

**セーシェル国**  
**離島マイクログリッド開発マスター**  
**プラン策定プロジェクト**

**報告書**

平成 28 年 7 月  
(2016 年)

独立行政法人  
国際協力機構 (JICA)

株式会社沖縄エネテック

産公
JR
16-057

## 【調査結果概要】

### 1. 背景と目的

セーシェル共和国においては、他島嶼国と同様に基幹電源はディーゼル発電であり、ほぼ全ての一次エネルギーを海外からの輸入に依存している。そのため発電コストが割高になるとともに、市場価格の影響を受けるなどエネルギー安全保障上の脆弱性も抱えている。

このような背景から、セーシェル政府はディーゼル発電以外の電源の確保及び将来の電力需要の増加に対応するため、太陽光発電や風力発電等の再生可能エネルギーの導入に積極的に取り組んでおり、その導入目標を2020年までに5%、2030年までに15%と設定している。一方で、再生可能エネルギー導入に伴い、系統が不安定化することが懸念されており、政府から日本の島嶼地域のマイクログリッド運用の経験を活かした技術移転・人材育成への要請がなされた。

上記の背景を元に、セーシェル政府が掲げる再生可能エネルギーの導入目標2020年までに5%、2030年までに15%を達成するうえでの課題解決に向け、セーシェルの離島マイクログリッド導入計画の策定支援及び日本の離島地域の経験を活かした系統安定化技術の運用体制の構築を目的として、調査を実施した。

### 2. 調査内容

下図に示される以下の項目について検討および技術移転を実施した。

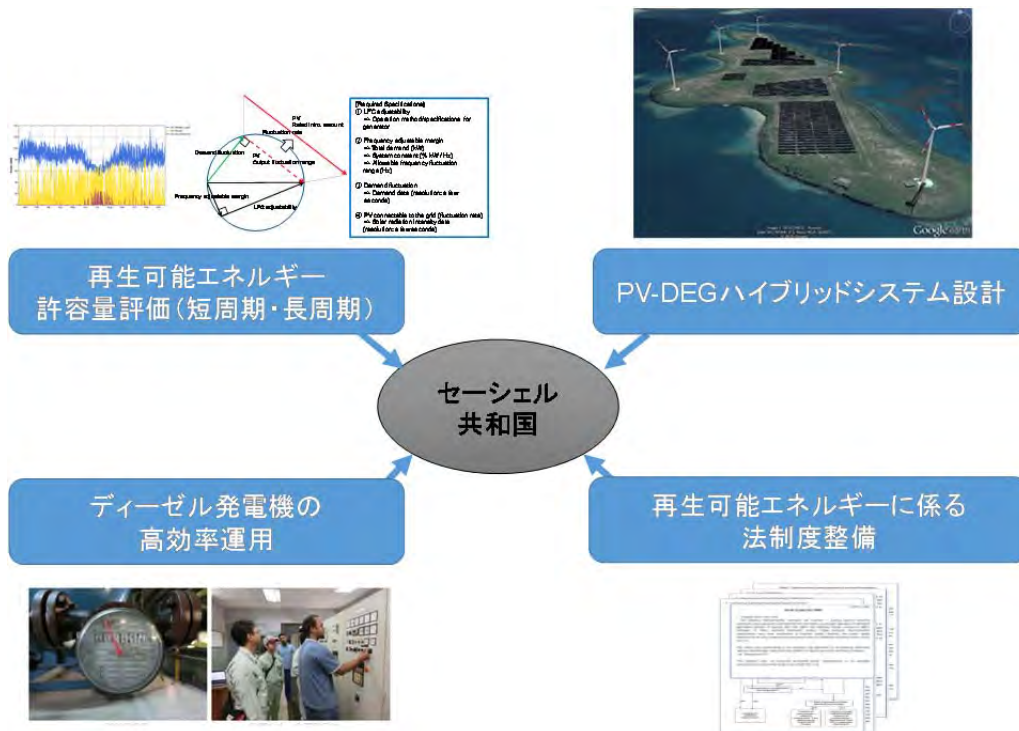


図1 本調査における検討項目

#### 再生可能エネルギー許容量評価

再生可能エネルギー導入に際して、その出力不安定性を考慮し、電力系統がその変動を吸収し、安定的に電力供給を維持できることを確認する手法を技術移転した。

①短周期制約（報告書 3.1 節）

短時間（10 分以内）での再生可能エネルギーの出力変動に対する、電力系統の周波数維持限界（安定運用限界）

②長周期制約（報告書 3.3 節および第 4 章）

ある程度長時間（1 時間以上）での再生可能エネルギーの出力変動に対する、電力系統の受入れ限界（余剰電力の発生）

**PV-DEG ハイブリッドシステム設計**

PV 導入に関するシミュレーションおよび配置計画（報告書 3.3 節）

**ディーゼル発電機の高効率運用**

異なる燃料消費特性を持つディーゼル発電機を適切に負荷配分することにより、発電所全体の燃料消費量を削減する経済負荷配分（EDC:Economic load Dispatching Control）が沖縄県内離島でも実施されており、本技術を活用したディーゼル発電機の高効率運用手法について検討・技術移転した。（報告書 3.2 節）

**再生可能エネルギーに係る法制度整備**

セーシェルにおいて導入されているグリッドコードおよび普及促進制度について、日本での実績と比較し、変更の必要性について協議した。（報告書 3.5 節）

**3. 再エネ導入目標達成のためのマスタープラン**

セーシェル政府が目標としている再生可能エネルギー導入目標（2020 年までに 5%、2030 年までに 15%）を達成するために必要な検討内容について、本調査にて技術移転した手法を用いてマスタープランを検討した。（報告書 4.2 節）また、具体的な検討プロセスについても、下図 2 の通りまとめた。

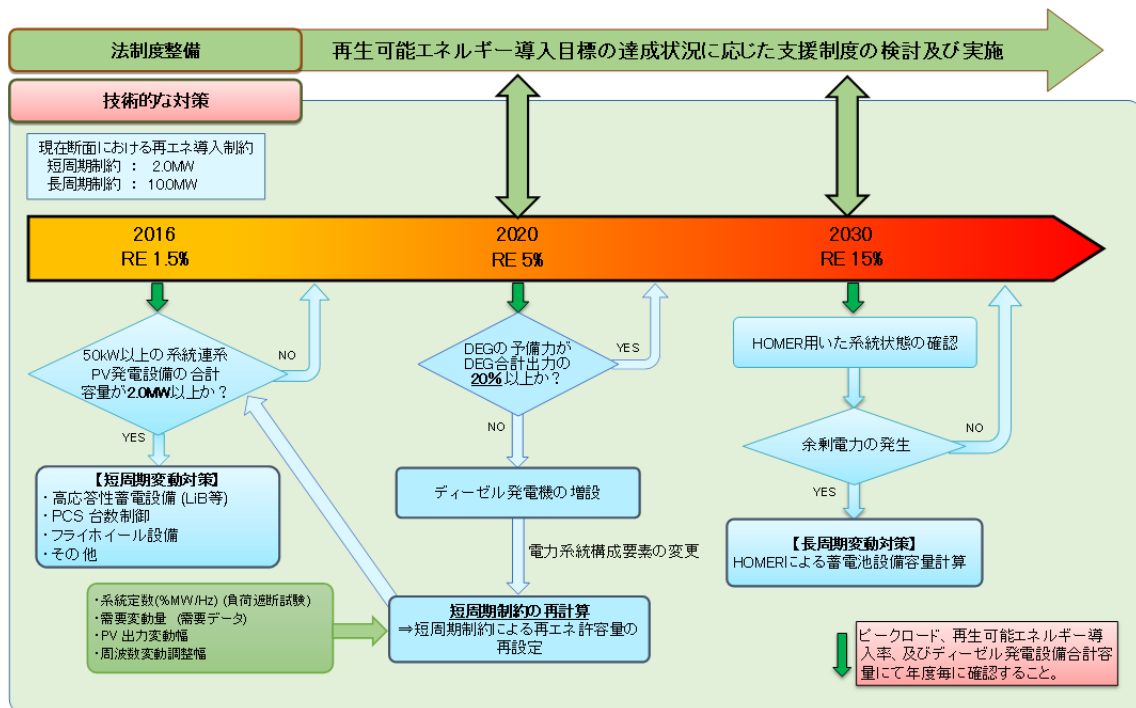


図 2 再エネ導入に係る検討プロセス

**セーシェル国**  
**離島マイクログリッド開発マスタープラン策定プロジェクト**  
**ファイナルレポート**

**目次**

**第1章 調査概要**

1.1 プロジェクトの背景 .....	1
1.2 プロジェクトの目的、支援事項、成果.....	1
1.3 プロジェクトの実施期間.....	2
1.4 プロジェクトの関係官庁・機関.....	2
1.5 調査対象地域 .....	2
1.6 団員構成 .....	3
1.7 調査日程 .....	3

**第2章 セーシェル国電力・エネルギーセクター概況**

2.1 社会・経済の概況 .....	4
2.1.1 一般事情 .....	4
2.1.2 政治情勢 .....	5
2.2 エネルギーセクターの概況 .....	7
2.2.1 エネルギー・電力政策の動向 .....	7
2.2.2 一次エネルギーの供給 .....	8
2.3 電力セクターの概況 .....	10
2.3.1 電力供給の概要 .....	10
2.3.2 PUC の実施体制.....	12
2.3.3 電気料金制度 .....	12
2.3.4 PUC の財務状況と補助金.....	14
2.3.5 政策・制度 .....	17
2.3.6 他ドナー支援状況 .....	18
2.4 Mahe 島及び Praslin 島の電力供給設備 .....	20
2.4.1 Mahe 島.....	20
2.4.2 Praslin 島.....	27
2.5 離島調査の概要 .....	30
2.5.1 La Digue 島.....	30
2.5.2 Curieuse 島.....	34
2.5.3 Desroches 島.....	37

## 第3章 調査結果

3.1 系統接続可能な再生可能エネルギー許容量評価手法支援(短周期制約の検討).....	40
3.1.1 再生可能エネルギー許容量評価手法について.....	40
3.1.2 代数的手法による再生可能エネルギーの許容量評価.....	41
3.1.2.1 代数的手法の概要.....	41
3.1.2.2 再生可能エネルギーの出力変化幅の定義.....	43
3.1.2.3 確立的手法の概要.....	44
3.1.3 Mahe 及び Praslin における再生可能エネルギーの短周期制約.....	44
3.1.3.1 系統定数算定(周波数変動試験).....	45
3.1.3.2 需要変動率算定.....	53
3.1.3.3 総需要分析(想定負荷の決定).....	67
3.1.3.4 日射強度および風況の変動率.....	70
3.1.3.5 代数的手法による RE 連系許容量算定結果.....	77
3.1.4 周波数変動許容幅及びリスク許容範囲.....	81
3.1.5 再生可能エネルギー連系拡大のための電力系統対策(短周期制約対策).....	83
3.1.6 その他調査結果.....	84
3.2 ディーゼル発電機の効率利用に係る技術的及び経済的な検討支援.....	85
3.2.1 エネルギー自給率向上に向けた既存電源の効率運用.....	85
3.2.2 EDC 運用とは.....	85
3.2.3 ディーゼル発電機での EDC 運用.....	85
3.2.4 セーシェルに適した EDC 運用.....	85
3.2.5 発電所分析.....	86
3.2.5.1 Mahe 島ディーゼル発電所 (Victoria B/Victoria C).....	86
3.2.5.2 Praslin 島ディーゼル発電所.....	88
3.2.6 EDC 運用技術移転.....	91
3.2.6.1 EDC 運用理論.....	91
3.2.6.2 燃料消費率測定.....	96
3.2.6.3 経済負荷配分表作成.....	99
3.2.7 EDC 運用適用プロセス.....	102
3.2.8 まとめ.....	103
3.3 PV ディーゼル・ハイブリッド発電設備の計画・設計支援.....	104
3.3.1 基本システム構成.....	104
3.3.2 基礎的データとその把握方法.....	109
3.3.2.1 はじめに.....	109
3.3.2.2 各離島の基礎データ.....	110
3.3.3 PV 設置場所(案).....	120

3.3.4 需給バランスシミュレーション	128
3.3.4.1 概要	128
3.3.4.2 各離島シミュレーション結果	130
3.3.5 システム設計演習	141
3.3.5.1 システム設計手法	141
3.3.5.2 メガソーラー設備計画【課題演習】	142
3.3.5.3 試算例【沖縄】	147
3.3.5.4 試算例【Mahe】	152
3.3.6 配置計画手法(Sketch UP)	158
3.3.7 まとめ	159
3.3.7.1 検討結果	159
3.3.7.2 各離島の HOMER Pro 検討結果(まとめ)	159
3.4 Mahe 島における上水道設備を活用した PV 導入量拡大の可能性	162
3.4.1 検討目的	162
3.4.2 宮古島における揚水ポンプ制御システムの概要	162
3.4.3 Mahe 島での揚水ポンプ制御システムの活用可能性調査	163
3.4.3.1 現地調査	163
3.4.3.2 PV 拡大量試算	166
3.4.3.3 まとめ	167
3.5 離島マイクログリッド安定運用に係る制度整備支援	168
3.5.1 系統連系ガイドライン	168
3.5.1.1 系統連系ガイドラインの主な要件	168
3.5.1.2 他国事例	169
3.5.1.3 島嶼国	171
3.5.1.4 PUC の現行連系技術要件	175
3.5.1.5 Energy Nautics による系統連系ガイドライン	176
3.5.1.6 系統連系ガイドラインの原案	178
3.5.2 再生可能エネルギー普及促進の方策	187
3.5.2.1 各種方策の概要	187
3.5.2.2 価格ベースの支援策	188
3.5.2.3 他国 FIT 事例と動向	190
3.5.2.4 Energy Nautics による FIT 制度	195
3.5.2.5 セーシェル国における支援制度	197
3.6 離島マイクログリッド導入計画に係る財務分析	202
3.6.1 RE マーケットの動向について	202
3.6.2 PV 導入のための補助制度及び低利融資制度の効果と課題	203
3.6.3 対象島(Curieuse 及び Desroches) における RE 導入の経済性分析	205

3.6.4 大規模 PV を IPP が開発する場合の収益性評価 .....	209
--	-----

## 第 4 章 総括

4.1 セーシェル国における現状課題.....	213
4.2 セーシェル国における RE 導入マスタープラン.....	213
4.2.1 RE 導入に関する技術的課題.....	213
4.2.2 マスタープラン策定の基本的事項.....	214
4.2.3 課題改善策の検討 .....	215
4.2.4 セーシェル国におけるマスタープラン.....	219
4.2.5 マスタープランの各断面における検討例.....	222
4.2.6 マスタープラン実施のための検討プロセス.....	225

## 添付資料

### 添付資料：講義資料

- 1) Algebraic Method (代数的手法)
- 2) Economical Load Dispatch (EDC) (経済負荷配分)
- 3) Facility Planning Method (Large-scale PV system) (メガソーラ設備設計)
- 4) Facility Planning Method (Exercise) (メガソーラ設備設計演習)
- 5) SketchUP software (メガソーラ設備設計)
- 6) Homer software (ハイブリッドシステム計画)
- 7) Feed in Tariff (FIT) (再エネ導入促進制度)
- 8) Grid Code (系統連系ガイドライン)
- 9) Seychelles Seminar presentation (現地セミナー)



1



<sup>1</sup>. 地図上の  は本プロジェクトにおける調査対象地域 (Mahe, Praslin, La Digue, Curieuse, Desroches)





PUC との打合せ



計測信号取り出し調査  
(Praslin 島)



調査状況  
(Curieuse 島)



Ministry of community でのヒアリング  
(La Digue 島)



発電所調査状況  
(Desroches 島)



負荷測定状況  
(Praslin 島)



負荷測定  
(Mahe 島)



燃料消費率測定  
(Mahe 島)



負荷遮断試験前の打合せ  
(Mahe 島)



負荷遮断データ解析状況  
(Mahe 島)



負荷遮断計測器設置状況  
(Praslin 島)



負荷遮断データ解析状況  
(Praslin 島)



負荷遮断試験結果説明状況  
(Mahe 島)



HOMER 説明状況  
(Mahe 島)



セミナー開催状況(大臣挨拶)  
(Mahe 島)



セミナー開催状況(プレゼン状況)  
(Mahe 島)

## 略語表

略語	正式名称	和訳名称
AFC	Automatic Frequency Control	自動周波数制御
CDM	Clean Development Mechanism	クリーン開発メカニズム
CEO	Chief Executive Officer	最高経営責任者
C/P	Counterpart	カウンターパート
DEG	Diesel Engine Generator	ディーゼル発電機
ENA	Energy Networks Association	英国エネルギーネットワーク協会
EDC	Economic Dispatching Control	経済負荷配分
FFT	Fast Fourier Transform	高速フーリエ変換
FIT	Feed-in Tariff	固定価格買取制度
GNI	Gross National Income	国民総所得
GDP	Gross Domestic Product	国内総生産
GEF	Global Environment Facility	地球環境ファシリティ
GF	Governor Free	ガバナフリー
HFO	Heavy Fuel Oil	重油
IDC	Island Development Company	離島開発会社
ITC	Investment tax credit	投資税額控除
IEEE	The Institute of Electrical and Electronics Engineers, Inc.	米国に本部を持つ電気工学・電子工学技術学会
IPP	Independent Power Producer	独立系発電事業者
IFC	International Finance Corporation	世界銀行
IAEA	International Atomic Energy Agency	国際原子力機関
JET	Japan Electrical Safety & Environment Technology Laboratories	一般財団法人電気安全環境研究所
LFC	Load Frequency Control	負荷周波数制御
LFO	Light Fuel Oil	軽油
MEA	Maldives Energy Authority	モルディブ電力庁
MEECC	Ministry of Environment, Energy And Climate Change	環境・エネルギー省
NPA	National Park Authority	国立公園公社
NPV	Net Present Value	正味現在価値
NEDO	New Energy and Industrial Technology Development Organization	新エネルギー・産業技術総合開発機構
NEM	Net Energy Metering	ネットエナジーメータリング
PUC	Public Utilities Corporation	水・電力設備公社
PTC	Production tax credit	発電税額控除
PCS	Power Conditioner System	パワーコンディショナー
PV	Photovoltaic	太陽光発電
ROE	Return On Equity	株主資本利益率
RPS	Renewable Portfolio Standard	電気事業者による新エネルギー等の利用に関する特別措置法
RE	Renewable Energy	再生可能エネルギー
R&D	Record of Discussion	討議議事録
SEYPEC	Seychelles Petroleum Company	セーシェル石油会社
SEC	Seychelles Energy Commission	セーシェルエネルギー委員会
UNDP	United Nations Development Programme	国連開発計画
WT	Wind turbine	風力発電機
WACC	Weighted Average Cost of Capital	加重平均資本コスト

# 第1章 調査概要

## 1.1 プロジェクトの背景

セーシェル共和国(以下、「セーシェル」)は、インド洋に浮かぶ 115 の島からなる島嶼国であり、人口は 8 万 8 千人、国土面積は約 460 平方キロである。経済分野では、観光業と漁業を主要産業とし、一人当たり GNI は 14,100US\$(世銀 2014 年)である。燃料や食料の多くを輸入に頼っており、慢性的に輸入(889.6 百万 US\$)が輸出(493.3 百万 US\$)を超過している。セーシェルにとって日本はフランスとイギリスに次ぐ輸出先国(15.2%)であり、主に冷凍魚を輸出している。この他、日本との関係では、2013 年 8 月に、セーシェル政府と独立行政法人石油天然ガス・金属鉱物資源機構の間で、セーシェル海域の石油探鉱共同調査の契約が締結され、現在、石油開発のための資源量評価が行われている。

セーシェルの電力供給はセーシェルエネルギー委員会(Seychelles Energy Commission, 以下「SEC」)が計画、規制、管理を行っており、発電、送配電については、人口の 9 割以上が居住する Mahe (本島)、Praslin、La Digue と周辺の離島は、水・電力設備公社(Public Utilities Corporation, 以下「PUC」)が、その他の離島は、離島開発会社(Island Development Company, 以下「IDC」)が、一部の国立公園島は、国立公園公社(National Park Authority, 以下「NPA」)が行っている。また、同国の主要な電源はディーゼル発電であり、ほぼ全ての一次エネルギーを海外からの輸入に依存している。そのため発電コストが割高になるとともに、市場価格の影響を受けるなどエネルギー安全保障上の脆弱性も抱えている。

このような背景から、セーシェル政府はディーゼル発電以外の電源の確保及び将来の電力需要の増加に対応するため、太陽光発電や風力発電等の再生可能エネルギーの導入に積極的に取り組んでおり、その導入目標を 2020 年までに 5%、2030 年までに 15%と設定している。また、2012 年 12 月に策定されたエネルギー法に基づき、固定価格買取制度(Feed-in Tariff, 以下「FIT」)やクリーン開発メカニズム(Clean Development Mechanism, 以下「CDM」)等関連する制度を整備している。

セーシェルでは、既に風力発電や太陽光発電等の再生可能エネルギーが系統連系されているが、関係機関やドナー間の調整が十分にされずに系統連系されているため、近い将来本島である Mahe 等で系統が不安定化することが懸念されており、系統安定化対策に係る知見の蓄積や人材の育成が不可欠である。そこで、先方政府から日本の島嶼地域のマイクログリッド運用の経験を活かした技術移転・人材育成への要請がなされ、2014 年 7 月に詳細計画策定調査を実施し、同年 10 月にセーシェル側関係機関と JICA 間で「離島マイクログリッド開発マスタープラン策定プロジェクト」(以下「本プロジェクト」)討議議事録(Record of Discussion, 以下「R/D」)が署名された。

尚、本プロジェクトにおける「離島マイクログリッド」は、ディーゼル発電と再生可能エネルギーのハイブリッド運用を指すこととする。

## 1.2 プロジェクトの目的、支援事項、成果

上記の背景を元に、セーシェル政府が掲げる再生可能エネルギーの導入目標 2020 年までに 5%、2030 年までに 15%を達成するうえでの課題解決に向け、本プロジェクトの目的、支援事項、成果を以下とする。

## プロジェクトの目的

セーシエルの離島マイクログリッド導入計画の策定支援及び日本の離島地域の経験を活かした系統安定化技術の運用体制の構築を目的とする。

## プロジェクトでの支援事項

1. 系統接続可能な再生可能エネルギーの許容量評価手法支援
2. ディーゼル発電機の効率利用に係る技術的及び経済的な検討支援
3. PV ディーゼル・ハイブリッド発電設備の計画・設計支援
4. 電力系統の特色に応じた離島マイクログリッド導入計画の提案
5. 離島マイクログリッド安定運用に係る制度整備支援
6. 本邦研修等での日本の島嶼地域の系統安定化技術の紹介

## プロジェクトの成果

1. 離島マイクログリッドマスタープランが策定される。
2. 系統に接続可能な再生可能エネルギー発電の許容量が評価されるとともに、評価手法が移転される。
3. ハイブリッドシステム(太陽光発電-ディーゼル発電)の計画・設計事例が例示されるとともに、設計技術が移転される。
4. 発電所の運用改善によるプラント効率改善案および効率改善検証結果が提示されるとともに、効率化技術が移転される。

### 1.3 プロジェクトの実施期間

2015年3月～2016年7月

### 1.4 プロジェクトの関係官庁・機関

- 1) 主管官庁：環境・エネルギー省(Ministry of Environment、Energy And Climate Change、以下「MEECC」)
- 2) 実施機関：セーシエルエネルギー委員会(SEC)、電力・水公社(PUC)

### 1.5 調査対象地域

<調査対象地域>

Mahe 島、Praslin 島、La Digue 島、Curieuse 島、Desroches 島

## 1.6 団員構成

表 1.6-1 団員構成

No.	氏名	分野	所属
1	掛福 ルイス	総括/離島マイクログリッド	株式会社沖縄エネテック
2	島袋 正則	副総括/離島マイクログリッド	株式会社沖縄エネテック
3	萩原 淳	系統計画	個人コンサルタント(補強)
4	桃原 千尋	再生可能エネルギー系統連系技術/A	株式会社沖縄エネテック
5	外間 栄安	再生可能エネルギー系統連系技術/B	株式会社沖縄エネテック
6	上江洲 友麻	ディーゼル発電高効率運用/A	株式会社沖縄エネテック
7	儀保 博経	ディーゼル発電高効率運用 /B	個人コンサルタント(補強)
8	湯本 登	経済・財務分析/A	株式会社エネルギー環境研究所(補強)
9	田原 康匡	経済・財務分析/B	株式会社沖縄エネテック

## 1.7 調査日程

本プロジェクトは第1回から第5回までの5度の現地調査と5期の国内解析を実施した。  
 工程及び現地調査スケジュールの詳細は「添付資料-1」を参照

### ■ 業務日程

	現地調査		国内解析
①	2015年5月18日～2015年5月28日	①	2015年5月29日～2015年8月2日
②	2015年8月3日～2015年8月13日	②	2015年8月14日～2015年12月6日
③	2015年12月7日～2015年12月20日	③	2015年12月21日～2016年3月11日
④	2016年3月12日～2016年3月26日	④	2016年3月27日～2016年6月17日
⑤	2016年6月18日～2016年6月25日	⑤	2016年6月26日～2016年7月29日

## 第2章 セーシェル国電力・エネルギーセクター概況

### 2.1 社会・経済の概況

#### 2.1.1 一般事情

セーシェルは、面積 460km<sup>2</sup> で 115 の島からなる島嶼国であり、人口約 9 万人、一人当たりの GNI14,100US\$ の中高所得国である。人口の 95% が主要 3 島である Mahe 島、Praslin 島および La Digue 島に居住している。



図 2.1.1-1 セーシェル位置図

#### (1) 一般事情

面積 : 460 平方キロメートル  
人口 : 約 9.1 万人 (2015 年)  
首都 : ビクトリア  
民族 : クレオール人 (ヨーロッパ人とアフリカ人の混血)  
言語 : 英語、フランス語、クレオール語  
宗教 : キリスト教  
気候 : 海洋性気候

気候は 12 月から 3 月の北西モンスーンと、5 月から 10 月の南西モンスーンの 2 つの季節に分けられ、その間に比較的短い 11 月と 4 月の中間期がある。また、気温は年間を通じて 24~29℃あり、平均湿度は 80%と、熱帯気候にあるが、サイクロンの暴風圏からはずれている。南東貿易風が吹く 5~10 月は雨が少なく、残りの時期は雨季で、特に 12 月~1 月に多くの雨が降る。

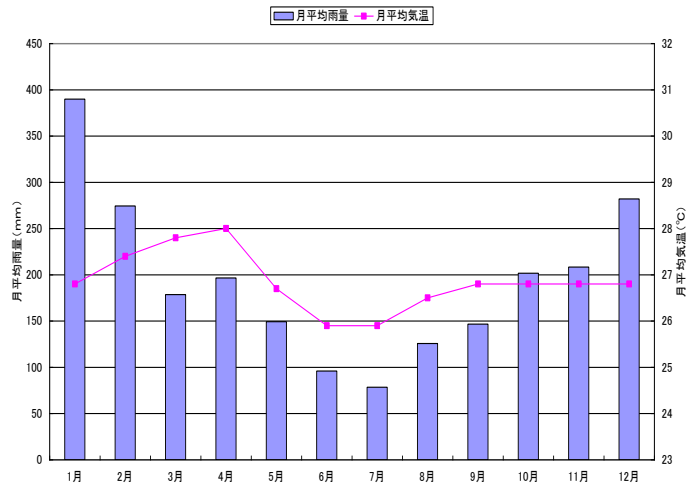


図 2.1.1-2 セーシエルの雨量および気温

## 2.1.2 政治情勢

### (1) 政治体制・内政

1976年に英国より独立し、1978年の一党制宣言以来セーシェル人民進歩党(SPPF)による独裁であったが、1991年12月複数政党制導入を決定した。また、1993年に行われた複数政党制導入後初の選挙ではルネ大統領が再選し、与党 SPPF が圧勝した。第2回、第3回大統領選挙でもルネ大統領が再選した。

2004年、ルネ大統領が健康上の理由により任期途中で退任し、憲法の規定に従い、ミッシェル副大統領が大統領に就任した。その後、2006年7月に行われた大統領選挙において、ミッシェル大統領が得票率 53.73%で辛勝した。2007年5月には国民議会選挙が実施されたが、議席数に変動はなく、与党が23議席を維持した。

2009年6月、与党は「人民進歩党(SPPF)」から「人民党(Parti Lepep)」に改名した。

2015年12月に決選投票の結果、ミッシェル大統領が再任となった。

政体：共和制

元首：ジェイムス・アリックス・ミッシェル(James Alix MICHEL)大統領

議会：一院制(議席34:うち25議席は小選挙区で選出、残る9議席は10%以上の得票を得た政党に配分する小選挙区比例代表並立制を採用)

セーシエルの略史を表 2.1-1 に示す。

表 2.1.2-1 セーシェル略史

年月	略史
1756年	仏領
1814年	英領
1976年	独立(マンカム初代大統領)
1977年	クーデター、ルネ首相が大統領となる
1978年	一党制宣言(セーシェル人民進歩党:SPPF)
1984年	ルネ大統領再任
1989年	ルネ大統領再任



1991年	複数政党制移行
1993年	第1回大統領・国民議会選挙、ルネ大統領再選 (SPPF 政権継続)
1998年	第2回大統領・国民議会選挙、ルネ大統領再選
2001年	第3回大統領選挙、ルネ大統領再選
2002年	国民議会選挙 (SPPF 政権継続)
2004年	ルネ大統領退任、ミッシェル大統領就任
2006年	第4回大統領選挙、ミッシェル大統領勝利
2007年	国民議会選挙 (SPPF 政権継続)
2011年5月	第5回大統領選挙、ミッシェル大統領再任
2011年10月	国民議会選挙 (人民党政権)
2015年12月	第6回大統領選挙、ミッシェル大統領再任

出展：外務省 HP

## (2) 経済

セーシェルの2014年の国民総所得(GNI)は、12.91億US\$、2014年の一人あたりのGNIは14,100US\$でありアフリカ諸国の中では群を抜いて高い。セーシェルの経済は主要産業である観光業及び漁業に依存し、食料や燃料の大部分を輸入に頼っていることから脆弱である。尚、近年は、排他的経済水域 (EEZ) における海賊被害の拡大を受け、セーシェルの2本柱である観光業、漁業は深刻な打撃を受けている。2014年の経済成長率は3.3%となっている。

2014年の輸出額は580百万US\$、主要輸出品目はマグロ缶詰、鉱物燃料、魚肉等であり、また、輸入額は1,182百万US\$、主要輸入品目は機械、鉱物燃料、機械製品等である。貿易収支は赤字であり、セーシェル政府は輸入縮小を図るため生活物資や食料の自給率向上を目指している。

主要産業	: 観光、漁業
GNI (国民総所得)	: 12.91億US\$ (2014年:世銀)
一人当たりGNI	: 14,100US\$ (2014年:世銀)
経済成長率	: 3.3% (2014年:世銀)
物価上昇率	: 3.1% (2014年:世銀)
総貿易額(2013年)	: (1) 輸出 580百万US\$ (2) 輸入 1,010百万US\$
主要貿易品目 (2013年)	: (1) 輸出 マグロ缶詰、鉱物燃料、魚肉等 (2) 輸入 機械、鉱物燃料、機械製品等
主要貿易相手国 (2013年)	: (1) 輸出 フランス(27%)、英国(19.1%)、イタリア(11.0%)、 日本(9.1%)、 (2) 輸入 サウジアラビア(35.4%)、スペイン(19.1%)、 フランス(12.1%)、インド(7.6%)
通貨	: セーシェル・ルピー (SR) 1US\$=13.1ルピー(2015年10月) 1ルピー=9.12円(2015年10月)

## 2.2 エネルギーセクターの概況

### 2.2.1 エネルギー・電力政策の動向

セーシャルのエネルギー政策は環境・エネルギー省(MEECC)が所管しているが、実質的には2010年のエネルギー委員会(2012年にエネルギー法に改正)に基づき設立された規制機関であるセーシャルエネルギー委員会(SEC)が担っている。エネルギー法第3条はMEECC、SECの助言を受けてエネルギー政策を立案すること、MEECCはSECに対して政策等について指示を出すことが出来る旨、規定している。一方、SECの業務を定めた第6条は、SECがエネルギー計画を策定しエネルギー政策を実施することを規定している。このようにSECは独立した規制機関ではなく、MEECCの下で規制機関と政策関係の双方の役割を有している。また、省エネルギー、再生可能エネルギーの開発促進もSECが担うことになっている。図2.2.1-1にSECの組織図を示す。

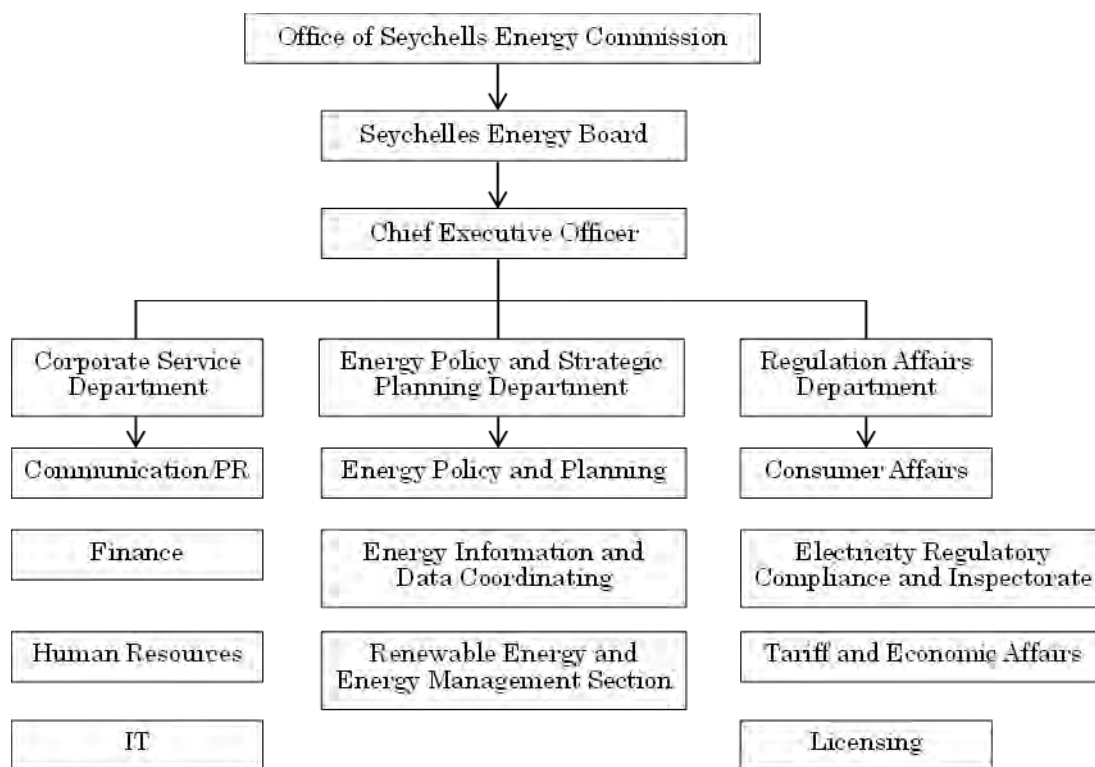


図 2.2.1-1 SEC 組織図

セーシャルのエネルギー政策は、2010年に策定された”Energy Policy of the Republic of Seychelles, 2010-2030”が基本政策となっている。同政策は、長期的には100%再生可能エネルギーに転換することを目指しており、当面の目標として2020年に再生可能エネルギーの比率を5%、2030年に15%に引き上げることを目指している。同政策に基づき2012年にエネルギー法が制定された。

SECは現在、IAEAの技術支援を受けて2014年から2034年の30年間を対象とし

た” Integrated Energy Study” を実施中であり、第 1 部で IAEA の MAED (ソフトウェア) を使用して” Energy Demand Analysis” を、第 2 部で WASP (ソフトウェア) を利用して” Power Supply Expansion plan” を作成予定である。PUC は、独自に” Electricity Sector Master Plan” を作成する意向である。(すでに水道部門はマスタープランを作成済みである。)

### 2.2.2 一次エネルギーの供給

セーシェルは一次エネルギーの供給を輸入石油にほぼ 100%依存している。石油の輸入、販売は国営の Seychelles Petroleum Company が独占的に行っている。同社は石油製品をドバイの Fujairah から首都のビクトリアに 4 万トンタンカーで輸入しており、ビクトリアに油槽所を有している。Praslin 島 (基地は隣接する Eve 島) の油槽所には 1,500 トンの内航タンカーでビクトリアから輸送している。La Digue 島には、油槽所はなく、ガソリンスタンドが 1 カ所あるだけである。外島への石油製品の供給は、IDC とホテルが同社からビクトリアで石油を購入し、15kL タンクで輸送している。セーシエルの石油製品の価格はアラビアンガルフ価格に連動して決められている。石油製品の国内販売に対して政府は 8 ルピー/L の税金を課しているが、PUC 向けの石油供給は非課税となっている。同国の石油製品供給の特徴は輸入石油製品の約三分の二を再輸出 (外航船舶及び航空機への給油を含む) していることである。図 2.2.2-1 に同国の製品別石油輸入の推移を示す。

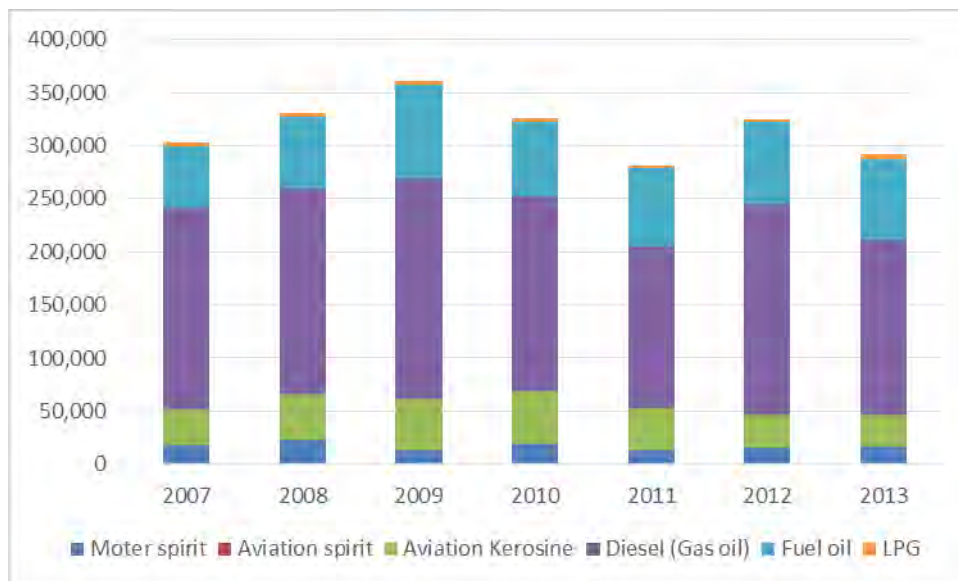


図 2.2.2-1 製品別石油輸入の推移<sup>3</sup>

石油価格の急激な上昇に伴い同国の輸入に占める石油製品の比率は図 2.2.2-2 に占めとおり急激に上昇しており、純輸入額に占める石油製品の純輸入額 (国内消費分) は 2012 年には約 14%、2013 年には約 9%に達している。このため、貿易バランス改善のためにも再生可能エネルギー開発が急務となっている。

<sup>3</sup> Seychelles in Figures に基づき作成

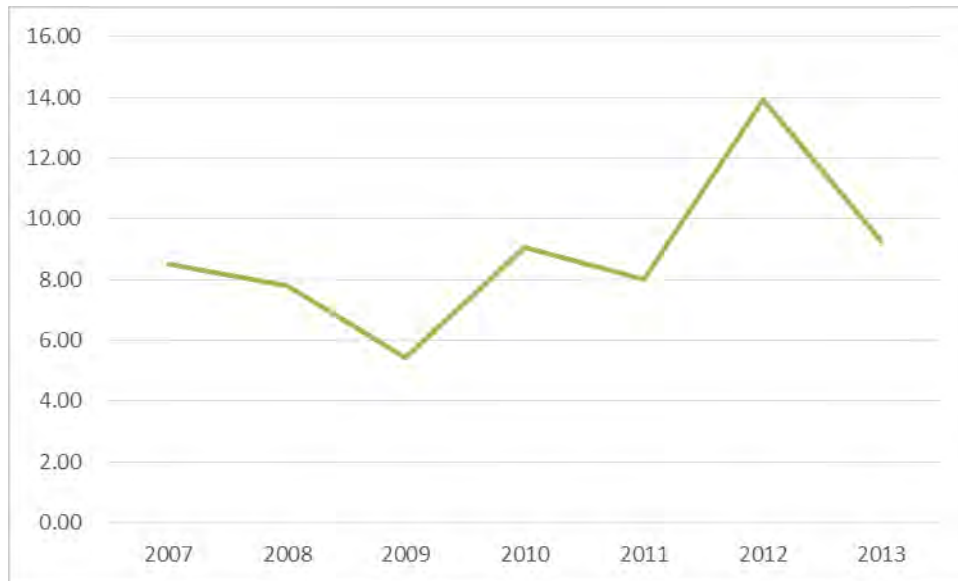


図 2.2.2-2 純輸入額に占める石油製品の純輸入額の比率の推移<sup>4</sup>

PUC 向けの重油 (HF0) 及びディーゼル油 (LF0) は、マヘ島及び Praslin 島共に SEYPEC の油槽所からパイプラインで供給されている。SEYPEC の PUC 向けの油価格は、物品税抜き (8 SCR/L) 価格となっている。図 2.2.2-3 に Victoria C 発電所の PUC の SEYPEC からの購入価格の推移を示す。PUC の油購入価格 (SCR/L) は、2012 年 4 月にピークをつけ (LF0 で 15.3 SCR/L)、2013 年 4 月以降はルピー (SCR) 高 (対米国ドルで 2013 年は 2012 年と比較して 13.6%ルピー高) の影響もあり LF0 価格は 12~14 SCR/L で安定的に推移していた。2014 年秋以降の世界的な原油価格の急落を受けて PUC の油購入価格も急落し、2016 年 3 月半ば時点では LF0 で 8.5 SCR/L 程度となっている。HF0 と LF0 の価格差は 2012 年以降 1 リットル当たり 3.0~4.0 ルピー程度で推移しており、2016 年 3 月中時点では 4.3 ルピー程度となっている。また、ディーゼル油価格について SEYPEC の小売価格と PUC の購入価格を比較すると、2016 年 3 月時点で小売価格の約 14-15 SCR/L に対して PUC 購入価格は 8.5 SCR/L 程度となっており、主として物品税の非課税措置の効果 (8 SCR/L) により小売価格よりも大幅に安くなっている。

<sup>4</sup> Seychelles in Figures に基づき作成

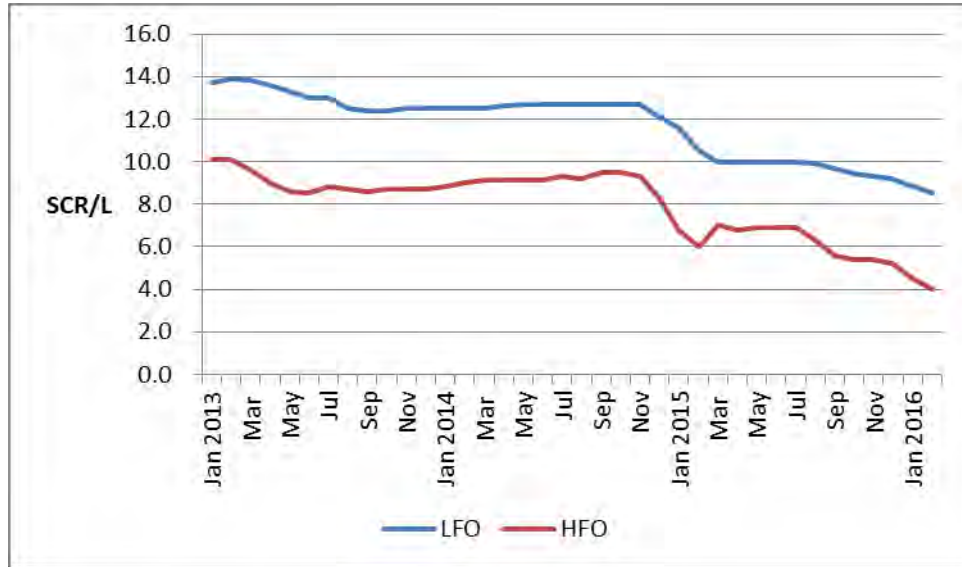


図 2.2.2-3 PUC の SEYPEC からの油購入価格の推移 (Victoria C 発電所)

## 2.3 電力セクターの概況

### 2.3.1 電力供給の概要

セーシャルの電力供給はセーシャルエネルギー委員会 (Seychelles Energy Commission, 以下、「SEC」) が計画、規制、管理を行っており、発電、送配電については、人口の 9 割以上が居住する Mahe (本島)、Praslin、La Digue と周辺の離島は、水・電力設備公社 (Public Utilities Corporation, 以下「PUC」) が、その他の離島は、離島開発会社 (Island Development Company, 以下「IDC」) が、一部の国立公園島は、国立公園公社 (National Park Authority, 以下「NPA」) が行っている。また、同国の主要な電源はディーゼル発電であり、ほぼ全ての一次エネルギーを海外からの輸入に依存している。そのため発電コストが割高になるとともに、市場価格の影響を受けるなどエネルギー安全保障上の脆弱性も抱えている。

セーシャルのメインの島である Mahe 島には 2 箇所の発電所があり (VICTORIA B, VICTORIA C)、全てディーゼル発電機での電力供給となっている。尚、発電可能な容量は VICTORIA B が 16,700kW、VICTORIA C が 74,000kW の合計 90,700kW であり Mahe 島の最大負荷は約 50MW であることから供給力は十分余裕がある。また、アブダビの資金援助による風力発電機 6MW (750kW×8 機) も別途導入されている。加えて、2015 年 10 月に PUC の自己資金にて VICTORIA C 発電所には 8MW のディーゼル発電機 2 機が増設された。その結果 2016 年 1 月時点での VICTORIA B、VICTORIA C を合せた供給力は 106,700kW と大幅に増強された。

Mahe 島の次に大きな島である Praslin 島には、1 箇所の発電所があり、全てディーゼル発電機での電力供給となっている。尚、発電可能容量は 11,050kW であり、最大負荷は約 8MW である。また、Praslin 島の隣の La Digue 島へは Praslin 島から海底ケーブルで電力供給されており、La Digue 島の系統負荷は 700kW 程度となっている。尚、Mahe 島と同様に 2015 年 10 月に、2.5MW のディーゼル発電機 1 機が増設された。その結果 2016 年 1 月時点での Praslin 島での電力供給力は 13,550kW となっている。

一方、PUC の電力需要は年々増加しており、Mahe 島の最大電力需要は 2015 年で 53MW、Praslin

島及び La Digue 島は合計で 7.7MW となっている。需要電力量は、Mahe 島が 287GWh/年、Praslin 島が 27GWh/年、La Digue 島が 9.8GWh/年となっている。

表 2.3.1-1 PUC の電力需給の概要

Year		2011	2012	2013	2014	2015
<b>Mahe</b>						
Peak Demand	kW	44,800	46,500	49,900	50,900	53,200
Production	MWh	286,431	296,748	307,728	321,166	331,679
Energy Sales	MWh	248,324	256,982	273,039	278,863	287,251
Losses (Tech.+ Non Tech)	%	10.23	10.58	8.31	10.22	10.45
<b>Praslin</b>						
Peak Demand	kW	7,200	6,930	7,250	8,060	7,700
Production	MWh	37,404	39,745	39,546	40,806	44,411
Energy Sales-Praslin	MWh	23,296	24,021	24,436	24,603	27,142
Energy Sales-La Digue	MWh	8,162	8,709	9,345	9,135	9,828
Total Energy Sales	MWh	31,458	32,730	33,781	33,738	36,970
Losses (Tech.+ Non Tech)	%	13.87	15.83	12.52	15.39	13.86
<b>PUC- Overall</b>						
Energy Production	MWh	323,835	336,493	347,274	361,972	376,090
Energy Sales	MWh	279,782	289,712	306,820	312,601	324,221

### 2.3.2 PUC の実施体制

図 2.3.2-1 に PUC の組織体制図を示す。PUC の組織は最高経営責任者(Chief Executive Officer)を筆頭に、プロジェクトマネジメントユニット部門、運用部門、お客様サービス部門、財務部門、情報・コミュニケーション部門、人事部門の 6 部門で構成されている。

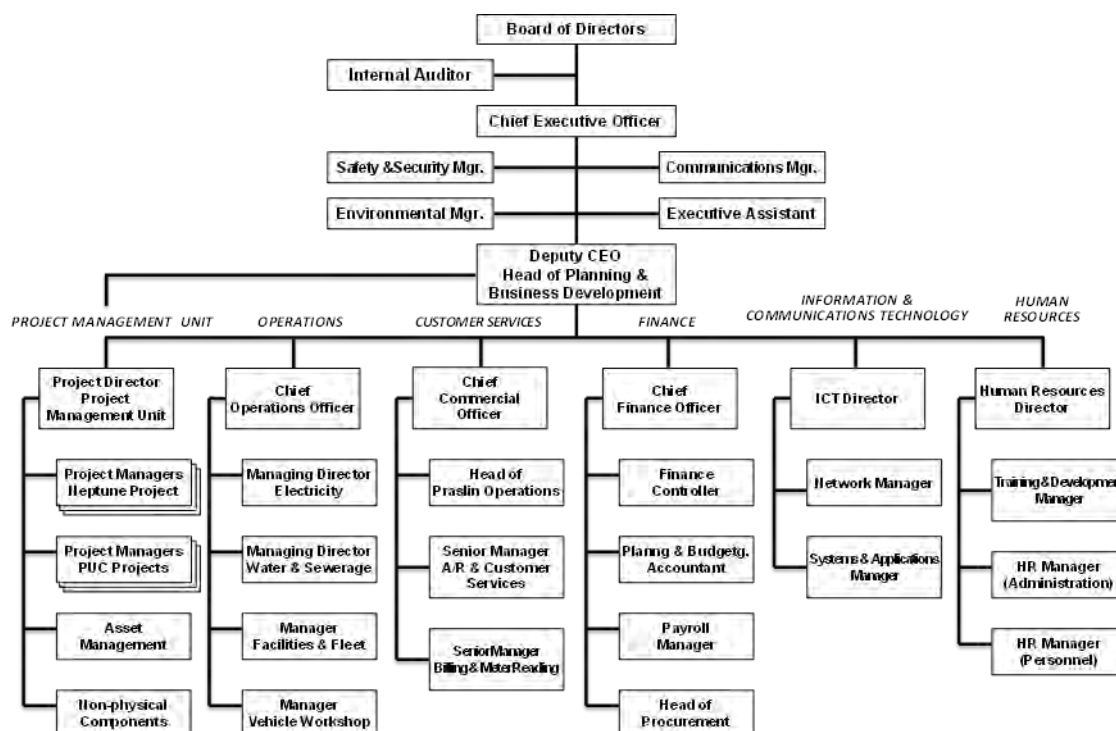


図 2.3.2-1 PUC 組織図

### 2.3.3 電気料金制度

セーシェル政府は世界銀行の支援で実施した料金調査(Tariff Study)を踏まえ、電力事業、水道事業、下水事業の料金体系全体の見直しを行うことを 2013 年 10 月に閣議決定している。料金見直しの基本的な方向は、電気事業内部の小口住宅向けの電気料金に対する内部補助を低減するとともに、電気事業から水道事業及び下水道事業への部門間補助を減らすことであり、具体的には電気料金については大幅に原価を下回っている住宅向けの小口需要家の電気料金を燃料コストが回収できる水準まで引き上げること、大幅な赤字になっている水道及び下水道については料金を大幅に引き上げることである。図 2.3.3-1 に住宅向け電気料金の引き上げ計画を示す。低所得者の電気料金負担増加に対する対策として、政府は政府予算を投入して福祉料金(Social tariff)を設けることにしている。また、消費者への急激な負担増を回避するため、料金体系全体の見直しは 2013 年から 2022 年までの 10 年間で段階的に実施する計画である。

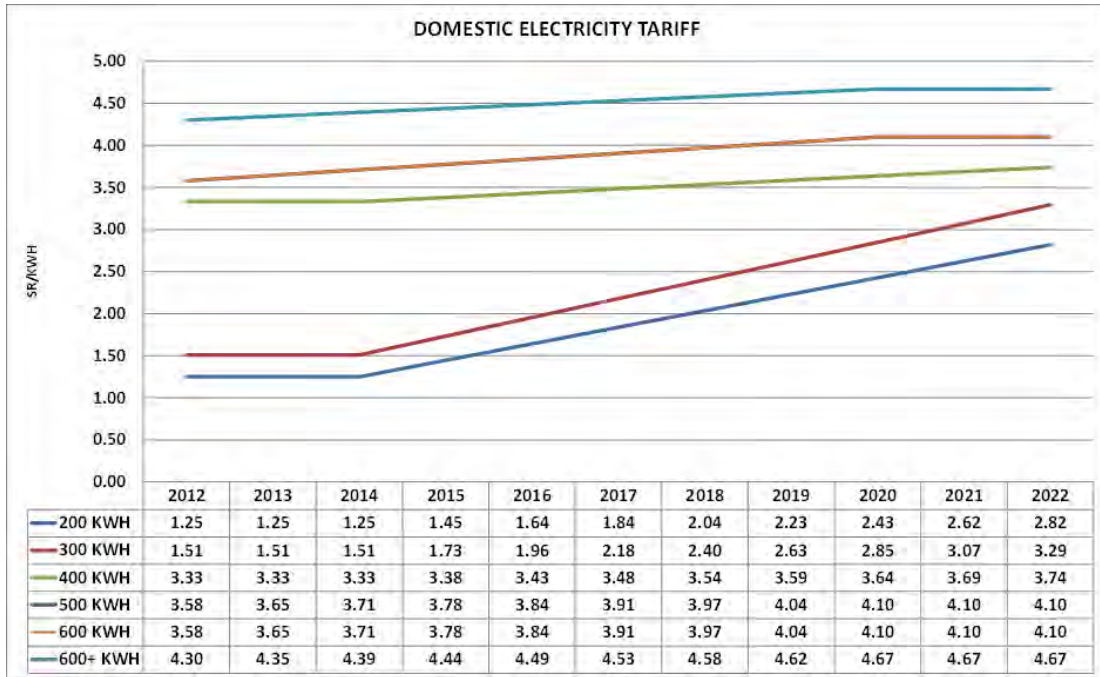


図 2.3.3-1 住宅向け電気料金の引き上げ計画

料金見直しの第 1 弾として 2013 年 11 月に電気料金の改定が行われている。また、電気料金には 2013 年 7 月から燃料費自動調整条項が導入されており、4 半期ごとに燃料費の変動に伴う電気料金(エネルギー料金)の改定が行われている。2014 年秋以降の原油価格の大幅下落により、PUC の電気料金(エネルギー料金)は 2015 年 4 月以降大幅に低下している。特に、小口住宅向け(200kWh/月以下)の電気料金は原油価格が高騰していた 2014 年夏と比較すると 50%以下に低下している。しかしながら、閣議決定に沿った料金体系見直し(住宅向けの小口需要家の電気料金を燃料コストが回収できる水準まで引き上げることは実行されていない。図 2.3.3-2 に燃料費自動調整条項が導入されて以来の電気料金(エネルギー料金)の調整状況を示す。表 2.3.3-1 に 2015 年 10 月から 12 月の電気料金を示す。

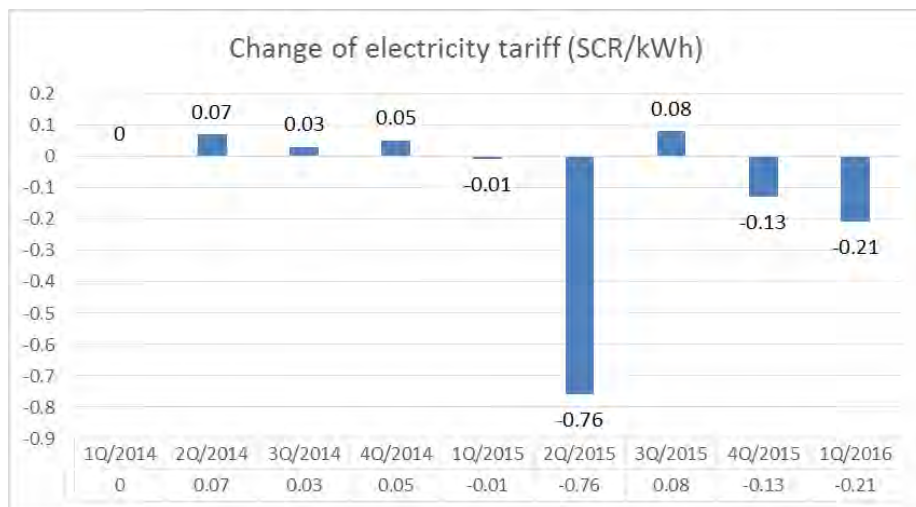


図 2.3.3-2 PUC の電気料金 (Energy charge) の燃料費自動調整の推移



表 2.3.3-1 PUC の電気料金 (2016 年 1 月～3 月)

		Power demand charge (SR/kVA)	Energy Charge (SR/kWh)	
Domestic	0-2.4kVA	0.00	0-200kWh	0.37
	2.4-9.6kVA	4.90	201-300kWh	0.63
			301-400kWh	2.45
	9.6kVA 以上	9.85	4001-600kWh	2.83
			Exceeding 600kWh	3.51
Commercial	Single phase 0-200kWh	9.60	2.86	
	Single phase Exceeding 200kWh	16.65	0-500kWh	2.86
			501-1000kWh	3.22
			Exceeding 1000kWh	3.79
	Three Phase 0-200kWh	9.39	2.86	
	Three Phase Exceeding 200kWh 超	16.65	0-50kWh	2.86
			501-1000kWh	3.22
			Exceeding 1000kWh	3.79
Government	Single Phase	28.85	4.14	
	Three Phase	28.85	4.14	
Bulk consumers with power demand over 150kVA		85.25	0-25,000kWh	3.50
			Exceeding 25,000kWh	3.79

