

パラオ共和国
パラオ公共基盤・産業・商業省
パラオ公共事業公社

パラオ国送配電システム改善・維持管理 強化計画策定プロジェクト

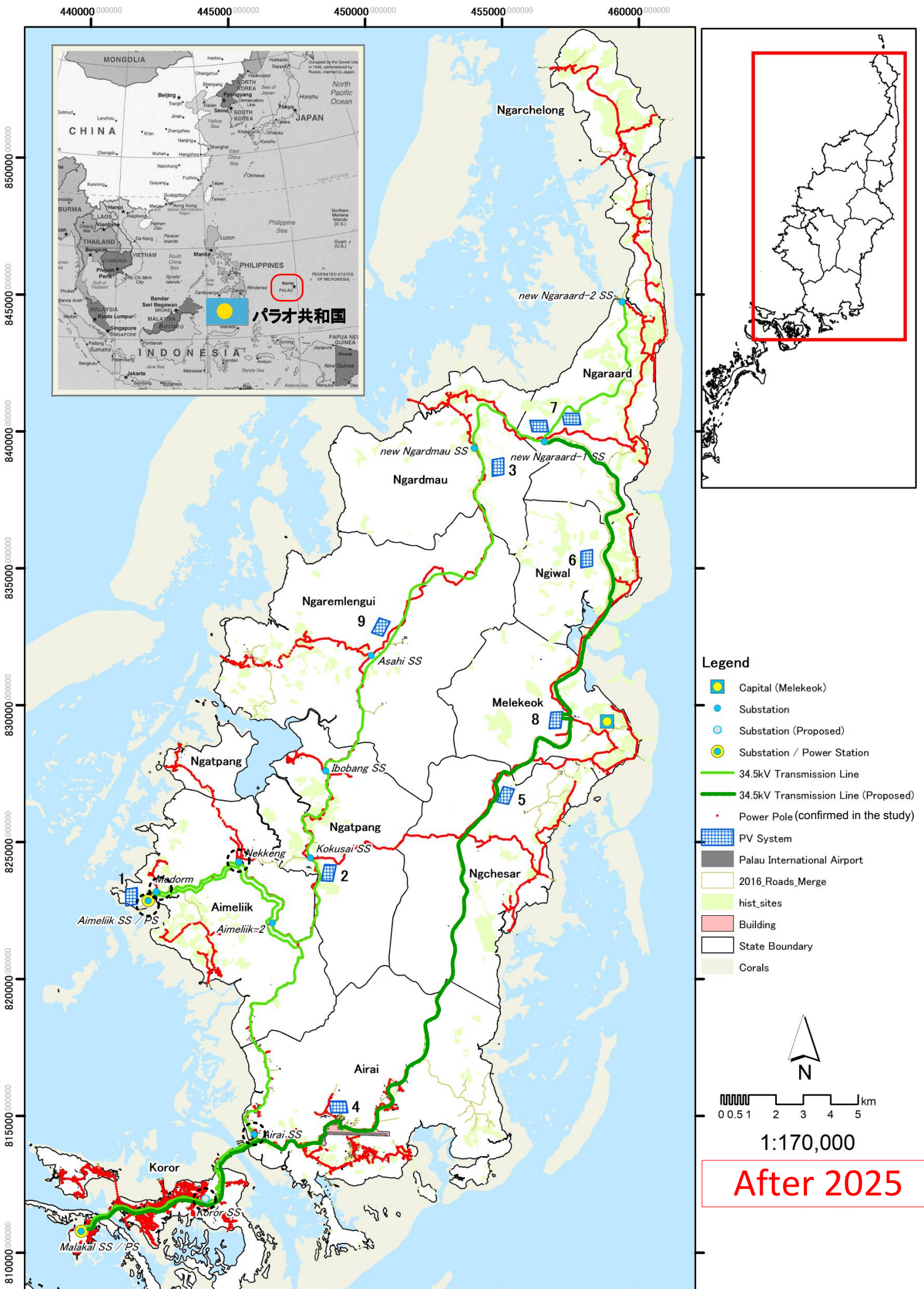
ファイナルレポート

令和元年 5 月
(2019 年)

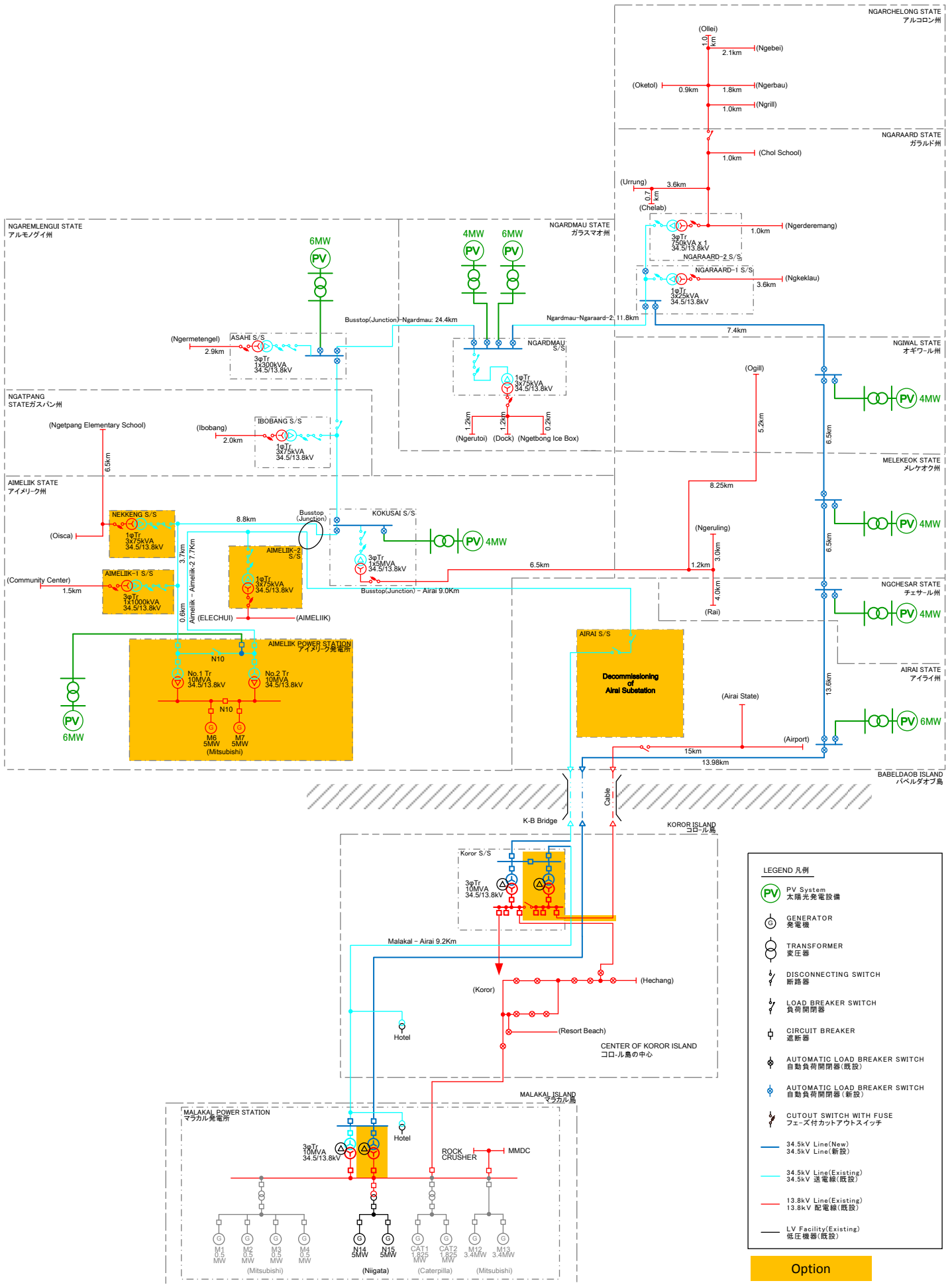
独立行政法人国際協力機構
(JICA)

委託先
八千代エンジニアリング株式会社
関西電力株式会社

産公
JR
19-047



コロール島およびバベルダオブ島の送配電系統



Power System in Koror & Babeldaob (After 2025)
 コロル・バベルダオブ電力系統(2025年以降)

要 約

第1章 序論

1-1 プロジェクトの背景

パラオ共和国（以下、パラオと称する）は、我が国の南方約 3,200 km の太平洋上に位置し、面積 488 km²、人口 17,661 人（2015 年国勢調査）、約 340 の島々から成る島嶼国である。パラオの政治・経済活動は、首都メレケオクの存在するバベルダオブ島及びコロール島に集中しており、両島には全人口の約 96 %（2015 年国勢調査）が居住している。

コロール・バベルダオブ電力系統の設備（過去 10 年間の最大電力は 11～12 MW）は、老朽化と維持管理不足により安定した電力供給を行うことに支障をきたし、早急な対策が必要とされている。その状況を改善すべくパラオ公共事業公社（PPUC）は送配電設備の改修、更新を計画しており、再生可能エネルギー導入可能余力の検証を含めた、信頼性の高い送配電システムの構築が喫緊の課題となっている。かかる背景のもと、パラオ政府は我が国政府に対して再生可能エネルギー導入を前提とした送配電設備の更新に係るマスタープランの策定及び停電対策並びに送配電ロスの低減に資する技術協力を要請した。

本プロジェクトにおける主な業務内容は以下のとおりであり、送配電系統計画策定と技術移転の 2 つに大きく分けられる。

- ① 電力セクターの現状確認
- ② 電力需要の予測
- ③ 送配電系統計画の策定と系統解析
- ④ 経済・財務分析
- ⑤ 環境社会配慮
- ⑥ プレ F/S 調査（予備設計）
- ⑦ 技術移転

1-2 代替案についての提言

本プロジェクトで策定されたコロール・バベルダオブ電力系統の送配電設備更新に係るマスタープランは、再生可能エネルギーの導入を前提とし、パラオの気象条件、電力需要予測、電力系統解析、送配変電設備計画、環境社会配慮等の技術的検討の結果、9ヶ所の太陽光発電所とそれに伴う蓄電池設備を含む系統安定化設備の建設を提案している。

もし、本計画の実施にあたり、代替案が提案され、実施に移されるときは、新たに系統安定化設備を含む再生可能エネルギー設備の検討、並びに必要な電力系統解析、送配変電設備計画、環境社会配慮等の技術的検討を行う必要がある。

第2章 社会経済状況と開発計画

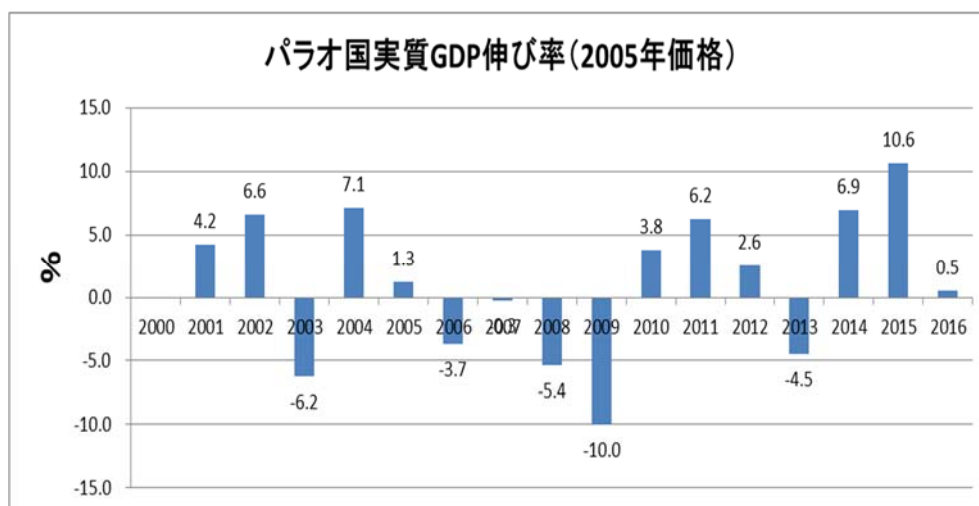
2-1 社会経済開発計画のレビュー

2-1-1 人口の動向

本計画の電力需要予測では財務省（Ministry of Finance : MOF）の全国人口見通しを前提に、州別の人口見通しを行って電力需要予測に使用している。財務省（Ministry of Finance : MOF）による将来のパラオ国人口の見通しによればパラオ人の労働者は2015年から2030年までほとんど伸びがないが、外国人労働者は、2015年の約5,800人から2030年には8,200人強になるとしている。また国連の人口調査局（United Nations Population Division）にてもパラオの人口見通しを出しているので参考として本文の第2章、表2-1-1-2.2に併せて記載する。国連の見通しは2005年のセンサスを基に作成されている。

2-1-2 経済の動向

「パラオ国の実質 GDP 伸び率推移」を図2-1-2.1に示す。パラオ経済は、2008年の世界的な経済縮小により多くの影響を受けた。これは観光客の減少ばかりでなく COMPACT¹道路プロジェクトにも基金収入の減少という影響を与えている。パラオの2011年と2012年（会計年度）には観光産業は回復基調を示してGDPは2011年に6.2%、2012年に2.6%の成長を示している。さらに2014年と2015年には観光産業の進展が見られ、GDP成長も2014年に6.9%、2015年に10.6%を示した。



[出所] MOF

図2-1-2.1 パラオ国の実質 GDP 伸び率推移

ただ、2014年以降の観光客の回復は、中国からの団体観光客が多く、低料金のホテルの稼働は上昇しているが、高級ホテルの稼働状況は横ばい状態である。また、中国団体観光客はパラオ政府の社会的費用負担を増加させていて、2018年4月現在、パラオ政府は「High Value Policy」を打ち立てて

¹ COMPACT: 正式にはアメリカとパラオ国等との自由連合盟約（Compact Of Free Association, COFA）のことでパラオ国では、これを単に「COMPACT」と称している。

いるが具体的な対策については ADB と協議中である。観光客数の推移を表 2-1-2-1.1 に示す。

表 2-1-2-1.1 観光客数の推移

単位 上段：人、下段：%

	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
観光客数	71,000	95,000	118,928	118,000	125,674	168,767	146,643	120,000
客室占有率	40%	52%	58%	50%	53%	66%	54%	

[出所] Economic Review 2016

2-1-3 経済の動向による電力セクターへの影響評価

社会経済開発計画（人口の動向、経済産業政策の動向、エネルギー価格、RE の普及）のレビューの結果、電力セクターへの影響は表 2-1-3.1 に示すとおりである。

表 2-1-3.1 電力セクターへの影響評価

影響要因	内 容
増えない人口の影響	2000 年から 2015 年にかけてパラオ国の人口は増えていない。また、2015 年の人口 17,700 人に対して 2030 年でも 18,000 人である。一方、労働人口は 2015 年から 2030 年間のパラオ人の伸び率は 0.1 %/年であるが、外国人の伸び率は 2.4% / 年で合計では 1.4 % / 年の伸び率である。このことから、外国人労働者の賃金の海外への移転が起き、パラオ国の国内消費は停滞することも考えられ GDP に対してはマイナス要因となる。
経済産業政策の課題	今後パラオ国では、COMPACT の支援終了、観光に関する税制の改革、KASP の借入金返済による税負担などの懸念材料もあるが、一方で海底通信ケーブル敷設による IT 事業の拡大、土地所有制度の改革による各種投資の促進などが期待材料でもある。ただ、Energy Review 2016 に記載されているような 2030 年までの Rebound Scenario の平均 GDP 伸び率 2.0 % / 年以上の伸び率は難しいと思われる。
世界のエネルギー価格	パラオ国に輸入される全石油製品 (LPG、ガソリン、軽油、灯油) の約半分は発電用燃料として使われている。今後石油製品の価格は、シェールオイルの増産、再生可能エネルギーの普及、自動車用燃料の転換と燃費の向上などにより、原油価格は大幅には上昇しないと思われる。ただ、原油はアメリカドルでの取引が多く、アメリカのインフレの影響は原油価格を上昇させる可能性がある。
再生可能エネルギー、特に太陽光発電の普及拡大	2016 年より世界的に太陽光発電の導入コストは大幅に低下した。これにともない大規模太陽光発電の入札価格も大きく低下している。2016 年の入札価格は 4 セント / kWh ~ 6 セント / kWh 程度であり、この発電コストは 2025 年には 3 セント / kWh 程度になると IRENA は予測している。2025 年には太陽光発電は水力、火力、原子力などのすべての電源に対してもコスト的に競争力のある電源になるものと思われる。同時に最近のリチウムイオン電池のコスト低下にも注目すべきものがある。

2-2 エネルギーに関する既存計画のレビュー

2-2-1 National Energy Policy 2010

パラオ国のエネルギー政策には、新旧合わせていくつかの気候変動への対応策が提言されている。以下は、「National Energy Policy 2010」における気候変動対策である。

- ① 気候変動に対する適応で、物理的な環境変化への適用、現在および将来のリスク対応

- ② GHG 削減の対策と国際的な GHG 排出対策への協力
- ③ 長期最小費用を前提とした上記の対策

エネルギーを 100% 輸入に頼っているパラオ国としては、上述以外に石油製品輸入削減対策として以下の項目を掲げている。

- ① 省エネルギー対策の促進
- ② エネルギーの多様化と再生可能エネルギーの導入
- ③ エネルギーの安全保障と供給の信頼度向上

以上の目的達成のために以下の制度を制定し各種政策を立案している。

- ① National Energy Committee (NEC) の設立

2016 年 2 月 NEC が設立された。NEC は大統領府、上院、下院、商工会会議所、PPUC、Palau Community College (PCC) および Energy Administration の各機関から構成されており、2016 年に設立されている。

- ② 省エネルギーの促進

政府系ビルを中心に具体的な省エネ対策を提示して、強制的でなく自主性に任せて実施している。

- ③ 再生可能エネルギー

再生可能エネルギー系統接続する準備段階として、電力計の設置 Feed In Tariff (FIT) の設定などが提唱されている。また、再生可能エネルギーの導入のための資金として NDBP (National Development Bank of Palau) が貸付けを行っている。

- ④ 電力セクター

PPUC の機能として電力や上水の供給ばかりでなく以下の事業などが提唱されている。

- LPG などの石油製品の販売事業
- 個人の再生可能エネルギー導入の融資事業
- 分散発電の支援事業

2-2-2 気候変動に対する貢献案

INDC (Intended Nationally Determined Contributions) は COP21 (Conference of the Parties 21:パリ協定) にパラオ政府が、UNFCCC (United Nations Framework Convention on Climate Change) にコミットした気候変動対策である。2015 年 11 月に作成された内容は「自主的に決定する約束草案」ではあるが、パラオ政府としては、気候変動に対する緩和策 (Mitigation) を以下のように提案している。

2-2-3 パラオエネルギーロードマップ

2-2-3-1 Palau Energy Roadmap 2017 の概要

2017 年 2 月に発表された「Palau Energy Roadmap」は、IRENA (International Renewable Energy Agency) の協力のもとで作成され、最小コスト電力システムの開発手順を示したものである。本ロードマップ

作成に当たりパラオ政府が目標とするエネルギー政策と COP21 の NDC (Nationally Determined Contributions)を包含している。ロードマップの内容は以下のとおりである。

- ① パラオの風力発電の風況調査
- ② パラオの日射量調査と太陽光発電の発電量
- ③ パラオの電力需要の分析と予測
- ④ 2020-2025 年間の電力最適発電システム
- ⑤ 必要な投資額
- ⑥ 2020-2025 年間の発電ミックス
- ⑦ Roadmap に対する考察

尚、風況調査及び日射量測定結果は本文の 2-2-3-2 項及び 2-2-3-3 項に示す。

第3章 電力需給の評価

2000 年から 2016 年までのセクター別需要実績は表 3.1 に示すとおりである。但し、送配電ロス (Transmission / Distribution loss: T/D ロス) に関しては、PPUC が分類する「Unbilled」カテゴリーを意味し、内容は送配電の技術的ロスと料金不払いなどの社会的ロスを含んだものである。

また、電力需要に関係するデータの過去(2000 年～2016 年)の動向と、電力需要との関係は、表 3.2 に示す通り評価できる。

表 3.1 セクター別電力需要実績

	Commercial (MWh)	Public (MWh)	Residential (MWh)	T/D loss (MWh)	Total (MWh)	T/D loss rate (%)
	A	B	C	D	E=A+B+C+D	D/E*100
2000	31,921	18,669	26,137	23,697	100,424	23.6
2001	34,043	19,545	28,287	20,337	102,212	19.9
2002	32,004	18,570	27,999	22,822	101,395	22.5
2003	33,030	20,238	29,222	19,644	102,134	19.2
2004	31,964	20,767	29,135	24,022	105,888	22.7
2005	37,656	21,686	29,862	20,720	109,924	18.8
2006	31,720	21,692	26,758	19,342	99,512	19.4
2007	32,977	22,912	26,806	19,951	102,645	19.4
2008	32,393	21,719	24,300	23,741	102,153	23.2
2009	22,567	20,651	22,432	15,502	81,152	19.1
2010	24,729	19,891	22,975	15,480	83,075	18.6
2011	24,713	20,364	21,742	14,719	81,539	18.1
2012	24,950	20,238	18,629	3,616	67,434	5.4
2013	23,042	20,998	21,042	10,325	75,407	13.7
2014	24,506	21,124	21,146	9,886	76,662	12.9
2015	24,423	19,421	23,080	14,292	81,216	17.6
2016	25,205	19,846	25,877	12,732	83,661	15.2

[出所] PPUC の 2017 年 7 月時点での実績統計

表 3.2 電力消費と関連データの評価

影響要因	内 容
電力需給の推移	セクター別電力需要を見ると商業部門と家庭部門の消費が2013年以降増加傾向にある。また、送配電ロス率（送配電ロス／送電量）は2012年の発電所事故以前と比較して低下している。また、政府部門の電力消費の半分を占める上下水道の電気消費は改善計画の進捗とともに減少傾向にある。
WVOの未回収料金の改善目標	Koror Airai Water Improvement Project (KAWIP)の実施、研修プログラム「Leak detection Program」による保守技術の習得と合わせて、2014年実績の売上未回収率は44%であったが、2018年以降20%になると予想されている。
発電量と送電量の推移	アイメリーク (Aimeliik) 発電所の火災により、同発電所は2012年と2013年は発電を停止したためPPUCの発電量と送電量は、この期間減少したが2014年よりマラカル (Malakal) 発電所に設備を増設するなどして発電を行ない、2015年になりリーマンショック前の水準に戻している。今後はマラカル (Malakal) とアイメリーク (Aimeliik) の2発電所体制で電力が供給される。
負荷データの推移	パラオの最大日負荷は午後8時から午後10時の間で、今後太陽光発電を電源とする時には、バッテリー、PVと小水力とのハイブリッド発電、フライホイール・システム等の蓄電システムが必要になる。
顧客の推移	2011年から2016年間の伸び率は0.9% / 年で、顧客数の伸び率は人口の伸び率程度である。これは電化率が100%近いことや2012年以降のアイメリーク (Aimeliik) 発電所の火災事故が影響している。
電気料金	パラオ国の電気料金は国際石油製品価格と関係しているが、今後は石油製品の国際価格は大きくは上昇しない見通しである。2008年には家庭部門の第一料金カテゴリーで0.33 US\$ / kWhであったが、2017年には石油製品価格の低下もあり、0.17 US\$ / kWhとなっている。

[出所] 調査団作成

第4章 電力需要予測

4-1 需要予測前提と見通し

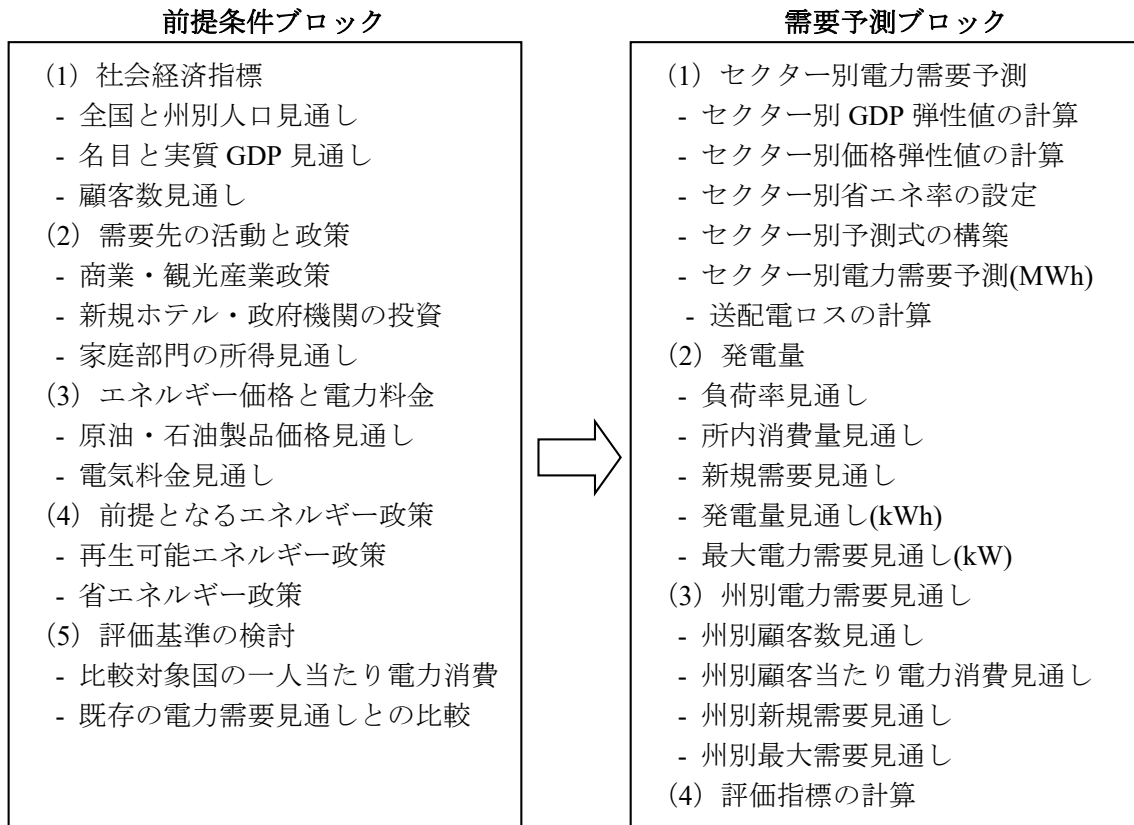
パラオ国の電力需要を予測するためには、これまでの電力需要の推移ならびに現況を分析し、構造的要因を把握する必要がある。そのため、パラオ国の社会経済活動と電力需要構造を分析し、電力需要予測モデルを設計する。かつ、本プロジェクトで使用する電力需要予測モデルは、以下の機能をもつ必要がある。

- ① 社会経済の変化とリンクした需要予測であること
- ② 電力料金の影響を考慮した需要予測であること
- ③ セクター別（商業、公共、家庭）の電力需要が分析可能であること
- ④ 州別の電力需要が予測できること
- ⑤ 電力需要の国際比較ができること

電力需要予測フローに従いモデルを構築することになるが、具体的には以下の方法にて行う。

- ① 社会経済指標の将来についてはパラオ国の関係機関の既存の戦略・計画・見通しについて協議を行いつつ設定する。
- ② モデル構築予測手法としては計量経済学手法を基本として、コンピュータソフトとしてはMS-EXCELのAdd-Inソフト「Simple.E」を使用する。

電力需要予測モデルの構成フローは下の図4-1.1の通りである。「前提条件ブロック」は主に社会経済戦略や計画、エネルギー価格や電力料金見通し、電力計画の数値目標などを設定し、「電力需要予測ブロック」ではセクター別電力需要、電力供給見通し、地域別電力需要を予測する。



[注意] 設定したセクターは商業部門、公共部門、家庭部門、送配電ロスである。

図 4-1.1 電力需要予測フロー

4-2 需要予測前提と見通し

全国のセクター別需要、②州別の人口、③州別の新規需要、④セクター別顧客当たり需要量等を使って、2035年迄の州別需要予測をすると以下の表 4-2.1 の通りである。

表 4-2.1 州別電力需要予測

単位：MWh

	2016	2017	2018	2019	2020	2025	2030	2035
Aimeliik	3,026	3,056	3,127	3,201	3,277	3,438	3,519	3,603
Airai	16,937	17,222	17,840	18,481	19,365	23,149	24,929	26,830
Koror	53,341	54,103	56,222	58,417	62,558	72,145	76,648	81,425
Melekeok	2,928	2,964	3,053	3,145	3,242	5,016	6,623	7,007
Ngaraard	587	595	617	640	665	2,253	3,131	3,186
Ngardmau	247	250	258	266	275	296	313	331
Ngaremlengui	671	678	697	717	737	784	817	851
Ngatpang	408	413	423	434	446	471	489	507
Ngchesar	306	309	317	325	334	355	374	395
Ngarchelong	529	535	548	562	577	829	1,218	1,390
Ngiwal	331	334	343	353	363	385	401	419
Koror+Babeldaob	79,311	80,459	83,447	86,541	91,839	109,121	118,461	125,944

[注意] 本表は、商業部門、公共部門、家庭部門、T/D ロスを合計したものである。

[出所] 調査団作成

4-3 州別ピーク電力予測 (kW)

前項で示した州別電力需要予測(MWh)をベースに、全国の負荷率 (Load Factor) を使って、2035 年までのピーク電力(kW)を予測すると表 4-3.1 の通りである。

表 4-3.1 州別ピーク電力の予測

単位：kW

	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Aimeliik	453	459	470	481	492	505	514	524	533
Airai	2,535	2,587	2,680	2,776	2,909	3,071	3,209	3,351	3,496
Koror	7,985	8,127	8,445	8,775	9,396	9,807	10,176	10,554	10,941
Melekeok	438	445	459	472	487	503	515	668	712
Ngaraard	88	89	93	96	100	104	106	143	157
Ngardmau	37	38	39	40	41	43	44	45	46
Ngaremlengui	100	102	105	108	111	114	116	119	121
Ngatpang	61	62	64	65	67	69	70	72	73
Ngchesar	46	46	48	49	50	52	53	54	55
Ngarchelong	79	80	82	84	87	89	91	104	117
Ngiwal	49	50	52	53	54	56	57	58	60
Total	11,870	12,090	12,530	13,000	13,790	14,410	14,950	15,690	16,310
	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2035
Aimeliik	543	551	559	568	570	573	576	578	586
Airai	3,656	3,745	3,844	3,937	3,997	4,058	4,120	4,182	4,367
Koror	11,395	11,650	11,911	12,178	12,327	12,477	12,628	12,782	13,254
Melekeok	792	841	927	1,031	1,054	1,078	1,090	1,103	1,141
Ngaraard	356	373	427	445	496	510	511	513	519
Ngardmau	47	48	49	50	50	51	52	52	54
Ngaremlengui	124	126	128	131	132	133	134	135	139
Ngatpang	74	76	77	78	79	80	80	81	83
Ngchesar	56	57	58	60	60	61	61	62	64
Ngarchelong	131	145	159	173	186	198	211	224	226
Ngiwal	61	62	63	64	65	65	66	66	68
Total	17,240	17,670	18,200	18,710	19,020	19,280	19,529	19,778	20,501

第5章 電力系統計画と系統解析

5-1 電力系統計画

パラオ政府は表 5-1.1 に示す再生可能エネルギー導入のためのロードマップを策定し、2025 年までに発電電力量の 45%を再生可能エネルギー源（以下 RE 源）で賄うことを目標としている。2025 年の発電電力量は約 115GWh が予想されており、目標を達成するためには、52GWh 以上を RE 源で賄う必要がある。RE 源は風力発電や水力発電等と多様であるが、パラオ国の自然条件を考慮した結果、太陽光発電（以下 PV）が RE 源として有望であると判断した。

電力系統を健全に運用するためには需要と供給のバランスを保つことが重要である。このバランスが損なわれると系統の周波数が変動し、場合によっては停電を引き起こす。RE 源の特徴はその出力が自然条件に依存する点にある。従い、大量の RE 源を電力系統に接続する際は、RE 源の出力変動を吸収する対策が必要となる。例えば、昼間は PV の出力が需要を上回ることが想定される（長周期変動）。従い、この余剰電力を吸収することに加え、RE 率を確保するためにこの余剰電力を夜間に活用する必要がある。一方で、昼間であっても天候の影響で出力が急激に増減する（短周期変動）た

め、急激な出力変動を吸収する必要がある。RE 源の出力変動を吸収する方法として、一般的には蓄電池が利用されている。

ここでは、2025 年に RE 率 45%を達成するために必要となる PV 設備および蓄電池の容量の算出に関する概要を説明する。

まず、長周期変動の観点から、需給バランスシミュレーションを用いて必要となる設備容量を算出した。パラオで主流のルーフトップ型は 2025 年には 3MW 導入されると推定し、不足する供給力を PV 発電所で賄うものとした。結果、2025 年に必要となる PV 発電所の設備容量を、パネル容量で 44MW、PCS 容量で 22MW、蓄電池の容量を 12MW および 73MWh と算出した。

上記結果を踏まえ、PV の短周期変動を吸収するために必要となる蓄電池の容量を、代数的手法により算出した。結果、2025 年に必要となる蓄電池の容量を 17.6MW および 9.4MWh と算出した。

なお、PV 発電所はバベルダオブ島内に分散的に配置している。分散配置した場合、それぞれの PV が同期して出力変動する可能性は低いと考える。従い、分散配置は短周期変動の抑制に効果的、すなわち蓄電池の設備容量の低減に貢献できる可能性がある。現状、パラオには平滑化効果を検証したデータはない。従って、大量の PV を導入する前にこの平滑化効果を検証することを薦める。

表 5-1.1 RE ロードマップ

			Phase1		Phase2			Phase3	
			2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Rooftop PV (Rooftop)	Panel	kW	970	1,200	1,400	1,700	2,000	2,400	3,000
	PCS	kW	810	1,000	1,170	1,420	1,670	2,000	2,500
PV system (PV station)	Panel	kW	10,000	16,000	16,000	22,000	30,000	40,000	44,000
	PCS	kW	5,000	8,000	8,000	11,000	15,000	20,000	22,000
Battery system (Against long-term fluctuation)	Battery	kWh					34,500	57,500	92,000
		kW					6,000	10,000	16,000
	PCS	kW					6,000	10,000	16,000
Battery system (Against short-term fluctuation)	Battery	kWh	2,300	3,500	3,500	4,800	6,500	8,600	9,400
		kW	4,000	6,400	6,400	8,800	12,000	16,000	17,600
	PCS	kW	4,000	6,400	6,400	8,800	12,000	16,000	17,600

5-2 電力系統解析

5-2-1 現状系統

PPUC の電力設備には送電線潮流を計測するメータは両発電所とアイライ変電所のみを設置されているため、各変電所の負荷ならびに送電線潮流は正確にはわからない。このため系統解析にあたり発電所出口やアイライ変電所の出口で計測された送電線潮流を、その送電線に連系された変電所の変圧器容量で按分し各変電所の負荷を想定した。

その結果、送電線最大潮流はアイメリーク-アイメリーク 2 線の 7.3MW であり、送電線送電容量 21.5MW に十分に小であり過負荷の恐れはない。34.5 kV 系統の電圧状況は最高がアイメリーク発電所の 1.04 PU、最低がアサヒ変電所他の 1.01 PU であり、全系で 0.95~1.05 PU の適正電圧が維持されている。

5-2-2 現状系統の問題点

事故電流、系統安定度を含めた現状系統の解析により明らかになった問題点は、2大電源を連系するアイメリーク発電所からマラカル発電所に至る送電線が1回線のため送電線事故時に系統が分離し、安定運転が不可能となることである。更に同線には遮断器がアイメリーク発電所ならびにマラカル発電所のみ設置されており全長約28kmの何れかの区間に事故が発生すると全線が開放され、事故が除去され再送電が開始されるまでの間、停電が継続する。

また、パラオの重要地域であるコロール地域は全需要の85%を占めるが、その供給設備の過半は、1985年に完成し、老朽化が進行している34.5/13.8kVアイライ変電所に依存していることである。その上に国会が移転し地域開発計画が策定されているものの、現在14kmの13.8kV1回線の配電線で供給されているメレケオク地域の供給信頼度向上、ならびに配電線1回線で供給されているコロール空港の供給信頼度向上も併せ必要である。

