところから低いところに落ちる高速・高圧の水の流れで水車を回し、発電するのが水力発電である。水力発電は、二酸化炭素を排出しないクリーンで再生可能な発電方法であり、日本の電力供給の約 1 割を担っている。一方、渇水など気候に影響を受けやすい発電方法である。

②水力発電の種類

自然エネルギーを利用している水力発電は、電力需要への変化に対応しにくい発電方式ですが、現在では水をせき止める方法だけではなく、汲み上げる等の方法も行うなど、さまざまな水の利用方法を行い、電力需要の変化にも対応している。

・流れ込み式（自流式）水力発電

川の水をそのまま発電所に引き込んで発電する方法である。豊水期や渇水期など水量変化にともない、発電できる電気の量も変わる。

水を貯めることができないので、豊水期には無駄に水が流れてしまい、渇水期には反対に発電量が少なくなるという問題点があるが、他の方式の水力発電に比べて建設コストが抑えられるというメリットがある。そのため、アフリカなど海外の一部では発電方法の主流として位置づけている国がある。日本も国際貢献の一環としてこれらの国々に対し、技術供与や建設を行っている。

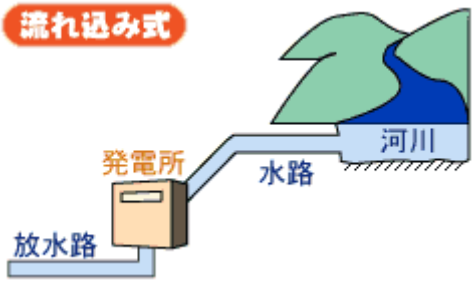


図 1-10　流れ込み式水力発電

（出典：経済産業省 資源エネルギー庁 HP）

・調整池式水力発電

調整池に水を貯水することで水量を調節し、発電する方法である。1 日分あるいは 1 週間分程度の発電用水を調整池に溜めて、発電量を調整することができる。そのため、短期間の天候の変化（晴れや雨）、電力需要の変化に対応でき、流れ込み式水力発電所よりも効率的な発電が可能である。

日本では、昼間の電力消費量が夜間の 2 倍に達することもある。しかし電気は蓄えることができない。そこで、昼間の電力需要を補うためにこのような発電方式が取り入れられている。

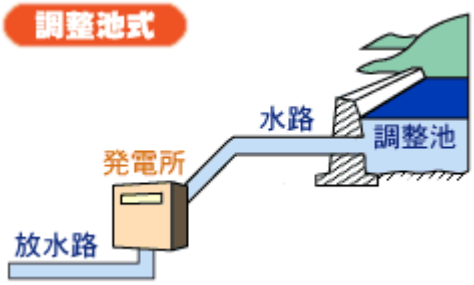


図 1-11　調整池式水力発電

（出典：経済産業省 資源エネルギー庁 HP）

・貯水池式水力発電

河川をダムでせき止め、ダムに溜まった水を発電用に用いるものである。雪どけや梅雨、台風などの豊水期に貯水し、渇水期に放流して発電する方式である。構造物から見た場合、ダム式、ダム水路式がこの方法である。

河川の水を完全にせき止めるため、水の流れを自在にコントロールできる。そのため、四季のある日本でも年間を通じて安定した発電が可能となっている。放水路から流される水は河川に戻され、最終的に海に注ぐ。

しかしこのタイプの水力発電所も流れ込み式水力発電所と同様に、河川が短い日本では建設する場所が少ないのが現状である。また、ダムを建設することによる周辺地域の水没や環境変化など、多くの地域住民の方のご協力がなくてはつくることができず、水力発電所の中ではもっとも環境負荷が大きいものとなっている。

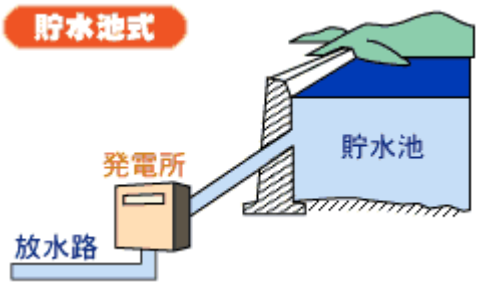


図 1-12　貯水池式水力発電
(出典：経済産業省 資源エネルギー庁 HP)

・揚水式水力発電

発電所の上部と下部に大きな池（調整池）をつくり、昼間の電力需要の多いときは上の調整池から下の調整池に水を落として発電し、発電につかった水は下部の調整池に貯めておく。電気は蓄えることが難しいエネルギーですが、昼は水の位置エネルギーを使って電気を起こし、夜は電気を使って水の位置エネルギーを蓄える、ということから、大きな意味での「蓄電施設」と考えることもできる。

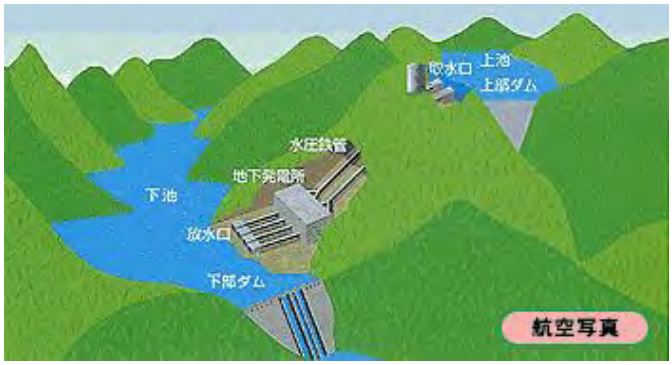


図 1-13　揚水式水力発電
(出典：経済産業省 資源エネルギー庁 HP)

豆知識

海水揚水発電所

沖縄県には、淡水ではなく海水を揚水して発電する設備がある。海水を利用する場合、下池を造成する必要がなく、海水を無尽蔵に使うことができる。

沖縄やんばる海水揚水発電所
(出典：J-POWER HP)

③構造物による分類

水力発電は、その構造物の違いからも分類できる。

・水路式

川の上流に低い堰を造って水を取り入れ、長い水路により落差が得られるところまで水を導き発電する方式である。この方式は、流れ込み式と組み合わされることが一般的である。

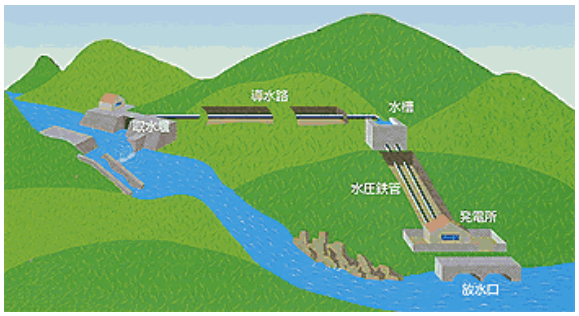


図 1-14　水路式

(出典：経済産業省 資源エネルギー庁 HP)

・ダム式

ダムにより河川をせき止めて池を造り、ダム直下の発電所との落差を利用して発電する方式である。この方式は、貯水池式および調整池式と組み合わされることが一般的である。

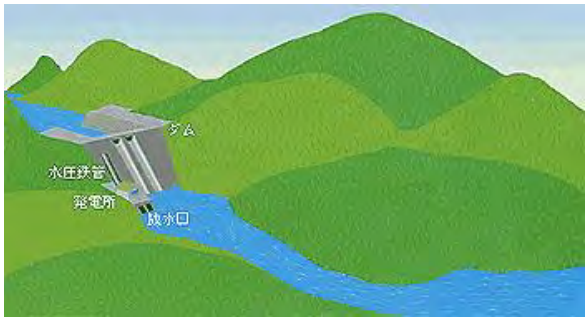


図 1-15　ダム式

(出典：経済産業省 資源エネルギー庁 HP)

・ダム水路式

ダム式と水路式を組み合わせた発電方式で、両者の特性を兼ね備えた地点に適しており、各々単独の方式とした場合に比べて、より大きな落差を得ることが可能となる。

この方式は、貯水池式、調整池式および揚水式と組み合わされることが一般である。

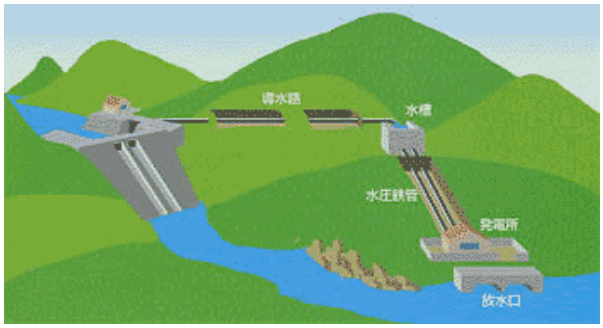


図 1-16　ダム水路式

(出典：経済産業省 資源エネルギー庁 HP)

ポイント

・水が高いところから低いところに落ちる高速・高圧の水の流れで水車を回し、発電するのが水力発電である

・水力発電は、二酸化炭素を排出しないクリーンで再生可能な発電方法であり、渇水など気候に影響を受けやすい発電方法である

・水力発電には流れ込み式（自流式）水力発電、調整池式水力発電、貯水池式水力発電及び揚水式水力発電がある

・水力発電は構造物により水路式、ダム式及びダム水路式に分類できる

1.1.5. バイオマス発電

バイオマス燃料とは動植物に由来する燃料の総称である。石油や石炭が大昔の生物に由来する化石燃料であるのに対し、バイオマス燃料は現在の生物に由来することから「生きた燃料」とも言われている。このバイオマス燃料を利用して電力を得ることをバイオマス発電と言う。

バイオマス燃料が持つ特性としてカーボンニュートラルという考え方がある。例えば間伐材からバイオマス燃料を製造する場合、燃料を利用する際に CO_2 が発生するが、そのバイオマス燃料は樹木として生育する過程で CO_2 を吸収している。結果的に CO_2 の量を増減させないことにより、地球温暖化対策とするのがカーボンニュートラルである。

代表的なバイオマスには、木質系バイオマス、農業系バイオマス、畜産系バイオマス、都市ごみ系バイオマスがある。

・木質系バイオマス

木質系バイオマスには林業廃棄物として、森林における間伐材や林地残材のように木材生産の副産物で得られるものおよび未利用の低質広葉樹林や笹のようにバイオマス原料そのものを主産物とするものがある。また、産業系廃棄物としては木材加工部門で発生する木屑類や建築廃材の木質バイオマスと考えることができる。

図 1-17　日田ウッドパワー日田発電所(株)(木質系バイオマスによる発電例)

（出典：経済産業省 資源エネルギー庁「新エネニッポン 九州エリア編」）

・農業系バイオマス

農業系廃棄物には、農作物の収穫時に発生する残余物で、米・麦などの穀物残余、イモ類などの根茎作物残余、サトウキビの残余などが挙げられる。野菜類も非常に多くの収穫時残余を発生するが、量的にまとめて得ることが難しいので、資源として考えられることが少ない。

図 1-18　宮古製糖(株)(農業系バイオマスによる発電例)

（出典：経済産業省 資源エネルギー庁「バイオマス導入 AtoZ」）

・畜産系バイオマス

畜産系廃棄物には、家畜糞尿と屠場などで食肉加工時に発生する畜産副産物および畜産加工残渣があるが、資源量としては家畜糞尿が主になる。

図 1-19　南国興産(株) 鶏ふん発電ボイラー(畜産系バイオマスによる発電例)

（出典：経済産業省 資源エネルギー庁「新エネニッポン 九州エリア編」）

・都市ごみ系バイオマス

廃棄物処理法（廃棄物の処理および清掃に関する法律）では、一般廃棄物と産業廃棄物が定義されている。産業廃棄物に指定されているには、木屑、建築廃材、動植物性残渣、家畜糞尿などが含まれている。これらを除いた事業系のごみと家庭系のごみが一般廃棄物とされており、都市ごみと称されるものである。（バイオマスの分類で言えば、前者が産業系の廃棄物、後者が生活系の廃棄物に相当する。）

図 1-20　富山グリーンフードリサイクル(株)（都市ごみ系バイオマスによる発電例）

（出典：経済産業省 資源エネルギー庁「新エネニッポン 中部エリア編」）

ポイント

・バイオマス燃料を利用して電力を得ることをバイオマス発電と言う

・代表的なバイオマスには、木質系バイオマス、農業系バイオマス、畜産系バイオマス、都市ごみ系バイオマスがある

1.1.6. 海洋温度差発電

海洋温度差発電（OTEC : Ocean Thermal Energy Conversion）は、表層の温かい海水（表層水）と深海の冷たい海水（深層水）との温度差を利用する発電技術である。

海洋の表層 100m 程度までの海水には、太陽エネルギーの一部が熱として蓄えられており、低緯度地方ではほぼ年間を通じて 26～30℃程度に保たれている。一方、極地方で冷却された海水は海洋大循環に従って低緯度地方へ移動する。移動に従い、周辺の海水との間に温度差が生じ密度が相対的に大きい極地方からの冷たい海水は深層へと沈み込んでいく。この表層水と深層 600～1,000m に存在する 1～7℃程度の深層水を取水し、温度差を利用して発電する。海洋温度差エネルギーは、昼夜の変動がなく、比較的、安定したエネルギー源であり、季節変動が予測可能であるため、ベース電源として使え、計画的な発電が可能となる。

図 1-21 に熱帯および亜熱帯地域の海水の垂直温度分布を、図 1-22 に表層と深層 1,000m との海水温度差分布を示す。赤道近くでは 24℃と特に高いことがわかる。

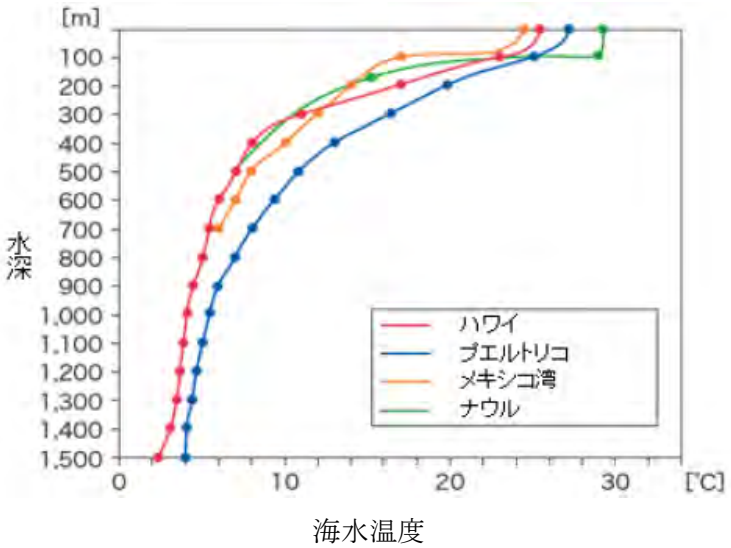


図 1-21 熱帯および亜熱帯地域の海水の垂直温度分布

出典：佐賀大学海洋エネルギー研究センターホームページ

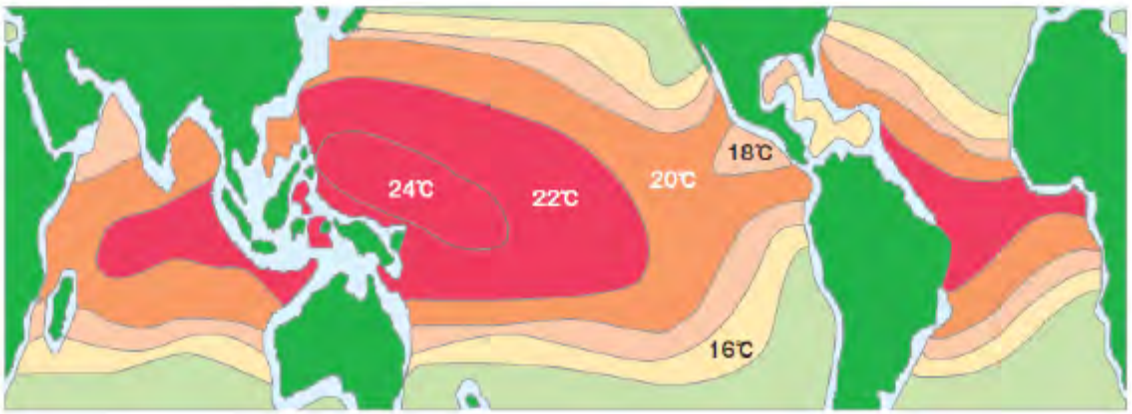


図 1-22 表層と深層 1,000m との海水温度差分布

出典：佐賀大学海洋エネルギー研究センターホームページより

①海洋温度差発電の種類

1)オープンサイクル

G．クロード（Georges Claude）が考案したサイクル。クローズサイクルと同様、蒸発器・凝縮器・タービン・発電機から成るが、構造上作動流体を循環させる必要がないため、作動流体ポンプは存在しない。このシステムでは、蒸発器、タービン、凝縮器内をあらかじめ真空ポンプで真空にしておく。次に、温海水を蒸発器内に導入して蒸発させて水蒸気を得る。この水蒸気を作動流体として、タービンに送り、タービンを回して発電を行う。タービンから出た膨張した水蒸気は凝縮器に入り、冷海水によって冷却され、海に排出される。この様に作動流体である水蒸気はサイクル内を循環しないのでオープンサイクル(OC-OTEC)と呼ばれる。なお、排出した水は飲料水としても使用できる。このサイクルについては、日本ではほとんど研究されていないが、フランス政府は現在でも積極的に研究を行っている。

出典:佐賀大学海洋エネルギー研究センター「海洋温度差発電（OTEC）の分類」〈http://www.ioes.saga-u.ac.jp/jp/ocean_energy/about_otec_0/about_otec_02〉（最終アクセス 2014 年 10 月 17 日）

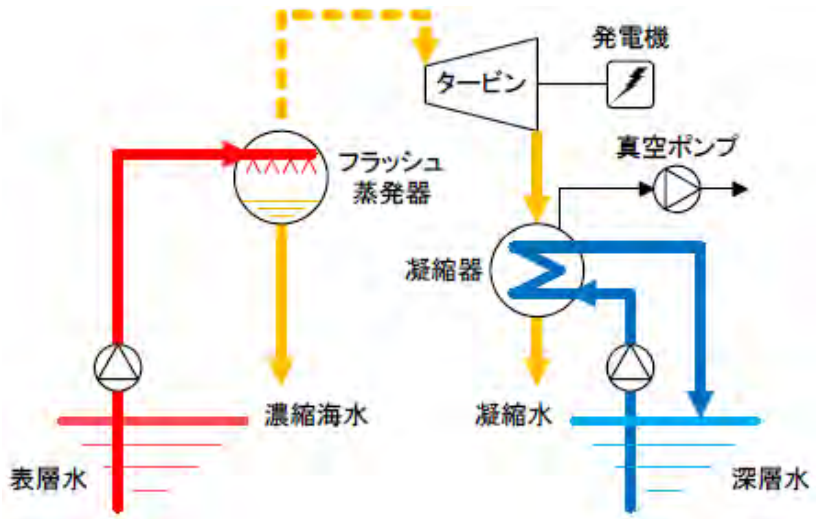


図 1-23 オープンサイクルのシステム図

出典:NEDO 「再生可能エネルギー技術白書第 2 版」

2)クローズサイクル (Closed Cycle)

主に、蒸発器・凝縮器・タービン・発電機・作動流体ポンプからなる。蒸発器・凝縮器・タービンはパイプで繋がれていて、そこには作動流体が封入されている。作動流体は、蒸発器で高温熱源から熱を受け取り、タービンで仕事（発電機を回転させる）を行い、凝縮器で低温熱源へ熱を捨て、再び蒸発器で熱を受け取り、これらの装置を循環する。このことから、クローズド（閉じた）サイクルと呼ばれる。基本的に、このサイクルは火力や原子力発電所と同じであるが、低温熱源として約 5℃の深層水（冷海水）、高温熱源として約 18～30℃の表層水（温海水）を使うことが異なる。また、作動流体は、各熱源の温度が低く、温度差も小さいことから 15～25℃で蒸発する物質を使用する。この作動流体には、フロン 22 やアンモニアが適当であると言われていたが、現在ではアンモニア／水の混合媒体が有望視されている。OTEC の場合、CC-OTEC とも呼ばれる。

出典:佐賀大学海洋エネルギー研究センター「海洋温度差発電（OTEC）の分類」〈http://www.ioes.saga-u.ac.jp/jp/ocean_energy/about_otec_0/about_otec_02〉（最終アクセス 2014 年 10 月 17 日）

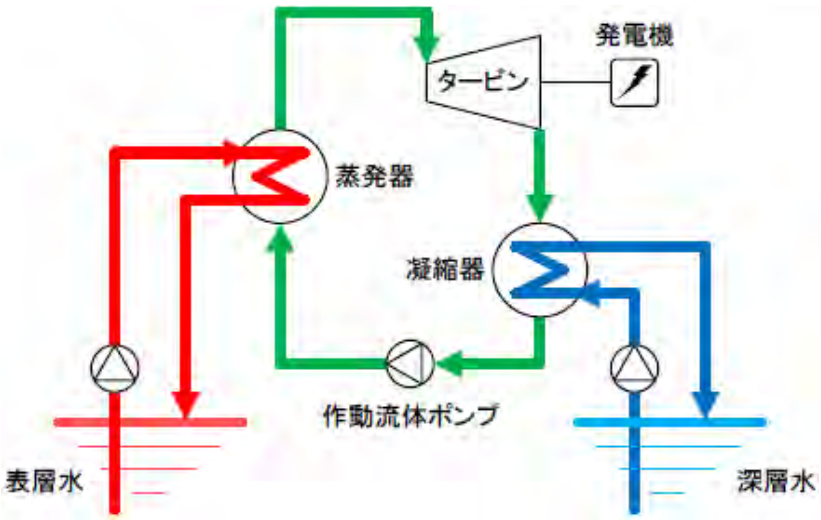


図 1-24 クローズドサイクル海洋温度差発電の概念図

出典:NEDO 「再生可能エネルギー技術白書第 2 版」

作動流体としては、アンモニアやフロン22 などが適するといわれていたが、経済性や環境への影響などから、現在はアンモニアと水の混合媒体が期待視されている。

NEDO による 2011 年度海洋エネルギー技術研究開発では、海洋温度差発電システムでの熱交換器および多段ランキンサイクルの研究開発を進めている。

出典:NEDO 「再生可能エネルギー技術白書第 2 版」

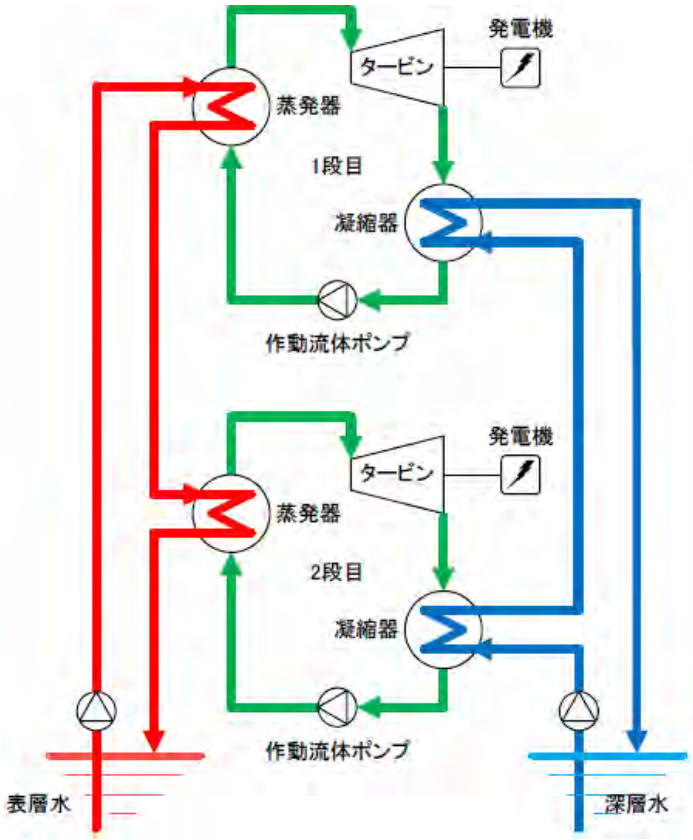


図 1-25 多段ランキンサイクル海洋温度差発電の概念図

出典:NEDO 「再生可能エネルギー技術白書第 2 版」

3)ハイブリッドサイクル

ハイブリッドサイクルは、オープンサイクルとクローズドサイクルを組み合わせたシステムである。基本構造はクローズドサイクルであるが、蒸発器に導入する高温熱源が異なる。

クローズサイクルでは、蒸発器に表層水を直接導入するのに対し、ハイブリッドサイクルでは、一旦オープンサイクルの蒸発器に表層水を導入し、そこで得られた水蒸気を高温熱源として使う。このことから、クローズサイクルに比べ、蒸発器の海水による汚染がなく、性能の低下が防げる。また、オープンサイクル同様、蒸発器から排出された水は飲料水として使えるため、淡水化技術の応用として考えられている。

出典:佐賀大学海洋エネルギー研究センター「海洋温度差発電（OTEC）の分類」〈http://www.ioes.saga-u.ac.jp/jp/ocean_energy/about_otec_0/about_otec_02〉(最終アクセス 2014 年 10 月 17 日)

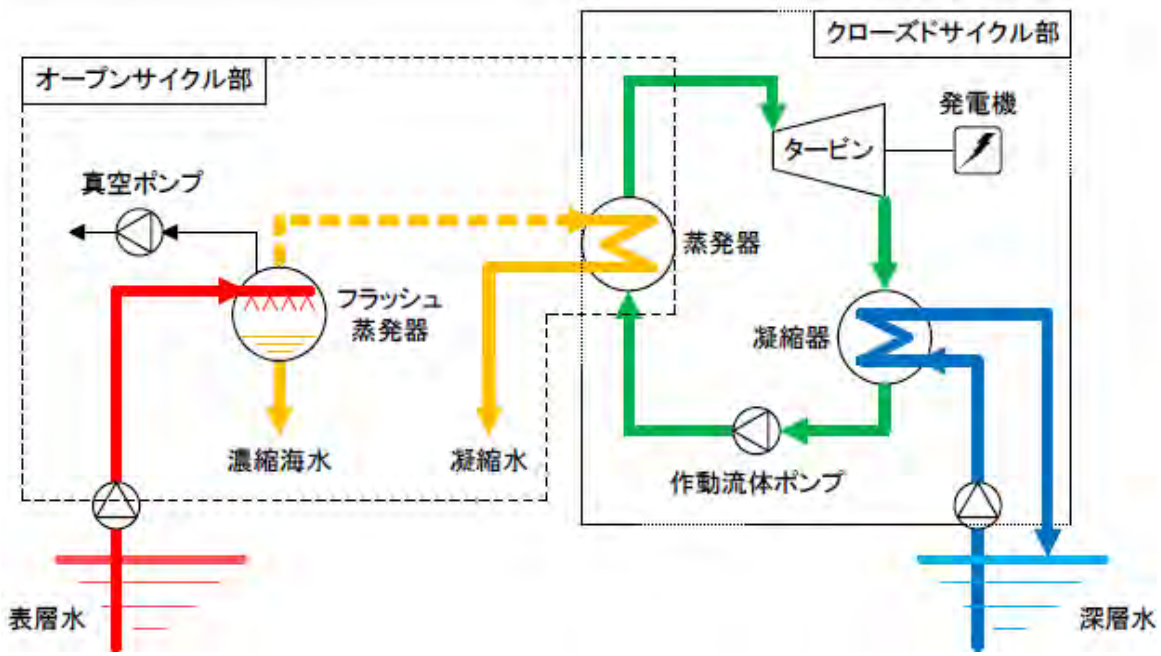


図 1-26 ハイブリッドサイクル海洋温度差発電の概念図

出典:NEDO 「再生可能エネルギー技術白書第 2 版」

②冷水取水管

深層水を水深 600～1,000m の深層から汲み上げるのに必要となる冷水取水管は、海洋温度差発電の重要な構成要素の一つである。現在、主に表 1-5 に挙げる材料が使用・提案されている。

表 1-5 冷水取水管の材料

材料	長所・特長	短所・課題
FRP サンドイッチ構造体	・軽量 ・強度を必要に応じて変えられる	・海水中の長期設置による劣化 ・大口径・長尺化技術の確立が必要 ・接合部の信頼性
ゴムなどの柔軟材料	・折りたたみが可能 ・製造法が確立している ・熱絶縁が良い	・技術開発途上 ・海水の吸収による強度劣化 ・腐食対策
鋼	・機械的性質が十分既知 ・海洋中への利用実績がある	・建築コストが比較的高い ・重量が重くなる
コンクリート	・強度が高い ・低コスト ・耐久性が高い ・熱絶縁が良い	・プレストレストコンクリートでないと引っ張り応力に弱い ・接合部の信頼性

出典：L.A. Vega, Economics of Ocean Thermal Energy Conversion, Proc. Of Oceanology International vol.6

③海洋深層水の複合利用

深海から汲み上げられる海洋深層水は、発電以外にもさまざまな用途に活用できる。具体的には、海水淡水化、海洋深層水による漁場造成、冷熱利用、リチウムなどの金属回収などが挙げられる（図 1-27）。

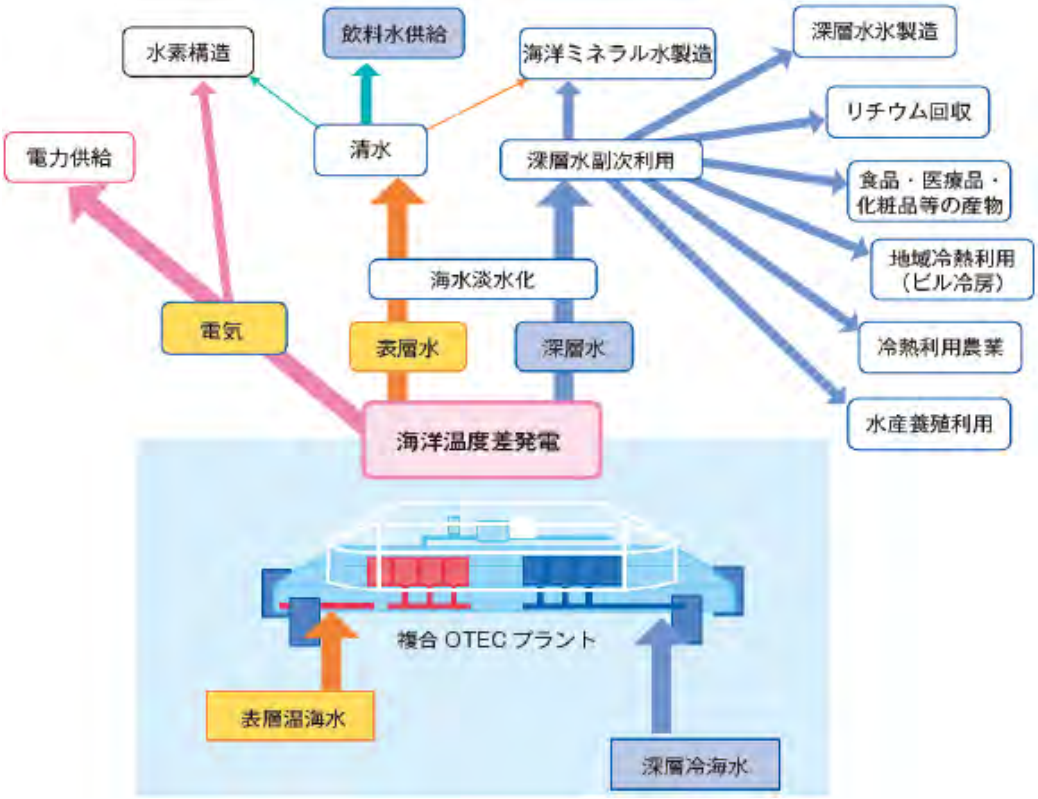


図 1-27 海洋温度差発電の複合利用

出典：海洋政策研究財団ホームページより

④海洋温度差発電の課題

海洋温度差発電の一般的な課題を表 1-6 に示す。

表 1-6　海洋温度差発電の一般的な課題

技術課題		解決策・要素技術
発電コストの削減	発電効率の向上	・適地の選定 ・熱交換効率の向上 ・高効率作業流体
	イニシャルコストの削減	・低コスト材料の開発(熱交換器のチタンの代替材料など) ・施工費の削減
	温排水源の有効利用	・工場排水、発電所排水等の利用
	海洋温度差エネルギーの複合活用	・海水淡水化技術 ・海洋深層水による漁場形成 ・冷熱利用(空調など) ・水素製造 ・リチウム回収等
高耐久化	海洋環境への対応	・海洋生物の付着防止(防汚塗料の塗布、音・超音波システム、オゾンガスの海水混合等)
管理・運用	設備の維持管理・故障の防止	・モニタリングシステム、遠隔操作システム ・海洋環境の予測システム
	生態系への影響	・実証試験による基礎データの収集

出典：NEDO「平成 21 年度成果報告書　新エネルギー等の未利用技術・未利用エネルギー等の現状と課題に関する調査」

ポイント

・海洋温度差発電は表層の温かい海水（表層水）と深海の冷たい海水（深層水）との温度差を利用する発電技術である。
・赤道近くでは 24℃と特に高く、ポテンシャルが高い。
・発電以外にも海水淡水化、漁場造成、冷熱利用、リチウムなどの金属回収など、深層水の複合利用を行うことができる。

1.1.7. 地熱発電

日本は火山列島と呼ばれるほど、火山の多い国である。地下深部にはマグマが存在し、膨大なエネルギーが眠っている。地熱発電はこのエネルギーの一部を蒸気という形で取り出し利用するものである。

地熱発電は、エネルギー資源にめぐまれない日本にとって、水力とともに純国産の再生可能な貴重なエネルギー資源であり、極めて高い供給の安定性を有することから、日本としても積極的に開発を推進すべきものとしている。

さらに、近年、地球温暖化等の環境問題がクローズアップされているが、地熱発電は火力発電にくらべ単位発電量当たりの二酸化炭素排出量が約 20 分の 1 と少ないため、地球にやさしいクリーンエネルギーとしても、その重要性が再認識されている。

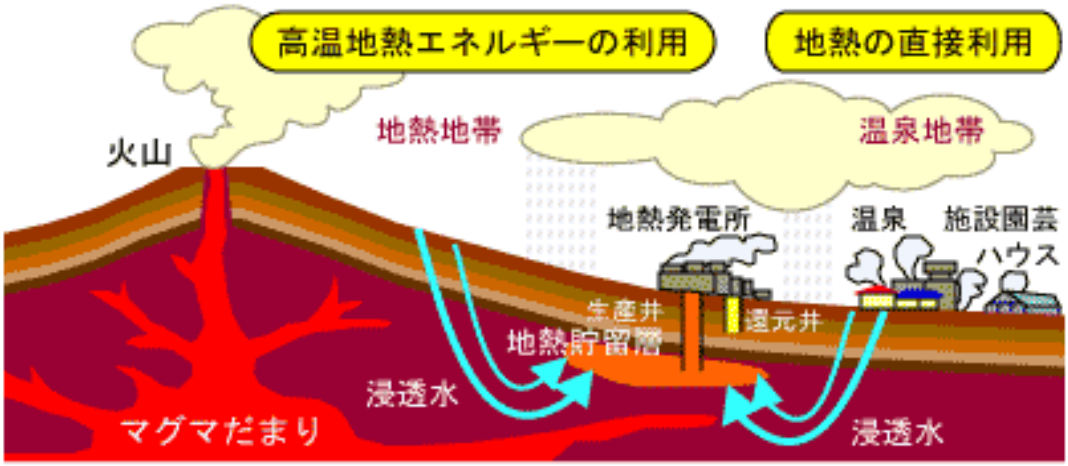


図 1-28　地熱利用方法
(出典：経済産業省 資源エネルギー庁 HP)

豆知識

マグマだまり

火山地帯の地下数～十数 km には、1,000 度以上もの温度になって岩がドロドロに溶けているところ(マグマだまり)がある。このマグマだまりは多量の熱を放出し、その周辺に高温の地熱地帯を形成している。

(出典：経済産業省 資源エネルギー庁 HP)

①地熱発電のしくみ

風力発電では、風によって風車を回して電気をつくる。火力発電では、風に代わって石炭や石油などを燃料とするボイラーでつくった蒸気がタービンを回して電気をつくる。

地熱発電のしくみは、火力発電と原理的には同様のしくみであるが、地中から噴出する天然の蒸気を利用する点に特徴がある。地球というボイラーがつくる蒸気を利用して電気をつくるのが、地熱発電である。

生産井と呼ばれる井戸を使って、地熱貯留層から蒸気を生産する。この時、蒸気とともに熱水も一緒に噴出するため、セパレーターと呼ばれる設備を使って蒸気と熱水に分離する。分離した蒸気は、蒸気輸送管を通って発電所に送られ、タービンを回して電気をつくる。一方、熱水は還元井により地下深部へ再び戻す。

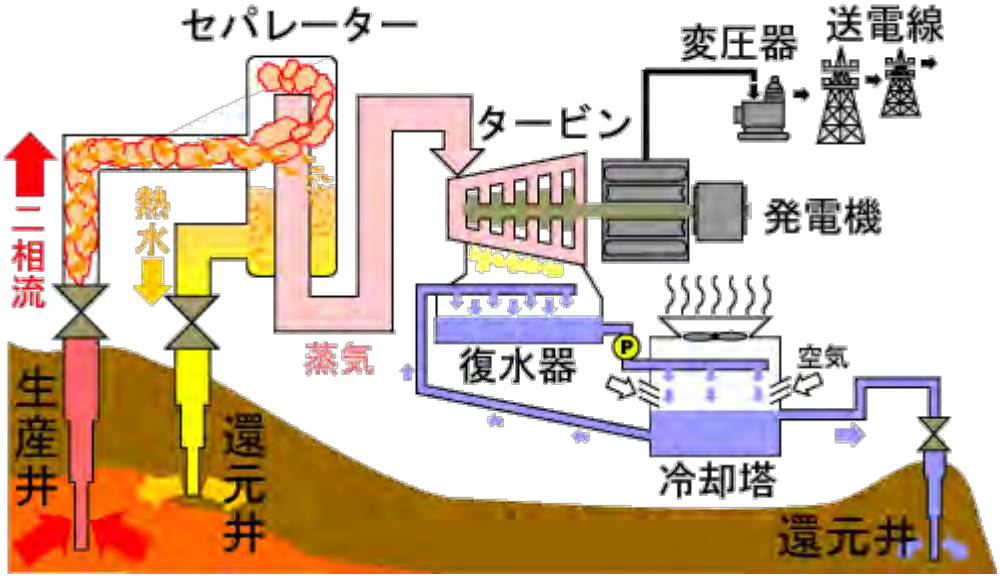


図 1-29　地熱発電のしくみ
(出典：経済産業省　資源エネルギー庁 HP)

図 1-30　八丁原発電所(九州電力)
(出典：経済産業省　資源エネルギー庁 HP)

②地熱発電の形式

地域によって、地熱貯留層内の蒸気や熱水の含まれる割合や温度などに違いがある。そのため、地熱資源の特性に合った形式が考えられている。

現在、日本で最も多く用いられている形式はシングルフラッシュと呼ばれる形式で、その他にもダブルフラッシュやバイナリー方式等がある。また、研究段階の形式として、高温岩体発電なども進められている。

・シングルフラッシュ

日本の地熱発電所では最も多く採用されている方式である。

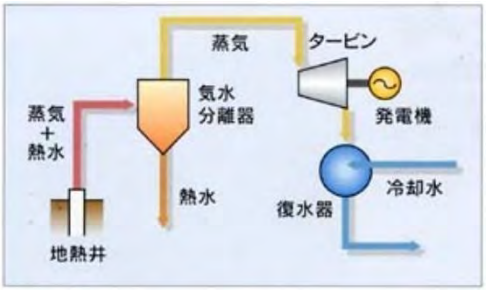


図 1-31　シングルフラッシュ

(出典：経済産業省 資源エネルギー庁 HP)

・ダブルフラッシュ

シングルフラッシュ方式で分離した熱水を、さらに減圧して低圧の蒸気を作り、発電に利用する方式である。シングルフラッシュに比べて設備費は増加するが、出力が 15～20%増加する。

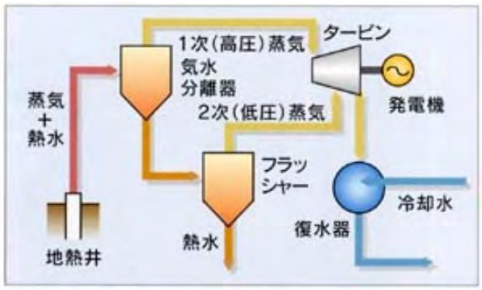


図 1-32　ダブルフラッシュ

(出典：経済産業省 資源エネルギー庁 HP)

・バイナリー方式

地熱流体の温度が低く十分な蒸気が得られないときなど、地熱流体で沸点の低い媒体を加熱し、媒体蒸気でタービンを回し発電する方式である。アメリカやフィリピンなど海外ではこの方式を採用した発電所がある。

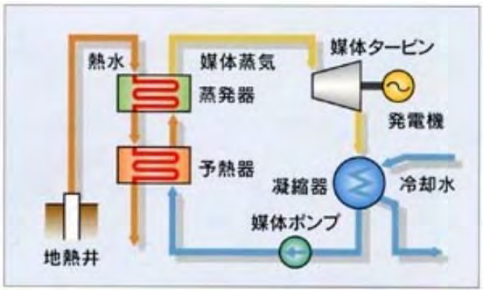


図 1-33　バイナリー方式

(出典：経済産業省 資源エネルギー庁 HP)

ポイント

- 地熱発電はエネルギー資源にめぐまれない日本にとって、水力とともに純国産の再生可能な貴重なエネルギー資源である
- 地熱発電は火力発電にくらべ単位発電量当たりの二酸化炭素排出量が約 20 分の 1 と少ない
- 地中から噴出する天然の蒸気を利用して電気をつくるのが、地熱発電である
- 地熱発電の形式にはシングルフラッシュ、ダブルフラッシュ及びバイナリー方式がある

1.2. ハイブリッド発電システムの概念

本節では前述の再生可能エネルギーを含む島しょ系統における系統システムについて概念を説明する。なお、本プロジェクトにおけるハイブリッド発電システム（HPGS：Hybrid Power Generation System）とは、「化石燃料の消費及び温室効果学の排出削減を目的にディーゼル発電機と再生可能エネルギーを一体的に並列運用するシステム」と定義している。また、本節では出力変動性の比較的大きく、大洋州で多く導入されている太陽光発電および風力発電を中心に取り上げ、既設ディーゼル発電機との協調運転について説明する。

ハイブリッド発電システムにおいては、従来型の島しょ系統を基本として、再生可能エネルギーを導入し、その設備充実度により大別される。図 1-34 に従来型島しょ系統とハイブリッド発電システムの概要を示す。

DG の変動抑制能力の補償範囲内となる、再エネ率が比較的低い段階においては、再エネ導入による系統への影響は比較的少ない。しかしながら、需要が低く、日射および風況が良い際には、再エネ率が一時的に上がり、その出力変動が顕在化する可能性がある。運転員は安定した DG のみの監視だけではなく、再エネの出力変動を見ながら系統運用を行うことが求められる。

DG の変動抑制能力を上回る再エネ導入が進むと、追加の再エネ変動抑制対策が必要となる。各個別の再エネ設備にて蓄電池等の系統安定化装置を設置する場合と、系統周波数安定化や余剰電力対策で設置される場合がある。再エネ率が進むと運転員による適切な系統運用ができない場合があることから、EMS 等の自動化システムが導入されることもある。

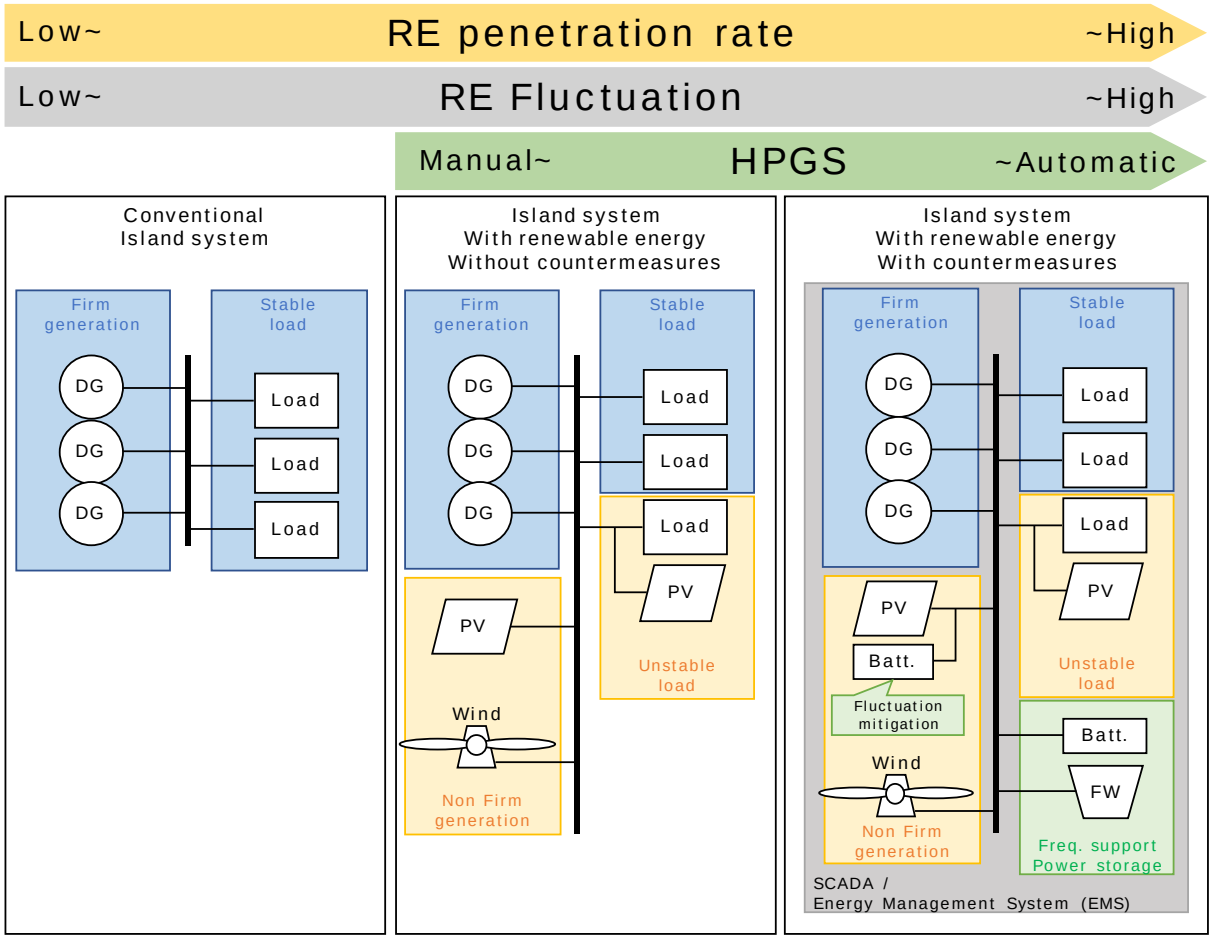
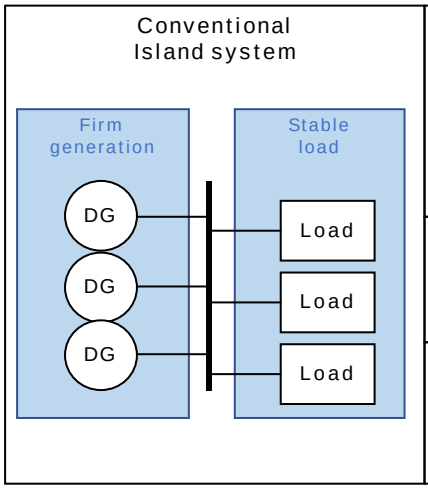


図 1-34 従来型島しょ系統とハイブリッド発電システム

1.2.1. システム構成と設備

図 1-33 で示した従来型島しょ系統とハイブリッド発電システムについて、各システムの構成設備とその特徴を以下に概観する。

(1) 従来型島しょシステム



Composing elements

1. Diesel engine generator (DG)
- Firm and core generation in an island system

2. Customer load (Load)
- Mainly residential customer and stable electricity consumption

Advantage

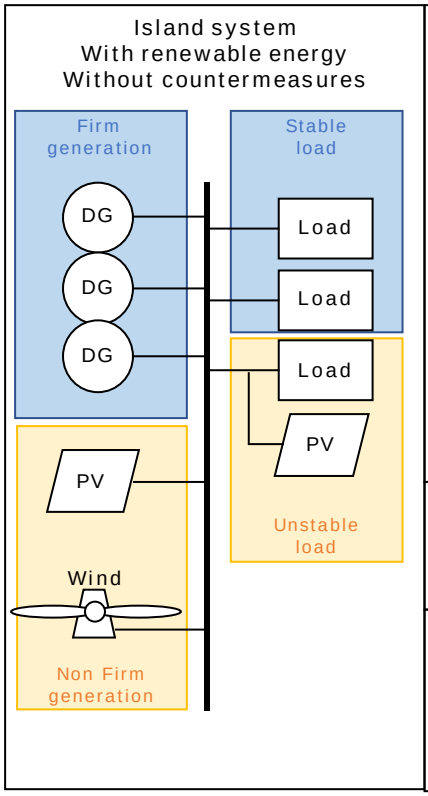
☺ Foreseeable load from experience
☺ Operator can concentrate DG operation

Disadvantage

☹ High dependency on oil
☹ High oil cost and vulnerability to world market price

図 1-35 従来型島しょシステム例

(2) ハイブリッド発電システム（安定化対策なし）



Composing elements

1. Diesel engine generator (DG)
- Firm and core generation in an island system

2. Customer load (Load)
- Mainly residential customer and relatively stable electricity consumption

3. Renewable energy

3-1. PV
- can be installed on generation side and customer side
- generates according irradiation during daytime
- Capacity can be flexible by amount of panel and inverter

3-2. Wind
- generates according wind speed
- Capacity is restricted by manufacturer's products

Advantage

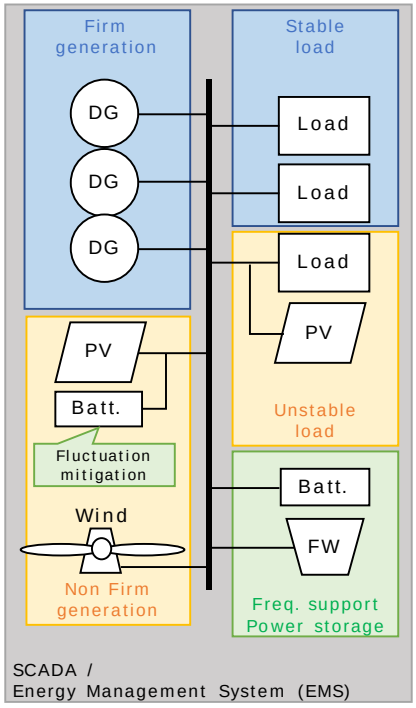
☺ Reduce oil usage and cost
☺ LCOE can be stable by lowering dependency on oil

Disadvantage

☹ Unforeseeable supply and demand
☹ Lower power quality
☹ Operator needs to watch carefully DG output, RE output and customer load

図 1-36 ハイブリッド発電システム（安定化対策なし）例

(3) ハイブリッド発電システム（安定化対策あり）



Composing elements

1. Diesel engine generator (DG)
- Firm and core generation in an island system

2. Customer load (Load)
- Mainly residential customer and relatively stable electricity consumption

3. Renewable energy

3-1. PV
- can be installed on generation side and customer side
- generates according irradiation during daytime
- Capacity can be flexible by amount of panel and inverter

3-2. Wind
- generates according wind speed
- Capacity is restricted by manufacturer's products

4. Stabilization system

4-1. Countermeasure against short-term fluctuation
- Battery system or high power facility such as flywheel
- Mitigates output fluctuation of RE on site or system frequency

4-2. Countermeasure against long-term fluctuation
- Large capacity battery charges excess energy and discharges according to system needs

5. SCADA/ EMS

5-1. SCADA
- Visibility and data acquisition
- Operator can control whole elements on SCADA

5-2. Energy Management System
- Operates system automatically to meet demand while optimizing energy mix each seconds or minutes

Advantage

☺ Battery supports operator by mitigating disbalance of demand and supply

☺ Operator can see whole system via SCADA or EMS

Disadvantage

☹ LCOE can be higher than the conventional system

☹ Substitutable technology of DG or considerable bigger capacity of RE and Battery will be needed to get high penetration of RE

図 1-37 ハイブリッド発電システム（安定化対策あり）例

※LCOE (Levelized Cost of Energy)

$$\frac{\sum_{t=1}^{n} \frac{I_t + M_t + F_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^{n} \frac{E_t}{(1+r)^t}}$$

I_t = Investment expenditures in year t (including financing)
M_t = Operations and maintenance expenditures in year t
F_t = Fuel expenditures in year t
E_t = Electricity generation in year t
r = Discount rate
n = Life of the system

✓ Measures lifetime costs divided by energy production

✓ Calculates present value of the total cost of building and operating a power plant over an assumed lifetime.

✓ Allows the comparison of different technologies (e.g., wind, solar, natural gas) of unequal life spans, project size, different capital cost, risk, return, and capacities

1.2.2. ディーゼル発電機

ハイブリッド発電システムにおける DG の特徴を説明し、再エネ導入に際して留意すべき事項について確認する。

(1) 制御方法

DG は自らの回転数と系統周波数が同期しており、回転数を一定に保つように発電出力を増減する。そのため、DG の制御においては、需要負荷の変動周期により分類される。

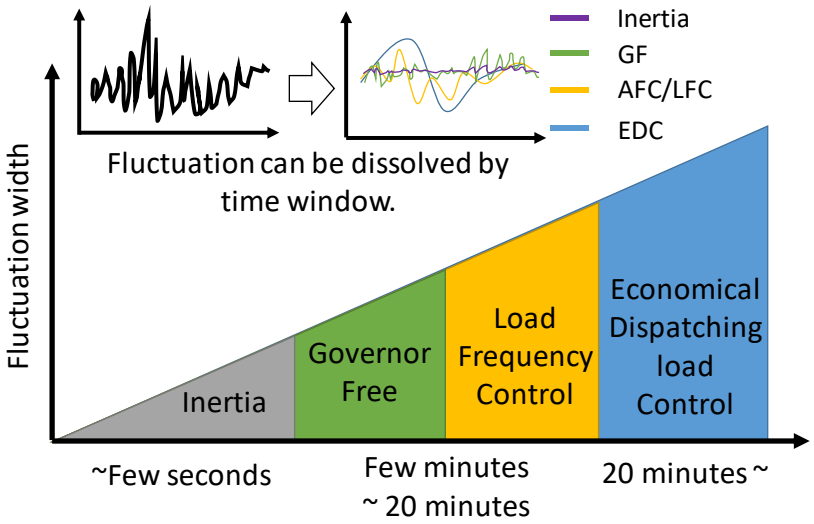


図 1-38 負荷変動周期と DG 制御

■ 慣性

瞬間的な負荷変動（=周波数変動）に対しては、DG の慣性力により変動を抑制する。慣性力は DG の容量や躯体の大きさで決まるため、変更することはできない。

■ ガバナフリー

出力の増減はガバナにより行われることから、ガバナフリー運転と呼ばれる。一般的に DG はドループ制御が用いられ、回転数の増減に合わせた発電出力増減の割合が予め設定されている。これにより容量や応答性の異なる DG が自動的に負荷分担を行うことができる。大洋州においては、これとは異なり、アイソクロナス制御とロードシェアリング機能が用いられることが多い。アイソクロナス制御は、電気的にガバナを制御し、回転数の変動を起こさないように発電出力を増減する。このため、ドループ制御と比較して周波数安定性は高いが、ロードシェアリング機能による適切な負荷分担を行い、DG 同士のハンチングを避ける必要がある。

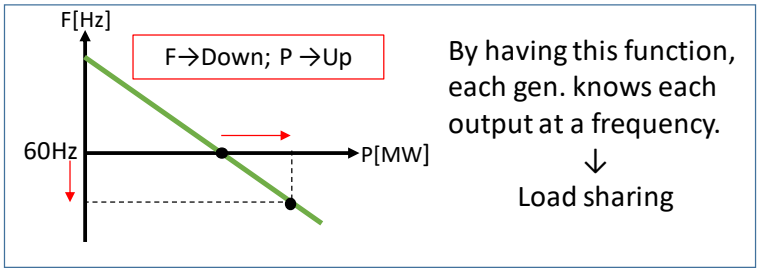


図 1-39 ドループ制御のイメージ

■ AFC/LFC

DG へドループ制御を適用する場合、残留誤差が発生し、基準周波数から僅かにずれた値に整定する。AFC 制御では、周波数が規定値より高ければ発電機の出力を減らし、周波数が規定値よりも低ければ発電機の出力を増加させて周波数を元に回復させる。

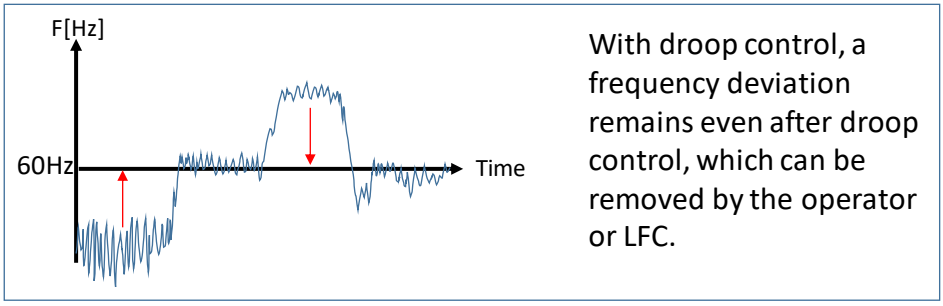


図 1-40AFC 制御のイメージ

■ EDC

周期の比較的長い変動については、需要予測や発電機の燃料種別等から予め経済的となるように発電機の出力や台数を調整する。

EDC 概要

発電所が複数ある場合や発電機が複数台ある場合に最も経済的な発電を行うために、「等増分燃料消費の原則」という考え方が用いられる。

これは、系統内のいずれの発電機の出力が微小増加しても燃料費の増加が等しいときに、燃料消費量が最小になるという原則である。ここで、図 1-41 に示すような発電機が 2 台の場合のモデル系統を用いて解説する。

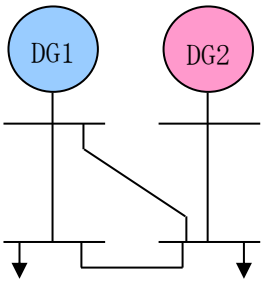


図 1-41　2 台の発電機を用いた発電モデル

G1 と DG2 の 2 台のディーゼル発電機を用いて電力供給を行う場合、DG1 の出力、DG2 の出力、燃料消費量の関係は図 1-2 のようになる。例えば出力が 10kW 必要な場合、コストが最小となる DG1 出力、DG2 出力、燃料消費量の関係は図の黄色い点(最適点)で示される。

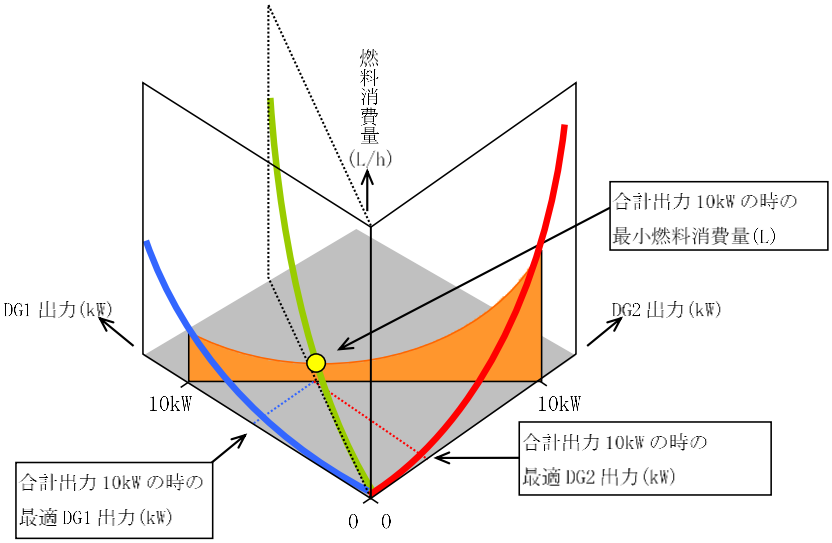


図 1-42　燃料消費量曲線(DG1、DG2、最適)の相関イメージ

(2) 運用制約

再エネ導入においては、DG それぞれの出力下限値および系統に占める DG 最低運転台数により、導入できる限界が生じる。

■ 出力下限値

ディーゼル発電機等は整備状態が悪いと運転範囲が制限される可能性があるため、常にコンディションを維持し、出力 50%~100%の運転範囲を確保することを基本とする。

通常、発電用ディーゼル機関は過給機を搭載しており、低出力帯では吸気圧と排気圧が逆転し、掃気が完全に行われず、燃焼ガスがシリンダ内に滞留し、不完全燃焼を引き起こす可能性が高い、そのため連続して低出力運転を行うと、シリンダ内に煤が堆積し、摺動部などを破損する恐れがある。

しかし、ユニット特性によっては出力 30%付近まで出力を下げても十分に対応可能の機種もあるため、予めユニット特性を確認し、使用可能な運転範囲を確保しておくことが肝要である。

■ 最低運転台数

系統運用においては、平時の需要供給だけではなく、事故時の対応についても適切に行えるよう配慮する必要がある。再エネの導入においては、出力不安定性に加えて、その特徴を踏まえた事故対応を検討する必要がある。表 1-6 に DG 最低運転台数を検討する上で考慮すべき項目を示す。但し、系統構成や機器の特性、保護思想等により個別的に検討する必要がある。特に、インバータ連系する再エネ導入が進むと、自己保護機能により系統擾乱時には不要解列し、事態を悪化させる可能性が高くなるため、包括的な検討が必要となる。

表 1-7 DG 最低運転台数の検討項目例

検討項目	検討のポイント	検討方法
1. N-1 事故	✓ DG1 機脱落時の想定	✓ 並列中の DG が 1 機脱落した際に、負荷の緊急遮断により、ブラックアウトを回避できるかを確認。 ✓ 負荷遮断試験等により、DG の応答性を確認し、ブラックアウトに至る周波数低下が発生するタイミングを把握する。
2. 予備力	✓ 負荷変動に対する補償 ✓ 再エネ出力に対する補償	✓ 常時の負荷変動を確認する。 ✓ 連系される再エネの出力に対してどの程度の割合を常に補償できるように予備力を持つか検討する。
3. 周波数応答性	✓ 各 DG の応答性	✓ 負荷遮断試験等により、DG の応答性を確認し、再エネの急峻な変動に対して、周波数管理値内に収まるよう、DG 台数および組み合わせを検討する。
4. 短絡容量	✓ フィーダ過電流継電器の整定値との整合	✓ 同期機が減少すると短絡容量が減り、フィーダ短絡事故時に適切な電流を流すことができず、系統電圧が極端に低い状態が継続する可能性があるため、過電流継電器の整定値および DG が流せる短絡電流との整合を確認する。

1.2.3. 系統安定化装置

前述の DG 運用制約を超える再エネを導入する際には、蓄電池などの系統安定化装置を導入する必要が生じる。本節では、系統安定化装置の役割および種類と特徴について概観する。

(1) ハイブリッド発電システムにおける役割

ハイブリッド発電システムにおける役割を表 1-8 に示す。

表 1-8 系統安定化装置の役割

役割	機能	適用される系統安定化装置
1. 再エネの出力安定化	✓ 対象となる再エネ設備の出力変動(ΔP または ΔQ)に対して出力補償し、変動を低減する。	鉛蓄電池、LiB、LiC、NaS、EDLC、FW
2. 系統周波数の安定化	✓ 系統周波数を制御対象として、偏差を無くすように、出力補償する。	LiB 、 LiC 、 NaS 、EDLC、FW
3. 再エネの余剰電力対策	✓ DG の出力下限値を超える量の再エネ出力が発生した場合、その余剰電力を吸収し、需要と供給のバランスを保つ。また、再エネ出力が低下した際等に放電する。	鉛蓄電池、揚水発電、NaS、レドックスフロー

(2) 種類と特徴

図 1-43 に主な系統安定化装置を示す。世界的な再エネ導入促進に伴い、様々な系統安定化装置（電力貯蔵装置）が開発されている。

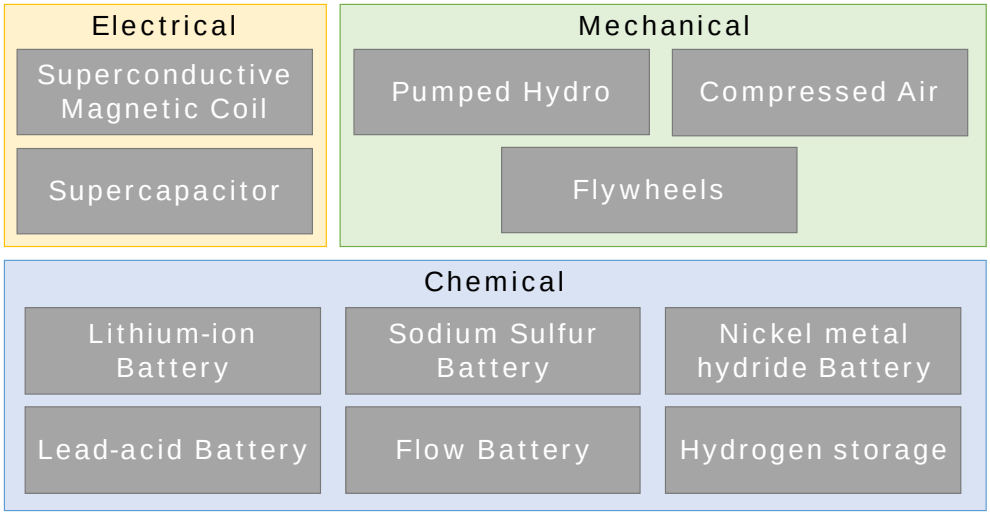


図 1-43 主な系統安定化装置

一般的な系統安定化装置について表 1-9 に特徴を示す。

鉛蓄電池は技術的に成熟しており、安価で多く普及している。沖縄県内離島においても主要な系統安定化装置であるが、2 週間に 1 度均等充電により SOC 補正をする必要があるため、系統安定化装置の機能が一時的に停止してしまうデメリットがある。

リチウムイオン電池は高出力で均等充電も不要だが、高価で大容量化が難しい。最近では低出

力大容量化の開発が進められている。

NaS 電池については高出力で大容量であるが、常に高温保持する必要があり、一度加熱を停止すると電池セルが冷え固まってしまうため、リスク対策が必要となる。

揚水発電については、上池と下池が必要になるため、高低差のある土地環境が求められる。下池を海とする海水揚水発電の適用も可能であり、沖縄にて適用事例がある。

フライホイールについては、電気エネルギーを機械エネルギー（回転エネルギー）として蓄え、必要に応じて電気エネルギーとして系統に供給する仕組みとなっている。出力応答性は高いが、回転するため、定期的なメンテナンスが必要となる。

表 1-9 一般的な系統安定化装置の特徴

種類	特徴	主な用途			運転・保守性	寿命（サイクル）	備考
		出力安定化	周波数安定化	余剰電力対策			
鉛	安価	○	○	○	常温 (~ 27 ℃)	300~1500	2週間に1度の均等充電が必要
LiB	高出力	○	○	△	常温(~ 27 ℃)	600~1000	
NaS	高出力 大容量	○	○	○	高温 (280~350℃)	~1500	高温保持が必要なため所内率が高い
揚水発電	大容量 同期機	△	△	○	常温	メンテナンス状況による	海洋を下池とした海水揚水発電もある
フライホイール	高出力	○	○	×	常温	メンテナンス状況による	

1.2.4. SCADA およびエネルギーマネジメントシステム

再エネ導入においては、発電デバイスの種類が増え、更には遠隔化する。系統運用者はこれらすべてを把握し、必要に応じて DG の出力変更または発停止を行い、再エネの出力抑制も実施する。そのため、再エネ設備を含むすべての発電状況の可視化および可制御化が必要となる。再エネ導入が大きく進むと、系統運用者による適切な系統運用ができない場合があることから、EMS 等の自動化システムが導入されることもある。本節では SCADA および EMS について概観する。

(1) SCADA：Supervisory Control And Data Acquisition

1 つのサイト全体や地理的に分散したシステム群を集中的に監視制御する。制御のほとんどは自動的に行われるが、系統運用者による仲介を行うことができる。また、現在の状態を表示、記録する。

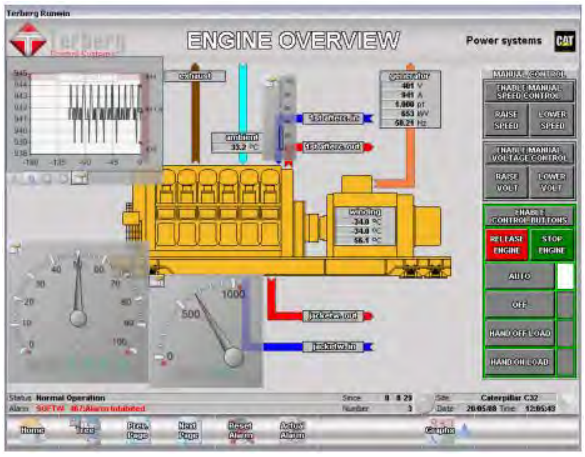


図 1-44 DG の SCADA システム例

（出展：https://www.stet.pt/dl/scada_system.pdf）

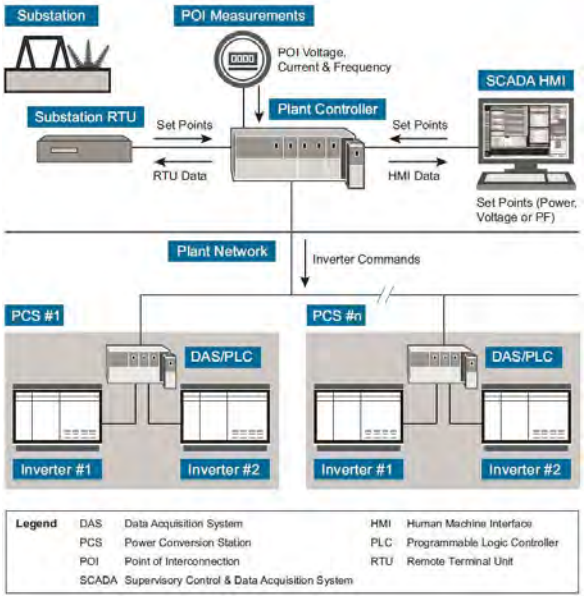


図 1-45 PV SCADA システムの例

（出展：http://www.tdworld.com/generation-renewables/grid-friendly-utility-scale-pv-plants）

(2) EMS：Energy Management System

SCADA の機能に加えて、系統における各設備の状態を監視し、DG を含めた設備の最適運用を計算、自動制御するシステム。

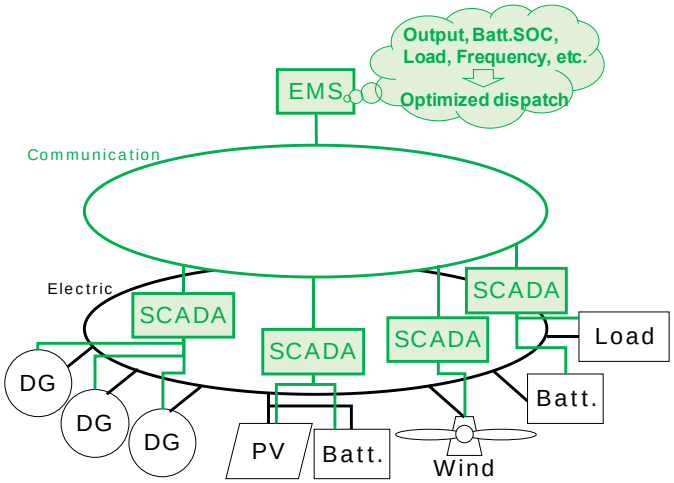


図 1-46 EMS のイメージ

2 再生可能エネルギー統合計画

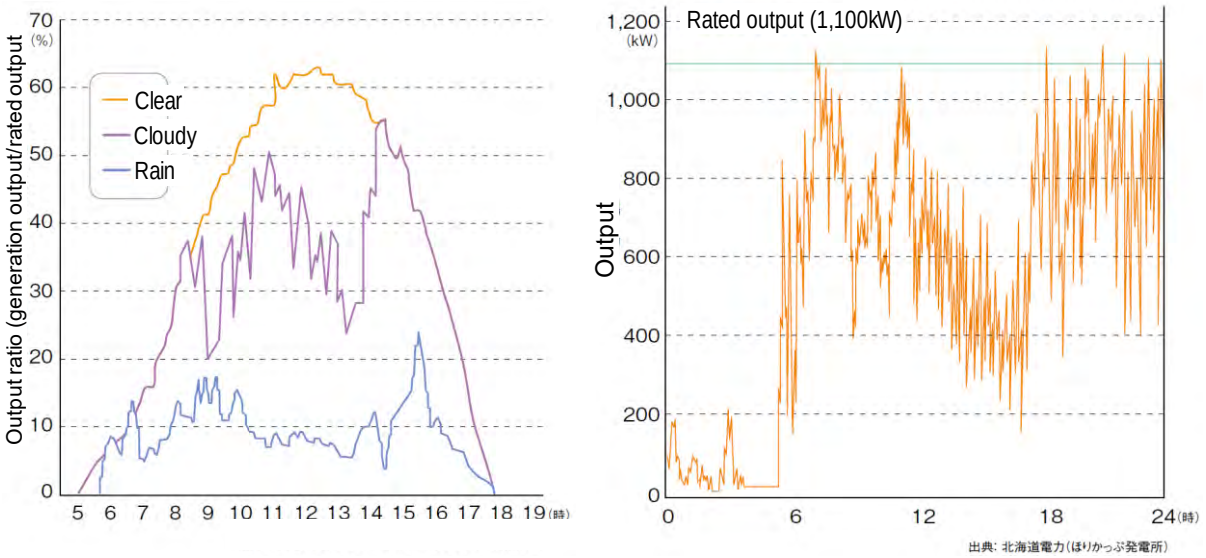
目 次

2. 再生可能エネルギーの導入 1
2.1. 再生可能エネルギー（太陽光・風力）発電設備の変動 1
2.1.1. 電力系統と電力品質 1
2.2. 再エネ導入による電力系統への影響 6
2.2.1. 周波数変動 7
2.2.2. 電圧変動 8
2.2.3. 余剰電力 9
2.3. 再エネ対策 10
2.3.1. グリッドコード 10
2.3.2. 周波数変動（代数的手法、詳細シミュレーション） 37
2.3.3. 電圧変動 51
2.3.4. 余剰電力 (Homer software) 53
2.4. 再エネ統合のロードマップの計画方法論 58
2.4.1. 計画方法論の概要 58
2.4.2. 入力と想定 63
2.4.3. 系統規模に関する考察（信頼性、サービス品質） 64
2.4.4. 小規模島しょ系統への再エネ導入ロードマップ 66
2.4.5. 大規模系統における再エネ導入ロードマップ 66

2. 再生可能エネルギーの導入

2.1. 再生可能エネルギー（太陽光・風力）発電設備の変動

太陽光発電や風力発電に代表される再生可能エネルギーは気候に影響されるため、一定出力を確保することが困難であり、また、必要量の電力を制御(同時同量制御)することも難しい。太陽光発電および風力発電の出力の例を図 2-1 に示す。



出典：北海道電力株式会社資料を基にコンサルチーム作成

図 2-1　太陽光発電および風力発電の出力

太陽光発電等の接続の限界を理解する上でのキーワードとして、「短周期変動」と「長周期変動」がある。再エネ電源の出力を分解すると、以下の 2 つの成分に分けることができる。短い周期の小さな出力変動を「短周期変動」、長い周期の大きな出力変動を「長周期変動」という。

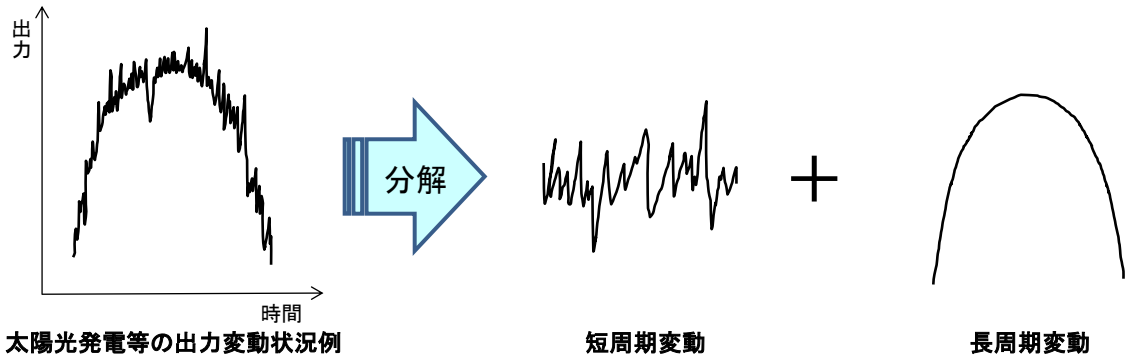


図 2-2　太陽光発電等の短周期変動と長周期変動

2.1.1. 電力系統と電力品質

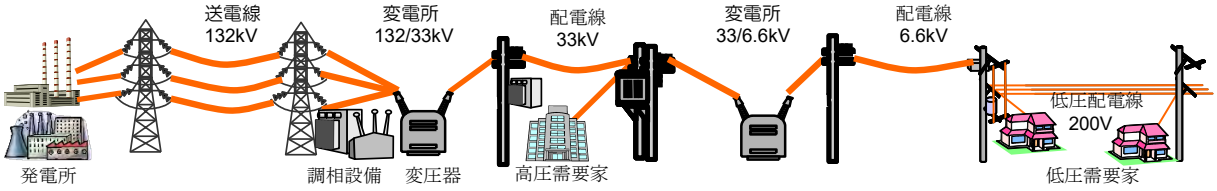
(1) 電力系統

火力、水力等の各発電所で発生した電気は、発電所→送電線→変電所→配電線→引込線などの電力設備を経て、需要家に届けられる。発電から需要までのすべてが組み合わさり構成されるシステムを「電力系統」と呼ぶ。

大きい電力系統における発電所から低圧需要家までの電力の流れを図 2-3 に示す。需要増加に

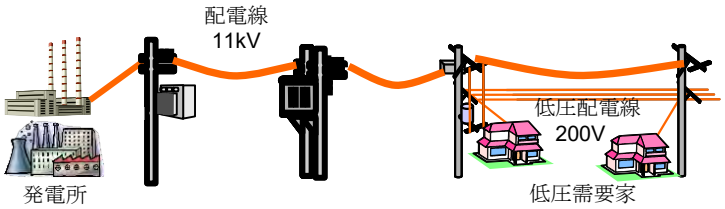
対応できるよう電力系統の電圧は高くなる。より高い電圧を採用することにより送電できる電力は増加し、送電損失は低減される。一方、むやみに電圧を高くすると過剰な設備となり経済性は悪化するため、適切な電圧を選択することが望まれる。

小規模離島の電力系統では、図 2-4 のように送電線や変電所は必要なく、電気は発電所→配電線→引込線などの電力設備を経て、需要家に届けられる場合もある。



出典：コンサルチーム作成

図 2-3　電力系統



出典：コンサルチーム作成

図 2-4　電力系統

(2) 電力品質

電力品質には周波数、電圧、高調波等がある。

一般的に、法令や国のガイドライン、系統運用者の内規において目標値が定められており、系統運用者は目標値を逸脱しないよう系統計画、系統運用を行う必要がある。また、**需要設備は目標値**の範囲で使用するように製作されていることから、目標値の逸脱により異常動作や損傷を招く虞がある。電力品質を表す周波数、電圧について、それらの目標値の逸脱がどのような影響を及ぼすか説明する。

(a) 周波数

周波数に関する品質が低下した場合に影響を受ける需要設備としては、電気時計、電動機、精密計測器などが挙げられる。

例えば、繊維の製造過程で巻取りや延伸が行われるが、周波数変動により、延伸工程に用いる電動機の回転数が変動する。結果的に、回転数変動により、糸の細い・太いが発生し、製品価値の低下につながる。**なお、日本では**標準周波数に対する目標値が定められている（表 2-1）。

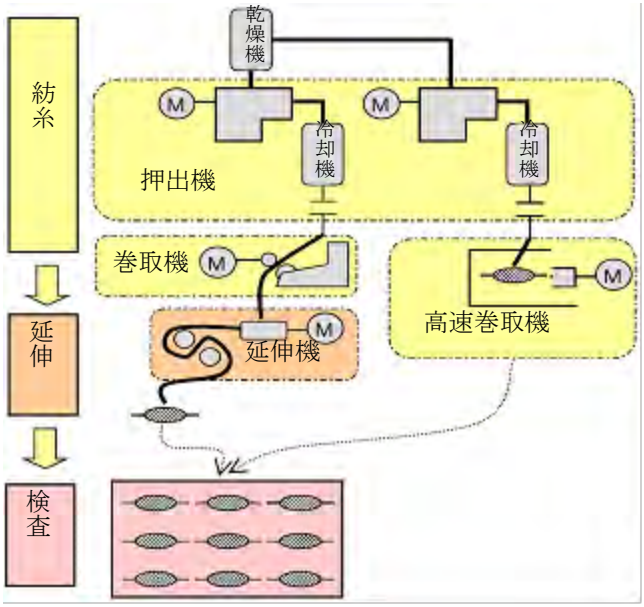


図 2-5　繊維の製造工程の例

出典：系統利用 WG 参考資料 経済産業省 HP

表 2-1　日本の標準周波数に対する目標値

出典：各電力会社 HP よりコンサルチーム編集

北海道	最大偏差 50±0.3Hz
東地域	最大偏差 50±0.2Hz
中西地域	最大偏差 60±0.1Hz【目標滞在率 95%】
沖縄	最大偏差 60±0.3Hz

(b) 電圧

電圧に関する品質が低下した場合、多くの需要設備（家電、電動機、照明）に影響を及ぼす。ここでは、実際に電圧が変動した際、各機器にどのような影響が表れるのか、誘導電動機、蛍光ランプ、白熱電球等を例に説明する。

・誘導電動機

電動機の種類は様々だが、最も多く一般的に使用されているのが誘導電動機である。誘導電動機に供給される電圧が変化した場合、周波数が変らない限り回転数がほとんど変化せず負荷が一定の場合は、電圧に逆比例して電流が変化する。

電動機の出力をＰ 、電圧をＶ 、電流をＩ 、力率を $\cos\theta$ 、効率を η とすると、出力は

$$P = \sqrt{3}\ V\ I \cos\theta \cdot \eta$$

の式で表され、出力が一定ならば、電圧が低下すると電流が増大することがわかる。

また、回転力(トルク)は電圧の 2 乗に比例して変化するので、電圧低下により電動機負荷の要求するトルクより小さくなれば始動不能となる。また、始動できたとしてもすべりが大きくなる。これらの関係を表 2-2 に示す。

表 2-2 電圧変動が誘導電動機に及ぼす影響

		電圧変動		
		90%電圧	電圧に関して下記に比例	110%電圧
始動トルク 最大トルク		−19%	V^2	+21%
同期速度		変化せず	一定	変化せず
%すべり		＋23%	$\frac{1}{V^2}$	−17%
全負荷速度		−1.5%	同期速度すべり	＋1％
効率	全　負　荷	−2%	—	やや増加
	3／4　負荷	実際上変化しない	—	実際上変化しない
	1／2　負荷	＋1%	—	−1～2%
力率	全　負　荷	+2～3%	—	−3%
	3／4　負荷	+4～5%	—	−4%
	1／2　負荷	+4～5%	—	−5～6%
全負荷電流		＋11%	—	−7%
始動電流		−10～12%	V	+10～12%
全負荷温度上昇		+6～7%	—	−1～2%
磁気騒音		やや減少	—	やや増加

出典：日本電気技術者協会 HP　電気技術解説講座

・蛍光ランプ

蛍光ランプの電圧特性を図 2-6 に示す。この図からわかるように電圧が定格から 6%増減すると、寿命は約 10%低下する。

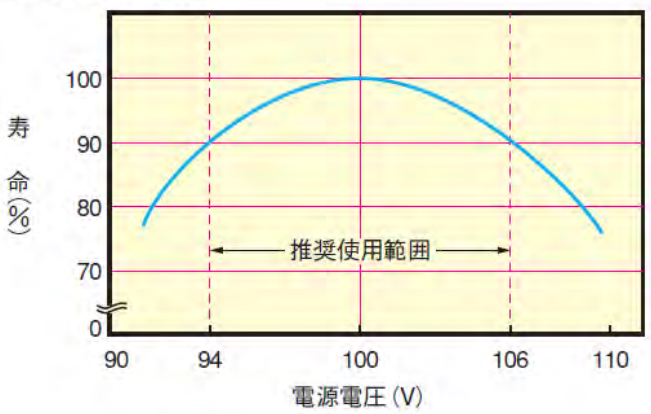


図 2-6 蛍光ランプの電源電圧と寿命

出典：東芝ランプ総合カタログ

・白熱電球

ガス入り電球の電圧特性を図 2-7 に示す。この図から分かるように使用電圧が低い場合、寿命が長くなり、消費電力は少なくなるが、明るさが低下する(電圧が定格電圧より 5%低下すれば、

明るさは約 84%に低下)。逆に使用電圧が高い場合、明るさは上昇するが、消費電力が増え、寿命が短くなる(電圧が 5%高いと寿命は約 1/2 になる)。

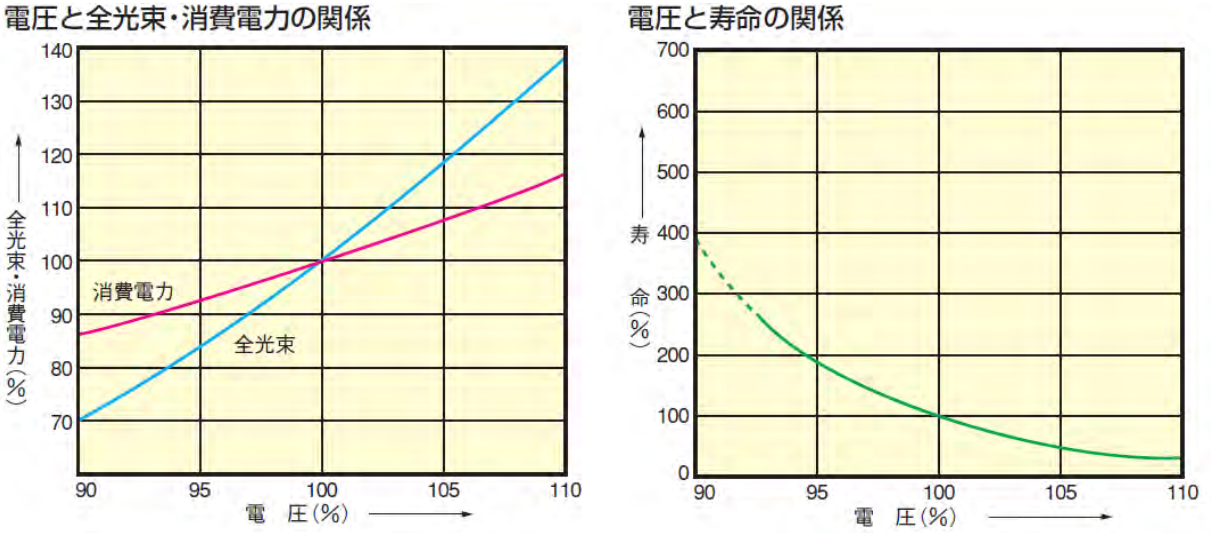


図 2-7 白熱電球の電源電圧と寿命及び特性
出典：東芝ランプ総合カタログ

・その他の機器

テレビやラジオの電圧変動による影響は、映像の明るさ、音声出力、消費電力が主なものである。テレビの消費電力と電源電圧の関係は、電圧が上がれば消費電力が増え、電圧が下がれば消費電力も減る。

その他の一般的な家庭用電気機器(冷蔵庫、洗濯機、脱水機、ミキサー、掃除機、井戸用ポンプ、扇風機等)は、上述したように±10%以下の電圧変動に支障がないように設計されている。しかし、冷蔵庫や洗濯機などのように分相始動の誘導電動機を使用しているものでは、10%以上電圧が低下すると始動が困難になり、コイルを焼損することがある。また、ミキサー、掃除機などのように直巻形モーターを使用しているものでは、電圧の低下により回転速度、出力が低下する。

なお、日本では、電気事業法により低圧の標準電圧に対する電圧変動幅の許容値が定められている（表 2-3)。また、高圧以上については電力会社にて、標準電圧に対する目標値が定められている（表 2-4)。

表 2-3　電圧変動幅の許容値（低圧）

標準電圧	電圧変動幅の許容値
100V	101± 6[V] 以内（ 95[V]～107[V])
200V	202±20[V] 以内（182[V]～222[V])

表 2-4　標準電圧に対する目標値（高圧以上）の例

標準電圧	目標値
6.6kV	6.6±3.0%[kV] 以内（6.4[kV]～6.8[kV])
13.8kV	13.8±3.0%[kV] 以内（13.4[kV]～14.2[kV])
66kV	66±3.0%[kV] 以内（64[kV]～68[kV])

また、負荷設備は、この電圧変動幅の許容値（低圧）の範囲で使用する前提で製作されている。日本における代表例を表 2-5 に示す。

表 2-5　許容電圧変動幅の規格値

機　器	許容電圧変動	規格
変圧器	±5%	JIS※ C 4304
低圧電動機(防災用)	±5%	消防庁告示
低圧電動機	±10%	JIS C 4210
低圧コンデンサ	±10%	JIS C 4902
蛍光ランプ安定器	±6%	JIS C 8108
白熱電球	±6%	JIS C 7501

※JIS：Japanese Industrial Standards の略で、その名の通り日本の工業分野における標準化を進めるため制定される「取決め（標準規格）」のことである。

2.2. 再エネ導入による電力系統への影響

再エネは、出力が自然変動に影響されるものや効率面から硬直的に運用せざる得ないものが多く、大量導入により電力系統へ影響を及ぼす。電力系統への影響としては、周波数変動（短周期変動）、電圧変動、余剰電力（長周期変動）、故障復帰、系統安定性がある。これらは電気的な特性により系統全体に影響するものもあれば、配電系統のみに影響するものもある。（表 2-6 参照）

次項では出力が自然変動に影響されることから、電力系統への影響が大きく、かつ、比較的導入が容易である太陽光発電および風力発電による電力系統への影響について説明する。

なお、水力発電、バイオマス発電、地熱発電についても、一般的には、個別検討が必要となるものの、水力発電および火力発電による電力系統への影響と同様であるため事項では特に説明しない。ただし、余剰電力（長周期変動）について、エネルギー源となる水、メタンガス、蒸気や熱水等を無駄にしないよう注意が必要である。

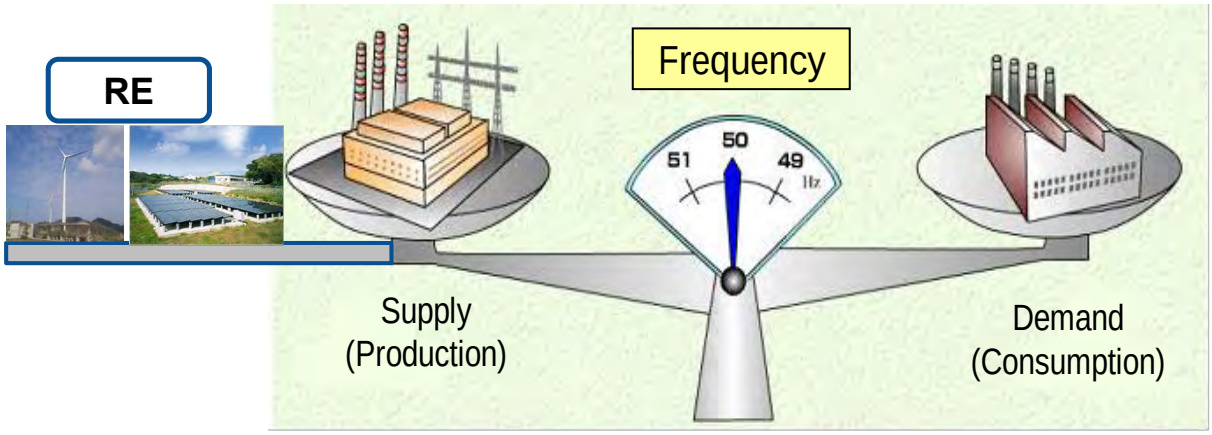
表 2-6　影響範囲
（出典：）

影響	範囲	影響の概要
周波数変動	系統全体	PV や風力発電の出力変動幅の拡大に伴う調整力不足が発生し、周波数変動が拡大する。
電圧変動	配電系統※	PV から配電系統への逆潮流の増大に伴い、配電線電圧の管理が困難になる。
余剰電力	系統全体	火力発電が運転を継続するためには一定以上の発電出力を維持する必要があり、電力需要が少ないときでも出力をそれ以上に下げることができず、再エネ出力により供給量が需要を超過する。
故障復帰	配電系統	配電線事故で生じた停電区間に他の配電線から融通する場合、停電区間で停止した PV の発電量も賄わなければならず、融通する配電線に過剰の電流が流れる可能性がある。
系統安定性	系統全体	火力発電の運転台数現象に伴い同期化力が低下する等。

※送電系統にメガソーラーが連系すること等により送電系統に影響する場合もある。

2.2.1. 周波数変動

電気を貯蔵できない場合、生産量と消費量が常に同じであることが必要(同時同量の原則)であるが、これができなかった場合、電力系統全体において周波数が変動する。従来、供給側の火力発電は一定出力の確保や必要量の電力の制御が可能であったため、需要変動に合うよう供給することで、周波数を一定に保つことが可能であった。しかし、再エネの導入に伴い、供給側においても変動が生じることになる。(図 2-8 参照)



需要（消費量）＞供給（生産量）⇒周波数低下
需要（消費量）＜供給（生産量）⇒周波数上昇

図 2-8 電力需給と周波数
出典：「電力系統の安定運用のために」 電力中央研究所を加工

従って、不安定な電源の活用により、周波数変動が発生し停電リスクが高まるため、再生可能エネルギーの促進普及には慎重な検討が必要である。 離島の電力系統は小規模単独系統であるため、緊急時や非常時に他の電力系統からのバックアップが一切望めない系統である。このような系統に大量の再生可能エネルギーが導入されると周波数変動が顕在化する可能性が高い。(図 2-9 参照)

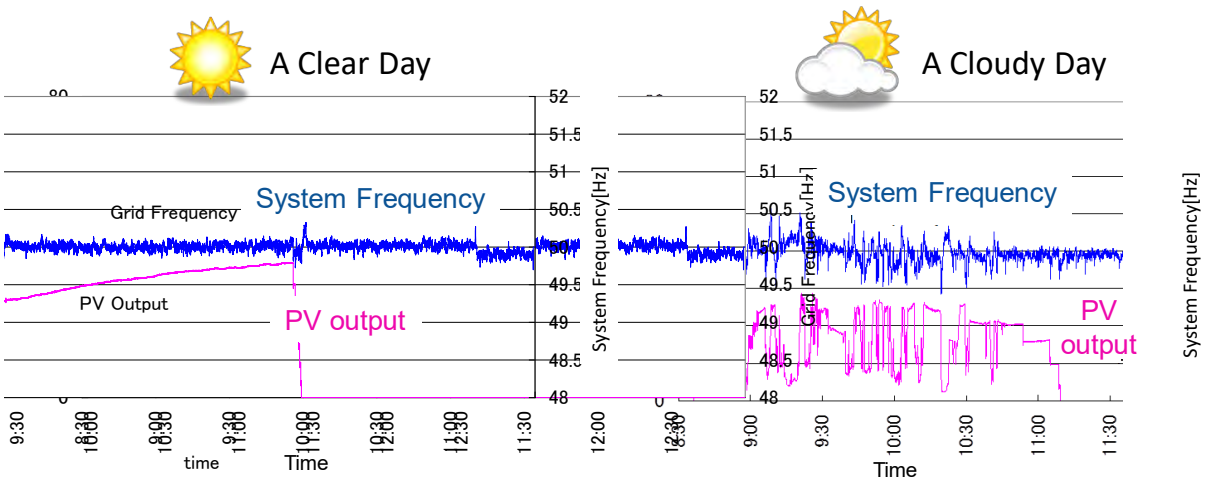


Fig. PV output and system frequency of a small-scale power system

（出典：コンサルチーム作成）

発電側への影響について、同期発電機は周波数が変わると回転数が変わるので大幅な変化があると振動や機械系の疲労が問題となる。また、特に周波数が大幅に変化すると運転継続ができなくなり、次々に発電機が停止して大きな停電になることもある。

図 2-10 は周波数低下による系統崩壊を示している。次々に発電機が停止する連鎖反応は、短くて数秒、長くても数分という間に起きる。変電所の事故による電源の脱落が起こり、これにより周波数が低下して連鎖的に電源が脱落し、事故発生から約 16 秒という短い時間で全系崩壊に至っている。

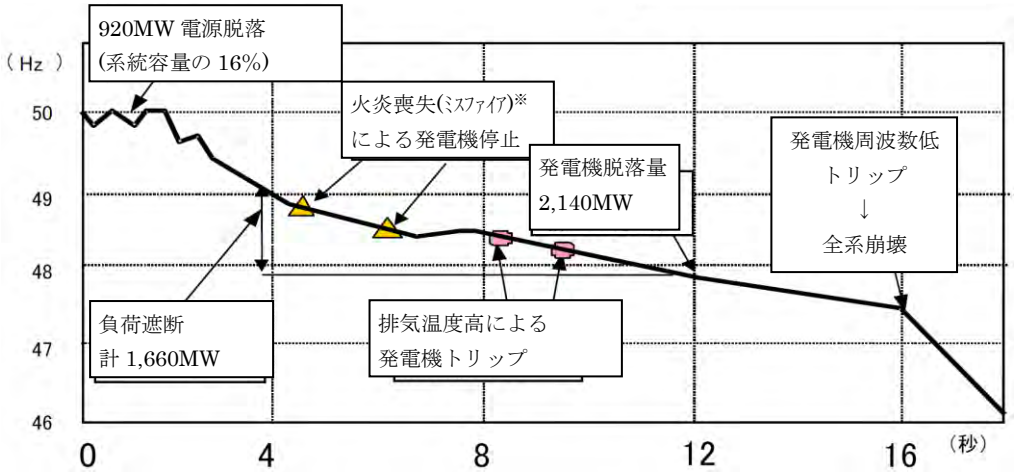


図 2-10 周波数低下による系統崩壊

出典：系統利用 WG 参考資料 経済産業省 HP

※火炎喪失：燃料の絞り込みにより燃焼機の火が消える現象

2.2.2. 電圧変動

配電系統において、逆潮流がない場合、電流は配電用変電所から需要側に流れ、電圧降下する（図 2-11 参照）。これに対し、需要側の電圧を一定に維持するため、コンデンサによる無効電力供給や配電用変圧器のタップ調整が実施されてきた。電圧が適切に維持できなかった場合、需要家設備に悪影響を出したり、送電ロスが増すなど様々な弊害が発生する。

一方、再エネの導入に伴い逆潮流する（再エネからの電流が配電用変電所の方向に流れる）場合、電圧上昇する。よって、太陽光発電や風力発電の出力変動に伴い、配電系統の電圧も変動する。不安定な電源の活用により、電圧変動が発生し停電や設備損傷リスクが高まるため、再生可能エネルギーの促進普及には慎重な検討が必要である。特に配電線路が長い（線路インピーダンスが大きい）配電系統に再エネが導入されると電圧変動が顕在化する可能性が高い。また、送電系統であってもメガソーラーの連系等により電圧変動が顕在化する可能性もある。

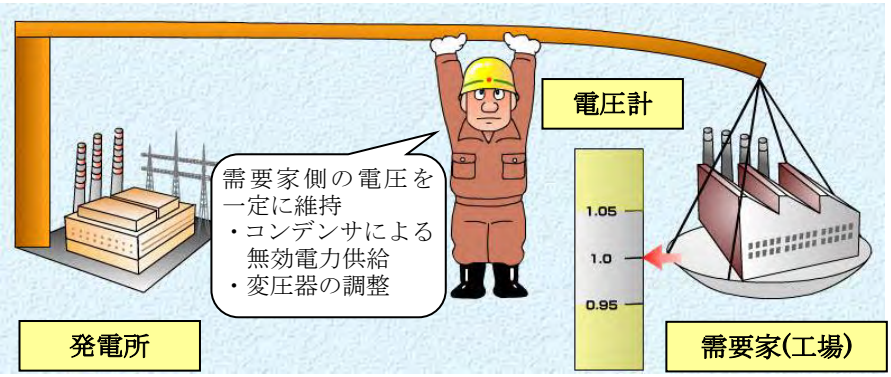
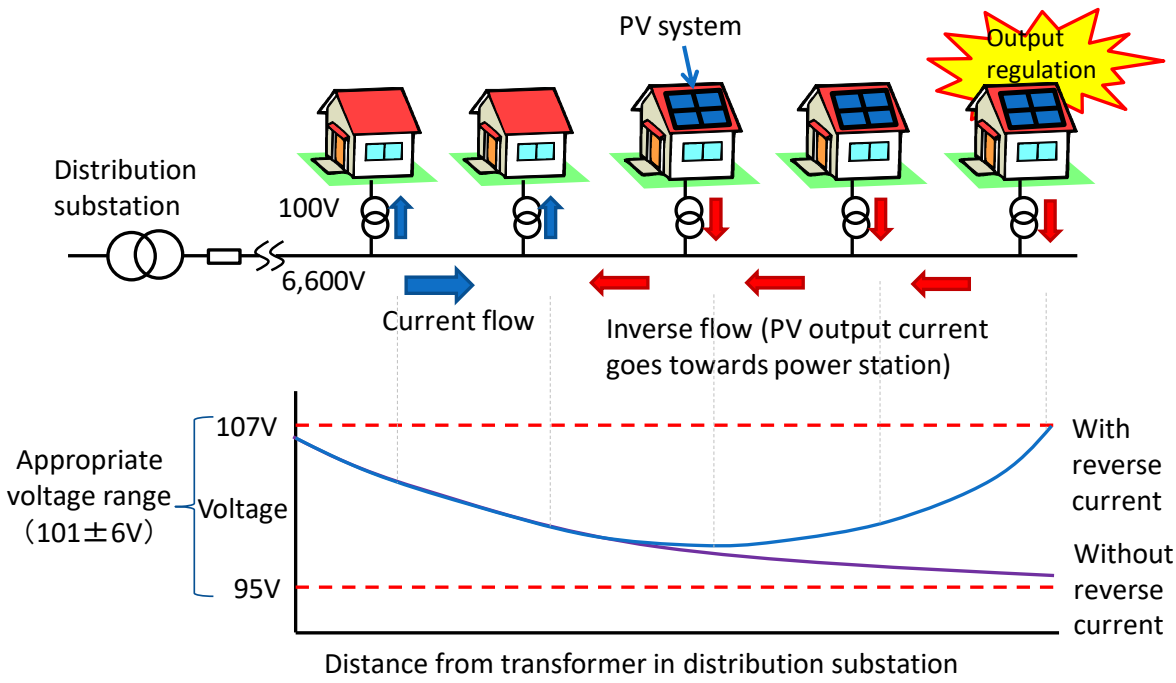


図 2-11 電力需給と電圧

出典：「電力系統の安定運用のために」 電力中央研究所



出典：コンサルチーム作成

図 2-12　再エネ導入時に伴う逆潮流と配電系統の電圧の関係

2.2.3. 余剰電力

本項では長周期変動に関する余剰電力について説明する。火力発電機は運用上の下限出力を有しており、それ以下に出力を下げることはできない。再エネ出力の増加により再エネの長周期変動は大きくなる。火力発電機の出力が下限に達した場合、それ以上の再エネ出力は余剰電力となり、周波数変動の項目で述べたとおり需給アンバランスによって周波数上昇を招く。また、これは再生可能エネルギーの促進普及には慎重な検討が必要であること、需要側および供給側に悪影響を及ぼすこと、最悪の場合、系統崩壊する可能性があることを示している。図 2-13 は太陽光発電の出力増加に伴う余剰電力の発生について説明しているが、他の再エネが増加した場合でも同様に火力発電機の出力は下限に近付くため、再エネの全容量と火力発電機の下限に注意することが必要である。

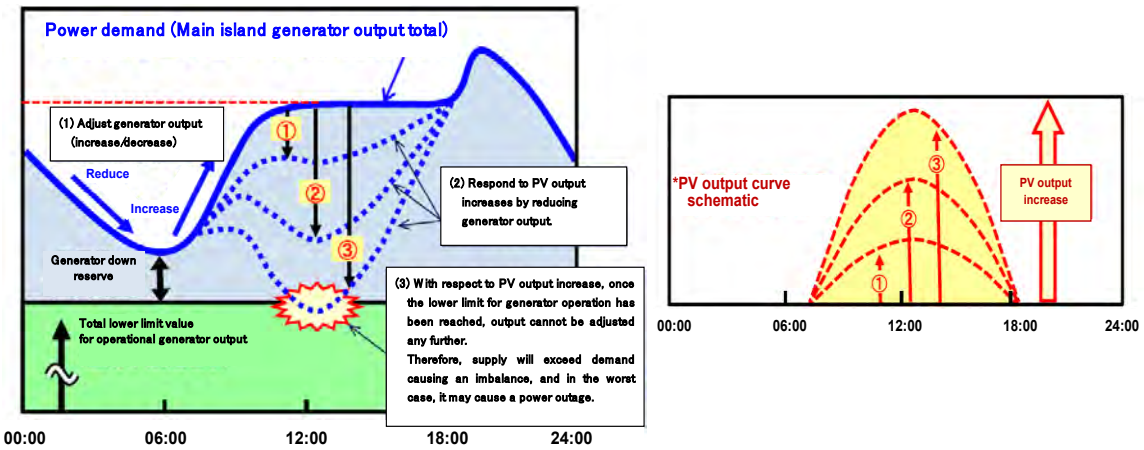


図 2-13　再エネ導入に伴う余剰電力の発生について

2.3. 再エネ対策

再エネを一定以上導入すると、周波数変動（短周期変動）、電圧変動、余剰電力（長周期変動）などが生じるため、電力系統への影響を緩和するための対策が必要である。

本項では、まず電力系統に発電設備等（再エネ）を連系する者が守るべき基準について説明する。次に、周波数変動、電圧変動、余剰電力等に対する対応策について説明する。

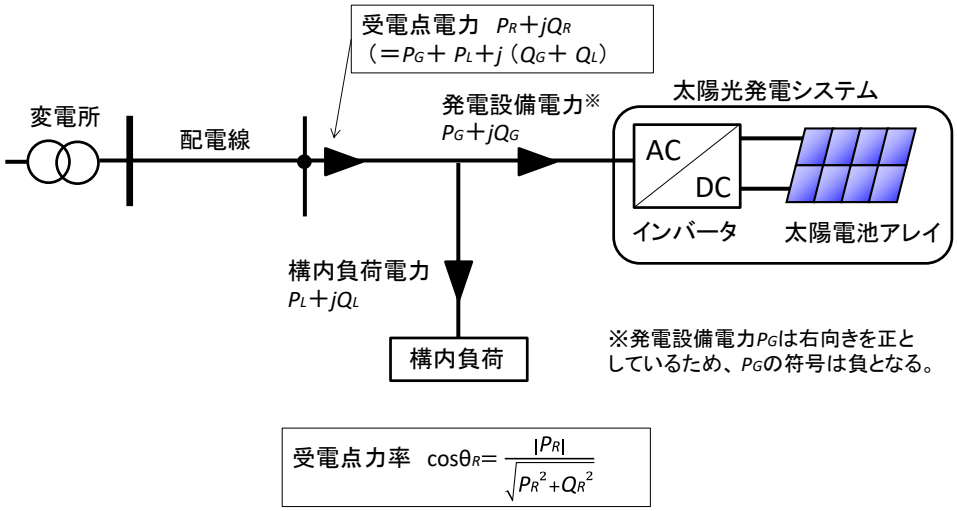
2.3.1. グリッドコード

送配電系統に分散的に接続された発電システムが、系統側に電力を供給する（逆潮流）場合には、発電システムの故障や発電量、発電された電力の品質が、電力会社の系統に影響すると同時に、同一の電力会社から電気の供給を受けている他の需要家にも影響を及ぼすことになる。従って、再エネの設置や運転については、所定の基準を守り、公共の安全確保はもとより発電電力の品質確保に努める必要があることから、そのために系統連系ガイドラインというものが制定されることになる。

参考のため日本の沖縄電力における系統連系技術基準を表 2-7（66kV、132kV 系統への連系を対象）および表 2-9（～22kV 系統への連系を対象）に記載する。

表 2-7　日本の沖縄電力における系統連系技術要件（66kV、132kV 系統への連系を対象）

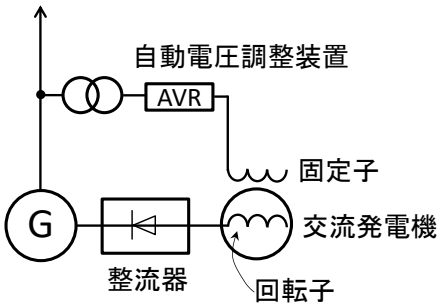
電気方式	電気方式の異なる発電設備等が送電系統に連系されると、他者の電気の使用を妨害する場合や、他者の電気工作物に支障を及ぼす場合があります。 このため、連系される発電設備等の電気方式は、送電系統の電気方式（交流６０ヘルツ３相３線式）と同一としていただきます。
発電機定数及び昇圧用変圧器定数等	発電設備等が送電系統に連系されると、電力系統の短絡容量が増大し、既設遮断器の遮断容量等を上回る場合や、電力系統の安定度維持などに影響を与える場合があります。 このため、当社送電部門は、連系する発電設備等の同期リアクタンスなどの定数を、系統連系希望者に指定することがあります。また、当社送電部門は、連系する昇圧用変圧器のインピーダンスなどの定数や仕様を、系統連系希望者に指定することがあります。
力率	発電設備等を送電系統に連系される場合は、送電系統の電圧を適正に維持するために当社の発電設備等や他の発電設備等と協調して無効電力を調整していただく必要があります。 このため、系統連系希望者は、発電設備等を送電系統に連系される場合は、送電系統の電圧を適正に維持するように、連系する発電設備等の発電機定格力率を、以下に示すとおりとしていただきます。 逆潮流がある場合、発電設備等の力率は、原則として当社発電設備等と同等の遅れ力率０．８５～進み力率０．９５の範囲としていただきます。また、必要に応じ発電設備等の送電線引出口の力率、電圧や無効電力の調整スケジュールを設定し、これに沿った運転をしていただきます。なお、電圧上昇を防止する上でやむを得ない場合は、受電地点の力率を系統の電圧が適切に維持できるように調整いただくことがあります。 逆潮流がない場合、需要者の供給地点における力率は、電圧低下を防止するため適正なものとして、原則遅れ力率０．８５以上としていただくとともに、系統側からみて進み力率（発電設備側から見て遅れ力率）にならないようにしていただきます。



（出典：電力事業連合会資料を基にコンサルチーム作成）

図 2-14 受電点の電力と力率の考え方

運転可能周波数	電力系統事故などにより周波数が大きく変動した場合、発電設備等が脱落することで周波数変動が助長されることとなり、さらなる発電設備等の連鎖脱落を招き、ひいては電力系統の崩壊に至る可能性があります。 このため、系統連系希望者（発電設備の設置者等を含みます。）は、発電設備等を送電系統に連系される場合は、一定範囲の周波数変動に対し当該発電設備等が脱落しないよう当社の周波数維持・制御方式との協調を図る必要があるため、連系する発電設備等の運転可能周波数は、原則として当社発電設備等と同等とし、以下のとおりとしていただきます。 連続運転可能周波数：５８．０～６１．０[ヘルツ] 運転可能周波数　　：５８．０～６１．８[ヘルツ]
電圧変動対策	発電設備等が送電系統に連系されると、送電系統に電圧変動を生じ、送電系統の電圧を適正に維持することができなくなり、機器の安定運転に影響を与える場合があります。 このため、系統連系希望者は、発電設備等を送電系統に連系される場合は、送電系統の電圧が適正値を逸脱しないように、原則として以下に示すような電圧変動対策を行っていただきます。 (1) 常時電圧変動対策 発電設備等の送電系統への連系により、送電系統の電圧が適正値（常時電圧の概ね±２パーセント以内といたします。）を逸脱する可能性がある場合は、自動的に電圧を調整することができるように、自動電圧調整装置（ＡＶＲ方式など）や負荷時タップ切替変圧器などを設置していただきます。



（出典：コンサルチーム作成）

図 2-15 同期発電機の構成図
（交流励磁機方式の例）

(2) 瞬時電圧変動対策

発電設備等の並列時において瞬時的に発生する電圧変動に対しても、送電系統の電圧が適正値（常時電圧の概ね±２パーセント以内といたします。）を逸脱する可能性がある場合は、瞬時電圧変動を抑制していただきます。

①同期発電機を用いる場合は、その同期発電機を制動巻線付きのもの（制動巻線を有しているものと同等以上の乱調防止効果を有する制動巻線付きでない同期発電機を含みます。）とするとともに、自動同期検定装置を設置していただきます。二次励磁制御巻線形誘導発電機を用いる場合は、自動同期検定機能を有するものを用いていただきます。また、誘導発電機を用いる場合であって、並列時の瞬時電圧低下により送電系統の電圧が適正値（常時電圧の±２パーセントを目安といたします。）を逸脱する可能性がある場合は、限流リアクトルなどを設置していただきます。なお、これにより対応できない場合には、同期発電機を用いる等の対策を行っていただくことがあります。

②自励式の逆変換装置を用いる場合は、自動的に同期が取れる機能を有するものを設置していただきます。また、他励式の逆変換装置を用いる場合であって、並列時の瞬時電圧低下により系統の電圧が適正値（常時電圧の±２パーセントを目安といたします。）を逸脱する可能性がある時は、限流リアクトル等を設置していただきます。なお、これにより対応できない場合には、自励式の逆変換装置を設置していただくことがあります。

電力品質対策

発電設備等が送電系統に連系されると、電力品質の低下により、他者の電気の使用を妨げたり、他者の電気工作物に影響を与えたりする場合があります。

このため、系統連系希望者は、発電設備等を送電系統に連系される場合は、電力品質が低下しないように、以下に示すような電力品質維持に必要な諸対策を行っていただきます。

(1) 高調波対策

逆変換装置などを用いた発電設備等が送電系統に連系されると、その発電設備等から高調波電流が送電系統に流出することとなり、送電系統において電圧の高調波歪みが発生し、機器に損傷を与える場合があります。

このため、系統連系希望者（発電設備の設置者等を含みます。）は、発電設備等を送電系統に連系される場合であって逆変換装置を設置される場合、高調波流出電流が以下に示すような値を超えるときは、高調波抑制対策を行っていただきます。

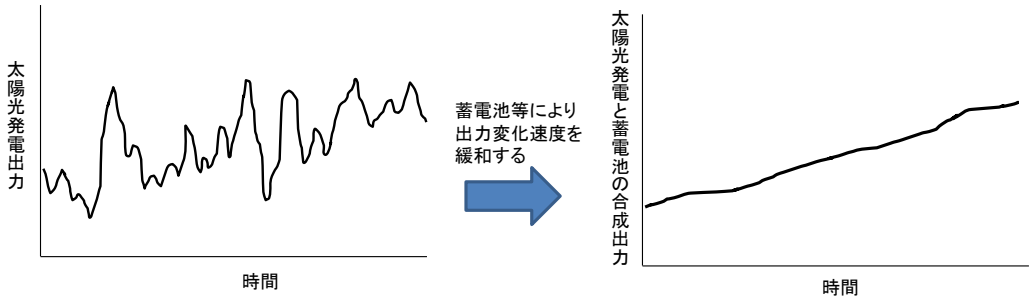
①逆変換装置本体（フィルターを含みます。）の高調波流出電流を総合電流歪率５

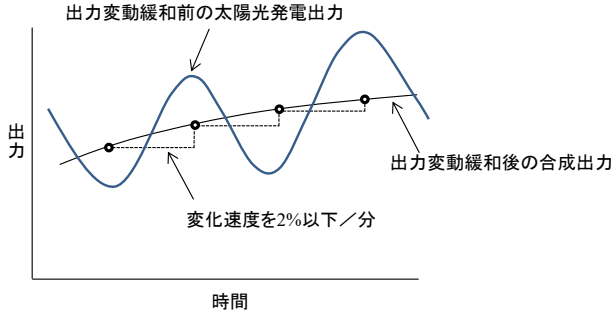
パーセント、各次電流歪率３パーセント以下とするものとします。

(2) 出力変動緩和対策

太陽光発電設備（出力３００キロワット以上※離島系統は別途設定）の系統連系に伴い、電力系統の周波数維持等の理由により出力変動の緩和対策が必要な場合には、系統連系希望者において、発電設備に、蓄電池等の出力変動緩和のために必要な装置を設置し、太陽光発電設備と蓄電池等の合成出力（以下、「発電所合成出力」と称す。）を制御していただきます。

具体的には、電力系統へ影響を与えると考えられる時間帯において、発電所合成出力の変化速度を「太陽光発電出力定格値の２パーセント以下／分」としていただきます。

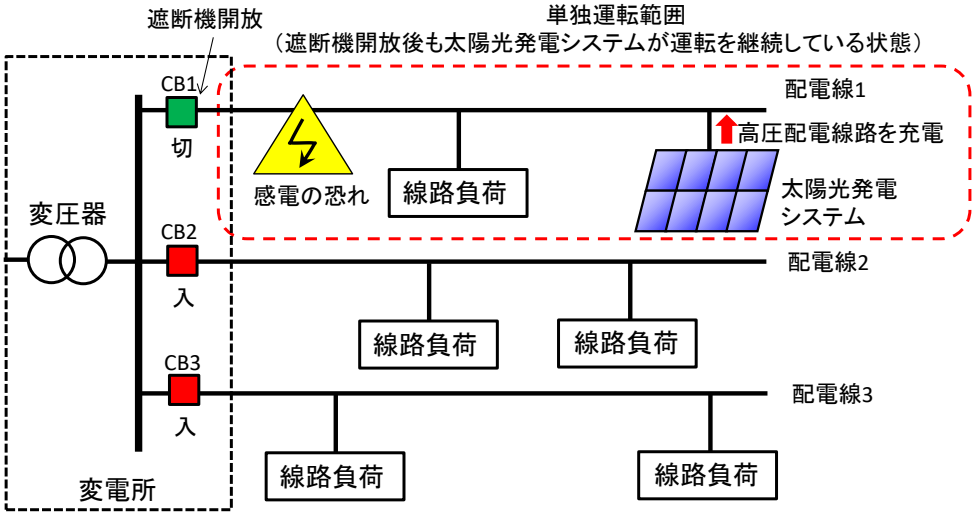


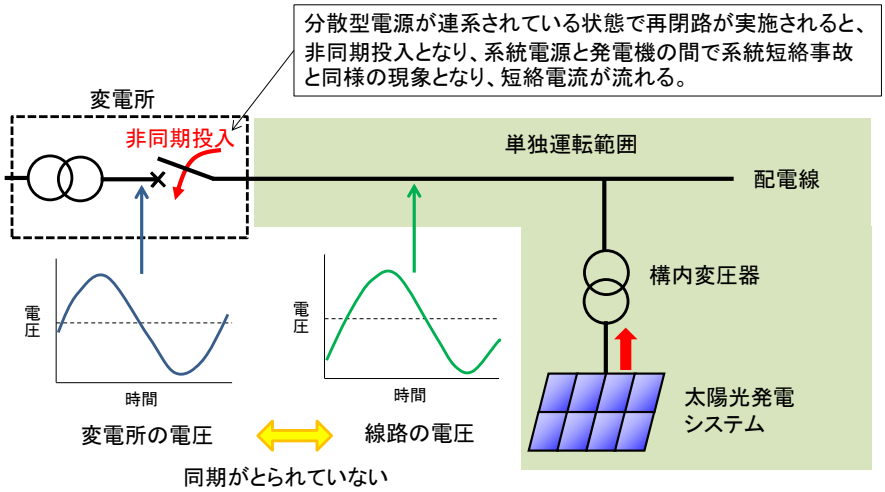


（出典：北海道電力株式会社「太陽光発電設備の出力変動緩和対策に関する技術要件」を基にコンサルチーム作成）

図 2-16 出力変動緩和対策のイメージ図

安定度対策	電力系統の安定度が維持できなくなると、その影響が広範囲に波及する恐れがあります。このため、系統連系希望者は、発電設備等を送電系統に連系される場合であって、系統安定化の理由により発電設備等の運転制御が必要な場合は、系統安定化装置（パワーシステムスタビライザー機能、超速応励磁自動電圧調整機能）や電源制限装置（転送遮断機能）などの運転制御装置を設置していただくことがあります。
短絡・地絡電流対策	発電設備等が送電系統に連系されると、電力系統の短絡容量が増大し、既設遮断器の遮断容量などを上回ることにより、送電系統事故時において既設遮断器が遮断不能となる可能性があります。 このため、系統連系希望者は、発電設備等を送電系統に連系される場合であって、電力系統の短絡容量が既設遮断器の遮断容量または電線の瞬時許容電流などを上回る可能性がある場合は、送電系統事故時に発生する短絡電流を抑制するために、限流リアクトルなどを設置していただきます。なお、これにより対応できない場合には、異なる変電所バンク系統への連系、上位電圧の電線路への連系その他の短絡容量抑制対策を行っ

	ていただくことがあります なお、短絡容量の数値については、原則として連系された電力系統（必要に応じて一段上位の送電線を含みます。）内における発電設備等、電線路、変圧器などのインピーダンスを条件として算出するものといたします（直接接地系統など、地絡電流が短絡電流よりも大きな場合は、地絡電流についても上記と同様な考え方で対策を行うものといたします）。
保護装置	・保護協調の目的 発電設備等を連系する際に必要となる保護装置は、人身・社会安全の確保、電力系統の安定性確保（発電設備等の事故時または送電系統の事故時における事故の除去、事故範囲の局限化）、電力設備の損傷防止及び送電系統設備の効率的な形成の観点から、連系する送電系統側の保護装置などと協調を図る必要があります。 このため、系統連系希望者は、発電設備等を送電系統に連系される場合は、以下の考え方に基づき、必要な保護協調を実施していただきます。また、保護装置の設置にあたり採用する保護方式については、系統連系希望者と当社送電部門との間で、別途協議させていただきます。 (1) 発電設備等の異常及び事故に対しては、この影響を連系された電力系統に波及させないために、当該発電設備等を電力系統から解列することといたします。 (2) 発電設備等が連系された電力系統において事故が発生した場合であって、系統保護方式に応じて必要な場合には、電力系統から当該発電設備等が解列されることといたします。 (3) 上位系統事故時などにより電力系統の電源が喪失した場合であって、連系された発電設備等による単独運転が認められない場合には、電力系統から当該発電設備等は解列され単独運転が生じないことといたします。  （出典：オーム社「徹底図解 系統連系」を基にコンサルチーム作成） 図 2-17 太陽光発電システムの単独運転状態 (4) 発電設備等が連系された電力系統の事故時の再閉路について、再閉路時には、原則として電力系統から当該発電設備等が解列されていることといたします。



（出典：オーム社「徹底図解 系統連系」を基にコンサルチーム作成）

図 2-18 再閉路時に分散型電源が非同期投入となる状態のイメージ図

(5) 発電設備等が連系された電力系統以外の事故時には、原則として当該発電設備等は解列されないこととといたします。

(6) 発電設備等が系統の事故による広範囲の瞬時電圧低下や瞬時的な周波数の変化等により一斉に停止又は解列すると、系統全体の電圧や周波数の維持に大きな影響を与える可能性があるため、そのような場合にも発電設備等は運転を継続することといたします。

(7) 電力系統から発電設備等が解列される場合には、逆電力継電器、不足電力継電器などによる解列を、自動再閉路時間より短い時限で、かつ、過渡的な電力変動による当該発電設備等の不要な遮断を回避できる時限で行うことといたします。

(8) 当社の保護装置と協調が必要な場合は、当社の保護リレー方式や整定と協調を図るものといたします。

(9) 連系する電力系統との保護協調を考慮し、発電設備等は当社設備と同等の遮断時間としていただきます。

(10) 発電場所内の事故に対しては、この影響を連系された電力系統へ波及させないために、事故箇所を当該系統から速やかに切り離していただきます。

・保護装置の設置

系統連系希望者は、送電系統を保護するために、原則として以下に示すような保護継電器を設置していただきます。

(1) 発電設備等に事故があった場合、系統保護のため、以下に示す保護継電器を設置していただきます。

①発電設備等の発電電圧が異常に上昇した場合に、これを検出し、当社が求める時限をもって解列することのできる過電圧継電器を設置していただきます。ただし、発電設備自体の保護装置により検出・保護できる場合は省略することができるものといたします。

②発電設備等の発電電圧が異常に低下した場合に、これを検出し、当社が求める時限をもって解列することのできる不足電圧継電器を設置していただきます。ただし、発電設備自体の保護装置により検出・保護できる場合は省略することができ

るものといたします。

(2) 送電系統の短絡事故時の保護のため、以下に示す保護継電器を設置していただきます。

①同期発電機を用いる場合には、連系された送電系統の短絡事故を検出し、発電設備等を当該送電系統から解列することのできる短絡方向継電器を設置していただきます。当該継電器が有効に機能しない場合には、短絡方向距離継電装置または電流差動継電装置を設置していただきます。なお、電流差動継電装置が既に設置されている場合、これを当該継電器の代用として用いることができることといたします。

②誘導発電機、二次励磁発電機または逆変換装置を用いる場合には、連系された送電系統の短絡事故時に発電機電圧の異常低下を検出し、発電設備等を当該送電系統から解列することのできる不足電圧継電器を設置していただきます。なお、発電設備事故（発電電圧異常低下）検出用の不足電圧継電器により系統の短絡事故を検出・保護できる場合は、当該継電器は発電設備事故検出用の不足電圧継電器と共用できることといたします。

(3) 送電系統の地絡事故時の保護のため、中性点直接接地方式にあっては電流差動継電装置を設置していただきます。また、中性点直接接地方式以外の方式にあっては地絡過電圧継電器を設置していただきます。なお、電流差動継電装置が既に設置されている場合、これを地絡過電圧継電器の代用として用いることができることといたします。地絡過電圧継電器が有効に機能しない場合には、地絡方向継電装置または電流差動継電装置を設置していただきます。ただし、次のいずれかを満たす場合は、地絡過電圧継電器を省略できるものといたします。

①発電機引出口にある地絡過電圧継電器により連系された送電系統の地絡事故を検出することができる場合

②次に示す継電装置などにより高速に単独運転を検出し、解列できる場合

(ｱ) 発電設備等の出力が構内の負荷より小さく周波数低下継電器により高速に単独運転を検出し解列することができる場合

(ｲ) 逆電力継電器、不足電力継電器または受動的方式の単独運転検出装置により高速に単独運転を検出し発電設備等を解列することができる場合

なお、連系当初は電気設備の技術基準の解釈における地絡過電圧継電装置の省略要件に基づき、地絡過電圧継電装置の設置を省略した場合であっても、

ア．構内の負荷状況など連系状況に変更が生じる

イ．電力系統に変更が生じる

ウ．同一の系統に新たな発電設備等が連系する

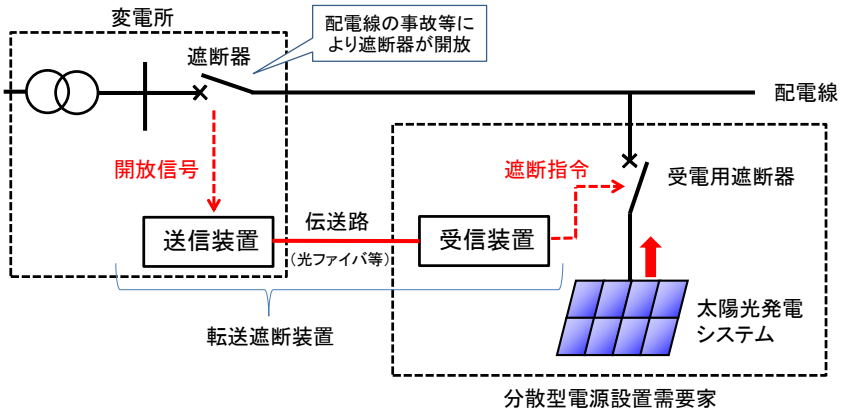
などの状況の変化により、省略要件を満たさなくなることがあります。この対策として系統側の地絡時限協調の見直しを実施してもなお、高速に単独運転を検出し解列することができなくなる場合には、地絡過電圧継電装置の設置を省略した発電設備設置者の責任において地絡過電圧継電装置を設置することとします。

このようなことから、省略希望者は将来の地絡過電圧継電装置設置の可能性も考慮して、装置の省略を検討していただきます。

なお、地絡過電圧継電装置の省略を検討するものは、発電設備等を連系する系統の地絡時限協調について、系統連系希望者（発電設備の設置者等を含みます。）と当社送電部門との間で、別途協議させていただきます。

(4) 逆潮流がある場合、適正な電圧・周波数を逸脱した単独運転を防止するため、周波数上昇継電器及び周波数低下継電器、または転送遮断装置を設置していただきます。周波数上昇継電器及び周波数低下継電器の特性は、単独運転の結果、系統電圧が定格電圧の 40%程度まで低下した場合においても、周波数を検知可能なものとしていただきます。

なお、周波数上昇継電器または周波数低下継電器が上記特性を有しない場合は、単独運転になった場合に系統等に影響を与えるまでに低下した系統電圧を検知可能な不足電圧継電器と組み合わせて補完しながら使用していただきます。



（出典：オーム社「徹底図解 系統連系」を基にコンサルチーム作成）

図 2-19 転送遮断装置による単独運転防止

(5) 逆潮流がない場合、単独運転防止のため、周波数上昇継電器及び周波数低下継電器を設置していただきます。ただし、発電設備等の出力容量が系統の負荷と均衡する場合であって、周波数上昇継電器または周波数低下継電器により検出・保護できない可能性がある場合は、逆電力継電器を設置していただきます。

ただし、必要に応じて以下に示すような保護装置を設置していただくことがあります。

(6) 構内事故時に、連系する系統へ影響を及ぼさないために、構内短絡事故保護用として過電流継電器を、構内地絡事故保護用として地絡過電流継電器を設置していただきます。

また、これらの保護装置だけでは、系統側保護装置と協調が図れない場合には、母線保護継電装置や昇圧用変圧器保護用の比率差動継電装置など、必要な保護装置を設置していただきます。

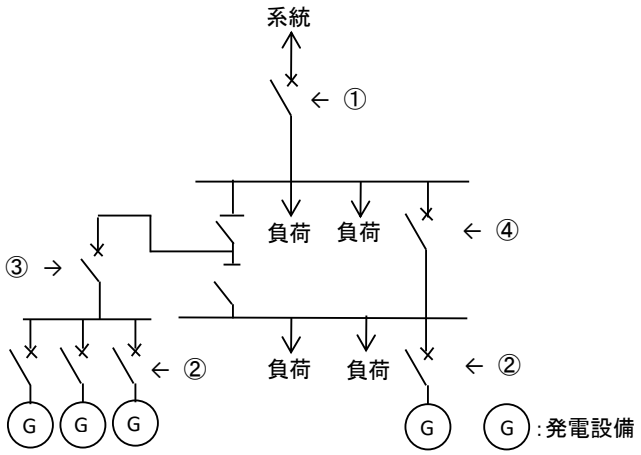
(7) 発電設備脱調時の事故波及を防止するために、すみやかに発電設備脱調を検出し解列する必要がある場合、脱調分離継電装置を設置していただきます。

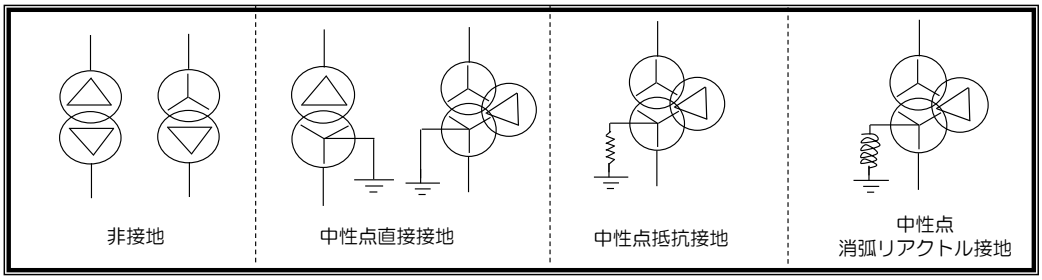
(8) 当社の標準的な方式に合わせて、保護装置の２系列化、後備保護との組み合わせにより供給信頼度の向上を図っていただくことがあります。

(9) 系統の安定を維持するため、発電設備等が事故等により、連系する系統から解列する場合、または発電電力が急減する場合、発電者は、発電場所に事故を検出しその情報を当社へ伝送するために必要な装置（原則、事故検出端末装置）を設置していただきます。

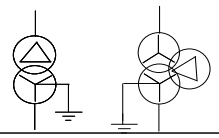
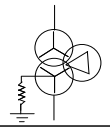
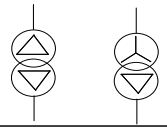
ただし、当社所有の既設装置が設置される変電所、開閉所付近に発電者の発電所が連系される場合、発電者は既設装置（予備回線）を使用できる場合がありま

	す。発電者は既設装置（予備回線）の使用を希望する場合は、既設装置を使用するにあたっての技術的条件（事故を検出するために必要となる電流要素において、距離やサイズ等で決まる制御ケーブル負担と既設装置（ＣＴ回路負担）の合成負担がＣＴ負担を超過しない範囲で制御ケーブルを敷設する等）を満足する設備構成としていただく必要があります。 具体的には、接続検討時に協議させていただきます。 ・保護継電器の設置場所 保護継電器は、発電場所の受電点または事故の検出が可能な箇所に設置していただきます。 ・保護継電器の設置相数 保護継電器の相数は以下に示すとおりといたします。 (1) 地絡過電圧継電器、地絡方向継電装置及び地絡用電流差動継電装置は零相回路設置とし、過電圧継電器、周波数低下継電器、周波数上昇継電器及び逆電力継電器は１相設置といたします。 (2) 不足電力継電器は２相設置といたします。 (3) 短絡方向継電器、不足電圧継電器、短絡地絡兼用電流差動継電装置、短絡用電流差動継電装置及び短絡方向距離継電装置は３相設置といたします。
解列箇所	解列箇所は、送電系統から系統連系希望者の発電設備等を解列できる箇所で、原則として以下に示す箇所とし、具体的には、系統連系希望者と当社送電部門との間で、別途協議をさせていただきます。 (1) 連系する線路の事故時の解列箇所は連系用遮断器（図 2-20①） (2) 母線事故時の解列箇所は連系用遮断器（図 2-20①） (3) 発電設備事故時の解列箇所は発電設備等が送電系統から解列することが可能な箇所で、原則として下記のいずれかといたします。 a.連系用遮断器が設置されている箇所（図 2-20①） b.発電設備出力端遮断器が設置されている箇所（図 2-20②） c.発電設備連絡用遮断器が設置されている箇所（図 2-20③） d.母線連絡用遮断器が設置されている箇所（図 2-20④） なお、解列用遮断装置は、その開放状態において発電設備等を電路から機械的に切り離すことができ、かつ、電気的にも完全な絶縁状態を保持しなければなりません。そのため、原則として半導体のみで構成された電子スイッチを遮断装置として適用することは出来ません。系統が停止中のときは、安全確保のため発電設備等が系統に連系できない機構としていただきます。また、インターロックや断路器の開放などの設備対策をしていただきます。

<table>
<tr><td></td><td>


（出典：コンサルチーム作成）
図 2-20　発電設備等の解列箇所
</td></tr>
<tr><td>再閉路方式</td><td>送電系統において架空送電線などに事故が発生した場合、送電系統の事故復旧の迅速化のために、当社送電部門は架空送電線には事故停止後に自動再送電を実施する装置を設置しています。系統連系希望者が発電設備等を送電系統に連系するにあたり再閉路方式を採用される場合は、送電系統との協調を図った再閉路方式を適用していただきます。</td></tr>
<tr><td>中性点接地方式及び電磁誘導障害防止対策</td><td>
送電系統において地絡事故が発生した場合は、異常電圧が発生するとともに、保護継電器による地絡事故を検出することができない場合があります。
このため、系統連系希望者は、発電設備等を送電系統に連系される場合であって、中性点の接地が必要となる場合には、中性点接地装置を設置していただきます。
(1) ２２キロボルト以下の系統と連系する場合は、必要に応じて昇圧用変圧器の中性点に中性点接地装置（抵抗接地方式）を設置していただきます。なお、中性点接地装置の抵抗値については、系統連系希望者と当社送電部門との間で、別途協議させていただきます。
(2) ６６キロボルト以上の系統と連系する場合は、昇圧用変圧器の中性点を直接接地していただきます。なお、昇圧用変圧器の中性点を直接接地することにより送電系統内において電磁誘導対策及び地中ケーブルの防護対策の強化などが必要となった場合は、系統連系希望者と当社送電部門との間で協議のうえ、系統連系希望者に適切な対策を行っていただくことがあります。


（出典：コンサルチーム作成）
図 2-21 中性点接地方式の種類
</td></tr>
</table>

項　　目	直接接地方式	抵抗接地方式	非接地方式
接地方式図			
適用電圧階級	１３２ｋＶ ６６ｋＶ １３．８ｋＶ	２２ｋＶ	６．６ｋＶ
地絡事故時の健全相の電圧上昇	電圧上昇はほとんど生じない。	対地電圧が線間電圧付近まで上昇する。	対地電圧が線間電圧まで上昇する。
地絡電流の大きさ	系統容量の増大により年々大きくなり、近年は３００００Ａを超える場所もある。 短絡電流程度もしくはそれ以上となる。	中性点の抵抗値によって決まる。５０～１００Ａ程度。 短絡電流よりはるかに小さい	バンクの対地充電電流程度。５～２０Ａ程度。 短絡電流よりも極端に小さい
通信線に与える影響	最も大きい	上記の抵抗値の決定にあたって、通信障害を最小とすることを考慮する。	最小

（出典：コンサルチーム作成）

図 2-22 沖縄電力系統の接地方式

自動負荷制限及び発電抑制

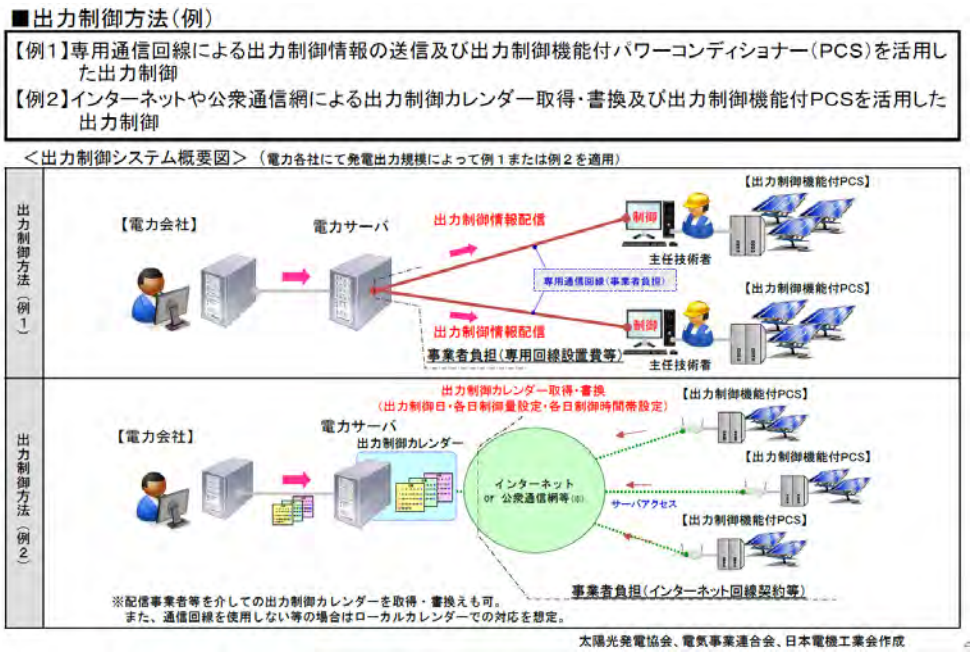
発電設備の脱落時等に主として連系された電線路が過負荷となる可能性があるときは、系統連系希望者が自動的に自身の構内負荷を制限する対策を実施していただきます。さらに、当社で過負荷検出装置及び伝送路を設置する場合は、系統連系希望者で受信装置を設置していただきます。

また、２回線送電線の１回線停止時及び送電系統の事故時などにより、連系している送変電設備が過負荷となる場合は、当社送電部門は系統連系希望者の発電を抑制したり、遮断したりすることがあります。さらに、当社で過負荷検出装置及び伝送路を設置する場合は、系統連系希望者で受信装置を設置していただきます。

なお、特別高圧（２２キロボルト以下）系統に連系する場合であって、当社変電所バンクにおいて逆潮流が生じ、系統運用や保護協調（単独運転防止を含みます。）上の支障を系統に及ぼす可能性がある場合には、系統連系希望者で発電出力を抑制するなどの措置をしていただくことがあります。具体的には、系統連系希望者と当社送電部門との間で、別途協議させていただきます。

発電出力の抑制

逆潮流のある発電設備のうち、太陽光発電設備、風力発電設備及びバイオマス発電設備には、当社からの求めに応じ、発電出力の抑制ができる機能を有する逆変換装置やその他必要な装置を設置する等の対策を行っていただきます。



（出典：経済産業省「第九回新エネルギー小委員会」配布資料）

図 2-23 日本における分散型電源の出力制御方法の例

線路無電圧確認装置

系統連系希望者が発電設備等を送電系統に連系される場合は、再閉路時の非同期投入事故を防止する観点から、線路の電圧有無を確認するために、線路無電圧確認装置を設置する必要があります。

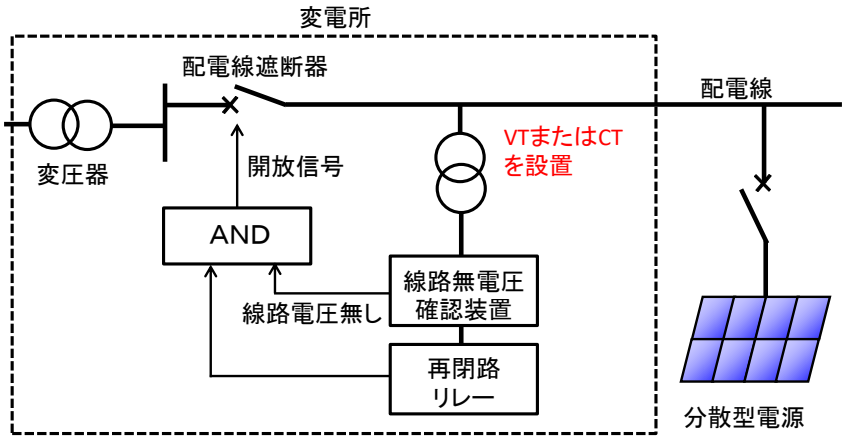
このため、当社送電部門は、線路無電圧確認装置が系統の変電所の電線路引出口に設置されていない場合には、再閉路時の事故防止のため、当該引出口に線路無電圧確認装置を設置することがあります。

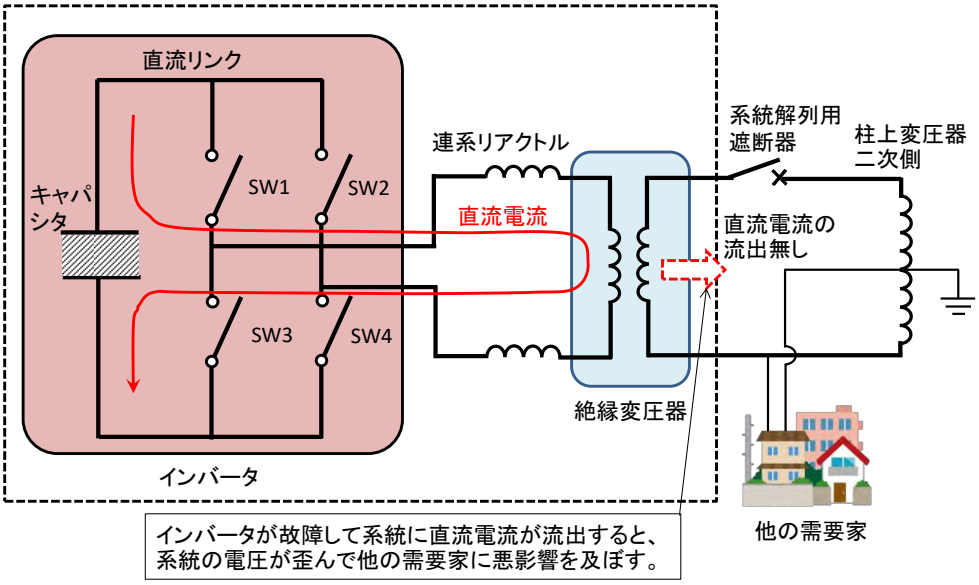
なお、逆潮流がない発電設備等を送電系統に連系される場合であって、送電系統との連系に係る保護継電器、計器用変流器、計器用変圧器、遮断器及び制御用電源配線が２系列化されており、これらが互いにバックアップ可能なシーケンスとなっている場合には、線路無電圧確認装置を省略することがあります。この場合、２系列目の上記装置については、以下に示すもののうちいずれか一方式以上を用いて簡素化を図ることができるものといたします。

(1) 保護継電器の二系列目は、不足電力継電器のみとすることが可能です。

(2) 計器用変流器は、不足電力継電器を計器用変流器の末端に配置した場合、１系列目と２系列目を兼用することが可能です。

(3) 計器用変圧器は、不足電圧継電器を計器用変圧器の末端に配置した場合、１系列目と２系列目を兼用することが可能です。

<table>
<tr><td></td><td>


（出典：オーム社「徹底図解 系統連系」を基にコンサルチーム作成）
図 2-24 線路無電圧装置
</td></tr>
<tr><td>直流流出防止対策</td><td>
逆変換装置を用いて発電設備等を連系する場合には、逆変換装置から直流が系統へ流出することを防止するために、受電点と逆変換装置との間に変圧器（単相変圧器を除く）を設置していただきます。ただし、次の条件を共に満たす場合においては、変圧器を省略できることといたします。
(1) 逆変換装置の交流出力側で直流を検出し、且つ、直流検出時に交流出力を停止する機能を有すること。
(2) 次のいずれかに適合すること。
①逆変換装置の直流側電路が非接地であること。
②逆変換装置に高周波変圧器を用いていること。


（出典：オーム社「徹底図解 系統連系」を基にコンサルチーム作成）
図 2-25 絶縁変圧器を用いた直流流出防止対策
</td></tr>
<tr><td>連絡体制及び系統運用上必要な情報</td><td>
・連絡体制
構内事故や、電力系統側の事故等により連系用遮断器が動作した場合などにおいては、系統連系希望者と当社送電部門は、両者の間で迅速かつ的確な情報連絡を日本語にて行うことが必要となります。
具体的には、当該発電所の技術員駐在箇所等と当社給電指令所等との間に保安通信用
</td></tr>
</table>

電話設備（電力保安通信用電話設備または電気通信事業者の専用回線電話）を設置していただきます。

ただし、保安通信用電話設備は、２２キロボルト以下の特別高圧電線路と連系する場合で、以下に示す条件をすべて満たす場合においては、一般加入電話または携帯電話等を用いることが可能です。

(1) 発電設備等を運転する者の交換機を介さず直接技術員との通話が可能な方式（交換機を介する代表番号方式ではなく、直接技術員駐在箇所へつながる単番方式）とすること。
(2) 発電設備等の保守監視場所に常時設置されていること。
(3) 話中の場合に割り込みが可能な方式（キャッチホン等）とすること。
(4) 停電時においても通話可能なものであること。
(5) 災害時等において、通信機能の障害により当社との連絡が不可能な場合には、当社との連絡が可能となるまでの間、発電設備等の解列または運転を停止すること。

また、必要に応じて給電電話（直通電話）を設置していただくことがあります。

・系統運用上必要な情報

当社送電部門は、系統の安定運用、設備保全及び作業者の安全確保のために必要な情報を把握するために、系統連系希望者（発電設備の設置者等を含みます。）と当社送電部門（技術検討箇所等）との間で、系統運用上必要な情報を相互に交換することが必要となります。

具体的には、当該発電所と当社給電指令所等との間で、系統運用上必要な情報が相互に交換できるようスーパービジョン（ＳＶ）及びテレメータ（ＴＭ）を設置していただきます。

なお、逆潮流のない発電設備等の場合は、［８．需要設備の系統連系技術要件　８．９系統運用上必要な情報］を適用いたします。

(1) 通信方式

原則としてサイクリックデジタル方式としていただきます。

(2) 情報収集項目

標準的に収集する情報項目は、表 2-8 に示すとおりです。

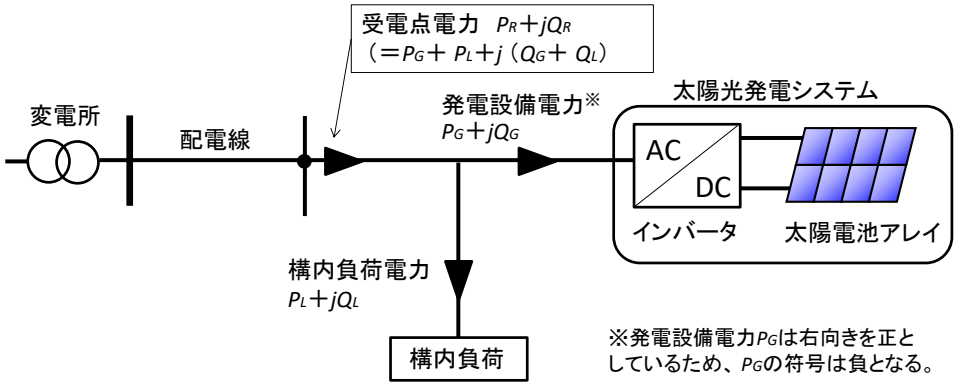
表 2-8　標準的に収集する情報項目

種別	表示項目	情報内容	収集目的
ＳＶ	遮断器	送電線引込口	発電設備等の連系状況確認のため
		発電機並列用	発電設備等の連系状況確認のため
		母線連絡・変圧器用	発電設備等の連系状況確認のため
	発電機重故障	各発電機	発電設備等の連系状況確認のため
	発電機補機ランバック	各発電機	発電設備等の連系状況確認のため

			断路器	送電線引込口	送電系統の保安上必要のため
			保護継電装置	送電線保護の動作表示及び状態表示	送電系統の保安上必要のため
				母線保護・構内保護・単独運転防止保護等連系用遮断器を開放する保護の動作表示及び状態表示	
				発電機並列用遮断器を開放する保護の動作表示及び状態表示	送電系統の保安上必要のため
				連系に係わる保護装置の異常情報	
			遠制装置	テレメータ異常	テレメータの状況確認のため
		ＴＭ	有効電力	受電地点	送電系統の安定運用のため
			無効電力	受電地点	送電系統の安定運用のため
			母線電圧	受電地点	送電系統の安定運用のため
			有効電力量	受電地点	同時同量監視のため

表 2-9　日本の沖縄電力における系統連系技術要件（～22kV 系統への連系を対象）

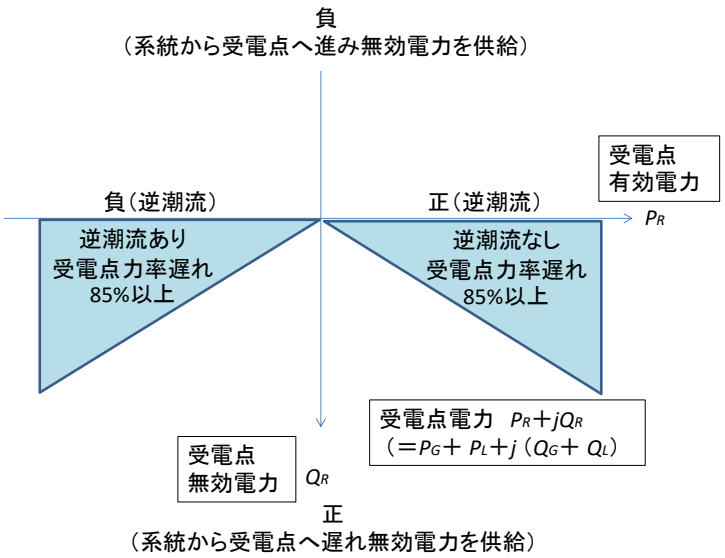
電気方式	連系される発電設備等の電気方式は、連系する配電系統の電気方式と同一としていただきます。 ただし、最大使用電力に比べ発電設備等の容量が非常に小さく、相間の不平衡による影響が実態上問題とならない場合は、この限りではありません。
力率	発電設備等の受電点における力率は、原則として 0.85 以上とするとともに、電圧上昇を防止するために、系統側から見て進み力率（発電設備側から見て遅れ力率）にならないようにしていただきます。ただし、以下のいずれかに該当する場合には、受電点における力率を 0.85 以上としなくてもよいものといたします。 (1) 電圧上昇を防止するうえでやむを得ない場合（この場合、受電点の力率を 0.8 まで制御できるものといたします。） (2) 小出力の逆変換装置を用いる場合または受電点の力率が適正と考えられる場合（この場合、発電設備等の力率を、無効電力を制御するときには 0.85 以上、無効電力を制御しないときには 0.95 以上とすればよいものといたします。） 逆潮流が無い場合、需要者の供給地点における力率は、電圧低下を防止するため適正なものとして、原則遅れ力率 0.85 以上とするとともに、系統側からみて進み力率（発電設備側から見て遅れ力率）にならないようにしていただきます。



受電点力率 $\cos\theta_R=\dfrac{|P_R|}{\sqrt{P_R^2+Q_R^2}}$

（出典：オーム社「徹底図解 系統連系」を基にコンサルチーム作成）

図 2-26 受電点の電力と力率の考え方



（出典：オーム社「徹底図解 系統連系」を基にコンサルチーム作成）

図 2-27 受電点力率の範囲

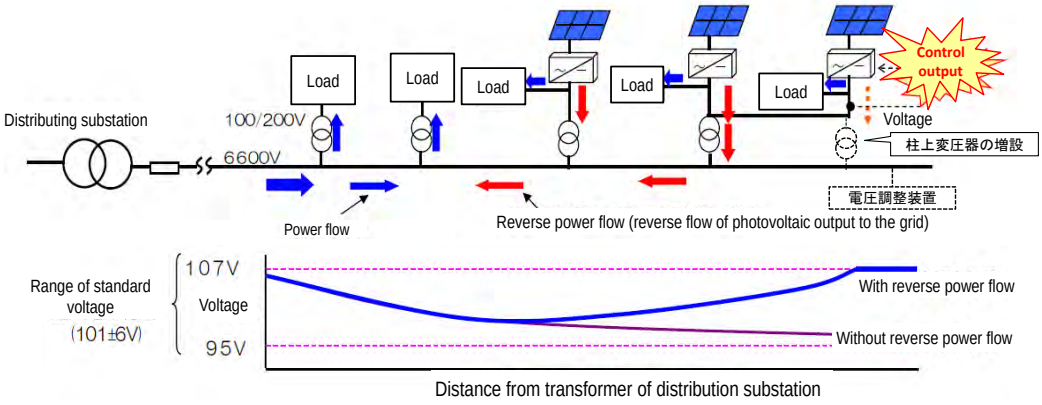
運転可能周波数	発電設備等を配電系統に連系される場合は、一定範囲の周波数変動に対し当該発電設備等が脱落しないよう当社の周波数維持・制御方式との協調を図る必要があるため、連系する発電設備等の運転可能周波数は、原則として当社発電設備等と同等とし、以下のとおりとしていただきます。 連続運転可能周波数：58.0[Hz]～61.0[Hz] 運転可能周波数 ：58.0[Hz]～61.8[Hz]
電圧変動対策	(1) 常時電圧変動対策 発電設備等の連系による系統の電圧変動を適正値(標準電圧 100 V に対して 101±6 V 以内、標準電圧 200 V に対して 202±20 V 以内) に保持するために、連系者において自動的に電圧を調整していただきます。 なお、これにより対応できない場合には、次のいずれかの対策が必要となります。

①高圧電線路に必要な工事の実施

② 専用供給設備による連系

また連系者は、発電設備等の脱落等により系統の電圧が適正値(標準電圧 100V に対して 101±6V 以内、標準電圧 200 V に対して 202±20 V 以内)を逸脱するおそれがある場合には、適正電圧が維持できる範囲まで自動的に負荷を制限する対策を実施していただきます。

なお、これにより対応できない場合には、上記①または②の対策が必要となります。



（出典：電力事業連合会資料を基にコンサルチーム作成）

図 2-28 常時電圧変動対策のイメージ図

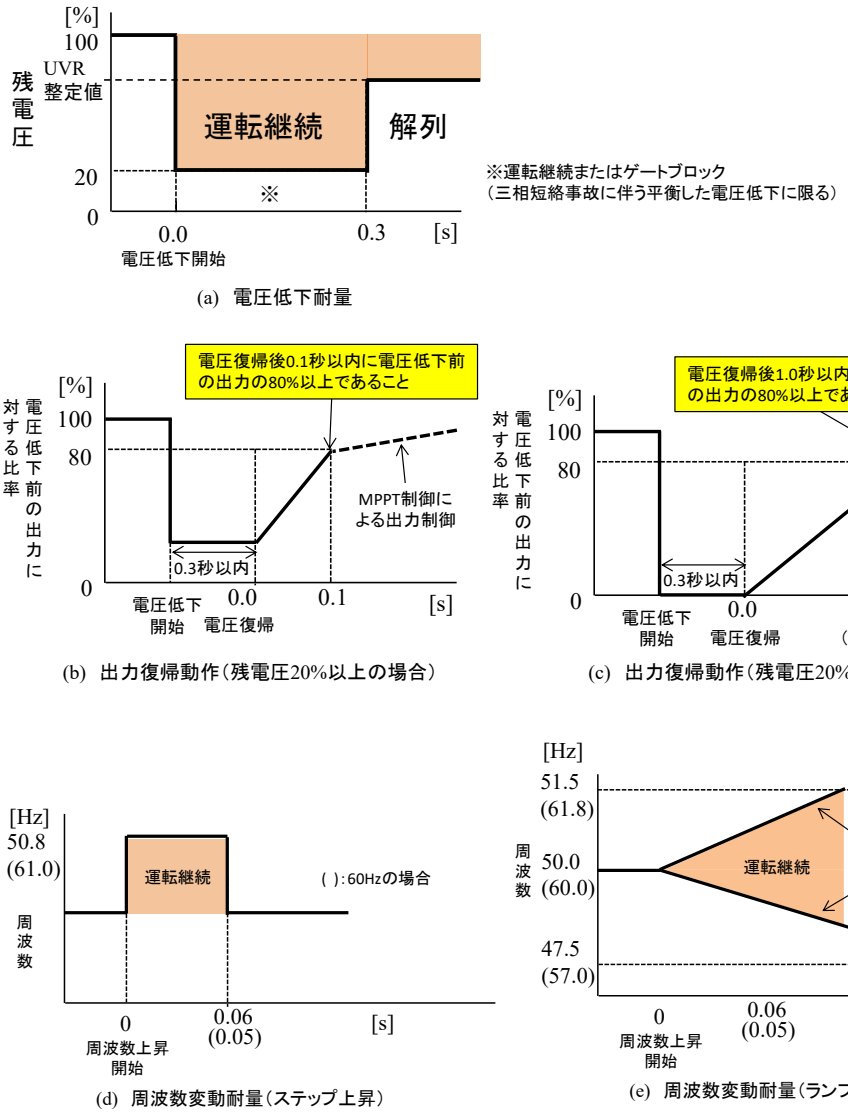
(2) 瞬時電圧変動対策

発電設備等の並解列時において瞬時的に発生する電圧変動に対しても、配電系統の電圧が適正値（常時電圧の 10%を目安といたします。）を逸脱する可能性がある場合は、連系者において瞬時電圧変動を抑制していただきます。

①同期発電機を用いる場合は、その同期発電機を制動巻線付きのもの（制動巻線を有しているものと同等以上の乱調防止効果を有する制動巻線付きでない同期発電機を含みます。）とするとともに、自動同期検定装置を設置していただきます。二次励磁制御巻線形誘導発電機を用いる場合は、自動同期検定機能を有するものを用いていただきます。また、誘導発電機を用いる場合であって、並列時の瞬時電圧低下により送電系統の電圧が適正値（常時電圧の±10 パーセントを目安といたします。）を逸脱する可能性がある場合は、限流リアクトルなどを設置していただきます。なお、これにより対応できない場合には、同期発電機を用いる等の対策を行っていただくことがあります。

②自励式の逆変換装置を用いる場合は、自動的に同期が取れる機能を有するものを設置していただきます。また、他励式の逆変換装置を用いる場合であって、並列時の瞬時電圧低下により系統の電圧が適正値（常時電圧の±10 パーセントを目安といたします。）を逸脱する可能性がある時は、限流リアクトル等を設置していただきます。なお、これにより対応できない場合には、自励式の逆変換装置を設置していただくことがあります。

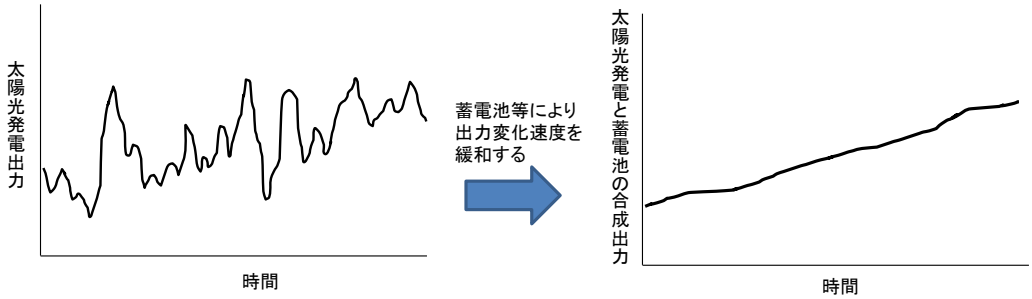
③発電設備の出力変動、頻繁な並解列等による電圧変動により他の連系者に電圧フリッカ等の影響を及ぼす恐れがある場合は、電圧変動の抑制や並解列の頻度を低減する対策を実施していただきます。

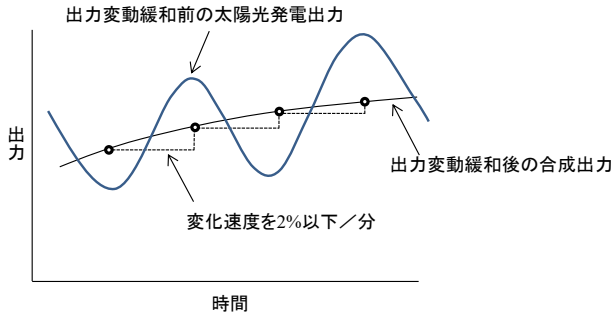
	なお、これにより対応できない場合は、「(1)常時電圧変動対策」の①または②の対策が必要となります。
電力品質対策	(1) 高調波対策 逆変換装置を用いた発電設備等を配電系統に連系する場合は、逆変換装置本体（フィルター含む）の高調波流出電流を総合電流歪率 5%、各次電流歪率 3%以下となるように対策を行っていただきます。 (2) 事故時運転継続（FRT）対策 事故時運転継続（FRT）要件の適用対象となる発電設備等については、瞬時電圧低下や瞬時周波数上昇・低下等の系統擾乱時にも停止または解列せず運転継続できるように、発電設備等毎に定められた FRT 要件を満たしていただきます。  （出典：日本電気技術規格委員会「系統連系規程」を基にコンサルチーム作成） 図 2-29 太陽光発電設備（高圧連系）の FRT 要件の一例

(3) 出力変動緩和対策

太陽光発電設備（出力３００キロワット以上※離島系統は別途設定）の系統連系に伴い、電力系統の周波数維持等の理由により出力変動の緩和対策が必要な場合には、系統連系希望者において、発電設備に、蓄電池等の出力変動緩和のために必要な装置を設置し、太陽光発電設備と蓄電池等の合成出力（以下、「発電所合成出力」と称す。）を制御していただきます。

