

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
(和文要約版)

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

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
1.1 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	2
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	4
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	6
2.2.1 エネルギー・電力政策の動向	6
2.2.2 一次エネルギーの供給	7
2.3 電力セクターの概況	8
2.3.1 電力供給の概要	8
2.3.2 PUC の実施体制	9
2.3.3 電気料金制度	9
2.3.4 PUC の財務状況と補助金	10
2.3.5 政策・制度	11
2.3.6 他ドナー支援状況	12
2.4 Mahe 島及び Praslin 島の電力供給設備	13
2.4.1 Mahe 島	13
2.4.2 Praslin 島	17
2.5 離島調査の概要	19
2.5.1 La Digue 島	19
2.5.2 Curieuse 島	21
2.5.3 Desroches 島	22

第 3 章 調査結果	24
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） .	24
3.1.1 再生可能エネルギー許容量評価手法について.....	24
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.....	25
3.1.3 代数的手法による RE 連系許容量算定結果.....	26
3.1.4 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）	29
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	30
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.....	30
3.2.2 EDC 運用とは.....	31
3.2.3 セーシェルに適した EDC 運用.....	31
3.2.4 EDC 運用技術移転.....	31
3.2.5 EDC 運用適用プロセス	32
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.....	33
3.3.1 基本システム構成.....	33
3.3.2 PV 設置場所(案)	34
3.3.3 需給バランスシミュレーション.....	37
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.....	40
3.4.1 検討目的.....	40
3.4.2 宮古島における揚水ポンプ制御システムの概要.....	40
3.4.3 PV 拡大量試算.....	41
3.4.4 まとめ	41
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	42
3.5.1 系統連系ガイドライン.....	42
3.5.2 セーシェルにおける系統連系ガイドラインの原案.....	42
3.5.3 セーシェル国における再生可能エネルギー普及促進支援制度.....	48
3.6 離島マイクログリッド導入計画に係る財務分析	51
3.6.1 RE マーケットの動向について	51
3.6.2 PV 導入のための補助金制度及び低利融資制度の効果と課題	52
3.6.3 大規模 PV を IPP が開発する場合の収益性評価.....	55
第 4 章 総括	58
4.1 セーシェルにおける現状課題	58
4.2 マスタープラン策定の基本的事項	58
4.3 セーシェル国におけるマスタープラン	59
4.4 マスタープラン実施のための検討プロセス	62

表一覧

表 2.3.1-1	PUC の電力需給の概要	8
表 2.3.3-1	PUC の電気料金 (2016 年 1 月～3 月)	10
表 2.3.4-1	2014 年の PUC 部門別収支状況	11
表 2.4.1-1	Mahe 島のディーゼル発電機一覧	13
表 2.4.1-2	Mahe 島の風力発電機一覧	14
表 2.4.1-3	太陽光発電設備一覧	15
表 2.4.2-1	Praslin 島のディーゼル発電機一覧	17
表 2.4.2-2	太陽光発電設備一覧	18
表 3.1.3-1	短周期における RE 連系可能量算定結果 (Mahe)	26
表 3.1.3-2	4MW のメガソーラ導入のための系統対策 (Mahe)	27
表 3.1.3-3	短周期における RE 連系可能量算定結果 (Praslin)	29
表 3.1.3-4	1MW のメガソーラ導入のための系統対策 (Praslin)	29
表 3.2.5-1	Mahe 島 Victoria C 発電所における EDC 運用導入効果試算結果	32
表 3.3.2-1	Mahe PV 設置候補場所	34
表 3.3.2-2	Praslin PV 設置候補場所	34
表 3.3.2-3	La Digue PV 設置候補場所	35
表 3.3.2-4	Curieuse PV 設置候補場所	36
表 3.3.2-5	Desroches PV 設置候補場所	36
表 3.3.3-1	燃料価格と電気料金の関係 (Mahe)	37
表 3.4.3-1	Mahe 島 PV 接続可能量試算結果	41
表 3.5.3-1	セーシェル国における支援制度の比較検討	49
表 3.6.1-1	セーシエルの PV 業者一覧	51
表 3.6.2-1	PUC の電気料金 (Energy charge) の下落率	54
表 3.6.3-1	Praslin 島における需要想定	60

図一覧

図 2.1.1-1	セーシェル位置図	4
図 2.1.1-3	セーシエルの雨量および気温	5
図 2.2.1-1	SEC 組織図	6
図 2.2.2-1	製品別石油輸入の推移	7
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	7
図 2.3.2-1	PUC 組織図	9
図 2.3.3-1	住宅向け電気料金の引き上げ計画	10
図 2.4.1-1	マヘ島の負荷カーブ (2014 年 4 月 9 日)	14
図 2.4.1-2	機器ごとの年間平均風速	14
図 2.4.1-3	月ごとの年間平均風速	14
図 2.4.1-4	Mahe 島送配電系統図	16
図 2.4.2-1	Praslin 島の最大負荷・最小負荷 (2014 年)	17
図 2.4.2-2	11kV 送電系統図	18

図 2.5.1-1	La Digue 島調査地点	19
図 2.5.1-2	La Digue 島の配電線系統図	20
図 2.5.2-1	Curieuse 島主要施設位置図	21
図 2.5.2-2	ディーゼル発電機	22
図 2.5.3-1	Desroches 島施設位置図	22
図 2.5.3-2	ディーゼル発電所及び太陽光発電設備設置候補地	23
図 2.5.3-3	年間負荷カーブ	23
図 3.1.2-1	代数的手法イメージ	25
図 3.2.3-1	セーシェルに適した EDC 運用概略図	31
図 3.3.2-1	既設風車設置島 PV 設置イメージ	34
図 3.3.2-2	発電所建屋屋根設置イメージ	35
図 3.3.2-3	学校建屋屋根設置イメージ	35
図 3.3.2-4	保護区への設置イメージ	36
図 3.3.2-5	滑走路側への設置イメージ	36
図 3.3.3-1	Desroches 島システム構成図(案)	39
図 3.3.3-2	Curieuse 島システム構成図(案)	39
図 3.4.2-1	揚水ポンプ制御システム	40
図 3.6.3-1	PV システム価格(2014 年)比較	56
図 4.2-1	再エネ導入に必要な改善策	58
図 4.3-1	再エネ導入マスタープラン(Mahe 島)需要想定：年間 6%増	59
図 4.3-2	再エネ導入マスタープラン(Mahe 島)需要想定：年間 3%増	60
図 4.3-3	再エネ導入マスタープラン(Praslin 島)：年間 6%増	61
図 4.3-4	再エネ導入マスタープラン(Praslin 島)：年間 3%増	61
図 4.4-1	再エネ導入に係る検討プロセス	62



1



¹ . 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
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
SEEREP	Seychelles Energy Efficiency and Renewable Energy Program	セーシェル省エネ及び再生可能エネルギープログラム
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
WB	World Bank	世界銀行
WT	Wind turbine	風力発電機
WACC	Weighted Average Cost of Capital	加重平均資本コスト

要約

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 14,100 ドル(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 百万ドル)が輸出(493.3 百万ドル)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(Mimistry of Environment、Energy And Climate Change、以下「MEECC」)
- 2) 実施機関：セーシェ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。

■ 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 460km² 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\$ の高中所得国である。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。

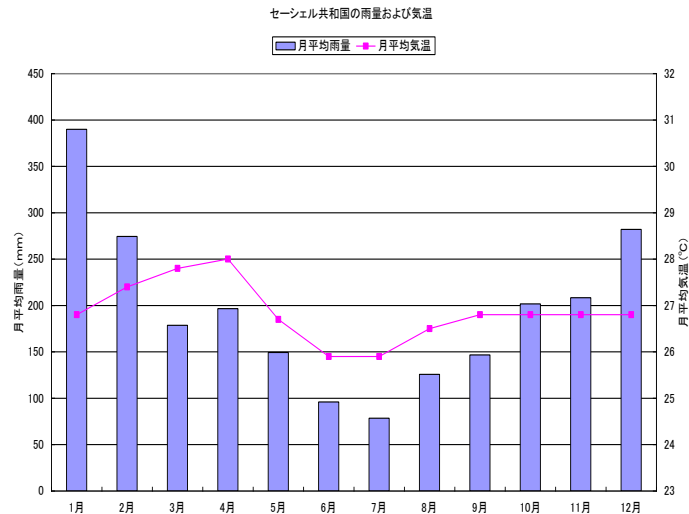


図 2.1.1-2 セーシールの雨量および気温

2.1.2 政治情勢

(1) 政治体制・内政

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)

(2) 経済

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。

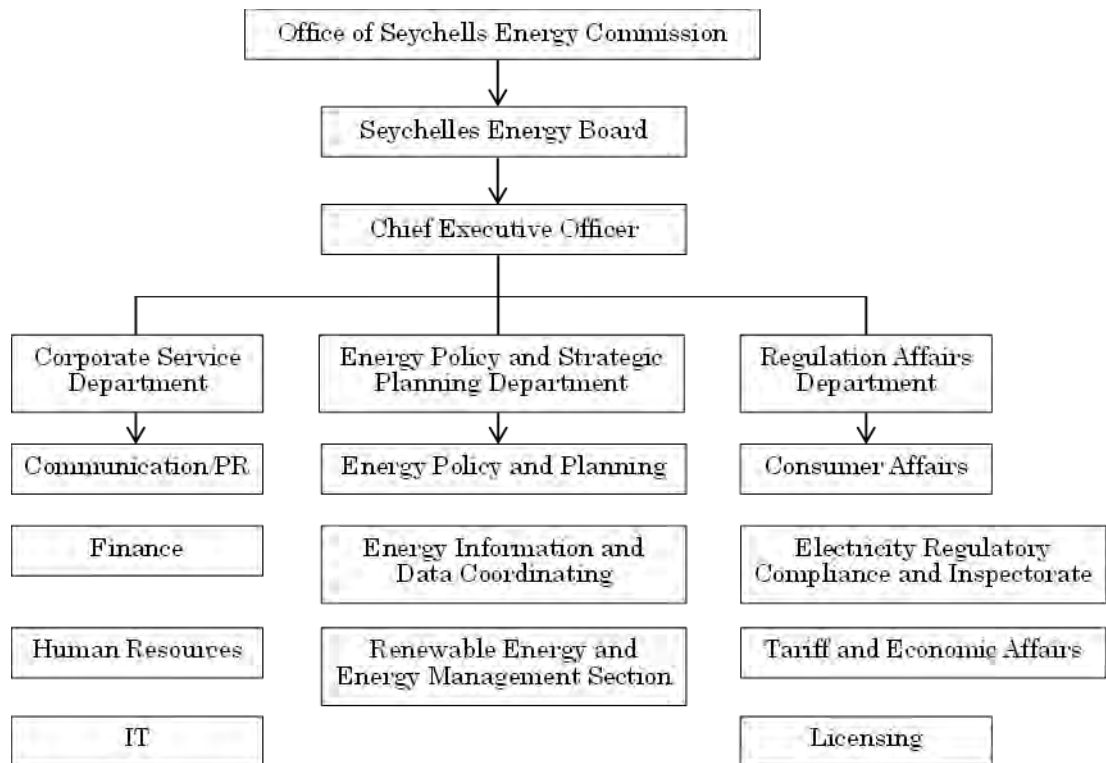


図 2.2.1-1 SEC 組織図

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。

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。セーシー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。

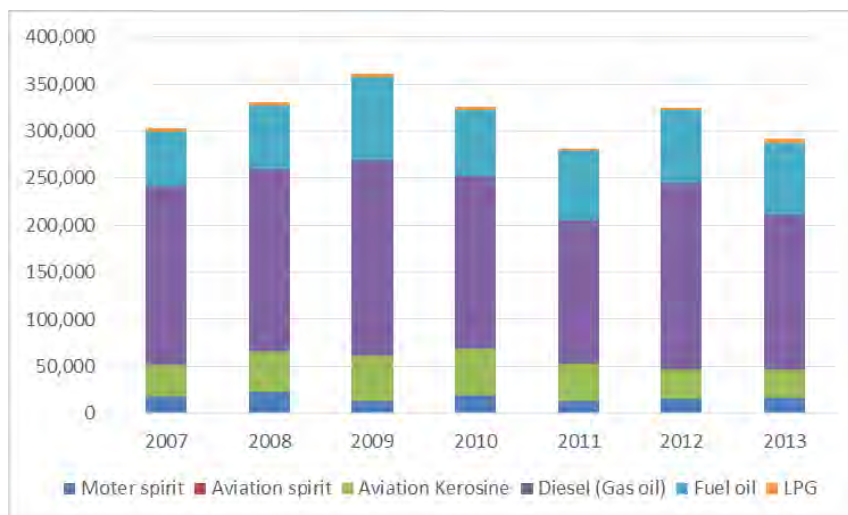


図 2.2.2-1 製品別石油輸入の推移²

石油価格の急激な上昇に伴い同国の輸入にせめる石油製品の比率は図 2.2.2-2 に示す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。

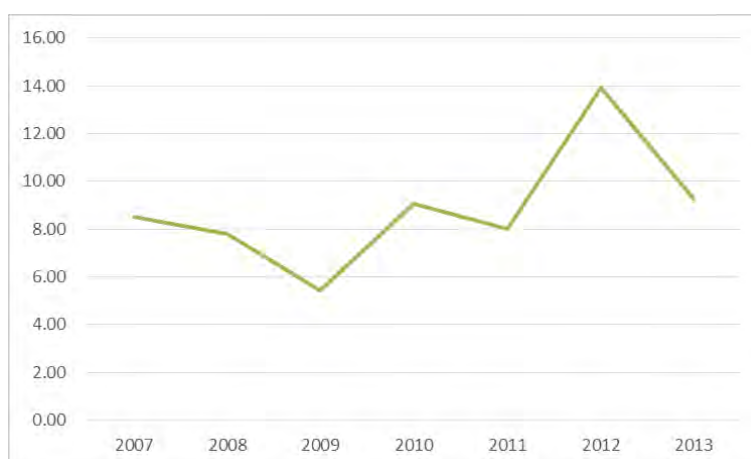


図 2.2.2-2 純輸入額に占める石油製品の純輸入額の比率の推移³

² Seychelles in Figures に基づき作成

³ Seychelles in Figures に基づき作成

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 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。

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
Mahe						
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
Praslin						
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
PUC- Overall						
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。

