

トンガ王国
トンガエネルギーロードマップ政府委員会
トンガ電力公社

トンガ王国 マイクログリッドシステム導入計画 準備調査報告書

平成 25 年 3 月
(2013 年)

独立行政法人
国際協力機構 (JICA)

八千代エンジニアリング株式会社
西日本技術開発株式会社

産公
CR(1)
13-052

序 文

独立行政法人国際協力機構は、トンガ王国の「マイクログリッドシステム導入計画」にかかる協力準備調査を実施することを決定し、同調査を八千代エンジニアリング株式会社・西日本技術開発株式会社共同企業体に委託しました。

調査団は、平成24年8月から平成25年3月までトンガの政府関係者と協議を行うとともに、計画対象地域における現地踏査を実施し、帰国後の国内作業を経て、ここに本報告書完成の運びとなりました。

この報告書が、本計画の推進に寄与するとともに、両国の友好親善の一層の発展に役立つことを願うものです。

終わりに、調査にご協力とご支援をいただいた関係各位に対し、心より感謝申し上げます。

平成25年3月

独立行政法人国際協力機構
産業開発・公共政策部
部長 入 柿 秀 俊

要 約

① 国の概要

トンガ王国（以下、「ト」国）は南太平洋に位置し、国土面積が 748 km²、人口 104,509 人（2011 年、世界銀行）、国民一人当たりの GNI が 3,580 米ドル（2011 年、世界銀行）である。同国は 176 の島々から構成される島嶼国であり、最も人口の多い島は首都ヌクロアファが位置するトンガタブ島であり、人口の 71%が集中している。

「ト」国の主な産業は農業、漁業及び観光業であるが、同国の財政は海外援助と出稼ぎ者からの送金に大きく依存しており、GDP の 31%を海外送金が占めている。島嶼国という地理的な条件から、石油燃料の輸入が全輸入額の 25%を占めており、これは GDP の 10%に相当している。更に、電力供給の 98%以上が輸入燃料を使用したディーゼル発電に依存している。このため「ト」国は、国際的な原油価格の変動に大きく影響され、エネルギー安全保障の観点からも極めて脆弱である。

② プロジェクトの背景、経緯及び概要

2008 年の世界的な原油価格の高騰により、「ト」国の電気料金は TOP 1.00/kWh（約 US \$ 50/kWh）に達し、同国の経済活動や国民の生活に深刻な影響を与えた。これを教訓に「ト」国では、温室効果ガスの排出削減とエネルギー安全保障の向上という二つの命題に対処するため、「2020 年までに電力供給の 50%を再生可能エネルギーで賄う」という政策目標を 2009 年に閣議決定し、同政策目標を実現するための指針として「トンガ・エネルギーロードマップ 2010-2020」（TERM : Tonga Energy Road Map）を策定した。しかしながら「電力供給の 50%を再生可能エネルギーで賄う」という TERM の目標を達成するためには、更なる再生可能エネルギーの導入が必要であるが、出力変動を伴う太陽光、風力発電等を大量に導入した場合には安定的な電力供給が難しく、且つ電力系統の周波数が変動し、電力の品質を維持することが困難となる。これに対処するため、更なる再生可能エネルギーの導入と同時にマイクログリッドシステム を適用し、安定した電力供給と電力系統の周波数が変動を可能な限り抑えることが必要となる。

以上の背景から 2012 年 4 月、「ト」国は我が国に対し、TERM の目標達成に資するマイクログリッドシステムの導入について無償資金協力の要請を行い、協力準備調査が実施されることとなった。

③ 調査結果の概要とプロジェクトの内容

この要請に対し、JICA は協力準備調査団を 2012 年 8 月 14 日～9 月 1 日（第 1 次現地調査）、及び 2012 年 9 月 18 日～10 月 7 日（第 2 次現地調査）に「ト」国に派遣し、「ト」国関係者（監督機関：トンガエネルギーロードマップ政府委員会（TERM-C）、実施機関：トンガ電力公社（TPL））と要請内容の再確認、実施内容の協議を行うとともに、プロジェクトサイト調査及び関連資料の収集を実施した。

帰国後、調査団は現地調査資料に基づき、プロジェクトの必要性、社会・経済効果、妥当性について検討し、その結果を協力準備調査報告書（案）に取りまとめた。JICA は 2012 年 12 月 14 日から 12 月 22 日まで第 3 次現地調査（概要説明）調査団を「ト」国に派遣し、協力準備調査報告書（案）の説明及び協議を行い、「ト」国関係者との間で基本合意を得た。

調査の結果策定した協力対象事業は、出力 1MWp の太陽光発電設備、合計容量 1MW の蓄電設備及

びマイクログリッド制御設備の調達・据付、11kV 系統連系用開閉設備の調達、並びに整流設備及び蓄電設備用建屋 2 棟の建設を行うものである。下表に基本計画の概要を示す。

基本計画の概要

計 画 内 容		数 量 ・ 容 量
機 材 調 達 ・ 据 付	1. ポプア発電所側 マイクログリッド設備	
	1.1 マイクログリッド制御設備	1 式
	1.2 系統安定化設備システム	SOC 50 %より 500 kW×1 分×1/2 を賄える容量 (8.3kWh 以上)
	1.3 所内用電気設備盤	1 式
	2. バイニ地区側 マイクログリッド設備	
	2.1 マイクログリッド制御設備	1 式
	2.2 系統安定化設備システム	SOC 50 %より 500 kW×1 分×1/2 を賄える容量 (8.3kWh 以上)
	2.3 太陽光発電システム	1,000kWp
	2.4 11 kV 系統連系用開閉設備	7 面
	2.5 所内用電気設備盤	1 面
3. 光ケーブル通信設備	15 km	
調	4. 11 kV 系統連系用開閉設備 (ポプア発電所側)	4 面
達	5. 交換部品	1 式
建 設	a. バイニ地区側 整流設備及び蓄電設備用 建屋	延床面積 約 190 m ²
	b. 太陽光パネル基礎	1 式
	c. ポプア発電所側 整流設備及び蓄電設備用 建屋	延床面積 約 100 m ²

④ プロジェクトの工期及び概略事業費

本プロジェクトを我が国の無償資金協力で実施する場合、概略事業費は約 15.94 億円（我が国負担経費：約 15.73 億円、「ト」国側負担経費：約 0.21 億円）と見積もられる。このうち、「ト」国側が負担する主な事項は、ポプア発電所における既設発電設備改造工事(720 万円)、11kV 開閉器盤室の増設工事(420 万円)、11 kV 系統連系用開閉設備据付工事(140 万円)、バイニ地区 PV 発電用地約 3.2ha のリース料金(80 万円/年)、PV 発電用地の樹木伐採、外堀、門扉工事(370 万円)及び 11kV 配電線の太線化と接続工事(320 万円)である。本プロジェクトの工期は実施設計が 5.5 ヶ月及び調達工程が 18.5 ヶ月(内、施設建設期間が 8.0 ヶ月)であり、合計 23 ヶ月である。

⑤ プロジェクトの評価

【妥当性】

以下に示す通り、本プロジェクトは「ト」国の国家開発計画やエネルギー政策の実現に資するとともに、一般国民に裨益するものであることから、協力対象事業の妥当性は高いと判断される。

(1) 裨益人口

本プロジェクトの実施により、トンガタブ島の住民約 75,100 人に対し、再生可能エネルギー起源の電力が供給され、石油燃料への依存度や価格変動リスクが軽減される。本プロジェクト対象地域の電力需要家数は、一般家庭が約 12,800 軒、その他約 50 軒である。

(2) 緊急性

「ト」国では、2008 年に発生した世界的な原油価格の高騰により電気代が急騰し、住民の生活や経

済への打撃が深刻となったことから、本プロジェクトの実施によりエネルギー消費における石油燃料への依存を緊急的に改善することが求められている。

(3) 公共福祉施設の安定した運営への貢献

「ト」国の電力供給は98%以上をディーゼル発電に依存しており、燃料価格の上昇に伴う電気料金の高騰が度々発生していることから、高額な電気代が公共福祉施設の運営を圧迫している。

本プロジェクトの実施によりディーゼル発電への依存が緩和されることで、電気料金の高騰リスクが軽減され、公共福祉施設の安定した運営に貢献する。

(4) 運営・維持管理能力

トンガ電力公社(TPL)の発電部門は、ディーゼル発電機の運転・維持管理を日常的に実施しており、比較的技術レベルが高い。TPLはマイクログリッドコントローラーや蓄電設備の取扱いには慣れていないものの、本プロジェクトで日本の受注業者によって実施される初期操作・運用操作指導やコンサルタントによって実施されるソフトコンポーネントにより技術移転を行うことで、本プロジェクトで調達される機材の運転・維持管理は問題なく実施できる。

(5) 「ト」国の開発計画に資するプロジェクト

「ト」国の開発計画である戦略的開発フレームワーク(TSDF)では、「従来の方法及び再生可能エネルギーを利用することにより、全てのコミュニティへの信頼性が高く経済的な電力供給を継続・拡大する」ことが戦略の一つとして挙げられており、再生可能エネルギーの導入拡大を図る本プロジェクトは、TSDFの目標達成に資するものと位置付けられる。また、「ト」国のエネルギー政策であるTERMでは、「2020年までに電力供給の50%を再生可能エネルギーで賄う」ことを目標としており、再生可能エネルギーの導入を促進する本プロジェクトは、TERMの目標達成に貢献する。

(6) 環境社会面への影響

「ト」国の環境関連法並びにJICA環境社会配慮ガイドラインに基づき検討を行った結果、本プロジェクトが自然環境、社会環境に与える影響は軽微である上に、温室効果ガスの排出削減に寄与するものであることから、環境社会面において特段の影響を与えるものではない。

(7) 我が国の無償資金協力のスキーム

本プロジェクトは、主要な機材の調達国が日本であること、E/N期限内にプロジェクトが終了すること、といった無償資金協力スキームの枠内で無理のない事業内容と工程計画を策定しており、特段の困難なく実施可能である。

【有効性】

本計画の実施により期待される効果は、以下のとおりである。

(1) 定量的効果

指標名	基準値 (2011年)	目標値 (2018年) 【事業完了3年後】
ディーゼル燃料削減量 (kl/年)	-	327
CO ₂ 排出削減量* (t・CO ₂ /年)	-	886
1MWp太陽光発電による 年間発電電力量* (MWh/年)	0	1,308

[備考] *本プロジェクトによる効果のみを対象とし、既設太陽光発電の効果は含まない

(2) 定性的効果

現状と問題点	本計画での対策 (協力対象事業)	計画の効果・改善程度
1. 「ト」国では電力供給の98%以上をディーゼル発電に依存しているため、燃料価格の変動に対して脆弱である。	太陽光発電所の建設を行う。	電力供給におけるディーゼル発電への依存度が軽減され、燃料価格変動のリスクが緩和される。
2. 「ト」国では再生可能エネルギーの導入を促進しているが、出力変動を伴う太陽光、風力発電等を大量に導入した場合、電力システムの安定度が損なわれる。	マイクログリッドシステムを導入する。	蓄電設備及びマイクログリッドコントローラーにより再生可能エネルギーの出力変動を補償することで、電力システムの安定化が可能となる。

目 次

序文

要約

目次

位置図／系統図／完成予想図／写真

図表リスト／略語集

第1章 プロジェクトの背景・経緯

1-1	当該セクターの現状と課題	1-1
1-1-1	現状と課題	1-1
1-1-2	開発計画	1-1
1-1-3	社会経済状況.....	1-4
1-2	無償資金協力要請の背景・経緯及び概要.....	1-6
1-3	我が国の援助動向.....	1-7
1-4	他ドナーの援助動向.....	1-8

第2章 プロジェクトを取り巻く状況

2-1	プロジェクトの実施体制	2-1
2-1-1	組織・人員	2-1
2-1-2	財政・予算	2-3
2-1-3	技術水準	2-9
2-1-4	既存施設・機材.....	2-10
2-2	プロジェクトサイト及び周辺の状況	2-16
2-2-1	関連インフラの整備状況.....	2-16
2-2-2	自然条件	2-16
2-2-3	環境社会配慮.....	2-18
2-2-3-1	環境影響評価.....	2-18
2-2-3-1-1	環境社会影響を与える事業コンポーネントの概要.....	2-18
2-2-3-1-2	ベースとなる環境社会の状況.....	2-18
2-2-3-1-3	相手国の環境社会配慮制度・組織	2-22
2-2-3-1-4	代替案の比較検討.....	2-25
2-2-3-1-5	スコーピング.....	2-27
2-2-3-1-6	CO ₂ 排出量削減効果.....	2-31
2-2-3-1-7	緩和策	2-32
2-2-3-1-8	モニタリング.....	2-33
2-2-3-1-9	環境チェックリスト	2-33
2-2-3-1-10	EIA の実施と環境認可に係る今後の見込み	2-33

第3章プロジェクトの内容

3-1	プロジェクトの概要	3-1
3-1-1	上位目標とプロジェクト目標	3-1
3-1-2	プロジェクトの概要	3-1
3-2	協力対象事業の概略設計	3-1
3-2-1	設計方針	3-1
3-2-1-1	基本方針	3-1
3-2-1-2	自然条件に対する方針	3-1
3-2-1-3	社会経済条件に対する方針	3-2
3-2-1-4	施工事情に対する方針	3-2
3-2-1-5	現地業者、現地資機材の活用に対する方針	3-2
3-2-1-6	実施機関の維持・管理能力に対する方針	3-3
3-2-1-7	施設・機材等の範囲、グレードの設定に対する方針	3-4
3-2-1-8	工法/調達方法、工期に係わる方針	3-4
3-2-2	基本計画	3-5
3-2-2-1	計画の前提条件	3-5
3-2-2-2	全体計画	3-27
3-2-2-3	基本計画の概要	3-28
3-2-3	概略設計図	3-36
3-2-4	施工計画/調達計画	3-36
3-2-4-1	施工方針/調達方針	3-36
3-2-4-2	施工上/調達上の留意事項	3-37
3-2-4-3	施工区分/調達・据付区分	3-38
3-2-4-4	施工監理計画/調達監理計画	3-40
3-2-4-5	品質管理計画	3-41
3-2-4-6	資機材等調達計画	3-42
3-2-4-7	初期操作指導・運用指導等計画	3-42
3-2-4-8	ソフトコンポーネント計画	3-44
3-2-4-9	実施工程	3-46
3-3	相手国側分担事業の概要	3-47
3-4	プロジェクトの運営・維持管理	3-48
3-4-1	基本方針	3-48
3-4-2	運営・維持管理体制	3-48
3-4-3	定期点検項目	3-49
3-4-3-1	点検項目	3-49
3-4-3-2	日常点検記録ノートの実成と保管	3-56
3-4-3-3	測定と安全対策	3-56
3-4-4	予備品購入計画	3-57
3-4-4-1	機材の取替周期と点検内容	3-58
3-4-4-2	予備品の調達計画	3-58

3-5	プロジェクトの概略事業費	3-59
3-5-1	協力対象事業の概略事業費	3-59
3-5-1-1	日本側負担経費	3-59
3-5-1-2	相手国側負担経費	3-59
3-5-2	運営・維持管理費	3-60
第4章プロジェクトの評価		4-1
4-1	事業実施のための前提条件	4-1
4-2	プロジェクト全体計画達成のために必要な相手方投入（負担）事項	4-1
4-3	外部条件	4-1
4-4	プロジェクトの評価	4-1
4-4-1	妥当性	4-1
4-4-2	有効性	4-3

添付資料

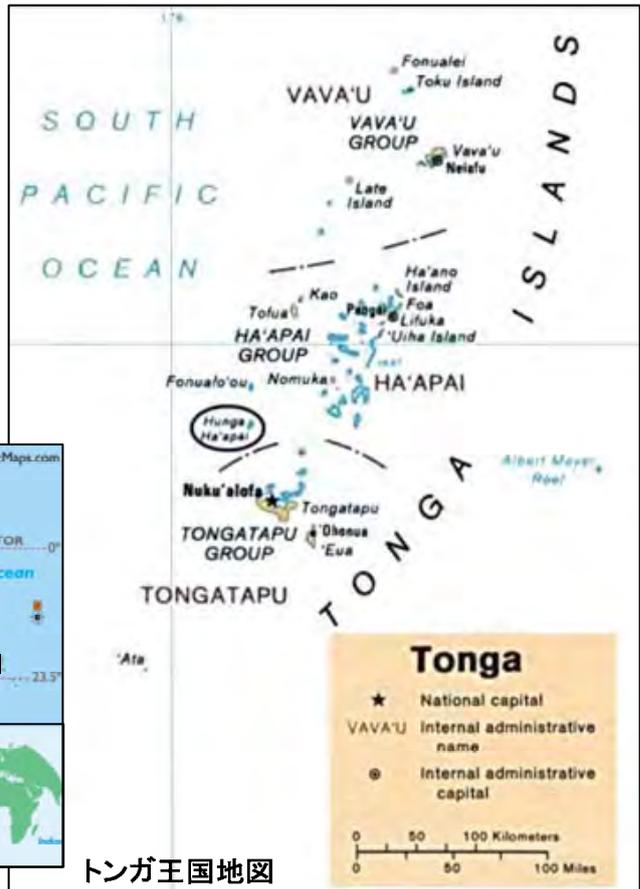
1. 調査団員氏名・所属
2. 調査日程表
3. 相手国関係者(面談者)リスト
4. 協議議事録（M/M）
5. 技術協議録（Field Report）（環境チェックリストを含む）
6. ソフトコンポーネント計画書
7. 電力潮流解析の検討
8. 土質・測量調査報告書
9. 風力発電のポテンシャル評価報告書
10. 概略設計図
11. 収集資料リスト

島名	世帯数	人口	面積
Tongatapu	12,917	75,158	259.00km ²
Vava'a	2,828	14,936	121.00km ²
Ha'apai	1,268	6,650	109.98km ²
'Eua	867	5,011	86.70km ²
Ongo Niua	282	1,281	71.69km ²

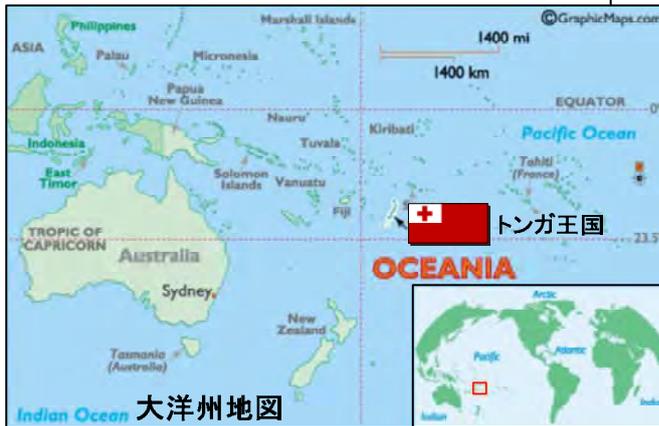
Tonga(合計) 18,162 103,036 *648,37km²

* 合計面積648.37km²は上記5諸島の合計である。トンガ王国全土の面積は720km²。

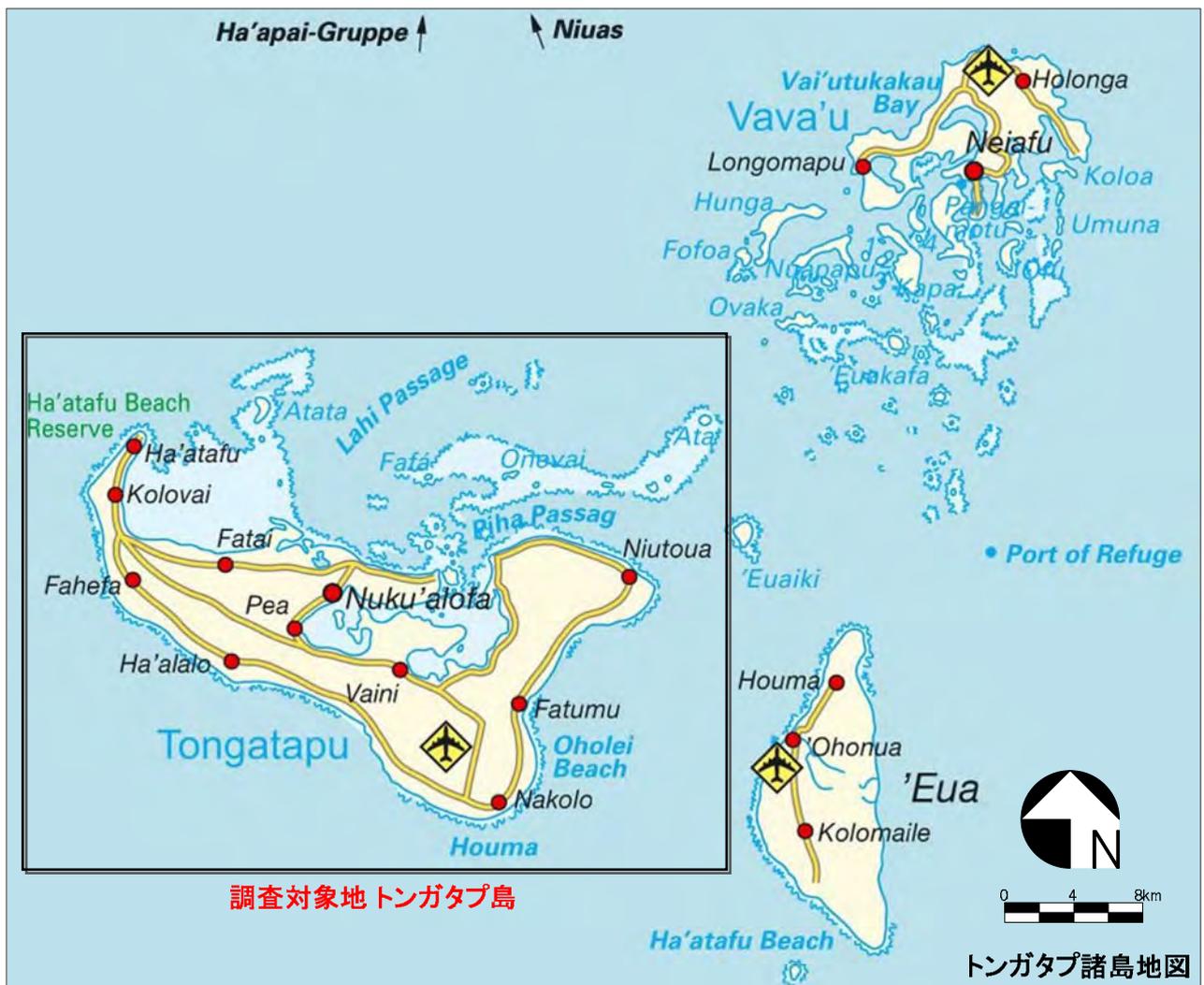
出所: Tonga National Population and Housing Census 2011 Preliminary Result
Wikipedia
外務省



トンガ王国地図



大洋州地図



調査対象地 トンガタブ島

トンガタブ諸島地図

トンガ王国調査対象地位置図

トンガタブ島の電源構成

ディーゼル発電機	単機容量 [kw]	台数 [台]	小計 [kw]	総計 [kw]
Caterpillar社製3516B	1,400	6	8,400	11,280
MAK社製6CM32C	2,880	1	2,880	



トンガタブ島配電線系統図



トンガ王国マイクログリッドシステム導入計画 完成予想図

サイト状況踏査 現況写真(1/4)

トンガ国の既設電源設備



ポプア発電所

トンガタブ島の電源供給は、ポプア発電所から配電電圧 11 kV で行われている。合計容量 11.28 MW の電源設備が設置されており、電圧階級 11 kV のヌク 1、ヌク 2、パイニの 3 系統を通じて島全域に電力供給が行われている。



ポプア発電所のディーゼル発電設備

トンガタブ島の主力電源設備はディーゼル発電設備であり、ベースロード用発電機(写真左)の中速機(600 rpm)及び負荷追従用(写真右)の高速機(1,500 rpm)の 2 種類で電力需要を賅っている。



負荷追従用発電設備(運転台数制御)

ベースロード用発電機の設備容量は 2.88 MW であり、1 台設置されている。負荷追従用発電機の設備容量は 1.4 MW であり、6 台設置(上写真)されている。負荷追従用発電機は負荷率 65~85%の運転台数制御で運転されている。



既設の太陽光発電設備(1.3 MWp)

ニュージーランド政府によりポプア発電所内に整備されたメガソーラーシステム。系統規模に対し既に大規模な再生可能エネルギーが導入されているため、本計画で導入拡大を行う場合、系統安定化システムが不可欠である。



ポプア発電所の燃料(軽油)貯蔵設備

トンガタブ島内に軽油備蓄基地があり、ポプア発電所の貯蔵タンクへはローリーで陸送している。化石燃料は全て輸入に依存しており、高額な燃料費を支出している。



パイニ系統の引出線(海底ケーブル)

ポプア発電所からの引出線のうち、パイニ系統はトンガタブ島中心部の内海を海底ケーブルで横断し、パイニ地域に電力供給している。

サイト状況踏査 現況写真(2/4)

太陽光発電設備及び風力発電設備の対象サイトの現況



太陽光発電要請サイトの様子

本協力対象事業の太陽光発電サイトは環境大臣の所有地であったため、実施機関であるトンガ電力公社は環境大臣から土地の使用許可を取得した。



太陽光発電要請サイト近傍の高圧(11 kV)配電線

上写真の道路右側の用地(面積:約 24,000 m²)が確保されているため、0.5~1 MWp 程度の太陽光発電設備の設置に支障は無い。



ポプア発電所ー太陽光発電対象サイト間の道路状況

より高い系統安定化を図るため、本計画の太陽光発電設備の対象サイトからポプア発電所までの専用線整備の実現可能性を確認したが用地確保が困難であることが確認された。



風況データ収集設備

本計画の要請サイトの 2 km 南方の海岸で行われている風況データ収集設備。高さ 50 m の風速、風向計測設備であり、3つの高さ(30 m, 40 m, 50 m)で 18 ヶ月間にわたり計測が行われている。



風力発電要請サイトの様子

風力発電設備の要請サイト周辺は道路が未整備であり、500 kW 程度の据付に必要な 350 t 級のクレーン設備の搬入は困難である。用地収用も現在のところ行われていない。



風力発電要請サイトへの高圧(11 kV)配電線の延伸起点

風力発電設備の要請サイトまで配電線は整備されておらず、2.5 km 程度南方の地域(上写真)から配電線を延伸する必要がある。

サイト状況踏査 現況写真(3/4)

本計画の関連施設



トンガタプ島の石油備蓄設備

トンガタプ島の北部の海に面した道路沿いにある。月に1回フィジーから石油が運ばれる。2社4つのタンクが設置されている。容量は約380kL-約1,300kLと大きさは様々。



分散型太陽光発電設備の導入状況

トンガタプ島内には太陽光パネルを設置した施設が所々に見られる。



監督省庁である TERM 本部

ヌクアロファ市の中心地にある。TERM の事務所は二階で、普段は5人程の事務員が勤務している。中にはプロジェクトごとに使用できる広々としたスペースがある。



トンガ電力公社の本社

ヌクアロファ市の中心地に電力料金の支払い窓口が併設している。屋根には日射量計と風況計が設置されている。



住民が電力料金を支払っている様子

トンガ電力公社の本社に併設している。朝9時頃、入り口の前のベンチには窓口が開くのを待つ人々の姿が見られる。



教会

敬謙なキリスト教徒が多く、日曜日は礼拝に出かける。その為、日曜日の昼は特に電力需要が低い。

サイト状況踏査 現況写真(4/4)

本計画の裨益性



科学技術専門学校①

1985年にドイツの援助により設立。日本を含む各国の支援を受けている。調査中もNZの教育援助の視察団が訪問していた。写真は電気学科の授業風景。



科学技術専門学校②

電気課の実技施設。生徒は3年間本校で学んだ後、1年間の企業実習と2週間の学校での再教育を2サイクル行い晴れて卒業となる。



トンガタブ島の産業①(漁港)

カジキマグロ等の魚が揚げられる。魚は国内で消費されるものもあれば、この漁港で冷凍コンテナに入れられ、そのまま海外に輸送されるものもある。写真は台湾に運ばれるカジキマグロ。



トンガタブ島の産業②(魚市場)

漁港に併設する魚売り場。卸売も小売りも行う。EUの支援により建設された。



トンガタブ島の低地

雨が降れば、水浸しになる。この地域で家や道路を建設する前には盛土を行う。この地域を借りている人々は兼業農家で豚を飼育しているが、所得は低い。



電線

道路に大きく垂れ下がった電線。この地域も低地であり、雨の後は水が溜まり、地面のぬかるみにより、電柱が傾いている。島内では所々で改修が必要な電気設備が見られる。

図表リスト

第1章

表 1-1-2.1	トンガエネルギーロードマップ (TERM) 実施計画の概要.....	1-4
表 1-3.1	我が国の無償資金協力実績.....	1-7
表 1-4.1	他ドナーの援助.....	1-8

第2章

図 2-1-1.1	トンガ・エネルギーロードマップの組織体制.....	2-1
表 2-1-1.1	トンガ・エネルギーロードマップ委員会 委員名簿 (2012年10月2日現在) ...	2-2
表 2-1-1.2	トンガ・エネルギーロードマップ実施局 職員名簿 (2012年10月2日現在) ...	2-2
図 2-1-1.2	トンガ電力公社組織図.....	2-3
表 2-1-2.1	トンガ・エネルギーロードマップ実施局 (TERM-IU) の予算.....	2-4
表 2-1-2.2	トンガ電力公社の損益推移 *1.....	2-4
図 2-1-2.1	トンガ電力公社の利益率の推移.....	2-5
表 2-1-2.3	トンガ電力公社の資産状況.....	2-5
表 2-1-2.4	トンガ電力公社の有形固定資産内訳 (2012年6月末時点).....	2-6
図 2-1-2.2	トンガ電力公社の有形固定資産内訳 (2012年6月末時点).....	2-7
図 2-1-2.3	トンガ電力公社の電気料金の推移.....	2-8
表 2-1-2.5	2012年のトンガ電力公社の電気料金.....	2-8
図 2-1-2.4	トンガ電力公社が購入するディーゼル油単価の推移.....	2-8
図 2-1-3.1	トンガ電力公社発電部門の組織.....	2-9
表 2-1-4.1	トンガタプ島の電源構成概要.....	2-10
図 2-1-4.1	運転台数制御の概要.....	2-11
表 2-1-4.2	運転台数制御における追機シーケンスの概要.....	2-11
表 2-1-4.3	運転台数制御における停止シーケンスの概要.....	2-11
図 2-1-4.2	トンガタプ島の電力需要と電源運用.....	2-12
図 2-1-4.3	運転台数制御の概要.....	2-14
図 2-1-4.4	ポプア発電所の母線構成.....	2-15
図 2-1-4.5	トンガタプ島の系統構成.....	2-15
表 2-2-2.1	月別平均気温・最高気温・最低気温.....	2-17
図 2-2-2.1	月別平均気温・最高気温・最低気温.....	2-17
表 2-2-2.2	月平均雨量.....	2-17
図 2-2-2.2	年間合計雨量.....	2-18
図 2-2-3-1-2.1	太陽光発電システムのプロジェクト・サイト (北側からの眺め).....	2-19
図 2-2-3-1-2.2	太陽光発電システムのプロジェクト・サイト (南側からの眺め).....	2-20
表 2-2-3-1-3.1	本プロジェクトに関するトンガ国の環境影響評価制度.....	2-22
図 2-2-3-1-3.1	環境影響評価手続き.....	2-24
表 2-2-3-1-4.1	代替案の比較検討.....	2-25

表 2-2-3-1-5.1	想定される環境影響要因	2-27
表 2-2-3-1-5.2	代替案 1 (0.5MWp 太陽光発電+0.5MWp 風力発電) のスコーピング・マトリックス	2-28
表 2-2-3-1-5.3	代替案 2 (1.0MWp 太陽光発電) のスコーピング・マトリックス.....	2-30
表 2-2-3-1-6.1	代替案 1 及び代替案 2 による CO2 排出量削減効果.....	2-31
表 2-2-3-1-7.1	想定される緩和策	2-32

第3章

図 3-2-2-1.1	電力需要予測 (トンガタブ島)	3-5
図 3-2-2-1.2	トンガタブ島の日負荷曲線 (夏季平日及び冬季日曜)	3-6
図 3-2-2-1.3	トンガタブ島の日負荷曲線 (冬季日曜)	3-7
表 3-2-2-1.1	トンガタブ電力系統の電力需給バランス	3-8
図 3-2-2-1.4	トンガタブ電力系統の電力需給バランス	3-8
表 3-2-2-1.2	再生可能エネルギー・省エネルギー計画	3-9
表 3-2-2-1.3	周波数、電圧の管理基準	3-9
表 3-2-2-1.4	系統安定化用蓄電池として実用化されている二次電池の特徴.....	3-11
図 3-2-2-1.5	既設太陽光発電システム運用以降の周波数状況 (2012 年 8 月 29 日)	3-13
表 3-2-2-1.5	マイクログリッドシステムの制御案.....	3-16
図 3-2-2-1.6	構築したディーゼル発電機のガバナ制御ブロック	3-18
図 3-2-2-1.7	トンガタブ島の系統モデル	3-19
図 3-2-2-1.8	2 箇所のサイトに 250 kW×1 分×1/2 を導入した場合	3-19
図 3-2-2-1.9	2 箇所のサイトに 500 kW×1 分×1/2 を導入した場合	3-20
図 3-2-2-1.10	2 箇所のサイトに 750 kW×1 分×1/2 を導入した場合.....	3-20
図 3-2-2-1.11	ポプア発電所における運転台数制御の設定値.....	3-22
図 3-2-2-1.12	運転台数制御に係る需要計測箇所の変更	3-24
表 3-2-2-3.1	基本計画の概要	3-29
表 3-2-2-3.2	スクアロファにおける日射量及び太陽光発電の推定発電量.....	3-30
表 3-2-2-3.3	主要機器の概略仕様	3-32
表 3-2-4-3.1	日本側と「ト」国側の負担区分.....	3-38
図 3-2-4-4.1	事業実施関係図	3-41
表 3-2-4-6.1	本協力対象事業の資機材調達先.....	3-42
表 3-2-4-8.1	ソフトコンポーネントの成果.....	3-45
図 3-2-4-9.1	本計画の事業実施工程表	3-46
図 3-4-1.1	維持管理の基本的な考え方	3-48
表 3-4-3-1.1	マイクログリッドシステムに関連する電気設備の定期点検項目	3-50
表 3-4-3-1.2	太陽光発電システムの点検項目と判定基準	3-51
表 3-4-4-1.1	主機材の取替周期と点検内容.....	3-58
表 3-4-4-2.1	本計画で調達する交換部品の種類と数量	3-58

略語集

ADB	Asian Development Bank (アジア開発銀行)
AusAID	the Australian Agency for International Development (オーストラリア国際開発庁)
CA	Concession Agreement (電力供給委託契約)
CCCPiR	Coping with Climate Change in the Pacific Island Region (大洋州における気候変動対策)
DAC	Development Assistance Committee (開発援助委員会)
DSM	Demand Side Management (デマンドサイドマネジメント)
EIB	European Investment Bank (欧州投資銀行)
GDP	Gross Domestic Product (国内総生産)
GIZ	Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (ドイツ国際協力公社)
GNI	Gross National Income (国民総所得)
IPP	Independent Power Producer (卸電力事業)
IUCN	International Union for Conservation of Nature and Natural Resources (国際自然保護連合)
JICA	Japan International Cooperation Agency (独立行政法人国際協力機構)
MLECCNR	Ministry of Land, Environment, Climate Change and Natural Resources (土地・環境・気候変動・天然資源省)
NZAID	New Zealand Agency for International Development (ニュージーランド国際開発庁)
NZMFAT	New Zealand Ministry of Foreign Affairs and Trade (ニュージーランド外交通商省)
PEC	Pacific Environment Community (太平洋環境委員会)
PIFS	Pacific Islands Forum Secretariat (太平洋諸島フォーラム事務局)
PILR	Policy, Institutional, Legal and Regulatory (政策、制度、法律、規制)
PRIF	Pacific Region Infrastructure Facility (大洋州地域インフラ・ファシリティ)
REEEP	Renewable Energy and Energy Efficiency Partnership (再生可能エネルギー及びエネルギー効率パートナーシップ)
SCADA	Supervisory Control and DATA Acquisition (SCADA)
SHS	Solar Home System (ソーラーホームシステム)
SPC	South Pacific Commission (南太平洋委員会)
TERM	Tonga Energy Road Map (トンガ・エネルギーロードマップ)
TERM-C	Tonga Energy Road Map Government Committee (トンガ・エネルギーロードマップ政府委員会)
TERM-IU	Tonga Energy Road Map-Implementation Unit (トンガ・エネルギーロードマップ実施局)
TGIF	Tonga Green Incentive Fund (トンガ環境促進基金)
TPL	Tonga Power Limited (トンガ電力公社)
TSDF	Tonga Strategic Development Framework (戦略的開発フレームワーク)
UNDP	United Nations Development Programme (国連開発計画)
WB	World Bank (世界銀行)
WBG	World Bank Group (世界銀行グループ)

第1章 プロジェクトの背景・経緯

1-1 当該セクターの現状と課題

1-1-1 現状と課題

トンガ王国（以下、「ト」国）は南太平洋に位置し、176の島々から構成される島嶼国である。最も人口の多い島は首都ヌクロアファが位置するトンガタブ島であり、人口の71%が集中している。「ト」国は島嶼国という地理的な条件から、石油燃料の輸入が全輸入額の25%を占めており、GDPの10%に相当している。更に、電力供給の98%以上が輸入燃料を使用したディーゼル発電に依存している。このため「ト」国は、国際的な原油価格の変動に大きく影響され、エネルギー安全保障の観点からも極めて脆弱である。2008年の世界的な原油価格の高騰により、「ト」国の電気料金はTOP 1.00/kWh（約US\$ 50/kWh）に達し、同国の経済活動や国民の生活に深刻な影響を与えた。これを教訓に「ト」国では、温室効果ガスの排出削減とエネルギー安全保障の向上という二つの命題に対処するため、「2020年までに電力供給の50%を再生可能エネルギーで賄う」という政策目標を2009年に閣議決定し、同政策目標を実現するための指針として「トンガ・エネルギーロードマップ2010-2020」（TERM : Tonga Energy Road Map）を策定した。

TERMでは、様々な種類の再生可能エネルギーが選択肢として挙げられ、安定した供給源（firm capacity and energy）として廃棄物処分場のバイオガス発電とココナッツ油発電（既存のディーゼル発電機で使用）が、不安定な供給源（intermittent resources）として風力発電と太陽光発電が検討された。その結果、安定した供給源ではバイオガスが、不安定な供給源では風力が最も安価、ココナッツ油と太陽光はより価格の高い発電方式、蓄電設備付の太陽光発電は最も価格の高い発電システムと評価された。ただ、現時点で豊富な賦存量が確認され、かつ既存の電力系統に接続して大規模に導入可能な再生可能エネルギー源は、太陽光に限られる。

以上の状況から、「ト」国ではニュージーランド（NZ Aid）の支援により、トンガタブ島において出力1.3MWの系統連系型太陽光発電設備の導入し、2012年7月から運転を開始した。しかしながら「2020年までに電力供給の50%を再生可能エネルギーで賄う」というTERMの目標を達成するためには、更なる再生可能エネルギーの導入が必要であるが、出力変動を伴う太陽光、風力等を大量に導入した場合には安定的な電力供給が難しく、且つ電力系統の周波数が変動し、電力の品質を維持することが困難となる。これに対処するため、更なる再生可能エネルギーの導入と同時にマイクログリッドシステムを適用し、安定した電力供給と電力系統の周波数が変動を可能な限り抑えることが「ト」国電力セクターにとって緊急の課題となっている。

1-1-2 開発計画

(1) 国家開発計画

「ト」国では、2011年から2014年までの4年間を対象期間とした戦略的開発フレームワーク（TSDF : Tonga Strategic Development Framework）を策定し、同国の将来に向けた開発の指針としている。TSDFは「トンガ国民の生活における要求を満たすことにより、健康、平

和、調和と繁栄を謳歌できる、公正、公平で進歩的な社会を開発・促進する」ことを開発ビジョンとして掲げており、同ビジョンを達成するために9つの成果目標 (Outcome Objectives) を設定している。

TSDF の開発ビジョン

トンガ国民の生活における要求を満たすことにより、健康、平和、調和と繁栄を謳歌できる、公正、公平で進歩的な社会を開発・促進する。

目標 1: 郡、村、コミュニティにおける優先度の高いサービスへの要求を満たし、開発の便益を公平に分配することで、受容性の高いコミュニティを実現する。

目標 2: 適切なインセンティブや規制緩和により政府と民間企業とのよりよい協調を促進することで、成長のエンジンとしての活力に満ちた官民連携を実現する。

目標 3: 国家インフラ投資計画への十分な資金配分と実施により、日々の生活を改善し、ビジネスのコスト低減を可能とする、適切で十分に計画・維持管理されたインフラを実現する。

戦略 11: 従来の方方法及び再生可能エネルギーを利用することにより、全てのコミュニティへの信頼性が高く経済的な電力供給を継続・拡大する。

目標 4: 全国にいきわたる質の高い基礎教育の強化により、確固たる教育水準を達成する。

目標 5: 技術・職業教育、訓練の実施により、トンガ国内外での要求に応える技能を有した労働者を育成する。

目標 6: 非伝染性疾病への対策や、品質が高く効果的、持続的な医療サービスの提供に重点を置き、健康的なライフスタイルの選択を啓蒙促進することにより、国民の健康増進を実現する。

