

大洋州地域電力セクターにおける エネルギーセキュリティ向上支援策 にかかる情報収集・確認調査

ファイナルレポート

平成 27 年 11 月
(2015 年 11 月)

独立行政法人
国際協力機構 (JICA)

株式会社 沖縄エネテック

産開
JR
15-066

目次

1. 調査概要	1
1.1 調査の背景	1
1.2 調査の目的	1
1.3 調査対象地域	1
1.4 調査内容	2
1.5 団員構成	3
1.6 調査日程	3
2. 大洋州地域の概況	5
2.1 大洋州地域の概況	5
2.2 電力セクターの取り巻く環境と課題	5
3. 大洋州地域における電力セクター支援策の体系化	12
3.1 エネルギー自給率向上に向けた課題解決方針の整理	12
3.1.1 基本方針	12
3.1.2 離島マイクログリッドの概念	13
3.1.3 再生可能エネルギーの出力制限方法	21
3.1.4 再生可能エネルギーの導入のメリット・デメリット	23
3.1.5 離島マイクログリッド導入手法の整理	24
3.1.6 離島マイクログリッド構成装置の概略建設コスト	29
3.2 エネルギー自給率向上のための検討ステップ整理	30
3.3 各対象国への適用手法の整理	30
4. 各対象国支援策ロードマップ（概略版）	33
4.1 既存 DEG 発電所の再エネ受入れ素地整備	33
4.2 再エネ導入検討	33
4.2.1 条件設定	33
4.2.2 検討フロー	35
4.2.3 再エネ導入形態パターン分析	38
4.3 検討結果	39
5. 現地調査を踏まえた支援策検討	40
5.1 バヌアツ共和国（エファテ島、サント島）	40
5.1.1 現地調査詳細スケジュール（ヒアリング先）	40
5.1.2 DEG 発電所・再エネ導入状況分析	41
5.1.3 支援策案	44
5.1.4 再エネ導入形態パターン分析結果	49
5.2 フィジー共和国（ビチレブ島）	50
5.2.1 現地調査詳細スケジュール（ヒアリング先）	50
5.2.2 DEG 発電所・再エネ導入状況分析	50
5.2.3 支援策案	51
5.3 キリバス共和国（タラワ環礁）	54
5.3.1 詳細スケジュール（ヒアリング先）	54

5.3.2	DEG 発電所・再エネ導入状況分析	54
5.3.3	支援策案	63
5.3.4	再エネ導入形態パターン分析結果	68
5.4	パラオ共和国（バベルダオブ島）	69
5.4.1	詳細スケジュール（ヒアリング先）	69
5.4.2	DEG 発電所・再エネ導入状況分析	69
5.4.3	支援策案	78
5.4.4	再エネ導入形態パターン分析結果	82
5.5	マーシャル諸島共和国（マジュロ）	82
5.5.1	支援策検討	82
5.5.2	再エネ導入形態パターン分析結果	90
6.	各国再エネ導入ロードマップ（案）の最終化	91
6.1	フィジー（概略検討）	92
6.2	マーシャル（詳細検討）	94
6.3	ポンペイ（ミクロネシア）（概略検討）	96
6.4	コスラエ（ミクロネシア）（概略検討）	98
6.5	ヤップ（ミクロネシア）（概略検討）	100
6.6	チューク（ミクロネシア）（概略検討）	102
6.7	トンガ（概略検討）	104
6.8	ポートビラ（バヌアツ）（概略検討）	106
6.9	サント（バヌアツ）（詳細検討）	108
6.10	ソロモン（概略検討）	110
6.11	パラオ（詳細検討）	112
6.12	キリバス（詳細検討）	114
6.13	サモア（概略検討）	116
6.14	ツバル（概略検討）	118
6.15	クック（概略検討）	120
6.16	ナウル（概略検討）	122
6.17	ニウエ（概略検討）	124
7.	総括	126
7.1	各対象国支援策実施へ向けた方針整理	126
7.2	最後に	126

図表目次

図 2-1	大洋州諸国の位置関係.....	5
図 2-2	大洋州地域における電化率の比較.....	7
図 2-3	大洋州地域における電気料金の比較.....	8
図 2-4	大洋州地域における DEG 依存度の比較.....	8
図 2-5	大洋州地域における対 GDP 燃料費の比較.....	9
図 2-6	大洋州地域における De-rated factor の比較.....	9
図 2-7	対象国ディーゼル燃料価格.....	10
図 2-8	原油価格の変遷 (AU cents/ Litter).....	11
図 2-9	ハワイ州における燃料価格および電気料金の変遷.....	11
図 3-1	電力需給バランス (PV 導入小程度).....	15
図 3-2	電力需給バランス (PV 導入中程度).....	16
図 3-3	電力需給バランス (PV 導入大程度).....	17
図 3-4	離島マイクログリッドの概念図.....	20
図 3-5	沖縄における日射量と累積度数.....	21
図 3-6	風力発電設備の例.....	22
図 3-7	沖縄・波照間島における風速と累積度数.....	23
図 3-8	各種太陽電池における月積算発電量と日射量.....	24
図 3-9	傾斜角 20 度と 5 度の面積効率の比較.....	24
図 3-10	コンクリート平板基礎.....	25
図 3-11	スパイラル鋼管パイロ.....	25
図 3-12	スーパーダイマ PV 用架台.....	25
図 3-13	FRP PV 用架台(コスモシステム(株)HP).....	25
図 3-14	風力発電単機容量の推移 (三菱電機 HP).....	26
図 3-15	本邦国産中規模風力発電機.....	27
図 3-16	支援策検討ステップ.....	30
図 3-17	概略シミュレーションにおけるパラメータ.....	32
図 4-1	概略シミュレーション検討フロー.....	37
図 4-2	再エネ導入形態パターン.....	38
図 5-1	バヌアツ地図.....	41
図 5-2	ポートビラにおける電力品質 (電圧、周波数).....	43
図 5-3	サント島 DEG 及び水力発電構成及び 1 次エネルギーの割合.....	43
図 5-4	1 次エネルギーの割合 (フィジー).....	51
図 5-5	ビケニベウ発電所 燃料消費率カーブ.....	59
図 5-6	燃料流量計.....	60
図 5-7	電力量計.....	60
図 5-8	ビケニベウ発電所 燃料消費率カーブ (推定値含む).....	61
図 5-9	1 次エネルギーの割合 (パラオ).....	70
図 5-10	パラオにおける電力品質 (電圧、周波数).....	70
図 5-11	PV 発電電力量の年間推移 (パラオ).....	71

図 5-12	マラカル発電所 燃料消費率カーブ	77
図 5-13	マラカル発電所 14号機、15号機 煙突排煙(黒煙噴出状況).....	78
図 5-14	発電コスト(マーシャル) -DEG更新あり A: 運転維持費用のみ負担....	89
図 6-1	フィジーにおける再エネ導入ロードマップ①.....	92
図 6-2	フィジーにおける再エネ導入ロードマップ②.....	93
図 6-3	マーシャルにおける再エネ導入ロードマップ①.....	94
図 6-4	マーシャルにおける再エネ導入ロードマップ②.....	95
図 6-5	ポンペイ(ミクロネシア)における再エネ導入ロードマップ①.....	96
図 6-6	ポンペイ(ミクロネシア)における再エネ導入ロードマップ②.....	97
図 6-7	コスラエ(ミクロネシア)における再エネ導入ロードマップ①.....	98
図 6-8	コスラエ(ミクロネシア)における再エネ導入ロードマップ②.....	99
図 6-9	ヤップ(ミクロネシア)における再エネ導入ロードマップ①.....	100
図 6-10	ヤップ(ミクロネシア)における再エネ導入ロードマップ②.....	101
図 6-11	チューク(ミクロネシア)における再エネ導入ロードマップ①.....	102
図 6-12	チューク(ミクロネシア)における再エネ導入ロードマップ②.....	103
図 6-13	トンガにおける再エネ導入ロードマップ①.....	104
図 6-14	トンガにおける再エネ導入ロードマップ②.....	105
図 6-15	ポートビラ(バヌアツ)における再エネ導入ロードマップ①.....	106
図 6-16	ポートビラ(バヌアツ)における再エネ導入ロードマップ②.....	107
図 6-17	サント(バヌアツ)における再エネ導入ロードマップ①.....	108
図 6-18	サント(バヌアツ)における再エネ導入ロードマップ②.....	109
図 6-19	ソロモンにおける再エネ導入ロードマップ①.....	110
図 6-20	ソロモンにおける再エネ導入ロードマップ②.....	111
図 6-21	パラオにおける再エネ導入ロードマップ①.....	112
図 6-22	パラオにおける再エネ導入ロードマップ②.....	113
図 6-23	キリバスにおける再エネ導入ロードマップ①.....	114
図 6-24	キリバスにおける再エネ導入ロードマップ②.....	115
図 6-25	サモアにおける再エネ導入ロードマップ①.....	116
図 6-26	サモアにおける再エネ導入ロードマップ②.....	117
図 6-27	ツバルにおける再エネ導入ロードマップ①.....	118
図 6-28	ツバルにおける再エネ導入ロードマップ②.....	119
図 6-29	クックにおける再エネ導入ロードマップ①.....	120
図 6-30	クックにおける再エネ導入ロードマップ②.....	121
図 6-31	ナウルにおける再エネ導入ロードマップ①.....	122
図 6-32	ナウルにおける再エネ導入ロードマップ②.....	123
図 6-33	ニウエにおける再エネ導入ロードマップ①.....	124
図 6-34	ニウエにおける再エネ導入ロードマップ②.....	125
表 1-1	団員構成.....	3
表 1-2	現地調査日程.....	4
表 2-1	大洋州地域電力セクターの概要.....	6

表 2-2	表 2-1 各項目間における相関係数	7
表 4-1	各対象国における既存 DEG 発電所支援可能性	33
表 4-2	太陽光発電の発電コスト (対象国平均)	34
表 4-3	風力発電の発電コスト (対象国平均)	34
表 4-4	水力発電の発電コスト (対象国平均)	34
表 4-5	可変速水力発電の発電コスト (対象国平均)	35
表 4-6	蓄電池の放電コスト	35
表 4-7	日本製品価格および海外製品価格	39
表 5-1	バヌアツ現地調査詳細スケジュール	40
表 5-2	エファテ島 DEG 構成及び 1 次エネルギーの割合	42
表 5-3	計算条件 (サント島)	45
表 5-4	余剰電力量 (サント島)	47
表 5-5	発電コスト (サント島) A : 運転維持費用のみ負担	48
表 5-6	再エネ供給率 (サント島)	49
表 5-7	フィジー発電所一覧	52
表 5-8	ビケニベウ発電所 燃料消費率	60
表 5-9	EDC 運用による改善効果検証結果	62
表 5-10	メンテナンス必要箇所一覧 (ビケニベウ発電所)	63
表 5-11	計算条件 (キリバス)	64
表 5-12	余剰電力量 (キリバス) - DEG 増設なし	66
表 5-13	発電コスト (キリバス) - DEG 増設なし A : 運転維持費用のみ負担	66
表 5-14	再エネ供給率 (キリバス) - DEG 増設なし	67
表 5-15	余剰電力量 (キリバス) - DEG 増設あり	67
表 5-16	発電コスト (キリバス) - DEG 増設あり A : 運転維持費用のみ負担	68
表 5-17	再エネ供給率 (キリバス) - DEG 増設あり	68
表 5-18	メンテナンス必要箇所一覧 (マラカル発電所)	76
表 5-19	マラカル発電所 燃料消費率	77
表 5-20	計算条件 (パラオ)	78
表 5-21	余剰電力量 (パラオ)	81
表 5-22	発電コスト (パラオ) A : 運転維持費用のみ負担	81
表 5-23	再エネ供給率 (パラオ)	81
表 5-24	計算条件 (マーシャル)	82
表 5-25	余剰電力量 (マーシャル) - DEG 更新なし	85
表 5-26	発電コスト (マーシャル) - DEG 更新なし A : 運転維持費用のみ負担	86
表 5-27	再エネ供給率 (マーシャル) - DEG 更新なし	87
表 5-28	余剰電力量 (マーシャル) - DEG 更新あり	88
表 5-29	余剰電力量 (マーシャル) - 長周期対策	90
表 6-1	各対象国の現状および支援策効果の比較	91

1. 調査概要

1.1 調査の背景

国土が狭くかつ散在している大洋州地域の島嶼国の多くは、一系統あたりの電力需要が小さく、エネルギー資源も乏しいため、主要な電力エネルギー源として、輸入燃料（主にディーゼル）に大きく依存している。加えて主要供給元から遠いという遠隔性を有し、2000年代半ばの油価の高騰・高止まりによる影響を大きく受けたため、発電コストの削減が最大の課題の一つとなっている。

かかる状況をうけ、同地域ではエネルギーセキュリティ向上のため、国際機関による支援を含め、再生可能エネルギー（以下、「再エネ」）の導入促進が積極的に図られている。ただし、出力が不安定な再エネの導入にあたっては、接続する系統の安定性、出力変動に応答する基幹電源としてのディーゼル発電機（以下、「DEG」）の燃料消費、電力会社の財務面などを考慮し、安定的な電力供給と持続可能な実施体制が確保され、かつ結果として燃料消費削減につながる必要があることが必要不可欠と考えられる。

JICA はこれまで、ディーゼル発電所や小水力発電所、太陽光発電設備やマイクログリッドなどの整備に加え、開発計画の策定支援の実施や本邦研修による人材育成など、同地域の電力セクターに対し多岐にわたる支援を実施してきた。近年の具体的な支援事業としては、トンガにおいて、太陽光発電の出力がディーゼル発電の出力に比べて 20%程度となる離島の系統に蓄電技術（キャパシター等）を導入し、出力の安定化を図る協力を行っている他、マーシャルにおいては、再エネの系統接続に関し、法制度面と技術面の両面からの計画立案を支援すると同時に、既存のディーゼル発電の経済的な運用方法を提案する調査を実施している。同地域各国の電力セクターは少なからず類似した特徴を有しており、こうした事業を通じ JICA が培ってきた知見を踏まえ、燃料消費の削減という観点から改めて体系的な検討を実施する必要が生じている。

このような背景のもと、今日の大洋州地域の電力セクターが抱える課題に対し、安定的な電力供給と持続可能な実施体制を伴った燃料消費削減、すなわちエネルギーセキュリティ向上の実現に寄与する JICA の支援戦略を策定することを目的として、本基礎情報収集・確認調査を実施する。

1.2 調査の目的

- (1) 大洋州地域各国の電力セクターに関する基本情報の収集・整理
- (2) 安定的な電力供給および持続可能な実施体制を伴う燃料消費削減策の体系的な分析・提案
- (3) 大洋州地域のエネルギーセキュリティ向上に資する電力セクター包括支援策のロードマップの策定

1.3 調査対象地域

以下の大洋州地域 13 개국を対象とするが、支援策の実施対象は各国の主要な島・系統のみとする：フィジー、バヌアツ、ソロモン、サモア、トンガ、キリバス、ツバル、ミクロネ

シア、パラオ、マーシャル、クック、ニウエ、ナウル

尚、調査の実施に当たっては、国内において、これまでの JICA や他のドナーが行った協力に関する報告書を基に分析するとともに、文献・インターネット等による調査及び国内関係機関訪問等を中心に調査を行う。また、ロードマップ策定のため特に現地での情報収集が望まれるバヌアツ、キリバス、パラオ、フィジーの 4 か国について、現地調査を行うこととする。

1.4 調査内容

本調査では、第一段階「既存情報の収集・整理・分析（第一次国内作業）」、第二段階「現地調査による支援策の再検討とロードマップの最終化（現地作業・第二次国内作業）」に分けて検討を行う。本報告では、第一段階の検討結果について報告する。各段階における検討項目は以下の通りである。

第一段階：既存情報の収集・整理・分析

- (1) 対象国の電力セクターにおける基本情報の収集・整理・分析
- (2) 対象国のエネルギーセキュリティ向上に資する電力セクター支援策の検討
- (3) 大洋州地域及び各対象国におけるエネルギーセキュリティ向上に向けた電力セクター包括支援ロードマップの策定

第二段階：現地調査による支援策の再検討とロードマップの最終化

- (1) 対象国の電力セクターにおける基本情報の収集・整理・分析（現地作業）
- (2) 対象国のエネルギーセキュリティ向上に資する電力セクター支援策の検討
- (3) 大洋州地域及び各対象国におけるエネルギーセキュリティ向上に資する電力セクター包括支援ロードマップの策定

1.5 団員構成

表 1-1 団員構成

氏名	担当	業務内容
掛福 ルイス	総括/バイオマス発電/再生可能エネルギー導入	<ul style="list-style-type: none"> ・調査団の全体総括・業務進捗の管理と協議 ・相手国関係機関との打ち合わせ、協議の総括責任 ・各団員の調査・作業に対する助言、指示 ・各種報告書の取り纏め、提出、説明、協議の総括責任 ・包括支援ロードマップの策定
儀保 博経	バイオマス発電(経済的運用-A)	<ul style="list-style-type: none"> ・既存バイオマス発電所に関する調査、技術検討 ・経済負荷配分運用(EDC)の導入可能性検証 ・運用方法・状態の確認及び燃料消費率の計測 ・エネルギー利用の高効率化検討 ・担当分野における各種報告書作成 ・包括支援ロードマップの策定
森 康	バイオマス発電(運転維持管理)-電気	<ul style="list-style-type: none"> ・既存バイオマス発電所に関する運転・維持管理の状況確認 ・既存バイオマス発電機の改修・更新の状況把握及び支援策の提案 ・担当分野における各種報告書作成 ・包括支援ロードマップの策定
中村 頼貴	バイオマス発電(運転維持管理)-機械	<ul style="list-style-type: none"> ・既存バイオマス発電所に関する運転・維持管理の状況確認 ・既存バイオマス発電機の改修・更新の状況把握及び支援策の提案 ・担当分野における各種報告書作成 ・包括支援ロードマップの策定
桃原 千尋	再生可能エネルギー系統接続技術	<ul style="list-style-type: none"> ・対象国の電力セクターにおける基本情報収集・整理・分析 ・再生可能エネルギー導入許容量の最大化技術支援策の提案 ・送配電設備のロス低減検討 ・担当分野における各種報告書作成 ・包括支援ロードマップの策定
上江洲 友麻	バイオマス発電(経済的運用-B)	<ul style="list-style-type: none"> ・既存バイオマス発電所に関する調査、技術検討 ・経済負荷配分運用(EDC)の導入可能性検証 ・運用方法・状態の確認及び燃料消費率の計測 ・エネルギー利用の高効率化検討 ・担当分野における各種報告書作成 ・包括支援ロードマップの策定

1.6 調査日程

現地調査日程は以下の通り。

現地調査日程：2015年2月20日～3月23日

大洋州地域電力セクターにおけるエネルギーセキュリティ向上支援策にかかる情報収集・確認調査
【ファイナルレポート】

表 1-2 現地調査日程

延日	月日	始	至	所要	行程
1	2/20 (金)	11:55 17:50	13:50	2:55	那覇 ⇒ 香港 香港 ⇒
2	2/21 (土)	9:50 13:05	14:20	11:00 3:15	⇒ オークランド (ニューージーランド) オークランド (ニューージーランド) ⇒ ポートヴィラ (バヌアツ)
3	2/22 (日)				・調査準備/チームミーティング
4	2/23 (月)				JICA/バヌアツ支所
5	2/24 (火)				■Portvila発電所調査
6	2/25 (水)				■Portvila発電所調査
7	2/26 (木)				■Tagabe発電所調査
8	2/27 (金)				■送配電網調査調査 ■再エネ設備調査 ■大規模需要家調査
9	2/28 (土)				・調査報告資料まとめ・チームミーティング
10	3/1 (日)				・調査報告資料まとめ・チームミーティング
11	3/2 (月)	17:00	20:15	2:15	JICA/バヌアツ支所、Dept of Energy、UNELCO、URA ポートヴィラ (バヌアツ) ⇒ ナンディ (フィジー)
12	3/3 (火)	7:30	8:00	0:30	ナンディ (フィジー) ⇒ スパ (フィジー) JICAフィジー事務所 訪問 PPA、その他関係機関
13	3/4 (水)	17:30	18:00	0:30	発電所調査 スパ (フィジー) ⇒ ナンディ (フィジー)
14	3/5 (木)	8:00	11:00	3:00	ナンディ (フィジー) ⇒ タラウ (キリバス) MPWU、PUB
15	3/6 (金)				■Beteio発電所
16	3/7 (土)				・調査報告資料まとめ・チームミーティング
17	3/8 (日)				・調査報告資料まとめ・チームミーティング
18	3/9 (月)				■Bikenibeu発電所
19	3/10 (火)				■送配電網調査調査 ■再エネ設備調査 ■大規模需要家調査
20	3/11 (水)				MPWU、PUB
21	3/12 (木)				
22	3/13 (金)				
23	3/14 (土)	16:15	19:15	3:00	タラウ (キリバス) ⇒ ナンディ (フィジー)
24	3/15 (日)	8:15	10:15	4:00	ナンディ (フィジー) ⇒ プリスベン (オーストラリア)
25	3/16 (月)	23:45			プリスベン (オーストラリア) ⇒
26	3/17 (火)	9:35 21:45	5:45 13:10		⇒ シンガポール シンガポール ⇒ マニラ マニラ ⇒
27	3/18 (水)		1:40		⇒ コロール (パラオ) ■Aimelik発電所 ■Malakal発電所
28	3/19 (木)				■送配電網調査調査 ■再エネ設備調査 ■大規模需要家調査
29	3/20 (金)				JICA/パラオ支所、MRD、PPUC
30	3/21 (土)				・調査報告資料まとめ/チームミーティング
31	3/22 (日)	19:25	22:05	3:40	コロール (パラオ) ⇒ 台北
32	3/23 (月)	8:35	10:55	1:20	台北 ⇒ 那覇

2. 大洋州地域の概況

2.1 大洋州地域の概況

大洋州地域の国々はその地理的特性から以下の脆弱性を抱えている。

- (1) 国土が狭く、分散
人口が少ないため国内市場が小さく、国土が広い海洋に散在
- (2) 国際市場から遠い
主要国際市場から地理的に遠く、輸送コストが高い
- (3) 自然災害や気候変動等の環境変化に脆弱
海面上昇の影響を受けやすく、地震やサイクロンなどの自然災害が多発

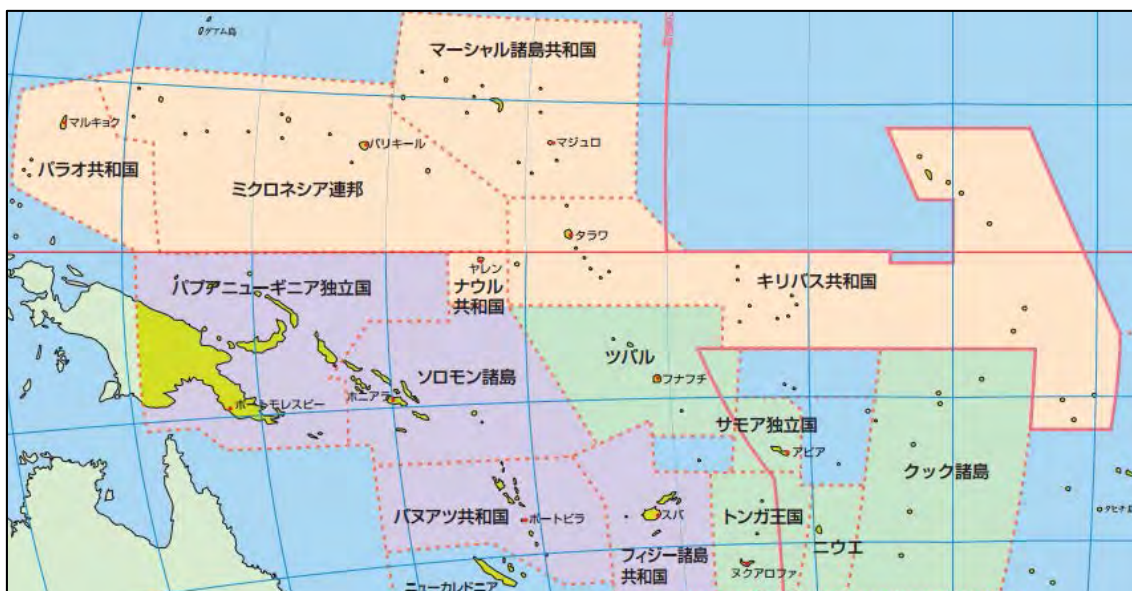


図 2-1 大洋州諸国の位置関係¹

2.2 電力セクターの取り巻く環境と課題

表 2-1 に大洋州地域の電力セクター概要を示す。また、表 2-2 の相関関係より、大洋州地域において以下の傾向が読み取れる。

- (1) 電力需要規模による電力コストのスケールメリット

電化率および最大電力が高くなるにつれて、対 GDP 燃料費および電気料金は低くなっており、電力需要規模が大きい国ほど電力コストが低くなる傾向がある。但し、対 GDP 燃料費についてはその国の経済規模により変動する点、燃料費へ関税等の間接費が含まれる可能性がある点、電気料金についてはその内訳が地域間で異なる可能性がある点を今後精査する必要がある。

¹ 外務省 HP 掲載資料を編集

< <http://www.mofa.go.jp/mofai/press/pr/pub/pamph/pdfs/shimaguni04.pdf> >

(2) 化石燃料依存による電力コストの増大と再生可能エネルギーの導入効果

DEG 依存度および対 GDP 燃料費が高くなるにつれて、電気料金も高くなっており、化石燃料依存による電気料金が増大する傾向がある。また、再生可能エネルギーの導入率が高くなるほど、対 GDP 燃料費および電気料金は低くなっており、再生可能エネルギー導入により電力コストが低減する傾向がある。但し、上記同様、対 GDP 燃料費についてはその国の経済規模により変動する点、燃料費へ関税等の間接費が含まれる可能性がある点、電気料金についてはその内訳が地域間で異なる可能性がある点を今後精査する必要がある。

(3) DEG 保守運用の不十分と非効率運用の可能性

DEG 依存率が高くなるにつれて、De-rated factor²も高くなっており、DEG 依存が大きい地域ほど、補修運用が十分でなく、健全な運転ができていない可能性がある。また、それによる非効率運用がなされている可能性も考えられる。

表 2-1 大洋州地域電力セクターの概要

国名	電化率 (%)	電気料金 (US ¢ /kWh)	最大電力 (MW)	DG依存率 (%2012,PPA) 発電量ベース	対GDP 燃料費	再エネ 導入状況	De-rated factor
1 フィジー	87.0	17.2	141.05	43	13.3	67%	50%
2 マーシャル諸島	80.0	29.8	10.9	100	26.6	6%	61%
3 ミクロネシア連邦	46.0	42.6	14.3	100	13.7	1%	-
4 トンガ	90.0	50.0	7.7	100	12.8	4%	89%
5 バヌアツ	28.0	64.2	13	99.7	5.96	25%	-
6 ソロモン諸島	21.2	88.0	14.2	100	2.35	1%	-
7 パラオ	98.0	32.0	15.4	99.6	22.3	3%	87%
8 キリバス	64.0	31.9	3.5	100	12.7	1%	90%
9 サモア	98.0	40.5	19	67.2	11	32%	80%
10 ツバル	94.0	83.0	1	99.4	20.7	2%	55%
11 クック諸島	100.0	48.5	4.9	100	28	1%	92%
12 ナウル	100.0	10.1	3.3	99.8	8.1	5%	75%
13 ニウエ	100.0	49.7	0.54	98	19.9	3%	67%

² De-rated factor = (Total current max. output of DEG)/(Total rated output of DEG)

表 2-2 表 2-1 各項目間における相関係数

相関係数	電化率 (%)	電気料金 (US ¢ /kWh)	最大電力 (MW)	DG依存率 (%2012,PPA) 発電量ベース	対GDP燃料費	再エネ導入状況	De-rated factor
電化率 (%)							
電気料金 (US ¢ /kWh)	-0.270						
最大電力 (MW)	-0.013	-0.383					
DG依存率 (%2012,PPA) 発電量ベース	-0.107	0.289	-0.894				
対GDP燃料費	0.073	0.359	-0.211	0.316			
再エネ導入状況	0.023	-0.240	0.891	-0.974	-0.265		
De-rated factor	0.035	-0.093	-0.504	0.450	-0.052	-0.488	

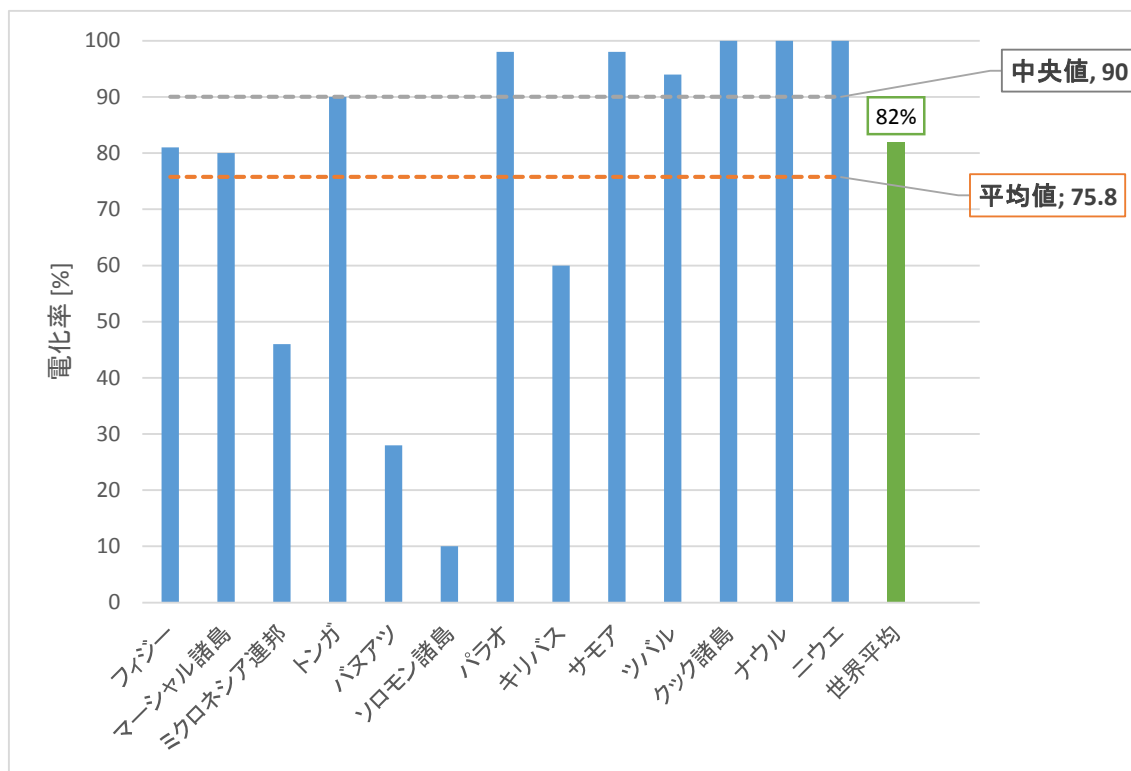


図 2-2 大洋州地域における電化率の比較

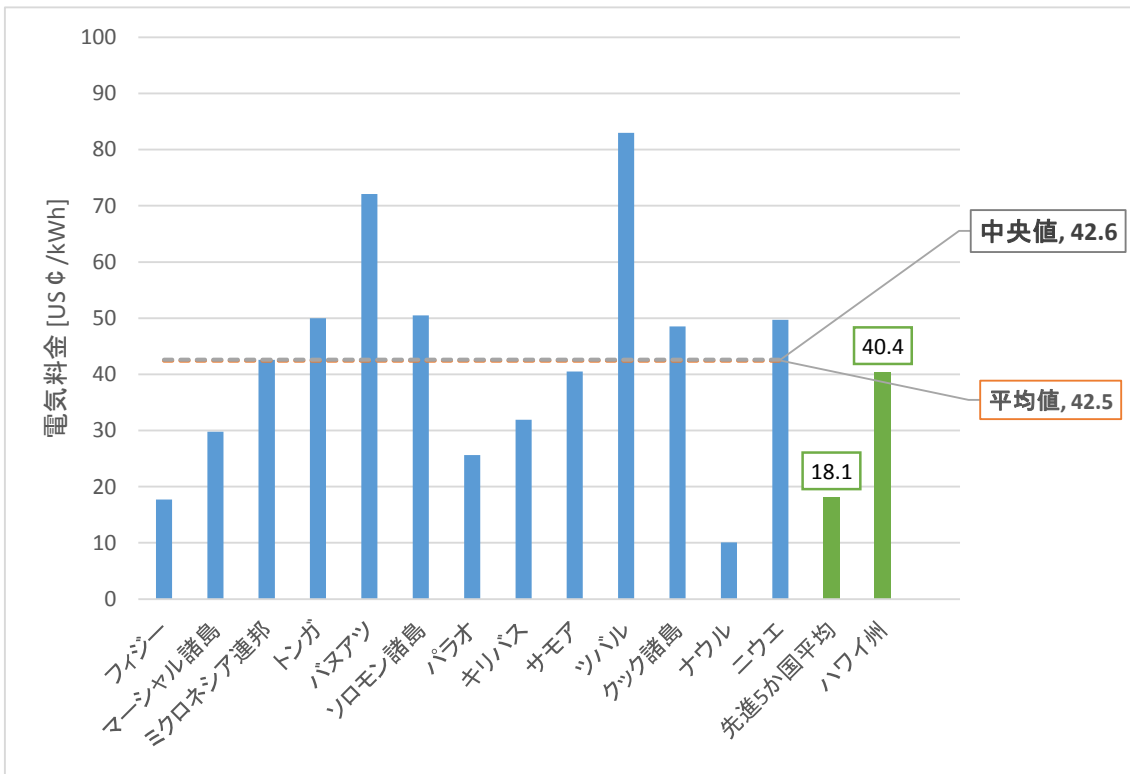


図 2-3 大洋州地域における電気料金の比較

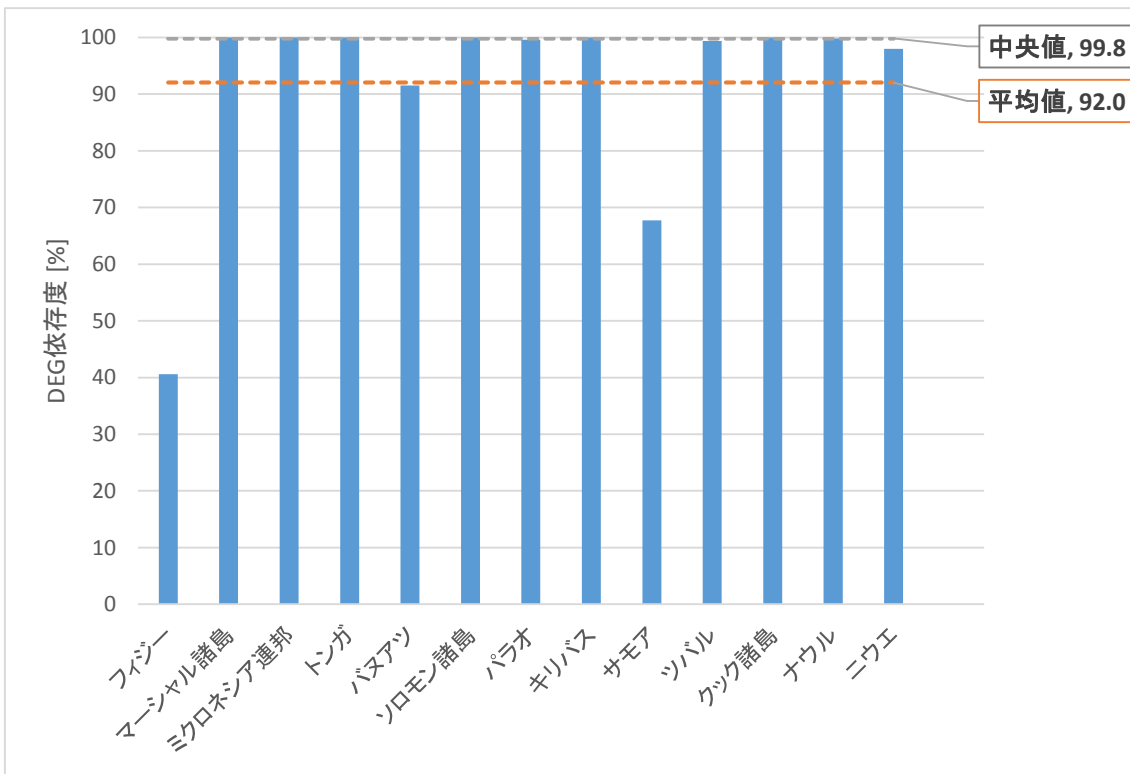


図 2-4 大洋州地域における DEG 依存度の比較

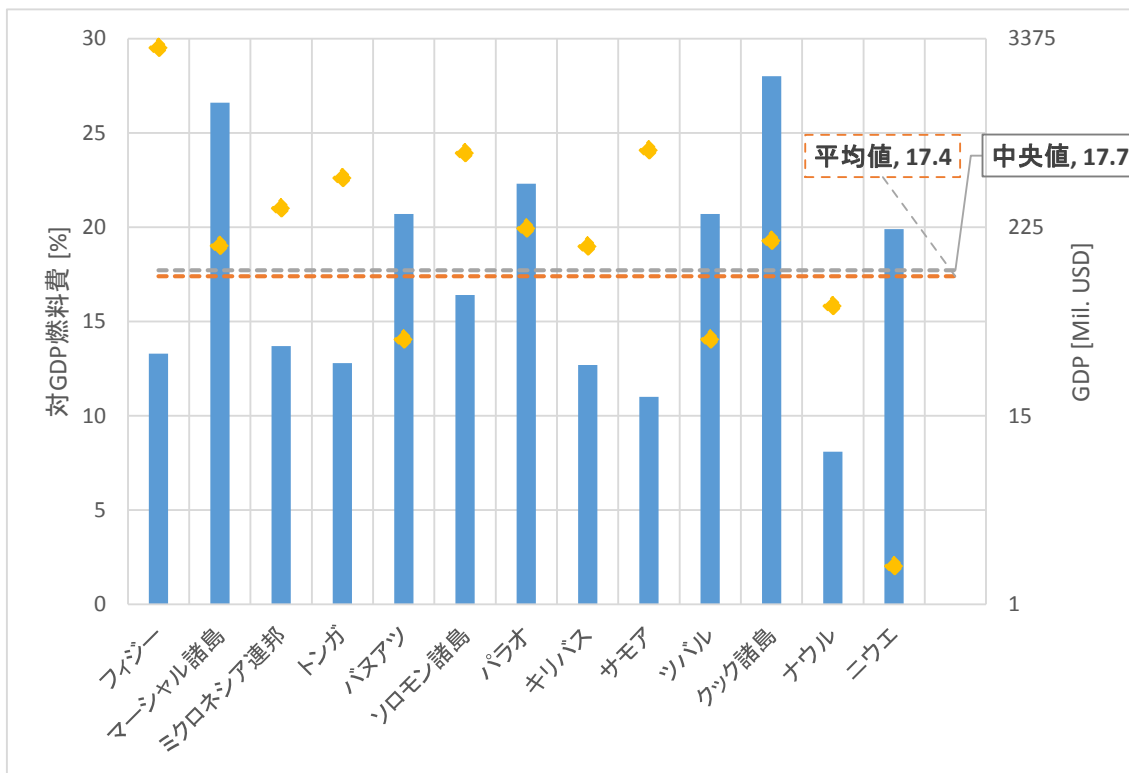


図 2-5 大洋州地域における対 GDP 燃料費の比較

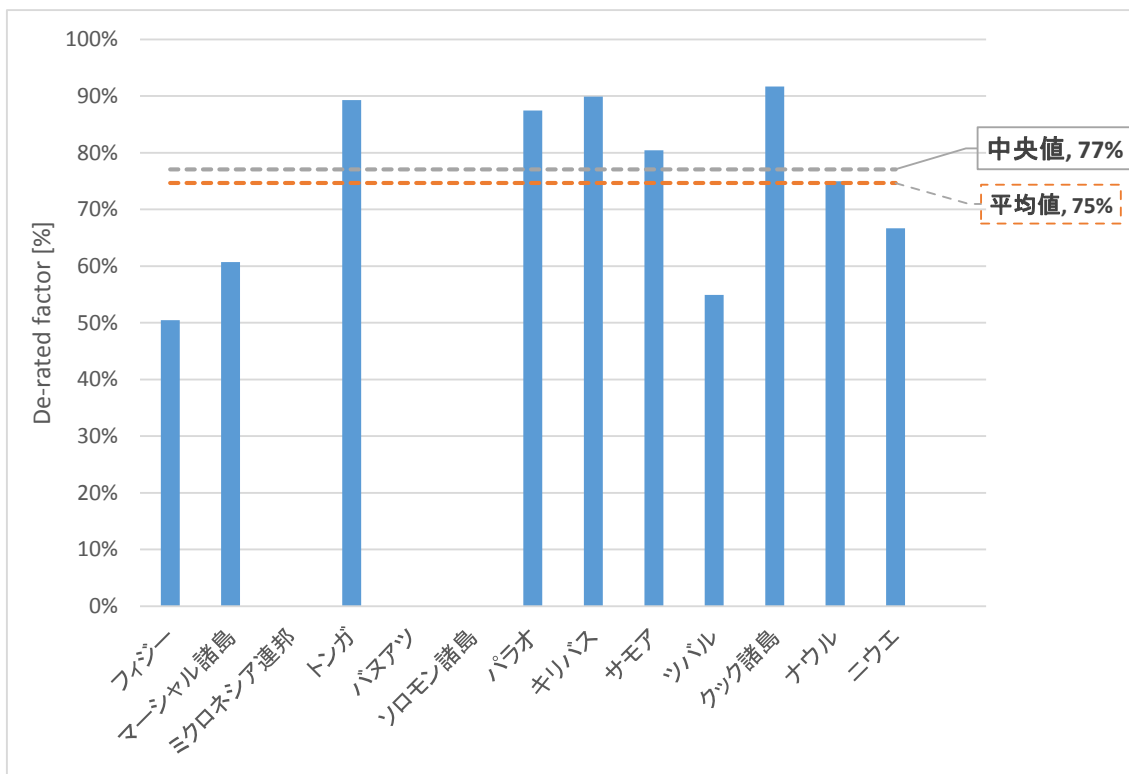


図 2-6 大洋州地域における De-rated factor の比較

燃料価格の高騰

図 2-7 に 2014 年第 2 四半期（4 月－7 月）におけるディーゼル燃料（ADO: Automotive Diesel Oil³）価格（小売り）を示す。石油依存度の高いハワイを比較として記載しているが、それと比べても同等以上の国が多い。また、図 2-8 に示すように原油価格が乱高下した 2008 年以降、原油価格は増加基調であり、図 2-9 に示すハワイ州の例においては、燃料価格の変動に追従した電気料金の変動が確認できる。このように、ディーゼル発電による電力供給に依存する島嶼地域においては、燃料価格が経済の基盤を成す電力インフラに与える影響が大きく、エネルギーコストの増大およびエネルギーセキュリティの脆弱化の要因となっている。

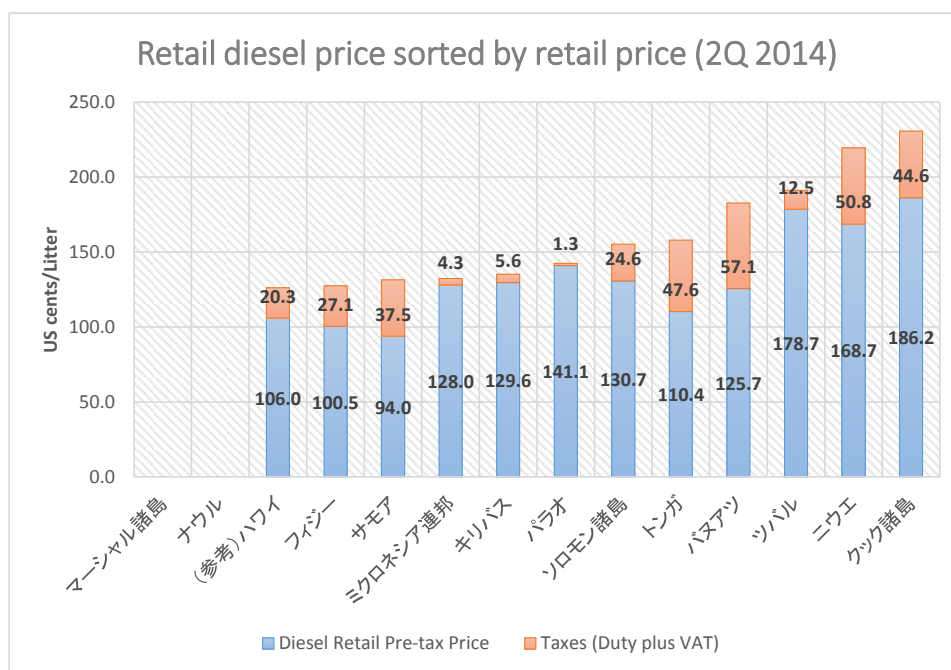


図 2-7 対象国ディーゼル燃料価格⁴

³ 大洋州地域においては、ディーゼル発電機の燃料として ADO: Automotive Diesel Oil あるいは IDO: Industrial Diesel Oil が使用されている。

Pacific Power Association, Pacific Power Utilities Benchmarking Report 2012 より下図作成

Utility	Distillate	
	ADO / IDO	Heavy fuel HFO / IFO
CPUC (Chuuk, FSM)	-	7,701
EPC (Samoa)	73,773	
FEA (Fiji)	256,220	83,540
KUA (Kosrae, FSM)	6,504	-
MEC (Majuro, RMI)	61,730	-
NUC (Nauru)	22,026	-
PNGP (PNG)	334,542	153,184
PPUC (Palau)	76,677	-
PUB (Kiribati)	21,826	-
PUC (Pohnpei)	33,241	-
SIEA (Solomon Islands)	83,810	-
TAU (Cook Islands)	28,870	-
TEC (Tuvalu)	6,531	-
TPL (Tonga)	52,391	-
UNELCO (Vanuatu)	55,463	-
YSPSC (Yap, FSM)	13,430	-
Total	1,643,557	2,397,725

⁴ Secretariat of the Pacific Community, Pacific Fuel Price Monitor April-June (Q2 2014)

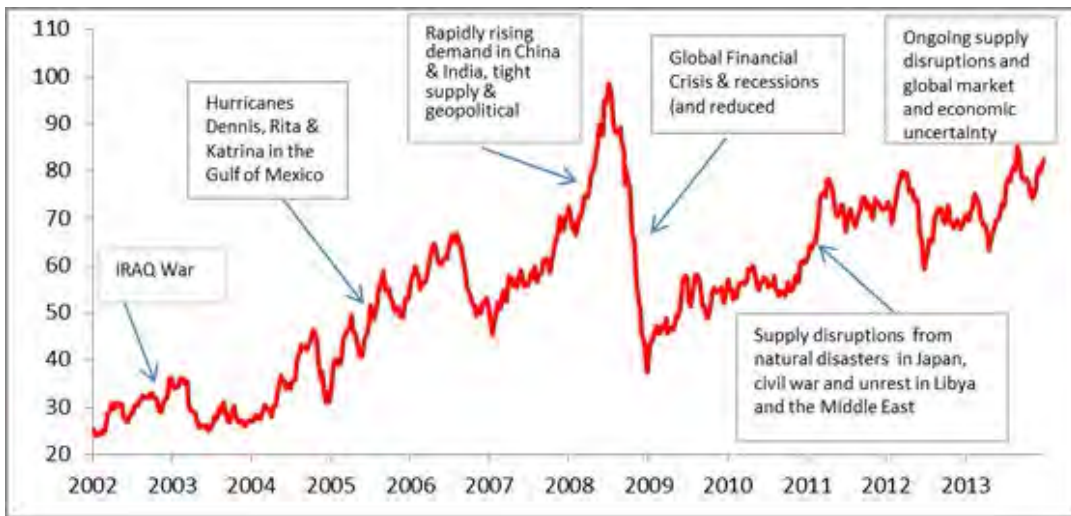


図 2-8 原油価格の変遷 (AU cents/ Litter) ⁵

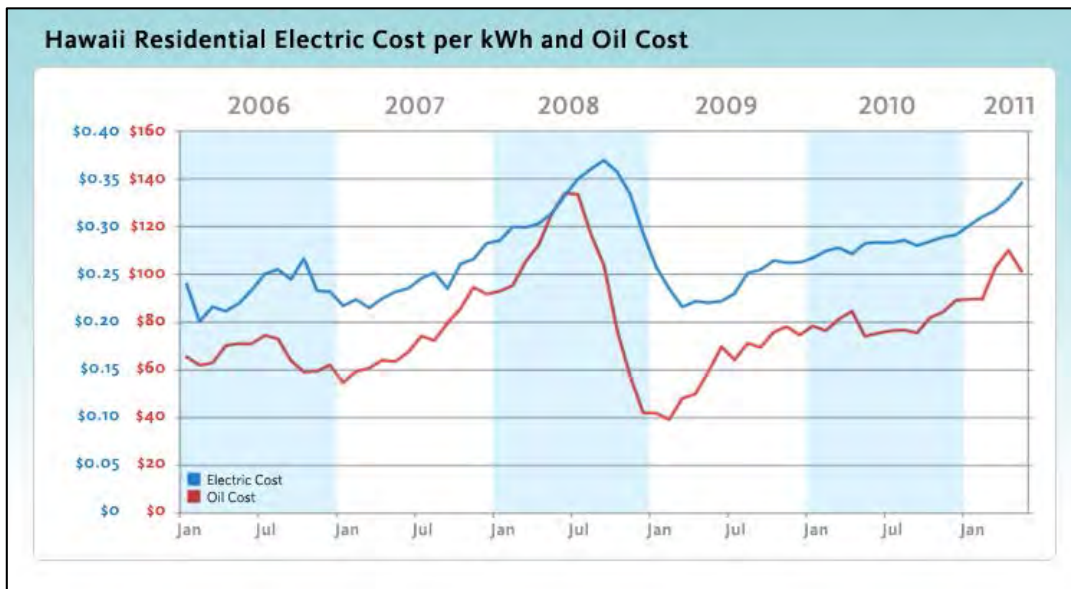


図 2-9 ハワイ州における燃料価格および電気料金の変遷⁶

⁵ Australian Institute of Petroleum, FACTS ABOUT THE INTERNATIONAL FUELS MARKET & PRICES
<http://www.aip.com.au/pricing/facts/Facts_About_the_International_Fuels_Market_and_Prices.htm>
⁶ Securing Paradise in Hawaii, Leon Roose (2013)
<<http://www.nedo.go.jp/content/100530972.pdf>>