具体的には、電力系統へ影響を与えると考えられる時間帯において、発電所合成出力の変化速度を「太陽光発電出力定格値の２パーセント以下／分」としていただきます。





（出典：北海道電力株式会社「太陽光発電設備の出力変動緩和対策に関する技術要件」を基にコンサルチーム作成）

図 2-30 出力変動緩和対策のイメージ図

(4) その他の電力品質対策

発電設備等以外に需要設備がある場合は、電力品質が低下しないように、以下に示すような電力品質維持に必要な諸対策を行っていただきます。

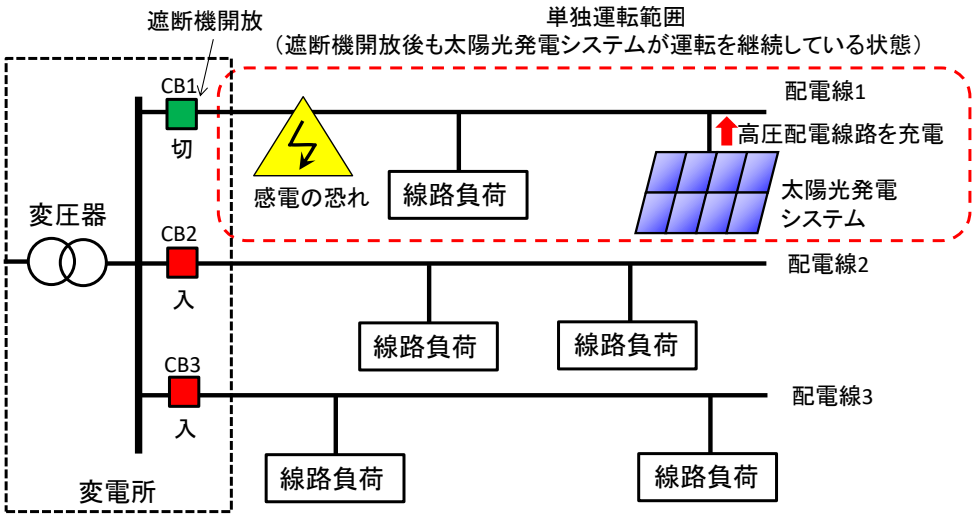
① 高調波抑制対策

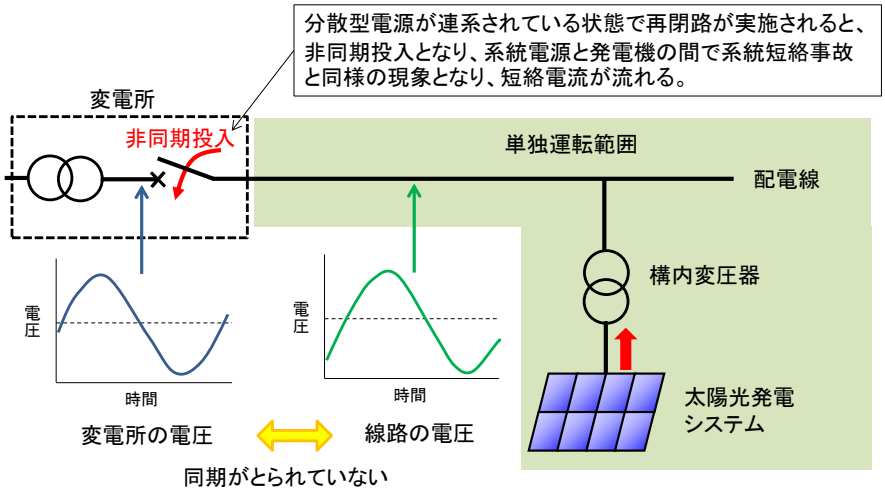
需要設備の高調波抑制対策は「高圧又は特別高圧で受電する需要家の高調波抑制対策ガイドライン（商務情報政策局）」に準じることといたします。

② 電圧変動（電圧フリッカ）

電気アークを使用する電気炉などの特殊負荷、周期的な変動負荷、大型モータのように始動時に大きな電流を必要とする需要設備を配電系統に連系することで、連系後の配電系統の電圧変動ΔV10が基準値(1 時間連続して測定した 1 分間データのΔV10 値のうち、4 番目の最大値を 0.45V 以下)を超え、他の需要家に支障を及ぼす可能性がある場合は、当該需要設備に応じた抑制装置（フリッカ補償装置、バッファリアクトル、無効電力補償装置など）を設置する等の対策を実施していただきます。

短絡容量	発電設備等を配電系統に連系される場合であって、配電系統の短絡容量が、連系者以

対策	外の遮断器の遮断容量または電線の瞬時許容電流などを上回る可能性がある場合は、連系者において限流リアクトル等を設置していただきます。
保護装置	・保護協調の目的 連系者は、発電設備等の事故または系統の事故時に、事故の除去、事故の範囲の局限化等を行うために次の考え方に基づき、必要な保護協調を実施していただきます。また、保護装置の設置にあたり採用する保護方式については、連系者と当社配電部門（接続検討箇所等）との間で、別途協議させていただきます。 (1) 発電設備等の異常および事故に対しては確実に検出・除去し、配電系統事故を波及させないために、当該発電設備等を即時に配電系統から解列することといたします。 (2) 発電設備等が連系された配電系統の事故時に対しては迅速、かつ、確実に配電系統から当該発電設備等が解列することといたします。 (3) 上位系統事故時など、配電系統の電源が喪失した場合にも、当該発電設備等が高速に解列され、一般需要家を含むいかなる配電系統においても単独運転が生じないことといたします。  （出典：オーム社「徹底図解 系統連系」を基にコンサルチーム作成） 図 2-31 太陽光発電システムの単独運転状態 (4) 発電設備等が連系された配電系統の事故時の再閉路時には、当該発電設備等が確実に配電系統から解列されていることといたします。



（出典：オーム社「徹底図解 系統連系」を基にコンサルチーム作成）

図 2-32 再閉路時に分散型電源が非同期投入となる状態のイメージ図

(5) 発電設備等が連系された配電系統以外の事故時には、当該発電設備等は解列されないことといたします。

(6) 発電設備等が系統の事故による広範囲の瞬時電圧低下や瞬時的な周波数の変化等により一斉に停止又は解列すると、系統全体の電圧や周波数の維持に大きな影響を与える可能性があるため、そのような場合にも発電設備等は運転を継続することといたします。

(7) 発電場所内の事故に対しては、この影響を連系された配電系統へ波及させないために、事故箇所を当該系統から速やかに切り離して頂きます。

・保護装置の設置

系統連系希望者は、配電系統を保護するために、原則として以下に示すような保護継電器を設置していただきます。

(1) 発電設備等に事故があった場合、系統保護のため、以下に示す保護継電器を設置していただきます。

①発電設備等の発電電圧が異常に上昇した場合に、これを検出し、当社が求める時限をもって解列することのできる過電圧継電器を設置していただきます。ただし、発電設備自体の保護装置により検出・保護できる場合は省略することができるものといたします。

②発電設備等の発電電圧が異常に低下した場合に、これを検出し、当社が求める時限をもって解列することのできる不足電圧継電器を設置していただきます。ただし、発電設備自体の保護装置により検出・保護できる場合は省略することができるものといたします。

(2) 配電系統の短絡事故時の保護のため、以下に示す保護継電器を設置していただきます。

①同期発電機を用いる場合には、連系された配電系統の短絡事故を検出し、発電設備等を当該配電系統から解列することのできる短絡方向継電器を設置していただきます。

②誘導発電機または逆変換装置を用いる場合には、連系された配電系統の短絡事故

時に発電電圧の異常低下を検出し、発電設備等を当該配電系統から解列することのできる不足電圧継電器を設置していただきます。なお、発電設備等事故（発電電圧異常低下）検出用の不足電圧継電器により系統の短絡事故を検出・保護できる場合は、当該継電器は発電設備等の事故検出用の不足電圧継電器と共用できることといたします。

(3) 系統の地絡事故時の保護のため、地絡過電圧継電器を設置していただきます。ただし、次のいずれかを満たす場合は、地絡過電圧継電器を省略することができることといたします。

①発電機引出口にある地絡過電圧継電器により、連系された配電系統の地絡事故が検出することができる場合。

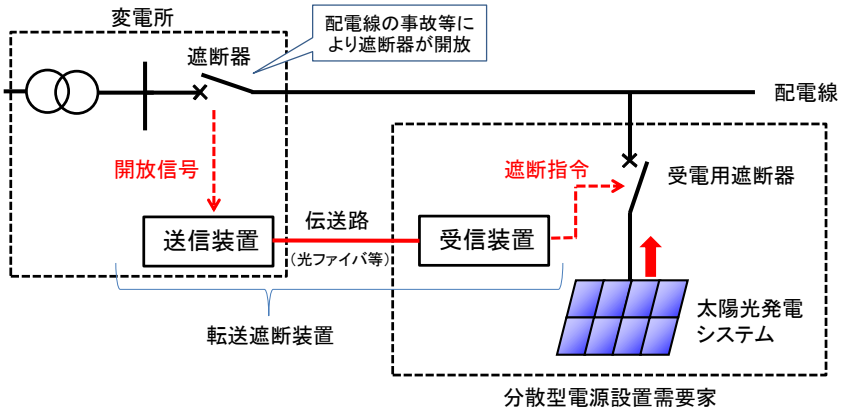
②構内低圧線に連系する逆変換装置を用いた発電設備等の出力が構内の負荷より極めて小さく、単独運転検出装置等により高速に単独運転を検出し、発電設備等を停止または解列することができる場合。

(4) 逆潮流がある場合、単独運転を防止するため、周波数上昇継電器および周波数低下継電器を設置していただくとともに、転送遮断装置または次のすべての条件を満たす単独運転検出装置(能動的方式 1 方式以上を含むものに限ります)を設置していただきます。ただし、専用供給設備により連系する場合には、周波数上昇継電器を省略することができることといたします。

①系統のインピーダンスや負荷の状態等を考慮し、必要な時間内に確実に検出することができること。

②頻繁な不要解列を生じさせない検出感度であること。

③能動信号は、系統への影響が実態上問題とならないものであること。なお、逆変換装置を用いず、誘導発電機を使用する風力発電設備の場合であって、周波数上昇継電器および周波数低下継電器により単独運転を高速かつ確実に検出・保護できる場合は、転送遮断装置または単独運転検出装置（能動的方式 1 方式以上を含むものに限ります。）を省略することができることといたします。ただし、配電系統の状況の変化により、当該装置等の省略要件が満たされなくなった場合、連系者は、当該装置を設置していただきます。

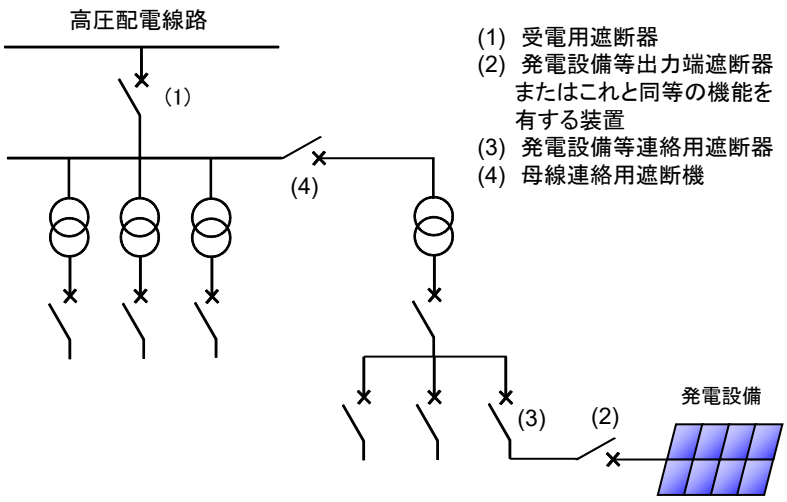


（出典：オーム社「徹底図解 系統連系」を基にコンサルチーム作成）

図 2-33 転送遮断装置による単独運転防止

(5) 逆潮流がない場合、単独運転を防止するため、逆電力継電器および周波数低下継電器を設置していただきます。ただし、専用供給設備による連系であって逆電力継電器により高速で検出・保護できる場合には、周波数低下継電器は省略できる

	ことといたします。 なお、構内低圧線に連系する逆変換装置を用いた発電設備等において、その出力が構内の負荷より極めて小さく、単独運転検出装置(受動的方式および能動的方式のそれぞれ 1 方式以上を含む)により高速に単独運転を検出し、発電設備等を停止または解列することができる場合には、逆電力継電器を省略できることといたします。 (6) 発電設備等構内事故時の保護のため、短絡事故保護用として過電流継電器を、地絡事故保護用として地絡過電流継電器を設置していただきます。 ・保護継電器の設置場所 保護継電器は、発電場所の受電点または事故の検出が可能な箇所に設置していただきます。 ・保護継電器の設置相数 保護継電器の相数は以下に示すとおりといたします。 (1) 地絡過電圧継電器は零相回路設置とし、過電圧継電器、周波数低下継電器、周波数上昇継電器および逆電力継電器は 1 相設置といたします。 (2) 短絡方向継電器は、3 相設置といたします。ただし、連系された系統と協調が取れる場合は、2 相設置とすることができます。 (3) 不足電圧継電器は、3 相設置といたします。ただし、同期発電機を連系する場合で、かつ、短絡方向継電器と協調が取れる場合には、1 相設置ができることといたします。
解列箇所	解列箇所は、送電系統から系統連系希望者の発電設備等を解列できる箇所で、原則として以下に示す箇所とし、具体的には、系統連系希望者と当社送電部門との間で、別途協議をさせていただきます。 (1) 受電用遮断器 (2) 発電設備等出力端遮断器 (3) 発電設備等連絡用遮断器 (4) 母線連絡用遮断器 なお、連系者の発電設備等の異常、配電系統の異常等により発電設備等が系統から解列した場合には、すみやかに当社に連絡していただきます。この場合、当社から配電系統が再連系可能である旨をお知らせするまでの間、連系者の発電設備等を再連系せずに解列状態を保持していただきます。

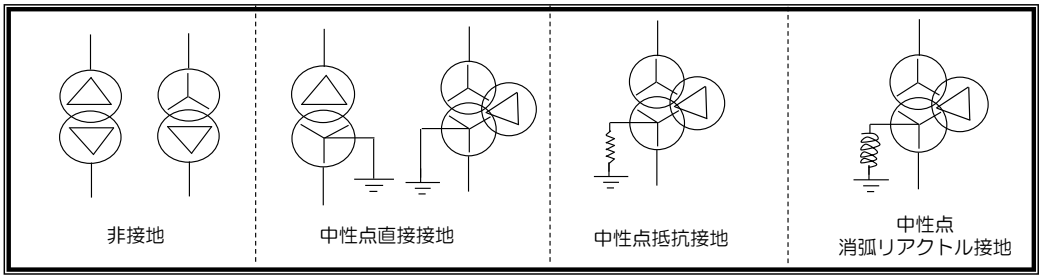


（出典：オーム社「徹底図解 系統連系」を基にコンサルチーム作成）

図 2-34 解列箇所

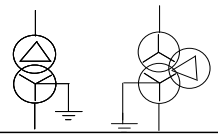
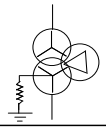
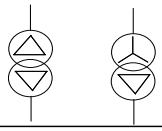
中性点接地方式

連系者の発電設備等における中性点接地方式は、非接地方式とさせていただきます。



（出典：コンサルチーム作成）

図 2-35 中性点接地方式の種類

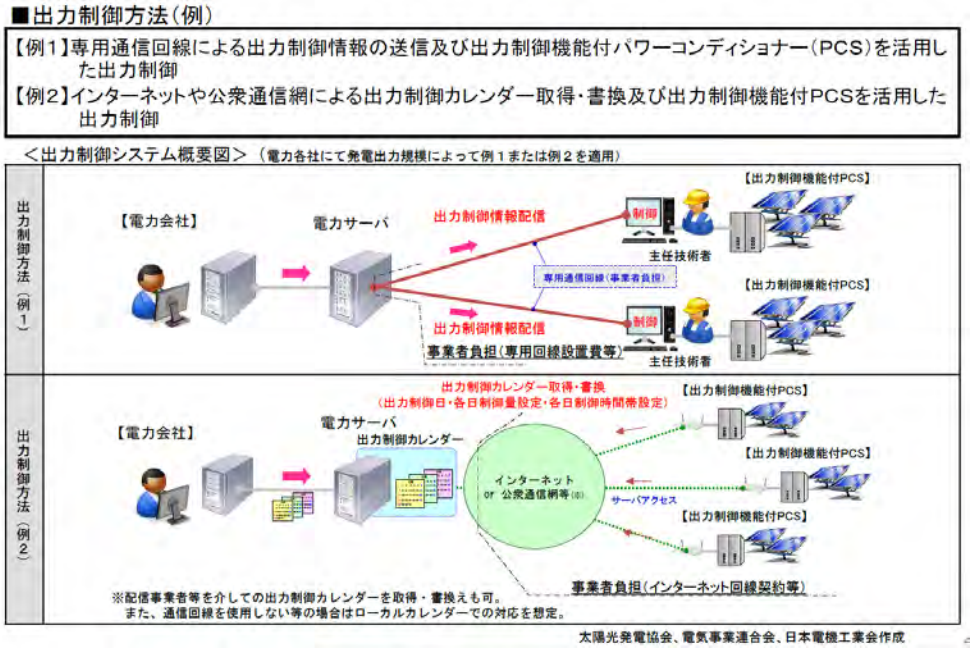
項　　目	直接接地方式	抵抗接地方式	非接地方式
接地方式図			
適用電圧階級	１３２ｋＶ ６６ｋＶ １３．８ｋＶ	２２ｋＶ	６．６ｋＶ
地絡事故時の健全相の電圧上昇	電圧上昇はほとんど生じない。	対地電圧が線間電圧付近まで上昇する。	対地電圧が線間電圧まで上昇する。
地絡電流の大きさ	系統容量の増大により年々大きくなり、近年は３００００Ａを超える場所もある。 短絡電流程度もしくはそれ以上となる。	中性点の抵抗値によって決まる。５０～１００Ａ程度。 短絡電流よりはるかに小さい	バンクの対地充電電流程度。５～２０Ａ程度。 短絡電流よりも極端に小さい
通信線に与える影響	最も大きい	上記の抵抗値の決定にあたって、通信障害を最小とすることを考慮する。	最小

（出典：コンサルチーム作成）

図 2-36 沖縄電力系統の接地方式

自動負荷

発電設備等の脱落時等に主として連系された電線路が過負荷となる可能性があ

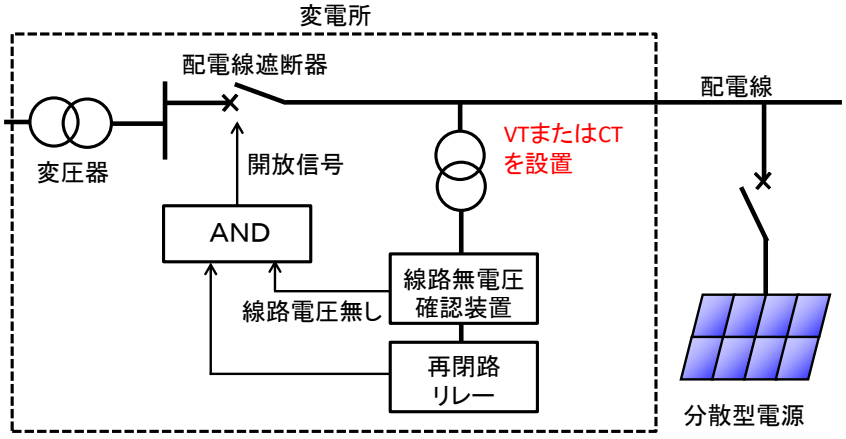
制限	るときは、連系者が自動的に自身の構内負荷を制限する対策を実施していただきます。
発電出力の抑制	逆潮流のある発電設備等のうち、太陽光発電設備、風力発電設備及びバイオマス発電設備には、当社からの求めに応じ、発電出力の抑制ができる機能を有する逆変換装置やその他必要な装置を設置する等の対策を行っていただきます。  （出典：経済産業省「第九回新エネルギー小委員会」配布資料） 図 2-37 日本における分散型電源の出力制御方法の例
線路無電圧確認装置	発電設備等を連系する系統の変電所の電線路引出口等に線路無電圧確認装置が設置されていない場合には、再閉路時の事故防止のため、当該引出口等に線路無電圧確認装置を設置していただきます。ただし、次のいずれかに該当する場合には、線路無電圧確認装置を省略することができることといたします。 (1) 専用供給設備で連系し、その系統の自動再閉路を必要としない場合。 (2) 逆潮流がある場合であって、次の条件のいずれかを満たす場合。 ①転送遮断装置および単独運転検出装置（能動的方式に限ります。）を設置し、かつ、それぞれが別の遮断器により系統から発電設備等を解列することができる場合。 ②能動的方式を含む 2 方式以上の単独運転検出装置を設置し、かつ、それぞれが別の遮断器により系統から発電設備等を解列することができる場合。 ③単独運転検出装置（能動的方式に限ります。）および整定値が発電設備等の運転中における配電線の最低負荷の値より小さい逆電力継電器を設置し、かつ、それぞれが別の遮断器により系統から発電設備等を解列することができる場合。 (3) 逆潮流がない場合であって、次の条件のいずれかを満たす場合 ①上記(2)と同等の措置を講じた場合 ②配電系統との連系に係る保護継電器、計器用変流器、計器用変圧器、遮断器および制御用電源配線が二系列化されており、これらが互いにバック

アップ可能なシーケンスとなっている場合には、線路無電圧確認装置を省略することがあります。この場合、二系列目の上記装置については、以下に示すもののうちいずれか一方式以上を用いて簡素化を図ることができるものといたします。

a. 保護継電器の二系列目は、不足電力継電器のみとすることが可能です。

b. 計器用変流器は、不足電力継電器を計器用変流器の末端に配置した場合、一系列目と二系列目を兼用することが可能です。

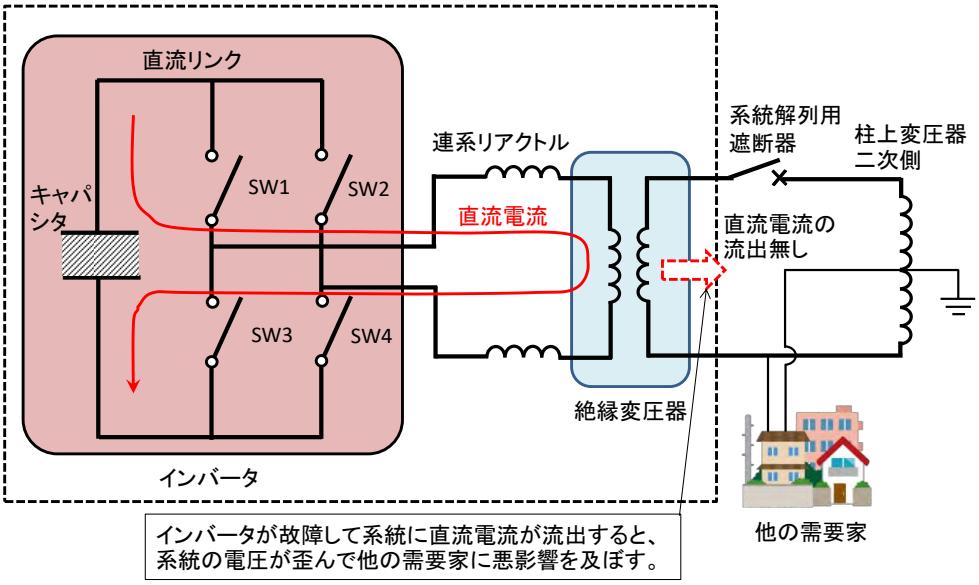
c. 計器用変圧器は、不足電圧継電器を計器用変圧器の末端に配置した場合、一系列目と二系列目を兼用することが可能です。



（出典：オーム社「徹底図解 系統連系」を基にコンサルチーム作成）

図 2-38 線路無電圧装置

逆潮流の制限	配電用変電所のバンク単位で高圧から特別高圧へ向けての潮流（以下、「バンク逆潮流」という。）が発生すると、配電系統の電圧管理および保護協調面(単独運転防止を含む。)で問題が生じる可能性があることから、原則としてバンク逆潮流を発生させないことが必要です。ただし、逆潮流のある発電設備等によって、 当該発電設備等を連系する配電用変電所においてバンク逆潮流が発生する場合であっても、系統側の電圧管理や保護協調面で問題が生じないよう対策を行うことができる場合はこの限りではありません。
直流流出防止対策	逆変換装置を用いて発電設備等を連系する場合には、逆変換装置から直流が系統へ流出することを防止するために、受電点と逆変換装置との間に変圧器（単相変圧器を除く）を設置していただきます。ただし、次の条件を共に満たす場合においては、変圧器を省略できることといたします。 (1) 逆変換装置の交流出力側で直流を検出し、且つ、直流検出時に交流出力を停止する機能を有すること。 (2) 次のいずれかに適合すること。 ①逆変換装置の直流側電路が非接地であること。 ②逆変換装置に高周波変圧器を用いていること。



（出典：オーム社「徹底図解 系統連系」を基にコンサルチーム作成）

図 2-39 絶縁変圧器を用いた直流流出防止対策

連絡体制及び系統運用上必要な情報

・連絡体制

連系者の技術員駐在箇所と当社の給電指令所等との間には、次のいずれかの電話設備を設置していただきます。

(1) 電力保安通信用電話設備

(2) 電気通信事業者の専用回線電話

(3) 次の条件をすべて満たす場合には、一般加入電話または携帯電話等

①連系者側の交換機を介さず、直接技術員との通話が可能な方式（交換機を介する代表番号方式ではなく、直接技術員駐在箇所へつながる単番方式）とし、発電設備等の保守監視場所に常時設置されていること。

②話中の場合に割り込みが可能な方式（キャッチホン等）とすること。

③停電時においても通話可能なものとすること。

④災害時等において当社と連絡が取れない場合には、当社との連絡が取れるまでの間、発電設備等を解列または停止すること。

・系統運用上必要な情報

当社は、系統の安定運用、設備保全および作業者の安全確保のために必要な情報を把握する必要があります。このため、必要となる情報を当社と連系者との間で相互に交換する必要があります。

系統連系希望者が 500kW 以上の再生可能エネルギー（太陽光・風力・バイオマス・水力・地熱）発電設備を配電系統と連系する場合には、両者の間に、必要に応じ、系統運用上必要な情報が相互に交換できるようスーパービジョン（ＳＶ）およびテレメータ（ＴＭ）を設置していただきます。

また、再生可能エネルギー発電設備以外の発電設備等におきましても、必要に応じ、上記の装置を設置いただくことがあります。

(1) 通信方式

当社が指定する通信方式としていただきます（IP 通信方式、サイクリックデジタル方式等）。

(2) 情報収集項目

標準的に収集する情報項目は、下表 2-10 に示すとおりです。

表 2-10　標準的に収集する情報項目

種別	表示項目	情報内容	収集目的
ＳＶ	遮断器	配電線引込口の動作表示および状態表示	発電設備等の連系状況確認のため
	保護継電装置	配電線保護の動作表示および状態表示	送電系統の保安上必要のため
		母線保護・構内保護・単独運転防止保護等連系用遮断器を開放する保護の動作表示および状態表示	
		発電機並列用遮断器を開放する保護の動作表示及び状態表示	
		連系に係わる保護装置の異常情報	
	遠制装置	テレメータ異常	テレメータの状況確認のため
ＴＭ	有効電力	受電地点	送電系統の安定運用のため
	無効電力	受電地点	送電系統の安定運用のため
	母線電圧	受電地点	送電系統の安定運用のため
	有効電力量	受電地点	同時同量監視のため

2.3.2. 周波数変動（代数的手法、詳細シミュレーション）

再生可能エネルギー大量導入のもとで需給運用を安定的に実施するには再生可能エネルギーの需給予測技術や高速に充放電する蓄電システムの構築が望ましいが、これらは高価なシステムであるため資金面での制約がある。小さい離島のような小規模単独系統の島嶼地域に経済的な要素も含めて再生可能エネルギーの導入を促進していくには、あらかじめ安定的に需給運用できる再生可能エネルギーの導入閾値を押さえておく必要があり、さらに限界値を超えそうになった時点で何らかの対策を講じていくという段階的な施策を準備していくことが重要である。

ここでは、10～20 分程度迄の周波数制御領域において安定的に需給運用できる再エネの導入閾値を計算する手法として、「代数的手法」および「詳細シミュレーション」について説明する。2 つの手法の概要を表 2-9 に示す。

なお、余剰電力（長周期変動）については別途検討する必要があるが、○○にて詳細に説明する。

表 2-11　再エネの導入閾値を計算する手法の概要（10～20 分程度迄の周波数制御領域）

代数的手法	詳細シミュレーション
■計算方法がシンプルであり、明快である。 ■日本の１０電力会社での使用実績も多く、信頼性は高い。 ■発電機モデルや系統モデルの構築が不要であり、蓄電池や予備力拡大時においてもAFC 量にあてはめることで試算が可能である。	■試算方法が複雑。 ■実データを多く使用しているため信頼性は高い。 ■解析（シミュレーション）を行うためのモデル構築が必要である。

(1) 代数的手法

簡易的な手法である代数的手法は日本でも一般的に用いられており、許容調整幅、発電機の周波数応答幅、需要変動率、再生可能エネルギーの変動を諸元として用いることで導入許容量の算出が可能である。本手法は、「詳細シミュレーション」とは異なり、特別なツールを必要とせず、マイクロソフト Excel による計算で算定が可能であり、高度な知識や経験を必要としない。

ある系統に連系可能な太陽光発電の量（太陽光発電定格導入量）を算出したい場合、代数的手法では、発電機の運用方法・スペックにより決まる LFC 調整力、総需要・系統定数・周波数変動許容幅により決まる許容調整残、需要データにより計算できる需要変動率、日射強度データまたは太陽光発電出力データより計算できる太陽光発電の出力変動率を用いる。図 2-40 に太陽光発電定格導入量を計算するための代数的手法のイメージ図を示す。

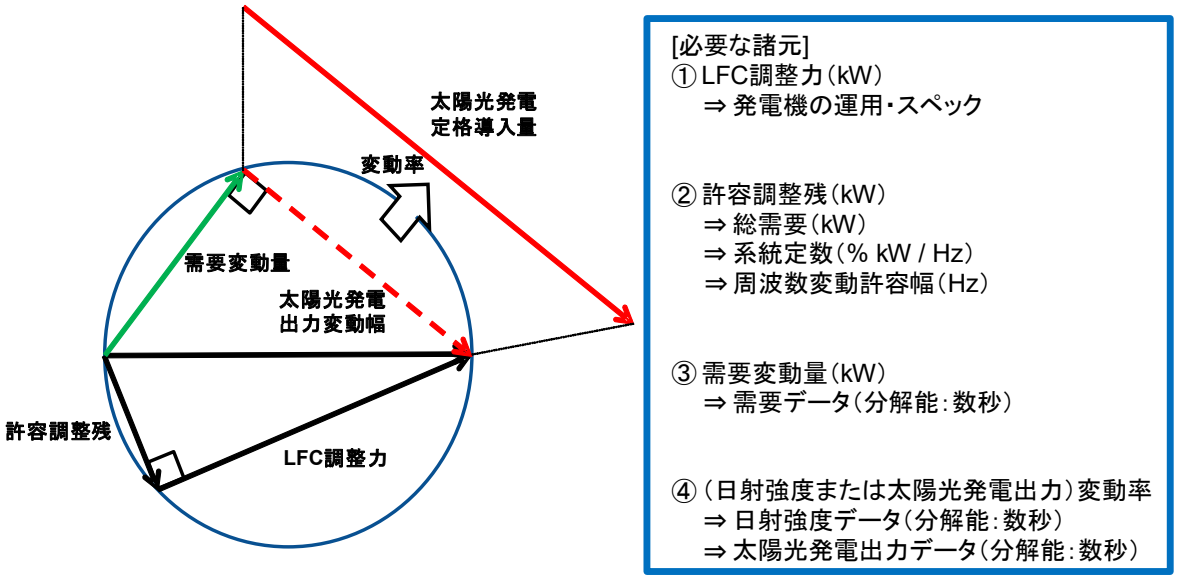


図 2-40　太陽光発電定格導入量を計算するための代数的手法イメージ

太陽光発電定格導入量を下式で算出できる。下式から分かるように右辺分子は図〇での太陽光発電出力変動幅である。また、許容調整残、LFC 調整力が大きい程、太陽光発電定格導入量は大きくなり、需要変動量が大きい程、太陽光発電定格導入量は小さくなる。

$$\text{太陽光発電定格導入量} = \sqrt{(\textit{許容調整残})^2 + (\textit{LFC 調整力})^2 - (\textit{需要変動量})^2} \,/\, (\text{変動率})$$

図 2-41 に風力発電定格導入量を計算するための代数的手法のイメージ図を示す。図 2-40 の太

陽光発電定格導入量、太陽光発電出力変動幅を風力発電に、変動率（必要な諸元④）を風速または風力発電出力に置き換えているだけであり、基本的な考え方に違いはなく、太陽光発電定格導入量を計算するのと同じように風力発電定格導入量を計算できる。風力発電定格導入量は

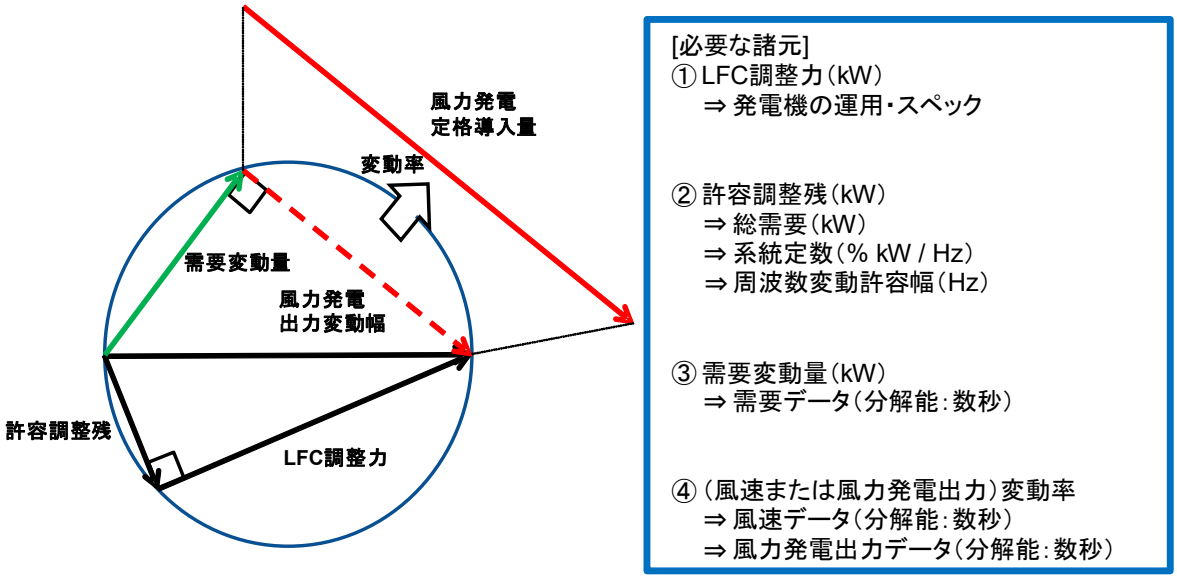


図 2-41　風力発電定格導入量を計算するための代数的手法イメージ

$$\text{風力発電定格導入量} = \sqrt{(\textit{許容調整残})^2 + (\textit{LFC 調整力})^2 - (\textit{需要変動量})^2} \,/\, (\text{変動率})$$

となる。

最後に太陽光発電と風力発電を組み合わせて導入する場合の代数的手法のイメージ図を示す。太陽光発電出力変動と風力発電出力変動には相関関係がないことが知られているが、相関関係がない場合、図 2-42 に示すように各出力変動幅は直交する形で表せる。

太陽光発電と風力発電のうち、一方の定格導入量が与えられた場合、もう一方の定格導入量を算出可能である。参考まで、風力発電定格導入量が与えられた場合は下式により太陽光発電定格導入量を算出できる。

$$\text{太陽光発電定格導入量} = \sqrt{(\textit{許容調整残})^2 + (\textit{LFC 調整力})^2 - (\textit{需要変動量})^2 - (\textit{風力発電出力変動幅})^2} \,/\, (\text{変動率})$$

なお、太陽光発電及び風力発電の定格導入量の合計値を最大化する場合、非線形計画法の一般化縮少勾配法（GRG 法：Generalized Reduced Gradient Method）等を利用してもよい。

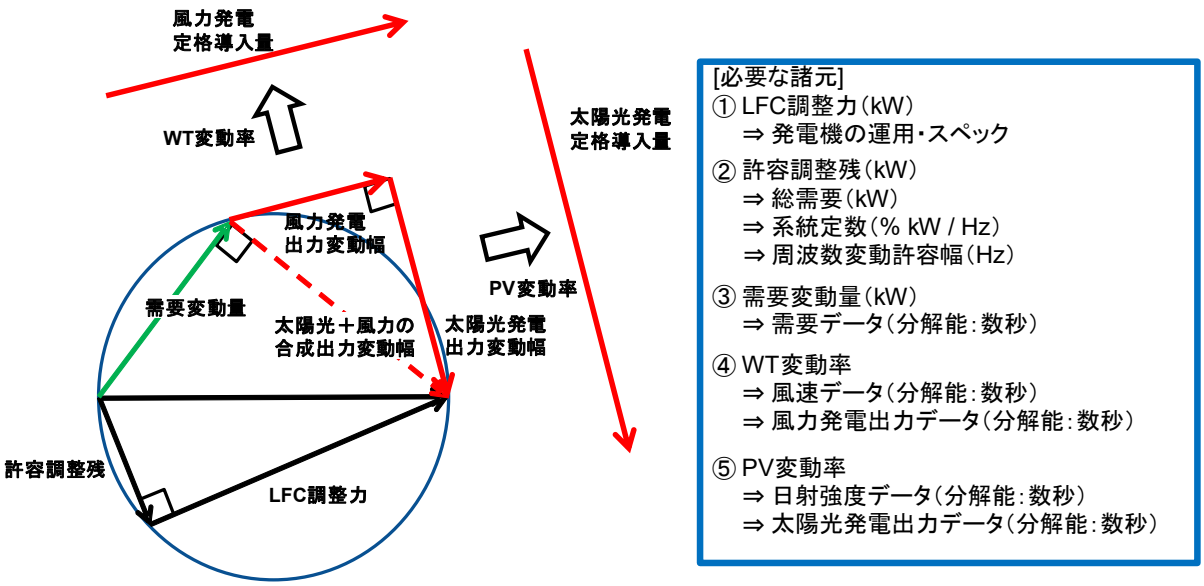


図 2-42　太陽光発電定格導入量および風力発電定格導入量を計算するための代数的手法イメージ

(a) LFC 調整力

日本では電気事業法に基づき、電力会社は周波数を標準周波数に維持するよう努める必要がある。LFC 制御は周波数維持を目的として概ね 20 分周期以下の需要変動による周波数変動に対して電力エリアにおける発電機調整必要量を求めて自動的に発電機出力を制御する。

LFC 調整力は発電機の運用・スペックにより決まった値となり、LFC 機能が無い場合は 0 とする。発電機や蓄電池による調整力拡大時においても LFC 調整力にあてはめることで計算が可能である。

(b) 許容調整残

電力品質を維持するために電力供給側が守るべき調整幅のことである。また、許容調整残は下式にて算定を行っている。

許容調整残＝総需要(kW)×系統定数(%kW/Hz)×周波数変動許容幅(Hz)

・総需要の想定

一般的に年間を通して需要は変動するため年間の需要データを分析することが望ましい。総需要の大小により許容調整残が変わることを勘案し、総需要を想定するとよい。

想定の手順としては、太陽光導入分析と風力導入分析では想定する時間帯が異なることを考慮し、太陽光に関しては昼間(9 時～17 時)の需要データ、風力に関しては日間(24 時間)の需要データを用いて度数分布表を作成する。次に、稀頻度の事象を除外するために確率的な処理を施し、総需要を決定する。代数的手法ではこの値を用いる。

例として、昼間の分析結果を図 2-43 に、1 日を通した分析結果を図 2-44 に示す。また、表 2-12 及び表 2-13 に最大、3σ、2σ、σ及び平均の需要(MW値)を示す。

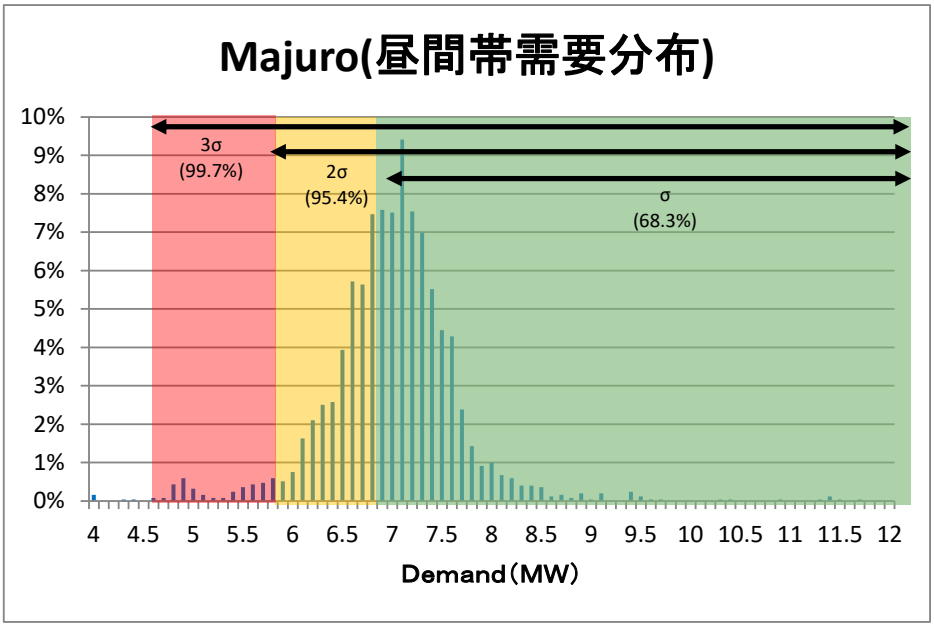


図 2-43　昼間帯需要分布（Majuro）

表 2-12　確率分布を考慮した昼間帯需要（Majuro）

Min(100%)	3.60MW
3σ(99.7%)	4.56MW
2σ(95.4%)	5.85MW
σ(68.3%)	6.70MW
Average	6.88MW

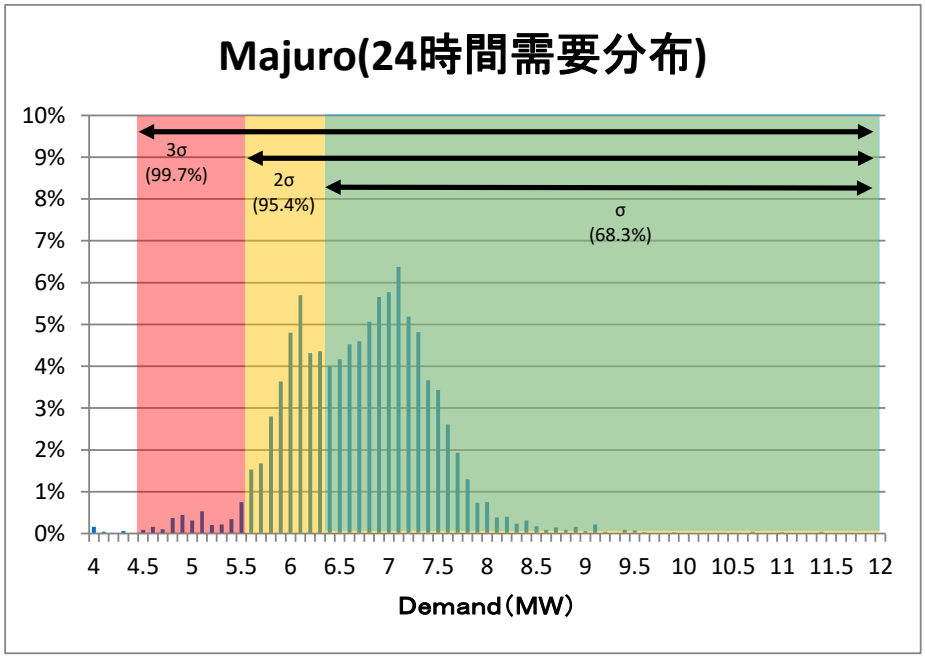


図 2-44　24 時間需要分布（Majuro）

表 2-13　確率分布を考慮した 24 時間需要（Majuro）

Min(100%)	3.30MW
3σ(99.7%)	4.50MW
2σ(95.4%)	5.50MW
σ(68.3%)	6.25MW
Average	6.64MW

＜参考：確率的手法の概要＞

確率分布を考慮しない場合、稀頻度の変動幅を考慮してしまうため RE の出力変動率(出力変動幅に対する RE 連系定格値)が大きな値となる。その結果、代数的手法により算出した RE 連系可能量は小さくなってしまう。RE 最大化を図るため稀頻度の事象を除外して確率的な処理を施すことが日本では一般的である。日本における周波数管理はかなり厳しいゆえに確率的な値も高めに設定し、3σ 値(全事象に対して 99.7%の確率で発生する事象)や 2σ 値(全事象に対して 95.4%の確率で発生する事象)を採用していることが多い。3σ は 99.7%の確率で周波数管理値を逸脱することがないということと同意である。(図 2-45 および図 2-46 参照)

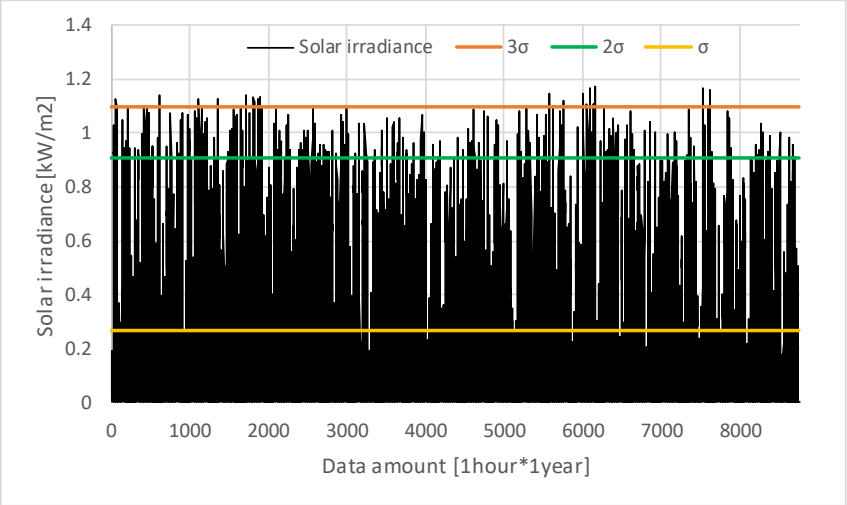


図 2-45　日射変動と確率分布

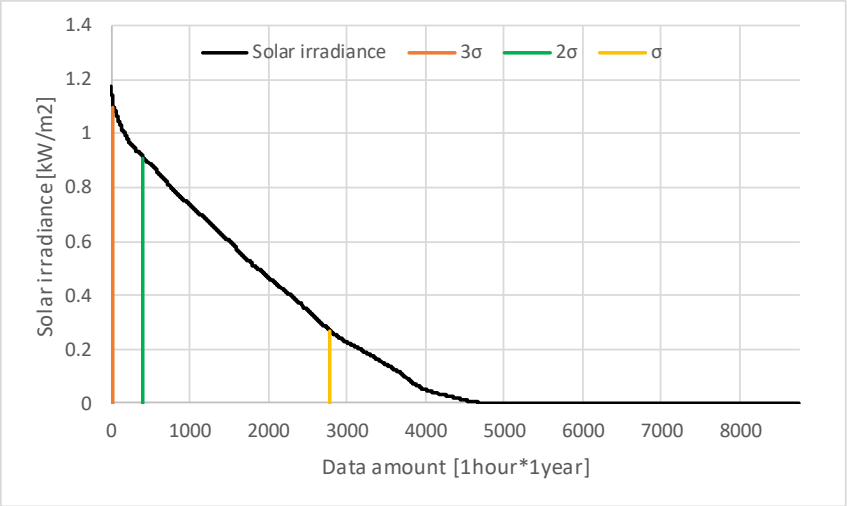


図 2-46　持続曲線と確率分布

・系統定数

系統定数の算出のため負荷遮断試験を行う必要がある。負荷遮断試験は系統に連系されている複数の発電機のうち 1 台を遮断し、負荷のアンバランスを発生させる試験である。これにより系統に連系された状態の発電機の負荷追従性能力を評価することができる。本試験は実フィールドでの試験であり、発電機故障や停電を誘発するリスクがある。

一例として負荷遮断試験を行った結果を図 2-47 に示す。3 台の発電機（G2, G5, G6）で運用中に 1 台の発電機（G2）を遮断した直後、G2 の負担は 0MW になり、残りの発電機にて分担していることがわかる。周波数 F は 59.91Hz から 1 秒程度で 59.63Hz まで低下し、その後 10 秒程度で 59.93Hz まで戻っている。

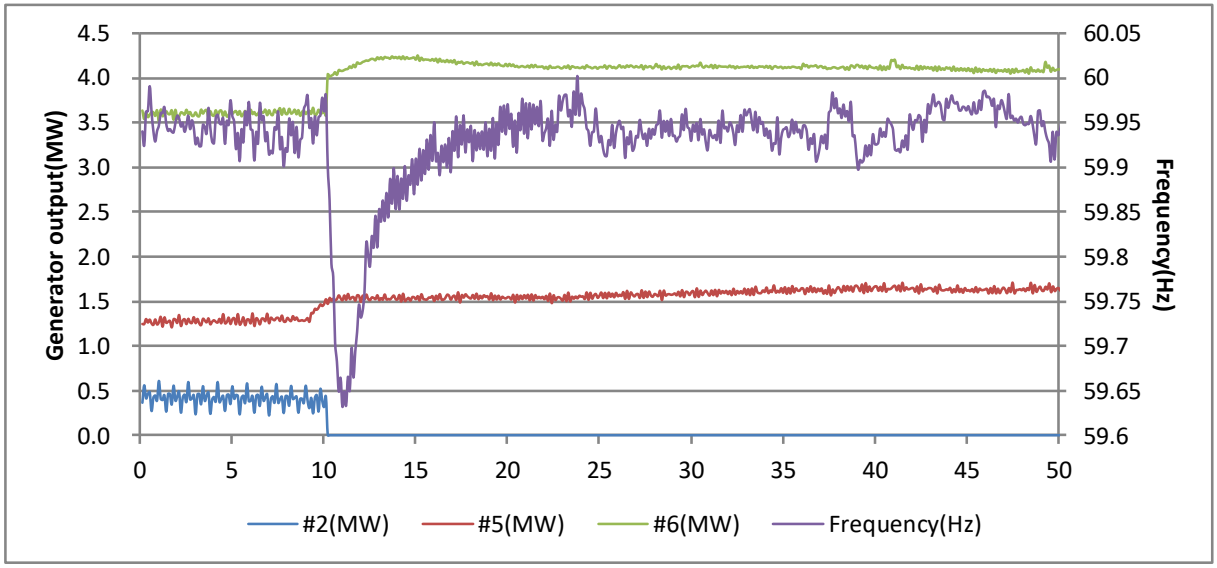


図 2-47 負荷遮断試験結果例

負荷遮断試験のような周波数変動を伴う試験は既存発電機の負荷追従性を確認する上で有効な手段であり、この試験結果より系統定数(%kW/Hz)が算出でき、系統安定性の評価を行うことが可能となる。

電力系統の電力変動 ΔP と周波数変動 ΔF との関係式は(1)式の関係になる。ここでの一定値 K を系統定数と定義している。電力系統における本定数がわかれば周波数偏差からどの程度の電力変動があったかを逆算することが可能となる。代数的手法では許容調整残算出のために負荷遮断試験により推定した系統定数を用いて電力変動の最大許容値を算出している。系統定数を PU 値化（規格化）するために電力変動 ΔP は併入発電機の定格容量合計を基準にしている。

$\Delta P(\%MW) = \Delta P(MW)$ ／併入発電機定格出力合計

$\Delta P / \Delta F = K$ (一定値：%MW/Hz)

例として、上図 2-47 の負荷遮断試験結果を元に系統定数を算出した結果を表 2-14 に示す。また、併入発電機や試験時の総需要等の試験条件を変更して試験を行い、同様に系統定数を算出した結果を表 2-15 に示す。表 2-16 より試験条件によって系統定数が変化することがわかる。

表 2-12　発電機の定格出力

発電機名称	定格出力（MW）
G2	3.275
G5	3.475
G6	6.400
併入発電機定格出力合計	9.875※

※トリップした G2 は合計に含めない

表 2-13　系統定数算出結果

項目	数値	備考
遮断前周波数（Hz）	59.914	
遮断後ボトム周波数（Hz）	59.633	
周波数偏差ΔF（Hz）	0.281	遮断前周波数―遮断後ボトム周波数
発電機脱落量ΔP（MW）	0.314	
系統定数 K(%MW/Hz)	11.3	

表 2-14　系統定数算出結果（各種条件）

Pattern	系統定数 (%MW/Hz)	条件		
		並入発電機	遮断発電機	遮断割合
①	11.30	G2,G5,G6	G2	総需要5%
②	10.38			総需要10%
③	12.65			総需要15%
④	11.03	G2,G5,G7		総需要5%
⑤	13.00			総需要10%
⑥	14.16			総需要15%
Average	12.09			

・周波数変動許容幅

周波数変動許容幅とは許容できる周波数変動の幅のことである。許容幅の決定にあたっては発電機安定運用の観点と需要家側ニーズの観点から検討する必要があるが、周波数変動許容幅によって再エネ導入量の値に大きな影響を与える点に注意が必要である。

なお、2-1-1 電力品質－周波数の項目で述べたとおり日本では、エリア毎に標準周波数±0.1～0.3Hz の許容幅を目標としている。

(c) 需要変動量

需要変動量は下式にて計算する。

需要変動量(kW)＝総需要(kW)×需要変動率(%)

・総需要

ある断面における周波数変動について検討していると想定すれば、等時性の観点からは許容調整残を計算するための総需要と同じ値にするほうが望ましい。再エネ導入量を最大化するならば、許容調整残の計算では総需要を小さく見積もり、需要変動量の計算では総需要を大きく見積もればよいが、合理的ではない。

・需要変動率

需要の変動成分を高速フーリエ変換(FFT : Fast Fourier Transform)で抽出すると概ね正規分布となる。この特性を利用してデータ処理の際は評価時間以下の変動成分を抽出の上、統計分析により需要変動の変動率を算出する。図 2-48 に例を示す。

10 分間の移動平均値(前後 5 分)と実績値の差を変動幅とし、標準偏差(σ 値)から 2σ、3σ の値を求めた。太陽光と風車の分析用に昼間帯と 24 時間の結果を表 2-17 及び表 2-18 に示す。

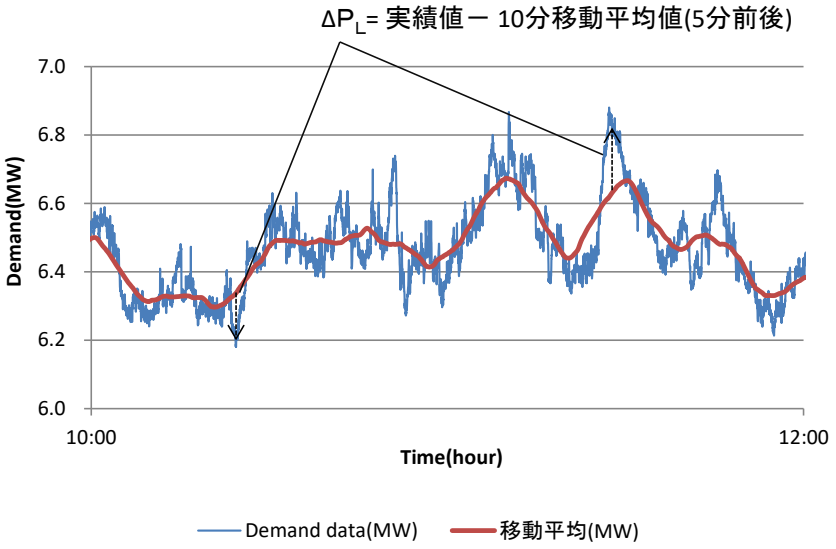


図 2-48　需要変動データ処理方法例

表 2-17 昼間帯の需要変動率(Majuro)

Propability	Demand Change range
max(100%)	4.00%
3σ(99.7%)	1.54%
2σ(95.4%)	1.02%
σ(68.3%)	0.51%

表 2-18　1 日 24 時間の需要変動率(Majuro)

Propability	Demand Change range
max(100%)	4.00%
3σ(99.7%)	1.29%
2σ(95.4%)	0.86%
σ(68.3%)	0.43%

(d) 変動率（日射強度データまたは太陽光発電出力データ及び風速データ分析）

日射強度データまたは太陽光発電出力データにより太陽光発電定格導入量を計算するための変動率を決定する。また、風速データにより風力発電定格導入量を計算するための変動率を算出する。年間を通して日射強度や風速は変動する可能性があるため年間のデータを分析することが望ましい。

変動率算定にあたり評価時間(今回は 10 分窓)の最大出力と最小出力の差を出力変動幅として定義する。窓の考え方について、分解能が 1 秒であれば 1 秒毎に 10 分窓の最大出力と最小出力の差を出力変動幅として計算する。図 2-49 に概念図を示す。なお、出力変化速度は「詳細シミュレーション」にて用いる諸元であるが併せて示す。

評価時間を 10 分窓とした理由は、上述の LFC による周波数制御領域は一般に 10～20 分程度以下と言われていることを踏まえ、10 分以内の変動を評価することが妥当と考えられるためである。

想定の手順としては、日射強度データを用いて分解能毎の出力変動幅を計算する。次に、需要変動量と同様、稀頻度の事象を除外するために確率的な処理を施し、変動率を決定し、代数的手法ではこの値を用いる。

例として、日射強度データの月別の分析結果を図 2-80 に、年間の分析結果を表 2-19 に示す。季節性がある地域であれば変動率が大きい月の分析結果を使用し、年間を通して変動がない地域であれば年平均の分析結果を使用するほうがよいと思われる。なお、太陽光発電出力データや風速データについても同様の手順で分析を行い、変動率を計算すればよい。

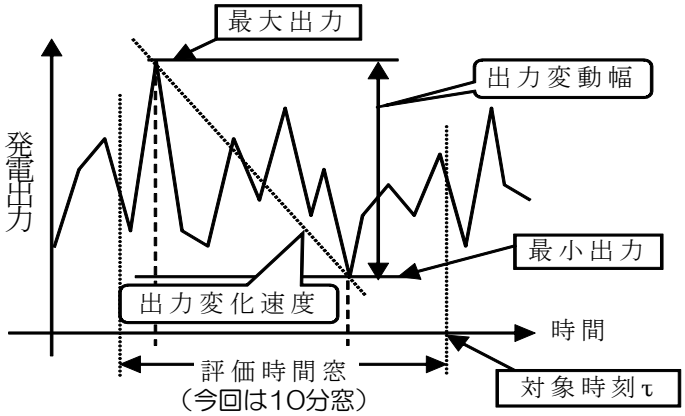


図 2-49　評価時間窓、出力変動幅、出力変化速度の定義

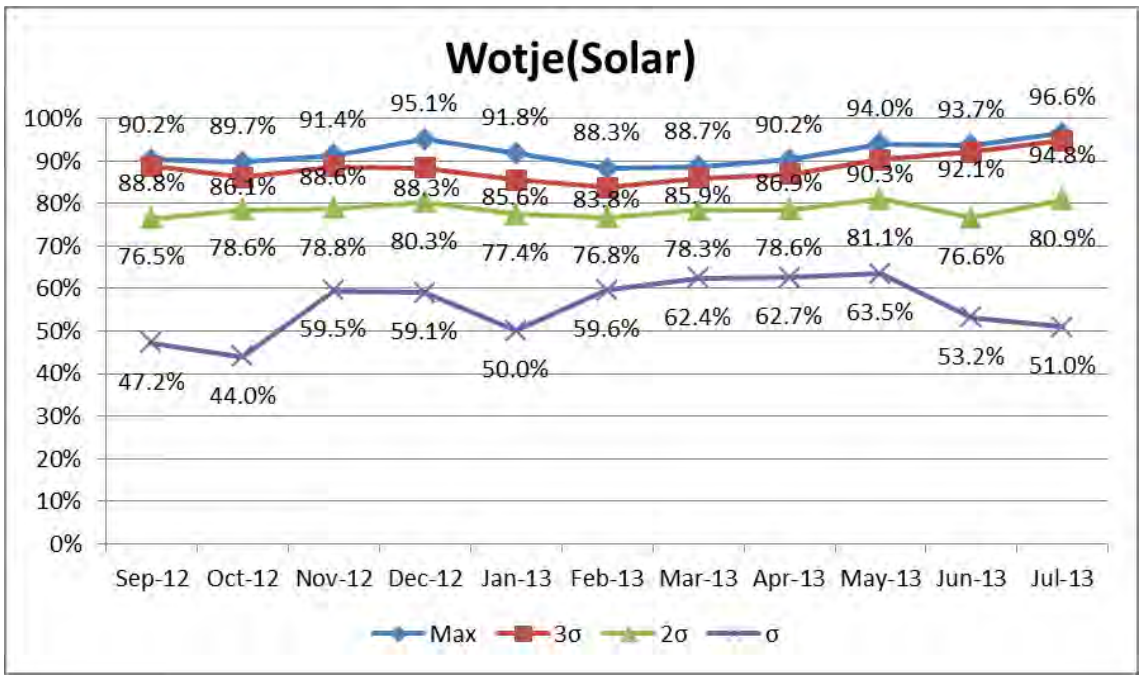


図 2-50　日射強度の月別変動率（Wotje）

表 2-19　年間の変動率（Wotje）

Max(100%)	96.6%
3σ(99.7%)	90.2%
2σ(95.4%)	79.0%
σ(68.3%)	57.4%

(e) 代数的手法による計算例

上記(a)～(d)を用いて代数的手法による計算例を示す。太陽光発電のみ導入ケース、風力発電のみ導入ケース、太陽光及び風力発電を組み合わせた導入ケースの 3 ケースを示す。

日本においては周波数管理を非常に厳格に行う必要があるため、確率の観点で厳しい条件である 3σ(99.7%)で導入量算定が一般的であり、つまり、総需要を小さく、需要変動率を大きく、再エネの変動率を大きく想定するということである。しかし、日本における条件 3σをそのまま適用すると再生可能エネルギーの導入量が小さくなることから、各国のニーズにマッチングした条件で導入量を算定することが肝要である。

本項では確率的な要素として 3σ（99.7%）、2σ（95.4%）、σ（68.3%）で算定した。また、周波数変動許容幅として 0.3Hz、0.5Hz、1Hz の 3 パターンで検討を行った。

・太陽光発電のみ導入ケース

太陽光発電のみ導入ケースについて計算した結果を表 2-18 にまとめる。系統運用者にとって最も安全な想定（3σ、周波数変動許容幅 0.3Hz）では 170kW、最も厳しい想定（σ、1Hz）では 1410kW の PV 定格導入量となる。また、参考のため最も厳しい想定での計算式を示す。

表 2-20　太陽光発電定格導入量算定結果

許容幅	0.3Hz	0.5Hz	1Hz	総需要
3σ(99.7%)	170 kW	300 kW	610 kW	4.56 MW
2σ(95.4%)	260 kW	440 kW	890 kW	5.85 MW
σ(68.3%)	420 kW	700 kW	1410 kW	6.70 MW

太陽光発電定格導入量 ＝ $\sqrt{(\text{許容調整残})^2 + (\text{LFC調整力})^2 - (\text{需要変動量})^2}$／(変動率)

＝ $\sqrt{(0.8107)^2 + (0)^2 - (0.03417)^2}$／(0.574)

＝ 1410kW（1.41MW）

ここで、　許容調整残 ＝ 総需要(MW)×系統定数(%MW/Hz)×周波数変動許容幅(Hz)

＝ 6.7MW×12.1%MW/Hz×1Hz　※系統定数は表○の平均値

＝ 0.8107MW

LFC 調整力 ＝ 0MW

需要変動量 ＝ 総需要(MW)×需要変動率(%)

＝ 6.7MW×0.51%

＝ 0.03417MW

変動率 ＝ 57.4%

・風力発電のみ導入ケース

風力発電のみ導入ケースについて計算した結果を表 2-19 にまとめる。

太陽光発電と異なり風力発電は 24 時間発電可能であることから、総需要および需要変動率の想定は日間の需要データを用いて行った。また、風速データまたは風力発電出力データを用いて算出した変動率を用いる。

表 2-21　風力発電定格導入量算定結果

許容幅	0.3Hz	0.5Hz	1Hz	総需要
3σ(99.7%)	160 kW	270 kW	550 kW	4.50 MW
2σ(95.4%)	250 kW	420 kW	840 kW	5.55 MW
σ(68.3%)	400 kW	680 kW	1360 kW	6.25 MW

・太陽光発電及び風力発電の最大導入ケース

PV と風力発電を組み合わせて導入した場合の最大連系許容量を、代数的手法および GRG 法を

用いて算出した。その結果を表 2-22 に示す。PV 発電が可能な昼間帯に設定して計算を行った。太陽光発電のみ導入ケース、風力発電のみ導入ケースと比べて再エネ合計値が大きくなっている。

表 2-22　太陽光・風力発電定格導入量算定結果

	許容幅	0.3Hz	0.5Hz	1Hz	総需要
PV	3σ(99.7%)	130 kW	220 kW	450 kW	4.56 MW
	2σ(95.4%)	180 kW	310 kW	630 kW	5.85 MW
	σ(68.3%)	290 kW	490 kW	980 kW	6.70 MW
WT	許容幅	0.3Hz	0.5Hz	1Hz	総需要
	3σ(99.7%)	110 kW	180 kW	380 kW	4.56 MW
	2σ(95.4%)	180 kW	310 kW	630 kW	5.85 MW
	σ(68.3%)	310 kW	520 kW	1040 kW	6.70 MW
RE合計(PV＋WT)	許容幅	0.3Hz	0.5Hz	1Hz	総需要
	3σ(99.7%)	250 kW	400 kW	820 kW	4.56 MW
	2σ(95.4%)	360 kW	620 kW	1260 kW	5.85 MW
	σ(68.3%)	600 kW	1010 kW	2030 kW	6.70 MW

※四捨五入により太陽光発電と風力発電の合計値は一致しない場合がある。

(f) 留意点

一部繰り返しになるが、再エネ連系許容量を算定するうえで最も重要な要素は、周波数変動の発生リスクをどこまでとるかという点と、周波数の変動幅をどこまで容認できるかという点である。また、RE 導入を促進させるための系統対策として、蓄電池やフライホイールなどの系統安定化装置の導入を経済的に考慮したうえで検討する必要がある。

(g) 補足（需要変動率と再エネ変動率の算出方法）

需要変動率は 10 分間の移動平均値と実績値の際の標準偏差から算出し、RE 変動率は評価時間(10 分間)の最大値と最小値の差異を累積割合(percentile)で算出している。前者の需要変動はトレンド成分がある程度予測可能であるが、後者の RE 変動は予見可能な規則性がなく、予測技術は確立されていない。そのため RE 変動は評価時間(10 分)の変動量で評価する必要がある。予見性の有無の違いで両者の変動率算出の考え方に違いを持たせている。

(2) 発電機模擬による詳細シミュレーション

発電機の応動特性を細かに模擬することで、再生可能エネルギーの出力変動による周波数変動を定量的に算出できる。本手法にはモデル化するためのデータや専用のシミュレーションツールが必要である。日本ではシミュレーションツールとして、系統の動的解析が可能である電力中央研

究所が開発した電力系統解析プログラム（Y法）や Matlab を一般的に使用している。これらのツールは熟練した技術と過去の実データを利用した発電機モデルのチューニングを要するため、高い水準の技術習得が求められる。

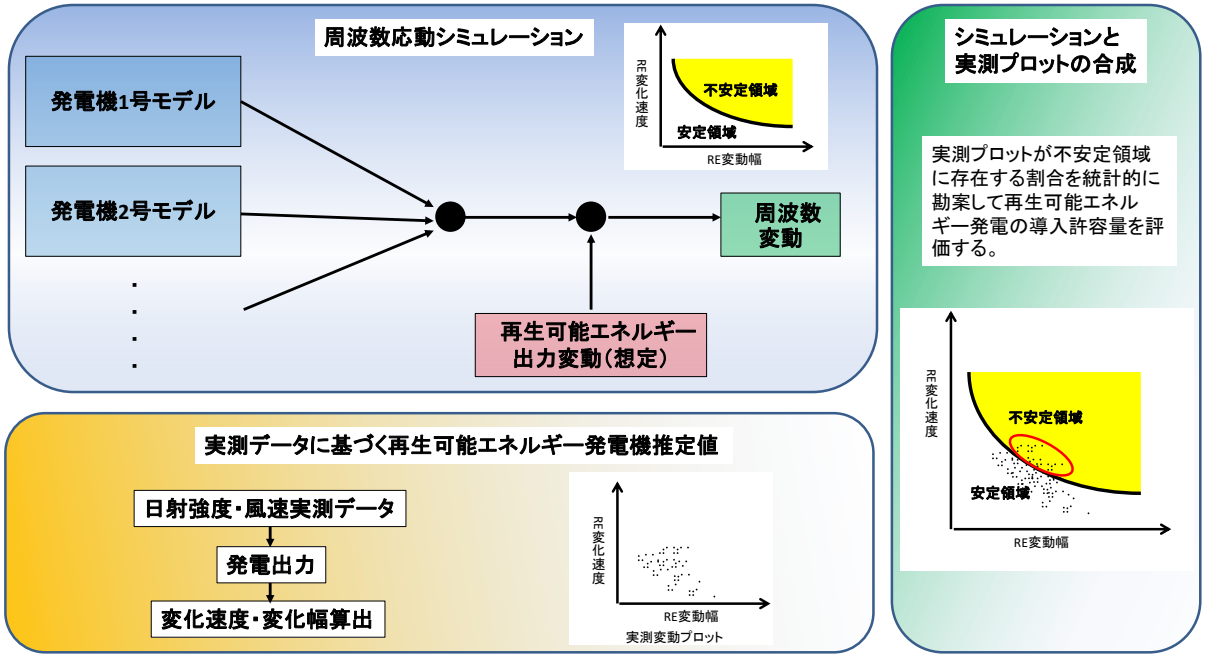


図 2-51 発電機模擬による詳細シミュレーションのイメージ

(3) 再生可能エネルギー連系拡大のための電力系統対策

ここでは、10～20 分程度迄の周波数制御領域において安定的に需給運用できる再エネの定格導入量を評価してきた。この導入量から更なる導入を目指す場合は電力系統の調整能力を増強する必要がある。そのための手法は以下の 3 つが挙げられる。

・既設ディーゼル発電機の調定率の改良（GF の改良） ⇒ 系統定数増加
・AFC 機能追加（既設ディーゼル発電機改造、蓄電池導入） ⇒ LFC 量増加
・蓄電池による再生可能エネルギーの変動率の縮小 ⇒ RE 変動率縮小

(a) 既設ディーゼル発電機の調定率改良（GF の改良）

ディーゼル発電機の調定率の感度をあげることにより周波数変動に対する感度があがり、結果として系統定数の値が大きくなる。そのため系統の許容調整残が大きくなることで再生可能エネルギーの導入量を増加させることができる。

(b) AFC 機能追加（既設ディーゼル発電機改造、蓄電池導入）

既設ディーゼル発電機の改造もしくは蓄電池による AFC 機能を追加することで LFC 調整力が増加する。

(c) 蓄電池による再生可能エネルギーの変動率の縮小

PV 出力変動に呼応して蓄電池出力を制御し、再エネの変動率を縮小することで、再エネ導入量を増加させることができる。

2.3.3. 電圧変動

再エネの連系に伴う電圧変動の計算について説明する。

電圧変動を計算する目的の一つとしては、系統電圧の適正維持が挙げられることから、再エネの連系に伴う電圧変動値が適正な範囲内に収まっているか確認することが望ましい。なお、日本では以下のとおりグリッドコードが定められている。

【常時電圧変動対策】

発電設備等の送電系統への連系により、電力系統の電圧が適正値（常時電圧の概ね±2%以内といたします。）を逸脱する可能性がある場合は、自動的に電圧を調整することができるように、自動電圧調整装置（ＡＶＲ方式など）や負荷時タップ切替変圧器などを設置していただきます。

一般に電圧変動率 ε は図 2-52 のような簡単な系統モデルでは、次の近似式で表せる。

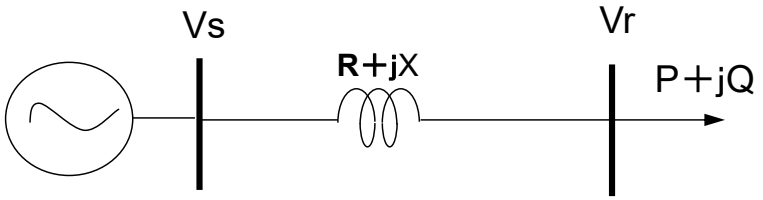


図 2-52　一機無限大系統

$$\varepsilon = \frac{\Delta V}{Vr} = \frac{R\Delta P + X\Delta Q}{Vr^2} \quad \text{(P.U.)}$$

ここで、ΔV：電圧降下（$\Delta V = Vs - Vr = \sqrt{3}I(R\cos\theta + X\sin\theta)$）、Vs：送電端電圧、Vr：受電端電圧、R：電線の抵抗、X：電線のリアクタンス、ΔP：有効電力変化分、ΔQ：無効電力変化分

特に Vr=1.0［P.U.］とすると、上式を簡略化でき、

$$\varepsilon = R\Delta P + X\Delta Q \quad \text{(P.U.)}$$

となり、電線インピーダンスおよび潮流のみにより電圧変動率を算出できる。

上式に基づき常時の電圧変動を再エネが最大範囲（最大出力と最小出力の差）で変化した場合の系統側の電圧変動率を求めることが可能である。

具体的に計算すると、以下のとおりとなる。計算条件および計算結果を表 2-23 および表 2-24 に示す。

表 2-23　計算条件

項目	計算パラメータ (P.U.)	備考
電線の抵抗 R	0.01065	
電線のリアクタンス X	0.09964	
有効電力変化分 ΔP	0.500	・100MVA ベース ・再エネ定格出力 50MW と仮定した。

無効電力変化分ΔX	0.310	・100MVA ベース ・力率 0.85 と仮定すると、 以下のとおり算出可能。 ΔP×tan（$\cos^{-1}$（0.85））＝31.0MVar

表 2-24　系統側母線　電圧変動率（簡易計算）

ε（100MVA ﾍﾞｰｽ）		ΔV(kV)
Pu 値	%値	(= ε ×66,000)
0.0362	3.62	2.39

※±２％以内を逸脱する場合、日本においては±２％を逸脱しないよう蓄電池等の対策を求めることがある。

②潮流計算シミュレーションによる確認

次に、再エネの最大出力変化に伴う系統側母線の電圧変動を、潮流計算シミュレーションにより確認する方法について説明する。潮流計算シミュレーションでは、各発電機の出力や端子電圧（PV 指定）、各変電所の負荷（PQ 指定）、系統モデルの構築（線路定数）等が必要となるが、系統全体を考慮した形で電圧変動を確認することが可能である（図 2-53 参照）。

具体的には既存の系統モデルに新規再エネ電源を連系したモデルを構築し、再エネの「解列」「併入」の 2 パターンについて潮流計算を行うことで、表 2-25 に示すように電圧変動率を求めることができる。

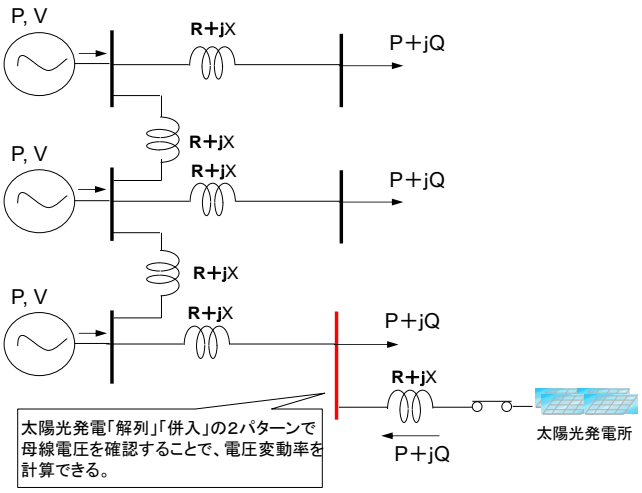


図 2-53　潮流計算シミュレーションのイメージ

表 2-25　電圧変動率の検討例

再エネの系統連系状況	系統側の母線電圧[kV]	母線電圧の差 ΔV [kV]	電圧変動率 ε＝ΔV/V×100 [%]
解列	66.44	-1.07	-1.62
並入	67.51		

※電圧変動率 ε が±２％以内に収まる。

2.3.4. 余剰電力 (Homer software)

(1)概要

火力発電機は運用上の下限出力を有しており、それ以下に出力を下げることはできない。再エネ出力の増加により火力発電機の出力が下限に達した場合、それ以上の再エネ出力は余剰電力となり、周波数変動の項目で述べたとおり需給アンバランスによって周波数上昇を招く。

需給バランスシミュレーションを行うことで余剰電力の発生しない範囲で導入できる再エネ量を評価できる。需給バランスシミュレーションとは、2-3-1 周波数変動にて対象とした 10～20 分程度迄の周波数制御領域（いわゆる短周期変動）とは異なり、１時間毎の負荷変動や日射量及び風速に対する演算であり、いわゆる長周期変動の解析である。なお、一般に長周期変動の解析では、１時間以内、例えば数秒間や数分間などの短周期の出力変化などは含まれていないため、代数的手法等により別途短周期変動の解析を行う必要がある。

具体的には図 2-29 に示すようなフローで実施される。

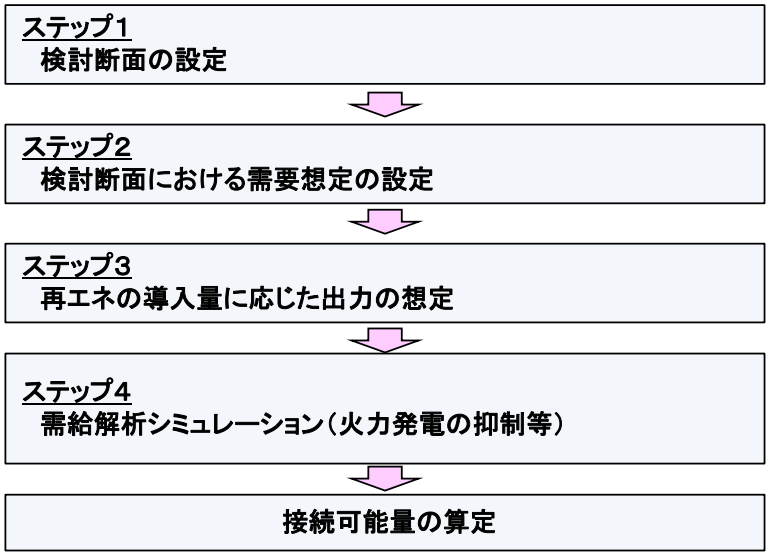


図 2-54　需給バランスシミュレーションフロー

・ステップ１（検討断面の設定）

需給解析シミュレーションでは年間（24 時間×365 日＝8760 時間）を通じた全ての時間断面について、安定供給確保の観点から確認を行うことが望ましいことから、検討断面は年間に設定するとよい。図 2-55 にステップ１のイメージを示す。

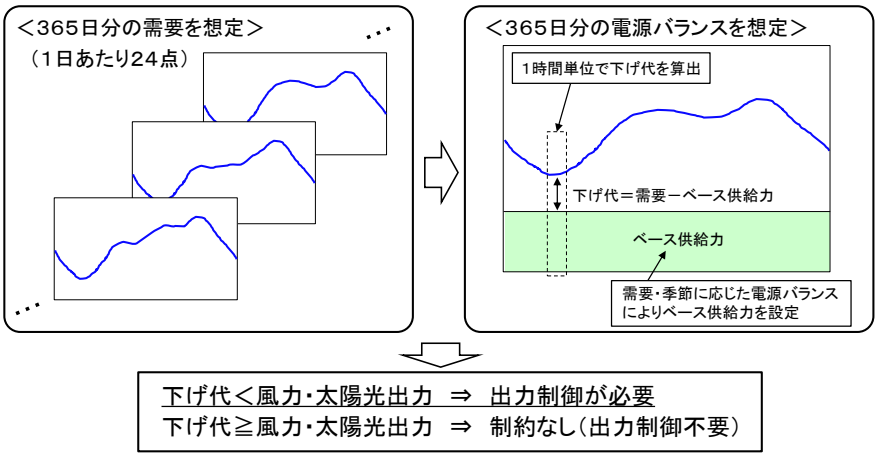


図 2-55　検討断面の設定イメージ

・ステップ２（需要想定の設定）

需要想定は、過去の需要実績に一定の需要増加を見込んで設定することが一般的であるが、需要増加が見込みに達しなかった場合、将来的に接続可能量が小さくなる可能性があることから、より確実な需要実績を採用することが望ましい。

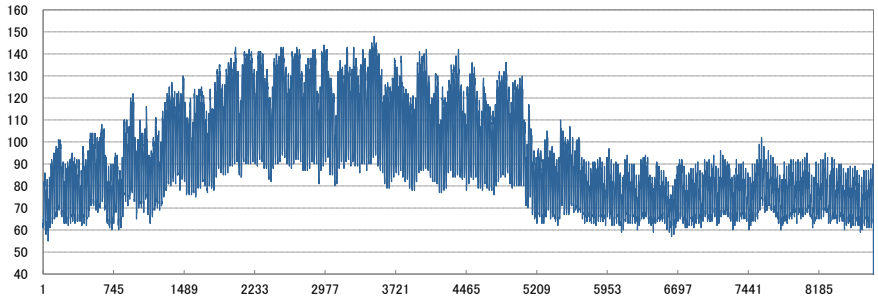


図 2-56　年間の需要実績イメージ

・ステップ３（再エネの導入量に応じた出力の想定）

日射強度データや太陽光発電出力データ、風速データや風力発電出力データから再エネの導入量に応じた出力の想定を行うことが望ましい。再エネ出力の想定イメージを図 2-32 に示す。

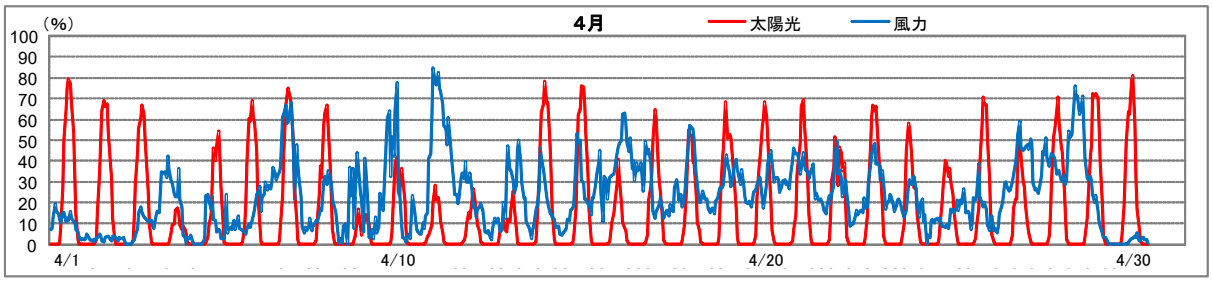


図 2-57 再エネ出力の想定

・ステップ４（需給解析シミュレーション（火力発電の抑制等））

安定供給の観点から、設備仕様やピーク需要に対応するための供給力等を考慮し、並列が必要な発電所のユニットは最低出力、それ以外は停止とする。

図 2-58 に日本の沖縄本島系統における需給解析シミュレーション結果のイメージを示す。この図は最も需要が小さいある一日を示しており、昼間の需要は 74.3 万 kW である。安定供給や設備仕様の観点から必要なベース供給力は 10 万 kW 程度の発電機 5 台、47.2 万 kW となる。PV については設置された日射計のデータから PV 出力を計算し、WT については 5 サイトの出力データ実績から WT 出力を計算している。それらを合計すると 45.7 万 kW の出力想定となっている。よって、需要からベース供給力を差し引くと 74.3－45.7＝27.1 万 kW となり、再エネ出力 45.7 万 kW より小さいため、再エネの出力制御 18.6 万 kW が必要となる。このような計算を 1 年間分実施し、再エネの抑制日数や抑制量等により接続可能量を評価することが考えられる。

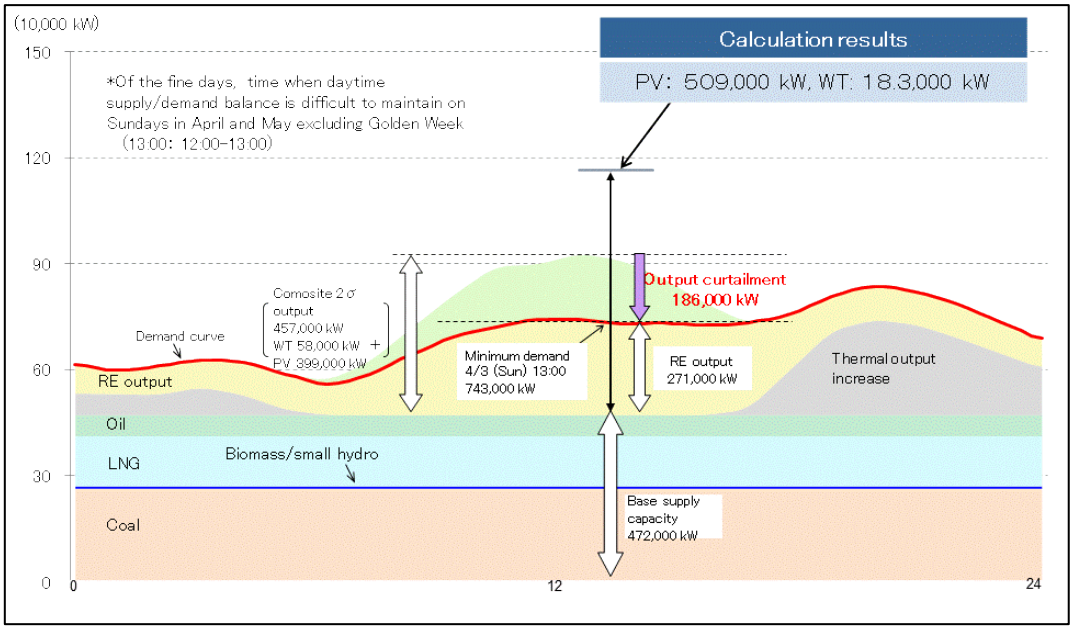


図 2-58　需給解析シミュレーションのイメージ

(2)需給バランスシミュレーション

ここでは、シミュレーションソフトとして世界中で広く利用されている HOMER PRO を用いたシミュレーション結果について具体的に説明する。なお、他のシミュレーションソフトであっても解析の考え方に違いはないと考える。

＜参考：HOMER について＞

HOMER PRO は、1 年間、8,760 時間の各時間帯のエネルギーバランスを計算し、シミュレーションを行う。HOMER は各時間の電力需要と、システムが供給できるエネルギー量を比較し、システムの各構成機器からのエネルギーフローを計算する。蓄電池または発電機があるシステムでは、各時間帯において発電機をどのように運転すべきか、蓄電池を充電又は放電すべきかを決定する。

HOMER は、ユーザーが検討している各システム構成が実現可能かも同時に判断する。ユーザーの指定した条件下で電力需要と見合うかどうかを判断し、プロジェクトの全期間にわたるシステムの設置や管理にかかる費用を見積もることもできる。システムの費用計算を行う際、建設費、交換費、維持管理費、燃料費などの費用、利子が対象となる。

HOMER では以下のデータ等を設定できる。

・負荷データ：8760 時間（年間の 1 時間）のデータ
・日射強度データ：8760 時間（年間の 1 時間）のデータ
・風速データ：8760 時間（年間の 1 時間）のデータ
・ディーゼル発電機：ディーゼル発電機の定格出力、低出力運転範囲
・太陽光発電：変換効率、傾斜角度、方位角度
・風力発電：出力特性カーブ

※高い精度のシミュレーション結果を得るためには、上記の各データは可能な限り現実に沿った実測値が望ましい。但し、そのような実測値がない場合には類似したデータや想定値を用いることもできる。

シミュレーション結果の説明を行う前に対象とした電力系統の年間負荷データを図 2-59 に、再エネ出力を図 2-60、発電機仕様を表 2-26 に示す。マーシャルの Wotje 発電所を例に記載する。

年間最大負荷は約 160kW であり、年間を通じて 40～110kW で推移する。停電回数（時間）：24 回/年、118 時間/年（2013 年）である。日射強度および風速データを図 2-35 に示す。PV についてはパネル特性（面積、変換効率等）に加え、設定した設備容量に応じて出力を HOMER にて算出する。風力発電については、風速データ計測高さの風速をナセル高さに計算する必要があり、HOMER にて風速の変換後、出力特性カーブに従った出力を計算する。DG は 2 台であり、運転範囲や運転切替の条件を設定することが望ましい。

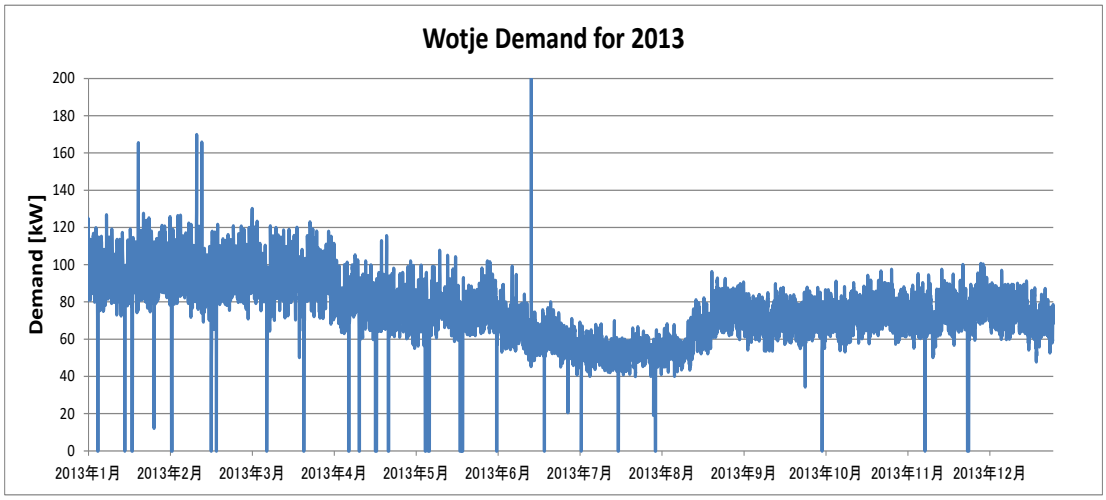


図 2-59　2013 年負荷推移

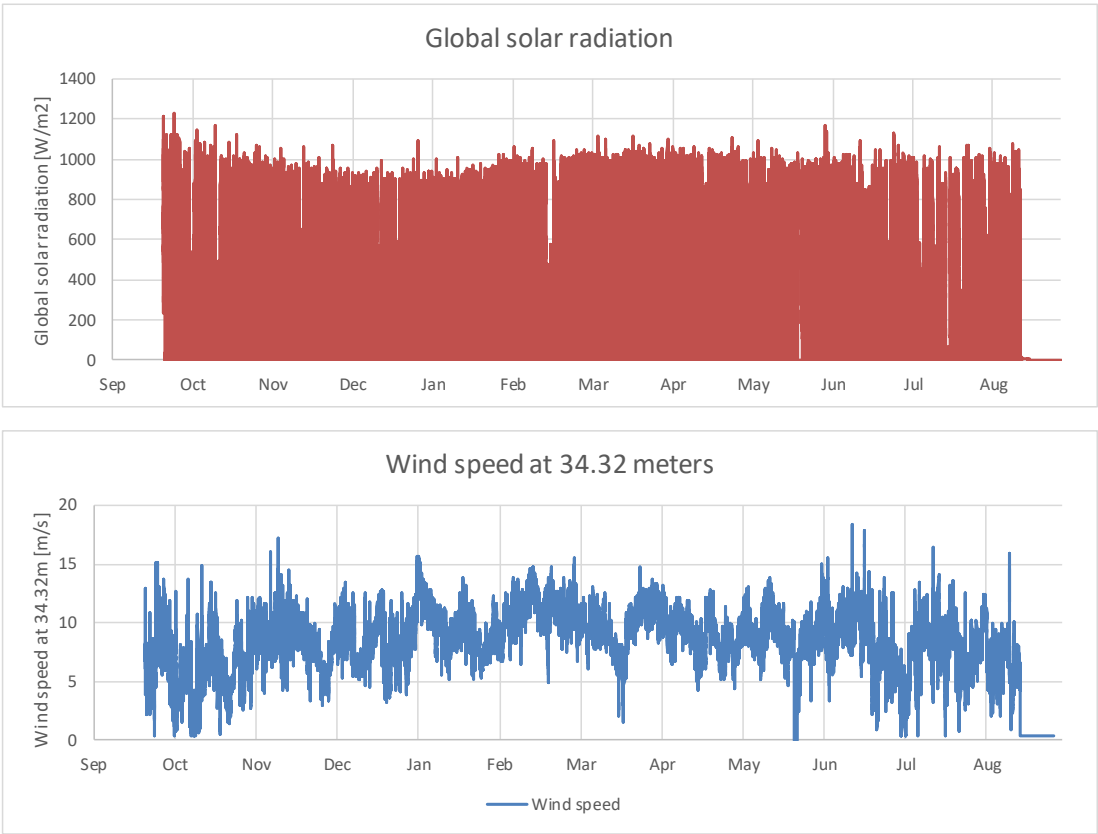


図 2-60　再エネ出力

表 2-26　発電機仕様（Wotje 発電所）

Engine#	1	2
NAME PLATERATING（kW）	275	275
Maximum output (kW)	275	275

ケーススタディとして、PV50kW を導入した場合、100kW を導入した場合のシミュレーションをそれぞれ実施した。シミュレーション結果を図 2-61 および図 2-62 に示す。

PV50kW では余剰電力は発生しない結果となったことから、ディーゼル発電機が下げ代に達していないと考えられる。このような結果が得られた場合、長周期変動の制約は無いと評価されるため、更なる再エネ導入を見込める。また、太陽光発電による供給割合は 7.26%であった。例えば、供給割合の目標があるならば、供給割合を満足するよう太陽光の導入容量を増加し、シミュレーションを行い、必要な導入量を見積もる必要がある。

PV100kW では需要が小さくなる 7 月～8 月にて比較的多く余剰電力が発生する結果となった。年間のエネルギー源割合では余剰電力が 0.42%発生する結果となった。太陽光発電による供給割合は 14.05%である。

次に風車を加えた場合のハイブリッドシステムの場合を図 2-63 および図 2-64 に示す。WT50kW ではほとんど余剰電力の発生は見られないが、WT100kW では年間を通じて余剰電力が生じる結果となった。これは需要に対する WT 導入量が大きいためである。

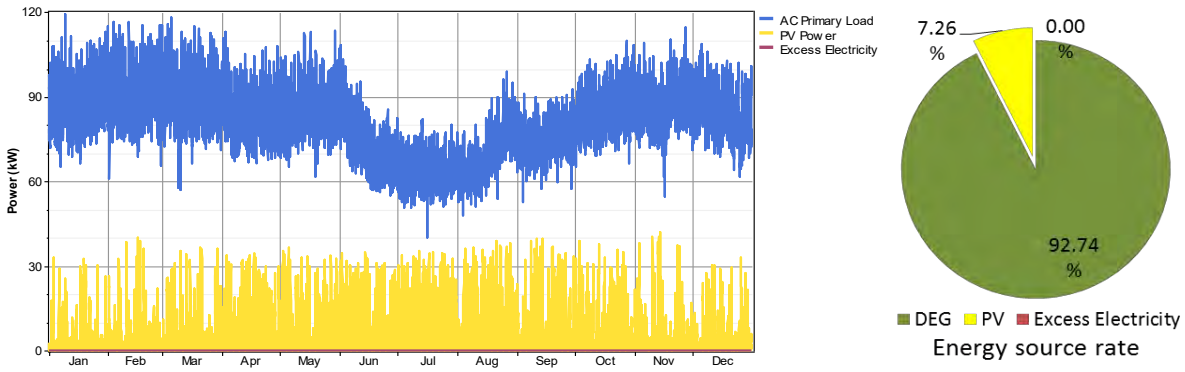


図 2-61　PV 導入シミュレーション（50kW）

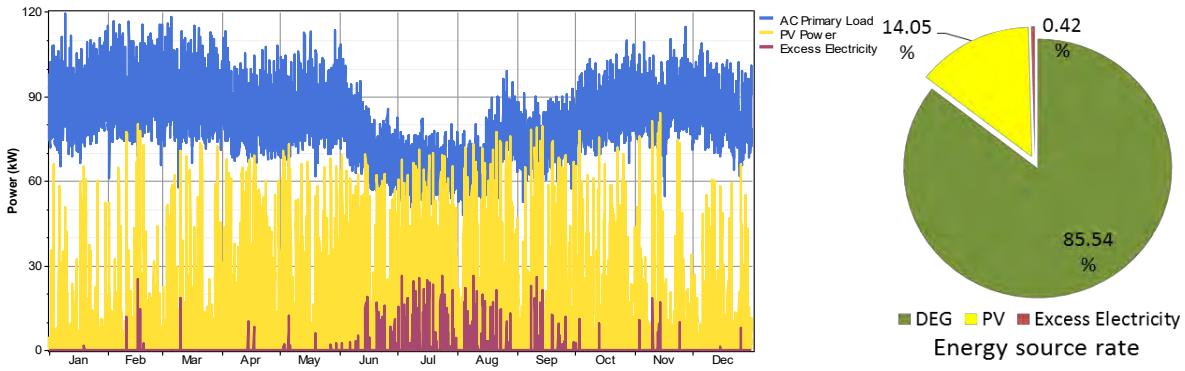


図 2-62　PV 導入シミュレーション（100kW）

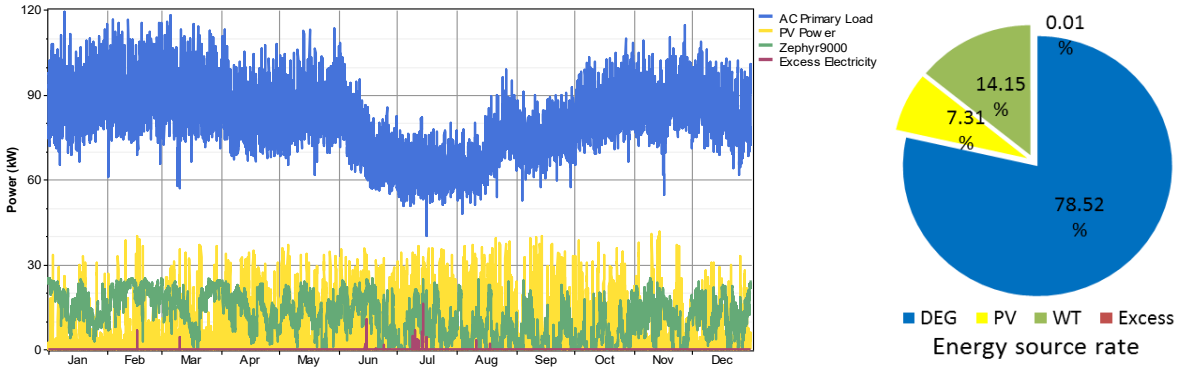


図 2-63　PV+WT 導入シミュレーション（PV50kW+WT25kW）

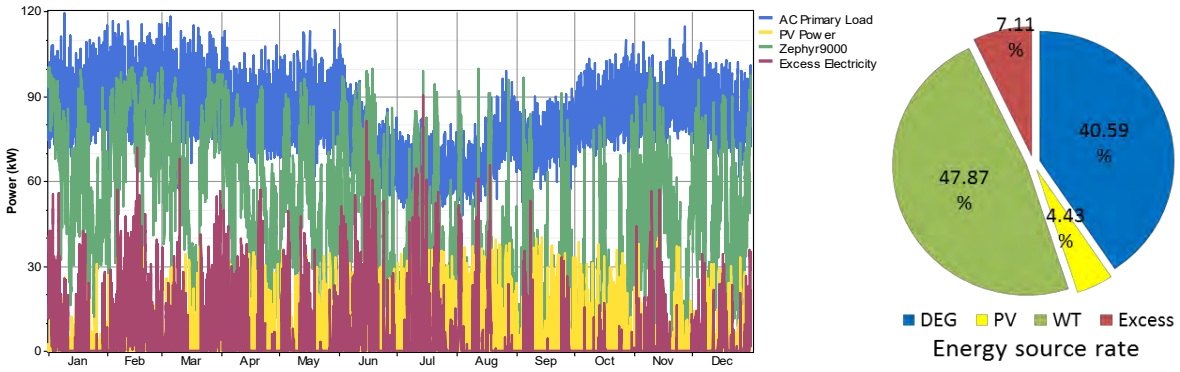


図 2-64　PV+WT 導入シミュレーション（PV50kW+WT100kW）

2.4. 再エネ統合のロードマップの計画方法論

2.4.1. 計画方法論の概要

再エネ（特に、変動性電源 VRE: Variable Renewable Energy）導入率を高めるためには、再エネおよび可制御負荷の自動制御を含めた適用可能なすべての技術を組み合わせた長期的な再エネ統合計画を策定する必要がある。図 2-65 に小規模系統における再エネ導入率を高めるためのロードマップの考え方の例を示す。電力貯蔵装置等の従来型の系統技術に加えて、エネルギーマネジメントシステム（EMS）、出力予測及び出力抑制、可制御負荷の制御による DR 技術についても、費用対効果の高い再エネ導入を得るために段階的に導入される。また、これらの技術は開発が進められているため、技術開発動向や価格低下状況を考慮した上で、ロードマップは常に更新されるべきものである。

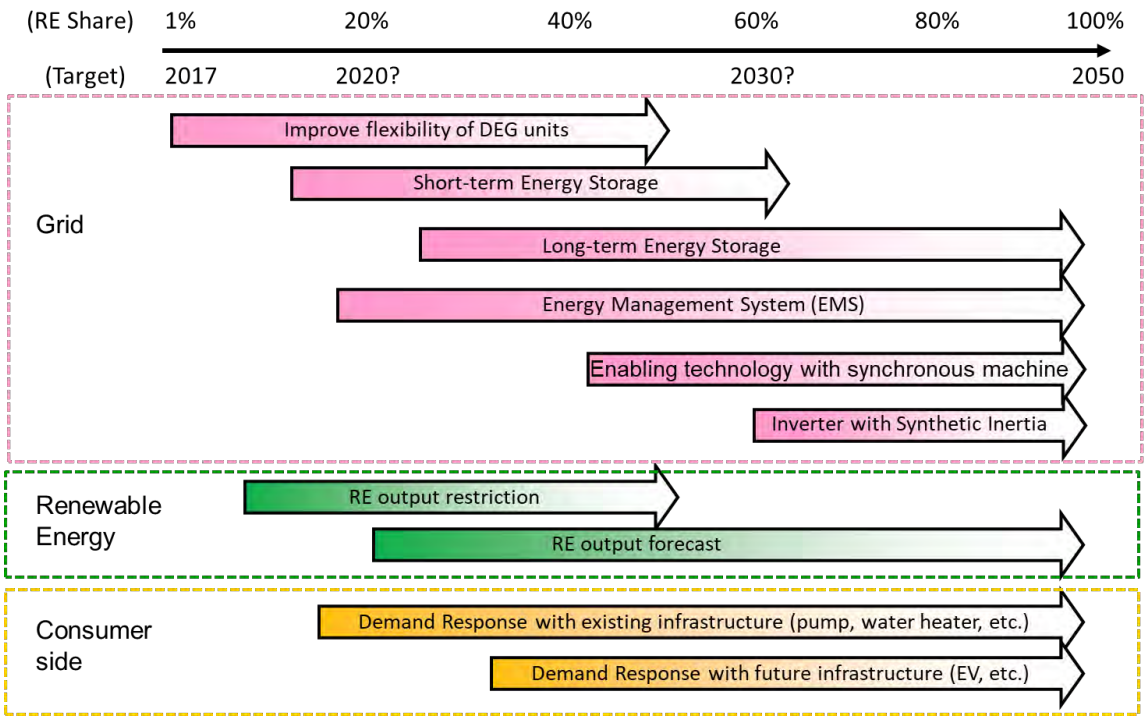


図 2-65 再エネ導入率を高めるためのロードマップの考え方

表 2-27 に小規模系統における再エネ導入率向上に関する典型例を示す。これはディーゼル発電機や再エネの運用、必要な安定化技術、電力系統制御等の基本的な考えに基づく。安定化技術とはハイブリッドシステムに導入されるディーゼル依存度低減や電力品質及び信頼性を保つための技術を指す。いくつかのステップについては系統規模や再エネ導入において得られる資金等に応じて省略できると認識される。

Table 2-27　再エネ導入率向上に関する典型例

	Stage 1	Stage 2	Stage 3	Stage 4	Stage 5
分類	DEG のみ	再エネ導入	再エネ導入拡大	断片的な DEG 停止	再エネ 100%
方法	DEG 及び系統運用の効率化	長周期対策用電力貯蔵装置の導入を回避する	再エネ出力抑制の導入による電力貯蔵装置の最小化	同期化力及び事故電流の補強。可能な限りの再エネの多様化。	DEG は非常用途、もしくは電力貯蔵装置の容量低減のために使用
ディーゼル	DEG は常時運転	DEG の予備力は常にすべての需要を満たすように運用される	DEG の予備力はすべての需要を満たすように運用されない場合もある。下げ代は Stage1/2 よりも低い。	再エネ導入率が高い断面で、すべての DEG の停止。	DEG はほぼ停止しており、非常用。
再エネ	再エネは未導入もしくは影響を及ぼさな	再エネは導入されているもの系統に対し	再エネ導入率（kW/kWh）は大きくな	再エネの更なる導入及び多様化	再エネの更なる導入及び多様化

	い程度に限られている	て大きな影響を及ぼさない	る。		
安定化技術	不要	限定的な導入	DEG の代替となる短周期対策のための系統安定化装置が必要となる。	DEG の代替となる中周期(数時間)対策のための系統安定化装置が必要となる。	DEG の代替となる長周期対策のための系統安定化装置が必要となる。
系統制御	基本的に手動制御	再エネ導入率の高い断面における出力抑制	複数の電源を制御するために自動制御された EMS の導入	EMS の更なる精巧化が必要。	EMS の更なる精巧化が必要。

初めに、DEG ユニットの保守運用状況は Stage1 の再エネ導入に続いて改善されるべきものである。一般的に、火力発電における「柔軟性」とは、1）出力下限値、2）ある一定時間における出力変化率、3）発電機及び原動機の始動時間で定義される。適切なメンテナンスによる上記事項の改善により、安定化技術（電力貯蔵装置、同期調相機、ダンプロード等）の出力や容量はある程度減らすことができる。更には、再エネの導入に切り替えるのではなく、既存 DEG の保守運用の状況を調査・改善することが初めに必要である。

(1) Minimum power output
By keeping the good O&M conditions, the output of DEGs shall be controlled 50～100% of their rated capacity.

(2) Change rate of power output
It may be possible to improve the change rate of power output by adjusting speed governor setting. In case mechanical governor is employed, it is recommended to replace with electronic governor. High-speed DEG is considered in case of replacement.

(3) Start-up time
Capacity of energy storage system can be saved with shorter start-up time.

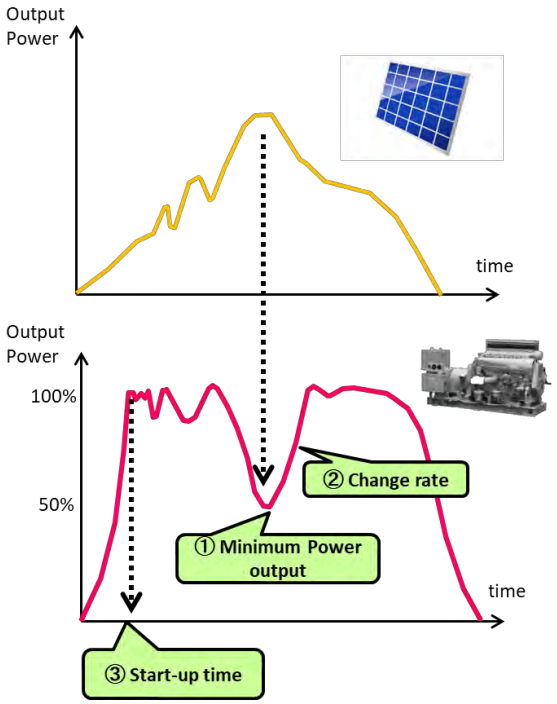


図 2-66　DEG ユニットの柔軟性改善

Stage2 において、再エネ設備は発電コストの上昇を抑えるために、必要最小の安定化技術とともに導入される。一般的に、電力貯蔵装置には 2 種類あり、その目的は再エネからの電力出力の短期的または長期的変動の緩和のためである。用途に応じた適切な技術を適用し、電力貯蔵装置の容量を最小化することを推奨する。特に、長周期対策用の電力貯蔵装置は、再エネ出力予測、EMS、デマンドレスポンス等のその他の技術を優先し、できるだけその導入を遅らせる、あるい

は避けた方が良い。例えば、クラウドカメラシステムが導入された EMS がキリバス共和国のタラワ環礁で承認されている。これは大規模電力貯蔵装置の導入を行わないシステムである。

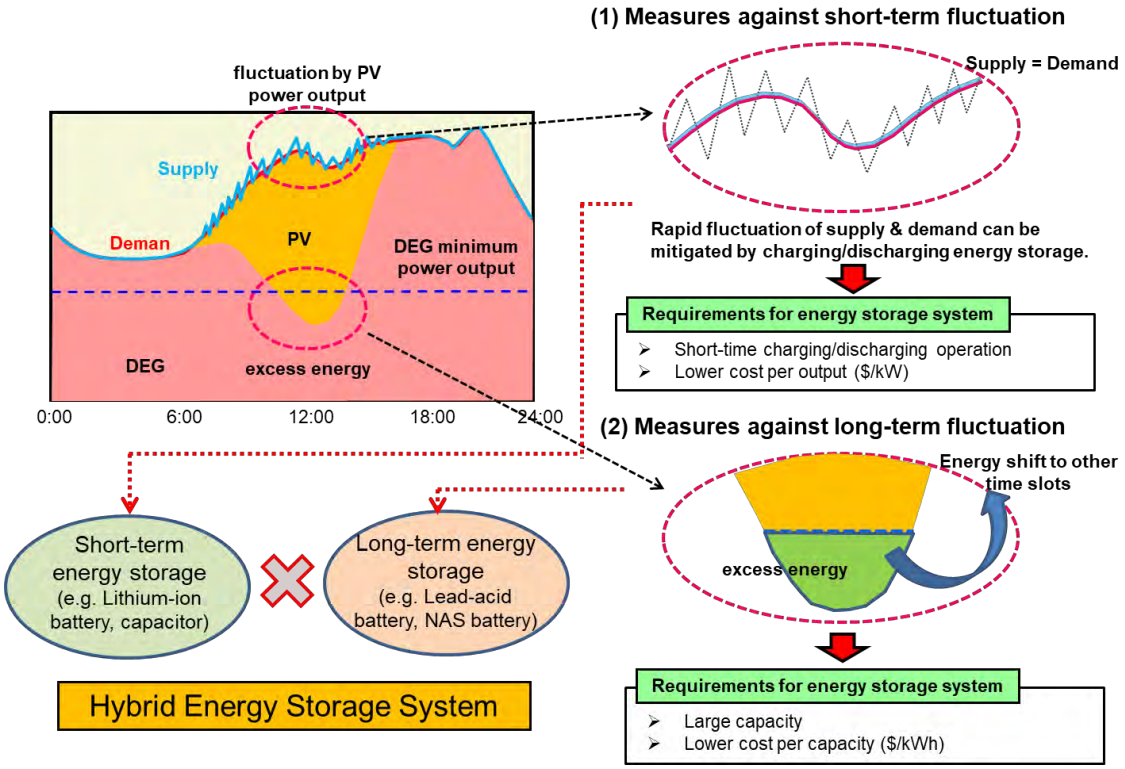
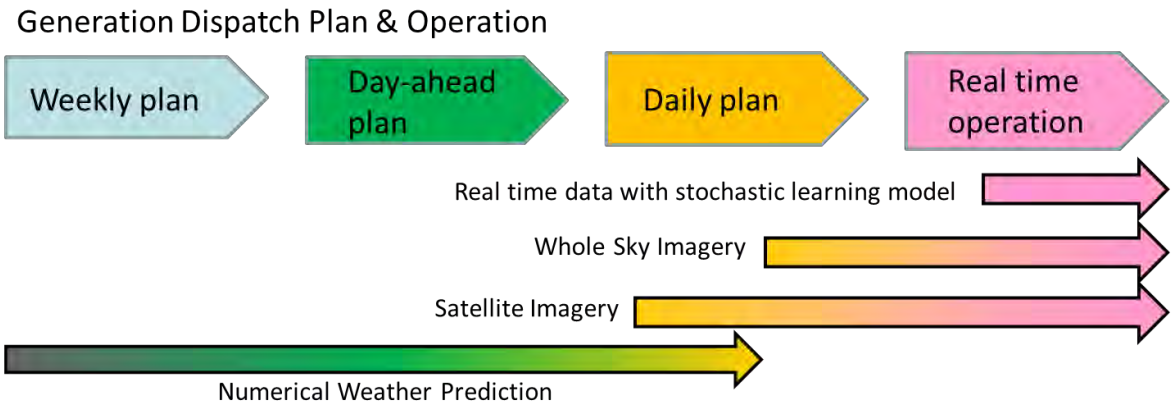


図 2-67　Integration with Energy Storage



Technology	Sampling rate	Spatial resolution	Spatial extent	Maximum forecast horizon	Application
Stochastic learning model	High	One point	One point	Several minutes	Baseline
Whole sky imagery	30 seconds	10 to 100 meters	3 to 8 km radius	10 to 30 minutes	Ramps, frequency regulation
Satellite imagery	15 minutes	1 km	65°S to 65°N	5 hours	Load following
Numerical weather prediction	1 hour	2 to 50 km	World wide	10 days	Regional power prediction

図 2-68　再エネ出力予測システムの技術オプション

Stage3 においては、再エネの更なる導入拡大が行われる。この段階では、自動制御型の EMS の導入により電力貯蔵装置の容量最小化することが推奨される。自動制御型の EMS では、多様な発電機、電力貯蔵装置、ポンプや電気給湯器、EV 等の可制御負荷を監視制御する。再エネや電力貯蔵装置の導入拡大を見据えた、将来的な EMS の機能拡充についても検討する必要がある。

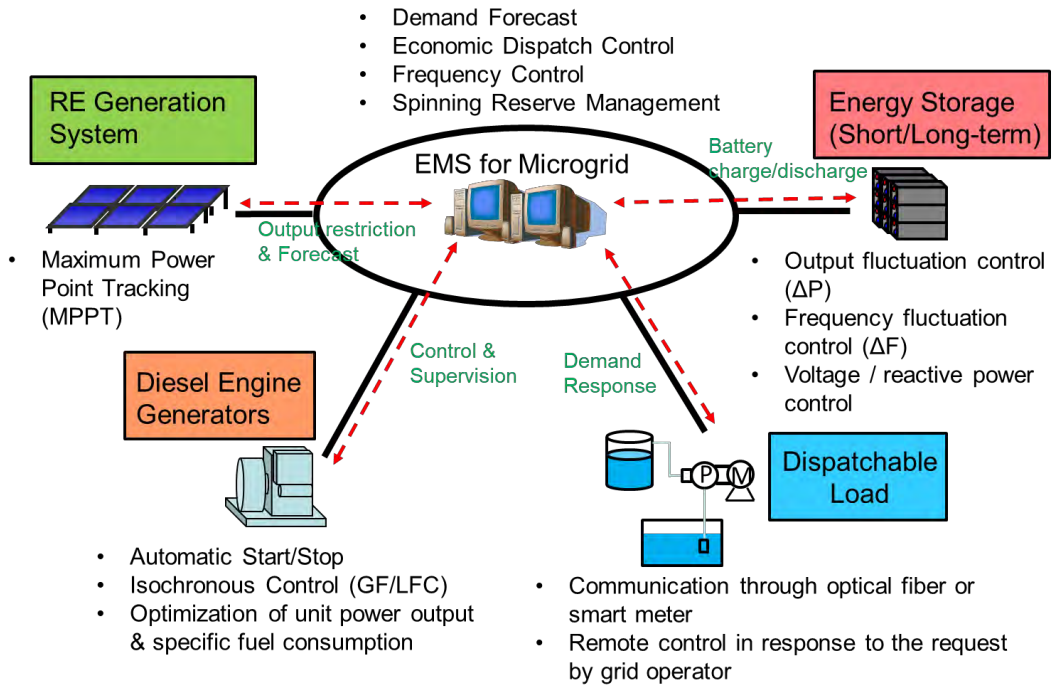


図 2-69 エネルギーマネジメントシステム（EMS)の概要

Stage4 では、すべての DEG は再エネ率が高い断面で停止する。この段階においては、同期調相機や MG セット、フライホイール等の安定化技術は系統の同期化力や事故電流を維持するために必要となる。またより精巧化された EMS が必要となる。

安定化技術を更に導入し再エネ率を高めていく段階においては、DEG が常時停止し、非常用途として維持される再エネ 100%（Stage5）も考えられる。

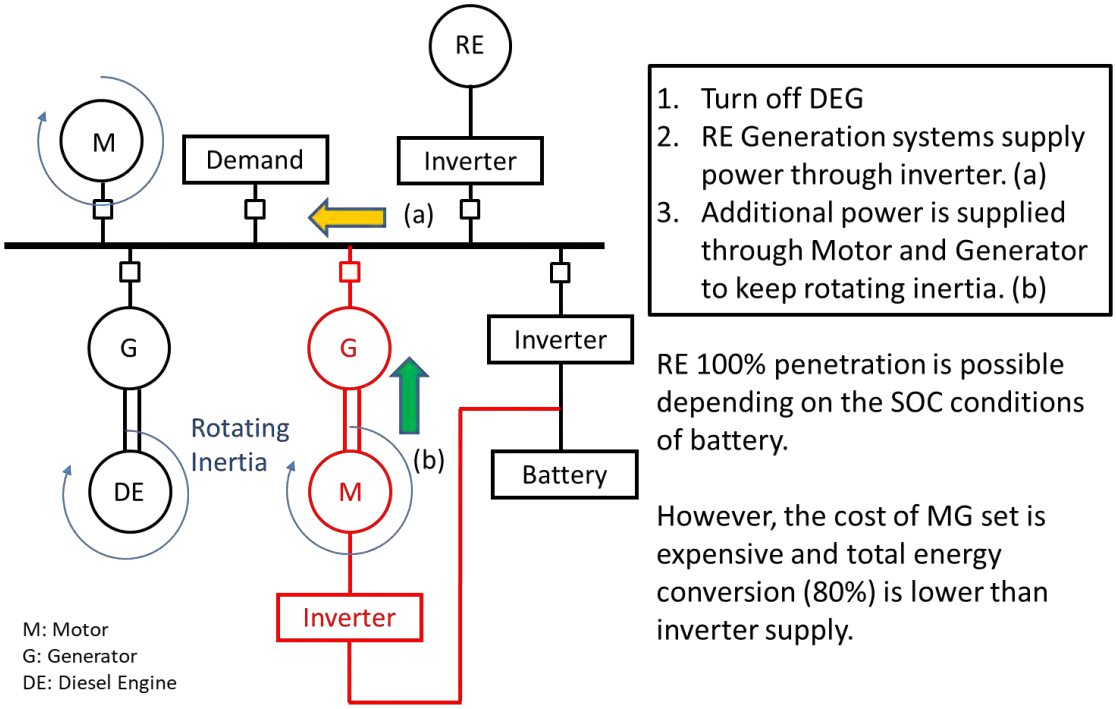
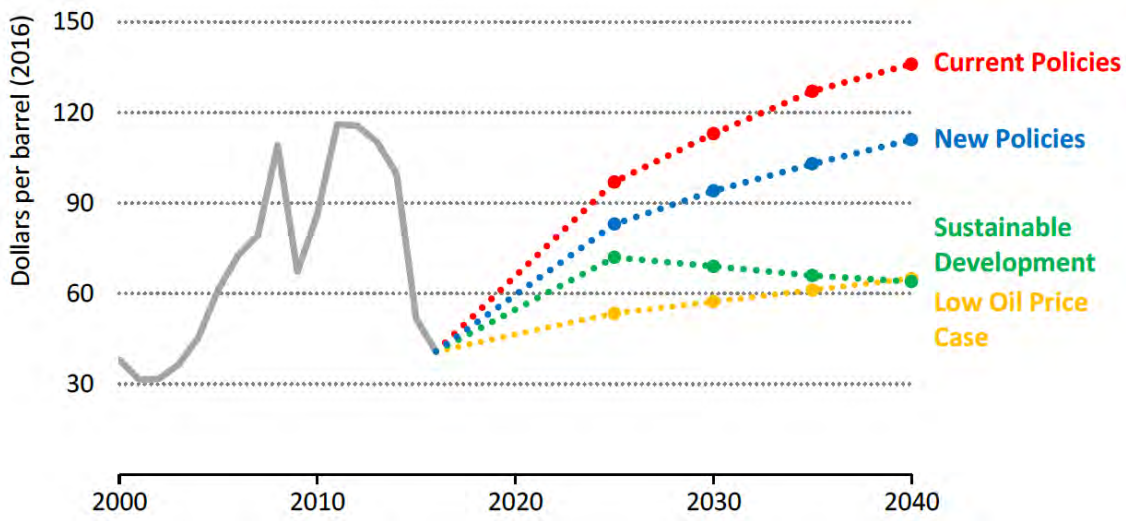


図 2-70　MG セット導入例

2.4.2. 入力と想定

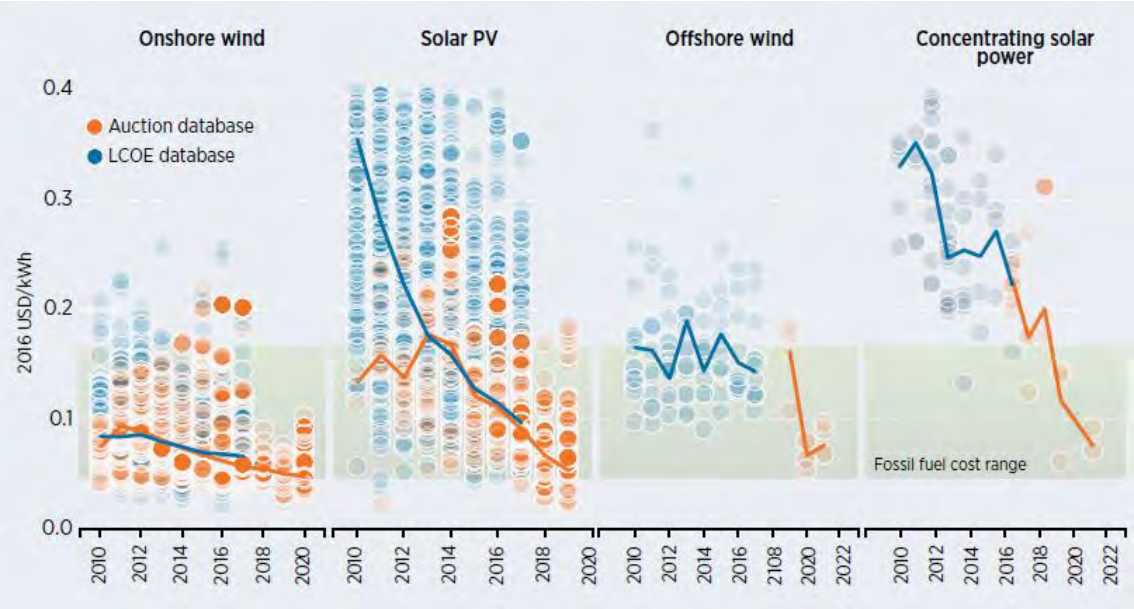
最も経済的なシステム構成を検討する技術経済解析では再エネロードマップの重要な評価を行う。HOMER や RETScreen 等のシミュレーションソフトは、1 年間の需要負荷、自然データ（日射強度、風速）を入力する必要があり、再エネや電力貯蔵装置を含む異なる電源の構成を最適化する。また、ディーゼル燃料費、PV システム、電力貯蔵装置等の経済指標を想定する必要があり、これらの指標が解析結果へ大きな影響を与えることを認識しなければならない。更には、最終的な評価は様々な経済指標を想定した感度分析によって保管される。

これら重要な指標の予測例、原油価格の上昇傾向、RE 技術のユニット発電コストの低下、バッテリ技術の導入コストを下図に示す。



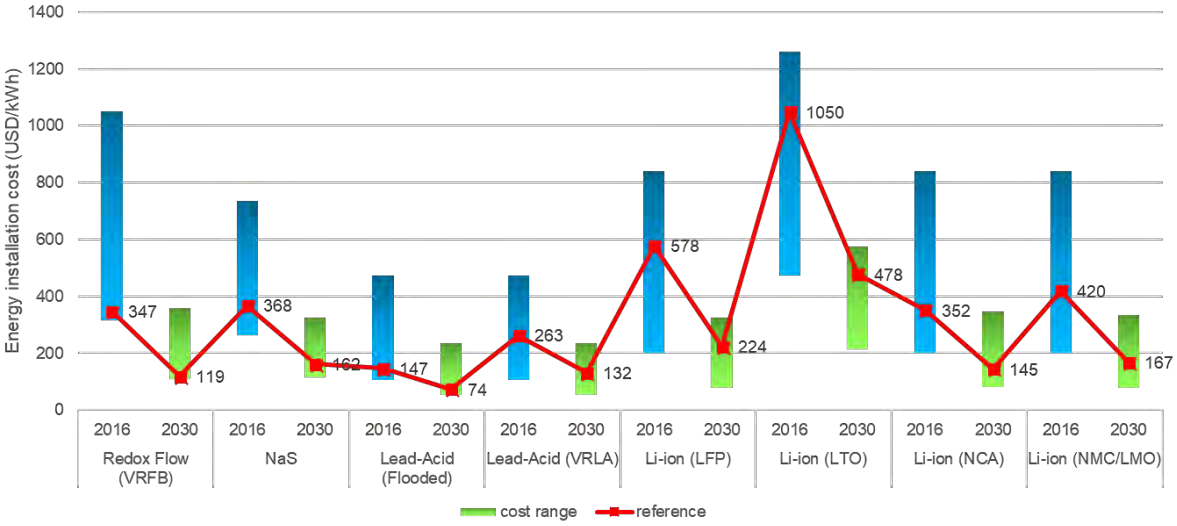
(Source: World Energy Outlook 2017 (IEA))

図 2-71　異なるシナリオによる燃料価格予測



(Source: Renewable Power Generation Costs, IRENA 2017)

図 2-72　再エネ技術の発電コスト



(Source: Electricity Storage and Renewables: Costs and Markets to 2030 (IRENA))

図 2-73 蓄電技術の導入コスト

2.4.3. 系統規模に関する考察（信頼性、サービス品質）

再エネ導入のロードマップについては系統規模、求められる電力品質や信頼性を加味する必要がある。図 2-75 に示すとおり、一般的には、小規模系統において求められる電力品質や信頼性は、主要な系統より低い。加えて、安定化技術を含めた再エネの合計容量および初期コストは比較的小さくなる。更には、図 2-76 に示すとおり、すでにいくつか Stage5 に達している例もある。現在最も多い Stage は図 2-74 における①もしくは②である。将来的には、電力貯蔵装置の価格低下を受けて③や④に移行すると見込まれる。

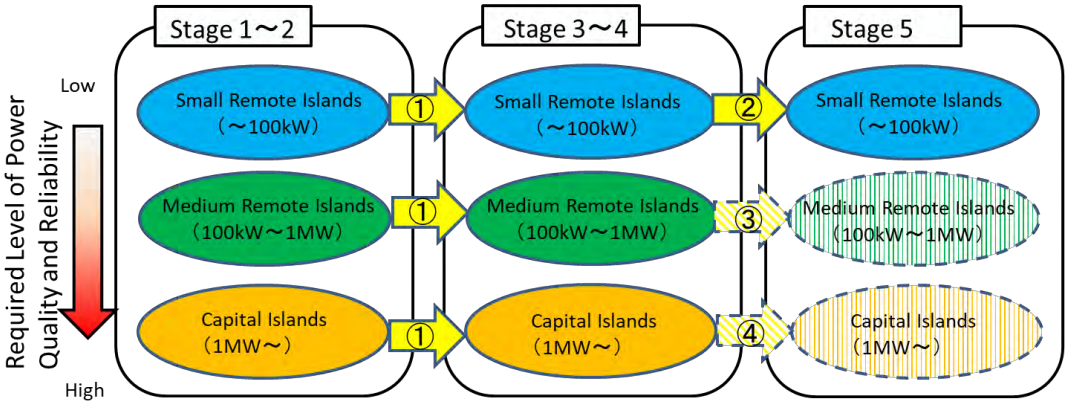


図 2-74　Transition of Penetration Stages in accordance with Island Capacity

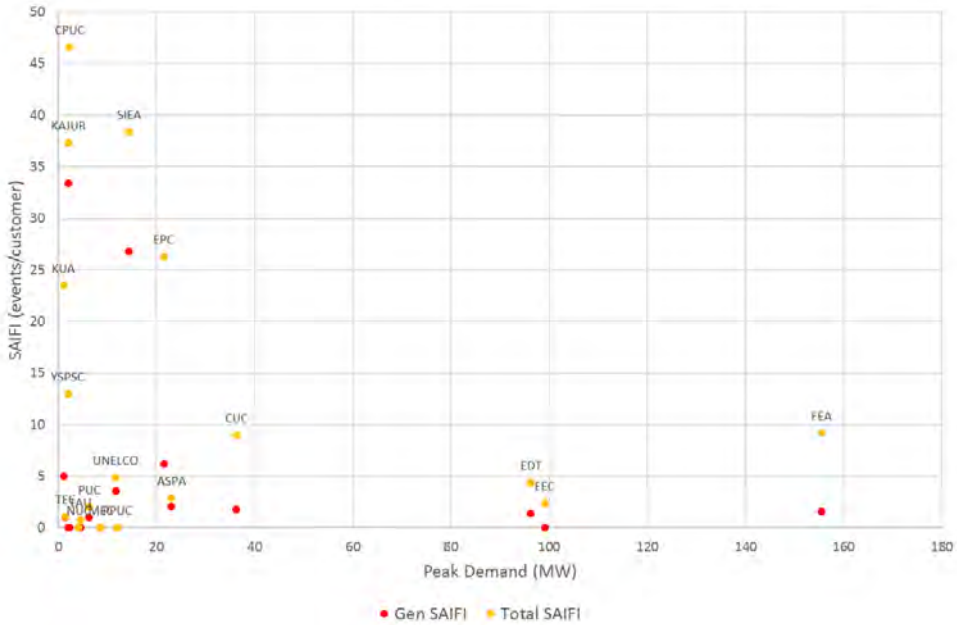


図 2-75　SAIFI in PICs

Tau Island (American Samoa)

(System Constitution)
- PV (1400kWp)
- Litium Ion Battery (750kW/6000kWh) (Battery Cells: Panasonic)
- DEG (320kW × 3、150kW × 1)

(Outline)
- 3 Villages with 203 homes (790 peoples)
- Peak demand 229kW, Annual power output 1.3 million kWh (3,600kWh per day)

(Generation Cost)
Original cost with 100% of DEG (65USc/kWh) has been reduced to 32USc/kWh with PV and Battery. Subsidy for tariff has also been cut from 37USc to 4USc.

(RE rate (kWh) (2017))

	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun
RE rate	98.4%	97.0%	99.0%	91.2%	89.9%	99.6%

(Maintenance System)
Free replacement of batteries after 10 years and free maintenance service for 20 years by TESLA

Most advanced example for Diesel-Off operation system through the falling cost of Battery

図 2-76　Example of Small Remote Island under Stage 5

2.4.4. 小規模島しょ系統への再エネ導入ロードマップ

小規模島しょ系統における電力需要は一般的に単相家庭需要となっている。但し、いくつかの負荷はより複雑であり、空調や洗濯機が含まれる。小規模系統における一般的な負荷は電灯、換気扇、テレビ、パソコンや調理機器である。周波数や電圧の変動に対して敏感な工業負荷はない。パッケージ型の高速 DEG が多く採用されており、低圧・中圧の架空線や地中線により電力供給されている。

2-4-3 節で記載のとおり、中～大規模の島しょ系統に求められる電力品質や信頼性は小規模系統よりも高い。そのため、電力供給の支障や制限は受け入れられない場合がある。小規模系統における安定化技術はインバータ・バッテリー技術に強く依存する。本技術では、有効電力及び無効電力、電圧及び周波数制御、更には再エネ出力が低い場合にも電力供給できるほど充電できることが前提である。

上記の状況を鑑みると、小規模系統への再エネ導入に対するアプローチは、表 2-4.1 の Stage1 から直接 Stage5 に移行することが考えられる。Stage1 における既存の DEG による集中管理から、100%に近い再エネと電力貯蔵装置による集中管理への移行である。これには低圧・高圧のスイッチング機器、昇圧トランス、家庭用のすべての機器を制御できるシステムも含まれる。上記のアプローチは、小規模系統で再エネと蓄電池、簡単な制御システムの構成で推奨される。また、この例はツバルやクック諸島の離島等で効果は多く確認できる。

2.4.5. 大規模系統における再エネ導入ロードマップ

一般的に、大規模島しょ系統では複雑で集中化された発電所があり、配電系統が構築され、これにより電力供給を行っている。この環境においては、再エネ 100%を単純に行うことは経済的にも、技術的にも困難である。通常は、10 年以上の長期的なアプローチで、段階的なロードマップを策定する必要がある。また、ロードマップは再エネ目標に対して、再エネ、DEG、安定化技術の非効率及び過剰な投資を避ける必要がある。

(1) Stage-1 (DEG のみ)

すべての電力需要は DEG にて供給される。運転中の DEG の合計容量は予備力を持って需要より常に大きい。突然の負荷変動については DEG の出力増減またはユニットの発停止により調整を行う。それぞれのユニットは通常 40～50%の出力下限値を持っており、その値に達した場合、燃料消費率は極端に悪化し、機関の寿命も短くなる。また、需要曲線は常に DEG の定格出力と出力下限値の間を取る。

2-4-1 節で述べたとおり、Stage1 において DEG の保守運用状況を詳細に確認し、今後の再エネ導入を見越した改善が求められる。

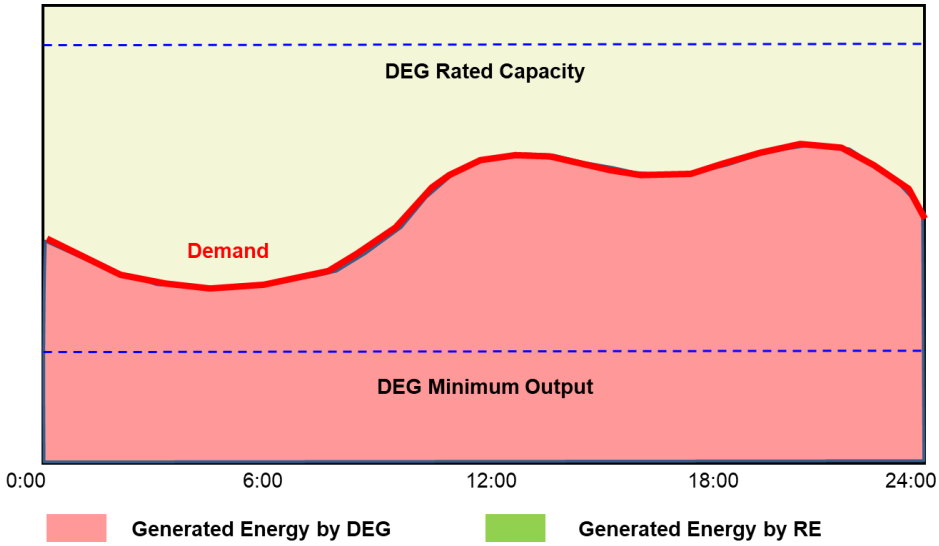


図 2-77　Stage 1 における需給例

(2) Stage-2 (再エネ導入)

Stage2 では、再エネ率は低く、ほとんどの電力供給及び電力品質の確保は DEG により行われている。DEG により再エネの急峻な出力変動や脱落があった際にも需要を賄えるように系統運用される。この段階では、DEG の燃料消費量を削減する効果は Stage1 とあまり変わらないが、再エネの系統に与える影響も小さい。Stage2 の段階までは、手動での系統運用は問題なく行える。

Stage1 と同様に、DEG ユニットの出力調整には限界があり、この出力下限値により長周期面での再エネ導入制約が発生する。この制約は DEG の運転台数を減らすか、安定化技術を導入することにより解決できるが、長周期対策用の電力貯蔵装置の導入に関しては、現状ではとても高価なため、慎重な検討が必要となる。そのため、長周期対策用の電力貯蔵装置の導入を行うよりは、許容できる範囲で再エネの出力抑制を行うことが推奨される。

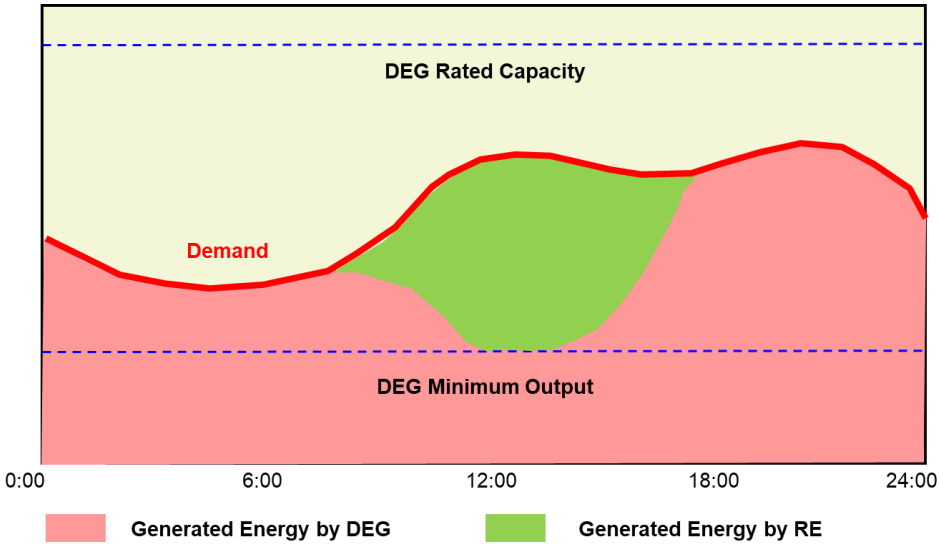


Fig.2-78　Stage 2 における需給例

(3) Stage-3 (再エネ導入拡大)

更なる再エネ導入を促進するために、次第に DEG を停止する段階となる。Stage1 及び 2 において DEG により補償されていた瞬動予備力は、再エネの余剰電力あるいは電力貯蔵装置より供

給される。この瞬動予備力は、DEG の追加起動・併入までの 10～20 分以下の供給力が求められる。また、短周期変動に対して DEG を代替する、高出力型の電力貯蔵装置やダンプロード、デマンドレスポンス、自動化された EMS 等の安定化技術が必要となる。

再エネの増加により、供給バランスは DEG と同じ割合かそれよりも大きくなる。DEG によりすべての電力需要を常に賄うことができないので、追加の安定化技術により電力品質及び信頼性の確保をする必要がある。Stage3 において、運転中の DEG の合計容量はほとんどの時間で需要より小さくなり、Stage1 及び 2 と比較して、DEG の出力下限値は小さくなる。そのため、再エネ導入代は増えることになる。

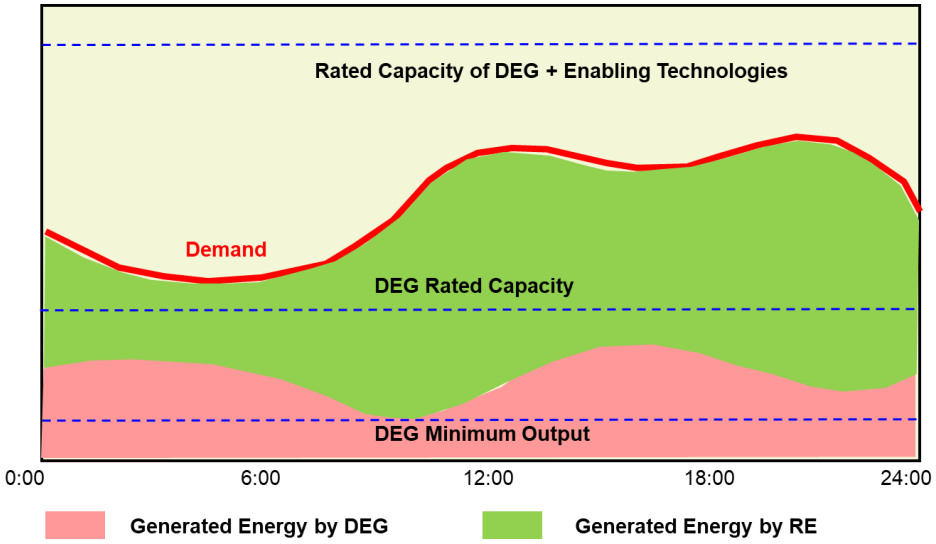


Fig.2-79　Stage 3 における需給例

(4) Stage-4 (限定的な DEG の停止)

再エネ導入量が需要に対して十分な断面においては、すべての DEG は停止し、安定化技術により電力品質及び信頼性を担保する。再エネの合計容量は Stage3 よりも増加する。大規模なダンプロードや同期調相機、EMS、長周期変動対策用電力貯蔵装置が必要となる。

この段階では、島内需要のほとんどを再エネにより賄われる。言い換えれば DEG は再エネ出力が低い際に運転される。安定化技術は DEG なしでもすべての電力供給が行う能力を十分に有する必要がある。課題としては、長周期対策用の電力貯蔵装置のコストであり、これは有効電力及び無効電力の供給、周波数制御に不可欠な設備である。同期調相機あるいは MG セットにて故障電流の供給、慣性力の維持、無効電力補償が実施可能である。

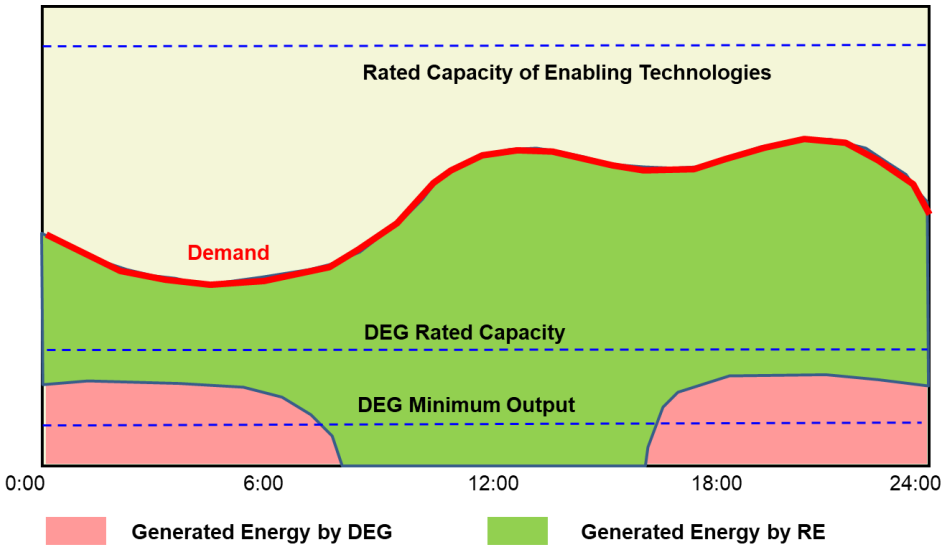


Fig.2-80　Stage 4 における需給例

(5) Stage-5 (再エネ 100%)

Stage5 では 100%に近い再エネ導入に達し、再エネ出力に依らず DEG を停止した系統運用ができる状態を想定する。一般的には、再エネ導入量は大規模な電力貯蔵装置と合わせて需要ピーク電力の 5～6 倍必要となる。また、経済的に成り立つシステム構築がこの段階においては大きな課題となる。バイオディーゼル燃料を 100%使用した DEG 等の再エネの採用も安定化技術の導入量の抑制になる。すべての電力需要は再エネおよび安定化技術にて賄われるが、DEG は非常用電源として維持される。

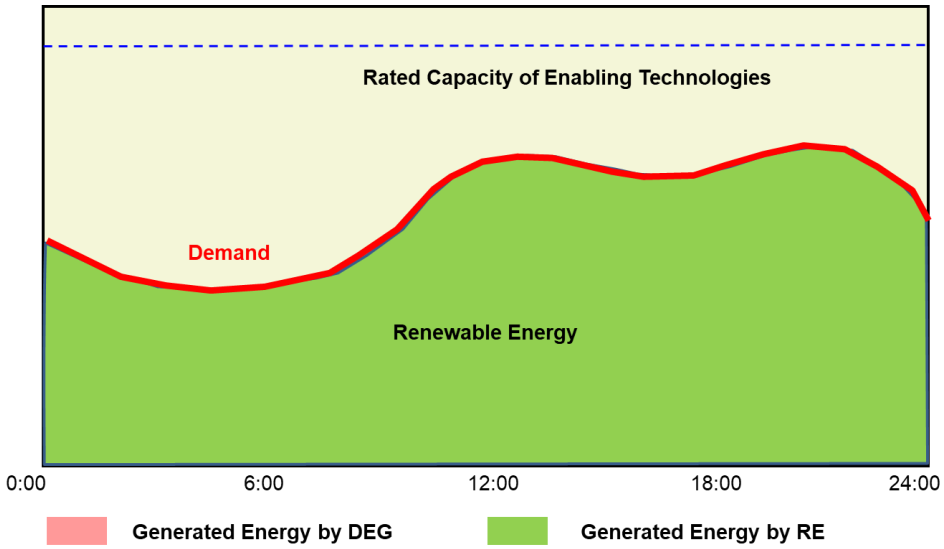


Fig.2-81　Stage 5 における需給例

3. 太陽光発電設備 計画とシステム設計

Contents

3. 太陽光発電設備 計画とシステム設計
3.1. 可能性調査 …… 1
3.1.1 初期条件 …… 1
3.1.1.1 導入の目的 …… 1
3.1.1.2 設置場所 …… 1
3.1.1.3 設置規模 …… 1
3.1.1.4 負荷 …… 1
3.1.1.5 システムの種類 …… 2
3.1.1.6 設置時期 …… 2
3.1.1.7 予算 …… 2
3.1.2 事前調査 …… 2
3.1.2.1 周辺環境 …… 2
①受光障害の有無 …… 2
②塩害、雷害、その他 …… 3
③設置場所 …… 3
④電気設備 …… 3
3.1.2.2 設計条件に係る調査 …… 4
①基準風速 …… 4
②地表面粗度区分 …… 4
③風致地区 …… 5
3.1.2.3 関連法令と諸手続き …… 7
3.1.2.4 土地利用関係 …… 7
①都市計画法 …… 7
②航空法 …… 7
③文化財保護法 …… 7
④絶滅のおそれのある野生動植物の種の保存に関する法律 …… 8
3.1.2.5 建築関係 …… 8
3.1.2.6 電気関係 …… 9
①電気事業法 …… 9
②系統連系ガイドライン …… 10
3.1.2.7 その他法令 …… 10
①消防法 …… 10
②電気事業法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 …… 12

3.2 基本計画及び設計 …… 13
3.2.1 計画及び設計の主な手順 …… 13
3.2.2 計画段階 …… 14
3.2.2.1 計画素案 …… 14
①系統連系型 PV システムの基本コンセプト …… 14
②プロジェクトサイトの選定 …… 14
③PV 出力(容量)の検討 …… 14
3.2.2.2 サイト調査 …… 15
①周囲の条件 …… 15
3.2.2.3 関連省庁及び電力会社との協議 …… 16
①省庁関連 …… 16
②電力会社関連 …… 16
3.2.2.4 系統連系の技術要件 …… 17
①概要 …… 17
②電気方式と力率 …… 20
(a) 電気方式 …… 20
(b) 力率 …… 20
③電圧偏差 …… 20
④周波数変動 …… 22
⑤高調波 …… 24
⑥保護協調 …… 24
3.2.2.5 発電コスト及び事業費の概算 …… 27
①必要となる面積 …… 27
②推定発電電力量 …… 27
③プロジェクトコストの概算 …… 27
④スケジュール及び予算 …… 28
⑤環境と社会的配慮 …… 28

3.2.3 システム設計 …… 30
3.2.3.1 日射量および発電量の推定 …… 30
①日射量推定方法 …… 30
②発電量の推定 …… 32
3.2.3.2 傾斜角・方位角の選定 …… 33
①年間最大発電量が得られる最適傾斜角度の検討 …… 33
②方位角 …… 34
3.2.3.3 アレイ配置計画 …… 36
3.2.3.4 システム容量(規模) …… 36
3.2.3.5 システム構成 …… 36

3.2.4 アレイ設計…… 37
3.2.4.1 モジュール選定…… 37
3.2.4.2 PV 直並列数…… 37
3.2.4.3 架台・基礎設計…… 38
①架台設計…… 38
②基礎設計…… 41

3.2.5 ケーブル設計…… 42
3.2.5.1 PV モジュールと PCS 間の配線…… 42
3.2.5.2 PCS から分電盤間の配線 …… 44

3.2.6. 避雷設計…… 45
3.2.6.1 雷被害の種類…… 45
3.2.6.2 雷被害に対する対策…… 46
3.2.6.3 雷防護装置の選択(SPD) …… 46
3.2.6.4 避雷器の選定…… 47
3.2.6.5 サージアブゾーバーの選定…… 49
3.2.6.6 絶縁変圧器の選定…… 50

3.2.7. 接地計画…… 50
3.2.7.1 接地工事の種類…… 50
3.2.7.2 接地工事の設計と施工方法…… 51
①接地線…… 51
②接地極…… 53
③その他…… 53

3.2.8. 計測装置…… 54

3.2.9. 周辺機器の選定…… 58
3.2.9.1 パワーコンディショナ(インバータ)…… 58
①設置場所確認事項…… 58
②搬入・据付時の留意事項…… 58
③機能…… 59
④系統連系保護装置…… 60

3.2.9.2 接続箱 …… 61
①接続箱仕様確認事項…… 61

②取付留意点…… 61
3.2.9.3 監視制御方式…… 62

3.2.10 連系点の検討…… 63

3.2.11 発電量推計 …… 63
3.2.11.1 発電量の推計計算 …… 63
3.2.11.2 発電量の計算例…… 64
3.2.11.3 発電量推計シミュレーションソフトの利用 …… 65

3.2.12 概算費用…… 66

3.2.13 経済性評価…… 66
3.2.13.1 既存事業者が PV 設備を導入する場合…… 67
3.2.13.2 新規に会社を設立し PV 設備により発電事業を行う場合 …… 68

3.2.14. 基本仕様書作成…… 69
3.2.14.1 基本仕様書(案)の作成 …… 69
①太陽電池関係…… 69
②パワーコンディショナ（PV-PCS 装置） …… 71
③配置関係…… 71
④雷保護関係…… 72
⑤照査リスト…… 73

3.3 システムの設置及び試運転…… 75
3.3.1 システム設置及び試運転の主な手順 …… 75
3.3.2 PV アレイ設置工事 …… 75
3.3.3 過酷な気候状況における設置工事 …… 79
3.3.4 周辺装置の設置…… 79
①パワーコンディショナ（PCS)…… 79
②接続箱及びケーブル箱…… 80
③開閉器…… 81
④電力量計…… 81
⑤避雷装置…… 81
⑥蓄電池（必要な場合）…… 81

3.3.5 ケーブル布設…… 82
①PV モジュール間…… 82

②PV アレイ～接続箱間 …… 82
③接続箱～パワーコンディショナ間 …… 83
④パワーコンディショナ～連系点間 …… 83
3.3.6 安全管理 …… 84
3.3.6.1 墜落・転落防止策 …… 84
3.3.6.2 感電防止策 …… 84
3.3.6.3 その他の安全対策 …… 84
3.3.7 竣工検査 …… 85
3.3.7.1 目視検査 …… 85
3.3.7.2 測定試験 …… 87
①接地抵抗試験 …… 87
②絶縁抵抗試験 …… 88
③開放電圧測定 …… 88
3.3.7.3 連系確認 …… 88
3.3.8 試運転検査後の保証 …… 89

3.4 PV 設備計画手法（課題演習）

3.1. 可能性調査

3.1.1 初期条件

3.1.1.1 導入の目的

最初に太陽光発電システムを導入する目的や必要性を明確にする。それによって、検討すべき課題やシステムの設計内容が変わってくる。

- 発電事業を行いたい
- 電気料金・電力使用量を削減したい
- 災害時に非常用電源として利用したい
- CO2 排出量削減で温暖化防止に貢献したい
- CSR 活動の一環として環境問題に取り組みたい
- 無電化地域での電源を確保したい
- 未利用地、遊休スペースを有効利用したい

例えば環境教育・啓発を目的とした場合の見学ルートの設定等は、企画段階から計画しておいたほうがうまく機能する。また、システム設置のみならず、目的実現に有効な施策やプログラム等のソフト面においても、企画段階から考慮できるとよい。

3.1.1.2 設置場所

設置場所は、導入目的、システム規模、コスト、工事スケジュール等に見合った場所を選ぶ必要がある。設置場所の状況によって設計内容や発電量、コスト、スケジュール等が変わってくるため、以下の事項を総合的に勘案し選定する必要がある。

周辺環境、積雪、面積、塩害、雷害、電気設備の状況、電力系統の状況、搬入経路、メンテナンス、関連法規(諸手続きの要否)、整地の必要度、地盤状況、排水状況　等

3.1.1.3 設置規模

設置場所の面積と予算により、ある程度設置規模は限定される。太陽電池の種類や傾斜角度にもよるが、目安として太陽電池アレイは kW あたり 10-15 ㎡の場所が必要である。また、受変電設備、PCS 等の付帯設備の設置スペースも念頭において検討することが望ましい。

3.1.1.4 負荷

一般的に採用されている系統連系システムでは、発電電力量が消費電力量より小さければ電力系統から供給され、逆に発電電力が消費電力より大きければ商用電力系統へ逆潮流(売電)されるため、負荷の消費電力パターンは、設置規模等には直接影響しないが、特に大規模システムの場合は電力系統側設備の対応可否や必要となる系統連系保護装置により、工事負担金やスケジュールが大きく変わってくるため、企画の早い段階で電力会社(系統運用者)へ事前相談を行う必要がある。また、通常、受変電設備は負荷設備に見合った設備が設置されているが、日本において太陽光発電システム(発電設備)の発電規模は、公的に定める「系統連系規程」により受電電圧(受電形態)毎に上限が設定されているため、設置規模に応じた受変電設備の設置(新設・改造・更改等)が必要となる。

なお、負荷にノイズ等を発生する設備がある場合は、太陽光発電システムへの影響や対策を検討する必要があるため、負荷設備の種類や特性を把握しておく必要がある。

3.1.1.5 システムの種類

システムの種類は、電力系統への連系や逆潮流の有無によってシステム設計内容が変わってくる。

通常は「系統連系システム、自立切替なし、逆潮流あり」を選択するのが一般的である。常時、負荷がシステム出力より大きい場合、もしくは一時的に余剰はあっても逆潮流しない場合は「逆潮流なし」を選択する方法もある。

系統連系システムの場合はシステムと電力系統との協調をとるため、日本では「系統連系規程」に沿った適切な措置を行う必要がある。その技術要件は電力系統との連系区分(受電形態)によっても異なるので、受電形態を決めた上で検討する事が必要となる。防災用の場合には、「系統連系システム、自立切替型」を選択する方法もある。

独立システムは山間部の商用配線のない場所等で活用できる。

システム種類・必要物品が決まり次第、メーカー等に必要期限内の調達が可能か確認を行うとよい。

3.1.1.6 設置時期

助成金(補助金等)の活用を計画に含める場合は、着工・竣工時期等に制約があることが多いため、助成金のスケジュールと整合させておく必要がある。地上設置では土地の造成等のスケジュールとも整合させておく必要があり、事前の情報収集と確認が重要である。

システム構築期間はシステムの種類や設置規模によって異なる。目安として着工～運手開始まで 1MW システムで最短 6 か月程度であるが、大規模の場合その規模に応じた工事期間が必要となる。荒天が続くと工期が延びることも想定されるため、降雨や降雪の多い時期は避けることが望ましい。

また、着工前に必要となる設計、物品調達、連系協議、関連法規に関わる諸手続き等にかかる期間も見込んでスケジュールを逆算する必要があり、企画段階で充分検討しておく必要がある。

3.1.1.7 予算

太陽光発電システムの設置コストは日本の NEDO 事業「太陽光発電新技術等フィールドテスト事業」(平成 18 年度)での平均単価では 100kW 以上の場合、73 万円/kW 以上となっており、設置場所やシステム種類、システム規模によって異なる。また、太陽光発電システム費用以外に、地上設置の場合は土地の造成費等の費用が必要となる場合があるため、予算に含めておくことが必要である。その他に維持管理費や保険料、設置後のランニングコストも念頭において検討する必要がある。

日本では国や自治体による補助金や設備資金を低金利で融資してくれる「融資・債務・保証」、国税・地方税上で優遇される「税控除」などの公的支援制度がある。また、再生可能エネルギーの全量固定価格買取制度の動向も十分に考慮しておく必要がある。

3.1.2. 事前調査

3.1.2.1 周辺環境

① 受光障害の有無

近隣建物、樹木、山陰、煙突・電柱・鉄塔・看板等の影等の確認が必要である。太陽電池に影ができると発電電力量が低減し、また、まれに局所的な影によってホットスポットと呼ばれる局所発熱現象（焼損に至る可能性有り）も起こりうる。従って影のかからない場所に太陽電池を設置する事が大切な基本事項である。その際、樹木は成長する事、近隣建物等も新・増・改築によって変わりうる事も理解した上で調査しておくことが望ましい。落ち葉、砂塵・火山灰等の堆積物、

鳥の糞や油性の排煙等も受光障害となりうるので、可能性について確認しておくとよい。

② 塩害、雷害、その他

海岸付近や重工業地帯、通行量の多い道路の脇等の塩害や通常以上の腐食が予想される場所では、現場の塩害やさび・腐食発生状況を調べておく。これらは、受変電設備のブッシング・がいしの耐塩汚損レベルの設計検討に必要となる他、架台をはじめ、主にシステムの金属部分の防錆・防食仕様の程度(例えば、溶融亜鉛メッキ亜鉛付着量、異種金属間の接触腐食対策等)を決める際の有効なデータとなる。

雷は誘導雷と直撃雷に区分される、直撃雷への対策は近辺に避雷針が設置されているものは、それで保護される場合もあるため保護範囲を確認する。誘導雷については避雷素子をアレイ主回路、接続箱、分電盤等に取り付けて雷サージ対策とする。しかし、雷の特に多い地域では交流電源側に耐雷トランスを設置して、より慎重な対策をとるか、特に必要であれば避雷針の設置も選択肢としては考えられるので、現地の落雷データを調べておくとよい。

架台の強度計算に用いる風速は JIS（Japanese Industrial Standards）に定められている値をベースとするが、設置地点によっては、より強い風の発生も考えられることから、周辺の風況や地形等を調べておくとよい。その他、地上設置の場合は、窪地等に設置して雨水による冠水が起こらないよう、排水状況、地盤状況(地耐力 等)、法面では崩壊の恐れがないか等、収集資料と合せて、周辺環境を総合的によく把握した上で、候補場所の選択を行うとよい。

③ 設置場所

地上設置の設置個所としては、平地や法面等の傾斜地が考えられる。現場での確認事項としては、前項にもあるように通常の周辺環境の他、排水状況、地盤状況、整地工事の必要度等であるが、見ただけで分からない項目、例えば、測量、地耐力、埋設物の有無等は既存資料を収集しておく。設置規模や基礎工法の検討で、必要資料がない場合は、必要に応じて測量・地盤調査等を行う。法面は必要に応じて、排水管の打ち込み、杭打ち、法面角度の変更をすることもあり、これらの工事はコストに占める割合も大きいので資料の精査と共に、設置予定地を良く調査しておくことが大切である。

設置場所への資材の搬入経路についても確認しておく必要がある。工事車両が入れるか、道路幅や舗装の帯荷重、架空配電線砥等がある場合は、その高さ等を調べておく。また、資材保管スペース、作業スペース、作業の邪魔になりそうな障害物の有無等も確認すること。

④ 電気設備

太陽電池アレイは、周辺機器や分電盤、受変電設備と接続されて使用されるので、既存の電気設備と接続する場合、電気設備の現況と新規設備の設置スペース確保が、設計条件と関わってくる。従って電気系統図や電気室の機器配置図を入手して受電形態、設備状況を確認の上、システム構成を検討し受変電設備の改造要否や新設機器等の設置場所を想定しておき、現地調査で確認する。

更に配線(配管)経路、機器搬入経路等も確認しておく。また、月々の電気使用量を入手することによって、太陽光発電システムの逆潮流あり/なしが判断できる。

受変電設備を新たに新設する場合は、上記に加え商用電力系統の設備状況を事前に確認しておき、受電引込位置、引込方法、受変電設備の設置場所等を検討する。

3.1.2.2 設計条件に係る調査

太陽光発電システムを導入する際には各設計条件に係る調査を行う必要がある。調査した各設計条件を基に設計を行い施工することになる。ここでは、沖縄における太陽光発電システム設計に必要な調査手法を紹介する。

① 基準風速

建築基準法施行令第 87 条第 2 項には風圧力の計算方法が以下の式のとおり示されている。

$$q=0.6EV_o^2 \qquad \text{(式 1-1)}$$

この式において、q、E、及び V_o はそれぞれ次の数値を表している。

q：速度圧[N/m²]
E：当該建築物の屋根の高さ及び周辺の地域に存する建築物その他の工作物、樹木、その他の風速に影響を与えるものの状況に応じて国土交通大臣が定める方法により算出した数値
V_o：その地方における過去の台風の記録に基づく風害の程度その他の風の性状に応じて 30 メートル毎秒から 46 メートル毎秒までの範囲内において国土交通大臣が定める風速[m/s]

これらの数値に関連して、平成 12 年建設省告示第 1454 号「E の数値を算出する方法並びに V_o 及び風力係数の数値を定める件」において、各都道府県で用いられるべき基準風速 V_o が規定されている。沖縄県における基準風速は以下のとおりとなっている。

表 3.1-1　沖縄県の基準風速

建設地		基準風速 V_o [m/s]
沖縄県	全域	46

出典: 平成 12 年建設省告示第 1454 号

② 地表面粗度区分

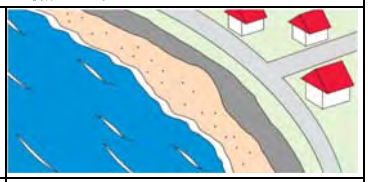
平成 12 年建設省告示第 1454 号「E の数値を算出する方法並びに V_o 及び風力係数の数値を定める件」において、E の数値は以下の式によって算出するものと規定されている。

$$E=Er^2Gf \qquad \text{(式 1-2)}$$

この式において、Er は平均風速の高さ方向の分布を表す係数、Gf はガスト影響係数であり、両方とも地表面粗度区分と構造物の高さに応じて決定される係数となっている。

地表面粗度区分の概要を表 1-2 に示す。例として PV サイト予定地が、①都市計画区域にあること、②都市部ではないこと、③PV サイトから海岸線までの距離が 500m 以上であることの 3 つの条件があてはまる場合、地表面粗度区分はⅢに該当する。しかし、沖縄県においては台風が接近、通過することが多いため、強風対策の観点から地表面粗度区分はⅡで設計した方が得策となることもある。

表 3.1-2　地表面粗度区分の概要

地表面粗度区分		備　考	
Ⅰ	都市計画区域外で極めて平坦で障害物のないものとして特定行政庁が定める区域。	沿岸地域	
Ⅱ	都市計画区域外で地表面粗度区分Ⅰ以外の区域 （高さ 13m 以下の場合を除く） 都市計画区域内で地表面粗度区分Ⅳ以外の区域で海岸線・湖岸線までの距離が 500m 以内の地域。 （高さ 13m 以下の場合を除く）	田園地域 （高さが 13m 以下は、関係なし）	
Ⅲ	地表面粗度区分Ⅰ、ⅡまたはⅣ以外の区域	一般地域 （建築物の多くはⅢ地区）	
Ⅳ	都市計画区域内で、都市化が極めて著しいものとして特定行政庁が定める区域。	都市部	

（出典：三協立山アルミ株式会社ホームページ）

③ 風致地区

沖縄県においては平成 16 年 3 月に策定された「沖縄県風致保全方針」によって風致保全に関する方針及び風致地区制度の概要等が示されている。

都市環境の保全を図るため風致の維持が必要な土地は風致地区に指定されるが、同地区における行為の規制内容については、都市計画法58 条により、政令で定める基準に従い、各地方公共団体が条例で定めることができるとされている。沖縄県においては以下の(g)～(g)の行為について風致の維持創出を図るため規制されている。

(a)建築物その他の工作物の新築、改築、増築又は移転
(b)宅地の造成、土地の開墾その他の土地の形質の変更
(C)木竹の伐採
(d)土石の類の採取
(e)水面の埋立て又は干拓
(f)建築物等の色彩の変更
(g)屋外における土石、廃棄物又は再生資源の堆積

表 3.1-3 に沖縄県における風致地区の指定状況を示す。

表 3.1-3　沖縄県における風致地区の指定状況

（平成 21 年 3 月 31 日現在）

都道府県政令市	都市名及び都市数	地区名及び地区数	計画年月数		指定面積(ha)	線引き	用途地域	緑保等との重複※
			当初	最終				
沖縄県	那覇市	漫湖	S31.3	S35.8	43.90	市街	一中・一住・準住	
	那覇市	末吉	S36.12		67.60	市街	一低・ニ住・準住	
	名護市	大宮	S38.7		3.40	非線	一低・一住	
	名護市	陣ヶ森	S38.7		8.90	非線	一中	
	名護市	九年又	S38.7		29.80	非線	一低・準住	
	名護市	東江	S38.7		3.30	非線		
	うるま市	前原	S52.12	S61.6	2.10	非線		
	3	7			159.00			