目標 7: 伝統文化の啓蒙、環境サステナビリティ、災害危機管理、気候変動への適応について、適切な手順とコンサルテーション機構を設立・遵守することで、これらに関連する全ての計画やプログラムの実施に統合する。

目標 8: 説明責任、透明性、汚職防止、法による統治を適用することにより、よりよいガバナンスを実現する。

目標 9: 法と秩序の維持により、安全で不安のない安定した社会を実現する。

TSDF では上述した1から9までの成果目標に対して、27の戦略が定められているが、目標3の戦略として、「戦略11：従来の方方法及び再生可能エネルギーを利用することにより、全てのコミュニティへの信頼性が高く経済的な電力供給を継続・拡大する」ことが挙げられており、再生可能エネルギーの導入拡大を図る本プロジェクトは、TSDFの目標達成に資するものと位置付けられる。

(2) トンガ・エネルギーロードマップ2010-2020 (TERM: Tonga Energy Road Map)

上記政策目標を実現するための指針として、「ト」国は約1年間を費やして「トンガ・エネルギーロードマップ2010-2020」(TERM: Tonga Energy Road Map)を策定した。ただ、「電力供給の50%を再生可能エネルギーで賄う」という政策目標を達成するためには、再生可能エネルギーのポテンシャルに関するデータの収集・測定や評価、再生可能エネルギー導入に係る法制度・組織の改正、再生エネルギー発電に対する電気料金補助の仕組み、IPP (Independent Power Producer) など民間事業者の参入にかかる規制・制度の整備など、解決すべき課題が山積している。更に、TERMでは3フェーズに分けた実施計画が示されているものの、再生可能エネルギーの種類別の導入規模が具体的に示されていないなど、目標達成に向けた道筋が明確でない。これは、導入規模を検討するに十分なデータが存在しないためであり、TERMではデータの収集・分析を経てプロジェクトの評価、実施を行うというアプローチを採っている。表1-1-2.1にTERMの実施計画を示す。

TERMの中でも指摘されているが、本プロジェクトに関連する懸念事項として、電力供給委託契約(CA: Concession Agreement)に定められた総資産利益率の目標達成義務が挙げられる。トンガ電力公社(Tonga Power Limited: 以下TPLという)は、「ト」国政府とのCAに基づいて電力供給事業を行っているが、CAによってTPLは総資産利益率12.9%を達成することが義務付けられている。TPLの資産には、無償資金協力で供与された設備も含むとされており、今後様々なドナーが再生可能エネルギープロジェクトの支援を行えば、TPLの総資産額が増加し、達成すべき利益額も増加する。一方で、再生可能エネルギー発電の利用率は太陽光が10%程度、風力でも20%程度と低く、設備投資に対して発電する電力量が小さい。このため、再生可能エネルギー発電の導入が進むほど、TPLは総資産利益率の目標達成が困難となる。再生可能エネルギーの導入がTPLの事業運営の妨げとならないよう、本件調査では、CAの条項を改正し無償資金協力によって供与された設備はTPLの資産に組み入れない、若しくは本件無償で供与された設備の所有者を「ト」国政府とするなど、CAによるTPLの総資産利益率達成義務を緩和するといった方策が必要となる。これを受け、JICA調査団からTPLの財務担当者に上記課題への対応を申し入れ、現在、「ト」国財務省とTPLの間で本件に関する調整が行われている。

表 1-1-2.1 トンガエネルギーロードマップ (TERM) 実施計画の概要

フェーズ	Phase-0	Phase-1	Phase-2
実施内容	<ul style="list-style-type: none"> ● 石油サプライチェーン調査による提言が「ト」国政府によって検討され、実施を決定する。石油調達価格のリスクヘッジに係る活動を開始する。 ● 石油及び電力に係る組織、法制度、政策、規制の改正を行う。 ● 再生可能エネルギーのポテンシャルに関するデータ収集活動、データ収集・モニタリングシステムを導入する。 ● TERM の活動に係る環境社会配慮項目を特定するための環境スクリーニングを行う。 ● 気候変動のインパクトが、エネルギーインフラの長期的な安全や保安に与えるリスクを分析する。 ● 第一期のエネルギー使用効率化 /DSM (Demand Side Management) プログラムを開始し、更に広範囲の効率化プログラムを計画・実施するためのデータ収集、分析を実施する。 ● 独立システムの再生可能エネルギープログラムを実施する。 ● 電力供給に係る安全確保、データ収集、効率改善のための投資が TPL によって行われる。 ● TGIF (Tonga Green Incentive Fund) を設立する。 	<ul style="list-style-type: none"> ● 第二期のエネルギー使用効率化/DSM プログラムを実施する。 ● 1MW までの系統連系型太陽光発電をトンガタブ島、及び最低 1 箇所の他の島で実施する。同プロジェクトには集中型、分散型、蓄電池付を含む。運転、維持管理、訓練にかかる委託契約も実施される。 ● ココナッツ油 (660,000ℓ/年) を発電用燃料として使用するための実証試験を実施する。運転、維持管理、訓練にかかる委託契約も実施される。 ● 産廃処分場から発生するバイオガスを使用した IPP 発電プロジェクトを実施する (Phase-0 で実現可能と判断される場合) ● 石油調達に関する金融リスク管理の導入経験のレビュー、必要に応じた修正。 ● Phase-2 プロジェクト実施のためのアドバイザーを選定する。 	<ul style="list-style-type: none"> ● Phase-1 プロジェクトのデータ、及び経験の分析。特に、損失低減及び DSM プログラムを評価し、目標達成のために補足すべき事項を特定する。系統連系型システムの運用データを評価し、必要な対策を特定し、最も現実的な再生可能エネルギーの選択肢を適用するために必要となる新技術を確認する。 ● Phase-1 で確立されたデータ収集システムを「制度化」する。 ● TGIF を活用し、フルスケールの再生可能エネルギープロジェクトを IPP ベースで実施する。TERM の基本原則に基づき、Phase-2 プロジェクトの優先順位付けを行う。Phase-2 のプロジェクトには、需要家が所有する分散型の太陽光発電が含まれる。

1-1-3 社会経済状況

(1) 社会状況

「ト」国は南太平洋に位置し、国土面積が 748 km²、人口 104,509 人 (2011 年、世銀)、国民一人当たりの GNI が 3,580 米ドル (2011 年、世銀) である。同国は 176 の島々から構成される島嶼国であり、そのうち 32 の島で人が居住しているが、最も人口の多い島は首都ヌクロアファが位置するトンガタブ島であり、人口の 71% が集中している。

政治面では、1970 年に英国との保護領関係を解消し、国王を元首とする立憲君主国家として独立した。「ト」国では、国王が大きな政治的権力を保持してきたが、2006 年 11 月に民主化を求めるデモに端を発する暴動が発生し、その後民主化に向けた改革が進められている。

「ト」国の主な産業は農業であるが、同国の財政は海外援助と出稼ぎ者からの送金に大き

く依存しており、GDPの31%を海外送金が占めている。島嶼国という地理的な条件から、石油燃料の輸入が全輸入額の25%を占めており、これはGDPの10%に相当している。更に、電力供給の98%以上が輸入燃料を使用したディーゼル発電に依存している。このため「ト」国は、国際的な原油価格の変動に大きく影響され、エネルギー安全保障の観点からも極めて脆弱である。

(2) 経済状況

「ト」国は国内市場が狭く、地理的にも他国との貿易に適さない位置にあるため、経済が発達せず、国内は慢性的な失業に悩んでいる。「ト」国の産業は農業、漁業と観光、出稼ぎ送金に頼っており、主要作物はコプラ、バナナ、ヤシ油、カボチャで、輸出額12.1百万ドルに対し、輸入額は194.1百万ドルにも達し、貿易赤字も大きい(2010年、世銀)。

主な輸出品目はカボチャ、魚類、バニラ、カヴァであり、主な輸入品目は食料、飲料、家畜、機械・機器、燃料、石油製品である。トンガでは元来カボチャを食べる習慣がなかったが、気候がカボチャ栽培に適している上に、日本でカボチャが採れないものの、冬至などで需要の多い12月に収穫シーズンとなるため、1990年代に日本の商社がカボチャ栽培を持ち込んだ。現在ではカボチャはトンガ経済の柱となっており、対日貿易黒字のほとんどをカボチャ輸出が占めている。一方でカボチャ栽培が成功しすぎたため、モノカルチャー経済化が懸念されており、政府は新しい輸出商品作物の開発に熱心で、既に成功しているカボチャに次ぐ産品開発に向けて市場調査や相手国への輸出手続きに関する調査を積極的に行うとともに、産品の品質管理にも力を入れている。

主要経済指標は以下のとおりである。

1. 主要産業：農業（コプラ、やし油、カボチャ）、漁業
2. GNI：3.5億米ドル（2010年、世界銀行）
3. 一人当たり GNI：3,280米ドル（2010年、世界銀行）
4. 経済成長率：-0.5%（2010年、世界銀行）
5. 物価上昇率：3.9%（2010年、世界銀行）
6. 総貿易額：
 - (1) 輸出 12.1百万米ドル
 - (2) 輸入 194.1百万米ドル（2010年、ADB）
7. 主要貿易品目：
 - (1) 輸出 カボチャ、魚類、バニラ、カヴァ
 - (2) 輸入 食料、飲料、家畜、機械・機器、燃料、石油製品
8. 主要貿易相手国：
 - (1) 輸出 日本、米国、ニュージーランド、豪州、フィジー
 - (2) 輸入 ニュージーランド、豪州、フィジー、米国、日本
9. 通貨：パアンガ（T\$）1パアンガ=45.6円（2012年5月）
10. 経済概況：財政状態は恒常的に海外援助及び出稼ぎ者からの送金に大きく依存。
11. 主要援助国（単位：MUS\$, 2009年、DAC）：
 - (1) 豪州(15.21)、(2) 日本(10.58)、(3) ニュージーランド(7.74)

1-2 無償資金協力要請の背景・経緯及び概要

「ト」国は島嶼国という地理的な条件から、石油燃料の輸入が全輸入額の25%を占めており、GDPの10%に相当している。更に、電力供給の98%以上が輸入燃料を使用したディーゼル発電に依存している。このため「ト」国は、国際的な原油価格の変動に大きく影響され、エネルギー安全保障の観点からも極めて脆弱である。2008年の世界的な原油価格の高騰により、「ト」国の電気料金はTOP 1.00/kWh（約US\$ 50/kWh）に達し、同国の経済活動や国民の生活に深刻な影響を与えた。これを教訓に「ト」国では、温室効果ガスの排出削減とエネルギー安全保障の向上という二つの命題に対処するため、「2020年までに電力供給の50%を再生可能エネルギーで賄う」という政策目標を2009年に閣議決定し、同政策目標を実現するための指針として「トンガ・エネルギーロードマップ2010-2020」(TERM : Tonga Energy Road Map)を策定した。しかしながら「電力供給の50%を再生可能エネルギーで賄う」というTERMの目標を達成するためには、更なる再生可能エネルギーの導入が必要であるが、出力変動を伴う太陽光、風力発電等を大量に導入した場合には安定的な電力供給が難しく、且つ電力系統の周波数が変動し、電力の品質を維持することが困難となる。これに対処するため、更なる再生可能エネルギーの導入と同時にマイクログリッドシステムを適用し、安定した電力供給と電力系統の周波数が変動を可能な限り抑えることが必要となる。

以上の背景から2012年4月、「ト」国は我が国に対し、TERMの目標達成に資するマイクログリッドシステムの導入について無償資金協力の要請を行った。本プロジェクトは、首都ヌクアロファの位置するトンガタブ島において、バイニ地区及び既設ポプア発電所を対象サイトとして、系統連系型の太陽光発電設備（出力1,000kWp）及び系統の安定化を目的としたマイクログリッドシステムの調達・据付を行うものである。

1-3 我が国の援助動向

我が国は「ト」国の国家開発計画、「太平洋・島サミット」における我が国の支援方針等を踏まえ、環境保全や気候変動に対する支援をはじめとして、基礎的な社会サービスの向上やインフラ整備を含む持続的な経済成長基盤の強化に対しても支援を行っている。電力セクターに対しては環境に配慮した社会を整備するため、太陽光発電の普及・活用を促進することにより、再生可能エネルギーの導入を促進する「トンガ・エネルギー・ロードマップ 2010-2020」の取組みへの支援を実施している。表 1-3.1 に我が国の無償資金協力実績を示す。

表 1-3.1 我が国の無償資金協力実績

実施年度	案件名	供与限度額	概要
2004	バイオラ病院改善整備計画	10.30 億円	バイオラ病院の中央診療棟、産科病棟、外科病棟、浄化槽、及びそれらに関わる医療機材の整備を行う。
2008~2010	離島間連絡船建造計画	16.76 億円	現在離島間の重要なライフラインとなっている船が船齢 25 年に達しており、危険な状態で貨物及び旅客を過積載して運航している。その為新たな離島間連絡船(全長 53 メートル、総トン数 1,500 トン)を建造し、関連機材の整備を行うため必要な資金を供与する。
2009	太陽光を活用したクリーンエネルギー導入計画	5.90 億円	太陽光発電施設の提案・導入を進め既存発電機の燃料費の削減及び温室効果ガスの排出量の削減を行う。
2009~2010	バイオラ病院改善整備計画	19.22 億円	バイオラ病院の一般及び専門外来(耳鼻咽喉科、眼科、糖尿病科、理学療法科)・救急部門、歯科診療、霊安室などの医療活動に関わる部分及び看護学校を含む施設の新築既存建物の改修を含む建設計画とそれらの運用に必要な機材整備を行う。

[出所] 外務省 HP を基に調査団が作成

ノン・プロジェクト、草の根・人間の安全保障無償及び草の根・文化無償の近年の年度別実績は以下の通りである。

2006 年:ノン・プロジェクト無償(1.00 億円)、草の根・人間の安全保障無償(12 件)(1.03 億円)

2007 年:草の根・人間の安全保障無償(11 件)(1.00 億円)

2008 年:草の根・人間の安全保障無償(11 件)(0.95 億円)

2009 年:草の根・人間の安全保障無償(11 件)(0.93 億円)

2010 年:草の根・文化無償(0.09 億円)、草の根・人間の安全保障無償(9 件)(0.64 億円)

技術協力については、対「ト」国援助の重点分野において研修員受入、専門家派遣、ボランティア派遣等を行った他、技術協力プロジェクトとして地震観測網整備支援、感染症対策に関するプロジェクト(フィラリア対策、予防接種強化)を実施した。

1-4 他ドナーの援助動向

「ト」国における各ドナーの援助を表 1-4.1 に示す。

表 1-4.1 他ドナーの援助

期間	ドナー名	プロジェクト名	概算金額 (百万 USD)	概要
2015年3月 終了予定	ADB	Promoting Energy Efficiency in the Pacific: Phase 2 (PEEP2)	Phase1:1.2 Phase2:1.2	Phase1(PEEP1):クック諸島、パプアニューギニア、サモア、バヌアツにおける需要家側エネルギー効率化構想構築への技術支援。2011年に完了。クリーンエネルギー基金の援助によるトンガ LED 街灯の導入試験。 Phase2(PEEP2):5か国におけるエネルギー効率改善計画。初期スクーピング調査が全5ヶ国において実施中である。太平洋地域社会基盤機関、世界環境基金及びアジアクリーンエネルギー基金による援助。
2012年1月～ 2013年12月	GIZ	Coping with Climate Change in the Pacific Island Region (CCCPIR)	0.17	BMZによる援助及びGIZ及びSPCのパートナー連携による実施。本プロジェクトのエネルギー部門は2012年1月に開始され、期間は2年間である。トンガ国におけるCCCPIRエネルギー関連事業は風力発電の初期アセスメント及び再生可能エネルギー及びエネルギー効率に関する意識向上のためのワークショップのサポートである。
2011年11月～ 2012年8月	NZAid	Renewable Energy-Meridian Solar Project (Popua Solar Farm)	7.9	トンガタブ島ポプアにおける1MW太陽光発電所建設。1MW太陽光プロジェクト完了に続く、大規模な再生可能エネルギー計画への投資計画の可能性調査。
2011年6月～ 2013年6月	NZAid	Tonga Village Network Upgrade	(5.4百万 NZD)	トンガタブ島ヌクアロファから離れた20村落への配電網の改善。
2011年11月 開始	REEEP	REEEP TERM IU Support	0.12	トンガ国の持続的発展プロジェクト。PILR改革(政策、制度、法律、規定)の提案により、TERMの指標実施計画フェーズ0、1及び2の実行程を構築する。
2012年7月～ 2013年6月	World Bank	TERM Implementation Project	2.8	TERMの制度及び規則の枠組みの強化。
2010年6月～ 2011年6月	World Bank	Tonga Energy Development Policy Project	5.0	TERMのプロジェクト実施に係る予算の補助。

[出所] TERMの情報及びTERMに出向していたWB職員からの情報を基に調査団が作成

第2章 プロジェクトを取り巻く状況

2-1 プロジェクトの実施体制

2-1-1 組織・人員

(1) TERM (Tonga Energy Road Map トンガ・エネルギーロードマップ)

1) 設置目的と役割

TERM 設置の目的は、エネルギーセクターへのドナー受け入れの増加も含め、電気料金を低減させることにより「ト」国の持続的な経済発展を実現するとともに、環境負荷低減とエネルギー安全保障を図ることである。この目標達成のために、TERM 委員会は省庁横断的なメンバーによりに組成される。

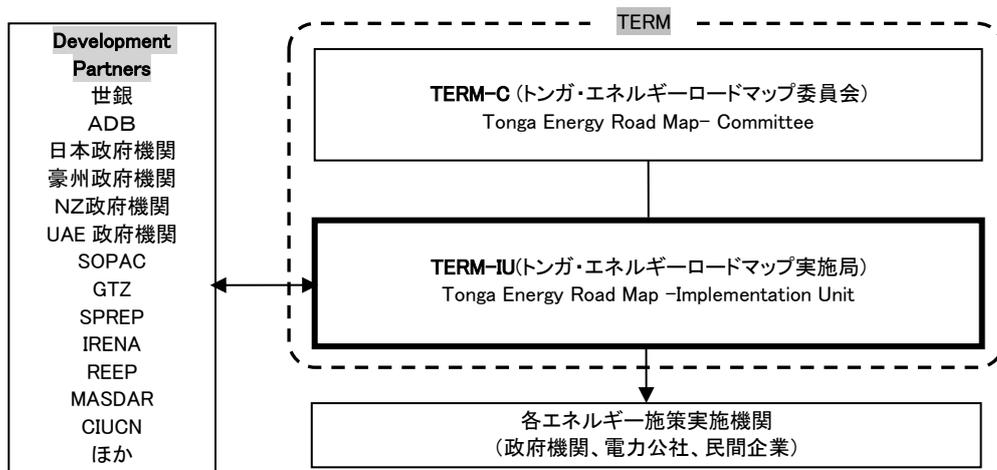
TERM の役割は以下のとおりである。

- エネルギー政策の策定
- 政策実現のための基準づくり
- ドナー・コーディネーション
- プロジェクト・コーディネーション

2) 組織構成

TERM (トンガ・エネルギーロードマップ) の組織構成を図 2-1-1.1 に示す。TERM 委員会は、首相を委員長とし、各省庁の大臣を含む 12 名の委員で構成される。委員会の下部組織として TERM 実施局が置かれ、調査・計画、ドナーとの連絡、エネルギー関連機関との調整等の実務を担っている。

TERM 実施局は、局長以下 6 名の職員で構成されている。TERM 実施局によれば、今後数名の専門家職員の増員に加え、実施局事務所をドナー機関のプロジェクトオフィスとしても利用可能なスペースを確保している。



[出所] トンガ・エネルギーロードマップ実施局

図 2-1-1.1 トンガ・エネルギーロードマップの組織体制

表 2-1-1.1 トンガ・エネルギーロードマップ委員会 委員名簿 (2012 年 10 月 2 日現在)

	役 職	氏 名	所 属	備 考
1.	委員長	Lord Tu'ivakano	首相兼外務・防衛・情報通信大臣	
2.	副委員長	Lord Ma'afu	土地・環境・気候変動・資源省大臣	
3.	財務・国家計画	Lisiate 'Aloveita 'Akolo	財務・国家計画省大臣	
4.	理事	'Akau'ola		2012 年 10 月中に委員を離職しアドバイザーに就任予定
5.	書記	Mishka Tu'ifua	公共事業委員会委員長	
6.	委員 (公営企業)	'Inoke V Finau	公営企業省	2012 年 9 月 1 日より TERM-IU の Director に就任
7.	委員 (外務)	Mahe'uli'uli Tupouniua	外務省	
8.	委員 (運輸)	Ringo Fa'oliu	運輸省	
9.	委員 (法務)	'Aminiasi Kefu	法務省	
10.	委員 (商工労働)	Tatafu Moeaki	商工労働省	
11.	委員 (財務)	Tiofilusi Tiueti	財務省	
12.	委員 (環境・資源)	'Asipeli Palaki	環境省	

[出所] トンガ・エネルギーロードマップ実施局

表 2-1-1.2 トンガ・エネルギーロードマップ実施局 職員名簿 (2012 年 10 月 2 日現在)

	役 職	氏 名
1.	理事(Director)	'Inoke V Finau
2.	顧問(Advisor TERM)	'Akau'ola
3.	会計(Accountant)	Tatiana Marich-Tupou
4.	統計担当(Statistician)	Feleti Wolfgramm
5.	事業管理(Project Administrator)	Siakala Taumoeolau
6.	清掃員(Cleaner)	Louveve Malolo

[出所] トンガ・エネルギーロードマップ実施局

(2) トンガ電力公社

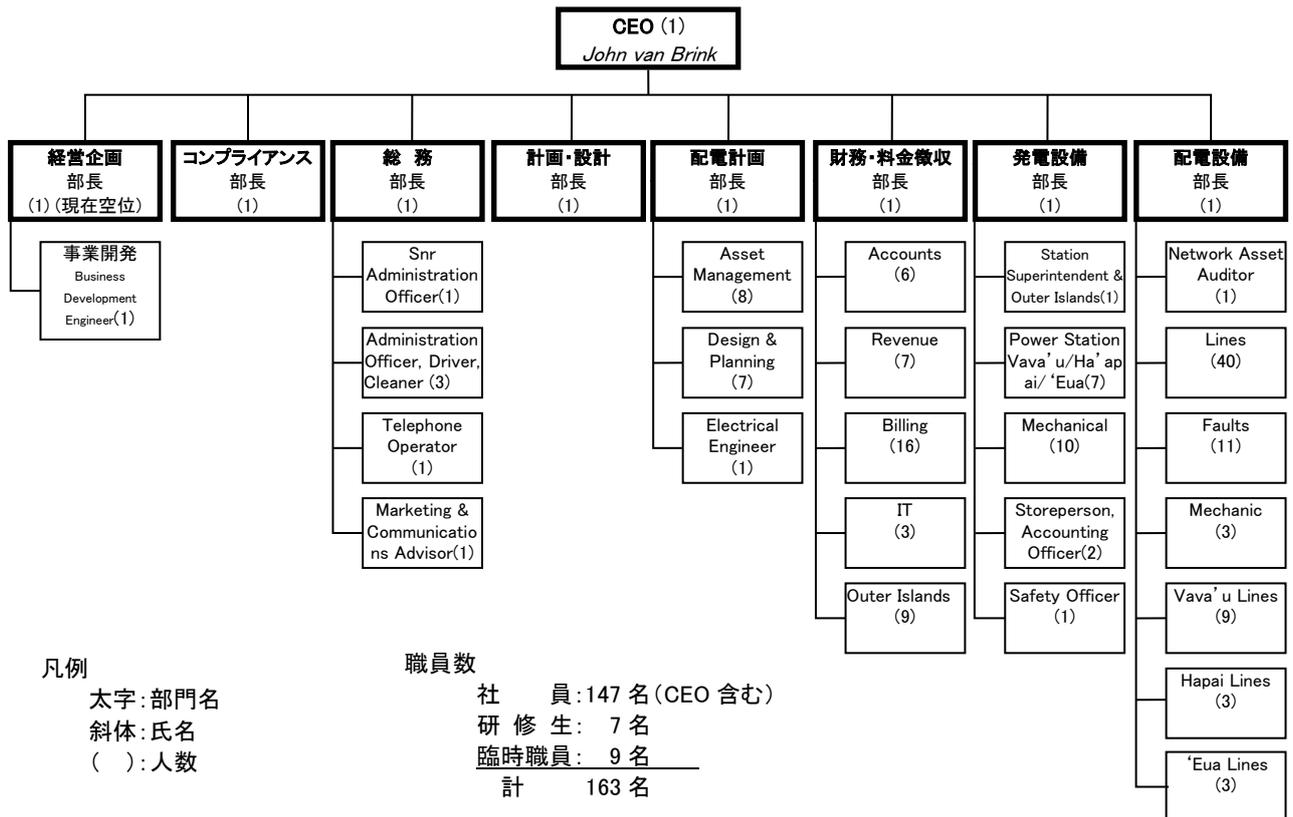
1) 設置目的と役割

トンガ電力公社は、国内の電力供給を目的に 2008 年 7 月に設立された、「ト」国出資 100% の国有会社である。事業内容は、4 島（トンガタブ、ヴァヴァウ、ハアパイ及びエウア）における発電、配電及び売電（商用・家庭用）を行っている。

2) 組織構成

トンガ電力公社の組織構成を図 2-1-1.2 に示す。全体の組織は CEO 以下、8 つの部門で構成されている。職員数は 2012 年 9 月現在で 163 名（CEO、研修生、臨時職員含む）である。

経営・事務部門は、経営計画、コンプライアンス、総務の 3 部門、10 名（うち経営企画部長 1 名のポストは空位）の職員構成となっている。また、技術部門は、設計・計画、配電計画、財務・料金徴収、発電設備、配電設備の 5 部門に分かれており、153 名の職員となっている。



[出所] トンガ電力公社

図 2-1-1.2 トンガ電力公社組織図

(3) 本プロジェクトの実施体制

本プロジェクトの実施体制は、トンガ・エネルギーロードマップ実施局をドナー窓口として、技術協議は実施機関であるトンガ電力公社と行うこととなる。

2-1-2 財政・予算

(1) トンガ・エネルギーロードマップ実施局

トンガ・エネルギーロードマップ実施局 (TERM-IU) は、2011 年 7 月に設置され、職員や活動は拡大途上である。TERM-IU から入手した 2012 年 7 月から 2013 年 1 月までの 7 ヶ月分の予算内訳を表 2-1-2.1 に示す。

- 7 ヶ月間の予算総額は TOP\$658,500 (約 US\$330,000) である。
- 予算総額の約 6 割を人件費が占めている。
- 調査・広報費として、TOP\$75,000 (約 US\$37,500) が確保されている。

表 2-1-2.1 トンガ・エネルギーロードマップ実施局 (TERM-IU) の予算

(2012年7月から2013年1月までの7ヶ月間)

費 目	細 目	金 額 (TOP\$)
業務管理費	人件費	404,000
	その他(福利厚生、会議費、施設費)	14,500
調査・広報費	調査費、広報費	75,000
出張・交通費	国内交通費、海外出張費	65,000
車両費	燃料費	100,000
計		658,500

[出所] トンガ・エネルギーロードマップ実施局

(2) トンガ電力公社 (Tonga Power Limited; トンガ電力公社)

トンガ電力公社の財務状況は、外部監査法人により承認された年報によると以下のとおりである。

1) 損益状況

- 売上高は、2009年度及び2010年度(TOP 36百万)から2012年度(TOP 44百万)にかけて120%増加している。一方、売上げ原価は、2009年度(TOP 27百万)から2012年度(31百万)に114%の増加となっており、この結果売上総利益額は36%増加している。
- 売上総利益率は、2009年度26.5%に対し、2010年度は33.3%であったが、2011年(32.1%)、2012年(30.2%)と減少傾向である。
- 当期純利益は初年度2009年度は赤字計上であったが、2012年度には前年度に比べて減少したもののTOP2.5百万、純利益率は5.6%となっている。

表 2-1-2.2 トンガ電力公社の損益推移 *1

単位：TOP

項 目	2009年*2	2010年	2011年	2012年	備 考
売上高	36,732,124	36,321,524	40,124,291	44,038,707	
売上原価	-26,981,554	-24,209,093	-27,254,796	-30,750,577	
売上総利益	9,750,570	12,112,431	12,869,495	13,288,130	
販売費	-34,639	-47,797	-58,451	-83,749	
一般管理費	-7,959,544	-7,729,260	-8,006,238	-8,874,768	
その他収入	91,287	215,404	568,892	173,726	
営業利益	1,847,674	4,550,778	5,373,698	4,503,339	
金融費用等	-2,768,432	-144,391	-422,039	-1,246,678	
税引前利益	-920,758	4,406,387	4,951,659	3,256,661	
法人税/補助金等	193,774	-1,524,510	-1,237,915	-780,314	税率 25%
当期純利益	-726,984	2,881,877	3,713,744	2,476,347	

*1 各年度の会計期間は、7月1日から翌年6月30日まで。

*2 トンガ電力公社は2007年8月29日に法人設立し、2008年7月25日に操業開始したため、2009年6月30日が会計報告の初年度。

[出所] トンガ電力公社 年間報告書2009年、2010年、2011年、2012年

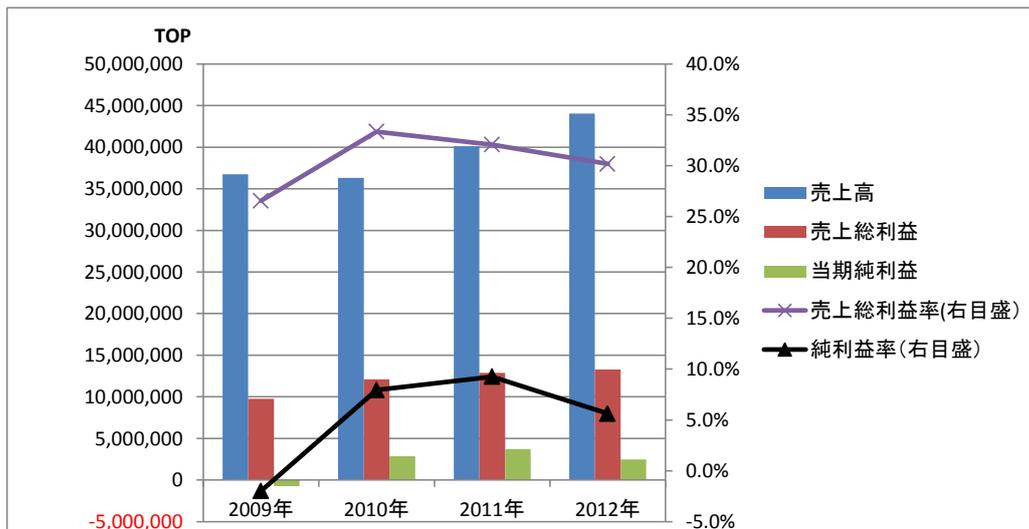


図 2-1-2.1 トンガ電力会社の利益率の推移

2) 資産状況

- トンガ電力会社の主な資産・負債は、表 2-1-2.3 に示すとおり、有形固定資産に計上されている発電・配電関連資産と、当該資産等の購入代金として調達した営業債務及び借入金となっている。
- 2012 年度における有形固定資産額（簿価 TOP 65,185,094）の内訳は、表 2-1-2.4 に示すとおり、配電設備が全体の 63%、続いて火力発電設備(25%)、土地建物（8%）となっている。

表 2-1-2.3 トンガ電力会社の資産状況

単位：TOP

項目	2009 年	2010 年	2011 年	2012 年	備考
資産の部					
流動資産					
現金及び預金	1,742,804	1,459,805	313,663	143,856	
営業債権及びその他の債権	3,781,314	5,040,329	4,830,653	4,358,207	
棚卸資産	401,150	800,121	1,007,301	952,482	燃料、予備品
満期保有有価証券	1,000,000	2,004,518	0	1,000,000	
デリバティブ金融商品	0	0	689,591	0	
小計	6,925,268	9,304,773	6,841,208	6,454,545	
固定資産					
無形固定資産	0	0	413,903	616,420	特許権、営業権等
有形固定資産	50,709,266	51,330,599	53,622,918	58,166,820	
小計	50,709,266	51,330,599	54,036,821	58,783,240	
資産合計	57,634,534	60,635,372	60,878,029	65,237,785	
負債の部					
流動負債					
当座貸越	0	0	63,267	549,810	
営業債務及びその他の債務	3,914,317	4,939,666	4,171,574	3,901,873	

項 目	2009 年	2010 年	2011 年	2012 年	備 考
配当準備金	0	1,000,000	1,000,000	866,721	
税金負債	0	587,687	422,260	440,951	
借入	1,391,041	3,499,406	2,459,980	435,400	
デリバティブ金融商品	0	0	307,324	139,479	
小計	5,305,358	10,026,759	8,424,405	6,334,234	
固定負債					
繰延税金負債	926,393	1,863,719	2,679,374	4,337,202	
借入	14,719,844	10,180,078	7,495,690	6,722,768	
小計	15,646,237	12,043,797	10,175,064	11,059,970	
負債合計	20,951,595	22,070,556	18,599,469	17,394,204	
資本の部					
株式資本	32,783,595	32,783,595	33,783,595	33,783,595	
資産再評価準備金	4,626,328	4,494,147	4,361,966	8,317,362	
利益剰余金(内部留保金)	-726,984	1,287,074	4,132,999	5,742,625	
資本合計	36,682,939	38,564,816	42,278,560	47,843,582	
資本負債合計	57,634,534	60,635,372	60,878,029	65,237,786	

[出所] トンガ電力公社 年間報告書 2009 年、2010 年、2011 年、2012 年

表 2-1-2.4 トンガ電力公社の有形固定資産内訳 (2012 年 6 月末時点)

単位：TOP

項 目	取得価格	減価償却額	残存簿価	残存簿価率
火力発電設備	19,960,349	5,359,477	14,600,872	27%
配電設備	36,519,458	0	36,519,458	0%
コンピュータ及び関連品	531,727	231,347	300,380	44%
調度品	101,899	40,211	61,688	39%
消耗工具設備	572,491	243,737	328,754	43%
車両	1,608,611	737,064	871,547	46%
土地建物	5,223,480	406,438	4,817,042	8%
プロジェクト作業中資産	667,079	0	667,079	0%
計	65,185,094	7,018,274	58,166,820	11%

[出所] トンガ電力公社 年間報告書 2012 年

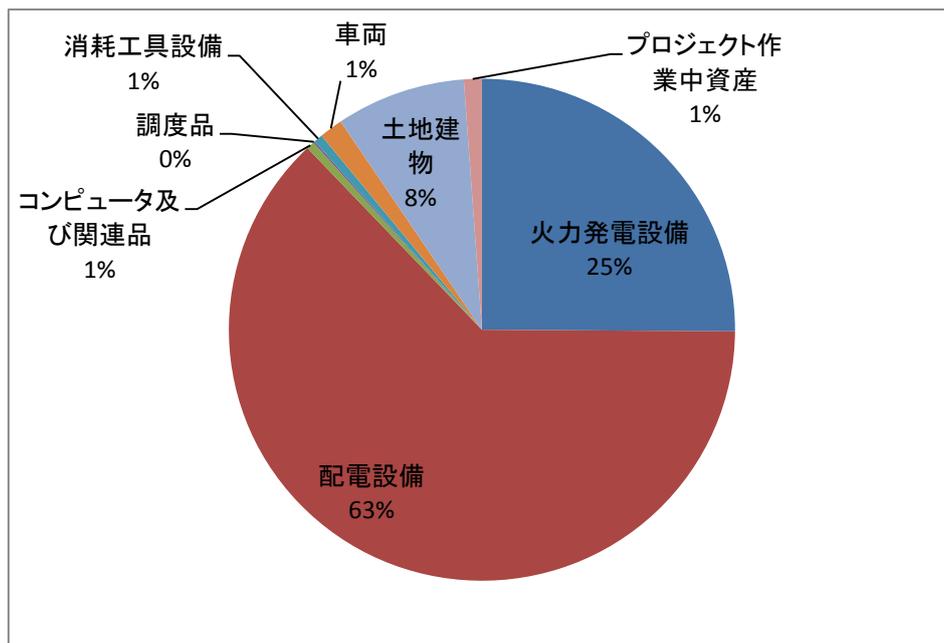
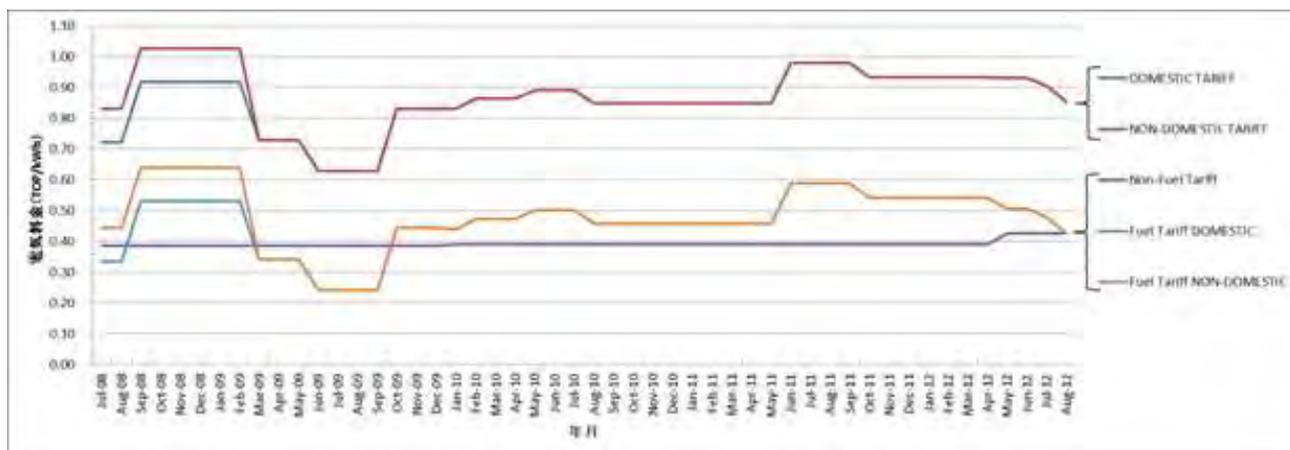


図 2-1-2.2 トンガ電力会社の有形固定資産内訳 (2012 年 6 月末時点)

3) 電力料金

電源の大半をディーゼル発電に依存するトンガ電力会社の電気料金は非常に高額であり、世界的に原油価格の高騰した 2008 年には、家庭用 TOP 0.9167/kWh (¥45.21/kWh)、非家庭用 (商業、教育、宗教、政府施設等) TOP 1.0267 (¥50.64/kWh) まで上昇した。2009 年の 3 月以降、家庭用と非家庭用の料金種別が無くなり、一律の料金となった。トンガ電力会社の電気料金は、燃料料金 (Fuel Tariff) と非燃料料金 (Non-Fuel Tariff) から構成され、非燃料料金は 2008 年のトンガ電力会社設立から 2009 年 12 月まで TOP 0.3869/kWh、2010 年 1 月に TOP 0.3914/kWh に値上げされ、2012 年 5 月に再度の値上げにより TOP 0.4266/kWh となっている。燃料料金は、トンガ電力会社が購入するディーゼル油の単価が改定される度に再計算が行われ、最新の燃料単価をベースに今後 6 ヶ月間の燃料料金収入と燃料購入費用をシミュレーションし、両者がバランスするよう燃料料金が調整される。図 2-1-2.3 に、2008 年から現時点までの電気料金の推移を示す。

2012 年当初以降の燃料単価の下落を反映し、2012 年 5 月には TOP 0.036/kWh、7 月には TOP 0.0264/kWh、8 月には TOP 0.0529/kWh の燃料料金の値下げが行われ、2012 年だけで TOP 0.1153/kWh の燃料料金引き下げが実施されている。表 2-1-2.5 に 2012 年のトンガ電力会社の電気料金を、図 2-1-2.4 にトンガ電力会社が購入するディーゼル油単価の推移を示す。トンガ電力会社が購入するディーゼル油は税金が免除され、更に市場価格に対して TOP 0.025/ℓ の割引が適用される。



