

バヌアツ国
気候変動省 エネルギー局

バヌアツ国
エスピリッツサント島電力セクター
情報収集・確認調査
ファイナルレポート

平成 29 年 5 月
(2017 年)

独立行政法人国際協力機構 (JICA)

東電設計株式会社

産公
JR
17-043

【目次】

第 1 章	調査の概要	1-1
1-1	調査の背景	1-1
1-2	調査の概要	1-1
1-2-1	調査の目的	1-1
1-2-2	調査対象地域	1-2
1-2-3	主要面談者	1-3
1-3	調査団と調査行程	1-4
1-3-1	調査団	1-4
1-3-2	調査行程	1-4
第 2 章	バヌアツ国の概況	2-1
2-1	社会、経済の概況	2-1
2-1-1	政治	2-1
2-1-2	経済情勢	2-1
2-1-3	社会情勢	2-5
2-2	地理と気候	2-7
2-2-1	地理	2-7
2-2-2	気候	2-7
第 3 章	バヌアツ電力セクター基礎情報	3-1
3-1	エネルギー政策とエネルギー概況	3-1
3-1-1	国家持続可能な開発計画 2016 - 2030	3-1
3-1-2	国家エネルギーロードマップ 2016-2030	3-2
3-1-3	エネルギーの基本情報	3-4
3-2	電力関連の法規制	3-6
3-3	電力事業体制	3-7
3-3-1	コンセッション方式による電力供給事業	3-7
3-3-2	エネルギー局 (Department of Energy : DOE)	3-9
3-3-3	公益事業規制庁 (Utilities Regulatory Authority : URA)	3-10
3-3-4	独立系発電事業者 (IPP) および固定価格買い取り制度 (Feed-in Tariff)	3-10
3-3-5	バヌアツ電力セクター全体の組織構造	3-11
3-4	電気料金制度	3-12
3-5	電源開発計画	3-18
3-5-1	電力需給	3-18
3-5-2	既存の電力設備	3-21
3-5-3	既存の電源開発計画	3-21
3-5-4	電力系統設備	3-24
3-6	電化の現状および計画	3-25
3-6-1	電化の現状・実績	3-25
3-6-2	電化率向上のための計画・目標	3-26

3-7	他ドナー活動概況.....	3-28
3-8	バヌアツ電力セクターの課題.....	3-31
第 4 章	エスピリッツサント島電力セクターにおける電力事情	4-1
4-1	エスピリッツサント島の概要.....	4-1
4-2	一次エネルギーの供給状況.....	4-3
4-3	電力事業者（VUI）の組織・運営情報.....	4-4
4-4	既存電力設備概要.....	4-5
4-4-1	発電設備.....	4-5
4-4-2	送変電・配電設備.....	4-7
4-5	既往の電源開発計画.....	4-9
4-5-1	電力需給.....	4-9
4-5-2	電源開発計画（再生可能エネルギーに係わる開発計画含む）.....	4-10
4-5-3	送変電・配電線開発計画.....	4-11
4-6	電力需要の調査.....	4-12
4-6-1	電力需要に影響を与えるプロジェクト.....	4-12
4-6-2	産業開発計画等.....	4-13
4-6-3	電力需要の想定.....	4-14
4-7	サント島における電力需給上の課題.....	4-16
第 5 章	エスピリッツサント島既存電力設備の情報収集・分析	5-1
5-1	調査概要.....	5-1
5-1-1	概要.....	5-1
5-1-2	位置関係.....	5-1
5-2	サラカタ川水力発電所.....	5-3
5-2-1	施設概要.....	5-3
5-2-2	設備概要.....	5-3
5-2-3	運転体制等.....	5-3
5-2-4	その他確認事項.....	5-3
5-3	ルーガンビル・ディーゼル発電所.....	5-8
5-3-1	概要.....	5-8
5-3-2	設備概要.....	5-8
5-3-3	運転体制等.....	5-8
5-4	Port Olry ディーゼル発電所.....	5-9
5-4-1	概要.....	5-9
5-4-2	設備概要.....	5-9
5-4-3	運転体制等.....	5-9
5-5	ルーガンビル市内太陽光発電設備.....	5-11
5-5-1	概要.....	5-11
5-5-2	設備概要.....	5-11
5-5-3	運転体制等.....	5-11
5-6	送電・変電設備.....	5-12

5-6-1	設備概要.....	5-12
5-6-2	確認項目.....	5-12
5-7	既存電力設備の課題.....	5-14
5-7-1	各電力設備の課題.....	5-14
第 6 章 気象、水文及び地形調査		6-1
6-1	入手情報について.....	6-1
6-1-1	気象情報.....	6-1
6-1-2	流量資料.....	6-2
6-2	気象調査.....	6-3
6-2-1	気象調査概要.....	6-3
6-2-2	気象調査内容.....	6-3
6-3	水文調査.....	6-7
6-3-1	水文調査概要.....	6-7
6-3-2	雨量観測.....	6-7
6-3-3	サラカタ川流量観測について.....	6-10
6-3-4	発電運用データからの流量換算.....	6-17
6-4	地形・地質情報.....	6-23
6-4-1	概要.....	6-23
6-4-2	サント島・サラカタ川流域の地形情報.....	6-23
6-4-3	地質情報.....	6-25
第 7 章 協力対象事業候補検討		7-1
7-1	概略計画案の立案及び事業費用の概算.....	7-1
7-1-1	概略計画案の立案.....	7-1
7-1-2	事業費用の概算.....	7-1
7-2	複数水力候補の比較検討.....	7-2
7-2-1	検討概要.....	7-2
7-2-2	検討条件.....	7-2
7-2-3	基本レイアウト.....	7-3
7-2-4	アクセス道路概略計画.....	7-10
7-2-5	系統連系の検討.....	7-11
7-2-6	流況データの整備.....	7-12
7-2-7	流量設備利用率.....	7-14
7-2-8	ケーススタディーのパラメータ（最大使用水量）の設定.....	7-17
7-2-9	水車の設定.....	7-18
7-2-10	最適規模の検討.....	7-19
7-2-11	水力開発推奨地点.....	7-21
7-2-12	経済分析.....	7-22
7-3	電源別代替案比較.....	7-25
7-3-1	開発地点の社会環境.....	7-26
7-3-2	一日あたり必要発電量.....	7-27

7-3-3	新規導入電源案とディーゼル発電の比較	7-28
7-3-4	比較検討結果	7-34
第 8 章	環境社会配慮	8-1
8-1	相手国の環境社会配慮制度・組織	8-1
8-1-1	環境関連法規	8-1
8-1-2	主な環境関連法の概要	8-1
8-1-3	環境社会配慮を所掌する期間組織	8-2
8-1-4	環境影響評価（EIA）制度	8-2
8-2	土地関連制度・組織	8-6
8-2-1	土地関連法規	8-6
8-2-2	用地取得に関わる組織	8-6
8-2-3	土地取得法	8-6
8-2-4	用地取得に係る手続き	8-6
8-3	事業候補地及び周辺の環境社会状況	8-9
8-3-1	自然環境	8-9
8-3-2	生活状況	8-9
8-3-3	土地利用状況	8-10
8-3-4	ステークホルダー	8-10
8-4	予備的スコーピング案	8-11
8-5	環境影響緩和策	8-13
8-6	今後の環境社会関連調査の課題と項目	8-15
第 9 章	相手国側負担事項の概要	9-1
9-1	バヌアツ政府側の負担事項	9-1
9-1-1	用地確保	9-1
9-1-2	アクセス道路	9-1
9-1-3	各種建設許可の取得	9-1
9-2	免税／還付措置	9-1
第 10 章	協力対象事業候補の効果	10-1
10-1	ディーゼル燃料の削減	10-1
10-2	安価な電気料金	10-3
10-3	再生可能エネルギーの導入比率向上	10-3
10-4	電化率の向上	10-3
10-5	自然環境への正のインパクト	10-3
10-6	緊急性	10-3

【表番号】

表 1-2-1	主要面談者.....	1-3
表 1-3-1	第一次現地調査実績行程.....	1-5
表 1-3-2	第二次現地調査実績行程.....	1-6
表 2-1-1	主要輸出産品.....	2-2
表 2-1-2	バヌアツ貿易実績収支.....	2-3
表 2-1-3	都市部・地方部および各州の人口・土地問題.....	2-6
表 3-1-1	更新された国家エネルギーロードマップ目標.....	3-3
表 3-1-2	更新された国家エネルギーロードマップ目標.....	3-3
表 3-2-1	コンセッション契約書/覚書.....	3-6
表 3-3-1	4つのコンセッションの主要設備諸元(2013年9月).....	3-7
表 3-4-1	UNELCO の電気料金構造.....	3-12
表 3-4-2	UNELCO の電気料金表 (2017年1月).....	3-13
表 3-4-3	UNELCO の電気料金の変遷.....	3-14
表 3-4-4	VUI の電気料金の変遷.....	3-14
表 3-4-5	VUI の電気料金 (2017年2月より適応).....	3-15
表 3-5-1	コンセッション毎顧客数および売電電力量 (2015年12月時点).....	3-18
表 3-5-2	ルーガンビル・コンセッション地域のピーク電力と売電電力量.....	3-20
表 3-5-3	コンセッション毎の設備出力 (2015年12月時点).....	3-21
表 3-5-4	NERM 2013-2020 によるコンセッション毎電力量予測.....	3-22
表 3-5-5	NERM Implementation Plan 2016-2030 中の電源開発計画.....	3-23
表 3-5-6	コンセッション毎の送配電線延長 (2013年).....	3-24
表 3-5-7	NERM Implementation Plan 2016-2030 で示された送配電線延長計画 (2013年)	3-24
表 3-6-1	地方電化のための基金と電化計画 (2013年).....	3-27
表 3-7-1	Energy Access Project -1 のサブプロジェクト (2013年).....	3-28
表 3-7-2	DOE 実施中の電力関係プロジェクト (2013-2015年).....	3-30
表 4-3-1	VUI の組織・人員 (2016年12月現在).....	4-4
表 4-4-1	既設発電所の設備容量、供給出力.....	4-5
表 4-4-2	既設送配電線の設備概要、配電実績.....	4-7
表 4-5-1	最大電力と発電電力量 (2012 - 2016).....	4-9
表 4-6-1	ルーガンビルコンセッション地域の実績ピーク電力と売電電力量.....	4-14
表 4-6-2	ルーガンビルコンセッション地域のピーク電力と売電電力量の予想.....	4-15
表 5-2-1	サラカタ川水力発電所設備概要.....	5-3
表 5-3-1	ディーゼル発電機基本情報.....	5-8
表 6-2-1	渇水年 (1971年~2016年).....	6-5
表 6-2-2	10年間平均年間降雨量 (Pekoa Airport).....	6-6
表 6-3-1	雨量観測所基礎情報.....	6-7
表 6-3-2	Fanafo Village 月雨量データ(2012-2017).....	6-9

表 6-3-3	観測雨量の比較表 (Pekoa Airport, Fanafo Village, 2014-2016)	6-9
表 6-3-4	サラカタ川流量(1982)	6-11
表 6-3-5	サラカタ川流量(1983)	6-12
表 6-3-6	サラカタ川流量(1984)	6-13
表 6-3-7	サラカタ川流量(1985)	6-14
表 6-3-8	サラカタ川流量(2006)	6-15
表 6-3-9	平均流出率 (ORSTOM, 1985)	6-16
表 6-3-10	平均流出率 (発電運用流量データ)	6-18
表 6-3-11	観測雨量の比較	6-18
表 6-3-12	流況表(1/3)	6-20
表 6-3-13	流況表(2/3)	6-21
表 6-3-14	流況表(3/3)	6-22
表 7-2-1	抽出した基本レイアウト計画	7-9
表 7-2-2	流域面積比:ケースⅢ、Ⅳ	7-12
表 7-2-3	流量設備利用率:ケースⅢ	7-14
表 7-2-4	流量設備利用率:ケースⅣ	7-15
表 7-2-5	設定パラメータ (最大使用水量):ケースⅢ	7-17
表 7-2-6	設定パラメータ (最大使用水量):ケースⅣ	7-17
表 7-2-7	最適規模 検討結果:ケースⅢ	7-19
表 7-2-8	最適規模 検討結果:ケースⅣ	7-20
表 7-2-9	水力発電所候補地点別の最適開発規模の結果	7-21
表 7-2-10	新規サラカタ水力開発 (ケースⅢ) と代替ディーゼル前提条件	7-22
表 7-2-11	新規サラカタ水力開発 (ケースⅣ) と代替ディーゼル前提条件	7-22
表 7-2-12	経済分析結果 (ケースⅢ、Ⅳ)	7-23
表 7-2-13	経済分析 (CaseⅢ)	7-23
表 7-2-14	経済分析 (CaseⅣ)	7-24
表 7-3-1	サラカタ発電所最大発電量 (01/12/2016)	7-27
表 7-3-2	各電源設備導入時期(2021-2061)	7-35
表 7-3-3	各電源比較検討結果	7-36
表 8-1-1	JICA 環境社会ガイドラインとバヌアツ環境関連法令との比較	8-5
表 8-4-1	予備的スコーピング案	8-11
表 10-1-1	2030年までの再生可能エネルギー発電量の割合 (新規水力有り/無し)	10-2

【図番号】

図 1-2-1	バヌアツ国位置図.....	1-2
図 2-1-1	GDP 構成比.....	2-2
図 2-1-2	GDP および成長率.....	2-3
図 2-1-3	外国からの渡航者数.....	2-4
図 2-1-4	観光業収入.....	2-4
図 2-1-5	バヌアツの州と主要都市.....	2-5
図 2-2-1	各地における月平均雨量.....	2-8
図 3-1-1	国家持続可能開発目標.....	3-1
図 3-1-2	バヌアツ全体の家庭用照明 1 次エネルギー源の割合.....	3-4
図 3-1-3	バヌアツ全体の電源構成.....	3-4
図 3-1-4	燃料輸入額.....	3-5
図 3-3-1	4つのコンセッション地域の位置.....	3-8
図 3-3-2	エネルギー局の組織図 (2016 年 12 月現在).....	3-9
図 3-3-3	バヌアツ電力セクター全体の組織構造.....	3-11
図 3-4-1	太平洋諸国における低消費量(月 60kWh)家庭用電気料金単価比較.....	3-16
図 3-4-2	太平洋諸国における月 300 kWh 消費量家庭用電気料金単価比較.....	3-17
図 3-4-3	欧米諸国との電気料金比較 (2015 年 4 月).....	3-17
図 3-5-1	バヌアツ全土の売電電力量.....	3-18
図 3-5-2	ポートビラのピーク電力と発生電力量.....	3-19
図 3-5-3	ポートビラの日負荷曲線.....	3-19
図 3-5-4	ルーガンビル・コンセッション地域のピーク電力と売電電力量.....	3-20
図 3-5-5	再生可能エネルギーによる電源構成.....	3-23
図 3-6-1	太平洋諸国の電化率.....	3-25
図 3-6-2	2030 年までの全国的電化向上戦略的枠組.....	3-26
図 4-1-1	サント島地図.....	4-2
図 4-2-1	サント島の家庭用照明 1 次エネルギー源の割合.....	4-3
図 4-4-1	サント島の各発電所位置図.....	4-5
図 4-4-2	サント島における月別発電電力量の推移 (2014 - 2016 年).....	4-6
図 4-4-3	サント島ルーガンビルコンセッションの系統図.....	4-8
図 4-5-1	最大電力の推移 (2012 - 2016).....	4-9
図 4-5-2	発電電力量の推移 (2012 - 2016).....	4-10
図 4-6-1	サント島 Port Olry Grid Extension ルート.....	4-12
図 5-1-1	電力設備位置関係.....	5-2
図 5-1-2	ルーガンビル市内図.....	5-2
図 6-1-1	観測地点位置関係 (サラカタ川水力発電所取水堰、ORSTOM).....	6-3
図 6-2-1	気温・湿度 (Pekoa Airport, 1995-2014).....	6-4
図 6-2-2	月平均降雨量 (Pekoa Airport, 1971-2016).....	6-4

図 6-2-3	年間降雨量 (Pekoa Airport, 1971-2016)	6-5
図 6-2-4	バヌアツにおける降雨量の推移とエルニーニョ現象の発生周期の関係	6-6
図 6-2-5	バヌアツ及びエルニーニョ監視海域・西太平洋熱帯域との位置関係	6-6
図 6-3-1	雨量観測所位置関係	6-8
図 6-3-2	観測雨量の比較図 (Pekoa Airport, Fanafo Village, 2014-2016)	6-10
図 6-3-3	流量換算模式図	6-17
図 6-3-4	流況図 (既存流量データ・補正換算流量データ、流域面積=91 km ²)	6-19
図 6-4-1	サラカタ水力発電所取水堰流域図 (流域面積=91 km ²)	6-24
図 6-4-2	地形図 (サラカタ水力発電所周辺)	6-25
図 6-4-3	地質図 (サラカタ川水力発電所周辺地点抜粋)	6-27
図 7-2-1	サラカタ川 平面図	7-3
図 7-2-2	サラカタ川新規水力候補地点レイアウト案	7-4
図 7-2-3	アクセス道路図	7-10
図 7-2-4	ケースⅢ、Ⅳ取水ダム地点 流況曲線	7-12
図 7-2-5	既設サラカタ水力における利用可能な流量	7-13
図 7-2-6	流況曲線・流量設備利用率曲線 (Y 軸拡大) : ケースⅢ	7-16
図 7-2-7	流況曲線・流量設備利用率曲線 (Y 軸拡大) : ケースⅣ	7-16
図 7-2-8	最適規模 検討結果: ケースⅢ	7-19
図 7-2-9	最適規模 検討結果: ケースⅣ	7-20
図 7-3-1	発電所候補地点位置図	7-25
図 7-3-2	Peak Load Curve (01/12/2016)	7-27
図 7-3-3	ディーゼル発電と新規水力発電 Load Curve (01/12/2016)	7-28
図 7-3-4	ディーゼル発電とメガソーラー発電 Load Curve (01/12/2016)	7-29
図 7-3-5	ディーゼル発電と風力発電 Load Curve (01/12/2016)	7-31
図 7-3-6	各電源の年間発電量(2017-2061 年)	7-34
図 7-3-7	バイオマス発電の年間発電量(2017-2061 年)	7-35
図 8-1-1	EIA プロセス	8-4
図 8-2-1	用地取得の主な流れ	8-8
図 10-1-1	ディーゼル燃料消費量の推移	10-1
図 10-1-2	2030 年までの再生可能エネルギー発電量の割合 (新規水力有り/無し) ...	10-2

【略語表】

略語	英語表記	日本語表記
ADB	Asian Development Bank	アジア開発銀行
ANRE	Agency for Natural Resources and Energy	資源エネルギー庁
CA	Catchment Area	流域面積
CNO	Coconut Oil	ココナッツ油
CO ₂	Carbon Dioxide	二酸化炭素
DEPC	Department of Environmental Protection and Conservation	環境保護保全局
DESPAC	Department of Strategic Policy Planning & Aid Coordination, Office of the Prime Minister	援助協調室
DGMWR	Department of Geology, Mines and Water Resources	地質・鉱山・水資源庁
DOE	Department of Energy	エネルギー局
EIA	Environmental Impact Assessment	環境影響評価
FIT	Feed-in Tariff	固定価格買い取り制度
GDP	Gross Domestic Product	国内総生産
GGGI	Global Green Growth Institute	
GNI per capita	Gross National Income per capita	一人当たりの国民総所得
GPOBA	Global Partnership on Output-Based Aid	
IPP	Independent Power Producer	独立系発電事業者
IUCN	the International Union for the Conservation of Nature	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
JPY	Japanese Yen	日本円
kVA	Kilo-volt-ampere	キロボルトアンペア
kW	kilowatt	キロワット
kWh	kilowatt-hour	キロワット時
LICs	Low Income Countries	低所得国
MCCA	Ministry of Climate Change Adaptation, Meteorology, Geo-Hazards, Environment	気候変動省
MOU	Memorandum of Understanding	基本合意書
MSHGG	Middle and Small Hydropower Generation Guidebook	中小水力発電ガイドブック
MW	Megawatt	メガワット
MWh	Megawatt-hour	メガワット時
NAMA	Nationally Appropriate Mitigation Action	

NEF	New Energy Foundation	財団法人 新エネルギー財団
NERM	National Energy Road Map	国家エネルギーロードマップ
NSDP	National Sustainable Development Plan	国家持続可能な開発計画
OBA	Output Based Aid	実績重視型
PAA	Priorities & Action Agenda	優先課題と行動課題
PEA	Preliminary environmental assessment	予備環境評価
PIGGAREP	the Pacific Islands Greenhouse Gas Abatement and Renewable Energy Project	太平洋諸島の温室効果ガス削減および再生可能エネルギー
PPA	Power Purchase Agreement	電力購入契約
SDP	Strategic Development Plan	戦略的開発計画
SHS	Solar home system	ソーラーホームシステム
SST	Sea surface temperature	海面水温
TBD	To be determined	未定
UNDP	United Nations Development Programme	国連開発計画
UNELCO	Union Electrique du Vanuatu Limited	
URA	Utilities Regulatory Authority	公益事業規制庁
US	United State	合衆国
USD	US Dollar	米ドル
VMGD	Vanuatu Meteorological and Geo-Hazards Department	気候変動省
VMS	Vanuatu Meteorology Service	バヌアツ気象サービス
VNSO	Vanuatu National Statics Office	バヌアツ国家戦略室
VPMU	Vanuatu Project Management Unit	バヌアツ プロジェクト管理組織
VREP	Vanuatu Rural Electrification Project	バヌアツ地方電化プロジェクト
VUI	Vanuatu Utilities and Infrastructure Limited	
VUV	Vanuatu Vatu	バヌアツ バツ
WB	World Bank	世界銀行
WBG	World Bank Group	世界銀行グループ

第 1 章 調査の概要

1-1 調査の背景

バヌアツ共和国（以下、「バヌアツ」という。人口約 26 万人、総面積約 1 万 2 千 km²）は、南太平洋西部に位置し、南北約 1,200 km に広がる約 80 の島々で構成される島嶼国である。人口の 20% がエファテ(Efate)島にある首都ポートビラ(Port Vila)市及びエスピリッツサント島(Espiritu Santo Island)のルーガンビル(ルーガンビル)市に集中している。

バヌアツ国家エネルギーロードマップ (National Energy Road Map 2013-2020) (以下、「NERM」という。)によると、バヌアツ国民へ安全で高品質、且つ安価でクリーンなエネルギーを広く提供することで、同国の成長と発展に寄与することを全体ビジョンとしている。NERM では、エネルギーセクターのための優先課題として、エネルギーアクセス、燃料供給、安価なエネルギー、安定的で信頼できるエネルギー、気候変動を掲げており、このうち、気候変動の課題の具体的アクションとして、再生可能エネルギーの導入比率目標を 2015 年までに 40%としている。同目標は 2015 年時点で 29%と未達であるが、2016 年に更新された Updated National Energy Road Map 2016-2030 (updated NERM 2016-2030)では、2020 年には 65%、2030 年には 100%を再生可能エネルギーとする目標を設定している。

我が国は、かねてより同国政府のエネルギー計画に基づき、サント島への電力供給のため、無償資金協力で 1994～1995 年(計 600 kW)と 2009 年(計 600 kW)にサラカタ川水力発電所の設置を支援し、同島の主力電源として安定的な電力供給に貢献してきた。しかし、同島では日中の電力ピーク時の対応等のため、依然として総供給電力の一部がディーゼル発電により賄われている。かかる状況下、バヌアツ政府は、NERM に基づき再生可能エネルギーの一層の導入により輸入燃料への依存を軽減し、電力料金の低減を図るとともに、気候変動対策にも貢献するため、サント島の再生可能エネルギーによる電力供給の増強等にかかる無償資金協力の要請を我が国政府に提出した。同要請内容は、再生可能エネルギー導入、既存水力の増強、並びに、エネルギー効率改善、及びエネルギー管理システム構築等、多岐にわたるが、その後のバヌアツ政府側と JICA の協議において、バヌアツ政府側は特に水力発電設備の増強への支援を強く要望していることが確認されている。また、2015 年に行った「大洋州地域電力セクターにおけるエネルギーセクターセキュリティ向上支援策にかかる情報収集・確認調査」においても、水力発電設備の有望性が指摘されている。

以上の状況を踏まえて、本調査を通じ、バヌアツ国およびエスピリッツサント島における電力事情と課題、支援ニーズを整理するとともに、特に水力発電設備への我が国協力事業の形成の妥当性を検証する必要がある。

1-2 調査の概要

1-2-1 調査の目的

バヌアツ国エスピリッツサント島における電力セクターの現状や課題に関する基礎情報の収集、確認を行うとともに、同国の協力要請に関連し、今後の我が国支援のニーズ、妥当性、緊急性の確認、並びに水力発電事業を想定した我が国資金協力対象事業候補の形成に資する情報を整理す

ることを目的とする。

1-2-2 調査対象地域

バヌアツ国エスピリッツサント島（ただし、電力セクターの基礎情報収集についてはバヌアツ共和国全体とする）。



図 1-2-1 バヌアツ国位置図

1-2-3 主要面談者

現地における主要な面談先は、表 1-2-1 の通り。

表 1-2-1 主要面談者

組 織	面談者
Ministry of Climate Change Adaptation, Meteorology, Geo-Hazards, Environment (MCCA) (気候変動省)	Mr. Jesse Benjamin, Director General
Department of Energy (DOE), Ministry of Climate Change Adaption, Meteorology, Geo-Hazards, Environment (MCCA) (気候変動省 エネルギー局)	Mr. Antony Garae, Director Mr. Christopher Simelum, Principal Scientific Officer
Department of Strategic Policy Planning & Aid Coordination, Office of the Prime Minister (援助協調室)	Mr. Charlie Namaka, Senior Policy Analyst Infrastructure & Energy
Ministry of Internal Affairs (内務省)	Mr. Nebcevanhas Benjamin Shing, Acting Director General
Department of Industry (工業省)	Mr. Noel Kalo, Acting Director
Utilities Regulatory Authority (URA) (公益事業規制庁)	Mr. Maureen Malas, Project Manager Ms. Nitya Nitesh Nand, Economic Specialist M. Didier Joel, Community Consultation
Department of Lands, Ministry of Lands and Natural Resources (土地・自然資源省 土地局)	Mr. Jimmy PIERRE, Acquiring Officer
Department of Environmental Protection and Conservation(DEPC), Ministry for Climate Change Adaptation, Meteorology, Geo-Hazards, Environment, Energy and Disaster Management (MCCA) (気象変動省 環境保護保全局)	Ms Naomay Tor, EIA Officer Mr. Anaclet Philip, Sanma Environment and Extension Officer
Department of Geology, Mines and Water Resources(DGMWR), Ministry of Lands and Natural Resources (土地・自然資源省 地質・鉱山・水資源庁)	Mr. Morris Stephen, Water Technician Mr. Erie Sammy, Water Quality Officer
Vanuatu Meteorological and Geo-Hazards Department (VMGD), Ministry for Climate Change Adaptation, Meteorology, Geo-Hazards, Environment, Energy and Disaster Management (MCCA) (気候変動省 気象庁)	Ms. Melinda Natapei, Climatologist and the acting Principal Scientific Officer Mr. Peter Feke, Weather Observer
Vanuatu Project Management Unit(VPMU) (バヌアツプロジェクト管理組織)	Mr. Arthur V. Faerua, National Resettlement Specialist

Joint ADB/WBG Vanuatu Liaison Office	Ms. Nancy Wells, Development Coordinator
Sanma Provincial Government Council (Sanma 州政府事務所)	Mr. Prosper Buletare, Senior Planner Ms. Kehana Andrew, Product Development Officer, Sanma Provincial Government Council, Department of Tourism
Luganville Municipality (Luganville 市事務 所)	Mr. Clifton Rau, Town Clerk Luganville Town
Public Works Sanma Province Office, Ministry of Infrastructure and Utilities (公 共事業省サンマ州事務所)	Mr. McCarthney Aga, Principal Engineer - Water Supply (所属は Public Works Department: PWD)
Sanma Branch Office of Department of Lands (土地局サンマ州事務所)	Ms. Quen Wells, Enforcement officer
Santo Tourist Information Center	Ms. Samantha Moody, Marketing & Communications Officer
Vanuatu Utilities and Infrastructure Limited (VUI)	Mr. Peter J. Allen, General Manager Mr. Rodolfo R. Fernandez JR., Operations Supervisor Mr. Wallace Smith, Supervisor
JICA フィジー事務所	池田所員、大原企画調査員
JICA バヌアツ支所	井坪 支所長、浅野 企画調査員

1-3 調査団と調査行程

1-3-1 調査団

本調査は以下に示す団員構成・分担で実施した。

No	氏名	担当業務	所属
1	永井 雅彦	業務主任／電源開発計画	東電設計株式会社
2	小泉 高志	水土木	東電設計株式会社
3	黒木 久暢	水力発電設備	東電設計株式会社
4	守屋 紀子	環境社会配慮	東電設計株式会社

1-3-2 調査行程

本調査は以下のとおり、第一次現地調査(2016年11月26日から23日)と第二次現地調査(2017年1月29日から22日)を実施した。それぞれの実績行程表を表 1-3-1、表 1-3-2 に示す。

表 1-3-1 第一次現地調査実績行程

Date & Day	Team Member					
	Team Leader/ Power Development Planning	Hydropower Civil Engineering	Hydropower Electrical Engineering	Environmental & Social Consideration		
	Masahiko NAGAI	Takashi KOIZUMI	Hisanobu KUROKI	Noriko MORIYA		
1	26-Nov	Sat	Leave Japan for Vanuatu (QF26 Haneda 22:00 - Sydney 9:35)			
2	27-Nov	Sun	Leave Sydney for Port Vila (NF11 Sydney 11:55 - Port Vila 15:10)			
3	28-Nov	Mon	AM: Meeting with JICA Vanuatu Office and DSPPAC PM: Meeting with MCCA and URA			
4	29-Nov	Tue	Move to Luganville (NF210 Port Vila 9:40 - Luganville 10:30) AM: Site visit to Isolate diesel power plant in Port-Olry PM: Visit to health center in Port-Olry and Diesel power station in Luganville	Data collection in Port Vila and preparation for request for quotation for Social Environmental Survey		
5	30-Nov	Wed	AM: Meeting with VUI and visit to Sarakata River Hydropower Station PM: Reconnaissance to hydropower potential site area	Data collection in Port Vila and preparation for request for quotation for Social Environmental Survey		
6	1-Dec	Thu	Move to Port Vila (NF211 Luganville 11:10 - Port Vila 12:00) PM: Meeting with JICA Vanuatu Office	Reconnaissance to hydropower potential site area PM: Meeting with JICA Vanuatu Office		
7	2-Dec	Fri	AM: Meeting with Ministry of Internal Affairs PM: Meeting with GM of VUI and Report to JICA Vanuatu	Data collection from VUI in Luganville AM: Data collection in Port Vila PM: Report to JICA Vanuatu		
8	3-Dec	Sat	Move to Luganville (NF210 Port Vila 7:30 - Luganville 8:20)	Move to Luganville (NF210 Port Vila 7:30 - Luganville 8:20)		
			Visit to target area (Turtle bay - Hog Harbour - Port-Olry) for grid extension program			
9	4-Dec	Sun	Data arrangement			
10	5-Dec	Mon	AM: Meeting with VUI PM: Visit to Diesel power station / Sub-station in Luganville and observation of distribution line conditions Visit to Provincial office of Vanuatu National Statistics Office (VNSO)			
11	6-Dec	Tue	AM&PM: Visit to potential hydropower plant sites downstream of existing Sarakata hydropower plant			
12	7-Dec	Wed	AM: Visit to outside of Luganville concession area PM: Visit to Sanma Provincial Office			
13	8-Dec	Thu	AM: Visit to Sarakata Hydropower Plant PM: Visit to Nambel Village, where a rainfall gauge has been installed	Visit to Provincial office of Vanuatu National Statistics Office (VNSO)		
14	9-Dec	Fri	Meeting with VUI			
15	10-Dec	Sat	Data arrangement			
16	11-Dec	Sun	Move to Port Vila (NF211 Luganville 8:55 - Port Vila 9:45)			
17	12-Dec	Mon	Visit to Department of Energy (DOE)			
18	13-Dec	Tue	Meeting with DOE			
19	14-Dec	Wed	AM: Data arrangement PM: Meeting with ADB coordinator in Joint ADB/WBG Vanuatu Liaison Office	Meeting with Department of Water Preparation for sub-contract		
20	15-Dec	Thu	Am: Signing of sub-contract PM: Meeting with Ministry of Industry and Report to JICA	Meeting with Department of Water Signing of sub-contract		
21	16-Dec	Fri	Meeting with DOE Report to JICA Vanuatu office			
22	17-Dec	Sat	Leave Port Vila for Sydney (NF 10 Port Vila 15 :20 - Sydney 19 :15) Leave Sydney for Haneda (QF 25 Sydney 21:35 - Haneda 05 :00)			
23	18-Dec	Sun	Arrive at Haneda (05:00)			
Total Days			23	23	23	23

表 1-3-2 第二次現地調査実績行程

Date & Day 2017			Team Member			
			Team Leader/ Power Development Planning	Hydropower Civil Engineering	Hydropower Electrical Engineering	Environmental & Social Consideration
			Masahiko NAGAI	Takashi KOIZUMI	Hisanobu KUROKI	Noriko MORIYA
1	29-Jan	Sun	Leave Japan for Sydney (QF026 Haneda 22:00 - Sydney 9:35)			
2	30-Jan	Mon	Leave Sydney for Nadi (FJ910 Sydney 14:15 - Nadi 19:10)			
3	31-Jan	Tue	Leave Nadi for Suva (FJ007 Nadi 7:30 - Suva 8:00) 12:00 Meeting with JICA Fiji Office Leave Suva for Nadi (FJ018 Suva 17:30 - Nadi 18:00)			
4	1-Feb	Wed	Leave Nadi for Port Vila (FJ263 Nadi 7:30 - Port Vila 9:05) P.M.: Meeting with JICA Vanuatu Office and DOE			
5	2-Feb	Thu	Meeting coordination with DOE			
6	3-Feb	Fri	A.M.: Meeting with DEPC and Department of Water P.M.: Meeting with Local consultants on social environmental matter			
7	4-Feb	Sat	Move to Luganville (NF210 Port Vila 7:30 - Luganville 8:20)			
8	5-Feb	Sun	Visit to Wind Observing Tower in Port Olry and Turtle Bay Lodge Santo			
9	6-Feb	Mon	A.M.: Meeting with VUI, Sanma Branch Office of Department Lands, and Santo Travel Information Centre P.M.: Meeting with Sanma Provincial Government Council and visit existing solar power facility in the office of Sanma Provincial Government Council			
10	7-Feb	Tue	A.M.: Visit to Sarakata Hydropower Station and potential hydropower plant sites downstream of existing Sarakata hydropower plant P.M.: Visit to Fanafo village			
11	8-Feb	Wed	A.M.: Visit to potential hydropower plant sites on the left bank of existing Sarakata hydropower plant P.M.: Meeting with Sanma DEPC Officer on natural environmental situation in and around the hydro potential sites.			
12	9-Feb	Thu	A.M.: Meeting with Luganville Municipality Office, and a company operating factories in Santo, and visit existing solar power facilities in a college and a hospital. P.M.: Meeting with Department of Tourism, Sanma Provincial Government Council and Department of Public Works.			
13	10-Feb	Fri	A.M.: Meeting with Sanma Branch Office of Department Lands, and Visit to Diesel Power Station of VUI P.M.: Meeting with DOE			
14	11-Feb	Sat	Data arrangement			
15	12-Feb	Sun	Move to Port Vila (NF211 Luganville 9:00 - Port Vila 9:50)			
16	13-Feb	Mon	Meeting with DOE			
17	14-Feb	Tue	A.M.: Meeting with Local consultant, VPMU, and GGGI P.M.: Ministry of Lands, Meteorological Service and DOE			
18	15-Feb	Wed	A.M.: Meeting with URA P.M.: Meeting with Meteorological Service and DOE			
19	16-Feb	Thu	Meeting with Australia			
20	17-Feb	Fri	A.M.: Meeting with DOE P.M.: Meeting with JICA Vanuatu Office			
21	18-Feb	Sat	Leave Port Vila for Sydney (NF 10 Port Vila 15 :20 - Sydney 19 :15) Leave Sydney for Haneda (QF 25 Sydney 21:35 - Haneda 05 :00)			
22	19-Feb	Sun	Arrive at Haneda (05:00)			
Total Days			22	22	22	22