（出典：都市・地域整備局「都市緑化データベース」）

3.1.2.3 関連法令と諸手続き

太陽光発電システムを導入する際には関連する法令の調査を行い、法令に係る諸手続きを行う必要がある。ここでは、日本における太陽光発電システム導入時に必要な関連法令と諸手続きについて紹介する。

3.1.2.4 土地利用関係法令

表 3.1-4 に PV 設置に関連する土地利用関係法令の主な関連条項を示す。

① 都市計画法

市街地の計画的、段階的な整備を図ることを目的として、建築物等の建築を目的として行う土地の区画形質の変更（開発行為）がある場合についての開発許可制度を設けており、その手続きについて定めている。

② 航空法

制限表面の上に出る高さの建造物、植物その他の物件について、これを設置し、植栽し、又は留置することは禁止されている。但し、水平表面、円錐表面及び外側水平表面に係るもので「仮設物」、「避雷設備」または「地形又は既存物件との関係から航空機の飛行の安全を特に害さない物件」については、申請により大阪航空局長の承認を受ければ、当該制限表面の上に出て、これを設置することができる（航空法第 49 条、第 56 条の 3）。

③ 文化財保護法

埋蔵文化財とは、地中に埋もれている文化財のことであり、それを内蔵している土地のことを埋蔵文化財包蔵地（遺跡）と呼んでいる。文化財保護法では「周知の埋蔵文化財包蔵地」の範囲内で建築・土木工事等を行う場合の手続きおよび工事に着手した後で遺跡が発見された場合の手続きを定めている。

表 3.1-4　土地利用関係法令の関連条項

法令	条項	表題・項目
都市計画法	第二十九条	開発行為の許可
	第三十二条	公共施設の管理者の同意等
	第三十五条	許可又は不許可の通知
	第三十六条	工事完了の検査
航空法	第四十九条	物件の制限等
	第五十一条	航空障害燈
	第五十一条の二	昼間障害標識
文化財保護法	第九十三条	土木工事のための発掘に関する届出及び指示
	第九十六条	遺跡の発見に関する届出、停止命令等

（出典：NEDO「大規模太陽光発電システム導入の手引書」平成 21 年度暫定版）

④ 絶滅のおそれのある野生動植物の種の保存に関する法律

土地所有者の義務、発見時の対応方法等について記載されている。

表 3.1-5　環境関係法令の関連条項

法令	条項	表題・項目
絶滅のおそれのある野生動植物の種の保存に関する法律	第三十四条	土地の所有者等の義務
	第三十七条	管理地区
	第九条	捕獲等の禁止

（出典：NEDO「大規模太陽光発電システム導入の手引書」平成 21 年度暫定版）

3.1.2.5 建築関係

表 3.1-6 に PV 設置に関連する建築関係法令の主な内容をを示す。

表 3.1-6　建築関係法令の主な内容

	分類	内容
建築物の立地	防火地域、準防火地域	防火地域、準防火地域を定め、建築物の延べ床面積および階数によって耐火建築物、もしくは耐火建築物または準耐火建築物とすることを指定、もしくはそれらの地域での屋根の規定(不燃材料)をしている。
	指定区域	特定行政庁が指定する区域内では屋根は不燃材料で造り、または葺かなくてならないことを規定している。
建築物の構造・用途	特殊建築物	特殊建築物は用途別に当該用途を設ける階及びその用途に供する部分の床面積に応じて耐火建築物、もしくは準耐火建築物とすることを指定している。法 24 条は木造の特殊建築物の外壁及び軒裏で延焼のおそれのある部分の防火構造を規定している。
	大規模の木造建築物	延べ面積が 1000m^3 を超える木造の建築物は外壁及び軒裏で延焼のおそれのある部分を防火構造とし、屋根を不燃材料で造り、または葺かなくてならないことを規定している。
	建築物の階数と部分による耐火性能	建築物の階数と外壁、間仕切壁、柱、床、梁、屋根などの部分によって耐火性能（耐火時間等）を指定している。
	延焼のおそれのある部分の防火措置	道路中心線、隣地境界線、同一敷地内における 2 棟以上の棟相互の外壁間の中心線から建築物の部分が 1 階は 3m 以下、2 階以上は 5m 以下の距離にあるものについては延焼のおそれのある部分として、外壁、開口部などの防火措置を定めている。
	防火区画に接する外壁等の構造	防火区画の床、間仕切壁に接する外壁等は、建築物の他の部分への延焼防止のために耐火構造の壁、庇または防火戸の設置を定めている。
建築物の構造強度	風圧力、積雪荷重、地震力等に対する構造強度	建築物に作用する風圧力、積雪荷重、地震力等の外力に対しての安全性を確保するため、外壁、間仕切壁、柱、梁、屋根などの構造上主要な部分の構造計算に関する基準及び屋根葺材などの緊結方法等を定めている。

（出典：NEDO「大規模太陽光発電システム導入の手引書」平成 21 年度暫定版）

3.1.2.6 電気関係

表 3.1-7 に PV 設置に関連する電気関係法令の主な関連条項を示す。

① 電気事業法

電気事業法第 50 条の 2 では、電気事業法第 48 条第 1 項で定められている『工事計画届出』をして設置や変更の工事をする事業用電気工作物であって、経済産業省令で定めるものを設置する場合は、その工作物の使用開始前に使用前自主検査を行い、その結果を記録し、保持しなければならないことが定められている。

表 3.1-7　PV 設置に関連する電気関係法令の主な関連条項

		法令	条項	表題・項目
諸手続き	工事計画	電気事業法	第 48 条	工事計画
		電気事業法施行規則	第 62 条	工事計画の認可等
			第 65 条	工事計画の事前届出
	工事計画変更	電気事業法	第 48 条	工事計画変更
	主任技術者	電気事業法	第 43 条	主任技術者
		電気事業法施行規則	第 52 条	主任技術者の選任等
	使用開始届	電気事業法	第 53 条	自家用電気工作物の使用の開始
		電気事業法施行規則	第 87 条	自家用電気工作物の使用開始の届出
	使用前安全管理審査	電気事業法	第 50 条の 2	使用前安全管理検査
		電気事業法施行規則	第 73 条の 2 の 2	
	使用前検査	電気事業法	第 49 条	使用前検査
	保安規定	電気事業法	第 42 条	保安規定
		電気事業法施行規則	第 50 条	保安規定
設置	電気工作物の定義	電気事業法	第 2 条	定義
		電気事業法	第 38 条	電気工作物の定義
		電気事業法施行規則	第 48 条	一般用電気工作物の範囲（ﾒｶﾞｿｰﾗｰ対象外）
		電気事業法施行令	第 1 条	電気工作物から除かれる工作物
運用	技術基準適合命令	電気事業法	第 40 条	技術基準適合命令
			第 56 条	技術基準適合命令
	調査の義務	電気事業法	第 57 条	調査の義務
		電気事業法施行規則	第 96 条	一般電気工作物の調査（ﾒｶﾞｿｰﾗｰ対象外）
	電気工作物の維持	電気事業法	第 39 条	事業用電気工作物の維持
	罰則規定	電気事業法	第 118 条	罰則規定
			第 119 条	罰則規定
			第 120 条	罰則規定

（出典：NEDO「大規模太陽光発電システム導入の手引書」平成 21 年度暫定版）

② 系統連系ガイドライン

日本では、系統連系を行う場合、発電設備設置者と電気事業者との間で、系統連系の条件について個別に協議を行い設定される必要がある。そのために必要となる技術要件として、2004 年 10 月 1 日に下記のものが制定された。この内容は、これ以前は「系統連系技術要件ガイドライン」に規定されていたが、分散型電源の連系について電気設備の技術基準の解釈に明記するため以下のとおりとなった。

なお、これらの問題点として「電力品質確保に係る系統連系技術要件ガイドライン」が、発電設備設置者・電気事業者の双方により、法的強制力を持っているものとみなされている点があげられる。

■電力品質確保に係る系統連系技術要件ガイドライン

「分散型電源の系統への連系に係る事項のうち、品質の確保の観点から扱うべき事項」を記載している。目的としては

- 他の需要家に悪影響を与えない(電力品質・力率・電圧・周波数など、供給信頼度：停電など)
- 電気事業者や他の需要家の設備の保全に支障を与えない(保全作業員・公衆の安全確保、波及事故防止など)などが挙げられる。

尚、以前の「系統連系技術要件ガイドライン」にあった高調波の規準については、「高圧又は特別高圧で受電する需要家の高調波抑制対策ガイドライン」および JIS C 61000-3-2:2005(電磁両立性-第 3-2 部:限度値-高調波電流発生限度値(1 相あたりの入力電流が 20A 以下の機器))で規程されていることを理由に、当ガイドラインからは削除されている。

3.1.2.7 その他法令

表 3.1-8 に PV 設置に関連するその他の法令の主な関連条項を示す。

① 消防法

NAS 電池などの消防法の危険物に該当する施設を設置する場合に適用される。また、建物の火災報知器など防火設備や、変圧器など変電設備や蓄電池等を設置する場合も適用となる。

表 3.1-8　PV 設置に関連する消防法関係法令の主な関連条項

		法令	条項	提出書類
諸手続き	完成検査申請	消防法	第 11 条第 5 項	危険物貯蔵所（取扱所）完成検査申請書
		危険物の規制に関する政令	第 8 条	
	設置許可申請	消防法	第 11 条第 1 項	危険物貯蔵所（取扱所）設置許可申請書
		危険物の規制に関する規則	第 4 条	
	予防規定	消防法	第 11 条	予防規定整定・変更認可申請書
		危険物の規制に関する規則	第 62 条	
	危険物保安監督者選任	消防法	第 13 条	危険物保安監督者選任届出書
		危険物の規制に関する規則	第 48 条の 3	
	着工届出	消防法	第 17 条の 14、15	工事整備対象設備等着工届出書
		消防法施行令	第 36 条の 2 第 1	

			項	
	特例適用	危険物の規制に関する政令	第 19 条第 1 項	（特例適用願）
		消防危	第 53 号	
	変電設備届出	火災予防条例	第 44 条	変電設備設置届出・使用開始届出

（出典：NEDO「大規模太陽光発電システム導入の手引書」平成 21 年度暫定版）

②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（再生可能エネルギーの固定価格買取制度）

再生可能エネルギーの固定買取価格制度は、再生可能エネルギー源（太陽光、風力、水力、地熱、バイオマス）を用いて発電された電気を、国が定める固定価格で一定の期間電気事業者に調達を義務づけるもので、日本において 2012 年 7 月 1 日にスタートした。電気事業者が調達した再生可能エネルギーによる電気は、送電網を通じて需要家へ供給され、電気事業者が再生可能エネルギー電気の買取りに要した費用は、電気料金の一部として、使用電力に比例した賦課金という形で需要家から回収する。

買取価格及び買取期間は、経済産業大臣が毎年度、当該年度の開始前に調達価格等算定委員会の意見を尊重して設定し、再生可能エネルギー発電設備の区分、設置の形態、規模ごとに定められる。本制度にて買取義務の対象となる設備の認定や買取費用に関する賦課金の徴収・調整、電気事業者による契約・接続拒否事由などを併せて規定している。

この制度により、エネルギー自給率の向上、地球温暖化対策、産業育成を図ると共に、コストダウンや技術開発によって、再生可能エネルギーが日本のエネルギーを支える存在となることを目指している。

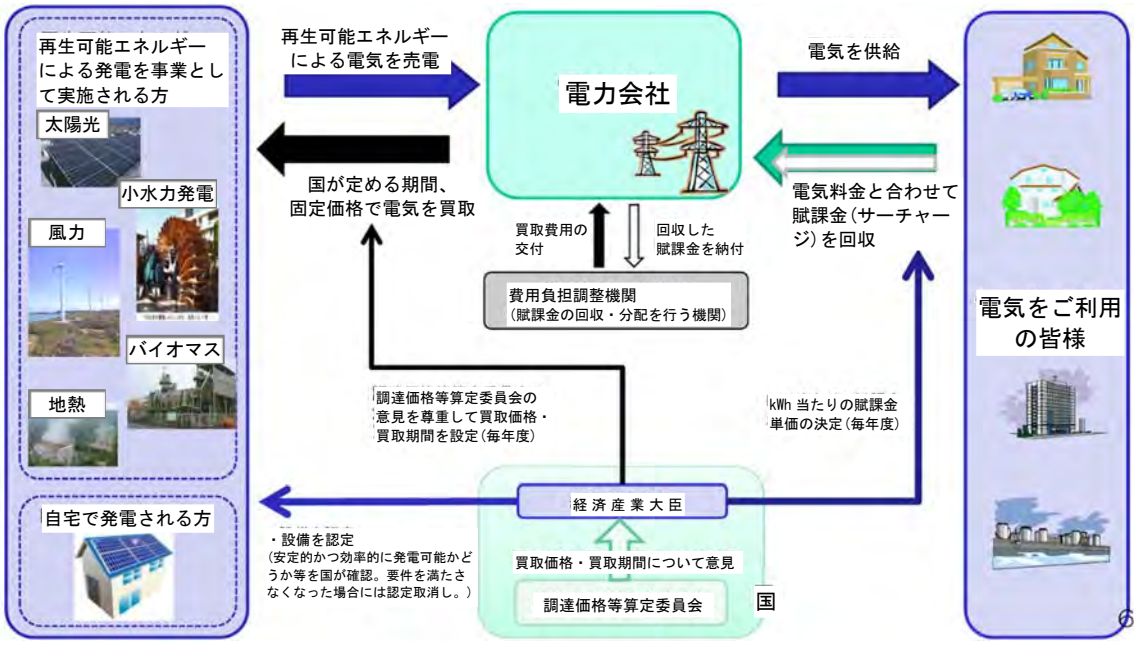


図 1-1　固定買取価格制度の基本的な仕組み
（出典:経済産業省「再生可能エネルギーの固定価格買取制度について」H24.7）

表 1-9　太陽光発電の調達価格・調達期間（2017 年）

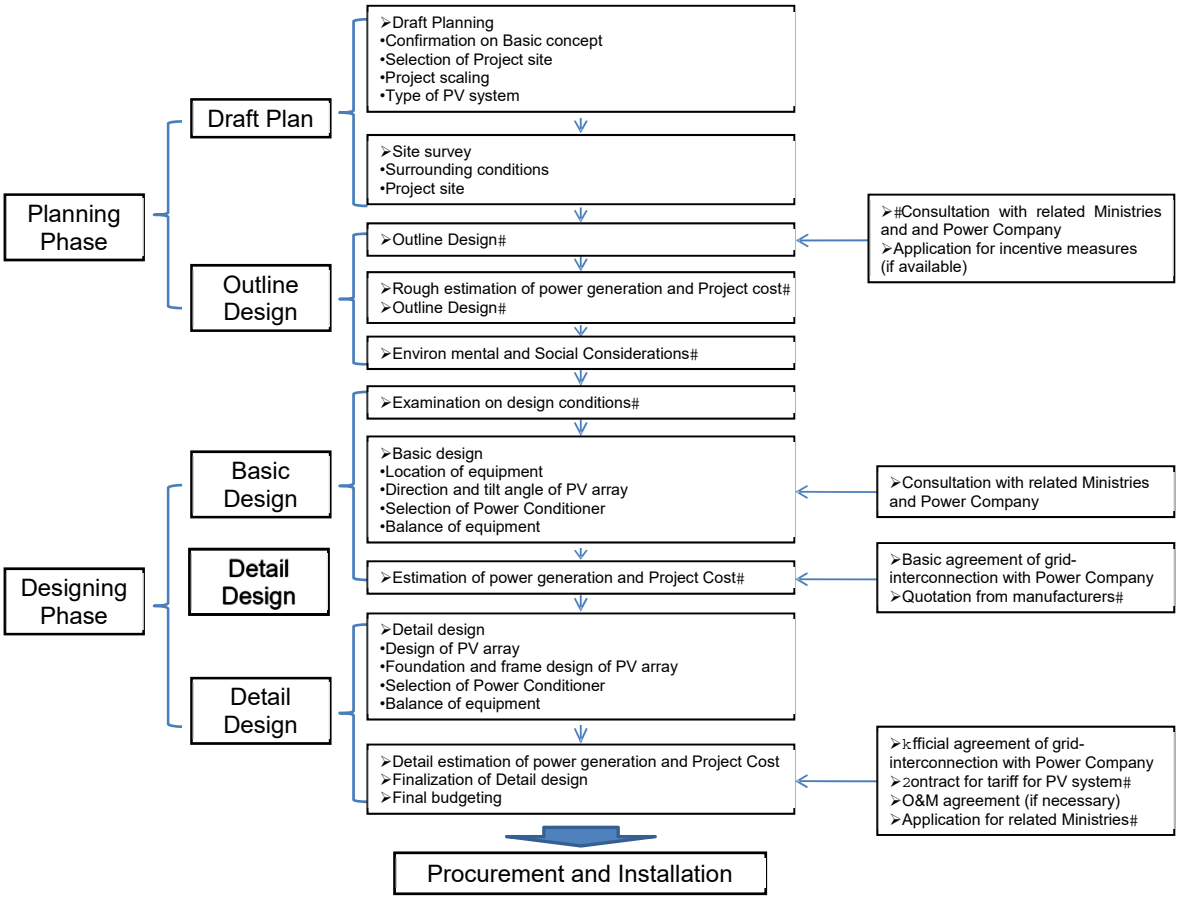
太陽光	10kW 以上	10kW 未満		10kW 未満（ダブル発電）	
		出力制御対応機器設置義務なし	出力制御対応機器設置義務あり	出力制御対応機器設置義務なし	出力制御対応機器設置義務あり
調達価格	21 円	28 円	30 円	25 円	27 円
調達期間	20 年間	10 年間		10 年	

※10kW 未満については余剰買取となる
出典：経済産業省 資源エネルギー庁

3.2 基本計画及び設計

3.2.1 計画及び設計の主な手順

系統連系 PV システムを導入する計画・設計段階の手順としては、図 3.2-1 に示すとおり、計画立案、概略設計、基本設計、詳細設計に大別される。計画立案では、系統連系 PV システムを導入する基本コンセプトや目的を確認し、サイト選定、システム形態・規模の設定を行う。その後の概略設計では、関連省庁や電力会社との事前協議を踏まえ、導入される太陽光発電設備、電気設備と建築設備の大まかな検討を行う。また、太陽光発電の普及促進制度（固定価格買取制度など）が導入されている国では、それら制度の適用条件についても所管省庁に確認しておく。続く基本設計段階では、より具体的な機器配置計画に基づきシステム設計（電気設備・建築設備）を行い、基本設計図面を作成する。詳細設計段階では、より詳細な設備設計を行い、機材メーカーへの見積依頼や施工計画が立てられるレベルの詳細な図面を作成する。なお、PV システムからの発電電力量を想定し、概算事業費を算定する作業については、概略設計、基本設計、詳細設計それぞれの段階において、施主内部の予算申請や所管省庁への補助金申請などのタイミングを考慮し、適宜実施される。



(出典: JICA シニアアドバイザー)

図 3.2-1 太陽光発電システム導入の計画と設計の段階

3.2.2. 計画段階

3.2.2.1 計画素案

① 系統連系型 PV システムの基本コンセプト

系統連系 PV システムを導入する際には、その基本コンセプト・目的を明確に認識し、関係者間でできる限り共有しておくことが、スムーズな計画の実行につながる。系統連系 PV システムの導入コストは毎年低下しているが、多くの国では依然として、電力会社から買電するコストよりも高く、経済性のみで評価すると、導入が困難となるケースがあることにも留意する。このため、経済性以外の導入効果を評価し、各事業に適した導入目的、更には複数ある導入目的の優先順位を関係者で共有することが重要である。

こうした基本コンセプトにより、サイト選定や PV アレイなど機材の設計条件が決定されることになる。例えば、環境啓発や企業イメージ向上を最優先とする場合には、PV システムの発電電力量が多少小さくなっても、市民や来客の目に付きやすい建物正面に PV アレイが設置されるのが望ましい。他方、PV システムの発電電力量を最大限利用したい場合には、人目につかなくてもより広大な敷地や建物の屋上に設置することが検討される。

② プロジェクトサイトの選定

プロジェクトサイトの選定は、系統連系 PV システムの運営維持管理にも大きな影響を及ぼすため、プロジェクトの成功・失敗を分ける重要な検討項目である。過去に実施された案件の経験から、開発途上国に系統連系 PV システムを設置する場合には、当該国の電力会社が運営維持管理に関与することで、事故やトラブルが発生した場合の対応が円滑に進められることが分かっている。このため、発電所や変電所に十分な広さの遊休地があれば、PV システムを設置する有望なサイトとなる。また、途上国では投石、盗難といった破壊行為対策を常に念頭に置く必要があり、サイト選定においても、当該地域のセキュリティレベルを勘案し、必要に応じて監視カメラやガードマンを配置することになる。また、一般市民への普及啓発を主目的として設置する場合には、空港や鉄道駅など、一年を通して多様な利用客が訪れる施設が望ましいと言える。

プロジェクトサイトを選定する際に、地上設置とするか、既設もしくは新築の建築物屋上に設置するかどうかが重要な判断材料となる。一般的には、地上設置であれば広大な面積を確保しやすく、また人目に触れ易いため普及啓発効果は高くなるが、場所によっては逆に破壊行為を受け易い可能性があるため留意する。既設もしくは新築の建築物屋上に設置する場合には、設置する屋根の構造検討が必要となるが、都市部など PV システムの設置場所が限られる場合には、空きスペースの有効活用が可能である。

これに対して、学校等ではまとまった休暇期間があり、利用者層も限定されるため普及啓発効果は低い。

③ PV 出力(容量)の検討

系統連系 PV システムを防災用や非常用システムとして導入する場合には、商用系統停電時に供給すべき重要負荷の容量・台数から、必要となる PV システムの容量が算出される。また、ピークシフトを主目的として導入される場合には、電力会社との契約電力に対して何%を削減すれば目的が達成されるのかを検討すれば、必要となる PV システムの容量が算出される。このように、PV システムの容量は、その導入コンセプトに応じて検討されるべきであるが、基本的な決定要因としては、①どれだけの資金を用意できるか（予算)、②どれだけの設置スペースを確保できるか（面積)、がポイントになる。

3.2.2.2 サイト調査

① 周囲の条件

(a) 影の影響

太陽電池アレイに陰が発生すると、発電電力量が大きく減少する他、場合によっては局部的な陰によりホットスポットと呼ばれる局部発熱現象が発生する。このため、可能な限り陰の少ない場所に太陽電池を設置することが原則であり、現地調査にて確認する必要がある。こうした受光障害の想定要因を表 3.2-1 に示す。

表 3.2-1　PV アレイの受光障害の想定要因

自然条件	人為的条件
➢ 山及び丘 ➢ 坂 ➢ 樹木（将来成長が考えられる） ➢ 落葉 ➢ 埃及び火山灰	➢ インフラ（塔、柱、鉄道路線、その他） ➢ 周辺の建物、工場、煙突、家屋 （将来改築の可能性があるものを確認） ➢ 事業現場の建物（塔、屋根の上の施設、その他）

(出典: JICA シニアアドバイザー)

(b) 風速

日本では、架台の強度計算に用いる風圧荷重の計算は、過去の最大風速をベースにし、環境係数や架台の設置高さ等で補正している。このため、風況に関しては設置地点周辺の地形や周辺の構造物などを確認しておくと良い。

(c) 塩害及び雷害対策

海岸付近や重工業地帯、通行量の多い道路の脇など、塩害や腐食が想定される場所では、現場近隣での塩害やさび・腐食の発生状況を調べておく。これらは、架台をはじめ主にシステムの金属部分の防錆・防食仕様のレベルを決める際の参考となる。

雷は直撃雷と誘導雷に分けられるが、PV システムは、通常直撃雷への対策は講じていない。誘導雷による機器の損傷を防止するため、通常は避雷阻止装置(SPD)が設置されるが、特に雷害が多い地域では、耐雷トランスや避雷針の設置も検討できる。このため、現地の落雷データを調べておく。

(d) 積雪状況 (必要である場合)

積雪地域では、雪の滑落角以上にアレイ傾斜角を大きく設計する対策を考慮する。またアレイ埋没の可能性のある場所では、架台を高くして埋没しないようにする必要がある。このため、気象台のデータや周辺調査で積雪量や滑雪傾斜角度を事前に調べる。

(e) 鳥の糞などの影響

鳥のふんには油分があり、アレイ表面に付着乾燥すると雨などでは容易に溶けず、受光障害となる。周辺の建物屋上や地上にハト、カラス、その他の野鳥のフンが付着していないか、その量はどの程度か、また、付近の樹木・森林の有無などの状況を調査し、必要なら鳥よけ金物を設置する。

(f) **輸送方法およびルート**

資材の搬入経路等を調査するため、設置場所に至る道路の幅や舗装の耐荷重、架空配電線や電話線の有無、高さなどを確認する。

(g) **自然災害**

設置予定場所が周囲より低地の場合、集中豪雨や台風時に排水が悪く水がたまることがないか、近辺の河川が氾濫し、アレイが水没するなどの可能性がないか、過去の事例を含めて調査しておく。

3.2.2.3 関連省庁及び電力会社との協議

① 省庁関連

系統連系 PV システムは電気工作物のひとつであり、ある程度規模が大きくなると従来の発電所と同様、当該国の規制に従って、所管官庁への届出が必要となる。日本の場合、PV システムの容量に応じて、自家用電気工作物（50kW 以上）もしくは一般用電気工作物（50kW 未満）として区分される。この区分に応じて、各地域の経済産業局に対して、工事計画届け、使用前検査、電気主任技術者の選任、保安規定の届出などの法的手続きが必要となる。

エネルギー・電力分野を所管する省庁以外の省庁に対して申請・届出が必要な場合もある。特に、多くの開発途上国で環境社会配慮の手続きが必要となるため、事前に必要な手続きを確認しておくことが重要である。その他、空港内や周辺に設置する場合には、滑走路からの距離や角度によっては、アレイからの反射により飛行機の安全航行が確保できないとして設置を許可されない場合があるので、事前に所管官庁への確認が必要である。また、既設建築物に設置する場合には、建築工事を所管する省庁にも工作物の設置基準など確認しておく必要がある。例えば、日本では PV アレイの高さが一定以上となる場合や、アレイの下に屋内用途が発生する場合、建築確認申請や工作物申請が必要となる場合がある。

固定価格買取制度や補助金などの普及促進制度が整備されている国では、これら制度の申請手続きやスケジュール等について事前に確認した上で、計画・設計を進めることが必要である。特に固定価格買取制度導入国では、頻繁に買取価格、期間が見直されているため、これら制度の最新内容について情報収集しておく。

一方、太陽光発電システムは、電気事業法上、自家用電気工作物または一般電気工作物と位置づけられる。低圧連系で出力 50kW 未満のシステムは一般用電気工作物として保安に関する手続きは不要であるが、自家用電気工作物については出力規模に応じた手続きが必要となる。すなわち、出力 50kW 以上 1,000kW 未満については電気主任技術者不選任承認、出力 1,000kW 以上は電気主任技術者選任が必要となる。また、保安規程の届け出も求められる。

② 電力会社関連

PV システムを電力会社が保有する送配電線と連系するには、電力供給の品質と信頼性に悪影響を及ぼさないよう、系統連系規程に規定される技術要件を満たす必要がある。しかしながら、多くの途上国では系統連系規程が整備されていないことから、日本など既に規程が整備されている国の事例から、電力分野を所管する省庁と電力会社で協力して、各国の系統の構成に適した系統連系規程を整備することが必要となる。このため、以下 3.2.2.4 節では参考として日本の系統連系規程を詳細に紹介する。

3.2.2.4 系統連系の技術要件

① 概要

日本では、PV システムに限らず、内燃機関による発電機や風力発電、燃料電池などあらゆる分散型電源を対象として、系統連系規程が定められている。系統連系規程では、系統連系する発電設備の容量に応じて、連系可能な grid の電圧階級が定められている。50kW 未満であれば低圧配電線 (100/200V)、50kW 以上 2000kW 未満であれば中圧配電線(6.6kV)、2000kW 以上であれば特高圧配電線 (22/33kV 或いはそれ以上の電圧)に連系できる。また、分散型電源から系統への逆潮流の有無に応じて、力率、保護協調、電圧変動など個別に要求される対策が表 3.2-2 の通り定められている。

表 3.2-2　日本の系統連系規程の概要

<table>
<tr><th colspan="2" rowspan="2">検討項目</th><th colspan="4">設備対策</th></tr>
<tr><th>低圧配電線</th><th>高圧配電線</th><th>スポットネットワーク配電線</th><th>特別高圧電線路</th></tr>
<tr><td colspan="2">1．電力容量</td><td>原則として 50kW 未満</td><td>原則として
2,000kW 未満</td><td>原則として
10,000kW 未満</td><td>－</td></tr>
<tr><td colspan="2">2．電気方式</td><td colspan="4">原則として連系する系統の電気方式と同一とする。</td></tr>
<tr><td rowspan="3">3．力率</td><td>共通</td><td colspan="4">原則として受電点力率が，系統からみて 85%以上，かつ，進み力率とならない。</td></tr>
<tr><td>逆潮流有り</td><td colspan="2">電圧上昇を防止する上でやむをえない場合は，力率を 80%まで制御可。
小出力の逆変換装置を用いる場合，又は受電点力率が適正と考えられる場合は，発電設備等の力率を無効電力で制御する時には，85%以上制御しない時には 95%以上で可。</td><td>－</td><td>系統の電圧を適正に維持できる値とする。</td></tr>
<tr><td>逆潮流無し</td><td>逆変換装置を介して連系する場合は，発電設備等自体の力率が 95%以上でも可。</td><td colspan="3">－</td></tr>
<tr><td rowspan="6">4．保護協調</td><td rowspan="3">共通</td><td colspan="4">OVR,UVR(発電設備保護と兼用可)</td></tr>
<tr><td colspan="2"></td><td>OVGR(発電設備等の保護と兼用可。他の条件により省略可)</td><td rowspan="2">—</td><td rowspan="2">OVGR(発電設備等の保護と兼用可。他の条件により省略可)
DSR(同期発電機の場合。条件により省略可)，電流差動継電装置(中性点接地方式)</td></tr>
<tr><td>DSR(同期発電機の場合。条件により省略可)</td><td>DSR(同期発電機の場合)</td></tr>
<tr><td>逆潮流有り</td><td>OFR,UFR,単独運転検出装置(受動的方式及び能動的方式のそれぞれ 1 方式以上)</td><td>OFR(専用線の場合省略可),UFR,転送遮断装置又は単独運転検出装置(能動的方式)(条件により省略可)</td><td>—</td><td>OFR(電圧変化で影響を受けない),UFR(電圧変化で影響を受けない)又は転送遮断装置</td></tr>
<tr><td>逆潮流無し</td><td>逆変換装置:RPR,UFR,逆充電検出機能又は単独運転検出装置(受動的方式及び能動的方式のそれぞれ 1 方式以上)
同期・誘導発電機:UFR,単独運転検出装置(受動的方式),UPR(「発電設備等の出力＜構内負荷」で,条件により省略可),RPR(単独運転検出で省略可)</td><td>RPR(「受電電力容量＞逆変換装置発電設備等出力容量」で,単独運転検出装置等による高速遮断で省略可),
UFR(専用線で RPR による高速検出・保護で省略可)</td><td>URR,RPR(ネットワークリレーの機能で代用可)(全回線で逆電力検出した場合は,時限をもって発電設備解列)</td><td>OFR,UFR,RPR(OFR,UFR で検出・保護できない場合)</td></tr>
<tr><td>再閉路時の事故防止</td><td>—</td><td>配電用変電所の引出口に線路無電圧確認装置を設置する(条件により省略可)</td><td>—</td><td>配電用変電所の引出口に線路無電圧確認装置を設置する(条件により省略可)</td></tr>
<tr><td>自動負荷制限・発電抑制</td><td>—</td><td colspan="2">発電設備等の脱落時等に連系された電線路や変圧器等が過負荷となる恐れがある時は，自動負荷制限対策を行う。</td><td></td><td>原則として 100kV 以上の特別高圧電線路と連系する場合は，過負荷検出装置により発電抑制を行う。</td></tr>
</table>

その他	系統が停止中及び復電後の一定時間には投入を阻止するように施設する。	配電用変電所のバンクにおいて，常に逆潮流が生じないこと(逆潮流が有る場合)。	—	—
	逆変換装置から系統への直流流出防止のため，原則として変圧器を設置する(条件により省略可)			
５．電圧変動	逆潮流により低圧需要家の電圧が適正値(101±6V,202±20V)を逸脱する恐れが有る時は，自動的に電圧を調整する対策を行う(条件により省略可)。これにより対応できない場合は，配電線の増強等を行う。	一般配電線との連系であって,発電設備等の脱落等により,低圧需要家の電圧が適正値(101±6V,202±20V)を逸脱する恐れが有る時は，自動的に負荷を制限する対策を行う。これにより対応できない場合は，配電線の増強又は専用線による連系とする。 逆潮流により低圧需要家の電圧が適正値(101±6V,202±20V)を逸脱する恐れが有る時は，自動的に電圧を調整する対策を行う。これにより対応できない場合は，配電線の増強又は専用線による連系とする。	発電設備等の脱落により，系統電圧が適正値(常時電圧の概ね1～2%以内)を逸脱する恐れが有る場合は，自動的に負荷を制限する対策を行う。	発電設備等の連系により，系統電圧が適正値(常時電圧の概ね1～2%以内)を逸脱する恐れが有る場合は，自動的に電圧を調整する対策を行う。
	同期発電機：制動巻線付きのものを使用し，自動同期検定装置を設置する。 誘導発電機：並列時の瞬時電圧低下により，系統電圧が適正値(低圧,高圧,スポットネットワーク：常時電圧の10%以内,特別高圧：常時電圧の±2%以内)を逸脱する恐れが有る時は，限流リアクトル等を設置する。これにより対応できない場合は，同期発電機を採用する。			
	自励式逆変換装置：自動的に同期が取れる機能のものを使用する。 他励式逆変換装置：並列時の瞬時電圧低下により，系統電圧が適正値(低圧,高圧,スポットネットワーク：常時電圧の10%以内,特別高圧：常時電圧の±2%以内)を逸脱する恐れが有る時は，自励式を採用する(低圧配電線の場合，配電線の増強も対策とする。)			
６．短絡容量	限流リアクトル等の設置(交流発電設備の場合)	限流リアクトル等の設置		
７．連絡体制	—	系統側電気事業者の営業所又は給電所等と発電設備等設置者間の保安通信用電話設備の設置	系統側電気事業者の営業所又は給電所等と発電設備等設置者間の保安通信用電話設備の設置	
８．協　　議	実際の系統連系にあたっては，発電設備等の設置者及び系統側電気事業者は誠意を持って協議にあたるものとする。			

(出典：日本の系統連系規程 JEAC 9701)
(備考) OVR: 加電圧継電器, UVR: 不足電圧継電器、 OVGR: 地絡加電圧継電器、
DSR: 短絡方向継電器、 OFR: 過周波数継電器、UFR: 不足周波数継電器、 RPR: 逆電力継電器

他の需要家への悪影響は、電力供給の信頼性（保護協調による事故の場合の電断範囲の拡大防止）や電力品質（電圧、周波数、高調波等）の確保によって防止しなければならない。

日本の場合、すでにさまざまな分散型電源、特に再生可能エネルギー（PV、風力等）を利用した発電機が電力会社の系統に加えられ、グローバルな環境問題への意識が芽生えていることを反映している。このような状況で、表 3.2-3 に示す「電力供給の品質」を保つことは電力会社にとって次第に困難となっている。

表 3.2-3　日本の電力供給品質の要件

規定の種類	基　準　値
常時電圧変動(低圧) 瞬時電圧低下	101±6V,202±20V(電気事業法施工規則 44 条) 10%(系統連系技術用件ガイドライン)
周波数変動	±0.1～±0.3Hz(電力各社基準)
高調波	・6.6 kV 配電系統：総合電圧歪率 5% ・特別高圧系統：総合電圧歪率 3% (高調波抑制対策ガイドライン)
フリッカ(低圧)	ΔV10≦0.45V(電気学会技術報告(2 部)72 号：製鋼用アーク炉と電力供給に関する最近の動向)

(出典：日本の基準と規程)

さらに、一般市民及び電力界者の運用者の安全性は確保しなければならない。電力供給設備や他の需要家の設備への悪影響は防止しなくてはならない。（単独運転及び逆充電の防止）

② 電気方式と力率

(a) 電気方式

発電設備の電気方式は、系統連系しているものと同じでなくてはならない。例えば、連系しているものが三相三線式の場合、発電設備も同様に三相三線式でなくてはならない。なぜなら、電圧と電流の不均衡が位相不均衡によって引き起こされる恐れがあるためである。

(b) 力率

逆潮流がない場合、電圧降下を緩和するために、受電点の力率は原則 85%以上とする。

系統側から見て進み力率とはならないようにする。力率は有効電力を皮相電力で割る計算式で求められる。系統に対する力率とは、負荷への有効電力は正で、発電設備に対する力率は、系統への有効電力は正であるという意味である。

③ 電圧偏差

もし、電圧が制御範囲内で適切に維持されていないとどうなるか。次のような異常が予測される。

- 適切なレベルより高い電圧が継続する場合、家電を含むさまざまな機器の寿命や絶縁がダメージを受ける。
- 一方で、低い電圧が継続する場合、機器の性能は低下あるいは中断されることがある。
- 瞬時電圧降下は、パソコンのメモリ内のデータ消失等をまねく恐れがある。

日本の場合、かなりの数の小規模家庭用 PV システムが、将来的に低圧配電線に連系されると期待されている。電圧変動を防ぐために、いくつかの対策をとらなくてはならない。

配電線をアップグレードするために、より太い導線又は大きな配電変圧器を採用することが可能である。しかし、これらの対策は、総経費を引き上げてしまうので最後の手段となる。他の方法としては、例えば日本のゴールデンウィーク（4 月と 5 月の間にある長期の公休日）などといった大量の余剰電力が予想される期間の出力を制限することである。しかし、これは PV システムからの有効電力出力の一部が十分に利用されないことを意味する。

また、制限された PV システム出力を持つ需要家は、他の需要家の PV システムが連系されたま

までであるために、制限を受けるのは公平でないと主張することができる。このような状況を避けるために、別の解決方法としては、PV システムからの力率あるいは無効電力を制御することである。この方法の詳細説明は次の通りである。

図 3.2-2 は、電力設備の例を示している。この図は、電圧が軽負荷および重負荷の場合での適切な制御範囲内で維持されていることを示している。

配電線電圧は、軽負荷および重負荷を配電変電所の変圧器のタップによって適切な範囲内に制御されている。

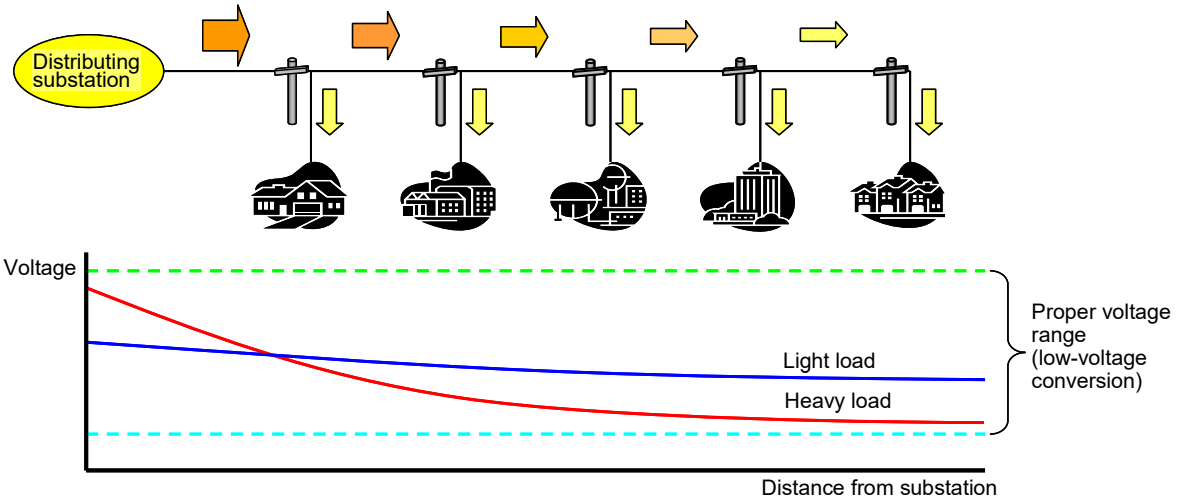


図 3.2-2　系統連系型 PV システムの設置前

図 3.2-3 は、系統連系模型 PV システム設置後の電圧を示している。これは、分散型電源から系統へのもし逆潮流があった場合、系統電圧は上昇し軽負荷の状況において適切な電圧範囲を超える恐れがある。

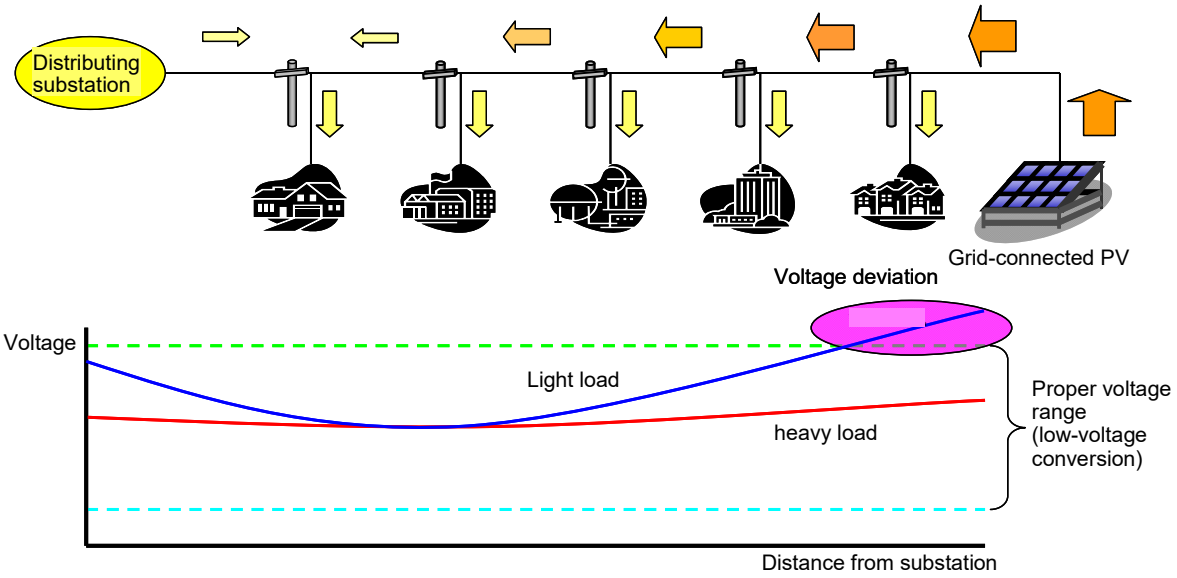


図 3.2-3　系統連系型 PV システムの設置後

図 3.2-4 は、系統に連系している分散型電源の力率を制御することによる電圧抑制方法の見本である。分散型電源の力率が 1.0 の場合、適正電圧からの変動が起こる。しかし適正電圧は、分

散型電源の力率を 1.0 から 0.95 へシフト（系統に対しての進み力率）するなど力率を制御することで維持することが可能である。

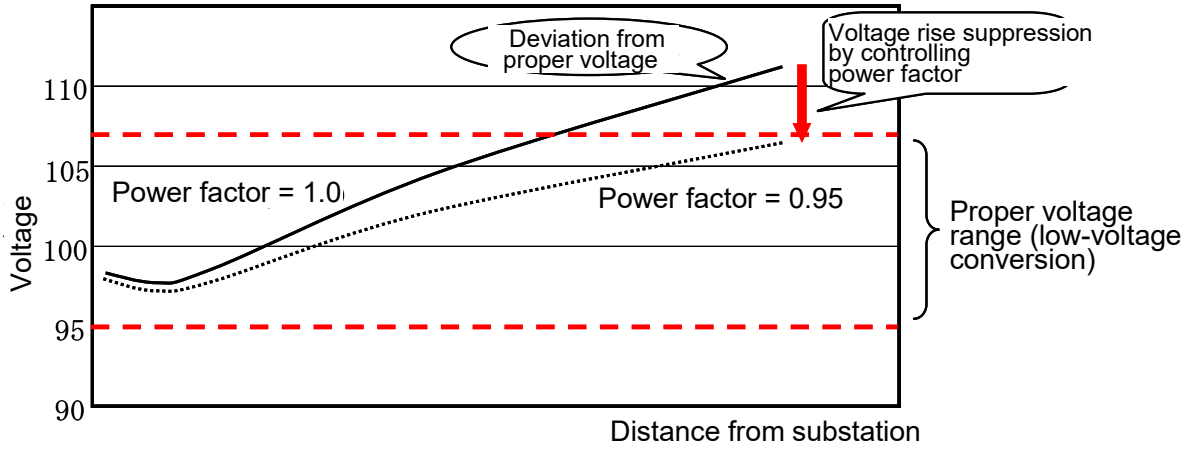


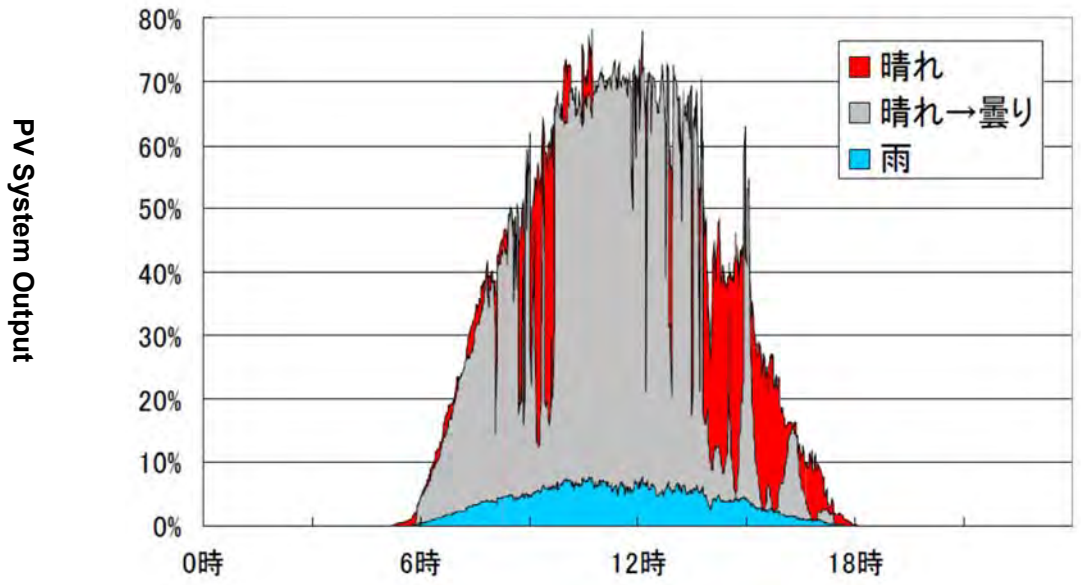
図 3.2-4　力率制御による電圧上昇の抑制

④ 周波数変動

もし、周波数が制御範囲内で適切に維持されていないとどうなるか。次のような異常が予測される。

- 周波数の変動は、組み立てラインの工業製品に影響を及ぼす不規則なモーターの回転を招く。
- 周波数の大きな変動は、発電機のタービンなどといった機械の寿命に影響する回転部品の共振を起こすことがある。
- 場合によっては、電力設備の安定性が低下し、いくつかの発電機は同期することができない。これらの発電機は、電力設備の同期運転からドロップアウトしてしまう。そして発電機のドロップアウトの連鎖を引き起こす更なる周波数低下をもたらし、最悪の場合は系統全体が停止する恐れがある。

一般的に、電力設備の周波数は、周波数変動の長さに従ってガバナ・フリー運転、負荷周波数制御、及び経済負荷配分制御によって制御されている。しかし PV システムの出力は、天候条件によって急激に変化する。



(Source: The Federation of Electric Power Company of Japan)

図 3.2-5　PV システム出力の変動

そのため、日本やヨーロッパの国々において、周波数の制御や規制するための適切な技術は現在開発中で、次第に現場に展開されている。例えば、次のような措置が導入されている。

- 可変速揚水発電所の導入
  可変速揚水発電システムでは発電電動機の回転速度制御を行うことにより、ポンプ水車の回転速度を変化させ、揚水量を変化させることで、揚水運転時でも系統の需給状況に合わせて、きめ細かな入力電力の調整が可能となる。
- 蓄電池の導入
  図 3.2-6 が示すように、系統側への合成出力の変動は AC/DC コンバータや蓄電池を導入することで抑制できる。
- 風力発電の系統連系の量の増加対策として、軽負荷条件のため周波数制御が困難な際に切断または出力制限といった計画された分離、出力制限方法に基づいた連系要請がなされる。

将来的には、気象予報などを基にした PV システムの出力予測手法や出力把握手法が必要とされており、現在研究機関において PV 出力データの収集が進められている。

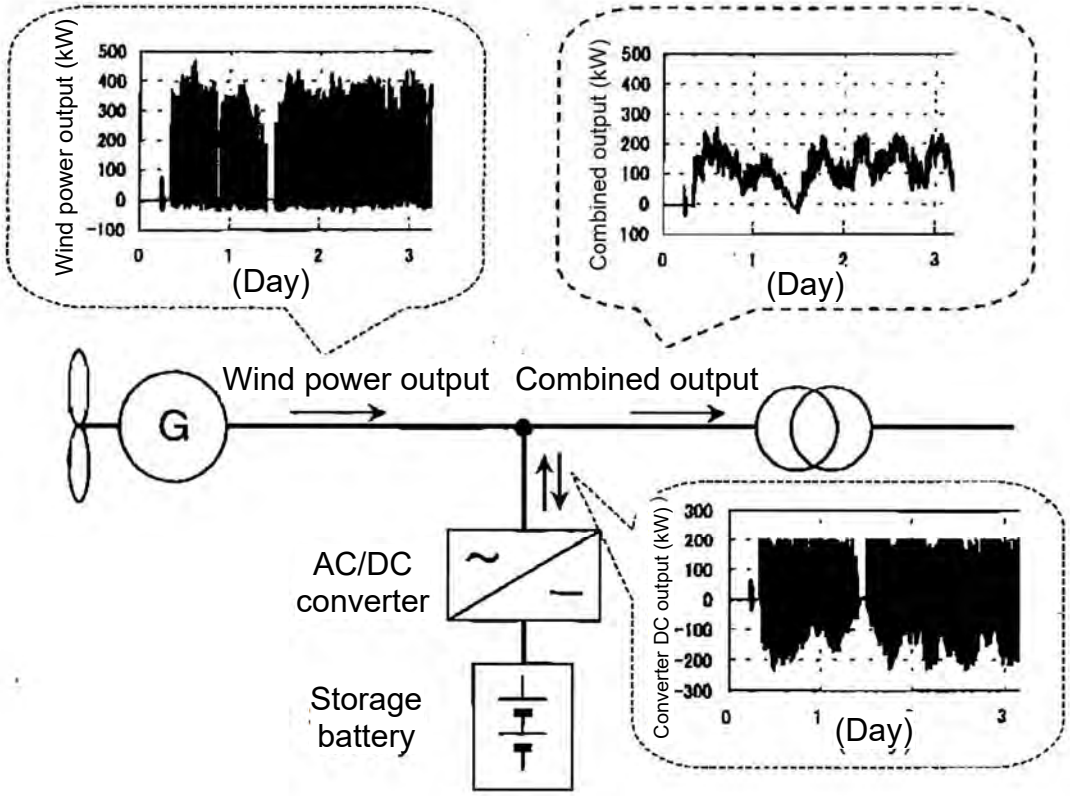


図 3.2-6　蓄電池を利用した出力変動の抑制

⑤ 高調波

高調波とは、基本波（50Hz または 60Hz）の周波数成分に対して、その整数倍の高次の周波数成分のことである。PV システムのパワー・コンディショニング・システム（PCS）に搭載されているインバータは、非線形素子を含んでいるため、高調波の発生源となる。このため、各国で定められている高調波抑制レベル以下に低減することが必要である。日本では、「高調波環境目標レベル」として、総合電圧ひずみ率を 6.6kV の配電線で 5%、それ以上の特高圧 送電線 / 配電線で 3%以下に維持することが規定されている。このため、発生源となる PCS からの総合電流ひずみ率を 5%以下、各次数毎の電流ひずみ率を 3%以下にすることが要求されている。PCS を選定する際には、こうした要求仕様を満足しているか確認する必要がある。

⑥ 保護協調

PV システムを系統連系して運転する場合には、送配電系統側や PV システム側に異常が発生した時は、その異常を一定時間内に検出して、PCS を停止して系統側の安全を確保しなければならない。このため、日本においては、電気設備の技術基準の解釈において、系統連系保護装置（保護継電器、単独運転防止機能など）の設置が義務付けられている。系統連系保護装置は、PCS に内蔵されるケースが一般的である。

事故区間を切り離し、停電の範囲を最小限にとどめるための保護協調の基本的概念は、以下の通り述べられる。

- 影響を受けたエリアを限局化するために、異常あるいは事故の発生した発電設備の切断
- 系統で短絡あるいは地絡が発生する際の発電設備の切断

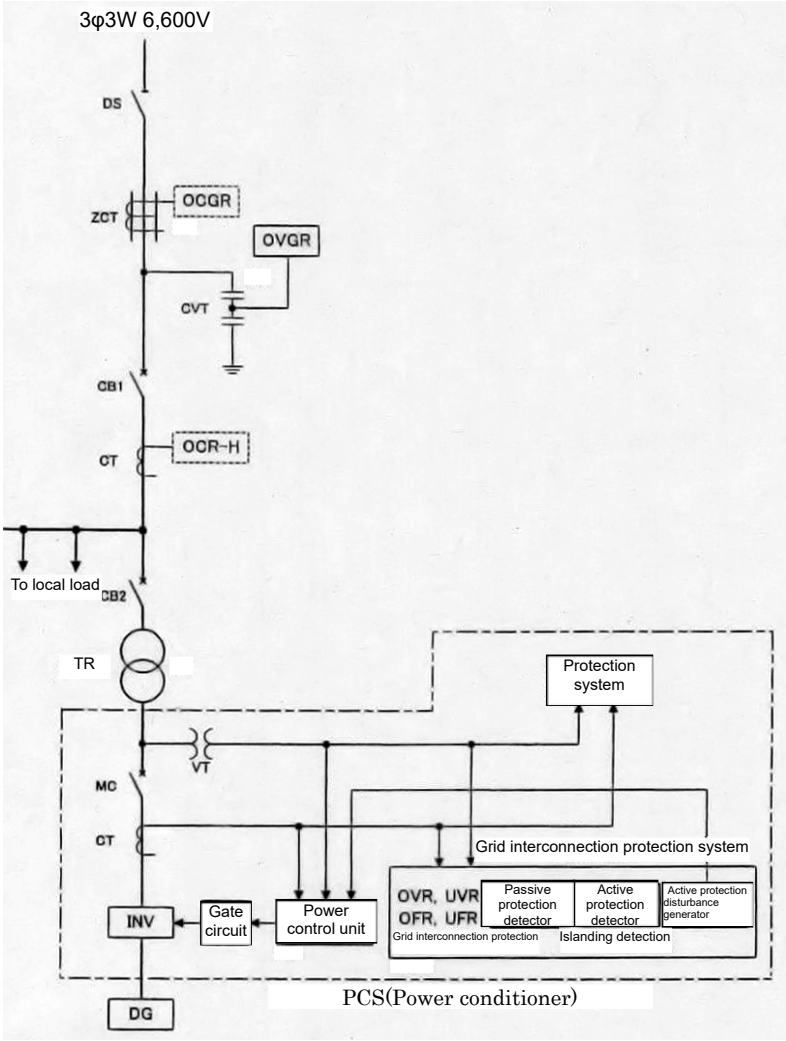
- 配電線事故等による停電で、いかなる単独運転をも防止するための発電設備の切断
- 発電設備は、系統の再閉路時には切断された状態となる
- 発電施設による系統連系以外の事故の切断を避ける
- 運用維持、若しくは系統の瞬時電圧低下の自動回復

日本の系統連系規程では、以下の事象に対する保護が要求されているが、連系する系統の電圧階級と逆潮流の有無に応じて、より詳細な保護要件が規定されている。具体的に設置される保護継電器の種類、整定値等については、各国の系統構成、接地方式などに応じて、事前に電力会社と協議する必要があり、十分な協議のもと決定することが望ましい。

表 3.2-4　保護継電器の基本セットと保護範囲

略記号		保護内容	保護対象事故など	整定範囲例	
				検出レベル	検出時限
OCR-H		過電流	構内側短絡	受電母線における最小故障電流の 70%	瞬時
OCGR		地絡過電流	構内側地絡	変圧器の突入電流や構内設備の充電電流で誤動作しないレベル	構内設備および配電用変電所の地絡リレーとの時限協調を取った時限
OVGR		地絡過電圧	系統側地絡	配電用変電所の地絡検出リレー(OVGR)整定レベルと同等以下	系統の B 種接地抵抗管理値に基づく許容時限
OVR		過電圧	発電設備異常	110～120%	0.5～2 秒
UVR		不足電圧	発電設備異常 系統電源喪失	80～90%	0.5～2 秒
UFR		周波数低下	系統周波数低下 単独運転	48.5～49.5Hz /58.2～59.4Hz	0.5～2 秒
OFR		周波数上昇	系統周波数上昇 単独運転	50.5～51.5Hz /60.6～61.8Hz	0.5～2 秒
単独運転防止対策	受動的	電圧位相跳躍検出	単独運転検出	位相変化:±3～10 程度	0.5 秒以内
		周波数変化率方式		周波数変化:±0.1～0.3%	0.5 秒以内
	能動的	周波数シフト方式		周波数バイアス:定格周波数の数%	0.5～1 秒
		有効電力変動方式		有効電力:運転出力の数%	0.5～1 秒
		無効電力変動方式		無効電力:運転出力の数%	0.5～1 秒
		負荷変動方式		挿入抵抗:定格出力の数%,挿入時間:1 周期以内	0.5～1 秒

(出典：日本の系統連系規程 JEAC 9701)



(出典：日本の系統連系規程 JEAC 9701)

(Remark: with reverse power flow, two or more prevention measures for islanding operation, without line voltage detector)

図 3. 2-7　高圧系統の連系のための保護方式見本

3.2.2.5 発電コスト及び事業費の概算

① 必要となる面積

PV アレイの設置場所が限られる場合や、ある一定の PV アレイ出力が要求される場合には、PV アレイ出力と設置面積の関係を把握しておくと便利である。宇宙空間から大気を通り地上に達する太陽光は、1m^2 当たり 1kW に相当するエネルギーを有している。これを PV セルで電気エネルギーに変換すると、結晶系シリコンセルの場合は変換効率が約 13%であるので、1kW x 0.13 = 0.13 kW となる。つまり、1kW の出力を得るためには約 7.7 m^2 の面積が必要となる。同様に、薄膜シリコンの場合には変換効率が約 8%であるので、1kW x 0.08 = 0.08 kW となる。この場合、1kW の出力を得るためには約 12.5 m^2 の面積が必要となる。実際には、アレイ間のメンテナンススペースも考慮して、kW 当たり 10-15 m^2 の面積が必要となるが、凡その目安として以下のように覚えておくと便利である。

Rule of Thumb

- PV アレイ出力（kW）を 10 倍することで必要な PV アレイの面積（m^2）が求められる。
- PV アレイの面積（m^2）を 10 で割ると、PV アレイ出力（kW）が求められる。

ただし、薄膜系など変換効率が結晶系よりも小さいセルを採用する場合には、より広い設置面積を必要とする点に留意する。

② 推定発電電力量

系統連系 PV システムでは、設置される太陽電池アレイの容量、傾斜角度、設置場所の日射強度、気温など詳細なパラメータが決まった段階で、シミュレーションソフトなどを活用して発電電力量を算出することができる。概略設計の段階では、概算で発電電力量を算出する方法を理解しておくと便利である。

$$Ep = P_{AS} \cdot H_A \cdot K \cdot 365 \text{ days}$$

ここで
- Ep = 推定年間発電量（kWh/年）
- H_A = 設置場所での年間平均日射量（kWh/m^2/日）
- K = 総合設計係数（0.65～0.8、平均では 0.7 程度）

例えば、東京で出力 10kW のシステムを最適傾斜角で南面設置した場合、年間発電電力量は以下のように計算できる。

10(kW) x 3.92(kWh/m^2･day) x 0.7 x 365 (days) = 10,016 (kWh/year)

以上より、東京の場合「太陽電池の定格出力（kW）の約 1000 倍が年間発電電力量（kWh)」と覚えておくと便利である。ただし、この計算に用いられる係数（1000 倍）は、気象条件や設置条件により変動するので、各国や地域毎に検討する必要がある。

③ プロジェクトコストの概算

PV システムの設置コストは、PV アレイの設置方法（地上置き、屋根置き等)、連系電圧、蓄電池の有無などを考慮し、詳細設計時点においてケースバイケースで検討することが必要であるが、この段階では過去の類似案件に基づく概算コストを把握しておくと便利である。日本では、既に数多くの系統連系 PV システムが設置されており、それらに基づく平均的な設置コストは表 2-5 の通りである。

表 3.2-5　日本の系統連系 PV システムの総経費の平均

System Size	System Cost per kW
10 kW	9,500 ~ 12,000 US$ / kW
10 ~ 50 kW	9,300 ~ 9,500 US$ / kW
50 ~ 100 kW	8,900 ~ 9,500 US$ / kW
100 ~ 200 kW	7,100 ~ 8,900 US$ / kW

(Remark) 1 JPY = 84 US$ (Apr. 2011)

(Source: For effective performance of solar photovoltaic system, NEDO)

ただし、同表のコストには屋根の防水工事、基礎工事、蓄電池やデータ計測装置など、標準的なシステム以外の設置コストは含まれていない点に留意する。

今後、系統連系 PV システムを導入予定の各国では、過去に実施された案件のコストを集計し、データベース化しておくことが望まれる。これにより、各国の実情に応じたプロジェクト・コスト概算が容易に実施できる。

④　スケジュール及び予算

系統連系 PV システムの普及促進制度を活用する場合、PV システムの設置スケジュールをこれら制度の執行スケジュールと整合させる必要があり、事前の情報収集が重要である。また、建築工事と PV システムの設置工事が別発注となる場合には、建築工事と PV システム設置のスケジュールを調整することも必要となる。これは場合によっては制約条件ともなり、建築工事の遅れから PV システムが設置できない状況や、あるいは逆に早く竣工し PV システム設置までの仮処置が必要となる場合もあるため、きめ細かなスケジュール調整が必要である。事業スケジュールが確定した段階で、概算コストと PV 発電電力量から得られる便益（電気料金削減、普及促進制度による収益等）を想定し、予算計画を立案する。

⑤　環境と社会的配慮

系統連系 PV システムが環境に与えるインパクトとしては、施設建設中のものと施設建設後の運用段階で発生するものに大別できる。いずれの場合も、プロジェクトサイトや周辺環境に応じて検討することが必要であるが、一般的に検討が必要と考えられる配慮事項を表 3.2-6 に示す。特に、大規模なメガソーラープロジェクトなどの場合には、設置面積も大きくなるので必然的に環境影響が大きくなることから、事前にこれら影響とその対策について検討しておくことが必要である。

表 3.2-6　Expected Items for Environmental and Social Considerations

Stage	Origins of negative impact	Items to be considered
Installation	Operation of construction machinery	Dust, noise, vibration, toxic substances.
	Traffic of heavy vehicle (construction machinery and transportation vehicle)	Same as above. It is important to examine the route and volume of transportation in advance. Specific road conditions (jam, paved or unpaved) shall be checked.
	Preparation and development works for land	Construction waste such as excavated soil, concrete, sludge.
	Clearing bushes and trees	Especially when the land is within or near national park or conservation area.

	Temporary facilities (road, stockyard for equipment)	Location and area shall be checked.
	Flying up dust and sand by wind	Water sprinkling can be considered if necessary.
	Rainwater drainage	Catchment area, land excavation, and precipitation shall be checked.
Operation	Glare caused by reflection of PV array	Especially important where airport and residential areas are located nearby.
	Electrical equipment (PCS, transformers, etc.)	Unexpected noise, vibration, electro-magnetic wave, etc.
	Land usage and landscape	Especially when the land is within or near national park or conservation area.
	Lighting facilities	Too much lighting may disturb local residents.

(Source: JICA Senior Advisor)

T

3.2.3 システム設計

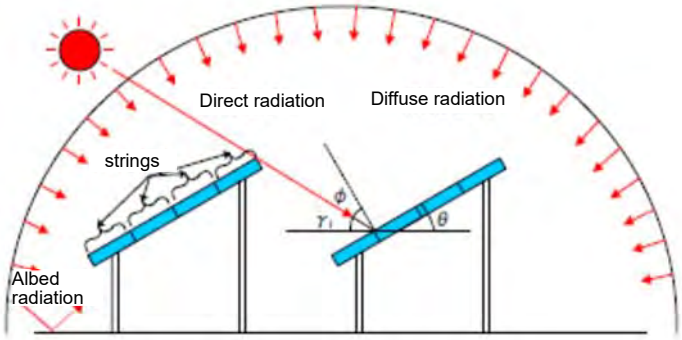
3.2.3.1 日射量および発電量の推定

①日射量推定方法

日本においての傾斜面日射量の推定では、これまで標準気象データである METPV-3 や MONSOLAR05(801)に付属するソフト(NEDO 提供ソフト)を用いる場合が一般的であった。しかし、これらはアレイ前方に物体が無いことを前提として傾斜面日射量を算出しているが、大規模発電所のように連続してアレイを設置する場合、前方アレイによる影響を考慮し日射量を算出する必要があることが明らかとなった。以下に前方アレイの影響を考慮した日射量計算手法を示す。但し、基本的には前方アレイによる影響がないようにアレイ配置構成を検討することが重要である。

(a) 前方アレイの影響を考慮した日射量算出手法について

大規模太陽光発電所でアレイ構成例を図 3.2-8 に示す。後方アレイ(右側)については、前方アレイの影響により、各日射成分が前方アレイと比べ減少する。この点を考慮し、前方アレイの影響を日射量計算に反映する場合、各ストリング(ＰＶモジュールを横方向に複数結線したもの)での日射量は、式 2-1 のとおり定式化が可能である。



出典：NEDO「大規模太陽光発電システム導入の手引書」

図 3.2-8　アレイ構成例

$$I_i = I_{ND}\cos\phi + I_S\left(\frac{1+\cos(\theta+\gamma_i)}{2}\right) I_{HT} p\,\tau\left(\frac{1-\cos\theta}{2}\right) \quad \cdots \text{式 2-1}$$

I_i：i 段目ストリングの傾斜面日射量，I_{ND}：直達日射量，I_{HT}：全天日射量，
I_S：散乱日射量，ϕ：傾斜面法線と太陽高度のなす角，θ：アレイ傾斜角，
γ_i：i 段目ストリングからみた前方アレイ最上部仰角，p：地面の反射率，
τ：反射光入射率

式 2-1 の第 1 項は直達日射成分を示しているが、太陽周辺部の散乱日射成分(準直達日射成分)は他の天空領域の散乱日射成分と比べ明るさが強いことから、直達日射成分と同様に扱い第 1 項に含め計算する。第 2 項は散乱日射成分であり、γ_i の部分で前方アレイ影響による天空面積の変化を表現している。第 3 項は反日射成分であるが、稚内サイトでの発電実績から、反日射成分を 0 と見なしても影響がないことを確認している。

以下に各日射成分の計算方法を示す。

i) 直達および準直達日射成分

直達および準直達成分は、太陽高度・方位によりアレイ面の一部に日影が生じる場合がある(図3.2-9)。その影響を傾斜面に反映するため、アレイ斜辺長を1とし、直達・準直達光が入射する時の日陰長さを、式2-2により算出する。

$$L = \sin\theta \times \frac{\cosh}{\sinh} \times \cos A + \cos\theta \quad \cdots \quad 式2\text{-}2$$

ここで、アレイ間距離(アレイ間隔に同じ)をSpとすると、後方アレイ面に直達および準直達日射が当たる比率はSp/Lで算出できる。計算ではストリングの一部が日陰となる時に、そのストリングは発電しないものとして取り扱うこととし、モジュール段数をRとした場合、前方アレイの影響を考慮せず算出した傾斜面での直達・準直達日射成分に、Sp/L×Rの整数部分をRで除した係数を乗じ、前方アレイを考慮した傾斜面日射量を算出する。

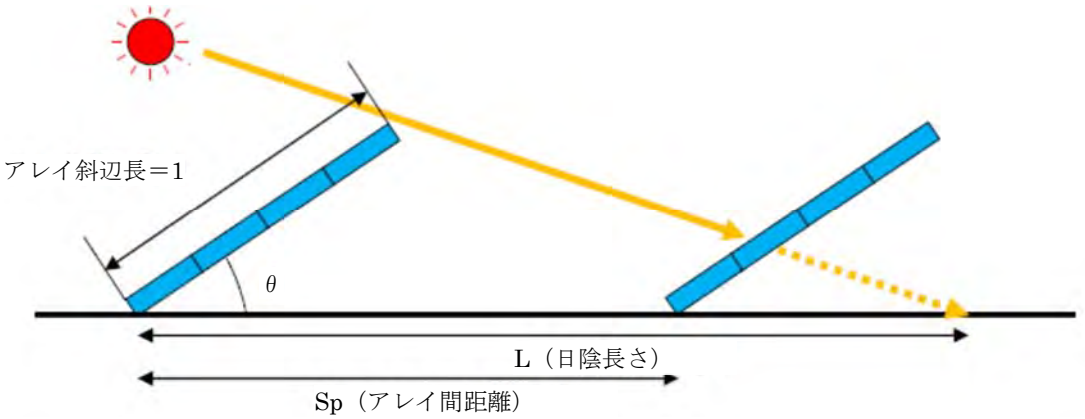


図 3.2-9　前方アレイによる直達・準直達日射への影響

出典：NEDO「大規模太陽光発電システム導入の手引書」

(b) 散乱日射成分

散乱日射成分は、式2-1の第2項で算出する。アレイ上部からN段目のストリングより前方アレイの最上部を見た仰角をγNとすると、これをモジュール段数R、アレイ間距離Sp、アレイ仰角θで表した場合、式2-3となる。

$$\gamma_N = \tan^{-1}\left(\frac{\frac{N}{R}\sin\theta}{Sp - \frac{N}{R}\cos\theta}\right) \quad \cdots \quad 式2\text{-}3$$

この式により仰角を求め、散乱日射成分を算出する。

日本においての日射量算出に当たっては、NEDO事業「太陽光発電システム共通基盤技術研究開発 標準データの地理的分解機能向上に関する調査研究」(平成15年～17年度)で財団法人日本気象協会が整理したMETPV-3データを使用し、上記考え方をもとに、大規模太陽光発電所での傾斜面日射量および最適傾斜角の算出が可能となる。

②発電量の推定

前項に示す方法で日射量を計算した場合、直流端の年間発電量は次の式で表される(ただし、標準状態における日射強度を 1 [kW/m2]とする)。

直流端の年間発電量[kWh]＝

システム定格出力[kW]×日射量[kWh/m2・日]×365 日×総合設計係数(k)

※ 総合設計係数(k)：0.65～0.8 程度

交流端の年間発電量は直流端の年間発電量に PCS 変換効率を掛け算出するが、PCS 変換効率は出力により変化する。そのため、交流端での年間発電量については、日射量計算により 1 時間毎の日射量を求め、このデータを用いて算出した直流端の発電量に PCS 変換効率を掛け積算することで正確に算出できる。なお、PCS 変換効率はロス率にすると入力に対するロスが 2 次の多項式で表すことが可能となるため、計算が容易となる。

ロス率換算式例

$y = -0.005087x^2 + 0.062407x + 0.012398$

平均二乗誤差：0.983733（x＝入力/定格：y＝ロス/定格）

また、実測により日射量を計測した場合も、実測データを直達日射・準直達日射・完全散乱日射に変換して、前記式で時間別パネル面日射を求めることにより正確な計算ができる。

3.2.3.2 傾斜角・方位角の選定

①年間最大発電量が得られる最適傾斜角度の検討

発電シミュレーションによる PV 架台の最適角度は、アレイ単独設置時と大規模太陽光発電所のような連続設置時では前方アレイの影響を考慮すると、最適な傾斜角に違いが生じる。単独設置時の最適傾斜角は傾斜面での直達日射、散乱日射、反射日射を合成した値が最大となる角度である。一方、大規模太陽光発電所のようにアレイが連続設置される場合、前方アレイの影響により、同じ角度で設置した単独設置アレイと比べ、傾斜面での日射成分が減少することとなる。したがって、これらの影響を考慮して、最適傾斜角を設定すると、単独設置時と比べ、傾斜角は小さくなる。また、前方アレイによる影響はアレイ間の距離を広げることで低減させることができるが、レイアウトを考慮する上で計画地点の有効敷地面積や土地の形状等も考慮し、詳細検討を行う必要がある。

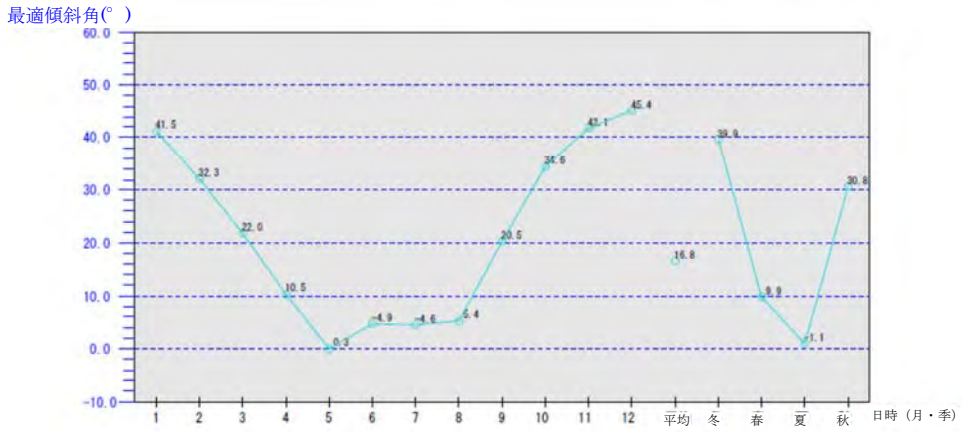
最適傾斜角の選定について、久米島で検討した事例を以下に示す。

■最適傾斜角

久米島での最適傾斜角度を新エネルギー・産業技術総合開発機構(NEDO)の「全国日射量平均値データマップ(MONSOLAR05)」より算出した結果を以下に示す。グラフより、久米島での最適傾斜角度は 16.8 度である。

最適傾斜角グラフ

地点名：久米島(沖縄県)
緯度： 26° 20.0' N
軽度：126° 48.0' E
標高： 4m

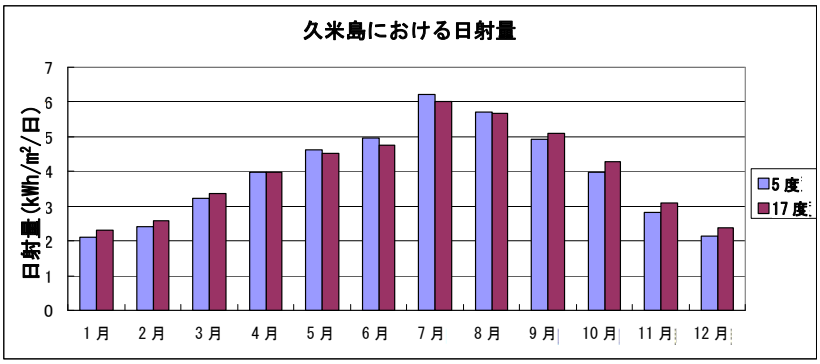


■傾斜角と日射量の関係

久米島において設置角度 5 度、久米島での最適傾斜角度 16.8 度≒17 度における日射量の違いを NEDO の「標準気象・日射データ(METPV-3)」を用いて日射量を算出し比較した。グラフより、傾斜角を 5 度にすることで、平均日射量は最適傾斜角度の日射量より約 2%低減する。

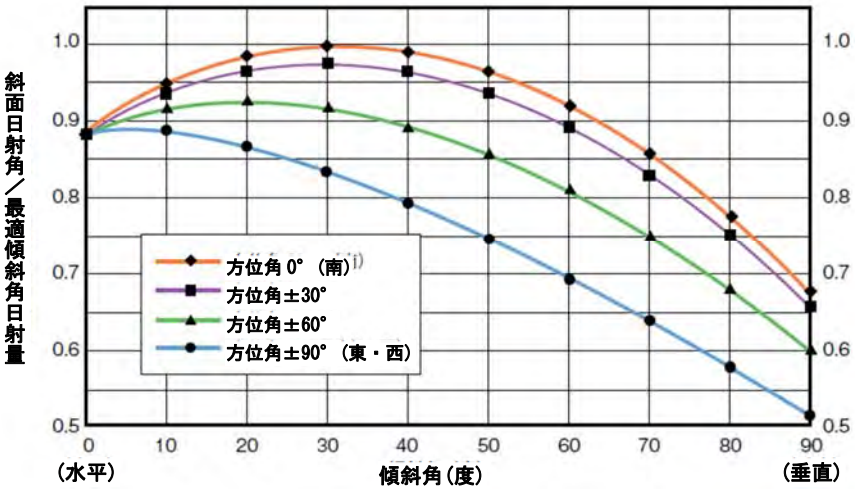
単位：kWh/m^2・日

月	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	平均
5 度	2.11	2.42	3.24	3.97	4.61	4.95	6.21	5.7	4.94	3.97	2.81	2.14	3.92
17 度	2.3	2.57	3.36	3.98	4.51	4.76	6.02	5.68	5.11	4.29	3.1	2.39	4.01



②方位角

太陽エネルギーを効果的に活用するためには、太陽電池アレイの方位角が重要となる。方位角は通常、太陽電池の発電量が最大になるように北半球では南向き、南半球では北向きにすることが原則である。しかしながら、図 3.2-9 に示すように東京にて傾斜角が 30° の場合の方位角が 60° でも、年間発電量は 8%程度低下するのみで、設置可能だと考えられる。



出典：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)

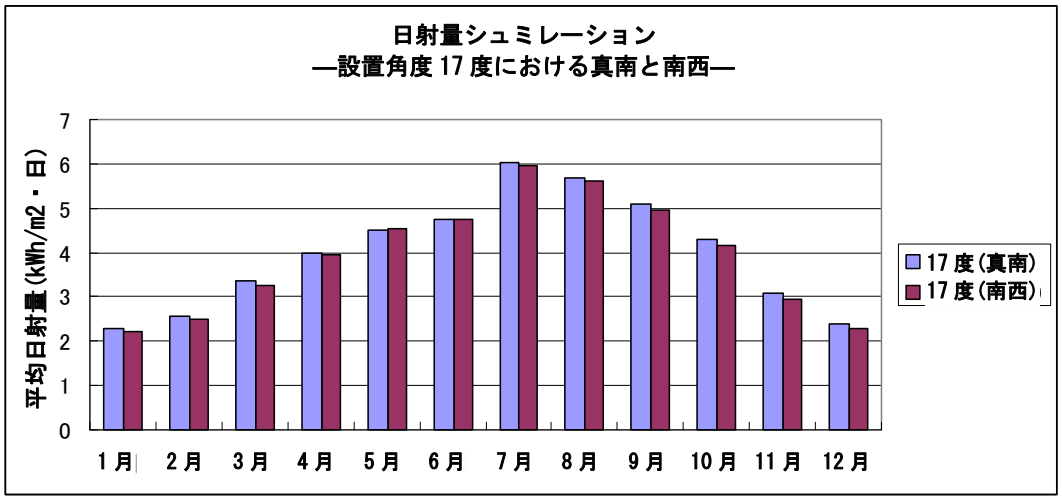
図 3.2-10　東京における傾斜面日射量と傾斜角の関係

方位角の選定について、久米島で検討した事例を以下に示す。

■傾斜角、方位と日射量の関係

設置角度 5 度、久米島での最適傾斜角度 16.8 度≒17 度それぞれにおいて、方位角が真南と南西での日射量の違いを NEDO の「標準気象・日射データ(METPV-3)」を用いて日射量を算出し比較した。グラフより、傾斜角を 5 度、方位角を南西にすることで、平均日射量は最適傾斜角度(17 度)で南向きの日射量より約 2.5%低減する。

	17 度	5 度
真南 (方位角 90°)	4.01 (100%)	3.92 (98.0%)
南西 (方位角 135°)	3.93 (98.0%)	3.90 (97.5%)



■検討結果

上記、傾斜角、方位と日射量の関係から、久米島において傾斜角については 5 度を推奨する。大規模太陽光発電設備の場合、傾斜角を 5 度にすることでアレイ間の間隔を狭めることが可能となるため、全体としては必要面積の約 20%を低減できる。また、吹上荷重が低下することから、架台強度および基礎コンクリート量の低減も可能となる。

傾斜角を 5 度にすることで年間発電電力量は約 2.0%低減するが(台風で 1 週間程度、発電が低迷した場合に相当)、上記に記載したとおり土木工事でのメリットが有益であることから、沖縄県で実績のある大規模太陽光発電設備(宮古島メガソーラー、本島北部)では設置角度を 5 度としている。

3.2.3.3 アレイ配置計画

架台設置型の地上設置における配置計画の考え方について述べる。

① 敷地の施設全体配置計画や動線計画の中で位置づけられた場所に設置されるが、その制約の中で極力、日射量が最大となる南向き配置および年間日射量が最大となる最適傾斜角確保に努める。

② 設置位置には日陰が生じない場所を選定することが重要である。周辺の建物、工作物、木々などに注意して位置決めをする。

③ 複数の太陽電池アレイを設置する場合は、日射方向の後ろ側のアレイに前列のアレイの日陰を作ることがあるので、アレイ間の寸法の検討が必要である。アレイが落とす影の長さは設置場所の緯度、季節、時刻により異なるが、影が最長となる冬至の 9:00～15:00 間に影がアレイにかからないよう計画することが望ましい。ただし、アレイの方位、間隔、計画設備容量の確保などは、敷地の形状と方位の関係および周辺環境などによる諸制約の中で計画していかなければならない。

④ 設置位置は上部からの落下物のおそれのない場所を選定し、油性の煤塵、その他の特別の汚れの原因影響範囲を避ける。どうしても避けられない場合はその対策を講じておくことが賢明である。通常の埃の付着、堆積については雨の作用などにより、一定の範囲で出力は安定することが経験上、示されている。

3.2.3.4 システム容量(規模)

設置場所の面積と予算により、ある程度設置規模は限定される。太陽電池の種類や傾斜角度にもよるが、目安として太陽電池アレイは kW あたり 10-15m2 の場所が必要である。また、受変電設備、PCS 等の付帯設備の設置スペースも念頭において検討することが望ましい。

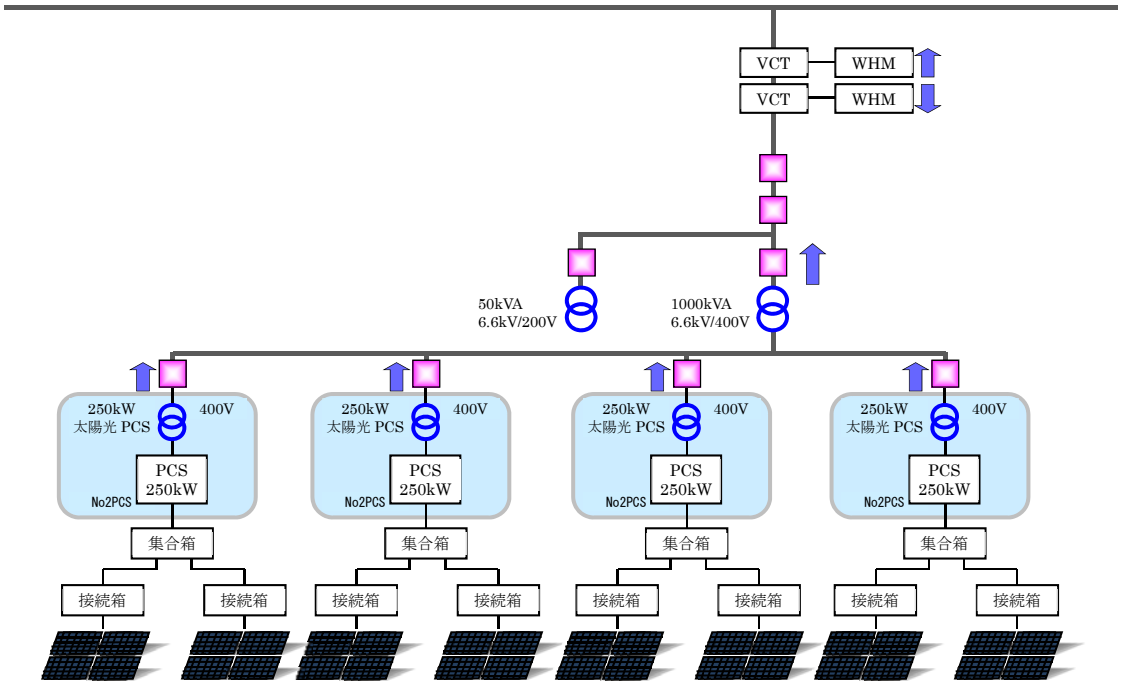
システムの規模(出力)をどの程度にするかを考えるに当たり、「デザインやコストと設置可能スペース」を考える必要がある。「資金はどの程度確保できるか」がポイントとなる。また、目的とするデザインに対応するために必要な規模(大きさ)も結果としては規模(出力)設定に関係してくる。例えば、デザインに必要なモジュールの仕様(意匠、機能、性能)と設置する部位(スペース)の大きさとの関係である。

3.2.3.5 システム構成

太陽電池の基本的なシステムは、太陽電池モジュールが日射を受けて発電した電力を接続箱・集電盤でまとめ、パワーコンディショナで交流電力に変換し高圧受電盤等を経由して系統連系されるのが一般的である。また、環境啓発やエネルギー管理を目的として発電した電力や日射量などをデータ化したり表示したりする場合は、日射計・外気温計、データ計測装置、表示装置などが追加される。

太陽電池以外の構成機器のうち、接続箱は屋外(太陽電池アレイの近く)、パワーコンディショナは規模や設置場所の条件から屋外または屋内のいずれかに設置される。

システム全体の容量が決まると太陽電池やパワーコンディショナの設置方法は併せて決定されるのが一般的である。理想的には太陽電池アレイとパワーコンディショナの距離は近い方がよいため、太陽電池が分散設置される場合にはパワーコンディショナは各アレイの最寄りにアレイ容量に対応する容量分だけ分散設置される。システム構成の例を図 3.2-11 に示す。



(Source: Kumamoto University, Eco-Ene Study Group "the 4th workshop" material)

図 3.2-11　システム構成図

3.2.4 アレイ設計

3.2.4.1 モジュール選定

太陽電池アレイは、所定の電圧・容量になるよう太陽電池モジュールを直列・並列に接続し構成する。つまり、太陽光発電システムの発電容量を計算するためには太陽電池モジュールを選定し、モジュール 1 枚あたりの電圧と出力を定めなければならない。また、設置面積を決めるに当たってはモジュールの縦横の寸法が必要である。しかしながら、モジュールの仕様は各社で異なっており共通の規格はなく、セルの種類によってはさらにバリエーションが広がる。

計画段階で製造者が未定の場合や、発注図で製品の特定ができない公共工事等の場合は、複数のメーカーカタログ等から平均的な数値を用い、計画段階に合せて特定の製品を参考に詳細な設計を行うと良い。

3.2.4.2 PV 直並列数

アレイとは、太陽電池モジュールを必要枚数、直列接続したものをされに並列接続して組合せ、必要な発電電力を得るように大型パネル化したものをいう。直列につなぐ枚数は、通常、パワーコンディショナ(インバータ)の定格直流電圧の 10%増しを最大出力動作電圧で除した数値を目安に計画することが一般的である。例えば図 2-11 のモジュール(最大出力 108.2W、最大出力動作電圧 36.2V)から構成したアレイを定格直流電圧 300V(運転入力電圧範囲 240～345V)のインバータに接続して交流出力電圧、三相 210V を得る場合、

300×1.1＝330、　330V÷36.2V≒9.12≒9 直列

程度となる。したがって、最大出力 30kW のシステムを組む場合は、

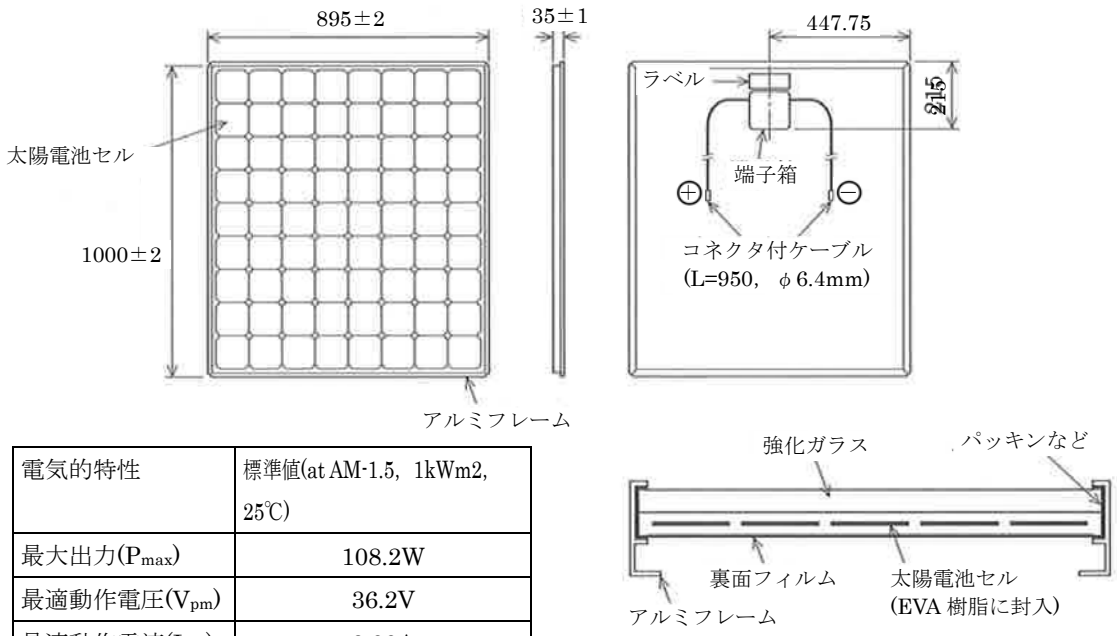
30,000W÷108.2W≒277 枚、　277 枚÷9 直列≒31 並列　となる。

参考事例では、アレイの全体構造から 32 並列としている。そのため、モジュール枚数およびアレイの最大出力は

9 直列×32 並列＝288 枚、　288 枚×108.2W≒31,160W＝31.16kW

このように、実際の設計においては、架台寸法や設置に必要なスペースなどの条件を考慮して、アレイの構成、形状、分割方式などを決めていくことが必要となる。また、詳細設計時には太陽電池モジュールの直列数はモジュールの開放電圧と出力動作電圧の温度特性による変化がパワーコンディショナ(インバータ)の最大許容電圧や入力電圧範囲、MPPT 動作電圧範囲に収まるように決定する必要がある。

インバータの直流電圧は単相出力の場合は 200V もあるが、三相出力で一般的な 300V をケースに見ると、おおむね最大出力 50～65W 程度のモジュールでは、最大出力動作電圧は 18～20V 程度となることから 16～18 直列、最大出力 100～120W の大型モジュールでは、最大出力動作電圧 34～36V として、約 8～9 直列が必要と考えられる。この直列に接続されたモジュールの集合体の回路をストリングと呼んでいる。



電気的特性	標準値(at AM-1.5, 1kWm2, 25℃)
最大出力(P_{max})	108.2W
最適動作電圧(V_{pm})	36.2V
最適動作電流(I_{pm})	2.99A
開放電圧(V_{OC})	4.35V
短絡電流(I_{SC})	3.28A

出典：NEDO 太陽光発電導入ガイドブック

図 3.2-12　太陽電池モジュールの構造

3.2.4.3 架台・基礎設計

① 架台設計

(a) 架台強度計算概要

日本において大規模太陽光発電所での地上設置架台は、電気工作物であるため、電気設備技術基準(以下、電技)に従って設計する必要がある。

電技には、第 50 条 2 に『太陽電池モジュールの支持物は日本工業規格 JIS C 8955(2004)「太陽電池アレイ用支持物設計標準」に示す強度を有するものであること』と定められており、JIS に従った設計を行う必要がある。尚、JIS の強度計算は建築基準法を基に作成されており、大半の考え方が建築基準法と同じであるが、JIS には建築基準法で定めている「たわみ」に関する規程が省かれている。

JIS に示す強度計算では、固定荷重、風圧荷重、積雪荷重、地震荷重などの計算を行い、その荷重に耐える部材を選定していくこととなるが、選定された部材重量等は固定荷重や地震荷重

等にフィードバックされるため、ある程度繰り返し計算を行う必要がある。
次項より日本における架台強度計算手法を紹介する。

(b) 想定荷重

支持物に加わる荷重は、固定荷重(G)、風圧荷重(W)、積雪荷重(S)、地震荷重(K)の 4 種類に分類される。各荷重の概要および注意事項を以下に示す。

ｉ）固定荷重(G)

モジュール重量と支持物重量の総和

ⅱ）風圧荷重(W)

モジュールと支持物に加わる風圧力の総和。計算式を式 2-4 に示す。

W＝Cw×ｑ×Aw・・・・式 2-4

（W：風圧荷重[N]、Cw：風力係数、ｑ：設計用速度圧[N・m-2]、Aw：受風面積[m2]）

また、設計用速度圧ｑは式 2-5 で算出する。

ｑ＝0.6×V2×E×I・・・・式 2-5

（V：設計用基準風速[m・ｓ-1]、E：環境係数、I：用途係数）

[設計用基準風速]

JIS 記載の設計用基準風速一覧表に記載の数値を使用。

[環境係数]

環境係数 E の算出にあたっては、地表面粗度区分を確認する必要がある。区分については、各自治体で定めていることからホームページ等で確認する。

[用途係数]

設置する太陽光発電システムの重要度を考慮し設定（例：1.3）する。

ⅲ）地震荷重(K)

支持物に加わる水平地震力。計算式を式 2-7 に示す。

K=k×G　　(一般の地方)

K=k×(G+0.35S)　　(多雪区域)　　・・・・式 2-7

(K：地震荷戴{封]、k：設計用水平震度、G：固定荷重[N]、S：積雪荷重[N])

[設計用水平震度]

設計用水平態度の算出にあたっては、地域地震係数が必要となる。地域地震係数については、『国土交通省令示 1793 号』に示されており、ホームページ等で確認することができる。

上記 4 種類の荷重を表 3.2-7 の荷重条件、組合せにより算出する。なお、風圧荷重は順風時および逆風時、地震荷重は縦・横方向についても算出する。

表 3.2-7　荷重条件および組合せ

荷重条件		一般の地方	多雪区域
長期	常時	G	G
	積雪時		G+0.7S
短期	積雪時	G+S	G+S
	暴風時	G+W	G+W
			G+0.35S+W
	地震時	G+K	G+0.35S+K

出典：JIS C 8955（太陽電池アレイ用支持物設計標準）

(C) 架台設計時の注意事項

架台設計にあたっての注意事項について、以下に述べる。

（ｉ）モジュール設置方向

モジュールを横向きに設置する場合、モジュールを支持する母屋材は縦方向となる。逆にモジュールを縦に設置する場合は、母屋材は横方向となる。一般的に母屋材はモジュール固定ボルトが取り付けやすいように C チャンネル(リップ溝形鋼)等が使われる場合が多く、これら鋼材の曲げ耐荷重は X 軸と Y 軸で大きく異なる。常にモジュール面に荷震が発生する風圧荷重では母屋材の取り付け方向による差は発生しないが、地面に対して垂直に荷重の加わる積雪荷重は、母屋材を横に使う弱軸方向に大きな曲げモーメントが発生する。このため、積雪地域ではモジュール方向を横向き、母屋材を縦向きに施設する方が強度を得やすい。

（ⅱ）架台傾斜角

モジュールに加わる風圧荷重は傾斜角を大きく取るほど強くなるが、積雪荷量は逆に小さくなる。傾斜角は年間発電量が最も大きくなる角度を選定するのが望ましいが、積雪地域では傾斜角を小さくすると積雪荷重がモジュールの許容荷震を超えることがあるので注意が必要である。また、モジュールの許容荷重は前面と背面で異なる場合がある。指定が無い場合は、風圧・積雪荷重等を検討する際にメーカーに確認することが望ましい。

（ⅲ）最低地上高

積雪地域では前方に落雪が溜まるため、そのスペースを考慮した最低地上高を確保する必要がある。また、最低地上高を低くした場合、雑草による日陰影響や、草刈り時の飛び石でパネル破損が発生する場合もあることから、これらを考慮して最低地上高を決める必要がある。

（ⅳ）構造パターンの選定

部材の許容応力は、通常、引張＞圧縮＞曲げの順となる。そのため、曲げ荷重が掛かる部材は、サイズが大きくなる傾向がある。トラス構造の架台では、曲げ荷重の加わる部材は母屋材と梁材である。特に母屋材は本数も多く、この部材に加わる曲げ荷量の低減が架台全体での部材重量低減に大きく貢献する。

図 3.2-13 に架台構造例を示す。Ⅰ・Ⅱでは母屋材軒部分付け根の曲げモーメントと母屋材支持点間の曲げモーメントが等しくなり、全体の曲げモーメントを低減できる。一方、Ⅲでは縦方向のモジュール数が同じ場合でも、Ⅰに比べ支持点間の長さが 3/2 倍となっている。また、Ⅳの支持点間の長さは、縦方向のモジュール数が同じⅡの 2 倍となる。曲げモーメントは等分布荷重の場合、長さの二乗に比例するため、ⅠはⅢに比べ 9/4 倍、ⅣはⅡに比べ 4 倍の曲げモーメントが加わることとなるため、Ⅰ・Ⅱでは母屋材の部材サイズをⅢ・Ⅳより小さくできる。また、ⅠやⅡでは、荷重が最も加わる後脚の部材長も短くでき、座屈の面からも有利となる。ただし、基礎幅が減少する場合、基礎に加わる転倒モーメントが増加するため、強風エリア場合は注意が必要である。

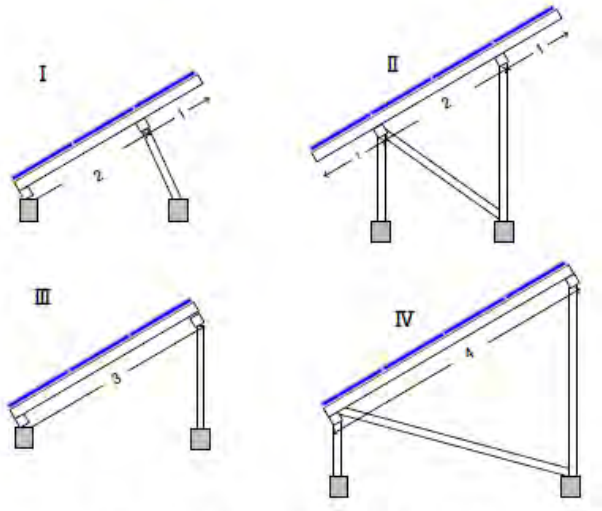


図 3.2-13　基本構造パターン

出典：NEDO「大規模太陽光発電システム導入の手引書」

（ｖ）座屈許容荷重

JIS には座屈に関する記述はないが、部材に圧縮荷重が加わる場合、座屈については検討すべきである。

引張荷量の許容値は、部材の断面積で決まるが、圧縮荷重では部材が座屈するため、断面積の他に部材長さと断面二次半径から座屈強度を求める。また、座屈強度を上げるために弱軸方向に補助部材を取り付けた場合の計算も行う、また、曲げ荷重が加わる部材のうち H 型鋼および溝形鋼（リップつきを除く)では曲げ座屈についても考慮する必要がある。

尚、計算方法等については、「平成 13 年度国土交通省告示第 1024 号」に記載があることから、設計時の参考にして頂きたい。

②　基礎設計

一般的に構造物の基礎種類は、図 3.2-14 のように分類される。架台を地上設置する場合、一般的に直接基礎のうち独立もしくは連結基礎が採用されることが多いが、地表付近の地盤が悪く、支持層が深い場合、杭基礎を採用することもある。

基礎設計にあたっては、事前に地質調査を行い、架台設計で算出される脚部応力から必要な支持力を求め、その荷重に耐え得る基礎形状を選択する。基礎工事費は、採用する基礎形状により大幅に増減する可能性があることから、経済性を十分考慮する必要がある。大規模太陽光発電所での基礎施工事例を表 3.2-8 に示す。

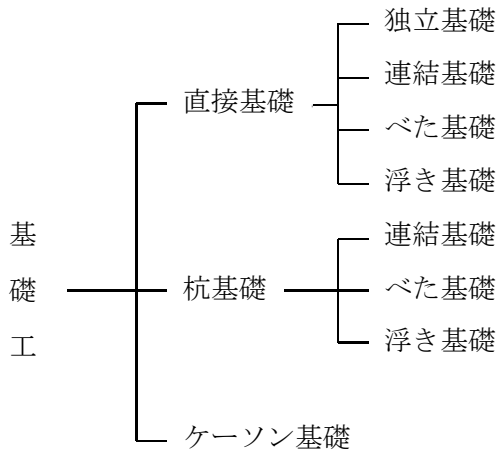
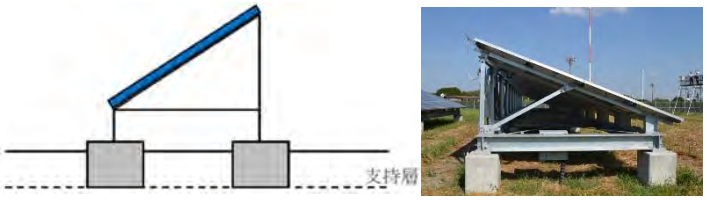
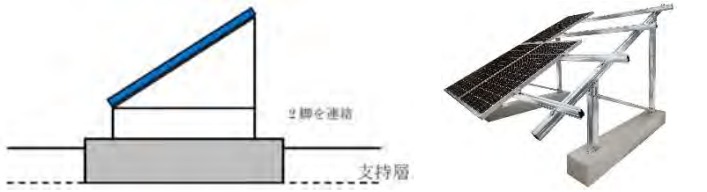
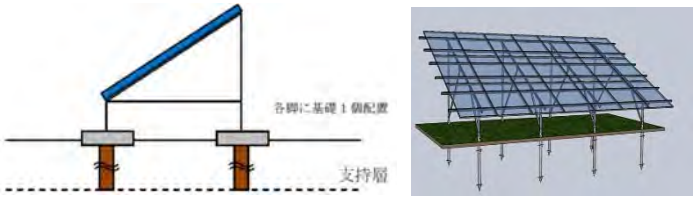


図 3.2-14　基礎種類

表 3.2-8　大規模太陽光発電所での基礎施工例

基礎種類	施工例
直接基礎 （独立）	
直接基礎 （連結）	
杭基礎	

出典：NEDO「大規模太陽光発電システム導入の手引書」

3.2.5. ケーブル設計

本項では、PV システムの配線設計として、PV モジュールから PCS までの直流配線工事と PCS から系統連系点までの交流配線工事に係る設計について述べる。

なお、ここでの数値例としては、日本の電気設備技術基準および内線規程により定められたものを記載している。

3.2.5.1 PV モジュールと PCS 間の配線

① 一般的な PV モジュール間の配線に使用する電線サイズは、2mm^2 の電線であれば短絡電流に十分耐える。通常は PV モジュール裏面の端子箱から２本の配線用ケーブル（コネクタ付）が出ており、極性を表示してあるが、モジュール製造者により表示が異なるため、注意を要する。

② PV モジュールをストリングの必要枚数分だけ直列に結線し、接続箱まで配線し、接続箱（または集電箱）内で並列に結線する。

③ 接続箱はできるだけ PV アレイ付近に設置するのが望ましいが、PV アレイを設置する建物の構造などから制限される場合がある。その場合においても、点検や部品交換などを考慮して設置場所を決定する。

接続箱（または集電箱）から PCS までの配線設計においては、電圧降下を定格出力時 1.0V 以下にすることが望ましいが、日本の場合、低圧配電線中の電圧降下は、幹線及び分岐回路において、標準電圧の 2%以下にすることとなっている。参考として、表 3.2-9 に日本における電線最大こう長（電圧降下 1.0V）を示す。

④例えば、直流電圧 300V の PV システムの場合は、電圧降下は 6V 以下であればよい。

例）電気方式：直流電圧 300V、電圧降下 e：6.0V、電流 I：45A、電線こう長 L：50m の場合、表 3.2-9 の値を 6 倍して考えればよいので、電線は 14mm2 を選定すればよい。

⑤ また、電圧降下から計算によって電線の断面積を求める方法は、表 3.2-10 に示すとおりである。例えば、直流電圧 300V の PV システムの場合は、前項より電圧降下は 6V 以内であればよい。

例）電気方式：直流電圧 300V、電圧降下 e：6.0V、電流 I：45A、電線こう長 L：50m の場合、

A =(36.5*L*I)/(1000*e) = (36.5×50×45) / (1000×6.0) = 13.7 [mm2]

よって、14mm2 の電線を選定すればよい。

⑥ PV アレイを地上に設置する場合、接続箱（または集電箱）から PCS までの間は地中配線となることが多いため、その場合の地中配線および地中配管の施工方法は、PV アレイ等の荷重と埋設による土圧を考慮した深さに埋設する必要がある。また、ケーブル埋設時にはケーブルを保護する処置をとるとともに、ケーブル長が 30m を超える場合には、ハンドホールや地中枡（ピット）を設置することが望ましい。

表 3.2-9　電線最大こう長（直流および単相２線式の場合）

電線最大こう長(m)：(電圧降下1V、銅線とする)															
電流	単線(mm)				より線(m m^2)										
(A)	1.6	2.0	2.6	3.2	14	22	38	60	100	150	200	250	325	400	500
1	56	88	149	226	384	606	1,020	1,650	2,780	4,240	5,420	6,990	8,930	11,100	13,500
2	28	44	75	113	192	303	512	823	1,390	2,120	2,710	3,490	4,460	5,550	6,760
3	19	29	50	75	128	202	342	548	927	1,410	1,810	2,330	2,980	3,700	4,510
4	14	22	37	57	96	152	256	411	696	1,060	1,350	1,750	2,230	2,780	3,380
5	11	18	30	45	77	121	205	329	556	848	1,080	1,400	1,780	2,220	2,710
6	9.3	15	25	38	64	101	171	274	464	707	903	1,160	1,490	1,850	2,260
7	8.0	13	21	32	55	87	146	235	397	606	774	998	1,280	1,590	1,930
8	7.0	11	19	28	48	76	128	206	348	530	677	873	1,120	1,390	1,690
9	6.2	9.8	17	25	43	67	114	183	309	471	602	776	992	1,230	1,500
12	4.7	7.4	12	19	32	51	85	137	232	353	451	582	744	926	1,130
14	4.0	6.3	11	16	27	43	73	118	199	303	386	499	637	793	966
15	3.7	5.9	10	15	26	40	68	110	185	282	361	466	595	740	902
16	3.5	5.5	9.3	14	24	38	64	103	174	265	338	436	558	694	845
18	3.1	4.9	8.3	13	21	34	57	91	155	236	301	388	496	617	751
25	2.2	3.5	6.0	9.0	15	24	41	66	111	170	217	279	357	444	541
35	1.6	2.5	4.3	6.5	11	17	29	47	79	121	155	200	255	317	386
45	1.2	2.0	3.3	5.0	8.5	13	23	37	62	94	120	155	198	247	301

（備考）

1. 電圧降下が 2V または 3V の場合は、電線最大こう長はそれぞれ上表の 2 倍または 3 倍とな

る。(他もこの記述による)

2. 電流が 20A または 200A の場合は、電線最大こう長はそれぞれ上表の 2A の場合の 1/10 または 1/100 となる。(他もこの記述による)
3. より線の 5.5mm2 および 8mm2 の場合は、それぞれ単線 2.6mm および 3.2mm に対する値をとってよい。
4. 上表は、力率 1 としたときの値である。

出所：内線規程 JEAC8001-2005

表 3.2-10　電圧降下および電線の断面積の計算式

回路の電気方式	電圧降下	電線の断面積
単相２線式 直流２線式	$e = \frac{36.5*L*I}{1000*A}$	$A = \frac{36.5*L*I}{1000*e}$
三相３線式	$e = \frac{30.8*L*I}{1000*A}$	$A = \frac{30.8*L*I}{1000*e}$
単相３線式 三相４線式	$e' = \frac{17.8*L*I}{1000*A}$	$A = \frac{17.8*L*I}{1000*e'}$

（備考）

e ：各線間の電圧降下[V]

e’ ：外側線または各相の１線と中性線との間の電圧降下[V]

A ：電線の断面積[mm2]

L ：電線１本の長さ[m]

I ：電流[A]

なお、本表の各公式は回路の各外側線または各相電線の平衡した場合に対するもので、電線の導電率は 97%としている。　出所：内線規程 JEAC8001-2005

3.2.5.2 PCS から連系盤間の配線

① 容量（10kW 程度）以上の PCS 出力側の電気方式は、三相３線式（あるいは三相４線式)、定格電圧は 200V であることが多く、その場合の電線最大こう長は次表より算出できる。

表 3.2-11　電線最大こう長（三相３線式の場合）

電線最大こう長(m):(電圧降下2V、銅線とする)															
電流	単線(mm)				より線(mm²)										
(A)	1.6	2.0	2.6	3.2	14	22	38	60	100	150	200	250	325	400	500
1	129	204	345	522	888	1,400	2,370	3,800	6,430	9,800	12,500	16,100	20,600	25,700	31,200
2	65	102	172	261	444	701	1,180	1,900	3,210	4,900	6,260	8,070	10,300	12,800	15,600
3	43	68	115	174	296	467	788	1,270	2,140	3,270	4,170	5,380	6,870	8,550	10,400
4	32	51	86	131	222	351	592	951	1,610	2,450	3,130	4,030	5,150	6,410	7,810
5	26	41	69	104	178	280	473	760	1,290	1,960	2,500	3,230	4,120	5,130	6,250
6	22	34	57	87	148	234	394	634	1,070	1,630	2,080	2,690	3,440	4,280	5,210
7	18	29	49	75	127	200	338	543	918	1,400	1,790	2,310	2,950	3,660	4,460
8	16	26	43	65	111	175	296	475	803	1,230	1,560	2,020	2,580	3,210	3,900
9	14	23	38	58	99	156	263	422	714	1,090	1,390	1,790	2,290	2,850	3,470
12	11	17	29	44	74	117	197	317	535	816	1,040	1,340	1,720	2,140	2,600
14	9.2	15	25	37	63	100	169	272	459	700	894	1,150	1,470	1,830	2,230
15	8.6	14	23	35	59	93	158	253	428	653	834	1,080	1,370	1,710	2,080
16	8.1	13	22	33	55	88	148	238	401	612	782	1,010	1,290	1,600	1,950
18	7.2	11	19	29	49	78	131	211	357	544	695	896	1,150	1,430	1,740
25	5.2	8.2	14	21	36	56	95	152	257	392	500	645	825	1,030	1,250
35	3.7	5.8	9.9	15	25	40	68	109	184	280	357	461	589	733	893
45	2.9	4.5	7.7	12	20	31	53	84	143	218	278	359	458	570	694

（備考）

1. 電圧降下が 4V または 6V の場合は、電線最大こう長はそれぞれ上表の 2 倍または 3 倍となる。（他もこの記述による）
2. 電流が 20A または 200A の場合は、電線最大こう長はそれぞれ上表の 2A の場合の 1/10 または 1/100 となる。（他もこの記述による）
3. より線の 5.5mm2 および 8mm2 の場合は、それぞれ単線 2.6mm および 3.2mm に対する値をとってよい。
4. 上表は、力率 1 としたときの値である。

出所：内線規程 JEAC8001-2005

3.2.6. 避雷設計

PV アレイは、遮蔽物のない広い面積の屋外に設置されることが多いため、雷が多い地域に設置する場合やその重要度に応じて耐雷対策を講じる必要がある。ここでは、影響を受ける頻度が高いと考えられる誘導雷への対策について主に記述する。

3.2.6.1 雷被害の種類

雷には、直撃雷と誘導雷があり、以下のような違いがある。

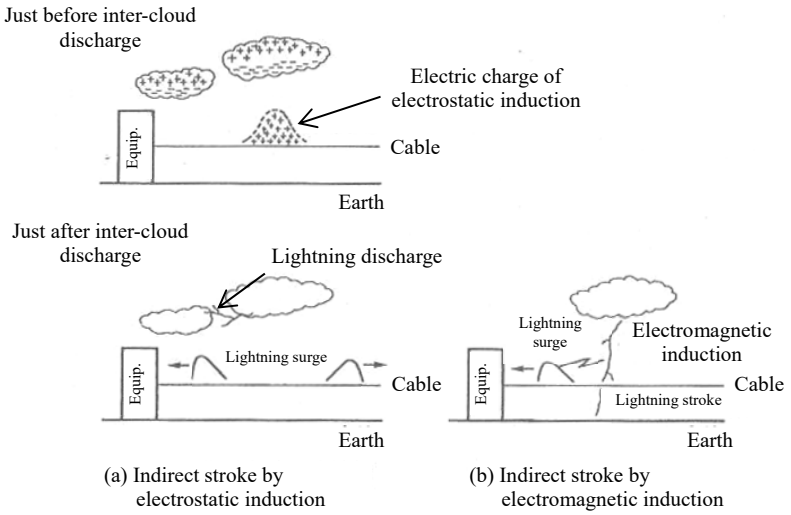
(a) 直撃雷

PV アレイ、低圧配電線および電気機器などへの直接あるいはその近傍の落雷をいう。直撃雷は、その電流波高値が 10～25kA のものが半数を占めるが、300kA 程度の非常にエネルギーが大きいものもあり、直撃雷に対する対策は極めて困難である。

日本国内では PV アレイへの直撃雷は少ないため、一般的に避雷針は設置しない。しかし、山頂付近や落雷が多い地域、あるいは PV システムの重要度によっては、他の電気設備と同様、突針部の保護角 60°以内に PV アレイが収まるよう避雷針を設置すればよい。

(b) 誘導雷

誘導雷には、静電誘導によるものと電磁誘導によるものがある。静電誘導による例としては、ケーブルに誘導されたプラス電荷が落雷により地表のマイナス電荷との中和から取り残され、雷サージになる。また、電磁誘導による例としては、ケーブル近傍への落雷による雷電流によりケーブルに誘導され、雷サージになる。



Source: Design and installation work of PV system, Japan Photovoltaic Energy Association (JPEA)

図 3.2-15 誘導雷の発生原理

3.2.6.2 雷被害に対する対策

PV システムへの雷サージの侵入経路としては、PV アレイからの侵入以外に配電線や接地線からの侵入、およびその組合せによる侵入がある。接地線からの侵入は、近傍への落雷により大地電位が上昇して、相対的に電源側電位が低くなり、接地線から逆に電源側に流れる場合に生じる。この対策として、以下のものが考えられる。

① サージ保護装置(SPD)を接続箱内に取り付けるとともに、アレイ主回路内にも必要に応じて分散させて取り付ける。
② 低圧配電線から侵入してくる雷サージに対しては、分電盤に SPD を取り付ける。
③ 雷の多発地域では、安全対策上、交流電源側に耐雷変圧器を設置する。

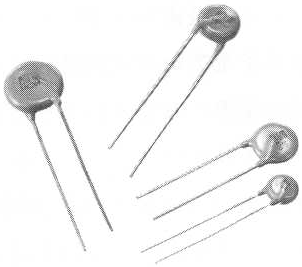
3.2.6.3 雷防護装置の選択(SPD)

PV モジュール、又は PV アレイは、直撃雷を受けても支障のないようには設計されていない。つまり、系統連系 PV システムは、直撃雷を受けると過電圧及び過電流の影響により、システム構成機器の許容値を超えた場合には、損壊することになる。多雷地域の重要施設に PV システムを設置する場合など、直撃雷対策が必要な場合には、避雷針を設置して落雷のリスクを軽減することが推奨される。誘導雷対策としては、アレイ主回路、接続箱、分電盤などにサージ保護装置(SPD) であるアレスタあるいはサージアブソーバを設置することが一般的である。その他、多雷地域では耐雷変圧器を設置することも検討する。

なお、接続箱内および分電盤内に取り付ける SPD は、アレスタ（放電耐量の大きいもの）を選

定し、アレイ主回路内に取り付ける SPD は、サージアブソーバ（放電耐量の小さいもの）を選定する。図 2-16 に各種 SPD の外観（例）を示す。

① アレスタ：雷による衝撃性過電圧に対し、電気設備の端子電圧を規定値以内に低減し、停電を引き起こさず、現状に復帰する装置
② サージアブソーバ：電線路から侵入する異常電圧の峻度を緩和し、かつ波高値を低減させる装置
③ 耐雷変圧器：絶縁トランスにアレスタおよびコンデンサを付加したもので、雷サージが侵入した場合、組み込まれたアレスタでの異常電圧の抑制、１次側－２次側間の高絶縁化、シールドによる雷サージの完全遮断ができるようにした装置。



Source: Design and installation work of PV system, Japan Photovoltaic Energy Association (JPEA)

図 3.2-16　アレスタとサージアブソーバ

3.2.6.4 避雷器の選択

① 接続箱内に取り付ける場合は、アレスタのメーカーカタログにおける最大許容電圧または定格電圧が、アレスタを設置しようとする端子間の最大電圧以上のものを選定する。また、分電盤内に取り付ける場合は、定格電圧または分電盤メーカー推奨の電圧のアレスタを選定する。
② アレスタの誘導雷サージ電流 1,000A(8/20μs)における制限電圧(サージ電流が流れたとき、サージ電圧が制限されてアレスタ両端子間に残留する電圧）が 2,000V 以下のものを選定する。(なお、PV アレイのインパルス耐電圧（標準雷インパルス電圧波形 1.2/50μs を正負各３回印加したときに絶縁破壊を起こさない最大電圧）は 4,500V という結果があり、アレスタのアース線の長さに伴うサージインピーダンスの上昇分を考慮して制限電圧を 2,000V とした)
③ 誘起される電流波形は 8/20μs 以上のエネルギーを持つ波形もあるため、アレスタの放電耐量（サージ耐量）は、最低 4kA 以上が必要であり、できれば 20kA が望ましい。
④ アレスタは、絶縁抵抗測定時や、雷電流による劣化した場合の保守点検時の作業性向上の面から、回路から容易に着脱できる構造のものが望ましい。
⑤ ギャップ構造のアレスタは、雷サージによる動作後のギャップの動作電圧が通常より低くなるため、PV アレイの電流がギャップに流れ続けてギャップ破損に至る恐れがあるので、使用しないことが望ましい。

以上の考え方に基づき、表 3.2-12 にアレスタの選定例を、図 3.2-17 に接続箱および分電盤へのアレスタ取付け例を示す。

表 3.2-12　アレスタの選定（見本）

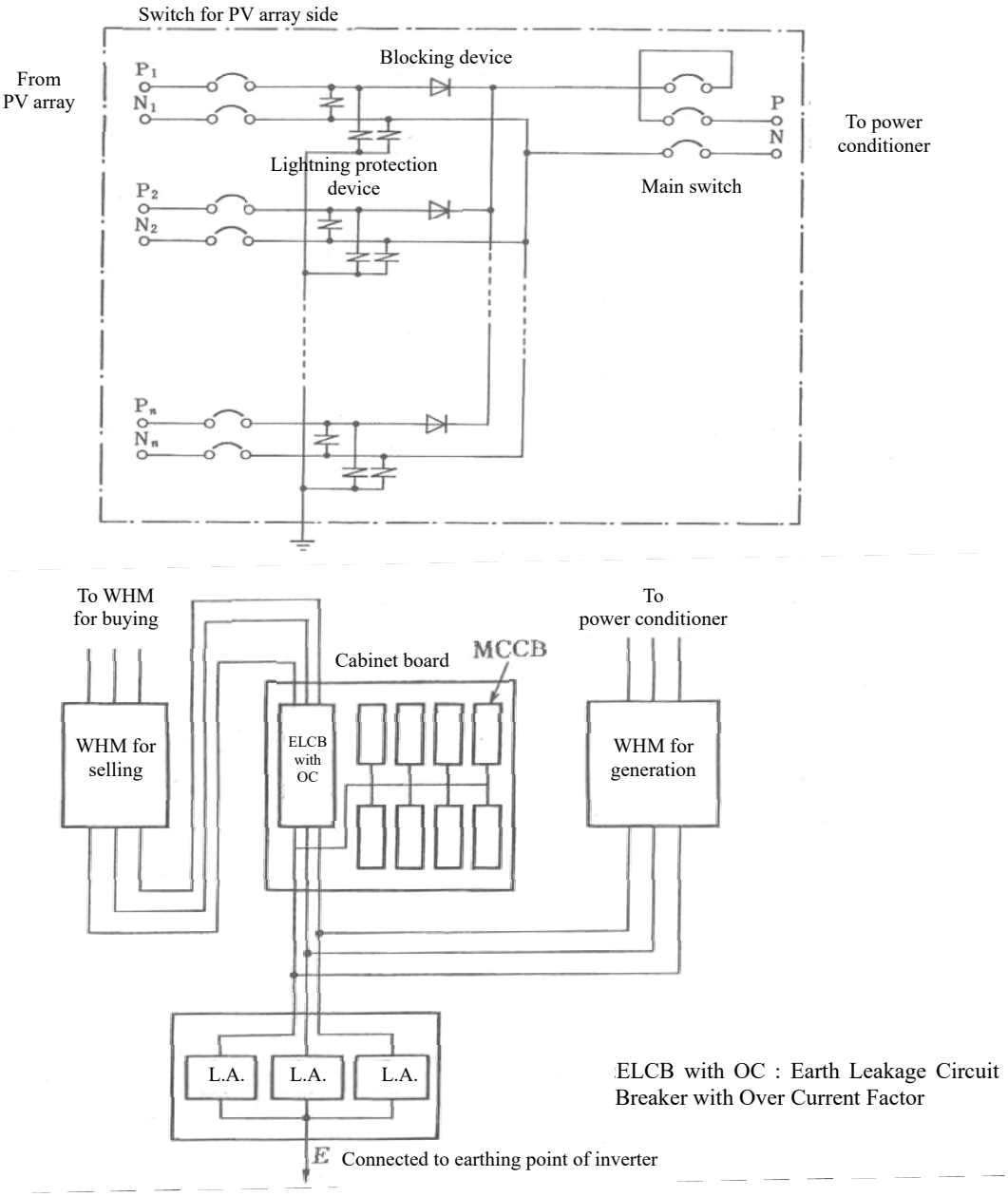
(A) 接続箱

特性 / 形式	最大許容電圧[V](AC)	定格電圧[V]	公称放電電流[A](8/20μs)	動作開始電圧[V]±12%	制限電圧[V]		放電耐量	
					放電電流1500A(8/20μs)	放電電流2500A(8/20μs)	雷インパルス電流(8/20μs)	方形波インパルス電流(2ms)
GL-L4F	520	450	2,500	1,000	2,000 以下	2,200 以下	20kA 2 回	100A 20 回

(B) 分電盤

特性 / 形式	最大許容電圧[V](AC)	定格電圧[V]	公称放電電流[A](8/20μs)	動作開始電圧[V]±12%	制限電圧[V]		放電耐量	
					放電電流1500A(8/20μs)	放電電流2500A(8/20μs)	雷インパルス電流(8/20μs)	方形波インパルス電流(2ms)
GL-L1F	130	110	2,500	250	560 以下	620 以下	20kA 2 回	100A 20 回
GL-L2F	260	220		500	1,000 以下	1,100 以下		

Source: Design and installation work of PV system, Japan Photovoltaic Energy Association (JPEA)



Source: Design and installation work of PV system, Japan Photovoltaic Energy Association (JPEA)

図 3.2-17　接続箱及び分電盤へのアレスタの設置見本

3.2.6.5 サージアブゾーバーの選定

① 設置しようとする端子間の接続箱内に取り付ける場合は、サージアブソーバのメーカーカタログにおける最大許容電圧または定格電圧が、サージアブソーバを設置しようとする端子間の最大電圧以上のものを選定する。また、分電盤内に取り付ける場合は、定格電圧またはメーカー推奨の電圧のサージアブソーバを選定する。

② 誘導雷サージ電流 1,000A(8/20μs)における制限電圧が 2,000V 以下のものを選定する。

③ 放電耐量は最低 4kA 以上のものを選定する。

④ PV 主回路から容易に着脱できる構造のものが望ましい。

3.2.6.6 絶縁変圧器の選定

PCS の交流側に耐雷トランスを設置すると、PV システムと商用系統が完全に絶縁できる上に、雷サージに対してもほぼ完全に遮断できる。アレスタやサージアブソーバで保護しきれない場合に設置する。

耐雷トランスの選定方法については、以下のとおりである。

① １次側、２次側電圧および容量を決定し、効率や絶縁強度などの電気特性の良いものを選定する。

② 雷サージ抑制効果が高いもの（１次側と２次側間のシールド板の枚数が多いもの）を選定する。

3.2.7. 接地計画

日本の電気設備技術基準によると、PV アレイ、 ラックマウント、接続箱、PCS の架台、金属ダクトなどの露出非充電部分は、漏電による感電や火災を防ぐため、接地工事を施す必要があると規定されている。他方、PV アレイから PCS に至る DC 電気回路については、地絡から短絡に繋がるおそれがあるため、接地工事を施さないこととされている。

なお、ここで記載されている接地方法、接地抵抗値としては、日本の電気設備技術基準および内線規程により定められたものを引用しているため、各国での適用に際しては、現地の所管省庁もしくは電力会社の実施基準を参考にすることが必要である。

3.2.7.1 接地工事の種類

日本における接地工事の種類は４種類あり、各種接地工事における接地抵抗値は表 3.2-13 に示す値を保たなければならない。また、PV アレイや接続箱などの電気機械器具の鉄台、金属製外箱および鉄枠などは、表 3.2-14 に示す接地工事を施さなければならない。

表 3.2-13　日本における接地工事の種類とその接地抵抗値

接地工事の種類	接地抵抗値
A 種接地工事	10Ω以下
B 種接地工事	変圧器の高圧側または特別高圧側の電路の一線地絡電流のアンペア数で150※を除した値に等しいオーム数以下（ただし、5Ω未満であることを要しない） ※・事故遮断が 1～2 秒以内では、150 が 300 に変更 ・事故遮断が 1 秒以内では、150 が 600 に変更
C 種接地工事	10Ω以下（低圧電路において、当該電路に地気を生じた場合に 0.5 秒以内に自動的に電路を遮断する装置を施設するときは 500Ω以下）
D 種接地工事	100Ω以下（低圧電路において、当該電路に地気を生じた場合に 0.5 秒以内に自動的に電路を遮断する装置を施設するときは 500Ω以下）

出所：電気設備技術基準、第 18 条

表 3.2-14 日本における機械器具の区分による接地工事の適用

機械器具の区分	接地工事
300V 以下の低圧用のもの	D 種接地工事
300V を超える低圧用のもの	C 種接地工事
高圧又は特別高圧用のもの	A 種接地工事

出所：電気設備技術基準、第 28 条

ただし、使用電圧が直流 300V または交流対地電圧 150V 以下の回路で使用するものを乾燥した

場所に施設する場合はこの限りでない。

上表でいう日本の電圧区分は、以下のとおり。

表 3.2-15　日本の電圧区分

区分	交流	直流
低圧	600V 下のもの	750V 以下のもの
高圧	600V をこえ 7,000V 以下のもの	750V をこえ 7,000V 以下のもの
特別高圧	7,000V を超えるのもの	7,000V を超えるのもの

出所：電気設備技術基準、第 3 条

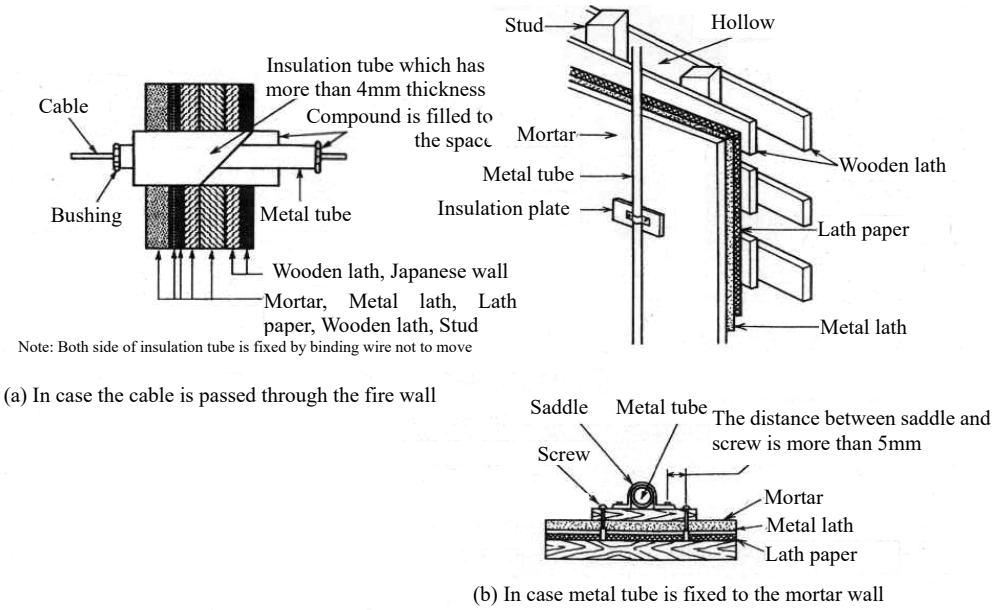
3.2.7.2 接地工事の設計と施工方法

A 種、C 種または D 種接地工事の施設方法に関しては、以下のとおりとする。

① 接地線

- 接地線は、接地すべき機械器具から 60cm 以内の部分および地中部分を除き、合成樹脂管または金属管（人が触れる恐れがない場合の C 種もしくは D 種接地工事）などに収め外傷を防止すること。
- 接地線を建物外から建物内へ引き入れる場合は、管路などから水が入らないよう防水処置を施すこと。
- 接地線をメタルラス針、ワイヤラス張りまたは金属板張りの造営材に沿い施設する場合は、内線規程 3102-8（メタルラス張りなどとの絶縁）に準じて施設すること。（図 2-18 参照）
- 接地線には銅線を用い、その太さは A 種接地工事の場合は、表 2-16、C 種または D 種接地工事の場合は表 3.2-17 によること。

- 地中および接地極から地表面上 60cm 以下の部分の接地線、湿ったコンクリート、石材、レンガに接する部分または腐食性ガスもしくは溶液の発散する場所の接地線を除き、接地線にアルミ線を用いることができる。この場合、アルミ線の太さは、表 3.2-16 および表 2-17 によること。
- 造営材その他に固定する接地線は、室内に施設するものを除き、IV 電線またはこれと同等以上の絶縁効力のある電線を使用すること。（裸線を使用していると、地絡事故時に感電、火災などが発生する恐れがあるため）



出所：太陽光発電システムの設計と施工、太陽光発電協会(第 1 版 図 6・13)

図 3.2-18 メタルラス張りなどとの絶縁

表 3. 2-16　A 種接地工事の接地線の太さ

A 種接地工事の接地線部分	接地線の種類	接地線の太さ	
		銅線	アルミ線
可とう性を必要としない場合		2.6mm 以上 (5.5mm² 以上)	3.2mm 以上
可とう性を必要とする場合	三種クロロプレンキャブタイヤケーブルもしくは高圧用キャブタイヤケーブルの接地用金属線	8mm² 以上	

出所：内線規程 JEAC8001-2005

表 3.2-17　C 種または D 種接地工事の接地線の太さ

接地する機械器具の金属製外箱等の低圧電路の電源側に施設される過電流遮断器のうち最小の定格電流容量	接地線の太さ			
	一般の場合		可とう性を必要とする部分にキャブタイヤケーブルを使用する場合	
	銅線	アルミ線	単心のもの	２心を接地線として使用する場合の１心
20A　以下	2 mm² 以上	2.6 mm 以上	1.25mm²　以上	0.75mm²　以上
30A　〃	2　〃	2.6　〃		
50A　〃	3.5　〃	2.6　〃	2　〃	1.25　〃
100A　〃	5.5　〃	3.2　〃	3.5　〃	2　〃
150A　〃	8　〃	14　〃	5.5　〃	3.5　〃
200A　〃	14　〃	22　〃	8　〃	5.5　〃
400A　〃	22　〃	38　〃	14　〃	5.5　〃
600A　〃	38　〃	60　〃	22　〃	14　〃
800A　〃	60　〃	80　〃	38　〃	22　〃
1,000A　〃	60　〃	100　〃	50　〃	30　〃
1,200A　〃	100　〃	125　〃	60　〃	30　〃
			80　〃	38　〃

出所：内線規程 JEAC8001-2005

② 接地極

- 接地極は、なるべく湿気が多く土質が均一で、ガス・酸などによる腐食の恐れがない場所を選び、他の金属埋設物がない場所に埋設すること。
- 接地極と接地線は、ろう付け、圧着スリーブ等にて確実に接続すること。
- 接地極は、地下 75cm 以上の深さに埋設すること。
- 接地極の選定においては、下記のものを使用すること。

(a)銅板を使用する場合は、厚さ 0.7mm 以上、面積 900cm2 以上のものであること。

(b)銅棒、銅溶覆鋼棒を使用する場合は、直径 8mm 以上、長さ 0.9m 以上のものであること。

(c)鉄管を使用する場合は、外径 25mm 以上、長さ 0.9m 以上の亜鉛めっきガス鉄管または厚鋼電線管であること。

(d)鉄棒を使用する場合は、直径 12mm 以上、長さ 0.9m 以上の亜鉛めっきを施したものであること。

(e)銅覆鋼板を使用する場合は、厚さ 1.6mm 以上、長さ 0.9m 以上、面積 250cm2 以上のものであること。

(f)炭素被覆鋼棒を使用する場合は、直径 8mm 以上の鋼心で長さ 0.9m 以上のものであること。

③ その他

- 建物の鉄骨と大地間の電気抵抗が表 2-13 に示す接地抵抗値を確保できる場合は、当該建物の鉄骨を接地工事の接地極として使用することができる。
- C 種接地工事を施す金属体と大地間の電気抵抗が 10Ω以下、あるいは D 種接地工事を施す金属体と大地間の電気抵抗が 100Ω以下であり、電気的および機械的に確実に接続されている場合には、当該接地工事を施したものとみなす。
- 接地線を施設してある支持物には、避雷針用地線を施設しないこと。
- 接地極および接地線は、避雷針用接地極および接地線から 2m 以上離して施設すること。

3.2.8. 計測装置

計測装置の配置は、再生可能エネルギーや PV システムの奨励制度に深く関連している。

計測装置は、消費者の敷地内での負荷により消費される電気エネルギーを記録する。計器は、消費されるエネルギーの単位数を記録し、単位数は一般的に 1kWh である。需要家は、各需要家のカテゴリーで設定された料金表に基づいた電気料金を請求される。大口需要家のために三相のメーターが適用される一方で、家庭用需要家の場合は単相メーターが設置される。

多くの種類の利用可能なメーターがある。最もシンプルなメーターは、電力が消費されている際にディスクが回転するメモリ付き機械式電力計である。より高性能な電子メーターは、電力が消費されている日の時間を記録することができる。このタイプのメーターは、電気料金が 1 日のうち異なる時間帯によって変わる際に用いられる。系統連系型 PV システムと一緒に設置されるメーターの種類は、電力会社との買取契約の条件による。

PV システムによる発電計測の最もシンプルな契約は、「ネットメータリング」制度である。ネットメータリング制度では、図 2-19 に示されるように単一、双方向メーターを介して需要家の家屋敷から系統、系統から需要家の屋敷間の電力の流れを可能にする。時に需要家の発電量が消費量を上回る場合には、需要家により系統へ供給される電力は、メーターを逆に回らせて、別の機会に需要家が電力会社から購入する電力と相殺する。ネットメータリング制度は、需要家が系統から消費される余剰電力分のみを課金される。電力会社は、同じ単位料金表で電力調達し、それを需要家に販売するという効果的な意味合いがある。そのため、電力会社からの買電単価が売電単価と異なる場合、この制度は成り立たない。

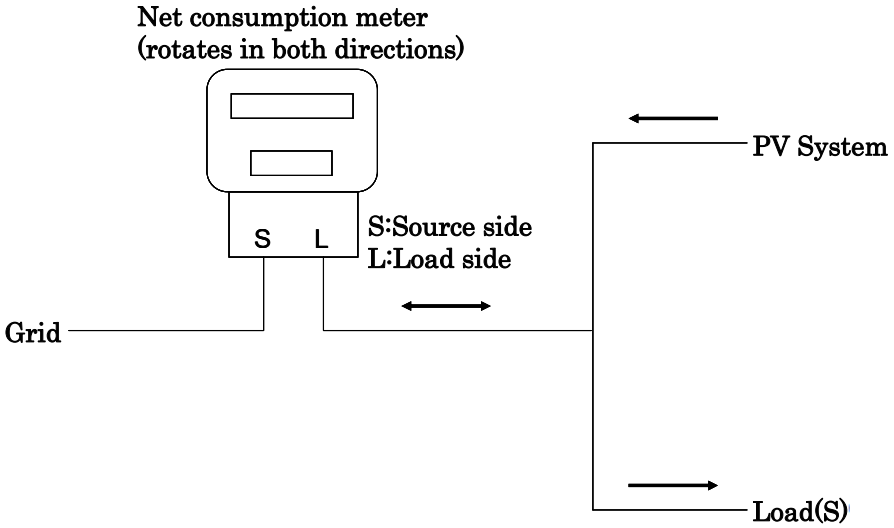


図 3.2-19　ネットメータリングの回路図

電力会社から購入し、また電力会社へ販売する電気料金の単価が異なる場合、図 3.2-20 のように消費と逆潮流を計測するための 2 つのメーターを設置しなければならない。各メーターの配線接続が異なるので、注意が必要である。この配置では、各メーターは 1 方向のみに回転することができる。通常、機械的なメーターは両方向に回転できるため、各メーターには後方回転防止機能を取り付けられる。受電メーターは系統からの消費された電力量を記録する一方、送電メーターは、その日系統に送電した PV システムで発電した電力量を記録する。

この制度では、電力会社が需要家による電力消費及び販売用の異なる料金表を用意することができる。電力会社は消費額から販売額を差し引ける。これを「ネット・ビリング」という。

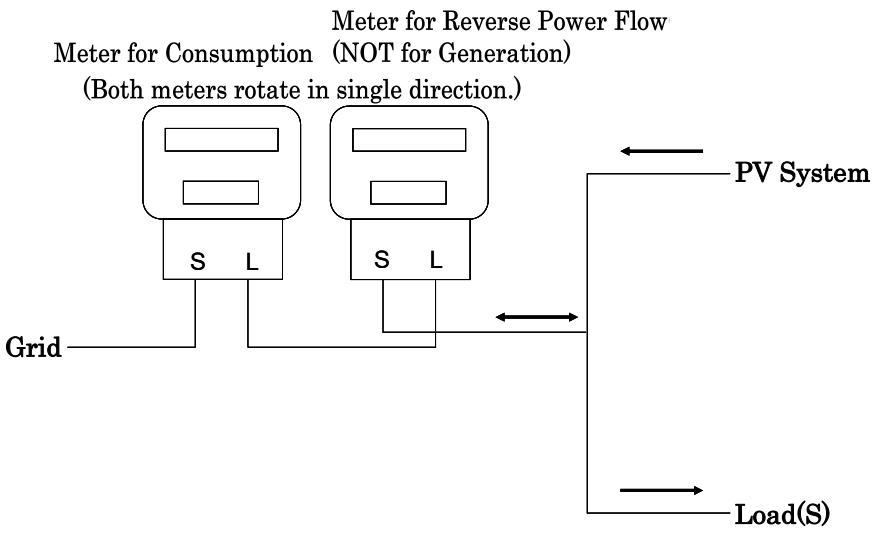


図 3.2-20 消費量と逆潮流の計測器の回路図

しかし、今のところ説明されているメーター制度では、需要家は PV システムの正確な発電量や負荷による総消費量を知ることができない。これらの計測器では、建物内の負荷に対して PV システムから供給される電力潮流を測定することができない。電力会社が上に示すようなメータリング制度の 1 つを要する場合、需要家に対して図 3.2-21 に示すような PV システムによる正確な発電量を記録する別のメーター（PCS に含まれてない場合）を設置することが推奨される。この制度において、総消費量が消費計測器で測定される一方、PV システムによる実際の発電量は、発電計測器によって測定することができる。この制度において、総消費量が消費計測器で測定される一方、PV システムによる実際の発電量は、発電計測器によって測定することができる。これは、理論的な公式によって算出された発電量に対しての PV システムの性能を分析することができる。

この制度では、消費量から発電量を差し引くことでネット・メータリング（及びネット・ビリング）用の料金表を計画することが可能である。さらに、個別の料金表を発電量と消費量用に適用することもできる。また、この制度では、固定価格買取制度が導入されている国々に適用することができる。

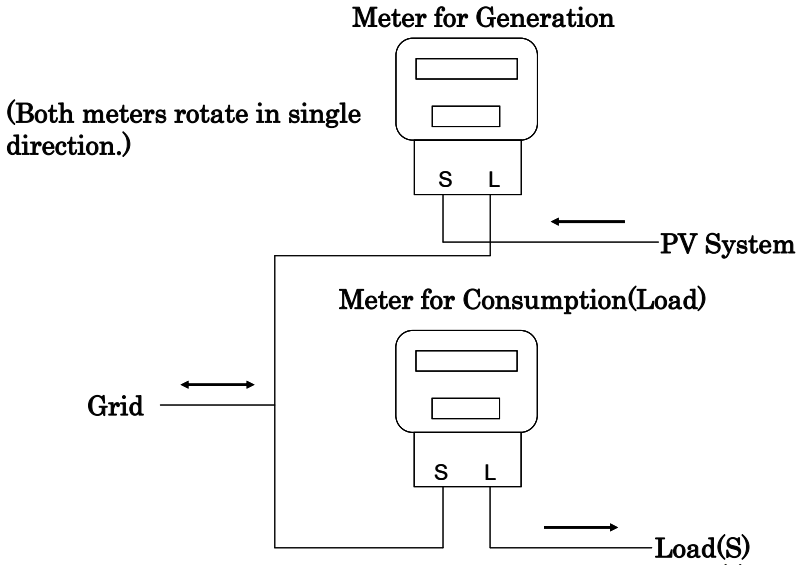


図 3.2-21　個別の発電及び消費用計測器の設置

日本で以前に導入されていた余剰電力購入制度(現行の固定価格買取制度における 10kW 未満の住宅用太陽光発電も同様)では、図 3.2-20 のように電力会社からの買電用積算電力量計に加えて、需要家から電力会社への売電用積算電力量計を設置する必要がある。また、逆潮流した電力量のみを分離計測するためには、逆転防止装置の付いたものを使用する。なお、従来電力会社が設置している買電用の積算電力量計も、逆潮流ありの系統連系 PV システムを設置するときは、逆転防止装置の付いた積算電力量計に変更することが必要である。更に、余剰電力購入制度とは別に、「グリーン電力証書」取引により、PV システムの全ての発電電力量を計量する必要がある場合には、図 3.2-22 の計量方式が必要となる。

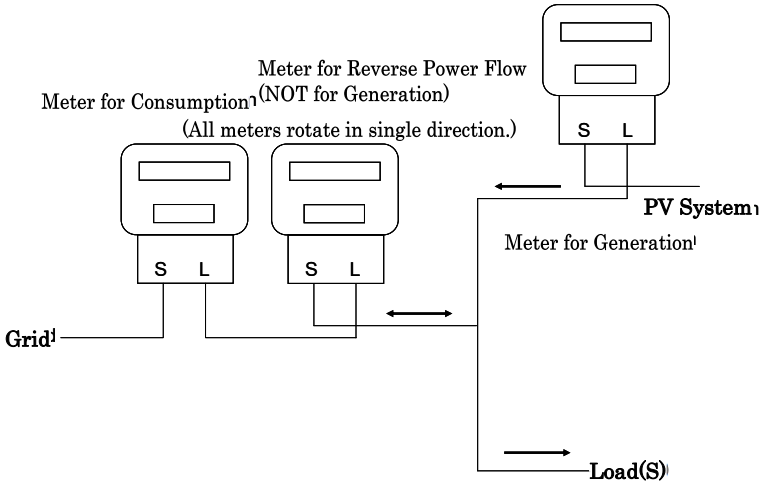
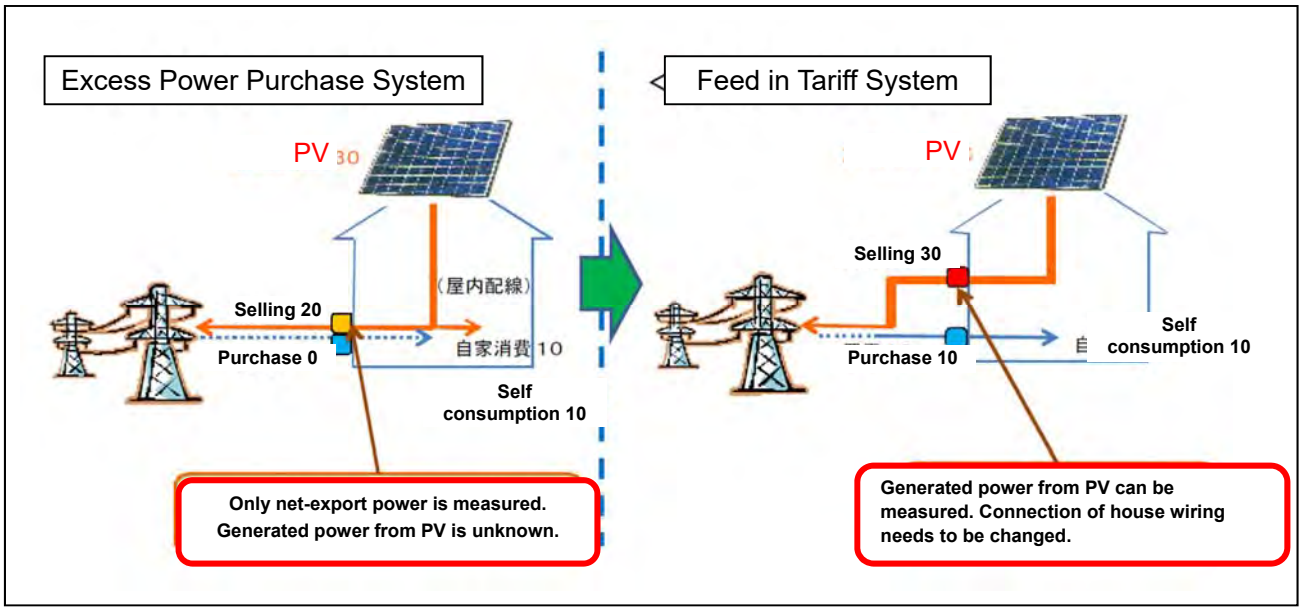


図 3.2-22　発電、消費、及び逆潮流用の計測器の設置

売電用の積算電力量計の設置については、一般的に電力会社が設置する買電用計器が機械式・電子式に係わらず積算電力量計に隣接して設置する。なお、上記の売電用計器や図 3.2-21 のような発電電力量用電力量計の設置費用負担については、事前に電力会社と協議する必要がある。



Source: Whole power purchase system for Renewable Energy (METI)

図 3.2-23　Metering connection for excess power purchase system and Feed in Tariff system

なお、日本では現在再生可能エネルギーの固定価格買取制度導入されているが、同制度においては図 3.2-23 に示すように積算電力量計と屋内配線の結線方法が余剰電力買取制度の場合と異なる点に留意する。既存需要家の配線変更工事には多大なコストを要することから、住宅需要家については余剰電力買取が継続されている。

図 3.2-24 Mechanical watt-hour meter and Electronics watt-hour meter

3.2.9. 周辺機器の選定

3.2.9.1 パワーコンディショナ（インバータ）

選定には、出力容量、太陽電池アレイの出力電圧とパワーコンディショナの直流入力電圧範囲を確認し、また、連系する系統側（電源側）と電圧や電気方式が一致しているか、保護装置、電力品質（電圧・周波数・力率）・供給安定性（ノイズの発生が少ない、高周波の発生が少ない、起動・停止が安定）等を確認することが必要となる（設置仕様についてはメーカーに確認する）。

① 設置場所確認事項

- 施工、保守、点検が容易な場所に設置すること。
- 冷却のため、周囲に必要なスペースを設けること。
- 塵埃の多い場所、結露の恐れがある場所、腐食性ガス雰囲気中などへの設置は避けること。

② 搬入・据付時の留意事項

- 定格容量により形状・質量が異なり、大型になると吊り具又はクレーン等の準備が必要となる。
- 公共・産業用は（100ｋｇ～700kg）は自立タイプで大サイズであるため運搬方法・据付方法（基礎・アンカーボルト使用の固定）を考慮すること。
- 自立型はレベル・水平・並びに注意し、周辺の環境及び機器との関連に考慮すること。
- 騒音は住宅用屋内設置型で 35～40db 程度である。人によっては、気になる場合があることから設置場所を考慮すること。

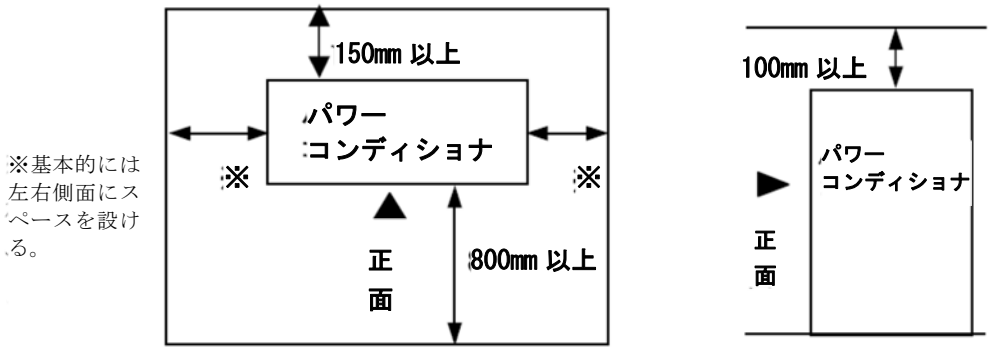


図 3.2-25　自立型パワーコンディショナの設置スペース例　ス例

（出典：NEDO 技術開発機構「太陽光発電導入ガイドブック」より）

※これは一例です。設置スペースは機種により異なりますので、メーカーの説明書等に従って下さい。

③ 機能

パワーコンディショナは、ただ、直流を交流に変換するだけではなく、周波数、電圧、電流、位相、有効および無効電力、同期、出力品質(電圧変動、高調波)を制御するなど、次のような機能をもっている。

■自動運転開停止：
日の出から日の入りまでの日射強度条件に合せて、太陽電池出力をできる限り有効に取り出せる範囲で、自動的に運転を開始し、自動的に運転を停止する機能。

■最大電力追従制御：
太陽電池の温度変化や日射強度の変化に伴う、出力電圧や出力電流の変動に対応し、太陽電池の動作点が常に最大出力点を追従することにより、太陽電池出力が最大限になるように制御している。これは MPPT(Maximum Power Point Tracking)制御ともいう。

■単独運転防止　：
系統側の停電時においても、負荷電力とインバータの出力電力が同じ場合は、インバータの出力電圧は変動しないことから、停電の検出が難しい。このため、引き続きシステムから系統側に電力が供給される可能性がある。これを、単独運転という。この場合、停電しているはずの配電線に電力が入り、保安点検者にとって危険なことから、単独運手防止機能を設けている。

■自動電圧調整　：
余剰電力を逆潮流(商用電力に流す)する場合、電力逆送による受電点の電圧が上昇し、商用電力系統の運用範囲を超える可能性がある。このため、系統の電圧を適正に保つよう、自動的に電圧上昇を防止するように運転している。

■異常時の解列/停止：
系統側やインバータに異常が発生した場合には、異常の検出を受けて、安全に解列やインバータの停止を行う。

これらのことから、インバータの選定に際しては、太陽電池の最大出力(システム容量)、出力電圧、蓄電池の有無、必要とされる機能などを検討して決定する。このため、システム容量に見合うインバータ容量が必要となる。また、太陽電池の出力電圧範囲(直流)とインバータの直流入力電圧範囲を合わせる必要がある。蓄電池がある場合は、太陽電池の電圧、蓄電池の電圧とインバータの直流入力電圧とのマッチング(整合)を取ることが必要となる。

④ 系統連系保護装置

電力系統に連系して運転している太陽光発電システムにおいて、系統側やインバータ側に異常が発生したときは、これを検知して、速やかにインバータを停止して系統側の安全を確保しなければならない。そのため日本では電気設備の技術基準の解釈及び電力品質確保に係る系統連系技術要件ガイドラインにおいて、系統連系保護装置(または同等の機能を有する回路)の設置が義務付けられている。系統連系保護装置は、一般的にパワーコンディショナに内蔵されている。

逆潮流あり低圧連系システムにおいては、過電圧継電器(OVR)、不足電圧継電器(UVR)、周波数上昇継電器(OFR)、周波数低下継電器(UFR)の設置が必要であり、高圧連系においてはさらに地絡過電圧継電器(OVGR)の設置が必要となる。高圧連系における保護継電器の設置場所は、地絡過電圧継電器(OVGR)を除き、実質的にパワーコンディショナの出力点でもよい。保護継電器の標準的な整定値と整定時間を表 2-18 に示す。なお、地絡過電圧継電器(OVGR)は、高電力系統の地絡事故(主にトランスの高低圧混触)を検出する必要があるため、高圧側にコンデンサ形計器用変圧器 CVT を設置する必要がある。

系統連系保護装置については電力会社との事前協議事項となっており、十分な協議のもとに決定する必要がある。

表 3.2-18　保護継電器の整定値例

種別	整定値	整定時間	保護動作
1. UVR	80V(160V)	1	連系遮断，待機
2.OVR	115V(230V)	1	連系遮断，待機
3. UFR	48.5Hz/59.0Hz	1	連系遮断，待機
4. OFR	51.0Hz/61.0Hz	1	連系遮断，待機
5. 復帰タイマ	150 秒/300 秒		復電後待機状態保持

〔注〕整定値の(　)内は 200V 用

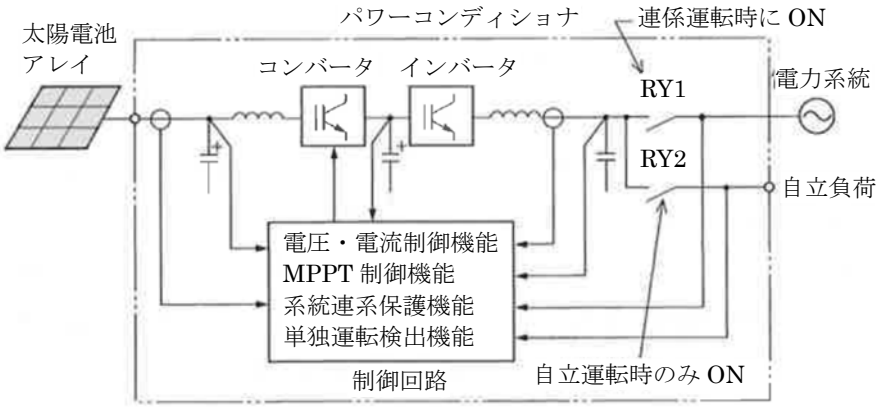


図 3.2-26　トランスレス方式パワーコンディショナの回路構成
(出典:一般社団法人 太陽光発電協会「太陽光発電システムの設計と施工」)

3.2.9.2 接続箱

接続箱は複数の太陽電池モジュールの接続を整然と行う、保守・点検時に回路を分離し点検作業を容易にする、また、太陽電池アレイに故障が発生しても停止範囲を極力すくなくするなどの目的で保守・点検の容易な場所に設けることが重要である。

①接続箱仕様確認事項

- 太陽電池アレイ側開閉器(接続可能回路数)を確認すること。
- 避雷素子・逆流防止処置を確認すること。
- 配線接続方法(端子の形状・種類等)を確認すること。
- 収納箱サイズ、屋外用・屋内用、施錠、材料、防水、塗装等を確認すること。

②取付留意点

- 容易に点検・保守できる場所を確認すること。
- 屋内設置の場合は、屋内へ引き込む配線の本数が多くなる点に留意すること。
- 取付は「製品取扱説明書」等を参考にビス・ボルト等で堅固に固定すること。

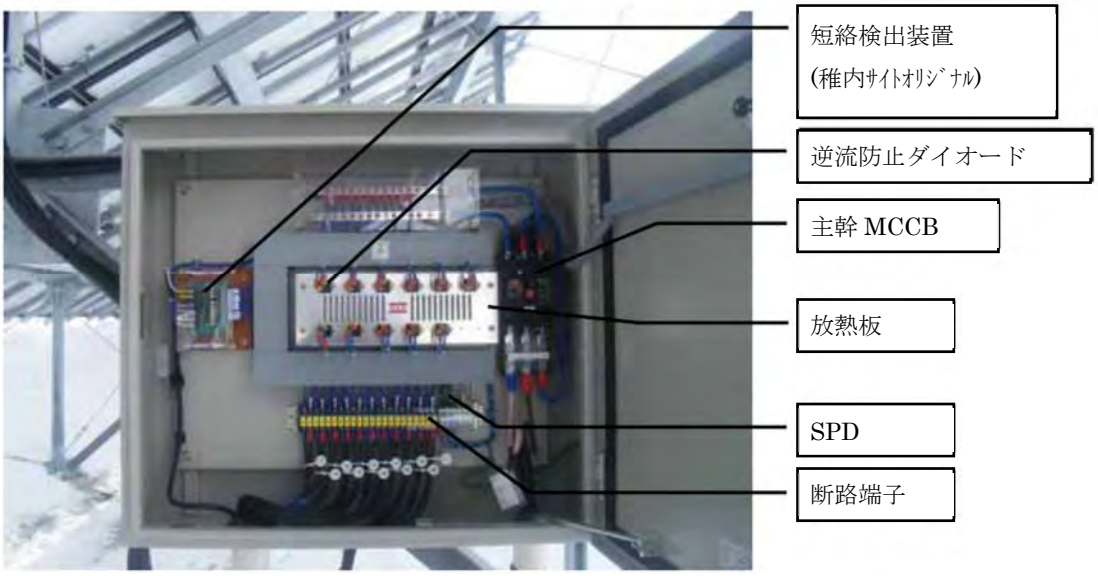


図 3.2-27　接続箱
(出典:NEDO「大規模太陽光発電システム導入の手引書」)

3.2.9.3 監視制御方式

大規模太陽光発電所については、火力・原子力発電所等とは異なり、常時監視を行わないものが一般的である。監視制御方式の分類については、大規模太陽光発電について明確に記したものはなく、現在のところ「発変電規程」に示されている水力発電所での監視制御方式の定義(表 3.2-19 参照)を準用するのが一般的である。常時監視を行わない場合の発電所の施設については、電気設備技術基準・解釈にその解説が示されている。

表 3.2-19　監視制御方式の定義(水力発電所の場合)

区分	種類	定義
発電所において常時監視をするもの	常時監視制御方式	技術員が発電所又はこれと同一構内に常時駐在し、発電所の監視及び機器の操作をその発電所又はこれと同一構内において行うものをいう。
発電所において常時監視をしないもの	遠隔常時監視制御方式	技術員が制御所に常時駐在し、発電所の監視及び機器の操作を制御所から行うものをいう
	随時監視制御方式	自動負荷調整装置又は自動負荷制限装置を施設する発電所であって、技術員が発電所又はその構外にある技術員駐在所のいずれかに常時駐在し、必要に応じて発電所に出向き、発電所の監視及び機器の操作をその発電所において行うもの、又は技術員が技術駐在所から必要に応じて制御所に出向き、発電所の監視及び機器の操作を制御所から行うもの。
	随時巡回方式	自動負荷調整装置又は自動負荷制限装置を施設する発電所であって、技術員が適当の間隔をおいてその発電所に出向き、発電所の監視及び機器の操作をその発電所において行うものをいう。

出典：日本電気協会「発変電規程(JEAC5001)」

また、系統側および発電所側での事故や作業等においては、電力会社との連絡が必要となることから、連絡体制および手段について、電力会社との協議を要する。

3.2.10. 連系点の検討

系統連系協議は太陽光発電システムから所定の電圧と周波数に変換し電力を商用系統に接続するための計画・協議のことをいう。

基本設計段階の配線計画で、連系点は保護リレーの検討を行う必要がある。この段階での協議は特に必要ない。また、既設建物に接続する場合は、竣工図を入手し、連系する電源種別の目安をつけ、現地調査と既設との照合で図面が現状にあっているのかなどの確認が必要である。

連系点が電力会社の商用電力系統の場合、電力会社による系統連系検討が必要となる。その場合、太陽光発電設備設置の申込みと同時に系統連系検討に必要な書類を提出することになる。連系点は原則として電力会社の既設送配電線の近傍とし、太陽光発電事業者の希望を確認したうえで、電力会社が決定することになる。尚、原則として、太陽光発電設備から連系地点に至る系統アクセス設備は太陽光発電事業者で建設することになるため、連系点までの距離は最短ルートで計画する必要がある。

3.2.11. 発電量推計

3.2.11.1 発電量の推計計算

オフグリッド PV システムの設計は、必要とする負荷消費電力量から算出される所要太陽電池容量を決定するのが標準的な方法である。しかし、系統連系 PV システムの場合には負荷消費電力量と PV 発電電力量の間には相関関係はなく、設置場所（面積）によりシステム容量を決定する場合が多い。したがって、太陽電池の設置可能面積を十分調査した後、太陽電池容量を算出、その後システム全体の設計をすることになる。

推定年間発電量 Ep は次式で表せる。

$$Ep = \Sigma \ H_A / Gs \cdot K \cdot P_{AS}$$

ここで ・Ep = 推定年間発電量（kWh/年）
・H_A = 設置面の月平均日射量（kWh/m²/日）
・Gs = 標準状態における日射強度（kW/m²) = 1 (kW/m²)
・K = 総合設計係数= Kd ・ Kt ・ η_{INV}
* 直流補正係数 Kd：
太陽電池の表面の汚れ、太陽の日射強度が変化することによる損失の補正、太陽電池の特性差による補正などで、概ね 0.9 程度
* 温度補正係数 Kt：
太陽電池が日射により温度が上がり、変換効率が変化するための補正係数で、その値は 0.85 程度
$Kt = 1 + \alpha \ (Tm - 25) / 100$

ここに、
α：最大出力温度係数（%／℃) = - 0.5 (%／℃) [結晶系]
Tm：モジュール温度（℃) = Tav + ΔT
Tav：月平均気温（℃)
ΔT：モジュール温度上昇（℃)

架台設置形	18.4
屋根置き形	21.5
建材一体形	28.0

* PCS 効率 η_{INV}：インバータの交直変換効率で、通常は 0.92 程度

・P_{AS} = 標準状態における太陽電池アレイ出力（kW）

標準状態：AM1.5※、日射強度 1kW/m2、太陽電池セル温度 25℃

※AM（エアマス）：地球大気に入射する直達太陽光が通過する路程の、標準状態の大気（標準気圧 1013hPa）に垂直に入射した場合の路程に対する比

であり、Σは月別に算出した推定発電量の積算値である。

この式によれば、設置場所での日射量 H_A 、標準太陽電池アレイ出力 P_{AS} 、および総合設計係数 K がわかれば、推定年間発電量を算出することができる。

ここで、太陽電池アレイの変換効率について述べておく。標準状態における太陽電池アレイの変換効率 η_S は次式で表すことができる。ここで、A は太陽電池アレイの面積である。

$$\eta_S = P_{AS} / (G_S \cdot A) \times 100\ (\%)$$

太陽電池セルや太陽電池モジュールの変換効率も同様の式で計算し、単に変換効率と呼ぶことが多いので、検討にあたって区別することが必要である。一般に、これらの変換効率は次のような関係にある。

（太陽電池のセル η）＞（太陽電池モジュール η）＞（太陽電池アレイの η）

3.2.11.2 発電量の計算例

ここでは平坦な地上に太陽電池アレイを設置する場合を想定して発電量を算出してみる。試算の前提として以下の条件を仮定する。

① 標準太陽電池アレイ出力：100kW
② 太陽電池アレイ傾斜角度：30°
③ 設置方位角：0°
④ 直流補正係数 Kd：0.9
⑤ 最大出力温度係数 α：- 0.5 (%／℃)
⑥ モジュール温度上昇 ΔT：18.4℃
⑦ インバータ効率 η_{INV}：0.92
⑧ 傾斜角 30° における 1 日あたりの月平均日射量：以下の表参照
⑨ 月平均気温：以下の表参照

月別の日射量および月平均気温

	1 月	2 月	3 月	4 月	5 月	6 月	7 月	8 月	9 月	10 月	11 月	12 月
日射量(H_A) [kWh/m2/day]	3.04	3.26	3.42	3.58	3.73	3.23	3.61	3.79	3.02	2.60	2.80	2.79
気温(Tav) [℃]	5.2	5.6	8.5	14.1	18.6	21.7	25.2	27.1	23.2	17.6	12.6	7.9