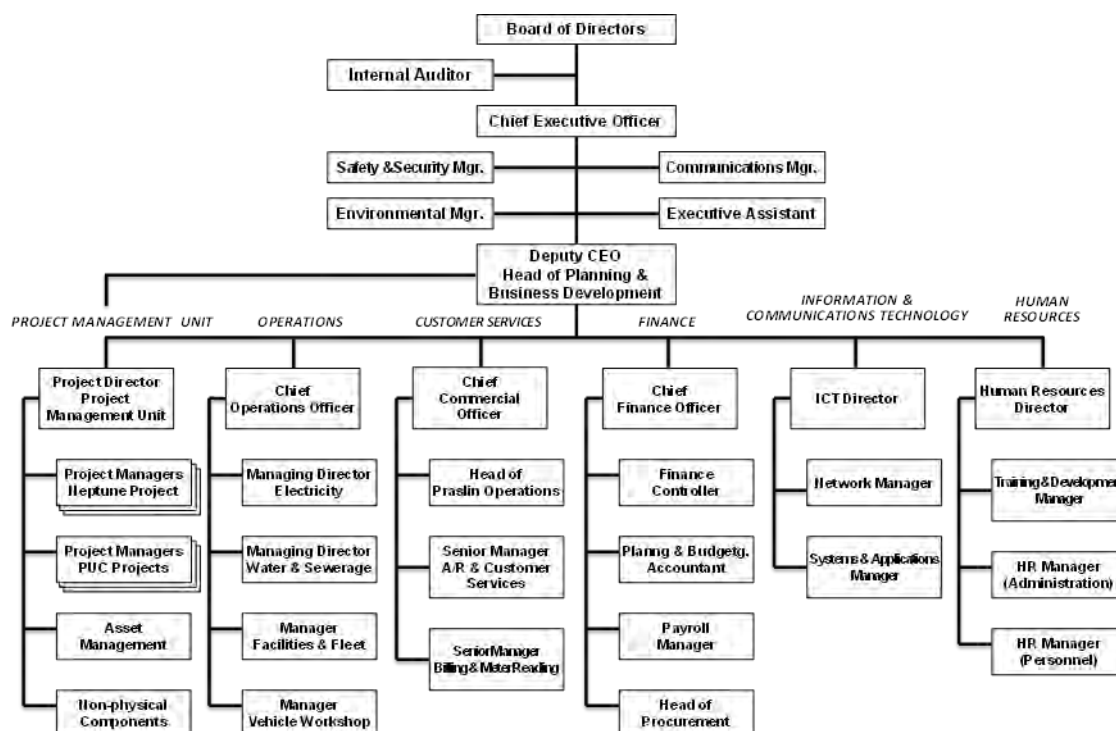


図 2.3.2-1 PUC 組織図

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。

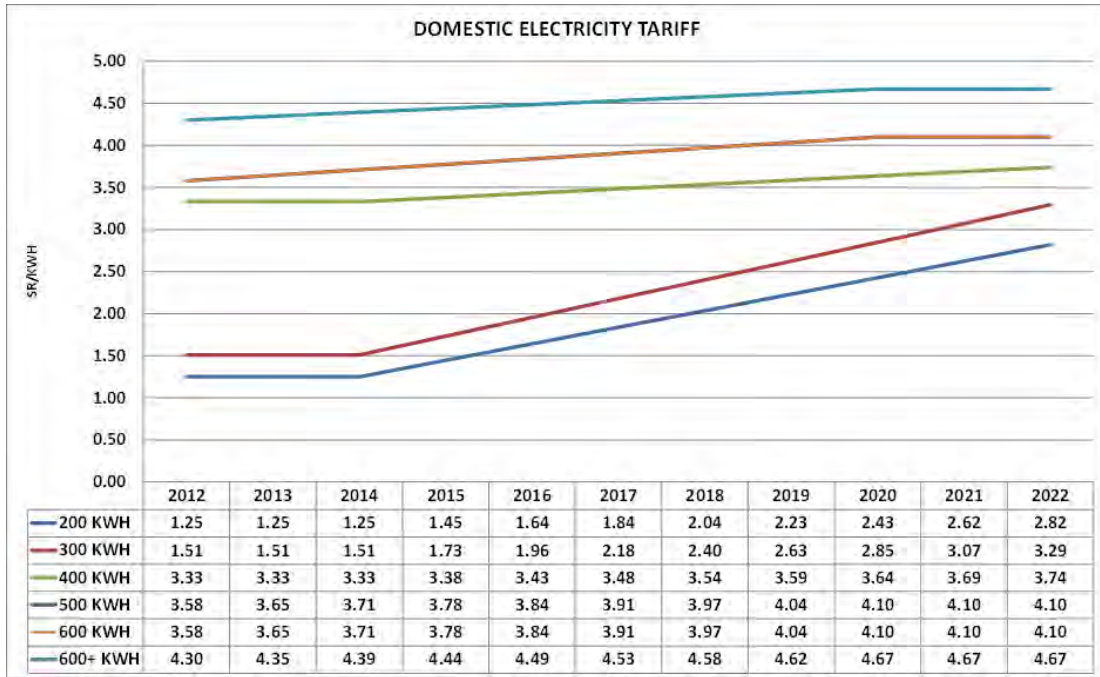


図 2.3.3-1 住宅向け電気料金の引き上げ計画

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	
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。

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
<u>Income</u>						
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
<u>Expenditure</u>						
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
<u>Profit/(Loss) from operations</u>	247,016	(25,905)	(20,157)	200,954	(2,631)	198,323

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 はドイツ系コンサルタント会社 Energynautics 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(WB)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なっており、2013 年 11 月に電気料金の改定を行っている。また、世界銀行(WB)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エ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 (Heavy fuel oil, 180 cSt@50°C)	94252
SET 7B	8ZAL 40 S	5,000	3,500	500	SULZER (Switzerland)	1990	HFO (Heavy fuel oil, 180 cSt@50°C)	114148
SET 8B	18V 32 LN	6,348	6,000	750	WARTSILA FINLAND	1998	HFO (Heavy 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 (Heavy fuel oil, 180 cSt@50°C)	93376
SET A21	18V 32 LN	6,348	6,000	750	WARTSILA FINLAND	2000	HFO (Heavy fuel oil, 180 cSt@50°C)	96520
SET A31	18V 32 LN	6,348	6,000	750	WARTSILA FINLAND	2000	HFO (Heavy fuel oil, 180 cSt@50°C)	79399
SET A41	18V 32 LN	6,348	6,000	750	WARTSILA FINLAND	2000	HFO (Heavy fuel oil, 180 cSt@50°C)	70724
SET A51	W18V 32	8,000	8,000	750	WARTSILA FINLAND	2015	HFO (Heavy fuel oil, 180 cSt@50°C)	1834
SET A61	W18V 32	8,000	8,000	750	WARTSILA FINLAND	2015	HFO (Heavy fuel oil, 180 cSt@50°C)	1796
SET B11	18V 32 LN	6,348	6,000	750	WARTSILA FINLAND	2000	HFO (Heavy fuel oil, 180 cSt@50°C)	99010
SET B21	18V 32 LN	6,348	6,000	750	WARTSILA FINLAND	2000	HFO (Heavy fuel oil, 180 cSt@50°C)	92819
SET B31	18V 32 LN	6,348	6,000	750	WARTSILA FINLAND	2000	HFO (Heavy fuel oil, 180 cSt@50°C)	75227
SET B41	W18V 32	8,000	8,000	750	WARTSILA FINLAND	2011	HFO (Heavy fuel oil, 180 cSt@50°C)	30656
SET B51	W18V 32	8,000	8,000	750	WARTSILA FINLAND	2011	HFO (Heavy fuel oil, 180 cSt@50°C)	31753
	Total	76,436	74,000					

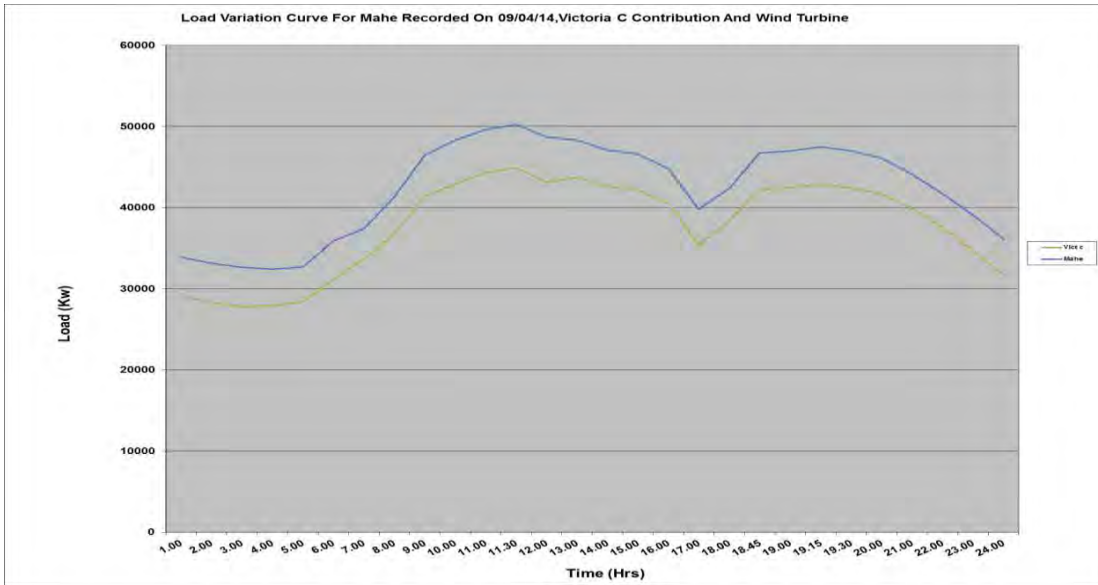


図 2.4.1-1 Mahe 島の負荷カーブ (2014 年 4 月 9 日)

(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			

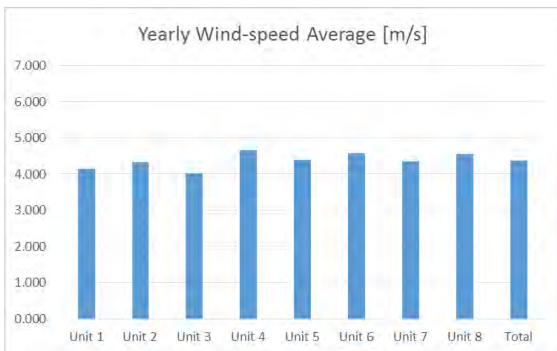


図 2.4.1-2 機器ごとの年間平均風速

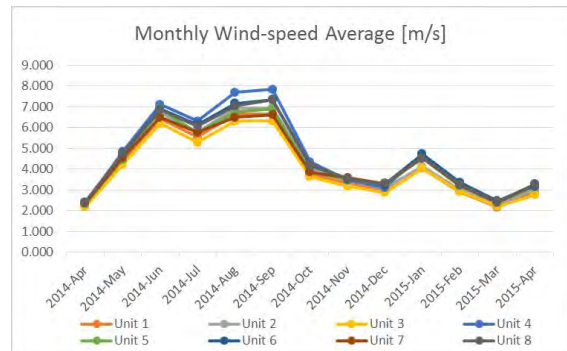


図 2.4.1-3 月ごとの年間平均風速

(3) 太陽光発電設備

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

(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。

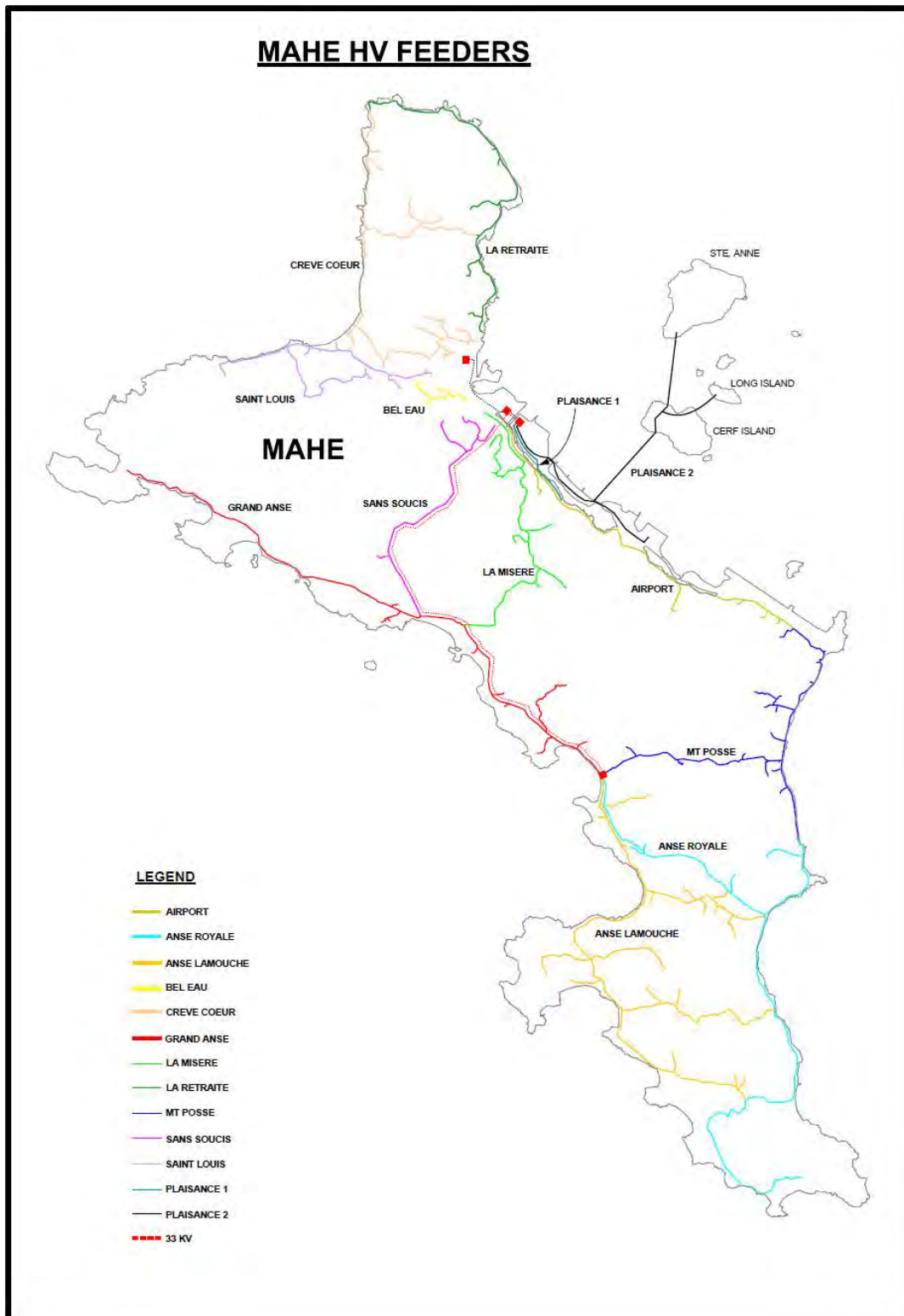


図 2.4.1-4 Mahe 島送配電系統図

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、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 5P	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					