第 2 章 バヌアツ国の概況

2-1 社会、経済の概況

2-1-1 政治

バヌアツは 1980 年の独立以前には英・仏による共同統治が行われていた。独立後は、首相を政府の長とする議会制民主主義を採用している。

国家元首は、大統領であるが儀礼的・象徴的役職である。大統領は、国会議員および・地方公共団体首長によって構成される選挙人団によって選出され、任期は 5 年である。現在の大統領は、2014 年 9 月就任のボールドウィン・ジェイコブソン・ロンズデール (H.E. Baldwin Jacobson LONSDALE) である。

行政府の長である首相は、議会が議員選挙直後に議員の中から選出し、大統領が任命する。閣僚は、首相が指名し、議会に責任を負う。通常は、多数党党首または多数を形成した政党連合代表が首相に選出される。現在の首相は、2016 年 2 月就任のシャーロット・サルワイ・タビマスマス (Hon. Charlot SALWAI Tabimasmass) である。独立した 1980 年より 2016 年現在までに 11 人 21 代が首相を務めている。

立法府は、任期 4 年議員 52 名によって構成される一院制国会である。議員任期は 4 年で、普通選挙によって選出される。国家首長会議(National Council of Chiefs または Malvatumauri)が、慣習、伝統的土地所有、バヌアツの伝統保持について、政府に助言する。独立した司法機関は、裁判長 1 名とその他の裁判官 3 名から構成される。司法制度はイギリス法に倣っており、ごく一般的な事項については治安判事裁判所で扱う。

なお、地方部においては、村落レベルで指導者として地域社会の首長を有する地域社会も重要な政治的組織である。

2-1-2 経済情勢

バヌアツの主要産業は、観光業を中心としたサービス産業と農業である。人口の約 75%は農業に従事しており、タロイモやヤマイモ等の農作物の栽培の他、輸出用農作物の生産も盛んで、表 2-1-1 に示すとおり、近年、コブラ、ココナッツオイル、カヴァ、牛肉、カカオが輸出品目の中で上位を占めている。

政府による国家開発政策の影響で、2003 年以降観光業が順調であり、航空便やクルーズ船の増加に伴い観光客数が年々増加している。無形世界遺産の砂絵などの民俗文化、風光明媚な風土を活かしたスキューバダイビング、火山見学などを目的とした観光客が多く、外貨獲得手段の一つとなっている。

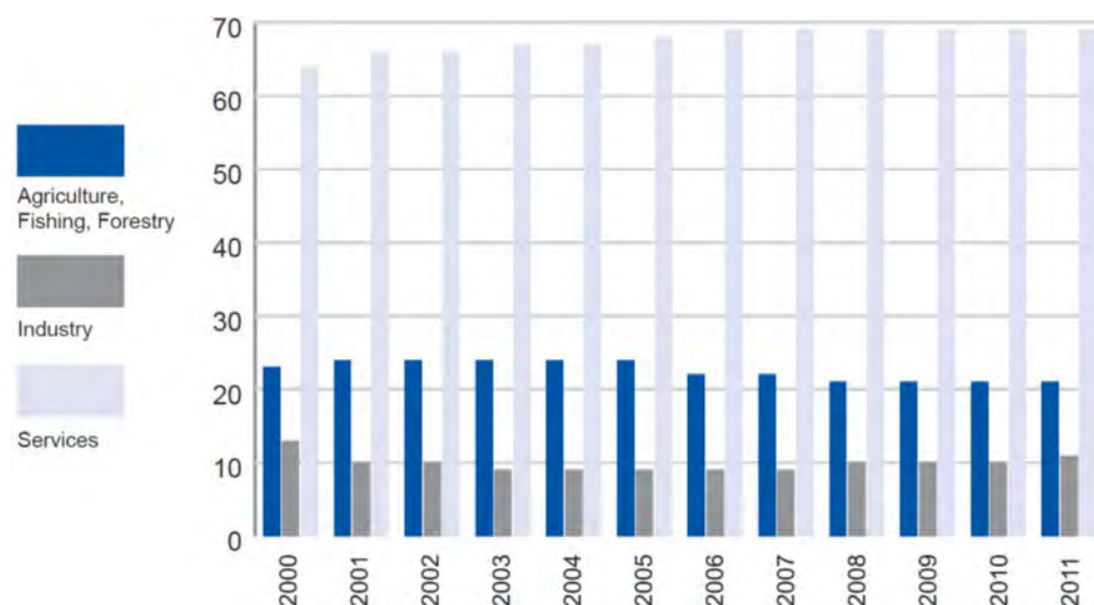
バヌアツ政府発行の貿易政策構想 (Trade Policy Framework 2012 年) によると、2000 年から 2011 年にかけての国内総生産 (Gross Domestic Product: GDP) に占める第一次産業、第二次産業、第三次産業の割合の平均は、それぞれ 20 %、11 %、69 %である。GDP に占める産業構成比を図 2-1-1 に示す。

表 2-1-1 主要輸出品

(単位: 百万 vatu)

産品	2010	2011	2012	2013	2014
コプラ	579	1065	1088	367	1485
ココナッツオイル	933	1592	1162	459	1081
カヴァ	508	762	661	834	807
牛肉	494	516	518	326	441
カカオ	384	247	258	294	454
ヴァニラ	5	5	11	7	4
コーヒー	3	18	3	6	28

(出典 : 2014 Statistics Pocket book, Vanuatu National Statistics Office)



(出典 : Vanuatu Trade Policy Framework 2012)

図 2-1-1 GDP 構成比

至近年のバヌアツの GDP および成長率の推移は、図 2-1-2 に示すとおりであり、2006年に8%を越える成長率を記録したものの、2007～2008年の世界金融危機の影響で2010年～2014年に掛けては2%程度の成長率に低下していた。2015年には、過去最大級のサイクロン「パム」がバヌアツに上陸し甚大な被害を受け経済成長が鈍化し-0.8%のマイナス成長を記録した。

バヌアツは、LDC (Least developed country : 後発開発途上国) に分類される。また、一人当たりの国内国民総所得 (Gross National Income per capita: GNI per capita) は、US\$ 3,170 (2014年, 世界銀行アトラスベース)であり、DAC の分類では低中所得国 (Lower Middle Income Countries: LMICs) に該当する。

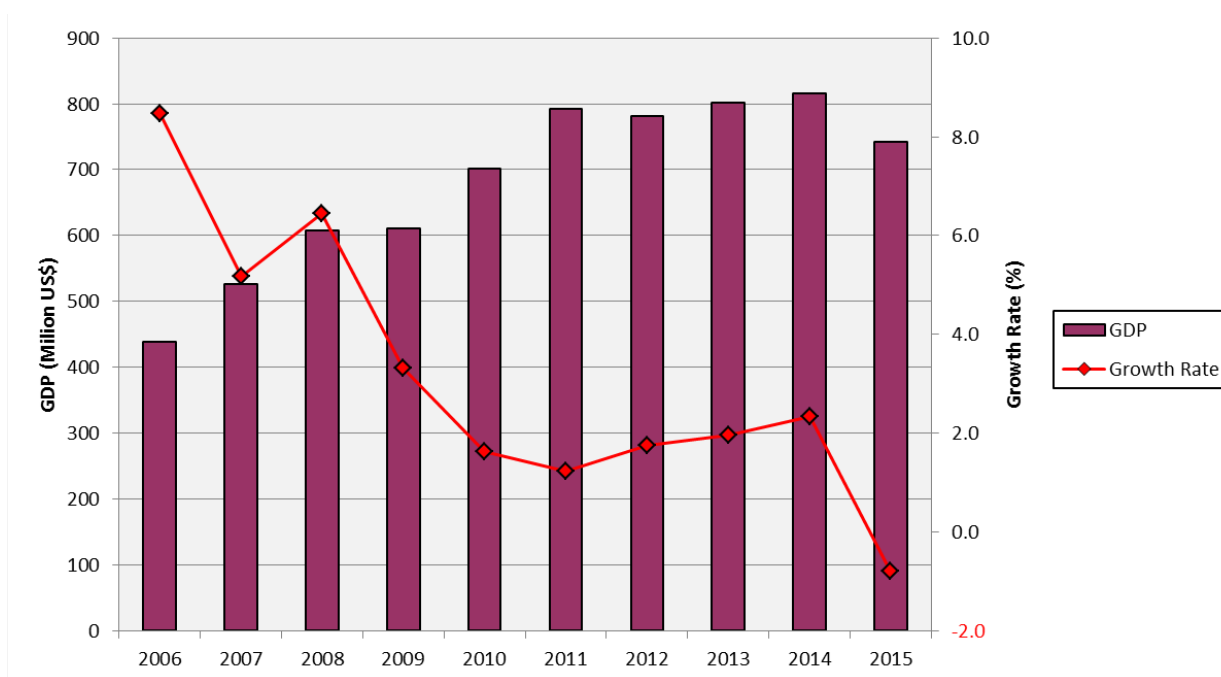


図 2-1-2 GDP および成長率

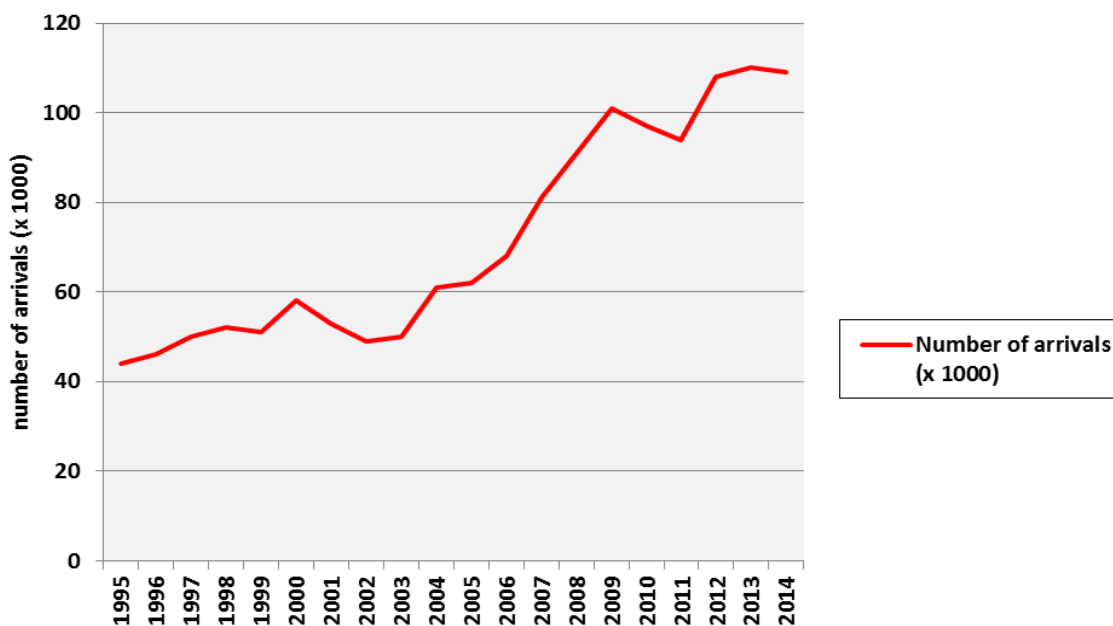
国際貿易収支における経常収支は、毎年赤字を計上してきており、2002年～2010年は、表 2-1-2 に示すとおりである。物品貿易の収支が赤字であるが、サービスの収支は黒字で確実に堅調に増加している。

表 2-1-2 バヌアツ貿易実績収支

	(unit: Mlilon VT)									
	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	
Balance on Trade in Goods	-8,117	-7,949	-8,398	-10,215	-11,459	-14,993	-22,641	-20,482	-18,583	
Exports	2,793	3,249	4,264	4,166	4,166	3,040	4,230	5,887	4,947	
Imports	10,910	11,198	12,662	14,381	15,625	18,033	26,871	26,369	23,530	
Balance on Trade in Services	5,342	5,741	6,282	6,941	8,055	11,633	12,342	14,622	14,506	
Services credit	12,707	13,664	14,226	16,094	17,435	20,910	23,594	26,094	26,743	
Service debit	7,365	7,923	7,944	9,152	9,380	9,277	11,252	11,472	12,237	

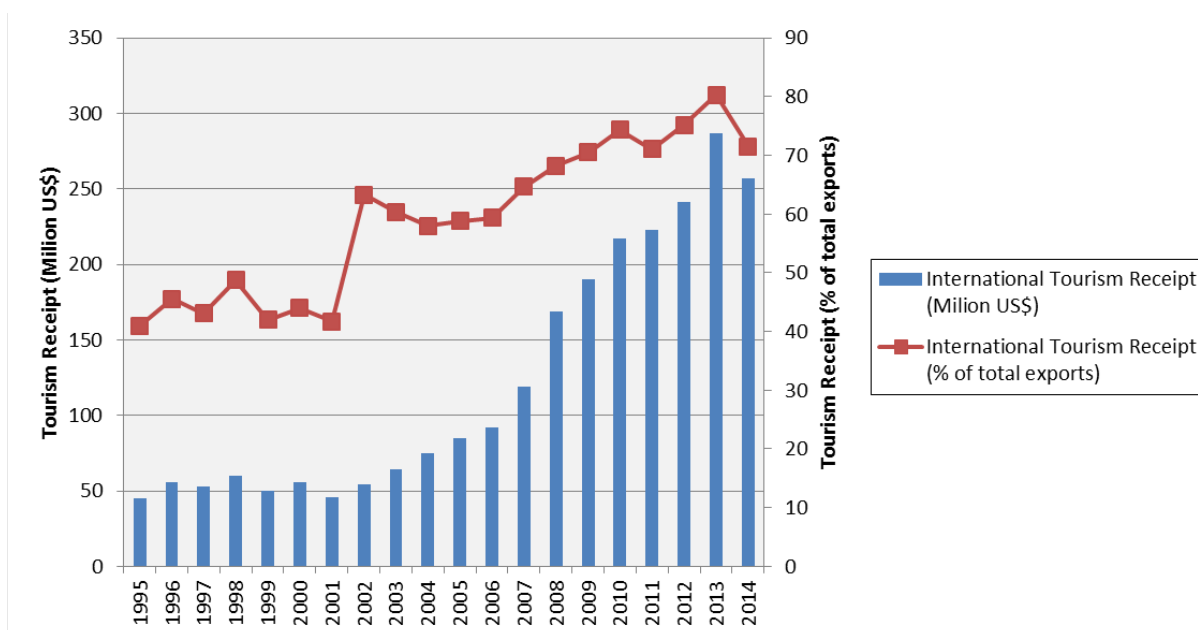
(出典 : Vanuatu Trade Policy Framework 2012)

近年、バヌアツは観光を中心に産業開発に努めた結果、バヌアツへの観光客は 20 年前に比べ約 2 倍に増加してきており、2014 年の観光客は 10 万 9 千人に及んだ。観光客の多くはオーストラリアからで、ニューカレドニア、ニュージーランドがそれに次ぐ。観光業は国民経済に貢献し続けており、観光客の増加と共に観光収入も 20 年前の倍に増加し、2013 年には、287 百万 US ドルを記録し、実に総輸出額の 80%、GDP の 36% に及んでいる。外国からの渡航者数の推移を図 2-1-3 に、観光業収入の推移を図 2-1-4 に示す。



(出典 : World bank データより調査団作成)

図 2-1-3 外国からの渡航者数



(出典 : World bank データより調査団作成)

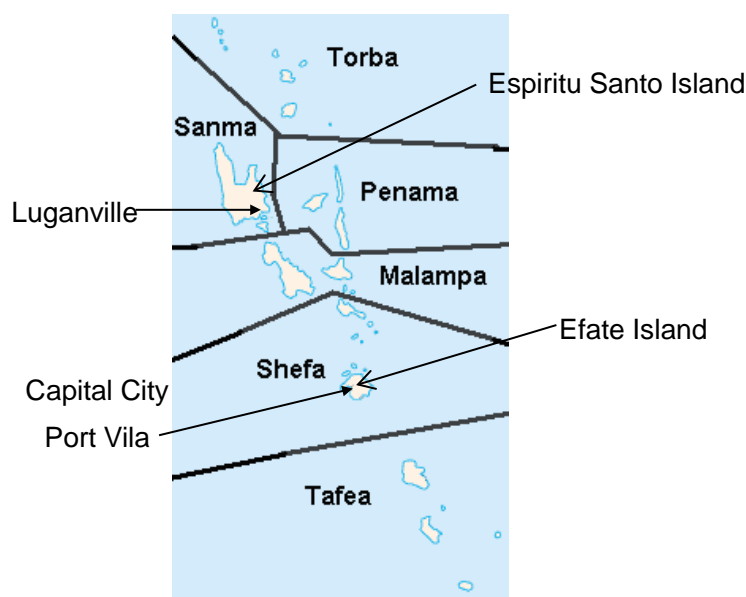
図 2-1-4 観光業収入

2-1-3 社会情勢

バヌアツは人口約 26 万人（2015 年, World bank）で、民族構成としては人口の約 99 %がメラネシア系であり、残りの 1 %がヨーロッパ系等の移民である。人口分布については、徐々に都市部の人口流入が進んでいるものの、全人口の約 74%が離島を含む地方部に居住している。人口の約 75%が農業に従事しているが、農業の GDP の構成比は約 20%に過ぎず、サービス業の収益が GDP の 70%を占めている。

国民の多くが伝統的な規範に則った生活を続けているが、島や地域によって冠婚葬祭や習慣、社会システムが大きく異なっており、村によって言語も異なることから 100 以上の現地語が現在でも使用されている。部族間の意思疎通を図るため、ビスラマ語がバヌアツの国語として使用されており、1980 年の独立以前はイギリスとフランスの共同統治による植民地政策が続いていたことから、ビスラマ語、英語、フランス語がバヌアツの公用語となっている。宗教はキリスト教が人口の約 9 割を占めており、離島では伝統的な宗教が信仰されている地域も多い。

バヌアツの行政区画は 1994 年以降、図 2-1-5 に示すとおり 6 つの州（Province）に分けられている。州は、地域協議会（Area Council）と基礎自治体（Municipality）に行政区分が分かれている。都市部と地方部および各州の人口、面積を表 2-1-3 に示す。



(出典 : Wikipedia web site)

図 2-1-5 バヌアツの州と主要都市

最新の国勢調査（census）は、2009 年に実施されている。調査対象のサント島は、Sanma 州に属し、人口、世帯数は、2009 年 Census 時点で、39,601 人、世帯数 7,922 戸で、それぞれ Sanma 州合計人口の 86.4%、Sanma 州合計世帯数の 85.4%、全国総人口の 16.9%、全国総世帯数の 16.6% となっており、島の面積ではバヌアツ最大で、首都 Port Vila が位置する Efate 島に次ぐ人口規模を有している。（出典：2009 Census Basic Tables Report, Vanuatu National Statistics Office:VNSO）

表 2-1-3 都市部・地方部および各州の人口・土地問題

Urban/Rural Province	Main Islands	Polulation			Land Area	
		number	% of total	growth rate (%)	km ²	%
Total	-	234,023	100.0	2.3	12,281.25	100.0
Urban	-	57,195	24.4	3.5	-	-
Rural	-	176,828	75.6	1.9	-	-
Torba	Torres Islands Banks Islands	9,359	4.0	1.9	867.33	7.1
Sanma	Espiritu Santo Malo	45,855	19.6	2.4	4,262.06	34.7
Penama	Pentecost Ambae Maewo	30,819	13.2	1.5	1,203.92	9.8
Malampa	Malakula Ambrym Paama	36,724	15.7	1.2	2,808.41	22.9
Shefa	Shepherd Islands Efate Epi	78,723	33.6	3.7	1,507.36	12.3
Tafea	Tanna Aniwa Futuna Erromango Anatom	32,540	13.9	1.1	1,632.17	13.3

(出典 : 2009 National Population and Housing Census, Basic Tables Report Volume 1, VNSO より調査団作成)

2-2 地理と気候

2-2-1 地理

バヌアツは83の島々からなる島嶼国で、南緯18°～28°、東経166°～172°の区域に南北1,300 kmに亘って北北西から南南東に連なる群島を形成している。83の島のうち65の島に住民が居住している。国土面積は約12,281 km²であり、同国首都 Port Vila のある Efate 島は群島のほぼ中央に位置し、887 km²の面積を有している。

主要な島は火山性山岳地形で、これに高低差の著しい丘陵部、浸食された河川で分断された低地部、海岸沿いの狭いテラス状平地となっている。バヌアツの火山は、太平洋プレートがオーストラリアプレートに潜り込むサブダクション帯によるものであり、環太平洋火山帯の一部をなしている。近海ではたびたびマグニチュード7超の強い地震が起きている。

最大の島は Espiritu Santo 島 (3,956 km²) で、同島の Tabwemasana 山 (1,879 m) がバヌアツの最高峰となっている。最大の町は、Efate 島にある首都 Port Vila (44,039 人)、2 番目は Espiritu Santo 島のルーガンビル (13,156 人)。(出典：人口はバヌアツ 2009 年 Census のデータ (VNSO))

2-2-2 気候

全域が熱帯雨林気候であり、海洋性気候の特色を持つ。南東貿易風の影響下にあり、5 月から10 月にかけて気温が低下する。首都 Port Vila の最高気温は冬期において 25 度、夏期には 29 度に達する。

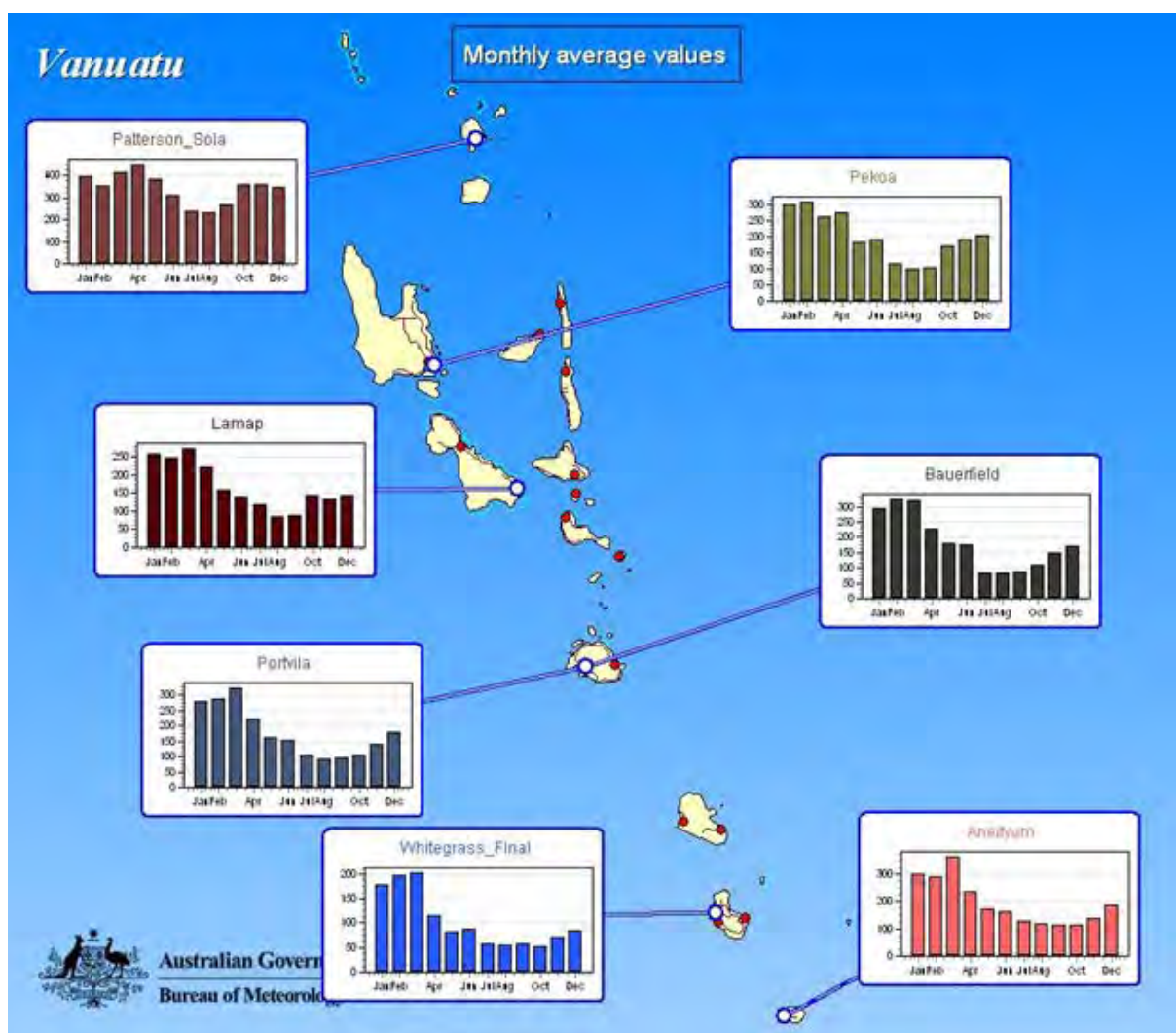
雨量は一般的に冬期 (5 月～10 月) より夏期 (11 月～4 月) の方が多い。通常、最も降雨が多い月は3 月で、最も少ないのは8 月である。年平均降水量は 2,300 mm 程度である。バヌアツ各地域の月平均雨量を図 2-2-1 に示す。

東から南東に吹く貿易風は、11 月～4 月の夏期には弱く、5 月～10 月の冬期は強くなる。しかし、多大な危害をもたらす風を伴った熱帯性サイクロンおよび低気圧は夏期に発生する。

11 月～4 月の夏期はサイクロンの季節としても知られている。南西太平洋に位置するバヌアツの地形的な位置はサイクロンの通過ルート上にあり、1 月～2 月もサイクロンが来襲する季節である。過去 10 年間で 20～30 のサイクロンが来襲し、そのうち 2～3 のサイクロンが壊滅的な損害をもたらした。近年では、2015 年 3 月 13 日から 14 日にかけてサイクロン・パムの直撃による甚大な被害を受けている。

洪水は熱帯性サイクロンとラニーニャの年に川に近い低標高の氾濫原で発生することが多い。ラニーニャ発生年における長引く降雨がしばしば農作物に多大な影響を与える。

バヌアツにおける渇水は、エルニーニョ現象に関係している。エルニーニョの年は、一般的に降雨量は平均を下回る。近年、エルニーニョにより渇水をもたらした年は、1982～83 年、1990～95 年、1997～98 年およびサイクロン・パム後の 2015～2016 年である。なおバヌアツにおける最悪の渇水は 1993 年に発生している。



(出典 : Vanuatu Government, Meteorological Services web site)

図 2-2-1 各地における月平均雨量

第 3 章 バヌアツ電力セクター基礎情報

3-1 エネルギー政策とエネルギー概況

3-1-1 国家持続可能な開発計画 2016 - 2030

「国家持続可能な開発計画 2016-2030」(National Sustainable Development Plan 2016 to 2030: NSDP)は、「国家優先課題・行動計画 2006-2015」(Priorities & Action Agenda 2006-2015: PAA)に代わるバヌアツ政府最高位の政策フレームワークとして、2017年1月に発行された。

本開発計画の特徴として、持続可能な開発のため、「社会」「環境」および「経済」の3つの柱のバランスを取ることが明示されており、図 3-1-1 のとおり、国家持続可能な開発目標 (National Sustainable Development Goals) は、この3つの柱毎に、政策目標が設定されている。

国家持続可能開発目標 National Sustainable Development Goals		
社会の柱 Society Pillar	環境の柱 Environment Pillar	経済の柱 Economy Pillar
SOC 1 Vibrant Cultural Identity	ENV 1 Food and Nutrition Security	ECO 1 Stable and Equitable Growth
SOC 2 Quality Education	ENV 2 Blue-Green Economic Growth	ECO 2 Improve Infrastructure
SOC 3 Quality Health Care	ENV 3 Climate e and Disaster Resilience	ECO 3 Strengthen Rural Communities
SOC 4 Social Inclusion	ENV 4 Natural Resource Management	ECO 4 Create Jobs and Business Opportunities
SOC 5 Security, Peace and Justice	ENV 5 Ecosystems and Biodiversity	
SOC 6 Strong and Effective Institutions		

(出典 : Vanuatu 2030 National Sustainable Development Plan 2016 to 2030)

図 3-1-1 国家持続可能開発目標

開発目標の中に掲載されたエネルギー関係の目標は以下の通り 2 つあり、環境面および経済面から再生可能エネルギーの利用促進を図る目標が明確に示されている。

- 1) EVN2 Blue-Green Economic Growth の政策目的 (policy objectives) ENV 2.3: 再生可能エネルギー源の促進および効率的なエネルギー利用の促進
- 2) ECO2 Improve Infrastructure の政策目的 (policy objectives) ECO 2.1:再生可能エネルギー源からの安全、信頼性ある、かつ手頃なエネルギーサービス利用のますますの増加と輸入化石燃料への依存度の減少

3-1-2 国家エネルギーロードマップ 2016-2030

バヌアツの国家エネルギーロードマップ (National Energy Road Map: NERM) は、バヌアツエネルギーセクターの政策フレームワークである。2020 年までを対象とし目標および行動計画が設定された National Energy Road Map 2013-2020 (NERM 2013-2020) が 2013 年に発行されたが、2015 年までの実績を反映し 2030 年までを対象に更新された「改訂国家エネルギーロードマップ 2016-2030」(Updated Vanuatu National Energy Road Map 2016-2030: Updated NERM 2016-2030)が 2016 年に発行されている。本ロードマップでは、バヌアツ国民へ安全で高品質、かつ安価でクリーンなエネルギーを広く提供することにより同国の成長と発展に寄与することが全体ビジョンとして設定されている。

NERM 2013-2020 では、エネルギーセクターのための優先課題として、5つの課題を掲げ、これらの課題毎に目的、目標および行動計画を設定している。NERM 2013-2020 で設定された課題を Updated NERM 2016-2030 では、若干修正し以下の5つの課題を優先課題としている。

- ・エネルギー・アクセス (Accessible energy)
- ・安価なエネルギー (Affordable energy)
- ・安定的で信頼できるエネルギー (Secure and reliable energy)
- ・持続可能なエネルギー (Sustainable energy)
- ・グリーン成長 (Green growth)

バヌアツのエネルギーは、高価な輸入化石燃料に大きく依存しており、これが国家経済の大きな負担となっている。このため輸入化石燃料依存からの脱却を目指した再生可能エネルギーの利用が大きな柱のひとつとなっている。

NERM 2013-2020 では 2015 年、2020 年時点での目標値を設定していたが、Updated NERM 2016-2030 では、表 3-1-1 の通り、2015 年末時点の実績を示し、2020 年時点の目標に加え、2030 年時点の目標も設定している。このうち、「持続可能なエネルギー」の課題の具体的目標として、再生可能エネルギーの導入比率を 2015 年までに 40%と定めていたが 2015 年時点の実績は 10 ポイント以上下回る 29%と未達であった。(表 3-1-1 黄色着色部参照) しかし、2020 年の目標値 65% を下方修正することなく、さらに 2030 年には 100%を再生可能エネルギーとする目標を打ち出している。再生可能エネルギーの導入比率目標以外の目標でも 2015 年時点の実績値は目標を下回っているものが多く、特に、表 3-1-1 でピンク色に着色した「Off-grid 地域における世帯電化率向上」については 2015 年時点の目標 55%に対して実績が 9%に留まっており、電化の遅れが深刻なことが伺える。

Updated NERM 2016-2030 では、目標を達成するために、具体的な行動計画として 68 のアクションを提案している。うち 22 のアクションが最優先課題(highest priority)として示されているが、このうち表 3-1-2 に示す6つのアクションは電力設備のプロジェクトで、さらに以下の2つプロジェクトは本調査の対象地域であるサント島のプロジェクトである。(表 3-1-2 黄色着色部参照)

- ・サント島東海岸グリッド延長計画
- ・サラカタ水力増設計画 (600kW)

これら行動計画にある全てのアクションを 2016 年～2030 年の期間で実行する総費用は 250 百万米ドル以上と見積もられており、政府とドナーあるいは民間セクター等からの資金を組み合わせた資金により賄われるとしている。

表 3-1-1 更新された国家エネルギーロードマップ目標

Priority	Target	Indicator	Current	2020 Target	2030 Target
Accessible energy	Increase electricity access by households in and near concession areas	% of households with access	62% (69%)	75%	100%
	Increase electricity access by households in off-grid areas	% of households with access	9% (55%)	60%	100%
	Increase electricity access by public institutions (on- and off-grid)	% with access	54% (90%)	80%	100%
Affordable energy	Improve the efficiency of diesel generation	Grams of diesel fuel per kWh of electricity	2% improvement from 2010 (248.33 g/kWh) (10%)	20% improvement from 2010 (202.41g/kWh)	20% improvement from 2010 (202.41g/kWh)
	Reduce the cost of distributing petroleum products in Vanuatu	Vatu per litre	No data	10% reduction from 2012	15% reduction from 2012
Sustainable energy	Increase the proportion of electricity generated from renewable sources	% of grid-based electricity from renewable sources	29% (40%)	65%	100%
	Improve electricity sector end-use efficiency	% saving on BAU projection ³¹	n/a	5%	13.50%
	Improve transport (land and marine) energy efficiency	% saving on BAU projection	n/a	2%	10%
	Improve biomass end-use (cooking and drying) efficiency	% saving on BAU projection	n/a	5%	14%
	Ensure all energy infrastructure projects comply with Government and donor environmental and social safeguard requirements ³²	% of projects complying	n/a	100%	100%
Green growth	Increase the proportion of electricity generated from biofuels	% of electricity generated from biofuels ³³	5%	10%	14%
	Increase renewable electricity use by rural tourism bungalows	% of bungalows using renewable energy sources for electricity supply	TBD	25%	65%