5-2-3 系統解析結果

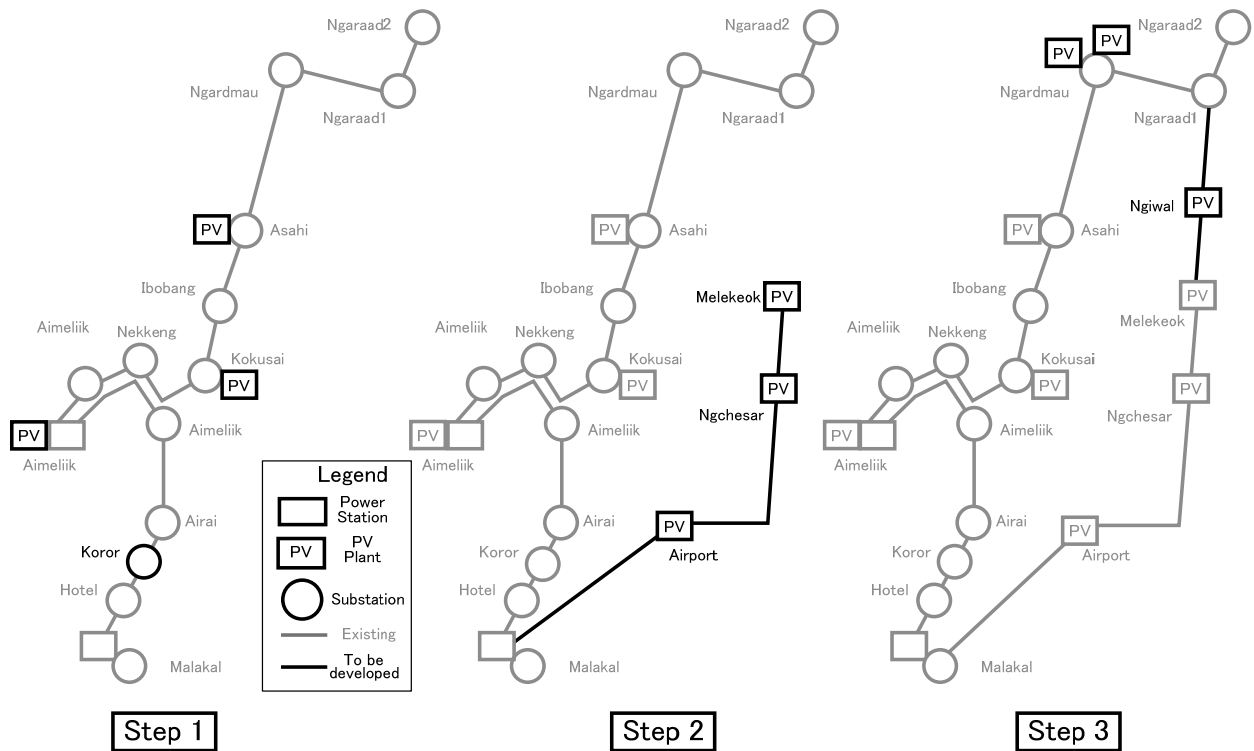


図 5-2-3.1 系統増強ステップ

系統解析は目標年の2025年ならびに中間断面のStep1が完成する2020年とStep2が完成する2023年も対象とした。また各年とも需要ピークはREが発電していない19時頃のため需要ピーク時に加え、RE導入時の系統安定性を評価するため、REが発電している昼間の時間帯でディーゼル発電機運転台数が最小の2台でかつ50%出力で運転している条件下で需要が最大時(5-2-3-2章参照)の系統的に最も厳しい2020年8月平日14時、2023年8月平日11時ならびに2025年8月平日11時も対象とした。

以上の検討の結果、既設系統ならびに2025年に至る中間断面系統を含め、電圧・潮流面ならびに

事故電流面の問題はない。安定度面では既設系統ならびに中間断面の 2020 年、2023 年系統ではアイメリーク発電所とマラカル発電所を連系する送電線が 1 回線のため当該送電線の事故開放により両発電所の連系が喪失するため不安定となる。しかし 2025 年に完成する系統の 1 周ループ化により、送電線の何れの区間の事故開放時にもアイメリークならびにマラカル両発電所の連系が維持されるため、系統事故時の安定運転が可能となる。また一部の変電所を除き変電所の供給送電線の 2 ルート化が実現するため、送電線事故時にも変電所への電力供給は可能であり、現状と比べ供給信頼度は格段に向上する。

RE 導入率 45% というこの系統規模では世界でも最初のチャレンジングなプロジェクトを実現するためには、今後未解明現象の解明と、多面的でより掘り下げた解析が必要と考える。

第 6 章 送配電・変電設備計画

再生可能エネルギー導入ロードマップ並びに送配変電設備の現状確認調査、SEA の結果を踏まえ、PV 発電所の建設ステップ(フェーズ毎)と電力供給の信頼性向上に併せた、送配変電設備の拡張計画は以下の図 6.1 及び表 6.1 の通りである。

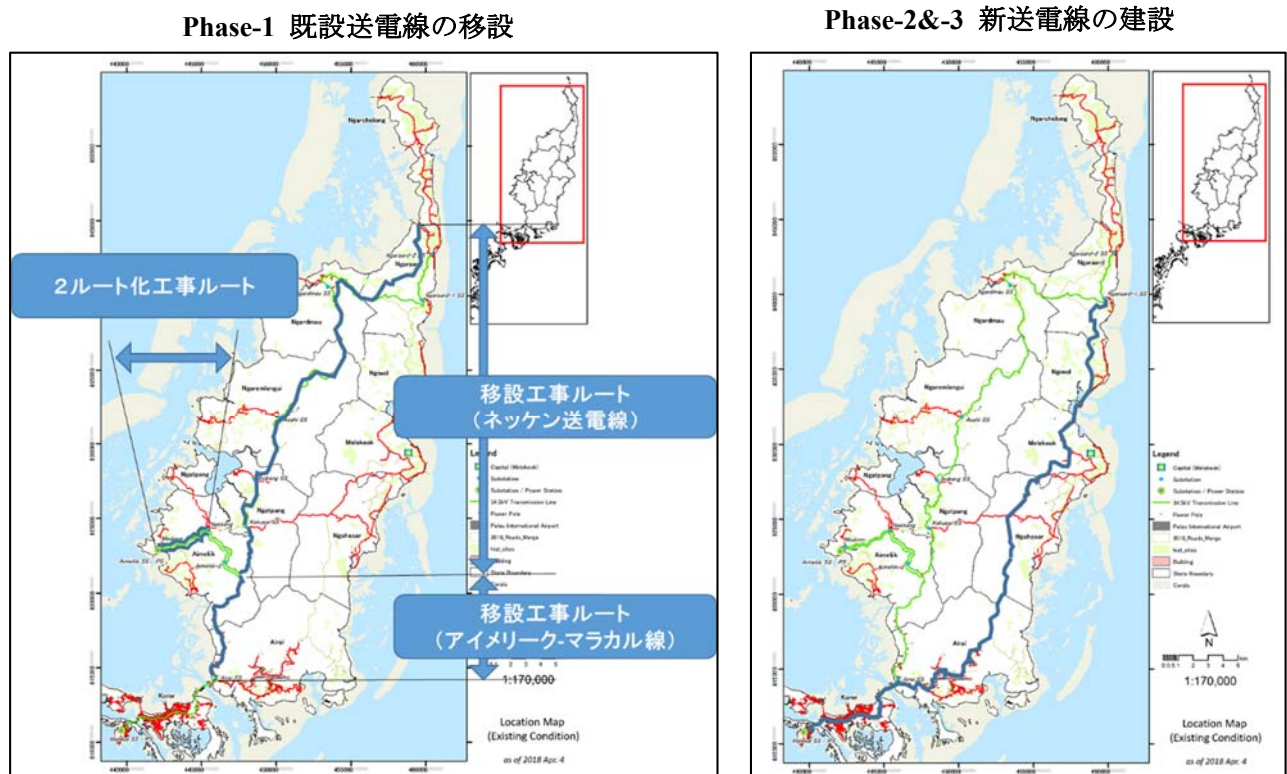


図 6.1 送電線改修／建設計画

表 6.1 送配変電設備拡張計画（段階）

Step	対策年度	再エネロードマップ	送配変電設備拡張	備考
1	～2020年	Phase-1	<ul style="list-style-type: none"> ● 樹木接触 34.5kV 送電線の Compact 道路沿いへ移設 ● 上記に併せた既設変電設備の移設 ● Koror 変電所の新設 	(緊急性が高い) メンテナンスや電力供給信頼度の向上に必要)
2	2021年～2023年	Phase-2	● Malakal PS から Melekeok までの 34.5kV 送電線の建設	(ループ化の途中段階) 太陽光発電設備の建設に伴う系統の信頼度向上
3	2024年～2025年	Phase-3	● ループ化に必要な 34.5kV 送電線の建設	(ループ化の完成) 太陽光発電設備の建設に伴う系統の信頼度向上
推奨	2025年以降	—	<ul style="list-style-type: none"> ● 既設変電設備の交換 ● 老朽変電所の廃止(Airai 等) 	(推奨) 建設後 40 年を迎える老朽変電設備の単純交換

[出所] 調査団作成

なお、2025 年以降の需要増及び設備の老朽化と維持管理性向上のための変電設備改修対策案を表 6.2 に示す。

表 6.2 2025 年以降の変電設備改修対策（推奨）

対策	対象設備	概要	備考
設備の老朽化対策	アイメリーク変電所	設備の単純交換	巡視・点検の定着とメンテナンスの励行によるより長い設備利用が期待されるが、運用開始後 40 年(2026 年)を迎えるまでに、変圧器の劣化診断(油入変圧器の油中ガス分析や絶縁油特性試験を含む)等を実施し、その結果により更新する機器を決定する。
	アイメリーク1変電所	設備の単純交換	同上
	ネッケン変電所	設備の単純交換	同上
	アイメリーク2変電所	設備の単純交換	同上
	アイライ変電所	廃止	新設するコロール変電所はアイライ変電所の負荷を含むコロール州及びアイライ州への供給が可能となる。
将来需要増及びメンテナンス性向上	コロール変電所	変圧器 2 バンク化	アイメリーク変電同様に同容量(10MVA)の変圧器 2 バンク化を行い、無停電によるメンテナンス(1 台)を可能とする。
	マラカル変電所	変圧器 2 バンク化	同上

[出所] 調査団作成

第 7 章 環境社会配慮

7-1 環境と社会的影響の調査の実施

①開発代替案の検討

- 1) 再生可能エネルギーの導入における主要コンポーネントとして、太陽光パネル、風力タービン、蓄電池に関する代替案の予備的スコーピングと代替案評価を実施する。
- 2) 本マスタープランにおける主要コンポーネントとして、送配電、変電設備に関する代替案の予備的スコーピングと代替案評価を実施する。

②ステークホルダー協議

第2次現地調査と第4次現地調査で官、民のステークホルダーとの協議を実施し、出席者からの意見を徴収した。

③MP へのステークホルダー協議の意見の反映

上記ステークホルダー協議で出された意見と懸念を MP へ反映させた。

7-2 予測される環境・社会影響の緩和策とモニタリング体制案

前述のスコoping・評価結果および現地踏査結果を踏まえ、予測される環境・社会影響の回避・緩和策の結果を下表に示す。戦略的環境アセスメント（SEA）の実施段階では、環境・社会影響を可能な限り回避・緩和できる開発サイトの位置の検討や、ステークホルダーの意向を踏まえた基本設計の検討など、建設段階の現場での取り組みに先行する対応策（太字部分）が特に重要となる。

表 7-2.1 予測される環境・社会影響の回避・緩和策

項目		回避・緩和策
環境	大気汚染	<ul style="list-style-type: none"> ・ 建設活動の適切な運営管理 ・ 敷地内の騒音・振動対策(防音シート等)の設置
	土壌汚染	
	騒音・振動	
	動植物相	<ul style="list-style-type: none"> ・ 環境社会影響の回避・緩和のため、開発サイトの位置と基本設計に関する十分な検討 ・ 回避できない環境社会影響の緩和のため、ステークホルダーの意見を踏まえた最適な基本計画の検討
	保護区	
	生物多様性	
社会	用地取得／非自発的住民移転	<ul style="list-style-type: none"> ・ 埋め戻し、植林などによる自然環境の回復
	健康被害	<ul style="list-style-type: none"> ・ 建設現場における労働者の健康状態への十分な配慮
	事故のリスク	<ul style="list-style-type: none"> ・ 安全管理措置の実施、事故の準備と訓練(避難、消防など)

モニタリング体制案としては、計画段階では PPUC の Project Planning & Implementation Department、建設段階ではコントラクター、運営段階では PPUC がそれぞれ責任組織となり、環境・社会面のモニタリングを実施することを提案する。EQPB は、これらの責任組織を計画・建設・運営段階を通して監督する。また、PPUC はモニタリングの状況を EQPB に定期的に報告し、必要に応じてステークホルダー間でも共有する。

第8章 経済財務分析

パラオ公益事業公社（PPUC）は、パラオ共和国の電力および水・下水システムを管理運営するために設立された公企業であり、自治経営が政府により認められている。PPUC 取締役会は大統領が上院の助言と同意を得て任命した7名の取締役で構成されている。PPUC は大統領府直轄の機関であり、パラオ共和国の唯一のエネルギー供給会社である。

8-1 財務分析

PPUC 電力事業のバランスシート上の資本項目である資本金と利益剰余金は少額であり、事業継続に必要な将来の大きな設備投資に必要な自己資金を有していない。現在の PPUC 電力料金は燃料費 (Fuel) と事業運営費 (Energy) をベースに設定されているが、十分な利益剰余金を積み上げることが可能な水準ではない。政府補助金や国際援助機関による資金支援に依存しない中長期の事業運営においては、電力販売収入にて設備投資に必要な利益を積み上げることが重要であり、その為の利益率を電力料金に加算することが重要である。

8-2 経済分析

本マスタープラン調査の投資分析の結果、FIRR のリターンは 10%、EIRR のリターンは 9%であり、それらの結果は本マスタープランへの投資が財務的可能性を示している。

PV 発電コストは現状の DEG によるコストを下回る。また、DEG 発電価格は燃料費による変動が大きいため、今後も PV 発電は安定した発電コストを見込むことが可能である。

安定した発電価格が見込める PV をパラオにおける電力供給システムに組み込むことは最終需要者へ DEG と比較して安価な PV 電力供給ができる可能性もある。よって PPUC が PV を通じた RE に本格的に参入することには電力事業運営者として経営的見地からの合理性がある。

8-3 IPP 導入分析

IPP 導入により、パラオ国家目標である RE45%を実現できる可能性が高まる。本プロジェクトに必要な PV 投資総額は IPP 大手事業者にとっては容易に投資可能な金額であり、IPP 導入によって PPUC とパラオ政府の財政負担は大きく軽減される。一方、IPP 導入には民間事業者の投資リターン水準を満たす電力買取り価格が必要であり、結果として電力料金の値上げも必要となる。

第9章 技術移転

9-1 送配電設備の維持管理

送配電分野の技術移転に関しては、2 種類のパイロットプロジェクト（「樹木対策」および「設備維持管理」）を設定し、設備維持管理業務実施体制の強化に取り組んだ。

① 樹木対策

停電事故を減少させるための樹木対策として、ネッケン送電線において以下の取り組みを行った。

1) ツタガードの取付け

一般の樹木よりも成長速度が速いツタによる事故を防止するためにツタガードの取付けを行った。併せて、取付け箇所への定期巡視を提案し、効果把握と巡視業務の定着化を図った。ツタガード取付け後の現地調査により電柱本体や支線へのツタの巻きつきが効果的に阻止できていることを確認した。また、ツタガードの管理表を作成し、問題箇所の管理

が継続的に実施できる体制を確立した。

2) 過電流表示器による樹木接触多発区間の検出

送電線に過電流表示器を増設し、これを用いて再閉路成功事故のデータを蓄積することにより事故多発区間を検出することとした。このために以下に示すような業務の仕組みを構築するとともにこれらの活用方法を指導した。

① 過電流表示器の増設による検出区間の細分化

送電線に過電流表示器 19 組を増設し、送電線路上での事故多発区間の検出が可能な設備面での体制を構築した。

② 事故原因探査体制の整備

事故発生個所と原因を特定し的確な保全対策に結びつけるため、短時間事故であっても原因特定のための巡視を実施することを提案し、このための対応手順のルールを制定した。

③ 事故多発区間検出のための分析帳票の作成

過電流表示器にて検出した事故区間を記録・集計することにより、事故多発区間を把握するための管理表を作成した。

②設備維持管理

設備の予防保全に向けて、PDCA サイクルに沿った設備維持管理の実施方法について理解を促すこととし、以下の取組みおよび指導を行った。

1) 設備維持管理業務に関する標準類の作成

巡視・点検業務の実施方針・考え方を規定する設備保守ガイドラインおよび、定期巡視のためのチェックポイントマニュアルを作成した。

2) 巡視結果報告書・改修状況管理表の作成

定期巡視業務における結果報告および対応状況の管理のための帳票を作成した。これを共通サーバに保管し、情報の共有化と状況管理ができる仕組みを構築した。

3) 定期巡視と補修の実施指導

① 予防保全に向けた定期巡視・点検の実施

予防保全のための定期巡視・点検として、SCD（系統運用部）が送配電線の幹線部分の定期巡視・点検を実施した。

② 定期巡視・点検結果を踏まえた対応の実施

SCD による巡視結果報告が PDD（配電部）に引き継がれ、補修等の対応が順次着実に実施された。

③送配電設備維持管理体制の強化に関する提言

PPUC において予防保全業務を着実に遂行するために必要と考えられ、今後、重点的に強化が必要と考えられる事項は以下のとおりである。

- * 組織・人材の増強と業務運行の明確化
- * 作業員（Line worker）のスキルアップ（多能工化）
- * 標準類の整備と周知徹底
- * 設備管理台帳および各種図面の整備

9-2 変電設備の維持管理

PPUC では各変電所設備の老朽化、定期的な巡視・点検不足による設備不足に起因し、安定した電力供給に支障をきたし、停電が頻発している。その為、本プロジェクトでは巡視をベースとした変電設備維持管理における技術移転を実施した。

①技術移転取り組み内容

1) 業務運行の仕組み整備

PPUC では設備保全における業務運行の仕組みが整備されていない状況であったため、巡視をベースとした保全業務の PDCA サイクルの実施を提案した。PDCA サイクルに基づき、過去の巡視実績や事故障害実績等を勘案した巡視計画の策定、巡視の実施、巡視結果の記録・保管、設備改修といった業務を関係各所とコミュニケーションを取りながら実施することを提案し、業務運行の仕組み整備に寄与した。

2) 巡視チェックリストおよび記録表の作成

PPUC では十分な巡視点検が実施されていないため、設備状態を把握できておらず老朽化設備のメンテナンスが実施されていなかった。そこで巡視チェックリストおよび記録表を作成することで設備管理の仕組みを構築した。また、巡視チェックリストに基づき各変電設備の巡視時における注意事項等について指導を行うことで、巡視業務の技術移転を実施した。

3) メンテナンス資材の供与

PPUC では変圧器設置以降、吸湿呼吸器（シリカゲル）の取替えが実施されておらず、変圧器の絶縁性の確保が困難であり、設備維持に支障をきたす恐れがあった。そこで、吸湿呼吸器を供与し、取替えを実施することで設備維持に寄与した。

また、断路器等の変電設備においては錆が顕著であり、接触不良による供給支障をきたす恐れがあったため、メンテナンス用のグリースを供与した。

メンテナンス資材の供与に合わせて、今後は定期的なメンテナンスを PPUC 独自で実施することを提言した。

4) 設備管理図面の作成

PPUC では単線結線図等の図面管理ができておらず、最新の設備仕様を把握できない状態であった。そこで、変電所ごとに最新の単線結線図を作成・提供することで最新設備仕様把握に寄与した。合わせて今後は変電所設備更新の都度、図面修正を行い常に最新図面データを保有することを提言した。

5) 安全文化の醸成

PPUC では停電作業実施前の検電が実施されていない等、安全確認が徹底されていなかった。そこで、作業着手前の検電の必要性を提言するとともに充電検出器を供与した。また巡視等、現場作業時には常に携帯することを提言し、安全文化の醸成に寄与した。

②業務改善に向けた提言

パラオ国における安定した電力供給に寄与するため、変電設備維持管理業務における改善内容を以下の通り提言する。

- * PDCA サイクルに基づいた業務実施体制の構築
- * 巡視記録表を活用した設備状態の把握・管理
- * 定期的なメンテナンス実施による設備維持管理
- * 設備管理台帳および各種図面の整備
- * 安全最優先行動の徹底
- * PPUC 内における技術継承の実施

第10章 プレフィジビリティスタディ

10-1 基本方針

策定された送配電マスタープランを踏まえ、短期的に対応が必要とされるものを必要に応じてパッケージ化し、比較検討のうえプロジェクトに関するプレフィジビリティスタディを実施する。

10-2 優先プロジェクトの選定

策定された送配電マスタープランのコンポーネントのうち、系統連系型太陽光発電設備のシステム導入に左右されない送配変電設備増強計画を抽出し、下記手順で優先プロジェクトを選定した。

- (1) 送配電マスタープランの結果を基に、プレFS 対象コンポーネントを抽出してパッケージ化を図りプロジェクト単位に整理する。
- (2) 優先度評価のためのクライテリアを設定する。(5点法)
- (3) 優先度評価のための採点を行う。
- (4) プレFS 対象のプロジェクトを選定する。

評価結果を表 10-2.1 に示す。プロジェクト2がより優先度の高い評価結果となったが、何れのプロジェクトもプレフィジビリティ調査の対象とした。

表 10-2.1 プレFS 対象プロジェクトの評価結果

優先度	プロジェクト	達成目標	ID	概要	評価スコア	概算コスト (暫定値)
1	2	電力供給信頼度の向上	1-3	<ul style="list-style-type: none"> ■ コロール変電所の新設 <ul style="list-style-type: none"> ・ 34.5/13.8kV 1バンク X10MVA 	4.30	14.4 百万米ドル
			1-4	<ul style="list-style-type: none"> ■ 13.8kV 配電線の新設 <ul style="list-style-type: none"> ・ 1フィーダ x13.8kV 配電線(2.0 km) 		
			2-1	<ul style="list-style-type: none"> ■ 34.5kV 送電線の新設 <ul style="list-style-type: none"> ・ 架空送電線工事(マラカル変電所-メレケオク太陽光発電設備 33.5km) ・ 送電ケーブル工事(0.6km:KBブリッジ) 		
			2-2	<ul style="list-style-type: none"> ■ マラカル変電所の増設 <ul style="list-style-type: none"> ・ マラカル変電所の引出設備 		
			3-1	<ul style="list-style-type: none"> ■ 34.5kV 送電線の新設 <ul style="list-style-type: none"> ・ 架空送電線工事(メレケオク太陽光発電設備-ガラルド1変電所 13.9km) ・ ガラルド1変電所の引出設備 		
2	1	メンテナンス容易性の向上	1-1	<ul style="list-style-type: none"> ■ 既設 34.5kV 送電線の移設 <ul style="list-style-type: none"> ・ 架空送電線工事(アイライ変電所-アイメリーク変電所-ガラルド2変電所 41.8km) ・ 架空配電線工事(ガラルド1変電所付近 4.6km) ・ 停電対策(ディーゼル発電機レンタル費用(ネッケン重要負荷)) 	4.10	13.8 百万米ドル
			1-2	<ul style="list-style-type: none"> ■ 既設変電所の移設 <ul style="list-style-type: none"> ・ ガラスマオ変電所 ・ ガラルド1変電所 ・ ガラルド2変電所 		

[備考] 評価スコア：低い1 < 平均3 < 高い5

[注意] 優先度1に関し、RE ロードマップの実現に係る再エネ設備の価格は含まれていない。

10-3 優先プロジェクトの予備設計

10-3-1 既設 34.5kV 送電線改修工事 (プロジェクト1)

10-3-1-1 送配電設備の改修

送電システムの保全性向上のための、送配電設備および変電設備の改修につき予備設計を行なった。送配電設備については、次の工事を行なう。

- 34.5kV 送電線設備 (ネッケン送電線およびアイメリーク-マラカル送電線)
 - ・ 設備移設 (コンパクト道路沿い区間)
 - ・ 設備2ルート化改修 (アイメリーク発電所からネッケン変電所の区間)
- 13.8kV 配電線設備
 - ・ 配電線新設 (ガラルド1およびガラルド2変電所エリア)
 - ・ 送電線の配電線転用 (ガラスマオ変電所エリア)

予備設計にあたっての考え方や設計、工事費の算出方法は、後述の送配電設備の新設に準ずる。

10-3-1-2 変電設備の移設

送配電線の移設に伴い、以下の変電設備の移設を行う。変電調査結果に基づく設備の状態、経年を考慮して別位置に同形態の変電設備を新たに建設して既設設備は撤去することとする。

- ①ガラスマオ変電所 ② ガラルド1変電所 ③ガラルド2変電所

上記3変電設備の移設先は図 10-3-1-2.1 に示すとおりである。

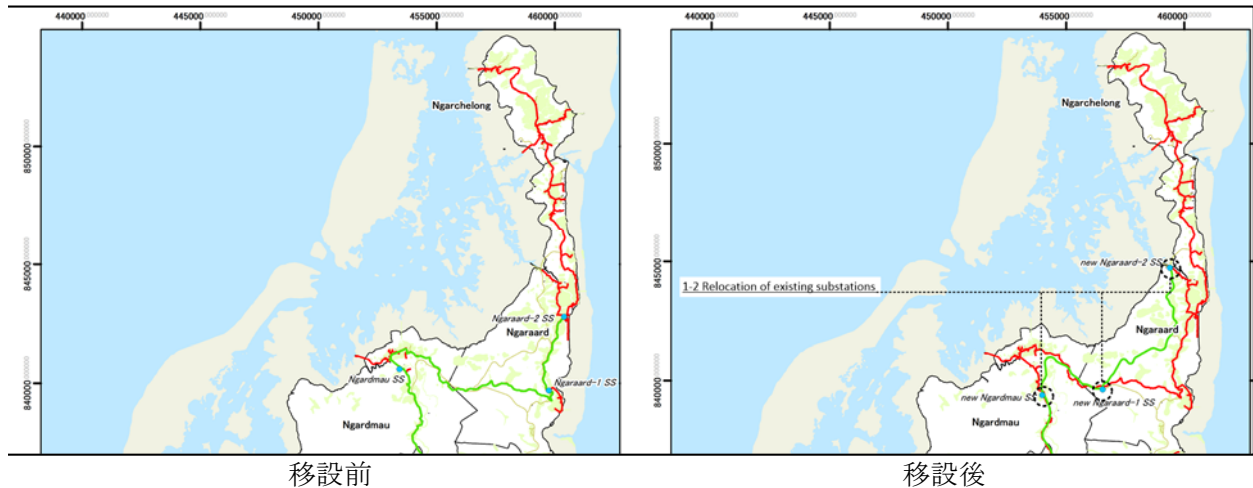


図 10-3-1-2.1 変電設備の移設

10-3-2 34.5kV 送電線の新設工事（プロジェクト2）

10-3-2-1 送配電設備の新設

電力システムマスタープランに基づく電力システム構築のために必要となる送配電設備および変電設備の新設につき予備設計を行なった。

①送配電線の新設

送配電については、次の設備を新設する。

- * 34.5kV 送電線（マラカル発電所～ガラルド1変電所）
- * 13.8kV 配電線（コロール変電所引出回線）

②送配電ルート選定の考え方

送電ルートの選定にあたっては以下のことを考慮する。

- ① 設備の建設工事および維持管理作業を安全かつ効率的に行えること（工事車両の使用が容易など）。
- ② 設備の巡視点検が容易であること。
- ③ 下記の経過地は出来る限り避ける。
 - ・車両や作業員の通行の安全上リスクの高い維持管理が不十分な道路
 - ・通行困難な山地、低湿地域
 - ・地すべり、山崩れ、洪水により被害を受けやすい箇所。
- ④ 送配電方式の選定（架空／地中線）
- ⑤ 送配電線ルートの選定
 - ・バベルダオブ島内区間
 - ・KB 橋区間
 - ・コロール島内区間
- ⑥ 施工に伴う停電について

⑦ 資機材について（支持物、電線、ケーブルその他）

10-3-2-2 変電設備の新設

①アイライ変電所の代替案の検討

第6章にてアイライ変電所の代替案検討を行い、コロール変電所の新設が有力候補となったが、より詳細の検討結果は本編の表10-3-2-2.1に示す。

②コロール変電所建設候補地

コロール島内で変電所の建設候補地を本編の図10-3-2-2.1に示す3ヶ所選定し、検討を行ったところ、民有地の可能性が高いものの、環境面、用地のスペース、既設送電線との取り合い等の立地面で第2候補（Candidate-B）が推奨された。

10-4 経済性評価

今回のパラオにおけるプロジェクトはループシステムによる送電改修計画となる。そのため、マスタープランのIRR経済分析が全てのプロジェクトにも同じ数値として適用されることとなり、個別プロジェクトごとに電力供給便益を区別して算定することは適切でない。よって、経済性の判断にはメンテナンス容易性や電力供給信頼度の向上といった各プロジェクトの主目的にかかる金額を算定した。

送配電プロジェクト実施により、軽減可能な保守点検費用と停電改善量は以下のとおりである。なお、メンテナンスにかかる樹木伐採費用についてはPPUCからの聞き取りである。

- ・期間：FY2017（2016年10月～2017年9月）
- ・対象地域：PPUCエリア全体（送電線、配電線）

①PPUC側での費用（参考試算）：291,374 USD

PDD (Power Distribution Division) にて実績値の代替として、モデル想定による参考額の試算を行った工事費の減少額であり、内訳は人件費 US\$ 150,488、工事車両 US\$ 32,000、その他（機材、燃料、消耗品）US\$ 108,886 である。

②保守点検費用の減少見込み額

Contractor への外注費用の減少額 : US\$ 99,692

Procurement 部門にて支払い実績費用を集計したものであり、外注作業員の人件費である。

③停電時間減少見込み量

昨年の送電線の停電量は約 57,000kWh であり、単価を 30 セント/kWh とすると約 US\$ 17,100 相当の収入増となる。

10-5 環境社会配慮の検討

10-5-1 スコーピング

優先プロジェクトのコンポーネントは、送電線の新設（延伸を含む）あるいは移設と、変電設備の

新設あるいは更新に大別されることから、これらの種類別に環境社会影響のスコーピングを実施した。結果を本編の表 10-5-1.1（送電線）および表 10-5-1.2（変電設備）に示す。

10-5-2 スコーピングに基づく環境社会配慮の調査

前述のスコーピングに基づき、負の影響が見込まれる調査項目に関して、既存の送電線・変電設備や新設・移設先候補地の視察、GIS データによる保護区・史跡地区の分布状況確認、PPUC 職員へのヒアリングをそれぞれ実施した。また、それらの結果を踏まえた環境社会影響の実態調査と予測、必要となる対応の検討を行った。結果を本編の表 10-5-2.1 に示す。

10-5-3 環境社会影響の評価

前項のスコーピング結果および実態調査結果を踏まえた、優先プロジェクトの環境社会影響の評価結果を本編の表 10-5-3.1（送電線）および表 10-5-3.2（変電設備）に示す。

10-5-4 モニタリング体制・方法の提案

優先プロジェクトの建設段階および運営段階で想定される、環境社会影響のモニタリング項目・方法案について、本編の表 10-5-4.1 に示す。モニタリングの実施責任機関としては、建設段階では建設請負業者、運営段階では運営管理者である PPUC を提案する。

パラオ国送配電システム改善・維持管理強化計画策定プロジェクト

ファイナルレポート

目 次

巻頭図
要 約
目 次
略語集
図表リスト

第1章 序論	1-1
1-1 プロジェクトの背景	1-1
1-2 プロジェクトの概要	1-1
1-3 送配電系統計画策定及び技術移転実施のプロセス	1-2
1-4 代替案についての提言	1-2
第2章 社会経済状況と開発計画	2-1
2-1 社会経済開発計画のレビュー	2-1
2-1-1 人口の動向	2-1
2-1-1-1 人口センサス	2-1
2-1-1-2 人口見通し	2-1
2-1-2 経済の動向	2-3
2-1-2-1 経済開発のレビュー	2-4
2-1-2-2 産業の開発と政策	2-5
2-1-2-3 中長期経済見通し	2-6
2-1-3 世界の石油価格動向	2-6
2-1-4 世界の太陽光発電コスト	2-7
2-1-5 電力セクターへの影響評価	2-8
2-2 エネルギーに関する既存計画のレビュー	2-9
2-2-1 National Energy Policy 2010	2-9
2-2-2 気候変動に対する貢献案	2-10
2-2-3 パラオエネルギーロードマップ	2-11
2-2-3-1 Palau Energy Roadmap 2017 の概要	2-11
2-2-3-2 風況調査と風力発電ポテンシャル	2-12
2-2-3-3 太陽光発電の日射量測定と太陽光発電ポテンシャル	2-13
2-2-4 インフラ投資計画	2-14
2-2-4-1 今後の投資状況	2-14
2-2-4-2 ホテル建設登録状況	2-15
2-2-4-3 州別投資見通し	2-16

2-2-4-4 その他の投資計画.....	2-17
2-2-5 既存計画の評価.....	2-17
第3章 電力セクターの現状と課題.....	3-1
3-1 電力セクターの現状.....	3-1
3-1-1 電力需給状況.....	3-1
3-1-1-1 セクター別電力需給の推移.....	3-1
3-1-1-2 水供給セクターの電力消費推移.....	3-2
3-1-1-3 発電量と送電端量の推移.....	3-5
3-1-1-4 2016年の負荷データの推移.....	3-6
3-1-1-5 顧客の推移.....	3-8
3-1-1-6 電力料金の推移.....	3-9
3-1-1-7 電力需給の評価.....	3-10
3-1-2 ドナーの動向.....	3-11
第4章 電力需要予測.....	4-1
4-1 既存電力需要予測のレビュー.....	4-1
4-1-1 電力供給改善マスタープラン2008における需要予測.....	4-1
4-1-1-1 主要な社会経済動向見通し.....	4-1
4-1-1-2 パラオの諸政策のレビュー.....	4-1
4-1-1-3 電力需要予測結果.....	4-3
4-1-2 Palau Energy Roadmap の需要予測.....	4-3
4-1-2-1 Roadmap 作成の目的.....	4-3
4-1-2-2 電力需要見通し.....	4-3
4-1-3 既存の電力需要予測の評価.....	4-5
4-2 需要予測の手法.....	4-5
4-2-1 電力需要予測モデルの必要機能.....	4-5
4-2-2 需要予測モデルの構造.....	4-6
4-2-3 電力需要予測式.....	4-7
4-2-3-1 弾性値の計算.....	4-7
4-2-3-2 予測式の設定.....	4-7
4-3 需要予測前提と見通し.....	4-8
4-3-1 人口見通し.....	4-8
4-3-2 GDP 見通し.....	4-9
4-3-3 原油価格見通し.....	4-11
4-3-4 電力料金見通し.....	4-12
4-3-5 顧客数見通し.....	4-13
4-3-6 予想される新規需要.....	4-13
4-3-6-1 新規投資による電力需要見通し.....	4-13
4-3-6-2 州別新規電力需要見通し.....	4-14
4-3-7 省エネルギーの見通し.....	4-15
4-4 電力需要予測結果.....	4-16

4-4-1	セクター別電力需要予測	4-16
4-4-2	PPUCの電力需要予測	4-18
4-4-3	州別電力需要予測	4-20
4-4-3-1	州別セクター別需要予測 (MWh)	4-20
4-4-3-2	州別ピーク需要予測 (kW)	4-22
4-4-4	ケーススタディー	4-24
4-4-5	既存需要見通しとの比較	4-25
4-4-6	国際比較	4-26
第5章	電力系統計画と系統解析	5-1
5-1	パラオの電力系統の現状	5-1
5-1-1	設備の現状	5-1
5-2	再生可能エネルギーの現状と導入ロードマップの策定	5-4
5-2-1	再生可能エネルギーの現状	5-4
5-2-1-1	太陽光発電設備の現状	5-4
5-2-1-2	風力発電設備の現状	5-6
5-2-1-3	その他の再生可能エネルギー	5-7
5-2-1-4	パラオ RE 導入ロードマップ策定における RE 源の取扱	5-8
5-2-2	再生可能エネルギーロードマップの検討	5-8
5-2-2-1	PV および蓄電池の容量 (長周期変動の観点から)	5-10
5-2-2-2	蓄電池の容量 (短周期変動の観点から)	5-20
5-2-3	再生可能エネルギーロードマップの策定	5-28
5-2-3-1	短周期/長周期変動対策用蓄電池について	5-30
5-2-3-2	2025年までの再エネロードマップ	5-33
5-2-3-3	RE システム導入コスト	5-38
5-2-3-4	RE システム導入コスト削減策について	5-39
5-2-4	提言等	5-41
5-2-5	技術移転	5-44
5-3	電力系統計画策定の方針	5-44
5-3-1	基本方針	5-44
5-3-2	計画策定のフロー	5-44
5-4	電力系統解析	5-46
5-4-1	現状系統	5-46
5-4-2	パラオ系統の問題点と対策案	5-48
5-4-3	系統計画	5-49
5-4-3-1	再生可能エネルギーの連系電圧	5-49
5-4-3-2	系統構成	5-49
5-4-4	系統解析結果	5-52
5-4-4-1	2020年系統	5-52
5-4-4-2	2023年系統	5-54
5-4-4-3	2025年系統	5-56
5-4-5	風力発電導入ケース	5-59

5-4-6	自然エネルギー非導入ケース	5-61
5-4-7	結 論	5-63
第6章	送配変電設備計画	6-1
6-1	設備の状況	6-1
6-1-1	送配電設備	6-1
6-1-1-1	配電方式と系統構成	6-1
6-1-1-2	中圧系統の概要	6-2
6-1-1-3	送配電設備量	6-5
6-1-1-4	送配電系統の停電事故の状況	6-6
6-1-1-5	送電設備の状態	6-9
6-1-2	変電設備	6-12
6-1-2-1	変電設備の概要	6-12
6-1-2-2	変電設備の現状と対応策	6-13
6-2	34.5kV 送電線の設備計画	6-14
6-2-1	送電線の新設計画	6-14
6-2-2	既設送電線の増強計画	6-15
6-2-3	既設送電線の改修計画	6-15
6-2-3-1	送電線の移設	6-16
6-2-3-2	送電線の2ルート化	6-17
6-3	13.8kV 配電線の設備計画	6-17
6-3-1	13.8kV 配電線の系統計画	6-17
6-3-1-1	コロール変電所の新設への対応	6-18
6-3-2	13.8kV 配電線の増強計画	6-18
6-3-2-1	現状系統での対応要否の確認	6-18
6-3-2-2	最終系統での対応要否の確認	6-19
6-3-3	13.8kV 配電線への RE の導入についての影響	6-21
6-4	変電設備計画	6-23
6-4-1	変電設備計画の立案方針	6-23
6-4-2	老朽化対策	6-23
6-4-3	信頼度向上対策	6-24
6-5	送配変電設備計画のまとめ	6-26
第7章	環境社会配慮	7-1
7-1	環境社会配慮に関する法制度・組織・手続き	7-1
7-1-1	法制度および組織	7-1
7-1-2	環境アセスメント (EA) と環境影響書 (EIS)	7-2
7-2	自然・社会環境の現況	7-6
7-2-1	保護区	7-6
7-2-2	史跡地区	7-7
7-2-3	動植物相	7-7
7-3	戦略的環境アセスメント (SEA)	7-9

