

ソロモン国
再生可能エネルギー促進に係る
情報収集・確認調査

最終報告書

平成 31 年 3 月
(2019 年)

独立行政法人
国際協力機構 (JICA)

デロイト トーマツ コンサルティング合同会社
東電設計株式会社

略語

ADB	: Asian Development Bank	アジア開発銀行
CCR	: Counterparty Credit Risk	カウンターパーティ信用リスク
EPC	: Engineering, Procurement, Construction	設計、調達、建設
GDP	: Gross Domestic Product	国民総生産
IPP	: Independent Power Producer	独立発電事業者
JICA	: Japan International Cooperation Agency	国際協力機構
PPA	: Power Purchase Agreement	電力購入契約
PPP	: Public-Private Partnership	官民連携
RE	: Renewable Energy	再生可能エネルギー
	System Average Interruption Duration	平均停電継続時間指標
SAIDI	: Index	
	System Average Interruption Frequency	平均停電回数指標
SAIFI	: Index	
SBD	: Solomon Islands Dollar	ソロモンドル
	Supervisory Control and Data	監視制御システム
SCADA	: Acquisition	
SP	: Solomon Power	ソロモンパワー

目次

1	序論	1
1.1	調査の背景	3
1.1.1	概況	3
1.1.2	社会・経済概況	3
1.1.3	発電コストとエネルギー安全保障	3
1.1.4	再生可能エネルギー導入目標	4
1.2	調査の目的	4
1.2.1	調査対象地域	4
1.2.2	関係省庁・機関	5
1.2.3	調査スコープ	6
1.3	調査スケジュール	6
2	ソロモンのエネルギーセクター概況	7
2.1	エネルギーセクターの関連機関および法規制	9
2.1.1	エネルギーセクターに関連する法制度	9
2.1.2	電力助言委員会（EAC）	12
2.1.3	鉱山・エネルギー・地方電化省	13
2.1.4	ソロモンパワーの概要	13
2.1.5	電気料金	15
2.1.6	スタンバイチャージ	18
2.1.7	主要な需要家	19
2.2.1	ホニアラ系統の需要	20
2.2.2	電力供給	21
2.2.3	電力需給計画	22
2.3	ホニアラ系統の電力設備	25
2.3.1	ルンガ発電所	25
2.3.2	ホニアラ発電所	27
2.3.3	ファイターワン発電所（太陽光）	28
2.3.4	送電設備	29
2.3.5	変電設備	30
2.3.6	配電設備	31
3	再生可能エネルギー導入ポテンシャルの検討	35
3.1	自然条件	37
3.2	再生可能エネルギーポテンシャル	38
3.2.1	太陽光ポテンシャル	38

3.2.2	風力ポテンシャル.....	39
3.2.3	その他再生可能エネルギーのポテンシャル.....	39
3.3	太陽光発電所ポテンシャルサイト.....	39
3.3.1	サイトの検討条件.....	39
3.3.2	太陽光発電所ポテンシャルサイト.....	40
3.3.3	個別案件サイト.....	40
3.4	ティナ水力プロジェクト概要.....	44
3.4.1	事業概要.....	44
3.4.2	ティナ水力の調整能力にかかる考察.....	46
3.4.3	ティナ水力の発電量予測.....	47
3.5	再エネ設備容量の試算.....	48
3.5.1	電源計画上の考え方.....	48
3.5.2	急激な変動に対する対応.....	48
3.5.3	再エネ導入の試算.....	48
3.5.4	再エネ 100%の発電パターン.....	51
3.6	再エネ導入に関する技術的考察.....	52
3.6.1	発電に関する考察.....	52
3.6.2	系統側の制約.....	53
3.6.3	その他再エネ導入オプション.....	54
4	系統安定化対策の検討.....	55
4.1	蓄電池.....	57
4.1.1	蓄電池導入について.....	57
4.1.2	蓄電池の種類.....	57
4.2	エネルギーマネジメントシステム.....	57
4.2.1	エネルギーマネジメントシステム.....	57
4.2.2	天候予測システム.....	58
4.3	スマートインバータ.....	59
4.4	デマンドレスポンス技術.....	60
4.4.1	短周期対応.....	60
4.4.2	長周期対応.....	61
4.5	ソ国へ適応可能な技術.....	61
4.5.1	推奨技術.....	61
4.5.2	適応可能な技術.....	62
5	民間投資の現状と促進に向けた取組み.....	63
5.1	ソ国の民間投資に係り想定される問題.....	65
5.1.1	規制.....	65
5.1.2	ファイナンス.....	65

5.1.3	地場業者の技能	65
5.1.4	関連インフラ	65
5.2	民間部門における海外からの投資.....	66
5.2.1	関連機関と手続	66
5.2.2	関連法規制.....	68
5.2.3	税制.....	68
5.3	官民連携.....	69
5.3.1	経済構造改革ユニット.....	69
5.3.2	PPP ユニットと業務内容.....	70
5.4	現状と課題.....	70
5.4.1	ソロモンにおける外国民間投資	70
5.4.2	潜在的な投資家へのヒアリング	71
5.4.3	エネルギーセクターにおける民間投資促進に向けた課題.....	72
5.4.4	エネルギーセクターにおける民間投資促進の展望.....	80
6	他の開発援助機関からの支援	83
6.1	開発援助マネジメントおよび開発政策	85
6.2	他の開発援助機関による支援動向.....	85
6.2.1	世界銀行	85
6.2.2	アジア開発銀行	85
6.2.3	オーストラリア	86
7	再生可能エネルギー開発協力に係る提言.....	89
7.1	調査要約.....	91
7.1.1	調査全般	91
7.1.2	国家エネルギー戦略における進捗	91
7.2	再エネ導入の促進	92
7.2.1	再エネ 100%に向けた技術的な課題	92
7.2.2	ロードマップ作成にむけた技術的検討.....	92
7.3	民間投資促進に向けた協力.....	94
7.3.1	調査前の初期仮説.....	94
7.3.2	仮説検証	94
7.3.3	民間投資促進に向けた協力事項.....	94
7.3.4	国家電力政策 2018（暫定版）とロードマップの整合性.....	97

図

図 1-1	ホニアラ系統図	4
図 2-1	エネルギー助言委員会のマネジメント構造	12
図 2-2	鉱山・エネルギー・地方電化省の組織図	13
図 2-3	ソロモンパワーの組織図	14
図 2-4	非常用発電機と系統の一事例	19
図 2-5	ホニアラ系統の電力推移	20
図 2-6	ホニアラ系統の月別最大電力需要推移	21
図 2-7	2017年の1月、4月、7月、10月の需要曲線	21
図 2-8	電力需要と供給力の想定	23
図 2-9	ルンガ発電所	25
図 2-10	ホニアラ 33kV 送電系統	30
図 4-1	風況図	39
図 4-2	ファイターワン(アップグレード追加サイト)	41
図 4-3	タナガイサイト	42
図 4-4	ソロモンパワー本社社屋サイト	43
図 4-5	ティナ水力発電所の概要	44
図 4-6	ティナ水力の調整能力 (イメージ図)	46
図 4-7	ティナ水力の年間発電量予測	47
図 4-8	供給力ベースの再エネ 100 %に向けたシュミレーション (一例)	50
図 4-9	供給力ベースの年間発電量の試算	50
図 4-10	供給力ベースの年間発電量の試算 (一例)	51
図 4-11	供給力ベースの再エネ 100 %の運転イメージ	52
図 4-12	発電量ベースの再エネ 100 %の運転イメージ	52
図 5-1	蓄電池の種類ごとの比較と用途	57
図 4-2	エネルギー管理システムの制御ソフトイメージ	58
図 4-3	天候予測システム (イメージ)	58
図 4-4	天候予測システム (イメージ)	59
図 5-4	EV の充電イメージ	60
図 5-1	外国投資家の登録フロー	66
図 5-2	潜在的投資家 (日本) へのインタビュー結果	71
図 5-3	慣習地の民間利用における用地取得・リース契約に関する概念的フロー	75
図 5-4	用地取得 (強制収用以外) における手続の詳細	76
図 7-1	再エネ 100%実現に向けた太陽光の投資分配スナップショットの一例 (Generation Base)	96

表

表 1-1	関係省庁と確認事項	5
表 1-2	調査スコープ	6
表 1-3	調査スケジュール	6

表 2-1 国家エネルギー戦略 2014 における再エネの主要ポイント	10
表 2-2 国家エネルギー政策（暫定版）における再エネ関係箇所	11
表 2-3 ソロモンパワーの設立趣旨	14
表 2-4 ソロモンパワー全体の事業概要	15
表 2-5 メータ読み取り式顧客向け電気料金（2018 年 11 月 1 日改訂版）	16
表 2-6 キャッシュパワー顧客向け電気料金（2018 年 11 月 1 日改訂版）	16
表 2-7 メータ種別毎台数	18
表 2-8 スタンバイチャージ（4.0 kW 太陽光の例）	18
表 2-9 ホニアラ系統の電力需要実績	20
表 2-10 ホニアラ系統の発電設備一覧	22
表 2-11 ソロモンパワーの主な投資予算	24
表 2-12 ルンガ発電所各ユニットの稼働状況	26
表 2-13 ホニアラ発電所各ユニットの稼働状況	28
表 2-14 ファイターワン発電所の稼働状況	29
表 2-15 商用の周波数と電圧変動許容値	32
表 2-16 ホニアラ系統における SAIFI、SAIDI	32
表 3-1 ホニアラの月間平均気温	37
表 3-2 ホニアラの月間降雨量	38
表 3-3 日射量推定値（過去文献より）	38
表 3-4 プロジェクトコンポーネントと資金ソース	45
表 3-5 発電量ベース再エネ 100%を達成するための代替手段の例	54
表 5-1 電源開発・電力ビジネスにおけるリスクパターン	72
表 5-2 ソ国にて想定されるリスク	73
表 5-3 ホニアラ港の詳細	78
表 6-1 開発パートナーによるプロジェクトマッピング	87
表 7-1 国家エネルギー戦略における進捗	91
表 7-2 再エネ 100%達成に向けた課題	92
表 7-3 概念的リスク分担のサンプル	95
表 7-4 国家電力政策 2018（暫定版）とロードマップの整合性（想定）	97

写真

写真 2-1 機械式メータ（住宅用）	17
写真 2-2 電子式メータ（住宅用）	17
写真 2-3 キャッシュパワー	17
写真 2-4 スマートメータ	17
写真 2-5 ホニアラ発電所	27
写真 2-6 ファイターワン発電所	29
写真 2-7 ラナディ変電所	31
写真 2-8 SCADA 画面	31
写真 2-9 遮断器	31

写真 2-10 変圧器	31
写真 2-11 コンクリート柱.....	32
写真 2-12 鋼管柱	32
写真 2-13 都市部の変圧器.....	32
写真 4-1 ユースバッテリー：（左） 外観、（右） 内側に配置されたバッテリーパック	62

1 序論

1. 序論

1.1 調査の背景

1.1.1 概況

ソロモン諸島（以下、ソ国）政府は、2030年までにホニアラ系統における再生可能エネルギー100%達成を目指し、日本国政府へ「再生可能エネルギーロードマップ作成プロジェクト」の実施を要請した。このソ国政府目標の達成を目的としたロードマップ作成に向け、技術面と投資環境面における各種検討課題の調査を行う必要がある。この状況を鑑み、独立行政法人国際協力機構（JICA）は2018年11月から2019年3月までの期間にて、「ソロモン国再生可能エネルギー促進に係る情報収集・確認調査」を実施するに至った。

1.1.2 社会・経済概況

900以上の島からなる南大洋州地域に属するソ国は、人口約61万人、国土面積約2万8,900平方キロメートル、GDP1.3十億米ドル、経済成長率3.2%の島嶼国である。首都であるホニアラのあるガダルカナル島には全人口のうち約15%が生活しており、残りはその他の島々に居住している。気温は、年間を通じて22～31度と変動が小さく、雨季と乾季がある。降水量は、雨季にあたる12～3月はモンスーンによる影響で降雨量が多く、6～9月までは乾季にあたり降雨量が少ない。ガダルカナル島からその他の地域への物資輸送の大半は、海上輸送であるため、燃料の輸入価格に左右される。そのため、ガダルカナル島以外の島々での開発が遅れており、電化率はホニアラ市内で約64%を達成している一方、ソ国全体ではおよそ12%に留まる。

1.1.3 発電コストとエネルギー安全保障

ソ国はエネルギー資源に乏しく、系統ネットワークが脆弱で電力需要も少ないことから、電力の大部分を輸入燃料によるディーゼル発電で賄っている。このため、燃料の市場価格や輸送コストによって発電コストは大きく左右され、ソロモンパワー（SP、ソロモン諸島電力公社の商号）の健全な経営を担保するため、平均65セント/kWh（2017年時点）という非常に高い電気料金の設定となっている。発電コスト削減は、電気料金を下げ、ソ国の開発を促進させるうえで最も重要な要素のひとつである。

また、ソ国は地球温暖化に起因する海面上昇の影響を受けやすいため、気候変動への取組が喫緊かつ最優先の課題となっている。ソロモンパワーも国土とソ国民の生命を守るため、気候変動対策を模索している。こうした事情を踏まえ、鉱山・エネルギー・地方電化省（MMERE）および、

ソロモンパワーは、再生可能エネルギー（再エネ）の導入促進を目指している。

1.1.4 再生可能エネルギー導入目標

上述の通り、鉱山・エネルギー・地方電化省およびソロモンパワーは、エネルギー安全保障の向上および、気候変動対策を目的として、再エネの更なる導入促進を目指している。具体的には、鉱山・エネルギー・地方電化省は再生可能エネルギー戦略・投資計画（RESIP）において国全体の再エネ比率を2050年までに発電電力量ベースで100%、ソロモンパワーはホニアラ系統域内で2030年までに100%とする目標を掲げている。目標達成のため、ソロモンパワーは太陽光発電(PV)設備の大量導入を検討しており、大規模な投資資金需要に対応するため独立発電事業者（IPP）の参入を期待している。

1.2 調査の目的

本調査の目的は、ホニアラ系統における2030年までの再エネ100%実現に向けたロードマップ作成に向け、既存の発電所や系統に係る技術的情報、太陽光発電の候補地、ティナ水力プロジェクトの進捗、投資家のソ国への投資意欲や投資に係る潜在的なリスクなどの必要な情報を収集することである。

1.2.1 調査対象地域

調査対象地域は、下図に示すホニアラ系統域内である。

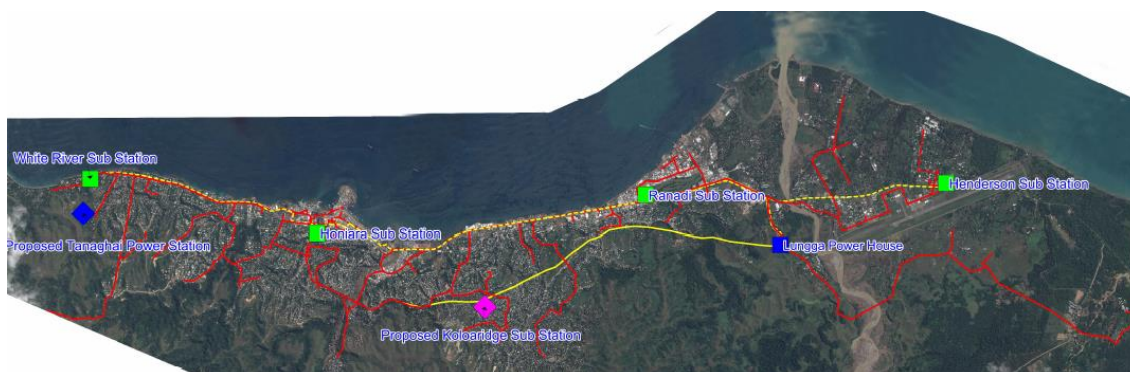


図 1-1 ホニアラ系統図

出典：ソロモンパワー

1.2.2 関係省庁・機関

本調査において重要な役割を担うソ国における関係省庁・機関と、主な確認事項を表 1-1 に示す。

表 1-1 関係省庁と確認事項

省庁・機関	主な確認事項
プロジェクト実施機関	
鉱山・エネルギー・地方電化省 (MMERE)	<ul style="list-style-type: none"> ・ 電力関連政策・計画（特に再エネ戦略・投資計画の作成状況確認） ・ 風力・地熱・バイオマス等電源別再エネ導入ポテンシャル
ソロモンパワー (SP)	<ul style="list-style-type: none"> ・ 再エネ電源開発戦略、発電・配電記録、水力発電開発計画、太陽光発電導入ポテンシャルマップ、配電ネットワーク、その他関連情報（顧客情報・需要予測・売上等）
その他関係機関	
開発計画・援助協調省 (MDPAC)	<ul style="list-style-type: none"> ・ 同分野（エネルギー、インフラ開発、民間支援等）における他ドナーの支援状況
インフラ開発省 (MID)	<ul style="list-style-type: none"> ・ インフラ開発政策 ・ 現地 EPC 企業の状況
環境・気候変動・災害管理・気象省 (MECCDMM)	<ul style="list-style-type: none"> ・ 気候変動政策（特にパリ協定約束草案）の目標と進捗 ・ 省エネや防災等環境問題に関する全般的な認識 ・ 観測地点における日射量・風量データ
財務省 (MOFT)	<ul style="list-style-type: none"> ・ PPP ユニット設立に係る進捗
財務省（同省内設置の PPP ユニット）	<ul style="list-style-type: none"> ・ PPP、税制改革に係る政策作成・分析状況
土地・住宅・測量省 (MLHS)	<ul style="list-style-type: none"> ・ 土地関連制度 ・ 地権者情報
商務・産業・労働・移民省 (MCILI) （同省内の外国投資担当局）	<ul style="list-style-type: none"> ・ 外国投資、民間投資関連法制度

出典：JICA 調査団

1.2.3 調査スコープ

本調査のスコープは下記のとおりである。

表 1-2 調査スコープ

分類	検討項目
供給側	<ul style="list-style-type: none"> • 既存の需要予測と電源開発計画のレビュー • 2030年ホニアラ系統再エネ100%に向けた再エネと短周期および長周期蓄電池導入量の概算 • 再エネ開発候補地の確認 • 関係機関との協議を通じた再エネ導入促進に係るシナリオ策定
需要側	<ul style="list-style-type: none"> • 再エネ導入促進に係る適用可能性のあるデマンド・レスポンス対策の検討 • 大洋州における電気自動車(EV)の動向と導入可能性に係る調査 • デマンドレスポンスに関する建設的な枠組み
民間投資	<ul style="list-style-type: none"> • 大洋州のエネルギーセクターにおける民間投資環境と課題に関する調査 • 他開発パートナーの援助動向の確認 • ソ国民間投資に関する基本的な情報収集 • 民間セクターにおいてソ国に投資意欲のある会社や、開発パートナー、ADB支援のPPPユニットなど • エネルギーセクターにおける民間投資の関連機関との枠組み • 電力セクターにおける民間投資に関する問題点とニーズの検討

出典：JICA

1.3 調査スケジュール

本調査は、2018年11月20日から2019年3月27日にかけて、下表1-3に示すスケジュールで実施した。

表 1-3 調査スケジュール

	2018		2019		
	11月	12月	1月	2月	3月
国内作業	■	■	■	■	■
現地作業		■		■	■
マイルストーン				★ ワークショップ	★ 最終報告

出典：JICA 調査団

2 ソロモンのエネルギーセクター概況

2. ソロモンのエネルギーセクター概況

2.1 エネルギーセクターの関連機関および法規制

2.1.1 エネルギーセクターに関連する法制度

(1) 国家エネルギー政策

(a) 2014年版の概要

国家エネルギー政策と戦略計画（SINEPSP）は、鉱山・エネルギー・地方電化省により2014年に作成されたものである。ソ国国家開発戦略2011-2020の内容や、各開発援助機関・非政府組織（NGO）等の意見も踏まえ、2007年版から改定された。2014年版は以下の4つから構成されており、全体方針が1巻に、省エネ、燃料、再エネの個別のテーマが2巻から4巻に記載されている。

- ・ 1巻 国家エネルギー政策2014
- ・ 2巻 省エネルギー戦略・投資計画(2014 - 2019)
- ・ 3巻 原油と代替液化燃料戦略・投資計画(2014 - 2019)
- ・ 4巻 再生可能エネルギー戦略・投資計画2014

上記1巻には、以下の7つの主要目標が掲げられている。

- ・ エネルギーセクターのリーダーシップと開発能力強化
- ・ 2020年までに都市地域で電化率100%達成
- ・ 2020年までに地方で電化率を35%に引上げ
- ・ 地方や離島における石油燃料へのアクセスの安全性、適正価格、信頼性確保
- ・ 2030年までに都市・地方の発電における再エネの利用を79%まで引上げ
- ・ 国産の原料による気化燃料と代替液化燃料の開発・普及促進
- ・ 2019年までに全セクターにおける省エネを10.7%改善

再生可能エネルギーに関する主要なポイントを下表に示す。

表 2-1 国家エネルギー戦略 2014 における再エネの主要ポイント

政策目標	
2020年までに都市・地方部で再エネ比率を50%に高める	
政策網領と戦略	
4.1 都市・地方部における品質・信頼性が高く、持続可能な再エネをベースとした電力供給	
<ul style="list-style-type: none"> ➢ ティナ水力とサボ地熱に関する開発と実施支援 ➢ オフグリッド(水力、太陽光)と発電中のプラントを用いたSPの電力サービス向上 ➢ 地方部での再エネ活用推進 	
4.2: 再エネ資源の強化	
<ul style="list-style-type: none"> ➢ 風力、地熱、ココナッツを活用したバイオ燃料、副産物や森林ゴミからのガス化燃料およびミニグリッドなどの実現可能性評価 ➢ 再エネ技術に関する研修開発と人材開発 	
4.3: 再エネ目標実現に向けた政策実施手段(基準、規則、余剰買取、電力市場、調達方針)	
<ul style="list-style-type: none"> ➢ 財務的なインセンティブに関する政策立案(例として再エネ設置にかかる減・免税措置など) ➢ 余剰買取に関する規則や政策立案 ➢ オングリッドとオフグリッドに関する再エネ技術の仕様決め 	
実施機関	コスト見積
SIEA, the Energy Division, IPP, ADB, 再エネ供給会社, SPREP, SPC	75百万米ドル

出典：国家エネルギー政策 2014 年版

(b) 国家エネルギー政策 2018 年（暫定版）

鉱山・エネルギー・地方電化省は現在国家エネルギー政策を改訂中で、作成された改訂版ドラフトが施行するためには国会承認が必要である。再エネに関しては、2014年版で定められた2030年時点で79%から、2035年時点で50%の再エネ比率まで下方修正された。これは、世界銀行（世銀：WB）、アジア開発銀行（ADB）、緑の気候基金（GCF）、経済開発協力基金（EDCF）、国際再生可能エネルギー機関（IRENA）、オーストラリア国際開発庁（AusAID）により投融資され、コリアンウオータ（KW）により開発されているティナ水力発電所建設プロジェクトの遅延による影響である。同政策における主な改訂点は、下表のとおりである。