(出典 : Updated Vanuatu National Energy Road Map 2016-2030)

表 3-1-2 更新された国家エネルギーロードマップ目標

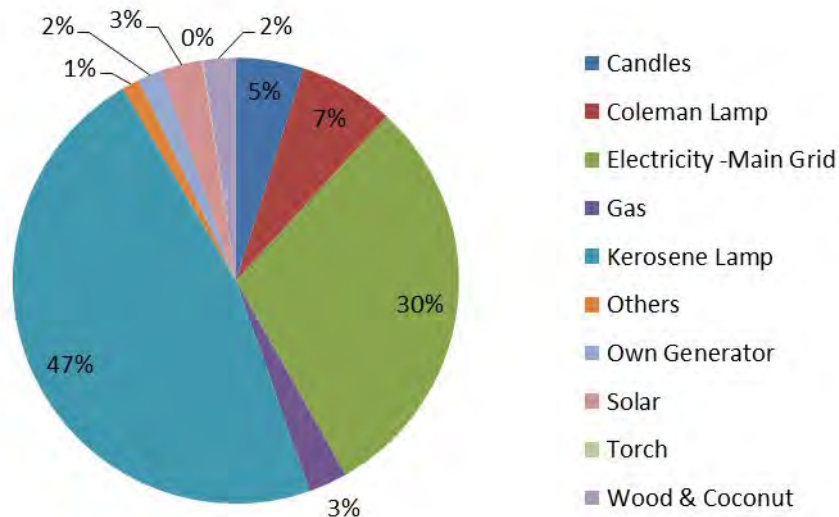
Investment/action	Main outcome(s) it contributes to	Energy subsector(s)	Priority	Status	Funding source
Whitesands Solar PV Micro-grid, Tanna	Access, sustainability, green growth	Electricity	Highest	Proposed	
Efate Grid Connected Solar PV Project (1MW)	Sustainability	Electricity	Highest	Proposed	
Vanuatu Rural Electricity Project (VREP) Phase 2	Access, sustainability, green growth	Electricity	Highest	Proposed	
Grid Extension, East Cost Santo (Matelevu to Shark Bay, Port Olry, Stone Hill and Palekula)	Access	Electricity	Highest	Proposed	
Sarakata Hydro Power Extension Project (600KW), Santo	Access, sustainability, green growth	Electricity	Highest	Proposed	
Brenwe Hydro Power Project (< 1.2MW), Malekula	Access, sustainability, green growth	Electricity	Highest	Proposed	

(出典 : Updated Vanuatu National Energy Road Map 2016-2030)

3-1-3 エネルギーの基本情報

(1) 1次エネルギー需給状況

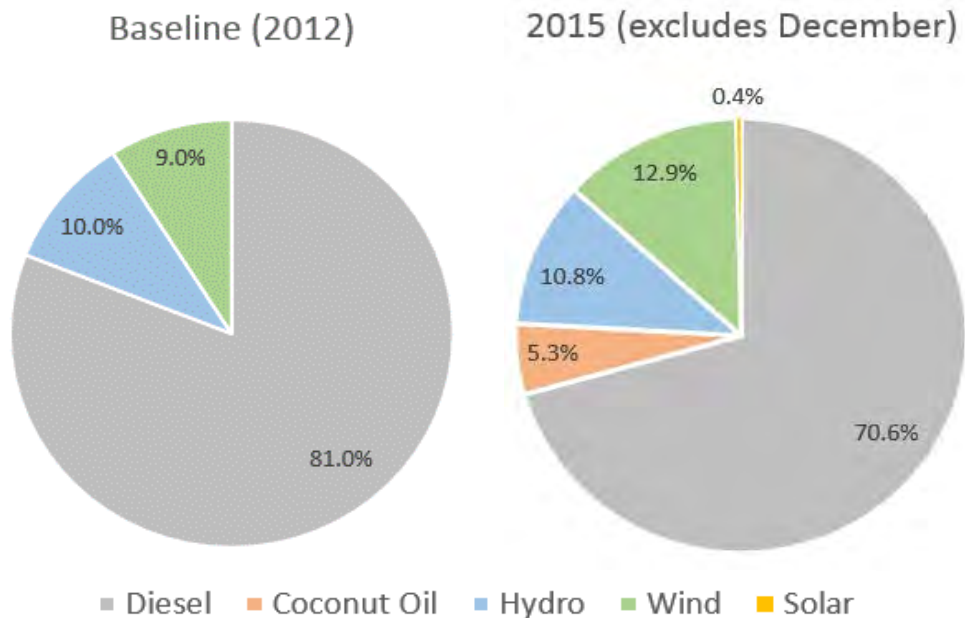
2009年のCensusによると、バヌアツの家庭用照明の1次エネルギー源は図3-1-2のとおり、ケロシン（灯油）ランプが最も多く、電力システムによる電化の割合が低いことが伺える。



(出典: Census of Population and Housing 2009, Vanuatu National Statistics Office(VNSO)より調査団作成)

図 3-1-2 バヌアツ全体の家庭用照明1次エネルギー源の割合

図3-1-3にバヌアツ全体の2012年および2015年の電力システムの電源構成を示す。2015年には電力全体の約30%は再生可能エネルギーが占めるようになっている。

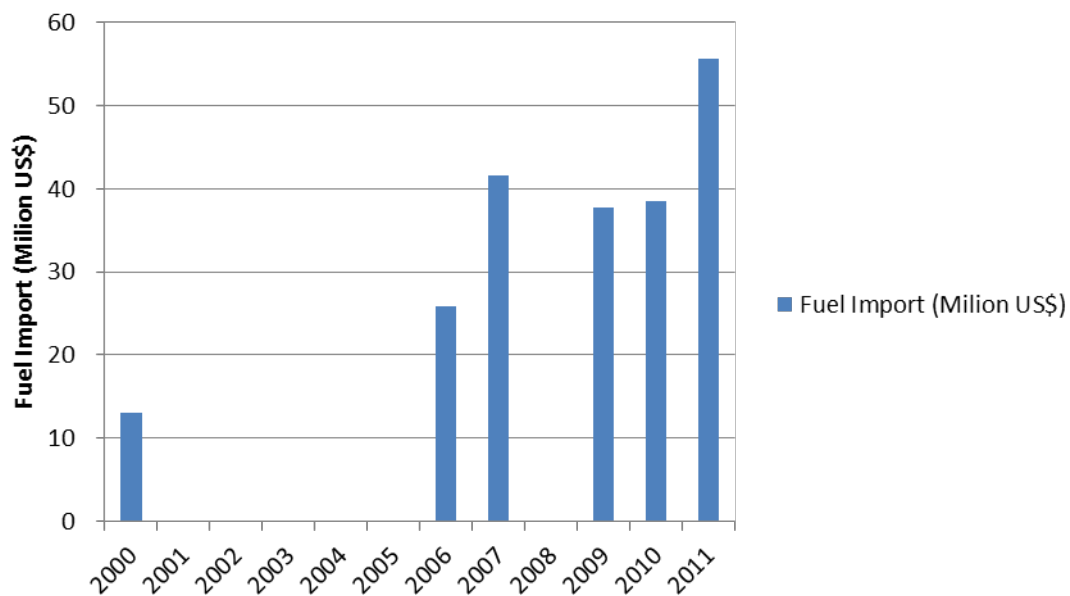


(出典: Updated Vanuatu National Energy Road Map 2016-2030)

図 3-1-3 バヌアツ全体の電源構成

(2) 化石燃料の輸入

ディーゼル燃料等、化石燃料は100%輸入に頼っており、その輸入量は、図 3-1-4 のとおり、年々堅調に増加しており、国家経済への負担が増加し、再生可能エネルギーへの置き換えがバヌアツの国家経済面から急務となっている。



(出典 : World bank データより調査団作成)

図 3-1-4 燃料輸入額

3-2 電力関連の法規制

バヌアツでは、政府または公共団体による電力供給組織、施設等はなく、ポートビラ、ルーガンビルおよびその他の2つ地域（Malekula 島、Tanna 島）の合計4つの電力系統において民間電力事業者が政府と営業契約を結んだ上で電力供給事業を行うといういわゆるコンセッション方式での電力供給がなされている。このため、コンセッション方式による電力供給事業を念頭に次の通りの電力に関わる主要な法令が制定されている。

- 電力供給法（Electricity Supply Act No.13 of 2010）
コンセッション方式で行われるポートビラ、ルーガンビルおよびその他地域における電力の発電と供給に関わる事項に関して規定するバヌアツ電力供給事業の基本法。
- 公益事業規制庁法（Utilities Regulatory Authority Act No .11 of 2007）
バヌアツ全土の電力および水道サービスを対象に政府から独立した規制機関として設立された公益事業規制庁（Utilities Regulatory Authority: URA）の根拠法で、本規制庁の活動目的、機能等が規定されている。
- 政府の契約および入札に関する法律（Government Contracts and Tenders Act 1998）
政府が実施する入札、民間電力事業者との契約に関わる法律で、コンセッションの入札・契約に適応される。

コンセッション方式で電力供給事業が行われていることから、政府と民間電力事業者（concessionaire）とのコンセッション契約書も、電気料金設定に関する条項も含まれる等、電力セクターの重要な法規のひとつと見なされる。4つのコンセッションの政府と電力事業者との契約書は、表 3-2-1 の通りである。

表 3-2-1 コンセッション契約書/覚書

No.	Name of Concession	Concessionaire	Name of Contract
1	Port Vila	UNELCO	Convention Relating to the Concession for the Generation and Public Supply of Electric Power in Port Vila (15 August 1986)
2	Malekula	UNELCO	Concession Contract for the Generation and Public Supply of Electric Power in Malekula Island (dated 14 July 2000)
3	Tanna	UNELCO	Concession Contract for the Generation and Public Supply of Electric Power in Tanna Island (dated 14 July 2000)
4	Luganville	VUI	Memorandum of Understanding (MOU) between VUI and the Government (signed on 18 Novemver 2010)

（出典：URA web site）

3-3 電力事業体制

3-3-1 コンセッション方式による電力供給事業

バヌアツでは、現在、2つの民間電力事業者が政府とコンセッション契約を結び、電力系統が存在するポートビラ、ルーガンビル、Malekula, Tanna の4つの地域において政府の資産を管理・運用して顧客に対し電力を供給している。これら電力事業者は発電、送電設備に加え、配電柱を含む配電線および顧客建物への接続設備の維持管理も行っている。

Union Electrique du Vanuatu Limited (UNELCO)は、フランス系の GDF Suez の子会社であり、1939年より電力供給事業を開始し、現在、Efate、Malekula および Tanna 島の3つのコンセッションで事業を行っている。

サント島のルーガンビルのコンセッションでも、当初、UNELCO が事業を行っていたが、2010年に実施された2011年以降の電力事業者選定のための入札の結果、米国 Permex Group, Inc.の子会社 Vanuatu Utilities and Infrastructure Limited (VUI)が、新たな電力事業者 (concessionaire) として選定され、政府と運転維持管理同意書 (MOU) に署名した後、2011年1月より運転を開始している。なお、上述の入札に際し政府の手続きが不透明であったとして、選定されなかった UNELCO が政府を訴えた経緯がある。その関係で、政府と VUI との間では長期のコンセッション契約の締結に至っておらず、MOU を交わすことにより業務が委託されている状態であった。このような状況を改善するため、政府は、2016年12月にルーガンビルのコンセッションの入札手続きを再度開始した。DOEによると新しい電力事業者は2017年7月以降に決定される見込みである。

4つのコンセッション地域の主要諸元を表3-3-1にコンセッション地域の位置を図3-3-1に示す。

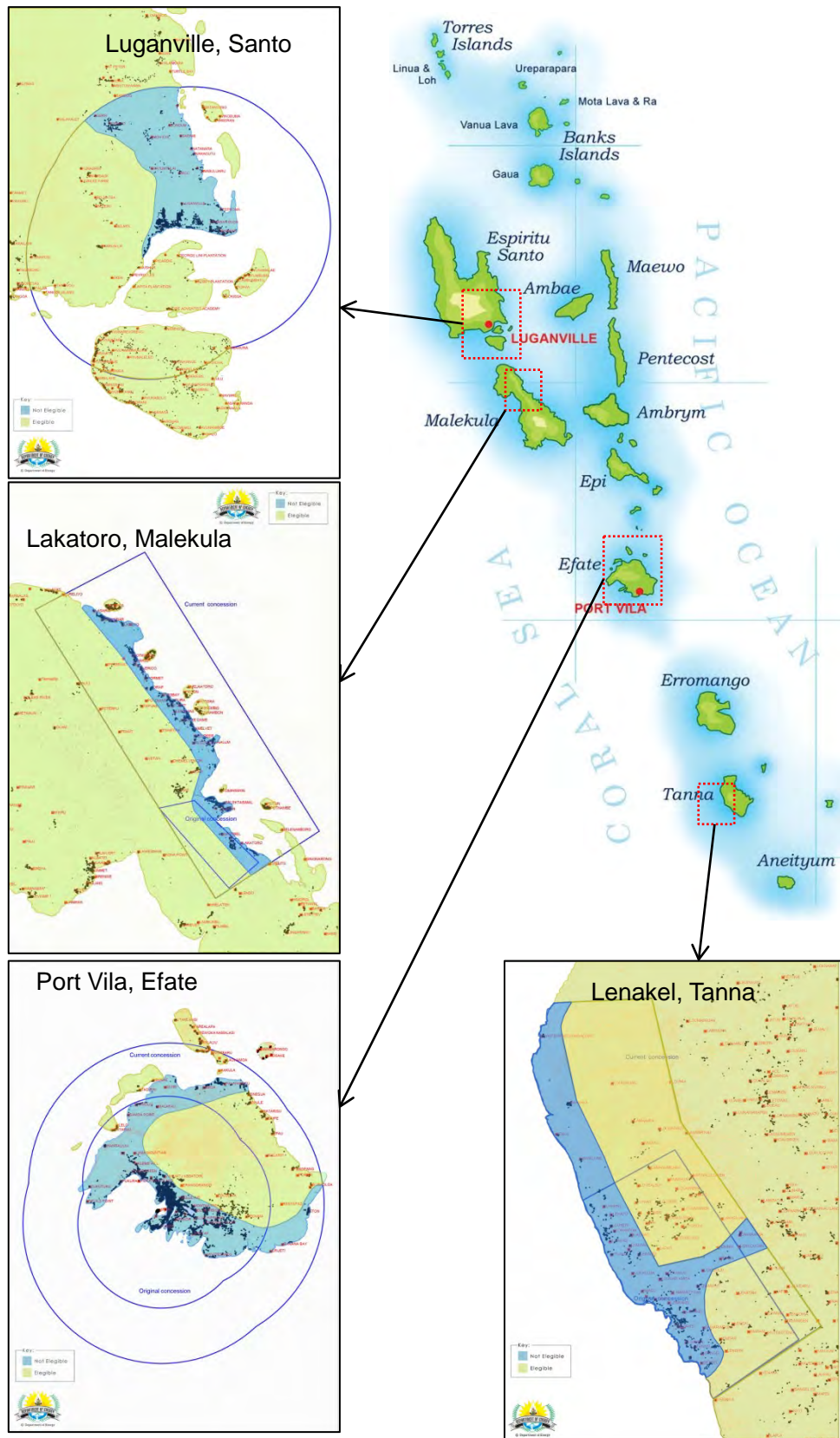
表 3-3-1 4つのコンセッションの主要設備諸元(2013年9月)

Concession	Port Vila	Luganville	Malekula	Tanna
Customers	11,080		558	875
Peak Demand (kW)	11,162		127	173
Installed Capacity				
Number of Installed Diesel Generation Sets	10	8	4	4
Diesel Capacity (diesel fuel + CNO*) (MW)	26.50		0.50	
Diesel Capacity without CNO* (MW)		2.90		0.50
Hydropower (MW)		1.20		
Wind (MW)	3.02			
On-grid Solar Installed by the Utility (MW)	0.07			0.04
Grid-connected Solar**(MW)		0.04	0.02	
Total Capacity (MW)	29.59	4.14	0.52	0.54
Total (MW)	34.79			
Energy Generation				
Energy Generation (MWh)	59,529	9,044	725	721
Diesel %	72.60	20.36	65.78	95.88
CNO* %	17.73	0.09	29.93	0.00
Hydropower (%)	0.00	79.56	0.00	0.00
Wind (%)	9.51	0.00	0.00	0.00
Solar (%)	0.18	0.09	4.30	4.12

* Coconut oil

** Government of Vanuatu Project

(出典: Vanuatu Renewables Readiness Assessment, International Renewable Energy Agency (IRENA), June 2015)

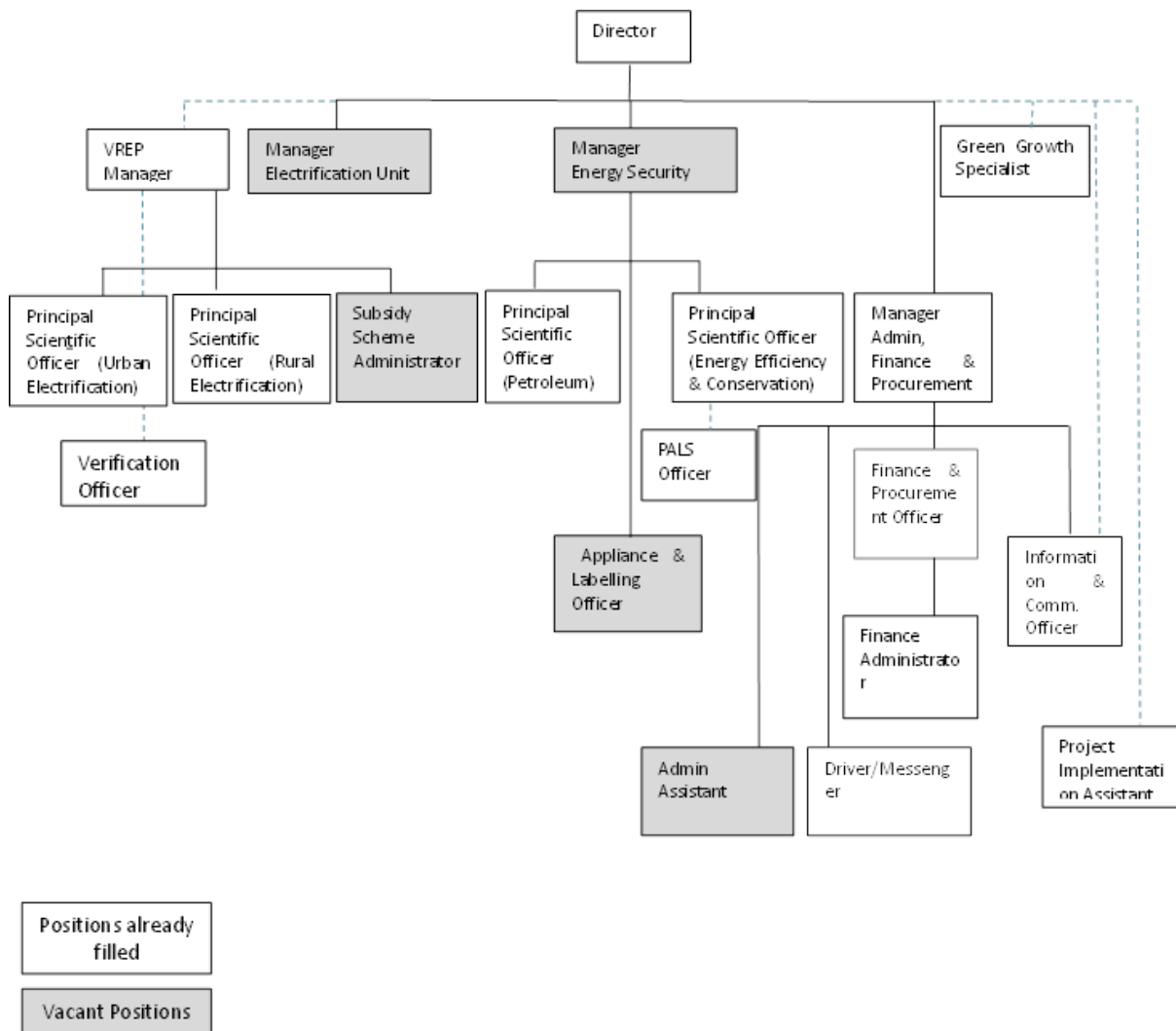


(出典 : DOE web site 資料に基づき調査団作成)

図 3-3-1 4つのコンセッション地域の位置

3-3-2 エネルギー局 (Department of Energy : DOE)

現在、気候変動・自然災害省 (Ministry of Climate Change Adaption, Meteorology, Geo-Hazards, Environment (MCCA)) に所属するエネルギー局 (Department of Energy: DOE) がエネルギー政策およびエネルギー関係諸法規の立案の責任を有し、バヌアツのエネルギーセクターの開発政策の調整および地方エネルギープロジェクトの開発・監理に関して中心的な役割を演じている。エネルギー局の職員数は2017年1月現在、14名で、その組織図を図3-3-2に示す。



(出典 : エネルギー局)

図 3-3-2 エネルギー局の組織図 (2016年12月現在)

3-3-3 公益事業規制庁 (Utilities Regulatory Authority : URA)

公益事業規制庁 (URA) は、2007 年 11 号公益事業規制庁法 (Utilities Regulatory Act No. 11 of 2007) の下、2008 年 2 月 28 日に、政府から独立した規制機関として設立された。URA は、バヌアツ全域で、安全で信頼性が高く手頃な電力および水道サービスの提供を保証することを目的に電力および水道事業者を規制することを第一の目的にしており、事業者によるコンセッション運用状況をモニターしている。また、URA は、消費者の苦情を管理し、電気に関する問題について政府に助言する責務も有している。URA は、コンセッションの電気料金および水道料金の見直しを行う権限を与えられている。

なお、コンセッション区域外の小規模電力事業者の規制も行う。

3-3-4 独立系発電事業者 (IPP) および固定価格買い取り制度 (Feed-in Tariff)

(1) 独立系発電事業者 (IPP)

3-3-1 で述べた通り、バヌアツの電力市場は現在、UNELCO および VUI の 2 つの民間電力事業者が、バヌアツ政府との契約の下、それぞれのコンセッション地域で発電、送電、配電、供給、顧客サービスまで一連の電力事業活動を垂直統合的に実施している。

2010 年には、バヌアツの電力供給事業の基本法である電力供給法 (Electricity Supply Act No.13 of 2010) が改正され、個人が発電した電力を卸電力として電力事業者 (Concessionaire) に売却することができるようになった。しかしながら、2014 年 6 月には、URA は、独立系発電事業者 (Independent Power Producer: IPP) および売電契約 (Power Purchase Agreement: PPA) の規定に関しての予備ガイドライン (Preliminary guidelines) を公表したが、現在までに IPP および PPA に関する最終決定はなされてなく、IPP および PPA に関する規制枠組みは十分に整備されたとはいえない状況にある。

(2) 固定価格買い取り制度 (Feed-in Tariff: FIT)

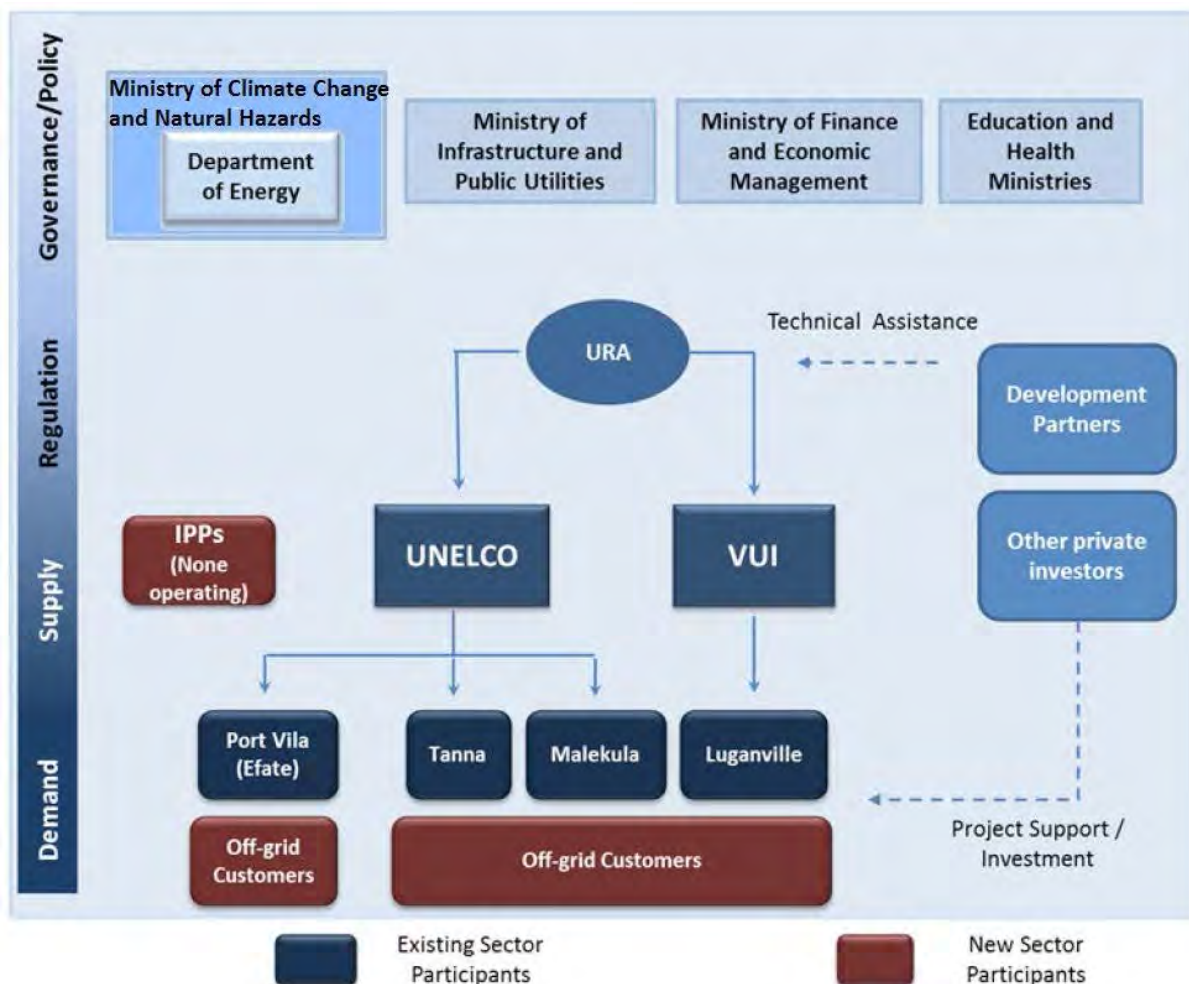
2014 年 7 月に、URA は、ポートビラコンセッション地域における再生可能エネルギー固定価格買い取り制度 (Feed-in Tariff: FIT) とネットメータリング (Net-metering) 制度の実施に関する最終決定を発表した。(Final Decision and Commission Order, Case U-0002-14, In the matter of investigating and implementing feed-in tariffs and net-metering program for renewable energy in Port Vila, July 2014)

URA によると、この固定価格買い取り制度 (FIT) は、ポートビラコンセッション地域の家庭用顧客および小規模商用顧客に対し、自らの太陽光発電システムで発電した電力を電力系統に固定価格 (FIT) で供給し、電力系統から供給された電気使用量に対する請求額を相殺により削減することを可能にするものがある。現在、太陽光発電の設置規模には制限があり、顧客は、最大 20 kWp を上限として、現在の接続契約 kVA に相当する規模までの太陽光発電設備を設置できるとしている。全設置出力は、約 50~70 の家庭用顧客、10 の商業顧客および 3 つの高電圧顧客で、合計 500 kWp に制限される。使用量を超える余剰電力の電力系統への供給は可能だが、固定価格 (FIT) で計算される系統への売電量が電気使用量を超えたとしてもマイナスの請求書は提供されず、収入を得ることはできない。

このように現在のバヌアツの FIT 制度は、地域的、量的、金額的に極めて限定した内容にとどまっており、本制度による再生可能エネルギーの導入量の積極的増加は期待できない。

3-3-5 バヌアツ電力セクター全体の組織構造

上記の電力セクター関係機関を含むバヌアツ電力セクター全体の組織構造を NERM では、図 3-3-3 のとおり表現している。



(出典 : A NAMA on Rural Electrification in Vanuatu, UNDP)

図 3-3-3 バヌアツ電力セクター全体の組織構造

3-4 電気料金制度

電気料金の調整算出式、調整タイミング、電気料金構造等の電気料金価格設定方法は、政府と電力事業者間のコンセッション契約の中で規定されている。このため4つのコンセッション地域においてグリッドで供給される電力の電気料金は、電力事業者（concessionaire）毎に設定されており、同一電力事業者では異なるコンセッション地域でも統一した電気料金体系が適用されている。

コンセッションの電気料金は、電力供給事業のコストを反映した P（base price）という kWh 当たりの基本電気料金（総平均電力単価相当額）に係数を掛けて、各需要家カテゴリー（契約種別）に対応する電気料金単価を定めている。

(1) UNELCO の電気料金

ポートビラ、Malekula および Tanna のコンセッション地域の電力事業者である UNELCO の電気料金構造は、表 3-4-1 に示すとおり、低所得世帯を顧客グループと想定した月 60 kWh までの少ない消費量の場合、電気料金単価は、基本電気料金 P の 1 / 3 程度であるのに対し、月 120 kWh を越す消費量の需要家は 120 kWh 超過分の電力料金として基本電気料金 P の 3 倍もの単価で電気料金を支払わなくてはならない。このように消費量により電気料金単価に傾斜をつけることによって内部補助金(cross subsidy)として低所得世帯への支援を図っている。また、小規模な一般家庭用には、契約電力（kVA）に応じた固定料金（接続料金）は課されていない。

表 3-4-1 UNELCO の電気料金構造

Customer Group	Price per kWh (Vatu)	Monthly Fixed Charge
Small Domestic Customers	Up to 60 kWh=0.34 x P	None
	61 to 120 kWh=1.21 X P	
	Over 120 kWh=3.00 X P	
Other Low Voltage customers	1.21 X P	5 X P per subscribed kVA
Business Licence Holders ^{3/4} Low Voltage	0.87 X P	20 X P per subscribed kVA
Sports Fields	1.00 X P	None
Public Lighting	0.54 X P	None
High Voltage Users	0.70 X P	25 X P per subscribed kVA

(出典 : A NAMA on Rural Electrification in Vanuatu, UNDP)

UNELCO の基本電気料金 P は、石油価格の変動などを反映して、毎月調整されている。2017 年 1 月の UNELCO の電気料金表を表 3-4-2 に示す。また、2000 年～2014 年の UNELCO の電気料金変遷（各年の年間平均価格）を表 3-4-3 に示す。

表 3-4-2 UNELCO の電気料金表 (2017 年 1 月)

ELECTRICITY TARIFFS				
Month of January 2017				
BASE RATE		P= 45,46 Vatu/kWh		
A - (B*) - "SMALL DOMESTIC CONSUMERS" TARIFF (PCD)				
Low voltage consumers 5 or 10 amps single phase for a maximum consumption of 120kWh per month				
a) Electricity consumed	1st block	up to 60 kWh	$0,34 \times P =$	15,46 Vatu/kWh
	2nd block	from 61 to 120 kWh	$1,21 \times P =$	55,01 Vatu/kWh
	3rd block	over 120 kWh	$3 \times P =$	136,38 Vatu/kWh
b) Fixed charge	NONE			
c) Security deposit	flat rate : $70 \times P =$		3182 VATU	
B - (D*) - "BUSINESS LICENCE HOLDERS - LOW VOLTAGE" TARIFF (TUP)				
a) Electricity consumed	Flat rate		$0,87 \times P =$	39,55 Vatu/kWh
b) Fixed charge	$20 \times P$ per subscribed kVA		909,20 x kVA	
c) Security deposit	$150 \times P$ per subscribed kVA		6819 x kVA	
C - (T*) - "SPORTS FIELDS" TARIFF (T)				
a) Electricity consumed	Flat rate		$1,00 \times P =$	45,46 Vatu/kWh
b) Fixed charge	NONE			
c) Security deposit	NONE			
D (E*) - "PUBLIC LIGHTING" TARIFF (EP)				
a) Electricity consumed	Flat rate		$0,54 \times P =$	24,55 Vatu/kWh
b) Fixed charge	NONE			
c) Security deposit	NONE			
E (A*) - "OTHER LOW VOLTAGE USERS" TARIFF (TU)				
a) Electricity consumed	Flat rate		$1,21 \times P =$	55,01 Vatu/kWh
b) Fixed charge	$5 \times P$ per subscribed kVA		227,30 x kVA	
c) Security deposit	$150 \times P$ per subscribed kVA		6819 x kVA	
F (F*) - "HIGH VOLTAGE" TARIFF (MT)				
a) Electricity consumed	Flat rate		$0,70 \times P =$	31,82 Vatu/kWh
b) Fixed charge	$25 \times P$ per subscribed kVA		1136,50 x kVA	
c) Security deposit	$150 \times P$ per subscribed kVA		6819 x kVA	

(出典 : UNELCO website)