例えば 1 月の発電量は以下のようになる。

$$Ep = \Sigma\ H_A / G_S \cdot K \cdot P_{AS}$$
$$= \Sigma\ H_A / G_S \cdot Kd \cdot (1 + \alpha\ (Tav + \Delta T - 25) / 100) \cdot \eta_{INV} \cdot P_{AS}$$
$$= 31 \cdot 3.04 / 1 \cdot 0.9 \cdot (1 - 0.5\ (5.2 + 18.4 - 25) / 100) \cdot 0.92 \cdot 100$$
$$= 7{,}858\text{kWh/月}$$

各月について同様に計算すると、年間発電量は以下のようになる。

年間の発電電力量

	1 月	2 月	3 月	4 月	5 月	6 月	7 月	8 月	9 月	10 月	11 月	12 月	合計
月別発電量 [kWh]	7,858	7,596	8,695	8,559	9,000	7,418	8,404	8,731	6,879	6,307	6,747	7,115	93,308

3.2.11.3 発電量推計シミュレーションソフトの利用

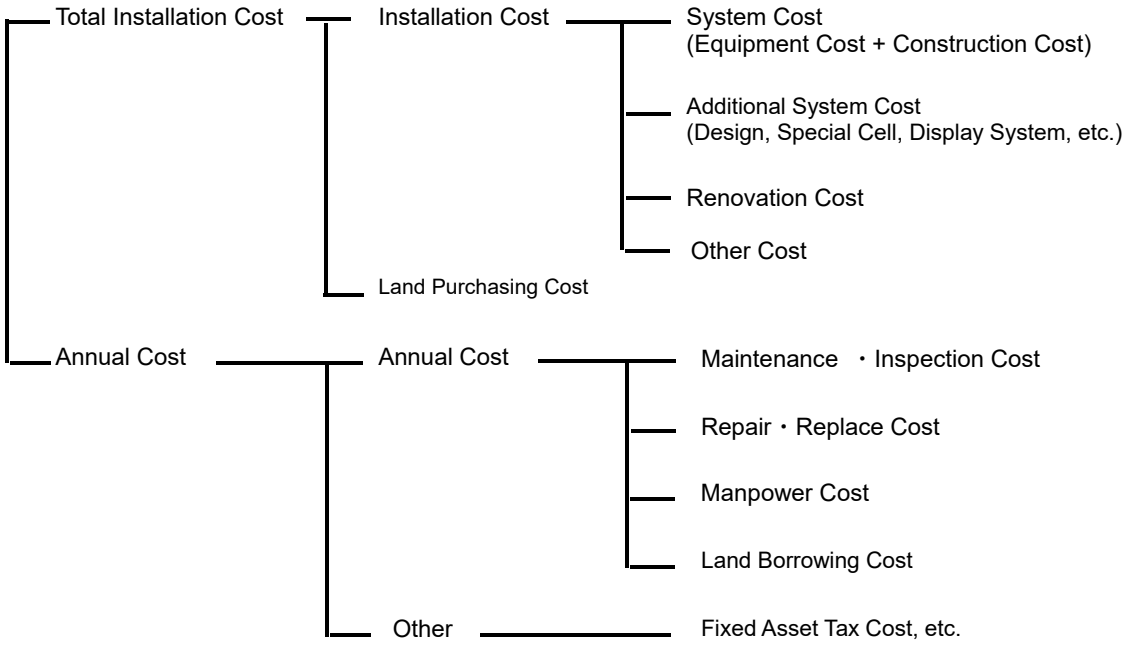
発電量算出は上記の式から導くことができるが、『テーマ 7　設備計画手法(住宅用太陽光発電設備)』で紹介した RETScreen（http://www.retscreen.net/）を用いることでも、容易に算出することが可能である。メガソーラー太陽光発電設備の計画にて RETScreen でのシミュレーションを使用することで、月別発電量に加え、CO2 排出分析・財務分析も算出されるため、容易に設置場所の可能性調査を行うことができる。分析タイプを選択することにより、簡易シミュレーションから、コスト・CO2 排出・財務・リスク分析といった本格的な解析まで、ニーズに合わせて幅広く使用することが可能であり、汎用性の高いシミュレーションツールとなっている。

3.2.12. 概算費用

系統連系太陽光発電システムに関する必要費用は、「総設置費用」と「年間経費」に大別できる。その内「総設置費用」とは、「設置費用」と「用地購入費用」に更に分けることができ、「設置費用」は「システム費用」・「追加システム費用」・「設置場所の改修費用」等で構成される。「据付費用」および「基礎工事費用」は、「システム費用」に含まれる。

「年間経費」とは、「保守・点検費用」・「修繕・更新費用」が含まれ、保守点検のために別途雇用を行う場合は、その人件費も追加する費用がある。

これらを図示すると、以下のとおりとなる。



(Source: For effective performance of solar photovoltaic system, NEDO)

図 3.2-28　系統連系型 PV システムの費用内訳

太陽光発電システムは、燃料費を要しないこと、ならびに高温・高圧部位や高速回転部位が存在しないことから、他の発電システムと比較して年間経費が低額になる傾向にある。しかしながら、バックアップ用や防災システム用にバッテリー（蓄電池）を使用する場合には、鉛蓄電池等では７～９年毎の交換が必要となるため、設備取替費用を見積もる必要がある。また、バッテリーの廃棄に係る費用も無視できない額になる場合もあるので、注意しなければならない。

3.2.13. 経済性評価

系統連系太陽光発電システムの経済性を検討する際には、「既存事業者が PV 設備を導入する場合」と「新規に会社を設立し PV 設備により発電事業を行う場合」で検討方法が異なる。

3.2.13.1 既存事業者が PV 設備を導入する場合

既存事業者がプロジェクトを実施した際に得られるリターンについて評価するため、増分分析による評価を行う。つまり、対象とする費用は導入する設備の設置費用および同設備に係る年間経費であり、既存設備に係わる年間経費等はコストとして扱わない。同様に、プロジェクトのベネフィットは設備導入により新たに発生した収入であり、既存の収入はベネフィットとして扱わない。よって、前項で示した費用を考慮すれば、経済性の検討には十分である。ただし、設備導入に長時間を要する場合、その間の時間価値を考慮する必要が生じるため、注意が必要となる。

プロジェクトの財務分析に必要な具体的な情報については表 3.2-20 のとおりであり、先ずはこれらの情報を取得することが必要となる。

表 3.2-20　経済検討に必要な項目について

項　目		例示値	備　考
建設	設備建設費	○ US$	
	土地代	○ US$	
	建設期間	○ 年間	
	投資実行率	○%, ○%	例：土木工事(1 年目)＋機器据付(2 年目)
運転	運転期間	○ 年間	
	売電単価	○ US$/kWh	
	売電電力量	○ kWh/年	年間日射量に注意
	年間経費	○ US$/年	

(Source: Shikoku Electric Power Company)

次に、上記の情報を基にキャッシュフローを作成する。そして、そのキャッシュフローを基に、プロジェクトの内部収益率（PIRR）および投資回収期間を算出し、表 2-21 の視点から、経済性の判断を行う。ここで、PIRR とはプロジェクトそのものの採算性を評価するための指標であり、プロジェクトの純現在価値が 0 となるような割引率を指す。

表 3.2-21 経済性評価の判断基準

項　目	例示値	判断基準
PIRR	○ %	・実施基準を満足しているか ・リスクに見合ったリターンとなっているか
投資回収期間	○ 年	・期待レベルを下回っているか

(Source: Shikoku Electric Power Company)

また、一般的には、各種条件が変動した場合に、判断対象値がどのように変動するかについて感度分析を行い、設備導入実施判断の許容域を見極めることが多い。

以下に、感度分析の一例を示す。ベースケースとして PIRR が 10.8%であるプロジェクトにおいて、電気料金および発電所建設費が 10%変動した際の PIRR の変動の様子を示している。仮に判断基準の敷居値が 10%であった場合、表 3.2-22 の黄色で網掛けしたエリアがプロジェクト実施可能領域となる。

表 2-22 プロジェクト実施可能な発電所建設費と電気料金の関係

発電所建設費 ＼ 電気料金	10.8%	90%	92%	94%	96%	98%	100%	102%	104%	106%	108%	110%
110%	7.9%	8.2%	8.5%	8.8%	9.1%	9.4%	9.8%	10.1%	10.4%	10.7%	11.1%
108%	8.1%	8.4%	8.7%	9.0%	9.3%	9.7%	10.0%	10.3%	10.7%	11.0%	11.4%
106%	8.3%	8.6%	8.9%	9.3%	9.6%	9.9%	10.3%	10.6%	11.0%	11.4%	11.7%
104%	8.5%	8.8%	9.2%	9.5%	9.9%	10.2%	10.6%	11.0%	11.3%	11.7%	12.1%
102%	8.7%	9.1%	9.4%	9.8%	10.2%	10.5%	10.9%	11.3%	11.7%	12.1%	12.4%
100%	8.8%	9.2%	9.6%	10.0%	10.4%	10.8%	11.2%	11.6%	12.0%	12.4%	12.8%
98%	8.9%	9.4%	9.8%	10.2%	10.6%	11.0%	11.4%	11.9%	12.3%	12.7%	13.1%
96%	9.1%	9.5%	9.9%	10.4%	10.8%	11.2%	11.7%	12.1%	12.5%	12.9%	13.3%
94%	9.1%	9.6%	10.1%	10.5%	11.0%	11.4%	11.9%	12.3%	12.7%	13.2%	13.6%
92%	9.2%	9.7%	10.2%	10.6%	11.1%	11.6%	12.0%	12.5%	12.9%	13.4%	13.8%
90%	9.3%	9.8%	10.3%	10.8%	11.2%	11.7%	12.2%	12.7%	13.1%	13.6%	14.0%

（出典：四国電力）

3.2.13.2 新規に会社を設立し PV 設備により発電事業を行う場合

一方、新規に会社を設立し同設備により発電事業を行う場合には、事業会社の健全性についても確認する必要がある。特にプロジェクト・ファイナンスによる資金調達を期待している場合、経済性検討の対象となる範囲はより広大になる。

具体的には、表 3.2-23 の情報を取得することが必要となる。

表 3.2-23 経済検討に必要な項目について(プロジェクトファイナンス考慮)

項 目		例示値	備 考
建設	設備建設費	○ US$	
	土地代	○ US$	
	建設期間	○ 年間	
	投資実行率	○%, ○%	例:土木工事(1 年目)+機器据付(2 年目)
運転	運転期間	○ 年間	
	売電単価	○ US$/kWh	
	売電電力量	○ kWh/年	年間日照時間に注意
	年間経費	○ US$/年	
融資	融資比率	○ %	銀行との交渉要
	金利	○ %	(同上)
	融資期間	○ 年間	(同上)
	返済方法	元利 or 元本均等	(同上)
償却	償却方法	定額 or 定率	
	償却期間	○ 年間	法令要求
	残存価値	○ %	(同上)

（出典：四国電力）

次に、上記の情報を基に財務諸表（貸借対称表、損益計算書、キャッシュフロー）を作成する。そして、キャッシュフローを基に、内部収益率（Equity IRR）および投資回収期間を算出し、表 3.2-24 の視点から、経済性の判断を行う。ここで、内部収益率(Equity IRR)とは、自己資本に対する事業期間を通じた最終的な収益率であり、事業者の出資金の現在価値と、配当の現在価値が

等しくなる割引率に該当する。なお、財務諸表自体が健全であること（例：債務超過になっていないか。赤字経営が連続していないか。等）を確認する必要もある。

表 3.2-24 経済性評価の判断基準

項　目	例示値	判断基準
Equity IRR	○ %	・投資基準を満足しているか ・リスクに見合ったリターンとなっているか
投資回収期間	○ 年	・期待レベルを下回っているか

（出典：四国電力）

3.2.14. 基本仕様書作成

3.2.14.1 基本仕様書(案)の作成

基本計画及びシステム設計の内容を踏まえて基本仕様書(案)としてとりまとめる。以下に基本仕様書(案)に記載する事項及び記載例を示す。

① 太陽電池関係

（ｉ）太陽電池出力(kW)

太陽電池出力(規模)を明記する。どの部分の出力をもって太陽電位出力を定義するかも重要である。

例：○○kW 以上とする。但し PCS 出力端での出力とする。

（ii）設置面積

太陽光発電システムを設置可能な面積を明記する。メンテナンススペースや前方アレイによる影の影響を考慮した設置面積である必要がある。

例：○○m² 以内とする。

（iii）モジュール性能

太陽電池モジュールの性能等に関する各条件を明記する。

例：以下の各規格に基づく性能を有するものとする。 ＜結晶系太陽電池＞ 結晶系太陽電池は、JIS C 8917「結晶系太陽電池モジュールの環境試験方法及び耐久試験方法」に規定された方法で試験を行い、JIS C 8918「結晶系太陽電池モジュール」に定められた性能を満たすこととする。 ＜アモルファス系太陽電池＞ アモルファス太陽電池は、JIS C 8938「アモルファス太陽電池モジュールの環境試験方法及び耐久試験方法」に規定された方法で試験を行い、JIS C 8939「アモルファス太陽電池モジュール」に定められた性能を満たすこととする。 ＜その他の太陽電池＞ その他、本仕様書に記載なき事項については、下記基準、規格等に準拠するものとする。 ･JIS C 8918「結晶系太陽電池モジュール」 ･JIS C 8939「アモルファス系太陽電池モジュール」 ･JIS C 8917「結晶系太陽電池モジュールの環境試験方法及び耐久性試験方法」 ･JIS C 8938「アモルファス太陽電池モジュールの環境試験方法及び耐久性試験方法」

･IEC61215Ed.2「結晶シリコン太陽電池モジュールの性能認証試験規格」 ･IEC61646Ed.2「薄膜太陽電池モジュールの性能認証試験規格」 ･IEC61730-1Ed.1「太陽電池モジュールの安全性適合認定:構造に対する要求事項」 ･IEC61730-2Ed.1「太陽電池モジュールの安全性適合認定:試験に対する要求事項」 また、本仕様に記載なき事項でも完成品として当然具備すべき事項は、本仕様書に含まれる。

（ⅳ）年間発電電力量

太陽光発電システムの年間発電電力量の試算を行う条件等を記載し、年間発電電力量の試算結果を提出することを明記する。年間発電電力量の試算結果はシステム設計時に試算した結果と相違がないことを確認する必要がある。

例：下記に記載の条件に基づき太陽電池モジュールの年間発電電力量を算出し、見積り提出時にあわせて提出するものとする。 ・日射条件は METPV-3 の沖縄県久米島地点の平均年値を用いること。 ・太陽電池モジュールの設置角度は 5 度とする。 ・方位は別途指定する。 ・直流配線ロスは 2%以下 ・PCS の直流端子における電圧と電流の積を発電電力とする。 ・JISC8907「太陽光発電システムの発電電力量推定方法」に定められている以下の損失係数は 1.0 とする。「日射量年変動補正係数」「アレイ回路補正係数」「アレイ負荷整合補正係数」 ・JISC8907「太陽光発電システムの発電電力量推定方法」に定められている経時変化補正係数は 0.95 とする。但し、出力特性の季節変動等が判明している場合はその値を明示したうえで使用すること。

（ⅴ）発電コスト

システム設計の発電電力量の試算結果及びシステム概算費用から発電コストを算出し、要求する発電コストを明記する。

例：耐用年数○○年を考慮した発電コストが○○円/kWh 以下であること。

（ⅵ）モジュール変換効率

モジュール変換効率に関する条件を明記する。モジュール変換効率の条件において、変換効率を低く設定すると多くの種類の太陽電池モジュールが適合することになる。

例：基本的には 10%以上とすること。 なお、変換効率が経年により下記の値より低下しないこと。 ・初期劣化特性：最大出力が JISC8918「結晶系太陽電池モジュール」等で規定する出力下限(公称値の 90%)以下にならないこと。 ・長期劣化特性：最大出力が JISC8918「結晶系太陽電池モジュール」等で規定する公称最大出力または工場出荷時の低い方に対して－10%/10 年以下であること。

（ⅶ）方位角及び傾斜角

太陽光アレイの方位角・傾斜角に関する条件を明記する。太陽光アレイの方位角・傾斜角は条件によって発電電力量に大きく影響するため重要である。また、積雪地域においては雪の滑落を考慮した傾斜角とする必要がある。

例：設置方位角は可能な限り真南 0 度とする。但し、±45 度までは許容する。 設置傾斜角は○○度固定とする。

（viii）絶縁特性

絶縁特性に関する条件を明記する。

例：絶縁抵抗:絶縁抵抗計(定格測定電圧 500V)で測定し、50MΩ以上であること、ただし絶縁抵抗計の定格測定電圧が 1000V の場合は、100MΩ以上であること。

② パワーコンディショナ（PV-PCS 装置）

（ｉ）設置台数

パワーコンディショナの設置台数に関する条件を明記する。設置後のパワーコンディショナ故障時の利用率低下等のリスク分散、メンテナンスコスト等を考慮し決定する必要がある。

例：必要数とする。概ね○○kW～○○kW の場合○○台となる見込み。

（ii）定格容量

定格容量に関する条件を明記する。実際には定格容量によって上記の設置台数も決まることになる。

例：○○kW～○○kW、440V。 但し、定格電圧についてはメーカ提案で変更可とする。

（iii）変換効率

変換効率に関する条件を明記する。変換効率は発電電力量に影響するため重要であるが、変換効率を高く設定しすぎると設備導入コストが増大することがあるため注意が必要である。

例：○○%以上(30～100%出力時)

（iv）保護機能

必要な保護機能について明記する。

例：系統側：系統過電圧、系統不足電圧、系統周波数上昇、系統周波数低下 直流側：直流過電圧、地絡過電圧、直流過電流

（ｖ）単独運転検出

単独運転検出について明記する。

例：受動的及び能動的単独運転検出を実装すること。

③ 配置関係

（ｉ）アレイ形状

アレイ形状に関する条件を記載する。特に条件を限定する必要がない場合は、メーカー提案等でよい。

例：太陽電池アレイはメーカ標準形状とする。尚、土地の形状に合わせ、部分的に特殊な形状を要する場合はその限りではない。

（ii）アレイ高さ

アレイ高さの条件を明記する。積雪地域においては積雪量を考慮した高さとしなければなら

ない。また、太陽光アレイのメンテナンス性も考慮し、条件を設定する。

例：太陽電池アレイは地上高〇〇㎜以上とする。（基礎の高さは含まない）

（iii）アレイ東西間距離

アレイ東西間距離を明記する。アレイ東西間距離はアレイのメンテナンススペースや前方アレイによる影の影響を考慮する必要がある。

例：必要最小限とする。(但し〇〇m以上)

（iv）基準風速

太陽光アレイ架台や基礎を設計するうえで必要となる基準風速を明記する。(日本においては建築基準法により地域ごとの基準風速が定められている。)

例：基準風速は 46m/s

（v）地表面粗度区分

太陽光アレイ架台や基礎を設計するうえで必要となる地表面粗度区分を明記する。

例：地表面粗度区分はⅡとする

（vi）風圧荷重・地震荷重

太陽光アレイ架台や基礎を設計するうえで必要となる風圧荷重・地震荷重の用途係数を明記する。

例：風圧荷重の用途係数は 1.32、地震荷重の用途係数は 1.5 とする。

（vii）強度計算

太陽光アレイ架台や基礎を設計するうえで必要となる風圧荷重・地震荷重の用途係数を明記する。

例：太陽電池アレイ、架台及び基礎を含めた強度計算書を提示すること。

（viii）防食性能

設置サイトの周辺環境の事前調査から必要と考えられる防食性能を明記する。

例：使用するボルト、ナット類は SUS 又は同等以上の防食性能を有する材料とする。また溶融亜鉛めっき(HDZ55 相当)仕上げ、もしくはそれに準ずるものとする。

（ix）配置計画

太陽電池アレイの配置計画や標準構造図・強度計算書を提出することを明記する。

例：太陽電池アレイの配置計画を立案しその際使用したアレイの標準構造図及び強度計算書とともに見積仕様書に添付すること。

④ 雷保護関係

（i）等電位ボンディング

雷保護に関する等電位ボンディングに関する内容を明記する。

例：本試験設備(太陽光発電設備)に新設する接地は全てにおいて等電位化を図り、落雷時の対地電位上昇により、施設内の離れた導電性部分間に発生する電位差を低減させるシステムを構築すること。導電性部分間の接続には直接導体、または SPD を用いて行うこ

と。

（ⅱ）SPD の設置

誘導雷からの保護対策としての SPD の設置を明記する。

例：誘導雷からの試験設備機器保護としては、酸化亜鉛型 SPD(JIS C 5381-1 適合)を設置すること。SPD による保護対象機器は、誘導雷にて故障被害の出る可能性がある全ての機器とする。なお、納入時には国内試験設備による JIS 試験データを提示すること。

⑤ 照査リスト

メーカ等から見積仕様書の提示があった際には、照査リストを基に、見積仕様書等の内容が発注者の作成した購入仕様書の内容と合致しているのかどうかを確認することが必要となる。以下に照査リストの例を示す。

表 3.2-25　照査リスト例

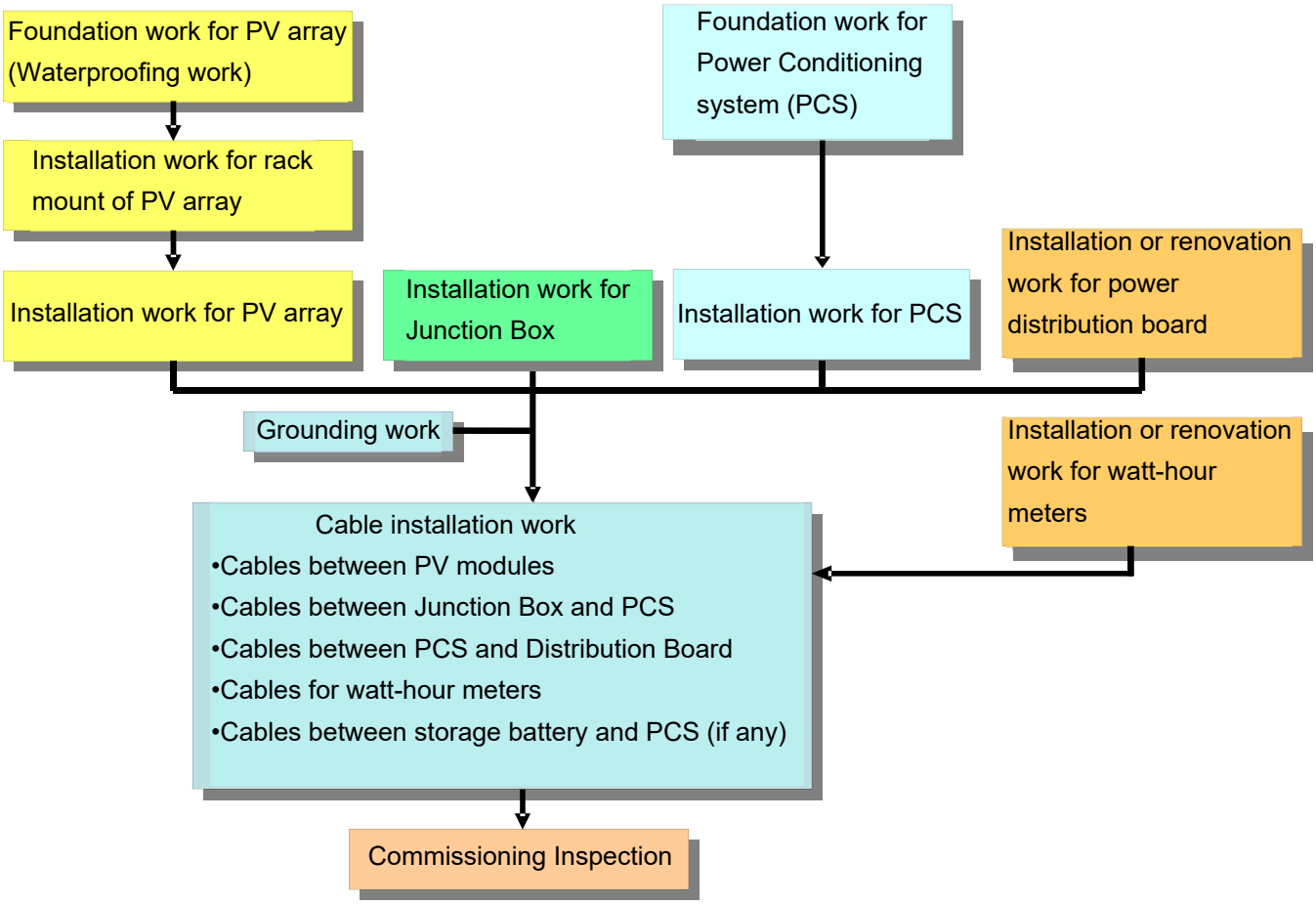
保証	□仕様書で指定の納期を満たしているか。
	□保証項目について明記されているか。
	□保証期間について仕様書で指定の期間および内容を満足しているか。
見積書	□見積書および見積仕様書は指定した提出部数提出されたか。
	□総合工程表が添付されているか。
	□工事施工計画書が添付されているか。
	□仮設備計画書が添付されているか。
	□輸送計画書が添付されているか。
	□工事体制表が添付されているか。
	□ベンダーリストが添付されているか。
	□見積区分は仕様書で指定した区分になっているか。
一般指示事項	□試験・検査について、仕様書記載事項を満足しているか。
	□施工業者の条件は満たしているか。。
	□品質管理について仕様書での記載事項を満足しているか。
	□教育訓練について検討されているか。
施工	□施工管理体制は適切か。安全対策は問題ないか。
	□現場総括責任者は工事に精通した責任者を選定しているか。
	□安全管理者は安全法規等に精通した者を選定しているか。
	□環境保全の対策は検討されているか。
	□仕様書記載の環境保全に関する遵守事項を満足しているか。
モジュール	□太陽電池出力規模は指定した出力規模になっているか。
	□種類は同一種類となっているか。
	□太陽電池は指定した規格を満足しているものを選定しているか。
	□年間発電電力量を添付しているか。
	□発電コストを添付しているか。
	□雷保護の検討はされているか。
基礎	□基礎の設計について検討しているか。
架台	□架台の設計について検討しているか。

	□設置方位は指定した方位になっているか。
	□基準風速、地表面粗度区分は指定通りとなっているか。
	□塩害対策の検討がされているか。
	□風圧荷重の用途係数、地震荷重の用途係数は指定した値となっているか。
	□太陽電池アレイ、架台及び基礎を含めた強度計算書を提示する記載があるか。
	□溶融亜鉛めっき、塗装仕上げ、もしくはそれに準じているか。
	□使用するﾎﾞﾙﾄ、ﾅｯﾄ類は指定した防食性能を有する材料となっているか。
アレイ	□アレイ配置計画が添付されているか。
	□アレイ標準構造図および強度計算書が添付されているか。
接続箱	□接続箱は指定した仕様になっているか。
接地	□接地計画の検討がされているか。
PV-PCS	□変換効率は指定した値を満足しているか。
	□雷保護の検討はされているか。
電気設備	□必要な電気設備の検討がされているか。
	□雷保護の検討はされているか。
データ収集	□仕様書で指定した計測項目を満足しているか。
	□仕様書で指定した基本仕様を満足しているか。

3.3 システムの設置及び試運転

3.3.1 システム設置及び試運転の主な手順

系統連系 PV システムの設置工事は、PV アレイの基礎・据付工事と、パワーコンディショナー(PCS)の基礎・据付工事、接続箱の据付工事、分電盤や積算電力量計の据付もしくは改造工事、そして配線工事と竣工検査に大別される。また、鋼製架台、金属製外箱や金属配管などは漏電による地絡事故防止のため接地工事が必要となる。工事に当たっては、日本の場合「労働安全衛生法」及び関連法規に基づいた安全対策が必要となる。通常の発電設備と異なり、日射のある状態では太陽電池は発電状態となるため、特に感電事故防止には注意する必要がある。



(Source: For effective performance of solar photovoltaic system, NEDO (modified by JICA Senior Advisor))

図 3.3-1 システムの導入と試運転の手順

なお、日本では近年急速に住宅用の系統連系 PV システムが導入されるに伴い、一部に低品質の設置工事も指摘されている。このため、政府では一般住宅への設置工事を行う技術者を対象として、施工技術や取付方法、保守・点検方法などを習得したことを証明する資格制度の導入を検討している。日本以外の先進国、開発途上国においても、近年の PV システム導入数の増加を受けて、類似の資格制度創設に向けた検討が実施されている。

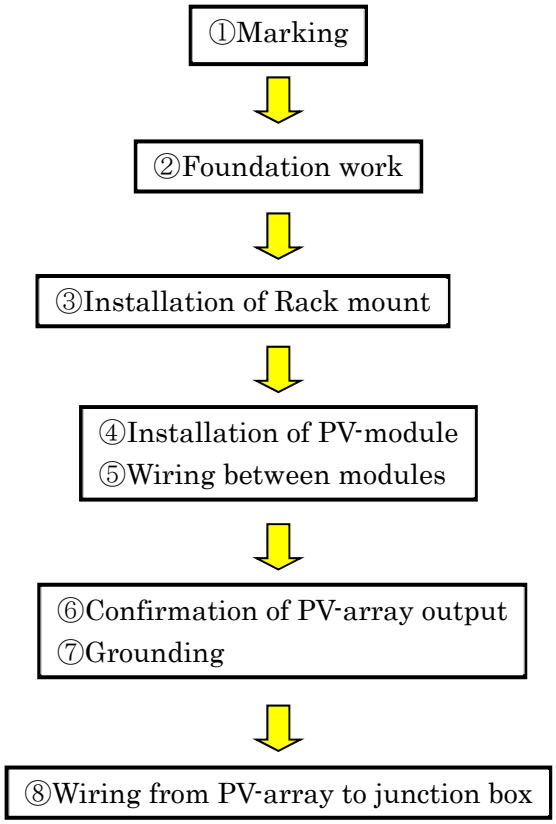
3.3.2. PV アレイ設置工事

1) 設置工事の基本手順

図 3.3-1 に含まれる PV アレイ設置工事の手順を詳細に記載すると図 3-2 のようになる。PV モジュール用基礎の上に架台を設置し、その架台に PV モジュールをボルトや取付け金具で止めて

PV アレイを構成していく。架台鉄骨の搬入時や据付工事中には、資材を直接床や地面に置かないよう、養生シートなどを使用する。また、据付工事中の盗難や破壊行為のリスクを考慮し、PV モジュールの仮資材置場には十分な警備体制が必要である。

一例として、地上設置型の PV アレイ設置工事の手順と、各工程における留意点について以下の通り説明する。



(Source: Guidance for introduction of PV System, JPEA)

図3-2 PV アレイの設置作業手順

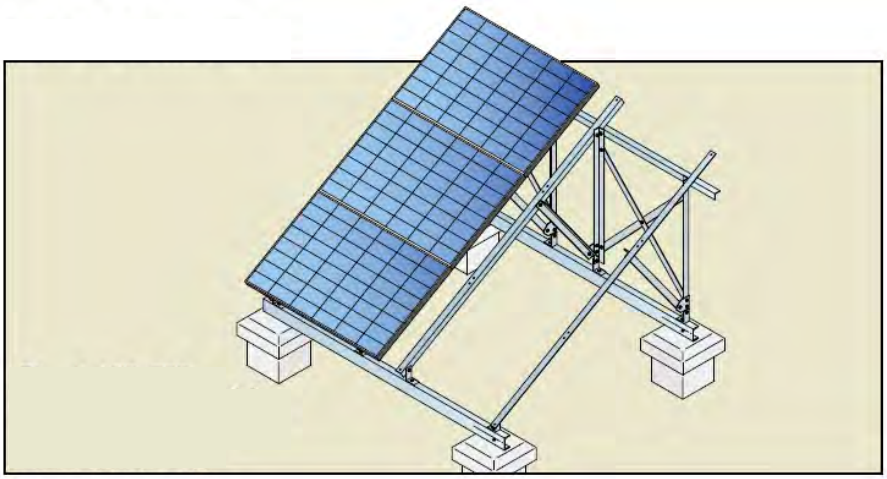


Figure 3.3-3 Installation of ground-mounted PV array

（ｉ）墨出し

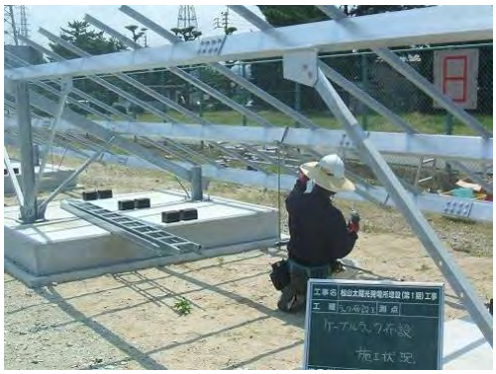
- PV モジュールおよび架台のレイアウト図等設計図面やメーカーの施工マニュアルに従い、墨出しによりマーキングする。
- 支持金具（アンカー）の取付位置は、フレーム形状等によって異なるため、現場合わせが必要な場合がある。

（ⅱ）基礎工事

- 基礎ピッチおよび収まり形状を確認する。

（ⅲ）架台の取付

- レイアウト図に従い、架台を仮置き・仮固定する。
- 本固定後、結合部が確実に固定されているか確認する。



（ⅳ）PV モジュールの取付

- レイアウト図に従い、PV モジュールを仮置き・仮固定する。
- 本固定後、PV モジュールがボルト・ナット等で確実に固定されているか確認する。
- 納まり形状を確認する。

（ｖ）PV モジュール間結線

- 極性（＋/－側）を確認する。
- 結線部の取扱い時は感電に注意する。

（vi）PV アレイ出力確認

- テスター等で、PV アレイ各系統の開放電圧を確認する。
- PV アレイ各系統の開放電圧に大きなバラツキがないか確認する。

（vii）アース工事

- アース設置部位を確認する。
- 施工方法は関連法規に準じる必要がある。

（viii）PV アレイ出力線引出し

- 事前に接続箱への引込み経路を確認しておく。

3.3.3. 過酷な気候状況における設置工事

PV システムを以下の環境に設置する場合、PV モジュールおよび施工部材を特殊な方法で施工する必要がある。また、定期的なメンテナンスが必要となる場合もある。その注意点は以下のとおり。

（ｉ）寒冷地域

- 水抜き孔や勾配を十分に取り、PV アレイ周辺に残水がないようにする。
- メンテナンス時に、破損や変形および結合部の緩みがないことを確認する。

（ⅱ）強風地域

- PV モジュールおよび架台が風圧荷重に耐えることを確認する。
- メンテナンス時の安全性を考慮する（フェンス等の設置）。

（ⅲ）塩害地域

- 使用する材料の腐食がないよう対策を行う。
- 使用する材料の異種金属間に電食がないよう対策を行う。
- 定期的な洗浄等のメンテナンスを行う。
- メンテナンス時に、腐食や電食がないことを確認する。
- メンテナンス時に、PV モジュール出力や絶縁等の電気的性能の劣化がないことを確認する。

架台と基礎接地面のコーキング

3.3.4. 周辺装置の設置

①パワーコンディショナ（PCS）

PCS の基礎工事では、設置場所により基礎の施工方法が異なる。屋外設置する場合には、通常 PCS 用のコンクリート基礎を設ける。このため、必要なケーブル配管等はあらかじめルートを確保し、工事手順を考えた上で施工する。金属製の架台等については、防錆・防食対策に留意し、ボルト類や取付金具の錆を生じやすい箇所にも注意する。

Self-standing Indoor Type (10kW)

Wall-hanging Outdoor Type (10kW)

Self-standing Outdoor Type (250kW x 4)

Foundation work for PCS

(Source: For effective performance of solar photovoltaic system, NEDO)

図 3.3-5　パワーコンディショナーの設置(PCS)

PCS 本体の据付工事では、以下の点に留意する。

○設置場所の確認事項

- 施工、保守・点検作業が容易な場所であること。
- 屋内に設置する場合には、換気設備の確保とともに高温環境にならないよう配慮する
- 結露しにくく、塵埃が少ない場所であること。
- 可能な限り直射日光の当たる場所は避ける。
- 騒音が気になる場所への設置は避ける。
- 屋外に設置する場合、爬虫類、昆虫などの PCS 内への侵入防止対策を検討する。

○搬入・据付時の留意点

- 大型（重量大）の場合はクレーン等の重機（手配）が必要であるため、運搬・荷下し方法を考慮しておくこと。
- 自立型の場合は、レベル・水平に注意し、周囲機器との関連を考慮すること。
- 工事中の騒音レベルなど周囲環境へも留意すること。

②接続箱及びケーブル箱

接続箱は PV アレイに可能な限り近い場所で、PCS への配線ルートとメンテナンスの容易性を考慮して設置場所を検討する。傾斜角がある架台に設置する場合は、PV アレイの背面に設置するのが標準的である。この場合、PV アレイに近く配線工事が容易となる他、PV アレイの影になるので、日射による接続箱の温度上昇を抑制することもできる。接続箱は事故時や定期点検での作業を考慮し、メンテナンスが容易な場所に設置する必要がある。接続箱一体型の PCS を屋内に設置する場合には、引き込みケーブル数が多くなるので、予め配線ルートには留意する。

(under the shade of PV array)

(Source: For effective performance of solar photovoltaic system, NEDO)

図 3.3-6　接続箱の設置

接続箱からの回路数が多く、PCS の入力数を超えている場合には、集電盤を設置する。集電盤の設置場所は、接続箱と PCS の中間で、メンテナンスが容易な場所を選定する。なお、接続箱や集電盤を屋外に設置する場合（とりわけ塩害地域）には、周囲環境に適した保護等級（International Protection: IP）の製品を設置する必要がある。

③開閉器

- 既設分電盤（受電設備）の主幹ブレーカー（連系用遮断器）の仕様を確認し、交換の要否を検討する必要がある。
- 太陽光発電システム専用の開閉器あるいは遮断器を新設する必要がある。

④電力量計

電力会社へ余剰電力を売る場合には、売電用電力量計を新規に設置する必要があるが、以下の取り扱いについて事前に電力会社へ確認すること。

- 従来の電力量計（買電用電力量計）を逆転防止付きに交換するための取替工事とその費用負担
- 売電用電力量計の手配・設置工事・費用負担

⑤避雷装置

各国の建築基準や技術基準など関連規定に従い、避雷設備の設置が必要とされる場合は、避雷設備との離隔距離、保護角等を考慮して設置する必要がある。また、雷が多い地域などは規定上要求されていない場合でも自主的に設置することもある。

⑥蓄電池（必要な場合）

蓄電池設備を設置する場合は、以下の点に留意して施工する必要がある。

○設置場所の確認事項

- 直射日光が当たらないこと。
- 結露しにくく、塵埃が少ないこと。
- 屋外に通じる換気を確保すること。
- 電気室の床構造が蓄電池の重量に耐えること。

- 地震等の振動によって容易に移動・転倒・脱落しない構造であること。

○運用方法の留意点
- 新旧の蓄電池を組み合わせて使用しないこと。
- 異種、または容量の異なる蓄電池を組み合わせて使用しないこと。
- 休止状態（使用しない状態）で長時間放置しないこと。
- 接続後の蓄電池は高電圧であるため、感電に注意すること。

3.3.5. ケーブル布設

一般の構内配線工事では、負荷を並列に接続する交流配線工事が多いが、PV モジュールから PCS までのケーブル工事は直流配線工事であり、また直列・並列の結線が混在するため、誤った極性に繋ぐことのないよう留意する。太陽光発電システム設備は電気工作物となるため、各国の関連法規に従って施工しなければならないが、各機器間の配線工事に関して施工ポイントを確認しておく。

① PV モジュール間

- PV モジュール間のケーブル工事は、PV モジュールの設置と並行して進める。ケーブルは配管やダクト等に収納せず、露出配線となることが一般的である。専用金物を架台に設置し、たるみのないよう結束するとともに、結束材は紫外線や水の影響を受けない材質を選定する。
- ケーブルは直列枚数に合わせて結線するため、各ケーブルに直列番号を記入しておくとメンテナンス時に便利である。
- 各ケーブルの接続は、PV モジュールに付属のコネクタを利用するタイプが一般的で、施工品質のばらつきを少なくすることができる。

余分なケーブルの処理

メッセンジャーワイヤーの設置

(Source: For effective performance of solar photovoltaic system, NEDO)

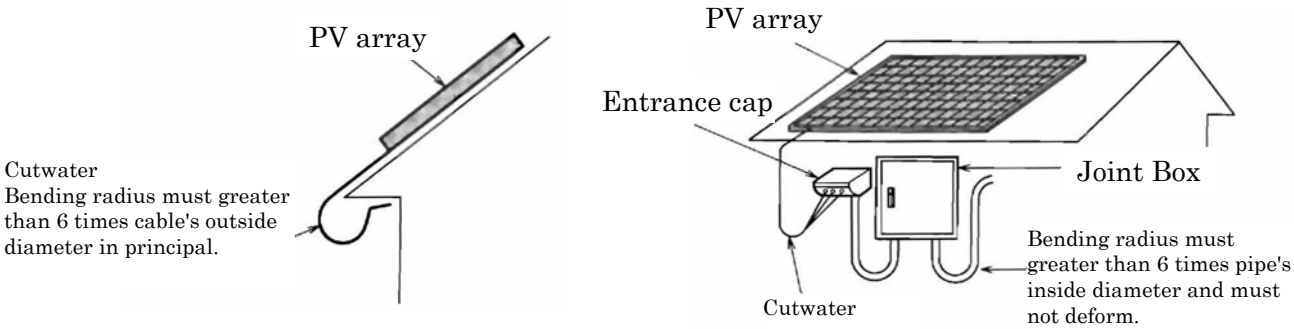
図 3.3-7　PV モジュール間のケーブル設置

② PV アレイ～接続箱間

- PV 出力ケーブルの調達先・種類を確認しておくこと。（通常は PV メーカーが供給し、片側が防水コネクタになっており、もう片側は必要に応じて切断する。また、接続箱への入力端子は圧着端子になっている。）
- PV 出力ケーブルの長さ・太さを確認しておくこと。（配線ルートから長さを決定し、長さと電流容量により太さを決定する。また、電圧降下（配線ロス）にも注意する。）
- 施工時には、ケーブルの極性（＋／－）、接続箱への入線箇所の防水処理、圧着端子部の規

定トルクによる締付け等を確認すること。

- 接続箱をアレイより下方位置に設置する時は、必ずケーブルの水切りを取っておくこと。また、原則としてケーブルの曲げは外径の６倍以上とすること。また、配管の曲げも管内径の６倍以上で変形しないこと。



Source: Design and installation work of PV system, Japan Photovoltaic Energy Association (JPEA)

Figure 3.3-8　Cutwater and bending radius of cables

- ダクトやラックを用いて配線する場合、雨天時にダクトが浸水しないようにするとともに、ダクト内に水が入らないよう留意する。

(Source: For effective performance of solar photovoltaic system, NEDO)

図 3.3-9　PV アレイと接続箱間のケーブル設置

③　接続箱～パワーコンディショナ間

- 一般的に１本（２芯）の直流配線となり、PV アレイの短絡電流に耐える容量のケーブルを選定すること。
- PCS を屋内に設置する場合、この区間で外壁貫通が発生するため、防水スリーブやプルボックスで水の浸入を防ぐ。

④　パワーコンディショナ～連系点間

- 一般的に１本（３芯）の交流配線となり、パワーコンディショナの出力に見合う容量のケー

ブルを選定すること。

- 系統への接続方法（主幹ブレーカーの１次側／２次側接続）や連系方式（三相３線式など）は電力会社により異なるため、確認すること。
- 施工時には、ケーブルの極性（R-S-T など）を確認して接続すること。
- 地中ケーブル施工となる場合は、ケーブルの埋設深さや埋設方法、ハンドホールの設置間隔など、各国の施工標準に準拠した施工を行う。

3.3.6. 安全管理

PV システムの設置工事においては、通常の建築工事・電気工事と同様の安全対策をとるとともに、以下の点に注意して作業する必要がある。

3.3.6.1 墜落・転落防止策

PV モジュールを高所に設置する場合は高所作業になるため､以下の安全対策をとる必要がある。

- ヘルメット（安全帽）の着用
- 滑り止め効果のある地下足袋または安全靴の着用
- 安全帯（命綱）の着用
- 腰袋の着用（工具・部材落下防止のため）
- 作業足場の設置

また、作業中は以下のような事故が発生しないよう安全対策を施す。

- PV モジュール運搬時に強風にあおられ転倒する。
- PV モジュールのガラス面に乗って足を滑らす。
- PV モジュールのガラス面に乗ってガラスが割れてけがをする。

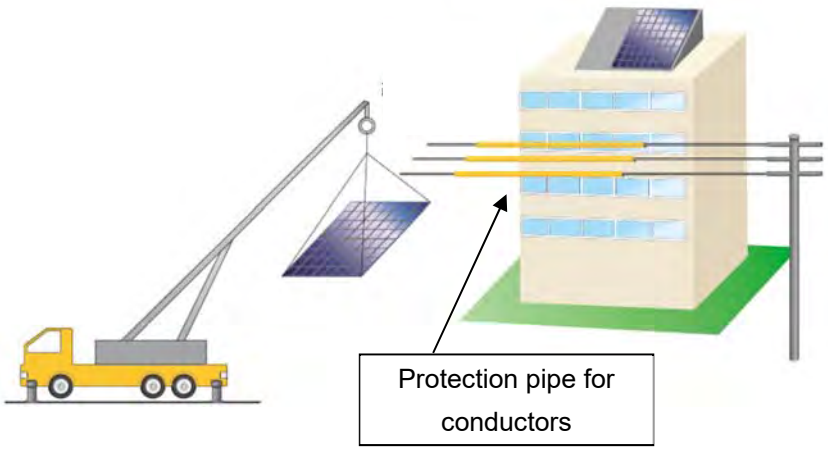
3.3.6.2 感電防止策

PV モジュールは必要枚数を直列接続すると､開放電圧が 250V～450V 程度の高電圧になるため、以下の安全対策をとる必要がある。

- 作業前に PV モジュール表面に遮光シートをかける。
- 低圧絶縁手袋の着用
- 絶縁処理された適正な工具の使用
- 降雨時の作業禁止

3.3.6.3 その他の安全対策

- 資機材搬入時にレッカーなど重機を使用する場合、アームが配電線に近接しないよう専任監視員を配置する、もしくは、事前に電力会社と協議して配電線に保護管を被せる等の対策とる。
- 部材の切断作業時には、保護めがねや防塵マスクを着用する。



(Source: For effective performance of solar photovoltaic system, NEDO)

図 3. 3-10　架空電線の保護対策

3.3.7. 竣工検査

竣工検査は、PV システムが設計図書・施工図面どおりであることを確認し、万一不具合が発生した場合は必ず正常な状態にして施主側の了解を得た上で、設備を引き渡すことを目的として実施する。必要に応じて、施主の立会いを要求する事もできるので、事前の検査手順・日程の通知など、入札図書にて要領を記載しておくことが重要である。

竣工時に実施する主な検査項目は以下のとおりである。

3.3.7.1 目視検査

○PV アレイ

- 表面の汚れ・破損、フレームの破損・変形、架台の腐食・錆、はないか。
- 架台のアースはとれているか。
- 架台と基礎の接触面や部材の継ぎ目などにコーキングはできているか。

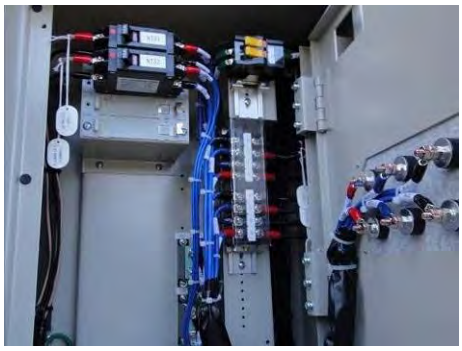
PV アレイ

架台への接地線接続

ボルト接続部へのコーキング

○接続箱

- 外箱の腐食・破損、端子台のねじの緩みはないか。
- 外箱の取付位置、防水処理はよいか。
- 配線の極性は合っているか。



接続箱

○PCS

- 外箱の腐食・破損、端子台のねじの緩みはないか。
- 取付状態、配線の極性はよいか。
- 接地端子との接続は確実にできているか。

PCS 端子台

○その他（電力量計、主幹ブレーカーおよび PV 発電用ブレーカーなど）

- 設計図面どおりか。
- 配線の接続状態はよいか。　など

3.3.7.2 Measurement and test

○PV アレイ

➢ 接地抵抗：100Ω以下（D 種接地の場合）

接地抵抗値測定

○接続箱

➢ 絶縁抵抗（PV モジュールー接地間：0.2MΩ以上、接地箱出力端子ー接地間：1MΩ以上）、

➢ 開放電圧：モジュール仕様に基づく規定電圧値以上（各ストリング回路のばらつきが、ある電圧値以内であること）

➢ 極性：各ストリング回路の極性（＋/ー）が正しいこと。

○PCS

➢絶縁抵抗（PCSー接地間：1MΩ以上）

➢ 接地抵抗：100Ω以下（D 種接地の場合）

➢ 受電電圧：主回路端子間が規定値内（日本で AC200V 定格の場合、200V±10%など）

参考として、接地抵抗測定、絶縁抵抗測定および開放電圧測定の試験方法および回路図等を以下に示す。

① 接地抵抗試験

・目　　的：PV アレイおよびパワーコンディショナ等の電気機器の接地抵抗を測定する。

・試験方法： 接地抵抗計にて測定する。

・判定基準：測定値が 100Ω以下であること（D 種接地の場合）。

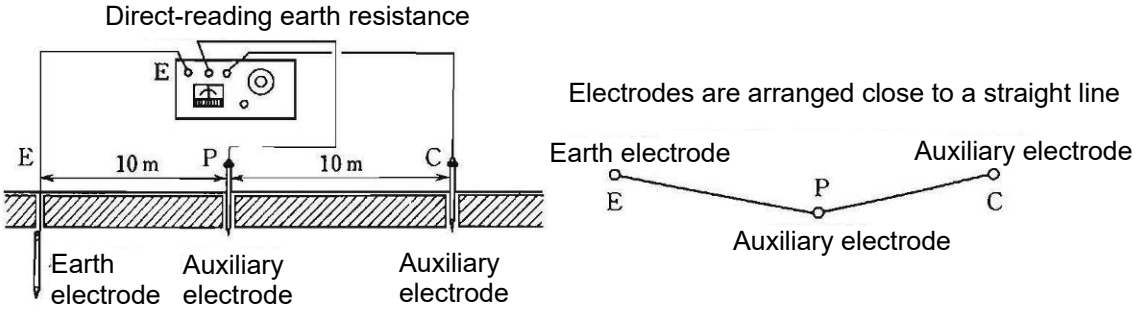


図 3. 3-11　接地抵抗の計測

②絶縁抵抗試験

・目　　的：各ストリング回路の太陽電池アレイから接続箱(直流入力端子)までの電線路について絶縁抵抗を測定する。

・試験方法：接続箱内で太陽電池回路の絶縁抵抗を、絶縁抵抗計(1000V メガー)を用いて測定する。

・判定基準：測定値が 1MΩ以上であること。

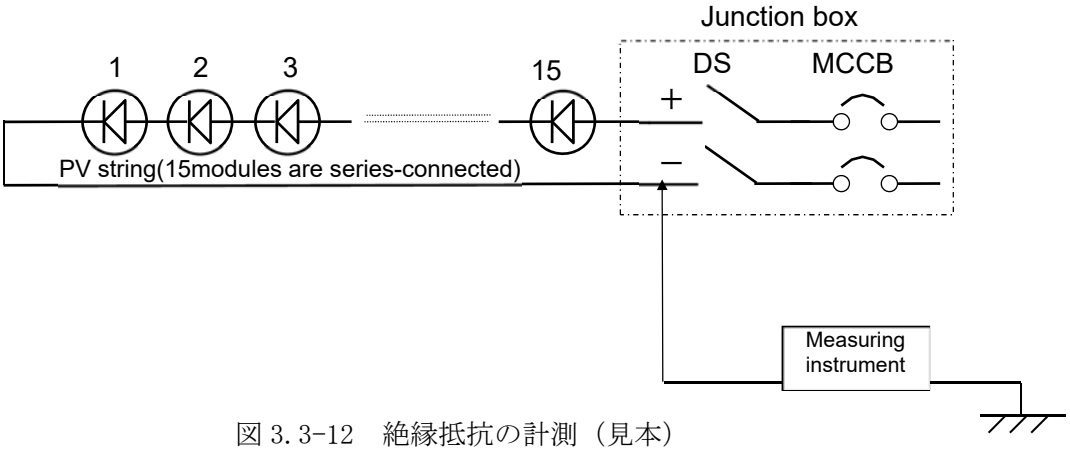


図 3. 3-12　絶縁抵抗の計測（見本）

③開放電圧測定

・目　　的：各ストリング回路の開放電圧を測定する。

・測定方法：パワーコンディショナ内 DS,MCCB を OFF にし、電圧計で太陽電池回路の開放電圧を測定する。

・判定基準：（例）他回路と 15V 以上のバラツキがないこと（測定値目安：350～460V）

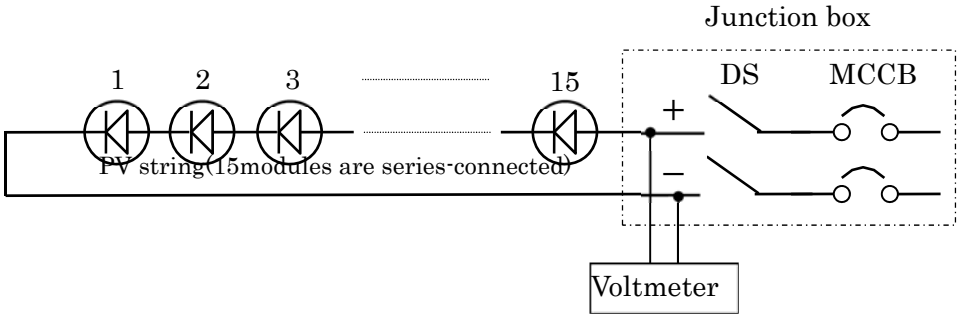


図 3. 3-13　開放電圧の計測（見本）

3.3.7.3 連系確認

➢保護継電器：電力会社との協議による設定値どおりであること。
➢運転・停止操作：運転（入）・停止（切）スイッチで適正に動作すること。
➢停電：系統が停電した際、瞬時に PCS が停止すること。
➢復電：系統が復電した際、一定時間（150～300 秒）後に PCS が運転を開始すること。
➢表示：運転中の表示器等が正常に表示されること。
➢異音：運転中に異常音、異常な振動、異臭などがないこと。

また、竣工時に施主へ引渡す主な必要書類（例）は、以下のとおりである。

➢竣工検査成績書（報告書）

➢PV システムメーカーの書類（製品の検査成績書、取扱説明書、保証書など）

3.3.8 試運転検査後の保証

系統連系型 PV システムの設置の後に効力を発する保証の種類を承認することは重要である。取付工事の責任を負う機器製造業者あるいは会社を選ぶ前に、機器あるいは設置工事の保証は、見積りの時点で検討する必要がある。特に、調達の過程においては、保証によりカバーされる特定の製品や期間は、請求書や契約書に明確に示されなければならない。

原則的に、系統連系型 PV システムに適用される 4 つの種類の保証がある。

① 製造メーカーによる各機器の欠陥保証
② 系統連系型 PV システム全体をカバーするトータルシステム保証
③ PV モジュールの出力保証
④ 系統連系型 PV システムの発電電力量をある一定期間保証

(1) Defect warranties for each equipment by manufacturers

PV モジュールだけでなく、PCS や変圧器、分電盤などのすべての主な機器が保証によりカバーされる。保証のカバー範囲は、製品や製造メーカーにより異なる。いくつかの製造メーカーは、台風や洪水といった天災もカバーする保証を提供している。一般的な保証期間は、日本の製造メーカーの場合、1 年である。

(2) Total system warranties covering whole Grid-connected PV system

主契約業者（例、総合商社、建設会社）に対して、系統連系型 PV システム全体用の保証の提供を依頼することは可能である。この保証は、機器の設置作業をカバーする。保証条件は、特定の期間後（例、1 年）においても発電システムがキロワットでの最小出力能力を供給することを記述している。通常、保証期間は、各製品の欠陥保証最短期間を考慮して決められる。

(3) Output warranties for PV Module

ほとんどの PV モジュール製造メーカーは、特定の期間にわたる各 PV モジュールの出力性能の保証を提供している。日本の製造メーカーの場合、PV モジュールの最小出力（＝公称最大出力の 90%）の 90%を一般的な出力保証としており、その保証期間は 10 年である。つまり、0.9 x 0.9＝0.8 でこれに公称最大出力をかけた数字が初めの 10 年間となる。また、いくつかの製造メーカーでは、最小出力（0.9 x 0.8 = 0.72 x 公称最大出力）の 80%を 20 年間保証することを提供している。この保証は非常に重要で、保証条件は契約を結ぶ前に、詳細を確認すべきである。

(4) Generated energy warranties for the Grid-connected PV system over a period of time

この保証は、ある一定期間にわたりワットアワーでの特定の発電電力量を確約するものである。系統連系型 PV システムが発電所として運用されている場合、PV システムの運用者に対して最小発電電力量及び関連する電力販売を確実なものとする保証内容である。しかし、発電電力量は毎年得られる日射量に依存することから、契約者にとって多くのリスクを引き起こす恐れがあり、また事業現場の数年間の日射量データに基づいた必要な情報を契約者が共有しているのであれば、決定することができる。
そのため、この種の保証は日本おける PV 事業にとってそれほど人気ではない。

3.4 設備計画手法
（課題演習）

課題演習［メガソーラーの設備計画］

1. 課題演習におけるメガソーラーの設備計画の流れ

本課題演習においては 1MW のメガソーラーの設備計画を行うこととする。メガソーラーの設備計画を実施するにあたり、日射量や気温等の自然条件については各自国のデータを使用するものとする。また、各自国の環境条件(積雪等)について考慮することとする。

図 1-1 に本課題演習での設備計画の手順を示す。演習においては 1MW(パワーコンディショナ交流端)のメガソーラーの設備計画を行い、年間発電電力量の試算を行う。アレイ架台や基礎の検討については省くこととする。また、各自国の電力系統に連系するためのシステム構成検討を行う。

実際の設備計画ではシステム構成を決定した後に概算費用を試算し、経済性を評価する必要があるが、本課題演習ではシステム構成検討まで行うこととする。

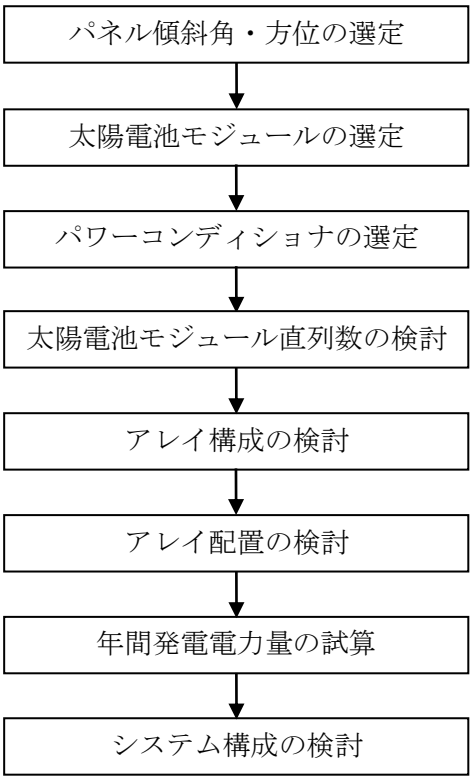


図 1-1　メガソーラー設備計画手順

2.課題演習(メガソーラー設備計画)

①パネル傾斜角・方位の選定

HOMER（https://users.homerenergy.com/）又は RETScreen（http://www.retscreen.net/）を用いて各自国におけるパネルの最適傾斜角及び方位を選定する。選定した最適傾斜角・方位での日射量(月毎の 1 日平均日射量)や平均気温(月毎)を記録する。

②太陽電池モジュールの選定

表 2-1 の太陽電池モジュールリストより太陽電池モジュールを選定する。

表 2-1　太陽電池モジュールリスト

	太陽電池モジュール A	太陽電池モジュール B	太陽電池モジュール C	太陽電池モジュール D
種類	単結晶シリコン系 (HIT Power 240S)	多結晶シリコン系 (KD250GX-LFB2)	多接合ハイブリッド (F-NJ150)	CIS 系 (SF160-S)
公称最大出力(P_{max})	240W	240W	150W	160W
モジュール変換効率	19.0	14.6	9.60	12.6
公称最大出力動作電圧(V_{pm})	43.7V	29.8V	125.8V	84.0V
公称最大出力動作電流(I_{pm})	5.51A	8.06A	1.20A	1.91A
公称開放電圧(V_{oc})	52.4V	36.9V	158.1V	110V
公称短絡電流(I_{sc})	5.85A	8.59A	1.45A	2.2A
外形寸法(mm) W×L×D	1,580×798×35	1,662×990×46	1,500×1,100×50	1,257×977×35
短絡電流の温度係数(I_{sc})	+0.03%/K	+0.060%/K	+0.055%/K	+0.01%/K
開放電圧の温度係数(V_{oc})	−0.24%/K	−0.36%/K	−0.39%/K	−0.30%/K
最大出力の温度係数(P_{max})	−0.30%/K	−0.46%/K	−0.35%/K	−0.31%/K

※出力動作電圧の温度係数は開放電圧の温度係数と同様とする。

③パワーコンディショナの選定

表 2-2 のパワーコンディショナリストよりパワーコンディショナを選定する。

表 2-2　パワーコンディショナリスト

		PCS-A	PCS-B	PCS-C	PCS-D
出力容量		10kW	100kW	250kW	500kW
直流入力	定格電圧	400V	345V	350	350
	直流電圧範囲	0～600V	0～650V	0～600V	0～600V
	最大電力追従範囲	200～550V	315～600V	320～550V	320～550V
	相数	三相 3 線	三相 3 線	三相 3 線	三相 3 線
交流出力	定格電圧	202V	202V	415V	210V
	定格周波数	50 or 60Hz	50 or 60Hz	50 or 60Hz	50 or 60Hz
	電力変換効率	94.5%	95.3%	95.7%	96.8%

※各種の太陽電池モジュール及びパワーコンディショナの仕様が確認でき、選定に役立つサイト（http://www.enfsolar.com/）がある。

④太陽電池モジュール直列数の検討

選定した太陽電池モジュール及びパワーコンディショナの仕様から太陽電池モジュール直列数を検討する。太陽電池モジュールの直列数は選定したパワーコンディショナの定格電圧(直流側)の 10%増しを太陽電池モジュールの最大動作電圧で除いた数値を目安にする。また、最終的には以下の点を考慮し、太陽電池モジュール直列数を決定する。

・ストリングの開放電圧の温度特性による変化がパワーコンディショナの直流電圧範囲内(直流電圧範囲の上限値以下)となっているか。
・ストリングの出力動作電圧の温度特性による変化がパワーコンディショナの最大電力追従範囲内となっているか。

最高及び最低モジュール温度は以下の式で計算する。
最高モジュール温度=各国の年間最高気温+加重平均太陽電池モジュール温度上昇⊿T
最低モジュール温度=各国の年間最低気温+加重平均太陽電池モジュール温度上昇⊿T
※加重平均太陽電池モジュール温度上昇⊿T は裏面開放形(架台設置形)であるため、18.4(℃)とする。(JIS C 8907 太陽光発電システムの発電電力量推定方法)

⑤アレイ構成の検討

アレイ構成の検討ではアレイ内のストリングの並列数を決定し、太陽電池モジュールを何段何列にするかを決定する。アレイのサイズに指定がある場合は指定されたサイズに納まるように検討する。アレイは決定した太陽電池モジュール直列数の整数倍のモジュール数から構成されることになる。

[アレイ構成の条件]
条件 1：アレイの幅は 25m 以下とする。(点検時の効率性を考慮)
条件 2：アレイの最大高さは GL から 2.0m 以下とする。(人の手が届くことを考慮)
パネルの最下部は GL から 0.5m とする。(昆虫、小動物や草の影響を少なくする)
図 2-1 参照(※太陽電池モジュールの厚みは考慮しなくてもよいこととする)
条件 3：太陽電池モジュール間の間隔とモジュールの端は 50mm あける。
(間隔は取付金具による。取付金具が決まっている場合は 10mm の場合もある)

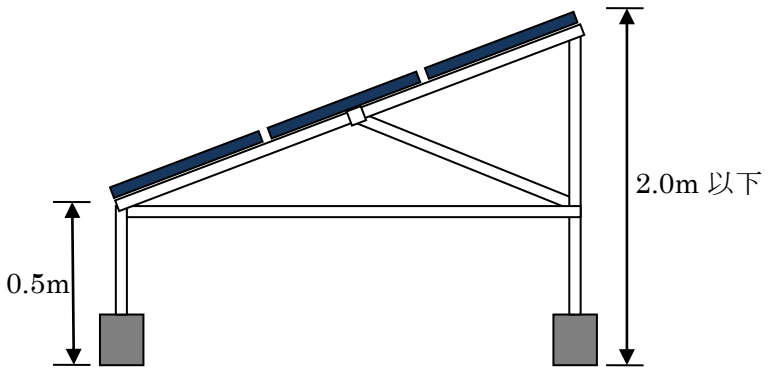


図 2-1　アレイ構成の条件 2

⑥アレイ配置の検討

1MW(パワーコンディショナ交流端)となるようにアレイ数を決め、アレイ配置を検討する。アレイ数を決定する際には PCS の変換効率と直流ロス(2%)を考慮することとする。アレイ配置を行うサイトは平坦な土地であると仮定し、配置は可能な限り正方形に近い形となるように考慮する。

[アレイ配置の条件]

条件 1：集電盤、PCS、変圧器盤、連系盤等を設置するための 10m×10m のスペースを確保する。
条件 2：南北方向のアレイ間隔は前方アレイの影の影響がないよう設定にする。図 2-2 参照
条件 3：東西方向のアレイ間隔は 1.5m 以上とする。図 2-3 参照

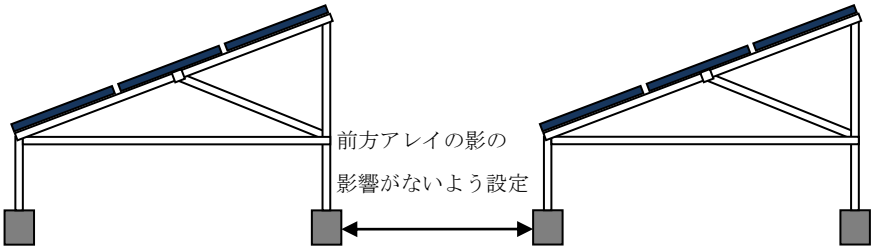


図 2-2　アレイ配置の条件 2

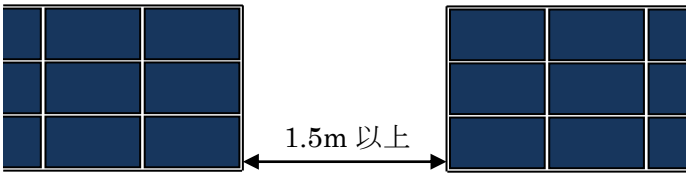


図 2-3　アレイ配置の条件 3

⑦年間発電電力量の試算

太陽光アレイの容量から年間発電電力量を試算する。
推定年間発電電力量 Ep は次式で計算する。

$$Ep = \Sigma \ H_A / Gs \cdot K \cdot P_{AS}$$

- Ep = 推定年間発電量（kWh/年）
- H_A = 設置面の月平均日射量（kWh/m²/日）
- Gs = 標準状態における日射強度（kW/m²) = 1 (kW/m²)
- K = 総合設計係数= Kd ・ Kt ・ η_{INV}
  - * 直流補正係数 Kd：
    太陽電池の表面の汚れ、太陽の日射強度が変化することによる損失の補正、太陽電池の特性差による補正などで、0.9 とする
  - * 温度補正係数 Kt：
    太陽電池が日射により温度が上がり、変換効率が変化するための補正係数
    $Kt = 1 + \alpha \ (Tm - 25) / 100$
    - α：最大出力温度係数（%／℃）
    - Tm：モジュール温度（℃) = Tav + ΔT
    - Tav：月平均気温（℃）
    - ΔT：モジュール温度上昇（℃)=18.4(℃)とする
  - * PCS 効率 η_{INV}：インバータの交直変換効率
- P_{AS} = 標準状態における太陽電池アレイ出力（kW）
  標準状態：AM1.5、日射強度 1kW/m²、太陽電池セル温度 25℃

⑧システム構成の検討

下図のように太陽光発電が 90%以上の大きさになることは年間の数%の時間数である。

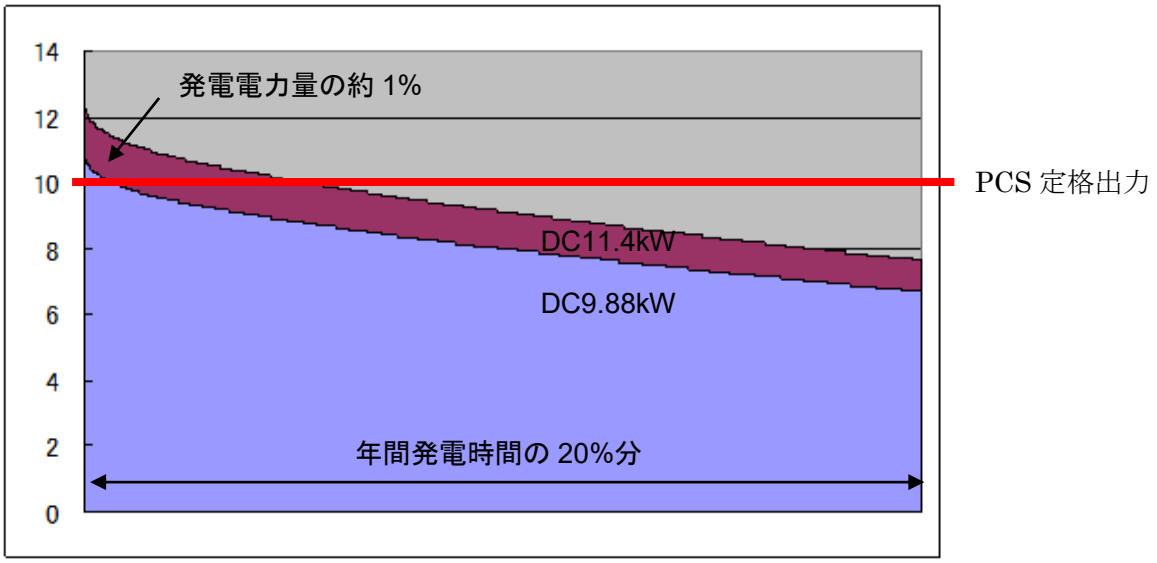
従って、PCS 定格出力以上の発電を行うことはできないが、効果的に年間発電電力量を増加させるために、太陽光モジュール出力合計は PCS 定格出力の 10%程度多く設置することが望ましい。

＜例＞

PCS 出力＝太陽光モジュール出力 DC9.88kW×直流ロス 98%（-2%）
×PCS 変換効率 95%＝AC9.20kW

PCS 出力＝太陽光モジュール出力 DC11.4kW×直流ロス 98%（-2%）
×PCS 変換効率 95%＝AC10.61kW→PCS 定格出力となり実際には AC10kW

DC9.88kW-AC10kW	DC11.4kW-AC10kW
11,251kWh/year (9.88kW*8760h*0.13)	12,852kWh/ year (11.4kW*8760h*0.13*0.99)



太陽光発電出力のディレーション曲線（1 秒計測）

その他、システム構成の検討では太陽光アレイや PCS 以外の各機器の仕様を検討する。

接続箱と集電盤の回路数と必要な台数を検討する。接続箱は 4、8、10、12、16 回路のいずれかから選定し、必要台数を計算する。

集電箱については PCS1 台につき 1 台設けることとし、必要な回路数を計算する。

また、各自国の電力系統へ連系するためのシステム構成とする必要がある(系統電圧までの昇圧用変圧器の設置等)。

課題演習［メガソーラーの設備計画記入シート］

メガソーラー設置予定地：[国]　　[地域]

①パネル傾斜角　＿＿＿＿°

方位　＿＿＿＿＿

上記の傾斜角・方位における日射量

月	一日の日射量 (kWh/m²/day)	外気温 (℃)
1 月		
2 月		
3 月		
4 月		
5 月		
6 月		
7 月		
8 月		
9 月		
10 月		
11 月		
12 月		
年間		

②選定した太陽電池モジュールの仕様

種類	
公称最大出力(P_{max})	
モジュール変換効率	
公称最大出力動作電圧(V_{pm})	
公称最大出力動作電流(I_{pm})	
公称開放電圧(V_{oc})	
公称短絡電流(I_{sc})	
外形寸法(mm) W×L×D	
短絡電流の温度係数	
開放電圧の温度係数	
最大出力の温度係数	

③選定したパワーコンディショナの仕様

出力容量		
直流入力	定格電圧	
	直流電圧範囲	
	最大電力追従範囲	
	相数	
交流出力	定格電圧	
	定格周波数	
	電力変換効率	

④太陽電池モジュール直列数 ＿＿＿＿直列

ストリング開放電圧(モジュール温度 25℃) ： ＿＿＿＿V

(最高モジュール温度 ℃)：＿＿＿＿V

(最低モジュール温度 ℃)：＿＿＿＿V

ストリング出力動作電圧(モジュール温度 25℃) ： ＿＿＿＿V

(最高モジュール温度 ℃)：＿＿＿＿V

(最低モジュール温度 ℃)：＿＿＿＿V

⑤アレイ構成 ＿＿段＿＿列（太陽電池モジュール＿＿＿＿枚）

＿＿直列＿＿並列

アレイ出力 ＿＿＿＿kW

アレイサイズ (W)＿＿＿＿m×(L)＿＿＿＿m（水平投影面積）

アレイ最大高さ ＿＿＿＿m

⑥アレイ配置

太陽光アレイ数 ＿＿＿＿基

アレイの総出力 ＿＿＿＿kW

⑦年間発電電力量

月	発電電力量 (kWh)
1 月	
2 月	
3 月	
4 月	
5 月	
6 月	
7 月	
8 月	
9 月	
10 月	
11 月	
12 月	
年間	

⑧システム構成案

・発電規模 ＿＿＿＿kW（AC）

・アレイ数 ＿＿＿＿基

・アレイ出力 ＿＿＿＿kW（DC）

・PCS 台数 ＿＿＿＿台

・系統電圧 ＿＿＿＿kV

・昇圧用変圧器 ＿＿＿＿kVA

一次電圧/二次電圧 ＿＿＿＿kV/＿＿＿＿V

・所内用変圧器 ＿＿＿＿kVA

一次電圧/二次電圧 ＿＿＿＿kV/＿＿＿＿V

課題演習［メガソーラーの設備計画記入シート］（解答例）

メガソーラー設置予定地：[国] 日本　　[地域] 那覇

①パネル傾斜角　18 °

方位　南

上記の傾斜角・方位における日射量

月	一日の日射量 (kWh/m²/day)	外気温 (℃)
1 月	2.89	17.4
2 月	3.13	17.4
3 月	3.79	19.1
4 月	4.54	21.7
5 月	4.99	24.3
6 月	5.46	26.9
7 月	6.57	29.1
8 月	6.22	28.9
9 月	5.66	27.8
10 月	4.79	25.5
11 月	3.70	22.6
12 月	3.11	19.2
年間	**4.58**	**17.4**

②選定した太陽電池モジュールの仕様

	太陽電池モジュール B
種類	多結晶シリコン系
公称最大出力(P_{max})	240W
モジュール変換効率	14.6
公称最大出力動作電圧(V_{pm})	29.8V
公称最大出力動作電流(I_{pm})	8.06A
公称開放電圧(V_{oc})	36.9V
公称短絡電流(I_{sc})	8.59A
外形寸法(mm) W×L×D	1,662×990×46
短絡電流の温度係数	+0.060%/K
開放電圧の温度係数	−0.36%/K
最大出力の温度係数	−0.46%/K

③選定したパワーコンディショナの仕様

		PCS-A
出力容量		10kW
直流入力	定格電圧	400V
	直流電圧範囲	0～600V
	最大電力追従範囲	200～550V
	相数	三相 3 線
交流出力	定格電圧	202V
	定格周波数	50 or 60Hz
	電力変換効率	94.5%

④太陽電池モジュール直列数　　16　直列

ストリング開放電圧(モジュール温度 25℃)　　：　475.52　　V

(最高モジュール温度　54.0℃)：　427.25　　V

(最低モジュール温度　25.0℃)：　475.52　　V

ストリング出力動作電圧(モジュール温度 25℃)　　：　388.80　　V

(最高モジュール温度　54.0℃)：　349.34　　V

(最低モジュール温度　25.0℃)：　388.80　　V

（計算）

1)パワーコンディショナの定格電圧と太陽電池モジュールの公称最大出力電圧からの太陽電池モジュール直列数の計算

パワーコンディショナの定格電圧：400V，太陽電池モジュールの公称最大出力電圧：29.8V

400V×1.1＝440V　440V÷29.8V≒14.77≒16 直列

2)最高及び最低モジュール温度の計算

那覇の最高気温：35.6℃，那覇の最低気温：6.6℃

最高モジュール温度=35.6+18.4＝54.0℃

最低モジュール温度= 6.6+18.4＝25.0℃

3)最高及び最低モジュール温度におけるストリング開放電圧の計算

太陽電池モジュールの開放電圧の温度係数：－0.36%/℃

モジュール温度 25℃におけるストリング開放電圧

36.9V×16＝590.4V

最高モジュール温度(54.0℃)におけるストリング開放電圧

590.4V×{1－0.0036×(54.0－25)}≒528.76V

最低モジュール温度(25.0℃)におけるストリング開放電圧

590.4V×{1－0.0036×(25.0－25)}=590.40V

4)最高及び最低モジュール温度におけるストリング出力動作電圧の計算

太陽電池モジュールの出力動作電圧の温度係数：－0.36%/℃(開放電圧の温度係数と同様)

モジュール温度 25℃におけるストリング出力動作電圧

29.8V×16＝476.8V

最高モジュール温度(54.0℃)におけるストリング出力動作電圧

476.8V×{1－0.0036×(54.0－25)}≒427.02V

最低モジュール温度(25.0℃)におけるストリング出力動作電圧

476.8V　×{1－0.0036×(25.0－25)}= 476.80V

（直流電圧範囲・最大電力追従範囲の確認）

直流電圧範囲

パワーコンディショナの直流電圧範囲 0～600V に対して、ストリング開放電圧は 528.76～590.40V の範囲で動作するため問題ない。

最大電力追従範囲

パワーコンディショナの最大電力追従範囲 200～550V に対して、ストリング出力動作電圧は 427.02V～476.80V の範囲で動作するため問題ない。

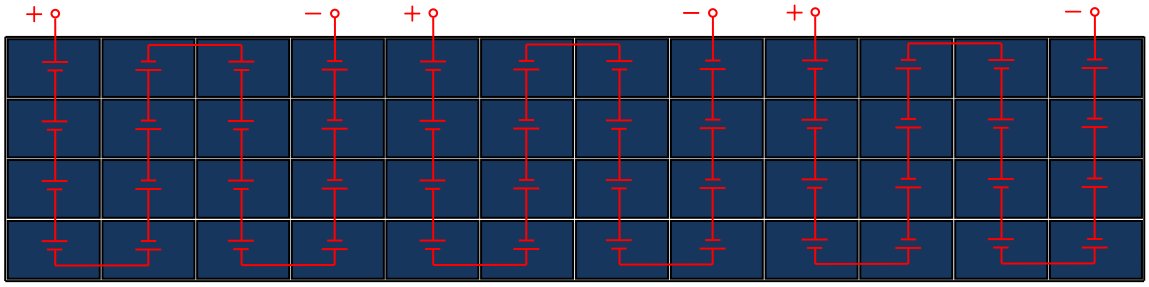
⑤アレイ構成　4　段　12　列（太陽電池モジュール　48　枚）
　　16　直列　3　並列

アレイ出力　11.52　kW

アレイサイズ　(W)　20.594 m×(L)　4.004 m（水平投影）

アレイ最大高さ　1.801 m

アレイ配線図



（計算）

1)アレイの最大段数・列数の計算

アレイの最大段数 a

アレイ最大高さ：GL から 2.0m 以下(パネルの最下部は GL から 0.5m)，パネル傾斜角：18°

太陽電池モジュール奥行：990mm

(2.0m－0.5m)＝1.5m

1.5m≧X×sin18°　⇒　4.854m≧X

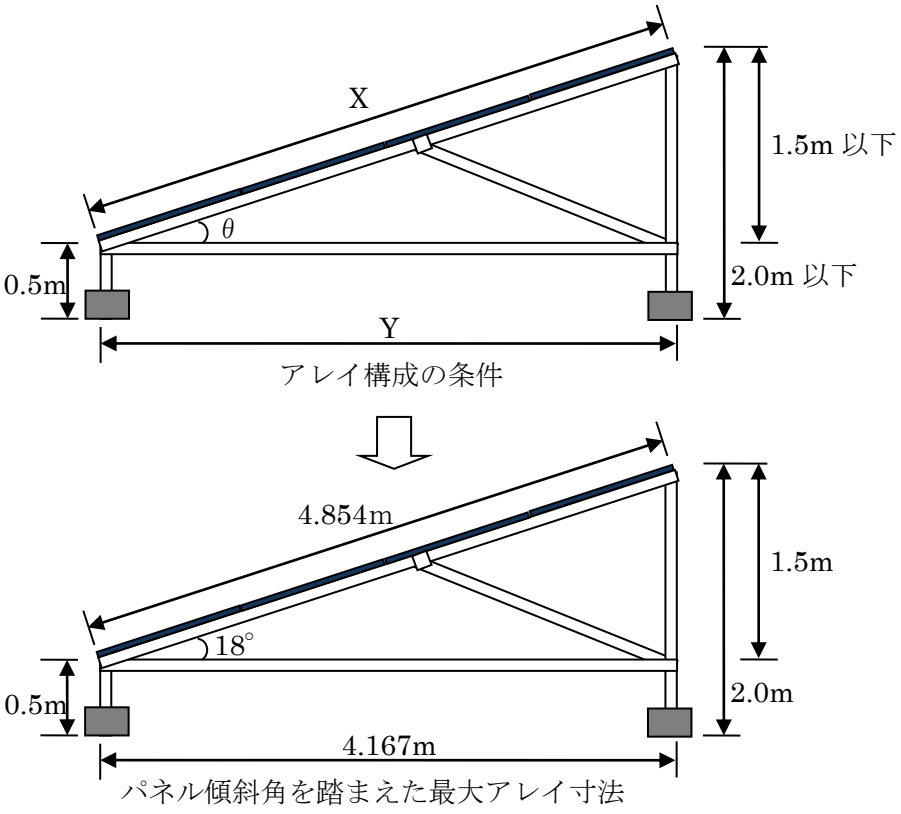
4.854÷0.99≒4.9　　a=4 段

アレイの最大列数 b

アレイ最大幅：25m 以下，太陽電池モジュール幅：1,662mm

25÷1.662≒15.1　　b=15 列

アレイ構成条件のみからの太陽電池モジュール最大枚数は 4 段 15 列で 60 枚

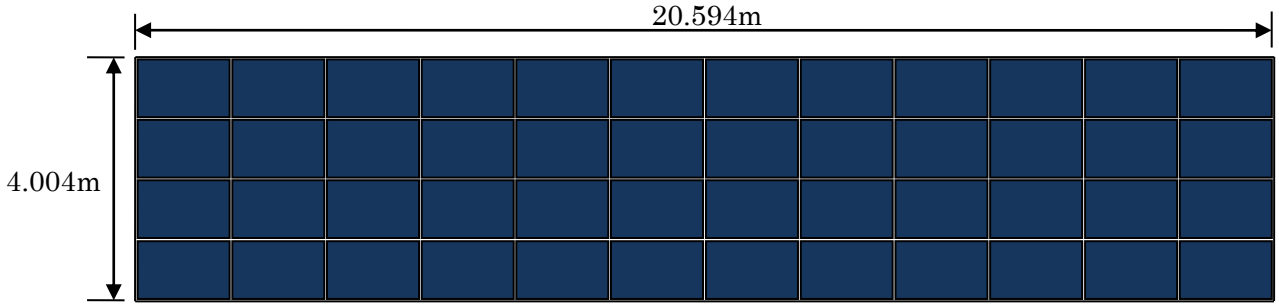


2)太陽電池モジュール直列数からの最大並列数及びモジュール枚数の計算
アレイ構成条件のみからの太陽電池モジュール最大枚数：60 枚,
太陽電池モジュール直列数：16 直列
60÷16≒3.75　　3 並列
16 直列×3 並列＝48 枚

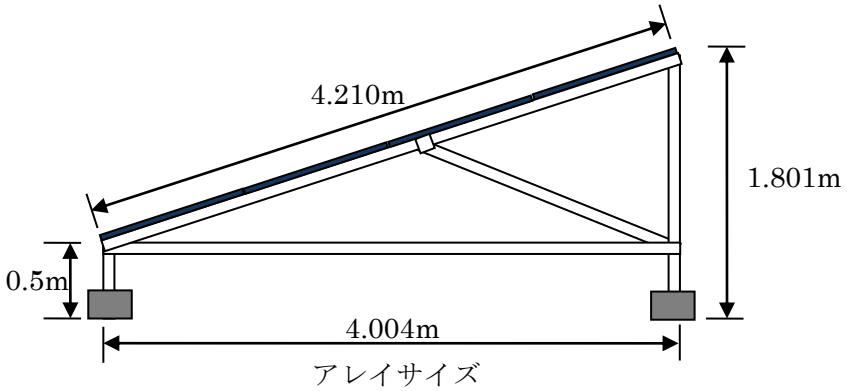
3)モジュール枚数からのアレイ出力の計算
太陽電池モジュール公称最大出力：240W
240W×48＝11,520W　⇒　11.52kW

4)モジュール枚数からのアレイの列数の計算
太陽電池モジュール枚数：48 枚，アレイの最大段数 a：4 段
48÷4＝12　　12 列

5) アレイの段数・列数からのアレイサイズの計算
パネル面の寸法
太陽電池モジュール奥行：990mm，太陽電池モジュール間の間隔とモジュールの端：50mm
(0.99×4)＋{0.05×(4+1)}＝4.21m
アレイ最大高さ
パネル傾斜角：18°，パネルの最下部高さ：GL から 0.5m
(4.21m×sin18°)＋0.5m＝1.801m
アレイ奥行 L(水平投影)
4.21m×cos18°＝4.004m
アレイ幅 W
太陽電池モジュール幅：1,662mm
(1.662×12)＋{0.05×(12+1)}＝20.594m



アレイサイズ(水平投影)



アレイサイズ

⑥アレイ配置

太陽光アレイ数　100　基

アレイの総出力　1,152　kW

（計算）

1)アレイの総出力の計算

11.52kW×100＝1,152 kW

2)南北方向の影倍率の計算

那覇の緯度・経度：北緯 26.1312,東経 127.4048

太陽の高度 h：19.35°，方位角：50.11°

※冬至(2012.12.21)の AM9:00 のデータ，方位角は真南を 0°とする

影倍率 R

R＝Ls/L＝coth×cos α＝cot(19.35°)×cos(50.11°)＝1.826

(高さ L のものが作る影の南北方向の長さ Ls)

3)南北方向のアレイ間隔の計算

アレイの最大高さ：1.801m

(1.801－0.5)×1.826≒2.375m

4)アレイ配置と全体面積

用地に合わせて配置する SketchUp で検討する。

⑦年間発電電力量

月	発電電力量 (kWh)
1 月	80,025
2 月	78,283
3 月	104,033
4 月	118,981
5 月	133,295
6 月	139,198
7 月	171,031
8 月	162,096
9 月	143,598
10 月	127,138
11 月	96,510
12 月	85,323
年間	**1,439,509**

※年間発電電力量は月毎の発電電力量試算結果の合計となる

年間発電電力量の推定は基本的には HOMER（https://users.homerenergy.com/）又は RETScreen（http://www.retscreen.net/）を用いて行うことができる。

演算にて算出方法は以下の通りである。

(計算)

1)推定月間発電量[1 月](kWh/月)の計算

設置面の月平均日射量 H_A ：2.89kWh/m²/day，標準状態における日射強度 Gs ：1kW/m²

PCS 変換効率 η_{INV}：94.5%，直流補正係数 Kd：0.9，最大出力温度係数 α ：－0.46%/K

月平均気温 Tav：17.4℃，加重平均太陽電池モジュール温度上昇⊿T：18.4℃

モジュール温度 Tm

Tm＝Tav＋⊿T＝17.4＋18.4＝35.8℃

温度補正係数 Kt

Kt＝1＋ α (Tm-25)/100＝1－0.46(35.8－25)/100＝0.95032

総合設計係数 K

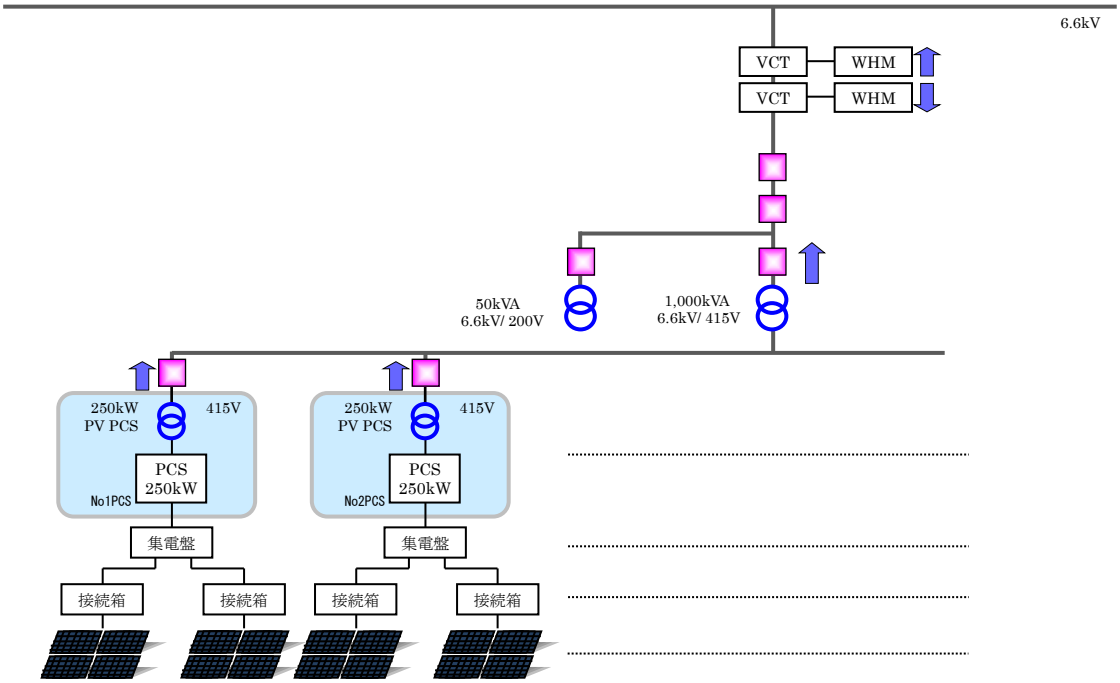
K＝Kd ×Kt × η_{INV}＝0.9×0.95032×0.945＝0.808247

推定月間発電量 Ep

Ep＝Σ H_A / Gs×K ×P_{AS}＝31×2.89/1×0.808247×1,152≒<u>83,417kWh</u>

⑧システム構成案

- 発電規模　<u>1,000 kW（AC）</u>
- アレイ数　<u>100 基</u>
- アレイ出力　<u>1,152 kW（DC）</u>
- PCS 台数　<u>100 台</u>
- 系統電圧　<u>6.6 kV</u>
- 昇圧用変圧器　<u>1,000 kVA</u>
  一次電圧/二次電圧　<u>6.6 kV/ 415 V</u>
- 所内用変圧器　<u>50 kVA</u>
  一次電圧/二次電圧　<u>6.6 kV/ 200 V</u>



4. 太陽光発電設備のオペレーション＆メンテナンス

目　次

4.　系統連系型 PV システムの運用及び保守 ..... - 1 -
4.1.　システムの運用及び保守 ..... - 1 -
4.1.1.　維持管理担当組織の選定 ..... - 1 -
4.1.2.　法律による規定の確認 ..... - 1 -
4.1.3.　運転保守に必要な体制 ..... - 1 -
4.1.4.　運転保守体制(例) ..... - 2 -
4.1.5.　運転保守マニュアル作成 ..... - 2 -
4.1.6.　発電所の運転・保守予算 ..... - 5 -
4.1.7.　組織運営予算 ..... - 6 -
4.2.　巡視点検及び定期点検(整備)の一般概念 ..... - 6 -
4.3.　日常点検 ..... - 7 -
4.3.1.　点検項目 ..... - 7 -
4.3.2.　実質発電量の評価 ..... - 12 -
4.3.3.　発電量記録表の例 ..... - 13 -
4.4.　定期点検 ..... - 13 -
4.4.1.　太陽光システムの絶縁抵抗測定方法について ..... - 15 -
4.4.2.　トラブルシューティング ..... - 18 -
4.5. I-V 曲線形状の解釈 ..... -22-

4. 系統連系型 PV システムの運用及び保守

4.1. システムの運用及び保守

4.1.1. 維持管理担当組織の選定

ある一定の規模以上になると、系統連系 PV システムは電力会社が保有する発電所や変電所と同じ事業用電気工作物と位置づけられる。このため、類似の電気工作物に関する平常時及び非常時の設備保守・運用経験のある要員が維持管理を担当することが望ましい。プロジェクトサイトを運営する組織（病院、学校等）内で類似経験のある技術者を確保することが難しい場合には、電力会社など発電所の維持管理経験を有する組織と運用維持管理契約を締結し、当該組織で対応が困難な維持管理業務については外部委託することも検討する必要がある。

4.1.2. 法律による規定の確認

新しく発電設備を運転保守する組織を設置する際には、当該国における規制、法律を確認し、当該設備容量での発電事業に関して設置が求められる電気主任技術者や保安規程等の要否を確認する必要がある。日本の場合、高圧配電システムに連系される自家用電気工作物については、電気主任技術者を配置する必要がある。ここで電気主任技術者とは、電気工作物の工事、維持及び運用に関する保安の監督をするための国家資格を有する技師を意味する。また、日本の保安規程では、自家用電気工作物の設置者が以下について経済産業省に届け出ることが規定されている。

① 工事、維持又は運用に関する業務を管理する者の職務及び組織に関すること
② 工事、維持又は運用に従事する者に対する保安教育に関すること
③ 工事、維持及び運用に関する保安のための巡視、点検及び検査に関すること
④ 運転又は操作に関すること
⑤ 発電所の運転を相当期間停止する場合における保全の方法に関すること
⑥ 災害その他非常の場合に採るべき措置に関すること
⑦ 工事、維持及び運用に関する保安についての記録に関すること
⑧ 法定自主検査に係る実施体制及び記録の保存に関すること

しかしながら、開発途上国では、系統連系 PV システムについて、上述したような法規制が定められていない国が多い。このため、所管官庁と電力会社で協力して、まずは既存の法規制を活用しつつ、PV システムの容量に応じた現実的な適用方法について検討することが望ましい。

4.1.3. 運転保守に必要な体制

事業を運営する企業内で、発電設備の運転保守体制を組織するにあたり、当該組織の目的を明確化しておく必要がある。想定される主な目的として下記が考えられる。

［運転保守体制・組織の目的］

- 発電設備の健全で持続的な運転保守を行う
- 技術員と周囲住民の安全を維持する

そのために求められる具体的な事項としては、

- 組織の構成員に、日常的な運転・保守を担当する技術員を擁する
- １日の各時間帯で求められる、運転・保守対応のレベルを設定し、それにふさわしい体制を組織する
- 夜間を含めて不具合発生時の対応組織を事前に取り決めておく
- 平常時及び緊急時の連絡体制を決めておく。
- 当該企業内の他の運転保守組織との融通の可能性を検討する

- 外注すべき専門的な技術作業範囲を把握しておく
- 組織内技術員のための教育体制、カリキュラムについても取り決めておく

4.1.4. 運転保守体制(例)

上記を考慮し、1MW 以下と 10MW 程度の設備を想定した組織構成例を表 4-1 に示す。太陽光では夜間に発電しないため、季節毎に日の出前から日没後までの時間を常時監視できる体制例とした。保守技術員、作業員の人数、技術レベルについても、組織内部で対応する作業内容を考慮し決定すべきと考える。

表 4-1 太陽光発電所運転保守組織体制例

役職	人数例		役割	勤務体制	必要な資格・技術／作業量
	～1MW	～10MW			
所長	1	1	運転・保守業務の統括的判断、指示	平日日中勤務 夜間休日の非常時は呼出し	電気主任技術者 (当該国で求められる場合)
運転技術員	3	6	発電設備運転・監視業務 日常巡視、異常時対応	1日 2 交代制(季節により 5:00～12:00,12:00～19:00 等) 1～2 名(規模による)×3班(保守技術員を含めた勤務ローテーションも効率的)	全設備の基本的な原理、運転に関する状態と操作を理解した技術員
保守技術員	2	5	定期点検の計画・実施 専門的技術作業 定期巡視	平日日中勤務 夜間休日の非常時は呼出し	設備の原理、保守作業内容を理解した技術員 月1回の巡視業務には 2 人班で 1～2MW/日程度の時間を要すると考えられる。
作業員	2	6	清掃や高度な専門知識を要しない作業の補助 定期巡視の補助	平日日中勤務 夜間休日の非常時は呼出し	設備の状況・設置環境や別途外注する業務範囲により作業量、人員数、レベルは変動する。 砂や埃が多い地域では全設備の清掃を1週間程度で完了できる程度の人数を確保
事務員	2	2	発電所所内庶務、外部対応	平日日中勤務 夜間休日の非常時は呼出し	
計	10	20			

（出典：四国電力）

4.1.5. 運転保守マニュアル作成

上記のような組織を準備して設備の運転保守を開始するに当たり、運転保守マニュアルを制定しておくことが望まれる。そのマニュアルの構成例を以下に紹介する。

①施設名称
②運用手順
③正確な運用の基本手順
④緊急時の対策
⑤組織
⑥点検及び維持管理
⑦安全策
⑧研修

それぞれの項目について主な目的、ポイントを以下に示す。

(1) 施設名称

- システム全体および各コンポーネントの両方の点から、PV システムの運用及び維持管理を理解する。
- 各専門用語の領域はそれぞれ、イラストや写真等と共に、明確に説明するべきである。
- アプリケーションの各表現はマニュアル及び現場で統一すること。
- 施設に関する基本仕様を記載すること。

一般的な構造やコンポーネント、施設のためにいくつかの図形を作成する必要がある。

(2) 運用手順

- 手順リストは起動停止等の各運転モード用に個別に作成し、初めから終わりまでの全体を 1 冊にまとめて記載すること。
- 他のモードの手順リストを部分的に引用しないこと。
- すべての手順は、それぞれ別々に記載すること。
- 初心者でも理解できるように、分かりやすい言葉で表現すること。
- 運転あるいは項目の確認状況及び数値は別々に順序よく記載すること。
- 各手順でイラストや写真を使用することが望ましい。
- 誤解や間違った運転をしがちな手順については、特に注意を引くように説明すること。

管理マニュアルに記載されるモードのいくつかの見本は次の通りである。

① 起動
② 停止（通常遮断）
（運用者は発電所建屋にいる）
③ 停止（緊急停止、即時遮断）
④ 基本運用手順
電圧降下の場合
⑤ 運転中の観察

マニュアルでは、モードのタイトルは明確に記述し、運用あるいはチェック事項は個別に記述する。

(3) 正常運転の基本手順

次のように、正常運転の基本的手順を示すことは重要である。

- 通常運転状態（目標値）
- 習得すべき運転に関する知識

(4) 緊急時への対策

頻繁に発生するであろう緊急時への対策は、事前に告げておく。これらの対策、特に事故につながるような気象条件などについては、具体的に説明しておくこと。機器の不具合に関しては、トラブルシューティング方法を体系的に記述しておくこと。

見本項目は次の通り。

① 各シーズンの運用
② 事故や停電への対策
③ 落雷対策
④ トラブルシューティング等

(5) 組織体制

緊急時を含む各条件の組織体制は事前に次の通りに確定する。

- 運用組織
- 運用者数、シフト
- 通常及び緊急時の管理体制
- 運用スケジュール
- 管理責任者
- 運用と維持管理作業（PV アレイの洗浄、計画停電の管理を含む）
- 運用時間は気象条件を考慮して決める
- 指示の手順とその流れ
- 緊急時の対応

(6) 巡視及び維持管理

運用者はシステムの運用、巡視及び維持管理方法について記載すること。チェック事項については明確に記述する。

巡視及び維持管理の詳細については「2. 巡視点検及び定期点検(整備)の一般概念」以降に記載する。

(7) 安全策

運用者はシステムの運用、巡視及び保守管理中の危険性を理解し、注意を払うこと。

(8) 研修

運転保守技術員が、担当する業務内容ごとに知っておくべき、発電所運用に関する取決めと技術的な原理の理解を促す養成についても、組織内で教育体制、カリキュラムについて取り決めておくことが望められる。

(9) 情報連絡体制

PV システム設置者の構内事故及び電力系統側の事故が発生した場合、PV システム設置者と電力会社の間で迅速に情報連絡が行えるような体制を構築しておく必要がある。このため、電力会社の所管給電指令所など、24 時間体制で連絡可能な連絡先（保安通信用電話、自宅電話、携帯電話等）を記載する。また、PV システム設置者側の責任者である所長や電気主任技術者など、技術員や作業員が第一に連絡すべき連絡先も記載する。

(10) 社会的認識の普及啓発

中規模以上の系統連系 PV システムでは、国内外の要人や一般市民への普及啓発を目的の一つとして設置される場合が多い。このため、外部からの見学者が不意に訪れた場合の対応方法、見学ルート等も記載しておくことが望ましい。

4.1.6. 発電所の運転・保守予算

発電所を持続的に運営するためには、長期的に採算の取れる経営とする必要がある。事業費の検討にあたり、運転・保守にかかる費用内容を精査し、効率的な投資とすべきである。

(1) 発電所の運転・保守予算

太陽光発電所の運転に燃料費は不要であるが、発電所の運転保守全般を考慮すると、発電にかかる費用以外でも通信設備、保安設備等への設備投資および維持管理費用、所内電力、水道料金、点検・清掃消耗品等の運営費用が必要になることが考えられる。

また、設備本体を長期的に運転するにあたっての消耗品や故障対応用の予備品、保守機材等を購入する資金の手配は長期的に計画しておく必要がある。

予備品については、定期的な交換が必要なもの、あるいは運転の信頼度維持のために故障時に緊急な調達が求められるものについては、調達可能期間を考慮し、必要数を保有しておくべきである。また、20 年以上の運転期間を考慮し、将来同仕様の部品の入手が困難と予想されるものは、故障確率等を考慮して必要数をあらかじめ保有しておくことが望ましい。

表 4-2　保有する予備品項目例

品目	使用状況想定	頻度	数量の考え方
PV モジュール	故障時対応用	約 20 年の使用期間を考慮し、将来同仕様の部品の入手が困難と予想されるため。	投石等の破損確率、内部素子／回路の不具合発生確率を考慮。設置環境、モジュール種類に依存する。 当面は全体の 0.1%程度の確保が考えられる。運用開始1～2年間程度の破損状況を考慮し、早期の追調達を検討する。
PV 回路停止用 DC 回路遮断器	異常時対応用	破損時に至急の調達が困難な場合、運用に対する影響が大きいと考えられるため。	各種 1 式
DC/AC コンバータ: ヒューズ	異常時対応	故障可能性は高いと考えられる。 復旧処置は現場職員でも可能であるので、本品を保有することで停止時間短縮に効果的である。	各種1つ以上
DC/AC コンバータ: コンデンサ、タッチパネル、タッチパネル用電池、ファン	耐用年数前の交換 (ex. 5 - 10 年) 異常時対応	故障可能性は高いと考えられる。また、周期的な定期点検での交換が必要なものがある。 各部品の耐用年数を考慮した周期的な調達が必要。	各種1つ以上
DC/AC コンバータ:回路基盤	異常時対応	運用に対する影響が大きく、至急の調達は困難と考えられるため。	主な各種 1 つ以上
DC/AC コンバータ (配電盤 1 式)	異常時対応	各案件の設置場所の環境により、至急の部品交換技術者が調達不可と判断される場合、配電盤を1式を購入しておき、当面盤単位で置き換える。	1 セット

（出典：四国電力）

また、定期点検、異常時対応などで必要な試験機材例を**表** 4-3 に、また現場に備えておくことが望ましい保守機材例を**表** 4-4 に記載する。それぞれの数量は、設備数量に応じた検討が必要である。また、試験機材の代表的使用方法は後述するが、高価なものも挙げており、設備（点検対象）数量、設置組織の財務状況、当該設備に求められる信頼性（点検項目の割り切り）等を考慮し、点検時のリースあるいは点検業者への発注項目とするなどの方法も可能である。

表 4-3　使用する試験機材例

項目	数量	所有の必要性	主な使用
デジタルマルチメーター	1	◎	回路の状態の全般的な計測
検電器	1	◎	
クランプメーター	1	◎	
端子盤＆ワイヤークリップ	1 セット	◎	点検用に回路をつくる
絶縁抵抗計（メガー）	1	◎	PV から配電盤への回路の絶縁状態の計測
接地抵抗テスター	1	◎	回路状態を計測
I-V 曲線トレーサー	1	○	セル及び回路の状態を判断する
赤外線カメラ	1	△	モジュールのセル及び配線状態を判断する
電流経路検出器	1	◎	モジュールの断線検出

（出典：四国電力）

表 4-4 保有する保守機材例

項目	数量 (ex)		仕様
ねじ回し（+及び-）	2	セット	ねじ回し（+及び-）
端子盤及びワイヤークリップ	1	セット	端子盤及びワイヤークリップ
ニッパー	2		ニッパー
ペンチ	2		ペンチ
ハンマー	2		ハンマー
カード型テスター	2		カード型テスター
ソケットレンチ	1	セット	ソケットレンチ
塗料	2	缶	塗料
さび止め塗料	2	缶	さび止め塗料
ドア付き工具キャビネット	1	ユニット	ドア付き工具キャビネット

（出典：四国電力）

4.1.7. 組織運営予算

設備にかかわる費用のほかにも、上記表 4-1 に記載した組織の人件費を始め、事務所の建設／賃貸費用、光熱費等の費用に対する資金手配を長期的に計画しておくべきである。

4.2. 巡視点検及び定期点検(整備)の一般概念

一般的に設備の維持管理業務として、「巡視」と「点検」が行なわれる。基本的に「巡視」は設備運転中に運転記録を取り、設備状態の良否を判定する。他方「点検」は運転を停止し、停電しないと出来ない部品交換や計測、内部点検等による良否判定を行なうものである。双方ともに重要である。

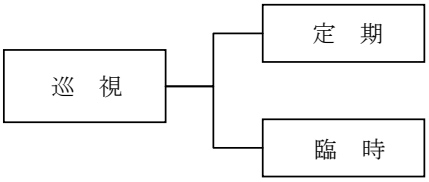
その実施内容、実施周期については、効果的、効率的なものとすべきであるが、当該国の法律や運営企業の規程により取り決められている事項との整合性を十分確認しておく必要がある。

また、維持管理業務の姿勢として、不具合が発生した場合の対応も事前に熟考すべきだが、極力不具合が発生しないための予防保全的対応を考えるべきである。予防保全的対応には、運転時間、経過年等の時間で実施時期を管理する手法と、計数管理項目等の設備状態で管理する手法がある。可能であれば一般的に設備状態にて管理する方が、運用費用は抑えられる傾向にある。

4.3. 日常点検

4.3.1. 点検項目

太陽光発電設備の運転においては、トラブルの早期発見、早期対応や設備性能の把握、予防保全的な対応を考慮して日常的な巡視、運転記録を行うことが望ましい。通常の設備運転の状態で実施可能な計測、点検を「巡視」と呼ぶ。巡視には月１回程度の周期的に実施することが推奨される「定期巡視」と、豪雨、地震等稀頻度ながら設備への大きな影響が危惧される事態が発生した直後に実施することが推奨される「臨時巡視」がある(図 4-1)。



タイプ	内　容	頻　度
定　期　巡　視	不具合を発見するために、運用中にすべての機器を点検する	毎日、毎月など
臨　時　巡　視	豪雨や地震、津波の後には、運用者は機器の状態を確認すること	非常時

Source: “Basic concept of operation and maintenance”, NEDO textbook)

図 4-1　巡視の種類

表 4-5 に、定期巡視および臨時巡視にて推奨される巡視項目を記載する。

表 4-5　推奨される巡視項目

機器	項目	着眼点	経年管理項目	項目	着眼点	経年管理項目
太陽電池アレイ	モジュール	破損、表面汚れ、異音、異臭、取付状態 		外部配線	損傷、接続状態 	
	架台外部配線	発錆、腐食、破損、組立て状態損傷、接続状態 		接地線	損傷、接続状態 	
	基礎	損傷、傾き等 		地面	背の高い植物等	
接続箱	外箱	発錆、腐食、破損、取付け状態 		配線	損傷、接続状態、異臭、焼損跡 	
PCS	外箱	発錆、腐食、破損、取付け状態 		配線	腐食、損傷、接続状態 	
	概況	異音、異臭		継電保護装置	動作状況確認	

機器	項目	着眼点	経年管理項目	項目	着眼点	経年管理項目
	設置室　気温(現在、最大)	規定範囲確認	○	設置室　湿度(現在)	規定範囲確認	
	直流電圧(V)	モジュール開放電圧合計値以下 	○	積算電力量(kWh)	モニターで確認	○
配電盤（受電盤等）	概況	異音、異臭、振動、破損 		発電電力(kW)	モジュール容量合計以下 日射量データがある場合は発電電力評価に活用 	○
出力盤	交流電圧(V)	設計値前後であること	○	交流電流(A)		○
	系統送出積算電力量(kWh)	電力取引用メーターで確認 	○	所内電力量(kWh)		○
連系用変圧器・開閉装置盤	概況	異音、異臭、振動、破損、漏油 		油温(現在)	規定範囲確認	○
	油面(現在)	規定範囲確認		概況	異音、異臭、振動、破損	
	開閉度数計	規定範囲確認	○			
太陽電池設置ヤード	日射量(kW/m2)	清掃状況確認 	○	気温(現在、最大、最小)	清掃状況確認 	○
	湿度(現在)		○			

機器	項目	着眼点	経年管理項目	項目	着眼点	経年管理項目
保安設備	外柵	発破損、取付け状態				
周囲状況	影を発生する構造物	樹木の成長、周囲の新設建物など等		埃等を発生する状況	周囲の地面、建設工事等	

（出典：四国電力）

毎月実施する定期巡視には、確認漏れの防止と記録の保管のため、あらかじめ表 4-6 の例のようなチェックリストを作成し実施する。

表 4-6 定期巡視簿様式例

From：　　/　　/　　.
To：　　/　　/　　.

巡　視　記　録

レ：良好　△：注意　B：不良　C：洗浄・清掃　A：調整　X：交換　L：注油

	Date	／	／	／	／	／	／
	Name						
	日付						
	氏名						
項目	チェックポイント						
ヤードの全般的状況							
時間							
気温（現在）	(℃)						
気温（最高）	(℃)						
気温（最低）	(℃)						
相対湿度（現在）	(%)						
PV アレイ 1							
モジュール	損傷、埃、異音、異臭、設置状況						
ワイヤー	損傷、緩み						
架台	さび、腐食、損傷、設置状況						
接地線	損傷、緩み						
土台	損傷、傾斜						
敷地、周辺	高木や建築物、汚染						
PV アレイ 2							
電気室							
室温（現在）	(℃)						
室温（最高）	(℃)						
相対湿度（現在）	(%)						
全般的状況	埃、保安状況						
受電盤							
発電量（現在）	(kW)						
発電量（最大）	(kW)						
日射量（現在）	(kW/m2)						
日射量（最大）	(kW/m2)						
全般的状況	異音、異臭、設置状況						
ケース、パネル	さび、腐食、損傷						
ワイヤー	損傷、緩み						
保護継電器	表示						
パワーコンディショナー 1							
入力直流電圧	(V)						
電力量（積算）	(kWh)						
全般的状況	異音、異臭、設置状況						
ケース、パネル	さび、腐食、損傷						
備考							

（出典：四国電力）

4.3.2. 実質発電量の評価

ここでは経年管理項目として計数記録を推奨する日射量、発電電力、積算電力量の評価の方法について述べる。特に日射量は発電電力量日量が計算できる（１時間より短い）程度の計測周期での記録があることが望ましい。

日射量データがあると、それを同時期の発電電力（kW）あるいはある一定期間の発電電力量（kWh）と比較評価することが可能である。すなわち日射量実績から求められる計算発電量と実績発電量との合致度を月単位あるいは年単位で継続的に評価する（表 4-8）。この計算例では簡便に仮定の係数を用いているが、実測値を活用しても絶対的な評価には誤差分の判断が困難と思われる。しかし、運用開始直後から長期経年的に記録することで、相対的な劣化傾向が把握でき、不具合の検出に有効である。

表 4-7　実績発電量の評価

発電量合致度：E=Pr/Pc の計算方法

項目	単位	変数	値/計算方法等
発電量合致度	1	E	=Pr/Pc
積算発電量(実測値)／1日当たり	kWh/日	Pr	実測値引用 (kWh 値の日量記録か、kW 値*hr の値を用いる)
積算発電量(計算値)／1日当たり	kWh/日	Pc	=Ir*p*n*K'*Kpt （各変数は下記の通り）
1日当たり積算傾斜日射量(実測値)	kWh/m2 日	Ir	実測値引用 (水平面日射量値の場合、傾斜面への換算要)
定格容量	kW	P	定格値引用(25℃、1kW/m2 時)
モジュール枚数	枚	n	実績値
基本設計係数(結晶系)	1	K'	0.756(参考値。実測値等があれば採用)
基本設計係数(アモルファス系)			0.693(参考値。実測値等があれば採用)
温度補正係数	1	Kpt	=1+α(Tcr−25)/100
効率温度変化係数(結晶系)	1	α	−0.5%(参考値。実測値等があれば採用)
効率温度変化係数(アモルファス系)			−0.2%(参考値。実測値等があれば採用)
加重平均モジュール温度	℃	Tcr	=T+ΔT
日中平均気温	℃	T	公表値等を参照(実測値等があれば採用)
平均モジュール温度上昇	K	ΔT	18.4 (架台設置型の参考値。実測値があれば採用)

ここで、基本設計係数は、K'＝Khd*Kpd*Kpm*Kpa*ηpc により求める。

日射量年変動補正係数　参考値	Khd	0.97
経時変化補正係数(結晶系)　参考値	Kpd	0.95
経時変化補正係数(アモルファス系)　参考値	Kpd	0.87
アレイ負荷総合補正係数　参考値	Kpm	0.94
アレイ回路補正係数　参考値	Kpa	0.97
PCS 実効効率　参考値	ηpc	0.90

上記の計算から、基本設計係数（結晶系）：0.756

基本設計係数（アモルファス系）：0.693 となる。

（出典：四国電力）

4.3.3. 発電量記録表の例

上記で計算した発電量合致度を含め発電量に関する情報を月単位で記録し、評価する書式の案を表 4-8 に示す。経年管理することで設備状態、運用状況の評価に役立つものである。更には発電量、各種運転量、系統情報等を時間単位、日単位で記録しておくことで、より詳細な評価が可能となる。

表 4-8　発電量記録集

発電量の記録
年 ＝20XX
Record Capacity:Pi =　　XXX,XXX kW

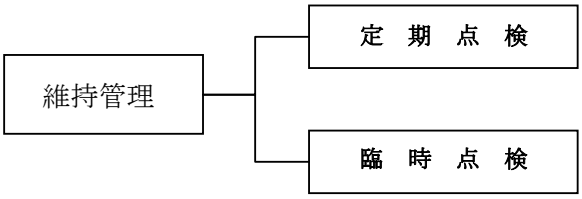
月	各月の日数	各月の積算電力量(実測値)	最大出力(実測値)	所内電力量(実測値)	各月の積算日射量(実測値)	各月の積算電力量(推定値)	発電量の比	負荷率	利用率
	N	Pr (kWh)	Pmax(kW)	Ps (kWh)	Ir (kWh/m2)	Pc (kWh)	E = Pr/Pc	Fl=Pr/(N*24)/Pmax	Fc = Pr/(N*24)/Pi
1 月	31								
2 月	28								
3 月	31								
4 月	30								
5 月	31								
6 月	30								
7 月	31								
8 月	31								
9 月	30								
10 月	31								
11 月	30								
12 月	31								
年間	365								

（出典：四国電力）

4.4. 定期点検

巡視よりもさらに太陽光発電設備の長期的な予防保全も考慮し、状態を精密に把握するために、定期的に運転を停止し、「点検」を実施することが望まれる。実施項目、実施頻度については当該国の当該設備容量の電気設備に関する運営基準に則り対処する必要がある。「点検」についても、法律等での規定、あるいは、設備の性能・耐久性から必要とされる実施周期にて定期的に実施する「定期点検」と、巡視等で異常を発見した際、あるいは災害による突発的な故障が発生した際などに実施する「臨時点検」がある(図 4-2)。定期点検周期としては、日本では以下の通り規定されている。

(1) 100kW 以上の発電容量、高圧又は特別高圧系統に連系している場合
　→ 2 ヶ月に 1 度またはそれ以上の頻度で行う
(2) 100kW 以下の発電容量、高圧系統に連系している場合
　→ 1 年に 2 回またはそれ以上の頻度で行う
(3) 20kW 以下の発電容量、低電圧系統に連系している場合
　→ 自主的な定期点検を行う（法的点検周期はない）



種　類	内　容	頻　度
定　期　点　検	定期的に設備の状態を確認する	定期的に行う
臨　時　点　検	欠陥もしくは異常状態がある場合、各機器の検査が必要である。	必要に応じて行う

（出典：(Source: “Basic concept of operation and maintenance”, NEDO textbook)

図 4-2　Type of Maintenance Works

表 4-9　定期点検項目例

機器	項目	着眼点	測定試験
太陽電池アレイ	モジュール	破損、表面汚れ、異音、異臭、取付状態	絶縁抵抗測定 開放電圧測定
	外部配線	損傷、接続状態	
	架台	発錆、腐食、破損、組立て状態	
	接地線	損傷、接続状態	
	基礎	損傷、傾き等	
	地面	背の高い植物等	
接続箱	外箱	発錆、腐食、破損、取付け状態	絶縁抵抗測定
	配線	損傷、接続状態、異臭、焼損跡	
配電盤(共通)	外箱	発錆、腐食、破損、取付け状態	表示機能確認 絶縁抵抗測定 保護装置試験
	配線	損傷、接続状態	
	接地線	損傷、接続状態	
	概況	異音、異臭、振動、破損	
	換気口フィルタ	目詰まり確認、交換	
	設置環境	水、塵埃、温度	
連系用変圧器	概況	異音、異臭、振動、破損、漏油	絶縁抵抗測定
	油温(現在)	規定範囲確認	
	油面(現在)	規定範囲確認	
	概況	異音、異臭、振動、破損	
	開閉度数計	規定範囲確認	

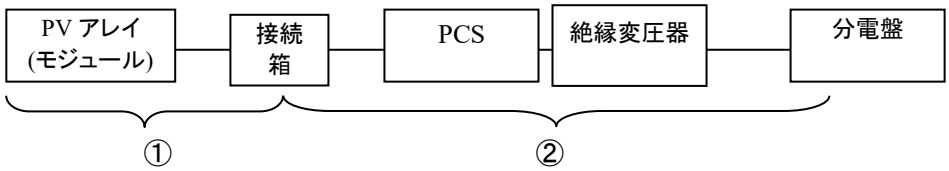
（出典：四国電力）

表 4-9 に記載した点検の実施方法、着眼点等のうち、外観検査(目視検査)、開放電圧測定等については、「7. 竣工検査」の実施方法を参考とする。

4.4.1. 太陽光システムの絶縁抵抗測定方法について

定期点検および設備の異常対応時に縁抵抗測定が必要となるが、測定作業は、通常発電している昼間の実施が多いため、注意事項なども含めた絶縁抵抗測定方法を以下に記す。

測定方法は、太陽光アレイ(モジュール)単体（図 4-3 の①）と接続箱(Joint box)から分電盤(Distribution board)まで(図 4-3 の②)の２つに切り分けて作業を行うことを前提に説明する。



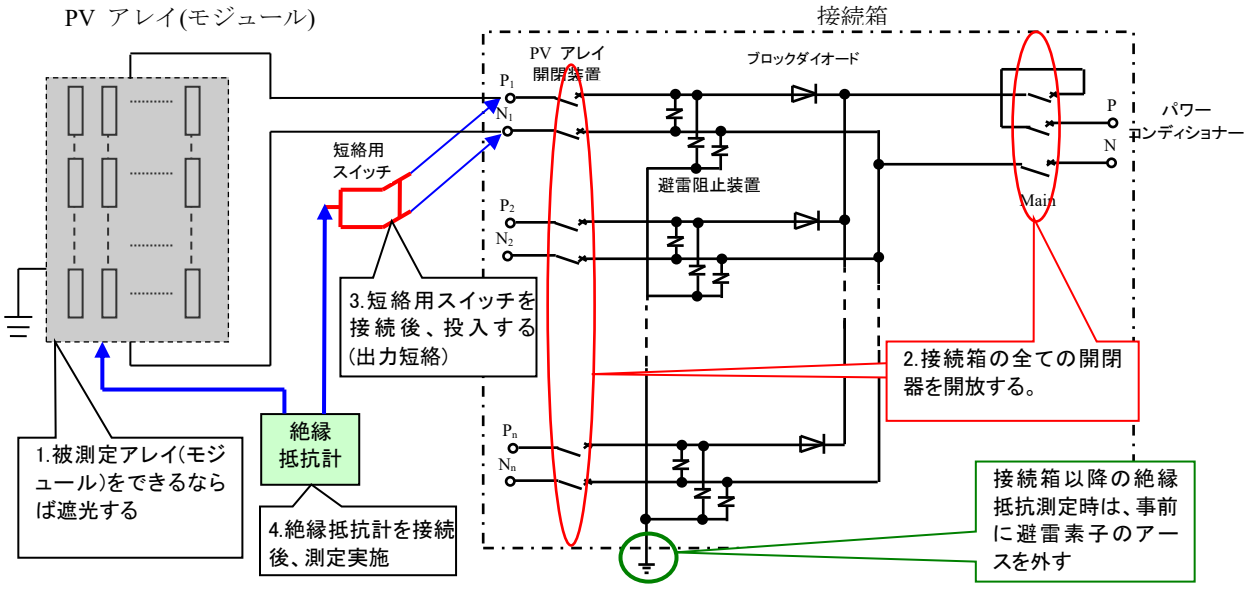
（出典：四国電力）

図 4-3　太陽光システム構成図

絶縁抵抗測定時の一般的な注意事項として、絶縁抵抗値は、気温や湿度に大きく影響を受けるため、測定時の気温および湿度などの記録を測定値と同時に記録しておくことが大切である。よって、雨天時等の湿度が高い時の測定は、できるならば避けたほうが好ましい（あるいは、測定値は参考値レベルとする)。

また、PCS など半導体を多用した機器については、測定前に当該機器の説明書を確認し、絶縁抵抗計(Megger)の測定レンジおよび測定前に外しておくべき素子(アレスタやサージアブソーバー等の避雷阻止装置(SPD))の確認を必ず実施しておく。(表 4-10　絶縁抵抗計の使用電圧区分参照)

①　太陽光アレイ(モジュール)単体の絶縁抵抗測定について



（出典：四国電力）

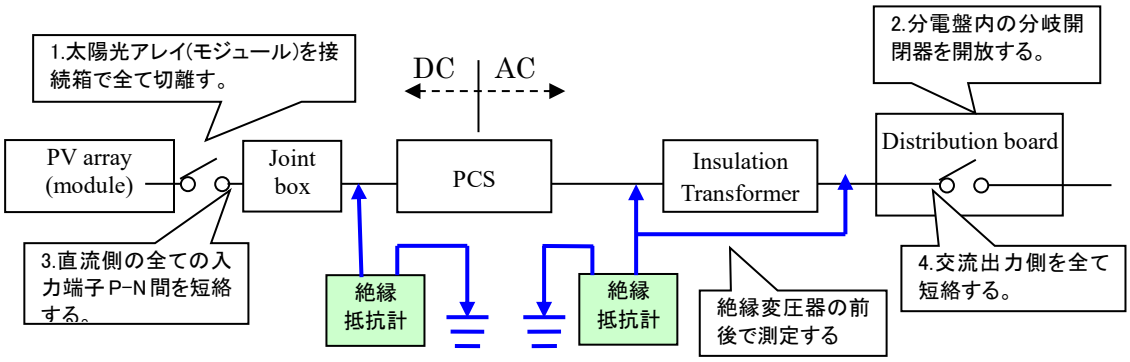
図 4-4　太陽光アレイ(モジュール)の絶縁抵抗測定時の接続図

○測定手順

1．　絶縁抵抗計および太陽光アレイ(モジュール)の短絡電流 Isc を開閉可能な「短絡用開閉器」を準備する。
2．　測定作業時の安全確保として、被測定アレイ(モジュール)を可能ならば遮光し、出力を低下させておく。
3．　接続箱内の全ての開閉器を開放する。
4．　開放した「短絡用開閉器」を接続箱の太陽光アレイ接続端子台(図 4-4 の PV アレイ 開閉装置)の P-N 間に接続する。
5．　短絡用開閉器を投入する。(アレイ出力を短絡する)
6．　この状態で、短絡用開閉器の充電部と対地間に絶縁抵抗計を接続し、対地間絶縁抵抗を測定する。(測定結果の判定基準は、表 4-11 を参照)
7．　測定終了後、絶縁抵抗計の接続を外した後、短絡用スイッチを開放する。
8．　以降のアレイ(モジュール)では、２～７の手順を繰り返す。
9．　全てのアレイ(モジュール)の測定終了後、接続箱以降での測定がなければ、測定装置等の取外し後、接続箱内の各種開閉器の投入などを実施の上、通常運用状態に復旧する。

なお、上述の接続等の作業実施時は、作業前に必ず電圧有無等を確認した後、作業員は絶縁手袋を適宜使用し感電を防止すること。また、短絡用開閉器や接続時に使用したリード線などは、絶縁シート上に置くことが望ましい。

②　接続箱～分電箱間の絶縁抵抗測定について



（出典：四国電力）

図 4-5　接続箱～分電箱間の絶縁抵抗測定時の接続図

○入力回路(直流)の測定手順

1．　太陽光アレイ(モジュール)回路を接続箱で切り離す。
2．　分電盤内の分岐開閉器を開放し、PCS（絶縁変圧器）の交流出力を切り離す。
3．　接続箱内で直流側の入力端子(P-N 間)を短絡する。
4．　交流出力を短絡する。
5．　直流端子と対地間に絶縁抵抗計を接続し、対地間絶縁抵抗を測定する。(測定結果の判定基準は、表 4-11 を参照)

○出力回路(交流)の測定手順

6． PCS の入力端子を全て短絡

7． 交流端子と対地間に絶縁抵抗計を接続し、対地間絶縁抵抗を測定する。(絶縁変圧器の前後にて各 1 回測定する。なお、測定結果の判定基準は、表 4-11 参照)

8． 測定終了後、絶縁抵抗計の接続を外した後、短絡回路の撤去および各種スイッチを作業前に状態に戻し、通常運用状態に復旧する。

9． 以降のアレイ(モジュール)では、２～８の手順を繰り返す。

10. 全てのアレイ(モジュール)の測定終了後、接続箱以降での測定がなければ、測定装置等の取外しを確認後、接続箱内の開閉器等を投入するなどして、通常運用に戻す。

○その他

PCS の交流出力側に絶縁変圧器が無い場合（トランスレスの PCS）は、製造者の推奨方法により、絶縁抵抗測定を実施すること。

表 4-10 絶縁抵抗計（メガー）の使用電圧区分

使用電圧レンジ	対象電気設備
125V	100V 未満の低圧配線や機器など
250V	200V 以下の低圧配線や機器など
500V	600V 未満の低圧配線や機器など
1,000V	600V を超える高圧および特別高圧などの回路や機器など

(出典：四国電力)

表 4-11 低圧回路の絶縁抵抗の判定基準(日本の電気設備に関する技術基準第 58 条)

使用電圧区分		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間の電圧、非接地式電路においては電線間の電圧をいう)が、150V 以下の場合	0.1MΩ 以上
	その他の場合	0.2MΩ 以上
300V を超えるもの		0.4MΩ以上

(出典：四国電力)

4.4.2. トラブルシューティング

常時の運転において、あるいは定期巡視の結果や計数項目の経年管理により、異常が考えられる際の対応を表 4-12 にまとめた。また、異常の範囲と内容に関連した部分の、巡視項目(表 4-5)および点検項目(表 4-9)も再度実施して状況を評価する必要がある。

表 4-12　主な異常時対応

異常状態	部位	確認項目	評価/対策
発電電力量が計測日射量から算定される値より悪い	太陽電池	個々のアレイの傾斜角度、方角を再確認	再計測、再計算し評価する
		周囲に影を作る構造物、成長した樹木等が増えてないか確認(一部の時間帯だけでもかかる可能性も確認)	影があれば、減らす対策を検討する
		モジュール表面が汚れていないか確認	汚れの影響度合いを検討する 表面の清掃を実施
		セル外観検査(表裏に割れ、褐色変化、剥離等がないか確認) ⇒図 4-6, 7 参照	部分的なセルの故障の可能性確認 →細密点検実施(赤外線カメラによるパネル表面温度測定、配線路探査器による断線・導通不良個所調査を実施)
		モジュール外観検査(電極部分断線、褐色変化、剥離、気泡等がないか確認) ⇒図 4-8, 9, 10 参照	
		バイパスダイオード外観検査(端子の表裏に褐色変化がないか、発熱していないか確認) ⇒図 4-10, 11, 12 参照	当該ストリングの導通不良に伴うバイパスダイオードの発熱もしくバイパスダイオードの故障の可能性 →細密点検実施(赤外線カメラによるパネル表面温度測定、配線路探査器による断線・導通不良個所調査を実施)
	ケーブル	ケーブル外観検査(モジュール間、PCS 間の配線に緩み、断線、腐食はないか確認)	摘出した不具合を修理、改善 →改善しない場合は細密検実施
月(年)当たりの発電電力量が以前より減少している	全般	経年管理している発電量乖離度(実測日射量からの計算値との比較)の推移を確認	低下があれば、不具合・性能劣化発生の可能性 →細密点検実施
・出力が全く出ない ・出力が大きく下がっている	PCS 接続箱 ケーブル	各種スイッチ状態検査(開閉器／フューズが開放／トリップしていないか確認)	開放／トリップした原因を究明した上で、再投入／再接続
		各種設定状態検査(ストリングからの入力電圧タップ、系統への出力電圧タップの選定が適切か)	摘出した不具合を再設定 →改善しない場合はストリングス単位で切り分け、導通、電圧、電流を確認
		ストリングのブロッキングダイオード外観検査(破損／短絡、開放)していないか。	摘出した不具合を修理 →改善しない場合は細密点検実施
		ストリングの避雷器外観検査(破損[短絡])していないか。	摘出した不具合を修理 →絶縁抵抗測定により確認、特定、素子を確認
		ケーブル外観検査(配線の緩み、断線、腐食がないか確認)	摘出した不具合を修理、改善 →改善しない場合は細密点検実施

(出典：四国電力)

調査結果から異常が考えられる場合は、さらなる部位、原因の特定には、表 4-13 に示した細密点検が必要である。やや高価な計測装置の配備と設備規模によっては、長い作業時間が必要となるが、不具合の継続により設備規模に応じた発電損失が累積することを考慮し、対応の要否を判断すべきである。

表 4-13　異常部位特定のための細密点検方法

点検内容	使用装置	発生事象の例	推測される状況
I-V 曲線特性計測 （ストリング毎に計測 影のない安定した晴天時に実施）	I-V カーブトレーサー	設計値程度の開放端電圧があるが、電流出力が設計値に達しない場合	・導通はあるが発電が不良なセルの存在の可能性(最大電力発生電圧の設計値からの不足電圧をクラスタ電圧で除した数の不良クラスタの存在の可能性) ・セル効率の低下の可能性
		開放端電圧が設計値に達しない場合	・セル回路が断線し、バイパスダイオードが導通している可能性(不足電圧をクラスタ電圧で除した数の不良クラスタの存在の可能性)
赤外線画像点検 （パネル表面温度特異部位摘出 影のない安定した晴天時に実施）	赤外線カメラ	セル(単体)の温度が高い(ホットスポットの存在)	・セル間インターコネクタのはんだ付け不良の可能性(発電していないセルでは太陽エネルギーが熱に変わり熱くなる)
		セル(クラスタ全体)の温度が高い	・セル不良やクラスタ内での断線により、バイパスダイオードが導通している可能性
		セル(ストリング全体)の温度が高い	・モジュール内での断線、接続不良の可能性 ・あるいは、PCS の誤制御の可能性
		バイパスダイオード部分の温度が高い	・セル不良やクラスタ内での断線により、バイパスダイオードが導通している可能性 ・あるいは、影がかかって迂回電流が流れていた可能性
断線部位探査 （注 1）	配線路探査器	断線個所を検出可能 ⇒図 4-13 を参照	・モジュールの外観検査および赤外線画像点検結果から導通不良が疑われる箇所について点検を実施し、故障部位を判断する

（注 1）

断線部位探査に使用される配線路探査器は、通常、交流(および直流)の電力配線路において、配線が正しく行なわれていること、および断線等の不適合がないことを検査するために使用される機器である。ここでは、太陽光モジュール内の通電不良の検査に使用し、通電不良個所の検出を行う。機器コストが安価であり、点検結果が天候に左右されないという利点がある一方、太陽光発電設備を停止してモジュールに接近する必要があり、その適用に関しては、他の点検方法との組合せを考慮して行う。

（出典：四国電力）

また、PCS および系統連系設備運転保護盤の盤面には、インバーター本体、系統連系設備ならびに系統状態に関連する異常状態も表示される。これらの異常が発生した場合には、状況に応じて PCS の運転手引きに従い操作を行い、その異常状態の程度に応じて電力会社と連係し運転・停止操作を行う。

こうした設備の異常時の操作・停止・再起動および各所との連絡体制・手順は、あらかじめ電力会社と協議し、双方署名のうえ書面にて取り決めておく必要がある。

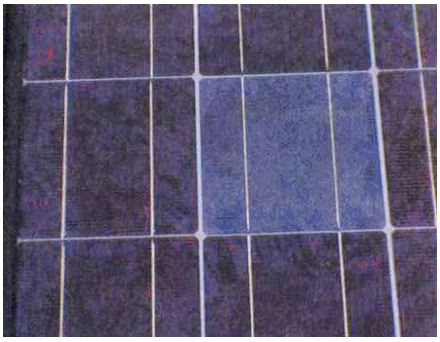


図 4-6 セルの変色状況

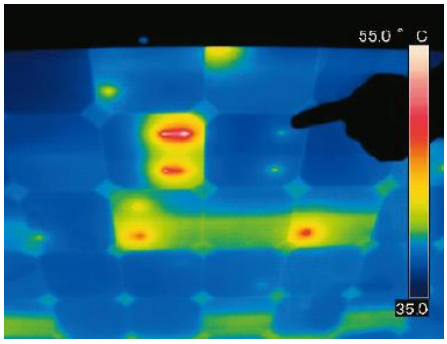


図 4-7 セルとセルを接続しているインターコネクト部のハンダ付け不良に伴う発熱

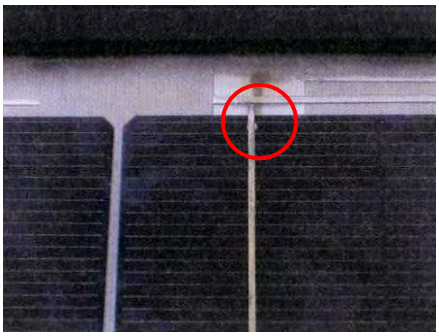


図 4-8 モジュールのバスバーハンダ付け部分の褐色変

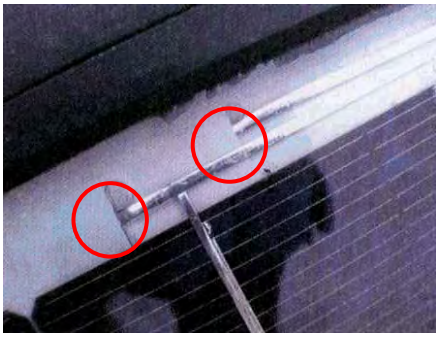


図 4-9 モジュールに見られた気泡

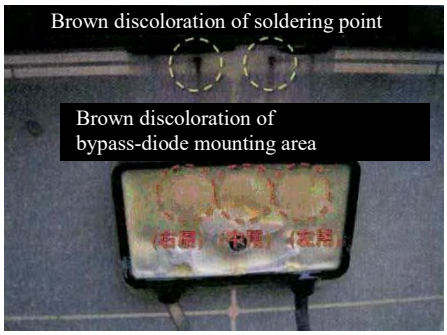


図 4-10 バイパスダイオード発熱による褐色変ハンダ不良による褐色変

○陰や太陽電池モジュール内回路の不具合により、モジュール裏面の端子箱内に装着されているバイパスダイオードに電流が迂回して流れる場合は、図 4-11 のようにバイパスダイオードの発熱が見られる。
○この場合、バイパスダイオードへの電流の迂回により、電流が流れていないクラスタは発電していない状態であり、太陽エネルギーが電力に変換されず全て熱エネルギーに変換されるため、図 4-12 のようにクラスタ全体が高温になる場合がある。

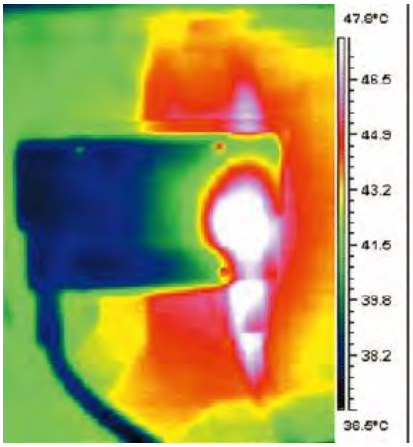


図 4-11 端子箱内のバイパスダイオードの発熱

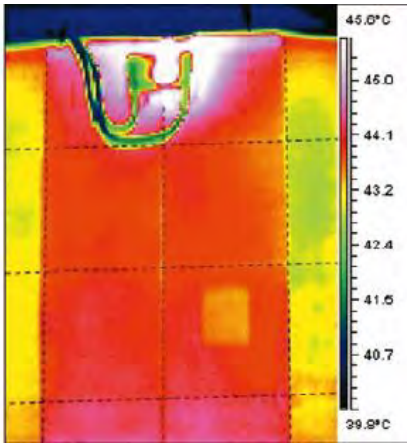
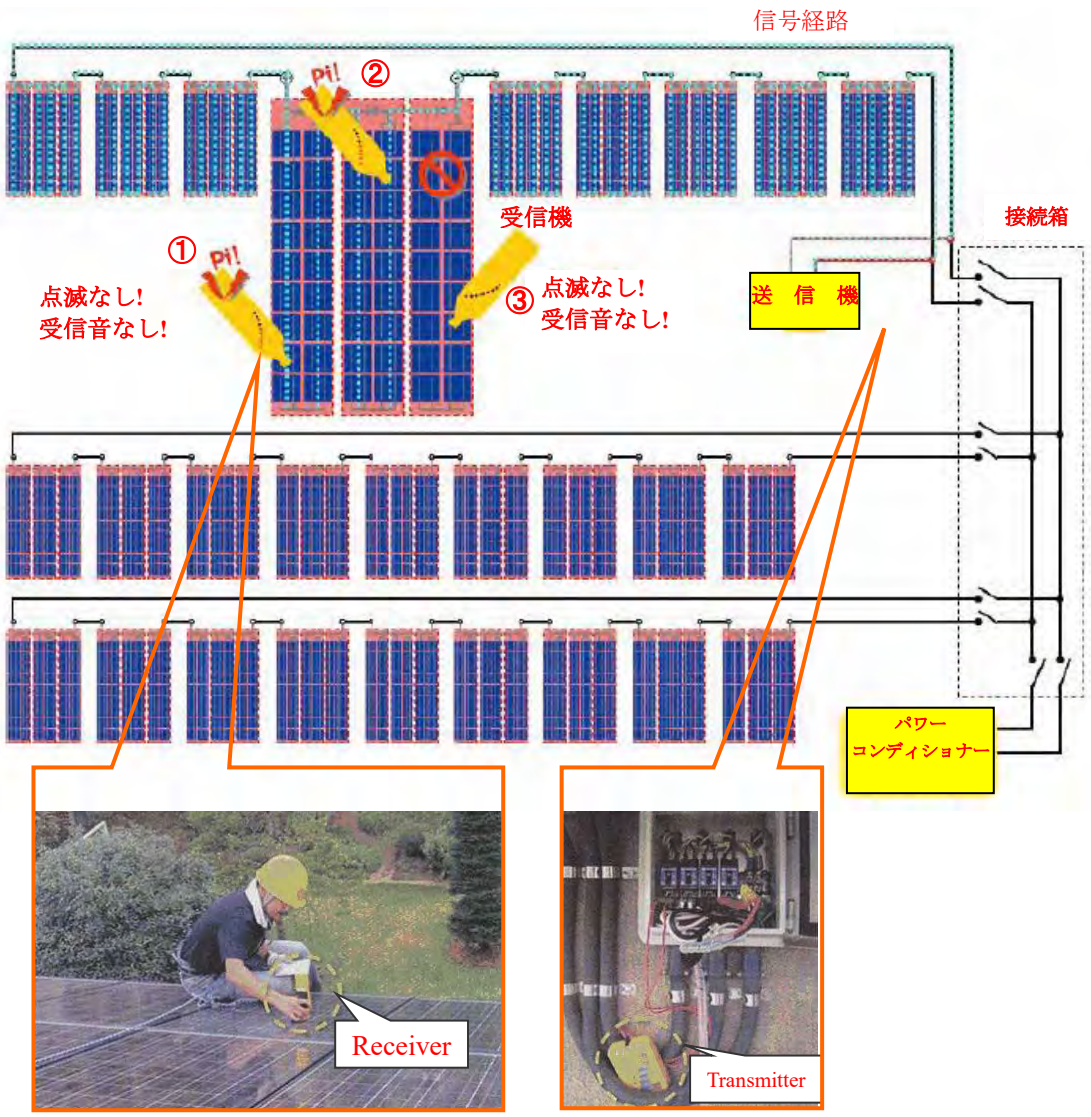


図 4-12 バイパスダイオードへの迂回によるクラスタの発熱



（出典：四国電力）

図 4-13　配線路探査器による導通不良検出の概念図

○検出原理：検査対象となる配線路に接続した送信器から送出された微小信号電流により配線路に発生した誘導磁界強度の受信状況により、配線路導通状態を把握する。

○検査手順

1．接続箱内の対象モジュールの配線に送信器を接続後、信号を送出

2．対象モジュールの表面もしくは裏面から受信器をインターコネクタに近づけ、反応を見る。

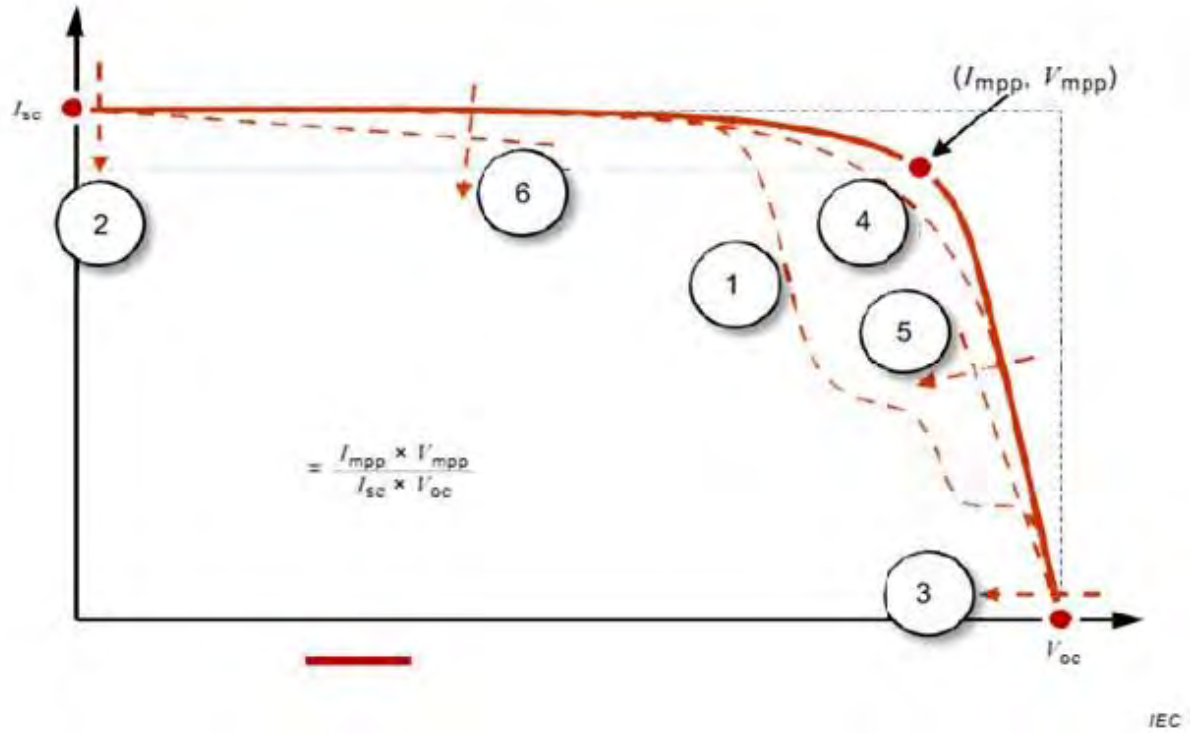
3．導通個所では、判定用LEDが点滅し受信音が聞こえるが、断線（導通不良）個所では、LEDの点滅および受信音が無くなるため、導通不良個所が判断できる。

（上図を例にとると、導通している①, ②では、受信器からの反応があるが、断線している③では、受信器からの反応がない。）

4.5 I-V 曲線形状の解釈

正常な太陽電池の I-V 曲線はなめらかな形状をしており，次の 3 つの要素に分けることができる。

－ISC から始まり電圧増加とともに緩やかに電流値が下降する部分
－電圧の増加とともに急峻に電流値が下降し VOC に至る部分
－上記の 2 つの要素をつなぐ曲線部分（肩部分）



注記①から⑥までの数字は以下に記載する曲線形状のバリエーションを示す。

図 X.1　I-V 曲線形状

日射強度測定の不確かさ，又は部分的な日影又は受光面の汚れなどによって，測定した I-V 曲線と電気的仕様から想定される I-V 曲線に多少の差異が見られる場合がある。また，このような差異は，計測器のパラメータ設定又は測定方法が間違っている場合を含む。

バリエーション①－曲線に段差又は変形

I-V 曲線の異常な段差又は変形は，供試太陽電池モジュールに異常が生じているおそれを示している。

この原因としては，次のようなことが考えられる。

－太陽電池アレイ又は太陽電池モジュールに部分的な影ができている。
－太陽電池アレイ又は太陽電池モジュールの受光面が部分的に汚れている。
－太陽電池モジュールが損傷している。
－バイパスダイオードが故障している。

注記：太陽電池モジュール中のセルの 1 枚が部分的に影になった場合でも，バイパスダイオードに電流が流れ I-V 曲線に変形が現れる場合がある。

バリエーション②－電流小

期待される電流値と測定した電流値に差異がある場合は，何らかの異常が発生しているおそれがある。次に幾つかの例を示す。

a)太陽電池アレイ側の原因

－受光面の広範囲な汚損

－リボン状の影

－ダム状のごみだまり

－太陽電池モジュールの劣化

－モジュールの割れ，白濁及び変色

注記：リボン状の影又はダム状のごみたまりの影響は，太陽電池モジュール内の太陽電池セル接続パターン又は太陽電池モジュールの取り付け方向（縦置，横置）などにより現れる現象が異なる。

b)計測器のパラメータ設定

－太陽電池モジュールのデータが正しく入力されていない。

－直並列ストリング数が正しく入力されていない。

c) 日射測定の精度

－センサの校正不良又は故障

－センサが太陽電池アレイと同一面に取り付けられていない。

－I-V 曲線測定中の日射変化。

－地表面又は周囲の構造物から反射光の影響を受けている。

－日射が低過ぎる，又は太陽高度が低過ぎる。

注記：測定異常には，計測値が低くなる場合及び高くなる場合の両方が起こり得る。

バリエーション③－電圧低下

電圧低下の原因は，次のようなことが考えられる。

a)太陽電池アレイ側の原因

－バイパスダイオードの故障。

－太陽電池モジュール又は太陽電池アレイの内部接続の不良。

－ストリングの太陽電池モジュール数が異なる。

－PID（Potential Induced Degradation）が発生している。

－太陽電池セル，太陽電池モジュール及び太陽電池ストリング全体にかかる影。

b) 計測器のパラメータ設定の問題

－太陽電池モジュールのデータが正しく入力されていない。

－ストリング数が正しく入力されていない。

c) 測定上の原因

－太陽電池セル及び太陽電池モジュールの温度が正しく測定できていない。

太陽電池セル及び太陽電池モジュールの温度測定は，中央部付近の代表点で測定するのが一般的であるが，設置条件又は風の影響などによって適切に測定できない場合がある。また，太陽電池セル及び太陽電池モジュールの温度測定においては，センサの取付方法又は取り付け場所の選択に，知識又は経験が求められる。

バリエーション④－肩部分の曲線が緩やかになる

I-V 曲線の肩部分の曲線が緩やかになるのは，劣化の兆候を示している場合がある（FF の低下）。また，肩部分の前後の直線部分のこう配が変化していると，肩部分の曲線が緩やかになったように見える場合がある。

バリエーション⑤－こう配部の傾きが緩やかになる

最大出力点（Vmpp）と VOC の間である I-V 曲線右側部のこう配は，供試回路の直列抵抗の影響を受ける。直列抵抗が高いと，この部分のこう配が相対的に緩やかになる。

直列抵抗が大きくなる原因として，次の事象が考えられる。

－太陽電池配線に損傷又は断線（又はケーブルのサイズ不十分）

－太陽電池モジュール又は太陽電池アレイの内部接続の不良

－太陽電池モジュール自体の直列抵抗値の上昇

太陽電池アレイのケーブルが長く引き回されている場合は，直列抵抗が上昇する原因となり，肩部分の形状にも影響を与える。I-V 曲線にこの種のエラーが見られる場合は，太陽電池モジュール間の配線又は内部接続の品質に注意する必要がある。また，この種のエラーは，太陽電池アレイ回路の配線上の不具合，その結果としての損傷又は腐食の兆候を示しているおそれがある。太陽電池モジュールの直列抵抗が大きくなるのは，劣化及び/又は腐食，又は製造上のエラーによる太陽電池セル内部抵抗の増加及び接続箱内の抵抗値が増加などのおそれがある。

赤外線サーモグラフィ試験は，この種の高抵抗事故を特定するのに有効なツールになる。

バリエーション⑥－上部緩こう配部のこう配の変化

I-V 曲線上部の緩こう配部の変化は，次の原因が考えられる。

－太陽電池セル内の漏れ電流増加

－太陽電池モジュール ISC のミスマッチ

－部分的な日影又は汚れ（ダム状ごみだまりなど）

太陽電池セルの漏れ電流は，通常，太陽電池セル自体又は太陽電池セル間接続の局所的な欠点が原因となる。漏れ電流は局所的な発熱につながるおそれがあり，このようなホットスポットと呼ばれる現象は，赤外線サーモグラフィ試験でも特定することができる。

ストリングを構成する太陽電池モジュールの ISC は，製造上一定のばらつきをもっているが，このようなばらつきがランダムに分布している場合は I-V 曲線の異常として顕在化しにくい。

大きな日影は I-V 曲線に段差又は部分的な変形を発生させるが，ストリング内の複数の太陽電池モジュールに小さな影がかかっている場合又は，複雑な形状の影がかかっている場合には，I-V 曲線の異常として顕在化しない場合がある。

No.	Target	PV facility maintenance inspection item check sheet			Check / comments	
1	**PV array racking**	Visual inspection	Dirtying of and damage to the PV module	Significant dirt on the surface		
				No scratches or damage		
				No significant dirt, scratches, or damage on the back side (back seat)		
				Sites receiving external forces due to strong winds		Cell line checker
			Thermal image for viewing terminal box, cell variation, internal connections, and partial operation	Perform to check status during times of high insolation		Cell line checker
			PV module frame	No damage and significant deformation to the frame		
			Status of racking and foundation	No remarkable distortion, damage, cracks etc. of the foundation		Schmidt hammer
			PV module frame	No damage and significant deformation to the frame		
			Status of racking and foundation	No remarkable distortion, damage, cracks etc. of the foundation		
				No deformation, scratches, dirt, rust, corrosion, or damage on the racking (No rust progression, excluding rusting at the end of the plated steel sheet)		
				Check for unequal sedimentation, interfacial corrosion, expansion deformation due to multiple connections to racking		
			PV modules and fixing to racking	No loose nuts and bolts		Torque wrench
			Surrounding conditions	The status of shadows, bird's nests, weeds, trees, etc. have no significant influence on power generation performance		
			Grounding of PV modules and racking	No significant scratches, damage, etc. on the grounding wire, and it is correctly connected		
			Waterproofing	No abnormality in the caulking		
			Damage to wiring and conduits	Connectors have no damage and are securely connected		
				Excessive tension is not applied		
				No excess slack		
				No significant defects or damage on the wiring		

				No abnormal heat in the wiring		
				No significant scratches, dirt, rust, corrosion, damage, or deformation on the conduit.		
				Check the support and fixing of the piping		
2	**Junction box**	Visual inspection and operation	Corrosion and damage of outer case	No significant corrosion, rust, scratches, or damage in appearance that may impair function		
			Opening, closing, and locking of the door	No abnormality in the opening and closing of the door		
				Can be locked		
			Condition inside the outer case	No dust, rain water, insects, small animals, etc. has entered		
				No significant dirt, corrosion, rust, damage, deformation		
			Installation status	No looseness in the mounting bolts, etc. of the outer case, and it is securely mounted		Torque wrench
				No significant defects or damage on the wiring		
				No abnormal heat in the wiring		
			Waterproofing	Adequate waterproofing and caulking		
				Water drain holes, etc. have been treated		
			Loss of internal equipment	No loss of internal equipment		
			Damage to conduit	No significant defects, corrosion, etc. of the wiring		
			Loose screws of the terminal block and internal equipment	No looseness in the screw of the terminal block and internal equipment		
				No abnormal heat generated		
			State of the switch	Final control elements such as a handle if any, can operate reliably		
			Check grounding	No significant scratches or damage on the grounding wire, and it is correctly connected		
			Check lightning countermeasures	No deterioration in surge protection device (SPD) and varistor		
		Measurem ent	Insulation resistance (between PV modules and ground)	Insulation resistance value measured for each string is equal to or greater than the specified value		Ohmmeter
			Insulation resistance (between the junction box	Insulation resistance value is equal to or greater than the prescribed value		Ohmmeter

			output terminal and ground)			
			Ground Resistance	Less than the prescribed ground resistance value		Ohmmeter
			Open circuit voltage	No abnormality in the voltage measured for each string		String tracer
			I - V curve	No abnormality in the IV curve		String tracer
				String Voc measured for baseline comparison		
3	PCS	Visual inspection	Corrosion and damage of outer case	No significant corrosion, rust, scratches, or damage in appearance that may impair function		
			Opening, closing, and locking of the door	No abnormality in the opening and closing of the door		
				Can be locked		
			Installation status	No looseness in the mounting bolts, etc. of the outer case, and it is securely mounted		Torque wrench
			Status of racking and foundation	No remarkable distortion, damage, cracks etc. of the foundation		Schmidt hammer
				No deformation, scratches, dirt, rust, corrosion, or damage on the racking (No rust progression, excluding rusting at the end of the plated steel sheet)		
				Check for unequal sedimentation, interfacial corrosion		
			Waterproofing	No rain water has entered		
			Falling of parts	No parts inside or outside the PCS have fallen		
			Damage to external wiring or looseness in connection terminal	No significant defects or damage on the wiring		
				No abnormal heat in the wiring		
				No loose screws		
				No discoloration of terminals and caps		
			Damage to ground wire or looseness in connection terminal	No significant scratches or damage on the grounding wire, and it is correctly connected		
				No loose screws		
			Damage to conduit	No significant defects, corrosion, etc. of the wiring		
			Check ventilation (vents, ventilation filters, etc.)	Do not block the vents		
				Ventilation filter is not clogged		
			Abnormal sounds, etc.	No abnormal sound, abnormal vibration, unusual odor, or abnormal overheating during operation		

		Measurement	Insulation resistance (between PCS input/output terminal and ground)	Insulation resistance value is equal to or greater than the prescribed value		Ohmmeter
			Ground Resistance	Less than the prescribed ground resistance value		
			Measurement of system voltage			
4	**Others (step-up transformer, switch, WH, etc.)**	Visual inspection and operation	Damage to equipment	No significant rust, scratches, or damage that may impair function		
			Attachment of dust, oil, etc.	No significant dirt around the terminal		
			Status of final control elements	Final control elements such as a handle if any, can operate reliably		
			Overheating of equipment	No deformation, etc. of insulating case or terminal due to heating from abnormal temperatures		
			Installation status	Securely attached		
			Damage to wiring	No significant defects or damage on the wiring		
				No abnormal heat in the wiring		
			Loose screws of the terminal block and internal equipment	No looseness in the screws of the terminal block and internal equipment		
			Status of racking and foundation	No remarkable distortion, damage, cracks etc. of the foundation		Schmidt hammer
				No looseness in the mounting bolts, etc. of the outer case, and it is securely mounted		Torque wrench
				No deformation, scratches, dirt, rust, corrosion, or damage on the racking (No rust progression, excluding rusting at the end of the plated steel sheet)		
				Check for unequal sedimentation, interfacial corrosion		
5		Visual inspection	Sensor adjustment	Confirmation of cleanliness and ventilation		Pyranometer, thermometer
				Periodical calibration		Pyranometer, thermometer
				No abnormal heat generated		

6	**Operation/stop**	Visual inspection and operation	Operation	When stopped, turn the operation switch "ON," and it runs in interconnected mode		
				Displays OPERATING or and indicator indicates operation during interconnected operation		
			Stop	When operating, turn the operation switch to "OFF," and it stops instantly		
				Displays STOP or an indicator indicates stop when stopped		
			Confirmation of operation and anti-islanding during power outage	Stops instantly when the service entrance switch is opened		
				Also, when power is restored, it is automatically restored after the prescribed time.		
			Time limit timer operation test	1) Set PCS to interconnected operation and disconnect service entrance switch is to stop operation		
				2) After confirming that the protective device works and the PCS stops immediately, reconnect it. Measure the time from connecting to PCS automatic restoration. This is the prescribed time.		
			Autonomous operation	If it has autonomous operation function, voltage specified by manufacturer is output from the autonomous operation dedicated terminal when switching to autonomous operation		
			Confirm operation confirmation of display	Confirm that the PCS is operating normally by confirming the display for status of the PCS operation/stop, output, generated energy, etc.		
				1) Switch PCS from operating to stop and check the status display for operation, stop, etc.		
				2) Confirm display of PCS for output, generated energy, etc. during operation		
				3) Confirm display of PCS status, output, generated energy, etc. and display of monitoring device and data collecting device		
				Compared with the simulation values, the generated energy is not significantly less		
7	**Output**	Visual inspection	Energy meter	Meter is working properly		

PVドクター

PVドクターは当社の登録商標です。

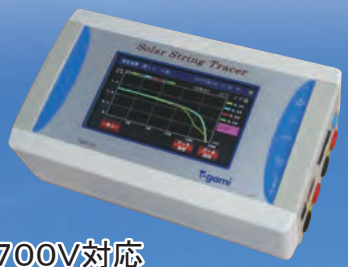
Togami

太陽電池故障箇所特定装置

http://www.togami-pv.jp/

JECA FAIR 2013
製品コンクール
(一社)日本電設工業協会
会長賞
受賞

～PVドクターシリーズ～



DC700V対応

DC1000V対応

ストリングトレーサ（I－V特性測定装置）

太陽電池モジュールの
点検・故障箇所特定に…

セルラインチェッカ（故障モジュール特定装置）

点検と発電量低下時の原因調査が効率的に行えます

探査動画　公開中

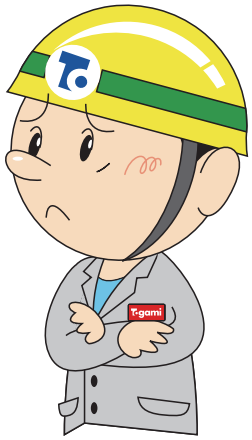
※通信料はお客様負担となります。
※機種によってはご覧になれない場合があります。

株式会社 戸上電機製作所

2016年10月版
カタログ番号 C0228k

PVドクター T·gami からのご提案！！

こんなお悩みございませんか？



- 発電量が低下しているようだが、原因究明の方法が解らない
- 原因究明するため、精密点検に必要なツールが解らない
- モジュール単位での良否判定をしたいがツールがない
- 安価で、使い勝手が良いツールを探している

放置しておくと
思わぬトラブルに

- ◆ 想定より大幅に発電量が下回ったため、売電収入の補償問題に発展・・・・
- ◆ PVの普及率が高い海外の事例によれば、モジュールが起点となった事故が発生　etc

一般社団法人 太陽光発電協会『太陽光発電システム保守・点検ガイドライン【住宅用】第1版』の項目

定期検査

- 目視チェック（破損等）
- 発電状況確認（PCSモニター）
- 開放電圧測定
- 短絡電流測定
- 絶縁抵抗測定

開放電圧測定の他、
I－V特性をカーブトレーサーで
測定することが望ましい。

日常点検

- 目視チェック（破損等）
- 発電状況確認（PCSモニター）

【上記ガイドラインの参考文献】
・一般社団法人 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(2003年12月26日制定版)』
・資源エネルギー庁『電力品質確保に係る系統連系技術要件ガイドライン』

お客さまのお悩みを
「PVドクターシリーズ」が解決いたします。

「安全性確保」のための点検と「発電量低下時」の原因調査

オーナー

発電量低下確認（売電収入減）

苦情（問合せ）

一次対応

開放電圧測定

目視チェック（破損）

絶縁抵抗測定

PVドクター ストリングトレーサ

二次対応（精密点検）

ストリング出力検査(I－V特性測定)

PVドクター ストリングトレーサ

太陽電池モジュールの故障箇所特定

PVドクター セルラインチェッカ

原因を特定することで・・・

PV ハウスメーカー etc・・・

保証期間内で発電量の低下等不具合が発生した場合、不具合モジュールだけの交換ですみますので、保証費用が最小限にできます！

PV施工 電工店 etc・・・

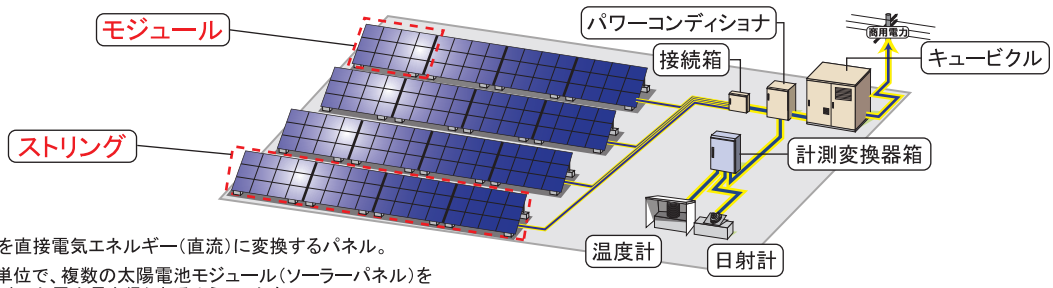
- 不具合箇所の特定により、オーナーとメーカーの両者に対して正当な交渉が可能です！
- 他社との差別化が実現できますので、新たに、保守点検の事業展開が可能です！

オーナー

保証期間外で発電量の低下等不具合が発生した場合、不具合モジュールだけの交換ですみますので、費用負担が最小限にできます！

発電設備としての「安全性の確保」「発電量の適正化」

太陽光発電システム概要



モジュール とは：太陽光エネルギーを直接電気エネルギー（直流）に変換するパネル。

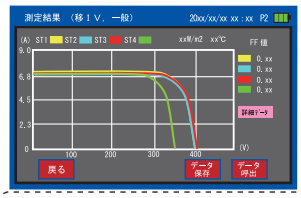
ストリング とは：モジュールの構成単位で、複数の太陽電池モジュール（ソーラーパネル）を直列で配線し、まとまった電力量を得られるようにしたもの。

従来品との比較とTogami PVドクターの特長

異常ストリングの探査

従来品		ストリングトレーサ（移動・同時測定の場合）
（家庭用・産業用）太陽光設備の（施工・竣工）検査、（定期・日常）点検、作業時に		
図面等による、設備の事前確認		
		ストリングの構成枚数が同じか確認
使用する太陽光設備や測定機器に日射計・温度計をセット	早い！簡単！	ストリング間のI-Vカーブを相対比較するため不要
1ストリングまたは2ストリングのI-Vカーブを測定		最大4ストリングの移動I-Vカーブを測定
数十秒/1ストリング	早い！	約1秒/1ストリング
測定機器に太陽光発電設備のパネル詳細情報入力 パネルメーカーによっては開示されていないことも… 機器本体もしくはPCでSTC変換	早い！簡単！	ストリングトレーサ本体で4ストリング分のI-Vカーブを相対比較するためSTC変換不要
ストリングの良否判定		