3. 大洋州地域における電力セクター支援策の体系化

3.1 エネルギー自給率向上に向けた課題解決方針の整理

3.1.1 基本方針

小規模電力システムでは、単独かつ小規模であるため、緊急時や非常時においても他の電力系統からのバックアップを一切望めない。また、マイクログリッド⁷形成に関わる殆どの機器について、海外等の地域外調達に依存せざるを得ない。そのような中でも多くの国々において燃料費削減のために化石燃料消費の低減を図り、エネルギー自給率を向上するニーズは高まっていくものと考えられるため、再生可能エネルギーの導入率は次第に拡大する、又は恣意的に拡大させるものと見込まれる。

このような背景から、有効な電力品質補償能力を確保しつつも、現地関係者が容易に理解できるシンプルなシステム構造（制御方法）で、現地技術者による持続的な設備運営がなされることが相応しいと考えられる。

日本国内の島嶼地域である沖縄における太陽光発電、風力発電、水力発電、バイオマス発電及び各種蓄電装置（鉛蓄電池：Pb、リチウムイオン電池：LiB、NaS電池、ニッケル水素電池：NH、電気二重層キャパシタ：EDLC、リチウムイオンキャパシタ：LiC、フライホイール：FWG）並びに各種のマイクログリッド又はハイブリッド制御装置の導入及び運営の実情を踏まえ、本業務を実施するにあたり、以下の3点を基本方針とする。

①現地に合致した技術の実現

電力品質を確保しつつ、島嶼地域に合致し、実用的な運用維持管理を実現できる持続可能な『離島マイクログリッドシステム』を実現する。

②国内で培われた技術の移転

国内島嶼地域及び海外地方村落で、得られた経験及び確立した技術を基に、多彩な選択肢の中から最も現地に適合するシステム検討及び構造設計を實踐し、より利便性・実現性の高いシステム構成を目指す。

③自走性・持続可能性の確保

現地からの情報収集など可能な限りコミュニケーションの充実を図り、本プロジェクトで計画されたシステム構成機器が、その機器存続期間中、常に地域のエネルギー供給システムに合致し、自律的に発展できる仕組みを検討する。

⁷ 日本電機工業会からは「地域内融通型電力供給システム」と題され、『電源として再生可能エネルギーを利用することで「環境にやさしく」、電力や熱の貯蔵設備をもつことで地域内の各種変動を吸収し、既存の電力システムに影響を与えない「系統にやさしい」システム』として提案されている。

3.1.2 離島マイクログリッドの概念

(1) マイクログリッドとは

はじめに、「Microgrid」という名称は米国の「CERTS」プロジェクト（1999年）の中で提唱されたもので、次のように定義されている。「マイクログリッドとは、分散型電源と負荷を持つ小規模系統で、複数の電源（及び熱源）がIT関連技術を使って一括管理され、既存の電力会社の系統から独立して運転可能なオンサイト型電力供給システムで、通常は既存の電力系統と一点で連系されて運用される」このためマイクログリッドは、既存の電力系統からは一つの纏まった制御ユニットに見え、既存の電力系統に電圧変動や周波数変動などの各種擾乱を与えない「良き市民（Good Citizen）」であり、既存の電力系統の運用に対して貢献できる可能性のある「模範市民（Model Citizen）」と定義されている。この概念は、米国だけでなく欧州や日本でも提案されており、日本電機工業会からは「地域内融通型電力供給システム」と題され、『電源として再生可能エネルギーを利用することで「環境にやさしく」、電力や熱の貯蔵設備をもつことで地域内の各種変動を吸収し、既存の電力系統に影響を与えない「系統にやさしい」システム』として提案されている。

最近ではスマートグリッドという新たな電力システムが提唱されているが、大きな違いは、調整力として需要負荷を取り込むか否かであり、スマートグリッドの場合、電力系統の需給バランスを調整するために需要負荷を制御する。制御方法はユーザーに協力要請して実施するデマンドレスポンス（Demand Response 以下、「DR」）と、自動又は遠隔制御する自動デマンドレスポンス（Automated Demand Response 以下、「ADR」）がある。しかし、各国で取り組まれているものの未だ普遍的なシステム概念が出来上がっていない。

そこで、本報告書では電源側のみを制御する「Microgrid」を対象に実施するものである。

(2) 離島マイクログリッドとは

小規模電力系統に太陽光発電や風力発電などの再生可能エネルギー装置を大量導入するケースにおいては、各装置及び制御方法をどのように構築していくかが重要となる。加えて、持続的な設備運営のためには、再生可能エネルギー装置の利用率、電力品質、導入維持コストなどの全てのバランスをとる必要がある。

島嶼地域などの小規模電力系統を考えた場合、単独かつ小規模であるため、緊急時や非常時においても他の電力系統からのバックアップは一切望めないという点で、前述のマイクログリッドとは大きな違いがある。本報告書では、このような独立型小規模電力系統のことを『離島マイクログリッド』と呼ぶことにする。

離島マイクログリッドでは系統電圧や電力潮流の変動以外に、周波数変動が顕在化するため、細やかな周期での電力需給バランス管理を必要とする。また、元来小規模系統であるため、既存の配電線路の容量が合わず、また制御性能を充足させるためにも再生可能エネルギー装置が接続される線路は専用電力線路の採用が優先されると考える。専用電力線路である場合、母線接続される発電所側におけるミリ秒オーダーでのリアルタイム計測が可能であるため、1秒未満の制御周期での安定化装置（蓄電装置等）からの充放電制御が可能となる。

一般的な大規模電力系統の場合は、単一の制御装置から各発電機制御装置を直接的に制

御する集中制御方式をとっている場合が多い。沖縄の島嶼地域における小規模電力系統においても、10 数年前から集中制御方式の風力ハイブリッドシステムを構築した実績（与那国島、渡名喜島、栗国島、波照間島、多良間島に導入。但し与那国島以外は現存しない。）があるが、集中制御装置や蓄電装置のトラブルがあると、風力発電が稼働できない。又は風力発電がトラブルになり、蓄電装置が放置された結果、完全放電による蓄電池寿命消耗などが発生するなどのトラブルが相次いだ。主な原因としては、集中制御となっているため、一方に問題があると、連動して各装置が稼働できない制御方式になっていたことと、補修のための技術者・部品・工具・重機などのインフラが島内に揃っておらず、問題が長期化し、被害が拡大する傾向があった。このような経験から勘案すると、高度な制御技術を実現しても、島嶼地域では適正に維持していくことが難しいケースが多いと考えられる。

さらに、Energy Management System（以下、「EMS」）と呼ばれるような高度な集中制御装置の場合（宮古島太陽光実証研究設備に導入）は、ベース電源の効率的かつ経済的な運転計画を併せて実現させることが可能であるが、数日前からの需要予測機能や前日/当日の需要予測補正機能・経済負荷配分機能に加え、再生可能エネルギー装置を対象とする気象予測機能や発電予測機能など、各発電装置の運転計画を正確に立案・実行するための機能が装備されており、導入コストが格段に高価（数億円規模）となる傾向がある。しかしながら、熱帯地域特有の急激な天候の変化や、島内の催事の有無によって、電力需要が変動する可能性の高い島嶼地域の小規模電力系統においては、予測機能精度が悪くなる可能性が高いため、長年の経験で培われた発電所オペレータの運用計画に、ベース電源運用を任せることが現行技術では最も実用的であると考えられる。

(3) 協調型自律分散制御

このような背景から離島マイクログリッドの制御方法は、自律分散制御を基軸とした協調制御を行う方式、いわば『協調型自律分散制御』を推奨する。

（沖縄県では与那国島、多良間島、北大東島に PV 離島マイクログリッドとして導入）

（波照間島での可倒式風車（245kW×2 基）とフライホイール型系統安定化装置も同様）

この『協調型自律分散制御』では、再生可能エネルギーの導入量が小程度、中程度、大程度によって、更には変動対策用蓄電池を導入するか否かによって対応方法が異なる。仮に下図のような系統負荷推移を持つ電力系統を想定した場合の、各ケースにおける『協調型自律分散制御』の概要を以下に整理する。

なお、ディーゼル発電機などの基幹電源は GF（ガバナフリー）⁸等の協調制御を常に実行しているものとする。

①再生可能エネルギーの導入量が小程度である場合

（系統容量 kW に対して再生可能エネルギー合計容量 kW が概ね 20%未満）

系統容量 kW に対して再生可能エネルギー合計容量が小さく（系統の応答性にもよるが概

⁸ Governor Free：発電機による調整力の一つ。ガバナは発電機の調速機のことであり、ガバナフリー運転では、発電機は周波数の変動に対して回転速度（周波数）を一定に保とうとする。

ね 20%未満)、特に周波数変動を起こす可能性もない程度の導入量を想定する。かなり大きな場合には、ディーゼル発電機などの基幹電源の出力下限値に抵触する恐れがある。この場合、ディーゼル発電機などの基幹電源による GF 等の調整力で十分に再生可能エネルギーの出力変動を吸収できるものと考え、変動対策用蓄電池の導入は考慮しない。

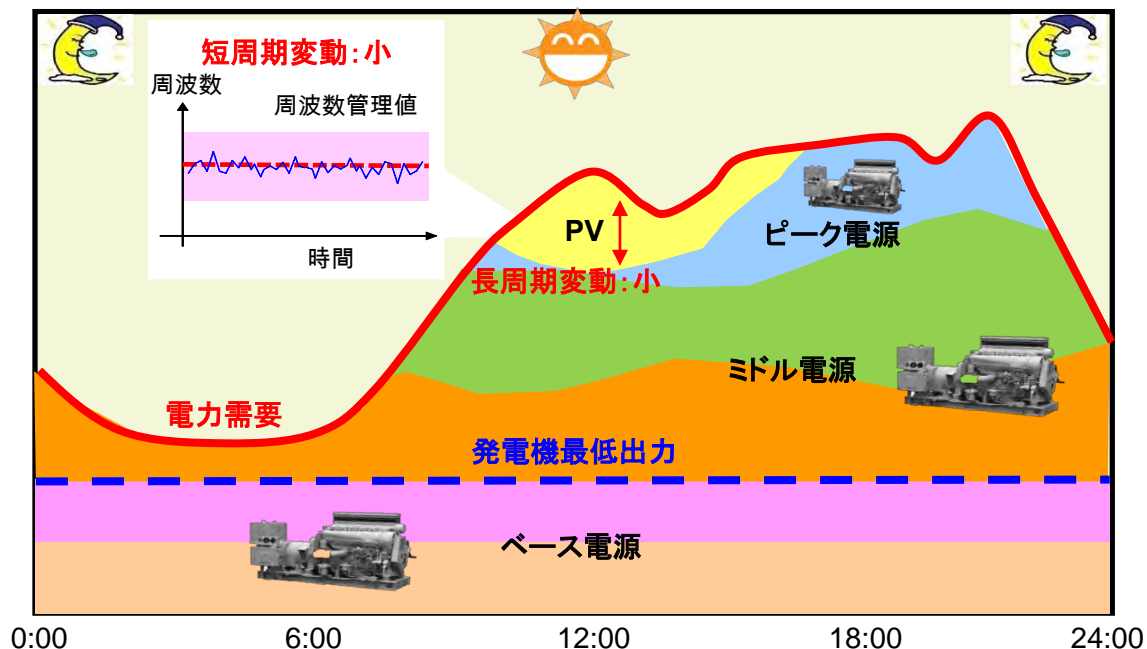


図 3-1 電力需給バランス (PV 導入小程度)

<変動対策用蓄電設備を導入しない場合>

太陽光発電、風力発電及び水力発電などの再生可能エネルギーの利用率最大を目的とした制御及び運用を実行する。

いずれかの装置が故障などで稼働できないなどの非常時は、出力制限制御や台数制御などの自律分散制御を実行することで、当該故障が長期化した場合でも、各装置が自律して運転・利用する。

長期化した際、各装置を長期的に停止することで、結露を招き、新たな故障を発生させる可能性があるため、部分的にも運用できることが大切である。そのため、スペースや費用等が許容できる範囲で、出力制限機能を搭載したり、小型分散化して設置するなどの工夫が必要である。

さらに、発電所等からの遠方制御装置や通信回路が故障した場合でも、自律して単独運転ができるようオンサイト制御装置への工夫が必要である。

各再生可能エネルギーを導入する際には、そのような工夫が装備された機器を購入することを検討に置くべきと考える。

なお、再生可能エネルギーの導入量は目安であり、ディーゼル発電機などの基幹電源の応答性によっては周波数変動に影響を与える再生可能エネルギーの短周期変動を抑制する蓄電池等の対策が必要である場合もある。

②再生可能エネルギーの導入量が中程度である場合

(系統容量 kW に対して再生可能エネルギー合計容量 kW が概ね 20%以上 50%未満)

系統容量 kW に対して再生可能エネルギー合計容量が中程度で(系統の応答性にもよるが概ね 20%以上 50%未満)、周波数変動を起こす可能性も考えられる程度の導入量を想定する。

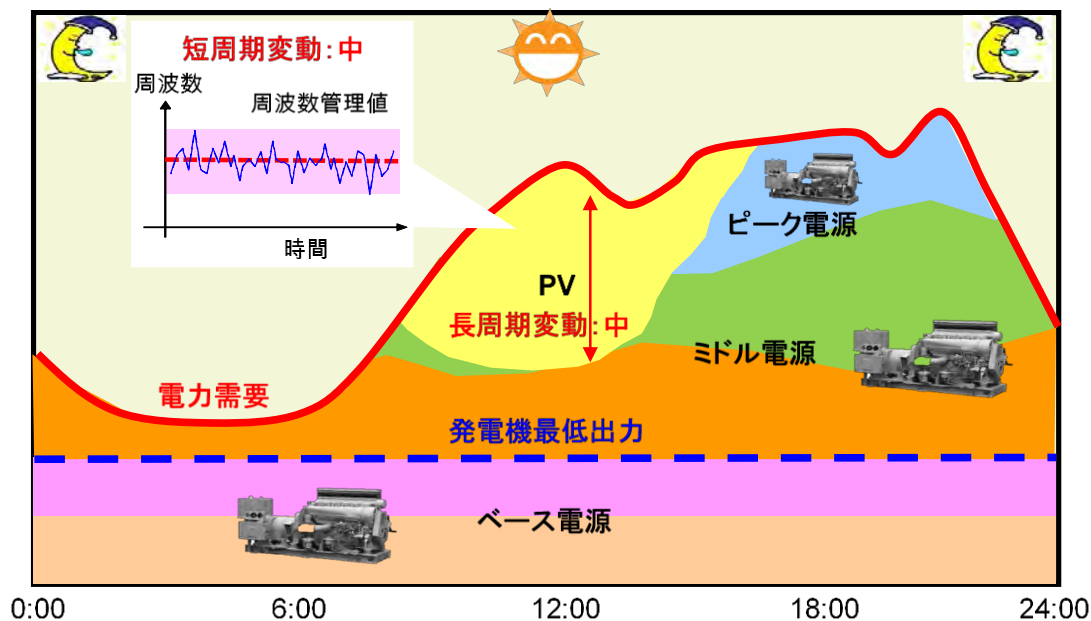


図 3-2 電力需給バランス (PV 導入中程度)

<短周期変動対策用蓄電池を導入する場合>

太陽光発電、風力発電及び水力発電などの再生可能エネルギーの利用率最大を目的とした制御及び運用を実行する。

しかし、導入量に応じて再生可能エネルギーの変動幅も大きくなるため、ディーゼル発電機などの基幹電源が追従できず、短周期的に需給バランスが崩れ、周波数変動に影響を与える可能性がある。そのため、比較的に高出力型の蓄電池を導入し、周波数変動を直接抑制 (ΔF 制御) するか、再生可能エネルギーの短周期の出力変動を抑制 (ΔP 制御) する必要がある。

故障などの非常時の場合の対応は本章①と同様である。

<変動対策用蓄電池を導入しない場合>

蓄電池は急峻な充放電指令に应答できる便利な調整力であるが、高価な装置であるため、導入が困難な場合も考えられる。

このような場合はディーゼル発電機などの基幹電源が追従できる範囲まで変動幅を抑制する必要がある。その方法としては再生可能エネルギーの中でも特に天候等の影響を受けやすい太陽光発電や風力発電に対して、高位出力が発生しないよう出力制限を設けることである。後述するが、太陽光発電や風力発電は低位出力の出現頻度は高いが、高位出力の出現頻度は低い。そのため、年間を通して固定設定で出力制限を設けても、年間発電電力量

には大きな影響を与えないと考える。

故障などの非常時の場合の対応は本章①と同様である。

③再生可能エネルギーの導入量が大幅度である場合

(系統容量 kW に対して再生可能エネルギー合計容量 kW が概ね 50%以上)

系統容量 kW に対して再生可能エネルギー合計容量がかなり大きな場合(系統の応答性及び基幹電源の運転範囲にもよるが概ね 50%以上)には、ディーゼル発電機などの基幹電源の出力下限値に抵触する恐れがある。この場合、基幹電源をユニット単位で停止することで、各ユニットの出力を回復させ、出力下限値に抵触することを避ける方法も考えられるが、次の瞬間に再生可能エネルギー合計出力が低下した場合に、基幹電源の再起動が間に合わず、周波数変動でブラックアウトを引き起こす可能性がある。

そのため、基幹電源の出力下限値に抵触する再生可能エネルギーの余剰電力を解消する必要がある。

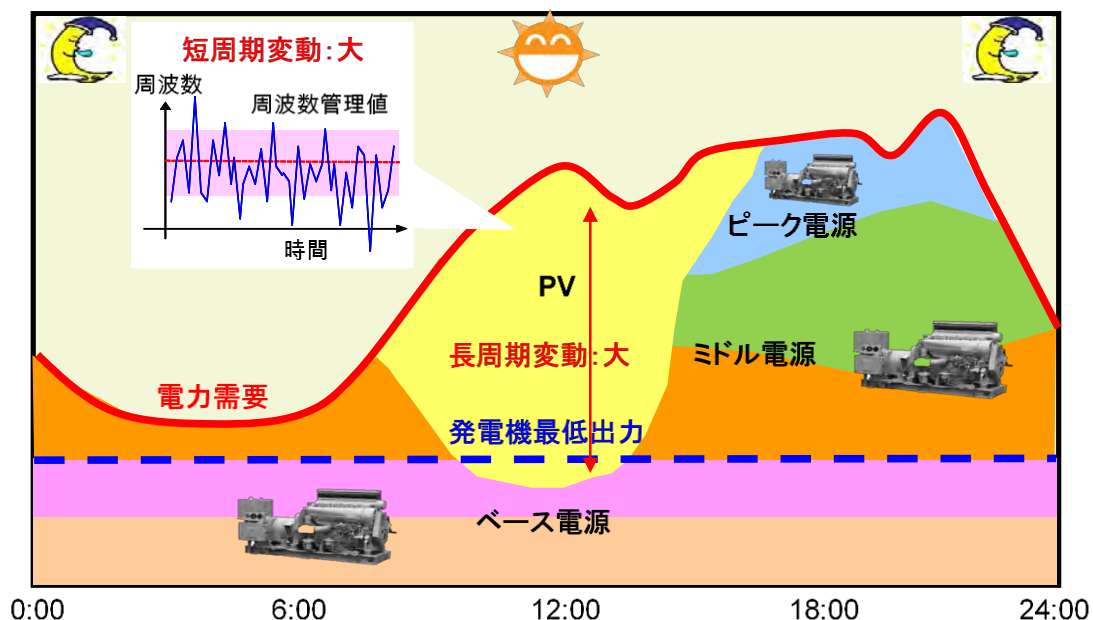


図 3-3 電力需給バランス (PV 導入大程度)

<長周期変動対策用蓄電池を導入する場合>

基幹電源の出力下限値に抵触する再生可能エネルギーの余剰電力を、比較的に大容量型の長周期変動対策用蓄電池に充電し、適切なタイミングで放電することで、需給バランスを調整する方法である。なお、このような長周期変動対策用蓄電池を導入する場合は、短周期変動対策の機能も装備し、同時に実行することが望ましい。

この場合、太陽光発電、風力発電及び水力発電などの再生可能エネルギーの利用率最大を目的とした制御及び運用を実行する。

故障などの非常時の場合の対応は①項と同様である。

<短周期変動対策用蓄電池を導入する場合>

基幹電源の出力下限値に抵触する再生可能エネルギーの余剰電力が発生する際、余剰電力量に匹敵する出力抑制を行うことで、長周期の需給バランスを調整する方法である。この場合、平常時は太陽光発電、風力発電及び水力発電などの再生可能エネルギーの利用率最大を目的とした制御及び運用を実行するため、再生可能エネルギーの変動幅も大きくなり、ディーゼル発電機などの基幹電源が追従できず、短周期的に需給バランスが崩れ、周波数変動に影響を与える可能性がある。そのため、比較的に高出力型の蓄電池を導入し、周波数変動を直接抑制（ ΔF 制御）するか、再生可能エネルギーの短周期の出力変動を抑制（ ΔP 制御）する必要がある。

故障などの非常時の場合の対応は①項と同様である。

<変動対策用蓄電池を導入しない場合>

中程度である場合と同様に、ディーゼル発電機などの基幹電源が追従できる範囲まで、自然エネルギー由来の太陽光発電や風力発電に対して、高位出力が発生しないよう出力制限を設けることである。太陽光発電や風力発電などの再生可能エネルギー単体での設備利用率は低下するものの、シンプルなシステム構成であっても低位出力によってある程度の年間発電電力量は確保できる。

詳細な検討やシミュレーションが必要であるが、概ね太陽光発電による再生可能エネルギー導入の割合が高い場合は、変動対策用蓄電池を併設しないことがコスト面で有利であることが多い。

故障などの非常時の場合の対応は①項と同様である。

(4) 調整力の更なる確保

①ディーゼル発電機等の基幹電源の応答性

ディーゼル発電機等の応答性は、機関特性で決定されることが多いが、場合によってはガバナ設定で緩慢な設定値になっている場合も考えられる。そのため機関メーカーと相談するなどして、可能な限り応答性の良い設定することが肝要である。また、この場合、系統接続される全ユニットを同時に行うことも肝要である。限定したユニットだけ応答性を極端に良くすると、この限定ユニットだけが変動を吸収してしまい、場合によっては逆電力（モータリング）を引き起こす可能性も否定できない。

機械式ガバナの場合は、電子式ガバナに更新することで応答性を向上させることができる場合もある。

さらに、発電機増設や更新が必要である場合には、高速な機関回転数で、電子式ガバナを搭載した機種を選択することで、より高い応答性を確保することも可能である。

高い応答性の確保は、再生可能エネルギーの短周期変動対策として有効である。

②ディーゼル発電機等の基幹電源の運転範囲

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

通常、発電用ディーゼル機関は過給機を搭載しており、低出力帯では吸気圧と排気圧が逆

転し、掃気が完全に行われず、燃焼ガスがシリンダ内に滞留し、不完全燃焼を引き起こす可能性が高い、そのため連続して低出力運転を行うと、シリンダ内に煤が堆積し、摺動部などを破損する恐れがある。

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

運転範囲を大きく取ることができれば、再生可能エネルギーの長周期変動対策として有効である。

③水力発電の可変速制御又は台数制御

水力発電は再生可能エネルギーの 1 つであるが、制御可能な安定性電源の 1 つでもある。通常はベース電源として活用されることが多いが、小型複数台で設置することで、台数制御を可能とし、再生可能エネルギーの長周期変動対策として活用が可能である。

さらに、発電機に可変速制御機能を搭載した最新の機種もあり、GF 制御などが可能である。このような機種を採用することで、高い応答性を確保し、再生可能エネルギーの短周期変動対策として活用が可能となる。

④自給可能なバイオディーゼル等の利用

その他、島内又は自国で製造し、供給が可能なココナッツオイル等のバイオディーゼルの活用も考えられる。これらバイオディーゼルは、再生可能エネルギーであり、エネルギー自給率向上にも貢献できる。ディーゼル機関への短期的な利用であれば、問題は生じないが、本格的に長期間利用する場合は、燃焼不良や金属腐食等を起こさないような適正な精製が必要であり、精製に係るコスト面を考慮に入れる必要がある。

(5) 協調型自律分散制御の概念図

小規模電力システムの各制御対象機器の平常時、非常時、緊急時などの協調制御（離島マイクログリッド）の概念は次図の通りとなる。

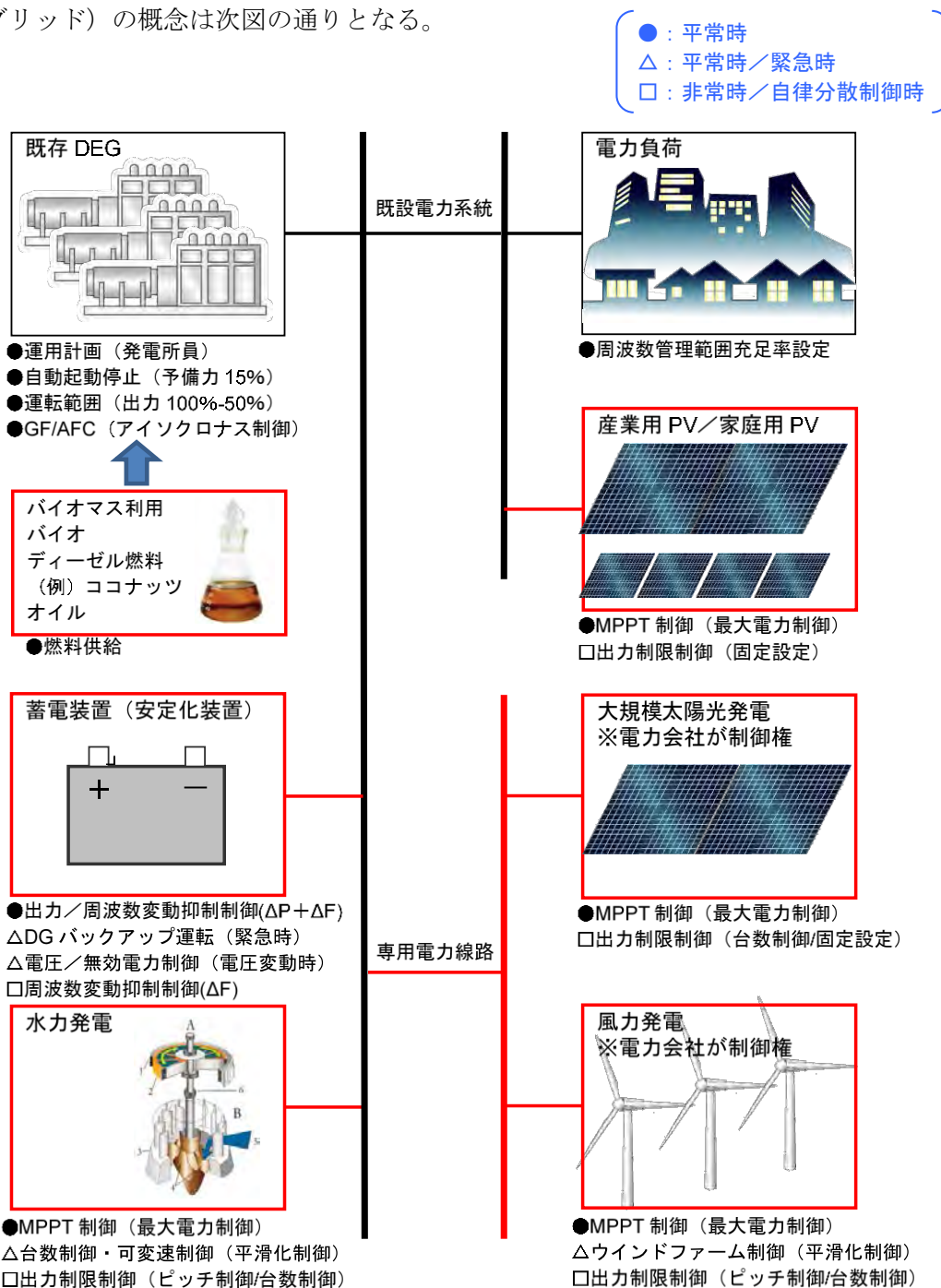


図 3-4 離島マイクログリッドの概念図⁹
（協調型自律分散制御方式）

⁹ MPPT 制御：Maximum Power Point Tracking 制御。気象条件などで変動する太陽光発電等の最適動作点にて追従制御させることでより多くの発電を行なう制御。

3.1.3 再生可能エネルギーの出力制限方法

① 基本的な考え方

再生可能エネルギーの中でも太陽光発電や風力発電は、天候などの状況により発電出力が変動する。そのため、高位出力は出現頻度が低く、低位出力は出現頻度が高くなる特性がある。一定の設定値よりも高位の出力を発生させないようにするのが出力制限であり、この設定値までの低位の出力は成り行きによって特に制限なく、発生する。そのため、年間を通して固定設定で出力制限を設けても、年間発電電力量には大きな影響を与えないと考える。

出力制限により高位出力を発生させないようにすることで、出力変動幅が小さくなり、短周期変動対策にもなる。また、基幹電源の出力下限値に抵触する再生可能エネルギーの余剰電力を出力制限によって解消することで、長周期変動対策になる。

② 太陽光発電の出力制限

下図は沖縄における日射量計測の例である。太陽光発電設備の出力 50%に相当する日射強度は、システム効率を一般的な 80%とする場合、 0.625 kWh/m^2 となる。

例えば、年間を通じて、太陽光発電を 50%出力制限する場合、年間発電電力量は制限をしない場合に比べて約 9.1%減少する結果となる。高位出力の出現頻度が低いため、年間発電電力量には大きな影響を与えないことがわかる。次頁以降に同様に島嶼国の出力制限による発電量減少率を累積度数として示すが、最大でも 17%以下である。出力制限方法は以下の通りである。

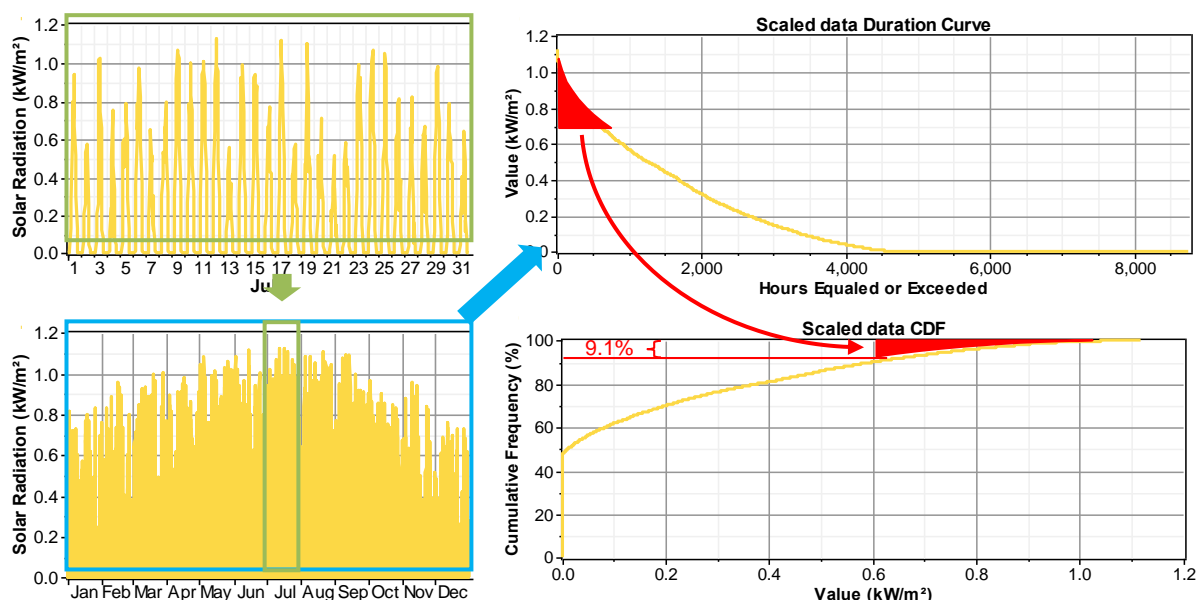


図 3-5 沖縄における日射量と累積度数

パワーコンディショナ (PCS) の MPPT 制御機能にて出力抑制する

通信機能を持った PCS に遠隔操作でリアルタイムでも対応可能な方法で、電力会社の自社設備か、電力会社が制御権を持つ設備に対して有効である。日本では民間が導入した 500kW 以上の太陽光発電に適用する準備をしている。リアルタイムではなくスケ

ジュール運転にて対応する方法もある。日本では 10kW 以上の太陽光発電に適用する準備をしている。

PCS を半分のサイズで PV パネルと接続する

例えば DC¹⁰1000kW の PV パネルに、500kW の PCS を接続する方法で出力制限を 50%固定とすることができる。但し、DC 電流は PCS 最大入力電流で制約を受けるだけだが、DC 電圧については PCS を破損させる可能性があるため、ストリング設計を十分に行う必要がある。また、将来 PCS 出力を拡大する際には予め DC コモン方式を採用しておくことを推奨する。

③風力発電の出力制限

風力発電の出力制限は、風速に応じて翼角度を変え、出力制御するピッチ制御にて行われる。定格出力を発生させる程度まで風速がある場合に、ピッチ制御にて出力を低下させると翼及び風車各部に過度の応力が発生することから、各風車には最低制限出力値が定められている。

例えば、年間を通じて風力発電を出力制限する場合は、風車本体への負担も考慮し、定格出力の 30%程度に留めることを推奨する。下表に概ね 300kW の風力発電があるが、この場合の出力制限は 200kW 程度を推奨する。これにより風力発電の導入量は、単純には 1.5 倍となる。

200kW 出力制限する際の風速は、どちらも 10m/s 程度である。

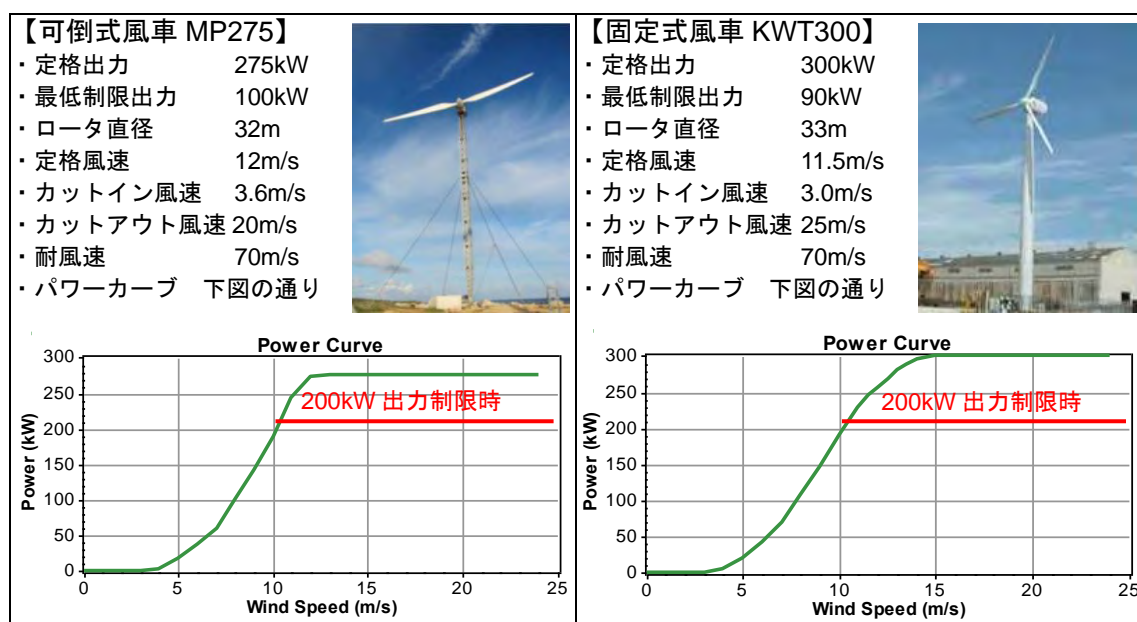


図 3-6 風力発電設備の例¹¹

¹⁰ DC : Direct Current の略。直流。

¹¹ カットイン風速：風車が発電を開始する風速。カットアウト風速：強風時に風車の安全性を確保するために発電を停止する風速。

可倒式風車 MP275 を用いて、下図の風況で 200kW 出力制限を行った場合、風速 10m/s 以上の出現頻度は 2.2%程度で、年間発電電力換算では約 3.3%減少する結果となる。高位出力の出現頻度が低いため、年間発電電力量には大きな影響を与えないことがわかる。

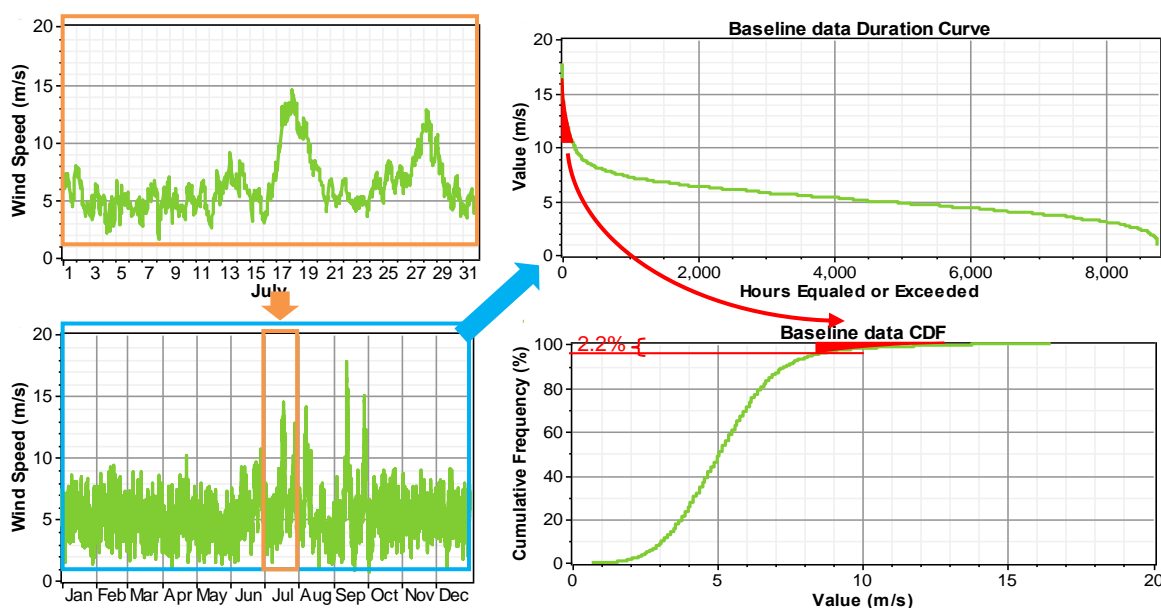


図 3-7 沖縄・波照間島における風速と累積度数

ピッチ制御による出力制限

出力制限の方法は基本的にピッチ制御によるものであるが、固定設定と、遠方からのリアルタイム制御、及び複数台設定の場合はウィンドファーム制御がある。

3.1.4 再生可能エネルギーの導入のメリット・デメリット

多くの再生可能エネルギーは自然エネルギーを利用するため、投入エネルギーに殆どコストが係らない点が最大のメリットであり、設備存続期間、効率的に運用することで、電力コストの抑制が可能となる。しかし、故障リスクが大きく、場合によっては電力コストに影響することもあるため、注意が必要である。

再生可能エネルギー関連の設備は過酷な自然環境下で運用されることが多く、サイクロンなどの暴風や落雷、塩害などに対する対策を十分に講じる必要があり、定期的なメンテナンス以外に万一の故障時の対応も考慮しておく必要があるが、即時に復旧対応できる体制も整えることが困難である場合が多い。

前述の通り、島嶼地域などの小規模電力系統では、単独かつ小規模であるため、緊急時や非常時においても他の電力系統からのバックアップは一切望めないため、離島マイクログリッドで用いる再生可能エネルギー装置は、効果的に小型分散化を図り、一方が故障しても他方が稼働できる状態とすることが望ましい。

また、ディーゼル発電機などの既存の基幹電源については、再生可能エネルギー関連の設

備の故障停止時バックアップや耐用年数超過後を考慮し、可能な限り温存することが望ましい。

再生可能エネルギーの導入に際しては、このような対策に供するコストを勘案しておく必要がある。

3.1.5 離島マイクログリッド導入手法の整理

再生可能エネルギー装置の優先されるべき技術選定基準を以下の通り整理する。

①太陽光発電（PV）

太陽光パネルについては、用地が十分に確保できる見込みであれば、面積効率は低いものの、パネル温度上昇による効率低下が少ないアモルファス（多接合型薄膜）又は化合物系を優先するが、用地の制約がある場合は、比較的価格競争力の高い多結晶シリコンを優先とする。

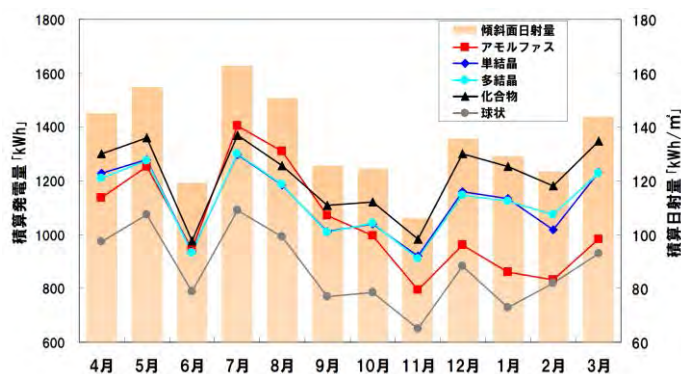


図 3-8 各種太陽電池における月積算発電量と日射量

(出典:NTT ファシリティーズ「NEDO メガソーラープロジェクト北杜サイトにおける実証研究」H22.11.9)

また、用地が十分に確保できる見込みであれば、アレイ傾斜角度は現地の最適傾斜角を優先するものとし、用地の制約がある場合は、自然洗浄効果が確保できる最低傾斜角 5 度を下限とした傾斜角を検討するものとする。大規模太陽光発電設備の場合、最適傾斜角と 5 度では、年間発電電力量は数%（2%前後）以内の減少となるが、設置面積及びアレイ架台強度は各々20%程度低減できる経済的効果が期待できる。

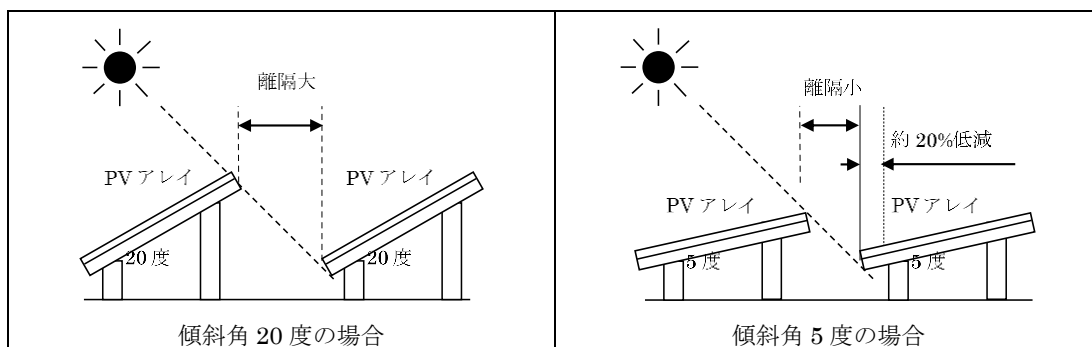


図 3-9 傾斜角 20 度と 5 度の面積効率の比較

PV アレイ基礎については、現地及び最寄りの島嶼国で、セメント又はコンクリートが低廉かつ豊富に調達可能であれば、コンクリート平板基礎を検討する。なお、この場合地盤掘削の不要な構造を優先する。

セメント又はコンクリートが物量的又は経済的に調達し難い場合は、日本からスパイラル鋼管パイルを持ち込み基礎とすることもできる。スパイラル鋼管パイルの場合は、精度の高い用地造成を不要にできるため、用地の状態や制約も含め複合的な検討が必要である。



図 3-10 コンクリート平板基礎
(宮古島メガソーラー実証研究設備 PV 基礎)



図 3-11 スパイラル鋼管パイル
(沖縄本島安部メガソーラー実証研究設備 PV 基礎)

基礎の上部に構築する PV アレイ架台については、構造設計により保守・メンテナンスが容易で、かつシンプルな構造のものとする。架台材料については、塩害を予防するため、現地にて亜鉛めっきが可能であれば、HDZ55（最上位メッキグレード）相当の高耐食加工処理を施したものを採用する。高耐食加工処理品が調達し難い場合は、本邦調達品とするが、その場合は本邦島嶼地域で多く採用されており、一般鋼材に比べ重量が半減できる高耐食性溶融めっき鋼板（スーパーダイマや ZAM など）や、FRP 製部材を検討する。部材合せ部及びボルト部からの発錆が顕著であることから、効率的なキャップ型コーキング工法を採用することも検討する。いずれの場合も現地の建築基準（耐風速 70m/s 等）に耐えうる材料及び構造とする。



図 3-12 スーパーダイマ PV 用架台



図 3-13 FRP PV 用架台(コスモシステム機HP)

PCS は、内部の電解コンデンサ等の劣化寿命が、太陽電池パネルよりも早く、設備全体の耐用年数に到達する前に機器更新を余儀なくされる可能性が高いため、制御性能及び故

障しても設備全体への影響が少ない 10kW パラレル方式の採用を優先するものとする。PV-PCS については、三相交流電力が得られる最小単位が 10kW であり、価格的にも数 100kW 単体装置よりも有利である場合がある。

制御性能については、数 100kW 単体装置を用いると、外部信号による秒単位での細やかな出力制御性能の実現が可能であるが、1 台の故障による影響度(利用率低迷・復旧コスト)が大きいため、島嶼地域では維持管理が困難であると考えられる。一方で 10kW 装置では外部信号による出力制御は標準機能ではなく、起動停止のみが可能である。出力制御の改造仕様も国内技術では可能であるが、汎用的ではないため、台数制御による出力制御を基本とする。例えば 1000kW の太陽光発電設備の場合、10kW の PV-PCS を 100 台並列し、外部からの出力制限の指令があった場合は、それに見合った PCS 台数を起動停止して、出力制御に応じるものである。なお、既に実装されている単独運転検出機能(系統停電時に正常に PCS を停止する機能)は 10 数台並列からは困難である場合(通信リンクの限界など。本邦製品では数 100 台まで可能とするものもある)も多いため、単独運転検出装置を別途設け、一括して緊急時動作するよう装備するものとする。さらに、必要に応じて当該単独運転検出装置には FRT 機能(瞬時電圧変動による不要動作防止機能)を装備するものとする。

これにより 10kW-PV-PCS 装置については、特別な仕様制約を受けないようにすることができるため、導入時及び更新時には、本邦製品に限らず、自由に機種を選定することができ、経済面にも効果的であるとする。

②風力発電 (WT)

日本産の風力発電設備を選定する場合、単機容量 10kW 未満と 100kW 以上の機種に大別され、基本的に単機容量 10kW~100kW の規模は現行ではラインナップがない状況である。10kW 未満の機種は、主に家庭用であり、制御機能や安全性が不十分である場合が多い。一方で 100kW 以上の機種は、MW 級の機種と同様な制御機能を装備しており、耐風強度も十分である。全体的に風力発電設備は大型化し、国内の風力発電機メーカー (M 社、F 社、J 社など) の殆どが MW 級風車に移行しており、数 10kW~数 100kW の機種を現状では製造していない場合が多い。

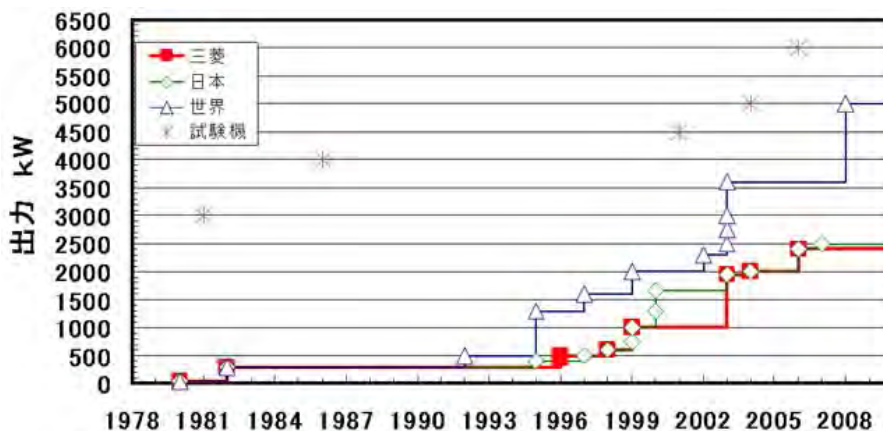


図 3-14 風力発電単機容量の推移 (三菱電機 HP)

風力発電設備を建設する場合、タワーやナセル、ブレードの取り付けのため大型クレーン

を必要とするが、島嶼地域では島内に大型クレーンが存在しない場合がある。そのため、建設時や補修時にコストが増大する恐れがある。そのため、基本的に風力発電設備は数 MW 級風車よりも数 100kW 風車を複数台導入することが望ましい。

仮に数 MW 級風車を導入する場合は、大型クレーン調達先の確保の他に、ピッチ制御による出力制限及び出力上昇変化率制御が可能な機種を選択することが望ましい。

建設時や補修時に大型クレーンを必要としない機種に可倒式風車がある。日本国内島嶼地域でも導入実績が多い。最大の特長としてはタワーを根本から傾倒できることにあり、この傾倒機能によって建設やメンテナンスを地上で行うことができる。万一のサイクロン襲来時にも傾倒し、地面に固定することで暴風から機体を保護することができる。

タワーはトラス構造となっているため、ブレードを除くと全て 20ft コンテナにて輸送することが可能で、地理的条件が悪い場所でも建設が比較的容易となっている。

発電機は誘導発電機であり、ブレード回転数は低速モードと 46min⁻¹ の 2 段となっている。

固定式風車の中で、数 100kW 級風力発電設備を製造・販売している風力発電機は、K 社の 300kW 風車と T 社の 100kW 風車である。両社の風力発電機とも同期発電機を搭載しており、ブレード回転数許容範囲が広く、DC リンク（交流発電機からの交流電源を一端直流に変換し、その後再度交流にする電源制御技術）による周波数制御及び電圧制御が可能で、ピッチ制御による出力制限及び出力変化率制御が可能である。いずれの場合においても現地の建築基準（耐風速 70m/s 等）に耐えうる材料及び構造とする。

		
<ul style="list-style-type: none"> ・ 定格出力 275kW ・ ロータ直径 32m ・ 定格風速 12m/s ・ カットイン風速 3.6m/s ・ カットアウト風速 20m/s ・ 耐風速 70m/s 	<ul style="list-style-type: none"> ・ 定格出力 300kW ・ ロータ直径 33m ・ 定格風速 11.5m/s ・ カットイン風速 3.0m/s ・ カットアウト風速 25m/s ・ 耐風速 70m/s 	<ul style="list-style-type: none"> ・ 定格出力 100kW ・ ロータ直径 21m ・ 定格風速 13m/s ・ カットイン風速 3.0m/s ・ カットアウト風速 20m/s ・ 耐風速 80m/s