[出所] トンガ電力公社

図 2-1-2.3 トンガ電力公社の電気料金の推移

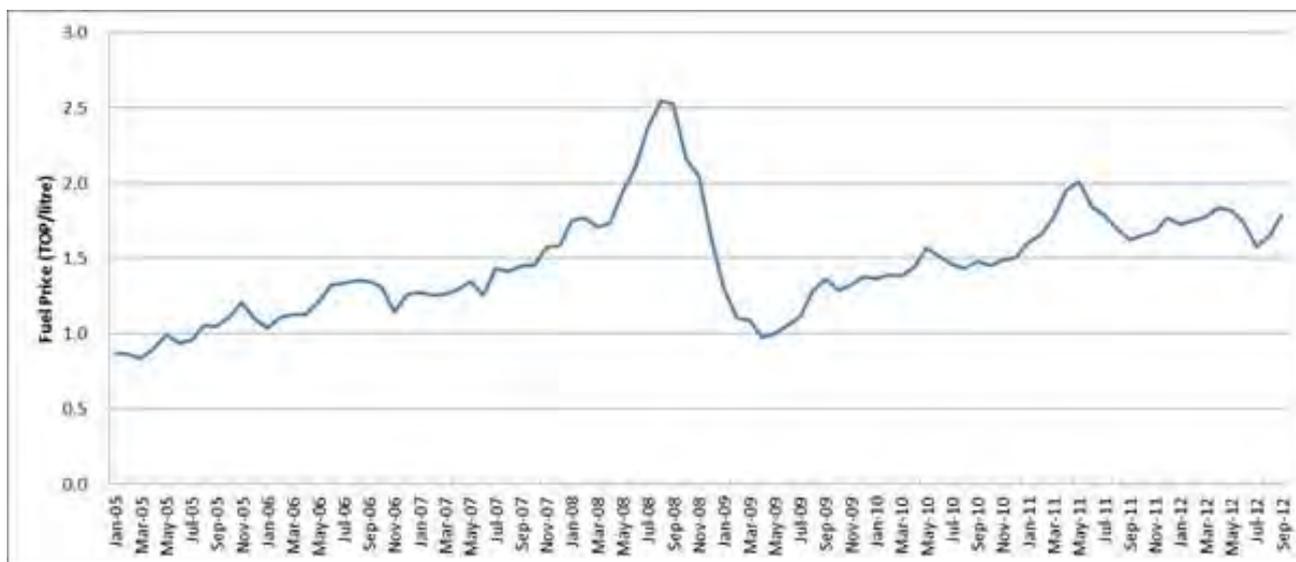
表 2-1-2.5 2012 年のトンガ電力公社の電気料金

単位：TOP

項目	2012年1~4月	2012年5月	2012年7月	2012年8月
非燃料料金	TOP 0.3914/kWh	TOP 0.4266/kWh	TOP 0.4266/kWh	TOP 0.4266/kWh
燃料料金	TOP 0.5414/kWh	TOP 0.5054/kWh	TOP 0.4790/kWh	TOP 0.4261/kWh
合計 (円換算)	TOP 0.9328/kWh (¥46.01/kWh)	TOP 0.9320/kWh (¥45.97/kWh)	TOP 0.9056/kWh (¥44.66/kWh)	TOP 0.8527/kWh (¥42.06/kWh)

[出所] トンガ電力公社

[備考] TOP : Tonga Pa'anga、1TOP=¥49.32 (2012年10月時点)



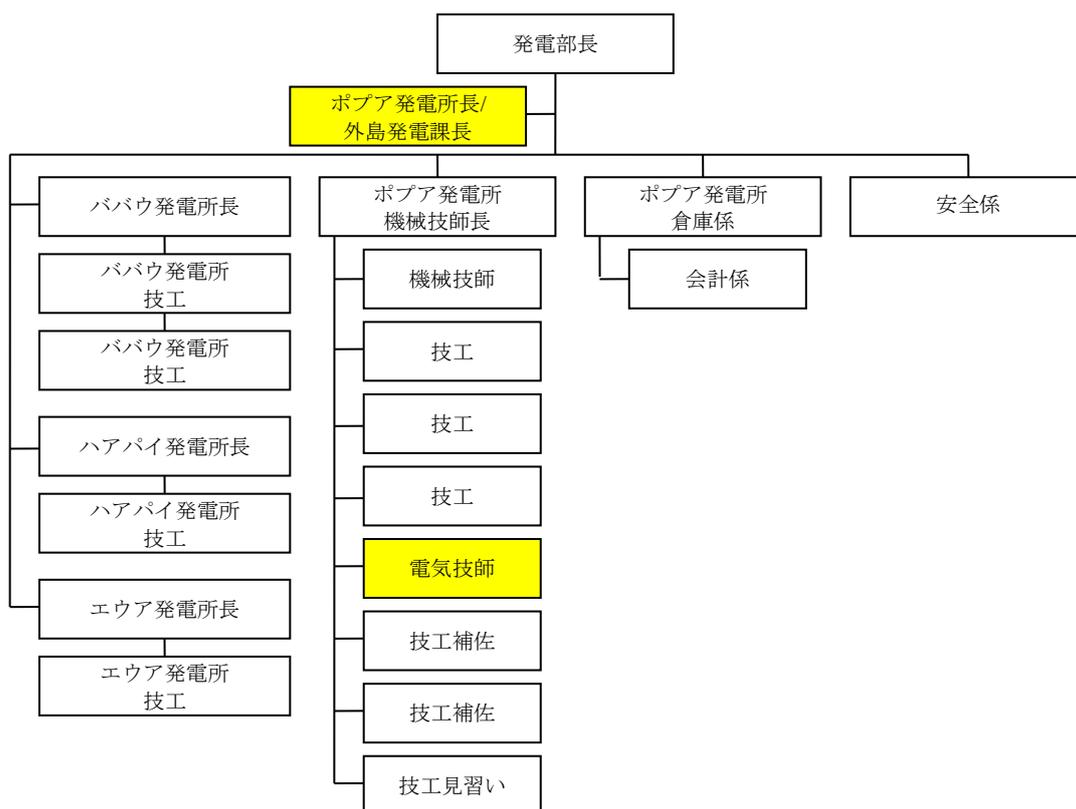
[出所] トンガ電力公社

図 2-1-2.4 トンガ電力公社が購入するディーゼル油単価の推移

2-1-3 技術水準

本プロジェクトで調達される太陽光発電設備、マイクログリッドコントローラー等の運転・維持管理を担当するのは、トンガ電力公社の発電部門である。トンガ電力公社は2008年に設立されたが、その前身である Shoreline Power において発電設備の運転・維持管理に従事した要員がトンガ電力公社に引き継がれている。トンガ電力公社の発電部門には、ニュージーランドやオーストラリアの大学を卒業した技術者が在籍し、他の大洋州の国々と比較して技術レベルは高い。既設のディーゼル発電機の運転・維持管理を問題なく行っており、大きなトラブルも発生していない。ディーゼルエンジンの潤滑油交換周期、オーバーホールの周期を厳密に守っており、計画的な維持管理が行われている。

図 2-1-3.1 にトンガ電力公社発電部門の組織を示す。以下の組織の中で、ポプア発電所長、電気技師（組織図中に黄色で示す）が本プロジェクト竣工後、設備の運転・維持管理の実務を担う。ポプア発電所長は四十代半ばの電気技術者であり、ニュージーランドの工科大学を卒業、Shoreline Power (TPL の前身) で発電技師を務めた後トンガ電力公社に入社した。同氏は電気設備のみならず、発電設備全般について深い技術的知識、経験を有している。電気技師は二十代後半であり、オーストラリアの大学で電気工学の学士を取得後、トンガ電力公社に入社した。JICA の太陽光研修に過去二回参加した経験がある。



[出所] トンガ電力公社

図 2-1-3.1 トンガ電力公社発電部門の組織

「ト」国では、2012年7月に既設ポプア発電所内で1.3MWpの太陽光発電設備が運転を開始し、トンガ電力公社の発電部門が同設備の運転・維持管理を行っている。このため、本プロジェクトが竣工する頃にはトンガ電力公社内は太陽光発電設備の運転・維持管理技術を習得して

いるものと思われるが、本プロジェクトで導入するマイクログリッドシステムは、トンガ電力公社にとって初めて取り扱う設備となる。上述の 1.3MWp の太陽光発電設備に関してトンガ電力公社は、当設備の建設を担当したニュージーランドの Meridian Energy 社との間で Asset Management Contract を締結し、同設備の保証期間を 2017 年まで延長している。本プロジェクトにおいてもこれと同様に、瑕疵担保期間終了後も一定期間の保証延長が可能となるよう、トンガ電力公社と日本の機器メーカーとの間で「設備管理契約」を取り交わすことが推奨される。上述の通りトンガ電力公社の技術水準は比較的高いため、本プロジェクトの初期操作・運用操作指導、並びにソフトコンポーネントによって運転・維持管理技術の移転を行えば、本プロジェクトで調達される機材の運転・維持管理は問題なく行われるものと判断される。

2-1-4 既存施設・機材

(1) 電源設備構成

トンガタブ島では、唯一の発電所であるポプア発電所のディーゼル発電設備から島全域へ電力供給が行われている。同発電所には、No.1 建屋に設備容量 1,400 kW のディーゼル発電機が 6 台、No.2 建屋に 2,880 kW の発電機が 1 台設置されている。表 2-1-4.1 にトンガタブ島の電源構成概要を示す。

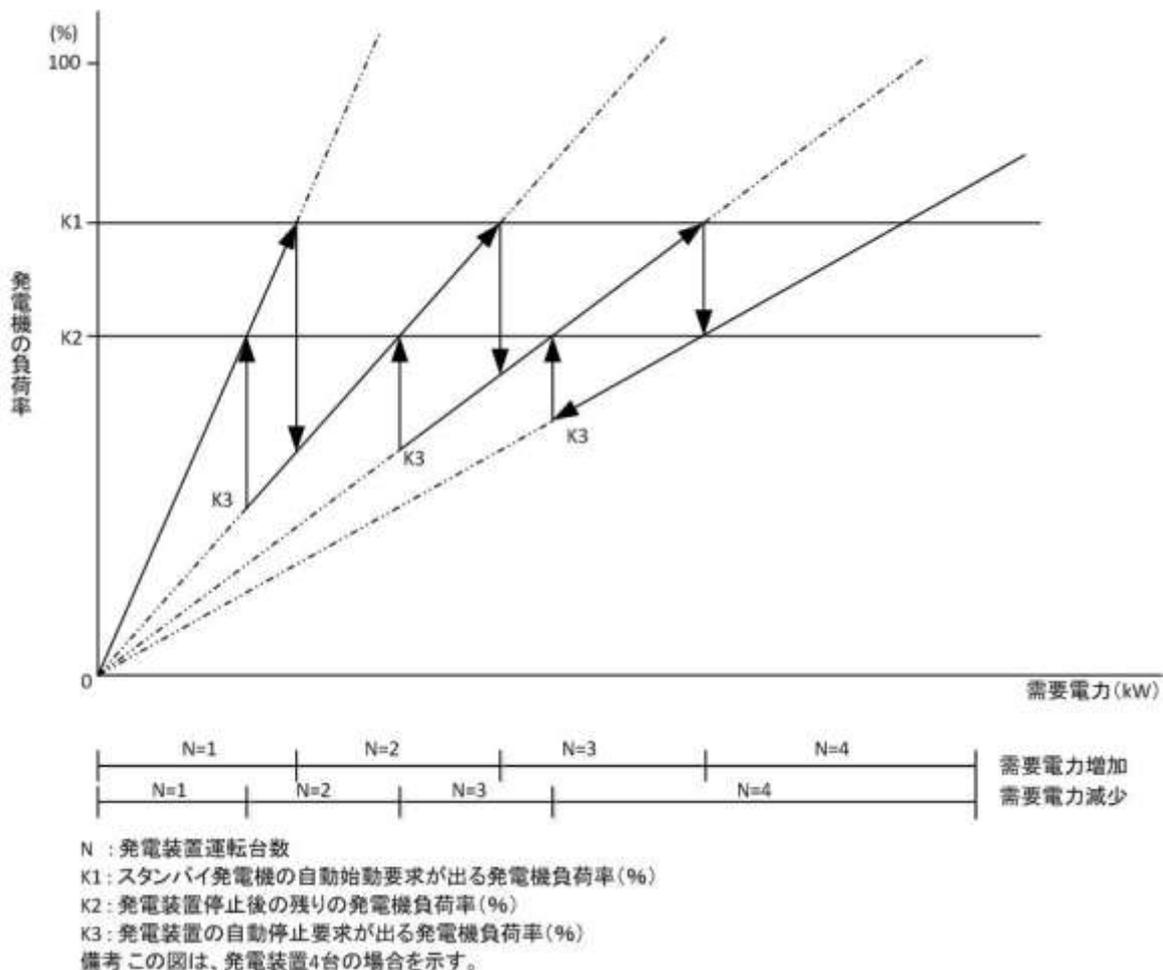
表 2-1-4.1 トンガタブ島の電源構成概要

ディーゼル発電機	回転数 [rpm]	台数	設備容量		調速機	
			単機 [kW]	小計 [kW]	形式	制御モード
Caterpillar 社製 3516B	1,500	6	1,400	8,400	WOODWARD	MSLC、DSLCLC
MaK 社製 6CM32C	600	1	2,880	2,880	723+	アイソクロナス ベースロード
総計				11,280		

[出所] JICA 調査団

(2) 電源設備の負荷追従制御

No.1 建屋のディーゼル発電機 6 台は、運転台数制御（負荷率制御範囲：65%～85%）で運用されており、負荷追従変動に対する追従を担っている。運転台数制御とは、燃料消費を抑制するため、運転中の発電機負荷率を適正な範囲に保ち、需要電力の増減に応じて運転台数を自動制御するシステムである。離島等、小規模系統の電源制御に多く用いられる。運転台数制御の概要を図 2-1-4.1 に示す。ポプア発電所では、図中の K1 が 85%、K2 が 65%に設定されている。



[出所] JIS F 9800 をもとに JICA 調査団にて作成

図 2-1-4.1 運転台数制御の概要

具体的な運転台数制御の手順は、需要が増大し、運転中の発電設備が負荷率 85%に達すると待機中の発電機に対し追加起動信号が発信され、需要に応じて 1 台ずつ発電設備を追加していくというものである。発電設備の起動/停止は表 2-1-4.2 及び表 2-1-4.3 に示すシーケンスで負荷分担運転に移行する。

表 2-1-4.2 運転台数制御における追機シーケンスの概要

条件	時限	動作
運転中の発電設備の負荷が 85%に到達	180 秒	追加起動信号発信 (5 秒程度起動)
追機設備の同期並入		自動負荷制御運転開始 (負荷増加速度 5%/sec)
追機設備が出力 500 kW に到達	60 秒	暖気のため一定出力運転
追機設備の暖気運転完了		自動負荷制御運転継続 (負荷増加速度 5%/sec)
負荷分担中の発電設備と同様の出力に到達		追記設備の負荷分担運転開始

[出所] JICA 調査団

表 2-1-4.3 運転台数制御における停止シーケンスの概要

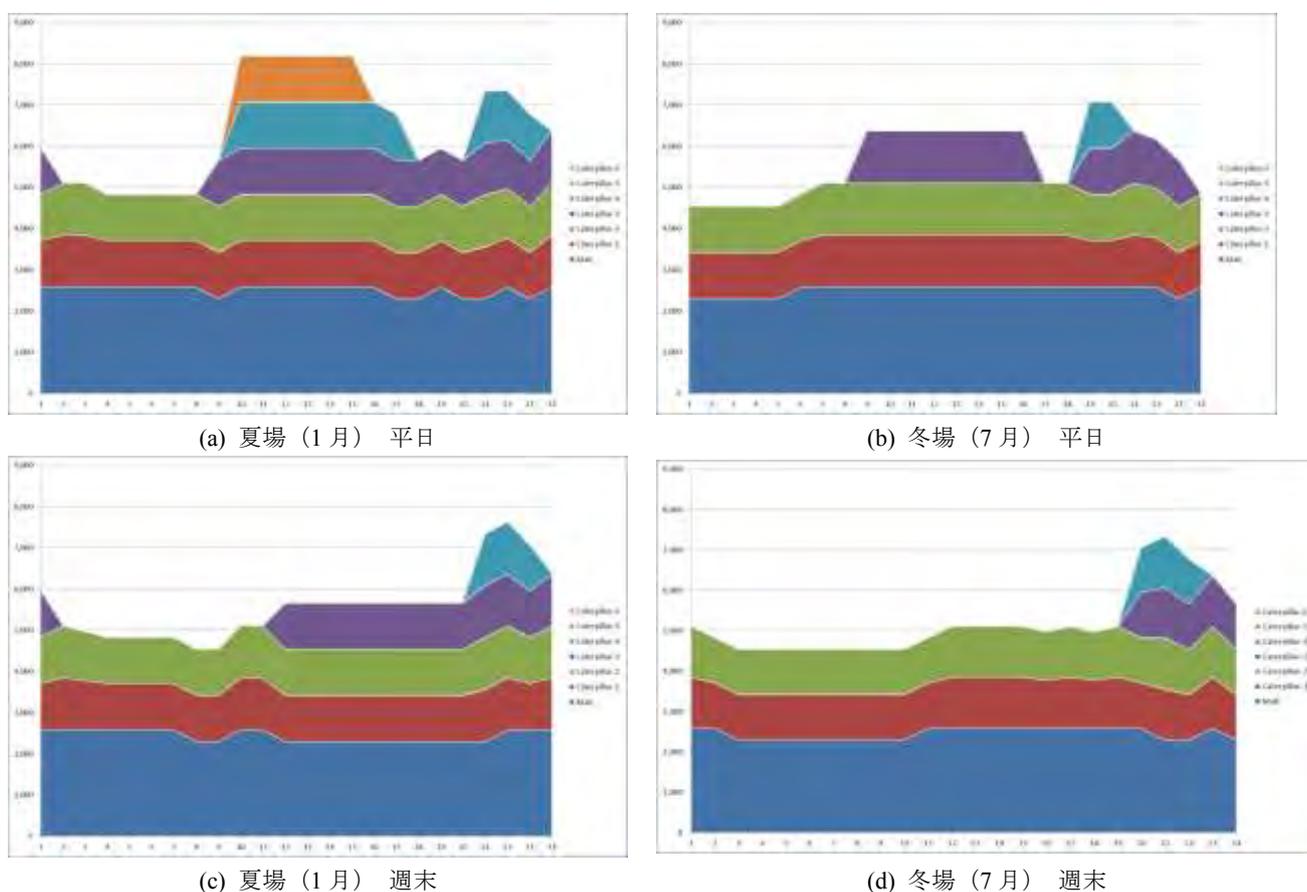
条件	時限	動作
運転中の発電設備の負荷が 65%に到達	180 秒	余剰設備への停止信号発信
余剰設備の停止信号の受信		自動負荷制御運転開始 (負荷低減速度 5%/sec)
出力 50 kW に到達		発電機遮断器の解列
発電機遮断器の解列		余剰発電設備の停止

[出所] JICA 調査団

トンガタプ島には大規模な産業機器を導入している大口需要家が存在しないことから、上記のシーケンスで追機まで数分を要しても、負荷分担運転中の発電設備は負荷率の高警報95%に達する前に追機が完了している現状にある。

一方、No.2 建屋に設置されている中速回転（600 rpm）の MaK 社製ディーゼル発電機は、高速回転（1,500 rpm）の Caterpillar 社製ディーゼル発電機に比べ熱効率がよく（燃料消費率が低く）、ベース負荷発電設備として負荷率 85% で一定負荷運転されている。

「ト」国政府のエネルギー政策委員会（Tonga Energy Road Map Government Committee : TERM-C）が取りまとめた、再生可能エネルギー導入計画報告書に示される典型的な日負荷曲線を図 2-1-4.2 に示す。同図では、夏場（1月）の平日、冬場（7月）の平日、夏場（1月）の週末、冬場（7月）の週末と、傾向が異なる4つの日負荷曲線を分けて示している。また、前述した、No.1 建屋の発電設備 6 台による運転台数制御、及び、No.2 建屋の発電設備 1 台による負荷一定運転で、需要を賄う場合の発電設備の運転状況の例も合わせて示した。



[出所] Renewable Energy Supply to the Four Island Grids in Tonga (March 2010) をもとに JICA 調査団にて作成

図 2-1-4.2 トンガタプ島の電力需要と電源運用

(3) 周波数制御

表 2-1-4.1 に示したように、運転台数制御を行っている発電設備 6 台の调速機はアイソクロナス制御モード、定格出力が他より大きい 2.88 MW の発電設備 1 台はベースロード制御モードに設定されている。したがって、運転台数制御が行われている発電設備で、周波数制御を

行っている形式である。

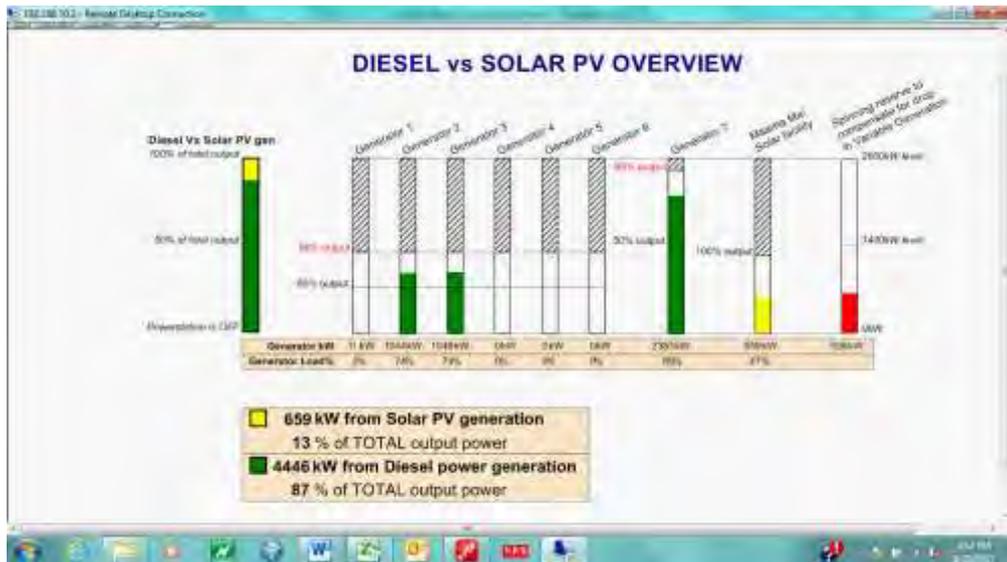
(4) 既設太陽光発電設備の運用開始後の電源運用 及び 課題

2012年8月20日より、ニュージーランド政府の援助によって整備された1.3 MWpの太陽光発電設備が運用を開始している。図2-1-4.2の(a)に示したように夏場 平日の電力需要は8.5 MW程度まで達しているものの、同図(d)に示したように冬場 週末の電力需要は4.5 MW程度であり、この時間帯に太陽光発電設備が最大出力を行った場合、需要の30%以上を再生可能エネルギー電源で行っている形となる。第一次現地調査期間中、実際にそのような状況が確認された。

太陽光発電設備から得られる電力は、天候に応じて著しく変動する、いわゆる「出なり電力」であるため、天候変化による出力低下に対して即座に出力増加を行える運転余力、瞬動予備力を確保しておく必要がある。前述した、現状行われている運転台数制御と一定負荷制御の組み合わせでは、運転台数制御が行われている発電設備6台のうちの運転中発電設備の調速機余力のみが瞬動予備力となるため、十分な容量が確保できないという課題がある。

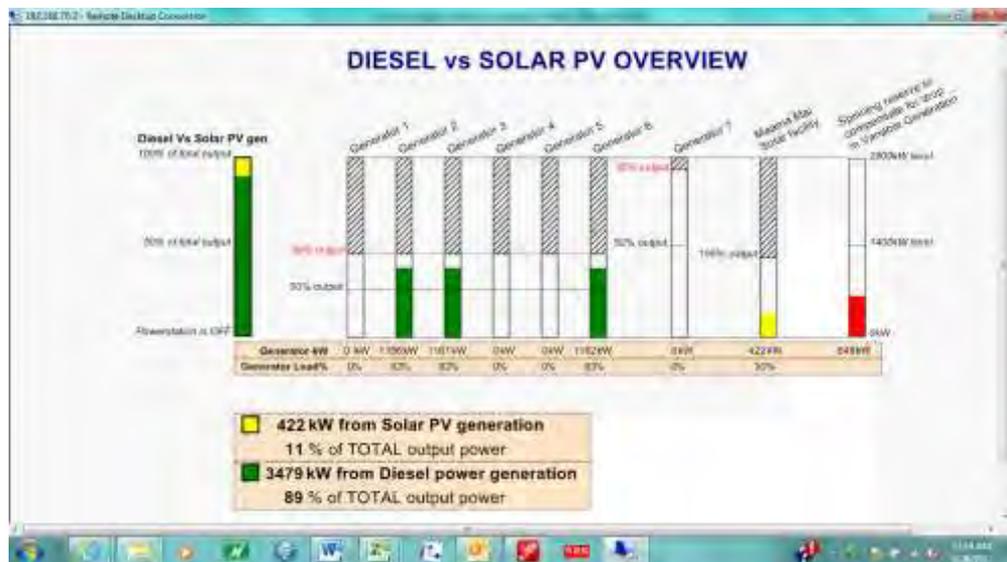
現在、運転台数制御を行っている設備と負荷一定制御を行っている設備の制御システムは統合されていないため、太陽光発電設備の依存度が增大する週末については、負荷追従、周波数制御、瞬動予備力確保の観点から、比較的熱効率が高い中速回転の発電設備を停止せざるを得ず、週末の朝に停止し、平日の朝に起動するという運用を手動で行っている。本プロジェクトで太陽光発電設備の導入拡大をする場合、平日においても太陽光発電設備への依存度が增大するため、この2つのシステムを統合し、負荷分担を行えるよう、シーケンス制御システムの統合、負荷及び電圧制御システムの統合が不可欠である。第一次現地調査にSCADAシステム上で確認された以上の状況を図2-1-4.3に示す。

トンガ電力公社において、これまでこの制御システム統合については、太陽光発電設備導入以前から、電力の安定供給の観点から議論が繰り返されているものの、予算確保の観点から実現できておらず、今後、実現できる見通しも立っていない。しかしながら、本プロジェクトにおいて、再生可能エネルギー電源の導入拡大にあたっては、瞬動予備力の確保は前提条件である。



[出所] SCADA システム、TPL

(1) 冬場 平日の運転状況



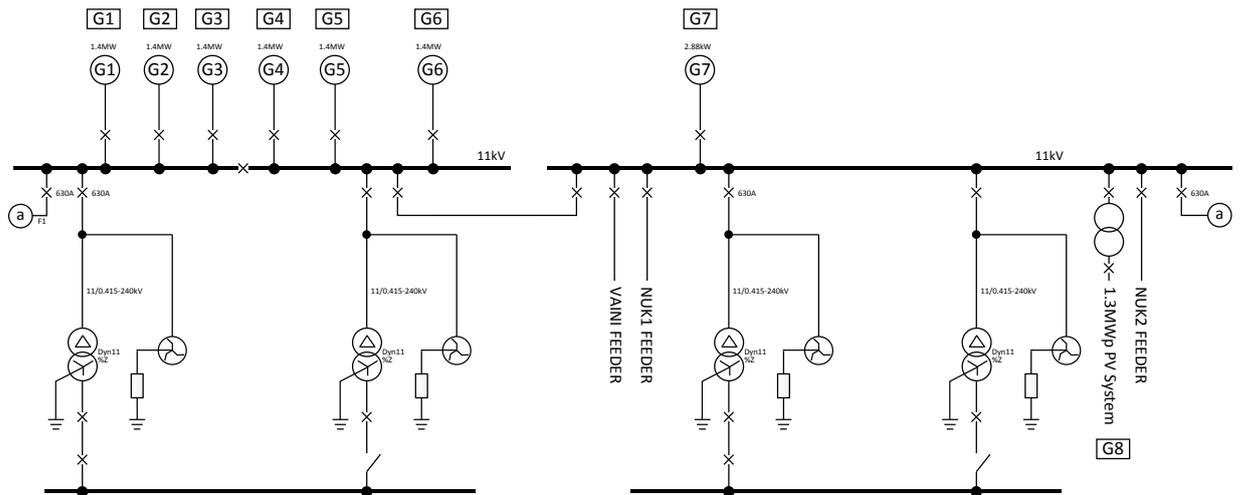
[出所] SCADA システム、TPL

(2) 冬場 週末（日曜日）の運転状況

図 2-1-4.3 運転台数制御の概要

(5) 発電所の母線構成

ポプア発電所から電圧階級 11kV の配電線でトンガタブ島全域に配電され、低圧需要家には柱上変圧器にて 415-240 V に降圧し供給されている。ヌクアロファ市街地に電力供給を行う Nuk 1 系統、島西側に供給する Nuk 2 系統、島東側に供給するバイニ系統の 3 つの 11 kV 高圧配電線が存在する。発電所母線構成を図 2-1-4.4 に示す。



[出所] JICA 調査団

図 2-1-4.4 ポプア発電所の母線構成

各系統の供給区域を図 2-1-4.5 に示す。



[出所] JICA 調査団

図 2-1-4.5 トンガタブ島の系統構成

2-2 プロジェクトサイト及び周辺の状況

2-2-1 関連インフラの整備状況

(1) 港湾

トンガ国トンガ・タブ島のヌクアロファ市には島内唯一の3万8千トン迄の大型貨物船が接岸でき、本プロジェクトの機器類などを収めたコンテナの陸揚が可能である QUEEN SALOTE WHAF 港がある。この港には門型クレーンなどの陸からの陸揚げ設備はなく、本プロジェクトの資材は船側のクレーンで陸揚げが必要となるため、資材の輸送にはクレーン付き貨物船が必要である。

(2) 道路

ヌクアロファ市内の主用道路は、アスファルト舗装の片側1車線である。

本プロジェクトの計画地はトンガタブ島内のポプア発電所及びバイニ地区の新サイト（以後バイニサイト）の2カ所であるが、それぞれ陸揚げ港より7km及び10Kmの地点である。陸揚げ港よりそれらの計画地までは主用道路が整備されており、機材を収納したコンテナトラックによる輸送等資機材の搬入には問題が無い。

(3) 水道設備

基本的に太陽光発電システムでは水は使用しないが、建設時における水使用（コンクリートミキシング等）に於いては、ポプア発電所に関しては、既存の水道設備が有る為問題が無い。又、新たにPVモジュールを設置する予定のバイニサイトに於いても、近隣に民家が在り、それら民家に水道設備が認められる事より、「ト」国側の負担に於いて、工事時に使用する水を確保する為に、「ト」国側にて既設水道管より分岐し、本プロジェクト地に引き込む事で問題は無い。

(4) 通信

本プロジェクト用地のあるトンガタブ島では、プリペイド式携帯電話サービスが普及しており、通信のほとんどが携帯電話で行われており、通信状況は比較的良い。

又、インターネットサービスを提供しているプロバイダーがヌクアロファ市に存在し、インターネットサービスを利用して、ダイヤルアップ、LAN、無線LANでの電子メールの送受信が可能である。

2-2-2 自然条件

(1) 温度

「ト」国の気象局が測定した Fua'amotu 国際空港の2011年の各月の月平均気温、最高気温、最低気温を表2-2-2.1と図2-2-2.2に示す。各月の平均気温は7月の21℃から2月の26.4℃で年間平均気温は23.7℃であり年間を通じて大きな変動はない。各月の最高気温は夏の12月31.5℃から冬の7月28.4℃で年間平均最高気温は30.3℃でこちらも大きな変動はない。最低

気温は9月の11℃から11月の20.6℃となっている。最高気温と最低気温の差は9月が20.1℃となりもっとも大きく昼間は暑く夜は肌寒い状況となる。

表 2-2-2.1 月別平均気温・最高気温・最低気温

単位:℃													
月	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	年平均
平均気温	25.7	26.4	26.2	25	23.2	22.1	21	21.1	21.3	22.5	24	25.2	23.7
最高気温	30.6	31.6	32.5	31	30.1	29.2	28.4	28.7	31.1	28.5	29.8	31.5	30.3
最低気温	19	19.6	20.1	19.4	18.6	15.6	14	14.1	11	15.4	20.6	16.6	17.0

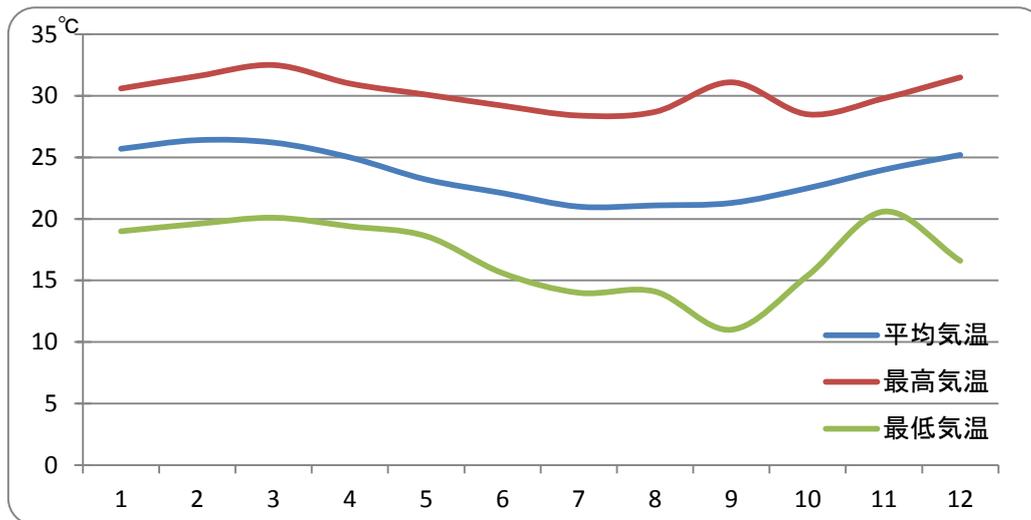


図 2-2-2.1 月別平均気温・最高気温・最低気温

(2) 雨量

「ト」国における 2003 年～2011 年の月平均雨量データとグラフを表 2-2-2.2 及び図 2-2-2.2 に示す。

- 年間雨量の最低は 2003 年の 1,546mm で最高は 2008 年の 2,383mm である。
- 月々の平均は 10 月の 105mm で最高は 1 月の 252mm である。
- 各月とも雨量があり太陽電池モジュールの洗浄には適当と考えられる。

表 2-2-2.2 月平均雨量

単位: mm											
月 \ 年	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	合計	月間平均
1	413	85	259	194	19	304	570	163	261	2,268	252
2	30	98	15	153	240	420	144	269	239	1,608	179
3	321	253	144	137	180	279	77	191	140	1,721	191
4	78	36	313	357	287	92	249	605	172	2,189	243
5	38	127	161	34	572	344	206	209	244	1,933	215
6	16	211	172	359	48	94	73	10	167	1,149	128
7	116	164	165	70	228	97	69	56	208	1,172	130
8	221	355	193	90	126	35	105	21	89	1,235	137
9	76	245	125	101	158	285	323	32	201	1,545	172
10	62	30	318	99	133	42	48	158	58	947	105
11	42	38	179	43	149	285	40	136	210	1,122	125
12	135	108	49	293	163	108	189	185	304	1,533	170
年間雨量	1,546	1,751	2,092	1,927	2,303	2,383	2,093	2,035	2,293		

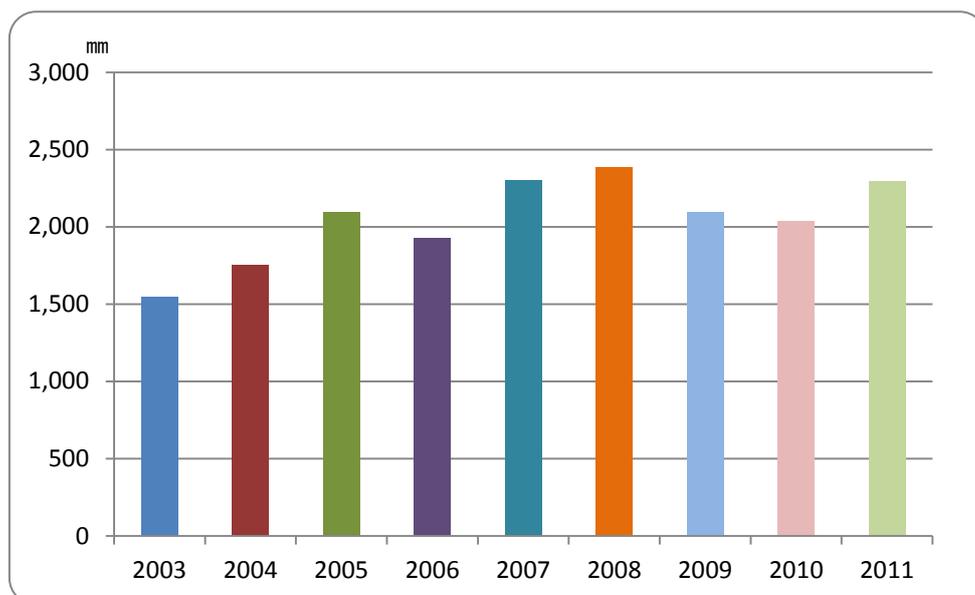


図 2-2-2.2 年間合計雨量

2-2-3 環境社会配慮

2-2-3-1 環境影響評価

2-2-3-1-1 環境社会影響を与える事業コンポーネントの概要

本プロジェクトの事業コンポーネントには、系統安定化装置、蓄電設備、太陽光発電システム (1.0MWp) 及びソフトコンポーネント (維持管理マニュアル作成、維持管理支援) が含まれている。当初、再生可能エネルギー源として、太陽光発電システム (0.5MWp) と風力発電タービン (0.5MWp) の両者がトンガ国側から要請されていた。しかし、風力発電タービンについては、後述の代替案の比較 (2-2-3-1-4 参照) で示すように、環境認可を得るまでに長期間を要することなど、本プロジェクトのスケジュールに沿うものでないことから、採用されなかった。また、蓄電設備については、当初、産業用鉛蓄電池の導入が想定されていたが、再生可能エネルギー源が太陽光発電システムのみとなったために、その発電の特性から、有害な重金属を含まないリチウムイオンキャパシタを蓄電設備として導入することとなった。

その結果、協力対象事業として系統安定化装置と 500kWp リチウムイオンキャパシタが既存のポプア発電所内に、また、バイニ地区のサイトに出力 1.0MWp の太陽光発電システムと 500kWp リチウムイオンキャパシタが設置される計画である。このうちバイニ地区の太陽光発電システム設置予定サイトは、現在、ココヤシとマンゴの果樹が散在する空き地であり、発電所用地として土地利用の転換が行われることなどから、環境社会配慮についての検討が必要となる。

2-2-3-1-2 ベースとなる環境社会の状況

(1) プロジェクト・サイトの状況

太陽光発電システムのプロジェクト・サイトは、トンガタプ島のほぼ中央部、バイニ地区

にあり、ラグーンに接して島を東西に横断する主要幹線(タウファアハ道路 : Taufa'ahau Road)の南側に位置している。プロジェクト・サイトは貴族の所有地であり、図 2-2-3-1-2.1 (写真)に示すように、下草の生い茂る平地にココヤシ等の果樹が散在する空き地である。



図 2-2-3-1-2.1 太陽光発電システムのプロジェクト・サイト (北側からの眺め)

図 2-2-3-1-2.2 では、後方のココヤシが散在する土地が太陽光発電システムのプロジェクト・サイトであり、白い車が走行している道路が 2 車線の主要幹線、手前に延びる舗装道路がプロジェクト・サイトの北約 500 メートルにある廃棄物処分場へのサービス道路となっている。反対側の未舗装の道路は、幅約 4 メートルの農道であり、プロジェクト・サイトの東側と接している。幹線道路を 1 キロメートルほど東へ向かうとバイニの集落が、また、反対側の西に 2 キロメートルほど進むと (ヴェイトンゴ : Veitongo) の集落となる。



図 2-2-3-1-2.2 太陽光発電システムのプロジェクト・サイト（南側からの眺め）

図 2-2-3-1-2.2 は、プロジェクト・サイトの東側に接する農道から北側を写している。農道の左側がプロジェクト・サイト、また、農道を挟んで右手奥に見える比較的大きな白い建物は、最近まで空き家となっていたが、現在は、キリスト教系の宗教団体の教会として利用されている。

プロジェクト・サイトの周辺一帯は農地である。プロジェクト・サイトと同様のココヤシやマンゴ等の果樹が散在する粗放的な農地と、手入れされた畑地が混在している。プロジェクト・サイトに近接する土地には、上記の教会の他に数軒の農家があるが、何れも用地境界から 20 メートル以上の距離がある。

(2) 用地取得、住民移転の必要性

トンガにおいては、後述するように土地の売買は法により禁じられており、本計画の実施機関であるトンガ電力公社（Tonga Power Limited: TPL、以下 TPL という）は太陽光発電システムのプロジェクト・サイトを借地することになる。プロジェクト・サイトは貴族が所有する空き地であり、住宅等の建設物はなく、また、不法占拠も存在しないことから、住民移転は発生しない。なお、太陽光発電システムを設置するためには用地内の樹木を伐採する必要があり、このための補償については、TPL と土地所有者との間のリース契約に含まれて支払われることになる。

(3) 土地所有制度とプロジェクト・サイトの権利状況

トンガの土地制度の最大の特徴は、土地法の冒頭で宣言されているとおり、“王国のすべ

ての土地は、国王（Crown）の所有である”、ということに尽きる。土地・環境・気候変動・自然資源省（Ministry of Land, Environment, Climate Change and Natural Resources: MLECCNR、以下 MLECCNR という）の大臣が国王の代理として、王国の土地管理を所管している。具体的には 2 通りの土地所有の形態がある。ひとつは国王の直轄地（Crown Lands）で、このなかには王室の領地と王族の領地に加え、道路や墓地などの公共のための土地も含まれている。もうひとつは“Tofia”と呼ばれる地所であり、土地法に記載された貴族に対して世襲の権利とともに与えられた土地である。土地法では土地の売買が認められていないため、一般の国民（平民）は 99 年間以内という条件のもとで、王室や王族、あるいは貴族から借地する権利が認められているのみである。

バイニ地区の太陽光発電所用地は、MLECCNR 大臣でもある貴族のマアフ卿(Lord Ma'afu)の所有地である。2012 年 8 月に実施された本プロジェクトの第 1 次現地調査期間に、TPL からの借地の要請に応じてマアフ卿は承諾の意向を示していた。その後、TPL とマアフ卿の法務アドバイザーとの間の協議を通して、土地のリース契約書の草稿が整えられて 10 月に調印が行われた。そのリース契約書は土地登記のための内閣の審議にかけられて、最終的には 2012 年 11 月 9 日付けで大臣の承認が下りて登記簿に記載された。リース契約では、借地面積約 3.2 ヘクタール、借用期間 50 年間となっている。なお、用地内で伐採が必要な果樹（マンゴ及びココヤシ）等への補償はリース契約に含まれている。