表 2-2 国家エネルギー政策（暫定版）における再エネ関係箇所

政策目標	
2035年までに都市・地方部で再エネ比率を50%に高める	
政策綱領と戦略	
4.1: 都市・地方部における品質・信頼性が高く、持続可能な再エネをベースとした電力供給	
<ul style="list-style-type: none"> ➢ (新) 小水力や太陽光向けの官民連携成功モデルの模倣 ➢ (新) (社会・経済指標を用いた)再エネインフラの優先度決定基準策定と開発スケジュール検討 ➢ (新) 再エネプロジェクト向けの用地管理に関する適正な枠組みと法整備 	
4.2: 再エネ資源強化	
<ul style="list-style-type: none"> ➢ (新) 既存太陽光ユーザーと潜在的ユーザーのアセスメント実施 ➢ (新) 再エネの潜在的サイトに関する事業実施調査完了と開発計画への反映 ➢ (新) 開発パートナーの再エネ開発検討に事業開発投資コストを明示する 	
(新) 4.3: 再エネを活用した地方部の経済生産性の向上	
<ul style="list-style-type: none"> ➢ 地方において、再エネ電化された経済的中核地域設立を促進 ➢ 再エネ供給会社の、生産的な再エネ資源活用に対する投資を奨励 ➢ 低コストの再エネ導入促進(例えば、充電ステーション、ソーラーランタンなど) 	
4.4: 再エネ目標実現に向けた政策実施手段（基準、規則、余剰買取、電力市場、調達方針）	
<ul style="list-style-type: none"> ➢ (新) 政策実施手段やエネイニシアチブを実現するため、再エネ供給会社や経済団体の投資を奨励 ➢ (新) 銀行など出資者への再エネ向け低金利融資や融資期間延長実行への優遇措置 ➢ (新) 再エネ投資計画向けファイナンスの助成と促進。 	
(新) 4.5: 再エネ開発における協力関係構築	
<ul style="list-style-type: none"> ➢ 再エネ開発の用地取得に関する枠組み構築 ➢ 官民連携の枠組み構築 	
実施機関	コスト見積
SIEA, the Energy Division, IPP, ADB, 再エネ供給会社, SPREP, SPC	75百万米ドル

出典：国家エネルギー政策 2018（暫定版）

(c) 再生可能エネルギー戦略・投資計画 2014

再生可能エネルギー戦略・投資計画 2014 は、国家エネルギー政策と戦略計画の主要要素の一つである。ソ国政府が再エネ比率 50%を達成するために、次の 3 つの手段を記載している。

- ・ 都市部、地方部双方における投融资要件に関するガイドラインを提供
- ・ 再エネを活用した電化計画の特定と検証
- ・ 基準、規制、余剰買取制度を含む政策を推進するためのツール提供

再生可能エネルギー戦略・投資計画にはティナ水力と共に、(ガダルカナル島北部に位置するサボ島にポテンシャルが確認されている) 地熱、ミニグリッド、大規模ならびに小規模太陽光が織り込まれている。達成目標やそれに関するガイダンスは明確に記載されている一方で、後述(5章)の土地問題は、非常に重要な課題と位置付けられており、家庭の小規模太陽光設備は地方部における慣習地問題を回避するための最適オプションの 1 つだと考えられる。再エネ投資の観点より、2020 年までに電化率 44%、2030 年までに 71%を達成するために、それぞれ 75 百万ソロモンドルと 234 百万ソロモンドルのコストが試算されている。

(2) 電気法（ソロモン国家法 128 章）

電気法（1969 年制定、1982 年改訂）と関連法令は、電力供給に関する規制、ソロモン諸島電力公社（SIEA）の設立、組織、機能、義務と財務に対する法的根拠になる。

(3) 環境法（1998 年）

環境法の下、環境保全局（ECD）と環境助言委員会が設立され、機能と職務管轄が定義された。環境評価（EIA）の申請は、環境保全局の局長に提出され、環境・気候変動・災害管理・気象大臣に承認される。10 分野の開発分野に分類されており、インフラ開発や、水力発電スキームを含む電力プロジェクトは「9. 公共工事セクター」の中で規定されている。

2.1.2 電力助言委員会（EAC）

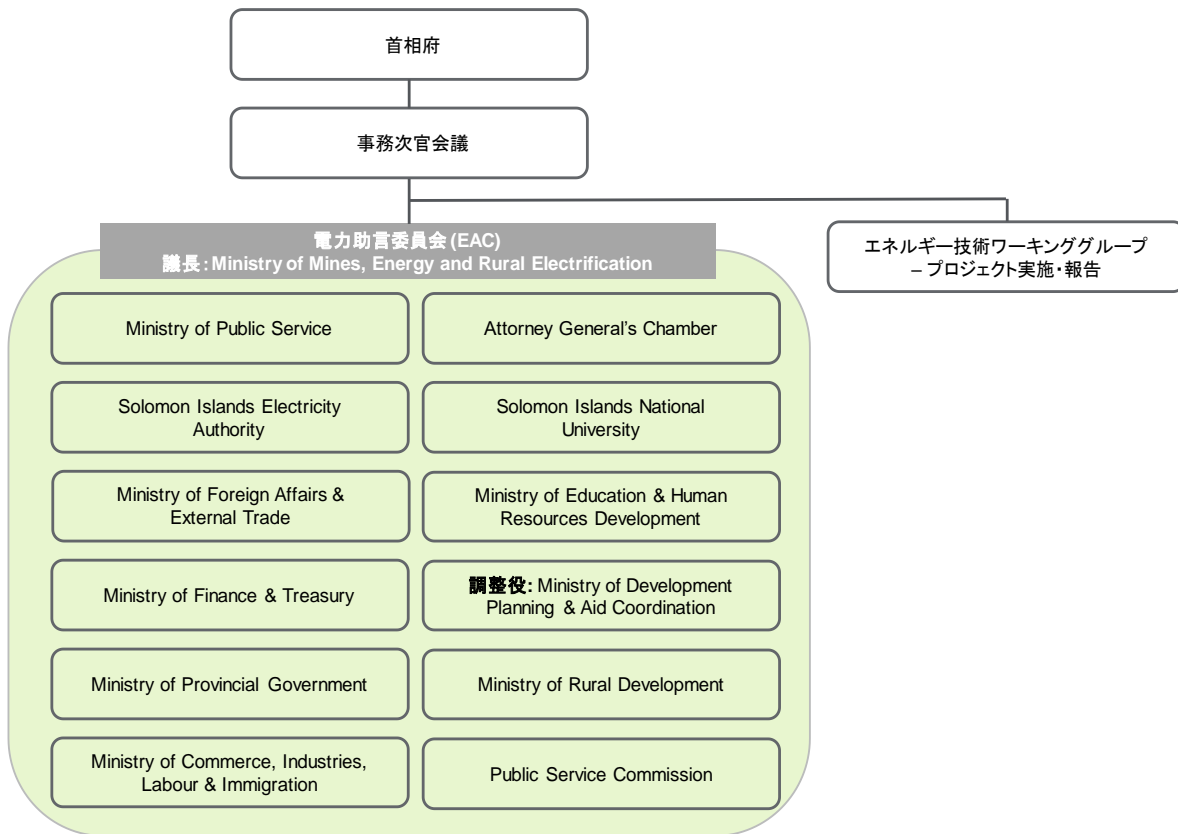


図 2-1 エネルギー助言委員会のマネジメント構造

出典：鉱山・エネルギー・地方電化省

図 2-1 は、エネルギー助言委員会（EAC）の組織図を表している。エネルギー助言委員会は、国家のエネルギー政策を推進するエネルギー局の監督を行う複数セクターの委員会組織である。エネルギー諮問委員会の議長は鉱山・エネルギー・地方電化省が務めており、12 の省庁・組織から構成されている。プロジェクトの優先順位については、開発計画・援助協調省が開発援助機関とソロモン政府との調整役を担っている。

2.1.3 鉱山・エネルギー・地方電化省

鉱山・エネルギー・地方電化省は、ソ国のエネルギーセクターにおける監督省庁で、その傘下のエネルギー局は国家エネルギー政策と戦略計画を含むエネルギー政策や規定を監督する部局で、10名のスタッフを擁している。半数はガダルカナル島以外の島々での技術検討や完工検査を担当している一方で、3～4人程度のスタッフがホニアラ系統の再エネプロジェクトのために配置されている。エネルギー局はソロモンパワーを監督する。

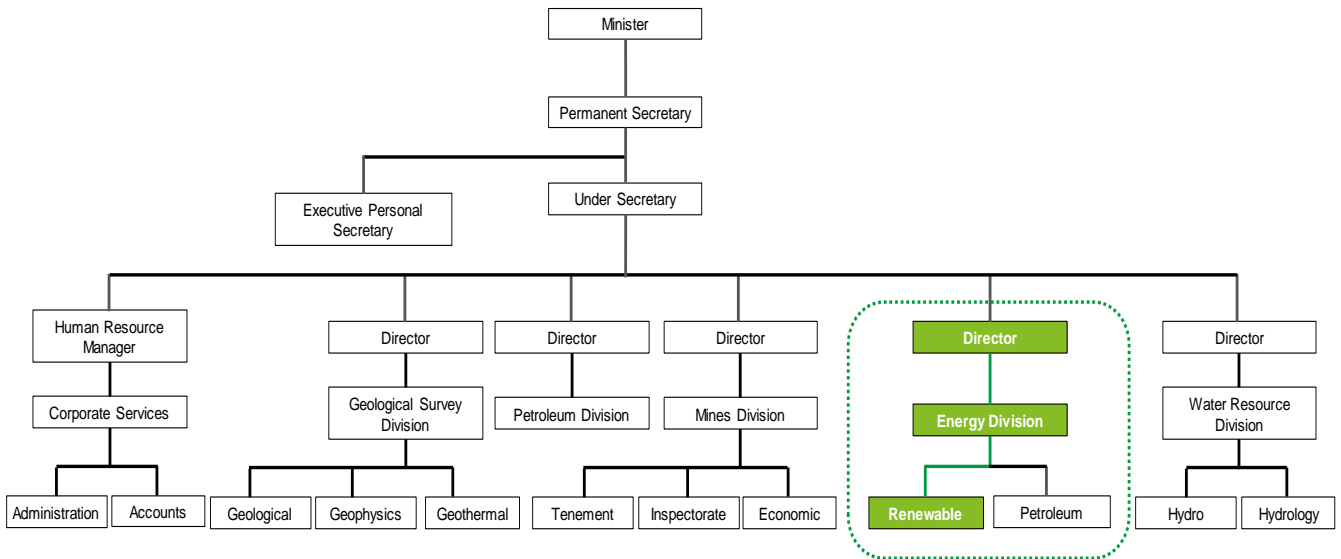


図 2-2 鉱山・エネルギー・地方電化省の組織図

出典：JICA 調査団

2.1.4 ソロモンパワー

(1) ソロモンパワーの沿革

1969年に制定された電気法に基づきソロモン諸島電力公社が、ホニアラと地方都市に対し電力供給を行ってきた。2007年に制定された国営企業法（The State Owned Enterprises Act 2007）が成立し、ソロモン諸島電力公社は政府から独立して運営することが可能となった。ソロモン電力諸島公社はソロモンパワーの名称で、ホニアラおよび地方の8都市（ノロ、ギゾ、アウキ、キラキラ、ラタ、ブアラ、マウウ、ツラギ）に電力供給を行っている。

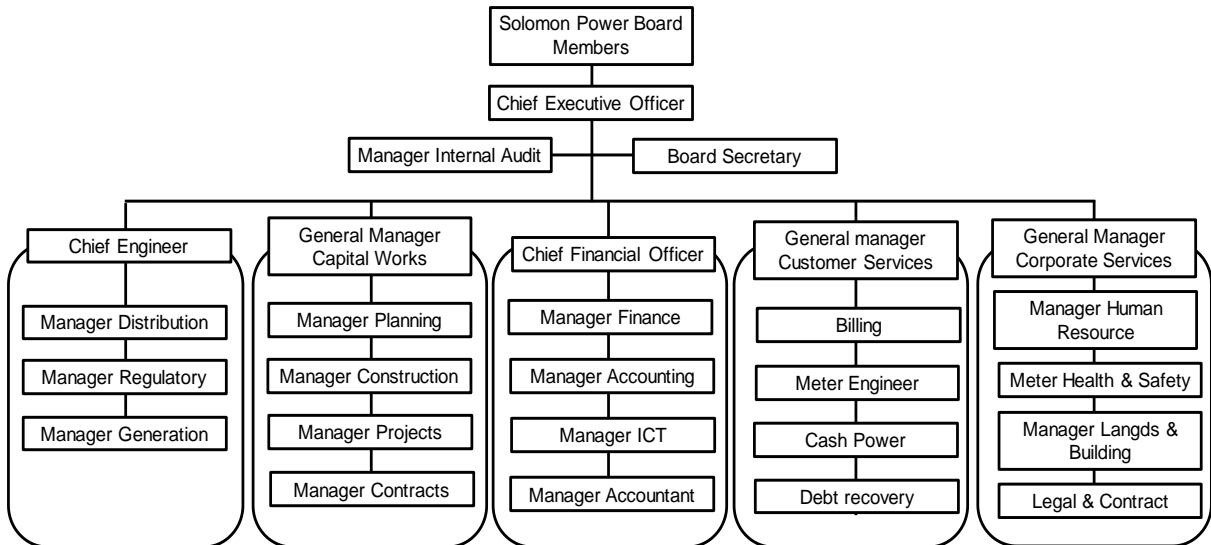


図 2-3 ソロモンパワーの組織図

出典：ソロモンパワー提供資料より調査団作成

(2) ソロモンパワーの設立趣旨

ソロモンパワーの設立趣旨として、年間報告書（2017）に以下の内容（国営企業法、4章）が引用されている。

表 2-3 ソロモンパワーの設立趣旨

公的資金に頼らない効率的で健全な財務運営
<ul style="list-style-type: none"> ➢ 国営企業法の範囲において、顧客ニーズに合わせた設置工事、運営、保守 ➢ 系統の運用状況改善と計画合意エリアへの電力サービスネットワークの拡張を目的とした開発・実施 ➢ サービス提供のための適正コスト検討 ➢ 電力設備の信頼性と運用を改善と一体となった、サービスの効率を向上
良き雇用主
<ul style="list-style-type: none"> ➢ スタッフの高い質と意欲を維持 ➢ 採用活動、継続雇用、雇入れに関して、従業員を公正に扱う人事方針の採用 ➢ 組織全体にわたった高い安全レベルの推進
地域の貢献を考慮した企業の社会的責任の推進
<ul style="list-style-type: none"> ➢ 企業活動により影響を与える土地所有者、消費者団体、利益団体などとの関係構築 ➢ 電力供給によって発生した環境問題に対する報告と対処能力の向上 ➢ 経営資源管理の観点から持続可能な成果を改善するための取組み推進

出典：ソロモンパワーの年間報告書（2017）より調査団作成

(3) 事業概要

ソロモンパワー全体の事業実績（2013～2017）は、以下のとおりである。電気料金収入を販売電力量で割った平均電気料金は、2017年度で5.5 ソロモンドル/kWhであった。電気料金には燃料コストが反映されているため、平均電力料金は毎年異なる。

表 2-4 ソロモンパワー全体の事業概要

	2013	2014	2015	2016	2017
発電量実績 (kWh)	81,101,391	84,911,433	86,176,764	93,101,396	94,298,432
販売電力量 (kWh)	62,376,432	65,838,038	67,101,793	71,168,643	74,298,541
所内電力消費量(kWh)	3,398,954	2,874,229	2,766,760	3,267,241	3,444,953
システムロス (送電端比)	19.7%	19.7%	19.6%	20.8%	18.2%
内、テクニカルロス (推定値)	11%	11%	11%	11%	11%
電気料金収入 (million SBD)	360.88	405.71	427.89	438.56	411.31
平均電気料金(SBD/kWh)	5.8	6.2	6.4	6.2	5.5

出典： ソロモンパワー提供資料より調査団作成

2.1.5 電気料金

(1) 料金制度

電気料金は、常時接続している顧客（メータを読み取り式顧客）と、キャッシュパワーと呼ばれるプリペイドで支払っている顧客（メータを非読み取り式顧客）の大きく二つに分かれる。

表 2-5 メータ読み取り式顧客向け電気料金 (2018年11月1日改訂版)

顧客分類		接続料金	燃料チャージ	燃料外チャージ
		SBD/kWh	SBD/kWh	SBD/kWh
住宅	D1 <50kWh	16.09	2.83	3.4
	D2 40-200 kWh	53.64	2.83	3.47
	D3 200-500kWh	107.28	2.83	3.54
	D4 >500kWh	314.57	2.83	3.99
商業	C1 <250kWh	42.91	2.83	4.06
	C2 250-600kWh	107.28	2.83	3.66
	C3 600-1,300kWh	214.57	2.83	3.37
	C4 1,300-2,500 kWh	429.13	2.83	3.03
	C5 > 2,500kWh	1,609.25	2.83	2.88
産業	I1 < 1,300kWh	107.28	2.83	3.72
	I2 1,300-6,000kWh	429.13	2.83	3.2
	I3 >6,000kWh	3,218.49	2.83	2.85

出典：ソロモンパワー提供データより調査団作成

表 2-6 キャッシュパワー顧客向け電気料金 (2018年11月1日改訂版)

料金分類		燃料チャージ	非燃料チャージ
		SBD/kWh	SBD/kWh
住宅	D1 <50kWh	2.83	3.8
	D2 40-200 kWh	2.83	2.85
	D3 200-500kWh	2.83	2.87
	D4 >500kWh	2.83	4.43
商業	C1 <250kWh	2.83	4.34
	C2 250-600kWh	2.83	3.94
	C3 600-1,300kWh	2.83	3.64
	C4 1,300-2,500 kWh	2.83	3.51
	C5 > 2,500kWh	2.83	3.09
産業	I1 < 1,300kWh	2.83	4.21
	I2 1,300-6,000kWh	2.83	3.2
	I3 >6,000kWh	2.83	2.85

出典：ソロモンパワー提供データより調査団作成

(2) メータ

(a) メータの種類

メータは、ソロモンパワーの所有物であり、機械式、電子式、キャッシュパワー、スマートメータの4種類が使用されている。定期的なメータ取替えに関する法的な取り決めはないが、技術に関連しない電氣的損失（＝盗電）を防止するため、プリペイド方式のキャッシュパワーメータへ取替えを進めている。メータを使用するため、個別のメータ使用コードをソロモンパワー本社や近隣の小売店などで購入、入力する必要がある。



写真 2-1 機械式メータ (住宅用)



写真 2-2 電子式メータ (住宅用)



写真 2-3 キャッシュパワー



写真 2-4 スマートメータ

出典: JICA 調査団

(b) スマートメータ

大口需要家を対象にスマートメータが導入されている。双方向コミュニケーションであるため、物理的にはデマンドレスポンスにおける計量や機器操作指令は可能と思われる。しかし、電気が緊急的に不足する場合には、ソロモンパワーは系統での負荷遮断（重要施設はのぞく）を行うこともできるため、需要家設備を制御することは考えてはいない。

(c) メータ数

ソロモンパワーの2018年時点の顧客件数（メータ数）は、合計で14,954件である。内訳を下表に示す。

表 2-7 メータ種別毎台数

メータ種別	設置台数
機械式メータ	1,000
電子式メータ	246
キャッシュパワー	12,678
スマートメータ	1,030

出典：ソロモンパワー提供データより調査団作成

2.1.6 スタンバイチャージ

スタンバイチャージ (Standby charge) とは、太陽光設備をソロモンパワーの系統へ接続するための接続料金であり、一日単位で算出される。スタンバイチャージは、天候の変化による太陽光の出力変動を補償するために、適切な容量のディーゼル発電機をバックアップ電源として維持・運営するための原資と位置付けられている。個人宅設置の小規模設備を含む全ての太陽光が対象となっており、個人宅で屋根置き太陽光を設置している場合も対象となる。

スタンバイチャージは、「本来ソロモンパワーの設備で発電されるはずだった電力」を勘案したうえでその料金は計算されており、ソロモンパワーは、その算出値の最大 50% にスタンバイチャージの支払いを接続者に求める。スタンバイチャージの課金率を下表にまとめる。例えば、4 kW システムを個人宅に設置した場合、以下の計算によりスタンバイチャージが決定される。

$$\text{日額スタンバイチャージ} = 50\% \times [(4.4 \times 4 \text{ kW インバータ出力}) \times \text{スタンバイチャージ課金率}]$$

表 2-8 スタンバイチャージ (4.0 kW 太陽光の例)

接続種別	上限比率 50%	kW rating in Times	インバータ定格出力	タリフレート	日毎のスタンバイチャージ (SBD)
一般家庭	50%	4.4	4.0	6.4685	56.92
商業顧客	50%	4.4	4.0	6.9530	61.19
産業顧客	50%	4.4	4.0	6.7719	59.59

出典：ソロモンパワー提供資料より調査団作成

これより、例えば、4kW システムを導入している接続者は一か月あたり SBD 1,707.6 (= SBD 56.92 × 30 日) のスタンバイチャージが課金されることになる。

2.1.7 主要な需要家

(1) 大口需要家 1 (ソロモンウォーター)

ソロモンウォーターは、代表的な大口需要家の1つである。ホニアラには、20か所程度の地下水汲み上げ設備があり、水道水はこの施設から各家庭に分配されている。1つの施設では、100kWほどの負荷容量であり、非常用発電機も備えられている。監視制御システム(SCADA)も導入されており、各施設の状態監視が可能である。地下水の汲み上げは、3時間単位で定時に自動で行われるシステムである。ソロモンパワーからのデマンドレスポンスのオーダーに応じ汲み上げるためには、全体的なプログラムの変更や施設内の配管取替えが必要となる。

(2) 大口需要家 2 (ホテル)

ソロモンにおける典型的な民間の大口需要家はホテルで、主な電力設備は空調用エアコン、冷蔵・冷凍庫、電灯などである。停電発生時やホテル利用客に影響が無いように、非常用発電機も設置されている。非常用発電機には開閉装置が備えられており、系統への電気の充電状態に応じて開閉装置が回路を選択する。平常時は系統側を選択しており、停電時には非常用発電機側へ切り替わる。

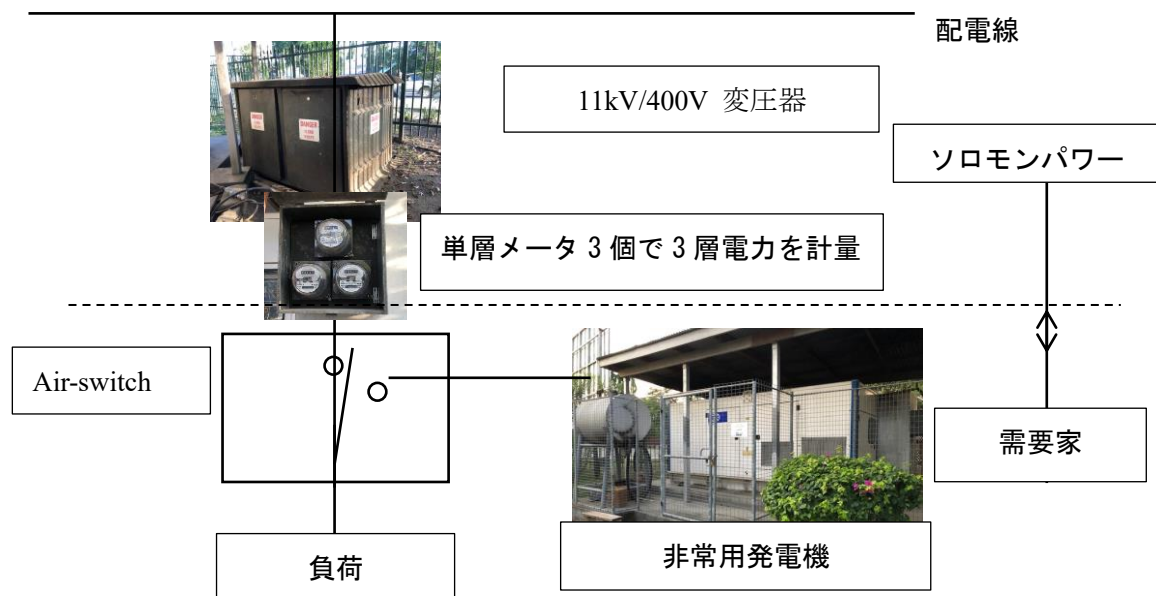


図 2-4 非常用発電機と系統の一事例

出典: JICA 調査団

空調用エアコンは短時間のデマンドレスポンス制御を受入れる可能性があるが、ソ国で機器が故障した場合、復旧に時間を要する恐れがある。

(3) 一般家庭

一般家庭で使用される家電製品は、照明、テレビ、冷蔵庫程度に限定される。デマンドレスポンスに活用されることが多い電気温水器やヒートポンプは、ほとんど設置されていない。