接続箱



異常モジュールの探査

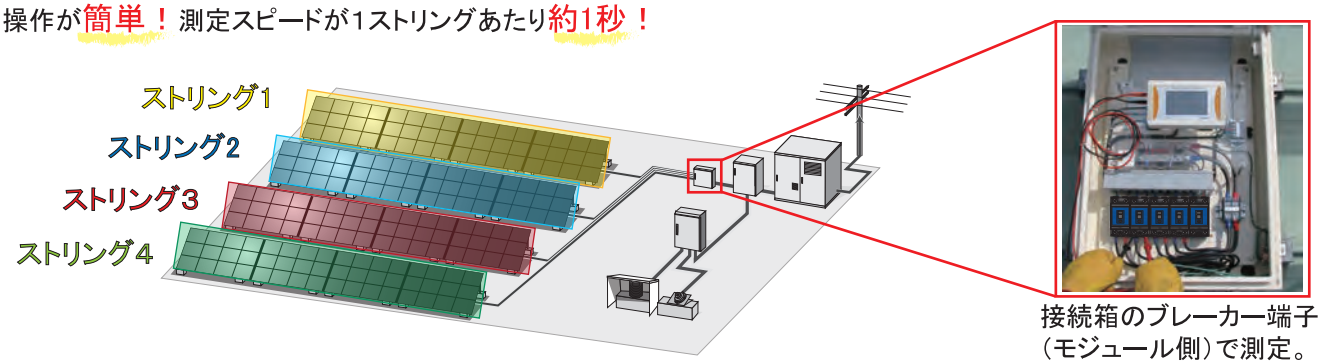
異常ストリングの調査

従来品		セルラインチェッカ
探査機器を異常ストリングのブレーカへ接続		送信器を異常ストリングのブレーカへ接続
探査・特定		受信器で故障箇所探査・特定
①パネルの設置条件（並列接続等）によっては探査ができない・・・ ②数箇所断線していた場合、全ての断線箇所を発見できない・・・ ③日射量が少ないと測定できない・・・ ④陰の影響で正確な探査ができない・・・	正確！	①（直列・並列）接続関係なく探査可能 ②各断線箇所・接続不良箇所特定 ③日射量が200W／m²でも探査可能 ④陰があっても正確な探査可能
（故障モジュールの特定）（接続不良箇所の特定）etc		

接続箱

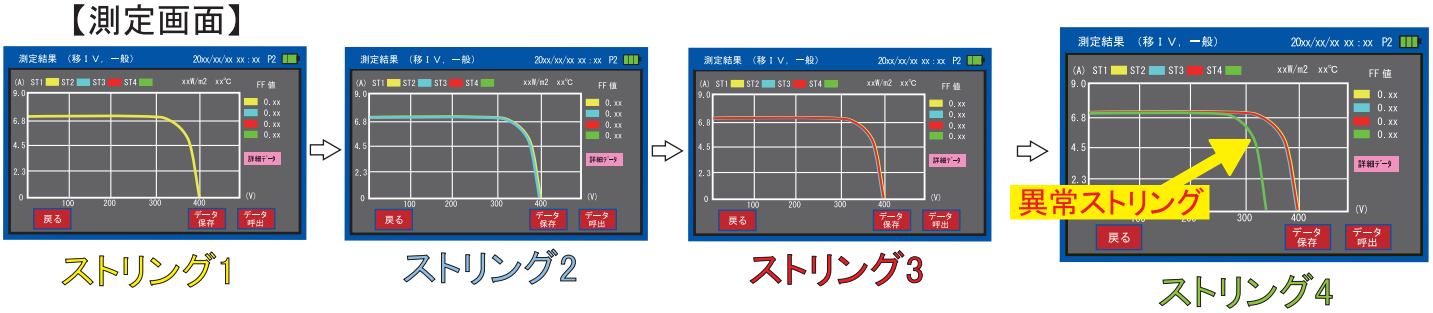
ストリングトレーサ　I－V特性測定装置

【機能】 4ストリングのIVカーブを同じ画面に表示し、相対比較で異常ストリングを特定。
【特長】 操作が**簡単！** 測定スピードが1ストリングあたり**約1秒！**



接続箱のブレーカー端子
（モジュール側）で測定。

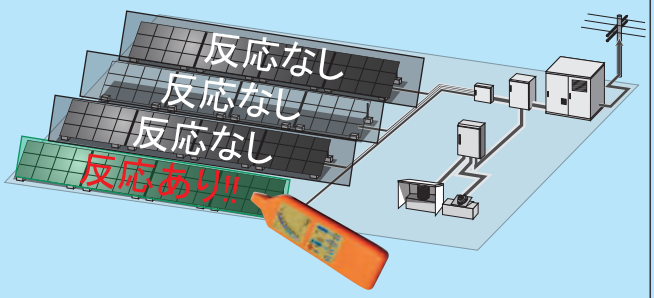
【測定画面】



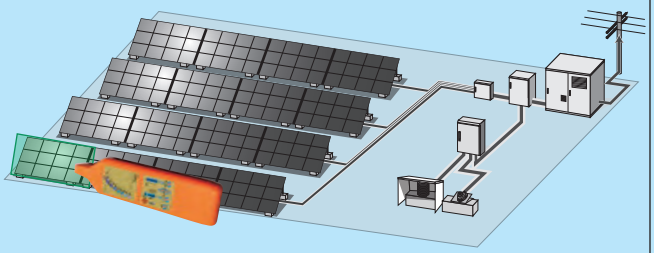
セルラインチェッカ　故障モジュール特定装置

【機能】 (1)ストリングを構成する太陽電池モジュールの配置特定。
(2)故障箇所の特定。
【特長】 故障**モジュール1枚**まで絞り込み可能。

(1)ストリングを構成する太陽電池モジュールの配置を特定する場合。

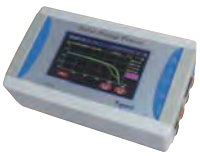
配置特定を行うストリングのブレーカ端子に送信器を接続	該当のストリングには、音と光で受信器が反応します	ストリングのモジュール構成を確認
		

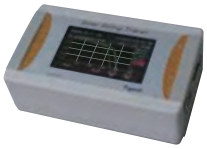
(2)故障箇所を特定する場合。

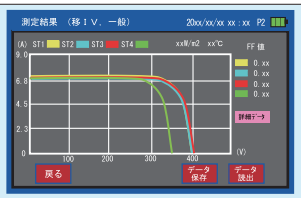
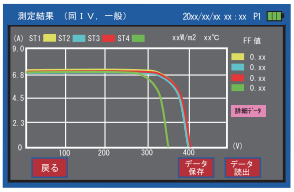
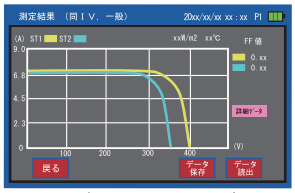
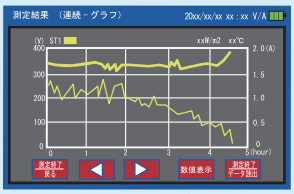
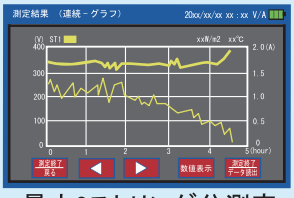
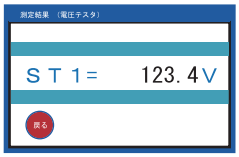
接続箱で異常ストリングのブレーカ端子に送信器を接続	異常ストリングを受信器で探査します	モジュール1枚まで絞り込みます
		正常箇所は音と光で反応。 異常箇所は反応がなくなります。 ※バイパスダイオード断線探査の場合は確認方法が異なります。

PVドクター

ストリングトレーサ（I-V特性測定装置）





形　　式		SPST-A1A	SPST-A2A
電圧測定範囲		【一般（シリコン系・化合物系）】 DC20.0V～DC700.0V 【ハイブリッド系】 DC20.0V～DC600.0V	【一般（シリコン系・化合物系）】 【ハイブリッド系】 DC20.0V～DC1000.0V
電流測定範囲		【一般（シリコン系・化合物系）】 DC0.5A～DC10.0A 【ハイブリッド系】 DC0.5A～DC7.0A	【一般（シリコン系・化合物系）】 【ハイブリッド系】 DC0.5A～DC10.0A
電力測定範囲		【一般（シリコン系・化合物系）】 10W～4900W 【ハイブリッド系】 10W～2900W	【一般（シリコン系・化合物系）】 【ハイブリッド系】 10W～8000W
定格電源電圧		【AC アダプタ使用時】 AC100V～AC240V 50Hz,60Hz 【単三電池×4本使用時】 DC6.0V（変動範囲 DC4.8V～DC7.2V）	
測 定 精 度		電圧：±1%rdg　±5dgt 電流：±1%rdg　±5dgt	
寸　　法		195×115×70(mm)	
質　　量		690g(電池含まず)	600g(電池含まず)
測定スピード		約100ms(1ストリングあたり)	
機能	移動I-V特性測定	 （最大4ストリング分のI-Vカーブを測定・表示）	
	同時I-V特性測定	 最大4ストリング分のI-Vカーブを測定・表示	 最大2ストリング分のI-Vカーブを測定・表示
	ストリング電圧/電流測定 ※クランプCT(オプション品)が必要です。	 最大4ストリング分測定	 最大2ストリング分測定
	電 圧 テ ス タ	 （開放電圧測定）	
	STC変換機能	なし（付属の管理ソフトでSTC変換）	あり（本体でSTC変換可能）
標準価格（税別）		498,000円	588,000円
詳細仕様ページ		7～10	

※1 STC変換を行う場合は、日射計・温度センサ(オプション)が必要です。

PVドクター

セルラインチェッカ（故障モジュール特定装置）

形式			SPLC-A
送信器	定格電源電圧		DC9.0V(動作範囲DC6.5V～DC9.0V)
	適用電圧範囲	磁界モード	DC15.0V～DC1000.0V
		電界モード	0V～DC1000.0V（断線探査時は0V）
	探査方式		電流消費型(磁界モード選択時)
			信号注入型(電界モード選択時)
	信号周波数		5kHz
	寸法		153(H)×120(W)×50(D)（mm）
	質量		約290g(乾電池含む)
受信器	定格電源電圧		DC9.0V(動作範囲DC6.5V～DC9.0V)
	受信感度切換		5段階切換えおよび各感度において-20%～+20%の5段階微調整
	受信表示		受信レベル表示：10個の判定用LED(緑)の点滅と、LED点滅に同期したブザー音
	寸法		235(H)×60(W)×30(D)（mm）
	質量		約160g(乾電池含む)

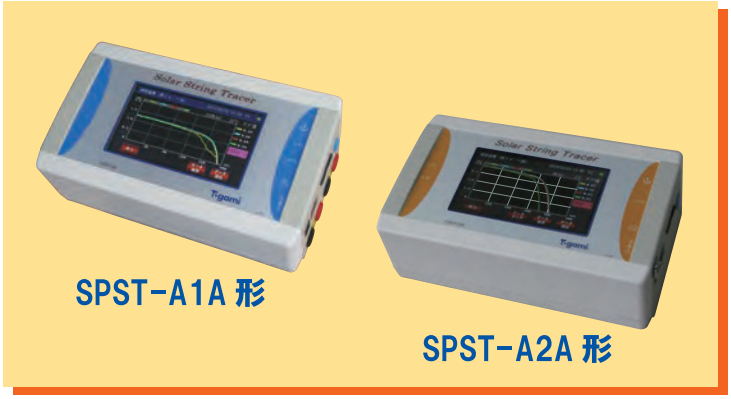
機能			探査方法		
状態		機能	ブレーカ	送信器	受信器の反応
設備の図面が無くストリングの構成が分からない		「磁界モード」 ストリングを構成する太陽電池モジュールの配置特定	「切」	接続箱 配置特定したいストリングのブレーカへ送信器を接続します。	反応なし 反応なし 反応なし 反応あり! ピッピッ・・・ 該当ストリングは音と光で反応します！
出力が低下している (例)クラスタ故障 (例)インターコネクタ断線等		「磁界モード」 モジュールの故障箇所特定		接続箱 異常ストリングのブレーカへ送信器を接続します。	探査信号の流れ(反応箇所) 受信器の反応がない箇所 インターコネクタの完全断線や、クラスタ故障等が考えられます。
[I-V特性測定装置]や[テスタ]等で開放電圧が0になる		「電界モード」 モジュール間配線の断線、コネクタ接続不良等		接続箱 プラス端子=ブレーカ マイナス端子=アースへ送信器を接続します。	探査信号の流れ(反応箇所) この部分で受信機が反応 受信器の反応がない箇所 (断線またはコネクタ接続不良)

標準価格（税別）	153,000円
詳細仕様ページ	11～14

PVドクター ストリングトレーサ

（I−V特性測定装置）

※特許出願中



SPST-A1A 形

SPST-A2A 形

4ストリング分の測定結果を1画面に表示！

ストリング間の相対比較により良否判定が簡単！

施工時の検査も可能！

■ 用途

住宅用から産業用、メガソーラーまでの太陽電池モジュールの電気的なストリング異常を検知する装置です。施工時、定期点検時のモジュールの良否判定に使用することにより、点検を効率化することができます。

■ 特長

◎4つの測定モード(移動I-V特性測定、同時I-V特性測定、ストリング電圧／電流測定、電圧テスタ)

◎ストリング間の相対比較方式のため、良否判定が簡単です。(短時間)

◎結果をSDカードに保存でき、データをPCで利用できます。※データ管理ソフトウェアはWindows8に対応しています。

◎相対比較方式を行う場合、日射計・温度センサ(オプション)は不要です。

◎STC(基準特性)変換を行う場合、日射計・温度センサ(オプション)が必要です。

■ 太陽電池モジュールの故障モードに対する対応機能

機　　能	内　　容
(1)移動I-V特性測定 （接続箱ブレーカOFF状態）	1chのみ使用し、ストリングのI-V特性を測定します。結果は4ストリング分の測定結果まで同一グラフに表示し、ストリング間の相対比較による異常判定を容易に行えます。1chのみ使用し、順次測定するため接続の手間がありません。
(2)同時I-V特性測定、 ストリング状態チェック （接続箱ブレーカOFF状態）	●SPST-A1A形は最大4つ、SPST-A2A形は最大2つのストリングのI-V特性を同時に測定し結果を保存します。 結果は、測定データ分すべて(SPST-A1A形は最大4つ、SPST-A2A形は最大2つ)を同時に「グラフ表示」し、ストリング間の相対比較による異常判定を容易に行えます。 ●開放電圧(Voc)を測定し、「ストリング構成回路断線」「ストリング構成モジュール数不均一」「ストリング構成モジュール配置不均一」等の状態を判断し、I-V特性の相対比較が有効かどうかを判定します。
(3)ストリング電圧／電流測定 （接続箱ブレーカONでパワコン運転状態）	一定時間間隔毎にSPST-A1A形は最大4つ、SPST-A2A形は最大2つのストリングの電圧・電流を同時に測定し結果を保存します。 ※クランプCT(オプション)が必要です。 ・測定項目、測定ストリングは自由に指定可 ・最大7日間の連続測定可 結果は、「数値データ表示」「グラフ表示」が可能です。 ※測定モードを連続に選択される場合は、必ず本器に付属のACアダプタをご使用ください。
(4)電圧テスタ(開放電圧測定)	ストリングの開放電圧を測定することが可能です。

■ 仕様

電圧測定範囲	SPST-A1A	【一般（シリコン系、化合物系等）】※1 DC20.0V ～ DC700.0V 【ハイブリッド系】※1,※7 DC20.0V ～ DC600.0V
	SPST-A2A	DC20.0V ～ DC1000.0V
電流測定範囲	SPST-A1A	【一般（シリコン系、化合物系等）】※1 DC0.5A ～ DC10.0A 【ハイブリッド系】※1,※7 DC0.5A ～ DC7.0A
	SPST-A2A	DC0.5A ～ DC10.0A
電力測定範囲	SPST-A1A	【一般（シリコン系、化合物系等）】※1 10W ～ 4900W 【ハイブリッド系】※1,※7 10W ～ 2900W
	SPST-A2A	10W ～ 8000W
定格電源電圧	【AC アダプタ使用時】 AC100V ～ AC240V 50Hz、 60Hz 【単三電池 ×4 本使用時】 DC6.0V （変動範囲 DC4.8V ～ DC7.2V）※2,※3	

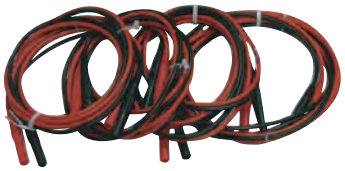
測定精度	電圧 ： ±1%rdg ±5dgt 電流 ： ±1%rdg ±5dgt	
I-V 特性測定点数	100 点 （1 ストリングあたり）	
I-V 特性測定時間	約 100ms （1 ストリングあたり）※4	
最大連続時間 ※5 （LCD の明るさは +10 設定時）	・LCD 画面の表示をし続けた場合 ：約 9 時間 ・タッチパネル操作を続けた場合 ：約 6 時間 ・I-V 特性測定を続けた場合 ：約 4 時間	
データ保存件数	1 日最大 500 ファイル ×100 日分 合計＝最大 50,000 ファイル この件数以上となる場合は、 データ管理ソフトウェアにてデータ管理を行ってください。 SD カード内は、 この件数を超えないようにデータ消去してください。	
その他の機能	オートパワーオフ機能（5 分）	
形　　状	195×115×70（mm）	
質　　量	SPST-A1A	690g（電池含まず）
	SPST-A2A	600g（電池含まず）
付 属 品	ワニロプローブ、 針状プローブ 1 組、 I-V テストリード、 SD カード※6、 AC アダプタ、 取扱説明書、 ショルダーベルト、 単三アルカリ乾電池 4 個、 キャリングケース	

※1 モジュール種別に応じて測定範囲が異なりますのでご注意ください。
※2 電池残量が低下した場合、 測定時の突入電流により一時的に電圧が低下するため測定を停止します。
※3 電池種類は、 ニッケル水素充電電池、 アルカリ電池が使用可能です。
※4 I-V 特性（移動測定モード）の場合、 プローブの接触確認時間1秒→I-V 特性測定時間 100ms→次ストリング測定までのインターバル時間2秒で合計3.1秒の1ストリング測定時間となります。
I-V 特性（同時測定モード）の場合、 前回の測定から次の測定までの時間が 5 秒未満の場合、 測定開始ボタンが表示されず測定を行うことができません。 5 秒以上間隔をあけた後、 測定を開始してください。（5 秒間隔をあけた時に測定開始ボタンが表示されます）
※5 1900mAh の充電式ニッケル水素電池（フル充電状態）を 4 本使用した場合の連続動作可能時間です。
※6 SD カードにはデータ管理ソフトウェアおよびインストール手順書を保存しています。
※7「ハイブリッド系」は「HIT モジュール」のほか「ヘテロ接合モジュール」を含みます。
※　日射量が 1000W/mm² を超える場合は測定できない場合があります。
※　モジュールによっては測定できない場合があります。

■ 付属品

ワニロプローブ
（SPST-A1A：4 組）
（SPST-A2A：2 組）

針状プローブ


I-V テストリード
（SPST-A1A：4 組）
（SPST-A2A：2 組）

単三アルカリ乾電池

AC アダプタ

SD カード

キャリングケース

■ オプション

クランプ CT

形　　式	SPST-A-F1
測定範囲（精度）	0～10.0A（±1%rdg ±5dgt）
配 線 長	1.5m
質　　量	80g（1 本あたり）

日射計・温度センサ（セット）

形　　式	SPST-A-F2
測定範囲（精度）	0～1200W/m²（±5%rdg ±5dgt）
配 線 長	10.0m
寸　　法	日射計 ： 140×100×80（mm） 温度センサ ： 50×70×6（mm）
質　　量	日射計 ： 700g 温度センサ、 ケーブル ： 720g

マグネットプローブ
（ケーブル一体型）

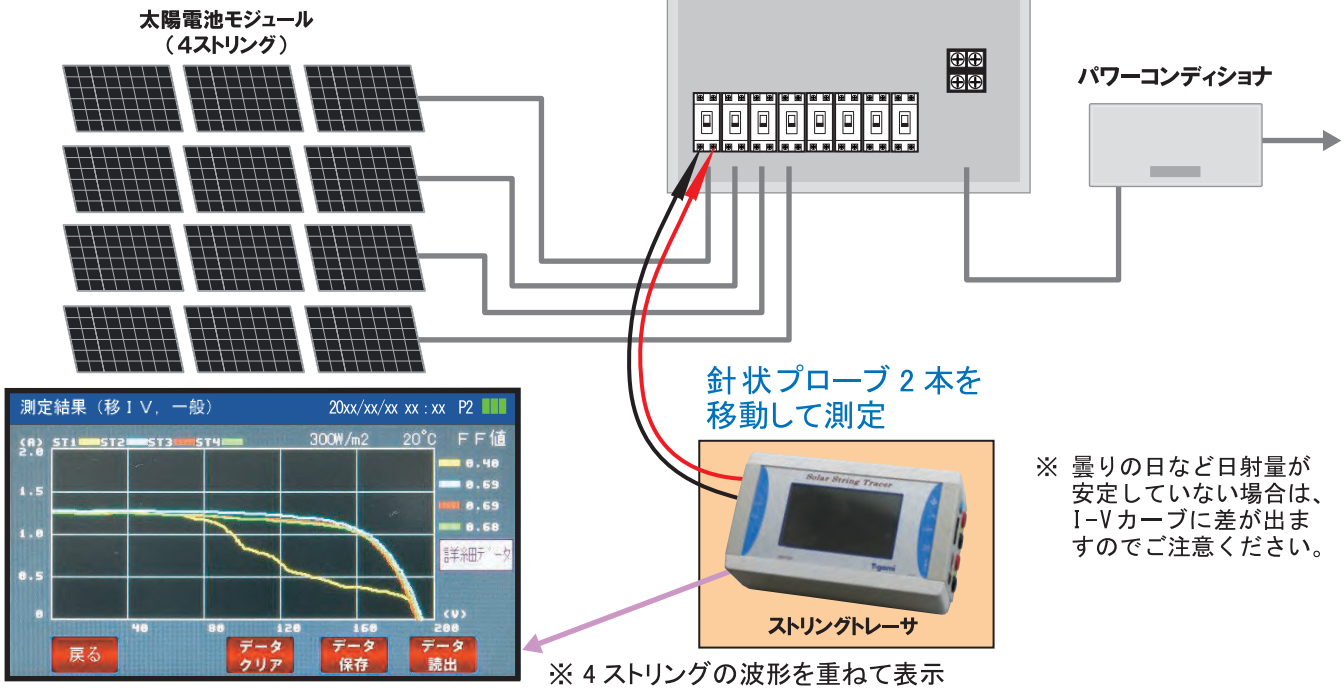
形　　式	SPST-A-F4
ケーブル長	1.5m
耐 電 圧	1000V CATⅢ

※㈱ NPC 社製の多機能高速 I-V 計測システム Rakit もご用意しております。詳しくは最寄りのオフィスへお問い合わせください。

■ I-V 特性測定モードの種類

(1) 移動 I-V 測定モード（接続箱ブレーカ OFF 状態）

接続箱にワニロプローブの接続が困難な場合、針状プローブを使うことで測定時間の短縮が可能です。

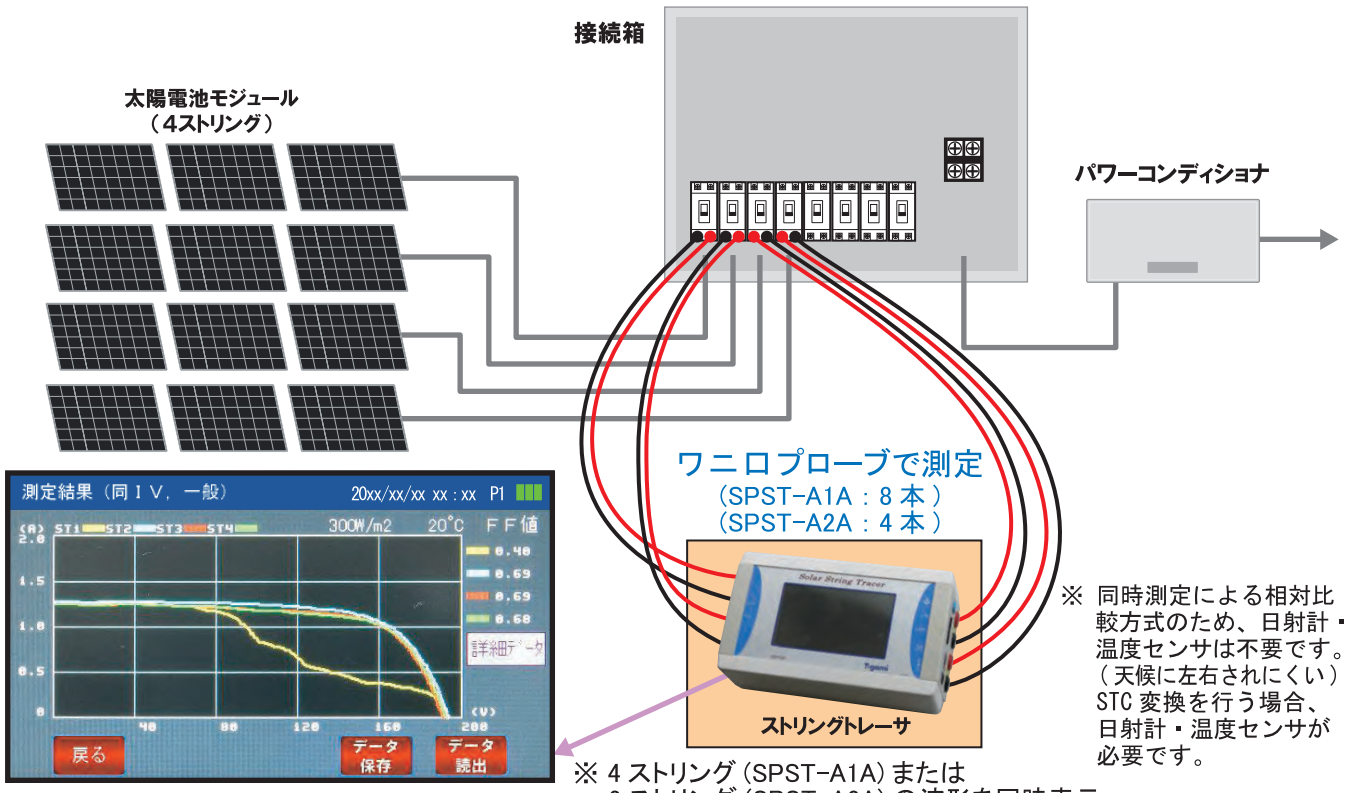


※ 曇りの日など日射量が安定していない場合は、I-V カーブに差が出ますのでご注意ください。

※ 4 ストリングの波形を重ねて表示

詳細データ釦を押すと
Voc(V) 開放電圧、Isc(A) 短絡電流、Pmax(W) 最大出力、FF 値をご覧いただけます。

(2) 同時 I-V 測定モード（接続箱ブレーカ OFF 状態）



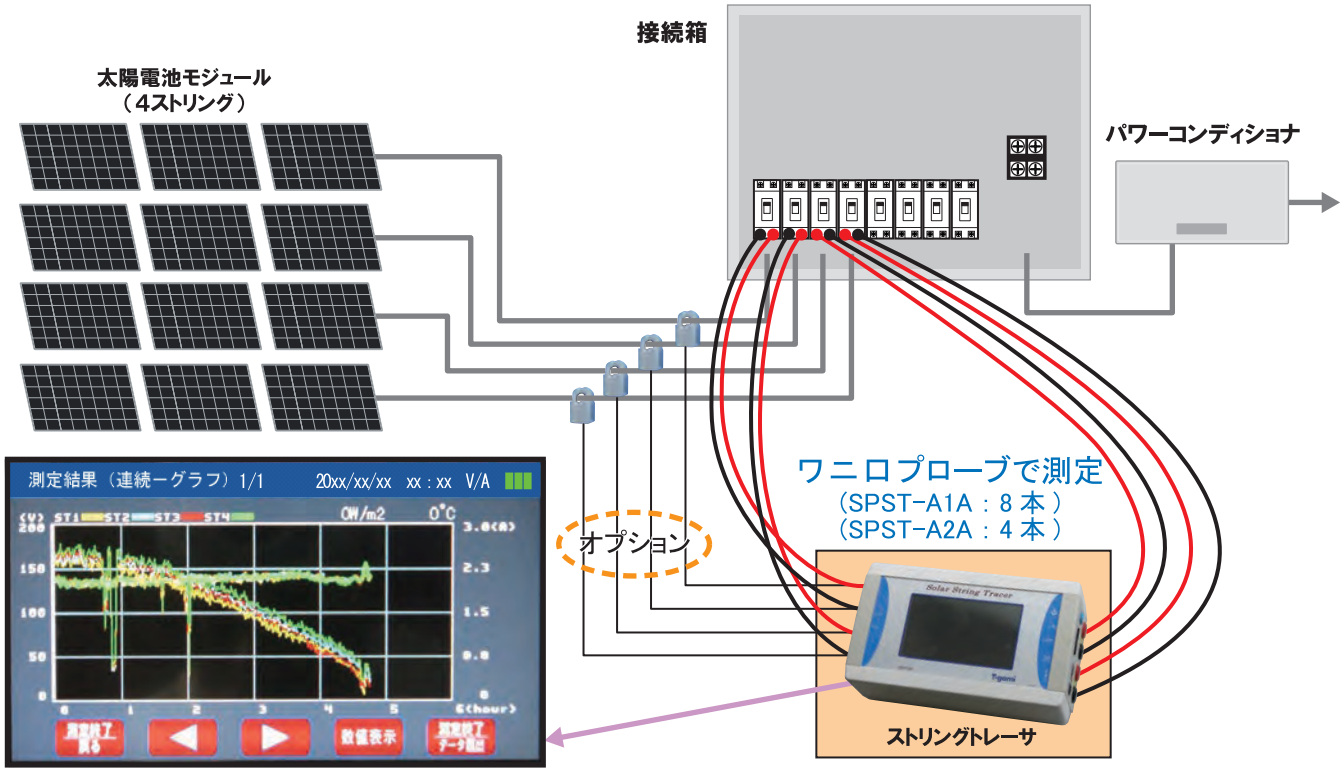
※ 同時測定による相対比較方式のため、日射計・温度センサは不要です。（天候に左右されにくい）STC 変換を行う場合、日射計・温度センサが必要です。

※ 4 ストリング（SPST-A1A）または
2 ストリング（SPST-A2A）の波形を同時表示

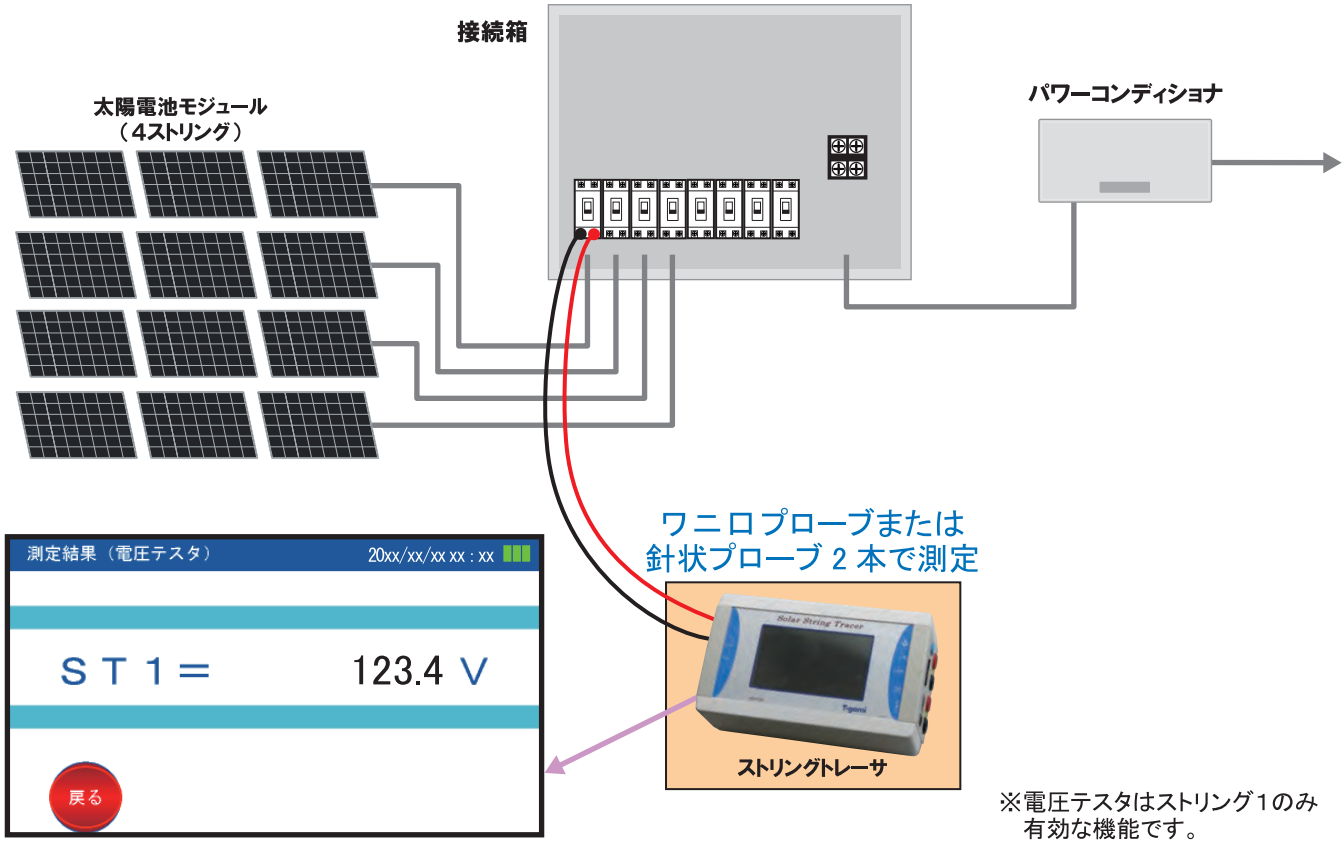
詳細データ釦を押すと
Voc(V) 開放電圧、Isc(A) 短絡電流、Pmax(W) 最大出力、FF 値をご覧いただけます。

(3) ストリング電圧／電流測定（接続箱ブレーカ ON でパワコン運転状態）

一定時間間隔毎に最大 4 つ (SPST-A1A) または最大 2 つ (SPST-A2A) のストリングの電圧・電流を同時に測定し結果を保存します。（最大 7 日間）※クランプ CT(オプション) が必要です。



(4) 電圧テスタ (開放電圧測定)



※電圧テスタはストリング１のみ
有効な機能です。

PVドクター

セルラインチェッカ

（故障モジュール特定装置）

※特許出願中

SPLC-A 形

ストリングを構成する
モジュールの配置を特定！

故障箇所（断線箇所）を特定！

陰の影響を受けない探査方式！

施工時の検査も可能！

モジュール裏面での探査も可能！

■ 用途

住宅用から産業用、メガソーラーまでの太陽電池モジュールのメンテナンス時に各ストリング（複数太陽電池モジュールの直並列接続回路）を構成する太陽電池モジュールの配置、故障モジュール・故障セルを探査する装置です。

■ 特長

◎クラスタ故障やバイパスダイオード断線が簡単に検知可能。【磁界探査】

◎モジュール間配線の断線、コネクタ接続不良箇所の特定が可能。【電界探査】

◎曇りの日でも探査できるため、効率的なメンテナンス作業が可能。

◎故障クラスタの特定に加え、
セルの断線箇所までわかるため、モジュールの出力低下予知が可能。【磁界探査】

【磁界探査】

- ストリングを構成する太陽電池モジュールの配置特定
- 故障太陽電池モジュール、故障クラスタおよび故障セルの特定
- 太陽電池モジュール内バイパスダイオードのオープン故障検知

【電界探査】

- モジュール間配線の断線箇所特定
- 太陽電池間の導通不良モジュール接続コネクタの特定

**モジュール間のケーブル接続忘れや断線箇所特定をすることができるため
工事品質の向上に繋がります。**

■ 太陽電池モジュールの故障モードに対する対応機能

故障現象	故障現象詳細	故障モード	対応機能
発電量の低下	ストリング出力が出ていない。 ※ストリング内のモジュールを含む直列電気回路が断線している。	モジュール接続コネクタ接続不良、またはモジュール間配線の断線	【電界探査】 ・導通不良モジュールの接続コネクタまたは配線の断線の特定
	ストリング出力が低下している。 ※モジュール内の直列電気回路が断線している。 （クラスタ故障）	①モジュールのバスバー断線 ②太陽電池セルのインターコネクタ完全断線 ③太陽電池セル破損（重度）	【磁界探査】 ・故障モジュールの特定 ・故障モジュールの故障クラスタの特定 ・故障モジュールの故障セルの特定 ・モジュール内バイパスダイオードのオープン故障検知
	ストリング出力が低下している。 ※モジュール内の直列電気回路が一部破損している。	①太陽電池セルのインターコネクター部断線 ②太陽電池セル破損（軽度）	

■ 仕様

【送信器】

定格電源電圧	DC9.0V（動作範囲DC6.5V～DC9.0V）※1	
適用電圧範囲	磁界モード	DC15.0V～DC1000.0V
	電界モード	0V～DC1000.0V （断線探査時は0V）
探査方式	電流消費型（磁界選択時） 信号注入型（電界選択時）	
信号周波数	5kHz	
動作表示	緑色もしくは青色LEDの点滅、点灯	
寸　法	153(H)×120(W)×50(D)（mm）	
質　量	約290g（乾電池含む）	
その他の機能	オートパワーオフ機能※2	

【受信器】

定格電源電圧	DC9.0V（動作範囲 DC6.5V ～ DC9.0V）※1
受信感度切換	5 段階切換え および各感度において −20% ～ +20% の 5 段階微調整
受信表示	受信レベル表示：10 個の判定用 LED（緑）の点滅 LED 点滅に同期したブザー音
内蔵センサ	コイルセンサ ×1 電極センサ ×1
寸　法	235(H)×60(W)×30(D)（mm）
質　量	約 160g（乾電池含む）
その他の機能	オートパワーオフ機能、マナーモード（消音モード）※3

※1　9V乾電池×1個使用（マンガン電池、アルカリ電池使用可）
※2　【磁界モード】入力電圧が 10V 以下、かつ釦無操作が 10 分間継続した場合、電源 OFF
　　【電界モード】釦無操作が 2 時間継続した場合、電源 OFF
※3　信号未入力状態、かつ釦無操作が 10 分間継続した場合、電源 OFF

■ 付属品

接続クリップ･テストリード

遮光板

キャリングケース

※取扱説明書、9V 乾電池も付属します。

■ オプション

ロッドセンサ

形　式	SPLC-A-F1
内蔵センサ	コイルセンサ×2（水平、垂直）
探査時ロッド長	最大2m（収納時 0.92m）
収納時寸法	920(H)×70(W)×60(D)（mm）
質　量	約 850g（受信器は除く）
その他の機能	角度可変型センサヘッド
付 属 品	収納袋、ショルダーベルト

針状プローブ

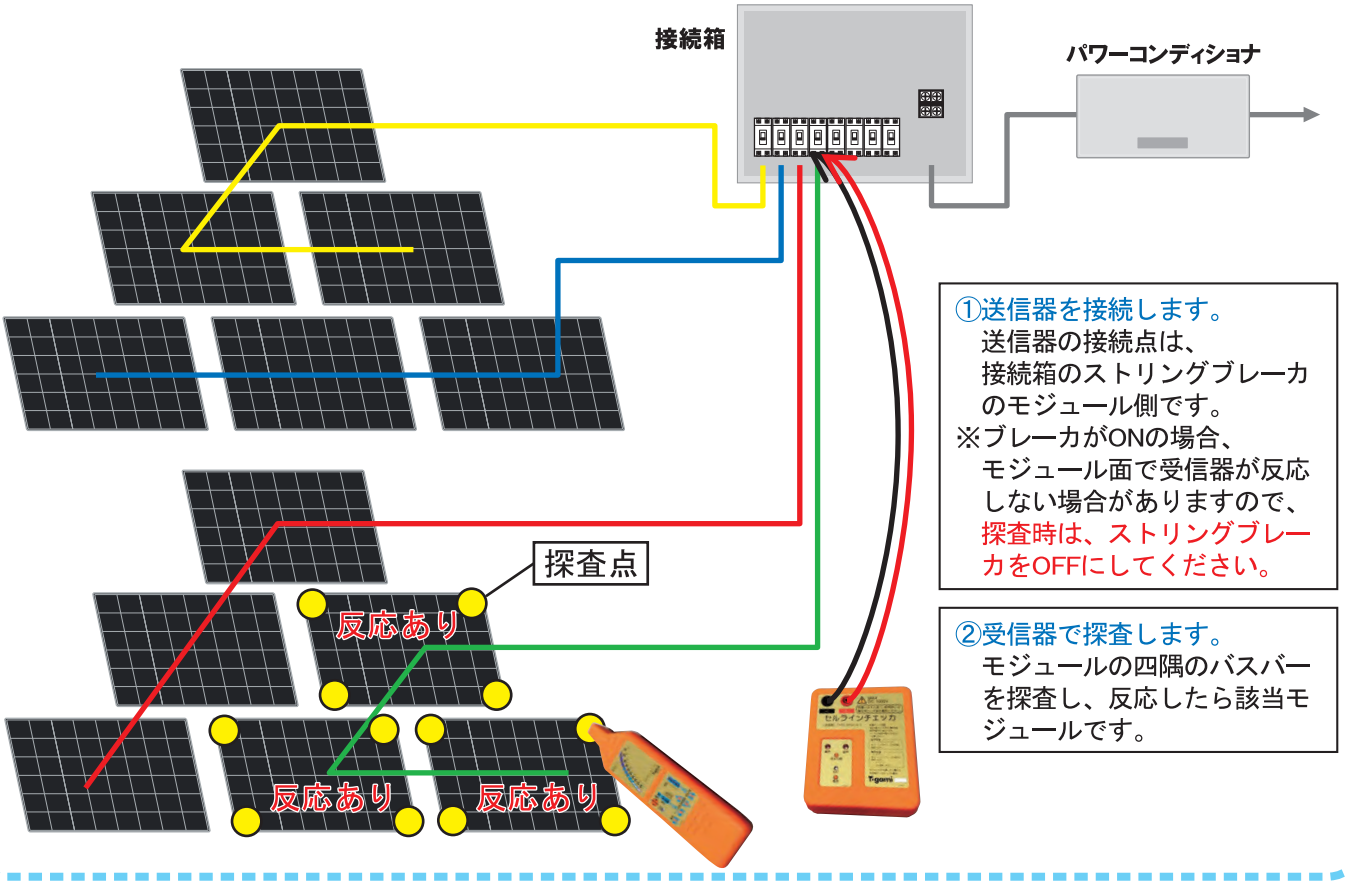
形　式	SPST-A-F3
耐 電 圧	1000V CATⅢ

マグネットプローブ
（ケーブル一体型）

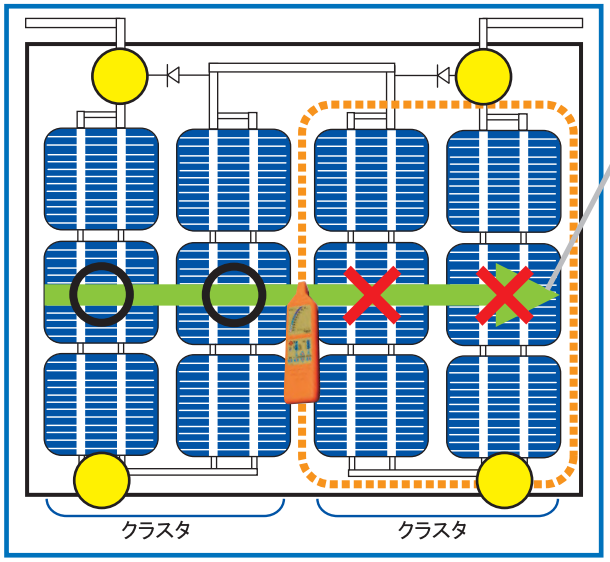
形　式	SPST-A-F4
ケーブル長	1.5m
耐 電 圧	1000V CATⅢ

■ 探査例

＜ストリングを構成する太陽電池モジュールの配置特定＞　【磁界モード】

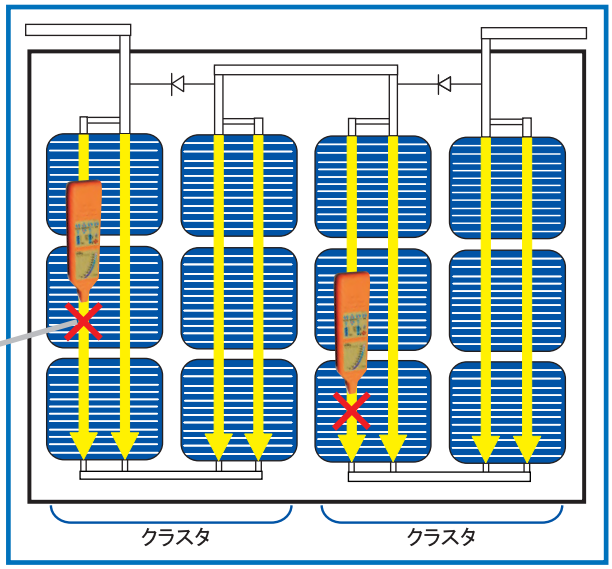


＜故障（未発電）モジュールの特定＞　【磁界モード】



①【モジュールの中央部をトレース探査し、反応しない箇所があればモジュール不良（クラスタ不良）です】
※ クラスタが2つの場合、モジュールの四隅のバスバーを探査し、1箇所でも反応しない箇所があればモジュール不良（クラスタ不良）です。

＜故障（出力低下・発熱）セルの特定＞

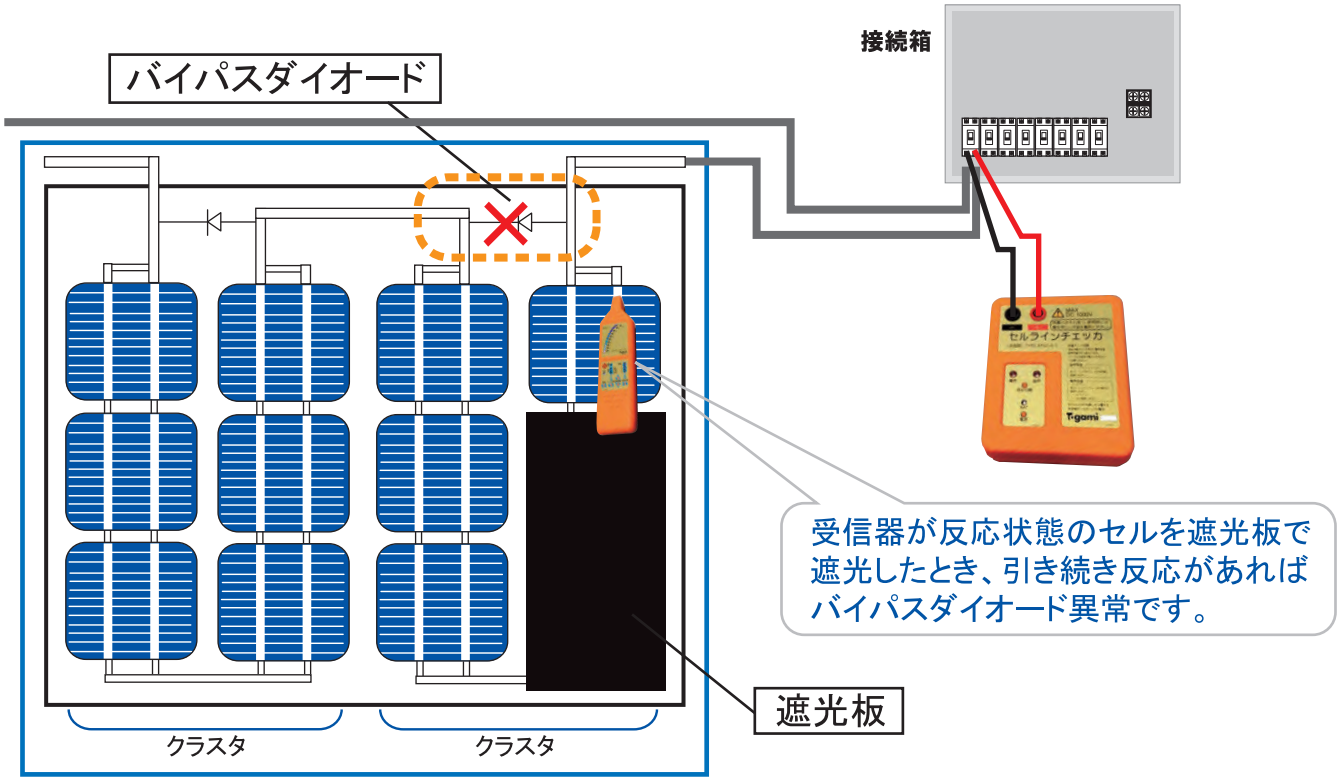


断線箇所
のみ反応なし

①【モジュールのインターコネクタをトレースし、反応しない箇所があればセル内インターコネクタ断線です】

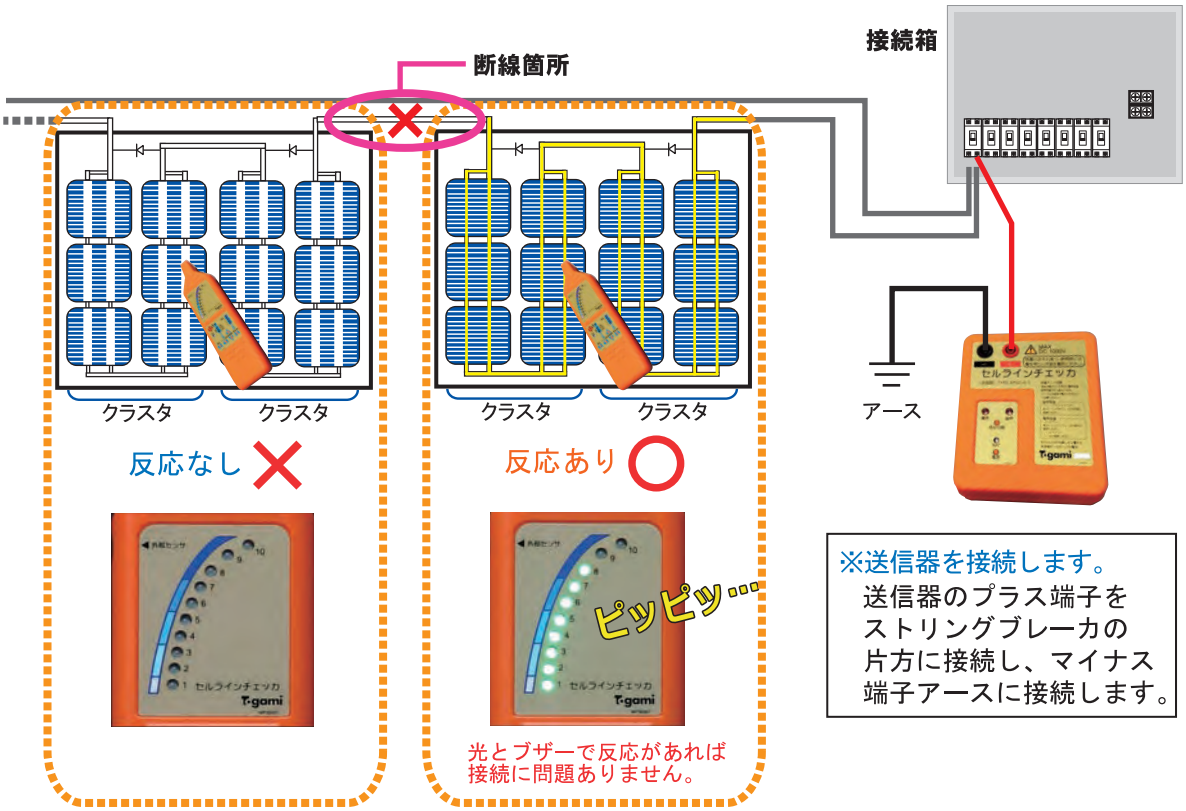
＜故障（バイパスダイオード断線）モジュールの特定＞

【磁界モード】



＜モジュール間配線の断線箇所特定・導通不良モジュールの接続コネクタの特定＞

【電界モード】



～I-V特性測定装置(ストリングトレーサ) オプション品～

～PVドクターシリーズ～

～多機能高速Ｉ－Ｖ計測システム～

Rakit ラキット

ラキットは㈱NPC社の製品です。

◆多連プローブで測定スピードＵＰ!!
◆多機能データ解析ソフトウェアで
①MWあたり約３分で解析
②各種統計解析による「見える化」を実現!!
③３つの良否判定モード

商品構成

多連プローブ	多機能データ解析ソフトウェア	高速応答 日射計	温度センサ	データロガー

株式会社 戸上電機製作所

http://www.togami-elec.co.jp/

□ネットワーク

本社・工場	〒840-0802	佐賀市大財北町１－１		TEL 0952-24-4111	FAX 0952-26-4594
名古屋工場	〒456-0033	名古屋市熱田区花表町２１－２		TEL 052-871-5121	FAX 052-889-1061
北海道オフィス	〒060-0051	札幌市中央区南一条東１－３	パークイースト札幌	TEL 011-261-1528	FAX 011-271-3804
東北オフィス	〒983-0852	仙台市宮城野区榴岡三丁目７－３５	損保ジャパン仙台ビル	TEL 022-295-5571	FAX 022-295-5573
東京オフィス	〒153-0042	東京都目黒区青葉台四丁目１－１３	戸上ビル	TEL 03-3465-0711	FAX 03-5738-3622
北陸オフィス	〒930-0848	富山市久方町８－４３	久方ビル	TEL 076-431-8371	FAX 076-441-8086
中部オフィス	〒456-0033	名古屋市熱田区花表町２１－２		TEL 052-871-6471	FAX 052-889-1061
関西オフィス	〒564-0053	大阪府吹田市江の木町１２－５	大阪戸上ビル	TEL 06-6386-8961	FAX 06-6338-1375
				TEL 06-6380-2288	FAX 06-6330-8492
中国オフィス	〒733-0037	広島市西区西観音町１－２１	西原ビル	TEL 082-234-0731	FAX 082-234-0781
四国オフィス	〒760-0023	高松市寿町二丁目１－１	高松第一生命ビル新館	TEL 087-851-3761	FAX 087-822-7396
九州オフィス	〒810-0001	福岡市中央区天神四丁目３－３０	天神ビル新館	TEL 092-721-3451	FAX 092-741-2277
佐賀オフィス	〒840-0802	佐賀市大財北町１－１		TEL 0952-25-4150	FAX 0952-26-8220
東京戸上電機販売株式会社	〒153-0042	東京都目黒区青葉台四丁目１－１３	戸上ビル	TEL 03-3465-3111	FAX 03-3465-3727

Togami

不明な点・お気づきの点などございましたら
お客様サービスセンター(本社:佐賀)
〔受付時間／営業日の8:30～17:00〕
0120-25-7867
(悩むな) ナヤムナ

●「PVドクター」「PVドクター」は、株式会社戸上電機製作所の登録商標です。

●ご使用前に「取扱説明書」をよくお読みの上、正しくお使いください。 ●仕様・寸法等は予告なく変更することがありますのであらかじめご了承ください。

保　証

■保証期間　貴社のご指定場所に納入後1年間と致します。

■保証範囲　保証期間中に、当社の責任により故障を生じたときは、その機器の故障部分の交換または修理に限って応じさせていただきます。
なお、保証とは納入品単体の保証を意味するもので、納入品の故障により誘発される損害はご容赦ください。

T·gami

PVドクター

取扱説明書

ストリングトレーサ

SPST－A2形

■この説明書はストリングトレーサ（以下本品）を正しく、安全にご使用いただくために、取扱い方法や点検方法を説明しています。ご使用前に必ず熟読してください。

■お読みになった後は、お使いになる方がいつでも見られる所に必ず保管してください。

取扱説明書番号
No.01046b

株式会社 戸上電機製作所

ユーザー登録

本品をご購入後、当社ホームページから「お問合せ一覧」→「製品に対するお問合せ窓口（営業支援・管理）」→「お問合せメール」を選択してください。

メール送信画面になりますので、下記をご参考の上、送信してください。ユーザー登録を行わせていただきます。

ユーザー登録を行わせていただいたお客様には、データ管理ソフトウェア更新時に、案内をメールでご連絡差し上げます。

ココをクリックしてください。

下記項目を記載後、送信してください。

件名：ストリングトレーサSPST－A2形
お問合せ内容：登録
お名前
フリガナ
メールアドレス
郵便番号
ご住所
電話番号
ＦＡＸ

ソフト更新について

更新ソフトウェアは弊社ホームページ（http://www.togami-elec.co.jp）よりダウンロードできます。

目次

ユーザー登録 1
1. 安全上のご注意 3
2. 商品概要 4
3. 特長 5
4. 商品構成 6
5. 仕様 8
5.1 使用条件 8
5.2 定格 8
5.3 仕様(本体) 9
5.4 仕様(オプション品) 10
6. 各部の名称と機能 11
7. 使用方法 12
7.1 使用上の注意事項 12
7.2 機器動作の概略 13
7.3 I-V 特性測定(移動測定モード) 15
7.4 I-V 特性測定(同時測定モード) 22
7.5 ストリング電圧/電流測定 28
7.6 電圧テスタ(開放電圧測定) 35
7.7 測定データの読出し 36
7.8 STC 変換 39
7.9 測定データの消去 41
8. 機器設定 43
8.1 カレンダー設定 43
8.2 画面明るさ調整 45
8.3 ストリング異常判定レベル設定 47
8.4 測定条件の設定 50
8.5 連続番号クリア 53
8.6 STC 変換特性値設定 54
8.7 ソフトウェアの更新 57
9. オプション品の使用方法 59
10. 故障かな?と思ったら 62
11. 機器の校正 63
12. 保証期間 63
13. 保証範囲 63

1. 安全上のご注意

●けがや事故防止のため、以下の点は必ず守ってください。
また、機器の知識、安全の情報そして注意事項のすべてについて習熟してからご使用ください。お読みになった後は、ご使用になる方がいつでも見られるところに必ず保管してください。

危 険　取扱いを誤った場合に、危険な状態が起こり得て、死亡または重傷を受ける可能性が想定されます。

●感電のおそれあり。I-V プローブを接続する場合は絶縁用保護具(電気用ゴム手袋、電気安全靴等)を着用してください。
●感電のおそれあり。電池を交換する場合は、I-V プローブを取外して行ってください。
●感電・破損・発火のおそれあり。本品の定格以上の出力をもつ太陽電池モジュールに接続しないでください。
●感電・破損のおそれあり。本品を分解したり、改造したりしないでください。
●感電・破損のおそれあり。水がかかる場所では使用しないでください。
●感電のおそれあり。本品に付属されたケーブルおよびオプション品以外は使用しないでください。
●感電・破損のおそれあり。ストリングブレーカは測定の種類に合わせて確実に開閉を行ってください。
●感電・破損の恐れあり。主電源のブレーカで測定を行わないでください。

注 意　取扱いを誤った場合に、危険な状態が起こり得て、中程度の障害や軽傷を受ける可能性、および物的損害の発生が予想されます。

●破損のおそれあり。ACアダプタは付属品をご使用ください。
●破損のおそれあり。長期間使用しない時は、電池を取外して保管してください。
●装置を落下された場合、内部破損のおそれがあるため、必ず点検を依頼してください。
●破損のおそれあり。太陽電池の I-V 特性測定以外には絶対に使用しないでください。
●破損のおそれあり。測定ストリングに昇圧装置が設置されている場合は、昇圧装置を切り離して測定してください。
●I-V プローブ使用の際は接触不良が無いようしっかりと端子に押し当ててご使用ください。接触不良状態で測定を行った場合、波形の乱れや機器故障の恐れがあります。

2. 商品概要

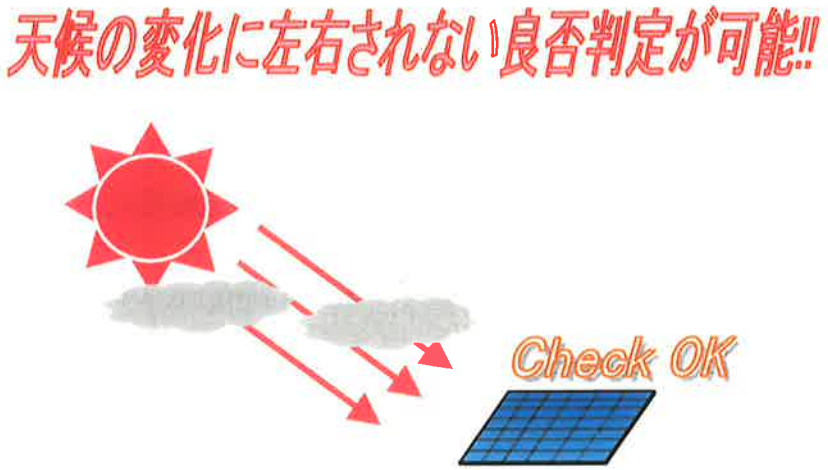
本品は太陽電池モジュール、ストリングの電気的な特性劣化および異常を検知する装置です。

4ストリング分の I-V 特性測定結果を1画面に表示することができ、ストリング間の相対比較が簡単に行え、現場での施工時の点検や定期点検が短時間に行えます。(I-V 特性移動測定モード)

また、I-V 特性やストリング電圧/電流の測定を2ストリング同時に行えるため、ストリング間の相対比較により簡単に異常を検知することができ、天候の変化にも左右されません。(I-V 特性　同時測定モード)

日射計・温度センサ(オプション品)を用いて、測定時の日射量および太陽電池モジュールの温度を測定することにより、基準状態への換算(JIS C 8914 6.1 計測データの補正)も行うことができます。(本体での変換は数値のみとなります)

※本品は日射量変化の影響を最小限とするため、また、現場での作業性を重視し、高速で I-V 特性を測定しますので、モジュール特性の微小な変化を測定する研究用途には不向きです。モジュール特性の微小な変化等を測定する場合には、用途に応じた I-V 特性装置をご使用ください。



3. 特長

■ プローブを接触させるだけで自動測定を行う「移動測定モード」を備えているため、測定ストリングが多いメガソーラ等でも短時間でI-V特性が測定できます。

■ 2ストリング同時にI-V特性を測定する「同時測定モード」を備えているため、日射計や温度センサを使用せずに、モジュールの特性劣化を検知することができます。

■ 測定した結果は、同一グラフ上に表示され、容易に相対比較が行えます。

■ ストリング電圧/電流（発電電圧、電流のログ）が測定可能です。（最大7日間の連続測定）
※電流測定にはオプションのクランプCTが必要です。

■ 測定結果はメモリーカード（SDカード、マルチメディアカード）に保存しますので、本体とPCを接続することなくデータ取得が可能です。

■ 電池駆動で小型軽量のため、測定現場を選びません。
※但し、ストリング電圧/電流測定の連続測定時は付属の AC アダプタをご使用ください。
（乾電池測定では電池電圧低下等で設定時間到達前に測定を中止する場合があります。）

■ モジュール単位でのI-V特性も測定可能です。
※カスタムモジュール等は仕様により測定できないものもあります。

■ テスタ感覚で開放電圧測定が可能です。（電圧テスタ機能で動作時）

4. 商品構成

本品がお手元に届きましたら、構成品がすべて揃っているか、外観に損傷はないか確認してください。万一不良品その他お気づきの点がございましたら、販売店または当社オフィスまですぐにご連絡ください。(本品の構成は下表の通りです)

項番	装置・部品・形式	用　　途	員数
①	本体	タッチパネル LCD および入力端子を備えた本品の本体です。測定条件設定、測定を行います。	1 台
②	ワニロプローブ	④I-V テストリードに組付けるプローブヘッド部です。同時測定モード(2ストリング同時 I-V 特性測定)および電圧測定に使用します。 赤色、黒色で 1 組	2 組 (4 個)
③	針状プローブ	④I-V テストリードに組付けるプローブヘッド部です。移動測定モード(1ストリングごとの I-V 特性測定)に使用します。 赤色、黒色で 1 組	1 組 (2 個)
④	I-V テストリード	機器本体と接続し、②もしくは③の I-V プローブを組付け、太陽電池モジュールへ接続します。 赤色、黒色で 1 組、1.5m	2 組 (4 本)
⑤	SD カード(2GB)	・測定データの保存やプログラムの更新等に使用します。 ・付属のデータ管理ソフトウェアを保存しています。※1※2 ・本品およびデータ管理ソフトウェアの取扱説明書や PC へのインストール手順書を保存しています。	1 枚
⑥	AC アダプタ (DC6.0V)	本体への電源供給に使用します。 (本体に入れた充電電池への充電はできません)	1 個
⑦	取扱説明書	注意事項、使用方法を記載します。 また、付属 SD カードに本書の PDF ファイルを保存しています。	1 冊
⑧	ショルダーベルト	本体、キャリングケース兼用のベルトです。	1 個
⑨	単三アルカリ 乾電池	本体への電源供給に使用します。	4 個
⑩	キャリングケース	上記①～⑨を収納します。	1 個

※1 付属 PC ソフト、取扱説明書は SD カードの紛失に備え、お客様の PC へバックアップを残されることを推奨します。

※2 インストール後にソフトウェアバージョンを当社ホームページよりご確認ください。
バージョンが古い場合は、最新版をダウンロードしてご使用ください。

図 4-1 本体構成品（記載番号は前ページの項番を示します）

【 オプション品 】

形式／名称	用　　途
SPST-A-F1／ クランプ CT	パワーコンディショナー連系時における電流測定に使用します。同時に測定するストリング数に合わせて購入してください。（最大 2 個） 発電量を測定する場合などに使用します。
SPST-A-F2／ 日射計・温度センサ	I-V 特性測定において、日射量および温度を測定する場合に使用します。 日射量およびパネル背面温度を測定することにより、I-V 特性の測定結果を換算し、ストリングの基準状態での特性を確認することができます。（PC ソフト上で波形と数値、本体では数値のみ変換可能）
SPST-A-F4／ マグネットプローブ （ケーブル一体型）	同時測定モード(2ストリング同時 I-V 特性測定)および電圧測定に使用します。 但し、ステンレス製・真鍮製のビス等には接続できません。 赤色、黒色で 1 組

5. 仕様

5.1 使用条件

項　目	使用条件
使用環境	雨水のかからない場所
使用温度範囲	-10℃～50℃
使用湿度範囲	相対湿度 80%以下(結露なきこと)
保存温度範囲	-20℃～60℃

5.2 定格

項　目	使用条件
定格電源電圧	AC100V～AC240V　50Hz、60Hz (AC アダプタ使用時)
	DC6.0V(単三電池×4 本使用時) 変動範囲 DC4.8V～DC7.2V ※1.※2

※1 電池残量が低下した場合、測定時の突入電流により一時的に電圧が低下するため、測定を停止します。

※2 電池種類は、ニッケル水素充電電池、アルカリ電池が使用可能です。

項　目	モジュール種別	
	一般(シリコン系、化合物系等)	ハイブリッド系
電圧測定範囲	DC20.0V～DC1000.0V	
電流測定範囲	DC0.5A～DC10.0A	
電力測定範囲	10W～8000W	

危 険

電圧測定範囲は開放電圧(Voc)、電流測定範囲は短絡電流(Isc)の値を表します。測定範囲以上のストリング(Voc、Isc)へのI-V特性測定は、機器が破損するおそれがあります。安全上、大変危険ですので、必ず定格範囲内でご使用ください。

5.3 仕様(本体)

測定精度	電圧:±1%rdg ±5dgt 電流:±1%rdg ±5dgt 電力:±2%rdg ±5dgt
I-V 特性測定点数	100 点(1 ストリングあたり)
I-V 特性測定時間	約 100ms(1 ストリングあたり)※1
最大連続時間 ※2 (LCD の明るさは+10 設定時)	・LCD 画面の表示をし続けた場合 約 9 時間 ・タッチパネル操作を続けた場合 約 6 時間 ・I-V 特性測定を続けた場合 約 4 時間
保護機能	・定格以上の電圧検出による測定停止 ・定格以上の電流検出による測定停止 ・定格以上の電力検出による測定停止 ・測定の最大値が 8000W 以上の場合 (発熱保護として 30 秒間測定不可である画面を表示)
データ保存件数	1日最大 500 ファイル×100 日分 合計=最大 50,000 ファイル この件数以上となる場合は、PCソフトにてデータ管理を行ってください。 SDカード内は、この件数を超えないようにデータ消去してください。
その他の機能	オートパワーオフ機能(5 分)
形 状	195×115×70(mm)
質 量	690g(電池含まず)

※1 I-V 特性(移動測定モード)の場合、プローブの接触不良確認時間1秒→I-V 特性測定時間 100ms→次ストリング測定までのインターバル時間 2 秒で合計 3.1 秒の1ストリング測定時間となります。
I-V 特性(同時測定モード)の場合、前回の測定から次の測定までの時間が 5 秒未満の場合、測定開始ボタンが表示されず測定を行うことができません。5 秒以上間隔を開けた後、測定を開始ください。(5 秒間隔をあけたときに測定開始ボタンが表示されます)

※2 1900mA/h の充電式ニッケル水素電池(フル充電状態)を 4 本使用した場合の連続動作可能時間です。

注意:アルカリ電池等、容量が小さい電池を使用した場合、最大連続使用時間は短くなります。

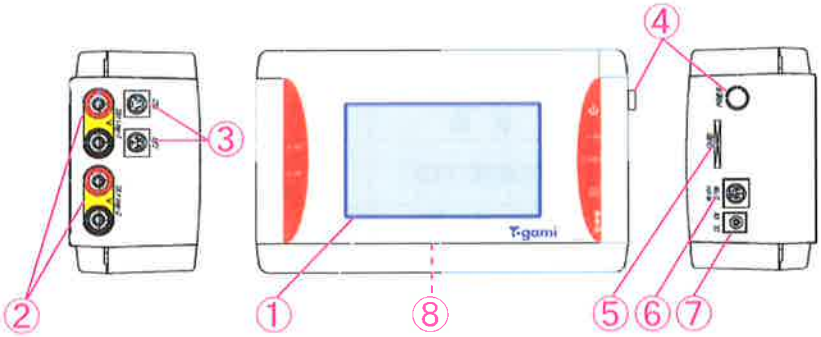
5.4 仕様(オプション品)

クランプ CT	測定範囲(精度)	0～10.0A(±1%rdg ±5dgt)
	ケーブル長	1.5m
	質 量	80g(1 本あたり)
日射計 ※1 ・ 温度センサ ※2	測定範囲(精度)	0～1200W/m²(±5%rdg ±5dgt) -20～100℃(±1%rdg ±2dgt)
	ケーブル長	10.0m
	形 状	日射計: 140×100×80(mm) 温度センサ: 50×70×6(mm)
	質 量	日射計:700g 温度センサ、ケーブル:720g
マグネットプローブ (ケーブル一体型)	ケーブル長	1.5m
	耐電圧	1000V CATⅢ

※1 日射計を設置後すぐに測定せず、30 秒以上待ってから測定を開始してください。
(日射計の応答時間＝30 秒以内)

※2 温度センサを設置後すぐに測定せず、計測温度が安定した状態で測定を開始してください。(温度センサ取付板と太陽電池モジュール温度が同等となるまで待機する。)

6. 各部の名称と機能



No.	名　称	機　　能
1	LCD タッチパネル	設定および測定結果の表示を行うタッチパネル付き LCD です。
2	I-V コネクタ	I-V テストリードを接続するコネクタです。 電圧測定および I-V 特性測定時に使用します。 赤色を太陽電池モジュールの正(P)極に、黒色を負(N)極に接続してください。
3	クランプ CT コネクタ	クランプ CT(オプション品)を接続するコネクタです。 ストリング電流測定時に使用します。 ※コネクタ差込時は挿入向きにご注意ください。
4	POWER ボタン	本体の電源ON／OFFに使用します。 2 秒以上長押しすることで有効となります。
5	カードコネクタ	データ保存用のSDカードを接続するコネクタです。
6	miniDIN コネクタ	日射計・温度センサ(オプション品)を接続するコネクタです。 I-V 特性測定時における日射量および太陽電池モジュールの温度計測に使用します。 ※コネクタ差込時は挿入向きにご注意ください。
7	DC プラグ	AC アダプタの出力(DC6V)を接続するコネクタです。 長期間(最大 7 日間)の試験を行う場合および単 3 電池を使用せずに機器を動作させる場合に使用します。 ※付属している AC アダプタ以外は接続しないでください。
8	電池ボックス (本体裏面)	本体の電源用として使用する単 3 電池 4 本を収納します。 (1 本あたり 1.2V～1.5V の単 3 電池が使用可能)

7. 使用方法

注 意 正しくご使用いただくため必ずご一読ください。

7.1 使用上の注意事項

(1) 電源の投入

電源投入および停止時は、POWER ボタンを 2 秒以上長押ししてください。

(2) 接続時の注意

・接続部と I-V プローブを接続する場合は絶縁保護具をご使用ください。感電のおそれがあります。

・測定ストリングに昇圧装置が設置されている場合は、昇圧装置を切り離して測定してください。

・接触不良の原因になりますので、各コネクタは最後まで確実に押し込んでください。

(3) 操作上の注意

・LCD タッチパネルは感圧式です。故障に繋がりますので、必要以上の力で画面に圧力を加えないでください。

・LCD タッチパネルは 2 箇所以上の同時押しには対応していません。

・本品は未操作状態で 5 分以上経過すると自動で電源が停止します。

(4) 取扱の注意

・本品を落下させた場合、ケース破損が無いか、動作異常が無いかを点検後、ご使用ください。

・本品の電池残量表示が少なくなった場合は、早めに電池を交換してください。

(5) データ保存時の注意

2GB 以上の容量を持ったSDカードおよびマルチメディアカードは動作保証の対象外です。

(6) I-V 特性測定時の注意

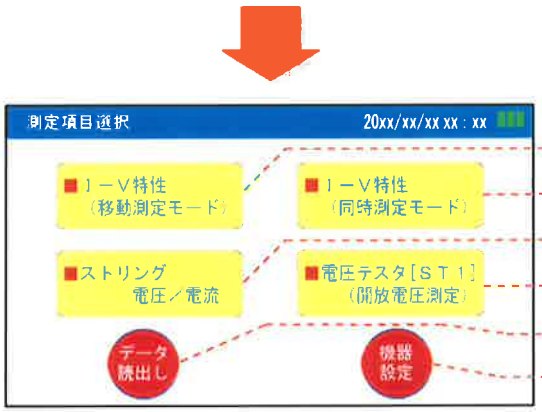
条件設定画面にてモジュール種別を正しく選択して、I-V 特性測定を実施してください。(モジュール種別:一般／ハイブリッド)

※一般とは、ハイブリッド系以外のシリコン系や化合物系等のモジュールを表しています。

7.2 機器動作の概略

（1）本品の電源投入後のメイン画面と操作ボタンでのフローの概略を記載します。
各画面において『戻る』ボタンを押すと前画面を表示します。

【画面1】
電源投入後、左記の起動画面が 3 秒間表示されます。



【画面2】
測定項目を選択する画面です。

- ▶【7.3 項に記載します】
- ▶【7.4 項に記載します】
- ▶【7.5 項に記載します】
- ▶【7.6 項に記載します】
- ▶【7.7 項に記載します】
- ▶【8 項に記載します】

(2) 各測定モードにおいて、測定可能な PCS(パワーコンディショナ)状態を下表にまとめます。
下表の条件以外で測定を行った場合、測定結果が無効であったり、機器の破損につながる可能性があり、大変危険ですので、PCS の状態は測定前に必ず確認してください。

① ブロッキングダイオードが設置されている接続箱(測定対象外ストリングからの回り込みが無い場合)
※ブロッキングダイオード(逆流防止ダイオード)とは、PCS 又は他のストリングからの逆流を防ぐ為のダイオードです。

	PCS 停止状態 (ストリングブレーカ開放)	PCS 稼動状態 (ストリングブレーカ投入)
I-V 特性測定 (移動測定モード)	1ch もしくは 2ch が接続可	1ch もしくは 2ch が接続可
I-V 特性測定 (同時測定モード)	1～2ch 同時接続可	不可
ストリング電圧測定	1～2ch 同時接続可	1～2ch 同時接続可
ストリング電流測定	不可	1～2ch 同時接続可
電圧テスタ	1ch のみ接続可	1ch のみ接続可

② ブロッキングダイオードが設置されていない接続箱※1

	PCS 停止状態 (ストリングブレーカ開放)	PCS 稼動状態 (ストリングブレーカ投入)
I-V 特性測定 (移動測定モード)	1ch もしくは 2ch が接続可	不可
I-V 特性測定 (同時測定モード)	1～2ch 同時接続可	不可
ストリング電圧測定	1～2ch 同時接続可	1～2ch 同時接続可※1
ストリング電流測定	不可	1～2ch 同時接続可
電圧テスタ	1ch のみ接続可	1ch のみ接続可※2

※1 ヒューズ式の接続箱の場合、ブロッキングダイオードの無いものがあります。I-V 測定を行う場合はヒューズ取り外し後実施してください。
※2 測定は可能ですが、測定対象外ストリングからの回り込みで正確な測定ができない場合があります。

7.3 I-V 特性測定（移動測定モード）　【PCS 停止状態または連系状態で測定します】

目的

最大 4 ストリング分の I-V 特性を順次測定し、結果を同一グラフ上に表示します。
この表示グラフを確認し、良否判断を行います。
ワニロプローブが接続箱への接続が困難であり、日射量が安定している状態の場合に、有効です。

移動測定モードの注意点

・日射量の変化が大きい天候状態で測定を行う場合はご注意ください。
日射量の変化により、ストリング出力電流が変化するため、ストリング異常の誤判断につながる可能性があります。

・「8.4 測定条件の設定」で PCS 状態を『連系』に設定した場合、測定停止電圧になると測定を停止させます。

・ハイブリッドモジュールの PCS 状態『連系』での測定は、測定データが正確ではない場合がありますので測定はご注意ください。

【測定前の準備】

(1) 針状プローブとI－Vテストリードを接続してください。

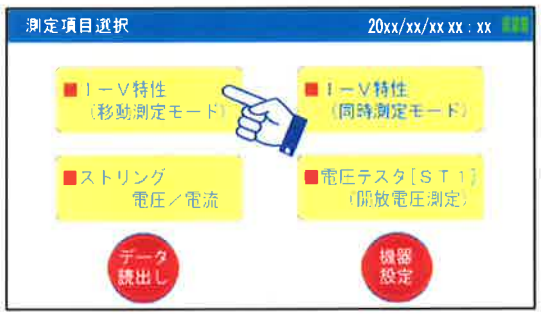
(2) ストリングトレーサ本体側面にある I-V コネクタ String-1 もしくは String-2 へ、I-V テストリードを接続します。
※抜き差しする際は必ずコネクタ部(プラグ)を持って行ってください。

【測定方法】

(1) ストリングブレーカを「切」にします。

(2) ストリングトレーサ本体の電源ボタンを押し（2 秒以上長押し）電源を入れます。

(3) 測定項目選択画面【画面3】が自動的に表示されますので、『I-V 特性(移動測定モード)』ボタンにタッチします。

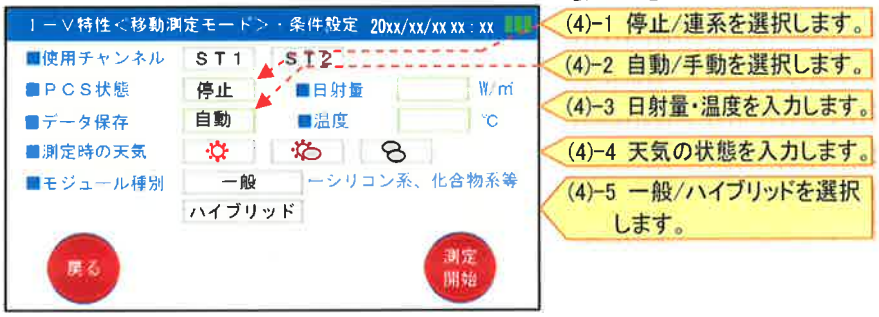


【画面3】

(4) 【画面4】を表示しますので各項目をセットしてください。

・使用チャンネルはプローブ接続したチャンネルを選択。

【画面4】



(4)-1 PCS(パワーコンディショナ)の状態を選択してください。

初期設定は停止となっています。また前回の選択を保持しています。

『連系』を選択した場合は、以下の手順で PCS 停止電圧の設定を行ってください。

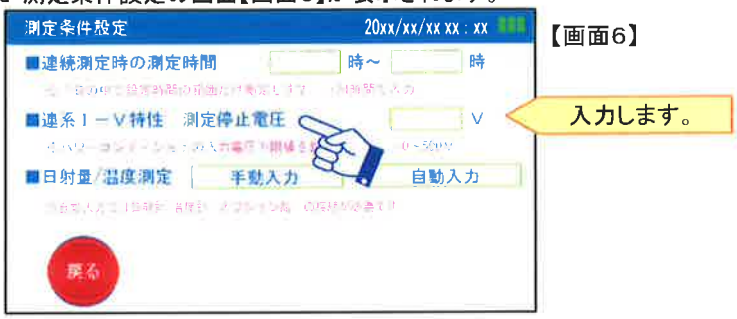
a 【画面4】の状態から『戻る』ボタンにタッチしてください。

b 【画面3】を表示しますので『機器設定』ボタンにタッチしてください。

c 機器設定項目画面【画面5】を表示しますので、『測定条件設定』を選択してください。

【画面5】

d 測定条件設定の画面【画面6】が表示されます。



【画面6】

e 連系I－V特性　測定停止電圧を入力します。
PCS の停止電圧(PCS メーカへ確認してください)を、設定(0～500V)してください。(測定時の電圧降下で PCSの動作を停止させないために、測定停止電圧を PCS 動作停止電圧よりも高く設定します。

測定停止電圧入力が完了したら、『戻る』ボタンで再度【画面4】を表示させてください。

(4)-2 データの保存方法を選択してください。
初期設定は自動となっています。
また前回の選択を保持しています。
自動の場合、4ストリング測定後に自動でデータ保存し、次測定が可能な状態へ自動移行します。
手動の場合、測定後に『データ保存』ボタンを押すことにより保存できます。

(4)-3 日射量、温度を入力してください。(「8.4 測定条件の設定」で日射量／温度設定の選択が「自動入力」では入力できません)
測定時の気象条件を参考までに記録するものです。
必須項目ではありません。
但し、PC ソフトで測定結果を基準特性に変換する場合は必要です。

※日射計・温度センサ(オプション品)を使用した場合は、測定条件設定で日射量／温度測定を『自動入力』を選択することで、日射計・温度センサの計測結果が自動的に保存されます。

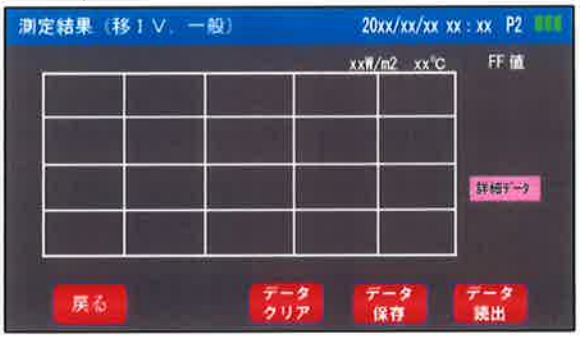
※日射計を設置後すぐに測定せず、30 秒以上待ってから測定を開始してください。(日射計の応答時間＝30 秒以内)

※温度センサを設置後すぐに測定せず、計測温度が安定した状態で測定を開始してください。(温度センサ取付板と太陽電池モジュール温度が同等となるまで待機する。)

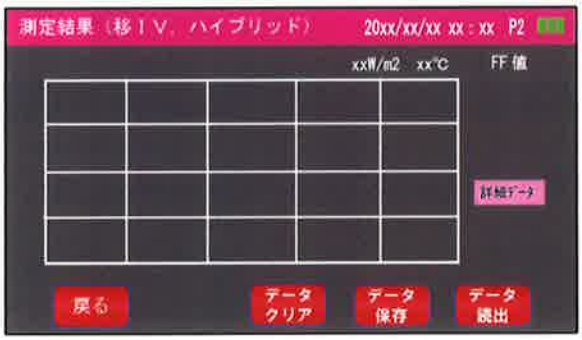
(4)-4 天候状態を選択してください。
必須項目ではありません。測定時の天候が後日確認できるように、天候情報を記録することができ、PCソフトにて表示されます。

(4)-5 モジュール種別を選択してください。
電源投入時初期設定は、『一般』となっています。
また、前回の選択を保持しています。変更する場合は再度対象のモジュール部をタッチしてください。
一般とは、単結晶シリコン系・多結晶シリコン系・化合物系等のハイブリッド系以外のモジュールが含まれます。
正しくモジュール種別を選択しなかった場合、①正確な測定結果ではない
②測定停止となる等の影響があります。

(5) 『測定開始』ボタンにタッチしてください。
測定待機状態の【画面7】もしくは【画面8】が表示されます。
モジュール種別に応じて、画面上部の色が異なります。(一般→青色、ハイブリッド→桃色)

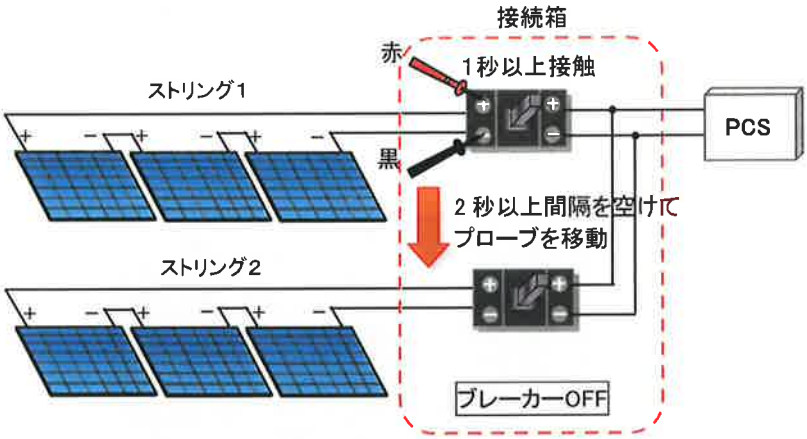


【画面7】

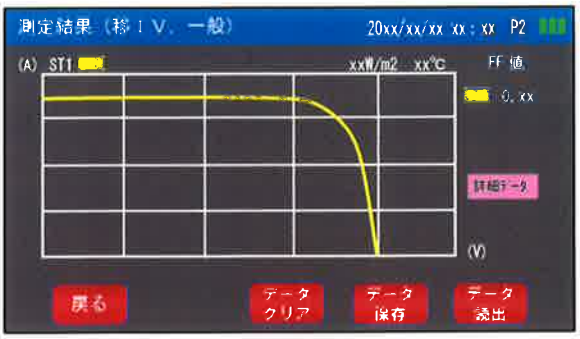


【画面8】

(6) 針状プローブをストリングブレーカ端子(モジュール側)へ1秒以上接触させます。
(I-V プローブの接触不良がないことを確認しています。)
※プローブはしっかりと押し当ててください。接触不良状態で測定を行った場合、波形の乱れや機器故障の恐れがあります。
電圧を検知(DC10V 以上ある場合)すると測定を行い、ブザー音『ピッ』で測定完了を知らせます。ブザー音が鳴るまで動かしたり離したりしないでください。
1ストリング分の測定完了後、プローブを離して次のストリングに接触させるまで間は、2 秒のインターバルが必要です。ブザー音『ピピッ』でインターバル完了を知らせます。
4ストリングあれば4回実施してください。



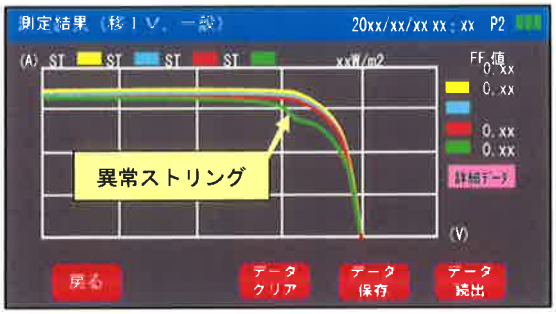
(7) 最初の測定でST1のグラフ【画面9】が表示されます
■ ST1測定(画面例は1回測定後)



【画面9】

表示レンジは測定したI-V特性を最適化表示します。

■ 4回測定後



【画面10】

1 つのストリングで特性が異なっており、何らかの異常があると判断できます。

詳細データボタンについて

測定結果内の『詳細ﾃﾞｰﾀ』ボタンをタッチすると、各ストリング測定結果の数値データを表示します。表示する項目は次のとおりです。【画面11】
Voc(開放電圧)、Isc(短絡電流)、Pmax(最大電力)、FF値(曲線因子)
STC 変換の数値表示も行います。詳細は「7.8 STC 変換」を参照ください。

【画面11】

【測定結果の保存】

① データ保存方法を自動に選択している場合
4ストリングの測定が完了すると自動的に保存され、次の4ストリングの測定が可能となります。
1～3ストリング測定後、任意にデータを保存する場合は、『データ保存』ボタンにタッチし、保存してください。新たに1ストリングからの測定が可能となります。

② データ保存方法を手動に選択している場合
測定グラフを測定毎に確認したい場合に選択します。
任意のストリング測定数で『データ保存』ボタンにタッチすると、測定した所までのデータを保存し、次の4ストリングの測定が可能となります。
但し、4ストリングまで測定したら必ずデータ保存をしてください。データ保存をしないと次のストリング測定ができません。

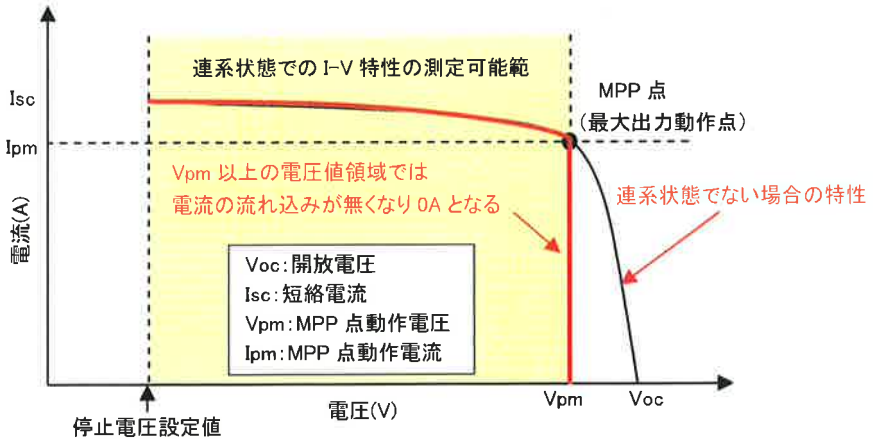
保存されたデータは、『データ読出』ボタンで確認することができます。
詳細は「7.7 測定データの読出し」をご参照ください。

【測定の終了方法】
『戻る』または『データ読出』ボタンにタッチすると測定モードを終了します。

⚠ 注 意

【プローブ使用時のご注意】
プローブを使って測定を行う場合、ブレーカ端子等にプローブをしっかりと押し当てた状態で測定してください。接触不良状態で測定を行った場合アークが発生する場合があります。また、アークの発生により波形に乱れが出る場合があり、その状態で測定を繰り返すと内部の電子部品が破損し測定ができなくなるおそれがありますのでご注意ください。

【PCS 連系状態測定時のご注意】
PCS 連系状態では、太陽電池モジュールは MPP 点にて動作しています。
この状態で I-V カーブを測定した場合、Voc から Vpm の範囲はすべて PCS に流れ込むため、その間の測定ができません。
また測定時の電圧降下で PCSの動作を停止させないために、測定停止電圧を設定する必要があり、その設定値以下の領域は測定を行いません。
従って、MPP 点から Voc までの領域と、停止電圧設定値以下の領域では、異常を見つけることができません。(下図参照)
※サンプリングのタイミングによっては、各ストリングの Vpm 位置に多少のずれが発生することがありますが異常ではありません。



7.4 I-V 特性測定（同時測定モード）　【PCS 停止状態で測定します】

目的

2ストリングの I-V 特性を同時測定し、結果を同一グラフ上に表示させます。
この表示グラフを確認し、ストリングの良否判断を行います。

注意　ストリングチェックを実施後に、測定してください。
接続異常状態での測定は機器が故障する可能性があります。

【測定前の準備】

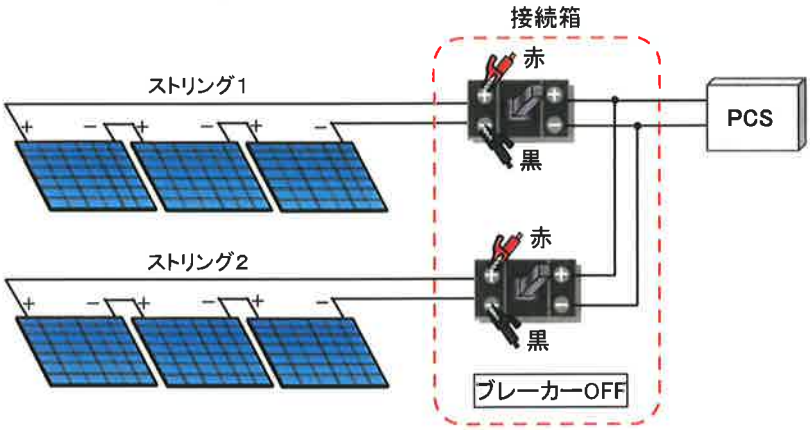
(1) ワニロプローブとI－Vテストリードを接続してください。

(2) ストリングトレーサ本体側面にある I-V コネクタへ、I-V テストリードを接続します。
（測定するストリング数に応じて、接続してください。）
※抜き差しする際は必ずコネクタ部(プラグ)を持って行ってください。

【測定方法】

(1) 測定しようとするストリングブレーカを全て「切」にします。
ストリングの保護がヒューズ式接続箱の場合ヒューズを取り外します。

(2) ストリングブレーカの一次側（モジュール側）の端子へ付属のワニロプローブを接続します。（下図参照＝2ストリングの場合）
※接触不良にならないよう確実に接続してください。接触不良状態で測定を行った場合、波形の乱れや機器故障の恐れがあります。



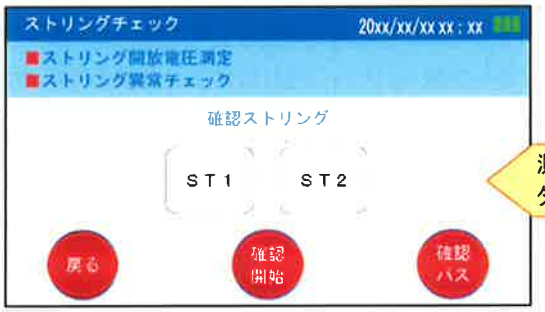
※以下の手順はストリングトレーサの電源を ON にするところからの説明です。
もし、他のモードで測定後、本測定を実施される場合は『戻る』ボタンなどを操作し、必要な画面を表示してください。

(3) ストリングトレーサ本体の電源ボタンを押し(2 秒以上長押し)電源を入れます。

(4) 測定項目選択画面【画面12】が自動的に表示されますので、『I-V 特性(同時測定モード)』ボタンにタッチします。

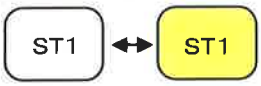
【画面12】

(5) ストリングチェック画面【画面13】が表示されます。測定を行うストリングのボタンにタッチし、白色から黄色を表示するようにします。(キャンセルする場合は同じボタンに再度タッチしてください。未選択状態になります)



【画面13】

測定を行うストリングにタッチします。



未選択(白色)　選択中(黄色)

※ 確認パス選択時は、ストリングチェック結果を表示せず、測定項目選択画面へ移行します。

ストリングチェックの目的

I-V 特性の相対比較が有効かどうかについて確認するために、ストリングの開放電圧を確認します。
また、接続不良や断線(測定電圧が 0V)の確認も行います。

ご注意

- モジュールの設置枚数が異なる場合、1 枚の開放電圧×枚数分の電圧差が発生します。この場合、条件が異なるため I-V 測定を行っても相対比較による結果の判断が難しくなります。
- 開放電圧が同等値であっても、モジュールの設置向きがストリング単位で異なる場合、太陽の位置によっては I-V 特性が異なってきます。
  測定前に必ずモジュールの設置向きを確認し、その状態を考慮して結果の判断を行ってください。

(6)『確認開始』ボタンにタッチします。
選択したストリングに対して測定を開始します。
測定結果が【画面14】のように表示されます。(画面はST1とST2を測定した場合)

【画面14】

【測定結果の確認】
異常時コメント表示欄に、表示されていないことを確認してください。
測定可能と表示されていれば、『確認完了』ボタンにタッチして次に進んでください。
もし、異常時のコメントが表示された場合は、表示の内容に従って対応してください。

異常時のコメント

・開放電圧値が設定値(機器設定画面にて設定した値)より低い場合。
測定プローブが確実に接続されているか確認ください。
異常がない場合は、モジュール間配線が断線しています。

・ストリング間の開放電圧差が設定値(機器設定画面にて設定した値)より大きい場合。
各ストリングの電圧差が設定値以上です。
各ストリングのモジュール構成に差がないか確認してください。

【ストリング異常判定レベル初期設定値】

ストリングチェック時の異常判定レベル初期設定値は以下のとおりです。
・開放電圧バラツキ設定値　10V 以上は異常
・モジュール断線判定値　　10V 以下は断線

ストリングの構成枚数等により数値を変更したい場合は『8.3 ストリング異常判定レベル設定』を参照してください。

(7)【画面15】を表示しますので各項目をセットしてください。

(7)-1 測定ストリングを設定してください。(ストリングチェックの選択と連動)
測定ストリングは、前回設定を記憶していますので、必ず確認してください。
全てのストリング゛が未設定状態で、『測定開始』ボタンにタッチすると、「ストリングが未選択です。確認して下さい。」の画面が表示されます。
ボタン部分が黄色の場合が、選択された状態です。

(7)-2 日射量・温度を入力してください。(「8.4 測定条件の設定」で日射量／温度設定の選択が「自動入力」では入力できません)
測定時の気象条件を参考までに記録するものです。
必須項目ではありません。
但し、PC ソフトで測定結果を基準特性に変換する場合は必要です。

※日射計・温度センサ(オプション品)を使用した場合は、測定条件設定で日射量／温度測定は『自動入力』を選択することで、日射計・温度センサの計測結果が自動的に保存されます。

※日射計を設置後すぐに測定せず、30 秒以上待ってから測定を開始してください。(日射計の応答時間＝30 秒以内)

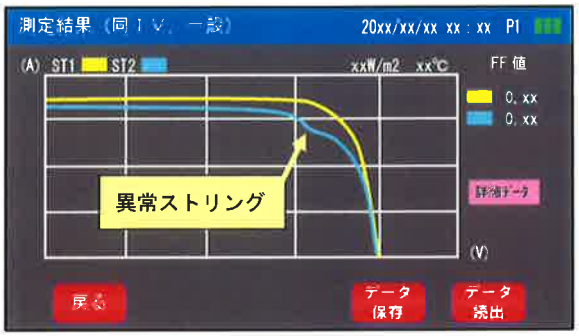
※温度センサを設置後すぐに測定せず、計測温度が安定した状態で測定を開始してください。(温度センサ取付板と太陽電池モジュール温度が同等となるまで待機する。)

(7)-3 天候状態を選択してください。
必須項目ではありません。測定時の天候が後日確認できるように、天候情報を記憶することができ、PCソフトにて表示されます。

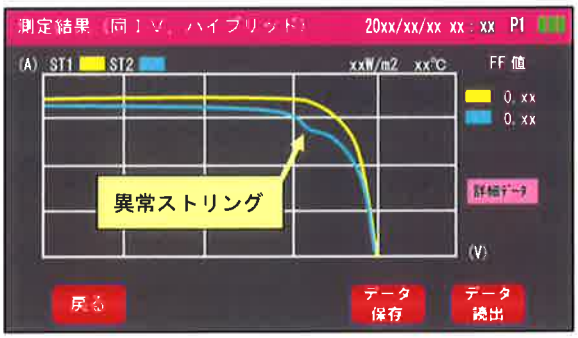
(7)-4 モジュール種別を選択してください。
電源投入時、初期設定は、『一般』となっています。
また、前回の選択を保持しています。変更する場合は再度対象のモジュール部をタッチしてください。
一般とは、単結晶シリコン系・多結晶シリコン系・化合物系等のハイブリッド系以外のモジュールが含まれます。
正しくモジュール種別を選択しなかった場合、①正確な測定結果ではない②測定停止となる等の影響があります。

(8)『測定開始』ボタンにタッチします。
選択したストリングに対して測定を開始します。

【測定結果の確認】
測定された結果を自動的にグラフに表示します。【画面16】【画面17】
モジュール種別に応じて、画面上部の色が異なります。(一般→青色、ハイブリッド→桃色)



【画面16】



【画面17】

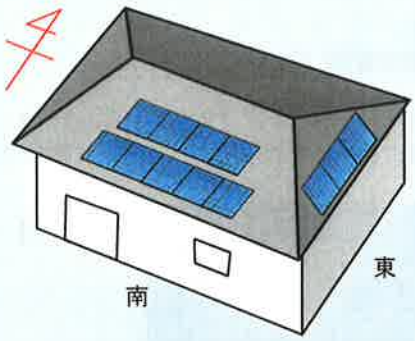
1つのストリングで特性が異なっており、何らかの異常があると判断できます。

【測定結果の保存】
測定後は、『データ保存』ボタンで測定結果を保存してください。
保存されたデータは、『データ読出』ボタンで確認することができます。
詳細は「7.7 測定データの読出し」をご参照ください。

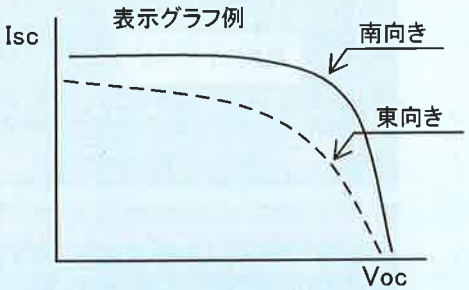
ご注意

開放電圧が同等値であっても、モジュールの設置向きがストリング単位で異なる場合には、太陽の位置によってはI-V特性が異なってきます。
（短絡電流（Isc）が大きく異なります）

測定前に必ずモジュールの設置向きを確認し、その状態を考慮して判定を行ってください。



例：
ストリング１～３まで南向きに配置され、ストリング４のみ東向きに配置された状態。
一般的に東向きストリングや西向きストリングは、南向きと比較して 20～30%程度、発電量が低くなります。



7.5 ストリング電圧/電流測定　【PCS 連系状態で測定します】

電流測定にはクランプ CT(オプション)が必要です。

目的

PCS 連系状態（通常の発電状態）で電圧値、電流値の計測を行います。
電圧値、電流値を継続してモニタリングすることで、1 日の中における発電量の変化を確認します。また継続して発電量が低下している時間帯を調査することで、太陽電池モジュールに陰ができていないかの確認を行います。
電流値は、日射量の変化により大きく変化し、電圧値はパネル温度により変化します。

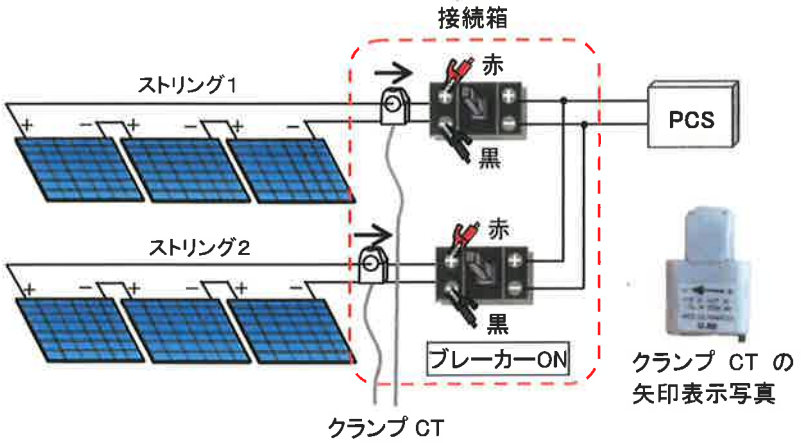
【接続方法】

(1) 計測をしようとするストリング数、計測内容に合わせて、ストリングトレーサ本体側面の各端子へ、テストリード、クランプ CT を接続してください。
※抜き差しする際は必ずコネクタ部(プラグ)を持って行ってください。
※クランプ CT のコネクタ部(プラグ)には挿入向きがありますのでご注意ください。

(2) 測定しようとするストリングブレーカを全て「入」にします。

(3) ストリングブレーカの一次側（モジュール側）端子へ付属のワニロプローブを接続します。（下図参照＝2 ストリングの場合）
※接触不良にならないよう確実に接続してください。接触不良状態で測定を行った場合、波形の乱れや機器故障の恐れがあります。

(4) クランプCTは、電線にクランプする前に必ずセンサ補正を実施してください。
補正の手順は【画面21】をご参照ください。
・センサ補正終了後、各ストリングに対してモジュール側のプラス極電線へクランプします。取付ける時、CT へ表示している矢印を PCS 側に向けてください。また分割 CT のロック部は確実に閉じてください。（下図参照＝2 ストリングの場合）
※マイナス極へクランプされた場合は、矢印を逆方向にしてクランプしてください。



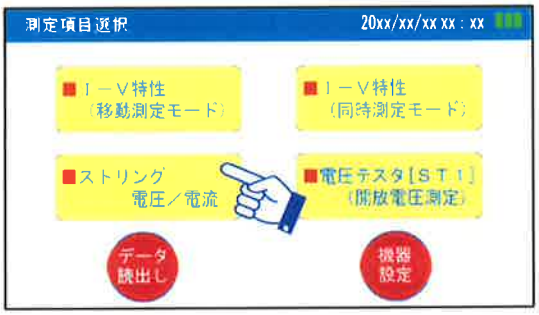
【測定方法】

以下の手順はストリングトレーサの電源を ON にするところからの説明です。
もし、他のモードから、本内容を実施される場合は『戻る』ボタンなどを操作し、必要な画面を表示してください。

測定モードを連続に選択される場合は、必ず本器に付属のACアダプタをご使用ください。(乾電池では電池電圧が下がった場合正常な測定ができない場合があります。)

(1) ストリングトレーサ本体の電源ボタンを押し(2 秒以上長押し)電源を入れます。

(2) 測定項目選択画面【画面18】が自動的に表示されますので、『ストリング電圧/電流』ボタンにタッチします。



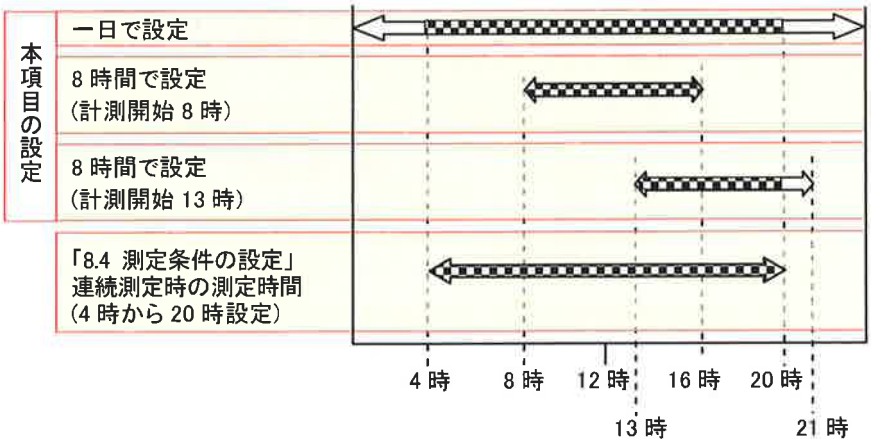
【画面18】

(3) ストリング電圧/電流測定・条件設定(1)の画面【画面19】を表示しますので各項目をセットしてください。

【画面19】

(3)-1 測定ストリングを選択します。
(3)-2 測定ストリングを選択します。
(3)-3 測定モードを選択します。
(3)-4 データ保存方法を選択します。
(3)-5 連続測定を行う場合、期間と間隔を設定します。

・「8.4 測定条件の設定」の連続測定時の測定時間の設定時間と本項目の測定期間との関係は次のようになります。特に本項の測定期間を「時間」とされた場合は、『測定開始』ボタンを押すタイミングでスタートするため、計測できる時間(長さ)が変わる可能性があります。



※ ▭ 印は計測時間を表す

(3)-1 電圧測定ストリングの選択項目ボタンにタッチし、測定するストリングボタンの色を白色から黄色にしてください。

(3)-2 電流測定ストリングの選択項目ボタンにタッチし、測定するストリングボタンの色を白色から黄色にしてください。

(3)-3 測定モードの選択項目ボタンにタッチし、白色から黄色を表示させ、選択してください。三つの測定モードには、次の違いがありますので希望の内容で表示するように選択してください。

・測定モード『1 回』を選択した場合
測定結果が数値で画面表示されます。

・測定モード『連続(数値)』を選択した場合
測定結果が順番に数値で表示されます。
(測定間隔ごとに、順次表示されます)。

・測定モード『連続(グラフ)』を選択した場合
測定結果がグラフとして表示されます。

※測定モード選択において、『連続(数値)』および『連続(グラフ)』どちらを選択されても、SD カードへの保存データの内容は同じです。

(3)-4 データ保存の選択項目ボタンにタッチし、保存方法を選択してください。

(3)-5 測定モードを『連続(数値)』または『連続(グラフ)』を選択された場合は、測定期間および測定間隔を設定してください。

・測定期間は 1 日～最長 7 日間まで設定できます。日数を 0 と設定した場合、時間での設定が可能となります。時間設定は 1～16 時間で、1 時間単位で設定ができます。

・測定間隔は矢印ボタン『△』『▽』にタッチするごとに、表示が変わります。

測定期間が 1～16 時間の場合(表示単位:sec＝秒、min＝分)
5 秒→10 秒→30 秒→1 分→5 分→10 分→30 分→60 分
測定期間が 1 日～7 日の場合(表示単位:min＝分)
1 分→5 分→10 分→30 分→60 分

(4)【画面19】で設定が完了したら『次へ』のボタンにタッチし、ストリング電圧/電流定・条件設定(2)の画面【画面20】を表示させ次の項目を入力します。

(4)-1 日射量、温度を入力してください。(「8.4 測定条件の設定」で日射量／温度設定の選択が「自動入力」の場合手動入力できません)
測定時の気象条件を参考までに記録するものです。
必須項目ではありません。

※日射計・温度センサ(オプション品)を使用した場合は、測定条件設定で日射量／温度測定を『自動入力』を選択することで、日射計・温度センサの計測結果が自動的に保存されます。

※日射計を設置後すぐに測定せず、30 秒以上待ってから測定を開始してください。(日射計の応答時間＝30 秒以内)

※温度センサを設置後すぐに測定せず、計測温度が安定した状態で測定を開始してください。(温度センサ取付板と太陽電池モジュール温度が同等となるまで待機する。)

(4)-2 天候状態を選択してください。
必須項目ではありません。測定時の天候が後日確認できるように、天候情報を記憶することができ、PCソフトにて表示されます。

(4)-3 電流測定を実施される場合のみ、クランプセンサ補正が必要です。
クランプCTを電線にクランプせず、『センサ補正』ボタンにタッチしてください。
センサ補正が完了すると、測定待機画面【画面21】を表示します。
CT補正の結果は、ストリングトレーサ本体の電源を「切」にするまで有効です。

【画面21】

(5) クランプ CT を電線にクランプした後、『測定開始』ボタンにタッチしてください。
計測を開始します。

※測定開始ボタンにタッチした時を起点に、計測時間を刻みます。

測定モードを『連続』に選択した時の注意点

・測定間隔を 1 分以上に設定した場合、消費電力を削減するため、次の測定までの間、機器の電源が OFF になります。
液晶画面の表示が消えますが、異常ではありません。
測定する時間になると、自動的に電源を ON にし、測定を開始します。
※ 連続測定を中断する場合には、画面表示があれば『測定終了』ボタンをタッチ、画面表示が無ければ Power ボタンを2秒以上長押ししてください。

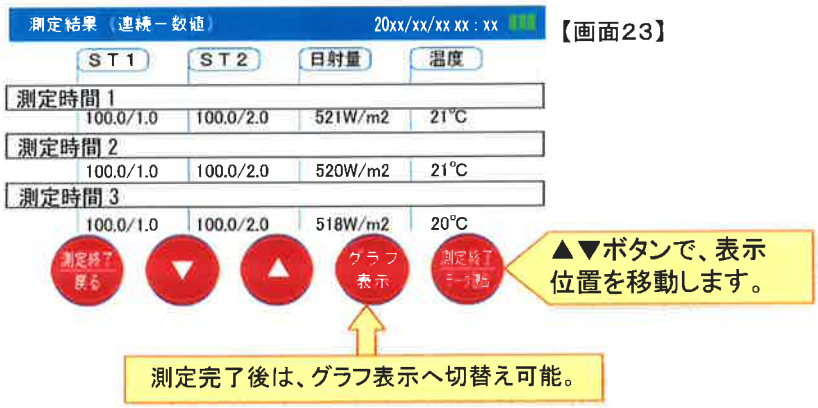
(6) 測定モード別の計測結果画面は次のようになります。

・データ保存を自動に設定した場合は、「SD カードに測定データを保存しました」と言うメッセージが先に表示されます。『OK』ボタンにタッチすると測定結果を表示します。

測定モードを１回で選択した時の画面

【画面22】

測定モードを連続（数値）で選択した時の画面



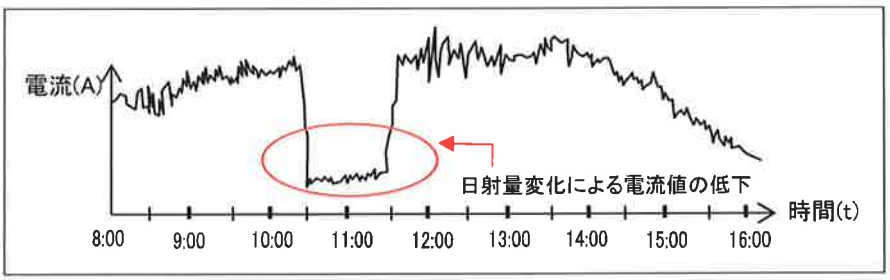
【画面23】

測定モードを連続（グラフ）で選択した時の画面

この例は、日没にかけて電流値が低下し、温度が下がったことおよび電流値が小さくなったことにより、電圧値が上昇している状態を表しています。

【画面24】

・電流値による異常判定例（連続測定、グラフ表示）
複数日測定し、毎日同じ時間帯に電流が低下している場合は、
太陽電池モジュールに木や電線などの陰がかかっていることが考えられます。



【測定結果の保存と終了】

・以下の内容はデータ保存の選択を手動にした場合の説明です。

(1) 測定モードを『1 回』に選択された場合は、【画面22】で『データ保存』ボタンにタッチしてください。データを保存した後、【画面22】に自動的に戻ります。

(2) 測定モードを『連続（数値）』【画面23】および『連続（グラフ）』【画面24】に選択された場合は、『測定終了／戻る』または『測定終了／データ読出』ボタンにタッチしてください。データ保存の可否確認画面が表示されます。

7.6 電圧テスタ[ST1](開放電圧測定)

目的

開放電圧をテスタ感覚で測定するためのモードです。
I－V特性測定の前に開放電圧のみ測定したい等の場合にご使用ください。

【測定前の準備】

(1) ワニロプローブまたは針状プローブとI－Vテストリードを接続してください。

(2) ストリングトレーサ本体側面にある I-V コネクタ String-1 へ、I-V テストリードを接続します。
※電圧テスタ機能は、ストリング１のみ有効な機能です。
※抜き差しする時には必ずコネクタ部(プラグ)を持って行ってください。

【測定方法】

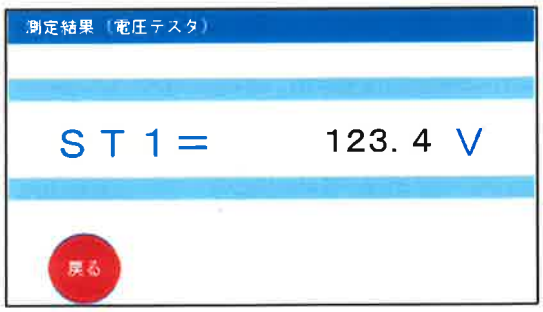
(1) ストリングブレーカを「切」にします。(ストリングブレーカ「入」状態でも測定は可能です。)

(2) ストリングトレーサ本体の電源ボタンを押し(2 秒以上長押し)電源を入れます。

(3) 測定項目選択画面【画面25】が自動的に表示されますので、『電圧テスタ[ST1](開放電圧測定)』ボタンにタッチします。

【画面25】

(4) I-V プローブをストリングブレーカ端子(モジュール側)へ接触させると、【画面26】に測定値が表示されます。



【画面26】

7.7 測定データの読出し

目的

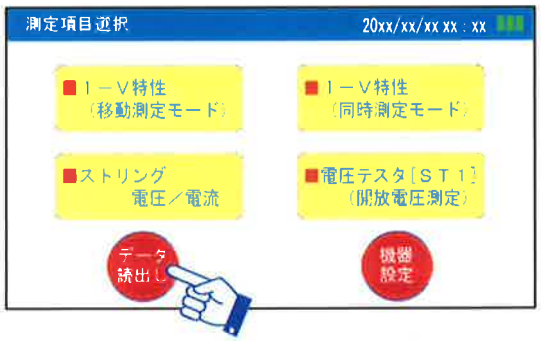
測定したデータを再度確認したい時、また異常判定を検討したい時など、測定データを読出します。

【読出し方法】

以下の手順はストリングトレーサの電源を ON にしたところからの説明です。
もし、他のモードで測定後、データ読出しを実施される場合は『戻る』ボタンなどを操作し、必要な画面を表示してください。

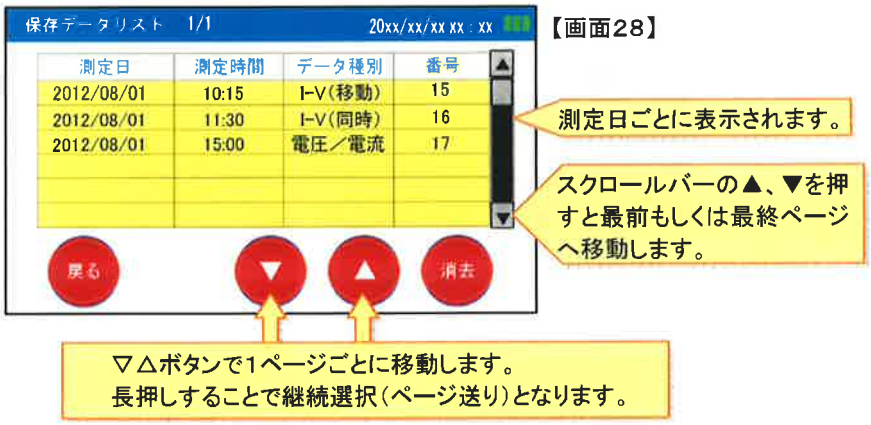
(1) ストリングトレーサ本体の電源ボタンを押し(2 秒以上長押し)電源を入れます。

(2) 測定項目選択画面【画面27】が自動的に表示されますので、『データ読出』ボタンにタッチしてください。



【画面27】

(3) 保存データリスト画面【画面28】を表示します。



【画面28】

(3)-1 表示するデータは、測定日順に表示します。

(3)-2 表示データの移動は『▽』『△』ボタンで 1 ページ(6 行)ごとに移動します。
また測定日ごとに表示しますので、同一測定日のデータが 8 個ある場合は、2 個のデータは次ページ表示となります。
『▽』『△』ボタンを長押しすることで継続ページ送りとなります。

※リストの番号について

・リスト内に表示されている『番号』は、測定データを管理するための連続番号として、測定順に自動で 1～99 の番号が割り振られます。

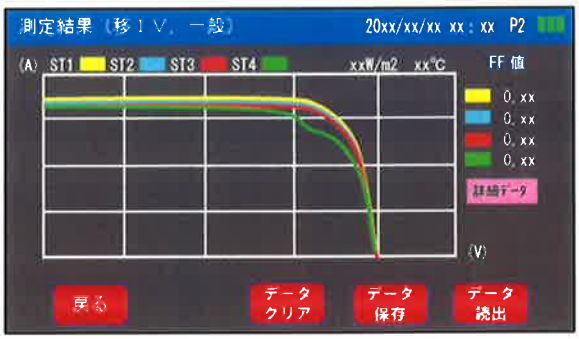
・番号 1 から 10 まではxxx社での測定結果、11 から 20 まではxxx社での測定結果など、測定データを機器内で管理する際にご活用いただけます。

・番号は 99 を超えると再び 1 に戻ります。その際、今までに保存されている番号は、そのまま継承されるため同一番号がデータとして存在します。

・保存されたデータを削除された場合、そのデータに記録された番号が欠番となります。

・99 番になる前に番号を 1 番から記録したい場合は、機器設定画面から、『連続番号クリア』ボタンにタッチしてください。(8.5 連続番号クリア参照)

(3)-3 目的のデータを含んだページを表示させ、その欄をタッチするとデータの種別により数値または、グラフを表示します。【画面29】



【画面29】

※データ保存後のデータ読出し画面では、『データクリア』『データ保存』のボタンは無効となります。

・続けて表示データを変更して確認したい場合は、『戻る』または『データ読出』ボタンへタッチすると「保存データリスト画面」となります。

パソコン上での測定データ

パソコン上から SD カードのデータを読出し、確認することが可能です。

測定データは以下の規則により SD カード内に保存されています。

SD 読込ドライブ:¥LIST¥測定日時¥測定データ.csv

各測定データは 8 文字の英数字名で保存されています。

hhmmDDNN.csv （保存ファイル名）

hh： 測定時（00～23）　mm： 測定分（00～60）
DD： データ種別※1　NN： 連続番号（01～99）

※1 VV：電圧測定、 AA：電流測定、 VA：電圧/電流測定、
P1： 同時 I-V 特性測定、 P2： 移動I-V特性測定

7.8 STC変換

目的

太陽電池モジュールの経年変化や絶対値比較を行う場合、STC 変換を行うことが必要です。本装置では JIS C8914「6. 計算および測定データの補正」に準拠した計算式により数値変換を実施します。

※STC変換を行う場合、測定を行う前に特性値の登録が必要です。また、STC 変換の特性値は、各測定データに記録されますので、特性値の選択が正しいか確認してください。詳細は「8.6 STC 変換特性値設定」を参照ください。
※本装置では測定データ(開放電圧:Voc、短絡電流:Isc、最大発電電力:Pmax、FF 値)について STC 変換を行います。波形表示が必要な場合は、付属の「データ管理ソフトウェア」をインストール後実施してください。
※SPST-A1 以前の機種で測定したデータは、本装置で STC 変換を行うことはできません。
※STC 変換を行う場合、モジュールの特性値(α値、β値、Rs、K)が必要です。
モジュールの納入仕様書もしくはモジュールメーカーへ問い合わせください。

【STC 変換方法】

STC 変換は以下の場所で行うことが可能です。
・保存データの「測定詳細値データ」画面
・測定データの「測定詳細値データ」画面

以下の手順は保存データの「測定詳細値データ」画面で STC 変換を行う場合の説明です。

(1) 「7.7 測定データの読出し」を参照し、測定結果【画面29】を表示します。
(2) 「詳細データ」ボタンを押し、測定詳細値データ【画面30】を表示します。

【画面30】

(3) 【画面30】下部にある「STC 変換」ボタンを押すと STC 変換結果【画面31】を表示します。

【画面31】

上段は測定データの STC 変換結果を表します。括弧内は測定データの STC 変換結果とモジュール定格値の割合を表示します。100%より大きい場合は、定格値以上の発電量であることを表します。

ボタンをタッチすることで表示切替を行い、現在選択されている表示状態が明るい色で表示されます。

※STC 変換を行う際、モジュール特性値等の入力が無い場合はゼロ表示および*(アスタリスク)表示となります。

7.9 測定データの消去

目的

測定したデータを消去します。

【削除方法】

以下の手順はストリングトレーサの電源を ON にしたところからの説明です。
もし、他のモードで測定後、本測定を実施される場合は『戻る』ボタンなどを操作し、必要な画面を表示してください。

(1) ストリングトレーサ本体の電源ボタンを押し(2 秒以上長押し)電源を入れます。

(2) 測定項目選択画面【画面32】が自動的に表示されますので、『データ読出』ボタンにタッチしてください。

【画面32】

(3) 保存データリスト【画面33】が表示されますので『消去』ボタンにタッチしてください。

【画面33】

(4) 削除したいデータ左端のチェック欄にチェックマークを表示させ、『削除』ボタンにタッチしてください。選択したデータのみ削除されます。
表示されている全頁を削除したい場合は、『全選択』ボタン【画面34】にタッチすると表示しているデータ全部が選択されます。

【画面34】

消去ボタンによりデータ枠左にチェックボックスが表示されます。
チェックボックスにより削除するデータを選択後、消去ボタンを再度押すことによりデータが削除されます。

全選択ボタンにより、同一ページのデータにすべてチェックが入ります。

8. 機器設定

8.1 カレンダー設定

目的

現在の日時を登録、変更します。

【日時の登録方法】

以下の手順はストリングトレーサの電源を ON にしたところからの説明です。
もし、他のモードから、本内容を実施される場合は『戻る』ボタンなどを操作し、必要な画面を表示してください。

(1) ストリングトレーサ本体の電源ボタンを押し(2 秒以上長押し)電源を入れます。

(2) 測定項目選択画面【画面35】が自動的に表示されますので、『機器設定』ボタンにタッチしてください。

【画面35】

(3) 機器設定項目画面【画面36】を表示しますので、『カレンダー設定』ボタンにタッチして入力画面を呼び出します。

【画面36】

(4)【画面37】を表示しますので変更される項目欄を選択し、数値を入力後、『決定』ボタンにタッチします。

※年、月、日、時、分の各項目において『決定』ボタンにタッチした時点で、秒は0スタートとなります。

【画面37】

時刻の表示について

本器の電源を入れるたびに、カレンダーの表示内容（画面右上の日付）が大きくずれる場合や、ありえない日時を表示する場合はカレンダーバックアップ用電池が切れている可能性があります。

電池を交換される場合は、販売店または当社オフィスまでご連絡ください。

8.2 画面明るさ調整

目的

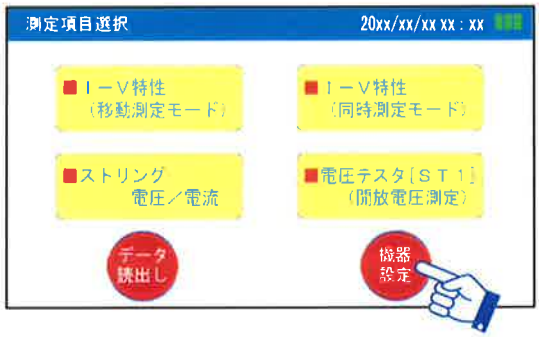
LCD 画面の明るさを調整します。

【画面の明るさ調整方法】

以下の手順はストリングトレーサの電源を ON にしたところからの説明です。
もし、他のモードから、本内容を実施される場合は『戻る』ボタンなどを操作し、必要な画面を表示してください。

(1) ストリングトレーサ本体の電源ボタンを押し(2 秒以上長押し)電源を入れます。

(2) 測定項目選択画面【画面38】が自動的に表示されますので、『機器設定』ボタンにタッチしてください。

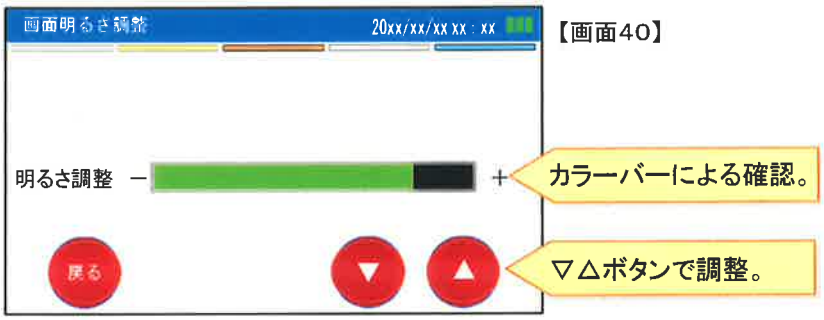


【画面38】

(3) 機器設定項目画面【画面39】を表示しますので、『画面明るさ調整』ボタンにタッチして入力画面を呼び出します。

【画面39】

(4)【画面40】を表示しますので『△』『▽』ボタンにタッチし明るさを調整します。明るさは、10 段階で調整が可能です。



【画面40】

※『5. 仕様』に表記している電池寿命（最大連続時間）は、明るさが最大時の寿命を記載しています。

8.3 ストリング異常判定レベル設定

目的

ストリングチェックを行う場合の異常判定レベルを設定します。
判定レベルが初期設定値のままであれば、初期設定の値で判定結果を表示します。

【ストリング異常判定レベル初期値】

・開放電圧バラツキ設定値　10V 以上は異常
・モジュール断線判定値　　10V 以下は断線
・ストリング異常判定値　　30%以上は異常

【ストリング異常判定レベルの設定方法】

以下の手順はストリングトレーサの電源を ON にしたところからの説明です。
もし、他のモードから、本内容を実施される場合は『戻る』ボタンなどを操作し、必要な画面を表示してください。

(1) ストリングトレーサ本体の電源ボタンを押し(2 秒以上長押し)電源を入れます。

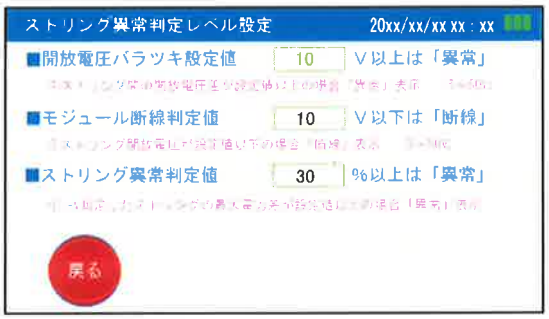
(2) 測定項目選択画面【画面41】が自動的に表示されますので、『機器設定』ボタンにタッチしてください。

【画面41】

(3) 機器設定項目画面【画面42】を表示しますので、『ストリング異常判定レベル設定』ボタンにタッチして入力画面を呼び出します。

【画面42】

(4) 【画面43】を表示しますので変更される項目欄を選択し、数値を入力後、『決定』ボタンにタッチします。



【画面43】

・開放電圧バラツキ設定値について
「7.4 I-V 特性測定（同時測定モード）」に記載した、ストリングチェック時の開放電圧測定における設定項目です。
開放電圧測定時に、測定したストリング間の開放電圧差が、この設定値を超えた場合、測定時にエラーを表示します。
設定は DC5V～DC50V の範囲で行うことができます。
（異常時のメッセージ）
各ストリングの電圧差が設定値以上です。
各ストリングのモジュール構成に差がないか確認してください。

・モジュール断線判定値について
「7.4 I-V 特性測定（同時測定モード）」に記載した、ストリングチェック時の開放電圧測定における設定項目です。
開放電圧測定時に、測定した各ストリングの開放電圧が、この設定値以下の場合、測定時にエラーを表示します。
設定は DC5V～DC50V の範囲で行うことができます。
（異常時のメッセージ）
測定プローブが確実に接続されているか確認してください。
異常がない場合は、モジュール間配線が断線しています。

・ストリング異常判定値について
「7.4 I-V 特性測定（同時測定モード）」において、各ストリングの最大電力点の差が、設定値以上であった場合にエラー表示します。
※ストリング異常判定は同時測定モードでのみ有効です。
　移動測定モードでは、測定するタイミングによっては日射量の変化で測定結果に影響が出るため、異常判定は行わないようにしています。
（異常時のメッセージ）
ストリング間の最大電力差が設定値以上です。パネル状態を確認してください。

8.4 測定条件の設定

目的

・連続測定時の測定時間欄は、「7.5 ストリング電圧/電流測定」で測定開始時間および測定終了時間の範囲を設定します。

・連系 I-V 特性　測定停止電圧欄は、「7.3 I-V 特性測定（移動測定モード）」で測定する際、PCS を停止させないようにするために設定します。

・日射量／温度測定欄は、日射計・温度センサ（オプション）を接続した場合、その計測データを自動で取込むかを選択します。

【測定条件の初期設定値】
・連続測定時の測定時間　　4 時～20 時
・連系 I-V 特性　測定停止電圧　100V
・日射量／温度測定　　自動

【測定条件の設定方法】

以下の手順はストリングトレーサの電源を ON にしたところからの説明です。
もし、他のモードから、本内容を実施される場合は『戻る』ボタンなどを操作し、必要な画面を表示してください。

(1) ストリングトレーサ本体の電源ボタンを押し（2 秒以上長押し）電源を入れます。

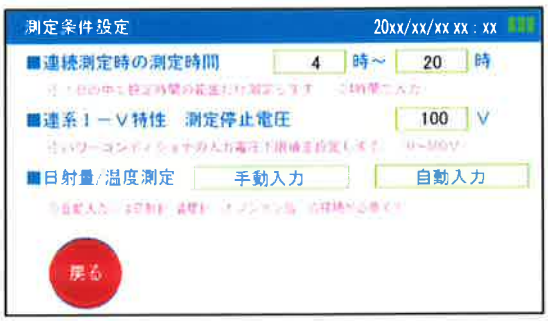
(2) 測定項目選択画面【画面44】が自動的に表示されますので、『機器設定』ボタンにタッチしてください。

【画面44】

(3) 機器設定項目画面【画面45】を表示しますので、『測定条件設定』ボタンにタッチして入力画面を呼び出します。

【画面45】

(4) 【画面46】を表示しますので変更される項目欄を選択し、数値を入力後、『決定』ボタンにタッチします。

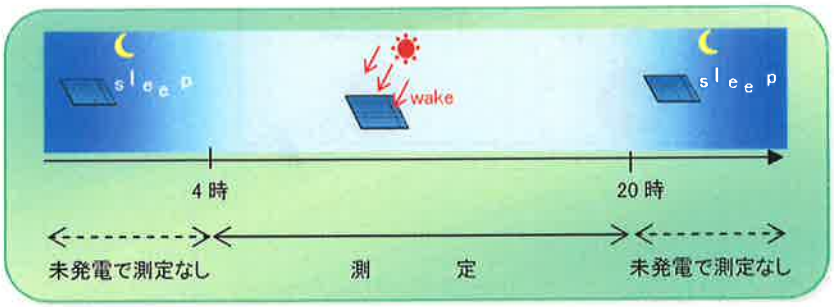


【画面46】

・連続測定時の測定時間について

「7.5 ストリング電圧/電流測定」で、夜間、発電を行っていない時間帯に測定をしないように、本設定にて測定可能時間を指定します。

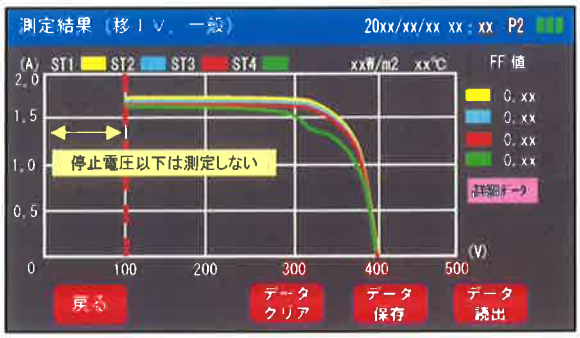
測定可能な時間として設定できる範囲は 4 時～20 時です。



・連系I－V特性　測定停止電圧について
測定停止電圧値は、必ずパワーコンディショナーの停止電圧（PCS メーカに確認してください）以上に設定してください。
測定値が、測定停止電圧設定値を下回った場合は、本器はそのストリングの測定を停止します。その際 SD カードのデータは、本体の波形表示の都合上、停止時の測定値を残りの欄に入力します。

例：全 100 点の測定において、70 点目で停止電圧となった場合、残りの 30 点は停止時のデータが入力されます。

測定を停止した時の画面例【画面47】



【画面47】

・日射量・温度測定について
手動入力を選択した場合、各測定時に画面入力した値が保存されます。
自動入力を選択した場合、選択後ポップアップ画面で、日射計センサ感度係数を入力してください。
（日射計センサ感度係数は、センサの個別値です。日射計・温度センサをご購入いただいた時に記載されている値を入力してください）（標準値は 7.00μV です）

8.5 連続番号クリア

目的

測定データを管理するための番号をクリアしたい場合に、実行します。
この番号は、測定順に自動で 1～99 の番号が割り振られます。
測定する現場が変わり、途中で番号を『1』から振り直したい場合に使用します。

【測定条件の設定方法】

以下の手順はストリングトレーサの電源を ON にしたところからの説明です。
もし、他のモードから、本内容を実施される場合は『戻る』ボタンなどを操作し、必要な画面を表示してください。

(1) ストリングトレーサ本体の電源ボタンを押し（2 秒以上長押し）電源を入れます。

(2) 測定項目選択画面【画面48】が自動的に表示されますので、『機器設定』ボタンにタッチしてください。

【画面48】

(3) 機器設定項目画面【画面49】を表示しますので、『連続番号クリア』ボタンにタッチします。
『CSVの連番をクリアします。よろしいですか？』のメッセージが表示されますので、『はい』をタッチするとクリアされます。

【画面49】

8.6 STC 変換特性値設定

目的

太陽電池モジュールの経年変化や絶対値比較を行う場合、STC 変換を行うことが必要です。本装置では JIS C8914「6. 計算および測定データの補正」に準拠した計算式により数値変換を実施します。

※STC 変換を行う場合、モジュールの特性値（α値、β値、Rs、K）が必要です。
モジュールの納入仕様書もしくはモジュールメーカーへ問い合わせください。

【STC 変換特性値登録方法】

STC 変換を行うに当たり、まず本体にモジュール特性値を入力していただく必要があります。下記手順に従い特性値登録を行います。

(1) ストリングトレーサ本体の電源ボタンを押し（2秒以上長押し）電源を入れます。

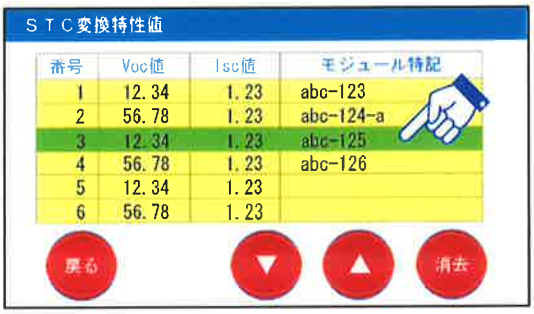
(2) 測定項目選択画面【画面50】が自動的に表示されますので、『機器設定』ボタンにタッチしてください。

【画面50】

(3) 機器設定項目画面【画面51】を表示しますので、『STC 変換特性値』ボタンにタッチします。

【画面51】

(4) STC 変換特性値画面【画面52】を表示しますので、変更を行いたい特性値の列にタッチします。また、背景が緑色になっているものは現在選択されている特性値を表します。(下図は 3 番が選択中の場合)



【画面52】

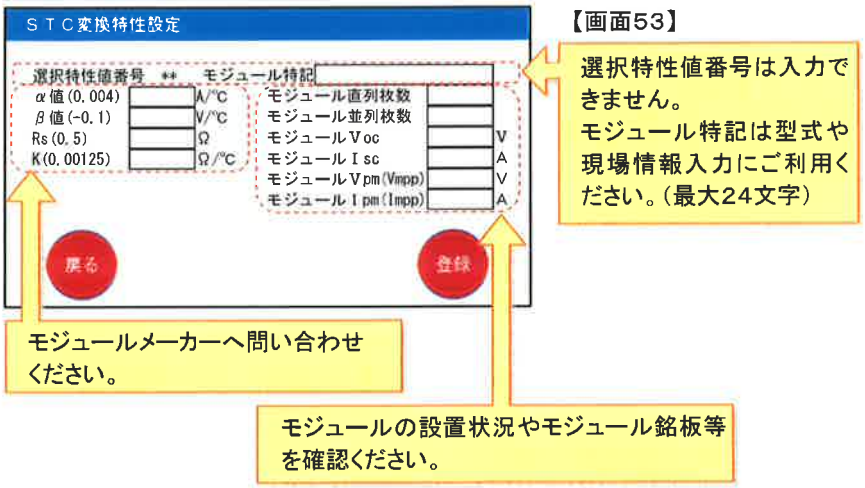
(5)選択した特性値番号の詳細が表示されますので、数値を変更せず有効にする場合、もしくは前の画面に戻る場合は「設定値有効」を、数値を修正する場合は「修正する」にタッチしてください。

※登録できる特性値の数は 60 個までとなっています。

※ストリング単位での変換となりますので、同メーカー、同型式のモジュールであっても直列(並列)枚数が異なる場合、分けて登録する必要があります。

(6)STC 変換特性値設定画面【画面53】では、モジュール固有の特性値を入力します。

※モジュール特性値が入手できない場合、参考値として括弧内の数値をご使用ください。



(7) 入力が完了したら登録ボタンを押します。【画面52】に移動しますので修正した番号の背景が緑に変わっていることを確認ください。

8.7 ソフトウェアの更新

目的

機器の性能および機能を改良するためにソフトウェアの更新を行います。
更新データは、当社が性能および機能を改良し、配布が必要と判断した時配布致します。
更新時の操作手順、SD カードへのデータ配置方法については、データを配布する時に個別にご連絡致します。

注意事項

更新時は以下の点にご注意ください。ソフトウェアの更新に失敗すると、機器が動作しなくなるため、当社へ機器を送付していただく必要があります。

・ソフトウェア更新中は、絶対に SD カードを抜かないでください。

・ソフトウェア更新中に機器電源が停止した場合、更新に失敗します。
停電、電池残量を考慮し、本体に電池を入れた状態かつ、AC アダプタからの電源供給を行った状態でソフトウェアを更新してください。

【ソフトウェアの更新方法】
以下の手順はストリングトレーサの電源を ON にしたところからの説明です。
もし、他のモードから、本内容を実施される場合は『戻る』ボタンなどを操作し、必要な画面を表示してください。

(1) ストリングトレーサ本体の電源ボタンを押し(2 秒以上長押し)電源を入れます。

(2) 測定項目選択画面【画面54】が自動的に表示されますので、『機器設定』ボタンにタッチしてください。

【画面54】

(3) 機器設定項目画面【画面55】を表示しますので、『Software update』ボタンにタッチして入力画面を呼び出します。

【画面55】

(4) ポップアップ画面（ソフトウェア更新を実施します。よろしいですか？）を表示しますので『はい』のボタンにタッチします。
ソフトが更新されます。

SD カード内に有効なソフトウェアがない場合、更新は実施されません。

9. オプション品の使用方法

①クランプ CT （ SPST-A-F1）

クランプ CT は、7．5項『ストリング電圧/電流測定』にて使用します。

使用方法

使用方法は7．5項を参照ください。

②日射計・温度センサ （SPST-A-F2）

日射計・温度計は I-V 特性測定（移動測定モードもしくは同時測定モード）にて使用します。

使用方法

(1) センサケーブル端のコネクタを本体側面にあるminiDINコネクタにしっかりと挿入します。

(2) 日射計を測定するモジュールと平行になるように設置します。設置する際は測定するモジュール面に影ができないよう注意してください。

(3) 温度センサを測定するモジュールの裏面に貼り付けてください。

ストリングモジュールが複数枚構成である場合、代表となるモジュールの裏面に貼り付けてください。（例：ストリング中央付近のモジュール）貼り付けを行う場合はしっかりとセルの裏面に当たるよう配置してください。

(4) 日射計・温度センサの値が安定したことを確認後、『7．3 I-V 特性測定（移動測定モード）』もしくは『7．4 I-V 特性測定（同時測定モード）』に従い測定を行ってください。

③マグネットプローブ （SPST-A-F4）

マグネットプローブは、同時測定モード(2ストリング同時I-V特性測定)および電圧測定に使用します。

※ステンレス製・真鍮製のビス等には接続できません。

使用方法

ストリングブレーカの一次側（モジュール側）の端子へ接続します。

※接触不良にならないよう確実に接続してください。接触不良状態で測定を行った場合、波形の乱れや機器故障の恐れがあります。

なお、測定方法はワニロプローブと同じです。

設置例

日射計

温度センサ

オプション品使用の際は、以下の項目にご注意ください。

- 日射計は日射量が変動した場合、変化に時間がかかります。日射が大きく変化した場合は 30 秒程度待ってから測定を行ってください。
- 温度センサは設置後数値が安定するまで時間がかかります。設置後すぐに測定せず計測温度が安定した状態で測定を開始してください。
- 風等により温度センサが冷やされ、モジュール温度が正確に測れないような場合は、温度センサ取り付け後布等でセンサ部を覆い風の影響を受けないようにしてください。
- 温度センサ取り付けの際、モジュール裏面のバックシートに接触させる必要があります。バックシートは、傷等に弱いですので、取り付け取り外しの際は傷つけないよう十分に注意ください。
- 日射計・温度センサを接続しても、数字が反映されていない場合は、本体の設定ができていないことが考えられます。『8．4項　測定条件の設定』に従って、日射計/温度計の設定を自動に変更してください。
- 日射計設置の際、日射計の影がモジュールに当たった場合、正常な測定波形が得られません。影がかからないように注意ください。
- コネクタ(プラグ)を差込む時には、挿入向きがありますのでご注意ください。コネクタ(プラグ)破損の原因となります。
- 抜き差しする際には必ずコネクタ部(プラグ)を持って行ってください。
  (ケーブルを引っ張ったりしないでください。)

10. 故障かな？と思ったら

修理を依頼する前に、もう一度以下の表をご確認ください。

それでも改善しない場合は当社オフィス、またはお客様サービスセンターへお問合せください。

なお、当社ホームページからもお問合せできます。(P1 参照)

現象	確認項目	参照ページ
電源が入らない	・電池は入っていますか。	―
	・電池の＋，－は間違えていませんか。（電池は正常に装着されていますか）	
	・電源ボタンを（2秒以上）押されましたか。	
測定ができない	・極性はあっていますか。	P11 （No.2）
	・プローブを 1 秒以上接触させましたか。（移動 I-V 測定時）	P19 （6）
	・1 ストリング測定後、次のストリングを測定する際、インターバルを 2 秒とられましたか。	P19 （6）
	・I-V テストリードは正常に奥までしっかり挿入されていますか。	―
測定中に画面に「定格値オーバー」の表示が出る	・モジュールの種類に対して、機器の測定モード 一般 or ハイブリッド は合っていますか。	P16 （4)-5
	・定格電圧・電流は測定範囲内ですか。	P8 5.2 定格
	・接続箱のブレーカ（ヒューズ）は開放されていますか。	―
ソフトが PC にインストールされない	・付属の SD にインストール手順書が入っていますが、ご確認されましたか。	―
測定後、データ（読み出し）釦を押すと「SDカード内にデータリストフォルダが見つかりません。」という表示が出る	・SDカードのLISTフォルダ内に、測定データファイル以外のファイルが存在していませんか。 ・フォルダやファイルの名称を変更していませんか。	―

11. 機器の校正

本器の品質、測定精度を維持するためには、定期校正が必要となります。定期校正の期間はお客様の社内基準が基本となりますが、少なくとも2年に1回程度の校正をお勧めします。

※本装置は太陽電池の I-V 特性測定専用です。太陽電池と同等の I-V 特性を持つ電源で校正を行わないと、回路を破損しますので、当社での校正をお勧めします。（定電流電源等を使用した校正は絶対に行わないでください。）

12. 保証期間

納入後 1 年間と致します。

13. 保証範囲

保証期間内に正常な使用状態で、当該製品に原材料および製造上の不具合が発生した場合には、無償で修理致します。

但し、次に該当する場合は無償修理保証の対象から除外させていただきます。

①ご使用者側における不注意および天災地変により不具合が生じた場合

②当社または当社が委嘱したもの以外の改造および修理に起因する故障が生じた場合

なお、ここでいう保証とは、納入製品自体の保証を意味するもので、納入品の故障によって誘発される2次的な損害等の補償についてはご容赦いただきます。

Togami

PVドクター

取 扱 説 明 書

セルラインチェッカ

SPLC－A形

■この説明書はセルラインチェッカ（以下本品）を正しく、安全にご使用いただくために、取扱い方法や点検方法を説明しています。ご使用前に必ず熟読してください。

■お読みになった後は、お使いになる方がいつでも見られる所に必ず保管してください。

取扱説明書番号
No.00978e

株式会社 戸上電機製作所

目　次

1.　安全上のご注意 2

2.　商品概要 3

3.　特長 3

4.　商品の確認 4

5.　仕様 5
5.1 使用条件 5
5.2 送信器定格 5
5.3 受信器定格 5
5.4 マグネットプローブ定格 6
5.5 オプション定格 6

6.　各部の名称と機能 8
6.1 送信器 8
6.2 受信器 9
6.3 ロッドセンサ(オプション) 11

7.　使用方法 12
7.1 使用上の注意事項 12
7.2 基本的な使い方 13
7.3 太陽電池モジュールの故障モードに対する対応機能 14
7.4 磁界探査（発電低下モジュール探査） 16
7.5 電界探査（断線箇所探査） 28
7.6 故障探査時の感度切換設定一覧 36
7.7 その他機能 37

8.　故障かな？と思ったら 39

9.　保証期間 40

10.　保証範囲 40

1. 安全上のご注意

●けがや事故防止のため、以下の点は必ず守ってください。
また、機器の知識、安全の情報そして注意事項のすべてについて習熟してからご使用ください。
お読みになった後は、ご使用になる方がいつでも見られるところに必ず保管してください。

●安全注意事項のランクを「危険」「注意」として区分しています。

：取扱いを誤った場合に、危険な状態が起こり得て、死亡または重傷を受ける可能性が想定される場合。

：取扱いを誤った場合に、危険な状態が起こり得て、中程度の障害や軽傷を受ける可能性が想定される場合、および物的損害の発生が予想される場合。

●感電のおそれあり。探査接続作業を行う際は絶縁用保護具(電気用ゴム手袋、電気安全靴等)を着用してください。
●感電・破損・発火のおそれあり。本品の定格以上の出力をもつ太陽電池モジュールに接続しないでください。
●感電・破損のおそれあり。本品を分解したり、改造したりしないでください。
●感電・破損のおそれあり。水がかかる場所では使用しないでください。
●感電のおそれあり。本品に付属されたケーブルおよびオプション品以外は使用しないでください。
●感電のおそれあり。雷発生が予測されるような場合は、使用しないでください。

●破損のおそれあり。付属マグネットプローブを端子台等へ接続する際は確実に行ってください。
●破損のおそれあり。長期間使用しない時は、電池を取外して保管してください。
●破損のおそれあり。本品を接続し探査するストリングは、必ずパワーコンディショナー(PCS)との連系を切り離してください。
●破損のおそれあり。夏場等に車内放置は高温となり製品破損のおそれがありますので十分注意してください。
●感電・破損のおそれあり。本品を落下された場合は、内部破損のおそれがあるため、ケースに破損がないか、動作異常がないか必ず点検後にご使用ください。
●感電のおそれあり。探査は有資格者(電気主任技術者、電気工事士等)が行ってください。

2. 商品概要

本品は太陽光発電システムの施工完了時の結線チェックおよびメンテナンス時の各ストリングを構成する太陽電池モジュールの配置・電気的故障モジュール／故障セルを特定する装置です。

■ 太陽電池モジュールの配置探査（各ストリングの構成確認）

■ 未発電および発電量低下モジュールの探査

・モジュール間配線の断線箇所特定

・モジュール間コネクタの接触不良箇所特定

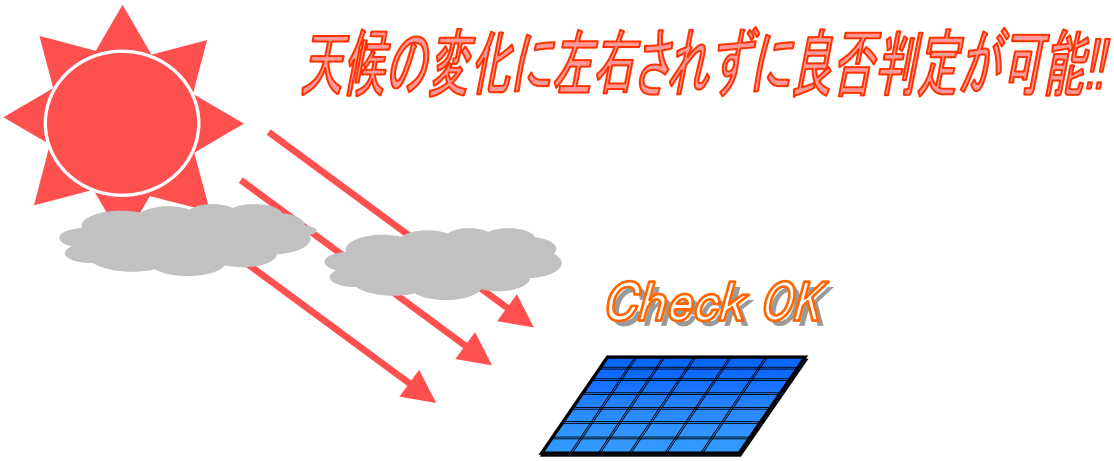
・バイパスダイオード断線モジュール特定

・クラスタ故障モジュール特定

・インターコネクタ断線箇所特定

・バスバー断線箇所特定

本品は送信器と受信器および各種オプション品から構成され、太陽電池モジュールの電気的故障箇所の特定が可能です。



3. 特長

■ 信号検出方式により探査のための陰の影響がなく、また日射量が少ない曇りの日でも探査可能であるため、効率的なメンテナンス作業が可能。

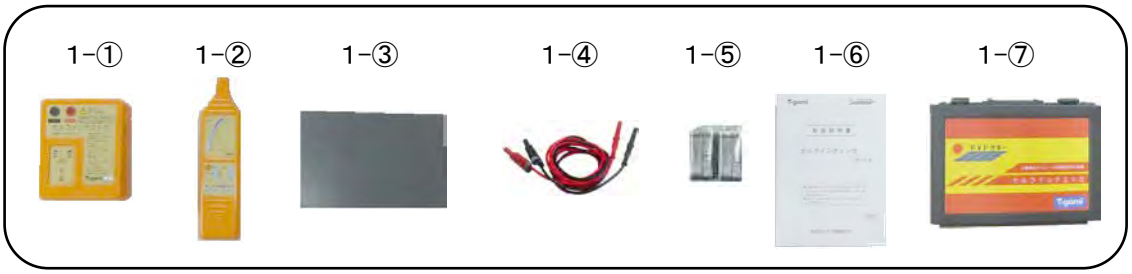
■ 故障モジュールの特定に加え、セル間のインターコネクタ断線やバイパスダイオードの故障まで判別できるため、モジュールの故障予知（予防メンテナンス）が可能。

■ ロッドセンサ（オプション）を使うことで、手が届かない箇所の太陽電池モジュールも直接探査可能。

4. 商品の確認

本品がお手元に届きましたら、構成品がすべて揃っているか、外観に損傷がないかを確認してください。万一不良品その他お気づきの点がございましたら、すぐにご連絡ください。

本品の構成は下表のとおりです。



項番	品名	形式	用　途	員数
1	標準セット	SPLC-A	—	—
1-①	送信器	SPLC-A-T	本品の信号生成ユニットです。2-③テストリードを接続し使用します。信号種類として磁界と電界の 2 種類の信号を生成します。	1 台
1-②	受信器	SPLC-A-R	本品の信号受信ユニットです。太陽電池モジュール面にて信号の有無を判別し、受信レベルを表示します。	1 台
1-③	遮光板	—	太陽電池モジュールのセルを遮光するゴム板です。バイパスダイオード故障探査時に使用します。	2 枚
1-④	マグネットプローブ	SPST-A-F4	ケーブル一体型で、太陽光発電システム接続箱内のブレーカ端子もしくはストリング出力端子に接続して使用します。 ※赤色、黒色で1組	—
1-⑤	9V 乾電池	—	送信器、受信器用の電池です。	2 個
1-⑥	取扱説明書	—	注意事項、使用方法を記載します。	1 冊
1-⑦	キャリングケース	—	上記 1-①～1-⑦を収納します。	1 個
オプション				
2-①	ロッドセンサ	SPLC-A-F1	受信器を手持ちで探査できない部分を探査する場合の延長用センサです。	—
2-②	針状プローブ	SPST-A-F3	2-③テストリードに装着し、太陽光発電システム接続箱内のブレーカ端子もしくはストリング出力端子に接触させて使用します。 ※赤色、黒色で1組	—
2-③	テストリード	SPST-A-F6	1-①送信器に接続し、片側には 2-④接続クリップをつけて使用します。1-①送信器によって生成した信号を各ストリングに信号印加する際に使用します。 ※赤色、黒色で1組、各 1.5m	1 組
2-④	接続クリップ	SPST-A-F5	2-③テストリードに装着し、太陽光発電システム接続箱内のブレーカ端子もしくはストリング出力端子に接続する際に使用します。 ※赤色、黒色で1組	1 組

5. 仕様

5.1 使用条件

項　目	使用条件
使用環境	雨水のかからない場所
使用温度範囲	-10℃～50℃
使用湿度範囲	相対湿度 80%以下(結露なきこと)
保存温度範囲	-20℃～60℃

5.2 送信器定格

項　目	使用条件	
定格電源電圧	送信器:DC9.0V(動作範囲 DC6.5V～DC9.0V) (9V 乾電池×1 個使用) (マンガン電池、アルカリ電池使用可)	
適用電圧範囲	磁界モード	DC15.0V～DC1000.0V
	電界モード	0V～DC1000.0V(断線探査時は 0V)
探査方式	電流消費型(磁界選択時) 信号注入型(電界選択時)	
信号周波数	5kHz	
動作表示	緑色もしくは青色 LED の点滅、点灯	
寸法(mm)	153(H)×120(W)×50(D)	
質量(g)	約 290(乾電池含む)	
その他機能	オートパワーオフ機能 ・磁界モード:入力電圧が 10V 以下、かつ釦無操作が 10 分間継続した場合、電源 OFF ・電界モード:釦無操作が 2 時間継続した場合、電源 OFF	

5.3 受信器定格

項　目	使用条件
定格電源電圧	受信器:DC9.0V(動作範囲 DC6.5V～DC9.0V) (9V 乾電池×1 個使用) (マンガン電池、アルカリ電池使用可)
受信感度切換	5 段階切換 および各感度において-20%～+20%の 5 段階微調整
受信表示	受信レベル表示:10 個の判定用 LED(緑)の点滅 LED 点滅に同期したブザー音
内蔵センサ	コイルセンサ×1 電極センサ×1
寸法(mm)	235(H)×60(W)×30(D)
質量(g)	約 160(乾電池含む)
その他機能	オートパワーオフ機能、マナーモード(消音モード) 信号未入力状態、かつ釦無操作が 10 分間継続した場合、電源 OFF

5.4 マグネットプローブ定格

■マグネットプローブ（形式：SPST-A-F4）

項　目	使用条件
ケーブル長(m)	1.5
耐電圧	1000V　CATⅢ

※ステンレス製・真鍮製等のビスには接続できません。

5.5 オプション定格

■ロッドセンサ（形式：SPLC-A-F1）

項　目	使用条件
内蔵センサ	コイルセンサ×2（水平、垂直）
探査時ロッド長	最大 2m（収納時 0.92m）
収納時寸法(mm)	920(H)×70(W)×60(D)
質量(g)	約 850(受信器は除く)
その他機能	角度可変型センサヘッド （モジュール面にセンサ部を押し当てるだけで、自動的にモジュール面とセンサが平行になり、距離による受信感度のずれを防止します）
付属品	収納袋、ショルダーベルト

■針状プローブ（形式：SPST-A-F3）

項　目	使用条件
耐電圧	1000V　CATⅢ

■テストリード（形式：SPST-A-F6）

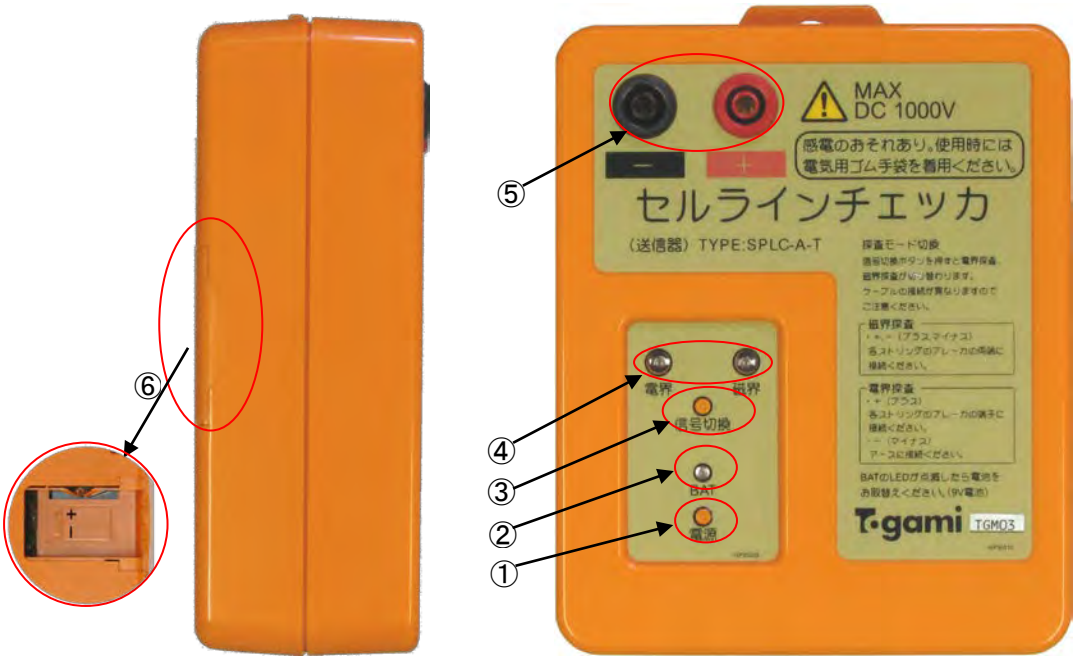
項　目	使用条件
ケーブル長(m)	1.5
耐電圧	1000V　CATⅢ

■接続クリップ（形式：SPST-A-F5）

項　目	使用条件
耐電圧	1000V　CATⅢ

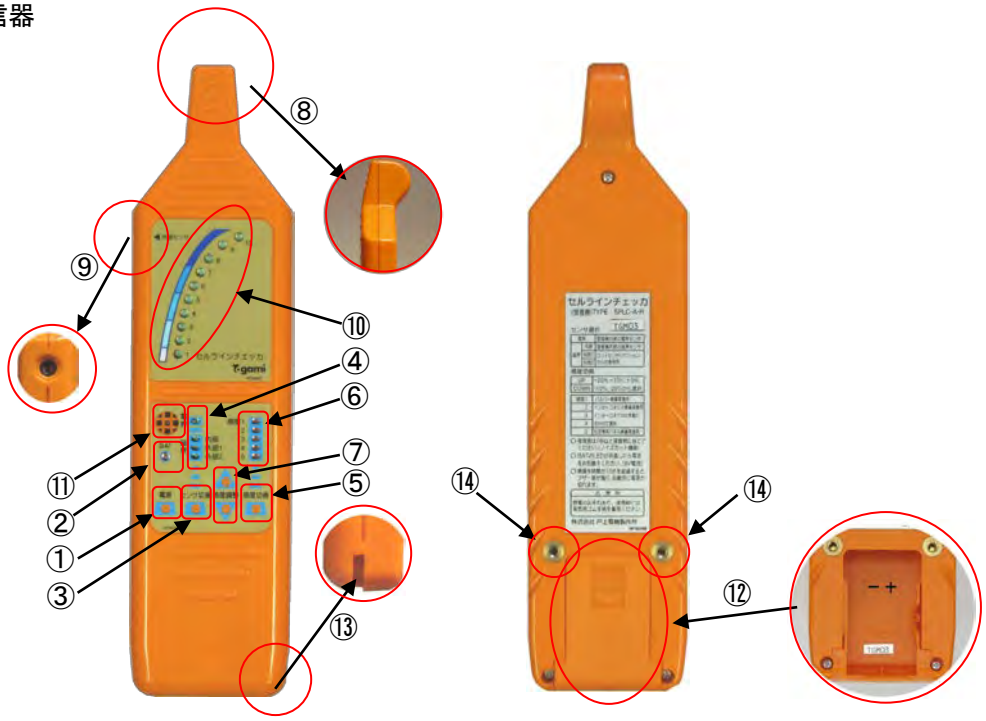
6. 各部の名称と機能

6.1 送信器



No.	名　称	機　能
①	電源スイッチ	本体の電源 ON／OFF に使用します。 0.5 秒以上長押しすることで有効となります。
②	BAT-LED	点灯：電源 ON 時 点滅：電池残量が少なくなった時 消灯：電源 OFF 時、もしくは電池が無くなった時
③	信号切換スイッチ	押す毎に「電界」→「磁界」→「電界」→・・・・の順序で切換わります。 探査する内容に合わせて信号出力を選択します。(初期値は磁界)
④	信号表示 LED (磁界／電界)	現在選択中の信号種類を表示します。磁界信号時「青」色、電界信号時「緑」色を表示します。信号に合わせて 1 秒間に 3 回点滅します。次の状態では常時点灯となります。 ・磁界探査時：⑤からの入力電圧が DC1040V 以上の場合、信号出力不可（青、緑 LED ともに常時点灯）。 ・電界探査時：⑤からの入力電圧(＋端子，アース間)が 50V 以上の場合、信号出力不可（緑 LED 常時点灯）。
⑤	マグネットプローブ 接続コネクタ	探査に使用するマグネットプローブ(付属品)を接続するコネクタとなります。 マグネットプローブは赤と黒の 2 色があります。「赤」を「+」端子へ、「黒」を「−」端子へ接続してください。マグネットプローブを差し込む際は、必ず一番奥まで挿入してください。
⑥	乾電池	9V 乾電池を取付けます。取付の際は極性を確認し確実にセットしてください。