一般に、土地のリース契約が結ばれると、その契約書を MLECCNR の計画・都市管理局に提出して大臣の承認を得る必要がある。MLECCNR に提出された契約書は内閣の審議を経て、それが容認できるものであれば大臣がその契約を承認することになる。そして、大臣の承認が下りると、MLECCNR では測量士をそのリース契約のあった土地に派遣して境界を確認し、それから登記簿に記載するという手順を踏む。計画・都市管理局によれば、通常、リース契約書の提出からその登記までに必要な期間はおよそ 1 カ月程度とのことである。

なお、本プロジェクトの場合、第二次現地調査でプロジェクト・サイトの測量を行う必要があった。このため TPL からの要請を受けて、MLECCNR では当該土地のリース契約が結ばれる前に測量士を派遣して土地の境界確認を行った。

(4) 使用済みバッテリーのリサイクル

トンガで使用する自動車用バッテリーの回収を行っているリサイクル企業は、ジオリサイクル(Gio Recycling)社の一社のみである。同社が回収した使用済みバッテリーは、バーゼル条約を遵守して、ニュージーランドのリサイクル企業である CMA リサイクル(CMA Recycle)社がコンテナで買い取り、最終的には韓国へ輸出されて再資源化が行われていたが、このジオリサイクル社と CMA リサイクル社との間の契約は、2012 年初めに契約切れとなっていた。前もってジオリサイクル社では契約終了前に再契約の手続きを行っていたが、ニュージーランド政府の許可が下りるまでに時間を要したため、しばらくトンガからニュージーランドへの使用済みバッテリーの輸出ができない状態が続いていた。しかし、2012 年 9 月にはニュージーランド政府の許可が下りたことから、ジオリサイクル社ではこれを受けてトンガ政府に使用済みバッテリーの輸出許可申請を行い、10 月初旬にはその許可も下りて輸出が再開されている。

ジオリサイクル社による使用済みバッテリーの買い取り価格は0.15T\$/kgである。また、ニュージーランドのCMAリサイクル社による使用済みバッテリーの買い取りは20ftコンテナで行われ、鉛相場の変動に左右されるが、これまでの実績の買い取り価格は500～600NZ\$/tonとのことである。なお、ジオリサイクル社では輸送費や保険代等で1コンテナ当たり約2,000NZ\$の費用負担を行っている。

本プロジェクトでは蓄電設備として、重金属を使用する鉛蓄電池ではなく、太陽光発電の短時間の変動をカバーするキャパシターの設置となるため、将来使用済み産業用鉛蓄電池が発生する恐れはない。しかし、TPLが将来的に風力発電等の太陽光以外の再生可能エネルギーによる発電施設を導入する場合には、余剰電力を蓄えるための産業用バッテリーの設置が求められる。この場合、TPLでは定期的（8～10年毎）に発生する使用済み産業用バッテリーの処理をジオリサイクル社に委託する意向である。

2-2-3-1-3 相手国の環境社会配慮制度・組織

(1) 本プロジェクトに係る環境影響評価制度

以下表2-2-3-1-3.1に、本プロジェクトに係るトンガ国の環境影響評価制度を示す。

表2-2-3-1-3.1 本プロジェクトに関するトンガ国の環境影響評価制度

法規	制定	改正	目的
2003年環境影響評価法 Environmental Impact Assessment Act 2003	2003	-	開発計画への環境影響評価の適用を規定
2010年環境影響評価規則 Environmental Impact Assessment Regulations 2010	2010	-	EIAの実施を要する主要開発プロジェクト（major development projects）を規定するとともに、2003年環境影響評価法の実施細則を規定。
2005年廃棄物管理法 Waste Management Act 2005	2005	-	廃棄物管理委員会の機能の管理と監督を行うため
1976年公園及び保護地法 Parks and Reserves Act 1976	1976	1979 & 1988	公園及び保護地機構の設置と、公園及び保護地の設立、保全、管理運営を規定
2010年有害廃棄物及び化学廃棄物法 Hazardous Wastes and Chemicals Act 2010	2010	-	有害物質の使用、越境移動、廃棄やその他の目的について国際的に適用される基準や条約に基づいて、有害廃棄物及び化学廃棄物の適切な管理と規制を規定
2008年再生可能エネルギー法 Renewal Energy Act 2008	2008	2010	再生可能エネルギーの利用とその関連事項を規定
2010年環境管理法 Environmental Management Act 2010	2010	-	環境保護とその適切な管理を確保し、持続可能な開発を促進するために、環境・気候変動省*の設置を規定

* 環境・気候変動省は2012年7月に行われた政府機関の再編により、土地・環境・気候変動・自然資源省（Ministry of Land, Environment, Climate Change and Natural Resources: MLECCNR）に編入されて、環境・気候変動局（Department of Environment & Climate Change）となっている。（出所：環境・気候変動局）

2003年環境影響評価法は、環境担当省（省庁再編により、環境担当省は、土地・測量・自

然資源・環境省から、環境・気候変動省を経て、現在の土地・環境・気候変動・自然資源省 MLECCNR となっている。)の権限、環境評価委員会 (Environmental Assessment Committee: EAC、以下 EAC という) の設置とその機能、罰則、主要開発プロジェクト (Major Projects) の定義などを規定している。主要開発プロジェクトとは、公害の発生や深刻化を招く恐れや、自然環境に悪影響を及ぼす恐れのある開発行為と定義されている。主要開発プロジェクトとして分類される開発プロジェクトは、適切な環境影響評価の実施が義務付けられる。発電所の開発は、例えそれが再生可能エネルギーによる発電であっても主要開発プロジェクトとして分類されている。このため、本プロジェクトは EIA の実施が義務付けられることになり、その実施に際しては、2003 年環境影響評価法の実施細則を定める 2010 年環境影響評価規則を遵守することとなる。

(2) TERM における環境政策

トンガ国では国家のエネルギー安全保障の観点から、再生可能エネルギーの導入や省エネルギーの推進を進める政策として “Tonga Energy Road Map 2010-2020 (TERM)” が 2010 年に策定されている。この TERM の主たる目的は、再生可能エネルギーを導入することにより、高価で価格変動の大きい輸入化石燃料への依存による脆弱性を低減することにある。この目的を達成するために打ち出された主要方針のうち、環境社会配慮の分野においては次のように説明されている。“環境と社会的な持続性は、エネルギー分野における地域の負の社会的及び物質的環境影響を低減することと、可能であれば気候変動への影響を低減することに関する世界的目標に沿うことを包含する。TERM のもとで行われる新規のエネルギー分野における投資は、国際的慣行により、必要に応じて環境及び社会的な影響の評価を行い、影響の軽減策を講じなければならない。特に、若年層、女性、宗教団体といった特定のニーズがあるグループに対して配慮する必要がある。重大な負の環境及び社会的影響がある投資、あるいはまた、軽減策や解決策がないという制約のある投資は、避けるべきである。”

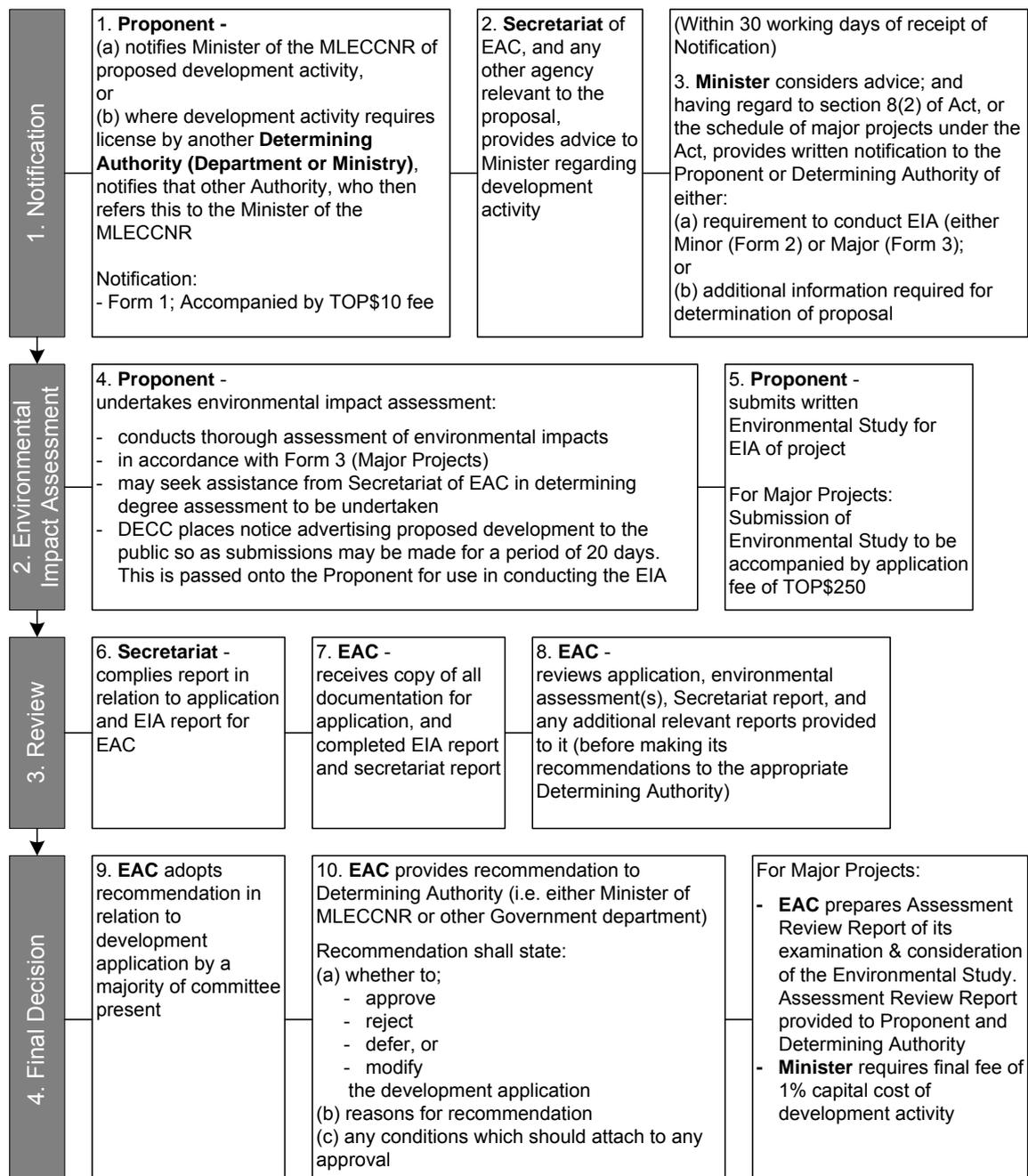
上記のように TERM は、発電所の開発に際して、国際的慣行に沿った環境及び社会影響評価と軽減策を求めている。JICA 環境社会配慮ガイドラインは、協力事業の対象国に対して、世界銀行のセーフガード・ポリシーに加え、アジア開発銀行などの他の国際機関が定める環境社会配慮に係る基準等を満たすことを求めている。この点については TERM の環境政策とも合致しており、本プロジェクトに係る環境社会配慮が、JICA 環境社会配慮ガイドラインと乖離するおそれはない。

(3) 環境管理行政と環境影響評価手続き

2010 年環境管理法は、旧来の土地・測量・自然資源・環境省から環境管理に係る部門を独立させるかたちで環境・気候変動省を創設した法律であり、その大臣、環境・気候変動局長及び環境行政官に環境管理に係る権限を持たせている。EIA の行政手続きにおける大臣の権限は、提案されたプロジェクトが Major Project と Minor Project のどちらに該当するのかを決定すること、提出された環境影響評価書について最終的な判断 (無条件の認可、条件付き認可、さらなる情報の追加要求、もしくは却下の何れか) を下すことである。一方、環境評価委員会 (EAC) 事務局の長でもある環境・気候変動局長は、EAC の議長を務めるとともに、環境への影響が懸念される行為や施設を監査する。EAC 事務局は、環境行政官で構成され、

提案プロジェクトの環境影響評価に係る申請書類を受理し、また、局長の指示のもと、申請者に対して環境調査の実施に関する助言を行う。環境担当部門は、旧来の土地・測量・自然資源・環境省から、環境・気候変動省として独立し、その後、現在の土地・環境・気候変動・自然資源省に編入されているが、行政手続きのうえでは変更もなく一貫している。

2003年環境影響評価法は、2010年環境影響評価規則により施行される。この2010年環境影響評価規則は、Major Projectsに係るEIAの実施手続きを規定しており、以下の図2-2-3-1-3.1に示すように、通知（Notification）、環境影響評価（Environmental Impact Assessment）、審査（Review）及び最終決定（Final Decision）の4段階に分けられる。



[出所] 環境・気候変動局

図 2-2-3-1-3.1 環境影響評価手続き

全ての開発行為は大臣に通知して、それが Major Project に該当するかどうかについて、その判断を仰がなければならない。しかし、環境・気候変動局によれば、本プロジェクトについては明らかに Major Project に該当することから、申請者 (TPL) は大臣への通知を省いて、すぐに環境影響評価調査を進めてもよいとの判断である。なお、環境影響評価調査以降は、決められた手順を踏む必要がある。すなわち、環境影響評価調査の結果をとりまとめた EIA 報告書を作成し、申請書とともに EAC 事務局へ提出する。EAC 事務局は、それら申請図書に基づき審査のための資料を作成して、申請者から提出された申請図書とともに EAC へ提出する。EAC では、事務局から提出された資料や申請図書をもとに環境審査を行い、最終決定のための意見書を付して大臣へ提出する。TPL によれば、Popua 発電所に設置された 1.3MWp 太陽光発電施設の場合、通知から大臣の環境許可が発行されるまでに要した期間は 3 ヶ月程度とのことである。

2-2-3-1-4 代替案の比較検討

プロジェクトの実施による環境社会への影響を最適化するために、ゼロ・オプションを含む以下の代替案を比較検討した。

代替案 0： プロジェクトの実施なし (ゼロ・オプション)

代替案 1： 0.5MWp 太陽光発電システム及び 0.5MWp 風力発電タービンの設置

代替案 2： 1.0MWp 太陽光発電システムの設置

代替案 1 は、トンガ側からの当初の要請内容であり、再生可能エネルギー源として太陽光発電システムと風力発電タービンの両者を含む案である。これに対して代替案 2 は、再生可能エネルギー源としては太陽光発電システムの設置のみであり、本プロジェクトの第一次現地調査でトンガ側と日本側の協議により合意された案である。代替案の比較検討結果を下表 2-2-3-1-4.1 に示す。

表 2-2-3-1-4.1 代替案の比較検討

検討項目	代替案 0 (プロジェクトの実施なし)	代替案 1 (0.5MWp 太陽光発電 + 0.5MWp 風力発電)	代替案 2 (1.0MWp 太陽光発電)
便益	なし	<ul style="list-style-type: none"> 化石燃料消費量の削減と、系統安定化装置の導入を伴う再生可能エネルギー発電の開発による電力の安定供給 	同左
CO ₂ 排出量削減効果	なし	1,268 トン/年	886 トン/年
社会的な影響	現状のまま(ディーゼル燃料の価格変動に対する脆弱性による社会的影響は改善されることなく継続する)	<ul style="list-style-type: none"> 風力発電の巨大な風車の存在で景観を損なうことによる観光資源へのダメージの可能性 	なし
自然環境への影響	現状のまま(既存のディーゼル発電所における化石燃料の消費による自然環境への影響は、改善されることなく継続する)	<ul style="list-style-type: none"> プロジェクト・サイトの整地作業に起因する若干の地形の改変 プロジェクト・サイトの整地作業に起因する土壌流出の可能性 風力発電の風車の存在と供用による生態系への影響の可能性 風力発電の風車の存在と供用による景観への影響の可能性 	<ul style="list-style-type: none"> プロジェクト・サイトの整地作業に起因する若干の地形の改変 プロジェクト・サイトの整地作業に起因する土壌流出の可能性

検討項目	代替案0 (プロジェクトの実施なし)	代替案1 (0.5MWp 太陽光発電 + 0.5MWp 風力発電)	代替案2 (1.0MWp 太陽光発電)
公害の可能性	現状のまま	<ul style="list-style-type: none"> 工事用運搬車両及び建設機械の運転に起因するSPMや粉塵による汚染の可能性 建設工事に起因する建設廃棄物の発生の可能性 およそ10年毎に、使用済み鉛蓄電池の発生の可能性(風力発電による余剰電力の蓄電のために設置が必要) 工事用運搬車両及び建設機械の運転に起因する騒音公害の可能性 風力発電の供用による騒音や低周波騒音、シャドー・フリッカーの発生の可能性 	<ul style="list-style-type: none"> 工事用運搬車両及び建設機械の運転に起因するSPMや粉塵による汚染の可能性 建設工事に起因する建設廃棄物の発生の可能性 工事用運搬車両及び建設機械の運転に起因する騒音公害の可能性

[出所] JICA 調査チーム

代替案0（ゼロ）は、既存の発電システム（Popua 発電所の 11.28MW ディーゼル発電に加えて、最近同発電所に導入されて運用が開始された 1.3MWp 太陽光発電システム）の運用が変更なくそのまま継続することを意味している。したがって、そこには将来新たにもたらされる便益や CO₂ の削減効果はない。代替案1 の場合は、他の代替案と比較して CO₂ の削減効果が最も大きい。トンガ政府は日本政府に対して、プロジェクトの再生可能エネルギー源として太陽光発電と風力発電の双方を要請していた。しかし、以下に示すとおり環境上の制約要因などから本プロジェクトにおいては風力発電の導入が極めて困難と判断されている。

太陽光発電システムの建設、存在及び供用が環境や社会に深刻な影響を与えることがほとんど生じないことに対して、風力発電タービンの場合には、そのメカニズムに起因する種々の問題が想定されることから、その導入に先立って、環境影響を適切に評価することが重要となってくる。風力発電タービンの特性から、特に考慮すべき評価項目は以下のとおりである。

- 騒音
- 低周波騒音
- 電波障害
- シャドー・フリッカー
- 渡り鳥の移動経路のかく乱
- 景観へのダメージ

特に、渡り鳥の移動経路については、現況調査で1年以上の観測が必要となる。したがって、その観測結果の分析に加え、環境影響評価、情報公開、ステークホルダー協議、環境審査等にかかる時間を考慮すれば、日本側及びトンガ側双方からの環境認可を得るまでには、少なくとも1年半以上の期間が必要となってくる。このEIAの手続きに要する期間は、本プロジェクトで想定されているスケジュールに沿うものではない。

またTPLの風力発電タービン設置予定サイトでは風況調査が行われていないため、新たに通年の風況観測が必要となることも、本プロジェクトのスケジュールに合致しない。

さらに、風力発電タービンからの既存配電網までの配電線の設置と、工事用及び維持管理用車両の通行のために、既存の舗装道路から風力発電タービン設置予定サイトまでアクセス道路

を確保する必要がある。このアクセス道路は既存の農道を拡幅整備することになるが道路用地を確保するためには、沿線農地の借地者及び地主と分筆、権利転換等のための煩雑な交渉と手続きを要する。このため本プロジェクトにおいてはこのアクセス道路の確保も、風力発電タービンの導入を困難にしている。

2-2-3-1-5 スコーピング

(1) 想定される環境影響要因

代替案1 (0.5MWp 太陽光発電システム及び0.5MWp 風力発電タービンの設置) 及び代替案2 (1.0MWp 太陽光発電システムの設置) について、プロジェクトの実施により想定される環境影響要因を下表 2-2-3-1-5.1 に示すとおり選定した。

表 2-2-3-1-5.1 想定される環境影響要因

想定される環境影響要因		選定理由
建設期間	土工、整地工	プロジェクト・サイトの伐採抜根及び整地作業による地形の改変、土壌流出、建設廃棄物の発生
	建設機械の運転	プロジェクト・サイトにおける建設機械の運転による大気汚染、騒音及び振動
	工事用運搬車両の運行	工事用運搬車両の運行による大気汚染、騒音及び振動
	発電施設の建設	施設の建設工事に伴って発生する建設廃棄物
供用期間	風力発電タービンの存在*	風力発電タービンの存在による農業生産の損失、景観眺望への影響、生態系への影響、
	風力発電タービンの運転*	風力発電タービンの運転による景観への影響、生態系への影響、使用済み鉛蓄電池の発生、騒音と低周波騒音、電波障害、シャドー・フリッカー

注) アスタリスク (*) を付した項目は、代替案1のみの環境影響要因 (出所: JICA 調査チーム)

(2) 環境影響評価項目の検討

環境影響評価項目は、社会環境、自然環境及び公害に区分して、JICA 環境社会配慮ガイドラインに沿って、30項目を抽出した。以下の一連の表は、スコーピング・マトリックスを用いて、代替案1 (表 2-2-3-1-5.2) と代替案2 (表 2-2-3-1-5.3) の双方について環境影響評価項目と環境影響要因との関連で、影響の度合いとその説明を示したものである。

表 2-2-3-1-5.2 代替案 1 (0.5MWp 太陽光発電+0.5MWp 風力発電) のスコーピング・マトリックス

環境影響要因		環境影響評価項目の区分	総合評価	建設期間				供用期間		説明
				整地作業	建設機械の運転	工事用運搬車両の運行	施設の建設	風力発電施設の存在	風力発電施設の運転	
社会環境	1	非自発的住民移転								太陽光及び風力発電所用地に住居はなく、非自発的住民移転は発生しない。
	2	雇用や生計手段等の地域経済	B	B				B		風力発電所用地は農地であり、農業生産の損失が発生するおそれがある。
	3	土地利用や地域資源利用								太陽光及び風力発電所の建設と供用が周囲の土地利用や地域資源利用に影響を与えるおそれはない。
	4	地域の意思決定に関わる社会的機関・団体								太陽光及び風力発電所用地は空き地であり、地域の意思決定に関わる社会的機関・団体との関連はない。
	5	既存の社会インフラ及び社会サービス								太陽光及び風力発電所用地に既存の社会インフラ及び社会サービスは存在しない。
	6	貧困層								太陽光及び風力発電所用地は空き地であり、貧困層との関連性はない。
	7	便益の偏在								太陽光及び風力発電所の建設と供用が便益の偏在をもたらすおそれはない。
	8	文化遺産								太陽光及び風力発電所用地及びその隣接地に文化遺産は存在しない。
	9	地域内の利害対立								太陽光及び風力発電所の建設と供用が地域内の利害対立を引き起こすおそれはない。
	10	水利用、水利権、入会権								太陽光及び風力発電所の建設と供用が水利用、水利権、入会権に影響するおそれはない。
	11	公衆衛生								太陽光及び風力発電所の建設と供用が公衆衛生に影響するおそれはない。
	12	HIV/AIDS などの感染症								太陽光及び風力発電所の建設と供用が HIV/AIDS などの感染症に結びつくおそれはない。建設期間中の作業員には地域住民を予定し、作業員宿舎は必要としない。
自然環境	13	地形・地質	B	B						整地作業により、若干の地形の改変が発生する。
	14	土壌浸食	B	B						整地作業の結果、土壌浸食が発生するおそれがある。
	15	地下水								太陽光及び風力発電所の建設と供用が地下水に影響をあたえることはない。
	16	河川及び湖沼等								太陽光及び風力発電所の建設と供用が河川及び湖沼等に影響をあたえることはない。
	17	沿岸水域								太陽光及び風力発電所の建設と供用が河川及び湖沼等に影響をあたえることはない。
	18	動植物、生物多様性	C					C	C	風力発電タービンの存在と運転が生態系に影響を及ぼすおそれがある。
	19	気象								太陽光及び風力発電所の建設と供用が気象に影響をあたえることはない。
	20	景観	C					C	C	風力発電タービンの存在と運転が景観に影響を及ぼす恐れがある。
	21	地球温暖化								太陽光及び風力発電所の建設と供用が地球温暖化に影響をあたえることはない。
公害	22	大気汚染	B	B	B					建設機械の運転や工事用運搬車両の運行により、SPM や粉塵が発生するおそれがある。
	23	水質汚濁								太陽光及び風力発電所の建設と供用が水質汚濁を引き起こすことはない。
	24	土壌汚染								太陽光及び風力発電所の建設と供用が土壌汚染を引き起こすことはない。

環境影響要因 環境影響評価項目の区分		総合評価	建設期間				供用期間		説明
			整地作業	建設機械の運転	工事用運搬車両の運行	施設の建設	風力発電施設の存在	風力発電施設の運転	
25	廃棄物	B	B			B		B	建設工事による建設廃棄物が発生するおそれがある。また、風力発電用に鉛蓄電池を導入する場合には、約 10 年毎に廃バッテリーが発生する。
26	騒音・振動	C		B	B			C	建設機械の運転や工事用運搬車両の運行により、騒音・振動が発生するおそれがある。また、風力発電タービンの運転で騒音や低周波騒音が発生するおそれがある。
27	地盤沈下								太陽光及び風力発電所の建設と供用が地盤沈下を引き起こすことはない。
28	悪臭								太陽光及び風力発電所の建設と供用が悪臭をもたらすことはない。
29	底質								太陽光及び風力発電所の建設と供用が底質に影響をあたえることはない。
30	事故	B		B	B	B			工事用運搬車両の運行による交通事故や建設工事現場における事故などが発生するおそれがある。

評価

A: 深刻な負の影響の可能性あり。

B: いくらかの負の影響の可能性あり。

C: 影響の程度は不明（環境影響調査が必要。影響の程度は調査の進展に伴って明らかとなる。）

無印（空欄）：影響は想定されない。IEE/EIA の実施は不要。

[出所] JICA 調査チーム

代替案 1 の場合、9 項目が環境影響評価で考慮されるべきものとして選定されている。うち、3 項目（生態系、景観、騒音・振動）については、影響の程度が不明な C 判定であり、EIA 実施を通して詳細な評価が求められる項目である。残りの 6 項目（雇用や生計手段等の地域経済、地形・地質、土壌浸食、大気汚染、廃棄物、事故）は、いくらかの負の影響が想定されるものの、影響の程度は限定的か、あるいは、緩和策などの適切な対策がすでに想定されているものである。なお、上表からも明らかのように、C 判定となったのは、いずれも風力発電による環境影響要因と環境影響評価項目である。

表 2-2-3-1-5.3 代替案 2 (1.0MWp 太陽光発電) のスコーピング・マトリックス

環境影響要因	環境影響評価項目の区分	総合評価	建設期間				説明
			整地作業	建設機械の運転	工事用運搬車両の運行	施設の建設	
Social Environment	1	非自発的住民移転					発電所用地に住居はなく、非自発的住民移転は発生しない。
	2	雇用や生計手段等の地域経済					発電所用地は空き地であり、雇用や生計手段等の地域経済に影響を与えるおそれはない。
	3	土地利用や地域資源利用					発電所の建設と供用が周囲の土地利用や地域資源利用に影響を与えるおそれはない。
	4	地域の意思決定に関わる社会的機関・団体					発電所用地は農地であり、地域の意思決定に関わる社会的機関・団体との関連はない。
	5	既存の社会インフラ及び社会サービス					発電所用地に既存の社会インフラ及び社会サービスは存在しない。
	6	貧困層					発電所用地は貴族が所有する農地であり、貧困層との関連性はない。
	7	便益の偏在					発電所の建設と供用が便益の偏在をもたらすおそれはない。
	8	文化遺産					発電所用地及びその隣接地に文化遺産は存在しない。
	9	地域内の利害対立					発電所の建設と供用が地域内の利害対立を引き起こすおそれはない。
	10	水利用、水利権、入会権					発電所の建設と供用が水利用、水利権、入会権に影響するおそれはない。
	11	公衆衛生					発電所の建設と供用が公衆衛生に影響するおそれはない。
	12	HIV/AIDS などの感染症					発電所の建設と供用が HIV/AIDS などの感染症に結び付くおそれはない。建設期間中の作業員には地域住民を予定し、作業員宿舎は必要としない。
Natural Environment	13	地形・地質	B	B			整地作業により、若干の地形の改変が発生する。
	14	土壌浸食	B	B			整地作業の結果、土壌浸食が発生するおそれがある。
	15	地下水					発電所の建設と供用が地下水に影響をあたえることはない。
	16	河川及び湖沼等					発電所の建設と供用が河川及び湖沼等に影響をあたえることはない。
	17	沿岸水域					発電所の建設と供用が河川及び湖沼等に影響をあたえることはない。
	18	動植物、生物多様性					太陽光発電プラントが動植物、生物多様性に影響を与えることはない。
	19	気象					発電所の建設と供用が気象に影響をあたえることはない。
	20	景観					太陽光発電プラントの建設と供用が景観に影響をあたえることはない。
	21	地球温暖化					発電所の建設と供用が地球温暖化に影響をあたえることはない。
社会	22	大気汚染	B		B	B	建設機械の運転や工事用運搬車両の運行により、SPM や粉塵が発生するおそれがある。
	23	水質汚濁					発電所の建設と供用が水質汚濁を引き起こすことはない。
	24	土壌汚染					発電所の建設と供用が土壌汚染を引き起こすことはない。
	25	廃棄物	B	B		B	建設工事による建設廃棄物が発生するおそれがある。
	26	騒音・振動	B		B	B	建設機械の運転や工事用運搬車両の運行により、騒音・振動が発生するおそれがある。
	27	地盤沈下					発電所の建設と供用が地盤沈下を引き起こすことはない。
	28	悪臭					発電所の建設と供用が悪臭をもたらすことはない。
	29	底質					発電所の建設と供用が底質に影響をあたえることはない。
	30	事故	B		B	B	工事用運搬車両の運行による交通事故や建設工事現場における事故が発生するおそれがある。

評価

A: 深刻な負の影響の可能性あり。

B: いくらかの負の影響の可能性あり。

C: 影響の程度は不明（環境影響調査が必要。影響の程度は調査の進展に伴って明らかとなる。）

無印（空欄）：影響は想定されない。IEE/EIA の実施は不要。

[出所] JICA 調査チーム

代替案 2 の場合、6 項目（地形・地質、土壌浸食、大気汚染、廃棄物、騒音・振動、事故）が環境影響評価で評価が必要となる項目である。これら 6 項目は、すべて B 判定であり、いくらかの負の影響が想定される項目である。しかし、いずれも影響の程度は限定的で、すでに緩和策等の適切な対策が想定されているものである。

2-2-3-1-6 CO₂ 排出量削減効果

代替案 1 及び代替案 2 の双方について、再生可能エネルギーによる発電施設の導入による CO₂ 排出量削減効果の検討を行った。その検討結果を下表に示す。

表 2-2-3-1-6.1 代替案 1 及び代替案 2 による CO₂ 排出量削減効果

	代替案 1 (0.5MWp 太陽光発電+0.5MWp 風力発電)	代替案 2 (1.0MWp 太陽光発電)
発電施設の定格容量 (MWp)	1.0	1.0
推定年間発電量 (MWh/year)	1,750	1,308
ディーゼル燃料換算削減量 (kl/year)	438	327
CO ₂ 排出量削減効果 (t-CO ₂ /year)	1,187	886

[出所] JICA 調査チーム

代替案 1 の CO₂ 削減量が 1,187 トンであるのに対して、代替案 2 のそれは 886 トンである。代替案 1 が代替案 2 よりも削減効果が大きくなるのは、太陽光発電が夜間には発電しないことに対して、風力発電タービンは昼間も夜間も稼働することによる。

代替案 1 及び代替案 2 の双方について、CO₂ 削減量の算出根拠を以下に示す。その際使用した太陽光発電の推定年間電力量は 3-2-2-3(1)に、風力発電の推定年間発電量は添付資料 10 に示す。

(1) 代替案 1 による CO₂ 削減量

代替案 1 による年間の推定発電量は、以下のとおりである。

- 0.5MWp 太陽光発電による推定年間発電量： 654 MWh/year
- 0.5MWp 風力発電による推定年間発電量： 1,096 MWh/year
- 推定年間発電量の合計： 1,750 MWh/year

トンガタブ島の既存ディーゼル発電施設の燃料消費データをもとに、推定年間発電量をディーゼル燃料に換算すると、

- ディーゼル燃料換算削減量 = 1,750 MWh/year ÷ 4 kWh/l = 438 kl/year

ディーゼル燃料の単位発電量 (39.1GJ/kl) と排出係数 (0.0693kg-CO₂/l) を用いると、CO₂

削減量は以下のように算定される。

- CO_2 削減量= 438 kl/year × 39.1 GJ/kl × 0.0693 kg-CO₂/l = 1,187 t-CO₂/year

(2) 代替案 2 による CO₂削減量

代替案 2 による年間の推定発電量は、以下のとおりである。

- 1.0MWp 太陽光発電による推定年間発電量： 1,308 MWh/year

代替案 1 と同様に、トンガタブ島の既存ディーゼル発電施設の燃料消費データをもとに、推定年間発電量をディーゼル燃料に換算すると、

- ディーゼル燃料換算削減量 = 1,308 MWh/year ÷ 4 kWh/l = 327 kl/year

同様に、CO₂削減量は以下のように算定される。

- CO_2 削減量= 327 kl/year × 39.1 GJ/kl × 0.0693 kg-CO₂/l = 886 t-CO₂/year

2-2-3-1-7 緩和策

第一次現地調査でトンガ側と日本側との間で合意された代替案 2、すなわち 1.0MWp 太陽光発電を導入する場合の緩和策を以下表 2-2-3-1-7.1 のとおり検討した。

表 2-2-3-1-7.1 想定される緩和策

環境項目	評価	想定される影響	想定される緩和策
地形・地質	B	プロジェクト・サイトの整地作業で若干の地形の改変が予想される。	プロジェクト・サイトの若干の地形の改変は、周囲の環境に影響を及ぼすものではない。
土壌浸食	B	建設期間中の整地作業により土壌浸食が発生する可能性がある。	土地の改変による土壌流出は、防水シート敷設等の適切な対策を行うことで影響を防止でき、あるいは、緩和できるものである。
大気汚染	B	工事用運搬車両や建設機械の運転により、SPM や粉塵の発生が予想される。	プロジェクト・サイトにおいては、防塵シートの使用や散水により、工事中の粉塵の発生を防止、あるいは緩和できる。埠頭とサイト間の工事用運搬車両の走行により発生が想定される粉塵や SPM は、中心市街地を避けるなどの運行ルートを選定や、運行時間の設定で影響を緩和できる。
廃棄物	B	建設工事による建設廃棄物の発生が予想される。	発生する建設廃棄物は、プロジェクト・サイトの北約 500 メートルに位置する廃棄物処分場で、法や基準に沿って処分される。
騒音・振動	B	工事用運搬車両や建設機械の運転により、騒音・振動の発生が予想される。	埠頭とサイト間の工事用運搬車両の走行により発生が想定される騒音・振動は、中心市街地を避けるなどの運行ルートを選定や、運行時間の設定で影響を緩和できる。また、サイトにおける建設機械の運転は昼間に限ることとして、夜間の運転を行わない
事故	B	工事用運搬車両の運行による交通事故や建設工事現場における事故などが発生するおそれがある。	工事用運搬車両については、交通量の多い時間帯を考慮し、交通事故の危険性を可能な限り回避・低減するルート及びスケジュールを設定する。また、工事現場における建設事故の危険性を回避、低減するために、作業員等のプロジェクト関係者に対する安全教育（交通安全、建設現場の安全衛生等）や、安全パトロールを定期的実施する。

[出所] JICA 調査チーム

2-2-3-1-8 モニタリング

記述したように、全体として、プロジェクトの実施による環境社会への影響は軽微なものである。ほとんどの環境影響は工事期間中に発生が想定されるものであり、また、適切な工事管理により影響を防止することが可能か、あるいは緩和できるものである。したがって、目下のところ、特にモニタリングを必要とする環境影響項目はないものと判断される。

2-2-3-1-9 環境チェックリスト

環境影響評価に係る状況確認と、考慮すべき環境影響項目の検討のために、TPL と JICA 調査チームの協議を通して環境チェックリスト（添付資料 A-6 参照）が作成された。

2-2-3-1-10 EIA の実施と環境認可に係る今後の見込み

環境評価委員会（EAC）事務局の助言により、TPL では、本プロジェクトの事前承認を得るために、また、EIA に係る審査期間を短縮するために、第二次現地調査結果の内容をもとに、EAC 事務局に対して環境認可取得のための仮申請を行っている。2003 年環境影響評価法及び 2010 年環境影響評価規則に沿って、今後 TPL では、この EAC による事前審査の結果を踏まえながら、ステークホルダー協議を含む環境影響評価調査を実施する予定である。なお、EAC 事務局への本申請にあたっては最終的なプロジェクトのデザインと仕様が必要となることから、2012 年 12 月の第三次現地調査における概略設計概要書及び機材仕様書案の説明・協議を踏まえて行われ、現在承認待ちの状況である。

第3章 プロジェクトの内容

3-1 プロジェクトの概要

3-1-1 上位目標とプロジェクト目標

「ト」国では、エネルギー供給における石油燃料への依存度を減らし、世界的な石油市場での取引価格の変動に対する同国の脆弱性を克服するため、再生可能エネルギーの導入促進と石油製品の価格変動リスクの緩和をエネルギー政策の目標として掲げており、同目標を達成するための実施方針として「トンガエネルギーロードマップ」（Tonga Energy Road map: TERM、以下 TERM という）を策定した。

TERM では、電力供給における再生可能エネルギーの割合を 50%とすることが目標として掲げられている。本プロジェクトは、「ト」国における再生可能エネルギー導入の目標達成に資するとともに、発電出力の不安定な再生可能エネルギーが大量に導入された場合において、電力系統の周波数、電圧といった電力品質を安定化させることを目的とする。

3-1-2 プロジェクトの概要

本プロジェクトは、上記目標を達成するために、バイニ地区に系統連系型の太陽光発電設備（1MWp）、蓄電設備、系統安定化装置を、既設ポプア太陽光発電所に蓄電設備、系統安定化装置を設置するとともに、関連する通信設備や施設の建設を行うものである。これにより、トンガタプ島の電力供給における再生可能エネルギーの割合が高められるとともに、電力品質の安定化が達成される。この中において協力対象事業は、太陽光発電設備、蓄電設備、系統安定化装置に係る機材の調達及び据付、並びに関連する施設建設を行うものである。

3-2 協力対象事業の概略設計

3-2-1 設計方針

3-2-1-1 基本方針

本協力対象事業は、「ト」国への再生可能エネルギーの安定的導入を目的とし、太陽光発電モジュール 1MWp、蓄電設備（リチウムイオンキャパシタ）1MW 及びマイクログリッドコントローラーの調達・据付を行うものであり、プロジェクト対象地域における系統モデルを構築し、シミュレーションを行い計画の前提条件を検証する。また、供用開始 20 年後を本プロジェクトの目標年とする。

3-2-1-2 自然条件に対する方針

(1) 温度・湿度条件に対する方針

当該地域は海洋熱帯性気候であり、一年を通じて各月の平均気温は 21℃から 25℃で年間を通してほぼ一定である。湿度は年間平均 79%である。本計画で調達されるパワーコンディショナー、マイクログリッドコントローラー、遮断機盤等は屋内に据付けされるので、当地の外気温に特別な対策を講じる必要はないが、機器の発熱に対する換気の設計に当たっては、機器の効率的な運転を考慮し、室内温度については 35℃以下とし、また屋外設備については

40℃として設備の機能が確保出来るように配慮する。

(2) 地震条件に対して

「ト」国では水平震度 0.1G が採用されているが、数年に一度トンガタブ島から 200 数十キロの地点においてマグニチュード 7 以上の大きな地震が観測されていることから、機器に対しては輸送時の損傷などを考慮し、設計条件として我が国で一般的に採用されている水平震度 0.2G を採用する。

(3) 地盤

ポプア発電所内の電気室建設用地の表層部分は砂混じりシルト層とその下のコーラル砂層からなる。簡易コーン貫入試験と土質試験結果から地盤の許容支持力は独立基礎の場合 50kN/m² と算定されるので、ポプア建物基礎検討用地盤支持力は 50kN/m² とする。

またバイニ地区の PV アレイ及び電気室用地は標高約 13m 地点にあり、2~3m 下に隆起したコーラル層があるので、建物に対して不同沈下を引き起こすような地盤ではない。簡易コーン貫入試験と土質試験結果から地盤の許容支持力は独立基礎の場合 150kN/m² と算定されるのでバイニの電気室基礎検討用地盤支持力は 150kN/m² 設定する。

3-2-1-3 社会経済条件に対する方針

「ト」国国民の多くはキリスト教徒で、クリスマス休暇を除き建設工期等へ影響を与えるような社会習慣はない。しかし、PV モジュール、蓄電設備、通信線等の建設工事の作業開始に当たっては、事前に近隣住民に広報すると共に、本計画の実施への理解を高める必要がある。

3-2-1-4 施工事情に対する方針

「ト」国の経済は、昔から日本・オーストラリア・ニュージーランド等の海外援助に大きく依存している。また、技術者を育成するための教育機関も限られており、専門教育を受けるためにはニュージーランドやオーストラリアに留学する必要がある。このため、「ト」国では単純労働者以外の、一定の技術力を有する技術者を現地にて確保することは困難である。

施工に係る輸送については、荷卸し港にはクレーン設備が無く、海上輸送にはクレーン付きの輸送船が必要となるが、港湾設備からバイニ地区及びポプア発電所までの道路は整備されているため資機材の陸送に関しての問題はないと考えられる。