#### 2.3.4 PUC の財務状況と補助金

PUC は電気事業、水道事業、下水道事業の 3 つの事業部門を有するが、電気事業の売り上げが全事業の 84%(2014 年)を占めており、電気事業が主要な事業となっている。図 2.3.4-1 に近年の PUC の部門別売り上げの推移を示す。

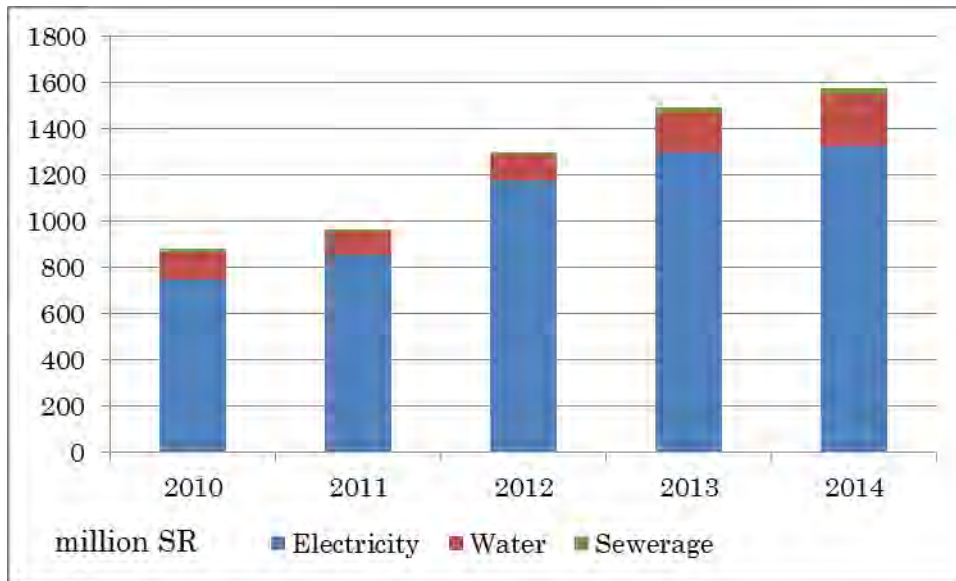


図 2.3.4-1 PUC の部門別売り上げの推移

図 2.3.4-2 に各部門の収益の推移を示す。PUC は水道事業及び下水道事業が赤字となっているが、電気事業は 2012 年以降黒字となっている。

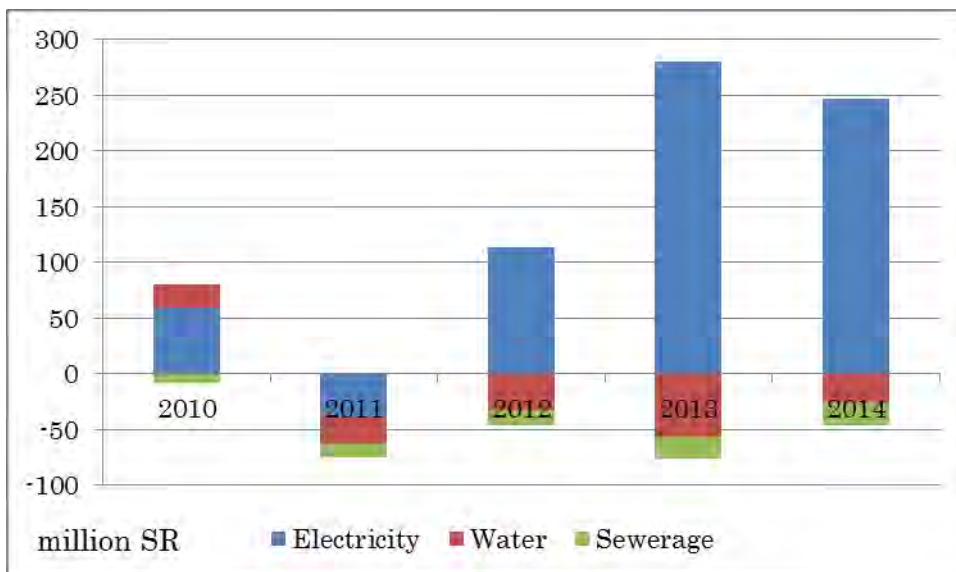


図 2.3.4-2 PUC の部門別収益状況の推移

PUC の 2014 年の部門別収支を表 2.3.4-1 に示す。電気事業の経費の 76%を燃料費が占めており、電力供給コストの低減・安定化のためには再生可能エネルギーの導入を急ぐ必要がある。

表 2.3.4-1 2014 年の PUC 部門別収支状況  
(Thousand SR)

	Electricity	Water	Sewerage	Total Segments	Adjustments and eliminations	Consolidated
<b><u>Income</u></b>						
Revenue from operations	1,288,918	181,511	21,933	1,492,362	-	1,492,362
Other income	36,806	43,742	1,598	82,146	7,085	89,231
Total	1,325,724	225,253	23,531	1,574,508	7,085	1,581,593
<b><u>Expenditure</u></b>						
Consumables and spares	843,865	33,253	5,084	882,202	-	882,202
Employee benefit expenses	78,554	73,766	10,289	162,609	-	162,609
Finance expense	-	-	-	-	9,089	9,089
Depreciation and amortisation	38,886	55,276	9,088	103,250	-	103,250
Other operating overheads	117,403	88,863	19,227	225,493	627	226,120
Total	1,078,708	251,158	43,688	1,373,554	9,716	1,383,270
<b><u>Profit/(Loss) from operations</u></b>	247,016	(25,905)	(20,157)	200,954	(2,631)	198,323

PUC のバランスシートを表 2.3.4-3 に示す。PUC のバランスシートは単年度の事業収益の改善を反映し、財務状況の改善が進み、自己資本の比率が向上している。設備投資に対する政府補助金は、電力、水道、下水道ともに継続しているが、その額が減少してきている。

表 2.3.4-2 PUC のバランスシート (2014 年決算)

	Notes	2014 SR	As restated 2013 SR	As restated 2012 SR
<b>ASSETS</b>				
<b>Non Current assets:</b>				
Property, plant and equipment	6	1,443,004,889	1,435,874,264	947,073,071
Intangible assets	7	1,670,929	2,144,622	481,070
Capital work in progress	8	416,417,404	229,529,944	499,810,109
Trade and other receivables	9	1,908,143	-	-
		<u>1,863,001,365</u>	<u>1,667,548,830</u>	<u>1,447,364,250</u>
<b>Current assets:</b>				
Inventories	10	319,341,893	220,007,682	159,424,974
Trade and other receivables	9	245,458,483	198,814,288	161,744,944
Cash and cash equivalents	11	294,637,104	353,103,382	98,119,491
		<u>859,437,480</u>	<u>771,925,352</u>	<u>419,289,409</u>
<b>Total Assets</b>		<u>2,722,438,845</u>	<u>2,439,474,182</u>	<u>1,866,653,659</u>
<b>EQUITY, DEFERRED GRANT AND LIABILITIES</b>				
<b>Equity</b>				
Assigned capital	12	1,439,743,591	1,439,743,591	1,439,743,591
Revenue deficit		(122,772,249)	(321,095,820)	(525,270,221)
<b>Total Equity</b>		<u>1,316,971,342</u>	<u>1,118,647,771</u>	<u>914,473,370</u>
<b>Deferred Grants</b>				
Non Current	13	66,495,606	64,393,399	759,274,672
Current	13	986,869,031	979,336,872	27,846,094
		<u>1,053,364,637</u>	<u>1,043,730,271</u>	<u>787,120,766</u>
<b>Non Current liabilities:</b>				
Borrowings	14	142,665,867	118,330,371	-
Trade and other payables	15	30,194,424	29,085,018	25,844,449
Employee benefit liabilities	16	52,795,716	41,401,042	39,006,880
		<u>225,656,007</u>	<u>188,816,431</u>	<u>64,851,329</u>
<b>Current liabilities:</b>				
Borrowings	14	41,189,794	-	-
Trade and other payables	15	82,566,932	82,160,391	96,002,584
Employee benefit liabilities	16	2,690,133	6,119,318	4,205,610
		<u>126,446,859</u>	<u>88,279,709</u>	<u>100,208,194</u>
<b>Total Liabilities</b>		<u>352,102,866</u>	<u>277,096,140</u>	<u>165,059,523</u>
<b>Total Equity, Deferred Grants and Liabilities</b>		<u>2,722,438,845</u>	<u>2,439,474,182</u>	<u>1,866,653,659</u>

### 2.3.5 政策・制度

エネルギー政策の目標を達成するために2012年にエネルギー法を制定し、再生可能エネルギーIPPの発電事業への参入を可能としている。下記に示すように太陽光発電を中心に再生可能エネルギー導入促進政策が順次実施されており、2013年後半以降系統連系型の太陽光発電の導入が急速に進んでいる。

#### (1) PUCのルーフトップ太陽光発電ネットメーターリング制度創設

PUCは2013年9月から太陽光発電の系統連系を認めて、PUCに対する売電電力計を設置し、需要家の購入電力量からPUCに対する販売電力量を差し引いて電気料金を請求するネ

ットメーターリング制度を導入している。住宅向け電力契約者については太陽光発電設置容量に制限はないが、業務用電力契約者については購入電力量の 50%を上限としている。消費電力を PUC に対する供給電力量が上回った場合には、PUC が燃料費相当電気料金の 88%の価格で買い取ることにしている。この制度が導入されて以来、従量料金が最も高い業務用及び政府用大口電力需要家を中心に太陽光発電の導入が急速に進んでいる。

#### (2) 住宅の太陽光発電設置費に対する低利融資制度の創設

世界銀行の支援（“Seychelles Energy Efficiency and Renewable Energy Program”（SEEREP））により、住宅向けに省エネルギーと再生可能エネルギー機器設置費用に対して上限額 100,000 ルピーまでを商業銀行を通じて低利融資する制度が創設された。金利は 5%で、返済期間は 1-5 年である。融資を受ける際には借入額の 2.5%を自己資金で賄うことが条件となっている。SEEREP は商業銀行に対して個別の貸付額の 50%までを保証している。

#### (3) 住宅及び業務用の太陽光発電設置費に対する補助制度の創設

UNDP/GEF の支援で、住宅向けの太陽光発電設置費に対する補助制度が 2014 年春に創設されている。対象設備は 3kW 以下のルーフトップ太陽光発電設備で補助率は当初は 35%であったが、2015 年 4 月からは 25%に減額されている。補助金は設置工事完了後に支払われる。業務用電力需要家の太陽光発電設置費に対する補助制度は 2014 年 7 月に創設された。対象設備は 15kW 以下のルーフトップ太陽光発電設備で補助率は 15%である。補助金の上限額は US\$100,000 である。両制度とも制度発足の 1 年前までさかのぼって適用される。補助金算定の基礎となる太陽光発電の設置単価は市場価格をもとに算定することにしており、現在の単価は住宅用が US\$2.8/W、業務用が US\$3.2/W である。

#### (4) Feed-in tariff の創設及び再生可能エネルギー IPP

SEC は EnergyNotics の調査結果を踏まえて 8 月末に閣議で再生可能エネルギーの Feed-in tariff 制度創設を検討する予定である。Feed-in tariff の対象規模は 100kW(又は 500kW)を上限とし、これを超える規模の再生可能エネルギー施設は IPP の対象として PUC との交渉により個別に売電条件を決める方向で検討中である。Feed-in tariff は全て（海洋エネルギーは対象外）の再生可能エネルギーを対象とし、再生可能エネルギーの種類ごとに買い取り価格を決める予定である。

### 2.3.6 他ドナー支援状況

セーシエルの電力セクター及び再生可能エネルギーに関する支援は世界銀行(IFC)及び UNDP が中核的役割を担っている。世界銀行は料金調査(Tariff Study)を支援して、PUC の電気料金の内部補助、PUC の電力、水道、下水事業部門間の部門間補助を是正し、PUC の経営改善(設備投資を含めた経営面の持続性確保)を図ることを目指している。料金調査の結果を踏まえてセーシエル政府は、8 年間をかけて PUC の各部門の料金のリバランスを行う料金制度改定を行うことにしており、2013 年 11 月に電気料金の改定を行っている。また、世界銀行(IFC)は、省エネルギー及び再生可能エネルギーの普及も支援しており、住宅部門を対象として”Seychelles Energy Efficiency and Renewable Energy Program”（SEEREP）

を資金的に支援している。この支援措置はセーシェルの商業銀行を通じた低利融資の提供、銀行に対する低利融資貸付の 50%までの保証の提供である。

UNDP は GEF の資金を利用して住宅向け(3kW 以下)及び業務用向け(15kW 以下)太陽光発電設置費用に対する補助制度を支援している。

世界銀行及び UNDP 以外の援助機関のエネルギーセクターに対する支援は下記の通りである。

- EU は IDC (Indian Ocean Commission) のメンバー国である(セーシェル、マダガスカル、モーリシャス、コモロ諸島、レユニオン(フランス領)の 5 カ国)を通じてエネルギーセクターを支援。支援の内容は、法制度整備及び省エネルギーが中心である。
- 中国は太陽光発電街路灯及び太陽熱温水器を支援。
- 韓国は La Digue 島で PV-Diesel-Battery ハイブリッドシステムの小規模(30 戸)パイロットプロジェクトを実施予定である。現在、実施計画を検討中。
- インドは無償資金で低所得層向けの小規模 PV システムの導入を支援するプロジェクトを推進している。現在、どのように低所得層向けの PV 導入支援を行うか支援の方法を検討中(高率の補助金等)である。また、La Digue 島でバイオマスエネルギーのプロジェクトを実施予定。
- 三菱自動車は La Digue 島で電気自動車導入を提案している。電源は PV-Diesel ハイブリッドシステムを提案。資金は他の援助資金を期待している。
- スリランカは Praslin 島で PV-Wind-Diesel ハイブリッドシステムの小規模商業パイロットプロジェクトを計画中である。スリランカが投資を行い、電気料金で投資回収する計画。
- アブダビファンドは、PUC のディーゼル発電機導入を支援(無償金協力)

## 2.4 Mahe 島及び Praslin 島の電力供給設備

### 2.4.1 Mahe 島

#### (1) ディーゼル発電設備

PUC は Mahe 島に VICTORIA B(発電可能出力：16,700kW)、VICTORIA C(発電可能出力：74,000kW)の2箇所の発電所を保有している。VICTORIA B 発電所は老朽化した発電機が多く、各機とも出力制限が設けられているため、実際に出力可能とする総容量は28,848kWに対し16,700kWとなっている。

一方、VICTORIA C 発電所は B 発電所より新しいことから Mahe 島のメイン電源として運用を行っている。各発電所の発電機一覧を表 2.4.1-1 に示す。また、Mahe 島の2014年4月9日の負荷カーブを参考として図 2.4.1-1 に示す。同図より Mahe 島の最大負荷は約50MW程度である。

表 2.4.1-1 Mahe 島のディーゼル発電機一覧

POWER PLANT: VICTORIA B (NEW PORT) MAHE ISLAND								
GENSET	MAKE/TYPE	RATED OUTPUT(Kw)	Derated Capacity (kw)	SPEED	MANUFACTURER	YEAR INSTALLED	FUEL USED	TOTAL RUNNING HOURS
SET 1B	K8 MAJOR	2,500	1,000	500	MIRRELES BLACKSTONE (UK)	1971	LFO (Diesel)	116261
SET 3B	K8 MAJOR	2,500	1,200	500	MIRRELES BLACKSTONE (UK)	1971	LFO (Diesel)	113144
SET 4B	K8 MAJOR	2,500	1,500	500	MIRRELES BLACKSTONE (UK)	1978	LFO (Diesel)	113924
SET 5B	KV12 MAJOR	5,000	3,500	600	MIRRELES BLACKSTONE (UK)	1981	LFO (Diesel)	118612
SET 6B	8ZAL 40	5,000	0	600	SULZER (Switzerland)	1986	HFO (Heav fuel oil, 180 cSt@50°C)	94252
SET 7B	8ZAL 40 S	5,000	3,500	500	SULZER (Switzerland)	1990	HFO (Heav fuel oil, 180 cSt@50°C)	114148
SET 8B	18V 32 LN	6,348	6,000	750	WARTSILA FINLAND	1998	HFO (Heav fuel oil, 180 cSt@50°C)	100032
	Total	28,848	16,700					
POWER PLANT: VICTORIA C (ROCHE CAIMAN) MAHE ISLAND								
GENSET	MAKE/TYPE	RATED OUTPUT (kw)	Derated Capacity (kw)	SPEED	MANUFACTURER	YEAR INSTALLED	FUEL USED	TOTAL RUNNING HOURS
SET A11	18V 32 LN	6,348	6,000	750	WARTSILA FINLAND	2000	HFO (Heav fuel oil, 180 cSt@50°C)	93376
SET A21	18V 32 LN	6,348	6,000	750	WARTSILA FINLAND	2000	HFO (Heav fuel oil, 180 cSt@50°C)	96520
SET A31	18V 32 LN	6,348	6,000	750	WARTSILA FINLAND	2000	HFO (Heav fuel oil, 180 cSt@50°C)	79399
SET A41	18V 32 LN	6,348	6,000	750	WARTSILA FINLAND	2000	HFO (Heav fuel oil, 180 cSt@50°C)	70724
SET A51	W18V 32	8,000	8,000	750	WARTSILA FINLAND	2015	HFO (Heav fuel oil, 180 cSt@50°C)	1834
SET A61	W18V 32	8,000	8,000	750	WARTSILA FINLAND	2015	HFO (Heav fuel oil, 180 cSt@50°C)	1796
SET B11	18V 32 LN	6,348	6,000	750	WARTSILA FINLAND	2000	HFO (Heav fuel oil, 180 cSt@50°C)	99010
SET B21	18V 32 LN	6,348	6,000	750	WARTSILA FINLAND	2000	HFO (Heav fuel oil, 180 cSt@50°C)	92819
SET B31	18V 32 LN	6,348	6,000	750	WARTSILA FINLAND	2000	HFO (Heav fuel oil, 180 cSt@50°C)	75227
SET B41	W18V 32	8,000	8,000	750	WARTSILA FINLAND	2011	HFO (Heav fuel oil, 180 cSt@50°C)	30656
SET B51	W18V 32	8,000	8,000	750	WARTSILA FINLAND	2011	HFO (Heav fuel oil, 180 cSt@50°C)	31753
	Total	76,436	74,000					

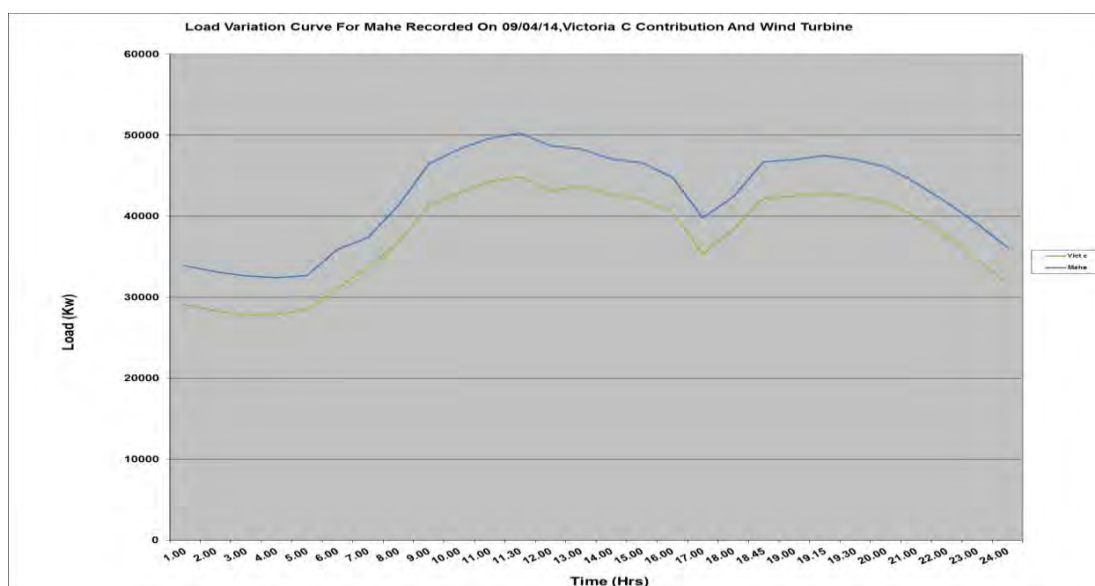


図 2.4.1-1 Mahe 島の負荷カーブ(2014年4月9日)



PUC Victoria C 発電所 全景



PUC Victoria C 発電所 発電機



PUC Victoria C 発電所 中央制御室



PUC Victoria C 発電所 電気室



PUC Victoria B 発電所 中央制御室



PUC Victoria B 発電所構内 発電機



(2) 風力発電設備

Mahe 島には 2012 年にアブダビの資金援助による韓国 Unison 社製の風力発電設備が 6MW (750kW×8 機) 導入されている。発電機一覧を表 2.4.1-2 に示す。また、各号機ごとの年間平均風速及び月ごとの平均風速を図 2.4.1-2、図 2.4.1-3 に示す。

表 2.4.1-2 Mahe 島の風力発電機一覧

WIND FARM						
WINDTURBINE	MAKE/TYPE	RATED OUTPUT (kw)	Derated Capacity (kw)	SPEED	MANUFACTURER	YEAR INSTALLED
1	U57-30	750	750		UNISON CO LTD	2012
2	U57-31	750	750		UNISON CO LTD	2012
3	U57-32	750	750		UNISON CO LTD	2012
4	U57-33	750	750		UNISON CO LTD	2012
5	U57-34	750	750		UNISON CO LTD	2012
6	U57-35	750	750		UNISON CO LTD	2012
7	U57-36	750	750		UNISON CO LTD	2012
8	U57-37	750	750		UNISON CO LTD	2012
	Total	6,000	6,000			

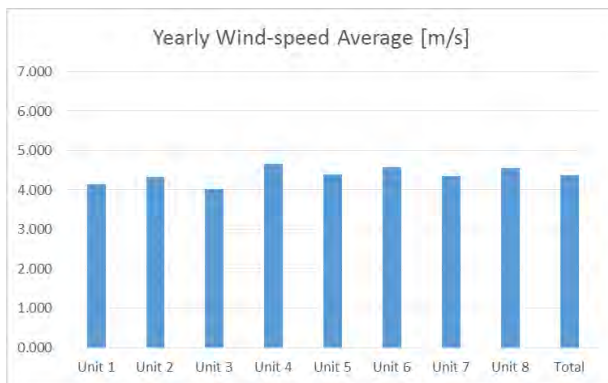


図 2.4.1-2 機器ごとの年間平均風速

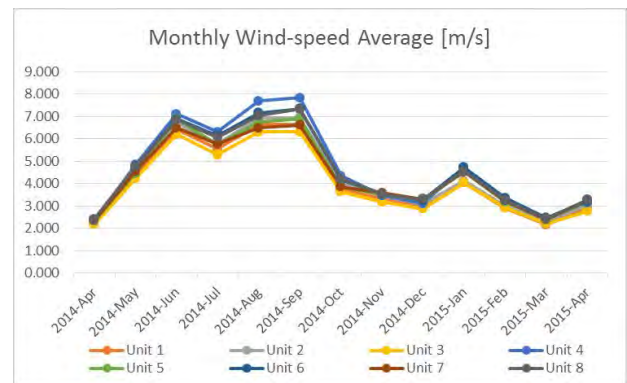


図 2.4.1-3 月ごとの年間平均風速



図 2.4.1-4 風力発電設備設置状況

(3) 太陽光発電設備

1) 導入状況

第1回調査で収集した資料によると、セーシェルでは首都 Mahe 島をメインとして既に 135 箇所の設備に合計 1,151kW の太陽光発電設備が導入されている。一番規模が大きい太陽光発電設備は Mahe 島のセントラルバンクに導入されている 139kW の設備となっている。比較的規模の大きい 10kW 以上の設備一覧を表 2.4.1-3 に示す。

表 2.4.1-3 太陽光発電設備一覧

ID	Applicant	Address	island	Installer	Total kW	Commissioned
1	Amalgamated Tobacco	Point Larue	Mahe	Sea & Sun Technology	39.8	20/09/2013
2	Central Bank of Seychelles	Victoria	Mahe	Pace Seychelles	139.3	16/12/2013
3	L'Archipel Hotel	Praslin	Praslin	Pace Seychelles	74.4	01/09/2014
4	L'Aurier Eco Hotel & Restaurant	Cote D'Or (Praslin)	Praslin island	Pace Seychelles	39.2	02/07/2014
5	Amalgamated Tobacco	Point Larue	Mahe	Sea & Sun Technology	39.8	26/02/2014
6	Radley Weber	Glacis	Mahe	MEJ Electrical	10.9	24/02/2014
7	France Bonte	La Misere	Mahe	Jim Lesperance	15.0	20/08/2014
8	Abhaje Valabhji Pty Ltd	Providence	Providence Atoll	Sea & Sun Technology	45.1	01/08/2014
9	Sahajanand Builders	Providence	Providence Atoll	MEJ Electrical	17.0	04/11/2014
10	Hunt Deltel	Ile Du Port	Mahe	MEJ Electrical	102.0	03/06/2014
11	Ravi Raghvani	Capucins	Mahe	MEJ Electrical	10.0	28/07/2014
12	Nandu Raghvani	Capucins	Mahe	MEJ Electrical	10.0	12/09/2014
13	Guy Adam	Ma Constance	Mahe	Sea & Sun Technology	10.2	17/06/2014
14	Seychelles Pension Fund	Victoria	Mahe	MEJ Electrical	76.0	19/12/2014
15	Independence School	Ile Du Port	Mahe	MEJ Electrical	30.0	09/01/2015
16	Civil Construction Co. Ltd	Providence	Providence Atoll	MEJ Electrical	40.0	09/02/2015
17	Heliconia Grove Beach Bangalow	Cote D'Or (Praslin)	Praslin island	MEJ Electrical	10.0	09/01/2015
18	Nigel Michel	Glacis	Mahe	MEJ Electrical	10.0	09/12/2014
19	Charles Pool	Cote D'Or (Praslin)	Praslin island	MEJ Electrical	10.0	27/03/2015
20	Allied Builders (Seychelles ) limit	Le Rocher	Mahe	Sea & Sun Technology	15.0	19/12/2014
21	Allied Builders #2	Le Rocher	Mahe	Sea & Sun Technology	15.0	19/12/2014
22	Castello Beach Hotel	Praslin	Praslin island	Sea & Sun Technology	32.3	17/03/2015
23	Lederic Chetty	Mont Simpson	Mahe	Seysolar Green Energy LTD	17.0	31/03/2015
24	Penlac Seychelles	Le Rocher	Mahe	Sea & Sun Technology	10.8	06/03/2015
25	Vijay Construction PTY LTD	Providence	Providence Atoll	Vijay Construction PTY Ltd.	32.2	29/12/2014
26	Seychelles Civil Aviation Authorit	Point Larue	Mahe	MEJ Electrical	30.0	22/01/2015
27	James Laporte	English River	Mahe	MEJ Electrical	15.0	27/04/2015



Amalgamated Tobacco Company 80kW



Victoria 市内セーシェル中央銀行 140kW

## 2) 導入事例

セーシェル国では住宅用及び産業用の太陽光発電設備が合計で約 1.2MW 導入されている。その 1 例として、空港近くのたばこ工場の 80kW、中央銀行の 140kW 等のシステムを以下に掲載する。

### 太陽光発電設備参考例 (AMALGAMATED TOBACCO COMPANY)

#### 【設備概要】

- 設備容量：80kW
- パネル：LG(polycrystalline)、パワーコンディショナー (PCS)：6×15kW SMA (Sunny tripower)
- 設備投資：2,900,000USD (¥22,600,000) 投資回収年数：3.5年
- 保証：10年
- 工場の最大負荷：60kW



図 2.4.1-5 PV 導入写真(たばこ工場)

太陽光発電設備参考例  
(Central Bank of Seychelles)

【設備概要】

- 設備容量：140 kW (2013年12月)
- パネル:LG(mono-crystalline)、パワーコンディショナー(PCS):9×17kW SMA(Suny tripower) PVパネルの反射を抑制するために黒色のパネルを採用。(銀行の景観上の配慮方針)
- 設備投資：500,000USD (¥52,000,000) 投資回収年数：4～5年



図 2.4.1-6 PV導入写真(中央銀行)

#### (4) 送配電設備

セーシャルのMahe島の電力系統は高圧33kV、中圧11kV、低圧400V/230Vによって、地下埋設や架空で送電されている。第1回調査のヒアリングでは、今後サウジアラビアの資金で、送電能力の弱い33kVの南部系統を2年間かけて増強(ループ化)する計画がある。

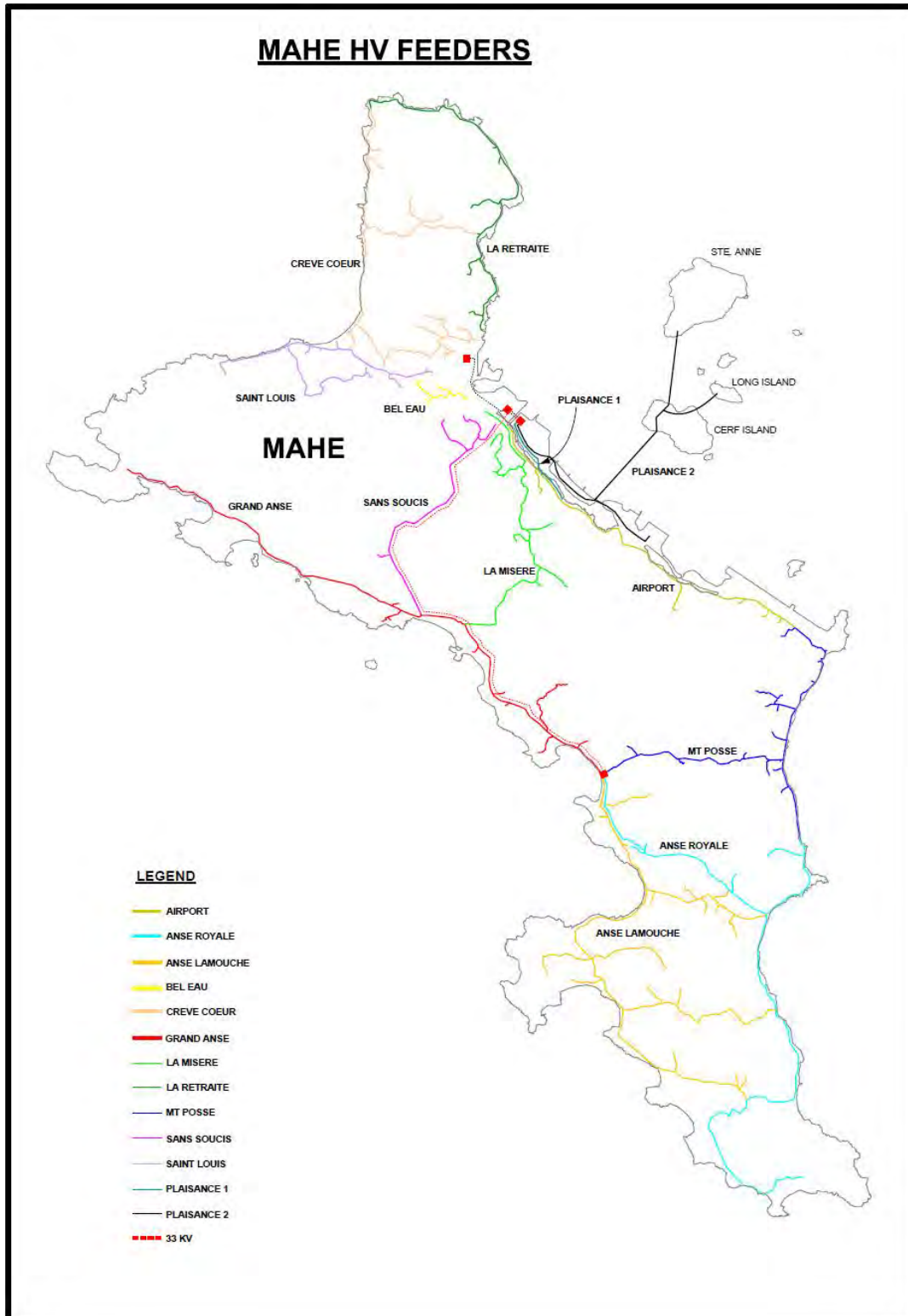


図 2.4.1-7 Mahe 島送配電系統図

## 2.4.2 Praslin 島

### (1) ディーゼル発電設備

PUC は Praslin 島に発電可能出力：13,550kW の発電所を保有している。発電機一覧を表 2.4.2-1 に示す。また、Praslin 島の 2015 年 4 月 23 日の負荷カーブを参考として図 2.4.2-1 に示す。また、2014 年の最大負荷、最小負荷のグラフを図 2.4.2-2 に示す。同図より Praslin 島の最大負荷は約 8,000kW 程度である。

表 2.4.2-1 Praslin 島のディーゼル発電機一覧

POWER PLANT: PRASLIN ISLAND									
GENSET	MAKE/TYPE	RATED OUTPUT (kw)	Derated Capacity (kw)	SPEED	MANUFACTURER	YEAR INSTALLED	FUEL USED	TOTAL RUNNING HOURS	
SET 1P	ESL 8	670	450	750	BLACKSTONE (UK)	1981	LFO (Diesel)	114131	
SET 2P	ESL 8	670	450	750	BLACKSTONE (UK)	1981	LFO (Diesel)	128908	
SET 3P	ESL 8	670	450	750	BLACKSTONE (UK)	1981	LFO (Diesel)	132098	
SET 4P	ESL 8	670	0	750	BLACKSTONE (UK)	1990	LFO (Diesel)	127793	
SET M4	3516	1,400	1,200	1500	CATERPILLAR (US)	1999	LFO (Diesel)	57898	
SET M5	3516	1,200	1,100	1500	CATERPILLAR (US)	2000	LFO (Diesel)	33654	
SET M6	KTA 50 G3	1,000	1,000	1500	CUMMINS	2013	LFO (Diesel)	171	
SET 9P	W6L32	2,500	2,500	750	WARTSILA FINLAND	2015	LFO (Diesel)	3052	
SET 6P	6 SW 280	1,500	1,400	750	STORK WARTSILA (Holland)	1996	LFO (Diesel)	107608	
SET 7P	12 SW 280	3,000	2,500	750	STORK WARTSILA (Holland)	2003	LFO (Diesel)	76586	
SET 8P	12 SW 280	3,000	2,500	750	STORK WARTSILA (Holland)	2003	LFO (Diesel)	78285	
Total		16,280	13,550						

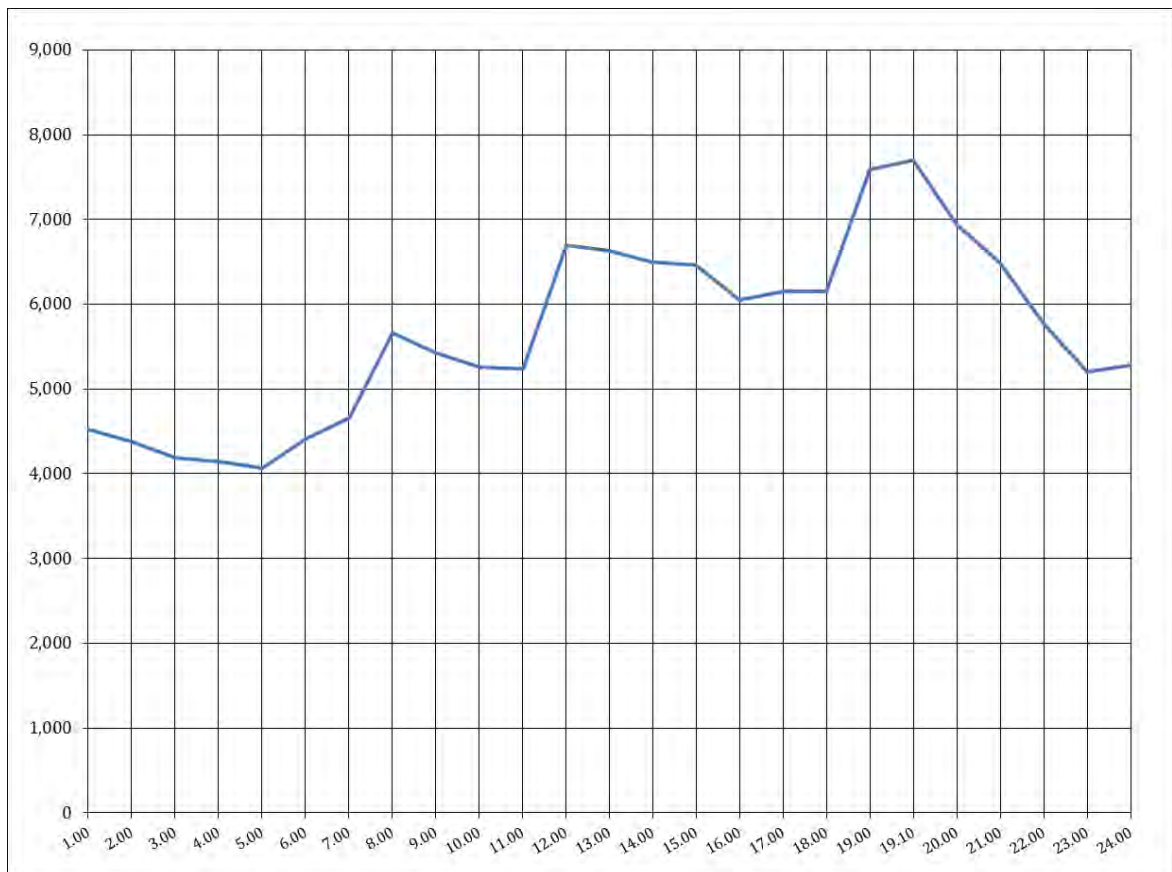


図 2.4.2-1 Praslin 島の負荷カーブ (2015 年 4 月 23 日)

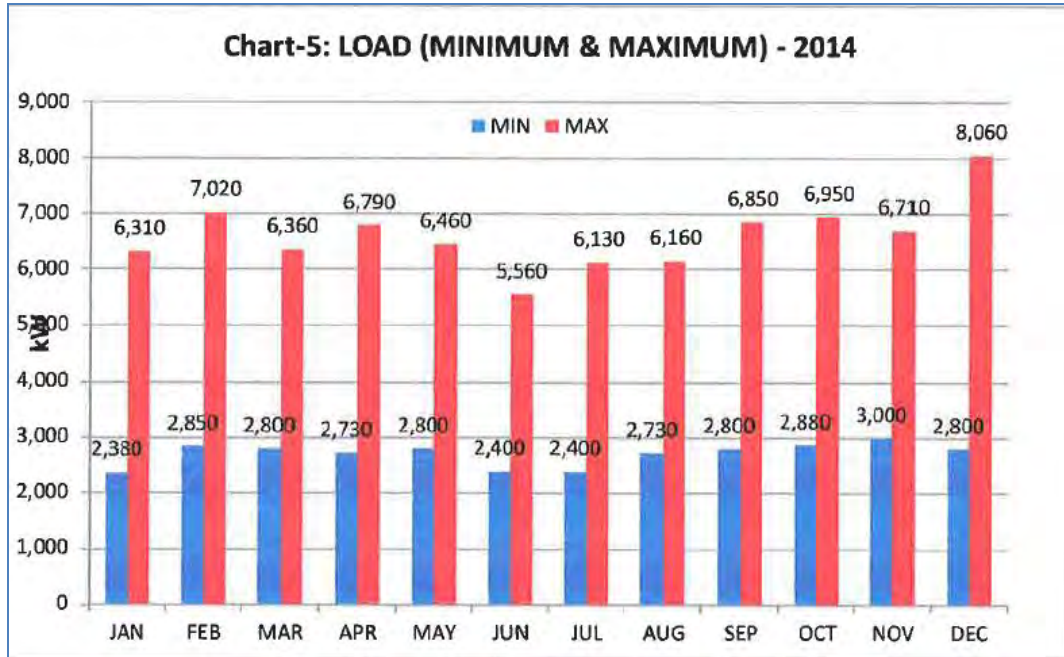


図 2.4.2-2 Praslin 島の最大負荷・最小負荷(2014 年)



PUC Praslin 発電所 DG 発電所



PUC Praslin 発電所 DG 発電機



PUC Praslin 発電所 中央制御室 制御盤



PUC Praslin 発電所 コンテナ型 DG 発電機

(2) 太陽光発電設備

第1回調査で収集した資料によると、Praslin 島では既にホテルを中心に7箇所の設備に合計約 180kW の太陽光発電設備が導入されている。一番規模が大きい太陽光発電設備は L'Archipel Hotel の 74.4kW の設備となっている。太陽光発電設備一覧を表 2.4.2-2 に示す。

表 2.4.2-2 太陽光発電設備一覧

ID	Applicant	Address	island	Installer	Total kW	Commissioned
1	L'Archipel Hotel	Praslin	Praslin island	Pace Seychelles	74.4	01/09/2014
2	L'Aurier Eco Hotel & Restaurant	Cote D'Or (Praslin)	Praslin island	Pace Seychelles	39.2	02/07/2014
3	Vijay International School	Praslin	Praslin island	Pace Seychelles	6.5	25/10/2013
4	Island Motors Co. Ltd	Bois De Rose (New)	Praslin island	MEJ Electrical	5.0	12/12/2013
5	Heliconia Grove Beach Bangalow	Cote D'Or (Praslin)	Praslin island	MEJ Electrical	10.0	09/01/2015
6	Charles Pool	Cote D'Or (Praslin)	Praslin island	MEJ Electrical	10.0	27/03/2015
7	Castello Beach Hotel	Praslin	Praslin island	Sea & Sun Technology	32.3	17/03/2015

(3) 送電設備

セーシャルの Praslin 島の電力系統は高圧 33kV、中圧 11kV、低圧 400V/230V によって送電されている。一方、隣の島である La Digue 島へは Praslin 島から海底ケーブル(2回線)によって電力供給が行われている。図 2.4.2-3 に Praslin 島の送電系統図を示す。

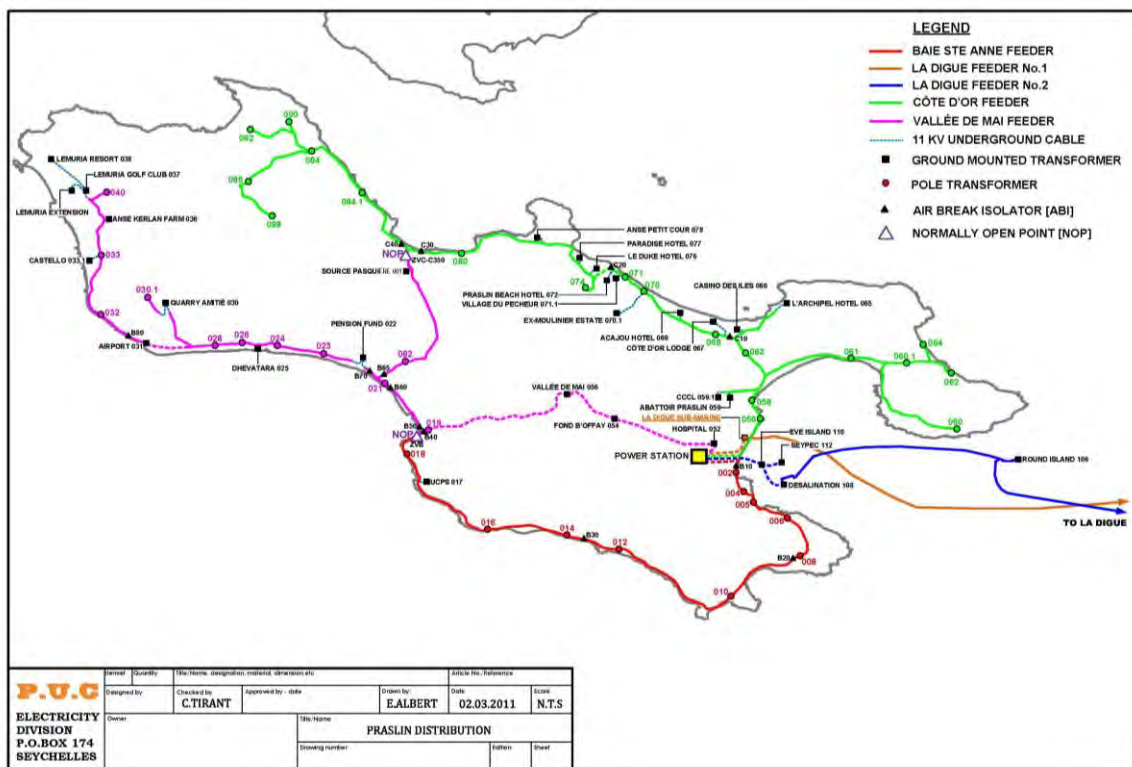


図 2.4.2-3 11kV 送電系統図



## 2.5 離島調査の概要

### 2.5.1 La Digue 島

La Digue 島は人口約 3,000 人程度の小さな島であり、主要産業は観光業である。Carrying Capacity Study of La Digue Island によれば、2012 年の総ベッド数は約 1,000 程度である、小規模なゲストハウス、セルフケータリング施設が大半を占めている。

主要な公共施設は、La Digue District Administration, Logan Hospital, La Digue School (小中学校)、L' Union State Park (養豚場あり)、PUC 浄水場、ガソリンスタンド 1 軒等。2015 年 7 月から魚市場が建設予定となっている。また、島の自動車台数は約 40 台である。



図 2.5.1-1 La Digue 島調査地点

(1) 主要宿泊施設

■ Le Domaine De L' orangeraine

55Villa(現在8Villaを建設中)。300-350kW。非常用自家発(500kW)あり。

	
La Digue District Administration	Logan Hospital
	
Le Domaine De L' orangeraine	ヒアリング状況

■ La Digue Island Lodge

73室。自家発なし。350kW

	
La Digue Island Lodge	ヒアリング状況

(2) La Digue 島の電力供給

Praslin 島の Baie St Anne 発電所から La Passe に至る海底ケーブルと発電所から Eva 島、海水淡水化装置、Round 島経由で La Passe に至る 2 本の海底ケーブルで供給を行っている。現在、3 本目の海底ケーブル建設を計画中である。また、中国の支援による PV 街路灯が 40 基設置されている。

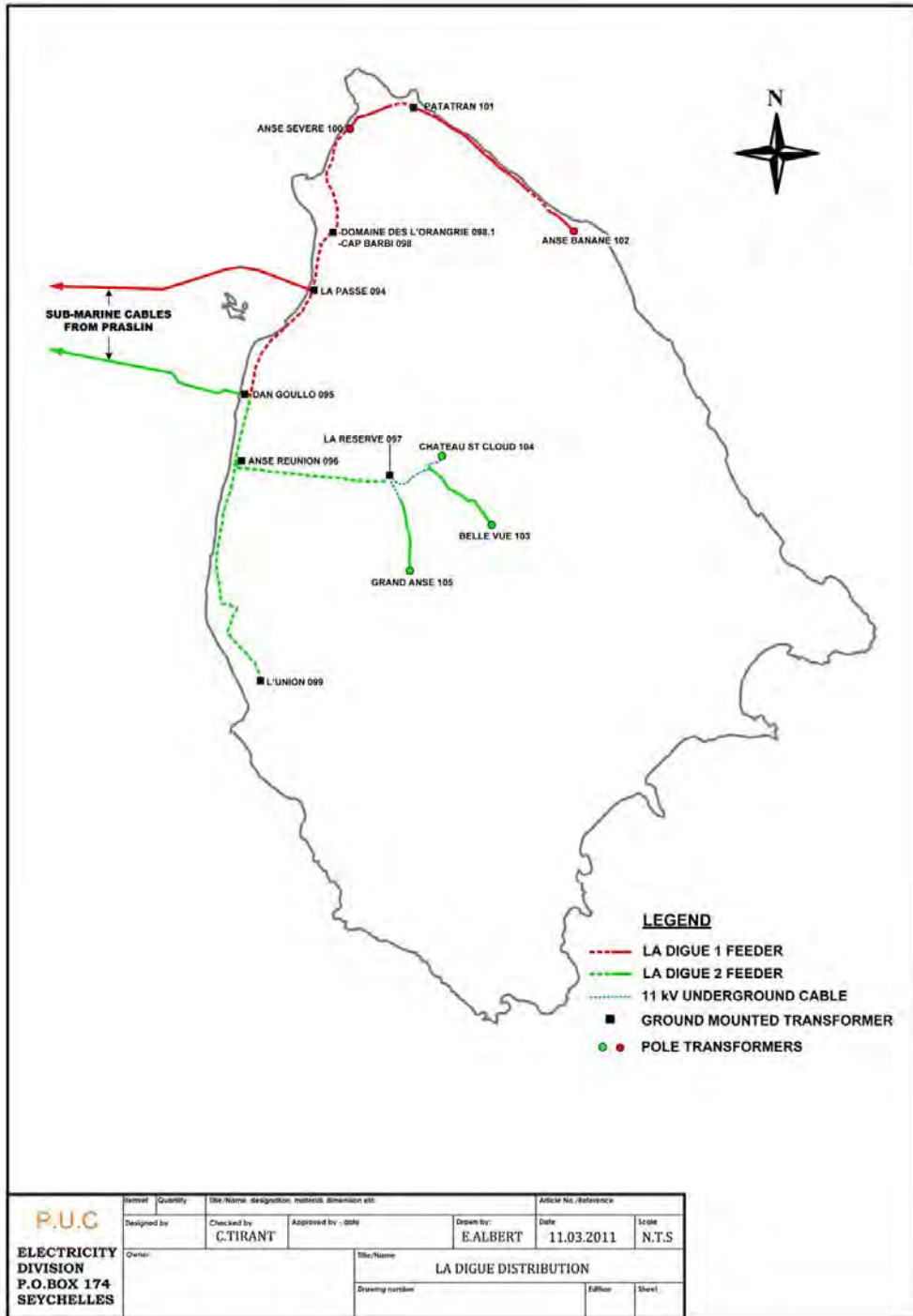


図 2.5.1-2 La Digue 島の配電線系統図

(3) La Digue 島の水供給

PUC が全島に水供給（現在の浄水能力は 850 m<sup>3</sup>/日）水源の内訳は下記の通り。

■表流水

600 - 800 m<sup>3</sup>/day (wet season)

0 m<sup>3</sup>/day (dry season)

■地下水

800 - 900 m<sup>3</sup>/day (wet season)

200 - 300 m<sup>3</sup>/day (dry season)

■海水淡水化

Maximum 900 m<sup>3</sup>/day

(since 08/2012, before 300 m<sup>3</sup>/day)

■供給ポンプ

ポンプが 6 基、地下水揚水用ポンプ(2.2kW)が 2 基(1 台のみ使用中)ある。2015 年 5 月 5 日の水供給量は 1,345m<sup>3</sup>/日。



図 2.5.1-3 PUC 所有の地下水濾過施設

## 2.5.2 Curieuse 島

Curieuse 島はセーシェル諸島の離島の1つで、Praslin 島の北西部に位置する、面積 2.86km<sup>2</sup> のセーシェルで2番目に大きな島である。



図 2.5.2-1 Curieuse 島主要施設位置図

### (1) 電力需給の現状

- ・ 発電設備：5.5kVA ディーゼル発電機及び 5kVA ガソリン発電機（澤藤電機製 Elemax SH7600、エンジンはホンダ GX390）

※ディーゼル発電機は 2014 年訪問時も今回訪問時も故障のため Praslin 島で修理中。

- ・ 2014 年訪問時には 2kW 発電機もあり、昼間の電力供給に利用していたが今回訪問時には未確認。
- ・ 通常の給電時間：17 時～6 時
- ・ 配電電圧：単相 240V
- ・ ピーク需要：5kW 程度
- ・ 発電機燃料消費量：20L/日（多い時は 40L/日程度）  
 ※エンジン定格出力で 3.5L/h)
- ・ ガソリン価格：SR22/L



図 2.5.2-2 ディーゼル発電機

(2) 主要施設の電力需要

主要な需要機器は下記のとおり。

■管理棟：

冷蔵庫、洗濯機、液晶テレビ、揚水ポンプ、照明、パソコン

■管理人住宅：

冷蔵庫、テレビ、照明、パソコン、その他

■給水移設：

給水ポンプ (1.3kW)

■ゲスト宿舎（外部研究者来訪時のみ使用）：

照明

■ゲスト研究者の滞在期間は数日から数週間。ゲスト研究者滞在中は24時間電力供給。  
ゲスト研究者滞在中の最大電力は7-8kW（大型の研究機材用電力はレンタル発電機  
で対応。

管理棟内の需要機器



図 2.5.2-3 管理棟内の機器



図 2.5.2-4 管理棟



図 2.5.2-5 給水施設

### 2.5.3 Desroches 島

Desroches 島はMahe 島から南西方向 230 k m に位置し、飛行機で約 40 分の位置にある。

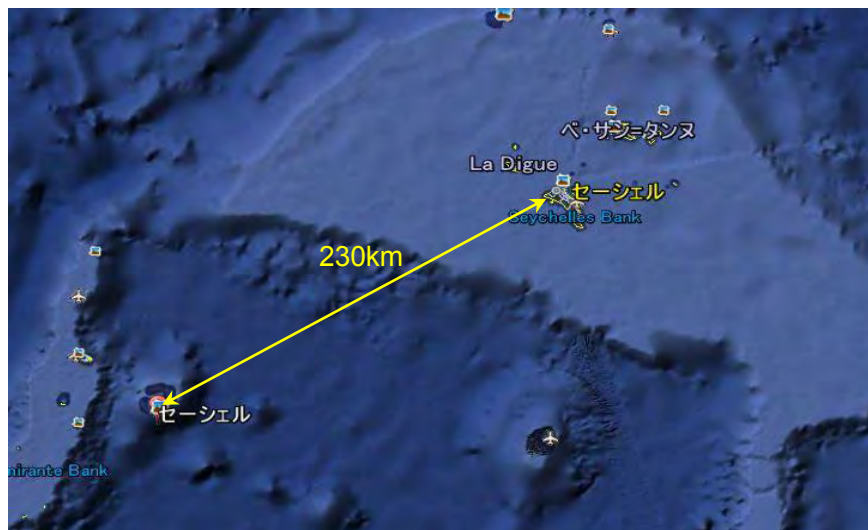


図 2.5.3-1 Desroches 島位置図



図 2.5.3-2 Desroches 島施設位置図



(1) ディーゼル発電所及び太陽光発電設備の設置候補地

ディーゼル発電所は空港の滑走路中央部に横断道があり、その西側に位置している。太陽光発電設備の設置候補地は、IDCの職員に案内して頂き、ディーゼル発電所の東側約400mの距離に位置している。



図 2.5.3-3 ディーゼル発電所及び太陽光発電設備設置候補地

(2) 発電設備の構成

ディーゼル発電所には発電機が3基設置されており、通常1台での電力供給が行われている。機器の型式等は以下のとおり。

- ・ CAT 800F 725KVA (cos  $\phi$  0.8) 580kW  $\times$  3 機
- ・ N:1500rpm, 400/230V. 50Hz
- ・ 合計出力 1.74MW
- ・ 制御方式 : アイソクロナス、ロードシェアリング



図 2.5.3-4 ディーゼル発電設備

### (3) 負荷カーブ

Desroches 島の年間の負荷カーブを図 2.5.3-5 に示す。最大負荷は4月の約 570kW であり、平均負荷は概ね、300kW~400kW 程度である。尚、IDC からの情報によると、今後、ホテルのオーナーの変更に伴い、系統負荷が 1.5 倍程度に増加することが予想されている。

(単位：W)

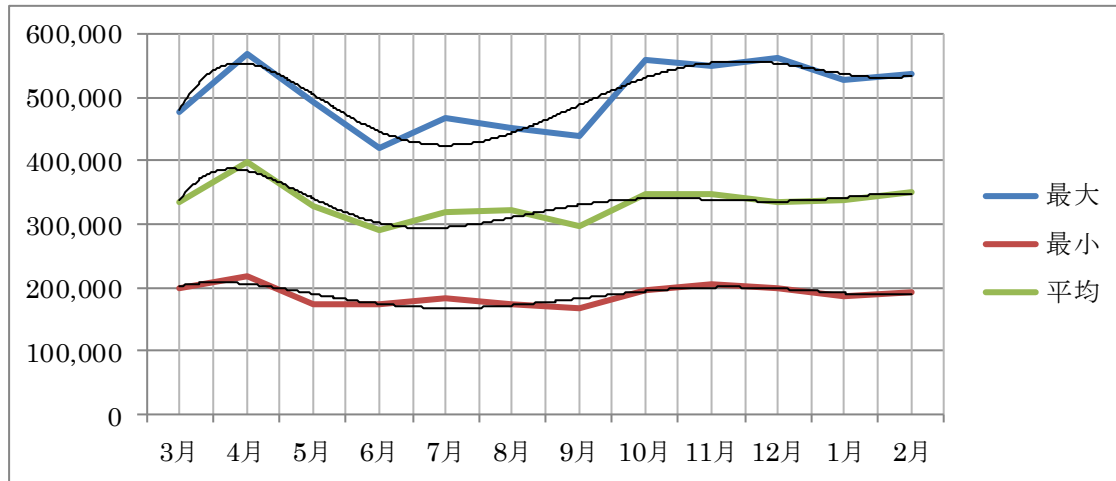


図 2.5.3-5 年間負荷カーブ

## 第3章 調査結果

### 3.1 系統接続可能な再生可能エネルギー許容量評価手法支援（短周期制約の検討）

#### 3.1.1 再生可能エネルギー許容量評価手法について

太陽光発電や風力発電のような再生可能エネルギーは自然の力に依存し、変動性の電源であることから、ディーゼル発電機のように制御することは難しい。このことから再生可能エネルギーの導入量を拡大するうえでは大きく以下4つの課題<sup>1</sup>がある。