2.2 ホニアラ系統の概要

2.2.1 ホニアラ系統の需要

(1) 年間最大需要

過去におけるホニアラ系統の年間最大需要の推移を下表に示す。2007年から2017年の平均増加率は1.7%であった。

表 2-9 ホニアラ系統の電力需要実績

	2007	2008	2009	2010	2011	2012
最大電力需要 (kW)	12,600	12,610	12,880	13,780	13,870	14,240
発電量 (kWh)	66,751,190	68,593,693	69,762,062	74,521,980	74,666,984	75,286,311
負荷率 (%)	60.5	62.1	61.8	61.7	61.5	60.4
増加率 (%)		0.1	2.1	7.0	0.7	2.7

	2013	2014	2015	2016	2017
最大電力需要 (kW)	13,620	14,100	14,425	15,469	14,934
発電量 (kWh)	72,984,525	77,379,984	78,690,387	83,958,278	84,562,667
負荷率 (%)	51.2%	62.6%	62.3%	62.0%	64.6%
増加率 (%)	-4.4%	3.5%	2.3%	7.2%	-3.5%

出典：ソロモンパワー提供データより調査団作成

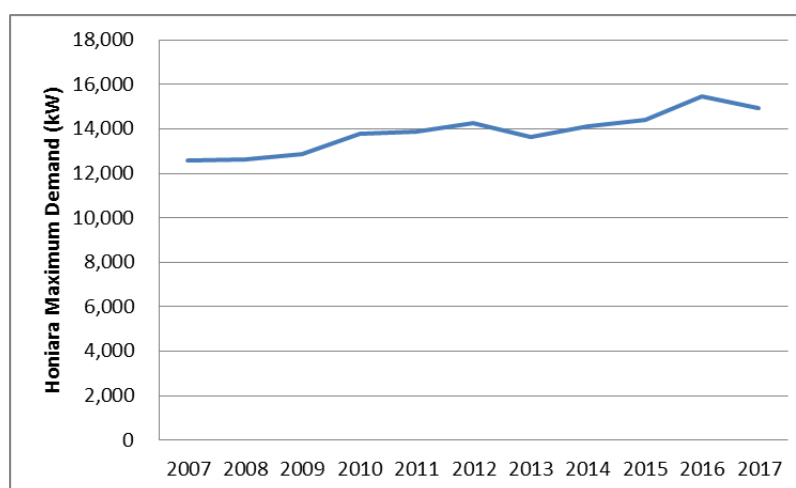


図 2-5 ホニアラ系統の電力推移

出典：ソロモンパワー提供データより調査団作成

(2) 月別の最大電力需要

ホニアラ系統の月間最大電力需要（2015年から2017年）の推移を下図に示す。年間を通じて最大需要は大きく変動しない。

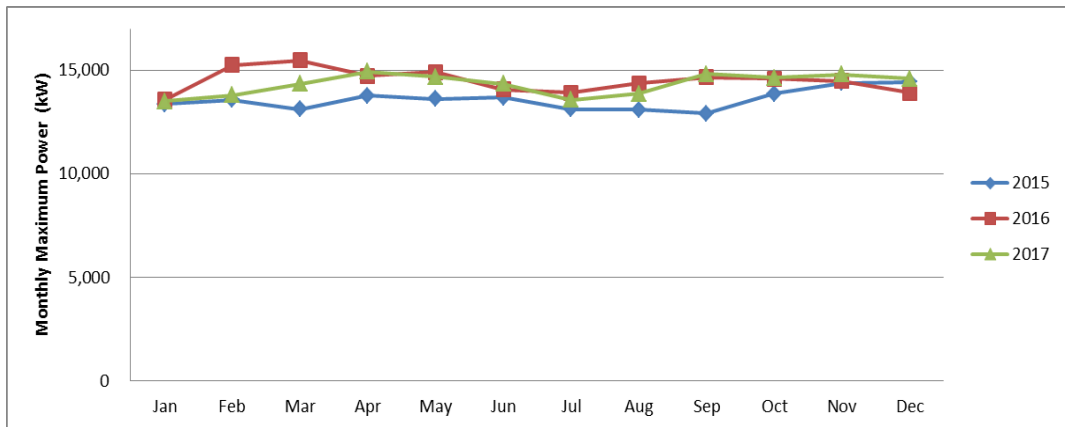


図 2-6 ホニアラ系統の月別最大電力需要推移

出典：ソロモンパワー提供資料より調査団作成

(3) 日負荷曲線

任意に抽出した 2017 年 1 月、4 月、7 月、10 月の一週間における日負荷曲線を下図に示す。月間の最大需要と同様に、需要負荷は季節に影響をされない需要負荷であった。

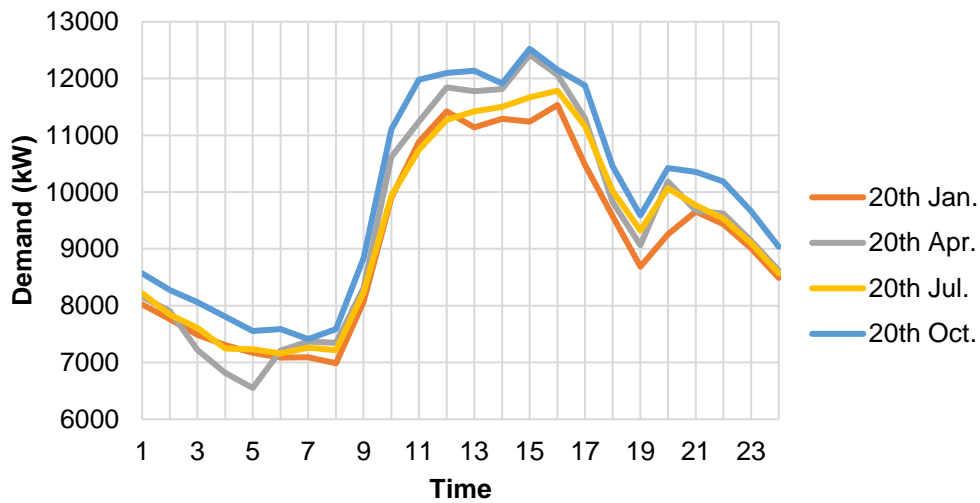


図 2-7 2017 年の 1 月、4 月、7 月、10 月の需要曲線

出典：ソロモンパワー提供資料より調査団作成

2.2.2 電力供給

ホニアラ系統における 2018 年時点の発電設備一覧を下表に示す。

表 2-10 ホニアラ系統の発電設備一覧

発電所名	ユニット	Type	運転開始	定格容量 (MW)	利用可能容量 (MW)	立上げ時間 (min)	運用終了予定
ルンガ	L1	ディーゼル	2016	2.5	2.5	1	2039
	L2	ディーゼル	2016	2.5	2.5	1	2039
	L3	ディーゼル	2016	2.5	2.5	1	2039
	L4	ディーゼル	2016	2.5	2.5	1	2039
	L6	ディーゼル	1998	2.9	2.2	1	2024
	L7	ディーゼル	2005	4.2	3.8	1	2036
	L8	ディーゼル	1993	4.2	3	1	2024
	L9	ディーゼル	1999	4.2	3.8	10	2029
	L10	ディーゼル	2006	4.2	3.8	10	2036
	ホニアラ	H1	ディーゼル	2013	1.5	1.5	3
H2		ディーゼル	2013	1.5	1.5	3	2027
ファイターワン		太陽光	2016	1	1		2026
ラナディ		太陽光	2014	0.05	0.05		

出典: SP Network Development Plan 2017

ホニアラ系統に設置されている定格設備容量は、合計 33.75 MW（太陽光含む）に対し、実際に利用可能な容量は 30.65 MW とされている。ソロモンパワーは、発電設備計画に対する基本方針として、G マイナス 1（発電ユニットが 1 台離脱しても供給可能な状況）を採用しており、更にメンテナンスと緊急離脱などを加味すると、確実に常時供給可能な容量を 25 MW 程度と設定している。

2.2.3 電力需給計画

(1) 需要想定と供給力

ソロモンパワーは、今後の最大電力需要について、年率 2~8%増加の 4 シナリオを検討している。2007 年から 2017 年の間、特定の単年内で最大電力需要増加率が 7 %を示すこともあったが、平均すると 1.7 %であった。現時点では、需要増加の傾向と開発計画等を考慮し、4 %程度の伸びを想定しているが、ロードマップ作成過程で他ケースについても検討の上、ソロモンパワーと協議する必要がある。以下に示すとおり、4 %で最大電力需要が伸長すると仮定した場合、2028 年ごろに現在常時供給可能とされる 25MW を超えるため、ティナ水力の投入がこの時点に間に合わない場合、別途追加供給力の投入が必要となると想定される。

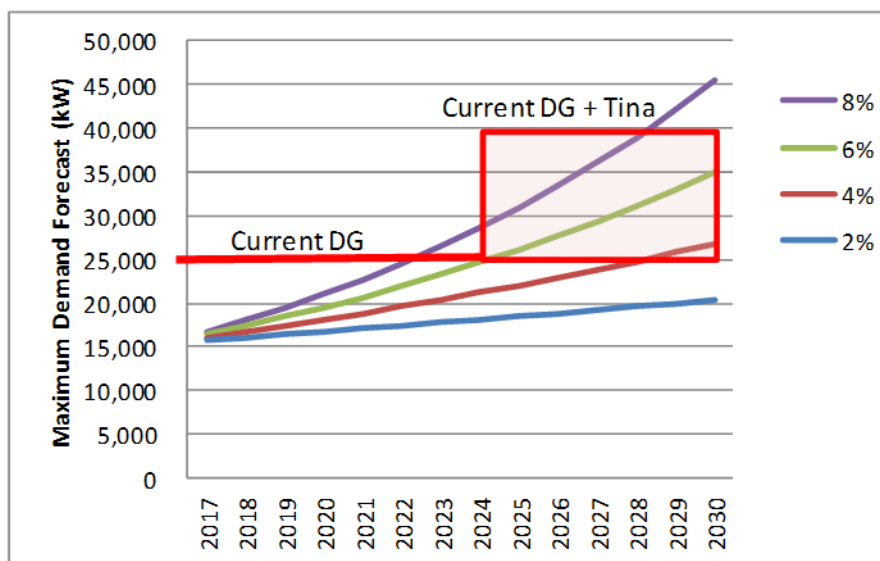


図 2-8 電力需要と供給力の想定

出典: SP Network Development Plan 2017 より調査団作成

ソロモンパワーは、2024 年までに老朽化のため運転停止を想定する L6、L8 各ユニット分の供給力を補填するため、2025 年までにディーゼル発電機と太陽光発電設備を増設し、追加供給力とする想定である。

(2) 投資計画

ソロモンパワーは 2019 年以降 6 か年の主な投資予算について以下のとおり想定している (2018. 12. 11 時点の計画)。

表 2-11 ソロモンパワーの主な投資予算

	プロジェクト	2019	2020	2021	2022
発電	ファイターワン 1-2 MW 太陽光拡張	39,900,000			
	ソロモンパワー本社ビル 屋上設置と拡張	5,500,000	5,000,000		
	セントラルバッテリー 3.5 MW	1,000,000	5,000,000	5,000,000	5,000,000
	タナガイ太陽光		5,000,000	12,000,000	12,000,000
	ティナ水力（人材）	1,000,000	5,800,000	5,800,000	5,800,000
送電	旧ルンガ電気設備更新	2,000,000	10,400,000	10,400,000	10,400,000
	SCADA	63,891,870	9,076,170	5,858,100	34,991,178
	ラナディーホニアラ間 33kV ケーブル		4,000,000	4,000,000	3,000,000
	ティナールンガ間 66kV 送電線	500,000	33,400,000	33,400,000	33,400,000
	ルンガータナガイ 66kV 送電線			1,000,000	29,200,000
合計		113,791,870	77,676,170	77,458,100	133,791,178

	プロジェクト	2023	2024	Total
発電	ファイターワン 1-2 MW 太 陽光拡張			39,900,000
	ソロモンパワー本社ビル 屋上設置と拡張			10,500,000
	セントラルバッテリー 3.5 MW	5,000,000	5,000,000	26,000,000
	タナガイ太陽光	12,000,000	14,000,000	55,000,000
	ティナ水力（人材）	5,800,000	5,800,000	30,000,000
送電	旧ルンガ電気設備更新	10,400,000	10,400,000	54,000,000
	SCADA	33,758,760		147,576,078
	ラナディーホニアラ間 33kV ケーブル	3,000,000		14,000,000
	ティナールンガ間 66kV 送電線	33,400,000	33,400,000	167,500,000
	ルンガータナガイ 66kV 送電線	29,200,000	29,200,000	88,600,000
合計	132,558,760	97,800,000	633,076,078	

出典：ソロモンパワー提供データから調査団作成

2.3 ホニアラ系統の電力設備

2.3.1 ルンガ発電所

(1) 発電所の概要

ルンガ発電所は、ホニアラ空港の西 1 km の丘陵地に位置している。主に発電所事務所（青枠）、発電所旧館エリア（緑枠）、発電所新館エリア（赤枠）、燃料タンク（黄枠）から構成されている。発電所新館エリアには L1-L4、発電所旧館エリアには L6-L10 の発電ユニットがそれぞれ設置されている。発電所事務所では、ホニアラ発電所も含めホニアラ系統全体の運転指令を出している。



図 2-9 ルンガ発電所

出典:Google Earth を元に調査団作成

(2) 発電所の稼働状況

ソロモンパワーから入手したルンガ発電所の稼働状況（2017 年）を以下に示す。L1-L4 の新規ユニット（MAN 製）は、ベース電源であるとともに細かい需要変動にも対応している。一方、L7-L10 の旧型ユニットは変動を抑えた一定運転で稼働させている。

表 2-12 ルンガ発電所各ユニットの稼働状況

	定格容量 (MW)	製造者	1月	2月	3月	4月	5月	6月	7月
L1	2.5	MAN	1,220,710	1,019,146	321,185	578,009	626,125	633,696	604,642
L2	2.5	MAN	1,222,337	1,054,728	1,731,386	786,945	766,741	389,415	819,644
L3	2.5	MAN	582,205	443,541	1,062,220	792,911	466,863	997,604	789,324
L4	2.5	MAN	1,225,425	966,174	1,099,513	746,294	924,852	994,061	713,003
L6	2.9	Mirrless	7,840	7,600	26,110	47,630	-	33,790	-
L7	4.2	Wartsila	594,700	568,430	567,090	914,960	1,140,400	696,020	998,270
L8	4.2	Wartsila	1,481,360	1,050,750	691,210	564,710	1,140,630	781,520	712,730
L9	4.2	Mitsubis hi	1,960	864,450	2,022,940	1,799,160	1,175,210	2,621,310	1,556,350
L10	4.2	Niigata	0	100	90	13,130	7,790	12,180	85,220

	8月	9月	10月	11月	12月	合計	設備利 用率	燃料消費率 (l/kWh)
L1	937,513	574,800	755,482	1,180,116	1,105,139	9,556,563	44%	0.24
L2	825,677	1,097,830	1,206,160	1,105,880	943,321	11,950,064	55%	0.23
L3	1,051,316	1,147,737	1,139,301	1,164,183	663,446	10,300,651	47%	0.23
L4	835,107	967,288	676,790	1,037,660	441,843	10,628,010	49%	0.24
L6	-	-	690	5,970	-	129,630	1%	0.16
L7	601,770	-	506,520	467,350	914,540	7,970,050	22%	0.25
L8	576,890	682,580	759,880	237,690	429,210	9,109,160	25%	0.25
L9	1,821,030	1,849,670	2,404,040	1,640,020	25,290	17,781,430	48%	0.25
L10	233,470	367,470	146,800	206,260	2,232,330	3,304,840	9%	0.27

出典：ソロモンパワー提供資料より調査団作成

(3) オペレーションに関する聞き取り結果

ルンガ発電所を訪問し、オペレーションに関して聞き取りした結果を以下に記載する。

- ・ ホニアラ系統の電力品質は、ルンガ発電所によりコントロールされている。概ね 49.9 ± 0.1 Hz を確保できている。これは、需要がそれほど大きく変動しないこと、大口需要家が多くないことによる（大口は必要に応じて自家発電所があるため）。
- ・ 新ユニットの MAN 社製 4 ユニットは、SCADA が設置されている。自動周波数制御（AFC）により細かな需要変動に対応しやすいため、新ユニットを変動用としている。
- ・ 現在のデータは、定時に出力、発電量、燃料消費量、回転数、排気温度などを目視で確認し、データシートに記入されている。それをルンガ発電所スタッフがまとめてデータ入力する（ホニアラ発電所も同様の運用だが、データはルンガ発電所で取りまとめ）。
- ・ 系統制御のための発電指令は、基本的にルンガ発電所で行っている。ホニアラの運転指令もルンガから出しているが、ホニアラは定時の一定運転なので、逐一制御指令出していない。

2.3.2 ホニアラ発電所

(1) 発電所の概要

ホニアラ発電所は 1.5 MW x 2 ユニットの小規模な発電設備であるが、ホニアラ市内中心に位置し一般住民が近接しているため、騒音対策として防音壁で囲われている。



写真 2-5 ホニアラ発電所

出典：JICA 調査団

(2) 発電所の稼働状況

ホニアラ発電所の稼働状況（2017年）を下表に示す。周囲環境に配慮して原則的に9時間以内（8～17時頃）の稼働としている。緊急の場合には、数分でユニットを立ち上げることができる。

表 2-13 ホニアラ発電所各ユニットの稼働状況

	定格容量 (MW)	製造者	1月	2月	3月	4月	5月	6月	7月
H1	1.5	Caterpillar	349,193	256,804	305,574	233,640	299,196	248,433	214,642
H2	1.5	Caterpillar	96,467	236,497	327,281	322,040	223,110	217,795	183,068

	8月	9月	10月	11月	12月	合計	設備 利用率	燃料消費率 (1/kWh)
H1	137,630	164,254	256,531	311,336	173,312	2,950,545	22%	0.27
H2	186,129	149,242	178,251	196,699	33,972	2,350,551	18%	0.28

出典：ソロモンパワー提供資料より調査団作成

(3) オペレーションに関する聞き取り結果

ホニアラ発電所を訪問し、オペレーションに関して聞き取りした結果は次のとおりである。

- ・ 発電機は、ルンガ発電所からの運転指令（電話）に基づき運転されている。運転実績は毎時計測し、1日分をまとめてルンガに報告する
- ・ 夜間、コールドスタートの場合でも、数分で供給可能である

2.3.3 ファイターワン発電所（太陽光）

(1) 発電所の概要

ファイターワン発電所とは、2016年にニュージーランドとアラブ首長国連邦（UAE）の支援で建設された1MWの太陽光発電所である。ソロモンパワーがソロモンテレコムから購入した用地を活用しており、その場所は、ホニアラ空港の南約1kmに位置し、およそ1.6haの敷地面積である。敷地内に太陽光パネル、パワーコンディショナー、変圧器が設置されている。



写真 2-6 ファイターワン発電所

出典：Google Earth

(2) 発電所の稼働状況

2017年の実績値を示す（11月、12月はデータ不明）。

表 2-14 ファイターワン発電所の稼働状況

	1月	2月	3月	4月	5月	6月	7月
発電量	131,506	104,799	96,535	113,993	125,986	94,478	119,910

	8月	9月	10月	11月	12月	Total
発電量	128,066	142,170	132,274	N/A	N/A	1,189,871

出典：ソロモンパワーから入手した資料

2.3.4 送電設備

送電系統は、以下に示すとおり山側と海側に敷設されており、山側が架空（黄線）、海側（青線）が地中線で構成されており、架空線、地中線の延長は各々約 10 km、18 km である。送電系統電圧は、発電機端電圧 11 kV を昇圧した 33 kV である。



図 2-10 ホニアラ 33kV 送電系統

出典：SP Network Development Plan 2017

2.3.5 変電設備

ルンガ、ホニアラ、ラナディ変電所を結ぶ送電線は、ループ構成になっている。ホワイトリバー変電所は、ホニアラ変電所と、ループ東側の東ホニアラ変電所はルンガ変電所と直接結ばれている。そのため、ルンガ、ホニアラの各変電所における変圧器構成は、12.5 MVA×2 台、ホワイトリバー変電所と東ホニアラ変電所は 3.5 MVA×1 台である。

ラナディ変電所は、ソロモンパワー本社敷地内にある。写真 2-7 内右側に変圧器、左側に遮断装置、SCADA を収納している。左側の建屋が嵩上げされている理由は、水害対策ではなくケーブルの取り回しを含めた作業性を確保するためである。



写真 2-7 ラナディ変電所

出典：JICA 調査団



写真 2-8 SCADA 画面

出典：JICA 調査団



写真 2-9 遮断器

出典：JICA 調査団



写真 2-10 変圧器

出典：JICA 調査団

SCADA システムは、ラナディ変電所で稼働しており、事故が発生すると、技術者（ラインマン）は、SCADA をチェックし発生事象を調べ、停止している配電線を特定する。配電線の距離も短いため、事故点を正確に判断することが容易である。日本に設置されているような自動配電システムは、平均停電継続時間指標（SAIDI）および平均停電回数指標（SAIFI）を低減する選択肢の1つとして考えられる。ソロモンパワーは、ホニアラ系統内で SCADA 拡張を計画しており、これによりルンガ発電所の中央給電所が直接グリッドを監視・制御できるようになる。ホニアラとラナディ変電所間の光ケーブル計画もこの時点で実施される予定である。

2.3.6 配電設備

(1) 配電系統概要

高圧系統（11 kV）と低圧系統（3 相 415 V、単相 240 V）の延長は合わせて 100 km 超にも及ぶ。電柱には、コンクリート柱と鋼管柱、木柱が使用されている。ホニアラ中心地の変圧器は地上設置、金網で囲われており、郊外は 2 本の電柱の間の腕金に置かれており、その数は 150 台ほどである。低圧系統は、需要密度が高い地区で必要に応じて敷設されている。これら設備構築は、標準設計・工事手順書（STANDARD DESIGN & CONSTRUCTION MANUAL）をもとに行われる。



写真 2-11 コンクリート柱



写真 2-12 鋼管柱



写真 2-13 都市部の変圧器

出典: JICA 調査団

(2) 電力の供給品質

定格の周波数と電圧を下表に示す。

表 2-15 商用の周波数と電圧変動許容値

	33kV	11kV	415V
周波数変動 (常時)	50Hz ± 2%		
周波数変動 (緊急時)	50Hz ± 4%以内且つ、0.5 秒以上 ± 3%以上を許容しない		
電圧変動 (常時)	± 7%	± 7%	± 7%

出典: ソロモンパワー提供データより調査団作成

ホニアラにおける SAIFI と SAIDI は、以下のとおりである。なお、これら数値には、事故による突発的な停電と工事による計画的な停電の両方が含まれている。

表 2-16 ホニアラ系統における SAIFI、SAIDI

指標		2012	2013	2014	2015	2016	2017
SAIDI	年間の平均停電時間 (分)	619	486	422	217	381.9	155.9
SAIFI	2 分以上の平均停電回数 (回)	12.9	8	7	3.2	3.8	2