3-2-1-5 現地業者、現地資機材の活用に対する方針

(1) 現地業者の活用について

本協力対象事業の据付工事及び施設建設工事において、建設工事事用機材及び労務提供を中心に現地工事会社を活用することを原則とする。しかし、品質管理、工程管理、安全管理、試験調整などのためには、日本から専門の技術者を派遣する必要がある。

(2) 現地資機材の活用について

現地では、骨材、セメント、鉄筋などの資機材の基礎工事用材料の調達が可能であるが、骨材を除き全ての資材が輸入品であるので資材単価は高い。また、建設市場が低迷していることから本計画に必要な資材の量的な確保には時間を要する。更に、建築用鉄骨、仕上げ材、設備材料、配管材、ケーブル等の機械・電気工事資機材は現地では調達が難しいので、日本または第三国からの調達を検討する。

(3) 第三国品の調達について

第三国からの機材の調達にあたっては、その価格、品質、納期、運転開始後の予備品等の調達の容易性、アフターサービス体制、既設設備との整合性などを十分検討することとする。

なお、「ト」国の設備・電気関連資機材はその全てが輸入品で、オーストラリア、ニュージーランド等製品が多く導入されている。したがって、本協力対象事業で導入する遮断器盤等の機材については、第三国からの調達を十分検討する。しかしながら、太陽光発電設備、蓄電設備、及びそれらを制御するマイクログリッドコントローラーについては、設備の運転実績、品質並びに耐久性、また、納入メーカーのアフターサービス体制の充実度、運転維持管理技術の習得度等から、日本製品を導入することが望ましく、「ト」国側も日本製品の採用を強く希望している。

(4) 建築について

「ト」国は、前 (2) 項に示す通り、建設市場は低迷しているが、外国資本の現地総合建設業者や電気工事会社が数社あるため、「ト」国内での単純労働者、運搬用車両、建設工事機材等の現地調達は比較的容易であり、本計画で建設する建屋や、土木基礎工事を行うための現地労働者の確保も比較的容易である。

一方、本計画の整流設備及び蓄電設備用建屋は鉄骨構造であるが、現地では鉄骨構造の建屋の建設を経験した技術者は殆どいないことから、現地業者の活用は一般労務者の提供に限られるので、日本又は海外からの技術者を派遣し、品質管理、技術指導及び工事監理を行う必要がある。

3-2-1-6 実施機関の維持・管理能力に対する方針

当該マイクログリッドシステムの供用開始後の維持管理は、既設設備と同様にトンガ電力公社が実施する。トンガ電力公社はニュージーランドの援助により建設された太陽光発電システム（出力 1.3 MWp）の運転及び維持管理を実施しており、一般的な系統連系太陽光発電設備に係る技術は把握していると思われるが、マイクログリッドシステムは本邦に於いても実証試験中の先駆的技術であるため、システム全体の維持管理については、本邦工事受注業者が工事期間中の実施訓練（On the Job Training: OJT、以下 OJT という）と、コンサルタントが実施するソフトコンポーネント通して技術移転を図ると共に、先方実施機関との維持管理契約を締結し中長期的な維持管理体制を構築する必要がある。

更にトンガ電力公社の維持管理要員はマイクログリッドシステムの運転技術のみならず日常

点検等を含めた予防保全のあり方に関する体系的、理論的知識が不足していることが考えられる。従って本計画の工事期間中に日本側技術者による OJT の一環として、短期集中的座学研修を実施する。同座学研修では運転管理要員を対象とし、機械及び電気の両面からマイクログリッドシステムに関する基礎理論を教育する。更に、供用開始後の予防保全の在り方について提案し、建設された機材・設備のより効果的・効率的な運転が行えるように配慮する。

3-2-1-7 施設・機材等の範囲、グレードの設定に対する方針

上記の諸条件を考慮し、本協力対象事業の資機材の調達並びに据え付けの範囲及び技術レベルは、以下を基本方針として策定する。

(1) 施設・機材等の範囲に対する方針

本協力対象事業で調達する太陽光発電設備容量、蓄電設備（リチウムイオンキャパシタ）容量及びマイクログリッドコントローラーは、「ト」国の現在 2012 年の電力品質(電圧及び周波数変動)を維持することを基準とし、マイクログリッドシステムの運用として効率的、かつ経済的な運転・維持管理となる設備構成とする。特に蓄電設備容量については本協力対象事業では 1MW を導入するが、当該システムの運用開始後、現状の電力品質を維持するのに十分な容量であることが確認されれば、蓄電設備の交換の際に容量を一部削減するための検討が必要である。

(2) グレードの設定に対する方針

本協力対象事業で導入するマイクログリッドシステムは、先方実施機関であるトンガ電力公社においてニュージーランドの技術が共有されている現状に鑑みれば、OJT 及びソフトウェアを通じて技術を補完することで先方実施機関による維持管理は可能であると考えられる。各機器の仕様は、この様な現状を十分考慮した上で、供用開始後の運転・維持管理を実施するトンガ電力公社の技術レベルを逸脱しない様に留意する。

(3) 建築に対する方針

技術的及び経済的に適切な設計とするため、資材の仕様は可能な限り BS, ACI, ASTM 等の国際規格に準拠した標準品を採用し、少品種化により資材の互換性を図り必要最小限の仕様、数量を選定する。

3-2-1-8 工法/調達方法、工期に係わる方針

本協力対象事業は、日本の無償資金協力のスキームに基づき実施されるため、贈与契約 (G/A) 締結後、24 か月以内に調達・据付工事を完了する必要がある。この期間内に完工し、期待される効果を発現させるためには、日本国側工事と「ト」国側負担工事工程の協調が取れ、かつ輸送ルート・輸送方法、期間、諸手続き等に配慮した工程計画を策定する必要がある。

日本または第三国から「ト」国までの調達資材の輸送は、海上輸送が主となる。ヌクアロファの荷卸し港からポプア発電所及びバイニ地区まで資材を陸送する道路は全て舗装されており、比較的状況は良く（約 15km）、道路の重量制限も無く、陸送には特別な問題はない。更にポプア発電所への既設発電設備の輸送についても特に問題は起こらなかったとのことである。

但し、朝晩は若干道路が渋滞することもあるとのことで、トレーラーを使用する等の大型輸送車両による輸送時間の決定は、危険防止対策も含めて、交通警察と協議する必要がある。

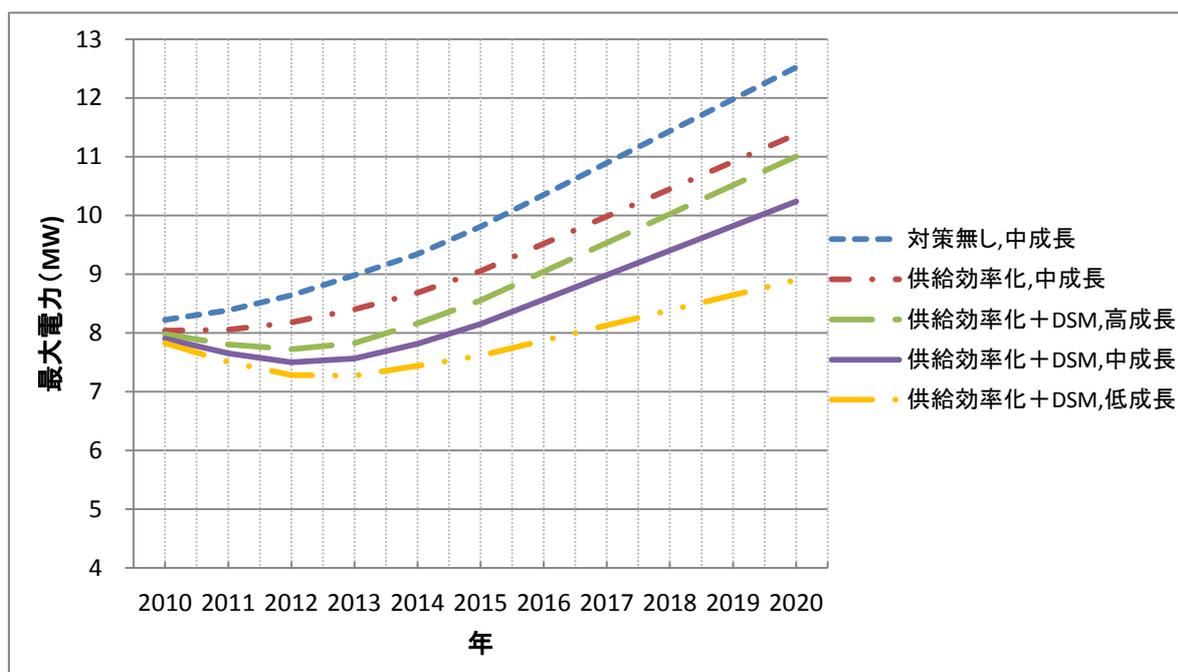
3-2-2 基本計画

3-2-2-1 計画の前提条件

(1) 電力需要

電源開発計画の基礎となる電力需要予測については、世界銀行の支援によりトンガタブ島における 2010 年から 2020 年までの 11 年間の電力需要 (kWh)、最大電力 (kW) の予測が行われた。同需要予測では以下の 5 ケースで予測が行われた。最大電力の予測を図 3-2-2-1.1 に示す。

- ① 電力供給効率化や需要家側での消費節減対策 (DSM) 無し、中成長 (下図の青線)
- ② 電力供給効率化対策有り、中成長 (下図の赤線)
- ③ 電力供給効率化及び需要家側での消費節減対策 (DSM) 有り、高成長 (下図の緑線)
- ④ 電力供給効率化及び需要家側での消費節減対策 (DSM) 有り、中成長 (下図の紫線)
- ⑤ 電力供給効率化及び需要家側での消費節減対策 (DSM) 有り、低成長 (下図の橙線)



[出所] The World Bank (2010.1) "Report on the Tonga Electric Supply System - A Load Forecast"

図 3-2-2-1.1 電力需要予測 (トンガタブ島)

上記に併せて「ト」国では、アジア開発銀行の支援による電力消費節減対策 (Demand Side Management : DSM、以下 DSM という) プログラムとして、エネルギー消費効率化 (Promoting Energy Efficiency in the Pacific : PEEP-1) が 2008 年 9 月から 2011 年 5 月にかけて実施され、エネルギー消費効率化のポテンシャルがあることが確認された。更に、現在は同プログラムの第二フェーズである PEEP-2 が実施されており、2015 年 3 月までに「ト」国の全エネルギー消費の 10% を削減することを目標としている。このため本プロジェクトでは、上述の 5 ケ

ースの予測のうち、「④ 電力供給効率化及び需要家側での消費節減対策（DSM）有り、中成長」をベースケースの電力需要として無償資金協力事業の計画を策定する。

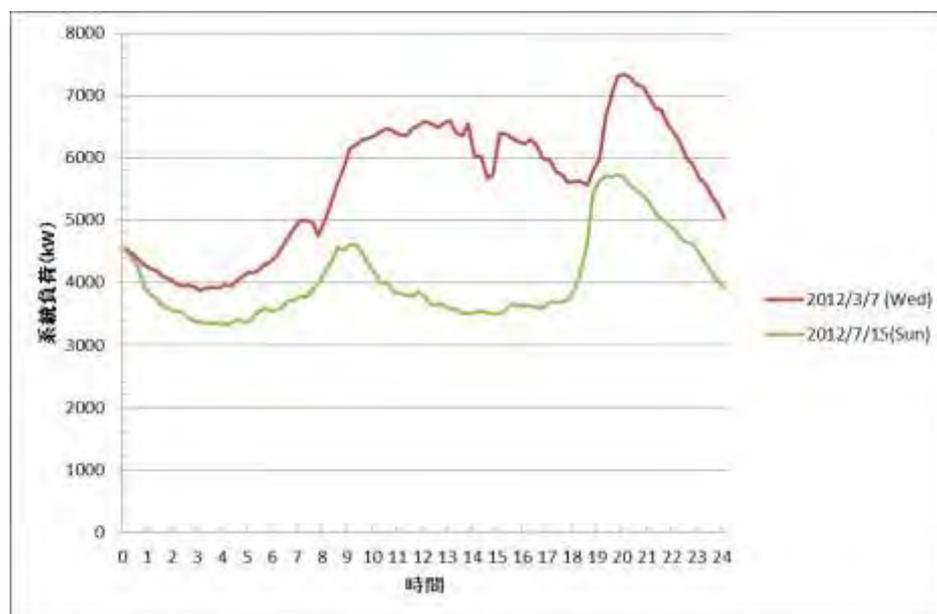
(2) 日負荷曲線

「ト」国は敬虔なキリスト教徒が多く、日曜日には商業活動が禁じられていることから、電力需要は平日が高く、週末は低くなる傾向がある。また、気温の高い夏季の日中には冷房需要により電力需要が高くなり、気温の低い冬季には日中の電力需要が低い。

現存する系統連系型の再生可能エネルギー発電は、1.3MWp の太陽光発電であり、また本プロジェクトでも 1.0MWp の太陽光発電を計画していることから、発電出力に占める再生可能エネルギー割合は、日中に高くなる。中でも、電力需要が低い冬季の日曜日は、太陽光発電の占める割合が最も高くなり、太陽光発電出力の変動が電力系統に与える影響が最も大きくなる。

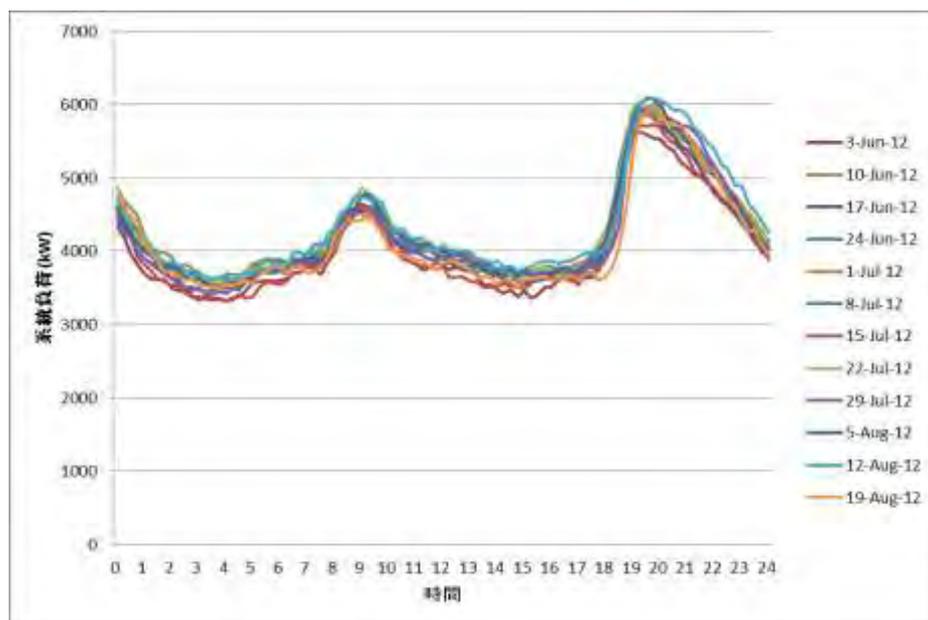
図 3-2-2-1.2 には、夏季の平日（2012 年 3 月 7 日(水)）と冬季の日曜（2012 年 7 月 15 日）のトンガタブ島電力系統の日負荷曲線を示す。図 3-2-2-1.3 には、2012 年の冬季における日曜日の日負荷曲線を示す。これらの図に示されるように、冬季日曜の日中負荷は深夜の負荷と同じレベルまで低下し、中でも 2012 年 7 月 15 日の日中負荷は過去 1 年間の中で最も低く、3,500kW 程度となっている。

本プロジェクトにおいて、太陽光発電出力の変動を補償するための蓄電設備の容量を検討するに当たり、最も条件の厳しい 2012 年 7 月 15 日の日負荷曲線を検討条件として採用する。



[出所] TPL から入手したデータを基に調査団が作成

図 3-2-2-1.2 トンガタブ島の日負荷曲線（夏季平日及び冬季日曜）



[出所] TPL から入手したデータを基に調査団が作成

図 3-2-2-1.3 トンガタプ島の日負荷曲線（冬季日曜）

(3) 電源開発計画

TPL の事業計画（Business Plan 2012-2023）では、単機出力 1,400kW の高速ディーゼル発電機（Caterpillar 3516B）は 2014 年以降順次廃止する予定であり、その代替りとして単機容量 2,880kW の中速ディーゼル発電機（Mak6CM32C）1 台を 2013 年に、単機容量 2,000kW の高速ディーゼル発電機（Caterpillar C175-16）を 2015 年、2017 年、2020 年に各 1 台投入する計画である。TPL の電源開発、廃止計画及び電力需要予測を加味した、2020 年までの電力需給バランスを表 3-2-2-1.1 及び図 3-2-2-1.4 に示す。表及び図中に記した「n-1 容量」とは、発電可能容量の合計から最大単機容量の発電機 1 台分を差し引いた発電容量を意味し、事故もしくは点検等で最大容量の発電機が 1 台停止した場合の供給能力を示す。

表 3-2-2-1.1 トンガタプ電力系統の電力需給バランス

	Installed Year	Capacity (MW)	Year								
			2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
1. Peak Demand (MW)			7.50	7.57	7.82	8.15	8.53	8.93	9.35	9.78	10.24
Growth Rate (%)				0.87%	3.30%	4.31%	4.67%	4.67%	4.67%	4.67%	4.66%
2. Installed Capacity (MW)			12.58	15.46	14.06	15.66	14.26	14.86	14.86	14.86	15.46
2.1 Popua Diesel P/S			11.28	14.16	12.76	13.36	11.96	12.56	12.56	12.56	13.16
(1) Caterpillar(3516B)-1	1998	1.40	1.40	1.40	Retire						
(2) Caterpillar(3516B)-2	1998	1.40	1.40	1.40	1.40	Retire					
(3) Caterpillar(3516B)-3	1998	1.40	1.40	1.40	1.40	1.40	Retire				
(4) Caterpillar(3516B)-4	1998	1.40	1.40	1.40	1.40	1.40	1.40	Retire			
(5) Caterpillar(3516B)-5	1998	1.40	1.40	1.40	1.40	1.40	1.40	1.40	1.40	1.40	Retire
(6) Caterpillar(3516B)-6	1999	1.40	1.40	1.40	1.40	1.40	1.40	1.40	1.40	1.40	1.40
(7) Mak(6CM32C)-1	2005	2.88	2.88	2.88	2.88	2.88	2.88	2.88	2.88	2.88	2.88
(8) Mak(6CM32C)-2	2013	2.88	2.88	2.88	2.88	2.88	2.88	2.88	2.88	2.88	2.88
(9) Caterpillar(C175-16)-1	2015	2.00				2.00	2.00	2.00	2.00	2.00	2.00
(10) Caterpillar(C175-16)-2	2017	2.00						2.00	2.00	2.00	2.00
(11) Caterpillar(C175-16)-3	2020	2.00									2.00
2.2 Renewable Energy			1.30	1.30	1.30	2.30	2.30	2.30	2.30	2.30	2.30
(1) Popua Solar	2012	1.30	1.30	1.30	1.30	1.30	1.30	1.30	1.30	1.30	1.30
(2) Vaini Solar-JICA	2015	1.00				1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
3. Firm Generation Capacity (MW) (2.-2.2)			11.28	14.16	12.76	13.36	11.96	12.56	12.56	12.56	13.16
4. Power Balance(MW) (3.-1.)			5.08	7.90	6.25	7.51	5.73	5.93	5.51	5.08	5.22
5. Capacity of the largest generator (MW)			2.88	2.88	2.88	2.88	2.88	2.88	2.88	2.88	2.88
6. n-1 capacity (MW) (3.-5.)			8.40	11.28	9.88	10.48	9.08	9.68	9.68	9.68	10.28
7. Reserve margin (MW) (6.-1.)			0.90	3.72	2.07	2.33	0.55	0.75	0.33	(0.10)	0.04

[出所] TPL Business Plan (2012-23) and the World Bank (2010.1) “Report on the Tonga Electric Supply System- A Load Forecast”



図 3-2-2-1.4 トンガタプ電力系統の電力需給バランス

「ト」国では、表 3-2-2-1.2 に示す再生可能エネルギー発電、省エネルギープロジェクトの計画があるが、現時点では資金源や実現性が不確定であることから、本プロジェクトでマイクログリッドの対象とする再生可能エネルギー電源は、ポプア発電所内に設置された既設 1.3MWp の太陽光発電設備及び本プロジェクトで計画する 1.0MWp の太陽光発電設備に限定する。なお、将来的に風力発電等の出力変動を伴う再生可能エネルギー電源をトンガタブ電力系統に接続する場合、TPL は独自に系統解析を実施し、電力品質の維持に必要な蓄電設備を導入する必要がある。

表 3-2-2-1.2 再生可能エネルギー・省エネルギー計画

Project	Indicative commissioning date*	Nominal capacity	Cost (NZ\$ M)	Cum. cost (NZ\$ M)
Existing PV - Tongatapu	2012	1 MW	Done	-
Proposed PV - Tongatapu	2013	1 MW	JICA	-
Proposed PV - Vava'u	2013	1.4 MW	Masdar/ADB	-
Biomass Stage I - 'Eua	2013	288 kW	2.7	2.7
Biomass Stage I - Tongatapu	2013	940 kW	5.0	7.7
Biomass Stage II - fuel crop establishment	2013		4.0	11.7
New MAK genset to replace 2x 3516B	2013		TPL	11.7
Heat recovery ORC on MAK	2013	160 kW	2.0	13.7
Landfill biogas	2014	100 kW	1.0	14.7
Wind (including small scale on Ha'apai)	2014	1.9 MW	15.2	29.9
Network efficiency improvements	by 2015	2.5% of existing use	TPL?	29.9
Demand side improvements	on going	2.5% of existing use	TPL?	29.9
Biomass Stage II - 1 MW (completed by 2018)	2018	1 MW	5.0	34.9
Biomass Stage III - 1 MW (completed by 2021)	2021	1 MW	5.0	39.9

[出所] TPL

(4) 電力品質の基準

TPL は、需要家に供給する電力の品質管理基準として、欧州の基準である EN50160 を採用している。EN50160 では、周波数、電圧変動の管理基準を以下の通り定めている。本プロジェクトにおいて、新たに 1MWp の太陽光発電設備を導入した場合でも TPL の電力品質管理基準を逸脱しないこと、及び現状の電力品質を維持することを、本プロジェクトにおけるマイクログリッドシステム検討の前提条件とする。

表 3-2-2-1.3 周波数、電圧の管理基準

項目	管理基準
周波数変動	低圧、中圧配電系統における 10 秒間隔の測定において、 ±1% (49.5–50.5 Hz) の範囲が時間率で 99.5% -6%/+4% (47–52 Hz) の範囲が時間率で 100%
電圧変動	低圧、中圧配電系統において、±10%が時間率で 95%

[出所] EN50160

(5) 本計画で導入するマイクログリッドシステム及び蓄電設備の種類・容量

本計画対象地であるトンガタブ島はディーゼル発電機を主要電源としており、系統の負荷

一周波数制御はディーゼル発電機の調速機により行われている。系統規模に対し大きな再生可能エネルギー電源を導入する場合、電源設備の負荷追従機能には、需要変動のみならず、再生可能エネルギー電源の出力変動の補償も許容する能力が要求される。本計画では、その負荷追従能力を上回る出力変動が予想される規模の再生可能エネルギー電源を導入するため、系統安定化を目的とし、蓄電設備による変動補償を講じる。

蓄電設備を要するような規模の再生可能エネルギー導入は、国産エネルギーの拡充という観点から、石油依存脱却に対し有効である。しかしながら、蓄電設備は高コストな設備であるため、種類、特性、容量、期待寿命等を勘案し、太陽光発電システム導入によるディーゼル燃料コスト削減が、蓄電設備のリプレースコストに対し優位性があるよう計画しなければ、エネルギー安全保障を確立することにはならない。

再生可能エネルギー電源の導入規模、本計画実施前の周波数変動の現状、既設ディーゼル発電機の負荷追従性能を前提条件とし、蓄電設備の種類・容量に係る基本方針を以下に示す。

1) 再生可能エネルギー電源の出力変動に対する補償方式

太陽光発電システム、風力発電システム等、出力が不安定な再生可能エネルギー電源の出力変動を蓄電設備で補償する場合、短周期変動補償方式と長周期変動補償方式がある。

① 短周期変動補償方式

短周期変動補償方式とは、再生可能エネルギー電源の出力変動の速度を、ディーゼル発電機等の主要電源設備の調速機が追従できる範囲まで蓄電設備で緩和し、短時間の出力変動を蓄電設備で補い、最終的な変動補償は主要電源設備の出力を増減し、周波数を維持する方式である。短周期負荷変動については、その周期が数秒から数分程度までの微小変動をサイクリック分と呼び、数分から十数分程度の変動をフリンジ分と呼ぶ。

近年、リチウムイオンキャパシタ、電気二重層キャパシタ等の物理電池及びその制御技術の開発が革新的に進められている。鉛蓄電池、ナトリウム硫黄電池等、従来の化学電池に対し、瞬間的な大容量出力に優位性のあるキャパシタ型の物理電池を活用し、サイクリック分の出力変動補償に主眼をおいたマイクログリッドシステムの導入が、我が国の離島でも積極的に進められている。

化学電池の代表である鉛蓄電池は充放電サイクル 3,500 回程度（放電深度 60%、25℃条件下）であるのに対し、物理電池であるリチウムイオンキャパシタ等は 10 万サイクル以上といったように、期待寿命の観点からも物理電池に優位性がある。

短周期変動補償方式の場合、最終的な補償はディーゼル発電機等の主要電源に委ねられるため、ディーゼル発電機の調速機の負荷追従能力が十分高速であることが前提条件となる。

② 長周期変動補償方式

長周期変動補償方式とは、大容量の蓄電設備を導入し、例えば、昼間に出力がピークとなる太陽光発電システムから得られた電力をバルクで蓄電し、夕方の需要ピーク時に出力

するといったように、蓄電設備を活用し、再生可能エネルギー電源をスケジュール運転する変動補償方式である。最も安定的に再生可能エネルギー電源を活用する方式であり、ディーゼル発電機等の燃料代替だけでなく、その負荷調整が可能となり、原動機の熱効率が改善され、さらなる燃料消費削減を図ることができる。

長周期変動補償については、MWh級の蓄電設備が必要となるため、Wh単価の観点から、適用する蓄電設備は必然的に鉛蓄電池、ナトリウム硫黄電池等の化学電池となる（ニッケル水素電池、リチウムイオン電池等も化学電池であるが、MWh級の電力用設備としては今のところ商用ベースの実績は無い）。

化学電池の場合、セルあたりの瞬間的な充放電電流に制限があり、必要な充放電電流を確保するため、並列数を増やす必要がある（鉛蓄電池の場合、充電電流は0.2 C₁₀ [A]程度までしか許容されない）。したがって、変動補償といった用途に化学電池を使用する場合、その用途が長周期、短周期に関わらず、エネルギー的な蓄電容量よりむしろ、許容される充放電電流といった瞬間的な容量が、設備規模を決定するにあたりクリティカルな要件となる。表 3-2-2-1.4 に示すように、鉛蓄電池、ナトリウム硫黄電池等の化学電池の場合、kWh単価に大きな優位性があるものの、kW単価に着目すると、2012年現在の物理電池の市場価格に対しそれほど大きなアドバンテージは無いことが確認される。

表 3-2-2-1.4 系統安定化用蓄電池として実用化されている二次電池の特徴

		鉛電池	ナトリウム硫黄電池	ニッケル水素電池	リチウムイオン電池	
① 高エネルギー密度化	現状	40~80 Wh/L	140~170 Wh/L	40~100 Wh/L	140~210 Wh/L	
	将来性	×	×	○	△	
② 大容量化実績	現状	MWh級	数100 MWh級	数100 kWh級	数10 kWh級	
③-1 コストダウン	kW単価	現状*	15~25 万円/kW	24 万円/kW	10 万円/kW	5~150 万円/kW
	kWh単価		5 万円/kWh	2.5 万円/kWh	10 万円/kWh	10~200 万円/kWh
	本体価格	将来性	△	△	○	◎
③-2 高出力対応	現状	1時間率 (但し容量50%)	6~7時間率	1時間率	0.5時間率	
	将来性	△	△	◎	◎	
③-3 実用SOC範囲	現状	比較的狭い	極めて広い	極めて広い	広い	
	将来性	△	—	—	△	
④-1 長寿命化	現状	3000 サイクル	4500 サイクル	2000 サイクル	3500 サイクル	
	将来性	△ (サルフェーション)	△	○	○	
④-2 低SOCの寿命への低影響	現状	×	○	○	○	
	将来性	△	—	—	—	
④-3 過充電・過放電耐性	現状	過充電○・過放電×	△	○	×	
	将来性	△	△	—	△	
⑤-1 充放電エネルギー効率	現状	75~85%	90%	80~90%	94~96%	
	将来性	△	△	△	△	
⑤-2 SOC監視の容易さ	現状	△	×	×	○	
	将来性	△	△	△	—	
⑤-3 低稼働率時の高効率性	現状	△ (リセットロス)	△~× (ヒータロス・リセットロス)	○~△ (リセットロス)	◎	
	将来性	△	△	△	—	

〔出所〕独立行政法人 産業技術総合研究所（2006年）

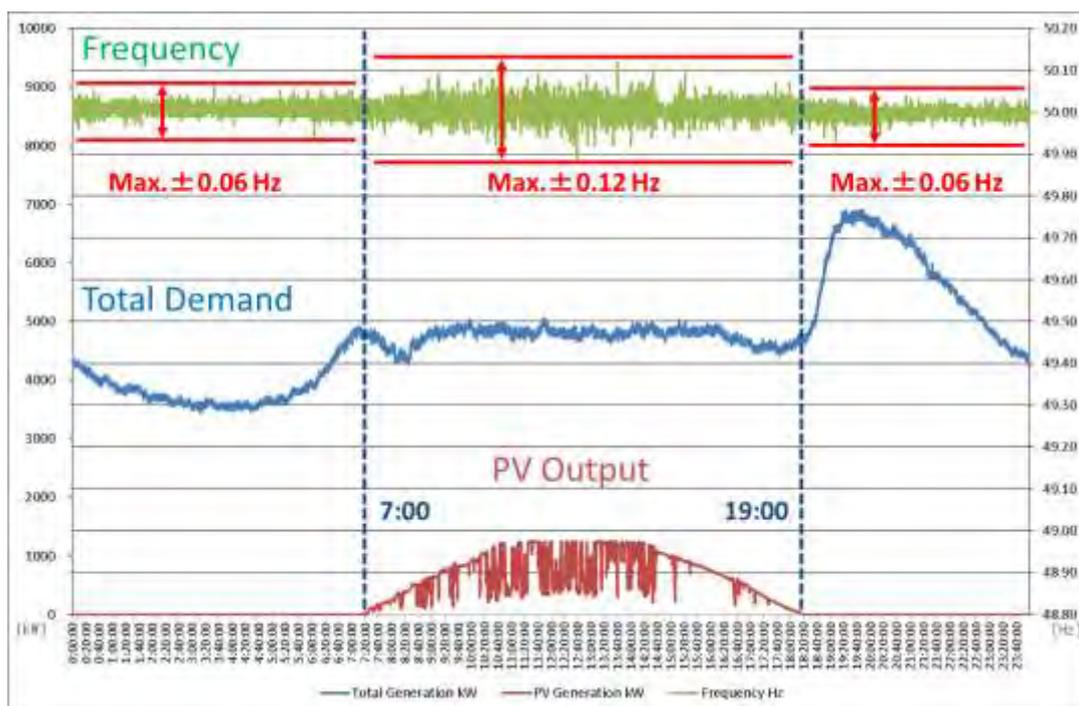
2) 蓄電設備の種類・容量を検討するにあたっての前提条件

本協力対象事業における太陽光発電システムの導入規模、本計画実施前の周波数変動の現状、既設ディーゼル発電機の負荷追従性能等、本協力対象事業で導入する蓄電設備の種類・容量を検討するにあたっての前提条件を以下に示す。

- ▶ 本協力対象事業の太陽光発電システム導入規模：設備容量 1,000 kWp
- ▶ 周波数変動の現状：50 Hz ±0.12 Hz 程度
(他ドナーにより設備容量 1,300 kWp の太陽光発電システムが導入されて以降の現状)
- ▶ 既設のディーゼル発電機の負荷分担機能
 - CAT 製ディーゼル発電機：CAT 製 6 台間は負荷分担可能である
 - MaK 製ディーゼル発電機：CAT 製 6 台と MaK 製 1 台間の負荷分担機能は無い
- ▶ 既設ディーゼル発電機の負荷追従性
 - CAT 製ディーゼル発電機：負荷追従速度 毎秒 定格容量の 5%
 - MaK 製ディーゼル発電機：負荷分担機能を具備していないため負荷追従機能は無い

「ト」国の電力セクターにおける一次エネルギーの輸入燃料への依存度は 98 % に達している。石油燃料依存からの脱却、国産エネルギーによるエネルギー安全保障の確保の観点から、本協力対象事業において、大規模な再生可能エネルギー電源の導入が期待されており、太陽光発電システム 1,000 kWp を導入する。

太陽光発電システムの出力がピークとなる昼間の時間帯に最も大きな出力変動が生じることになる。その時間帯に電力需要が小さい場合、太陽光発電システムの出力変動の系統への影響が顕著となる。「ト」国の場合、宗教的な背景もあり、経済活動が特に減少する日曜日にこの条件は生じる。トンガタブ島では、ニュージーランド国の支援により設備容量 1,300 kWp の太陽光発電システムが 2012 年 8 月に商用運転を開始している。それ以降の周波数状況の一例として、2012 年 8 月 29 日 日曜日の周波数、電力需要、太陽光発電システムの出力を図 3-2-2-1.5 に示す。現状、蓄電設備は導入されていないため、同図の例では、周波数の品質は、太陽光発電システムの出力が無い夜間の時間帯に 50 Hz ±0.06 Hz 程度である一方、太陽光発電システムの出力がある昼間の時間帯は 50 Hz ±0.12 Hz 程度まで低下している。また、同図の例では、日曜日の昼間であるが、4,500 kW 程度の需要が維持されているが、(2)に示したように、3,500 kW 程度の需要に留まる状況も確認されている。



〔出所〕 トンガ電力公社 SCADA システム

図 3-2-2-1.5 既設太陽光発電システム運用以降の周波数状況 (2012 年 8 月 29 日)

既設のディーゼル発電機の負荷分担機能、負荷追従機能については、本報告書の「2-1-4 既設施設・機材」に記載したとおりである。前述のように、既設の CAT 製ディーゼル発電機の負荷追従機能の高速性がある程度確保されているため(負荷追従速度 毎秒 定格容量の 5%)、日曜日の昼間の時間帯、太陽光発電システムへの出力ベースの依存度が 30%まで上昇し、図 3-2-2-1.5 に示すようにその出力変動が生じているものの、周波数変動は 50 Hz \pm 0.12 Hz 程度に維持されている。

トンガタブ島系統では、表 3-2-2-1.3 に示したように、EN50160 に基づき周波数管理基準 \pm 1% (\pm 0.5Hz) としている。また、前述のように、運用上は、2012 年 8 月に商用運転開始以降、太陽光発電から高い出力が得られかつ電力需要が小さい状況下で、太陽光発電に天候変化による大幅な出力変動が生じた場合でも、周波数変動は \pm 0.1~0.2Hz 程度に維持されている。

系統運用上、現状程度の周波数品質に維持することが望ましく、管理値を広げるにあたっては、トンガ電力公社が、需要家の意見も踏まえ、一定の期間を設けて検証を行いながら進める必要がある。したがって、本計画における計画時点での周波数の管理目標は、本計画の実施以前の電力品質、 \pm 0.1~0.2Hz 程度(平常時)を維持する計画とする。

3) 蓄電設備の種類選定

本計画のマイクログリッドシステムは、トンガ電力公社の供給区域の主要島であるトンガタブ島で商用運用することを前提としている。一次エネルギーの石油依存からの脱却のみならず、燃料費を含むディーゼル発電機の運用コストに対し、再生可能エネルギーを活用したマイクログリッドシステムの運用コストに経済的な優位性も備わっていなければ、電力事業の持続性に支障をきたすことになる。

また、「ト」国における電気料金は 40 円/kWh を超える水準で推移しており（「2-1-2-3 電気料金」参照）、本計画の実施による電気料金の値上げが必要とならないよう、留意する必要がある。

蓄電設備の種類を選定にあたっては、再生可能エネルギー電源の変動補償をどのような方式で行うかを、まず決定する必要がある。現在、計画対象地であるトンガタブ島には、設備容量 1,300 kWp の太陽光発電システムが存在する。そのため、短周期変動補償方式、長周期変動補償方式、いずれの方式でシステムを安定化させる場合でも、現在の周波数品質を維持することを条件とした場合、本計画でメガソーラーの導入を行うのであれば、数百 kW～MW 級の瞬間充放電が蓄電設備に要求されることになる。

マイクログリッドシステムの制御方式を検討するにあたっては、補償対象となる再生可能エネルギー電源の特性及び得られる出力、対象国の需要特性、電源設備の負荷追従特性を踏まえ、周波数が管理範囲から逸脱しないようシステム設計、制御方式の選定を行う必要がある。技術的要件が確保されたうえで、電気料金の大幅値上げを要する等、事業持続性に悪影響を及ぼさない様、コスト的観点も勘案し、蓄電設備方式の選定を行う必要がある。

前述のように、長周期変動補償方式を採用する場合、蓄電設備は必然的に化学電池を採用することになる。特に、現時点では、電力用等、MWh 級の容量を想定した場合の実績の観点から、鉛蓄電池となる。鉛蓄電池を高い放電深度を要する長周期変動補償に活用した場合、最低でも 1 日 1 サイクル分の充放電が行われることになる。前述のように、鉛蓄電池の期待寿命は充放電サイクル 3,500 回程度であり、実績から見ても 8 年間隔程度で全数、リプレースすることになる。

本計画で設備容量 1,000 kWp の太陽光発電システムを導入する場合、「ト」国の日射条件をもとに算定すると年間 1,300 MWh 程度の発電電力量が期待される（「2-2-3-1-6 CO₂ 排出量削減効果」参照）。再生可能エネルギー電源の中でも太陽光発電システムの設備利用率は低く、「ト」国の場合でも 15%程度しか達成されないため、トンガ電力公社の燃料取引価格（2012 年現在 1.7644TOP/L）から算定すると、燃料削減費用は年間 2.8 千万円程度となる。一方、表 3-2-2-1.4 に示した鉛蓄電池の単価をもとに、長周期変動補償を前提とし、数百 kW～MW 級の充放電ができる設備（容量 1,000 Ah、出力電圧 2 V の鉛蓄電池を 240 直列×10 並列程度）を想定すると、年間 3 千万円程度を要することになり、電気料金を上げることなく設備を維持管理することが困難である。

物理電池、リチウムイオン電池等、技術革新が模索されている化学電池と異なり、鉛蓄電池の歴史は古く、今後の技術革新による大幅な価格低下は期待されない。長周期変動補償方

式は、設備利用率の低い太陽光発電システムを主とするマイクログリッドシステムではなく、むしろ、風力発電システム等、より設備利用率が高い再生可能エネルギー電源を主とするマイクログリッドシステムに有効である。

以上を踏まえ、本計画では、短周期変動補償方式を主眼においたマイクログリッドシステムを構築する方針とする。短周期変動補償方式の場合、蓄電池を選定するうえで重要な特性は、機能補償の観点から瞬間的な大容量出力、及びリプレイスコストの観点から期待される充放電サイクル数である。本計画では、これらにおいて優位性のあるキャパシタ型の物理電池を蓄電設備の種類として採用する。

4) 本計画で採用するマイクログリッドシステム

以上を踏まえ、本計画で採用するマイクログリッドシステムを表 3-2-2-1.5 に示す。複数オプションと比較し、短周期変動補償方式のうちサイクリック分変動補償方式を採用する。