##### ①周波数変動（短周期変動）

安定した電力供給のためには、時々刻々と変動する需要に対して各発電所の出力を制御し、常に需要と発電を一致させる必要があり、これによって周波数を一定に維持している。もし、このバランスが崩れると、周波数が変動し、需要家側の電気機器の運転に影響を与える可能性があるだけでなく、一定値以上に周波数が変動すると、発電機の保護機能が働き、系統から次々と発電機が解列（発電機が電力系統から切り離されること）することにより大停電を引き起こす恐れがある。

##### ②余剰電力対策（長周期変動）

電力供給は時々刻々と変化する電力需要に合わせて電力会社が各発電所の出力を制御し、常に需要と供給を一致させるよう運用されている。このような運用は電気の物理的特性によるものであり、安定的な電力供給に必須である。しかし、出力制御が困難な再生可能エネルギー電源が増加すると、需要が少ない季節や時間帯に需要から需給調整に最低限必要となる既設電源の出力を除いた需要を再生可能エネルギー電源の出力が上回るなどの電力需給ギャップが発生する可能性がある。

##### ③配電系統の電圧上昇

配電系統（配電線）に連系される再生可能エネルギー電源、特に住宅などに設置される太陽光発電が増加すると、配電系統において電力が逆流することによって、連系点の電圧が適正值（日本であれば $101\pm 6V$ ）を逸脱する恐れがある。電圧を適正值に維持することは、需要家側の電気機器の正常使用や寿命等への影響、系統側の機器保護の観点から必要とされており、電圧が適正值を超えないよう太陽光発電を止めたり、出力を抑制するなどの対策が求められる。

##### ④再生可能エネルギーの単独運転と不要解列

上述3項目は平常時に懸念される問題であるが、緊急停止事故を含む系統事故時に想定されるものとして、再生可能エネルギー電源の単独運転と不要解列の問題がある。

1) 単独運転：落雷等による電力系統の事故や工事など、本来、供給を停止し無電圧とすべき電力系統において、再生可能エネルギー電源を含む分散型電源が系統接続したまま運転を継続することを単独運転という。この単独運転が継続されると、公衆や作業員の感電、機器損傷の発生、消防活動への影響などのおそれがあるため、電力系統から解列させる必要がある。

2) 不要解列：電力系統の周波数の動揺や電圧の変動が生じた際、本来、解列すべきでないにも関わらず、1. 動作する必要のない単独運転防止装置が動作する、2. 瞬時電圧低下の影響を受ける等により、再生可能エネルギー電源が解列することを不要解列という。多数

<sup>1</sup> NEDO 再生可能エネルギー技術白書

の再生可能エネルギー電源が広域にわたって一斉に解列すると供給力の大幅な低下につながり、需給バランス等が崩れ、電力供給に支障を来すおそれがある。日本での実例として、2007 年の中越沖地震で東京電力の柏崎刈羽原子力発電所の停止により関東一円で周波数が 0.9Hz 低下したが、その際に NEDO が群馬県太田市で展開していた 550 台の太陽光発電のうち、一部メーカーのものが一斉に解列した例がある。この現象が広域で発生すると、大量の電源喪失となり系統崩壊の危険性が出てくる。

島嶼地域における再生可能エネルギーの大量導入に向けては短周期変動要素がまず初めに顕在化する傾向があることから、**本検討では再生可能エネルギー(RE)連系許容量算出の簡易手法である代数的手法を用いて系統周波数の安定性(短周期制約)を評価する**。短周期制約に包含する太陽光発電は 50kW 以上を対象とし、50kW 未満の小規模太陽光発電については分散設置による平滑化効果が高く、周波数変動要因としては影響が小さいことから対象外とした。但し、この小規模太陽光については長周期制約には包含される。

<参考：周波数変動がもたらす影響について>

#### ■ 需要家への影響

モータの場合は周波数と回転数は比例しているためモータそのものの振動や発熱、あるいはモータを利用して制作している製品にムラを発生させ、製品としての価値を低下させたり、製品そのものの基準を満たすことができなくなる。また、時計やオートメーション機器ではつながれている電気の周波数を基準に動作しているものがあり、時計では進みや遅れ、オートメーション機器では製品ムラが発生したりする。

#### ■ 発電機側への影響

周波数がか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。

### 3.1.2 代数的手法による再生可能エネルギーの許容量評価

#### 3.1.2.1 代数的手法の概要

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、「発電機模擬による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、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。また、計算結果についても詳細シミュレーションと同様の結果が得られることから、セーシェルにおける本プロジェクトでは代数的手法を採用し、技術教育を実施する。

代数的手法は、許容調整残、発電機の周波数応答幅、需要変動率、RE 変動率の諸元を用いる。図 3.1.2-13.1.2-1 に代数的手法のイメージ図を示す。

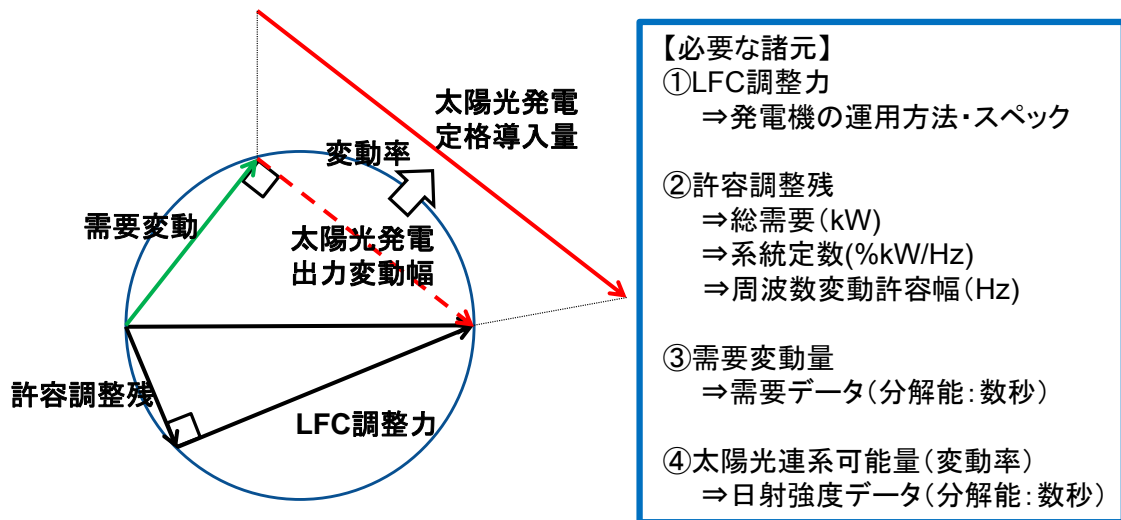


図 3.1.2-1 代数的手法イメージ

この方法により導入可能な太陽光発電の総量として以下の式で算出できる。

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

<参考：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。

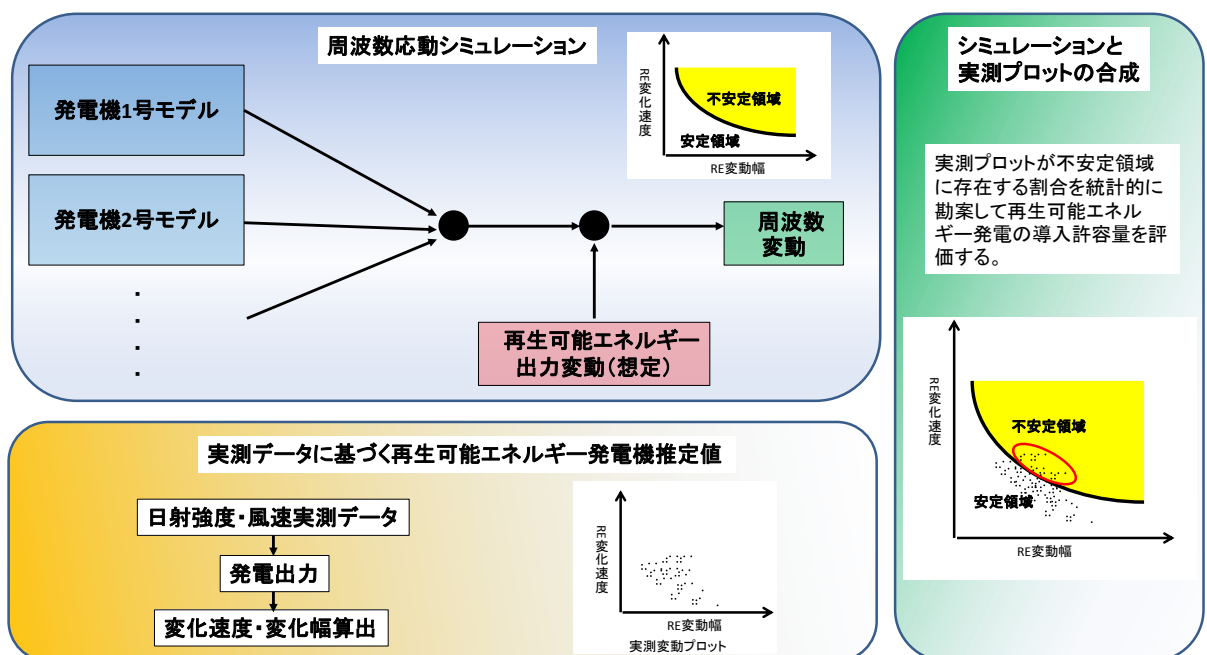


図 3.1.2-2 発電機模擬による詳細シミュレーションのイメージ

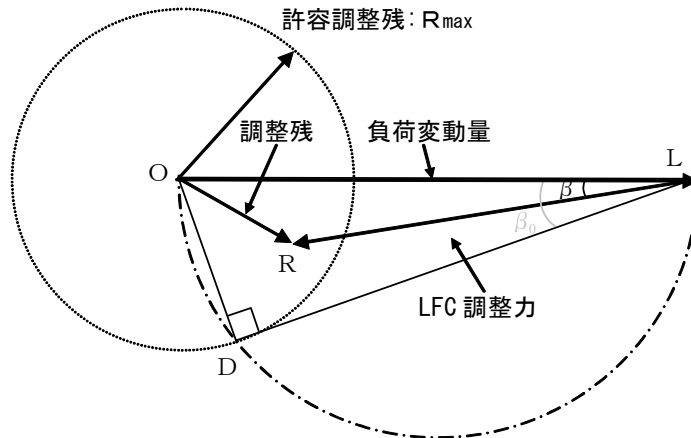
### 【用語解説】

#### ・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。沖縄系統では  $60 \pm 0.3\text{Hz}$  以内の調整幅のことを言う。この周波数幅によって連系許容量の値に大きな影響を与える。図 3.1.2-3 に許容調整残の概念を示す。また、許容調整残は(1)式にて算定を行っている。

#### 許容調整残算出式

$$\text{許容調整残 } R_{\max} = \text{系統定数 } (\% \text{MW/Hz}) \times \text{周波数幅 } (0.3\text{Hz}) \times \text{総需要 } (\text{MW}) \quad \cdots (1)$$



(電気学会技術報告第 869 号図 5.13 参照)

図 3.1.2-3 負荷変動量、LFC調整力、調整残の関係

#### ・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。

### 3.1.2.2 再生可能エネルギーの出力変化幅の定義

RE には短周期的な要素と長周期的な要素があり、各々の要素において発電機が負荷追従可能か検討する必要がある。代数的手法では短周期的要素を検討対象としており、沖縄では小規模独立系統の島であるため評価窓 10 分を最適時間として検討している。また、島嶼地域であるセーシェルにおいても同様の時間を検討対象時間窓とする。また、出力変動幅の定義として、評価時間窓の間の最大出力と最小出力の差としている。図 3.1.2-4 に評価時間窓の概念を示す。

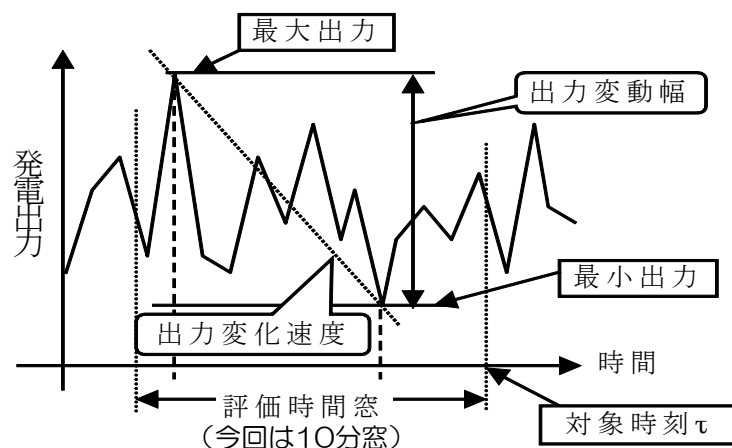


図 3.1.2-4 評価時間窓と出力変動幅の定義

### 3.1.2.3 確率的手法の概要

前述で定義した出力変動幅をそのまま採用すると、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)が大きくなる。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ふ。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、 $3\sigma$  値(全事象に対して 99.7%の確率で発生する事象)や  $2\sigma$  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。 $3\sigma$  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。リスクの取り方についてはセーシェルのニーズが重要であることから現地 C/P と協議したうえで決定する。

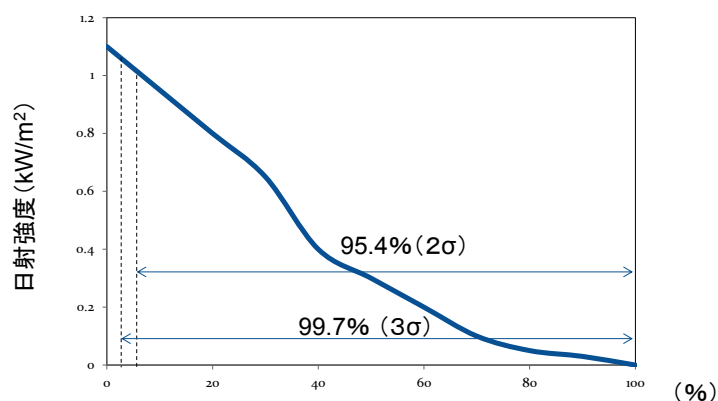


図 3.1.2-5 確率的積算イメージ ( $2\sigma$ 、 $3\sigma$ )

### 3.1.3 Mahe 及び Praslin における再生可能エネルギーの短周期制約

本プロジェクトの調査対象である 2 島 (Mahe、Praslin) について短周期制約となる再生可能エネルギー発電の連系許容量を代数的手法にて算定した。代数的手法で必要となるパラメータ (系統定数、需要変動率、総需要、日射強度変動率、風況変動率) は実測データもしくはそれに近いデータを利用した。

### 3.1.3.1 系統定数算定(周波数変動試験)

導入が期待されている RE (太陽光発電、風力発電など) は不安定性電源であるため、負荷需要に応じた制御が困難である。負荷需要に応じた制御機として、既存の発電機 (汽力発電、ディーゼル発電等) は必要不可欠である。再生可能エネルギーの導入が進むと、既存発電機の制御可能範囲を逸脱する可能性があり、停電リスクや系統の不安定性が高まる。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 (%MW/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  $\Delta P$  と周波数変動との関係式は(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 値化するために電力変動  $\Delta P$  は発電機の定格容量合計を基準にしている。

$$\begin{aligned} (\Delta P (\%MW) &= \Delta P (MW) / \text{並入発電機定格出力合計} ) \\ \Delta P / \Delta F &= K \quad (\text{一定値 : \%MW/Hz}) \quad \dots (1) \end{aligned}$$

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ため、現地発電所関係者の同意のもと実施した。

#### ① Mahe における負荷遮断試験

負荷遮断試験は 2 回行い、1 回目に 2MW 遮断、2 回目に 4MW 遮断した。2 回目の遮断で 49.2Hz まで低下したため、4MW 以上の遮断では 49Hz 以下になると想定され、フィードの周波数低下リレー (49Hz) の動作領域に入ることから試験を終了した。本試験より系統定数は 2MW 遮断時に 6.83%MW/Hz、4MW 遮断時に 7.99%MW/Hz と算定できた。代数的手法では遮断量が大きい 4MW 遮断時の値 (7.99%MW/Hz) を活用する。次頁以降に詳細な試験条件及び結果について示す。

4MW 遮断時の各発電機の応答性を比較すると、6MW 定格機の応動にはほとんど差がないのが分かるが、8MW 定格機には差があり、新ユニットである A51、A61 が旧ユニットである B41、B51 より速いことが分かった。発電機の応答性改善には旧型機のガバナ改良を検討する必要がある、製造メーカーと連携する必要がある。

今回算定した系統定数は一般的なディーゼル発電機の定数と比較すると小さく、応答性が悪いと言える。今後も発電機の応答性については検証が必要で、発電機脱落時などのデータを蓄積し、精度向上を図る必要がある。



(1) 2MW 遮断

以下の試験条件にて発電機 A21 を約 2MW 負荷遮断し、健全発電機の出力応答並びに周波数応答を 20m s で計測した。

**試験条件**

試験時刻	16/03/2016 9:17		併入	遮断
並入発電機				
定格発電機出力 (MW)	SET 8B	6.00	○	
	SET A21	6.00		○
	SET A31	6.00	○	
	SET A41	6.00		
	SET A51	8.00	○	
	SET A61	8.00	○	
	SET B11	6.00	○	
	SET B21	6.00	○	
	SET B31	6.00	○	
	SET B41	8.00	○	
	SET B51	8.00	○	
発電機出力 (MW)	SET 8B	4.50		
	SET A21	2.06		
	SET A31	4.31		
	SET A41			
	SET A51	6.49		
	SET A61	6.59		
	SET B11	4.47		
	SET B21	4.53		
	SET B31	4.05		
	SET B41	6.72		
	SET B51	7.26		
総需要 (MW)	50.98			

**試験結果**

事前周波数 (Hz)	50.05
ボトム周波数 (Hz)	49.56
周波数偏差 (Hz)	0.48
脱落発電機出力 (MW)	2.06
ボトム周波数到達時間 (s)	1.32
仕上周波数 (Hz)	49.93

**系統定数算出結果**

定格出力ベース (%MW/Hz)	6.83
------------------	------

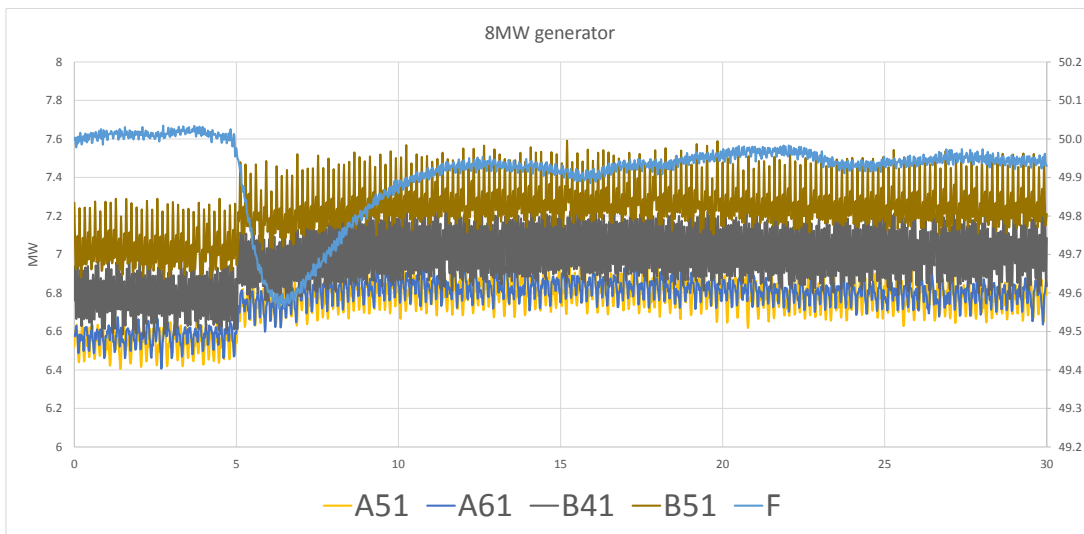
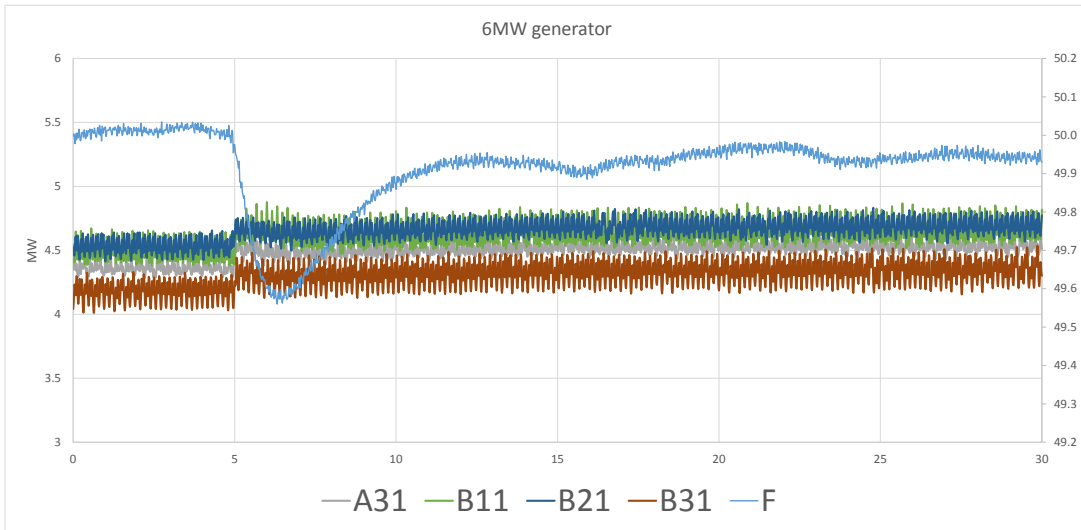
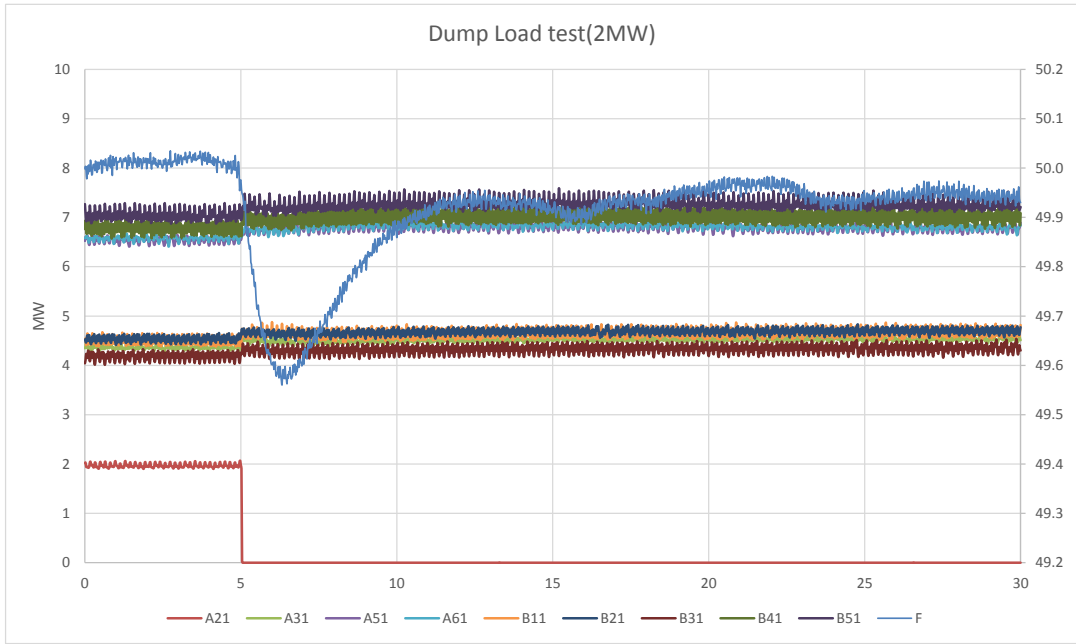


图 3.1.3-1 2MW 负荷遮断试验结果 (Mahe)

## (2) 4MW 遮断

2MW 遮断時とほぼ同じ条件にて A21 を 4MW 遮断し、健全発電機の出力行及び周波数応答について測定した。

### 試験条件

試験時刻	16/03/2016 9:26		併入	遮断
併入発電機				
定格発電機出力 (MW)	SET 8B	6.00	○	
	SET A21	6.00		○
	SET A31	6.00	○	
	SET A41	6.00		
	SET A51	8.00	○	
	SET A61	8.00	○	
	SET B11	6.00	○	
	SET B21	6.00	○	
	SET B31	6.00	○	
	SET B41	8.00	○	
	SET B51	8.00	○	
発電機出力 (MW)	SET 8B	4.50		
	SET A21	4.14		
	SET A31	4.37		
	SET A41			
	SET A51	6.52		
	SET A61	6.58		
	SET B11	4.49		
	SET B21	4.44		
	SET B31	4.01		
	SET B41	6.40		
	SET B51	6.50		
総需要 (MW)	51.94			

### 試験結果

事前周波数 (Hz)	50.05
ボトム周波数 (Hz)	49.21
周波数偏差 (Hz)	0.84
脱落発電機出力 (MW)	4.14
ボトム周波数到達時間 (s)	1.24
仕上周波数 (Hz)	49.87

### 系統定数算出結果

定格出力ベース (%MW/Hz)	7.99
------------------	------

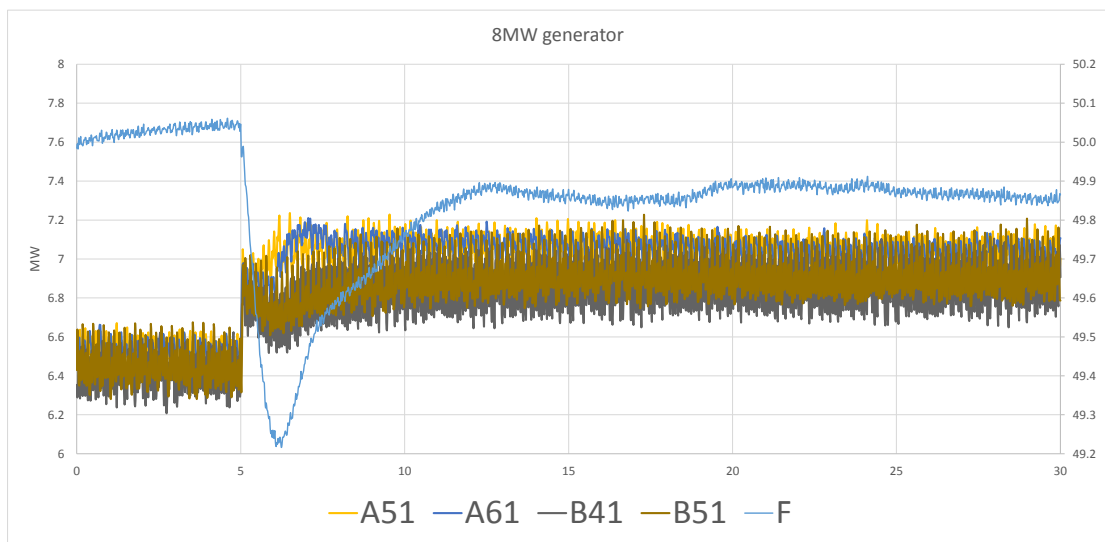
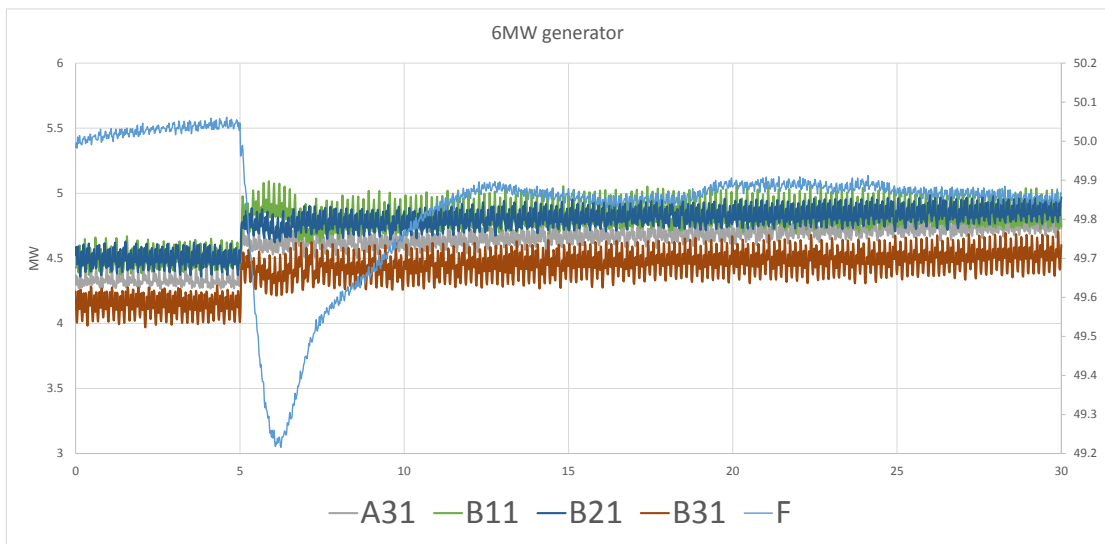
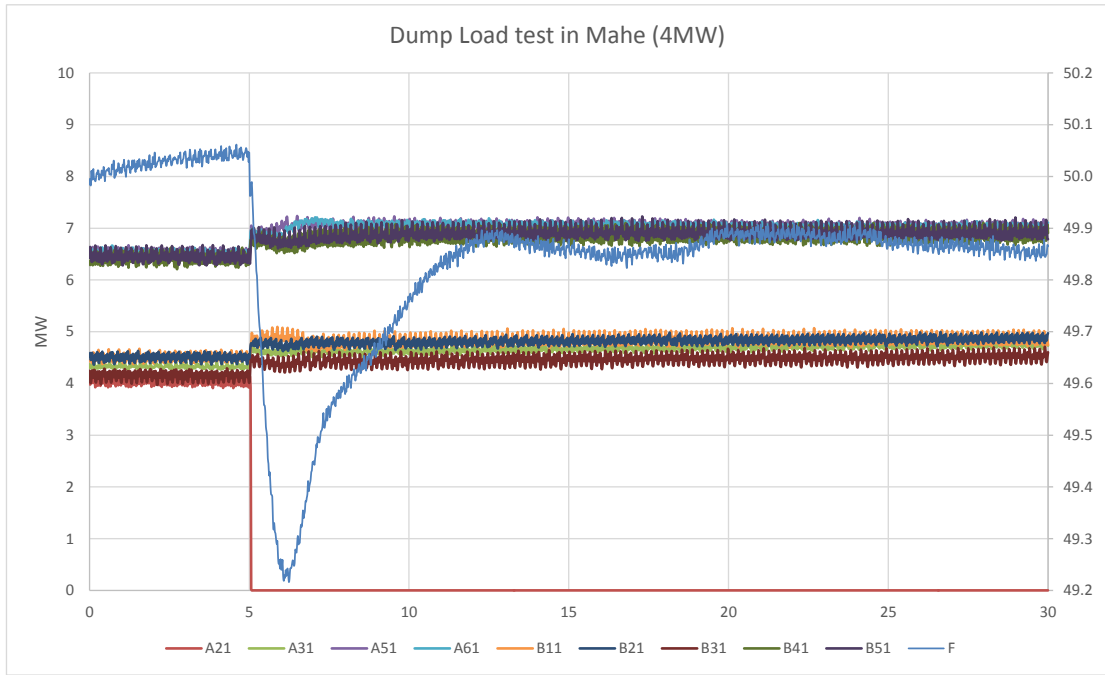


图 3.1.3-2 4MW 负荷遮断试验结果 (Mahe)

以下に参考情報として、ドイツコンサルタント Energynautics により実施(2014年8月)されたシミュレーション結果に基づいて算定した系統定数を紹介する。系統定数 27.5%MW/Hz は今回の実測値(8.54%MW/Hz)とは大きく乖離している。

- PV脱落量：5MW
- 発電機定格出力合計：26MW
- 周波数偏差：0.7Hz
- 系統定数：27.5 %MW/Hz

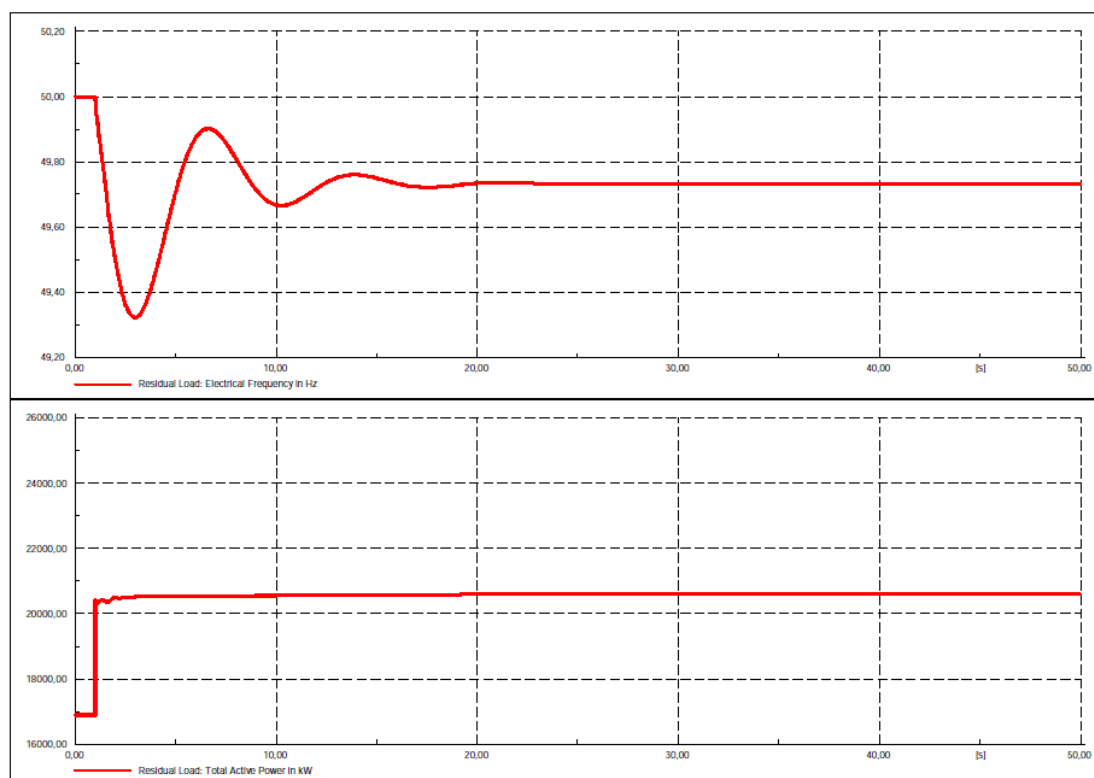


Figure 22: Frequency behaviour (top graph) during sudden loss of 5 MW PV plant (residual load is shown in lower graph) on Mahé in 2015. (Source: Energynautics)

図 3.1.3-3 Energynautics シミュレーション結果

## ② Praslin における負荷遮断試験

負荷遮断試験は 2 回行い、1 回目に 400kW 遮断、2 回目に 600kW 遮断した。2 回目の遮断で 49.48Hz まで低下したため(低下幅 0.64Hz)、600kW 以上の遮断では 49Hz 以下になると想定され、フィーダの周波数低下リレー(49Hz)の動作領域に入ることから試験を終了した。本試験より系統定数は 400kW 遮断時に 9.5%MW/Hz、600kW 遮断時に 9.79%MW/Hz と算定できた。代数的手法では 遮断量が大きい 600kW 遮断時の値(9.79%MW/Hz)を活用する。次頁以降に詳細な試験条件及び結果について示す。

(1) 400kW 遮断

以下の試験条件にて発電機 M5 を約 400kW 負荷遮断し、健全発電機の出力応答並びに周波数応答を 20m s で計測した。

**試験条件**

試験時刻	23/03/2016 9:12		併入	遮断
併入発電機				
定格発電機出力 (MW)	SET 1P	0.67		
	SET 2P	0.67		
	SET 3P	0.67		
	SET 4P	0.67		
	SET M4	1.40		
	SET M5	1.20		○
	SET M6	1.00		
	SET 5P	3.00	○	
	SET 6P	1.50	○	
	SET 7P	3.00	○	
	SET 8P	3.00	○	
	発電機出力 (MW)	SET 1P		
SET 2P				
SET 3P				
SET 4P				
SET M4				
SET M5		0.45		
SET M6				
SET 5P		1.72		
SET 6P		0.93		
SET 7P		1.59		
SET 8P		1.73		
総需要 (MW)		6.42		

**試験結果**

事前周波数 (Hz)	50.05
ボトム周波数 (Hz)	49.60
周波数偏差 (Hz)	0.45
脱落発電機出力 (MW)	0.45
ボトム周波数到達時間 (s)	1.16
仕上周波数 (Hz)	49.97

**系統定数算出結果**

定格出力ベース (%MW/Hz)	9.50
------------------	------

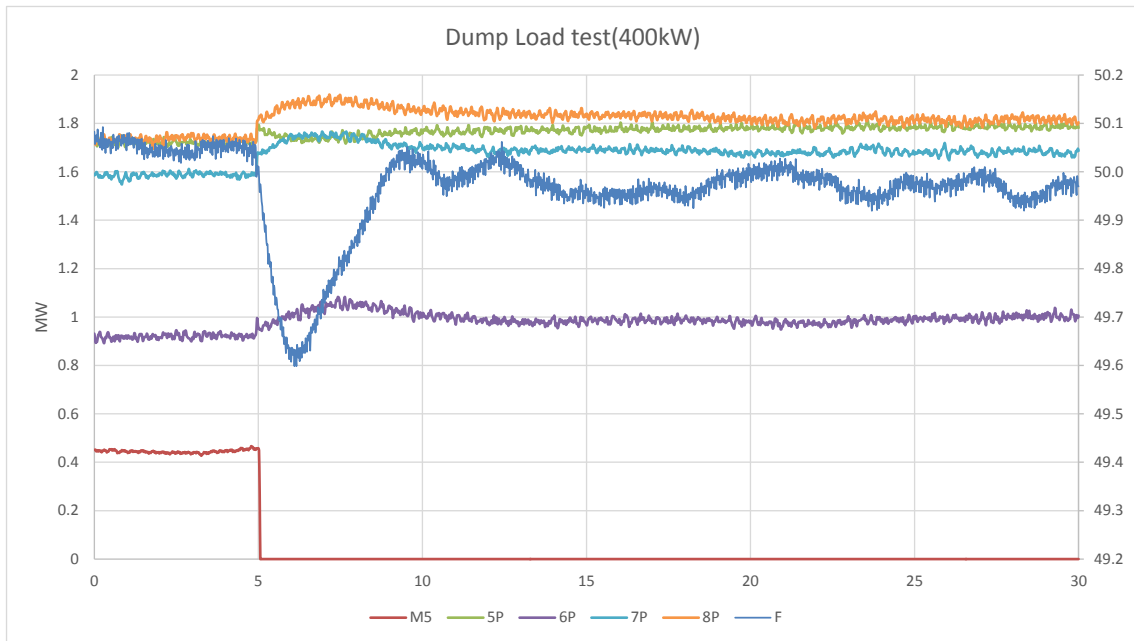


図 3.1.3-4 400kW 負荷遮断試験結果 (Praslin)

(2) 600kW 遮断

先ほどと同じ試験条件にて発電機 M5 を約 600kW 負荷遮断し、健全発電機の出力行並びに周波数応答を 20ms で計測した。

**試験条件**

試験時刻		23/03/2016 9:34		併入	遮断
併入発電機					
定格発電機出力 (MW)	SET 1P	0.67			
	SET 2P	0.67			
	SET 3P	0.67			
	SET 4P	0.67			
	SET M4	1.40			
	SET M5	1.20		○	
	SET M6	1.00			
	SET 5P	3.00	○		
	SET 6P	1.50	○		
	SET 7P	3.00	○		
SET 8P	3.00	○			
発電機出力 (MW)	SET 1P				
	SET 2P				
	SET 3P				
	SET 4P				
	SET M4				
	SET M5	0.65			
	SET M6				
	SET 5P	1.71			
	SET 6P	0.92			
	SET 7P	1.59			
SET 8P	1.70				
総需要 (MW)	6.58				

### 試験結果

事前周波数(Hz)	50.12
ボトム周波数(Hz)	49.48
周波数偏差(Hz)	0.64
脱落発電機出力(MW)	0.65
ボトム周波数到達時間(s)	1.08
仕上周波数(Hz)	49.98

### 系統定数算出結果

定格出力ベース(%MW/Hz)	9.79
-----------------	------

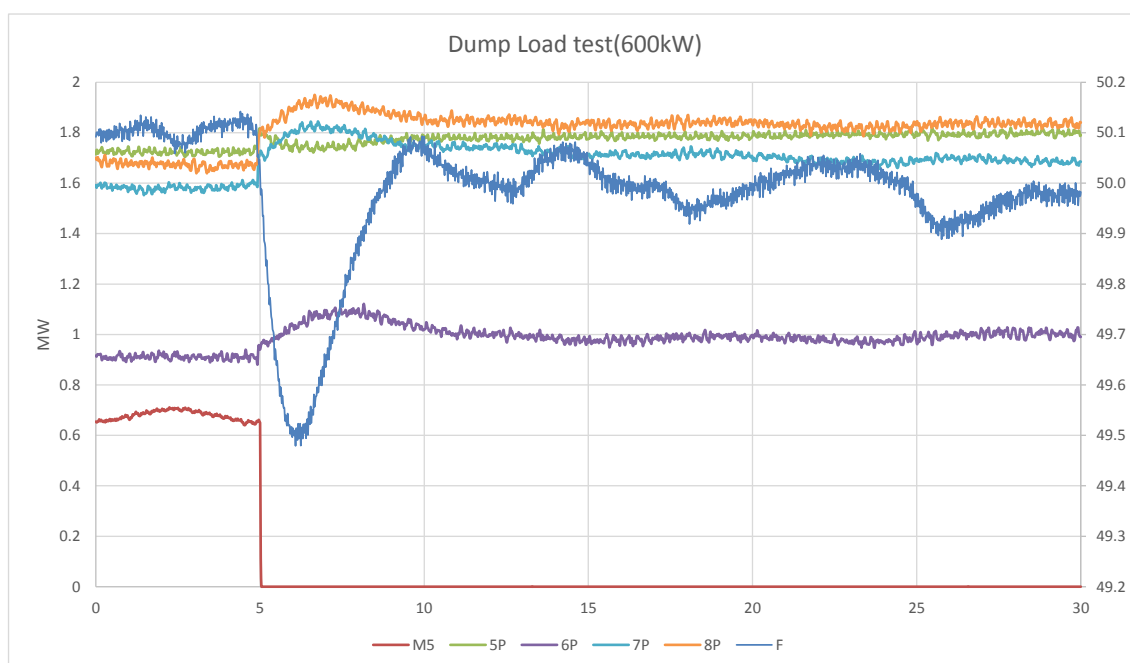


図 3.1.3-5 600kW 負荷遮断試験結果 (Praslin)

### 3.1.3.2 需要変動率算定

負荷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 3.1.3-6 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( $\sigma$  値)から  $2\sigma$ 、 $3\sigma$  の値を求め、太陽光と風車の分析用に昼間帯と 24 時間の分析結果を示す。参考として測定した日負荷曲線、周波数推移を示す。



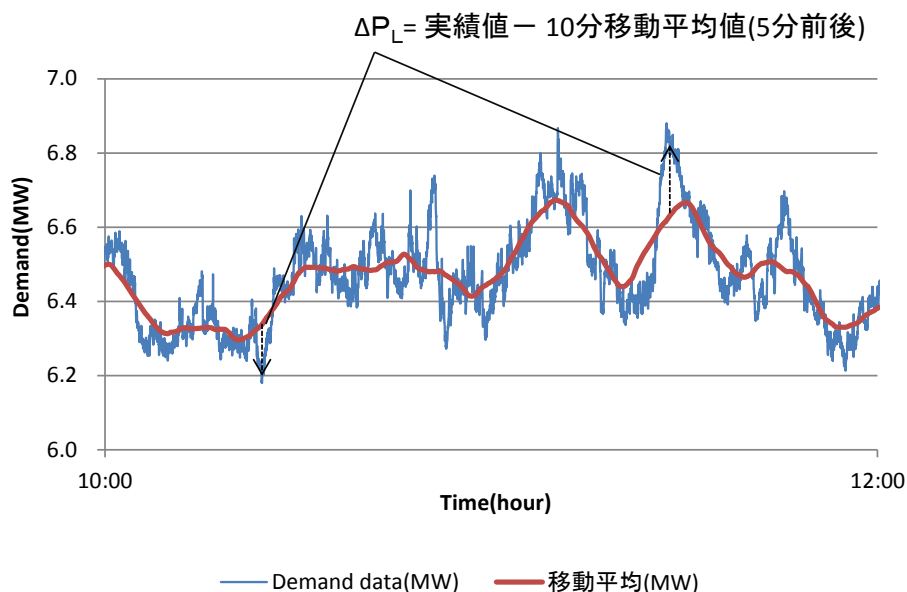


図 3.1.3-6 需要変動データ処理方法例

①Mahe

(1) 計測期間：2015年8月10日(月)～8月13日(木)

(2) 計測フィーダ：Victoria Cに連結された6フィーダ

①Transformer\_TA1

②Transformer\_TB1

③Victoria\_C No1

④Victoria\_C No2

⑤Victoria\_B No1

⑥Victoria\_B No2

※Victoria Bから供給される量が計測できなかったため、Maheの総需要としてはデータ欠損している。但し、8月10日の夜間はVictoria Cのみで供給していたので、この時間帯は総需要として検討可能である。

(3) フィーダ電力測定結果：

連続計測を行ったフィーダ電力の時間推移を図3.1.3-7～図3.1.3-9に示す。8月10日の21:30頃から11日8:00頃までがVictoria Cのみで供給した時間帯で、それ以外の時間帯はVictoria Bからの供給があるため総需要ではない。今回得られたデータでは夕方の方の点灯ピークが1日の最大需要となり、深夜帯が最低需要で、20～40MW程度の日間需要負荷で推移している。

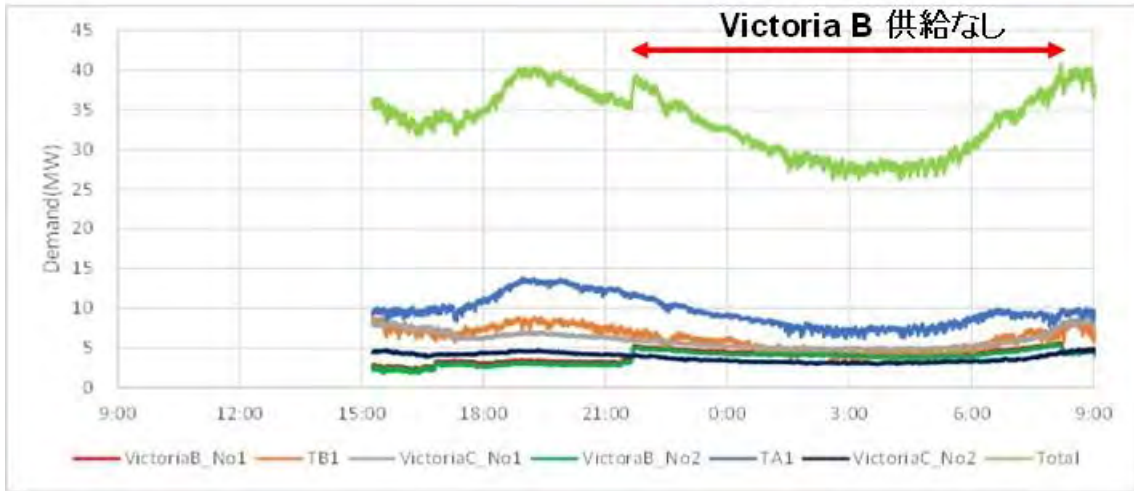


図 3.1.3-7 フィーダ電力 (8月10日15時~8月11日9時)

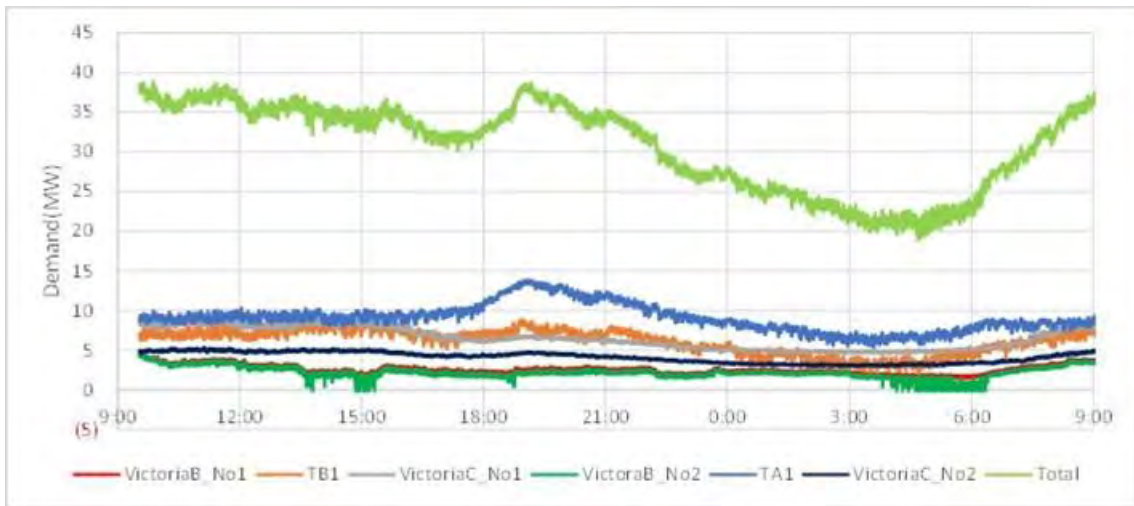


図 3.1.3-8 フィーダ電力 (8月11日9時~8月12日9時)

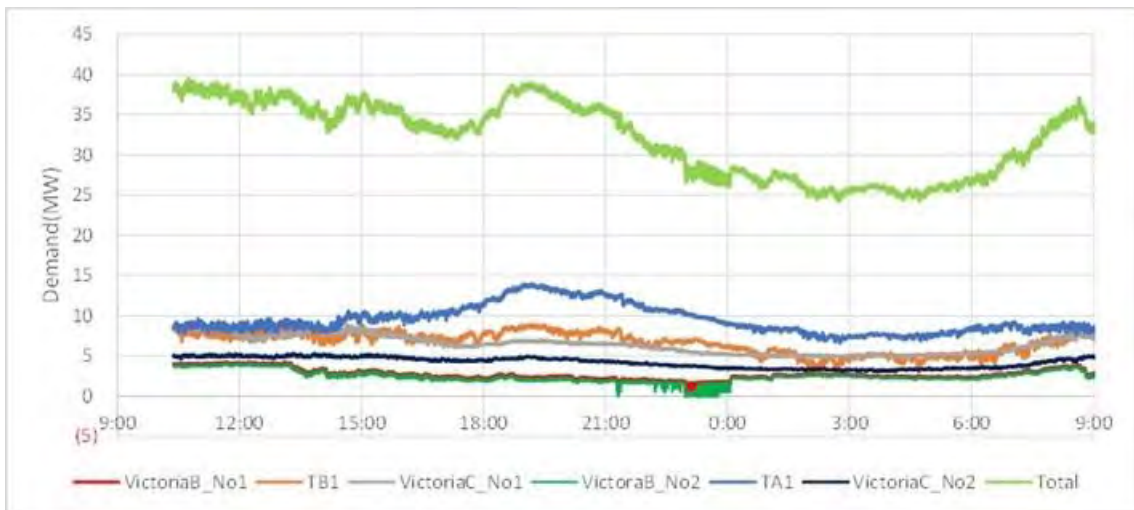


図 3.1.3-9 フィーダ電力 (8月12日10時~8月13日9時)

(4) 需要変動率算定：

測定したデータを基に需要変動率を算定した。図 3.1.3-10～図 3.1.3-12、表 3.1.3-1～表 3.1.3-3 に結果を示す。前述したように今回のフィーダ計測では総需要を測定できなかったため、VictoriaC から供給された電力から暫定的に需要変動率を算出した。結果、 $\sigma$  値は約 0.6～0.9%、 $2\sigma$  値は約 1.1～1.8%、 $3\sigma$  値は約 1.6～2.7%となった。この変動には既設風車 (6MW) の変動が加味されているため、本来であれば除外して計算する必要がある。参考として、次節に風車の変動を加味した場合の分析を行った。

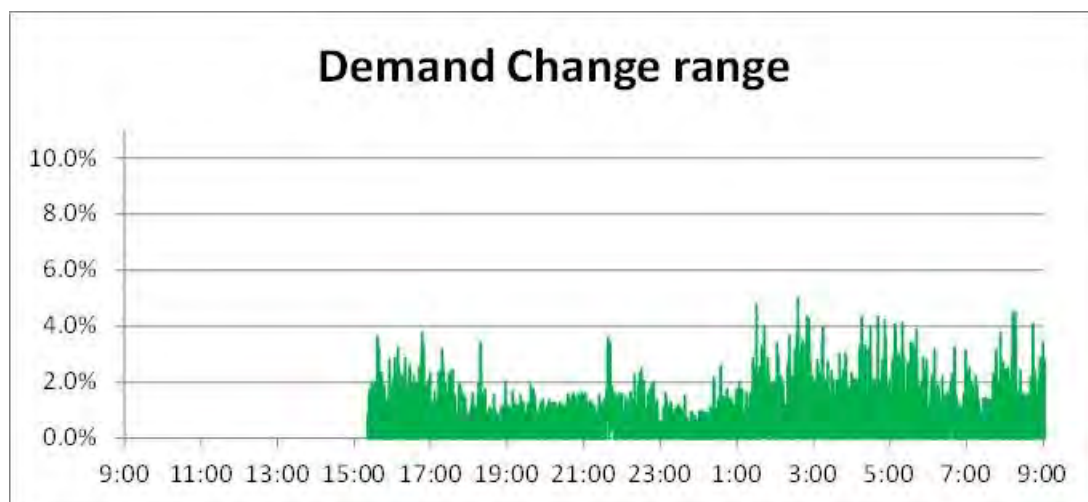


図 3.1.3-10 需要変動率時間推移 (2015年8月10日)

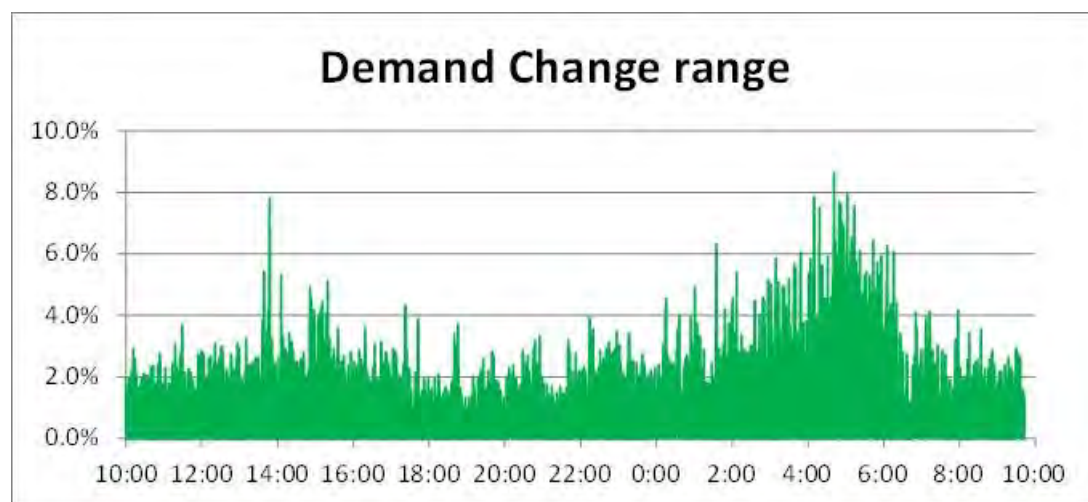


図 3.1.3-11 需要変動率時間推移 (2015年8月11日)

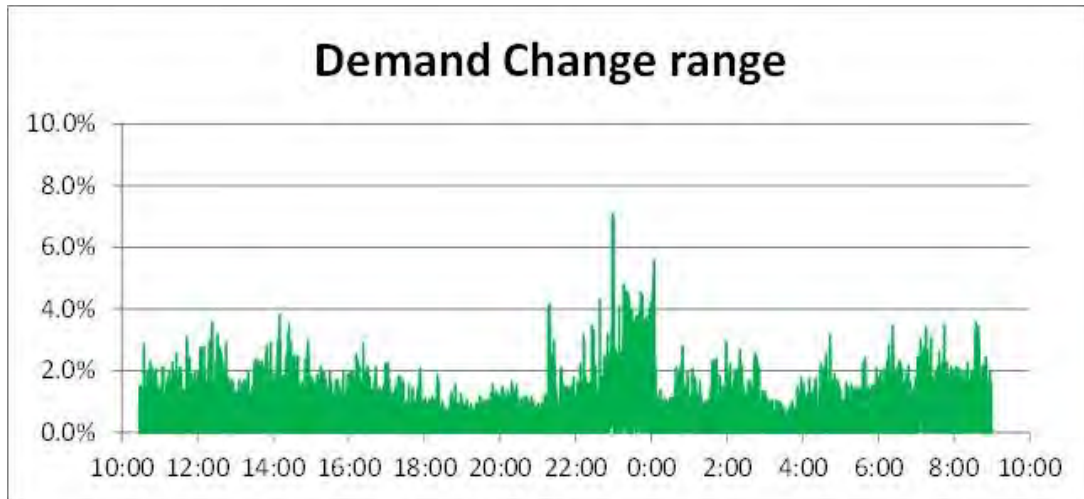


図 3.1.3-12 需要変動率時間推移 (2015年8月12日)

表 3.1.3-1 需要変動率の確率分布 (2015年8月10日)

Probability	Demand change range	
	Daytime	All time
Max(100%)	5.00%	3.73%
3σ (99.7%)	2.02%	1.56%
2σ (95.4%)	1.35%	1.24%
σ (68.3%)	0.67%	0.62%