出典: ソロモンパワー提供資料より調査団作成

(3) 需給調整対策（負荷遮断）

ソロモンパワーは、需給バランスを保つ目的のため、強制的に配電線にある開閉器を開放することがある。その結果、開閉器以降で系統接続する需要家が停電となる。需給バランスが取れていない場合、ルンガ発電所の給電指令所が、配電部門の遮断器の管理者に連絡し、配電部門が負荷遮断実行を決定する必要がある。ソロモンパワーは、現時点で負荷制限時に需給バランスを保つための他の手段がない。2014年以降、ソロモンパワーの供給能力が向上したため、負荷制限は大幅に減少した。

3 再生可能エネルギー導入ポテンシャルの検討

3. 再生可能エネルギー導入ポテンシャルの検討

3.1 自然条件

ソ国は、海洋性熱帯雨林気候に属し、年間を通じて高温多湿である。月間の平均気温については、次に示すとおり、ホニアラにおいて年平均 26℃程度で、年間を通じて最高気温、最低気温とも大きな変動はない。

表 3-1 ホニアラの月間平均気温

	1月	2月	3月	4月	5月	6月	7月
1日の平均気温(℃)	26.8	26.7	26.6	26.6	26.6	26.3	26
平均最高気温(℃)	30.6	30.3	30.4	30.6	30.7	30.5	30.1
平均最低気温(℃)	23.1	23.1	22.8	22.8	22.4	21.9	21.5

	8月	9月	10月	11月	12月	年間
1日の平均気温(℃)	26	26.3	26.5	26.6	26.7	26.5
平均最高気温(℃)	30.2	30.4	30.9	30.7	30.7	30.5
平均最低気温(℃)	21.5	21.8	22	22.5	22.8	22.3

出典：World Climate ウェブサイトより調査団作成

一方、雨量には季節変動があり、5～10月が乾季、11～4月が雨季にあたる。雨季は天気が変わりやすく、しばしば激しいスコールに見舞われる。サイクロンは、数年に一度ぐらいの割合でソ国に襲来する。

表 3-2 ホニアラの月間降雨量

	1月	2月	3月	4月	5月	6月	7月
降水量(mm)	281.5	293	316.6	201.6	130.9	82.6	97.7
	8月	9月	10月	11月	12月	年間	
降水量(mm)	97.6	98.3	129.7	155.8	220.4	2,094	

出典: World Climate ウェブサイトデータより調査団作成

3.2 再生可能エネルギーポテンシャル

3.2.1 太陽光ポテンシャル

ホニアラにおける太陽光の日射量は、以下2つの過去文献から、年平均で4.7~5.0(kWh/ m²/day)程度であることがわかっている。国家エネルギーポリシーでは、5.5 ~ 6.5 (kWh/m²/day)を採用している。

表 3-3 日射量推定値 (過去文献より)

	データ元	単位	1月	2月	3月	4月
沖縄県中小企業が有する島嶼地域向け系統連系型太陽光発電システム導入技術の普及・実証事業(2015, JICA)	N. A.	kWh/m ² /Day	5.25	4.99	5.05	4.91
長期電力開発マスタープラン(2001, JICA)	測定値(傾斜角12.5 °C)	kWh/m ² /Day	3.92	4.04	4.43	4.86

	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	年平均
2015, JICA	4.39	4.19	4.12	4.67	5.21	5.67	5.64	5.35	4.95
2001, JICA	5.12	5.38	4.79	5.01	4.73	4.94	5.01	4.27	4.71

出典: JICA 調査団

参考文献の一つである「ソロモン国 沖縄県中小企業が有する島嶼地域向け系統連系型太陽光発電システム導入技術の普及・実証事業(2015)」では、50 kWの実機を投入し、2014年10月および、11月に発電した実績によれば10月が7,616 kWh、11月が7,011 kWhであった。太陽光の発電量は以下の式から求められる。

$$\text{太陽光発電量(kWh)} = \text{設計出力} \times \text{日射量} \times \text{損失係数} \times \text{日数}$$

損失係数は、11月の発電実績値から逆算すると0.82であった。この損失係数は、パワーコンディショナーの変換ロスや太陽光パネル表面汚れ等による総合的なロスを勘案した数値で、一般には経年劣化を考慮した0.80¹程度を使って設計される。本調査の概算上、ソロモンにおいても0.80を採用する。

3.2.2 風力ポテンシャル

ソ国では、公式な風力調査結果が無く、現状の国家エネルギー方針の中でも重要な位置を占めていない。世銀が作成したGlobal Wind Atlas（下図）によれば、（地上から50m高において）ホニアラ周辺で平均風速3～4 m/sと見積もられている。ホニアラのあるガダルカナル島では、山岳部に一部風力ポテンシャルの高い地域が散在するが、グリッド延伸が困難な地域と想定される。電波塔などの独立系電源のニーズがあれば利用可能性がある。

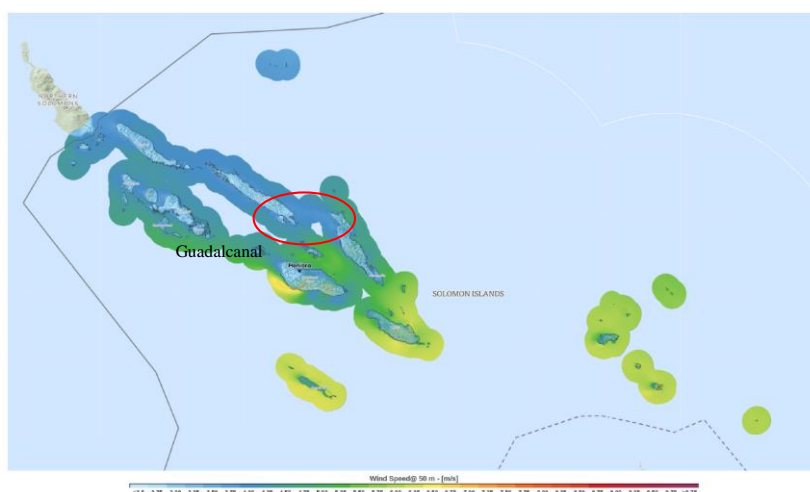


図 3-1 風況図

出典: Global Wind Atlas

3.2.3 その他再生可能エネルギーのポテンシャル

本調査時点では、ティナ水力以外の水力開発計画は存在していない。地熱については、ガダルカナル島北端から20 km離れたサボ島に20 MW程度のポテンシャルがあるとされているが、海底ケーブルを含めた送電線建設費を考慮すると経済性を伴わないため、検討対象外とした。

3.3 太陽光発電所ポテンシャルサイト

3.3.1 サイトの検討条件

太陽光発電所は、一般に1 MWあたり1 ha～1.5 ha程度²を見込む必要があるように、既存のファイターワン発電所では、1 MWに対しておよそ1.6 haの用地を使用している。これより、本

¹ 環境省ガイドラインによる。

² 土地形状や工事用スペースの確保により変わりうる

調査では仮設の工事用スペースも考慮して、1.5 ha/MW を用いて検討した。ポテンシャルサイトは、ソロモンパワーからの情報提供を受け、当該サイトの中から優先度を検討した。

3.3.2 太陽光発電所ポテンシャルサイト

(1) ソロモンパワーの開発計画

ソロモンパワーの6か年投資計画（2019-2024）では、太陽光プロジェクトに関して、ファイターワン（拡張 2 MW）、タナガイ（1.5 MW）、本社ビル屋根置き（220 kW）を想定している。その他、系統安定化を目的とした蓄電池（3.5MW 相当）計画も織り込んでいる。

(2) その他のポテンシャルサイト

調査の過程で、ある程度まとまった広さで用地確保の可能性のある以下のサイトが確認された。

- ・ 教会の所有する用地（5 ha 以上）
- ・ 某民間企業からオファーのあった用地（3 ha 程度）
- ・ 個人の所有する空き地（3 ha 以上）

3.3.3 個別案件サイト

(1) ファイターワン（アップグレード追加 2 MW）

(a) 設備概要

- ・ ファイターワンに隣接し、2 MW を追加するもの。ソロモンパワーが用地取得済
- ・ 世銀が支援予定（入札公示が、2019年3月18日に開示済み）
- ・ 拡張設備からファイターワンの昇圧用変圧器に直結し、昇圧用変圧器と送電線は既設を活用する。変圧器容量および、送電容量ともに拡張分を上乗せしても問題は無い
- ・ ルンガ発電所まで既設 11 kV 送電線はごく少数の需要家に供給している。いずれ専用線とするため、電圧管理も必要なくなる。

(b) サイトの位置図

以下にサイトの位置図を示す。

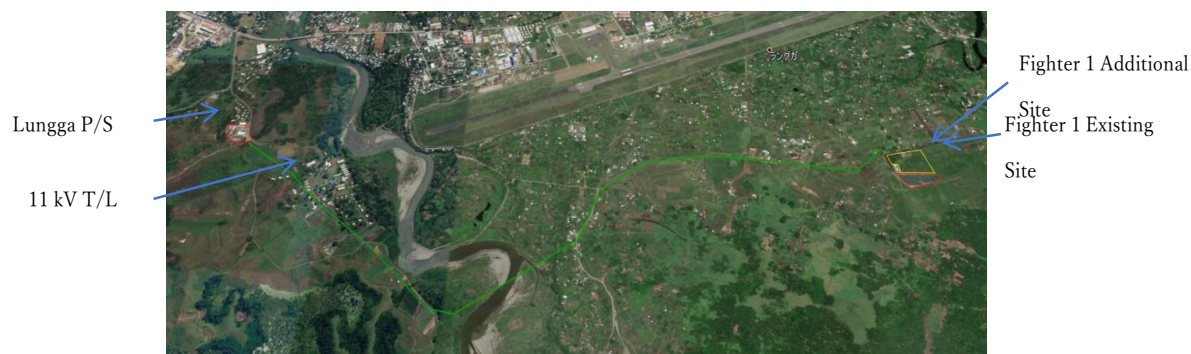


図 3-2 ファイターワン(アップグレード追加サイト)

出典: Google Earth を元に調査団作成

(c) 送電容量

既設 11 kV の送電容量は専用線であり、合計 3 MW 相当分の容量は問題ない。

(d) 優先度

既設の送電設備と変電設備を活用できるため、難易度は高くない。太陽光サイトの用地取得も完了し、世銀の支援も検討されていることから、優先度は高い。

(2) タナガイ

(a) 設備概要

- ・ タナガイの容量は 1.5 MW。用地はソロモンパワーが取得済
- ・ 変電所を新設し、当該太陽光発電所と専用線で接続
- ・ 新変電所までは最短ルートの送電線と迂回ルートの 2 通りが考えられる。最短ルートは、住宅化が進んでおり用地取得が難航する可能性がある一方で、迂回ルートでは、道路沿いに敷設するため比較的用地取得がしやすい

(b) サイトの位置図

以下にサイトの位置図を示す。

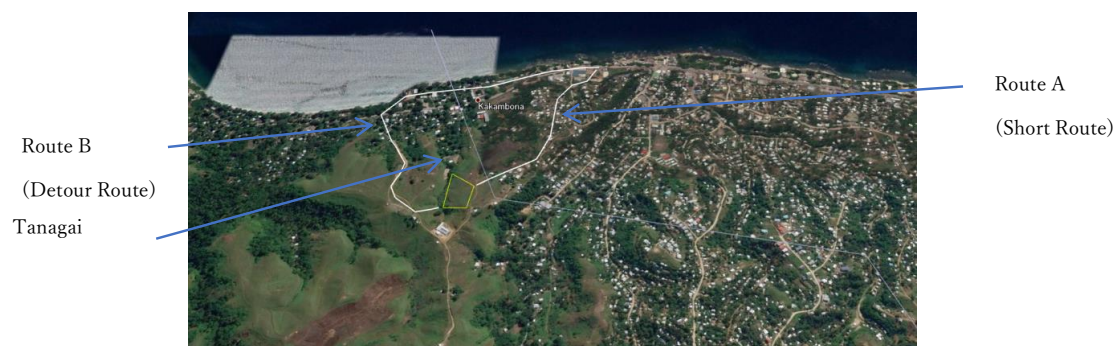


図 3-3 タナガイサイト

出典: Google Earth を元に調査団作成

(c) 送電容量

変電所まで専用線を新設する予定であり、設計時に十分な送電容量を考慮すれば問題ない。

(d) 優先度

最短ルートの送電線の用地確保は住宅地を通過するため難航する可能性がある。太陽光サイトの用地取得は完了しているため、こちらも優先度は高い。

(3) ソロモンパワー本社社屋

(a) 設備概要

- ・ ソロモンパワー本社社屋の容量は 220 kW。
- ・ 近接する変電所につなぎ込む予定。
- ・ 世銀が支援予定（入札公示が 2019 年 3 月 18 日に開示）

(b) サイトの位置図

以下にサイトの位置図を示す。



図 3-4 ソロモンパワー本社社屋サイト

出典：Google Earth を元に調査団作成

(c) 送電容量

近接する変電所につなぎ込むだけで、十分な容量を考慮すれば問題ない。

(d) 優先度

ソロモンパワー本社社屋であり、デモンストレーションとしての意義は高い。

3.4 ティナ水力プロジェクト概要

3.4.1 事業概要

(1) 概要

世銀のプロジェクト審査レポート (Project Appraisal Report, May 24, 2017) からプロジェクトの概要を抜粋する。ティナ水力プロジェクトは、2006年の世銀による机上調査から始まり、同じく世銀支援による実現可能性調査 (F/S) 支援等を経て事業化が検討された。本事業はIPPスキームでの実施が計画されており、建設及び運営はコリアンウォータ社とヒュンダイエンジニアリング社 (HEC) の特別事業者であるティナ水力社 (THL) により実施される。2018年12月6日には、メインスポンサーである世銀と、ソ国政府、ティナ水力社等との間で融資契約が結ばれ、同時にティナ水力社とオフテイカーであるソロモンパワーとの間でもPPAが締結された。しかし、用地取得交渉が一部完了していないため、それを待って締結される予定の融資契約も一部残っている。

項目	詳細
河川	Tina River
流域面積	125 km ²
ダムサイトの平均流量	13.1 m ³ /s
ダムタイプ	Roller Compacted Concrete (RCC)
ダム高さ、堤頂長	72m, 207m
ダム体積	199,000 m ³
最高貯水水位	175 m
有効貯水池容量	1.42 million 3
導水路	3.3 km
水圧鉄管	116 m
最大使用水量	18 m ³ /s
最大落差	102 m
発電容量	5MW x 3 Units
年間発電量	78.35 GWh

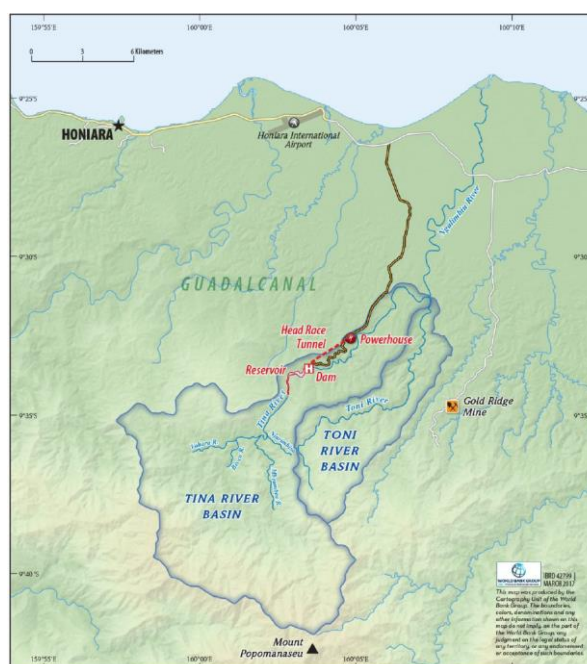


図 3-5 ティナ水力発電所の概要

出典：プロジェクト審査レポート，世銀（2017）

(2) プロジェクトのコンポーネント

プロジェクトは、以下の4つのコンポーネントから構成され、様々なスポンサーから資金援助を受けている。ソロモンパワーやソ国政府による自己準備資金以外は、開発援助機関からのコンセッションナルローンまたはグラントにより、ソ国政府を通じてティナ水力社やソロモンパワーに資金拠出される。

表 3-4 プロジェクトコンポーネントと資金ソース

コンポーネント		出資	資金種別	金額	借主
コンポーネント 1: ティナ水力発電所	ダム、水路、プラント設備、など	ADB	借款	18 百万米ドル	ティナ水力
		ADFD	グラント	12 百万米ドル	
		EDCF	借款	15 百万米ドル	
		GCF	借款	31.6 百万米ドル	
		IDA	借款	70 百万米ドル	
		IDA	借款	21.304 百万米ドル	
コンポーネント 2: 接続道路	接続道路（ブラックポストからマナギキキまで） 接続道路（マナギキキからダム建設地まで）	APIP	グラント	5.36 百万ソロモンドル	ティナ水力
		GCF	グラント	10 百万米ドル	
コンポーネント 3: 送電線	66kV 送電線（ティナ発電所からルンガ発電所まで：21.6km） 66kV 送電線（ホワイトリバー変電所まで：12.4km）	IDA	グラント	16 百万米ドル	ティナ水力
		SP Counterpart Fun	借款	2.071 百万米ドル	ソロモンパワー
		APIP	自己資金	20.75 百万米ドル	
コンポーネント 4: 技術支援	ダムの安全アドバイス 環境社会配慮 独立した環境社会配慮機関 土地問題に関連してNGO	IDA	グラント	2.7 百万米ドル	ソ国政府
		SP Counterpart Fun	グラント	2.12 百万SDR	
		KWとHEC	自己資金	1.4 百万米ドル	
投資家（ティナ水力への出資）				金額	借主
コリアンウォーター				8.64 百万米ドル	ティナ水力
ヒュンダイエンジニアリング社				2.16 百万米ドル	

出典：IDA と SIG 間のローン契約 を元に調査団作成

備考：

ADB (Asian Development Bank)

ADFD (Abu Dhabi Fund for Development)

APIP (Australia-Pacific Islands Partnership Trust Fund)

EDCF (Economic Development and Cooperation Fund of the Republic of Korea)

GCF (Green Climate Fund)

HEC (Hyundai Engineering Company)

IDA (International Development Association)

KW (Korean Water Resources Corporation)

SIG (Solomon Islands Government (Ministry of Finance and Treasury))

*SDR: Special Drawing Rights (特別引出権)

2018 年現在の SDR の価値は 0.58252 米ドルと 0.38671 ユーロと 11.900 日本円と 0.085946 イギリスポンドと 1.0174 人民元の和である (1.39US\$に相当)。

(3) ティナ水力への資金援助の特徴

ティナ水力は、資金援助がコンセッションローンとグラントから構成されている。このように多くのドナーが支援することで、全体コスト 231 百万米ドルのうち、90 %程度の資金をカバーしている。

(4) 今後のスケジュール

2019 年 2 月時点で、2 つの部族との間で用地取得交渉が完了していないが、2019 年 6 月までに同交渉を完了させ、2019 年 9 月から工事着工、2024 年の完工が目指されている。

3.4.2 ティナ水力の調整能力にかかる考察

(1) 調整池式の水力発電の特徴

ティナ水力には、自動周波数制御が設置される計画であるが、自動周波数制御により稼働している状況から出力を変動させる場合、目標とする出力に到達するまでに1分程度の時間を要する。一方で、運転休止状態からは立ち上げに5分程度を要する。太陽光が複数サイトあり、設置場所がそれぞれ離散している場合、急激な天候変化により全てのサイトが同時に変動をする可能性は低く、水力による1分程度の追従は可能と考えられる。よって、ティナ水力が太陽光の出力低下を調整できるかは、ティナ水力の各ユニットの運転状況に依存することになる。夜間は需要が低下し、また太陽光が稼働しないことを考慮すると、2ユニットのみ（10 MW 以下）の運転も可能となり、残り1ユニットのメンテナンスや点検などにあてる時間を確保できる。

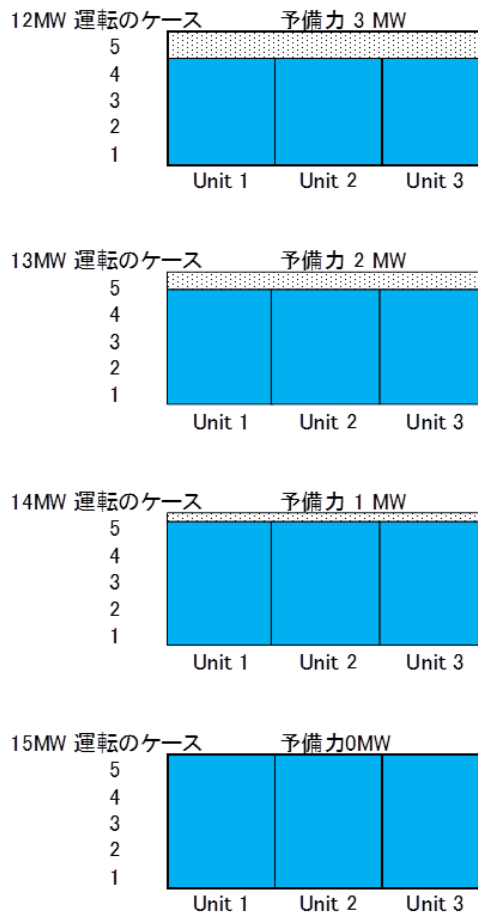


図 3-6 ティナ水力の調整能力（イメージ図）

出典：JICA 調査団

(2) ティナ水力の運転制御

ティナ水力は、発電量に依らないキャパシティペイメントの契約形態となっており、ソロモンパワーからの発電指令に基づき運転される。したがって、太陽光の変動調整に備えるために予備

力を確保する指令は可能である。一方で、基本的に水資源を最大限利用して運転するため、雨期に貯水量が満水位になる場合、予備力を保有できない可能性もある。

3.4.3 ティナ水力の発電量予測

(1) 予測値

ソロモンパワーから入手したティナ水力サイトへの日平均流量データ（2010年～2012年）から年間の発電量を予測した結果を以下に示す。

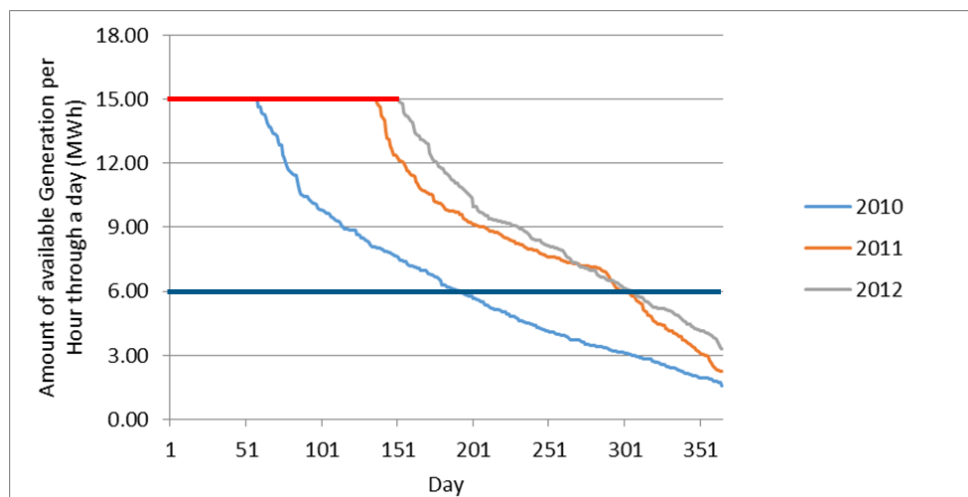


図 3-7 ティナ水力の年間発電量予測

出典：ソロモンパワー提供データを元に調査団作成

各年のデータにばらつきがあるが、年間で 15 MW 発電できる時間は、50 日間～150 日間程度である。一方、6 MW 以下の出力しか期待できない時間も同様に 50 日間～150 日間程度となっている。