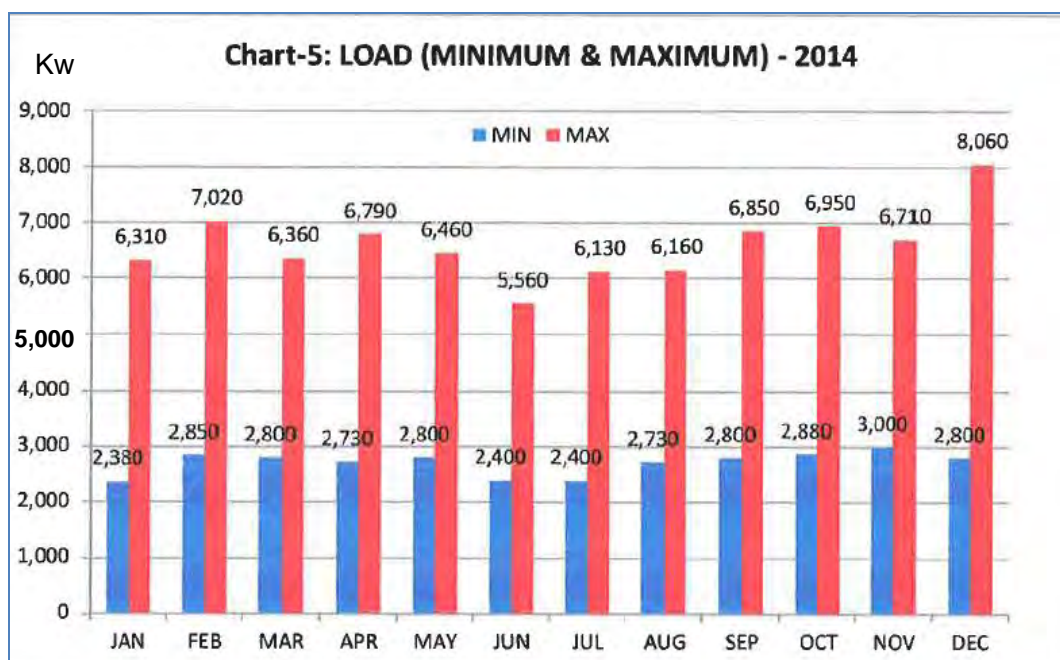


図 2.4.2-1 Praslin 島の最大負荷・最小負荷 (2014 年)

(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 2.4.2-2 に Praslin 島の送電系統図を示す。

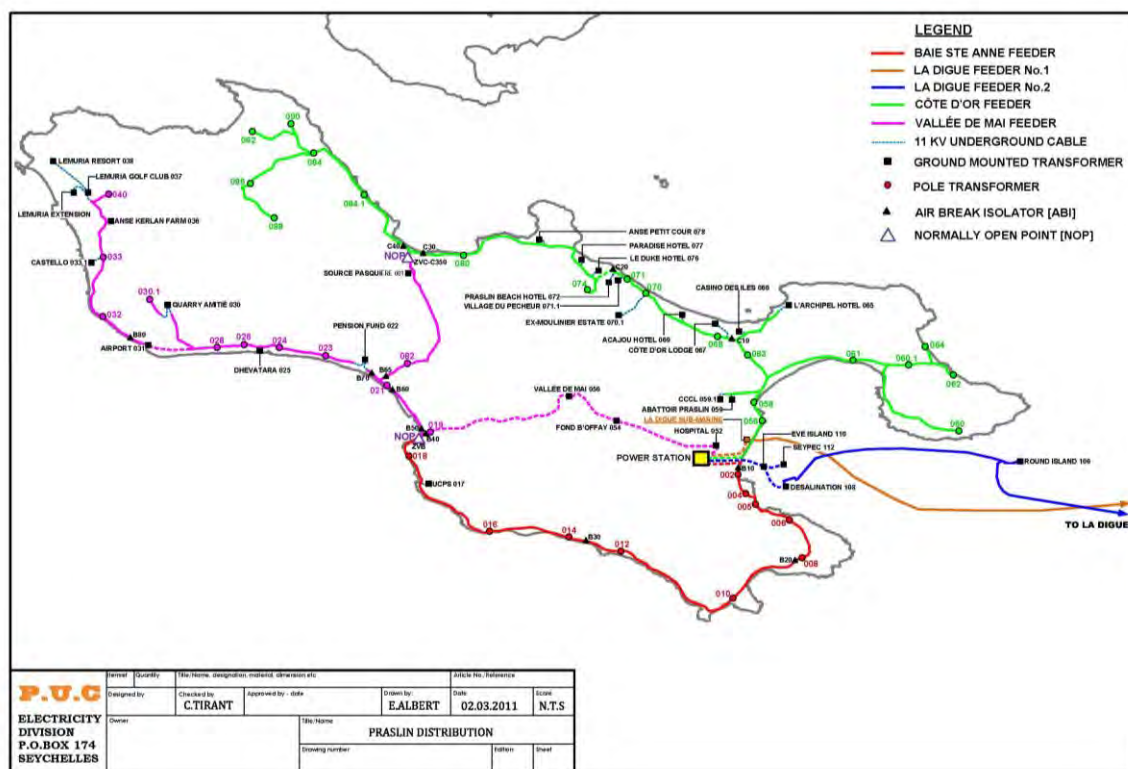


図 2.4.2-2 11kV 送電系統図

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 Island Lodge

73 室。自家発なし。350kW

(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。

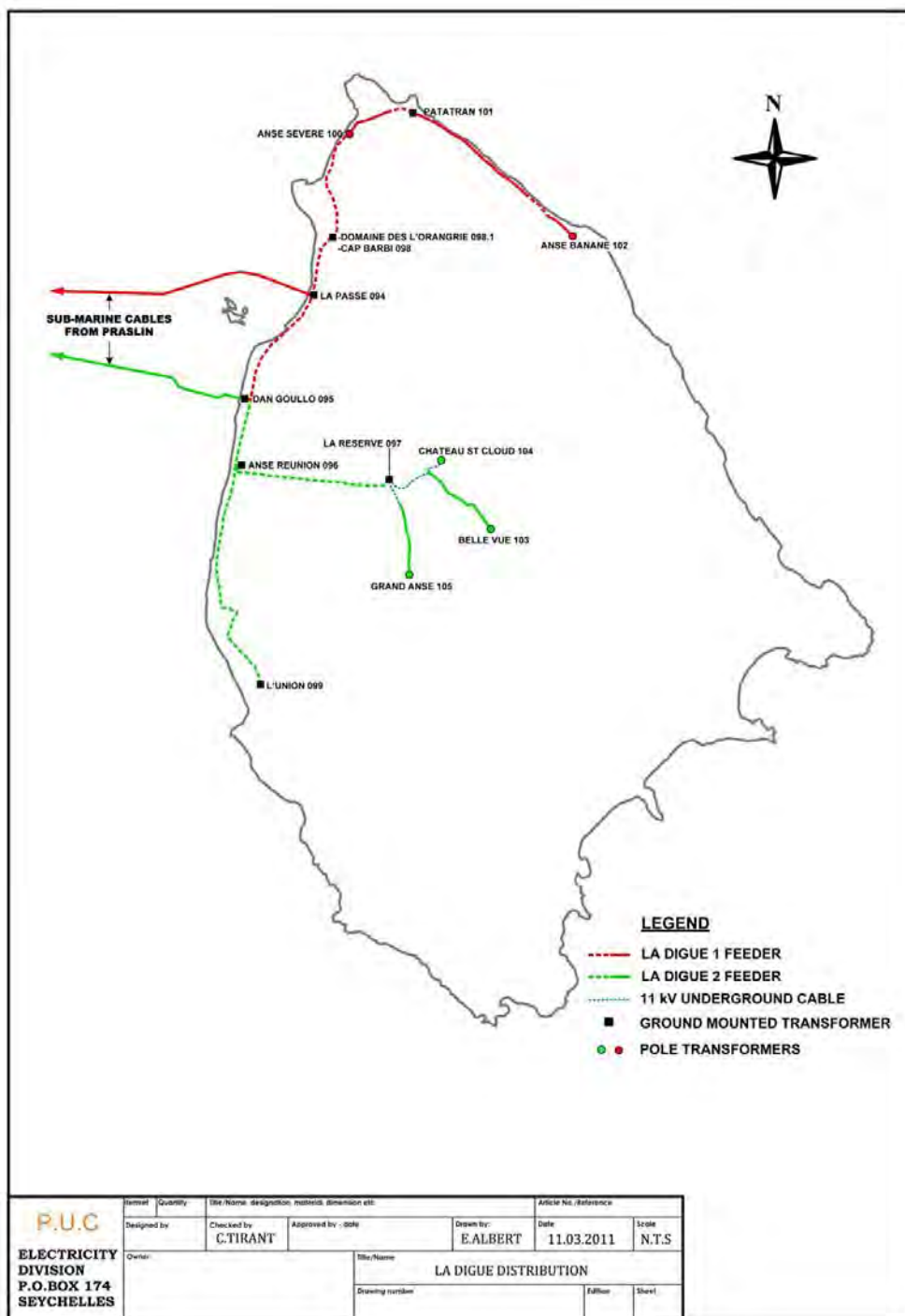


図 2.5.1-2 La Digue 島の配電線系統図

(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 m³/日） 水源の内訳は下記の通り。

■表流水

600 – 800 m³/day (wet season)

0 m³/day (dry season)

■地下水

800 – 900 m³/day (wet season)

200 – 300 m³/day (dry season)

■海水淡水化

Maximum 900 m³/day

(since 08/2012, before 300 m³/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 1,345m³/日。

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 2.86km² 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。）

2.5.3 Desroches 島

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



図 2.5.3-1 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 400 m の距離に位置している。



図 2.5.3-2 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 φ 0.8)580kW × 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

(3) 負荷カーブ

Desroches 島の年間の負荷カーブを図 2.5.3-3 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)

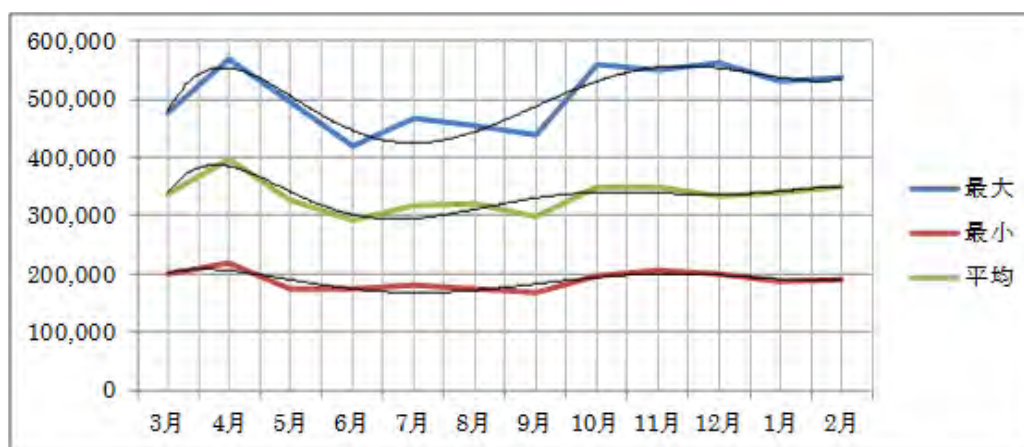


図 2.5.3-3 年間負荷カーブ

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⁴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

⁴ NEDO 再生可能エネルギー技術白書

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。

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

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3.1.2-1に代数的手法のイメージ図を示す。

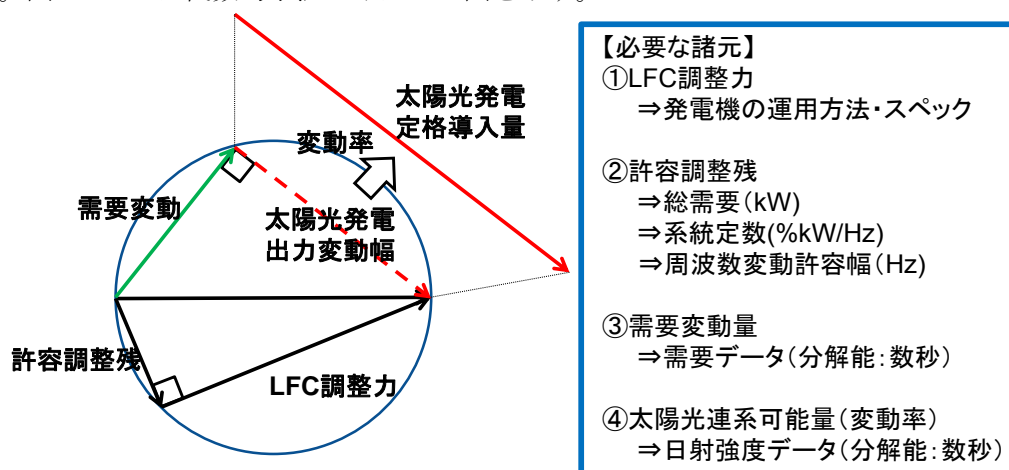


図 3.1.2-1 代数的手法イメージ

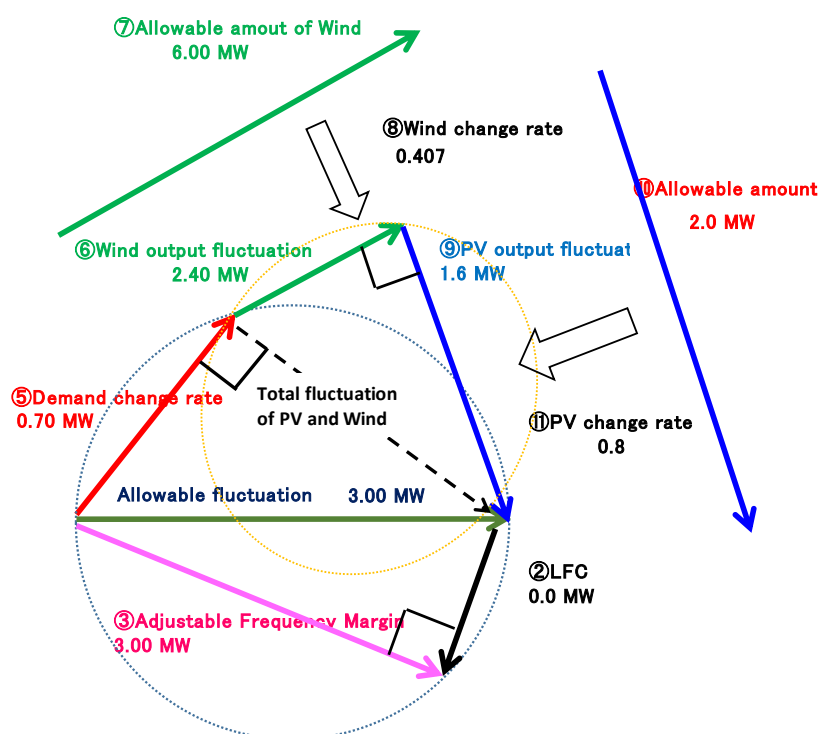
この方法により導入可能な太陽光発電の総量として以下の式で算出できる。

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

3.1.3 代数的手法による RE 連系許容量算定結果

各種試験にて得られた諸元にて 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 2σ (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	-
Total amount of RE		8.0	MW

表 3.1.3-1 短周期における RE 連系可能量算定結果 (Mahe)