表 3-4-3 UNELCO の電気料金の変遷

	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	
Base rate	33.64	37.62	34.80	34.52	34.99	40.15	45.39	47.84	56.87	45.16	51.09	54.54	55.44	55.51	55.45	
"Small Domestic Consumers"																
1st Block	0 - 60 kWh	20.86	23.32	21.58	21.40	21.69	24.89	28.14	29.66	35.26	28.00	25.17	17.40	18.85	18.87	18.85
2nd Block	61 - 120 kWh	31.29	34.99	32.36	32.10	32.54	37.34	42.21	44.49	52.89	42.00	47.51	56.76	67.08	67.17	67.09
Penalty	> 120 kWh	57.19	63.95	59.16	58.68	59.48	68.26	77.16	81.33	96.68	76.77	86.84	129.73	166.33	166.53	166.34
Fixed Charge		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Security Deposit		2354.80	2633.40	2436.00	2416.40	2449.30	2810.50	3177.30	3348.80	3980.90	3161.20	3575.95	3499.65	3880.92	3885.70	3881.33
"Business Licence Holder "																
Electricity Consumed	flat rate	29.27	32.73	30.28	30.03	30.44	34.93	39.49	41.62	49.48	39.29	44.44	43.50	48.23	48.29	48.24
Fixed Charge		672.80	752.40	696.00	690.40	699.80	803.00	907.80	956.80	1137.40	903.20	1021.70	999.90	1108.83	1110.20	1108.95
Security Deposit		5046.00	5643.00	5220.00	5178.00	5248.50	6022.50	6808.50	7176.00	8530.50	6774.00	7662.75	7499.25	8316.25	8326.50	8317.13
Sports Fields																
Electricity Consumed	flat rate	33.64	37.62	34.80	34.52	34.99	40.15	45.39	47.84	56.87	45.16	51.09	50.00	55.44	55.51	55.45
Fixed Charge		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Security Deposit		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Public lighting																
Electricity Consumed	flat rate	18.17	20.31	18.79	18.64	18.89	21.68	24.51	25.83	30.71	24.39	27.59	27.00	29.94	29.98	29.94
Fixed Charge		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Security Deposit		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Other Low Voltage users																
Electricity Consumed	flat rate	32.29	36.12	33.41	33.14	33.59	38.54	43.57	45.93	54.60	43.35	49.04	57.16	67.08	67.17	67.09
Fixed Charge		639.16	714.78	661.20	655.88	664.81	762.85	862.41	908.96	1080.53	858.04	970.62	436.44	277.21	277.55	277.24
Security Deposit		5046.00	5643.00	5220.00	5178.00	5248.50	6022.50	6808.50	7176.00	8530.50	6774.00	7662.75	7499.25	8316.25	8326.50	8317.13
High Voltage Users																
Electricity Consumed	flat rate	23.55	26.33	24.36	24.16	24.49	28.11	31.77	33.49	39.81	31.61	35.76	35.00	38.81	38.86	38.81
Fixed Charge		841.00	940.50	870.00	863.00	874.75	1003.75	1134.75	1196.00	1421.75	1129.00	1277.13	1249.88	1386.04	1387.75	1386.19
Security Deposit		5046.00	5643.00	5220.00	5178.00	5248.50	6022.50	6808.50	7176.00	8530.50	6774.00	7662.75	7499.25	8316.25	8326.50	8317.13

(出典：URA)

(2) VUI の電気料金

ルーガンビル・コンセッションの電気料金は、UNELCO に代わって 2011 年より VUI が新しい電力事業者 (concessionaire) として電力供給事業を開始したため、UNELCO のコンセッションとは異なる電気料金体制となっている。表 3-4-1 に示した UNELCO の電気料金構造と同様な構造を採用しているが料金カテゴリーおよび基本電気料金単価に乗じる係数は UNELCO のそれと異なっている。ルーガンビルのコンセッション地域では、発電構成として発電コストの安い水力発電が多くを占めることから基本電気料金が UNELCO の基本料金 45.46 VUV/kWh に対して 20% 程度安い 36.29 VUV/kWh に設定されている。

UNELCO の電気料金は毎月更新されるが、VUI の電気料金は、2011 年に VUI が事業を開始してから現在までに 3 回のみ、URA により電気料金が改定されている。当初から最新の改訂までの VUI の基本電気料金 (P) の変遷を表 3-4-4 に示す。

表 3-4-4 VUI の電気料金の変遷

改訂	適応期間	基本電気料金 (p)	変化率
当初	2011 年～	54.76 VUV/kWh	—
第 1 回改訂後	2014 年 3 月～	47.07 VUV/kWh	-14.06%
第 2 回改訂後	2016 年 6 月～	40.52 VUV/kWh	-13.92%
第 3 回改訂後	2017 年 2 月～	36.29 VUV/kWh	-10.44%

(出典：URA 提供データに基づき調査団作成)

2017 年 2 月に改訂された最新の VUI の電気料金体系を表 3-4-5 に示す。

表 3-4-5 VUI の電気料金 (2017 年 2 月より適応)

Base electricity price currently effective: **P = 36.29 Vatu/kWh**

Customer category	Charge	Vatu/kWh
Low Voltage (including small domestic, business license holders, and other low voltage customers)	Unit charge per kWh	
	Up to 60 kWh	15.78 VT per kWh
	61-120 kWh	36.14 VT per kWh
	Over 120 kWh	52.44 VT per kWh
Sports Fields	Unit charge per kWh	36.29 VT per kWh
High Voltage	Unit charge per kWh	29.00 VT per kWh

(出典 : URA website)

上記料金改定に当たって URA は、2015 年 9 月から 2016 年まではエルニーニョの影響で水力の発電比率は (50%以下に) 下がったものの、2016 年 12 月から平常に戻ってきたとし、水力発電の比率を 68.86%と仮定して上記の料金を算定している。また、VUI は、ルーガンビルのコンセッション地域外の Port-Only に設置されたディーゼル発電機によるミニグリッドの運用も近年行っており、その電気料金は効率の悪いミニグリッドでの運用から 150VUV/kWh という高めの電気料金を設定していたが、今回の電気料金改定では、Port-Only のディーゼル発電ミニグリッドの運用コストもルーガンビル・コンセッションの運用コストとして考慮され、同ミニグリッドの電気料金もルーガンビル・コンセッションの電気料金を採用することになった。

ルーガンビル・コンセッションの電気料金には、2つの基金のため合計で 3 VUV/kWh が上乗せされている。(基本料金 (36.29 VUV/kWh) のうち、3 VUV/kWh が基金の積立用に割り当てられる。) 以下にこれら基金について説明を行う。

【Santo Fund および Government asset contribution fee】

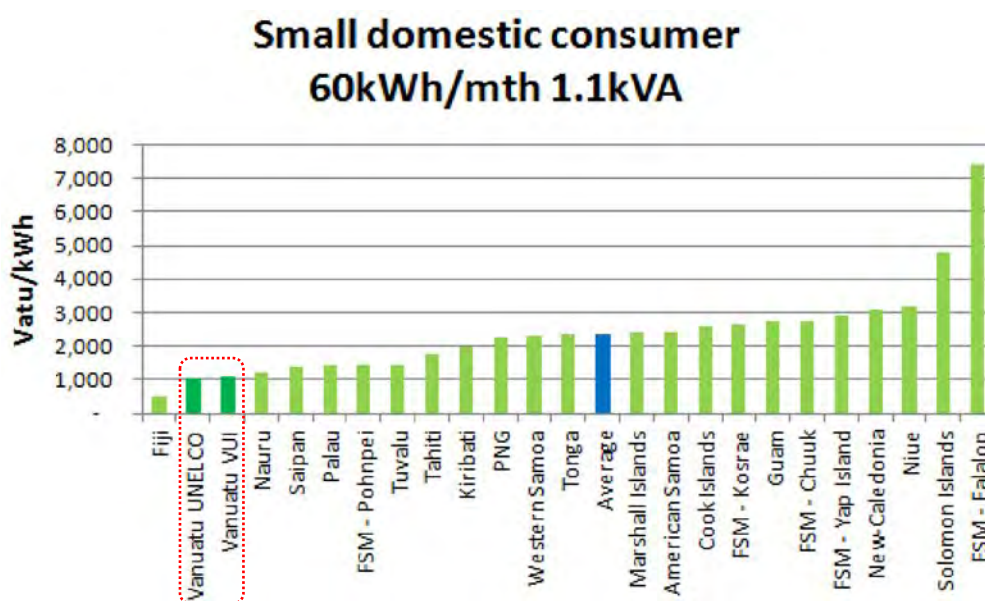
我が国の無償資金協力事業として 1994 年及び 1995 年に実施された「サント島サラカタ川水力発電所建設計画」により建設された水力発電所により安いコストで発電を行うことでディーゼル燃料輸入代金を削減することができるため、これを資金源とした「サラカタ更新基金」(Sarakata Renewal Fund)と「サラカタ特別準備基金」(Sarakata Special Reserved Fund: SSRF)が、日本政府、バヌアツ政府、及び当時のルーガンビル・コンセッションの電力事業者である UNELCO との合意の下、創設された。「サラカタ特別準備基金」は送電線延長、住宅の電気系統への接続、街灯整備などサント島及び他の島々の電化事業等に支出された。「サラカタ更新基金」は、コンセッションの電力設備の維持管理のための資機材購入に充てられた。しかし、ルーガンビル・コンセッションの 2010 年の契約期間の終了に伴い実施された 2011 年以降の電力事業者選定のための入札の結果、UNELCO に代わり VUI が新たな電力事業者 (concessionaire) となった時点をもって、これら 2つの基金はその運用が停止された。

VUI がルーガンビル・コンセッションの電力事業者となった 2011 年以降、「サラカタ特別準備基金」、「サラカタ更新基金」と同様な基金が創設された。「Santo Fund」は、「サラカタ特別準備基金」と同様に、送電線延長、住宅の電気系統への接続、街灯整備などサント島及び他の島々の電化事業等に支出されることを目的にしており、1 VUV/kWh が上乗せされ、1 年間に VUV 7~8 百

万 (USD60,000~70,000) の資金となる。「Government asset contribution fee」は、設備の維持管理のための資機材購入資金を賄うことを目的にしており、2 VUV/kWh で資金が電気料金から徴収される。これらの基金は、現在のルーガンビル・コンセッションの MOU (覚書) が有効であり、2016 年 12 月より実施されているルーガンビル・コンセッションの再入札手続きにより新たなコンセッション契約がなされた時点でその効力を失うことになる。

(3) 太平洋諸島他国との電気料金比較

URA は、他の太平洋諸国の電気料金とバヌアツの電気料金を比較している。図 3-4-1 は、電力低消費で低所得の一般家庭を想定した 1.1 kVA(5A)の接続で月 60kWh の電力消費量の場合の電気料金を 24 の太平洋諸国の電気料金単価と比較したもので、平均の電気料金 VUV 2,379 に対して UNELCO の電気料金は VUV 1,054、VUI の電気料金は VUV 1,121 と 50%以上安くなっている。

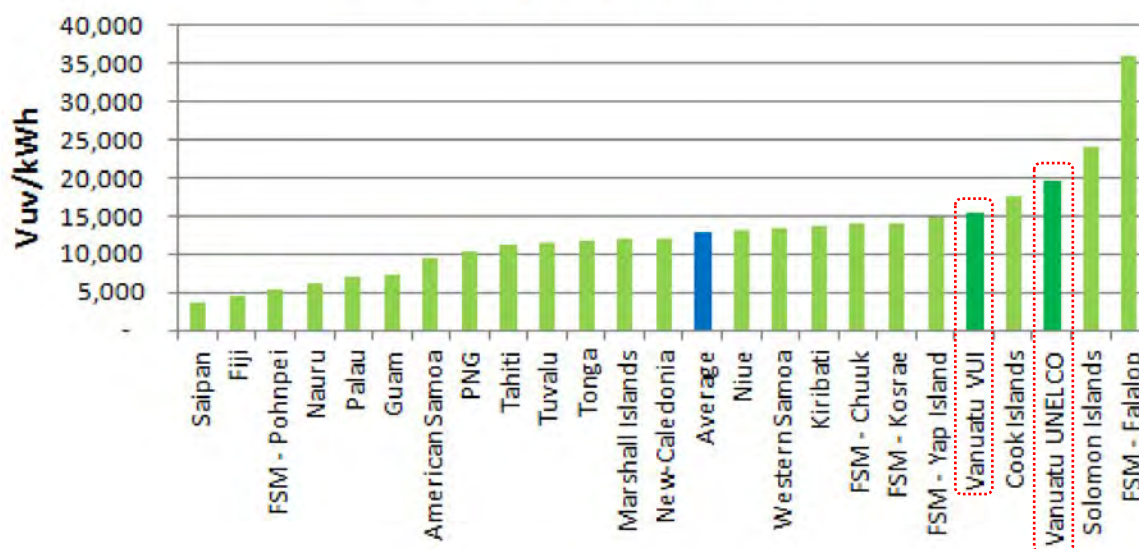


(出典 : Utilities Regulatory Authority –Pacific Region Electricity Bills Comparison Report, June 2016)

図 3-4-1 太平洋諸国における低消費量(月 60kWh)家庭用電気料金単価比較

一方、日本の一般家庭と同規模程度の消費量の一般家庭を想定した 3.3 kVA(15A)の接続で月 300kWh の電力消費量の場合、図 3-4-2 のとおり、24 カ国平均の電気料金 VUV 12,818 に対して UNELCO の電気料金は VUV 19,604、VUI の電気料金は VUV 15,316 と共に高くなっており、特に UNELCO の電気料金は平均よりも 50%以上も高い値となっている。

Domestic consumer 300kWh/mth 3.3kVA

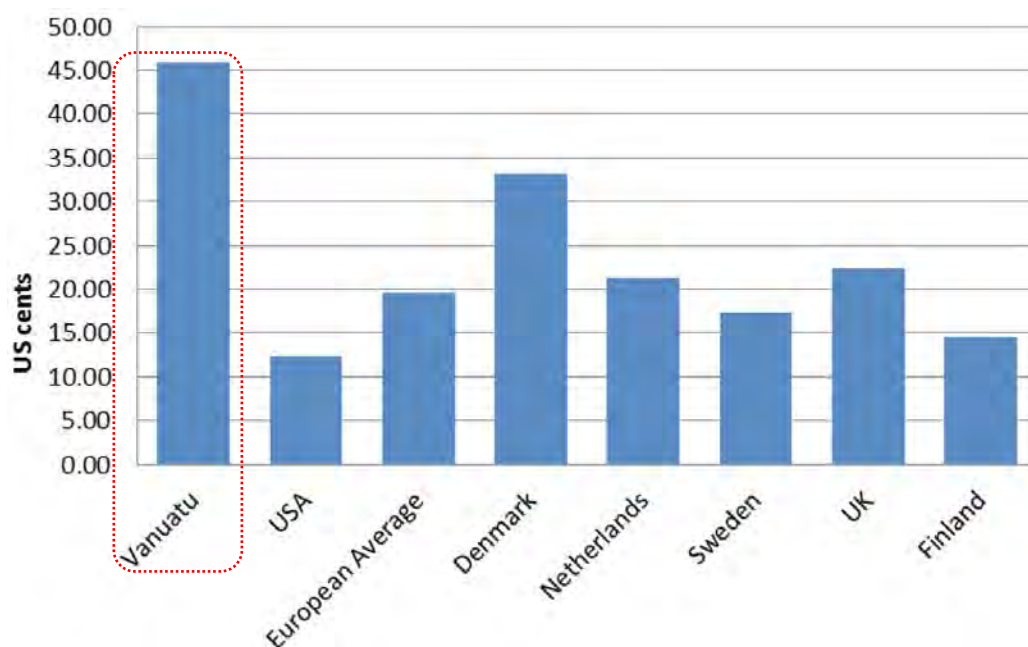


(出典 : Utilities Regulatory Authority -Pacific Region Electricity Bills Comparison Report, June 2016)

図 3-4-2 太平洋諸国における月 300 kWh 消費量家庭用電気料金単価比較

(4) 欧米諸国との電気料金比較

2015 年のバヌアツ基本電気料金と欧米諸国の電気料金との比較を図 3-4-3 に示す。バヌアツの料金は、米国および欧州平均の料金の 2 倍以上となっている。



^a Prices are as of April 2015 except for Vanuatu, for which the base tariff for May 2015 is given. Exchange rates used to derive the prices in US dollars are US\$1 = VT104.05, €1 = US\$1.08.11

(出典 : A NAMA on Rural Electrification in Vanuatu, UNDP)

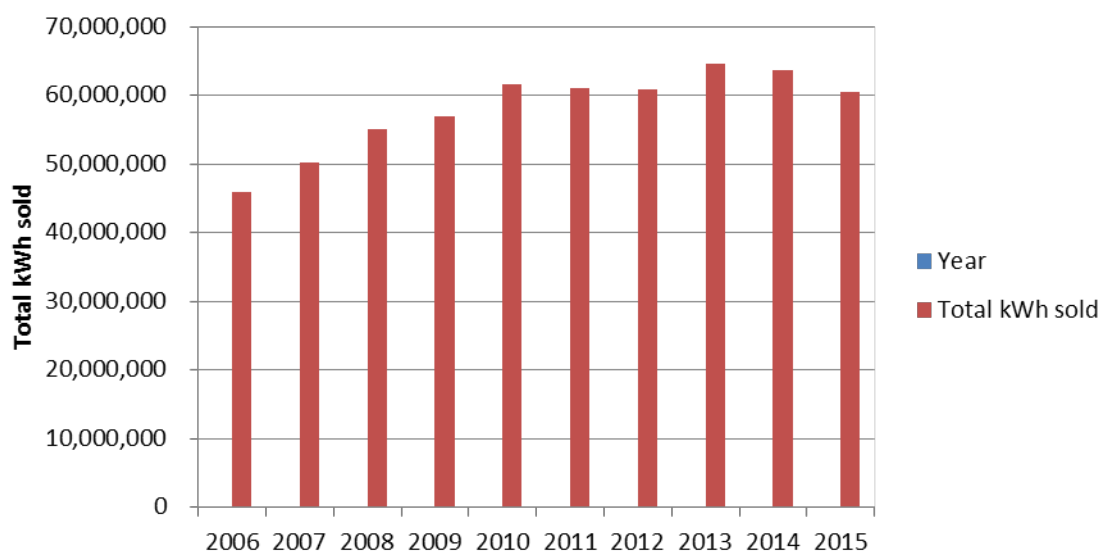
図 3-4-3 欧米諸国との電気料金比較 (2015 年 4 月)

3-5 電源開発計画

3-5-1 電力需給

(1) 電力需要

2006年から2015年までの4つのコンセッション地域合計の売電電力量は図3-5-1に示すとおりで、2006年から2015年までの年平均増加率は、3.5%となっている。



(出典：URA)

図 3-5-1 バヌアツ全土の売電電力量

2015年12月時点でのコンセッション地域毎の顧客数と売電電力量およびそれらの全体に対する構成比は表3-5-1に示すとおりで、全体の電力量に対し、ポートビラの電力量が84%、ルーガンビルの電力が14%となっている。

表 3-5-1 コンセッション毎顧客数および売電電力量 (2015年12月時点)

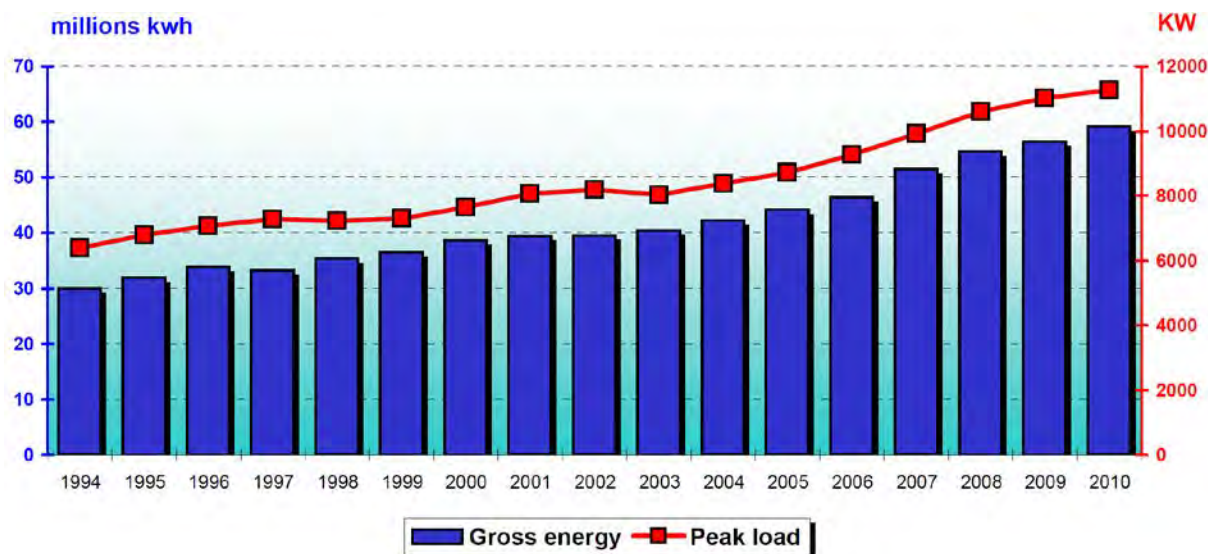
	Customer Numbers		kWh sold (kWh)	
	No.	%	(kWh)	%
Port Vila	12,563	73	4,697,246	84
Malekula	585	3	44,063	1
Tanna	1,187	7	37,061	1
Luganville	2,758	16	799,704	14
Total	17,093	100	5,578,074	100

(出典：URAより入手した資料に基づき調査団作成)

(2) ピーク電力

① ポートビラコンセッション

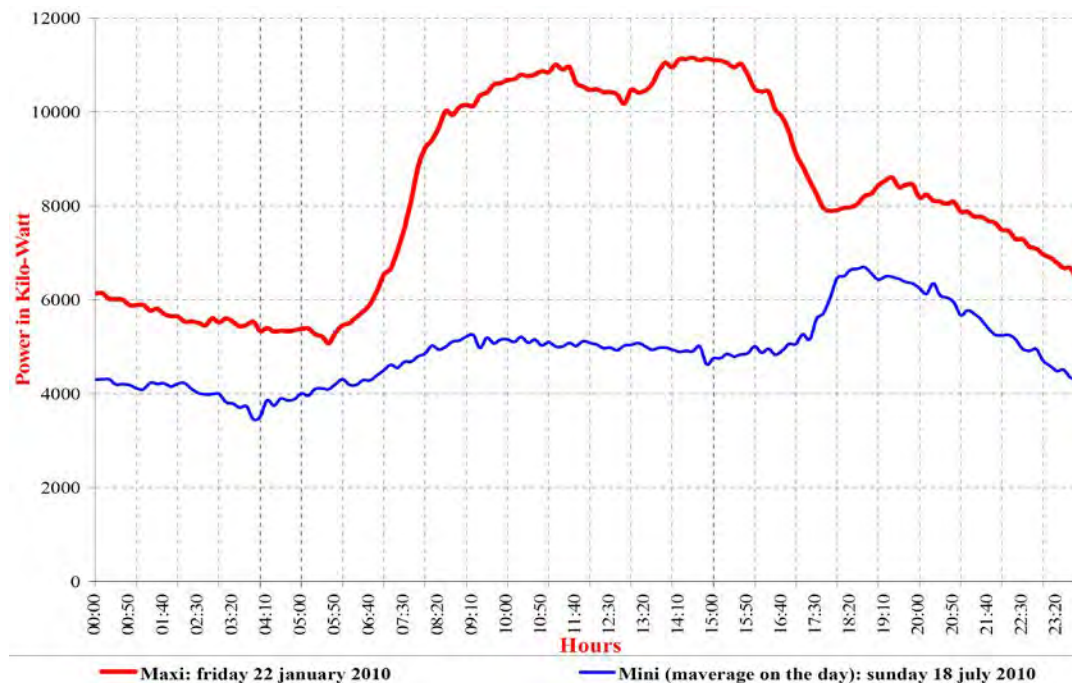
1994年から2010年までのポートビラコンセッション地域のピーク電力を発生電力量とともに
 図 3-5-2 に示す。



(出典 : UNELCO Annual Technical Report year 2010)

図 3-5-2 ポートビラのピーク電力と発生電力量

一方、ポートビラの日負荷曲線は、図 3-5-3 に示すとおり、平日の昼間に需要のピークが現れる先進国型の負荷変動を示しており、主に冷房需要によるものと考えられる。



(出典 : UNELCO Annual Technical Report year 2010)

図 3-5-3 ポートビラの日負荷曲線

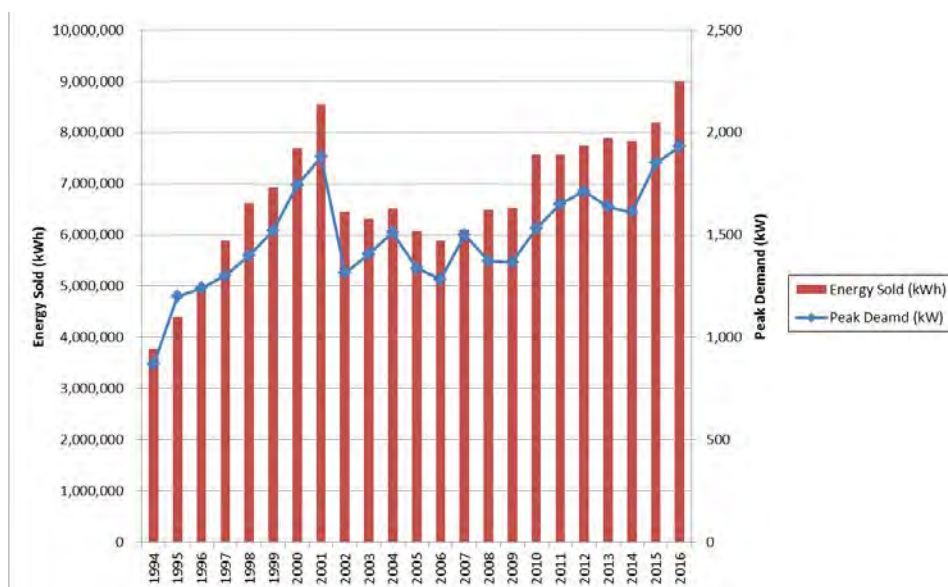
② ルーガンビル・コンセッション

1994年から2016年までのルーガンビル・コンセッション地域のピーク電力を売電電力量とともに表3-5-2と図3-5-4に示す。

表 3-5-2 ルーガンビル・コンセッション地域のピーク電力と売電電力量

Year	Peak Deamd (kW)	Energy Sold (kWh)
1994	870	3,784,836
1995	1,200	4,396,966
1996	1,240	5,012,572
1997	1,300	5,881,620
1998	1,400	6,612,372
1999	1,520	6,927,533
2000	1,740	7,687,967
2001	1,880	8,544,537
2002	1,314	6,451,910
2003	1,408	6,302,979
2004	1,512	6,511,733
2005	1,338	6,069,839
2006	1,283	5,887,789
2007	1,499	6,106,038
2008	1,373	6,481,999
2009	1,366	6,529,069
2010	1,530	7,555,377
2011	1,650	7,557,895
2012	1,713	7,741,646
2013	1,637	7,882,870
2014	1,611	7,828,173
2015	1,850	8,196,169
2016	1,932	8,983,224

(出典：UNELCO Annual Technical Report year 2010, VUI Performance Report for 2014, VUI Report in URA format for 2016 より調査団作成)



(出典：UNELCO Annual Technical Report year 2010, VUI Performance Report for 2014, VUI Report in URA format for 2016 より調査団作成)

図 3-5-4 ルーガンビル・コンセッション地域のピーク電力と売電電力量

3-5-2 既存の電力設備

2015年12月時点の各コンセッションの電源構成、設備出力を表3-5-3に示す。

表 3-5-3 コンセッション毎の設備出力 (2015年12月時点)

		Port Villa	Malekula	Tanna	Luganville	Total	%
Operator		UNELCO	UNELCO	UNELCO	VUI	-	-
Energy sources (MW)	Diesel	21.83	0.39	0.39	2.85	25.46	84
	Hydro	-	-	-	1.20	1.20	4
	Wind	3.58	-	-	-	3.58	12
	Solar	0.08	0.02	0.03	0.04	0.17	1
Total Installed Capacity		25.49	0.41	0.42	4.09	30.41	100

(出典：URAより入手した資料に基づき調査団作成)

全体としてディーゼルが80%以上を占めているが、再生可能エネルギー電源として、Port Vilaのコンセッション地域であるEfate島のDevil's Pointに、2007年から2014年にかけて運転を開始した合計13基の風力発電機が設置されている他、ルーガンビル・コンセッション地域では、設備出力1.2 MW (300 kWx2、600 kWx1)のサラカタ水力発電所が運転されている。また、どのコンセッションにも太陽光発電が導入されているがその規模は、1 MWに満たない小規模な設備にとどまっている。

ポートビラ の2010年のピーク電力は11 MWであり、Dieselの合計設備出力21.83 MWの50%程度である。同様にルーガンビル・コンセッションのピーク電力は2016年に1.93 MWを記録したが、この値もディーゼルの合計設備出力2.85 MWの70%程度である。どちらのコンセッション地域においても、現行の需要規模に対して既設のディーゼル発電の設備出力は十分に大きく、再生可能エネルギーに頼ることなく、最大需要を賄うことが可能である。

3-5-3 既存の電源開発計画

(1) 需要予測

国家エネルギーロードマップ (NERM) 2013-2020では、その巻末にコンセッション毎の電力量の需要予測を示している。需要予測での主要な前提条件は次の通り。

- UNELCOの2010年技術レポートの2010年の実績データを基本データとする。
- 既に接続された顧客の電力需要の年増加率を4%とする。
- 世帯数の年増加率を2.5%とする。
- NERMの行動計画が実現することを前提に新規接続する世帯を想定する。

2010年時点の各コンセッション内での世帯の系統への接続率は31%~78%と低く、今後、未接続の世帯が順次、系統に接続されていくものと仮定している。なお、最大電力については予想されていない。

表3-5-4にNERM 2013-2020における各コンセッションの電力量の需要予測を示す。2025年のバヌアツ全土の年間発生電力量は、2010年の電力量62,435 MWhの約倍の124,084 MWhと予測されている。

表 3-5-4 NERM 2013-2020 によるコンセッション毎電力量予測

Concession Area	Units	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Port vila	MWh	53,934	56,092	58,335	61,264	64,151	67,171	70,293	73,569	76,994	80,448	84,033	87,730	91,613	95,665	99,895	104,309
Malekura	MWh	579	604	634	714	780	850	933	1,017	1,107	1,201	1,277	1,331	1,401	1,472	1,546	1,622
Tanna	MWh	418	435	452	555	632	714	802	863	941	1,024	1,112	1,205	1,304	1,409	1,520	1,638
Luganville	MWh	7,504	7,804	8,116	8,734	9,292	9,881	10,469	11,099	11,649	12,267	12,915	13,595	14,309	15,058	15,844	16,515
Total Annual Demand	MWh	62,435	64,935	67,537	71,267	74,855	78,616	82,497	86,548	90,691	94,940	99,337	103,861	108,627	113,604	118,805	124,084
Totale demand growth rate	%	-	4%	4%	6%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	4%

(出典 : NERM 2013-2020)

(2) 電源開発計画

通常の国の電力セクターが計画している電力需要予測に従った将来年度の必要な発電出力（設備出力）および必要発電出力を満たす新規電源の投入計画が年度展開で示された電源開発計画はバヌアツには存在しない。

ただし、NERM 2013-2020 では、バヌアツ政府は、次のとおりの新規再生可能エネルギー電源の投入計画を積極的に支援するとしている。

➤ Efate 島の地熱発電計画

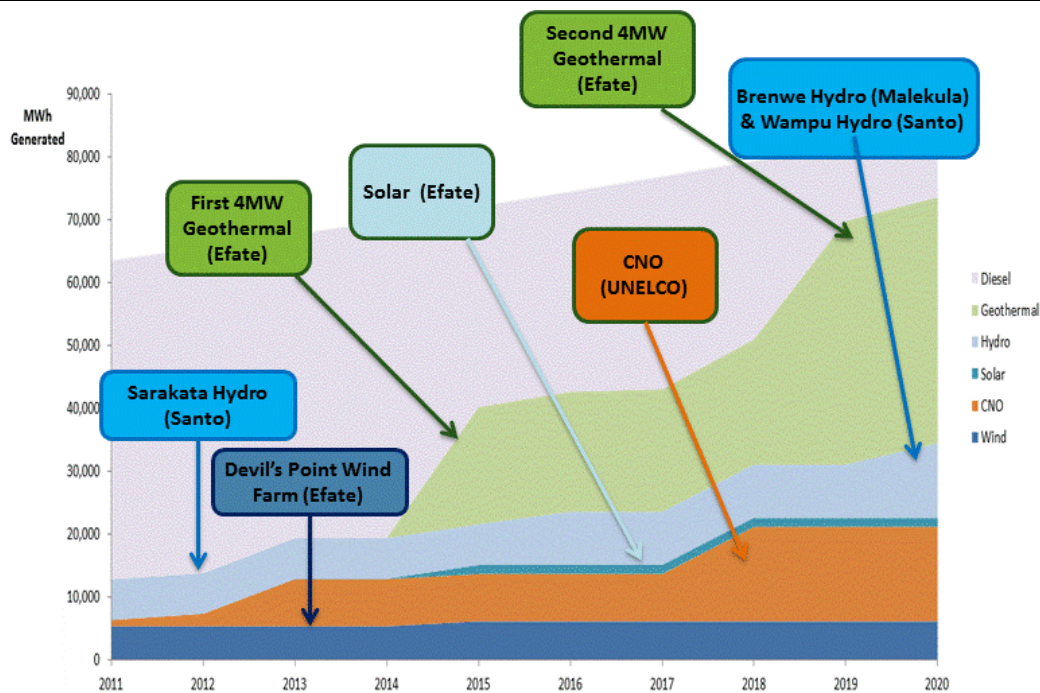
Efate 島 Takara 地区に 8 MW の地熱発電所計画のプレフィージビリティスタディが実施されている。2015 年末までに 4 MW、2019 年までに 4 MW と 2 段階で開発する計画。

➤ Malekula およびサント島の水力発電計画

Malekula : 1.2 MW 以下の出力を有する Brenwe 水力発電プロジェクト。2021 年までの完成を想定。

サント島 : 2.2 MW の Wambu 水力発電所。建設は 2019 年～2021 年を想定。

NERM 2013-2020 では、これらの計画を含め、2020 年までの再生可能エネルギー電源の増加のイメージを図 3-5-5 のとおり表現している。



(出典 : NERM 2013-2020)

図 3-5-5 再生可能エネルギーによる電源構成

3-1-2 項で述べたとおり Updated NERM 2016-2030 では、NERM の目標を達成するために、具体的な行動計画として 68 のアクションを提案している。このうち、表 3-5-5 に示す 4 つのプロジェクトは電源開発プロジェクトで、うち 2 つの太陽光発電プロジェクトおよび 2 つの水力発電プロジェクトは最優先課題(highest priority)として示されている。なお、NERM 2013-2020 で示されたサント島の 2.2 MW の Wambu 水力発電所の計画は、需要規模（負荷）に対して設備出力が大きすぎることから経済性が悪くなり、Updated NERM 2016-2030 の行動計画リスト（NERM Implementation Plan 2016–2030）に掲載されていない。

表 3-5-5 NERM Implementation Plan 2016–2030 中の電源開発計画

Area	Investment/action	Priority	Timing
Efate	Grid Connected Solar PV Project (1MW)	Highest	2016-2018
	Takara Geothermal Power Plant (4+4MW) preparatory study & investment	Medium	TBD (未定)
Espiritu Santo	Sarakata Hydro Power Extension Project (600kW),	Highest	2018-2021
Malekula	Brenwe Hydro Power Project(< 1.2MW),	Highest	2018-2021
Tanna	Whitesands Solar PV Micro-grid	Highest	

(出典 : Updated NERM 2016-2030)

3-5-4 電力系統設備

4つのコンセッション地域の送配電線延長を表 3-5-6 に示す。

表 3-5-6 コンセッション毎の送配電線延長 (2013 年)

Concession	Port Vila	Malekula	Tanna	Luganville	Total
High Voltage lines length in km	222.6	11.4	18.6	69.4	321.9
Low Voltage lines length in km	267.1	14.2	20.6	68.7	370.6