(2) ティナ水力の日運用

上述のように、ティナ水力では、発電能力が大きく低下する期間が存在する。このような限定された能力しか発揮できない期間は、蓄電池を介して夜間にシフトする量を減らすため、ティナ水力を夜間中心に発電するなどの工夫も考えられ、想定される日負荷に対して、ティナ水力の最適運用を太陽光と蓄電池の組み合わせの中でさらに検討する必要がある。

3.5 再エネ設備容量の試算

3.5.1 電源計画上の考え方

2018年のホニアラ系統における最大需要は15 MWであるが、今後平均4%で需要が伸長すると想定した場合、2028年断面ではほぼ25 MWに達する。現在のディーゼル発電の供給能力は、Gマイナス1を前提として25 MW程度になる。太陽光発電は、計画上単独では供給能力がゼロとみなされるため、何らかのバックアップ電源が必要である。太陽光の急激な変動分を吸収するために、蓄電池や余剰のディーゼルを組合せてピーク時間帯でも確実に電力を供給できる対策を実施した場合、太陽光が供給力として算入できる。現状ではディーゼル発電の設備容量が十分に存在するため、一定規模の太陽光発電設備は蓄電池によるバックアップ無しでもディーゼル発電設備の組合せによって供給力とみなすことができ、特にティナ水力が導入された後、大幅に増加するディーゼルの余剰設備容量を全て太陽光のバックアップとして使用可能である。他方で、ここで重要な論点は、再エネ導入を促進するというソ国政府及びソロモンパワーの目標に対して、どの程度常時バックアップとしてディーゼルの許容することが出来るかという点である。太陽光のバックアップとなるディーゼルによる発電量を削減するには、太陽光などの再エネを原資とした蓄電池で代替することが必要であり、この点はロードマップ策定において更なる検討を要する。

3.5.2 急激な変動に対する対応

太陽光がホニアラ系統内に大量導入されると、現状では急激な出力変動に対し、ディーゼルにて対応することになる。蓄電池やティナ水力が導入された後、蓄電池は単独では稼働できないため、太陽光やティナ水力の余剰電力を原資として必要量を蓄電池に充電しておくことになる。

3.5.3 再エネ導入の試算

(1) 2030年までの再エネ導入

本節では、将来の再エネ開発に係る大枠を捉えることを目的として、再エネ導入の各水準に応じた太陽光発電の必要容量の試算を行った。試算は以下の条件を前提に行う。

- ・ 現状の投資計画（2019-2024）を踏まえ、最低5 MWの太陽光発電が2030年までに導入される。
- ・ それを超える範囲では各ケースに応じて太陽光・蓄電池によるディーゼル発電からの置き換えが進む。
- ・ ティナ水力の最大発電能力は15 MWだが、年間を通じた実効供給力として10 MWと評価
- ・ 太陽光はバックアップ（BU）の能力がある場合に限り、実効供給力として評価。バックアップは既存ディーゼルまたは、新設の蓄電池。
- ・ ディーゼルの実効供給力は2030年まで25 MWに固定
- ・ 電力需要は4%/年で2030年まで想定

上記前提を踏まえ、以下 3 ケースについて検討を行った。

- ・ ベースケース：5 MW の太陽光のみ導入。
- ・ 出力ベース 100%ケース：10 MW の太陽光を導入
- ・ 再エネ 100%ケース：63 GWh 相当の太陽光を導入

(2) ベースケース

ベースケースでは、現在の投資計画を踏まえた 5MW の太陽光発電のみが Tina 水力以外に開発される再エネ電源となる。太陽光発電が 5 MW 投入される場合、年間発電量は以下の通り概算される。

$$\begin{aligned}\text{太陽光発電量} &= \text{設計出力} \times \text{日射量} \times \text{損失係数} \times \text{日数} \\ &= 5 \text{ MW} \times 4.7 \text{ kWh} \times 0.80 \times 365 \\ &= \underline{6.9 \text{ GWh/年}}\end{aligned}$$

ティナ水力の発電量は 78 GWh/年が想定されている。5 MW の太陽光がフルに系統に投入されるとして、これらを単純に合わせた場合、再エネ発電量はおよそ 84.9 GWh/年となる。2030 年断面でのホニアラ系統の最大電力が 26.8 MW とすれば、負荷率 64.6 % (2017 年実績) から算出される年間必要発電量は 151.7 GWh で、この時点の再エネ導入率 (発電量ベース) は 56 % に相当する。

(3) 出力ベース再エネ 100 %ケース

ここでは、穏やかな再エネ開発を実施した場合の例として、再エネによる実行供給力 (MW) が 2030 年の電力需要と同程度となるケースを下記の前提条件で試算した。

前提条件

- ・ 2024 年までのティナ水力導入前に、太陽光 4.5 MW、蓄電池 3.5 MW が導入される
- ・ 2025 年以降、2030 年まで毎年 2 MW の太陽光が導入される

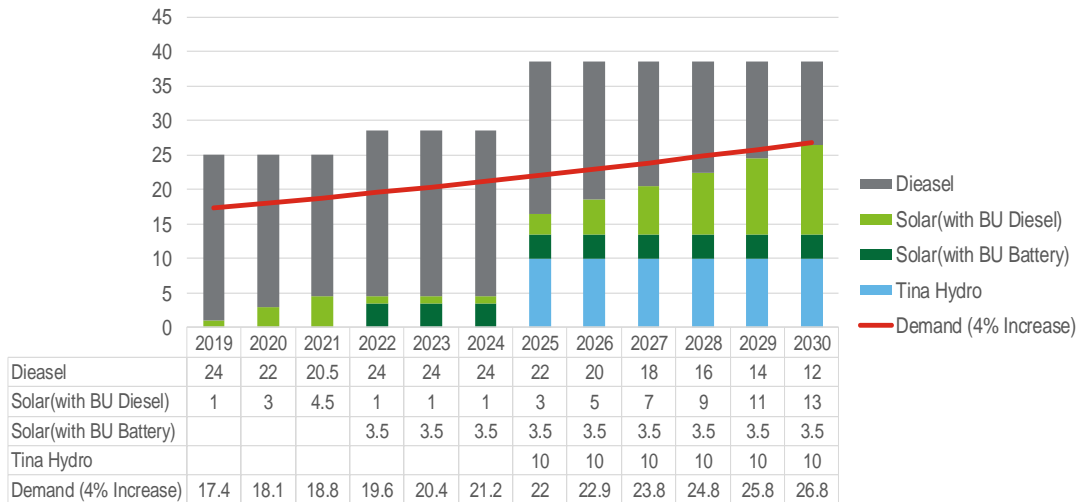


図 3-8 供給力ベースの再エネ 100 %におけるシュミレーション（一例）

出典：JICA 調査団

このケースでは、16.5MWの太陽光発電設備によって年間22.6GWhが発電され、合計で100.6GWhが再エネ由来の発電となる。よって、本ケースでの再エネ導入割合は66.3%となる。再エネ100%を達成するためには、より大容量の蓄電池および余剰の太陽光が必要となる。

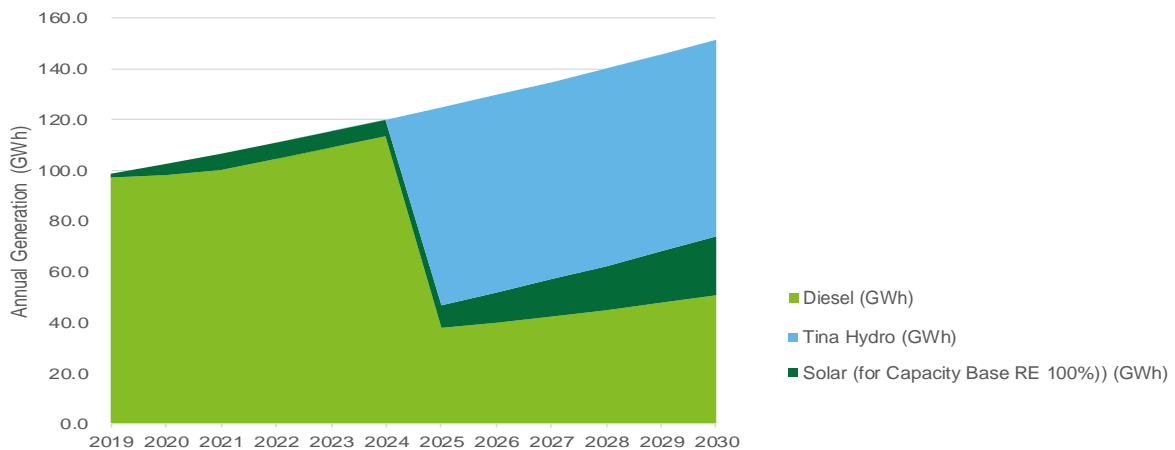


図 3-9 供給力ベースの年間発電量の試算

出典：JICA 調査団

(4) 再エネ 100 %ケース

上記同様に、2030年の電力需要に対して、発電量ベースで再エネ100%を達成するまでの一例を試算した。

前述のケース（再エネ66.3%）では再エネ割合100%に対して約50GWh/年が不足するため、本ケースにおいては前述のケースに追加で36.5MWの太陽光発電（50GWh/年相当）の開発が必要であり、合計で53MWの太陽光発電が再エネ100%の実現に必要となる。前述のケース及び本ケースにおける年間発電量の差を図3-10に示す。加えて、本試算では検討の枠外となっているものの、余剰の太陽光発電をシフトするために大容量の蓄電池が必要である。高い太陽光導入比率状

況下における、余剰太陽光発電量のシフトの概念図は次節で示している。

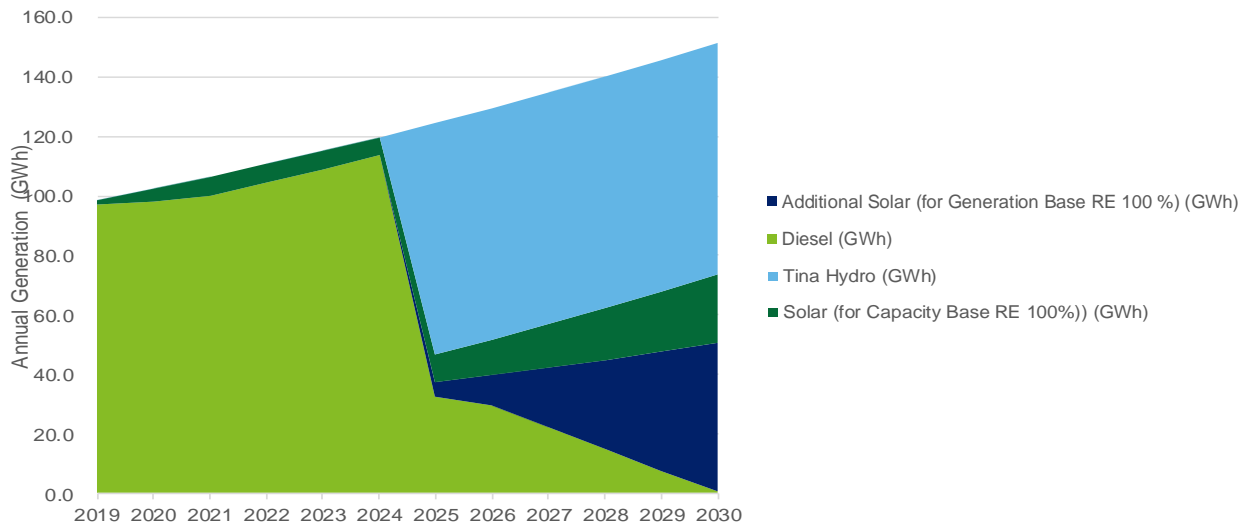


図 3-10 再エネ 100%ケースの年間発電量の試算（一例）

出典：JICA 調査団

3.5.4 発電パターン概念図

本節では、それぞれの再エネ導入水準において各電源がどのように運用される必要があるかについて概略的に図示する。なお、これ以後に図示する発電パターンは、各発電種の担う役割を明示するものであり、詳細な計算に基づくものではない。

(1) 穏やかな再エネ導入

本達成レベルでは、ティナ水力と（バックアップ用の蓄電池とセットとなった）太陽光によって、再エネ 100 %を達成できる時間帯が1日の中で存在する。既存のディーゼル発電機は電力供給が不足する場合、不足分を補うために稼働する。

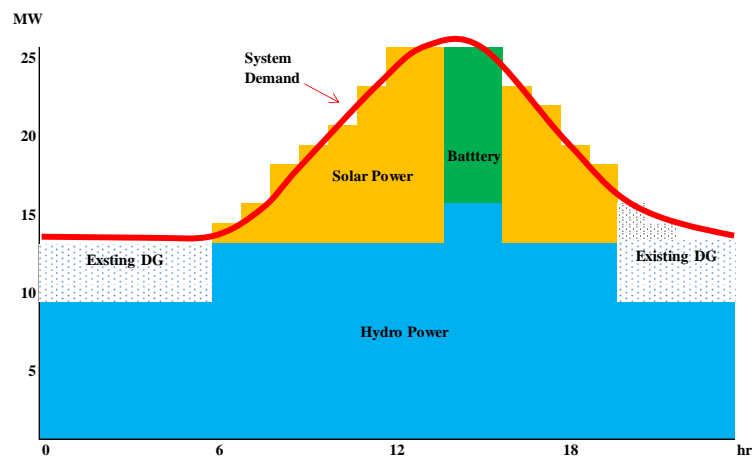


図 3-11 穏やかな再エネ導入時の運転イメージ

出典：JICA 調査団

(2) 高度な再エネ導入

本達成レベルでは、バックアップ用のディーゼルを必要とせず、バッテリーをフル活用することで再エネ 100%を一日中実現できる。蓄電池は、夜間供給力としてだけではなく、太陽光発電の急激な変動にも対応できる。蓄電池の原資として、太陽光の余剰発電量やティナ水力を想定し、既存のディーゼル発電機は、緊急時を除き稼働させない。この達成レベルを実現するには以下の課題を検討する必要がある。

- ・ 蓄電池を常に稼働できる状況にするには、余剰太陽光を多く抱える必要がある
- ・ 毎年の需要増に応じ、常に設備を増強し続ける必要があること
- ・ 乾期にあわせ、太陽光や蓄電池の設備形成を行うと、雨期に過剰設備になり得ること

高い再エネ導入水準を達成する上での課題については、次節にてより詳細な検討を行う。

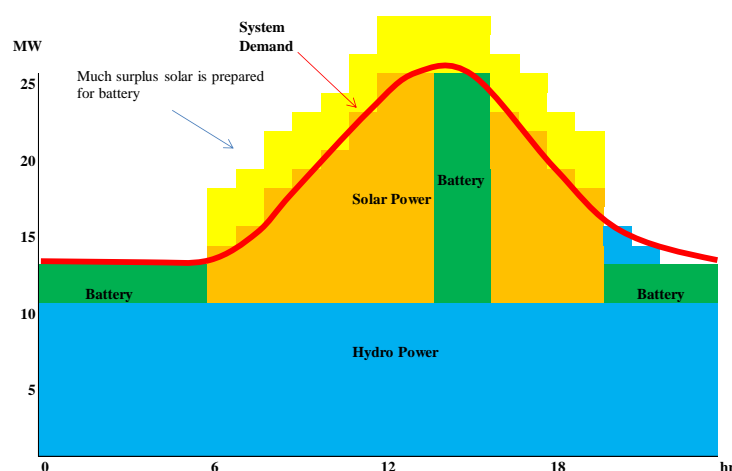


図 3-12 高度な再エネ導入時の運転イメージ

出典：JICA 調査団

3.6 再エネ導入に関する技術的考察

3.6.1 発電に関する考察

(1) 太陽光発電の大規模導入

再エネ 100%を達成するためには、太陽光を昼ピークの需要以上に導入し、蓄電池による供給力シフトを図る必要がある。

(2) ティナ水力の発電変動量

3.4.2 で試算されたように、ティナ水力の年間を通じた供給能力は 3MW から 15MW まで変動するため、日中から夜間へエネルギーシフトを念頭に置いた蓄電池の設置容量設計に影響を及ぼす。

太陽光と蓄電池を導入するための最適コストを検討するために、ロードマップの作成過程にて、ティナ水力の発電量は、より多年度の水量データを用いて分析される必要がある。

3.6.2 系統側の制約

系統接続に際し、特段対策を施さない場合、系統に受け入れられる再エネの容量は、系統の置かれた条件に応じ異なる。一般的にその制約となる事項が以下に示すものである。

(1) 配電系統容量および電圧管理

配電系統は、事故時の短時間を以て定格容量以下で運用され、常時電圧管理幅内で維持することが求められる。しかし、ソロモンパワーは、太陽光発電所と変電所の配電線を専用線とするため、電線またはケーブルの定格容量が発電容量以上であれば良いことになっている。太陽光の専用線から供給する需要家はいないため、日々の電圧管理に注意する必要もない。変電所の変圧器は、タップにより複数の配電系統の電圧を一括で制御するため、特定の配電線だけ電圧管理を行う場合には、系統へ電圧調整機器の導入するのも選択肢の一つである。

(2) 慣性および周波数変動抑制の低下

同期回転機の系統では、大きな負荷変動時の周波数を維持する働きを期待できる。これは、回転機が回転速度を変え出力を上げ下げするためである。一般的に、この働きを慣性と呼んでおり、この慣性によって系統が安定的に運用されている。慣性を働かせるために、は回転機系の発電機が必要で、系統に接続する回転機数が少ないと慣性が期待できなくなる。

一般的なインバータは、周波数変動に応じて出力を調整する機能を備えていない。その機能を付与する場合、例えば、バッテリーのような安定的な電源と組み合わせや、他のインバータとの協調などの留意点がある。

慣性を考える上で、安定的に運転できる限界があるため、系統における回転機とインバータの比率に留意が必要である。系統によって発電機の数、需要による変動なども異なるため、この比率は一概には決められないが、対策無しで既存系統へのインバータ電源を導入できる割合は、発電容量の50%程度と言われている。ホニアラ系統では、ティナ水力が発電量の半分以上を占めるため、喫緊で回転機とインバータの比率が問題になるとは考えにくい。

近年、MGセットや疑似慣性インバータのような新しい技術も、登場している。MGセットは再エネと蓄電池を電源として稼働するモーターに接続された発電機である。再エネから発電できることと同時に、慣性や事故電流を気にせずに大型の発電機として扱えるメリットがある一方で、十分な蓄電池容量と設置スペースが求められる。疑似慣性インバータは、事前にプログラムされた通り再エネ発電機のように機能する。ただし、インバータは慣性に備える必要があり、複数台運転も必要となるため、インバータの定格容量以下で運転すること、通信制御の必要なく迅速に動作することが求められる。

(3) 事故電流の供給力低下

送電系統や配電系統で短絡事故が生じると、回転機から短絡電流が供給される。短絡電流が事故点に流れるとリレーが動作し、事故点上位の遮断器が開放され、事故系統が解列される。インバータは故障防止のため、定格電流を超過した電流を供給しないように設計されている。そのため、インバータ比率が高まると、事故後に事故電流が供給されず、正常にリレーが動作しないリスクが高まる。よって、ホニアラ系統では、ティナ水力が発電量の半分以上を占めることになるため、大きな問題になるとは考えにくい。

3.6.3 その他再エネ導入オプション

メガソーラーやティナ水力が主たる再エネ促進策として考えられてきたが、5章で後述のとおり、メガソーラー建設に必要な用地取得に多くの課題を抱える。そのため、その他の代替手段もロードマップ作成の過程で検討される必要がある。その他、代替手段について下表にまとめる。

表 3-5 発電量ベース再エネ 100%を達成するための代替手段の例

種別	検討	現状設備	導入想定	2030年断面		再エネ100%への貢献度 (%)
				最大容量 (MW)	発電量 (GWh)	
太陽光	中規模(産業用)	50 kW (本社ビル)	100 kW x 30 サイト	3	4.2	2.8
	屋根置き(民生用)	0	5 kW x 500 サイト	2.5	3.5	2.3
省エネ	配電ロス	11 %	25 MW x (4% 削減) 140 GWh x (4% 削減)	-1	-5.6	3.7
	需要家側での省エネ	-	10 %削減 (定めた標準年から)	-2.6	-15	10.0

出典: JICA 調査団

4 系統安定化対策の検討

4. 系統安定化とデマンドレスポンス

4.1 蓄電池

4.1.1 蓄電池導入について

蓄電池は、再エネ 100 %を目指す過程で必要な技術である。ティナ水力が導入されても太陽光が発電しない夜間電力供給や、太陽光の急激な変動に対応するためのバックアップとしての役割が期待されている。

4.1.2 蓄電池の種類

系統には長期的と短期的な変動があり、また蓄電池も種類毎にそれぞれ特徴が異なるため、用途に合わせて使い分ける必要がある。例えば、NaS 電池は、長期的な変動に向いており、リチウムイオン電池は長期的な変動だけでなく短期的な変動にも対応できる。ソ国で蓄電池を活用する場合には、各種蓄電池の長短所を十分考慮し、目的に応じて選定する必要がある。

図 4-1 蓄電池の種類ごとの比較と用途

	鉛	NaS	リチウムイオン	Red-Ox フロー
使用用途	長周期		短周期	長周期 短周期
効率	75~87%	90%	94~96%	80~90%
サイクル寿命	1,000~5,400	4,500	3,500	3,000
エネルギー密度	167 (Wh/kg)	780 (Wh/kg)	360 (Wh/kg)	103 (Wh/kg)

出典：NEDO

近年、電気自動車の中古バッテリーを用いたリユース蓄電池が日本で実証されているところである。リユース蓄電池については、4.5.2を参照されたい。

4.2 エネルギーマネジメントシステム

4.2.1 エネルギーマネジメントシステム

エネルギーマネジメントシステム (EMS) は、これまでも複数のエネルギーをコントロールするシステムとして運用されてきた。特に最近のエネルギーマネジメントシステムでは、再エネが導入された系統の自動制御を行う制御システムへも進化しつつある。例えば、再エネを活用しながら周波数を一定に保ち、システム全体の経済的な運用方法を計算により導くことを可能としてい

る。世界中で類似システムが多数あり、実際の系統に導入するための検証が行われているところである。

回転機の起動停止時には、再エネの出力予測を元に給電指令を出すことで、系統全体の運用効率を改善するだけでなく、蓄電池の運用状態の把握も同時に可能としている。需要に対して再エネ出力が過多となる場合は、蓄電池や再エネの出力制御などを行い、需給バランスを調整する。エネルギーマネジメントシステムで必要とされる再エネ出力予測には、そのエリアの気象データ管理箇所から取得される過去データと、複数センサから取得される現況データを組み合わせて天候を予測するシステムが活用されている。飽くまで予測データであることから、エネルギーマネジメントシステムを系統運用に活用する際には、予測の精度に留意が必要である。