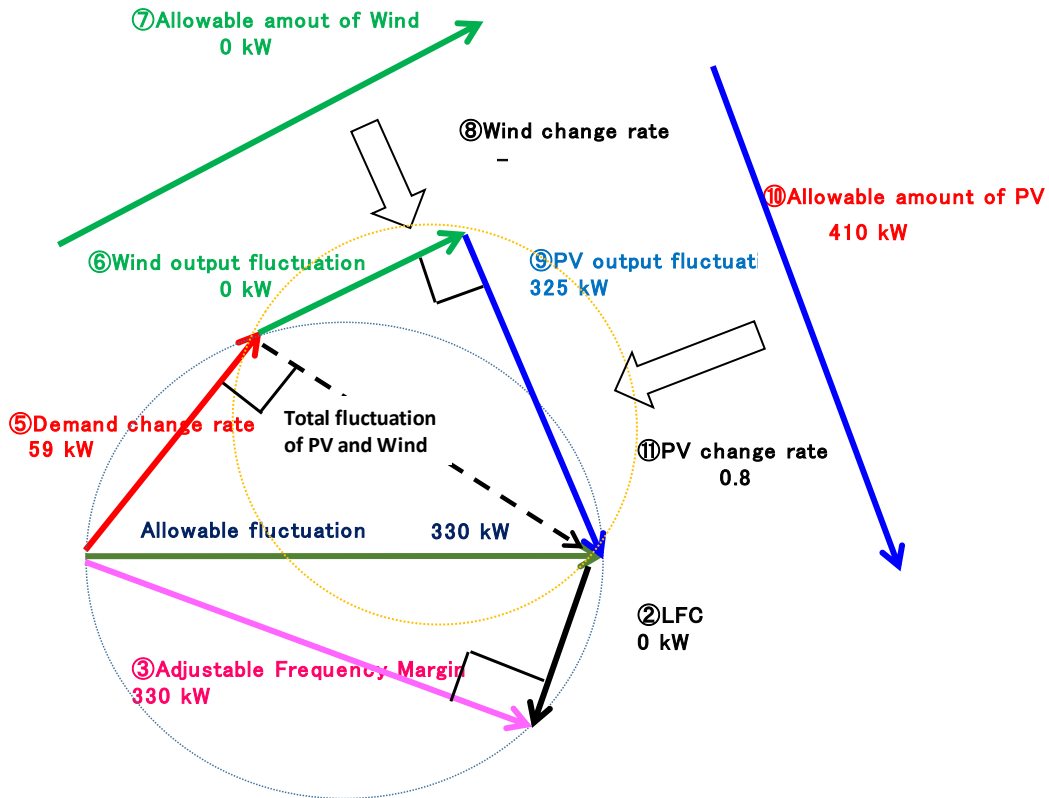
	Demand (MW)	PV fluctuation rate (%)	PV (MW)	WT (MW)	RE (MW)
Probability (95%)	32	80	0	6	6
	40		0		6
	50		2		8
16/03/2016	50	100	1.6	6	7.6

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 3.1.3-2 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	-
Total amount of RE		410	kW

表 3.1.3-3 短周期における RE 連系可能量算定結果 (Praslin)

	Demand (MW)	PV fluctuation 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 3.1.3-4 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 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 ΔP 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、セーシェルに展開するのは現段階では難しいと考える。

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 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、セーシェ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)

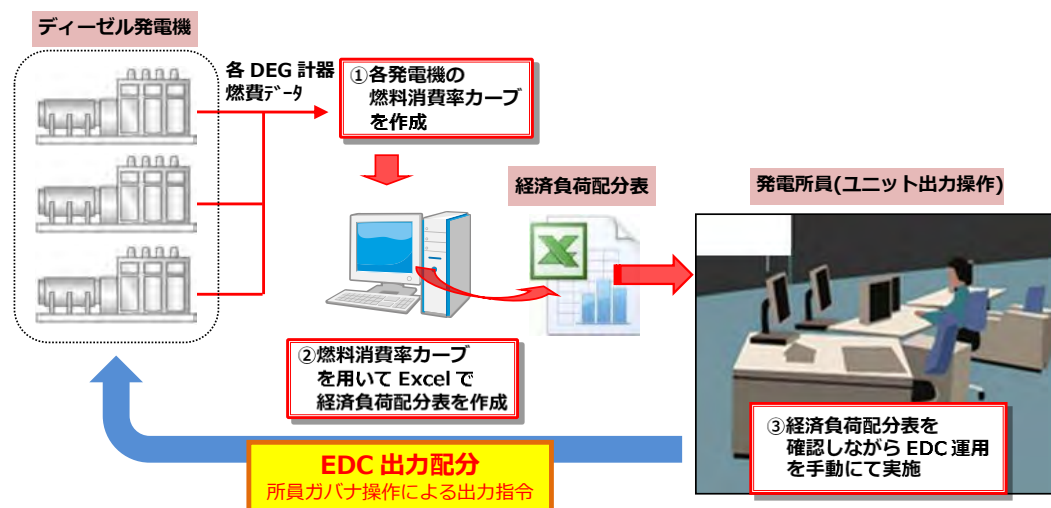


図 3.2.3-1 セーシェルに適した EDC 運用概略図

3.2.4 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

3.2.5 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 3.2.5-1 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 3.2.5-1 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

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。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うけやすく、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

3.3.2 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 3.3.2-1 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 ²	5,000kW
b: VictporiaC 発電所建屋屋根	約 3,000m ²	300kW
c: Lagoon	約 60,000m ²	6,000kW



図 3.3.2-1 既設風車設置島 PV 設置イメージ

(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 3.3.2-2 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 ²	150kW
b: PUC 海水淡水化設備	約 500m ²	50kW



図 3.3.2-2 発電所建屋屋根設置イメージ

(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 3.3.2-3 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 ²	100kW
b. LOGAN HOSPITAL	約 300m ²	30kW



図 3.3.2-3 学校建屋屋根設置イメージ

(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 3.3.2-4 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 Turtles Nestling Area	約 300m ²	30kW



図 3.3.2-4 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 3.3.2-5 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 ²	1,000kW



図 3.3.2-5 滑走路側への設置イメージ

3.3.3 需給バランスシミュレーション

3.3.3.1 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。

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。また、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。

3.3.3.2 各離島シミュレーション結果

(1)Mahe 島

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 3.3.3-1 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。

(2)Praslin 島

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。

(3)Desroches 島

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。

i) ディーゼル発電機の最適容量及び台数の検討

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。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

ディーゼル発電機の容量 750kW×3 機の電力系統に対する最適な組合せは PV450kW+PCS300kW 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。

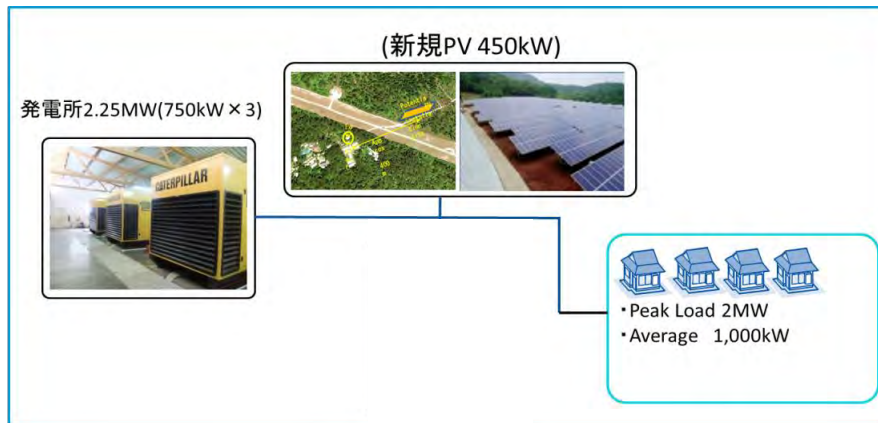


図 3.3.3-1 Desroches 島システム構成図(案)

(6)Curieuse 島

Curieuse 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。

①検討結果

太陽光発電の導入量について PV10kW～50kW、PCS10kW～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+PCS10kW 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+PCS10kW 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。

②システム構成案

新規 PV (40kW) +BTT350kWh+PCS10kW

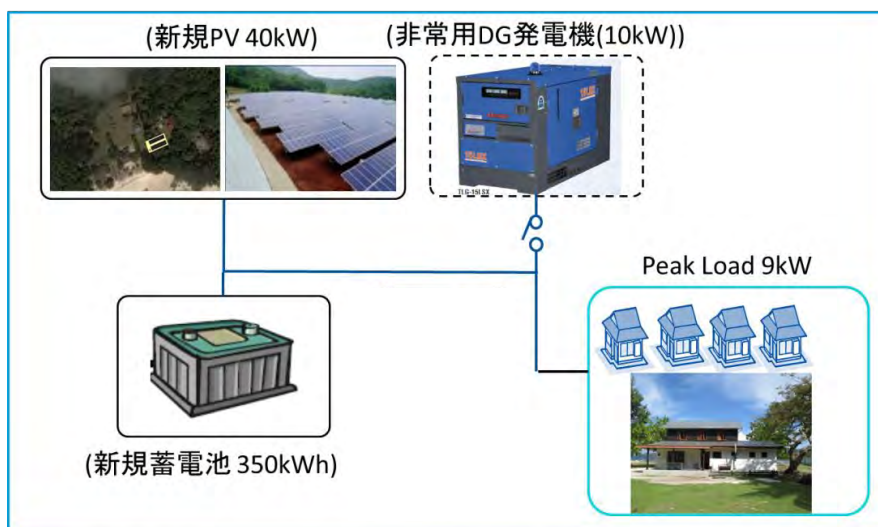


図 3.3.3-2 Curieuse 島システム構成図(案)

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

3.4.1 検討目的

セーシェルの小規模電力系統において、PV の導入が進んだ場合、PV の出力変動に起因する系統周波数への影響等の問題が顕在化することが予想され、セーシェルが再生可能エネルギー導入に関する最終的な目標として掲げる「2030 年までに再生可能エネルギー導入率 15%」を達成することを妨げる要因となることが懸念される。よって、今後、セーシェルが PV の導入促進を図るためには、PV の出力変動が系統に及ぼす影響を緩和することが必要となる。

また、セーシェルと同様の島嶼地域である沖縄県では、上記の対策の一つとして、宮古島において貯水タンクと揚水ポンプからなる揚水ポンプ制御システムでの PV 出力変動抑制手法を実証試験にて確立しており、セーシェルにおいても PUC が運営・管理する上水道設備のポンプを用いて、PV 出力変動を抑制する効果的な仕組みを構築し、PV 導入拡大に寄与できる可能性がある。

これらを背景に、沖縄県宮古島の実証試験結果を基に、セーシェルにおける上水道設備を活用した PV 出力変動抑制手法を確立した場合の効果について検討した。

3.4.2 宮古島における揚水ポンプ制御システムの概要

沖縄県宮古島にて行われた実証試験にて構築された揚水ポンプ制御システムの概略図を図 3.4.2-1 に示す。構成される主な機器は、PV アレイ、パワーコンディショナ(PCS)、揚水ポンプ、制御インバータ等であり、制御コントローラーにて、貯水タンクの時間ごとの目標水位を確保しながら PV の出力変動を揚水ポンプの出力変化にて抑制するシステムである。

当該実証試験の報告書では、揚水ポンプ制御システムを宮古島の主要な上下水道設備及び農業用揚水ポンプに導入した場合、ある前提条件下において、沖縄電力(株)が公表している短周期制約による PV 連系可能量を約 1.38MW 拡大することが可能であると推定している。

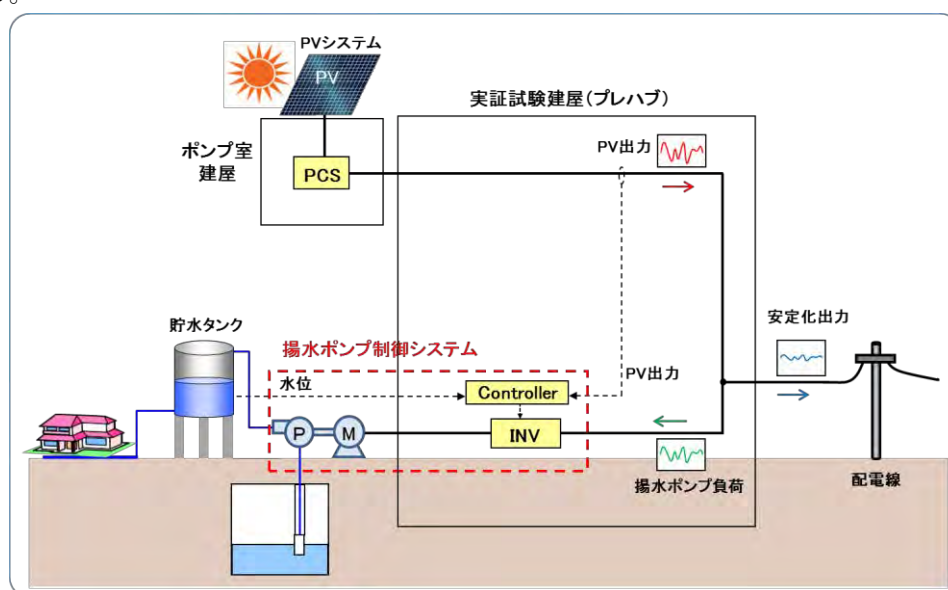


図 3.4.2-1 揚水ポンプ制御システム

3.4.3 PV 拡大量試算

現地調査において、Mahe 島のポンプは、設備容量が小さいとともに常時稼働しているため、揚水ポンプ制御システム用として活用することは困難である状況であったが、仮にこれらのポンプが当該システム用として活用できる場合を想定し、表 3.4.3-1 のポンプのうち、比較的容量が大きい定格容量 30kW のポンプ 20 基(総容量 600kW)を活用することと仮定し試算を行った。

【試算条件(前提条件)】

- ①PUC が運営・管理する 8 箇所の上水道用ポンプ(30kW×20 基=600kW)を活用する。
- ②揚水ポンプ制御システムは、原則、PV の発電出力を取込む。
- ③ポンプのモータは、すべて可変速モータ(インバータ化)である。
- ④水運用についての制約は考慮しない。(PV 出力変動抑制のためのみに活用)
- ⑤試算に用いる縮小率は、宮古島の実証試験結果の値(PV とポンプ揚水容量比に対する縮小率を線形近似)を代用する。

【試算結果】

試算結果を表 3.4.3-1 に示す。Mahe 島において上下水道用ポンプを揚水ポンプ制御システム用として活用した場合、第 3 章「3.1.3 代数的手法による RE 連系許容量算定結果」で算定した短周期制約における PV 連系可能量を約 0.12MW 引き下げることとなり、PV 導入拡大に寄与できない結果となった。

表 3.4.3-1 Mahe 島 PV 接続可能量試算結果

ポンプ容量 (MW)	Prated	0.6
可制御容量 (MW)	Pactive	0.48
PV 連系可能量—短周期制約 (MW)	K	1.60
線形近似係数	α	0.62
	β	-27.99
ポンプ活用後の PV 連系可能量 (MW)	PpV	1.48
PV 拡大量 (MW)	ΔPpv	-0.12

3.4.4 まとめ

Mahe 島においては、沖縄県宮古島にて行われた実証試験にて構築された揚水ポンプ制御システムの導入は、現地調査及び試算結果から困難であることが分かった。

さらに、揚水ポンプ制御システムは、システムへの PV 発電出力の取込みが必要であるため、島内の当該システムに活用するポンプそれぞれの近傍に適當容量の PV を分散設置することとなり、敷地確保の問題や設備導入費用が高額となることが想定される。

また Mahe 島において揚水ポンプ制御システムで PV 連系量を拡大させるためには、約 0.90MW を超えるポンプ容量が必要となる。現在の Mahe 島における上水道設備の全ポンプの総容量は、2.17MW であり 0.90MW 以上の容量を有しているが、設備単体の容量が小さいことや稼働状況を考慮すると、現状では揚水ポンプ制御システム用として活用することは難しく、今後、水需要が増加したり、分散した上水道設備を集中させたり(ポンプ単体容量増大化)するなど、現状が大きく変化した場合に導入可能となると考えられる。

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

3.5.1 系統連系ガイドライン

送配電系統に分散的に接続された発電システムが、系統側に電力を供給（逆潮流）する場合には、分散型電源の故障や発電量、さらには発電された電力の品質が、電力系統とその系統から電力供給を受けている他の需要家に影響を及ぼすことになる。従って、分散型電源の設置や運転については、所定の基準を守り、公共の安全確保はもとより発電電力の品質確保に努める必要があり、そのために系統連系ガイドラインというものが制定されることになる。

3.5.2 セーシェルにおける系統連系ガイドラインの原案

SEC および PUC と協議・検討の上まとめた系統連系ガイドラインの原案を以下に示す。

Version 0.01
19 March, 2016

Grid Code for Seychelles

1. Purpose of the Grid Code

The following interconnection standards are intended to provide general technical guidelines and procedures to facilitate the interconnection and parallel operation of distributed generating facilities of capacity less than 100kW with Public Utilities Corporation's (PUC) electrical distribution system. These technical interconnection requirements have been established to maintain safety, reliability, and power quality standards for all utility customers and personnel under the objectives described below:

The criteria and requirements in this document are applicable to the following distributed resource technologies, interconnected to PUCs at typical secondary distribution voltages.