表 3-2-2-1.5 マイクログリッドシステムの制御案

	短周期変動補償方式		長周期変動補償方式
	サイクリック分の変動補償	フリンジ分の変動補償	サステンド分の変動補償
各制御方式の基本的な考え方	再生可能エネルギー電源の出力変動の速度を、主要電源設備の調速機が追従できる範囲まで蓄電設備で緩和する。短時間の出力変動を蓄電設備で補い、最終的な変動補償は主要電源設備の出力を増減し、周波数を維持する。その周期が数秒から数分程度までの微小変動、サイクリック分を対象とする。	再生可能エネルギー電源の出力変動の速度を、主要電源設備の調速機が追従できる範囲まで蓄電設備で緩和する。短時間の出力変動を蓄電設備で補い、最終的な変動補償は主要電源設備の出力を増減し、周波数を維持する。その周期が数秒から数分程度までの変動、フリンジ分を対象とする。	大容量の蓄電設備を導入し、昼間に出力がピークとなる太陽光発電システムから得られた電力をバルクで蓄電し、夕方の需要ピーク時に出力する等、再生可能エネルギー電源をスケジュール運転する変動補償方式である。ディーゼル発電機等の燃料代替だけでなく、その負荷調整が可能となる。
制御方式の特徴	鉛蓄電池、ナトリウム硫黄電池等、従来の化学電池に対し、瞬間的な大容量出力に優位性のあるキャパシタ型の物理電池を活用し、出力変動補償を行う。	長周期変動補償方式のように大規模な蓄電容量は必要としないが、現在の水準のキャパシタ型物理電池で補償を行うには、数分程度の補償時間を行うのは困難である。化学電池を用いて変動補償を行う形となる。	MWh 級の蓄電設備が必要となる。Wh 単価の観点から、適用する蓄電設備は鉛蓄電池、ナトリウム硫黄電池等の化学電池となる。ニッケル水素電池、リチウムイオン電池等は、MWh 級の電力用設備としては実績が無い。
マイクログリッド制御装置に要求される機能	再生可能エネルギー電源の出力変動の迅速に計測する検出装置、信号変換装置が必要となる。マイクログリッド制御装置に、制御ブロックに基づき高速演算を行い、双方向インバータの充放電を制御できる機能が必要となる。	再生可能エネルギー電源の出力変動の迅速に計測する検出装置、信号変換装置が必要となる。マイクログリッド制御装置に、制御ブロックに基づき高速演算を行い、双方向インバータの充放電を制御できる機能が必要となる。	スケジュール運転については、再生可能エネルギー電源の出力予測、蓄電設備の充電状態、発電設備の負荷率等を判断し、調整を行うシーケンス制御機能が必要となる。あわせて、瞬時変動機能も含む場合は、適切な PID 設定が必要となる。
制御設定上の留意事項	瞬時の再生可能エネルギー電源出力変動に合わせ、蓄電池の出力調整制御することが主であるため、複雑なシーケンスは不要であるが、ガバナ特性に合わせた、PID 設定を適切に行う必要がある。	サイクリック分の変動補償と同様の PID 設定に留意する必要がある。より長い時間オーダーの変動補償方式であるため、蓄電設備の容量を最大限活用できるよう、PID 設定を検討する必要がある。	大容量の蓄電設備を活用し、再生可能エネルギー電源をスケジュール運転する。蓄電容量を最大限活用するため、再生可能エネルギー電源から得られるエネルギー容量を天候状態から予測するような制御が必要となる。
本計画への適合性	○ 本計画は、無償資金協力を要するような、財務的に厳しい電力事業者への設備導入を前提としている。物理電池の場合、少ない蓄電容量で瞬間的な大出力が確保される上、寿命の面でも優位性があり、本計画に適した方式である。	× より大きな容量の蓄電設備による補償方式である。周波数安定化の面では優位性がある。しかしながら、数分程度の変動補償を前提としているため、物理電池は活用できない。よりコストをかけて、瞬間的な大容量を確保する必要がある。	× 安定的に再生可能エネルギー電源を活用できるが、導入する形式が太陽光発電等、設備利用率が低い電源の場合、蓄電設備に要する減価償却費等、営業費用の大幅な増加により、事業収支を悪化させる。

5) 系統解析を活用した蓄電設備の容量の検討

本計画の蓄電設備による太陽光発電システムの出力変動補償の目的は、系統周波数の安定化である。前述のように太陽光発電システムの出力変動が系統周波数に顕著に影響を与える条件は、太陽光発電システムの出力で電力需要を賄っている割合が高いときである。この条件は太陽光発電の出力がピークとなる昼間の需要が低き場合に生じやすく、トンガタブ島の場合、経済活動が停滞する日曜日にその条件は生じる。2012年の昼間の時間帯の最も軽負荷となった断面は、2012年7月15日 日曜日であり、電力需要は3,521 kW、約3,500 kWであった。これを踏まえ、以下の設定条件をもとに系統解析を行った。詳細な系統解析結果は巻末の添付資料11に示す。

- ▶ 解析対象断面における電力需要： 3,521 kW
- ▶ CAT製ディーゼル発電機の運転容量： 1,400 kW×3台＝合計出力 4,200 kW
- ▶ CAT製ディーゼル発電機の負荷追従性： 毎秒 定格容量の5%

蓄電池容量は、直列数、並列数を調整することによりある程度の自由度を持って選定できるが、双方向パワーコンディショナーの標準的な単機容量で蓄電設備全体の導入容量は制約を受ける。

既設の1.3 MWpの太陽光発電設備に加え、本計画でメガソーラークラスの設備を導入した場合、再生可能エネルギー電源は合計2 MWpを超える。したがって、蓄電設備により、再生可能エネルギー電源の出力変動補償を行うにあたっては、蓄電設備にもMW級の大規模な出力が要求される。動解析をおこなうにあたって、今回導入する太陽光発電設備、1 MWpと同規模の最大瞬間出力、合計容量1 MWを有する蓄電設備を導入した場合（ポプア発電所に500 kWとバイニ計画地に500 kWの合計1 MW）をベースケースとして、その半分の合計容量500 kWを導入した場合、その1.5倍の合計容量1.5 MWを導入した場合の3ケースを想定する。

▶ 想定した蓄電設備の導入容量

（短周期変動方式を前提としているため、kWhではなくkWで容量を表示する）

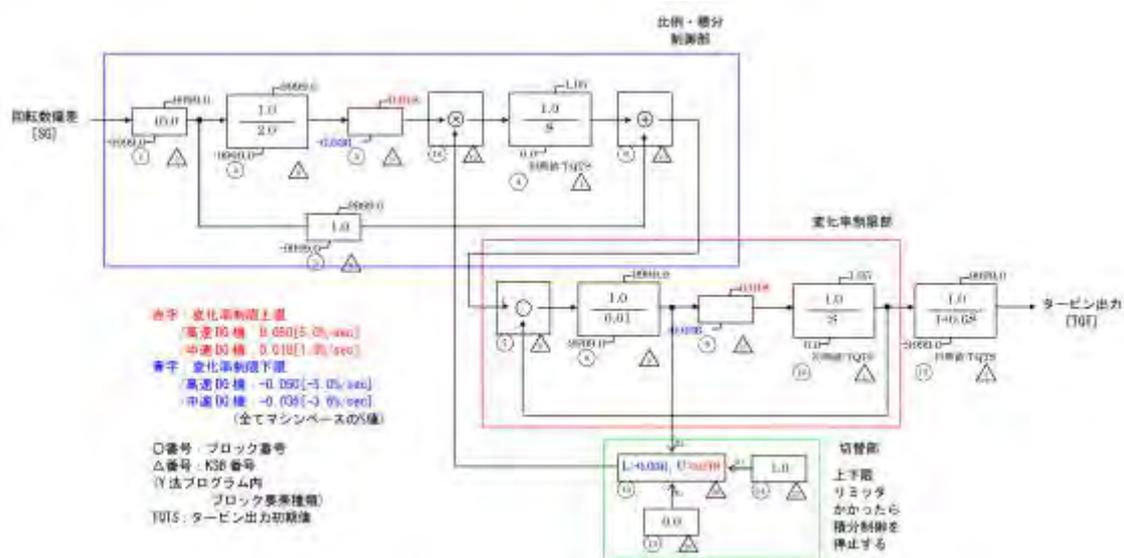
- ケース1： ポプア発電所側に 250 kW×1分×1/2
 バイニ計画地側に 250 kW×1分×1/2
- ケース2： ポプア発電所側に 500 kW×1分×1/2
 バイニ計画地側に 500 kW×1分×1/2
- ケース3： ポプア発電所側に 750 kW×1分×1/2
 バイニ計画地側に 750 kW×1分×1/2

キャパシタ型の物理電池を蓄電設備として採用する場合、比較的蓄電容量が大きいリチウムイオンキャパシタ等を導入した場合でも、数百kW～MW級を想定した場合、数分間継続できる容量が現実的である。前述のように、既設のCAT製ディーゼル発電機の負荷追従性も良好であることから、1分間の継続時間を想定した。なお、1/2をかけているのは、キャパシタ型の物理電池の特性上の制約である。

太陽光発電システムの出力量として、既設の設備容量 1,300 kWp の太陽光発電システムが運用開始（2012 年 8 月）されて以降のデータを確認したところ、10 秒間で約 600 kW 低下する速度が最も急峻な出力変動であった。したがって、系統解析上のシミュレーションとしては以下の条件で、太陽光発電システムの出力量を与えた。

▶ 太陽光発電システムの出力量： 設備容量の 50% / 10 秒 ランプ波形

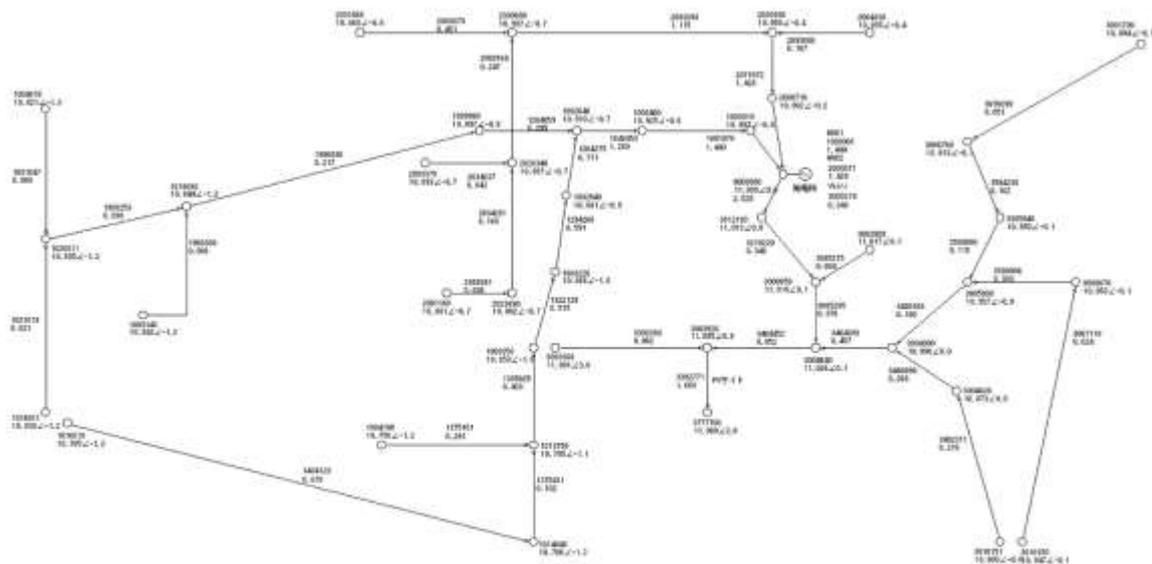
ガバナブロック図は、国内のディーゼル発電機を主要電源とする電力系統において使用した実績のある時定数、制御ゲインをもとに図 3-2-2-1.6 のように作成した。変化率制限の上限／下限は、毎秒 定格容量の 5% であるため、0.05 / 0.05 とした。同図では、後述する MaK 製ディーゼル発電機の増設に係る解析で使用した中速機の設定値 -0.018（赤字） / 0.036（青字）が記載されている。



[出所] JICA 調査団にて作成

図 3-2-2-1.6 構築したディーゼル発電機のガバナ制御ブロック

線路定数、変圧器情報をもとに構築した、電力系統モデルを図 3-2-2-1.7 に示す。現在のトング電力公社の系統運用では、本協力対象事業で整備する設備容量 1,000 kWp の太陽光発電システムはバイニフィーダーに接続されることになる。しかしながら、本協力対象事業設備の供用開始後、トング電力公社は、同設備が NUK 1 フィーダーに接続されるよう、区分開閉器の開位置を変更する予定である。発電設備事故時の配電フィーダーの優先順位が、NUK 2、NUK 1、バイニという順位のため、事故時においても、優先的に太陽光発電システムが活用されることに留意し、開位置変更を計画している。本協力対象事業の太陽光発電システムが NUK 1 フィーダーに接続される場合、バイニフィーダーに接続される場合、それぞれの系統解析を行った。図 3-2-2-1.7 はバイニフィーダーに接続した場合の系統モデルを示している。

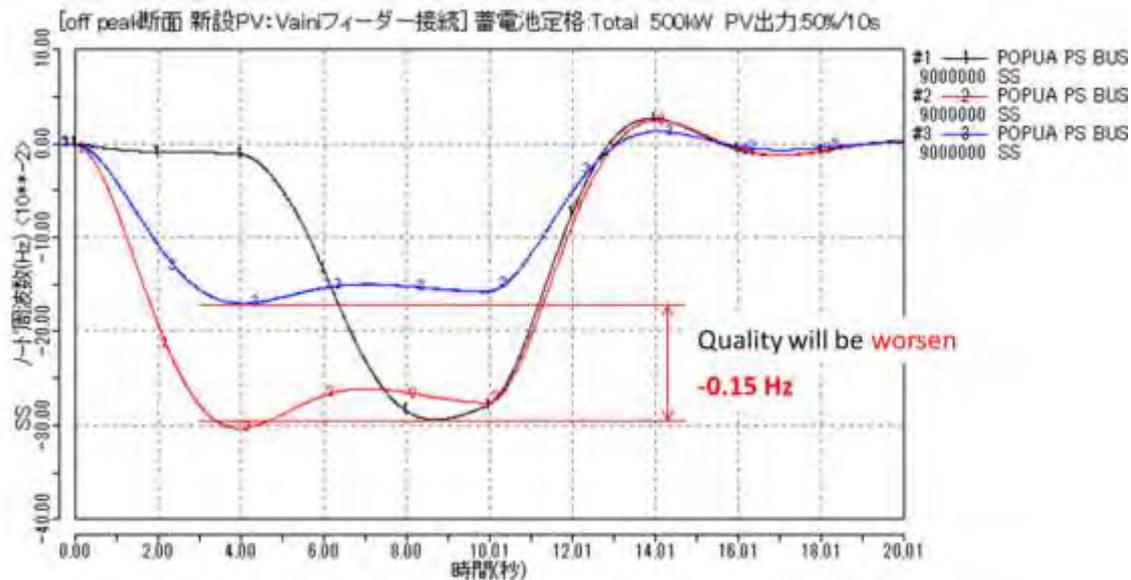


PVサイト Vainiフィーダ接続 PV定格出力
 [新設] 2012年7月15日 14:00
 [負荷量] 3321 [KW]

[出所] JICA 調査団にて作成

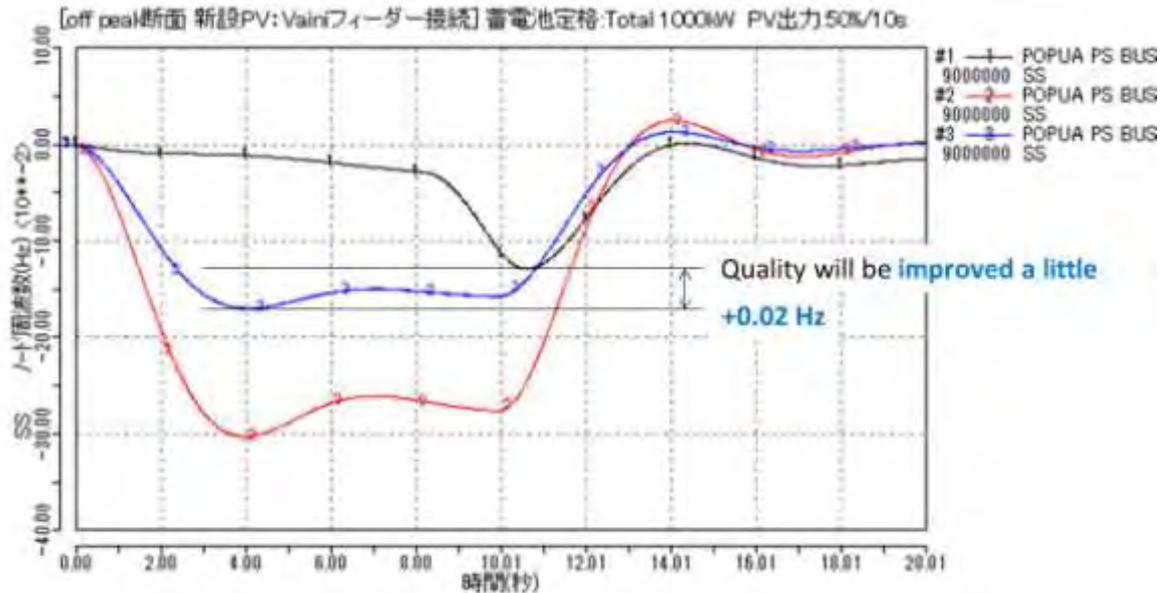
図 3-2-2-1.7 トンガタブ島の系統モデル

構築した系統モデルに対し、太陽光発電システムの出力量変動を与え、周波数変動のシミュレーションを行った結果を、図 3-2-2-1.8、図 3-2-2-1.9、図 3-2-2-1.10 に示す。いずれの図においても、赤線は、蓄電設備を導入することなく設備容量 2,300 kWp の太陽光発電システム（既設+本計画）を導入し、50%（1,150 kW） / 10 sec の出力変動が生じた場合の周波数変動を表している。青線は、蓄電設備を導入することなく、設備容量 1,300 kWp の太陽光発電システム（既設のみ）を導入し、50%（650 kW） / 10 sec の出力変動が生じた場合の周波数変動を表している。黒線が想定した蓄電設備を導入した場合の周波数変動を表している。



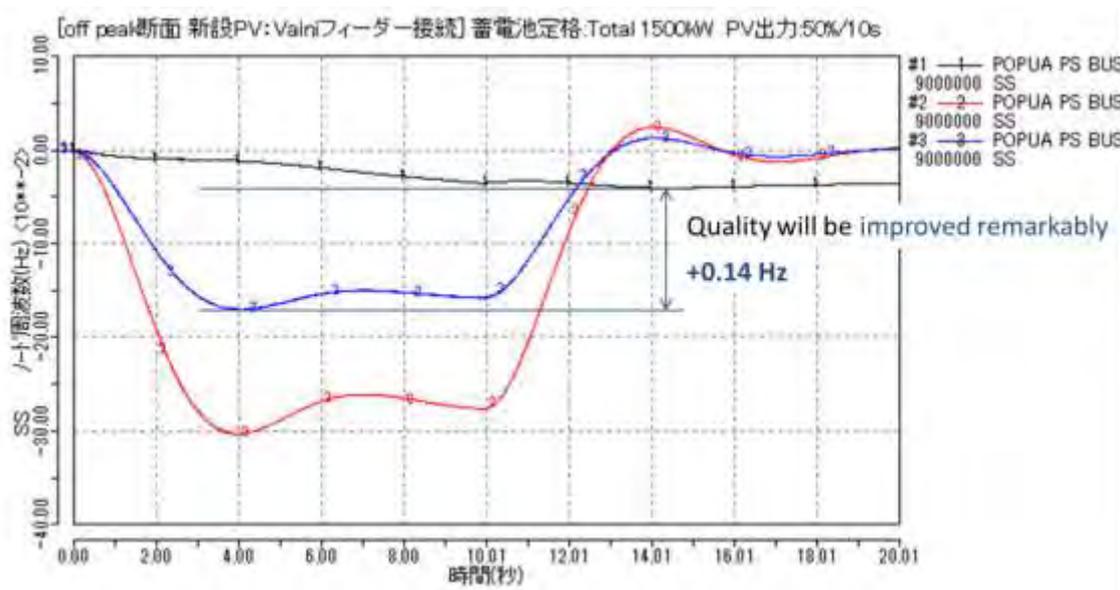
[出所] JICA 調査団にて作成

図 3-2-2-1.8 2箇所のサイトに 250 kW×1分×1/2 を導入した場合



[出所] JICA 調査団にて作成

図 3-2-2-1.9 2箇所のサイトに 500 kW×1分×1/2 を導入した場合



[出所] JICA 調査団にて作成

図 3-2-2-1.10 2箇所のサイトに 750 kW×1分×1/2 を導入した場合

青線は、設備容量 1,300 kWp の太陽光発電システム（既設のみ）を導入し、50%（650 kW）/10 sec の出力変動が生じた場合、すなわち現状をシミュレーションしている。図 3-2-2-1.5 に示したように、現状の周波数変動の実測値は、2012 年 8 月 29 日 日曜日の例では、50 Hz±0.12 Hz 程度であった。シミュレーション結果を確認すると青線のピーク値は、-0.15 Hz 程度である。図 3-2-2-1.5 の例は電力需要 4,500 kW 程度であったのに対し、シミュレーションでは 3,500 kW 程度を想定していることを勘案すると、妥当なシミュレーションが行われていると判断される。

解析結果の判断基準としては、黒線のピーク値が青線のピーク値より改善していれば、蓄電設備が有効に機能していると判断される。

図 3-2-2-1.8 に示した、ポプア発電所側、バイニ計画地側、それぞれに 250 kW×1 分×1/2 を導入した場合、蓄電設備を導入しない場合（図中の赤線）に対し、周波数変動のピーク値は改善しているが、現状の周波数品質（図中の青線）より、著しく悪化していることが確認される。この蓄電容量では、ディーゼル発電機の調速機で追従できる範囲まで変動速度が緩和されていないため、蓄電設備はピークの発生を遅らせるだけで、周波数品質の維持には有効に機能していないと判断される。

図 3-2-2-1.9 に示した、ポプア発電所側、バイニ計画地側、それぞれに 500 kW×1 分×1/2 を導入した場合、現状の周波数品質（図中の青線）より、若干ではあるが改善していることが確認される（0.02 Hz 程度改善）。この蓄電容量の導入により、マイクログリッドシステムの周波数品質は現状とほぼ同等の水準が維持され、本計画における計画時点での周波数の管理目標を担保できると判断される。

図 3-2-2-1.10 に示した、ポプア発電所側、バイニ計画地側、それぞれに 750 kW×1 分×1/2 を導入した場合、現状の周波数品質（図中の青線）より、大幅に改善していることが確認される（0.14 Hz 程度改善）。この蓄電容量の導入により、マイクログリッドシステムの周波数品質は現状より改善するが、蓄電設備が高コストな設備であること、本計画における計画時点での周波数の管理目標は現状の周波数水準を維持すること、これらに鑑みると、過剰な容量であると判断される。

以上の系統解析を活用した蓄電設備の容量の検討結果から、本協力対象事業では、ポプア発電所側、バイニ計画地、それぞれに充電状態 50%から 500 kW×1 分×1/2 のキャパシタ型の蓄電設備を整備する方針とする。太陽光発電システムの出力上昇、出力低下ともに対応できるように、充電状態 50%を基本とする制御を行う。

本計画のように数百 kW 規模の瞬間出力が必要となる場合、持続時間の観点からリチウムイオンキャパシタに優位性がある。同程度のコストで、電気二重層キャパシタでは持続時間 10 秒程度であるのに対し、リチウムイオンキャパシタでは持続時間数 0.5 分～1 分程度確保できるといった程度である。要求される最大瞬間出力及び持続時間 500 kW×1 分×1/2 から、この優位性、および、我が国の離島における実績も踏まえ、本計画ではリチウムイオンキャパシタを採用する。

この規模の蓄電設備の導入により、3-2-2-1 (5) 2)に示した周波数目標、基準周波数に対し±0.1～0.2Hz 程度を達成される。

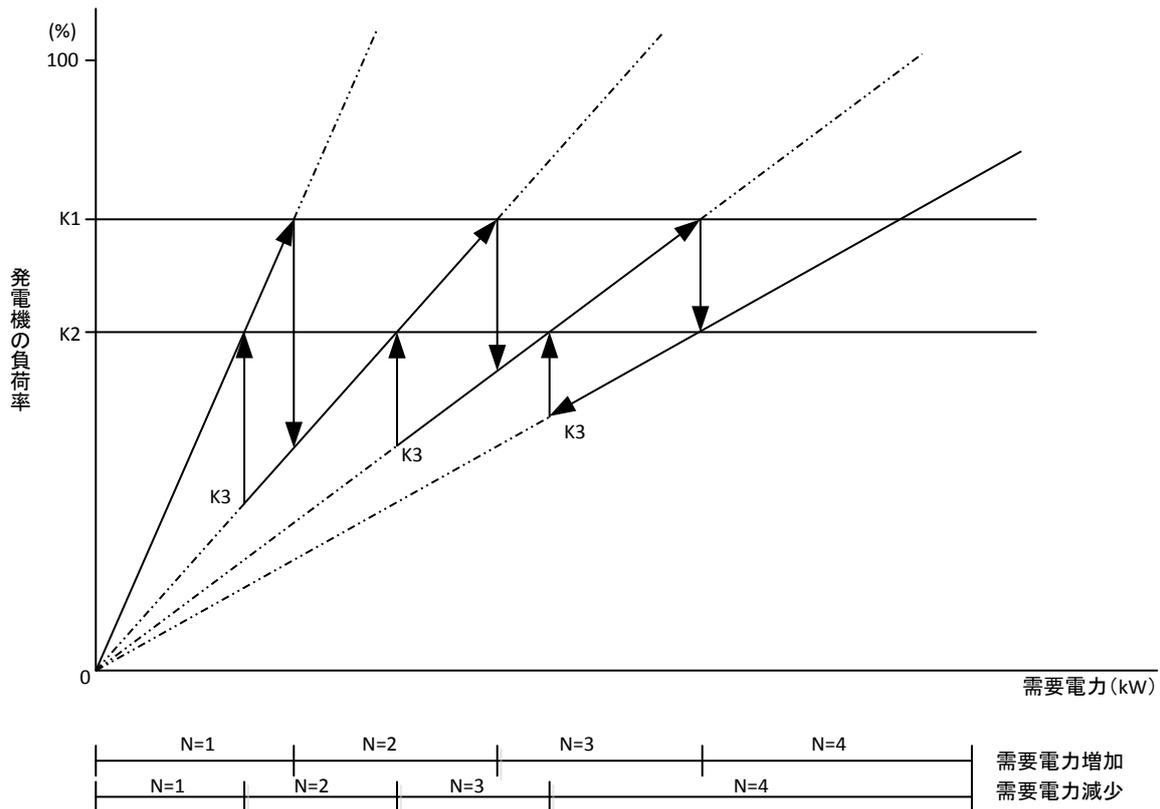
(6) マイクログリッドシステム供用開始後のディーゼル発電機の運用等

1) 既設のディーゼル発電機の本計画実施以降の運用方法

前述の設備容量の蓄電設備を整備することにより、短周期変動補償方式で系統安定化が可能となるが、負荷追従が可能な CAT 製ディーゼル発電機の瞬動予備力が確保されていることが前提条件である。設備容量 1,300 kWp の既設の太陽光発電システムに加えて、本協力対象事業で設備容量 1,000 kWp の太陽光発電システムを導入した場合、合計容量は 2,300 kWp となる。CAT 製ディーゼル発電機でそれを補える瞬動予備力を確保するためには、単機容量が

1,400 kW であるため、太陽光発電システムが運転している昼間は、最低でも 3 台の運転台数が必要となる ($1,400 \text{ kW} \times 3 \text{ 台} = 4,200 \text{ kW} > 2,300 \text{ kW}$)。加えて、太陽光発電システムが運転している昼間は、この運転されているディーゼル発電機が低い負荷率で運転されなければ、瞬動予備力は確保されない。

ポプア発電所において、CAT 製ディーゼル発電機の運転台数制御の設定値は、図 3-2-2-1.11 の K1 が 85%、K2 が 65% に設定されており、各運転台数時の追加設備の起動信号発信時及び余剰設備の停止信号発信時のディーゼル発電機の合計出力は同図に示すとおりである。



(1) 運転台数制御の概要

(2) ポプア発電所における運転台数制御の設定値

運転台数	K3	余剰設備の停止時 ディーゼル発電機の合計出力	K1	追加設備の起動時 ディーゼル発電機の合計出力
N=1	0 %	0 kW	85 %	1,190 kW
N=2	33 %	910 kW	85 %	2,380 kW
N=3	43 %	1,820 kW	85 %	3,570 kW
N=4	49 %	2,730 kW	85 %	4,760 kW
N=5	52 %	3,640 kW	85 %	5,950 kW
N=6	54 %	4,550 kW	85 %	-

[出所] ポプア発電所の設定値をもとに JICA 調査団にて作成

図 3-2-2-1.11 ポプア発電所における運転台数制御の設定値

同図に示すように、3 台以上の運転状態が確保されるためには、1,820 kW から 3,570 kW 程度の需要が必要となる。前述のように、日曜日の昼間でも 3,500 kW 程度の需要が見込まれ、1,820 kW 以上の条件を満たすため、事故等により配電フィーダーが遮断されない限り、3 台の運転台数は確保される。

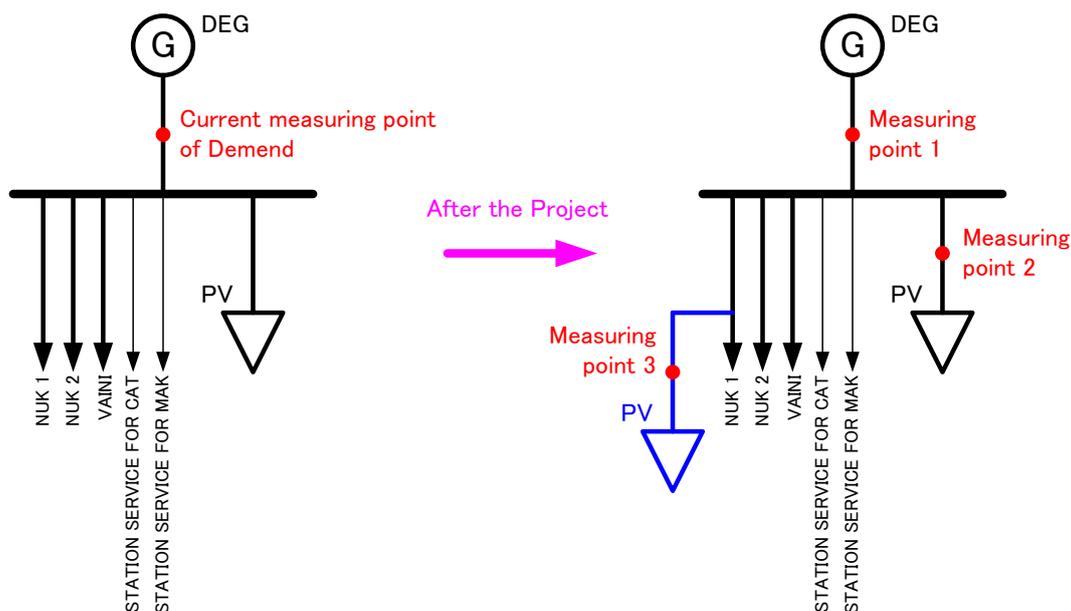
また、負荷追従機能を具備しない Mak 製ディーゼル発電機をベースロード用として運転できる条件は、CAT 製ディーゼル発電機及び太陽光発電システムに 3,570 kW 程度の負荷分担が行われることである。高い熱効率が実現される 80%程度の負荷率で Mak 製ディーゼル発電機をベースロード運転することを想定した場合、単機容量 2,750 kW であるため、2,200 kW 出力される。すなわち、Mak 製ディーゼル発電機をベースロード用として運転できる条件は、3,570 kW に 2,200 kW を加えた 5,770 kW、約 6,000 kW の電力需要があることが条件となる。

「2-1-4 既設施設・機材」に示したように、電力需要が比較的低い冬場でも、平日は 6,000 kW 以上の電力需要が見込まれるため、その日の需給バランスをみながら Mak 製ディーゼル発電機をベースロード用として運転することが可能である。裏を返せば、Mak 製ディーゼル発電機の 80%程度の負荷率を前提条件とした場合、電力需要が 6,000 kW に満たない日は、太陽光発電システムが運転している昼間の間、Mak 製ディーゼル発電機を運転することはできない。

2) 運転台数制御の電力需要計測地点の変更に係る改造

本計画では、短周期変動補償方式を採用するが、この場合、負荷追従可能な CAT 製ディーゼル発電機において、太陽光発電システムからの出力と同容量の瞬動予備力が確保されていることが前提条件である。太陽光発電システムの出力が損なわれても、追加起動なくディーゼル発電機の負荷を増大させることで需要を満たすことができなければならない。

現在、CAT 製ディーゼル発電機は、図 3-2-2-1.12 の左側に示すように、CAT 製ディーゼル発電機 6 台のうち運転中の各発電機の合計出力を電力需要として計測し、図 3-2-2-1.11 に示した運転台数制御を行っている。すなわち、現状、既設の設備容量 1,300 kWp の太陽光発電システムからの出力は、CAT 製ディーゼル発電機としては需要が減少したと判断し運転台数制御を行っている。



[出所] JICA 調査団にて作成

図 3-2-2-1.12 運転台数制御に係る需要計測箇所の変更

現在の電力需要の計測・演算方式のまま、図 3-2-2-1.12 の右側に示す、本協力対象事業の太陽光発電システムを増設した場合（図中、青いイメージ）、太陽光発電システムからの全出力は、CAT 製ディーゼル発電機としては需要が減少したと判断する。これに合わせて運転台数を制御するため、短周期変動補償方式で期待する瞬動予備力は確保されない。

瞬動予備力を確保するため、CAT 製ディーゼル発電機からの出力、既設の設備容量 1,300 kWp の太陽光発電システムからの出力、本協力対象事業の設備容量 1,000 kWp の太陽光発電システムからの出力の合計値を、電力需要として運転台数制御装置に入力し、需要を満たす運転台数を確保しなければならない。トンガ電力公社は、この合計電力の演算装置を、既設の CAT 製ディーゼル発電機の負荷追従制御装置の入力側に設置する必要がある。

3) 太陽光発電システムの出力制限に係る方針

マイクログリッドシステム運用にあたっては、瞬動予備力を確保するため、ディーゼル発電機は低負荷運転が条件となる。CAT 製ディーゼル発電機は図 3-2-2-1.11 に示した運転台数制御が行われており、同図に示すように、現在の運用における負荷率の最小値は 33%である。ディーゼル発電機の健全な運転維持管理の観点から、本計画のマイクログリッドの運用開始後も、この水準を維持することが妥当と考えられる。

しかしながら、(2)に示したように、電力需要は 3,500 kW を下回る状況も確認されており、その場合、CAT 製ディーゼル発電機は単機容量が 1,400 kW であるため、運転台数 3 台でも、太陽光発電システムが 2,300 kW を出力しているとする、ディーゼル発電機の負荷率は 30% を割ることになる。

本計画対象地であるトンガタブ島の電力系統は、大規模な商用系統からのバックアップを受けることができない離島であり、そのディーゼル発電機は、負荷追従制御が行える唯一の

電源設備であることに鑑みると、現状より厳しい条件で設備運用を計画当初から前提とすることはリスクが高い。

したがって、本計画のマイクログリッドシステムの制御機能として、冬場の日曜日に数回しか想定されないが、電力需要が 3,500 kW を下回り、ディーゼル発電機の負荷率が 30% を割るような状況が発生する場合は、太陽光発電システムの出力制限を行う機能を付与する方針とする。

4) トンガ電力公社の今後の電源開発計画と本計画の整合性

2013 年にトンガ電力公社は、既設の MaK 製ディーゼル発電機（単機容量 2,750 kW）と同様の発電設備を調達し、ポプア発電所に増設する方針である。

本計画のマイクログリッドシステムは、能動的にディーゼル発電機を制御する方式ではない。太陽光発電システムの出力変動を本協力対象事業で供与する高速電力計で検出し、マイクログリッド制御装置で高速演算を行い、蓄電設備の充放電を高速制御することにより、短周期変動補償方式で系統安定化を図るものである。

前述のように、短周期変動補償方式とは、太陽光発電システムの出力変動の速度を、ディーゼル発電機等の主要電源設備の調速機が追従できる範囲まで蓄電設備で緩和し、短時間の出力変動を蓄電設備で補い、最終的な変動補償は主要電源設備の出力を増減し、周波数維持する補償方式である。

既設及び増設分の MaK 製ディーゼル発電機を本計画のマイクログリッドシステム上で運用する第一の要件は、増設前と同様に、合計容量 2,300 kWp の太陽光発電システムの出力変動を補償する瞬動予備力が確保されているかである。増設工事に合わせて CAT 製ディーゼル発電機と MaK 製ディーゼル発電機間で負荷分担できる制御システムが構築されさえすれば、この増設により本計画のマイクログリッドシステムの制御設備の大規模な改造を要するような状況は想定されない。

なお、瞬動予備力を確保するためには、前述のように、追加起動なく電力需要を満たす分のディーゼル発電機が運転され、かつ、太陽光発電システムの出力と同容量の瞬動予備力が確保されるレベルまで負荷率を低負荷に維持しておく必要がある。そのためには、MaK 製ディーゼル発電機の増設及び負荷分担機能追加後は、MaK 製ディーゼル発電機からの出力、CAT 製ディーゼル発電機からの出力、既設の設備容量 1,300 kWp の太陽光発電システムからの出力、本協力対象事業の設備容量 1,000 kWp の太陽光発電システムからの出力の合計を、運転台数制御の参照電力とする必要がある。トンガ電力公社は、この合計電力の演算装置を、新たに整備するディーゼル発電機の負荷追従制御装置の入力側に設置する必要がある。

第二の要件として、「本協力対象事業においてポプア発電所側、バイニ計画地、それぞれに整備する蓄電設備の容量で太陽光発電システムの出力変動を補償すれば、MaK 製ディーゼル発電機の調速機の負荷追従が十分高速であり、周波数品質が現状の水準に維持される」といった条件が満たされる必要がある。すなわち、マイクログリッドシステムの制御設備の改造等の問題ではなく、MaK 製ディーゼル発電機の調速機の負荷追従性能の問題である。

MaK 製ディーゼル発電機と同規模の中速ディーゼル発電機（MaK 製ディーゼル発電機も 600[RPM]であり中速機に該当する）の特性をもとに時定数、制御ゲインを想定し、(5)で行った系統解析モデルを活用し JICA 調査団で評価した。その結果、調速機の制御設定の問題であり、特殊な調速機を選定する必要は無く、一般的な中速機の調速機であれば対応可能であると考えられる。しかしながら、系統の周波数品質に係る極めて重要な問題であるため、トンガ電力公社は、実際に導入される MaK 製ディーゼル発電機の調速機の負荷追従速度をもとに評価を行い、検証を行うことが不可欠である。

加えて、マイクログリッドシステムの制御設備の大規模な改造は想定されないが、大幅なシステムの負荷分担制御に係る改造工事の仕様を含む、増設工事の仕様検討時点で、本計画のマイクログリッドシステムの調達業者、トンガ電力公社、MaK 製ディーゼル発電機の納入業者間で、制御設定等を確実に打合せを行い、各設備の特性について相互に認識し、制御設定値など、適切な調整・措置を講じる必要がある。

5) トンガタブ島における今後の再生可能エネルギー電源の開発についての展望

本計画のマイクログリッドシステムでは、システムの経済性を確保しつつ、太陽光発電システムを最大限活用するため、キャパシタ型の物理電池を採用し、短周期変動補償方式で系統安定化を図るものである。

本計画のような短周期変動補償方式の場合、数秒から数分間オーダー（サイクリック分）では蓄電設備が動作し、太陽光発電システム等の再生可能エネルギー電源の出力変動を負荷追従可能な電源が追従できる範囲まで変動速度を緩和し、最終的には負荷追従可能な電源が変動を補償する。すなわち、負荷追従可能な電源が低負荷に保たれ瞬動予備力が確保されていることが前提条件である。

本計画のマイクログリッドシステムでは、既に負荷追従が可能なディーゼル発電機の負荷率は 30%程度まで下げることが前提条件としている。今後さらに、トンガタブ島において、系統連系型の再生可能エネルギー電源の導入を拡大し、短周期変動補償方式で対応していくことは、ディーゼル発電機のさらなる低負荷率を追及することになり、既設のディーゼル発電機では困難である。

今後は、長周期変動補償方式を前提とし、再生可能エネルギー電源の導入を進めていく必要がある。前述のように、太陽光発電システムの場合、設備利用率が低いため、長周期変動方式を前提とした規模の蓄電設備を導入することは、経済的に合理性が無い。したがって、トンガタブ島において、さらなる再生可能エネルギー電源の導入拡大を図るのであれば、今後は、そのポテンシャルを評価しつつ、風力発電システム等、太陽光発電システムより利用率が高い再生可能エネルギーにシフトしていく必要がある。

3-2-2-2 全体計画

(1) 設計条件

本プロジェクトの規模、仕様の策定に当たり、前述の諸条件を検討した結果、下記設計条件を設定する。

1) 気象・自然条件

- ① 設計温度 : 40 °C
- ② 設計相対湿度（結露がないこと） : 最大 85 %
- ③ 設計風速 : 57 m/秒（基準風速）
- ④ 降雨量 : 年間平均 2,300 mm
- ⑤ 塩分付着密度 : 0.5 mg/cm²
- ⑥ 地震力 : 水平方向 0.2 G
- ⑦ 地耐力 : 50 kN/m²（ポプア発電所）、150 kN/m²（バイニサイト）

2) 適用規格

- ① 日本工業規格（JIS） : 工業製品全般に適用する。
- ② 電気学会電気規格調査会標準規格（JEC） : 電気製品全般に適用する。
- ③ 日本電機工業会標準規格（JEM） : 同上
- ④ 日本電線工業会規格（JCS） : 電線、ケーブル類に適用する。
- ⑤ 電気設備に関する技術基準 : 電気工事全般に適用する。
- ⑥ 国際電気標準会議規格（IEC） : 電気製品全般に適用する。
- ⑦ 国際標準化機構（ISO） : 電気・機械製品全般に適用する。

3) 使用単位

原則として国際単位系（SI ユニット）を使用する。

(2) 施設配置計画

設備容量 1 MWp の太陽光発電システム（以下、PV システムと称す）は、トンガタブ島の中央部に位置するバイニ計画対象地に配置する。当該用地については、土地所有者である貴族と TPL 間で、既に 50 年間の賃貸借契約が結ばれており、内閣の審議を通して 2012 年 11 月 9 日付けで正式に登記簿に記載された。従って用地確保の観点からは問題は無い。