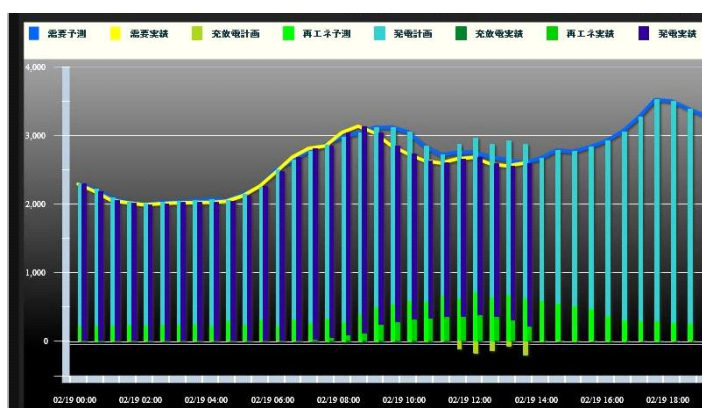


図 4-2 エネルギー管理システムの制御ソフトイメージ

出典：東京電力

4.2.2 天候予測システム

天候予測システムを導入することで、太陽光発電の急激な変動を事前に把握し、予備力を確保するように運転を調整できる。太陽光が大量に導入される場合、必要なシステムだと考えられる。日本の電力会社においても、導入しているシステムは各社ごとに異なるものの、中央給電所の需給調整用システムに既に組み込まれ運用されているケースがある。

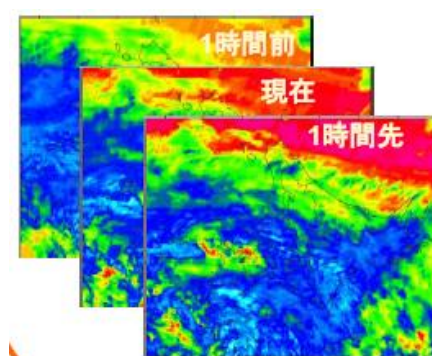


図 4-3 天候予測システム (イメージ)

出典：日本気象協会

現在、新エネルギー・産業技術総合開発機構（NEDO）が実測の気象データを利用した統計学的

計算手法により予測誤差を最小化した、新しい天候予測システムを東京都新島で実証中である。

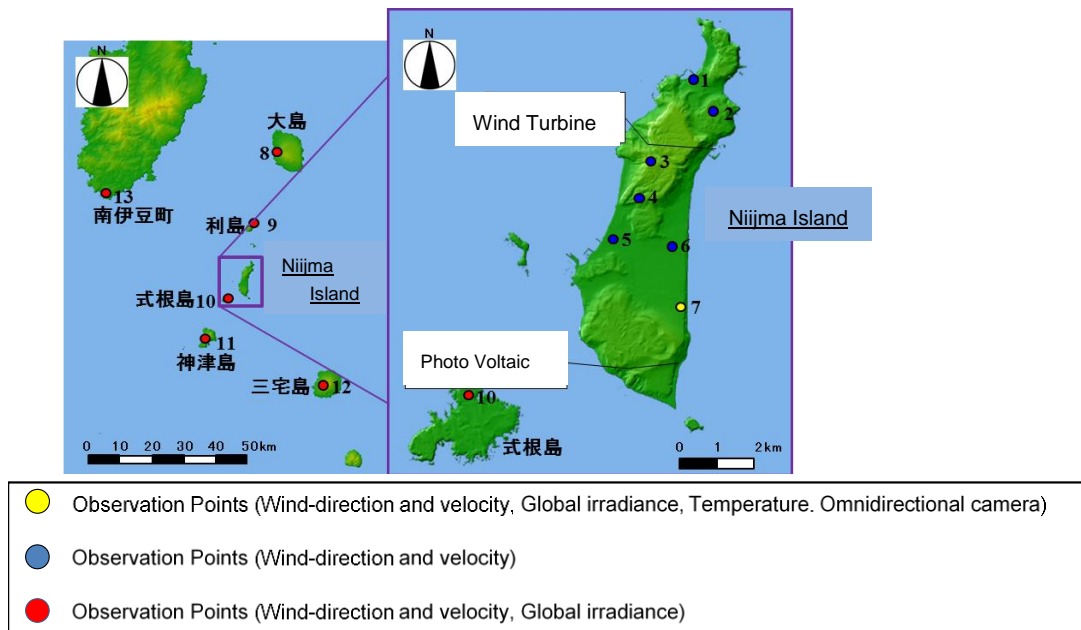


図 4-4 天候予測システム (イメージ)

出典: 電気学会

4.3 スマートインバータ

太陽光発電の出力は、太陽光パネルで作られた電力を最大となるように制御されている。再生エネを最大限活用する観点からは望ましいが、系統の状態が考慮されていない。現在、系統とより協調できるインバータであるスマートインバータが実用化されつつある。スマートインバータは、有効・無効電力の制御、周波数制御などの機能を持ち、系統とスマートインバータ間の双方向通信が可能で、遠隔で各種パラメーターの変更を実現する。このためには、インバータ購入時に必要な機能を付与することが求められる。

現在検討中のメガワットサイズの太陽光に、スマートインバータを適用すれば、太陽光出力の制御が可能となり、需給バランスの確保に貢献できると考えられる。今後、メガソーラーより小規模な太陽光を複数、分散的に導入する場合は、スマートインバータの導入により有効電力、無効電力を調整し、系統電圧を制御することが必要である。

4.4 デマンドレスポンス技術

デマンドレスポンス技術は、短周期対応と長周期対応の大きく二つに分類される。

4.4.1 短周期対応

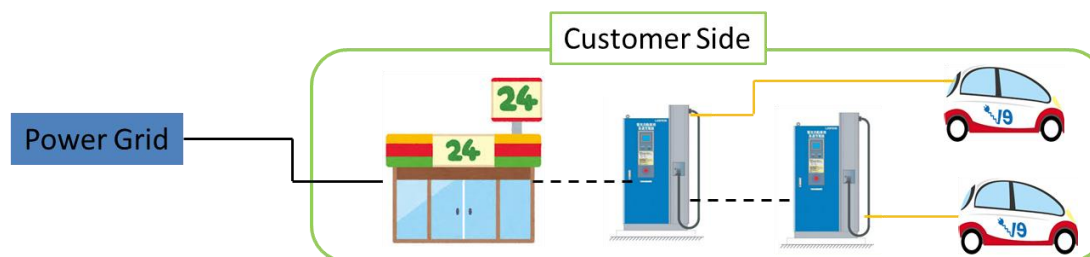
(1) 出力抑制

日本では、電力事業者が回避措置（自社設備の出力抑制等を含む）を取ったとしても供給量が需要量を上回ると見込まれる場合において、太陽光保有者に対し、年間 360 時間を上限にした無補償の出力制限を要請することが法律で可能となった（2015 年 1 月 26 日の再エネ特措法）。同法が施行された後に固定価格取引制度（FIT）を申請した IPP 事業者は、給電指令に従わなければならない。

(2) 電気自動車

電気自動車は、運輸セクターにおけるエネルギー効率化の一手段として考えられ、世界各国で導入が期待されている。また、日本では、交通手段としての利用にとどまらず、系統安定化の一手段として活用可能性に関する実証事業を行っている。電気自動車は、搭載された蓄電池を充電する場合は系統上の負荷となり、放電する場合は供給力にもなり得る。最新の電気自動車のバッテリー容量は、40 kWh 程度で、短時間では約 30 kW で充電、約 6 kW 程度で放電可能である。また、長周期にも対応している。ソロモンにおける電気自動車の活用可能性に係るより詳細な検討は別添資料 5 を参照のこと。

図 4-5 EV の充電イメージ



出典：NEDO

(3) ネガワット取引

(a) 概要

需要家の設備に、需要をカットするための機器を取りつけて、電力不足時に瞬時に需要を抑えることも可能である。一般的には、需要家の経済活動、生活に影響のない機器を選んで、需要抑制を遠隔で行うことになるため、需要家側の承諾を得たうえでそのような制御機器を設置することになる。需要家側の協力を得るため、電気料金上のインセンティブを、セットで提供する必要がある。

(b) ネガワット取引対象機器

需要抑制の対象にしやすい機器は、企業における空調機器、個人宅における電気温水器などである。ただし、家庭用蓄電池でバックアップできるシステムがある場合、より多くの電力需要抑制が可能となる。

いずれの場合も、需要家側にネガワット取引に対応できる設備を購入してもらう必要があり、金銭的なインセンティブを提供しない限り、本取り組みは進展しない。また、スマートメータを通じて制御信号を伝達するため、信頼度の高い通信設備を確保する必要があるなど、課題も多い。

4.4.2 長周期対応

(1) 需給調整契約

需給調整契約は、緊急時の電源不足を回避する支援策となる。一般的には、事前に協力してもらう顧客側に需要調整をしてもらうための準備時間を考慮して、電力が不足しそうな時間の数時間前に依頼する形式である。

(2) 時間帯別料金

時間帯別料金は、発電所の運転費および、新規建設費の削減のためピークシフトを促す目的で設定されている。時間帯別に料金の差をつけることでその料金帯を好む顧客により選択される。結果的に、運転費および、新設建設費を最小化するため、意図的に日負荷曲線の修正を図ろうとするものである。

(3) 氷蓄熱

ビルなどの業務施設の冷房システムでは、夜間に冷房用の冷媒を冷やすための氷を精製・貯蔵する。一般的には、廉価な深夜電力を活用することで、冷房需要を昼間から夜間にシフトし、負荷平準化に貢献する。ただし、氷蓄熱は夜間に氷を作るため、24時間冷房が必要な場合にはシステム容量を大きくする必要がある。

4.5 ソロモン国へ適応可能な技術

4.5.1 推奨技術

蓄電池と天候予測システムは、太陽光発電導入により、再エネ 100%（発電量ベース）を達成するための非常に有効な方策といえる。蓄電池の導入については、太陽光発電の導入スピードやティナ水力の年間発電量に応じて慎重に計画を立てることが望まれる。太陽光と蓄電池の適切な割合を導く観点から、ティナ水力の日々の運用パターンも検討する必要がある。また、スマートインバータについても、太陽光発電が大量導入され電気品質が不安定になる場合には考慮の余地が

ある。

4.5.2 適応可能な技術

前述の短期レスポンスの方策のうち、出力抑制はソ国において技術的に比較的容易な方策と考えられる。

需給調整契約は、翌日に電力不足が見込まれる場合、有効な方策といえる。事前に需給調整を可能とする合意を需要家と結んでおく必要があり、それに応じてソロモンパワーが需給逼迫状況を考慮して電力削減要請を出す。緊急用自家発電設備を有する需要家は、ソロモンパワーからの提示価格が魅力的であれば合意する可能性がある。

また、電気自動車は一つの選択肢である。ソ国においては、国土面積が小さく車の走行距離が比較的短い。そのため、充電ステーションの数については、国土の広い国に比べその影響力が小さいと推測される。一方価格については、輸送コストや輸入関税が上乗せされるため、販売価格が高くなってしまう。輸入関税が免除されれば、電気自動車もガソリン・ディーゼル車と価格競争力を持ちうるだろう。また、電気自動車のドライバーに対して、電気代の補助や車両登録料の減額といったインセンティブを付与することも、電気自動車の需要拡大につながるだろう。さらに、政府がガソリン車やディーゼル車に追加課税を行うなどすれば、これらの車両の数を制限し、電気自動車の導入を促進することができるだろう。

現在のソ国の所得水準と電気自動車の高価な販売価格を考えると、近い将来の電気自動車普及は、現実的とは言えない。しかしながら、走行距離が全般に短距離となる国土事情や、中古車の比較的低廉な価格を考えると、中古電気自動車導入であれば、多少は適しているとも考えられる。中古電気自動車活用には、電気自動車の導入促進のみならず、リユースバッテリー（写真 4-1）の導入という別の利点も考えられる。リユースバッテリーは、電気自動車に搭載されていたバッテリーを取り外し、残りの耐用年数を調べたうえで、それをリサイクルする形で利用されているバッテリーである。つまり、中古電気自動車導入されるほど、リユースバッテリーも利用されることになる。リユースバッテリーはグリッドのエネルギー源として機能し、再エネ導入 100%の目標を達成するサポートとなる。その他、検討内容は別添 5 を参照されたい。



写真 4-1 ユースバッテリー：（左） 外観、（右） 内側に配置されたバッテリーパック

出典: 4R Energy

5 民間投資の現状と促進に向けた取組み

5. 民間投資の現状と促進に向けた取組み

5.1 ソ国の民間投資に係り想定される問題

民間再エネ開発においては、FITの導入ではなく、中長期的にIPP・再エネビジネスを促進させるための事業環境整備が何よりも重要である。IPP法が規制されていないソ国において、電力関連法のみならず、外国投資法、会社法、税法の明確性、PPAにおけるソロモンパワーとIPP間のリスク分担の在り方等につき、整理・課題抽出を行わなければならない。そのために、関連する法規制や市場環境を明確にすることが求められる。本調査において、ソ国への民間投資に対して想定されるリスクを検討し、ロードマップ作成のための検討課題を特定した。

5.1.1 規制

開発途上国におけるIPP事業にとって、例えば、一般的に外資規制、会社の設立要件、電力販売契約におけるリスク分担、政府保証、兌換保証、税制優遇等が、課題として挙げられる。ソ国も同様の課題を抱えることが想定される。

5.1.2 ファイナンス

開発途上国の多くは、地場銀行の再エネ事業への融資スキル（リスク評価能力）および、融資条件（利率、融資期間等）、外国投資家による外貨口座の開設の可否、政府保証や兌換保証を含む資金調達能力に課題を抱える。ソ国においても同様の問題に直面すると考えられる。

5.1.3 地場業者の技能

EPC請負業者の請負能力は、プロジェクト実施に際し重要な検討事項で、請負能力が低いEPC業者は、プロジェクト遅延やプロジェクト費用超過を招くことがある。ソ国内に一定以上の請負能力を有したEPC業者が存在しない場合、他国から調達する必要が発生し、建設コストが増加する。建設工事後、EPC業者は、保守・管理を請け負うことも多い。他の開発途上国と同様に、ソ国にもこれを担える高水準の請負能力を有したEPC業者が存在しないと予想される。

5.1.4 関連インフラ

IPP事業を促進する上で、建設の際に必要な港湾設備や運搬用のアクセス道路などの周辺インフラも重要な検討課題である。ソ国は、主に外国からの海上輸送と島内の車両陸上輸送に物流を依存しているため、港湾設備や道路の老朽化などもIPPにとって事業リスクとなりうる。

5.2 民間部門における海外からの投資

5.2.1 関連機関と手続

海外からの投資家が、ソ国において新しく会社を設立する認可を受ける場合、複数の手続を踏むことになる。海外投資証書 (FIC)、会社設立証書 (COI)、税登録番号 (TIN)、就労許可、ビジネスライセンスを全て取得する必要がある。図 5-1 は、海外投資家がこれらを取得するフローを示している。

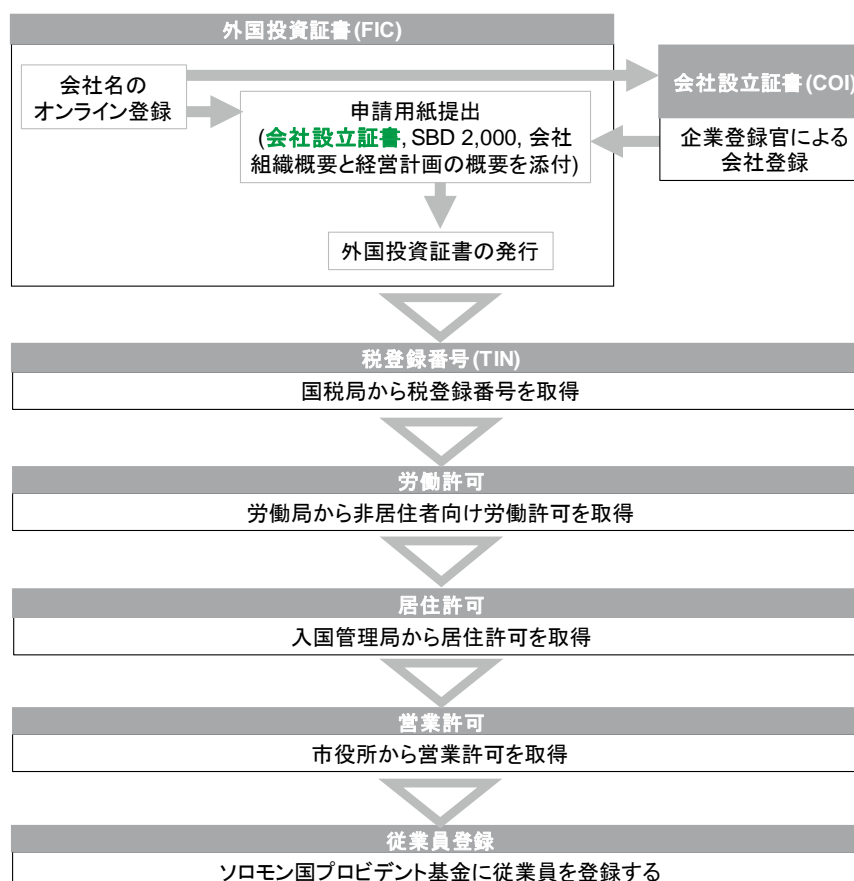


図 5-1 外国投資家の登録フロー

出典: JICA 調査団

(1) 外国投資証書

海外投資家にとって、ソ国で新規事業を始める最初のステップは、外国投資証書の取得である。外国投資証書を取得しなければ、投資や交渉の他、事業を開始するにあたって必要となるあらゆるビジネス活動を行うことができない。手続きにあたっては、まず企業名をソロモン事業登録局 (SIBR)³のウェブサイトに登録する。申請書類の提出については、関連情報やソ国で行おうとしている事業の計画、会社設立証書、会社の組織構造や事業計画を記載した書類⁴も提出する。海外投

³ <https://www.solomonbusinessregistry.gov.sb>

⁴ 申請者が個人の場合、企業の設立証明書と組織概要に替えて ID のコピーと CV の提出が求められる

資家に課される登録料は、現在 2,000 ソロモンドルとなっており、外国投資手続・審査に要する適正なコストを反映する形で 200 ソロモンドルより引き上げられた。ソロモン事業登録局は、2016 年 11 月に誕生した新しい組織であり、オーストラリアおよび、ニュージーランド政府、アジア開発銀行の技術協力プログラムである大洋州民間セクター開発イニシアティブの支援を受けて設立されたものである。申請者が企業の場合、申請書類にあわせて会社設立証書の提出も必要である。

次に、外国投資局(FID)が投資申請の審査を行う。登録機関は、外国投資法 (Foreign Investment Act) にのっとり申請書類と審査料を受理した後、申請書類の記載内容が事業内容を把握できるものかを審査する。記載情報が不十分と判断された場合、登録機関は外国投資家に対して追加の情報提供を求め、再度それらの審査を行う。投資家から提出された情報および、書類が全て要件を満たし十分と判断されれば、外国投資局は、承認上付きの許可証を発行する。このプロセスは 5 営業日以内に行われることとなっている。

(2) 会社設立証書

外国投資家は、企業名を登録後、外国投資証書の申請と並行して会社設立証書の取得も要求される。登録申請書の提出にあたっては、会社規則がモデル規則⁵と異なる場合、そのコピーも提出しなければならない。申請に先立って株主 (50 人以下) からも承認を受けておくことが求められる。登録申請許可が下りると会社設立証書が発行される。

申請者は、ソ国内に登録事務所と郵便住所を保持していなければならない。郵便事務所は、私書箱などを含む登録事務所やその他作業場所でも認められる一方で、登録事務所は会社の所在地であり、私書箱などであってはならない。監査役については、会社が外部の監査役を内部監査に選任した場合、外部監査同様に監査役はソ国会計監査協会 (ISIA) に登録した会計監査役でなければならない。一方で、監査役を直接雇用して雇入れた場合、監査役は内部監査実施のためにソ国会計監査協会に所属している必要はない。

(3) 税登録番号

投資家は収入税、販売税、物品税、Pay As You Earn (PAYE) などの消費に関する税金支払いのため、国税局 (IRD) に会社登録する必要がある。受領、登録の後に、国税局は、税登録番号を会社に対して発行する。

(4) 就労・居住許可

投資家は非居住者用就労許可取得のため労働局に申請を行うと同時に、移民局にも居住申請を行わなければならない。

⁵ モデル規則は会社法の別添に記載されている

(5) 営業許可と従業員登録

外国投資家は市役所から営業許可を受け、取締役や従業員をソ国プロビデント基金（SINPF）に登録しなければならない。

5.2.2 関連法規制

(1) 外国投資法

外国投資法（The Foreign Investment Act）は、ソ国における外国投資家の登録と監督を行うことを目的として、2005年に施行、2009年に修正された。

(2) 会社法

会社法（The Companies Act）は、民間企業、公的企業、コミュニティ企業の形成とガバナンスを規定するために2009年に施行された。

5.2.3 税制

所得税法（Income Tax Act（Cap. 123））は国税局により2012年11月に編纂された。企業の利益、配当、その他ソ国内事業に関連した利益に対する課税は、この所得税法に基づいて行われる。

(1) 法人税

居住者企業と非居住者企業では一部税率が異なっている。居住者企業とは、ソ国で設立され、(i) 本部のマネジメント機能がソ国に存在する、あるいは(ii) ソ国で事業を行っており、議決権を有する株主がソ国在住であれば該当する。それ以外の場合は非居住者企業である。

居住者企業は、その企業が世界に展開している全事業の収入に対して課税されるが、非居住者企業はソロモンにおける事業収入に対してのみ課税される。税率は、居住者企業に対しては30%、非居住者企業に対しては35%である。ソ国では、譲渡所得税は導入されていないが、事業資産を減価償却し資産の処分によって利益が生じた場合には、差額分が課税されることとなっている。税務上の損失繰越については、5年を期限に繰り越しが認められている。

(2) 源泉所得税

源泉所得税は、配当金、利子、技術的または、専門的サービス料、契約収入リース料、マネジメントサービス料など全ての収入が課税対象となる。

(3) その他の税

社会保障や年金は、ソ国プロビデント基金に対して支払いが行われる。雇用主と従業員はそれぞれ7.5%と5%の税率で負担額が定められている。印紙税はソ国における様々な文書に課されており、文書の種類によって税率は異なる。

(4) 税額控除

ソ国の開発援助機関や民間投資家は、申請により税額控除を受けることができる。税額控除について決定を行う免税検討委員会（Tax Exemption Committee）は国税局、外国投資局、税関（Customs and Excise Division）から構成されている。それに加え、委員会メンバーには各控除申請の分野に応じて、省庁や関連機関から専門家が招集されることがある。電力プロジェクトについては、エネルギーの専門家が鉱山・エネルギー・地方電化省から派遣されることが考えられる。⁶

控除の可否および、減税率の決定にあたっては、当該事業によってどのような国益が得られるかという点に重点を置いて審査が行われる。（別添5 税額控除申請フォームを参照）。こうした観点から、再エネ関連プロジェクトについては、再エネ100%導入が国家の重要戦略に据えられていることを考慮すると、税額控除を受けられる可能性がある。免税検討委員会は財務大臣に推薦状を提出し、大臣は全額免税か、一部減税か、申請棄却を決定する権限を有する。

(5) 税制改革

2019年3月現在、ソ国では税制改革が実行中であり、2019年末までに完了する見込みである。1年の移行期間の後、2021年より新税制が適用される。現行の税制は、長年にわたって改正が行われておらず、ソ国政府は税制の多くの部分で時代遅れになっていると認識している。管理も複雑かつ非効率であることから、太平洋地域の他国と比べて国民に重い税負担を課す事態となっている（2016年のソ国の税収は、GDPの32%に相当する）。

5.3 官民連携

5.3.1 経済構造改革ユニット

経済構造改革ユニット（ERU）は、官民連携（PPP）の推進を目的として、政策、プロジェクト分析を実施する政府機関である。税制改革も経済構造改革ユニットの管轄であり、上述のような背景から現在取組みが進んでいる。