- Photovoltaic (PV)
- Wind turbine (WT)

This standard does not prescribe generating facility self-protection or all operating requirements for generating facility units.

2. Interconnection Requirements

2.1 Interconnection Facility Characteristics

The generating facility is connected to the PUC's Low Voltage distribution line.

- 400V 3 ϕ
- 230V 1 ϕ

2.2 Interconnection Facility Design Parameters

The generating facility shall have the following design parameters. The generating facility has to functions and protects itself within the following range of the voltages, currents and frequencies existing in the PUC grid.

Table 1: Normal operating parameters of the PUC grid

Description	Range
Statutory Voltage range (LV)	400V +/-10% 3 ϕ
	230V +/-10% 1 ϕ
Normal Frequency	50Hz
Operating frequency range	50Hz \pm 1.5%

2.3 Protection Requirements

2.3.1 Availability of Protection

The generating facility shall, at a minimum, provide adequate protective devices, which include over/under voltage trip, over/under frequency trip, reverse power relay (for non-export generating facilities), and a means for automatically disconnecting the generating facility from PUC distribution system whenever a protective device initiates a trip. Based upon the results of the Initial Technical Review and/or Supplemental Review by PUC, additional protective devices may be required.

As for photovoltaic generating systems, inverters with certificate such as UL1741, may be appropriate.

Applicable circuit breakers or interrupting devices at the generating facility must be capable of interrupting the maximum available fault current at the site, including any contribution from the generating facility. For generating facilities, the interrupting device must be accessible to PUC personnel at all times.

2.3.2 Loss of Protection

Failure of the generating facility interconnection protection equipment, including loss of control power, shall result in the automatic disconnection of the generating facility from PUC distribution system until such time that the interconnection protection equipment has been restored. Such failure shall initiate a signal to trip a generating facility circuit breaker or shutdown an inverter.

2.3.3 Prohibition of Reverse Power Flow

PUC may not allow to flow back reverse power from generation facility to PUC grid. For such a system, Reverse Power Flow Relay (32R) shall be equipped.

2.3.4 Trip Settings

2.3.4.1 Instantaneous Voltage Regulation

The generating facility shall be equipped with protective equipment designed to automatically disconnect the generating facility from PUC distribution system for voltages outside the normal operating range within the clearing time as indicated in Table 2 below, and remain disconnected until the voltage and frequency have stabilized (see Section 4). The protective equipment shall measure the RMS (root-mean-square) voltage at the Point of Interconnection.

Table 2: Interconnection system response to abnormal voltage

Protection against	Voltage		Clearing Time (s)
	230V -6%	216.2V	
Under voltage	230V -6%	216.2V	1.5
Over voltage 1	230V +6%	243.8V	1.5
Over voltage 2	230V +10%	253V	0.2

2.3.4.2 Fault ride-through

Generators above 10 kW nominal power must not disconnect from the grid due to voltage drops above the blue line in the following figure, representing the smallest line-to-line voltage at the generator terminals. (Refer to Figure 1.)

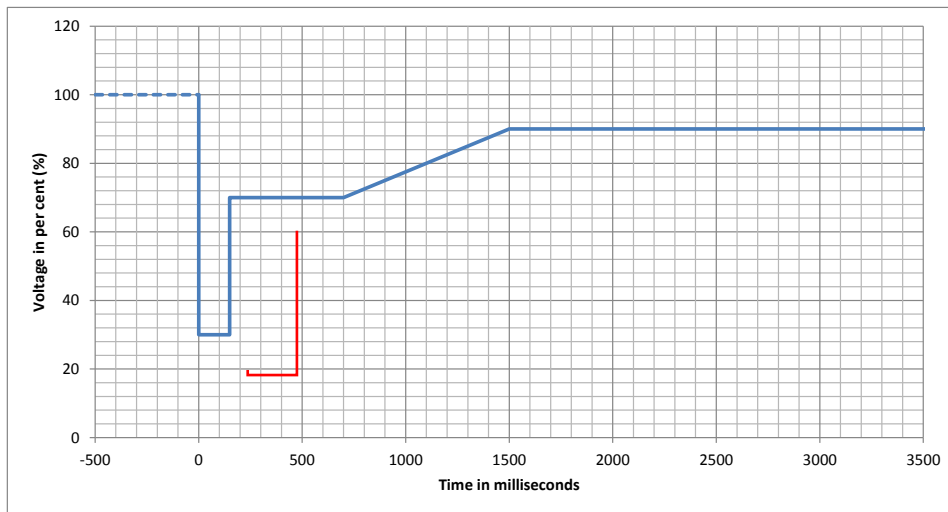


Figure 1: Fault ride-through

2.3.4.3 Frequency

When the system frequency is in a range given in Table 3, the generating facility shall cease to energize PUC grid within the clearing time as indicated. Clearing time is the time between the start of the abnormal condition and the generating facility ceasing to energize PUC grid.

Table 3: Interconnection system response to abnormal frequencies

Protection against	Frequency range		Clearing Time (s)
	50Hz -1.5%	50,75Hz	
Under frequency	50Hz -1.5%	50,75Hz	1.5
Over frequency	50Hz +1.5%	49.25Hz	1.5

2.3.4.4 Maximum Frequency Gradient

Generators shall withstand frequency gradients of up to 2.0 Hz per second in either direction without tripping as long as the steady state frequency limits are not exceeded.

2.4 Unintentional Islanding

2.4.1 Detection of Unintentional Islanding

For an unintentional island in which the generating facility energizes a portion of PUC grid, the generating facility interconnection system shall detect the island and cease to energize the PUC grid within two seconds of the formation of an island.

Both active and passive islanding detection mechanism are recommended to be equipped.

2.4.2 Re-connection and Synchronization

The generating facility shall be equipped with automatic means to prevent reconnection of the generating facility with PUC distribution system until PUC service voltage and frequency are within PUC tariff normal operating ranges and stable for at least 3 minutes, unless earlier directed by PUC.

Upon connection, the generating facility shall synchronize with PUC distribution system. Synchronization means that at the Point of Interconnection, the frequency difference shall be less than 0.2 Hz from rated frequency, the voltage difference shall be less than 5% of nominal voltage, and the phase angle difference shall be less than 10 degrees.

2.4.3 Grounding Requirements

The electrical installation of all consumers connected at low voltage shall be protected by a TN-C-S System (unless otherwise advised). Consumers are not permitted to combine the neutral and protective functions in a single conductor in the consumer's installation (e.g. TN-C). The neutral conductor is earthed at the LV winding of MV to LV transformers. Multiple earthing of the neutral conductor is permitted.

The grounding scheme of the generating facility interconnection shall not cause over voltages that exceed the rating of the equipment connected to the PUC grid and shall not disrupt the coordination of the ground fault protection on the PUC grid.

2.4.4 Surge Withstand Capability

The interconnection system shall have a surge withstand capability, both oscillatory and fast transient, in accordance with IEC 62305-3, the test levels of 1.5 kV. The design of control systems shall meet or exceed the surge withstand capability requirements of IEEE C37.90.

2.4.5 Short circuit capacity

The short circuit rating of the generator system owner's equipment at the connection point shall not be less than the design fault level of the distribution system as indicated by PUC. 6 -8 kA for low voltage

3. Power Quality

3.1 Power Factor

The generating facility shall not adversely impact the power factor at the Point of Interconnection. Generating facilities shall operate at a power factor minimum 0.9 (lagging).

3.2 DC Injection

The generating facility and its interconnection system shall not inject dc current greater than 0.3% of the full rated output current at the point of interconnection.

3.3 Flicker

The generating facility shall not create objectionable flicker for other customers on PUC grid.

3.4 Harmonics

When the generating facility is serving balanced linear loads, harmonic current injection into PUC grid at the point of common coupling (PCC) shall not exceed the limits stated below in Table 4. The harmonic current injections shall be exclusive of any harmonic currents due to harmonic voltage distortion present in PUC grid without the generating facility connected.

Table 4: Maximum harmonic current distortion in percent of current

Individual harmonic order	3.0
Total harmonic distortion (THD)	3.0

4. Safety Aspects

4.1 Safety, Isolation and Switching

The generating facility shall not energize PUC when PUC is de-energized.

4.2 Isolation Device

The generating facility shall have a manual isolation device that has a visible break to isolate their generating facility from PUC distribution system. The isolation device shall either be a disconnect switch or a breaker with rack-out capability. The device must be accessible/visible to PUC personnel and be capable of being locked by utility personnel in the open position. For generating facilities that do not have a

circuit breaker or interrupting device, the isolation device must be capable of interrupting load.

4.3 Disconnection of Generating Facility for PUC Reasons and Safety

Upon providing prior notice, PUC may require the generating facility to temporarily disconnect from PUC's system when necessary for PUC to construct, install, maintain, repair, replace, remove, investigate, test, or inspect any of its equipment or other PUC customer's equipment, or any part of its system. The generating facility shall not energize a de-energized PUC line under any circumstances, but may operate isolated from PUC system with an open tie point.

PUC may disconnect the generating facility from PUC's system, without prior notice to the customer: (a) to eliminate conditions that constitute a potential hazard to PUC's personnel or the general public; (b) if pre-emergency or emergency conditions exist on PUC system; (c) if a hazardous condition relating to the generating facility is observed by PUC's inspection; (d) if the generating facility interferes with PUC's equipment or equipment belonging to other utility customers (including non-PUC generating equipment); or (e) if the customer or a party with whom the customer has contracted for ownership and/or operation of the generating facility has tampered with any protective device. The generating facility shall remain disconnected until such time as PUC is satisfied that the endangering condition(s) has been corrected, and the utility shall not be obligated to allow parallel operation of the generating facility during such period.

5. Commissioning

The generator system owner shall provide the required conformance proofs to PUC prior to commissioning. The date of commissioning shall be agreed upon between the generator owner and PUC. The following steps shall be taken during commissioning:

- Visual inspection of the generator
- Comparison of the generator setup with the submitted planning scheme
- Comparison of the metering setup with the requirements
- Function check of metering equipment
- Function check of circuit breaker/main switch mechanism and control
- Function check of operation at required power factor
- Function check of communication equipment (if applicable)

6. Metering

Metering refers to the measurement of consumed and/or produced electrical energy and/or power for accounting and billing purposes. Metering is necessary for all consumers and producers. It is independent from any measurements taken for

the purposes of power system monitoring, supervision and control.

Meters for generator systems at customer installations shall be connected according to the specified scheme by PUC (Refer to ANNEX 2-4):

7. ANNEX

7.1 ANNEX 1 – PV System Connection Application Procedure

7.2 ANNEX 2 – General arrangement solar PV feed into PUC grid

7.3 ANNEX 3 - Solar Photovoltaic (PV) Power Supply System

7.4 ANNEX 4 - Single line diagram of PV metering connection to grid with Cut Out

3.5.3 セーシェル国における再生可能エネルギー普及促進支援制度

(1) セーシェル国における現状の支援制度

セーシェル国では既に環境エネルギー省のプレスリリース（2014年1月13日）により、NEM が開始されている。この NEM は、余剰電力買取制度ではあるものの、日本や米国で実施されているものとは、メータリング方式や精算の仕方が異なっている。受電用と PV 発電用の二つのメータを系統に対して並列に設置し、一月毎に受電電力量と発電電力量を比較し、前者が大きい場合は差分を需用家に請求、後者が大きい場合は、燃料のマージナルコストの 88%（2016年6月現在で 0.92SCR/kWh）で PUC が購入、という形で精算される。

なお、PV 設置容量には以下のような制限が設けられている。

- 一般家庭：{年間消費量/1400⁵} kW まで
- 商業：10kW 以下なら {年間消費量/1400} kW まで
10kW より大なら {年間消費量/1400 の 50%} kW まで

この容量制限があるため、NEM では、PUC が PV 設置者に支払うケースはほぼ発生しない。あったとしても小容量であるためごく僅かである。

(2) セーシェル国の支援制度：課題と対策

まず、現行 NEM についての課題をまとめる。以下では、NEM で用いる二つの電力量計の読みを以下のような変数で表すこととする。

- ・ X = 系統からの受電電力量計の読み（一月分）
- ・ Y = PV 発電電力量計の読み（一月分）

a) NEM の運用コストを明確に把握していない。

- NEM の需要家に対して、現在 PUC は {(X - Y) の電気料金} を請求し、それを売上としている。しかしながらこれでは需要家の消費が単純に減った場合と同じである。
- 実際には、Y を購入する一方で、X を売るということを行なっている訳であり、PV 導入後も売上はやはり {X の電気料金} である。その際に Y を購入するコストが同時に発生していると考えるのが妥当である。

⁵ 1kW の PV は、Capacity Factor を 16%として、1年間に 1400kWh 発電可能と仮定している。

- 従って、NEM 運用コストは {X の電気料金} から {(X - Y) の電気料金} を引いたものとなる。電気料金は消費量に応じて、家庭用で5段階、商業で3段階毎に設定されているため、このような演算が必要となる⁶。
- NEM による PV 設置がなければ、化石燃料による発電コストは発生するものの、PUC は NEM 運用コストを支払う必要がなく、そこで一定の利益を得ていた。国の方針に従って NEM を実施することは、政府が PUC のビジネスチャンスを奪ったともいえる。
- b) NEM のコスト負担が PUC のみに課せられている。
 - PUC は Y を購入することが求められるが、その代わりに、Y に相当する電力を自ら発電する必要がなくなり、少なくとも燃料費は削減される。
 - FIT であれ NEM であれ、その運用コストは、決して削減された燃料費で回収されるものではなく⁷、電力会社 (PUC) のみに負担させることは合理的でない。
- c) グリッドアクセス・コストやスタンバイ・コスト
 - 既に述べたように、米国で議論されているコストであり、電力会社から見ると回避可能でないコストといえる。
 - PV 設置者と非設置者間の公平性を保つ意味でも求められつつある。