7-3-1 再生可能エネルギー導入のロードマップ	7-9
7-3-2 送配電・系統計画	7-10
7-3-3 変電設備	7-12
7-3-4 送電線・変電設備の整備に関連する環境・社会面の留意事項	7-12
7-3-5 予測される環境・社会影響の緩和策とモニタリング体制案	7-13
7-4 ステークホルダー協議	7-14
7-4-1 第1回ステークホルダー協議	7-14
7-4-2 第2回ステークホルダー協議	7-15
第8章 経済財務分析	8-1
8-1 マスタープラン経済財務分析の要旨	8-1
8-1-1 電力料金、売上げ、販売量	8-1
8-1-1-1 電力料金の設定方式	8-1
8-1-1-2 電力料金の推移	8-2
8-1-1-3 電力売上収入、供給量	8-2
8-1-1-4 電力発電コスト、電力供給コスト、電力販売価格 (kWh)	8-4
8-1-1-5 電力売上の未徴収引当金	8-4
8-1-1-6 電力ロス率	8-5
8-1-2 PPUC 電力事業の財務状況	8-5
8-1-2-1 貸借対照表	8-5
8-1-2-2 損益計算書	8-8
8-1-3 長期借入金	8-11
8-1-4 電力事業への資本拠出	8-11
8-1-5 事業運営補助金	8-11
8-1-6 電力事業と水・下水事業との経営分離	8-12
8-1-7 財務分析からの考察	8-12
8-2 経済分析	8-12
8-2-1 経済性分析の方針	8-12
8-2-2 FIRR	8-12
8-2-2-1 支出	8-12
8-2-2-2 収入	8-13
8-2-3 EIRR	8-14
8-2-3-1 費用	8-14
8-2-3-2 便益	8-15
8-2-4 FIRR と EIRR の算出結果と電力料金による感度分析	8-16
8-2-5 その他の留意事項	8-17
8-2-6 経済価格への変換ツールにより算定した電力価格	8-17
8-2-6-1 長期限界費用 (LRMC)	8-17
8-2-7 経済性分析結果からの考察	8-17
8-3 資金調達計画	8-18
8-3-1 外部資金調達の必要性	8-18
8-3-2 資金調達先候補	8-18

8-3-3	マスタープラン資金繰りスケジュール	8-18
8-3-4	その他の条件における資金調達額の比較	8-20
8-3-5	資金返済計画の考察	8-21
8-4	民間電力卸業者（IPP）導入の検討	8-21
8-4-1	民間電力卸業者（IPP）	8-21
8-4-2	パラオ RE 市場への IPP 導入考察の背景	8-21
8-4-3	電力卸業者として IPP と PPUC の位置づけ	8-22
8-4-4	IPP 導入後のパラオにおける PV 電力取引の流れ	8-23
8-4-5	IPP による PV 投資の業務実施ロードマップ	8-23
8-4-6	競争による調達プロセス	8-25
8-4-7	電力購入契約（Power Purchase Agreement：PPA）・接続契約	8-26
8-4-8	IPP 導入促進の支援策	8-27
8-4-9	IPP 導入のためのガイドライン	8-28
8-4-10	パラオ RE 事業への IPP 事業者の投資スタンス	8-28
8-4-11	1 IPP 投資リターン目標と卸電力価格	8-30
8-4-12	2 設備投資額の変動による IPP 投資リターンの変化	8-31
8-4-13	3 IPP 導入が PPUC 財務に及ぼす影響	8-32
8-4-14	4 IPP 導入に係る考察	8-32

第9章 技術移転.....9-1

9-1	送配電設備の維持管理	9-1
9-1-1	送配電設備の状態	9-1
9-1-2	設備維持管理業務に関する PPUC の組織体制	9-1
9-1-3	パイロットプロジェクトの計画	9-6
9-1-3-1	樹木対策技術（パイロットプロジェクト1）	9-6
9-1-3-2	設備維持管理技術（パイロットプロジェクト3）	9-12
9-1-4	パイロットプロジェクトの実施	9-16
9-1-4-1	樹木対策技術	9-16
9-1-4-2	設備維持管理技術（パイロットプロジェクト3）	9-22
9-1-4-3	送配電に関する技術移転（パイロットプロジェクト以外の活動）	9-32
9-1-5	技術移転（パイロットプロジェクト実施）による成果	9-37
9-1-5-1	定性的成果	9-37
9-1-5-2	定量的効果の把握	9-41
9-1-6	送配電設備維持管理体制の強化に関する提言	9-51
9-1-6-1	組織・人材の増強と業務運行の明確化	9-52
9-1-6-2	作業員（Line worker）のスキルアップ（多能工化）	9-53
9-1-6-3	標準類の整備と周知徹底	9-53
9-1-6-4	設備管理台帳および各種図面の整備	9-53
9-2	変電設備の維持管理	9-56
9-2-1	変電設備に関する現状の組織体制と役割分担	9-56
9-2-2	保全業務の PDCA サイクル	9-57
9-2-3	改修計画策定の考え方	9-59

9-2-4 保全データ管理.....	9-59
9-2-5 保全分析評価.....	9-59
9-2-6 設備維持管理業務に関する改善提案.....	9-60
9-2-7 設備維持管理業務定着化に向けた取り組みと成果.....	9-60
第10章 プレフィジビリティスタディ.....	10-1
10-1 基本方針.....	10-1
10-2 優先プロジェクトの選定.....	10-1
10-3 優先プロジェクトの予備設計.....	10-4
10-3-1 既設 34.5kV 送電線改修工事（プロジェクト1）.....	10-4
10-3-1-1 送配電設備の改修.....	10-4
10-3-1-2 変電設備の移設.....	10-5
10-3-2 34.5kV 送電線の新設工事（プロジェクト2）.....	10-6
10-3-2-1 送配電設備の新設.....	10-6
10-3-2-2 変電設備の新設.....	10-10
10-4 経済性評価.....	10-14
10-5 環境社会配慮の検討.....	10-15
10-5-1 スコーピング.....	10-15
10-5-2 スコーピングに基づく環境社会配慮の調査.....	10-18
10-5-3 環境社会影響の評価.....	10-20
10-5-4 モニタリング体制・方法の提案.....	10-24

[添付資料]

- A-1 関係者リスト
- A-2 収集資料リスト
- A-3 協議議事録
- A-4 単線結線図及び配置図
- A-5 既設変電所状況調査結果報告書
- A-6 巡視チェックリスト兼記録用紙
- A-7 事故障害報告書
- A-8 取替計画策定の目安

略語集

45%REtarget@2025	National renewable energy target of 45% by 2025
AAC	All aluminum conductor (全アルミニウム導体)
ACSR	Aluminum conductor steel reinforced
ADB	Asian Development Bank (アジア開発銀行)
ADF	Asian Development Fund (アジア開発基金)
ADO	Automotive diesel oil
CDM	Clean Development Mechanism (クリーン開発メカニズム)
CFL	Compact fluorescent lamp(コンパクト蛍光灯)
CFO	Chief Financial Officer (最高財務責任者)
CIF	Cost + Insurance + Freight
CIP	Capital Improvement Project
CO2	Carbon Dioxide (炭酸ガス)
COC	Chamber of Commerce (商工会議所)
COFA	Compact of Free Association
Compact	RoP Compact of Free Association (with the United States)
COP21	Conference of the Parties 21 (国連気候変動枠組条約第 21 回締約国会議)
CPI	Consumer Price Index (消費者物価指数)
CRF	Capital Recovery Factor (資本回収係数)
CRIEPI	Central Research Institute of Electric Power Industry (電力中央研究所)
CTF	Compact Trust Fund (コンパクト信託基金)
CV	Cross-linked polyethylene insulated vinyl sheath (CV ケーブル)
DEG	Diesel Engine Generator (ディーゼル発電機)
DOI	Department of Interior (内務省)
DSM	Demand Side Management (需要者側負荷管理)
EA	Environmental Assessment (環境影響評価)
EDF	European Development Fund(ヨーロッパ開発銀行)
EE&C	Energy Efficiency and Conservation (エネルギー効率と維持保全)
EEAP	Energy Efficiency Action Plan (エネルギー効率活動計画)
EIB	European Investment Bank (ヨーロッパ投資銀行)
EIRR	Economic internal rate of return (経済的内部収益率)
EIS	Environmental Impact Statement (環境影響評価書)
EPDC	Electric Power Development Company (電源開発株式会社)
EPO	Electric Power Operations
EQPB	Environmental Quality Protection Board (環境保護局)
ETR	Electricity Tariff Rate (電気料金)
EU	European Union
FCI	Fault current indicator (故障電流表示器)
FDI	Foreign Direct Investment (海外直接投資)
FIB	Foreign Investment Board (海外投資局)
FIC	Financial Institutions Commission
FIRR	Financial internal rate of return (財務的内部収益率)
FIT	Feed In Tariff (固定価格買い取り制度)
FOB	Free On Board (本船渡し)
FY	Fiscal year
GCF	Green Climate Fund (グリーン気候基金)
GDE	Gross Domestic Expenditure (国内総支出)
GDP	Gross Domestic Product (国内総生産)
GHG	Greenhouse Gas (温室効果ガス)
GIS	Geographic Information System (地理情報システム)
GNI	Gross National Income (国民総生産)

GOP	Government of Palau (パラオ国政府)
GWh	Giga watt hours
HDCC	Hard-drawn copper stranded conductor (硬銅より線)
HFO	Heavy Fuel Oil
HPO	Historic Preservation Office (歴史物保全事務所)
ICT	Information and Communication Technology (情報処理および情報通信に係る技術)
IEA	International Energy Agency (国際エネルギー機関)
IEEJ	The Institute of Energy Economics, Japan ((社)電気学会)
IMF	International Monetary Fund (国際通貨基金)
INDC	Intended Nationally Determined Contribution (自主的に決定する約束草案)
IPP	Independent Power Producer (民間電力事業者)
IRENA	International Renewable Energy Agency (国際再生可能エネルギー機関)
JAMSTEC	Japan Agency for Marine-Earth Science and Technology (海洋科学技術センター)
JCM	Joint Crediting Mechanism (2国間クレジット制度)
JICA	Japan International Cooperation Agency
KASP	Koror–Airai Sanitation Project
KAWIP	Koror–Airai Water Supply Improvement Project
kV	kilo-Volts
kW	Kilo-Watt
kWh	Kilo-Watt-Hour (Thousands of Watt Hours of energy)
kWh/gal	Kilowatt hours per US gallon (engine fuel efficiency)
kWp	Kilo-Watts peak power (at standard conditions) from PV panels
LBS	Load breaker switch
LCOE	Levelized Cost of Energy (共通基準エネルギー原価)
LED	Light Emitting Diode (発光ダイオード)
LPG	Liquefied Petroleum Gas
LRMC	Long run marginal cost (長期限界費用)
LV	Low Voltage
METI	Ministry of Economy, Trade and Industry of Japan (通商産業省)
MIGA	Multilateral Investment Guarantee Agency (多数国間投資保証機関)
MOE	Ministry of Education (教育省)
MOF	Ministry of Finance (財務省)
MOS	Ministry of State (
MPIIC	Ministry of Public Infrastructure, Industries and Commerce (公共基盤、商工業省)
MRD	Ministry of Resources and Development (資源開発省)
MV	Medium Voltage
MVA	Mega Volt Ampere
MW	Mega Watt
MWh	Mega-Watt-hour
NDBP	National Development Bank of Palau
NDC	Nationally Determined Contribution
NEC	National Energy Committee
NEDO	New Energy and Industrial Technology Development Organization
NEP	National Energy Plan
NGO	Non-Governmental Organization (非政府組織)
NREL	National Renewable Energy Laboratory (国家再生可能エネルギー研究所)
O&M	Operation and Maintenance

ODA	Official Development Assistance
OJT	On-the-job training
OP	Office of the President
OPS	Office of Planning & Statistics (計画統計局)
OTEC	Ocean Thermal Energy Conversion (海洋)
PALARIS Office	Palau Land Resource Information Systems Office
PCC	Palau Community College
PDCA	Plan Do Check Action
PECS	Palau Energy Conservation Strategy (パラオエネルギー保全計画)
PEFA	Public Expenditure and Financial Accountability (公共支出及び財務執行責任)
PHA	Palau Housing Authority (パラオ住宅局)
PICRC	Palau International Coral Reef Center (パラオ国際サンゴ礁センター)
PICTA	Pacific Island Countries Trade Agreement
PIEPSAP	Pacific Islands Energy Policies and Strategic Action Planning
PIFS	Pacific Islands Forum Secretariat
PNCC	Palau National Communications Corporation
PNMDP	Palau National Master Development Plan (パラオ国家総合開発計画)
PPA	Power Purchase Agreement
ppm	parts per million
PPP	Public Private Partnership
PPR	Palau Pacific Resort Hotel
PPUC	Palau Public Utilities Corporation
PRI	Political risk insurance
PSIP	Palau Sector Investment Program (パラオ部門別投資計画)
PU	Per Unit
PV	Photovoltaic
RE	Renewable Energy
REMAP	Renewable Energy Roadmap 2017
REMS	Renewable Energy Management System
RMI	Republic of the Marshall Islands
ROP	Republic of Palau
S/S	Substation
SAIDI	System Average Interruption Duration Index (システム平均的中断期間インデックス)
SAIFI	System Average Interruption Frequency Index
SCADA	Supervisory Control & Data Acquisition System
SCD	System Control Division
SDR	Social Discount Rate
SEA	Strategic Environmental Assessment (戦略的環境アセスメント)
SGP	GEF Small Grants Program
SHS	Solar Home System
SID	Small Island Developing Countries (小島嶼国開発国)
SIDS	Small Island Developing States
SIS	Small Island States
SOC	State Of Charge (充電状態)
SP	Sewer Pump
SVR	Step Voltage Regulator (ステップ電圧調整器)
T/D loss	Transmission and Distribution Loss
TA	Technical Assistance
U.S.	United States
UNDESA	United Nations Department of Economic and Social Affairs (国連経済社会的情勢省)
UNDP	United Nations Development Program

UNFCCC	United Nations Framework Convention on Climate Change (国連気候変動枠組み条約)
USAID	United States Agency for International Development (米国国際開発局)
USD	United States Dollar
UVR	Under-Voltage Ride-through
WB	World Bank
WHO	World Health Organization
WP	Water Pump
WSIP	Water Sector Improvement Program (ADB)
WT	Wind Turbine
WTI	West Texas Intermediate
WWO	WWOD – Water and Wastewater Operations Division

図表リスト

第1章

図 1-3.1	調査実施の作業フロー	1-3
---------	------------------	-----

第2章

図 2-1-2-1.1	パラオ国の実質 GDP 伸び率推移	2-4
図 2-1-2-1.2	グレード別客室占有率	2-5
図 2-1-2-3.1	2つのシナリオによる GDP 伸び率予測	2-6
図 2-1-3.1	米国湾岸 (US Gulf Coast) 石油製品輸出価格推移	2-7
図 2-1-4.1	太陽光発電の建設コスト	2-8
図 2-2-3-2.1	ガラルド (Ngaraard) の風況測定結果	2-12
図 2-2-3-3.1	2016年、2020年、2025年のパラオの最小コスト電源構成	2-13
図 2-2-4-1.1	今後の重点投資地域	2-15
表 2-1-1-1.1	パラオの人口センサスによる人口推移	2-1
表 2-1-1-2.1	外国人労働者の割合	2-2
表 2-1-1-2.2	パラオ財務省 (MOF) と国連の人口見通し	2-3
表 2-1-2-1.1	観光客数の推移	2-4
表 2-1-3.1	WTI 原油価格の見通し	2-7
表 2-1-4.1	大規模太陽光発電の応札価格	2-8
表 2-1-5.1	電力セクターへの影響評価	2-9
表 2-2-3-2.1	3地点の風力状況調査結果	2-12
表 2-2-3-3.1	日射量の測定値	2-13
表 2-2-4-2.1	ホテル・リゾート等建設登録状況 (2017年7月現在)	2-16
表 2-2-5.1	既存計画から見えてくる将来の電力需要	2-18

第3章

図 3-1-1-4.1	月別ピーク発電	3-6
図 3-1-1-4.2	2106年8月13日の時間別ピーク発電	3-6
図 3-1-1-4.3	2016年1月から3月の負荷状況	3-7
図 3-1-1-4.4	2016年4月から6月の負荷状況	3-7
図 3-1-1-4.5	2016年7月から9月の負荷状況	3-8
図 3-1-1-4.6	2016年10月から12月の負荷状況	3-8
表 3-1-1-1.1	セクター別電力需要実績	3-1
表 3-1-1-1.2	セクター別電力需要伸び率	3-2
表 3-1-1-2.1	PPUC-WWO の Water Supply Pump 電力消費状況	3-3
表 3-1-1-2.2	PPUC-WWO の Waste Water Pump の電力消費状況	3-4

表 3-1-1-3.1	マラカル (Malakal) とアイメリーク (Aimeliik) の発電量と送電量.....	3-5
表 3-1-1-3.2	発電量とピーク需要.....	3-5
表 3-1-1-5.1	州別セクター別の顧客数.....	3-9
表 3-1-1-6.1	電気料金一覧.....	3-10
表 3-1-1-6.2	電気料金カテゴリー略号表.....	3-10
表 3-1-1-7.1	電力消費と関連データの評価.....	3-11
表 3-1-2.1	台湾によるプロジェクト一覧.....	3-11
表 3-1-2.2	ヨーロッパによるプロジェクト一覧.....	3-12
表 3-1-2.3	ADB、USA 及び UNDP によるプロジェクト一覧.....	3-12
表 3-1-2.4	その他のドナーによるプロジェクト一覧.....	3-13
表 3-1-2.5	日本によるプロジェクト一覧.....	3-13

第4章

図 4-1-2-2.1	コロール (Koror) とバベルダオブ (Babeldaob) の電力需要.....	4-4
図 4-1-2-2.2	月別電力需要 (GWh).....	4-4
図 4-1-2-2.3	需要 (GWh) とピーク需要 (MW) 見通し.....	4-5
図 4-2-2.1	電力需要予測フロー (1).....	4-6
図 4-2-2.2	電力需要予測フロー (2).....	4-7
図 4-3-3.1	WTI に連動した輸出石油製品価格見通し.....	4-11
図 4-4-1.1	セクター別需要見通し.....	4-18
図 4-4-1.2	セクター別需要構成比.....	4-18
図 4-4-2.1	PPUC の発電量、ピーク需要、必要能力.....	4-19
図 4-4-3-2.1	州別ピーク需要と必要能力.....	4-23
図 4-4-4.1	High Base Low ケースの最大需要.....	4-24
図 4-4-5.1	既存需要見通しとの比較.....	4-25
図 4-4-5.2	既存需要見通しとの High, Base, Low ケース比較.....	4-25
図 4-4-6.1	電力消費の国際比較.....	4-26
表 4-1-1-1.1	2025 年までの人口予測.....	4-1
表 4-1-1-1.2	シナリオ別 GDP 年間伸び率見通し.....	4-1
表 4-1-1-3.1	2008 年 電力供給改善マスタープランの需要予測.....	4-3
表 4-3-1.1	財務省 (MOF) の人口見通し.....	4-8
表 4-3-1.2	州別人口見通し.....	4-9
表 4-3-2.1	GDP 伸び率の見通し.....	4-10
表 4-3-2.2	COMPACT に基づく米国からの資金援助.....	4-10
表 4-3-3.1	WTI 価格の見通し.....	4-11
表 4-3-4.1	電力料金カテゴリー分類.....	4-12
表 4-3-4.2	セクター別第 2 カテゴリーの見通し.....	4-12
表 4-3-5.1	州別の顧客数予測値.....	4-13
表 4-3-5.2	州別の顧客伸び率.....	4-13

表 4-3-6-1.1	コロール (Koror) と アイライ (Airai) の新規電力需要見通し.....	4-14
表 4-3-6-1.2	マルキョク (Melekeok) と エサル (Ngchesar) の新規電力需要見通し ...	4-14
表 4-3-6-1.3	ガラロン (Ngarchelong) と ガラルド (Ngaraard) の新規電力需要見通し .	4-14
表 4-3-6-2.1	予想される新規需要	4-15
表 4-3-7.1	セクター別省エネ指数の設定	4-16
表 4-4-1.1	セクター別電力需要見通し	4-17
表 4-4-1.2	セクター別需要構成比	4-17
表 4-4-2.1	PPUC の電力需要見通し	4-19
表 4-4-3-1.1	商業部門の州別電力需要予測	4-20
表 4-4-3-1.2	公共部門の州別電力需要予測	4-20
表 4-4-3-1.3	家庭部門の州別電力需要予測	4-21
表 4-4-3-1.4	送配電 (T/D) 州別ロスの予測.....	4-21
表 4-4-3-1.5	州別電力需要予測.....	4-22
表 4-4-3-2.1	州別ピーク需要予測	4-22
表 4-4-3-2.2	州別ピーク需要構成比	4-23
表 4-4-3-2.3	州別ピーク需要伸び率	4-23
表 4-4-4.1	各ケースの新規需要一覧 (最大需要時)	4-24
表 4-4-4.2	各ケースの最大需要	4-24

第5章

図 5-1-1.1	パラオの電力系統 (コロール島とバベルダオブ島)	5-2
図 5-2-1-1.1	ルーフトップ PV 年間発電電力量の推移.....	5-6
図 5-2-1-2.1	パラオの風況 (2013年5月~2025年4月の10分間隔測定データ)	5-7
図 5-2-1-3.1	パラオの既設水道設備高低図	5-8
図 5-2-2.1	余剰電力の発生 (パラオにおける想定事例)	5-9
図 5-2-2.2	天候による周波数の変化.....	5-9
図 5-2-2-1.1	2025年の需要カーブ (左:平日、右:休日)	5-11
図 5-2-2-1.2	PV システムの出力ヒストグラム (左:PV パネル、右:PCS)	5-12
図 5-2-2-1.3	PVWatt calculator から得られた各月、各時間における平均的な PV 出力カーブ (左:PV 発電所、右:ルーフトップ PV)	5-13
図 5-2-2-1.4	コロールーバベルダオブ系統の全 DEG.....	5-14
図 5-2-2-1.5	発電機の下げ代のイメージ	5-15
図 5-2-2-1.6	発電機運用と RE 接続可能量の関係 (イメージ)	5-15
図 5-2-2-1.7	PV 余剰電力の発生に伴う RE 率の低下.....	5-16
図 5-2-2-1.8	PV の追加による RE 率の改善	5-17
図 5-2-2-1.9	PV 発電所のパネル容量と RE 率.....	5-17
図 5-2-2-1.10	蓄電池および蓄電池用 PCS の容量算出 (その1)	5-18
図 5-2-2-1.11	蓄電池および蓄電池用 PCS の容量算出 (その2)	5-18
図 5-2-2-1.12	HomerPro の出力をもとに作成したある日の負荷、DEG 出力および蓄電状態	5-20

図 5-2-2-2.1	変動発生源と変動吸収源の関係（代数的手法による）	5-21
図 5-2-2-2.2	需要変動率のヒストグラム	5-21
図 5-2-2-2.3	PV 出力変動率のヒストグラム	5-24
図 5-2-2-2.4	蓄電池システムによる PV の短周期出力変動の抑制	5-25
図 5-2-2-2.5	移動平均時間（T）の違いによる PV 発電所の出力およびその出力変動率の変化 （左：PV 発電所の出力カーブ、右：PV 発電所の出力変動率）	5-26
図 5-2-2-2.6	移動平均時間（T）の違いによる PV 発電所の出力変動率のヒストグラム	5-26
図 5-2-2-2.7	蓄電池システムの入出力	5-26
図 5-2-2-2.8	移動平均時間（T）の違いによる蓄電池システムの容量（kW）のヒストグラム	5-27
図 5-2-2-2.9	移動平均時間（T）の違いによる蓄電池システムの容量（kWh）のヒストグラム	5-27
図 5-2-2-2.10	PV 発電所の出力変動率と蓄電池の容量	5-28
図 5-2-3.1	パラオの RE システム全体イメージ	5-29
図 5-2-3-1.1	短周期変動に対する蓄電池と DEG との役割分担	5-31
図 5-2-3-1.2	停電対策用蓄電池の容量算出の考え方	5-32
図 5-2-3-2.1	Phase1（2018～2020 年まで）における RE 設備設置ステップ	5-34
図 5-2-3-2.2	Phase2（2021～2023 年まで）における RE 設備設置ステップ	5-35
図 5-2-3-2.3	Phase3（2024～2025 年）における RE 設備設置ステップ	5-36
図 5-2-3-2.4	2025 年時点の RE 設備最終形態	5-37
図 5-2-4.1	PPUC の RE（PV と WT のみ）系統連系ガイドライン（左：表紙、右：目次）	5-42
図 5-2-4.2	太陽光発電設備の FRT 要件のイメージ（電圧低下耐量の例）	5-43
図 5-2-4.3	太陽光発電の平滑化効果（イメージ）	5-43
図 5-4-1.1	2016 年ピーク時実績潮流（8 月 13 日）	5-46
図 5-4-1.2	電圧・潮流解析結果	5-47
図 5-4-1.3	事故電流解析結果	5-47
図 5-4-1.4	発電機相差角曲線	5-48
図 5-4-3-2.1	系統構成案	5-50
図 5-4-3-2.2	系統増強ステップ	5-52
図 5-4-4-1.1	電圧・潮流解析結果	5-53
図 5-4-4-1.2	安定度解析結果	5-54
図 5-4-4-2.1	電圧・潮流解析結果	5-55
図 5-4-4-2.2	安定度解析結果	5-56
図 5-4-4-3.1	電圧・潮流解析結果	5-57
図 5-4-4-3.2	事故電流解析結果	5-58
図 5-4-4-3.3	安定度解析結果	5-59
図 5-4-5.1	電圧・潮流解析結果	5-60
図 5-4-5.2	安定度解析結果	5-61
図 5-4-6.1	電圧・潮流解析結果	5-62

図 5-4-6.2	安定度解析結果	5-63
図 5-1	潮流図 (2016 年ピーク時)	5-64
図 5-2	潮流図 (2025 年最大需要時)	5-65
図 5-3	潮流図 (2025 年 RE 出力最大時)	5-66
図 5-4	WT ならびに PV 導入系統潮流図 (2025 年最大需要時)	5-67
表 5-1-1.1	発電設備の概要 (コロール・バベルダオブ電力系統)	5-3
表 5-1-1.2	送電設備の現状 (コロール・バベルダオブ電力系統)	5-3
表 5-1-1.3	変電設備の現状	5-4
表 5-2-1-1.1	既設太陽光発電設備 (2017 年 7 月時点)	5-5
表 5-2-2-1.1	需要予測	5-11
表 5-2-2-1.2	PVWatts Calculator における設定条件 (左 : PV 発電所、右 : ルーフトップ PV)	
	5-12
表 5-2-2-1.3	ルーフトップ PV の設備容量の推定	5-13
表 5-2-2-1.4	定格出力 5 MW DEG の主要諸元	5-14
表 5-2-2-1.5	需給バランスシミュレーションの結果 (2025 年)	5-19
表 5-2-2-2.1	許容可能な PV 出力変動量	5-23
表 5-2-2-2.2	平滑化効果を期待した場合の出力変動量	5-25
表 5-2-3.1	パラオ政府より提示された PV サイト候補地と追加すべき導入量	5-30
表 5-2-3-1.1	主な蓄電池の種類と特徴	5-30
表 5-2-3-2.1	パラオ RE 導入ロードマップ (2018 から 2025 年)	5-33
表 5-2-3-3.1	フェーズ毎の RE 導入コスト	5-38
表 5-2-3-3.2	RE 監視制御システムと RE 発電予測システムのコスト	5-38
表 5-2-3-3.3	2025 年の PV-WT システム構成 (参考)	5-39
表 5-2-3-3.4	2025 年の PV-WT システム導入コスト (参考)	5-39
表 5-2-3-4.1	RE 導入コスト (鉛蓄電池を採用したケース)	5-40
表 5-2-3-4.2	RE 導入コスト (鉛蓄電池を長周期変動対応用蓄電池にのみ採用したケース)	
	5-40
表 5-2-4.1	日本の給電制御所の勤務スケジュール例	5-41
表 5-4-3-1.1	PV 配電線連系の場合の電圧低下	5-49
表 5-4-3-2.1	系統構成案比較	5-51

第 6 章

図 6-1-1-1.1	中圧系統の基本的構成	6-1
図 6-1-1-1.2	単相負荷供給用変圧器結線	6-2
図 6-1-1-1.3	3 相 4 線式系統用変圧器結線	6-2
図 6-1-1-2.1	ネッケン送電線の単線結線図	6-3
図 6-1-1-2.2	変電所設備の柱上施設例 (アサヒ変電所)	6-3
図 6-1-1-2.3	アイライ変電所とマラカル発電所系統の単線結線図	6-4
図 6-1-1-5.1	既設の送電線ルート	6-9

図 6-1-1-5.2	送電 2 回線併架区間（アイメリーク発電所～ネッケン変電所間）の装柱状況	6-11
図 6-1-1-5.3	旧道ルート	6-12
図 6-2-1.1	送電線の 신설ルート（青線で示すルート）	6-14
図 6-2-1.2	신설ルートの現場状況	6-15
図 6-2-3.1	送電線の改修工事ルート	6-15
図 6-2-3-1.1	ガラスマオ変電所より末端区間の送配電系統についての改修概要	6-16
図 6-3-1-1.1	コロール変電所新設に関連した 13.8kV 配電線の系統移行ステップの概要	6-18
図 6-4-3.1	アイライ変電所の老朽化に伴う対策検討	6-25
図 6-5.1	送配変電設備拡張段階毎の展開図（～2020 年）	6-28
図 6-5.2	コロール・バベルダオブ電力系統（～2020 年）	6-29
図 6-5.3	送配変電設備拡張段階毎の展開図（2021 年～2023 年）	6-30
図 6-5.4	コロール・バベルダオブ電力系統（2021 年～2023 年）	6-31
図 6-5.5	送配変電設備拡張段階毎の展開図（2024 年～2025 年）	6-32
図 6-5.6	コロール・バベルダオブ電力系統（2024 年～2025 年）	6-33
図 6-5.7	送配変電設備拡張段階毎の展開図（2025 年以降（参考））	6-34
図 6-5.8	コロール・バベルダオブ電力系統（～2030 年）	6-35
表 6-1-1-2.1	主要な送配電系統（34.5 kV および 13.8 kV）	6-2
表 6-1-1-3.1	34.5 kV 送電設備の内訳	6-5
表 6-1-1-3.2	13.8 kV 配電線路の内訳	6-5
表 6-1-1-4.1	送配電線での停電の発生状況	6-6
表 6-1-1-4.2	送電線事故の原因別実績	6-7
表 6-1-1-4.3	ミュンズ配電線の停電記録（抽出）	6-8
表 6-1-1-4.4	配電線での停電の発生状況（配電部門が対応した事故記録（2016/1/17～7/1））	6-8
表 6-1-1-5.1	送電ルート調査の結果	6-10
表 6-1-1-5.2	コンパクト道路沿いの区間の電柱設置状況（旧道ルートを含む区間）	6-12
表 6-1-2-1.1	変電所一覧	6-13
表 6-2-3-1.1	送電線移設工事計画の概要	6-17
表 6-2-3-2.1	2 ルート化改修工事計画の概要	6-17
表 6-3-2-1.1	PPUC の現状の主要な配電線の容量	6-19
表 6-3-2-1.2	配電系統（13.8 kV）の増強要否確認結果	6-19
表 6-3-2-2.1	配電系統（13.8 kV）の容量増強要否確認結果	6-20
表 6-3-3.1	配電系統（13.8 kV）の RE 導入時の電圧上昇	6-22
表 6-3-3.2	配電系統（13.8 kV）の電圧上昇	6-22
表 6-4-2.1	老朽化対策を要する変電所候補一覧	6-23
表 6-5.1	送配変電設備拡張計画（段階）	6-26
表 6-5.2	2025 年以降の設備対策（推奨）	6-26
表 6-5.3	送配変電設備計画一覧表	6-27

第7章

図 7-1-2.1	EQPB への環境許可の申請・審査・承認のプロセス	7-4
図 7-1-2.2	環境影響書 (EIS) の審査プロセス	7-5
図 7-2-1.1	保護区の分布 (アイライ州の例)	7-6
図 7-2-2.1	史跡地区の分布 (アイライ州の例)	7-7
図 7-3-4.1	送電線移設候補地での現地踏査 (2017 年 12 月)	7-13
表 7-1-1.1	大気環境基準 (Chapter 2401-71-05)	7-2
表 7-2-3.1	パラオにおける絶滅寸前 (CR) および絶滅危惧 (EN) の動植物	7-8
表 7-3-1.1	予備的スコーピングの結果 (太陽光パネル・風力タービン・蓄電池)	7-9
表 7-3-1.2	代替案に対する環境・社会面の比較評価 (再生可能エネルギー)	7-10
表 7-3-1.3	太陽光発電システムの導入候補地における保護区等の分布状況	7-10
表 7-3-2.1	予備的スコーピングの結果 (送配電網および変電設備)	7-11
表 7-3-2.2	代替案に対する環境・社会面の比較評価 (送配電・系統計画)	7-11
表 7-3-3.1	代替案に対する環境・社会面の比較評価 (変電設備)	7-12
表 7-3-5.1	予測される環境・社会影響の回避・緩和策	7-13

第8章

図 8-1-1-2.1	顧客カテゴリー別の平均電力料金の推移	8-2
図 8-1-1-3.1	燃料費の推移 (US ドル、000)	8-3
図 8-1-1-3.2	顧客カテゴリー別電力売上高の推移 (US ドル、000)	8-3
図 8-1-1-3.3	顧客カテゴリー別電力販売量 (kWh、000) の推移	8-4
図 8-1-2-1.1	流動比率、当座比率、現金比率の推移	8-7
図 8-1-2-1.2	株主資本と負債の推移 (US ドル)	8-7
図 8-1-2-1.3	運転資本 (運転資金) の推移 (US ドル)	8-8
図 8-1-2-2.1	事業の経常利益額の推移 (US ドル)	8-10
図 8-1-2-2.2	営業利益率と経常利益率の推移 (%)	8-10
図 8-2-2-2.1	PPUC 電力販売量 (2018 年~2030 年)	8-14
図 8-2-3-2.1	EIRR 電力供給便益のイメージ	8-15
図 8-2-4.1	電力料金による FIRR と EIRR の推移	8-16
図 8-3-3.1	各借入比率での外部資金調達額 (電力料金\$0.30/kWh、借入金利 3.0%に設定)	8-20
図 8-3-4.1	各電力料金での外部資金調達額 (借入比率 50%、借入金利 3.0%に設定)	8-20
図 8-3-4.2	各借入金利での外部資金調達額 (電力料金 US\$0.30 kWh,借入比率 50%に設定)	8-21
図 8-4-2.1	RE 事業への IPP 導入	8-22
図 8-4-3.1	RE 事業への IPP 導入の流れ	8-22
図 8-4-4.1	IPP 導入後の PPUC 電力事業運営	8-23
図 8-4-5.1	IPP による事業実施ロードマップ	8-24
図 8-4-6.1	IPP 導入のための競争による調達プロセス	8-25

図 8-4-11.1	IPP 卸電力価格による投資リターン	8-31
図 8-4-12.1	設備投資額の変動による IPP 投資リターンの変化.....	8-31
図 8-4-13.1	IPP 導入比率によるマスタープラン FIRR の推移.....	8-32
図 8-4-14.1	IPP 導入による効果と事項.....	8-33
表 8-1-1-1.1	顧客カテゴリー別の電力料金 (2018 年 1 月)	8-2
表 8-1-1-3.1	顧客カテゴリー別電力売上 (US ドル、000)	8-3
表 8-1-1-3.2	顧客カテゴリー別電力販売量 (kWh、000)	8-4
表 8-1-1-4.1	発電コスト、総電力供給コスト、電力販売価格 (平均値、US\$/kWh あたり)	8-4
表 8-1-1-5.1	電力売上の未徴取引当金.....	8-4
表 8-1-1-6.1	電力ロス率.....	8-5
表 8-1-2-1.1	PPUC 電力事業の貸借対照表 (US ドル)	8-6
表 8-1-2-1.2	貸借対照表の主要分析指標	8-7
表 8-1-2-2.1	PPUC 電力事業の損益計算書 (US ドル)	8-9
表 8-1-2-2.2	損益計算書の主要分析指標	8-10
表 8-1-3.1	PPUC の長期借入金残高 (US ドル)	8-11
表 8-1-4.1	電力事業への資本拠出 (US ドル)	8-11
表 8-1-5.1	電力事業と水・下水システム事業への政府補助金 (US\$)	8-12
表 8-2-2-1.1	マスタープラン投資額 (US ドル)	8-13
表 8-2-2-2.2	FIRR キャッシュフロー (電力料金\$0.30/kWh のケース)	8-14
表 8-2-3-2.1	EIRR キャッシュフロー (電力料金\$0.30/kWh のケース)	8-16
表 8-2-4.1	電力料金による FIRR と EIRR の感度分析	8-16
表 8-3-3.1	電力料金 US\$0.30/ kWh, 借入比率 30%、借入金利 3.0%の資金繰り	8-19
表 8-3-3.2	電力料金 US\$0.30/ kWh, 借入比率 80%、借入金利 3.0%の資金繰り	8-19
表 8-3-3.3	電力料金 US\$0.30 kWh, 借入比率 50%、借入金利 3.0%の資金繰り	8-19
表 8-4-12.1	設備投資額の変動による IPP 投資リターンの変化.....	8-31
表 8-4-13.1	IPP 導入比率によるマスタープラン FIRR の変化.....	8-32