⁶ ティナ水力発電所における税額控除申請の検討には鉱山・エネルギー・地方電化省から専門家が派遣された。

5.3.2 PPP ユニットと業務内容

2018年10月、財務省のプロジェクト基金・開発部(Project Funding and Development Division)傘下に設立されたPPPユニットは、ADBがアジア・太平洋プロジェクト組成ファシリティ (AP3F)⁷を通じた支援によって設立された。ADBは、PPPユニットの業務関連文書作成(業務マニュアルや組織図など)、PPP関連能力開発(PPPの知識、バリュー・フォー・マネー(VFM)の概念、トレーニングなど)および、PPPプロジェクトに成り得る潜在的案件調査を支援した。ADBのPPPユニットに対する技術協力は2019年1月末を以て完了した。

PPPユニットの主要機能は、省庁や国営企業のプロジェクト開発を支援するため、民間資金へのアクセス提供や調達実施に際して支援を行うことである。国の調達ガイドラインの作成といった業務が含まれるが、一方でPPP関連の法律や規制の作成は行っていない。PPPのコンセプトを提供することも、PPPユニットのもう一つの重要な役割である。

5.4 現状と課題

5.4.1 ソロモンにおける外国民間投資

前節までに外国投資に関連する法制度や税金が調査された。会社を設立するために、外国投資家はソ国内で登録事務所を所有する必要がある。従い、自ら土地を取得するか、土地や建物を所有する事業パートナーと協業する必要がある。次の5.4.3で検討されているように、新たに土地を取得することは非常に困難であるため、ソロモン人かソロモン本社を置く企業の中からパートナーを選ぶほうが比較的容易といえる。しかし、ソ国企業に関する情報はインターネットなどを含め、ほとんど公開されていない。

税制に転じると、ソ国の税率は包括的に制定されておらず、他の大洋州諸国よりも高い。税制改革を推進中だが、詳細はまだ公表されておらず、投資家は新しい事業投資の収支を試算することができない。これにより、投資家にとって免税や減税は非常に投資意欲を掻き立てるものとなるだろう。免税適応となるための基準として定められている「国益に適う」プロジェクトと評価される基準は不透明ではあるが、再エネプロジェクトはその性質より、免税を認められる可能性がある。

PPPユニットが立ち上がったばかりで、またADBの支援プロジェクトは2019年1月で終了したため、まだPPPユニットはPPPプロジェクトを経験していない。外国投資家がPPPプロジェクトの活用を検討する場合、PPPユニットがプロジェクト経験を積むことで、プラスの判断材料になるだろう。

ソロモンパワーのカウンターパーティ信用リスク(CCR)は国際的な投資基準に比べて高いといえる。ソ国の格付けはB-~B+で、一般的な投資基準であるBBB-よりも高リスクで与信が低い。ま

⁷ AP3Fは民間のインフラ案件準備と組成に関して、開発メンバー国の政府と政府機関を支援するために2014年に発足した。

た、これまでに、海外投資家が事業投資計画を検討し、投資を決断するための体系だった投資ガイドラインは作成されていない。係る状況を勘案すると、現状では外国投資家が自国内銀行で資金調達する場合、融資期間は極めて限定的で、融資額は運転資金を賄う程度が現実的かもしれない。

ソ国内銀行で貸付金利の指標となるのは、インターネット上で公開されている南大洋州銀行（South Bank of Pacific）の個人向け口座の金利と GDP の成長率である。国営企業向けの貸付金利はソ国内の他の民間企業に比べると低いが、再エネプロジェクトの収益分岐点である 10 年程度の償還期間は認められない可能性がある。

5.4.2 潜在的な投資家へのヒアリング

日本の潜在的な投資家にインタビューした結果を下図にまとめる。

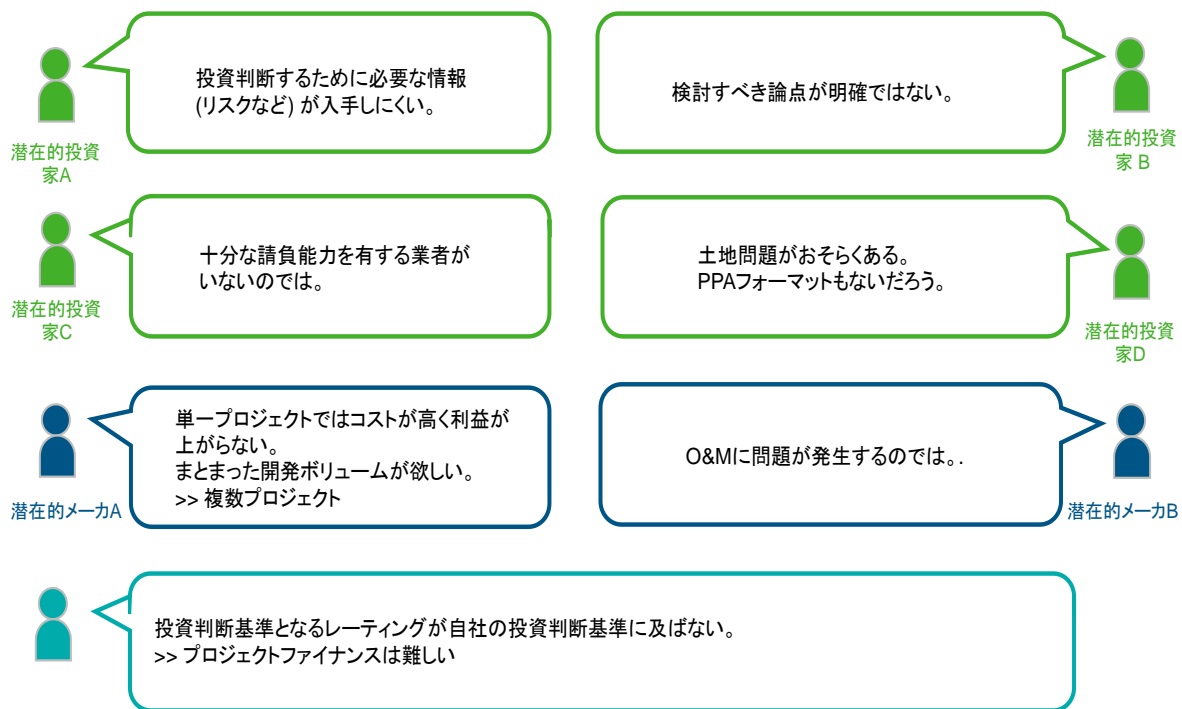


図 5-2 潜在的投資家（日本）へのインタビュー結果

出典：JICA 調査団

潜在的投資家は主に、利用可能な情報が不足していることや業者の請負能力、土地問題、電力購入契約、ソ国とソロモンパワーの与信などを課題として挙げていた。まとめると、ソ国の事業リスクを網羅した、明確な投資ガイドラインが外国投資家を惹きつけるために必要といえる。このリスクの不明確さについては次節にて検証される。

5.4.3 エネルギーセクターにおける民間投資促進に向けた課題

- ソロモンで特に留意すべきもの
- プロジェクト実施において一般的に考慮されるリスク
- 発生対象外だがモニタリングは継続

表 5-1 電源開発・電力ビジネスにおけるリスクパターン

発電事業展開におけるリスクの種類		ソロモンでの発電事業の進捗ステップ												
		事業化準備調査	事業計画承認	用地取得	PPA	主機選定	EPC契約	融資契約	SPC設立	建設工事	O&M		発電事業経営	
											設備運転	設備保守	料金回収	Debt返済
(1)	スポンサーリスク								●					
(2)	PJ遅延リスク		●	●	●	●	●	●						
(3)	完工リスク									●				
(4)	操業リスク										●	●		
(5)	販売リスク				●								●	
(6)	金利リスク								●					●
(7)	為替リスク							●					●	●
(8)	キャッシュフローリスク													●
(9)	社会・環境リスク	●	●							●				
(10)	災害リスク									●	●			
(11)	カントリーリスク	全てのステップで発生可能性あり。												

出典：JICA 調査団

表 5-2 ソ国にて想定されうるリスク

領域・項目		適要
PJ遅延リスク	用地取得	<ul style="list-style-type: none"> • 土地の所有権問題-慣習地と登録地-はプロジェクトの遅延のみならず、中断や中止に発展することがある。 <ul style="list-style-type: none"> ➢ ごく少数の土地境界や土地所有者が登記局に登録されている。 ➢ 慣習地を取得・使用するためには交渉に時間を要する。
	PPA 交渉	<ul style="list-style-type: none"> • PPAひな型がない-ソ国の事業環境を考慮の上作成されるのが望ましい • (SPの)IPPとのPPA交渉の経験不足 • PPAに関してSP内部の処理(役割分担など)に関する整理
	融資契約	<ul style="list-style-type: none"> • ソ国とSPの与信は融資契約締結に支障をきたす可能性。 <ul style="list-style-type: none"> ➢ ソ国政府による政府保証などの可能性を模索
建設リスク	サブコンの受注能力	<ul style="list-style-type: none"> • 財務の健全性 • 施工能力(技術面および施工管理) • 適切な数の熟練工の配置 • スケジュール通りの資材調達能力
	電力プロジェクトにおける周辺インフラ	<ul style="list-style-type: none"> • 港湾における建設資材の取扱い能力 • 港湾から建設サイトまでのアクセス道路 • 系統接続-既存配電線からサイトまでの距離 • 接続責任-手続きや所要時間、費用負担先
販売リスク	オフテーカー	<ul style="list-style-type: none"> • SPによる安定した電力購入の確保 • 停電(計画および事故)へ対処する組織的技術力 • SPの事業戦略-SP自社発電とIPP分の市場シェアに対する考え • SPの電源および系統開発計画がIPPに及ぼす影響
為替リスク	兌換保証と外貨準備金	<ul style="list-style-type: none"> • 料金はSBDで徴収されるため、IPPは外貨に両替する必要がある。両替に十分な外貨準備に対する政府保証は海外投資家の投資意欲を惹く。(例えば、政府保証を付与するための資金元としてMIGAのcredit enhancementなども候補) • 中央銀行が外貨準備金を潤沢に保持し、その情報を随時公開する

出典: JICA 調査団

表 5-1 は、発電所プロジェクトにおける一般的なリスクパターンについて、表 5-2 は、ソ国において想定されるリスクについてまとめたものである。それぞれについて、以下で詳述する。

(1) 用地取得

用地取得の問題は、ソ国の発電所建設にあたって最大の課題である。

(a) 法規制

登記簿法 (The Land and Title Act) (1988 年制定、1996 年改正) は、土地所有権、慣習地の収用における法手続、土地登記所や土地局長、土地登録官、土地取得官等の関連機関の機能と権限について規定している。同法の下、ホニアラおよび、8 つの州の中心都市の全登録地、商業農園のほぼ全ては、土地局長が管理しソ国政府が保有している。恒久地も政府が保有しており、慣習地以外は 75 年を限度として民間に商用・産業用にリースされている。

(b) 問題の概要

用地取得は、ソ国のインフラ開発において大きなボトルネックのひとつである。ソ国の土地は、登録地と慣習地に分けられる。登録地とは、区画・境界・所有者等が法的手続に則って登録され、政府が把握している土地を指している。登録地の管理は土地登記所が行っており、関連情報（GIS データ等）は法務省管轄の登記簿局（the Register Title Office）の管理の下、政府が保有している。同法の下で手続きされた登録地は、ソ国全体の約 20%に過ぎない。土地が登録されリースされている場合、新規事業者および、投資家は土地の借手と交渉する必要があり、交渉が決着した後、土地の借手を変更するための申請書を土地局長に提出する必要がある。

一方で、慣習地は、ソ国内の利用可能な土地の約 80%を占めている。慣習地は部族が所有し、境界等が登記簿局に登録されないまま代々受け継がれている。インフラプロジェクトにおいて、慣習地が候補地に含まれた場合は、部族を対象とした公聴会を開催した後、土地取得官（Acquisition Officer）が現地へ赴き、土地所有者と土地の登記番号（parcel number）を特定する。土地取得官は、土地所有者を特定した後、用地取得に向けた交渉を開始する。交渉は状況により最短で 4～5 ヶ月程度を要する。土地取得官が地主として特定した個人の登記番号は、登記簿局に登録され、当該地は登録地となる。また、主にホニアラの国営企業が土地の借手となる場合には、土地の利用交渉は登記簿局ではなく、国営企業が直接行う。ソ国政府が用地を取得した後は、登記簿法の規定に基づき、75 年を上限に国営企業へと土地がリースされる。用地が国営企業等によって非営利の公共事業に利用されている場合は、リース料が免除される。一般的な慣習地のリースを受ける際の手続概要は、図 3-2 に示すとおりである。図 3-3 では、用地取得（強制収用以外の場合）プロセスについて、より詳細に示している。

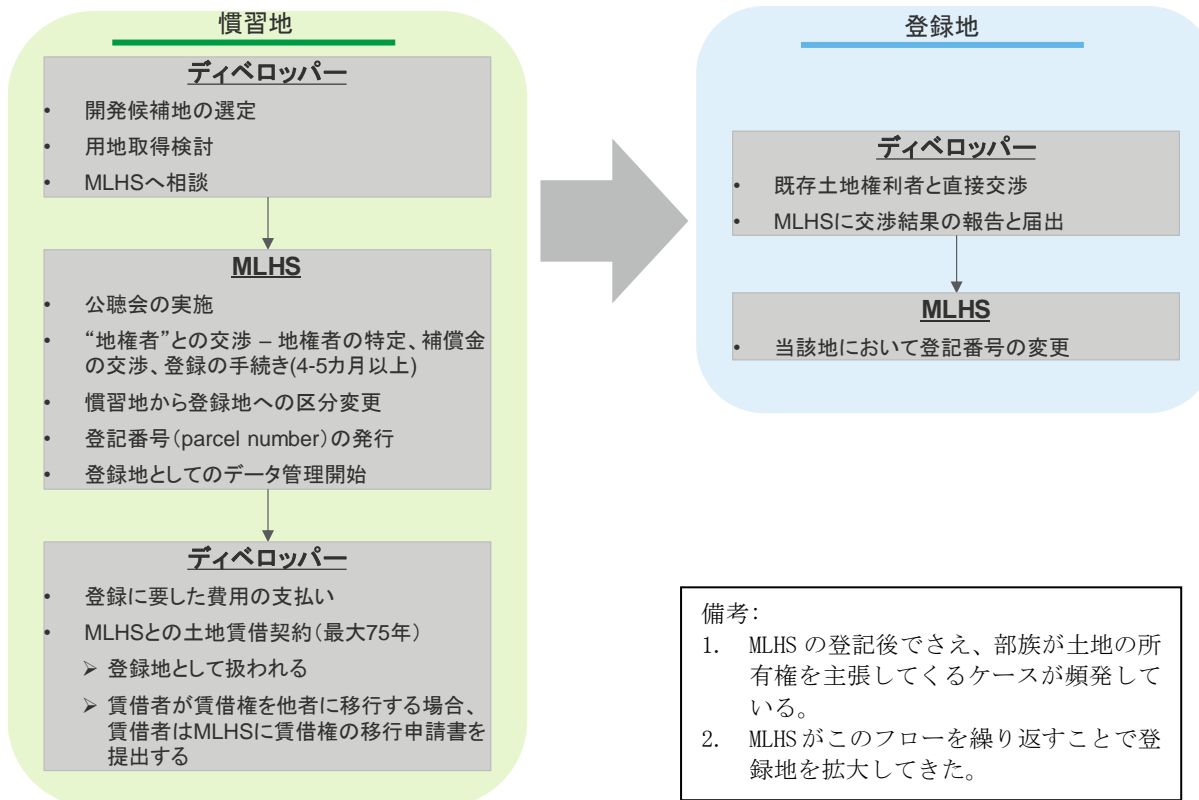


図 5-3 慣習地の民間利用における用地取得・リース契約に関する概念的フロー

出典: JICA 調査団

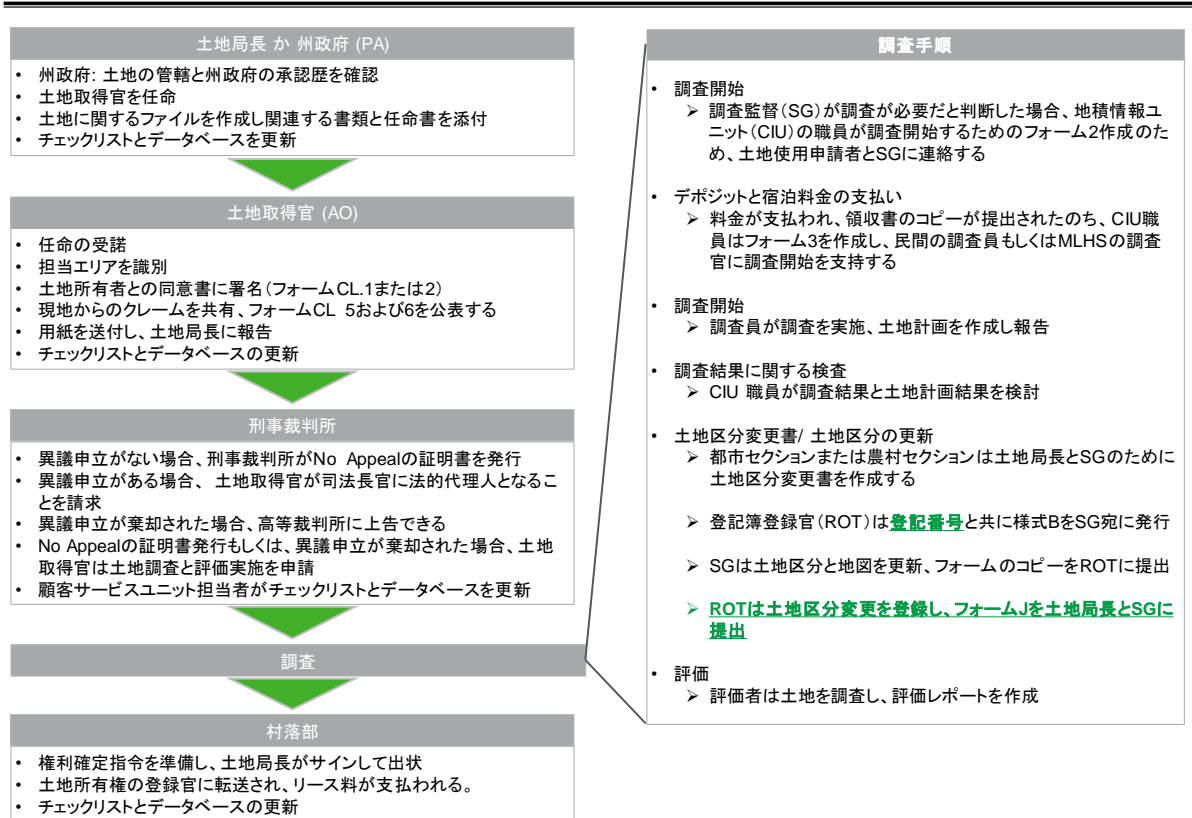


図 5-4 用地取得（強制収用以外）における手続の詳細

出典 JICA 調査団

(2) 電力購入契約交渉

ソロモンパワーは、現時点でソ国における唯一の電力供給会社であり、ディーゼル発電を行っている。ティナ水力発電所が2024年に完成すれば、同国における初の本格的なIPPとなる。これにより、ティナ水力プロジェクトがこれまでにソロモンパワーが経験した唯一の本格的な電力購入契約(PPA)である。ここで重要なのは、同プロジェクトは開発援助機関からの支援を含んでいるため、リスク分担の観点から、PPAの内容は一般的な民間投資案件と比べて特殊である。今後ソロモンパワーは、PPAの内容や民間投資家との一般的なリスク分担についての知見を蓄積する必要があるだろう。したがって、投資家にとって参考となる情報がないため、ソロモンパワーと民間投資家とのPPAに関する留意点を投資家が把握することができない。民間投資家を呼び込むためには、PPAのひな形をウェブサイト等のメディアで公開され、リスクが明らかにされることが望ましい。

(3) ローン契約

経済状況の脆弱さとソ国における事業リスクの不明確さは、投資家が市中銀行に対して、PPAに基づいたプロジェクトファイナンスの実施交渉を行う障壁となっている。ソ国における単一のIPP事業は、規模の小ささやプロジェクトリスクの不明確さから、現時点では、外国の市中銀行の参画する事業には適さない。同国における再エネプロジェクトの規模は、数MW程度、数千万米ドルのプロジェクトと推定される一方、プロジェクトファイナンスを実施する最低額は数億米ドルと

予想される。現地通貨リスクについても、金融先物市場が今後 20 年間で数億米ドル以上を取り扱うことはないため、金融リスクを回避できず、プロジェクトファイナンスの実施を妨げる要因となっている。

したがって、プロジェクトファイナンスを実施するには、プロジェクトリスクを明確化し、それに基づいてリスク分担を行うことが求められる。リスクおよび、その分担を明確化する方策としては、外国投資ガイドラインを公開することが望ましい。さらに、多国間投資保証機関（MIGA）による投資保証や日本貿易保険（NEXI）による投資保証などが、国、ソロモンパワー、投資家に対して付与されることが望ましい。それ以外では、市中銀行が投資家自身のカウンターパーティと信を元にコーポレートファイナンスを手配することも考えられる。投資家がコーポレートファイナンスを利用した場合、金利は通常プロジェクトファイナンスの金利よりも低く設定される。

なお、上記のローン契約に関する記載は、国際的銀行の日本支店や、日本の潜在的投資家へのインタビューに基づいていることに留意されたい。従い、ロードマップ作成の中で、より広い視点（例えばシンガポールや東南アジアなどの銀行を含む）で資金調達の議論を深めることが望ましい。

(4) 現地業者の能力

民間投資家の視点では、現地の工事請負業者についてもリスクがある。電力プロジェクトを実施する場合、請負業者の EPC 能力が不足していると建設工事に大きな後れを生じさせることになる。ソロモンパワーによると、発電所建設について十分な EPC 能力を有する事業者はソ国内に存在しない。ソロモンパワーの発電所建設に際して、フィジーの EPC 業者である CBS あるいは Clay Energy が多く受注している。サブコン事情は他の大洋州の国々でも同様で、フィジーの 2 業者はソ国のみならず他の太平洋諸国、他の開発援助パートナーのプロジェクトにおいても EPC 業者として工事を請負っている。JICA が支援を行った道路プロジェクト（クムハイウェイプロジェクト）における土木工事では、国内の熟練労働力不足により多くの労働者がバングラデシュ、スリランカ、その他南アジア諸国から動員された。

海外企業に工事を発注すると建設コストが吊り上がり、投資家視点では事業性を確保するために、高額な売電価格を設定する必要がある。高額な売電価格設定は PPA 交渉を困難なものとし、最終的に IPP の誘致実現に向けた障壁となる可能性がある。そのため、将来に向けて、ソ国内の工事請負業者の能力開発を支援することが強く望まれる。あるいは、海外企業に工事を委託する場合には、提示された EPC 価格を厳正に評価したうえで企業の選定を行うことが求められる。同時に、民間投資家の側でも、資本コストを削減する努力も必要である。

(5) 周辺インフラ整備

(a) 港湾

建設事業に当たっては、周辺インフラの確保が求められる。ソ国における太陽光やその他再エ

ネ発電所の建設において、ほとんどの建設資材は国外から輸入される。2019年現在、ソロモン港湾局(SIPA)が運営するホニアラ港における貨物・コンテナ取扱量は、下表 5-3 に示すとおりである。