表 3.1.3-2 需要変動率の確率分布 (2015年8月11日)

Probability	Demand change range	
	Daytime	All time
Max(100%)	8.64%	7.74%
3σ (99.7%)	2.68%	2.09%
2σ (95.4%)	1.79%	1.39%
σ (68.3%)	0.89%	0.70%

表 3.1.3-3 需要変動率の確率分布 (2015年8月12日)

Probability	Demand change range	
	Daytime	All time
Max(100%)	7.07%	3.78%
3σ (99.7%)	1.75%	1.64%
2σ (95.4%)	1.17%	1.09%
σ (68.3%)	0.58%	0.55%

【参考】

VictoriaBが停止している時間帯(8月10日22:00~8月11日8:00)は総需要データであるため、風車のデータと合成することで純粋な負荷の需要変動率を算定した。但し、風車のデータと今回計測したデータは時間同期がとれていないので、暫定的に合成を行った。

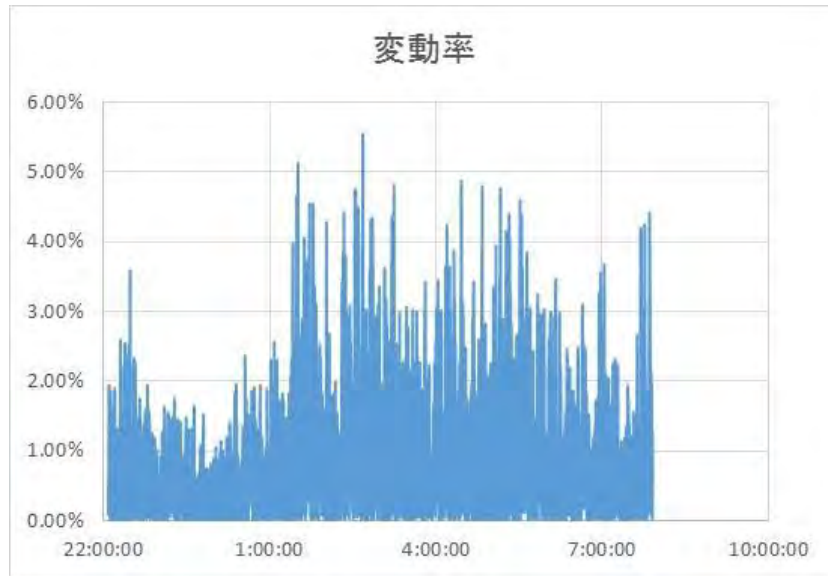


図 3.1.3-13 【参考】 需要変動率時間推移 (2015年8月10日)

表 3.1.3-4 【参考】 需要変動率の確率分布 (2015年8月10日) \_WT及びVictoriaB考慮

Probability	変動率		
	総需要	※参考	
		WT	フィーダ
Max(100%)	5.54%	76.74%	4.78%
3σ (99.7%)	2.58%	29.65%	2.18%
2σ (95.4%)	1.72%	19.77%	1.45%
σ (68.3%)	0.86%	9.88%	0.73%

(5) 周波数測定結果 :

図 3.1.3-14～図 3.1.3-16、表 3.1.3-5 に測定結果及び確率分布分析を示す。3σ値は0.3Hz以内に収まっており、比較的安定していると言える。図 3.1.3-16の8月12日の13時50分頃に周波数が大幅に変化しているが、これは発電機トリップによる影響である。今回の測定では1秒周期の測定であったため周波数偏差等の詳細分析はできなかった。

表 3.1.3-5 周波数偏差確率分布 (Mahe)

Propability	Δ F(Hz)		
	8/10	8/11	8/12
MAX	0.32	0.42	0.68
3σ	0.22	0.28	0.17
2σ	0.16	0.20	0.13
σ	0.09	0.11	0.07

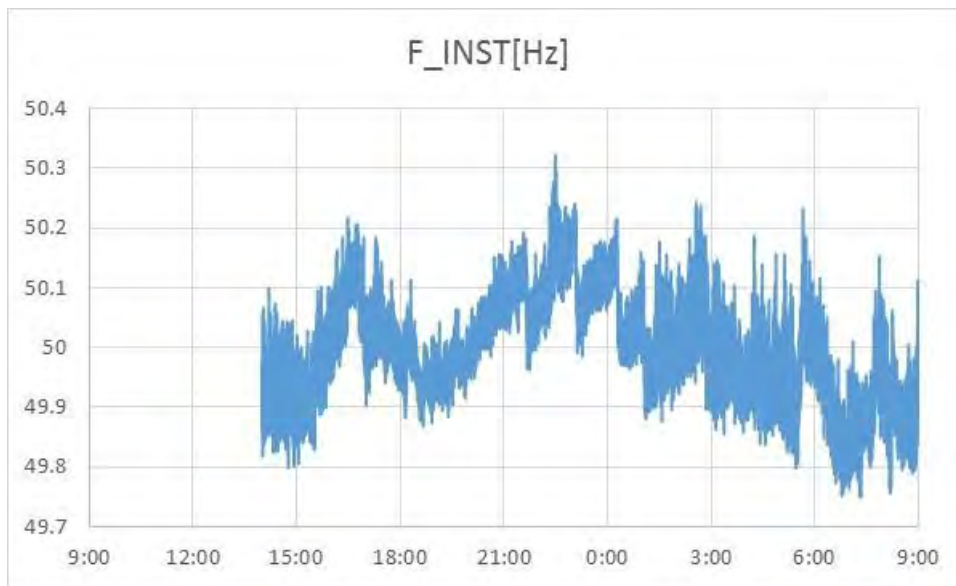


图 3.1.3-14 周波数時間推移 (2015 年 8 月 10 日)

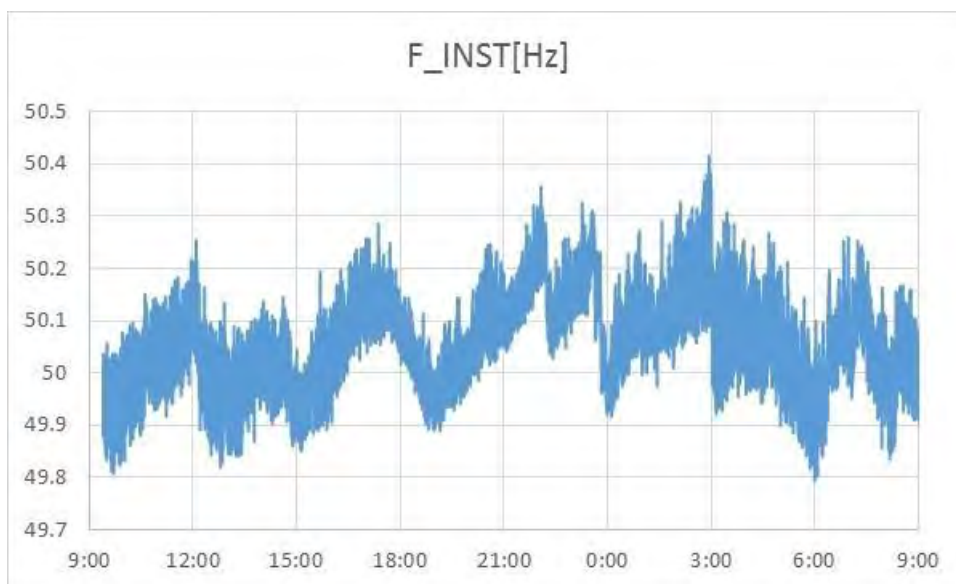


图 3.1.3-15 周波数時間推移 (2015 年 8 月 11 日)

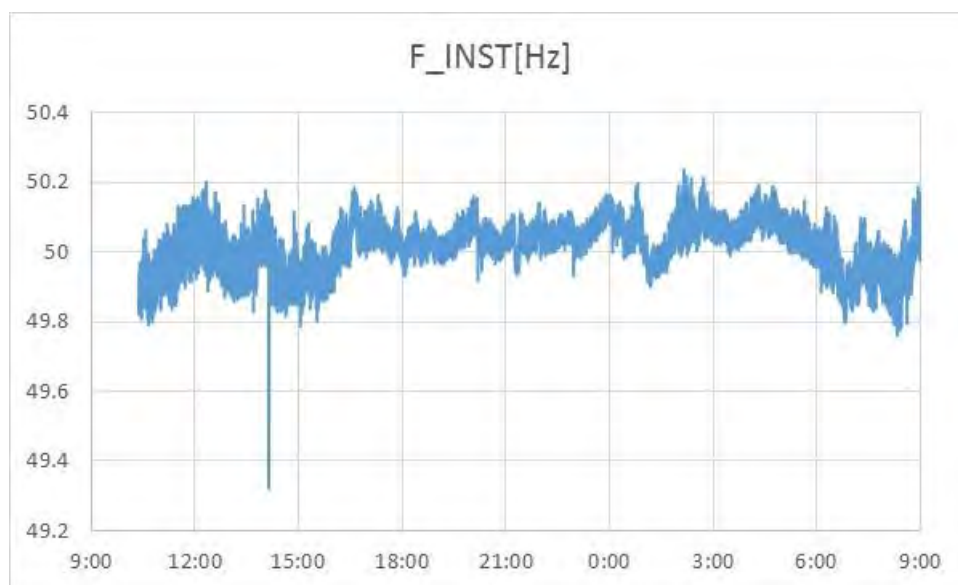


図 3.1.3-16 周波数時間推移 (2015年8月12日)

②Praslin

Praslin島の発電所から供給されている5フィードを1秒周期にて電力計測を行った。その結果を以下に示す。

- (1) 計測期間：2015年8月5日(水)～8月7日(金)  
2015年12月12日(土)～12月14日(月)

(2) 計測フィード：

- ①Baite Ste Anne フィード
- ②Cote Dor フィード
- ③Valle de Mai フィード
- ④La Digue No1 フィード
- ⑤La Digue No2 フィード (海水淡水化施設含む)

(3) フィード電力測定結果：

上述の期間中に連続計測を行ったフィード電力の時間推移を図 3.1.3-17～図 3.1.3-20に示す。最大電力は夕方18時～20時で、総需要は4～6MW程度である。5フィードのうちCoteDorフィードが最大需要で、1.3～2MWの需要を持っている。

図17及び図18については深夜帯の需要が落ち込んで見えるが、これはCote Dorフィード電力が欠測していること(発電機事故による影響でCote Dorフィードが遮断されたため。その後フィードは復旧したが、発電員の判断で夜間は電力測定器を外していた。)によるものである。

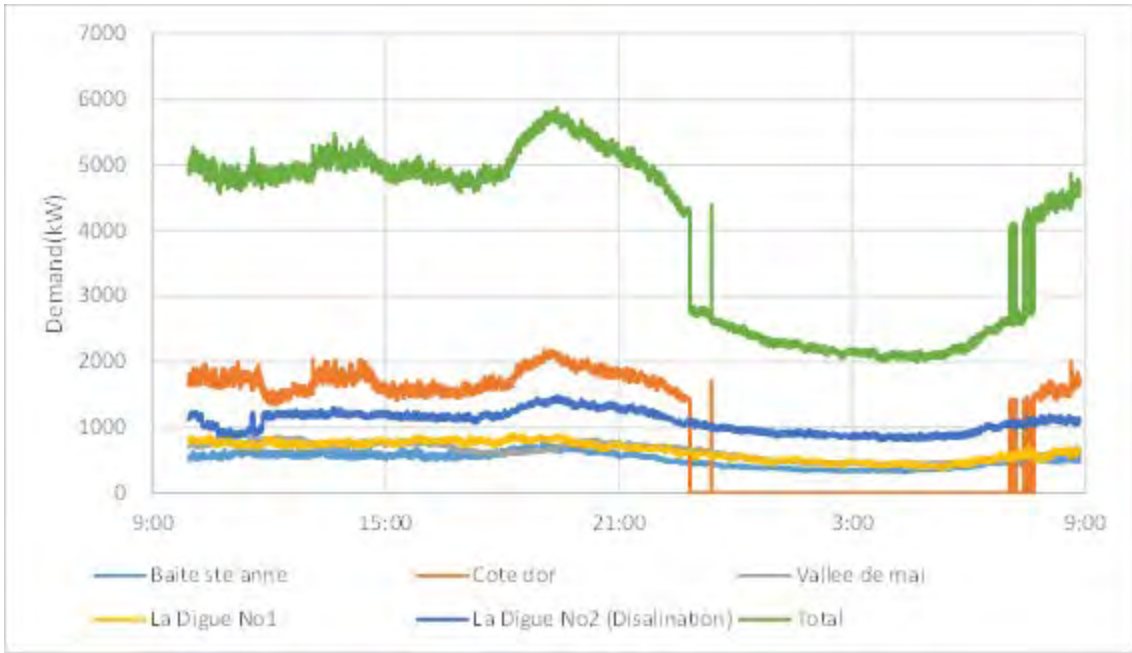


図 3.1.3-17 フィーダ電力 (8月5日9時~8月6日9時)

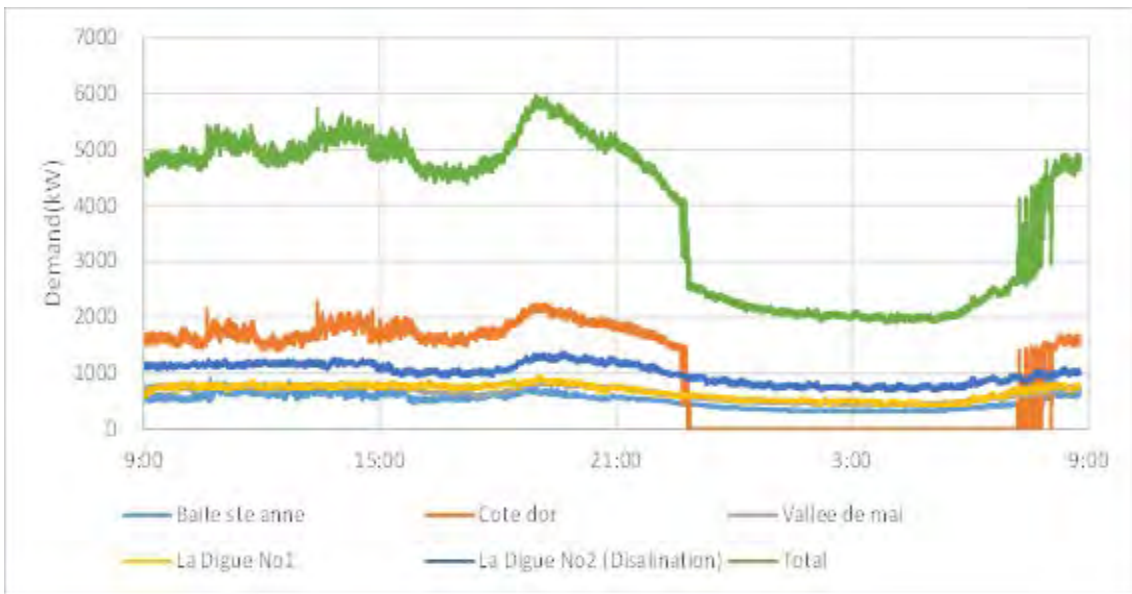


図 3.1.3-18 フィーダ電力 (8月6日9時~8月7日9時)



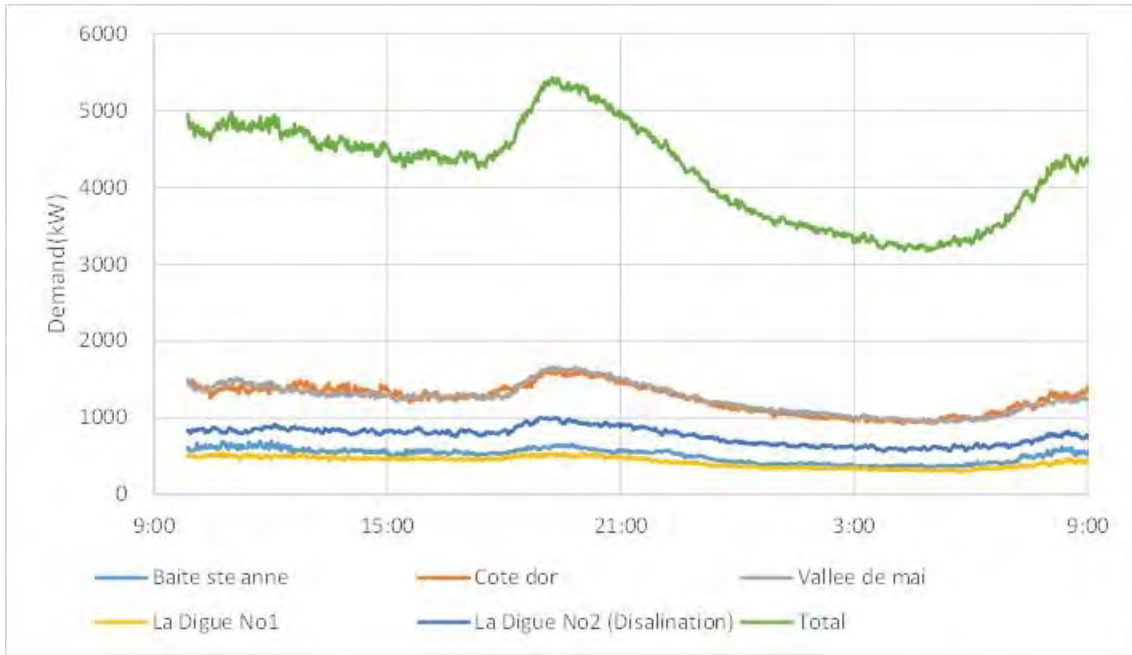


図 3.1.3-19 フィーダ電力 (12月12日9時~12月13日9時)

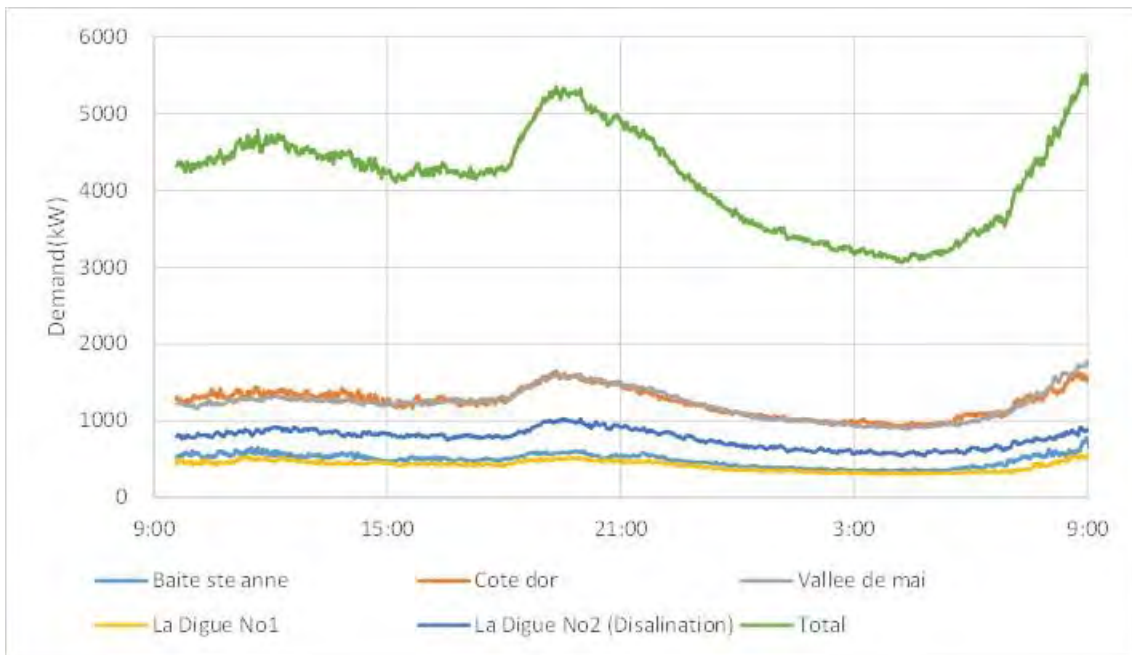


図 3.1.3-20 フィーダ電力 (12月13日9時~12月14日9時)

(4) 需要変動率算定：

測定したデータを基に需要変動率を算定した。図 3.1.3-21~図 3.1.3-24、表 3.1.3-6~表 3.1.3-9 に結果を示す。4日間のデータを見ると最大で約 10%の負荷変動が発生している。CoteDor フィーダの需要が 200kW 程度変動するタイミングでそのほかの変動と重畳することでこの偏差が発生しているが、確率分布をみると稀頻度であるといえる。

昼間のみと一日中の変動率をみると、 $\sigma$  値は約 0.5~0.8%、 $2\sigma$  値は 1.0~1.7%、 $3\sigma$  値は 1.6~2.5% となり、大きな差異はなかった。また、大きな需要設備がないため、沖縄の離島と同等の負荷変動の推移であることが分かった。

今後、本結果を用いて需要変動による系統への影響度合いを評価する。

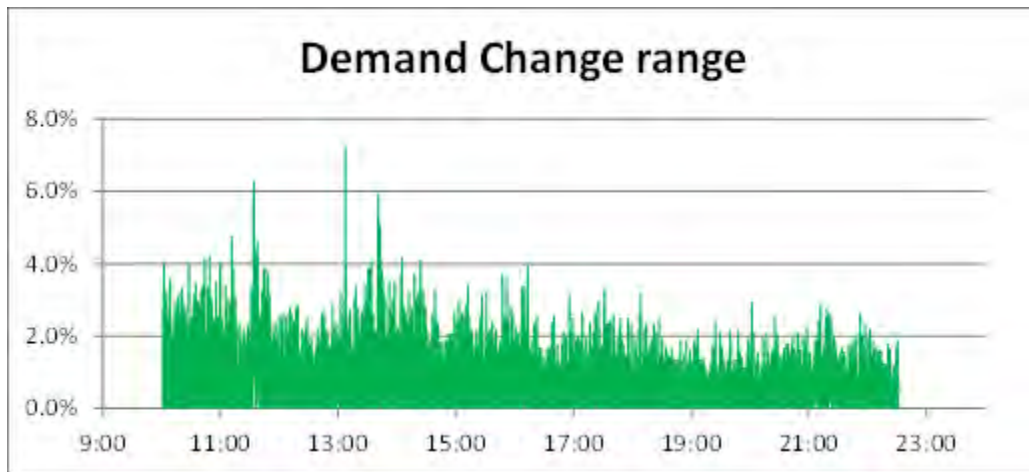


図 3.1.3-21 需要変動率時間推移 (2015年8月5日)

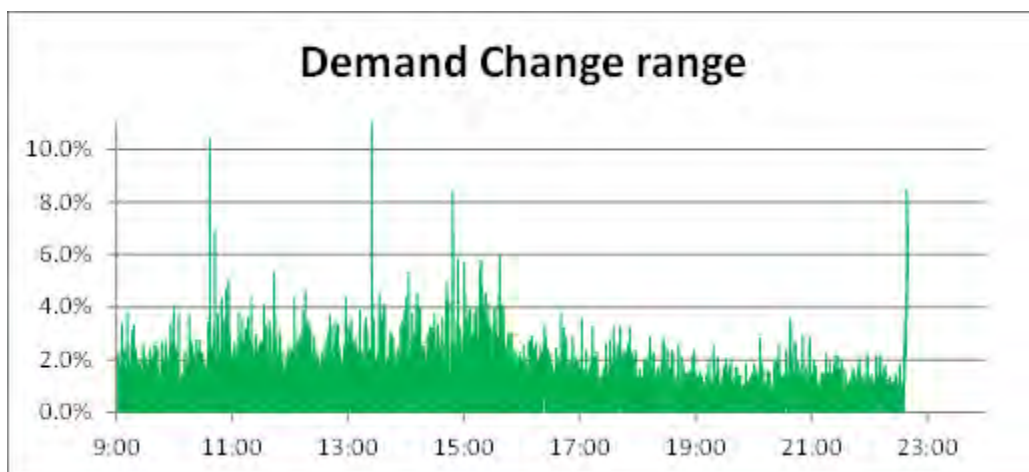


図 3.1.3-22 需要変動率時間推移 (2015年8月6日)

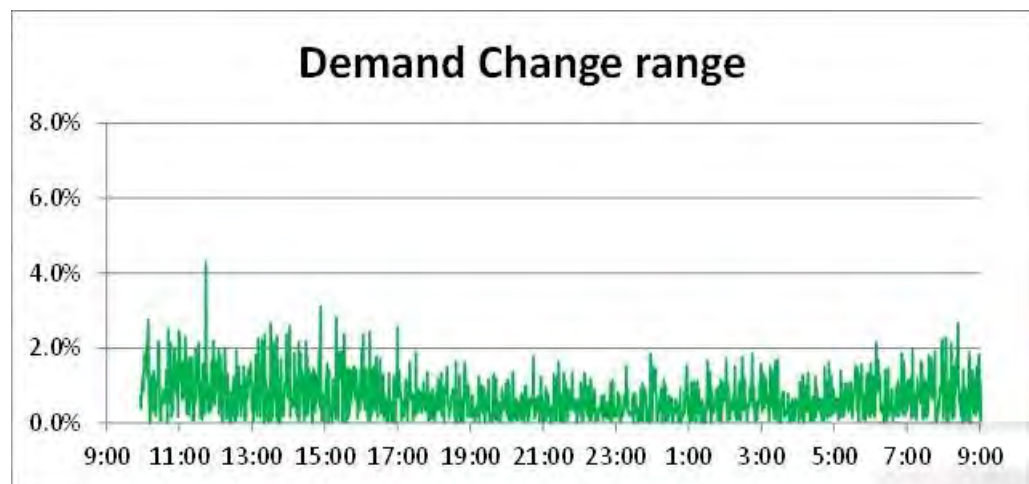


図 3.1.3-23 需要変動率時間推移 (2015年12月12日)

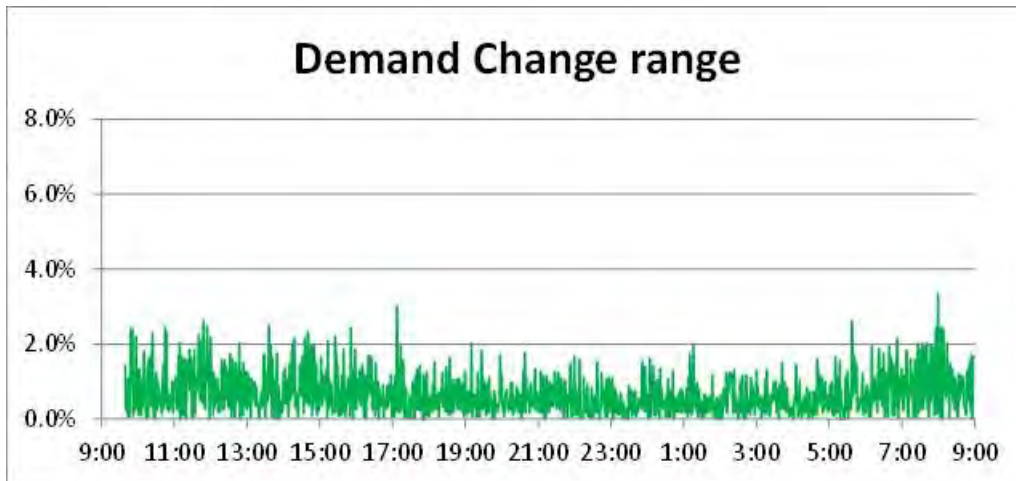


図 3.1.3-24 需要変動率時間推移 (2015年12月13日)

表 3.1.3-6 需要変動率の確率分布 (2015年8月5日)

Probability	Demand change range	
	Daytime	All time
Max(100%)	7.08%	7.08%
3 $\sigma$ (99.7%)	2.01%	2.29%
2 $\sigma$ (95.4%)	1.34%	1.53%
$\sigma$ (68.3%)	0.67%	0.76%

表 3.1.3-7 需要変動率の確率分布 (2015年8月6日)

Probability	Demand change range	
	Daytime	All time
Max(100%)	10.87%	10.87%
3 $\sigma$ (99.7%)	2.34%	2.55%
2 $\sigma$ (95.4%)	1.56%	1.70%
$\sigma$ (68.3%)	0.78%	0.85%

表 3.1.3-8 需要変動率の確率分布 (2015年12月12日)

Probability	Demand change range	
	Daytime	All time
Max(100%)	4.28%	4.28%
3 $\sigma$ (99.7%)	1.66%	2.03%
2 $\sigma$ (95.4%)	1.11%	1.35%
$\sigma$ (68.3%)	0.55%	0.68%

表 3.1.3-9 需要変動率の確率分布 (2015年12月13日)

Probability	Demand change range	
	Daytime	All time
Max(100%)	3.34%	2.62%
3 $\sigma$ (99.7%)	1.59%	1.74%
2 $\sigma$ (95.4%)	1.06%	1.16%
$\sigma$ (68.3%)	0.53%	0.58%

(5) 周波数測定結果：

図 3.1.3-25～図 3.1.3-28、表 3.1.3-10 に測定結果及び確率分布を示す。8月5日23時頃に周波数が大幅に触れている。これは運転員の操作ミスで引き起こされた発電機脱落によって大幅な周波数低下が発生した。事故時以外の平常時は8月6日、12月12日及び12月13日に示す状態が通常の周波数変動で、49.7～50.6Hzの範囲で運用されている。発電機の操作室が分散していることもあり、周波数維持への意識は低く、今後改善の余地がある。

表 3.1.3-10 周波数偏差確率分布 (Praslin)

Propability	$\Delta F(\text{Hz})$			
	8/5	8/6	12/12	12/13
MAX	4.65	0.55	0.63	0.41
$3\sigma$	0.71	0.43	0.37	0.34
$2\sigma$	0.36	0.37	0.26	0.25
$\sigma$	0.28	0.28	0.19	0.19

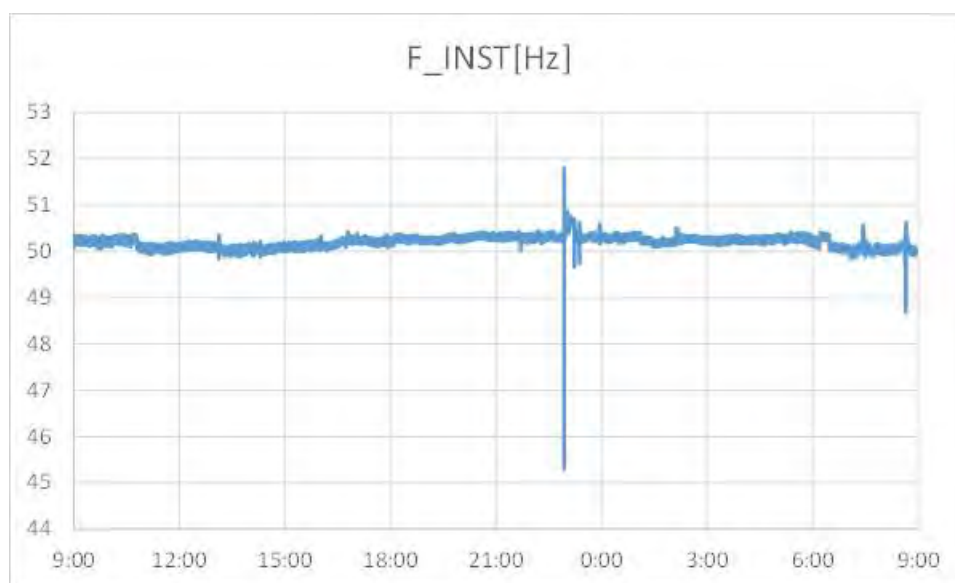


図 3.1.3-25 周波数時間推移 (2015年8月5日)

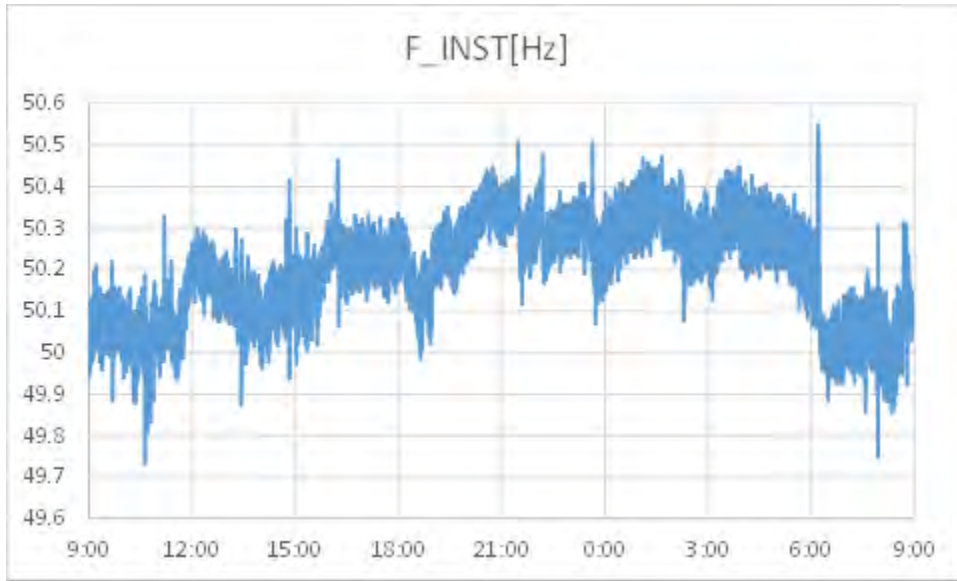


图 3.1.3-26 周波数時間推移 (2015 年 8 月 6 日)

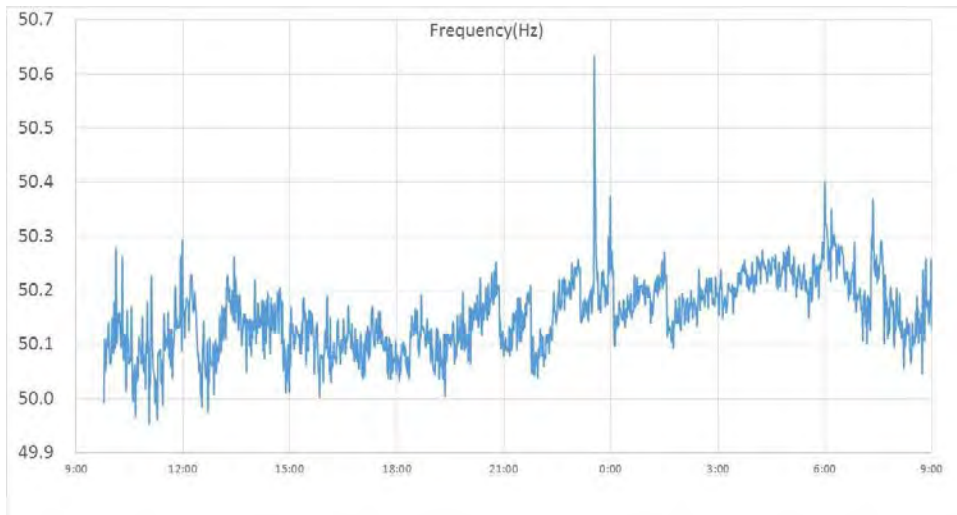


图 3.1.3-27 周波数時間推移 (2015 年 12 月 12 日)

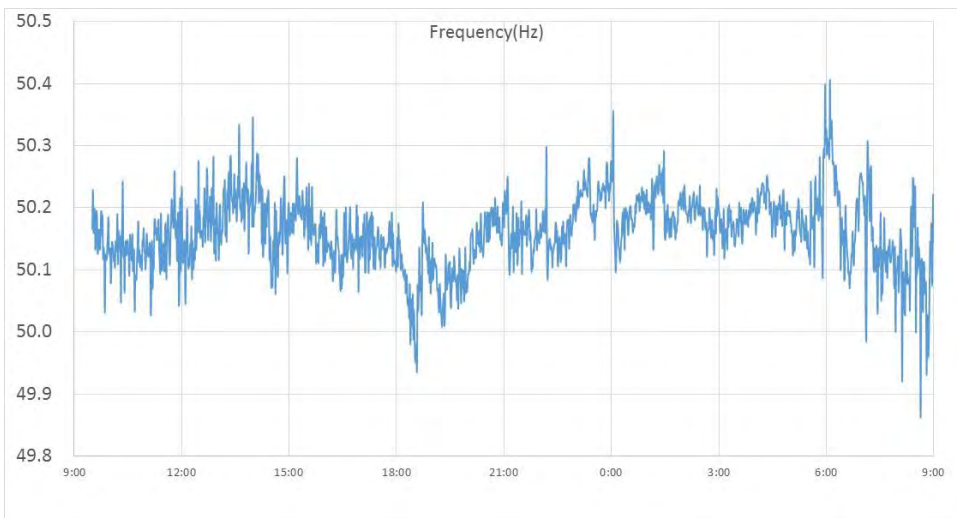


图 3.1.3-28 周波数時間推移 (2015 年 12 月 13 日)

### 3.1.3.3 総需要分析(想定負荷の決定)

年間の需要データから需要分布を分析し、累積分布 ( $3\sigma$ 、 $2\sigma$ 、 $\sigma$ ) を算出する。各島の発電所は運転日誌をつけており、1時間毎の需要データがある。このデータから想定需要を決定する。

累積分布は需要が大きい断面から積算した。需要が大きいと許容調整残が大きくなり、REの連系許容量が大きくなる。以下に具体例を示す。

例) 系統定数  $10\%MW/Hz$  許容周波数幅  $1Hz$

①需要が  $10MW$  の場合・・・許容調整残： $1MW (=10MW \times 10\%MW/Hz \times 1Hz)$

②需要が  $1MW$  の場合・・・許容調整残： $0.1MW (=1MW \times 10\%MW/Hz \times 1Hz)$

⇒需要が大きいと許容調整残が大きくなるのがわかる。

太陽光導入分析と風力連系分析では想定する負荷帯を太陽光は昼間帯、風力是一日を通したデータを用いて分析が必要となる。そのため、年間の需要データから昼間(9時～15時)の需要データを抽出した場合と1日中(24時間)の需要データを用いた場合においてデマンド分布を分析した。

#### ①Mahe

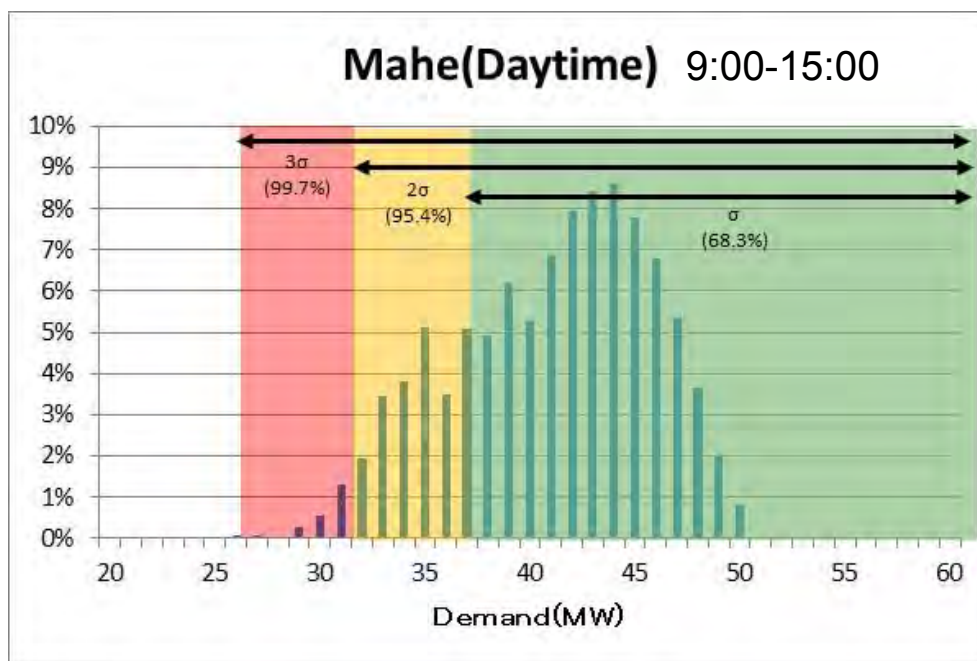


図 3.1.3-29 昼間帯需要分布 (Mahe)

表 3.1.3-11 確率分布を考慮した昼間帯需要 (Mahe)

Min(100%)	20.2MW
$3\sigma$ (99.7%)	28.1MW
$2\sigma$ (95.4%)	32.1MW
$\sigma$ (68.3%)	38.3MW
Average	40.5MW

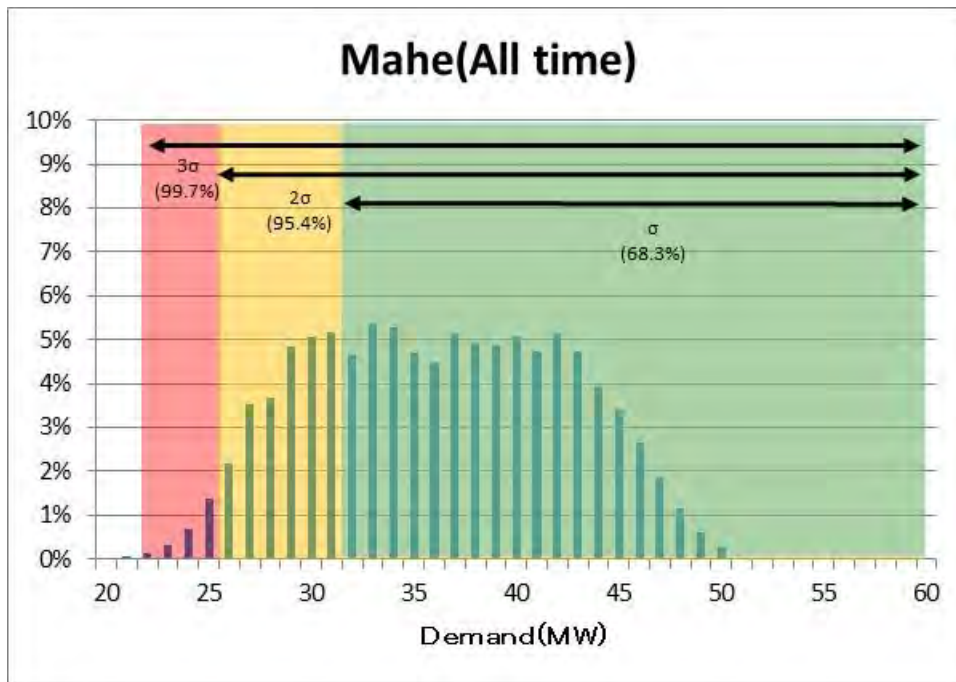


図 3.1.3-30 24 時間需要分布 (Mahe)

表 3.1.3-12 確率分布を考慮した 24 時間需要 (Mahe)

Min(100%)	20.2MW
3σ (99.7%)	22.3MW
2σ (95.4%)	26.0MW
σ (68.3%)	32.1MW
Average	35.8MW

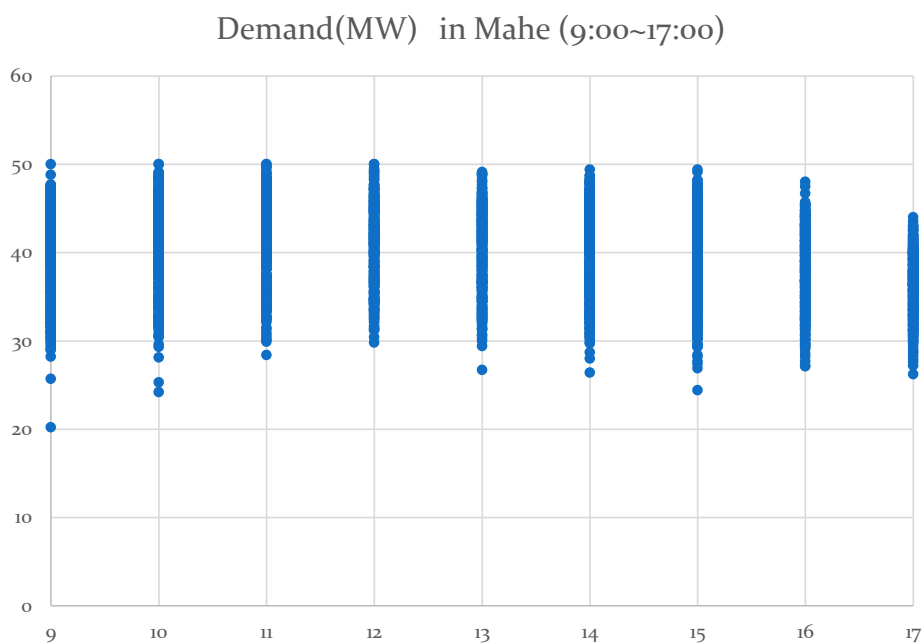


図 3.1.3-31 Mahe における時間別需要

②Praslin

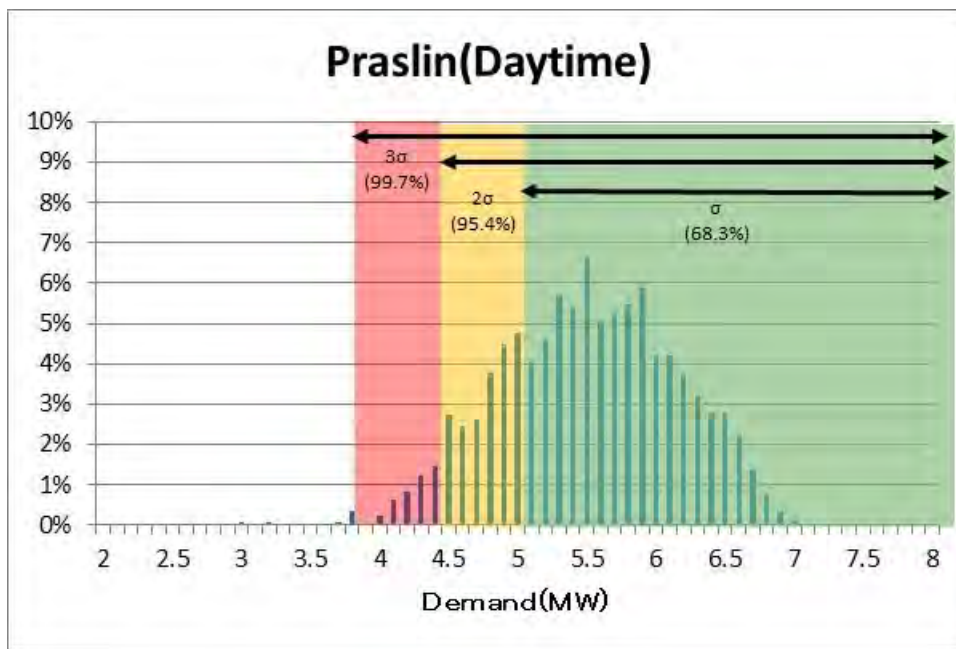


図 3.1.3-32 昼間帯需要分布 (Praslin)

表 3.1.3-13 確率分布を考慮した昼間帯需要 (Praslin)

Min(100%)	2.28MW
3σ (99.7%)	3.68MW
2σ (95.4%)	4.40MW
σ (68.3%)	5.15MW
Average	5.50MW

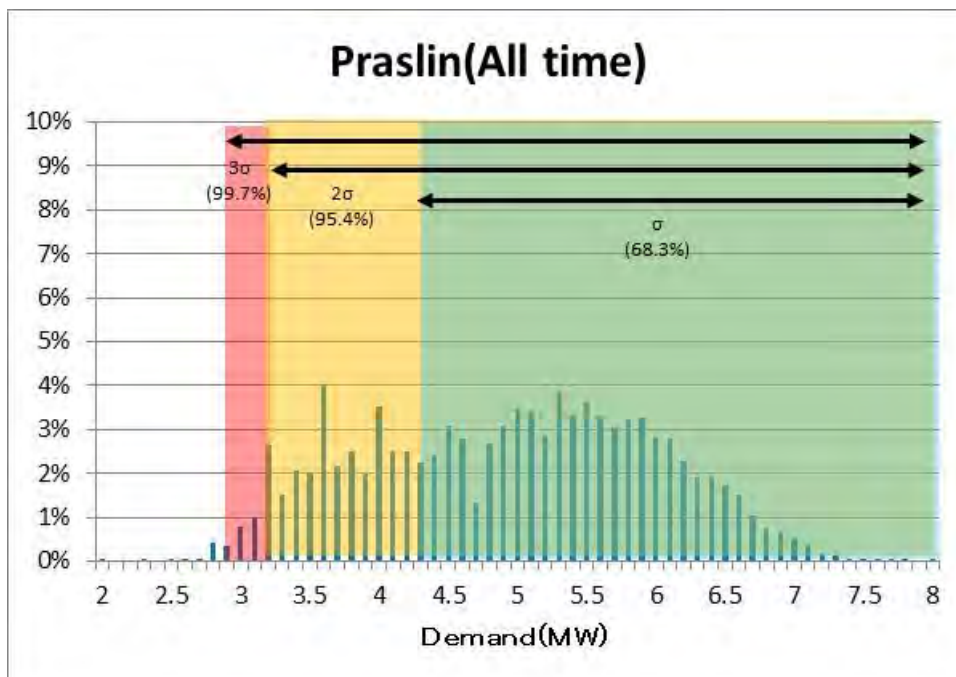


図 3.1.3-33 24時間需要分布 (Praslin)



表 3.1.3-14 確率分布を考慮した 24 時間需要 (Pralin)

Min(100%)	2.00MW
3 $\sigma$ (99.7%)	2.80MW
2 $\sigma$ (95.4%)	3.20MW
$\sigma$ (68.3%)	4.30MW
Average	4.91MW

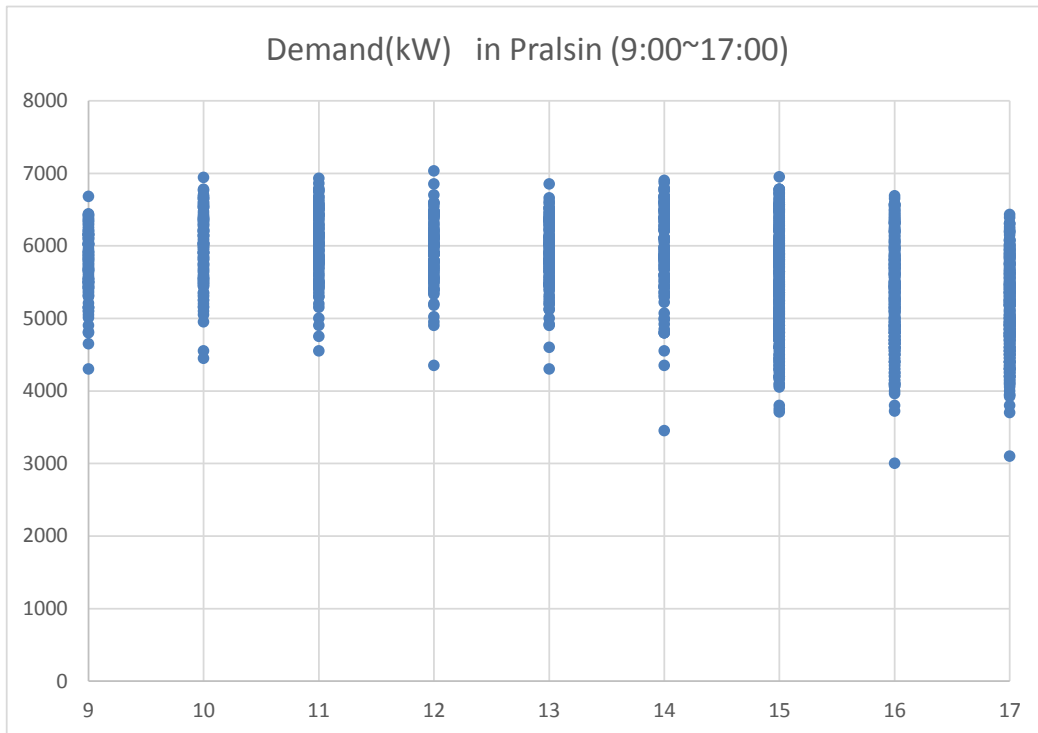


図 3.1.3-34 Pralsin における時間別需要

### 3.1.3.4 日射強度および風況の変動率

Mahe 島には風車が 750kw $\times$ 8 台 (合計容量 6MW) 導入されており、そのデータ (2 秒周期) より短周期変動特性を分析した。分析にあたっては評価時間窓を 10 分間とし、その間の最大値、最小値から確率分布を考慮して変動率を算定した。図 3.1.3-31 に評価時間窓と出力変動幅の定義を示す。再生可能エネルギーの変動は不規則であるため、評価時間中の最大最小の差を変動幅と定義し、急峻な変化を考慮することでシステムの安定性を評価する。

確率分布は需要変動率と同様に最大、3 $\sigma$  (99.7%)、2 $\sigma$  (95.4%)、 $\sigma$  (68.3%) で太陽光発電及び風力発電の変動率 (出力変動幅に対する再生可能エネルギー発電定格値) を算定した。

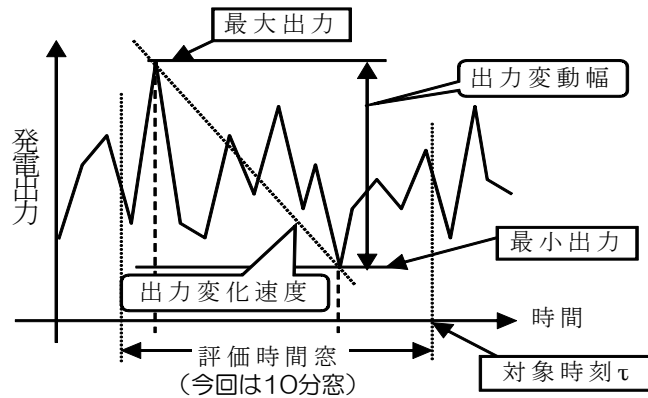


図 3.1.3-315 評価時間窓と出力変動幅の定義

①日射強度変動率

太陽光発電出力変動動が大きくなる時間帯を特定するため、PUC から受領した 2014 年 8 月～2015 年 8 月のデータ(5 分周期)を分析した。その結果を図 3.1.3-36 に示す。9 時から 15 時の間の日射強度が強く、太陽光発電の出力変動はこの時間帯が大きいと想定できるため評価時間を 9 時から 15 時とした。

次に、太陽光の短周期変動特性を明らかにするため、現地調査時に 2 秒周期にて日射強度を測定した。図 3.1.3-37、表 3.1.3-15 にその結果を示す。雲の通りが速い日には  $2\sigma$  においても変動率は 100%にも達することが分かった。Mahe 並びに Praslin 島において負荷遮断試験実施日のデータ (Mahe : 3 月 17 日、Praslin : 3 月 23 日) を利用して再生可能エネルギーの連系可能量の目安を算定する。また、確率的な考え方としてはデータ数が少ないため今回のデータは利用せず、Energynautics の報告書に記載内容を参考にし、太陽光発電の変動率を 80%として分析する。

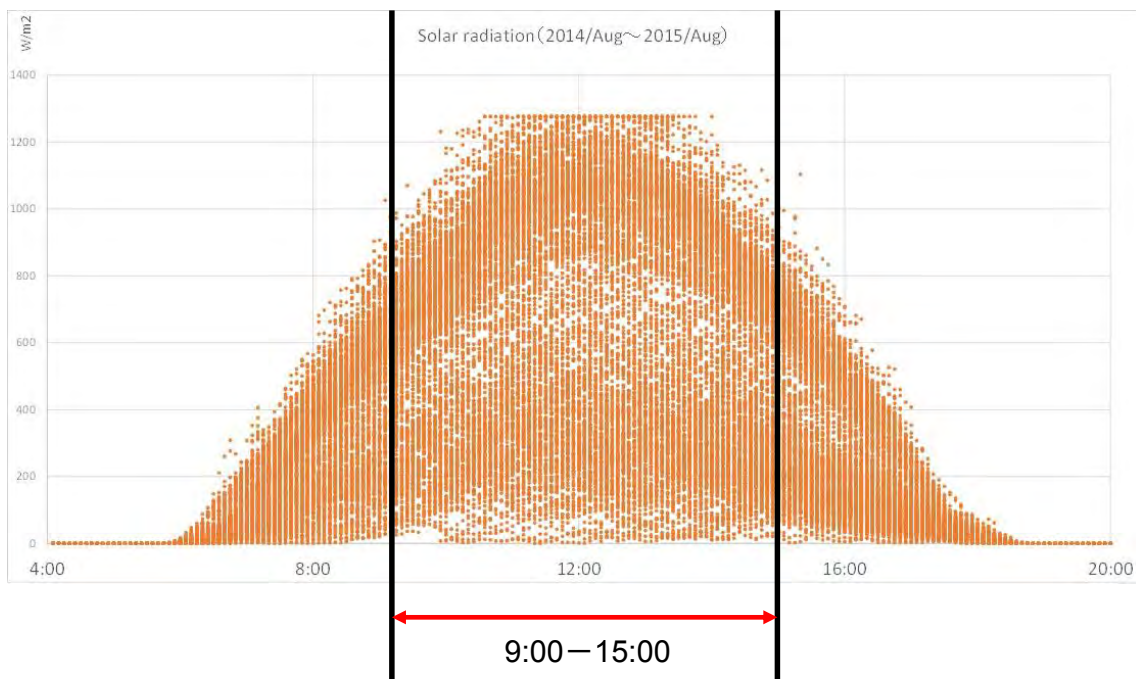


図 3.1.3-36 Mahe における日射強度 (2014 年 8 月～2015 年 8 月)