(出典 : Annual technical data - UNELCO - VUI 2012-2013)

3-1-2 項で述べた Updated NERM 2016-2030 の行動計画リスト (NERM Implementation Plan 2016-2030) では、以下の送配電線延長プロジェクトが示されている。

表 3-5-7 NERM Implementation Plan 2016-2030 で示された送配電線延長計画 (2013 年)

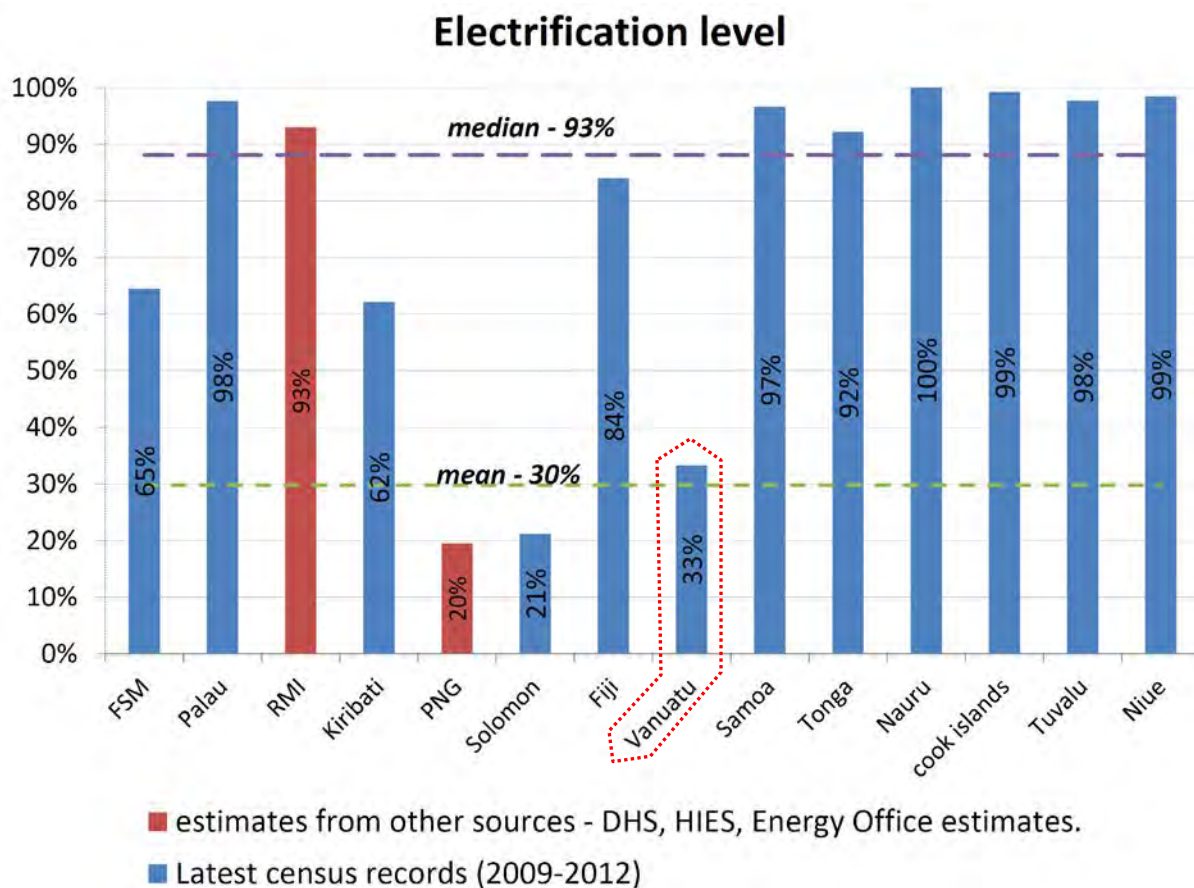
Area	Investment/action	Priority	Timing
Espiritu Santo	Grid Extension, East Coast Santo (Matelevu to Shark Bay, Port Olry, Stone Hill and Palekula)	Highest	2017-2018
Port Vila, Espiritu Santo, Malekula	Low Voltage and Medium Voltage Extensions (Port Vila, Santo, Malekula)	High	2020-2023

(出典 : Updated NERM 2016-2030)

3-6 電化の現状および計画

3-6-1 電化の現状・実績

バヌアツの人口の75%は地方部で、2,000 km²を越える広大な範囲に散在する65以上の島々に分散して居住しており、同国におけるエネルギーサービスの分配は技術的な課題も多く加えてコスト高になることから、他国に比べて低い電化率と高い燃料コストをもたらしている。図3-6-1は、太平洋諸国との電化率の比較を示しており、バヌアツの電化率は平均よりもかなり低い33%にとどまっている。



(出典: Regional Overview of Energy Situation in the Pacific island Countries (PICs),
 Secretariat of the Pacific Community)

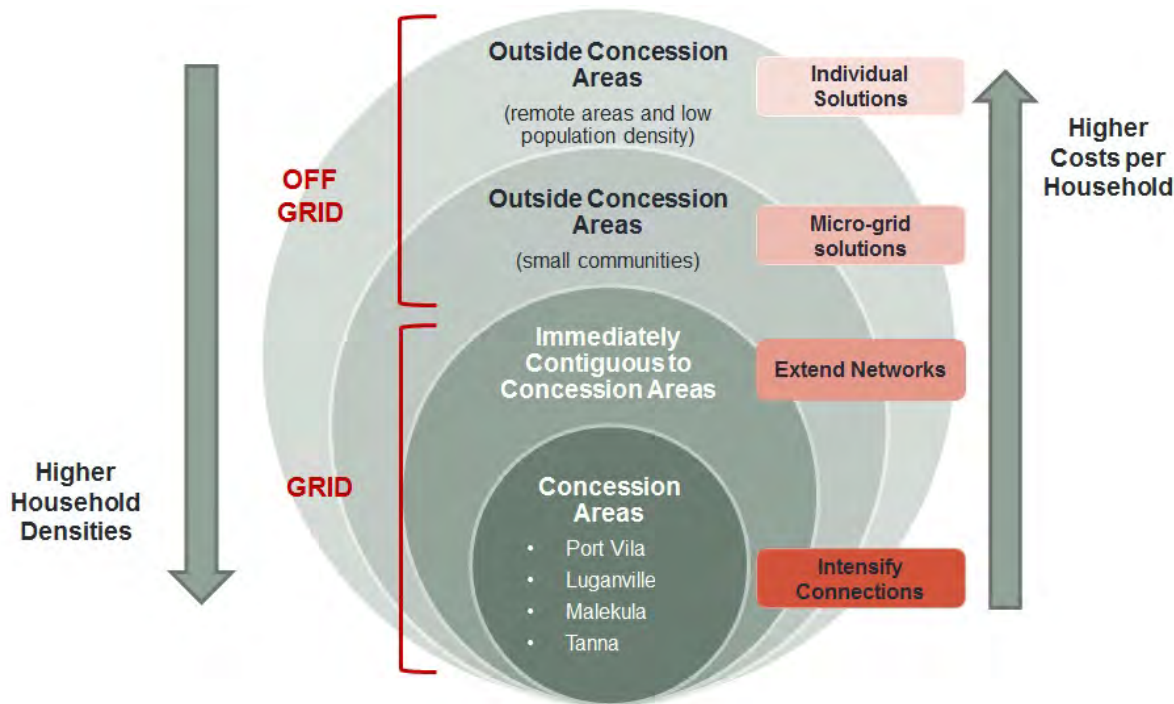
図 3-6-1 太平洋諸国の電化率

バヌアツでは、現在、ポートビラ、ルーガンビルの都市部を含む4つの地域にのみ電力システムが存在しており、これらの電力システムへの接続(On-grid)による電化がバヌアツの電化の主体となっているが、この地域内および周辺の家帯の系統への接続率は2015年時点でも62%にとどまっている。一方、この電力システムの区域外の系統のない(Off-grid)地域での電化は9%にとどまっている。(Updated NERM 2015-2030より)

3-6-2 電化率向上のための計画・目標

2016年に発行された Updated NERM では、2015年時点での電化実績を示す一方、2030年の電化目標については100%として野心的な値を継続している。

バヌアツは、持続可能性ある開発を国家規模で支援するためにバヌアツの地形的特徴を考慮した電化アプローチの概念を図3-6-2のとおり表現しており、世帯密度の違いによる地域ごとの電化手法について最小コストの考え方を踏まえた基本的な進め方が示されている。



(出典：NERM 2013-2020)

図 3-6-2 2030年までの全国的電化向上戦略的枠組

これによると、以下の通り地域の条件に応じて最適な電化向上手段を示している。

- 1) 系統内・系統周辺 (On-Grid) の電化
 - ① 4つのコンセッション地域内では系統への接続強化による
 - ② コンセッション地域に隣接する地域では系統拡張による
- 2) 系統外 (Off-Grid) 地域の電化
 - ① 系統外の地域で遠隔小規模集落 (コミュニティ) では分散型マイクロ系統による
 - ② 遠隔地や低人口密度の地域では個別の電化手段による

系統内・系統周辺の電化向上策は、上述の通り、大きく2つのタイプに分かれる。ひとつはコンセッション地域内における顧客の系統への接続件数を増やすことを目的として、系統内の系統未接続の低所得層の顧客に対する系統接続料金を補助するプログラムが、世界銀行の支援の下、Global Partnership on Output-Based Aid (GPOBA) という名称で展開されている。もう一つは、系統拡張により新たな接続を増加させる方法である。UNELCOは彼らが運用している3つのコンセッション地域において系統を拡張する計画を有しており、顧客から得られた収入に基づく基金である Article 6 Fund を利用して系統延長が進められている。一方、VUIが運用するルーガンビルのコ

ンセッション地域では、VUI の全ての顧客の電気料金に 1 VUV/kwh の上乗せした課金による基金が政府主導により Santo Fund という名称で 2013 年に設立されており、ルーガンビル系統延長以外にも系統外のマイクログリッド等の系統外(Off-grid)地域の電化資金としても利用されている。どちらの基金とも政府の所有であり使用方法は政府の裁量による。なお、系統延長は、上述の通り Article 6 Fund, Santo Fund を利用し各コンセッション運用者が実施するものの他、3-7 節で後述する通り、ドナーによる支援として計画、実施される系統延長プロジェクトもある。

系統外 (Off-Grid) 地域の電化向上策も、上述の通り、大きく 2 つのタイプに分かれる。ひとつは、小規模なコミュニティを電化対象とした再生可能エネルギーを電源としたマイクログリッドによる電化方法であり、ドナーの支援の下、DOE が実施機関となつてマイクログリッドが開発運用されている他、今後も 3-7 節で後述するバヌアツ地方電化のための NAMA(Nationally Appropriate Mitigation Action (NAMA) on Rural Electrification in Vanuatu) の Intervention 1 というプロジェクトでは 5 箇所地点で太陽光を電源とするマイクログリッドを開発する計画がある。もう一つは、遠隔地や低人口密度の地域を対象に、個別・分散型の電化手段により電化を促進する方法で、ソーラーホームシステム (solar home system: SHS) が主な電源として利用されている。現在、Vanuatu Rural Electrification Project (VREP) により、4 つのコンセッション地域から離れた地域の住民、コミュニティ等を対象に、SHS 購入費の 50% が補助として支給されている。

これらの地方電化のための基金および主要な電化計画を表 3-6-1 に集約した。

表 3-6-1 地方電化のための基金と電化計画 (2013 年)

Fund/Program	Purpose	Location	Source of Funding	Households to be connected	
				Total	2015-2020
GPOBA (Global Partnership on Output-Based Aid)	Targeted subsidies that provide 80% of connection and wiring cost	Vanuatu's four concession areas	World Bank	4,375	4,218
Article 6 Fund	Investment support fund to expand electricity access	Port Vila grid concession	Customer contributions	953	320
Santo Fund	Funds projects to extend electricity access through a charge collected from Santo electricity consumers	Rural and outlying of Santo	Customer contributions	568	190
NAMA Intervention 1 and Intervention 2	The NAMA is to provide electricity access to all households. Intervention 1 to establish micro grids, while Intervention 2 extend existing electricity grids	Outside of 4 concession areas (Off-grid areas)	TBD*	around 1,000	-
Vanuatu Rural Electrification Project (VREP) phase 1	Scaling up access to electricity services for rural households, aid posts and not-for-profit community halls located in dispersed off-grid areas	All off-grid areas	New Zealand Aid & World Bank	17,500 households, 2,000 not-for-profit community halls and 230 aid posts. .	

* to be determined

(出典 : NERM 2013-2020 および Rural Electrification in Vanuatu, UNDP より調査団作成)

3-7 他ドナー活動概況

バヌアツの電力セクターへの他ドナーの支援状況については、主要な支援として以下の案件が実施されている。

(1) アジア開発銀行 (Asian Development Bank: ADB)

ADB は、“Energy Access Project -1” として、Efate 島に次ぎ 2 番目 3 番目に人口が多いサント島および Malekula 島の二島を対象地域としたエネルギー・アクセスの向上および再生可能エネルギーによる発電量増加を目的に活動しており、いくつかのサブプロジェクトについて検討・評価を実施している。

このうち、表 3-7-1 に示すサブプロジェクトが現在、実施準備中である。

表 3-7-1 Energy Access Project -1 のサブプロジェクト (2013 年)

	プロジェクト	概要
1	Brenwe River Hydropower Project	Malekura島Brenweに位置する出力400 kWの流れ込み式小水力発電所。構成設備:(a) 延長2 kmのアクセス道路、(b) 延長21 kmの20 kV送電線、(c) 取水設備、(d) 延長1.0 kmの導水路、(e) 延長190 mの水圧鉄管および(e) 発電所建屋
2	Distribution grid extension.	Malekura島およびサント島で1,050世帯が新たに系統に接続される。これにより、系統接続率がMalekura島では8%から14%に、サント島では22%から29%に増加する。プロジェクトは、79 kmの配電線、降圧変圧器と配電柱に対し資金を提供する。
3	Capacity building	電気により所得創出、電気安全および予算管理に関わる新規に接続される世帯に対する教育

(出典 : ADB AIDE MEMOIRE ENERGY ACCESS PROJECT, 2016 年 6 月 17 日ポートビラにて署名)

(2) 世界銀行 (World Bank : WB)

WB は、オーストラリア政府とともに、政府から独立した公共事業の規制機関として 2008 年に発足した公益事業規制庁 (URA) の設立支援を行った他、2013 年には NERM の策定支援を行う等、バヌアツ電力セクターの根幹に関わる制度支援を実施している。また、現在の通りの電力系統 (On-Grid) 内と系統外 (Off-Grid) 地域での電化向上プロジェクトの支援を行っている。

① Global Partnership on Output Based Aid (GPOBA), 電力アクセス向上プロジェクト (Improved Electricity Access Project)

Global Partnership on Output Based Aid (GPOBA) 電力アクセス向上プロジェクトの目的は、コンセション地域内において電力系統に未接続な低所得顧客を対象に補助金を支給することにより顧客の電力系統へ接続を増加させることである。プロジェクトは次の 4 つのコンポーネントから成る。1) 低所得世帯の新しい電気接続のための実績重視型(Output Based Aid: OBA)補助金は、低所得世帯が新規にバヌアツの電力網に接続する時のコストの最大 80%を負担する。2) OBA 補助金は、屋内配線費用も負担する。3) プロジェクト管理、コミュニケー

ションと現場サービスおよび訓練のための実施支援は、実施を監理しエネルギー関連補助金を管理するためのより長期的な制度的能力を開発する。4) 独立した検証コンポーネントは、適切な資格を有するコンサルタントまたは企業が独立した検証エージェントとしてプロジェクトの実績検証を行うための資金を提供する。(World Bank website より)

予算額として4.85百万米ドルを確保し、2014年5月から2018年6月まで期間で、DOEがプロジェクトの実施機関として進められている。

② バヌアツ地方電化プロジェクト (Vanuatu Rural Electrification Project: VREP)

バヌアツ地方電化プロジェクト (VREP) の目的は、UNELCO および VUI による電力システムと4年以内に接続できない可能性が高い地域に位置する地方の世帯、救護所 (aid post) および非営利のコミュニティホールの電気サービスへのアクセスを拡大することであり、VREP-1は、5~30ワットの「プラグ・アンド・プレイ」太陽光発電システムを利用して、基本的な照明と電話充電へのアクセスを拡大することを目標としている。プロジェクトとして承認された太陽光照明製品に対して補助金が支給できる。2016年は小売価格の50%が補助された。VREP 1は、ニュージーランド政府から4.7百万米ドルの資金援助を受けており、プロジェクトの管理は、DOEが世界銀行の支援を受けて実施している。(DOE website より)

(3) 国連開発計画 (United Nations Development Programme : UNDP)

国連開発計画 (UNDP) は、バヌアツの地方電化についての Nationally Appropriate Mitigation Action (NAMA)の作成を支援した。

① バヌアツ地方電化 NAMA (the Nationally Appropriate Mitigation Action (NAMA) on Rural Electrification in Vanuatu)

本 NAMA の全体目標は、バヌアツ政府が NERM で設定した目標を達成すること、すなわちバヌアツの全世帯の電化を支援することである。本 NAMA は、化石燃料を再生可能エネルギーに置き換え、持続可能な発展に貢献し、官民パートナーシップを強化し、遠隔地の持続可能な開発を促進することにより、温室効果ガス (GHG) 排出量を削減することとしている。

本 NAMA の総費用は、以下の2つのプロジェクトの費用とキャパシティビルディングを含めて、約550万ドルと見積もられている。

- ・ Intervention 1: マイクログリッドの構築

太陽光、風力、水力などの再生可能エネルギーを電源として、地方のコミュニティ、観光・農業施設、保健所および学校を対象に電力供給するマイクログリッドを構築する。

- ・ Intervention 2: 既存電力システムの延長 (Extend existing electricity grids)

既存の電力システムの延長により一般家庭、公的施設、観光/商業消費者を電力システムに接続させる。

NAMA の第1段階では、Intervention 1 のプロジェクトとして、太陽光を電源とした5つのマイクログリッドを設置し、Intervention 2 のプロジェクトとして、5つの電力システムの延長を支援す

ること計画している。これにより、約 1,000 世帯、約 4,700 人に電力が供給される。NAMA の 15 年に亘る活動で、CO²排出削減量は約 13,500 トンに達する見込みである。(NAMA on Rural Electrification in Vanuatu による)

(4) その他のドナー支援

現在、DOE が関わるドナー支援による電力セクタープロジェクトを表 3-7-2 に示す。

表 3-7-2 DOE 実施中の電力関係プロジェクト (2013-2015 年)

No.	Project	Donor	Amount (Vatu)
1	Access Power Project	AusAid	63.6 million
2	Global Partnership on Output Based Aid (GPOBA)	World Bank	400 millinon
3	Energy Sector Management Assistance Program (ESMAP)	SID fnnd through the World Bank	100 million
4	Talise Micro Hydro Project Phase II	Italian Fund through IUCN	20 million
5	Pacific Appliances & Labeling Standards (PALS)	Secretariat of the Pacific Community (SPC)	8 million
6	Vanuatu Rural Electrification Project (VREP)	New Zealand	470 million
7	Biofuel Projects for Malampa, Penama & Torba	European Union GoV	191m illion 218 million
8	Melanesia's Millions Miracle Project (M3P)	Ausaid-through SPC	7 million
9	Global Green Growth Institute (GGGI)	GGGI	—
10	ACP-EU Energy Facility II	European Union UNELCO GoV	306.37 million 122.55 million 88.2 million
11	Intended National Determined Contribution (INDC)	UNDP-Fiji	15 milion
12	NAMA on Rural Electrification in Vanuatu	UNDP	US\$5.5 million

(出典 : DEPARTMENT OF ENERGY IMPLEMENTING PROJECTS (2013-2015), NAMA on Rural Electrification

in Vanuatu,より調査団作成)

3-8 バヌアツ電力セクターの課題

バヌアツの電力セクターは、燃料輸入への高い依存度、地理的条件の2つの要因に強く影響を受けている。

バヌアツは、他の太平洋諸島の国々と同様に、領土内に化石燃料資源を有しないため全ての化石燃料を輸入せざるを得ない。輸入燃料のうちで最も多く消費しているのはディーゼル燃料で2012年輸入量は33百万リッターであり、この約半数を電力セクターで消費している。バヌアツ政府は化石燃料に代わるクリーンな再生可能エネルギーの導入量の増加を図っているものの、再生可能エネルギーの発電に占める割合は30%程度であり、未だ電力の大半はディーゼル燃料に頼っている。このため高い発電コストが継続し、他の太平洋諸国と比べても高い電気料金になっている。バヌアツ国内産業の競争力の低下、また、CO₂排出量の増大に伴う地球環境への負荷の増大に繋がっている。

一方、65の島々に人口が広く分散するなど地理的条件から、全土に電力系統を張り巡らせることは困難で、電力系統は4つの地域のみに限られ、その他の地方に散在する各世帯への電力供給が相対的に高コストにならざるを得ない状況にあり、33%という他の太平洋諸国と比べて著しく低い電化率を与える結果となっている。

このように高い電気料金、低い電化率がバヌアツ電力セクターの課題であり、輸入化石燃料の使用量の削減のための安価な再生可能エネルギーの開発推進および利用拡大が求められている。

第 4 章 エスピリッツサント島電力セクターにおける電力事情

4-1 エスピリッツサント島の概要

サント島は、面積 3,956 km²を有するバヌアツ最大の島で、その人口は約 4 万（2009 年 census より）で、首都ポートビラが位置するエファテ島に次いで 2 番目に人口が多く、バヌアツ全人口の 17%を占めている。Sanma 州に属するが、サント島は州の面積の 93%、州人口の 87%を占める。島の西側は起伏の激しい山岳地形であるの対し、東側、南側は平坦な地形が広がり、集落、プランテーションは南東部から東海岸沿いの東部、南部海岸沿いの南部に分布している。

サント島南東部海岸地域にバヌアツで 2 番目に大きいルーガンビル市（人口、約 13 千）があり、市の東 6 km には、海外からの直行便も飛来する Santo Pekoa 国際空港を有するとともに、国際貿易港の機能を備える港湾を有することから Sanma 州のみならずバヌアツの北部 4 州の商業活動の中心地として機能している。また、同市内には、バヌアツで 2 番目に大きい北部州病院がある。

図 4-1-1 に示すとおり、ルーガンビルからサント島北東部の村落 Port Olry までの東海岸沿いにはアスファルト舗装道路が幹線道路として整備されている。東海岸の地域には Port Olry をはじめ比較的大きな集落が散在するとともに大規模プランテーションやリゾート施設が開発されている。

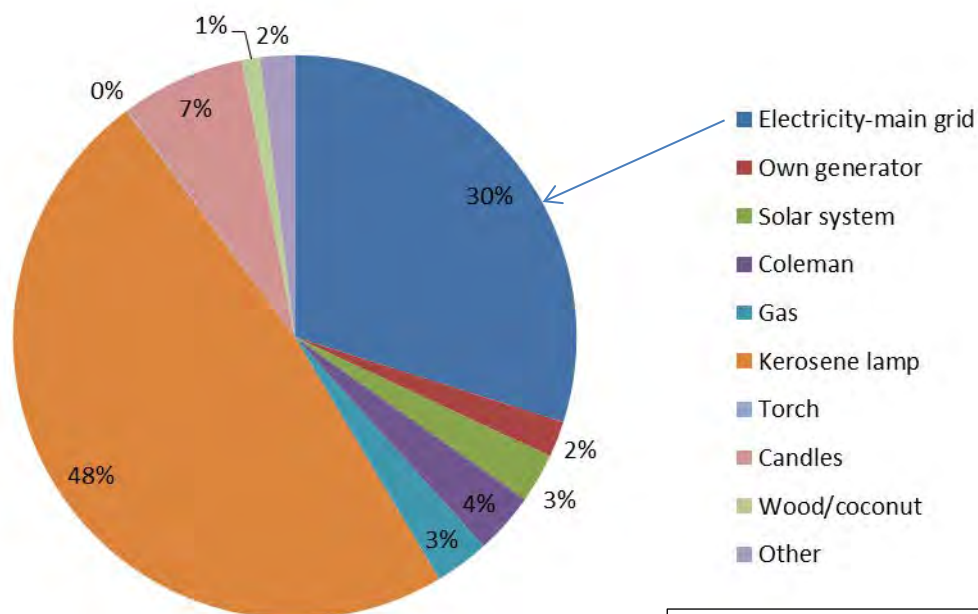
図 4-1-1 に示すとおり、電力系統による電化は、ルーガンビル市の市街地を中心にルーガンビルより北へ約 15km まで、東西方向は東海岸より 7~8 km に範囲に限られている。



図 4-1-1 サント島地図

4-2 一次エネルギーの供給状況

DOEによると、サント島の家庭用照明の1次エネルギー源は図4-2-1のとおり、ケロシン（灯油）ランプが48%と最も多く、電力系統は30%程度であり、このことは、サント島全体で電力系統により電化されている世帯の割合が30%程度であることを意味している。



全世帯数：7,864 (2009年)

(出典：DOE 提供資料より調査団作成)

図 4-2-1 サント島の家庭用照明1次エネルギー源の割合

4-3 電力事業者（VUI）の組織・運営情報

現在、ポートビラ、Malekula、Tanna の3つのコンセッション地域で電力供給事業を行っている UNELCO が、1990 年より 20 年間のコンセッション契約を結びルーガンビルコンセッション地域の電力供給を 2010 年まで行ってきた。2010 年の契約期間の終了に伴い実施された 2011 年以降の電力事業者選定のための入札の結果、米国 Pernix Group, Inc. の子会社 Vanuatu Utilities and Infrastructure Limited (VUI) が、新たな電力事業者 (concessionaire) として選定され、UNELCO に代わり 2011 年 1 月より同社が発電所から配電、電力料金徴収まで垂直統合の形態でルーガンビルコンセッション地域の電力供給を実施している。ただし、上述の入札に際し政府の手続きが不透明であったとして、選定されなかった UNELCO が政府を訴えた経緯がある。その関係で、政府と VUI との間では長期のコンセッション契約の締結に至っておらず、覚書 (MOU) を交わすことにより業務が委託されている状態であった。このような状況を改善するため、政府は、2016 年 12 月よりルーガンビル のコンセッションの入札手続きを再度開始した。DOE によると新しい電力事業者は 2017 年 7 月以降に決定される見込みである。

VUI の組織・人員は以下の通りである。

表 4-3-1 VUI の組織・人員 (2016 年 12 月現在)

Section	Number of Staff member
Corporate	8
Diesel Power Plant	12
Hydropower Plant	11
Transmission & Distribution lines	11
Port Olry (Diesel Power Mini Grid)	4

(出典 : VUI 提供資料より調査団作成)

VUI による当該コンセッションの運用は 2010 年からとまだ短いですが、VUI によると、ディーゼル発電所、水力発電所で働くスタッフの多くは、UNELCO が運用していた時点から継続して勤務しているスタッフであり、事業会社の交代による設備の運転、保守管理に関して大きな問題は生じなかったとのこと。

4-4 既存電力設備概要

4-4-1 発電設備

表 4-4-1、図 4-4-1 に既設発電設備の一覧を示す。グリッドに接続していない Port Orly のディーゼル発電所を除いた全供給量4,290 kWに対する2016年末までの最大電力は2,000 kW以下であり、現状では予備電力が充分にある。

表 4-4-1 既設発電所の設備容量、供給出力

Power Plant Location	Unit Name	Source and Type	Commisioning Year	Rated Capacity	Actual Capacity
				(kW)	(kW)
Luganville	DG1	Diesel	2001	1,000	800
	DG2	Diesel	1999	1,000	800
	DG3	Diesel	2013	750	750
	DG4	Diesel	2006	264	200
	DG5	Diesel	2013	520	500
Port Orly	-	Diesel	2008	45	45
Sarakata River	T1	Hydropower	1995	300	300
	T2	Hydropower	1995	300	300
	T3	Hydropower	2009	300	600
Hospital	-	PV	2013	20	20
Collage	-	PV	2013	10	10
Samma Office	-	PV	2013	10	10
Total				4,519	4,335

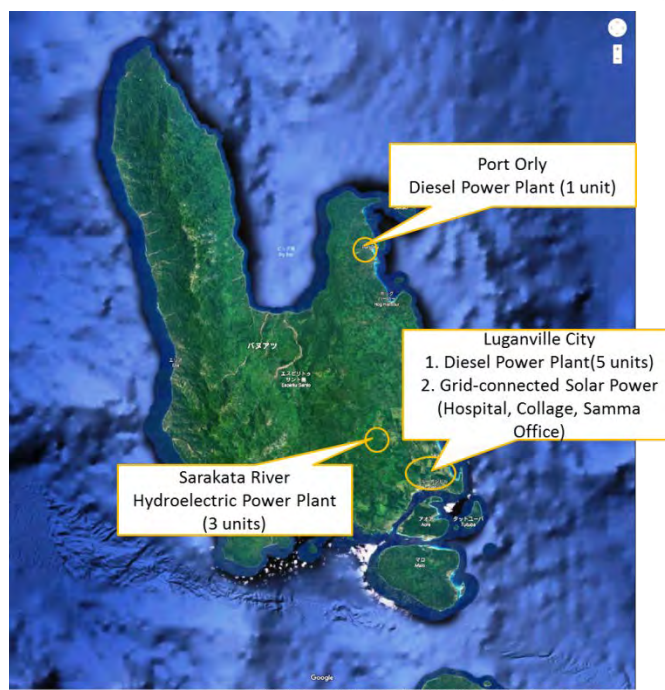


図 4-4-1 サント島の各発電所位置図

図 4-4-2 にサント島の直近3年間の月ごとの電源別電力量を示す。水色でハッチングした11月～4

月が一般的に雨季の季節であり、2015年までは乾季におけるディーゼル発電の供給量増加が傾向としてみられたが、2016年は一年を通じて雨量が少なく、通年でディーゼル発電の供給量が多かった。

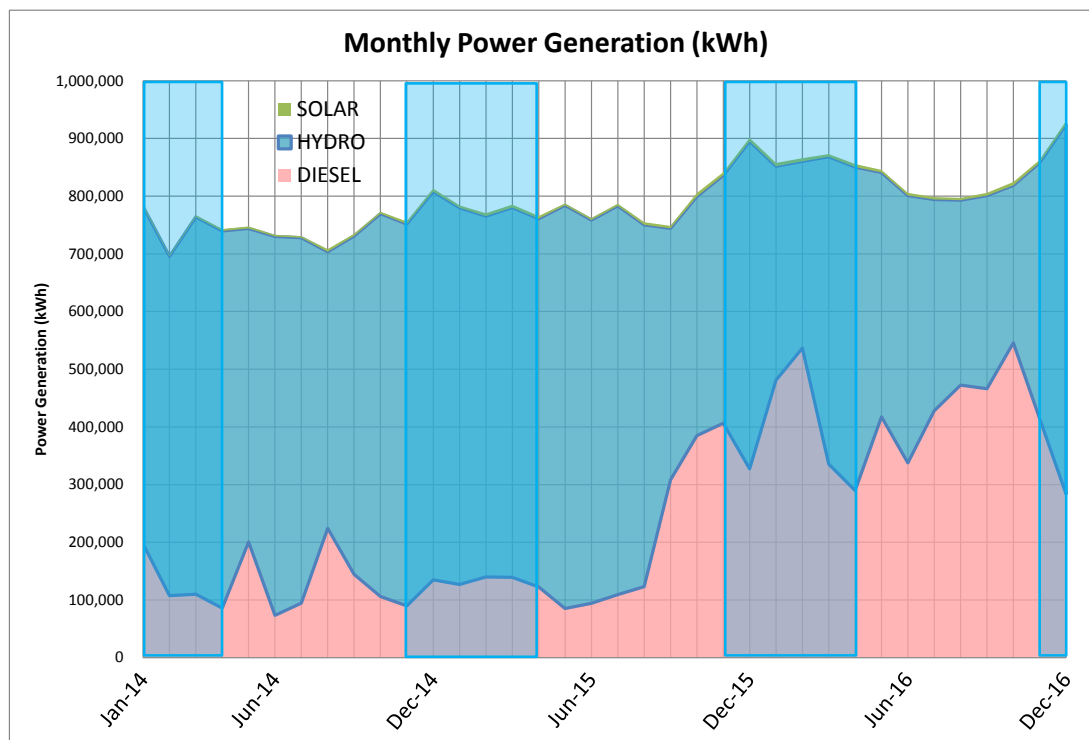


図 4-4-2 サント島における月別発電電力量の推移 (2014 - 2016 年)

4-4-2 送変電・配電設備

表 4-4-2 に既設送配電設備の一覧を示す。2013 年と 2014 年を比べると総延長の伸びはわずかで、新規延線は少ない。送電障害時間では、特に 2014 年の計画外停電時間が短く、顧客あたり 1 分を切っている。配電による電力ロス率は約 9%程度となっている。