PV アレイは地上置き方式とし、先方負担工事による樹木伐採作業後、敷地造成工事並びに PV モジュール架台用の基礎を行った後、PV アレイの据付を行う。用地面積の制約があるため、PV モジュールについてはエネルギー変換効率の高い結晶系シリコンを採用する。これにより、必要敷地面積が、24,000 m²程度となり、バイニ計画対象地の敷地内に設備容量 1MWp

を配置することができる。敷地の周囲には、防犯の観点から屋外照明を配置する。

マイクログリッド制御装置、蓄電設備、蓄電設備用 PCS、PV システム用 PCS 等の電気設備は、ポプア発電所の既設発電建屋及びバイニ計画対象地にそれぞれ電気設備用建屋を新設し、その建屋内に設置する。

本計画で導入するリチウムイオンキャパシタ等の蓄電設備の期待寿命を確保するためには、設置する建屋内の適切な温度管理が不可欠である。本計画で整備された機材・設備等の機能が損なわれた場合、目的とする石油燃料の削減にも影響し、事業の自立持続性の観点からも影響が大きいため、上記の電気設備用建屋には空調設備を設置する方針とする。

また、バイニ計画対象地については、商用系統からの引込み線から建屋用電源を確保し、ポプア発電所側の建屋については、隣接する既設発電所建屋から確保する方針とする。

3-2-2-3 基本計画の概要

前述（3-2-2-2 参照）の基本設計方針及び設計基準、施設配置計画を踏まえた本計画の基本計画の概要は、表 3-2-2-3.1 に示すとおりである。

表 3-2-2-3.1 基本計画の概要

計 画 内 容		数 量 ・ 容 量
機 材 調 達 ・ 据 付	1. ポプア発電所側 マイクログリッド設備	
	1.1 マイクログリッド制御設備	
	(1) マイクログリッド制御盤	1 面
	(2) PV システム出力安定化制御盤	1 面
	(3) データ管理システム	1 式
	(4) 気象計測装置 (日射計、気温計)	1 式
	(5) PLC ソフトウェアメンテナンス用 PC	1 式
	1.2 系統安定化設備システム	
	(1) 蓄電設備	SOC 50%より 500 kW×1 分×1/2 を賄える容量 (8.3kWh 以上)
	(2) 蓄電設備収納盤	1 式
	(3) 蓄電設備接続盤	1 式
	(4) 双方向パワーコンディショナー	500 kW
	(5) 連系用変圧器	750 kVA
	(6) 高圧側連系用変圧器盤	双方向パワーコンディショナーの台数と同数
	(7) 低圧側連系用変圧器盤	双方向パワーコンディショナーの台数と同数
	1.3 所内用電気設備盤	1 面
	2. バイニ地区側 マイクログリッド設備	
	2.1 マイクログリッド制御設備	
	(1) PV システム出力安定化制御盤	1 面
	(2) データ管理システム	1 式
	(3) 気象計測装置	1 式
	2.2 系統安定化設備システム	
	(1) 蓄電設備	SOC 50%より 500 kW×1 分×1/2 を賄える容量 (8.3kWh 以上)
	(2) 蓄電設備収納盤	1 式
	(3) 蓄電設備接続盤	1 式
	(4) 双方向パワーコンディショナー	500 kW
	(5) 連系用変圧器	750 kVA
	(6) 高圧側連系用変圧器盤	双方向パワーコンディショナーの台数と同数
	(7) 低圧側連系用変圧器盤	双方向パワーコンディショナーの台数と同数
	2.3 太陽光発電システム	
	(1) 太陽光発電モジュール	1,000 kWp
	(2) パワーコンディショナー	1,000 kW
	(3) 接続箱	1 式
(4) 集電箱	1 式	
(5) モジュール架台	1 式	
(6) 連系用変圧器	1250 kVA	
(7) 高圧側連系用変圧器盤	パワーコンディショナーの台数と同数	
(8) 低圧側連系用変圧器盤	パワーコンディショナーの台数と同数	
2.4 11 kV 系統連系用開閉設備		
(1) 11 kV 開閉設備	7 面	
(2) 接地用変圧器 (リアクトル付属)	1 式	
(3) 直流電源装置	1 面	
2.5 所内用電気設備盤	1 面	
3. 光ケーブル通信設備	約 15 km	
調 達	4. 11 kV 系統連系用開閉設備 (ポプア発電所側)	
	(1) 11 kV 開閉設備	4 面
	(2) 接地用変圧器 (リアクトル付属)	1 式
	(3) 直流電源装置	1 面
建 設	5. 交換部品	1 式
	a. バイニ地区側 整流設備及び蓄電設備用 建屋	延床面積 約 190 m ²
	b. 太陽光パネル基礎	1 式
	c. ポプア発電所側 整流設備及び蓄電設備用 建屋	延床面積 約 100 m ²

(1) 太陽光発電設備の導入容量

「ト」国の電力セクターにおける一次エネルギーの輸入燃料への依存度は98%に達しており、石油燃料依存からの脱却、国産エネルギーによるエネルギー安全保障の確保の観点から、本協力対象事業において大規模な再生可能エネルギー電源の導入が期待されており、「ト」国側の要請並びに「ト」国側との協議に基づき、本計画では設備容量1.0MWpの太陽光発電設備を導入する。

同設備の年間発電量は1,308MWh/yearと推定される。推定値の算出に使用した「ト」国における日射量等の気象データ及び各月の推定発電量を表3-2-2-3.2に示す。

表3-2-2-3.2 ヌクアロファにおける日射量及び太陽光発電の推定発電量

	単位	1月	2月	3月	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	合計
日射量(35°)	kWh/m ² /day	4.92	5.01	4.96	4.62	4.47	4.13	4.28	4.67	4.87	5.20	5.05	4.84	
月日数	日数	31	28	31	30	31	30	31	31	30	31	30	31	
月間日射量	kWh/m ²	152.52	140.28	153.76	138.6	138.57	123.9	132.68	144.77	146.1	161.2	151.5	150.04	1733.92
平均気温	°C	26.4	26.9	26.7	25.7	24.3	23.3	22.1	21.8	22.2	23.1	24.7	25.6	
モジュール温度Tm		44.8	45.3	45.1	44.1	42.7	41.7	40.5	40.2	40.6	41.5	43.1	44	
温度補正係数Kt		0.901	0.8985	0.8995	0.9045	0.9115	0.9165	0.9225	0.924	0.922	0.9175	0.9095	0.905	
損失係数K=Kd*Kt*η		0.746028	0.743958	0.744786	0.748926	0.754722	0.758862	0.76383	0.765072	0.763416	0.75969	0.753066	0.74934	
太陽電池出力	kW	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	
発電量	kWh/M	113.784	104.362	114.518	103.801	104.582	94.023	101.345	110.759	111.535	122.462	114.089	112.431	1,307.693

[出所] 大洋州地域太陽光を活用したクリーンエネルギー導入計画準備調査

系統連系型太陽光発電システムの定格容量1MWpは標準状態(AM1.5、日射強度1000W/m²、太陽電池セル温度25度)における太陽電池容量であり、標準状態における日射強度Gsを1kW/m²とすると、1年間に期待される発電電力量Epは次式によって表される。

$$E_p = \sum (H_A / G_s) * K * P$$

(Σは月別に算出した推定発電量の積算値を示す)

ここで、

- Ep = 推定年間発電量 (kWh/年)
- HA = 設置面の月平均日射量 (kWh/m²/日)
- Gs = 標準日射強度 (1 kW/m²)
- P = 太陽電池容量
- K = 損失係数 = Kd * Kt * η_{INV}

* 直流補正係数 Kd: 太陽電池の表面の汚れ、太陽の日射強度が変化することによる損失の補正、太陽電池の特性差による補正を含み、0.9と想定した。

* 温度補正係数 Kt: 日射により太陽電池の温度が上がり、変換効率が変化するための補正係数。

$$K_t = 1 + \alpha (T_m - 25) / 100$$

ここに、α: 最大出力温度係数 (%・°C⁻¹) = -0.5 (%・°C⁻¹) [結晶系]

Tm: モジュール温度 (°C) = Tav + ΔT

Tav: 月平均気温 (°C)

ΔT: モジュール温度上昇 (°C)

裏面開放形	18.4
屋根置き形	21.5

ΔT: 18.4°C

* インバータ効率 η_{INV} : インバータの交直変換効率。今回は 0.92 とした。

以上より、本計画の太陽光発電システムが停止することなく稼動した場合、年間 1,308MWh の発電量が期待される。

(2) 太陽光発電モジュールの材質の選定

設備容量 1.0 MWp を超えるような大規模な太陽光発電設備を導入する場合、広範囲な用地が必要となる。「ト」国側は、本計画対象地であるトンガタブ島の中心部周辺バイニ地区に本計画用地を既に確保している。結晶系シリコンを採用することにより、同敷地内に設備容量 1.0 MWp の太陽光アレイを配置することが可能である。

本協力対象事業の太陽光発電モジュールの材質については、結晶系シリコンを採用する。

(3) 太陽光発電モジュール架台の材質の選定

本協力対象事業の太陽光発電モジュール課題については、安価で高い強度・剛性、堅牢な構造を確保するため、機械構造用炭素鋼 (SS 400) を採用する。また、計画対象地はトンガタブ島であり、海岸線から 1~3 km 程度の距離にあるため、溶融亜鉛メッキ (HDZ 55) を施すものとする。

(4) 蓄電池の種類を選定

蓄電設備の種類、容量はトンガ国電力公社の運転維持管理費用に大きく影響することに留意し、選定する必要がある。

電気自動車やハイブリッド自動車用の蓄電設備としては、リチウムイオン電池等が採用されているが、大容量を要する電力用に供する場合、リチウムイオンキャパシタ、電気二重層キャパシタ、鉛蓄電池、NaS 電池等が機能、費用を考慮し一般的である。

本計画のような、短周期変動の補償を目的とする用途においては、鉛蓄電池、NaS 電池等、電力貯蔵 (ピークシフト、再生可能エネルギー電源のスケジュール運転等) を主な用途とする電池を選定した場合、瞬間的な充放電容量を確保するため、必要容量が著しく大きくなる。また、解体寿命サイクル数も 3,000 回~4,000 回程度である。一方、リチウムイオンキャパシタ、電気二重層キャパシタといった物理電池は、瞬間出力が確保できるうえ、期待寿命サイクル数も 10 万サイクル程度が期待され、鉛蓄電池、NaS 電池等の化学電池に比べ交換費用面で大幅に改善する。

したがって、本計画の蓄電設備は短周期変動の補償への活用であることに留意し、キャパシタ型の蓄電設備を採用するものとする。

(5) 蓄電設備容量

蓄電設備容量については、動的系統解析に基づき、周波数変動を現状の水準に維持できる容量とする。動的系統解析に基づき、50% 充電状態 (State of Charge: 50C) から 500 kW の出力を 30 秒間 (1 分×1/2) 賄える容量とする。

(6) ケーブル資材等

本協力対象事業の設備はケーブルにより接続される。電源設備の接続であるため電流が極めて大きいので、電圧降下に留意しケーブルサイズを選定する。しかしながら、ケーブル種類が増加し輸送フレートが増大しない様、併せてケーブル種類の低減にも努めるものとする。

(7) 主要機器の概略仕様

本協力対象事業で調達・据付ける主要機材の概略仕様を表 3-2-2-3.3 に示す。

表 3-2-2-3.3 主要機器の概略仕様

番号	主要機器名	概略仕様
1.	ポプア発電所側 マイクログリッド設備	
1.1	マイクログリッド制御設備	
(1)	マイクログリッド制御盤	形式：屋内設置用金属閉鎖盤 マイクログリッド制御用 PLC：具備していること 既設 DEG 制御信号発信用 PLC：具備していること 既設 SCADA データ送信用 PLC：具備していること
(2)	PV システム出力安定化制御盤	
(3)	データ管理システム	
(4)	気象計測装置（日射系、気温計）	日射計 適用規格：ISO9060 Second class 相当 日射計 感度：6～8 μ V/(kW/m ²) 温度計 方式：測温抵抗体 Pt 100 Ω 、4 線式 温度計 形状：簡易シェルター付 温度計 計測温度範囲：-40 $^{\circ}$ C～+60 $^{\circ}$ C 変換器：出力側 4-20 mA
(5)	PLC ソフトウェアメンテナンス用 PC	D300win(PLC ソフトウェア開発ツールインストール済)
1.2	系統安定化設備システム	
(1)	蓄電設備	種類：リチウムイオンキャパシタ 用途：サイクルユース用 容量：10 kWh 以上 SOC 50%より 500 kW \times 1 分 \times 1/2 を賄える容量 内部抵抗：19 m Ω 以下
(2)	蓄電設備収納盤	形式：屋内設置用金属閉鎖盤
(3)	蓄電設備接続盤	形式：屋内設置用金属閉鎖盤 開閉器：MCCB
(4)	双方向パワーコンディショナー	合計容量：500 kW 以上 形式：屋内設置用金属閉鎖盤 主回路方式：自励式電圧型 スイッチング方式：高周波 PWM 絶縁方式：商用周波絶縁トランス方式 冷却方式：強制空冷 交流出力電流歪率：総合電流 5%以下、各次調波 3%以下 電力制御方式：最大出力追従制御 定格電力変換効率：93%以上 制御機能：自動起動・停止、ソフトスタート、自動電圧調整、入出力過電流調整、出力調整 系統連系保護機能：OVR、UVR、OFR、UFR 単独運転検出：能動式 及び 受動式

番号	主要機器名	概略仕様
(5)	連系用変圧器	形式：屋外油入自冷式 電圧：11/0.40-0.23 kV 変圧器容量：750 kVA ベクトル群記号：Dyn11
(6)	高圧側連系用変圧器盤	形式：屋内設置用金属閉鎖盤 開閉器：遮断器引出型（VCB） 定格電圧：11 kV 以上 定格遮断容量：630 A 以上 母線定格容量：1200 A 以上 短絡容量：20 kA（1 秒）以上
(7)	低圧側連系用変圧器盤	形式：屋内金属閉鎖配電盤 開閉器：MCCB もしくは ACB 電気方式：3 相 4 線式、400-230 V
1.3	所内用電気設備盤	形式：屋内金属閉鎖配電盤 変電電圧：11/0.40-0.23 kV 変圧器容量：50 kVA ベクトル群記号：Dyn11 変圧器方式：乾式 開閉器：MCCB 電気方式：3 相 4 線式、400-230 V
2.	バイニ地区側 マイクログリッド設備	
2.1	マイクログリッド制御設備	トランスデューサー
(1)	PV システム出力安定化制御盤	
(2)	データ管理システム	
(3)	気象計測装置（日射系、気温計）	日射計 適用規格：ISO9060 Second class 相当 日射計 感度：6～8 μ V/(kW/m ²) 温度計 方式：測温抵抗体 Pt 100 Ω 、4 線式 温度計 形状：簡易シェルター付 温度計 計測温度範囲：-40 $^{\circ}$ C～+60 $^{\circ}$ C 変換器：出力側 4-20 mA
2.2	系統安定化設備システム	
(1)	蓄電設備	種類：リチウムイオンキャパシタ 用途：サイクルユース用 容量：10 kWh 以上 SOC 50%より 500 kW \times 1 分 \times 1/2 を賄える容量 内部抵抗：19 m Ω 以下
(2)	蓄電設備収納盤	形式：屋内設置用金属閉鎖盤
(3)	蓄電設備接続盤	形式：屋内設置用金属閉鎖盤 開閉器：MCCB
(4)	双方向パワーコンディショナー	合計容量：500 kW 以上 形式：屋内設置用金属閉鎖盤 主回路方式：自励式電圧型 スイッチング方式：高周波 PWM 絶縁方式：商用周波絶縁トランス方式 冷却方式：強制空冷 交流出力電流歪率：総合電流 5%以下、各次調波 3%以下 電力制御方式：最大出力追従制御

番号	主要機器名	概略仕様
		定格電力変換効率：93%以上 制御機能：自動起動・停止、ソフトスタート、自動電圧調整、入出力過電流調整、出力調整 系統連系保護機能：OVR、UVR、OFR、UFR 単独運転検出：能動式 及び 受動式
(5)	連系用変圧器	形式：屋外油入自冷式 電圧：11/0.40-0.23 kV 変圧器容量：750 kVA ベクトル群記号：Dyn11
(6)	高圧側連系用変圧器盤	形式：屋内設置用金属閉鎖盤 開閉器：遮断器引出型（VCB） 定格電圧：11 kV 以上 定格遮断容量：630 A 以上 母線定格容量：1200 A 以上 短絡容量：20 kA（1 秒）以上
(7)	低圧側連系用変圧器盤	形式：屋内金属閉鎖配電盤 開閉器：MCCB もしくは ACB 電気方式：3 相 4 線式、400-230 V
2.3	太陽光発電システム	
(1)	太陽光発電モジュール	合計容量：1000 kWp 以上 材質：単結晶または多結晶シリコンもしくは結晶系シリコンとアモルファスのタンデムタイプ 変換効率：14%以上
(2)	パワーコンディショナー	合計容量：1000 kW 以上 形式：屋内設置用金属閉鎖盤 主回路方式：自励式電圧型 スwitching方式：高周波 PWM 絶縁方式：商用周波絶縁トランス方式 冷却方式：強制空冷 交流出力電流歪率：総合電流 5%以下、各次調波 3%以下 電力制御方式：最大出力追従制御 定格電力変換効率：93%以上 制御機能：自動起動・停止、ソフトスタート、自動電圧調整、入出力過電流調整、出力調整 系統連系保護機能：OVR、UVR、OFR、UFR 単独運転検出：能動式 及び 受動式
(3)	接続箱	形式：屋外壁掛け式 材質：SPHC 塗装：粉体塗装 開閉器：MCCB 内臓設備：逆流防止ダイオード、誘導雷保護器
(4)	集電箱	形式：屋外壁掛け式 材質：SPHC 塗装：粉体塗装 開閉器：MCCB 内臓設備：逆流防止ダイオード、誘導雷保護器
(5)	モジュール架台	材質：SS400 または SPHC 防食：HDZ55 以上

番号	主要機器名	概略仕様
(6)	連系用変圧器	形式：屋外油入自冷式 電圧：11/0.40-0.23 kV 変圧器容量：750 kVA ベクトル群記号：Dyn11
(7)	高圧側連系用変圧器盤	形式：屋内設置用金属閉鎖盤 開閉器：遮断器引出型（VCB） 定格電圧：11 kV 以上 定格遮断容量：630 A 以上 母線定格容量：1200 A 以上 短絡容量：16 kA（3 秒）以上
(8)	低圧側連系用変圧器盤	形式：屋内金属閉鎖配電盤 開閉器：MCCB もしくは ACB 電気方式：3 相 4 線式、400-230 V
2.4	11 kV 系統連系用開閉設備	
(1)	11 kV 開閉設備	形式：屋内設置用金属閉鎖盤 開閉器：遮断器引出型（VCB） 定格電圧：11 kV 以上 定格遮断容量：630 A 以上 母線定格容量：1200 A 以上 短絡容量：20 kA（1 秒）以上
(2)	接地用変圧器（リアクトル付属）	形式：屋外油入自冷式 定格電圧：11 kV 以上 ベクトル群記号：ZN 連続定格：200 A（10 秒） リアクトルインピーダンス：
(3)	直流電源装置	形式：屋内設置用金属閉鎖盤 蓄電設備：全閉密封型鉛蓄電池 蓄電容量：12 時間以上の停電時間に耐えうること 充電器：具備していること 供給電圧：110 V 直流側電圧：110 V
2.5	所内用電気設備盤	形式：屋内金属閉鎖配電盤 変電電圧：11/0.40-0.23 kV 変圧器容量：50 kVA ベクトル群記号：Dyn11 変圧器方式：乾式 開閉器：MCCB 電気方式：3 相 4 線式、400-230 V
3.	光ケーブル通信設備	通信線：光ケーブル 光ケーブルサイズ：12C、1.25 mm ² 光ケーブル互長：約 10 km メディアコンバータ：具備していること 電柱共架用資材：スプリングハンガー、メッセンジャーワイヤーを具備していること
4.	11 kV 系統連系用開閉設備（ポプア発電所側）	
(1)	11 kV 開閉設備	形式：屋内設置用金属閉鎖盤 開閉器：遮断器引出型（VCB） 定格電圧：11 kV 以上

番号	主要機器名	概略仕様
		定格遮断容量：630 A 以上 母線定格容量：1200 A 以上 短絡容量：20 kA (1 秒) 以上
(2)	接地用変圧器 (リアクトル付属)	形式：屋外油入自冷式 定格電圧：11 kV 以上 ベクトル群記号：ZN 連続定格：200 A (10 秒) リアクトルインピーダンス：
(3)	直流電源装置	形式：屋内設置用金属閉鎖盤 蓄電設備：全閉密封型鉛蓄電池 蓄電容量：12 時間以上の停電時間に耐えること 充電器：具備していること 供給電圧：110 V 直流側電圧：110 V

3-2-3 概略設計図

本協力対象事業の概略設計図を添付資料-9 に示す。設計図はバイニサイト及びポプア発電所サイトの電力系統図、各サイトを結ぶ制御システム図、各サイトに設置される建屋内の配置図、平面図及び断面図等からなる。

3-2-4 施工計画／調達計画

3-2-4-1 施工方針／調達方針

本協力対象事業は、我が国の無償資金協力の枠組みに従って実施されるため、我が国政府により事業実施の承認がなされ、両国政府による交換公文 (E/N) 及び JICA (国際協力機構) と「ト」国との贈与契約 (G/A) が取り交わされた後に実施に移される。以下に本協力対象事業を実施に移す場合の基本事項及び特に配慮を要する点を示す。

(1) 事業実施主体

「ト」国側の本協力対象事業実施の実施機関は、トンガ電力公社 (TPL) である。TPL における実施部門は、本協力対象事業を遂行し、当該設備完成後は、本計画で整備された設備・施設の運転維持管理を担う必要がある。また、本協力対象事業を円滑に進めるために、TPL は、日本のコンサルタント及び請負業者と密接な連絡及び協議を行い、本協力対象事業を担当する責任者を選任する必要がある。

選任された TPL の本協力対象事業の責任者は、本協力対象事業に関する TPL 職員及び関係機関、並びに関係する地域の住民等に対して、本協力対象事業の内容を十分に説明・理解させ、本協力対象事業の実施に対し協力するように啓発する必要がある。

(2) コンサルタント

本協力対象事業の機材調達・据付工事を実施するため、JICA より「ト」国側に推薦された日本国法人のコンサルタントが、TPL と設計監理業務契約を締結し、本協力対象事業に係わる実施設計と調達及び据付工事の監理業務を行う。また、同コンサルタントは入札図書を作

成すると共に、事業実施主体である TPL に対し、入札実施業務を代行する。

(3) 請負業者

我が国の無償資金協力の枠組みに従って、一般公開入札により「ト」国側から選定された日本国法人の請負業者が、本協力対象事業の資機材調達及び据付工事を実施する。請負業者は本協力対象事業の完成後も、引続きスペアパーツの供給、故障時の対応等のアフターサービスが必要と考えられるため、当該資機材及び設備の引渡し後の連絡体制についても、十分に配慮する必要がある。

(4) 技術者派遣の必要性

本協力対象事業は、最大発電容量 1.0 MWp の太陽光発電設備と関連する機材、蓄電設備（リチウムイオンキャパシタ）、並びにディーゼル発電設備との協調運用を図るためのマイクログリッドコントローラーの調達及び据付であり、複数の工事班により執り行われるため、お互いに調整のとれた施工が必要である。また、それら各種工事の多くは並行して実施されることになり、工程、品質、出来形及び安全管理のため、工事全体を一貫して管理・指導出来る現場主任を日本から派遣することが不可欠である。

3-2-4-2 施工上／調達上の留意事項

(1) 資機材調達上の留意事項

1) 資機材の調達国について

「ト」国では本協力対象事業で調達される機材は、配電線、配管等の副資材も含めて、国内生産は行われておらず、全て輸入に頼っており現地調達はできない。従って本協力対象事業で調達される資機材は原則として、コンクリート用骨材を除く、全てを日本又は第三国から調達するものとする。

2) 安全対策について

本協力対象事業の対象地域は治安上の問題が少ない地域であるが、工事期間中の資機材の盗難防止及び工事関係者の安全確保等には留意する必要がある。このため、必要に応じて「ト」国側に対して安全対策上必要な措置を講じるよう依頼することは勿論であるが、日本側の契約者も、資機材置き場に仮設工事の一部としてフェンスを設置し、警備員を配置する等の安全対策を考慮することとする。

3) 免税措置について

「ト」国では我が国の無償協力事業に対しては、両国の間で結ばれる E/N の記載に従って免税が適用される。本協力対象事業で調達する資機材に関する通関及び関税の免税を受けるためには、請負業者は、資機材のヌクアロファ港到着時に TPL の調達担当者（Procurement Officer）を通じて、財務・国家計画省（Ministry of Finance and National Planning）の援助管理局（Aid Management Division）に、船荷証券の写し及び資機材リスト等、必要書類を添えて通関及び免税手続き申請書を提出する必要がある。同時に、その写しを歳入省（Ministry of

Revenue)にも提出し、財務・国家計画省により署名が行われる前に両省庁の合意を得なければならない。その後、財務・国家計画省により作成される押印済みの文書と共に、資機材リストを税関に提出することにより、還付方式ではなく、完全免税方式で免税となる。

また、骨材等一部の資機材の「ト」国での調達については、調達時は税込価格により調達し、後日領収書等の必要書類を援助管理局に提出することで、税金支払い分の還付を受けることができる。

4) 輸送について

通常、「ト」国への海上輸送資機材については、唯一の国際港であるヌクアロファ港（パース 2 面）にて通関手続きが行われる。前述のように関税は免税となるものの、荷役取扱手数料（Handling Charge）については、本協力対象事業の海上輸送費の一部として計上する必要がある。

パワーコンディショナー、変圧器等の重量物に対しては、ヌクアロファ港からプロジェクト対象地であるポプア発電所及びバイニ地域までの国内輸送については、全て道路が舗装されており、特に輸送を妨げるような障害物もないが、朝晩の交通渋滞時と周辺への安全対策に留意する必要がある。

また、ヌクアロファ港には、重量物を吊上げ可能なクレーン設備が無いいため、施工業者は、クレーン付き輸送船、移動式クレーン設備等、吊上げ設備を別途確保する必要がある。

なお、日本国からの調達機材の輸送には、長期間の海上輸送、港の荷揚げ、本計画地までの内陸輸送並びに保管に充分耐え得る梱包方法を採用する。

3-2-4-3 施工区分／調達・据付区分

本一般プロジェクト無償資金協力の実施において、我が国と「ト」国側の詳細な施工負担区分は、表 3-2-4-3.1 に示すとおりである。

表 3-2-4-3.1 日本側と「ト」国側の負担区分

No.	負担事項	負担区分		備考
		日本国側	「ト」国側	
*1	(1) プロジェクト用地の確保		○	バイニ地域に確保済み
	(2) プロジェクト用地内の樹木の伐採と草刈り及び障害物の撤去		○	樹木等の根も取り除くこと
*2	フェンス及び門扉の設置			
	(1) 仮設フェンス及び門扉	○		
	(2) 常設フェンス及び門扉		○	
*3	道路整備			
	(1) プロジェクト用地内の道路	○		
	(2) プロジェクト用地へのアクセス道路		○	
*4	附帯設備工事			
	(1) 電気工事			
	a) 既設配電設備との接続工事	○		
	b) 屋内配線工事	○		
	c) 既設配電線の改修		○	バイニサイト

No.	負担事項	負担区分		備考
		日本国側	「ト」国側	
	(2) 排水工事			
	a) 用地外側		○	
	b) 用地内側	○		
*5	資機材の輸送、通関手続き及び諸税の取扱い			
	(1) 荷揚港/空港までの輸送	○		
	(2) 「ト」国での免税措置及び通関手続き		○	
	(3) 荷揚港からプロジェクト用地までの輸送	○		搬入場所：ポプア発電所及びバイニサイト内に確保された仮置き場
	(4) 現地調達資機材に係る付加価値税等の国内税の免除または負担		○	もし必要なら
*6	以下に示す許可取得のための必要な措置： - 据付工事に必要な許可 - 制限地区への進入許可		○	必要に応じてプロジェクト実施前に取得する
*7	施設及び調達資機材の適切な運転維持管理		○	交換部品の購入を含む
*8	無償資金協力に含まれない費用の負担		○	
*9	銀行取極に基づく以下の手数料の支払い：			
	(1) A/P(Authorization to Pay) 授権手数料		○	1万円程度
	(2) 支払手数料		○	総事業費の0.1%程度
*10	プロジェクト実施に必要な環境社会配慮の予算確保及び実施		○	
11	仮設資機材置場用地の確保		○	敷地：ポプア発電所内
12	工事期間中の駐車場の確保		○	必要に応じ
13	工事用事務所	○		日本側コンサルタント及び施工業者用
14	仮設資機材置場における資機材の適切な保管及び安全管理	○		
15	既設地中ケーブル及び配管移設及び許可取得（電力、電話、水道、下水等）		○	必要に応じ
16	道路横断工事の許可取得		○	
17	残土及び工事雑水の廃棄場所の提供		○	
18	資機材の製造・調達	○		本協力対象事業で調達する資機材
19	資機材の据付工事、調整・試験	○		「ト」国側は調達機材に含まれる保守用道具を日本側工事業者へ貸与する。
20	工事期間中の一時的な停電作業		○	
21	上記最終接続作業に必要な資材の調達	○		
22	調達機材の初期操作指導及び維持管理に係る運用指導	○		
23	プロジェクトサイトにおけるプロジェクト関係者の安全確保		○	必要に応じ
24	工事中に必要な停電等に際しての需要家等への対応及び補償		○	必要に応じ
25	工事中の需要家に対する停電計画の連絡		○	必要に応じ
26	ポプア発電所の11kV系統連系用開閉設備			
	調達	○		
	据付		○	
27	バイニサイトにおける系統連系			
	調達	○		
	据付		○	島内全域にわたる既存の系統であるため

[出所] JICA 調査団

[注記] ○印が施工区分を表す。番号の*印は、第一次調査 M/M 記載項目を示す。

3-2-4-4 施工監理計画／調達監理計画

我が国の無償資金協力制度に基づき、コンサルタントは協力準備調査で行った概略設計の趣旨を踏まえ、実施設計業務・施工監理業務について一貫したプロジェクトチームを編成し、円滑な業務実施を図る。コンサルタントは施工監理段階において、本プロジェクト対象地に最低限 1 人の技術者を駐在させ、工程管理、品質管理及び安全管理を実施する。更に、必要に応じて、国内で製作される資機材の工場検査及び出荷前検査に国内の専門家が立会い、資機材の現地搬入後のトラブル発生を未然に防ぐように監理を行う。

(1) 施工監理の基本方針

コンサルタントは、本工事が所定の工期内に完成するよう工事の進捗を監理し、契約書に示された品質、出来形及び資機材の納期を確保すると共に、現場での工事が安全に実施されるように、請負業者を監理・指導することを基本方針とする。以下に主要な施工監理上の留意点を示す。

1) 工程管理

請負業者が契約書に示された納期を守るために、契約時に計画した実施工程、及びその実際の進捗状況との比較を毎月または各週に行い、工程遅延が予測されるときは、請負業者に対し注意を促すと共に、その対策案の提出と実施を求め、契約工期内に工事及び資機材の納入が完了する様に指導を行う。計画工程と進捗状況の比較は主として以下の項目による。

- ① 工事出来高確認（資機材工場製作出来高を含む）
- ② 資機材搬入実績確認（発電資機材）
- ③ 仮設工事及び建設機械準備状況の確認
- ④ 技術者、技能工、労務者等の歩掛と実数の確認

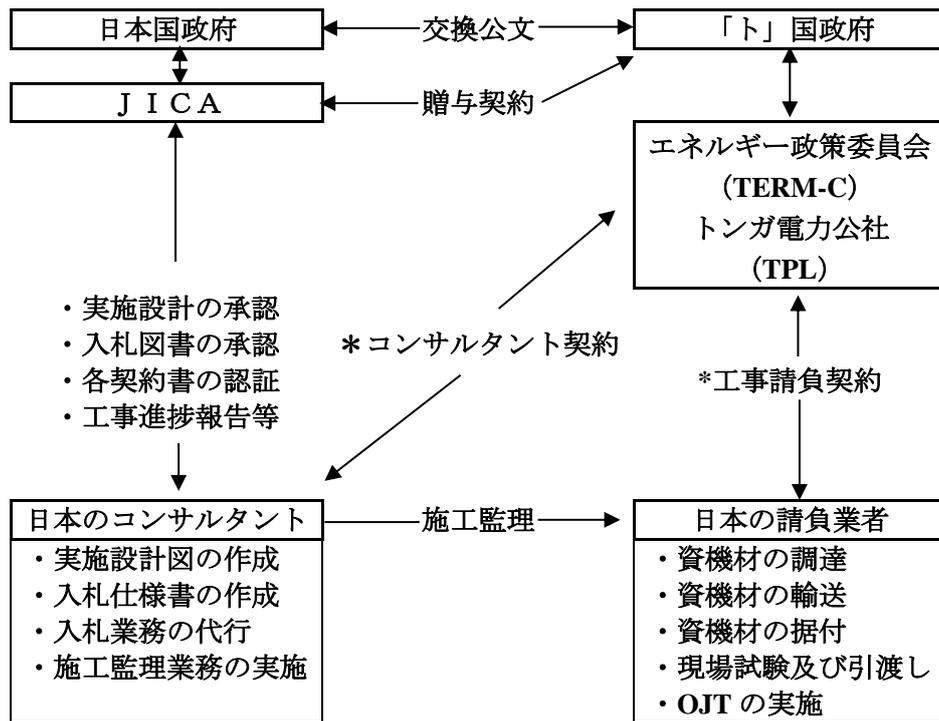
2) 安全管理

請負業者の責任者と協議、協力し、建設期間中の現場での労働災害及び、第三者に対する事故を未然に防止するための安全管理を行う。現場での安全管理に関する留意点は以下のとおりである。

- ① 安全管理規定の制定と管理者の選任
- ② 定期的な安全管理会議の開催
- ③ 建設機械類の定期点検の実施による災害の防止
- ④ 工事用車両、建設機械等の運行ルートの策定と徐行運転の徹底
- ⑤ 労務者に対する福利厚生対策と休日取得の励行

(2) 計画実施に関する全体的な関係

施工監理時を含め、本協力対象事業の実施担当者の相互関係は、図 3-2-4-4.1 のとおりである。



[注記*] コンサルタント契約及び業者契約は JICA の認証が必要である。

図 3-2-4-4.1 事業実施関係図

(3) 施工監督者

工事請負業者は工事契約に基づき、施設建設工事並びに機材据付工事を実施するに当たり、「ト」国現地の施工業者を、下請け契約を結ぶことにより雇用することになる。従って、建設期間中の工程監理、品質管理、安全管理を下請けの業者にも徹底させるため、請負業者は海外での類似業務経験を持つ技術者を現地に派遣し、下請け業者の管理を行わせる必要がある。

3-2-4-5 品質管理計画

コンサルタントの施工監理要員は、本協力対象事業で調達される資機材の品質並びにそれらの施工／据付出来形が、契約図書（技術仕様書、実施設計図等）に示された品質・出来形に、請負業者によって確保されているかどうかを、下記の項目に基づき監理・照査を実施する。品質／出来形の確保が危ぶまれる時は、請負業者に訂正、変更、修正を求める。

- ① 資機材の製作図及び仕様書の照査
- ② 資機材の工場検査立会い又は工場検査結果報告書の照査
- ③ 梱包・輸送及び現地仮置き方法の照査
- ④ 資機材の施工図及び据付要領書の照査
- ⑤ 資機材に係る工場及び現場における試運転・調整・検査要領書の照査
- ⑥ 資機材の現場据付工事の監理と試運転・調整・検査の立会い
- ⑦ 機材製作図・施工図と現場出来形の照査
- ⑧ 竣工図の照査

3-2-4-6 資機材等調達計画

前項 3-2-4-2 (1) に示す資機材調達の留意事項を基に、本協力対象事業の資機材調達先を表 3-2-4-6.1 に示す。特にマイクログリッド制御設備、太陽光発電システム等については、相互のシステムインテグレーションを図り、設計、システム構築を行う必要があるため、原産国は日本国とする。また、原産国を日本国製とした場合においても同設備、システムを製造しているメーカーは複数あるので、競争性は確保される。尚、運転実績、納入メーカーのアフターサービス体制の充実度から、「ト」国側も本計画での日本製調達を強く希望している。

11 kV 連系用開閉設備については、我が国では 11 kV は定格電圧として適用されていないため、第三国調達とすることで経済性が確保されることも想定される。但し機能補償、品質確保の観点から、DAC 加盟国の製品に限定する方針とする。

また、殆どの建設用資機材についても「ト」国で製造・製作されていないため、日本または第三国より調達とする。ただし、建設用資材の一部（砕石、砂等）は「ト」国の市場で購入可能であるため、現地調達を行う方針とする。

表 3-2-4-6.1 本協力対象事業の資機材調達先

資機材	調達先		
	「ト」国	日本国	第三国 (備考参照)
(主要機材)			
① マイクログリッド制御設備	—	○	—
② 系統安定化装置（キャパシタ等）	—	○	—
③ 太陽光発電システム	—	○	—
④ 11 kV 連系用開閉設備	—	○	○
⑤ 光ケーブル通信設備	—	○	—
⑥ 電設資材（11kV ケーブル、低圧ケーブル、付属品等）	—	○	○
⑦ 予備品及び維持管理用道具	—	○	○
(建設工事用資機材)			
① 砂、砂利	○	—	—
② セメント	○	—	—
③ 生コン	○	—	—
④ 鋼材	—	○	—
⑤ 鉄骨	—	○	—
⑥ 建築設備、内外装材、建具	—	○	—
(建設機械／輸送用車輛)			
① 一般用建設機械	○	—	—

[備考] 第三国は、DAC 加盟国とする。

3-2-4-7 初期操作指導・運用指導等計画

本協力対象事業で整備される太陽光発電設備（1.0 MW）、マイクログリッド制御設備、蓄電設備（LiC 500kW x 2）は比較的大型な設備であり、運転開始後の円滑な運用を図るために、工事及び試運転期間において必要となる初期操作指導・運用指導を実習訓練（On-the-Job Training: OJT、以下 OJT という）にて日本の受注業者が行うことを下記の通り提案する。

(1) 据付工事及び試運転期間中の OJT 計画

本協力対象事業で調達・据付される設備・資機材の運転・維持管理技術を、据付工事及び試運転期間中に、「ト」国側カウンターパートに移転する。

本計画で導入する太陽光発電設備の仕様、グレードは、ニュージーランドの援助で整備された既設設備の運転・維持管理に携わっている TPL の既存技術レベルを考慮して選定される。また、TPL は、実際にその太陽光発電設備の運転・維持管理を行っていることから、系統連系太陽光発電設備の運用・維持管理技術は保有している。しかしながら、本計画で調達される蓄電設備とマイクログリッドシステムについては、我が国の新技術が導入されているので、据付工事及び試運転期間中に製造会社から派遣される技術者によって、「ト」国側技術者に対して本計画で整備されるシステム全般につき運転・維持管理技術の実習訓練（OJT）を実施する。

また、維持管理作業に必要な不可欠な各種計器の操作方法についても訓練を実施し、調達機材の効果的な運用を確保する計画内容とする必要がある。

1) OJT 実施期間と実施場所

- 座 学 : 約 2 週間（工事期間中に「ト」国にて実施）
- 現場実習 : 約 6 週間（工事期間中に「ト」国にて実施）

2) インストラクター

日本の当該工事請負業者が納入する PV(太陽光発電設備)システムを含むマイクログリッドコントローラーと蓄電設備の製造会社から派遣される機材据付、試運転・調整技術者をインストラクターとする。

3) 研修員

OJT を受講する「ト」国側研修員は、当該発電設備運転開始後に、直接、運転・維持管理業務に携わる TPL の運転管理員及び維持管理要員とし、下記要員が OJT を受講する。従って、本計画の「ト」国側実施機関である TPL は、発電設備の据付工事が開始されるまでに、具体的に研修員を任命するものとする。

－総括技術者	:	1 名
－運転管理要員	:	電気技術者：1 名 機械技術者：1 名 電気技能者：2 名 機械技能者：2 名
<hr/>		
		小 計：6 名
－保守要員	:	電気技術者：1 名 機械技術者：1 名 電気技能者：2 名 機械技能者：3 名
<hr/>		
		小 計：7 名
<hr/>		
		合 計：13 名

4) 研修内容

初期操作・運用指導は座学のみでなく、現場での実地訓練 OJT (On the job training) を基本とする。マイクログリッドシステムを設置・運用するには、現場の電気技術者がマイクログリッドシステム (PV システム+蓄電システム) に関して十分な知識を持たねばならない。マイクログリッドシステムの据付工事、初期操作・運用指導の実施予定は図 3-2-4-9.1 を参照のこと。

本マイクログリッドシステムは大きく分けて PV システムとマイクログリッドコントローラー及び蓄電システムの三つのシステムから構成され、その役割、システム構成及び電気的特性を中心に初期操作指導計画は行われる。

系統連系 PV システムの運転管理者はすでに、ニュージーランド援助による 1.3 MW PV システムの運転により太陽電池および系統連系 PV システムの基本は習得している。しかしニュージーランドが納入したパワーコンディショナーの構成等は日本製品とは大きく異なるため運用指導の OJT は基礎から順に行う必要がある。