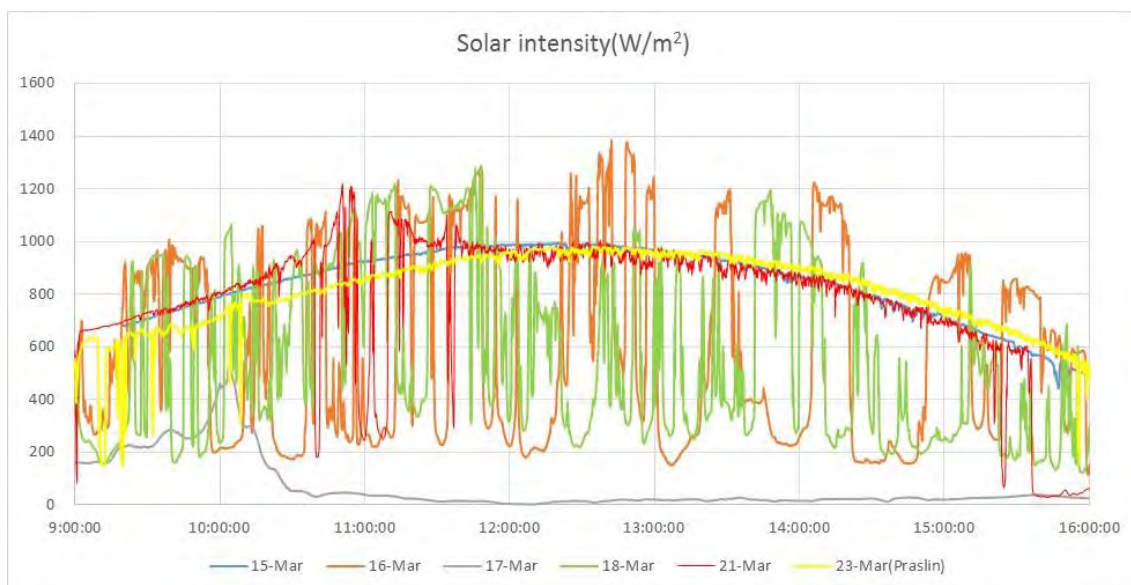


図 3.1.3-37 Mahe 及び Praslin における日射強度 2 秒周期測定結果

表 3.1.3-15 日射強度から算定した太陽光発電変動率

	Mahe					Praslin
	15-Mar	16-Mar	17-Mar	18-Mar	21-Mar	23-Mar
Max	13.1%	109.1%	22.8%	98.1%	103.2%	51.7%
3 $\sigma$ (99.7%)	13.0%	109.1%	22.7%	98.1%	97.8%	51.7%
2 $\sigma$ (95.4%)	6.5%	100.7%	16.8%	89.1%	86.5%	48.8%
$\sigma$ (68%)	3.7%	85.5%	1.1%	70.9%	9.8%	5.1%

## ②風況変動率

図 3.1.3-38～ 図 43、表 3.1.3-16～ 表 19 に収集できた 3 日間(8 月 10 日、8 月 11 日、8 月 12 日)の分析結果を示す。8 月 11 日 14 時以降の WTG4 は欠測、8 月 12 日は 12 時～24 時のデータは収集できなかったため、上記以外の健全データを用いて分析を実施した。

風車単体の変動率をみると 3 $\sigma$  値で約 90%もの変動率がみられるが、風車 8 機合計すると平滑化効果によって 3 $\sigma$  値で変動率は約 50%となり、複数台分散設置することで変動緩和されることがわかる。

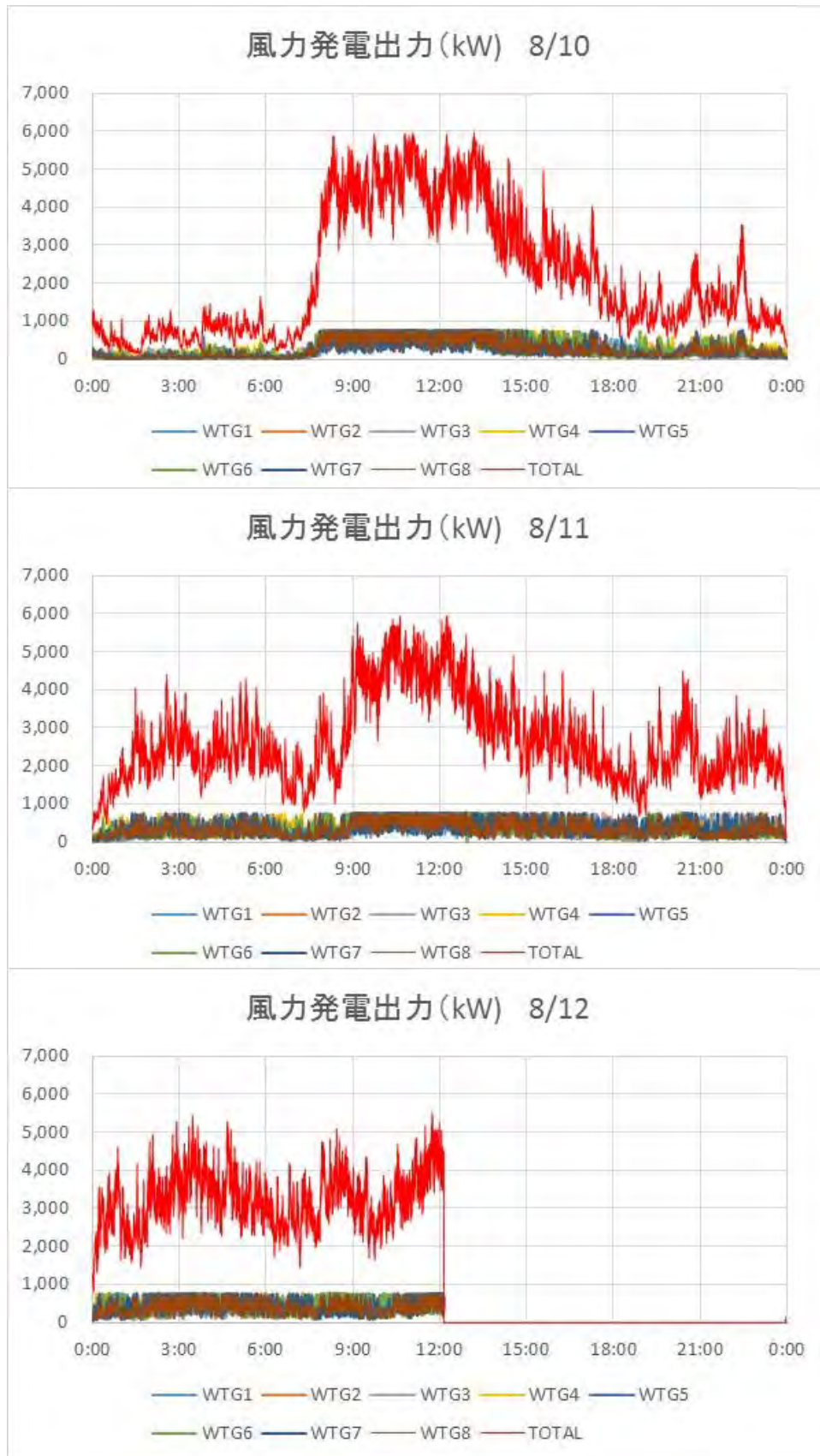


图 3.1.3-38 风力发电出力 (Mahe)

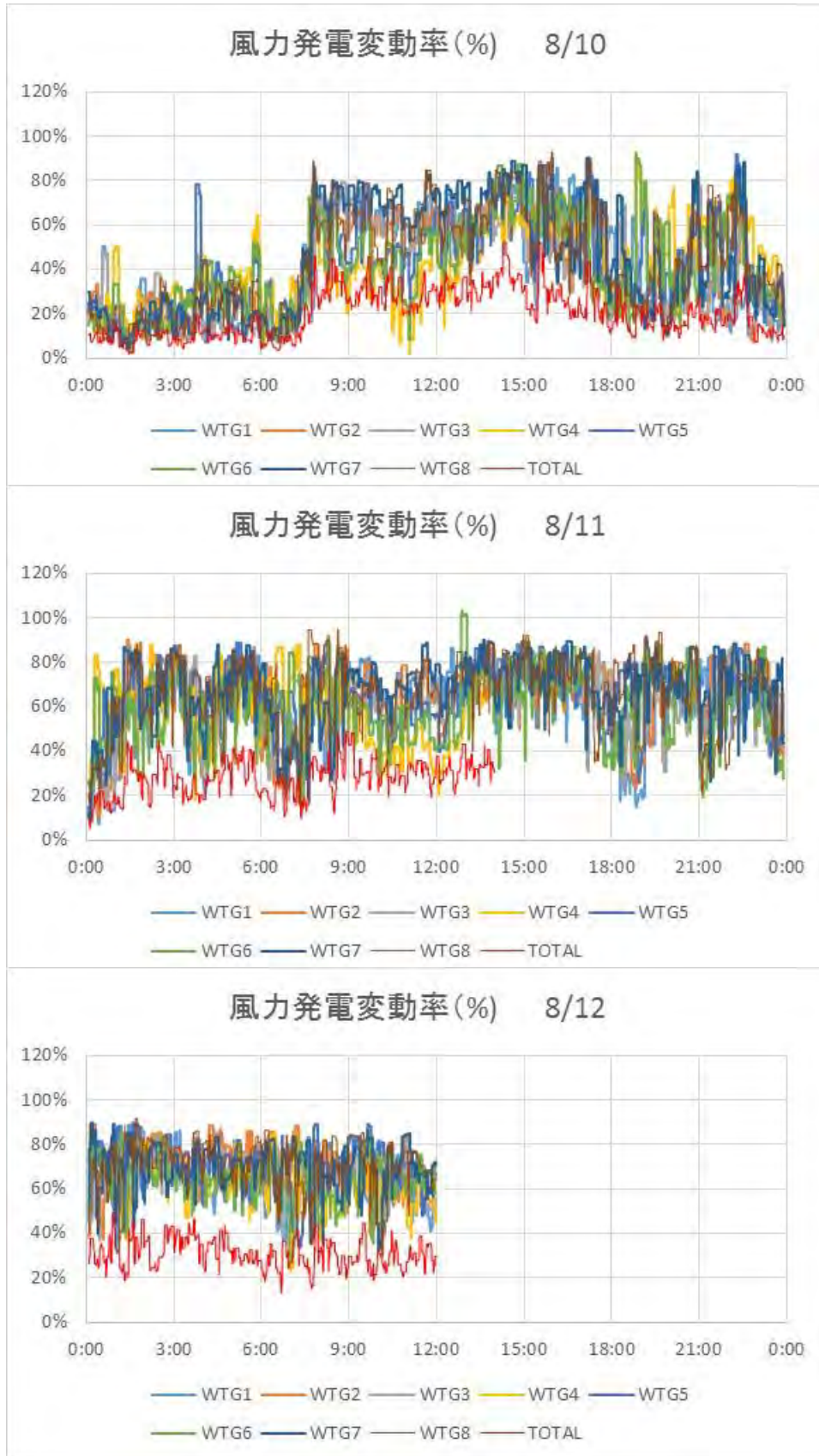


图 3.1.3-39 风力发电变动率 (Mahe)

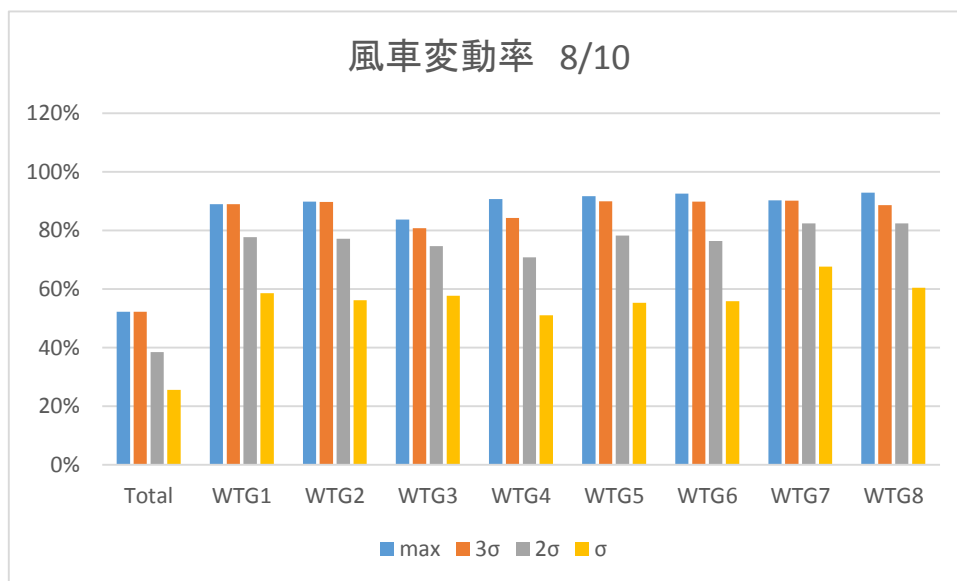


図 3.1.3-40 風車変動率(2015年8月10日データ)

表 3.1.3-16 風車変動率一覧表(2015年8月10日データ)

	Total	WTG1	WTG2	WTG3	WTG4	WTG5	WTG6	WTG7	WTG8	平滑化
max	52.2%	88.9%	89.9%	83.7%	90.7%	91.7%	92.5%	90.3%	92.9%	58.0%
3σ	52.2%	88.9%	89.7%	80.8%	84.3%	90.0%	89.9%	90.1%	88.7%	59.5%
2σ	38.4%	77.7%	77.2%	74.7%	70.8%	78.3%	76.4%	82.4%	82.4%	49.6%
σ	25.6%	58.5%	56.1%	57.7%	51.1%	55.3%	55.9%	67.6%	60.4%	44.2%

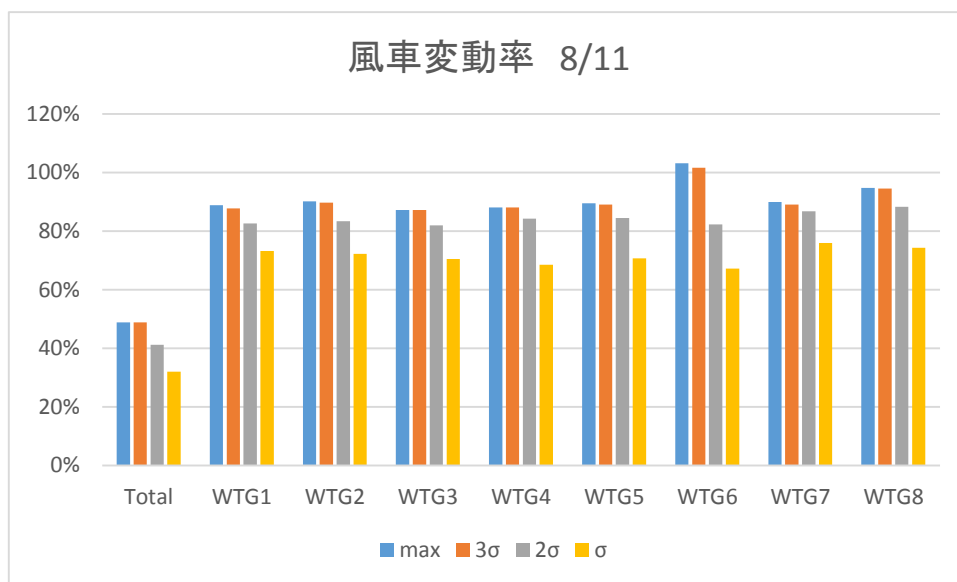


図 3.1.3-41 風車変動率(2015年8月11日データ)

表 3.1.3-17 風車変動率一覧表(2015年8月11日データ)

	Total	WTG1	WTG2	WTG3	WTG4	WTG5	WTG6	WTG7	WTG8	平滑化
max	48.8%	88.8%	90.1%	87.2%	88.1%	89.5%	103.2%	90.0%	94.8%	53.4%
3σ	48.8%	87.7%	89.7%	87.2%	88.1%	89.1%	101.6%	89.1%	94.5%	53.7%
2σ	41.2%	82.7%	83.3%	82.0%	84.3%	84.5%	82.3%	86.8%	88.3%	48.9%
σ	32.0%	73.2%	72.3%	70.5%	68.5%	70.7%	67.2%	76.0%	74.3%	44.7%

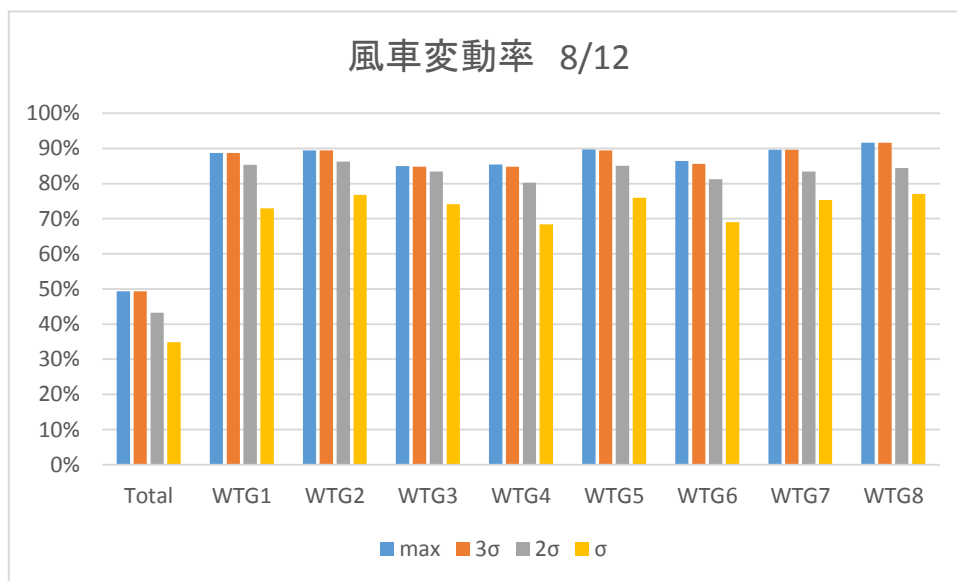


図 3.1.3-42 風車変動率(2015年8月12日データ)

表 3.1.3-18 風車変動率一覧表(2015年8月12日データ)

	Total	WTG1	WTG2	WTG3	WTG4	WTG5	WTG6	WTG7	WTG8	平滑化
max	49.3%	88.7%	89.5%	84.9%	85.5%	89.7%	86.4%	89.6%	91.6%	55.9%
3σ	49.3%	88.7%	89.5%	84.8%	84.8%	89.5%	85.6%	89.6%	91.6%	56.0%
2σ	43.3%	85.3%	86.3%	83.5%	80.3%	85.1%	81.2%	83.5%	84.4%	51.7%
σ	34.9%	72.9%	76.8%	74.1%	68.4%	76.0%	69.1%	75.3%	77.1%	47.3%

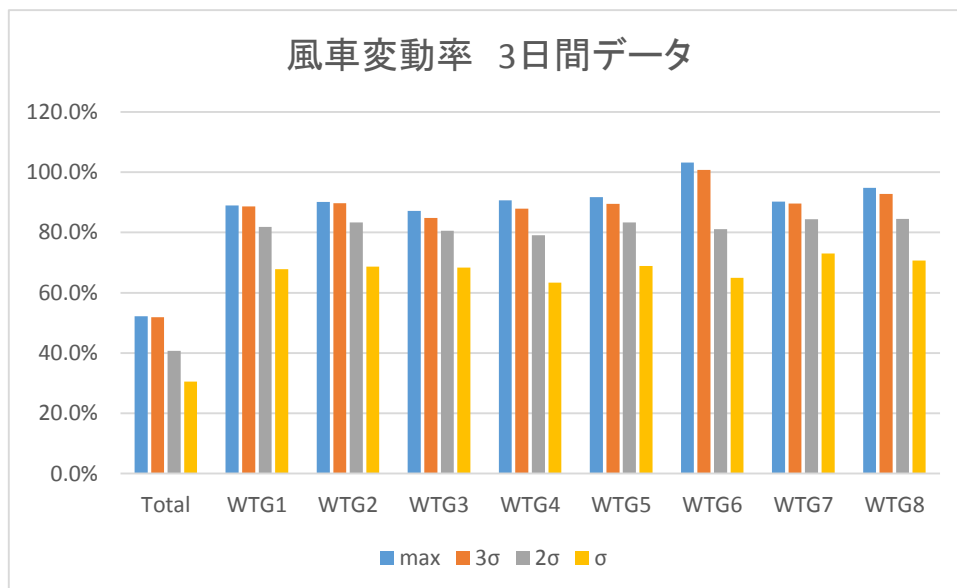


図 3.1.3-43 風車変動率(2015年8月10~12日データ)

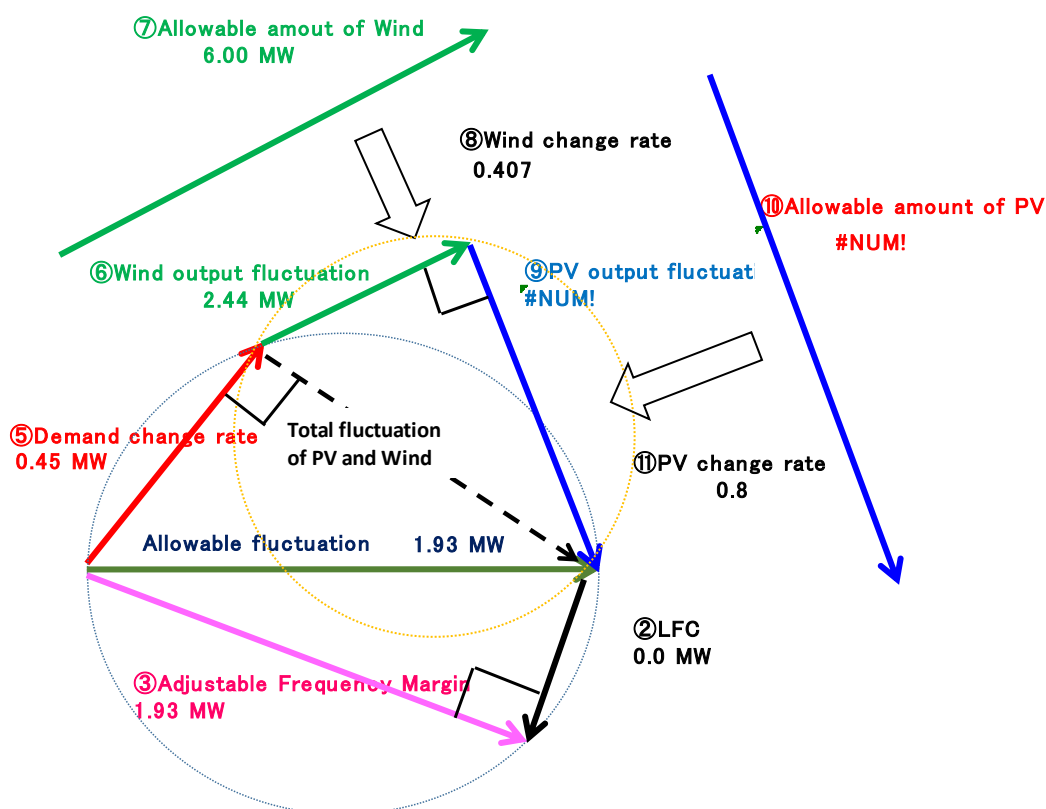
表 3.1.3-19 風車変動率一覧表(2015年8月10~12日データ)

	Total	WTG1	WTG2	WTG3	WTG4	WTG5	WTG6	WTG7	WTG8	平滑化
max	52.2%	88.9%	90.1%	87.2%	90.7%	91.7%	103.2%	90.3%	94.8%	56.7%
3σ	51.8%	88.7%	89.7%	84.8%	87.9%	89.5%	100.8%	89.6%	92.8%	57.3%
2σ	40.7%	81.9%	83.3%	80.5%	79.1%	83.3%	81.1%	84.4%	84.5%	49.5%
σ	30.6%	67.9%	68.7%	68.4%	63.3%	68.9%	64.9%	73.1%	70.7%	44.8%

### 3.1.3.5 代数的手法による RE 連系許容量算定結果

前述し諸元にて RE 連系許容量を算定する。周波数変動許容幅は 0.75Hz (周波数低下リレーが 49Hz で不要動作を回避するため) とし、確率的要素を  $2\sigma$  (約 95%) と設定した。需要負荷によって RE 導入量は変化するので、想定需要に応じた連系可能量を算定した。以下の図で示すものは最過酷条件での算定結果である。また、参考として負荷遮断試験時の測定値 (Mahe: 需要 50MW、太陽光発電変動率 100%、Praslin: 需要 6.5MW、太陽光発電変動率 50%) を用いて RE 連系可能量を試算した。

①Mahe



①	Total demand	50.0	MW
②	LFC	0.0	MW
③	Adjustable Frequency Margin	3.0	MW
④	System constant	8.0	%/Hz
⑤	Demand change rate	0.7	MW
⑥	Wind output fluctuation	2.4	MW
⑦	Allowable amount of Wind	6.0	MW
⑧	Wind change rate	0.4	-
⑨	PV output fluctuation	1.6	MW
⑩	Allowable amount of PV	2.0	MW
⑪	PV change rate	0.8	-
	<b>Total amount of RE</b>	<b>8.0</b>	<b>MW</b>



表 3. 1. 3-20 短周期における RE 連系可能量算定結果 (Mahe)

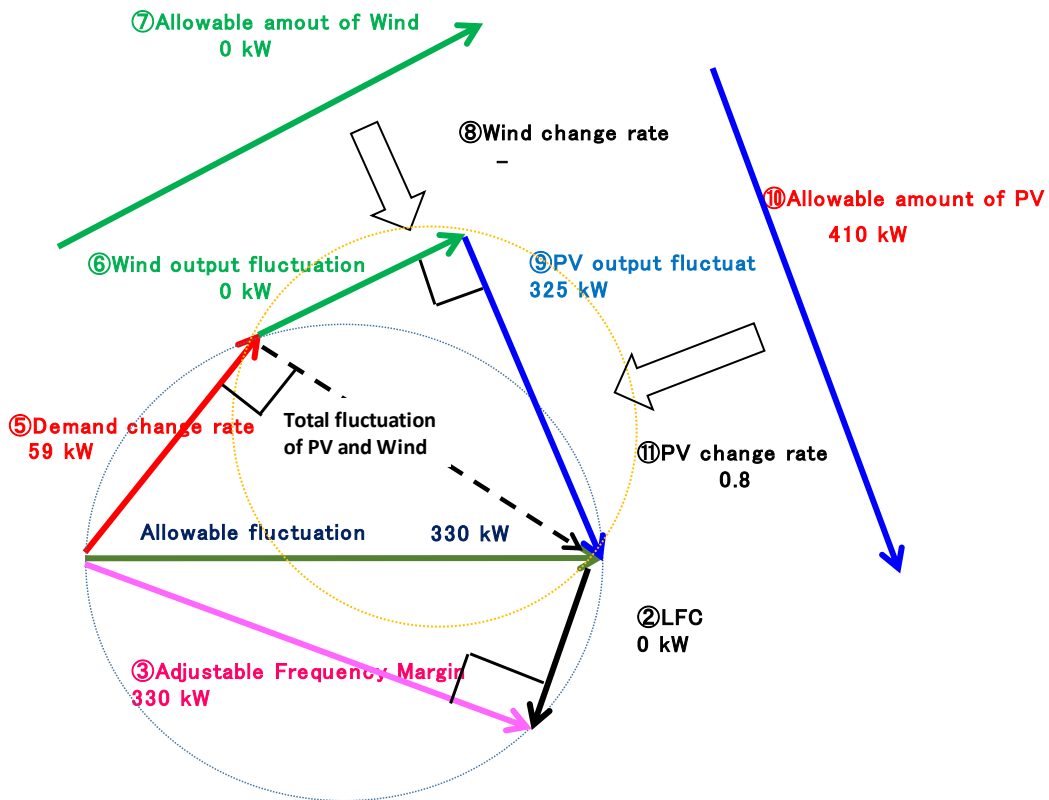
	Demand (MW)	PV fluctuation rate (%)	PV (MW)	WT (MW)	RE (MW)
Probability (95%)	32	80	0	6	6
	40		0		6
	50		2		8
16/03/2016	50	100	1.6	6	7.6

Mahe では 4MW のメガソーラの建設計画があり、現在公募している状況である。この 4MW のメガソーラを導入する場合は何らかの系統対策が必要となる。本検討では蓄電池(リチウム)を導入した場合の蓄電池 PCS の必要容量について簡単に算定した。その結果を下表に示す。リチウムイオン電池の容量は短周期対策のためであることから 30 分容量としている。

表 3. 1. 3-21 4MW のメガソーラ導入のための系統対策 (Mahe)

	Demand (MW)	Allowable PV (MW)	PV required grid stabilizer (MW)	Battery(LiB) (MW) × 0.5h
Probability (95%)	32	0	4	3.2
	40	0	4	3.2
	50	2	2	1.6
16/03/2016	50	1.6	2.4	2.4

②Praslin



①	Total demand	4500	kW
②	LFC	0	kW
③	Adjustable Frequency Margin	330	kW
④	System constant	9.8	%/Hz
⑤	Demand change rate	59	kW
⑥	Wind output fluctuation	0	kW
⑦	Allowable amount of Wind	0	kW
⑧	Wind change rate	-	-
⑨	PV output fluctuation	325	kW
⑩	Allowable amount of PV	410	kW
⑪	PV change rate	0.8	-
<b>Total amount of RE</b>		<b>410</b>	<b>kW</b>

表 3. 1. 3-22 短周期における RE 連系可能量算定結果 (Praslin)

	Demand (MW)	PV fluctutaion rate (%)	PV (kW)	WT (kW)	RE (kW)
Probability (95%)	4.5	80	410	0	410
	5.5		500		500
	6.5		590		590
23/03/2016	6.5	50	940	0	940

Praslin 島では具体的なメガソーラの建設計画は未だないが、1MW の導入を想定した場合の系統対策について検討した。その結果を下表に示す。Mahe 同様に系統対策機器としてはリチウム電池を採用し、必要となる蓄電池 PCS 容量を算定した。想定需要や太陽光発電の変動率によって必要容量が変化することが分かる。

表 3. 1. 3-23 1MW のメガソーラ導入のための系統対策 (Praslin)

	Demand (MW)	Allowable PV (kW)	PV required grid stabilizer (kW)	Battery(LiB) (kW) × 0.5h
Probability (95%)	4.5	410	590	470
	5.5	500	500	400
	6.5	590	410	330
23/03/2016	6.5	940	-	-

【本結果における留意事項】

今回の検討では以下の4点について詳細検討が必要であることについて留意し、RE 導入可能量の精度向上のためには今後さらなる分析を行う必要がある。

- ①分散設置による平滑化効果
- ②系統定数のサンプル数が少ない (今回実施：負荷遮断試験 2 回)
- ③太陽光の変動率の設定
- ④風車と太陽光の発電出力の季節性

### 3.1.4 周波数変動許容幅及びリスク許容範囲

RE 連系許容量を算定するうえで最も重要な要素は、周波数の変動幅をどこまで容認できるかという点と、周波数変動の発生リスクをどこまでとるかという点である。セーシェルの実情と RE の普及促進の目標をどの程度にするかを鑑みて見極める必要がある。

#### 【連系許容量算定に重要な要素】

①周波数変動幅をどこまで許容するか。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。

②系統が不安定となる発生確率（リスク）をどこまで容認できるか。

日本の電力 10 社の周波数管理目標値を表 3.1.4-1 に、ヨーロッパ（EN50160）における基準を表 3.1.4-2 に示す。また、日本の電力需要家調査における周波数変動の許容値を表 3.1.4-3 に示す。

セーシェルの関係者と議論した結果、 $2\sigma$  (95.4%)、周波数変動 0.75Hz であれば安定供給に支障はないのではないかという一定の方向性は見いだせた。

表 3.1.4-1 日本の電力 10 社周波数管理目標値

電力会社	管理目標値
北海道	基準周波数±0.3Hz 以内
東北	基準周波数±0.2Hz 以内
東京	基準周波数±0.2Hz 以内
中部	基準周波数±0.1Hz 以内 【目標滞在率 95%】
北陸	基準周波数±0.1Hz 以内 【目標滞在率 95%】
関西	基準周波数±0.1Hz 以内 【目標滞在率 95%】
中国	基準周波数±0.1Hz 以内 【目標滞在率 95%】
四国	基準周波数±0.1Hz 以内 【目標滞在率 95%】
九州	基準周波数±0.1Hz 以内 【目標滞在率 95%】
沖縄	基準周波数±0.3Hz 以内

表 3.1.4-2 EN50160 基準

系統周波数 (10 秒平均)	系統連系	年間の 99% 周波数変動±1%以内
		年間の 1% 周波数変動±6%以内
	独立系統	年間の 95% 周波数変動±2%以内
		年間の 5% 周波数変動±6%以内

表 3.1.4-3 電力需要家調査における周波数変動の許容値

回答団体名	対象機器	周波数変動許容範囲	回答内容/参考情報
日本電機工業会 (JEMA)	誘導電動機	+3%(1.5Hz) ～ -5%(2.5Hz)	一時的な変動であれば定格周波数に対して+3%(1.5Hz)～-5%(2.5Hz)が許容範囲となる。ファン、ブローに使用される誘導機のように、周波数変動でトルク変動するものがあるが、3%の周波数変動で6.1%変動する。実用上問題はないが、長時間周波数が逸脱した場合には電動機の温度上昇が問題となる。
	サーボ電動機	±5%(2.5Hz)	サーボの周波数変動許容値は±5%(2.5Hz)。これを逸脱した場合には、サーボとしての特性(性能)を維持できなくなり停止させるなどの対応が必要。
	パワーエレクトロニクス機器	±5%(2.5Hz)	通常の動作保証範囲(±5%:2.5Hz)内であれば、影響はない。
	変圧器	±5%(2.5Hz)	変圧器は、周波数的にはJEC規格に定める周波数許容値を満足する必要がある。一般には、定格周波数±5%(2.5Hz)である。
日本工作機械工業会 (JIMTOF)	工作機械	—	工業会としては、国内における周波数変動の影響を検討した事例はない。製品に関して、瞬時電圧低下対策としてコンピュータ制御装置用に無停電電源を搭載しているが、動力部分等に関して周波数変動対策は行っていない。 工作機械産業の慣習として周波数変動の裕度をカコグに記載することはほとんどない。また、装置は50Hz用、60Hz用に分かれているケースが多い。動作保証をしないが、開発途上国(±5%程度周波数がぶれることがある)において、電源まわりの工夫をせずに一応動いている実績もある。
家電製品協会 (AEHA)	家電製品	—	周波数変動による家電製品への影響は、個々製品によって異なるものと考えており、このようなケースでの検討は各関連工業会に委ねており、当協会での検討実績はない。最近の家電製品は、50～60Hz 併用使用になっており、周波数変動への裕度は大きくなっている。周波数変動の影響は受けにくくなっている。(カコグ分析)
電子情報技術産業協会 (JEITA)	情報機器	—	標準化に関して言えば、安定化電源の周波数に係る基準が問題になる。これについては、IECの国際標準を参照しながら進めている。電子製品のアダプターはユニバーサル化が進んでおり、50/60Hz 兼用になっている。周波数の動作許容範囲は一般に、47～63Hzは確保されている。(カコグ分析)
情報通信ネットワーク産業協会 (CIAJ)	情報機器	—	高調波、電圧変動、電磁障害は検討対象になっているが、周波数変動の影響が問題になったケースはない。電子製品のアダプターはユニバーサル化が進んでおり、50/60Hz 兼用になっている。周波数の動作許容範囲は一般に、47～63Hzは確保されている。(カコグ分析)
日本照明器具工業会 (JLA)	照明器具	—	周波数変動の影響に関する検討実績なし。インバータ整流はほとんど影響を受けない。メーカでも蛍光灯の安定器について50、60Hzを誤使用した場合の検討はあるが、1Hz未満の変動の影響を検討したメーカはほとんどない。蛍光灯については50/60Hz兼用で周波数の影響はなし。安定器に関しては、最近普及しているインバータ式の場合は短時間の周波数変動は問題にならないと思われる。(カコグ分析)
日本電気計測器工業会 (JEMIMA)	計測・制御機器	—	計測器の電源保護がかなり強固になってきているのでカコグ提示レベルの周波数の変動の影響はなく、影響を検討した事例はない。UPSなどの入力周波数の許容範囲は、50/60Hz±2.5～4.5Hz程度まで許容範囲がある。(カコグ分析)
日本電気制御機器工業会 (NECA)	計測・制御機器	—	安定化した電源を使うことを前提としているので、周波数の影響を検討した事例はない。UPSなどの入力周波数の許容範囲は、50/60Hz±2.5～4.5Hz程度まで許容範囲がある。(カコグ分析)

(出典: 資源エネルギー庁 風力発電系統連系対策小委員)

### 3.1.5 再生可能エネルギー連系拡大のための電力系統対策（短周期制約対策）

再生可能エネルギーの導入拡大に資する短周期面における変動吸収対策として代表的な例を以下3つ挙げる。

#### ①既存発電機の応答性向上（GF、AFC）

既存発電機の調停率を変更することによって系統定数が向上（GF機能強化）し、周波数変動に対する電力系統の耐量が強化される。変更にあたっては発電機の健全運転可能であることが大前提であるため、慎重に検討する必要がある。また、自動周波数制御（AFC）を具備することで発電機の調整力強化ができ、再生可能エネルギー導入を拡大することが可能となる。

#### ②蓄電池による再生可能エネルギー変動率縮小

再生可能エネルギーの $\Delta P$ 変化をトリガーとして、蓄電池を制御し、系統に流入する電力偏差を緩和することが可能となる。蓄電池のサイズや種類についてはターゲットとなる太陽光の大きさなどによるため具体化する場合は詳細な検討が必要となる。

#### ③再生可能エネルギーの出力抑制

蓄電池などによる系統安定化対策は有効な手段ではあるが、イニシャルコストが高額であり、また、設備維持のための費用や人員を必要とすることが課題である。一方、再生可能エネルギーの一時的な出力抑制は追加設備導入を回避でき、かつ、再エネ導入費用の回収期間にそれほど大きな影響は与えないことがメリットとして挙げられ、再生可能エネルギーを効率的に普及拡大するうえでは有効な手段といえる。但し、メガソーラ発電所であれば容易にシステム構築が可能であるが、一般家庭向けの小さなPVについての制御については通信設備等を含めた制御システム設計を詳細に検討する必要がある。

これら3つの手段以外にも、水素貯蔵、再生可能エネルギー発電出力予測に基づく系統運用技術の強化、需要家の電力使用を抑制するデマンドレスポンスなどが方法としてあるが、いずれの方法も未だ実用化には至っていないため、セーシエルに展開するのは現段階では難しいと考える。

### 3.1.6 その他調査結果

○Mahe 島の一部フィーダは表 3.1.6-1 に示す通り周波数低下リレーが整定されている。

表 3.1.6-1 Mahe 系統における周波数低下リレー整定値一覧

Parameter		Current	Feeder	Peak Loading
Stage 1	f [Hz]	49.00	Creve Coeur	2.0 MW
	df/dt	0.1		
	t [s]	5		
Stage 2	f [Hz]	48.50	La Retraite	2.0 MW
	df/dt	0		
	t [s]	1		
Stage 3	f [Hz]	48.00	Church Street	3.0 MW
	df/dt	0		
	t [s]	0.5		
Stage 3	f <sub>3</sub> (Hz)	48.5	Plaisance A	3.0 MW
	t <sub>3</sub> [s]	0.55		
	t <sub>3</sub> [s]	3.00		
	[3]	3.00		
Stage 4	f <sub>4</sub> (Hz)	48.5	Plaisance B	3.0 MW
	t <sub>4</sub> [s]	0.00		
	t <sub>4</sub> [s]	1.00		
	[3]	1.00		

○Praslin 発電所のフィーダには周波数低下リレーが具備されており、整定値が以下のようになっている。(現地電気技師よりヒアリング)

- CoteDor フィーダ : 周波数 (49.0Hz) 時限 (瞬時)
- Baite Ste Anne フィーダ : 周波数 (48.5Hz) 時限 (瞬時)

8月5日23時の発電機脱落事故の際に CoteDor フィーダがトリップしたのは周波数低下リレーによるものである。

## 3.2 ディーゼル発電機の効率利用に係る技術的及び経済的な検討支援

### 3.2.1 エネルギー自給率向上に向けた既存電源の効率運用

セーシェルにおけるエネルギー自給率向上を目指していくためには、再生可能エネルギーの導入による石油燃料の代替化の他に、既存電源の効率運用による燃料消費量の削減も必要である。その方法としては、以下の2点が挙げられる。

#### ① 適切な維持管理による燃料消費特性悪化の防止（発電機個々の管理）

発電機個々の適切な維持管理による適切な燃料消費特性を確保する。また、運転出力範囲も維持することで、高効率な運転出力にて運用を行う。

#### ② 経済負荷配分（EDC）運用の適用による燃料消費量適正化（発電所運用の管理）

個々の発電機の燃料消費特性を考慮し、各系統負荷断面における発電所全体の燃料消費量の適正化を図ることで、燃料消費量を削減する。

本項では、セーシェルディーゼル発電所への EDC 運用適用に向けた検討を行う。その検討にて発電所維持管理における課題についても抽出する。

### 3.2.2 EDC 運用とは

電力需要が変化する中、燃料消費特性の異なる複数台の発電機に対して、どの発電機を稼働させ、どのくらいの出力で運用させることが最も総合効率が高い運用となるかを検討し、検討結果を基に発電機の効率運用を行うことを EDC(Economic Dispatching Control) 運用という。

### 3.2.3 ディーゼル発電機での EDC 運用

EDC 運用は、前日までに電力需要を予測し、経済性を考慮して発電機の起動停止および出力配分を計画する需給運用計画と、当日の需給運用計画で決定した発電機の起動停止状態で出力配分の微調整を行う経済負荷配分制御に大別される。火力発電機や原子力発電機は起動停止による損失が大きく、需給運用計画が重要となるが、ディーゼル発電機の場合は起動停止損失が殆ど無く、操作も容易で、短時間で起動停止できることから、経済負荷配分制御のみでも有効な EDC 運用を実現することができる。

### 3.2.4 セーシェルに適した EDC 運用

日本国内の小規模発電所では、自動制御機能を有する本格的な EDC システムを導入した場合、高額なシステム導入費に対する燃費改善の費用対効果を見込むことが難しいことから、EDC 運用を行っていないのが実情である。但し、自動の EDC 運用を行わずとも、各発電機の燃費特性を把握し、燃費の良い発電機から多く出力する等の経験則に基づく経済運用は行われている。

本プロジェクトでは、セーシールの発電所のような小規模発電所に見合った EDC 運用として、システム機器は導入せず、市販の PC ソフト(マイクロソフト・エクセル)を活用して経済負荷配分計算を行い、計算値に則った手動による最適出力配分を行う EDC 運用の技術移転を行った。

<セーシェルに適した EDC 運用手法>

- ① 各発電機の燃費特性(燃料消費率)を用いて市販の PC ソフト(マイクロソフト・エクセル)にて経済負荷配分計算を実施



- ② 経済負荷配分計算結果をもとに発電機組合せ毎の経済負荷配分表を作成
- ③ 経済負荷配分表に基づいた EDC 運用の実施（EDC 運用は発電所の手動によるガバナ操作にて実施）

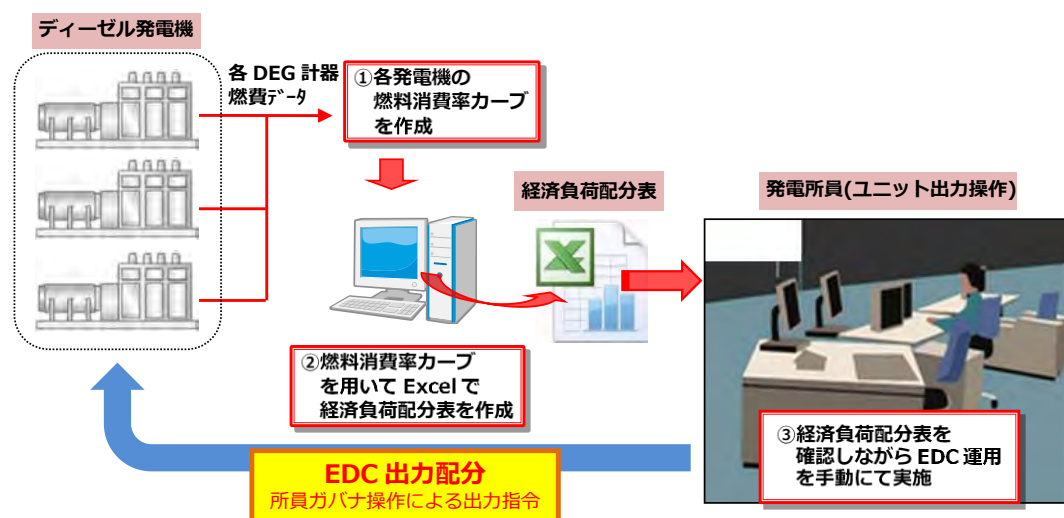


図 3.2.4-1 セーシェルに適した EDC 運用概略図

### 3.2.5 発電所分析

今回 EDC 運用適用検討対象とする電力系統は、Mahe 島および Praslin 島とし、La Digue 島、Desroches 島、Curiuse 島は以下の理由により検討から除外する。

La Digue 島：Praslin 島ディーゼル発電所より海底ケーブルにて送電されているため、Praslin 島の検討に包含される。

Desroches 島：ホテル経営者の変更により、発電設備の更新が予定されており、燃料消費量の適正化は 3.3.5.5 項における発電機の容量最適化検討に包含される。

Curiuse 島：系統規模が小さく、発電機 1 台運転にて運用されており、複数台の発電機にて効率化を図る EDC 運用の効果は期待できない。

#### 3.2.5.1 Mahe 島ディーゼル発電所 (Victoria B/Victoria C)

表 3.2.5-1 に Mahe 島ディーゼル発電所諸元を示す。Victoria C 発電所では定格容量 8,000kW のディーゼル発電機が 2 機増設中であり、その運用開始後は Victoria B 発電所 SET 8B 以外の発電機は常時は運用休止となる予定である。そのため、今回は今後主体となる Victoria C 発電所を中心に検討を行った。図 3.2.5-1 の Operational output range は各発電機の出力可能な運転範囲を示すが、各発電機ともほぼ定格容量まで出力できる運転範囲を確保できており、一般的に最大効率となる運転点で運用できることが確認できる。図 3.2.5-2 から 3.5.2-7 に発電所設備写真を示す。現地調査中に Victoria C 発電所 SET A41 が開放点検（オーバーホール）中であり、メンテナンス室にて各部品の清掃および加工作業を行っていた。ディーゼル機関の点検は発電所員にて実施することが可能であり、インドから補助員を招へいし、メーカーのマニュアルに沿って定期的に行っている。発電所内は常に清掃作業を行われており、機関からの油漏れ等の異常に気づきやすい環境となっている。中央操作室についても、各発電機の状態をパソコン上で確認でき、異常箇所を即座に確認できる。燃料流量計および電力量計も問題なく動作している様子が確認でき、燃料流

量計の校正も年に1度実施しているため、設備管理に問題はないと考えられる。

一方で、系統全体を把握できる設備は周波数表示計と周波数時計のみであり、系統負荷を表示する計器は設置されていない。運転員へのヒアリングでは、系統負荷の確認は各発電機出力の積算により実施されており、タイムラグが発生していることが判明した。これは各需要断面において経済的な発電機の負荷分担を行う EDC 運用において、作業の煩雑化による実行性が低下する要因となる。更にはタイムラグにより、その需要断面における発電機出力の最適化が図れない可能性が生じる。また、個々の発電機の燃料消費特性については、定格容量で行っているものの、各出力帯における燃料消費特性（燃料消費率曲線）は把握していないことが分かった。発電所運用の結果として、全体のある一定期間の燃料消費量を把握しており、発電所の効率を指標としているものの、その最適化に対しては認識があまりない。

表 3.2.5-1 Mahe 島ディーゼル発電所諸元

**POWER PLANT: VICTORIA B (NEW PORT) MAHE ISLAND**

GENSET	SET 1B	SET 3B	SET 4B	SET 5B	SET 6B	SET 7B	SET 8B
RATED OUTPUT (kw)	2500	2500	2500	5000	5000	5000	6348
Derated Capacity (kw)	1000	1200	1500	3500	0	3500	6000
Min. Allowed output(kW)	-	-	-	-	-	-	3000
Operational output range (kW)	-	-	-	-	-	-	3000
YEAR INSTALLED	1971	1971	1978	1981	1986	1990	1998
FUEL USED	LFO (Diesel)	LFO (Diesel)	LFO (Diesel)	LFO (Diesel)	HFO (Heavy fuel oil)	HFO (Heavy fuel oil)	HFO (Heavy fuel oil)

**POWER PLANT: VICTORIA C (ROCHE CAIMAN) MAHE ISLAND**

GENSET	SET A11	SET A21	SET A31	SET A41	SET A51	SET A61	SET B11	SET B21	SET B31	SET B41	SET B51
RATED OUTPUT (kw)	6348	6348	6348	6348	8000	8000	6348	6348	6348	8000	8000
Derated Capacity (kw)	6000	6000	6000	6000	7500	7500	6000	6000	6000	7500	7500
Min. Allowed output(kW)	3000	3000	3000	3000	4000	4000	3000	3000	3000	4000	4000
Operational output range (kW)	3000	3000	3000	3000	3500	3500	3000	3000	3000	3500	3500
YEAR INSTALLED	2000	2000	2000	2000	2016(TBO)	2016(TBO)	2000	2000	2000	2011	2011
FUEL USED	HFO (Heavy fuel oil)	HFO (Heavy fuel oil)	HFO (Heavy fuel oil)	HFO (Heavy fuel oil)	HFO (Heavy fuel oil)	HFO (Heavy fuel oil)	HFO (Heavy fuel oil)	HFO (Heavy fuel oil)	HFO (Heavy fuel oil)	HFO (Heavy fuel oil)	HFO (Heavy fuel oil)

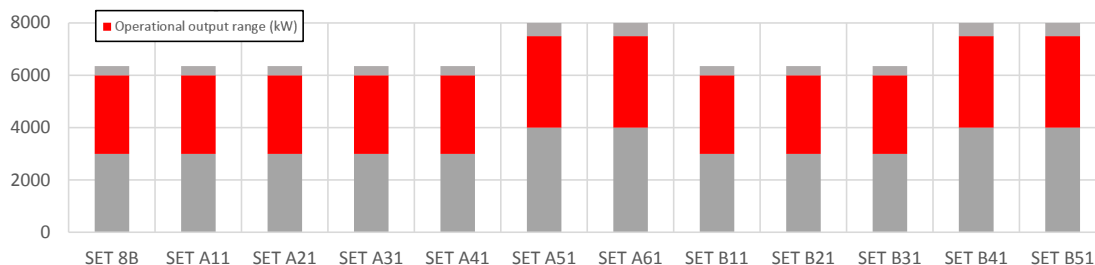


図 3.2.5-1 Mahe 島ディーゼル発電機 運用可能出力



図 3. 2. 5-2 メンテナンス室



図 3. 2. 5-3 ピストンライナー加工



図 3. 2. 5-4 発電機室



図 3. 2. 5-5 燃料流量計



図 3. 2. 5-6 電力量計



図 3. 2. 5-7 Victoria C 中央操作室

### 3. 2. 5. 2 Praslin 島ディーゼル発電所

表 3. 2. 5-2 に Praslin 島ディーゼル発電所諸元を示す。本調査期間中に定格容量 2, 500kW の SET 5P が増設され、約 8, 000kW の系統負荷に対して、実効容量で 13, 350kW の発電設備を有している。Mahe 島に比べて発電機の種類（定格容量、導入年）にばらつきがあることから、個々の燃料消費特性にも差異があることが予想される。ゆえに、EDC 運用導入による燃料消費の適正化による燃料消費削減効果がより見られる可能性がある。また、Praslin 島ディーゼル発電機は燃料に LFO を使用しているため、効率向上による発電コスト低減効果が期待できる。EDC 運用に必要な電力計および燃料流量計については、前者は問題なく動作していたが、後者の燃料流量計は明らかに動作不良であるものが多かった。運転員による

巡回および発電日報への記入は実施されているものの、故障に気づいていないものもあった。

Mahe 島と同様に、系統負荷を表示する計器は設置されておらず、EDC 運用適用に際して、系統負荷の把握が課題となる。特に、Praslin 島発電所では個々の発電機制御盤計器にて出力を把握する必要があるため、その確認作業に時間を要してしまう。

表 3.2.5-2 Praslin 島発電所発電機諸元

GENSET	SET 1P	SET 2P	SET 3P	SET 4P	SET M4	SET M5	SET M6	SET 5P	SET 6P	SET 7P	SET 8P
RATED OUTPUT (kw)	670	670	670	670	1400	1200	1000	2500	1500	3000	3000
Derated Capacity (kw)	450	450	450	450	1200	1100	1000	2500	1400	2500	2500
Min. Allowed output(kW)	300	300	300	300	700	600	840	1250	700	1000	1000
Operational output range (kW)	150	150	150	150	500	500	160	1250	700	1500	1500
YEAR INSTALLED	1981	1981	1981	1990	1999	2000	2013	2015	1996	2003	2003
FUEL USED	LFO (Diesel)	LFO (Diesel)	LFO (Diesel)	LFO (Diesel)	LFO (Diesel)	LFO (Diesel)	LFO (Diesel)	LFO (Diesel)	LFO (Diesel)	LFO (Diesel)	LFO (Diesel)

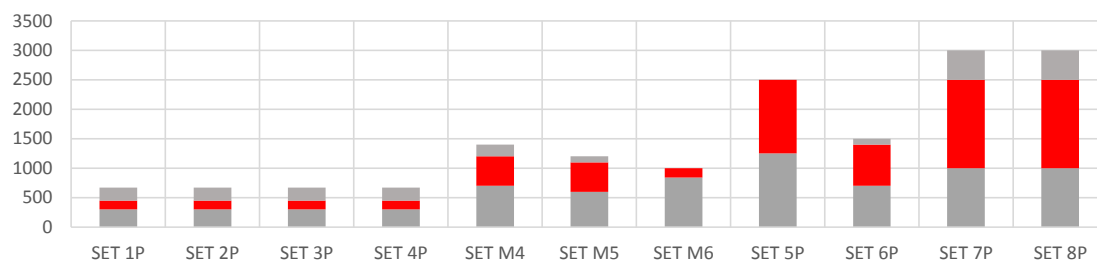


図 3.2.5-8 Praslin 島ディーゼル発電機 運用可能出力



図 3.2.5-8 発電機室 (SET 1P-4P)

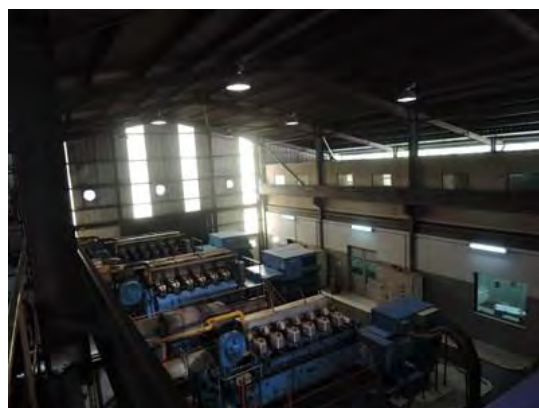


図 3.2.5-9 発電機室 (SET 6P-8P)



図 3. 2. 5-10 コンテナ型発電機 (SET M4-M6)



図 3. 2. 5-11 燃料流量計 (SET 1P-4P)



図 3. 2. 5-12 燃料流量計 (SET 6P-8P)



図 3. 2. 5-13 燃料流量計 (SET M6)



図 3. 2. 5-14 電力量計 (SET 1P-4P)



図 3. 2. 5-15 電力量計 (SET 6P-8P)



図 3.2.5-16 電力量計 (SET 6M)



図 3.2.5-17 中央操作室

### 3.2.6 EDC 運用技術移転

EDC 運用に係る技術移転については、以下の手順にて実施した。

- ① 燃料消費量適正化に関する理論・概念の確認
- ② 必要な情報の収集方法の確認
- ③ 収集した情報の EDC 運用への活用方法の確認

#### 3.2.6.1 EDC 運用理論

##### ■ディーゼルエンジンの性能(性能曲線)

ディーゼルエンジンは、その用途により必要な出力、トルク等が変わるためエンジン毎に燃料消費率などの性能が異なる。また、たとえ、メーカー、発電機型式、製造年月日と同じ発電機でも、使用頻度やメンテナンス方法により性能が徐々に変わってくる。図 3.2.6-1 と図 3.2.6-2 には 18kW 程度の定格出力性能を持つディーゼルエンジン(新品)の性能曲線を示している。

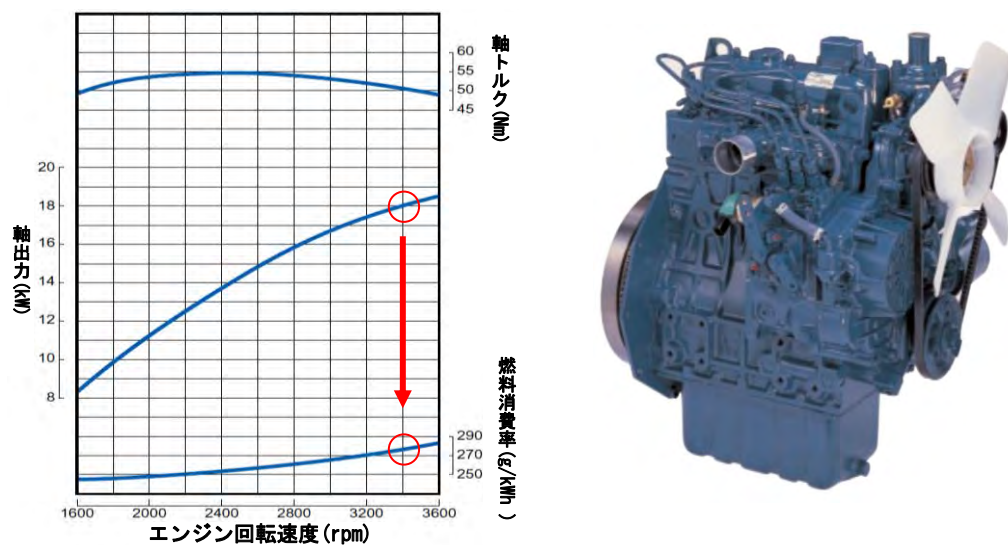


図 3.2.6-1 ディーゼルエンジン-I の性能曲線と外観①

(出典：(株)クボタ カタログ)