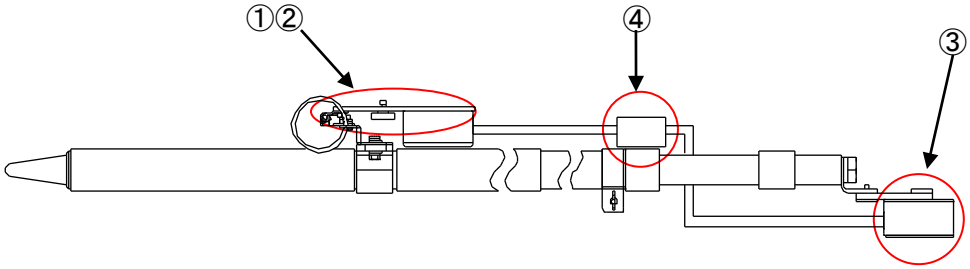
6.2 受信器



No.	名　称	機　能
①	電源スイッチ	本体の電源 ON／OFF に使用します。 0.5 秒以上長押しすることで有効となります。
②	BAT-LED	点灯：電源 ON 時 点滅：電池残量が少なくなった時 消灯：電源 OFF 時、もしくは電池が無くなった時
③	センサ切換スイッチ	押す毎に「外部 1」→「外部 2」→「電界」→「内部」→「外部 1」→・・・・の順序で切換わります。探査する内容に合わせてセンサを選択します。 （初期値は磁界の内部）
④	センサ表示 LED	現在選択中のセンサを表示します。LED が点灯しているところが選択中のセンサとなります。
⑤	感度切換スイッチ	押す毎に「感度 2」→「感度 3」→「感度 4」→「感度 5」→「感度 1」→・・・・の順序で切換わります。感度の数字が大きくなるほど高感度となり、弱い信号を取り込むことができます。 （初期値は「感度 1」）
⑥	感度切換表示 LED	現在選択中の感度を表示します。LED 点灯しているところが選択中の感度となります。

<table>
<tr><th>No.</th><th>名　称</th><th>機　能</th></tr>
<tr><td>⑦</td><td>感度調整スイッチ</td><td>感度切換にて感度を変更後、感度微調整を行いたい時に使用します。△ボタンと▽ボタンがあり、△で感度上昇▽で感度低下となります。感度の調整幅は 10%毎の 5 段階で、−20%〜+20%の範囲で調整可能です。現在調整値は⑩「判定用 LED」にて表示を行います。
感度と表示 LED 個数の関係は、下表のようになります。
（初期値は「±0%」）
<table><tr><td>LED 表示数</td><td>1</td><td>3</td><td>5</td><td>7</td><td>10</td></tr><tr><td>感度調整値</td><td>−20%</td><td>−10%</td><td>±0%</td><td>+10</td><td>+20%</td></tr></table></td></tr>
<tr><td>⑧</td><td>内部センサ</td><td>磁界探査用と電界探査用の 2 種を内蔵しています。</td></tr>
<tr><td>⑨</td><td>外部センサ接続コネクタ</td><td>オプション品等の外部センサを接続するためのコネクタです。
※外部センサを接続した状態で、センサ切換を行った場合、選択されているセンサが有効になります。</td></tr>
<tr><td>⑩</td><td>判定用 LED</td><td>信号を受信した場合点滅します。また感度微調整の表示も行います。</td></tr>
<tr><td>⑪</td><td>ブザー</td><td>電源 ON/OFF 時、信号受信時、オートパワーオフ警告時に鳴動します。</td></tr>
<tr><td>⑫</td><td>乾電池</td><td>9V 乾電池を取付けます。取付の際は極性を確認し確実にセットしてください。</td></tr>
<tr><td>⑬</td><td>ストラップ取付穴</td><td>落下防止用にストラップを取付けることができます。</td></tr>
<tr><td>⑭</td><td>ロッドセンサ取付ナット</td><td>ロッドセンサに取付固定用の埋め込みナットです。
ロッドセンサのローレットビスを使用し固定してください。</td></tr>
</table>

6.3 ロッドセンサ(オプション)



No.	名　称	機　能
①	受信器取付板	受信器をロッドセンサに取付けるための取付板です。ローレットビスにて受信器を取付けることができます。(工具不要)
②	外部センサケーブル	受信器と接続するケーブルです。受信器の【外部センサ接続コネクタ】へ挿入し使用します。
③	センサボックス	磁界検出用センサが配置されています。 モジュールの設置方向(インターコネクタ方向)に対応するために縦方向検知と横方向検知の 2 種類を内蔵しています。 ※電界用センサは内蔵しておりません。 ※センサの切換えは、受信器側で行います。
④	巻き取り式接続ケーブル	センサボックスで受信した信号を受信器へ伝送するためのケーブルです。ロッドの長さに合わせて伸縮させることができます。固定用のマジックテープ付属。 ※伸ばす際は、巻き取り部両側のケーブルを一緒に伸ばしてください。片側だけ伸ばすとケーブルが絡まるおそれがあります。

7. 使用方法

注 意 正しくご使用いただくため必ずご一読ください。

7.1 使用上の注意事項

(1) 電源の投入

電源投入および停止時は、電源ボタンを 0.5 秒以上長押ししてください。

(2) 接続時の注意

接続箱の端子部へマグネットプローブを接続する場合は絶縁用保護具をご使用ください。感電のおそれがあります。

送信器へマグネットプローブを挿入する場合、しっかりと一番奥まで挿入してください。挿入が不十分な場合、接触不良やケーブル脱落による感電のおそれがあります。

(3) 操作上の注意

- 本品は電源切り忘れの防止のため、オートパワーオフ機能を有しています。
  オートパワーオフの条件等は 7.7(1)項(37 ページ)を参照してください。
- ロッドセンサ(オプション)を使用する場合は、周囲に電線等がないか十分確認のうえご使用ください。感電のおそれがあります。
- 化合物系モジュールでは条件により探査できない場合があります。(ストリング内の並列回路数が数十回路と多い場合、探査信号が分流し受信器で受信できない場合があります。)

(4) 取扱の注意

- 本品を落下させた場合、ケース破損が無いか動作異常が無いかを点検後ご使用ください。
- 本品の BAT 表示が点滅した場合、電池残量が少なくなっておりますので、早めに電池を交換してください。

(5) 最大連続動作時間について

9V アルカリ乾電池とマンガン乾電池を使用した場合の参考動作時間

アルカリ乾電池

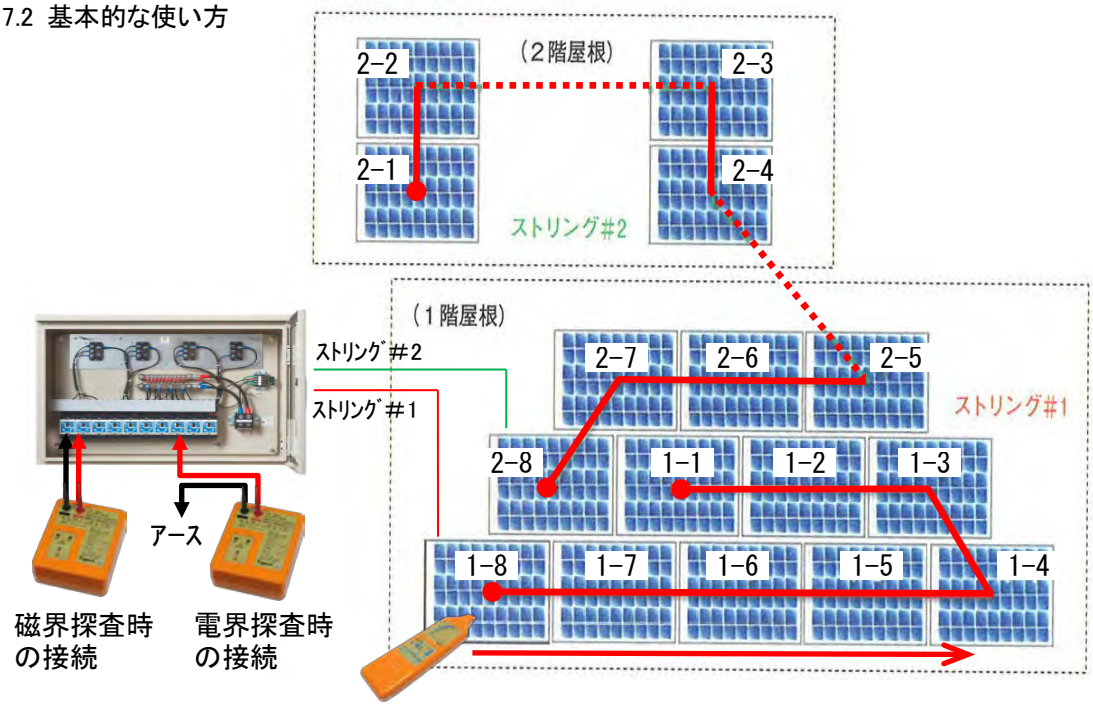
- 送信器 : 120 時間以上(磁界モード)
- 受信器 : 約 12 時間

マンガン乾電池

- 送信器 : 約 100 時間(磁界モード)
- 受信器 : 約 4 時間

※長期間使用されない場合は、電池の液漏れによる故障防止のため電池を取外した状態で保管してください。

7.2 基本的な使い方

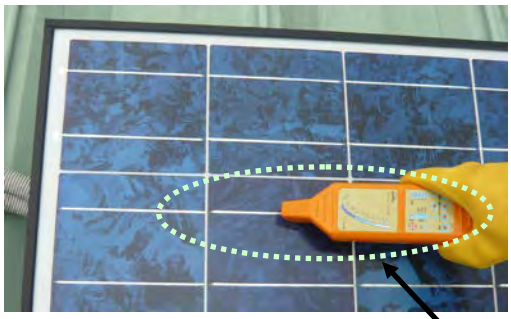


①ストリングブレーカOFFの状態で送信器のマグネットプローブをモジュール側のブレーカ端子に接続し、探査信号を印加します。 【表 1】

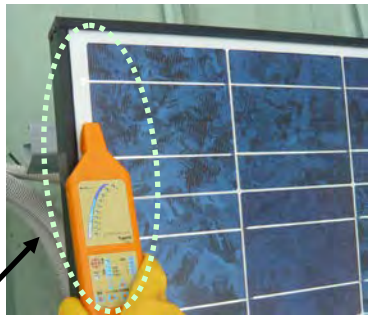
モード	接続箇所 送信器 ⇒ 接続箇所
磁界探査	マグネットプローブ(赤) ⇒ ブレーカー次側(モジュール側)プラス端子
	マグネットプローブ(黒) ⇒ ブレーカー次側(モジュール側)マイナス端子
電界探査	マグネットプローブ(赤) ⇒ ブレーカー次側(モジュール側)マイナス端子
	マグネットプローブ(黒) ⇒ 接地端子

※詳細な磁界探査と電界探査の使い分けは、7.3(2)項(15 ページ)を参照してください。

②受信器のセンサ部を、モジュールのインターコネクタやバスバーの探査したい箇所に当てて探査します。判定用 LED 表示にて『信号あり／信号なし』を確認し、故障箇所を判断します。



《インターコネクタ探査》



《バスバー探査》

注意:先端部の磁界センサは指向性があるため、
必ず本体は**配線方向と平行**にして探査してください。

7.3 太陽電池モジュールの故障モードに対する対応機能

(1)故障モード対応表 【表 2】

故障現象	故障現象詳細	故障モード	探査項目
発電量の低　下	**ストリング出力が出ていない。** ※ストリング内のモジュールを含む直列回路が断線している。	モジュール接続コネクタ接続不良、またはモジュール間配線の断線	【電界探査】 ・導通不良モジュールの接続コネクタまたは配線の断線の特定
	ストリング出力が低下している。 ※モジュール内の直列回路が断線している。（クラスタ故障）	①モジュールのバスバー断線 ②太陽電池セルのインターコネクタ完全断線 ③太陽電池セル破損（重度）	【磁界探査】 ・故障モジュールの特定 ・故障モジュールの故障クラスタの特定 ・故障モジュールの故障セルの特定 ・モジュール内バイパスダイオードのオープン故障検知
	ストリング出力が低下している。 ※モジュール内の直列回路が一部破損している。	①太陽電池セルのインターコネクター部断線 ②太陽電池セル破損（軽度）	

次ページの『磁界探査と電界探査の使い分け』を確認し、各故障モードにあった探査方法を選択してください。

(2) 磁界探査と電界探査の使い分け

太陽電池モジュール種類(回路構成)、故障モードごとに探査方法の使い分けが必要となります。

本品の探査方法として、『電流消費による磁界探査』と『信号注入による電界探査』があり、使い分けを下表に示します。

モジュールが「全て直列接続」のストリング構成の場合

(主として結晶シリコン系(単結晶、多結晶)太陽電池モジュール) 【表 3】

探査内容	磁界探査	電界探査
ストリング構成(モジュール配置)	○ (7.4.1 項参照)	○ (7.5.1 項参照)
モジュール間接続の断線、接触不良	×	○ (7.5.2 項参照)
バスバー断線	○ (7.4.2 項参照)	×
インターコネクタ断線	○ (7.4.3 項参照)	×
バイパスダイオード断線	○ (7.4.4 項参照)	×

モジュールが「直、並列接続」のストリング構成の場合

(主として化合物系(CIS、CIGS)太陽電池モジュール) 【表 4】

探査内容	磁界探査	電界探査
ストリング構成(モジュール配置)	△ ※1 (7.4.1 項参照)	○ (7.5.1 項参照)
モジュール間接続の断線、接触不良	×	○ ※2 (7.5.3 項参照)
バスバー断線	○ ※1 (7.4.2 項参照)	×
バイパスダイオード断線	○ ※1 (7.4.4 項参照)	×

※1 ストリング内の並列回路にブロッキングダイオードが設けられている場合(ダイオードは、集電ケーブル内に含まれている場合もあります)は、並列回路の中でもっとも Voc が高い回路のみが反応し、他の並列回路では未反応になります。探査する回路以外の全てのプラス出力コネクタを切離して探査してください。

※2 各並列回路のプラス出力コネクタを切離して探査してください。

7.4 磁界探査機能による探査方法

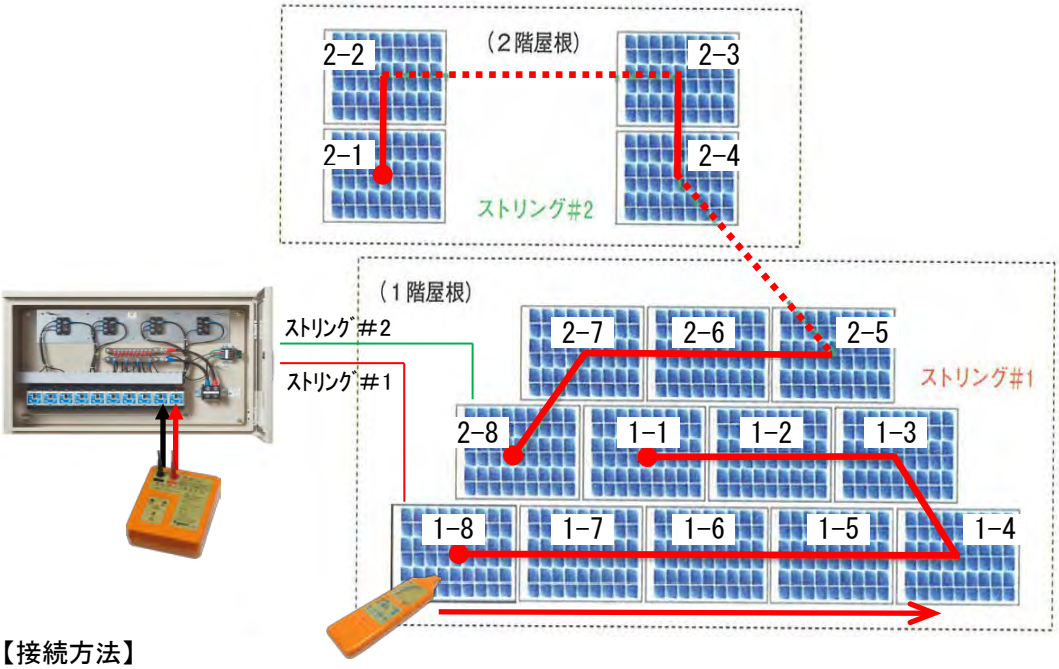
7.4.1 ストリングを構成するモジュールの配置確認（結晶シリコン系、化合物系モジュール）

複数のストリングがあり、どのモジュールがストリングを構成しているか分からない場合に、この機能を使ってストリングのモジュール構成を確認することができます。

※モジュール間の接続が断線している場合は、磁界でのストリング構成の確認はできません。7.5.2 項の「モジュール間接続の断線、接触不良箇所特定」(30 ページ)にて不具合箇所を特定し、修理後ストリング構成確認作業をしてください。

2 ストリング構成（一般家庭用）のモジュール配置探査例を下図に示します。

ご注意 モジュールが直、並列接続のストリングは、7.5 項の「電界探査機能による探査方法」(28 ﾍﾟｰｼﾞ)が簡単です。

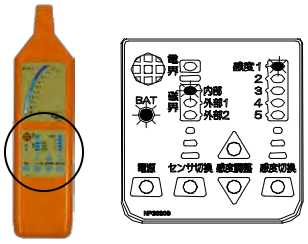


【接続方法】

1. 接続箱にある探査対象ストリングのブレーカを OFF にしてください。
2. 1 で選択したブレーカの一次側（モジュール側）の端子に付属のマグネットプローブを用いて送信器を接続します。（ブレーカと太陽電池モジュール間に端子台等がある場合は、端子台でも可）
3. 送信器の電源ボタンを押し（0.5 秒以上）送信器の電源を入れます。
   送信器の電源投入と同時に送信器は磁界信号を発生します。（信号表示 LED の磁界側の LED(青)が点滅を開始します）。

【探査方法】

1. 受信器の電源ボタンを押し（0.5 秒以上）受信器の電源を入れます。
2. 電源投入と同時に BAT、磁界内部、感度 1 の LED が点灯します。（図参照）
3. 感度切換スイッチを操作し、探査対象モジュールの種類にあわせて感度の設定をしてください。（表 5,6 参照）



電源投入時

4. 受信器先端をマグネットプローブに当て（赤、黒のどちらでも可）、探査信号が探査しようとしているラインに印加されているか確認してください。
5. 受信器先端をモジュール面のインターコネクタまたはバスバーに当てて信号の有無を確認してください。

※ロッドセンサでの探査は 7.7(3)項(37 ﾍﾟｰｼﾞ)を参照してください。

《結晶シリコン系インターコネクタ探査》

※インターコネクタがないバックコンタクトモジュールは、モジュール種別により反応位置が異なるため、セル面を移動して反応が高い位置を確認し、その位置で信号の有無を確認してください。

《化合物系バスバー探査》

※モジュール種別により反応位置が異なるため、端のバスバー上を移動して反応が高い位置を確認し、その位置で信号の有無を確認してください。

【判定方法】

信号を受信し判定用 LED が点滅（ブザーも断続して鳴ります）すれば対象モジュールです。判定用 LED が消灯状態であれば別ストリングのモジュールとなります。

ご注意

・ 探査時の感度については、モジュールの種類やストリング内の並列数等により変更する必要があります。『ストリング構成探査時』の目安を下表に示します。
また、必要に応じ「感度調整スイッチ」で感度調整を行ってください。

【モジュールタイプが結晶シリコン系（単結晶、多結晶）の場合】 【表 5】

インターコネクタ数	2 本	3 本	4 本	バックコンタクト
センサ切換スイッチ	受信器本体での探査：磁界（内部） ロッドセンサでの探査：磁界（外部 1）または磁界（外部 2）			
感度切換スイッチ	感度 2	感度 3	感度 4	感度 3

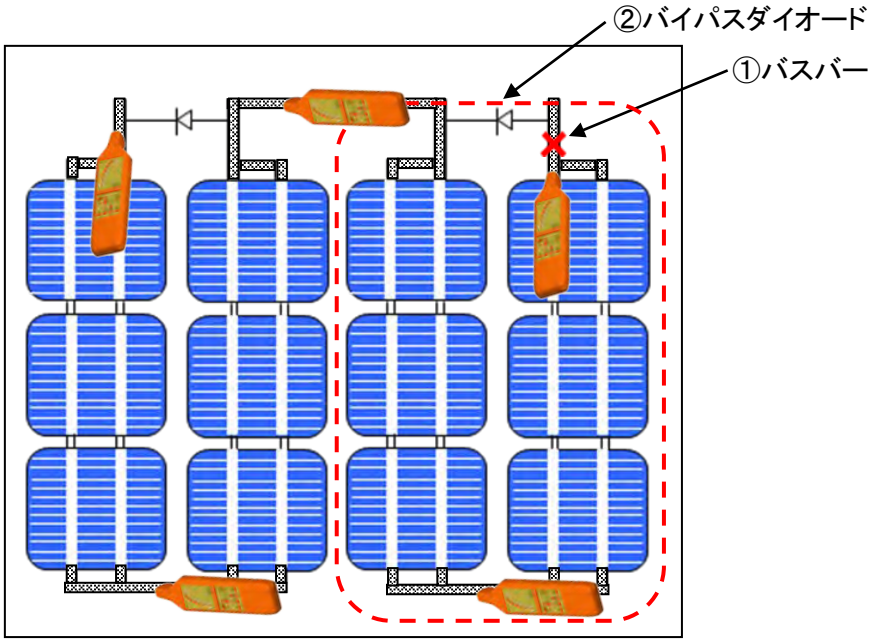
【モジュールタイプが化合物系（CIS、CIGS）の場合】 【表 6】

モジュール並列数	2	3	4～10	11～
センサ切換スイッチ	受信器本体での探査：磁界（内部） ロッドセンサでの探査：磁界（外部 1）または磁界（外部 2）			
感度切換スイッチ	感度 2	感度 3	感度 4	感度 5

7.4.2 バスバー断線箇所特定（結晶シリコン系、化合物系モジュール）

太陽電池モジュールにて発電された電力はモジュール内のバスバーを経由して接続箱およびパワーコンディショナーへと伝達されます。経由するバスバーが断線した場合、断線バスバーの含まれる部分（以下クラスタ）が発電不能となり発電量が低下します。

下図にバスバー故障時の例を示します。網かけ部がバスバーで、①が断線した場合②のバイパスダイオードが機能し、モジュールの右半面が発電不能となり出力が低下します。



で表示している部分がバスバーとなります

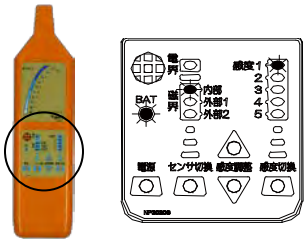
【接続方法】

1. 接続箱にある探査対象ストリングのブレーカを OFF にしてください。
2. 1 で選択したブレーカの一次側（モジュール側）の端子に付属のマグネットプローブを用いて送信器を接続します。（ブレーカと太陽電池モジュール間に端子台等がある場合は、端子台でも可）
3. 送信器の電源ボタンを押し（0.5 秒以上）送信器の電源を入れます。
   送信器の電源投入と同時に送信器は磁界信号を発生します。（信号表示 LED の磁界側の LED(青)が点滅を開始します）。

【探査方法】

1. 受信器の電源ボタンを押し（0.5 秒以上）受信器の電源を入れます。

2. 電源投入と同時に BAT、磁界内部、感度 1 の LED が点灯します。（図参照）
3. 感度切換スイッチを操作し、探査対象モジュールの種類にあわせて感度の設定をしてください。（表 7,8 参照）

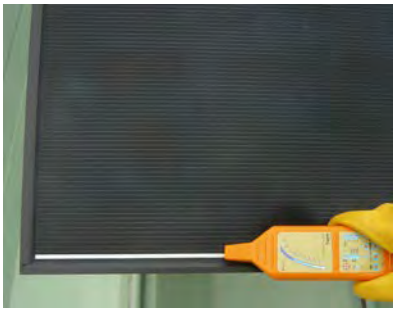


電源投入時

4. 受信器先端をマグネットプローブに当て（赤、黒のどちらでも可）、探査信号が探査しようとしているラインに印加されていることを確認してください。
5. 受信器先端をモジュール面のバスバーに当てて信号の有無を確認してください。
※ロッドセンサでの探査は 7.7(3)項(37 ﾍﾟｰｼﾞ)を参照してください。

《結晶シリコン系バスバー探査》

※バックコンタクトモジュールはバスバーが見えない場合もありますが、上記写真のようにモジュール端を移動し、反応がある位置で信号の有無を確認してください。



《化合物系バスバー探査》

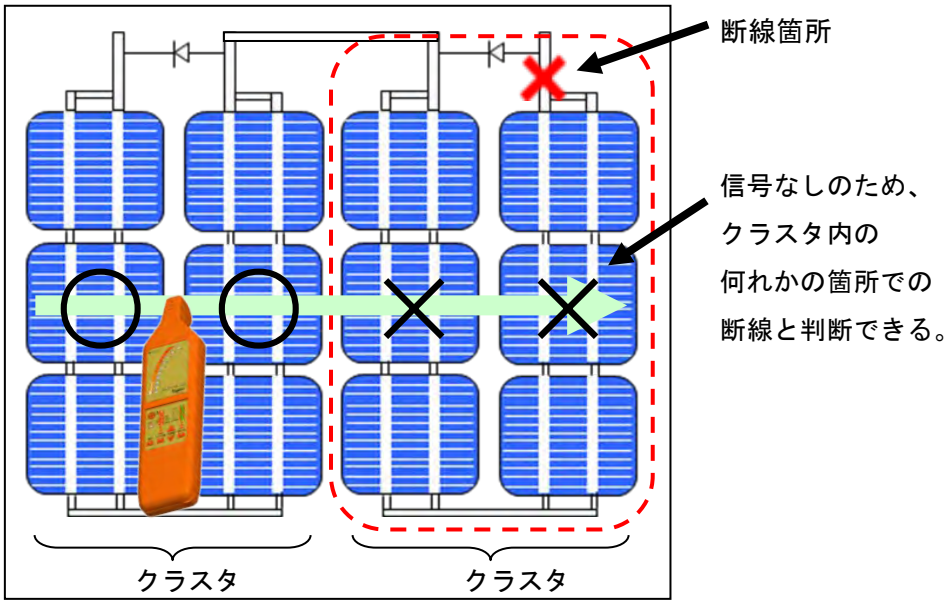
※モジュール種別により反応位置が異なるため、端のバスバー上を移動して反応が高い位置を確認し、その位置で信号の有無を確認してください。

【判定方法】

信号を受信し判定用 LED が点滅（ブザーも断続して鳴ります）すれば正常モジュールです。判定用 LED が消灯状態であれば異常モジュールとなります。

簡易測定（結晶シリコン系モジュールのみ）

結晶シリコン系モジュールの場合、簡易的な測定方法として、下図のように横方向に端まで探査し、受信器の信号あり／なしを確認するだけでも、クラスタ単位での故障特定が行えます。



ご注意

・探査時の感度についてはモジュールの種類やストリング内の並列数等により変更する必要があります。『バスバー断線箇所特定時』の目安を下表に示します。
また、必要に応じ「感度調整スイッチ」で感度調整を行ってください。

【モジュールタイプが結晶シリコン系（単結晶、多結晶）の場合】 【表 7】

インターコネクタ数	2 本	3 本	4 本	バックコンタクト
センサ切換スイッチ	受信器本体での探査：磁界（内部） ロッドセンサでの探査：磁界（外部 1）または磁界（外部 2）			
感度切換スイッチ	感度 1	感度 1	感度 1	感度 3

【モジュールタイプが化合物系（CIS、CIGS）の場合】 【表 8】

モジュール並列数	2	3	4～10	11～
センサ切換スイッチ	受信器本体での探査：磁界（内部） ロッドセンサでの探査：磁界（外部 1）または磁界（外部 2）			
感度切換スイッチ	感度 2	感度 3	感度 4	感度 5

※施工状態によっては、感度を上げ過ぎた場合、周辺モジュールやモジュール裏面の配線からの影響を受け、正常判断できない場合があります。

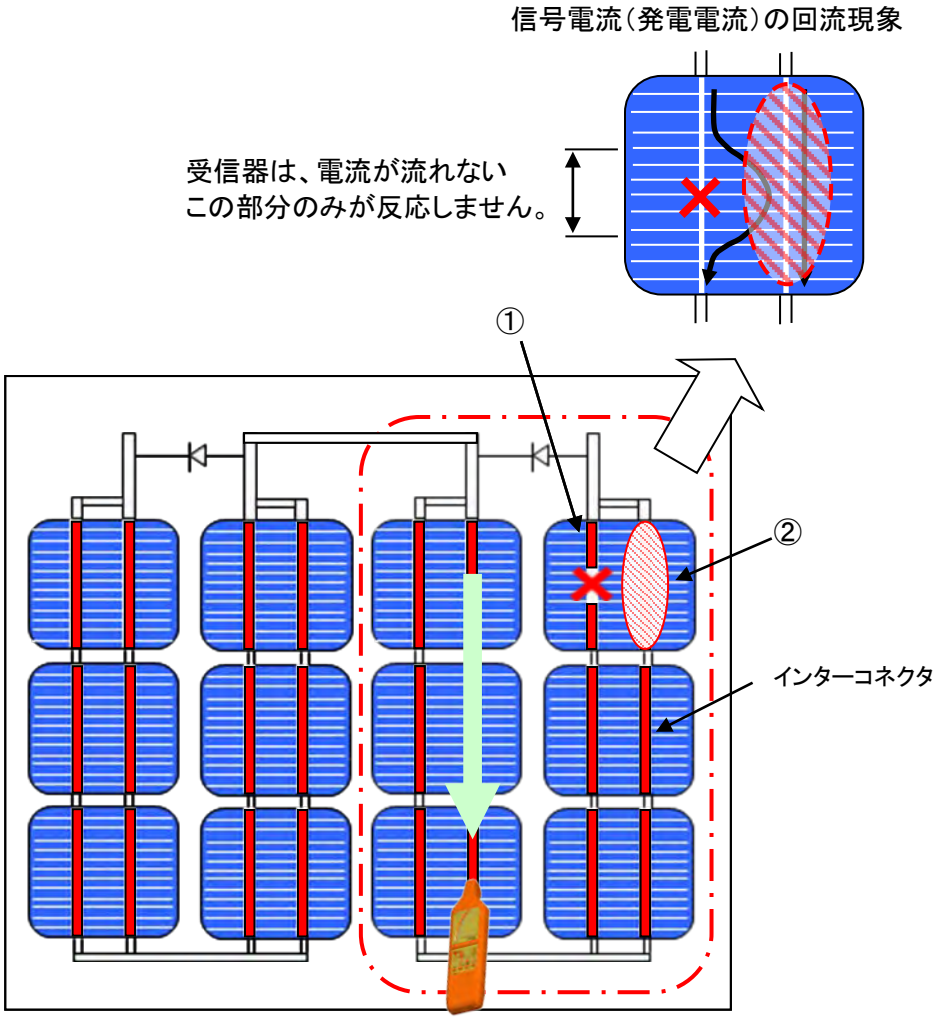
7.4.3 インターコネクタ断線箇所特定

（結晶シリコン系モジュール　※バックコンタクトモジュール除く）

太陽電池モジュール内のセル間をつなぐ複数本（2 本～4 本）配線をインターコネクタと呼びます。インターコネクタ断線が軽微（少なくとも 1 本は正常）な場合、必ずしもストリング出力が低下するわけではなく、断線していない側のインターコネクタに発電電流が集中し配線が発熱します（**ホットスポット現象**）。ホットスポット現象が発生するとモジュール劣化の原因となります。

下図にインターコネクタ故障の例を示します。①部が断線した場合、残された方のインターコネクタ②部に発電電流が集中して流れ（**回流現象**）発熱します。もし①が断線状態で②まで断線した場合、電流が流せなくなるため 7.4.2 のバスバー断線と同じ状態になります。
（下図の場合右半面が発電不能となります）

また、この場合のインターコネクタ断線を特定するためには、下図のようにインターコネクタを 1 本 1 本探査し、判定用 LED の点滅個数の変化を確認する必要があります。

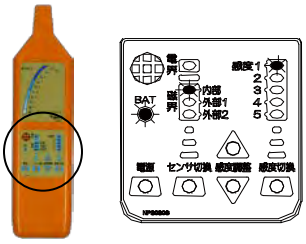


【接続方法】

1. 接続箱にある探査対象ストリングのブレーカを OFF にしてください。
2. 1 で選択したブレーカの一次側（モジュール側）の端子に付属のマグネットプローブを用いて送信器を接続します。（ブレーカと太陽電池モジュール間に端子台等がある場合は、端子台でも可）
3. 送信器の電源ボタンを押し（0.5 秒以上）送信器の電源を入れます。
   送信器の電源投入と同時に送信器は磁界信号を発生します。（信号表示 LED の磁界側の LED(青)が点滅を開始します）。

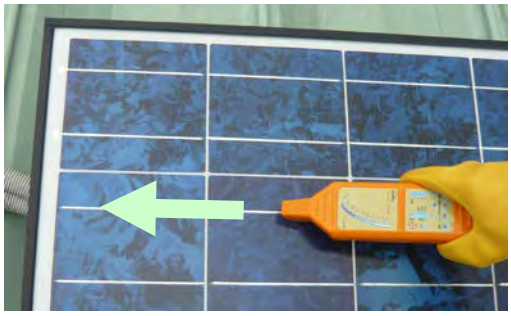
【探査方法】

1. 受信器の電源ボタンを押し（0.5 秒以上）受信器の電源を入れます。
2. 電源投入と同時に BAT、磁界内部、感度1の LED が点灯します。（図参照）
3. 感度切換スイッチを操作し、探査対象モジュールの種類にあわせて感度の設定をしてください。（表9参照）

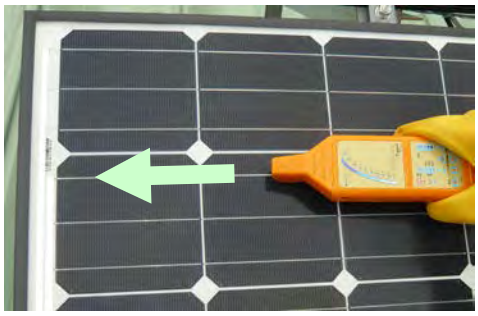


電源投入時

4. 受信器先端をマグネットプローブに当て（赤、黒のどちらでも可）、探査信号が探査しようとしているラインに印加されているか確認してください。
   確認ができたら、受信器先端をモジュール面のインターコネクタに沿って移動させ、判定用 LED の点滅数の変化を確認してください。
   ※ロッドセンサでの探査は 7.7(3)項(37 ページ)を参照してください。



《結晶シリコン系インターコネクタ探査》
インターコネクタ 2 本



《結晶シリコン系インターコネクタ探査》
インターコネクタ 3 本

【判定方法】

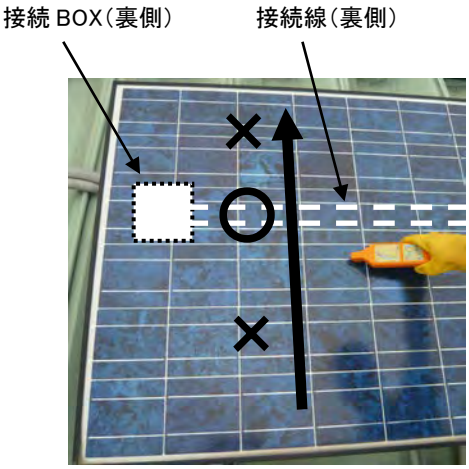
判定用 LED の点滅数が 0 もしくは減少する場所があれば断線の可能性があります。

ご注意

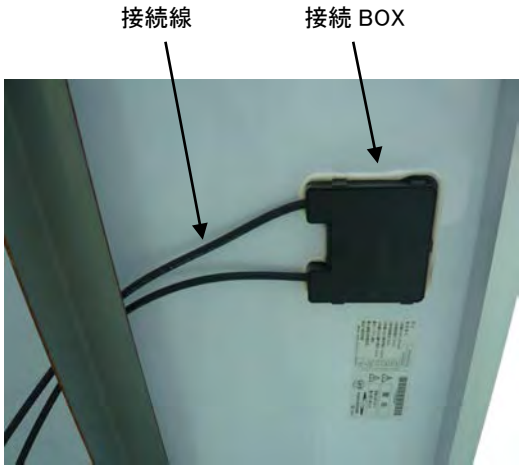
・モジュール裏側の接続 BOX 付近は信号が大きく出ることがあります。

・モジュールの内部配線やモジュール間の接続線が探査箇所に近い場合、感度設定によっては信号として読み取り、誤表示する場合があります。

・接地 BOX の位置はモジュールにより異なりますので、探査前に位置を確認してから探査を行ってください。



《モジュール表面での探査》



《モジュール裏側配線》

・探査時の感度についてはモジュールの種類やストリング内の並列数等により変更する必要があります。『インターコネクタ断線箇所特定時』の目安を下表に示します。

【モジュールタイプが結晶シリコン系（単結晶、多結晶の場合】　【表 9】

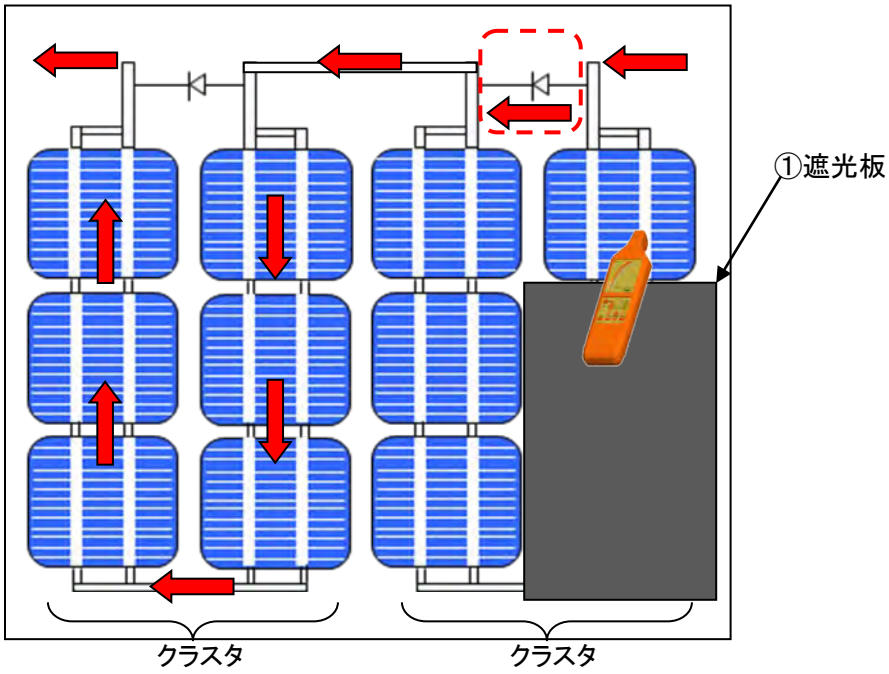
インターコネクタ数	2 本	3 本	4 本
センサ切換スイッチ	受信器本体での探査：磁界（内部） ロッドセンサでの探査：磁界（外部 1）または磁界（外部 2）		
感度切換スイッチ	感度 2	感度 3	感度 4

※インターコネクタ断線箇所特定の場合、LED 点灯数の変化を確認するため、感度を調整して探査を行った方が効率的です。感度調整スイッチにて判定用 LED が 5～7 個程度点灯する状態で探査することを推奨します。

7.4.4 バイパスダイオード断線モジュール特定 （結晶シリコン系、化合物系モジュール）

太陽電池モジュール面に陰等がかかった場合、そのセルの直列部分（クラスタ）は発電を行わないため全体的に出力が低下します。そのような状態を回避するためあらかじめダイオードが内蔵されているモジュールがあります。そのダイオードをバイパスダイオードと呼び、一般的な発電用モジュールのほとんどに内蔵されています。

下図に付属の遮光板（図中①）を使って模擬的に陰を作った場合の探査用信号電流の流れ（矢印）を示します。バイパスダイオードが破損していない場合、遮光されていない左側はすべてのセルが発電し電流が流れるのに対し、右の遮光した側はセルが発電しないため発電電流は流れず、直列接続された他のモジュールで発電した発電電流は点線で囲んだバイパスダイオードを通ります。バイパスダイオードが断線している場合は、この点線部に探査用信号電流が流れず、遮光状態のセルを探査用信号電流が流れるため、遮光板上で受信器が反応した場合は、バイパスダイオードが故障しているモジュールとなります。



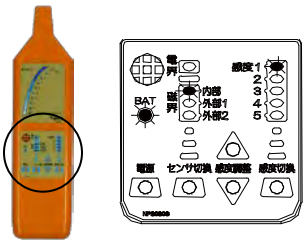
結晶シリコン系／化合物系では内部セル構造が異なります。化合物系では、モジュール全面を遮光しなければバイパスダイオードの故障探査が行えない場合があります。また、モジュールが直、並列接続のストリング構成の場合は、並列回路の接続点を切離してから探査を行ってください。（詳細は 26 ページの「ご注意」を参照してください。）

【接続方法】

1. 接続箱にある探査対象ストリングのブレーカを OFF にしてください。
2. 1 で選択したブレーカの一次側（モジュール側）の端子に付属のマグネットプローブを用いて送信器を接続します。（ブレーカと太陽電池モジュール間に端子台等がある場合は、端子台でも可）
3. 送信器の電源ボタンを押し（0.5 秒以上）送信器の電源を入れます。
   送信器の電源投入と同時に送信器は磁界信号を発生します。（信号表示 LED の磁界側の LED(青)が点滅を開始します）。

【探査方法】

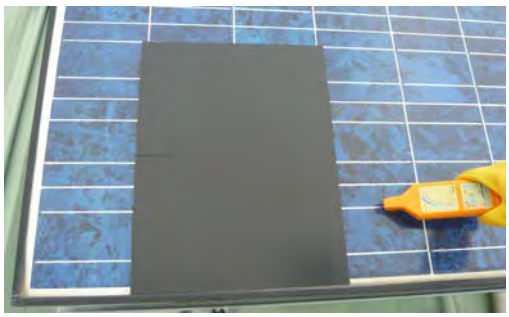
1. バイパスダイオードをチェックするモジュール面のセルを完全に覆うように、付属の遮光板を配置します。
2. 受信器の電源ボタンを押し（0.5 秒以上）受信器の電源を入れます。
3. 電源投入と同時に BAT、磁界内部、感度 1 の LED が点灯します。（図参照）
4. 感度切換スイッチを操作し、探査対象モジュールの種類にあわせて感度の設定をしてください。（表 10,11 参照）



電源投入時

5. 受信器先端をマグネットプローブに当て（赤、黒のどちらでも可）、探査信号が探査しようとしているラインに印加されているか確認してください。
   確認ができたら、受信器先端をモジュール面に遮光板を置いたクラスタ内のインターコネクタやバスバーに当てて信号の有無を確認してください。

※ロッドセンサでの探査は 7.7(3)項(37 ページ)を参照してください。

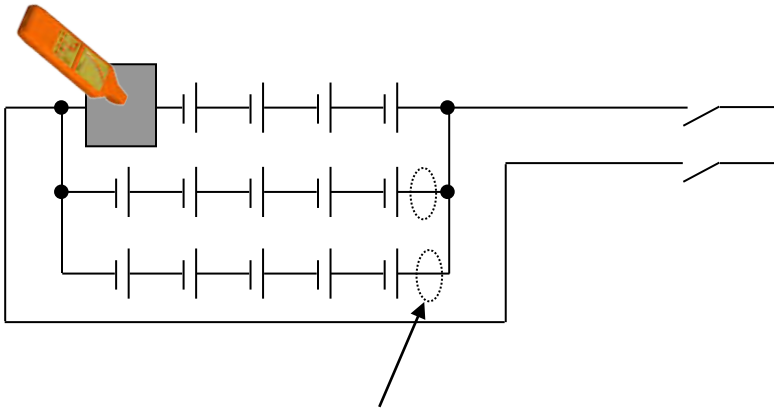


《結晶シリコン系バイパスダイオード断線探査》
インターコネクタでの探査

《結晶シリコン系バイパスダイオード断線探査》
バスバーでの探査

ご注意

- 遮光時は 2 セル以上を完全に遮光してください。セルの一部が遮光できていない場合は、バイパスダイオードが完全に動作状態にならず、正常な探査が行えない場合があります。
（化合物系の場合は、モジュール全面を遮光する必要があります。）
- 化合物系モジュールで、モジュールが直、並列接続のストリング構成の場合は、遮光時の信号の分流を防止するために、探査しない回路は全てプラス出力コネクタを切離してください。



探査しない回路の出力側コネクタを全て切離す

- モジュールと設置面に隙間がある場合、モジュール裏面には反射光が入り、セル面を遮光しても、正常な探査が行えない場合があります。この場合には、受信器の感度を下げ、LED 点滅数が 10 個を超えないように設定し、遮光前と遮光後の点滅数の変化を確認してください。（点滅数に変化がない場合は、バイパスダイオードが故障しています）

【判定方法】

信号が確認できた場合は、バイパスダイオードの故障です。（遮光した場合、正常であればバイパスダイオード経由で電流が流れますので、信号を受信せず判定用 LED は点灯しません。）

・ 探査時の感度についてはモジュールの種類やストリング内の並列数等により変更する必要があります。『バイパスダイオード断線モジュール特定時』の目安を下表に示します。

【モジュールタイプが結晶シリコン系（単結晶、多結晶）の場合】 【表 10】

インターコネクタ数	2 本	3 本	4 本	バックコンタクト
センサ切換スイッチ	受信器本体での探査：磁界（内部） ロッドセンサでの探査：磁界（外部 1）または磁界（外部 2）			
感度切換スイッチ	感度 2	感度 3	感度 4	感度 3

【モジュールタイプが化合物系（CIS、CIGS）の場合】 【表 11】

センサ切換スイッチ	受信器本体での探査：磁界（内部） ロッドセンサでの探査：磁界（外部 1）または磁界（外部 2）
感度切換スイッチ	感度 3

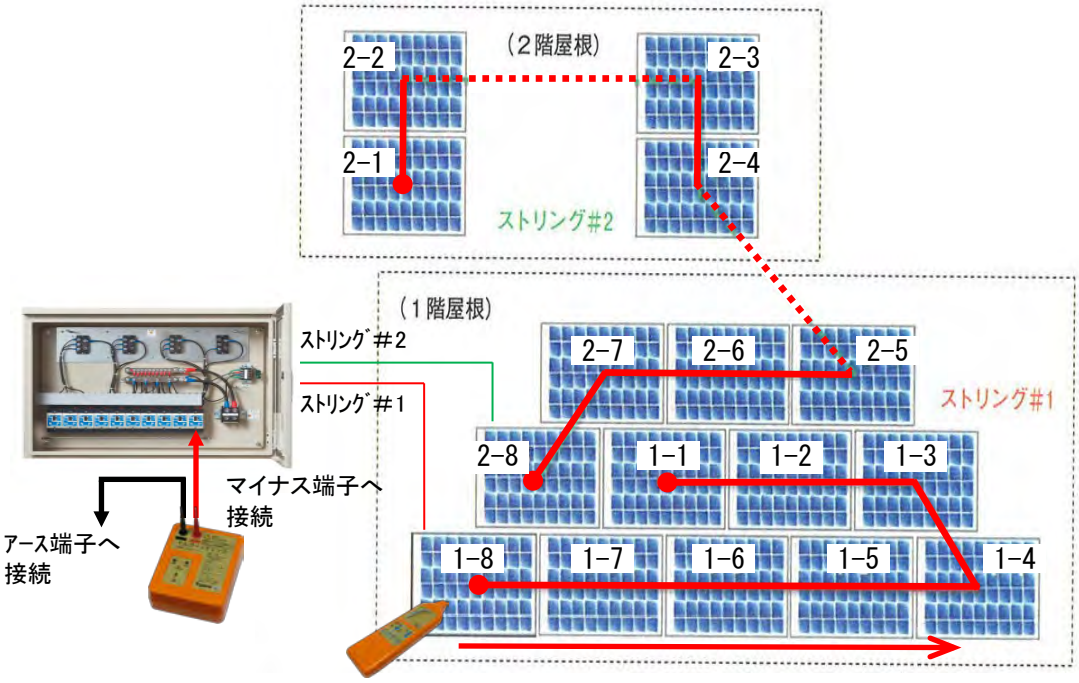
7.5 電界探査機能による探査方法

7.5.1 ストリングを構成するモジュールの配置確認 （結晶シリコン系、化合物系モジュール）

『7.4.1 磁界探査でのストリングを構成するモジュールの配置確認』と同様に、電界探査でもストリング構成の確認が行えます。

モジュール間接続が断線している場合等は、磁界探査でのストリング構成確認が行えませんので、電界探査にて行ってください。

※モジュール間の接続が断線している場合は、断線しているモジュールから先のモジュールでは反応しません。ストリング構成の確認をされる場合は注意が必要です。



【接続方法】

1. 接続箱にある探査対象ストリングのブレーカを OFF にしてください。
2. 送信器を接続します。1 で選択したブレーカの一次側（モジュール側）のマイナス端子に赤のマグネットプローブを接続し、黒のマグネットプローブをアース端子へ接続してください。
3. 送信器電源ボタンを押し（0.5 秒以上）送信器の電源を入れます。
4. 送信器の電源投入と同時に送信器は磁界信号を発生しますので、信号切換ボタンを押し電界モードに切換えます。（信号表示 LED の電界側の LED(緑)が点滅を開始します）

【探査方法】

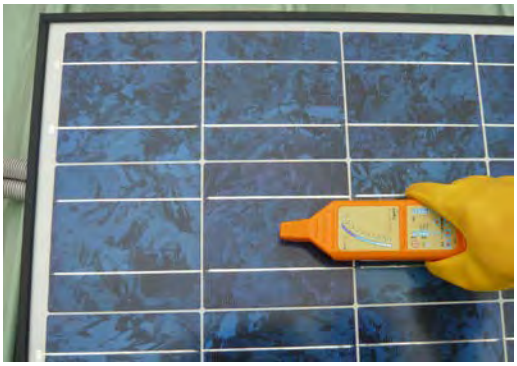
1. 受信器の電源ボタンを押し（0.5 秒以上）受信器の電源を入れます。
2. 電源投入と同時に BAT、磁界内部、感度 1 の LED が点灯します。（図参照）

電源投入時

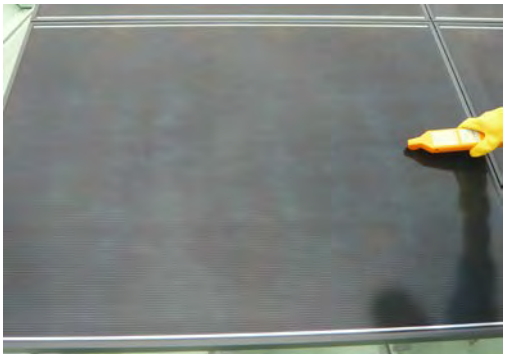
3. 受信器のセンサ切換スイッチにて『電界』に設定、また感度切換スイッチにて『感度 5』に設定してください。
4. 赤色のマグネットプローブを取付けたブレーカ 1 次側で、そこに接続されているモジュールからの電線に受信器先端を当て、探査信号が探査しようとしているラインに印加されているか確認してください。(黒のマグネットプローブは反応しません)
   確認ができたら、受信器先端をモジュール面に当てて信号の有無を確認してください。

【判定方法】

1. 信号を受信し判定用 LED が点滅(ブザーも断続して鳴ります)すれば対象モジュールです。判定用 LED が消灯状態であれば別ストリングのモジュールとなります。



《結晶シリコン系モジュール表面探査》



《化合物系モジュール表面探査》

ご注意

・受信器は必ず手に持ってご使用ください。受信感度が弱くなることがあります。
・電界探査時の感度については、条件を問わず『感度 5』に設定してください。

【全てのモジュールタイプ】 【表 12】

センサ切換スイッチ	受信器本体での探査:電界
感度切換スイッチ	感度 5

※ロッドセンサでは電界探査は行えません。

※高感度の「感度 5」で探査を行うため、モジュールの種類や接続状態により、受信レベル(LED 点滅数)が変化します。従って、点滅数が 10 個を超えないように(5～10 個程度になるように)受信器をモジュール面から離し、その距離を維持しながら各モジュールを探査してください。

7.5.2 モジュール間接続の断線、接触不良箇所特定

（モジュール接続が「全て直列接続」のストリング構成の場合）

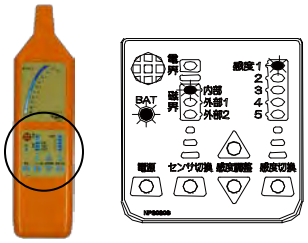
シリコン系モジュール（直列接続）にてモジュール間断線が発生すると、ストリング電圧が 0V となり 1 ストリングの発電が止まります。発電総量に大きく影響するため早急な復旧が必要です。

【接続方法】

1. 接続箱にある探査対象ストリングのブレーカを OFF にしてください。
2. 送信器を接続します。1 で選択したブレーカの一次側（モジュール側）のマイナス端子に赤のマグネットプローブを接続し、黒のマグネットプローブをアース端子へ接続してください。
3. 送信器電源ボタンを押し（0.5 秒以上）送信器の電源を入れます。
4. 送信器の電源投入と同時に送信器は磁界信号を発生しますので、信号切換ボタンを押し電界モードに切換えます。（信号表示 LED の電界側の LED(緑)が点滅を開始します）

【探査方法】

1. 受信器の電源ボタンを押し（0.5 秒以上）受信器の電源を入れます。
2. 電源投入と同時に BAT、磁界内部、感度 1 の LED が点灯します。（図参照）

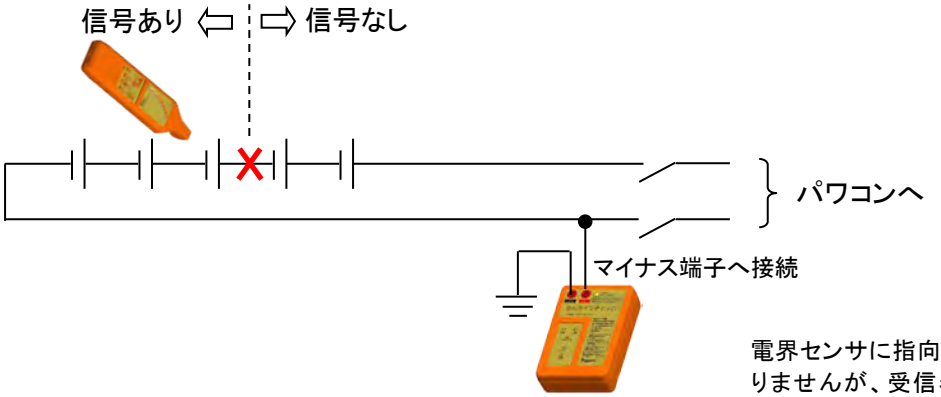


電源投入時

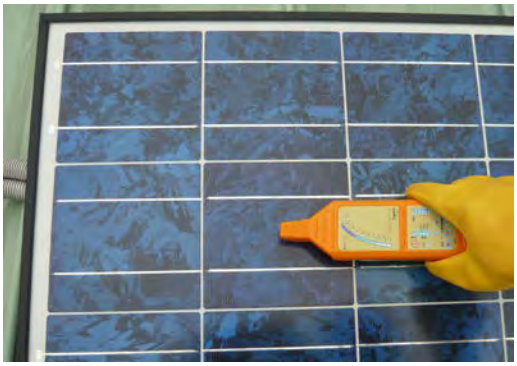
3. 受信器のセンサ切換スイッチにて『電界』に設定、また感度切換スイッチにて『感度 5』に設定してください。
4. 赤色のマグネットプローブを取付けたブレーカ 1 次側で、そこに接続されているモジュールからの電線に受信器先端を当て、探査信号が探査しようとしているラインに印加されているか確認してください。（黒のマグネットプローブは反応しません）
   確認ができたら、受信器先端をモジュール表面やモジュール間配線に当てて信号の有無を確認します。（赤のマグネットプローブを接続したパネル側から探査を開始してください。）

【判定方法】

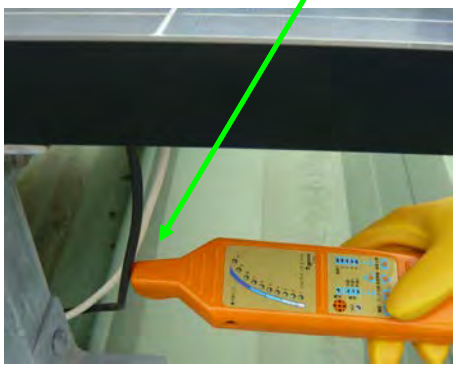
信号を受信し判定用 LED が点滅(ブザーも断続して鳴ります)すれば接続に問題ありません。
判定用 LED が消灯状態であれば、その前のモジュールとの間で断線の可能性があります。



電界センサに指向性はありませんが、受信器先端部を電線に密着して探査してください。



《モジュール表面探査》



《接続ケーブル探査》

ご注意

・受信器は必ず手に持ってご使用ください。受信感度が弱くなることがあります。
・電界探査時の感度については、条件を問わず『感度 5』に設定してください。

【表 13】

センサ切換スイッチ	受信器本体での探査:電界
感度切換スイッチ	感度 5

※ロッドセンサでは電界探査は行えません。

※高感度の「感度 5」で探査を行うため、モジュール面と配線では、受信レベル(LED 点滅数)が変化します。従って、点滅数が 10 個を超えないように(5～10 個程度になるように)受信器をモジュール面または電線から離し、その距離を維持しながら各部を探査してください。

7.5.3 モジュール間接続の断線、接触不良箇所特定

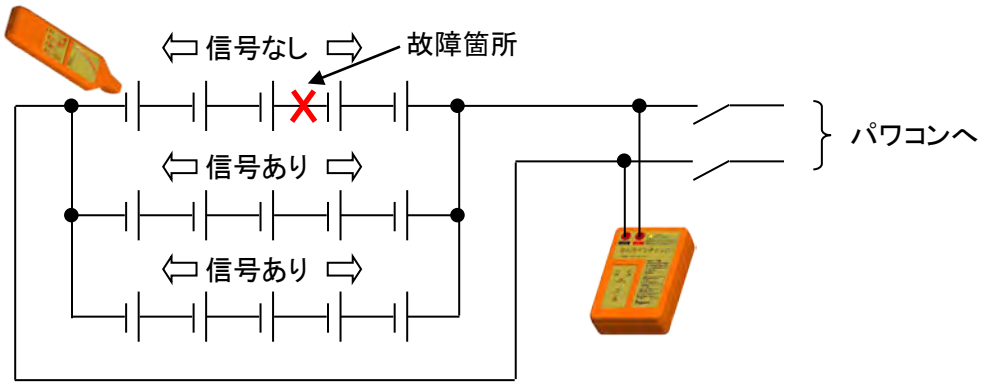
（モジュール接続が「直、並列接続」のストリング構成の場合）

(1)探査概要

化合物系モジュールのストリングは、一般的に直・並列接続回路で構成されています。従って、各並列回路に探査電界が回り込むのを防止するために、並列回路のプラス側コネクタを切離して探査を行う必要があります。手順としては、『磁界探査』と『電界探査』を組合せて探査する方法と35ﾍﾟｰｼﾞの「ご参考」に記載しています『電界探査』のみで探査する方法があります。

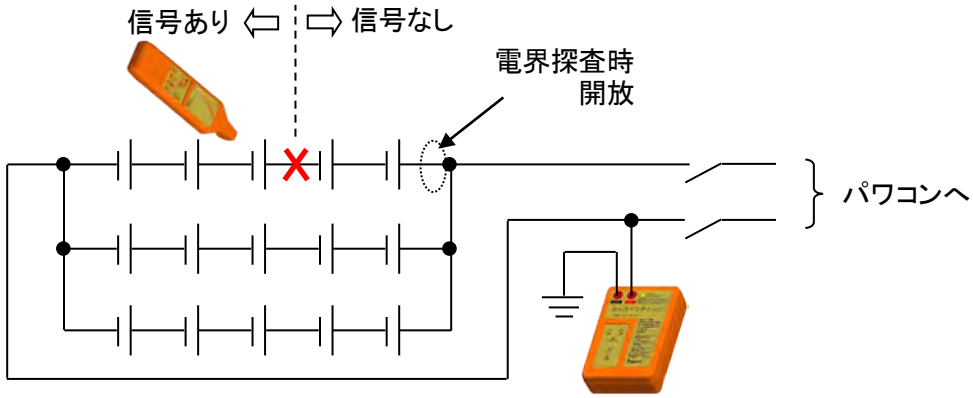
【磁界探査→電界探査方法】

①『磁界探査』にて、どの並列部が断線しているか確認します。



②『電界探査』にて、どのモジュール間が断線しているか確認します。

ただし、信号の回り込みを無くすため、探査する回路のプラス側出力コネクタを切離す必要があります。



(2)探査詳細

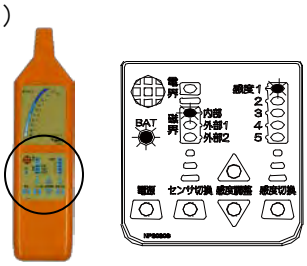
①断線並列回路特定探査(磁界探査)

【接続方法】

1. 接続箱にある探査対象ストリングのブレーカを OFF にしてください。
2. 1 で選択したブレーカの一次側(モジュール側)の端子に付属のマグネットプローブを用いて送信器を接続します。(ブレーカと太陽電池モジュール間に端子台等がある場合は、端子台でも可)
3. 送信器の電源ボタンを押し(0.5 秒以上)送信器の電源を入れます。
   送信器の電源投入と同時に送信器は磁界信号を発生します。(信号表示 LED の磁界側の LED(青)が点滅を開始します)。

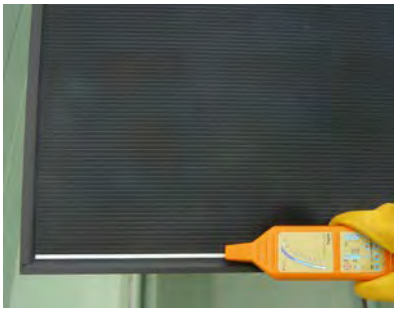
【探査方法】

1. 受信器の電源ボタンを押し(0.5 秒以上)受信器の電源を入れます。
2. 電源投入と同時に BAT、磁界内部、感度 1 の LED が点灯します。(図参照)
3. 感度切換スイッチを操作し、探査対象モジュールの種類にあわせて感度の設定をしてください。(表 14 参照)



電源投入時

4. 受信器先端をマグネットプローブに当て(赤、黒のどちらでも可)、探査信号が探査しようとしているラインに印加されているか確認してください。
5. 確認ができたら、受信器先端をモジュール面のバスバーに当てて、信号の有無を確認してください。



《化合物系バスバー探査》

※モジュール種別により反応位置が異なるため、端のバスバー上を移動して反応が高い位置を確認し、その位置で信号の有無を確認してください。

【判定方法】

信号を受信し判定用 LED が点滅(ブザーも断続して鳴ります)すれば接続に問題ありません。判定用 LED が消灯状態であれば、そのモジュールが含まれる回路にて断線の可能性があります。

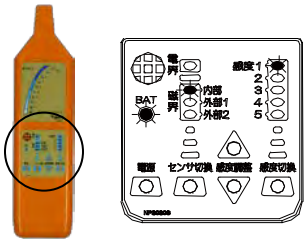
②断線箇所特定探査（電界探査）

【接続方法】

1. 接続箱にある探査対象ストリングのブレーカを OFF にしてください。
2. 送信器を接続します。1 で選択したブレーカの一次側（モジュール側）のマイナス端子に赤のマグネットプローブを接続し、黒のマグネットプローブをアース端子へ接続してください。
3. 送信器電源ボタンを押し（0.5 秒以上）送信器の電源を入れます。
4. 送信器の電源投入と同時に送信器は磁界信号を発生しますので、信号切換ボタンを押し電界モードに切換えます。（信号表示 LED の電界側の LED(緑)が点滅を開始します）

【探査方法】

1. ①断線並列回路特定探査（磁界探査）にて判定用 LED が点滅しなかった並列回路のプラス側出力コネクタを切離します。
2. 受信器の電源ボタンを押し（0.5 秒以上）受信器の電源を入れます。
3. 電源投入と同時に BAT、磁界内部、感度 1 の LED が点灯します。（図参照）



電源投入時

4. 受信器のセンサ切換スイッチにて『電界』に設定、また感度切換スイッチにて『感度 5』に設定してください。
5. 赤色のマグネットプローブを取付けたブレーカ 1 次側で、そこに接続されているモジュールからの電線に受信器先端を当て、探査信号が探査しようとしているラインに印加されているか確認してください。（黒のマグネットプローブは反応しません）
   確認ができたら、受信器先端をモジュール表面やモジュール間配線に当てて信号の有無を確認します。（赤マグネットプローブを接続したパネル側から探査を開始してください。）

《化合物系モジュール表面探査》

《モジュール間配線探査》

【判定方法】

信号を受信し判定用 LED が点滅（ブザーも断続して鳴ります）すれば接続に問題ありません。判定用 LED が消灯状態であれば、その前のモジュールとの間で断線の可能性があります。

ご注意

・探査時の感度はモジュールの種類やストリング内の並列数等により変更する必要があります。『モジュール間接続の断線、接触不良箇所特定時』の目安を下表に示します。

①断線並列回路特定探査(磁界探査)　【表 14】

モジュール並列数	2	3	4～10	11～
センサ切換スイッチ	受信器本体での探査:磁界(内部)			
感度切換スイッチ	感度 2	感度 3	感度 4	感度 5

②断線箇所特定探査(電界探査)　【表 15】

センサ切換スイッチ	受信器本体での探査:電界
感度切換スイッチ	感度 5

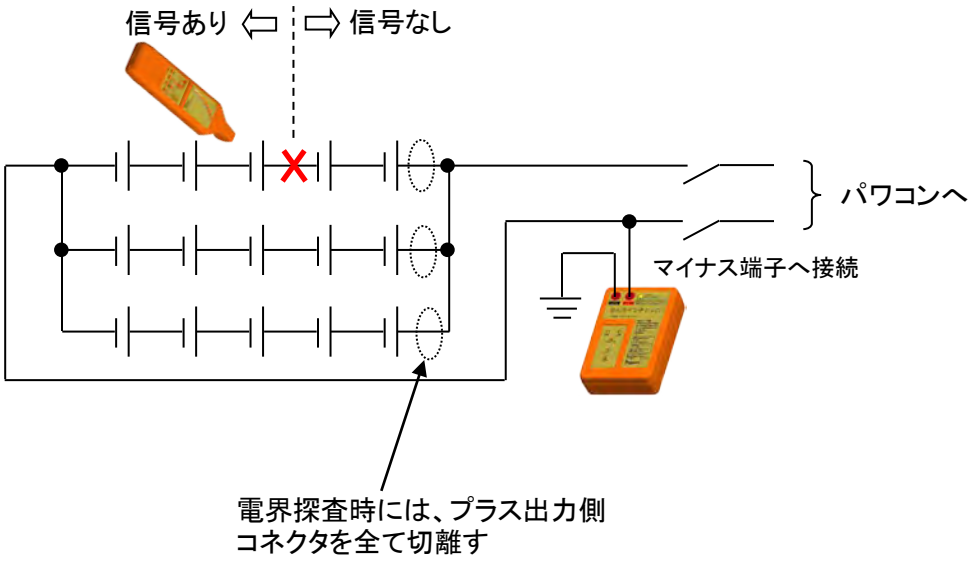
※ロッドセンサでは電界探査は行えません。

※高感度の「感度 5」で探査を行うため、モジュール面と配線では、受信レベル(LED 点滅数)が変化します。従って、点滅数が 10 個を超えないように(5～10 個程度になるように)受信器をモジュール面または電線から離し、その距離を維持しながら各部を探査してください。

ご参考

並列接続回路のプラス側出力コネクタを全て切離せば、電界探査のみで行うこともできます。

【電界のみでの探査方法】



7.6 故障探査時の感度切換設定一覧

磁界探査時の感度設定

【モジュール接続が「全て直列接続」のストリング構成の場合】

（主として結晶シリコン系（単結晶、多結晶）太陽電池モジュール） 【表 16】

インターコネクタ数	2 本	3 本	4 本	バックコンタクト
ストリング構成探査時	感度 2	感度 3	感度 4	感度 3
モジュール間接続の断線、接触不良探査時	—	—	—	—
バスバー断線探査時	感度 1	感度 1	感度 1	感度 3
インターコネクタ断線探査時	感度 2	感度 3	感度 4	—
バイパスダイオード断線探査時（インターコネクタ部探査）	感度 2	感度 3	感度 4	感度 3

【モジュール接続が「直、並列接続」のストリング構成の場合】

（主として化合物系（CIS、CIGS）太陽電池モジュール） 【表 17】

モジュール並列数	2	3	4～10	11～
ストリング構成探査時	感度 2	感度 3	感度 4	感度 5
バスバー断線探査時	感度 2	感度 3	感度 4	感度 5
バイパスダイオード断線探査時（バスバー部探査）	感度 2	感度 3	感度 4	感度 5

※上記感度はあくまで目安であり、モジュール構成や劣化度合いによっては感度を調整して探査をする必要があります。（判定用 LED が 5～9 個点灯での探査が最適です。）

※施工状態によっては、感度を上げ過ぎた場合、周辺モジュールやモジュール裏面の配線からの影響を受け、正常判断できない場合があります。

電界探査時の感度設定

【全てのモジュールタイプ】 【表 18】

ストリング構成探査時	感度 5
モジュール間接続の断線、接触不良	感度 5

7.7 その他機能

(1)オートパワーオフ機能

受信器：信号未入力状態、かつボタン無操作が 10 分間継続した場合、オートパワーオフ機能が働き電源 OFF します。

送信器：電界モード状態では、ボタン無操作が 2 時間継続した場合、オートパワーオフ機能が働き電源 OFF します。
磁界モード状態では、入力電圧が 10V 以下、かつボタン無操作が 10 分間継続した場合、オートパワーオフ機能が働き電源 OFF します。

(2)マナーモード（消音）機能

探査場所が住宅地等でブザー鳴動音が問題となる場合、鳴動音を止めることができます。

停止方法：受信器の電源投入を行う際【センサ切換スイッチ】と【感度切換スイッチ】を押した状態で電源を投入します。

復帰方法：電源ボタンのみ押して、再起動してください。

(3)ロッドセンサ（オプション品）

手が届かず受信器では直接探査できないようなモジュールを探査する時に使用する延長棒です。アルミニウム製で軽量、工具無しで延長収縮が可能。受信器の取付け取外しも工具無しで可能です。

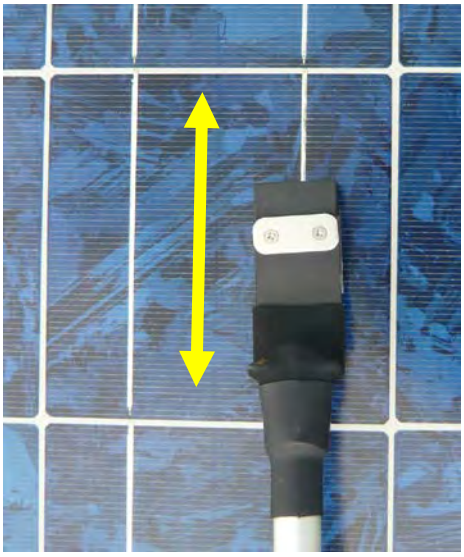
ロッドセンサを使用する場合、受信器のセンサ切換は『磁界　外部 1（縦方向に移動）』もしくは『磁界　外部 2（横方向に移動）』に切換えてご使用ください。

その他、送信器の接続方法、および受信器の感度設定等は、受信器のみで行う場合と同じ設定で探査可能です。

⚠ 注意

ロッドセンサ先端のセンサ部分とセルラインチェッカを結ぶ LAN ケーブルで、付属品（自動巻取り LAN ケーブル 2M)以外の物を使用されて探査を行う際、LAN ケーブルが垂れてモジュール等に接触しないようご注意ください。
ケーブルによっては受信器の反応が悪くなることがあります。

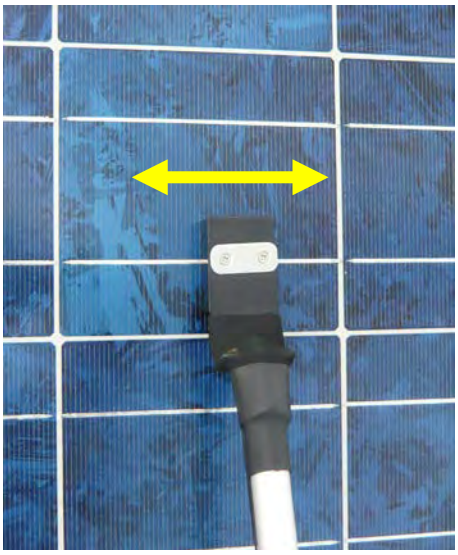
《ロッドセンサ探査》



《縦方向移動》
受信器センサ切換：磁界（外部 1）

注：センサボックス縦軸の中心に縦方向センサを実装しています。
探査する場合は、センサボックス中心をインターコネクタに合わせ、移動させてください。

※インターコネクタがないバックコンタクトモジュールは、モジュール種別により反応位置が異なるため、セル面を移動して反応が高い位置を確認し、その位置で信号の有無を確認してください。



《横方向移動》
受信器センサ切換：磁界（外部 2）

注：センサボックスの金具部付近に横方向センサを実装しています。
探査する場合は、金具付近をインターコネクタに合わせ、移動させてください。

※化合物系のバスバー探査の場合、モジュール種別により反応位置が異なるため、端のバスバー上を移動して反応が高い位置を確認し、その位置で信号の有無を確認してください。

《受信器取付（取付部）》

《受信器取付（裏面）》

ローレットビスにて固定し、外部センサケーブルを接続してください。

8. 故障かな？と思ったら

修理を依頼する前に、もう一度以下の表をご確認ください。
それでも改善しない場合は弊社オフィス、またはお客様サービスセンターへお問合せください。
なお、弊社ホームページからもお問合せできます。（裏表紙参照）

	現　象	確　認　項　目	参照ページ
	電源が入らない	・電池の＋，－は間違えていませんか。 （電池は正常に装着されていますか） ・電源ボタンを（0.5 秒以上）押されましたか。 ・電池の残量に問題ないですか。	－ P12 (1) P12 (5)
磁界モード	受信器に反応がない	・ブレーカの一次側（モジュール側）端子にマグネットプローブ（赤・黒）が接続されていますか。 ・送信器にマグネットプローブが挿入されていますか。 ・受信器・送信器のモード切替が『磁界モード』になっていますか。 ・受信器の探査向きはあっていますか。 ・受信器の感度は適切ですか。	磁界探査各ページ P13 P36
電界モード	受信器に反応がない	・ブレーカの一次側（モジュール側）のマイナス端子にマグネットプローブ（赤）、アース端子にマグネットプローブ(黒)が接続されていますか。 ・送信器にマグネットプローブが挿入されていますか。 ・受信器・送信器のモード切替が『電界モード』にになっていますか。 ・受信器の感度は 5 ですか。	電界探査各ページ P36
ロッドセンサ（オプション品）	受信器に反応がない	・ブレーカの一次側（モジュール側）端子にマグネットプローブ（赤・黒）が接続されていますか。 ・送信器にマグネットプローブが挿入されていますか。 ・受信器のセンサ切替は『磁界　外部 1』もしくは『磁界　外部 2』になっていますか。 ・受信器の感度設定は適切ですか。	P36,38

9. 保証期間

納入後 1 年間といたします。

10. 保証範囲

保証期間内に正常な使用状態で、当該製品に原材料および製造上の不具合が発生した場合には、無償で修理いたします。

但し、次に該当する場合は無償修理保証の対象から除外させていただきます。

①ご使用者側における不注意および天災地変により不具合が生じた場合

②当社または当社が委嘱したもの以外の改造および修理に起因する故障が生じた場合

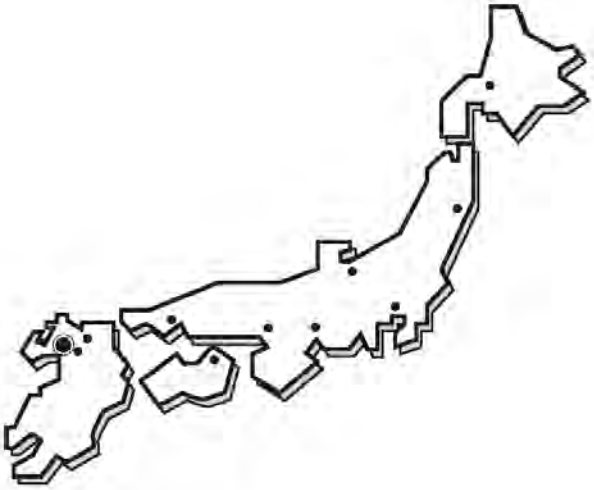
なお、ここでいう保証とは、納入製品自体の保証を意味するもので、納入品の故障によって誘発される二次的な損害等の補償についてはご容赦いただきます。

MEMO

MEMO

株式会社 戸上電機製作所

本社・工場		〒840-0802	佐賀市大財北町１－１		TEL 0952(24)4111 FAX 0952-26-4594
名古屋工場		〒456-0033	名古屋市熱田区花表町２１－２		TEL 052(871)5121 FAX 052-889-1061
オフィス	北海道	〒060-0051	札幌市中央区南一条東１－３	パークイースト札幌	TEL 011(261)1528 FAX 011-271-3804
	東北	〒983-0852	仙台市宮城野区榴岡三丁目７－３５	損保ジャパン仙台ビル	TEL 022(295)5571 FAX 022-295-5573
	東京	〒153-0042	東京都目黒区青葉台四丁目１－１３	戸上ビル	TEL 03(3465)0711 FAX 03-5738-3622
	北陸	〒930-0848	富山市久方町８－４３	久方ビル	TEL 076(431)8371 FAX 076-441-8086
	中部	〒456-0033	名古屋市熱田区花表町２１－２		TEL 052(871)6471 FAX 052-889-1061
	関西	〒564-0053	大阪府吹田市江の木町１２－５	大阪戸上ビル	TEL 06(6386)8961 FAX 06-6338-1375
					TEL 06(6380)2288 FAX 06-6330-8492
	中国	〒733-0037	広島市西区西観音町１－２１	西原ビル	TEL 082(234)0731 FAX 082-234-0781
	四国	〒760-0023	高松市寿町二丁目１－１	高松第一生命ビル新館	TEL 087(851)3761 FAX 087-822-7396
	九州	〒810-0001	福岡市中央区天神四丁目３－３０	天神ビル新館	TEL 092(721)3451 FAX 092-741-2277
	佐賀	〒840-0802	佐賀市大財北町１－１		TEL 0952(25)4150 FAX 0952-26-8220
販売会社 東京戸上電機販売㈱		〒153-0042	東京都目黒区青葉台四丁目１－１３	戸上ビル	TEL 03(3465)3111 FAX 03-3465-3727



■保証期間
貴社のご指定場所に納入後１年間と致します。

■保証範囲
保証期間中に当社の責任により故障を生じた時は、その機器の故障部分の交換または修理に限って応じさせていただきます。
なお、保証とは納入品単体の保証を意味するもので、納入品の故障により誘発される二次的な損害の保証はご容赦ください。

お断わり：仕様・寸法等予告なく変更することがありますのでご了承ください。

不明な点・お気づきの点などございましたら
お客様サービスセンター（本社：佐賀）
0120-25-7867
ナヤムナ（悩むな）

〔受付時間／営業日の8:30～17:00〕

1.2.2　トレーニングテキスト(現地・遠隔)

Homer Software

November, 2018

What is HOMER

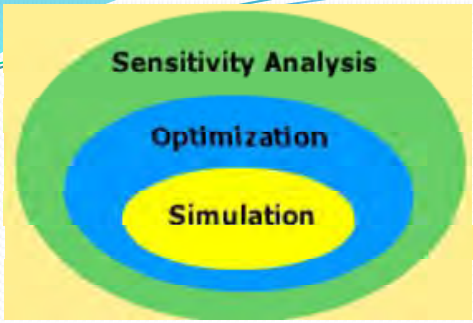
HOMER (Hybrid Optimization of Multiple Electric Renewables).

HOMER simplifies the task of designing of distributed generation (DG) systems - both on and off-grid for a variety of applications.

In configuration of the system helps in

- What components does it make sense to include in the system design
- How many and what size of each component should you use.

HOMER's optimization and sensitivity analysis algorithms make it easier to evaluate the many possible system configurations



Core capabilities
Simulation, Optimization, Sensitivity Analysis

Simulation: At its core, HOMER is a simulation model. It will attempt to simulate a viable system for all possible combinations of the equipment that you wish to consider. Depending on how you set up your problem, HOMER may simulate hundreds or even thousands of systems.

Optimization: The optimization step follows all simulations. The simulated systems are sorted and filtered according to criteria that you define, so that you can see the best possible fits. Although HOMER fundamentally is an economic optimization model, you may also choose to minimize fuel usage.

Sensitivity analysis: This is an optional step that allows you to model the impact of variables that are beyond your control, such as wind speed, fuel costs, etc, and see how the optimal system changes with these variations

HOMER® Pro can help you design the best micropower system to suit your needs.

HOMER Pro lets you:

Evaluate off-grid or grid-connected power system designs

Choose the best system based on cost, technical requirements, or environmental considerations

Simulate many design configurations under market price uncertainty and evaluate risk

Choose the best addition or retrofit for an existing system

The HOMER Support Site has many resources to help you wit

.**Create a system** with a load, generator, wind turbine, batteries, and a system converter.

.**Perform an economic optimization** to find the best combination of battery bank, converter, generator, and wind turbine quantities and capacities.

.**Perform a sensitivity analysis** to investigate how results are affected by fuel price, wind speed, and load size.

.Explore the effect of **interest rate** on the optimal system type.

STEPS IN THE USE OF HOMER SOFTWARE

Step 1: Create a new HOMER file

- title, author, and notes (project description) if desired.
- Project Location
- Resources(1)
- Sensitive analysis values input

Step 2: Load profile

- Create a synthetic load from a profile
- Import a load from a time series file

Step 3: System Design

- Component settings (Generators, PV, Wind Turbine, battery, Flywheel, Converter

Step 4: Resources

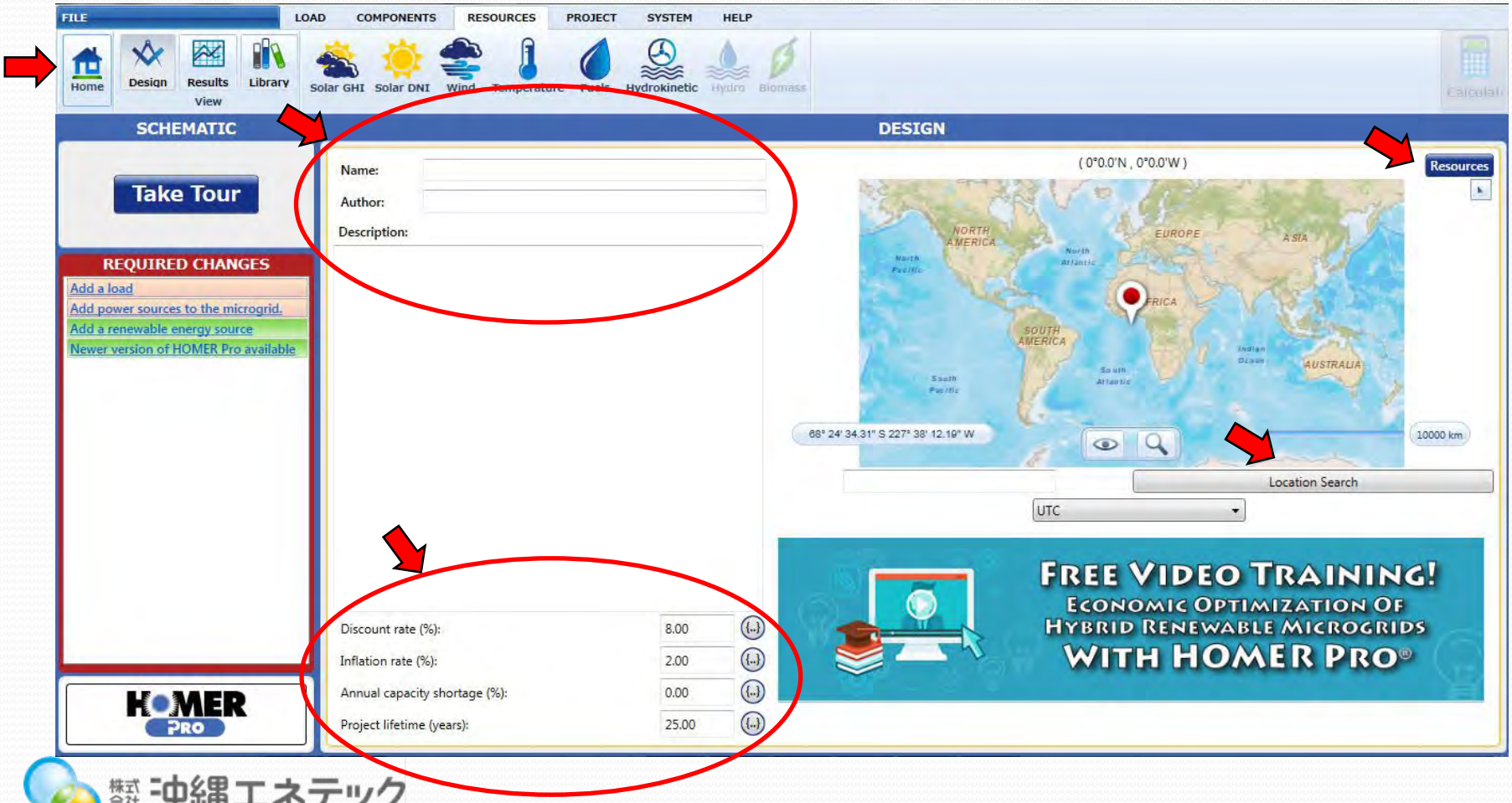
- Input data of Solar, Wind, Temperature, Fuels, Hydrokinetic

Step 5: Calculation & Analysis

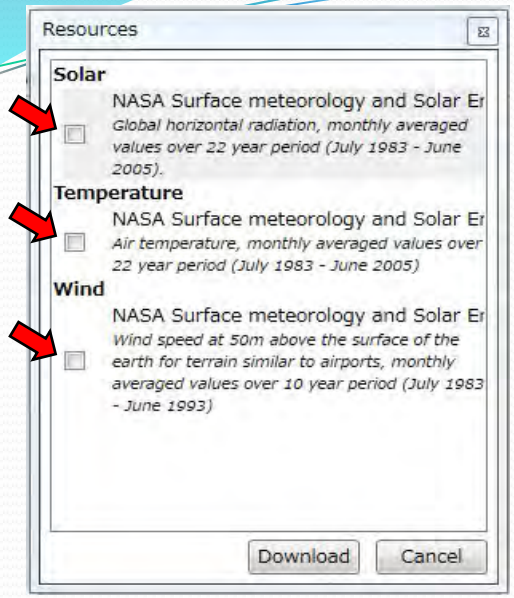
- HOMER simulations results

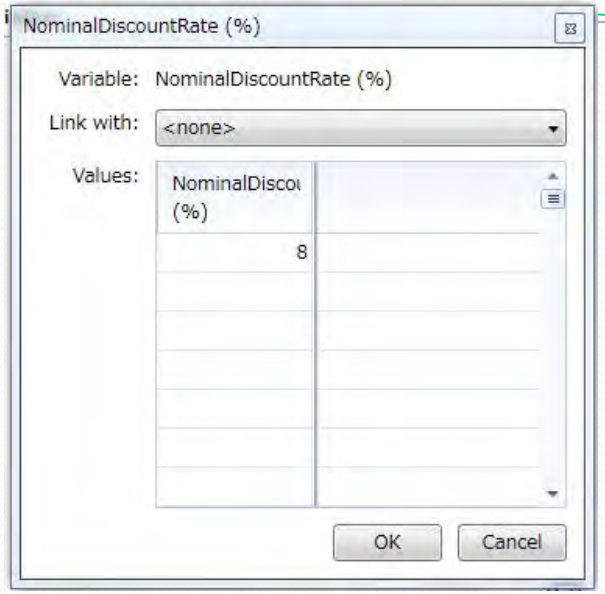
Step 1: Create a new HOMER file

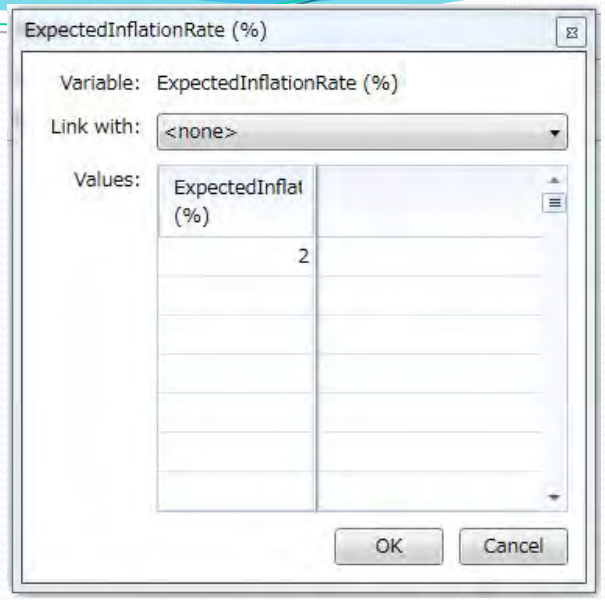
A HOMER file contains all of the information about the technology options, component costs and resource availability required to analyze power system designs. The HOMER file also contains the results of any calculations HOMER makes as part of the optimization and sensitivity analysis processes. HOMER file names end in .hmr, for example:

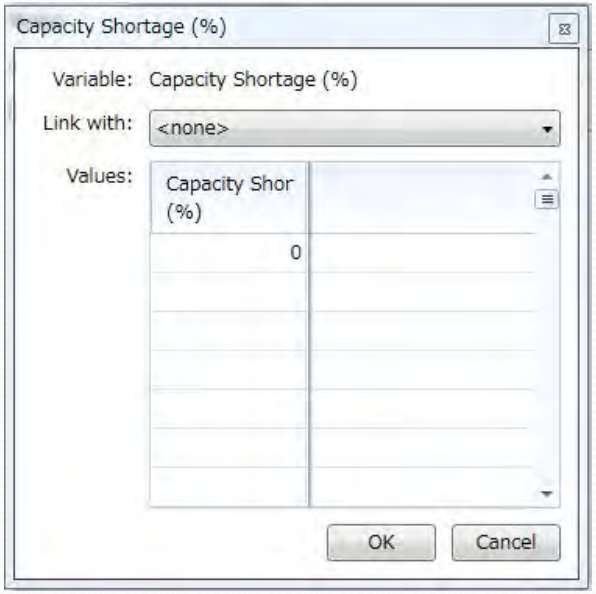


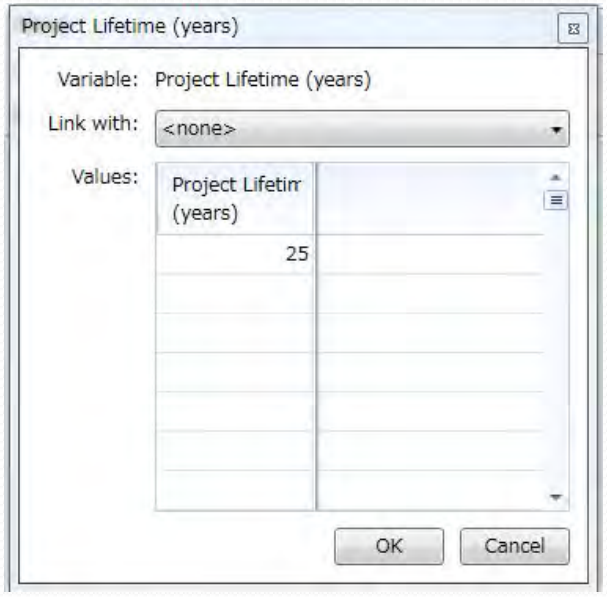
Step 1: Create a new HOMER file











株式会社 沖縄エネテック
OKINAWA ENETECH

Step 2: Load profile

FILE | LOAD | COMPONENTS | RESOURCES | PROJECT | SYSTEM | HELP

Home | Design | Results | Library | View | Electric #1 | Electric #2 | Deferrable | Thermal #1 | Thermal #2 | Hydrogen | Calculate

SCHEMATIC | DESIGN

Take Tour

REQUIRED CHANGES

- Add a load
- Add power sources to the microgrid.
- Add a renewable energy source
- Newer version of HOMER Pro available

HOMER PRO

ELECTRIC LOAD SET UP

Cancel

Choose one of the following options:

Advanced Load Set Up Options

Create a synthetic load from a profile:

Peak Month: January July None

Profile: Residential

Ok

Import a load from a time series file:

Import and Edit... Import...

NEED HELP LEARNING HOMER? CERTIFIED ONLINE COURSES ARE AVAILABLE

Step 2: Load profile

FILE | LOAD | COMPONENTS | RESOURCES | PROJECT | SYSTEM | HELP

Home | Design | Results | Library | View | Electric #1 | Electric #2 | Deferrable | Thermal #1 | Thermal #2 | Hydrogen | Calculate

SCHEMATIC | DESIGN

AC
Electric Load #1
11.26 kWh/d
2.09 kW peak

REQUIRED CHANGES
Add power sources to the microg
Add a renewable energy source
Newer version of HOMER Pro ava

ELECTRIC LOAD

Name: Electric Load #1 | Remove

January Profile

Hour	Load (kW)
0	0.109
1	0.095
2	0.095
3	0.095
4	0.327
5	0.500
6	0.550
7	0.500
8	0.420
9	0.430
10	0.495
11	0.533
12	0.691
13	0.519
14	0.418
15	0.397
16	0.409
17	0.658
18	1.231
19	1.003

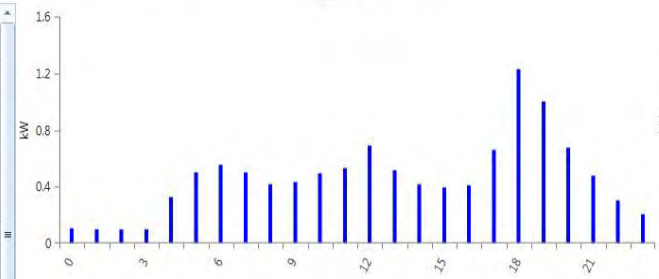
Show All Months...

Time Step Size: 60 minutes

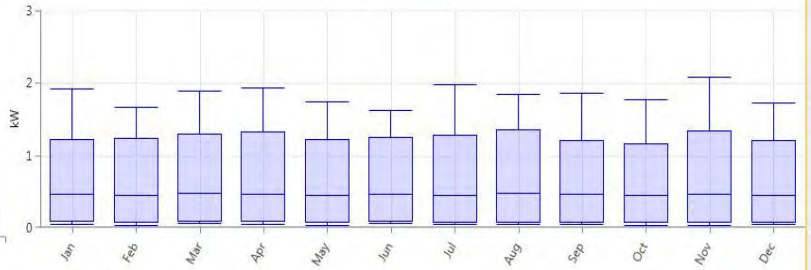
Random Variability
Day-to-day (%): 10
Timestep (%): 20

Peak Month: January

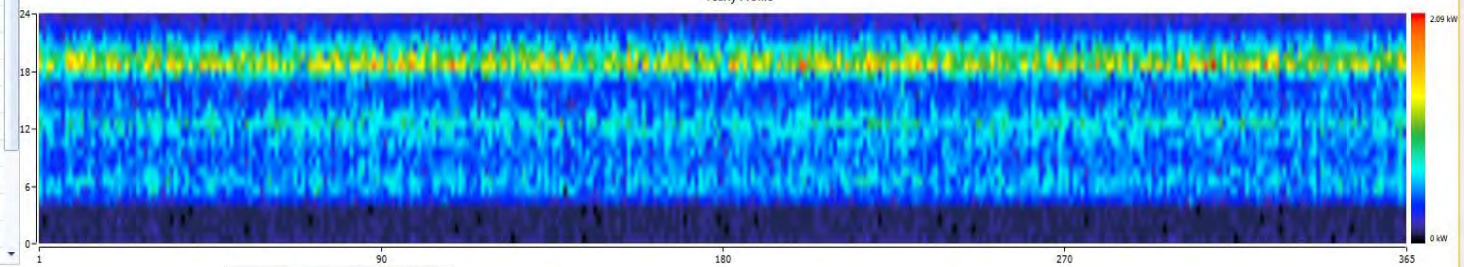
Daily Profile



Seasonal Profile



Yearly Profile



Metric	Baseline	Scaled
Average (kWh/d)	11.26	11.26
Average (kW)	.47	.47
Peak (kW)	2.09	2.09
Load Factor	.22	.22

Load Type: AC DC

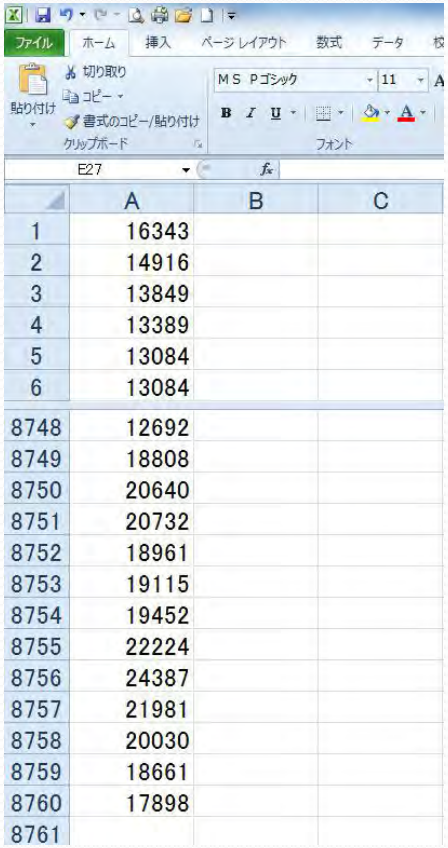
Scaled Annual Average (kWh/d): 11.26

Plot... | Export...

HOMER PRO

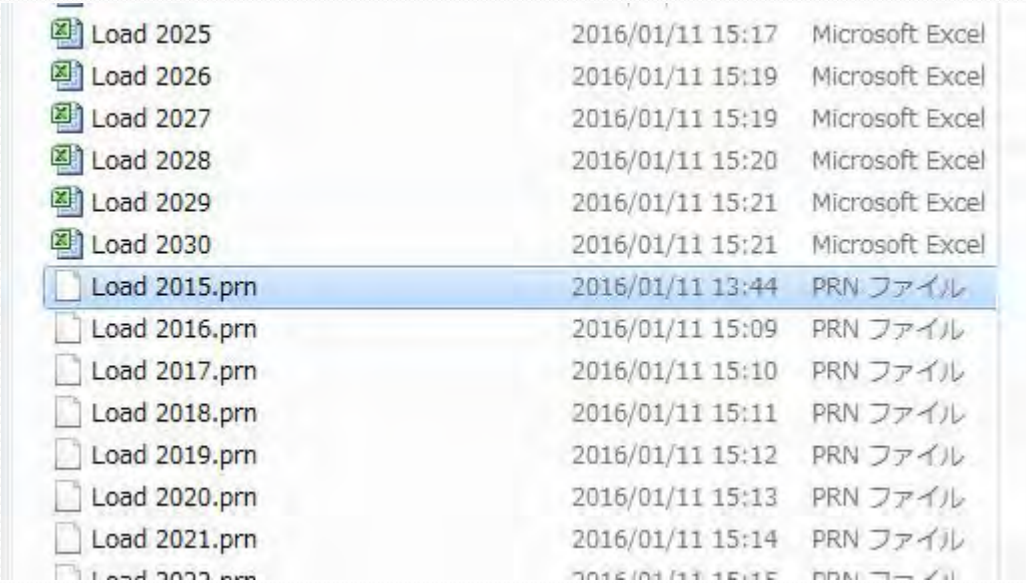
株式会社 沖縄エネテック
OKINAWA ENETECH

Step 2: Load profile



	A
1	16343
2	14916
3	13849
4	13389
5	13084
6	13084
8748	12692
8749	18808
8750	20640
8751	20732
8752	18961
8753	19115
8754	19452
8755	22224
8756	24387
8757	21981
8758	20030
8759	18661
8760	17898
8761	

1hour each 365 days data



Load 2025	2016/01/11 15:17	Microsoft Excel
Load 2026	2016/01/11 15:19	Microsoft Excel
Load 2027	2016/01/11 15:19	Microsoft Excel
Load 2028	2016/01/11 15:20	Microsoft Excel
Load 2029	2016/01/11 15:21	Microsoft Excel
Load 2030	2016/01/11 15:21	Microsoft Excel
Load 2015.prn	2016/01/11 13:44	PRN ファイル
Load 2016.prn	2016/01/11 15:09	PRN ファイル
Load 2017.prn	2016/01/11 15:10	PRN ファイル
Load 2018.prn	2016/01/11 15:11	PRN ファイル
Load 2019.prn	2016/01/11 15:12	PRN ファイル
Load 2020.prn	2016/01/11 15:13	PRN ファイル
Load 2021.prn	2016/01/11 15:14	PRN ファイル

Save in txt. file

Step 3: System Design (Generator)

FILE | LOAD | COMPONENTS | RESOURCES | PROJECT | SYSTEM | HELP

Home | Design | Results | Library | View | Generator | PV | Wind Turbine | Battery | Flywheel | Converter | Boiler | Hydro | Reformer | Electrolyzer | Hydrogen | Hydrokinetic | Grid | Thermal Load Controller | Calculate

SCHEMATIC | DESIGN

Take Tou

REQUIRED CHANGES

- Add a load
- Add power sources to the microg
- Add a renewable energy source
- Newer version of HOMER Pro ava

HOMER PRO

GENERATOR SET UP

Choose one: 500kW Genset

PROPERTIES

Name:

Abbreviation:

Manufacturer:

Weight (lbs):

Footprint (in2):

Website:

Notes:

- SetN-1
- Set 8P
- Set N1
- Set N2
- 10kW Genset
- 50kW Genset
- 100kW Genset
- 500kW Genset
- 2000kW Genset
- Autosize Genset
- Generic 725kW Prime Power
- Innovus VSG600
- Innovus VSG1200
- Innovus VSG1800
- Innovus VSG2400

Add Generator

Use the drop down box to select a generator that you would like to add to the model. A guideline for the total power available to the microgrid is 1.2 times the peak load.

All operations to add and remove generators take place on this Add/Remove page for generators. The list of generators in the model will replace this text after generators have been added. You may add up to 20 generators to the model.

Redefining RE Systems

Discover Energy Advanced Tubular Plate batteries deliver proven reliability in RE applications and remote, high temperature or unstable power network installations.

株式会社 沖縄エネテック
OKINAWA ENETECH

Step 3: System Design (Generator)

HOMER Pro Microgrid Analysis Tool 3.3.3

FILE | LOAD | COMPONENTS | RESOURCES | PROJECT | SYSTEM | HELP

Home | Design | Results View | Library | Generator | PV | Wind Turbine | Battery | Flywheel | Converter | Boiler | Hydro | Reformer | Electrolyzer | Hydrogen | Hydrokinetic | Grid | Thermal Load Controller | Calculate

SCHEMATIC

Gen500 — AC

REQUIRED CHANGES

- Add a load
- Add a renewable energy source
- Newer version of HOMER Pro ava

DESIGN

Add/Remove | 500kW Genset

GENERATOR

Name: 500kW Genset | Abbreviation: Gen500 | Remove | Copy To Library

Properties

Name: 500kW Genset
Abbreviation: Gen500
Manufacturer: Generic
Website: www.homerenergy.com
Notes:

Costs

Capacity (kW)	Capital ($)	Replacement ($)	O&M ($/hr)
1	$500.00	$500.00	$0.030

Click here to add new item

Multiplier:

Search Space

Size (kW)
500
0

Site Specific Input

Minimum Load Ratio (%): 25.00 | Lifetime (Hours): 15,000.00

Minimum Runtime (Minutes): 0.00

Electrical Bus: AC / DC

Fuel Resource | Fuel Curve | Emissions | Maintenance | Schedule

SELECT FUEL: Diesel | Manage Fuels

PROPERTIES

Lower Heating Value (MJ/kg): 43.2
Density (kg/m3): 820
Carbon Content (%): 88
Sulfur Content (%): 0.33

Diesel Fuel Price ($/L): 1.00 | Limit Consumption (L): 5,000.00

HOMER Pro

株式会社 沖縄エネテック OKINAWA ENETECH

Step 3: System Design (Generator)

Fuel Resource | Fuel Curve | Emissions | Maintenance | Schedule

Reference generator capacity: 500

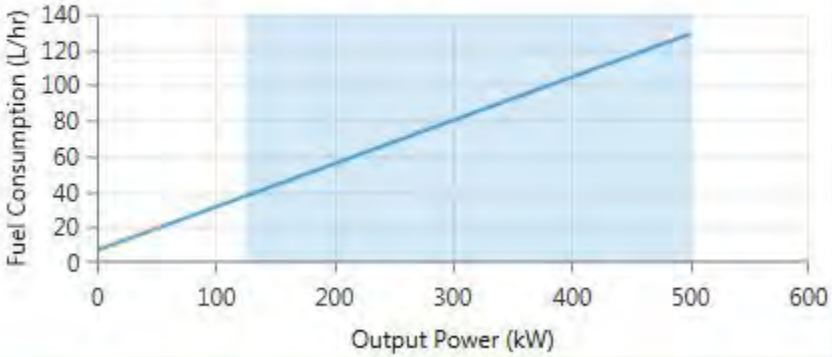
Intercept Coefficient (L/hr/kW rated): 0.0140

Slope (L/hr/kW output): 0.2440

Fuel Curve Table

Output (kW)	Consumption (L/hr)
Click here to add new item	

Chart Type: Fuel Flow / Efficiency



Fuel Resource | Fuel Curve | Emissions | Maintenance | Schedule

Carbon Monoxide (g/L of fuel):	6.5
Unburned Hydrocarbons (g/L of fuel):	0.72
Particulate Matter (g/L of fuel):	0.49
Proportion of Fuel Sulfur converted to PM (g/L of fuel):	2.2
Nitrogen Oxides (g/L of fuel):	58

株式会社 沖縄エネテック
OKINAWA ENETECH

Step 3: System Design (Generator)

Fuel Resource | Fuel Curve | Emissions | Maintenance | Schedule

☐ Consider Maintenance Schedule

Procedure	Interval (op hrs.)	Down time (real hrs.)	Cost ($)
Click here to add new item			

Simulation will choose the highest cost maintenance item in a given interval.

Fuel Resource | Fuel Curve | Emissions | Maintenance | Schedule

Step 1: Select an operating mode:

○ Forced On ○ Forced Off ◉ Optimized

Step 2: Select a time period:

○ All Week ◉ Weekdays ○ Weekends

Step 3: Click on the chart to indicate when the selected operating mode applies.

Generator Schedule

00:00

Jan Feb Mar Apr May Jun Jul Aug **Sep** Oct Nov Dec

株式会社 沖縄エネテック
OKINAWA ENETECH

Step 3: System Design (PV)

HOMER Pro Microgrid Analysis Tool 3.3.3

FILE | LOAD | COMPONENTS | RESOURCES | PROJECT | SYSTEM | HELP

Home | Design | Results View | Library | Generator | PV | Wind Turbine | Battery | Flywheel | Converter | Boiler | Hydro | Reformer | Electrolyzer | Hydrokinetic | Grid | Thermal Load Controller | Calculate

SCHEMATIC

AC

Gen500

REQUIRED CHANGES

Add a load

Add a renewable energy source

Newer version of HOMER Pro ava

DESIGN

PV SET UP

Generic flat plate PV

PROPERTIES

Name: Generic flat plate PV

Abbreviation: PV

Panel Type: Flat plate

Rated Capacity (kW): 0

Manufacturer: Generic

Weight (lbs): 160

Footprint (in2): 9000

Website: www.homerenergy.com

Notes:

Add PV

Use the drop down box to select a PV that you would like to add to the model. A guideline for the total power available to the microgrid is 1.2 times the peak load.

All operations to add and remove PVs take place on this Add/Remove page for PVs. The list of PVs in the model will replace this text after PVs have been added. You may add up to 10 PV components to the model.

CADMUS

EFFICIENCY & RELIABILITY

Cadmus can help you maximize the performance of your microgrid.

FIND OUT HOW TODAY

HOMER PRO

Step 3: System Design (PV)

HOMER Pro Microgrid Analysis Tool 3.3.3

FILE | LOAD | COMPONENTS | RESOURCES | PROJECT | SYSTEM | HELP

Home | Design | Results | Library | View | Generator | PV | Wind Turbine | Battery | Flywheel | Converter | Boiler | Hydro | Reformer | Electrolyzer | Hydrokinetic | Grid | Thermal Load Controller | Calculate

SCHEMATIC

AC DC

Gen500 PV

REQUIRED CHANGES

- Add a load
- Add a solar GHI resource.
- Add a system converter.
- Newer version of HOMER Pro ave

DESIGN

Add/Remove | Generic flat plate PV

PV

Name: Generic flat plate PV

Abbreviation: PV

Remove

Copy To Library

Properties

Name: Generic flat plate PV

Abbreviation: PV

Panel Type: Flat plate

Rated Capacity (kW): 0

Manufacturer: Generic

Weight (lbs): 160

Footprint (in2): 9000

Website: www.homerenergy.com

Notes:
This is a gene PV system.

Costs

Capacity (kW)	Capital ($)	Replacement ($)	O&M ($/year)
1	$3,000.00	$3,000.00	$10.00

Click here to add new item

Multiplier:

Site Specific Input

Lifetime (years): 25.00

Derating Factor (%): 80.00

Search Space

Size (kW)
0
1

Electrical Bus: AC DC

MPPT | Advanced Input | Temperature

Ignore dedicated converter

Lifetime (years): 15.00

Costs

Size (kW)	Capital ($)	Replacement ($)	O&M ($/year)
1	$0.00	$0.00	$0.00

Click here to add new item

Search Space

Size (kW)
1

Use Efficiency Table?

Efficiency (%): 95

Input Percentage (%)	Efficiency (%)

Click here to add new item

HOMER Pro

株式会社 沖縄エネテック
OKINAWA ENETECH

Step 3: System Design (PV)

MPPT | Advanced Input | Temperature

Ground Reflectance (%): 20.00

Tracking System: No Tracking

☑ Use default slope

Panel Slope (degrees): 0.00

☑ Use default azimuth

Panel Azimuth (degrees West of South): 180.00

MPPT | Advanced Input | Temperature

☐ Consider temperature effects?

Using ambient temperature defined in the temperature resource.

Temperature effects on power (%/°C): -0.500

Nominal operating cell temperature (°C): 47.00

Efficiency at standard test conditions (%): 13.00

株式会社 沖縄エネテック
OKINAWA ENETECH

Step 3: System Design (Wind Turbine)

HOMER Pro Microgrid Analysis Tool 3.3.3

FILE | LOAD | COMPONENTS | RESOURCES | PROJECT | SYSTEM | HELP

Home | Design | Results View | Library | Generator | PV | Wind Turbine | Battery | Flywheel | Converter | Boiler | Hydro | Reformer | Electrolyzer | Hydrogen | Hydrokinetic | Grid | Thermal Load Controller | Calculate

SCHEMATIC

AC DC

Gen500 PV

REQUIRED CHANGES

- Add a load
- Add a solar GHI resource.
- Add a system converter.
- Newer version of HOMER Pro ava

HOMER PRO

DESIGN

WIND TURBINE SET UP

500kW Genset

PROPEI

Nan

Abb

Rate

Mar

Wel

Not

SetN-1
Set 8P
Set N1
Set N2
10kW Genset
50kW Genset
100kW Genset
500kW Genset
2000kW Genset
Autosize Genset
Generic 725kW Prime Power
Innovus VSG600
Innovus VSG1200
Innovus VSG1800
Innovus VSG2400

Add Wind Turbine

Use the drop down box to select a wind turbine that you would like to add to the model. A guideline for the total power available to the microgrid is 1.2 times the peak load.

All operations to add and remove wind turbines take place on this Add/Remove page for wind turbines. The list of wind turbines in the model will replace this text after wind turbines have been added. You may add up to 2 different types of wind turbine to the model

Microgrid News by HOMER ENERGY

Online news and analysis focusing on microgrid advances, projects, and market drivers around the world

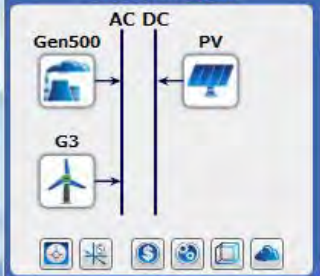
Step 3: System Design (Wind Turbine)

HOMER Pro Microgrid Analysis Tool 3.3.3

FILE | LOAD | COMPONENTS | RESOURCES | PROJECT | SYSTEM | HELP

Home | Design | Results View | Library | Generator | PV | Wind Turbine | Battery | Flywheel | Converter | Boiler | Hydro | Reformer | Electrolyzer | Hydrogen | Hydrokinetic | Grid | Thermal Load Controller | Calculator

SCHEMATIC



REQUIRED CHANGES

- Add a load
- Add a solar GHI resource.
- Add a system converter.
- Add a wind resource.
- Newer version of HOMER Pro ava

DESIGN

Add/Remove | Generic 3 kW

WIND TURBINE

Name: Generic 3 kW Abbreviation: G3 Remove Copy To Library

Properties
- Name: Generic 3 kW
- Abbreviation: G3
- Rated Capacity (kW): 3
- Manufacturer:
- Website:

Costs

Quantity	Capital ($)	Replacement ($)	O&M ($/year)
1	$18,000.00	$18,000.00	$180.00
Click here to add new item			
Multiplier:			

Search Space

Quantity
0
1

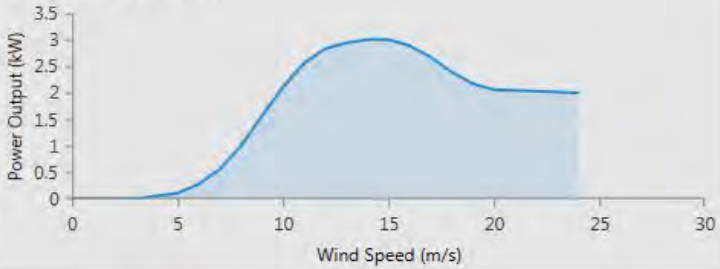
Site Specific Input
- Lifetime (years): 20.00
- Hub Height (m): 17.00
- Consider ambient temperature effects?

Electrical Bus: AC / DC

Power Curve | Turbine Losses | Maintenance

Wind Speed (m/s)	Power Output (kW)
0	0
3	0
4	0.06
5	0.11
6	0.28

Wind Turbine Power Curve



HOMER PRO

株式会社 沖縄エネテック
OKINAWA ENETECH

Step 3: System Design (Wind Turbine)

Power Curve | Turbine Losses | Maintenance

Availability Losses (%):	0	Wake Effects Losses (%):	0
Turbine Performance Losses (%):	0	Electrical Losses (%):	0
Environmental Losses (%):	0	Curtailment Losses (%):	0
Other Losses (%):	0		
Overall Loss Factor (%):	**0**		

Loss factors combine multiplicatively rather than additvely.

Power Curve | Turbine Losses | Maintenance

☐ Consider Maintenance Schedule

Procedure	Interval (op hrs.)	Down time (real hrs.)	Cost ($)
Click here to add new item			

Simulation will choose the highest cost maintenance item in a given interval.

株式会社 沖縄エネテック
OKINAWA ENETECH

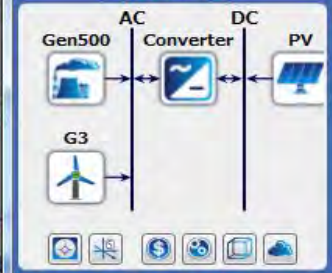
Step 3: System Design (Converter)

HOMER Pro Microgrid Analysis Tool 3.3.3

FILE | LOAD | COMPONENTS | RESOURCES | PROJECT | SYSTEM | HELP

Home | Design | Results View | Library | Generator | PV | Wind Turbine | Battery | Flywheel | Converter | Boiler | Hydro | Reformer | Electrolyzer | Hydrogen | Hydrokinetic | Grid | Thermal Load Controller | Calculate

SCHEMATIC



REQUIRED CHANGES

- Add a load
- Add a solar GHI resource.
- Add a wind resource.
- Newer version of HOMER Pro ava

DESIGN

CONVERTER

System Converter

System Converter
Leonics GTP503S 125KW 700Vdc
Leonics GTP519S 900KW 700Vdc
Leonics MTP413FP 25KW 240Vdc
Leonics MTP4117HP 300KW 480Vdc
Leonics S219CPH 5KW 48Vdc
Leonics STP219CPH 15KW 48Vdc
ZBB EnerSection®

Name: System Converter

Abbreviation: Convert

Remove

Copy To Library

Weight (lbs): 1500

Footprint (in2): 2000

Website: www.homerenergy.com

Notes:
This is a generic system converter.

Costs

Capacity (kW)	Capital ($)	Replacement ($)	O&M ($/year)
1	$300.00	$300.00	$0.0

Click here to add new item

Multiplier:

Search Space

Size (kW)
100
0

Inverter Input

Lifetime (years): 15.00

Efficiency (%): 90.00

Parallel with AC generator?

Rectifier Input

Relative Capacity (%): 100.00

Efficiency (%): 85.00

HOMER PRO

株式会社 沖縄エネテック
OKINAWA ENETECH

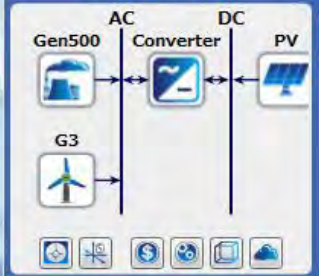
Step 3: System Design (Battery)

HOMER Pro Microgrid Analysis Tool 3.3.3

FILE | LOAD | COMPONENTS | RESOURCES | PROJECT | SYSTEM | HELP

Home | Design | Results | Library | View | Generator | PV | Wind Turbine | Battery | Flywheel | Converter | Boiler | Hydro | Reformer | Electrolyzer | Hydrogen | Hydrokinetic | Grid | Thermal Load Controller | Calculate

SCHEMATIC



REQUIRED CHANGES

- Add a load
- Add a solar GHI resource.
- Add a wind resource.
- Newer version of HOMER Pro ava

DESIGN

BATTERY SET UP

Generic 1kWh Lead Acid

- Generic 1kWh Lead Acid
- Generic 1kWh Li-Ion
- Generic Vanadium
- Beacon Smart Energy 25
- CELLCUBE® FB 10-40
- CELLCUBE® FB 10-70
- CELLCUBE® FB 10-100
- CELLCUBE® FB 10-130
- CELLCUBE® FB 20-40
- CELLCUBE® FB 20-70
- CELLCUBE® FB 20-100
- CELLCUBE® FB 20-130
- CELLCUBE® FB 30-40
- CELLCUBE® FB 30-70
- CELLCUBE® FB 30-100
- CELLCUBE® FB 30-130

Add Battery

Use the drop down box to select a battery that you would like to add to the model. A guideline for the total power available to the microgrid is 1.2 times the peak load.

All operations to add and remove batteries take place on this Add/Remove page for batteries. The list of batteries in the model will replace this text after batteries have been added. You may add up to 10 different types of battery to the model.

HOMER PRO

株式会社 沖縄エネテック
OKINAWA ENETECH

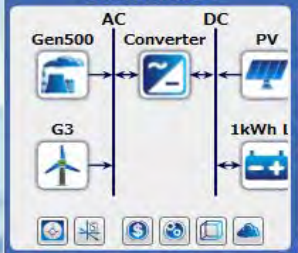
Step 3: System Design (Battery)

HOMER Pro Microgrid Analysis Tool 3.3.3

FILE | LOAD | COMPONENTS | RESOURCES | PROJECT | SYSTEM | HELP

Home | Design | Results View | Library | Generator | PV | Wind Turbine | Battery | Flywheel | Converter | Boiler | Hydro | Reformer | Electrolyzer | Hydrogen | Hydrokinetic | Grid | Thermal Load Controller | Calculate

SCHEMATIC



REQUIRED CHANGES

- Add a load
- Add a solar GHI resource.
- Add a wind resource.
- Newer version of HOMER Pro ava

DESIGN

Add/Remove | Generic 1kWh Lead Acid

BATTERY

Name: Generic 1kWh Lead Acid Abbreviation: 1kWh L

Remove | Copy To Library

Properties

Name: Generic 1kWh Lead Acid

Abbreviation: 1kWh LA

Manufacturer: Generic

Nominal Voltage (V): 12

Round Trip Efficiency (%): 80

Float Life (years): 10

Maximum Capacity (Ah): 83.400

Capacity Ratio, c: 0.403

Rate Constant, k: 0.827

Suggested Life Throughput (kWh): 800

Max. Charge Rate (A/Ah): 1

Max. Charge Current (A): 16.6667

Max. Discharge Current (A): 24.33

Weight (lbs): 25

Volume (in3): 0.0125

Footprint (in2): 0.05

Website: www.homerenergy.com

Notes:
This is a generic 12 volt lead acid battery with 1 kWh of energy storage.

Costs

Quantity	Capital ($)	Replacement ($)	O&M ($/year)
1	$300.00	$300.00	$10.00

Click here to add new item

Multiplier:

Search Space

Batteries
0
1

Site Specific Input

Batteries per string: 1 (12 V bus)

Initial State of Charge (%): 100.00

Minimum State of Charge (%): 40.00

Lifetime Throughput (kWh): 800.00

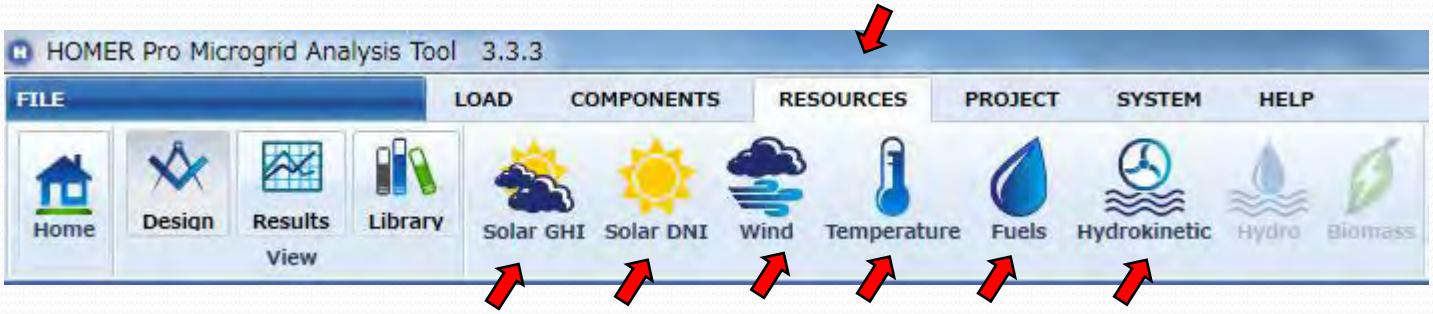
Enforce minimum battery life?

Minimum battery life (yr) 5.00

HOMER PRO

株式会社 沖縄エネテック
OKINAWA ENETECH

Step 4: Resources



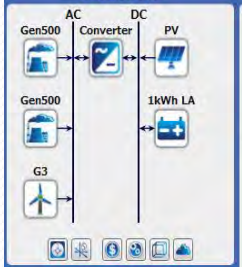
Step 4: Resources

HOMER Pro Microgrid Analysis Tool 3.3.3

FILE | LOAD | COMPONENTS | RESOURCES | PROJECT | SYSTEM | HELP

Home | Design | Results | Library | View | Solar GHI | Solar DNI | Wind | Temperature | Fuels | Hydrokinetic | Hydro | Biomass | Calculate

SCHEMATIC



REQUIRED CHANGES

- Add a load
- Add a wind resource.
- Newer version of HOMER Pro available

DESIGN

SOLAR GHI RESOURCE

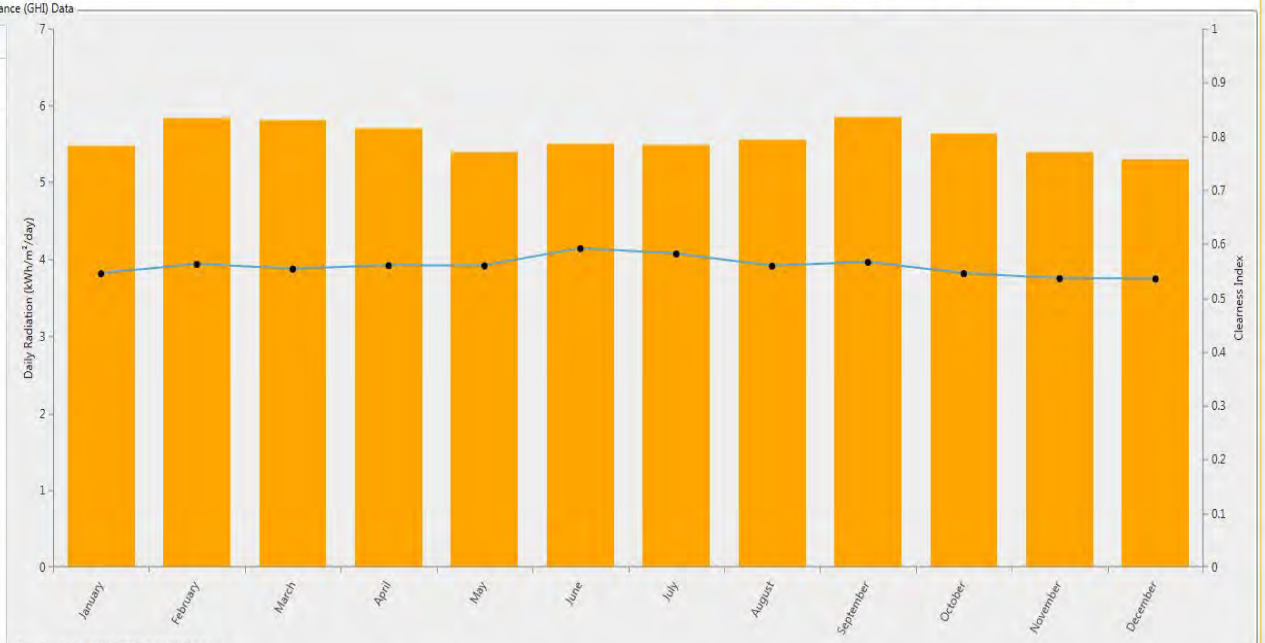
Remove

Choose Data Source: Enter monthly averages / Import from a time series data file or the library

Download From Internet... | Import... | Import and Edit... | Library:

Monthly Average Solar Global Horizontal Irradiance (GHI) Data

Month	Clearness Index	Daily Radiation (kWh/m²/day)
January	0.545	5.480
February	0.562	5.840
March	0.553	5.810
April	0.560	5.700
May	0.559	5.390
June	0.591	5.500
July	0.581	5.490
August	0.559	5.550
September	0.566	5.850
October	0.545	5.640
November	0.536	5.400
December	0.535	5.300



Downloaded at 2/11/2016 2:15:38 PM from:
NASA Surface meteorology and Solar Energydatabase.
Global horizontal radiation, monthly averaged values over 22 year period (July 1983 - June 2005).
CellNumber: 90180
CellDimensions: 1 degree x 1 degree
CellMidpointLatitude: 0.5
CellMidpointLongitude: 0.5

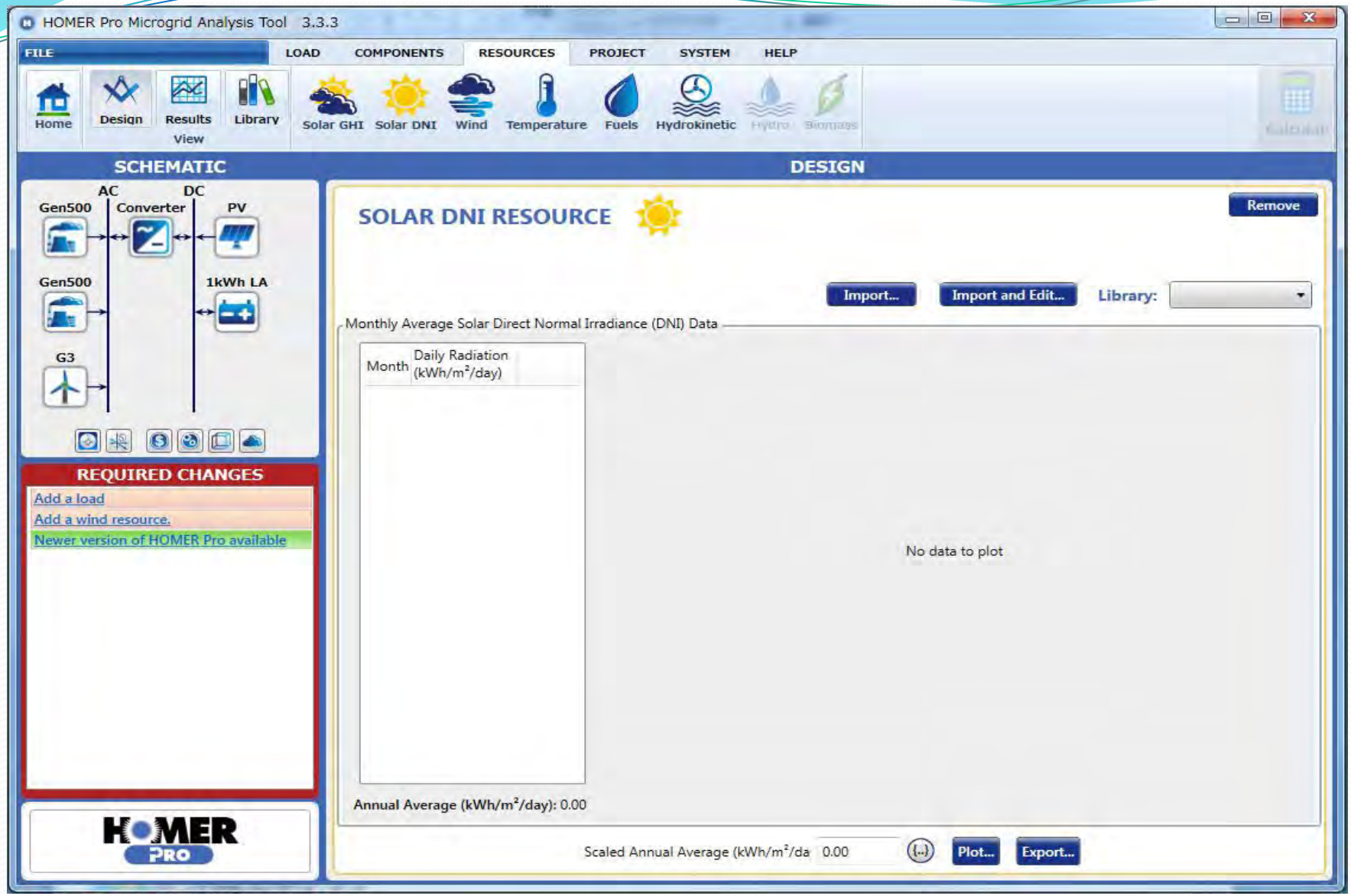
Annual Average (kWh/m²/day): 5.58

Scaled Annual Average (kWh/m²/da 5.58 | Plot... | Export...

HOMER PRO

株式会社 沖縄エネテック
OKINAWA ENETECH

Step 4: Resources



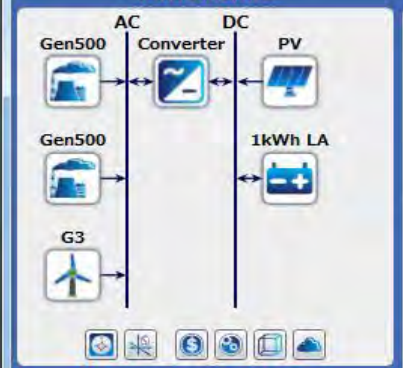
Step 4: Resources

HOMER Pro Microgrid Analysis Tool 3.3.3

FILE | LOAD | COMPONENTS | RESOURCES | PROJECT | SYSTEM | HELP

Home | Design | Results | Library | View | Solar GHI | Solar DNI | Wind | Temperature | Fuels | Hydrokinetic | Hydro | Biomass | Calculate

SCHEMATIC



REQUIRED CHANGES

Add a load

Newer version of HOMER Pro available

DESIGN

WIND RESOURCE

Remove

Choose Data Source: Enter monthly averages / Import from a time series data file or the library

Download From Internet... | Import... | Import and Edit... | Library:

Monthly Average Wind Speed Data

Month	Average (m/s)
January	3.590
February	3.680
March	3.490
April	3.560
May	4.220
June	5.210
July	4.690
August	4.300
September	4.400
October	4.560
November	4.570
December	4.090

Annual Average (m/s): 4.20

Downloaded at 2/11/2016 2:17:51 PM from:
NASA Surface meteorology and Solar Energydatabase.
Wind speed at 50m above the surface of the earth for terrain similar to airports, monthly averaged values over 10 year period (July 1983 - June 1993)
CellNumber: 90180
CellDimensions: 1 degree x 1 degree
CellMidpointLatitude: 0.5
CellMidpointLongitude: 0.5

Parameters | Variation With Height | Advanced Parameters

Altitude above sea level (m): 0

Anemometer height (m): 50

Scaled Annual Average (m/s): 4.20 | Plot... | Export...

株式会社 沖縄エネテック
OKINAWA ENETECH

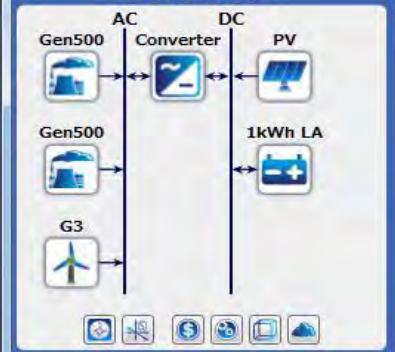
Step 4: Resources

HOMER Pro Microgrid Analysis Tool 3.3.3

FILE | LOAD | COMPONENTS | RESOURCES | PROJECT | SYSTEM | HELP

Home | Design | Results | Library | View | Solar GHI | Solar DNI | Wind | Temperature | Fuels | Hydrokinetic | Hydro | Biomass

SCHEMATIC



REQUIRED CHANGES

Add a load

Newer version of HOMER Pro available

DESIGN

TEMPERATURE RESOURCE

Remove

Choose Data Source: Enter monthly averages | Import from a time series data file or the library

Download From Internet... | Import... | Import and Edit... | Library:

Monthly Average Temperature Data

Month	Daily Temperature (°C)
January	25.890
February	26.320
March	26.700
April	26.870
May	26.530
June	24.790
July	23.590
August	23.440
September	24.080
October	25.000
November	25.590
December	25.780

Downloaded at 2/11/2016 2:18:28 PM from:
NASA Surface meteorology and Solar Energydatabase.
Air temperature, monthly averaged values over 22 year period (July 1983 - June 2005)
CellNumber: 90180
CellDimensions: 1 degree x 1 degree
CellMidpointLatitude: 0.5
CellMidpointLongitude: 0.5

Annual Average (°C): 25.38

Scaled Annual Average (°C): 25.38 | Plot... | Export...

株式会社 沖縄エネテック
OKINAWA ENETECH

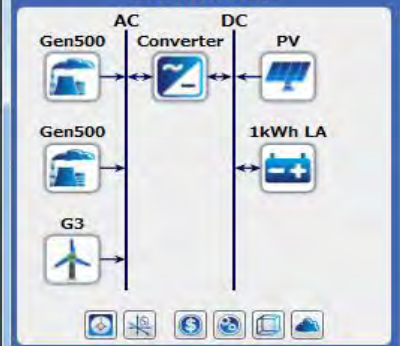
Step 4: Resources

HOMER Pro Microgrid Analysis Tool 3.3.3

FILE | LOAD | COMPONENTS | RESOURCES | PROJECT | SYSTEM | HELP

Home | Design | Results View | Library | Solar GHI | Solar DNI | Wind | Temperature | Fuels | Hydrokinetic | Hydro | Biomass | Calculate

SCHEMATIC



REQUIRED CHANGES

Add a load

Newer version of HOMER Pro available

DESIGN

FUEL RESOURCE

You may add a fuel from the library to model:

Diesel | Add

FUELS AVAILABLE IN MODEL

Name	LHV	Density	Carbon	Sulfur	Special
Diesel	43.2	820	88	0.33	

Select fuel from model to view properties.

株式会社 沖縄エネテック OKINAWA ENETECH

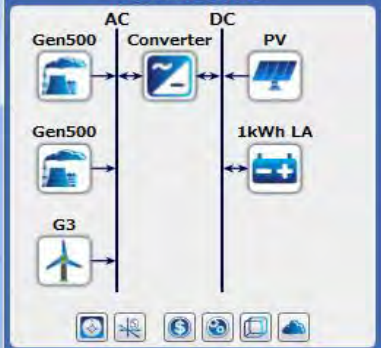
Step 4: Resources

HOMER Pro Microgrid Analysis Tool 3.3.3

FILE | LOAD | COMPONENTS | RESOURCES | PROJECT | SYSTEM | HELP

Home | Design | Results | Library | View | Solar GHI | Solar DNI | Wind | Temperature | Fuels | Hydrokinetic | Hydro | Biomass | Calculate

SCHEMATIC



REQUIRED CHANGES

Add a load

Newer version of HOMER Pro available

DESIGN

HYDROKINETIC RESOURCE

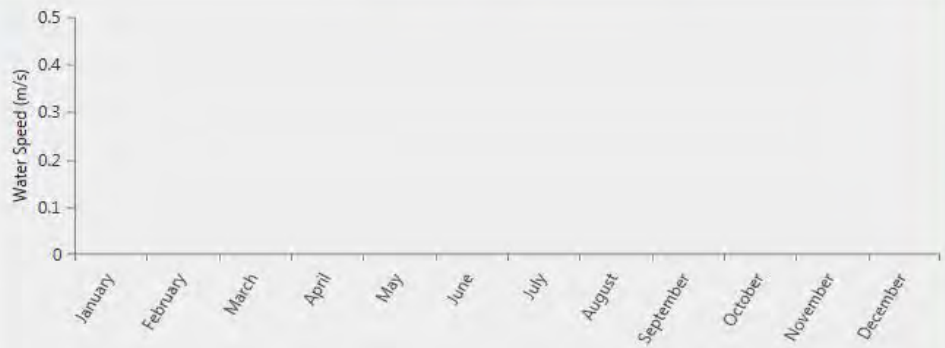
Remove

Choose Data Source: Enter monthly averages | Import from a time series data file or the library

Import... | Import and Edit... | Library:

Monthly Average Water Speed Data

Month	Water Speed (m/s)
January	0.000
February	0.000
March	0.000
April	0.000
May	0.000
June	0.000
July	0.000
August	0.000
September	0.000
October	0.000
November	0.000
December	0.000



Annual Average (m/s): 0.00

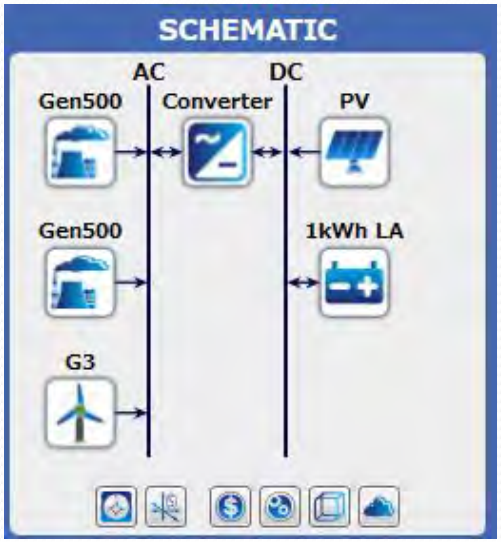
Scaled Annual Average (m/s): 0.00 | Plot... | Export...

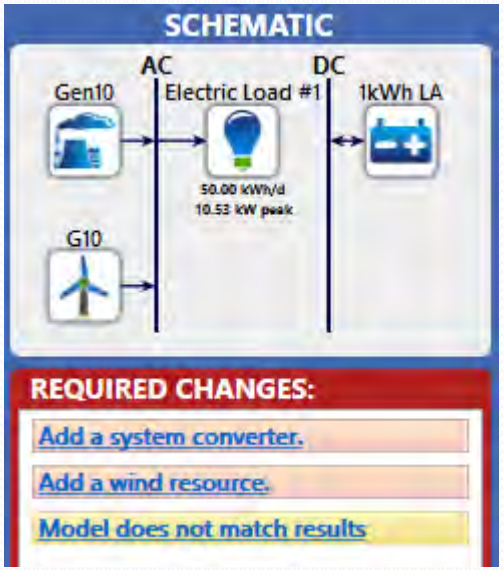
HOMER PRO

株式会社 沖縄エネテック
OKINAWA ENETECH

Step 5: Calculation & Analysis

The schematic on the left side of the window :

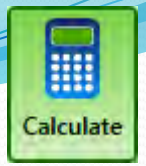




Notice the "Required Changes": add a system converter (since you have components on the AC and DC buses) and add a wind resource (since you have a wind turbine). "Model does not match results" indicates that you have changed the model since the last time "Calculate" was performed. We have added a wind turbine and batteries since then.
Red items are required changes and will prevent calculations. Yellow items are important warnings, and green items are suggestions.

Step 5: Calculation & Analysis

Click the "Calculate" button in the upper-right corner of the HOMER window.



You'll see the results screen, which consists of two related tables. Sensitivity cases are listed in the top table, and simulation runs are listed in the bottom table. You can double click the entry in the lower table to show the detailed "simulation results" for that simulation.

RESULTS

Tabular Graphical

Export... Column Choices... ses: Left Click on sensitivity case to see optimization cases.

Architecture		Cost				System	Gen10	
Gen10 (kW)	Dispatch	COE ($)	NPC ($)	Operating cost ($)	Initial capital ($)	Ren Frac (%)	Fuel (L)	Hours
15	CC	$1.35	$319,046	$22,939	$22,500	0	16,003	8,760

Export... Optimization Cases: Left Double Click on simulation to examine details. Categorized Overall

Architecture		Cost				System	Gen10	
Gen10 (kW)	Dispatch	COE ($)	NPC ($)	Operating cost ($)	Initial capital ($)	Ren Frac (%)	Fuel (L)	Hours
15	CC	$1.35	$319,046	$22,939	$22,500	0	16,003	8,760

Step 5: Calculations & Analysis

Calculate

HOMER will run a few thousand simulations, and the results tables will display. In the upper table, each row corresponds to one sensitivity case. For each case, the configuration for the lowest net present cost system is listed.
Click on the column headings to sort by the different parameters. If you select a sensitivity case, the lower table will show all system configurations that were simulated for that case. Infeasible system configurations are not included.

Export... | Column Choices... | Sensitivity Cases: Left Click on sensitivity case to see optimization cases.

Architecture					Cost				System	Gen10	
G10	Gen10 (kW)	1kWh LA	Converter (kW)	Dispatch	COE ($)	NPC ($)	Operating cost ($)	Initial capital ($)	Ren Frac (%)	Fuel (L)	Hours
1	15	8	6	CC	$0.81	$191,522	$10,104	$60,900	31	5,883	3,174

Export... | Optimization Cases: Left Double Click on simulation to examine details. | Categorized | Overall

Architecture					Cost				System	Gen10	
G10	Gen10 (kW)	1kWh LA	Converter (kW)	Dispatch	COE ($)	NPC ($)	Operating cost ($)	Initial capital ($)	Ren Frac (%)	Fuel (L)	Hours
1	15	8	6	CC	$0.81	$191,522	$10,104	$60,900	31	5,883	3,174
	15	8	6	CC	$1.11	$261,535	$17,841	$30,900	0	11,407	6,104
1	15			CC	$1.17	$275,171	$17,225	$52,500	0	11,579	6,383
	15			CC	$1.35	$319,092	$22,943	$22,500	0	16,012	8,760

Step 5: Calculations & Analysis

Simulation Results

System Architecture:			
Generic flat plate PV (5200 kW)	SetB41 (8000 kW)	Set A51 (8000 kW)	
WT-1 (8)	Set B21 (6000 kW)	Set A61 (8000 kW)	
Set A21 (6000 kW)	Set B31 (6000 kW)	Set A11 (6000 kW)	
Set A31 (6000 kW)	SetB51 (8000 kW)	System Converter (5200 kW)	
Set A41 (6000 kW)	0SetB11 (6000 kW)	Load Following	

Total NPC:	,302,080.00
Levelized COE:	¥32.03
Operating Cost:	,009,408.00

Emissions

Cost Summary | Cash Flow | Electrical | Fuel Summary | Set A21 | Set A31 | Set A41 | SetB41 | Set B21 | Set B31 | SetB51 | 0SetB11 | Set A51 | Set A61 | Set A11 | Generic flat plate PV | WT-1 | System Converter

Cost Type
- Net Present
- Annualized

Categorize
- By Component
- By Cost Type

Compare...

Component	Capital (¥)	Replacement (¥)	O&M (¥)	Fuel (¥)	Salvage (¥)	Total (¥)
Generic flat plate PV	¥0.00	¥0.00	¥0.00	¥0.00	¥0.00	¥0.00
WT-1	¥0.00	¥0.00	¥103,420,088.00	¥0.00	¥0.00	¥103,420,088.00
Set A21	¥0.00	¥170,575,952.00	¥10,098,971,648.00	¥10,995,353,600.00	(¥98,314,416.00)	¥21,166,585,856.00
Set A31	¥0.00	¥161,339,328.00	¥9,633,580,032.00	¥10,488,655,872.00	(¥105,706,464.00)	¥20,177,868,800.00
Set A41	¥0.00	¥0.00	¥7,588,189,696.00	¥8,260,420,608.00	(¥8,833,514.00)	¥15,839,776,768.00
SetB41	¥0.00	¥0.00	¥9,337,281,536.00	¥10,106,651,648.00	(¥24,172,036.00)	¥19,419,760,640.00
Set B21	¥0.00	¥0.00	¥6,244,375,552.00	¥6,553,942,528.00	(¥30,178,090.00)	¥12,768,141,312.00
Set B31	¥0.00	¥0.00	¥3,255,405,568.00	¥2,938,075,648.00	(¥77,653,600.00)	¥6,115,828,224.00
SetB51	¥0.00	¥208,717,744.00	¥12,531,409,920.00	¥11,367,731,200.00	(¥145,919,280.00)	¥23,961,939,968.00
0SetB11	¥0.00	¥0.00	¥2,326,951,424.00	¥1,589,343,744.00	(¥92,400,760.00)	¥3,823,894,528.00
Set A51	¥0.00	¥0.00	¥8,693,491,712.00	¥6,054,447,616.00	(¥34,397,720.00)	¥14,713,542,656.00
Set A61	¥0.00	¥0.00	¥3,929,445,632.00	¥2,278,565,632.00	(¥110,067,784.00)	¥6,097,944,576.00

Report

Time Series: Plot... | Scatter Plot... | Delta Plot... | Table... | Export...

株式会社 沖縄エネテック
OKINAWA ENETECH

Step 5: Calculations & Analysis

Simulation Results

System Architecture:			
	Generic flat plate PV (5200 kW)	SetB41 (8000 kW)	Set A51 (8000 kW)
	WT-1 (8)	Set B21 (6000 kW)	Set A61 (8000 kW)
	Set A21 (6000 kW)	Set B31 (6000 kW)	Set A11 (6000 kW)
	Set A31 (6000 kW)	SetB51 (8000 kW)	System Converter (5200 kW)
	Set A41 (6000 kW)	0SetB11 (6000 kW)	Load Following

Total NPC:	,302,080.00
Levelized COE:	¥32.03
Operating Cost:	,009,408.00

Emissions

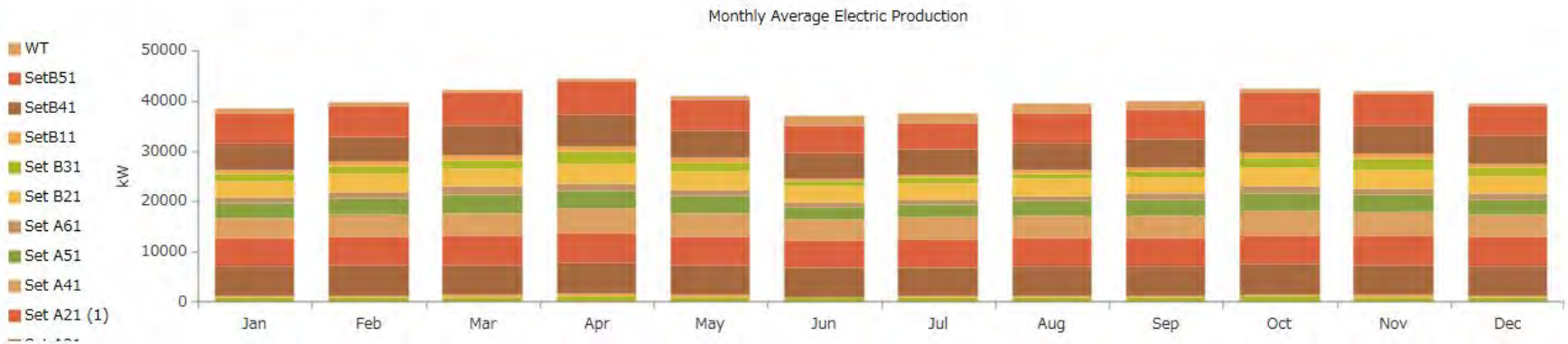
Cost Summary | Cash Flow | Electrical | Fuel Summary | Set A21 | Set A31 | Set A41 | SetB41 | Set B21 | Set B31 | SetB51 | 0SetB11 | Set A51 | Set A61 | Set A11 | Generic flat plate PV | WT-1 | System Converter

Production	kWh/yr	%
Generic flat plate PV	9,006,133	2.55
Set A21	52,080,000	14.77
Set A31	49,680,000	14.09
Set A41	39,125,500	11.09
SetB41	47,854,408	13.57
Set B21	30,976,514	8.78
Set B31	13,751,568	3.90
SetB51	53,225,052	15.09
0SetB11	7,271,405	2.06
Set A51	27,750,246	7.87
Set A61	10,249,089	2.91
Set A11	2,700,000	0.77

Consumption	kWh/yr	%
AC Primary Load	351,802,272	100.00
DC Primary Load	0	0.00
Total	351,802,272	100.00

Quantity	kWh/yr	%
Excess Electricity	4.5	0.0
Unmet Electric Load	3.7	0.0
Capacity Shortage	0.0	0.0

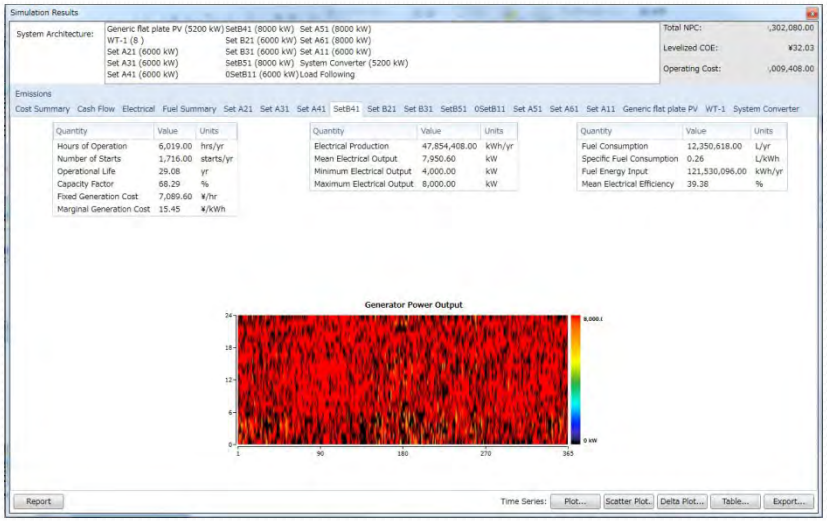
Quantity	Value
Renewable Fraction	4.9
Max. Renew. Penetration	30.3

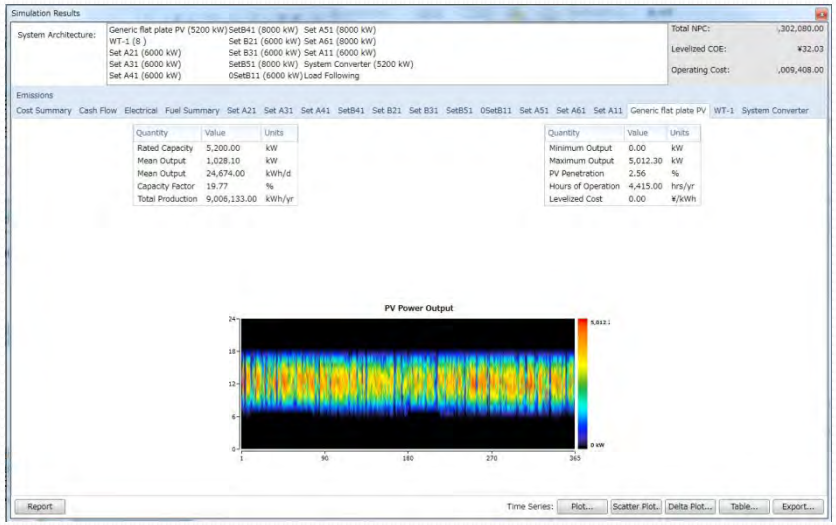


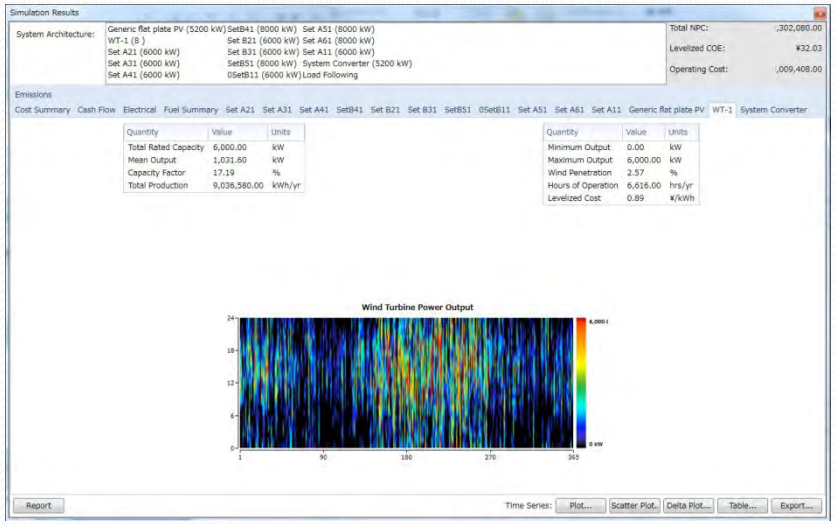
Report | Time Series: Plot... | Scatter Plot... | Delta Plot... | Table... | Export...

株式会社 沖縄エネテック
OKINAWA ENETECH

Step 5: Calculations & Analysis

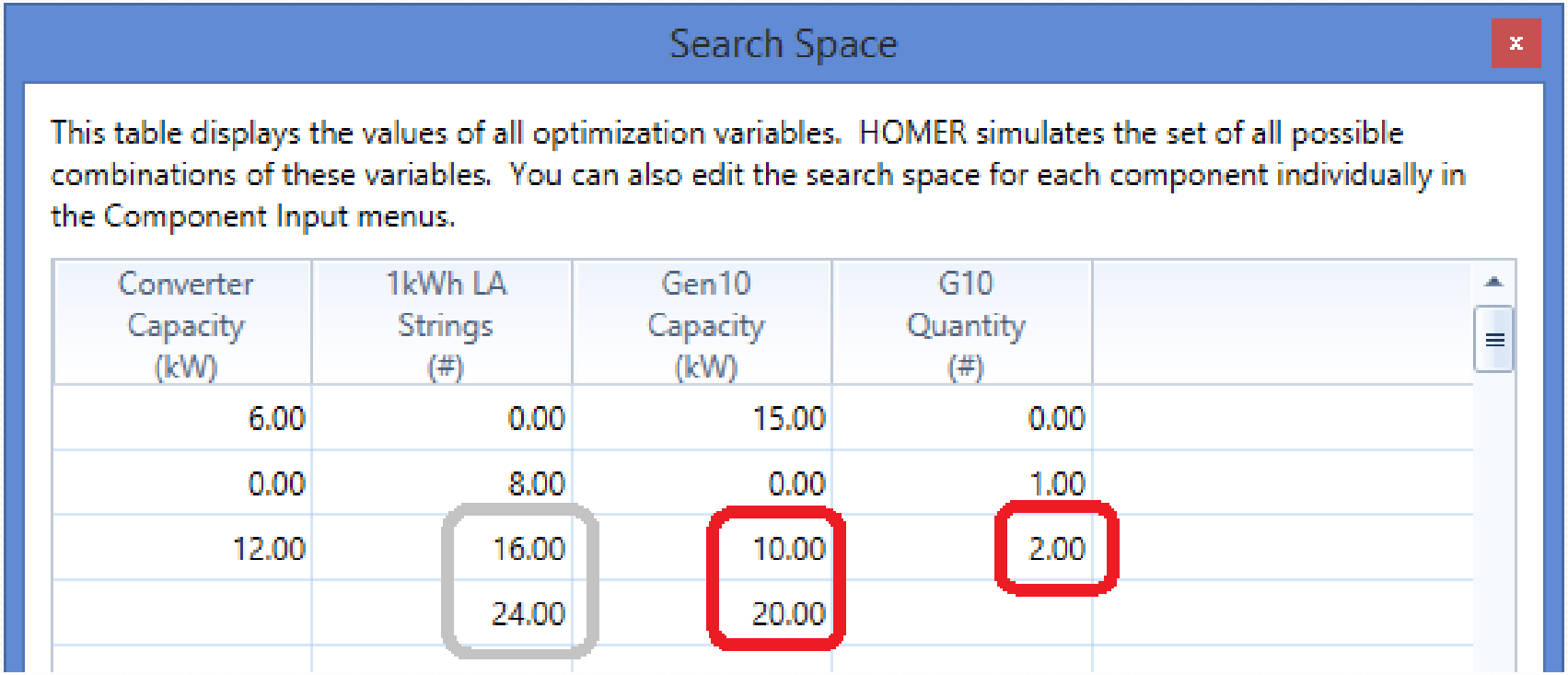






株式会社 沖縄エネテック
OKINAWA ENETECH

You can also edit the search space in the search space editor. Go to the System tab and click on the "Search Space" button. You will see the values 16 and 24 that you just added to the battery search space.
Add the number 2 to the column "G10 Quantity" to include 2 in the wind turbine search space.
Add 10 and 20 kW to the "Gen10 Capacity" search space. Click OK.



Converter Capacity (kW)	1kWh LA Strings (#)	Gen10 Capacity (kW)	G10 Quantity (#)
6.00	0.00	15.00	0.00
0.00	8.00	0.00	1.00
12.00	16.00	10.00	2.00
	24.00	20.00	

Thank you very much for your attention

株式会社 沖縄エネテック
OKINAWA ENETECH

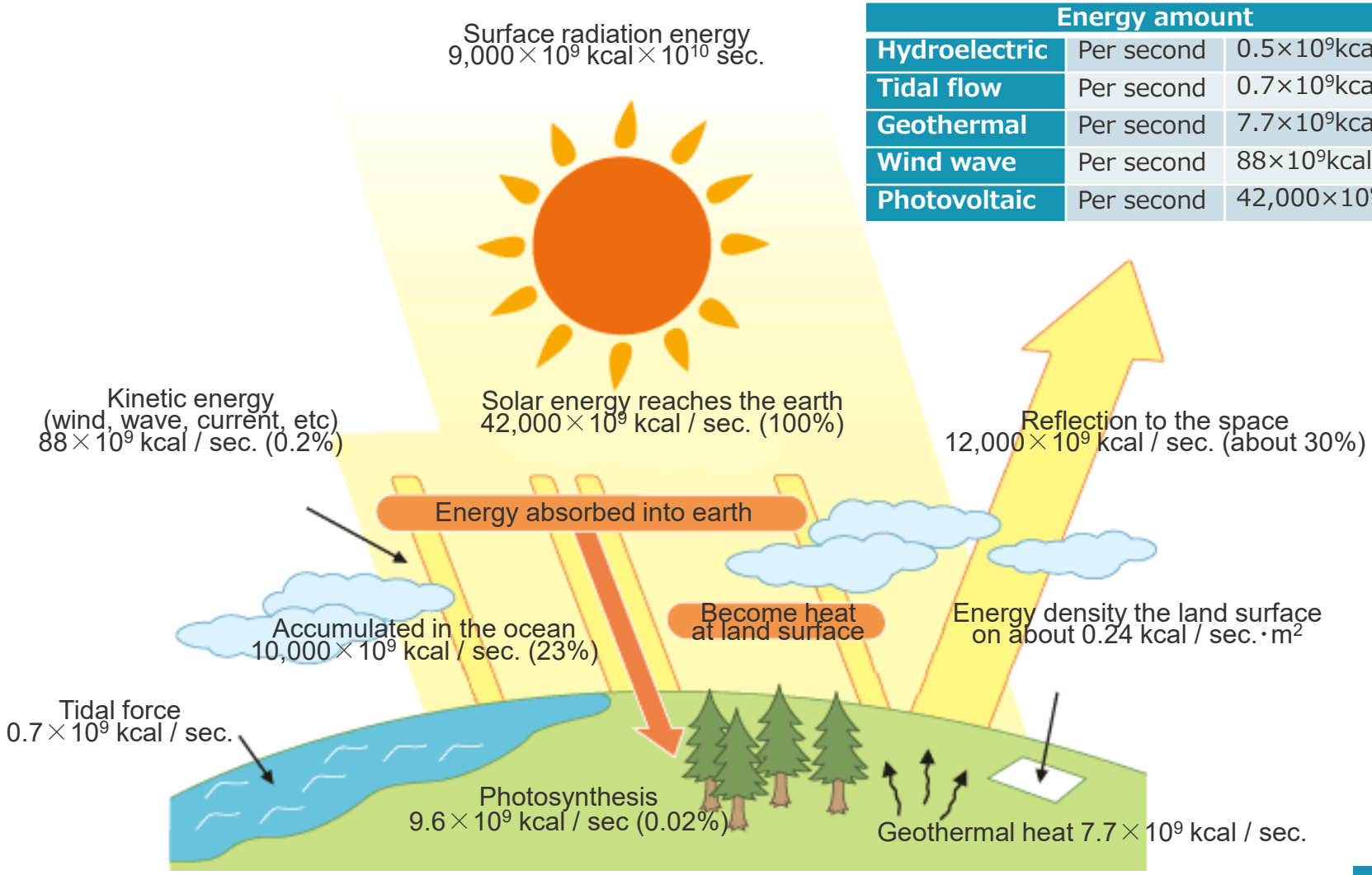
Basic knowledge of Hybrid power Generation Systems (HPGS)

Types & Characteristics (Page 1)

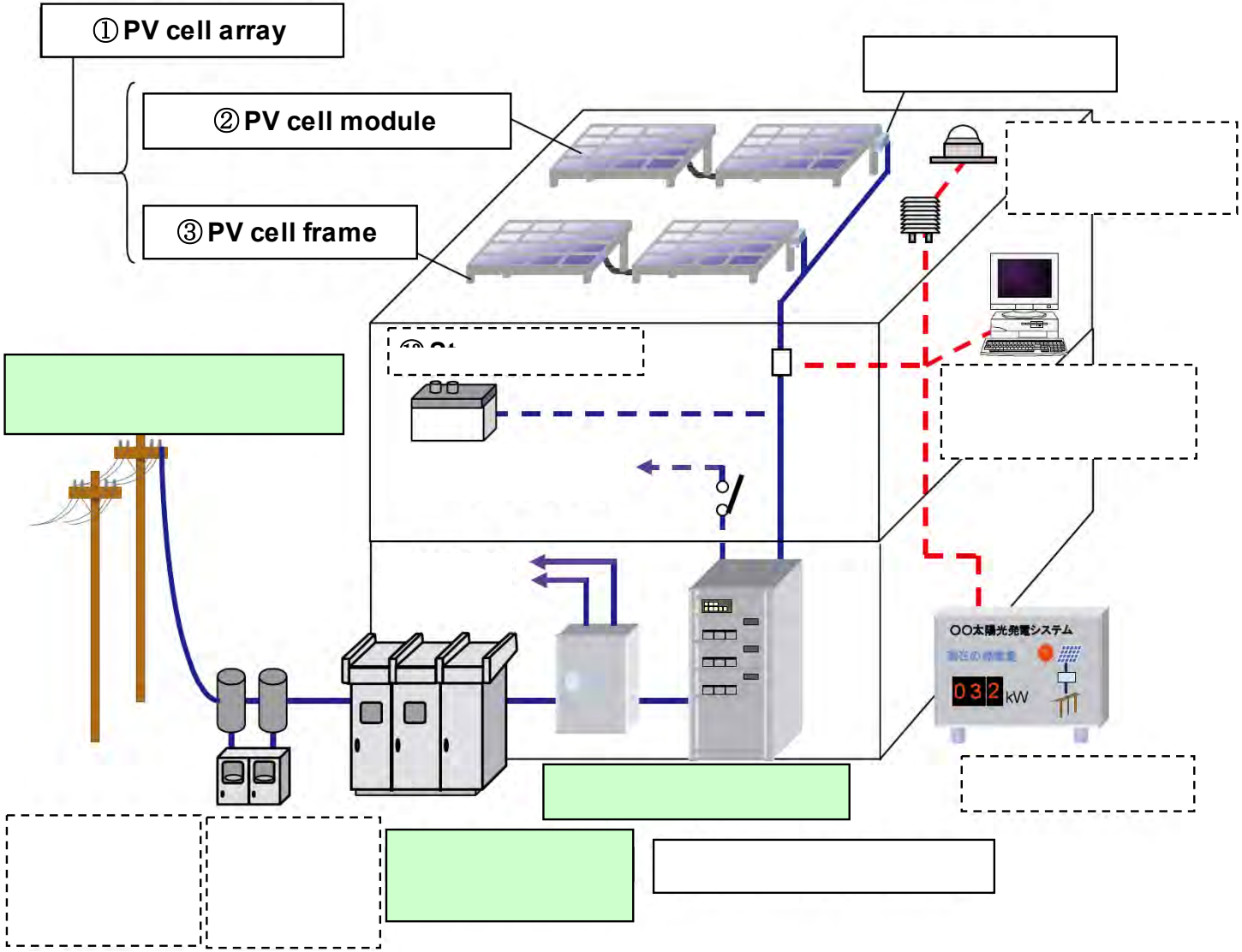
Type of generation	Power generation stability	Power generation controllability	Power generation cost*	Ease of maintenance	System interconnection stability
	Generate power as necessary	Output control by system operator	USD/kWh	Points to keep in mind	Stability during fault
Diesel (Thermal)	Can generate power generation stably if fuel is stocked appropriately.	Can control the power generation output as desired. However, there is an output lower limit.	0.413	Inspections must be performed in accordance with the operating time.	Since it is connected as a synchronous machine, it is excellent in inertial force, and fault stability.
PV	Cannot generate power at night. Power generation output varies depending on the weather (insolation).	In general, you can only curtail output to reduce it.	0.13	Easy to maintain are there are no moving components.	Because it is interconnected by an inverter, it may unnecessarily trip during system disturbances.
Wind	Power generation output varies depending on the weather (wind conditions).	In general, you can only curtail output to reduce it.	0.08	Since it is a rotating machine, regular inspection is required. Depending on the model, high altitude work may be required.	In case of interconnecting by an inverter, it may unnecessarily trip during system disturbances.