運転管理者は機材の設置業者から下記の事項を受講する。

- ① 運転開始前の検査、点検、測定
- ② 試運転方法
- ③ 運転開始後の日常点検

標準的な検査・点検項目、実施中の安全対策、点検記録の作製等については後述する定期点検項目 (3-4-3 項) に示す。

3-2-4-8 ソフトコンポーネント計画

「ト」国では、エネルギー供給における石油燃料への依存度を減らし、世界的な石油市場での取引価格の変動に対する同国の脆弱性を克服するため、再生可能エネルギーの導入促進と石油製品の価格変動リスクの緩和をエネルギー政策の目標として掲げており、同目標を達成するための実施方針として「トンガエネルギーロードマップ」(Tonga Energy Road map: TERM、以下 TERM という) を策定した。

TERM では、電力供給における再生可能エネルギーの割合を 50% とすることが目標として掲げられている。本計画は上記目標を達成するために、バイニ地区に系統連系型の太陽光発電設備 (1MWp)、蓄電設備、系統安定化装置を、既設ポプア太陽光発電所には蓄電設備、系統安定化装置を設置するとともに、関連する通信設備や施設の建設を行うものである。これにより、トンガタブ島の電力供給における再生可能エネルギーの割合が高められるとともに、発電出力の不安定な再生可能エネルギーが大量に導入された場合において、電力系統の周波数、電圧といった電力品質を安定化させることを目的としている。

本計画で調達する太陽光発電設備容量、蓄電設備 (リチウムイオンキャパシタ) 容量及びマイクログリッドコントローラーは、「ト」国の現在 2012 年の電力品質(電圧及び周波数変動)を維持することを基準とし、マイクログリッドシステムの運用として効率的で、かつ経済的な運転・維持管理となる設備構成としている。マイクログリッドシステムは本邦においても実証段

階の先駆的技術であるが、OJT 及びソフトコンポーネントを通じて技術を補完することで先方実施機関による維持管理は可能であると考えられるので、以下の目標の下、コンサルタントによるソフトコンポーネントを実施する意義は大きい。

本ソフトコンポーネントの目標は、以下の通りである。下記の目標が達成されることにより、無償資金協力事業の効果が持続的に発現することが期待される。

- ① プロジェクトの竣工後、「ト」国側による系統連系型太陽光発電システム（以下、連系 PV システム）、蓄電設備、充放電制御システムの運転・維持管理が円滑に開始される。
- ② 連系 PV システム、蓄電設備、充放電制御システムの運転・維持管理が持続的に行われる。
- ③ 連系 PV システム、蓄電設備、充放電制御システムが連系された配電系統が、安定的に運用される。

本ソフトコンポーネントで達成すべき成果は、以下表 3-2-4-8.1 の通りである。

表 3-2-4-8.1 ソフトコンポーネントの成果

目 標	ソフトコンポーネントの成果	対象者
1. プロジェクトの竣工後、「ト」国側による連系 PV システム、蓄電設備、充放電制御システムの運転・維持管理が円滑に開始される。	1-1 連系 PV システム、蓄電設備、充放電制御システムの運転・維持管理体制が整備される。 1-2 連系 PV システム、蓄電設備、充放電制御システムの概要、特性が理解される。 1-3 連系 PV システム、蓄電設備、充放電制御システム及びディーゼル発電機が接続された配電系統において、連系 PV システムの発電出力が変動した場合の系統の状況、各設備の応答が理解される。	TPL 発電部門
2. 連系 PV システム、蓄電設備、充放電制御システムの運転・維持管理が持続的に行われる。	2-1 連系 PV システム、蓄電設備、充放電制御システムの運転・維持管理マニュアルがトラブルシューティングを含めて作成される。 2-2 連系 PV システム、蓄電設備、充放電制御システムが配電系統に接続された状態での、既設ディーゼル発電機の運用マニュアルがトラブルシューティングを含めて作成される。	TPL 発電部門
3. 連系 PV システム、蓄電設備、充放電制御システムが連系された配電系統が、安定的に運用される。	3-1 電力系統の運用に係る基本的事項（電力需要と供給のバランス、周波数調整、電圧調整）が理解される。 3-2 電力系統解析の概要（潮流解析、安定度解析）が理解される。 3-3 連系 PV システム、蓄電設備、充放電制御システムが配電系統に接続された状態での、配電系統のトラブルシューティング方法が確立される。	TPL 発電部門、 配電部門

尚、添付資料 7. にソフトコンポーネント計画書を添付する。

3-2-4-9 実施工程

我が国政府により本協力対象事業の実施が承認された後、両国間で交換公文（E/N）が取り交わされ、我が国の無償資金協力制度に基づき、本協力対象事業が開始される。本協力対象事業は大きく、①実施設計、②施工業者選定（入札図書作成・入札公示・入札・入札評価・契約）、③資機材調達・据付工事の3段階からなる。図3-2-4-9.1に事業実施工程表を示す。

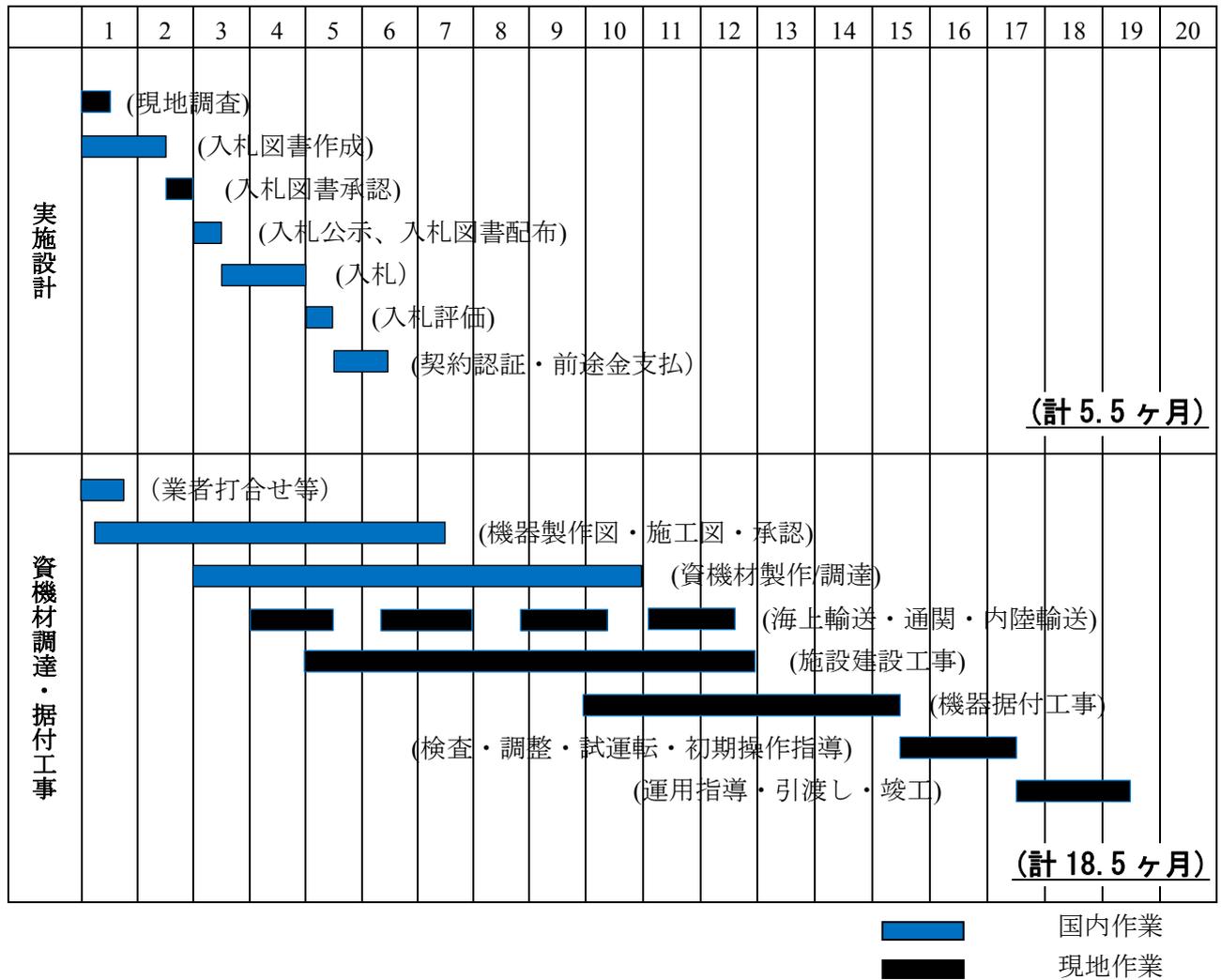


図 3-2-4-9.1 本計画の事業実施工程表

3-3 相手国側分担事業の概要

本計画を実施するに当たり、3-2-4-3 項「施工/調達・据付区分」に示す「ト」国側施工範囲の他、「ト」国側が実施・負担する事項は以下のとおりである。

共通事項

- (1) 本計画に必要な情報及びデータの提供。
- (2) 本計画に必要な資機材の「ト」国の港に於ける迅速な荷下ろし措置と、通関及び免税措置の実施。
- (3) 本計画に必要な資機材及び派遣された日本人に対する免税措置と便宜供与。
- (4) 本計画に必要な資機材調達及び日本法人及び日本人への事業税等の免税と免税措置。
- (5) 日本の外国為替公認銀行における口座開設費用と支払手数料の負担。
- (6) 日本国の無償資金協力に含まれず、本計画の実施に必要な全ての費用の負担。
- (7) 本計画の運転・維持管理技術を移転するための専門技師の任命と、建設工事期間中の工事確認と資機材の品質検査への立会い。
- (8) 日本国の無償資金協力で建設・調達された施設・機材の適切な使用と維持管理の実施。
- (9) 環境モニタリングの実施。
- (10) 太陽光発電設備が設置されるバイニサイトの樹木の伐採工事（根の除去を含む）。
- (11) ポプア発電所の新規 11kV 遮断機盤室の設置（ケーブルピット等の構築と空調設備の設置を含む）。
- (12) バイニサイトの 11kV 系統連携点までの 11kV 配電線の必要な太線化工事。
- (13) 工事事務所、資機材置き場等、仮設用地の無償提供。
- (14) 既設 MAK 発電設備の負荷追従機能の付加と、それに伴う既設 CAT 発電設備の負荷追従機能の改造工事。
- (15) ポプア発電所の新規 11kV 遮断機盤室の 11kV 遮断機盤（日本側で調達）の設置と接続工事。
- (16) 既設 CAT 発電設備の自動台数制御、運転出力範囲設定値の運転モードの設定値を負荷状況に応じた必要な修正。
- (17) 機材納入会社とのメンテナンス契約と予備品の購入費用の負担（竣工後 1 年以降）。

3-4 プロジェクトの運営・維持管理

3-4-1 基本方針

本マイクログリッドシステムで最も維持管理が重要な設備は PV システムとその変動を安定化させるマイクログリッドコントローラーと蓄電設備であり、その維持管理に当たっては日常の需要の変化に即応して、安定的に電力を供給するために設備の運転・保守（Operation and maintenance : O&M）及び設備環境の保全が不可欠である。

当該 PV システム、マイクログリッドシステム、蓄電設備が持つ性能及び機能を維持し、継続した電力供給を行うためには、本計画で整備される各設備、並びに既設のディーゼル発電設備の信頼性、安全性及び効率性の向上を柱とした適切な予防保全と維持管理の実施が望まれる。

図 3-4-1.1 に維持管理の基本的な考え方を示す。

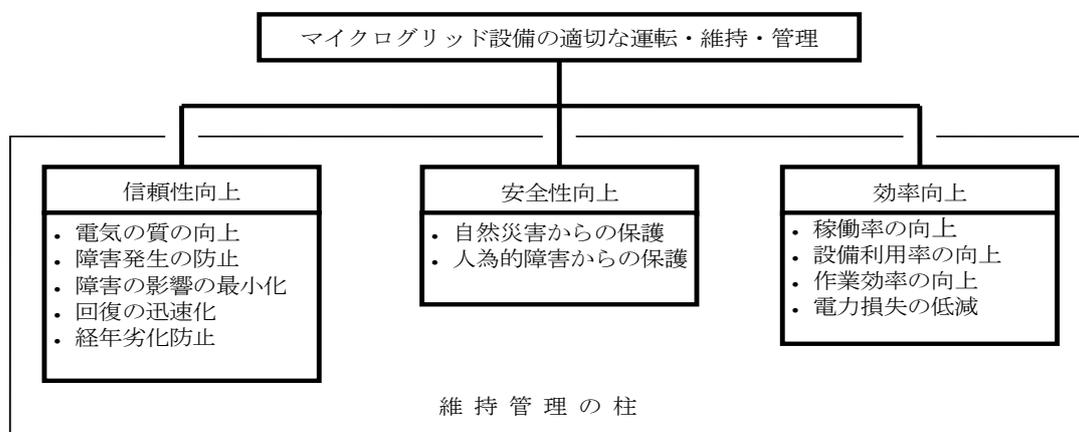


図 3-4-1.1 維持管理の基本的な考え方

本プロジェクトにおいては、「ト」国は上記基本事項を常に念頭におき、工事期間中に日本の請負業者により派遣される専門技術者による OJT 並びにコンサルタントによるソフトコンポーネントを通じて移転される O & M 技術と、運転・保守マニュアルにしたがって事業完了後の運転・保守を実施する必要がある。

更に当該マイクログリッドシステムは本邦でも実証試験中の最新技術であるので、「ト」国側は本計画の保証期間（機材引渡後 1 年間）が終わった後、数年間は機材納入業者と維持管理契約を締結し、適切な維持管理を行う必要が有る。

3-4-2 運営・維持管理体制

本プロジェクトの実施体制は、トンガ・エネルギーロードマップ実施局（Tonga Energy Road Map – Implementation Unit : TERM-IU）をドナー窓口として、本プロジェクトで整備・建設される機材・施設の維持管理はトンガ電力公社(TPL)が行うこととなる。

本プロジェクトで調達される太陽光発電設備、マイクログリッドコントローラー等の運転・維持管理を担当するのは、トンガ電力公社の発電部門である。トンガ電力公社の発電部門には、ニュージーランドやオーストラリアの大学を卒業した技術者が在籍し、他の大洋州の国々と比

較して技術レベルは高い。既設のディーゼル発電機の運転・維持管理を問題なく行っており、大きなトラブルも発生していない。ディーゼルエンジンの潤滑油交換周期、オーバーホールの周期を厳密に守っており、計画的な維持管理が行われている。

「ト」国では、2012年7月に既設ポプア発電所内で1.3MWpの太陽光発電設備が運転を開始し、トンガ電力公社の発電部門が同設備の運転・維持管理を行っている。このため、本プロジェクトが竣工する頃にはトンガ電力公社内は太陽光発電設備の運転・維持管理技術を習得しているものと思われるが、本プロジェクトで導入するマイクログリッドシステムは、トンガ電力公社にとって初めて取り扱う設備となる。上述の1.3MWpの太陽光発電設備に関してトンガ電力公社は、当設備の建設を担当したニュージーランドのMeridian Energy社との間でAsset Management Contractを締結し、同設備の保証期間を2017年まで延長している。本プロジェクトにおいてもこれと同様に、瑕疵担保期間終了後も一定期間の保証延長が可能となるよう、トンガ電力公社と日本の機器メーカーとの間で「設備管理契約」を取り交わすことが推奨される。上述の通りトンガ電力公社の技術水準は比較的高いため、本プロジェクトの初期操作・運用操作指導(OJT)、並びにソフトコンポーネントによって運転・維持管理技術の移転を行えば、本プロジェクトで調達される機材の運転・維持管理は問題なく行われるものと判断される。

3-4-3 定期点検項目

3-4-3-1 点検項目

(1) PVシステムの標準的な点検項目

本マイクログリッドシステムを含む電気設備並びにPVシステムを持続的に運転するためには日常の保守、点検が欠かせない。運転管理者が実施する点検には大きく分けて下記の3点検がある。本計画で調達、据付が行われるマイクログリッドを含む電気設備並びにPVシステムはTPLが所有することとなるため、以下に示す日常点検、定期点検、予備品の購入はTPLが主体となって実施する。本協力対象事業で調達・据付けられる電気設備及びPVシステムの標準的な定期点検項目は、表3-4-3-1.1と表3-4-3-1.2に示すとおりである。同表に示すとおり、電気設備の点検は、下記に示すような3項目に分類できる。

- * 機器の異常音等を人間の五感により毎日点検する“巡視点検”
- * ボルト等の発熱、締付状態、絶縁物の表面汚損状態等、日常巡視点検では出来ない充電部の点検を行う“普通点検”
- * インターロック機構等の機能点検及び計器類の精度維持を実施する“精密点検”に分類される。

なお、通常、電気設備の普通点検は1～2年に1度、精密点検は4年に1度程度実施されるが、PVシステムにおいては点検内容及び点検期間は既設1.3MWPVシステムの内容と可能な限り整合をとり合理的なものとするのが望ましい。また、マイクログリッドコントローラー、蓄電設備、遮断器盤、分電盤等に内蔵されているヒューズ、計器、リレー等の性能劣化、絶縁性能の劣化、接点の摩耗並びに特性が変化する部品は、普通点検及び精密点検時に、部品の特性と使用頻度を確認した上で、適宜交換することが望ましい。

表 3-4-3-1.1 マイクログリッドシステムに関連する電気設備の定期点検項目

点検項目	点検内容 (方法)	巡視点検	普通点検	精密点検
設備外観	開閉表示器、開閉表示灯の表示状況	○	○	
	異常音、異常臭の発生の有無	○	○	
	端子部の加熱変色の有無	○	○	
	ブッシング、碍管の亀裂、破損の有無及び汚損状況	○	○	
	設置ケース、架台等の発錆状況	○	○	
	温度異常の有無 (温度計)	○	○	
	ブッシング端子の締付け状況(機械的チェック)	○	○	
操作装置 及び 制御盤	各種計器の表示状況	○	○	○
	動作回数計の指示		○	○
	操作函、盤内の湿潤、錆の発生の有無及び汚損の状況		○	○
	給油、清掃状況		○	○
	配線の端子締付け状況	○	○	○
	開閉表示の状態確認		○	○
	漏気、漏油の有無		○	○
	操作前後の圧力確認 (空気圧等)		○	○
	動作計の動作確認		○	○
	スプリングの発錆、変形、損傷の有無 (手入れ)	○	○	○
	各締付け部ピン類の異常の有無		○	○
	補助開閉器、継電器の点検 (手入れ)		○	○
直流制御電源の点検	○			
測定・試験	絶縁抵抗の測定		○	○
	接触抵抗の測定			○
	ヒータ断線の有無		○	○
	継電器動作試験		○	○

表 3-4-3-1.2 太陽光発電システムの点検項目と判定基準

機器等	点検項目	巡視点検項目	定期点検・測定	判定基準	
太陽電池	ガラスの汚れ、破損	○	○	ガラスの汚れ、破損がない	
	架台破損、変形、錆	○	○	フレームの破損、変形、錆等がない	
	外部配線の汚れ、破損	○	○	外部配線の汚れ、破損がないこと	
	接地線の損傷、端子の緩み		○	接地線の損傷、端子の緩みが無い。	
	絶縁抵抗試験		○	使用電圧が 300V 以上の場合は 0.4MΩ 以上	
	開放電圧測定		○	1 直列の電圧が既定電圧範囲であること	
架台	錆、傷	○	○	錆、傷がないこと	
	架台の固定	○	○	ボルトの緩みがないこと	
	太陽電池と架台の固定	○	○	ボルトの緩みがないこと	
	架台の接地	○	○	架台にアースされていること	
	構造物の取り付け	○	○	構造物の取り付けに緩みなどが無い	
運転・停止	パワーコンディショナー	連系運転	○	○	運転スイッチ「運転」で運転
		運転停止	○	○	運転スイッチ「停止」で停止
	商用電源	停電	○	○	瞬時にパワーコンディショナーが停止する
		復電	○	○	復電タイマー () 秒後にパワーコンディショナーが自動的に運転再開すること。
接続箱、集電箱	端子台のネジ緩み	○	○	ネジの緩みがないこと	
	配線の接続 (極性)	○	○	＋、－が間違いなく配線されている	
	接地線の損傷、端子の緩み	○	○	確実に接地されている	
	錆、汚れ	○	○	錆、汚れがない	
	絶縁抵抗測定 電圧 DC1000V			○	太陽電池＋と接地間の絶縁抵抗が 1 MΩ 以上あること
				○	太陽電池－と接地間の絶縁抵抗が 1 MΩ 以上あること
太陽電池の開放電圧測定	() 直列の場合の開放電圧		○	DC (-) V 以内であること	
	電圧のバラツキ		○	システムにより決定する。 各系列間の電圧のバラツキが()V 以下であること。(システムにより決定する)	
パワーコンディショナー	外箱の腐食、錆等	○	○	外箱の腐食、錆等	
	端子台のネジの緩み	○	○	ネジの緩みがないこと	
	配線の接続 (極性)		○	○	＋、－が間違いなく配線されている
			○	○	交流出力 RST が間違いなく配線されている。
	接地線の損傷、端子の緩み	○	○	接地線の損傷、端子の緩みが無い	
	保護継電器の設定		○	当初設定時と変わりがないか	
	動作時の異音、異臭	○	○	動作時の異音、異臭が無い	
	換気フィルター	○	○	目詰まりの確認	
	設置環境	○	○	PC room の温度、湿度	
	系統電圧の測定		○	RT 間が AC()V±()V 以内であること	
	絶縁抵抗試験		○	制定値以上かどうか確認	
	表面部の動作試験		○	各動作の確認	
保護機能試験		○	制定された保護機能を確認		

[出所] 「太陽光発電システムの設計と施工」を基に調査団が作成。

[備考] ()内の空欄には実状に適合した数値を記入する。

PV システムは日常点検(巡視点検)と定期点検に分かれる。定期点検はある期間運転したあとにシステムを停止し、各機器の点検と表 3-4-3-1.2 に示す測定項目を測定する。第 1 回の定期点検は運転開始から 3～5 年経過した時点に行うことが望ましい。

(2) 既設 PV 発電システムの保守状況の概要

既設 1.3MWPV システムでは TPL と機材納入業者であるニュージーランド国の Meridian Energy 社との間で保守契約が結ばれており、契約書に保守メンテナンスの点検時期と項目の概要が記載されている。参考として PV システムに関係する部分の抜粋と、インバータ製造会社である Emerson 社の点検項目を以下に示す。なお、保守メンテナンスの点検時期と項目は暫定的であり、今後実状に即して改訂することになっている。

本システムの接続箱相当品 (Array Guard Combiner Boxes) からは各ストリングの電流、電圧及びボックス内温度が計測され、通信により計測装置でモニターできるようになっており、その内容を保守用チェックシートに記載する点や、インバータの点検として温度測定器 (サーモグラフィ) で各インバータの温度計測を行い異常の有無を確認し、その結果を記入する点等、本計画で提案する方法とは異なる部分もあるが、本計画におけるソフトコンポーネントの活動を通して最終的には TPL にて双方の保守方法より良い部分を補完することで、より合理的な保守方法を完成させることが望ましい。

モニタリングについてはニュージーランド国の PV システムはインターネットを通して発電量等の情報を閲覧することが可能であり、メンテナンス状況についても Meridian Energy 社が確認できるようになっている。本計画で導入する PV システムについても、少なくとも瑕疵期間中は類似のシステムを備えることが推奨される。

1) 土木関係、サイト内一般事項

日常点検：警備員による一般的サイト確認、警備上の問題点、PV 設備の損傷の点検

毎週点検：TPL スタッフによるサイト点検

⇒警備上の問題点、PV 設備の損傷の点検

⇒草木の育成状況の点検

年次点検：基礎位置のズレ等の点検と次に述べる項目の点検

⇒消化器 (シェルター内に 1 台、アレイ内のアレイガードボックス地点に 5 台)

⇒火災警報 (サイト内全てに組み込まれている警報テスト)

⇒O&M に必要な最適な工具等及び保守要員を保護する上着、ゴム手袋、防護メガネ等の備品の点検

2) 架台

毎月点検：TPL スタッフによるアレイ点検

⇒架台構成部材の点検と損傷の点検

⇒部分的な増し締め (毎月場所を変えて順次行う)

年次点検：TPL スタッフによるアレイ点検

⇒架台構成材の点検、ボルトの締め付け状況と基礎関係の点検
損傷、錆等の点検

サイクロンシーズン後の 4 月に実施する。

⇒点検記録の作成

3) PV モジュール

月次点検：架台点検と同時に行う TPL によるサイト点検

⇒PVGuard モニタリングソフトウェアによるモニタリング状況の点検

⇒PV モジュールの損傷点検及び必要に応じた交換

⇒全アレイにおける PV モジュール上の汚れの点検

年次点検：TPL スタッフによるサイト点検

⇒PV モジュールのコネクター、接続箱、ケーブルの点検

⇒目視で全 PV モジュールのフレームの腐食、ガラスの損傷/変色、バックシートの損傷の点検

⇒点検記録の作成

4) 接続箱 (Array Guard Combiner Boxes)

日常点検：日常点検シートに基づく点検、特に PVGuard モニタリングシステムによる次の内容の点検

⇒各ストリングの電流、電圧、総合電力、ボックス内温度の異変有無の点検

⇒各 ArrayGuard 内のサージプロテクション「ON」の確認

月次点検：TPL スタッフによるサイト点検

⇒ArrayGuardbox を開き湿気、腐食、高温、回路基板の損傷、ケーブルの損傷の点検

⇒ArrayGuardbox の構造的な点検とコンクリート基礎への取り付け状況の点検

⇒気象観測器の目視点検

年次点検：TPL スタッフによるサイト点検

⇒通常の月次点検に加え、サーモグラフィーによる各 ArrayGuard の温度測定を実施し局部的高熱部分、他との比較による異常の有無の確認

⇒点検記録の作成

5) 集電箱 (DC Switches)

毎週点検：TPL 職員によるサイト点検

⇒DC Switch 盤の点検—スイッチ、ケーブル、ケーブル端末の損傷、盤内のアーク、熱または湿気の兆候の確認

年次点検：TPL 職員によるサイト点検

⇒サーモグラフィーによる DC Switch の温度測定を実施し局部的高熱部分、他との比較による異常の有無の確認

⇒点検記録の作成

6) インバータ室

月次点検：TPL 職員によるサイト点検

⇒インバータ室内の整理整頓、清掃の点検

⇒有害小動物（ねずみ等）、爬虫類、昆虫の侵入の有無の点検

⇒床板を引き上げケーブルダクト内の点検

年次点検：TPL 職員によるサイト点検

- ⇒シェルターの外観の損傷、瑕疵、通常使用による傷み
- ⇒ドアのシール材は正しい位置あるか、密閉は保たれかの点検
- ⇒床板を外しケーブルダクト全体の点検
- ⇒点検記録の作成

要求事項：豪雨の後インバータシェルター内のケーブルダクトの水侵入有無の点検

7) インバータ

日常点検：日常点検シートに記載されている内容の点検

年次点検：TPL 職員によるサイト点検

- ⇒サーモグラフィによるインバータの温度測定を実施し局部的高熱部分、他との比較による異常の有無の確認
- ⇒点検記録の作成

定期メンテナンス：Emerson 社（インバータ業者）の提示する SPV（インバータシステム）メンテナンスプログラムの実施

以下に Emerson 社の提示するメンテナンスの概要を示す。

① 目視点検と標準チェック

a) 一般的状態と汚れの点検

SPV と他全ての機器の汚れ、錆および異常箇所の目視点検の実施。

b) 熱衝撃の点検

システムにおいてホットスポットの起こった兆候の有無の目視点検。

たとえば、金属の色変化、ラッカー塗装部の膨れ、プラスチック部分の歪み等。

定期的なサーモグラフィによるホットスポットの点検を推奨する。

c) 緊急停止テスト

緊急停止ボタンによる緊急停止を行いすべてのインバータがエラーメッセージなしで直ちに停止すること。停止後各インバータのディスプレイに「Trip UU」が表示されること。

緊急停止ボタンを正常状態位置に戻した後、インバータはリセットされスタート順序に従い運転開始をすること。

d) 周波数制御リレーテスト

周波数異常テストは周波数制御リレーの模擬試験機能によりテストできる。周波数設定をしきい値の上限値または下限値にセットし電源異常の試験を模擬試験機能により行いリレーが動作することを確認する。

模擬試験完了後、周波数制御リレーの設定を通常運転状態に戻し、インバータが所定の停止時間後に運転開始することを確認する。

e) 電圧制御リレーテスト

電圧異常テストは電圧制御リレーの模擬試験機能によりテストできる。

電圧設定をしきい値の上限値または下限値にセットし電源異常の試験を模擬試験機能により行いリレーが動作することを確認する。

模擬試験完了後、電圧制御リレーの設定を通常運転状態に戻し、インバータが所定の停止時間後に運転開始することを確認する。

f) 絶縁モニターの点検

ディスプレイに表示されている抵抗値を読み取り、太陽電池アレイの気象状況とともにメンテナンスプロトコルに記入する。

g) シェルターの点検

シェルターの空調に関する全般的点検と確認を行う。空調設備の点検については業者推奨の項目を行う。エアフィルター汚れおよび損傷、ドアの締め具合、インバータルームの清掃状況の点検を行う。インバータの障害となるいかなる汚れ等、気がついたものはメンテナンスプロトコルに記入するとともに責任者に報告する。

h) UPS バッテリーの電圧測定

バッテリー容量は 85%以上でなければならない。

② スペアパーツの管理

a) 緊急修理対応のための PVS のスペアパーツの保管はサイト内で管理されていなければならない。

b) スペアパーツの保管が可能なら、定期的周期で運転中の PVS のパーツと取り替えることを推奨する。

③ 部品損傷の確認点検

a) シェルターの外周に設置されている部品の点検

シェルターの外周に設置されている部品の錆の点検を行う。特に Braking resistor (制動抵抗器) の容器を開け Braking resistor とその接続を点検。

b) 各パワーモジュールの電流の均等性の点検

発電電力は稼働しているパワーモジュールに等しく配分されなければならない。モジュール間の電流差は平均値の 5%以下でなければならない。測定は三相の各相をクランプ電流計で測る。

c) AC 電力用コンタクターのランダム点検

AC 電力用コンタクターをランダムに開放し、接触部金属に損傷がないか点検する。損傷が進んで場合はコンタクターを交換する。DC 用コンタクターは開放せずに単に目視点検のみとする。

d) 電力用コンタクターのすべての接触部の点検

ポイント 3 に示す電力用コンタクターは全て点検する。DC 用コンタクターは開放せずに単に目視点検のみとする。

e) メンテナンススケジュールに従いすべてのコンタクターの交換

すべてのコンタクターの交換を行う。ただし全く良好状態のコンタクターはそのまま残しても良い。

④ パワーモジュールファンの点検

インバータのヒートシンク用ファンの点検には“チェックボックス”が必要である。“チェックボックス”はヒートシンク用ファンに必要な DC24V 電源の供給と計測用のメータとソケットがついている。

- a) すべてのインバータ用ファンと空気循環の点検
点検は SPV を必ず停止して行うこと。

⑤ リンクキャパシタの摩耗試験

⑥ 拡張機能テストと予防対策

- a) すべての電流計測メータの 0 補正点検
- b) すべてのケーブル端末のネジ締め付けの点検
- c) すべてのプラグ接続部の点検
- d) 電圧表示の点検
DC 電圧はマルチメータで測定しその値と比較して確認する。
- e) UPS バッテリーの交換
2 年ごとにバッテリーの交換を行う。

3-4-3-2 日常点検記録ノートの作成と保管

運転管理者は表 3-4-3-1.1 及び表 3-4-3-1.2 に示した項目を点検したあと、点検結果を記録し、保管する。記録をとることにより各機器の異変を早期に感知できる。更に巡視点検時下記の運転状況を記録し、PV システムとマイクログリッドシステムに係る電気設備の運転状況を日々確認、チェックする。

- * 日射量と PV 発電量チェック
- * ディーゼル発電設備稼働状況
- * 蓄電設備稼働状況
- * 系統電圧、系統周波数

運転管理者は日射量、PV 発電量、ディーゼル発電設備発電量等を常にチェックする。これにより、運転管理者は PV モジュール、パワーコンディショナー、マイクログリッドシステム等に不具合が発生した場合、異変を早期に感知できる。

3-4-3-3 測定と安全対策

マイクログリッドシステムに係る電気設備や PV システムの運転管理者が点検、測定等の作業前に OJT やソフトコンポーネントを通して、安全対策の指導を受けているが実際の作業を行う前には以下の安全対策を実施する。

(1) 安全対策

作業者は作業開始前に安全対策（服装及び感電対策）を遵守し下記の点を守ることが大切である。

① 服装

ヘルメット、作業服、安全靴の着用

② 感電防止

- a) 絶縁手袋等を着用
- b) 絶縁処理された工具を使用
- c) 雨天時は作業をしない。

(2) PV アレイの検査：電圧、極性の確認、開放電圧の測定

- ① 各機器が正しく施工され、仕様書どおりの電圧が出ているか確認する。正負極は間違えないか、電圧計で確認する。
- ② 解放電圧の測定
太陽電池モジュールの1直列の電圧が既定の電圧範囲であることを電圧系で測定する。

(3) 絶縁抵抗測定

各機器の絶縁抵抗試験を実施する。建設後運転開始前、定期点検時、又は事故時不良箇所の特定のため、修復したあとに絶縁抵抗を測定する。絶縁抵抗を測定したら抵抗値を記録しておく。

(4) 接地抵抗測定

バイニ及びポプア発電所のサイトは網状接地線が布設されており、太陽電池モジュールの金属性架台、パワーコンディショナー、その他電気品（マイクログリッドコントローラー、11kV 遮断機盤、変圧器等）の金属製外箱の接地線が網状接地線に接続されている。網状接地線の接地抵抗は、日本の接地基準のC種接地（使用電圧が300Vを超える低圧用金属製外箱の接地等：10オーム以下）以下とする。

接地抵抗測定の実施は、定期点検時に本プロジェクトで納入される接地抵抗測定器にて測定し、10オーム以下であることを確認する。

3-4-4 予備品購入計画

太陽光発電システムとマイクログリッドシステム等は、内部に稼動部分が存在しないので基本的にメンテナンス・フリーのシステムである。磨耗、摩擦などによる故障はないが、インバータを使用しているため半導体の故障が発生する可能性がある。運転初期に半導体の欠陥は現れるので、初期不良がなければ問題なく稼動すると考えられる。ただし天災、人災による故障、長時間の使用による劣化や損耗がないとはいえない。そのため、システムの稼働に関わる機器を予備品として準備する必要がある。

3-4-4-1 機材の取替周期と点検内容

機材は経年と共に劣化し、やがて機能を果たさなくなる。太陽電池モジュールは出力特性の測定により、ある程度劣化の状況を判断できるが、他の多くの機材では劣化の状況を判断することは難しい。システムの信頼性を保つためには予防保全の考え方から、故障に至る前に部品を交換する方法がある。参考として表 3-4-4-1.1 に主要機器の推奨取替周期と点検内容を示す。

表 3-4-4-1.1 主機材の取替周期と点検内容

部品種類	推奨取替周期	点検内容
太陽電池モジュール	20年～30年	外観及び電圧の測定
接続箱	20年	動作不良
遮断器	10年～15年	動作不良
集電箱	10年～15年	動作不良
パワーコンディショナー	10年～15年	動作不良
変圧器	20年以上	温度上昇
冷却ファン	10年以上	風量・回転音の変化
ヒューズ	7年又は5万時間	熔断
空調機	10年～15年	動作不良、性能低下
マイクログリッドコントローラー	15年～20年	動作不良、性能低下
蓄電設備	15年～20年	動作不良、性能低下
配管・配線・ケーブル	10年～15年	劣化

3-4-4-2 予備品の調達計画

本協力対象事業の主要機材の破損や故障は、システムの機能停止を引き起こすことが多い。トラブル発生時には、速やかに修理または故障機材の取替えを行うことが望ましく、交換用の機材が保管されていれば迅速にシステムの復旧が行える。しかし、高価な部品や大量の部品の保管はコスト高となるので、機材の特性、経済性、システムの復旧に要する時間などを考慮して、交換部品の種類と数量を設定する必要がある。表 3-4-4-2.1 には、本計画で調達する交換部品の種類と数量を示す。

表 3-4-4-2.1 本計画で調達する交換部品の種類と数量

機器の種類	本計画で調達する交換部品
PCS 用冷却ファン	4 式
PCS 用電磁接触器	4 式
PCS 用表示パネル	4 式
PCS 用リレーユニット	4 式
PCS 用電解コンデンサ	4 式
PCS 用ヒューズ	4 式
PCS 用制御電源	4 式
マイクログリッド制御盤用小型電池	3 式
マイクログリッド制御盤用表示・操作パネル	3 式
マイクログリッド制御盤用制御電源	3 式
マイクログリッド制御盤用冷却ファン	4 式
PV パネル	1 並列分の枚数*
リチウムイオンキャパシタ	1 並列分の枚数*

*1 並列分とはインバータの定格電圧分、直列接続された、PV モジュールまたはリチウムイオンキャパシタの数量の意。

本計画では、本協力対象事業で整備されたシステムのメンテナンスに必要な主要な交換部品を納入することから、維持管理の面で実施機関に大きな経済的負担は発生しない。しかし、予期しない修理や機器の取替えに備えるため、実施機関であるトンガ電力公社は、本マイクログリッドシステムの運転によって節約された電気代を機器の補修費用として積み立てることが推奨される。

尚、試験機材・保守用道具については、調達を行わないが、据付の際に使用したものをトンガ電力公社に譲渡することとする。

3-5 プロジェクトの概略事業費

3-5-1 協力対象事業の概略事業費

計画対象事業を我が国の無償資金協力により実施する場合の事業費総額は、約 16 億円となり、先に示した我が国と「ト」国との施工負担区分に基づく双方の経費内訳は、以下に示す積算条件において、次のとおりと見積もられる。但し、ここに示す概略事業費は暫定値であり、必ずしも交換公文上の供与限度額を示すものではなく、協力対象事業の実施が検討される時点において更に精査される。

3-5-1-1 日本側負担経費 概算総事業費 約 1,585 百万円

費 目		概算事業費(百万円)
機 材	調達・据付	1,515
	1. ポプア発電所側マイクログリッド設備	
	2. バイニ地区側マイクログリッド設備	
	3. 光ケーブル通信設備	
	調達	
	4. 11kV 系統連系用開閉設備	
5. 交換部品・消耗品	70	
6. 試験機材、保守用道具		
実施設計・調達監理・技術指導		

3-5-1-2 相手国側負担経費 69.6 万 US\$ (約 56.0 百万円)

(1) 「ト」国側の負担事項内容、及び金額は以下に示すとおりである。

- | | |
|----------------------------------|-------------------------|
| 1) 銀行口座開設手数料(B/A)及び代理支払手数料(A/P): | 2.0 万 US\$(約 1.6 百万円) |
| 2) バイニ地区 PV 発電用地の樹木伐採、外堀、門扉工事: | 4.6 万 US\$(約 3.7 百万円) |
| 3) バイニ地区 11kV 配電線の太線化と接続工事: | 4.0 万 US\$(約 3.2 百万円) |
| 4) ポプア発電所 11kV 開閉器盤室の増設工事: | 5.2 万 US\$(約 4.2 百万円) |
| 5) ポプア発電所 11kV 系統連携開閉設備据付工事: | 10.0 万 US\$(約 8.0 百万円) |
| 6) ポプア発電所既設発電設備改造工事: | 9.0 万 US\$(約 7.2 百万円) |
| 7) バイニ地区 PV 発電用地の初年度リース料: | 34.8 万 US\$(約 28.0 百万円) |

(2) 積算条件

- ① 積算時点：平成 24 年 11 月
- ② 為替交換レート：1US\$ = 80.40 円(2012 年 4 月から 2012 年 9 月までの TTS 平均値)
1TOP = 45.80 円(2012 年 4 月から 2012 年 9 月までの TTS 平均値)
- ③ 施工・調達期間：詳細設計並びに機材調達・据付の期間は施工工程に示したとおりである。
- ④ その他：計画対象事業は、日本国政府の無償資金協力のスキームに従い実施される。

3-5-2 運営・維持管理費

TPL の発電部門が本計画で整備される機材・施設の運営・維持管理を行うが、同部門は既存の発電所及び配電線を維持管理しており、計画対象事業で新設されるバイニ地区の PV 発電設備及びマイクログリッドシステム等の供用開始後の運転・維持管理も担うことになる。

また、太陽光発電システムとマイクログリッドシステム等は、内部に稼働部分が存在しないので基本的にメンテナンス・フリーのシステムであるので、TPL 発電部門は同設備の運転・維持管理に新しく職員を緊急に雇用する必要はなく、現状の発電所長以下 22 名で運用・維持管理を行う予定である。

なお、計画対象事業で新設される発電所及び設備を健全に運用するためには必要な予備品(消耗品及び交換部品)を常備する必要があり、TPL 技術部送配電課は必要に応じて予算化(約 3.5 百万円/年相当)しておく必要がある。TPL の 2012 年の売上金額は約 22 億円、営業利益は約 2.25 億円であることから、計画対象事業で新設される発電所及び設備の維持管理費は年間売上高の約 0.16%、営業利益の 1.6%程度であるので、十分確保できると考えられる。