このようなセーシェル国における課題と様々な制約を念頭において、NEM と FIT の比較検討を行なった結果を表 3.5.3-1 に示す。なお、表 3.5.3-1 における運用コストは、NME については前述の通り、FIT については総発電量の買取価格である。

表 3.5.3-1 セーシェル国における支援制度の比較検討

検討項目	Net Metering (NEM)	FIT (gross FIT)
設置者のインセンティブ	○ 電気料金の平均電力単価が大きくなる大需要家にとってはインセンティブ大。	× 大需要家は、電気料金の平均電力単価がFIT価格よりも高くなれば、インセンティブは小さくなる。
	× 小需要家はインセンティブが小さい。	○ 小需要家は、FIT価格が電気料金の平均電力単価よりも高くなれば、インセンティブは大きくなる
	× 需要家のみPV設置可能	○ 非需要家もPV設置可能
PUCへのインパクト (PV未設置の場合との収益比較)	○ 家庭用の300kWh以下は電気料金が安く設定 (コスト割れ) されているため、そのような小規模需要家においては、PUCの損失を改善する。	× 左記小規模需要家において、PUCの損失は改善されない。
	○ 平均料金単価がFIT価格よりも安い小需要家のPVについては、FITよりも小さなコストとなる。	○ 左記以外の大需要家では、NEMより小さなコストとなる。

⁶ より大きな消費量にはより高めの料金単価が設定されており、最初の2段階 (300kWh/月以下) はナショナル・ミニマム (国が保障すべき最低生活水準) の考え方を導入した非常に低い料金となっている。

⁷ PUC の PL (損益計算書) では、確かに燃料コストは小さくなるものの、その減少分は PUC の収入や利益、儲け、浮いたお金にはならない。一般的には BS (バランスシート) において流動資産が増えたり、負債が減る可能性はある。しかしながら、燃料単価は常に改訂されており、その影響に付いてはより詳細な分析が必要である。

制度運用コストの 資金源	× PUCのみが負担している。	△ 一般的にはサーチャージ
	× 持続性を確保するため、しっかりとした財源を確保する必要がある。 × PUCや政府等、関係者間でのコストシェアが必要。合意形成が難しい。 ● コスト算定に当たっては、回避可能コストのコンセンサスと、削減される燃料費がPUCのPLを改善するものではないことに留意する必要あり。	
グリッドアクセス やスタンバイのコ スト	× 現状なし。PV設置者への費用請求 を検討することが必要。	× FIT価格設定時に検討の余地あ り。
制度運用事務コス ト	○ 現行制度なので大きなコスト増に はならない	× 新制度の設計、制定、運用のため にさらなるコストが発生する。
逆潮流の最小化 (設置容量の 制限)	○ 自家消費を促すものであり、制約に 合致している。	× 一般的には、より大きな収益を求 め設置容量は大きくなり、逆潮流 は増える。 × 設置容量の制限があると設置者 のインセンティブは小さくなる。
短周期面の制約で ある分散配置との 適合性	○ 自家消費用の小規模PV設置となる ため適合する。	× 一般的には、より大きな収益を求 め、設置容量は大きくなり、NEM よりは適合度が下がる。
2020年にRE5%と いう目標（既設 1.2MW)	○ 現行NEMを継続していけば達成可 能。	× 今から設置を加速させる必要性 は少なく、価格ベースで促進させ るFITは不要。
支援制度（NEM） 変更に係るリスク	○ なし。	× FITの適正な価格・低減率の設定 は難しい。 × 国民にFIT新規導入の理由をきち んと説明する必要がある。 × 説明に説得力がないと、NEMが失 敗であったという印象を与えか ねず、政府の信頼性に傷をつける ことにもなりかねない。

原則論としては、このような検討・分析結果を踏まえ、セーシェル国の関係者がより良い案を自ら策定していくことが求められる。規制側、電力供給側、需要家、PV設置者（投資家）間ではなかなか意見が一致しないことが普通であるが、議論を深めて妥協点を探っていく必要がある。

制度の対象期間が長めであるため、今後どのように状況や環境が変化していくか、その見極めが重要である。具体的には、電力需要の伸び率、インフレ率、割引率、PVシステムの建設単価、燃料費などの変動などをどう想定するかにより、長期の見通しはかなり変わってくる。

なお、Energynautics は 5 年程度の間、NEM、FIT の 2 制度併用することを薦めているが、セーシェルのような小国で、同種の制度を並立させるのは正当化が困難であるし、それぞれの使い分け方を明確化する必要もあるため、現実的とはいえないと考える。

最後に、重要なポイントをまとめておく。

- a) 配電設備の現状と短周期面での制約からは、小規模分散設置を支援し逆潮を抑えるように留意した制度設計が必要である。
- b) 現状の料金制度の下では、平均電力単価が想定される FIT 価格よりも安くなるような小規模需要家の PV については、運用コスト面で FIT よりも NEM に優位性

がある⁸。特に一般家庭で消費量が月間 450kWh 以下の需要家については、現在 PUC が被っている赤字を NEM により緩和することができるため、インセンティブの焦点をここに合わせることも考えられる⁹。

- c) 運用コストのための原資をどこから得るかが最も大きな課題である。他国においては、電気料金への再生可能エネ促進のための付加金（サーチャージ）や化石燃料への炭素税、政府一般財源などを資金源としている。
- d) 制度の持続可能性を確保するために、政府、電力会社、国民、設置者でどのようにこのコストを分担するかを議論し、決定する必要がある。決して、PUC のみに負わせてはならない。これは経済的なロジックだけで割り切れるものではなく、社会的・政治的な判断が求められる非常にセンシティブな問題である。
- e) 資金面の制約が大きいセーシェルにおいては、グリッドアクセス料金やスタンバイ料金の徴収を前向きに検討することが望ましい。
- f) PUC 系統への再エネ導入上限量と導入状況の比較を定期的に行い、インセンティブの見直しを継続的に行なっていくことが重要である。

必要な資金を可能な限り小さくするためには、PUCによるPV自社設置を積極的に推進していく必要がある。

3.6 離島マイクログリッド導入計画に係る財務分析

3.6.1 RE マーケットの動向について

SEC に登録している PV 業者は、表 3.6.1-1 に示す 12 社である。市場規模の割に業者数が多く、競争は激しい。このうち、住宅用から業務用までの各種 PV システムを手掛ける大手企業は、VetiverTech 社と Energy Solutions Seychelles の 2 社である。2015 年後半における Mahe 島の系統連系 PV システム価格は 1.8~2.0 ユーロ/W 程度が標準的な価格と推定される。Praslin 及び La Diegu 島の価格は、設置技術者の Praslin 島への配置状況によるが、Mahe 島と比べて 5~15%程度、その周辺の小規模な離島はさらに 10%程度設置費用が高くなる。また、IDC が管理する外島については、機材は IDC のフェリーで輸送し、テクニシャンは IDC のフライト及び宿舎を利用する必要がある。

表 3.6.1-1 セーシェルの PV 業者一覧

企業名	主要取扱製品		備考
	PV パネル	インバーター	
Vetiver Tech (www.vetivertech.com)	SolarWorld(独)	SMA (独)	電気工事業も兼業
Energy Solutions Seychelles (www.energysolutionsseychelles.sc)	LG (韓), JA solar (中), Yingli (中)	SMA(独)	
Pace Global (www.paceafrique.com)	Sunpower (米)	SMA (独)、Fronius(独)	業務用に特化。省エネ ESCO 事業を展開。

⁸ このようなターゲットは電力消費量の小さい需要家、つまり低所得者層や小企業であろう。PV 設置のための初期投資が難しい層であるともいえるため、PV Rebate などの補助金はこのターゲットに限定する方が望ましいといえる。

⁹ 例えば、このような小需要家のみを支援対象として限定してしまう案も考えられる。しかし、国全体の目標達成のためには、より多くの設置数が必要となる。

企業名	主要取扱製品		備考
	PV パネル	インバーター	
Sun Tech Seychelles (www.sts.sc)	LG (韓)、 BenQ (台湾系)、 Panasonic(日)	SMA (独)	ドイツの Sea & Sun Technology 社とパートナーシップ。
ClimateCaring (www.climatecaring.org)	中国製	SMA(独)、 Outback(米)	離島向けの独立型システムに特化。
Seysolar green energy Ltd. (www.seysolar.com)	イタリア製	Power one (ABB グループ)	本社はイタリア。
Trend Energy (www.trendenergy.com)			
Dolphin Technology and Trading International Ltd.	Yingli (中) 製品の独占販売代理店		
Solar Energy Seychelles (www.solarenergy.sc)	Solon(独), シャープ (日)	SMA(独)	離島向けに焦点を絞り業務を展開
Sunny Systems Seychelles Ltd.			
DEC Service Inc.			
Island Roofing Pty Ltd. (www.island-roofing.com)			屋根の専門会社

3. 6. 2 PV 導入のための補助金制度及び低利融資制度の効果と課題

セーシェルにおいて PV 導入促進のために講じられている主要な施策は下記の通りである。税制面からは、PV 機器の輸入関税免除、企業向けには PV 投資に対する加速償却制度がある。

(1) ネットメーターリング制度

PUC は 2013 年 9 月から需要家の PV システムの系統連系を認め、需要家が PUC に対する売電電力計を設置して需要家の PUC からの購入電力量から PUC に対する売電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を導入している。住宅用電力契約者については PV 設置容量の制限はないが、業務用等その他の契約区分の需要家については PUC からの購入電力量の 50%以下の容量に制限している。PUC に対する売電電力量が購入電力量を上回った場合には、差額電力量（売電電力量－購入電力量）について PUC が燃料費相当電気料金の 88%の価格で買い取る。ネットメーターリングの導入に伴い電気料金の高い需要家を中心に系統連系型 PV の導入が進んでいる。しかしながら PUC の系統連系に関する審査が厳しいこと、業務用については系統連系容量に関係なく PUC の経営上の理由（電気料金収入の大幅減少防止）により一律に需要電力量の 50%を PV 導入量の上限と設定していることが比較的大容量の PV システム導入の阻害要因となっている。また、このことが他の助成制度の効果を低減させる原因となっている。このため、PUC は PV システムの系統連系基準の明確化及び審査体制の強化（審査の迅速化）を図るとともに、系統連系容量と関係なく設定している業務用需要家に対する PV 導入容量の上限を撤廃すべきであ

る。ネットメーターリング制度からフィードインタリフ制度に移行する場合にも PV の系統連系基準の明確化と審査体制強化は必要不可欠である。

(2)PV-rebate 制度

UNDP/GEF の支援で系統連系 PV 設置者に対する補助制度 (PV-rebate scheme) が創設されている。住宅用 PV システムの補助制度は 2014 年春に補助率 35%、補助上限 3kW/戸、補助金単価 US\$3.2/W で開始されたが、PV システム単価の大幅な下落を考慮して 2015 年 4 月に補助率が 25%、補助金単価が US\$2.8/W に変更された。業務用 PV システムの補助制度は 2014 年 11 月に補助率 15%、補助上限 15kW、補助金単価 US\$3.2/W で開始されている。

2015 年 12 月までの補助金利用者は、住宅用 PV システムはセーシェル内の住宅用 PV システム設置総件数 78 台 (413.22kW、PUC 調べ) のうち 59 件で、補助金利用率は 76% である。住宅用 PV の規模は 3-5kW が多く、住宅用 PV に対する補助金総額は SCR2,200,000 である。業務用 PV の補助金利用者は、業務用 PV システム総設置件数 33 件 (927.8kW、PUC 調べ) のうち、14 件で、補助金利用率は 42%となっている。業務用 PV に対する補助金総額は SCR852,000 である。このように PV-rebate 制度は住宅用を中心に多くの PV システム設置者に利用されている。

PV-rebate scheme の予算執行状況は、総予算 SCR1400 万に対して執行額 SCR300 万であり、執行率は 25%となっている。現在、同制度について 2016 年 5 月終了を目標に UNDP が事業評価を実施中である。

(3)SEEREP 及び中小企業低利融資制度

世界銀行の支援で 2013 年に住宅部門を対象として、省エネルギー機器及び再生可能エネルギー機器の購入費用に対する低利融資制度“Seychelles Energy Efficiency and Renewable Energy Program” (SEEREP) が創設された。SEEREP は住宅用の省エネルギー及び再生可能エネルギー機器設置費用に対して上限額 SCR100,000 までを商業銀行を通じて低利融資する制度である。金利は 5%/年、返済期間は 1-5 年で、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、貸し倒れリスクの低減を図っている。商業銀行の個人向け融資金利 (12~14%/year)と比較すると非常に低利になっているが、これまでのところ利用実績は皆無である。現在、SEEREP の事業評価が行われているが、その結果では、制度の周知が不十分であること及び商業銀行の与信審査が厳しいことのその原因と指摘されている。このため、事業評価において制度の周知徹底のためのワークショップ、銀行の審査能力強化のためのワークショップ等が開催されている。

また、中小企業を対象とした低利融資制度があり、中小企業の PV システム導入にも利用可能である。融資期間は 5 年で 100 万 SR までは金利 5%、300 万 SR までは金利 7%である。

このようにセーシエルの PV 導入促進のための助成制度は良く整備されているが、油価格の急激な下落に伴い PUC の電気料金 (Energy charge) が下表に示すように下落していることから PV システム価格の下落にも関わらずネットメーターリング、PV-rebate 等のイン

センティブ効果は低下している。特に住宅用の電気料金（Energy charge）の下落率が大きく、PVシステムの投資回収年数が長期化している。このため、PV-rebate制度の事業評価に当たっては、PVシステムの補助金単価を現在の市場価格に合わせて見直す一方で、助成効果を高めるために補助率及び補助上限規模の見直しを行う必要がある。

表 3.6.2-1 PUCの電気料金（Energy charge）の下落率

料金区分		2014年 第4四半期	2016年 第1四半期	下落率 (%)
Domestic (SR/kWh)	0-200kWh/M	1.40	0.37	73.6
	201-300	1.66	0.63	62.0
	301-400	3.48	2.45	29.6
	400-600	3.80	2.83	25.5
	Exceeding 600	4.50	3.51	22.0
Commercial (SR/kWh)	0-500	3.89	2.86	26.4
	501-1000	4.25	3.22	24.2
	Exceeding 1000	4.82	3.79	21.4