Solar Power Generation (page 3)

Energy amount		
Hydroelectric	Per second	0.5×10^{9}kcal
Tidal flow	Per second	0.7×10^{9}kcal
Geothermal	Per second	7.7×10^{9}kcal
Wind wave	Per second	88×10^{9}kcal
Photovoltaic	Per second	$42{,}000\times10^{9}$kcal

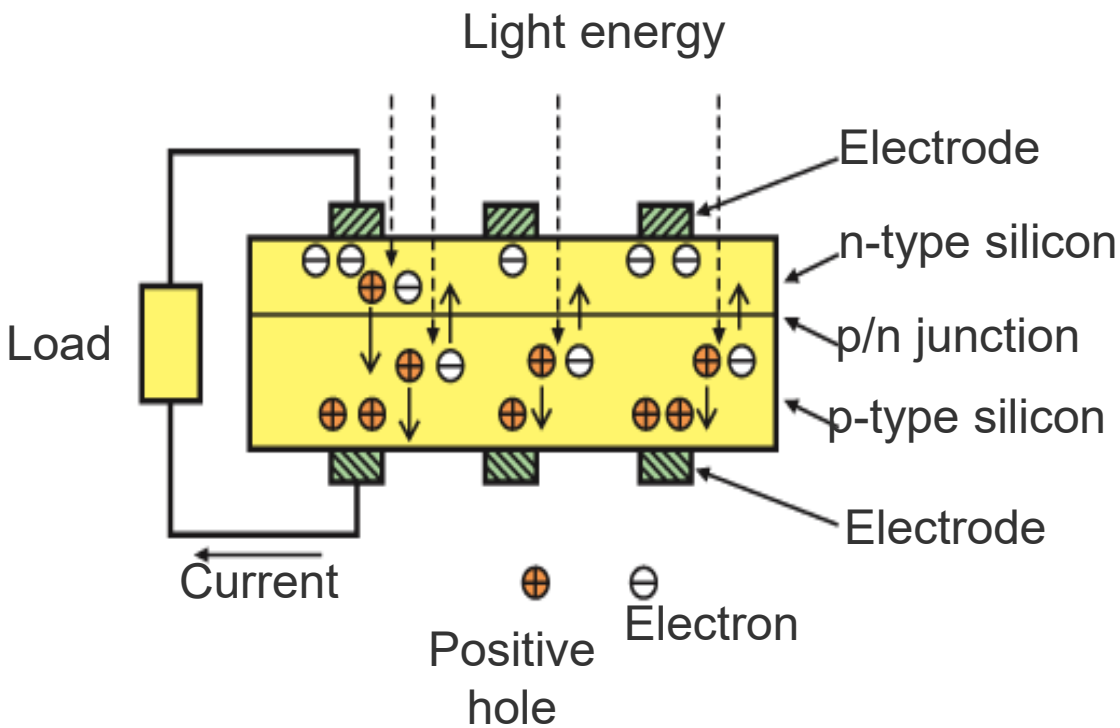


Configuration of PV system (page 4)

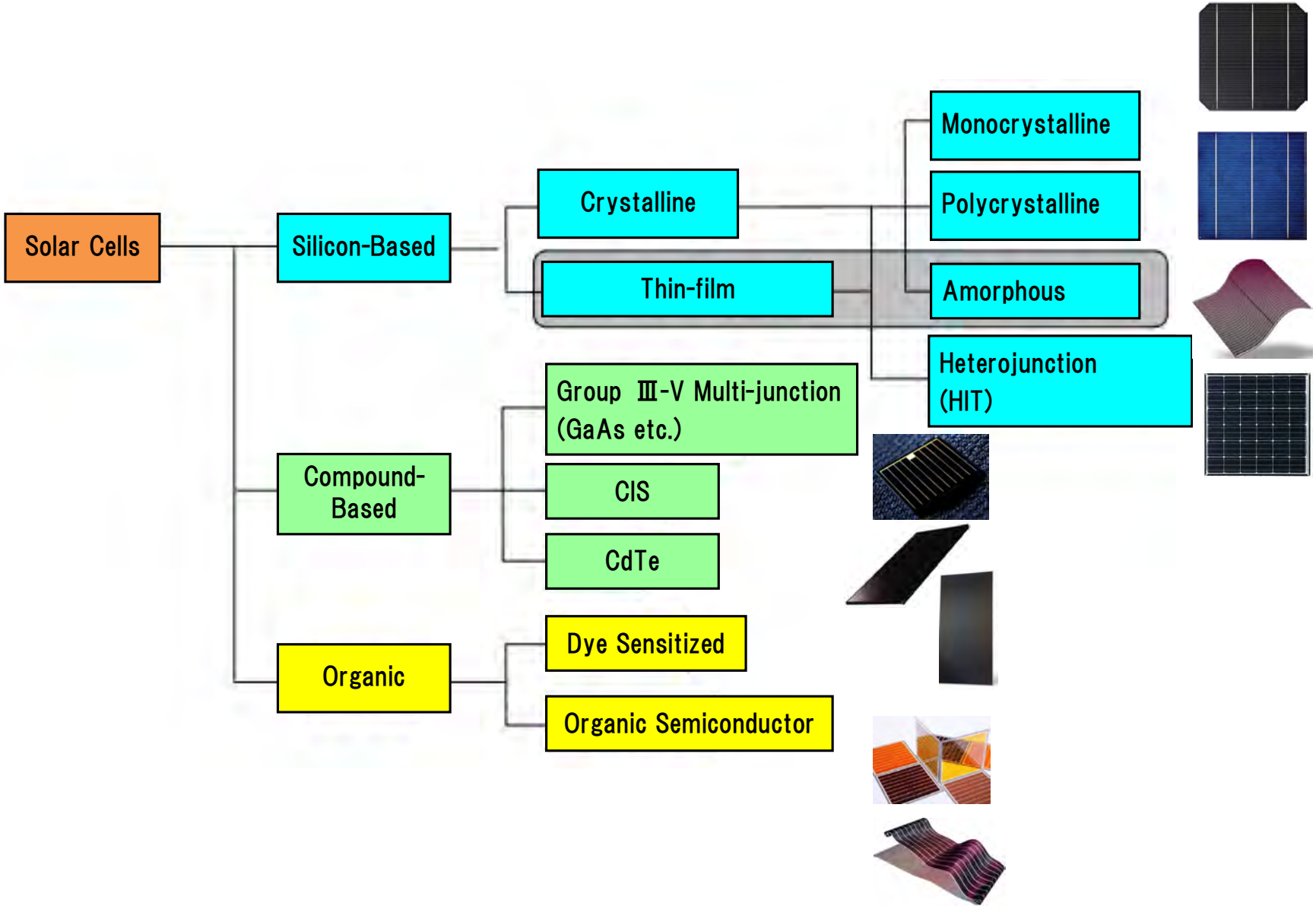


Mechanism of a solar cell (page 6)

The most popular solar cell is the silicon solar cell which has combined layers of p-type and n-type silicon with different electrical properties (p-n junction.) Free current pairs of electron (-) and positive electron hole (+) created by light energy are separated by junction, and positive holes are gravitated to p-type semiconductor and electrons to the n-type side.



Type of PV panel (page 6)



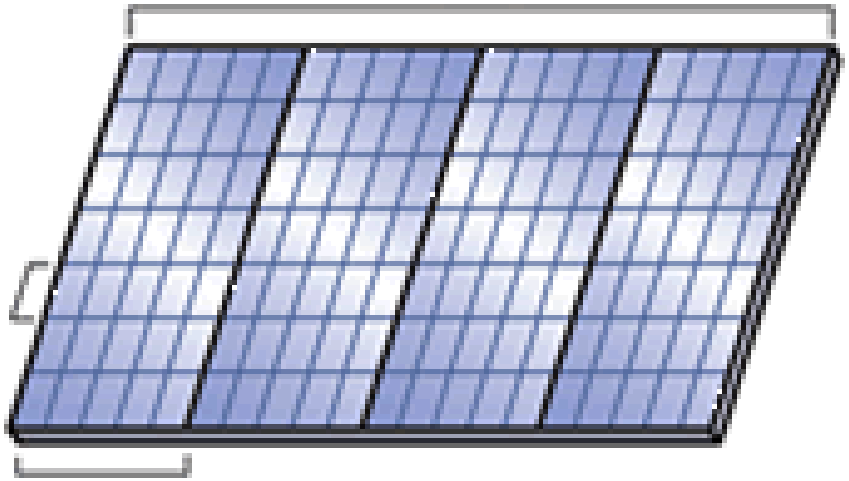
Structural units of PV panel (page 8)

A collection of PV modules (panels) of interconnected solar cells

Array

A basic unit of a solar cell

Cell



Module

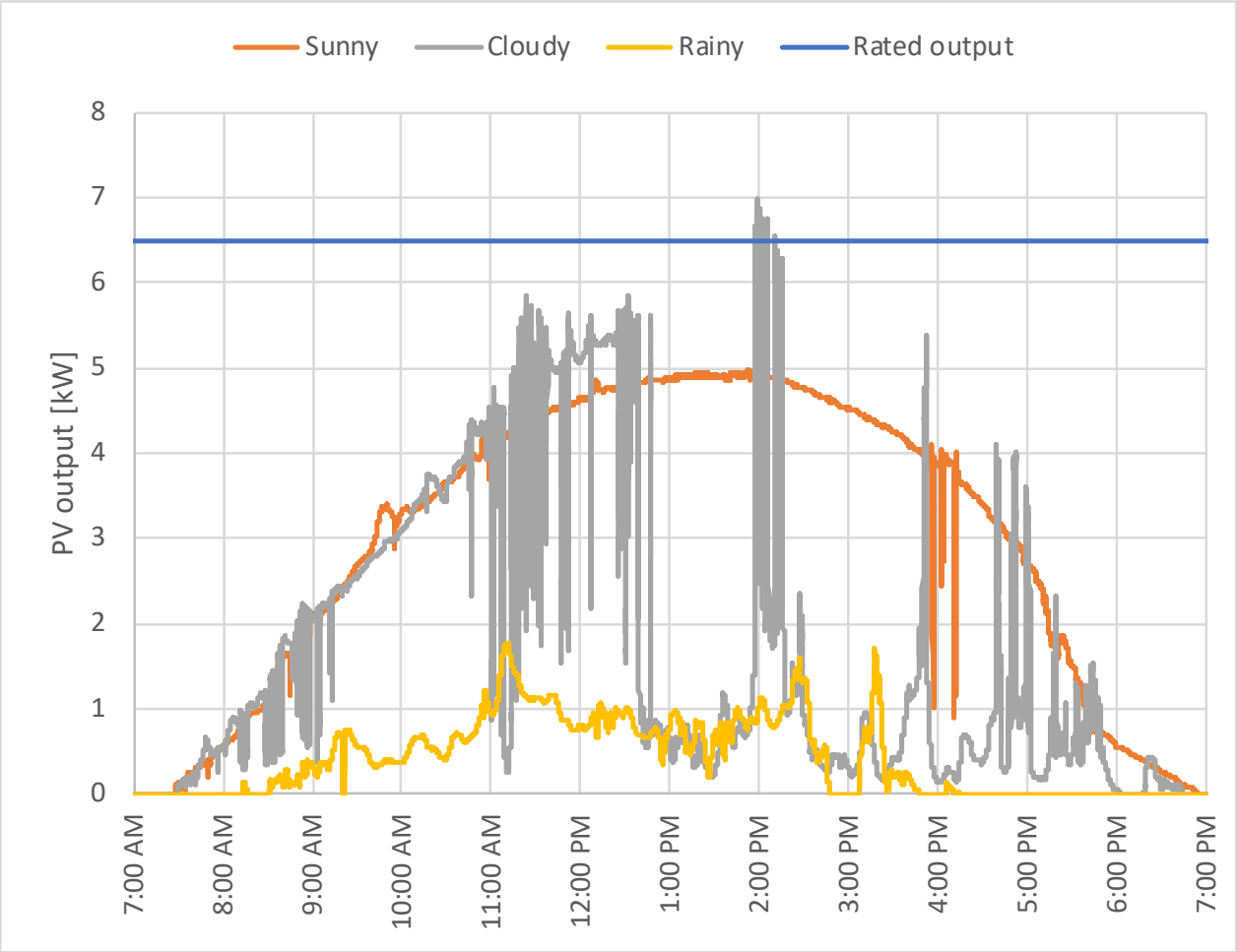
solar cell panel

Power conditioner (PV inverter) (page 8)

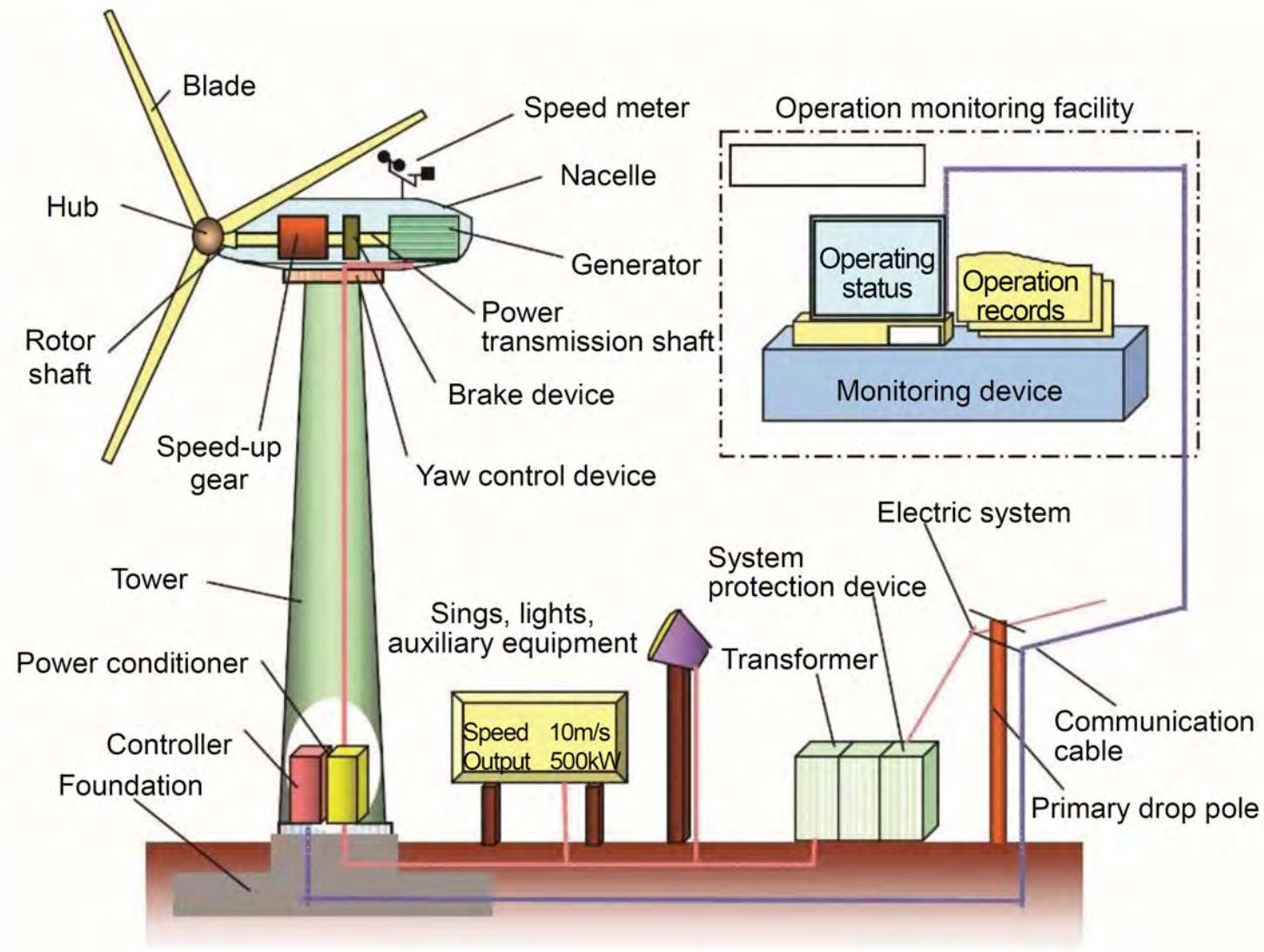
Basic function of the power conditioner (PV inverter) is to convert direct current to alternating current, but it has the function as following.

(1)Automatic stop function, Maximum Power Point Tracking (MPPT) control for extracting PV cell output fluctuating according to the weather as much as possible.
(2)Anti-islanding protection, automatic voltage adjustment function for power system protection.
(3)Function to disconnect safely or to stop the inverter when there is an abnormality in the power system or the power conditioner.

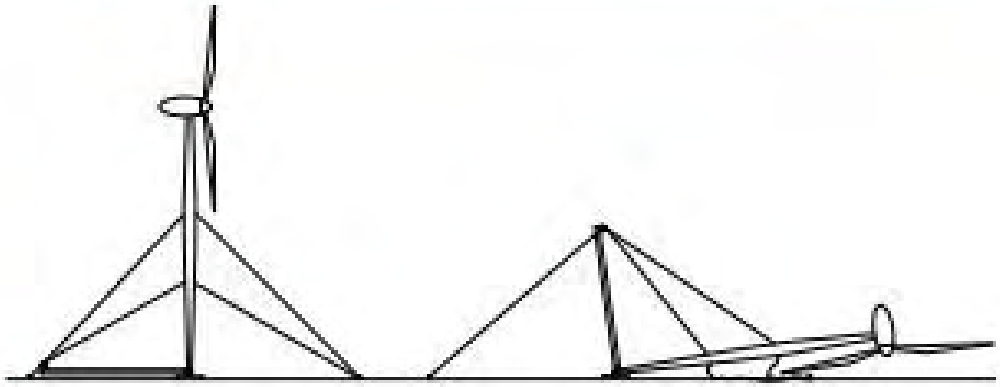
PV output fluctuation (page 13)



Wind Power Generation (page 14)



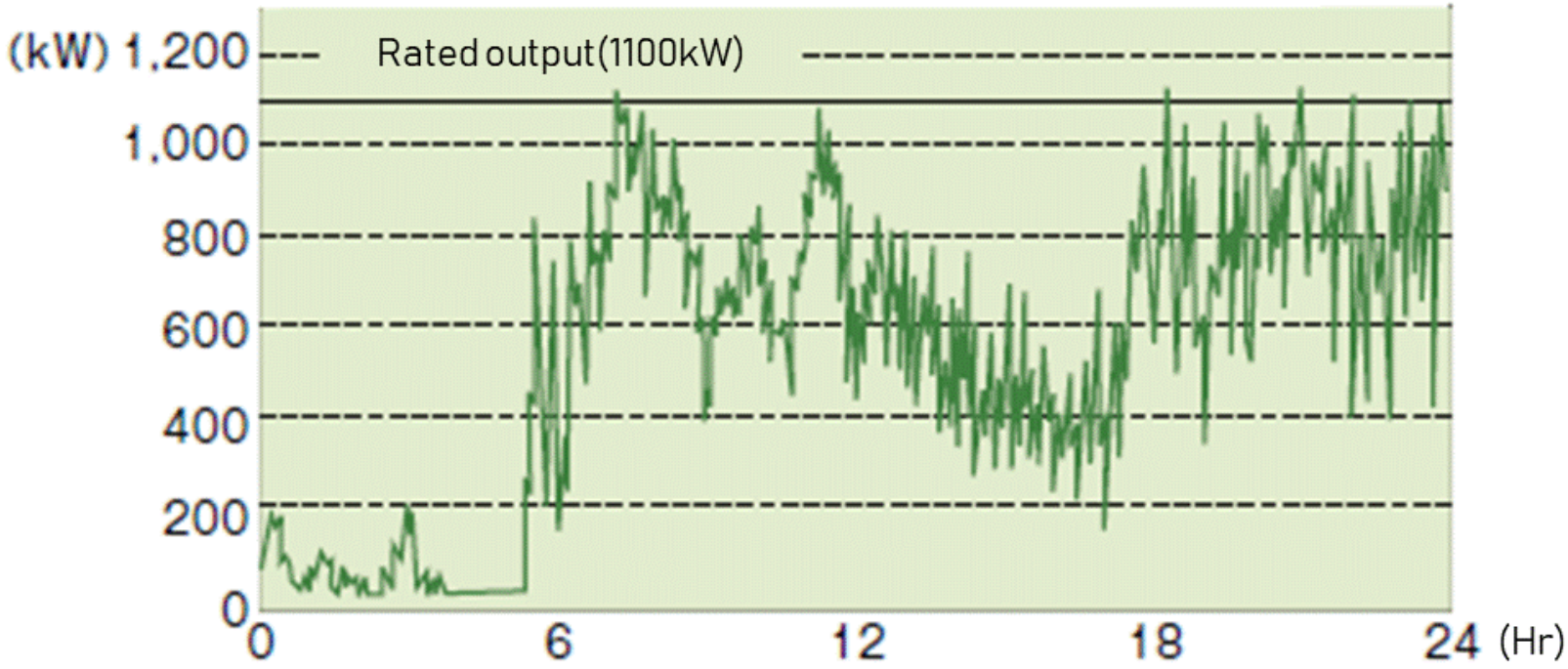
Type of wind turbine



Source: https://www.itmedia.co.jp/smartjapan/articles/1410/23/news018.html

Retractable wind turbine (Hateruma Island)

Wind output fluctuation (page 16)



Concept of Hybrid power generation system(page 31)

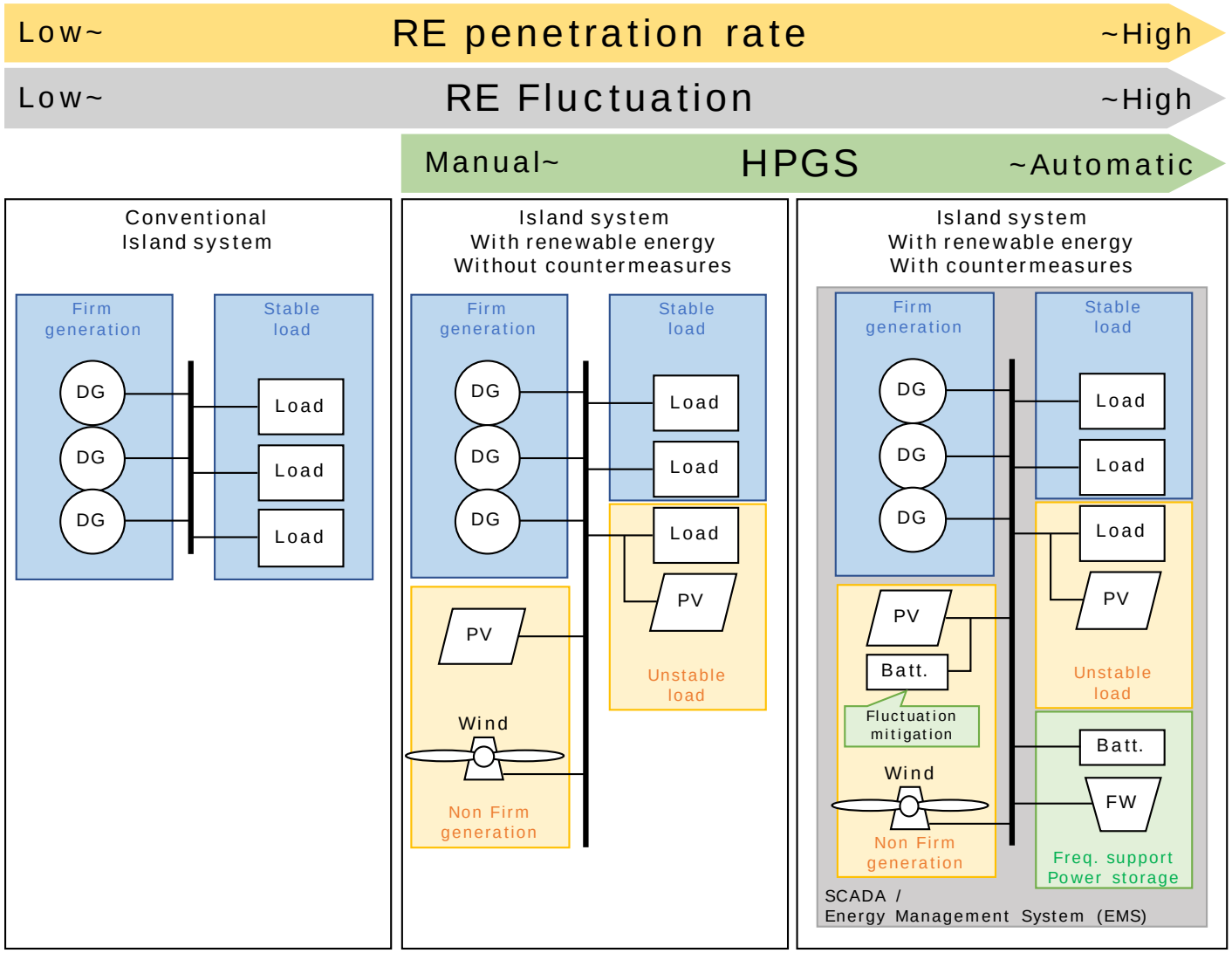
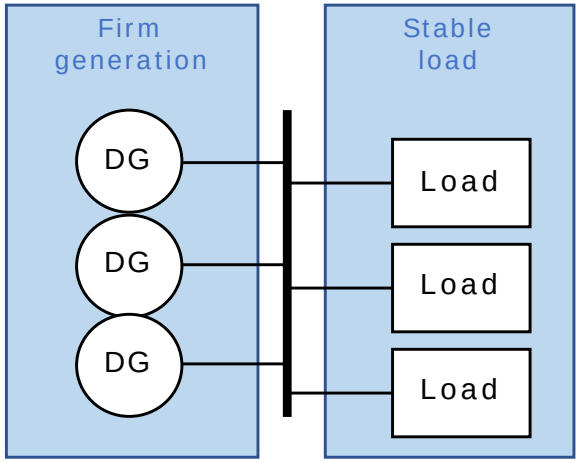


Figure 1-1 Conventional islands and hybrid power generation systems

Conventional islands system (page 32)

Conventional
Island system



Composing elements

1. Diesel engine generator (DG)

- Firm and core generation in an island system

2. Customer load (Load)

- Mainly residential customer and stable electricity consumption

Advantage

☺ Foreseeable load from experience

☺ Operator can concentrate DG operation

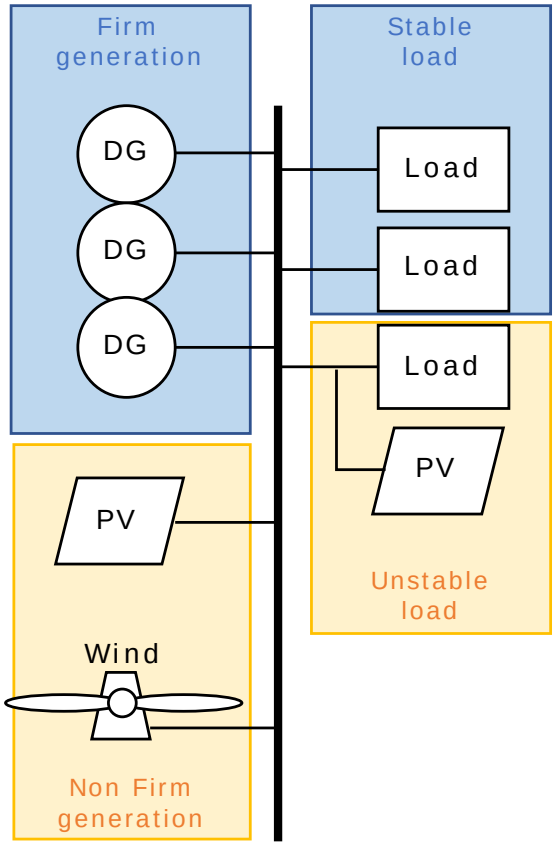
Disadvantage

☹ High dependency on oil

☹ High oil cost and vulnerability to world market price

Hybrid power generation system (No stabilization measures) (page 32)

Island system
With renewable energy
Without countermeasures



Composing elements

1. Diesel engine generator (DG)

- Firm and core generation in an island system

2. Customer load (Load)

- Mainly residential customer and relatively stable electricity consumption

3. Renewable energy

3-1. PV

- can be installed on generation side and customer side
- generates according irradiation during daytime
- Capacity can be flexible by amount of panel and inverter

3-2. Wind

- generates according wind speed
- Capacity is restricted by manufacturer's products

Advantage

☺ Reduce oil usage and cost

☺ LCOE can be stable by lowering dependency on oil

Disadvantage

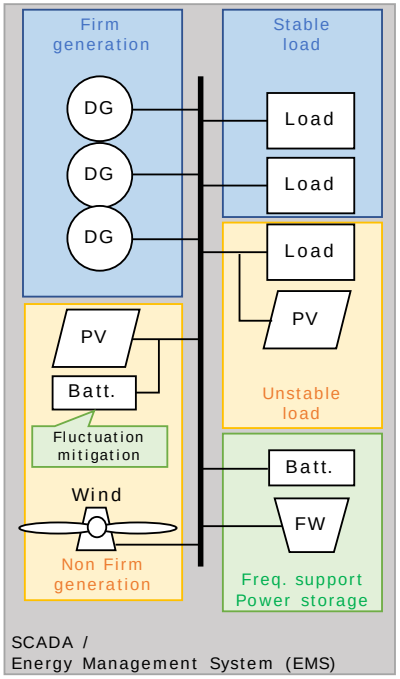
☹ Unforeseeable supply and demand

☹ Lower power quality

☹ Operator needs to watch carefully DG output, RE output and customer load

Hybrid power generation system (With stabilization measures) (page33)

Island system
With renewable energy
With countermeasures



Composing elements

1. Diesel engine generator (DG)
- Firm and core generation in an island system

2. Customer load (Load)
- Mainly residential customer and relatively stable electricity consumption

3. Renewable energy

3-1. PV
- can be installed on generation side and customer side
- generates according irradiation during daytime
- Capacity can be flexible by amount of panel and inverter

3-2. Wind
- generates according wind speed
- Capacity is restricted by manufacturer's products

4. Stabilization system

4-1. Countermeasure against short-term fluctuation
- Battery system or high power facility such as flywheel
- Mitigates output fluctuation of RE on site or system frequency

4-2. Countermeasure against long-term fluctuation
- Large capacity battery charges excess energy and discharges according to system needs

5. SCADA/ EMS

5-1. SCADA
- Visibility and data acquisition
- Operator can control whole elements on SCADA

5-2. Energy Management System
- Operates system automatically to meet demand while optimizing energy mix each seconds or minutes

Advantage

☺ Battery supports operator by mitigating disbalance of demand and supply

☺ Operator can see whole system via SCADA or EMS

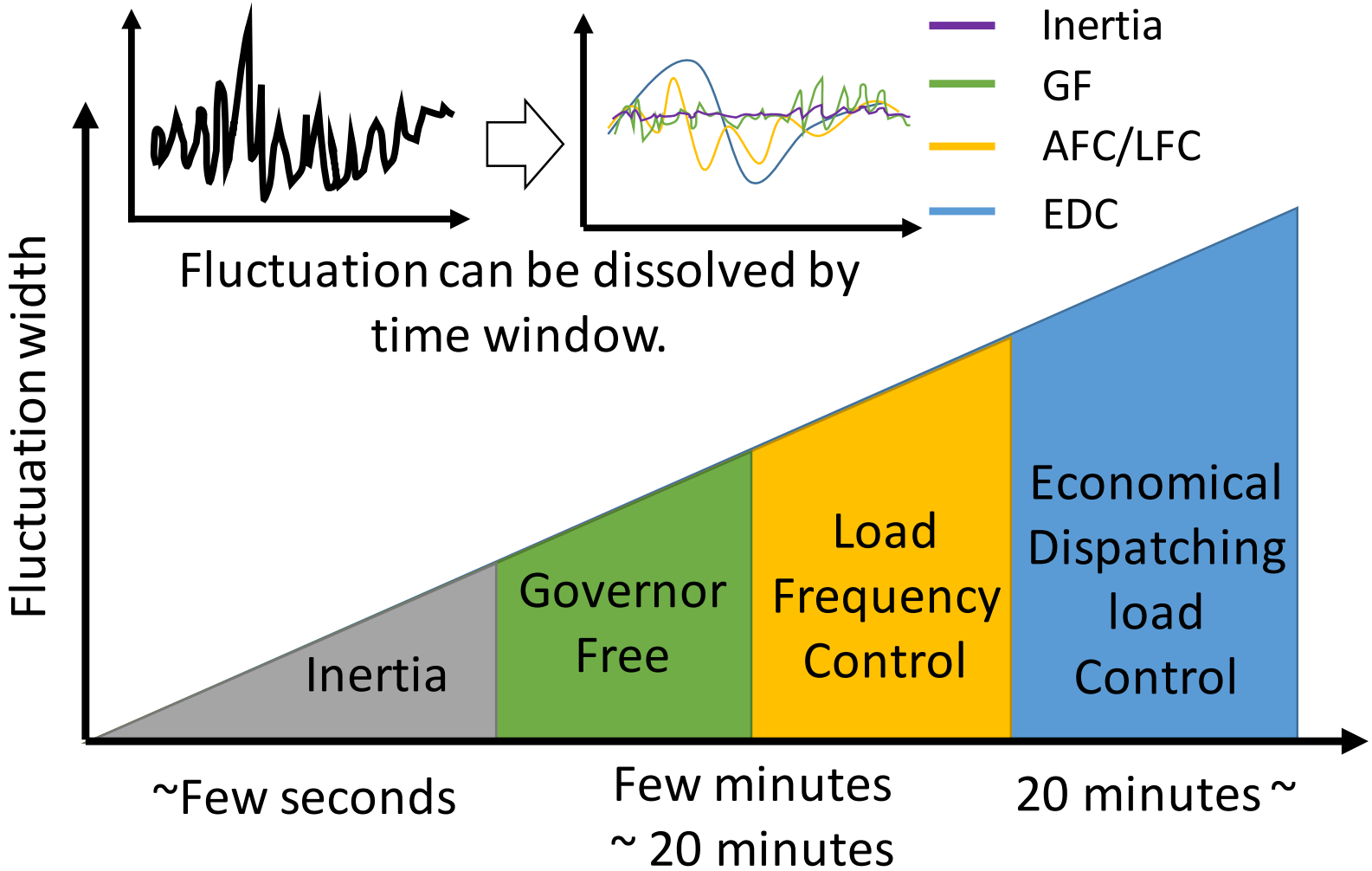
Disadvantage

☹ LCOE can be higher than the conventional system

☹ Substitutable technology of DG or considerable bigger capacity of RE and Battery will be needed to get high penetration of RE

Diesel engine generator (page 34)

(1) Control method

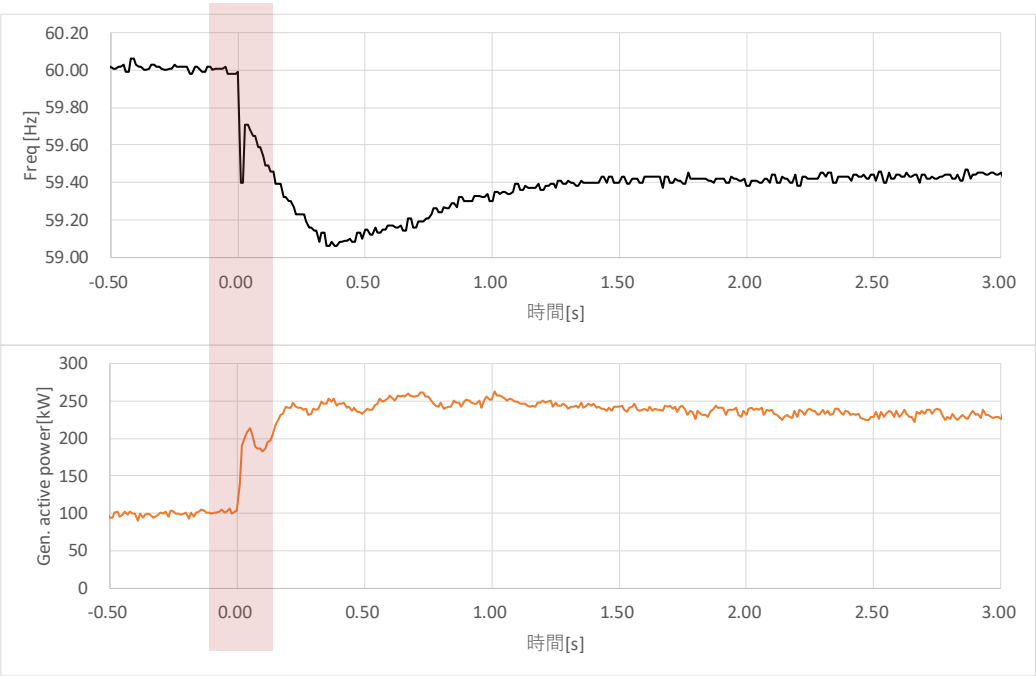


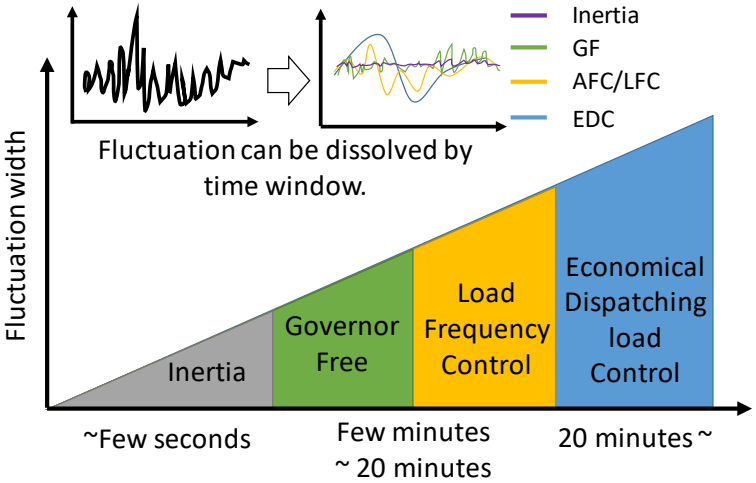
Diesel engine generator (page 34)

(1) Control method

■ Inertia

For instantaneous load fluctuation (= frequency fluctuation), the fluctuation is suppressed by the inertial force of DG. Since the inertial force is determined by the capacity of the DG and the size of the frame, it cannot be changed.





Diesel engine generator (page 35)

(1) Control method

■ Governor free operation

Since the increase and decrease of the output is done by the governor, it is called governor free operation.

There are tow methods for governor free operation for DG.

i. Droop control
ii. Isochronous control

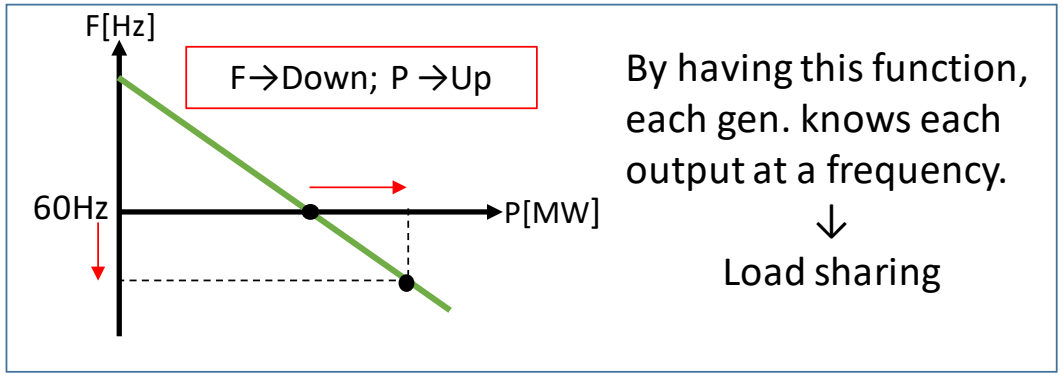
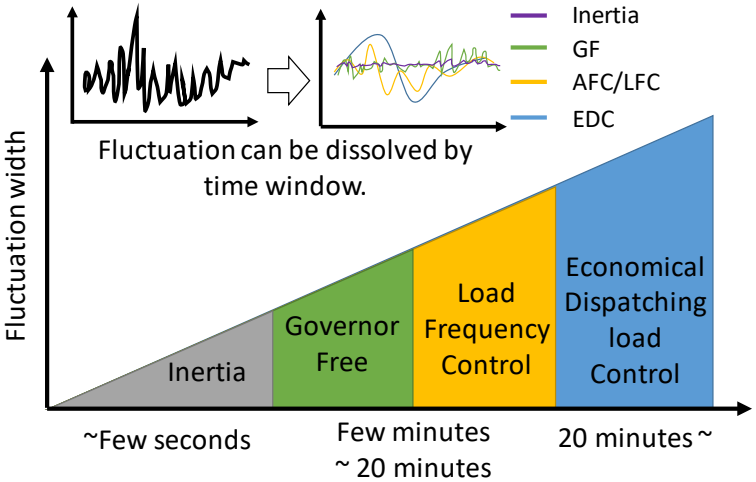


Figure 1-6 Image of droop control



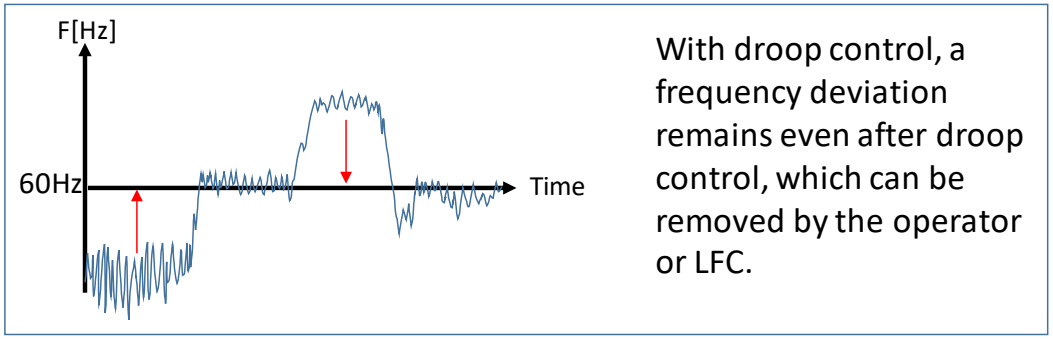
Diesel engine generator (page 35)

(1) Control method

■ AFC/LFC (Automatic Frequency Control / Load Frequency Control)

When droop control is applied to DG, a residual error occurs and settles to a value slightly deviated from the reference frequency.

In the AFC control, when the frequency is higher than the specified value, the output of the generator is decreased, and when the frequency is lower than the specified value, the output of the generator is increased to recover the frequency.



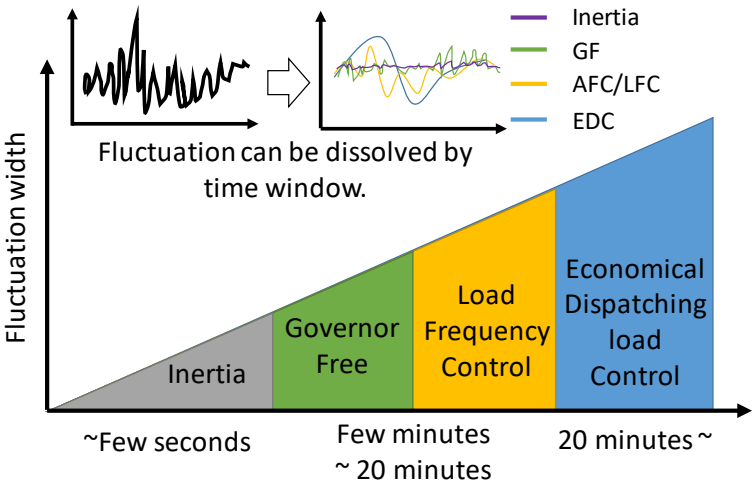


Figure 1-7 Image of AFC

Diesel engine generator (page 36)

(1) Control method

■ EDC (Economical load Dispatch Control)

Regarding the relatively long fluctuation of the cycle, the output of the generator is adjusted so as to be economical in advance from the demand forecast.

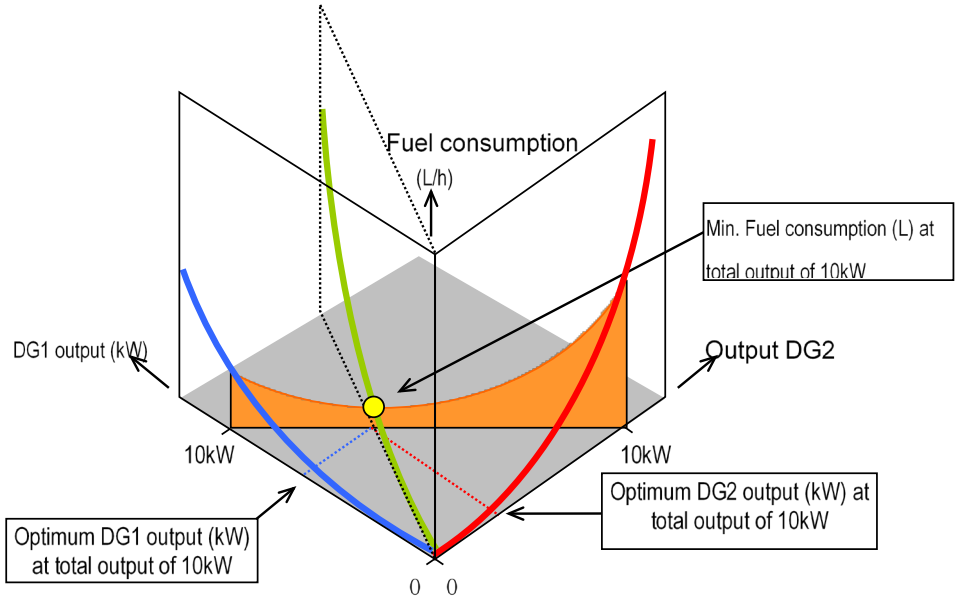
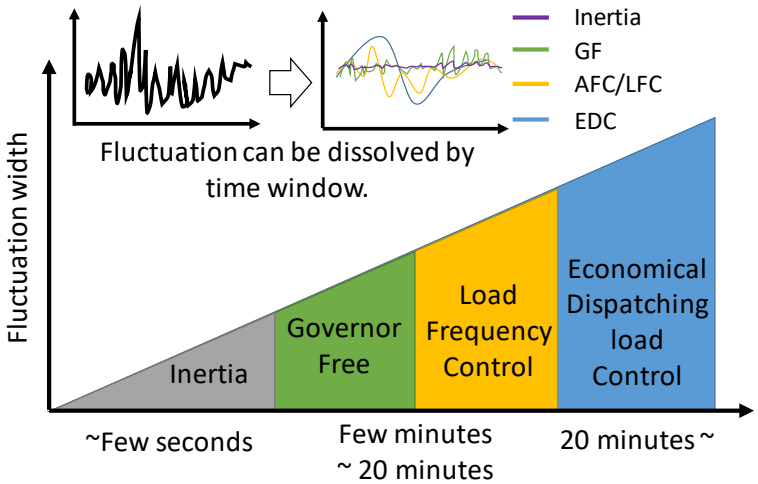


Figure 1-9 Correlation image of fuel consumption curve



Diesel engine generator (page 36)

(2)Operational restrictions

■ Output lower limit value

- ✓ Normally, a diesel engine is equipped with a supercharger, the intake pressure and the exhaust pressure are reversed in the low output, the scavenging is not performed completely, the combustion gas stagnates in the cylinder, causing incomplete combustion.
- ✓ When continuously performing the low output operation, soot may accumulate in the cylinder and the sliding portion or the like may be damaged.
- ✓ Depending on the unit characteristics, there are some models that can sufficiently cope even if the output is reduced to around 30% output.
- ✓ It is important to confirm the unit characteristics beforehand and secure the usable operation range.

Diesel engine generator (page 37)

(2)Operational restrictions

■ Minimum number of DGs

Consideration item	Points to consider	Review method
1. N-1 accident	✓ Assumption at the time of dropping of a DG unit	✓ Confirm that blackout can be avoided by emergency shutdown of load when one DG in parallel drops out. ✓ Check the responsiveness of the DG by load dump test and grasp the timing at which the frequency decrease leading to blackout occurs.
2. Spinning reserve	✓ Compensation for load fluctuation ✓ Compensation for RE fluctuation	✓ Confirm constant load fluctuation. ✓ Consider how to maintain the reserve so that you can always compensate for the ratio of the output of interconnected RE.
3. Frequency responsiveness	✓ Responsiveness of each DG	✓ Check responsiveness of DG by load dump test and consider the number of DGs and combinations so as to be within the frequency management target range against sharp fluctuation of RE.
4. Short-circuit capacity	✓ Matching with the set value of the feeder overcurrent relay	✓ If the number of synchronous generators decreases, the short-circuit capacity decreases and an appropriate current cannot flow at the time of a feeder short-circuit accident, possibly resulting in extremely voltage situation. Confirm matching with the set value of the current relay and the short circuit current that the DG can pass.

System stabilization device (page 37)

(1) Role in hybrid power generation system

Role	Function	Applied Stabilization device
1. Output stabilization of RE	✓ Output fluctuation is compensated for output fluctuation (ΔP or ΔQ) of target RE equipment, and fluctuation is reduced.	Lead-acid, LiB, LiC, NaS, EDLC, FW
2. Stabilizing the system frequency	✓ Using the system frequency as the control object, compensate the output so as to eliminate the deviation.	LiB, LiC, NaS, EDLC, FW
3. Excess energy countermeasures	✓ If RE output exceeds the output lower limit value of DG, they will absorb the excess electricity and maintain a balance between demand and supply. Also, it discharges when the RE output drops.	Lead-acid, Pumped hydro, NaS, Flow battery

System stabilization device (page 38)

(2)Types and features

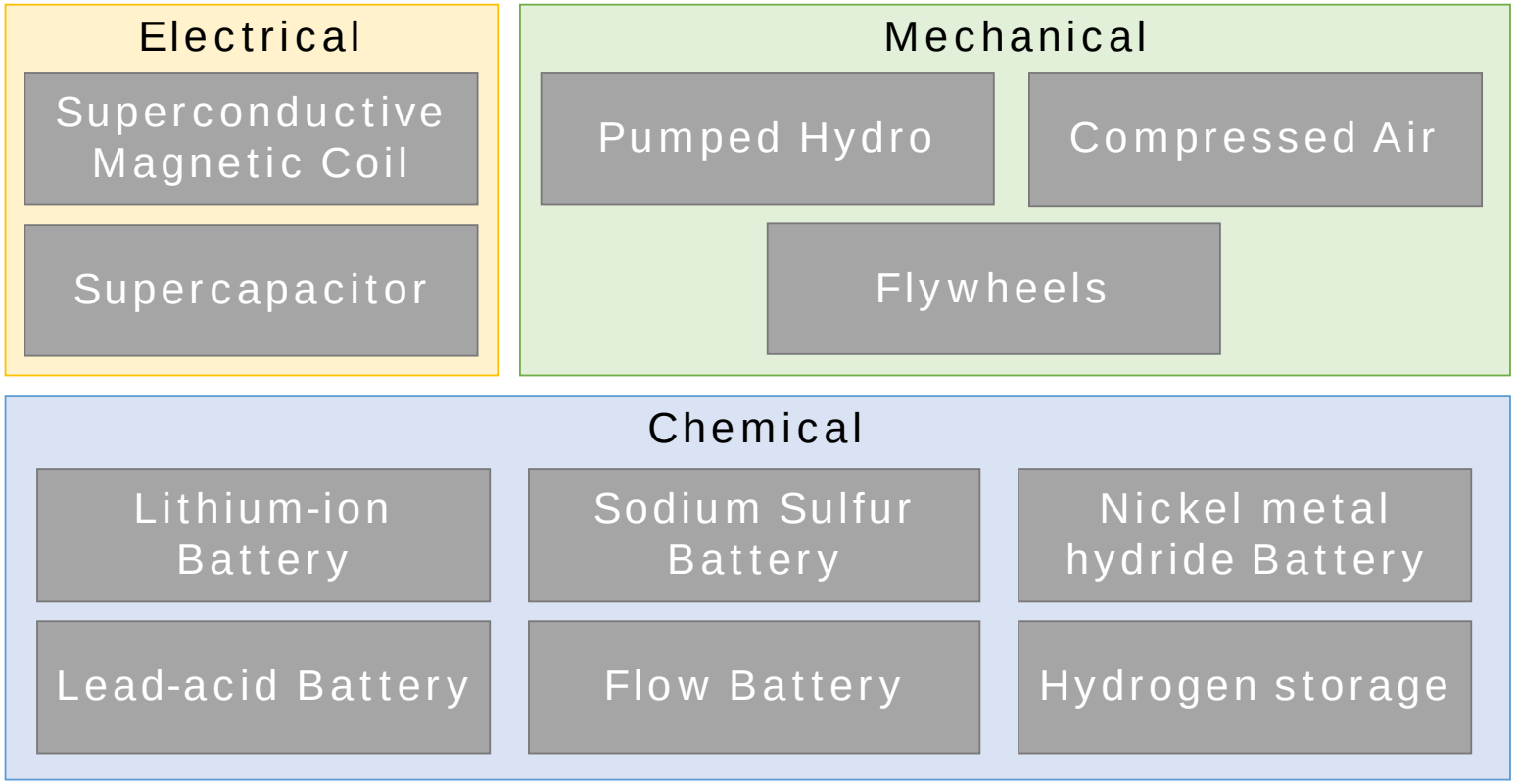


Figure 1-10 Main system stabilization devices

System stabilization device (page 39)

(2)Types and features

Type	Characteristic	Main applications			Operation / maintainability	Lifetime (Cycle)	Remarks
		Output stbilization	Freq. stabilization	Excess energy			
Lead-acid	Low price	○	○	○	Normal temperature (~ 27 ℃)	300~1500	Eqyaling charge required once every 2 weeks
LiB	High output	○	○	△	Normal temperature (~ 27 ℃)	600~1000	
NaS	High output, large capacity	○	○	○	High temperature (280~350℃)	~1500	High auxiliary rate because high temperature holding is required
Pumped hydro	High output, large capacity	△	△	○	Normal temperature	Depend on maintainance situation	There is also seawater pumped-hydro with sea water as lower reservoir
Flywheels	High output	○	○	×	Normal temperature	Depend on maintainance situation	

○: suitable, △: suitable depend on configuration, ×:NOT suitable

SCADA and Energy Management System(page 39)

(1)SCADA：Supervisory Control And Data Acquisition

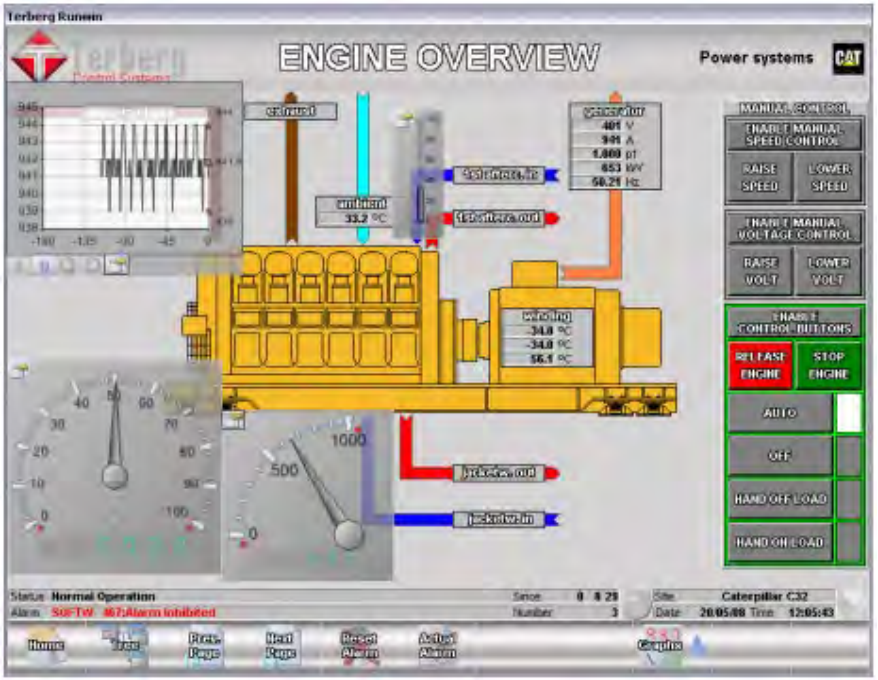


Figure 1-11 Example of DG SCADA
(Ref. https://www.stet.pt/dl/scada_system.pdf)

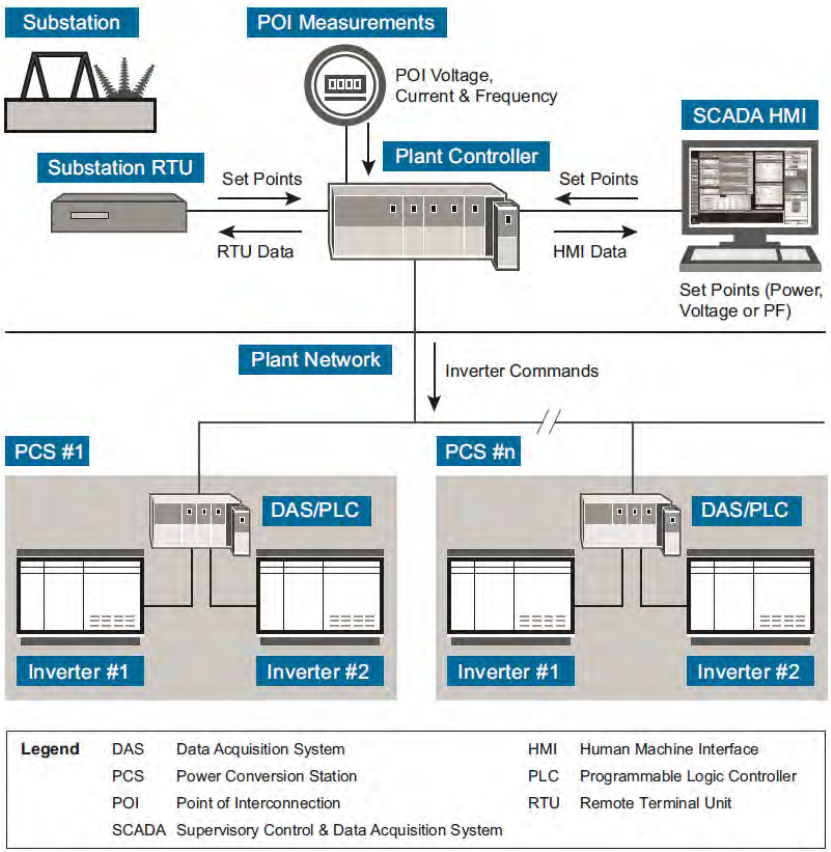


Figure 1-12 Example of PV SCADA
(Ref. http://www.tdworld.com/generation-renewables/grid-friendly-utility-scale-pv-plants)

SCADA and Energy Management System(page 40)

(2)EMS：Energy Management System

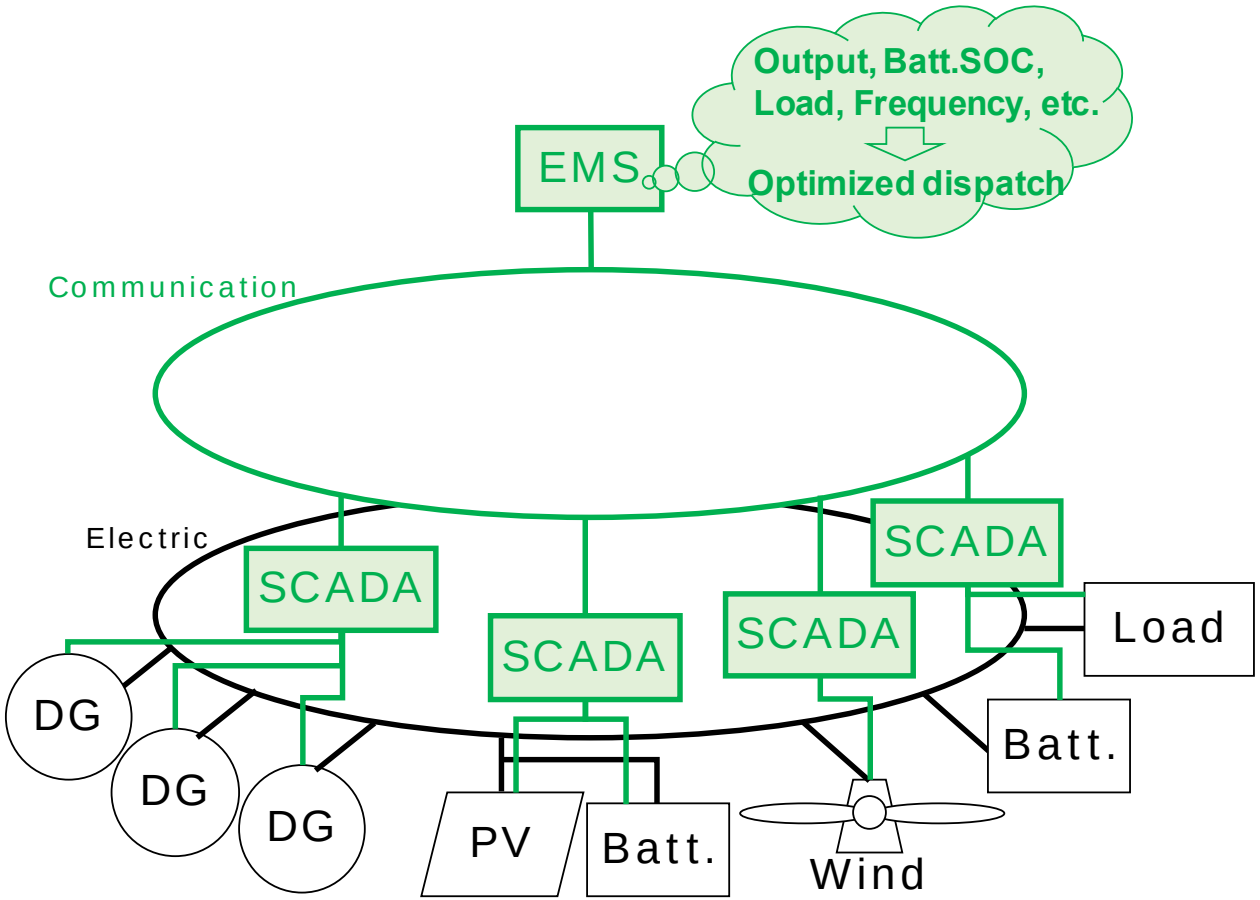


Figure 1-13 Image of EMS

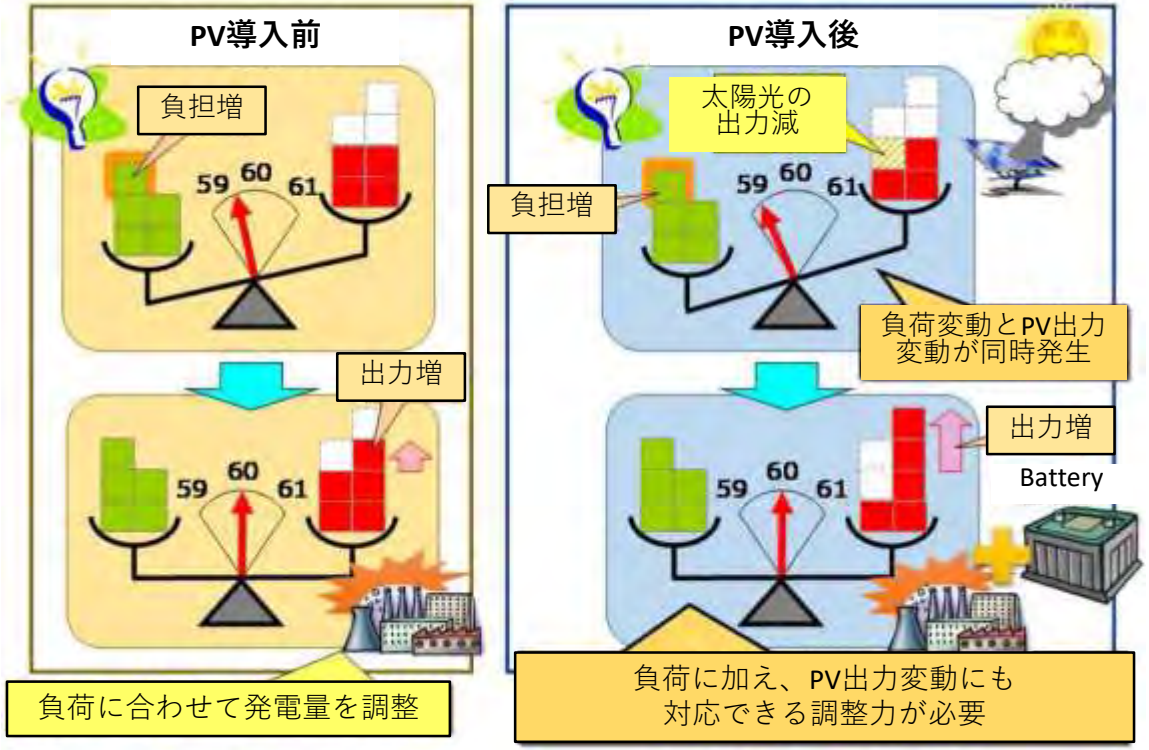
電力系統における蓄電池利用

2019年10月
JICAコンサルタントチーム

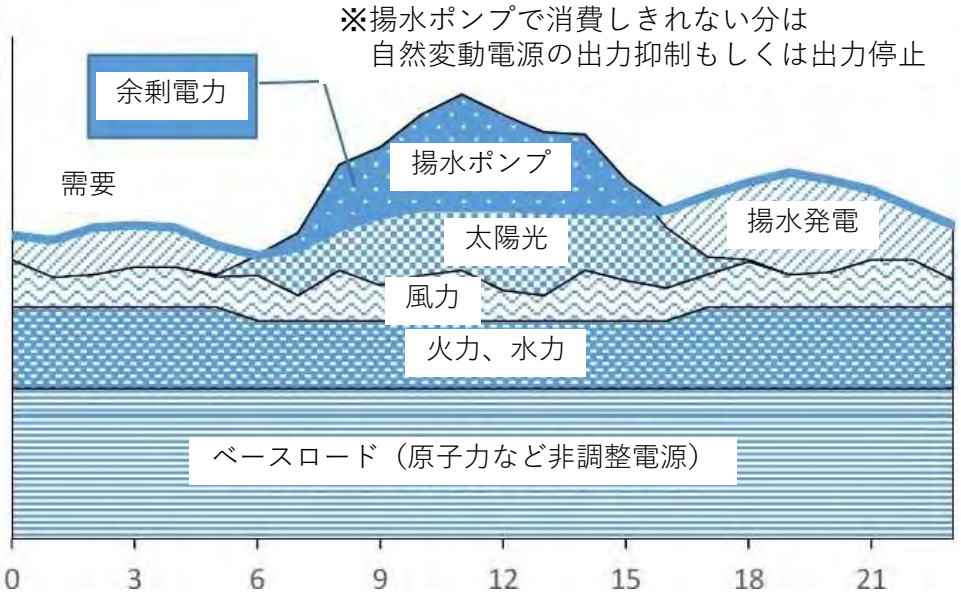
1.　電力系統における蓄電池への期待

（1）自然変動電源の出力特性と系統に与える影響

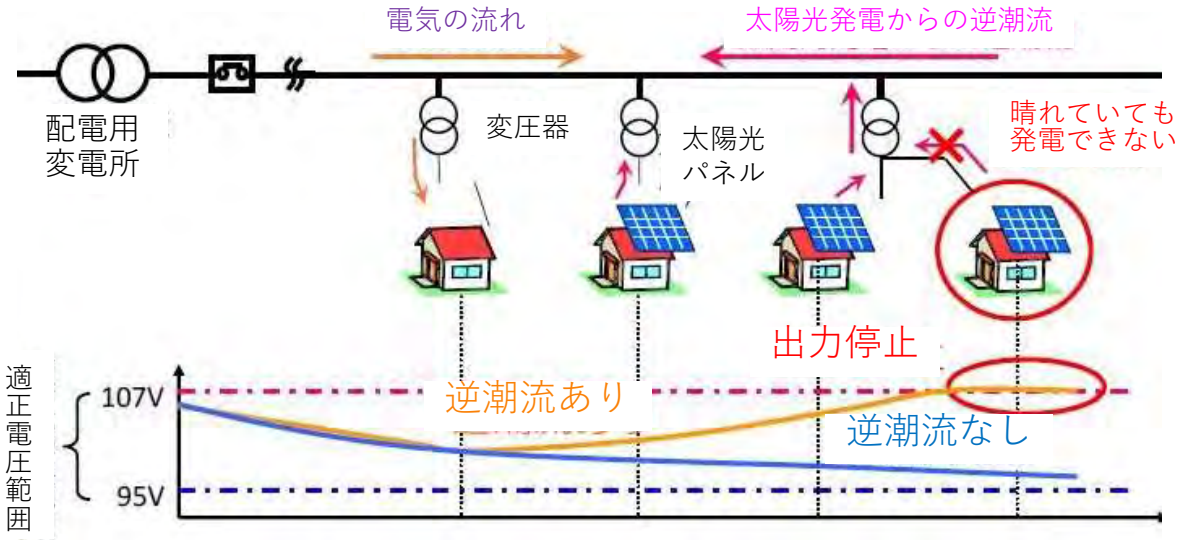
風力発電や太陽光発電などの自然変動電源の普及により、
その出力特性が系統へ与える代表的な影響として
①周波数変動
②余剰電力の発生
③系統の電圧変動　があげられる。



①PV導入前後の電力需給バランスと周波数



②自然変動電源の余剰電力



③PV逆潮流による配電系統の電圧上昇例

参考：電気学会技術報告第1403号「電力系統における蓄電池利用・制御技術」2017年5月

1.　電力系統における蓄電池への期待

（２）電力系統における蓄電池への期待

①変動抑制対策としての利用（充放電機能）

自然変動電源は天候の影響により出力が変動するため、この出力変動を応答性の早い蓄電池の充放電により平滑化することで、電力系統への影響を解消させることが期待できる。

また、電力系統の周波数を一定に維持するためには、瞬時の電力需要と供給を一致させる需給制御が必要であり、電力系統全体の変動を抑制する用途の大型蓄電池システムは、周波数変動対策用途として期待される。

②余剰電力対策としての利用（貯蔵機能）

余剰電力を蓄電池に充電することができれば、エネルギーの有効活用することができる。

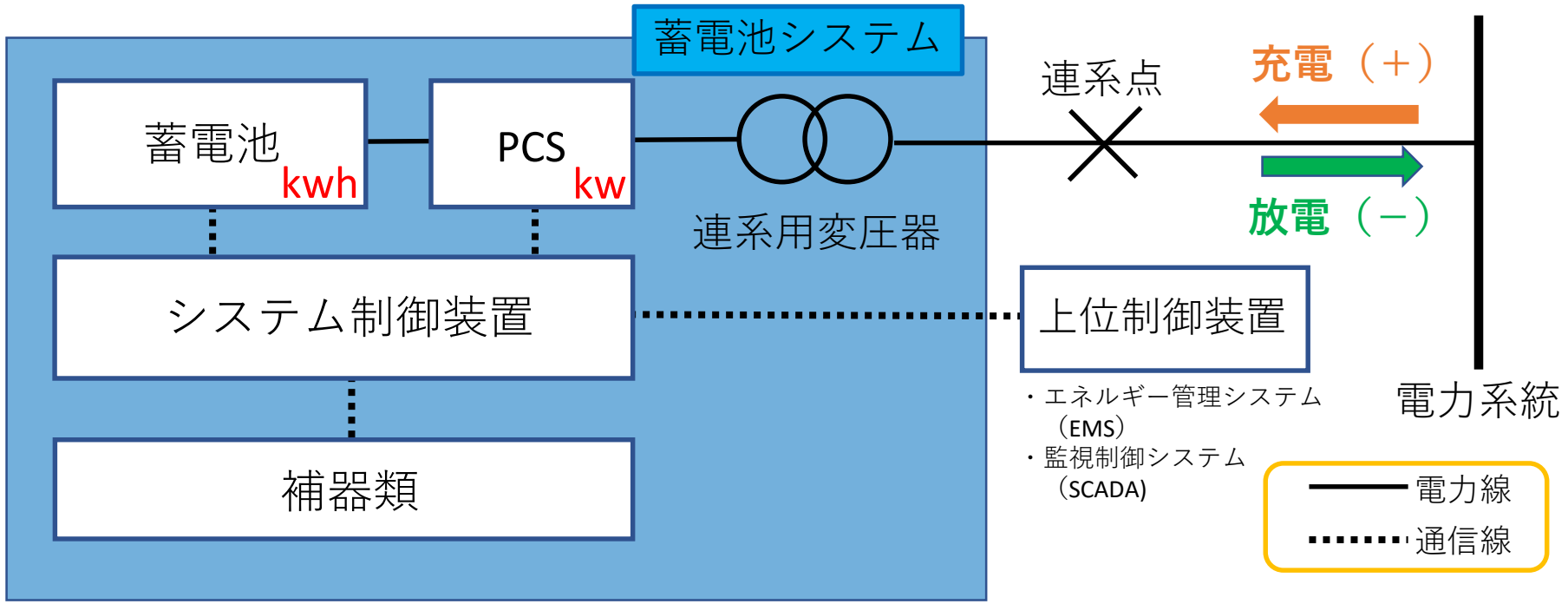
蓄電池の用途

機能分類	用途	使用方法
充放電機能	変動吸収（抑制）	発電急上昇時に充電し、発電急落時に放電して系統を安定化する。
貯蔵機能	発電余剰対策	余剰の発電電力を貯蔵する。
	昼夜ピークシフト	昼間の発電電力を貯蔵し、夜間などに給電する。
	非常時給電	常時蓄電した電力を非常時に給電する。

参考出典：電気学会技術報告第1403号「電力系統における蓄電池利用・制御技術」2017年5月
太陽光発電システムの設計と施工（改定５版）オーム社

2.蓄電池システムの基本構成

（１）基本的なシステム構成例



○蓄電池　：電気エネルギーを化学エネルギーとして貯蔵する。直流電力で充放電する。

○ＰＣＳ　：蓄電池の直流電流を交流電力（または交流電流を直流電力）に変換して電力系統の間で充放電する（パワーコンディショナー）

○制御装置：蓄電池システムの状態や機能などの監視、充放電制御や保護機能の制御を行う。

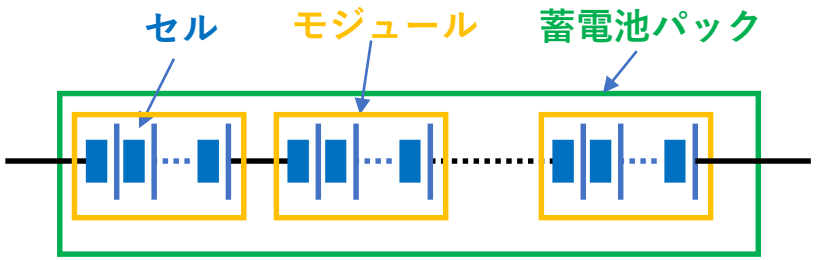
○補器類　：蓄電池システムの機能を維持するためのその他の装置（換気、空調など）

参考：電気学会技術報告第1403号「電力系統における蓄電池利用・制御技術」2017年5月

3.蓄電池システムの基本諸元

3.1蓄電池の基本構成

（１）セル
（２）モジュール
（３）蓄電池パック（蓄電池盤）



蓄電池の基本構成

3.2蓄電池システムの基本諸元

（１）出力と容量
（２）充電／放電レート（Ｃレート）
（３）SOC（State of Charge：充電率）
（４）充放電効率
（５）蓄電池の寿命

参考：電気学会技術報告第1403号「電力系統における蓄電池利用・制御技術」2017年5月

3.蓄電池システムの基本諸元

（１）出力と容量（エネルギー容量、電池容量）

①出力：蓄電池が充放電する電力の大きさ

出力［WまたはVA］　＝放充電する時の電流［A］×端子電圧［V］

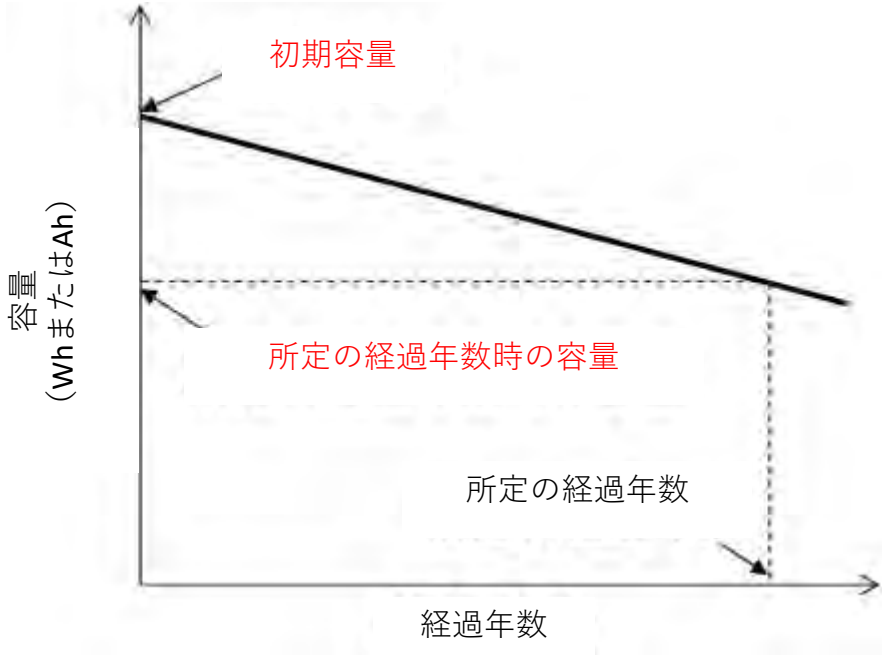
②エネルギー容量：蓄電池がどれだけのエネルギーを放電または充電できるかを示す値

エネルギー容量[Wh]　＝　電池容量［Ah］×平均電池電圧［V］

＝　電流の大きさ［A］×平均電池電圧［V］×hour［h］

③電池容量：蓄電池から取り出せる電荷量または、蓄電池に供給する電荷量

電池容量[Ah]　＝　電流の大きさ［A］×hour［h］



・容量は一般的に時間経過とともに低下する。

・容量のサイズを示す「定格容量」は、製造者、使用者間で合意した任意の仕様で定められる。

「蓄電池を製造したときの初期容量」

「蓄電池の所定の経過年数時に保証される容量」など

参考：電気学会技術報告第1403号「電力系統における蓄電池利用・制御技術」2017年5月

3.蓄電池システムの基本諸元

（1）出力と容量（エネルギー容量、電池容量）

Ahは、一般的な乾電池や鉛蓄電池、モバイル機器バッテリーの容量を表す際に用いられる。
Ahを「取り出したい電流の大きさ（A）」で割ることで、その電池の使用時間を求めることができる。
　例：「12V 100Ahの鉛蓄電池」では、10[A]の放電を10時間行える

Whは定置用リチウムイオン二次電池の容量を表す際に用いられ、 Whを「使用する消費電力（W）」で割ることで、その電池の使用時間を求めることができる。

　例：「12V 100Ahの鉛蓄電池」の場合、この電池は「容量1200Whの鉛蓄電池」
　　→ 40Wの電力なら30時間
　　60Wの電力なら20時間
　　120Wの電力なら10時間使用することが出来る容量

ただし、蓄電容量の分だけ放電を行えるというわけではない。
どのような電池も、充放電を繰り返すと起電力（電圧）が低下する

参考：エコでんちWEBpage
電気学会技術報告第1403号「電力系統における蓄電池利用・制御技術」2017年5月

3.蓄電池システムの基本諸元

（２）充電／放電レート（Ｃレート）

充電／放電レート（C（Capacity）レート）は、電池容量に対する放電（または充電）電流値の相対的な比率であり、以下の式で表される。
これにより、種類や容量の異なる電池の特性を条件をそろえて比較することができます。

$$\text{Cレート}[C] = \frac{\text{充電電流 または 放電電流}[A]}{\text{定格容量（電池容量）}[Ah]}$$

〇例えば、定格容量１Ahの蓄電池を１Aで充電すると充電（または放電）のレートは１C、１０Aで充電すると１０Cとなる。また、定格容量を１時間で充電する一定電流の充電のことを１C充電という。

〇最大の充電／放電レート（連続値）はリチウム電池であれば１０Ｃ程度、鉛蓄電池は１Ｃ未満といったように蓄電池の種類によって異なる。

〇充電レートと放電レートは必ず同じではない。そのためシステム仕様により適切な蓄電池の選択または蓄電池の組み合わせが必要である。

参考：リチウムイオン電池の豆知識
電気学会技術報告第1403号「電力系統における蓄電池利用・制御技術」2017年5月

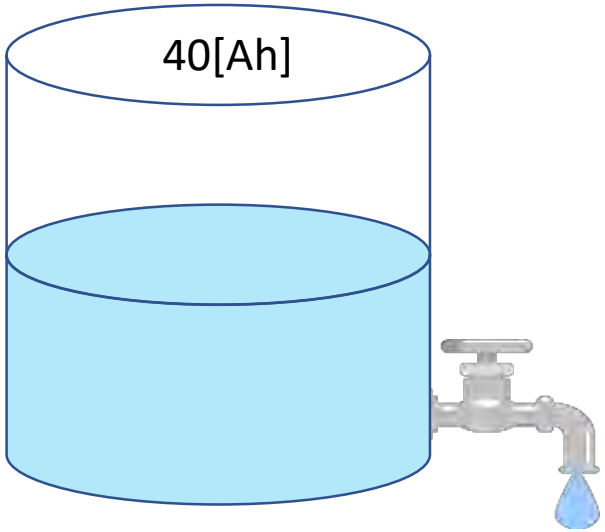
3.蓄電池システムの基本諸元

（２）充電／放電レート（Ｃレート）

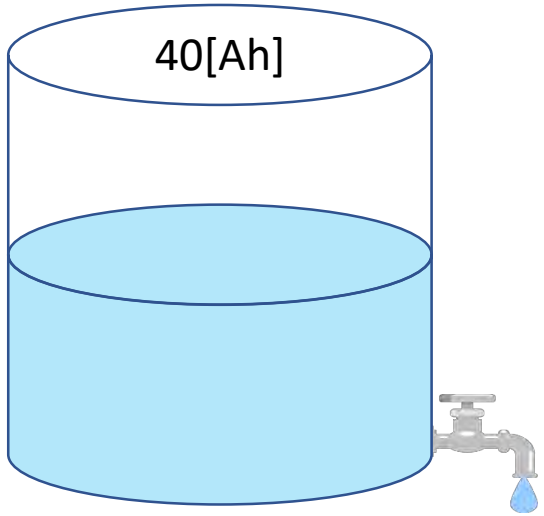
例えば，定格容量４０Ａｈの電池で

①４０Ａの電流で放電（または充電）する場合　→　1.0 Ｃ
②２０Ａの電流で放電（または充電）する場合　→　0.5 Ｃ
③８０Ａの電流で放電（または充電）する場合　→　2.0 Ｃとなる。

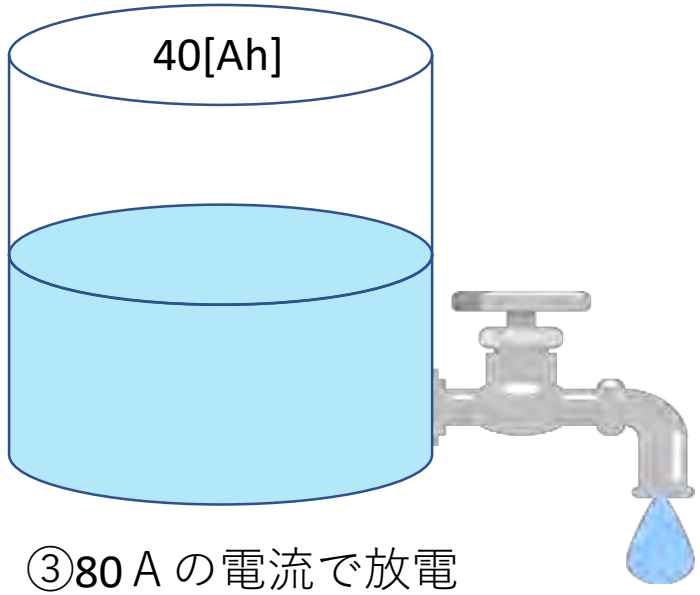
（例えば、定格容量４０Ａｈの電池を貯水タンクに、放電を放水とすると）



①40Ａの電流で放電
→ 1.0 Ｃ



②20Ａの電流で放電
→ 0.5 Ｃ



③80Ａの電流で放電
→ 2.0 Ｃ

参考：リチウムイオン電池の豆知識ＨＰ
電気学会技術報告第1403号「電力系統における蓄電池利用・制御技術」2017年5月

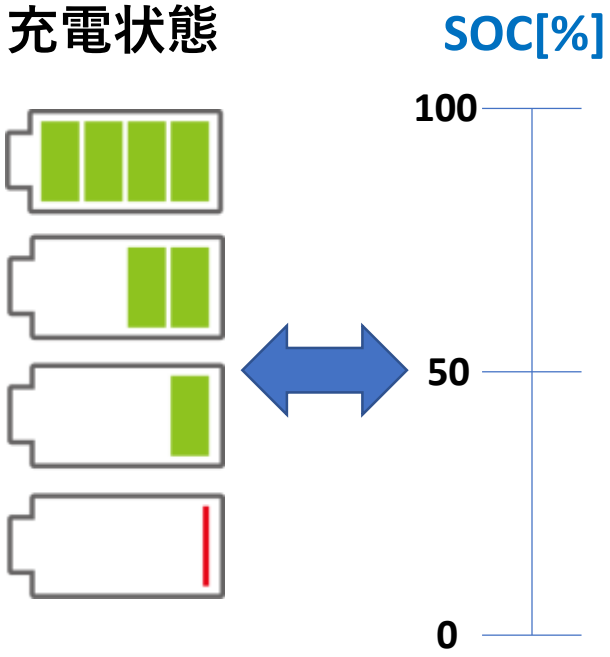
3.蓄電池システムの基本諸元

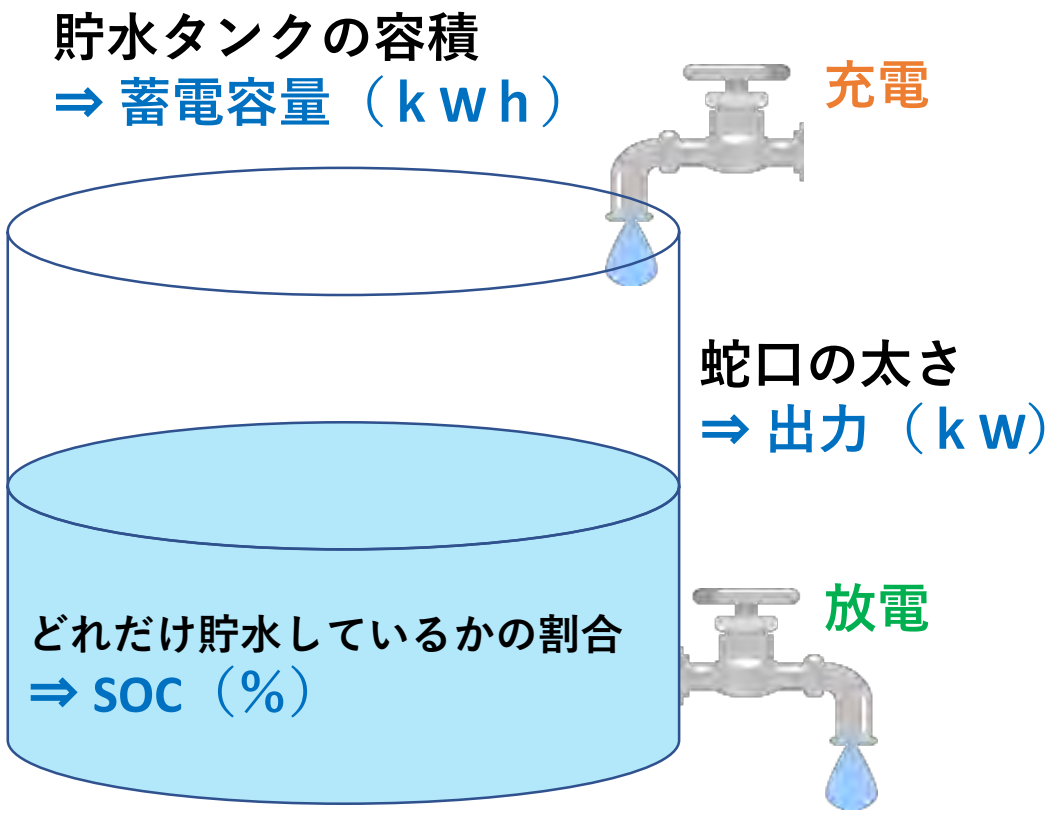
（３）SOC（State of Charge：充電率）

蓄電容量を１００とした場合のある時点での充電量の割合（%）
⇒SOCを高精度に把握できれば蓄電池をより有効に利用・制御できる。

- **蓄電池システムの「充電状態」を表す重要な指標**
- **蓄電池の種別や用途によって、使用可能なSOC範囲に制約がある（劣化が進むなどの理由による）**

蓄電池を貯水タンクに例えると





参考：電気学会技術報告第1403号「電力系統における蓄電池利用・制御技術」2017年5月

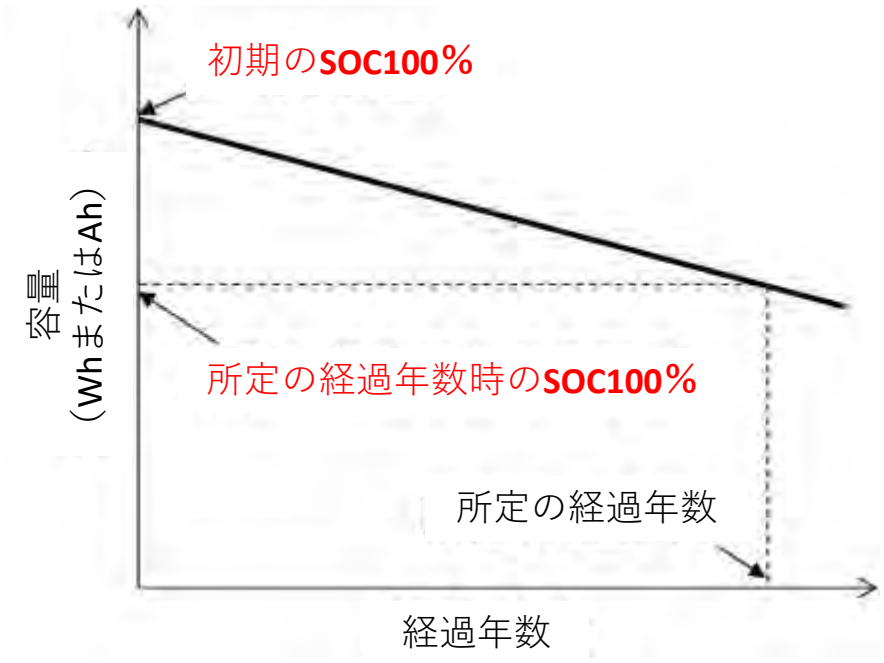
3.蓄電池システムの基本諸元

（３）SOC（State of Charge：充電率）

ここでは、経年による初期容量からの容量低下を考慮した蓄電池の当該時点での最大容量[Ah]を現時点容量と定義して、現時点容量に対する充電量[Ah]の比率をSOC[％]と定義する。

$$\mathrm{SOC}[\%] = \frac{\text{充電量[Ah]}}{\text{現時点容量[Ah]}} \times 100$$

SOCの分母の定義は、一般的には現時点容量が採用されていることが多く、蓄電池の経年劣化等に応じて100％が示す充電量も減少する。



（参考）
○一般的な小型自動車のバッテリ（鉛蓄電池）
　SOCは100～90%くらいで使用
○ハイブリッド車用ニッケル水素電池のSOCは75～25%くらい。
○電気自動車（EV）用のリチウムイオン電池では、
　三菱のi-MiEVで90～10%くらい、
　日産のリーフでは、80～30%くらいのSOCで使用される。

参考出典：『最新版 自動車用語辞典』（株式会社精文館）
（オートモーティブ・ジョブズHP）https://automotive.ten-navi.com/dictionary/25672/

参考：電気学会技術報告第1403号「電力系統における蓄電池利用・制御技術」2017年5月

3.蓄電池システムの基本諸元

（４）充放電効率（$\eta_{Battery}$）

充放電効率（ηBattery）は、充電した電気エネルギーに対する放電した電気エネルギーの割合（単位：％）

$$\eta_{Battery}[\%] = \frac{放電電力量[Wh]}{充電電力量[Wh]} \times 100$$

電力系統で利用される代表的な蓄電池単体の充放電効率の比較

		リチウムイオン電池	ナトリウム硫黄電池	レドックスフロー電池	ニッケル水素電池	鉛蓄電池
充放電効率	蓄電池全体	95％	90％	85％	95％	85％
	システム全体	86％	80％	70％	85％	75％

出典：電気学会技術報告第1403号「電力系統における蓄電池利用・制御技術」2017年5月

参考：電気学会技術報告第1403号「電力系統における蓄電池利用・制御技術」2017年5月

3.蓄電池システムの基本諸元

（４）充放電効率（η_{Battery}）

蓄電池システムの充放電効率

①充放電効率を低下させる主な要因

- PCS、連系用変圧器での電力損失
- 蓄電池内部での充放電損失や自己放電
- 補器類の消費電力

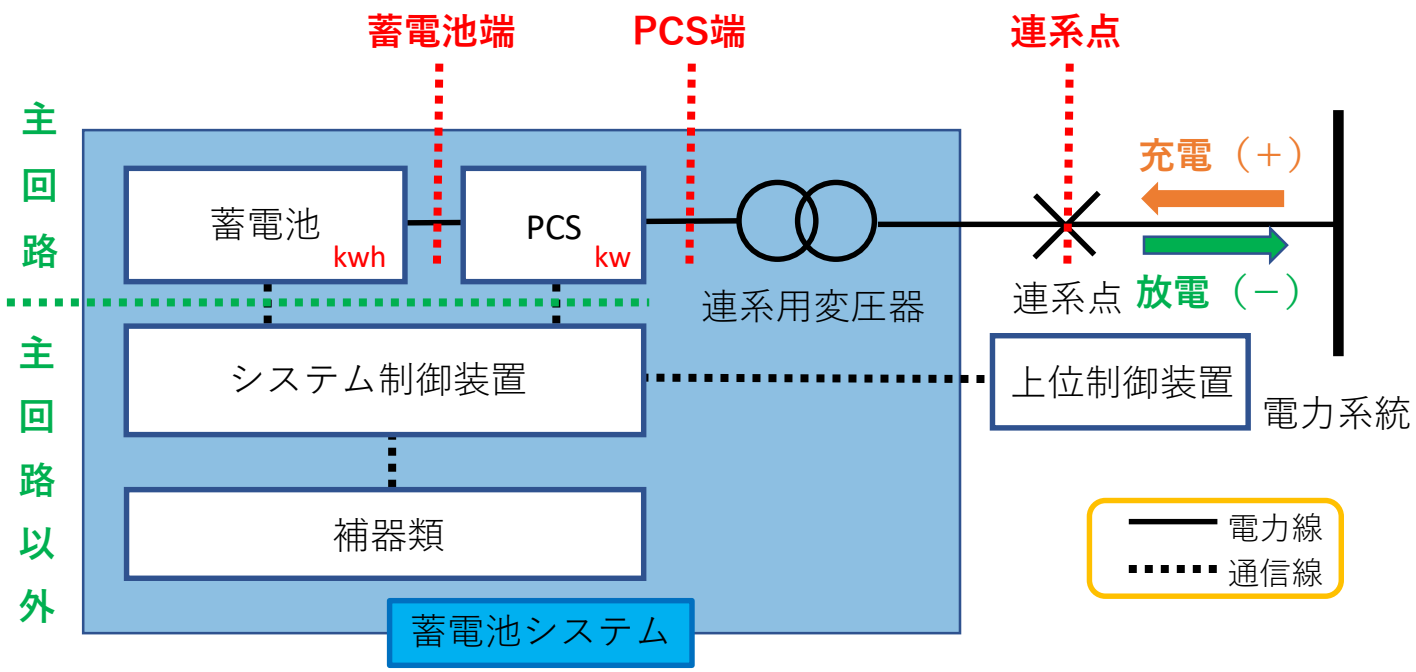
②比較検討時の注意点

〇どこで計測するか

- 連系点（交流）
- PCS端（交流）
- 蓄電池端（直流）

〇どこまで考慮するか

- 主要回路のみ
- 補器類の消費電力も含めるか



計測方法は必ずしも統一していない。比較検討する場合は注意する

参考：電気学会技術報告第1403号「電力系統における蓄電池利用・制御技術」2017年5月

3.蓄電池システムの基本諸元

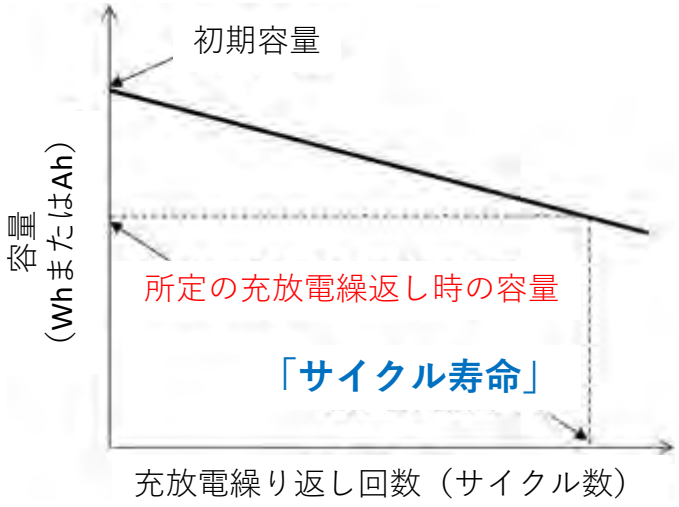
（５）蓄電池の寿命

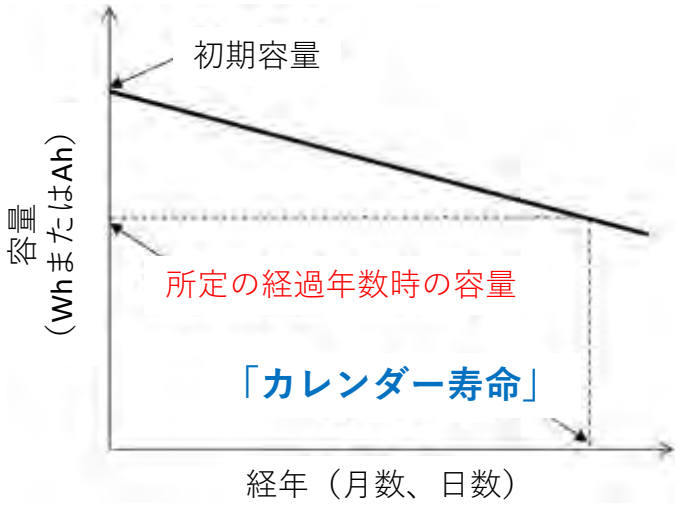
蓄電池の充放電動作は電気化学反応を伴うため、使用条件に応じて材料が劣化し、蓄電容量が低下する。

①寿命に影響する条件
- 温度が高いほど悪くなる
- 充放電電流の大きさ
- SOCの状態

②蓄電容量があらかじめ設けた容量を下回った場合を「寿命」とよぶ。
- 充放電の繰り返しによる劣化
  ⇒「サイクル寿命」
- 経年による劣化
  ⇒「カレンダー寿命」

実際の蓄電池システムでは、これらの劣化要因が重複して蓄電容量が低下する。





参考：電気学会技術報告第1403号「電力系統における蓄電池利用・制御技術」2017年5月

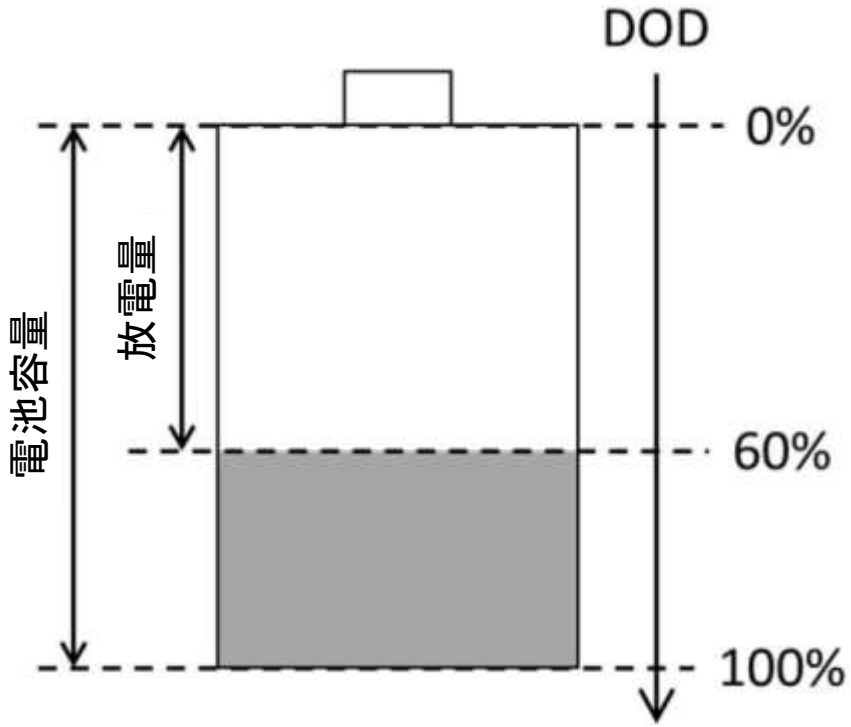
3.蓄電池システムの基本諸元

（５）蓄電池の寿命

「DOD（Depth of Discharge:放電深度）」とは電池容量[Ah]に対する放電量[Ah]の比率である。

$$DOD[\%] = 100 - SOC\ [\%]$$

サイクル寿命が放電深度に強く依存していることが知られており、浅い放電深度で使用したほうが寿命は長くなると言われている。



蓄電池のDOD

（例）容量1000mAhの電池を600mAhで放電
⇒DOD（放電深度）は60%

（参考）
○ハイブリッドカーに搭載されている電池は、少しでも寿命を長くするために放電深度を浅くして使用されている。
○電池のみで動く電気自動車は、どうしても放電深度を深くして使用しなければならないため、そのような使い方に耐えられる性能を実現させる必要がある。
参考出典：（蓄電池バンクHP）
http://batterybank.jp/glossary/ha/dod.php

参考：電気学会技術報告第1403号「電力系統における蓄電池利用・制御技術」2017年5月
（蓄電池バンクHP）http://batterybank.jp/glossary/ha/dod.php

4. 電力系統で利用される代表的な蓄電池の種類

（1）蓄電池（一次電池と二次電池）およびキャパシタ

蓄電池　蓄電池は電気化学反応によって電気エネルギーを化学エネルギーとして蓄える。

- 一次電池　使い切りの電池。化学反応が進むと、だんだん電気を起こす力が弱くなる。
- **二次電池**　充放電して繰り返し使える電池。

キャパシタ　電極間の静電誘導により物理的に電気エネルギーをそのまま蓄える。充放電が速く寿命が長い、エネルギー容量[kwh]が小さい

蓄電池とキャパシタは原理的な違いから区別する場合が多い。

参考：一般社団法人　電池工業会HP

参考：電気学会技術報告第1403号「電力系統における蓄電池利用・制御技術」2017年5月

4. 電力系統で利用される代表的な蓄電池の種類

（1）蓄電池（一次電池と二次電池）およびキャパシタ

- 蓄電池
  - 一次電池
  - 二次電池
    - リチウムイオン電池（LiB） 充放電効率が高い
    - ナトリウム硫黄電池（NaS電池）
    - ニッケル水素畜電池（Ni-MH）
    - レドックスフロー電池（NaS電池）
    - 鉛畜電池
- キャパシタ
  - 電気二重層キャパシタ
  - リチウムイオンキャパシタ

参考：電気学会技術報告第1403号「電力系統における蓄電池利用・制御技術」2017年5月

3. 電力系統で利用される代表的な蓄電池の種類

（4）蓄電池（二次電池）の性能比較

電力系統で利用される主な蓄電池の性能比較

種類			蓄電池				
項目・記載内容			リチウム電池	ナトリウム硫黄電池	ニッケル水素電池	レドックスフロー電池	鉛蓄電池
システム規模	出力 [kW]	電力貯蔵用電池規定、現状システムの実績値	6～40,000	500～50,000	10～300	500～15,000	3～5,000
	容量 [kWh]		48～40,000	3,600～300,000	28～507	1,000～60,000	10～10,000
充放電効率	蓄電池単体 [%]	電力貯蔵用電池規定、現状の製品仕様値（初期値）	95	90	95	85	85
	システム全体 [%]		86	80	85	70	75
耐久性	カレンダー寿命 [年]	電力貯蔵用電池規定、現状の製品仕様値（初期値）	10	15	10	20	17
	サイクル寿命 [サイクル]		15,000	4,500	3,500	100,000	4,500
重量エネルギー密度 [Wh/kg]		現状の製品仕様値（セル、モジュール）	92	87	22.5	10	25
体積エネルギー密度 [Wh/L]			176	83	50.9	15	62
充電レート [C]		現状の製品仕様値	8	0.13	3.3	0.25	0.3
放電レート [C]			8	0.17	3.3	0.25	0.6
充電レート（実績）[C]		日本国内事例の実績値	0.50～5.0	0.13	2.5～5.3	0.25	0.13～0.30
放電レート（実績）[C]			0.50～5.0	0.17	2.5～5.3	0.25	0.13～0.43
SOC管理（推定方法）			充放電電流の積算値からSOCを推定			電解液の電池の測定により高精度にSOCを推定	充放電電流の積算値からSOCを推定

参考：電気学会技術報告第1403号「電力系統における蓄電池利用・制御技術」2017年5月

3. 電力系統で利用される代表的な蓄電池の種類

（４）キャパシタの性能比較

電力系統で利用されるキャパシタの性能比較

種類			キャパシタ	
項目・記載内容			電気２重層キャパシタ	リチウムイオンキャパシタ
システム規模[kVA]		電力貯蔵用電池規定、現状システムの実績値	150～10,000	1,000～12,000
充放電効率[％]		参考値なし（通常時は充放電が行われてないため）	–	–
耐久性	カレンダー寿命 [年]	現状の製品仕様値	15	15
	サイクル寿命 [サイクル]		1,000,000	1,000,000
重量エネルギー密度 [Wh/kg]		現状の製品仕様値	2.3	5～13
体積エネルギー密度 [Wh/L]			3.6	10～20
充電レート [C]		現状の製品仕様値	60～360	100～200
放電レート [C]			60～360	100～200
充電レート（実績）[C]		日本国内事例の実績値	8～63	32.05～34.82
放電レート（実績）[C]			8～63	32.05～34.82
SOC管理（推定方法）			電圧からからSOCを推定	

参考：電気学会技術報告第1403号「電力系統における蓄電池利用・制御技術」2017年5月

4. 電力系統で利用される代表的な蓄電池の種類

電力系統で利用される蓄電池・キャパシタの特徴

	蓄電池					キャパシタ	
	リチウム電池	ナトリウム硫黄電池	ニッケル水素電池	レドックスフロー電池	鉛蓄電池	電気２重層キャパシタ	リチウムイオンキャパシタ
特徴	・高エネルギー密度 ・電池単体の充放電効率が高い ・高出力用途に適する ・安全面に配慮が必要 ・電力系統での使用実績が多い	・高エネルギー密度 ・電力系統、大規模蓄電池システムとしての実績が多い ・高温作動型で運転時には作動温度を300℃程度で維持する必要がある ・安全面に配慮が必要 ・容量あたりの価格が安価 ・常温からの昇温に長時間かかる。	・低エネルギー密度 ・電池単体の充放電効率が高い ・高出力用途に適する ・過充電、過放電強い ・火災の危険性が低い	・低エネルギー密度 ・サイクル寿命が長い ・運転中でも常時SOCを把握できる。 ・火災の危険性が低い	・低エネルギー密度 ・製造コストが安価 ・リサイクルシステムが確立されている。 ・使用実績が多い ・単電池容量の範囲が広い	・低エネルギー密度 ・短時間用途 ・高サイクル耐久性 ・高出力用途に適する ・適切な温度管理が必要	・低エネルギー密度 ・短時間用途 ・高サイクル耐久性 ・高出力用途に適する ・温度範囲が広い （-30～80℃）

参考：電気学会技術報告第1403号「電力系統における蓄電池利用・制御技術」2017年5月

Power System Applications of Storage Batteries

October 23, 2019

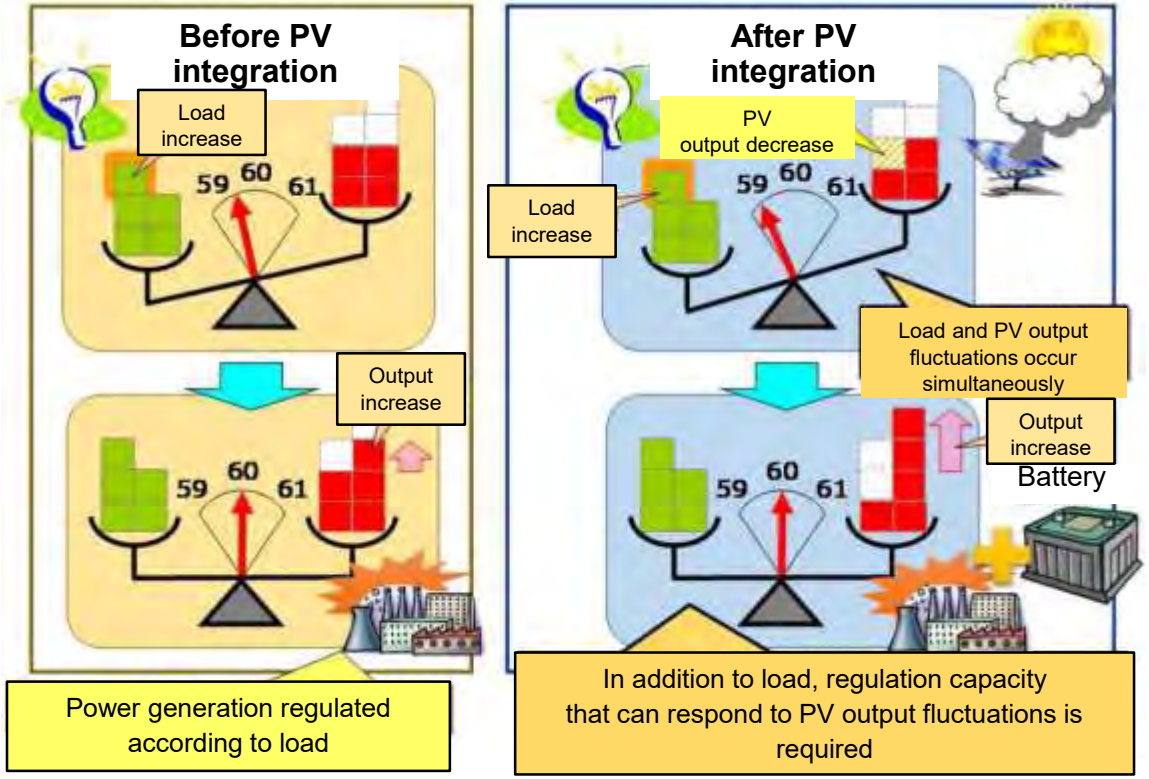
JICA Consulting Team

1. Expectations for storage batteries in power systems

(1) Output characteristics and the impact of naturally variable power supplies on the power system

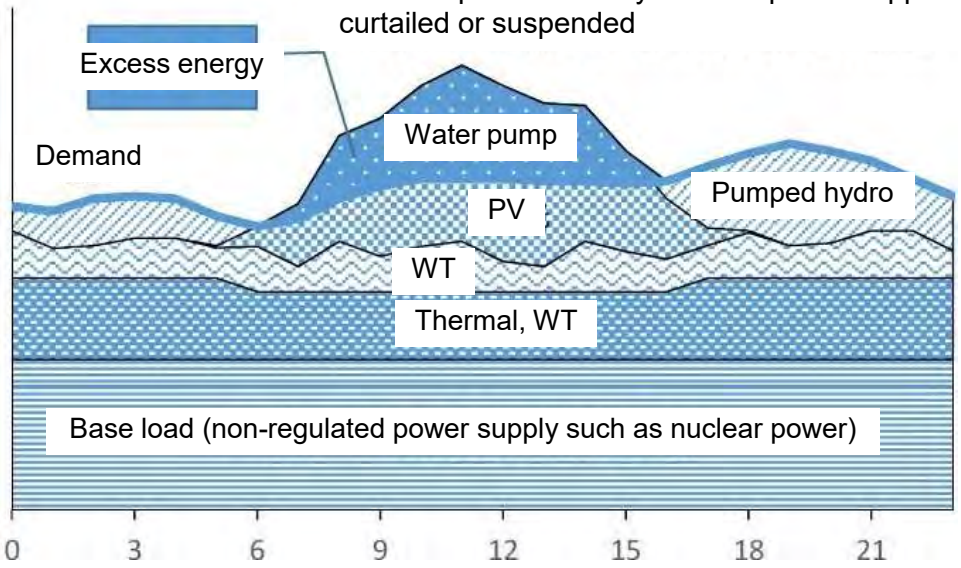
Typical impacts of the output characteristics of naturally varying power supplies such as wind power and PV on the grid due their dissemination are

① Frequency fluctuation
② Generation of excess energy
③ Voltage fluctuation

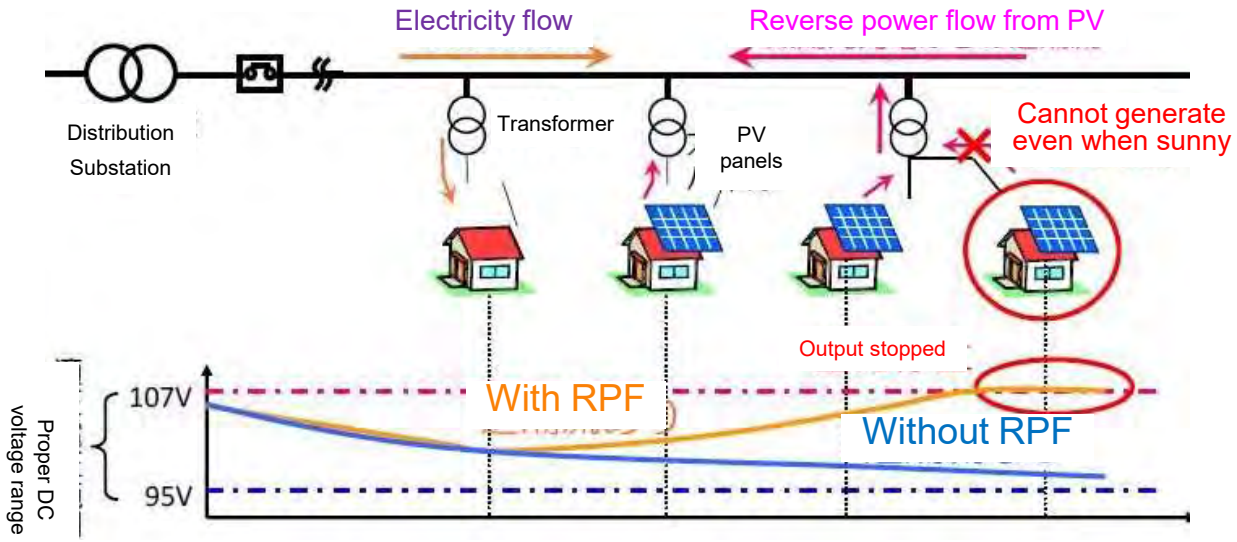


① Power supply-demand balance and frequency before and after PV integration

* For the portion that cannot be consumed by the pump, the output of naturally variable power supplies are curtailed or suspended



② Excess energy from naturally variable power



③ Example of distribution system voltage increase due to reverse power flow from PV

Reference: IEEJ Technical Report No. 1403 “Storage Battery Utilization and Control Technology in Power Systems” May 2017

1. Expectations for storage batteries in power systems

(2) Expectations for storage batteries in power systems

① Use as a measure to mitigate fluctuations (charge/discharge function)

Since the output of the naturally variable power supplies fluctuates according to the weather, it is expected that the impact on the power system can be eliminated by smoothing the output fluctuation by charging/discharging a storage battery with a fast response.

In addition, in order to keep the grid frequency constant, supply-demand control that matches the transient power demand and supply is necessary, and large storage battery systems which mitigate fluctuations in the entire power grid are used for frequency fluctuation countermeasures.

② Use as a measure against excess energy (storage function)

If excess energy can be charged to the storage battery, energy can be used effectively.

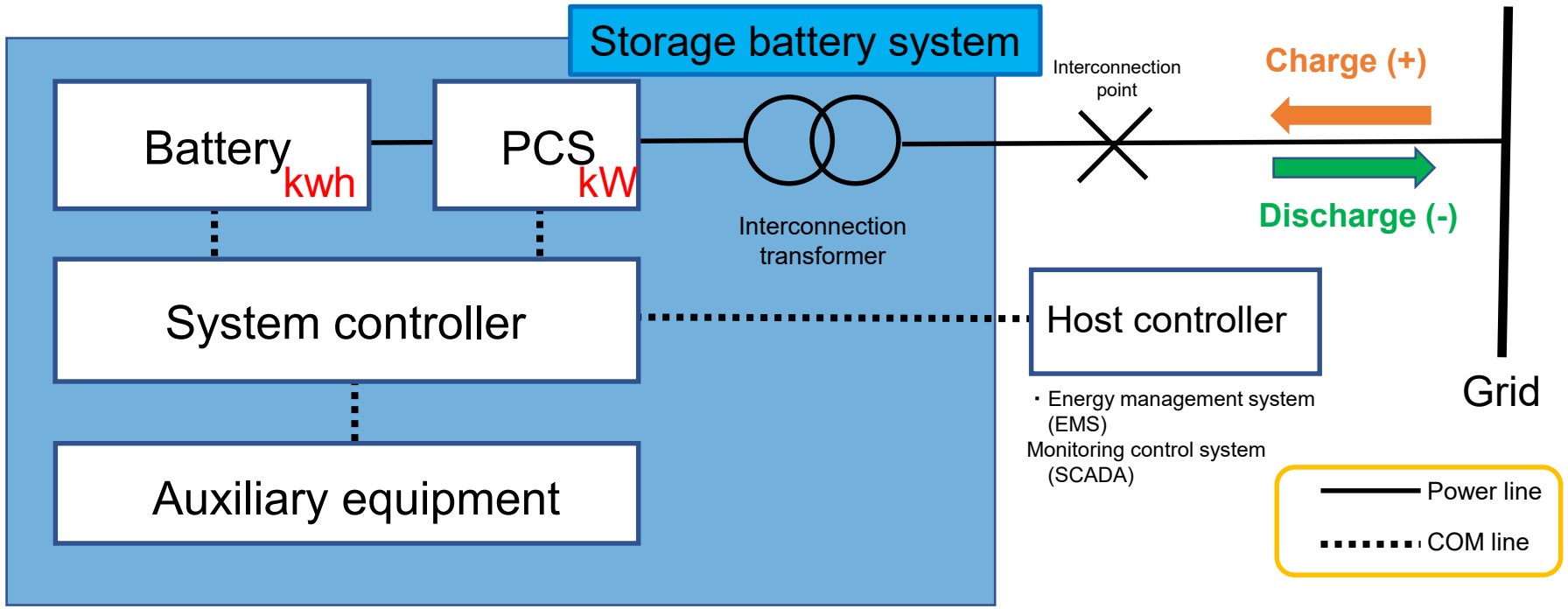
Battery use

Classification	Use	Method of use
Charge/discharge function	Absorb (mitigate) fluctuation	Charged when power generation suddenly rises and discharged when power generation suddenly drops to stabilize the grid.
Storage function	Excess energy measure	Storage of excess energy produced.
	Day/night peak shift	Power generated during the day is stored and supplied at night.
	Emergency power supply	Power that is normally stored is supplied in emergencies.

Reference: IEEJ Technical Report No. 1403 “Storage Battery Utilization and Control Technology in Power Systems” May 2017
Design and Construction of PV Systems (5th revised edition) Ohm, Inc.

2. Basic composition of storage battery systems

(1) Basic system composition



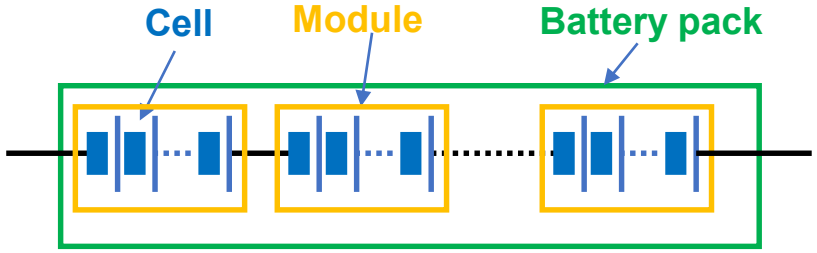
○ Battery: Stores electrical energy as chemical energy. Charge and discharge with DC power.
○ PCS: Converts the DC of the storage battery into AC power (or vice versa) to charge/discharge between the battery and grid (inverter)
O Controller: Monitors the status and functions of the storage battery system, performs charge/discharge control and protection function control.
○ Auxiliary equipment: Other devices (ventilation, air conditioning, etc.) for maintaining the function of the storage battery system

Reference: IEEJ Technical Report No. 1403 “Storage Battery Utilization and Control Technology in Power Systems” May 2017

3. Basic specifications of storage battery systems

3.1. Basic composition of storage battery systems

(1) Cell
(2) Module
(3) Battery pack (battery panel)



Basic composition of storage battery systems

3.2. Basic specifications of storage battery systems

(1) Output and capacity
(2) Charge/discharge rate (C rate)
(3) SOC (State of Charge)
(4) Charge/discharge efficiency
(5) Battery life

Reference: IEEJ Technical Report No. 1403 “Storage Battery Utilization and Control Technology in Power Systems” May 2017

3. Basic specifications of storage battery systems

(1) Output and capacity (energy capacity, battery capacity)

① Output: The magnitude of the power that is charged to/discharged by the battery

Output [W or VA] = Current [A] x Terminal voltage [V] when charging/discharging

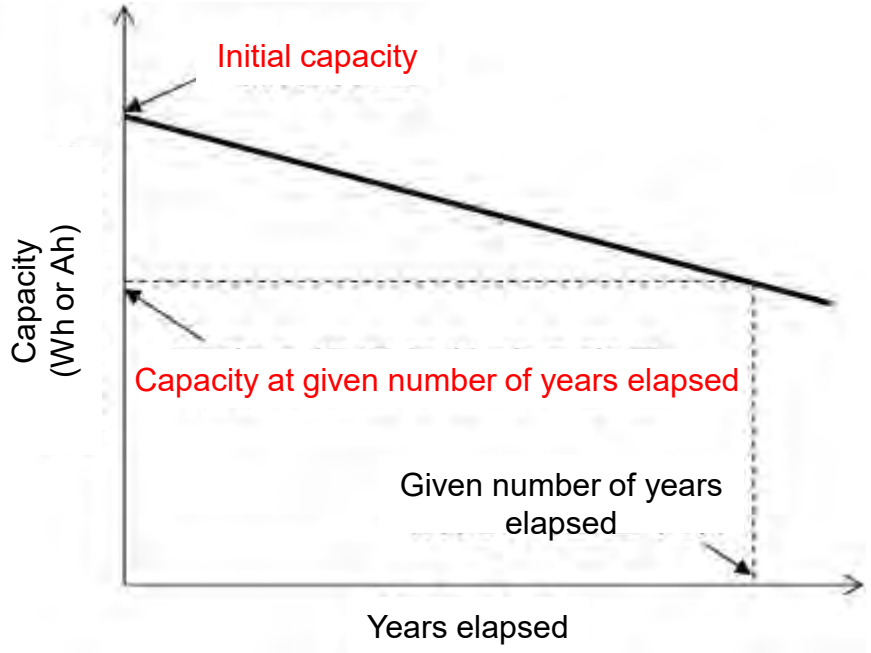
② Energy capacity: Value indicating how much energy can be charged to/discharged by the battery

Energy capacity [Wh] = Battery capacity [Ah] × Average cell voltage [V]

= Current magnitude [A] x Average battery voltage [V] x Hours [h]

③ Battery capacity: The amount of charge that can be taken out of the storage battery or the amount of charge supplied to the storage battery

Battery capacity [Ah] = Magnitude of the current [A] × Hours [h]



・ Capacity generally decreases with time.

・ The “rated capacity” indicating the size of the capacity is determined by an arbitrary specification agreed on between the manufacturer and the user.

"Initial capacity when a storage battery is manufactured"

"Battery capacity to be guaranteed at a given number of years elapsed," etc.

Reference: IEEJ Technical Report No. 1403 “Storage Battery Utilization and Control Technology in Power Systems” May 2017

3. Basic specifications of storage battery systems

(1) Output and capacity (energy capacity, battery capacity)

Ah is used to indicate the capacity of general dry batteries, lead acid batteries, and mobile device batteries. By dividing Ah by the magnitude of the current to be extracted (A), the operating time of the battery can be obtained.

Example: A 12 V 100 Ah lead acid battery can discharge 10 A for 10 hours

Wh is used to indicate the capacity of a stationary lithium ion rechargeable battery, and the operating time of the battery can be obtained by dividing Wh by power consumption (W) used.

Example: For a 12 V 100 Ah lead acid battery which has a capacity of 1,200 Wh

→ 30 hours for 40 W power
20 hours for 60 W power
10 hours for 120 W power

However, it is not possible to discharge the entire power storage capacity.
When any battery is repeatedly charged and discharged, the electromotive force (voltage) decreases.

Reference: Ecodenchi Webpage
Reference: IEEJ Technical Report No. 1403 “Storage Battery Utilization and Control Technology in Power Systems” May 2017

3. Basic specifications of storage battery systems

(2) Charge/discharge rate (C rate)

The charge/discharge rate [C (Capacity) rate] is a relative ratio of the discharge (or charge) current value to the battery capacity, and is expressed by the following equation.
This makes it possible to compare the characteristics of different types and capacities of batteries under different conditions.

$$\text{C rate [C]} = \frac{\text{Charge current or discharge current [A]}}{\text{Rated capacity (battery capacity) [Ah]}}$$

O For example, if a storage battery with a rated capacity of 1 Ah is charged at 1 A, the charge (or discharge) rate will be 1 C. When charged at 10 A, it will be 10 C. In addition, charging at a constant current for charging the rated capacity in one hour is called 1C charging.

O The maximum charge/discharge rate (continuous value) varies depending on the type of storage battery, such as about 10 C for lithium batteries and less than 1 C for a lead-acid batteries.

O Charge rate and discharge rate are not always the same. Therefore, it is necessary to select an appropriate storage battery or a combination of storage batteries depending on the system specifications.

Reference: Li-ion Battery Trivia
Reference: IEEJ Technical Report No. 1403 “Storage Battery Utilization and Control Technology in Power Systems” May 2017

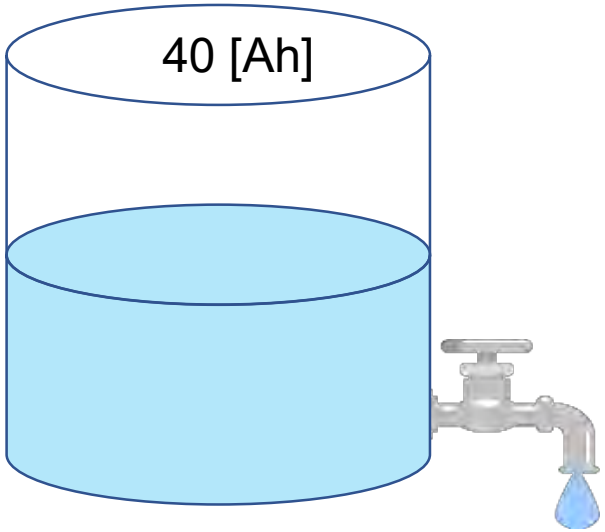
3. Basic specifications of storage battery systems

(2) Charge/discharge rate (C rate)

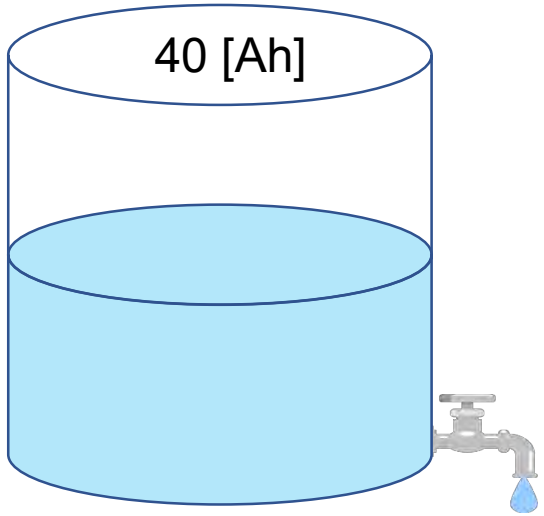
For example, for a battery with a rated capacity of 40 Ah

① When discharging (or charging) at 40 A → 1.0 C
② When discharging (or charging) at 20 A → 0.5 C
③ When discharging (or charging) at 80 A → 2.0 C.

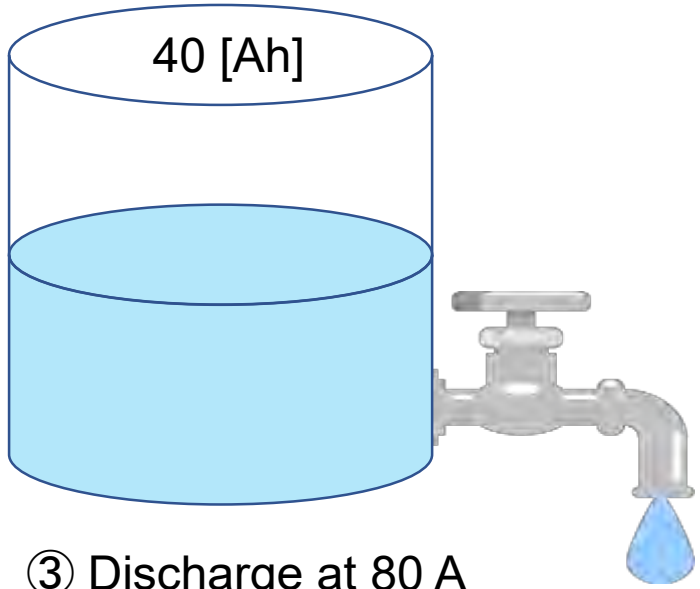
(For example, assuming a battery with a rated capacity of 40 Ah is a water tank and assuming energy discharge is water discharge)



① Discharge at 40 A
→ 1.0 C



② Discharge at 20 A
→ 0.5 C



③ Discharge at 80 A
→ 2.0 C

Reference: Li-ion Battery Trivia website
Reference: IEEJ Technical Report No. 1403 “Storage Battery Utilization and Control Technology in Power Systems” May 2017

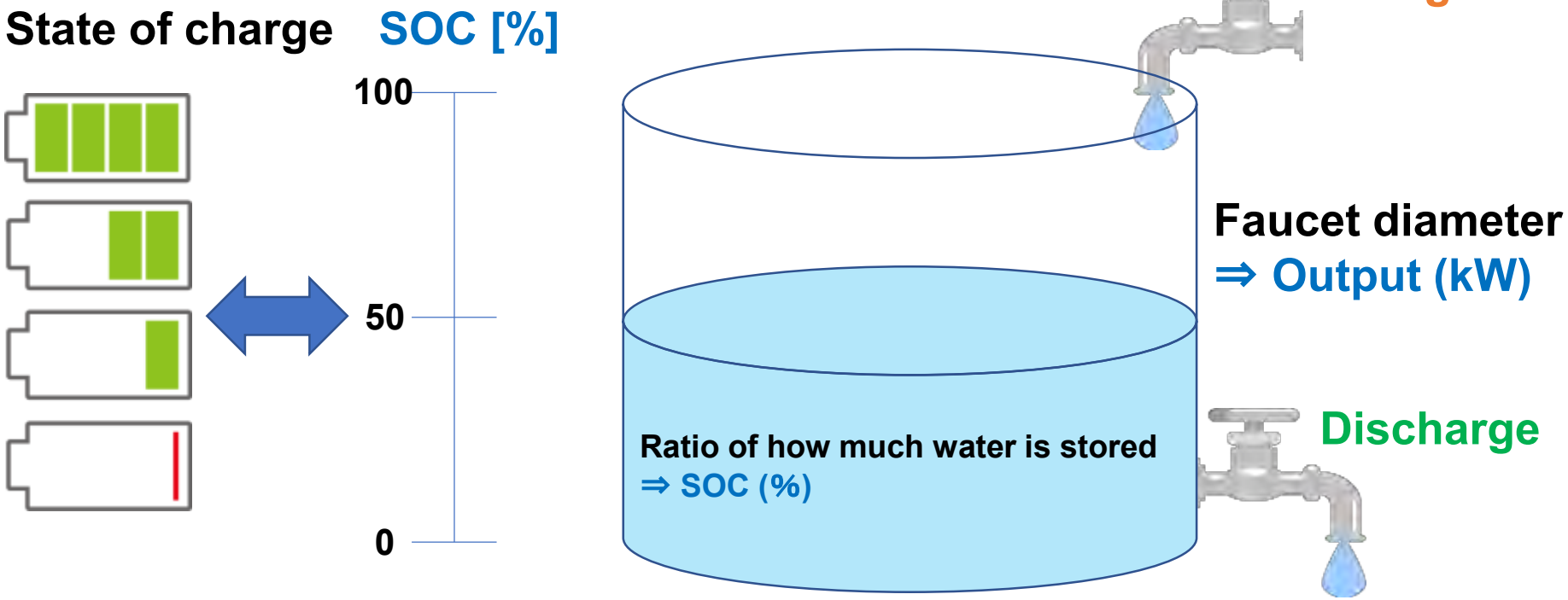
3. Basic specifications of storage battery systems

(3) SOC (State of Charge)

Ratio of charge at a certain point when the storage capacity is 100 (%)
⇒If the SOC can be ascertained with high accuracy, the storage battery can be used and controlled more effectively.

- **An important indicator of the state of charge of a battery system**
- **There are constraints on the available SOC range depending on the type and application of the storage battery. (For reasons such as deterioration)**

A storage battery can be compared to a water tank.



Reference: IEEJ Technical Report No. 1403 “Storage Battery Utilization and Control Technology in Power Systems” May 2017

3. Basic specifications of storage battery systems

(3) SOC (State of Charge)

Here, the maximum capacity [Ah] of the storage battery in consideration of capacity reduction from the initial capacity over time is defined as the current capacity, and the ratio of the charge amount [Ah] to the current capacity is defined as SOC [%].

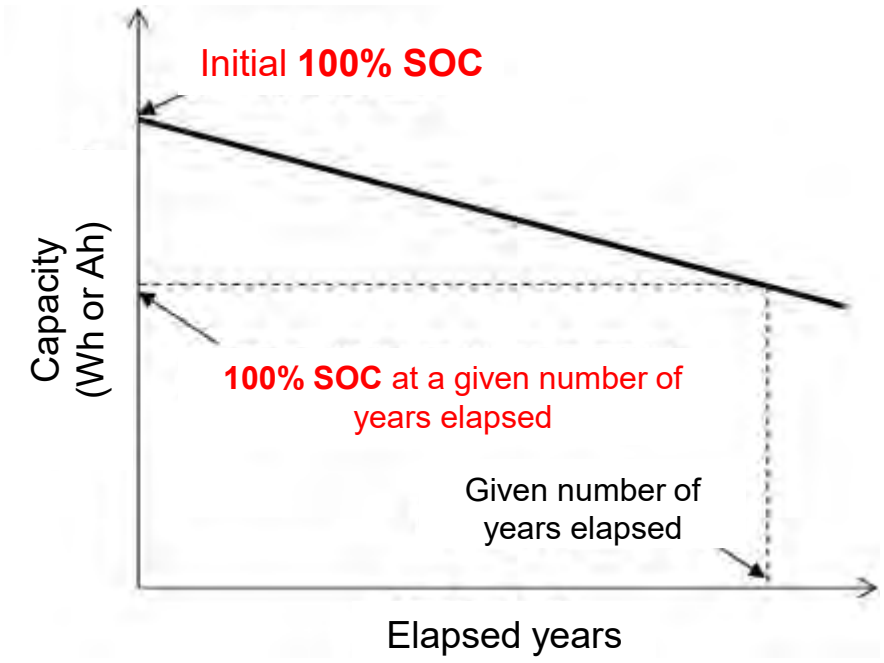
$$\text{SOC [\%]} = \frac{\text{Charge [Ah]}}{\text{Current capacity [Ah]}} \times 100$$

The current capacity is generally used as the definition of the SOC denominator, and the amount of charge indicated by 100% also decreases as the storage battery deteriorates over time.

(Reference)
* Typical small car battery (lead acid battery)
  Used at an SOC of 100-90%
* The SOC of nickel metal hydride batteries for hybrid vehicles is around 75-25%.

○ For lithium-ion batteries for electric vehicles (EV)
about 90 to 10 percent for Mitsubishi i-MiEV,
For the Nissan Leaf, it is about 80-30%.

Reference source: Latest version of “Automotive Terminology” (Sebunkan Co., Ltd.)
(Automotive Jobs website)
https://automotive.ten-navi.com/dictionary/25672/



Reference: IEEJ Technical Report No. 1403 “Storage Battery Utilization and Control Technology in Power Systems” May 2017

3. Basic specifications of storage battery systems

(4) Charge/discharge efficiency ($\eta_{Battery}$)

Charge/discharge efficiency (ηBattery) is the ratio of discharged electric energy to charged electric energy
(Unit: %)

$$\eta_{Battery}[\%] = \frac{\text{Discharge energy [Wh]}}{\text{Charge energy [Wh]}} \times 100$$

Comparison of charge and discharge efficiencies of typical storage batteries alone used in power systems

		Li-ion battery	Sodium–sulfur battery	Redox flow battery	Nickel–metal hydride battery	Lead–acid battery
Charge/ discharge efficiency	Storage batteries overall	95%	90%	85%	95%	85%
	System overall	86%	80%	70%	85%	75%

Source: IEEJ Technical Report No. 1403 “Storage Battery Utilization and Control Technology in Power Systems” May 2017

Reference: IEEJ Technical Report No. 1403 “Storage Battery Utilization and Control Technology in Power Systems” May 2017

3. Basic specifications of storage battery systems

(4) Charge/discharge efficiency ($\eta_{Battery}$)

Charge/discharge efficiency of storage battery system

① Main factors that reduce charge/discharge efficiency

- Power loss in PCS and interconnection transformer
- Charge/discharge loss inside the storage battery and self-discharge
- Power consumption of auxiliary equipment

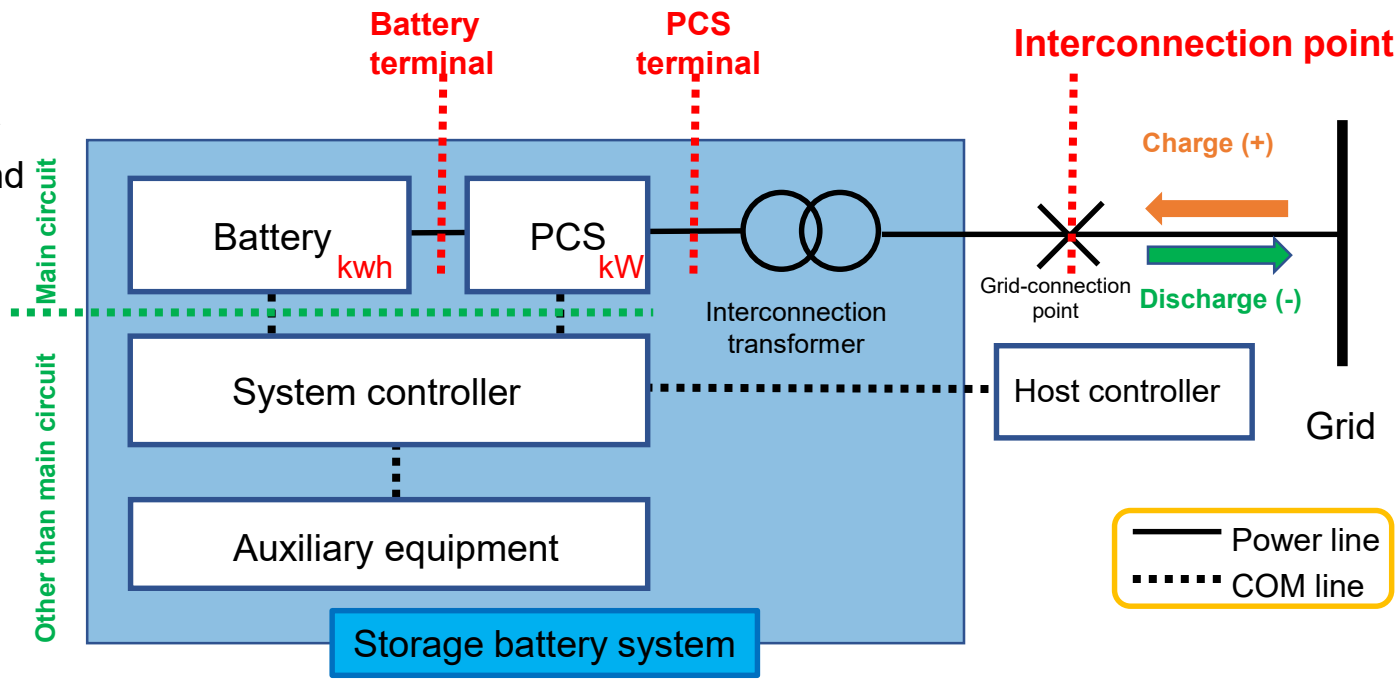
② Points to make note of when comparing

○ Where to measure

- Interconnection point (AC)
- PCS terminal (AC)
- Battery terminal (DC)

○ Extent of consideration

- Main circuit only
- Include power consumption of auxiliary equipment?



The measurement method is not necessarily uniform. Be cautious when comparing

Reference: IEEJ Technical Report No. 1403 “Storage Battery Utilization and Control Technology in Power Systems” May 2017

3. Basic specifications of storage battery systems

(5) Battery life

Since the charge/discharge operation of the storage battery involves an electrochemical reaction, the material deteriorates and the storage capacity decreases depending on how it is used.

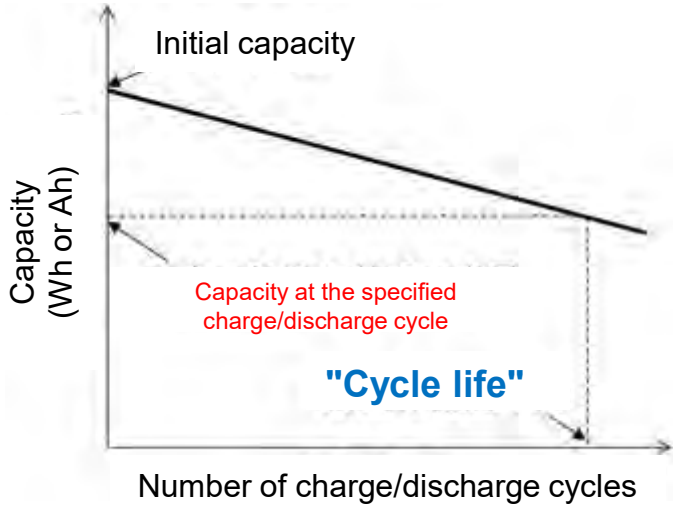
① Conditions that affect life

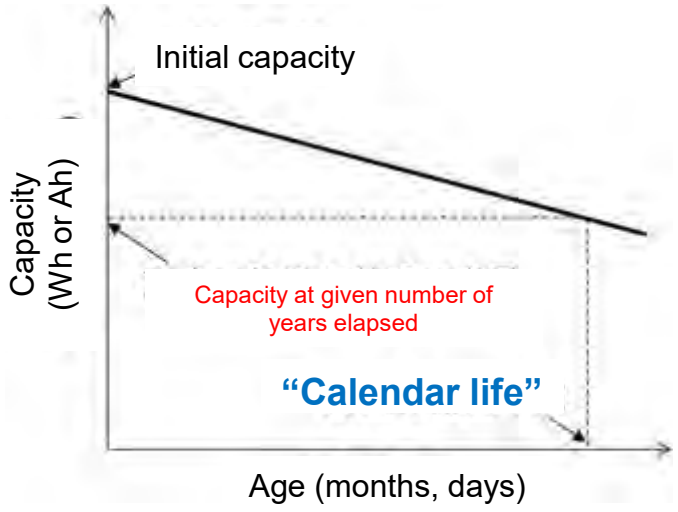
- The higher the temperature, the worse
- Magnitude of the charge/discharge current
- SOC status

② End of life refers to when the storage capacity falls below the preset capacity.

- Deterioration due to repeated charge and discharge
  ⇒ "Cycle life"
- Deterioration due to aging
  ⇒ "Calendar life"

In an actual storage battery system, these deterioration factors overlap and the storage capacity decreases.





Reference: IEEJ Technical Report No. 1403 “Storage Battery Utilization and Control Technology in Power Systems” May 2017

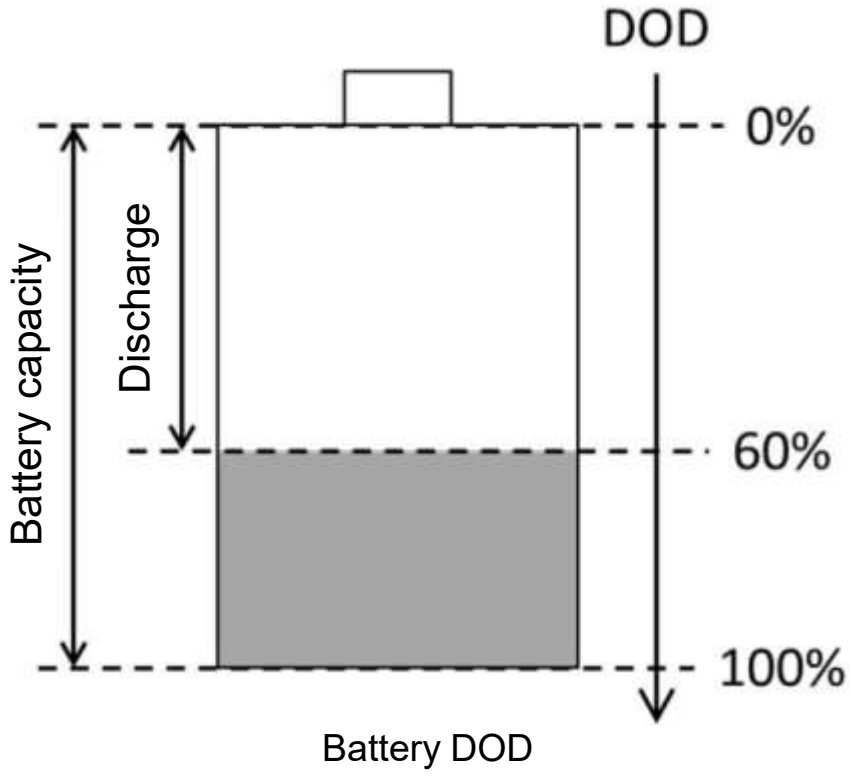
3. Basic specifications of storage battery systems

(5) Battery life

DOD (Depth of Discharge) is the ratio of the discharge amount [Ah] to the battery capacity [Ah].

$$\text{DOD [\%]} = 100 - \text{SOC [\%]}$$

It is known that the cycle life strongly depends on the depth of discharge, and it is said that the life is longer when used at a shallow depth of discharge.



(Example) Discharging a battery with a capacity of 1,000 mAh at 600 mAh ⇒ 60% DOD

(Reference)
O Batteries installed in hybrid cars are used with a shallow DOD in order to extend its life as much as possible.
O Electric vehicles that run only on batteries must be used with a deep discharge depth, so it is necessary to realize performance that can withstand such usage.

Reference source: (Storage Battery Bank website)
http://batterybank.jp/glossary/ha/dod.php

Reference: IEEJ Technical Report No. 1403 “Storage Battery Utilization and Control Technology in Power Systems” May 2017
Reference source: (Storage Battery Bank website) http://batterybank.jp/glossary/ha/dod.php

4. Types of typical storage batteries used in power systems

(1) Storage battery (primary battery and rechargeable battery) and capacitor

Battery — A storage battery stores electrical energy as chemical energy through an electrochemical reaction.

- Primary battery — Single-use battery. As the chemical reaction progresses, the power to generate electricity gradually decreases.
- **Rechargeable battery** — A battery that can be repeatedly charged and discharged.

Capacitor — Electrical energy is physically stored as is by electrostatic induction between the electrodes. Fast charge/discharge, long life, low energy capacity [kwh]

Storage batteries and capacitors are often distinguished by fundamental differences.

Reference: Battery Association of Japan website

Reference: IEEJ Technical Report No. 1403 “Storage Battery Utilization and Control Technology in Power Systems” May 2017

4. Types of typical storage batteries used in power systems

(1) Storage battery (primary battery and rechargeable battery) and capacitor

- Battery
  - Primary battery
  - Secondary battery
    - Li-ion battery (LiB) — High charge/discharge efficiency
    - Sodium-sulfur battery (NaS battery)
    - Nickel metal hydride battery (Ni-MH)
    - Redox flow battery (NaS battery)
    - Lead-acid battery
- Capacitor
  - Double-layer capacitor
  - Lithium ion capacitor

Reference: IEEJ Technical Report No. 1403 “Storage Battery Utilization and Control Technology in Power Systems” May 2017

3. Types of typical storage batteries used in power systems

(4) Performance comparison of storage batteries (rechargeable battery)

Performance comparison of main storage batteries used in power systems

Type			Battery				
Item/Description			Li-ion battery	Sodium–sulfur battery	Nickel–metal hydride battery	Redox flow battery	Lead–acid battery
System size	Output [kW]	Battery specifications for power storage, actual system performance	6 - 40,000	500 - 50,000	10 - 300	500 - 15,000	3 - 5,000
	Capacity (kWh)		48 - 40,000	3,600 - 300,000	28 - 507	1,000 - 60,000	10 - 10,000
Charge/discharge efficiency	Batteries alone [%]	Battery specifications for power storage, actual product specifications (initial values)	95	90	95	85	85
	System overall [%]		86	80	85	70	75
Durability	“Calendar life” [years]	Battery specifications for power storage, actual product specifications (initial values)	10	15	10	20	17
	Cycle life [cycles]		15,000	4,500	3,500	100,000	4,500
Weight energy density [Wh/kg]		Actual product specifications (Cell, module)	92	87	22.5	10	25
Volume energy density [Wh/L]			176	83	50.9	15	62
Charge rate [C]		Actual product specifications	8	0.13	3.3	0.25	0.3
Discharge rate [C]			8	0.17	3.3	0.25	0.6
Charge rate (actual) [C]		Actual figures in Japan	0.50 - 5.0	0.13	2.5 - 5.3	0.25	0.13 - 0.30
Discharge rate (actual) [C]			0.50 - 5.0	0.17	2.5 - 5.3	0.25	0.13 - 0.43
SOC management (estimation method)			Estimate SOC by estimating charge/discharge current			Estimate SOC with high accuracy by measuring the battery electrolyte	Estimate SOC by estimating charge/discharge current

Reference: IEEJ Technical Report No. 1403 “Storage Battery Utilization and Control Technology in Power Systems” May 2017

3. Types of typical storage batteries used in power systems

(4) Capacitor performance comparison

Performance comparison of capacitors used in power systems

Type			Capacitor	
Item/Description			Double-layer capacitor	Lithium ion capacitor
System size [kVA]		Battery specifications for power storage, actual system performance	150 - 10,000	1,000 - 12,000
Charge/discharge efficiency [%]		No reference value (because charging and discharging are normally not performed)	—	—
Durability	“Calendar life” [years]	Actual product specifications	15	15
	Cycle life [cycles]		1,000,000	1,000,000
Weight energy density [Wh/kg]		Actual product specifications	2.3	5 - 13
Volume energy density [Wh/L]			3.6	10 - 20
Charge rate [C]		Actual product specifications	60 - 360	100 - 200
Discharge rate [C]			60 - 360	100 - 200
Charge rate (actual) [C]		Actual figures in Japan	8 - 63	32.05 - 34.82
Discharge rate (actual) [C]			8 - 63	32.05 - 34.82
SOC management (estimation method)			Estimate SOC from voltage	

Reference: IEEJ Technical Report No. 1403 “Storage Battery Utilization and Control Technology in Power Systems” May 2017

4. Types of typical storage batteries used in power systems

Characteristics of storage batteries and capacitors used in electric power systems

	Battery					Capacitor	
	Li-ion battery	Sodium–sulfur battery	Nickel-metal hydride battery	Redox flow battery	Lead–acid battery	Double-layer capacitor	Lithium-ion capacitor
Features	・ High energy density ・ The battery alone has high charge/discharge efficiency ・ Suitable for high output applications ・ Safety needs to be considered ・ Long track record of use in power systems	・ High energy density ・ Long track record of use in power systems and as a large-scale storage battery system. ・ High temperature operating type, so the operating temperature must be maintained at around 300 ℃. ・ Safety needs to be considered ・ Price per capacity is low ・ It takes a long time to warm from room temperature.	・ Low energy density ・ The battery alone has high charge/discharge efficiency ・ Suitable for high output applications ・ Resistant to overcharge and overdischarge ・ Low risk of fire	・ Low energy density ・ Long cycle life ・ Can monitor SOC even during operation. · Low risk of fire	・ Low energy density ・ Production cost is low ・ A recycling system has been established. ・ Most used ・ Single battery capacity is large	・ Low energy density ・ Short-term use ・ High cycle durability ・ Suitable for high output applications ・ Appropriate temperature control is required	・ Low energy density ・ Short-term use ・ High cycle durability ・ Suitable for high output applications ・ Wide temperature range (-30 - 80 ℃)

Reference: IEEJ Technical Report No. 1403 “Storage Battery Utilization and Control Technology in Power Systems” May 2017

【Project Results Announcement】
"Project for Maximizing RE Penetration on Small Remote Islands"
～Utilization of MG set on Hateruma Island～

《Okinawa Prefectural Government Smart Energy Island Symposium》

December 22, 2020 (Tuesday)

Engineering Section, Remote Islands
Energy Services Group

沖縄電力

Copyright © The Okinawa Electric Power Company, Incorporated. All Rights Reserved.

< Table of Contents >

1. Project overview and power supply on Hateruma Island

2. Challenges for increasing RE penetration and the Hateruma MG set

3. Facility operation status at 100% RE penetration

4. Recent status of RE utilization on Hateruma Island

Copyright © The Okinawa Electric Power Company, Incorporated. All Rights Reserved.

1. Project overview and power supply on Hateruma Island

2. Challenges for increasing RE penetration and the Hateruma MG set

3. Facility operation status at 100% RE penetration

4. Recent status of RE utilization on Hateruma Island

Copyright © The Okinawa Electric Power Company, Incorporated. All Rights Reserved.

1. Project overview and power supply on Hateruma Island

Project objectives

Verify the technology required for maximizing RE penetration and confirm its operation through demonstrative operation of the MG set driven by energy derived from RE (renewable energy). The MG set does not have the output lower limit constraint of a diesel generator (DG), but has the same functions as a DG, which is the main power supply of remote islands.

Overview of project to date

FY	Implementation Overview	Main achievements & initiatives
2016	Preliminary survey on the deployment of the MG set	Effects of deployment, installation cost, layout study
2017	MG set deployment	Detailed specifications study, equipment production, installation
2018	MG set demonstrative operation	100% RE operation: 1 hour 47 minutes
2019		Simulation of operation in harsh conditions
2020		100% RE supply for about 10 days

Copyright © The Okinawa Electric Power Company, Incorporated. All Rights Reserved.

1. Project overview and power supply on Hateruma Island

Hateruma Island overview and power supply

〈Hateruma Island overview〉
- Area: 12.73 km^2
- Households: 275 (as of January 1, 2019)
- Population: 514 (as of January 1, 2019)

〈Overview of the power supply〉
- Demand: Approx. 300-800 kW
- Generation equipment:
  Diesel power generation facility 1,250 kW (5 class A heavy oil units)
  Retractable WT 490 kW (2 units)
  (System stabilizer 600 kW/1,500 kWh)

Copyright © The Okinawa Electric Power Company, Incorporated. All Rights Reserved.

1. Project overview and power supply on Hateruma Island

2. Challenges for increasing RE penetration and the Hateruma MG set

3. Facility operation status at 100% RE penetration

4. Recent status of RE utilization on Hateruma Island

Copyright © The Okinawa Electric Power Company, Incorporated. All Rights Reserved.

2. Challenges for increasing RE penetration and the Hateruma MG set

Challenges for increasing RE penetration

Challenge 1: When a large number of variable power sources such as wind power and PV are interconnected

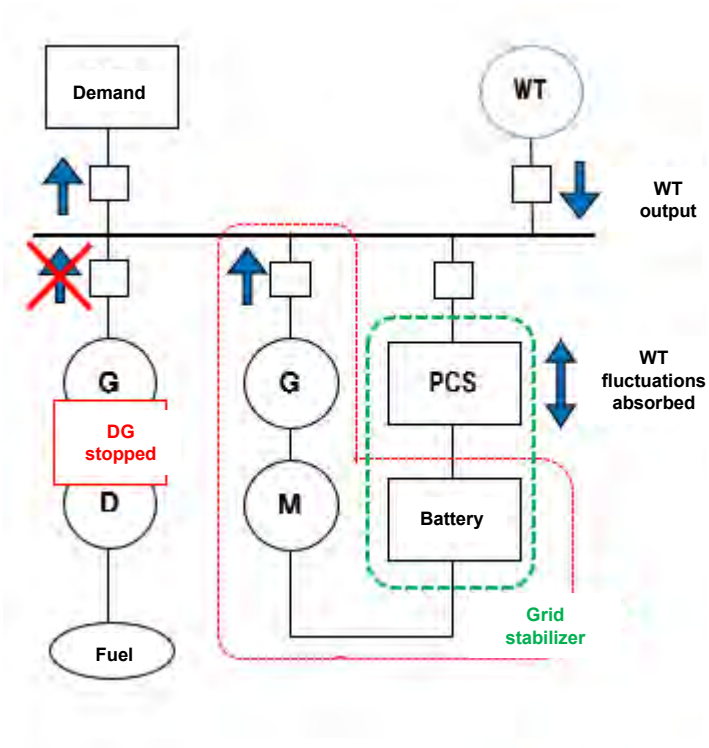
Deterioration of quality power (frequency, voltage, etc.)

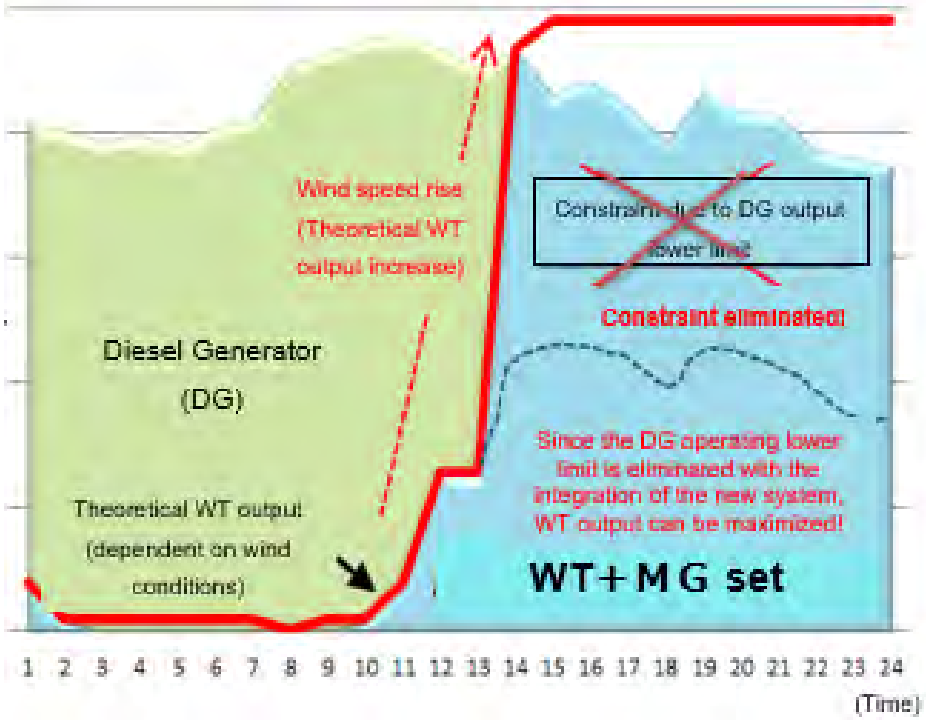
⇒ Countermeasure: Installation of batteries, etc. to mitigate and absorb output fluctuations of variable power sources

Challenge 2: To operate the grid in preparation for a sudden decrease in RE output in order to secure the required supply capacity at all times

Securing the operating lower limit of supply power

⇒ Countermeasure: Curtailment of RE output (RE penetration threshold)





Copyright © The Okinawa Electric Power Company, Incorporated. All Rights Reserved.

2. Challenges for increasing RE penetration and the Hateruma MG set

Advantages

★ Since the prime mover of the generator is a motor, the RE output can be increased because there is no lower output limit like with a diesel engine.