第 9 章

図 9-1-2.1	Power Distribution Division : PDD の組織図	9-2
図 9-1-2.2	System Control Division : SCD の組織図.....	9-2
図 9-1-2.3	月間伐採計画.....	9-3
図 9-1-2.4	バベルダオブ島 (KEIUKL・DESBEDALL 地区) の停電件数の推移	9-3
図 9-1-2.5	配電線事故報告書の例	9-4
図 9-1-2.6	PC (Primary cutout) ヒューズ筒 (内部にヒューズを取付けて電線路に設置)	9-5
図 9-1-2.7	PPUC の送配電線に設置される保護ヒューズの例 (左:新品、右:溶断後)	9-5
図 9-1-3-1.1	ツタガード取り付け箇所調査結果	9-7

図 9-1-3-1.2	ツタガード管理表.....	9-8
図 9-1-3-1.3	過電流表示器の概観.....	9-9
図 9-1-3-1.4	過電流表示器の電柱への取り付け方法.....	9-10
図 9-1-3-1.5	事故原因区間記録表.....	9-11
図 9-1-3-1.6	再閉路成功事故時の区間特定作業手順.....	9-11
図 9-1-3-2.1	TRANSMISSION & DISTRIBUTION OVERHEAD LINE MAINTENANCE GUIDELINE (案)	9-12
図 9-1-3-2.2	“Check point manual” (案)	9-13
図 9-1-3-2.3	巡視・点検報告書 (様式)	9-13
図 9-1-3-2.4	予防保全の業務サイクル.....	9-14
図 9-1-3-2.5	予防保全の業務サイクルの要点.....	9-15
図 9-1-4-1.1	(a)電柱用ツタガード (b)支線用ツタガード.....	9-16
図 9-1-4-1.2	電柱付近のツタの状況	9-17
図 9-1-4-1.3	支線への巻きつき状況	9-17
図 9-1-4-1.4	ツタの繁茂状況	9-17
図 9-1-4-1.5	先端が枯死したツル.....	9-17
図 9-1-4-1.6	ツタの巻き上がり阻止状況.....	9-18
図 9-1-4-1.7	ツタガードを避けた成長.....	9-18
図 9-1-4-1.8	ツタガードの取り付けがない支線での成長	9-18
図 9-1-4-1.9	ツタの生長状況 (ツタガード取り付けなし)	9-19
図 9-1-4-1.10	ツタガードの取り付け箇所の管理表	9-19
図 9-1-4-1.11	過電流表示器の設置例 (コクサイ変電所付近の線路)	9-20
図 9-1-4-1.12	飛来樹木 (事故原因のイメージ)	9-21
図 9-1-4-2.1	定期巡視・点検の報告書例.....	9-23
図 9-1-4-2.2	改修工事に使用する設計資料 (工事前ミーティングで確認)	9-30
図 9-1-4-2.3	13.8 kV 線路延長工事の設計資料 (新設工事)	9-30
図 9-1-4-2.4	マルキョク地区改修工事の完了報告書 (抜粋)	9-31
図 9-1-4-3.1	講義の様子.....	9-33
図 9-1-4-3.2	講義資料 (抜粋) (鳥獣害対策)	9-33
図 9-1-4-3.3	講義資料 (抜粋) (腐食対策)	9-34
図 9-1-4-3.4	講義資料 (抜粋) (災害耐性)	9-34
図 9-1-4-3.5	データ確認作業の様子	9-35
図 9-1-4-3.6	表集計方法の指導の様子.....	9-35
図 9-1-4-3.7	事故原因、損傷機材の分類.....	9-35
図 9-1-4-3.8	事故実績一覧 (デモデータ (抜粋))	9-35
図 9-1-4-3.9	ピボット表の事例 (変電所別-事故原因別の集計例)	9-36
図 9-1-5-1.1	腐食の状態.....	9-39
図 9-1-5-1.2	がいし固定ナットの緩み.....	9-40
図 9-1-5-1.3	腕金の傾き	9-40
図 9-1-5-1.4	機材の破損 (避雷器)	9-40

図 9-1-5-1.5	がいしの欠け	9-40
図 9-1-5-1.6	中性線の接地線断線	9-40
図 9-1-5-1.7	電線固定グリップのはずれ	9-40
図 9-1-5-1.8	変圧器の温度上昇	9-40
図 9-1-5-1.9	樹木接近	9-40
図 9-1-5-2.1	34.5kV 送電線の事故件数推移	9-42
図 9-1-5-2.2	ネッケン送電線の事故件数推移	9-43
図 9-1-5-2.3	Aimeliik P/S - Malacal P/S 送電線の事故件数推移	9-43
図 9-1-5-2.4(a)	Transition of Faults every month (Permanent Fault)	9-44
図 9-1-5-2.4(b)	Transition of Faults every month (Transient Fault)	9-45
図 9-1-5-2.5(a)	Transition of Faults every month (Permanent Fault)	9-45
図 9-1-5-2.5(b)	Transition of Faults every month (Transient Fault)	9-45
図 9-1-5-2.6	配電系統の事故件数推移	9-46
図 9-1-5-2.7	配電線永久事故の推移	9-47
図 9-1-5-2.8	配電線短時間事故の推移	9-47
図 9-1-5-2.9	Annual change in the number of faults in each area	9-49
図 9-1-5-2.10	Monthly change in the number of faults in each area	9-49
図 9-1-5-2.11	Annual transition of number of faults in each substation	9-50
図 9-1-5-2.12	Transition of number of faults in Koror Area	9-50
図 9-1-5-2.13	Transition of number of faults in Babeldaob (Supplied from Nekken T/L)	9-51
図 9-2-1.1	SCD 組織体制図	9-56
図 9-2-2.1	巡視計画策定フロー	9-57
図 9-2-2.2	巡視業務実施フロー	9-58
図 9-2-2.3	改修計画策定フロー	9-59
図 9-2-7.1	巡視チェックリストの例 (PPUC 記載)	9-61
図 9-2-7.2	巡視業務技術移転の様子	9-61
図 9-2-7.3	吸湿呼吸器取替の様子	9-62
図 9-2-7.4	吸湿呼吸器の取替前後	9-62
図 9-2-7.5	充電検出器	9-63
図 9-2-7.6	講義の様子	9-63
図 9-2-7.7	演習の様子	9-63
表 9-1-3-1.1	過電流表示器の仕様	9-9
表 9-1-3-1.2	過電流表示器の運転時における状態と動作内容	9-9
表 9-1-4-2.1	定期巡視・点検を実施した幹線	9-22
表 9-1-4-2.2	定期巡視・点検の報告一覧表	9-24
表 9-1-4-2.3	定期巡視・点検の報告一覧表の改定案	9-25
表 9-1-4-2.4	巡視結果報告表および対応状況チェック表	9-26
表 9-1-4-2.5	予防保全業務の実施状況	9-26

表 9-1-4-2.6	工所用材料リスト（抜粋）	9-29
表 9-1-5-1.1	定期巡視・点検を実施した幹線.....	9-39
表 9-1-5-2.1	34.5kV 送電線に関し講じられた対策の経緯.....	9-41
表 9-1-6-1.1	予防保全の実施状況.....	9-52
表 9-1-6-1.2	整備すべき設備管理資料.....	9-55
表 9-2-1.1	変電設備の維持管理分担.....	9-56

第 10 章

図 10-3-1-2.1	変電設備の移設	10-5
図 10-3-2-1.1	新設送電線の設置手順（既設回線がある場合）	10-7
図 10-3-2-1.2	KB 橋引出部マンホール付近の状況	10-8
図 10-3-2-1.3	新たな電柱建設が困難な箇所の例（コロール SS（新設）～コロール市街地入口間）	10-8
図 10-3-2-1.1	代表装柱図.....	10-9
図 10-3-2-2.1	コロール変電所候補 3 地点（コロール州内）	10-12
図 10-3-2-2.2	コロール変電所単線結線図（案）	10-13
表 10-2.1	送配変電設備拡張計画	10-1
表 10-2.2	プロジェクト候補.....	10-2
表 10-2.3	優先プロジェクト選定に係る検討項目とウェイト.....	10-2
表 10-2.4	プレ FS 対象プロジェクトの評価結果.....	10-4
表 10-3-1-1.1	送配電工事物量の概要	10-5
表 10-3-1-2.1	対象機材と概略仕様	10-6
表 10-3-2-1.1	PPUC における地中方式適用のメリットおよびデメリット（架空方式との比較）	10-7
表 10-3-2-1.2	支持物の概要	10-9
表 10-3-2-1.3	適用電線の概要	10-9
表 10-3-2-1.4	送配電工事物量の概要	10-10
表 10-3-2-2.1	アイライ変電所代替案検討（詳細）	10-11
表 10-3-2-2.2	対象機材と概略仕様	10-13
表 10-5-1.1	スコーピング結果（送電線）	10-16
表 10-5-1.2	スコーピング結果（変電設備）	10-17
表 10-5-2.1	実態調査を踏まえた環境社会影響の予測および必要となる対応.....	10-19
表 10-5-3.1	環境社会影響の評価結果（送電線）	10-20
表 10-5-3.2	環境社会影響の評価結果（変電設備）	10-22
表 10-5-4.1	環境社会影響のモニタリング項目・方法（提案）	10-25

第 1 章 序論

第1章 序論

1-1 プロジェクトの背景

パラオ共和国（以下、パラオと称する）は、我が国の南方約 3,200 km の太平洋上に位置し、面積 488 km²、人口 17,661 人（2015 年国勢調査）、約 340 の島々から成る島嶼国である。パラオの政治・経済活動は、首都マルキョクの存在するバベルダオブ島及びコロール島に集中しており、両島には全人口の約 96 %（2015 年国勢調査）が居住している。

両島にまたがるコロール・バベルダオブ電力系統の設備（過去 10 年間の最大電力は 11～12 MW）は、老朽化と維持管理不足により安定した電力供給を行うことに支障をきたし、ガッパン州、エサール州、アイメリーク州などでは停電が頻発しており、早急な対策が必要とされている。その原因は各変電所機材の老朽化、定期的な保守点検の不足による設備不良や、送配電線の樹木接触などによる地絡事故と考えられる。これらの状況を改善すべくパラオ公共事業公社（PPUC）は送配電設備の改修、更新を計画しており、再生可能エネルギー導入可能余力の検証を含めた、信頼性の高い送配電システムの構築が喫緊の課題となっている。かかる背景のもと、パラオ政府は我が国政府に対して再生可能エネルギー導入を前提とした送配電設備の更新に係るマスタープランの策定及び停電対策並びに送配電ロスの低減に資する技術協力を要請した。

1-2 プロジェクトの概要

本プロジェクトにおける主な業務内容を以下に示す。

（1）電力セクターの現状確認

- ① パラオの電力・エネルギー政策、法制度、組織体制の確認
- ② パラオの社会・経済状況及び開発計画の確認
- ③ パラオ資源開発省及びパラオ電力公社の組織体制・能力の確認
- ④ 電力需給状況の確認
- ⑤ 電源設備及び電力システムの現状の確認
- ⑥ 電力開発計画の確認
- ⑦ 電気料金及び燃料価格の確認
- ⑧ パラオ公共事業公社の経営状況の確認

（2）電力需要の予測

- ① National Energy Policy の課題の整理
- ② 2008 年電力供給マスタープランでの評価
- ③ PPUC および関連機関作成の電力需要見通しの評価
- ④ 電力・エネルギー需給データの収集

（3）送配電系統計画の策定

- ① 既設系統の特性把握

- ② 系統解析
- ③ 系統マスタープランの策定
- ④ 再生可能エネルギー導入の現状とポテンシャルのレビュー
- ⑤ 再生可能エネルギー導入のためのロードマップの更新

(4) 経済・財務分析

- ① PPUC の財務状況のレビュー
- ② 経済財務分析
- ③ IPP 導入に係る考察

(5) 環境社会配慮

- ① 電力系統開発計画の策定に係る戦略的環境アセスメント (SEA)
- ② 優先プロジェクトに関するプレ F/S 調査

(6) プレ F/S 調査 (予備設計)

- ① 予備設計
- ② 概算事業費の算定

(7) 技術移転

- ① パイロットプロジェクトの選定
- ② 技術移転の実施
- ③ マニュアル作成

1-3 送配電系統計画策定及び技術移転のプロセス

本プロジェクトで実施する業務は、送配電系統計画策定と技術移転の2つに大きく分けられる。それぞれの実施のプロセスを図 1-3.1 に示す。

1-4 代替案についての提言

本プロジェクトで策定されたコロール・バベルダオブ電力系統の送配電設備更新に係るマスタープランは、再生可能エネルギーの導入を前提とし、パラオの気象条件、電力需要予測、電力系統解析、送配変電設備計画、環境社会配慮等の技術的検討の結果、9ヶ所の太陽光発電所とそれに伴う蓄電池設備を含む系統安定化設備の建設を提案している。

本計画の実施にあたり、代替案が提案され、実施に移されるときは、新たに系統安定化設備を含む再生可能エネルギー設備の検討、並びに必要な電力系統解析、送配変電設備計画、環境社会配慮等の技術的検討を行う必要がある。

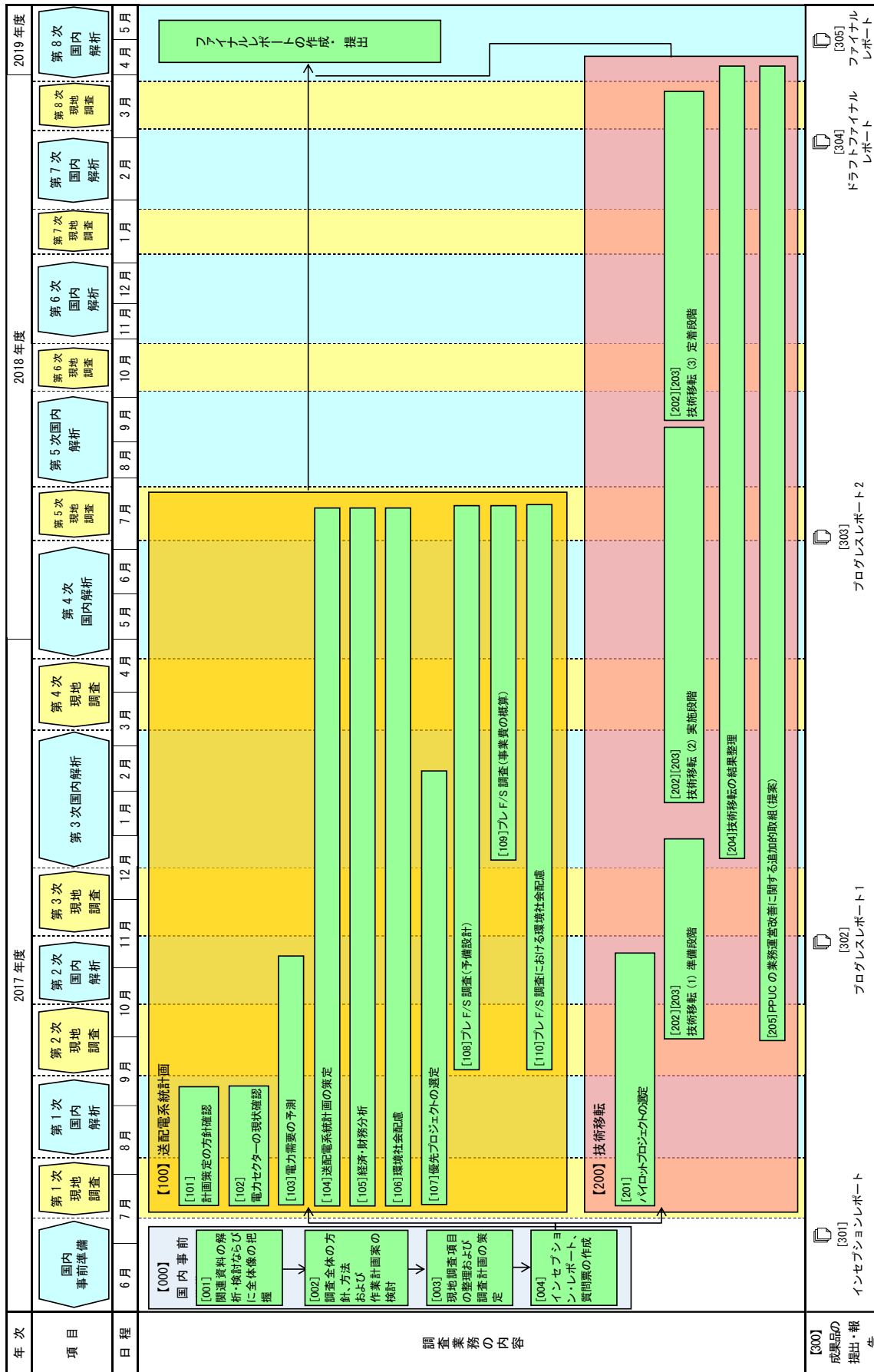


図 1-3.1 調査実施の作業フロー

第2章 社会経済状況と開発計画

第2章 社会経済状況と開発計画

2-1 社会経済開発計画のレビュー

2-1-1 人口の動向

2-1-1-1 人口センサス

パラオの人口統計は財務省（Ministry of Finance : MOF）が所管している。下の表 2-1-1-1.1 は 2000 年、2005 年、2015 年の人口センサスと 2012 年の消費者調査による人口センサス結果である。2000 年から 2005 年の 5 年間では 897 人の増加（年伸び率 0.9 %）で、2005 年から 2012 年の 7 年間では 2,217 人の減少である（年率ではマイナス 2.3 % / 年）。これは 2008 年に起きたリーマンショックの影響で、パラオの観光産業の低迷により外国人労働者の減少および邦人の海外流出などによるものである。ただ、2012 年から 2015 年の 3 年間に 50 人の増加があり、パラオの観光産業の回復とともに外国人労働者の多少の増加が起きている。

表 2-1-1-1.1 パラオの人口センサスによる人口推移

	2000	2005	2012	2015	2005/00	2012/05	2015/12	2015/00
単位	人	人	人	人	%	%	%	%
Aimeliik	272	270	281	334	-0.1	0.8	3.5	1.4
Airai	2,104	2,723	2,537	2,455	5.3	-1.4	-0.7	1.0
Koror	13,303	12,776	11,665	11,754	-0.8	-1.8	0.2	-0.8
Melekeok	239	391	299	277	10.3	-5.2	-1.5	1.0
Ngaraard	638	581	453	413	-1.9	-4.9	-1.8	-2.9
Ngardmau	221	166	195	185	-5.6	3.3	-1.0	-1.2
Ngaremlengui	367	317	309	350	-2.9	-0.5	2.5	-0.3
Ngatpang	280	464	257	282	10.6	-11.1	1.9	0.0
Ngchesar	267	254	287	291	-1.0	2.5	0.3	0.6
Ngarchelong	286	488	281	316	11.3	-10.5	2.4	0.7
Ngwal	193	223	226	282	2.9	0.3	4.5	2.6
Koror+Babeldaob	18,170	18,653	16,790	16,939	0.5	-2.1	0.2	-0.5
その他	761	1,175	821	722	9.1	-6.9	-2.5	-0.4
合計	18,931	19,828	17,611	17,661	0.9	-2.3	0.1	-0.5

注意：その他はアンガウル (Angaur), ハトホベイ (Hatohebei), カヤンゲル (Kayangel), ペリリュウ (Peleliu)

[出所] パラオ財務省 (Ministry of Finance)

2-1-1-2 人口見通し

下の表 2-1-1-2.1 は財務省 (Ministry of Finance : MOF) による将来のパラオの労働人口見通しである。MOF の見通しによればパラオ人の労働者は 2015 年から 2030 年までほとんど伸びがないが、外国人労働者は、2015 年の約 5,800 人から 2030 年には 8,200 人強になるとしている。また、外国人労働者の比率は、全労働者に対して 2015 年では 52 %であったが、2030 年には 61 %になると見込んでいる。多くの外国人労働者はフィリピンから来ると予想されている。

表 2-1-1-2.1 外国人労働者の割合

単位：人

	パラオ労働者	外国人労働者	労働者合計	割合 (%)
	(A)	(B)	(C)	(B)/(C)
2015	5,292	5,832	11,124	52
2016	5,397	6,213	11,610	54
2017	5,397	6,124	11,521	53
2018	5,397	6,358	11,755	54
2019	5,397	6,820	12,217	56
2020	5,397	7,340	12,737	58
2021	5,397	7,621	13,018	59
2022	5,397	7,545	12,942	58
2023	5,397	7,605	13,002	58
2024	5,397	7,634	13,031	59
2025	5,397	7,718	13,115	59
2026	5,397	7,869	13,266	59
2027	5,397	7,964	13,361	60
2028	5,397	8,078	13,475	60
2029	5,397	8,187	13,584	60
2030	5,397	8,286	13,683	61
2020/15	0.4	4.7	2.7	
2025/20	0.0	1.0	0.6	
2030/25	0.0	1.4	0.9	
2030/15	0.1	2.4	1.4	

[出所] パラオ財務省 (Ministry of Finance)

以上の状況を踏まえて、MOF では 2030 年までのパラオの人口見通しを出している。実績期間である 2000 年から 2015 年の経年人口は、2000 年、2005 年、2012 年、2015 年のセンサスをもとに 2008 年のリーマンショック等を考慮して内挿法により推定している。

国連の人口調査局 (United Nations Population Division) にてもパラオの人口見通しを出しているので参考として表 2-1-1-2.2 に記載する。国連の見通しは 2005 年のセンサスを基に作成されている。本計画の電力需要予測では MOF の全国人口見通しを前提に州別の人口見通しを行う。

表 2-1-1-2.2 パラオ財務省（MOF）と国連の人口見通し

単位	MOF の見通し 人	伸び率 %	UN 見通し 人	伸び率 %
2005	19,828	0.8	19,907	0.5
2006	19,721	-0.5	20,012	0.5
2007	19,353	-1.9	20,118	0.5
2008	18,991	-1.9	20,227	0.5
2009	18,636	-1.9	20,344	0.6
2010	18,288	-1.9	20,470	0.6
2011	17,946	-1.9	20,606	0.7
2012	17,611	-1.9	20,756	0.7
2013	17,385	-1.3	20,919	0.8
2014	17,380	0.0	21,097	0.9
2015	17,661	1.6	21,291	0.9
2016	17,714	0.3	21,518	1.1
2017	17,767	0.3	21,747	1.1
2018	17,820	0.3	21,979	1.1
2019	17,873	0.3	22,213	1.1
2020	17,927	0.3	22,450	1.1
2021	17,981	0.3	22,683	1.0
2022	18,034	0.3	22,919	1.0
2023	18,088	0.3	23,157	1.0
2024	18,142	0.3	23,397	1.0
2025	18,197	0.3	23,640	1.0
2026	18,251	0.3	23,864	0.9
2027	18,306	0.3	24,090	0.9
2028	18,361	0.3	24,318	0.9
2029	18,416	0.3	24,548	0.9
2030	18,471	0.3	24,780	0.9
2035	18,750	0.3	25,770	0.8
2040	19,030	0.3	26,570	0.6
2030/15	0.3%		1.0%	

注意：「太字」は人口センサスからの数字である。

本統計にはパラオ国民と外国人労働者を含む

MOF の見通しは 2015 年のセンサスを基にしている。

UN Population Division は、2005 年のセンサスを基にしている。

MOF の 2031 年以降の人口推移については、直前の伸び率にて外挿予測している。

国連の見通しは 2040 年まで発表している。

[出所] 「MOF 見通し」はパラオ財務省、「UN 見通し」は国連 Population Division

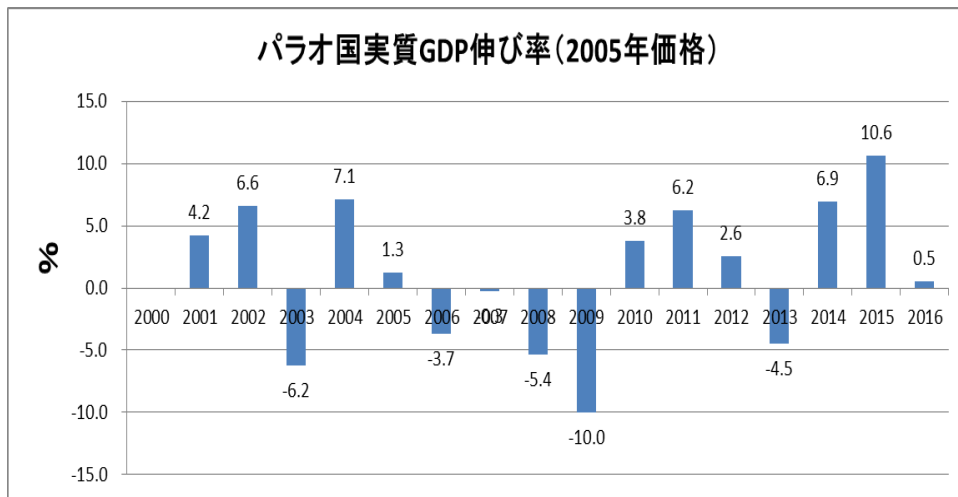
2-1-2 経済の動向

米国の内務省（Department of Interior :DOI）によるパラオの年次経済総括（Economic Review）は 2017 年 9 月時点で第 4 次の「Economic Review 2016」が最新バージョンである。内容としては、以下の 5 項目が記載されている。

- ① 経済開発のレビュー
- ② 観光産業の開発と政策
- ③ 政策と改革事項の見直し
- ④ COFA（Compact of Free Association）信託基金の効率化とシミュレーション
- ⑤ 中長期の経済見通し

2-1-2-1 経済開発のレビュー

「パラオの実質 GDP 伸び率推移」を図 2-1-2-1.1 に示す。パラオ経済は、2008 年の世界的な経済縮小により多くの影響を受けた。これは観光客の減少ばかりでなく COMPACT¹道路プロジェクトにも基金収入の減少という影響を与えている。パラオの 2011 年と 2012 年（会計年度）には観光産業は回復基調を示して GDP は 2011 年に 6.2 %、2012 年に 2.6 %の成長を示している。さらに 2014 年と 2015 年には観光産業の進展が見られ、GDP 成長も 2014 年に 6.9 %、2015 年に 10.6 %を示した。



[出所] MOF

図 2-1-2-1.1 パラオ国の実質 GDP 伸び率推移

ただ、2014 年以降の観光客の回復は、中国からの団体観光客が多く、低料金のホテルの稼働は上昇しているが、高級ホテルの稼働状況は横ばい状態である。また、中国団体観光客はパラオ政府の社会的費用負担を増加させていて、2018 年 4 月現在、パラオ政府は「High Value Policy」を打ち立てているが具体的な対策については ADB と協議中である。観光客数の推移を表 2-1-2-1.1 にグレード別客室占有率を図 2-1-2-1.2 示す。

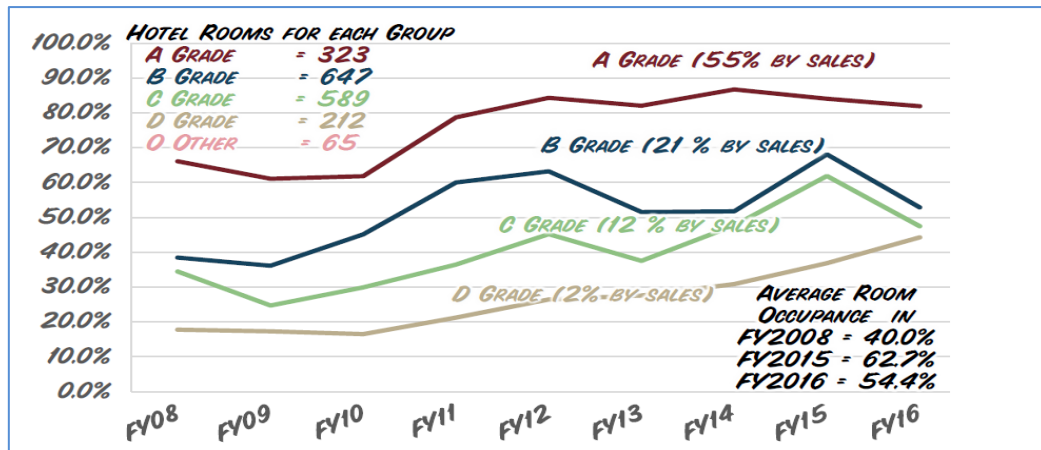
表 2-1-2-1.1 観光客数の推移

単位 上段：人、下段：%

	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
観光客数	71,000	95,000	118,928	118,000	125,674	168,767	146,643	120,000
客室占有率	40%	52%	58%	50%	53%	66%	54%	

[出所] Economic Review 2016

¹ COMPACT: 正式には米国とパラオ等との自由連合盟約（Compact Of Free Association, COFA）のことでパラオでは、これを単に「COMPACT」と称している。



注意：各グレードの「By sales」はホテル売上金額の割合
 [出所] Economic Review 2016 (page 47) by Department of Interior, USA

図 2-1-2-1.2 グレード別客室占有率

2-1-2-2 産業の開発と政策

(1) COMPACT の支援

2010年にパラオは米国と Compact Review Agreement にサインしている。この合意書はパラオにとって有利なもので 2010年から15年間にわたり COMPACT が継続するもので、新たな資金も準備される。2024年には COMPACT による支援の変更が行われる見通しで、この時点からは以前のようなインフラ投資は減少するか打ち切られる見通しであり、このことがパラオの経済成長を低下させると懸念されている。

(2) 海底通信ケーブル

パラオは通信用海底ケーブルを敷設することで、情報通信産業の促進を図るとしている。この通信施設は、インドネシア (Indonesia)、フィリピン (Philippines)、パラオ (Palau)、ヤップ (Yap)、ガム (Guam) を光ファイバーケーブルで結ぶもので、2017年12月より開業している。これにより高度な通信サービスができるものと期待されている。

(3) 観光に関する税制改革

パラオ政府は観光客の増加に伴い新たな税の徴収が必要となり、2018年1月よりこれまでの観光客向けの出国税 (Immigration fee) は US\$ 20/人から US\$40/人になり、環境保護税 (Environmental impact fee) は US\$ 30/人から US\$60/人に改定した。これにより観光客は航空券購入時に出国税と環境保護税合計で US\$100 を支払うことになった。

(4) KASP の借入金返済

PPUC の下水処理事業に対して 2017年現在 ADB が「Koror-Airai Sanitation Project (KASP)」を支援しているが、これにより ADB への借入金返済のため各種設備の使用料金の上昇が必要となっている。2017年9月現在時点での返済予定総額は約 27 百万ドルで、年間 2 百万ドルの返済が必要となる。現時点での既返済総額は約 6 百万ドルで、今後 21 百万ドルの返済が必要になる。

(5) 土地所有制度の改革

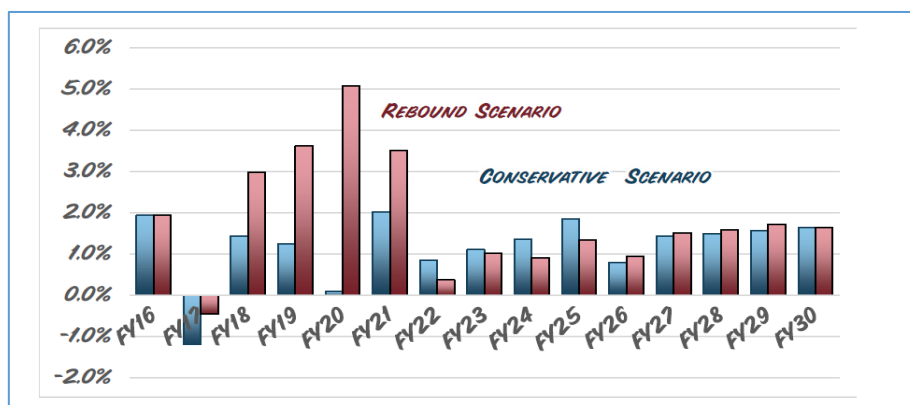
世銀の調査によればパラオのビジネスランクは 190 カ国中で 136 番である。このことから民間セクターの改革が必要とされ、ADB にて調査が行われている。特に、土地所有の実態が複雑で、観光開発投資の遅れの原因となっている。

(6) 経済成長の前提条件

Economic Review 2016 によれば Conservative scenario としての 2016 年から 2021 年間の平均 GDP 伸び率は 1.0 %/年としている。一方 Rebound Scenario としてホテル建設の促進、ホテル占有率の上昇、新 COMPACT の実施などを背景に 2.8 %/年の成長が期待できるとしている。Conservative scenario にしても Rebound Scenario にしても財政的な問題が引き続き解決すべき課題であると提言している。

2-1-2-3 中長期経済見通し

2021 年から 2030 年という中長期的な見通しとしては、2024 年以降 COMPACT によるインフラ投資が完了するため、Conservative scenario や Rebound Scenario ともに 2.0 % / 年以下の伸び率となる見通しである。図 2-1-2-3.1 に 2 つのシナリオによる GDP 伸び率を示す。



[出所] Economic Review 2016(page 128)

図 2-1-2-3.1 2つのシナリオによる GDP 伸び率予測

2-1-3 世界の石油価格動向

国際エネルギー機関 (International Energy Agency : IEA) の「World Energy Outlook 2016 と 2017」と日本エネルギー経済研究所 (The Institute of Energy Economics, Japan : IEEJ) の「Asia/World Energy Outlook 2016」によれば、各機関の 2040 年までの WTI (West Texas Intermediate) 原油価格見通しは以下の表 2-1-3.1 の通りである。また、図 2-1-3.1 に米国湾岸石油製品価格の推移を示す。

表中の Reference scenario は主要国が現行のエネルギー政策や環境政策を実施したときの見通しで、Low price scenario は、世界的規模で省エネや化石燃料から再生可能エネルギーへの転換が行われたときの見通しである。

2017 年に入り EU では自動車の燃料規制が打ち出されており、将来的には (2040 年ごろ) 自動車

のエネルギー源は電気や水素に変わってゆく可能性があり、表中の WTI 原油価格が IEA や IEEJ の Reference scenario で予測するように上昇するか否かは不透明である。

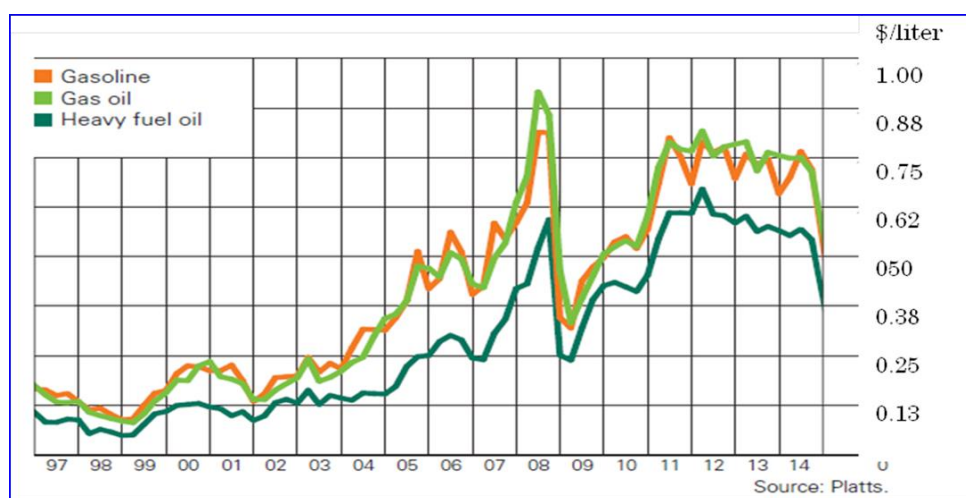
表 2-1-3.1 WTI 原油価格の見通し

単位：US\$ / bbl

	Scenario	2017	2020	2030	2040
IEA	Reference	50	80	94	111
	Low price		55	70	85
IEEJ	Reference	50	75	100	125
	Low price		70	75	80

注意：WTI は米国の生産原油の一つで、その価格は世界の原油価格を決定する重要な指標となっている。WTI 以外に北海原油の「Brent 価格」、中東の「Dubai 原油価格」などが世界的に知られている。

[出所] World Energy Outlook 2016 and 2017、IEEJ : Asia/ World Energy Outlook 2016



注意：US Gulf Coast 石油製品輸出価格は、Singapore 石油輸出価格とほぼ同等である。

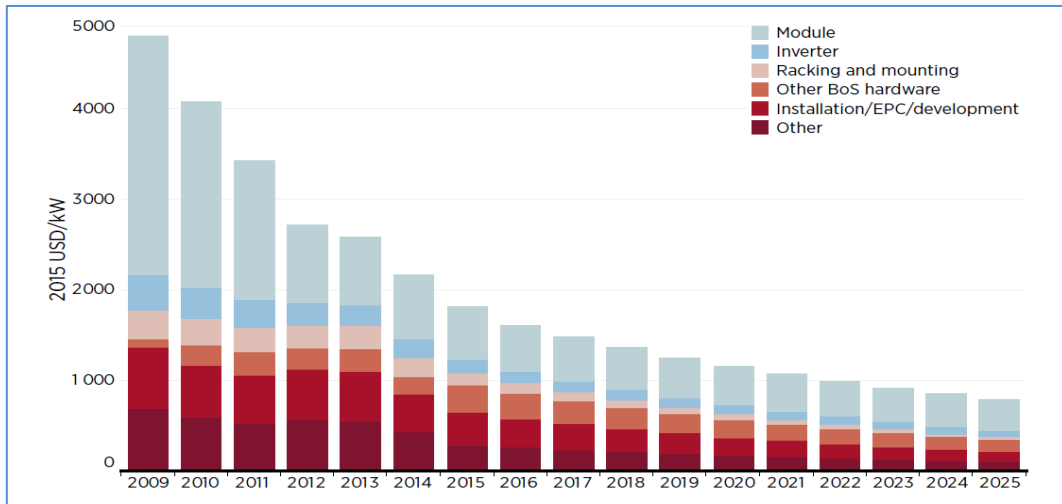
図 2-1-3.1 米国湾岸 (US Gulf Coast) 石油製品輸出価格推移