3.6.3 対象島（Curieuse 及び Desroches）における RE 導入の経済性分析

(1) Curieuse 島

最も経済性に優れたシステムは、PV容量が40kW、インバーター容量が10kW（2.5kWのインバーター4台）、バッテリー容量が350kWh（2V、600Ahのバッテリーで292台）となる。初期投資額は約28万米ドルで、耐用期間均等化発電原価はUS\$1.16/kWhとなる。年間の運転維持管理費は、インバーター及びバッテリー交換費用を均等化した費用として約12.5千US\$/年である。

PV (kW)	Battery (kWh)	Converter (kW)	COE (US\$)	Operating cost (US\$)	Initial capital (US\$)	Renewable Frac (%)	PV/ Production (kWh/year)
40	350	10	1.16	12,500	280,000	100	63,000

ディーゼル発電機（Auto size generator、US\$750/kW、最低負荷50%、燃料費US\$1.23/L（SEYPEC, January 2016））を追加して HOMER で計算した結果を下記に示す。PV とディーゼル発電機のハイブリッドシステムは初期投資額がPVのみのシステムよりも少ないが、発電原価ではPVのみのシステムの発電原価と同程度となる。さらに燃料輸送の有無等運転維持管理の容易さ、地球環境への影響等も考慮するとPVとバッテリーのみのシステムが好ましいと考えられる。

PV (kW)	Genset (kW)	Battery (kWh)	Converter (kW)	COE (US\$)	Operating cost (US\$)	Initial capital (US\$)	Renewable Frac (%)
50	9.90	200	10	1.15	15,800	237,000	41
40	0	350	10	1.16	12,500	280,000	100

また、ロードリミッターを設置して夜間の最大負荷を 8KW に制限すると、システム構成は下表に示すように変化し、発電原価及び初期投資額を抑制することができる。冷蔵庫や給水ポンプの深夜負荷をロードリミッターで抑制することは初期投資削減に効果的である。

PV (kW)	Genset (kW)	Battery (kWh)	Converter (kW)	COE (US\$)	Operating cost (US\$)	Initial capital (US\$)	Renewable Frac (%)
30	8.80	100	5	0.823	14,000	134,000	41
0	8.80	100	5	0.837	20,000	59,000	0

(2)Desroches 島

結果を下表に示す。遠隔地の離島で燃料費が高いため、PV とディーゼル発電のハイブリッドシステムが最も経済的なシステムとなる。ディーゼル発電機の必要容量については、HOMER の算定では合計で約 800kW になる。定期点検を考慮すると、300kW 程度の単機容量の発電機 4 台と、1.4MW の PV とのハイブリッドシステムが想定される。この場合の再生可能エネルギー比率は約 20%となる。

PV (kW)	Genset (kW)	Battery (kWh)	Converter (kW)	COE (US\$)	Operating cost (US\$)	Initial capital (US\$)	Renewable Frac (%)
1400	820	900	700	0.614	1,397,000	4.92 million	22
0	820	50	100	0.751	2,157 million	0.69 million	0

3.6.3 大規模 PV を IPP が開発する場合の収益性評価

セーシェルの RE 導入目標を達成するためには、PUC の電力需要家が設置する系統連系ルーフトップ PV システムの導入とともに、IPP による大型 PV システムの導入を進める必要がある。特に PUC の電力系統が脆弱な状況下で RE 導入比率を高めるためには、PUC の系統が比較的強い地域に IPP による大型 PV システムを立地させることは現実的な対策といえる。

このため、PUC の Victoria C 発電所の近傍に大型の PV システムを設置するケースを想定して収益性評価を行った。収益性評価の前提条件は下記の通りである。

- PV システム単価

セーシェルの PV システム（ルーフトップ型）単価は設置企業や場所により異なるが、図 3.6.3-1 に示すように、低価格のドイツ、オーストラリアと高価格の米国、日本の中間にある。大型の PV システムについては地上置き（ground-mounted）が一般的であることから、地上置きで価格が最も高い日本(US\$2.50/W)と最も安いドイツ(US\$1.33/W)の中間にある米国の価格（US\$1.77/W）を採用する。

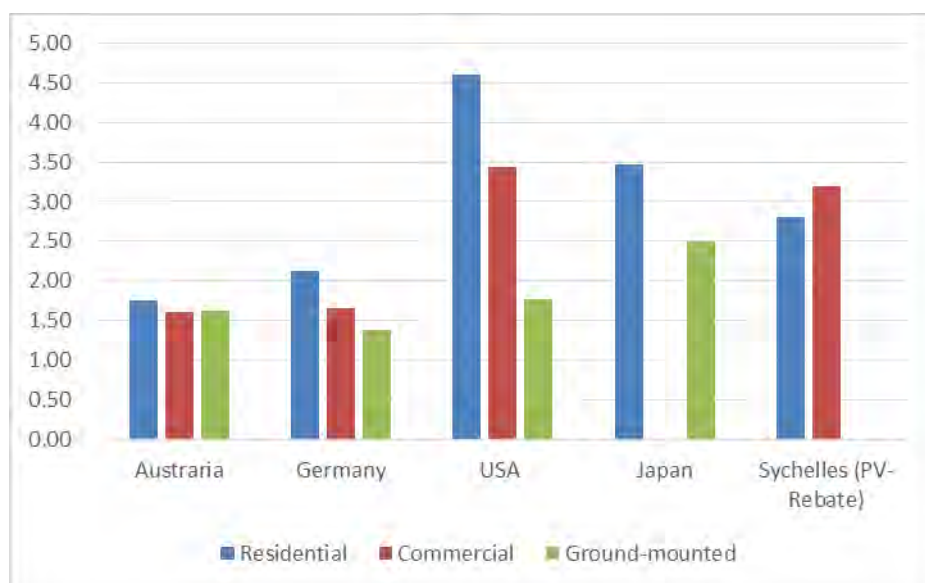


図 3.6.3-1 PV システム価格 (2014 年) 比較

(単位：US\$/W、出典：IEA PVPS Trends 2015 in Photovoltaic Applications)

- 用地価格
政府が国有地を無償で提供するものと想定する。PV-IPP に必要な土地面積は PV アレイの配置等による差異はあるが、1MW 当たり 7,000~10,000 m²程度である。平地が少ないセーシェルにおいて広大な土地を民間企業が独自に確保することは困難である。
- 運転・維持管理費
長期間、安定的に PUC に電力を供給するためには、需要家が設置するルーフトップ PV と異なり、IPP は運転・維持管理体制を整備する必要がある。日本の事例によれば、出力 10kW 未満のルーフトップ PV の運転維持管理費はシステム費用の 1%/年と推定されているが、出力 1MW 以上の PV システムの平均的な運転維持管理費はシステム費用の 3%/年となっている。本試算では運転・維持管理費として建設費の 3%/年を採用する。
- 投資資金の調達
セーシエルの大規模再生可能エネルギープロジェクトが利用可能な低利融資制度としては、AFD (Agence Française de Développement) の SUNREF¹⁰ (Sustainable Use of Natural Resources and Energy Finance) がある。この低利融資制度は、プロジェクト規模が 700 万ユーロ以下、融資期間は 4 年以上でグレースペリオドは 3 年以内、金利は同制度の実施機関となる商業銀行と借り手の交渉で決定、プロジェクト開始後に融資金額の 8%の補助する仕組みとなっている。現在、セーシエルの再生可能エネルギープロジェクトで同融資制度の適用を検討中のプロジェクトの融資条件は頭金 (自己資金) 15%、金利 5%/年となっている。このため、本プロジェクトの経済性評価においても同一の条件で SUNREF を利用することを想定し、自己資金 15%、借入金 85%、借入金利 5%/年の資金調達を想定する。同資金の適用プロジェクト規模の上限を考慮して、プロジェクト規模を 4MW とする。また、プロジェクト開始後 (運転開始初年度) に借

¹⁰ <http://media.eib.org/attachments/gefi-or-project-leaflet.pdf>

入金の8%の補助金が支払われるものとする。

- 減価償却及び税
減価償却については、PVシステムはセーシエルの Business Tax Act 2009¹¹の Approved environmental machinery の対象機器であることから加速償却(40%/年)が適用される。Business tax の税率は、利益 SCR100 万までは 25%、SCR100 万以上については 33%で、損金は最大 5 年間繰り越すことが出来る。
- プロジェクト期間
PV パネルのメーカー出力保証は 20~25 年で出力 80%以上が一般的である。このことからプロジェクト期間としては 20 年以上を見込むことが出来るが、本プロジェクトは IPP プロジェクトとして民間資本で事業を行うことを考慮し、プロジェクト期間を物理的な寿命よりも短い 15 年とする。
- PV モジュールの経年劣化
PV モジュールの出力低下率は EnergyNautics の試算と同様に 0.5%/年とする。
- 設備利用率(Capacity factor)
EnergyNautics の試算と同様に 16%/年とする。
- 為替レート
2015 年第 4 四半期の為替レートを参考に SCR13.1/US\$と想定する。

試算の結果、IPP の PUC に対する売電価格が SCR2.35/kWh で ROE が 16%となり投資家にとって魅力ある水準となる。原油価格が 100 ドル/バレル台であった 2014 年夏の PUC の発電原価と比較すると PV-IPP からの電力購入は PUC のディーゼル発電よりも安価であったが、原油価格が 20~30 ドル/バレルに低下した現状では PV-IPP からの電力購入単価は PUC の発電原価の約 2 倍程度となる。しかしながら 4MW の PV-IPP の発電電力量は 2013 年の PUC 発電所の送電端発電電力量の 1.63%であるため、PV-IPP からの電力購入が PUC の発電単価に与える影響は 1.5%程度と小さい。原油価格の不安定性、地球温暖化対策等を考慮すると、将来の電力安定供給実現のために、燃料価格が低下して電気料金が低水準になっている時期に計画的に PV-IPP を導入することは適切な再生可能エネルギー導入政策といえる。

¹¹ <http://www.src.gov.sc/pages/businessstax/businessstax.aspx>

第4章 総括

4.1 セーシェルにおける現状課題

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、国の方針としてその導入目標を2020年までに5%、2030年までに15%と設定した。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」)等の関連する制度を整備した。これを受けSEC、PUCでは目標達成に向け積極的に動いている。現に、SECでは国の方針に従い、アラブ諸国からの援助による風力発電設備6MW(750kW×8基)が既にMahe島のビクトリアに導入されており、また、2016年には大規模太陽光発電設備5MWの導入が計画されており、このような取組みは今後も続いていくことが予想される。

一方、再生可能エネルギーの大量導入は電力品質(周波数や電圧等)への影響が懸念され、システムを管理するPUCではこのような技術的な問題・課題について懸念しているものの、SECとPUC間で対策について協議が進んでいない。上記の背景からPUCではドイツのコンサルタント会社であるEnergynauticsへ業務委託し再エネの導入可能量について検討を行い、2030年までの導入可能量として28%との結果である。

4.2 マスタープラン策定の基本的事項

再生可能エネルギーの導入においては、ベース電源であるディーゼル発電機や電力システムが健全であり、再エネを導入する際、支障が無いことが重要となる。そのため、図4.2-1に示すとおり、再エネ導入によって生じる課題に対し必要な改善策を検討する必要がある。

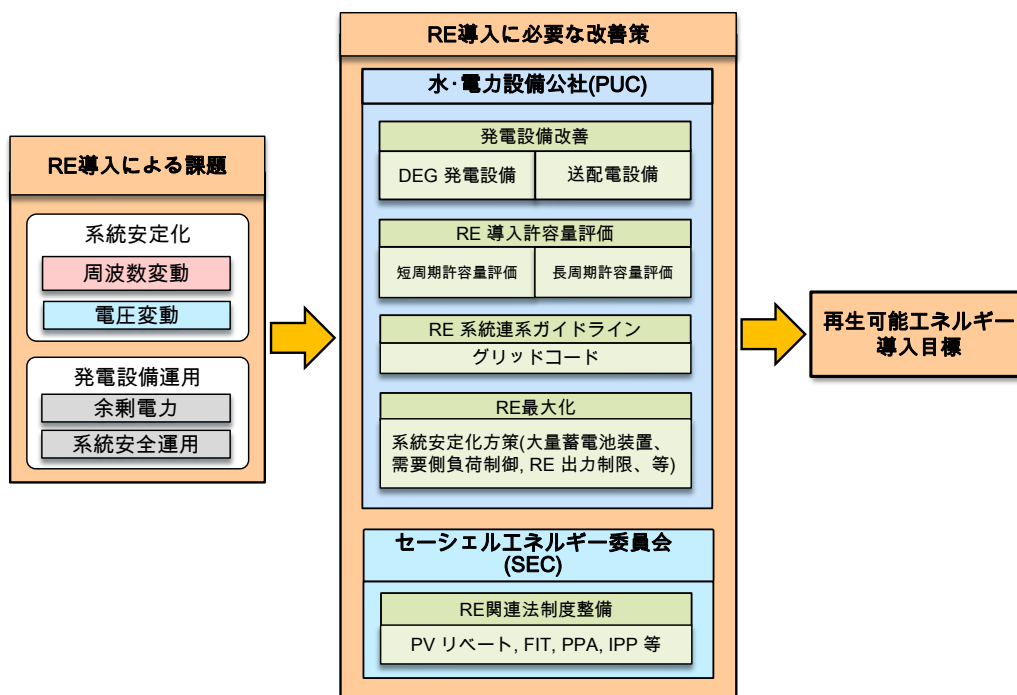


図 4.2-1 再エネ導入に必要な改善策

4.3 セーシェル国におけるマスタープラン

Mahe 島および Praslin 島における再エネ導入マスタープランを示す。マスタープランにおける再エネ導入目標は 2030 年で 15%とした。これはセーシェル政府により設定された目標であり、本目標達成に必要となる再エネ導入量および系統安定化装置（短周期/長周期変動対策）について検討を行った。また、需要の増加については、ドイツコンサル Energy nautics の報告書に記載のある 2030 年のデマンド 875GWh を考慮して、年間 6%増加を見込んだ。それに加え、需要伸び率が低めに推移した場合を想定し、年間 3%増加ケースも追加検討した。

(1)Mahe 島

Mahe 島において 2030 年までに再エネ 15%を達成するためのマスタープランを短周期変動での再エネ許容量の結果も考慮し、シミュレーションソフト HOMER を用いて検討した。

■ 需要想定 1：年間 6%増加

Mahe 島において、需要が年間 6%増加することを想定した再エネ導入マスタープランを図 4.3-1 に示す。2030 年に再エネ 15%を達成するためには、太陽光発電設備 60.2MW、大規模電力貯蔵設備 120MWh の導入が必要となる。その際、2016 年に短周期変動対策、2021 年に長周期変動対策の検討が必要となる。また、需要の増加に伴い、ディーゼル発電機の予備率が低減することから、2019 年、2023 年、2026 年および 2029 年にディーゼル発電機の増設の検討が必要となる。