表 4-4-2 既設送配電線の設備概要、配電実績

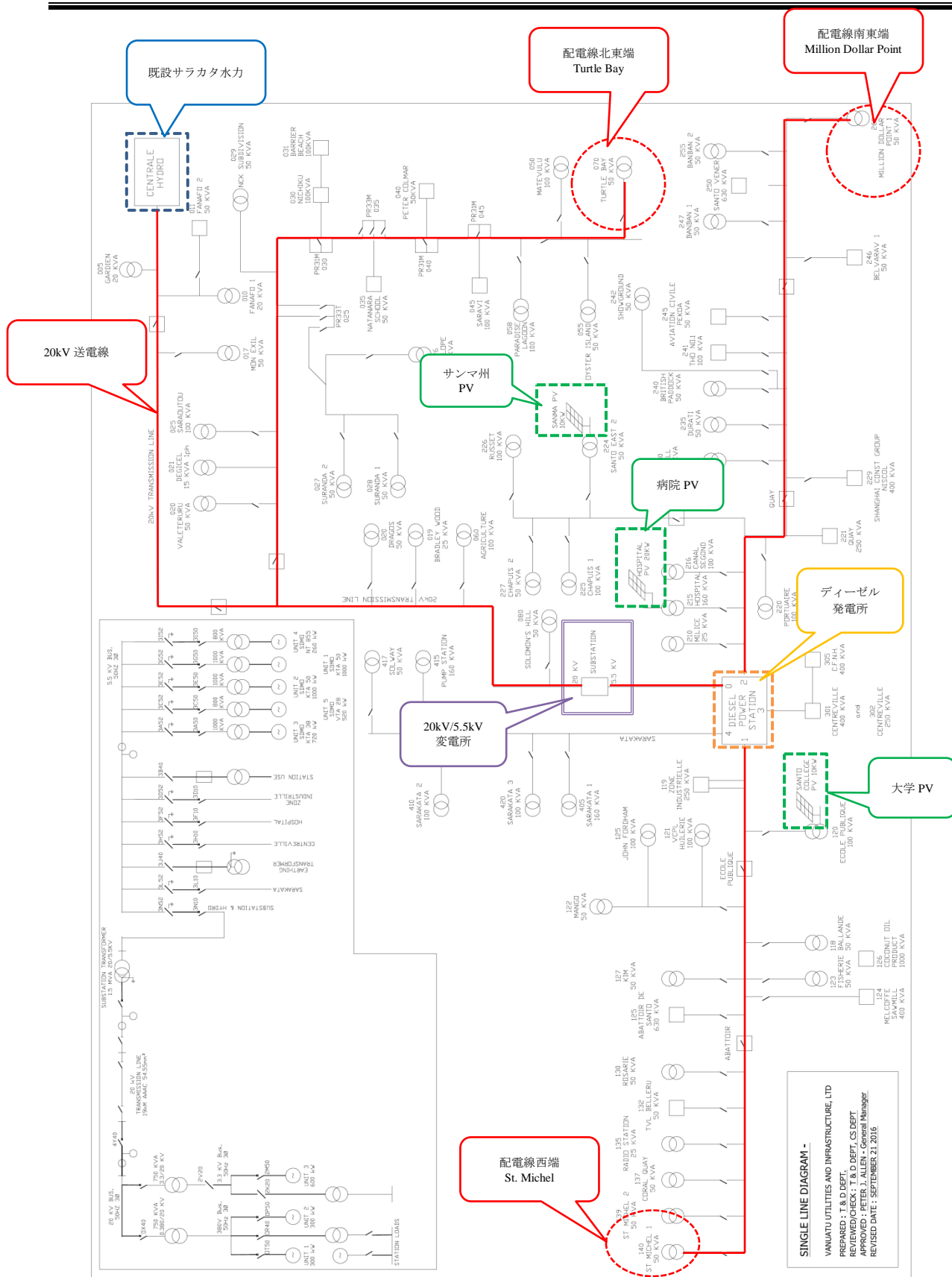
Year	Units	Year		Variation
		2013	2014	%
High Voltage Lines Length	km	69,373	71,373	2.9
Low Voltage Lines Length	km	68,707	71,167	3.6
Distribution Losses	kWh	828728	809431	-2.3
Total Planned Distribution Disruption	Time/ Costomer	5:53	4:12	-28.6
Total Unplanned Distribution Disruption	Time/ Costomer	2:47	0:41	-75.4
Distribution Efficiency Rate	%	90.6	90.7	0.1

(出典: VUI Technical Report 2014)

変電設備はルーガンビル市内に 1 箇所存在する。変圧器は 1.5 MVA、22 kV/5.5 kV で、既設サラカタ水力発電所からの 20 kV 送電線とルーガンビル市内のディーゼル発電所までの 5.5 kV 配電線を繋ぐ。

サント島ルーガンビルコンセッションの系統図を次頁に示す。

系統エリアの西側の端はルーガンビル市内中心から海岸沿いに西へ向かった St. Michel、南東方向の端は Pekoa 国際空港の先の Million Dollar Point、北東方向は東海岸沿いに北上した Turtle Bay まで延びている。



4-5 既往の電源開発計画

4-5-1 電力需給

サント島の最大電力需要と発電電力量の推移を表 4-5-1、図 4-5-1～4-5-2 に示す。データは VUI がサント島での電力事業を開始した 2012 年以降のものである。

2012 年から 2014 年まではほぼ横ばいであったが 2015 年から需要は伸びに転じ、発電電力量の増加率は、2012 年から 2016 年末まで平均 3.3%を記録している。最大電力需要の増加率は 2012 年の 8,824 MW から、2016 年に 10,122 MW と平均 3.5%を記録している。

電力量の各電源の割合だが、2015 年までは水力発電が約 80%を記録していたが、2016 年は一転してディーゼル発電の割合が増加し、ディーゼルと水力が半々の割合となった。これは 2016 年のサント島での湧水による影響で水力の発電量が伸びなかったと想定される。

表 4-5-1 最大電力と発電電力量 (2012 - 2016)

Year	Peak Load	Growth Rate	Power Generation	Growth Rate
	(kW)	(%)	(MWh)	(%)
2012	1,710		8,824	
2013	1,637	-4.3	9,056	2.6
2014	1,620	-1.0	8,990	-0.7
2015	1,850	14.2	9,492	5.6
2016	1,932	4.4	10,122	6.6
Ave.	-	3.3	-	3.5

(出典: VUI Monthly Report)

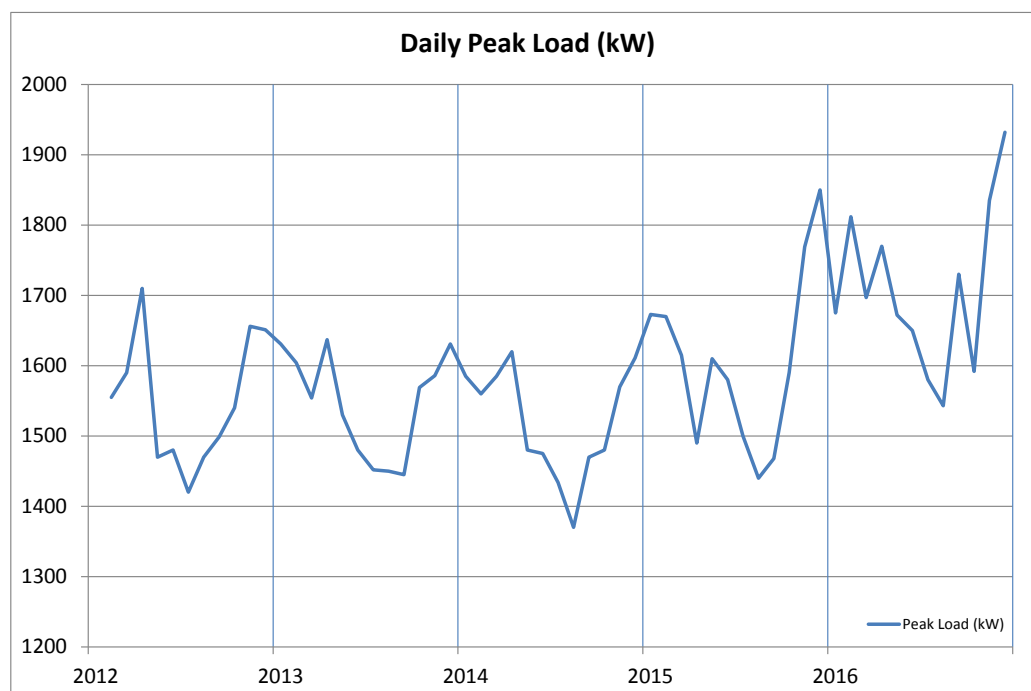


図 4-5-1 最大電力の推移 (2012 - 2016)

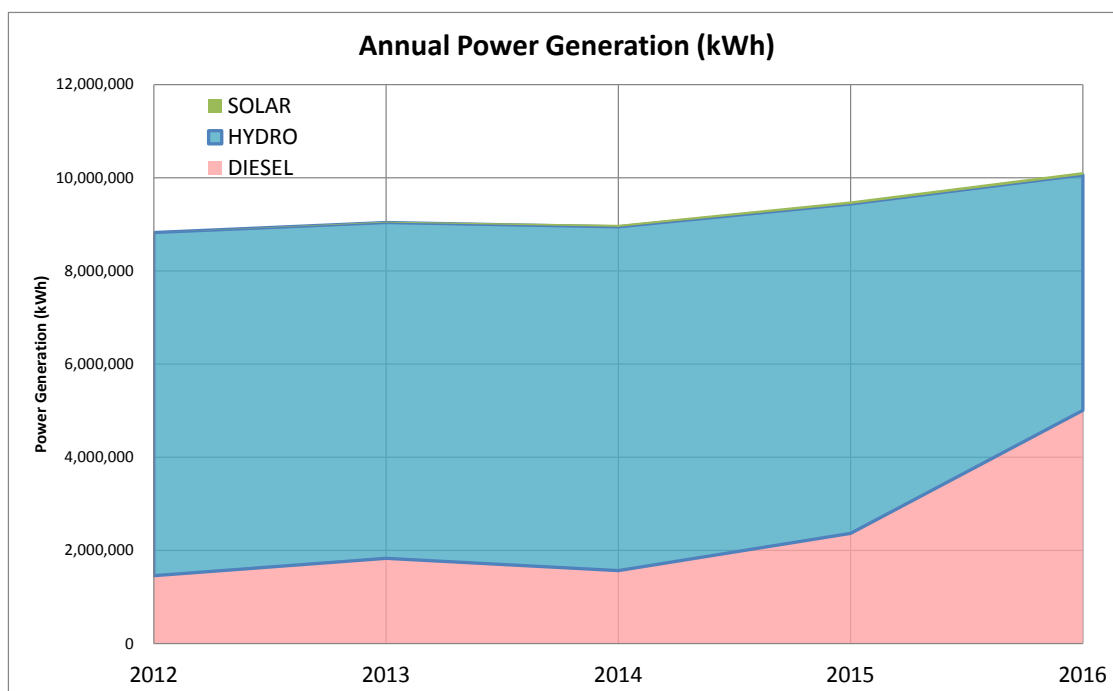


図 4-5-2 発電電力量の推移 (2012 - 2016)

4-5-2 電源開発計画（再生可能エネルギーに係わる開発計画含む）

サント島における電源開発計画はサラカタ水力発電所の開発がメインであり、その他は小規模な太陽光発電の導入、風力発電のポテンシャル調査を実施しているのみである。

(1) サラカタ水力

① 日本国無償協力事業

サント島では電源をディーゼル発電に依存していたため、高価な燃料の輸入が同国経済にとって大きな負担となっていた。そのため 1994～1995 年にサラカタ川水力発電所（流れ込み式水力、横軸フランシス水車、300 kW×2 台）を整備し、ディーゼル発電から水力発電に転換することで燃料費を削減させた。また、燃料費削減で得られた資金を活用して、サント島全域及び離島の電化も促進してきた。

その後、サント島全域における電力需要が増加し、既設のサラカタ水力発電所の定格容量では電力需要を賅いきれなくなったことから、1996 年に 32%であったディーゼル発電所への依存度が、2005 年には 61%まで増加し、輸入燃料の高騰が同国経済を圧迫したため、バヌアツ政府は安定した電力供給に資することを目的として、日本国の無償資金協力にて同発電所への増設発電機調達を策定した。

2007～2009 年の既設サラカタ水力改善計画で総設備容量が 1,200 kW となることにより、サント島の最大負荷約 1,884 kW に対して 64%まで賅うことが可能となり、ディーゼル燃料の約 85 万リットルの削減に寄与。さらに、600 kW の 3 号発電機が増加することで、供給予備力が増加することから、発電機が定期点検又は故障で運転停止しても安定した電力供給が可能とな

った。

② ADB サラカタ水力増設案

2014年8月作成のADB報告書「Draft Final Report –R0, Volume3 Feasibility Study of Sarakata-1 Extension Project」によると、既設サラカタ水力発電所(1,200 kW)に 600 kW の増設発電所の Sarakata Hydropower Extension Project の計画を検討している。また、将来的にはサラカタ水力発電所の下流で 1,200 kW の水力発電所の建設も視野に入れている。

Extension Project は、発電出力 600 kW 増加に伴い、既設土木構造物の嵩上げ（取水ダムの 0.4 m 嵩上げ等）、導水路・水槽・発電所、送電線等の土木構造物の建設を計画している。

(2) ADB 太陽光発電

2013年5月に導入されたADBのGrant Financing Trial Projectによる発電計画である。ルーガンビル市内の3箇所に設置された太陽光発電設備でグリッド接続されている。

設置位置はCollege de Luganville (10 kW)、Sanma Province Office (10 kW)、Hospital (20 kW)の3箇所（合計 40 kW）。

(3) Port Olry 風力ポテンシャル調査

バヌアツ政府は the Pacific Islands Greenhouse Gas Abatement and Renewable Energy Project (PIGGAREP)と the International Union for the Conservation of Nature (IUCN)を通して6箇所の風力ポテンシャルサイトの調査を2012～2014年に実施。6箇所の中にはサント島のPort Olryが含まれている。データは風向風速の基本情報収集であり、具体的な発電計画は現在の所、立案されていない。

4-5-3 送変電・配電線開発計画

(1) 東海岸 Grid Extension

電力システムのコンセッション地域の東海岸沿いは Turtle Bay まで延線されているが、村民の多いサント島北部のPort Olry（村民約 2,000 人）は独立分散型ディーゼル発電によるミニグリッドのみである。この Turtle Bay から Port Olry までの約 40 km の間には村落やコテージのような小規模宿泊施設が存在し、電力需要が見込まれることから、ADBによる配電線延線計画「Grid Extension, East Coast Santo (Matelevu to Shark Bay, Port Olry, Stone Hill and Palekula)」が2017～2018年に予定されている。建設費用は約 2.4 百万 USD である。

(2) 中、低圧配電線 Extension

バヌアツ国内の系統エリア拡大を目的とした開発計画で2020～2023年にサント島ではVUIが中、低圧配電網の整備を行う。計画全体の費用は 18 百万 USD である。

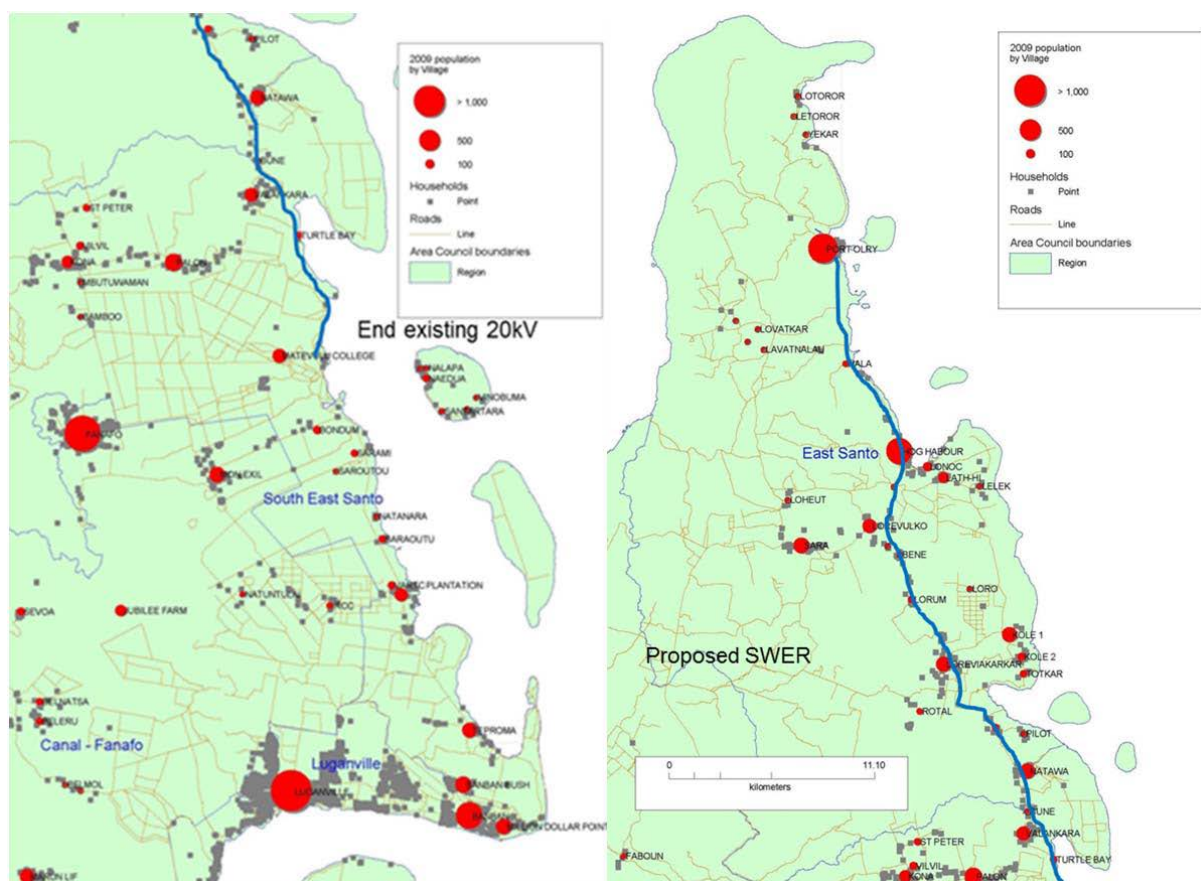
4-6 電力需要の調査

4-6-1 電力需要に影響を与えるプロジェクト

4-1 項で図 4-1-1 を示して述べたように電力システムによる電化地域はサント島の面積の一部であり、電力システムに接続した VUI の顧客数は 2,758 世帯（2015 年 12 月 URA データ）でサント島の全世帯数、7,864 世帯（2009 年 Census）の約 35%に留まっている。将来の電力需要に影響を与えるルーガンビルの電力システムの延長計画等について述べる。

(1) サント島東海岸 Grid Extension Project

前項 4-5-3 で述べた通り、現行の電力システムの終端箇所であるサント島東海岸の Turtle bay より Santo East Coast Road 沿いに北東端に位置するルーガンビルに継ぎ 2 番目に人口の多い Port Olry まで約 40 km の配電線を延長する計画が ADB で検討され 2017～2018 年の建設が予定されている。図 4-6-1 に延長ルートを示す。



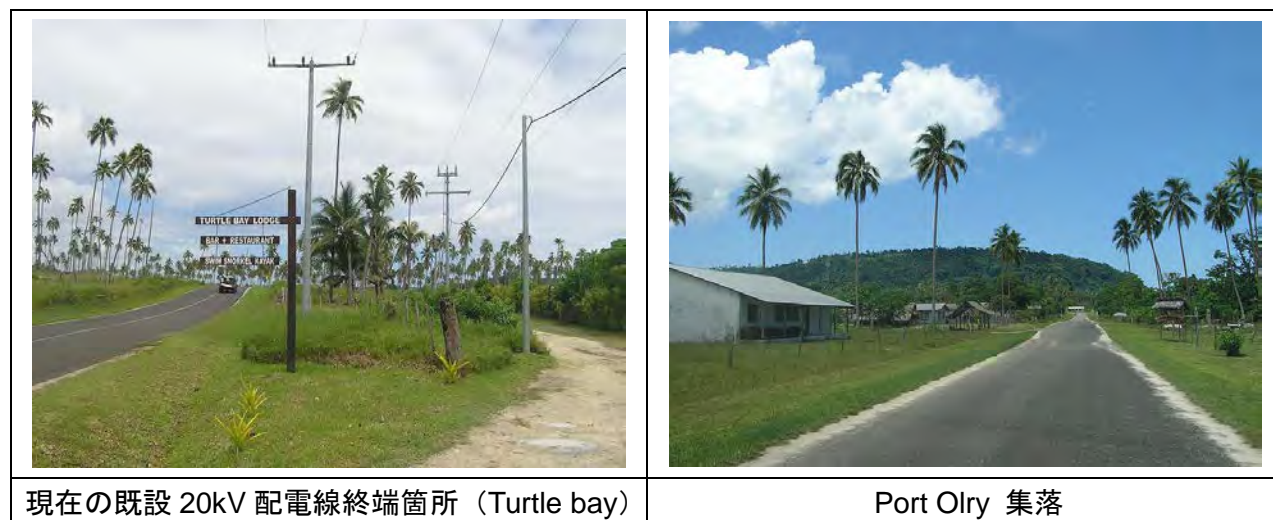
(出典 : TA No8285-VAN:Energy Access Project-1, Draft Final Repot Appendix C-Feasibility Study for Transmission Lines and Grid Extensions, ADB)

図 4-6-1 サント島 Port Olry Grid Extension ルート

本系統延長計画の ADB の Feasibility Study¹によると、供給世帯数を 600 世帯、一世帯月当たりの電力消費量を 47 kWh/mth/customer と想定している。これより本延長により新たに増加

¹ TA N°8285-VAN:Energy Access Project-1, Draft Final Repot Appendix C-Feasibility Study for Transmission Lines and Grid Extensions

する年当たり電力需要は、338,400 kWh で、2016 年のルーガンビルコンセッションの売電量 8,983,224 kWh の約 4%に相当する。



(2) 中、低圧配電線 Extension

前項 4-5-3 で述べた通り、バヌアツ国内の系統エリア拡大を目的とした開発計画で 2020～2023 年にサント島では VUI が中、低圧配電網の整備を行う。

4-6-2 産業開発計画等

サント島の将来の電力需要と関連のある開発計画等について述べる。

(1) Sanma 州ルーガンビル市 戦略開発計画 2016-2027 年

2017 年 1 月に Sanma 州およびルーガンビル市は、Sanma 州ルーガンビル市 戦略開発計画 2016-2027 年(Sanma Province Government Council, Luganville Municipality, Strategic Development Plan 2017-2026: SDP 2017-2026)を同地域開発計画として発行した。

経済 (Economic) , 社会 (Social) , 環境 (Environment) の 3 分野を主題として、主題毎にいくつかの目標を立て、その目標実現のための実行計画を示している。ただし、本計画には電化率や電化世帯数等の具体的な数値目標は示されていない。

各種産業の振興とともに、環境の分野の目標として再生可能エネルギーを主体とした地方電化の促進が明記されている。「再生可能エネルギーの促進」という目標に対する戦略フレームワーク (Strategy Framework)として「水力および風力発電所の開発」と「Sanma 州およびルーガンビル市における地方電化プロジェクトの創設と展開」と示されている。

農業とともにそのユニークな自然や第二次世界大戦の遺構を活かした観光業の振興を重要視しており、Sanma 州およびルーガンビル市の主要観光地としてプロモートする目標に対する戦略フレームワークのうち 1) 国際基準対応への Pekoa 国際空港のアップグレード、2) World War II Museum の設立が具体的な方策として示されている。World War II Museum の設立団体 Elwood Euart Association によると、Museum の設置場所はルーガンビル市内のタウンホールに隣接した土地で 2016 年、国との土地貸借契約を取り交わしている。総床面積は 3,286 m²、室内床面積は 2,437 m² で、120 kW 程度の電力需要を想定している。

また、ルーガンビル市は市の周辺隣接地区の都市化が早く進んでいることからより人口の密集

した地区としてインフラを直ちに整備する必要性が高まっている。このため、ルーガンビル市の範囲を拡大する計画であり、これに伴う街灯の設置の増加等、各種インフラ整備のための電力消費量の伸びが期待される。

(2) その他新規電力需要に関わる開発計画

サント島で食肉工場、スーパーマーケット等を経営する企業家 (Wong Sze Sing Store) によると、近年のコプラ価格の高騰を背景に、必要なココナツオイル工場の新設の他、ショッピングモール、カジノの建設を予定している。これらの必要電力は数百 kW 程度となる。

また、1章 2-1-2 項、図 2-1-3, 図 2-1-4 で示したようにバヌアツへの外国からの観光客は増加しているが、サント島の観光業関係者 (Sanma 州事務所観光局等) によると、Santo Pekoa 国際空港への新たな国際便の就航が航空会社により検討されており、観光客数の増加が期待されている。既に 1 箇所のリゾートホテルが新設中であるなど、宿泊施設も年々増加していくことが期待されている。

4-6-3 電力需要の想定

NERM 2013-2020 では、基本的に年率 4% の伸び率を仮定して電力量を想定している。

一方、ルーガンビルのコンセッションの過去 1996 年～2016 年の 20 年間の実績電力量の伸びは平均年率 4.4% でおおよそ同じ率である。なお、NERM ではピーク電力の想定はなされていないが、実績ピーク電力の伸びは平均年率 4.5% であった。表 4-6-1 にルーガンビルコンセッション地域のピーク電力と売電電力量の実績値を示す。

表 4-6-1 ルーガンビルコンセッション地域の実績ピーク電力と売電電力量

Year	Peak Deamd (kW)	Energy Sold (kWh)
1994	870	3,784,836
1995	1,200	4,396,966
1996	1,240	5,012,572
1997	1,300	5,881,620
1998	1,400	6,612,372
1999	1,520	6,927,533
2000	1,740	7,687,967
2001	1,880	8,544,537
2002	1,314	6,451,910
2003	1,408	6,302,979
2004	1,512	6,511,733
2005	1,338	6,069,839
2006	1,283	5,887,789
2007	1,499	6,106,038
2008	1,373	6,481,999
2009	1,366	6,529,069
2010	1,530	7,555,377
2011	1,650	7,557,895
2012	1,713	7,741,646
2013	1,637	7,882,870
2014	1,611	7,828,173
2015	1,850	8,196,169
2016	1,932	8,983,224
average growth rate	4.5%	4.4%

(出典：UNELCO Annual Technical Report year 2010, VUI Performance Report for 2014, VUI Report in URA format for 2016 より調査作成)

今後の電力需要予測については、サント島全体の電化率が今なお 30%と低く、今後、中長期に亘って系統拡大が図られることが期待されるとともに、4-6-2 項で述べた開発計画により産業および観光の振興が図られ、個別具体的な建物の計画がなされるなど、商業ベースでの電力需要の増加も十分に期待されることから、これまでと同等程度の電力需要の伸びが中長期的に継続するものと想定される。このため、過去の実績伸び率より、電力量で年率 4.4%、ピーク電力で年率 4.5%の伸び率を仮定し、2030 年までの電力需要を予測した。結果を表 4-6-2 に示す。

表 4-6-2 ルーガンビルコンセッション地域のピーク電力と売電電力量の予想

Year	Peak Deamd (kW)	Energy Sold (kWh)
2016	1,932	8,983,224
2017	2,019	9,382,389
2018	2,109	9,799,290
2019	2,203	10,234,716
2020	2,302	10,689,490
2021	2,405	11,164,471
2022	2,513	11,660,558
2023	2,625	12,178,689
2024	2,743	12,719,842
2025	2,866	13,285,041
2026	2,994	13,875,355
2027	3,128	14,491,899
2028	3,268	15,135,838
2029	3,415	15,808,391
2030	3,568	16,510,828

(注：2016 年の値は実績値)

4-7 サント島における電力需給上の課題

サント島の電力需要は前項で述べたとおり、今後も 4%程度で着実に増加していくと想定される。一方、電源開発についてはサラカタ水力の増設計画以外には具体的な計画が存在していない。このため、サラカタ水力の増設や他の再生可能エネルギーによる発電計画が実施されなければ、ルーガンビルコンセッションにおける再生可能エネルギーによる発電割合（現在 60～70%程度）は年々低下することとなり、国家目標である再生可能エネルギーの導入比率の達成に逆行することになる。高価な輸入化石燃料の使用量が増加し、発電コストの上昇さらに電気料金の値上りに結びつく。

第 5 章 エスピリッツサント島既存電力設備の情報収集・分析

5-1 調査概要

5-1-1 概 要

調査団は第一次現地調査（2016/11/26～12/18）、第二次現地調査（2017/1/29～2/19）期間中にサント島における発電設備の現状の確認を行った。今回、調査を実施した電力設備は以下の設備である。

- サラカタ川水力発電所
- ルーガンビル・ディーゼル発電所
- Port Olry ディーゼル発電所
- ルーガンビル市内太陽光発電設備
- 送電変電設備

現地踏査、VUI スタッフからの聞き取り調査結果を元に各設備の施設・設備概要、運転体制、等を 5-2～5-6 章で述べる。また、本章の最後に各既存電力設備の課題を記載した。

5-1-2 位置関係

サント島における各電力設備の位置関係を次頁に示す。

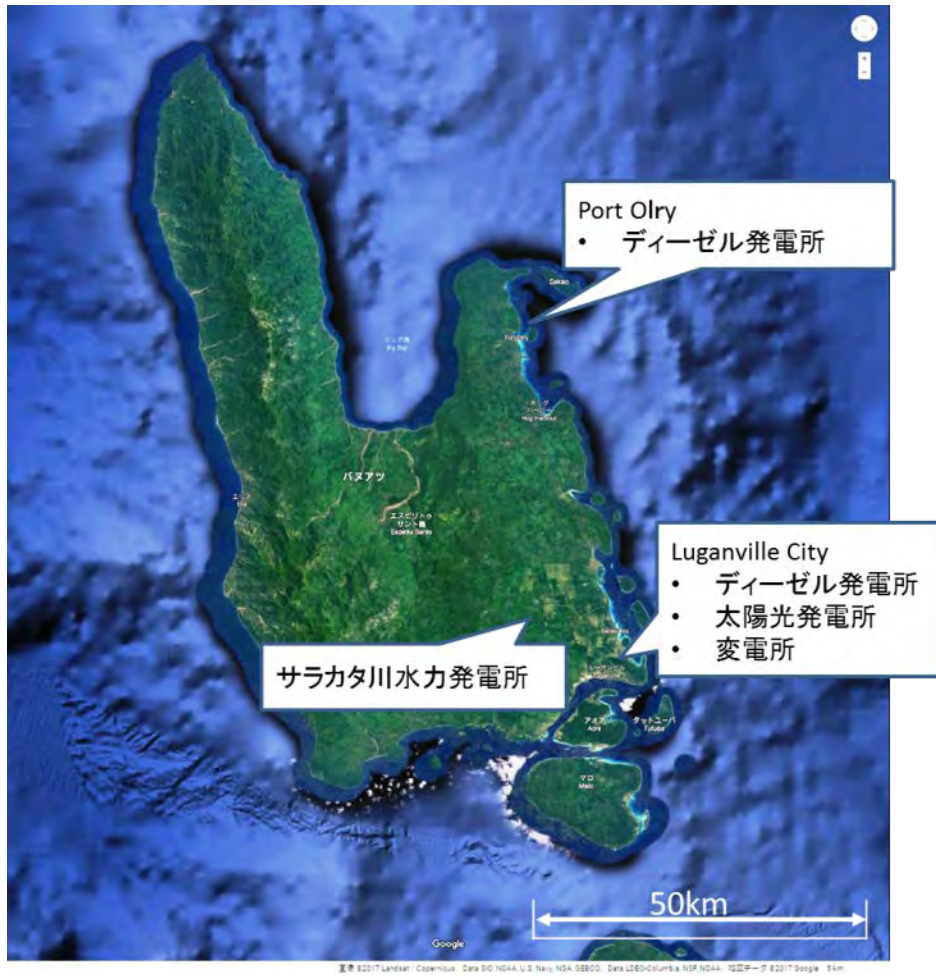


図 5-1-1 電力設備位置関係



図 5-1-2 ルーガンビル市内図

5-2 サラカタ川水力発電所

5-2-1 施設概要

1994~1995 年に日本の無償資金協力事業で建設された流れ込み式水力発電所。電力需要増加により、同発電所の定格容量 (1,2 号機合計 600 kW) では最大電力を賄いきれなくなったことから、2007~2009 年に日本の無償資金協力により 600 kW の 3 号機が増設され、総設備容量を 1,200 kW に拡張し、現在に至る。

5-2-2 設備概要

設備概要については以下の表にまとめる。

表 5-2-1 サラカタ川水力発電所設備概要

項 目		Sarakata Hydropower		
		Unit1	Unit2	Unit3
水車形式		横軸フランシス	横軸フランシス	横軸フランシス
最大使用水量	(m ³ /s)	1.45	1.45	2.90
有効落差	(m)	27.8	27.8	27.8
出力	(kW)	300	300	674
発電機形式		HS-TKB	HS-TKB	KSG
出力	(kVA)	375	375	750
周波数	(Hz)	50	50	50
回転数	(r/m)	750	750	500
運転開始年月		1994年9月	1994年9月	2009年2月

5-2-3 運転体制等

- ・ Luganville 発電所と連絡を取りながら運転している。
- ・ 発電施設の運転体制は 2 人一組・1 日 8 時間毎 3 グループ交代制であり、1 グループは清掃・伐採等の業務を行う日勤。1 グループはオフ。グループ数の合計は 5 グループ計 10 人であり、さらに守衛が 1 人で作業員人数の合計は 11 人となっている。
- ・ 発電所は一年に一度運転を止めて排砂門を開き清掃作業を行っている。ゲートはマニュアルで開け、一度の清掃作業に約 2 時間かかる。

5-2-4 その他確認事項

(1) 取水堰・取水口・沈砂池

- ・ 視覚的には、設備の大きな損傷は見受けられず。
- ・ 取水口の対岸となる左岸側取水堰上流側にやや堆砂が確認されるが、取水口前面の堆砂土砂レベルは取水口下端より目視で 2~3 m 程度も低く、全体的に堆砂が少ない。
- ・ 取水口脇には量水票と自記水位計が設置してあるが、自記水位計での観測は継続していない。量水票の読み 2.66 m が越流堰堤頂高さであることを調査団確認。
- ・ フル出力での発電に必要な使用水量を確保するために沈砂地の越流堰はセメントモルタルでかさ上げが施されている。これは、導水路の摩擦が想定よりも大きく、必要水量を流すために沈砂池水位が設計よりも高くなったためと推定される。
- ・ 河川自流が発電所の最大使用水量 (5.8 m³/s) を下回る時、河川自流=使用水量となり、取水

堰から放流はなく発電所地点までの区間の下流河川には水が流れない状態になる。(VUIからのヒアリングでの”沈砂地排砂門より維持流量を放流する”との情報と異なる)

- ・ 排砂門は四方水密の鋼製ゲート。ゴム製シールの一部から漏水が確認された。



写真 5-1 取水堰上流側



写真 5-2 取水堰下流側と沈砂地



写真 5-3 取水堰脇に設置された量水票



写真 5-4 自記水位計の記録部



写真 5-5 沈砂地と導水路



写真 5-6 沈砂地越流部堤頂のかさ上げ状況



写真 5-7 堰下流の河川状況（取水堰からの越流量=0、河川自流=発電水量時）



写真 5-8 排砂門



写真 5-9 排砂門巻上部

(2) 導水路・水槽・水圧鉄管

- ・ 導水路周辺には各種の地盤対策工事が施されており、表面排水シート箇所以外、工事箇所の多くの表層部は既に植生に覆われて安定している様子であった。また、表面排水シート施工箇所も施工後大きな変状もなく、地盤対策工事が効果が継続し安定しているものと思われる。
- ・ 導水路水位は取水口側が高く、水槽側に行くに従って低下する傾向にある。
- ・ 導水路粗度係数改善用の塩ビシートに炭酸カルシウムと思われる物質が付着しているのを確認。粗度（摩擦）を高め通水能力を減じている可能性高い。
- ・ 水槽余水吐からの越流が認められる。Supervisorによると手動で負荷変動に対応している関係上とのこと。
- ・ 水圧鉄管は目視上、固定台のひび割れ、鉄管からの漏水等の異常は見受けられず。



写真 5-10 導水路・表面排水シート



写真 5-11 粗度改善シートと表面付着物



写真 5-12 水槽



写真 5-13 水槽余水吐越流状況



写真 5-14 水圧鉄管（水槽より）



写真 5-15 水圧鉄管（発電所建屋より）

(3) 発電所建屋・水車発電機・放流設備

- ・ 発電所建屋は地形上の制約から幅を極力抑えており、河川方向に長く、かつ縦方向に高い構造である。
- ・ 運転中の水車・発電機は異常な音や振動はなく、外観上も綺麗にされており十分メンテナンスされている。
- ・ 運転記録はノートに記入され制御室でまとめて保存されており、データはルーガンビル・デ