表 5-3 ホニアラ港の詳細

ホニアラ港の詳細		
船舶停泊箇所(berth)	No.1	喫水: 11 m バース長: 120 m ハンディーマックスが停泊可能
	No.2 (JICA支援)	喫水: 13 m バース長: 150 m パナマックス停泊可能
定期運航船数	月間 12艇 (2艇は日本から: 日本郵船 と 協和海運)	
荷役設備(船舶からの積み込みと荷下ろし)	なし (船に備え付けのローダー、アンローダーを使用)	
コンテナ運搬設備 (構内用)	Karmer (5) 、OMEGA (8)	
従業員	480 (ホニアラ港)	
気候変動に対する取組み	省エネ	ホニアラ港湾におけるすべての電灯をLEDに更新。電気代も100百万SBD削減。
	再エネ	独立型ソーラー電灯を設置。

出典: JICA 調査団

ソロモン港湾局は“Become Green”を企業戦略に掲げ、電灯を全てLEDに切り替える等の取組を行っている。

また、ウェスタン州のノロ港において1MWの太陽光発電所設置を計画している。トロにおけるツナ缶製造業の発展のため、ソロモンパワーとMAERSK、Trinary間で覚書を取り交わし、太陽光発電所設置に向けたFSが行われる。建設工事はMAERSKとの合弁事業で行われる。

(b) アクセス道路

工事現場へのアクセスは、建設事業において不可欠な要素であり、そのために道路建設が必要な場合には更なる用地取得が必要になる。工事現場へのアクセスルートは、土地、橋梁の荷重、坂、道路カーブ等の観点から慎重に検討される必要がある。公道はソ国政府が管轄しているため、道路使用にあたって、投資家はインフラ開発省と協議することになる。

(c) 系統接続

一般的にソロモンパワーが、系統接続を行う。IPPはソロモンパワーとの協議が必要だが、土地の利用可否により協議が遅延する恐れがある。配電線の拡張工事が道路の土地区分範囲(ROW)内であれば、政府が配電柱を敷設するための土地を提供することが可能で、土地取得は滞りなく進められる。

(6) オフテイカー

現時点でソロモンパワーは、系統に関連する設備を保持・運営するソ国内唯一のオフテイカー（電力購入者）であるため、ソロモンパワーの安定した電力購買力と健全な財務体質が求められる。ソ国内に支店を持つ外国資本の市中銀行によれば、ソロモンパワーは、ソ国内で最も利益を上げており、財務リスクが極めて低い会社の一つである。一方で、5.4.1 やで前述のとおり、外国投資家は、ソ国のカントリーリスクのため、ソロモンパワーの CCR も高いと考えている。現時点で電源開発の将来計画において、ソロモンパワーは 20MW 以上の老朽化したディーゼル発電機を再エネに置き換える必要があると考えている。これらの更新には巨額の初期投資が発生するため、ソロモンパワーはティナ水力だけではなく、より多くの IPP 参入を期待している。

(7) 通貨兌換性

一般的に、電気料金は IPP に対して現地通貨で支払いが行われるため、ソ国外で事業を運営している投資家は、現地通貨ソロモンドルから信用度の高い米ドルや豪ドルなど他国通貨へ換金を行う。このため、投資家にとって通貨兌換に対して政府保証が付与されることは非常に望ましい。しかし、ソロモン中央銀行(CBSI)によれば、民間投資へ政府兌換保証は付与されたことはなく、また、他の太平洋諸国においても政府兌換保証が付与された事例が無いとのことである。他方で、2019年2月27日現在のCBSIの外貨準備高は約5,314百万SBD⁸(655.2百万USD⁹)であり、これは国際通貨基金(IMF)の推奨額¹⁰の3倍以上となっている。

通貨兌換リスクをヘッジするため、例えば、豪ドルや米ドルなどの外貨でソロモンパワーとPPAを締結するのも一案である。外貨建てのPPAを締結させるためには、IPP側とソロモンパワー側で各々利点と弊害を慎重に見極める必要があるだろう。

5.4.4 エネルギーセクターにおける民間投資促進の展望

これまで議論して通り、民間投資家は事業の実現可能性を見極めるため、関連する様々なリスクを精査している。民間投資家を呼び込むには、ソ国政府、ソロモンパワー、そして民間投資家の間のリスク分担について、詳細な調査と議論に基づいて決定する必要がある。

ガイドライン等でリスク内容および、関係者間でのリスク分担が明確に規定されることで、投資家は自らが負うリスクを見積もり、投資判断を行うことが可能となる。ロードマップ作成および、将来の協力を見据えた論点を以下に示す。

⁸ <http://www.cbsi.com.sb/>

⁹ 2019年3月11日のソロモン中央銀行レート (0.1233 USD/SBD)

¹⁰ IMFは月額輸入総計の3か月分にあたる外貨準備金保有を推奨しているのに対して、ソ国は約3倍にあたる9か月分相当を保有している。

IPP ガイドライン作成

- ソロモン国における事業リスクのレビュー - 東南アジアやオセアニアの投資家へのインタビュー
- ソロモンパワーによる登録地内での用地取得- 利用可能な土地に関する公募など
- PPA の契約内容に関する調査- ソフトもしくはハードPPA
- 下請工事業者の能力の把握- ソロモン国地場のコントラクターの能力強化もしくはフィジーのコントラクターの EPC 能力調査
- 他の太平洋諸国におけるケーススタディ- パラオやフィジーなど
- ソロモン国における外国投資の規制上および、制度上の枠組みに関する調査
- 関係者間のリスクの検討-PPP スキームを参照

6 他の開発援助機関からの支援

6. 他の開発援助機関からの支援

6.1 開発援助マネジメントおよび開発政策

開発援助マネジメント政策（The Aid Management and Development Policy）は、開発プロジェクトの実施、外部リソースの動員および、援助のコーディネーション等について、各機関の業務分担や責任の所在を明確にする目的で制定された。開発計画・援助協調省は、包括的で一貫性ある援助政策を実現するという観点で、開発の障害となりうる事象がないか検討を行う。

6.2 他の開発援助機関による支援動向

ソ国における主要な開発援助パートナーは表 6-1 の通りである。

6.2.1 世界銀行

世銀は、ソ国に最も積極的に支援を行っている開発援助機関のひとつである。世銀の支援によって、現在建設が進められているティナ水力発電所は、エネルギー分野におけるフラグシップ事業といえる開発援助プロジェクトである。同事業については、3章にて詳述したとおりである。また、世銀は、電力アクセスと再生可能エネルギー促進プロジェクト（Electricity Access and Renewable Energy Expansion Project）を通じて、ソ国の電化率向上と再エネ活用に取り組むプロジェクトを複数支援している。同プログラムのコンポーネント1と2では、オフグリッド電源を対象としているのに対して、コンポーネント3では、ホニアラ系統に接続される約2MWのファイターワン発電所拡張事業と220kWのソロモンパワー本社社屋への屋根置きタイプへの融資計画されている。ファイターワンでは、世銀が1MWとソロモンパワーが残りの1MW自己資金調達で実施する予定である。世銀は2019年3月18日に公示を行った。これら2つのプロジェクトについては、3.3.3において概説している。

6.2.2 アジア開発銀行

ADBも、ソ国にとって重要な開発援助機関であり、交通・衛生・官民連携（5.3にて詳述）等多岐にわたる分野で様々な支援を提供している。エネルギーセクターについては、現在5つのプロジェクトが進行中である。実施地域と設備容量は次の通りである。キラキラ：320kW、ラタ：290kW、マラウ：140kW、ムンダ、ツラギ：250kW。ADBとソロモン電力公社は2017年2月にプロジェクト実施に合意し、2018年末までにすべてのプロジェクトで契約に合意した。プロジェクト用地取得は2019年6月までに所有権移転を完了させる計画である。また、ADBはティナ水力発電所にも出資を行っている。

6.2.3 オーストラリア

オーストラリア政府は、エネルギー分野よりも道路や港湾整備といった分野で積極的に支援を行っている。援助資金は、オーストラリア政府をはじめ ADB・ソ国政府等が出資する国家運輸基金 (NTF) から賄われているコーラル・シー・ケーブルシステム (ホニアラとポートモレスビーを結ぶ海底ケーブル) に対しては、オーストラリア政府が 144 百万 USD を拠出した。

表 6-1 開発パートナーによるプロジェクトマッピング

	エネルギー			交通	空港	港湾	通信・IT	農村開発	人材開発
	水力	太陽光	ミニグリッド						
JICA	再エネロードマップの構築				○(ホニアラ空港のリハビリ)				○(健康,ゴミ管理,森林管理)
世界銀行	○(ティナ水力)	▲ (ファイターワンの拡張)	▼ (地方電化) ▼ ロードマップ (SIEAREEP)	▼(道路)	▼(道路)			○(農村開発プログラム2)	
アジア開発銀行	○(ティナ水力)	○(地方の5サイト)		NTFにて ○(道路) △(道路)	NTFにて ○ (3着陸誘導灯)	NTFにて ○ (13埠頭)			○(PPPセンター設立) ▲(港湾)
オーストラリア									○(国際通信ケーブル網)
ニュージーランド			▲(ミニグリッド)		○(地方の3サイト)				
EU								○(水処理)	○(選挙制度)

凡例: ○ 実施中, △ 承認待ち, ▲ パイプライン, ▼ FS中

NTF: ADBとオーストラリア政府、ソ国政府による国家交通基金(National Transportation Fund)

出典: JICA 調査団

7 再生可能エネルギー開発協力に係る提言

7. 再生可能エネルギー開発協力に係る提言

7.1 調査要約

7.1.1 調査全般

本調査では、ソ国における民間投資環境と電力セクターについて、基礎データ・情報を収集した。これらを元に、ロードマップ作成の過程で想定される複数の選択肢と、ソ国政府および、ソロモンパワーへの将来的な協力の在り方について提言を行う。

7.1.2 国家エネルギー戦略における進捗

国家エネルギー政策 2014 における各政策の進捗と遅延について下表にまとめる。

表 7-1 国家エネルギー戦略における進捗

政策目標
2020年までに都市・地方部で再エネ比率を50%に高める >> ティナ水力の進捗遅れにより2018年版（暫定）では目標が下方修正
政策綱領と戦略
4.1 都市・地方部における品質・信頼性が高く、持続可能な再エネをベースとした電力供給
> ティナ水力とサボ地熱に関する開発と実施支援 >> ティナは推進、サボは系統接続問題があり休止 > オフグリッド（水力、太陽光）と発電中のプラントを用いたSPの電力サービス向上。 >> アジ銀や世銀により推進 > 地方部での再エネ活用推進
4.2: 再エネ資源の強化
> 風力、地熱、ココナッツを活用したバイオ燃料、副産物や森林ゴミからのガス化燃料およびミニグリッドなどの実現可能性評価 >> 緯度が低く、風力ポテンシャルはあまりない > 再エネ技術に関する研修開発と人材開発
4.3: 再エネ目標実現に向けた政策実施手段（基準、規則、余剰買取、電力市場、調達方針）
> 財務的なインセンティブに関する政策立案（例として再エネ設置にかかる減・免税措置など） >> 税制改革は現在進行中 > 余剰買取に関する規則や政策立案 >> 電気法はレビュー中。中小規模の太陽光設備導入を支援する内容も含まれる見込み > オングリッドとオフグリッドに関する再エネ技術の仕様決め

出典：JICA 調査団

7.2 再エネ導入の促進

7.2.1 再エネ 100%に向けた技術的な課題

本調査を通じて、再エネ 100%を達成するため、以下に示す課題が確認された。ロードマップ作成過程で、これら課題を解決するための方策も含めて検討する必要がある。

表 7-2 再エネ 100%達成に向けた課題

課題	前提条件	留意点
太陽光の大量導入	発電量ベースの再エネ100%がティナ水力と太陽光導入により達成される	<ul style="list-style-type: none"> ➢ 太陽光発電の導入と並行した最適な蓄電池導入計画 ➢ 蓄電池は、太陽光出力変動の短周期と長周期対応が期待される
ティナ水力の供給能力変動	2010年から2012年までのデータによれば、年間を通じてティナ水力の日間発電量は3MWから15MWまで変動する	<ul style="list-style-type: none"> ➢ 1日の運転パターンが太陽光や蓄電池の計画に影響を及ぼす ➢ 太陽光発電と蓄電池の導入に関し最適コストを分析するために、より多くのデータを収集する必要がある
配電系統容量および電圧管理	個別の太陽光発電サイトに専用線が想定されていないため、ケーブル容量や電圧管理に対する対策を検討する必要がある	<ul style="list-style-type: none"> ➢ 太陽光発電の導入量に応じてケーブル容量および電圧への影響を分析する ➢ 個別の課題が発生することが予見される場合は、適切な対策を導入する
慣性および周波数変動抑制	総計でインバータ電源が同機器電源を超えると、短絡電流の供給源がなくなる	<ul style="list-style-type: none"> ➢ 2つの電源比率は、静的および動的解析で明らかにする必要がある
事故電流の供給力低下	供給時のインバータ電源が同機器電源を超えると、常時系統を安定に保つことができなくなる	<ul style="list-style-type: none"> ➢ この比率を超えてインバータ電源をさらに導入するには、新たな技術が必要になる
その他の代替案	メガソーラー以外の方法でも再エネ100%達成に貢献する方策を検討する	<ul style="list-style-type: none"> ➢ 中小規模の太陽光発電についても財政支援を含め導入促進を検討する ➢ 配電ロス低減や省エネによる発電量の削減の可能性も検討する

出典：JICA 調査団

7.2.2 ロードマップ作成にむけた技術的検討

上記想定される課題検討を含め、以下に示す検討項目が想定される。

- ・ **基礎データの追加収集**
 - ティナ水力の水文データ
 - 大規模需要家に設置されている機器
 - 配電ロスや省エネに関する目標値
 - 電力需要に影響を及ぼすファクター など

- ・ 利用可能な技術の適用検討
 - 蓄電池
 - 天候予測システム
 - スマートインバータ
 - デマンドレスポンスが可能な機器
 - 需要家側での負荷管理プログラム

- ・ シミュレーションモデルの条件設定
 - 省エネ、ロス低減の可能性分析
 - 省エネ、ロス低減も考慮した需要想定
 - 既存ディーゼル発電の運用に関するレビュー
 - ティナ水力の運用パターン
 - 3.5MW 蓄電池計画のレビュー
 - 太陽光発電サイトのポテンシャル分析と系統連系検討

- ・ 再エネ 100%のためのシナリオ分析
 - シナリオ設定および初期分析
 - コアシナリオ選定
 - 各コアシナリオごとの最小発電コスト分析
 - 各コアシナリオごとの発電投資計画
 - ディーゼル発電運用に関する推奨
 - 最適なティナ水力と蓄電池運用に関する推奨
 - 蓄電池に必要な機能の確認と蓄電池の投資計画

- ・ 系統計画
 - 各コアシナリオごとの系統安定化計画
 - 各コアシナリオごとのコスト分析
 - 各コアシナリオごとの投資計画

- ・ ロードマップの作成
 - 発電と送電を統合した最適投資計画の提案
 - 経済財務分析
 - 必要な予算編成と実施計画

7.3 民間投資促進に向けた協力

7.3.1 調査前の初期仮説

IPP 事業にとって、例えば、一般的に外資規制、会社の設立要件、電力販売契約におけるリスク分担、政府保証、兌換保証、税制優遇等が課題として挙げられ、ソ国も同様の課題を抱えることが想定された。

また、ソ国において、地場銀行の再エネ事業への融資スキル（リスク評価能力）および、融資条件（利率、融資期間等）、外国投資家による外貨口座の開設の可否、政府保証や兌換保証を含む資金調達能力などが、ファイナンス面で課題になると想定した。さらに、ソ国に十分案請負能力を有した EPC 業者が存在しないこと、さらに既存の港湾設備や道路の整備状況が課題だと想定していた。

7.3.2 仮説検証

法律、規制、税金に関する情報を収集し、また日本の潜在的投資家に対してインタビューを実施した。調査を通じて、5.4.3 で論じられた通り、ソ国で IPP 事業を実施する際のリスクパターンを特定した。利害関係者間のリスク分担は整理され、公的に明示されることが望ましい。リスク分担が明らかではない場合、投資家は見積もることが不可能なリスクのため、事業投資を躊躇することになるだろう。当初、調査前に想定された通り、用地取得、PPA の内容、政府保証、オフテイク、通貨の兌換および、周辺インフラに関するリスク分担について検討されなければならない。

7.3.3 民間投資促進に向けた協力事項

上述のとおり、民間投資家は、プロジェクト実施に向けて多くのリスクを精査する。これら投資家を惹きつけるために、ソ国政府とソロモンパワー、民間投資家間のリスク分担を慎重に検討する必要がある。民間投資家は事業の中で、リスク分担が（例えばガイドラインなどで）明確にされ、自ら負うべきリスクのコストを見積ることができれば、事業投資の判断が可能となる。これらを踏まえて、ロードマップ作成の過程において、以下の論点が検討されるべきである。

・ IPP ガイドラインの作成

- ▶ ソ国におけるリスクのレビュー～例えば、東南アジアやオセアニア地区の民間投資家へのインタビュー（シンガポールやマレーシアなどソ国市場に参入している企業がベースとしている国）
- ▶ ソロモンパワーによる登録地内における用地取得の支援～例えば、土地の公募など
- ▶ PPA に含まれる契約内容の検討～ソフトかハード電力受給契約
- ▶ サブコントラクターの請負能力調査～ソ国内業者のキャパビルまたは、フィジーやそのほか大洋州内の他国業者の調査
- ▶ 大洋州の他国における IPP の事例調査～パラオやフィジーなど
- ▶ ソ国への外国投資の規制上および、制度上の枠組みに関する調査
- ▶ ステークホルダー間のリスク分担に関する調査～例えば PPP スキームを参照

下表に概念的リスク分担例を示す。ロードマップ作成過程で、このコンセプトは検討、協議される必要がある。

表 7-3 概念的リスク分担のサンプル

リスク分類		リスク分担者案		摘要
プロジェクト 遅延	用地取得	ソロモンパワー		歴史的な背景による問題であり、投資家にとって解決困難
	売電契約	協議		売電契約の内容はケースバイケース
	ローン交渉	ソ国政府		多数国間投資保機関の保証に紐づいた政府保証など
売電契約	オフ テーカー	協議		出力抑制や強制的解列についてIPPとソロモンパワー間で要協議
兌換保証	外貨兌換		民間投資家	外貨準備額などを指標にIPP側でリスクをとる
完工	地場 EPC業者		民間投資家	ソ国外のEPC業者なども考慮。もしくは、IPPがEPCに関連するリスクを負うことも選択肢の一つ(分割発注など)
	周辺 インフラ	ソ国政府/ ソロモンパワー		周辺インフラは公共サービスとして利用
プロジェクト規模		ソ国政府/ ソロモンパワー		まとまった規模のプロジェクトが外国投資家には望ましい (メガソーラー複数サイト一括入札や屋根置きを一括公募など)

出典：JICA 調査団

発電量ベースで、再エネ 100%を実現するためには、約 50MW の太陽光発電を必要とするため、その投資配分をソロモンパワー、各開発援助機関および、IPP 間で検討する必要がある。財源の観点から、小中規模の分散型太陽光発電も再エネ電源として考慮される必要があるだろう。各電源の割合は、ソロモンパワーの投資能力やリスク分担に関する調査に基づき検討されるべきである。

・ **再エネ設置における関係者間の適切な配分の検討**

- ソロモンパワーの投資能力の検討～バランスシートと投資計画の分析
- 理想的な IPP と開発パートナーの割合に関する検討
- 分散型太陽光発電の普及拡大の可能性に関する調査～スタンバイチャージの廃止もしくは削減の検討

ティナ水力を除く、発電ベースの再エネ 100%実現に向けた太陽光の投資分配スナップショットの例を以下に示す。なお、‘その他’には、分散型太陽光発電が含まれることを想定する。

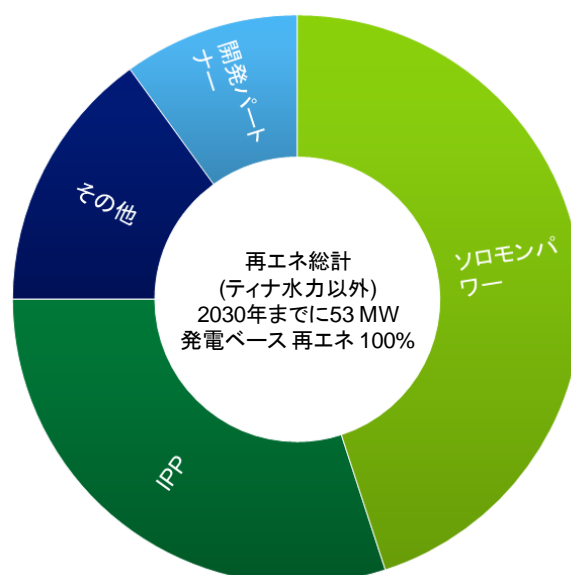


図 7-1 再エネ 100%実現に向けた太陽光の投資分配の例(発電量ベース)

出典: JICA 調査団

7.3.4 国家電力政策 2018（暫定版）とロードマップの整合性

以下に、国家電力政策 2018（暫定版）とロードマップの整合性を示す。

表 7-4 国家電力政策 2018（暫定版）とロードマップの整合性（想定）

政策綱領と戦略
4.1: 都市・地方部における品質・信頼性が高く、持続可能な再生エネをベースとした電力供給
<ul style="list-style-type: none"> ➢ (新) 小水力や太陽光向けの官民連携成功モデルの模倣 >> <u>範囲外</u> ➢ (新) (社会・経済指標を用いた)再生エネインフラの優先度決定基準策定と開発スケジュール検討 >> <u>JICAロードマップ内</u> ➢ (新) 再生エネプロジェクト向けの用地管理に関する適正な枠組みと法整備. >> <u>JICAロードマップ内</u>
4.2: 再生エネ資源強化
<ul style="list-style-type: none"> ➢ (新) 既存太陽光ユーザーと潜在的ユーザーのアセスメント実施 >> <u>JICAロードマップ内</u> ➢ (新) 再生エネの潜在的サイトに関する事業実施調査完了と開発計画への反映 >> <u>範囲外</u> ➢ (新) 開発パートナーの再生エネ開発検討に事業開発投資コストを明示する >> <u>範囲外</u>
(新) 4.3: 再生エネを活用した地方部の経済生産性の向上
<ul style="list-style-type: none"> ➢ <u>範囲外</u> ➢ 地方において、再生エネ電化された経済的中核地域設立を促進 ➢ 再生エネ供給会社の、生産的な再生エネ資源活用に対する投資を奨励 ➢ 低コストの再生エネ導入促進(例えば、充電ステーション、ソーラーランタンなど)
4.4: 再生エネ目標実現に向けた政策実施手段（基準、規則、余剰買取、電力市場、調達方針）
<ul style="list-style-type: none"> ➢ (新) 政策実施手段やエネイニシアチブを実現するため、再生エネ供給会社や経済団体の投資を奨励 >> <u>JICAロードマップ内</u> ➢ (新) 銀行など出資者への再生エネ向け低金利融資や融資期間延長実行への優遇措置 >> <u>範囲外</u> ➢ (新) 再生エネ投資計画向けフィナンスの助成と促進Promote and support the financing of the RE Investment Plan >> <u>JICAロードマップ内</u>
(新) 4.5: 再生エネ開発における協力関係構築
<ul style="list-style-type: none"> ➢ 再生エネ開発の用地取得に関する枠組み構築 >> <u>部分的にJICAロードマップ内</u> ➢ 官民連携の枠組み構築. >> <u>部分的にJICAロードマップ内</u>

出典：JICA 調査団

別添1 報告書概要

別添2 ワークショップスライド（民間投資）

別添3 ワークショップスライド（技術導入）

別添4 質疑応答（ワークショップ）

別添5 電気自動車

別添6 税額控除申請フォーム

別添7 登録地と慣習地の境界図

別添8 次フェーズにおけるアウトプットイメージ