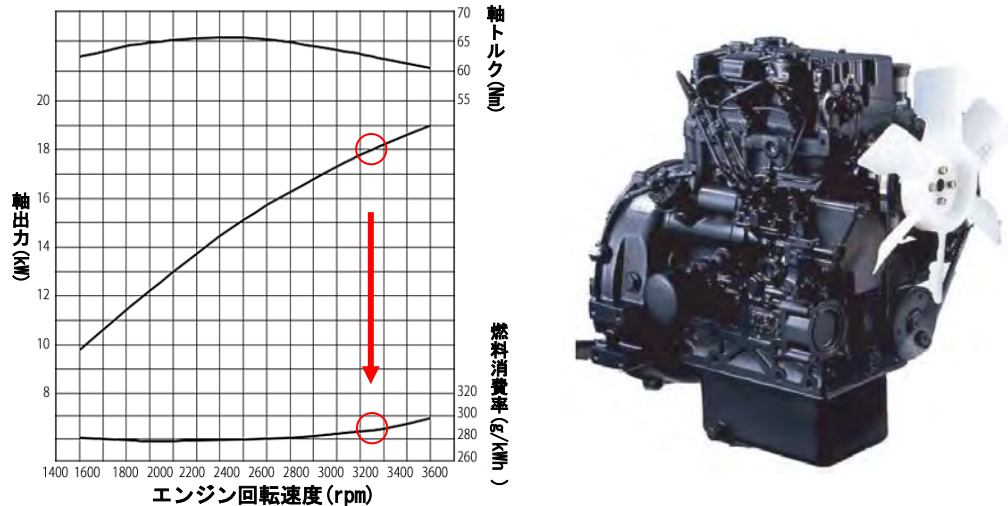


図 3.2.6-2 ディーゼルエンジン-II の性能曲線と外観②  
(出典：株式会社 IHI シバウラ カタログ)

上図のグラフは、上から順に軸トルク (Nm)、軸出力 (kW)、燃料消費率を表している。図 3.2.6-1 と図 3.2.6-2 のグラフに注目すると、同じ軸出力 18kW の時、燃料消費率はエンジン-I は約 280g/kWh、エンジン-II は約 290 g/kWh となっていて、同規模の発電機で同出力を得た場合でも、燃料消費量が異なることが分かる。このように、ディーゼル発電機は、発電機毎に性能が異なるので複数の発電機により運用されている発電所では「等増分燃料費の原則」に従い、最も燃料費がかからない「経済負荷配分」を行い、発電を行うことが重要である。

### ■低負荷帯での性能低下のメカニズム

一般に、ディーゼルエンジンは定格出力付近で最もエネルギー効率がよく、低負荷帯では効率が悪くなっている。図 3.2.6-3 は沖縄県の離島で使用されている発電機 A(定格出力 100kW) と発電機 B(定格出力 350kW) の燃料消費率を示したものである。これを見ても分かる通り、2 台のディーゼル発電機は定格出力付近で効率が良く、低負荷になるにつれて効率が悪くなっている。ここでは、ディーゼル発電機を低負荷帯で使用すると燃料消費率の増加等、性能低下が起こるメカニズムについて解説する。

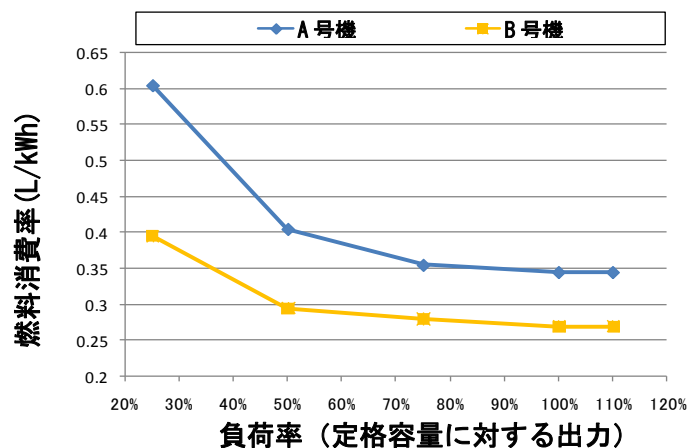


図 3.2.6-3 ディーゼル発電機における負荷率と燃料消費率

低負荷運転を行った場合、ディーゼルエンジンに発生する主な現象として不完全燃焼がある。不完全燃焼は、シリンダ内に供給される空気と燃料油が十分に燃焼しないことを意味し、燃焼油の一部が煤となり黒煙が出たり、燃料油がそのまま白煙（液状煙）として排出される。噴射された燃料が全て熱エネルギーに変換されなければ、必要な出力は得られず、余分に燃料を供給しなくてはならない。このため、燃料消費率が悪化する。

不完全燃焼が発生する原因の一つは、吸気圧力の低下により、シリンダ内に供給される空気量が減少することである。これにより、圧縮圧力・圧縮温度ともに低下するので燃料が燃焼しにくくなる。

もう一つの原因は、燃料噴射ポンプから燃料弁に供給する燃焼油噴射圧力が図 3.2.6-4 に示すように低負荷帯では低下するためである。これにより、弁より噴射される燃料油粒の径が大きくなったり、燃料の拡散が不十分となり必要時間内に燃えきらずに不完全燃焼を起こす(図 3.2.6-5)。この対策として低負荷帯に適正な噴霧状態とした場合、逆に、高負荷帯では燃料油圧力が上昇し、燃料噴射ポンプ、燃料弁等の機械的耐力の限界を超過する。

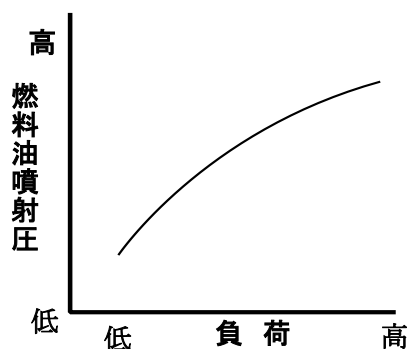


図 3.2.6-4 負荷率と燃料油噴射圧力

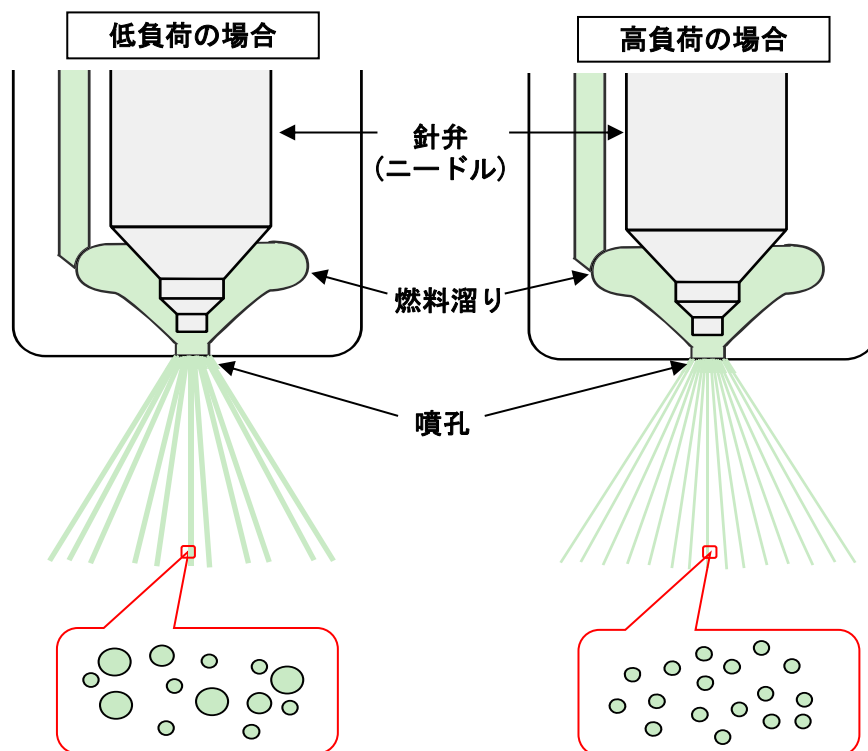


図 3.2.6-5 噴射圧力による燃料粒径差のイメージ



## ■複数台ディーゼル発電機運用時の効率運用の考え方

ディーゼル発電機が複数台運転している場合のモデル発電所を表 3.2.6-1 のように仮定する。また、それぞれの燃料消費特性を表 3.2.6-2 および図 3.2.6-6 と設定する。

表 3.2.6-1 仮想ディーゼル発電機

No.	項目	設備容量 (kW)	回転数 (min-1)	気筒数	メーカー
1	A 号機	100	900	6	A 社
2	B 号機	100	720	6	B 社
3	C 号機	200	720	6	C 社
4	D 号機	300	720	6	D 社
5	E 号機	300	1800	12	E 社

表 3.2.6-2 ディーゼル発電機の燃料消費率の設定

発電設備			負荷率とそれに対する燃料消費率 (単位:L/kWh)				
No.	項目	設備容量 (kW)	25%	50%	75%	100%	110%
1	A 号機	100	0.605	0.405	0.355	0.345	0.345
2	B 号機	100	0.550	0.395	0.355	0.335	0.330
3	C 号機	200	0.465	0.340	0.305	0.290	0.290
4	D 号機	300	0.355	0.280	0.255	0.260	0.260
5	E 号機	300	0.395	0.295	0.280	0.270	0.270

上記設定値の特徴は以下の通り。

- 燃料消費率は低出力の際に最も悪く、定格出力付近で最も良くなる。
- 同じ定格出力の発電機でも燃料消費率に違いがある。
- 基本的に定格出力の大きな発電機の燃料消費率が良い。

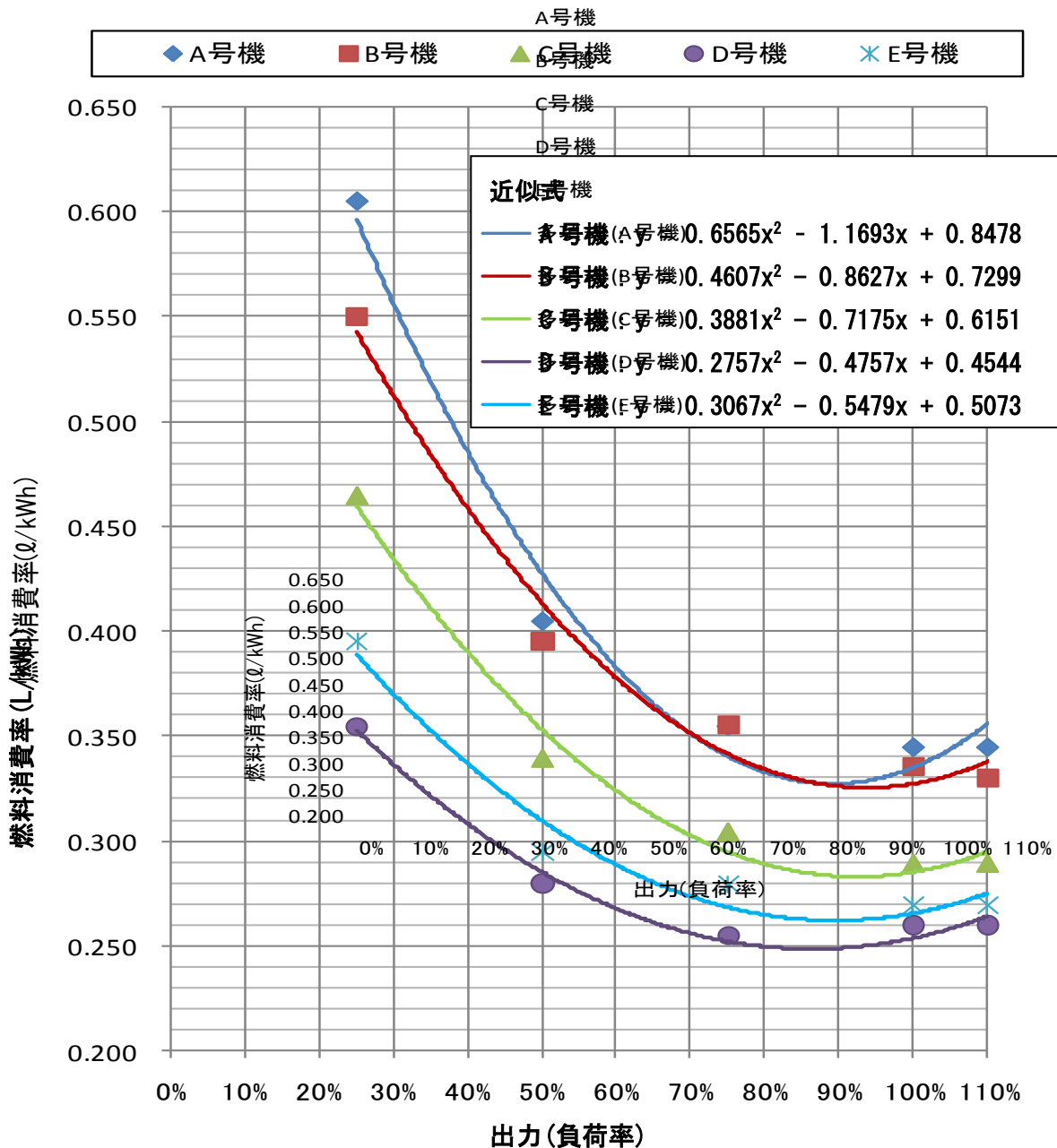


図 3.2.6-6 ディーゼル発電機 燃料消費率曲線

■運用パターンの違いによる燃料消費量の差異

上記の発電機を用いた運用パターンで、特に2つの場合について、その運用パターン（負荷分担）の違いによる燃料消費量の差異について確認する。

- パターンA：最新の発電機(E号機)をメイン号機として運転
- パターンB：燃料消費率曲線で効率が良いと考えられるD号機をメイン号機として運転

表 3.2.6-3 および 3.2.6-4 にそれぞれの運用パターンにおける燃料消費量および燃料消費率を示す。全体的に運転パターンAに対して運転パターンBの燃料消費量が小さくなる結果となっており、燃料コストが低減されることが分かる。ただし、今回の400kWの需要断面では、燃料消費率が1番良い発電機を最大限利用していくことが、必ずしも最低コストの運用とは限らない。

また、セーシェルにおける EDC 運用導入については、本項と同様に実際の発電所運用に適用できるが、発電機台数や想定需要断面の増加により作業が膨大となる。そのため、ある程度自動化された計算方法を導入することが望まれる。今回は 3.2.4 項で示したとおり、エクセルベースの計算ツールを使用する。

表 3.2.6-3 運用パターン A の場合の燃料消費量および総合燃料消費率

発電設備			需要負荷および発電機出力						
No.	項目	設備容量 (kW)	200kW	300kW	400kW	500kW	600kW	700kW	800kW
1	A 号機	100	停止	停止	停止	停止	停止	50	50
2	B 号機	100	停止	停止	停止	停止	50	50	50
3	C 号機	200	停止	停止	停止	100	150	150	150
4	D 号機	300	停止	100	200	200	200	200	250
5	E 号機	300	200	200	200	200	200	250	300
A	燃料消費量 (L/h)		55.7	88.4	107.7	141.7	173.3	203.8	229.3
	総合燃料消費率 (L/kWh)		0.279	0.295	0.269	0.283	0.289	0.291	0.287

表 3.2.6-4 運用パターン B の場合の燃料消費量および総合燃料消費率

発電設備			需要負荷および発電機出力						
No.	項目	設備容量 (kW)	200kW	300kW	400kW	500kW	600kW	700kW	800kW
1	A 号機	100	停止	停止	停止	停止	停止	停止	停止
2	B 号機	100	停止	停止	停止	停止	停止	50	100
3	C 号機	200	停止	停止	停止	停止	100	150	200
4	D 号機	300	200	250	300	250	250	250	250
5	E 号機	300	停止	50	100	250	250	250	250
B	燃料消費量 (L/h)		52.0	83.6	113.9	128.3	162.3	193.9	219.8
	総合燃料消費率 (L/kWh)		0.260	0.279	0.285	0.257	0.271	0.277	0.275

### 3.2.6.2 燃料消費率測定

前項にて記述の通り、燃料消費量の適正化を図る上で、各発電機の燃料消費特性を把握することが重要である。第2回および第3回現地調査において、Mahe 島発電所およびPraslin 島発電所にて燃料消費率測定試験を実施し、その試験方法を C/P と確認した。図 3.2.6-7 および 3.2.6-8 に試験実施時の様子を示す。両発電所とも、測定方法については的確に把握しており、本調査終了後の C/P 自身による周期的な計測継続に問題はない。但し、本計測試験結果をベースとして検討を行うことから、計測手順の徹底による精緻なデータ収集に努めるよう教示した。計測手順については、表 3.2.6-5 の通り煩雑なものではなく、現地調査にて実施した計測試験において、C/P 自身でも十分に実施可能であることが確認できた。



図 3.2.6-7 燃料消費量確認 (Mahe)



図 3.2.6-8 電力量確認 (Praslin)

表 3.2.6-5 燃料消費率計測試験 試験手順

Rated	8000 kW
Derated	7500 kW
Min. allowed	4000 kW

Time	Output (kW)
9:45	5000
10:00	4000
10:30	4000
10:45	6000
11:15	6000
11:30	7500
12:00	7500

【計測手順】

- (1) 出力可能範囲内で、できるだけ幅広い出力での燃料消費量を計測する。(例では3点)
- (2) 1計測点で30分間(可能であれば1時間)出力を一定に維持し、最初と最後に電力量計と燃料流量計の指示値を確認する。その際にはできるだけ計測のタイミングを合わせる。
- (3) 出力を変えて計測するまでは、出力を安定させるために15分間隔を空ける。

### ■計測試験結果 (Mahe 島)

図 3.2.6-9 に Mahe 島 Victoria C 発電所における計測試験結果を示す。Mahe 島に既設のディーゼル発電機は、定格容量 6,348kW および 8,000kW の 2 種類であり、燃焼消費特性は類似している。また、表 3.2.6-6 に今回計測した A2、A3、A4 号機のオーバーホール後の運転時間を比較する。運転時間による燃料消費特性の悪化は確認できないため、今回の計測結果のみで判断すると、Victoria C 発電所においては適切な維持管理がされていると考えられる。

**Victoria C\_B5**

Rated output	8000 kW		
KW	4000	6000	7500
%	50%	75%	94%
L/KWH	0.257	0.232	0.230

**Victoria C\_A4**

Rated output	6348 kW		
KW	5500	4500	3000
%	87%	71%	47%
L/KWH	0.238	0.239	0.249

**Victoria C\_A2**

Rated output	6348 kW		
KW	3000	4500	5500
%	47%	71%	87%
L/KWH	0.249	0.242	0.240

**Victoria C\_A3**

Rated output	6348 kW		
KW	3000	4500	5500
%	47%	71%	87%
L/KWH	0.252	0.238	0.239

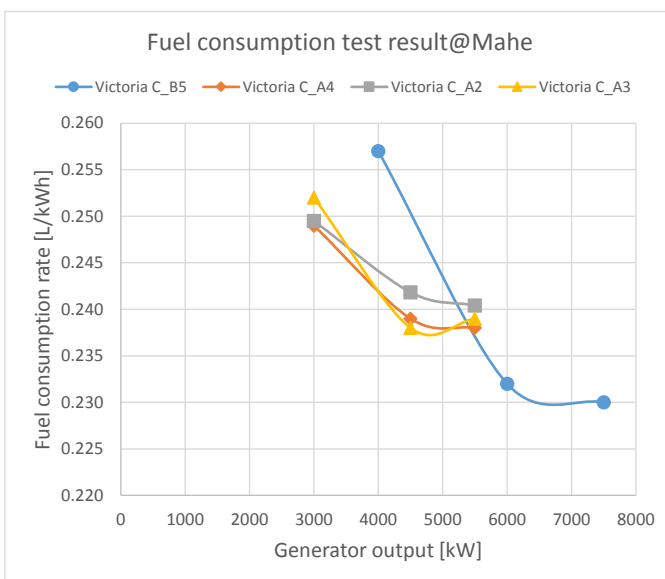


図 3. 2. 6-9 Victoria C 発電所における燃料消費率計測試験結果

表 3. 2. 6-6 オーバーホール後の運転時間比較

ユニット	A2	A3	A4
オーバーホール後の 運転時間	11,200	1,263	10,964

■計測試験結果 (Praslin 島)

図 3. 2. 6-10 に Praslin 島発電所における計測試験結果を示す。SET M6 に関しては、固定出力 840kW でのみ運転されているため、1 点のみ計測した。SET 5P については導入直後での計測であったため、同容量の SET7P よりも低い値を計測している。

また、本計測試験における対象機選定にて、燃料流量計を含む燃料系統に問題があるユニットが多く見られた。表 3. 2. 6-7 に Praslin 島発電所における燃料系統の不具合一覧、図 3. 2. 6-11 および 12 に SET 8P 不具合を示す。現地 C/P 技術スタッフへの指摘により、流量計の交換が行われたユニットもあったため (SET 1P および 2P)、運転員による巡回点検時の確認、および発電日報による異常確認が適切に実施されていない可能性が確認された。EDC 運用については、各発電機および周辺機器が健全に動作していることを前提としているため、その導入においては、維持管理体制の見直しも含めた検討が必要であると考えられる。

<b>Praslin 6P</b>			
Rated output	1500 kW		
KW	800	1040	1300
%	53%	69%	87%
L/KWH	0.282	0.275	0.271

<b>Praslin 7P</b>			
Rated output	3000 kW		
KW	1000	1700	2000
%	54%	73%	81%
L/KWH	0.2837	0.2729	0.2723

<b>Praslin 4P</b>			
Rated output	670 kW		
KW	548	444	296
%	82%	66%	44%
L/KWH	0.276	0.278	0.296

<b>Praslin M6</b>			
Rated output	1000 kW		
KW	840		
%	84%		
L/KWH	0.261		

<b>Praslin 5P</b>			
Rated output	3000 kW		
KW	2084	1576	1216
%	0.694667	0.525333	0.405333
L/KWH	0.260	0.272	0.292

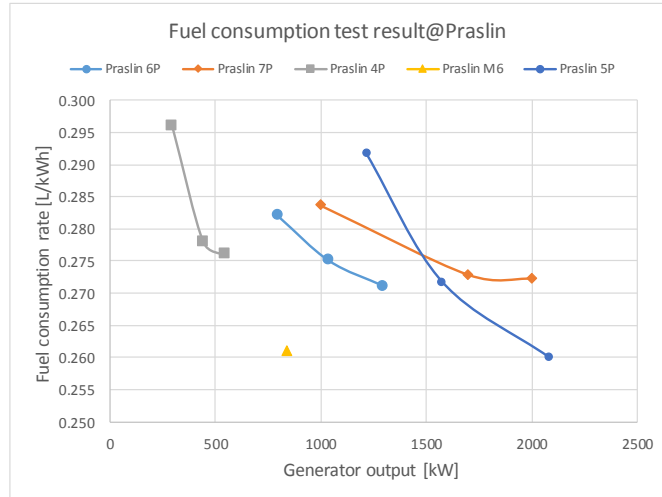


図 3.2.6-10 Praslin 島発電所における燃料消費率計測試験結果

表 3.2.6-7 Praslin 島発電所における燃料系統の不具合一覧

ユニット	燃料流量計	不具合内容
1P	故障	燃料流量計の故障
2P	故障	燃料流量計の故障
3P	故障	燃料流量計の故障
M4	故障	燃料流量計の故障
M5	故障	燃料流量計の故障
8P	健全	戻り燃料計測流量計手前のバイパス開閉バルブの故障により燃料流量計測ができない



図 3.2.6-11 SET 7P 流量計周り (健全)



図 3.2.6-12 SET8P 流量計周り (バルブ故障)

### 3.2.6.3 経済負荷配分表作成

前項にて得られた計測試験結果を基に、実際に EDC 運用を実施するための手法を C/P へ教示した。本調査では追加設備の導入を行わず、かつ簡素化した手法とするため、市販の PC ソフト(マイクロソフト・エクセル)にて、各需要断面における最適負荷配分を計算し、その一覧表を用いて運転員による発電機運用を行うことを提案した。図 3.2.6-13 から 3.2.6-16 に講義の様子を示す。エクセルでの計算に不慣れな点はあったものの、C/P 自身

で経済負荷配分表の作成が行えることを確認した。また、経年および環境の変化に影響される燃料消費率の定期的な計測を実施することを確認した。例として、表3.2.6-8にPraslin島発電所における負荷配分表例を示す。例はSET 4P、SET 5P、SET 6P、SET7P、SET 8Pにて運用した場合の各需要負荷における各ユニットの最適負荷である。このような表を各ユニット組合せ別に作成し、実際の発電機運用を実施する。



図 3.2.6-13 経済負荷配分表作成講義 1  
(Praslin 島発電所)



図 3.2.6-14 経済負荷配分表作成講義 2  
(Praslin 島発電所)



図 3.2.6-15 経済負荷配分表作成講義 1  
(Mahe 島 Victoria C 発電所)



図 3.2.6-16 経済負荷配分表作成講義 2  
(Mahe 島 Victoria C 発電所)

表 3. 2. 6-8 Praslin 島発電所における負荷配分表例

系統負荷【kW】	各DG出力(最適負荷配分)【kW】				
	DG:4P	DG:5P	DG:6P	DG:7P	DG:8P
9,000	450	2,650	1,400	2,000	2,500
8,900	400	2,650	1,350	2,000	2,500
8,800	400	2,600	1,350	2,000	2,450
8,700	400	2,600	1,350	2,000	2,350
8,600	400	2,600	1,350	2,000	2,250
8,500	400	2,600	1,350	2,000	2,150
8,400	400	2,600	1,350	2,000	2,050
8,300	400	2,600	1,350	2,000	1,950
8,200	400	2,600	1,350	2,000	1,850
8,100	400	2,600	1,350	2,000	1,750
8,000	400	2,600	1,350	2,000	1,650
7,900	400	2,600	1,350	2,000	1,550
7,800	400	2,600	1,350	2,000	1,450
7,700	400	2,600	1,350	2,000	1,350
7,600	400	2,600	1,350	2,000	1,250
7,500	400	2,600	1,350	2,000	1,150
7,400	400	2,600	1,350	2,000	1,050
7,300	400	2,600	1,350	1,950	1,000
7,200	400	2,600	1,350	1,850	1,000
7,100	400	2,600	1,350	1,750	1,000
7,000	400	2,600	1,350	1,650	1,000
6,900	400	2,600	1,350	1,550	1,000
6,800	400	2,600	1,350	1,450	1,000
6,700	400	2,600	1,350	1,350	1,000
6,600	400	2,600	1,350	1,250	1,000
6,500	400	2,600	1,350	1,150	1,000
6,400	400	2,600	1,350	1,050	1,000
6,300	400	2,600	1,300	1,000	1,000
6,200	400	2,600	1,200	1,000	1,000
6,100	400	2,600	1,100	1,000	1,000
6,000	400	2,600	1,000	1,000	1,000
5,900	400	2,600	900	1,000	1,000
5,800	400	2,600	800	1,000	1,000
5,700	400	2,600	700	1,000	1,000
5,600	400	2,500	700	1,000	1,000
5,500	400	2,400	700	1,000	1,000
5,400	400	2,300	700	1,000	1,000
5,300	400	2,200	700	1,000	1,000
5,200	400	2,100	700	1,000	1,000
5,100	400	2,000	700	1,000	1,000
5,000	400	1,900	700	1,000	1,000
4,900	400	1,800	700	1,000	1,000
4,800	400	1,700	700	1,000	1,000
4,700	400	1,600	700	1,000	1,000
4,600	400	1,500	700	1,000	1,000
4,500	300	1,500	700	1,000	1,000



### 3.2.7 EDC 運用適用プロセス

#### ■EDC 運用導入効果

EDC 運用を実際に導入した際の効果について試算を行った。Mahe 島 Victoria C 発電所を対象とし、燃料消費率が計測されていないユニットについては同容量ユニットと同値とした。試算条件は以下の通りである。

##### 【試算条件】

- 対象発電所は Mahe 島 Victoria C 発電所とした。
- 対象期間は 2014 年 11 月 1 日（土）～11 月 7 日（金）の 7 日間とした。
- 実績燃料消費量は実績値ではなく、計測した燃料消費率と発電機出力実績値より算出した。
- EDC 運用適用後の燃料消費量推定値は、実際の系統負荷に対して最適負荷分担を行った際の燃料消費量を採用した。
- SET B8、A1、B1、B2、B3 については、SET A2、A3、A4 の燃料消費率平均値を採用した。
- SET B4 については、SET B5 の燃料消費率平均値を採用した。

表 3.2.6-9 に試算結果を示す。上記の条件による試算では、EDC 運用適用前と比較して、約 1.6%の燃料消費量削減効果がある可能性を得た。実際には、気温や湿度等の環境変化や発電機の状態に大きく左右されるが、EDC 運用の地道な実施により、大きな費用を掛けずに燃料消費量の削減が実施できる可能性があることが分かる。

表 3.2.6-9 Mahe 島 Victoria C 発電所における EDC 運用導入効果試算結果

2014/11/1	燃料使用量【t】	通常運用	190,972	2014/11/5	燃料使用量【t】	通常運用	221,058
		EDC運用	190,275			EDC運用	220,501
	削減量【t】		697		削減量【t】		557
	削減効果【%】		0.365%		削減効果【%】		0.252%
2014/11/2	燃料使用量【t】	通常運用	189,546	2014/11/6	燃料使用量【t】	通常運用	229,285
		EDC運用	189,173			EDC運用	228,872
	削減量【t】		373		削減量【t】		413
	削減効果【%】		0.197%		削減効果【%】		0.180%
2014/11/3	燃料使用量【t】	通常運用	217,722	2014/11/7	燃料使用量【t】	通常運用	219,332
		EDC運用	217,268			EDC運用	218,845
	削減量【t】		454		削減量【t】		487
	削減効果【%】		0.209%		削減効果【%】		0.222%
2014/11/4	燃料使用量【t】	通常運用	222,207	TOTAL	燃料使用量【t】	通常運用	1,490,123
		EDC運用	221,844			EDC運用	1,486,777
	削減量【t】		364		削減量【t】		3,346
	削減効果【%】		0.164%		削減効果【%】		1.588%

#### ■EDC 運用適用にむけた改善点

今後現地 C/P 自身による EDC 運用を継続して行うための改善点については、以下の 2 点が挙げられる。

## ① 発電日報の電子化

Praslin 島発電所においては、計器等の故障の発見が適切に行われていないケースがあり、これは日常の巡視点検や発電日報に記録された情報の確認に改善点があると考えられる。具体的には、紙ベースでの記録を行っているため、記録する作業に終始しており、計器指示値の異常確認がしづらい点が挙げられる。エクセル等の表計算ソフトへの記録を並行して行えば、既定値を超える数値を入力した際にエラーを表示する等して即座に異常状態を確認できる。また、EDC 運用を行う上で重要な経済負荷配分表の作成には、系統負荷の実績を鑑みて検討を行う必要があることから、発電日報の電子化は非常に重要である。

## ② 系統負荷の把握

3.2.5 項で述べた通り、Mahe 島および Praslin 島発電所には系統負荷を常時表示する計器が設置されておらず、刻一刻と変化する需要を把握できない環境にある。これは各需要断面において発電機の負荷配分を最適化し、燃料消費量を最小限化する EDC 運用を実施する上で、同時性に欠く。また、運転員に「やりにくさ」を与えてしまい、十分な実施がなされない可能性もある。更には系統運用を行う上で、系統負荷が見えないことが理由で予備力を高く設定したり、周波数を高めに運用する傾向が見られることから、無駄な燃料消費がある可能性も考えられる。適切な EDC 運用および系統運用のためには、トータライザー等の個々の発電機出力を合計し、系統負荷として表示する計器が必要である。

### 3.2.8 まとめ

本調査において、ディーゼル発電機の効率利用に係る技術的及び経済的な検討について、EDC 運用導入に関する技術移転を中心に現地 C/P との議論を行った。3.2.1 項でも述べた通り、ディーゼル発電所を効率的に運用するためには、①適切な維持管理による燃料消費特性悪化の防止（発電機個々の管理）と、②EDC 運用の適用による燃料消費量適正化（発電所運用の管理）を実施することが肝要である。EDC 運用については、短期的には気象条件や発電機の状態により机上計算通りの結果が得られないことがしばしばであるが、発電機それぞれの燃料消費特性を念頭に入れた運用が実施されることで、長期的には各発電機および発電所全体の効率維持向上に繋がる。また、EDC 運用を実施する中で、燃料消費率の変化から推察される発電機異常等、日々の管理からの気づきを運転員それぞれが得ていくことが重要である。そこから発電所全体の効率等、発電所全体の運用に対して運転員それぞれが能動的に関わるきっかけが生まれ、そのサイクルを重ねていくことにより、運転員の技術力向上および発電所の適切な維持管理が行われる基盤が形成される。

### 3.3 PV ディーゼル・ハイブリッド発電設備の計画・設計支援

#### 3.3.1 基本システム構成

小規模電力系統においては、規模及び調整能力の制限等から系統連系型 PV システム等の再生可能エネルギーの出力変動の影響を受けやすく、その変動量が大きくなると需給調整や電力品質の確保等が困難になる。そのため、系統連系型 PV システムを高い割合で導入する際には既存電源であるディーゼル発電機との協調を取りながら電力供給を行うハイブリッドシステムが有望視されている。

沖縄では、今日まで電力供給に関するディーゼル発電機燃料の使用量を削減すべく、小規模離島へディーゼル発電機と協調を取ったハイブリッドシステムとして系統連系型 PV システムが導入されてきた。本項目では沖縄で培った技術である PV ディーゼル・ハイブリッドシステム等の構築技術を解説する。尚、基本システム構成は、以下の3種類を提示する。

- PV-ディーゼル・ハイブリッドシステム
- PV-WT-ディーゼル・ハイブリッドシステム
- PV-Battery-ディーゼル・ハイブリッドシステム

いずれの場合も小規模離島への導入を念頭におくと、複数台の発電機構成となる。

複数台構成とすることで、バックアップや補修が容易ではない小規模離島において、運用性を高めることができる考える。

##### (1) PV-ディーゼル・ハイブリッドシステム

PV ディーゼル・ハイブリッドシステムには殆どの場合、蓄電池等の系統安定化装置が付設される。しかし、系統安定化装置は高額であり、このような設備を組み込んだ設計をした場合、セーシェル国独自で導入するには経済的な負担が重く、実現性が乏しくなってしまうため、本業務では蓄電池等の安定化装置を併設しないシステムの提案を行い、システム設計を行う。システム例を以下に記す。

##### <蓄電池を併設しない PV システム>

- PV システムに付属する PCS の台数制御による周波数安定度を高めたシステム
- PV システムに付属する PCS の台数制御によるディーゼル発電低出力運転対策を加味したシステム

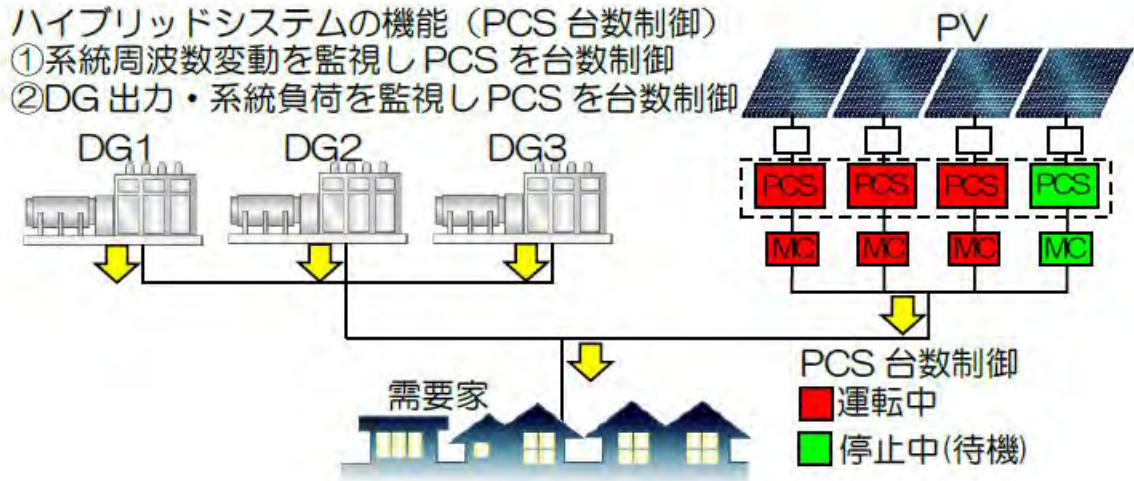


図 3.3.1-1 PV-ディーゼル・ハイブリッドシステム（蓄電池併設なし）イメージ図

<システムの特徴、優位性>

- 個別 PCS のオン・オフ操作による段階的な出力制限が可能  
出力制限制御を行ううえで複雑な制御装置が不要
- PCS 分割による PCS 故障時の PV システム全停止のリスク軽減  
1 台の PCS が故障しても、故障した系統のみ出力断となり、他の健全系統が出力することにより、システム全体の稼働を妨げない。
- PCS を小容量(小型・軽量)とすることで施工性の向上  
PCS の設置台数は増えるが、大容量 PCS のような設置基礎、アンカー固定等が不要、設置方法も壁付け設置等、施工が簡易

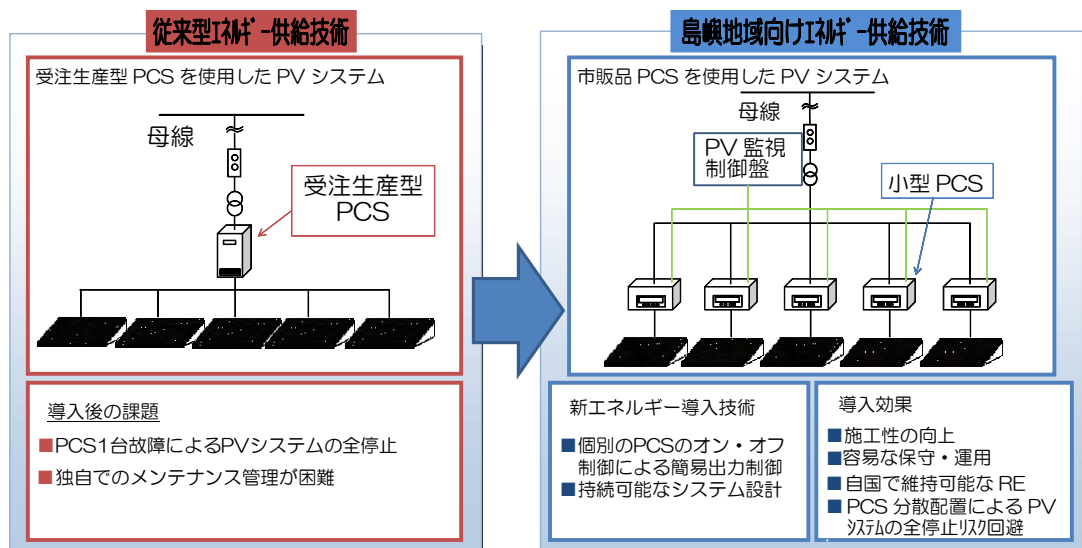


図 3.3.1-2 持続的に運用・維持管理が可能な PV システム構成

セーシェルの電力供給はディーゼル発電機燃料に依存した構造であることから、石油価格高騰の影響を受け易く非常に脆弱なエネルギー供給構造となっている。特に離島においては、発電コストが割高となっている。

このような問題を解決するためにはPVシステムを大量導入することが有効な手段となる。しかしながら、PVシステムの大量導入は電力系統における電力品質や供給信頼度の低下及びディーゼル発電機の低出力運転等、様々な問題があり、PVシステムの導入にはこれらを解決する対策が必要である。従って本問題を解決する手法として系統の状況及びPVシステム出力状況に応じてPCSの運転台数を制御するハイブリッドシステムの導入が有効な対策となる。

具体的には、PVシステム出力変動により系統周波数の変動が大きくなってきた際に、PCSの運転台数を減らし(台数制御)、PVシステム出力変動幅を低減させ系統周波数の変動を抑制する。また、ディーゼル発電機の低負荷運転についてはディーゼル発電機の出力を監視し、出力下限値以下になった場合にPCSの運転台数を減らし、ディーゼル発電機が低負荷運転とならないようPVシステムの台数制御を行う。また、DG出力が出力下限値を上回った場合にはPCSの運転台数を増やし、PVシステム発電電力を最大限活用できるようにする。

また、市販の小容量PCSを多数台組み合わせることで、故障時に自ら対応することができるため迅速な復旧が可能となり、設備利用率の向上が期待できる。受注生産型PCSを用いたシステムと比較し、故障対応に要するコストの削減も可能であると考えられる。施工性の面でも優位があり、メーカーに依存せず自ら持続的に運用・維持管理が可能なシステムである。

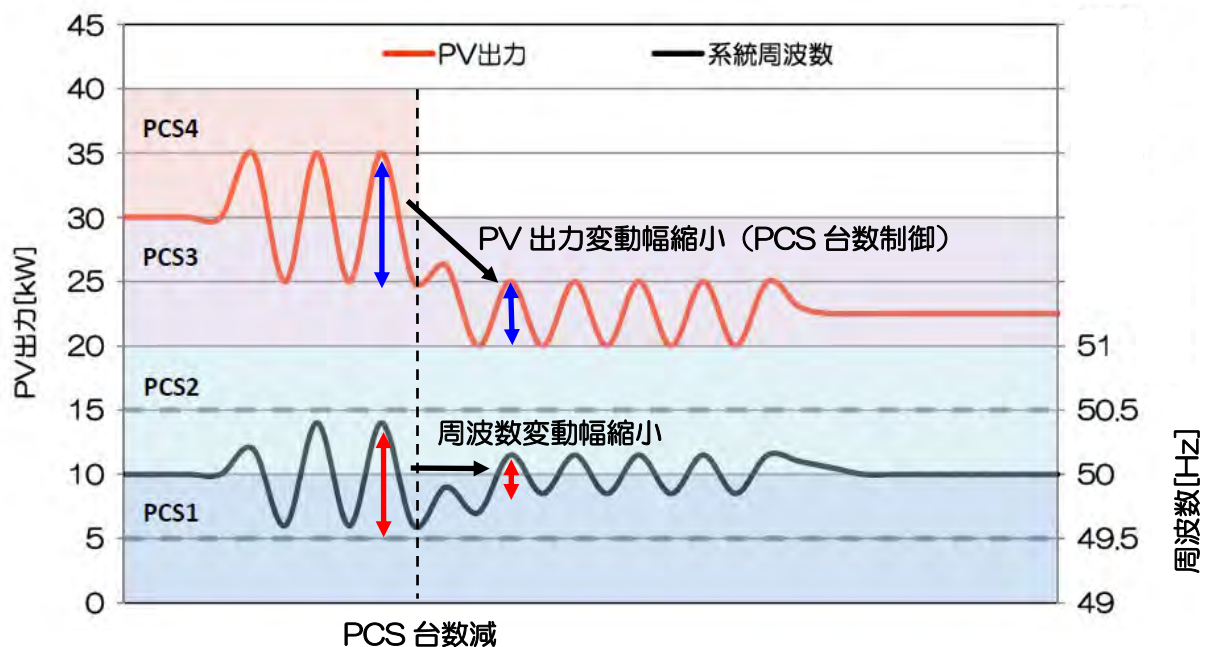


図 3.3.1-3 PCS 台数制御による周波数安定化対策イメージ

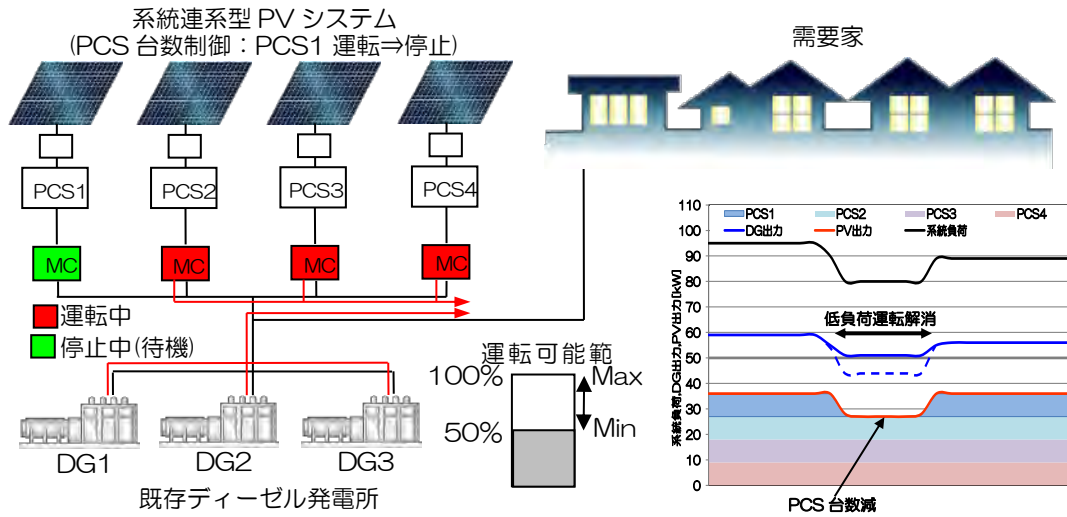


図 3.3.1-4 PCS 台数制御ディーゼル発電機低負荷運転対策イメージ

(2) PV-WT-ディーゼル・ハイブリッドシステム

基本的にはPV-ディーゼル・ハイブリッドシステムに類似したシステムである。

WT は単機容量 5～25kW の小型機であり、PCS 連系できる装置を基本とする。

システム例を以下に記す。

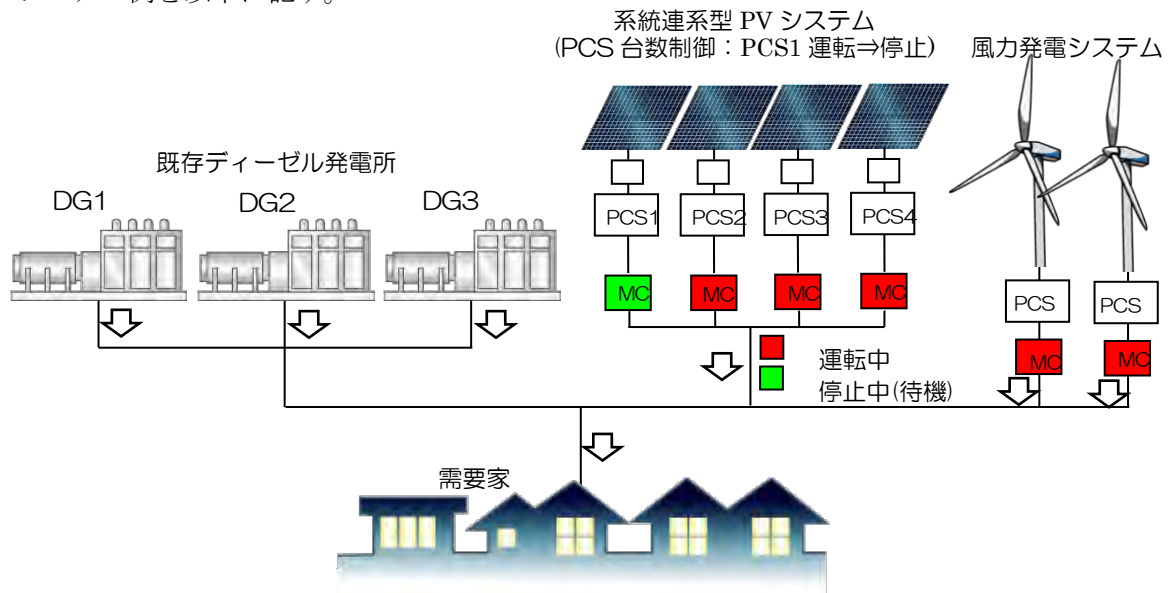


図 3.3.1-5 PV-WT-ディーゼル・ハイブリッドシステム（蓄電池併設なし）イメージ図

(3) PV- Battery -ディーゼル・ハイブリッドシステム

基本的にはPV-ディーゼル・ハイブリッドシステムに類似したシステムである。

蓄電池を用いて、PV の変動吸収及び余剰電力吸収を行うことで高い割合まで再生可能エネルギーの供給率を上げることができる。また、WT を併設することもできる。

但し、蓄電池設備は非常に高価なものとなる。

システム例を以下に記す。

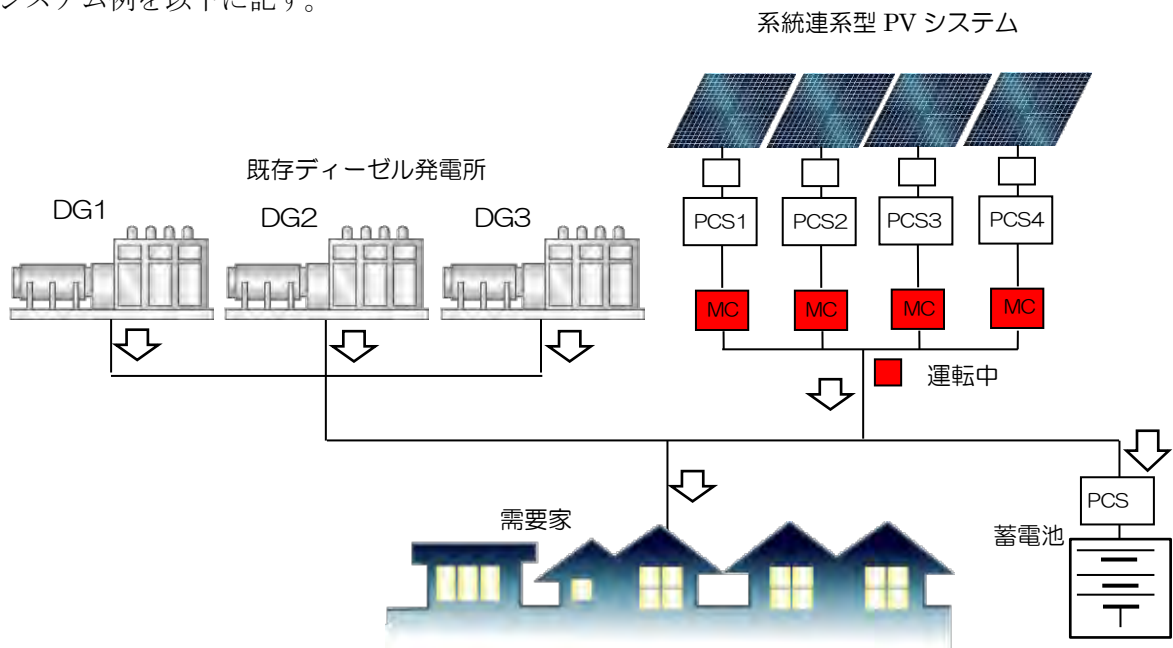


図 3.3.1-6 PV- Battery -ディーゼル・ハイブリッドシステムイメージ図

### 3.3.2 基礎的データとその把握方法

#### 3.3.2.1 はじめに

ハイブリッドシステムを検討する上で、様々な検討方法があるが、基本的には毎時間の電力負荷に対して、ディーゼル発電機の供給量と、太陽光発電による供給量、及び風力発電による供給量を把握し、各々の運転制約等を評価する必要がある。

評価する際のツールとしては、次項で紹介する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 を推奨する。

HOMER では、以下のデータを用いてシミュレーションすることができる。

負荷データ : 8760 時間（年間の 1 時間）のデータ  
日射量データ : 8760 時間（年間の 1 時間）のデータ。（HOMER Pro に搭載されている。）  
風速データ : 8760 時間（年間の 1 時間）のデータ。（HOMER Pro に搭載されている。）

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 : 太陽光発電の設置容量  
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。

#### <留意事項>

このシミュレーションは、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。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。

短周期変動について、電力系統に対して許容できるか否かは、「3.1 系統接続可能な再生可能エネルギー許容量評価手法支援」を参照のこと。



### 3.3.2.2 各離島の基礎データ

#### (1) Mahe

##### 1) 発電所の状況

セーシェルメインの島である Mahe には 2 箇所の発電所がある。発電所の情報は以下の通りである。

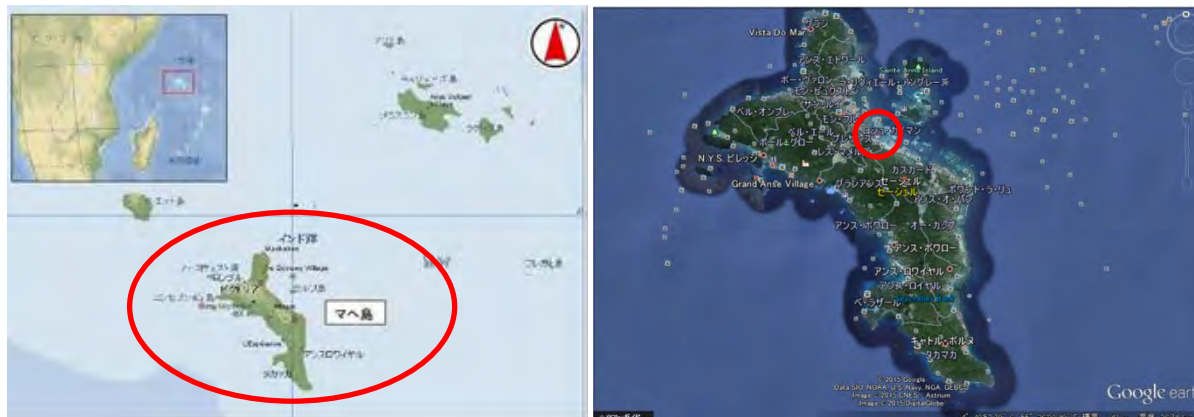


図 3.3.2-1 発電所位置：(出典：Google Earth)

表 3.3.2-1 VictoriaB 発電所 発電機仕様

Engine#	1B	3B	4B	5B
ENGINE MAKE	Blackstone	Blackstone	Blackstone	Blackstone
ENGIN MODEL	K8 MAJOR	K8 MAJOR	K8 MAJOR	KV12 MAJOR
Rated output (kW)	2,500	2,500	2,500	5,000
Maximum output (kW)	1,000	1,200	1,500	3,500
SPEED (RPM)	500	500	500	600
YEAR INSTALLED	1971	1971	1978	1981
Engine#	6B	7B	8B	
ENGINE MAKE	Sulzer	Sulzer	Wartsila	
ENGIN MODEL	8ZAL40	8ZAL40S	18V32LN	
Rated output (kW)	5,000	5,000	6,348	
Maximum output (kW)	0	3,500	6,000	
SPEED (RPM)	600	500	750	
YEAR INSTALLED	1986	1990	1998	

表 3.3.2-2 VictoriaC 発電所 発電機仕様

Engine#	A11	A21	A31	A41	A51	A61
ENGINE MAKE	Wartsila	Wartsila	Wartsila	Wartsila	Wartsila	Wartsila
ENGIN MODEL	18V32LN	18V32LN	18V32LN	18V32LN	18V32	18V32
Rated output (kW)	6,348	6,348	6,348	6,348	8,000	8,000
Maximum output (kW)	6,000	6,000	6,000	6,000	8,000	8,000
SPEED (RPM)	750	750	750	750	750	750
YEAR INSTALLED	2000	2000	2000	2000	2015	2015

Engine#	B11	B21	B31	B41	B51	
ENGINE MAKE	Wartsila	Wartsila	Wartsila	Wartsila	Wartsila	
ENGIN MODEL	18V32LN	18V32LN	18V32LN	18V32LN	18V32LN	
Rated output (kW)	6,348	6,348	6,348	8,000	8,000	
Maximum output (kW)	6,000	6,000	6,000	8,000	8,000	
SPEED (RPM)	750	750	750	750	750	
YEAR INSTALLED	2000	2000	2000	2011	2011	

参考情報

運転状況 : ドループ制御(4%)のロードシェアリング運転。定格出力の75~80%運転  
 定格出力の30%まで対応可能(短時間運転のみ)  
 年間最大負荷は約50MW。  
 年間を通じて22MW~50MWで推移。  
 今後、南部系統の増強により負荷の増加が予想される。  
 (現在、系統連系されていないホテル等が系統連系される予定)