図 3-15 本邦国産中規模風力発電機

但し、基本的にはメンテナンスフリーな太陽光発電と違い、風力発電については、日常及び定期的なメンテナンスを必要とするため、技術的なサポートや部品供給などを風力発電

機メーカーとの十分に調整し、現地へのリリースが可能であるか検討する必要がある。加えて、現地技術者の有無及び育成も含め、風力発電設備の導入に際して適切な維持管理が可能であるか、総合的な検討を行う必要があり、導入には課題が大きい。

一方では、経済性の大きな要因となる年間発電電力量については、既存風況データ等の厳密な精査が必要である。

③水力発電

水力発電についても可能な限り小型分散化することが望ましい。管路式である場合にはバイパス管路を設けるなどして、複数台設置することが望ましい。

小型分散化することで台数制御が可能となり、太陽光発電や風力発電など、他の再生可能エネルギーに合わせて、長周期変動抑制を行える形態。又はスケジュール運転（PVに合わせて日中は出力低下するなど）が行える形態が望ましい。

さらに、本邦技術に優位性のある可変速水力発電を用いることで、蓄電池の代替として短周期変動抑制も行える可能性がある。導入規模にもよるが、可変速水力発電は一般的な水力発電の約 20%のコスト上昇で済むため、別途蓄電池を導入するよりもコスト的に有利である可能性がある。

④バイオマス

バイオマスは大別すると、液体燃料、固体燃料、気体燃料の 3 種類の利用方法がある。

液体燃料としては、ココナッツオイルなどの植物油を用いてバイオディーゼル燃料を精製し、ディーゼル発電機燃料に用いることが多い。固体燃料の場合は、間伐材等の廃木材等を利用し、ボイラー蒸気タービンで発電する場合や、ガス化炉でガス化発電する場合がある。気体燃料は、メタン発酵などでメタンガスを抽出し、発電する方法がある。但し、メタン発酵発電の場合は発酵槽が大規模になる傾向があり、維持管理が困難となる場合が多い。

島嶼地域では小規模利用の必要性があるため、ここでは、バイオディーゼル燃料に限定して、バイオマス利用方法を検討する。

⑤蓄電装置

蓄電装置は、平常時は専用電力線路からの再生可能エネルギー出力変動に応じた出力変動抑制制御（ ΔP 制御）と、系統周波数偏差に応じた周波数変動抑制制御（ ΔF 制御）を併用して、効率的に電力品質を維持しつつ、再生可能エネルギーの利用率最大を目指すものとする。その際、変動補償能力が枯渇しないよう、常に充電率（SOC: State of Charge）管理を実行できることが必要であり、さらには蓄電量に応じた補償量緩和機能なども併用することが望ましい。

また、太陽光発電や風力発電（同期発電機搭載）は、PCS を介して交流電力を発生させるため、電圧変動が起こりにくいと考えられるが、機器の起動停止時や、系統負荷要因の瞬時電圧変動などによる PCS 等の不要動作を回避するため、蓄電池装置には、電圧制御（ ΔV 制御）又は無効電力制御（ ΔQ 制御）を搭載する。

周波数変動抑制制御（ ΔF 制御）は、再生可能エネルギーのみならず、緊急時には電力系統全体の周波数が管理範囲を逸脱することを防止するよう機能させることが望ましい。ま

た、当該機能は、高速での検出→伝達→演算→指令→動作が求められるため、基本的には自端制御（装置近傍での信号取得による制御）であり、発電所母線に連結された状態で、充放電補償することが望ましい。さらに、周波数変動抑制制御（ ΔF 制御）は他の装置とは別に、自律分散制御できることが望ましい。

蓄電装置出力については、再生可能エネルギーが大量に投入されるようになれば、現行の瞬動予備力（運用中のディーゼル発電機による負荷追従能力）では賄うことができず、次の DEG ユニットが起動することができず、運転中の DEG が全て一斉に定格出力以上の過負荷運転となり、トリップによりブラックアウト（系統停電）するか、場合によっては DEG 機関損傷を生じる可能性もある。それを回避するため、蓄電装置出力は、最低でも既存 DEG 1 台分に相当する容量が望ましい。また、その場合の蓄電容量は、DG が起動指令から同期併入するまでの標準時間以上が望ましい。

様々な条件を考慮し、最終的に蓄電装置の種類及び容量を検討する必要がある。

太陽光発電や風力発電などの変動性電源を用いて、再生可能エネルギー供給率を高める場合、既存電力系統の条件にもよるが、概ね供給率 30%以上では主に余剰電力を充放電するための長周期変動抑制に対応できる容量及び種類が必要となる。

但し、供給率 30%未満の場合や、供給率 30%以上であっても前述の水力発電や口述の DEG 更新などによって出力下げ余力の増大に成功した場合などは、短周期変動抑制のみの対応で済み。この場合でも有利は容量及び種類を選択する必要がある。例えばフライホイール蓄電装置は一般的な蓄電池と違い機械の回転エネルギーとして蓄電することができ、メンテナンスや廃棄が容易な点などが有利である。

また、再生可能エネルギーの導入計画が不確定な場合は、基本的に短周期変動抑制と長周期変動抑制を分けたハイブリッド蓄電装置が望ましい場合が多い。

⑥DEG 更新

DEG を増設する場合や、旧型を廃止して新型に更新する場合について、太陽光発電や風力発電などの変動性に対応するためには、高速型（ $1500\sim 1800\text{min}^{-1}$ 程度の定格回転数）のディーゼル機関を選択すると応答性が得られやすいと考える。また、その場合電子ガバナ搭載とすることで、適正な発電効率を維持できると考える。

あるいは、太陽光発電や風力発電などの再生可能エネルギー装置は気象条件などで成り行きによって発電出力する場合、それらの発電設備は利用率最大を目指すことが経済的に望ましいが、その場合、基幹電源である DEG の出力下限値（一般的には出力 35%程度）に抵触する可能性がある。その場合、低出力運転（出力 10~20%）が可能な DEG に更新する方法を推奨する。

⑦既存 DEG コンディション

既存の DEG は適正な出力範囲及び燃料消費率を維持又は回復できるよう、メンテナンスを実施し、適切な消耗品交換を行う。又は劣化した部品を交換することを推奨する。

3.1.6 離島マイクログリッド構成装置の概略建設コスト

前項にて述べた様々な離島マイクログリッド構成装置の概略建設コスト及び目安として

の維持管理コストについて、本調査を通じて、取り纏める。

3.2 エネルギー自給率向上のための検討ステップ整理

上記で整理した内容を踏まえ、図 3-16 に示す支援策検討ステップを軸に検討を進める。STEP 1 では既存 DEG の運用改善による燃料消費量削減を目的に、経済負荷配分 (EDC) 運用¹²の適用、メンテナンスの強化についてその可能性を検討する。STEP 2 では主要電源である DEG の更新あるいは増設による下げ代の確保および拡大、出力応答性の改善および向上を図り、再エネ受入れ素地の整備を検討する。STEP3 では前段で改善・向上した電力システムに対する再エネ導入効果を検討する。その際にはその時点での再エネ導入許容量も勘案する必要がある。STEP4 では再エネ出力変動の内、早い段階で顕在化する短周期変動成分について、DEG による出力補償に加えて、短周期変動補償用の高出力型の蓄電池の導入した際の再エネ導入拡大効果および効果を検討する。STEP5 ではより再エネ導入率の高い段階を想定し、その際に問題となる余剰電力対策用の大容量蓄電池の導入をした際の再エネ導入拡大効果を検討する。

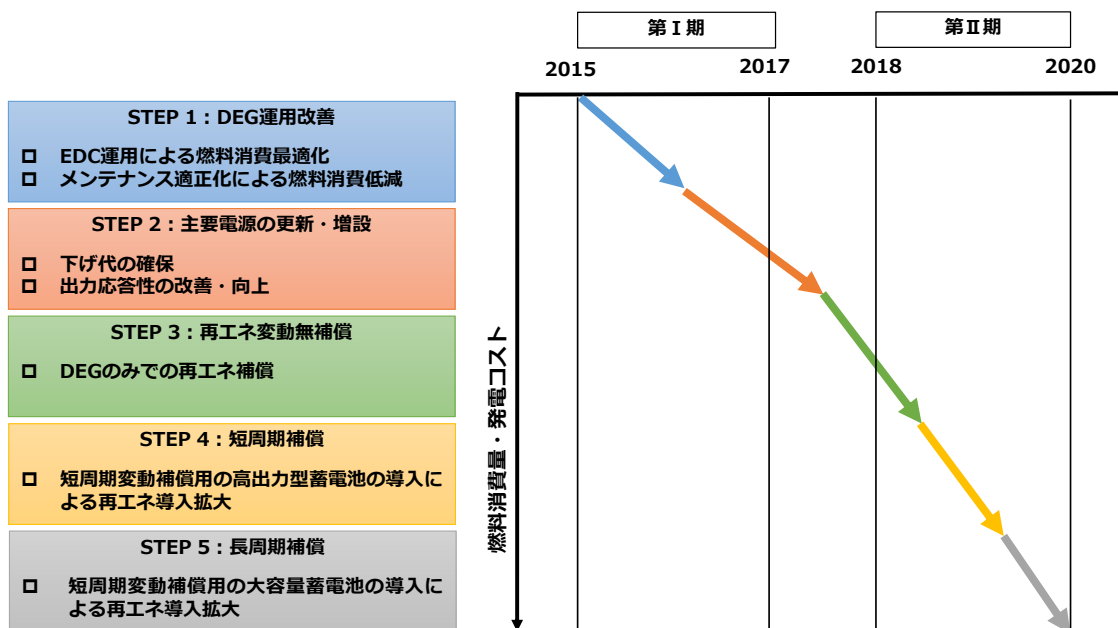


図 3-16 支援策検討ステップ¹³

3.3 各対象国への適用手法の整理

3.2 項にて述べた支援策検討ステップの各対象国への適用手法については、各項目について以下に記載する条件と照らして、その必要性・可能性を検討する。

¹² 電力需要の変化に応じて、効率の異なる各発電機の経済的な出力配分を計算し、発電機出力を制御し、発電所全体の最大効率化を図る。

¹³ 再エネ導入にかかる費用負担の内、初期費用および更新費用を支援対象国自身で賄う場合においては、発電コストにその費用負担も加算されるため、現在よりも高くなる可能性もある。

STEP1：DEG 運用改善

① EDC 運用適用可能性

- 常時 3 台以上での運用を実施している。
- アイソクロナス運用¹⁴あるいはロードシェアリング機能¹⁵による負荷分担を実施していない。
- EDC 運用を実施していない。

② メンテナンス強化

1) 体制・実施方法教育

- De-rated factor が 80%以下である。
- 燃料消費率が一般的な DEG 統計である 0.25L/kWh より高い。
- ヒアリング結果に寄る判定。

2) スペアパーツ供給

- 日本製 DEG が導入されている。

STEP2：主要電源の更新・増設

① DEG

1) 更新

- 導入から 15 年以上経過している。
- 運用上の大きな課題を有している。

2) 増設

- 予備力（最大電力と全 DEG 定格容量合計の比）が 80%以上である。
- DEG 台数（運用中のユニット数と全ユニット数の合計の比）が 50%以上である。

STEP3～STEP5

- 再エネ導入許容量を試算し、各断面における最適な再エネ導入量を検討する。その際には、各断面における発電コストが現状の発電コストを上回らないことを条件として検討を実施する。概略シミュレーションにおいては、図 3-17 に示す初期指標および初期指標より想定される算定指標をパラメータとして検討を実施した。現地調査を実施した 4 地域および詳細情報の得られているマーシャルについては、詳細検討が実施可能であり、第 5 章にて計算条件をそれぞれ整理した。

◆ 概略検討：第 4 章にて実施

◆ 詳細検討：第 5 章にて実施

¹⁴ 発電機ガバナの制御手法。ドループ制御がエンジンの負荷が増加するにつれて発電機回転数の目標値を下げるようにするもの、アイソクロナス制御がエンジンの負荷によらず発電機回転数の目標値を一定に保つものである。発電機回転数は系統周波数と同期しており、一般的にアイソクロナス制御では、並列している発電機出力を一意的な値で運用することが多く、制御対象の発電機群は同様の仕様であるため、EDC 運用の導入が難しく、その効果も小さいと考えられる。

¹⁵ 負荷分担機能。アイソクロナス制御においては、発電機個々の出力を系統負荷見合いで分配するための制御機能が必要となる。本制御は自動制御となるため、人間系で制御を行なう EDC 運用と併用することにより、2つの制御信号のタイミングでは、ハンチングを起こす可能性も考えられる。

初期指標

項目		単位
電力需要量		kWh/年
燃料消費量		L
最大電力		kW
主要電源回転数		min ⁻¹
電気料金		USc/kWh
再エネ導入量	種類	単位
既存	太陽光発電	kW
	風力発電	kW
	水力発電	kW
他ドナー計画	種類	単位
	太陽光発電	kW
	風力発電	kW
	水力発電	kW

算定指標

項目	単位
平均電力	kW
総合燃料消費率	L/kWh
主要電源運転範囲	%
主要電源周波数特性	%MW/Hz
発電コスト	USc/kWh

図 3-17 概略シミュレーションにおけるパラメータ

4. 各対象国支援策ロードマップ（概略版）

各国における電力関連情報を収集し、その情報をもとに支援策を概略的に検討した。本章では各国の情報が限定的であるため、詳細シミュレーションによる再エネ導入量計算などは実施せず、簡略計算にてトータルコストを勘案して最適ハイブリッドシステムを概算した。5章では訪問した4か国について現地調査で得られた情報をもとに、詳細シミュレーションを実施し、ロードマップの最終化及び最適化を図った。

4.1 既存 DEG 発電所の再エネ受入れ素地整備

STEP1 および 2 について、各対象国検討結果を表 4-1 に示す。なお、表中の判定は支援の必要性および可能性を示すものである。

表 4-1 各対象国における既存 DEG 発電所支援可能性

対象国	Step1			Step2	
	①EDC	②メンテナンス強化		①DEG	
		1)体制・実施方法教育	2)スペアパーツ供給	1)更新	2)増設
①	フィジー	○	○	×	×
②	マーシャル	○	○	×	○
③-1	ポンペイ(FMS)	○	○	×	○
③-2	コスラエ	×	×	×	○
③-3	ヤップ	×	○	×	×
③-4	チューク	×	○	×	×
④	トンガ	×	×	×	×
⑤-1	ポートビラ(バヌアツ)	×	×	×	×
⑤-2	サント(バヌアツ)	×	×	×	×
⑥	ソロモン諸島	×	○	○	○
⑦	パラオ	○	○	○	×
⑧	キリバス	×	×	○	○
⑨	サモア	○	○	○	○
⑩	ツバル	×	○	○	×
⑪	クック諸島	○	○	×	×
⑫	ナウル	×	○	×	○
⑬	ニウエ	×	○	×	○

4.2 再エネ導入検討

4.2.1 条件設定

(1) DEG 改善効果

総合燃料消費率は EDC の導入により 2%、メンテナンス強化により 3%改善することを目標とする。更新または増設するユニットは運転範囲 70%（出力 30%～出力 100%）以上、回転数 1500min⁻¹ 以上とする。新ユニット導入にて、ユニット単体効率向上に加え、運転範囲の柔軟性確保に伴う総合発電所効率 5%向上を目標とする。

(2) 対象再エネ

本検討においては、太陽光、風力、水力発電を対象として検討を行う。その中でも不安定電源である太陽光、風力発電については、容量の最適化を図るために感度分析を行った。水

力発電については、可変速運転により太陽光、風力発電の出力変動の安定化に寄与できることから、導入に際しては可変速水力を提案する。バイオマス発電については燃料種別の異なる火力機として位置付け、可能性があれば別途取組むこととして除外した。

(3) 再エネ発電コスト

再エネの発電コストの内訳としては、設備建設費用と運転維持費用に分けられる。各発電デバイスの発電コストの対象国平均を表 4-2 から 4-5 に示す。また蓄電池の放電コストを表 4-6 に示す。放電コストは主要電源の発電コストに加算される。

表 4-2 太陽光発電の発電コスト (対象国平均)

発電コスト(平均)		kW当り						
太陽光発電	設備建設費	システム単価 [円/kW]	耐用年数 [年]	平均日射量 [kWh/m ² /d]	設備利用率 [%]	生涯発電量 [kWh/生涯]	設備コスト [円/kWh]	発電コスト(自費) [円/kWh]
			800,000	20	5.4	18.0%	31,488	25.4
	運転維持費	維持単価 [円/kW]	経費率 [対建設費/年]				維持コスト [円/kWh]	発電コスト(支援) [円/kWh]
		16,000	2.0%				10.2	10.2

- ・システム単価は、トンガマイクログリッド案件の実績から約80万円/kWを想定。
- ・平均日射量は大洋州13ヶ国の平均値
- ・設備利用率 = 平均日射量*システム変換効率(80%)÷24h、生涯発電量=設備利用率*耐用年数*8760h
- ・維持単価 = システム単価*経費率(経産省調達価格等算定委員会資料より)
- ・維持コスト = 維持単価÷年間発電量(生涯発電量÷耐用年数)
- ・発電コスト(自費)=設備コスト+維持コスト、発電コスト(支援)=維持コスト

表 4-3 風力発電の発電コスト (対象国平均)

発電コスト(平均)		kW当り						
風力発電	設備建設費	システム単価 [円/kW]	耐用年数 [年]	平均風速 [m/s]	設備利用率 [%]	生涯発電量 [kWh/生涯]	設備コスト [円/kWh]	発電コスト(自費) [円/kWh]
			1,000,000	20	5.89	16.2%	28,425	35.2
	運転維持費	維持単価 [円/kW]	経費率 [対建設費/年]				維持コスト [円/kWh]	発電コスト(支援) [円/kWh]
		40,000	4.0%				28.1	28.1

- ・システム単価は中型風車の国内実績平均70万円/kWの50%増しを想定。平均風速は大洋州13ヶ国の平均値。
- ・設備利用率 = システム変換効率 ÷ 定格出力、生涯発電量=設備利用率*耐用年数*8760h
- ・システム変換効率: 出力P=-0.2292S³+7.9798S²-42.479S+69.009 (Sは平均風速)
- ・定格出力: 可倒式風車275kW、固定式風車300kW
- ・維持単価 = システム単価*経費率(経産省調達価格等算定委員会資料より)
- ・維持コスト = 維持単価÷年間発電量(生涯発電量÷耐用年数)
- ・発電コスト(自費)=設備コスト+維持コスト、発電コスト(支援)=維持コスト

表 4-4 水力発電の発電コスト (対象国平均)

発電コスト(平均)		kW当り						
水力発電	設備建設費	システム単価 [円/kW]	耐用年数 [年]	平均日射量 [kWh/m ² /d]	設備利用率 [%]	生涯発電量 [kWh/生涯]	設備コスト [円/kWh]	発電コスト(自費) [円/kWh]
			1,300,000	20	0.0	70.0%	122,640	10.6
	運転維持費	維持単価 [円/kW]	経費率 [対建設費/年]				維持コスト [円/kWh]	発電コスト(支援) [円/kWh]
		52,000	4.0%				8.5	8.5

- ・システム単価は、国内実績から約130万円/kWを想定。(経産省調達価格等算定委員会資料より)
- ・設備利用率 = 70%以上を維持できる包蔵水力があるものとする。
- ・生涯発電量=設備利用率*耐用年数*8760h
- ・維持単価 = システム単価*経費率(経産省調達価格等算定委員会資料より)
- ・維持コスト = 維持単価÷年間発電量(生涯発電量÷耐用年数)
- ・発電コスト(自費)=設備コスト+維持コスト、発電コスト(支援)=維持コスト

表 4-5 可変速水力発電の発電コスト (対象国平均)

発電コスト(平均)		kW当り						
水力発電 可変速	設備建設費	システム単価 [円/kW]	耐用年数 [年]	平均日射量 [kWh/m ² /d]	設備利用率 [%]	生涯発電量 [kWh/生涯]	設備コスト [円/kWh]	発電コスト(自費) [円/kWh]
			1,500,000	20	0.0	70.0%	122,640	12.2
	運転維持費	維持単価 [円/kW]	経費率 [対建設費/年]				維持コスト [円/kWh]	発電コスト(支援) [円/kWh]
		60,000	4.0%				9.8	9.8

- ・システム単価は、国内実績から約130万円/kWに120%(東芝聞き取り)を加えた。
- ・設備利用率 = 70%以上を維持できる包蔵水力があるものとする。
- ・生涯発電量=設備利用率*耐用年数*8760h
- ・維持単価 = システム単価*経費率(経産省調達価格等算定委員会資料より)
- ・維持コスト = 維持単価 ÷ 年間発電量(生涯発電量 ÷ 耐用年数)
- ・発電コスト(自費)=設備コスト+維持コスト、発電コスト(支援)=維持コスト

表 4-6 蓄電池の放電コスト

調整コスト		kWh当り						
長周期対策蓄電池 (鉛、1サイクル/日)	設備建設費	システム単価 [円/kWh]	耐用年数 [年]	単位入力量 [kWh/年]	変換効率 [%]	生涯出力量 [kWh/生涯]	設備コスト [円/kWh]	放電コスト(自費) [円/kWh]
			150,000	15	365	85%	4,654	32.2
	運転維持費	維持単価 [円/kWh]	経費率 [対建設費/年]				維持コスト [円/kWh]	放電コスト(支援) [円/kWh]
		15,000	10.0%				48.3	48.3

- ・単位入力量は長周期の場合は主にPV要因で1サイクル/日を想定、365年分
- ・生涯出力量= 単位入力量*変換効率*耐用年数
- ・設備コスト = システム単価 ÷ 生涯出力量 (システム価格は鉛蓄電池の国内相場の50%増しとした)
- ・維持単価 = システム単価*経費率、(経費率は国内相場3%の50%増しとした)
- ・維持コスト = 維持単価(システム単価*経費率) ÷ 年間出力量(生涯出力量 ÷ 耐用年数)
- ・出力コストは主要因電源の発電コストに加算される。 自費=設備コスト+維持コスト、支援=維持コスト

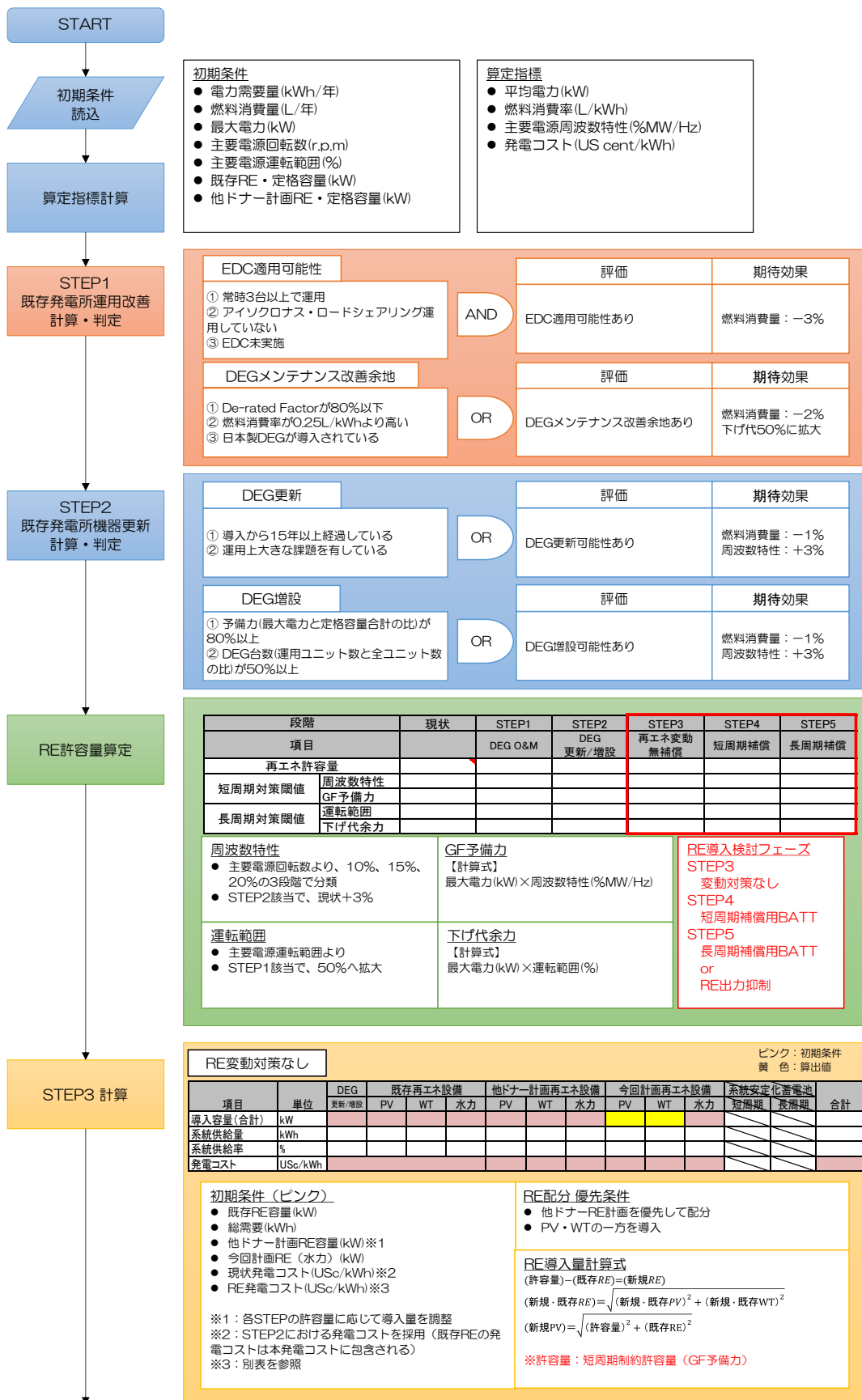
調整コスト		kWh当り						
短周期対策蓄電池 (LiB、10サイクル/日)	設備建設費	システム単価 [円/kWh]	耐用年数 [年]	単位入力量 [kWh/年]	変換効率 [%]	生涯出力量 [kWh/生涯]	設備コスト [円/kWh]	放電コスト(自費) [円/kWh]
			450,000	15	3,650	85%	46,538	9.7
	運転維持費	維持単価 [円/kWh]	経費率 [対建設費/年]				維持コスト [円/kWh]	放電コスト(支援) [円/kWh]
		20,250	4.5%				6.5	6.5

- ・単位入力量は短周期の場合は、常時の変動吸収で10サイクル/日を想定、365年分
- ・生涯出力量= 単位入力量*変換効率*耐用年数
- ・設備コスト = システム単価 ÷ 生涯出力量 (システム価格はリチウムイオン電池の国内相場の50%増しとした)
- ・維持単価 = システム単価*経費率、(経費率は国内相場3%の50%増しとした)
- ・維持コスト = 維持単価(システム単価*経費率) ÷ 年間出力量(生涯出力量 ÷ 耐用年数)
- ・放電コストは主要因電源の発電コストに加算される。 自費=設備コスト+維持コスト、支援=維持コスト

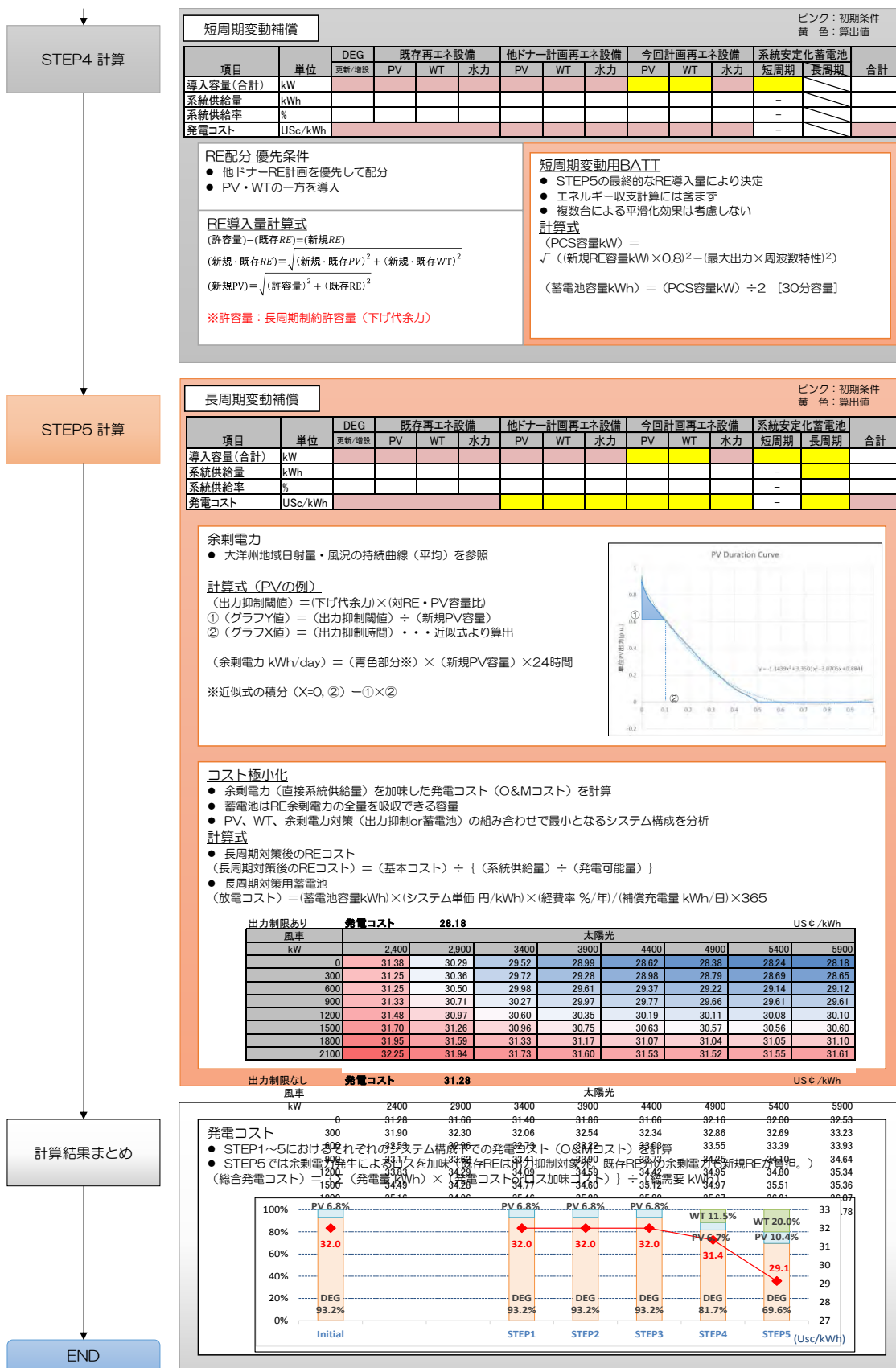
4.2.2 検討フロー

概略検討におけるフローを図 4-1 に示す。検討においては、各ステップにて実施する方策について、本邦あるいは他ドナー支援による費用負担を想定し、運転維持管理にかかる費用の発電コストへ与える影響のみを勘案した。

大洋州地域電力セクターにおけるエネルギーセキュリティ向上支援策にかかる情報収集・確認調査
【ファイナルレポート】



大洋州地域電力セクターにおけるエネルギーセキュリティ向上支援策にかかる情報収集・確認調査
【ファイナルレポート】



4.2.3 再エネ導入形態パターン分析

図 4-1 における検討においては、支援対象国は再エネ導入に対する方策について、運転維持管理にかかる費用を負担することを想定したが、本項では費用負担の形態を追加、細分化し、各支援対象国の発電コストへ与える影響を分析することを目的とする。図 4-2 に再エネ導入形態パターンを示す。再エネ導入によって発生する費用は、各パターンの表中に示す通り、初期費用、更新費用、運転維持費用に分けられる。表中の数値は、初期費用に対する負担費用率となっている。また、再エネおよび系統安定化装置の価格については、表 4-7 に示す通りとした。但し、海外製品価格については PV と WT は日本製品価格の 1/2 倍とし、海外実績の不明な水力と安定化装置は日本製品価格と同等とした。

A：運転維持費用を負担(初期費用、更新費用考慮せず)			
基本的には本邦支援で導入する。更新費用は考慮しない。			
	初期費用	更新費用	運転維持費
PV	0.0%	0.0%	2.0%
WT	0.0%	0.0%	2.0%
Hydro	0.0%	0.0%	4.0%
BATT短周期	0.0%	0.0%	4.5%
BATT長周期	0.0%	0.0%	3.0%

B：初期費用・更新費用+運転維持管理費用(日本製品価格)			
本邦製品を対象国が自費購入する場合。			
	初期費用	更新費用	運転維持費
PV	100.0%	5.0%	2.0%
WT	100.0%	5.0%	2.0%
Hydro	100.0%	5.0%	4.0%
BATT短周期	100.0%	6.7%	4.5%
BATT長周期	100.0%	6.7%	3.0%

C：更新費用+運転維持費用を負担(日本製品価格)(初期費用は考慮せず)			
本邦支援で導入し、更新費は本邦製品を自費購入する場合。			
	初期費用	更新費用	運転維持費
PV	0.0%	5.0%	2.0%
WT	0.0%	5.0%	2.0%
Hydro	0.0%	5.0%	4.0%
BATT短周期	0.0%	6.7%	4.5%
BATT長周期	0.0%	6.7%	3.0%

D：初期費用・更新費用+運転維持管理費用(海外製品価格)			
海外製品を対象国が自費購入する場合。			
	初期費用	更新費用	運転維持費
PV	100.0%	5.0%	2.0%
WT	100.0%	5.0%	2.0%
Hydro	100.0%	5.0%	4.0%
BATT短周期	100.0%	6.7%	4.5%
BATT長周期	100.0%	6.7%	3.0%

図 4-2 再エネ導入形態パターン

5. 現地調査を踏まえた支援策検討

5.1 バヌアツ共和国（エファテ島、サント島）

5.1.1 現地調査詳細スケジュール（ヒアリング先）

表 5-1 にバヌアツ現地調査の詳細スケジュールを示す。現地調査では、メイン系統であるエファテ島に加えて、水力発電が主力発電設備となっているサント島も調査対象とした。それぞれの位置関係を図 5-1 に示す。

表 5-1 バヌアツ現地調査詳細スケジュール

月日	時間	作業・打合	面会者
2/23(月)	9:00	JICA・バヌアツ支所	浅野洋子 企画調査員
	10:00	Unelco	Philippe MEHRENBARGER Managing Director
	13:50	Department of strategic policy planning and aid cooperation	Nebcevanhas Benjamin Shing Director
		バヌアツ政府首相府援助調整局	Bethel Solomon Energy Sector Analyst
15:30	Utility Regulatory Authority (URA)	Hasso C. Bhatia CEO Olivier Fernandez Principal Finance Specialist Ms. Aurellia Karie Financial Analyst	
2/24(火)	10:00	Ministry of energy	
	11:00	JICA支所	浅野洋子 企画調査員
	13:00	風力・PV調査	
2/25(水)	13:30	Vanatu Utilities and Infrastructure Limited (VUI) サント島	Peter J. Allen General Manager
2/26(木)	9:00	VUI発電所・サタカタ水力	Rodolfo Fernandez Operation Manager
2/27(金)	9:00	Department of Energy エネルギー省	Benjamin JESSE Director Alfred JOEL Energy efficiency
	11:00	地熱候補サイト、PVサイト調査	
2/28(土)		報告書作成、資料整理	
3/1(日)		報告書作成、資料整理	
3/2(月)	8:00	Utility Regulatory Authority (URA)	Olivier Fernandez Principal Finance Specialist その他1名
	10:00	Department of strategic policy planning and aid cooperation	Bethel Solomon Energy Sector Analyst
		バヌアツ政府首相府の援助調整局	Ms. Flora Asisstant
		ポートビラ→ナンディ	



図 5-1 バヌアツ地図

(参考 : <http://www.worldatlas.com/webimage/countrys/oceania/lcolor/vucolor.htm>)

5.1.2 DEG 発電所・再エネ導入状況分析

バヌアツ共和国（以下、「バヌアツ」）の電力事業は民間企業が運営している。ポートビラ市のあるエファテ島、マレクラ島、タンナ島がバヌアツ政府とのコンセッション契約に基づき、フランス系企業の UNELCO が電力供給をし、ルガンビラ市のあるサント島は 2008 年からアメリカ系企業 Vanuatu Utilities Infrastructure (VUI) が電力供給している。2008 年以前のサント島の電力事業は UNELCO が運営していたが、バヌアツ政府による特命入札により VUI へその運営は移管された。UNELCO はこの件について不服とし、バヌアツ政府と裁判にて係争し、裁判所は UNELCO の訴えを認め、VUI への委託を期限付きとしたが、現在でも VUI による電力供給が行われている。このような背景から UNELCO とバヌアツ政府の関係は微妙な状態である。本調査において UNELCO 側の前向きな協力が得られず、十分な情報収集ができなかった。一方、サント島の VUI からは調査協力を得ることができ、DEG 発電所及びサラカタ水力発電所の状態調査を実施することができた。

バヌアツ政府機関の首相府（Office of the Ministry）、エネルギー省（DOE:Department of Energy)及び Utilities Regulation Authorities（URA）からは全面的な協力を得られ、各種資料及びデータを受領することができた。

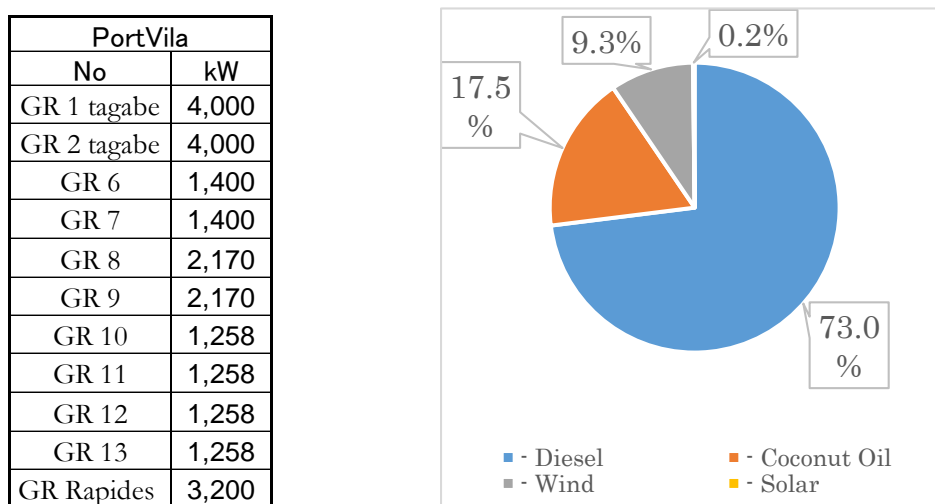
(1)エファテ島（ポートビラ市）

UNELCO が管理運営する DEG 発電所が 2 か所（ポートビラ発電所、タガベ発電所）が存在する。1 次エネルギーの約 73%がディーゼル油に依存しており、発電コストが高い要因となっている。タガベ発電所では燃料オイルに 30%ココナツオイルを混焼して運用しており、燃料焼き減らしの一因になっている。

発電所のメンテナンス状態については UNELCO から立入許可を得られなかったため詳細は不明である。ヒアリングによると、きちんとした体制及び周期でメンテナンスを実施しているため、本調査による精査は必要ないとの指摘を受けた。UNELCO の親会社のあるニューカレドニアから技術者を派遣しメンテナンスを実施しているとのことで、先進国並みのメンテナンスが実施されていると推測できる。また、発電所の外観は非常に状態がよく、煙突からの黒煙もほとんどないことから発電機の状態の良さを垣間見ることができる。

再生可能エネルギーの 2013 年データに基づく導入率(kWh ベース)は風力発電が約 9.3%、ココナツオイル（バイオ燃料）が約 17.5%となっている。風力は現在 3MW 導入されており、今後さらに導入していく計画である。また、PV は現在エファテ島北部に 0.5MW が 2015 年 7 月より運用している。また、2016 年には風車サイト近くに PV を 1.5MW 導入する計画があり、合計 2MW の PV が系統連系される。これらの再エネ導入は UNELCO の自己資金によるものである。

表 5-2 エファテ島 DEG 構成及び 1 次エネルギーの割合



滞在しているホテル（Casino Hotel Vanuatu）にて電圧及び系統周波数を計測した。その結果（図 5-2 参照）、電圧は 225V～235V に収まっている。深夜の軽負荷時には電圧が上昇するが、バヌアツの電力品質基準内（220V±7%、380V（3 相）±7%）に収まっており問題ないレベルである。周波数に関して、基準周波数（50Hz）の±0.3Hz に収まっており、

バヌアツの電力品質基準（50Hz±2%）をクリアしている。

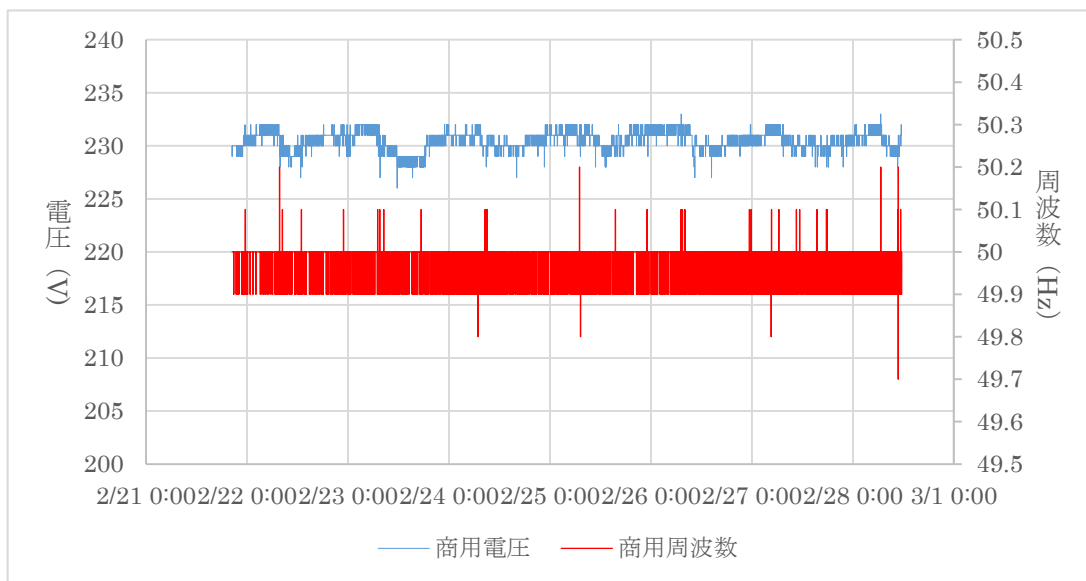


図 5-2 ポートビラにおける電力品質（電圧、周波数）

(2)サント島（ルガンビラ市）

サント島では、VUI が運営の DEG 発電所が 1 か所、水力発電所（サラカタ水力発電所（2006－2007 年日本の無償資金協力により設置））が 1 か所ある。水力発電の供給力が多いため約 80%の需要をまかなっている。収集した発電日報によると、夜間は水力発電のみで運用していることがわかる。昼間の需要が高まる断面で DEG を 1 台運用することで、全需要をカバーできる。

DEG 発電機及び水力発電機の状態は良く、適切にメンテナンスを実施していることが分かった。VUI としてもメンテナンスのサポートに対するニーズよりも、再エネ導入による DEG 燃料の焚き減らしのニーズが高かった。

Espiritu Santo	
No	kW
Diesel GR 1	800
Diesel GR 2	800
Diesel GR 3	600
Diesel GR 4	250
Diesel GR 5	400
Hydro GR 1	300
Hydro GR 2	300
Hydro GR 3	600

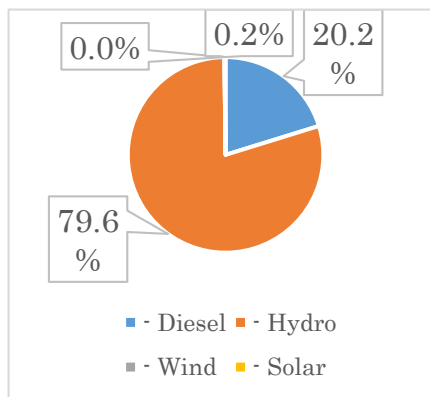


図 5-3 サント島 DEG 及び水力発電構成及び 1 次エネルギーの割合

5.1.3 支援策案

(1) エファテ島（ポートビラ）

フランス系企業 UNELCO の運営がしっかりしているため、DEG メンテや EDC の技術支援の必要性は低い。今後は再エネ導入による燃料燃き減らしを進めていく段階にあると判断できる。最大電力 11MW の系統規模に対して、既に風車が 3MW 導入されおり、今後 PV が 2MW 導入される予定であるため、蓄電池などによる系統安定化対策が必要と想定される。

(2) サント島（ルガンビラ市）

水力発電がメイン（年間需要の約 80%）であるため、DEG の EDC 運転は適用できない。また、メンテナンス状態も良好であるので技術支援の必要性は低い。

再生可能エネルギーの導入に関する詳細シミュレーションを実施した。以下に計算条件及び結果を示す。

<解析条件>

本シミュレーションでは、既設ディーゼル発電機の運転範囲を正常値の出力 50%～100%であることを前提とする。また、再生可能エネルギー設備が電力供給する際、その合計出力全てを DEG の瞬動予備力でカバーできるよう制約を置いた。

表 5-3 計算条件 (サント島)

ディーゼル発電機	単位	1号機	2号機	3号機	4号機	5号機	
定格出力(現状)	kW	1,012	1,000	750	264	520	
最大出力(現状)	kW	800	800	700	180	400	
最低出力(現状)	kW	506	500	375	132	260	
定格出力(正常)	kW	1,012	1,000	750	264	520	
最大出力(正常)	kW	1,012	1,000	750	264	520	
最低出力(正常)	kW	506	500	375	132	260	
最低出力率(正常)	%	50%	50%	50%	50%	50%	
機関回転数	min-1	1500	1500	1500	1500	1500	想定値
燃料消費率(25%)	L/kWh	-	-	-	-	-	
燃料消費率(50%)	L/kWh	0.276	0.276	0.282	0.288	0.282	想定値
燃料消費率(75%)	L/kWh	0.264	0.264	0.266	0.274	0.270	想定値
燃料消費率(100%)	L/kWh	0.262	0.262	0.265	0.274	0.270	想定値
燃料消費率(25%)	L/h	-	-	-	-	-	
燃料消費率(50%)	L/h	139.7	138.0	105.8	38.0	73.3	
燃料消費率(75%)	L/h	200.4	198.0	149.6	54.3	105.3	
燃料消費率(100%)	L/h	265.1	262.0	198.8	72.3	140.4	
生涯運転時間	hr	50,000	50,000	50,000	50,000	50,000	
設備建設費	USD	1518000	1500000	1125000	396000	780000	
設備建設費(設定)	USD	-	-	-	-	-	
運転維持費率	%/yr	10%	10%	10%	10%	10%	
運転維持費	USD/yr	151,800	150,000	112,500	39,600	78,000	
運転維持費	USD/hr	30	30	23	8	16	
燃料単価	USD/L	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	

太陽光発電	単位	現状	将来導入					
導入規模	kW	-	250	500	750	1,000	1,250	1,500
設備建設費	USD	-	2000000	4000000	6000000	8000000	10000000	12000000
設備建設費(設定)	USD	-	-	-	-	-	-	-
運転維持費率	%/yr	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%
運転維持費	USD/yr	-	40,000	80,000	120,000	160,000	200,000	240,000
耐用年数	年	20	20	20	20	20	20	20
システム変換効率	%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%
日平均日射量	kWh/m2	5.86	5.86	5.86	5.86	5.86	5.86	5.86
傾斜角	°	15	15	15	15	15	15	15
方位角	°	180	180	180	180	180	180	180

水力発電	単位	1号機	2号機	3号機	将来導入			
定格出力	kW	300	300	600	300	400	500	600
最大出力	kW	250	300	550	300	400	500	600
最低出力	kW	90	90	180	90	120	150	180
最低出力率	%	36%	30%	33%	30%	30%	30%	30%
生涯運転時間	hr	100,000	100,000	100,000	100,000	100,000	100,000	100,000
設備建設費	USD	3900000	3900000	7800000	3900000	5200000	6500000	7800000
設備建設費(設定)	USD	-	-	-	-	-	-	-
運転維持費率	%/yr	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%
運転維持費	USD/yr	156,000	156,000	312,000	156,000	208,000	260,000	312,000
運転維持費	USD/hr	31	31	62	31	42	52	62

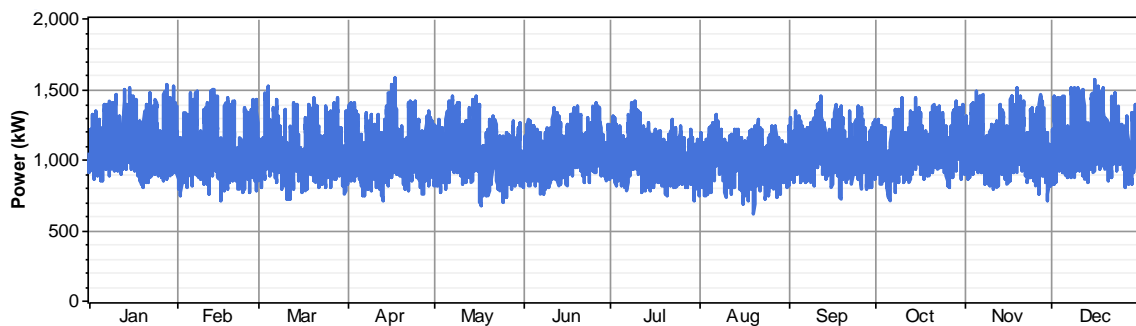
長周期対策	単位	出力制限	長周期対応蓄電池導入				
PCS容量	kW	0	250	500	750	1,000	1,500
蓄電池容量	kWh	0	750	1,500	2,250	3,000	4,500
PCS変換効率	%	0	90%	90%	90%	90%	90%
蓄電池効率	%	0	90%	90%	90%	90%	90%
使用下限値	%-SOC	0	30%	30%	30%	30%	30%
設備建設費	USD	-	1125000	2250000	3375000	4500000	6750000
設備建設費(設定)	USD	-	-	-	-	-	-
運転維持費率	%/yr	-	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%
運転維持費	USD/yr	-	112,500	225,000	337,500	450,000	675,000

<解析データ>

シミュレーション解析に用いた系統負荷推移、日射量推移、風速推移の各データは下図の通りである。

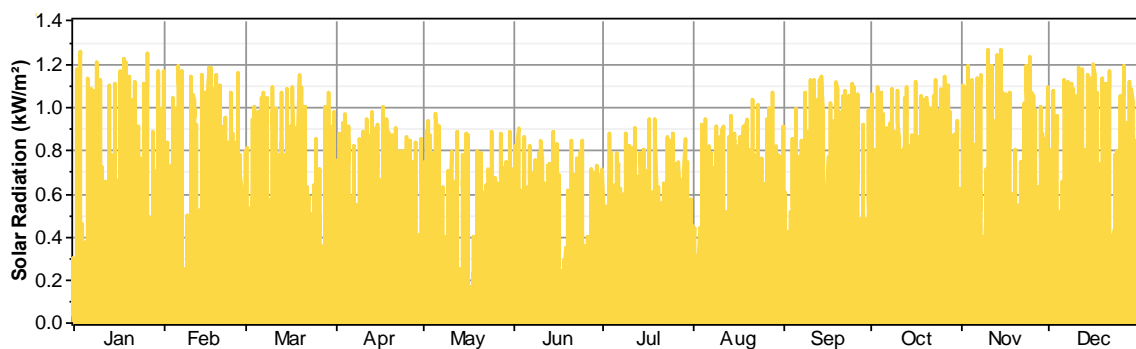
- ・系統負荷推移

サント島運転日誌より作成



- ・日射量推移

サント島の緯度経度より NASA データを引用。



- ・風速推移

サント島は包蔵水力が豊富であり、サラカタ水力発電所の水力発電 3 基で 2015 年現在 80% 以上の電力を供給している。バヌアツの風況は年間平均風速で 6.4m/s と悪くないが、前述の通り太陽光発電や水力発電を優先して検討するため、今回試算から除外した。