2-1-4 世界の太陽光発電コスト

2016年6月にIRENA (International Renewable Energy Agency) が発表した「The Power To Change: Solar and Wind Cost Reduction To 2025」によれば、将来のPVの建設コストは以下の図2-1-4.1のとおりである。平均的な発電コストを試算すると、2015年時点での建設コストを\$US2,000/kWとすると、建設資金は金利7%で10年返済、日中平均設備稼働率を60%と仮定すると1日8時間(8am-4pm)の発電コストは7.8セント/kWhとなる。また2025年では図2-1-4.1に示す通り建設コスト\$US800/kWとすると3.3セント/kWhとなる。

$$\text{注意 1) 2015 年計算式} = ((\text{US\$}2000 / \text{kW}) / (\text{20 年償却}) + \text{平均資本コスト}) \div (8 \text{ 時間} * 60 \% * 1 \text{ kW} * 365 \text{ 日})$$

$$\text{注意 2) 2025 年計算式} = ((\text{US\$}800 / \text{kW}) / (\text{20 年償却}) + \text{平均資本コスト}) \div (8 \text{ 時間} * 60 \% * 1 \text{ kW} * 365 \text{ 日})$$



[出所] IRENA の「The Power to Change Solar and Wind Cost Reduction Potential to 2025」

図 2-1-4.1 太陽光発電の建設コスト

また、2016 年における世界での大規模太陽光発電の入札競争における応札価格は表 2-1-4.1 に示す通りである。最安値は 2.42 ¢ / kWh で、最高値は 6.00 ¢ / kWh である。

表 2-1-4.1 大規模太陽光発電の応札価格

Country	Date	Tender price
Mexico	Mar 2016	3.60 ¢ / kWh
Dubai	May 2016	2.99 ¢ / kWh
Zambia	Jun 2016	6.00 ¢ / kWh
Chile	Aug 2016	2.91 ¢ / kWh
India	Sep 2016	4.48 ¢ / kWh
UAE	Sep 2016	2.42 ¢ / kWh

[出所] IEEJ セミナー報告書

2-1-5 電力セクターへの影響評価

社会経済開発計画のレビューの結果、電力セクターへの影響は表 2-1-5.1 に示すとおりである。

表 2-1-5.1 電力セクターへの影響評価

影響要因	内 容
増えない人口の影響	2000 年から 2015 年にかけてパラオの人口は増えていない。また、2015 年の人口 17,700 人に対して 2030 年でも 18,000 人である。一方、労働人口は 2015 年から 2030 年間のパラオ人の伸び率は 0.1 %/年であるが、外国人の伸び率は 2.4% / 年で合計では 1.4 % / 年の伸び率である。このことから、外国人労働者の賃金の海外への移転が起き、パラオの国内消費は停滞することも考えられ、GDP に対してはマイナス要因となる。
経済産業政策の課題	今後パラオでは、COMPACT の支援終了、観光に関する税制の改革、KASP の借入金返済による税負担などの懸念材料もあるが、一方で海底通信ケーブル敷設による IT 事業の拡大、土地所有制度の改革による各種投資の促進などが期待材料でもある。ただ、Energy Review 2016 に記載されているような 2030 年までの Rebound Scenario の平均 GDP 伸び率 2.0 % / 年以上の伸び率は難しいと思われる。
世界のエネルギー価格	パラオに輸入される全石油製品 (LPG、ガソリン、軽油、灯油) の約半分は発電用燃料として使われている。今後石油製品の価格は、シェールオイルの増産、再生可能エネルギーの普及、自動車用燃料の転換と燃費の向上などにより、原油価格は大幅には上昇しないと思われる。ただ、原油は米国ドルでの取引が多く、米国のインフレの影響は原油価格を上昇させる可能性がある。
再生可能エネルギー、特に太陽光発電の普及拡大	2016 年より世界的に太陽光発電の導入コストは大幅に低下した。これにともない大規模太陽光発電の入札価格も大きく低下している。2016 年の入札価格は 4 セント / kWh ~ 6 セント / kWh 程度であり、この発電コストは 2025 年には 3 セント / kWh 程度になると IRENA は予測している。2025 年には太陽光発電は水力、火力、原子力などのすべての電源に対してもコスト的に競争力のある電源になるものと思われる。同時に最近のリチウムイオン電池のコスト低下にも注目すべきものがある。

2-2 エネルギーに関する既存計画のレビュー

2-2-1 National Energy Policy 2010

パラオのエネルギー政策には、新旧合わせていくつかの気候変動への対応策が提言されている。以下は、「National Energy Policy 2010」における気候変動対策である。

- ① 気候変動に対する適応で、物理的な環境変化への適用、現在および将来のリスク対応
- ② GHG 削減の対策と国際的な GHG 排出対策への協力
- ③ 長期最小費用を前提とした上記の対策

エネルギーを 100 % 輸入に頼っているパラオとしては、上述以外に石油製品輸入削減対策として以下の項目を掲げている。

- ① 省エネルギー対策の促進
- ② エネルギーの多様化と再生可能エネルギーの導入
- ③ エネルギーの安全保障と供給の信頼度向上

以上の目的達成のために以下の制度を制定し各種政策を立案している。

- ① National Energy Committee (NEC) の設立

2016 年 2 月 NEC が設立された。NEC は大統領府、上院、下院、商工会会議所、PPUC, Palau Community College (PCC) および Energy Administration の各機関から構成されて

いる。なお NEC の事務局は Energy Administration である。

② 省エネルギーの促進

政府系ビルを中心に具体的な省エネ対策を提示して、強制的でなく自主性に任せて実施している。具体的な対策としては以下のとおりである。

- ビルやエアコンの室外機の直射日光からの遮蔽
- 省エネ機器の促進（冷蔵庫、冷凍庫、洗濯機、エアコンなど）
- 照明器具の CFL や LED の利用促進による省エネ啓蒙
- 交通部門では高燃費自動車・公共輸送システムなどの導入

③ 再生可能エネルギー

再生可能エネルギーとして太陽光発電や風力発電が重要視されているが、これを系統接続する準備段階として、電力計の設置 Feed In Tariff (FIT) の設定などが提唱されている。また、再生可能エネルギーの導入のための資金として NDBP (National Development Bank of Palau) が貸付けを行っている。PPUC によれば 2017 年 5 月現在、系統に接続されている PV は約 80 カ所で、総発電能力は 2,356 kW である。大半はコロール (Koror) 州とアイライ (Airai) 州に設置されている。

④ 電力セクター

PPUC の機能として電力や上水の供給ばかりでなく以下の事業などが提唱されている。

- LPG などの石油製品の販売事業
- 個人の再生可能エネルギー導入の融資事業
- 分散発電の支援事業

2-2-2 気候変動に対する貢献案

INDC (Intended Nationally Determined Contributions) は COP21 (Conference of the Parties 21:パリ協定) にパラオ政府が、UNFCCC (United Nations Framework Convention on Climate Change) にコミットした気候変動対策である。2015 年 11 月に作成された内容は「自主的に決定する約束草案」ではあるが、パラオ政府としては、気候変動に対する緩和策 (Mitigation) を以下のように提案している。

① 実施期間 (Time frame)

開始年：2020 年 終了年：2025

② コミット事項 (Type of Commitment)

主な対策は輸送機器や廃棄物からの温室効果ガス排出量の削減

③ 参考とする基準年 (Reference / Base year)

基準年は 2005 年で、この年の排出量は 88,000 CO₂ ton

④ 推定削減量の目標値

2025年までにエネルギーからの温室効果ガス排出量を2005年に対して22%削減する

2025年までに再生可能エネルギー比率を45%にする。(電力については発電量の45%)

2025年までに省エネを2005年比35%削減する。

⑤ 実施範囲 (Coverage)

発電部門

交通部門

廃棄物部門

⑥ INDC 達成のための PV 導入

計画中 PV : 5MW (2つ以上の大型 PV プロジェクト + 多数の roof-top PV)

水供給のための PV:10MW

電力セクターの送配電ロス削減

⑦ INDC 達成のための省エネ促進

エネルギー改善プログラム (Increase the Energy Retrofit Program)

熱帯気温対応のビルディングコード (Institute Tropical Building Code)

製品の省エネ性能情報の導入 (Adopt the Energy Star Appliance Standard)

ラベリング制度の導入 (Implement an Energy Labeling Scheme)

クール屋根プログラムの導入 (Significantly Expand Cool Roof Program)

エネルギー監査プログラムの拡大 (Expand Energy Audit Program to include government / non-government buildings)

ビル管理グループの拡大と排水インフラの改善 (Enhance the Building Managers Working Group and Improve Wastewater Infrastructure)

⑧ 廃棄物からのメタンガスの抑制

埋立地からのメタン回収

⑨ 交通部門からの CO2 削減

食用廃油からの軽油を公共バスで利用

2-2-3 パラオエネルギーロードマップ

2-2-3-1 Palau Energy Roadmap 2017 の概要

2017年2月に発表された「Palau Energy Roadmap」は、IRENA (International Renewable

Energy Agency) の協力のもとで作成され、最小コスト電力システムの開発手順を示したものである。本ロードマップ作成に当たりパラオ政府が目標とするエネルギー政策と COP21 の NDC (Nationally Determined Contributions) を包含している。ロードマップの内容は以下のとおりである。

- ① パラオの風力発電の風況調査
- ② パラオの日射量調査と太陽光発電の発電量
- ③ パラオの電力需要の分析と予測
- ④ 2020-2025 年間の電力最適発電システム
- ⑤ 必要な投資額
- ⑥ 2020-2025 年間の発電ミックス
- ⑦ Roadmap に対する考察

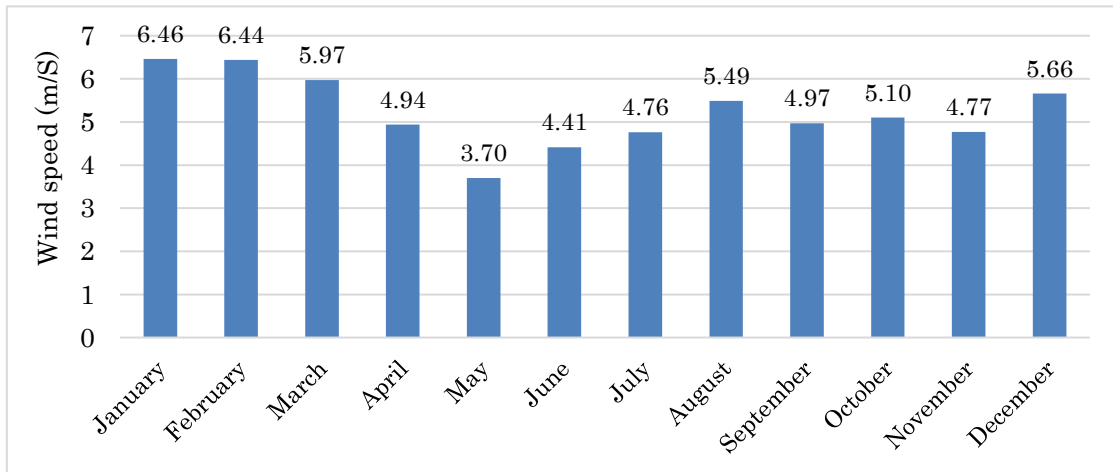
2-2-3-2 風況調査と風力発電ポテンシャル

2012年にパラオでは、US National Renewable Energy Laboratory によって、3地点での風況調査を行っている。結果は表 2-2-3-2.1 及び図 2-2-3-2.1 のとおりである。

表 2-2-3-2.1 3地点の風力状況調査結果

サイト名	ガラルド (Ngaraard)	ガラスマオ (Ngardmau)	マルキョク (Melekeok)
サイト高度(m)	50	153	62
測定期間(月)	20	16	21
高度 50メートル地点での発電 (Watt/meter ²)	293	126	157

注意：測定機関は US National Renewable Energy Laboratory
 [出所] Palau Energy Roadmap 2017 (8 ページ),



注意：測定機関は US National Renewable Energy Laboratory
 [出所] Palau Energy Roadmap 2017 (8 ページ),

図 2-2-3-2.1 ガラルド (Ngaraard) の風況測定結果

調査の結果ではバベルダオブ (Babeldaob) の東側コーストラインでは、かならずしも風力は大きくはないが北西からの風により風力発電の適地であるとしている。ただし、条件として 30メートル以上の鉄柱で可能としている。そのうえで 2020 年は 5.5 MW、2025 年で 11.5 MW の風力発電の導入を提言している。

2-2-3-3 太陽光発電の日射量測定と太陽光発電ポテンシャル

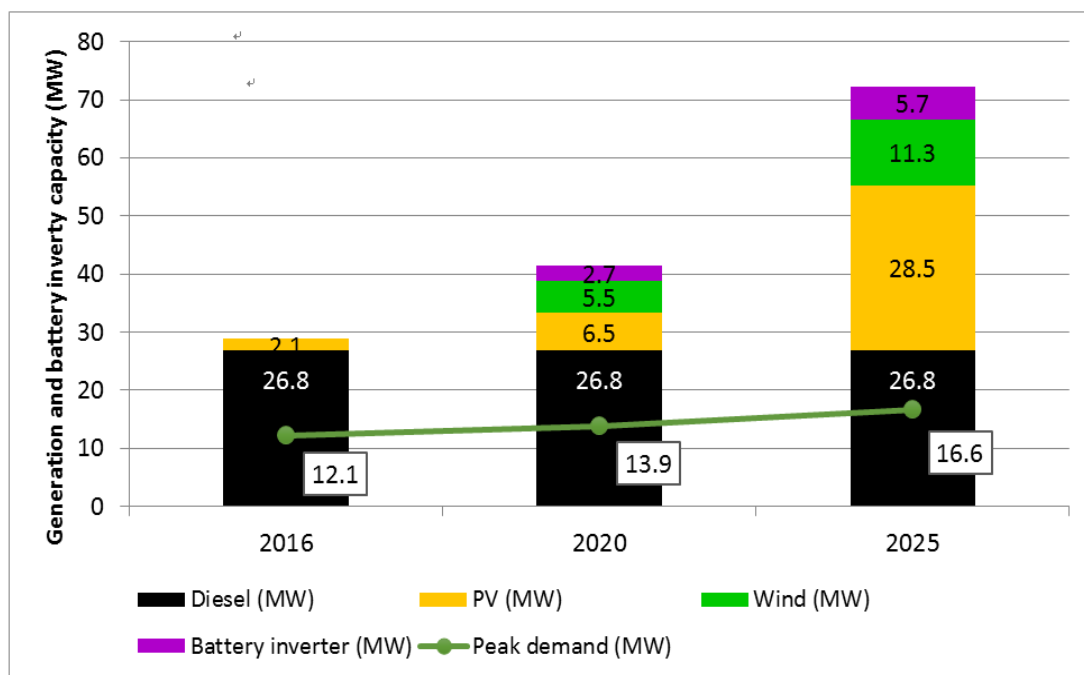
日射量の測定は、ガラスマオ (Ngardmau) 州とマルキョク (Melekeok) 州で行われた。その結果は表 2-2-3-3.1 に示す通りパラオでは年間を通して十分な日射量があり今後の発展が期待されている。

表 2-2-3-3.1 日射量の測定値

Month	Solar resource (kWh / m ² / day)	
	Ngardmau	Melekeok
January	4.83	4.26
February	4.88	4.65
March	5.45	5.18
April	5.26	4.61
May	5.27	5.21
June	4.38	4.28
July	4.7	3.79
August	4.39	4.41
September	4.16	3.72
October	4.4	4.03
November	4.55	4.46
December	4.47	4.12
Annual average	4.73	4.39

注意：測定機関は National Renewable Energy Laboratory
 [出所] Palau Energy Roadmap 2017 (10 ページ),

将来のパラオの電源構成を考えると図 2-2-3-3.1 のとおりである。2025 年時点で Diesel 発電 26.8 MW、PV は 28.5 MW、風量 11.3 MW それにバッテリー 5.7 MW という構成が IRENA より提案されている。一方ピーク需要は 2020 年で 13.9 MW、2025 年で 16.6 MW である。



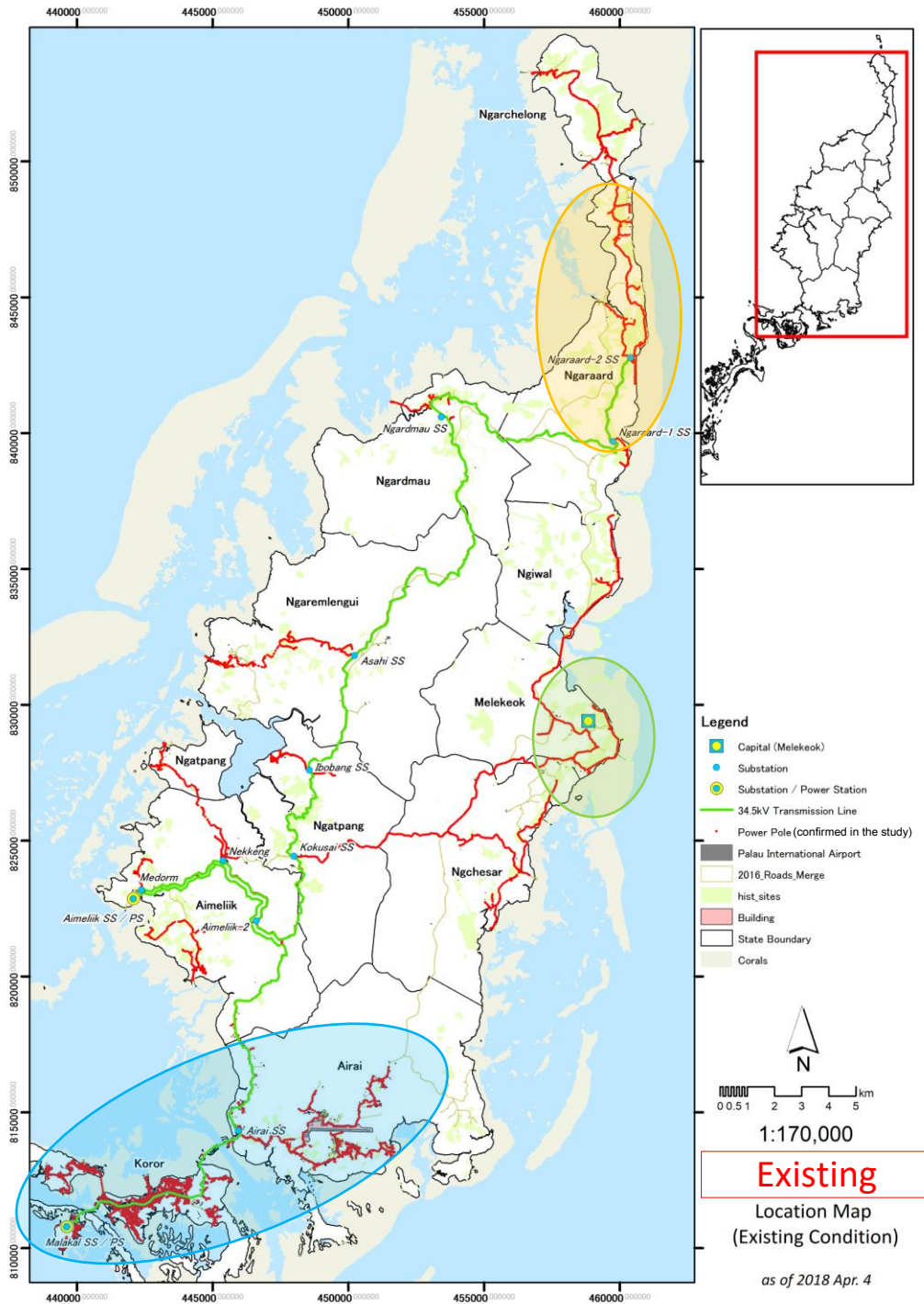
[出所] Palau Energy Roadmap 2017 (18 ページ)

図 2-2-3-3.1 2016年、2020年、2025年のパラオの最小コスト電源構成

2-2-4 インフラ投資計画

2-2-4-1 今後の投資状況

財務省（MOF）の予算計画局（Bureau of Budget & Planning）、首都改善計画局（Capital Improvement Program）、海外投資委員会（Foreign Investment Board）、いくつかの州政府（State Government）などからの今後の投資内容（投資主体、投資規模、投資時期、投資地域）をまとめると、図 2-2-4-1.1 に示す 3 地域に今後の重点投資が集中している。同図中のコロール・アイライ（Koror-Airai）地域、マルキョク・エサール（Melekeok-Ngchesar）地域、ガラルド・ガラロン（Ngraard-Ngarchelong）地域である。



[出所] 調査団作成

図 2-2-4-1.1 今後の重点投資地域

2-2-4-2 ホテル建設登録状況

海外投資委員会（Foreign Investment Board）によれば、2017年7月現在、100件ほどの海外からの投資計画があるが、電力多消費案件であるホテル建設、リゾート開発、滞在型アパート建設などは60件ほどである。表 2-2-4-2.1 は 60 件の内、投資サイトが決まっている 53 案件をまとめたものである。

表 2-2-4-2.1 ホテル・リゾート等建設登録状況（2017年7月現在）

NO	Name	Registry	Rooms	Investment	Location
1	PALASIA RESORT,	197-1996	165	8 million	Medalaih, Koror State
2	ROYAL PALAU ENTERPRISES,	252-1999	157	10,000	Malakal, Koror State
3	SEA PASSION CORPORATION	337-2004	77	100,000	Malakal, Koror State
4	MAXWELL INTERNATIONAL,	363-2005	26	1,350,000	MDock, Koror State
5	TOWARD ENTERPRISE PALAU	383-2007	140	50,000	Malakal, Koror State
6	AIRAI WATER PARADISE, INC.	407-2009	72	624,300	Ngetkib, Airai State
7	BLUE OCEAN CORPORATION	441-2010	24	75,000	Ngerbodel, Koror State
8	ANDREA VITALOSOVA/ALIIBAMOU	458-2011	8	268,890	Ngerkebesang, Koror State
9	ISLAND PARADISE RESORT CLUB	466-2011	68	16,668,330	Malakal, Koror State
10	PALAU BO SHENG INVESTMENT,	481-2012		500,000	Meketii(T-Dock), Koror State
11	HIRONOBU OSUKA/ALTECH PTY	488-2013	20	16,195	Medalaih, Koror State
12	PALAU AVENDA INVESTMENTS,	500-2013	30	100,000	Angau State
13	PALAU PACIFIC STAR	506-2013	180	30 million	Klubed Airai, State
14	WILD ORCHID MARINE HOTEL	510-2014	180	5.38 million	Malakal, Koror State
15	JING PING INCORPORATED	517-2014	50	500,000	TDock(Meketii), Koror State
16	NISHI CORPORATION INC.	537-2014	3	600,000	Ngesekes, Koror State
17	KYUNG SUK YU /BLUE CORNER	538-2014	13	120,000	Ngesekes, Koror State
18	CHINA TOURISM DEVELOPMENT	543-2014	65	2,680,000	Ikellau, Koror State
19	WANJIN PALAU DEVELOPMENT	544-2014	6	100,000	Ngerkebesang, Koror State
20	BELAU CHINA INCORPORATED	547-2015	21	800,000	(in process of relocating)
21	VILLA VILLA CORPORATION	557-2015	7	715,000	Ngerbechedesau, Koror State
22	F & B UNITED DEVELOPMENT	560-2015	43	11,800	Ikellau, Koror State
23	BAOYUFENG VACATION HOTEL	561-2015	80	5,000,000	Ngermid, Koror State
24	YING CHUN LI / APEX INTERNATIONAL	563-2015	20	2,000,000	Melkeok State
25	ECOGREEN CONSULTING	568-2015	18	2,765,000	Meyuns, Koror State
26	SCL COMPANY, INC.	571-2015	20	1,000,000	Dngeronger, Koror State
27	SKY ASIA INTERNATIONAL GROUP	572-2015	200	20,000,000	Melkeok State
28	DAVID JOHN CLARE/EPIMU PACIFIC	573-2015	5	85,000	Ngerkebesang, Koror State
29	PALAUTUNA, INC.	574-2015	50	1,500,000	Kemur Meyuns, Koror State
30	TURTLE HOTEL DEVELOPMENT	575-2015	100	4,000,000	Ngerkebesang, Koror State
31	PALAU CENTRAL, INC.	579-2015	80	5,250,000	Ikellau, Koror State
32	TRIUMPH IA CORPORATION	582-2015	120	16,045,000	Ngerkebesang, Koror State
33	LONGHUI INTERNATIONAL INVESTMENT	584-2016	200	5,000,000	Ngerkebesang, Koror State
34	SINO PACIFIC INVESTMENT	585-2016	10	1,050,000	Malakal, Koror State
35	SUNNY PALAU ENTERPRISES	586-2015	12	500,000	Ngerkesoal, Koror State
36	PALAU REAL ESTATE TRADING CENTER,	587-2016	100	10,000,000	Malakal, Koror State
37	PALAU MAJESTY DEVELOPMENT,	588-2016	98	35 million	Medalaih, Koror State
38	ZHAODE PALAU LIMITED	589-2016	200	5 million	Ngchesechang, Airai State
39	THE SEA SKY INTERNATIONAL DEV.	592-2016	514	10,000	Ibul, Aimeliik State
40	THE BAY SHORE COMPANY	593-2016	18	120,000	Malakal, Koror State
41	WALLANT INTERNATIONAL TRADE	594-2016	100	480,000	Ked, Airai State
42	HOPSUN DEVELOPMENT	596-2016	64	1.2 million	Ngerbechedesau, Koror State
43	CHU KAN FUNG JEFFREY DBA RESORT	600-2016	52	500,000	Omis, Melekeok State
44	PALAU BANYAN TREE INVESTMENT	601-2016		4,500,000	Melkeok State
45	ASIA PACIFIC (PALAU) HOTELS,	602-2016	321	70,000,000	Koror State
46	RAINBOW OCEAN HOTEL	603-2017	8	2,000,000	Ngermid, Koror State
47	SOUTH PACIFIC CAPITAL INVESTMENT	607-2017	4	5.4 million	Smau Isaland, Peleliu State
48	PALAU INTERNATIONAL INVESTMENT	608-2017	318	84.4 million	Ngerchelong & Ngaraard State
49	ECO PACIFIC INTERNATIONAL	611-2017	12	2.9 million	Kemure Meyuns, Koror State
50	ASIA INTERNATIONAL REAL ESTATE	612-2017	50	5 million	Ngelas Ngerkebesang, Koror State
51	BELUU SEA VIEW RESORT	620-2017	16	5 million	Rowell Ngerkebesang, Koror State
52	JIUZHOU INTERNATIONAL GROUP	623-2017	150	10 million	Choll Hamlet, Ngaraard State
53	PALAU BLUE GOLD INVESTMENT	624-2017	500	50 million	Ngermiich Ngeruluobel, Airai State

注意：建設サイトが決まっていない7つの案件については削除している。

[出所] Foreign Investment Board

2-2-4-3 州別投資見通し

(1) コロール・アイライ (Koror & Airai) 州への投資

- 2017年7月現在パラオ全体で64件のホテル投資案件があるが、その大半はコロール・アイライ地域に集中している。またその中で建設中のホテルは30余りで合計客室数は2,000室ほどである。

- 今後飛行場のあるアイライ（Airai）州には、コロール（Koror）の公共設備（病院、学校、港湾など）をアイライ（Airai）州に移転するという方針であるため、人口や投資案件は増加する見通しである。
- アイライ（Airai）州の半島部分にはリゾート開発計画がある。また、アイライ（Airai）とエサール（Ngchesar）州の境の COMPACT 道路沿いに刑務所ができる予定である。

（2）マルキョク・エサール（Melekeok & Ngchesar）州への投資

- マルキョク（Melekeok）と エサール（Ngchesar）州は首都の移転により今後は開発が進む予定で、公務員の移転やペンション計画などがある。2017年7月現在、財務省（Ministry of Finance）、州自治省（Ministry of States）、教育省（Ministry of Education）などの事務所が移転しているが、他の省庁は、一部屋程度のスペースでわずかなスタッフを配置しているだけである。
- 完全な首都移転には10年ほどかかる見通しである。多くの人たちは、コロール（Koror）とマルキョク（Melekeok）を通勤している。
- マルキョク（Melekeok）首都は、現在、政府庁舎のみが建てられているが、COMPACT 道路と庁舎との間に道路を作り、その周囲に大使館をたてる予定である。
- メルケオ州には50室程度のホテル計画が2件出ている。

（3）ガラロン・ガラルド（Ngarchelong & Ngaraard）州への投資

- パラオのリゾート地はおもにコロール（kororo）島から南に多いが、近年ガラロン（Ngarchelong）とガラルド（Ngaraard）などにダイビングやフィッシングなどのリゾート開発の計画がある。
- リゾート開発の計画に合わせて2つの大規模ホテルが計画されている。

2-2-4-4 その他の投資計画

- ① 2024年まで COMPACT 投資の継続。
- ② ガツパン（Ngatpang）州における道路整備計画とゴルフ場建設計画。
- ③ 海底通信ケーブル開通による IT 産業の振興
- ④ 再生可能エネルギー（太陽光発電、風力、バイオエネルギー）の投資期待。
- ⑤ 省エネ家電機器への交換、ビル建物の省エネ投資、高効率照明器具への交換

2-2-5 既存計画の評価

パラオのエネルギーに関する既存計画から見えてくる将来の電力需要は表 2-2-5.1 に示す通りである。

表 2-2-5.1 既存計画から見えてくる将来の電力需要

影響要因	内 容
National Energy Policy 2010	パラオ政府としては気候変動対策、エネルギーの安全保障に対応するため、省エネルギーの促進・再生可能エネルギーの導入・PPUC の機能強化・水供給システムの改善などを提唱している。特に省エネ政策は、電力需要に影響するが、現在の省エネ対策はおもに政府部門、ホテルなどの商業部門が中心である。需要予測ではこれらのセクターの省エネ効果を考慮する。
気候変動に対する自主的貢献案	目標として、①2025 年までにエネルギーセクターでの温室効果ガス排出量を 2005 年に対して 22%削減する、②2025 年までに再生可能エネルギー比率を 45 %にする、③2025 年までに省エネを 2005 年比 35 %削減する、などが掲げられているが電力需要への影響とともに発電システムに大きく影響するものである。
エネルギーロードマップ (Palau Energy Roadmap 2017)	IRENA の提案内容は 2025 年時点でディーゼル発電 26.8 MW(現状維持)、PV は 28.5 MW、風力 11.3 MW それにバッテリー5.7 MW という発電構成である。しかも、この構成が石油製品を全量輸入しているパラオにとって国家的に費用最小の発電システムとしている。このことは分散電源を奨励していることでもあり、将来的には PPUC に対し需給パターンの変化をもたらすとも考えられる。
インフラ投資計画のレビュー	財務省(MOF)の予算計画局(Bureau of Budget & Planning)、首都改善推進局(Capital Improvement Program)、海外投資委員会(Foreign Investment Board)、いくつかの州政府(State Government)などから電力需要に関する投資内容をまとめると3地域に投資が集中している。コロール・アイライ(Koror-Airai)地域、マルキョク・エサール(Melekeok-Ngchesar)地域、ガラルド・ガラロン(Ngraard-Ngarchelong)地域である。

[出所] 調査団作成

第3章 電力セクターの現状と課題

第3章 電力セクターの現状と課題

3-1 電力セクターの現状

3-1-1 電力需給状況

3-1-1-1 セクター別電力需給の推移

2000年から2016年までのセクター別需要実績と伸び率は表3-1-1-1.1と表3-1-1-1.2に示すとおりである。但し、送配電ロス(Transmission/Distribution loss: T/Dロス)に関しては、PPUCが分類する「Unbilled」カテゴリーを意味し、内容は送配電の技術的ロスと料金不払いなどの社会的ロスを含んだものである。

表3-1-1-1.1 セクター別電力需要実績

	Commercial (MWh)	Public (MWh)	Residential (MWh)	T/D loss (MWh)	Total (MWh)	T/D loss rate (%)
	A	B	C	D	E=A+B+C+D	D/E*100
2000	31,921	18,669	26,137	23,697	100,424	23.6
2001	34,043	19,545	28,287	20,337	102,212	19.9
2002	32,004	18,570	27,999	22,822	101,395	22.5
2003	33,030	20,238	29,222	19,644	102,134	19.2
2004	31,964	20,767	29,135	24,022	105,888	22.7
2005	37,656	21,686	29,862	20,720	109,924	18.8
2006	31,720	21,692	26,758	19,342	99,512	19.4
2007	32,977	22,912	26,806	19,951	102,645	19.4
2008	32,393	21,719	24,300	23,741	102,153	23.2
2009	22,567	20,651	22,432	15,502	81,152	19.1
2010	24,729	19,891	22,975	15,480	83,075	18.6
2011	24,713	20,364	21,742	14,719	81,539	18.1
2012	24,950	20,238	18,629	3,616	67,434	5.4
2013	23,042	20,998	21,042	10,325	75,407	13.7
2014	24,506	21,124	21,146	9,886	76,662	12.9
2015	24,423	19,421	23,080	14,292	81,216	17.6
2016	25,205	19,846	25,877	12,732	83,661	15.2

[出所] PPUCの2017年7月時点での実績統計

表 3-1-1-1.2 セクター別電力需要伸び率

単位：%

	Commercial	Public	Residential	T/D loss	Total
2001/00	6.6	4.7	8.2	-14.2	1.8
2002/01	-6.0	-5.0	-1.0	12.2	-0.8
2003/02	3.2	9.0	4.4	-13.9	0.7
2004/03	-3.2	2.6	-0.3	22.3	3.7
2005/04	17.8	4.4	2.5	-13.7	3.8
2006/05	-15.8	0.0	-10.4	-6.7	-9.5
2007/06	4.0	5.6	0.2	3.1	3.1
2008/07	-1.8	-5.2	-9.3	19.0	-0.5
2009/08	-30.3	-4.9	-7.7	-34.7	-20.6
2010/09	9.6	-3.7	2.4	-0.1	2.4
2011/10	-0.1	2.4	-5.4	-4.9	-1.8
2012/11	1.0	-0.6	-14.3	-75.4	-17.3
2013/12	-7.6	3.8	13.0	185.5	11.8
2014/13	6.4	0.6	0.5	-4.3	1.7
2015/14	-0.3	-8.1	9.1	44.6	5.9
2016/15	3.2	2.2	12.1	-10.9	3.0
2016/2000	-1.5	0.4	-0.1	-3.8	-1.1

注意 1： 2009 年の需要減は前年からのリーマンショックによるものである。

注意 2： 2012 年の需要減はアイメリーク（Aimeliik）発電所の火災事故によるものである。

[出所]調査団による計算

3-1-1-2 水供給セクターの電力消費推移

PPUC の Water and Waste Water Operation Division (WWO) では、JICA の支援で Koror Airai Water Improvement Project (KAWIP) を実施している。本件により既設の古いアスベスト上水配管 (Asbestos Water Distribution Line) が鋼管に交換される。KAWIP (Koror Airai Water Improvement Project) と JICA の研修プログラム「Leak detection Program」による保守技術の習得と合わせて、2014 年実績の売上未回収率は 44 %であったが、2018 年以降は 20 %になると予想されている。このことは、PPUC-WWO の電力消費節約に貢献するものである。(現在、政府の消費電力の半分は表 3-1-1-2.1 と表 3-1-1-2.2 に示す通り WWO の送水と排水に使われる電力消費である)

表 3-1-1-2.1 PPUC-WWO の Water Supply Pump 電力消費状況

単位 : kWh

NO	Name	FY2014	FY2015	FY2016	Oct2016 / Jun2017
1	WP STATION- NGERIKIIL (WWO)	1,691,736	1,638,456	1,566,096	1,140,342
2	WP STATION - NGERULUOBEL (A)	1,774,138	1,025,658	791,098	697,083
3	WP STATION- AIMELIIL	31,798	31,577	29,520	27,855
4	WP- NGATPANG	16,767	15,489	13,518	8,225
5	WP STATION- NGERKEAI	25,954	16,746	16,677	11,098
6	WP STATION- NGERMID	16,266	18,839	16,800	19,200
7	WP STATION - NGERULUOBEL(B)	353,964	775,804	867,524	650,133
8	WP STATION- NGERULUOBEL(B)	7,473	4,965	3,800	4,669
9	WP- IMEONG	555	516	469	1,858
10	WP- PELELIU (1)	1,986	3,891	3,322	1,174
11	WP- NGARDMAU	24,997	23,721	20,385	8,870
12	WP- NGARAARD	582	3,491	4,025	3,015
13	WP- IBOBANG	39,398	27,306	19,054	14,060
14	WP STATION- NGAREMLENGUI (2)	18,815	20,385	18,844	21,097
15	WP- OLLEI	36,000	37,844	37,848	29,130
16	WP STATION- IBOBANG	4,402	3,220	4,042	2,943
17	WP- NGARCHELONG	12,602	9,040	16,503	0
18	WP- NGIWAL(1)	25,162	21,247	21,643	13,038
19	WP- ANGAUR(2)	56,467	57,895	69,308	51,237
20	WP- SIMIZU	25,232	9,748	139	100
21	WP- PELELIU (2)	13,632	17,202	24,180	12,483
22	WP- MELEKEOK	62,880	130,240	75,440	79,200
23	WP- NEKKEN	47,623	49,218	47,257	33,543
24	WP- NGIWAL(2)	1,176	2,335	3,305	3,553
25	WP- ELAB	0	7,919	7,760	4,200
26	WP- KAYANGEL	3,746	5,184	12,236	5,522
	Total	4,293,351	3,957,936	3,690,793	2,843,628