## 2) 負荷推移

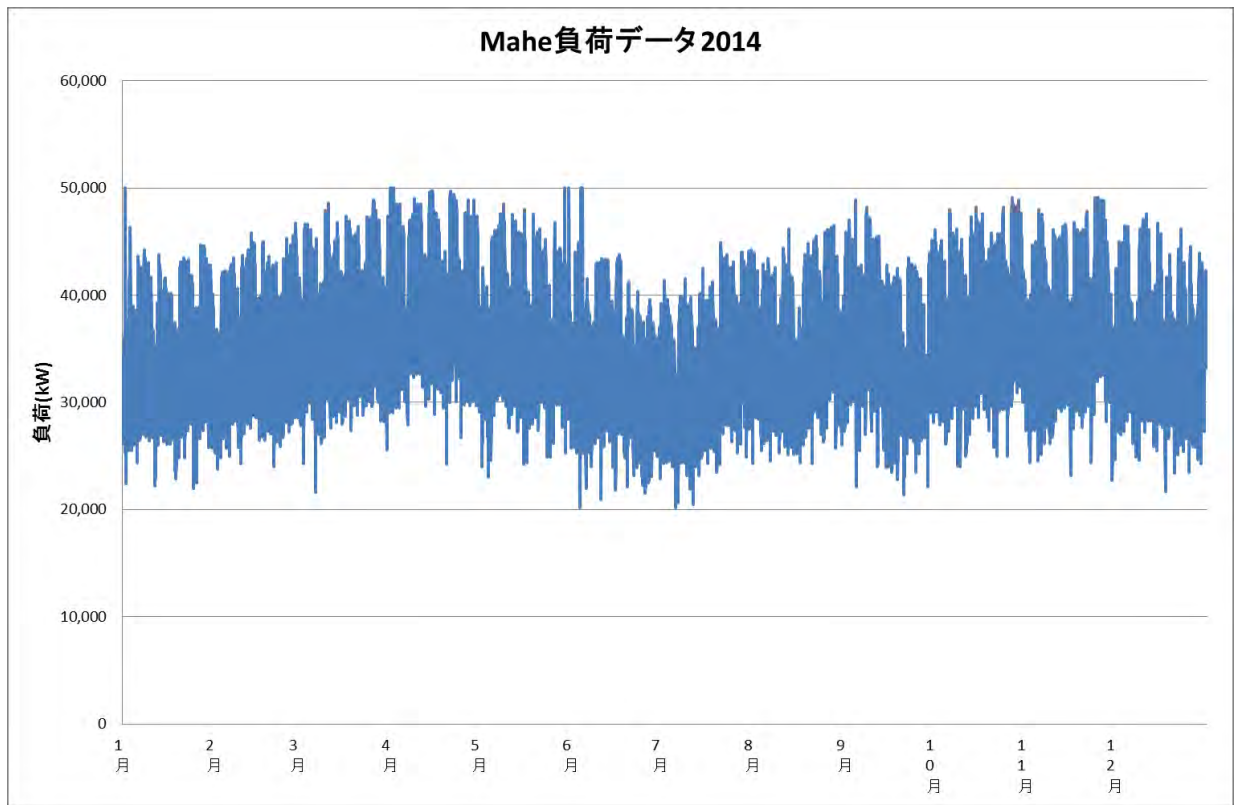


図 3.3.2-2 Mahe 負荷推移 (2014 年) 1 時間データ

## 3) 日射量データ

使用する日射量データは HOMER Pro に Mahe の地点を指定することでダウンロードし HOMER Pro に実装される。

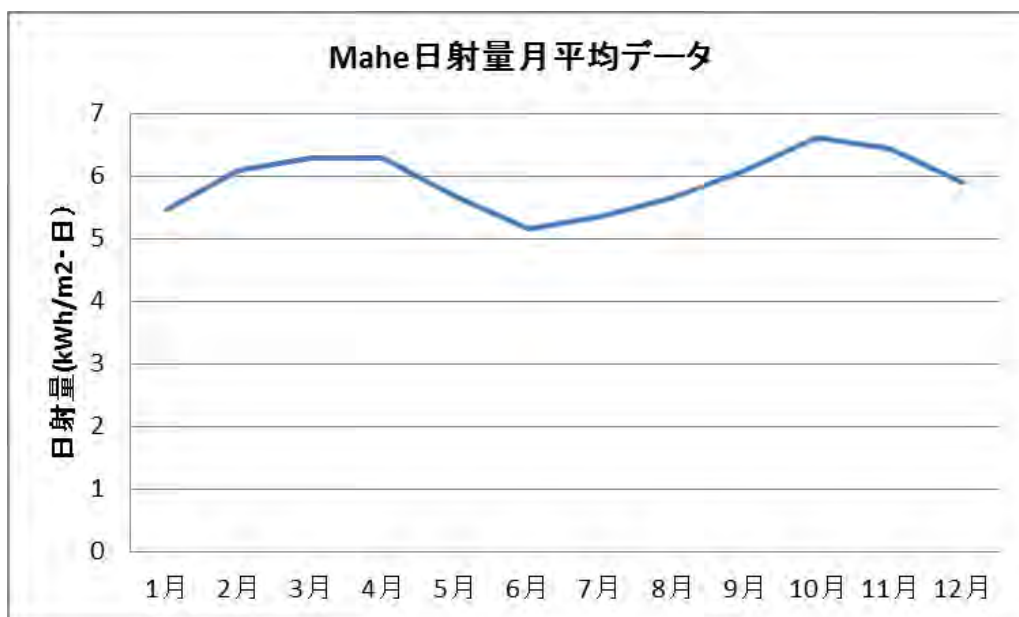


図 3.3.2-3 Mahe 日射量データ

- ※ 太陽光発電量を試算する際の日射量データについては、シミュレーションソフト HOMER Pro に 1 時間値 8760 時間分のデータが搭載されている。
- ※ 太陽光発電量の目安は、システム出力[kW]×8760h×13% となる。

#### 4) 風速データ

使用する風速データはHOMER ProにMaheの地点を指定することでダウンロードしHOMER Proに実装されるが、風速は地域性があるため、実際に風況観測する必要がある。

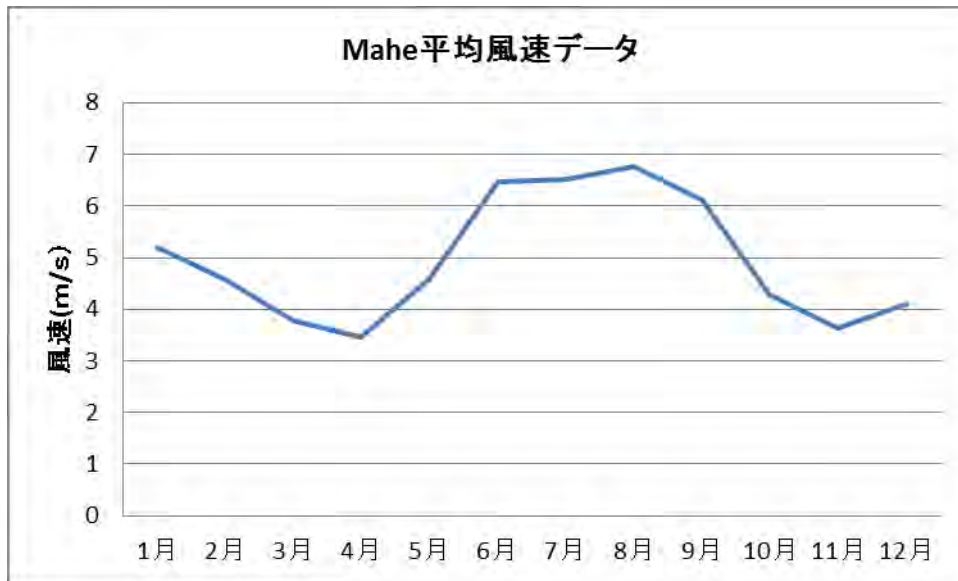


図 3.3.2-4 Mahe 風速データ

(2) Praslin

1) 発電所の状況

セーシェル国メインの島である Mahe 島の次に大きな島である Praslin 島には 1 箇所の発電所がある。発電所の情報は以下の通りである。

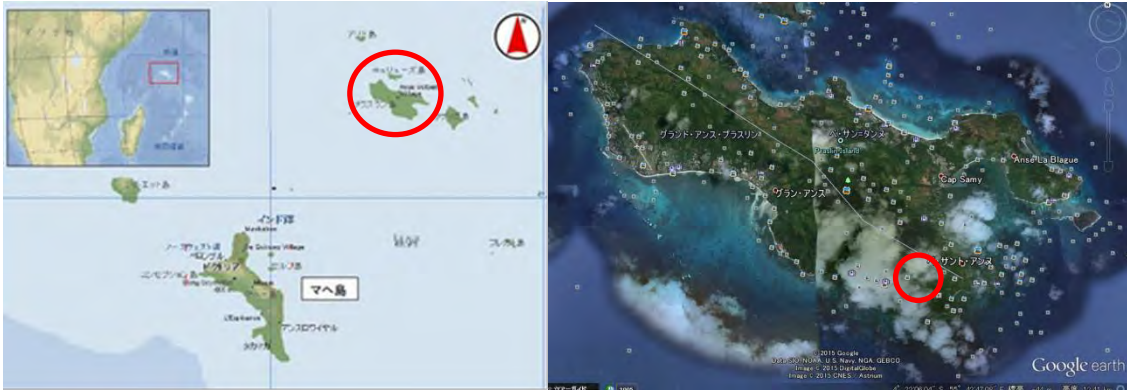


図 3.3.2-5 発電所位置：(出典：Google Earth)

表 3.3.2-3 Praslin 発電所 発電機仕様

Engine#	1P	2P	3P	4P
ENGINE MAKE	Blackstone	Blackstone	Blackstone	Blackstone
ENGIN MODEL	ESL8	ESL8	ESL8	ESL8
Rated output (kW)	670	670	670	670
Maximum output (kW)	450	450	450	0
SPEED (RPM)	750	750	750	750
YEAR INSTALLED	1981	1981	1981	1990
Engine#	M4	M5	M6	5P
ENGINE MAKE	Caterpillar	Caterpillar	Cummins	Wartsila
ENGIN MODEL	3516	3516	KTA50G3	W6L32
Rated output (kW)	1,400	1,200	1,000	2,500
Maximum output (kW)	1,200	1,100	1,000	2,500
SPEED (RPM)	1,500	1,500	1,500	750
YEAR INSTALLED	1999	2000	2013	2015
Engine#	6P	7P	8P	
ENGINE MAKE	Wartsila	Wartsila	Wartsila	
ENGIN MODEL	6SW280	12SW280	12SW280	
Rated output (kW)	1,500	3,000	3,000	
Maximum output (kW)	1,400	2,500	2,500	
SPEED (RPM)	750	750	750	
YEAR INSTALLED	1996	2003	2003	

### 参考情報

運転状況 : ドループ制御

定格出力の 30%まで対応可能(短時間運転のみ)

年間最大負荷は約 8MW。

年間を通じて 3MW~8MW で推移。

### 2) 負荷推移

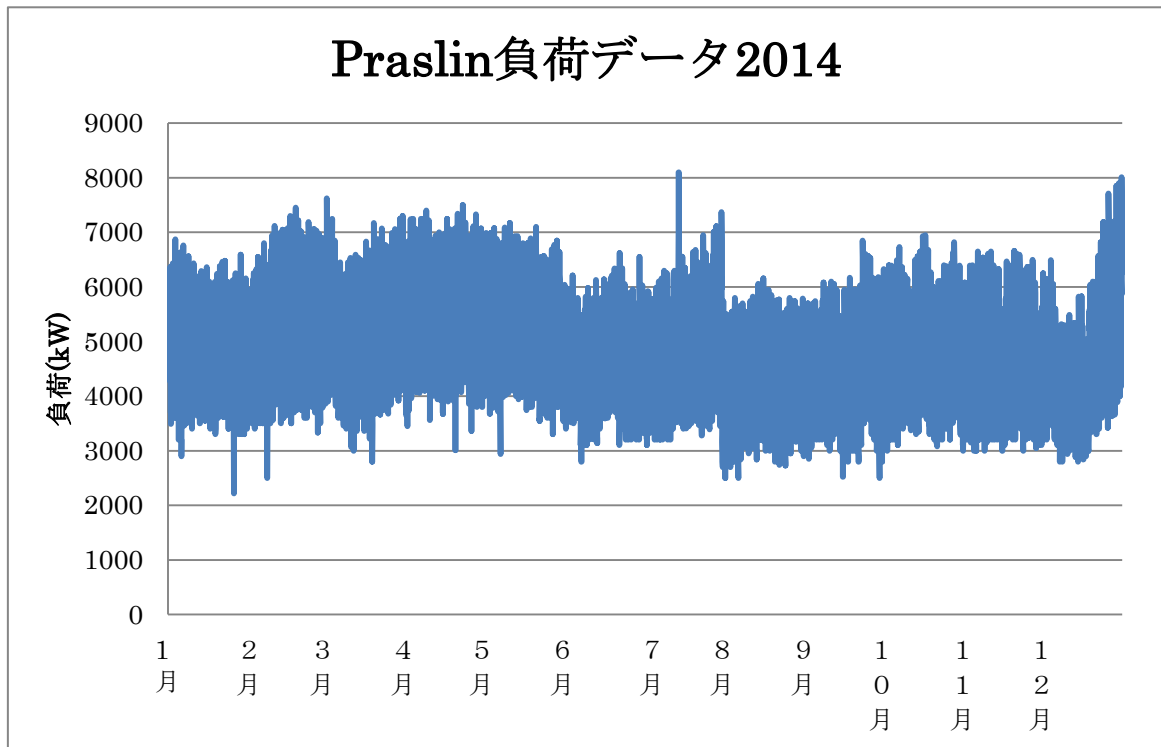


図 3.3.2-6 Plaslin 負荷推移 (2014 年) 1 時間データ

### 3) 日射量データ

使用する日射量データは HOMER Pro に Praslin の地点を指定することでダウンロードし HOMER Pro に実装される。



図 3. 3. 2-7 Praslin 日射量データ

※ 太陽光発電量を試算する際の日射量データについては、シミュレーションソフト HOMER に 1 時間値 8760 時間分のデータが搭載されている。

※ 太陽光発電量の目安は、システム出力[kW]×8760h×13% となる。

#### 4) 風速データ

使用する風速データは HOMER に Praslin の地点を指定することでダウンロードし HOMER に実装されるが、風速は地域性があるため、実際に風況観測する必要がある。



図 3. 3. 2-8 Praslin 風速データ

(3) Desroches

1) 発電所の状況

発電所の情報は以下の通りである。

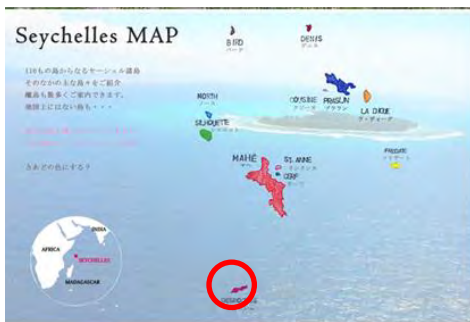


図 3.3.2-9 発電所位置：(出典：Google Earth)

表 3.3.2-4 Desroches 発電所 発電機仕様

Engine#	1	2	3
ENGINE MAKE	Caterpillar		
ENGINE MODEL	800F	800F	800F
NAME PLATERATING (kW)	580	580	580
Maximum output (kW)	580	580	580
SPEED (RPM)	1,500	1,500	1,500
YEAR INSTALLED	—	—	—

運転範囲：不明。但し、2014年の各ユニット運転データから20%以上と推察。

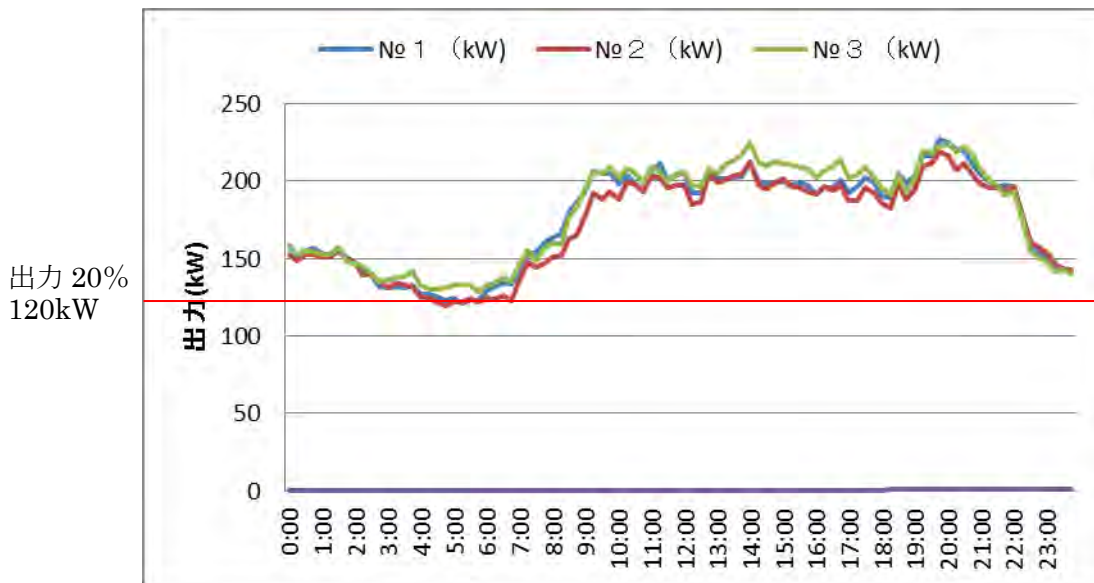


図 3.3.2-10 各ユニット運転データ

参考情報

運転状況：アイソクロナス制御、ロードシェアリング  
 定格出力の20%まで対応可能(短時間運転のみ)  
 年間最大負荷は約550kW。  
 年間を通じて300kW～500kWで推移。



## 2) 負荷推移

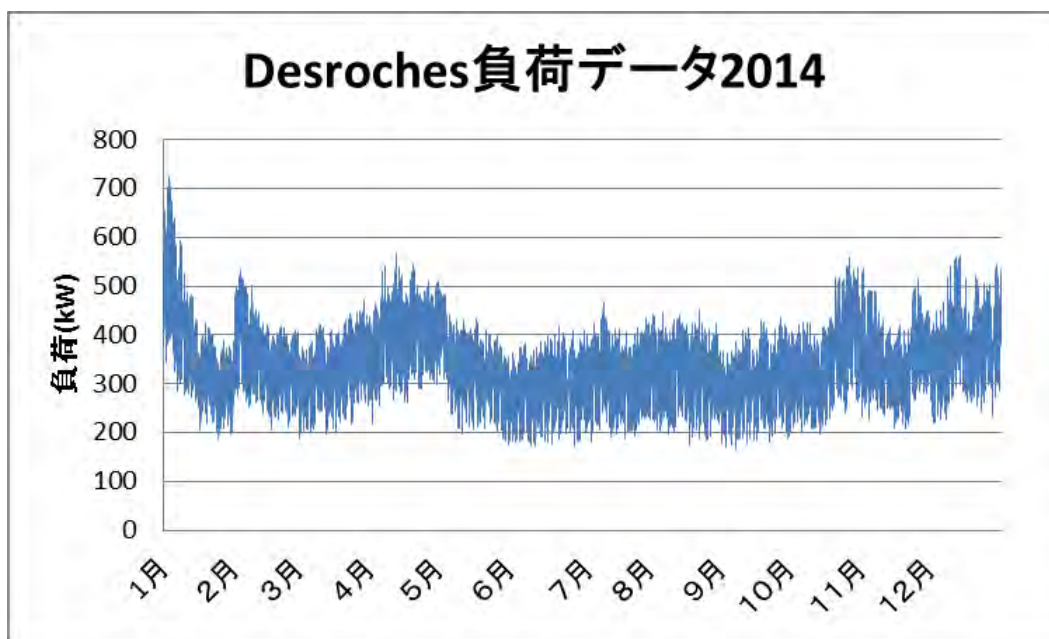


図 3.3.2-11 Desroches 負荷推移 (2014 年) 1 時間データ

## 3) 日射量データ

使用する日射量データは HOMER に Desroces の地点を指定することでダウンロードし HOMER に実装される。

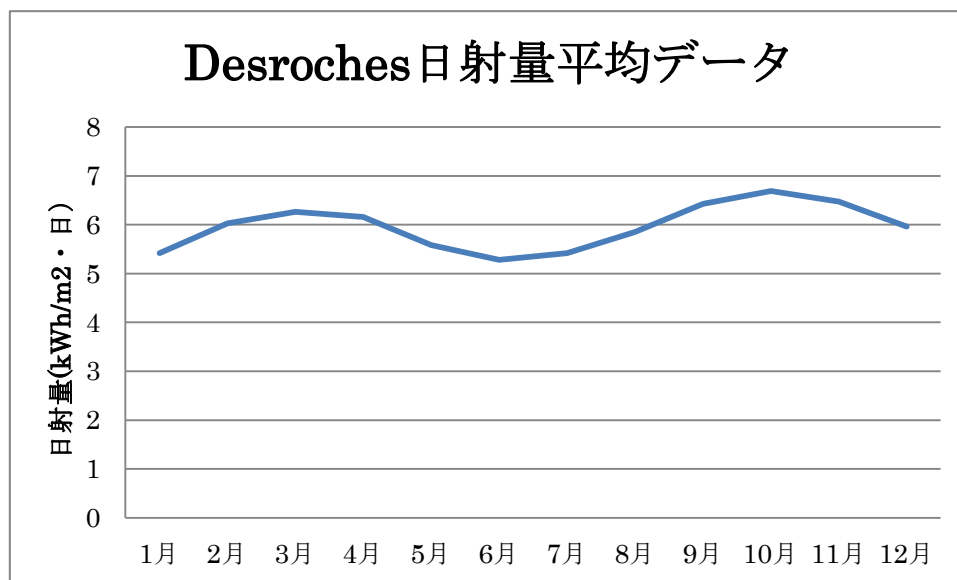


図 3.3.2-12 Desroches 日射量データ

※ 太陽光発電量を試算する際の日射量データについては、シミュレーションソフト HOMER に 1 時間値 8760 時間分のデータが搭載されている。

※ 太陽光発電量の目安は、システム出力[kW]×8760h×13% となる。

#### 4) 風速データ

使用する風速データは HOMER Pro に Desroches の地点を指定することでダウンロードし HOMER Pro に実装されるが、風速は地域性があるため、実際に風況観測する必要がある。

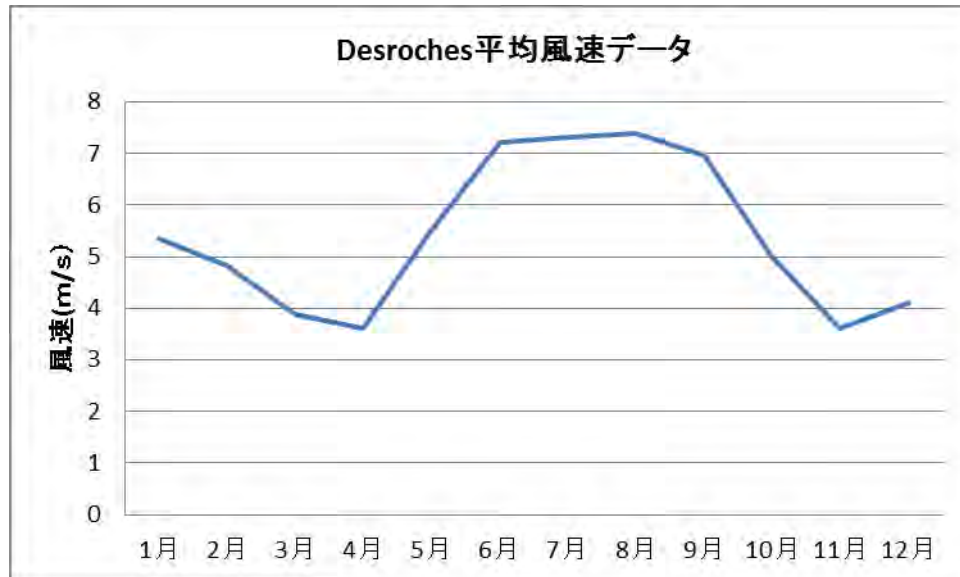


図 3.3.2-13 Desroches 平均風速データ

### 3.3.3 PV 設置場所(案)

#### (1) Mahe

##### 1) PV 設置場所一覧

現地調査結果から、PV の設置候補場所は以下の通りであった。

表 3.3.3-1 Mahe PV 設置候補場所

対象箇所	PV 設置可能面積	PV 設置可能規模
a: 既設風車設置島	約 190,000m <sup>2</sup>	5,000kW
b: VictporiaC 発電所建屋屋根	約 3,000m <sup>2</sup>	300kW
c: Lagoon	約 60,000m <sup>2</sup>	6,000kW

##### 2) 既設風車設置島

ハイブリッドシステム設置地点は、可能な限り離島の発電所の敷地内など制御や運用がしやすい場所が望ましい。一方、Mahe 島では、既に風車が設置されている無人島があり、遠隔監視システムも導入されていることから、同地点での設置も有効だと考える。



図 3.3.3-1 既設風車設置島

Sketchup 配置イメージ図



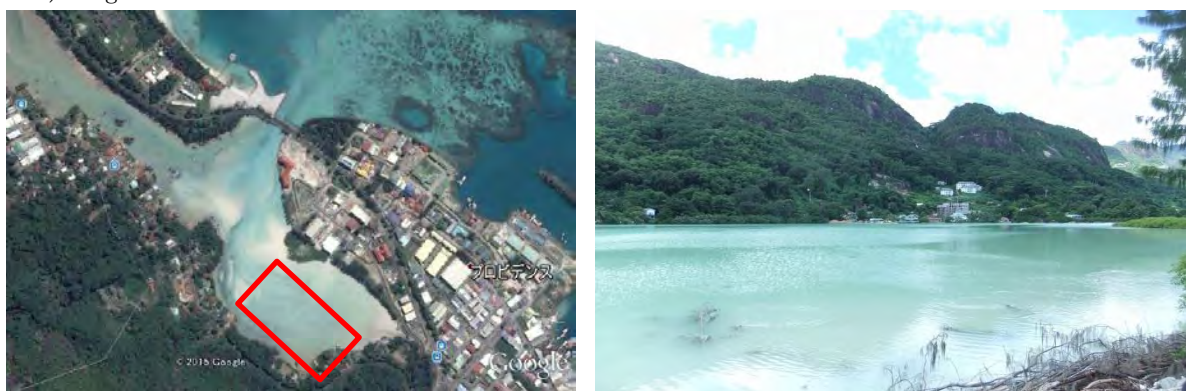
図 3.3.3-2 既設風車設置島 PV 設置イメージ

3) 発電所建屋屋根



VictoriaC 発電所敷地内

4) Lagoon



Lagoon

※Lagoon は現在 IPP にて 4MW の太陽光発電設備の設置候補地になっている。

(2) Praslin

1) PV 設置場所一覧

離島の現地調査結果から、PV の設置候補場所は以下の通りであった。

表 3.3.3-2 Praslin PV 設置候補場所

対象箇所	PV 設置可能面積	PV 設置可能規模
a: 発電所建屋屋根	約 1,500m <sup>2</sup>	150kW
b: PUC 海水淡水化設備	約 500m <sup>2</sup>	50kW

2) 発電所建屋屋根

ハイブリッドシステム設置地点は、可能な限り離島の発電所の敷地内など制御や運用がしやすい場所が望ましい。再生可能エネルギーを大量に導入したいが、当面は発電所敷地内に限定した規模を想定する。



図 3.3.3-3 発電所建屋屋根

Sketchup 配置イメージ図



図 3.3.3-4 発電所建屋屋根設置イメージ

3) PUC 海水淡水化設備



PUC 淡水化設備資材ヤード

※PUC 所有の土地であること及び海水淡水化設備に PUC 職員が常駐してることから適地だと思われる。

(3) La Digue

1) PV 設置場所一覧

離島の現地調査結果から、PV の設置候補場所は以下の通りであった。

表 3.3.3-3 La Digue PV 設置候補場所

対象箇所	PV 設置可能面積	PV 設置可能規模
a. La Digue school	約 2,000m <sup>2</sup>	100kW
b. LOGAN HOSPITAL	約 300m <sup>2</sup>	30kW

2) La Digue School

La Digue 島には公共施設がほとんどなく、その中でも La Digue School は屋根が広く、設置地点としては有望である。



Sketchup 配置イメージ図



図 3.3.3-5 学校建屋屋根設置イメージ

3) LOGAN HOSPITAL



LOGAN HOSPITAL

(4) Curieuse

1) PV 設置場所一覧

離島の現地調査結果から、PV の設置候補場所は以下の通りであった。

表 3.3.3-4 Curieuse PV 設置候補場所

対象箇所	PV 設置可能面積	PV 設置可能規模
a. Sea Turtle7s Nestling Area	約 300m <sup>2</sup>	30kW

2) Sea Turtle7s Nestling Area

Curieuse 島はウミガメの保護島として活用されており、保護官以外の住民はなく、かつ、居住地も保護官の宿舎のみである。よって、太陽光発電の設置地点も居住地内に限定される。





Sketchup 配置イメージ図



図 3.3.3-6 保護区への設置イメージ

(5) Desroches

1) PV 設置場所一覧

離島の現地調査結果から、PV の設置候補場所は以下の通りであった。

表 3.3.3-5 Desroches PV 設置候補場所

対象箇所	PV 設置可能面積	PV 設置可能規模
a. 滑走路側の空き地	約 10,000m <sup>2</sup>	1,000kW

2) 滑走路側の空き地

発電所からも近いことから維持管理がし易く、かつ、IDC 保有の土地であることから PV 設置地点として問題ないと思われる。但し、滑走路に近いことから飛行機への反射、及び周りが木々に覆われていることから影の影響についても検討が必要だと思われる。



Sketchup 配置イメージ図



図 3.3.3-7 滑走路側への設置イメージ

### 3.3.4 需給バランスシミュレーション

#### 3.3.4.1 概要

既存の電力系統に、どの程度の再生可能エネルギーが導入できるかを評価するために需給バランスシミュレーションを行うことを推奨する。このシミュレーションは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。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。

短周期変動について、電力系統に対して許容できるか否かは、「3.1 系統接続可能な再生可能エネルギー許容量評価手法支援」を参照のこと。

評価ツールとしては、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 を推奨する。

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 Pro 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 Pro 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。

最適化：候補のシステム構成すべてのシミュレーションが済むと、HOMER Pro は各システム設計を比較できるように、ライフサイクルコストの順に一覧を表示する。

感度分析：感度変数を入力値として定義した場合、HOMER Pro は指定された各感度変数に対して、最適化プロセスを繰り返す。例えば、風速を感度変数として定義した場合、HOMER Pro はユーザーの指定した風速の範囲に対するシステム構成をシミュレーションする。

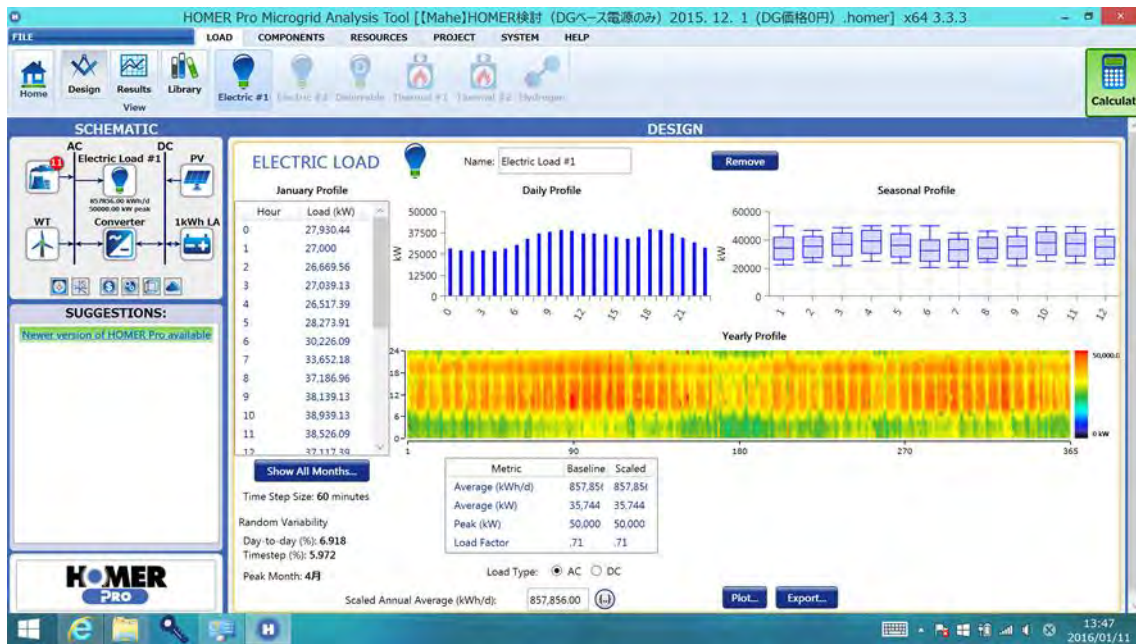


図 3.3.4-1 HOMER Pro の画面

### 3.3.4.2 各離島シミュレーション結果

各離島の HOMER Pro を用いた需給バランスシミュレーション結果を以下に示す。尚、HOMER Pro シミュレーションを行う際の主な入力条件は以下のとおりである。

表 3.3.4-1 HOMER Pro 入力条件（更新）

入力項目		Mahe	Praslin	Curieuse	Desroches
系統負荷		実測値	実測値	想定値	実測値 (将来:想定値)
日射量		NASA データ	NASA データ	NASA データ	NASA データ
風速		NASA データ	NASA データ	NASA データ	NASA データ
DG	Capital (\$ /kW)	0	0	—	0
	Replacement (\$ /kW)	750	750	—	750
	O&M (\$ /hr)	0.125	0.125	—	0.125
	Minimum Load (%)	50	50	—	50
	Lifetime (Hours)	175,000	175,000	—	175,000
	Fuel Price (\$ /L)	0.32 <sup>1</sup>	0.49 <sup>2</sup>	—	1.23 <sup>3</sup>
PV	Capital (\$ /kW)	2,000 <sup>4</sup>	2,000	2,500	2,500
	Replacement (\$ /kW)	833	833	833	833
	O&M (\$ /year/kW)	0.042	0.042	0.042	0.042
	Lifetime (years)	25	25	25	25
WT	Capital (円/kW)	0	—	—	—
	Replacement (円/基)	0	—	—	—
	O&M (\$ /year/基)	8,700	—	—	—
	Lifetime (years)	10	—	—	—
	Hub Height (m)	50	—	—	—
CON	Capital (\$ /kW)	500 <sup>5</sup>	500	500	500
	Replacement (\$ /kW)	500	500	500	500
	O&M (\$ /year/kW)	0	0	0	0
	Lifetime (years)	15	15	15	15
	Efficiency (%)	90	90	90	90
BTT	Capital (\$ /kWh)	500	500	500	500
	Replacement (\$ /kWh)	500	500	500	500
	O&M (\$ /year/kWh)	0	0	0	0
ECONO	Discount rate (%)	8	8	8	8
MICS	Inflation rate (%)	2	2	2	2
	Annual capacity shortage (%)	0	0	0	0
	Projekt lifetime (years)	25	25	25	25

<sup>1</sup> 0.32 SCR(2016年3月16日 HFO 価格)

<sup>2</sup> 0.49 SCR(2016年3月16日 LFO 価格)

<sup>3</sup> 1.23 SCR(SEYPEC 1月価格)

<sup>4</sup> セーシェル国の市場価格を参考に機器単価を想定した

<sup>5</sup> セーシェル国の市場価格を参考に機器単価を想定した

(1) Mahe 島

Mahe 島における HOMER Pro でのシミュレーションの結果を以下に示す。

表 3. 3. 4-2 シミュレーション結果 (Mahe)

組合せ例				電気料金	発電電力量	余剰電力	PV 供給率	WT 供給率	再エネ率	再エネ率 (最大)	コスト
再エネ導入(kW)	PV(kW)		WT(kW)	\$ /kWh	kWh	%	%	%	%	%	\$
	PUC	民間									
7,200	0	1,200	6,000	0.232	313,118,144	0.0	0.66	2.89	3.55	24.4	0
8,200	1,000	1,200	6,000	0.232	313,365,056	0.0	1.21	2.88	4.09	26.2	2,300,000
9,200	2,000	1,200	6,000	0.233	313,611,904	0.1	1.76	2.88	4.64	28.8	4,600,000
10,200	3,000	1,200	6,000	0.233	313,858,816	0.1	2.32	2.88	5.20	34.0	6,900,000
11,200	4,000	1,200	6,000	0.233	314,105,824	0.1	2.87	2.88	5.75	34.0	9,200,000
12,200	5,000	1,200	6,000	0.233	314,352,640	0.1	3.41	2.87	6.28	36.6	11,500,000
13,200	6,000	1,200	6,000	0.233	314,599,616	0.2	3.96	2.87	6.83	39.3	13,800,000
14,200	7,000	1,200	6,000	0.234	314,846,400	0.2	4.51	2.87	7.38	41.9	16,100,000
15,200	8,000	1,200	6,000	0.234	315,093,408	0.2	5.06	2.87	7.93	44.5	18,400,000
16,200	9,000	1,200	6,000	0.234	315,340,320	0.2	5.60	2.87	8.47	47.1	20,700,000
17,200	10,000	1,200	6,000	0.234	315,588,032	0.3	6.15	2.86	9.01	49.7	23,000,000
18,200	11,000	1,200	6,000	0.235	315,836,896	0.3	6.69	2.86	9.55	52.4	25,300,000
19,200	12,000	1,200	6,000	0.235	316,086,528	0.3	7.24	2.86	10.10	55.0	27,600,000
20,200	13,000	1,200	6,000	0.235	316,338,784	0.3	7.78	2.86	10.64	57.6	29,900,000
21,200	14,000	1,200	6,000	0.235	316,596,576	0.4	8.32	2.85	11.17	60.2	32,200,000
22,200	15,000	1,200	6,000	0.235	316,863,328	0.4	8.86	2.85	11.71	62.8	34,500,000
23,200	16,000	1,200	6,000	0.236	317,142,912	0.4	9.40	2.85	12.25	65.5	36,800,000
24,200	17,000	1,200	6,000	0.236	317,435,776	0.5	9.93	2.85	12.78	68.6	39,100,000
25,200	18,000	1,200	6,000	0.236	317,748,736	0.5	10.46	2.84	13.30	71.6	41,400,000
26,200	19,000	1,200	6,000	0.236	318,088,960	0.6	11.00	2.84	13.84	74.7	43,700,000
27,200	20,000	1,200	6,000	0.237	318,463,776	0.7	11.53	2.84	14.37	77.8	46,000,000
28,200	21,000	1,200	6,000	0.237	318,882,176	0.7	12.06	2.83	14.89	80.8	48,300,000
29,200	22,000	1,200	6,000	0.237	319,357,376	0.8	12.58	2.83	15.41	83.9	50,600,000
30,200	23,000	1,200	6,000	0.237	319,900,928	1.0	13.10	2.82	15.92	86.9	52,900,000
31,200	24,000	1,200	6,000	0.238	320,519,296	1.1	13.62	2.82	16.44	90.0	55,200,000
32,200	25,000	1,200	6,000	0.238	321,218,208	1.3	14.13	2.81	16.94	93.0	57,500,000
33,200	26,000	1,200	6,000	0.238	321,998,944	1.5	14.63	2.81	17.44	96.1	59,800,000
34,200	27,000	1,200	6,000	0.239	322,856,640	1.7	15.12	2.80	17.92	99.1	62,100,000
35,200	28,000	1,200	6,000	0.239	323,794,272	2.0	15.62	2.79	18.41	102.2	64,400,000
36,200	29,000	1,200	6,000	0.240	324,805,664	2.3	16.10	2.78	18.88	105.2	66,700,000
37,200	30,000	1,200	6,000	0.240	325,886,912	2.6	16.58	2.77	19.35	108.3	69,000,000

①検討結果

民間が導入した PV1, 200kW 及び PUC 所有の風車 6MW を加味した場合の PV1, 000kW～30, 000kW を導入したケースについて需給バランスシミュレーションを実施した。PV 導入量を増加させることによって電気料金が上がる傾向にある。これは燃料価格の低下が要因である。また、長周期での導入限界については、再エネ率(最大)が 50%を超える PV10, 000kW 程度であると想定される。PV10, 000kW 以上を導入する場合は蓄電池等の長周期対策の検討が必要となる。よって、Mahe 島では蓄電池の必要のない PV10, 000kW をターゲットに導入を進めることを推奨する。尚、ここで言う長周期での限界量 PV10, 000kW については、50kW 以下の PV が分散配置された場合の導入量を意味している。

②燃料価格と電気料金の感度分析

PV 導入量を増加させた場合の燃料価格と電気料金の関係について HOMER Pro を用いて算出した。結果から燃料価格が 0.8 \$ /L 程度(現在:0.533 \$)から PV 導入のメリットが出る。

表 3. 3. 4-3 燃料価格と電気料金の関係 (Mahe)

燃料価格(\$/L)	0.5	0.6	0.7	0.8	0.9	1
現状	0.278	0.303	0.328	0.353	0.378	0.404
PV5,000kW(\$/kWh)	0.279	0.303	0.328	0.353	0.377	0.402
PV10,000kW(\$/kWh)	0.280	0.304	0.328	0.352	0.376	0.400
PV15,000kW(\$/kWh)	0.281	0.304	0.328	0.351	0.375	0.398
PV20,000kW(\$/kWh)	0.282	0.305	0.328	0.351	0.373	0.397

③蓄電池導入容量と電気料金の関係

HOMER Pro の結果から長周期での PV 導入限界量は約 10,000kW であると算出された。よって、PV10,000kW 以上を導入した場合の蓄電池容量と電気料金の関係を HOMER Pro を用いて感度分析を行った。結果、最も安価な PV と蓄電池の組合せは PV22,000kW + 蓄電池 30,000kWh と想定された。

表 3.3.4-4 蓄電池容量と電気料金の関係 (Mahe)

発電コスト			単位	出力制限	長周期対応蓄電池導入					単位: US \$
蓄電池容量	PCS容量		kWh	kW	0	30,000	50,000	100,000	150,000	200,000
再エネ導入	WT	PV								
現状	6,000	1,200	0.232	-	-	-	-	-	-	-
計画	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1,000	0	1,000	0.232	-	-	-	-	-	-	-
2,000	0	2,000	0.233	-	-	-	-	-	-	-
3,000	0	3,000	0.233	-	-	-	-	-	-	-
4,000	0	4,000	0.233	-	-	-	-	-	-	-
5,000	0	5,000	0.233	-	-	-	-	-	-	-
6,000	0	6,000	0.233	-	-	-	-	-	-	-
7,000	0	7,000	0.234	-	-	-	-	-	-	-
8,000	0	8,000	0.234	-	-	-	-	-	-	-
9,000	0	9,000	0.234	-	-	-	-	-	-	-
10,000	0	10,000	0.234	0.233	0.236	0.254	0.272	0.290		
11,000	0	11,000	0.235	0.229	0.236	0.255	0.272	0.291		
12,000	0	12,000	0.235	0.229	0.237	0.255	0.273	0.290		
13,000	0	13,000	0.235	0.228	0.235	0.254	0.271	0.289		
14,000	0	14,000	0.235	0.228	0.235	0.253	0.271	0.289		
15,000	0	15,000	0.235	0.228	0.235	0.253	0.271	0.289		
16,000	0	16,000	0.236	0.228	0.235	0.253	0.271	0.288		
17,000	0	17,000	0.236	0.227	0.234	0.253	0.270	0.288		
18,000	0	18,000	0.236	0.226	0.234	0.252	0.270	0.287		
19,000	0	19,000	0.236	0.225	0.232	0.251	0.269	0.287		
20,000	0	20,000	0.237	0.225	0.231	0.250	0.268	0.286		
21,000	0	21,000	0.237	0.225	0.230	0.249	0.267	0.285		
22,000	0	22,000	0.237	0.224	0.228	0.247	0.266	0.284		
23,000	0	23,000	0.237	0.225	0.227	0.246	0.265	0.283		
24,000	0	24,000	0.238	0.225	0.226	0.245	0.263	0.282		
25,000	0	25,000	0.238	0.225	0.225	0.243	0.262	0.280		
26,000	0	26,000	0.238	0.226	0.224	0.241	0.260	0.279		
27,000	0	27,000	0.239	0.226	0.224	0.240	0.259	0.278		
28,000	0	28,000	0.239	0.227	0.225	0.239	0.257	0.276		
29,000	0	29,000	0.240	0.227	0.225	0.237	0.256	0.275		
30,000	0	30,000	0.240	0.227	0.226	0.236	0.255	0.274		

(2) Praslin 島

Praslin 島における HOMER Pro でのシミュレーションの結果を以下に示す。

表 3.3.4-5 シミュレーション結果 (Praslin)

組合せ例		電気料金	発電電力量	余剰電力	PV 供給率	再エネ率 (最大)	コスト
再エネ導入(kW)	PV(kW)	\$ /kWh	kWh	%	%	%	\$
	PUC						
0	0	0.264	42,872,584	0.0	0.00	0.0	0
100	100	0.264	42,897,248	0.0	0.40	2.5	230,000
200	200	0.264	42,921,928	0.0	0.81	5.0	460,000
300	300	0.263	42,946,596	0.0	1.21	7.4	690,000
400	400	0.263	42,971,300	0.1	1.61	9.9	920,000
500	500	0.263	42,995,992	0.1	2.01	12.4	1,150,000
600	600	0.262	43,020,696	0.1	2.42	14.9	1,380,000
700	700	0.262	43,045,356	0.1	2.82	17.4	1,610,000
800	800	0.262	43,070,060	0.2	3.22	19.9	1,840,000
900	900	0.261	43,094,724	0.2	3.62	22.3	2,070,000
1,000	1,000	0.261	43,119,432	0.2	4.02	24.8	2,300,000
1,100	1,100	0.261	43,144,100	0.2	4.42	27.3	2,530,000
1,200	1,200	0.260	43,168,776	0.2	4.82	29.8	2,760,000
1,300	1,300	0.260	43,193,468	0.2	5.21	32.3	2,990,000
1,400	1,400	0.260	43,218,180	0.3	5.61	34.7	3,220,000
1,500	1,500	0.259	43,242,864	0.3	6.01	37.2	3,450,000
1,600	1,600	0.259	43,267,564	0.3	6.41	39.7	3,680,000
1,700	1,700	0.259	43,292,244	0.3	6.80	42.2	3,910,000
1,800	1,800	0.258	43,316,940	0.3	7.20	44.7	4,140,000
1,900	1,900	0.258	43,341,616	0.4	7.59	47.2	4,370,000
2,000	2,000	0.257	43,366,316	0.4	7.99	49.6	4,600,000
2,100	2,100	0.257	43,391,004	0.4	8.38	52.1	4,830,000
2,200	2,200	0.257	43,415,672	0.4	8.78	54.6	5,060,000
2,300	2,300	0.256	43,223,656	0.4	9.17	57.1	5,290,000
2,400	2,400	0.256	43,238,916	0.5	9.57	59.6	5,520,000
2,500	2,500	0.256	43,489,760	0.5	9.96	62.1	5,750,000
2,600	2,600	0.255	43,269,444	0.5	10.35	64.5	5,980,000
2,700	2,700	0.255	43,284,720	0.5	10.74	67.0	6,210,000
2,800	2,800	0.255	43,300,000	0.5	11.13	69.5	6,440,000
2,900	2,900	0.254	43,315,244	0.5	11.53	72.0	6,670,000
3,000	3,000	0.254	43,613,208	0.6	11.92	74.5	6,900,000

①検討結果

PV100kW～3,000kW を導入したケースについて需給バランスシミュレーションを実施した。PV 導入量を増加することによって、電気料金が下がる傾向にある。これは Mahe 島の場合と違い Praslin 島は燃料価格が高いことが要因である。また、長周期での導入限界については、再エネ率(最大)が 50%を超える PV2,000kW 程度であると想定される。PV2,000kW 以上を導入する場合は蓄電池等の長周期対策の検討が必要となる。よって、Praslin 島では蓄電池の必要のない PV2,000kW をターゲットに導入を進めることを推奨する。尚、ここで言う長周期での限界量 PV2,000kW については、50kW 以下の PV が分散配置された場合の導入量を意味している。



②蓄電池導入容量と電気料金の関係

HOMER Pro の結果から長周期での PV 導入限界量は約 2,000kW であると算出された。よって、PV2,000kW 以上を導入した場合の蓄電池容量と電気料金の関係を HOMER Pro を用いて感度分析を行った。PV2,300kW 以上導入した場合、HOMER では再エネの導入率が高いとのメッセージが表示される。よって、蓄電池容量を 10,000kW 以上導入する必要があるが、その分費用が嵩むことから慎重に検討する必要がある。

表 3.3.4-6 蓄電池容量と電気料金の関係 (Praslin)

発電コスト		単位	出力制限	長周期対応蓄電池導入				
蓄電池容量		kWh	0	1,000	3,000	5,000	8,000	10,000
PCS容量		kW	0	1,000	3,000	5,000	8,000	10,000
再エネ導入	WT	PV						
現状	0	0	0.264	-	-	-	-	-
計画	-	-	-	-	-	-	-	-
100	0	100	0.264	-	-	-	-	-
200	0	200	0.264	-	-	-	-	-
300	0	300	0.263	-	-	-	-	-
400	0	400	0.263	-	-	-	-	-
500	0	500	0.263	-	-	-	-	-
600	0	600	0.262	-	-	-	-	-
700	0	700	0.262	-	-	-	-	-
800	0	800	0.262	-	-	-	-	-
900	0	900	0.261	-	-	-	-	-
1,000	0	1,000	0.261	-	-	-	-	-
1,100	0	1,100	0.261	-	-	-	-	-
1,200	0	1,200	0.260	-	-	-	-	-
1,300	0	1,300	0.260	-	-	-	-	-
1,400	0	1,400	0.260	-	-	-	-	-
1,500	0	1,500	0.259	-	-	-	-	-
1,600	0	1,600	0.259	-	-	-	-	-
1,700	0	1,700	0.259	-	-	-	-	-
1,800	0	1,800	0.258	-	-	-	-	-
1,900	0	1,900	0.258	-	-	-	-	-
2,000	0	2,000	0.257	0.254	0.257	0.262	0.269	0.275
2,100	0	2,100	0.257	0.254	0.257	0.262	0.269	0.274
2,200	0	2,200	0.257	0.254	0.256	0.261	0.269	0.274
2,300	0	2,300	0.256	0.253	0.256	0.261	0.268	0.274
2,400	0	2,400	0.256	0.253	0.256	0.261	0.268	0.273
2,500	0	2,500	0.256	0.253	0.256	0.261	0.268	0.273
2,600	0	2,600	0.255	0.252	0.255	0.260	0.267	0.273
2,700	0	2,700	0.255	0.252	0.255	0.260	0.267	0.272
2,800	0	2,800	0.255	0.252	0.255	0.260	0.267	0.272
2,900	0	2,900	0.254	0.252	0.254	0.259	0.266	0.272
3,000	0	3,000	0.254	0.251	0.254	0.259	0.266	0.271

(3) Desroches 島

1) 現状の負荷での検討

Desroches 島における HOMER Pro でのシミュレーションの結果を以下に示す。

表 3.3.4-7 シミュレーション結果(Desroches)

組合せ例		電気料金	電気料金差額	発電電力量	余剰電力	PV供給率	再エネ率(最大)	コスト	電気料金削減額	投資回収
再エネ導入(kW)	PV(kW) IDC	\$/kWh	\$/kWh	kWh	%	%	%	\$	\$/kWh	年
0	0	0.597			0.0	0.00	0.0	0		
10	10	0.596	0.001	2,972.472	0.7	0.59	2.8	28.000	2,972	10
20	20	0.595	0.002	2,975.077	0.7	1.17	5.6	56.000	5,950	10
30	30	0.594	0.003	2,977.858	0.8	1.76	8.5	84.000	8,934	10
40	40	0.593	0.004	2,980.565	0.8	2.34	11.3	112.000	11,922	10
50	50	0.592	0.005	2,983.536	0.9	2.92	14.1	140.000	14,918	10
60	60	0.591	0.006	2,986.574	0.9	3.51	16.9	168.000	17,919	10
70	70	0.590	0.007	2,989.585	0.9	4.09	19.7	196.000	20,927	10
80	80	0.590	0.007	2,992.604	1.0	4.66	22.5	224.000	20,948	11
90	90	0.589	0.008	2,995.911	1.1	5.24	25.4	252.000	23,967	11
100	100	0.588	0.009	2,999.512	1.1	5.82	28.2	280.000	26,996	11
110	110	0.588	0.009	3,003.287	1.2	6.39	31.0	308.000	27,030	12
120	120	0.587	0.010	3,006.968	1.3	6.96	33.8	336.000	30,070	12
130	130	0.587	0.010	3,010.220	1.3	7.53	36.6	364.000	30,102	13
140	140	0.586	0.011	3,014.242	1.4	8.10	39.5	392.000	33,157	12
150	150	0.585	0.012	3,017.994	1.5	8.67	42.3	420.000	36,216	12
160	160	0.585	0.012	3,021.284	1.5	9.24	45.1	448.000	36,255	13
170	170	0.584	0.013	3,024.576	1.6	9.81	47.9	476.000	39,319	13
180	180	0.584	0.013	3,027.970	1.6	10.37	50.7	504.000	39,364	13
190	190	0.584	0.013	3,030.734	1.7	10.94	53.6	532.000	39,400	14
200	200	0.583	0.014	3,034.014	1.7	11.50	56.4	560.000	42,476	14
210	210	0.583	0.014	3,037.246	1.8	12.06	59.2	588.000	42,521	14
220	220	0.582	0.015	3,040.473	1.8	12.62	62.0	616.000	45,607	14
230	230	0.582	0.015	3,042.647	1.9	13.19	64.8	644.000	45,640	15
240	240	0.582	0.015	3,045.296	1.9	13.75	67.6	672.000	45,679	15
250	250	0.581	0.016	3,047.397	1.9	14.31	70.5	700.000	48,758	15
260	260	0.581	0.016	3,049.407	1.9	14.88	73.3	728.000	48,791	15
270	270	0.580	0.017	3,051.010	1.9	15.44	76.1	756.000	51,867	15
280	280	0.580	0.017	3,053.120	1.9	16.00	78.9	784.000	51,903	16
290	290	0.579	0.018	3,055.697	1.9	16.56	81.7	812.000	55,003	15
300	300	0.579	0.018	3,058.179	2.0	17.12	84.6	840.000	55,047	16

①検討結果

PV10kW～300kW を導入したケースについて需給バランスシミュレーションを実施した。PV 導入量を増加することによって電気料金が低減する結果となった。これは燃料価格が Mahe 島、Praslin 等に比べ高い(1.23 \$)ことが要因である。また、長周期での導入限界については、再エネ率(最大)が 50%を超える PV180kW 程度であると想定される。PV180kW 以上を導入する場合は蓄電池等の長周期対策の検討が必要となる。よって、Desroches 島では蓄電池の必要のない PV180kW をターゲットに導入を進めることを推奨する。尚、ここで言う長周期での限界量 PV180kW については、50kW 以下の PV が分散配置された場合の導入量を意味している。

尚、PV 導入量の最適容量の観点では、まずは投資回収年が最短(10 年)となる PV70kW を導入し運用・メンテナンスの経験を積みながら導入量を増やしていくことが良いかと考える。

よって、Desroches 島での PV 導入は 70kW を推奨する。その場合の電力供給量に占める PV 供給割合は 4.09%となる。

②蓄電池導入容量と電気料金の関係

HOMER Pro の結果から長周期での PV 導入限界量は約 180kW であると算出された。よって、PV180kW 以上を導入した場合の蓄電池容量と電気料金の関係を HOMER Pro を用いて感度分析を行った。結果、蓄電池容量としては 150kWh~200kWh で電気料金が安価になる傾向にある。

表 3.3.4-8 蓄電池容量と電気料金の関係 (Des loches)

							単位:US\$	
発電コスト	単位	出力制限	長周期対応蓄電池導入					
蓄電池容量	kWh	0	100	150	200	250	300	
PCS容量	kW	0	100	150	200	250	300	
再エネ導入	PV							
現状	0	0.597	-	-	-	-	-	-
計画			-	-	-	-	-	-
10	10	0.596	-	-	-	-	-	-
20	20	0.595	-	-	-	-	-	-
30	30	0.594	-	-	-	-	-	-
40	40	0.593	-	-	-	-	-	-
50	50	0.592	-	-	-	-	-	-
60	60	0.591	-	-	-	-	-	-
70	70	0.590	-	-	-	-	-	-
80	80	0.590	-	-	-	-	-	-
90	90	0.589	-	-	-	-	-	-
100	100	0.588	-	-	-	-	-	-
110	110	0.588	-	-	-	-	-	-
120	120	0.587	-	-	-	-	-	-
130	130	0.587	-	-	-	-	-	-
140	140	0.586	-	-	-	-	-	-
150	150	0.585	-	-	-	-	-	-
160	160	0.585	-	-	-	-	-	-
170	170	0.584	-	-	-	-	-	-
180	180	0.584	0.587	0.587	0.589	0.591	0.592	
190	190	0.584	0.587	0.586	0.588	0.590	0.592	
200	200	0.583	0.587	0.586	0.587	0.589	0.591	
210	210	0.583	0.587	0.585	0.587	0.589	0.591	
220	220	0.582	0.587	0.585	0.586	0.588	0.590	
230	230	0.582	0.587	0.585	0.586	0.588	0.590	
240	240	0.582	0.588	0.585	0.585	0.587	0.589	
250	250	0.581	0.588	0.584	0.585	0.587	0.588	
260	260	0.581	0.588	0.584	0.584	0.586	0.588	
270	270	0.580	0.588	0.584	0.584	0.585	0.587	
280	280	0.580	0.589	0.584	0.583	0.585	0.587	
290	290	0.579	0.589	0.584	0.583	0.584	0.586	
300	300	0.579	0.590	0.584	0.582	0.584	0.585	

### ③システム構成案

ディーゼル発電機+新規 PV (70kW)

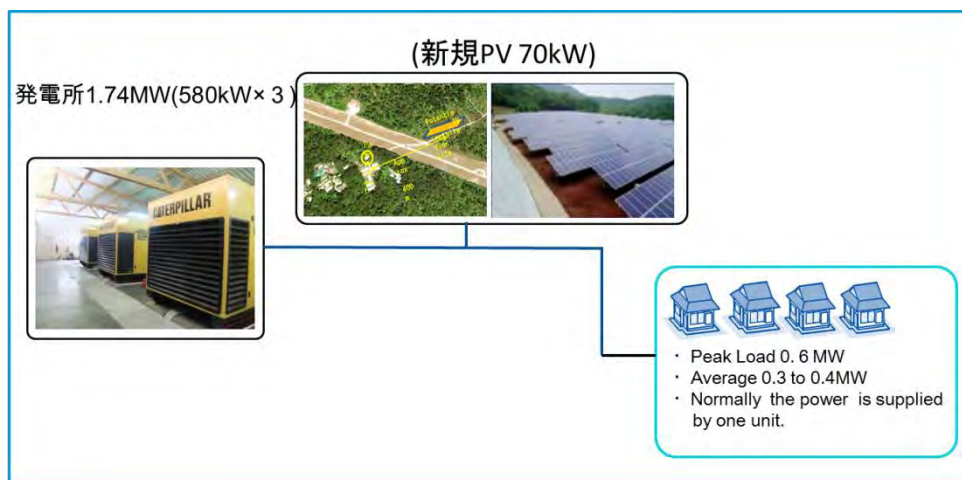


図 3. 3. 4-2 システム構成図(案)

#### 2) 将来の負荷での検討

第3回現地調査の際、IDCより今後 Desroches 島での系統負荷はホテル等の建設計画があることから現在の最高負荷 600kW から 2,000kW 程度への増加が見込まれるとの情報があった。加えて既存のディーゼル発電機も老朽化しているとのことで全て更新するとのことである。よって、系統負荷が 2,000kW に増加した場合の最適なディーゼル発電機の容量及び台数に加えその際の最適 PV 導入量について HOMER Pro でのシミュレーションを実施した。