<解析結果>

シミュレーション結果を以下に示す。バヌアツ サント島は包蔵水力が豊富であり、サラ

カタ水力発電所の水力発電 3 基で現状 80%以上を供給している。水力発電の増設及び太陽光発電導入を検討した結果、水力発電を 600kW 増設することが有望である。

	概算事業費
STEP1: DEGコンディションアップで運転範囲を出力50%~100%改善	10 百万円
STEP2: 特になし	- 百万円
STEP3: 特になし	- 百万円
STEP4: 特になし	- 百万円
STEP5: 水力発電600kWを増設する。(但し、取水設備は考慮していない)	780 百万円
	790 百万円

<余剰電力量>

長周期対策を検討するために重要な余剰電力量について、PV、WT 及び蓄電池の組合せ毎に算定した。STEP3~STEP5 として採用する再エネ組合せ及び余剰電力量も併せて示す。

表 5-4 余剰電力量 (サント島)

余剰電力量			MWh						
蓄電池容量	単位	出力制限	0	750	1,500	2,250	3,000	4,500	-
PCS容量	単位	出力制限	0	250	500	750	1,000	1,500	-
再エネ導入	Hydro	PV							
	現状	-	-	-	-	-	-	-	-
250	-	250	-	-	-	-	-	-	-
500	-	500	0	-	-	-	-	-	-
750	-	750	30	0	-	-	-	-	-
1,000	-	1,000	175	23	0	-	-	-	-
1,250	-	1,250	428	164	21	1	-	-	-
1,500	-	1,500	739	411	131	25	2	-	-
300	300	-	-	-	-	-	-	-	-
550	300	250	-	-	-	-	-	-	-
800	300	500	0	-	-	-	-	-	-
1,050	300	750	14	0	-	-	-	-	-
1,300	300	1,000	118	18	0	-	-	-	-
1,550	300	1,250	339	137	16	1	-	-	-
1,800	300	1,500	628	365	107	22	2	-	-
400	400	-	-	-	-	-	-	-	-
650	400	250	-	-	-	-	-	-	-
900	400	500	-	-	-	-	-	-	-
1,150	400	750	12	-	-	-	-	-	-
1,400	400	1,000	105	13	0	-	-	-	-
1,650	400	1,250	316	113	12	0	-	-	-
1,900	400	1,500	598	327	93	16	1	-	-
500	500	-	-	-	-	-	-	-	-
750	500	250	-	-	-	-	-	-	-
1,000	500	500	0	-	-	-	-	-	-
1,250	500	750	12	-	-	-	-	-	-
1,500	500	1,000	102	14	0	-	-	-	-
1,750	500	1,250	308	116	14	0	-	-	-
2,000	500	1,500	585	330	98	18	2	-	-
600	600	-	-	-	-	-	-	-	-
850	600	250	-	-	-	-	-	-	-
1,100	600	500	-	-	-	-	-	-	-
1,350	600	750	11	-	-	-	-	-	-
1,600	600	1,000	92	14	0	-	-	-	-
1,850	600	1,250	285	112	14	1	-	-	-
2,100	600	1,500	556	322	100	21	2	-	-

<発電コスト>

各組合せに応じた発電コスト（既設 DEG 分も含む）を算定した。下表に示す。

表 5-5 発電コスト（サント島）A：運転維持費用のみ負担

発電コスト		単位	出力制限	長周期対応蓄電池導入					USD/kWh
蓄電池容量		kWh	0	750	1,500	2,250	3,000	4,500	-
PCS容量		kW	0	250	500	750	1,000	1,500	-
再エネ導入	Hydro	PV							
現状	-	-	0.175	0.187	0.199	0.211	0.223	0.248	
250	-	250	0.179	0.190	0.203	0.215	0.226	0.250	
500	-	500	0.183	0.194	0.206	0.218	0.230	0.254	
750	-	750	0.187	0.186	0.198	0.210	0.222	0.246	
1,000	-	1,000	0.191	0.175	0.186	0.198	0.211	0.235	
1,250	-	1,250	0.196	0.172	0.178	0.189	0.202	0.226	
1,500	-	1,500	0.200	0.174	0.175	0.184	0.196	0.220	
300	300	-	0.150	0.159	0.171	0.183	0.195	0.220	
550	300	250	0.154	0.156	0.169	0.180	0.193	0.218	
800	300	500	0.158	0.160	0.173	0.185	0.197	0.221	
1,050	300	750	0.162	0.153	0.166	0.178	0.190	0.214	
1,300	300	1,000	0.167	0.150	0.163	0.175	0.187	0.212	
1,550	300	1,250	0.171	0.151	0.160	0.171	0.183	0.207	
1,800	300	1,500	0.175	0.154	0.159	0.169	0.180	0.204	
400	400	-	0.143	0.145	0.157	0.169	0.182	0.205	
650	400	250	0.148	0.148	0.160	0.172	0.184	0.208	
900	400	500	0.152	0.153	0.165	0.176	0.189	0.212	
1,150	400	750	0.156	0.147	0.159	0.171	0.183	0.207	
1,400	400	1,000	0.160	0.145	0.157	0.169	0.181	0.205	
1,650	400	1,250	0.165	0.146	0.155	0.166	0.178	0.202	
1,900	400	1,500	0.169	0.149	0.155	0.164	0.176	0.199	
500	500	-	0.140	0.141	0.154	0.165	0.177	0.201	
750	500	250	0.144	0.146	0.157	0.170	0.182	0.206	
1,000	500	500	0.148	0.148	0.162	0.173	0.185	0.209	
1,250	500	750	0.153	0.144	0.157	0.169	0.181	0.205	
1,500	500	1,000	0.157	0.144	0.156	0.168	0.180	0.204	
1,750	500	1,250	0.161	0.146	0.155	0.166	0.178	0.202	
2,000	500	1,500	0.166	0.149	0.155	0.165	0.176	0.200	
600	600	-	0.137	0.138	0.147	0.159	0.174	0.195	
850	600	250	0.141	0.139	0.151	0.163	0.175	0.199	
1,100	600	500	0.145	0.143	0.155	0.167	0.180	0.204	
1,350	600	750	0.150	0.143	0.155	0.167	0.179	0.203	
1,600	600	1,000	0.154	0.143	0.155	0.167	0.179	0.203	
1,850	600	1,250	0.158	0.145	0.154	0.166	0.177	0.201	
2,100	600	1,500	0.163	0.148	0.154	0.164	0.175	0.199	

<再エネ供給率>

各組合せに応じた再エネ供給率を算定した。下表に示す。

表 5-6 再エネ供給率（サント島）

再エネ供給率	単位	出力制限	長周期対応蓄電池導入						%
			蓄電池容量	PCS容量	再エネ導入	Hydro	PV	出力制限	
蓄電池容量	kWh	0	750	1,500	2,250	3,000	4,500	-	
PCS容量	kW	0	250	500	750	1,000	1,500	-	
再エネ導入	Hydro	PV							
現状	-	-	82.1%	82.2%	82.2%	82.2%	82.1%	82.1%	
250	-	250	82.3%	82.4%	82.4%	82.4%	82.5%	82.5%	
500	-	500	82.4%	82.5%	82.5%	82.5%	82.5%	82.6%	
750	-	750	82.4%	85.5%	85.5%	85.5%	85.5%	85.5%	
1,000	-	1,000	82.4%	88.5%	88.7%	88.7%	88.6%	88.6%	
1,250	-	1,250	82.4%	90.0%	91.2%	91.2%	91.1%	91.0%	
1,500	-	1,500	82.4%	90.4%	92.8%	93.0%	92.7%	92.5%	
300	300	-	93.4%	93.8%	93.8%	93.8%	93.8%	93.7%	
550	300	250	93.4%	94.9%	94.8%	94.9%	94.8%	94.7%	
800	300	500	93.4%	94.9%	94.8%	94.8%	94.8%	94.8%	
1,050	300	750	93.4%	96.7%	96.6%	96.6%	96.5%	96.6%	
1,300	300	1,000	93.4%	97.5%	97.4%	97.3%	97.3%	97.3%	
1,550	300	1,250	93.4%	98.0%	98.1%	98.1%	98.0%	98.0%	
1,800	300	1,500	93.4%	98.1%	98.5%	98.5%	98.5%	98.5%	
400	400	-	95.9%	97.0%	97.1%	97.1%	97.0%	97.1%	
650	400	250	95.9%	97.2%	97.2%	97.2%	97.2%	97.2%	
900	400	500	95.9%	97.1%	97.1%	97.2%	97.1%	97.2%	
1,150	400	750	95.9%	98.2%	98.3%	98.3%	98.3%	98.3%	
1,400	400	1,000	95.9%	98.8%	98.8%	98.8%	98.8%	98.8%	
1,650	400	1,250	95.9%	99.1%	99.1%	99.1%	99.1%	99.1%	
1,900	400	1,500	95.9%	99.2%	99.3%	99.3%	99.3%	99.3%	
500	500	-	97.7%	98.6%	98.5%	98.6%	98.6%	98.6%	
750	500	250	97.7%	98.5%	98.6%	98.5%	98.5%	98.5%	
1,000	500	500	97.7%	98.7%	98.5%	98.7%	98.7%	98.7%	
1,250	500	750	97.7%	99.3%	99.3%	99.3%	99.3%	99.3%	
1,500	500	1,000	97.7%	99.5%	99.5%	99.5%	99.5%	99.5%	
1,750	500	1,250	97.7%	99.6%	99.7%	99.7%	99.7%	99.7%	
2,000	500	1,500	97.7%	99.7%	99.8%	99.8%	99.8%	99.7%	
600	600	-	99.0%	99.5%	99.6%	99.6%	99.5%	99.6%	
850	600	250	99.0%	99.6%	99.6%	99.6%	99.6%	99.6%	
1,100	600	500	99.0%	99.6%	99.6%	99.6%	99.6%	99.6%	
1,350	600	750	99.0%	99.7%	99.7%	99.7%	99.7%	99.7%	
1,600	600	1,000	99.0%	99.8%	99.8%	99.8%	99.8%	99.8%	
1,850	600	1,250	99.0%	99.9%	99.9%	99.9%	99.9%	99.9%	
2,100	600	1,500	99.0%	99.9%	99.9%	99.9%	99.9%	99.9%	

5.1.4 再エネ導入形態パターン分析結果

添付資料②「詳細検討結果」を参照のこと。

5.2 フィジー共和国（ビチレブ島）

5.2.1 現地調査詳細スケジュール（ヒアリング先）

月日	時間	作業・打合	面会者
3/3(火)		ナンディ→スバ	
	9:00	JICA・フィジー支所	大原克彦 企画調査員
	13:00	FIJI Electricity authority	Epeli Malo Unit Leader Thermal Generation
		キノヤ発電所見学	Lekuoati Safety Instructor Kamendra Narayan Suvami Unit Thermal Generation Salaseini Ligamamada Unit Thermal Generation
	18:00	Kiribati MPWU	Wanro Ngutu assistant secretary Tinia M RAJ assistant secretary
3/4(水)	9:00	JICA・フィジー支所	澤田寛之 フィジー事務所所長 大原克彦 企画調査員
	13:00	FIJI Ministry of Energy and Public Works (MEPU)	RAVINESH NAND Assistant Director of Energy IRVIA Seienh Technical officer Paula Frank Rokowaqa, その他
		スバ→ナンディ	

5.2.2 DEG 発電所・再エネ導入状況分析

フィジー（ビチレブ島）の電力事業は Fiji Electricity Authority（FEA）が担っている。電力需要の約 60%が水力発電によって賄われており、他の大洋州の国と比べて再エネ導入率は高い。その影響で電気料金単価は大洋州諸国の中で最も安価（約 17¢/kWh）である。

視察したキノヤ発電所（DEG:6 台）の状態は良好で、モニタリング（監視）システムが完備されており、DEG の状態把握がよく出来ている。ただし、冷却システムには問題点があり、最大出力に制限がかかっている。2 台（8 号機、9 号機）共に DEG 定格約 10MW に対して 7~8MW が出力最大値であった。DEG 機関のメンテナンスは適切にされている様子であるが、冷却システムを含む補器類に関してはメンテナンスの手が行き届いていない可能性が高い。

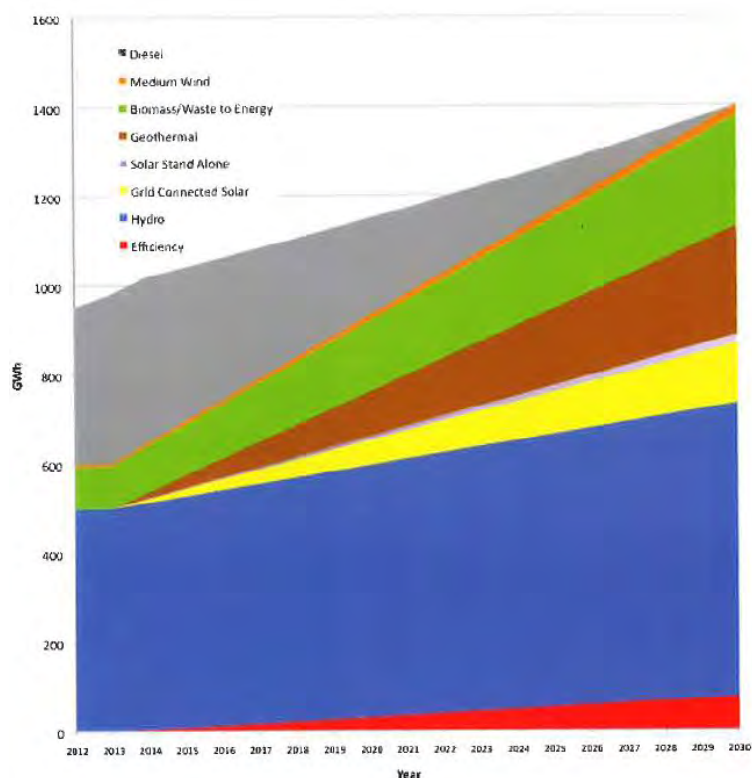



図 5-4 1次エネルギーの割合（フィジー）

5.2.3 支援策案

フィジーでは今後電力需要の伸びが予測されており、2020年にはビチレブ島の最大需要が約220MWまで増加すると予測されている（2013年の電力需要約170MW）。このため、現時点の発電設備では将来需要に追いつかない可能性が高いため増設が必要であり、現在FEAはキノヤ発電所にDEG（8MW×4台）を新設中である。一方、フィジー政府は2020年の再エネ導入目標を81%としており、今後さらなる再エネ導入を進める予定である水力発電の更なる開発を軸に、バイオ燃料、地熱等が再エネの電源として期待される。不安定電源であるPV、風力発電の調整力として本邦技術の優位性がある可変速型水力発電の導入支援を進めることで、多様な電源による再エネ導入目標の達成及びディーゼル燃料の燃費減らしへの貢献が期待される。

表 5-7 フィジー発電所一覧

		Details of Power Station & Generating sets			
No	Station	Set	Make	Model	Capacity(MW)
1	Wailoa	1	TIBB (Milano)-Pelton Wheel	Hydro	20.50
		2	TIBB (Milano)-Pelton Wheel	Hydro	20.50
		3	TIBB (Milano)-Pelton Wheel	Hydro	20.50
		4	TIBB (Milano)-Pelton Wheel	Hydro	20.50
2	Vuda IDO	1	Mirrlees Blackstone	KV16	5.00
		2	Mirrlees Blackstone	KV16	5.00
	Vuda-HPO	3	Wartsila	18V32LN	6.30
		4	Wartsila	18V32LN	6.30
3	Nadi	1	Caterpillar	CAT3516	1.00
		2	Caterpillar	CAT3516	1.00
		3	Cummins	QSK60	1.00
		5	Cummins	KTA50-G3	1.00
		6	Cummins	KTA50-G3	1.00
		7	Cummins	KTA50-G3	1.00
		8	Cummins	KTA50-G3	1.00
		9	Cummins	KTA50-G3	1.00
		10	Cummins	KTA50-G3	1.00
		11	Cummins	KTA50-G3	1.00
		12	Cummins	KTA50-G3	1.00
		4	Qeleloa	1	Caterpillar
2	Caterpillar			CAT3516	1.00
3	Cummins			KTA50-G3	1.00
4	Cummins			KTA50-G3	1.00
5	Cummins			KTA50-G3	1.00
6	Cummins			KTA50-G3	1.00
7	Cummins			KTA50-G3	1.00
5	Rakiraki	1	Caterpillar	CAT3516	1.00
		2	Caterpillar	CAT3516	1.00
6	Sigatoka	1	Cummins	KTA50-G3	1.00
		2	Caterpillar	CAT3516B	1.40
		3	Caterpillar	CAT3516B	1.40
		4	Cummins	QSK60-G4	1.60
		5	Cummins	QSK60-G4	1.60
		6	Cummins	QSK60-G4	1.60
		7	Cummins	QSK60-G4	1.60
		8	Cummins	QSK60-G4	1.60
7	Deuba	4	Cummins	QSK60	1.60
		5	Cummins	QSK60	1.60
		6	Cummins	QSK60	1.60

大洋州地域電力セクターにおけるエネルギーセキュリティ向上支援策にかかる情報収集・確認調査
【ファイナルレポート】

8	Rokobili	1	Caterpillar	CAT3516	1.40
		2	Caterpillar	CAT3516	1.40
		3	Caterpillar	CAT3516	1.40
		4	Caterpillar	CAT3516	1.40
		5	Caterpillar	CAT3516	1.40
		6	Caterpillar	CAT3516	1.40
		7	Cummins	KTA50-G3	1.00
		8	Cummins	KTA50-G3	1.00
		9	Cummins	KTA50-G3	1.00
		10	Cummins	KTA50-G3	1.00
		11	Cummins	KTA50-G3	1.00
		12	Cummins	QSK38	1.60
		13	Cummins	QSK38	1.60
		14	Cummins	QSK38	1.60
		15	Cummins	QSK38	1.60
		16	Cummins	QSK38	1.60
9	Kinoya-IDO	1	Mak Cat 1	CM32	7.45
		2	Mak Cat 2	CM32	7.45
		3	Mak Cat 3	CM32	7.45
		4	Mak Cat 4	CM32	7.45
	Kinoya-HFO	8	Wartsila	W38	10.33
		9	Wartsila	W38	10.33
10	Labasa	1	Ruston	2RK270	2.72
		2	Caterpillar	CAT3516	1.60
		3	Caterpillar	CAT3516	1.60
		4	Caterpillar	CAT3516	1.60
		5	Ruston	12RK270	2.40
		6	Ruston	16RK270	3.00
		7	Caterpillar	CAT3516	1.00
		8	Caterpillar	CAT3516	0.80
11	Savusavu	1	Caterpillar	CAT3516	1.00
		2	Caterpillar	CAT3516	1.00
		3	Caterpillar	CAT3412	0.50
		4	Cummins	KTA50-G3	1.00
		5	Caterpillar	CAT3516	1.00
12	Wainiqueu	1	Chinese	Hydro	0.40
		2	Chinese	Hydro	0.40
13	Korovou	1	Cummins	VTA28G5	0.40
		2	Caterpillar	C18	0.50
14	Levuka	1	Cummins	QSK23-G3	0.60
		2	Cummins	QSK23-G3	0.60
		3	Cummins	QSK23-G3	0.60
		4	Caterpillar	CAT 3412 C STA	0.50
		5	Caterpillar	CAT 3412 C STA	0.50
15	Wainikasou	1	Frances Turbine	Hydro	3.30
		2	Frances Turbine	Hydro	3.30
16	Nagado	1	Pelton Wheel	Hydro	2.80
17	Butoni Wind Farm	37	GEV MP Vergnet SA	Wind	10.00
18	Nadarivatu	1	Pelton Wheel	Hydro	22.00
		2	Pelton Wheel	Hydro	22.00

5.3 キリバス共和国（タラワ環礁）

5.3.1 詳細スケジュール（ヒアリング先）

月日	時間	作業・打合	面会者
3/5(木)		ナンディ→タラワ	
	14:00	Ministry of Public Works and Utilities	Benjamin Tokataake Deputy Secretary Veaniti Kiritinati Assistant
	19:00	ACE consultants	Iwamasa Hitomi Chief Engineer
3/6(金)	9:00	Public Utilities Board	Tokaata Niata CEO Enoka Tauma Electrical Engineer
	13:00	ビケニベウ発電所	
3/7(土)	終日	ビケニベウ発電所	
3/8(日)	終日	ベティオ発電所 ビケニベウ発電所	
3/9(月)	終日	送配電調査	
3/10(火)	9:00	Ministry of Public Works and Utilities	Benjamin Tokataake Deputy Secretary Binarake Tebamuri Energy sector responsible
	10:00	Kiribati Solar Energy Co.	
	13:00	ビケニベウ発電所	
3/11(水)	9:00	PUB	Tokaata Niata CEO Enoka Tauma Electrical Engineer Kiriati Biritia Power Manager
3/12(木)	終日	報告書作成、資料整理	サイクロン襲来による航空便欠航のため、全体工程が順延。
3/13(金)	終日	報告書作成、資料整理	

5.3.2 DEG 発電所・再エネ導入状況分析

キリバス（タラワ環礁）での電力事業は Public Utilities Board（PUB）が運営しており、DEG 発電所は 2 か所（ビケニベウ発電所、ベティオ発電所）ある。ビケニベウ発電所の日本の無償資金協力¹⁶により導入された。ベティオ発電所は日本製 1.2MW×1 台が運用されている。系統負荷が 2～4MW 程度であるため、DEG は基本的には 2、3 台で運用されている。再エネの導入実績としては、2015 年 3 月に PEC 基金による PV（400kW）が運開しており 2015 年 11 月 UAE 支援で PV500kW、2016 年に世界銀行の支援で、PV は 400kW がそれぞれ導入される予定である。

以下に各発電所の詳細状況（メンテナンス状況、燃料消費率測定結果）を記す。

¹⁶ 2002 年 1.4MW×2 台、2006 年 1.4MW×1 台

(1) ビケニベウ発電所

発電機仕様

3号機

機関型式：6DK-28	製造者：ダイハツディーゼル株式会社
機関番号：DK628Z0187	機関回転数：750min ⁻¹
定格出力：1490kW（定格出力：1400kW）	
発電機型式：NTAKL	製造者：西芝電機(株)
電圧：11000V	ポール数：8P
周波数：50Hz	シリアルNo.：860080A 1 A-1

4号機

機関型式：6DK-28	製造者：ダイハツディーゼル株式会社
機関番号：DK628Z0188	機関回転数：750min ⁻¹
定格出力：1490kW（定格出力：1400kW）	
発電機型式：NTAKL	製造者：西芝電機(株)
電圧：11000V	ポール数：8P
周波数：50Hz	シリアルNo.：960080A 1 A-2

5号機

機関型式：6DK-28	製造者：ダイハツディーゼル株式会社
機関番号：DK628Z0300	機関回転数：750min ⁻¹
定格出力：1490kW（定格出力：1400kW）	
発電機型式：NTAKL	製造者：西芝電機(株)
電圧：11000V	ポール数：8P
周波数：50Hz	シリアルNo.：960155A 1 A

① 中央操作室状況確認

発電機制御盤及び継電器盤を確認した結果、良好な状態であった。冷房も管理されており、湿度などによる継電器類の不具合はないと想定される。職員へのヒアリングの結果、継電器及びメータ類の校正試験等は実施していないようなので精度については、確認出来なかった。

- ・ 継電器については、発電設備を保護する重要な装置であり動作値の確認は必要
- ・ メータ類についても、指示値の不良などによる誤操作が懸念されることから、校正試験の実施が必要

② 気室状況確認

屋内に設置されており、大変良好であった。盤内清掃等はしていないようなので、定期的に盤内清掃が必要と考えるが、断路器にて母線との切り離しを行っても高圧活線部に触れることができることから、十分教育を行い数名での確認作業を行うことの必要性を認識させる必要がある。

③ 閥室状況確認

機関室の印象は不要な物は置かれておらず良好であった。但し、機関の拭き取り等は、ほとりの付着具合から考察するに、実施されていないようである。拭き取りは、不具合（燃料油、潤滑油、冷却水等の漏れ）の発見に役立つことから、今後定期的実施する体制を構築することが必要である。

④ 機関運転状況確認

機関運転状態でのデータを採取し状況を確認した。下記に示す。

単位：℃

シリンダー出口排気温度	1	2	3	4	5	6
3号機	385	370	365	365	380	360
4号機	320	430	430	445	420	440
5号機	440	460	440	440	445	460

単位：℃

シリンダー出口冷却水温度	1	2	3	4	5	6
3号機	64	64	65	66	67	64
4号機	62	64	66	65	65	66
5号機	72	76	75	75	74	74

燃料噴射ポンプラック目盛	1	2	3	4	5	6
3号機	29	27	28	28	28	28
4号機	25	26	30	29	31	30
5号機	31	30	30	30	29	31

単位：MPa

	吸気圧力	潤滑油圧力	機関冷却水圧力	クーラー冷却水圧力
3号機	0.08	0.50	0.30	0.16
4号機	0.08	0.55	0.29	0.24
5号機	0.06	0.50	0.32	0.17

単位：Mpa

単位：min-1

	過給機潤滑油圧力	燃料油圧力	過給機回転数
3号機	0.08	0.26	28900
4号機	0.08	0.22	28500
5号機	0.06	0.27	25080

運転中の機関のデータを採取し確認した結果、4号機のNo.1 シリンダーの排気温度が他シリンダーに対し100～125℃程低く、燃焼不良の可能性がある。現状として燃料の量を示す燃料噴射ポンプラック目盛も低い指示値であることから、No.1 シリンダーの燃料噴射ポンプラック目盛を調整することによりバラツキを縮めることが可能である。但し、2012年よりオーバーホールを実施していないことからデフレクタの摩耗による燃料噴射ノズルの噴霧孔の詰まり等も懸念される。尚、その場合燃料噴射弁の分解整備が必要となる。

5号機のシリンダー出口冷却水温度については、全体的（No.1～6 シリンダー）に高い温度であり、冷却が十分でないことが考えられる。不具合要因の確認として、各関連個所の温度を測定した結果、ラジエータの出口及び入口の温度については-10℃の冷却効果があり良好であったが、冷却水温度調節弁の動作（開度）にふらつきがあることが確認された。原因としては弁上部にあるピストンの作動油に漏れが有り、弁を抑え込む油圧が低下し弁が開きラジエータで冷却された冷却水に高温の冷却水が混ざり温度が上昇しているものと思われる。対策としては、冷却水温度調節弁を分解し消耗品部品（ペレット、Oリング等）の取替が必要である。

発電所長より5号機の燃料消費が他号機と比較して効率が落ちるとの指摘があったが、今回採取したデータを見る中で排気温度などの大きなバラツキは見られなかった。但し煙突から排出される排気色を確認したところ他号機に比べて多少濃くなっている。2012年からメンテナンスを実施していないことから、燃料噴射ポンプ（ポンプシリンダー）の摩耗及び燃料噴射弁ノズルの異常噴霧が懸念される。対処として、交換が必要な運転時間を過ぎていることから、燃料噴射ポンプ（ポンプシリンダー）の取替及び燃料噴射弁ノズルの取替が必要と考えられる。尚、燃料噴射ポンプ（ポンプシリンダー）については、高価な部品であり今回購入が不可能であれば燃料噴射弁ノズルの取替だけでも効果はある。

また、今回データを採取して、非常に見にくい温度計が数本確認された。予備品を確認したところ温度計はストックされており取替を行うことを推奨した。

発電員が巡視点検で使用している機関データの記録用紙を確認した結果、管理値の記載がなく不具合が起きていることの比較ができない状況であった。本用紙は1日分を記録するもので翌日には別の用紙に取り換えるので、当日使用する用紙に前日の最終データを記入し前日の変化との比較をしながらデータを採取することを指導することが必要と判断する。尚、今回4号機については、100～125℃という大きな温度差が出ていることを記録しながら調査及び対処をしていないことから、巡視及びデータ採取をしているが、十分に活用されていないことが懸念される。従って、各種配管系統（水、潤滑油、燃料、空気など）に係る知識、温度上昇等の数値の変化の意味、不具合の早期発見の大切さ、事故発生時の重大さ等、採取データに変化が起きた際の対処方法などの指導が重要であると考えられる。

⑤各種配管状況確認

冷却水、潤滑油、燃料油、空気配管を確認した結果、腐食は少なく現状として良好であった。但し、屋外の冷却水配管については、多少腐食は確認されたので、腐食の進行する前のタッチアップ塗装を指導して行くことが必要と判断する。

3号機燃料油機関入口配管について、フレキシブル配管のかしめ部から燃料の滲み漏れが確認された。又、4号機についても同じ個所からの漏れに対する仮補修（ゴム製の管を上か

ら巻き付けていた)が確認された。3、4号機フレキシブル配管の取替が必要である。特に4号機については、取替品が無い中での対応と思われるが、耐油性のゴム管なのか疑問である。正規部品の手配が行われている様子がないので不具合発生時の部品注文の流れを構築、指導する必要がある。

⑥補機類状況確認

3号機冷却水循環ポンプ不具合により、1号機の冷却水循環ポンプを流用して運用していたことであったが、状況としてポンプ取付時のセンターリング不備による軸振れやカップリングゴムのちぎれなどは、確認されず良好であった。但し、調整用のシムライナーが確認されなかったことから、高さ調整の認識があるかは不明。

また、冷却水循環ポンプ取付後と思われるがカップリングカバーが取り外されており、巡回点検時、回転体に巻き込まれる危険性があることから指導が必要と判断します。

4号機冷却水循環ポンプについては、少量ながらカップリングゴムのちぎれた粉が付着しておりセンターリングのずれがあると考えられる。

⑦CJC フィルター状況確認

CJC フィルターを確認した結果、出口バルブが閉められており使用していない状況であった。発電員へ確認した結果、2008年より使用しておらず原因は不明とのことであった。憶測ですが、内部エレメントが詰まり差圧が発生し警報がリセットできないのでバルブをしめたものと思われます。CJC フィルターは潤滑油内のカーボン等を取り除き潤滑油の性状を引き延ばす効果があることから、内部エレメントの取替を推奨する。

⑧潤滑油について

発電員からのヒアリングにて潤滑油の交換周期について確認した結果、潤滑油の交換は2012年のメンテナンス以降実施しておらず補給だけの運用ということであった。潤滑油は、エンジンを保持する上で大変重要なものであり重大な事故に発展する可能性があることから、その定期的な交換の重要性を認識させる必要がある。尚、現時点で劣化した潤滑油で運用されていることから、早期にオーバーホールを実施し、各種部品（主軸受、クランクピンメタル、ピストン及びライナーの摺動部等）を点検することを推奨する。

⑨メンテナンス（オーバーホール等）の実施能力について

2012年のオーバーホールの際には、シンガポールよりダイハツディーゼルの代理店である会社（タイカイ）からSVを派遣してもらい、現地作業員7名体制にてエンジン本体及び補機関係を対象に1週間で実施したということであった。2年以上整備なしでも大きな不具合も無く、今回の調査での状況から前回のオーバーホールは良く整備されたことが伺える。今後も同じような体制での整備で良いと判断する。

※ラジエターについては、前回整備を実施していないということであったので、ラジエターファンモーターの整備も追加した方が良いと思われる。

⑩ 予備品状況確認

多数の部品が予備品としてストックされていた。但し、大型部品（ピストン、ライナー、シリンダーヘッド等）の予備は無かった。又、過給機及び调速機についても予備が無い状況なので、過給機及び调速機については1台ずつ補修し発送してのメーカー整備を推奨する。尚、整備済みの過給機及び调速機をローテーションで載せ替えていく方法で管理すると良いと考える。

⑪ 特殊工具状況確認

特殊工具については、保管されていたが予備品倉庫に煩雑な状態であった。整理して保管することを推奨する。

⑫ 燃料消費率

タラワ環礁には2カ所のディーゼル発電所が既存するが、内1カ所(ベティオ発電所)は、発電設備不具合のため、運用停止となっていたことから、DEG 燃料消費率データ測定は、ビケニベウ発電所の3機について実施した。

測定結果を図5-5、表5-8に示す。

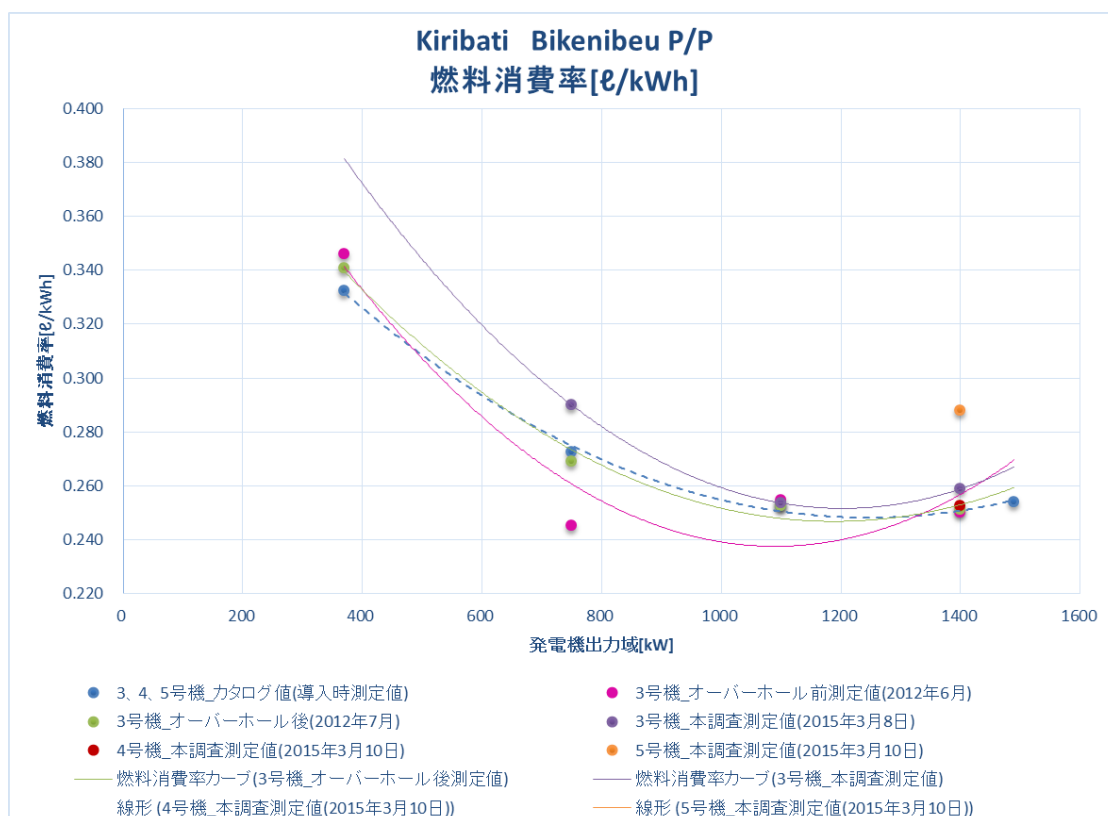


図 5-5 ビケニベウ発電所 燃料消費率カーブ

表 5-8 ビケニバウ発電所 燃料消費率¹⁷

	370	750	1,100	1,400	1,490	備考
3、4、5号機_カタログ値(導入時測定値)	0.332	0.273	0.253	-	0.254	C/Pからの事前入手データ
3号機_オーバーホール前測定値(2012年6月)	0.346	0.245	0.255	0.250	-	
3号機_オーバーホール後(2012年7月)	0.341	0.269	0.253	0.251	-	
3号機_本調査測定値(2015年3月8日)	-	0.290	0.254	0.259	-	今回調査測定値
4号機_本調査測定値(2015年3月10日)	-	-	-	0.253	-	
5号機_本調査測定値(2015年3月10日)	-	-	-	0.288	-	

測定結果より、3号機、4号機の2機については、カタログ値に近い値を示し、燃費効率が良い状況にあることが確認された。5号機については、定格出力域において、カタログ値より高い値を示しており、燃費の悪化が確認された（発電員ヒアリング通り）。

⑬ EDC 運用適用可能性及び改善効果シミュレーション

PUC では過去に EDC 運用を適用し、約 2%の削減に成功した実績を有している。現在は EDC 運用のノウハウを有している人物が海外留学しているため EDC 運用はしていない。継続的な EDC 運用に際しては複数名の発電所員への技術教育が必要である。

PUC では、運用管理日誌として日々の消費燃料及び出力電力量の記録が行われているが、記録を行う発電所員が、データ値を読み取る計器の正確な読み取り方法を理解していないことが確認された。図 5-6 に燃料流量計、図 5-7 に電力量計を示す。

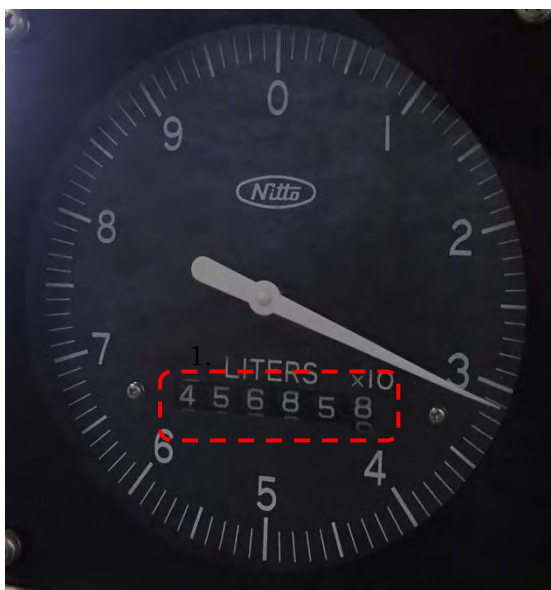


図 5-6 燃料流量計



図 5-7 電力量計

図 5-50 にビケニバウ発電所設置の燃料流量計と同様の指針式燃料流量計を示すが、当メータの読み方は、①の部分で 10 位の数値、針部で 1 位の数値を読む方式となっている。図示の場合、読み値は 4,568,583.1[l]となる。

¹⁷測定データについて

燃料消費率測定はビケニバウ発電所の全ユニット(3号機、4号機、5号機)について実施したが、調査日程および発電所の運用状況の制約から、4号機、5号機については、定格出力のみの測定とした。

ビケニベウ発電所ではこの場合の読み値を、針部を無視した数値 456,858[ℓ]と読み、管理日誌への記録を一桁違いで、誤記録している。

その他、電力量計についても同様に誤った記録がなされている。電力量計は図 5-6 に示すが、この場合の数値はデジタル表示数値を 100 倍した数値が正確な読み値となる。図示の場合 6,739,370[kWh]となる。

ビケニベウ発電所ではこの読み値を 100 倍せずに、そのままの表示値で誤記録している。発電所の燃費効率改善を行うには、基本として、日々の燃費効率を把握し、記録することが必要である。また、記録データは燃費効率改善を行う際の基礎データとなる。このようなことを踏まえ、燃費効率改善を行う上においては、正確な基礎データ管理方法からの指導が必要である。

次に、EDC 運用が行われていない 2014 年の各発電機出力実績と今回測定 of 各発電機の燃料消費率を用いて、EDC 運用した場合における燃費改善効果検証を実施した。検証値の算出条件及び結果を下記に示す。

<算出条件>

1) 把握できている燃料消費率がビケニベウ発電所の発電機(3号機、4号機、5号機)のみとなっているため、検証における燃料消費量の算出は、ビケニベウ発電所のみで電力供給が行われた 2014 年の実績出力を採用した。(2014 年の発電機稼働実績より、年間 8760 時間中、2060 時間をビケニベウ発電所のみで電力供給)

2) 4号機、5号機の燃料消費率については、定格出力域での測定しか行えていないため、定格出力以下の消費率値については、カタログ値に沿った推定値を採用した。

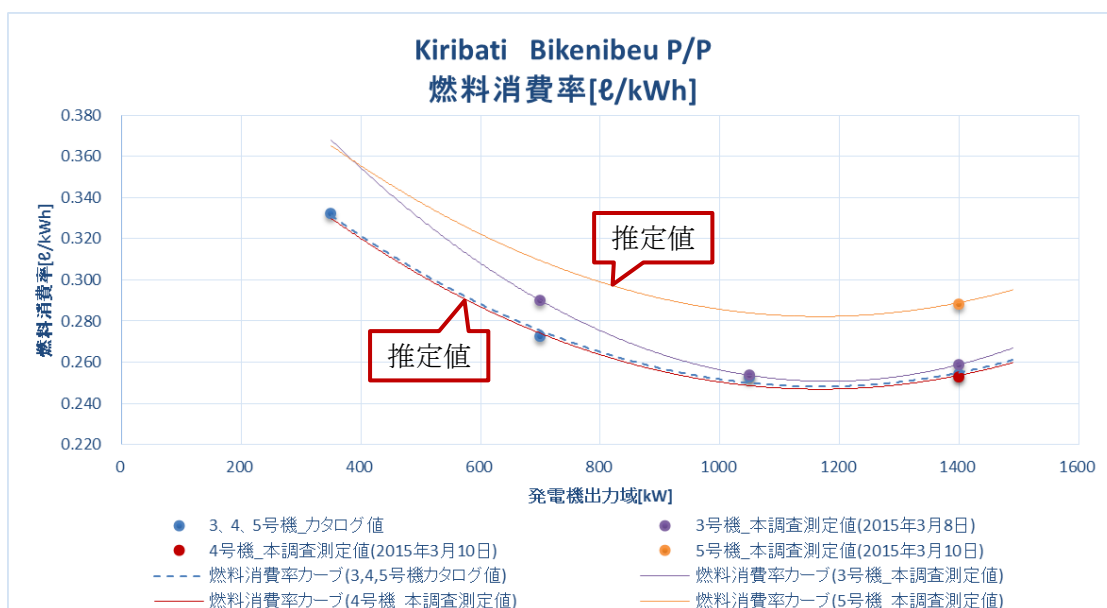


図 5-8 ビケニベウ発電所 燃料消費率カーブ (推定値含む)

3) 燃費改善効果検証値は下記の3通りについて算出した。

- i) 2014年の発電機出力配分実績を現在の燃料消費率で運用した際の燃料消費量
- ii) 2014年の発電機出力配分を EDC 配分値に置き換え、現在の燃料消費率で運用した際の燃料消費量
- iii) 2014年の発電機出力配分を EDC 配分値に置き換え、且つ、各発電機のコンディション改善を図ったものとし、燃料消費率をカタログ値で運用した際の燃料消費量

<検証結果>

表 5-9 に EDC 運用による改善効果検証結果を示す。

検証結果より、現状において EDC 運用を採用した場合、約 0.52%の燃費改善効果、また、各発電機のコンディション改善を行い、発電機の燃料消費率をカタログ値まで改善できた場合、EDC 運用による改善効果は約 5.05%である結果が得られた。但し、本数値は理論上の数値であり、実際には発電機の出力操作遅れや、起動・停止による出力ロス、発電機連続運転による燃費効率の低下等により、実際には本数値下回るものとなる。

表 5-9 EDC 運用による改善効果検証結果

	検証値 算出条件	燃料消費量 算出値[㉒]	改善率
i	・燃料消費率(現状値) ・EDC 運用なし	1,454,751	—
ii	・現燃料消費率(現状値) ・EDC 運用有り	1,447,195	(i-ii) / i 0.52%
iii	・燃料消費率(カタログ値) ・EDC 運用有り	1,381,259	(i-iii) / i 5.05%

⑭その他

職員のヒアリングの結果、不具合発生時には PUB 本部に状況を報告しているが、PUB 本部の対応が不十分とのことで、不具合発生時の対応体制が不明確である印象を受けた。不具合発生時、の対応体制の構築が早急に必要であると考えられる。

表 5-10 メンテナンス必要箇所一覧（ビケニベウ発電所）

	対象機器	対 策	現 象	優先順位
共通事項	各種継電器類	機器校正試験	現状異常なし	実施検討
	各種モーター類	機器校正試験	現状異常なし	実施検討
	電気室壁内機器類	壁内清掃	現状異常なし	実施検討
	冷却水及び排気温度計	取替	見えにくいものが、確認される。	1
	屋外冷却水管類	ケレン塗装	表錆が出始めている。	2
	機関室フロア掃除	石鹸水によるモップ掛け	多少潤滑油の汚れ等が確認される。	3
	機関及び発電機	機関拭き取り(毎日)	潤滑油漏れにより、ほこりが付着し汚れている。	1
3号機	潤滑油	全入替(機関、ガバナ、発電機軸受)	長期間使用による劣化。	2
	燃料油機関入口ルキシル配管	ルキシル配管の取替	燃料油の漏れが有りフロアに微量ながら流れている。	3
	CJCフィルターエレメント	エレメント取替及び通油	差圧が発生し、バルブが閉められている。	4
	冷却水循環ポンプ	ポンプ及びモーター軸受取替	軸受取替時間超過のため。	5
	冷却塔ファンモーター	モーター軸受取替	軸受取替時間超過のため。	6
	ガバナ(調速機)	予備購入及びメーカーオーバーホール	長期間使用のため。	7
	エンジン、過給機、発電機	エンジン及び過給機オーバーホール、発電機内部洗浄	時間管理部品(吸、排気弁・各種軸受・ロッドボルト等)時間超過のため。	※
4号機	機関及び発電機	機関拭き取り(毎日)	潤滑油漏れにより、ほこりが付着し汚れている。	1
	潤滑油	全入替(機関、ガバナ、発電機軸受)	長期間使用による劣化。	2
	燃料油機関入口ルキシル配管	ルキシル配管の取替	仮補修済みであるが、正規品との取替が必要。	3
	No.1燃料噴射ポンプ	ラック目盛調整(燃料増方向)	燃料噴霧量が少なく排気温度が極端に低い。	4
	No.1燃料噴射弁	噴射ノズル掃除の取替	燃料噴射ノズル噴霧孔の詰まり。	5
	CJCフィルターエレメント	エレメント取替及び通油	差圧が発生し、バルブが閉められている。	6
	冷却水循環ポンプ	ポンプ及びモーター軸受取替	軸受取替時間超過のため。	7
冷却塔ファンモーター	モーター軸受取替	軸受取替時間超過のため。	8	
ガバナ(調速機)	予備購入及びメーカーオーバーホール	長期間使用のため。	9	
エンジン、過給機、発電機	エンジン及び過給機オーバーホール、発電機内部洗浄	時間管理部品(吸、排気弁・各種軸受・ロッドボルト等)時間超過のため。	※	
5号機	機関及び発電機	機関拭き取り(毎日)	潤滑油漏れにより、ほこりが付着し汚れている。	1
	潤滑油	全入替(機関、ガバナ、発電機軸受)	長期間使用による劣化。	2
	冷却水温度調整弁	分解後、消耗品(ベレット、Oリングなど)の取替	冷却水温度調節弁の動作(開度)にふらつきあり。	3
	全シリンダー燃料噴射弁	噴射ノズル掃除の取替	煙突より黒煙が出ている。(不完全燃料)後燃えによる温度上昇	4
	全シリンダー燃料噴射ポンプ(ホプシリンダー)	取替	煙突より黒煙が出ている。(不完全燃料)後燃えによる温度上昇	5
	CJCフィルターエレメント	エレメント取替及び通油	差圧が発生し、バルブが閉められている。	6
	冷却水循環ポンプ	ポンプ及びモーター軸受取替	軸受取替時間超過のため。	7
冷却塔ファンモーター	モーター軸受取替	軸受取替時間超過のため。	8	
ガバナ(調速機)	予備購入及びメーカーオーバーホール	長期間使用のため。	9	
エンジン、過給機、発電機	エンジン及び過給機オーバーホール、発電機内部洗浄	時間管理部品(吸、排気弁・各種軸受・ロッドボルト等)時間超過のため。	※	

※: 早期の計画及び実施が必要。

(2) ベティオ発電所

今回、ベティオ発電所1号機については、燃料供給ポンプの不具合で停止しており、運転状況は確認できなかったが、古い事もあり大変汚れていた。ビケニベウ発電所でも同様であったが、基本である機関の拭き取りを実施した方が良いと判断した。また、ラジエターの冷却フィンについて、高圧洗浄により曲がっている箇所が確認された。冷却効果の低下につながるため、圧力を下げて洗浄することを推奨する。

5.3.3 支援策案

EDC 運用の過去実績からも適用することで一定の燃費改善効果を期待できる。また、発電機のメンテナンスによる燃費改善の余地があることから、EDC 運用及びメンテナンスの技術支援の必要性が高い。

キリバス(タラワ)の系統負荷(最大 3.5MW)に対して PV が 1.3MW 導入される計画であるため、長周期的及び短周期的な系統安定化対策が必要である。取得した需要データ及び PV の負荷遮断データから PV の連系許容量及び安定化装置(蓄電池)導入の際の最適システム設計を以下に示す。

<解析条件>

本シミュレーションでは、既設ディーゼル発電機の運転範囲を正常値の出力 40%~100%であることを前提とする。また、再生可能エネルギー設備が電力供給する際、その合計出力全てを DEG の瞬動予備力でカバーできるよう制約を置いた。

表 5-11 計算条件 (キリバス)

ディーゼル発電機	単位	1号機	3号機	4号機	5号機		増設DEG
定格出力(現状)	kW	1,250	1,400	1,400	1,400		想定値
最大出力(現状)	kW	1,100	1,330	1,330	1,330		
最低出力(現状)	kW	500	560	560	560		
定格出力(正常)	kW	1,250	1,400	1,400	1,400		500
最大出力(正常)	kW	1,250	1,400	1,400	1,400		500
最低出力(正常)	kW	500	560	560	560		200
最低出力率(正常)	%	40%	40%	40%	40%		40%
機関回転数	min-1	750	750	750	750		750
燃料消費率(20%)	L/kWh	0.355	0.341	0.291	0.375		0.375
燃料消費率(50%)	L/kWh	0.284	0.269	0.204	0.292		0.292
燃料消費率(75%)	L/kWh	0.273	0.253	0.208	0.276		0.276
燃料消費率(100%)	L/kWh	0.261	0.251	0.213	0.250		0.250
燃料消費率(20%)	L/h	88.8	95.4	81.6	105.0		37.5
燃料消費率(50%)	L/h	177.6	188.4	142.8	204.5		73.0
燃料消費率(75%)	L/h	256.2	265.2	218.4	289.8		103.5
燃料消費率(100%)	L/h	325.8	351.6	298.2	350.4		125.1
生涯運転時間	hr	50,000	50,000	50,000	50,000		50,000
設備建設費	USD	1875000	2100000	2100000	2100000		750000
設備建設費(設定)	USD	-	-	-	-		-
運転維持費率	%/yr	10%	10%	10%	10%		10%
運転維持費	USD/yr	187,500	210,000	210,000	210,000		75,000
運転維持費	USD/hr	38	42	42	42		15
燃料単価	USD/L	1.0	1.0	1.0	1.0		1.0