イーゼル発電所へと送られ、共有している。

- ・ 余水吐の状況は制御室でモニターにより確認することが出来る。



写真 5-16 発電所建屋



写真 5-17 水力発電機器

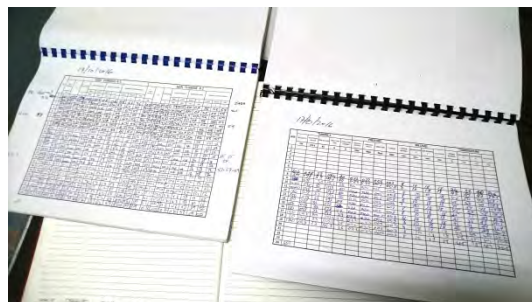


写真 5-18 サラカタ川水力発電所運転記録



写真 5-19 余水吐モニター



写真 5-20 発電所放水口



写真 5-21 放水路

5-3 ルーガンビル・ディーゼル発電所

5-3-1 概要

ルーガンビル コンセッション地域で、最古、最大かつ唯一のディーゼル発電所でサラカタ川水力発電所とともに主要な発電所である。発電所の総設備容量（1～5号機）は3,520kW。

5-3-2 設備概要

各ディーゼル発電機の基本情報は以下の通りである。

表 5-3-1 ディーゼル発電機基本情報

	ディーゼル発電機				
	#1	#2	#3	#4	#5
燃料	ディーゼル	ディーゼル	ディーゼル	ディーゼル	ディーゼル
回転数(rpm)	1500	1500	1500	1500	1500
皮相電力(kVA)	1600	1600	NO DATA	800	800
最大出力(kW)	1000	1000	750	250	520
実出力(kW)	800	800	700	180	400
制作年度	1995	1995	NO DATA	1995	1998
製作会社	SDMO	SDMO	LSA 50 M4A	STANFORD	SDMO

5-3-3 運転体制等

- ・ サラカタ水力発電所とトランシーバーや電話で連絡を取りながら運転している。
- ・ 夜の10時～12時までは運転するがそれ以降は水力のみの対応。



写真 5-22 ディーゼル発電所建屋



写真 5-23 ディーゼル発電機

5-4 Port Olry ディーゼル発電所

5-4-1 概要

Port Olry ディーゼル発電所は、2008年5月にココナッツオイルを燃料としたバイオフェューエルのパイロットプロジェクトとしてPort Olry村へ電力を供給するため運転が開始されたオフグリッドの発電所である。現在、本調査の対象地域サント島の電気事業地域の電力供給を請け負っているVUIが当該ディーゼル発電所を運転・管理している

5-4-2 設備概要

- ・ High-speed Diesel 発電機 出力：45kW x 1 unit
- ・ 運転開始：2008年5月
- ・ ドイツ製

5-4-3 運転体制等

- ・ UNELCOが当初3年間運転した後、Communityベースで運転されたがうまくいかず、停止された。その後、VUIにより2015年12月15日、ディーゼル燃料での運転が再開された。
- ・ 運転は、午前中6時～10時（5時間）、午後5時～10時（6時間）。
- ・ VUIの職員4名が関わっており、2名が発電所の運転、1名が事務員、1名が電気技術者（配電線）である。
- ・ 発電機の通常のメンテナンスはオペレーターで実施している。



写真 5-24 発電所全景



写真 5-25 ディーゼル発電機



写真 5-26 運転記録



写真 5-27 Port Olry の集落

5-5 ルーガンビル市内太陽光発電設備

5-5-1 概要

ルーガンビル市内に3箇所設置されたグリッド接続された太陽光発電設備。Asian Development Bank (ADB)の grant financing trial project により 2013年5月導入され、発電を開始した。設置位置はルーガンビル・カレッジ (フランス語中・高校) (10 kW)、サンマ州政府(10 kW)、北部州病院(20 kW)の3箇所(合計40 kW)である。位置関係は、図 5-1-2 ルーガンビル市内図を参照。

5-5-2 設備概要

項目	College de Luganville	Sanma Province Office	Hospital	備考
出力 (kW)	10	10	20	
運転開始年月	2013年5月	2013年5月	2013年5月	

5-5-3 運転体制等

- ・ 月に一度、VUIの現地オペレーティングスタッフがメーターにより発電量を確認する。
- ・ 点検・修理はVUIが行い、修理費用は政府の負担で行われる。
- ・ 設備はGridに接続されているので発電した電気はVUIに売電され、各施設の月々の使用量から発電分がマイナスされる。



写真 5-28 北部州病院 (20 kW)



写真 5-29 サンマ州政府(10 kW)



写真 5-30 ルーガンビル・カレッジ(10 kW)

5-6 送電・変電設備

5-6-1 設備概要

- ・ 高圧配電線：延長 71,373 km (2014 年末)
- ・ 低圧配電線：延長 71,167km (2014 年末)

5-6-2 確認項目

- ・ 20 kV 送電線は、サラカタ水力発電所～ルーガンビル市内の変電所間のみで、電柱は日本製コンクリートの円柱。
- ・ 配電には 5.5 kV の中圧配電線が使用されている。
- ・ 低圧配電線は、5.5 kV から 230 V へ柱上トランスで変圧されている。
- ・ 傾いた電柱や送配電線下で近接し支障となる樹木は見受けられず、定期的な送配電線設備の監視が行われ支障樹木の伐採など必要なメンテナンスが適切に行われている。
- ・ 新規に配電線を延長している箇所も確認。政府より工事費用に対して補助されている。
- ・ ルーガンビル市に比較的近くても、配電線が延伸されていない地域が残されている。
- ・ 配電線の延伸・保守・点検は VUI の職員のみで行うが、設備導入時にマンパワーが必要な際は地元住民にも手伝って貰う。資材はオーストラリア等からの輸入である。



写真 5-31 20 kV 送電線(サラカタ水力～ルーガンビル)



写真 5-32 20 KV/5.5kV ルーガンビル変電所



写真 5-33 5.5 kV 配電線 (低圧配電線の共架区間)



写真 5-34 ルーガンビル市内の低圧配電線



写真 5-35 新規延長された低圧配電線 (Million dollar 付近)



写真 5-36 左記低圧配電箇所から数 km 離れた未配電集落

5-7 既存電力設備の課題

5-7-1 各電力設備の課題

(1) サラカタ川水力発電所

- ・ 経年と共にサラカタ川に含まれる石灰質が設備に付着する。ゲートのゴムパッキング部分に付着した石灰質汚れは清掃に時間が掛かり、VUI スタッフの重労働となっている。導水路に付着する石灰質汚れは摩擦を生じ、流速の低下が問題となる。
- ・ 取水ダムに ADB の調査で設置した機械式水位計測器が有るが利用していない。スタッフがゲージを読む方法で水位を測るので精度に問題有り。
- ・ 水槽から水車へ流れ込む流量のコントロールをスタッフが手動で行っている。最大出力の 1,200 kW を発電していなくても余水吐きへと流しているのを現地を確認した。水位を一定に保つ設備が導入されたはずだが、使用しない理由は不明。

(2) ルーガンビル・ディーゼル発電所

- ・ 給電指令組織が存在しないため、日々変化する電気の使用量の予測および調整はオペレーターがサラカタ水力発電所のオペレーターと電話もしくは無線を使用して実施している。監視体制が整っていないため、サラカタ水力の発電状況や Grid 内の需要状況が急変してもディーゼル発電所がタイムリーに追従出来ず、安定かつ経済的な運用が出来ていない可能性がある。
- ・ 発電及び負荷管理制御を担うエネルギー管理システム (Energy Management System) を持った給電司令所の導入により、適切な運用が可能になると思われる。

(3) Port Olry ディーゼル発電所

- ・ 運転時間が午前 6 時～10 時、午後 5 時～10 時と限られている。日中に電気を必要とする場合は太陽光パネルによる自家発電を利用するしかない。ADB プロジェクトによる送電線延線計画が進めば、Port Olry での電力供給の問題は解決されると思われる。

(4) ルーガンビル市内太陽光発電設備

- ・ 設備規模が小さく、発電量も少ないので、ディーゼル発電の焚き減らし、再生可能エネルギー発電率の向上などには寄与しない。

(5) 送電変電設備

- ・ ルーガンビル市内の拡大に配電線延線が追いついていない。配電網が充実しないことも市内の街灯設置が思うように進まない原因の一つと思われる。
- ・ VUI スタッフの話として、配電線への悪戯 (木片などの投擲) が停電の原因になることがある。このような事例から、メガソーラーを導入した場合にパネルへの投石、破損の心配がある。

第 6 章 気象、水文及び地形調査

6-1 入手情報について

6-1-1 気象情報

(1) サント島における気象情報収集について

サント島における気象情報は、Ministry for Climate Change Adaptation, Meteorology, Geo-Hazards, Environment, Energy and Disaster Management に所属する Vanuatu Meteorology & Geo-Hazards Department (VMGD)が収集している。VMGD は、バヌアツ国全体の気象観測情報の収集・分析を担当しており、今回の調査では当機関から入手したデータを用いて検討を行う。

(2) 収集資料

サント島における気象データの分析は、VMGD により提供のあったデータ及び既往報告書に記載されたデータを用いて行う。

- ・ サント島での気温・湿度データは、サント島南東部に位置する Pekoa 空港でのみ収集が行われている。今回の調査では、Pekoa 空港観測所（1995 年～20014 年）のデータのみを用いて分析を行う。
- ・ VMGD によりサント島に設置された雨量観測所は現在 16 箇所あるものの、その多くは 2012 年以降に設置されたものであり、長期的な観測を行っている観測所は 1971 年に設置された Pekoa 空港のみである。
- ・ サント島における雨量観測設備位置については写真 6-1-1 を参照のこと。
- ・ 今回の調査で入手した降雨量データは、Pekoa 空港の日雨量データ（1989 年～2003 年、2010 年～2015 年）及び月雨量データ（2010 年～2016 年）、サラカタ川流域内の雨量観測地点に位置する Fanafo Village で観測された日雨量データ（2012 年 3 月～2017 年 1 月）を入手した。

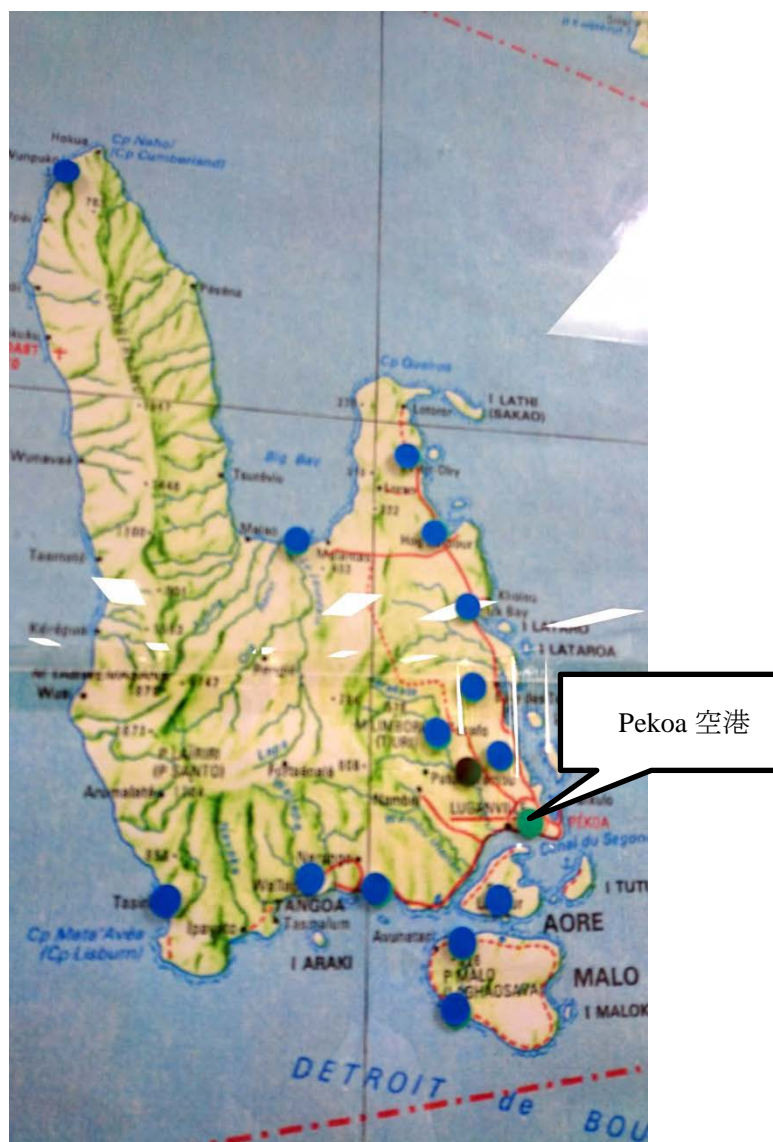


写真 6-1-1 サント島における雨量観測設備位置 (VMGDにて撮影)

6-1-2 流量資料

(1) 既往検討資料

- ・ サント島における既往の流量資料は ILES D'EFATE ET DE SANTO EVALUATION DES RESSOURCES EN EAU (ORSTOM, 1985) に記載されたサラカタ川の1982～1985年の流量データがあるのみである。この調査の観測位置はサラカタ川水力発電所下流地点（流域面積＝97.1 km²）であり、観測設備はすでに撤去されているため、この期間以外のデータは無い。当データは表 6-3-5～表 6-3-8 に示す。
- ・ 「バヌアツ国 サラカタ川水力発電所改善計画基本設計調査 (JICA, 2006)」では、それ以外の流量データとしてサラカタ川水力発電所の運転データを換算して流量を算出している。期間は2006年4月～10月の7ヶ月間である。当データについては「表 6-3-9 サラカタ川流量 (2006)」に示す。

(2) Vanuatu Utilities & Infrastructure (VUI) サラカタ川水力発電所発電運用データ

2011年以降サラカタ川水力発電所の運転はサント島の民間企業であるVUIが行っており、毎時における発電電力量の記録しており、2014年4月以降は、取水堰位置にて量水標を用いた水位の記録を開始した。今回、この発電運用データを収集し、「バヌアツ国 サラカタ川水力発電所改善計画基本設計調査 (JICA, 2006)」の手法を参考に、当発電運用データを元に流量を算出した。計算手法及び結果の議論については「6-3-4 発電運用データからの流量換算」に示す。

- ・ 観測地点及び流域面積は以下の通りである。
 - サラカタ川発電所下流地点、(CA=97.1 km²) : ORSTOM (1982~1985)
 - サラカタ川水力発電所取水堰地点 (CA=91 km²) : JICA (2007)、今回検討の流量(2017)

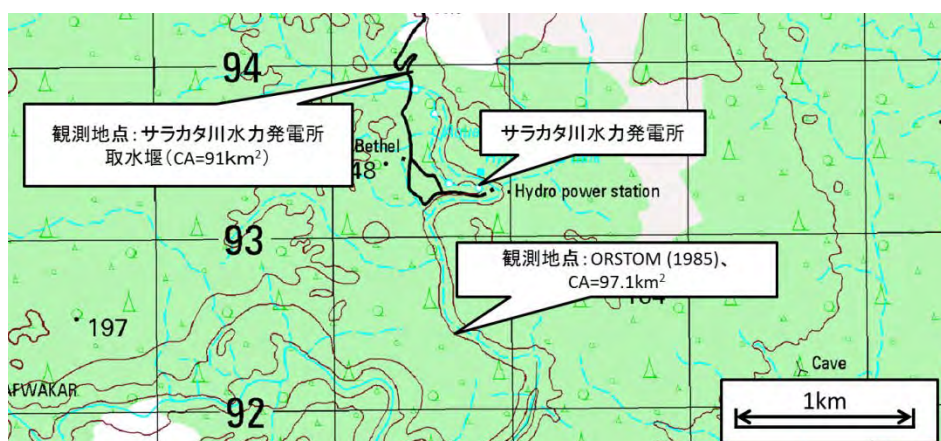


図 6-1-1 観測地点位置関係 (サラカタ川水力発電所取水堰、ORSTOM)

6-2 気象調査

6-2-1 気象調査概要

サント島における気象の傾向を把握するために「気温・湿度」及び「降雨量」について収集データの分析を行った。なお、サント島において長期的な気象観測を行っている観測所はサント島南東部に位置する Pekoia 空港観測所のみなので、Pekoia 空港のデータにより分析を行う。

6-2-2 気象調査内容

(1) 気温・湿度

サント島の月平均気温・湿度は図 6-2-1 に示す。サント島における気温の年間平均は 25.8℃、11月～4月に月平均気温 26.8℃～26.3℃と高くなる傾向があり、5月～10月の月平均気温 25.6～24.5℃と低くなる傾向がある。

サント島における湿度の年間平均は 83.7%である。1月～6月に月平均湿度は 84.3%～86.8%と高くなる傾向があり、7月～12月に月平均 80.9%～83.4%と低くなる傾向がある。

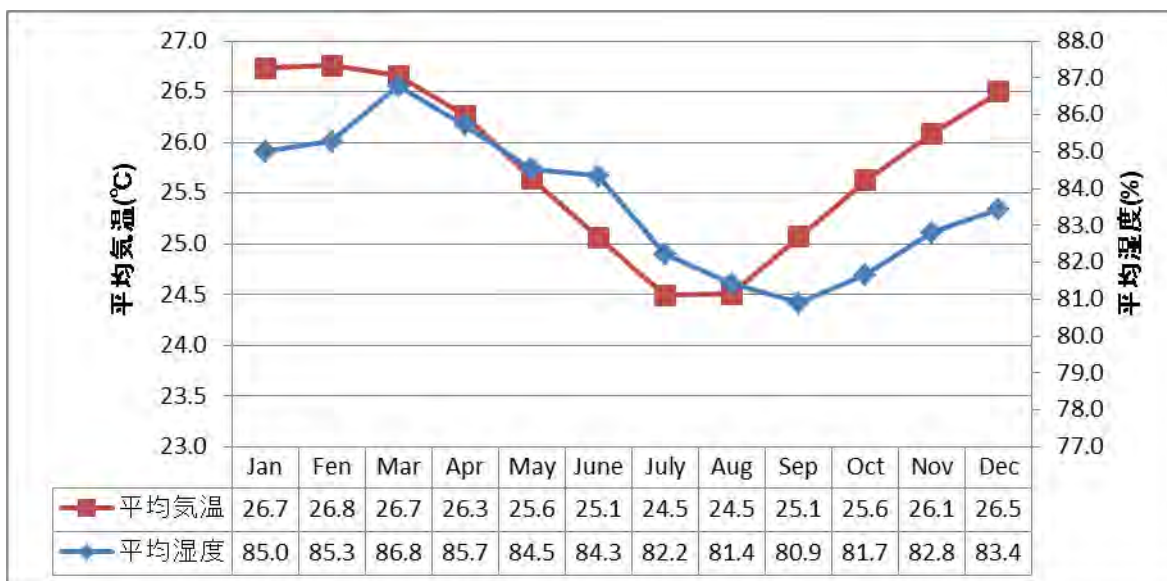


図 6-2-1 気温・湿度 (Pekoa Airport, 1995-2014)

(出典:バヌアツ国サラカタ川水力発電所改善計画基本設計調査報告書 (JICA, 2007))

(2) 降雨量

1) 月平均降雨傾向

サント島における月平均降雨量は、図 6-2-2 に示す。年間の月平均降雨量は 195 mm、11 月～4 月 (雨季) の平均月雨量は 186.3～300.2 mm、5 月～10 月 (乾季) の月平均雨量は 92.6～187.0 mm である。

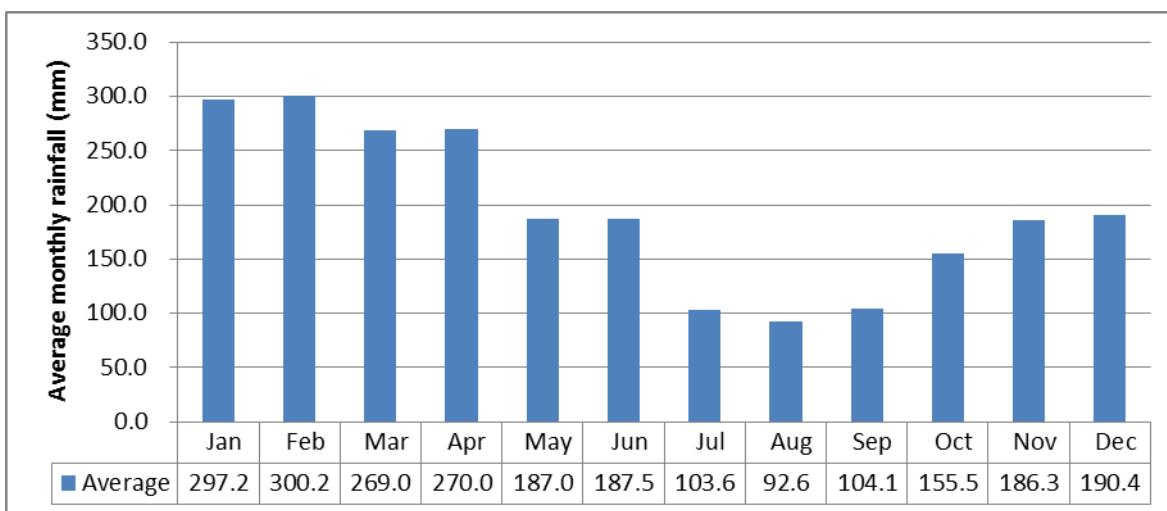


図 6-2-2 月平均降雨量 (Pekoa Airport, 1971-2016)

(出典 : VMGD)

2) 長期降雨傾向

1971年～2016年におけるセント島の年間降雨量については図 6-2-3 に示す。年間平均降雨量は 2,394 mm であり、年間の観測最大雨量は 3,480 mm (1988 年)、最小雨量は 685 mm (1983 年) である。

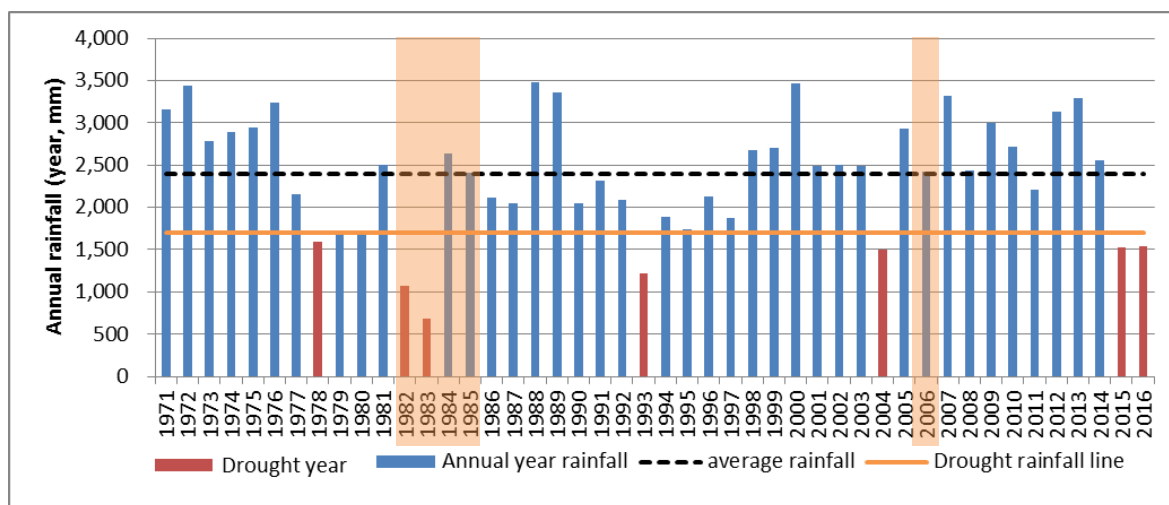


図 6-2-3 年間降雨量 (Pekoia Airport, 1971-2016)

※ハイライト部分は流量情報がある年度、(出典: VMGD)

降雨量の渇水に対する明確な基準はないため、10年間に1~2度発生する(15%の確率)と仮定し標準正規分布による計算を行うと、渇水年降雨量は 1,701 mm となる。降雨量が渇水降雨量より少ない年度を抽出し、平均降雨量との比率を確認した。渇水年のリストアップについては表 6-2-1 に示す。これによると、渇水年は観測期間(1971年～2016年)の間に7回発生していることがわかった。

渇水の発生頻度の特徴については、複数年連続して発生すること、渇水終了から約10年の間隔で次の渇水が発生している傾向が見られる。;

表 6-2-1 渇水年 (1971年～2016年)

Year	Annual	Average*	Ratio
	(mm)	(mm)	(%)
1978	1590	2394	66%
1982	1075	2394	45%
1983	685	2394	29%
1993	1212	2394	51%
2004	1504	2394	63%
2015	1532	2394	64%
2016	1541	2394	64%

* Averageは1974～2016年の平均

表 6-2-2 では、1975～2016年期間を10年単位で4つの区間で区切り、年間平均降雨量を確認した結果を示す。増加傾向は、10年間で8%程度の増加傾向にある。;

表 6-2-2 10 年間平均年間降雨量 (Pekoa Airport)

item	10years average				increase Average ratio
	1975-1984	1985-1994	1995-2006	2007-2016	
Annual year (mm)	2,026	2,297	2,358	2,573	
increase ratio		113%	103%	109%	108%

(3) 渇水に対するエルニーニョの影響について

バヌアツにおける降雨量の推移とエルニーニョ現象の発生周期の関係は図 6-2-6 に示す。エルニーニョ現象はエルニーニョ監視海域 (NINO3) における海面水温の基準値との差 (Difference from standard value of sea surface temperature(SST)) が $0.5\text{ }^{\circ}\text{C}$ 以上のときに発生しているとされている。NINO3 の位置及びバヌアツの位置関係は図 6-2-5 に示す。

エルニーニョ現象は、1971 年～2016 年の間に 7 回発生しており、その中でも最大規模であった 1982 年や 2015 年の際にはバヌアツでも渇水が発生している。エルニーニョ現象の発生間隔における周期性は、発生終息から 4 年～13 年となっており、バヌアツにおける渇水発生との周期性とは完全には一致していない。

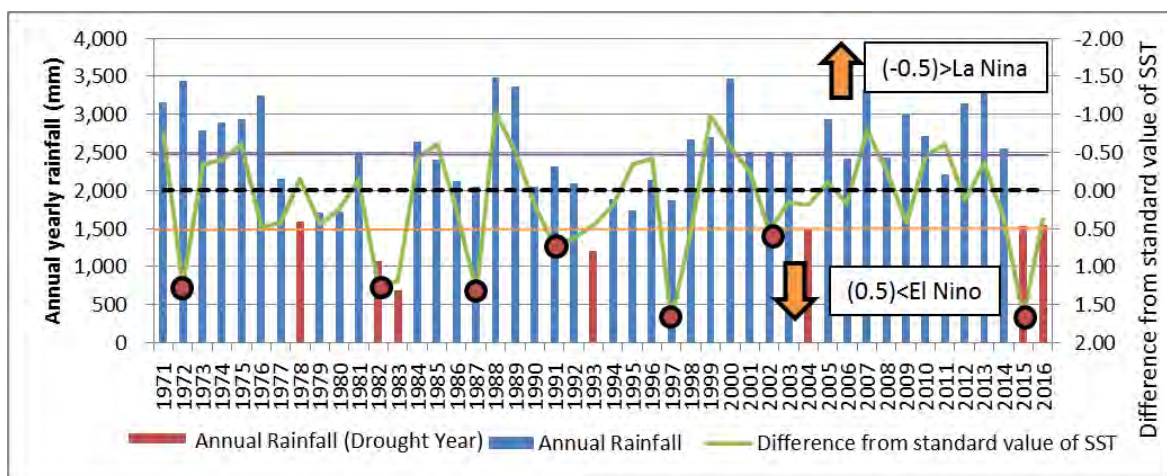


図 6-2-4 バヌアツにおける降雨量の推移とエルニーニョ現象の発生周期の関係

(出典: 気象庁 HP)

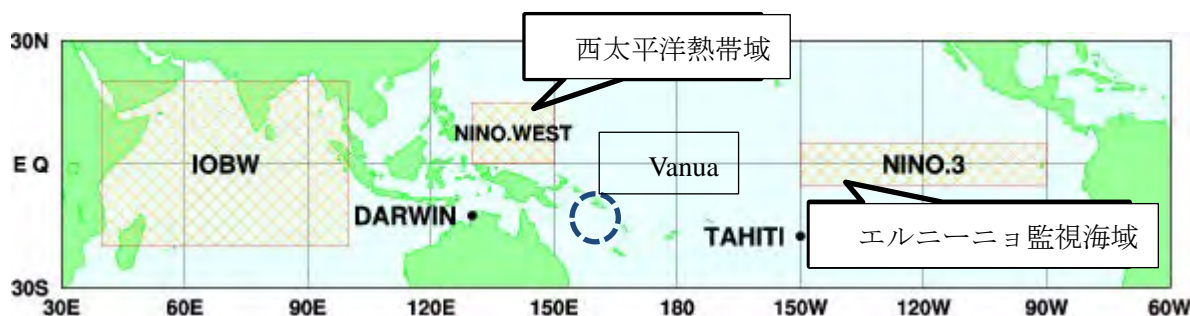


図 6-2-5 バヌアツ及びエルニーニョ監視海域・西太平洋熱帯域との位置関係

(出典: 気象庁)

6-3 水文調査

6-3-1 水文調査概要

サント島における水文調査として、本調査の候補地点であるサラカタ川周辺の水文情報の整理を行った。調査結果は、「雨量観測」「流量観測」「発電運用データからの流量換算」の項目について収集データの分析を行い、水力発電所を設置した場合の使用水量について決定することを目的とする。

調査にあたっては、以下のデータをもとに検討を行った。;

(雨量情報)

- ・ Pekoa Airport: 1971-2017 年
- ・ Fanafo Village: 2012-2017 年

(サラカタ川流量情報)

- ・ ILES D'EFATE ET DE SANTO EVALUATION DES RESSOURCES EN EAU(ORSTOM)
: 1982-1985 年
- ・ バヌアツ国 サラカタ川水力発電所改善計画基本設計調査(JICA): 2006 年

(サラカタ川水力発電運用データ)

- ・ OPERATIONS MONTHLY REPORT (VUI) : 2014 年-2016 年

6-3-2 雨量観測

(1) 雨量観測所の基礎情報

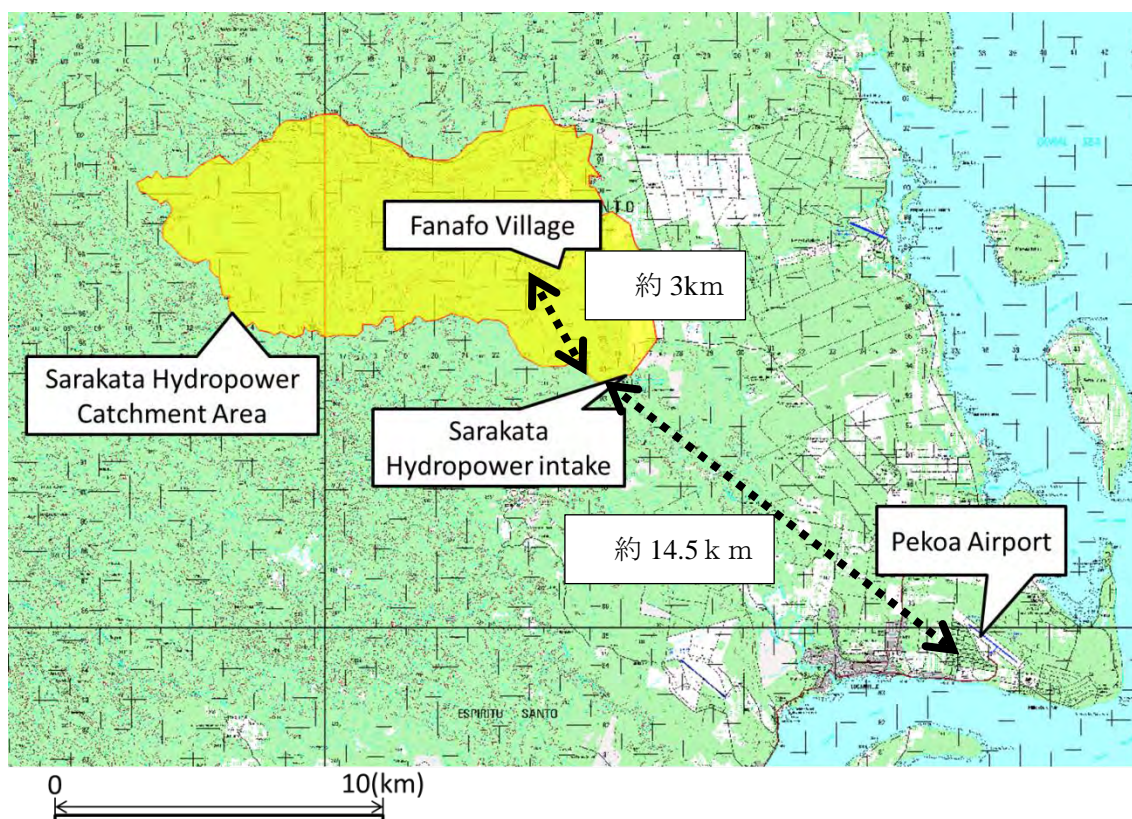
サラカタ川周辺の雨量観測所として以下の2地点を調査した。調査地点の基礎情報は以下の表に整理する。

表 6-3-1 雨量観測所基礎情報

区分	番号	観測所名	標高 (m)	管理者	観測期間	観測年数 (年)	雨量計	観測方法	設備稼働 状況
雨量観測	1	Pekoa Airport	45	VMS	1971-2017	43	貯水型 転倒ます形	目視 自動観測(2015/2月~)	稼働中
雨量観測	2	Fanafo Village	160	VMS	2012-2017	6	貯水型	目視	稼働中

(2) 雨量観測所の位置関係

サラカタ川周辺の雨量観測所として調査した地点の位置関係は以下の通りである。



(出典: Turtle Bay, Sheet 1516705 (Edition 1-VDLS), Series X721))

図 6-3-1 雨量観測所位置関係

(3) 降雨量データ

1) Pekoia 空港雨量観測所

Pekoia 空港雨量観測所は、サント島における経済の中心であるルーガンビル近傍の雨量観測所として、VMGDによって1971年に設置された。当設備は現在に至るまで連続した観測を行っており、サント島における唯一の長期観測データとなっている。観測方法は、2015年2月まで貯水型雨量計を用いた目視による観測であったが、現在は自動雨量観測設備を導入した観測を行っている。

2) Fanafo Village 雨量観測所

Fanafo Village 雨量観測所は、サラカタ川流域内における雨量観測所としてサラカタ水力発電所から約 4.5 km 北に位置する Fanafo Village に 2012 年に VMGD が設置した。当設備は現在も観測を行っており、雨量データは 2012 年及び 2013 年は一部欠測しているが、2014 年以降は連続して記録されている。