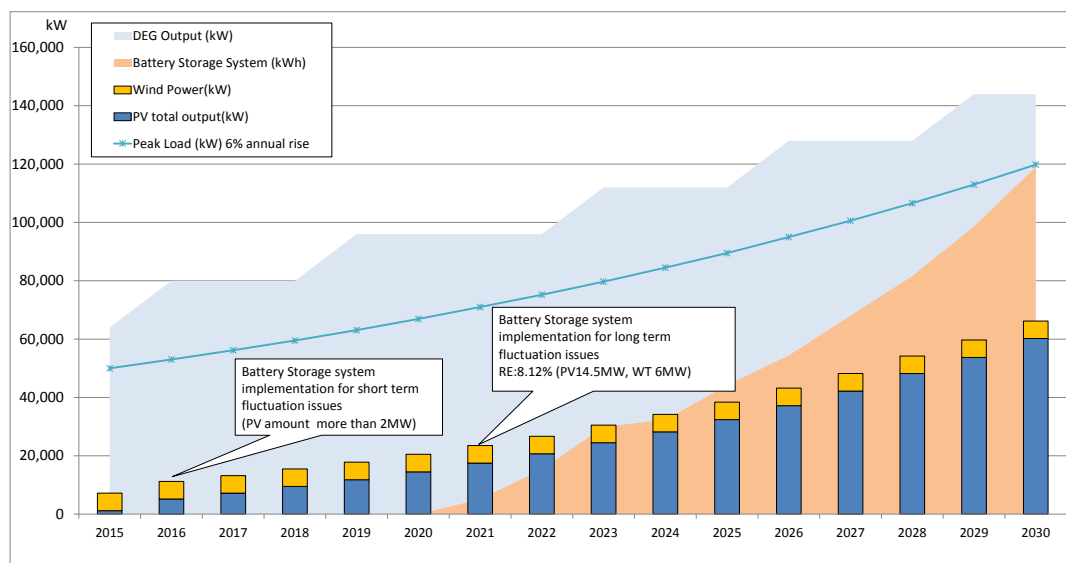


図 4.3-1 再エネ導入マスタープラン(Mahe 島) 需要想定：年間 6%増

■ 需要想定 2：年間 3%増加

Mahe 島において、需要が年間 3%増加することを想定した再エネ導入マスタープランを図 4.3-2 に示す。2030 年に再エネ 15%を達成するためには、太陽光発電設備 37.7MW、大規模電力貯蔵設備 74.8MWh の導入が必要となる。その際、2016 年に短周期変動対策、2021 年に長周期変動対策の検討が必要となる。また、需要の増加に伴い、ディーゼル発電機の予備率が低減することから、2024 年にディーゼル発電機の増設の検討が必要となる。

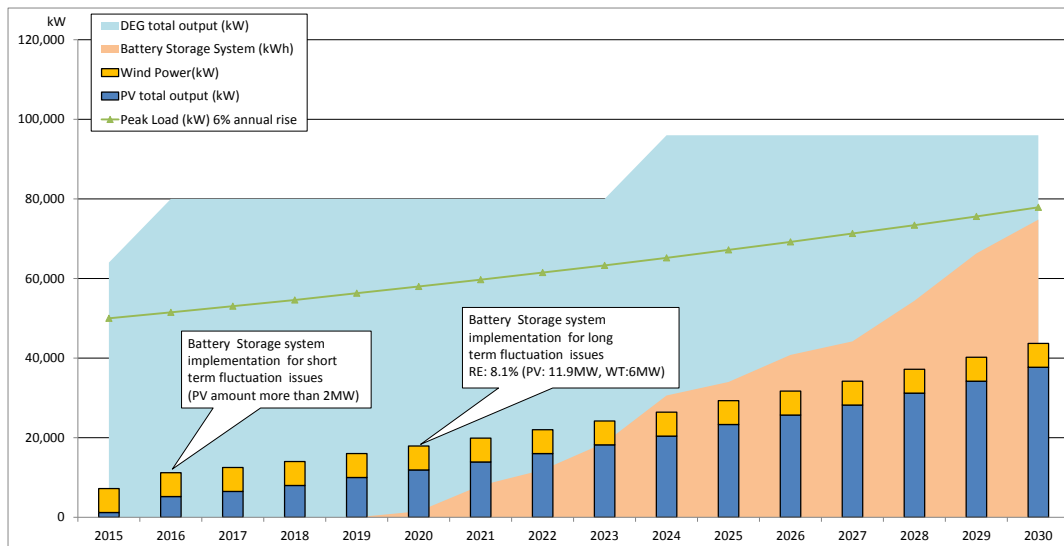


図 4.3-2 再エネ導入マスタープラン(Mahe 島)需要想定：年間 3%増

(2)Praslin 島

Mahe 島と同様に Praslin 島において 2030 年までに再エネ 15%を達成するためのマスタープランを短周期変動変動での再エネ許容量の結果も考慮しシミュレーションソフト HOMER を用いて検討した。但し、需要想定については、ヒアリング結果に基づく検討結果より 2020 年までに急速な需要増加が見込まれるため、下表の通り需要を想定した。

表 4.3-1 Praslin 島における需要想定

Year	6% annual rise		3% annual rise	
	Estimated Demand (MW)	Substantially annual rise	Estimated Demand (MW)	Substantially annual rise
2015	8.1	11.86%/year	8.1	5.93%/year
2016	9.1		8.6	
2017	10.1		9.1	
2018	11.3		9.6	
2019	12.7		10.2	
2020	14.2		10.8	
2021	15.0	5.69%/year	11.1	2.845%/year
2022	15.8		11.4	
2023	16.7		11.8	
2024	17.7		12.1	
2025	18.7		12.4	
2026	19.8		12.8	
2027	20.9		13.1	
2028	22.1		13.5	
2029	23.3		13.9	
2030	24.7		14.3	

■需要想定 1：年間 6%増加

Praslin 島における再エネ導入マスタープランを図 4.3-3 に示す。結果として 2030 年に再エネ 15%を達成するためには、太陽光発電設備 10.8MW、大規模電力貯蔵設備 4.1MWh の導入が必要となる。その際、2017 年に短周期変動対策、2027 年に長周期変動対策の検討が必要となる。また、需要の増加に伴い、ディーゼル発電機の子備率が低減することから、2019 年、2023 年、2028 年にディーゼル発電機の増設の検討が必要となる。

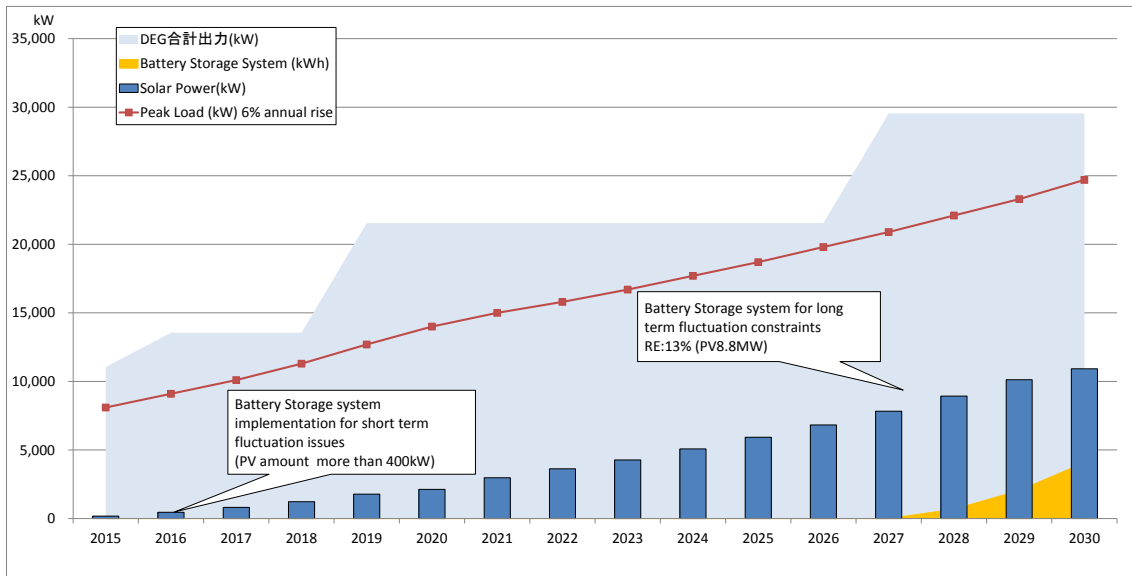


図 4.3-3 再エネ導入マスタープラン(Praslin 島) : 年間 6%増

■需要想定 2 : 年間 3%増加

Praslin 島における再エネ導入マスタープランを図 4.3-4 に示す。結果として 2030 年に再エネ 15%を達成するためには、太陽光発電設備 6.6MW、大規模電力貯蔵設備 2.4MWh の導入が必要となる。その際、2017 年に短周期変動対策、2027 年に長周期変動対策の検討が必要となる。また、需要の増加に伴い、ディーゼル発電機の予備率が低減することから、2019 年、2023 年、2028 年にディーゼル発電機の増設の検討が必要となる。

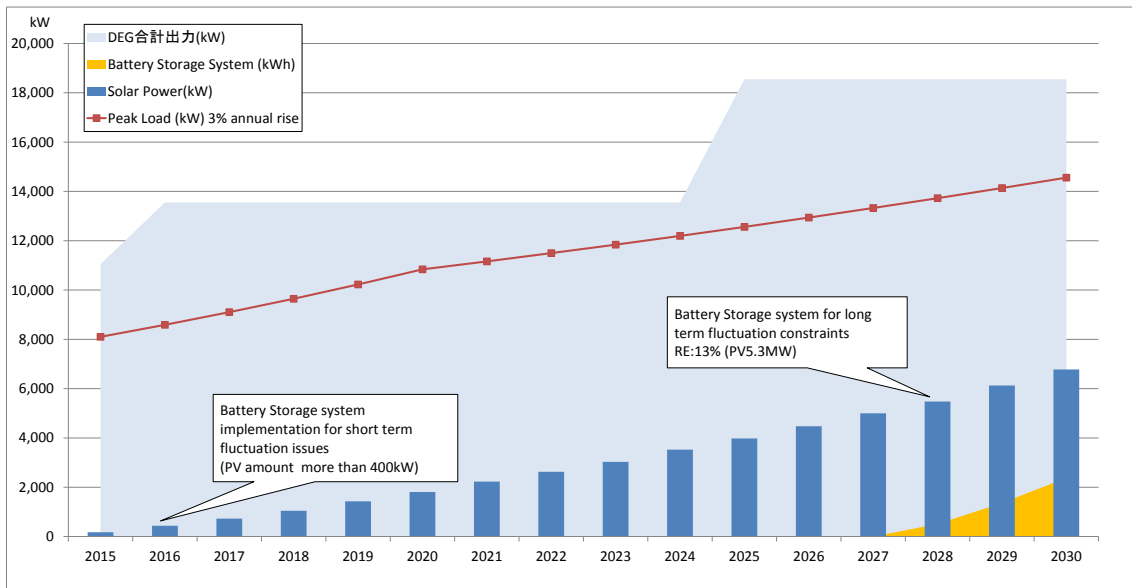


図 4.3-4 再エネ導入マスタープラン(Praslin 島) : 年間 3%増

4.4 マスタープラン実施のための検討プロセス

前節にて示したの各断面における検討例について、図 4.4-1 にその検討プロセスを示す。再エネ導入においては、電力系統の電源構成や負荷特性等により、系統安定性の指標となる系統周波数の維持能力が異なる。現在の Mahe 島における系統状態から得られた再エネ許容量は以下の通りである。

- 短周期制約：2.0MW
- 長周期制約：10.0MW

短周期制約については、基幹電源であるディーゼル発電機の負荷追従性が大きく影響するため、需要増加に伴う発電機増設の際には、本プロジェクトで実施した負荷遮断試験を行うことにより、再エネ出力の短周期変動に対する耐量を確認することが必要となる。これを超える量の再エネを導入する場合には、超過した再エネ容量と同出力を担保できる安定化装置を導入することで、系統周波数の安定化を図れる。

長周期制約については、ディーゼル発電機の出力下限に起因する余剰電力が発生する可能性があり、需要の変化やその時の電源構成および運用方針により、再エネの導入可能量は変化する。そのため、短周期制約の検討と同様に、電力系統の状態に変更があった際に、都度見直しを図る必要がある。本プロジェクトにおいては、シミュレーションソフト HOMER により需給バランス収支計算を実施することにより、需要負荷と自然条件（PV 出力・WT 出力）に対するディーゼル発電機の運用状況を確認できることを示した。本手法を定期的の実施することにより、長周期制約を超過する再エネ容量の把握、余剰電力の発生時期および発生量を確認し、必要な対策（出力抑制・蓄電池導入）を検討する必要がある。

また、HOMER によるシミュレーションにおいては、ディーゼル発電機による供給予備力も確認できることから、発電機増設のタイミングも確認することができる。

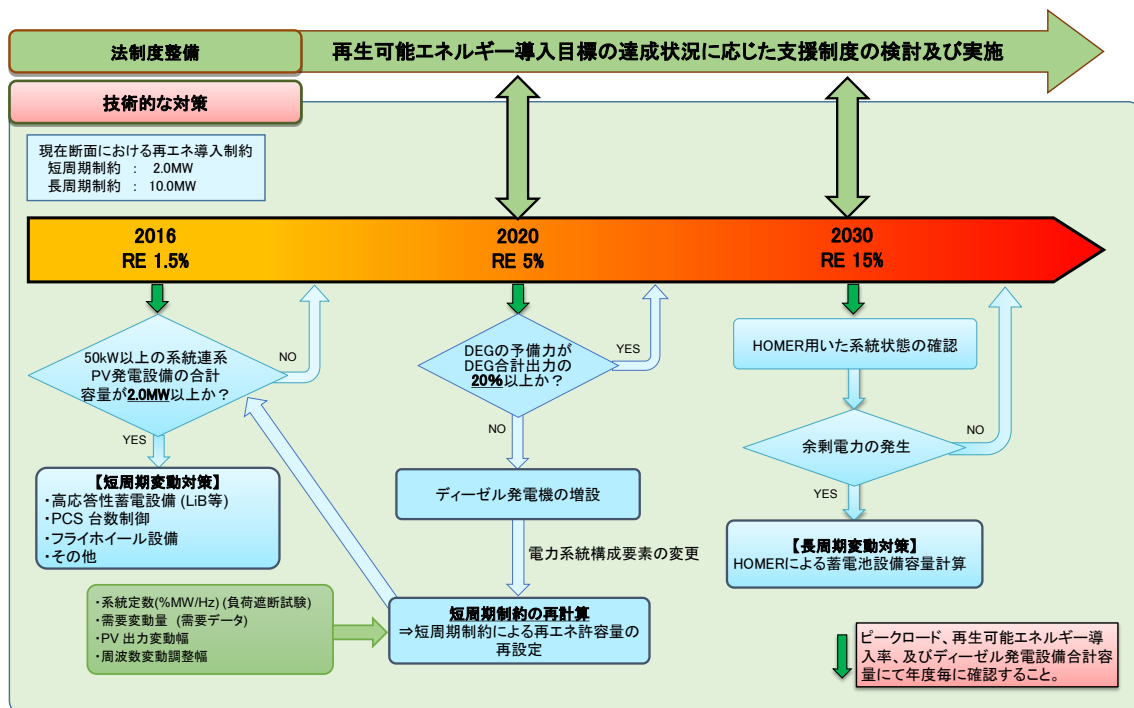


図 4.4-1 再エネ導入に係る検討プロセス