太陽光発電	単位	現状	計画	将来導入					
導入規模	kW	-	400	1,300	2,000	2,500	3,000	4,000	5,000
設備建設費	USD	-	3200000	10400000	16000000	20000000	24000000	32000000	40000000
設備建設費(設定)	USD	-	-	-	-	-	-	-	-
運転維持費率	%/yr	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%
運転維持費	USD/yr	-	64,000	208,000	320,000	400,000	480,000	640,000	800,000
耐用年数	年	20	20	20	20	20	20	20	20
システム変換効率	%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%
日平均日射量	kWh/m2	5.96	5.96	5.96	5.96	5.96	5.96	5.96	5.96
傾斜角	°	5	5	5	5	5	5	5	5
方位角	°	0	0	0	0	0	0	0	0

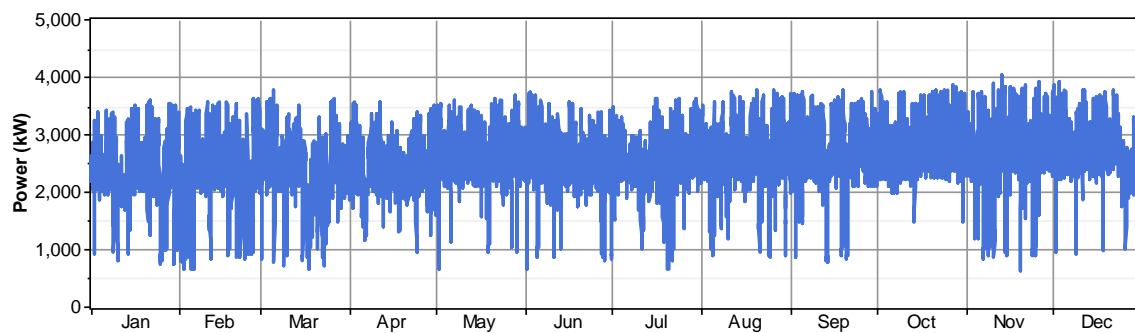
長周期対策	単位	出力制限	長周期対応蓄電池導入					
PCS容量	kW	0	500	1,000	1,500	2,000	2,500	3,000
蓄電池容量	kWh	0	1,500	3,000	4,500	6,000	7,500	9,000
PCS変換効率	%	0	90%	90%	90%	90%	90%	90%
蓄電池効率	%	0	90%	90%	90%	90%	90%	90%
使用下限値	%-SOC	0	30%	30%	30%	30%	30%	30%
設備建設費	USD	-	2250000	4500000	6750000	9000000	11250000	13500000
設備建設費(設定)	USD	-	-	-	-	-	-	-
運転維持費率	%/yr	-	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%
運転維持費	USD/yr	-	225,000	450,000	675,000	900,000	1,125,000	1,350,000

<解析データ>

シミュレーション解析に用いた系統負荷推移、日射量推移、風速推移の各データは下図の通りである。

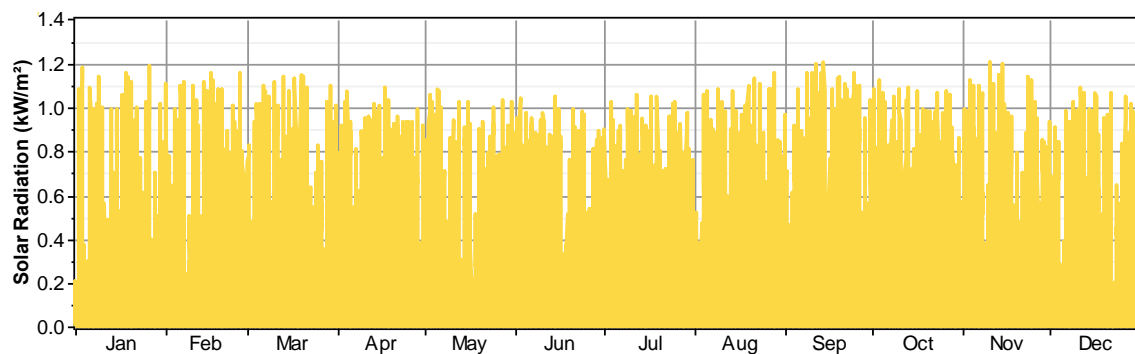
・系統負荷推移

運転日誌より作成



・日射量推移

タラワ環礁の緯度経度より NASA データを引用。



・風速推移

平均風速が低いため、経済性が悪く、今回試算は除外した。

<解析結果>

シミュレーション結果を以下に示す。

500kW の DEG を増設することで再生可能エネルギーとのマッチングが容易となり、余剰電力量を 3 割減することができる。その結果、発電コストがさらに安価となる。再エネ供給率はいずれの場合も 19%程度と見込まれる。

■DEG 増設を伴わない場合

STEP1: DEGコンディションアップで運転範囲を出力40%~100%改善	20	百万円
STEP2: 特になし	-	百万円
STEP3: 現在PEC基金で建設中のPV400kWで無補償許容値にほぼ到達する。	-	百万円
STEP4: UAEPV500kW、世銀PV400kWの将来増設に合わせて短周期対応蓄電池2MW×1MWhの導入。	450	百万円
STEP5: PV1.2MW追加、但し出力制限を行う。	960	百万円
	1,430	百万円

<余剰電力量>

長周期対策を検討するために重要な余剰電力量について、PV、WT 及び蓄電池の組合せ毎に算定した。STEP3~5 として採用する再エネ組合せ及び余剰電力量も併せて示す。

表 5-12 余剰電力量 (キリバス) -DEG 増設なし

余剰電力量		単位	出力制限	長周期対応蓄電池導入						MWh	
蓄電池容量		kWh	0	1,500	3,000	4,500	6,000	7,500	9,000		
PCS容量		kW	0	500	1,000	1,500	2,000	2,500	3,000		
再エネ導入	現状 計画	PV									
		-	-	-	-	-	-	-	-	-	
		400	1	-	-	-	-	-	-	-	STEP3
		1,300	82	18	2	-	-	-	-	-	STEP4
		2,000	380	106	33	2	-	-	-	-	
		2,500	811	306	106	22	6	1	0	STEP5	
		3,000	1,396	684	297	95	28	8	2		
		4,000	2,789	1,856	1,223	632	283	123	51		
		5,000	4,314	3,283	2,543	1,714	1,081	687	347		

<発電コスト>

各組合せに応じた発電コスト (既設 DEG 分も含む) を算定した。下表に示す。

表 5-13 発電コスト (キリバス) -DEG 増設なし A: 運転維持費用のみ負担

発電コスト		単位	出力制限	長周期対応蓄電池導入						USD/kWh
蓄電池容量		kWh	0	1,500	3,000	4,500	6,000	7,500	9,000	
PCS容量		kW	0	500	1,000	1,500	2,000	2,500	3,000	
再エネ導入	現状 計画	PV								
		-	0.282	0.292	0.302	0.312	0.322	0.332	0.342	
		400	0.278	0.288	0.298	0.308	0.318	0.328	0.338	STEP3
		1,300	0.271	0.280	0.290	0.300	0.310	0.320	0.330	STEP4
		2,000	0.267	0.274	0.283	0.293	0.303	0.313	0.323	
		2,500	0.267	0.271	0.279	0.287	0.297	0.307	0.317	STEP5
		3,000	0.268	0.269	0.275	0.282	0.291	0.301	0.311	
		4,000	0.272	0.271	0.273	0.276	0.281	0.289	0.298	
		5,000	0.277	0.274	0.276	0.276	0.278	0.283	0.289	

<再エネ供給率>

各組合せに応じた再エネ供給率を算定した。下表に示す。

表 5-14 再エネ供給率（キリバス）－DEG 増設なし

再エネ供給率	単位	出力制限	長周期対応蓄電池導入						%
蓄電池容量	kWh	0	1,500	3,000	4,500	6,000	7,500	9,000	
PCS容量	kW	0	500	1,000	1,500	2,000	2,500	3,000	
再エネ導入	PV								
現状 計画	-	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	
	400	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	STEP3
	1,300	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	STEP4
	2,000	15.0%	15.0%	15.0%	15.0%	15.0%	15.0%	15.0%	
	2,500	19.0%	19.0%	19.0%	19.0%	19.0%	19.0%	19.0%	STEP5
	3,000	22.0%	22.0%	23.0%	23.0%	23.0%	23.0%	23.0%	
	4,000	27.0%	28.0%	29.0%	29.0%	30.0%	30.0%	30.0%	
	5,000	32.0%	33.0%	34.0%	35.0%	36.0%	36.0%	37.0%	

■ DEG 増設を伴う場合

STEP1: DEGコンディションアップで運転範囲を出力40%~100%改善	20	百万円
STEP2: 6号機として500kWのDEGを増設	75	百万円
STEP3: 現在PEC基金で建設中のPV400kWで無補償許容値にほぼ到達する。	-	百万円
STEP4: UAEPV500kW、世銀PV400kWの将来増設に合わせて短周期対応蓄電池2MW×1MWhの導入。	450	百万円
STEP5: PV1.2MW追加、但し出力制限を行う。	960	百万円
	1,505	百万円

<DEG 増設について>

500kW の DEG を増設することで再生可能エネルギーとのマッチングが容易となり、余剰電力量を 3 割減することができる。その結果、発電コストも安価となる。

<余剰電力量>

長周期対策を検討するために重要な余剰電力量について、PV、WT 及び蓄電池の組合せ毎に算定した。STEP3~5 として採用する再エネ組合せ及び余剰電力量も併せて示す。

表 5-15 余剰電力量（キリバス）－DEG 増設あり

余剰電力量	単位	出力制限	長周期対応蓄電池導入						MWh
蓄電池容量	kWh	0	1,500	3,000	4,500	6,000	7,500	9,000	
PCS容量	kW	0	500	1,000	1,500	2,000	2,500	3,000	
再エネ導入	PV								
現状 計画	-	-	-	-	-	-	-	-	
	400	0	-	-	-	-	-	-	STEP3
	1,300	55	11	-	-	-	-	-	STEP4
	2,000	248	76	14	1	-	-	-	
	2,500	593	218	65	14	3	0	-	STEP5
	3,000	1,114	544	201	63	19	7	2	
	4,000	2,430	1,657	976	485	219	91	39	
	5,000	3,910	3,040	2,196	1,460	944	535	266	

<発電コスト>

各組合せに応じた発電コスト（既設 DEG 分も含む）を算定した。下表に示す。

表 5-16 発電コスト（キリバス）－DEG 増設あり A：運転維持費用のみ負担

発電コスト		単位	出力制限	長周期対応蓄電池導入					USD/kWh	
蓄電池容量		kWh	0	1,500	3,000	4,500	6,000	7,500	9,000	
PCS容量		kW	0	500	1,000	1,500	2,000	2,500	3,000	
再エネ導入		PV								
現状 計画		-	0.277	0.287	0.297	0.307	0.317	0.327	0.337	
		400	0.273	0.283	0.293	0.303	0.313	0.323	0.333	STEP3
		1,300	0.265	0.274	0.284	0.294	0.304	0.314	0.324	STEP4
		2,000	0.260	0.268	0.278	0.287	0.297	0.307	0.317	
		2,500	0.259	0.265	0.273	0.282	0.292	0.302	0.312	STEP5
		3,000	0.259	0.263	0.269	0.277	0.286	0.296	0.306	
		4,000	0.263	0.264	0.266	0.270	0.276	0.285	0.294	
		5,000	0.267	0.267	0.267	0.268	0.272	0.277	0.284	

<再エネ供給率>

各組合せに応じた再エネ供給率を算定した。下表に示す。

表 5-17 再エネ供給率（キリバス）－DEG 増設あり

再エネ供給率		単位	出力制限	長周期対応蓄電池導入					%	
蓄電池容量		kWh	0	1,500	3,000	4,500	6,000	7,500	9,000	
PCS容量		kW	0	500	1,000	1,500	2,000	2,500	3,000	
再エネ導入		PV								
現状 計画		-	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	
		400	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	STEP3
		1,300	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	STEP4
		2,000	15.0%	15.0%	15.0%	15.0%	15.0%	15.0%	15.0%	
		2,500	19.0%	19.0%	19.0%	19.0%	19.0%	19.0%	19.0%	STEP5
		3,000	22.0%	22.0%	23.0%	23.0%	23.0%	23.0%	23.0%	
		4,000	28.0%	29.0%	29.0%	30.0%	30.0%	30.0%	30.0%	
		5,000	33.0%	34.0%	35.0%	36.0%	36.0%	37.0%	37.0%	

5.3.4 再エネ導入形態パターン分析結果

添付資料②「詳細検討結果」を参照のこと。

5.4 パラオ共和国（バベルダオブ島）

5.4.1 詳細スケジュール（ヒアリング先）

月日	時間	作業・打合	面会者
3/18(水)	8:45	JICAパラオ支所	松井信晃 パラオ支所長
	9:30	PPUC	Tito Cabunaga Manager Power Generation Division
	10:00- 17:30	Airai変電所・Aimeliik発電所・ PVサイト（2か所）・変電所・ Malakal発電所	
3/19(木)	9:00	PPUC、Palau Energy Office	Kione J. Isechal CEO
			Ken Sugiyama Renewable Energy Manager
			James Mengeolt Manager system control
3/19(木)	9:00	PPUC、Palau Energy Office	Tito Cabunaga Manager Power Generation Division
			Greg O. Echerong Director
			Nicholas “NYK” Kloulubak Board of Directors・Director
3/19(木)	11:00- 17:00	マラカル発電所	Tito Cabunaga Manager Power Generation Division
3/20(金)	9:00	Palau Energy Office	Nicholas “NYK” Kloulubak Board of Directors・Director
	10:00	PPUC	Ken Sugiyama Renewable Energy Manager
	14:00	PPUC	Kione J. Isechal CEO
Ken Sugiyama Renewable Energy Manager			
James Mengeolt Manager system control			
3/20(金)	14:00	PPUC	Tito Cabunaga Manager Power Generation Division
			Greg O. Echerong Director
3/21(土)		送配電網追加調査・資料整理・報告書作成	

5.4.2 DEG 発電所・再エネ導入状況分析

パラオでの電力事業は Palau Public Utilities Corporation（PPUC）が運営しており、DEG 発電所は 2 か所（アイメリイク発電所、マラカル発電所）ある。アイメリイク発電所は 2011 年に火災により焼失したため 2014 年に日本の無償支援協力（5MW×2 台）により導入された。マラカル発電所では日本の無償支援による発電機を含めて 11 台運用可能な状態である。系統負荷の最大が 12MW 程度であるため、DEG は 2～3 台運転であり、供給予備力は充実している。発電所の状態はとても良好で、ヒアリングからもメンテナンスがきちんと実施されていることが分かった。但し、細かな点検や整備については実施されていないため、職員の更なる教育は必要である。マラカル発電所に関しては冷却系統の能力が低下しており、取替が必要であるが、予算制約もあり実施できていない。

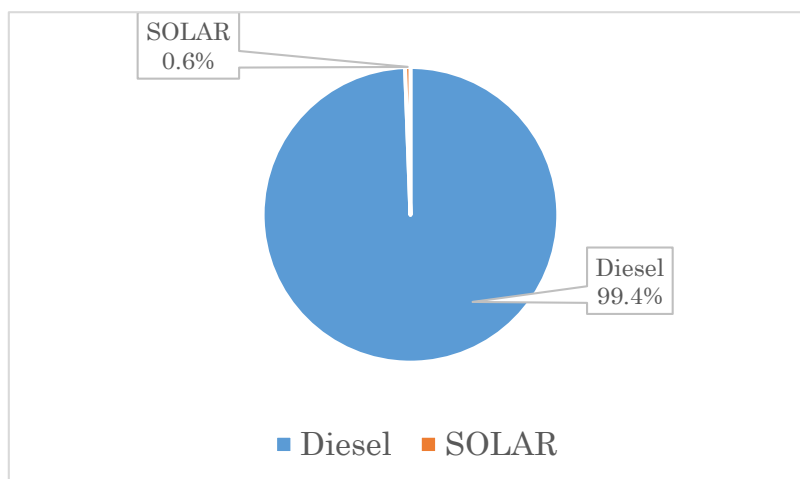


図 5-9 1次エネルギーの割合 (パラオ)

図 5-10 にパラオでの滞在ホテルにて周波数及び電圧を計測した。軽負荷となる深夜時間帯に電圧、周波数ともに高めとなるが、影響の無い範囲でおおむね収まっている。

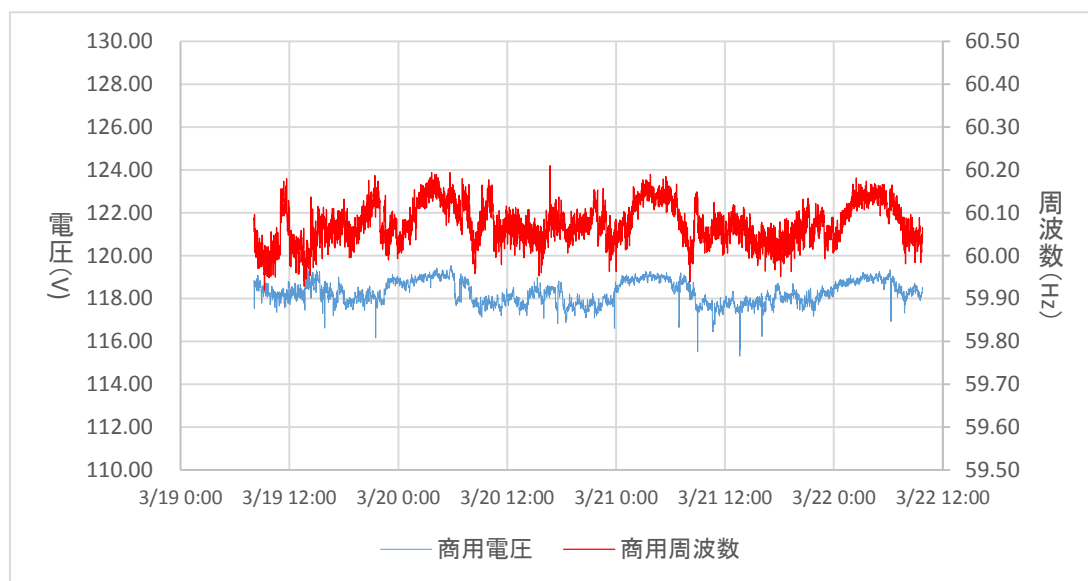


図 5-10 パラオにおける電力品質 (電圧、周波数)

再エネは PV を中心に導入されており、現在は約 1.3MW が系統連系されている。スーパーマーケット等の民間企業にも普及しており、ネットメータリングシステムで電力売買が行われている。今後、政府及び PPUC は PV の更なる導入に向けて制度面及び技術的要件に関して模索している状況である。

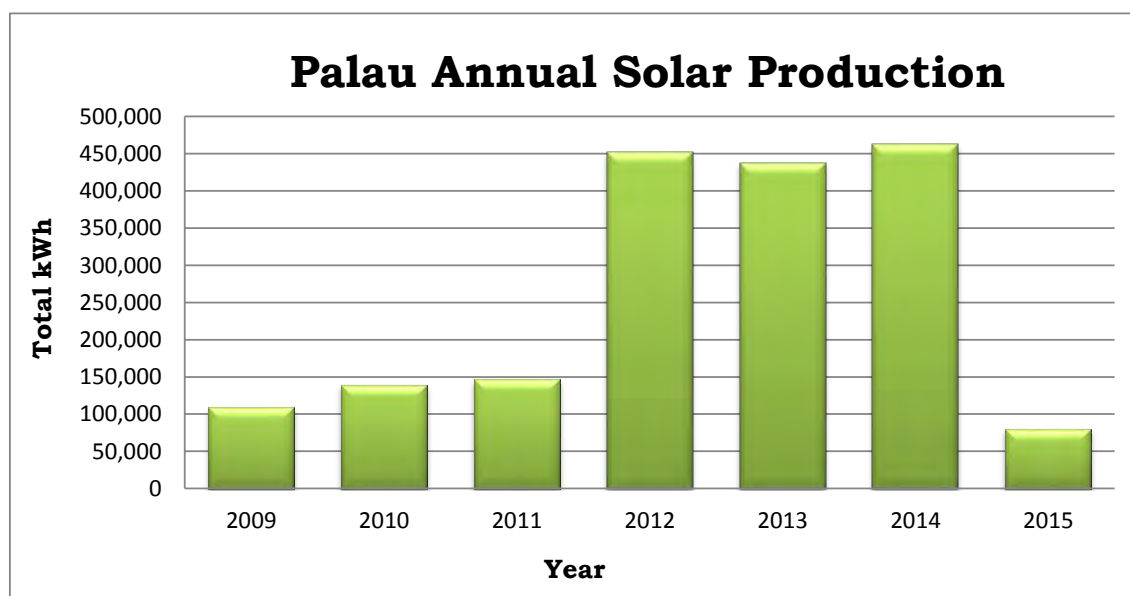


図 5-11 PV 発電電力量の年間推移 (パラオ)

以下に各発電所の詳細状況（メンテ状況、燃料消費率測定結果）を記す。

(1) アイメリイク発電所

発電機仕様

6号機（2014年運開）

機関型式：18KU30A

機関番号：D138539

定格出力：5150kW

発電機型式：NTAKL

電圧：13800V

周波数：60Hz

製造者：三菱重工株式会社

機関回転数：720min⁻¹

製造者：西芝電機(株)

ポール数：10P

シリアルNo.：960382A1A

7号機（2014年運開）

機関型式：18KU30A

機関番号：D138540

定格出力：5150kW

発電機型式：NTAKL

電圧：13800V

周波数：60Hz

製造者：三菱重工株式会社

機関回転数：720min⁻¹

製造者：西芝電機(株)

ポール数：10P

シリアルNo.：960382A2A

(2) マラカル発電所

14号機 (2013年運開)

機関型式：16V28HLX

機関番号：57212

定格出力：5182kW

発電機型式：E-AF

電圧：6,600V

周波数：60Hz

製造者：新潟原動機株式会社

機関回転数：720min⁻¹

製造年：2005年9月

製造者：株明電舎

ポール数：10P

製造No.：1A1282RJ

15号機 (2013年運開)

機関型式：16V28HLX

機関番号：57213

定格出力：5182kW

発電機型式：E-AF

電圧：6,600V

周波数：60Hz

製造者：新潟原動機株式会社

機関回転数：720min⁻¹

製造年：2005年9月

製造者：株明電舎

ポール数：10P

製造No.：1A1282RJ

イギリス製機関

機関型式：GROSS

機関回転数：720min⁻¹

発電機仕様：不明

製造者：ALCO (イギリス)

製造年：1972年

WARTSILA SACM 機関 (1996年運開)

発電機型式：LSA54VL9-6P

電圧：13,800V

回転数：1200min⁻¹

定格出力：2000kW

周波数：60Hz

三菱可搬形発電装置×4台 (2012年運開)

MGP680 (低騒音型)

機関型式：S6R-PTA

回転数：1800min⁻¹

発電機型式：HC544E1

周波数：60Hz

製造者：三菱重工業(株)

定格出力：575kW

燃料：軽油又はA重油

電圧：440V

12号機（1997年運開）

機関型式：12KU30

製造者：三菱重工業株

機関番号：D138220

機関回転数：720min⁻¹

定格出力：3400kW

製造年：1997年

発電機型式：TAKL

製造者：東芝

電圧：13800V

ポール数：10P

周波数：60Hz

製造No.：971000112

13号機（1997年運開）

機関型式：12KU30

製造者：三菱重工業株

機関番号：D138221

機関回転数：720min⁻¹

定格出力：3400kW

製造年：1997年

発電機型式：TAKL

製造者：東芝

電圧：13800V

ポール数：10P

周波数：60Hz

製造No.：971000113

①中央操作室状況確認

発電機制御盤及び継電器盤を確認した結果、良好な状態であった。冷房も管理されており、湿度などによる継電器類の不具合も無い。

②電気室状況確認

発電機制御盤及び継電器盤を確認した結果、良好な状態であった。冷房も管理されており、湿度などによる継電器類の不具合も無い。

③機関室状況確認

機関室については、印象として不要な物は置かれておらず良好であった。ヒアリングの結果についても発電所責任者の整理整頓に対する意識が非常に高い。

④機関運転状況確認

【アイメリク発電所6号機】

異常は認められず良好であった。

単位：℃

シリンダー出口排気温度	1	2	3	4	5	6	7	8	9
R側	372	383	401	384	378	384	377	383	383
L側	372	373	389	378	373	384	388	388	386

単位：℃

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
主軸受温度	72.4	73.3	68.2	73.4	72.7	71.5	70.3	69.3	72.5	68.8

燃料噴射ポンプラック目盛	1	2	3	4	5	6	7	8	9
R側	24	25	25	25	24	24	25	24	24
L側	24	24	25	24	25	24	24	25	25

単位：MPa

	吸気圧力	潤滑油圧力	一次冷却水圧力	二次冷却水圧力	過給機潤滑油圧力
6号機	0.08	0.55	0.30	0.16	0.13

単位：℃

	冷却水機関入口温度	潤滑油機関入口温度	過給機潤滑油温度
6号機	77	47	53

【マラカル発電所14号機】

異常は認められず良好であった。

単位：℃

シリンダー出口排気温度	1	2	3	4	5	6	7	8
A側	355	356	350	344	340	336	341	367
B側	355	352	341	342	361	343	345	340

単位：℃

	1	2	3	4	5	6	7	8	9
主軸受温度	36	34	34	34	34	34	34	34	34

単位：MPa

	吸気圧力	潤滑油圧力	一次冷却水圧力	二次冷却水圧力	過給機潤滑油圧力
14号機	0.08	0.59	0.23	0.30	0.17

単位：℃

	冷却水機関入口温度	潤滑油機関入口温度	過給機吸入空気温度
14号機	84	64	38

【マラカル発電所 15 号機】

異常は認められず良好であった。

単位：℃

シリンダー出口排気温度	1	2	3	4	5	6	7	8
A 側	341	357	343	347	347	359	358	340
B 側	379	350	344	348	343	357	340	341

単位：℃

	1	2	3	4	5	6	7	8	9
主軸受温度	52	38	52	69	79	43	37	36	36

単位：MPa

	吸気圧力	潤滑油圧力	一次冷却水圧力	二次冷却水圧力	過給機潤滑油圧力
15 号機	0.07	0.43	0.25	0.33	0.17

単位：℃

	冷却水機関入口温度	潤滑油機関入口温度	過給機吸入空気温度
15 号機	78	28	39

【その他ユニット】

既設の 14, 15 号機は、煙突からの煙が濃く、排気温度を確認した結果、大きなバラツキは無かったため、シリンダーライナーの摺動面の鏡面化によるオイルアップが懸念される。運開よりシリンダーライナーのデグレージング処理は実施していないので、実施することを推奨する。また、潤滑油への燃料混入が発生しているということだが、ヒアリングの結果、燃料噴射ポンプは最近整備を行い原因ではないとの回答であった。その他に考えられる要因として、燃料噴射弁ノズルのニードル弁の当り不良による機関停止時の燃料混入も考えられるが、運転時の排気温度を確認した結果、後燃えによる温度上昇なども無いことから大きな異常はないと思われる。

現状として、確認できていない燃料噴射弁圧力調整ねじ用キャップのパッキン面及び燃料噴射弁高圧管接合面からの漏れによるシリンダーヘッドへの燃料の吹き上がりが懸念される。燃料噴射弁及び燃料高圧管廻りの点検を重点的に実施することを推奨する。

また、14, 15 号機は、データ主軸受温度が極端に低いことが確認された。温度センサーの不具合が懸念される。又、15 号機の潤滑油機関入口温度が極端に低いことも確認された。新規センサーとの取替を行い比較確認が必要。現在、計測しているデータは、実際の温度で無いことが考えられるので、早期の対応が必要である。

⑤各種配管状況確認

配管の状況を確認した結果、運開後間もないこともあり良好であった。

⑥補機類状況確認

全ての補機及びフィルタ類について確認した結果、油などの汚れの付着も少なく手入れが行き届いている。

⑦CJC フィルター状況確認

エレメントの詰まりによる差圧の発生も無く良好であった。

⑧潤滑油について

職員とのヒアリングにて潤滑油の交換周期について確認した結果、点検毎に全量の入替を行っているという回答であった。又、性状に不安があるときには、外国へサンプルを送り性状分析を依頼しているという回答であった。潤滑油の重要性を十分に認識しており問題ないと考えられる。

⑨メンテナンスの実施能力について

職員とのヒアリングにてメンテナンスの実施能力について確認した結果、各エンジンメーカーが推奨する点検周期で実施している。ニイガタ製のエンジンについては、24000 時間での総分解点検のみ、技術員を派遣してもらい技術指導を受けて実施し、その他のピストンまでの点検に至っては補修員のみで実施しており、三菱の古いエンジンは、職員のみで実施し、メーカーが推奨する点検周期で実施しているが、2500 時間での簡易点検はほとんど部品の消耗が少なかったため、現在は実施していないという回答であった。そのことから、点検周期を確実に守り点検時の確認を詳細に行っていることによる点検周期の変更能力も備わっていることが分かる。

メンテナンスの実施能力は非常に高く、今後も同様の体制で整備を行うことで十分であると考える

※ラジエーターファンモータについては現在、整備を実施していないということであったので、ラジエーターファンモータの整備も追加した方が良いと思われる。

※発電機の内部洗浄については、実施していないという回答があり、今後絶縁抵抗の低下が懸念されるので、電気洗浄剤による吹付け洗浄を推奨する。

表 5-18 メンテナンス必要箇所一覧 (マラカル発電所)

	対象機器	対 策	現 象	優先順位
共通事項	各種継電器類	機器校正試験	現状異常なし	実施検討
	各種メーター類	機器校正試験	現状異常なし	実施検討
	電気室盤内機器類	盤内清掃	現状異常なし	実施検討
マラカルP/S 14号機	燃料噴射弁	燃料噴射弁分解点検	潤滑油への燃料混入	1
	主軸受温度センサー	センサー取替	指示温度が極端に低い	2
	シリンダーライナー	シリンダーライナー デグリージング処理	ピストンとの摺動面の鏡面化	点検時
	冷却塔ファンモーター	モーター軸受取替	軸受取替時間超過のため。	点検時
	発電機	電気洗浄剤による内部洗浄	固定子、回転子共に汚れている	点検時
マラカルP/S 15号機	燃料噴射弁	燃料噴射弁分解点検	潤滑油への燃料混入	1
	主軸受温度センサー	センサー取替	指示温度が極端に低い	2
	潤滑油機関入口温度センサー	センサー取替	指示温度が極端に低い	2
	シリンダーライナー	シリンダーライナー デグリージング処理	ピストンとの摺動面の鏡面化	点検時
	冷却塔ファンモーター	モーター軸受取替	軸受取替時間超過のため	点検時
	発電機	電気洗浄剤による内部洗浄	固定子、回転子共に汚れている	点検時

⑩燃料消費率

調査期間、運用条件の制約から、測定はマラカル発電所の 14 号機(ニイガタ 5,000kW)、15 号機(ニイガタ 5,000kW)のみとした。測定結果を図 5-12、表 5-19 に示す。

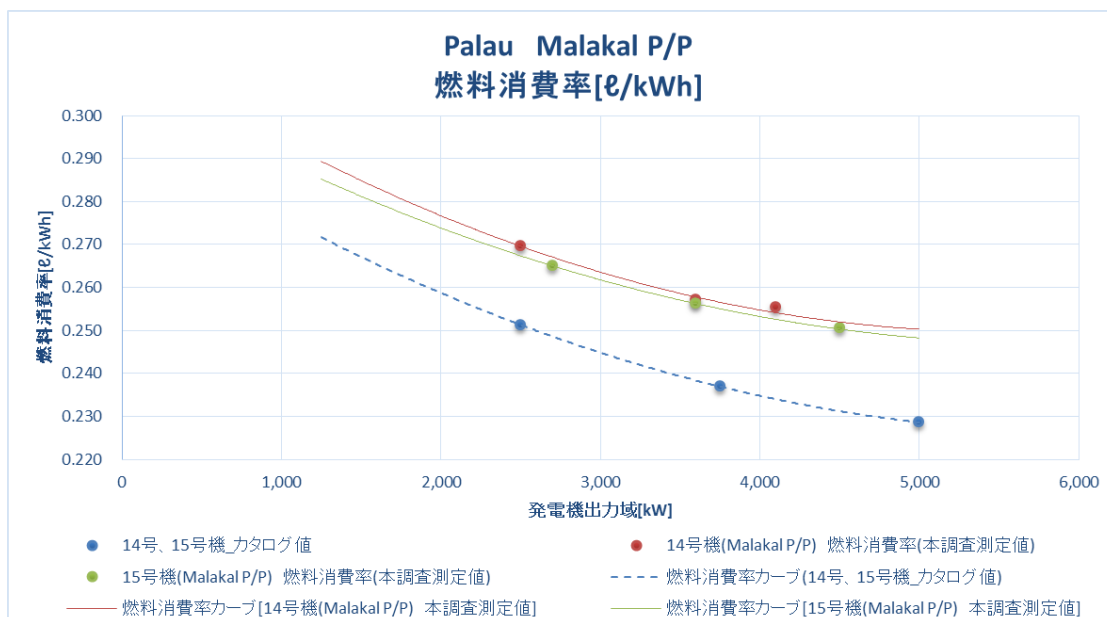


図 5-12 マラカル発電所 燃料消費率カーブ

表 5-19 マラカル発電所 燃料消費率

	1,250	2,500	2,700	3,500	3,600	3,750	4,100	4,500	5,000	備考
14号、15号機_カタログ値	-	0.251	-	-	-	0.237	-	-	0.229	-
14号機(Malakal P/P) 燃料消費率(本調査測定値)	-	0.270	-	-	0.257	-	0.255	-	-	
15号機(Malakal P/P) 燃料消費率(本調査測定値)	-	-	0.265	-	0.256	-	-	0.251	-	

測定した2機ともに、カタログと比較して、全体的に高い値を示し、燃費効率が悪化していることが確認された。発電所員への機器メンテナンス状況の確認からは特に問題がないことを確認したが、本発電機煙突の排煙の黒煙が見られたことから、燃料の不完全燃焼があることが窺える。今後、機器の燃費悪化原因を特定し、コンディション改善を行うことで燃費改善効果が期待できる。

⑪ EDC 運用適用可能性

通常の電力供給を既存発電設備中で燃費効率が良いと考えられる大容量機にて行っていることから、比較的燃費効率の良い運用がなされていると思われる。しかし、稼働している複数の発電機の中でも、燃費効率に差異があることが判断されることから、各発電機の燃費効率を把握し、最適な出力配分を行うことで、更なる燃費効率改善効果が期待できる。



図 5-13 マラカル発電所 14号機、15号機 煙突排煙(黒煙噴出状況)

5.4.3 支援策案

DEG 発電所の状態は良好であり、メンテナンス実施体制も整っているが、表 5-18 に示す通り改善の余地は残されている。また、EDC 適用の可能性はあり、職員の意欲も高く、効果が期待されることから、技術協力の実施も考えられる。

次に再エネ導入の可能性に関してシミュレーションを実施した。その結果を以下に示す。
<解析条件>

本シミュレーションでは、既設ディーゼル発電機の運転範囲を正常値の出力 50%~100%であることを前提とする。また、再生可能エネルギー設備が電力供給する際、その合計出力全てを DEG の瞬動予備力でカバーできるよう制約を置いた。パラオ コロールの電力系統ではユニット名が不明瞭であるため、便宜上設定した。アイメリク発電所の焼失で緊急的に設定された 500kW の DEG4 台があり、その後アイメリク発電所の復旧などがあり、DEG 台数は 14 台と非常に多い。本解析では運転日誌から主要で用いられているユニット 8 台に限定して実施するものとする。

表 5-20 計算条件 (パラオ)

発電所	Malakal	Malakal	Malakal	Malakal	Malakal	Malakal	Malakal
ユニット名	1号機	2号機	3号機	4号機	5号機	6号機	7号機
製造者	Mitsubishi	Mitsubishi	Wartsila	Caterpillar	Caterpillar	NIGATA	NIGATA
No	12	13	1	1	2	14	15
出力kW	3400	3400	2000	1825	1825	5000	5000
回転数	720	720	1200	1800	1800	720	720
製造年	1997	1997	1996	2006	2006	2005	2005
発電所	Malakal	Malakal	Malakal	Malakal	Aimeliik	Aimeliik	Aimeliik
ユニット名	8号機	9号機	10号機	11号機	12号機	13号機	14号機
製造者	Mitsubishi	Mitsubishi	Mitsubishi	Mitsubishi	Mitsubishi	Mitsubishi	Caterpillar
No	1	2	3	4	6	7	3516
出力kW	500	500	500	500	5000	5000	2000
回転数	1800	1800	1800	1800	720	720	1800
製造年	2012	2012	2012	2012	2013	2013	2012

燃料消費率は標準的な想定値である。現地からデータが得られれば再度算定を行う。

大洋州地域電力セクターにおけるエネルギーセキュリティ向上支援策にかかる情報収集・確認調査
【ファイナルレポート】

ディーゼル発電機	単位	4号機	5号機	6号機	7号機	8号機	9号機	12号機	13号機
定格出力(現状)	kW	1,825	1,825	5,000	5,000	500	500	5,000	5,000
最大出力(現状)	kW	1,500	1,500	4,500	4,500	450	450	5,000	5,000
最低出力(現状)	kW	-	-	-	-	-	-	-	-
定格出力(正常)	kW	1,825	1,825	5,000	5,000	500	500	5,000	5,000
最大出力(正常)	kW	1,825	1,825	5,000	5,000	500	500	5,000	5,000
最低出力(正常)	kW	913	913	2,500	2,500	250	250	2,500	2,500
最低出力率(正常)	%	50%	50%	50%	50%	50%	50%	50%	50%
機関回転数	min-1	1800	1800	720	720	1800	1800	720	720
燃料消費率(25%)	L/kWh	0.285	0.285	0.275	0.275	0.305	0.305	0.275	0.275
燃料消費率(50%)	L/kWh	0.270	0.270	0.265	0.265	0.282	0.282	0.265	0.265
燃料消費率(75%)	L/kWh	0.258	0.258	0.252	0.252	0.270	0.270	0.252	0.252
燃料消費率(100%)	L/kWh	0.255	0.255	0.250	0.250	0.270	0.270	0.250	0.250
燃料消費率(25%)	L/h	130.0	130.0	343.8	343.8	38.1	38.1	343.8	343.8
燃料消費率(50%)	L/h	246.4	246.4	662.5	662.5	70.5	70.5	662.5	662.5
燃料消費率(75%)	L/h	353.1	353.1	945.0	945.0	101.3	101.3	945.0	945.0
燃料消費率(100%)	L/h	465.4	465.4	1,250.0	1,250.0	135.0	135.0	1,250.0	1,250.0
生涯運転時間	hr	50,000	50,000	50,000	50,000	50,000	50,000	50,000	50,000
設備建設費	USD	2737500	2737500	7500000	7500000	750000	750000	7500000	7500000
設備建設費(設定)	USD	-	-	-	-	-	-	-	-
運転維持費率	%/yr	10%	10%	10%	10%	10%	10%	10%	10%
運転維持費	USD/yr	273,750	273,750	750,000	750,000	75,000	75,000	750,000	750,000
運転維持費	USD/hr	55	55	150	150	15	15	150	150
燃料単価	USD/L	0.71	0.71	0.71	0.71	0.71	0.71	0.71	0.71

太陽光発電	単位	現状	将来導入						
導入規模	kW	1,000	2,000	3,000	4,000	5,000	6,000	8,000	10,000
設備建設費	USD	8000000	16000000	24000000	32000000	40000000	48000000	64000000	80000000
設備建設費(設定)	USD	-	-	-	-	-	-	-	-
運転維持費率	%/yr	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%
運転維持費	USD/yr	160,000	320,000	480,000	640,000	800,000	960,000	1,280,000	1,600,000
耐用年数	年	20	20	20	20	20	20	20	20
システム変換効率	%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%
日平均日射量	kWh/m2	4.78	4.78	4.78	4.78	4.78	4.78	4.78	4.78
傾斜角	°	5	5	5	5	5	5	5	5
方位角	°	0	0	0	0	0	0	0	0

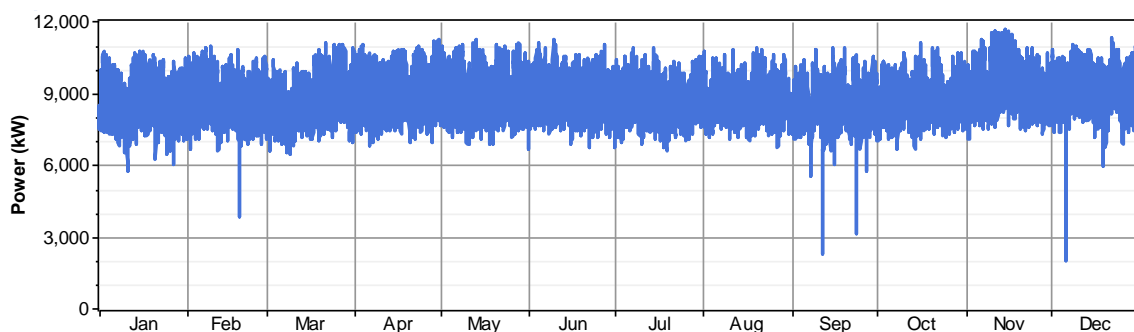
長周期対策	単位	出力制限	長周期対応蓄電池導入					
PCS容量	kW	0	1,000	2,000	3,000	4,000	5,000	6,000
蓄電池容量	kWh	0	3,000	6,000	9,000	12,000	15,000	18,000
PCS変換効率	%	0	90%	90%	90%	90%	90%	90%
蓄電池効率	%	0	90%	90%	90%	90%	90%	90%
使用下限値	%-SOC	0	30%	30%	30%	30%	30%	30%
設備建設費	USD	-	4500000	9000000	13500000	18000000	22500000	27000000
設備建設費(設定)	USD	-	-	-	-	-	-	-
運転維持費率	%/yr	-	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%
運転維持費	USD/yr	-	450,000	900,000	1,350,000	1,800,000	2,250,000	2,700,000

<解析データ>

シミュレーション解析に用いた系統負荷推移、日射量推移、風速推移の各データは下図の通りである。

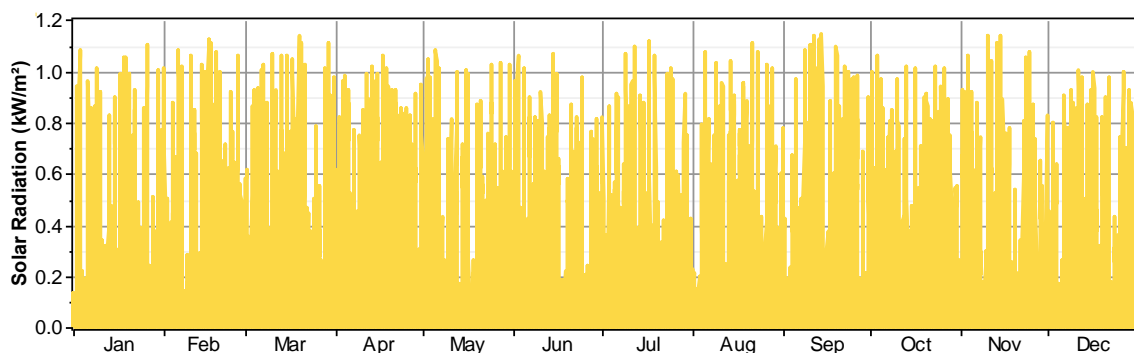
・系統負荷推移

マラカル発電所の運転日誌より作成



・日射量推移

コロール市の緯度経度より NASA データを引用。



・風速推移

平均風速が低いため、経済性が悪く、今回試算は除外した。

<解析結果>

シミュレーション結果を以下に示す。再エネ供給率は 11%程度である。

日本製品相当価格

STEP1: DEGコンディションアップで運転範囲を出力40%~100%改善	20	百万円
STEP2: 特になし	-	百万円
STEP3: PV1.0MWを導入する。	800	百万円
STEP4: 特になし	-	百万円
STEP5: PV4.0MW追加し、短周期対応蓄電池4MW×2MWhを導入する。但し出力制限を行う。	4,100	百万円
	4,920	百万円

<余剰電力量>

長周期対策を検討するために重要な余剰電力量について、PV、WT 及び蓄電池の組合せ毎に算定した。STEP3~5 として採用する再エネ組合せ及び余剰電力量も併せて示す。

表 5-21 余剰電力量 (パラオ)

		MWh						
余剰電力量	単位	出力制限	長周期対応蓄電池導入					
蓄電池容量	kWh	0	3,000	6,000	9,000	12,000	15,000	18,000
PCS容量	kW	0	1,000	2,000	3,000	4,000	5,000	6,000
再エネ導入	PV							
現状	1,000	-	-	-	-	-	-	-
	2,000	-	-	-	-	-	-	-
	3,000	0	-	-	-	-	-	-
	4,000	7	-	-	-	-	-	-
	5,000	102	3	-	-	-	-	-
	6,000	438	60	3	-	-	-	-
	8,000	1,758	803	237	32	1	-	-
	10,000	3,558	2,269	1,261	555	175	24	1

<発電コスト>

各組合せに応じた発電コスト (既設 DEG 分も含む) を算定した。下表に示す。

表 5-22 発電コスト (パラオ) A: 運転維持費用のみ負担

		USD/kWh						
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	3,000	6,000	9,000	12,000	15,000	18,000
PCS容量	kW	0	1,000	2,000	3,000	4,000	5,000	6,000
再エネ導入	PV							
現状	1,000	0.217	0.222	0.228	0.234	0.239	0.245	0.251
	2,000	0.216	0.221	0.227	0.233	0.238	0.244	0.250
	3,000	0.215	0.220	0.226	0.232	0.237	0.243	0.249
	4,000	0.214	0.219	0.225	0.231	0.236	0.242	0.248
	5,000	0.213	0.218	0.224	0.230	0.235	0.241	0.247
	6,000	0.212	0.217	0.223	0.229	0.234	0.240	0.246
	8,000	0.213	0.217	0.221	0.226	0.232	0.237	0.243
	10,000	0.215	0.218	0.221	0.225	0.230	0.235	0.240

<再エネ供給率>

各組合せに応じた再エネ供給率を算定した。下表に示す。

表 5-23 再エネ供給率 (パラオ)

		%						
再エネ供給率	単位	出力制限	長周期対応蓄電池導入					
蓄電池容量	kWh	0	3,000	6,000	9,000	12,000	15,000	18,000
PCS容量	kW	0	1,000	2,000	3,000	4,000	5,000	6,000
再エネ導入	PV							
現状	1,000	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%
	2,000	4.0%	4.0%	4.0%	4.0%	4.0%	4.0%	4.0%
	3,000	5.0%	5.0%	5.0%	5.0%	5.0%	5.0%	5.0%
	4,000	7.0%	7.0%	7.0%	7.0%	7.0%	7.0%	7.0%
	5,000	9.0%	9.0%	9.0%	9.0%	9.0%	9.0%	9.0%
	6,000	11.0%	11.0%	11.0%	11.0%	11.0%	11.0%	11.0%
	8,000	14.0%	14.0%	14.0%	14.0%	14.0%	14.0%	14.0%
	10,000	17.0%	17.0%	17.0%	18.0%	18.0%	18.0%	18.0%

現地の支援ニーズとしてあがったのは送配電網の強化であった。パラオの電力系統は架空送電であり、アイメリク発電所からコロール市内への送電線が重潮流回線となる。この線路は樹木接触の危険性の高い所に敷設されているため、近年、樹木接触による系統事故が頻発し停電を誘発している。停電リスクを軽減するために、森林地帯の送電線路の移設や、多回線送電の構築などが設備対策としてあげられる。

5.4.4 再エネ導入形態パターン分析結果

添付資料②「詳細検討結果」を参照のこと。

5.5 マーシャル諸島共和国（マジュロ）

「マーシャル国エネルギー自給システム構築プロジェクト（2013-2015年、JICA）の結果に基づき検討を実施した。

5.5.1 支援策検討

再エネ導入量最大化に向けた電力系統の詳細シミュレーションを実施した。

<解析条件>

本シミュレーションでは、既設ディーゼル発電機の運転範囲を正常値の出力50%~100%であることを前提とする。また、再生可能エネルギー設備が電力供給する際、その合計出力全てをDEGの瞬動予備力でカバーできるよう制約を置いた。

表 5-24 計算条件（マーシャル）

ディーゼル発電機	単位	1号機	2号機	3号機	4号機	5号機	6号機	7号機
定格出力(現状)	kW	3,275	3,275	3,275	3,275	3,485	6,400	6,400
最大出力(現状)	kW	1,200	1,500	-	-	2,700	6,000	5,000
最低出力(現状)	kW	1,000	1,000	-	-	2,000	5,000	4,000
定格出力(正常)	kW	3,275	3,275	3,275	3,275	3,485	6,400	6,400
最大出力(正常)	kW	3,275	3,275	-	-	3,485	6,400	6,400
最低出力(正常)	kW	1,638	1,638	-	-	1,743	3,200	3,200
最低出力率(正常)	%	50%	50%	-	-	50%	50%	50%
機関回転数	min-1	450	450	450	450	720	600	600
燃料消費率(35%)	L/kWh	0.298	0.298			0.270	0.266	0.266
燃料消費率(50%)	L/kWh	0.276	0.276			0.255	0.246	0.246
燃料消費率(75%)	L/kWh	0.255	0.255			0.241	0.229	0.229
燃料消費率(100%)	L/kWh	0.252	0.252			0.241	0.232	0.232
燃料消費率(35%)	L/h	341.9	341.9			329.8	596.3	596.3
燃料消費率(50%)	L/h	452.0	452.0			444.8	787.5	787.5
燃料消費率(75%)	L/h	625.2	625.2			630.1	1,099.0	1,099.0
燃料消費率(100%)	L/h	826.7	826.7			838.9	1,486.6	1,486.6
生涯運転時間	hr	50,000	50,000			50,000	50,000	50,000
設備建設費	USD	4912500	4912500			5227500	9600000	9600000
設備建設費(設定)	USD	-	-			-	-	-
運転維持費率	%/yr	10%	10%			10%	10%	10%
運転維持費	USD/yr	491,250	491,250			522,750	960,000	960,000
運転維持費	USD/hr	98	98			105	192	192
燃料単価	USD/L	0.93	0.93	0.93	0.93	0.93	0.93	0.93