注意 : WP: Water Pump

[出所] PPUC-Water Waste Operations

表 3-1-1-2.2 PPUC-WWO の Waste Water Pump の電力消費状況

単位：kWh

NO	Name	FY2014	FY2015	FY2016	Oct2016 / Jun2017
1	SP STATION NGEBEKEUU-9F	1,773	2,078	1,453	912
2	SP STATION NGERBECHED-10C	1,488	3,664	1,754	854
3	SP STATION IKELAU-1A	14,588	12,570	11,084	9,373
4	SP STATION MEKETII - 11G	6,805	5,879	971	3,206
5	SP STATION NGERBODEL-16B	6,446	2,716	5,125	6,000
6	SP STATION MEDALAI-19M	4,548	3,801	5,112	3,517
7	SP STATION NGERKESOAOL-18L	5,254	2,868	2,526	2,280
8	SP STATION M-DOCK-E2	7,374	1,878	1,635	3,523
9	SP STATION MEDALAI-21N	4,363	3,668	2,897	4,118
10	SP STATION NGERCHEMAI-4B	19,362	16,793	15,652	17,360
11	SP STATION NGERMID-7E	19,437	42,045	53,897	20,411
12	SP STATION NGERMID-8E	6,576	23,320	33,588	35,683
13	SP STATION NGERBECHED-3C	4,577	4,305	3,906	2,998
14	SP STATION MEKETII-15J	5,268	9,311	4,284	12,114
15	SP STATION MEDALAI-12H	6,756	8,626	5,422	4,054
16	SP STATION MEDALAI-LS1	7,010	4,225	26,565	3,249
17	SP STATION IYEBUKL-17B	11,361	9,661	9,267	4,940
18	SP STATION SEMIICH-20B	16,499	13,052	12,034	12,480
19	SP STATION NGERBODEL-5B	6,064	6,032	7,986	3,731
20	SP STATION DNGERONGER-13I	7,382	7,230	6,614	6,951
21	SP STATION MADALAI-E1	794	825	623	2,958
22	SP STATION MEKETII-6D	15,249	35,597	41,858	56,174
23	SP STATION IYEBUKL-2B	30,283	28,376	25,982	31,733
24	SP STATION MEYUNS-A6	1,362	812	947	924
25	SP STATION MEYUNS-A2	3,183	4,211	3,024	2,746
26	SP STATION MEYUNS-A5	1,079	1,559	916	790
27	SP STATION MADALAI-SPS1	114,080	104,960	63,840	60,960
28	SP STATION IYEBUKL-14B	3,164	1,202	1,061	1,632
29	SP STATION MEYUNS-A1	36,240	41,160	64,080	23,640
30	SP STATION MALAKAL-SPS2	339,960	287,800	193,800	218,000
31	SP STATION NGERBECHED-ES2	1,677	1,622	1,229	1,533
32	SP STATION NGERBECHED-ES3	25,692	25,366	10,905	7,202
33	SP STATION NGESEKES-LS3	451	448	414	396
34	SP STATION NGERBECHED-ES1	11,685	10,724	4,509	5,320
35	SP STATION DELEB-LS2	1,150	1,701	2,149	2,488
36	SP STATION BIBIROI-9E	3,507	4,605	4,121	3,092
37	SP STATION ECHANG-A9	2,912	9,493	4,320	3,862
38	SP STATION ECHANG-A10	31,314	21,420	10,248	11,149
39	SP STATION MEYUNS-A3	56,975	98,932	93,120	23,470
40	SP STATION NGERKEBESANG-A7	21,210	23,813	63,162	109,160
41	SP STATION NGERKEBESANG-A8	52,050	52,594	48,864	51,714
42	ST PLANT MALAKAL 2	111,174	118,917	114,376	77,185
43	ST PLANT MALAKAL 1	104,514	122,841	129,471	97,083
44	SP STATION NGERMID-10E	85,120	77,760	60,560	43,080
45	ST PLANT-MELEKEOK	3,290	2,963	1,891	2,111
46	ST PLANT-MELEKEOK	3,935	3,449	2,006	2,401
47	ST PLANT-MELEKEOK	4,084	3,331	2,320	1,747
48	ST PLANT-MELEKEOK	3,749	2,516	2,069	2,237
49	ST PLANT-MELEKEOK	3,741	1,954	1,301	1,407
50	ST PLANT-MELEKEOK	3,477	1,793	910	1,186
51	ST PLANT-MELEKEOK	6,500	3,808	1,072	2,526
52	ST PLANT-MELEKEOK	627	536	316	469
53	ST PLANT-MELEKEOK	5,482	5,578	8,307	5,034
54	SP STATION MEYUNS-A4	35,745	34,737	37,114	29,615
		1,288,386	1,321,125	1,212,657	1,042,778

注意： SP: Sewer Pump

[出所] PPUC-Water Waste Operations

3-1-1-3 発電量と送電端量の推移

マラカル (Malakal) およびアイメリーク (Aimeliik) 発電所の発電量と送電端量は以下の表 3-1-1-3.1 の通りである。アイメリーク (Aimeliik) 発電所の 2012 年と 2013 年は前年の火災により発電を停止したため、2012 年よりマラカル (Malakal) 発電所を増設するなどして電力供給を行っている。2015 年になりリーマンショック前の水準に戻している。表 3-1-1-3.2 は発電量と最大電力、負荷率及び最大電力の伸び率を示す。

表 3-1-1-3.1 マラカル (Malakal) とアイメリーク (Aimeliik) の発電量と送電量

Years	Generation (MWh)			Sent Out (MWh)		
	Malakal	Aimeliik	Total	Malakal	Aimeliik	Total
2000	42,787	59,947	102,734	41,825	58,599	100,424
2001	55,647	48,916	104,563	54,396	47,816	102,212
2002	56,860	46,867	103,727	55,582	45,813	101,395
2003	59,028	45,455	104,483	57,701	44,433	102,134
2004	60,943	47,380	108,323	59,573	46,315	105,888
2005	60,361	52,091	112,452	59,004	50,920	109,924
2006	48,843	52,958	101,801	47,745	51,767	99,512
2007	50,381	54,625	105,006	49,248	53,397	102,645
2008	53,542	50,961	104,503	52,338	49,815	102,153
2009	32,058	50,961	83,018	31,337	49,815	81,152
2010	38,567	46,419	84,986	37,700	45,375	83,075
2011	37,411	46,003	83,414	36,570	44,969	81,539
2012	68,985	0	68,985	67,434	0	67,434
2013	77,141	0	77,141	75,407	0	75,407
2014	65,364	13,062	78,425	63,894	12,768	76,662
2015	39,532	43,552	83,084	38,643	42,573	81,216
2016	46,968	38,617	85,585	45,912	37,749	83,661

[出所] PPUC の 2017 年 7 月時点での実績統計

表 3-1-1-3.2 発電量とピーク需要

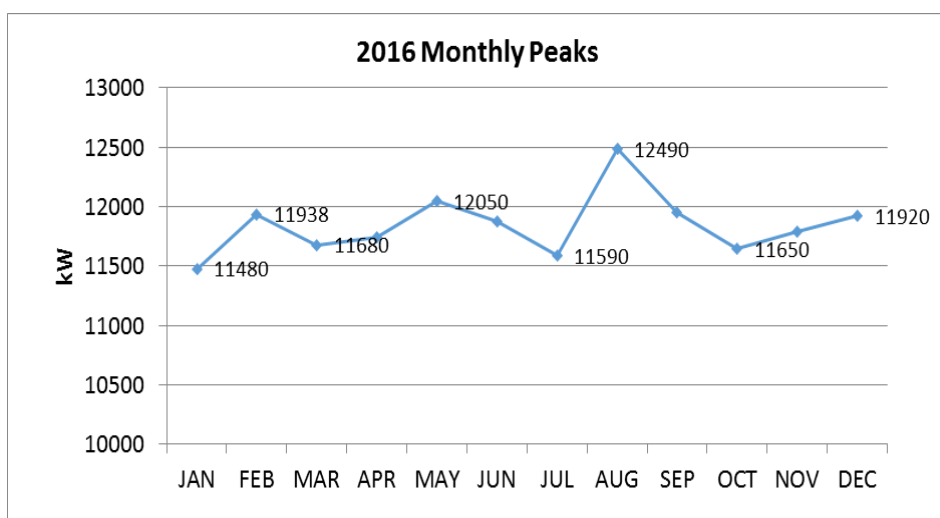
Year	Sent out	Growth rate	Load Factor	Peak demand	Growth rate
	MWh	%	%	MW	%
2000	100,424		75.0	15.3	
2001	102,212	1.8	75.0	15.6	1.8
2002	101,395	-0.8	75.0	15.4	-0.8
2003	102,134	0.7	75.0	15.5	0.7
2004	105,888	3.7	75.0	16.1	3.7
2005	109,924	3.8	75.0	16.7	3.8
2006	99,512	-9.5	75.0	15.1	-9.5
2007	102,645	3.1	75.0	15.6	3.1
2008	102,153	-0.5	75.0	15.5	-0.5
2009	81,152	-20.6	75.0	12.4	-20.6
2010	83,075	2.4	74.3	12.8	3.4
2011	81,539	-1.8	74.1	12.6	-1.6
2012	67,434	-17.3	63.4	12.2	-3.3
2013	75,407	11.8	72.5	11.9	-2.3
2014	76,662	1.7	77.5	11.3	-4.9
2015	81,216	5.9	77.3	12.0	6.3
2016	83,661	3.0	76.4	12.5	4.2

[出所] PPUC の 2017 年 7 月時点での実績統計

3-1-1-4 2016年の負荷データの推移

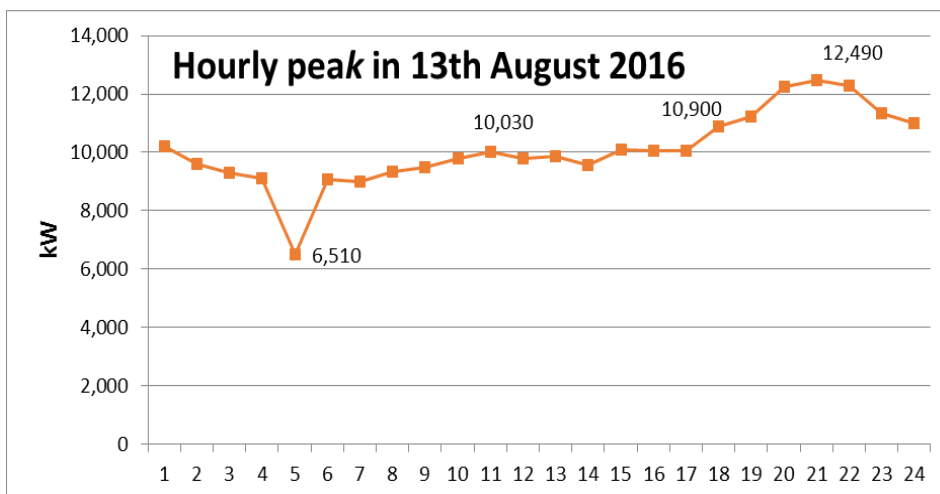
(1) 月別負荷データ

2016年の1月から12月までの月別のピーク発電量は図3-1-1-4.1の通りである。2016年の最大電力(kWベース)は8月13日午後9時ごろで12,490kWである。同日の時間毎の最大電力を図3-1-1-4.2に示す。



[出所] PPUC

図3-1-1-4.1 月別ピーク発電量

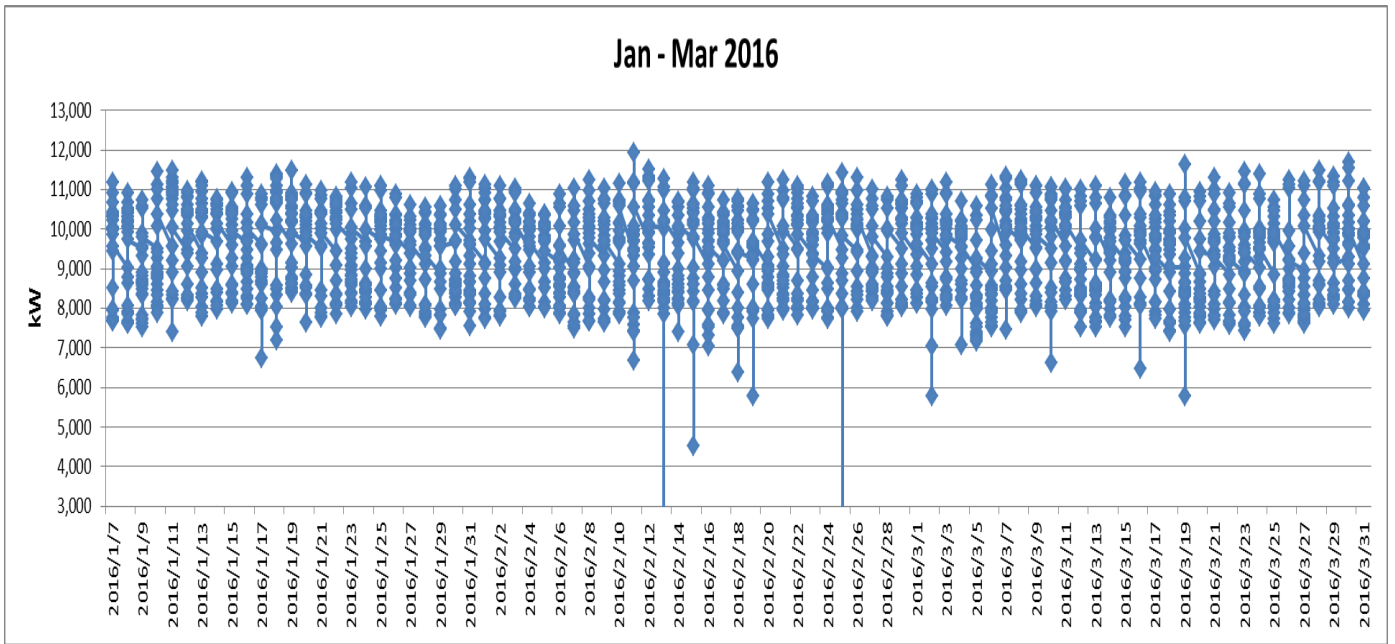


[出所] PPUC

図3-1-1-4.2 2016年8月13日の時間別ピーク発電

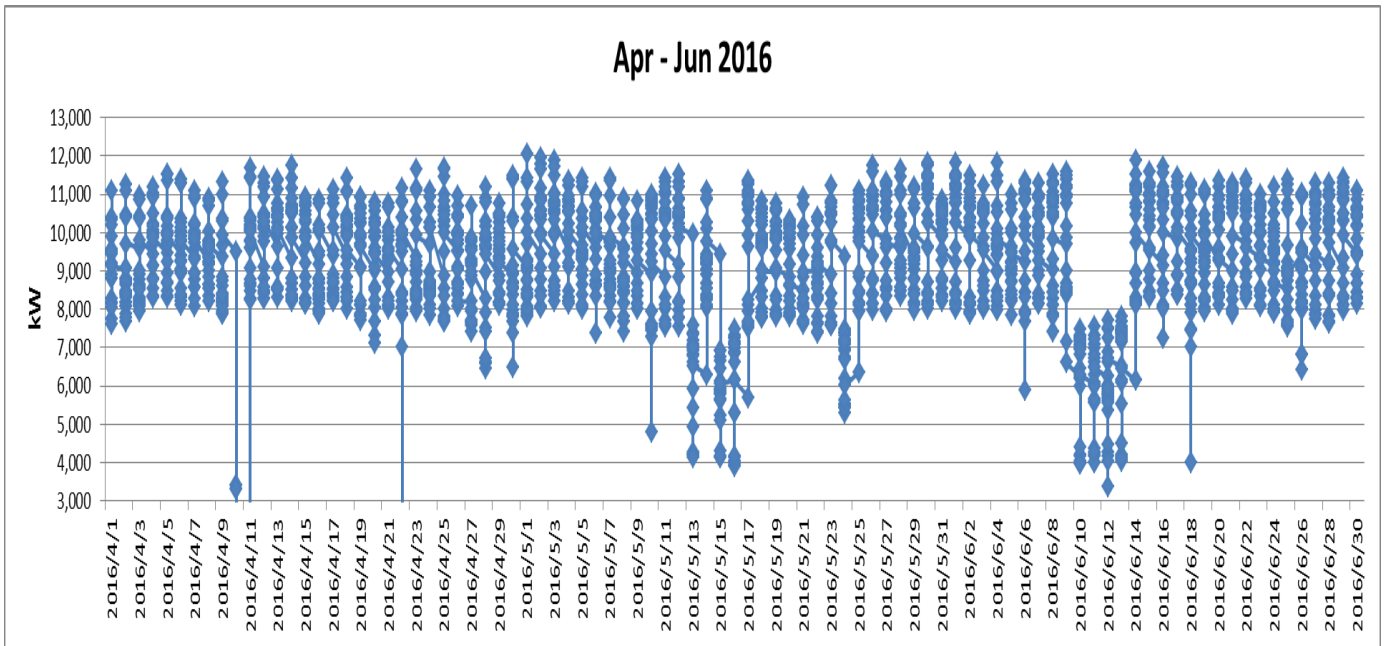
(2) 2016年の時間ごとの負荷データ

同年の時間ごとの負荷状況は下の4つの図の通りである(図3-1-1-4.3~3-1-1-4.6)。データは8,760時間完全なものではないが、最大需要と最小需要の推移がある程度は確認できる。



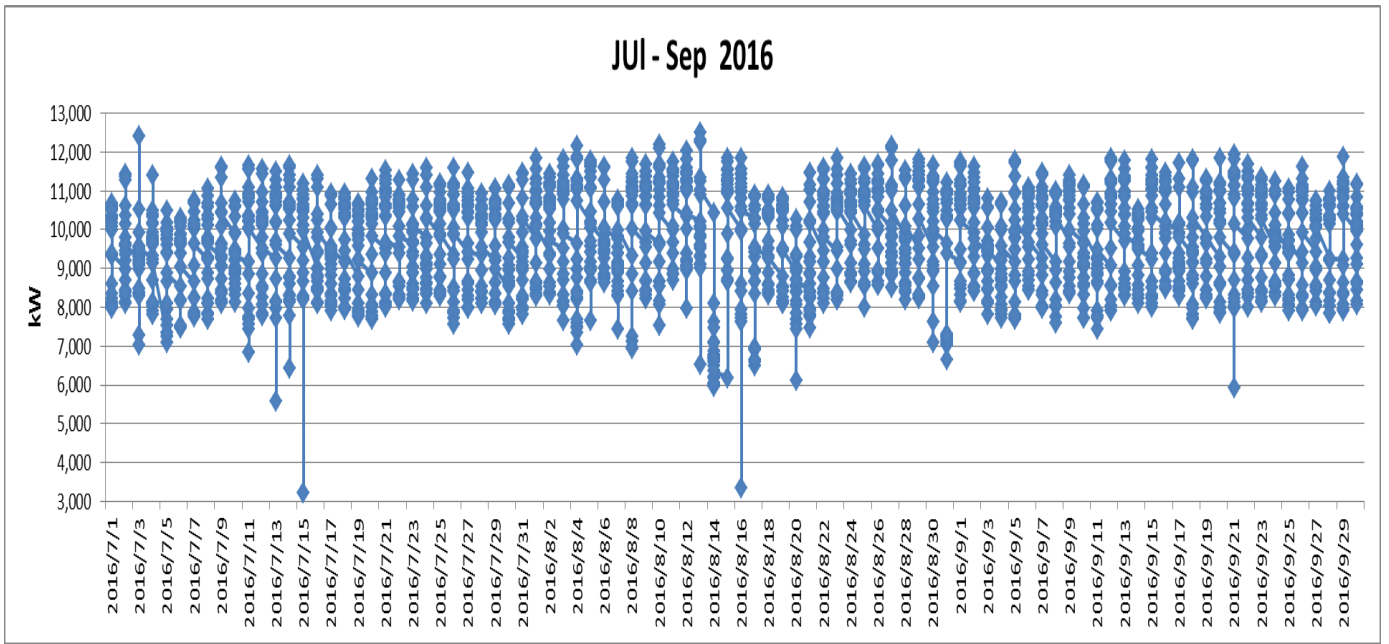
[出所] PPUC

図 3-1-1-4.3 2016 年 1 月から 3 月の負荷状況



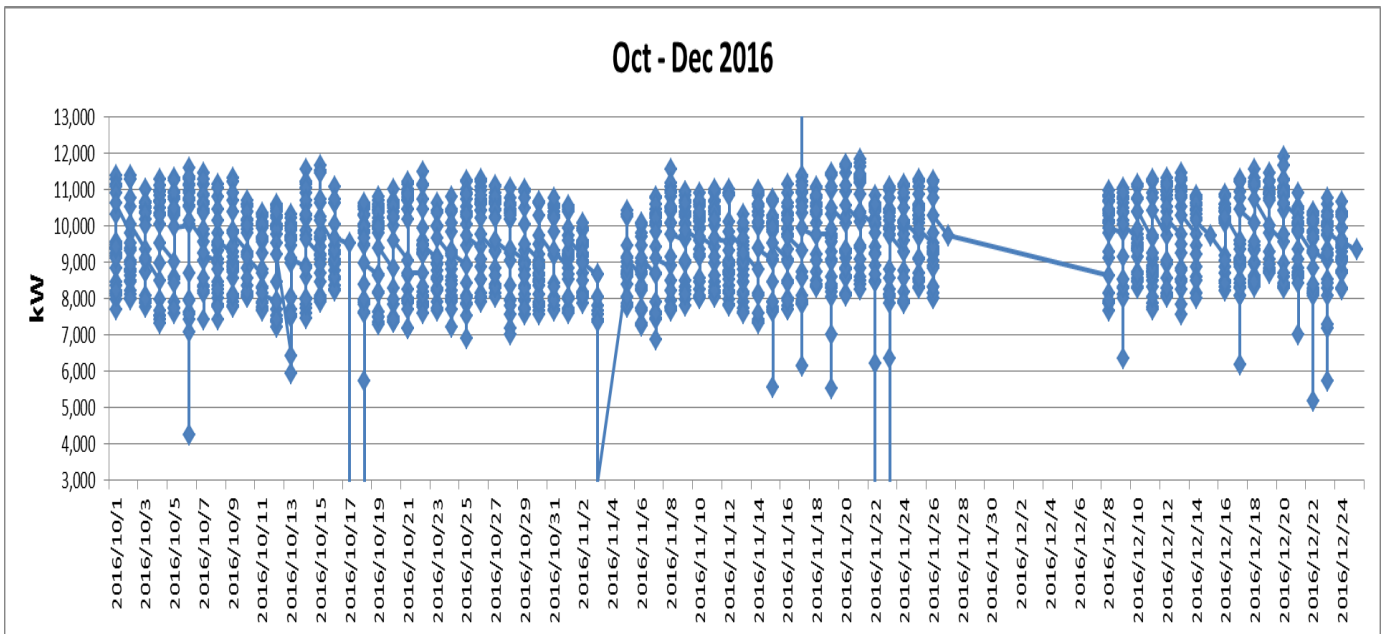
[出所] PPUC

図 3-1-1-4.4 2016 年 4 月から 6 月の負荷状況



[出所] PPUC

図 3-1-1-4.5 2016 年 7 月から 9 月の負荷状況



[出所] PPUC

図 3-1-1-4.6 2016 年 10 月から 12 月の負荷状況

3-1-1-5 顧客の推移

下の表 3-1-1-5.1 は州別セクター別の顧客数推定値である。2000 年と 2005 年の州別セクター別の顧客数は実績値で、2010 年から 2016 年までの顧客数は、州別顧客電力消費量と全国セクター別顧客実績数から推定したものである。また、州内のセクター別顧客数は 2000 年から 2005 年まで実績値で 2010 年以降は推計値である。

表 3-1-1-5.1 州別セクター別の顧客数

単位：登録者数

State	Sector	2000	2005	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2016/11
Aimeliik	Commercial	6	8	7	7	7	7	7	7	8	2.0
	Public use	16	21	26	24	25	27	28	26	30	2.6
	Residential	67	95	106	106	113	120	127	123	140	5.6
	Total	89	124	140	137	145	154	162	156	177	4.9
Airiai	Commercial	64	73	68	69	67	67	65	63	65	-1.1
	Public use	38	38	39	38	37	37	36	37	38	-0.5
	Residential	406	578	637	659	664	668	668	679	718	2.4
	Total	508	689	744	766	768	773	770	779	821	2.0
Koror	Commercial	506	692	648	629	617	621	607	590	573	-2.4
	Public use	254	314	298	276	273	276	274	274	271	-1.8
	Residential	2,854	3,208	3,632	3,630	3,675	3,716	3,765	3,809	3,833	1.1
	Total	3,614	4,214	4,577	4,535	4,565	4,612	4,646	4,673	4,678	0.4
Melekeok	Commercial	5	12	13	14	14	13	13	12	12	-1.5
	Public use	10	15	13	12	12	12	12	12	12	-0.9
	Residential	70	100	111	119	120	114	117	119	122	2.1
	Total	85	127	136	145	146	139	142	143	147	1.5
Ngaraard	Commercial	3	5	3	3	3	3	3	3	2	-4.5
	Public use	13	20	23	22	21	22	20	20	19	-3.9
	Residential	99	127	172	177	174	185	172	171	163	-1.1
	Total	115	152	198	201	197	210	195	193	184	-1.4
Ngarchelong	Commercial	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1.3
	Public use	12	16	17	16	17	18	18	18	18	1.8
	Residential	78	105	124	129	137	144	153	152	157	4.9
	Total	91	122	141	146	155	163	172	171	176	4.5
Ngardmau	Commercial	1	3	3	3	3	3	3	3	3	0.0
	Public use	6	4	6	6	6	6	6	6	6	0.6
	Residential	46	56	68	71	76	74	78	75	81	3.6
	Total	53	63	77	79	85	83	88	84	90	3.2
Ngaremlengui	Commercial	3	7	5	5	6	6	6	6	5	0.0
	Public use	15	21	18	18	18	19	20	20	19	0.6
	Residential	69	89	97	102	107	108	118	119	115	3.6
	Total	87	117	120	125	130	132	144	145	139	3.0
Ngatpang	Commercial	5	5	4	4	5	4	4	4	4	-1.7
	Public use	22	21	24	24	25	24	24	23	23	-1.1
	Residential	44	55	67	71	76	72	76	73	74	1.8
	Total	71	81	96	99	106	100	105	101	100	1.0
Ngchesar	Commercial	0	0	1	1	1	1	1	1	1	-1.3
	Public use	11	16	9	9	9	10	10	9	9	-0.7
	Residential	76	85	75	80	79	87	89	88	84	2.2
	Total	87	101	86	90	89	98	100	99	94	1.9
Ngiwal	Commercial	3	3	3	2	2	3	2	2	2	-3.5
	Public use	8	14	12	11	11	12	10	11	10	-3.0
	Residential	57	69	86	85	87	91	80	85	86	-0.1
	Total	68	86	101	99	100	105	92	98	99	-0.5
Total	Commercial	597	809	756	739	725	729	713	692	677	-2.2
	Public use	405	500	485	456	454	461	458	457	456	-1.2
	Residential	3,866	4,567	5,175	5,228	5,307	5,380	5,443	5,493	5,573	1.5
	Total	4,868	5,876	6,417	6,424	6,486	6,569	6,614	6,642	6,706	0.9

[出所] PPUC の 2017 年 9 月時点での実績統計および調査団による推定

3-1-1-6 電力料金の推移

2007 年から 2017 年までの年間平均電力料金は表 3-1-1-6.1 の通りである。2015 年以降原油価格の低下により電気料金も低下傾向にある。また、表 3-1-1-6.2 は電気料金カテゴリー略号表である。

表 3-1-1-6.1 電気料金一覧

単位：US\$/kWh

略号	Residential			Commercial			Government		
	RA	RB	RC	CA	CB	CC	GA	GB	GC
2007	0.30	0.34	0.38	0.34	0.34	0.38	0.34	0.34	0.38
2008	0.33	0.41	0.45	0.45	0.45	0.45	0.45	0.45	0.45
2009	0.21	0.29	0.33	0.33	0.33	0.33	0.33	0.33	0.33
2010	0.22	0.33	0.34	0.38	0.38	0.38	0.38	0.38	0.38
2011	0.27	0.35	0.40	0.40	0.40	0.40	0.40	0.40	0.40
2012	0.28	0.35	0.40	0.42	0.42	0.42	0.42	0.42	0.42
2013	0.28	0.36	0.41	0.44	0.44	0.44	0.44	0.44	0.44
2014	0.32	0.39	0.44	0.43	0.43	0.41	0.43	0.43	0.41
2015	0.15	0.23	0.27	0.27	0.26	0.25	0.27	0.26	0.25
2016	0.18	0.25	0.30	0.31	0.30	0.29	0.31	0.30	0.29
2017	0.17	0.25	0.30	0.33	0.32	0.31	0.33	0.32	0.31

注意：表中の略号は表 3-1-1-6.2 の通りである。

[出所] PPUC の 2017 年 7 月時点での実績統計および調査団による推定

表 3-1-1-6.2 電気料金カテゴリー略号表

	Tariff category before 2011	Tariff category after 2012	Abbreviation
Residential	0 – 500 kWh	0-150 kWh	RA
	501 – 2000 kWh	151-500 kWh	RB
	2000 kWh over	500 kWh+	RC
Commercial	0-150,000 kWh		CA
	150,001-250,000 kWh	Same as before year 2011	CB
	250,001 kWh over		CC
Government	0-150,000 kWh		GA
	150,001-250,000 kWh	Same as before year 2011	GB
	250,001 kWh over		GC

[出所] Study Team

3-1-1-7 電力需給の評価

電力需要に関するデータの 2016 年以前の動向と電力需要の関係は、表 3-1-1-7.1 のように評価できる。

表 3-1-1-7.1 電力消費と関連データの評価

影響要因	内 容
電力需給の推移	セクター別電力需要を見ると商業部門と家庭部門の消費が 2013 年以降増加傾向にある。また、送配電ロス率(送配電ロス/送電量)は 2012 年の発電所事故以前と比較して低下している。また、政府部門の電力消費の半分を占める上下水道の電気消費は改善計画の進捗とともに減少傾向にある。
WWO の未回収料金の改善目標	Koror Airai Water Improvement Project(KAWIP)の実施、研修プログラム「Leak detection Program」による保守技術の習得と合わせて、2014 年実績の売上未回収率は 44%であったが、2018 年以降 20 %になると予想されている。
発電量と送電量の推移	アイメリーク(Aimeliik)発電所の火災により、同発電所は 2012 年と 2013 年は発電を停止したため PPUC の発電量と送電量は、この期間減少したが 2014 年よりマラカル(Malakal)発電所に設備を増設するなどして発電を行ない、2015 年になりリーマンショック前の水準に戻している。今後はマラカル(Malakal)とともに 2 発電所体制で電力が供給される。
負荷データの推移	パラオの最大日負荷は午後 8 時から午後 10 時の間で、今後太陽光発電を電源とするときには、バッテリー、PV と小水力とのハイブリッド発電、フライホイール・システム等の蓄電システムが必要になる。
顧客の推移	2011 年から 2016 年間の伸び率は 0.9 % / 年で、顧客数の伸び率は人口の伸び率程度である。これは電化率が 100 %近いことや 2012 年以降のアイメリーク(Aimeliik)発電所の火災事故が影響している。
電気料金	パラオの電気料金は国際石油製品価格と関係しているが、今後は石油製品の国際価格は大きくは上昇しない見通しである。2008 年には家庭部門の第一料金カテゴリーで 0.33 US\$ / kWh であったが、2017 年には石油製品価格の低下もあり、0.17 US\$ / kWh となっている。

[出所] 調査団作成

3-1-2 ドナーの動向

他ドナーによるプロジェクトについて、対象期間は 2007 年から 2017 年の 10 年間、対象案件はエネルギー（石油、RE）と電力部門として情報収集を行った。情報収集先は以下の通りである。

- ① Energy Administration
- ② PPUC の Finance 部門
- ③ PPUC の Renewable Energy 部門
- ④ JICA ホームページにて検索

現時点で確認できている他ドナー及び日本によるプロジェクトを表 3-1-2.1～表 3-1-2.5 に示す。

(1) 台湾

表 3-1-2.1 台湾によるプロジェクト一覧

Year	Description	Funding US\$	Location	Donor	Finish /going
2010	Portable solar light bar @ 3900 units	100,000	Distributed by MOE to numerous elementary schools	Taiwan grants assistance	Finish
2011	Heavy duty 30W LED Solar street lights @ 20 units 6.6KW solar PV systems with film-style solar panels	100,000	1 Downtown Koror 2 Palau Energy Office Ikoranges, Airai State	Taiwan grants assistance	Finish
2012	12430W solar power on grid system 15180W solar power on grid system Solar street lights @ 5 units	200,000	1 Palau High School 2 Palau National Aquaculture center 3 Ngarchelong State	Taiwan grants assistance	Finish
2013	40KW solar power Generating system	268,800	Koror Elementary School	Taiwan grants assistance	Finish

Year	Description	Funding US\$	Location	Donor	Finish /going
2014	16.5KW PV power system	198,900	Palau National Swimming pool	Taiwan grants assistance	Finish
2017	National Hospital additional support of solar energy, energy efficiency system, 1 extra generator for low peak usage	1.2 million	Ministry of Health (MOH)	Taiwan	On going
	Total	867,700			

(2) ヨーロッパ

表 3-1-2.2 ヨーロッパによるプロジェクト一覧

Year	Description	Funding US\$	Location	Donor	Finish /going
2012	Service contract – Energy Efficiency and retrofitting of the BPW bld. of Palau	9,800	Koror	EU (SPC / NORTH REP)	Finish
2012	Energy Efficiency retrofitting of BPW / construction works	63,829	Country	EU (SPC / NORTH REP)	Finish
2012	RE framework development and tariff study for PPUC	36,950	Country	EU (SPC / NORTH REP)	Finish
2012	Wind monitoring equipment	75,661	Country	EU (SPC / NORTH REP)	Finish
2013	Grid-tied solar PV design, installation, maintenance and troubleshooting course for PCC	40,470	Country	EU (SPC / NORTH REP)	On going
2013	Policy review and drafting of the Palau Energy bill	43,000	Country	EU (SPC / NORTH REP)	Finish
2014	PCC Track & Field	292,158	Koror	EU (SPC / NORTH REP)	Finish
2014	400 prepayment meters	118,301	PPUC	EU (SPC / NORTH REP)	Finish
2015	1613 LED street lights	589,848	PPUC	EU (SPC / NORTH REP)	Finish
2015	Project Officer compensation	14,700	Country	EU (SPC / NORTH REP)	Finish
	Total	1,284,717	Country		

(3) ADB、USA 及び UNDP

表 3-1-2.3 ADB、USA 及び UNDP によるプロジェクト一覧

Year	Description	Funding US\$	Location	Donor	Finish /going
2013	Solar PV powered well water pump system	0.3million	Kayangel State	UNDP / SPREP / PIGGAREP sponsored grants	Finish
2013-2022	Sanitation project	27 million	Koror and Airai sewer project	ADB loan	On going
2010-2024	COMPACT agreement for Palau support	5.5million/year		USA	On going
2013-ontinue	Economy Review Report		Annual economic report in Palau	DOI ,USA	On going
2017	ADB to finance series of clean energy projects (Japan Pacific Environment Community Fund)	200million	11 smallest island nations of the Pacific including Palau.	ADB	On going

(4) その他

表 3-1-2.4 その他のドナーによるプロジェクト一覧

Year	Description	Funding US\$	Location	DONOR	Finish /going
2016	◇200 kWp Solar PV Angaur and Peleliu ◇Water Treatment Plant for Angaur 100 x 1.7 kwp Solar PV	5 million	Angaur and Peleliu	UAE	Finish
2016	Development of national energy road-map	??	Palau Energy Admin	IRENA	Finish
2017	4 stand-alone solar light system 1.8kwp	2,000	Ngchesar State	Private donation	Finish
2017	Development of national energy efficiency standard	??	Palau Energy Admin	NREL	On going

(5) 日本

表 3-1-2.5 日本によるプロジェクト一覧

Year	Description	Funding US\$	Location	Donor	Finish /going
2008	パラオ共和国. 電力供給改善マスタープラン調査.	0.6million	Palau	JICA-ODA	Finish
2011	Peleliu State solar powered desalination plant	3.9million	Peleliu State	Japan Pacific Environment Community Fund (PEC)	Finish
2011	200kW solar system WCTC	JCM	WCTC outlets ACE Hardware, Desehell Mall, West Central warehouse	Japan Joint Crediting Mechanism (JCM) projects	Finish
2011	SDA (Seventh-day Adventist) Elementary School 250kW	JCM	Koror	Japan Joint Crediting Mechanism (JCM) projects	Finish
2011	首都圏電力供給能力向上計画 (5MW Diesel 2台)	15.7million	Aimeliik state	JICA-ODA	Finish
2012	太陽光発電を活かしたクリーンエネルギー導入計画(225kWp)	4.4 million	Airai International airport	JICA-ODA	Finish
2012	Surangel and Sons company 250kWp	JCM	Main Surangel Dept. store building	Japan Joint Crediting Mechanism (JCM) projects	Finish
2017	Proposed new project to improve Peleliu State water plant	1.3million	Peleliu State	JICA-ODA	Going
	Total	25.9 million			

第 4 章 電力需要予測

第4章 電力需要予測

4-1 既存電力需要予測のレビュー

4-1-1 電力供給改善マスタープラン 2008 における需要予測

2008年に実施された「パラオ共和国 電力供給改善マスタープラン」(旧MPという)における電力需要予測の前提と予測結果をレビューすると以下の通りである。

4-1-1-1 主要な社会経済動向見通し

人口予測に関して、2000年の人口統計で2025年までの人口予測が行われている。同予測では、2000年のセンサスで19,100人であった人口が、2025年には22,800人になり、この25年間で人口が通年で19.4%増加するとされている。一方、人口増加率は2001年の年率1.9%/年から、2025年には年率0.3%/年に低下するとしている。これらを前提に2025年までの人口数は表4-1-1-1.1のとおりである。

表4-1-1-1.1 2025年までの人口予測

単位：人

年度	1995	2000	2005	2010	2015	2020	2025
総人口	17,300	19,100	21,400	21,900	22,400	22,600	22,800