★ It is not something that "outputs what is stored in the battery," but supplies power mainly from the RE output while storing the excess energy from the RE in a small capacity battery (stable operation by returning the unstable RE output to the battery). Battery capacity is sized to buffer the unstable RE output)

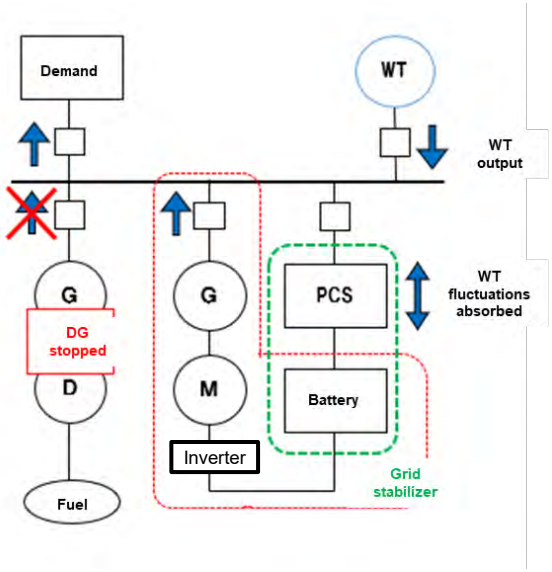
★ Provides inertia

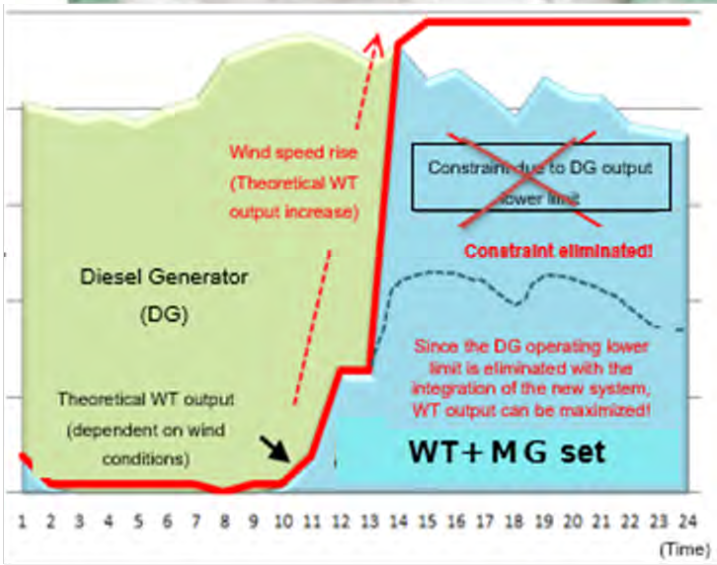
Disadvantages

★ It does not generate electricity itself, so it only makes sense when there is high RE penetration (it cannot be treated as supply capacity).

★ Battery capacity is limited, so DG must be started rapidly when demand rapidly increases or WT output rapidly decreases.

★ Above all, there are no other cases of use in this manner.





Copyright © The Okinawa Electric Power Company, Incorporated. All Rights Reserved.

1. Project overview and power supply on Hateruma Island

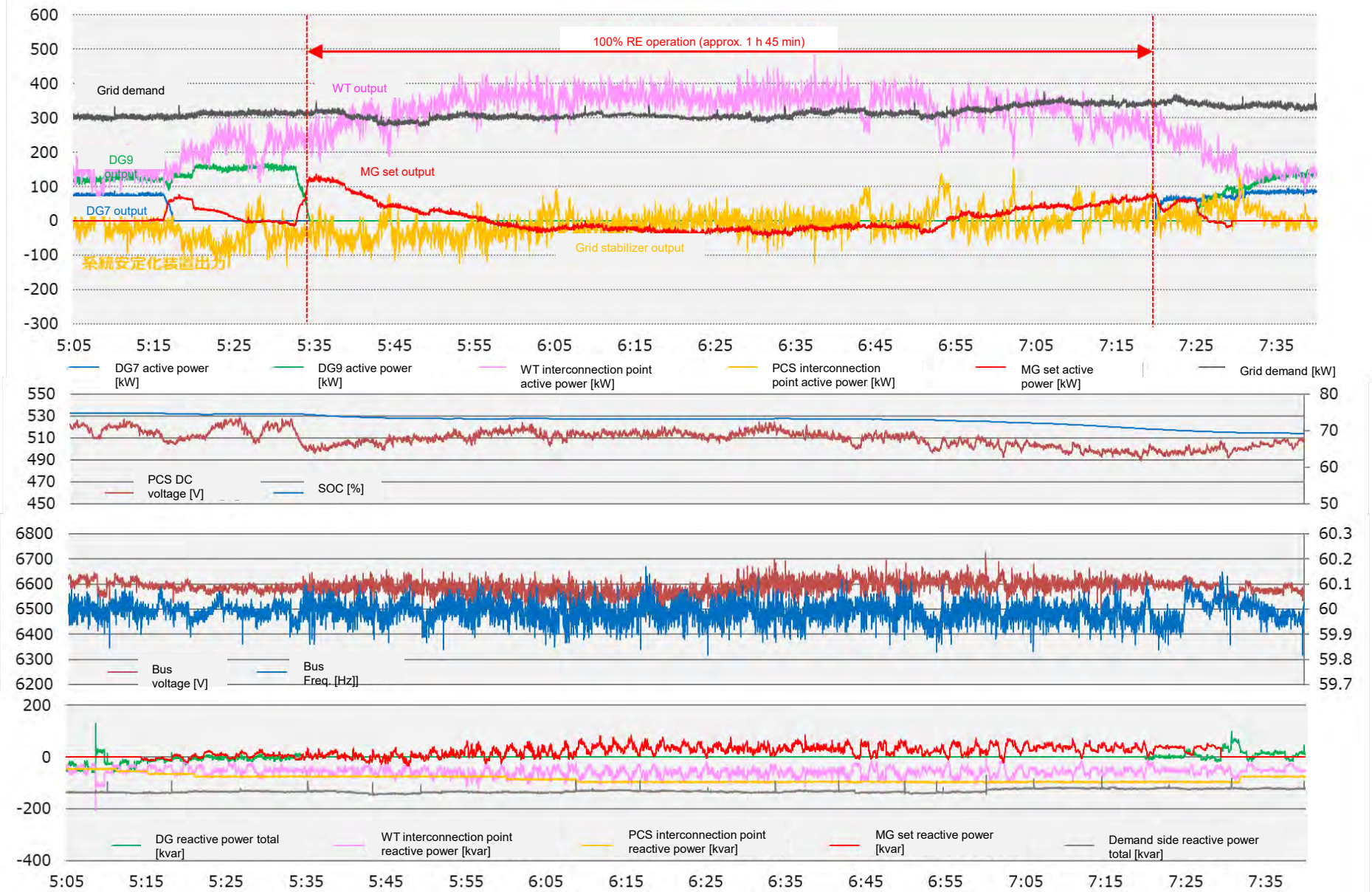
2. Challenges for increasing RE penetration and the Hateruma

3. Facility operation status at 100% RE penetration

4. Recent status of RE utilization on Hateruma Island

Copyright © The Okinawa Electric Power Company, Incorporated. All Rights Reserved.

3. Facility operation status at 100% RE penetration



Copyright © The Okinawa Electric Power Company, Incorporated. All Rights Reserved.

1. Project overview and power supply on Hateruma Island

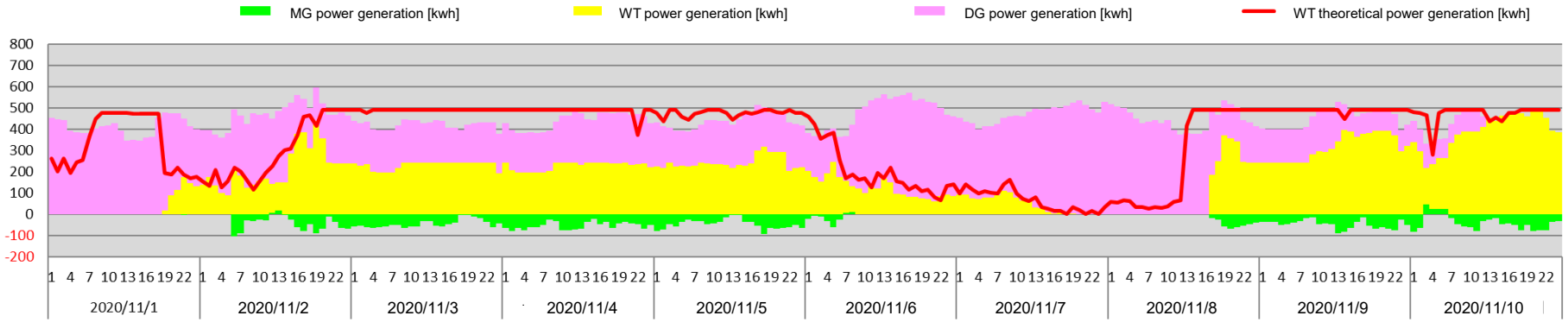
2. Challenges for increasing RE penetration and the Hateruma

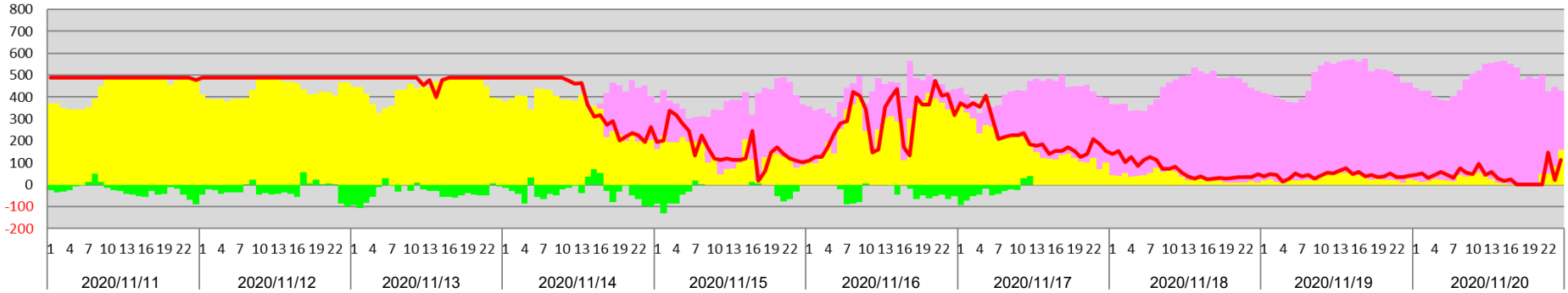
3. Facility operation status at 100% RE penetration

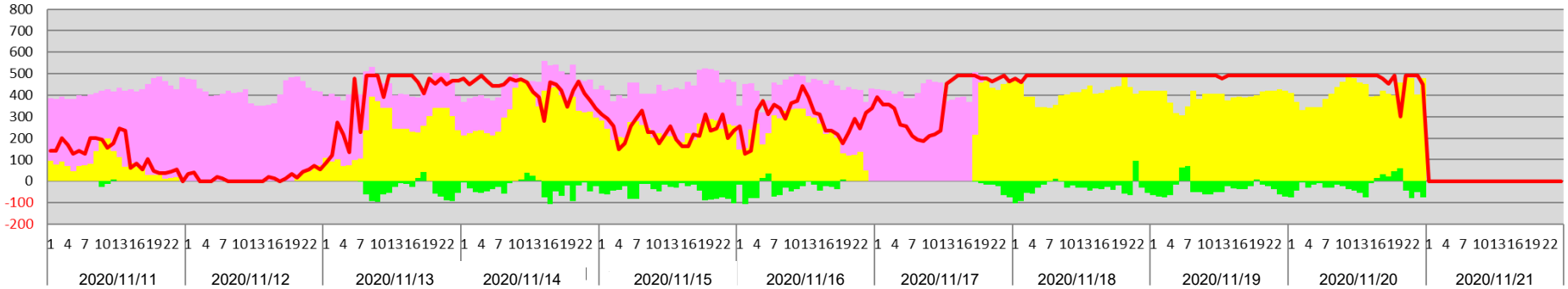
4. Recent status of RE utilization on Hateruma Island

Copyright © The Okinawa Electric Power Company, Incorporated. All Rights Reserved.

4. Recent status of RE utilization on Hateruma Island







Copyright © The Okinawa Electric Power Company, Incorporated. All Rights Reserved.

4. Recent status of RE utilization on Hateruma Island

(平成30年) 12月21日 金曜日　沖縄タイムス

島内の全電力 一時再エネに

県、波照間で供給達成

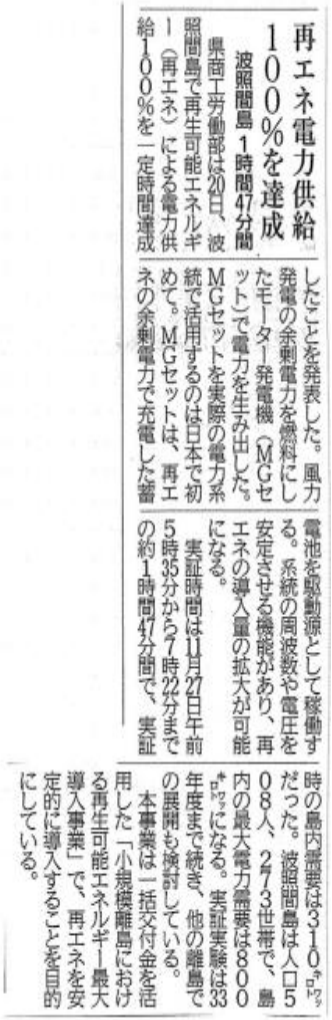
県企業政策課は20日、波照間島の電力の全量を一時、再生可能エネルギー（再エネ）で供給できたと発表した。島内の風力発電の電力の一部を蓄電池に、特殊なモーター発電機（MGセット）で発電、11月27日午前5時35分から7時22分までの1時間47分間、100%供給を達成した。

再エネを安定的に最大限導入することを目的とした、一括交付金による「小規模離島における再生可能エネルギー最大導入事業」の一環で、沖縄電力が実施している。

MGセットは、再エネの余剰電力で充電した蓄電池を駆動源として稼働する。離島系統の主要電源であるディーゼル発電機と同様、周波数や電圧を安定的に維持する機能を有し、再エネの供給手段として期待されている。実際の電力系統に活用するのは日本で初めてという。

人口508人（1月時点）の波照間島の電力需要のピークは約800キロワットで、実証時の需要は約310キロワットだった。今後、データの収集や効率的な活用方法の検討などを進め、他の小規模離島への展開についても可能性を検討していくとしている。

December 21, 2018 (Fri)
Okinawa Times article



再エネ電力供給 100%を達成

波照間島 1時間47分間

県商工労働部は20日、波照間島で再生可能エネルギー（再エネ）による電力供給100%を一定時間達成したことを発表した。風力発電の余剰電力を燃料にしたモーター発電機（MGセット）で電力を生み出した。MGセットを実際の電力系統で活用するのは日本で初めて。MGセットは、再エネの余剰電力で充電した蓄電池を駆動源として稼働する。系統の周波数や電圧を安定させる機能があり、再エネの導入量の拡大が可能になる。

実証時間は11月27日午前5時35分から7時22分までの約1時間47分間で、実証時の島内需要は310キロワットだった。波照間島は人口508人、273世帯で、島内の最大電力需要は800キロワットになる。実証実験は33年度まで続き、他の離島での展開も検討している。

本事業は一括交付金を活用した「小規模離島における再生可能エネルギー最大導入事業」で、再エネを安定的に導入することを目的にしている。

December 23, 2018 (Sun)
Ryukyu Shimpo article

Copyright © The Okinawa Electric Power Company, Incorporated. All Rights Reserved.

4. Recent status of RE utilization on Hateruma Island

波照間島の可倒式風力発電機

再エネで100時間給電

県と沖電、風力活用で全電力

波照間島で実証

県産業政策課は27日、波照間島の電力の季を連続約100時間にわたって、風力由来の再生可能エネルギー（再エネ）で供給できたと発表した。今月10日～14日にかけ達成した。これまで島内の再エネ100%の連供給は1～2時間程度だったが、今回は比較的電力需要が低い環境で、風の状況も良好だったことなどから大幅に伸びた。

再エネを安定的かつ最大限導入すること各目的とした一括交付金による「小規模離島における再生可能エネルギー最大導入事業」で、沖縄電力が受託して2016年度から実証を行ってきた。

島内の可倒式風力発電2基で発電した電力の一部を駆動源とした「MGセット」と呼ばれる特殊なモーター発電機で発電する仕組みで、今月10日午前11時33分～14日午後3時49分までの100時間16分の記録を打ち立てた。これまでの主な再エネ100%の電力供給実績は18年11月27日の1時間45分、今年10月6日の2時間31分。

MGセットは、再エネの余剰電力で充電した蓄電池を駆動源として稼働する。離島系統の主要電源であるディーゼル発電機と同様、周波数や電圧を安定的に維持する機能を有し、再エネの供給手段として期待されている。実際の電力系統に活用するのは日本で初めてという。

県の離島関係資料（3月）によると、波照間島の人口は275世帯514人。今回の実証時の島内需要は約290㌔～440㌔で、冷房使用などが少なく、比較的電力需要が低い時期だった。

波照間島の可倒式風力発電による電力供給実験のイメージ図

実証事業で使用しているモーター発電機（MGセット）の設備（いずれも沖縄電力提供）

November 29, 2020 (Sun)
Okinawa Times Article

電力供給 風力で100時間

モーター発電、需要満たす

波照間島
再エネ導入実証

県産業政策課は27日、波照間島（竹富町）で今月10～14日の間、約100時間連続で島内の電力需要を全て風力由来の再生可能エネルギー（再エネ）で供給したと発表した。これまで波照間島での再エネ100%の連続電力供給は1～2時間程度だったが、今回の実証で大幅に伸びた。

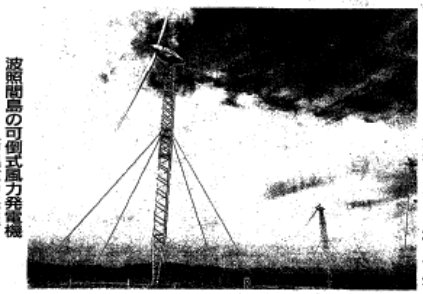
一括交付金を使った「小規模離島における再エネ最大導入事業」として、2016年度から沖縄電力が波照間島で実証に取り組んでいる。島に設置した可倒式風車2基で発電した電力の一部で「モーター発電機」を駆動させ、電圧などを安定させて島内の住宅などに電気を供給する。

通常は重油を燃料とするディーゼル発電と風力発電を併用しているが、実証時はディーゼル発電機5台全てを停止させ、モーター発電機だけを使って島内の電力を賄った。

県の離島関係資料（3月）によると、波照間島の人口は275世帯514人。連続供給に成功したのは、10日午前11時33分～14日午後3時49分の100時間16分だった。

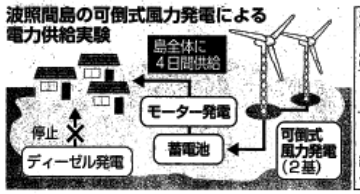
実証時の島内の電力需要は約290㌔～440㌔で、冷房使用などが少なく、比較的電力需要が低い時期だという。

県は「再エネ拡充に向けて一定の成果を得られた」としている。



波照間島の可倒式風力発電機（沖縄電力提供）

波照間島の可倒式風力発電による電力供給実験

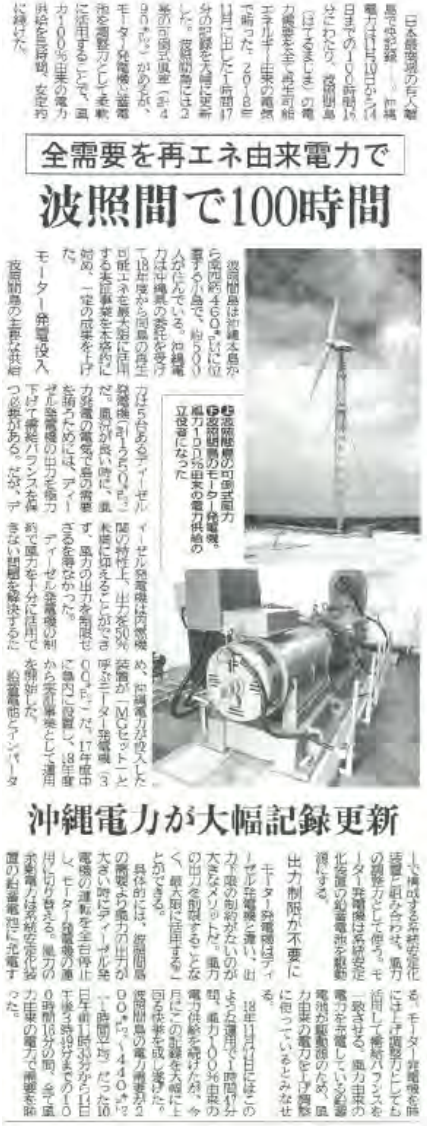


波照間島
世帯数 275世帯
人口 514人
実証時の電力需要 約290kw～440kw

November 28, 2020 (Sat)
Ryukyu Shimpo article

Copyright © The Okinawa Electric Power Company, Incorporated. All Rights Reserved.

4. Recent status of RE utilization on Hateruma Island



全需要を再エネ由来電力で

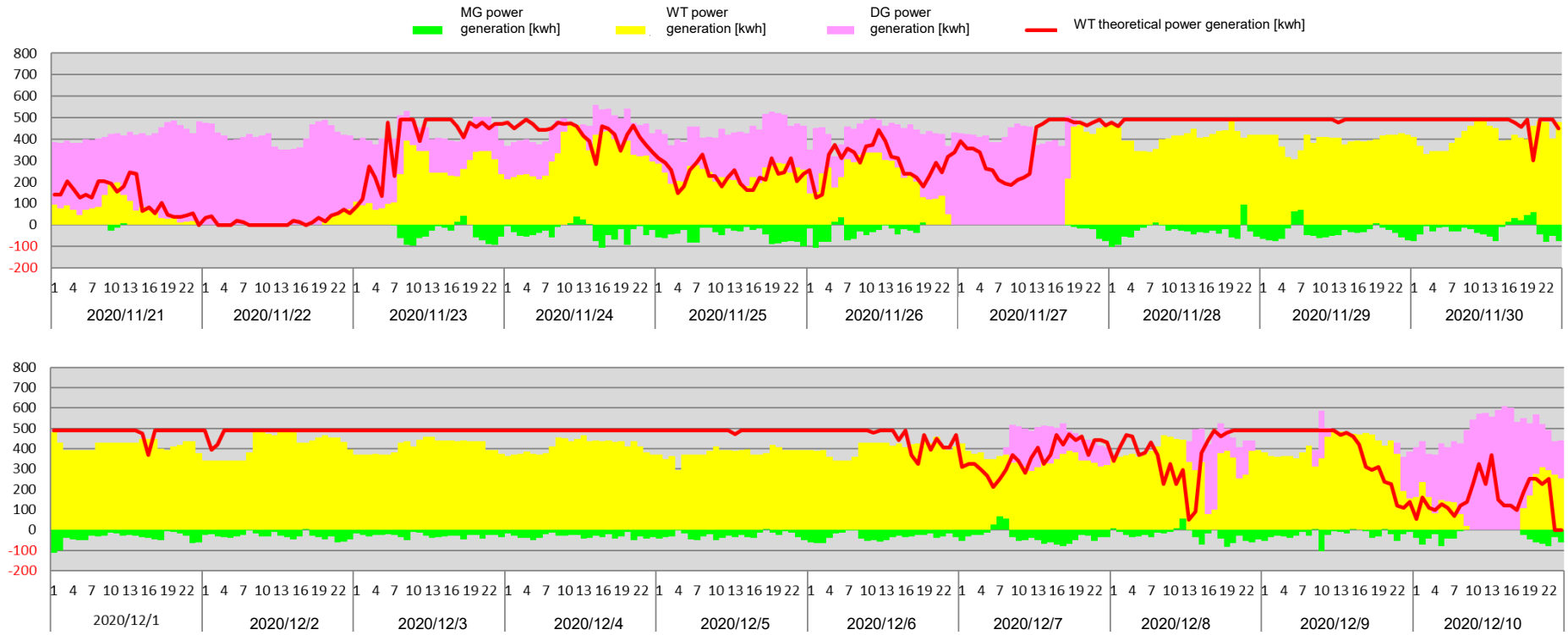
波照間で100時間

沖縄電力が大幅記録更新

November 30, 2020 (Mon)
Denki Shinbun article

Copyright © The Okinawa Electric Power Company, Incorporated. All Rights Reserved.

4. Recent status of RE utilization on Hateruma Island



Copyright © The Okinawa Electric Power Company, Incorporated. All Rights Reserved.

Thank you for your attention.

Copyright © The Okinawa Electric Power Company, Incorporated. All Rights Reserved.

Reference Material

Copyright © The Okinawa Electric Power Company, Incorporated. All Rights Reserved.

Topic (Inertia)

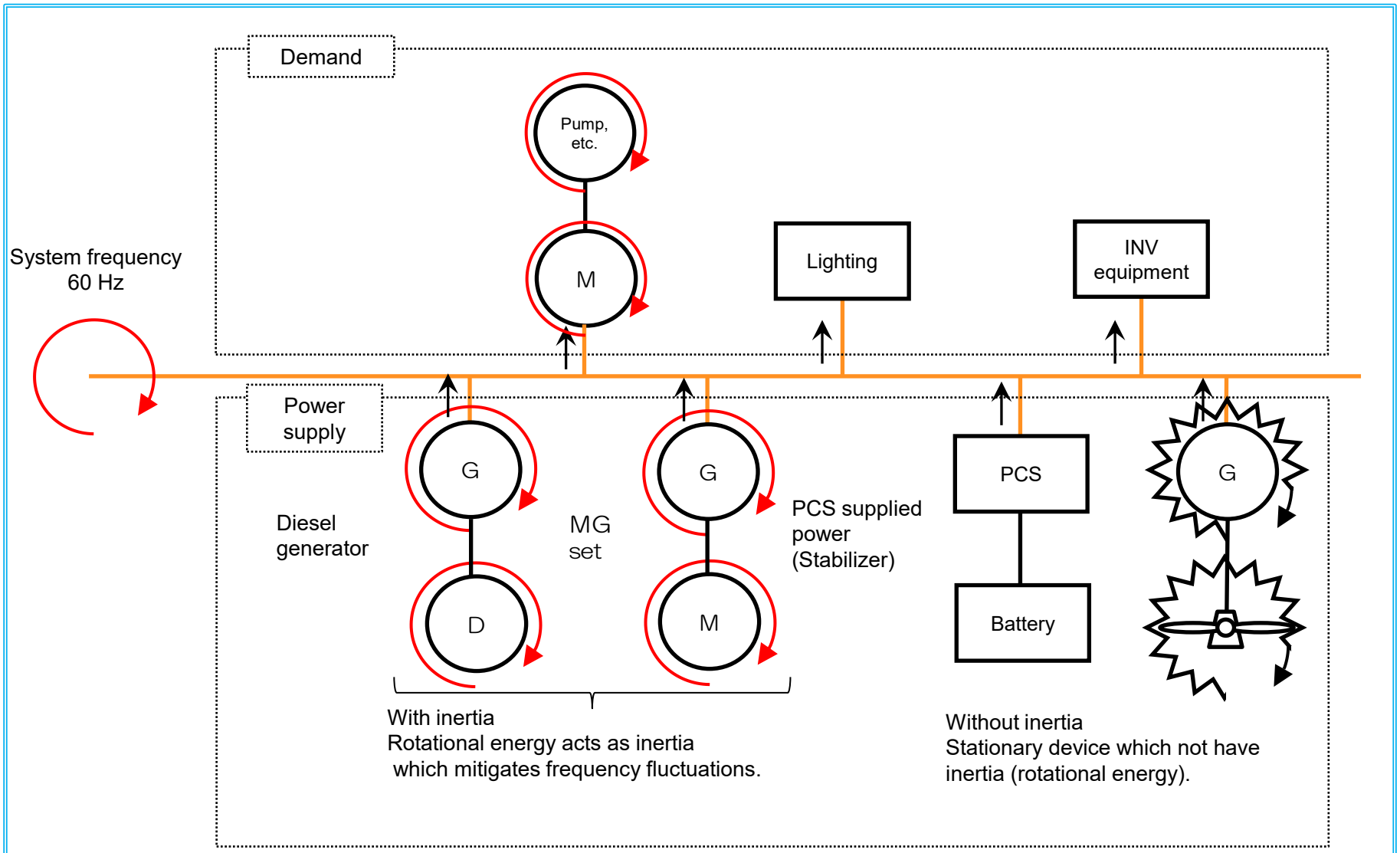


Figure 1. Schematic diagram of inertia

Copyright © The Okinawa Electric Power Company, Incorporated. All Rights Reserved.

Performance Ratio

Performance ratio =

Actual annual average energy yield (kWh/year)

÷ Theoretical maximum energy yield (kWh/year)

(Question) Why this indicator is important for monitoring performance?
What is the difference between capacity factor?

(Example)
Following PV systems are installed at Kiribati and Tuvalu.
Calculate the performance ratio of each system and judge which is producing better than the other.

Location	PV system capacity	Average irradiation	Annual energy yield
Kiribati	100 kW	6 kWh/ m^2/day	166,000 kWh
Tuvalu	200 kW	5.5 kWh/ m^2/day	261,000 kWh

(Remarks) These figures are just for exercise purpose and not real.

(Answer)

Theoretical maximum energy yield can be calculated as follows:

$100 \times 6 \times 365 = 219{,}000$ (kWh/year) (Kiribati)

$200 \times 5.5 \times 365 = 401{,}500$ (kWh/year) (Tuvalu)

Therefore, the performance ratios in Kiribati and Tuvalu are:

$166{,}000 \div 219{,}000 \times 100 = 76$ (%)

$261{,}000 \div 401{,}500 \times 100 = 65$ (%)

As the average temperatures in Kiribati and Tuvalu is almost same, the higher performance ratio of Kiribati system means higher unit production and better unit performance per kW. In other words, there might be some design or installation issues for the system in Tuvalu.

In Japan, the performance ratio varies between 70 to 90 %.

Project Purpose

Country	FSM(Federated States of Micronesia)				Marshall	kiribati	Tuvalu
State	Yap	Chuuk	Phonpei	Kosrae	Majuro	Tarawa	funafuti
Pilot DG units	Unit 1,2 and 3	Unit 1,2,4 and 5	Unit 4 and 5	2 new units installed under JICA Project	Unit 6 and 7	Unit 3,4 and 5	Unit 6,7 and 8
Number of the units Economic Dispatch Control to be Properly Applied					Unit 1,2,5,6,7		
Specific fuel consumption	Deutz -13.0kWh/G DEG1&2 CAT3516 - 14.5kWh/G DEG3 CAT C32 - 14.3kWh/G	14.91kWh/G(total aveerage 2017) 13.13kWh/G（Unit 3） 14.65kWh/G（Unit 5） 14.57kWh/G（Unit 4） 15.19kWh/G（Unit 1） 15.21kWh/G（Unit 2）	13.4kWh/G(total aveerage) 13.7kWh/G（Unit 1） 13.7kWh/G（Unit 2） 13.4kWh/G（Unit 3） 15.7kWh/G（Unit 4） 16.3kWh/G（Unit 5） 10.1kWh/G（Unit 6）	13.6kWh/G(total aveerage 2016) 12.5kWh/G（Unit 4） 12.62kWh/G（Unit 6） 14.0kWh/G（Unit 8） T.B.C after completion of installtion of new DGs	14.07 kWh/USG（=0.269 L/kWh） （to be updated after procurement of flow meter）	To be measured after procurement of flow meter, if necessary	0.260 L/kWh （for all units,to be updated after procurement of flow meter,if necessary）
Perfomance ratio for RE power generation system	66%(PEC)	72%(Airport) 71%(PEC)	76%(COM) 78%(President's office) 71%(PEC)	66%(PEC) 56%(EU)	73%(Majuro Hospital) 70%(Water reservoir)	75%(PEC Fund)	77%(Government buildings) 74%(Tuvalu Media Corporation) 46%(TEC power plant) 77%(Hospital) 67%(Marine warehouse)

Chapter4-7-A,B,C Photovoltaic module fault detectors

Photovoltaic module fault detectors

Text Chapter4-7-A

Photovoltaic module fault detectors

Text Chapter4-7-A P1

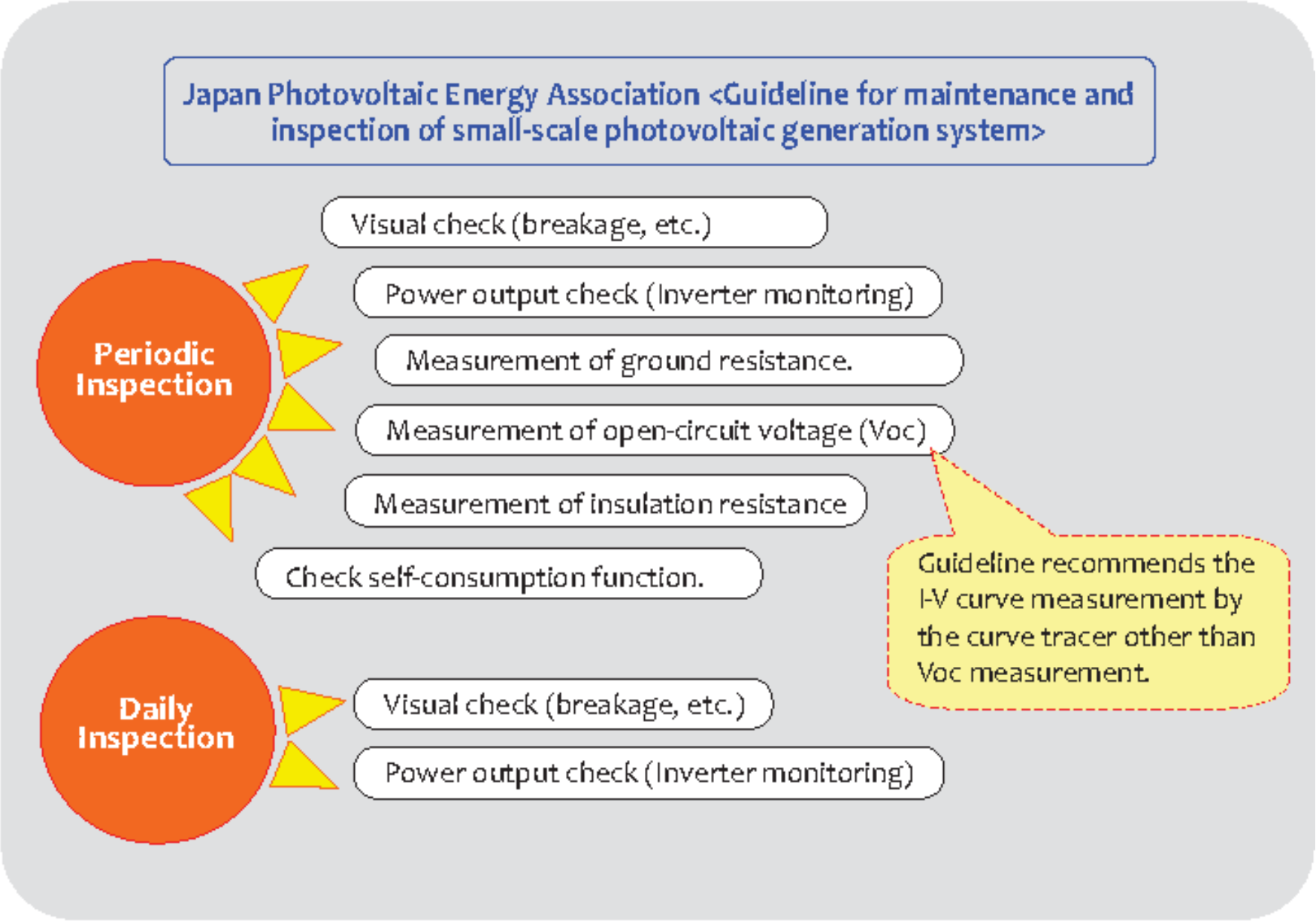
Do you have any of the following issues in your PV system?

- I don't know how to invest the cause of declining the power output.
- I don't know which tool is suitable for the detailed module inspection.
- There is no tool to check the photovoltaic module condition.
- I'm looking for a tool which is cheap and easy to use.

If you have these issues and leave them unsolved, you may have the unexpected troubles, such as...

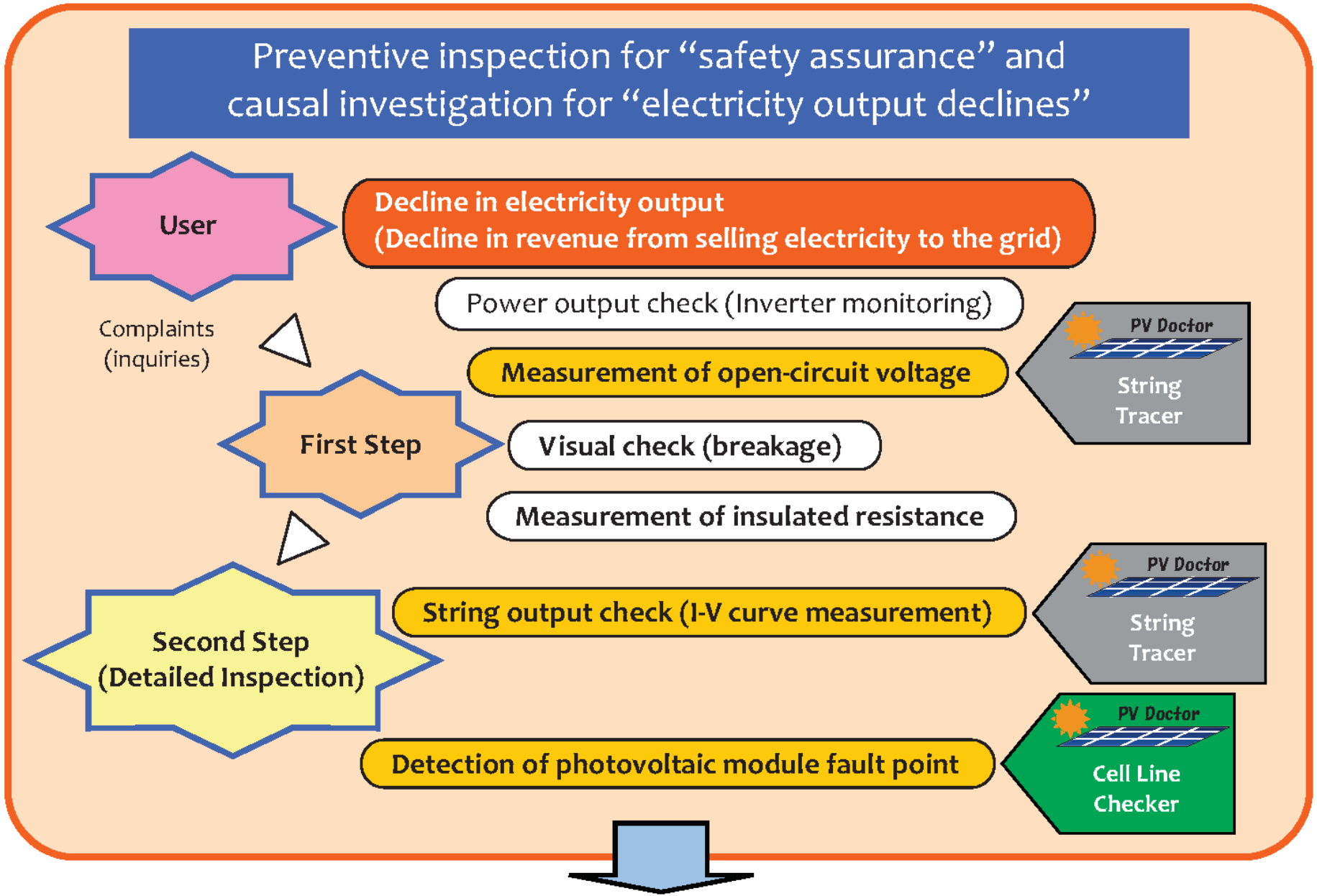
Photovoltaic module fault detectors

Text Chapter4-7-A P1



Photovoltaic module fault detectors

Text Chapter4-7-A P2



Photovoltaic module fault detectors

Text Chapter4-7-A P2

Causal investigation will bring the following benefits to each party!

PV home builders, etc.

Even if any failure, such as decline in electricity output, occurs **within the warranty period**, only the defective module(s) should be changed. Therefore, warranty expense can be minimized.

PV contractors, Electrical contractors, etc.

- Fault point identification will lead to the advantageous negotiation with both user and manufacturer.
- New business expansion in the maintenance and inspection may differentiate from the competitors.

User

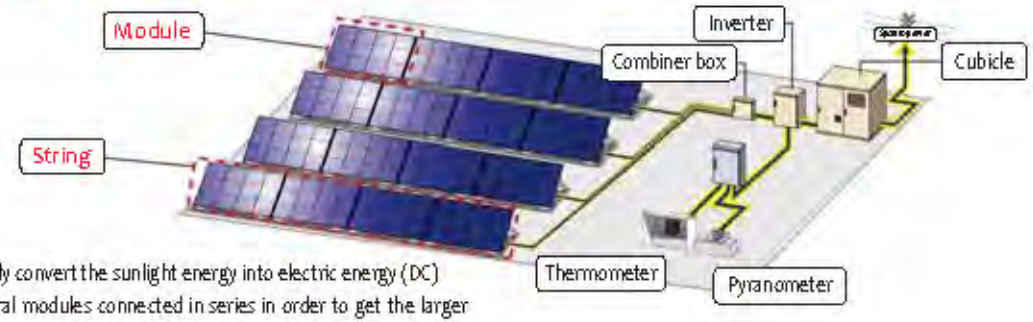
Even if any failure, such as decline in electricity output, occurs **after the warranty period**, you may only exchange the defective module(s), which enables to minimize the maintenance expense.

"Enhance safety" and "maintain relevant power output" as power generation system.

Photovoltaic module fault detectors

Text Chapter4-7-A P3,4

Photovoltaic power generation system



Module : Panel to directly convert the sunlight energy into electric energy (DC)

String : A unit of several modules connected in series in order to get the larger power output

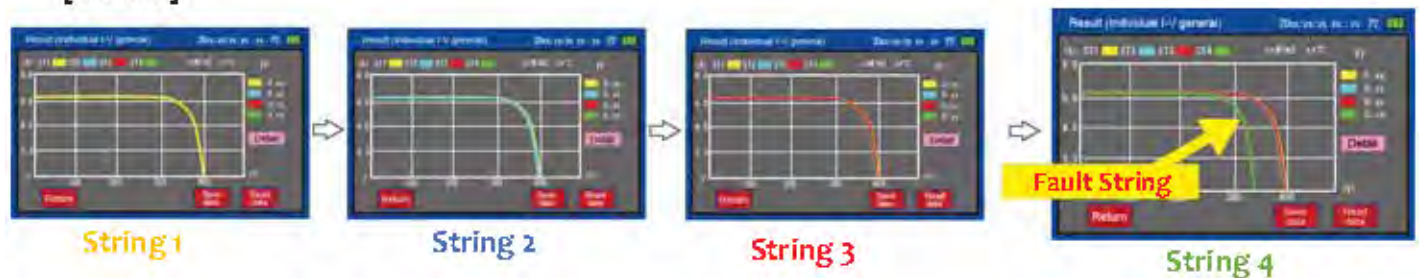
String Tracer (I-V curve tracer)

[Function] Fault module can be detected by the relative comparison of up to 4 strings in a screen.

[Feature] Easy operation. The measuring speed is approximately 1 second per string.

Contact the probes to the breaker terminals.

[Screen]



Photovoltaic module fault detectors

Text Chapter4-7-A P4

Cell LineChecker (Fault module detector)

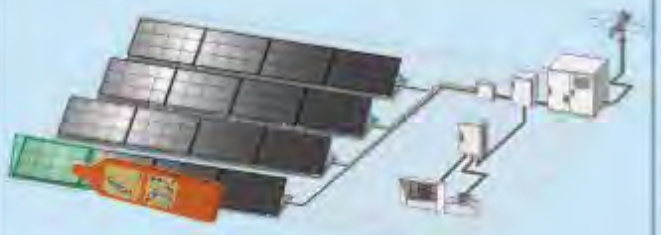
[Function] (1) Module configuration per string
(2) Fault point location

[Feature] Fault module can be identified.

(1) Checking the module configuration per string

Connect the transmitter to the breaker terminal of the string.	On the surface of modules connected to the signal input string, receiver detects the signal and shows response by light and sound.	Confirm the module configuration of the string.

(2) Locating the fault point

Connect the transmitter to the breaker terminal of the fault string.	Conduct the fault location on the fault string.	Confirm the fault module.
		On the surface of normal module, receiver detects and shows the signal input from transmitter by light and sound. However, on the fault point, no signal can be detected. * For bypass diode open-circuit check, you need a special procedure.

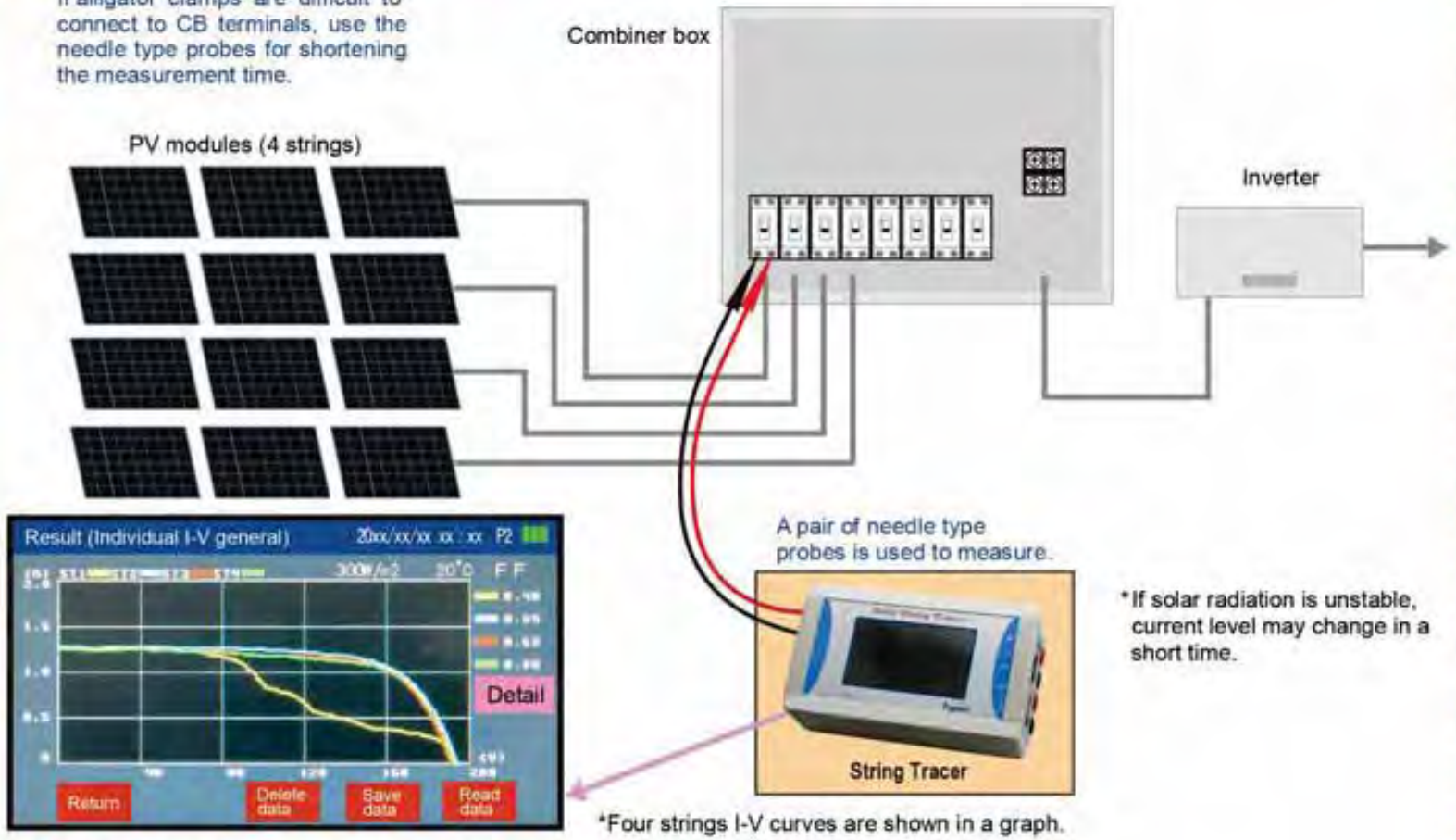
String Tracer (I-V curve tracer)

Text Chapter4-7-A P9

■ I-V curve measurement modes

(1)Individual mode (CB in combiner box: OFF)

If alligator clamps are difficult to connect to CB terminals, use the needle type probes for shortening the measurement time.

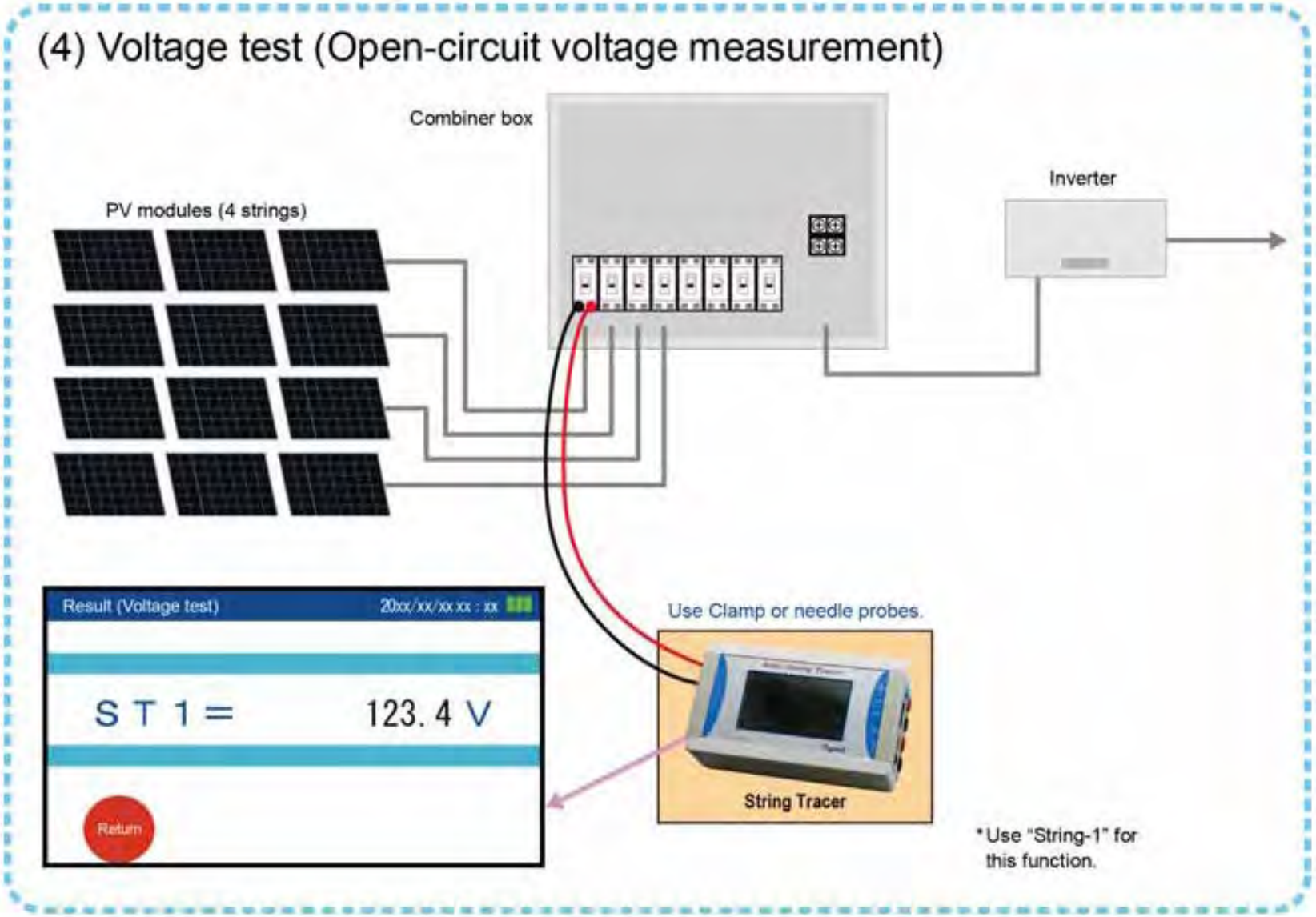


*If solar radiation is unstable, current level may change in a short time.

If **Detail** is selected, measured results: V_{oc} (V) open-circuit voltage, I_{sc} (A) short-circuit current, P_{max} (W) Maximum power, and FF value are shown.

String Tracer (I-V curve tracer)

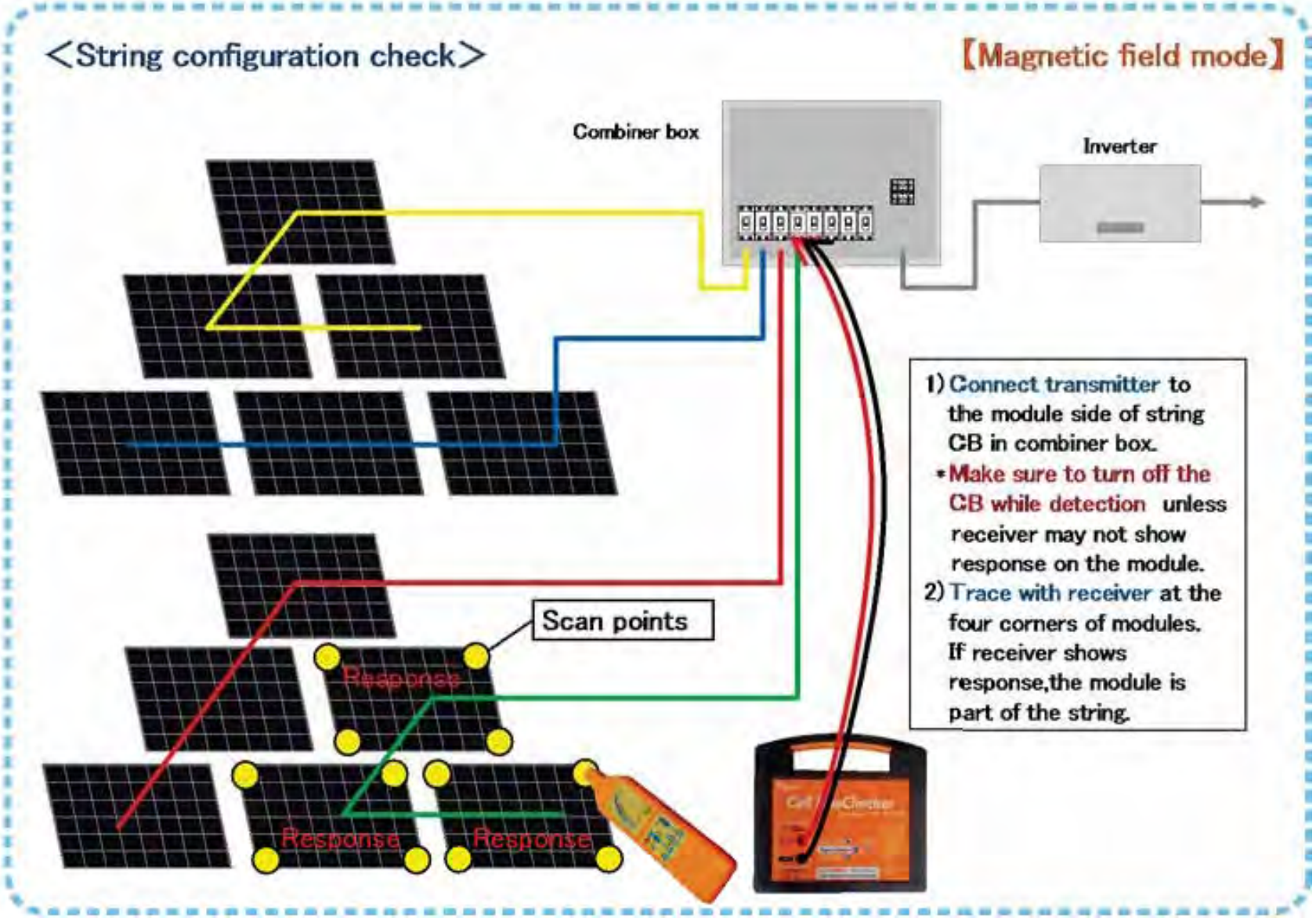
Text Chapter4-7-A P10



Cell LineChecker(Falt module detevtor)

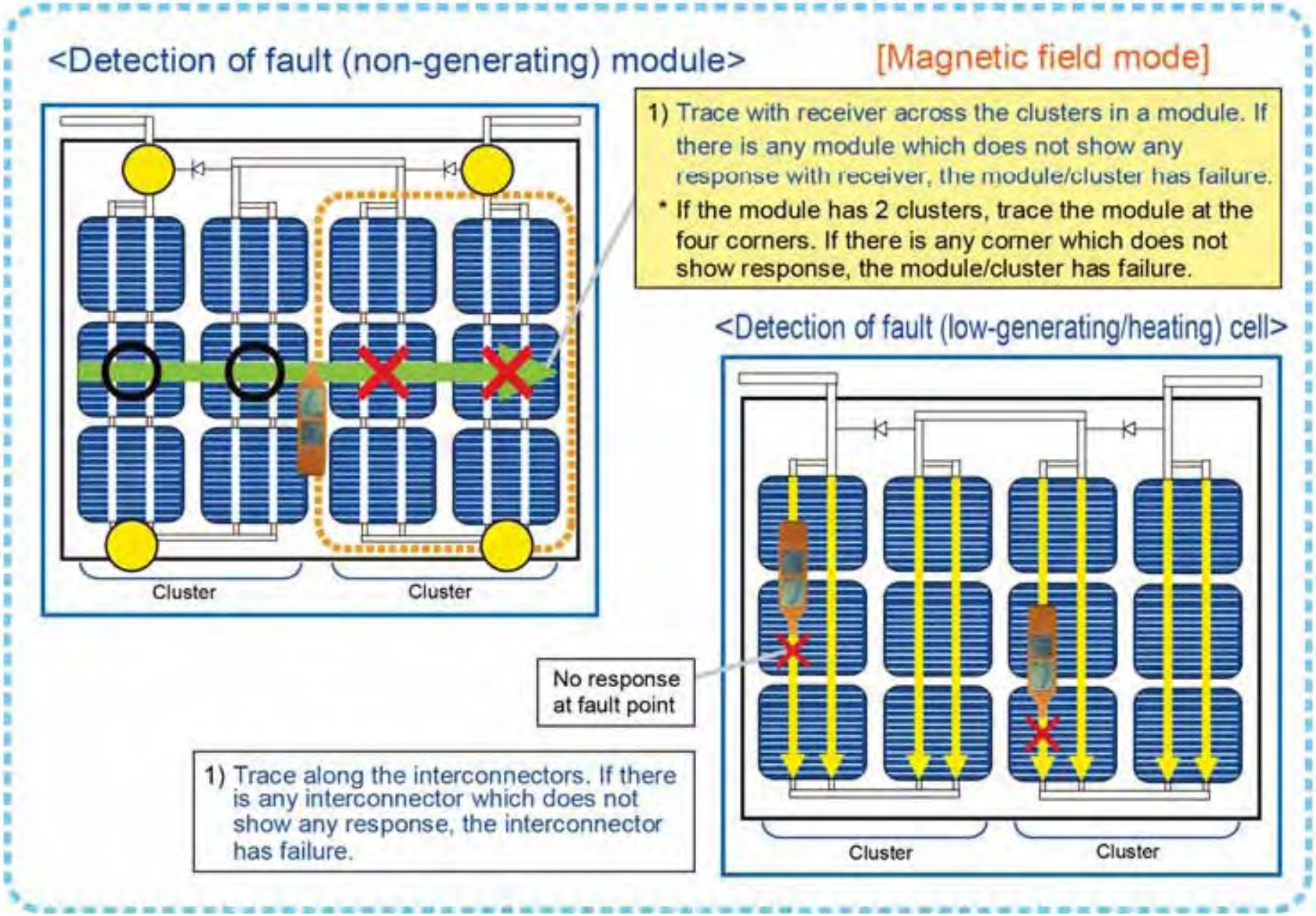
Text Chapter4-7-A P13

■ Example of detection



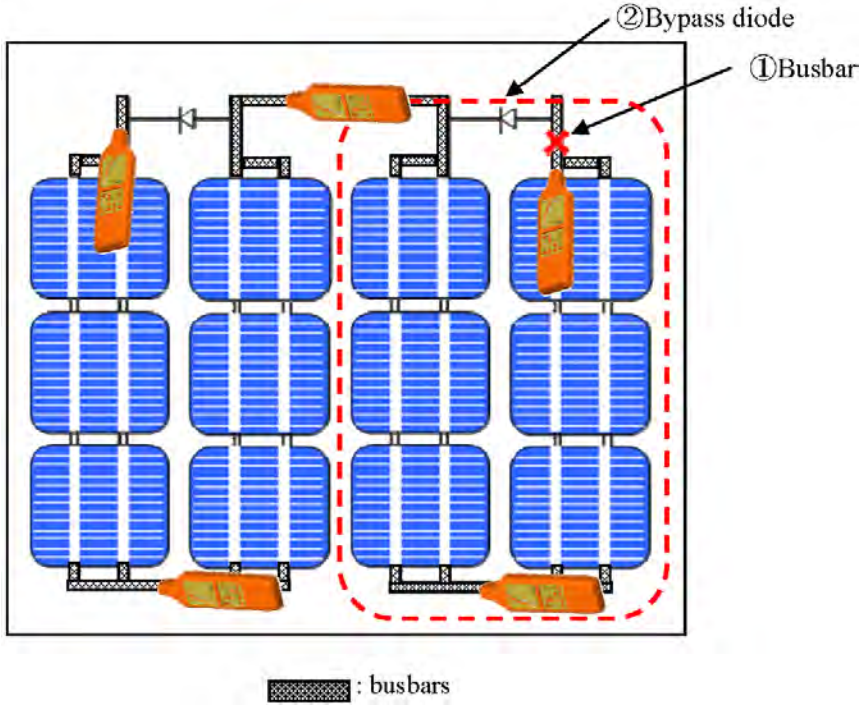
Cell LineChecker(Falt module detevtor)

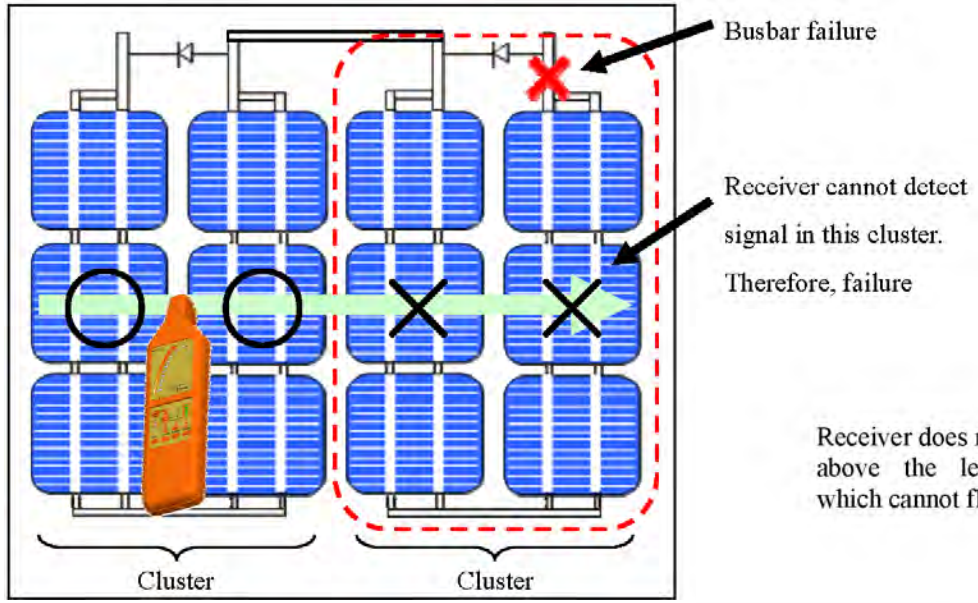
Text Chapter4-7-A P13

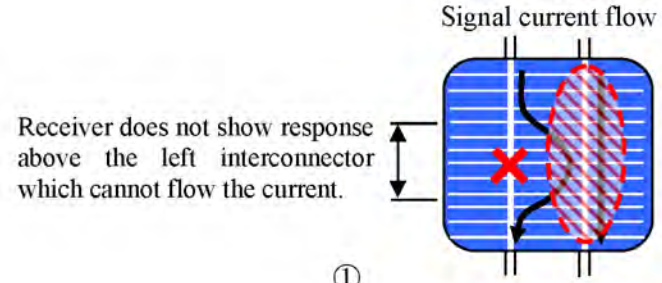


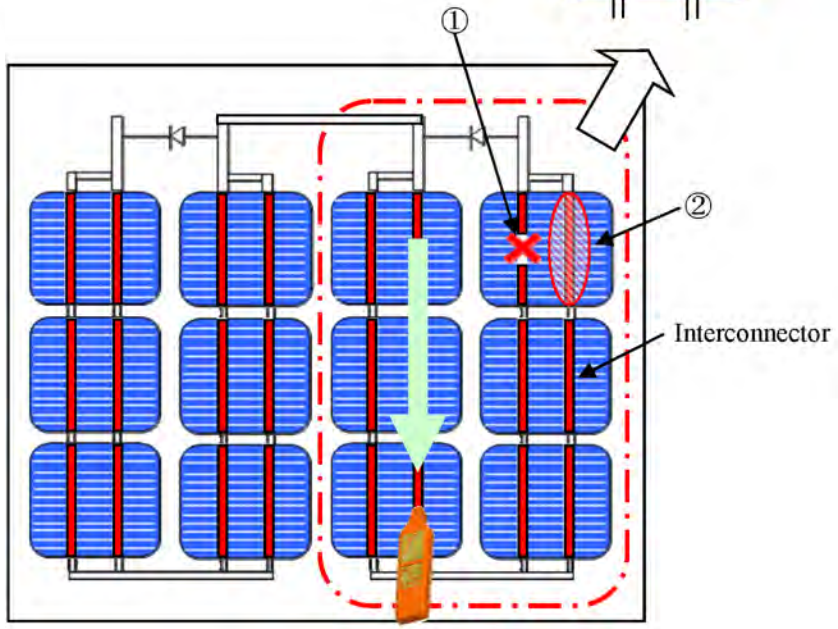
Cell LineChecker(Falt module detevtor)

Text Chapter4-7-C P18～23

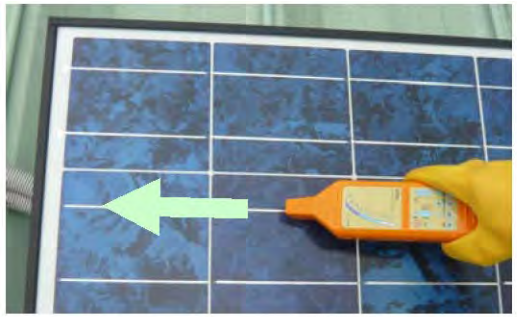




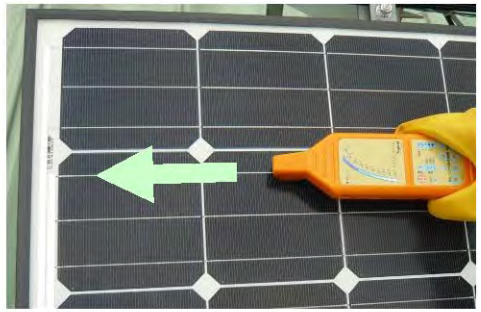




<Busbar detection for c-Si module>



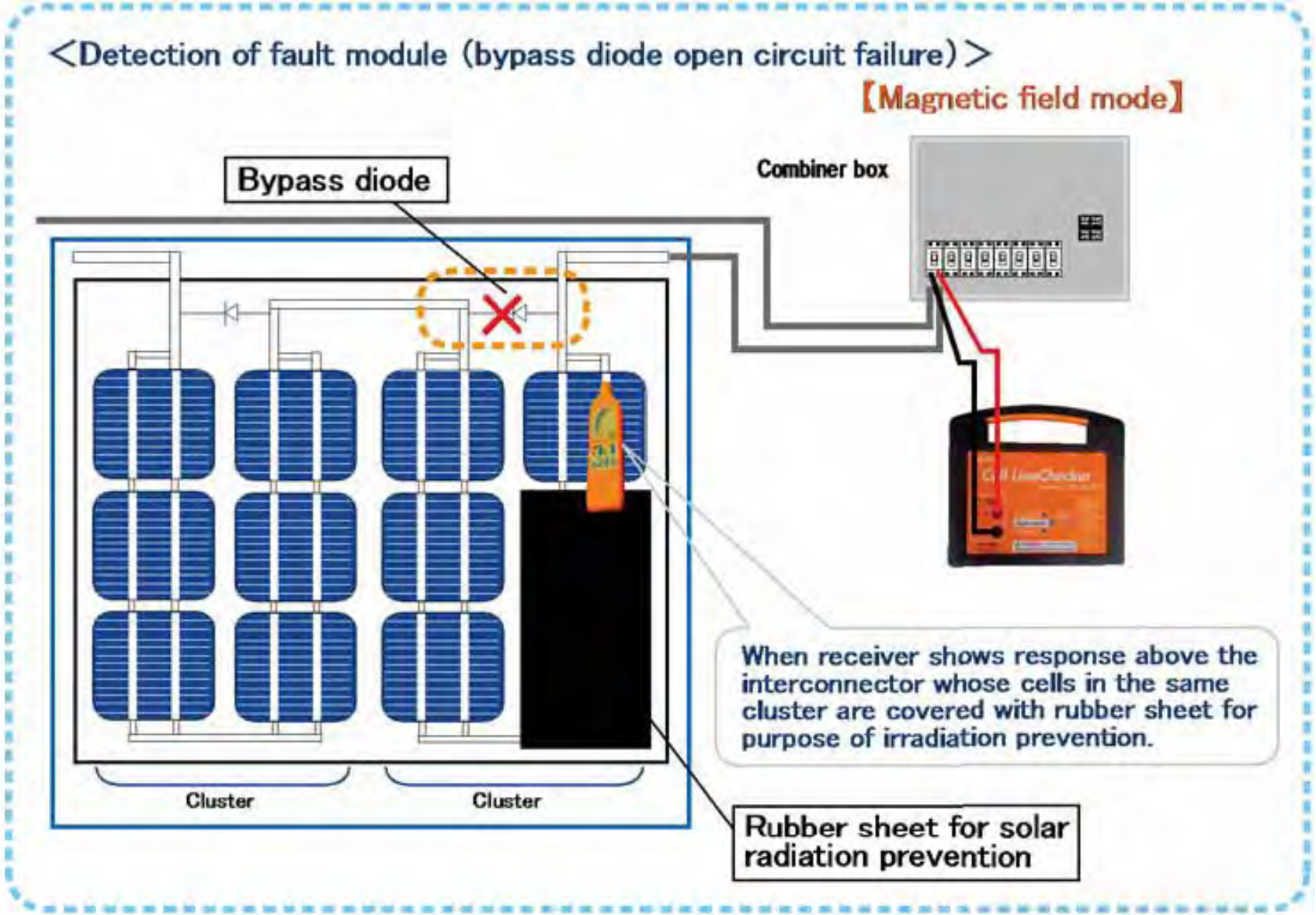
<Interconnector of c-Si modules>
Two-interconnector type



<Interconnector detection of c-Si modules>
Three-interconnector type

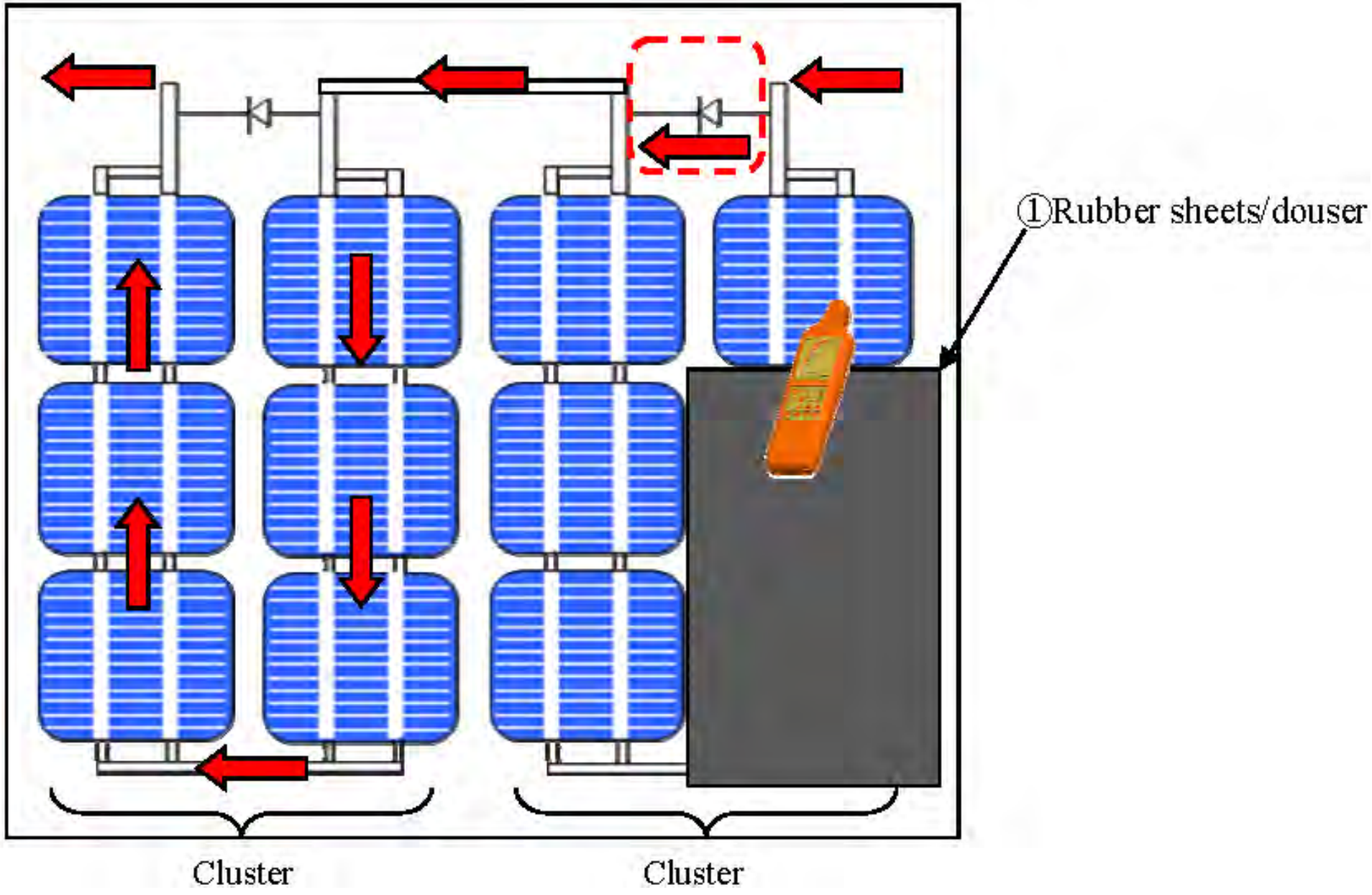
Cell LineChecker(Falt module detevtor)

Text Chapter4-7-A P14



Cell LineChecker(Falt module detevtor)

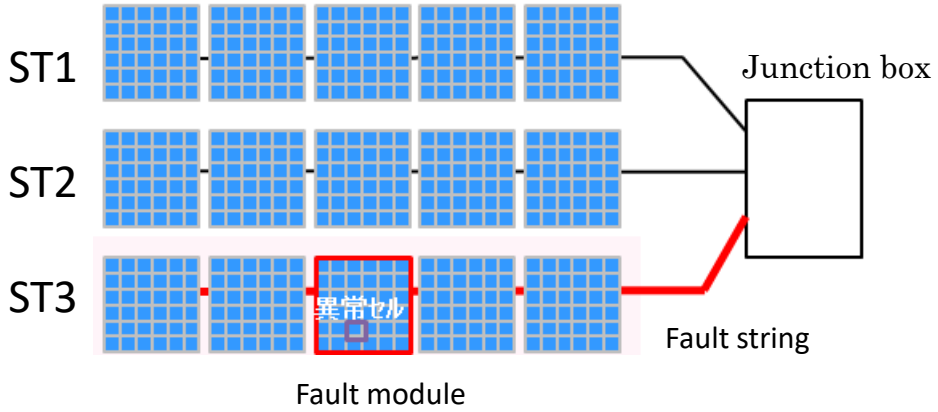
Text Chapter4-7-C P23



Measurement Open circuit voltage Voc [V]

Judgment criteria: When the **difference** from MAX is over 10 V, the module is suspected of deteriorating, and the voltage difference for one module is Falut.

Example : 3strings , 1 string (30 ［V/module］ × 5 modules)



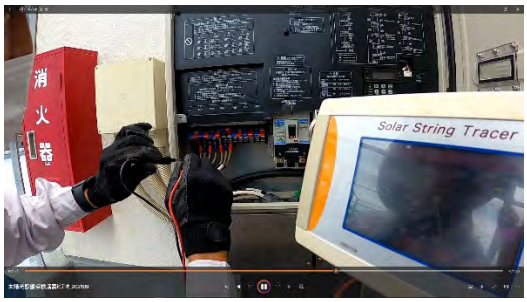
	measured voltage		result
ST1 ：	**148V(MAX)**	→	OK
ST2 ：	145V	→	OK
ST3 ：	**115V**	→	Falut

Open circuit voltage Voc [V]				
	ST1	ST2	ST3	MAX
Measurement	148	145	115	**148**
Difference from MAX	0	-3	**-33**	
Judgement	Falut			

Check point

太陽光発電設備　供与機器測定方法（ビデオ）

ビデオ資料の概要、映像イメージを以下に示す。

概略内容	映像イメージ
1. ストリングトレーサーの使用方法 I-V 測定、グラフ確認	
	
2. セルラインチェッカーの使用方法 ストリング構成確認	
3. 絶縁抵抗計の使用方法 絶縁抵抗値測定	

4. 開放電圧の測定方法	

（演習例）50kWのPV設備で年間発電できる電力(燃料費はかからないとする）を、DGで発電すると燃料費はいくらになるか。

1．必要な情報

①50kWのPV設備で期待できる年間発電電力量　　① 100,375 ［kwh/year］

（年平均日射量=5.5kWh/m2/日とする。）

②PV設備で1kWh発電したときの燃料費　　② 0.00 ［$/kwh］（0[円/kwh]）

③DGで1kWh発電したときの燃料費　　③ 0.24 ［$/kwh］（25[円/kwh]）

2．計算例

④PV設備の年間発電電力量をDGで発電した場合に想定される燃料費用

④ = ①×③ = 100,375 ［kwh/year］×0.24 ［$/kwh］= 24,090[$/year]

この例では、太陽光発電で得た電力量分を、DGの発電量（燃料消費量も）は減らすことが期待できます。

さらに燃料費の差は、24,090[$/year]になりました。

差額は、発電運用費（必要な材料費・交換部品費の購入・人件費など）にも充てることも期待できます。

（演習）△△ kWのPV設備で年間発電できる電力を、DGで発電すると燃料費はいくらになるか。

1．必要な情報

①△△kWのPV設備で期待できる年間発電電力量　　① ＿＿,＿＿ [kwh/year]

②PV設備で1kWh発電したときの燃料費　　② 0,00 [$/kwh]

③DGで1kWh発電したときの燃料費　　③＿,＿ [$/kwh]

2．計算

④PV設備の年間発電電力量をDGで発電した場合に想定される燃料費用

④ ＝ ① ＿,＿＿ [kwh/year] × ③＿,＿ [$/kwh] ＝ ＿＿,＿＿＿[$/year]

燃料費の差は、＿＿＿＿＿＿＿＿[$/year]になります。

2.本邦研修

2.1　第１回研修業務完了報告書

別添 1

研修業務完了報告書

1．研修の概要

(1)目的

沖縄県の離島において培ってきたハイブッド発電システムに関する技術及びノウハウを紹介すると共に、その導入事例を実際に視察することで、より効果的な技術移転を行うことを目的とし、本研修によって沖縄電力系統の問題・課題が理解されると共に、それを解決するための方策について理解を深めることが期待される。

a)研修項目

①沖縄の離島地域におけるハイブリッド発電システムの導入・運用に係る製作、技術の紹介

②沖縄の離島地域におけるDGの効率運用及び発電所の最適運用に係る視察

(2)日程

受入期間：2018年2月15日(来日) ～ 2018年3月3日(帰国)

(3)参加者

5ヶ国11名：フィジー、キリバス、マーシャル諸島、ミクロネシア連邦、ツバル

国	氏名	役職
フィジー	Mr. PRASAD Krishneel Deepak	フィジー電力公社 システム開発及び 保護部 システム開発部長
	Mr. GOSAI Atesh Datt	インフラ運輸省 エネルギー局 上級科学官
キリバス	Mr. TAOABA Thomas Tebateki	公共事業インフラ省 エネルギー計画班 再生エネルギープランナー
	Mr. KATAUEA Nantenikoria Claud	公共事業公社 発電技術部 発電技術部長
マーシャル諸島	Mr. MARK Charles	クワジェリン環礁公共資源共同体 発電設備 機械長
	Mr. MILNE Damien Murdoch	マーシャルエネルギー公社 再生エネルギー 再生エネルギー部長
ミクロネシア連邦 （コスラエ）	Mr. LIVAIE Hairom E	コスラエ公共事業庁 顧客サービス部門・検針部 検針官
（ポンペイ）	Mr. SOLOMON Dackson	ポンペイ公共事業公社 発電・配電部 部長補佐
（ヤップ）	Mr. NABEYAN Victor	ヤップ公共サービス公社 管理部 管理部長補佐
（チューク）	Mr. FRANCIS Albert	チューク公共事業公社 発電部 発電プロジェクト部長
ツバル	Mr. TALAMA Fatoga	ツバル電力公社 発電及び送電部 部長

(4)内容（概要）

本研修はトータル2週間の受入を行い、前半の1週間は沖縄本島及び離島における再生可能エネルギー導入やハイブッド発電システムについてプレゼンテーションや関連施設を紹介すると共に、再エネ導入拡大する際の問題・課題等の解決手法についても情報共有を行った。

後半の1週間は、再生可能エネルギーやハイブリッド発電システムに関連する機器(蓄電池や制御装置など)やシステム運用などについて日本各地で導入実績のある機器メーカーや研究所・実証試験施設等にてプレゼン、工場施設を紹介いただき、できる限り最新技術を体験頂けるような研修内容とした。

①沖縄電力設備視察（技術訓練設備、給電指令所）

1) 技術訓練設備

本設備は新入社員や他部署からの転入社員が送配電技術について理解を深めるため、実際に使用した機器のカットモデル等を展示した施設である。本研修員においても、より理解が深まったと思われる。

2) 給電指令所

給電指令所は沖縄本島にある火力発電所へ経済的な負荷配分を指令する設備であり、さらに系統安定化装置を用いた電力の安定供給における中心的な役割も担っている。今回の研修では系統運用・維持管理等について説明、関連設備を紹介した。

②プレゼンテーション

沖縄県における電力事業の概要や電力系統の問題・課題について講義を通して理解していただいた。各講義においては、研修員も関心が高く、積極的な質問や活発な意見交換もあり、知見を深めていただけたと実感している。

③多良間島（新多良間発電所、可倒式風車、太陽光発電設備）

新多良間発電所にて、ディーゼル発電機と太陽光発電設備、安定化装置(蓄電池を含む)を組み合わせたハイブリッド発電設備の運転状況を視察し、運用者側にて運用方法等を紹介した。さらに各研修員それぞれの国での状況と比較した質問や意見交換も行い理解を深めるよう努めた。

さらに、可倒式風車（風車を倒して強風等を回避する）、太陽光発電設備の実証研究を紹介した。

④宮古島（宮古EMS実証設備、宮古島メガソーラー、太陽光実証設備）

宮古EMS実証設備（エコパーク宮古）、地下ダム資料館において、宮古島市の取組事業「島嶼型スマートコミュニティ実証事業」について説明していただいた。

宮古島メガソーラーでは、実際の電力系統に接続された太陽光発電設備・ＮＡＳ電池設備を視察し、実証研究を紹介することができた。

⑤沖縄本島視察（安部メガソーラー、大宜見風力発電実証事業）

安部メガソーラーでは、2種類の化合物系モジュール(CIS、CIGS)を用いた実証研究の内容を紹介し、大宜見風力発電実証事業では蓄電池による変動抑制効果について説明を行った。

⑥日新電機 制御機器工場（京都府）

離島など小規模系統における再生可能エネルギー利用比率が高まるにつれ発生する電力品質、系統運用の課題、デマンドレスポンス、蓄電池による安定化・電力貯蔵などについて同社が検討、対策を行った事例をプレゼン及び質疑・応答を行った。

さらに同社工場内で実証試験中の太陽光発電システムの稼働状況及び制御機器について紹介していただいた。

⑦日立化成 蓄電池工場（三重県名張市）

同工場は産業用鉛蓄電池、リチウムイオン電池を製造しており、蓄電池製品について、原料から製品が完成するまでの製造工程及び性能試験・品質管理方法を紹介していただいた。さらに蓄電池製品に対する質疑(気温などの使用環境、腐食に対する対策等)に対して説明していただいた。

⑧日立化成イノベーションセンター（東京都）

日立化成ショールームにて同社が開発した製品及び蓄電デバイス・システム（産業用鉛蓄電池、リチウムイオン電池、電源装置、蓄電池監視システム）などの製品について紹介、プレゼンしていただいた。

⑨産業技術総合研究所 福島再生可能エネルギー研究所（福島県）

同研究所で実施している再生可能エネルギー(太陽光、風力、水素他)に関する研究開発について各実証施設紹介やプレゼンにて説明していただいた。

⑩福島空港ソーラーパーク（福島県）

性能比較試験にて施設内設置された30種類ほどの国内外製の太陽電池パネル、架台についてご紹介頂きつつ、材料や構造などの違いをご説明していただいた。

⑪電力中央研究所（東京）

電力中央研究所では、再生可能エネルギー導入における電力系統への影響について各模擬電源装置によるシミュレーション実演、解析モデルについてのプレゼンや研究所内の試験装置などを紹介していただいた。

２．実施結果についての所見

⑴カリキュラムの評価・改善点等

・各プレゼンや現場視察に対し研修員の関心も高く、積極的な質問や活発な意見交換もあり、知見を深めていただけたと実感している。

・活発な質疑・応答が行われたものの時間の制約から質問を制限することがあった。理由として、一部の研修員からの質問に偏るのではなく、各研修員全員の質問に答えたいことから、質問時間を調整しつつ、各研修員においては優先して質問したい内容の整理をお願いすることがあった。今後もアフターフォローを継続していきたい。

⑵研修員からの評価

・提供した研修内容に対して、研修員全員から好評を頂いた。一方で短期間にできる限り多くの研修項目を設定したため、一部の研修員から質疑応答の時間の延長を求める声があった。

⑶その他気付きの点（宿泊、食事等の手配を含む。）

・研修実施が２月の冬場であり、環境の違いによる体調への負担が気になるところであったが、ＪＩＣＡ沖縄にて防寒具を支給頂けるなどにより、研修員全員が体調も崩すことなく良好に研修を行うことができた。

・一部のベジタリアンの研修生に対しては、各研修先周辺の昼食会場にて調理方法を配慮して頂いた。特に離島では事前に総菜、弁当などの購入することで対応した。

・設定した研修期間、研修時間が若干過密気味となり、宿泊施設への到着時間が若干遅れる日が多かった。

３．別添資料

⑴研修詳細計画書（実績版）

⑵研修員名簿

⑶国内業務費内訳書

様式２

研修詳細計画表（実績版）

2018年3月8日

研修コース名：	太平洋地域ハイブリッド発電システム導入プロジェクト(第1回本邦研修)
研修コース番号：	受入形態　国別研修
研修期間：	2018/2/16　～　2018/3/2　研修員数　11 人
研修目標：	沖縄県の離島において培ってきたハイブッド発電システムに関する技術及びノウハウを紹介すると共に、その導入事例を実際に視察することで、より効果的な技術移転を行うことを目的に実施する。
研修項目：	①沖縄の離島地域でのハイブリッド発電システムの導入・運用に係る製作、技術の紹介 ②沖縄の離島地域でのDGの効率運用及び発電所の最適運用に係る視察

日付	時刻	形態	研修内容	講師又は見学先担当者等			講師使用言語	研修場所	宿泊先
				氏名	所属先及び職位	連絡先			
2/15(木)	～		研修員来日						JICA沖縄
2/16(金)	9:30 ～ 11:30	講義	ブリーフィング		JICA沖縄			JICA沖縄	JICA沖縄
	13:00 ～ 17:00	発表	島嶼型エネルギー技術セミナー		JICA沖縄			JICA沖縄	JICA沖縄
2/17(土)	～	見学	国際通り、首里城見学	片岡 千繪	JICA沖縄 研修監理員	098-876-6000	英	国際通り 首里城	JICA沖縄
2/18(日)	～								JICA沖縄
2/19(月)	10:00 ～ 10:30		沖縄エネテック 玉城社長表敬		沖縄ｴﾈﾃｯｸ		日	沖縄ｴﾈﾃｯｸ	JICA沖縄
	10:30 ～ 11:30	講義	プログラムオリエンテーション (研修の目的、概要、スケジュール等解説)	島袋 正則	沖縄ｴﾈﾃｯｸ		日	沖縄ｴﾈﾃｯｸ	
	13:30 ～ 14:30		沖電企業㈱ 古堅社長表敬		沖電企業/知念部長		日	沖電企業	
	14:30 ～ 16:00	見学	技術訓練設備	又吉、宮城、宮里 安次嶺、田港、	沖縄電力/送電保修G 沖縄電力/継測G		日	沖縄電力設備	
	16:00 ～ 16:30	見学	給電指令所	伊禮係長	沖縄電力/系統運用G				
	16:30 ～ 17:30	見学	振返り及び研修受講に対しての心構え	小川 忠之	JICA国際協力専門員		日	沖縄ｴﾈﾃｯｸ	
2/20(火)	10:00 ～ 11:00	講義	沖縄本島系統の概略	桃原、金子	沖縄電力/工務G		日	沖縄ｴﾈﾃｯｸ	JICA沖縄
	11:00 ～ 12:00	講義	系統安定化技術の紹介	大城	沖縄電力/系統技術G		日		
	13:00 ～ 14:00	講義	沖縄離島地域における再エネ導入の取組について(波照間、多良間系統安定化装置)	仲地副長	沖縄電力/離島事業部		日		
	14:00 ～ 15:00	講義	太陽光、風力の安定化に関する実証研究	中村副長 宮城係長	沖縄電力/研究開発舞		日		
	15:00 ～ 16:00	講義	雷保護対策のご紹介	上野、圓山	音羽電気工業㈱ 九州支店、技術部		日		
	16:00 ～ 17:00	講義	振返り及びディスカッション	小川 忠之	JICA国際協力専門員		日		
2/21(水)	8:10 ～ 10:00		【移動】那覇⇒宮古⇒多良間(RAC801、RAC891)						宮古島
	10:00 ～ 10:30		【移動】多良間空港⇒視察先(村営有償バス)						
	10:30 ～ 11:30	見学	新多良間発電所	仲地副長	離島事業部/沖縄ｴﾈﾃｯｸ		日	新多良間発電所	
	11:30 ～ 13:00		【移動】視察先移動(村営有償バス)／昼食時間含む						
	13:00 ～ 15:00	見学	多良間可倒式風車ハイブリッドシステム/安定化装置/太陽光発電設備	仲地副長	離島事業部/沖縄ｴﾈﾃｯｸ		日	多良間可倒式風車 太陽光発電設備	
	15:00 ～ 15:30		【移動】視察先⇒多良間空港(村営有償バス)						
	16:40 ～ 17:40		【移動】多良間空港⇒宮古空港(RAC898)						
2/22(木)	9:00 ～ 9:20		【移動】ホテル⇒視察先(貸切バス)						JICA沖縄
	9:20 ～ 12:30	見学	宮古EMS実証設備(ｴｺﾊﾟｰｸ宮古)、地下ダム資料館	三上係長	宮古島市/沖縄ｴﾈﾃｯｸ		日	宮古EMS実証設備	
	12:30 ～ 13:00		【移動】視察先移動(貸切バス)						
	13:00 ～ 15:00	見学	宮古メガソーラー	中村副長 宮城係長	研究開発部/沖縄ｴﾈﾃｯｸ		日	宮古ﾒｶﾞｿｰﾗｰ	
	15:00 ～ 16:00		【移動】視察先⇒宮古空港(貸切バス)						
	16:55 ～ 17:40		【移動】宮古空港⇒那覇空港(JTA564)						
2/23(金)	8:30 ～ 10:00		【移動】沖縄ｴﾈﾃｯｸ⇒視察先(JICAバスは現地直行)						JICA沖縄
	10:00 ～ 11:00	見学	安部メガソーラー	國場係長 金城、與座	研究開発部/沖縄ｴﾈﾃｯｸ		日	安部ﾒｶﾞｿｰﾗｰ （名護市）	
	11:00 ～ 13:00		【移動】視察先移動(JICAバス)／昼食時間含む						
	13:00 ～ 14:00	見学	大宜味風力実証設備	國場係長 金城、與座	研究開発部/沖縄ｴﾈﾃｯｸ		日	大宜味風力実証設備 （大宜味村）	
	14:00 ～ 17:00		【移動】視察先⇒沖縄ｴﾈﾃｯｸ						
	18:00 ～ 20:00		懇親会					沖縄ｴﾈﾃｯｸ	
2/24(土)	12:15 ～ 14:05		【移動】那覇⇒伊丹⇒京都(JAL2084)						
2/25(日)	8:30 ～ 13:00	見学	京都モーニングツアー					二条城、金閣寺 京都御所	京都
2/26(月)	8:30 ～ 9:00		【移動】ホテル⇒視察先(貸切バス)						名古屋
	9:00 ～ 11:30	見学	日新電機 制御機器工場	井筒、浅木	日新電機/沖縄ｴﾈﾃｯｸ		日	日新電機 制御機器工場 (京都市)	
	11:30 ～ 14:00		【移動】京都市⇒名張市(バス内にて昼食)						
	14:00 ～ 16:30	見学	日立化成蓄電池工場	玉屋	日立化成/沖縄ｴﾈﾃｯｸ		日	日立化成 蓄電池工場（三重県名張市）	

様式２

日付	時刻	形態	研修内容	講師又は見学先担当者等			講師使用言語	研修場所	宿泊先
				氏名	所属先及び職位	連絡先			
	16:30 ～ 19:00		【移動】名張市⇒名古屋市(貸切バス)						
2/27(火)	10:22 ～ 12:03		【移動】名古屋駅⇒東京駅(JR新幹線のぞみ120号)						郡山(福島)
	13:30 ～ 15:00	見学	日立化成製品プレゼン(ショールーム視察)	玉屋	日立化成/沖縄ｴﾈﾃｯｸ			日立化成ｲﾉﾍﾞｰｼｮﾝｾﾝﾀｰ(東京駅から徒歩5分)	
	15:36 ～ 17:01		【移動】東京駅⇒郡山駅(JR新幹線やまびこ57号)						
2/28(水)	9:00 ～ 10:00		ホテル⇒産総研(貸切バス)						東京(新宿)
	10:00 ～ 12:00	見学	産総研福島再生可能エネルギー研究所	大谷チーム長	産総研/沖縄ｴﾈﾃｯｸ		英	産総研(福島)	
	12:00 ～ 13:30		【移動】視察先移動(貸切バス)／昼食時間含む						
	13:30 ～ 15:00	見学	福島空港ソーラーパーク	鈴木、阿部	福島発電/沖縄ｴﾈﾃｯｸ		日	福島空港近く	
	15:00 ～ 17:00		【移動】視察先⇒郡山駅(貸切バス)						
	17:05 ～ 18:24		【移動】郡山駅⇒東京(JR新幹線やまびこ52号)						
3/1(木)	10:00 ～ 12:00	見学	電力中央研究所	山下	電中研/沖縄ｴﾈﾃｯｸ		英	電力中央研究所（東京都狛江市）	東京(新宿)
	13:40 ～ 17:50	見学	東京アフタヌーンツアー				英		
3/2(金)	9:00 ～ 10:00		JICA本部表敬	岡村課長代理	JICA/沖縄ｴﾈﾃｯｸ		英	JICA本部	東京(新宿)
	10:00 ～ 11:00		評価会	岡村課長代理	JICA/沖縄ｴﾈﾃｯｸ		英	JICA本部	
	11:30 ～ 12:00		閉講式	岡村課長代理	JICA/沖縄ｴﾈﾃｯｸ		英	JICA本部	
3/3(土)	～		帰国						
3/4(日)	～								

様式３

国内業務費内訳書

１．技術研修費／招へい費

（１）諸謝金（講師謝金、検討会等参加謝金、原稿謝金、見学謝金）

日付	曜日	研修項目 （受入先／見学先）	講師名 （役職名）	格付	単価	数量	小計	備　考
2月16日	金	島嶼型エネルギー技術セミナー	堤 純一郎（琉球大学教授）	1	15,800	4	63,200	証憑番号：研-1
3月1日	木	電力中央研究所	山下 光司	2	12,200	2	24,400	証憑番号：研-2
						小　計（講師謝金）	87,600	
2月21日	水	新多良間発電所			1,998	1	1,998	証憑番号：研-3（沖縄電力㈱ 新多良間発電所）
2月26日	月	日新電機 制御機器工場			1,998	1	1,998	証憑番号：研-3（日新電機／京都）
2月26日	月	日立化成蓄電池工場			1,998	1	1,998	証憑番号：研-3（日立化成／三重）
2月27日	火	日立化成製品プレゼンショールーム			1,998	1	1,998	証憑番号：研-3（日立化成／東京）
2月28日	水	産総研福島再生可能エネルギー研究所			1,998	1	1,998	証憑番号：研-3（産業技術総合研究所／福島）
2月28日	水	福島空港ソーラーパーク			1,998	1	1,998	証憑番号：研-3（福島発電／福島）
3月1日	木	電力中央研究所			1,998	1	1,998	証憑番号：研-3（電力中央研究所／東京）
						小　計（見学謝金）	13,986	
						合　計	101,586	

（２）実施諸費（翻訳料、会場借上費、参考資料等作成・購入費、機材借料損料、消耗品等購入費

日付	曜日	研修項目 （受入先／見学先）	支出項目	単価	数量	小計	備　考
2月14日	水	Wifi機器レンタル	機材借料・損料	17,900	1	17,900	証憑番号：研-4（2台）
2月16日	金	教材用資料印刷代	教材作成費・購入費	47,600	1	47,600	証憑番号：研-5
					合　計	65,500	

様式３

国内業務費内訳書

（３）同行者等旅費

氏名	格付	移動日（出張期間） (○月○日～○月○日)	目的地 研修項目	日当			宿泊料			交通費				備　考
				単価	日数	小計	単価	日数	小計	経路	交通手段	金額	小計	
掛福 ルイス	1	2月21日～2月22日	多良間、宮古（視察見学）	1,300	2	2,600	12,400	1	12,400	那覇－宮古－多良間－宮古－那覇	飛行機	40,800	40,800	証憑番号：研-6
掛福 ルイス	1	2月24日～3月2日	京都、名古屋、福島、東京 (視察見学、評価会、閉講式)	1,300	7	9,100	12,400	6	74,400	那覇－中部－羽田－那覇	飛行機	86,290	86,290	証憑番号：研-7
掛福 ルイス	1	2月24日								大阪空港－京都駅	バス	1,310	1,310	証憑番号：研-8
掛福 ルイス	1	2月27日～2月28日								名古屋－東京－郡山－東京	電車	22,920	22,920	
中村 博和	4	2月21日～2月22日	多良間、宮古（視察見学）	1,100	2	2,200	10,300	1	10,300	那覇－宮古－多良間－宮古－那覇	飛行機	40,800	40,800	証憑番号：研-6
中村 博和	4	2月24日～3月2日	京都、名古屋、福島、東京 (視察見学、評価会、閉講式)	1,100	7	7,700	10,300	6	61,800	那覇－中部－羽田－那覇	飛行機	86,290	86,290	証憑番号：研-7
中村 博和	4	2月24日								大阪空港－京都駅	バス	1,310	1,310	証憑番号：研-8
中村 博和	4	2月27日～2月28日								名古屋－東京－郡山－東京	電車	22,920	22,920	
					合　計	21,600		合　計	158,900			合　計	302,640	

（４）再委託費（外部の団体等にカリキュラム・日程の一部を委託する場合）

日額単価	日数	合　計	備　考

（備考）

1．研修・招へいを複数実施する場合は、本内訳書を各研修・招へいごとに作成ください。

2．国内業務費において、上記費目に整理することが不適当な費用は、「諸雑費」として、個別に内訳を追記ください。

2.2　第2回研修業務完了報告書

別添１

研修業務完了報告書

１．研修の概要

(1)目的

本邦研修は沖縄県の離島において培ってきたディーゼル発電機(DEG) のメンテンスに関する技術及びノウハウを紹介すると共に、実際に協働でメンテンスを行うことで(実施訓練)、より効果的な技術移転を行うことを目的に実施する。なお、研修を行ううえでは以下の点を考慮し実施する。

■沖縄の離島地域特有の DEG 保守・メンテナンスに係る技術の紹介

(2)日程

研修実施期間：2018年9月27日 ～ 2018年10月22日

（うち、10月1日～10月19日は久米島での研修）

(3)参加者

5ヶ国18名：フィジー、キリバス、マーシャル諸島(マジュロ、カジュール)、ミクロネシア連邦(4州)、ツバルから機械、電気の担当者各1名での参加

国	氏名		役職
フィジー	EFL	Mr. SALOBO Anasa Wainimala	チームリーダー
		Mr. SAULECA Epeli Rokodrokaya	トレーニング官(機械)
ツバル	TEC	Mr. TINILAU Tito Saosaoa	機械担当
		Mr. KALELE Mika	機械オペレーター
キリバス	PUB	Mr. TAAKAU TEEBWATIA	エンジニア
		Mr. MIKAERE Bauro	設備・PV 管理者
マーシャル諸島	KAJUR	Mr. MARK Charles	機械長
		Mr. PATRICK Noel	電気担当
	MEC	Mr. REIMERS Richard Jr	機械長
		Mr. LAIDEN Paulson	電気担当
ミクロネシア連邦	PUC	Mr. YAMADA Winfred	DG マネージャー
		Mr. SANTIAGO Selestino R	電気管理者
	KUA	Mr. ALBERT Ronald P	チーフオペレーター
		Mr. ALOKOA Careston T	オペレーター
	CPUC	Mr. REYES Jimmy	機械長
		Mr. HALLERS Augustine	再エネ担当
	YSPSC	Mr. YITHEMANG Casmero	機械管理者
		Mr. IGEM Christopher	電気担当

(4) 内容（概要）

本研修は沖縄電力㈱久米島発電所のディーゼル発電機(7号機)のオーバーホール(メンテナンス)に参加してもらい、メンテナンスの仕方、ポイント等、沖縄でこれまで培ってきたノウハウを学んで頂くことを目的としております。尚、10月1日から10月19日の約3週間は久米島に常駐し、機械側、電気側と2グループに分けてトレーニングを実施した。機械側、電気側のトレーニング項目を以下に記載する。

＜機械側のトレーニング＞

機械側の主なトレーニング項目は以下のとおり。

・デフレクション計測(分解前、分解後)
・シリンダヘッド取外し・掃除、カラーチェック、取り付け
・ピストン取外し、分解清掃、擦り合わせ、組立て
・シリンダライナー取外し、内径計測
・メインメタル開放点検
・一次・二次冷却水ポンプ、モーター分解点検
・燃料噴射ポンプ分解・整備・取付
・過給機分解整備
・試運転(無負荷運転、性能試験、負荷遮断試験)

＜電気側のトレーニング＞

電気側の主なトレーニング項目は以下のとおり。

・発電機、励磁機点検
・配電盤の外内状態確認、補機運転電流測定
・絶縁抵抗測定
・保護装置動作試験
・遮断器点検
・メーター校正試験、電力量計試験
・タイマー単体試験
・充電器および蓄電池試験
・試運転

各日ごとにおける主な研修内容を以下に記載する。

■10月1日（月）

＜機械コース・電気コース同内容＞

・発電所入所教育

・久米島発電所概要説明

・分解前試運転のデータ取り（実習）

・定期点検前打合わせ

・機関周り養生

・久米島町歓迎セレモニー（久米島町役場）

・ウェルカムパーティー（あじま一館）

歓迎セレモニー

ウェルカムパーティー

■10月2日（火）

＜機械コース＞

・クランクデフレクション計測

・シリンダヘッド周りの分解及び取外し

＜電気コース＞

・発電機ブラシ点検

・固定子コイル洗浄

ブリーフィング（機械）

シリンダヘッド周りの分解及び取外し（機械）

ブリーフィング（電気）

固定子コイル洗浄（電気）

■10月3日（水）

＜機械コース＞

・ピストン、シリンダライナー取外し

・シリンダヘッド分解及び洗浄

＜電気コース＞

・発電機点検（エアブロー、電気洗浄剤による洗浄、エアーギップ測定、清掃）

・実習（過電流継電器試験、ｼｰｹﾝｽ回路）

ピストン、シリンダライナー取外し（機械）

シリンダヘッド分解及び洗浄（機械）

事前打ち合わせ（電気）

実習（過電流継電器試験、ｼｰｹﾝｽ回路）（電気）

■10 月 4 日(木)　※台風 25 号接近のため、午後の研修中止

＜機械コース＞

・既設吸気・排気弁計測演習

・主軸受開放点検(No.2, 4, 6)

＜電気コース＞

・実習(逆電力継電器試験、ｼｰｹﾝｽ回路)

作業前打ち合わせ(電気)

既設吸気・排気弁計測演習(機械)

■10月5日(金)

・台風の影響により休講

■10月6日(土)

＜機械コース＞

・シリンダライナ内径計測演習

・ピストン外形計測演習

・ピストンボス内径計測演習

・新品排気弁測定演習

＜電気コース＞

・遮断器点検実習、シーケンス演習

シリンダライナ内径計測演習(機械)

遮断器点検実習(電気)

■10月7日（日）

・休日

■10月8日（月）

＜機械コース＞

・シリンダ・ピストン関連整備、カラーチェック他

＜電気コース＞

・発電機整備、計器類の点検、シーケンス演習

シリンダ・ピストン関連整備（機械）

シーケンス演習（電気）

■10月9日（火）

＜機械コース＞

・ターボチャージャー関連整備、排気弁箱水圧試験、

・燃料噴射弁整備後圧力調整

＜電気コース＞

・保護動作（重故障、軽故障）試験　・実習（シーケンス回路）

ターボチャージャー関連整備（機械）

燃料噴射弁整備後圧力調整（機械）

■10月10日（水）

＜機械コース＞

・燃料噴射ﾎﾟﾝﾌﾟ分解整備　・機付ﾎﾟﾝﾌﾟ類分解整備　・ｶﾑﾒﾀﾙ間隙計測

・各冷却器水路部掃除

＜電気コース＞

・直流電源装置点検（均等充電後の負荷電流、電圧測定　蓄電池比重測定）

・実習（フロースイッチ、熱電対、測温抵抗体点検）

ｶﾑﾒﾀﾙ間隙計測（機械）

計測機器の概要説明（電気）

■10月11日（木）

＜機械コース＞

・ｼﾘﾝﾀﾞﾍｯﾄﾞ取付・締付、ｼﾘﾝﾀﾞﾍｯﾄﾞ水圧ﾃｽﾄ（12号機用）

＜電気コース＞

・計器集合盤点検（熱電対、温度計）

・実習（温度スイッチ 温度指示スイッチ 積算電力量計点検、シーケンス回路）

ｼﾘﾝﾀﾞﾍｯﾄﾞ取付・締付（機械）

温度スイッチの概要説明（電気）

■10月12日（金）

＜機械コース＞

・吸排気弁弁端ｸﾘｱﾗﾝｽ調整、組立後ﾃﾞﾌﾚｸｼｮﾝ計測、

・潤滑油抜出　・補機（1次水、2次水、加圧水ﾎﾟﾝﾌﾟ）整備

＜電気コース＞

・発電機点検（絶縁抵抗測定（固定子、回転子、ブラシ）

・補機点検（定格電流　サーマル設定値確認、絶縁抵抗測定）

・実習（圧力計、圧力スイッチ点検）

組立後ﾃﾞﾌﾚｸｼｮﾝ計測（機械）

実習（圧力計、圧力スイッチ点検）（電気）

■10月13日（土）

久米島町の協力によりOTEC、牡蛎養殖実証設備、化粧品工場を視察させて頂きまいた。

OTEC視察

牡蛎養殖実証設備視察

■10月14日（日）

・休日

■10月15日（月）

＜機械コース＞

・試運転（無負荷運転、内部点検、保護装置試験、始動回数試験）

＜電気コース＞

・試運転（機関すりあわせ運転　・保護装置動作試験（重故障）

・補機点検（運転電流測定）　・実習（シーケンス回路）

試運転調整（機械）

保護装置動作試験（電気）

試運転視察状況（全員）

■10月16日（火）

＜機械コース＞

・試運転（摺合せ・調整運転、内部点検）

＜電気コース＞

・作業前打合せ　・試運転（機関すり合わせ運転）

・実習（試運転に合わせて制御盤、遮断器盤 計器集合盤で指示値確認）

・シーケンス回路（No. 1～7解説　No. 10学習）

試運転視察状況（機械）

シーケンス回路（No. 1～7解説　No. 10学習）

■10月17日（水）

＜機械コース＞

・試運転（性能試験、振動測定、負荷遮断試験）

＜電気コース＞

・試運転（機関すり合わせ運転　負荷遮断試験）

・実習（試運転に合わせて記録用紙を用いて記録取り

・シーケンス回路（No. 8～10解説　No. 10学習　・自動負荷平衡装置の概要説明）

試運転視察状況（機械）

負荷遮断試験視察状況（全員）

■10月18日（木）

＜機械コース＞

・11号機C定検分解前試運転（爆発圧力測定）

・ﾚﾍﾞﾙﾁｪｯｸﾃｽﾄ及び答合せ解説　。沖縄電力との意見交換

＜電気コース＞

・負荷遮断試験の試験内容説明および質疑応答

・ﾚﾍﾞﾙﾁｪｯｸﾃｽﾄ及び答合せ解説　・沖縄電力との意見交

・11～13号機ﾃﾞｨｰｾﾞﾙ発電設備視察　・研修全体の振り返り

研修の振り返り（電気）

沖縄電力との意見交換（全員）

■10月19日（金）

久米島高校の園芸科23名との交流を行いました。

久米島高校との交流（全員）

■10月22日(月)

評価会、閉講式を行った。評価会では、今後のプロジェクトへの要望等(添付、クエスチョネア参照)、ざっくばらんな意見交換ができ有意義な会議になった。頂きましたご意見をプロジェクトへ反映できるよう関係者と調整していきたいと考えている。

評価会風景

閉講式記念写真

2．実施結果についての所見

(1)カリキュラムの評価・改善点等

・沖縄電力㈱久米島発電所のディーゼル発電機(7号機)のメンテンナンスに関する分解整備、計測、試運転調整と一連の流れについて、実習も含めた研修カリキュラムとなっていることから、研修員にとって知見、経験の向上に十分寄与できるカリキュラムになっていたと思われる。実際に研修員からも高評価を得た。

・計測機器を用いた計測方法の実習等は行ったものの、研修員からは、もう少し組み立て作業等の実地訓練へも参加させて欲しかったとの意見があった。本件については現場作業への参加は危険を伴うものが多いことから今回は安全を第一に考え、制限した旨を伝えた。

・帰国後、今回の研修で得た知識、経験を組織内で共有することは下より、より効率的なメンテナンスの手法や体制等についても今後検討していくことが重要である。本プロジェクトを通して引き続き今回関わった講師からのフォローも行っていく計画である。

(2)研修員からの評価

・実施した研修内容に対して、研修員全員から好評を頂いた。一方、今回の研修で使用した計測機器については、自国に無いものも多く、今回得た知識を活用できないとの意見も聞かれた。本件については、必要性の有無を現地にて確認しプロジェクトの第2フェーズでの供与の可否を検討したい。

・研修員からガバナについての講義を要望する声があった。本件については、研修員の国を訪問した際にフォローしていきたい。

(3)その他気付きの点（宿泊、食事等の手配を含む。）

・今回の研修は10月1日～19日までの約3週間を久米島での滞在および台風25号が接近したことによりホテル待機になる等、若干不便な面もあったかと思われる。一方では、到着日に久米島町の盛大な歓迎会があり、久米島のおもてなしや文化、くるまエビや海ブドウ等の名産品も食することができ、良い経験になったと思われる。

・宿泊したホテル(久米島アイランド)は食事もおいしく、かつ、コインランドリー等の設備も充実していた。また、ホテル周辺にはコンビニエンスストアや食事所など多くあり、宿泊、食事面での不便は無かったと思われる。

・ホテルから研修場所である発電所の移動は借り上げバス及び日によってはタクシーを利用した。特に問題は無かったと思われる。

・発電所内には今回の研修員18名が収容できる会議室等が無かったことから、別途、プレハブを用意した。プレハブ内にはクーラー、冷蔵庫、電気ポット、WI-FI等も整備したことから不便な点は無かったと思われる。

３．別添資料

(1)研修詳細計画書（実績版）

(2)研修員名簿

(3)評価集計表(Questionnaire) 機械・電気

(4)国内業務費内訳書

以上

【質問票集計表】 ～ Questionnaire ～

研修コース名	ディーゼル発電機定期メンテナンス (J 18-21857)
研修期間	2018/9/26 ～ 2018/10/23
受入人数	9 名（機械コース）

パート1：研修成果について
PART I Program output

1. 案件目標を達成しましたか？

←← Fully Achieved十分達成できた		達成していない Not achieved →→	
□4	□3	□2	□1
4	5		

2. コメントや提言（特に評価が1または2の場合）

(エペり)いくつかの点検項目は、週末に設置や整備・調整が行われ、研修中に整備の流れを見る事ができなかった。(たとえば、過給機の設置など)

(タアカウ)もっとOJT(実践訓練)が必要である。自国のエンジンでは、特に連接棒の軸受けや主軸の設置は最も重要な点検であるため、実習をしたかった。

(チャーリー)実に多くを学んだ。もっと研修を積み、自分たちで定期点検を実施できるようにしたい。

(リチャード)オーバーホールのスキルを学び、理解を深めた。ある程度、目標を達成できたといえる。

3.「科目」について、以下の質問に答えてください。

（1）特に有益であった内容

(エペリ) ベアリンヒーター:ベアリングを温めてから、シャフトに取り付ける。 バルブシート取付:アセトンにドライアイスを加え、収縮させてから取り付ける。 デフレクションの測定:シャフトのどの位置で測定するのかを理解した。

(タアカウ) 1)作業安全の徹底:オーバーホール開始前、実施中、完了後において、どのような安全対策が必要かをよく学んだ。 2)オーバーホールの整備日程の管理:開始から完了まで、整備チームが一体となって大きな問題や遅延もなく、円滑に整備が進行する様は、非常に素晴らしかった。 3)エンジン部品のメンテナンス:部品がきれいに分解されていく様子は、まさにプロの仕事ぶりであった。請負業者のスタッフも効果的にその手法を説明し、実演してくれた。 4)適切なツールの使用:ベアリングを取り付ける時に使用するベアリングヒーター、ピストンのクラウンを引き上げる際に使用する、手作りの磁石ツール、ピストンリング取付に使用するリングエクスパンダー、バルブシートを取付に使用するドライアイスなど、各種の便利なツールが揃っていた。

(チャーリー)1)機械メンテナンスチームを統率するリーダーの在り方。自分もチームリーダーであるので、自分の在るべき姿を見て学んだ。2)安全確保のための意思疎通 3)メンテナンス整備員の献身的な勤務態度 4)手順・工程をきちんと遵守する事 5)点検現場における意思疎通の徹底

(リチャード) クランクシャフトのメンテナンス。これは、エンジンの重要な部分である。デフレクション計測。これはディーゼル発電には非常に有益である。

(ヤマダ) 1)データロギング、計測値に基づいてどのような修理・調整が必要かを判断する。2)シリンダヘッド水圧試験 3)バーナーで加熱してから、ウォータポンプのインペラーやバルブシートをはずす手法 4)内部点検が徹底的に実施されていた事 5)振動試験 6)性能試験 7)負荷遮断試験 8)ガバナーの調整

(カレストン) 部品の取外し方、各部計測の仕方などが有益だった。(ピストンリングの取外し、バルブ圧の計測など)。アセトンにドライアイスを混ぜたものに、バルブシートを浸し金属を収縮させてから取り付ける方法は初めて見た。

(カスメロ) ピストン計測、デフレクション計測、バルブシート組み立てなどの実習。これまでにやった事がなく、もっと実技を学びたい。

(ジミー) 安全作業手順、専用ツールの利用。定期点検現場における監督・管理の徹底や作業の円滑な進捗状況は非常に素晴らしい。

(ミカ) 安全規範、点検工程表の作成、各種パーツのメンテナンス、専用ツールの使用等、全ての内容が有益だった。

（2）必要ではなかった内容

＊ 全ての内容が必要であった。(同様回答多数)

(タアカウ) 長時間の整備作業見学

（3） 扱われなかったが、含むべき内容
（エペリ） 一次水、潤滑油、空気の圧力テスト、専用ツールの校正方法、油分析、過給機の調整、ガバナーの整備 （タアカウ） 長時間見学だけするのではなく、その間にエンジンに関する講義を実施しても良かった。オーバーホールする際の重要点や注意点、なぜ工程を遵守する必要があるのか等、背景にある理論・情報も理解できると良い。 （チャーリー）もっと実技実習が必要。 （リチャード）過給機のメンテナンス （ヤマダ）過給機のオーバーホール、フロント及びリヤギヤのバックラッシュ計測 （カレストン） エンジンに実際に触れて行う実践訓練 （カスメロ） もっと多くの実践訓練が必要 （ジミー） もっと多くの実践訓練が必要。ボルト・ナットの締め具合や、金属部品が隙間にフィットしていく感覚など体感したかった。しかし、日本での認定資格がない研修員が直接エンジンの整備をする事はできないのは、理解している。しかし、テキストを読んで理解するのと、実践訓練を積むのには大きな差がある。 （ミカ） オーバーホールに関する講義 ー 背景情報や理論など。 マイクロメーターを使ったより詳細な計測実習。

パート2：研修デザインについて
PART Ⅱ Program Design

1. あなたもしくは所属組織が案件目標を達成する上で、プログラムのデザインは適切と思いますか？(※プログラムのデザイン: プログラムの構成、バランス)

← Yes, appropriate適切である		適切ではないNo, inappropriate→	
□4	□3	□2	□1
4	5		

2. 研修期間は適切でしたか？

Long長い	Appropriate適切	Short短い
□	□	□
	8	1 カレストン

3. 本研修の参加者人数は適切だと思いますか？

Too many多い	Appropriate適切	Too few少ない
□	□	□
	9	

4. 本研修において研修参加者の経験から学ぶことができましたか？

←← Yes, very much できた		できなかった No, not at all →→	
□4	□3	□2	□1
4	4		1 リチャード

5. 視察や実習など直接的な経験を得る機会が十分ありましたか？

←← Yes, enough 十分あった		なかった No, very few →→	
□4	□3	□2	□1
1	8		

6. 討議やワークショップなど、主体的に参加する機会が十分ありましたか？

←← Yes, enough 十分あった		なかった No, very few →→	
□4	□3	□2	□1
5	4		

7. 講義の質は高く、理解しやすかったですか？

←← Yes, very good 良かった		不十分だった No, poor →→	
□4	□3	□2	□1
6	3		

8. テキストや研修教材は満足するものでしたか？

←← Yes, very much 満足した		満足していない No, not at all →→	
□4	□3	□2	□1
4	5		

□A	はい、業務に直接的に活用することができる。
□B	直接的に活用することはできないが、業務に応用できる。
□C	直接的に活用、応用することはできないが、自分自身の参考になる。
□D	いいえ、全く役立たない。

A	B	C	D
6	3		

10. 目標を達成するための適切なファシリテーション（講義内容の理解促進、AP等の作成にかかる助言等）を受けることができましたか？

← Yes, very much 満足した		満足していない No, not at all →	
□4	□3	□2	□1
6	3		

11. 研修監理員の通訳および研修監理サービス（調整・手配）には満足しましたか？

	←← Satisfied満足した		満足していないUnsatisfied →→		
通訳 ■Interpretation	□4	□3	□2	□1	□ There're No Interpretation
	7	2			
調整業務 ■Coordination	□4	□3	□2	□1	
	6	3			

12. 日本の社会的・文化的背景を理解できたと思いますか？

←← Yes, very well 十分できた		できなかったNo, not at all →→	
□4	□3	□2	□1
1	8		

13. Q1～Q12に関して、改善のための提言

（エペリ） 次回は実践訓練ができるよう、提案する。研修開始前に、ディゼル発電機の基礎的なオペレーションについて、電気的、機械的両面からディスカッションできると良い。（エンジンとオルタネーターの協調によってどのように電気が生産されるかを説明し、オーバーホールに入る前に概要を理解した方が良い。）

（タアカウ） 日本語も学習したかったが、そのような時間的余裕はなかった。

（リチャード） 他の研修員から学ぶには、グループに分かれて、各自が実習に参加できるような形態が良い。

（ミカ） 両コーディネーターは、自分たちの職務をしっかりとこなしており、非常に良い。

14. 宿泊施設に関する以下の項目について、満足であったかお答えください。

JICA沖縄国際センター（OIC）施設・サービスについて

	←Satisfied満足した		満足していないUnsatisfied →		無回答
□JICAセンターの設備 ■Facilities at JICA Center	□4 8	□3 1	□2	□1	□0
□フロントについて ■Front desk service	□4 8	□3 1	□2	□1	□0
□スタッフの対応 ■Services of Staff	□4 8	□3 1	□2	□1	□0
□清掃（客室）について ■ Cleaning services of the guest	□4 8	□3 1	□2	□1	□0
□清掃（共用部分）について ■ Cleaning services of the public area	□4 8	□3 1	□2	□1	□0
□寝具、リネン等について ■ Sheets and other beddings	□4 8	□3 1	□2	□1	□0
□JICAセンターの食事 ■Meals at OIC restaurant	□4 9	□3	□2	□1	□0
□JICAセンターの運転手（車両） ■Drivers of OIC bus	□4 8	□3 1	□2	□1	□0

OIC以外のホテル、センター宿泊について

	←Satisfied満足した		満足していないUnsatisfied →		無回答
□ホテルの設備 ■Facilities at Hotels	□4 7	□3 1	□2 1 エペリ	□1	
□ホテルのサービス ■Service at Hotels	□4 7	□3 1	□2	□1 1 エペリ	

15. OICサービス、施設等改善のための提言

＊ 概ね満足しているとの回答多数。特に改善のための提言は無し。

パート3：日本での気づき・学びについて

PARTⅢ Findings and Learnings

1~3.(必須):"日本での学びとその活用について"

1.研修を通じて学んだ知見の中で、自国の課題解決に貢献しうる知見（手法、業務・組織、制度、概念）、技術、技能を挙げてください。

（エペリ） 1）テストベンチを用意し、部品の各種測定及び試験を実施している。 ピストン、バルブ、噴射ポンプ、過給機などの計測および試験をする事により、全部取り換えるのではなく、問題がない部品はそのまま継続して使用し、メンテナンスコストを削減している事。フィジーではオーバーホールの際分解したら、はずした部品は試験をせずに新品に取り換えている。2）周辺機器の試験及び性能試験の実施

（タアカウ） 1)オーバーホール開始前の養生・安全対策 2）計測ツール使用法 （マイクロメーター、隙間ゲージ） 3）吸気バルブシートの取り外し・取り付け 4）ベアリングヒーターを使用したベアリングの取付 5)リングエクスパンダーを用いたピストンリグ取付 6）オーバーホール整備日程の作成 7)オーバーホール完了後の試運転（負荷・無負荷試験、負荷遮断試験） 8）周波数変動を抑えるためのガバナーニードルと補償アームの調整 9)ピストン、シリンダーヘッド及びライナーのカラーチェック 10）メインテナンスチームの監督

（チャーリー）学んだ事全てが自国の問題解決に活用できる。時間を厳守し、スケジュール通りに整備を完了する事、それが日本の仕事のやり方。これが日本を学ぶという事だと思う。日本での定期点検の現状が見れて大変有益だった。

（リチャード）効率的なサービスを提供するには、発電所の組織構成が重要である事を学んだ。さらに、整備計画、作業日程の作成、整備に必要なツール類を完備する必要性も学んだ。

（ヤマダ） 1）分解 2）部品の清掃と点検 3）各部品の計測をし、規定範囲内である事を確認する 4）部品を丁寧に扱っている 5）組み立て 6）発電機の性能試験

（カレストン）オーバーホールに関して学んだ全てが役立つ。特に、バルブとバルブシートの間隙計測、シリンダヘッドの圧縮試験、専用ツールの使用法など。

（カスメロ） 全ての内容が役立つ。間隙計測のやり方、目盛の読み方、圧力テストや専用ツールの使用法なども、特に役立つ内容だった。

（ジミー） 安全作業手順が遵守されている事。作業も非常に系統化され、手際もよく、順調に進捗していた。専用ツールを利用した、分解・組み立てを見て、多くを学んだ。マイクロメーターを使っての内径・外径の計測、隙間ゲージ、ノギスを使っての計測実習も役立った。

（ミカ） 労働倫理、安全対策、各種計測実習、カラーチェック、燃料噴射ポンプ整備、ロッカーアーム取付、バルブシート取付、バルブガイド取付

2. なぜそれが有用であるか述べてください。

（エペリ） 1）メンテナンス費用の削減ができるから。2）各種測定値を測り、調整する事により、エンジンの性能を改善しようとしているから。フィジーでは性能試験は大型エンジンにのみ、実施している。

（タアカウ） 自国のダイハツ製エンジンの点検・整備に直接活用できるから。

（チャーリー） 回答なし

（リチャード） 機械整備を担当する職務に直接活用できるから。自分のスキルを高める事ができたから。

（ヤマダ） これらの点に注意すれば、エンジンを良い状態で稼働する事ができるから。

（カレストン） メンテナンスコストを軽減できるから。単に新品部品と取り換えるのではなく、計測や試験などで問題がないと判断された部品は継続して使用できるので、コストの軽減につながる。

（カスメロ） 専用ツールで計測や試験をする事で、きちんと部品の状態を把握し、取り換える必要がなければそのまま使用できる。これにより整備コストが軽減できる。

（ジミー） 初めて学ぶ事が多かった。エンジンのクランクケースがひとつひとつ分解されているのを見るのも初めてで、非常に興味深かった。

（ミカ） 回答なし

3. どのように自国に採用もしくは適用するか述べてください。

（エペリ） テストベンチを用意する。専用ツールを入手して測定を行う。

（タアカウ） この久米島研修内容を上司に報告し、整備に必要なスキルとツールなどを紹介する。必要なツールが調達できれば、使用方法やオーバーホール時の安全注意事項についても、同僚に指導していきたい。

（チャーリー）再生可能エネルギーを導入したとしても、その負荷が引き起こす変動をディーゼル発電側で抑えなければならない。この課題を解決していきたい

（リチャード）安全規定なども含めて、職場の同僚と知見を共有する。点検整備計画をきちんと作成する。

（ヤマダ） この研修で学んだ全てを、組織の機械整備士に指導していく。より良いメンテナンスが実施できれば、機械の故障も減り、停電時間を最小化できる。

（カレストン） 専用ツール（マイクロメーター、ノギス、隙間ゲージなど）を調達できれば、整備作業は簡単・迅速になる。このようなツールで部品の状態を的確に判断できれば、新品部品購入にかかるコストを削減できる。

（カスメロ） 部品の状態を判断するのに必要なツールを調達する。高価であるが必要だ。

（ジミー） 安全作業手順を改善する。特に整備長は作業員の整備状況を、きちんと監督する必要性がある。エンジンの各種パーツを損傷する事なく安全に分解するには、専用パーツを調達する必要がある。この研修のテキストを参考に、より安全な作業手順を構築していきたい。

（ミカ） 日本で実施されている有益なスキルを同僚と共有する。整備には、純正部品及び適切なツールを使用する。

4. 日本滞在中に強く印象に残った日本人の特徴や日本の特性にマークをしてください。

Q4. What are the aspects of Japan or characteristics of Japanese people which impressed you during your stay in Japan? Please check points those that apply to you.

□親切	Kind・Hospitality	9	□細部までこだわる	Detail-oriented	7
□時間に正確	Punctual	9	□文化と歴史が素晴らしい	Historical cultural	9
□規律を守る	Disciplined	9	□食事がおいしい	Delicious food	9
□勤労・勤勉	Hard-working	8	□清潔・きれい	Clean beautiful	9
□礼儀正しい	Polite	7	□治安が良い	Safe place	8
□物静かである	Quiet	6	□交通渋滞が激しい	Heavy traffic	
□働きすぎである	Overwork	2	□自然豊か	Rich nature	8

具体的なエピソード　その他の特徴・特性

Episodes or any other aspects of Japan/Japanese people.

（エペリ） お辞儀をし、相手に尊敬の念を表すのが素晴らしい。店に出入りする際、いらっしゃいませ、ありがとうございましたと声をかけてくれるのが、とても心地よい。子供が小さい頃から楽器を習っている事も素晴らしい。

（タアカウ）平和な暮らしとおもてなしにあふれる心は、他の国ではみられないものだ。

（チャーリー） 時間を厳守し、勤労精神にあふれる国民である。

（リチャード） 久米島での歓迎会は非常に良かった。私たちをあたたかく迎えてくれ、島の人々のおもてなしのこころを強く感じた。自国の文化でも、このおもてなしのこころを大切にしている。（同様回答が複数あり）

（ジミー） 常に相手に対する尊敬の念を忘れず、皆が協力して将来を見据えて、物事を計画する力がある。常に現状を改善しようという努力を惜しまず、次年度に向けての改善計画を立てている。

（ヤマダ）古代芸術作品、城址、舞踊

5.日本での経験で特に印象を受けたことについて、あなたの国と日本の国民へのメッセージとしてエッセイを書いてください。エッセイは広報で利用するためにJICA国内機関および在外事務所に送付されることがあります。

（エペリ） I like the people - very polite, respectful and kind. Food - delicious and I like how raw food are being served. Weather - Just like Fiji. Not too cold and not too hot. Very healthy and happy people.

(タアカウ） I could not wait for my next opportunity to visit Japan again in the coming future.

（チャーリー） This is my #3 times her in japan and I really love the people of japan. Hard working people. Love the food and love the small island in japan. Okinawa Miyako Trama Kumejima And main land JAPAN. I hope I came back to see more of japan and its loving and open harms to the islanders.

（リチャード） I have enjoyed and experience many things in my stay in Japan, like the foods, culture, hospitality, services, and mostly hardworking people which I will not forget.

（ヤマダ） I am sincerely honored to have meat the humble people of Japan. The Politeness, respect and honesty that you have shown me will be a story taken back home to be shared with families and friends.

（カレストン） This the third timie to be in JAPAN and I 'd rather stay for the rest of my life especialy here in OKINAWA.

（カスメロ） It's a beautiful island, people are so kind, it is clean, no trash you can see scarred around.

（ジミー） -The people here in Japan are very smart especially in electrical, architect, mathematics, business administration.
-for me Japan is a very good country, people are nice everything you need they have it all here. Parts, Vegetables ,Clothing everything. They have their own products, which is made in Japan. -only a few things they needed from the outside country. Helping other country success with their utility share there renewable solar system if they needed. Mostly to the pacific islanders around Micronesia.

（ミカ） 回答なし

【質問票集計表】 ～ Questionnaire ～

研修コース名	ディーゼル発電機定期メンテナンス (J18-21857)
研修期間	2018/9/26 ～ 2018/10/23
受入人数	9 名

パート1：研修成果について
PART I Program output

研修監理員訳注：記述式の設問で一部全く同じ回答が見られましたが、そのまま訳しました。

1. 案件目標を達成しましたか？

←← Fully Achieved十分達成できた		達成していない Not achieved →→	
□4	□3	□2	□1
4	4	1	

2. コメントや提言（特に評価が1または2の場合）

(バウロ)ディーゼル発電機や計器、補機の保守に関する多くのスキルを得られた。海外からの援助に頼らなくとも、得られたスキルを用いて、それらの機器の保守を実施していける自信がついた。

(ポールソン)非常に多くの学びを得た研修であり、JICAや実施機関をはじめ、研修実施に関わったすべての人々に感謝する。ここで得た知見はすべて、自国の同僚に共有する。沖縄でディーゼル発電機へ適用されるすべての点検や保守要領を、自国で実施できるようになることを願う。

(クリストファー)研修で多くの学びを得たことを幸運に思う。同様の研修が将来また実施され、さらに学べることを期待している。今回の研修は非常に良かったが、研修で使用した試験機の中には、自国にないものもあった。

(オーガスティン)内容はやや難しく感じた。配線(訳注：シーケンス回路？)について学ぶのは初めてであったが、少しは学べたと思う。

3.「科目」について、以下の質問に答えてください。

特に有益であった科目 (1) Subjects that were especially useful

(サロボ)1)発電機(固定子、回転子)点検、2)真空遮断機点検(真空度試験、接触抵抗試験を初めて知った)、3)発電機制御盤点検(保護回路)、4)保護継電器試験(過電流、地絡、逆電力、比率作動継電器)、5)機関保護スイッチ点検(圧力スイッチ、温度スイッチ)、6)計装点検(熱電対、測温抵抗体、圧力計)、7)直流電源装置(蓄電池と充電器)、8)補助モーター点検(シーケンス回路の適用)

(バウロ)試験器を使った、センサーや保護継電器、メーターなどの点検方法。自国には適用できる内容であったが、他の研修員の多くは試験器を持っていない(そのため、適用できない)だろう。

(ノエル)点検項目のリストがあれば、問題が悪化する前に発見できる。

(ポールソン)1)安全規定。職場において、安全対策を最優先している。職員らが安全を重視していることに非常に感銘を受けた。例えば、適切な安全保護具を使い、職員間や部署間の連絡も密である。 2)交流発電機の清掃方法。自国で実施する清掃法とは異なり、日本のやり方がより良いものだと思われた。 3)ディーゼル発電機の保守・整備法。点検の記録は、次回の点検のため保存される。そのため、次回点検時にシーケンス動作表などの記録を参照でき、比較の役にも立つ。

(セレスティノ)主要オーバーホール時において、保護継電器の点検は非常に有益、かつ重要な項目である。

(ロナルド)点検項目のリストがあれば、問題が悪化する前に発見できる。

(クリストファー)特に有益であった内容は、計器の保守・試験方法と、固定子巻線の清掃方法だった。

(オーガスティン)電気機器、試験器、計器

(ティト)全ての項目が有益であった。特に、シーケンス回路は非常に勉強になったため、自国で適用したいと考えてい

必要ではなかった科目 (2)Subjects that were not necessary

(バウロ、ノエル、ロナルド、クリストファー)全て役に立つ内容だった。

扱われなかったが、含むべき科目
(3) Subjects that were not covered, but should have been included

(サロボ)変圧器点検。ただ、久米島発電所には発電所用昇圧変圧器がなかった。

(バウロ)特にない。自分や所属機関に適した内容の研修だった。

(ノエル)ガバナが制御盤へどのように接続されているか基本的な理解を得るため、ガバナについての項目を含める必要がある。

(セレスティノ)真空遮断器の過電流試験。

.

(ロナルド)ガバナが制御盤へどのように接続されているか基本的な理解を得るため、ガバナについての項目を含める必要がある。

(クリストファー)機器・計器の選定方法。例えば、測温抵抗体と熱電対のどちらを使うべきか。

(オーガスティン)全て網羅していた。

パート2：研修デザインについて

PART Ⅱ Program Design

1. あなたもしくは所属組織が案件目標を達成する上で、プログラムのデザインは適切と思いますか？(※プログラムのデザイン: プログラムの構成、バランス)

	← Yes, appropriate適切である		適切ではないNo, inappropriate→	
*無回答1	□4	□3	□2	□1
	5	2	1	

2. 研修期間は適切でしたか？

Long長い	Appropriate適切	Short短い
□	□	□
2	5	2

3. 本研修の参加者人数は適切だと思いますか？

Too many多い	Appropriate適切	Too few少ない
□	□	□
1	8	

4. 本研修において研修参加者の経験から学ぶことができましたか？

	←← Yes, very much できた		できなかった No, not at all →→	
*無回答1	□4	□3	□2	□1
	5	3		

5. 視察や実習など直接的な経験を得る機会が十分ありましたか？

←← Yes, enough 十分あった		なかった No, very few →→	
□4	□3	□2	□1
5	4		

6. 討議やワークショップなど、主体的に参加する機会が十分ありましたか？

←← Yes, enough 十分あった		なかった No, very few →→	
□4	□3	□2	□1
5	4		

7. 講義の質は高く、理解しやすかったですか？

←← Yes, very good 良かった		不十分だった No, poor →→	
□4	□3	□2	□1
6	3		

8. テキストや研修教材は満足するものでしたか？

←← Yes, very much 満足した		満足していない No, not at all →→	
□4	□3	□2	□1
5	4		

□A	Yes, it can be directly applied to work. はい、業務に直接的に活用することができる。
□B	It cannot be directly applied, but it can be adaptable to work. 直接的に活用することはできないが、業務に応用できる。
□C	It cannot be directly applied or adapted, but it can be of reference to me. 直接的に活用、応用することはできないが、自分自身の参考になる。
□D	No, it was not useful at all.いいえ、全く役立たない。

A	B	C	D
5	4		

10. 目標を達成するための適切なファシリテーション（講義内容の理解促進、AP等の作成にかかる助言等）を受けることができましたか？

← Yes, very much 満足した		満足していない No, not at all →	
□4	□3	□2	□1
5	4		

11. 研修監理員の通訳および研修監理サービス（調整・手配）には満足しましたか？

	←← Satisfied満足した		満足していないUnsatisfied →→		
通訳 ■Interpretation	□4	□3	□2	□1	□ There're No Interpretation
	7	2			
調整業務 ■Coordination	□4	□3	□2	□1	
	7	2			

12. 日本の社会的・文化的背景を理解できたと思いますか？

←← Yes, very well 十分できた		できなかったNo, not at all →→	
□4	□3	□2	□1
3	6		

13. Q1～Q12に関して、改善のための提言

(バウロ)しっかりと計画・準備された研修であり、非常に多くを学ぶことができた。内容は全て役に立つ内容であり、職場で生かすことができる。

(ポールソン)実践的な学習の機会をもっと欲しい。

(クリストファー)試験方法をさらに深く学ぶ時間が欲しかった。

14. 宿泊施設に関する以下の項目について、満足であったかお答えください。

JICA沖縄国際センター(OIC)施設・サービスについて

	←Satisfied満足した		満足していないUnsatisfied →		無回答
□JICAセンターの設備 ■Facilities at JICA Center	□4 9	□3	□2	□1	□0
□フロントについて ■Front desk service	□4 8	□3 1	□2	□1	□0
□スタッフの対応 ■Services of security and facility maintenance staff	□4 8	□3 1	□2	□1	□0
□清掃（客室）について ■ Cleaning services of the guest	□4 9	□3	□2	□1	□0
□清掃（共用部分）について ■ Cleaning services of the public area	□4 8	□3 1	□2	□1	□0
□寝具、リネン等について ■ Sheets and other beddings	□4 9	□3	□2	□1	□0
□JICAセンターの食事 ■Meals at OIC restaurant	□4 9	□3	□2	□1	□0
□JICAセンターの運転手（車両） ■Drivers of OIC bus	□4 7	□3 2	□2	□1	□0

OIC以外のホテル、センター宿泊について

	←Satisfied満足した		満足していないUnsatisfied →		無回答
□ホテルの設備 ■Facilities at Hotels	□4 8	□3 1	□2	□1	
□ホテルのサービス ■Service at Hotels	□4 8	□3 1	□2	□1	

15. OICサービス、施設等改善のための提言

(バウロ)期待を大きく上回る非常に素晴らしい施設だった。整然として、サービスも行き届いていた。

(ポールソン)寮と食堂の間にエレベーターかエスカレーターを設置してほしい。それ以外は全て満足している。

(オーガスティン)サービスの質が良く、非常に清潔で整っており、食事も美味だった。

パート3：日本での気づき・学びについて

PARTⅢ Findings and Learnings

1~3.(必須):"日本での学びとその活用について"

1.研修を通じて学んだ知見の中で、自国の課題解決に貢献しうる知見（手法、業務・組織、制度、概念）、技術、技能を挙げてください。

（サロボ）1)発電機の保守を毎年実施することが、重大な事故を防ぐのに有用であるとの考え方。特に、以下のような利点がある。1. 発電機の休止時間削減、2. 大修理の回数削減、3. 発電機の寿命が延びる(7号機は1977年に設置され、今も現役)、4. 部品の早計な交換をなくす。以上により、運転費用を削減できる。　2)安全第一を厳守する。　3)時間管理
4)他者へ敬意を払い、親切で、伝統や慣習を守る。　5)データ取りの重要性。得られたデータを計算式や、以前のデータとの比較に用いて、適切に分析する。6)試験を数回繰り返し、測定値を確定させる。

（バウロ）日本の職場では全てを記録しておくことが、ミスや機器の故障を最小限に抑えることにつながっていると学んだ。このように保守を実施することで、機器の寿命を延ばすことができる。

（ノエル）安全対策と個人防護具、制御盤や機関側の定期点検

（ポールソン）定期点検要領（前回の点検記録を含むものを作る）、チームワーク、連絡を密にとる、適切な安全対策、毎朝業務開始前の打ち合わせ、真摯に仕事にあたる、職場を常に清掃・整頓する、時間管理、試験を複数回実施する等。

（セレスティノ）安全指導、清潔さ、親切さ、おもてなしの心

（ロナルド）安全対策と個人防護具、制御盤や機関側の定期点検

（クリストファー）皆が一つのチームとなって働くこと、安全対策の実施方法、各作業に責任者を充てること、他者への敬意を払うこと。

（オーガスティン）作業場の清潔さ、様々な試験器や計器。

（ティト）1)充電器と蓄電池の点検、2)固定子と回転子の点検・清掃、3)固定子と回転子の間隙計測、4)計器の校正、5)保護装置動作試験

2. なぜそれが有用であるか述べてください。

（サロボ）運転・保守費用を削減し、効果的な保守を実施するために同僚へ研修を実施する役に立つため。

（バウロ）データの記録・保存を実施することで、機器やその他の設備を良好な状態で、かつ安全に使用していくことができる。

（ノエル）自国では研修で用いたような作業服や防護具を使っておらず、定期点検もしっかりと実施できていないため。

（ポールソン）自国では現在、適切な保守点検がなされていないために停電が起きている。自分たちが日本の知見・技術、そして習慣を身に着ければ、停電を防ぐことができる。また、保守点検を適切に実施すれば、多額の費用を節減できる。最後に、安全性向上が期待できる。

（セレスティノ）回答なし

（ロナルド）自国では研修で用いたような作業服や防護具を使っておらず、定期点検もしっかりと実施できていないため。

（クリストファー）自国では、職員それぞれが自分のやり方で仕事をするが、その結果1週間かそこらでけが（重軽傷）を負うことが多い。自らの安全を守る責任は、個々人にあると言える。

（オーガスティン）回答なし

（ティト）自国で主要オーバーホールをする際に実施する主な項目であるため、非常に有益であった。

3. どのように自国に採用もしくは適用するか述べてください。

（サロボ）保守手順の考え方を、自国で使用中の様々な発電機に適用する。まず、自分が勤務する発電所から始めたい（ラバサ発電所、サブサブ発電所、ワイニケウ水力発電所）。

（バウロ）今後は、すべての業務に記録取り・保存を導入し、参考資料として残しておく。そうすることで、将来事故が発生した際に参考資料として使用し、解決策を迅速に見つけることができる。

（ノエル）JICAの支援と助言の下に、運用部長やジェネラルマネージャー（本部長）へ面会し、今回の研修の学びを通して感じた自国の業務状況に対する懸念を伝える。

（ポールソン）自国の人々には、日本や沖縄の人々の知見に対する尊敬の思いがある。そのため、経営陣へ学びを発表することが、実現への一つの方法だと考える。

（セレスティノ）回答なし

（ロナルド）JICAの支援と助言の下に、運用部長やジェネラルマネージャー（本部長）へ面会し、今回の研修の学びを通して感じた自国の業務状況に対する懸念を伝える。

（クリストファー）同僚や経営陣に学んだことを共有することで、安全の重要性などを理解してもらう。

（オーガスティン）回答なし

（ティト）学んだ知見に関するワークショップを開く。内容は定期点検の手順や、シーケンス回路を考えている。

4. 日本滞在中に強く印象に残った日本人の特徴や日本の特性にマークをしてください。

Q4. What are the aspects of Japan or characteristics of Japanese people which impressed you during your stay in Japan? Please check points those that apply to you.

□親切	Kind・Hospitality	9	□細部までこだわる	Detail-oriented	8
□時間に正確	Punctual	8	□文化と歴史が素晴らしい	Historical cultural	9
□規律を守る	Disciplined	7	□食事がおいしい	Delicious food	9
□勤労・勤勉	Hard-working	9	□清潔・きれい	Clean beautiful	9
□礼儀正しい	Polite	9	□治安が良い	Safe place	9
□物静かである	Quiet	6	□交通渋滞が激しい	Heavy traffic	2
□働きすぎである	Overwork	3	□自然豊か	Rich nature	7

その他（誠実である）

具体的なエピソード　その他の特徴・特性

Episodes or any other aspects of Japan/Japanese people.

（ウロボ）久米島町主催のウェルカムパーティー、特に久米島の学生による沖縄の伝統芸能

（バウロ）研修員のために、多くの人がしてくださったことに非常に感謝している。久米島へ到着時、美しい踊りと美味しい海の幸で歓迎していただいた。日本の人々は、他の国々と比べても特別な文化を持っていると感じた。

（ノエル）日本の文化は、親切であることと他者への敬意を非常に重視すると感じた。

（ポールソン）知的である、理解が早い、幸せである、誠実である、時間を守る、清潔で美しい

（セレスティノ）日本の人々は、今までで出会ったことのある人々の中でも、特に親切で他者へ敬意を払う人々だと感じた。

（ロナルド）日本の文化は、親切であることと他者への敬意を非常に重視すると感じた。

（クリストファー）遺跡や伝統家屋を保存し、観光資源として活用すること。

（ティト）久米島町主催のウェルカムパーティー、特に伝統舞踊や芸能の紹介

5.日本での経験で特に印象を受けたことについて、あなたの国と日本の国民へのメッセージとしてエッセイを書いてください。エッセイは広報で利用するためにJICA国内機関および在外事務所に送付されることがあります。

（バウロ）Japan is an electronic country almost everything is fully automated and the people
Are so special with their custom and culture. The foods are flesh and delicious mostly
Seafood. Within workplaces people are working hard and focus on their job given.
Every job they do has to be documented for future reference.

（ノエル）BEAUTIFUL PLACE AND KIND PEOPLE I HAVE EXPERIENCE AND MEET. HOPE THAT I WOULD COME SEE JAPAN AND KINDLY PEOPLE AGAIN.

（ポールソン）My experience here in Japan is amazing. I have learned a lot during the training and as well as my stay. My company is expecting a lot from me of what can I bring back. All the skill and knowledge that I gain during the training will be adopt if we want to improve our service and our maintenance to the next level.
I would personal like to thanks JICA, OIC, Okinawa Enetech Co., Inc., Okinawa Electric Power Company, Inc., Okiden Kigyo Co., LTD and all other partners. Moreover, a special thanks to all the trainers, interpreters, coordinators, Kumejima power company, kumejima Honorable Mr. Mayor and Kumejima leaders and people and all the taxpayer.

（ロナルド）BEAUTIFUL PLACE AND KIND PEOPLE

（クリストファー）I would like to Thank all those who were involved in this training for all the support and tours that they have provided to us during our training period, I have learn a lot from my trip to Japan not just from the Training but also some Japanese culture. This trip will never be forgotten from my heart to the people of Japan. It is one of the most experiencing trip in my life.

（オーガスティン）everything is good

※Your report may be quoted and used by JICA .Thank you very much for your cooperation.

様式２

研修詳細計画表（実績版）

2018年10月30日

研修コース名：	太平洋地域ハイブリッド発電システム導入プロジェクト(第2回本邦研修)
研修コース番号：	受入形態　国別研修
研修期間：	2018/9/26　～　2018/10/23　研修員数　18 人

研修目標：	沖縄電力㈱久米島発電所のディーゼル発電機(7号機)のオーバーホール(メンテナンス)に参加することで、メンテナンスの仕方、ポイント等、沖縄県の離島地域でこれまで培ってきたノウハウを学んで頂くことを目的に実施する。
研修項目：	①ディーゼル発電機(電気関係)のオーバーホールに係る分解点検、試運転調整等の紹介 ②ディーゼル発電機(機械関係)のオーバーホールに係る分解点検、試運転調整等の紹介

日付	時刻	形態	研修内容	講師又は見学先担当者等			講師使用言語	研修場所	宿泊先
				氏名	所属先及び職位	連絡先			
9/26(水)	～		研修員来日						JICA沖縄
9/27(木)	9:00 ～ 11:00	講義	ブリーフィング		JICA沖縄			JICA沖縄	
	11:00 ～ 12:00		研修資器材の配布（採寸・配布）	中村 博和	沖縄ｴﾈﾃｯｸ				
	14:00 ～ 15:00	講義	課長ブリーフィング		JICA沖縄				
	15:00 ～ 17:00	発表	カントリーレポート準備		JICA沖縄				
9/28(金)	9:00 ～ 12:00	発表	カントリーレポート発表会		JICA沖縄			JICA沖縄	
	14:00 ～ 17:00	見学	沖縄観光：[参考]首里城見学、国際通り見学		JICA沖縄				
9/29(土)	～								
9/30(日)	13:30 ～ 14:00		【移動】那覇→久米島（RAC211便）	外間 栄安	沖縄ｴﾈﾃｯｸ				
10/1(月)	7:40 ～ 8:15		【移動】那覇→久米島（RAC871便）				日		久米島
	8:15 ～ 9:00		【移動】空港→久米島発電所				日		
	9:00 ～ 14:00	実習	(機械) 安全教育、講師紹介、分解前試運転、機関廻り養生、工具類準備、久米島発電所概要説明	宮城 憲	沖電企業		日	久米島発電所	
	9:00 ～ 14:00	実習	(電気) 安全教育、講師紹介、着工前打合せ、分解前データ取り、久米島発電所概要説明、発電設備の説明(保護継電器・スピードリレー・補機盤・直流電源装置)	知念 政光	沖電企業		日		
	15:00 ～ 15:30		歓迎セレモニー(久米島町 仲里庁舎)	掛福 ルイス	沖縄ｴﾈﾃｯｸ		日	仲里庁舎	
	18:00 ～ 20:00		ウェルカムパーティー	掛福 ルイス	沖縄ｴﾈﾃｯｸ		日	あじまー館	
10/2(火)	8:30 ～ 9:00	講義	(機械)本日の点検内容(点検1日目)	宮城 憲	沖電企業		日	久米島発電所	久米島
	8:30 ～ 9:00	講義	(電気)本日の点検内容(点検1日目)	知念 政光	沖電企業		日		
	9:00 ～ 16:00	実習	(機械) 分解前デフレクション計測、シリンダヘッド廻り分解	宮城 憲	沖電企業		日		
	9:00 ～ 16:00	実習	(電気) 作業前打合せ、発電機点検(励磁盤JK取外し、ブラシ取外しおよびスリップリング絶縁抵抗測定)、久米島発電所概要説明(講義、現場視察)、実習(絶縁抵抗測定、マイクロメータ取扱)	知念 政光	沖電企業		日		
	16:00 ～ 17:00	講義	振り返り	宮城 憲 知念 政光	沖電企業		日		
10/3(水)	8:30 ～ 9:00	講義	(機械)本日の点検内容(点検2日目)	宮城 憲	沖電企業		日	久米島発電所	久米島
	8:30 ～ 9:00	講義	(電気)本日の点検内容(点検2日目)	知念 政光	沖電企業		日		
	9:00 ～ 16:00	実習	(機械) ピストン抜出、シリンダライナ抜出、シリンダヘッド掃除	宮城 憲	沖電企業		日		
	9:00 ～ 16:00	実習	(電気) 作業前打合せ、発電機点検(エアブロー、電気洗浄剤による洗浄、エアーギップ測定、清掃)、実習(過電流継電器試験、シーケンス回路)	知念 政光	沖電企業		日		
	16:00 ～ 17:00	講義	振り返り	宮城 憲 知念 政光	沖電企業		日		
	18:25 ～ 19:00	移動	久米島→那覇(RAC882便)	掛福ルイス					
10/4(木)	8:30 ～ 9:00	講義	(機械)本日の点検内容(点検3日目)	宮城 憲	沖電企業		日	久米島発電所	久米島
	8:30 ～ 9:00	講義	(電気)本日の点検内容(点検3日目)	知念 政光	沖電企業		日		
	9:00 ～ 12:00	実習	(機械) 主軸受開放点検（№2,4,6）	宮城 憲	沖電企業		日		
	9:00 ～ 12:00	実習	(電気) 作業前打合せ、保護継電器(過電流、過電圧、電圧、逆電力、比率作動、スピードRy、タイマー)、実習(継電器試験、シーケンス回路)	知念 政光	沖電企業		日		
	～		※台風25号接近のため、午後の研修中止	宮城 憲 知念 政光	沖電企業		日		
10/5(金)	～		※台風25号接近のため、午後の研修中止	宮城 憲	沖電企業		日	久米島発電所	久米島
10/6(土)	8:30 ～ 9:00	講義	(機械)本日の点検内容(点検4日目)	宮城 憲	沖電企業		日	久米島発電所	久米島
	8:30 ～ 9:00	講義	(電気)本日の点検内容(点検4日目)	知念 政光	沖電企業		日		
	9:00 ～ 16:00	実習	(機械) シリンダライナ内径計測、排気弁外径計測、ピストン各部計測(12号機用)	宮城 憲	沖電企業		日		
	9:00 ～ 16:00	実習	(電気) 作業前打合せ、遮断器点検(絶縁抵抗測定、接触抵抗測定、可動部注油、真空度試験、開閉試験、外観清掃)、盤内清掃、実習(遮断器、シーケンス回路)	知念 政光	沖電企業		日		
	16:00 ～ 17:00	講義	振り返り	宮城 憲 知念 政光	沖電企業		日		
10/7(日)	9:30 ～		町民運動会　※AMのみ参加	島袋 正則 外間 栄安	沖縄ｴﾈﾃｯｸ			仲里総合グランド	
10/8(月)	8:30 ～ 9:00	講義	(機械)本日の点検内容(点検5日目)	宮城 憲	沖電企業		日	久米島発電所	久米島
	8:30 ～ 9:00	講義	(電気)本日の点検内容(点検5日目)	知念 政光	沖電企業		日		
	9:00 ～ 16:00	実習	(機械) 排気弁摺合せ、吸気弁カラーチェック(10号機用)、燃料噴射弁圧力整備前確認	宮城 憲	沖電企業		日		
	9:00 ～ 16:00	実習	(電気) 作業前打合せ、発電機点検(発電機加温、スペースヒーター)、実習(電圧、過電圧、比率作動継電器試験、シーケンス回路、電力計試験)	知念 政光	沖電企業		日		
	16:00 ～ 17:00	講義	振り返り	宮城 憲 知念 政光	沖電企業		日		

様式２

日付	時刻	形態	研修内容	講師又は見学先担当者等			講師使用言語	研修場所	宿泊先
				氏名	所属先及び職位	連絡先			
10/9(火)	8:30 ～ 9:00	講義	(機械)本日の点検内容(点検6日目)	宮城 憲	沖電企業		日	久米島発電所	久米島
	8:30 ～ 9:00	講義	(電気)本日の点検内容(点検6日目)	知念 政光	沖電企業		日		
	9:00 ～ 16:00	実習	(機械) 燃料噴射弁整備後圧力調整、過給機分解・カラーチェック、排気弁箱水圧試験	宮城 憲	沖電企業		日		
	9:00 ～ 16:00	実習	(電気) 作業前打合せ、保護動作(重故障、軽故障)試験、実習(シーケンス回路)	知念 政光	沖電企業		日		
	16:00 ～ 17:00	講義	振り返り	宮城 憲 知念 政光	沖電企業		日		
10/10(水)	8:30 ～ 9:00	講義	(機械)本日の点検内容(点検7日目)	宮城 憲	沖電企業		日	久米島発電所	久米島
	8:30 ～ 9:00	講義	(電気)本日の点検内容(点検7日目)	知念 政光	沖電企業		日		
	9:00 ～ 16:00	実習	(機械) 燃料噴射ポンプ分解整備、機付ポンプ類分解整備、カムメタル間隙計測、各冷却器水路部掃除	宮城 憲	沖電企業		日		
	9:00 ～ 16:00	実習	(電気) 作業前打合せ、直流電源装置点検(均等充電後の負荷電流、電圧測定　蓄電池比重測定)、実習(フロースイッチ、熱電対、測温抵抗体点検)	知念 政光	沖電企業		日		
	16:00 ～ 17:00	講義	振り返り	宮城 憲 知念 政光	沖電企業		日		
10/11(木)	8:30 ～ 9:00	講義	(機械)本日の点検内容(点検8日目)	宮城 憲	沖電企業		日	久米島発電所	久米島
	8:30 ～ 9:00	講義	(電気)本日の点検内容(点検8日目)	知念 政光	沖電企業		日		
	9:00 ～ 16:00	実習	(機械) シリンダヘッド取付・締付、シリンダヘッド水圧テスト(12号機用)	宮城 憲	沖電企業		日		
	9:00 ～ 16:00	実習	(電気) 作業前打合せ、計器集合盤点検(熱電対、温度計)、実習(温度スイッチ、温度指示スイッチ、積算電力量計点検、シーケンス回路)	知念 政光	沖電企業		日		
	16:00 ～ 17:00	講義	振り返り	宮城 憲 知念 政光	沖電企業		日		
10/12(金)	8:30 ～ 9:00	講義	(機械)本日の点検内容(点検9日目)	宮城 憲	沖電企業		日	久米島発電所	久米島
	8:30 ～ 9:00	講義	(電気)本日の点検内容(点検9日目)	知念 政光	沖電企業		日		
	9:00 ～ 16:00	実習	(機械) 吸・排気弁弁端クリアランス調整、組立後デフレクション計測、潤滑油抜出、補機（1次水､2次水､加圧水ポンプ）整備	宮城 憲	沖電企業		日		
	9:00 ～ 16:00	実習	(電気) 作業前打合せ、発電機点検(絶縁抵抗測定(固定子、回転子、ブラシ)、補機点検(定格電流サーマル設定値確認、絶縁抵抗測定)、実習(圧力計、圧力スイッチ点検)	知念 政光	沖電企業		日		
	16:00 ～ 17:00	講義	振り返り	宮城 憲 知念 政光	沖電企業		日		
10/13(土)	10:00 ～ 12:00	見学	OTEC施設関連視察	島袋 正則 外間 栄安	沖縄ｴﾈﾃｯｸ		日	久米島町役場	久米島
10/14(日)	～						日		
10/15(月)	8:30 ～ 9:00	講義	(機械)本日の点検内容(点検10日目)	宮城 憲	沖電企業		日	久米島発電所	久米島
	8:30 ～ 9:00	講義	(電気)本日の点検内容(点検10日目)	知念 政光	沖電企業		日		
	9:00 ～ 16:00	実習	(機械) 試運転（無負荷運転、内部点検、保護装置試験、始動回数試験）	宮城 憲	沖電企業		日		
	9:00 ～ 16:00	実習	(電気) 作業前打合せ、試運転(機関すりあわせ運転、保護装置動作試験(重故障)、補機点検(運転電流測定)、実習(シーケンス回路)	知念 政光	沖電企業		日		
	16:00 ～ 17:00	講義	振り返り	宮城 憲 知念 政光	沖電企業		日		
10/16(火)	8:30 ～ 9:00	講義	(機械)本日の点検内容(点検11日目)	宮城 憲	沖電企業		日	久米島発電所	久米島
	8:30 ～ 9:00	講義	(電気)本日の点検内容(点検11日目)	長堂 英光	沖電企業		日		
	9:00 ～ 16:00	実習	(機械) 試運転（摺合せ・調整運転、内部点検）	宮城 憲	沖電企業		日		
	9:00 ～ 16:00	実習	(電気) 試運転前打合せ、試運転(機関すり合わせ運転)、実習(試運転に合わせて制御盤 遮断器盤 計器集合盤で指示値確認、シーケンス回路(No.1～7解説　No.10学習)	長堂 英光	沖電企業		日		
	16:00 ～ 17:00	講義	振り返り	宮城 憲 長堂 英光	沖電企業		日		
10/17(水)	8:30 ～ 9:00	講義	(機械)本日の点検内容(点検12日目)	宮城 憲	沖電企業		日	久米島発電所	久米島
	8:30 ～ 9:00	講義	(電気)本日の点検内容(点検12日目)	長堂 英光	沖電企業		日		
	9:00 ～ 16:00	実習	(機械) 試運転（性能試験、振動測定、負荷遮断試験）	宮城 憲	沖電企業		日		
	9:00 ～ 16:00	実習	(電気) 試運転前打合せ、試運転(機関すり合わせ運転　負荷遮断試験)、実習(試運転に合わせて記録用紙を用いて記録取り、シーケンス回路(No.8～10解説　No.10学習　自動負荷平衡装置の概要説明)	長堂 英光	沖電企業		日		
	16:00 ～ 17:00	講義	振り返り	宮城 憲 長堂 英光	沖電企業		日		
10/18(木)	8:30 ～ 9:00	講義	(機械)本日の点検内容(点検13日目)	宮城 憲	沖電企業		日	久米島発電所	久米島
	8:30 ～ 9:00	講義	(電気)本日の点検内容(点検13日目)	知念 政光	沖電企業		日		
	9:00 ～ 16:00	実習	(機械) 11号機C定検分解前試運転（爆発圧力測定）、レベルチェックテスト及び答合せ解説	宮城 憲	沖電企業		日		
	9:00 ～ 16:00	実習	(電気) 負荷遮断試験の試験内容説明および質疑応答、11～13号機ディーゼル発電設備視察、研修全体の振り返り	知念 政光	沖電企業		日		
	16:00 ～ 17:00	講義	振り返り	宮城 憲 知念 政光	沖電企業		日		
10/19(金)	9:00 ～ 12:00	講義	ラップアップミーティング	外間 栄安	沖縄ｴﾈﾃｯｸ		日		JICA沖縄
	13:50 ～ 15:40	見学	学校訪問（久米島高等学校学校）	外間 栄安	沖縄ｴﾈﾃｯｸ		日	久米島町役場	
	16:00 ～ 17:00	講義	振り返り	外間 栄安	沖縄ｴﾈﾃｯｸ		日		
	18:25 ～ 19:00		【移動】久米島→那覇（RAC882便）						
10/20(土)	～								
10/21(日)	～								
10/22(月)	10:00 ～ 11:00		評価会	遊佐 敢	JICA沖縄				
	11:30 ～ 12:00		閉校式	遊佐 敢	JICA沖縄				
10/23(火)	～		研修員帰国						

様式３

国内業務費内訳書

１．技術研修費／招へい費

（１）諸謝金（講師謝金、検討会等参加謝金、原稿謝金、見学謝金）

日付	曜日	研修項目 （受入先／見学先）	講師名 （役職名）	格付	単価	数量	小計	備　考
						合　計	0	

（２）実施諸費（翻訳料、会場借上費、参考資料等作成・購入費、機材借料損料、消耗品等購入費）

日付	曜日	研修項目 （受入先／見学先）	支出項目	単価	数量	小計	備　考
9月28日	金	Wifi機器レンタル（9/28～10/22）	機材借料損料	11,296	1	11,296	証憑番号：研-10
9月30日	日	プレハブレンタル（9/28～10/22）	機材借料損料	191,530	1	191,530	証憑番号：研-11
10月2日	火	水道引込工事	機材借料損料	172,800	1	172,800	証憑番号：研-12
10月2日	火	上下水道料金（10/2～10/21）	機材借料損料	1,144	1	1,144	証憑番号：研-13
10月3日	水	電気臨時工事	機材借料損料	197,241	1	197,241	証憑番号：研-14
10月3日	水	電気引込工事	機材借料損料	108,000	1	108,000	証憑番号：研-15
10月3日	水	電気料金（10/3～10/19）	機材借料損料	6,992	1	6,992	証憑番号：研-16
9月27日	木	作業服等（安全靴、ヘルメット、手袋、耳栓）	消耗品等購入費	195,000	1	195,000	証憑番号：研-17
					合　計	884,003	

（３）同行者等旅費

氏名	格付	移動日（出張期間） （○月○日～○月○日）	目的地 研修項目	日当			宿泊料			交通費				備　考
				単価	日数	小計	単価	日数	小計	経路	交通手段	金額	小計	
外間 栄安	3	9月27日	久米島（本邦研修準備）	1,100	1	1,100			0	那覇ー久米島	飛行機	17,700	17,700	証憑番号：研-18
外間 栄安	3	9月27日	久米島（本邦研修準備）							久米島	レンタカー	3,240	3,240	証憑番号：研-19
外間 栄安	3	9月30日～10月22日	久米島（本邦研修）	1,100	23	25,300	10,300	22	226,600	那覇ー久米島	飛行機	17,700	17,700	証憑番号：研-20
外間 栄安	3	9月30日～10月22日	久米島（本邦研修）							久米島	レンタカー	48,600	48,600	証憑番号：研-21
島袋 正則	3	10月1日～10月17日	久米島（本邦研修）	1,100	17	18,700	10,300	16	164,800	那覇ー久米島	飛行機	17,700	17,700	証憑番号：研-22
					合　計	45,100		合　計	391,400			合　計	104,940	

（４）再委託費（外部の団体等にカリキュラム・日程の一部を委託する場合）

日額単価	日数	合　計	備　考

（備考）

1. 研修・招へいを複数実施する場合は、本内訳書を各研修・招へいごとに作成ください。
2. 国内業務費において、上記費目に整理することが不適当な費用は、「諸雑費」として、個別に内訳を追記ください。