太陽光発電	単位	現状	計画	将来導入	2,000	4,000	6,000	8,000
導入規模	kW	-	890	1,000	2,000	4,000	6,000	8,000
設備建設費	USD	-	7120000	8000000	16000000	32000000	48000000	64000000
設備建設費(設定)	USD	-	-	-	-	-	-	-
運転維持費率	%/yr	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%
運転維持費	USD/yr	-	142,400	160,000	320,000	640,000	960,000	1,280,000
耐用年数	年	20	20	20	20	20	20	20
システム変換効率	%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%
日平均日射量	kWh/m2	5.44	5.44	5.44	5.44	5.44	5.44	5.44
傾斜角	°	5	5	5	5	5	5	5
方位角	°	0	0	0	0	0	0	0

大洋州地域電力セクターにおけるエネルギーセキュリティ向上支援策にかかる情報収集・確認調査
【ファイナルレポート】

風力発電	単位	現状	計画	将来導入				
導入基数	基	-	-	5	10	15	20	25
導入規模	kW	-	-	1,500	3,000	4,500	6,000	7,500
設備建設費	USD	-	-	15000000	30000000	45000000	60000000	75000000
設備建設費(設定)	USD	-	-	-	-	-	-	-
運転維持費率	%/yr	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%
運転維持費	USD/yr	-	-	600,000	1,200,000	1,800,000	2,400,000	3,000,000
耐用年数	年	20	20	20	20	20	20	20
平均風速	m/s	7.23	7.23	7.23	7.23	7.23	7.23	7.23

長周期対策	単位	出力制限	長周期対応蓄電池導入					
PCS容量	kW	0	1,000	2,000	4,000	7,000	10,000	12,000
蓄電池容量	kWh	0	3,000	6,000	12,000	21,000	30,000	36,000
PCS変換効率	%	0	90%	90%	90%	90%	90%	90%
蓄電池効率	%	0	90%	90%	90%	90%	90%	90%
使用下限値	%-SOC	0	30%	30%	30%	30%	30%	30%
設備建設費	USD	-	4500000	9000000	18000000	31500000	45000000	54000000
設備建設費(設定)	USD	-	-	-	-	-	-	-
運転維持費率	%/yr	-	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%
運転維持費	USD/yr	-	450,000	900,000	1,800,000	3,150,000	4,500,000	5,400,000

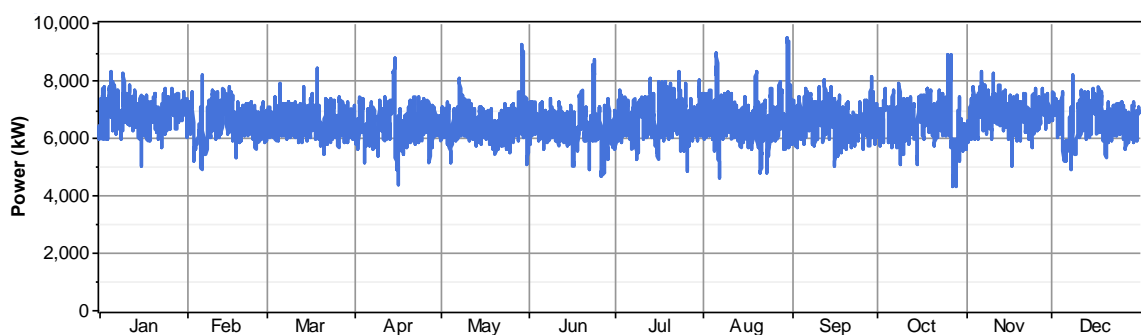
<解析データ>

シミュレーション解析に用いた系統負荷推移、日射量推移、風速推移の各データは下図の通りである。

・系統負荷推移

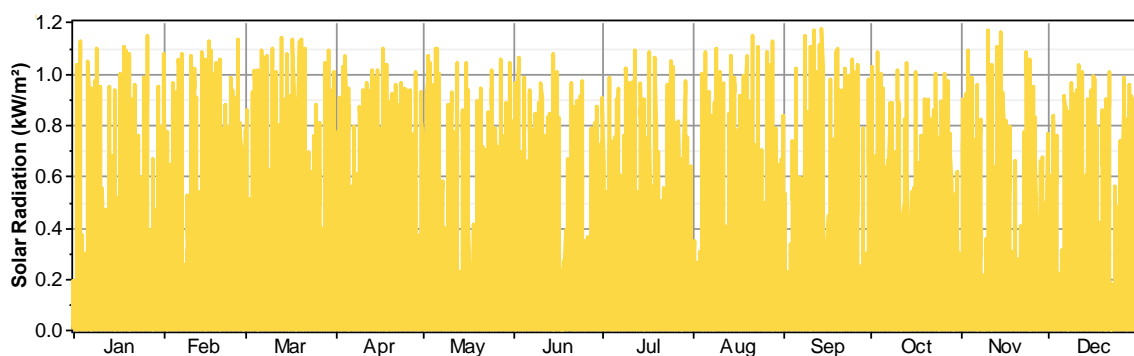
マジュロ発電所の運転日誌より作成

マジュロでは、300kWのPV連系があるが、詳細発電推移が不明であり当該負荷データに包含したままである。従って、本シミュレーション解析では既設PV300kWは考慮せずに検討するものとする。



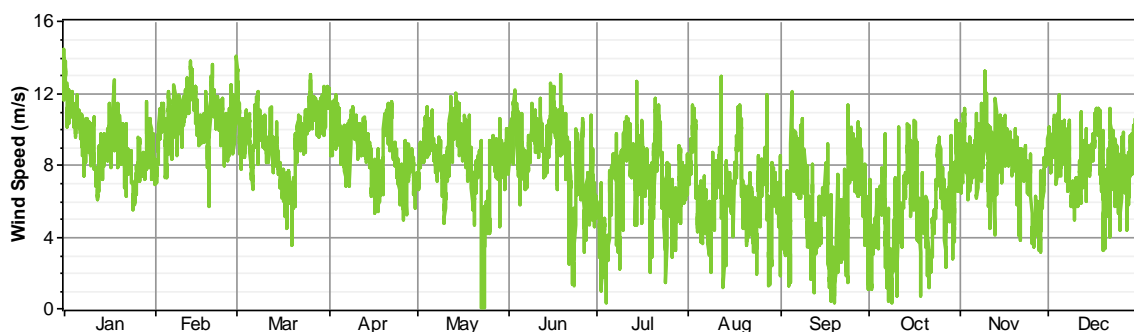
・日射量推移

マジュロの緯度経度よりNASAデータを引用。



・風速推移

ウォッチェでの実施データ（2012～2013）



<解析結果>

シミュレーション結果を以下に示す。マーシャル マジユロ発電所においては、3号機、4号機と7号機が故障停止中で、3号機及び7号機の普及計画がある。4号機について、更新の必要性の有無、及びその際の出力規模について別途検討した。その内容も以下に反映する。いずれの場合も再エネ供給率は24%程度である。

■DEG 更新を伴わない場合

STEP1: DEGコンディションアップで運転範囲を出力50%～100%改善	30	百万円
STEP2: 特になし	-	百万円
STEP3: 無補償で導入できる太陽光発電は890kW迄。(MECに伝達済み。自然増見込み)	-	百万円
STEP4: PV1MW、短周期対応蓄電池2MW×1MWhの導入。	1,250	百万円
STEP5: PV1MW追加、WT300kW×10基、長周期対応蓄電池2MW×6MWhの導入。	4,700	百万円
	5,980	百万円

<余剰電力量>

長周期対策を検討するために重要な余剰電力量について、PV、WT 及び蓄電池の組合せ毎に算定した。STEP3～STEP5 として採用する再エネ組合せ及び余剰電力量も併せて示す

表 5-25 余剰電力量（マーシャル）－DEG 更新なし

余剰電力量		単位	出力制限	長周期対応蓄電池導入						MWh
蓄電池容量		kWh	0	3,000	6,000	12,000	21,000	30,000	36,000	
PCS容量		kW	0	1,000	2,000	4,000	7,000	10,000	12,000	
再エネ導入	WT	PV								
現状	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
計画	-	890	-	-	-	-	-	-	-	STEP3
1,000	-	1,000	0	-	-	-	-	-	-	-
2,000	-	2,000	18	-	-	-	-	-	-	STEP4
4,000	-	4,000	957	268	3	-	-	-	-	-
6,000	-	6,000	3,174	2,029	444	3	-	-	-	-
8,000	-	8,000	5,832	4,501	2,099	583	-	-	-	-
1,500	1,500	-	42	-	-	-	-	-	-	-
2,390	1,500	890	78	0	-	-	-	-	-	-
2,500	1,500	1,000	90	0	-	-	-	-	-	-
3,500	1,500	2,000	387	46	-	-	-	-	-	-
5,500	1,500	4,000	2,226	1,158	103	0	-	-	-	-
7,500	1,500	6,000	4,853	3,456	1,180	175	-	-	-	-
9,500	1,500	8,000	7,741	6,190	3,254	1,388	17	-	-	-
3,000	3,000	-	1,411	201	0	-	-	-	-	-
3,890	3,000	890	1,840	452	7	-	-	-	-	-
4,000	3,000	1,000	1,911	495	9	-	-	-	-	-
5,000	3,000	2,000	2,726	1,066	64	-	-	-	-	STEP5
7,000	3,000	4,000	5,084	2,966	698	82	-	-	-	-
9,000	3,000	6,000	7,934	5,584	2,400	865	6	-	-	-
11,000	3,000	8,000	10,944	8,487	4,804	2,584	252	1	-	-
4,500	4,500	-	5,001	2,560	554	45	-	-	-	-
5,390	4,500	890	5,747	3,217	784	112	-	-	-	-
5,500	4,500	1,000	5,850	3,306	815	122	-	-	-	-
6,500	4,500	2,000	6,890	4,217	1,234	290	-	-	-	-
8,500	4,500	4,000	9,470	6,488	2,643	1,044	6	-	-	-
10,500	4,500	6,000	12,410	9,256	4,786	2,472	191	-	-	-
12,500	4,500	8,000	15,466	12,236	7,446	4,557	945	46	8	-
6,000	6,000	-	9,615	6,555	3,071	1,312	44	-	-	-
6,890	6,000	890	10,507	7,382	3,605	1,695	87	-	-	-
7,000	6,000	1,000	10,624	7,495	3,676	1,754	95	-	-	-
8,000	6,000	2,000	11,775	8,528	4,412	2,295	186	-	-	-
10,000	6,000	4,000	14,465	10,985	6,270	3,684	523	-	-	-
12,000	6,000	6,000	17,449	13,841	8,692	5,519	1,310	49	9	-
14,000	6,000	8,000	20,530	16,869	11,489	7,854	2,597	340	143	-
7,500	7,500	-	14,624	11,200	6,867	4,276	985	26	26	-
8,390	7,500	890	15,601	12,118	7,594	4,876	1,252	27	27	-
8,500	7,500	1,000	15,728	12,236	7,690	4,959	1,288	28	27	-
9,500	7,500	2,000	16,948	13,384	8,589	5,721	1,659	66	39	-
11,500	7,500	4,000	19,706	15,979	10,738	7,478	2,644	257	198	-
13,500	7,500	6,000	22,718	18,881	13,304	9,581	3,957	644	501	-
15,500	7,500	8,000	25,814	21,937	16,144	12,080	5,613	1,401	1,087	-

<発電コスト>

各組合せに応じた発電コスト（既設 DEG 分も含む）を算定した。下表に示す。

表 5-26 発電コスト（マーシャル）－DEG 更新なし A：運転維持費用のみ負担

発電コスト		単位	出力制限	長周期対応蓄電池導入						USD/kWh
蓄電池容量		kWh	0	3,000	6,000	12,000	21,000	30,000	36,000	
PCS容量		kW	0	1,000	2,000	4,000	7,000	10,000	12,000	
再エネ導入	WT	PV								
現状	-	-	0.267	0.275	0.283	0.298	0.321	0.345	0.360	
計画	-	890	0.265	0.273	0.280	0.296	0.319	0.342	0.358	STEP3
1,000	-	1,000	0.265	0.272	0.280	0.295	0.319	0.342	0.357	
2,000	-	2,000	0.262	0.270	0.277	0.293	0.316	0.339	0.355	STEP4
4,000	-	4,000	0.260	0.266	0.272	0.287	0.311	0.334	0.349	
6,000	-	6,000	0.263	0.267	0.267	0.280	0.303	0.326	0.341	
8,000	-	8,000	0.266	0.270	0.266	0.275	0.295	0.318	0.334	
1,500	1,500	-	0.258	0.266	0.273	0.289	0.312	0.335	0.351	
2,390	1,500	890	0.256	0.263	0.271	0.286	0.310	0.333	0.348	
2,500	1,500	1,000	0.256	0.263	0.271	0.286	0.309	0.332	0.348	
3,500	1,500	2,000	0.254	0.261	0.268	0.284	0.307	0.330	0.345	
5,500	1,500	4,000	0.255	0.260	0.262	0.277	0.300	0.323	0.338	
7,500	1,500	6,000	0.259	0.262	0.259	0.269	0.292	0.315	0.330	
9,500	1,500	8,000	0.264	0.266	0.260	0.267	0.284	0.307	0.322	
3,000	3,000	-	0.254	0.257	0.263	0.279	0.302	0.325	0.341	
3,890	3,000	890	0.253	0.255	0.261	0.276	0.299	0.323	0.338	
4,000	3,000	1,000	0.253	0.255	0.261	0.276	0.299	0.322	0.338	
5,000	3,000	2,000	0.253	0.254	0.257	0.272	0.296	0.319	0.334	STEP5
7,000	3,000	4,000	0.256	0.256	0.252	0.264	0.287	0.310	0.326	
9,000	3,000	6,000	0.261	0.259	0.252	0.260	0.279	0.302	0.317	
11,000	3,000	8,000	0.266	0.264	0.254	0.259	0.272	0.294	0.309	
4,500	4,500	-	0.257	0.254	0.252	0.265	0.288	0.311	0.326	
5,390	4,500	890	0.258	0.254	0.249	0.261	0.284	0.307	0.323	
5,500	4,500	1,000	0.258	0.254	0.249	0.261	0.284	0.307	0.322	
6,500	4,500	2,000	0.259	0.254	0.247	0.258	0.280	0.303	0.318	
8,500	4,500	4,000	0.262	0.257	0.245	0.252	0.271	0.294	0.310	
10,500	4,500	6,000	0.267	0.261	0.246	0.250	0.264	0.286	0.301	
12,500	4,500	8,000	0.272	0.265	0.249	0.251	0.259	0.277	0.293	
6,000	6,000	-	0.264	0.257	0.247	0.254	0.272	0.295	0.310	
6,890	6,000	890	0.265	0.257	0.246	0.252	0.268	0.291	0.306	
7,000	6,000	1,000	0.265	0.258	0.246	0.252	0.268	0.291	0.306	
8,000	6,000	2,000	0.266	0.258	0.245	0.250	0.264	0.286	0.302	
10,000	6,000	4,000	0.270	0.261	0.245	0.247	0.258	0.278	0.293	
12,000	6,000	6,000	0.275	0.266	0.247	0.247	0.253	0.269	0.284	
14,000	6,000	8,000	0.280	0.271	0.251	0.249	0.250	0.262	0.276	
7,500	7,500	-	0.272	0.263	0.248	0.251	0.260	0.278	0.293	
8,390	7,500	890	0.273	0.264	0.248	0.250	0.257	0.274	0.289	
8,500	7,500	1,000	0.273	0.264	0.248	0.250	0.257	0.274	0.289	
9,500	7,500	2,000	0.274	0.265	0.248	0.249	0.255	0.269	0.285	
11,500	7,500	4,000	0.278	0.268	0.249	0.248	0.251	0.261	0.276	
13,500	7,500	6,000	0.283	0.273	0.252	0.249	0.248	0.254	0.269	
15,500	7,500	8,000	0.289	0.278	0.256	0.251	0.247	0.249	0.263	

<再エネ供給率>

各組合せに応じた再エネ供給率を算定した。下表に示す。

表 5-27 再エネ供給率（マーシャル）－DEG 更新なし

再エネ供給率	単位	出力制限	長周期対応蓄電池導入						%	
			0	3,000	6,000	12,000	21,000	30,000		36,000
蓄電池容量	kWh		0	1,000	2,000	4,000	7,000	10,000	12,000	
PCS容量	kW		0	1,000	2,000	4,000	7,000	10,000	12,000	
再エネ導入	WT	PV								
現状	-	-	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	
計画	-	890	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	STEP3
1,000	-	1,000	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	
2,000	-	2,000	5.0%	5.0%	5.0%	5.0%	5.0%	5.0%	5.0%	STEP4
4,000	-	4,000	11.0%	11.0%	11.0%	11.0%	11.0%	11.0%	11.0%	
6,000	-	6,000	16.0%	16.0%	16.0%	16.0%	16.0%	16.0%	16.0%	
8,000	-	8,000	20.0%	20.0%	21.0%	21.0%	22.0%	22.0%	22.0%	
1,500	1,500	-	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	10.0%	
2,390	1,500	890	12.0%	12.0%	12.0%	12.0%	12.0%	12.0%	12.0%	
2,500	1,500	1,000	12.0%	12.0%	12.0%	12.0%	12.0%	12.0%	12.0%	
3,500	1,500	2,000	15.0%	15.0%	15.0%	15.0%	15.0%	15.0%	15.0%	
5,500	1,500	4,000	20.0%	20.0%	20.0%	20.0%	20.0%	20.0%	20.0%	
7,500	1,500	6,000	24.0%	24.0%	25.0%	26.0%	26.0%	26.0%	26.0%	
9,500	1,500	8,000	28.0%	28.0%	30.0%	30.0%	31.0%	31.0%	31.0%	
3,000	3,000	-	19.0%	19.0%	19.0%	19.0%	19.0%	19.0%	19.0%	
3,890	3,000	890	21.0%	21.0%	21.0%	21.0%	21.0%	21.0%	21.0%	
4,000	3,000	1,000	21.0%	22.0%	22.0%	22.0%	22.0%	22.0%	22.0%	
5,000	3,000	2,000	24.0%	24.0%	24.0%	24.0%	24.0%	24.0%	24.0%	STEP5
7,000	3,000	4,000	28.0%	29.0%	30.0%	30.0%	30.0%	30.0%	30.0%	
9,000	3,000	6,000	31.0%	32.0%	34.0%	35.0%	35.0%	35.0%	35.0%	
11,000	3,000	8,000	35.0%	36.0%	38.0%	39.0%	40.0%	40.0%	40.0%	
4,500	4,500	-	26.0%	27.0%	28.0%	28.0%	29.0%	29.0%	29.0%	
5,390	4,500	890	28.0%	29.0%	31.0%	31.0%	31.0%	31.0%	31.0%	
5,500	4,500	1,000	29.0%	30.0%	31.0%	31.0%	31.0%	31.0%	31.0%	
6,500	4,500	2,000	31.0%	32.0%	33.0%	34.0%	34.0%	34.0%	34.0%	
8,500	4,500	4,000	34.0%	36.0%	38.0%	39.0%	39.0%	39.0%	39.0%	
10,500	4,500	6,000	37.0%	39.0%	41.0%	43.0%	44.0%	44.0%	44.0%	
12,500	4,500	8,000	40.0%	42.0%	45.0%	46.0%	49.0%	49.0%	50.0%	
6,000	6,000	-	33.0%	34.0%	36.0%	37.0%	38.0%	38.0%	38.0%	
6,890	6,000	890	34.0%	36.0%	38.0%	39.0%	40.0%	40.0%	40.0%	
7,000	6,000	1,000	35.0%	36.0%	38.0%	40.0%	41.0%	41.0%	41.0%	
8,000	6,000	2,000	36.0%	38.0%	40.0%	42.0%	43.0%	43.0%	43.0%	
10,000	6,000	4,000	39.0%	41.0%	44.0%	46.0%	48.0%	49.0%	49.0%	
12,000	6,000	6,000	42.0%	44.0%	47.0%	49.0%	53.0%	54.0%	54.0%	
14,000	6,000	8,000	44.0%	47.0%	50.0%	52.0%	56.0%	58.0%	59.0%	
7,500	7,500	-	38.0%	40.0%	43.0%	44.0%	47.0%	47.0%	47.0%	
8,390	7,500	890	40.0%	42.0%	44.0%	46.0%	49.0%	50.0%	50.0%	
8,500	7,500	1,000	40.0%	42.0%	44.0%	46.0%	49.0%	50.0%	50.0%	
9,500	7,500	2,000	41.0%	43.0%	46.0%	48.0%	51.0%	53.0%	53.0%	
11,500	7,500	4,000	44.0%	46.0%	49.0%	52.0%	56.0%	58.0%	58.0%	
13,500	7,500	6,000	46.0%	48.0%	52.0%	55.0%	59.0%	62.0%	62.0%	
15,500	7,500	8,000	48.0%	51.0%	54.0%	57.0%	63.0%	66.0%	67.0%	

■DEG 更新を伴う場合

マーシャルでは 3 号機及び 7 号機の復旧が計画されているが、故障停止中の 4 号機について 2000kW 規模を復旧することで、再生可能エネルギーとのマッチングが容易となり、余剰電力量を半減することができる。

STEP1: DEGコンディションアップで運転範囲を出力50%~100%改善	30	百万円
STEP2: 4号機を2000kWのDEGに更新	150	百万円
STEP3: 無補償で導入できる太陽光発電は890kW迄。(MECに伝達済み。自然増見込み)	-	百万円
STEP4: PV1MW、短周期対応蓄電池2MW×1MWhの導入。	1,250	百万円
STEP5: PV1MW追加、WT300kW×10基、長周期対応蓄電池1MW×3MWhの導入。	4,250	百万円
	5,680	百万円

表 5-28 余剰電力量 (マーシャル) -DEG 更新あり

余剰電力量		単位	DEG更新規模							
			3,275	3,275	3,275	3,275	3,275	3,275	3,275	3,275
3号機更新		kW	更新なし	500	1,000	2,000	3,000	4,000	5,000	
4号機更新		kW								
再エネ導入		WT	PV							
現状	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
計画	-	890	-	-	-	-	-	-	-	-
1,000	-	1,000	0	-	-	-	0	-	0	STEP3
2,000	-	2,000	18	8	0	0	9	4	1	STEP4
4,000	-	4,000	957	888	722	395	781	829	443	
6,000	-	6,000	3,174	3,066	2,802	2,194	2,892	2,969	2,293	
8,000	-	8,000	5,832	5,699	5,378	4,621	5,496	5,577	4,747	
1,500	1,500	-	42	6	-	-	13	1	1	
2,390	1,500	890	78	28	6	2	32	16	3	
2,500	1,500	1,000	90	38	11	3	38	23	4	
3,500	1,500	2,000	387	306	202	65	251	265	73	
5,500	1,500	4,000	2,226	2,081	1,802	1,228	1,920	1,977	1,315	
7,500	1,500	6,000	4,853	4,671	4,297	3,532	4,468	4,526	3,658	
9,500	1,500	8,000	7,741	7,535	7,102	6,245	7,309	7,365	6,383	
3,000	3,000	-	1,411	968	467	387	1,093	698	364	
3,890	3,000	890	1,840	1,380	817	579	1,455	1,090	580	
4,000	3,000	1,000	1,911	1,448	876	617	1,517	1,156	622	
5,000	3,000	2,000	2,726	2,236	1,593	1,137	2,255	1,918	1,181	STEP5
7,000	3,000	4,000	5,084	4,549	3,779	3,056	4,508	4,179	3,153	
9,000	3,000	6,000	7,934	7,372	6,544	5,695	7,307	6,976	5,821	
11,000	3,000	8,000	10,944	10,366	9,501	8,594	10,289	9,954	8,729	
4,500	4,500	-	5,001	4,288	3,370	2,844	4,413	3,813	2,894	
5,390	4,500	890	5,747	5,018	4,056	3,408	5,112	4,528	3,478	
5,500	4,500	1,000	5,850	5,119	4,152	3,489	5,210	4,626	3,561	
6,500	4,500	2,000	6,890	6,138	5,123	4,347	6,206	5,626	4,436	
8,500	4,500	4,000	9,470	8,682	7,578	6,643	8,714	8,132	6,769	
10,500	4,500	6,000	12,410	11,601	10,454	9,443	11,618	11,031	9,586	
12,500	4,500	8,000	15,466	14,646	13,474	12,426	14,655	14,065	12,575	
6,000	6,000	-	9,615	8,744	7,594	6,861	8,893	8,149	6,950	
6,890	6,000	890	10,507	9,621	8,442	7,632	9,756	9,016	7,730	
7,000	6,000	1,000	10,624	9,736	8,553	7,735	9,870	9,130	7,835	
8,000	6,000	2,000	11,775	10,871	9,653	8,757	10,983	10,249	8,874	
10,000	6,000	4,000	14,465	13,531	12,238	11,239	13,620	12,876	11,379	
12,000	6,000	6,000	17,449	16,498	15,172	14,111	16,575	15,829	14,266	
14,000	6,000	8,000	20,530	19,570	18,226	17,135	19,640	18,892	17,295	
7,500	7,500	-	14,624	13,667	12,392	11,553	13,830	13,009	11,651	
8,390	7,500	890	15,601	14,631	13,333	12,436	14,782	13,964	12,546	
8,500	7,500	1,000	15,728	14,756	13,455	12,552	14,907	14,089	12,664	
9,500	7,500	2,000	16,948	15,964	14,633	13,671	16,099	15,281	13,793	
11,500	7,500	4,000	19,706	18,695	17,301	16,259	18,810	17,985	16,404	
13,500	7,500	6,000	22,718	21,692	20,273	19,176	21,798	20,970	19,333	
15,500	7,500	8,000	25,814	24,780	23,348	22,226	24,881	24,052	22,387	

<発電コスト>

各組合せに応じた発電コスト (既設 DEG 分も含む) を算定した。下表に示す。

図 5-14 発電コスト（マーシャル）－DEG 更新あり A：運転維持費用のみ負担

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	3,000	6,000	12,000	21,000	30,000	36,000
PCS容量		kW	0	1,000	2,000	4,000	7,000	10,000	12,000
再エネ導入	WT	PV							
現状	-	-	0.260	0.263	0.265	0.269	0.276	0.283	0.288
計画	-	890	0.258	0.260	0.262	0.267	0.274	0.281	0.286
1,000	-	1,000	0.258	0.260	0.262	0.267	0.274	0.281	0.285
2,000	-	2,000	0.255	0.257	0.259	0.264	0.271	0.278	0.283
4,000	-	4,000	0.251	0.252	0.254	0.259	0.266	0.273	0.277
6,000	-	6,000	0.252	0.250	0.249	0.252	0.259	0.266	0.271
8,000	-	8,000	0.255	0.252	0.248	0.247	0.252	0.259	0.263
1,500	1,500	-	0.252	0.254	0.256	0.261	0.268	0.275	0.279
2,390	1,500	890	0.249	0.252	0.254	0.259	0.265	0.272	0.277
2,500	1,500	1,000	0.249	0.251	0.254	0.258	0.265	0.272	0.277
3,500	1,500	2,000	0.247	0.249	0.251	0.256	0.263	0.270	0.274
5,500	1,500	4,000	0.246	0.245	0.245	0.250	0.257	0.263	0.268
7,500	1,500	6,000	0.248	0.245	0.242	0.243	0.249	0.256	0.261
9,500	1,500	8,000	0.252	0.248	0.242	0.240	0.242	0.248	0.253
3,000	3,000	-	0.245	0.246	0.248	0.252	0.259	0.266	0.271
3,890	3,000	890	0.243	0.243	0.245	0.250	0.257	0.264	0.268
4,000	3,000	1,000	0.243	0.243	0.245	0.250	0.257	0.264	0.268
5,000	3,000	2,000	0.242	0.241	0.242	0.247	0.253	0.260	0.265
7,000	3,000	4,000	0.244	0.240	0.237	0.240	0.246	0.253	0.258
9,000	3,000	6,000	0.247	0.242	0.236	0.235	0.239	0.246	0.250
11,000	3,000	8,000	0.252	0.246	0.238	0.233	0.231	0.237	0.242
4,500	4,500	-	0.245	0.240	0.238	0.241	0.248	0.255	0.260
5,390	4,500	890	0.245	0.239	0.235	0.238	0.245	0.252	0.257
5,500	4,500	1,000	0.245	0.239	0.235	0.238	0.245	0.252	0.256
6,500	4,500	2,000	0.245	0.239	0.233	0.235	0.241	0.248	0.253
8,500	4,500	4,000	0.248	0.239	0.231	0.229	0.233	0.240	0.245
10,500	4,500	6,000	0.252	0.243	0.232	0.227	0.226	0.232	0.237
12,500	4,500	8,000	0.257	0.247	0.234	0.227	0.220	0.224	0.228
6,000	6,000	-	0.250	0.242	0.234	0.231	0.235	0.241	0.246
6,890	6,000	890	0.251	0.242	0.233	0.229	0.231	0.238	0.243
7,000	6,000	1,000	0.251	0.242	0.233	0.229	0.231	0.238	0.242
8,000	6,000	2,000	0.252	0.242	0.232	0.227	0.227	0.234	0.238
10,000	6,000	4,000	0.255	0.244	0.232	0.224	0.219	0.225	0.230
12,000	6,000	6,000	0.259	0.248	0.233	0.223	0.213	0.217	0.221
14,000	6,000	8,000	0.264	0.252	0.237	0.224	0.209	0.210	0.213
7,500	7,500	-	0.258	0.247	0.235	0.228	0.221	0.226	0.231
8,390	7,500	890	0.259	0.248	0.235	0.227	0.218	0.222	0.227
8,500	7,500	1,000	0.259	0.248	0.235	0.227	0.218	0.222	0.227
9,500	7,500	2,000	0.260	0.249	0.235	0.226	0.215	0.218	0.222
11,500	7,500	4,000	0.263	0.251	0.236	0.225	0.209	0.210	0.215
13,500	7,500	6,000	0.268	0.255	0.238	0.225	0.205	0.203	0.207
15,500	7,500	8,000	0.273	0.260	0.242	0.227	0.203	0.198	0.201

4号機を2000kWのDEGに更新した場合の余剰電力量と長周期対応蓄電池の関係は以下の通りである。DEGの組み合わせの柔軟性が向上したため、余剰電力量が減少し、長周期対応蓄電池の所要容量を縮小できる。

表 5-29 余剰電力量（マーシャル）－長周期対策

余剰電力量		単位	出力制限	長周期対応蓄電池導入					MWh
蓄電池容量		kWh	0	3,000	6,000	12,000	21,000	30,000	36,000
PCS容量		kW	0	1,000	2,000	4,000	7,000	10,000	12,000
再エネ導入	WT	PV							
現状	-	-	-	-	-	-	-	-	-
計画	-	890	-	-	-	-	-	-	-
1,000	-	1,000	-	-	-	-	-	-	-
2,000	-	2,000	0	-	-	-	-	-	-
4,000	-	4,000	395	25	-	-	-	-	-
6,000	-	6,000	2,194	1,154	259	0	-	-	-
8,000	-	8,000	4,621	3,312	1,721	259	-	-	-
1,500	1,500	-	-	-	-	-	-	-	-
2,390	1,500	890	2	-	-	-	-	-	-
2,500	1,500	1,000	3	-	-	-	-	-	-
3,500	1,500	2,000	65	0	-	-	-	-	-
5,500	1,500	4,000	1,228	455	34	-	-	-	-
7,500	1,500	6,000	3,532	2,277	888	44	-	-	-
9,500	1,500	8,000	6,245	4,765	2,809	838	3	-	-
3,000	3,000	-	387	4	-	-	-	-	-
3,890	3,000	890	579	55	-	-	-	-	-
4,000	3,000	1,000	617	69	-	-	-	-	-
5,000	3,000	2,000	1,137	325	15	-	-	-	-
7,000	3,000	4,000	3,056	1,669	502	20	-	-	-
9,000	3,000	6,000	5,695	3,951	2,013	478	2	-	-
11,000	3,000	8,000	8,594	6,664	4,288	1,827	97	0	-
4,500	4,500	-	2,844	1,322	267	5	-	-	-
5,390	4,500	890	3,408	1,779	442	9	-	-	-
5,500	4,500	1,000	3,489	1,842	469	11	-	-	-
6,500	4,500	2,000	4,347	2,533	815	57	-	-	-
8,500	4,500	4,000	6,643	4,451	2,066	460	1	-	-
10,500	4,500	6,000	9,443	6,989	4,052	1,572	76	-	-
12,500	4,500	8,000	12,426	9,850	6,599	3,359	555	33	5
6,000	6,000	-	6,861	4,685	2,416	654	11	-	-
6,890	6,000	890	7,632	5,388	2,895	891	11	-	-
7,000	6,000	1,000	7,735	5,483	2,962	924	12	-	-
8,000	6,000	2,000	8,757	6,402	3,642	1,304	15	-	-
10,000	6,000	4,000	11,239	8,588	5,378	2,419	154	-	-
12,000	6,000	6,000	14,111	11,261	7,652	4,014	616	40	8
14,000	6,000	8,000	17,135	14,184	10,357	6,113	1,602	296	124
7,500	7,500	-	11,553	9,002	5,916	3,021	379	26	26
8,390	7,500	890	12,436	9,839	6,613	3,511	518	27	27
8,500	7,500	1,000	12,552	9,947	6,703	3,576	539	27	27
9,500	7,500	2,000	13,671	10,975	7,574	4,207	755	63	39
11,500	7,500	4,000	16,259	13,336	9,601	5,747	1,420	249	196
13,500	7,500	6,000	19,176	16,086	12,049	7,648	2,451	622	493
15,500	7,500	8,000	22,226	19,059	14,828	9,945	3,871	1,354	1,068

5.5.2 再エネ導入形態パターン分析結果

添付資料②「詳細検討結果」を参照のこと。

6. 各国再エネ導入ロードマップ（案）の最終化

本章では、4章及び5章で検討した内容を取りまとめ、各対象国電力セクターにおける再エネ導入ロードマップ（案）を最終化する。表6-1に各対象国の現状および全ての支援策を実施した際の効果を比較する。表中再エネ導入率をエネルギー自給率として考えると、水力賦存量の高いフィジーおよびサント島がほぼ100%を達成できる可能性があり、その他の地域では太陽光を中心とした再エネ導入が考えられ、平均で34.4%程度のエネルギー自給率を確保できる可能性がある試算を得た。一方で発電コストは、平均で3USc程度低減できる可能性がある。但し、DEG改善およびユニット増設、再エネ設備導入に係る初期投資は、ドナー支援により行われるものとし、発電コストへ反映されていないことに留意する必要がある。各支援対象国の費用負担の度合いによる発電コストへの影響については、本章における各国まとめにて記載した。

表 6-1 各対象国の現状および支援策効果の比較

国名	対象地域	再エネ導入率		発電コスト (USc/kWh)	
		現状	STEP5 到達時	現状	STEP5 到達時
フィジー	ビチレブ	50.9%	98.7%*	13.6	11.2*
マーシャル	マジユロ	0.0%	24.0%	29.6	25.7
ミクロネシア	ポンペイ	3.9%	26.9%	25.7	23.2
	チューク	5.5%	42.2%	26.6	23.8
	ヤップ	0.0%	30.8%	36.6	31.0
	コスラエ	0.0%	22.1%	28.9	26.3
トンガ	トンガタプ	6.8%	25.4%	32.2	30.2
バヌアツ	ポートビラ	9.3%	24.6%	29.6	27.9
	サント	82.1%	99.0%	17.5	13.7
ソロモン	ガダルカナル	0.1%	21.8%	40.8	34.0
パラオ	バベルダオブ	1.8%	11.0%	23.1	21.2
キリバス	タラワ	0.0%	19.0%	29.5	25.9
サモア	ウポル	35.0%	53.6%	22.4	20.1
ツバル	フナフティ	0.0%	28.3%	32.0	28.2
クック	ラロトンガ	3.3%	21.8%	32.0	27.6
ナウル	ナウル	0.0%	5.1%*	11.2	10.8*
ニウエ	ニウエ	3.3%	30.5%	34.4	30.3
対象国平均		11.9%	34.4%	27.4	24.2

※フィジーおよびナウルについてはSTEP3までの実施。

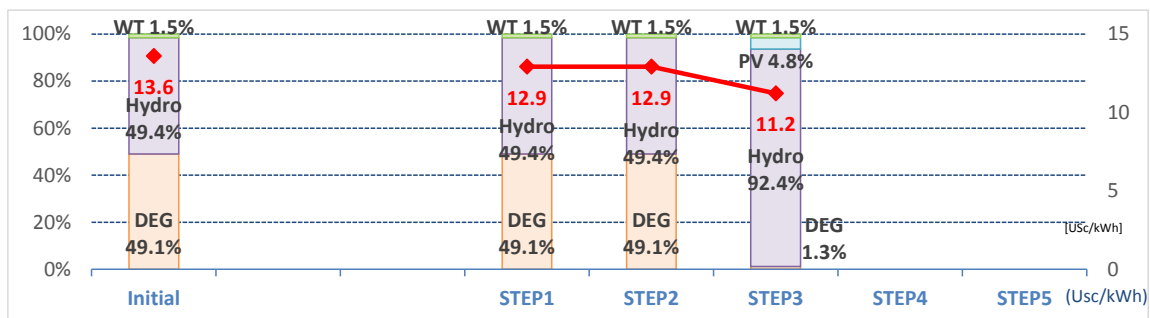
6.1 フィジー（概略検討）

水力発電が主体となっており、元々の発電コストが低いため、再エネ導入による燃料焼き減らし効果およびそれによる発電コスト低減に乏しい。しかしながら、DEG 運転範囲の最適化、PV24MW および水力 32MW を増設することにより、エネルギー自給率は約 98.7% まで引き上げることができ、発電コストは 11.2USc/kWh と大洋州地域内にて最も低廉化できる可能性が見込める。更には再エネ導入目標である 100% へも限りなく近づけることが可能となる。一方で、初期費用あるいは更新費用を勘案した場合においては、その費用負担増による発電コストの増大が発生する可能性が大きい。

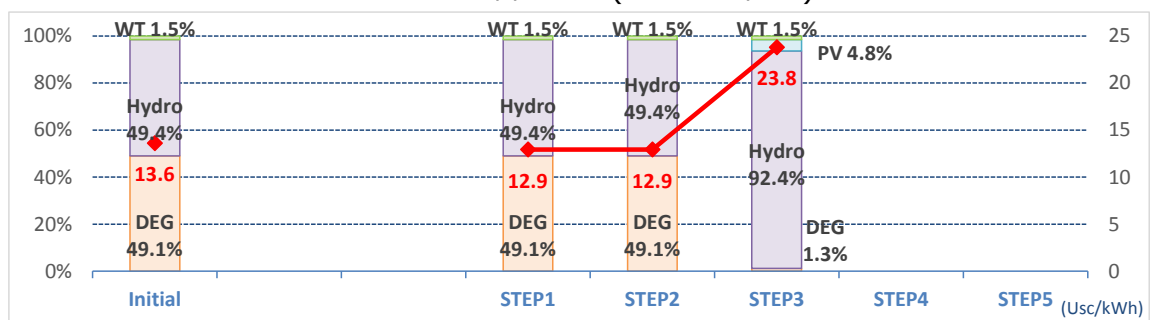
		Current Situation	STEP 1	STEP 2	STEP 3	STEP 4	STEP 5
Fuel Reduction (kL/year)		---	9,771 (5%)	0 (0%)	93,408 (48%)	95,775 (49%)	95,775 (49%)
Generation Cost (USc/kWh)	A	13.6	12.9	12.9	11.2	11.6	11.6
	B				23.8	34.3	34.3
	C				17.5	18.8	18.8
	D				22.1	32.2	32.2
RE Fraction		50.9%	50.9%	50.9%	98.7%	99.9%	99.9%
Initial Cost (mil. USD)	A,B,C	---	0.2	0	736	145	0
	D		0.2	0	608	113	0
Additional O&M Cost (mil. USD/yr)	A,B,C	---	----	----	41.3	42.6	42.6
	D				20.6	21.3	21.3
DEG			Operation Range 50-100%				
PV					PV 24MW		
WT							
Hydro					Hydro 32MW		
Controller							

図 6-1 フィジーにおける再エネ導入ロードマップ①

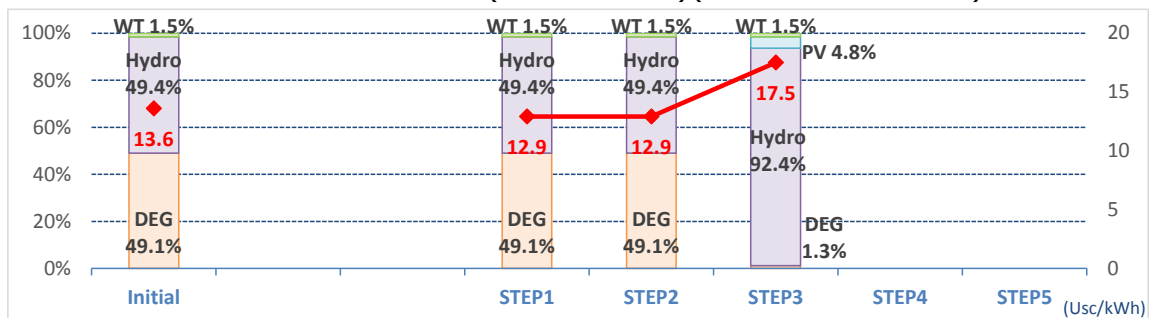
A：運転維持費用を負担(初期費用、更新費用考慮せず)



B：初期費用・更新費用+運転維持管理費用(日本製品価格)



C：更新費用+運転維持費用を負担(日本製品価格)(初期費用は考慮せず)



D：初期費用・更新費用+運転維持管理費用(海外製品価格)

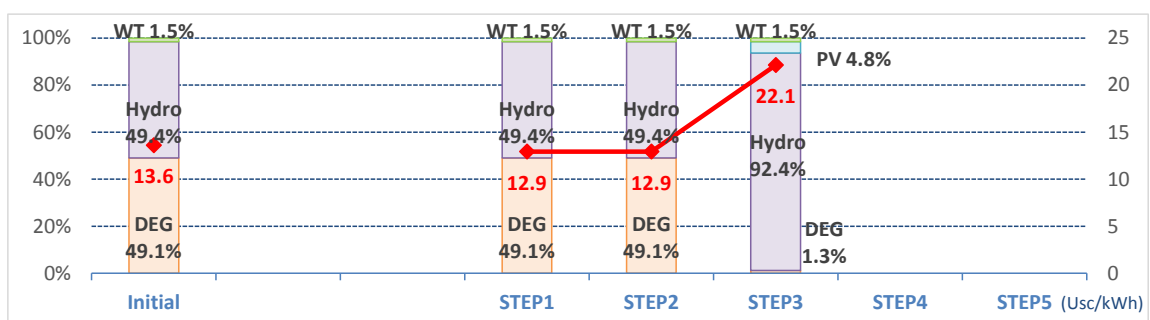


図 6-2 フィジーにおける再エネ導入ロードマップ②

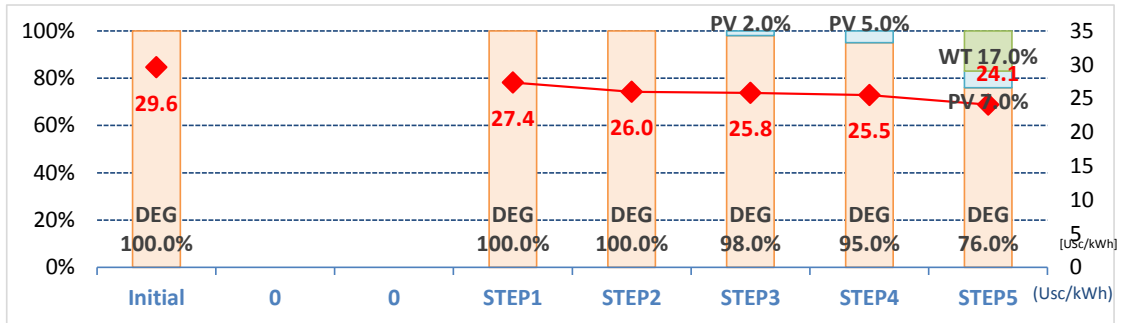
6.2 マーシャル（詳細検討）

既存 DEG 運転範囲の最適化および新設 DEG2MW による DEG 発電所運用の柔軟性向上、短周期および長周期対策蓄電池の導入により、PV 約 5MW および WT4.5MW 導入が可能となり、再エネ導入率は 24.0%まで拡大できる可能性が見込める。発電コストは 24.1USc/kWh まで低減化できる可能性がある。一方で、初期費用あるいは更新費用を勘案した場合には、STEP4 まではいずれのパターンでも現在の発電コストより低減しつつ、再エネ導入率を高めていける可能性があるが、STEP5 では費用負担増による発電コストの増大が発生する可能性が大きい。

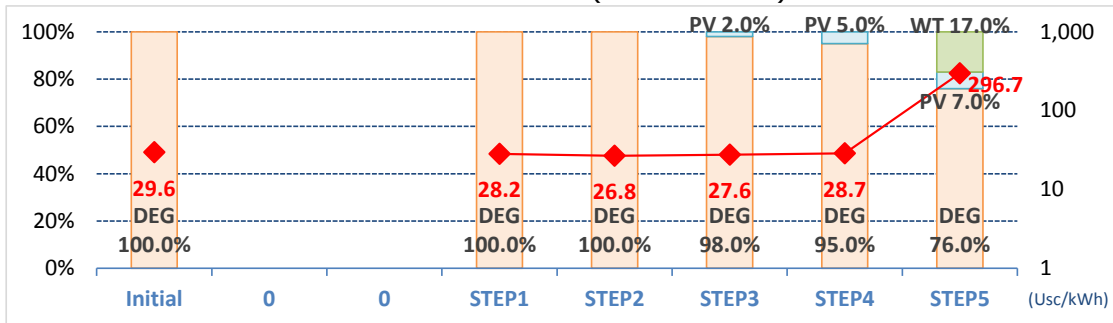
		Current Situation	STEP 1	STEP 2	STEP 3	STEP 4	STEP 5
Fuel Reduction (kL/year)		---	734 (5%)	147 (1%)	1,518 (10%)	950 (7%)	2,807 (19%)
Generation Cost (USc/kWh)	A	29.6	27.4	26.0	25.8	25.5	24.1
	B			26.8	27.6	28.7	269.7
	C			26.4	26.3	26.2	138.8
	D			26.8	27.0	27.2	291.9
RE Fraction		0.0%	0.0%	0.0%	2.0%	5.0%	24.0%
Initial Cost (mil. USD)	A,B,C	---	0.2	3.0	7.1	16	34.5
	D		0.2	3.6	3.6	8.0	24
O&M Cost (mil. USD/yr)	A,B,C	---	2.3	2.3	2.4	2.6	3.7
	D				2.4	2.5	2.9
DEG			Operation Range 50-100%	DEG 2.0MW			
PV					PV 890kW	PV 1MW	PV 3MW
WT							WT 4.5MW
Hydro							
Controller						Short Term Stabilizer	Long Term Stabilizer

図 6-3 マーシャルにおける再エネ導入ロードマップ①

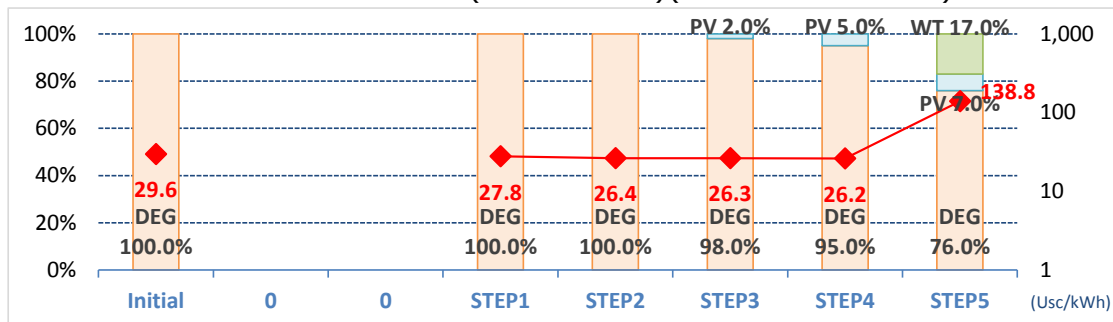
A：運転維持費用を負担(初期費用、更新費用考慮せず)



B：初期費用・更新費用+運転維持管理費用(日本製品価格)



C：更新費用+運転維持費用を負担(日本製品価格)(初期費用は考慮せず)



D：初期費用・更新費用+運転維持管理費用(海外製品価格)

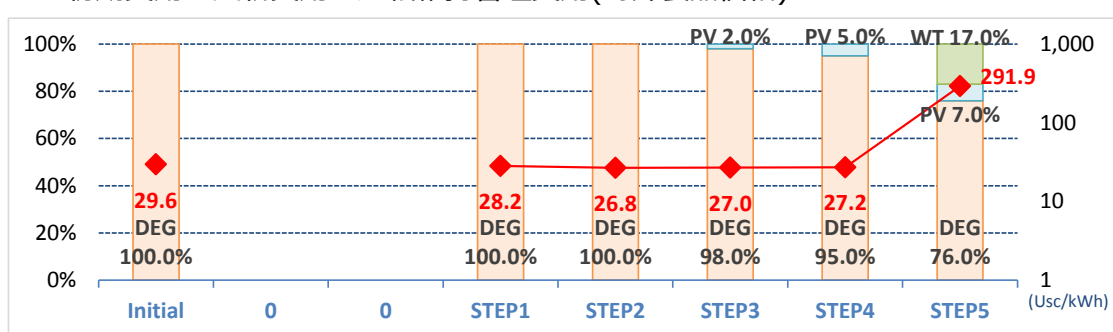


図 6-4 マーシャルにおける再エネ導入ロードマップ②

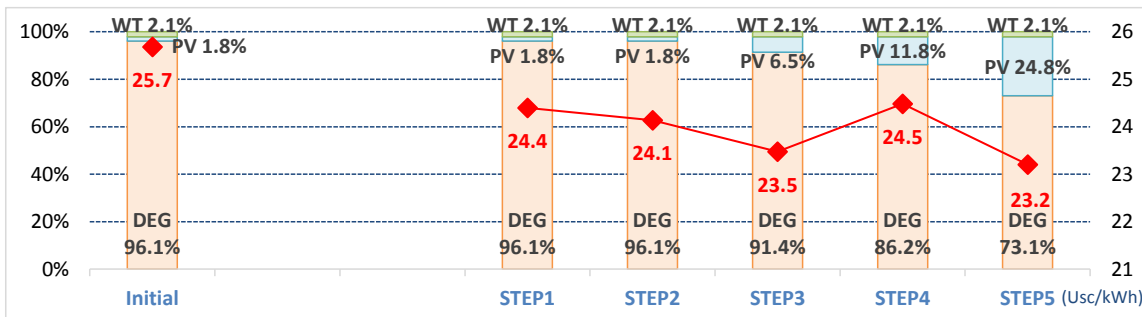
6.3 ポンペイ（ミクロネシア）（概略検討）

既存 DEG 運転範囲の最適化および DEG1.4MW 更新による DEG 発電所運用の柔軟性向上、短周期対策蓄電池の導入により、PV6MW 導入が可能となり、再エネ導入率は 26.9% まで拡大できる可能性が見込める。但し、長周期対策として再エネ発電設備の出力抑制を実施する必要がある。発電コストは 23.2USc/kWh まで低廉化できる可能性がある。一方で、初期費用あるいは更新費用を勘案した場合においては、その費用負担増による発電コストの増大が発生する可能性が大きい。