[出所] 電力供給改善マスタープラン 2008

経済成長に関しては、IMF (International Monetary Fund) が2005年 Article-IV Consultation Staff Report において、2009年以降のCOMPACT支援について、終了、継続、増加の3パターンを想定してGDP成長率の将来予測を行っている。旧MPでは、GDPの予測に関してはIMF見通しを参考に表4-1-1-1.2のように設定している。

表4-1-1-1.2 シナリオ別GDP年間伸び率見通し

ケース	シナリオ	実績	推定	予測		
		2005年	2010年	2015年	2020年	2024年
Low ケース	コンパクト支援終了	8.4%	7.1%	3.9%	0.6%	-2.0%
Base ケース	コンパクト支援継続	8.4%	7.1%	4.8%	2.4%	0.5%
High ケース	コンパクト支援増加	8.4%	7.1%	5.8%	4.4%	3.3%

[出所] 電力供給改善マスタープラン 2008

4-1-1-2 パラオの諸政策のレビュー

(1) パラオ地域振興計画調査 (2000年10月のJICAによる調査資料)

1996年に策定されたパラオ家総合開発計画であるPNMDP2020 (Palau National Master Development Plan) と方向性をあわせ、2020年までの民間部門中心の経済開発達成のための産業別長期開発戦略である。

(2) 公共部門開発計画 2003-2007

パラオは2003年4月に「公共部門開発計画」(PSIP: Palau Sector Investment Program)を策定し、2003年～2007年の5年間に実施する開発計画をまとめている。この中で、経済開発の重点分野を、観光、農業、漁業、貿易および軽工業と定義し、そのために必要な交通、水道、下水処理、廃棄物、エネルギー、通信の各分野の具体的な案が提案されている。

(3) 新規大口需要の積み上げ

Foreign Investment Board、Tax Office、各州政府(開発計画の最も多いコロール州)およびMOFのOffice of Planning and Statisticsからの情報を基に、今後の新規大口需要家への電力供給時期と供給規模について推定している。

(4) 自家発電保有の大口需要家による影響

自家発電設備を保有しているPPR(Palau Pacific Resort Hotel)はPPUCの系統から独立して発電している。PPRの最大需要電力は800kWで、PPRがPPUCからの受電に切替わった場合の影響は少なくない。2009年にはPPUCに接続されるものとして本電力需要予測に組み入れている。

(5) 省エネルギーの取り組み

パラオ政府は、2008年時点で「Energy Efficiency Action Plan」の策定に取り組んでおり、今後積極的に省エネルギーを進める予定である。2007年11月に作成されたドラフトレポートでは、14のプログラムが提案されている。本計画は政府で取り組んだ効果を広報し、商業施設、一般家庭での取り組みにつなげていくとしている。現時点で予想されている削減効果だけでも1.5%/年程度の電力消費量削減が可能であり、政府の電気使用の32%を占めている上下水用のポンプの負荷削減などが実現すれば、さらに削減が可能である。

(6) 需要データ調査

需要家のセクター(商業、公共政府、家庭部門)ごとの電力消費データ、電気料金制度、日負荷曲線の特徴、日負荷曲線に影響を与えている要因等の調査分析を行っている。

(7) 電気料金制度

2001年に燃料費自動調整条項が適用されて以来上昇しており、原油高によりその上昇傾向が一段と強くなっている。PPUCの電気料金は、財務体質の改善のために多少上昇することが予想されることから、PPUCによる節電広報活動が継続的に実施され需要家に浸透すれば、顧客当り電気消費量がさらに減少することが予想される。

(8) 負荷改善の目標

当時の負荷率は73～74%程度で推移しており、それほど悪くはないことから今後のパラオの取組むべき課題としては、最大電力の抑制あるいは省エネルギーの実施などである。

(9) 電力損失率 (T/D ロス)

発電電力量から販売電力量を差引いた値を電力損失としたとき、将来の T/D ロス率は、過去 5 年間の平均である 20.8 % を採用している。

4-1-1-3 電力需要予測結果

以上の前提で、旧 MP では COMPACT 支援の状況により 3 つのケースを設定し、その予測結果は表 4-1-1-3.1 の通りである。

表 4-1-1-3.1 2008 年 電力供給改善マスタープランの需要予測

Case	Base		Low		High	
	Generation	Peak	Generation	Peak	Generation	Peak
Unit	MWh	MW	MWh	MW	MWh	MW
2008	104,200	16.3	104,200	16.3	104,200	16.3
2009	113,400	17.7	113,400	17.7	113,400	17.7
2010	121,300	18.9	121,300	18.9	121,300	18.9
2011	123,900	19.4	123,900	19.3	124,000	19.4
2012	127,000	19.8	126,800	19.8	127,300	19.9
2013	129,300	20.2	128,800	20.1	130,000	20.3
2014	132,800	20.7	131,700	20.6	133,900	20.9
2015	136,200	21.3	134,600	21.0	138,100	21.6
2016	139,400	21.8	137,000	21.4	142,200	22.2
2017	142,400	22.2	139,000	21.7	146,400	22.9
2018	145,100	22.7	140,600	22.0	150,500	23.5
2019	148,100	23.1	142,200	22.2	155,100	24.2
2020	150,200	23.5	142,900	22.3	159,000	24.8
2021	151,900	23.7	143,000	22.3	162,900	25.4
2022	153,300	23.9	142,600	22.3	166,700	26.0
2023	154,200	24.1	141,700	22.1	170,300	26.6
2024	154,800	24.2	140,300	21.9	173,800	27.1
2025	154,900	24.2	138,500	21.6	176,900	27.6
2025/10	1.6 %	1.6 %	0.9 %	0.9 %	2.5 %	2.5 %

[出所] 電力供給改善マスタープラン 2008

4-1-2 Palau Energy Roadmap の需要予測

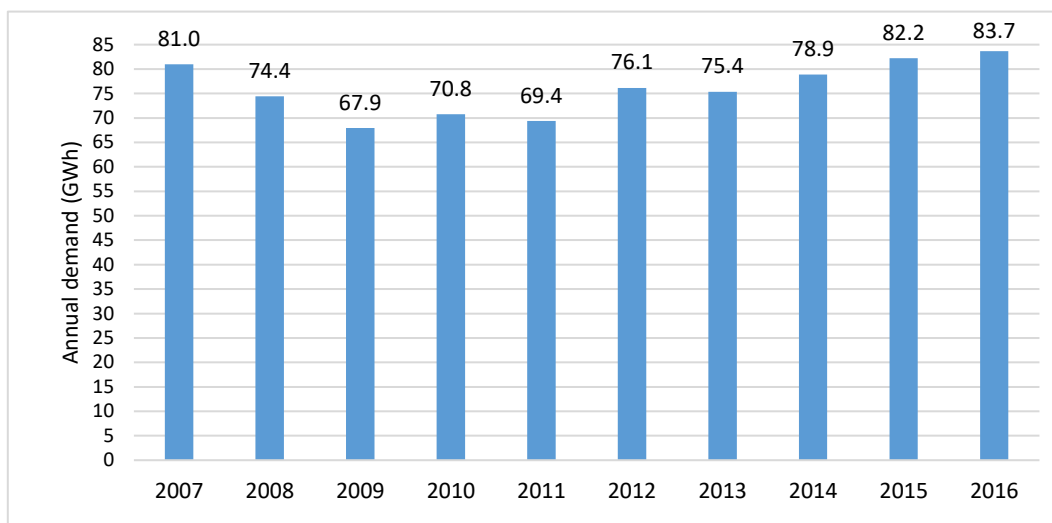
4-1-2-1 Roadmap 作成の目的

本ロードマップは、パラオ政府のエネルギー政策と COP21 への INDC (Intended Nationally Determined Contributions) 達成のために IRENA の協力のもとで作成されたものである。本ロードマップは再生可能エネルギーの利用を前提に需要に見合った費用最小の電源構成を提言するものである。具体的には、パラオにて豊富な太陽光発電資源・風力・バイオエネルギー等を利用することで、2025 年までに再生可能エネルギーからの発電量を総発電量の 45%にすることである。

4-1-2-2 電力需要見通し

パラオの人口は、コロール (Koror) 州に集中しており、電力の需要もコロール (Koror) 州が大半を消費している。図 4-1-2-2.1 は 2007 年から 2016 年までの PPUC 系統のコロール (Koror) とバベルダオブ (Babeldaob) 島の電力需要 (GWh) である。2016 年には 83.7 GWh に達しているが、これは

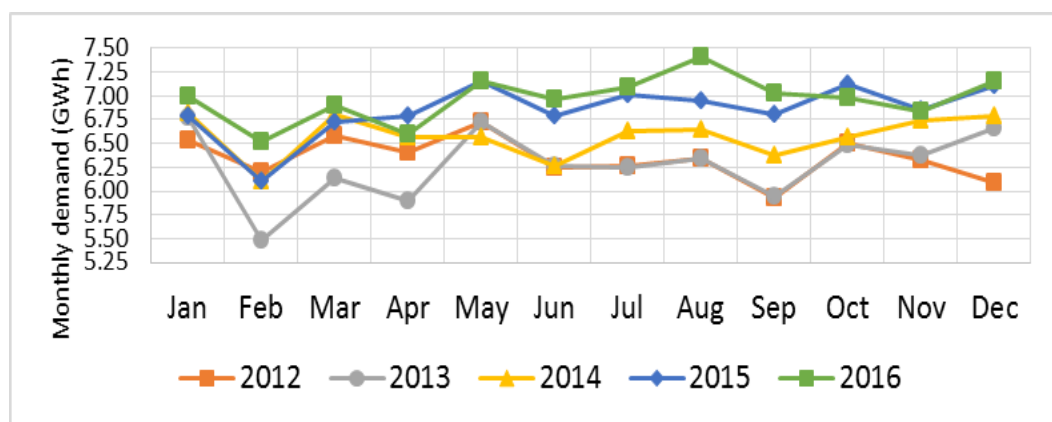
リーマンショック前の 2007 年の需要 81.0 GWh を超えている。



[出所] PPUC

図 4-1-2-2.1 コロール (Koror) とバベルダオブ (Babeldaob) の電力需要

図 4-1-2-2.2 は、2012 年から 2016 年までの月別電力供給量である。2012 年と 2013 年はアイメリーク (Aimeliik) 発電所の火災の影響で、供給量が減少している。また 2016 年には干ばつがありパラオの観光に大きな打撃を与えている。

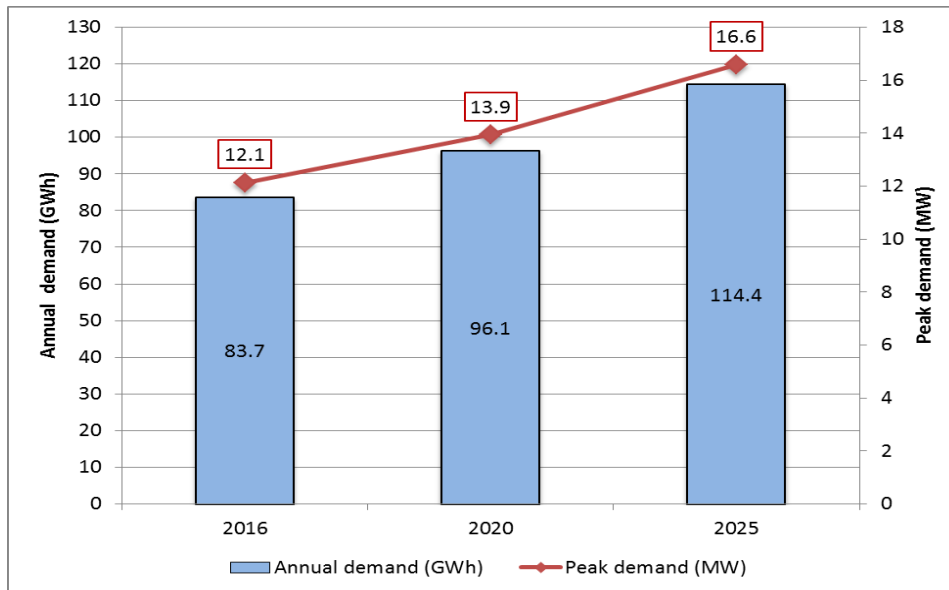


[出所] PPUC

図 4-1-2-2.2 月別電力需要 (GWh)

Palau Energy Roadmap における電力需要予測では、2020 年、2025 年の需要を予測するにあたり、2009 年から 2016 年の伸び率を将来に適用している。(伸び率は年率 3.5 %である。)

図 4-1-2-2.3 に Palau Energy Roadmap における需要 (GWh) とピーク需要 (MW) の見通しを示す。



[出所] Palau Energy Roadmap

図 4-1-2-2.3 需要 (GWh) とピーク需要 (MW) 見通し

4-1-3 既存の電力需要予測の評価

「電力供給改善マスタープラン 2008」の 2016 年のピーク需要見通しは 21.8 MW となっているが実績では 12.5 MW である。つまりパラオの電力需要は 2007 年から 2016 年まで増えていない。その理由として以下の状況が指摘できる。

- ① 2008 年におきたリーマンショックによる世界的な金融危機
- ② 2010 年から 2014 年までの原油高騰にともなう石油製品の高騰
- ③ 2011 年におきたアイメリーク (Aimeliik) 発電所の火災事故
- ④ 2016 年の大規模な干ばつによる観光セクターの低迷

以上の 4 つの要因とも予測不可能なものであり、その結果実績が予測を下回っていると考えられる。

Palau Energy Roadmap 2017 の需要予測は 2017 年から 2025 年の 8 年間で予測したものであるが、2009 年から 2016 年間の伸び率をそのまま将来に適用するというのは、需要見通しの説得力に欠けるものといえる。3 年から 5 年の短期予測では、このような自己相関による時系列予測が使われることもあるが、8 年先の予測では少なくとも人口と GDP との動向は考慮されるべきである。

4-2 需要予測の手法

4-2-1 電力需要予測モデルの必要機能

今後のパラオの電力需要を予測するためには、これまでの電力需要の推移ならびに現況を分析し構造的要因を把握する必要がある。そのため、パラオの社会経済活動と電力需要構造を分析し、電力需要予測モデルを設計する。かつ、本プロジェクトで使用する電力需要予測モデルは、以下の機能をもつ必要がある。

- ① 社会経済の変化とリンクした需要予測であること

- ② 電力料金の影響を考慮した需要予測であること
- ③ セクター別（商業、公共、家庭）の電力需要が分析可能であること
- ④ 州別の電力需要が予測できること
- ⑤ 電力需要の国際比較ができること

4-2-2 需要予測モデルの構造

需要予測は、セクターごとに電力エネルギー需要を求め、その後、最大需要や発電量を求める。また、送配電計画のために州別の電力需要予測をおこなう。本モデルフローは図 4-2-2.1 の通りである。

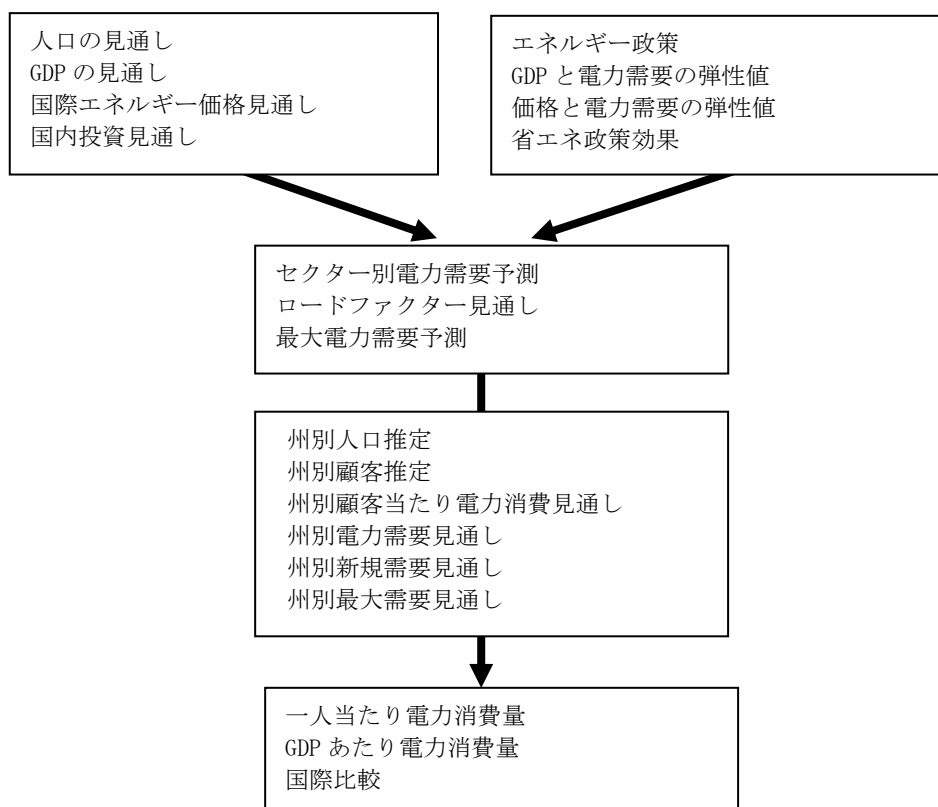


図 4-2-2.1 電力需要予測フロー (1)

電力需要予測フローに従いモデルを構築することになるが、具体的には以下の方法にて行う。

- ① 社会経済指標の将来についてはパラオの関係機関の既存の戦略・計画・見通しについて協議を行いつつ設定する。
- ② モデル構築予測手法としては計量経済学手法を基本として、コンピュータソフトとしては MS-EXCEL の Add-In ソフト「Simple.E」を使用する。
- ③ 電力需要予測モデルの構成フローは下の図 4-2-2.2.2 の通りである。「前提条件ブロック」は主に社会経済戦略や計画、エネルギー価格や電力料金見通し、電力計画の数値目標などを設定し、「電力需要予測ブロック」ではセクター別電力需要、電力供給見通し、地域別電力需要を予測する。

前提条件ブロック

- (1) 社会経済指標
 - 全国と州別人口見通し
 - 名目と実質 GDP 見通し
 - 顧客数見通し
- (2) 需要先の活動と政策
 - 商業・観光産業政策
 - 新規ホテル・政府機関の投資
 - 家庭部門の所得見通し
- (3) エネルギー価格と電力料金
 - 原油・石油製品価格見通し
 - 電気料金見通し
- (4) 前提となるエネルギー政策
 - 再生可能エネルギー政策
 - 省エネルギー政策
- (5) 評価基準の検討
 - 比較対象国の一人当たり電力消費
 - 既存の電力需要見通しとの比較

需要予測ブロック

- (1) セクター別電力需要予測
 - セクター別 GDP 弾性値の計算
 - セクター別価格弾性値の計算
 - セクター別省エネ率の設定
 - セクター別予測式の構築
 - セクター別電力需要予測(MWh)
 - 送配電ロスの計算
- (2) 発電量
 - 負荷率見通し
 - 所内消費量見通し
 - 新規需要見通し
 - 発電量見通し(kWh)
 - 最大電力需要見通し(kW)
- (3) 州別電力需要見通し
 - 州別顧客数見通し
 - 州別顧客当たり電力消費見通し
 - 州別新規需要見通し
 - 州別最大需要見通し
- (4) 評価指標の計算



注意：設定したセクターは商業部門、公共部門、家庭部門、送配電ロスである。

図 4-2-2.2 電力需要予測フロー (2)

4-2-3 電力需要予測式

計算される電力消費セクターは商業部門・公共部門・家庭部門・送配電ロスである。これら部門の予測値を合計することで PPUC の電力需要量となる。予測の手順は以下のとおりである。

4-2-3-1 弾性値の計算

各セクターは GDP に対する弾性値を過去の推移から計算する。弾性値の計算では、2000 年から 2016 年までの全データを使った長期弾性値と 2010 年から 2016 年までのデータを使った短期弾性値の 2 つを計算し、今後の弾性値の推移を設定する。

- ・商業部門と公共部門の場合

$$\ln(\text{セクター別電力消費}) = a * \ln(\text{セクター別 GDP}) - b * \ln(\text{セクター別電力料金}) + c$$

- ・家庭部門の場合

$$\ln(\text{家庭部門での電力消費}) = a * \ln(\text{一人当たり所得}) - b * \ln(\text{家庭部門の電力料金}) + c$$

以上の式で Ln は自然対数の意、「a」は GDP 弾性値、「b」は価格弾性値となる。

4-2-3-2 予測式の設定

以上の弾性値を使い以下の式で商業部門、公共部門、家庭部門の電力需要を求める。

<商業部門と公共部門の電力需要予測式>

Y_t : セクター別電力需要 (t 年の MWh)

a : セクター部門の GDP 弾性値

b : 電気料金弾性値

省エネ率 : 省エネ効果を需要に対する比率で設定、省エネ効果は毎年累積的に効果を発する。

$$Y_t = Y_{t-1} * (1 + a * \text{セクター別 GDP 伸び率}) * (1 - b * \text{電気料金上昇率}) * (1 - \text{省エネの効果上昇率}/100)$$

<家庭部門の電力需要予測式>

Y_t : 家庭部門の電力需要 (t 年の MWh)

a : 一人当たり所得に対する弾性値

b : 電気料金弾性値

省エネの効果上昇率 : 省エネ効果を需要に対する比率で設定

$$Y_t = Y_{t-1} * (1 + a * \text{一人当たり所得伸び率}) * (1 - b * \text{電気料金上昇率}) * (1 - \text{省エネの効果上昇率}/100)$$

4-3 需要予測前提と見通し

4-3-1 人口見通し

パラオの今後の人口伸び率はパラオ財務省 (MOF) が発表しているが、今後の見通しは表 4-3-1.1 の通りである。パラオ財務省 (MOF) の見通しは 2015 年のセンサスを基にし、パラオ国民と外国人労働者を含んでいる。人口は電力顧客数、家庭部門の電力需要の大きな決定要素となる。

表 4-3-1.1 財務省 (MOF) の人口見通し

	MOF の見通し 人	伸び率 %
2015	17,661	1.6
2016	17,714	0.3
2017	17,767	0.3
2018	17,820	0.3
2019	17,873	0.3
2020	17,927	0.3
2021	17,981	0.3
2022	18,034	0.3
2023	18,088	0.3
2024	18,142	0.3
2025	18,197	0.3
2026	18,251	0.3
2027	18,306	0.3
2028	18,361	0.3
2029	18,416	0.3
2030	18,471	0.3
2035	18,750	0.3
2040	19,030	0.3
2030/15	0.3%	

注意 : 2031 年以降の人口推移については直前の伸び率にて予測

[出所] パラオ財務省

全国の人口見通しを前提に州別人口を予測すると表 4-3-1.2 の通りである。過去のデータより全国伸び率と州別伸び率の弾性値を計算し、これを起点に以下の要素を考慮して州別人口見通しとしている。

- ① 州別弾性値が 1.0 より大幅に大きいときは、将来の弾性値は経年とともに 1.0 に近づくようにする。
- ② 州別弾性値は 1.0 より大幅に小さいときは、将来の弾性値は 1.0 に近づくようにする。
- ③ 州別にホテル投資、公共建物の投資などがあるときには、これを考慮して弾性値を大きくする。

表 4-3-1.2 州別人口見通し

単位：人

	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040
Aimeliik	270	275	334	337	341	344	348	351
Airai	2,723	2,463	2,455	2,528	2,602	2,681	2,761	2,844
Koror	12,776	12,061	11,754	11,907	12,057	12,201	12,345	12,489
Melekeok	391	396	277	281	287	294	303	312
Ngaraard	581	499	413	419	426	434	442	449
Ngardmau	166	165	185	187	189	191	193	195
Ngaremlengui	317	300	350	353	357	361	364	368
Ngatpang	464	302	282	285	288	291	294	297
Ngchesar	254	266	291	295	302	309	318	328
Ngarchelong	488	435	316	321	326	332	338	344
Ngiwal	223	234	282	285	288	291	294	297
Koror+Babeldaob	18,653	17,396	16,939	17,198	17,461	17,727	17,998	18,273
Others	1,175	892	722	729	736	744	752	759
Total	19,828	18,288	17,661	17,927	18,197	18,471	18,750	19,033

注意：Others には、アンガウル (Angaur)、ハトホベイ (Hatohobei)、カヤンゲル (Kayangel)、ペリリュー (Peleliu) の人口が含まれる

[出所] 調査団作成

4-3-2 GDP 見通し

表 4-3-2.1 の「MOF outlook」は、パラオ MOF の GDP 伸び率の見通しであるが、2022 年以降は COMPACT 建設の終了により GDP 伸び率は 1 %/年前後で推移する。この見通しは、DOI の Economic Review 2017 の「Conservative scenario」とほぼ同じである。MOF の経済見通しモデルと DOI のモデルとは同じモデルを使用しているため、前提条件が同じであれば、ほぼ同じような結果となる。DOI の Economic Review 2017 によれば、「Rebound scenario」として、2022 年以降も 2% 近くで成長するケースを設定している。Rebound scenario の条件は、①ホテル建設計画の順調な推移、②観光客の回復、③米国議会によるパラオ支援の承認である。今後は IoT 産業の促進、中国からの観光客の増加などが期待できるので、「Rebound scenario」も実現性のあるシナリオと思われる。これらを総合的に判断して本需要見通しでは「Study team Outlook」として、MOF の見通しを多少上方修正した見通しを設定する。

表 4-3-2.1 GDP 伸び率の見通し

単位：%

Year	MOF Outlook	Study Team Outlook	Year	MOF Outlook	Study Team Outlook
2016	0.5	0.5	2025	1.3	2.0
2017	-0.5	1.0	2026	1.9	2.0
2018	3.0	4.0	2027	1.4	2.0
2019	4.8	4.0	2028	1.5	2.0
2020	5.2	4.0	2029	1.5	2.0
2021	3.0	3.0	2030	1.5	2.0
2022	0.1	2.0	2035/30		2.0
2023	1.1	2.0	2040/35		2.0
2024	0.9	2.0			

注意：MOF outlook は、パラオ財務省見通し
 [出所] MOF と調査団

なお、パラオと米国政府が 2010 年に合意した COMPACT（自由連合協定）経済援助内容は表 4-3-2.2 の通りである。

表 4-3-2.2 COMPACT に基づく米国からの資金援助

単位：百万 USD

	1	2	3	4	5	計
	信託基金 (注 1)	インフラ維持 (注 2)	コンパクト道路 維持 (注 3)	債務整理基 金 (注 4)	直接財政援 助金	
FY2010					13.25	13.25
FY2011		2.00		5.00	21.00	28.00
FY2012		2.00		5.00	20.75	27.75
FY2013	3.00	2.00			20.50	25.50
FY2014	3.00	2.00			18.00	23.00
FY2015	3.00	2.00			16.50	21.50
FY2016	3.00	2.00			15.00	20.00
FY2017	3.00	2.00			8.50	13.50
FY2018	3.00	2.00			7.25	12.25
FY2019	3.00	2.00			6.00	11.00
FY2020	3.00	2.00			5.00	10.00
FY2021	3.00	2.00			4.00	9.00
FY2022	3.00	2.00			3.00	8.00
FY2023	0.25	2.00			2.00	4.25
FY2024		2.00				2.00
計	30.25	28.00	3.00	10.00	160.75	232.00

注 1 米国から提供された基金を運用して、その運用益をパラオの財政に入れ込むためのもの。1994-2009 財政年度で 7000 万ドルが既に提供されている。

注 2 米国により作られたインフラ維持のため資金、パラオ側も毎年 60 万ドルを拠出している。

注 3 支払時期は明示されていない。

注 4 未払い金精算のための資金。

[出所] 日本の外務省関連団体「一般財団法人霞関会」のホーム・ページ

4-3-3 原油価格見通し

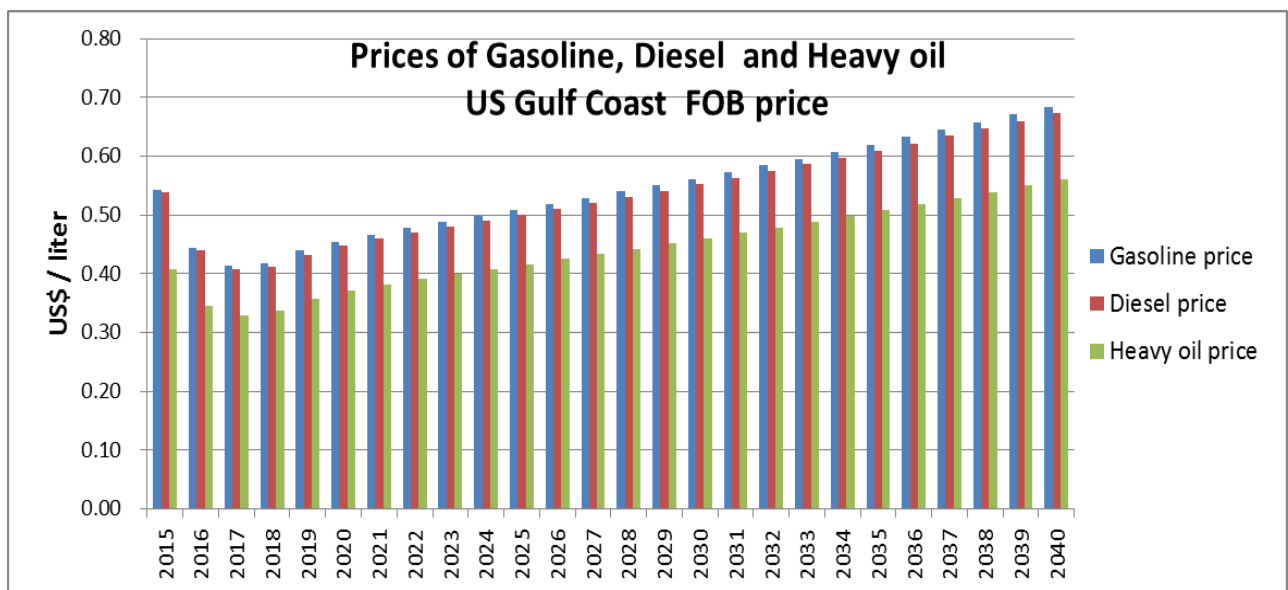
2018年3月時点、ニューヨークのWTI（West Texas Intermediate）価格はバーレル当たり55~65ドル前後で推移しているが、サウジアラビアなどの原油輸出国では、今後はドルの目減り（ドル・インフレ）分は原油価格の上昇を期待するとしている。米国のインフレ率を2%とすると原油価格は2016年から2040年には年率2%ほど上昇することになる。しかし、最近のシェールオイルやシェールガスの供給状況および、EUでの自動車燃料規制を考慮すると原油価格は2016年のIEA見通しほど上昇しないと思われる。したがって表4-3-3.1の原油価格を前提とする。

表 4-3-3.1 WTI 価格の見通し

Year	US\$/bbl.	%	Year	US\$/bbl.	%
2015	50		2028	72	
2016	45	-10.0	2029	73	2.0
2017	50	11.1	2030	75	2.0
2018	55	10.0	2031	76	2.0
2019	60	9.1	2032	78	2.0
2020	61	2.0	2033	79	2.0
2021	62	2.0	2034	81	2.0
2022	64	2.0	2035	82	2.0
2023	65	2.0	2036	84	2.0
2024	66	2.0	2037	86	2.0
2025	68	2.0	2038	87	2.0
2026	69	2.0	2039	89	2.0
2027	70	2.0	2040	91	2.0

注意：原油価格は2015年価格，
 [出所] 実績データはBP統計

図4-3-3.1はWTIに連動した米国のGulf Coastの輸出石油製品価格見通しで、この価格はシンガポールからの輸出石油製品価格とほぼ同じである。



[出所] 調査団作成

図 4-3-3.1 WTI に連動した輸出石油製品価格見通し

4-3-4 電力料金見通し

電力料金は、原油価格の弾性値 0.2~0.1 の範囲で、原油価格の伸び率に比例して変動すると設定されている。表 4-3-4.1 は電力料金カテゴリーであるが、予測では各セクターの第 2 カテゴリーを予測に使用する。

表 4-3-4.1 電力料金カテゴリー分類

	Tariff category before 2011	Tariff category after 2012	Abbreviation
Residential	0 – 500 kWh	0-150 k Wh	RA
	501 – 2000 kWh	151-500 k Wh	RB
	2000 kWh over	500 k Wh+	RC
Commercial	0-150,000 kWh		CA
	150,001-250,000 kWh	Same to the left	CB
	250,001 kWh over		CC
Government	0-150,000 kWh		GA
	150,001-250,000 kWh	Same to the left	GB
	250,001 kWh over		GC

[出所] PPUC

セクター別の第 2 カテゴリーの名目電力料金と実質電力料金の見通しは、以下の表 4-3-4.2 の通りであり、全体的に電力料金の上昇は見込めない状況にある。その理由として大幅に原油価格は上昇しないこと、再生可能エネルギーの LCOE (Levelized Cost of Electricity) が長期的に低下傾向にあることなどが挙げられる。

表 4-3-4.2 セクター別第 2 カテゴリーの見通し

単位：US\$ / kWh

	Nominal			Real at 2017p		
	Residential RB	Commercial CB	Government GB	Residential RB	Commercial CB	Government GB
2016	0.25	0.30	0.30	0.25	0.30	0.30
2017	0.25	0.32	0.32	0.25	0.32	0.32
2018	0.25	0.33	0.33	0.25	0.33	0.33
2019	0.26	0.33	0.33	0.25	0.33	0.33
2020	0.26	0.33	0.33	0.25	0.33	0.33
2021	0.26	0.33	0.33	0.25	0.33	0.33
2022	0.26	0.34	0.34	0.25	0.33	0.33
2023	0.26	0.34	0.34	0.25	0.33	0.33
2024	0.26	0.34	0.34	0.25	0.33	0.33
2025	0.26	0.34	0.34	0.25	0.33	0.33
2026	0.26	0.34	0.34	0.25	0.33	0.33
2027	0.26	0.34	0.34	0.25	0.33	0.33
2028	0.26	0.34	0.34	0.25	0.33	0.33
2029	0.26	0.34	0.34	0.25	0.33	0.33
2030	0.26	0.34	0.34	0.25	0.33	0.33
2035	0.26	0.34	0.34	0.25	0.33	0.33
2040	0.26	0.34	0.34	0.25	0.33	0.33

[出所] 調査団作成

4-3-5 顧客数見通し

表 4-3-5.1 と表 4-3-5.2 は州別の顧客数予測値とその伸び率である。顧客数予測は州別人口見通しに対して弾性値を設定することで予測している。顧客数予測はセクター別比率（商業部門、公共部門、家庭部門）でさらに分類され、州別セクター別需要予測に使われる。

表 4-3-5.1 州別の顧客数予測値

単位：顧客数

States	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2025	2030	2035	2040
Aimeliik	156	177	178	178	178	178	180	182	184	185
Airai	779	821	826	831	836	841	867	894	922	951
Koror	4,673	4,678	4,690	4,702	4,714	4,726	4,785	4,842	4,899	4,956
Melekeok	143	147	147	147	148	148	151	155	160	164
Ngaraard	193	184	184	185	185	186	189	192	195	199
Ngardmau	84	90	91	91	91	91	92	93	94	95
Ngaremlengui	145	139	140	140	140	141	142	143	145	146
Ngatpang	101	100	101	101	101	101	102	103	104	105
Ngchesar	99	94	94	95	95	95	97	99	102	105
Ngarchelong	171	176	177	177	178	178	181	184	187	190
Ngiwal	98	99	99	99	99	99	100	101	102	103
Total	6,642	6,706	6,726	6,746	6,766	6,786	6,887	6,990	7,094	7,201

[出所] 調査団作成

表 4-3-5.2 州別の顧客伸び率

単位：%

	2020/15	2025/20	2030/25	2035/30	2035/30	2040/35	2030/17
Aimeliik	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2
Airai	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6
Koror	0.3	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2
Melekeok	0.3	0.4	0.5	0.6	0.6	0.6	0.4
Ngaraard	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3
Ngardmau	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2
Ngaremlengui	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2
Ngatpang	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2
Ngchesar	0.3	0.4	0.5	0.6	0.6	0.6	0.4
Ngarchelong	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3
Ngiwal	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2
Total	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3

[出所] 調査団作成

4-3-6 予想される新規需要

4-3-6-1 新規投資による電力需要見通し

第 2 章で述べた 60 件ほどのホテル等の投資案件から州別電力需要を推定すると、表 4-3-6.1、表 4-3-6.2、表 4-3-6.3 の通りである。

表 4-3-6-1.1 コロール (Koror) と アイライ (Airai) の新規電力需要見通し

単位：kW

	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2030	2035
a) New hotel for 2000 rooms	245	343	490	637	784	980	1,005	1,034
b) Public facility in Airai						10	23	34
c) Prison						28	28	28
Total	245	343	490	637	784	1,018	1,056	1,095

注意：大規模ホテルとは客室 50 以上のホテルである。小規模ホテルとは客室 20 以下のホテルである。

注意：ホテルの部屋稼働率 70%、ホテルの電力利用の同時率 70%としている。

注意：a)の計算式：2000 rooms * 70% operation * 1.0kW /room * 70%の同時率 = 980 kW

注意：b)の計算式：50 rooms * 50% operation * 0.5kW /room * 80%の同時率 = 10 kW

注意：c)の計算式：100 persons * 70% operation * 0.5 kW/room * 80%の同時率 = 28 kW

[出所] 調査団作成

表 4-3-6-1.2 マルキョク (Melekeok) と エサル (Ngchesar) の新規電力需要見通し

単位：kW

	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2030	2035
a) Government office				24	40	56	88	108
b) Embassy						17	112	112
c) Big hotel				70	70	84	98	98
d) Small hotels				29	39	49	98	98
Total				123	149	206	396	416