HOMER Pro でのシミュレーションの結果を以下に示す。

#### i) ディーゼル発電機の最適容量及び台数の検討

表 3. 3. 4-5 シミュレーション結果(Desroches)

DG1	DG2	DG3	DG4	Dispatch	Cost/COE (\$)
750	750	750		LF	0.550
750	750	750	750	LF	0.555
1000	1000	1000		LF	0.577
1000	1000	1000	1000	LF	0.583
1500	1500			LF	0.580
1500	1500	1500		LF	0.589
1500	1500	1500	1500	LF	0.598
2000	2000			LF	0.684
2000	2000	2000		LF	0.696

#### <検討結果>

ディーゼル発電機の容量 750kW~2,000kW 及び台数 2 台~4 台を組合わせたシミュレーションを実施した結果、750kW×3 機の組合せが最適との結果を得た。よって、ディーゼル発電機は 750kW×3 機の導入を推奨する。

ii) PV 最適容量の検討

最適組み合わせとなるディーゼル発電機 750kW×3 機を導入した際の PV 最適容量についてシミュレーションを実施した。HOMER Pro でのシミュレーションの結果を以下に示す。

PV (kW)	DEG 1(kW)	DEG 2(kW)	DEG 3(kW)	Converter (kW)	Dispatch	Cost/COE (\$)
450	750	750	750	300	LF	0.534
450	750	750	750	300	CC	0.534
450	750	750	750	270	LF	0.534
450	750	750	750	270	CC	0.534
450	750	750	750	240	LF	0.535
450	750	750	750	240	CC	0.535
450	750	750	750	210	LF	0.537
450	750	750	750	210	CC	0.537
450	750	750	750	180	LF	0.539
450	750	750	750	180	CC	0.539
450	750	750	750	150	LF	0.541
450	750	750	750	150	CC	0.541
450	750	750	750	120	LF	0.544
450	750	750	750	120	CC	0.544
450	750	750	750	90	LF	0.547
450	750	750	750	90	CC	0.547
450	750	750	750	60	LF	0.551
450	750	750	750	60	CC	0.551
450	750	750	750	30	LF	0.556
450	750	750	750	30	CC	0.556

<検討結果>

ディーゼル発電機の容量 750kW×3 機の電力システムに対する最適な組合せは PV450kW+CON300kW との結果を得た。尚、PV450kW を導入することで PV 導入なしに比べ電気料金も安価となる。

(PV 導入なし:0.55 \$ PV450kW : 0.534 \$)

よって、負荷が増加した場合の Desroches 島での PV 導入は 450kW を推奨する。

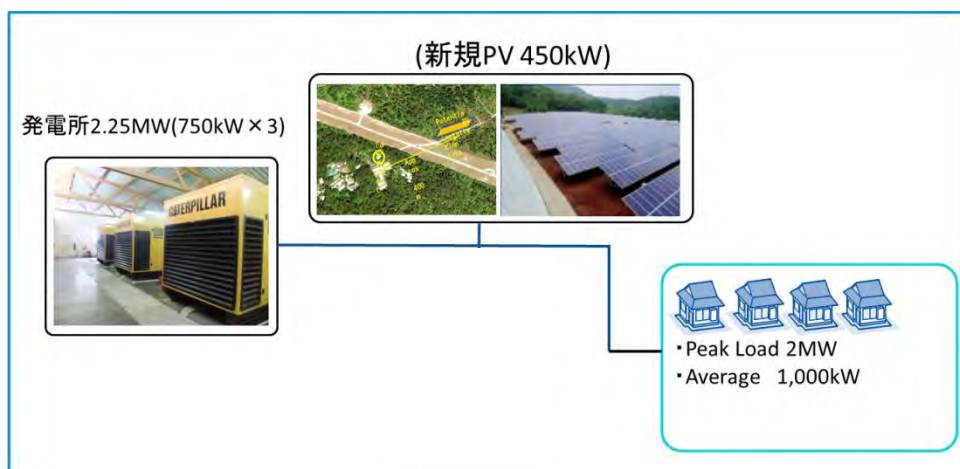


図 3.3.4-5 システム構成図(案)

(4) Crieuse 島

Crieuse 島は他の島と異なり、発電所がない。現在は小型ディーゼル発電機での電力供給となっているが、燃料の運搬やメンテナンスを考慮すると今後は太陽光発電と蓄電池を組合わせたシステムが最適だと考えられる。よって、HOMER Pro を用いて最適となるシステムについて検討した。

Crieuse 島における HOMER Pro でのシミュレーションの結果を以下に示す。

表 3.3.4-6 シミュレーション結果 (Crieuse)

組合せ例			電気料金	発電電力量	余剰電力	PV供給率	コスト
PV (kW)	CON (KW)	BTT (kWh)	\$/kWh	kWh	%	%	\$
40	10	350	1.16	69,290	40.2	100	280,000
40	15	350	1.17	69,290	40.2	100	282,500
40	20	350	1.18	69,290	40.2	100	285,000
50	10	300	1.19	86,612	52.3	100	280,000
25	25	350	1.19	69,290	40.2	100	287,500
50	15	300	1.20	86,612	52.3	100	282,500
40	30	350	1.20	69,290	40.2	100	290,000
50	20	300	1.20	86,612	52.3	100	285,000
40	35	350	1.21	69,290	40.2	100	292,500
40	10	400	1.21	69,290	40.2	100	305,000

①検討結果

太陽光発電の導入量について PV10kW～50kW、CON10kW～50kW、BTT50kWh～400kWh の組合せで最適となる組合せについてシミュレーションを実施した。結果として PV40kW+蓄電池350kWh+CON10kW のを組合わせたシステムが電気料金の面で最適だとの結果を得た。

よって、Crieuse 島でのシステムは PV40kW+BTT350kWh+CON10kW を推奨する。

上記のシステムで Crieuse 島の負荷については全量、PV からの供給で賄うことが可能となる。尚、Crieuse 島では上記システムに不具合が生じた際のバックアップ電源が無いことから、10kW のディーゼル発電機を非常用として設置することを推奨する。

②システム構成案

新規 PV (40kW) + BTT350kW+CON10kW

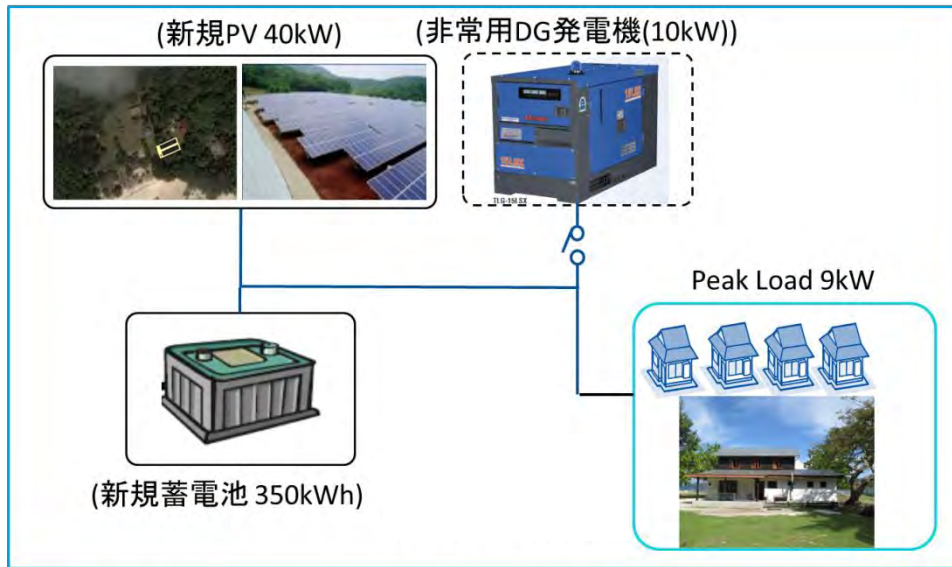


図 3. 3. 4-6 システム構成図(案)

### 3.3.5 システム設計演習

#### 3.3.5.1 システム設計手法

大規模太陽光発電設備の設計方法について、パネル傾斜角・方位の選定、太陽電池モジュールやパワーコンディショナの選定、太陽電池モジュール直列数やアレイ構成及びアレイ配置の検討を行い、年間発電電力量の試算に至るまでの手法について、3.3.5.2項にて解説する。

さらに、沖縄 1,000kW、Mahe1,000kW の試算例を、3.3.5.3 項、3.3.5.4 項に参考として示す。

セーシェル国の最適傾斜角は下図に示す通り 5 度である。

なお、方位角については、下図に示す通り傾斜角 30 度以下の場合では、方位に依存しない。つまり、どの方位に向けて設置しても年間発電電力量は同等と考えられる。

セーシェル国における日射量推定  
LET Screenを用いてセーシェルにおける日射量の方位角と傾斜角の関係を解析した。  
その結果、方位角180°(真北)、傾斜角が5°が最適である。  
尚、傾斜角5°の場合、方位角は殆ど影響しない。

方位角と傾斜角による年間日射量推定		傾斜角																		kWh/m <sup>2</sup> ・年	
方位角		0°	5°	10°	15°	20°	25°	30°	35°	40°	45°	50°	55°	60°	65°	70°	75°	80°	85°	90°	
0° (真南)		2,160	2,140	2,110	2,070	2,020	1,960	1,890	1,810	1,720	1,630	1,520	1,420	1,310	1,200	1,110	1,020	940	860	790	
±30°		2,160	2,150	2,120	2,080	2,040	1,980	1,920	1,840	1,760	1,680	1,580	1,490	1,390	1,300	1,200	1,110	1,030	950	880	
±60°		2,160	2,150	2,130	2,100	2,060	2,020	1,960	1,910	1,840	1,770	1,700	1,820	1,540	1,460	1,380	1,300	1,220	1,140	1,070	
±90°		2,160	2,150	2,140	2,120	2,090	2,050	2,010	1,960	1,990	1,840	1,770	1,700	1,630	1,550	1,480	1,400	1,320	1,240	1,170	
±120°		2,160	2,160	2,150	2,130	2,110	2,070	2,020	1,970	1,910	1,850	1,780	1,700	1,620	1,540	1,460	1,380	1,290	1,210	1,130	
±150°		2,160	2,160	2,160	2,140	2,110	2,070	2,020	1,960	1,890	1,820	1,740	1,650	1,550	1,460	1,360	1,260	1,170	1,070	990	
±180° (真北)		2,160	2,170	2,160	2,140	2,110	2,070	2,020	1,950	1,880	1,800	1,710	1,610	1,510	1,400	1,290	1,180	1,090	1,000	910	

傾斜角/最適傾斜角の日射量の対比		傾斜角																		kWh/m <sup>2</sup> ・年	
方位角		0°	5°	10°	15°	20°	25°	30°	35°	40°	45°	50°	55°	60°	65°	70°	75°	80°	85°	90°	
±180° (真北)		0.995	1	0.995	0.986	0.972	0.954	0.931	0.899	0.868	0.829	0.788	0.742	0.698	0.645	0.594	0.544	0.502	0.461	0.419	

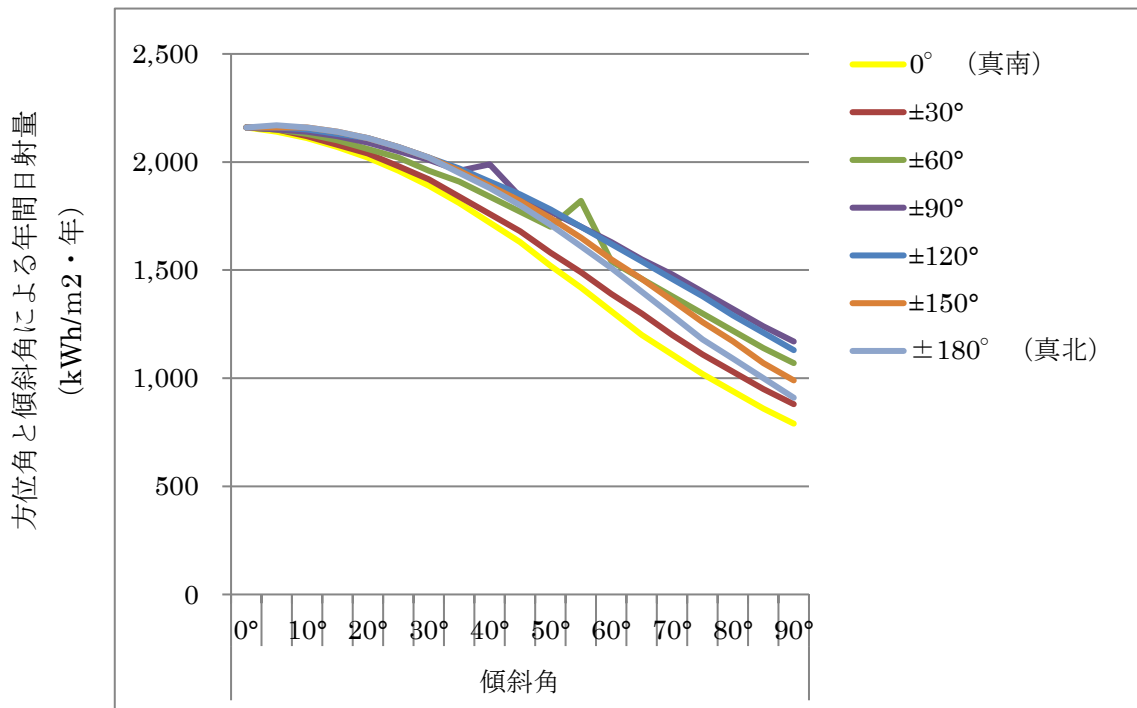


図 3.3.5-1 セーシェルにおける傾斜角と方位角の関係



### 3.3.5.2 メガソーラーの設備計画[課題演習]

#### (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 3.3.5-2 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。

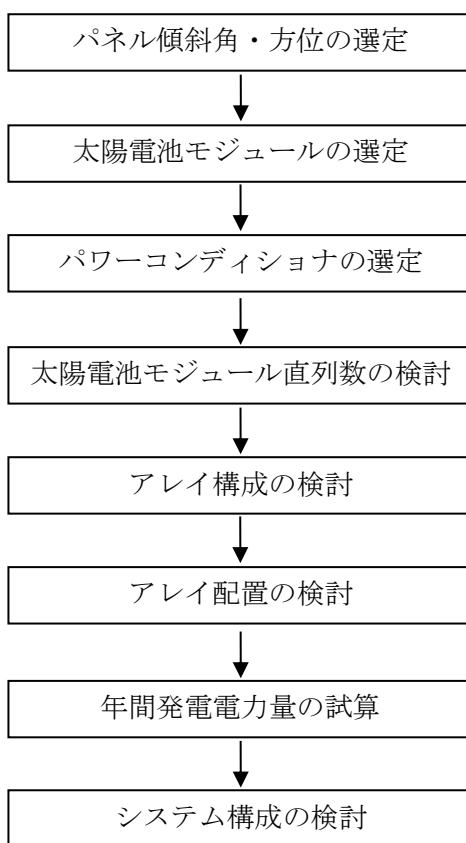


図 3.3.5-2 メガソーラー設備計画手順

(2) メガソーラー設備計画

1) パネル傾斜角・方位の選定

HOMER Pro ( <https://users.homerenergy.com/> ) 又は RET Screen ( <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 3.3.5-1 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 3.3.5-1 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	29.3V	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%/°C	+0.060%/°C	+0.055%/°C	+0.01%/°C
開放電圧の温度係数( $V_{oc}$ )	-0.24%/°C	-0.36%/°C	-0.39%/°C	-0.30%/°C
最大出力の温度係数 ( $P_{max}$ )	-0.30%/°C	-0.46%/°C	-0.35%/°C	-0.31%/°C

※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 3.3.5-2 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 3.3.5-2 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
	直流電圧範囲	0~600V	0~650V	0~600V
	最大電力追従範囲	200~550V	315~600V	320~550V
	相数	三相3線	三相3線	三相3線
交流出力	定格電圧	202V	202V	415V
	定格周波数	50 or 60Hz	50 or 60Hz	50 or 60Hz
	電力変換効率	94.5%	95.3%	95.7%

※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tring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。
- String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 $\Delta T$

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 $\Delta T$

※ 加重平均太陽電池モジュール温度上昇 $\Delta T$  は裏面開放形(架台設置形)であるため、18.4(°C)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String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 3.3.5-3 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)

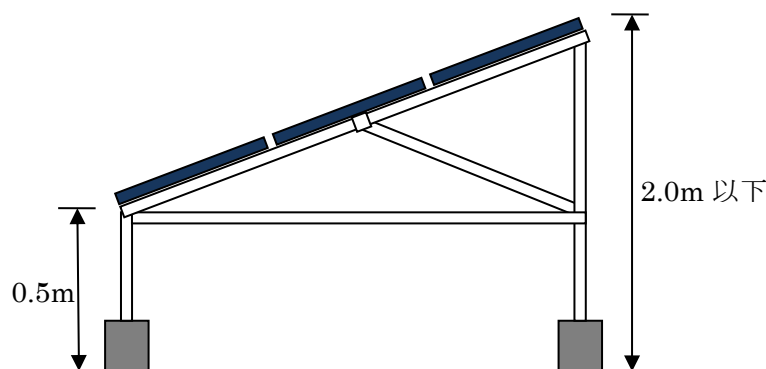


図 3.3.5-3 アレイ構成の条件 2

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 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 3.3.5-4 参照

条件 3: 東西方向のアレイ間隔は 1.5m 以上とする。図 3.3.5-5 参照

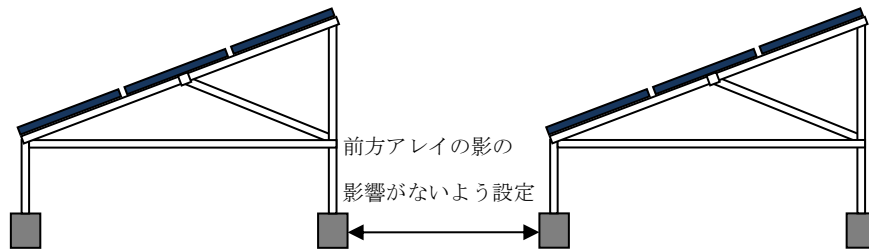


図 3.3.5-4 アレイ配置の条件 2

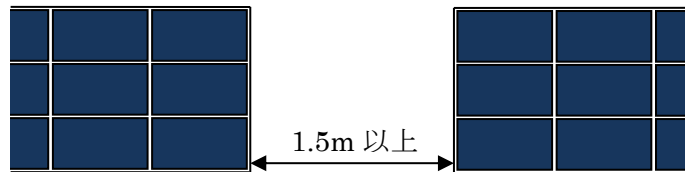


図 3.3.5-5 アレイ配置の条件 3

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  $E_p$  は次式で計算する。

$$E_p = \sum H_A / G_s \cdot K \cdot P_{AS}$$

- $E_p$  = 推定年間発電量 (kWh/年)
- $H_A$  = 設置面の月平均日射量 (kWh/m<sup>2</sup>/日)
- $G_s$  = 標準状態における日射強度 (kW/m<sup>2</sup>) = 1 (kW/m<sup>2</sup>)
- $K$  = 総合設計係数 =  $K_d \cdot K_t \cdot \eta_{INV}$ 
  - \* 直流補正係数  $K_d$ :  
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  $K_t$ :  
太陽電池が日射により温度が上がり、変換効率が変わるための補正係数  

$$K_t = 1 + \alpha (T_m - 25) / 100$$
    - $\alpha$ : 最大出力温度係数 (%/°C)
    - $T_m$ : モジュール温度 (°C) =  $T_{av} + \Delta T$
    - $T_{av}$ : 月平均気温 (°C)
    - $\Delta T$ : モジュール温度上昇 (°C) = 18.4(°C) とする
  - \* PCS 効率  $\eta_{INV}$ : 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/m<sup>2</sup>、太陽電池セル温度 25°C

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)

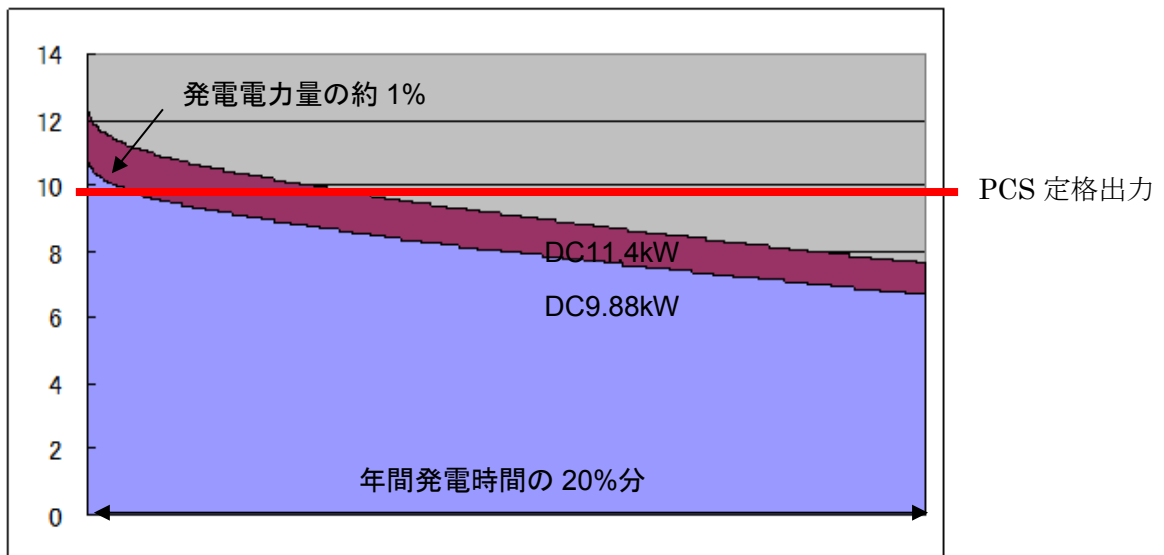


図 3.3.5-6 太陽光発電出力のディレーション曲線 (1 秒計測)

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。

集電盤については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)。

### 3.3.5.3 試算例[沖縄]

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

表 3.3.5-3 年間日射量

月	一日の日射量 (kWh/m <sup>2</sup> /day)	外気温 (°C)
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

表 3.3.5-4 太陽電池モジュール仕様

		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 <sub>max</sub> )	240W	
モジュール変換効率	14.6	
公称最大出力動作電圧(V <sub>pm</sub> )	29.3V	
公称最大出力動作電流(I <sub>pm</sub> )	8.06A	
公称開放電圧(V <sub>oc</sub> )	36.9V	
公称短絡電流(I <sub>sc</sub> )	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%/°C	
開放電圧の温度係数	-0.36%/°C	
最大出力の温度係数	-0.46%/°C	

(3) 選定したパワーコンディショナの仕様

表 3.3.5-5 パワーコンディショナ仕様

		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℃)	: <u>590.4</u> V
(最高モジュール温度 54.0℃)	: <u>528.76</u> V
(最低モジュール温度 25.0℃)	: <u>590.40</u> V
ストリング出力動作電圧(モジュール温度 25℃)	: <u>468.8</u> V
(最高モジュール温度 54.0℃)	: <u>419.86</u> V
(最低モジュール温度 25.0℃)	: <u>468.80</u> 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：  
29.3V

$$400V \times 1.1 = 440V \quad 440V \div 29.3V \doteq 15.02 \doteq \underline{16 \text{ 直列}}$$

- 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℃

$$\text{最高モジュール温度} = 35.6 + 18.4 = \underline{54.0^\circ\text{C}}$$

$$\text{最低モジュール温度} = 6.6 + 18.4 = \underline{25.0^\circ\text{C}}$$

※架台設置形の加重平均 = 18.4 (JIS C 8907)

- 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%/℃

$$\text{モジュール温度 } 25^\circ\text{C} \text{ におけるストリング開放電圧} \quad 36.9V \times 16 = \underline{590.4V}$$

最高モジュール温度 (54.0℃) におけるストリング開放電圧

$$590.4V \times \{1 - 0.0036 \times (54.0 - 25)\} \doteq \underline{528.76V}$$

最低モジュール温度 (25.0℃) におけるストリング開放電圧

$$590.4V \times \{1 - 0.0036 \times (25.0 - 25)\} = \underline{590.40V}$$

- 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)

$$\text{モジュール温度 } 25^\circ\text{C} \text{ におけるストリング出力動作電圧} \quad 29.3V \times 16 = \underline{468.8V}$$

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

$$468.8V \times \{1 - 0.0036 \times (54.0 - 25)\} \doteq \underline{419.86V}$$

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

$$468.8V \times \{1 - 0.0036 \times (25.0 - 25)\} = \underline{468.80V}$$

(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 419.86～468.80V 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

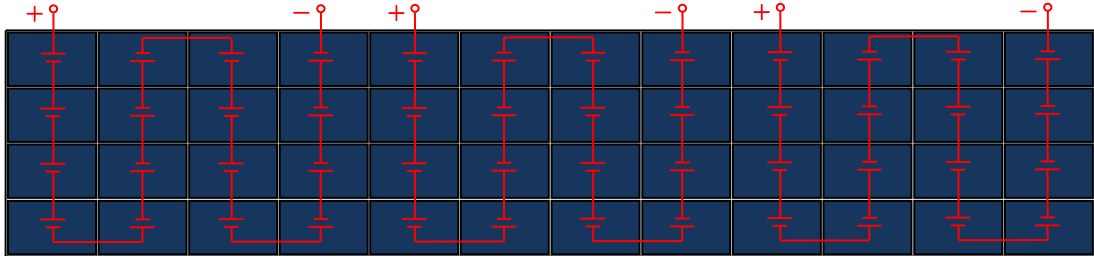


図 3.3.5-7 アレイ配線図

(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、 $(2.0\text{m} - 0.5\text{m}) = 1.5\text{m}$

$1.5\text{m} \geq X \times \sin 18^\circ \Rightarrow 4.854\text{m} \geq X$  ( $\sin 18^\circ = 18 \times \pi / 180$ )、 $4.854 \div 0.99 \div 4.9$  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

$25 \div 1.662 \div 15.1$  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

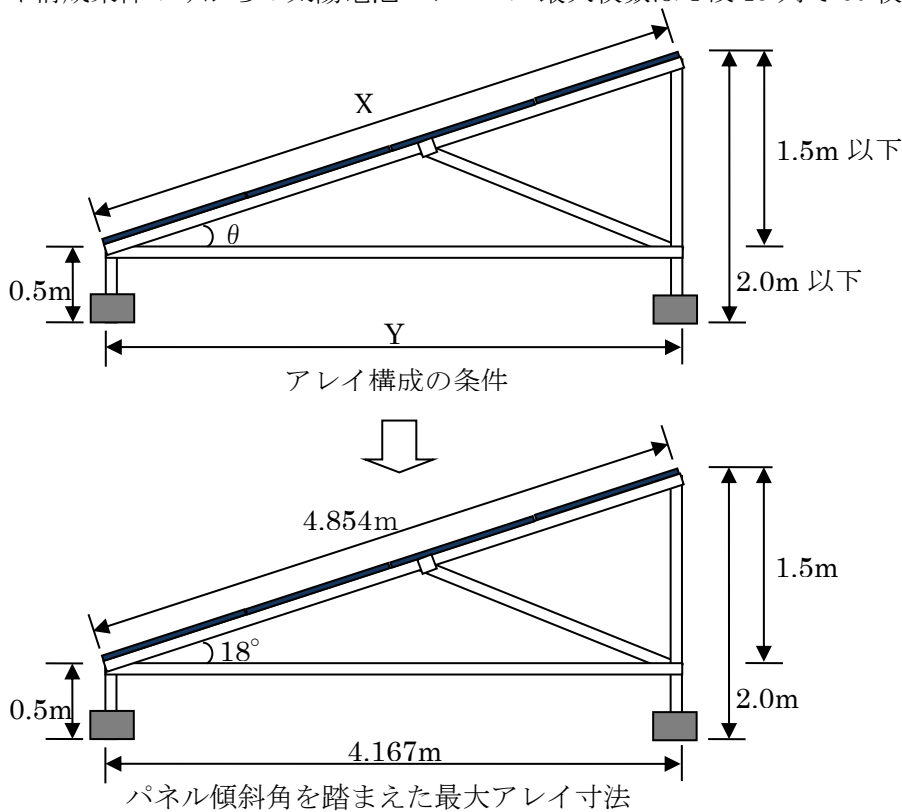


図 3.3.5-8 アレイサイズ



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

$60 \div 16 \doteq 3.75$     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

$240W \times 48 = 11,520W \Rightarrow$  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

$48 \div 4 = 12$     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： $(0.99 \times 4) + \{0.05 \times (4+1)\} = 4.21m$

太陽電池モジュール奥行：990mm，太陽電池モジュール間隔とモジュールの端：50mm

アレイ最大高さ： $(4.21m \times \sin 18^\circ) + 0.5m =$  1.801m

パネル傾斜角：18°，パネルの最下部高さ：GLから0.5m

アレイ奥行L(水平投影)： $4.21m \times \cos 18^\circ =$  4.004m

アレイ幅W： $(1.662 \times 12) + \{0.05 \times (12+1)\} =$  20.594m

太陽電池モジュール幅：1,662mm

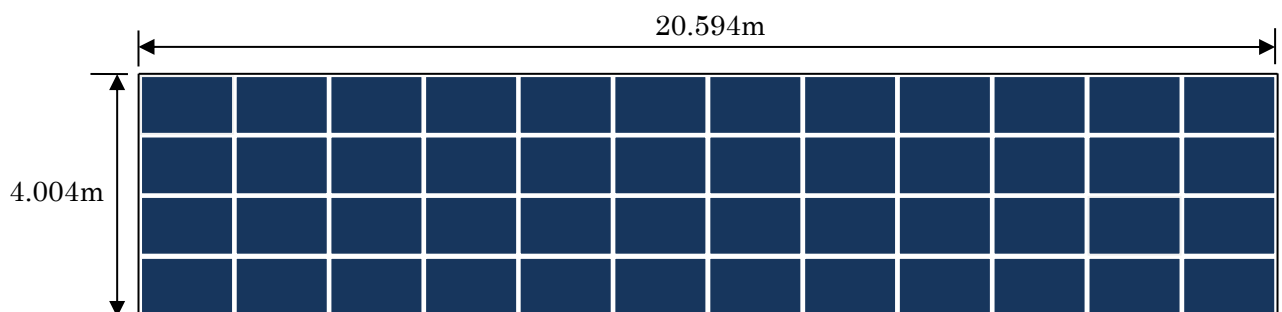


図 3.3.5-9 アレイサイズ(水平投影)

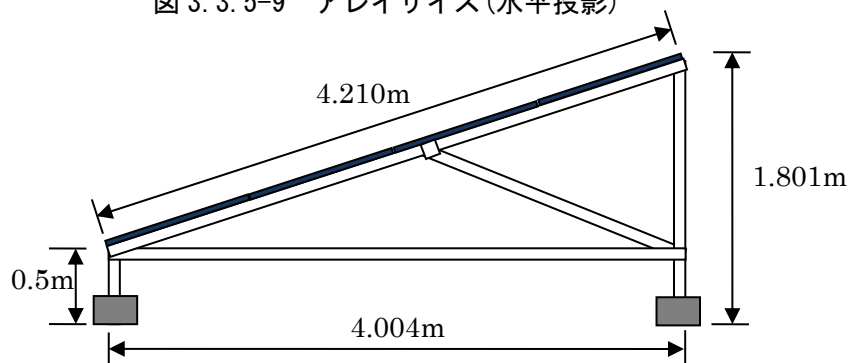


図 3.3.5-10 アレイサイズ

(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

$$11.52\text{kW} \times 100 = \underline{1,152 \text{ kW}}$$

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

$$\text{影倍率 } R = L_s/L = \coth \times \cos \alpha = \cot(19.35^\circ) \times \cos(50.11^\circ) = 1.826$$

(高さ  $L$  のものが作る影の南北方向の長さ  $L_s$ )

3) 南北方向のアレイ間隔の計算

アレイの最大高さ : 1.801m

$$(1.801 - 0.5) \times 1.826 \doteq \underline{2.375\text{m}}$$

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

RET Screen を用いて算出した年間発電電力量を表 3.3.5-6 に示す

表 3.3.5-6 年間発電電力量

月	発電電力量 (kWh)
1月	75,760
2月	79,720
3月	106,110
4月	127,780
5月	142,370
6月	148,980
7月	174,980
8月	159,650
9月	137,570
10月	117,970
11月	86,460
12月	77,220
年間	<b>1,434,560</b>

※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 Pro (<https://users.homerenergy.com/>) 又は RET Screen (<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/m<sup>2</sup>/day, 標準状態における日射強度  $G_s$  : 1kW/m<sup>2</sup>

PCS 変換効率  $\eta_{INV}$  : 94.5%, 直流補正係数  $K_d$  : 0.9, 最大出力温度係数  $\alpha$  : -0.46%/K

月平均気温  $T_{av}$  : 17.4°C, 加重平均太陽電池モジュール温度上昇  $\Delta T$  : 18.4°C

モジュール温度  $T_m = T_{av} + \Delta T = 17.4 + 18.4 = 35.8^\circ\text{C}$

温度補正係数  $K_t = 1 + \alpha (T_m - 25) / 100 = 1 - 0.46 (35.8 - 25) / 100 = 0.95032$

総合設計係数  $K = K_d \times K_t \times \eta_{INV} = 0.9 \times 0.95032 \times 0.945 = 0.808247$

推定月間発電量  $E_p = \Sigma H_A / G_s \times K \times P_{AS} = 31 \times 2.89 / 1 \times 0.808247 \times 1,152 \approx 83,417\text{kWh}$

(8) システム構成案

- ・ 発電規模 1,000 kW (AC)
- ・ アレイ数 100 基
- ・ アレイ出力 1,152 kW (DC)
- ・ PCS 台数 100 台

### 3.3.5.4 試算例 [Mahe]

メガソーラー設置予定地 : [国] Seychells [地域] Mahe

(1) パネル傾斜角 5°

方位 北

上記の傾斜角・方位における日射量

表 3.3.5-7 年間日射量及び気温 (Mahe)

月	一日の日射量 (kWh/m <sup>2</sup> /day)	外気温 (°C)	平均最高気温 (°C)	平均最低気温 (°C)
1月	5.32	27.0	29.8	24.1
2月	6.00	27.7	30.4	24.6
3月	6.29	28.0	31.0	24.8
4月	6.38	28.3	31.4	25.0
5月	5.87	27.9	30.5	25.4
6月	5.37	26.7	29.1	24.6
7月	5.55	26.1	28.3	23.9
8月	5.79	26.0	28.4	23.9
9月	6.13	26.7	29.1	24.2
10月	6.53	27.1	29.6	24.3
11月	6.27	27.1	30.1	24.0
12月	5.71	27.1	30.0	23.9
年間	<b>5.93</b>	<b>27.1</b>	<b>29.8</b>	<b>24.4</b>

(2) 選定した太陽電池モジュールの仕様

表 3.3.5-8 太陽電池モジュール仕様

		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 <sub>max</sub> )	240W	
モジュール変換効率	14.6	
公称最大出力動作電圧(V <sub>pm</sub> )	29.3V	
公称最大出力動作電流(I <sub>pm</sub> )	8.06A	
公称開放電圧(V <sub>oc</sub> )	36.9V	
公称短絡電流(I <sub>sc</sub> )	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%/°C	
開放電圧の温度係数	-0.36%/°C	
最大出力の温度係数	-0.46%/°C	

(3) 選定したパワーコンディショナの仕様

表 3.3.5-9 パワーコンディショナ仕様

		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tring開放電圧(モジュール温度 25°C) : 590.4 V  
 (最高モジュール温度 48.6°C) : 540.24 V  
 (最低モジュール温度 43.0°C) : 552.14 V  
 String出力動作電圧(モジュール温度 25°C) : 468.8 V  
 (最高モジュール温度 48.6°C) : 428.97 V  
 (最低モジュール温度 43.0°C) : 438.42 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：29.3V

$$400V \times 1.1 = 440V \quad 440V \div 29.3V \doteq 15.02 \doteq \underline{16 \text{ 直列}}$$

- 2) 最高及び最低モジュール温度の計算

Mahe の最高気温：31.4°C，Majuro の最低気温：23.9°C

$$\text{最高モジュール温度} = 31.4 + 18.4 = \underline{49.8^\circ\text{C}}$$

$$\text{最低モジュール温度} = 23.9 + 18.4 = \underline{42.3^\circ\text{C}}$$

- 3) 最高及び最低モジュール温度におけるString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%/°C

モジュール温度 25°Cにおけるストリング開放電圧  $36.9V \times 16 = \underline{590.4V}$

最高モジュール温度(49.8°C)におけるストリング開放電圧

$590.4V \times \{1 - 0.0036 \times (49.8 - 25)\} \approx \underline{537.7V}$

最低モジュール温度(42.3°C)におけるストリング開放電圧

$590.4V \times \{1 - 0.0036 \times (42.3 - 25)\} = \underline{553.6V}$

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%/°C(開放電圧の温度係数と同様)

モジュール温度 25°Cにおけるストリング出力動作電圧  $29.3V \times 16 = \underline{468.8V}$

最高モジュール温度(49.8°C)におけるストリング出力動作電圧

$468.8V \times \{1 - 0.0036 \times (49.8 - 25)\} \approx \underline{426.9V}$

最低モジュール温度(42.3°C)におけるストリング出力動作電圧

$468.8V \times \{1 - 0.0036 \times (42.3 - 25)\} = \underline{439.6V}$

(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 537.7~553.6V 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 426.9~439.6V 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) 4.194 m (水平投影)、アレイ最大高さ 0.867 m

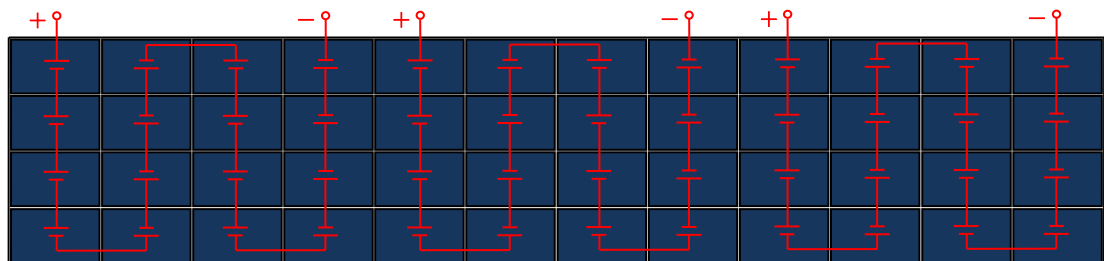


図 3.3.5-11 アレイ配線図

(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 : 5°

太陽電池モジュール奥行 : 990mm , (2.0m - 0.5m) = 1.5m

$1.5m \geq X \times \sin 5^\circ \Rightarrow 17.21m \geq X$  ( $\sin 5^\circ = 5 \times \pi / 180$ ),  $17.21 \div 0.99 \approx 17.273$  a=17

段→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

$$25 \div 1.662 \approx 15.1 \quad b=15 \text{ 列}$$

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

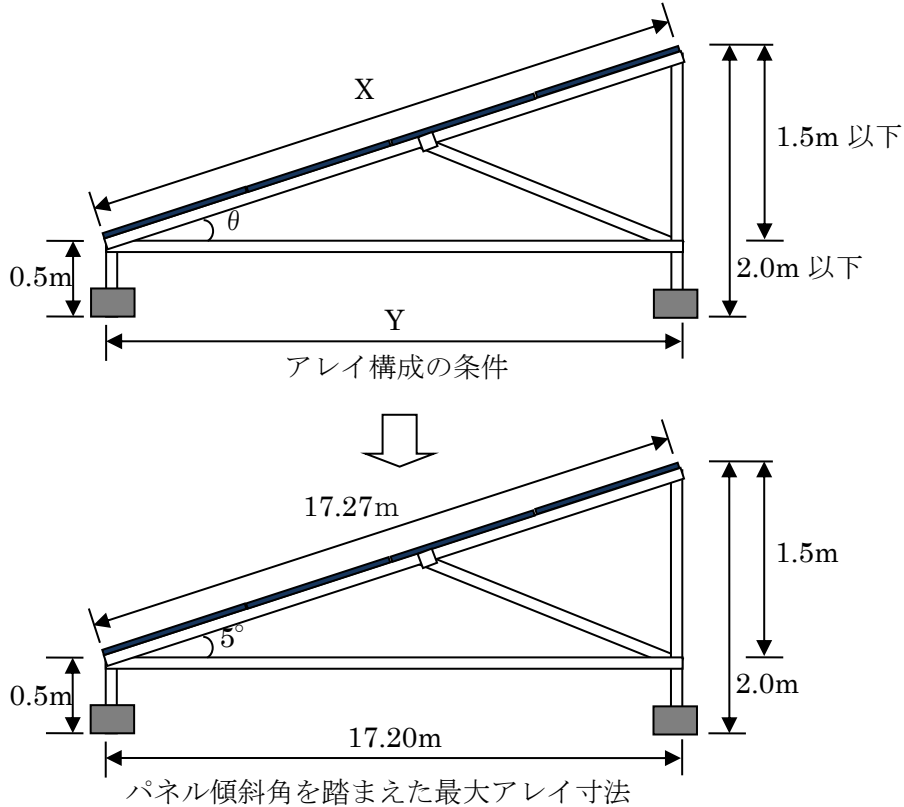


図 3.3.5-12 アレイサイズ

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

$$60 \div 16 \approx 3.75 \quad \underline{3 \text{ 並列}}$$

$$16 \text{ 直列} \times 3 \text{ 並列} = \underline{48 \text{ 枚}}$$

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

$$240\text{W} \times 48 = 11,520\text{W} \Rightarrow \underline{11.52\text{kW}}$$

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

$$48 \div 4 = 12 \quad \underline{12 \text{ 列}}$$

5) アレイの段数・列数からのアレイサイズの計算

$$\text{パネル面の寸法} : (0.99 \times 4) + \{0.05 \times (4+1)\} = 4.210\text{m}$$

(太陽電池モジュール奥行：990mm，太陽電池モジュール間隔とモジュールの端：50mm)

アレイ最大高さ :  $(4.210\text{m} \times \sin 5^\circ) + 0.5\text{m} = 0.867\text{m}$

(パネル傾斜角:  $5^\circ$ , パネルの最下部高さ: GL から  $0.5\text{m}$ )

アレイ奥行 L (水平投影) :  $4.210\text{m} \times \cos 5^\circ = 4.194\text{m}$

アレイ幅 W :  $(1.662 \times 12) + \{0.05 \times (12+1)\} = 20.594\text{m}$

(太陽電池モジュール幅:  $1,662\text{mm}$ )

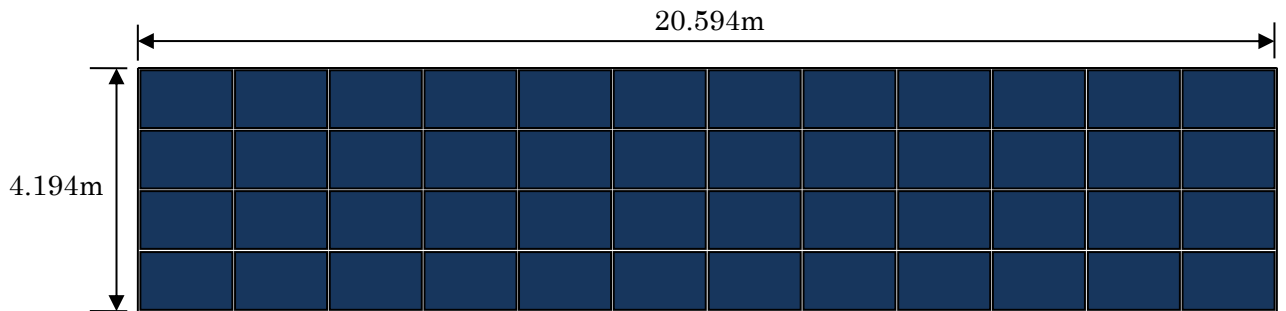


図 3.3.5-13 アレイサイズ (水平投影)

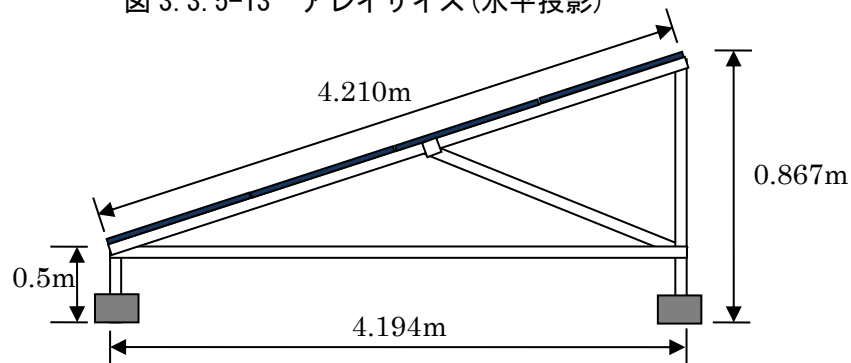


図 3.3.5-14 アレイサイズ

(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

$$11.52\text{kW} \times 100 = 1,152\text{kW}$$

2) 南北方向の影倍率の計算

用地に合わせて配置する SketchUp で検討する。演算にて算出方法は以下の通りである。

Mahe の緯度・経度: 南緯  $4.6230$ , 東経  $55.4553$

太陽の高度  $h$ :  $33.78^\circ$ , 方位角:  $122.32^\circ$

※冬至 (2015.6.22) の AM9:00 のデータ, 方位角は真南を  $0^\circ$  とする

$$\text{影倍率 } R = L_s/L = \coth \times \cos \alpha = \cot(33.78^\circ) \times \cos(122.32^\circ) = 0.995$$

(高さ  $L$  のものが作る影の南北方向の長さ  $L_s$ )

3) 南北方向のアレイ間隔の計算

アレイの最大高さ:  $0.867\text{m}$

$$(0.867 - 0.5) \times 0.995 \doteq 0.365\text{m}$$

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

RET Screen を用いて算出した年間発電電力量を表 3.3.5-10 に示す

表 3.3.5-10 年間発電電力量

月	発電電力量 (kWh)
1月	163,800
2月	165,100
3月	190,800
4月	186,600
5月	178,400
6月	159,500
7月	170,500
8月	177,700
9月	181,000
10月	198,100
11月	184,700
12月	174,900
年間	<b>2,131,200</b>

※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 Pro (<https://users.homerenergy.com/>) 又は RET Screen (<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  $H_A$  : 5.32kWh/m<sup>2</sup>/day, 標準状態における日射強度  $G_s$  : 1kW/m<sup>2</sup>  
 PCS 変換効率  $\eta_{INV}$  : 94.5%, 直流補正係数  $K_d$  : 0.9, 最大出力温度係数  $\alpha$  : -0.46%/K  
 月平均気温  $T_{av}$  : 27.0°C, 加重平均太陽電池モジュール温度上昇  $\Delta T$  : 18.4°C

$$\text{モジュール温度 } T_m = T_{av} + \Delta T = 27.0 + 18.4 = 45.4^\circ\text{C}$$

$$\text{温度補正係数 } K_t = 1 + \alpha (T_m - 25) / 100 = 1 - 0.46 (45.4 - 25) / 100 = 0.90616$$

$$\text{総合設計係数 } K = K_d \times K_t \times \eta_{INV} = 0.9 \times 0.90616 \times 0.945 = 0.77069$$

$$\text{推定月間発電量 } E_p = \Sigma H_A / G_s \times K \times P_{AS} = 31 \times 5.32 / 1 \times 0.77069 \times 1,152 \doteq 146,421\text{kWh}$$

(8) システム構成案

- ・ 発電規模 1,000kW (AC)
- ・ アレイ数 100 基
- ・ アレイ出力 1,152 kW (DC)
- ・ PCS 台数 100 台



### 3.3.6 配置設計手法 ( Sketchup)

PV アレイの配置設計手法として、世界中でフリーソフトウェアとして活用されている Google Sketchup を推奨する。

Google Sketchup では、1mm 単位の 3D (three-dimensional) 設計が可能であり、かつ縮尺が合致した方法で、Google Earth 上の任意の場所に配置することができる。

また、複数台の PV アレイを配置する場合、前方の PV アレイの影を考慮する必要があるが、任意の指定日時の影を描写することにより、影響を確認することができる。さらに、風力発電などと組み合わせて計画する場合は、複数台の風力発電の離隔や風力発電による PV アレイへの影の影響も確認することができる。

今回配置設計手法では、既設風力発電機 (750kw×5 基) が設置されているビクトリア沖合の島へ 10kW の PV アレイを風車による影の影響も考慮した配置計画演習を行った。尚、PV アレイは 3.3.5-4 項試算例の検討結果のサイズを用い、傾斜角は 5 度、方位角は用地形状に合わせて効率的な配置となるように考慮した。



図 3.3.6-1 PV アレイ配置図

### 3.3.7 まとめ

#### 3.3.7.1 検討成果

##### (1) ハイブリッドシステム

基本システム構成は、以下の3種類を提示する。

- PV-ディーゼル・ハイブリッドシステム

蓄電池等の安定化装置を併設しないシステムの提案を行う。このシステムは、「PVシステムに付属するパワーコンディショナ(PCS)の台数制御による周波数安定度を高めたシステム」であり、「PVシステムに付属するPCSの台数制御によるディーゼル発電機の低負荷運転対策を加味したシステム」である。このシステムの具体的な特徴は以下の通りである。

- 個別PCSのオン・オフ操作による段階的な出力制限が可能
- PCS分割によるPCS故障時のPVシステム全停止のリスク軽減
- PCSを小容量(小型・軽量)とすることでの施工性の向上

- PV-既設WT-ディーゼル・ハイブリッドシステム

既設WT(750kW×8基)とPV及びディーゼル発電機を組合わせたハイブリッドシステムである。

- PV-Battery-ディーゼル・ハイブリッドシステム

蓄電池を用いて、PVの変動吸収及び余剰電力吸収を行うことで高い割合まで再生可能エネルギーの供給率を上げることができる。また、WTを併設することもできる。

但し、蓄電池設備は非常に高価なものとなる。

##### (2) 太陽光発電システム

Maheをはじめとするセーシェル国の全ての地域において、最適傾斜角は5度である。なお、方位角については傾斜角30度以下の場合では、方位に依存しない。つまり、どの方位に向けて設置しても年間発電電力量は同等と考えられる。

##### (3) 需給バランスシミュレーション

HOMER Proを用いた需給バランスシミュレーション(長周期変動を考慮)では、次項に示す検討結果となった。

#### 3.3.7.2 各離島のHOMER Pro 検討結果(まとめ)

##### (1) Mahe

- ・ Mahe島における長周期での導入限界量は約10,000kWとなった。
- ・ Mahe島では現在の燃料価格0.533\$においては、PV導入のコストメリットは低い。
- ・ 燃料価格が0.8\$を超えたあたりでPV導入のコストメリットが出てくる。
- ・ 蓄電池容量の感度分析から蓄電池を導入することで電気料金も安価になる傾向である。
- ・ 当面は長周期面で蓄電池導入の必要がないPV10,000kWをターゲットとしての導入を推奨する。

(2) Praslin

- Praslin 島における長周期での導入限界量は約 2,000kW となった。
- Praslin 島では現在の燃料価格 5.33 \$ においては、PV 導入のコストメリットは低い。
- 蓄電池容量としては 1,500kWh~2,000kWh で電気料金が安価になる傾向がある。
- 当面は長周期面で蓄電池導入の必要がない PV2,000kW をターゲットとしての導入を推奨する。

(3) Desroches

- Desroches 島における長周期での導入限界量は約 180kW となった。
- Desroches 島では PV 導入量を増加することで電気料金が安価になる。
- 蓄電池容量としては 150kWh~200kWh で電気料金が安価になる傾向がある。
- PV 最適容量の観点ではまずは投資回収年が最短(10年)となる PV70kW を導入が良い。

■ ディーゼル発電機+新規 PV (70kW)

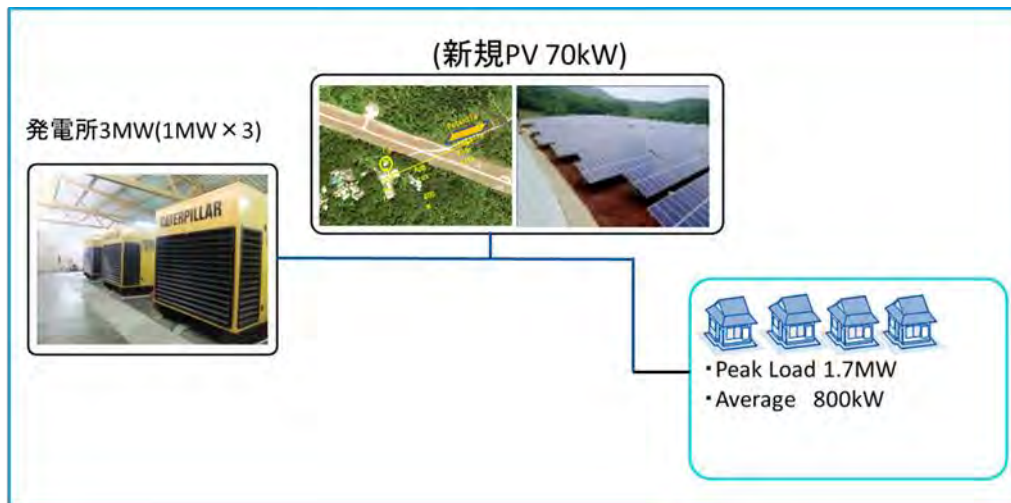


図 3.3.7-1 システム構成図(案)

2) 将来の負荷での検討

- ディーゼル発電機の容量 750kW~2,000kW 及び台数 2 台~4 台を組合わせたシミュレーションを実施した結果、750kW×3 機の組合せが最適との結果を得た。
- ディーゼル発電機の容量 750kW×3 機の電力システムに対する PV 最適導入量は PV450kW との結果を得た。よって、負荷が増加した場合の Desroches 島での PV 導入は 450kW を推奨する。

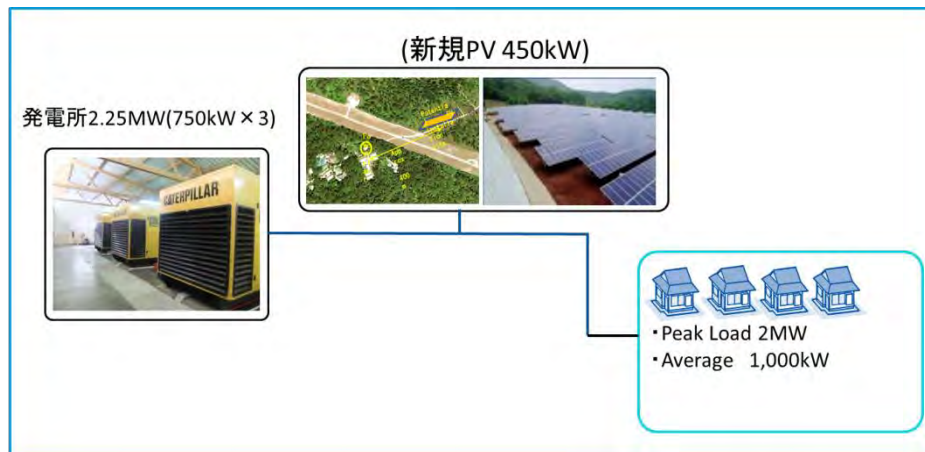


図 3. 3. 7-2 システム構成図(案)

(4) Curieuse

太陽光発電 (PV) の導入量について PV10kW~50kW、CON10kW~50kW、BTT50kWh~400kWh の組合せで最適となる組合せについてシミュレーションを実施した。結果として PV40kW+蓄電池 350kWh+CON10kW のを組合わせたシステムが電気料金の面で最適だとの結果を得た。よって、Curieuse 島でのシステムは PV40kW+BTT350kWh+CON10kW を推奨する。

上記のシステムで Curieuse 島の負荷については全量、PV からの供給で賄うことが可能となる。尚、Curieuse 島では上記システムに不具合が生じた際のバックアップ電源が無いことから、10kW のディーゼル発電機を非常用として設置することを推奨する。

■システム構成案

新規 PV (40kW) +BTT350kWh+CON10kW

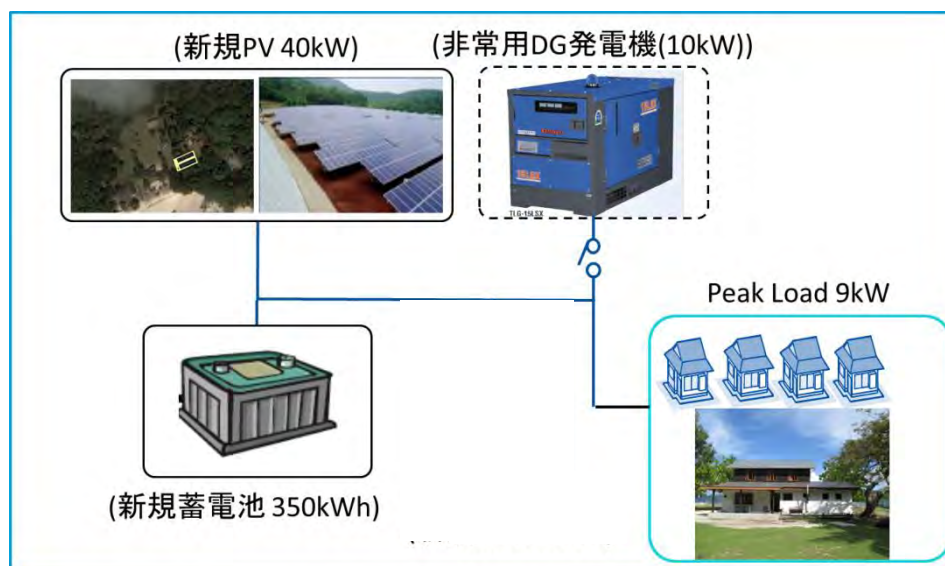


図 3. 3. 7-3 システム構成図(案)