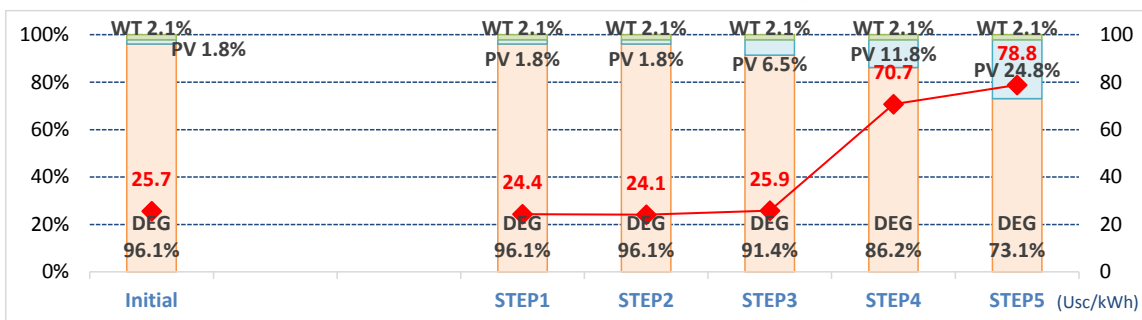
		Current Situation	STEP 1	STEP 2	STEP 3	STEP 4	STEP 5
Fuel Reduction (kL/year)		---	454 (5%)	91 (1%)	431 (5%)	905 (10%)	2,092 (23%)
Generation Cost (USc/kWh)	A	25.7	24.4	24.1	23.5	24.5	23.2
	B				25.9	70.7	78.8
	C				24.7	29.6	33.0
	D				24.4	67.7	70.1
RE Fraction		3.90%	3.9%	3.9%	8.6%	13.8%	26.9%
Initial Cost (mil. USD)	A,B,C	---	0.2	2.8	0	4.3	0
	D		0.2	2.8	0	4.3	0
Additional O&M Cost (mil. USD/yr)	A,B,C	---	---	---	0.16	0.34	0.96
	D		---	---	0.08	0.17	0.48
DEG			Operation Range 50-100%	DEG 1.4MW			
PV					PV 700kW	PV 1.4MW	PV 3.9MW
WT							
Hydro							
Controller						Short Term Stabilizer	RE output control

図 6-5 ポンペイ（ミクロネシア）における再エネ導入ロードマップ①

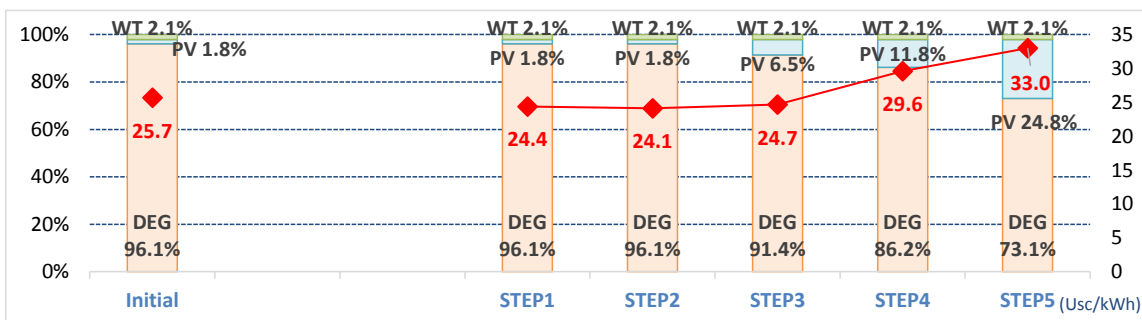
A：運転維持費用を負担(初期費用、更新費用考慮せず)



B：初期費用・更新費用+運転維持管理費用(日本製品価格)



C：更新費用+運転維持費用を負担(日本製品価格)(初期費用は考慮せず)



D：初期費用・更新費用+運転維持管理費用(海外製品価格)

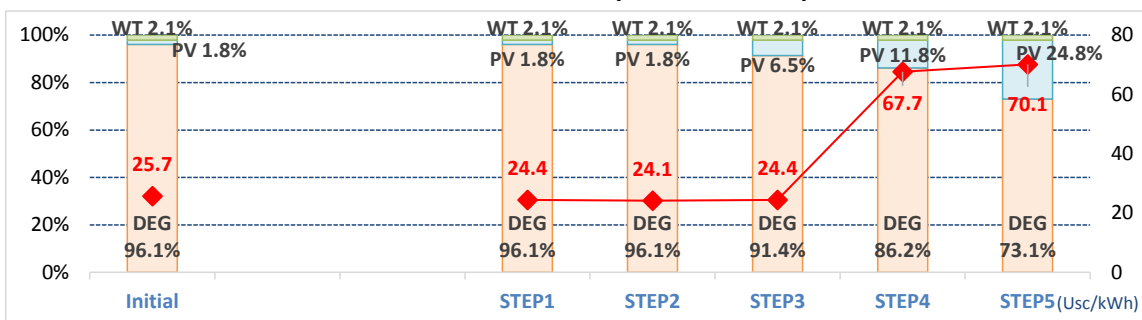


図 6-6 ポンペイ（ミクロネシア）における再エネ導入ロードマップ②

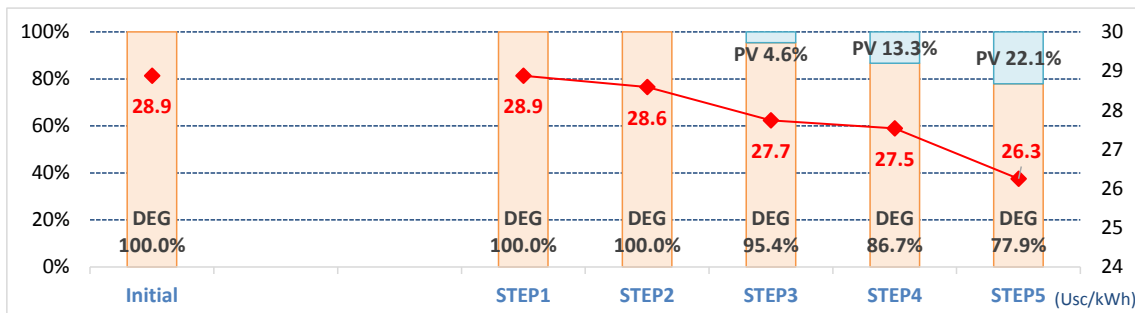
6.4 コスラエ（ミクロネシア）（概略検討）

DEG300kW 更新による DEG 発電所運用の柔軟性向上、短周期対策蓄電池の導入により、PV1.1MW 導入が可能となり、再エネ導入率は 22.1%まで拡大できる可能性が見込める。但し、長周期対策として再エネ発電設備の出力抑制を実施する必要がある。発電コストは 26.3USc/kWh まで低廉化できる可能性がある。一方で、初期費用あるいは更新費用を勘案した場合においては、その費用負担増による発電コストの増大が発生する可能性が大きい。

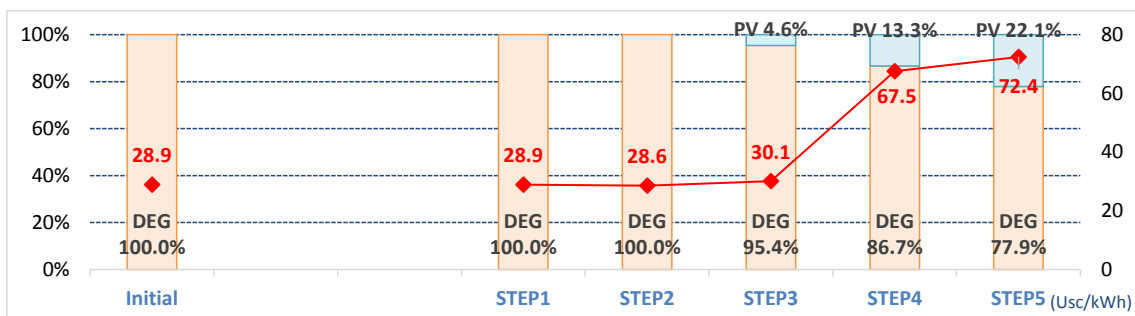
		Current Situation	STEP 1	STEP 2	STEP 3	STEP 4	STEP 5
Fuel Reduction (kL/year)		---	0 (0%)	18 (1%)	81 (5%)	236 (13%)	392 (22%)
Generation Cost (USc/kWh)	A	28.9	28.9	28.6	27.7	27.5	26.3
	B				30.1	67.5	72.4
	C				28.9	33.0	34.8
	D				28.7	63.5	64.6
RE Fraction		0.0%	0.0%	0.0%	4.6%	13.3%	22.1%
Initial Cost (mil. USD)	A,B,C	---	0	0.6	0.32	3.6	4.0
	D		0	0.6	0.16	2.1	2.0
Additional O&M Cost (mil. USD/yr)	A,B,C	---	---	---	0.0	0.09	0.17
	D				0.0	0.04	0.08
DEG				DEG 300kW			
PV					PV 190kW	PV 360kW	PV 500kW
WT							
Hydro							
Controller						Short Term Stabilizer	RE output control

図 6-7 コスラエ（ミクロネシア）における再エネ導入ロードマップ①

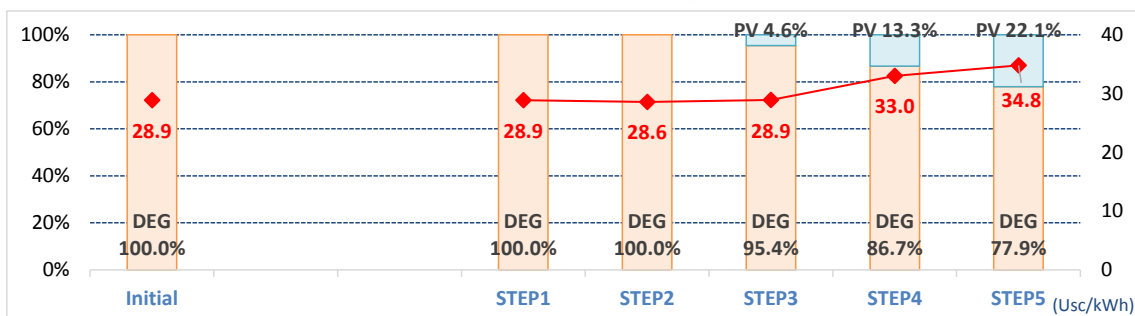
A：運転維持費用を負担(初期費用、更新費用考慮せず)



B：初期費用・更新費用+運転維持管理費用(日本製品価格)



C：更新費用+運転維持費用を負担(日本製品価格)(初期費用は考慮せず)



D：初期費用・更新費用+運転維持管理費用(海外製品価格)

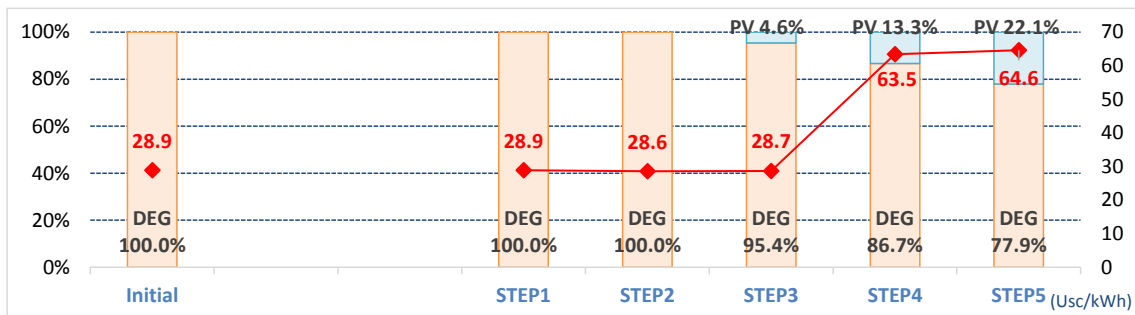


図 6-8 コスラエ（ミクロネシア）における再エネ導入ロードマップ②

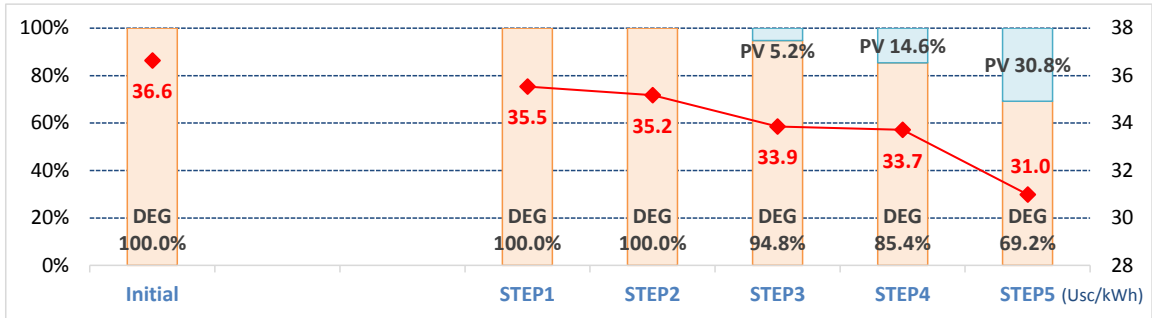
6.5 ヤップ（ミクロネシア）（概略検討）

既存 DEG 運転範囲の最適化および DEG500kW 更新による DEG 発電所運用の柔軟性向上、短周期対策蓄電池の導入により、PV 約 3.7MW 導入が可能となり、再エネ導入率は 30.8%まで拡大できる可能性が見込める。但し、長周期対策として再エネ発電設備の出力抑制を実施する必要がある。発電コストは 31.0USc/kWh まで低廉化できる可能性がある。一方で、初期費用あるいは更新費用を勘案した場合においては、その費用負担増による発電コストの増大が発生する可能性が大きい。

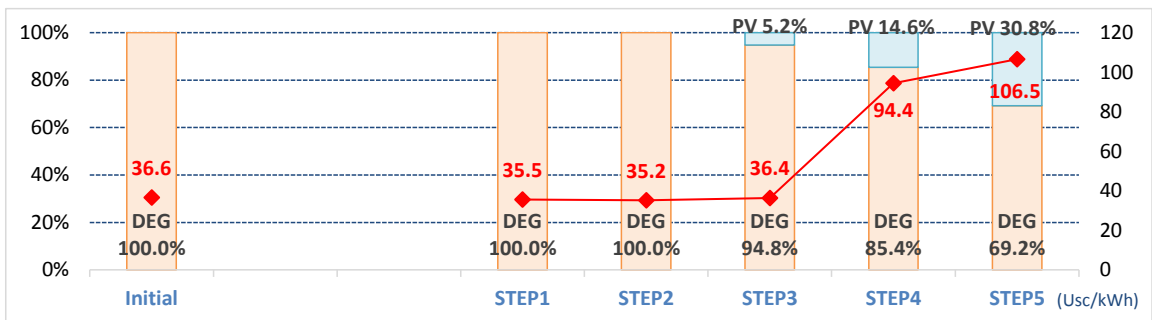
		Current Situation	STEP 1	STEP 2	STEP 3	STEP 4	STEP 5
Fuel Reduction (kL/year)		---	109 (3%)	36 (1%)	188 (5%)	529 (15%)	1,118 (31%)
Generation Cost (USc/kWh)	A	36.6	35.5	35.2	33.9	33.7	31.0
	B				36.4	94.4	106.5
	C				35.1	40.6	45.3
	D				34.9	90.1	93.3
RE Fraction		0.0%	0.0%	0.0%	5.2%	14.6%	30.8%
Initial Cost (mil. USD)	A,B,C	---	0.2	1.0	0.96	7.3	20
	D		0.2	1.0	0.5	4.2	10
Additional O&M Cost (mil. USD/yr)	A,B,C	---	---	---	0.07	0.19	0.59
	D				0.03	0.10	0.3
DEG			Operation Range 50-100%	DEG 500kW			
PV					PV 424kW	PV 770kW	PV 2.5MW
WT							
Hydro							
Controller						Short Term Stabilizer	RE output control

図 6-9 ヤップ（ミクロネシア）における再エネ導入ロードマップ①

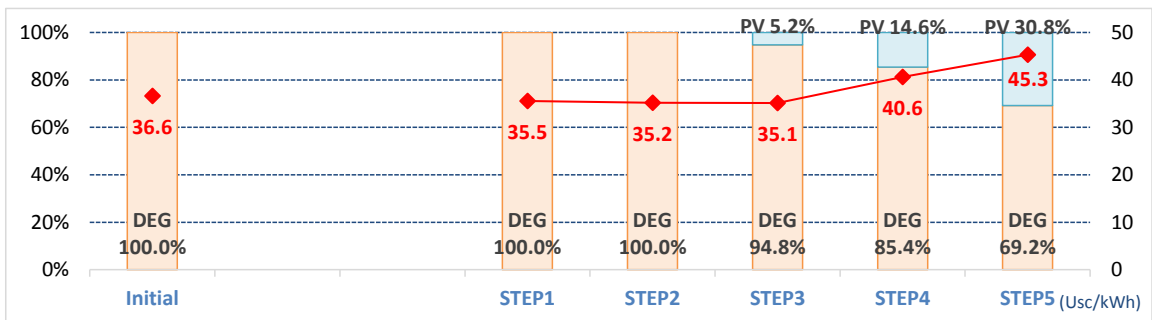
A：運転維持費用を負担(初期費用、更新費用考慮せず)



B：初期費用・更新費用+運転維持管理費用(日本製品価格)



C：更新費用+運転維持費用を負担(日本製品価格)(初期費用は考慮せず)



D：初期費用・更新費用+運転維持管理費用(海外製品価格)

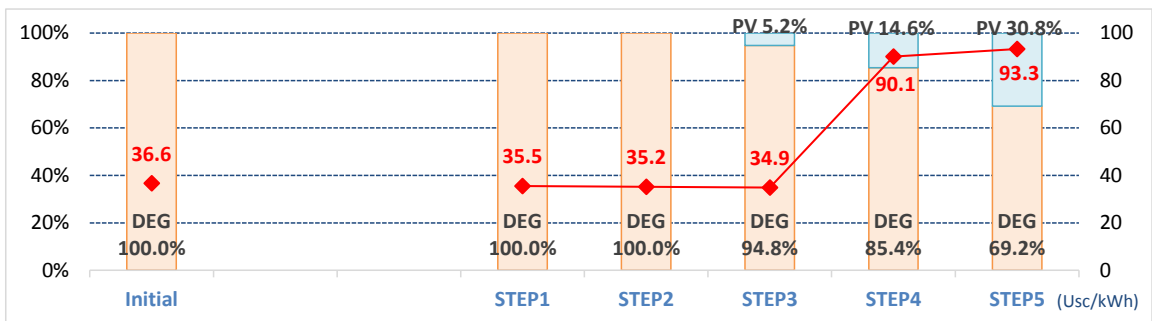


図 6-10 ヤップ (ミクロネシア) における再エネ導入ロードマップ②

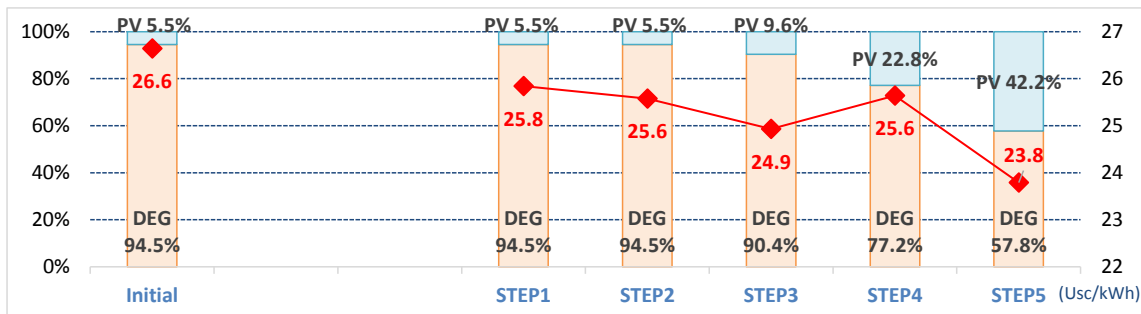
6.6 チューク（ミクロネシア）（概略検討）

既存 DEG 運転範囲の最適化および DEG500kW 更新による DEG 発電所運用の柔軟性向上、短周期対策蓄電池の導入により、PV 約 2.4MW 導入が可能となり、再エネ導入率は 42.2%まで拡大できる可能性が見込める。但し、長周期対策として再エネ発電設備の出力抑制を実施する必要がある。発電コストは 23.8USc/kWh まで低廉化できる可能性がある。一方で、初期費用あるいは更新費用を勘案した場合においては、その費用負担増による発電コストの増大が発生する可能性が大きい。

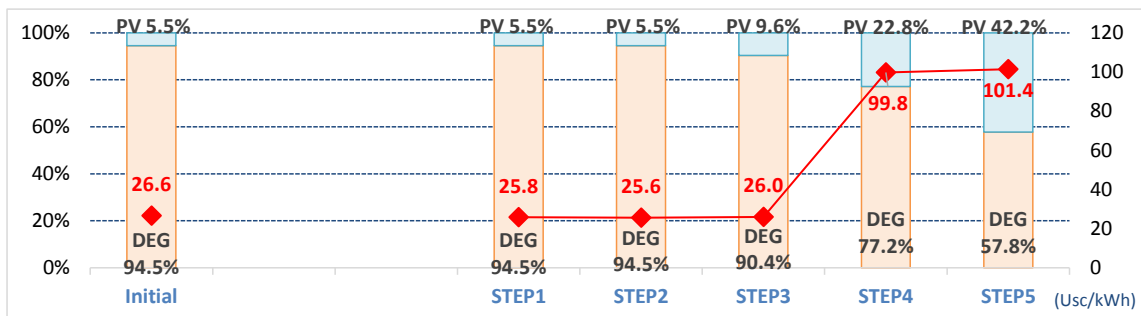
		Current Situation	STEP 1	STEP 2	STEP 3	STEP 4	STEP 5
Fuel Reduction (kL/year)		---	69 (3%)	23 (1%)	96 (4%)	401 (17%)	850 (37%)
Generation Cost (USc/kWh)	A	26.6	25.8	25.6	24.9	25.6	23.8
	B				26.0	99.8	101.4
	C				26.0	34.1	40.0
	D				25.2	94.6	92.9
RE Fraction		5.5%	5.5%	5.5%	9.6%	22.8%	42.2%
Initial Cost (mil. USD)	A,B,C	---	0.2	1.0	0.0	6.2	12.0
	D		0.2	1.0	0.0	3.7	6.0
Additional O&M Cost (mil. USD/yr)	A,B,C	---	---	---	0.03	0.13	0.37
	D				0.02	0.07	0.19
DEG			Operation Range 50-100%	DEG 500kW			
PV					PV 200kW	PV 635kW	PV 1.6MW
WT							
Hydro							
Controller						Short Term Stabilizer	RE output control

図 6-11 チューク（ミクロネシア）における再エネ導入ロードマップ①

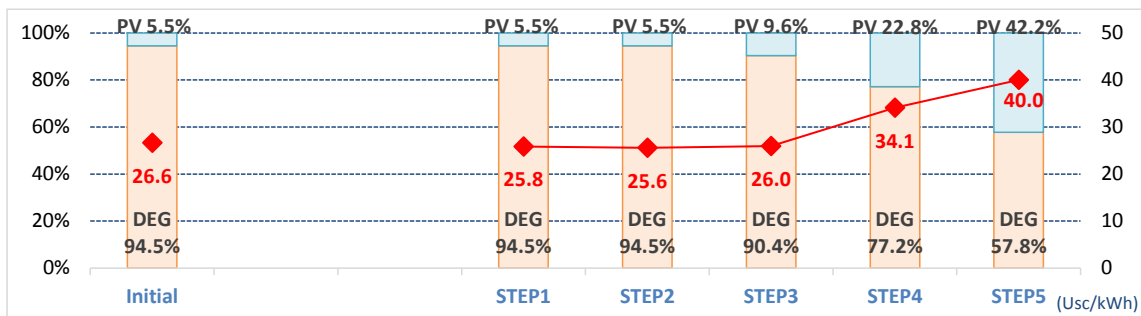
A：運転維持費用を負担(初期費用、更新費用考慮せず)



B：初期費用・更新費用+運転維持管理費用(日本製品価格)



C：更新費用+運転維持費用を負担(日本製品価格)(初期費用は考慮せず)



D：初期費用・更新費用+運転維持管理費用(海外製品価格)

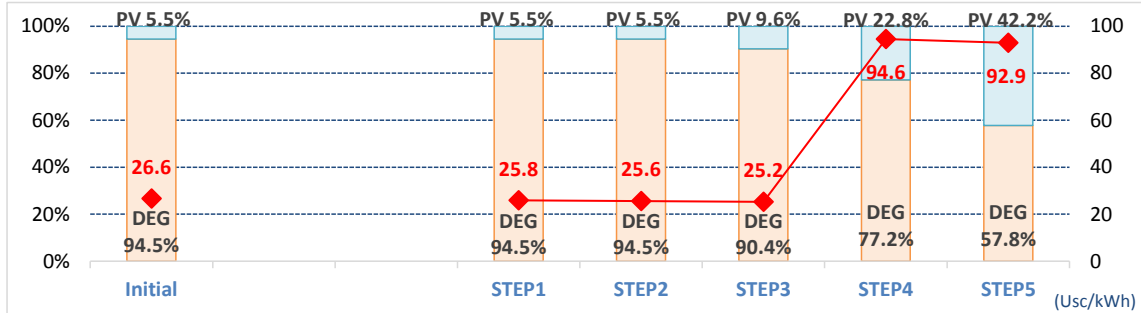


図 6-12 チューク（ミクロネシア）における再エネ導入ロードマップ②

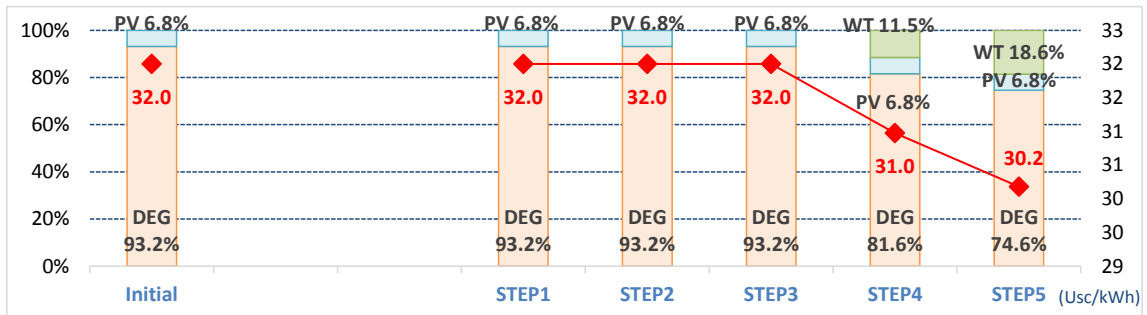
6.7 トンガ（概略検討）

既存 DEG 発電所の状態は良好であり、再エネ受入れ素地は整っている。短周期対策蓄電池の導入により、WT4.2MW の導入が可能となり、再エネ導入率は 25.4%まで拡大できる可能性が見込める。但し、長周期対策として再エネ発電設備の出力抑制を実施する必要がある。発電コストは 30.2USc/kWh まで低廉化できる可能性がある。一方で、初期費用あるいは更新費用を勘案した場合においては、その費用負担増による発電コストの増大が発生する可能性が大きい。

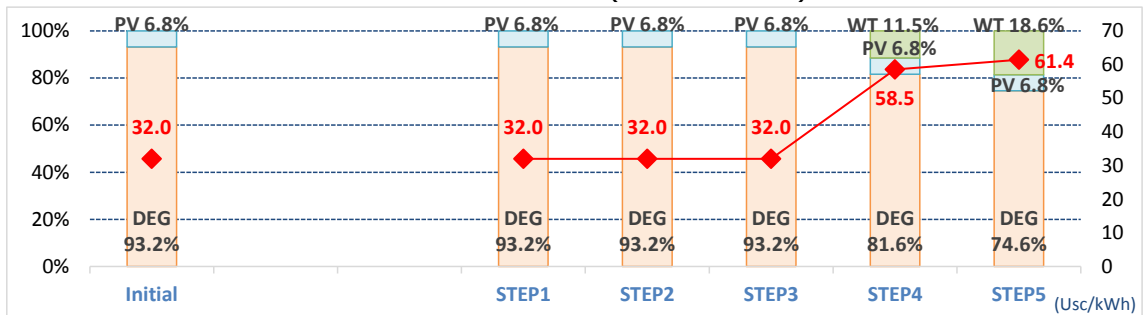
		Current Situation	STEP 1	STEP 2	STEP 3	STEP 4	STEP 5
Fuel Reduction (kL/year)		---	0 (0%)	0 (0%)	0 (0%)	1,510 (12%)	2,438 (19%)
Generation Cost (USc/kWh)	A	32.2	32.0	32.0	32.0	31.0	30.2
	B				32.0	58.5	61.4
	C				32.0	34.5	35.6
	D				32.0	55.6	55.9
RE Fraction		6.8%	6.8%	6.8%	6.8%	18.4%	25.4%
Initial Cost (mil. USD)	A,B,C	---	0	0	0	19.7	19.3
	D					0	0
Additional O&M Cost (mil. USD/yr)	A,B,C	---	---	---	0.0	0.88	1.65
	D				0.0	0.44	0.83
DEG							
PV							
WT						WT 2.2MW	WT 2MW
Hydro							
Controller						Short Term Stabilizer	RE output control

図 6-13 トンガにおける再エネ導入ロードマップ①

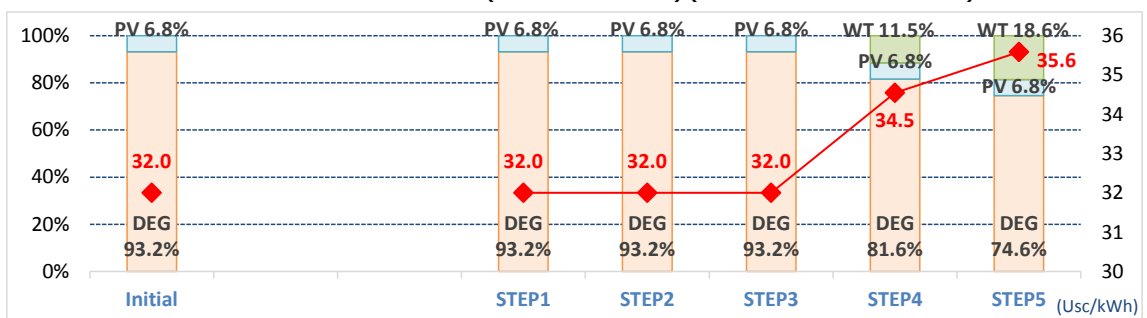
A：運転維持費用を負担(初期費用、更新費用考慮せず)



B：初期費用・更新費用+運転維持管理費用(日本製品価格)



C：更新費用+運転維持費用を負担(日本製品価格)(初期費用は考慮せず)



D：初期費用・更新費用+運転維持管理費用(海外製品価格)

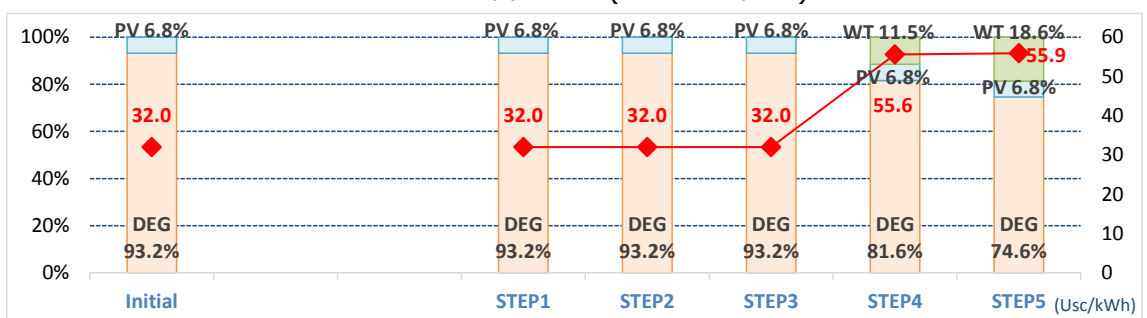


図 6-14 トンガにおける再エネ導入ロードマップ②

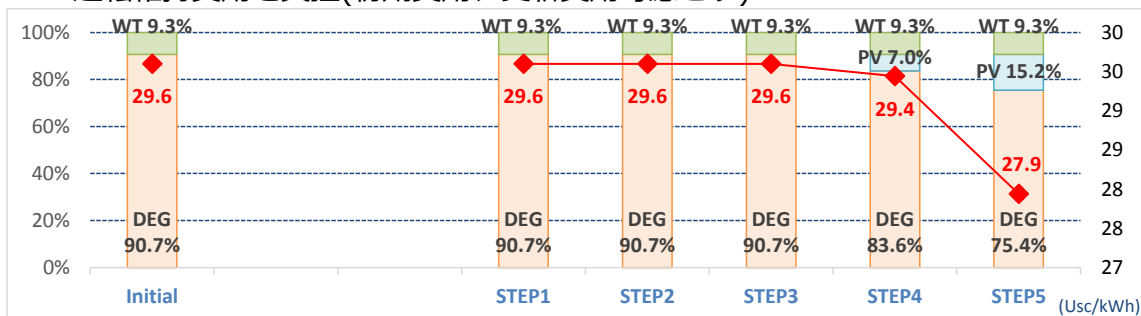
6.8 ポートビラ（バヌアツ）（概略検討）

既存 DEG 発電所の状態は民間企業により運用されており、改善に係る支援は不要である。短周期対策蓄電池の導入により、PV 約 6.1MW の導入が可能となり、再エネ導入率は 24.6%まで拡大できる可能性が見込める。但し、長周期対策として再エネ発電設備の出力抑制を実施する必要がある。発電コストは 27.9USc/kWh まで低廉化できる可能性がある。一方で、初期費用あるいは更新費用を勘案した場合においては、その費用負担増による発電コストの増大が発生する可能性が大きい。

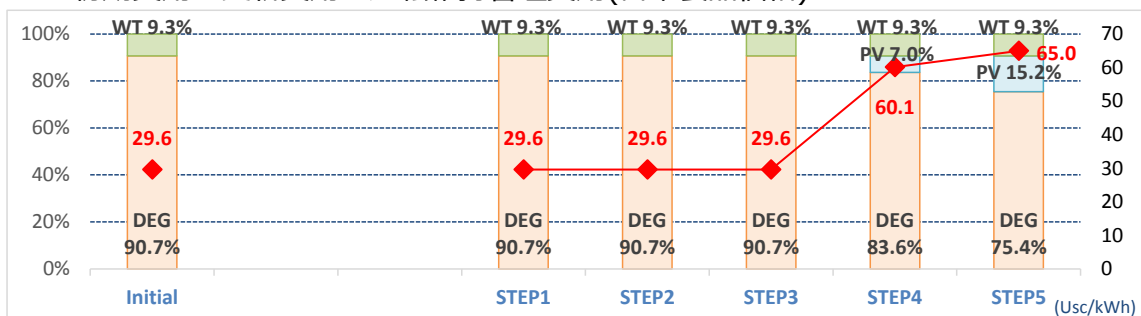
		Current Situation	STEP 1	STEP 2	STEP 3	STEP 4	STEP 5
Fuel Reduction (kL/year)		---	0 (0%)	0 (0%)	0 (0%)	1,125 (7%)	2,404 (15%)
Generation Cost (USc/kWh)	A	29.6	29.6	29.6	29.6	29.4	27.9
	B				29.6	60.1	65.0
	C				29.6	33.0	33.8
	D				29.6	58.9	60.1
RE Fraction		9.3%	9.3%	9.3%	9.3%	16.4%	24.6%
Initial Cost (mil. USD)	A,B,C	---	0.0	0.0	0.0	8.8	28.0
	D					0.0	0.0
Additional O&M Cost (mil. USD/yr)	A,B,C	---	---	---	0.0	0.43	0.99
	D				0.0	0.21	0.49
DEG							
PV						PV 2.65MW	PV 3.5MW
WT							
Hydro							
Controller						Short Term Stabilizer	RE output control

図 6-15 ポートビラ（バヌアツ）における再エネ導入ロードマップ①

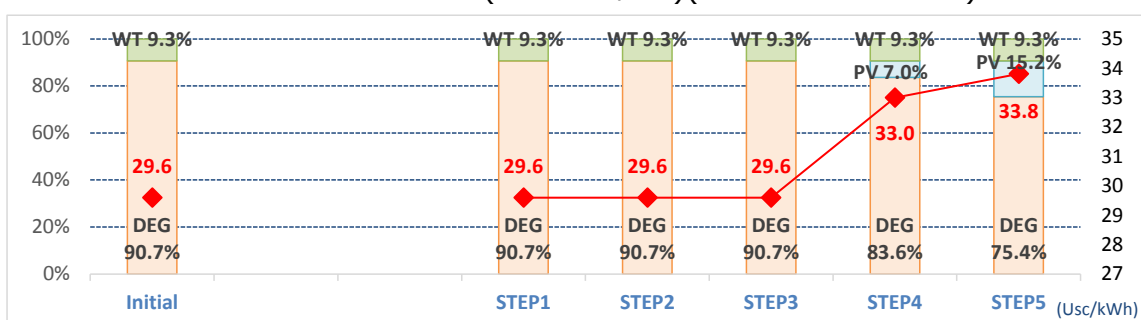
A：運転維持費用を負担(初期費用、更新費用考慮せず)



B：初期費用・更新費用+運転維持管理費用(日本製品価格)



C：更新費用+運転維持費用を負担(日本製品価格)(初期費用は考慮せず)



D：初期費用・更新費用+運転維持管理費用(海外製品価格)

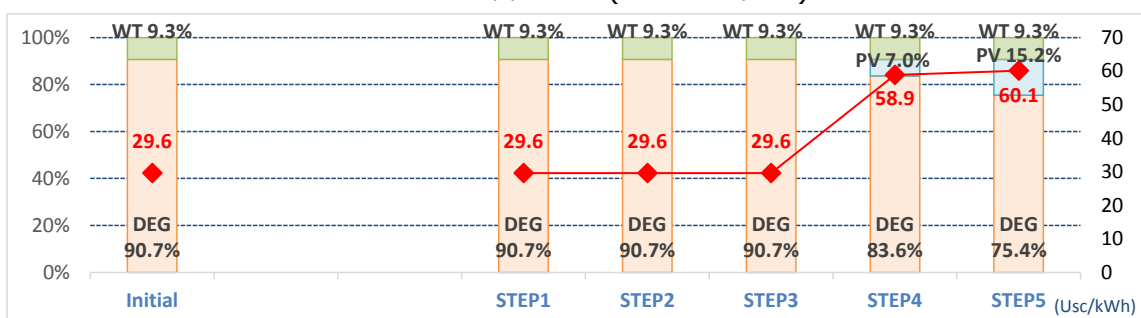


図 6-16 ポートビラ (バヌアツ) における再エネ導入ロードマップ②

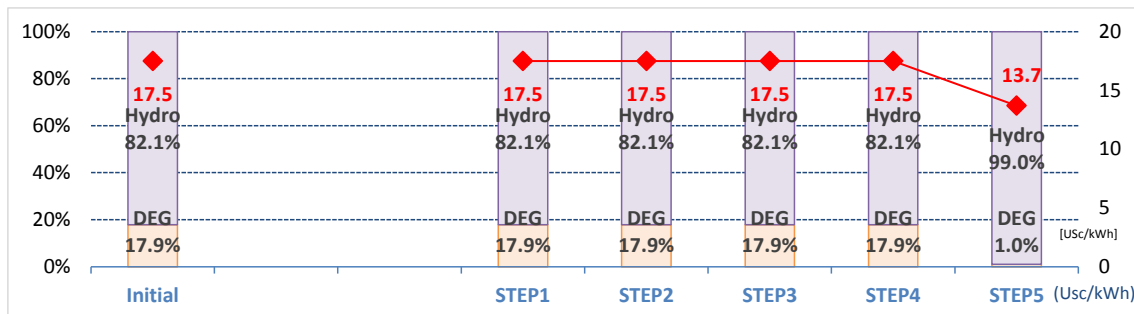
6.9 サント（バヌアツ）（詳細検討）

水力発電が主体となっており、元々の発電コストが低いため、再エネ導入による燃料焼き減らし効果およびそれによる発電コスト低減に乏しい。しかしながら、DEG 運転範囲の最適化、水力 600kW を増設することにより、エネルギー自給率は約 99%まで引き上げることができ、発電コストは 13.7USc/kWh にまで低廉化できる可能性が見込める。更には再エネ導入目標である 100%へも限りなく近づけることが可能となる。一方で、初期費用を勘案した場合においては、発電コストは現在よりも高くなる可能性がある。

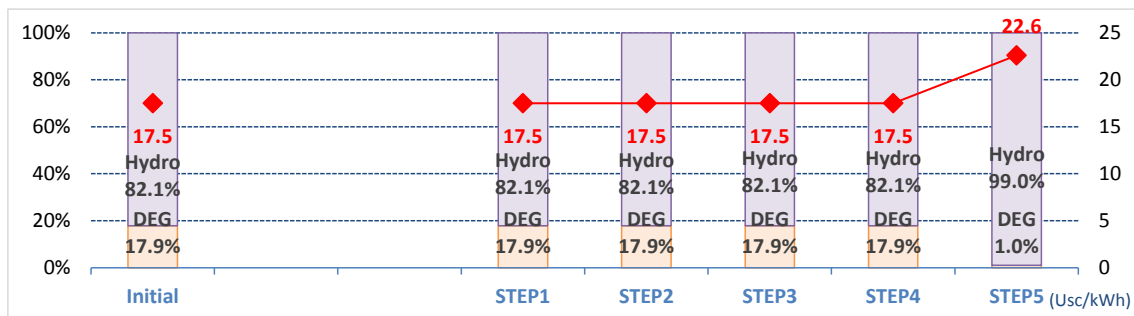
		Current Situation	STEP 1	STEP 2	STEP 3	STEP 4	STEP 5
Fuel Reduction (kL/year)		---	25 (5%)	0 (0%)	0 (0%)	0 (0%)	380 (77%)
Generation Cost (USc/kWh)	A	17.5	17.5	17.5	17.5	17.5	13.7
	B						22.6
	C						16.0
	D						22.6
RE Fraction		82.1%	82.1%	82.1%	82.1%	82.1%	99.0%
Initial Cost (mil. USD)	A,B,C	---	0.1	0.0	0.0	0.0	7.8
	D						
O&M Cost (mil. USD/yr)	A,B,C	---	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0
	D						
DEG		Operation Range 50-100%					
PV							
WT							
Hydro							Hydro 600kW
Controller							

図 6-17 サント（バヌアツ）における再エネ導入ロードマップ①

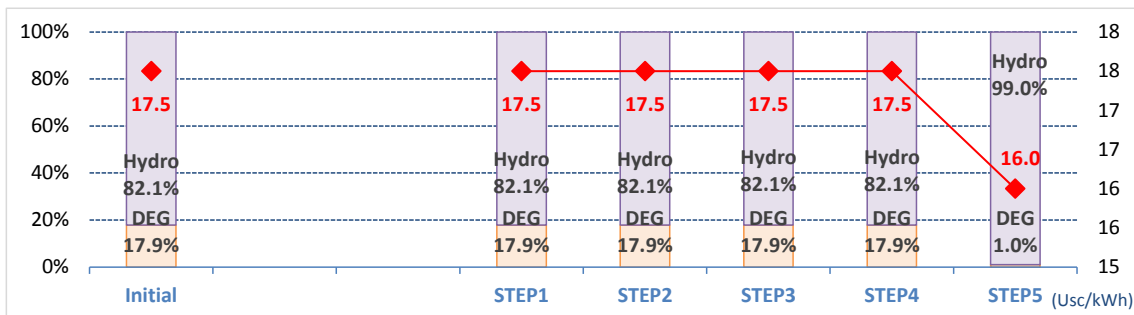
A：運転維持費用を負担(初期費用、更新費用考慮せず)



B：初期費用・更新費用+運転維持管理費用(日本製品価格)



C：更新費用+運転維持費用を負担(日本製品価格)(初期費用は考慮せず)



D：初期費用・更新費用+運転維持管理費用(海外製品価格)

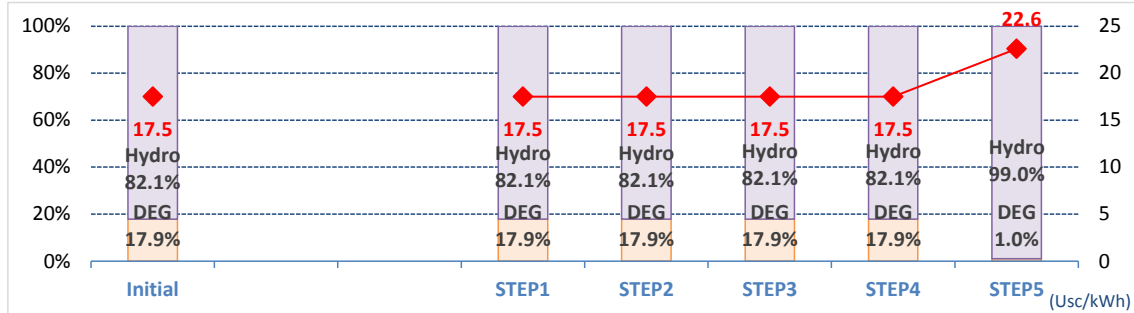


図 6-18 サント (バヌアツ) における再エネ導入ロードマップ②

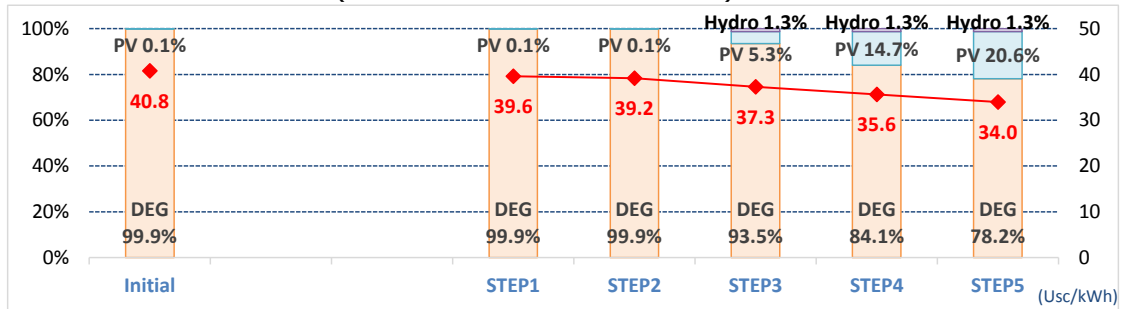
6.10 ソロモン（概略検討）

既存 DEG 運転範囲の最適化および DEG3.1MW 更新による DEG 発電所運用の柔軟性向上、短周期対策蓄電池の導入により、PV 約 11MW 導入が可能となり、更に水力 300kW を導入すれば再エネ導入率は 21.8%まで拡大できる可能性が見込める。但し、長周期対策として再エネ発電設備の出力抑制を実施する必要がある。発電コストは 34.0USc/kWh まで低廉化できる可能性がある。一方で、初期費用あるいは更新費用を勘案した場合においては、その費用負担増による発電コストの増大が発生する可能性が大きい。

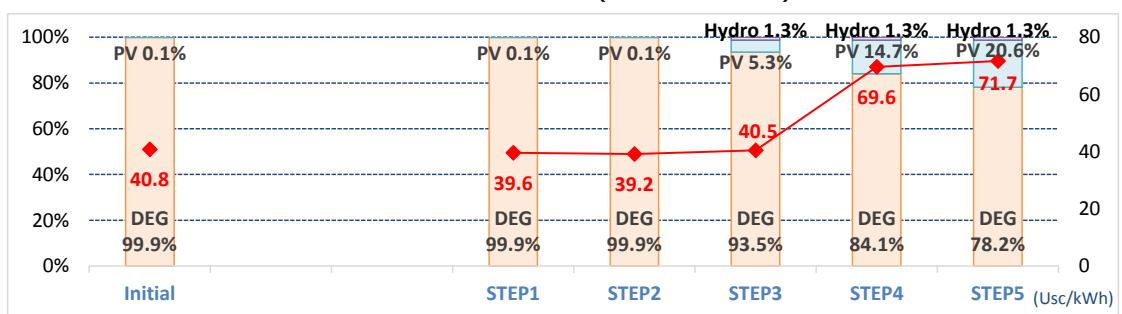
		Current Situation	STEP 1	STEP 2	STEP 3	STEP 4	STEP 5
Fuel Reduction (kL/year)		---	653 (3%)	218 (1%)	1,402 (6%)	3,447 (16%)	4,730 (22%)
Generation Cost (USc/kWh)	A	40.8	39.6	39.2	37.3	35.6	34.0
	B				40.5	69.6	71.7
	C				38.7	41.0	41.0
	D				38.7	64.7	64.7
RE Fraction		0.1%	0.1%	0.1%	6.5%	15.9%	21.8%
Initial Cost (mil. USD)	A,B,C	---	0.2	6.2	13.8	59.5	28.0
	D		0.2	6.2	6.9	39.7	14.0
Additional O&M Cost (mil. USD/yr)	A,B,C	---	---	---	0.53	1.32	1.88
	D				0.27	0.66	0.94
DEG			Operation Range 50-100%	DEG 3.1MW			
PV					PV 2.7MW	PV 5MW	PV 3.5MW
WT							
Hydro					Hydro 300kW		
Controller						Short Term Stabilizer	RE output control

図 6-19 ソロモンにおける再エネ導入ロードマップ①

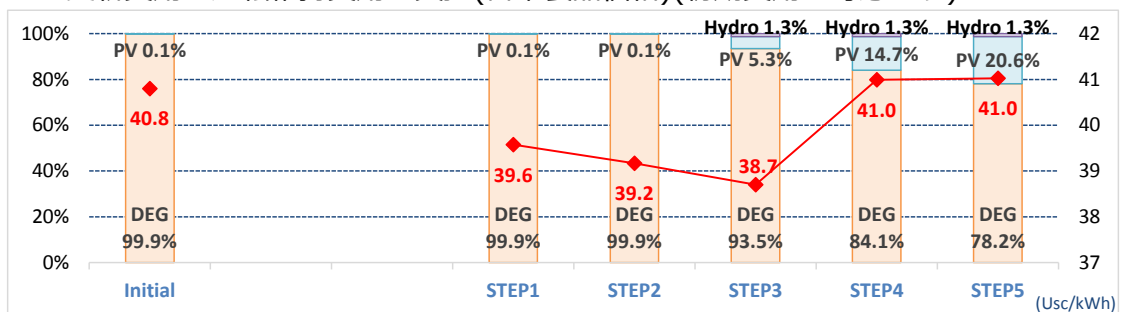
A：運転維持費用を負担(初期費用、更新費用考慮せず)