注意：a)の計算式：100 rooms*30% / rooms* 80%の同時率 = 24 kW

注意：b)の計算式：20 embassies *10 kW / one embassy * 70% operation * 80%の同時率 = 112 kW

注意：c)の計算式：(50 rooms*2 hotels)* 70% operation * 1.0 kW /room * 70%の同時率 = 98 kW

注意：d)の計算式：(20rooms*10 hotels) * 70% operation*1.0 kW/room* 70%の同時率 = 98 kW

[出所] 調査団作成

表 4-3-6-1.3 ガラロン (Ngarchelong) と ガラルド (Ngaraard) の新規電力需要見通し

単位：kW

	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2030	2035
a) Big hotel with 150rooms						53	74	74
b) Big hotel with 300 rooms						105	147	147
c)10 Small hotel				39	59	78	176	196
Total				39	59	236	397	417

注意：a)の計算式：150 室 * 70%稼働 * 1 k W/室 * 70%の同時率 = 74 kW

注意：b)の計算式：300 室 * 70%稼働 * 1 k W/室 * 70%の同時率 = 147 kW

注意：c)の計算式：20 rooms*18 hotels * 70% operation*1.0 kW/room* 70%の同時率 = 176 kW

[出所] 調査団作成

4-3-6-2 州別新規電力需要見通し

新規のリゾート・ホテルなどの電力需要および政府系建物による電力需要を現在の投資計画から推定すると表 4-3-6-2.1 の通りである。

表 4-3-6-2.1 予想される新規需要

単位：kW

	アイメリーク Aimeliik	アイライ Airai	コロル Koror	マルキョク Melekeok	Ngaraard	ガラルム Ngardman	ガラスマオ Ngardman	Ngarenlengui	アルモノグイ Ngatpang	ガツパン Ngatpang	エサール Ngchesar	Ngarchelong	ガロン Ngirwal	ニワール Ngirwal	合計 Total
2020	0	28	245	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	273
2021	0	77	294	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	371
2022	0	126	392	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	518
2023	0	175	490	123	29	0	0	0	0	0	0	10	0	0	828
2024	0	224	588	149	39	0	0	0	0	0	0	20	0	0	1,020
2025	0	283	735	206	207	0	0	0	0	0	0	29	0	0	1,460
2026	0	288	735	235	216	0	0	0	0	0	0	39	0	0	1,513
2027	0	299	735	295	258	0	0	0	0	0	0	49	0	0	1,635
2028	0	304	735	368	267	0	0	0	0	0	0	59	0	0	1,734
2029	0	313	735	382	309	0	0	0	0	0	0	69	0	0	1,807
2030	0	321	735	396	319	0	0	0	0	0	0	78	0	0	1,849
2031	0	330	735	400	319	0	0	0	0	0	0	88	0	0	1,872
2032	0	339	735	404	319	0	0	0	0	0	0	98	0	0	1,895
2033	0	349	735	408	319	0	0	0	0	0	0	98	0	0	1,908
2034	0	354	735	412	319	0	0	0	0	0	0	98	0	0	1,918
2035	0	360	735	416	319	0	0	0	0	0	0	98	0	0	1,928

[出所] Study Team

4-3-7 省エネルギーの見通し

パラオでは、省エネルギーを電力政策の重要な柱としている。ただ、2017年時点では、政府機関および大型商業施設において、体系的な省エネ活動は行っていない。しかし、今後は政府系建物や商業施設においてビルの省エネ・照明関連の省エネ・家庭で使用する省エネタイプの電気器具の普及などが行われる予定で、ここでは以下の状況を前提とする。

前提1：IEAによれば、世界の省エネ率（対前年に対するエネルギー原単位の効率向上）は、0.5% / 年で上昇している。パラオの家庭部門においてもこの程度の省エネは行われるものとする。

前提2：パラオの省エネルギー計画に従って、商業部門と政府系部門の設備は年間1.0%/年の省エネが進むとする。

以上を指数化したものが表4-3-7.1である。

表 4-3-7.1 セクター別省エネ指数の設定

	商業部門 Commercial		政府系部門 Government & Public		家庭部門 Residential	
	EEC rate	EE&C Indicator	EEC rate	EE&C Indicator	EEC rate	EE&C Indicator
	Saving %	2015 = 100	Saving %	2015 = 100	Saving %	2015 = 100
2017	0.0	100.0	0.0	100.0	0.0	100.0
2018	0.5	99.5	0.5	99.5	0.5	99.5
2019	0.5	99.0	0.5	99.0	0.5	99.0
2020	0.5	98.5	0.5	98.5	0.5	98.5
2021	0.5	98.0	0.5	98.0	0.5	98.0
2022	0.5	97.5	0.5	97.5	0.5	97.5
2023	0.5	97.0	0.5	97.0	0.5	97.0
2024	0.5	96.6	0.5	96.6	0.5	96.6
2025	0.5	96.1	0.5	96.1	0.5	96.1
2026	1.0	95.1	1.0	95.1	0.5	95.6
2027	1.0	94.2	1.0	94.2	0.5	95.1
2028	1.0	93.2	1.0	93.2	0.5	94.6
2029	1.0	92.3	1.0	92.3	0.5	94.2
2030	1.0	91.4	1.0	91.4	0.5	93.7
2031	1.0	90.4	1.0	90.4	0.5	93.2
2032	1.0	89.5	1.0	89.5	0.5	92.8
2033	1.0	88.6	1.0	88.6	0.5	92.3
2034	1.0	87.8	1.0	87.8	0.5	91.8
2035	1.0	86.9	1.0	86.9	0.5	91.4
2036	1.0	86.0	1.0	86.0	0.5	90.9
2037	1.0	85.2	1.0	85.2	0.5	90.5
2038	1.0	84.3	1.0	84.3	0.5	90.0
2039	1.0	83.5	1.0	83.5	0.5	89.6
2040	1.0	82.6	1.0	82.6	0.5	89.1

[出所] 調査団作成

4-4 電力需要予測結果

4-4-1 セクター別電力需要予測

商業部門 (Commercial)、公共部門 (Public use)、家庭部門 (Residential)、送配電ロス (T/D-loss) 別の電力エネルギー需要は表 4-4-1.1 のとおりである。2016 年から 2030 年までの平均電力需要伸び率は 2.9 % / 年で、2016 年から 2020 年の間は 3.7 % / 年、2020 年から 2025 年の間は 3.5 % / 年、2025 年から 2030 年の間は 1.7 % / 年である。

また、表 4-4-1.2 にセクター別需要構成比、図 4-4-1.1 にセクター別需要見通し、図 4-4-1.2 に同構成を示す。

表 4-4-1.1 セクター別電力需要見通し

単位：MWh

Year	Residential	Commercial	Public use	T/D loss	Total
2016	25,877	25,205	19,846	8,382	79,311
2017	26,040	25,590	19,979	8,851	80,459
2018	26,728	27,111	20,429	9,179	83,447
2019	27,440	28,692	20,889	9,519	86,541
2020	28,209	31,984	21,543	10,102	91,839
2021	28,747	33,924	21,876	10,450	94,997
2022	29,041	35,729	22,062	10,732	97,565
2023	29,337	38,464	22,408	11,149	101,359
2024	29,636	40,500	22,703	11,475	104,314
2025	29,937	44,005	23,175	12,003	109,121
2026	30,243	44,966	23,381	12,185	110,775
2027	30,550	46,239	23,736	12,424	112,949
2028	30,861	47,225	24,237	12,647	114,969
2029	31,175	48,430	24,366	12,850	116,822
2030	31,493	49,442	24,495	13,031	118,461
2031	31,813	50,338	24,625	13,197	119,973
2032	32,137	51,246	24,756	13,365	121,504
2033	32,464	52,104	24,886	13,528	122,982
2034	32,795	52,975	24,994	13,690	124,453
2035	33,128	53,860	25,102	13,854	125,944
2040	34,849	58,491	25,646	14,706	133,692
2020/16	2.2 %	6.1 %	2.1 %	4.8 %	3.7 %
2025/20	1.2 %	6.6 %	1.5 %	3.5 %	3.5 %
2030/25	1.0 %	2.4 %	1.1 %	1.7 %	1.7 %
2035/30	1.0 %	1.7 %	0.5 %	1.2 %	1.2 %
2040/35	1.0 %	1.7 %	0.4 %	1.2 %	1.2 %
2030/16	2.1 %	4.8 %	1.6 %	1.7 %	2.9 %

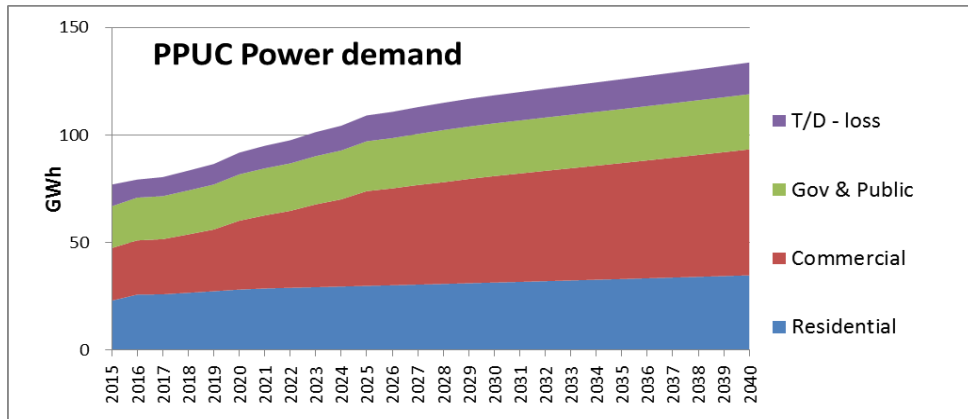
[出所] 調査団作成

表 4-4-1.2 セクター別需要構成比

単位：%

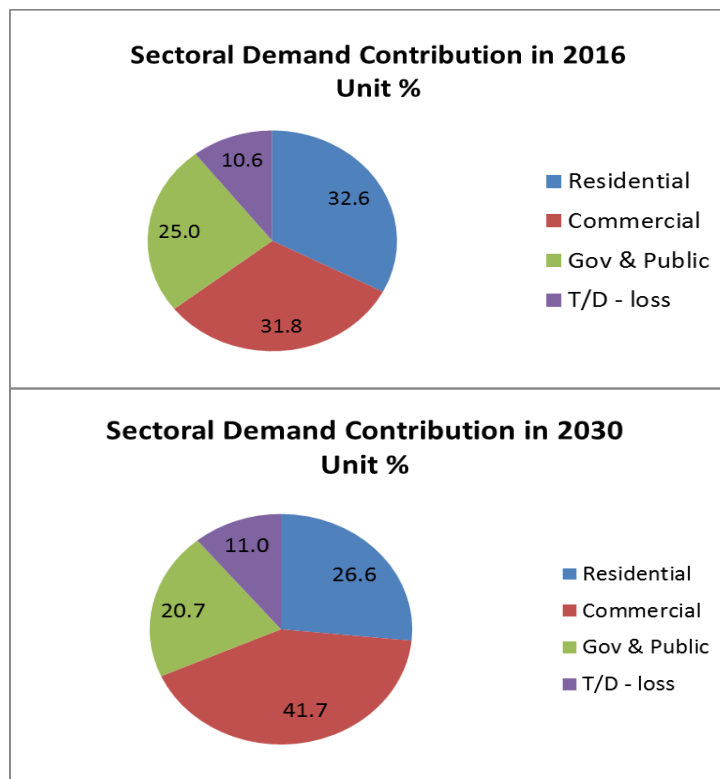
	2016	2020	2025	2030	2035	2040
家庭部門(Residential)	32	31	27	26	26	26
商業部門(Commercial)	32	35	41	42	43	44
公共部門(Public use)	25	23	21	21	20	19
送配電ロス(T/D- loss)	11	11	11	11	11	11
Total	100	100	100	100	100	100

[出所] 調査団作成



[出所] 調査団作成

図 4-4-1.1 セクター別需要見通し



[出所] 調査団作成

図 4-4-1.2 セクター別需要構成比

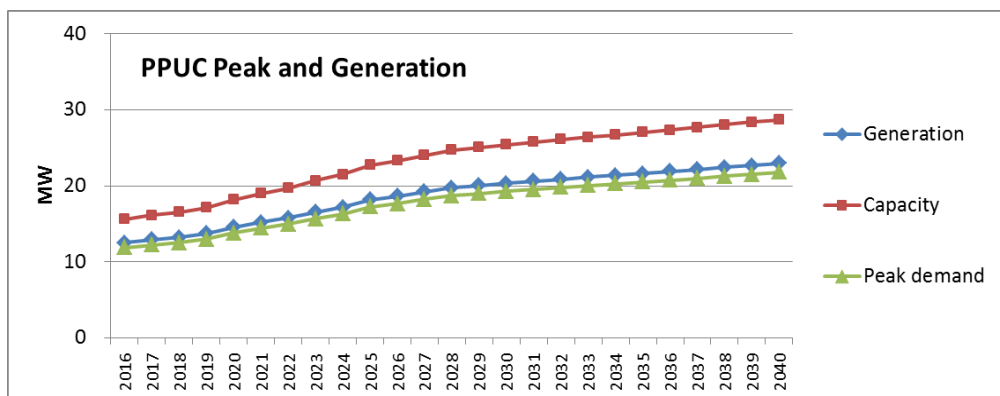
4-4-2 PPUC の電力需要予測

PPUC の電力エネルギー需要量 (Power demand)、最大発電量 (Peak generation)、発電量 (Gross generation)、負荷率 (Load factor)、所内消費量 (Own use) は表 4-4-2.1 及び 4-4-2.1 のとおりである。2016 年から 2030 年間の最大電力需要量 (MW) の伸び率は 3.5%/年、電力需要量 (MWh) 伸び率は 2.9%/年である。

表 4-4-2.1 PPUC の電力需要見通し

	Power demand	Peak demand	Gross generation	Gross peak generation	Load factor	Own use	Own use rate
	MWh	kW	MWh	kW	%	MWh	%
2016	79,310	11,840	83,430	12,490	76.3	4,350	5.2
2017	80,460	12,230	84,870	12,900	76.0	4,413	5.2
2018	83,450	12,530	88,020	13,220	76.0	4,577	5.2
2019	86,540	13,000	91,290	13,710	76.0	4,747	5.2
2020	91,840	13,790	96,880	14,550	76.0	5,038	5.2
2021	95,000	14,410	100,210	15,200	75.2	5,211	5.2
2022	97,560	14,950	102,920	15,770	74.5	5,352	5.2
2023	101,360	15,690	106,920	16,550	73.7	5,560	5.2
2024	104,310	16,310	110,040	17,210	73.0	5,722	5.2
2025	109,120	17,240	115,110	18,180	72.3	5,986	5.2
2026	110,770	17,670	116,850	18,640	71.6	6,076	5.2
2027	112,950	18,200	119,140	19,200	70.8	6,196	5.2
2028	114,970	18,710	121,270	19,740	70.1	6,306	5.2
2029	116,820	19,020	123,230	20,060	70.1	6,408	5.2
2030	118,460	19,280	124,960	20,340	70.1	6,498	5.2
2031	119,970	19,530	126,550	20,600	70.1	6,581	5.2
2032	121,500	19,780	128,170	20,860	70.1	6,665	5.2
2033	122,980	20,020	129,730	21,120	70.1	6,746	5.2
2034	124,450	20,260	131,280	21,370	70.1	6,827	5.2
2035	125,940	20,500	132,850	21,630	70.1	6,908	5.2
2036	127,450	20,750	134,440	21,880	70.1	6,991	5.2
2037	128,980	21,000	136,060	22,150	70.1	7,075	5.2
2038	130,530	21,250	137,690	22,410	70.1	7,160	5.2
2039	132,100	21,500	139,350	22,680	70.1	7,246	5.2
2040	133,690	21,760	141,030	22,960	70.1	7,333	5.2
2020/16	3.7 %	3.9 %	3.8 %	3.9 %	-0.1 %	3.6 %	
2025/20	3.5 %	4.6 %	3.5 %	4.6 %	-1.0 %	3.5 %	
2030/25	1.7 %	2.3 %	1.7 %	2.3 %	-0.6 %	1.7 %	
2035/30	1.2 %	1.2 %	1.2 %	1.2 %	0.0 %	1.2 %	
2040/35	1.2 %	1.2 %	1.2 %	1.2 %	0.0 %	1.2 %	
2030/15	2.9 %	3.5 %	2.9 %	3.5 %	-0.6 %	2.9 %	

[出所] 調査団作成



[出所] 調査団作成

図 4-4-2.1 PPUC の発電量、ピーク需要、必要能力

4-4-3 州別電力需要予測

4-4-3-1 州別セクター別需要予測 (MWh)

これまでの全国のセクター別需要、州別の人口、州別の新規需要、セクター別顧客当たり需要量を使って、州別セクター別の需要予測をすると以下の表 4-4-3-1.1～4-4-3-1.5 の通りである。

表 4-4-3-1.1 商業部門の州別電力需要予測

単位：MWh

	2016	2017	2018	2019	2020	2025	2030	2035
Aimeliik	97	99	105	110	117	134	148	162
Airai	3,570	3,642	3,878	4,124	4,387	6,808	7,687	8,661
Koror	20,716	21,016	22,246	23,525	26,493	33,495	36,439	39,594
Melekeok	438	444	471	498	527	1,487	1,974	2,059
Ngaraard	189	192	203	215	227	1,620	2,385	2,416
Ngardmau	51	52	55	58	61	70	77	85
Ngaremlengui	79	80	84	89	94	108	119	130
Ngatpang	23	23	25	26	27	31	35	38
Ngchesar	4	4	4	4	4	5	6	6
Ngarchelong	10	10	11	12	12	208	531	662
Ngiwal	28	28	30	32	34	38	42	46
Koror+Babeldaob	25,205	25,590	27,111	28,692	31,984	44,005	49,442	53,860

注意：既存商業施設は GDP 伸び率に対して弾性値 0.4 で伸びる

注意：新規需要は、2017 年 9 月の投資計画を前提に伸び率を加算して求めている。

注意：合計値は、全国商業部門と一致している。

〔出所〕 調査団作成

表 4-4-3-1.2 公共部門の州別電力需要予測

単位：MWh

	2016	2017	2018	2019	2020	2025	2030	2035
Aimeliik	1,789	1,797	1,834	1,872	1,910	1,988	2,003	2,018
Airai	7,194	7,263	7,448	7,638	8,017	8,600	8,959	9,309
Koror	9,296	9,343	9,538	9,737	9,939	10,358	10,446	10,532
Melekeok	852	857	875	893	912	1,433	2,282	2,431
Ngaraard	90	90	92	94	96	100	101	102
Ngardmau	27	27	28	28	29	30	30	30
Ngaremlengui	207	208	213	217	222	231	232	234
Ngatpang	124	124	127	130	132	138	139	140
Ngchesar	61	61	62	64	65	68	69	70
Ngarchelong	134	135	138	140	143	150	151	153
Ngiwal	73	74	75	77	78	81	82	83
Koror+Babeldaob	19,846	19,979	20,429	20,889	21,543	23,175	24,495	25,102

注意：既存公共施設は GDP 伸び率に対して弾性値 0.3 で伸びる

注意：新規需要は、2017 年 9 月の投資計画を前提に伸び率を加算して求めている。

注意：合計値は、全国公共部門と一致している。

〔出所〕 調査団作成

表 4-4-3-1.3 家庭部門の州別電力需要予測

単位：MWh

	2016	2017	2018	2019	2020	2025	2030	2035
Aimeliik	820	824	845	866	890	938	982	1,027
Airai	4,383	4,423	4,552	4,686	4,830	5,194	5,541	5,909
Koror	17,692	17,793	18,254	18,730	19,244	20,356	21,331	22,343
Melekeok	1,329	1,337	1,372	1,408	1,447	1,544	1,638	1,746
Ngaraard	247	248	255	261	269	286	301	317
Ngardmau	143	143	147	151	155	163	171	179
Ngaremlengui	314	315	323	332	341	359	376	393
Ngatpang	218	220	225	231	237	250	262	274
Ngchesar	209	210	216	222	228	243	258	275
Ngarchelong	329	331	339	348	358	380	401	423
Ngiwal	195	196	201	206	211	223	233	244
Koror+Babeldaob	25,877	26,040	26,728	27,440	28,209	29,937	31,493	33,128

注意：既存家庭部門は一人当たり GDP 伸び率に対して弾性値 0.5 で伸びる

注意：合計値は、全国家庭部門と一致している。

[出所] 調査団作成

表 4-4-3-1.4 送配電 (T/D) 州別ロスの予測

単位：MWh

	2016	2017	2018	2019	2020	2025	2030	2035
Aimeliik	320	336	344	352	360	378	387	396
Airai	1,790	1,894	1,962	2,033	2,130	2,546	2,742	2,951
Koror	5,637	5,951	6,184	6,426	6,881	7,936	8,431	8,957
Melekeok	309	326	336	346	357	552	728	771
Ngaraard	62	65	68	70	73	248	344	350
Ngardmau	26	27	28	29	30	33	34	36
Ngaremlengui	71	75	77	79	81	86	90	94
Ngatpang	43	45	47	48	49	52	54	56
Ngchesar	32	34	35	36	37	39	41	43
Ngarchelong	56	59	60	62	64	91	134	153
Ngiwal	35	37	38	39	40	42	44	46
Koror+Babeldaob	8,382	8,851	9,179	9,519	10,102	12,003	13,031	13,854

注意：全国の T/D ロスを州別需要で配布している。

注意：合計値は、全国 T/D ロスと一致している。

[出所] 調査団作成

表 4-4-3-1.5 州別電力需要予測

単位：MWh

	2016	2017	2018	2019	2020	2025	2030	2035
Aimeliik	3,026	3,056	3,127	3,201	3,277	3,438	3,519	3,603
Airai	16,937	17,222	17,840	18,481	19,365	23,149	24,929	26,830
Koror	53,341	54,103	56,222	58,417	62,558	72,145	76,648	81,425
Melekeok	2,928	2,964	3,053	3,145	3,242	5,016	6,623	7,007
Ngaraard	587	595	617	640	665	2,253	3,131	3,186
Ngardmau	247	250	258	266	275	296	313	331
Ngaremlengui	671	678	697	717	737	784	817	851
Ngatpang	408	413	423	434	446	471	489	507
Ngchesar	306	309	317	325	334	355	374	395
Ngarchelong	529	535	548	562	577	829	1,218	1,390
Ngawal	331	334	343	353	363	385	401	419
Koror+Babeldaob	79,311	80,459	83,447	86,541	91,839	109,121	118,461	125,944

注意：本表は、商業部門、公共部門、家庭部門、T/D ロスを合計したものである。

[出所] 調査団作成

4-4-3-2 州別ピーク需要予測 (kW)

セクター別電力需要予測 (MWh) をベースに、全国の負荷率 (Load Factor) を使って、ピーク需要を予測すると表 4-4-3-2.1 の通りである。表 4-4-3-2.2 はピーク需要、表 4-4-3-2.3 は州別構成比である。

表 4-4-3-2.1 州別ピーク需要予測

単位：kW

	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Aimeliik	453	459	470	481	492	505	514	524	533
Airai	2,535	2,587	2,680	2,776	2,909	3,071	3,209	3,351	3,496
Koror	7,985	8,127	8,445	8,775	9,396	9,807	10,176	10,554	10,941
Melekeok	438	445	459	472	487	503	515	668	712
Ngaraard	88	89	93	96	100	104	106	143	157
Ngardmau	37	38	39	40	41	43	44	45	46
Ngaremlengui	100	102	105	108	111	114	116	119	121
Ngatpang	61	62	64	65	67	69	70	72	73
Ngchesar	46	46	48	49	50	52	53	54	55
Ngarchelong	79	80	82	84	87	89	91	104	117
Ngawal	49	50	52	53	54	56	57	58	60
Total	11,870	12,090	12,530	13,000	13,790	14,410	14,950	15,690	16,310
	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2035
Aimeliik	543	551	559	568	570	573	576	578	586
Airai	3,656	3,745	3,844	3,937	3,997	4,058	4,120	4,182	4,367
Koror	11,395	11,650	11,911	12,178	12,327	12,477	12,628	12,782	13,254
Melekeok	792	841	927	1,031	1,054	1,078	1,090	1,103	1,141
Ngaraard	356	373	427	445	496	510	511	513	519
Ngardmau	47	48	49	50	50	51	52	52	54
Ngaremlengui	124	126	128	131	132	133	134	135	139
Ngatpang	74	76	77	78	79	80	80	81	83
Ngchesar	56	57	58	60	60	61	61	62	64
Ngarchelong	131	145	159	173	186	198	211	224	226
Ngawal	61	62	63	64	65	65	66	66	68
Total	17,240	17,670	18,200	18,710	19,020	19,280	19,529	19,778	20,501

[出所] 調査団作成

表 4-4-3-2.2 州別ピーク需要構成比

単位：%

	2016	2017	2018	2019	2020	2025	2030	2035
Aimeliik	3.8	3.8	3.7	3.7	3.6	3.2	3.0	2.9
Airai	21.4	21.4	21.4	21.4	21.1	21.2	21.0	21.3
Koror	67.3	67.2	67.4	67.5	68.1	66.1	64.7	64.7
Melekeok	3.7	3.7	3.7	3.6	3.5	4.6	5.6	5.6
Ngaraard	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	2.1	2.6	2.5
Ngardmau	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3
Ngaremlengui	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.7	0.7	0.7
Ngatpang	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.4	0.4	0.4
Ngchesar	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.3	0.3	0.3
Ngarchelong	0.7	0.7	0.7	0.6	0.6	0.8	1.0	1.1
Ngiwal	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.3	0.3
Koror+Babeldaob	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0

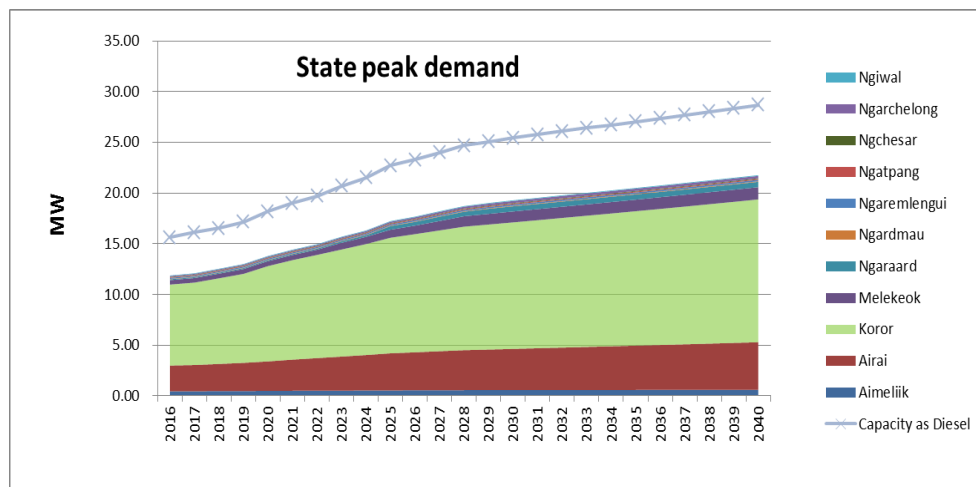
[出所] 調査団作成

表 4-4-3-2.3 州別ピーク需要伸び率

単位：%

	2020/16	2025/20	2030/25	2035/30	2040/35	2030/16
Aimeliik	2.1	2.0	1.1	0.5	0.5	2.5
Airai	3.5	4.7	2.1	1.5	1.4	3.6
Koror	4.2	3.9	1.8	1.2	1.2	3.2
Melekeok	2.7	10.2	6.4	1.1	1.1	6.6
Ngaraard	3.2	28.9	7.4	0.3	0.4	12.3
Ngardmau	2.8	2.5	1.7	1.1	1.1	3.0
Ngaremlengui	2.5	2.3	1.4	0.8	0.8	1.8
Ngatpang	2.3	2.1	1.4	0.7	0.7	2.0
Ngchesar	2.3	2.3	1.6	1.1	1.1	2.0
Ngarchelong	2.3	8.6	8.6	2.7	0.4	6.9
Ngiwal	2.4	2.2	1.5	0.8	0.9	2.2
Koror+Babeldaob	3.8	4.6	2.3	1.2	1.2	3.6

[出所] 調査団作成



[出所] 調査団作成

図 4-4-3-2.1 州別ピーク需要と必要能力

4-4-4 ケーススタディー

新規投資による電力需要は、コロール (Koror)、アイライ (Airai)、マルキョク (Melekeok)、ガラルド (Ngaraard)、ガラロン (Ngarchelong) で増加が想定されるが、これまでの新規需要を Base ケースとしたとき、High ケースとして「この新規需要が2倍になった時」、また、Low ケースとして「この新規需要がなくなったとき」を想定して表 4-4-4.1 に示す3つのケースを考える。

表 4-4-4.1 各ケースの新規需要一覧 (最大需要時)

	単位	2019	2020	2025	2030	2035
High case	kW	0	546	2,920	3,698	3,856
Base case	kW	0	273	1,460	1,849	1,928
Low case	kW	0	0	0	0	0

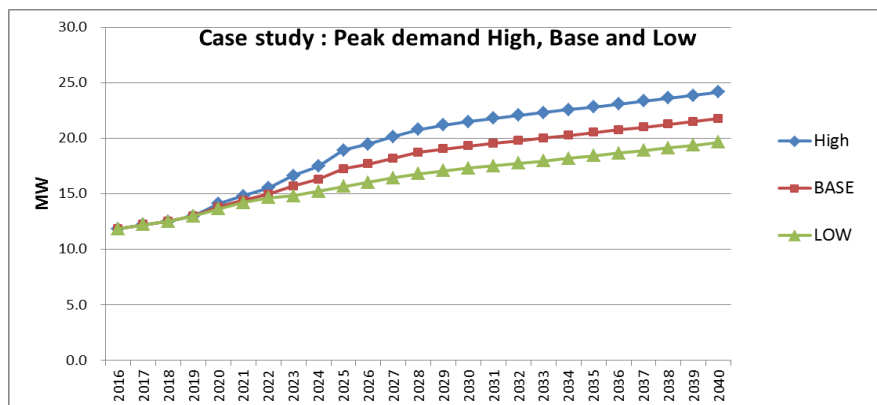
以上の前提で、各ケースの既存需要を含めた最大需要を計算すると以下の表 4-4-4.2 及び図 4-4-4.1 に示すとおりである。

表 4-4-4.2 各ケースの最大需要

単位 : MW

	High	Base	Low
2019	13.0	13.0	13.0
2020	14.1	13.8	13.6
2021	14.8	14.4	14.2
2022	15.5	15.0	14.7
2023	16.6	15.7	14.8
2024	17.5	16.3	15.2
2025	18.9	17.2	15.6
2026	19.5	17.7	16.0
2027	20.1	18.2	16.4
2028	20.8	18.7	16.8
2029	21.2	19.0	17.1
2030	21.5	19.3	17.3
2035	22.8	20.5	18.4
2040	24.1	21.8	19.6

[出所] 調査団作成

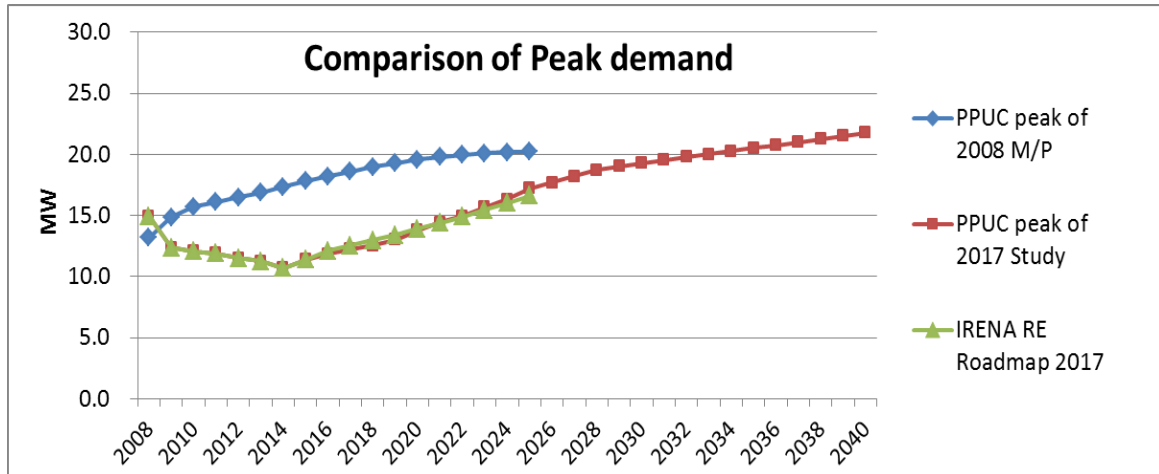


[出所] 調査団作成

図 4-4-4.1 High Base Low ケースの最大需要

4-4-5 既存需要見通しとの比較

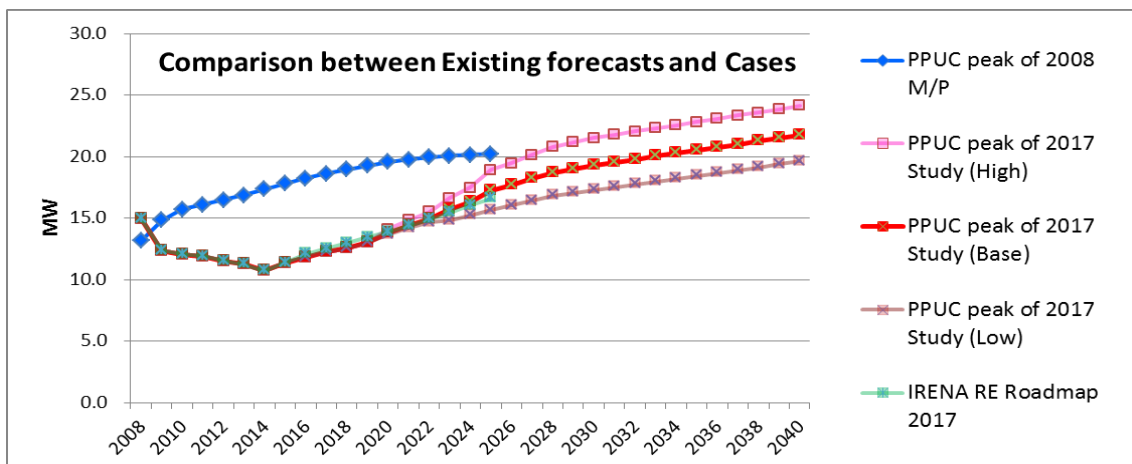
2008年に作成した「電力供給マスタープラン」、IRENAの作成した「Palau Energy Roadmap 2017」と今回の需要予測を比較すると図4-4-5.1に示す通りである。3つの予測とも2030年には、おおよそ20 MWに到達すると想定される。



[出所] 2008年の電力供給マスタープラン、IRENAのRenewable Energy Roadmap 2017
 本需要予測は調査団作成

図4-4-5.1 既存需要見通しとの比較

なお、本プロジェクトのHigh, Base, Lowケースをグラフに書き加えると図4-4-5.2に示す通りとなる。2030年でのHigh caseのピーク需要は21.2 MW、Base caseでは19.3 MW、Low caseでは17.1 MWである。

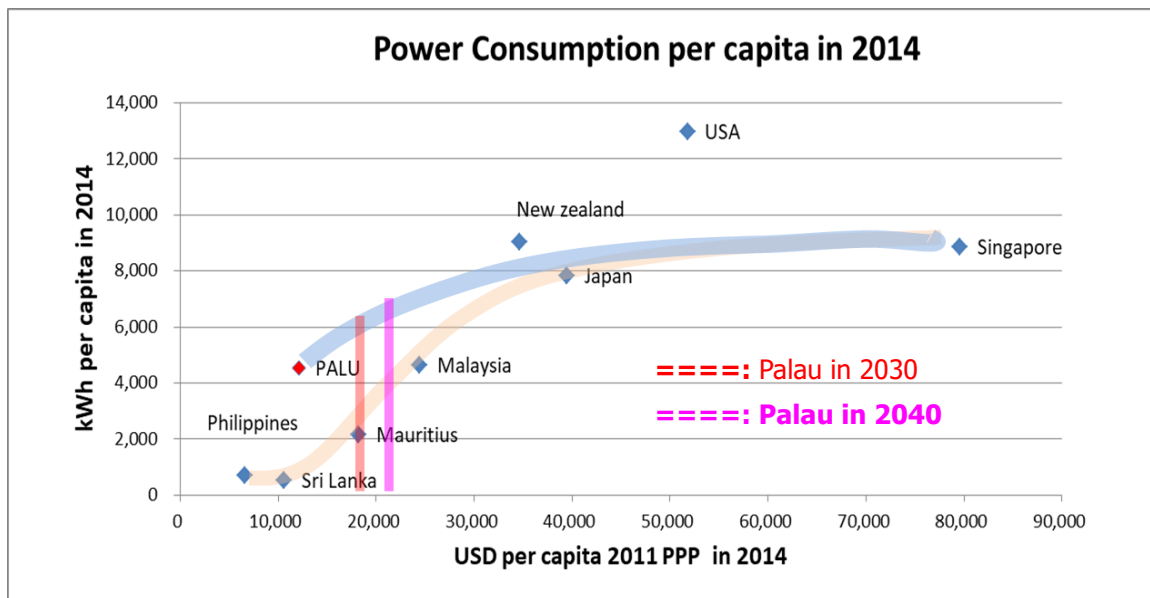


[出所] 2008年の電力供給マスタープラン、IRENAのRenewable Energy Roadmap 2017
 PPUC peak of 2017 Studyは調査団作成

図4-4-5.2 既存需要見通しとのHigh, Base, Lowケース比較

4-4-6 国際比較

米国、日本、シンガポール (Singapore)、ニュージーランド (New Zealand)、マレーシア (Malaysia)、フィリピン (Philippines)、モーリシャス (Mauritius)、スリランカ (Sri Lanka) などとパラオの 2030 年、2040 年の電力需要の比較を図 4-4-6.1 に示す。横軸には「一人当たり GDP」で縦軸は「一人当り電力消費量」である。



[出所] 各国のデータは World Bank、データベース、パラオ見通しは Study Team

図 4-4-6.1 電力消費の国際比較