B：初期費用・更新費用+運転維持管理費用(日本製品価格)



C：更新費用+運転維持費用を負担(日本製品価格)(初期費用は考慮せず)



D：初期費用・更新費用+運転維持管理費用(海外製品価格)

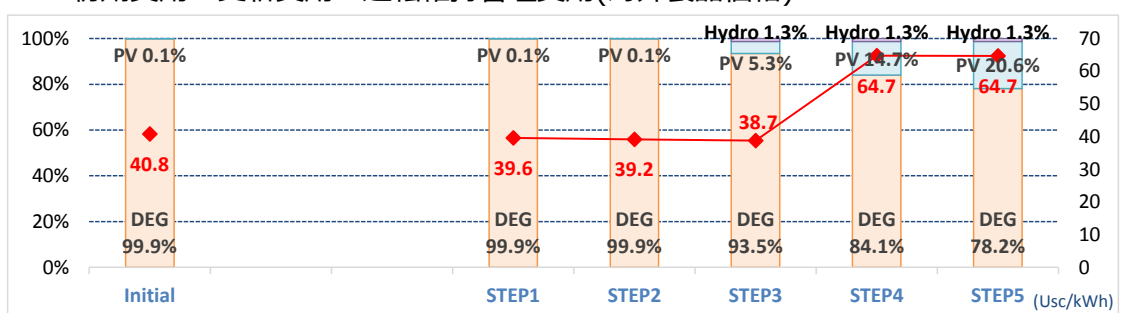


図 6-20 ソロモンにおける再エネ導入ロードマップ②

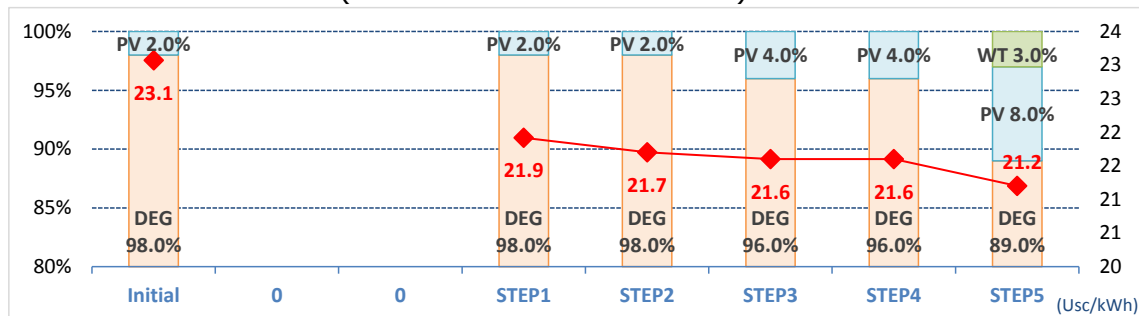
6.11 パラオ（詳細検討）

既存 DEG 運転範囲の最適化、短周期対策蓄電池の導入により、PV5MW 導入が可能となり、再エネ導入率は 11.0%まで拡大できる可能性が見込める。但し、長周期対策として再エネ発電設備の出力抑制を実施する必要がある。発電コストは 21.2USc/kWh まで低廉化できる可能性がある。一方で、初期費用あるいは更新費用を勘案した場合には、STEP4 まではいずれのパターンでも現在の発電コストより低減しつつ、再エネ導入率を高めていく可能性があるが、STEP5 では初期費用を勘案した場合には費用負担増による発電コストの増大が発生する可能性が大きい。

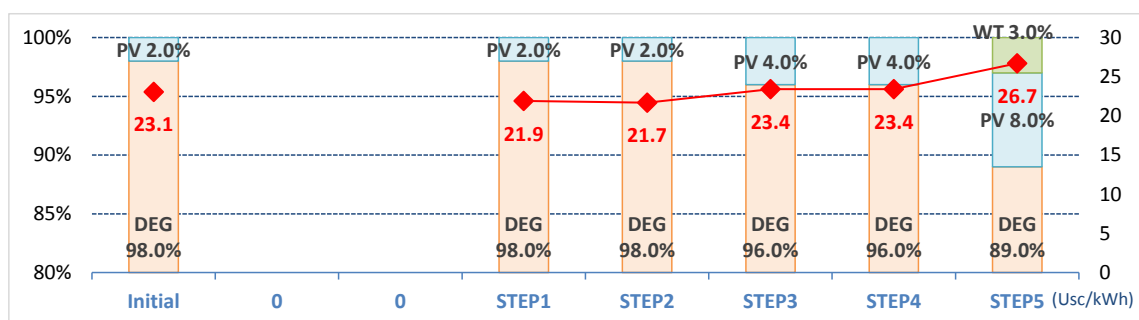
		Current Situation	STEP 1	STEP 2	STEP 3	STEP 4	STEP 5
Fuel Reduction (kL/year)		---	1,032 (5%)	0 (0%)	1,787 (9%)	0 (0%)	3,248 (22%)
Generation Cost (USc/kWh)	A	23.1	21.9	21.7	21.6	21.6	21.2
	B				23.4	23.4	26.7
	C				21.8	21.8	21.9
	D				22.3	22.3	23.3
RE Fraction		2.0%	2.0%	2.0%	4.0%	4.0%	11.0%
Initial Cost (mil. USD)	A,B,C	---	0.2	0	8	0	41
	D		0.2	0	4	0	25
O&M Cost (mil. USD/yr)	A,B,C	---	3.1	3.1	3.2	3.2	3.9
	D				3.1	3.1	3.4
DEG			Operation Range 50-100%				
PV					PV 1.0MW		PV 4.0MW
WT							
Hydro							
Controller						Short Term Stabilizer	RE output control

図 6-21 パラオにおける再エネ導入ロードマップ①

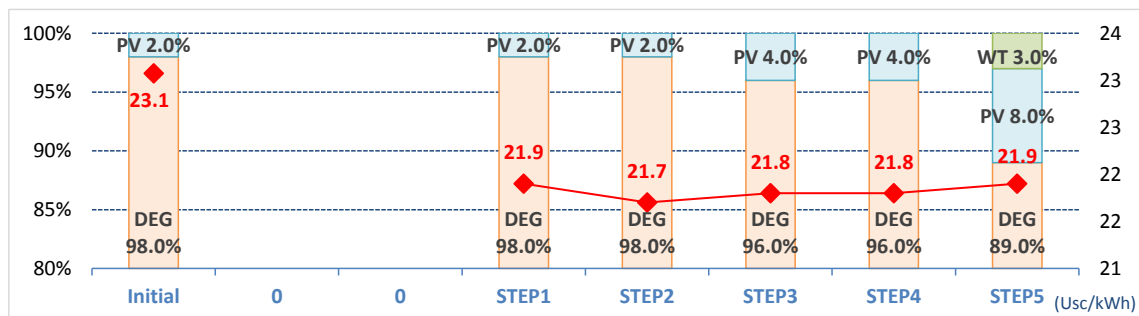
A：運転維持費用を負担(初期費用、更新費用考慮せず)



B：初期費用・更新費用+運転維持管理費用(日本製品価格)



C：更新費用+運転維持費用を負担(日本製品価格)(初期費用は考慮せず)



D：初期費用・更新費用+運転維持管理費用(海外製品価格)

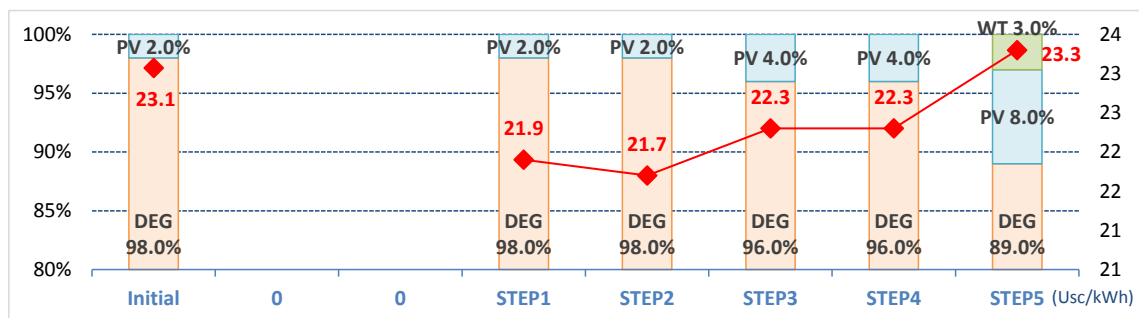


図 6-22 パラオにおける再エネ導入ロードマップ②

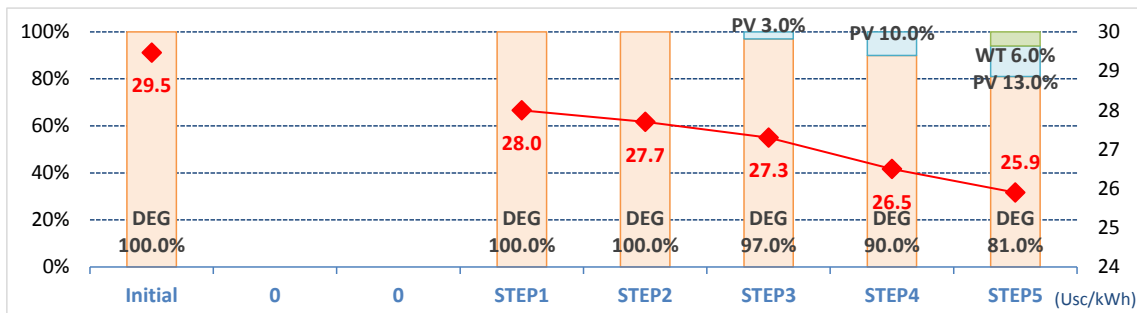
6.12 キリバス（詳細検討）

既存 DEG 運転範囲の最適化および新設 DEG500kW による DEG 発電所運用の柔軟性向上、短周期対策蓄電池の導入により、PV2.5MW 導入が可能となり、再エネ導入率は 19.0% まで拡大できる可能性が見込める。但し、長周期対策として再エネ発電設備の出力抑制を実施する必要がある。発電コストは 25.9USc/kWh まで低廉化できる可能性がある。一方で、初期費用あるいは更新費用を勘案した場合においては、STEP4 まではいずれのパターンでも現在の発電コストより低減しつつ、再エネ導入率を高めていける可能性があるが、STEP5 では初期費用を勘案した場合においては費用負担増による発電コストの増大が発生する可能性が大きい。

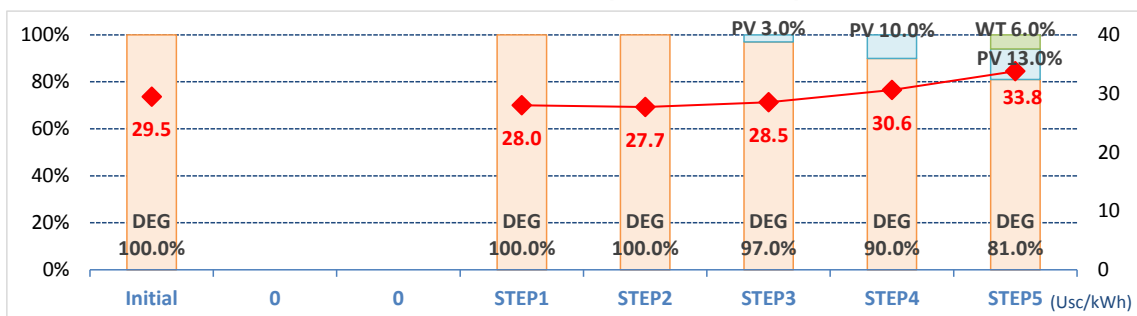
		Current Situation	STEP 1	STEP 2	STEP 3	STEP 4	STEP 5
Fuel Reduction (kL/year)		---	281 (5%)	57 (1%)	926 (16%)	591 (11%)	1,157 (21%)
Generation Cost (USc/kWh)	A	29.5	28.0	27.7	27.3	26.5	25.9
	B				28.5	30.6	33.8
	C				27.4	27.0	26.9
	D				27.8	28.1	29.0
RE Fraction		0.0%	0.0%	0.0%	3.0%	10.0%	19.0%
Initial Cost (mil. USD)	A,B,C	---	0.2	0.8	0.0	4.5	9.6
	D		0.2	0.8	0	4.5	4.8
O&M Cost (mil. USD/yr)	A,B,C	---	0.9	0.9	0.9	1.1	1.3
	D				0.9	1.1	1.3
DEG			Operation Range 50-100%	DEG 500kW			
PV					PV 400kW	PV 900kW	PV 1.2MW
WT							
Hydro							
Controller						Short Term Stabilizer	RE output control

図 6-23 キリバスにおける再エネ導入ロードマップ①

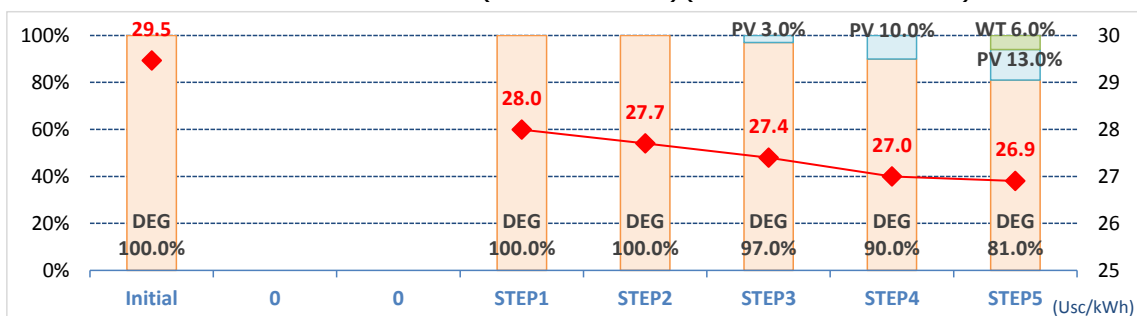
A：運転維持費用を負担(初期費用、更新費用考慮せず)



B：初期費用・更新費用+運転維持管理費用(日本製品価格)



C：更新費用+運転維持費用を負担(日本製品価格)(初期費用は考慮せず)



D：初期費用・更新費用+運転維持管理費用(海外製品価格)

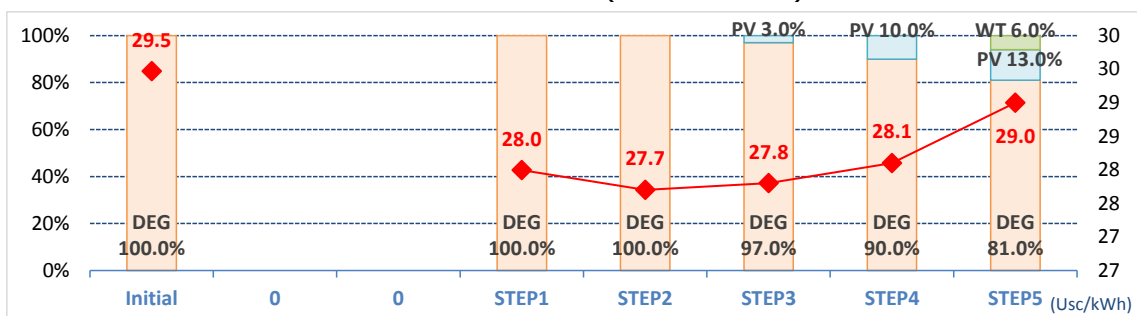


図 6-24 キリバスにおける再エネ導入ロードマップ②

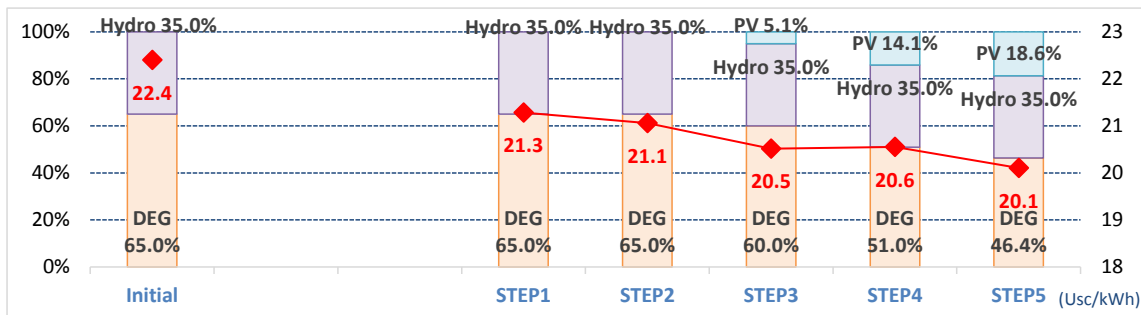
6.13 サモア（概略検討）

既存 DEG 運転範囲の最適化および新設 DEG4MW による DEG 発電所運用の柔軟性向上、短周期対策蓄電池の導入により、PV13.5MW 導入が可能となり、再エネ導入率は 53.6% まで拡大できる可能性が見込める。但し、長周期対策として再エネ発電設備の出力抑制を実施する必要がある。発電コストは 20.1USc/kWh まで低廉化できる可能性がある。一方で、初期費用あるいは更新費用を勘案した場合においては、その費用負担増による発電コストの増大が発生する可能性が大きい。

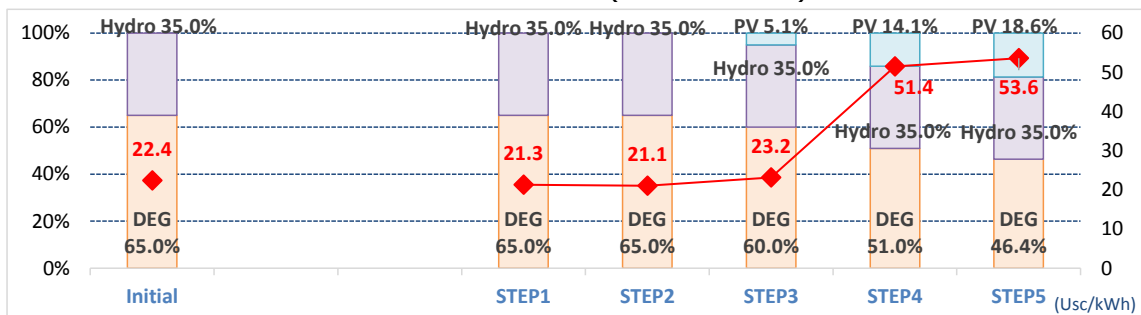
		Current Situation	STEP 1	STEP 2	STEP 3	STEP 4	STEP 5
Fuel Reduction (kL/year)		---	1,349 (5%)	270 (1%)	1,369 (5%)	3,802 (14%)	5,031 (19%)
Generation Cost (USc/kWh)	A	22.4	21.3	21.1	20.5	20.6	20.1
	B				23.2	51.4	53.6
	C				21.8	25.7	26.5
	D				21.6	47.0	47.6
RE Fraction		35.0%	35.0%	35.0%	40.0%	49.0%	53.6%
Initial Cost (mil. USD)	A,B,C	---	0.2	8.0	28.8	51.2	28.0
	D		0.2	8.0	14.4	25.6	14.0
Additional O&M Cost (mil. USD/yr)	A,B,C	---	---	---	0.58	1.61	2.17
	D				0.29	0.80	1.08
DEG			Operation Range 50-100%	DEG 4MW			
PV					PV 3.6MW	PV 6.4MW	PV 3.5MW
WT							
Hydro							
Controller						Short Term Stabilizer	RE output control

図 6-25 サモアにおける再エネ導入ロードマップ①

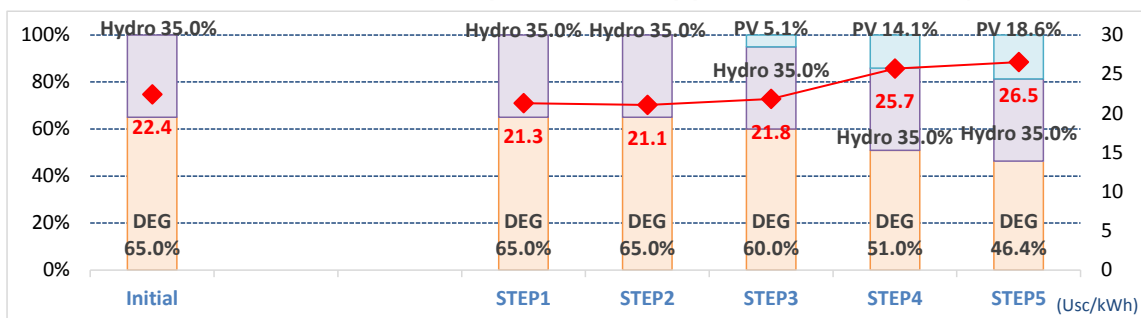
A：運転維持費用を負担(初期費用、更新費用考慮せず)



B：初期費用・更新費用+運転維持管理費用(日本製品価格)



C：更新費用+運転維持費用を負担(日本製品価格)(初期費用は考慮せず)



D：初期費用・更新費用+運転維持管理費用(海外製品価格)

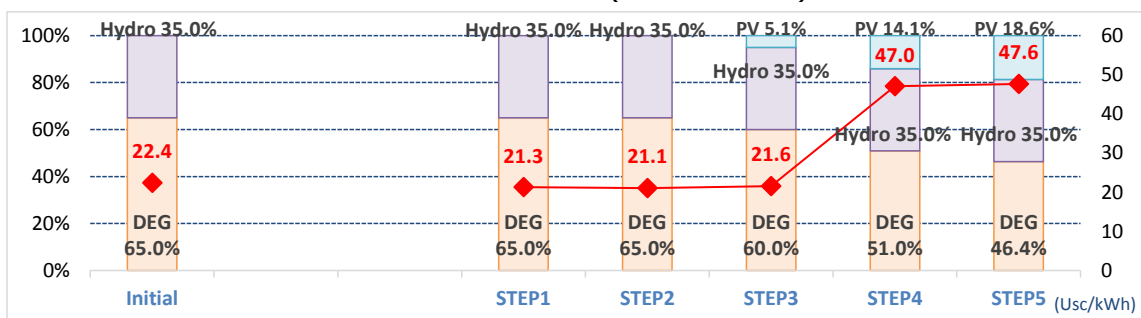


図 6-26 サモアにおける再エネ導入ロードマップ②

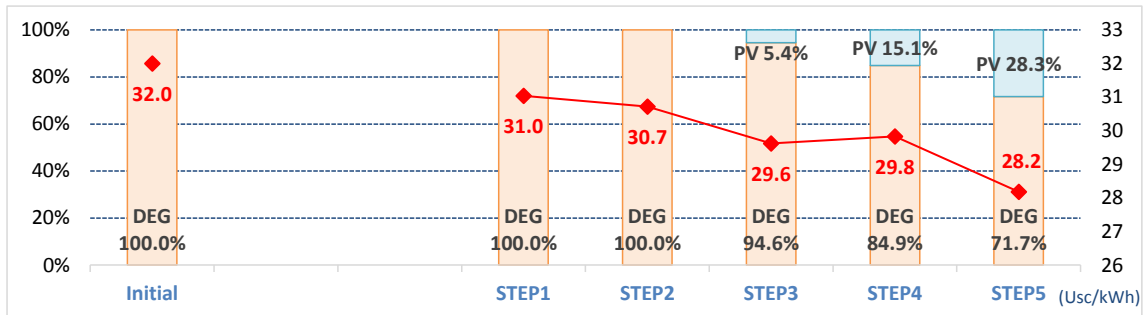
6.14 ツバル（概略検討）

既存 DEG 運転範囲の最適化および DEG300kW 更新による DEG 発電所運用の柔軟性向上、短周期対策蓄電池の導入により、PV 約 1.1MW 導入が可能となり、再エネ導入率は 28.3%まで拡大できる可能性が見込める。但し、長周期対策として再エネ発電設備の出力抑制を実施する必要がある。発電コストは 28.2USc/kWh まで低廉化できる可能性がある。一方で、初期費用あるいは更新費用を勘案した場合においては、その費用負担増による発電コストの増大が発生する可能性が大きい。

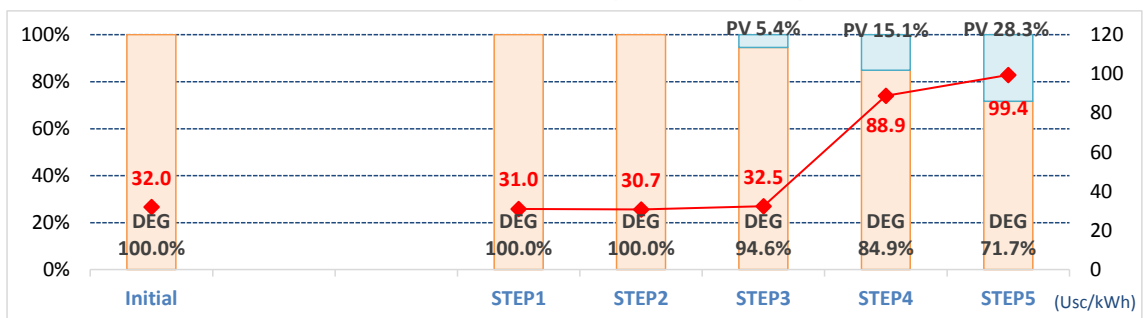
		Current Situation	STEP 1	STEP 2	STEP 3	STEP 4	STEP 5
Fuel Reduction (kL/year)		---	56 (3%)	19 (1%)	102 (5%)	283 (15%)	532 (28%)
Generation Cost (USc/kWh)	A	32.0	31.0	30.7	29.6	29.8	28.2
	B				32.5	88.9	99.4
	C				31.0	37.0	41.4
	D				30.8	84.1	87.4
RE Fraction		0.0%	0.0%	0.0%	5.4%	15.1%	28.3%
Initial Cost (mil. USD)	A,B,C	---	0.2	0.6	0.27	3.8	8.0
	D		0.2	0.6	0.14	2.1	4.0
Additional O&M Cost (mil. USD/yr)	A,B,C	---	---	---	0.04	0.10	0.26
	D				0.02	0.05	0.13
DEG			Operation Range 50-100%	DEG 300kW			
PV					PV 234kW	PV 416kW	PV 1MW
WT							
Hydro							
Controller						Short Term Stabilizer	RE output control

図 6-27 ツバルにおける再エネ導入ロードマップ①

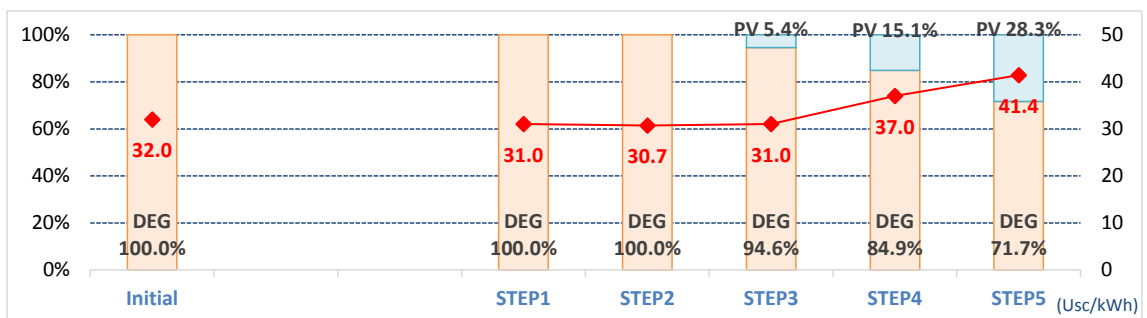
A：運転維持費用を負担(初期費用、更新費用考慮せず)



B：初期費用・更新費用+運転維持管理費用(日本製品価格)



C：更新費用+運転維持費用を負担(日本製品価格)(初期費用は考慮せず)



D：初期費用・更新費用+運転維持管理費用(海外製品価格)

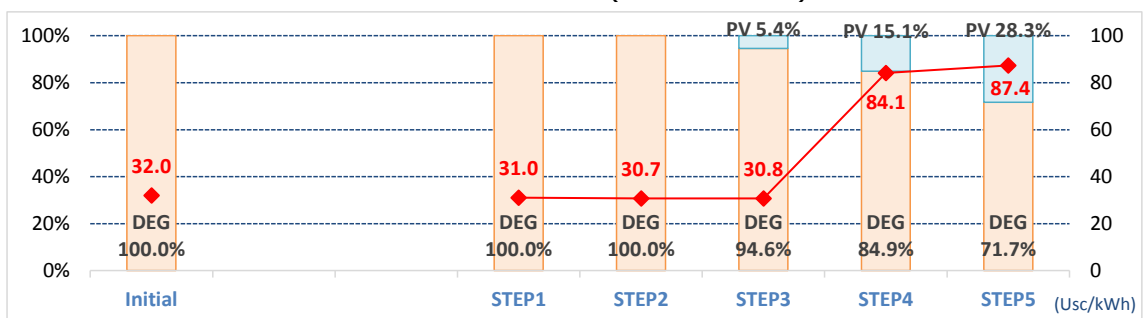


図 6-28 ツバルにおける再エネ導入ロードマップ②

6.15 クック（概略検討）

既存 DEG 運転範囲の最適化および DEG1MW 更新による DEG 発電所運用の柔軟性向上、短周期対策蓄電池の導入により、PV 約 5.8MW 導入が可能となり、再エネ導入率は 21.8%まで拡大できる可能性が見込める。但し、長周期対策として再エネ発電設備の出力抑制を実施する必要がある。発電コストは 27.6USc/kWh まで低廉化できる可能性がある。一方で、初期費用あるいは更新費用を勘案した場合においては、その費用負担増による発電コストの増大が発生する可能性が大きい。

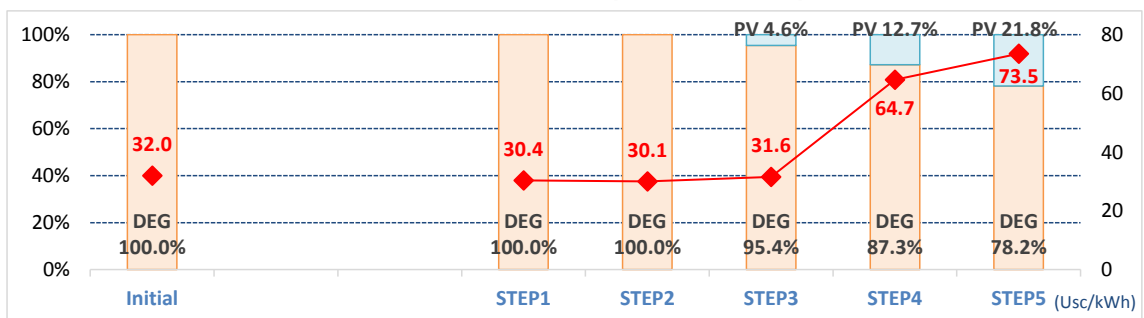
		Current Situation	STEP 1	STEP 2	STEP 3	STEP 4	STEP 5
Fuel Reduction (kL/year)		---	379 (5%)	76 (1%)	346 (5%)	966 (13%)	1,650 (22%)
Generation Cost (USc/kWh)	A	32.0	30.4	30.1	29.2	28.9	27.6
	B				31.6	64.7	73.5
	C				30.4	34.3	36.4
	D				30.1	62.4	65.4
RE Fraction		0.0%	0.0%	0.0%	4.6%	12.7%	21.8%
Initial Cost (mil. USD)	A,B,C	---	0.2	2.0	1.6	14.1	20.0
	D		0.2	2.0	0.78	7.9	10.0
Additional O&M Cost (mil. USD/yr)	A,B,C	---	---	---	0.14	0.39	0.79
	D				0.07	0.19	0.39
DEG			Operation Range 50-100%	DEG 1MW			
PV					PV 864kW	PV 1.5MW	PV 2.5MW
WT							
Hydro							
Controller						Short Term Stabilizer	RE output control

図 6-29 クックにおける再エネ導入ロードマップ①

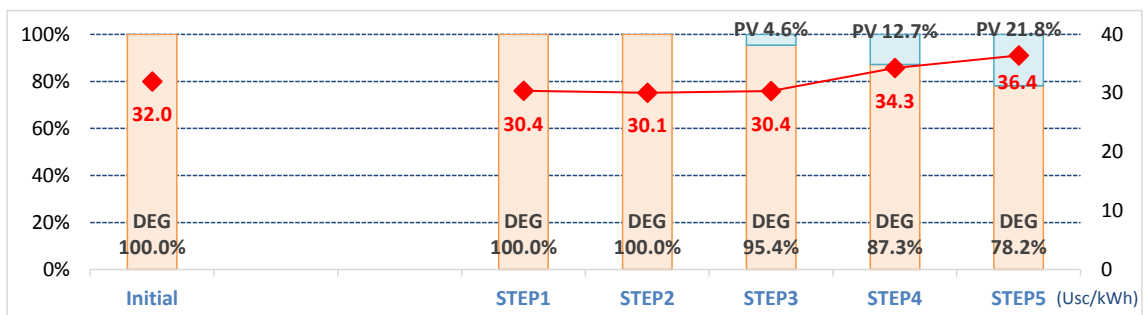
A：運転維持費用を負担(初期費用、更新費用考慮せず)



B：初期費用・更新費用+運転維持管理費用(日本製品価格)



C：更新費用+運転維持費用を負担(日本製品価格)(初期費用は考慮せず)



D：初期費用・更新費用+運転維持管理費用(海外製品価格)

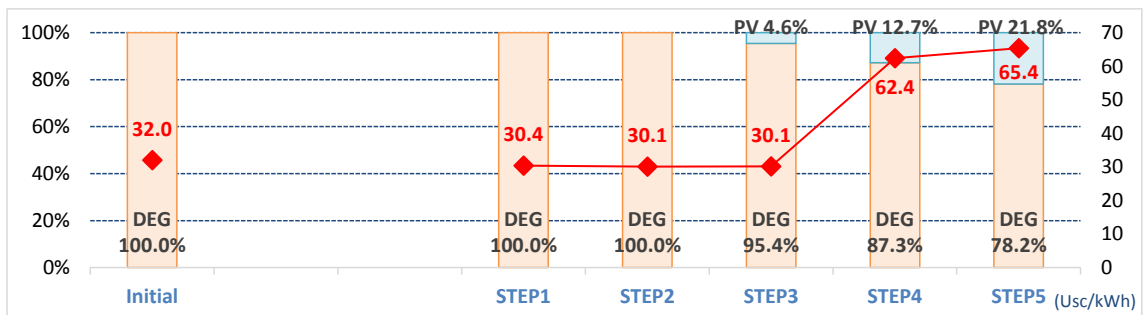


図 6-30 クックにおける再エネ導入ロードマップ②

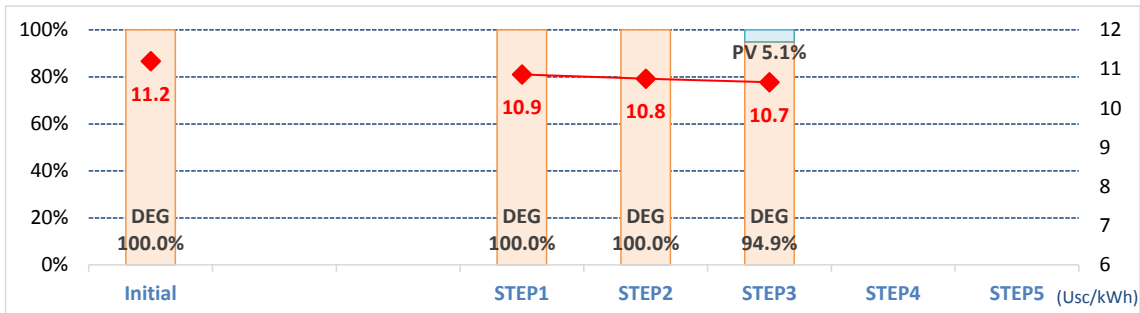
6.16 ナウル（概略検討）

電気料金は国の補助金により域内で最低であり、発電コストの実態は不明。再エネ導入による燃料燃焼減らし効果およびそれによる発電コスト低減に乏しい。しかしながら、DEG 運転範囲の最適化および新設 DEG700kW による DEG 発電所運用の柔軟性向上により、PV630kW 導入が可能となり、エネルギー自給率は約 5.1%まで拡大できる可能性が見込める。発電コストは 10.7USc/kWh まで低廉化できる可能性が見込める。一方で、初期費用あるいは更新費用を勘案した場合においては、その費用負担増による発電コストの増大が発生する可能性が大きい。

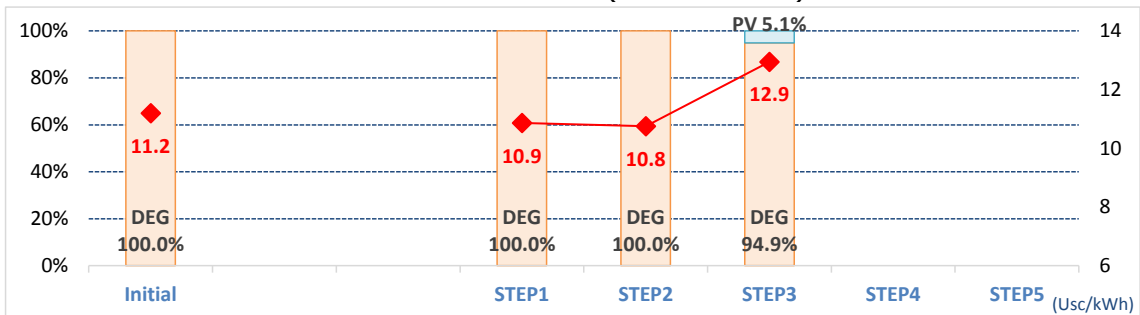
		Current Situation	STEP 1	STEP 2	STEP 3	STEP 4	STEP 5
Fuel Reduction (kL/year)		---	265 (3%)	88 (1%)	447 (5%)	1,243 (14%)	1,583 (18%)
Generation Cost (USc/kWh)	A	11.2	10.9	10.8	10.7	11.3	11.3
	B				12.9	34.1	39.0
	C				11.8	15.7	16.6
	D				11.6	31.9	34.1
RE Fraction		0.0%	0.0%	0.0%	5.1%	14.1%	17.9%
Initial Cost (mil. USD)	A,B,C	---	0.2	1.4	5.0	10.5	4.0
	D		0.2	1.4	2.5	6.1	2.0
Additional O&M Cost (mil. USD/yr)	A,B,C	---	---	---	0.1	0.28	0.36
	D				0.05	0.14	0.18
DEG			Operation Range 50-100%	DEG 700kW			
PV					PV 630kW		
WT							
Hydro							
Controller							

図 6-31 ナウルにおける再エネ導入ロードマップ①

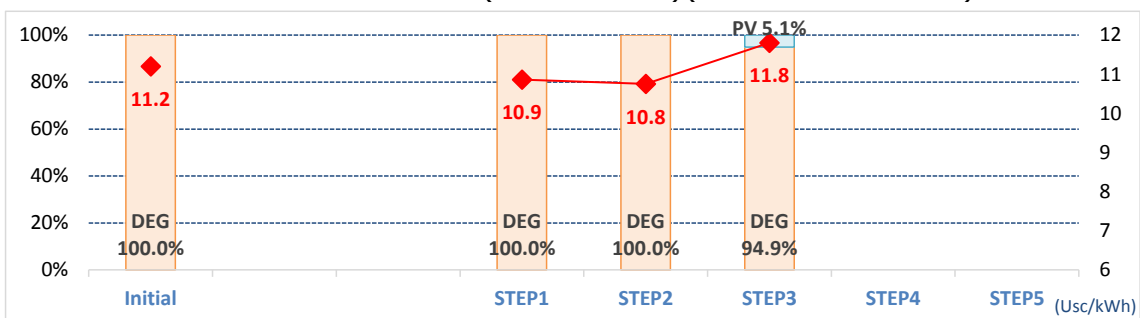
A：運転維持費用を負担(初期費用、更新費用考慮せず)



B：初期費用・更新費用+運転維持管理費用(日本製品価格)



C：更新費用+運転維持費用を負担(日本製品価格)(初期費用は考慮せず)



D：初期費用・更新費用+運転維持管理費用(海外製品価格)

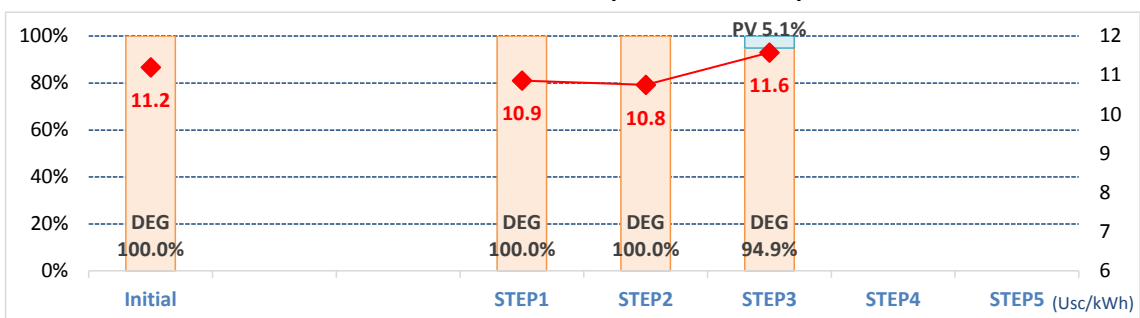


図 6-32 ナウルにおける再エネ導入ロードマップ②

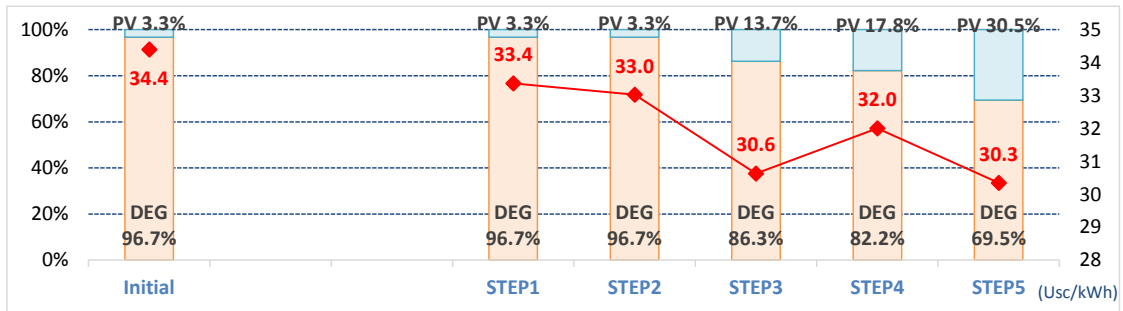
6.17 ニウエ（概略検討）

既存 DEG 運転範囲の最適化および新設 DEG200kW 更新による DEG 発電所運用の柔軟性向上、短周期対策蓄電池の導入により、PV 約 600kW 導入が可能となり、再エネ導入率は 30.5%まで拡大できる可能性が見込める。但し、長周期対策として再エネ発電設備の出力抑制を実施する必要がある。発電コストは 30.3USc/kWh まで低廉化できる可能性がある。一方で、初期費用あるいは更新費用を勘案した場合においては、その費用負担増による発電コストの増大が発生する可能性が大きい。

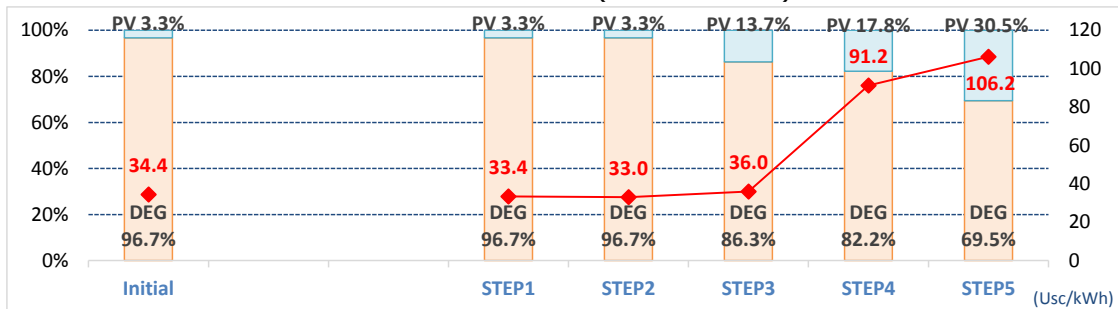
		Current Situation	STEP 1	STEP 2	STEP 3	STEP 4	STEP 5
Fuel Reduction (kL/year)		---	22 (3%)	7 (1%)	78 (10%)	104 (14%)	202 (27%)
Generation Cost (USc/kWh)	A	34.4	33.4	33.0	30.6	32.0	30.3
	B				36.0	91.2	106.2
	C				33.3	38.7	43.8
	D				32.8	89.0	94.3
RE Fraction		3.3%	3.3%	3.3%	13.7%	17.8%	30.5%
Initial Cost (mil. USD)	A,B,C	---	0.2	0.4	0.0	0.5	4.0
	D		0.2	0.4	0.0	0.4	2.0
Additional O&M Cost (mil. USD/yr)	A,B,C	---	---	---	0.03	0.04	0.12
	D				0.02	0.02	0.06
DEG			Operation Range 50-100%	DEG 200kW			
PV					PV 200kW	PV 40kW	PV 500kW
WT							
Hydro							
Controller						Short Term Stabilizer	RE output control

図 6-33 ニウエにおける再エネ導入ロードマップ①

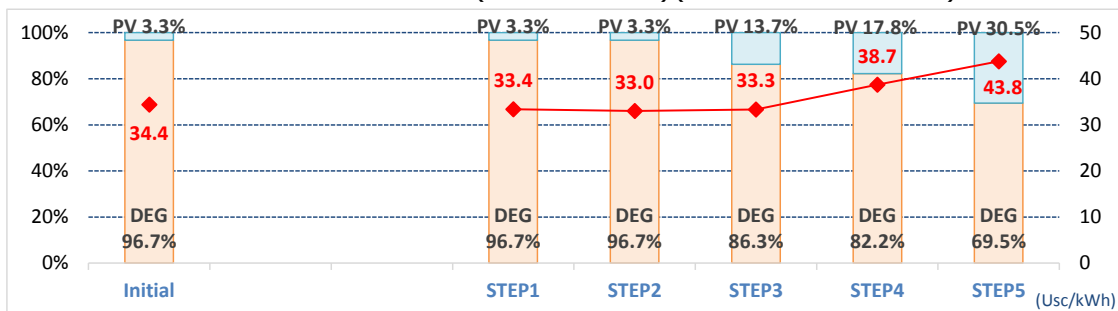
A：運転維持費用を負担(初期費用、更新費用考慮せず)



B：初期費用・更新費用+運転維持管理費用(日本製品価格)



C：更新費用+運転維持費用を負担(日本製品価格)(初期費用は考慮せず)



D：初期費用・更新費用+運転維持管理費用(海外製品価格)

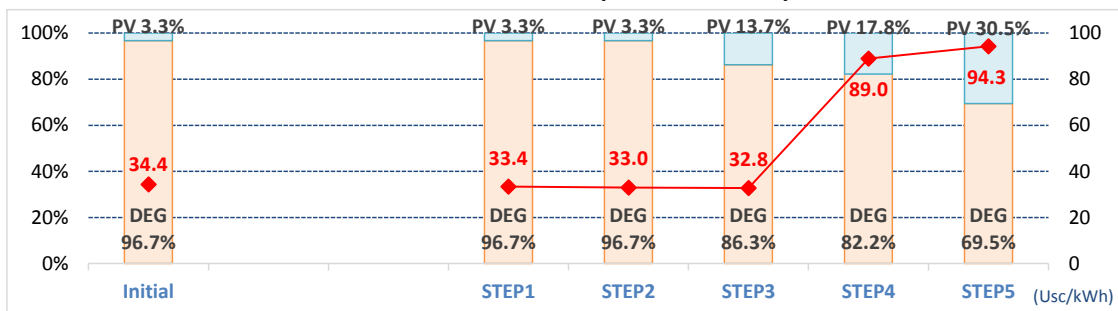


図 6-34 ニウエにおける再エネ導入ロードマップ②

7. 総括

7.1 各対象国支援策実施へ向けた方針整理

前章にてまとめた各対象国への再エネ導入ロードマップ(案)について、本項で整理する。調査対象国の多くは再エネ導入の許容量に到達もしくは、近く到達すると考えられる。しかしながら、既に本報告書に記載の通り太陽光や風力発電は不安定な電源であり、天候が変化し易い大洋州地域の特徴を勘案して、安定的な電力供給を実現するために基幹電源である DEG の運用効率の向上に係る協力を優先的に取り組むべきであると考え。例えば、DEG の増強や改修に係る無償資金協力、や DEG の運転・維持管理能力の向上に係る技術協力が考えられる。

その上で、DEG と再エネの系統安定化を伴う適正量の導入による運転を実現するためにマイクログリッドシステム形成に関する協力として技術協力や無償資金協力による協力を検討することが有効であると考え

7.2 最後に

小規模電力系統に太陽光発電や風力発電などの再生可能エネルギー装置を大量導入するケースにおいては、各装置及び制御方法をどのように構築していくかが重要となる。加えて、持続的な設備運営のためには、再生可能エネルギー装置の利用率、電力品質、導入維持コストなどの全てのバランスをとる必要がある。

多くの再生可能エネルギーは自然エネルギーを利用するため、投入エネルギーに殆どコストが係らない点が最大のメリットであり、設備存続期間、うまく運用することで、電力コストを下げるができる。しかし、故障リスクが大きく、場合によっては電力コストに影響することもあるため、注意が必要である。

再生可能エネルギー装置は過酷な自然環境に晒されることが多く、サイクロンなどの暴風や落雷、塩害などに対する対策を十分に講じる必要があり、定期的なメンテナンス以外に万一の故障時の対応も考慮しておく必要があるが、即時に復旧対応できる体制も整えることが困難である場合が多い。島嶼地域などの小規模電力系統では、単独かつ小規模であるため、緊急時や非常時においても他の電力系統からのバックアップは一切望めないため、離島マイクログリッドで用いる再生可能エネルギー装置は、出力変動抑制に対して、ディーゼル発電機等を含む各装置が調整力を分担することが最も効率的であり、効果的に小型分散化を図り、一方が故障しても他方が稼働できる状態とすることが望ましい。

ディーゼル発電機などの既存の基幹電源については、良好な状態を維持し、適正な運転範囲と応答性を備え、再生可能エネルギー由来の短周期変動や長周期変動に効率的に対応することが望ましい。また、再生可能エネルギー装置の故障停止時のバックアップや耐用年数超過後を考慮し、可能な限り温存することが望ましい。

国土が狭く散在している大洋州地域で生活する人々のために、再生可能エネルギーの導入によって、乱高下する輸入燃料(ディーゼル)からの脱却を図り、電力セクターのエネル

ギーセキュリティを向上させるためには、このような対策に供する運転維持コストを勘案しておくことが重要である。

以上