表 6-3-2 Fanafo Village 月雨量データ(2012-2017)

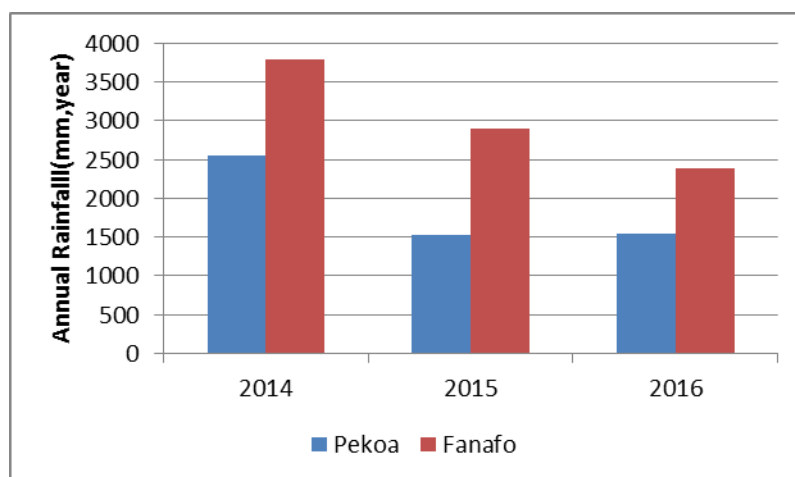
Year	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	Annual
2012				470.7	319.6	349.8	133.2						1,273
2013					190.5	236.8	238.2	29.6	158.2	214.3	448.3	134.8	1,651
2014	476.2	316.2	695.9	240.1	146.9	229.4	223	82.2	381.8	608.3	225.5	164.8	3,790
2015	365.6	182.6	465.3	668.8	324.6	105	78.2	112	28.4	43	220.5	294.8	2,889
2016	195.8	92.4	440.2	486.8	36.2	215.6	107.8	80.4	60.1	88.8	273.8	307.6	2,386
2017	141												141
Average	294.7	197.1	533.8	466.6	203.6	227.3	156.1	76.1	157.1	238.6	292.0	225.5	2,301
Maximum	476.2	316.2	695.9	668.8	324.6	349.8	238.2	112.0	381.8	608.3	448.3	307.6	3,790
Minimum	141.0	92.4	440.2	240.1	36.2	105.0	78.2	29.6	28.4	43.0	220.5	134.8	2,386

(出典：VMGD)

Pekoa 空港と Fanafo Village における年間の観測雨量の差は以下の通りである。降雨量は Fanafo のほうが Pekoa よりも平均で 61%ほど多い。理由としては、Fanafo 雨量観測所は Pekoa 空港に比べ標高が高く、山間部にあるためと考えられる。

表 6-3-3 観測雨量の比較表 (Pekoa Airport, Fanafo Village, 2014-2016)

Year	Annual rainfall (year, mm)		比率(%) Fanafo/Pekoa
	Pekoa	Fanafo	
2014	2,555	3,790	148%
2015	1,532	2,889	189%
2016	1,541	2,386	155%
total	5,628	9,065	161%



(出典：VMGD)

図 6-3-2 観測雨量の比較図 (Pekoa Airport, Fanafo Village, 2014-2016)

6-3-3 サラカタ川流量観測について

(1) 既存サラカタ川流量データ

サラカタ川の流量データはフランス系企業である ORSTOM が 1982 年から 1985 年まで観測したデータと、「バヌアツ国 サラカタ川水力発電所改善計画基本設計調査 (JICA, 2007)」で発電運用データより計算によって求められた 2006 年 4 月～10 月のデータのみである。

それぞれのデータの特徴は以下の通りである。;

- ・ ORSTOM のデータのうち、3 年間 (1982,1983,1984) は長い欠測がなく、またその中に渇水年の 1983 年、平均的な水文状況の 1984 年が入っており、有効なデータとして既往調査 (サラカタ水力発電所建設計画(1991)、サラカタ川水力発電所改善計画(2007)、Energy Access Project(2014,ADB)) で用いられている。
- ・ サラカタ川水力発電所改善計画(JICA,2007)の際、当時サラカタ川水力発電所を運営していた UNELCO から提供された発電運用データから 2006 年 4 月～10 月 (7 ヶ月) の期間の流量データを算出し、このデータを元に同じ月の ORSTOM の流量と比較することで、ORSTOM 流量データの妥当性を評価した。

それぞれのデータにおけるサラカタ川の日流量は表 6-3-5～9 に示す。;

表 6-3-4 サラカタ川流量(1982)

Name: <i>Sarakata Flow discharge</i>												
YEAR: <i>1982</i>												
CA= 97.1 km ² n= 335 (m ³ /s)												
Date	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
1	?	51.5	7.3	12.9	10.9	8.1	9.1	10.1	6.6	4.7	6.2	13.4
2	?	25.6	7.2	12.5	10.4	7.8	8.9	10.8	6.4	4.6	6.7	10.5
3	?	17.7	6.9	12.8	10.1	7.6	8.5	11.0	6.3	4.5	7.2	9.6
4	?	13.5	6.8	12.4	9.8	7.4	8.1	11.1	6.2	4.4	74.4	9.0
5	?	11.9	6.8	11.9	12.9	7.2	7.6	10.3	6.0	4.4	138.3	8.4
6	?	11.0	6.7	11.8	13.5	7.1	7.1	9.7	5.9	4.3	162.3	7.9
7	?	9.8	6.7	10.8	13.3	7.0	6.7	9.1	5.7	4.3	191.9	7.6
8	?	8.9	7.4	10.1	16.6	6.9	6.2	8.5	5.6	4.4	49.7	7.4
9	?	8.5	15.6	9.4	13.1	7.3	5.8	7.9	5.5	4.4	28.1	7.2
10	?	8.0	15.4	9.1	11.5	9.8	5.7	8.6	5.4	4.3	21.5	7.0
11	?	7.7	9.9	8.9	10.4	7.8	5.7	8.6	5.5	10.1	18.3	6.9
12	?	7.6	8.9	8.8	9.8	7.6	6.0	9.1	5.6	7.4	16.2	6.8
13	?	9.7	8.1	15.9	9.4	7.2	5.8	8.3	5.2	5.8	14.9	6.6
14	?	12.5	7.6	13.0	9.1	7.9	7.2	7.8	5.0	5.3	14.0	6.5
15	?	16.1	7.5	11.9	8.8	7.5	10.5	7.7	4.9	5.0	13.8	6.4
16	?	13.2	7.4	31.3	8.6	7.1	13.5	8.6	4.8	4.8	12.3	6.5
17	?	10.1	8.1	23.9	9.1	6.9	10.9	9.1	4.7	4.6	11.6	6.3
18	?	11.8	8.2	22.6	12.1	6.7	9.0	8.6	4.7	4.4	11.0	6.3
19	?	12.0	11.5	22.9	24.7	6.5	7.7	8.1	4.7	4.4	10.7	6.2
20	?	10.8	13.6	19.0	32.0	6.4	7.0	8.1	4.7	4.3	10.9	6.9
21	?	9.7	13.0	20.6	15.7	6.3	6.5	10.7	4.7	4.3	10.1	6.4
22	?	9.1	10.0	22.0	12.8	6.3	6.2	21.6	4.7	4.1	9.6	6.4
23	?	8.7	12.5	21.2	11.3	6.2	6.0	18.9	4.7	4.0	9.5	12.5
24	?	8.3	23.2	19.0	10.5	6.2	5.9	14.2	5.0	4.0	9.4	12.8
25	?	7.9	35.7	19.2	10.0	6.1	5.8	11.5	4.8	3.9	9.3	9.1
26	?	7.7	67.3	16.1	9.6	6.1	6.3	9.8	4.6	3.8	9.3	8.3
27	?	7.6	37.4	14.5	9.5	6.0	7.8	8.8	4.5	3.8	8.9	8.3
28	?	7.4	26.7	13.2	9.2	6.1	7.2	8.1	4.5	3.8	8.7	7.5
29	?		19.2	12.2	8.8	7.3	8.0	7.7	4.6	4.3	9.8	7.2
30	?		15.9	11.4	8.6	7.4	20.5	7.3	4.6	5.0	13.2	7.1
31	24.9		14.2		8.3		11.7	6.9		5.6		7.7
Total	24.9	343.9	452.5	461.2	370.4	212.1	248.7	306.4	156.3	147.1	917.9	246.7
Ave.	24.9	12.3	14.6	15.4	11.9	7.1	8.0	9.9	5.2	4.7	30.6	8.0

(出典 : ILES D'EFATE ET DE SANTO EVALUATION DES RESSOURCES EN EAU, (ORSTOM,1985))

表 6-3-5 サラカタ川流量(1983)

Name : <i>Sarakata Flow discharge</i>												
YEAR : 1983												
CA= 97.1 km ² n= 333 (m ³ /s)												
Date	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
1	9.6	6.3	6.0	5.1	5.8	4.7	4.1	3.6	3.1	5.0	?	19.6
2	10.8	6.6	5.8	5.0	6.2	7.4	4.1	3.6	3.0	4.4	?	14.9
3	9.3	6.3	5.6	5.0	5.7	6.6	4.1	3.5	2.9	4.0	?	12.6
4	16.0	6.0	5.4	5.0	5.5	5.8	4.1	3.5	2.9	3.7	?	10.3
5	16.0	5.7	5.2	5.1	5.3	5.4	4.0	3.4	2.9	3.6	?	9.0
6	15.2	5.6	7.1	5.2	5.9	5.2	3.9	3.4	3.0	4.2	?	8.7
7	13.6	5.5	6.1	5.0	5.5	5.4	3.8	3.3	3.5	4.5	?	9.2
8	11.6	5.4	5.8	4.9	5.4	5.3	3.8	3.4	4.1	4.3	?	7.9
9	12.3	5.5	6.2	4.8	5.2	6.1	3.8	3.6	3.4	3.9	?	7.2
10	16.3	5.3	6.3	17.0	5.9	6.7	3.8	3.5	3.2	3.7	?	6.8
11	13.4	5.5	7.3	8.6	5.7	5.8	3.8	3.5	3.2	3.6	?	6.4
12	20.4	8.8	9.0	11.0	5.3	6.3	4.3	3.5	3.1	3.4	?	6.0
13	26.3	8.8	11.3	8.2	5.3	12.2	4.1	3.5	3.0	3.4	?	5.8
14	21.2	7.3	8.5	6.8	5.5	10.8	4.0	3.4	2.9	4.6	?	5.7
15	14.9	6.3	7.2	6.3	5.5	8.7	4.0	3.4	3.0	3.7	?	5.5
16	12.3	6.0	7.0	5.9	5.3	7.5	4.0	3.4	2.8	3.6	?	7.5
17	10.9	6.9	6.9	5.7	5.4	6.8	3.9	3.3	2.8	3.5	?	7.8
18	9.9	8.6	6.4	6.4	5.3	6.4	3.9	3.2	2.9	4.6	?	10.0
19	9.7	14.6	6.4	5.8	5.1	6.0	3.8	3.2	3.2	4.5	?	13.6
20	13.3	13.7	6.7	8.5	5.0	5.8	3.8	3.4	3.9	4.1	?	11.6
21	12.1	10.0	7.4	9.3	4.9	5.5	3.7	3.5	3.5	3.9	?	9.4
22	9.5	8.2	7.9	7.4	5.1	5.3	3.7	3.3	3.5	?	?	10.9
23	9.1	7.4	6.7	6.7	6.1	5.1	3.7	3.1	3.7	?	18.6	10.1
24	9.2	6.8	6.5	6.6	5.8	5.0	3.6	3.1	3.5	?	11.9	9.4
25	8.3	6.5	6.6	6.1	6.0	4.8	3.6	3.3	3.3	?	11.2	8.2
26	7.9	6.4	6.2	5.8	6.4	4.7	3.7	3.3	3.1	?	10.4	7.5
27	7.6	6.1	6.0	5.5	5.8	4.5	3.7	3.3	3.0	?	12.9	6.8
28	7.2	6.2	5.8	5.4	5.4	4.4	3.6	3.2	3.0	?	31.6	6.6
29	7.0		5.6	5.7	5.2	4.3	3.6	3.2	3.0	?	25.0	6.4
30	6.7		5.5	5.4	5.0	4.1	3.6	3.2	3.2	?	15.6	6.4
31	6.5		5.3		4.8		3.6	3.1		?		6.3
Total	374.0	202.0	205.5	199.1	169.8	182.5	119.3	103.9	95.4	84.1	137.1	274.1
Ave.	12.1	7.2	6.6	6.6	5.5	6.1	3.8	3.4	3.2	4.0	17.1	8.8

(出典 : ILES D'EFATE ET DE SANTO EVALUATION DES RESSOURCES EN EAU, (ORSTOM,1985))

表 6-3-6 サラカタ川流量(1984)

Name: <i>Sarakata Flow discharge</i>												
YEAR: <i>1984</i>												
CA= 97.1 km ² n= 352 (m ³ /s)												
Date	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
1	6.9	9.7	6.9	12.5	7.4	13.2	9.6	5.8	4.2	3.5	15.6	8.3
2	6.1	9.2	6.7	17.6	10.4	15.3	9.4	5.7	4.1	3.4	12.7	9.3
3	6.1	8.4	6.5	14.5	16.0	20.6	9.6	5.6	4.1	3.3	9.6	8.5
4	7.1	7.9	7.6	11.3	14.9	15.9	10.1	5.5	4.0	3.3	8.4	7.6
5	9.6	7.6	6.6	9.9	10.7	14.4	9.6	5.4	4.0	3.2	7.8	6.9
6	9.7	7.4	6.4	9.2	9.3	15.3	9.0	5.4	4.1	3.2	8.4	6.6
7	12.3	13.2	6.5	11.5	8.6	14.4	8.8	5.3	4.0	3.2	8.3	6.0
8	9.4	15.5	8.2	13.5	12.3	15.2	8.5	5.2	4.0	3.2	7.1	6.0
9	8.7	13.7	11.6	10.6	12.2	13.6	8.4	5.1	3.9	4.1	6.3	7.4
10	9.5	11.7	10.1	10.1	14.5	12.7	8.4	5.0	3.8	4.5	5.9	7.3
11	9.1	10.4	8.3	8.9	12.2	12.1	8.2	5.0	3.7	3.6	6.5	8.7
12	8.0	10.9	9.7	8.4	16.9	11.7	7.9	4.9	3.7	3.4	12.4	7.4
13	8.2	9.0	8.9	8.2	12.5	11.4	7.8	4.9	3.7	5.1	9.4	6.7
14	8.4	9.4	9.7	8.0	10.6	15.8	7.6	4.8	3.6	6.7	8.2	7.5
15	12.8	11.2	9.9	7.8	9.5	140.0	7.4	4.7	3.5	4.8	16.8	9.3
16	32.0	9.2	10.5	7.7	8.9	58.8	7.3	4.7	3.5	4.1	16.3	7.9
17	30.0	8.7	8.7	7.9	17.4	26.6	7.2	4.7	3.5	3.7	14.3	7.1
18	20.9	9.7	7.8	9.0	15.9	20.5	7.2	4.7	3.5	3.7	13.7	?
19	16.8	11.9	8.2	8.9	11.8	19.4	7.1	4.8	3.5	4.4	13.2	?
20	14.3	11.6	9.3	8.9	10.5	18.0	6.9	7.6	3.5	5.1	10.7	?
21	12.1	9.3	7.7	8.9	11.0	15.9	6.7	5.6	3.4	4.8	9.6	?
22	12.3	8.8	8.0	8.9	11.4	14.7	6.5	7.9	3.4	4.3	10.1	?
23	12.9	8.2	8.9	8.9	11.5	13.8	6.4	6.1	3.4	4.1	9.1	?
24	10.3	8.0	7.6	8.9	9.8	12.9	6.3	5.3	3.3	3.8	8.5	?
25	9.5	8.8	8.2	8.9	9.1	12.2	6.3	4.9	3.4	4.7	7.7	?
26	10.0	8.5	9.4	8.9	8.7	11.5	6.3	4.7	3.3	5.0	7.2	?
27	10.0	7.7	12.7	8.9	12.0	11.1	6.2	4.7	3.3	5.4	6.7	?
28	9.9	7.4	12.1	8.5	47.6	10.6	6.0	4.5	3.6	7.1	6.5	?
29	14.5	7.1	9.7	7.9	32.5	10.2	5.9	4.3	3.4	6.7	8.7	?
30	14.1		8.9	7.6	19.2	9.8	5.8	4.3	3.4	49.7	9.5	?
31	11.2		12.2		15.2		5.8	4.3		28.3		?
Total	372.7	280.2	273.1	290.9	430.6	607.5	234.1	161.1	109.9	203.7	295.0	128.3
Ave.	12.0	9.7	8.8	9.7	13.9	20.2	7.6	5.2	3.7	6.6	9.8	7.5

(出典 : ILES D'EFATE ET DE SANTO EVALUATION DES RESSOURCES EN EAU, (ORSTOM,1985))

表 6-3-7 サラカタ川流量(1985)

Name : <i>Sarakata Flow discharge</i>												
YEAR : 1985												
CA= 97.1 km ² n= 105 (m ³ /s)												
Date	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
1	?	?	?	5.8	?	7.2	?	?	6.9	?	?	?
2	?	?	?	5.4	?	6.6	?	?	6.7	?	?	?
3	?	?	?	5.2	?	6.1	?	?	15.0	?	?	?
4	?	?	?	5.0	?	5.8	?	?	14.2	?	?	?
5	?	?	?	4.9	?	5.5	?	?	10.4	?	?	?
6	?	?	?	4.9	?	5.4	?	?	8.7	?	?	?
7	?	?	?	4.9	?	5.2	?	?	8.1	?	?	?
8	?	?	?	5.3	?	14.6	?	?	12.7	?	?	?
9	?	?	?	5.6	?	9.3	?	?	11.2	?	?	?
10	?	?	?	5.3	?	7.0	?	?	9.4	?	?	?
11	?	?	?	16.1	?	6.2	?	?	8.6	?	?	?
12	3.6	?	?	9.5	?	5.9	?	?	8.2	?	?	?
13	3.6	?	?	11.7	?	5.6	?	?	8.1	?	?	?
14	4.2	?	7.2	13.0	?	5.2	?	?	9.8	?	?	?
15	24.4	?	9.5	10.1	?	5.1	?	5.4	?	?	?	?
16	27.5	?	9.5	9.0	?	5.3	?	5.4	?	?	?	?
17	14.3	?	8.6	10.2	?	12.0	?	5.6	?	?	?	?
18	?	?	7.0	9.6	?	12.3	?	6.6	?	?	?	?
19	?	?	6.2	?	?	8.3	?	7.8	?	?	?	?
20	?	?	5.8	?	?	7.0	?	8.4	?	?	?	?
21	?	?	5.5	?	?	6.5	?	8.8	?	?	?	?
22	?	?	5.4	?	?	6.2	?	11.5	?	?	?	?
23	?	?	5.8	?	?	6.5	?	11.0	?	?	?	?
24	?	?	6.4	?	?	5.9	?	10.5	?	?	?	?
25	?	?	6.6	?	4.5	5.6	?	9.6	?	?	?	?
26	?	?	7.0	?	4.9	?	?	8.1	?	?	?	?
27	?	?	7.0	?	8.1	?	?	7.6	?	?	?	?
28	?	?	6.3	?	41.4	?	?	10.3	?	?	?	?
29	?	?	6.0	?	14.9	?	?	8.4	?	?	?	?
30	?	?	6.6	?	9.8	?	?	7.7	?	?	?	?
31	?	?	6.7	?	8.0	?	?	7.2	?	?	?	?
Total	77.5	0.0	123.3	141.6	91.6	176.0	0.0	139.7	137.8	0.0	0.0	0.0
Ave.	12.9	#####	6.8	7.9	13.1	7.0	#####	8.2	9.8	#####	#####	#####

(出典 : ILES D'EFATE ET DE SANTO EVALUATION DES RESSOURCES EN EAU, (ORSTOM,1985))

表 6-3-8 サラカタ川流量(2006)

Name: Sarakata Flow discharge												
YEAR: 2006												
CA= 91 km ² n= 214 (m ³ /s)												
Date	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
1				7.6	7.0	7.5	4.4	3.5	5.3	9.6		
2				7.7	7.4	8.3	4.4	3.3	5.0	9.1		
3				10.2	10.4	8.3	4.4	4.0	5.0	14.8		
4				10.8	6.8	8.1	4.4	27.5	5.0	11.5		
5				9.9	7.3	7.1	4.4	63.1	4.6	9.3		
6				9.1	11.2	7.1	4.4	28.1	4.6	7.3		
7				8.0	10.9	6.4	4.4	15.2	4.9	5.9		
8				6.8	10.9	4.2	4.0	10.7	4.7	5.5		
9				7.0	8.8	4.2	4.0	9.7	4.5	5.9		
10				6.9	10.0	4.0	3.6	8.3	4.3	5.9		
11				7.5	9.8	4.0	3.6	7.1	4.2	5.5		
12				7.2	8.6	4.0	4.0	6.9	4.6	5.1		
13				8.9	6.6	4.2	3.6	5.7	5.1	5.1		
14				7.1	7.8	4.4	3.6	6.2	4.7	4.9		
15				6.9	7.5	4.4	3.6	6.4	5.0	5.5		
16				7.5	6.9	4.4	3.6	6.0	4.6	6.9		
17				6.8	7.2	4.4	3.6	6.9	4.7	7.2		
18				6.9	7.3	4.4	3.4	7.1	5.0	8.1		
19				7.4	7.3	4.4	3.4	6.4	4.5	7.1		
20				6.9	23.9	4.2	3.2	5.7	4.5	7.3		
21				7.1	13.2	4.2	3.5	4.4	4.6	7.0		
22				9.2	9.9	4.0	3.5	5.3	4.2	7.0		
23				9.9	8.1	4.0	3.5	6.1	4.1	7.2		
24				7.2	17.7	4.2	3.5	5.6	5.2	9.0		
25				7.9	9.9	4.2	3.3	5.4	5.6	9.5		
26				7.0	12.4	4.4	3.7	4.9	5.4	8.1		
27				7.5	11.5	4.4	3.7	5.0	4.7	7.3		
28				7.3	9.9	4.4	3.7	4.9	5.2	8.3		
29				7.2	8.4	4.4	3.7	5.1	8.8	8.4		
30				7.0	8.2	4.4	3.5	5.1	7.6	8.9		
31					7.5		8.5	4.8		7.7		
Total	0.0	0.0	0.0	234.2	300.1	150.2	121.9	294.4	150.3	235.7	0.0	0.0
Ave.	#####	#####	#####	7.8	9.7	5.0	3.9	9.5	5.0	7.6	#####	#####

(出典: バヌアツ国サラカタ川水力発電所改善計画基本設計調査報告書 (JICA, 2007))

(2) 既存サラカタ川流量データの妥当性の評価

既存サラカタ川流量データの妥当性を確認するために、流量に対し流域面積を除すことで年間の流出高を算出し、これと同時期の雨量と比較することで算出される流出率により評価を行う。

なお、雨量データについては流域内の観測データが無いため、「6-3-2 (3) 降雨量データ」で確認した降雨量差を踏まえ、Pekoa 空港におけるデータを補正することで流域内の平均雨量とし、計算を行った。

流出率の計算方法は以下の通りである。;

(計算方法)

$$(\text{流出率}) = (\text{年流出高} * 1) / (\text{年雨量})$$

$$*1 (\text{年流出高}) = (\text{河川流出量}) / (\text{流域面積})$$

表 6-3-9 平均流出率 (ORSTOM, 1985)

年	年間流量	流域面積	年流出高	年雨量	補正年雨量	平均流出率	備考
	(m ³)	(km ²)	(mm)	(mm)	(mm)	(%)	
	Σ Q	CA	H=Σ Q/CA	Ry	Ry'=Ry×1.61	H/Ry'	
1982	3.36E+11	97.1	3460	1075	1731	200%	
1983	1.85.E+11	97.1	1910	685	1103	173%	
1984	2.93.E+11	97.1	3014	2635	4243	71%	
計			8384	4395	7077	118%	

※観測地点の降雨量差を踏まえ年雨量に対し補正を行う

その結果、1982年～1985年の流出率は100%を超える数字が出ていることがわかった。特に乾季である1982年及び1983年の流出率が高くなっており、一般的に流量観測より雨量観測のほうが単純な観測方法であることから、この時期における流量観測に問題があったのではないかと考えられる。

6-3-4 発電運用データからの流量換算

(1) 概要

既往のサラカタ川流量データは妥当性に疑問があるため、今回の調査では新たな流量データとしてサラカタ川水力発電所の発電運用データより流量を算出する検討を行った。流量の計算は複数の推測を含めた換算方法であるため、同時期の雨量データと流出率の計算を行うことで妥当性を確認した上で採用する。

(2) 流量換算計算

現在、サラカタ川水力発電所を運営している VUI が記録している発電運用データには取水堰位置での水位データ及び毎時の発電出力データが含まれている。

今回の調査では、取水堰位置の流量として、取水堰の越流量・発電使用水量・水槽越流量の3つのデータを合算してサラカタ川流量とした。

具体的な計算条件・計算方法については以下の通りである。;

(計算条件)

- ・ 取水堰越流水位(Q1)
 水位データから越流時の水位 (※ $h_1=2.73$ m) を引いた値を越流水位として設定した。
 ※取水堰水深は、図面及び実地調査から得られた数値から設定
- ・ 水槽越流水位(Q2)
 水槽における越流水位については、一定の量 (※水位=0.02 m)で余水吐へ流している設定。
 ※VUI に対するヒアリング結果
- ・ 発電使用水量(Q3)
 水車ごとに設定されている (発電使用水量) と (発電電力量) の関係計算式を用いた。

(計算方法)

- ・ 取水堰越流量(U+3000+ 水槽越流量(Q2) + 発電使用水量(Q3) = 流量(Q)
 ※越流量 $Q1, Q2 = 1.8 \times L \times H^{3/2}$
 (L=堰幅(m)、H=越流高(m))
- ・ 取水堰幅 (L=38.1 m)、水槽余水吐幅 (L= 10 m)

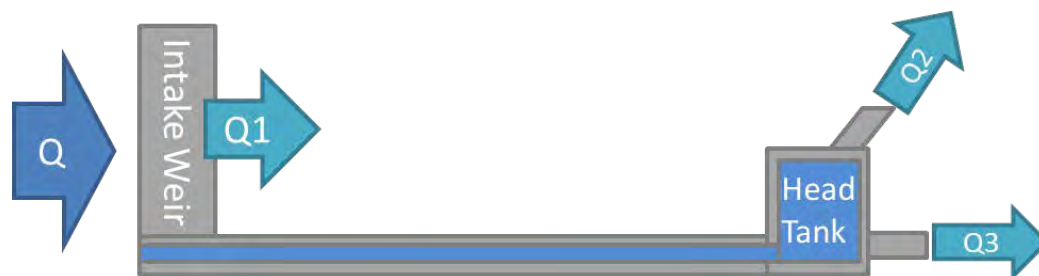


図 6-3-3 流量換算模式図

(3) サラカタ川水力発電所発電運用流量データの流出率

「6-3-4 (2) 流量換算計算」で求められた流量を「6-3-3 (2) 既存サラカタ川流量データの妥当性の評価」と同様の手法で流出率により評価した結果、換算流量データの流出率は77%となった。2015年は103%となり100%を超えた数字となったが、2ヶ月間のデータの不備があったことと、103%と大きく超えていないことから、問題はないとした。ただし、流域面積は取水堰地点の水位情報を用いた計算であるため、取水堰地点の流域面積 (CA=91 km²) を用いた。この結果より、VUI 運用データより求められた流量は妥当なデータであると判断した。;

表 6-3-10 平均流出率 (発電運用流量データ)

年	年間流量	流域面積	年流出高	年雨量	平均流出率	備考
	(m ³)	(km ²)	(mm)	(mm)	(%)	
	ΣQ	CA	H=ΣQ/CA	Ry	H/Ry	
2014	9.98E+10	91	1299	2302	56%	Aprilより
2015	2.18.E+11	91	2834	2741	103%	June,Octはデータ不備のため除外
2016	1.04.E+11	91	1354	2078	65%	
計			5487	7121	77%	

(4) 流量の補正について

VUI による発電運用データのうち、流量算出できる期間は2年間9ヶ月であり、またこの期間は渇水年であることから代表的な河川流量として扱うには問題がある。そこで、運用データと同期間の月平均雨量データと長期間の月平均雨量データを比較し、運用データ流量に対して補正をかけることで観測期間における一般的なサラカタ川流量を推定する。なお、「6-2 降雨量」において議論したとおり降雨量は長期傾向として増加しているが、今回は安全側として全期間の平均雨量を用いた。

水位観測期間 (2014年4月～2016年) における Pekoa 雨量データと、全観測期間の Pekoa 平均雨量データの比率は154%である。具体的な数字は以下に示す。;

表 6-3-11 観測雨量の比較

月平均雨量(mm)		比率
2014April～2016	全期間	
Rm1	Rm2	Rm2/Rm1
127	195	154%

「6-3-4 (2) 流量換算計算」によって求められた流量に対し、雨量比率により補正をかけることで、観測期間における一般的なサラカタ川流量として取り扱う。計算方法は以下に示す。;

(計算方法)

$$Q (\text{換算流量データ}) \times (\text{補正、} = 1.54) = Q' (\text{補正換算流量データ})$$

算出された補正換算流量データの流況図及び流況表は以下の通りである。結果として、補正換算流量データは既存の流量に比べて10%～25%少ない値となった。

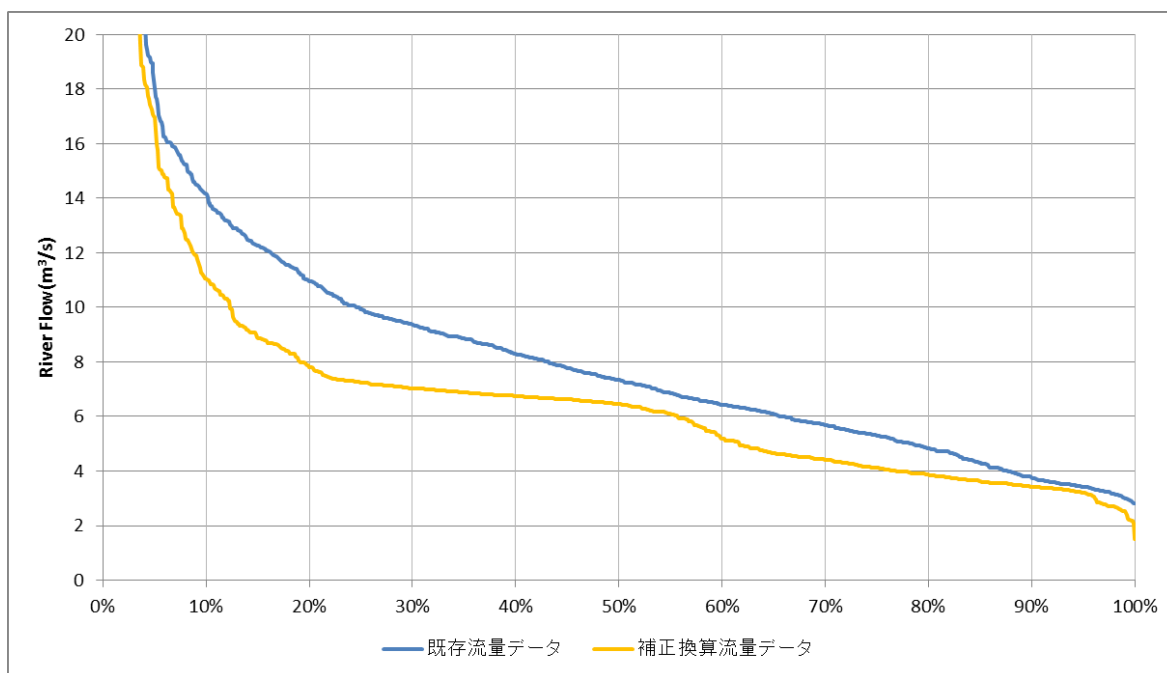


図 6-3-4 流況図（既存流量データ・補正換算流量データ、流域面積=91 km2）

表 6-3-12 流況表(1/3)

Day			Discharge	Day			Discharge	Day			Discharge	Day			Discharge
No	%		(m ³ /s)	No	%		(m ³ /s)	No	%		(m ³ /s)	No	%		(m ³ /s)
1	0.1%		150.84	85	10.0%		11.06	170	20.0%		7.81	255	30.0%		7.04
2	0.2%		144.05	86	10.1%		11.01	171	20.1%		7.79	256	30.2%		7.04
3	0.4%		121.07	87	10.2%		10.98	172	20.3%		7.79	257	30.3%		7.02
4	0.5%		115.39	88	10.4%		10.90	173	20.4%		7.78	258	30.4%		7.02
5	0.6%		105.84	89	10.5%		10.84	174	20.5%		7.68	259	30.5%		7.02
6	0.7%		102.12	90	10.6%		10.84	175	20.6%		7.67	260	30.6%		7.02
7	0.8%		78.36	91	10.7%		10.83	176	20.7%		7.67	261	30.7%		7.02
8	0.9%		70.70	92	10.8%		10.69	177	20.8%		7.65	262	30.9%		7.01
9	1.1%		69.76	93	11.0%		10.66	178	21.0%		7.64	263	31.0%		7.01
10	1.2%		57.92	94	11.1%		10.63	179	21.1%		7.62	264	31.1%		7.01
11	1.3%		57.21	95	11.2%		10.58	180	21.2%		7.59	265	31.2%		6.99
12	1.4%		51.99	96	11.3%		10.58	181	21.3%		7.52	266	31.3%		6.99
13	1.5%		49.99	97	11.4%		10.47	182	21.4%		7.52	267	31.4%		6.99
14	1.6%		46.80	98	11.5%		10.44	183	21.6%		7.48	268	31.6%		6.99
15	1.8%		44.14	99	11.7%		10.43	184	21.7%		7.47	269	31.7%		6.98
16	1.9%		43.77	100	11.8%		10.35	185	21.8%		7.44	270	31.8%		6.98
17	2.0%		38.79	101	11.9%		10.32	186	21.9%		7.44	271	31.9%		6.98
18	2.1%		38.10	102	12.0%		10.30	187	22.0%		7.41	272	32.0%		6.98
19	2.2%		34.76	103	12.1%		10.26	188	22.1%		7.41	273	32.2%		6.98
20	2.4%		34.48	104	12.2%		10.26	189	22.3%		7.39	274	32.3%		6.96
21	2.5%		33.26	105	12.4%		9.96	190	22.4%		7.38	275	32.4%		6.96
22	2.6%		30.94	106	12.5%		9.93	191	22.5%		7.38	276	32.5%		6.96
23	2.7%		30.52	107	12.6%		9.63	192	22.6%		7.36	277	32.6%		6.96
24	2.8%		29.31	108	12.7%		9.58	193	22.7%		7.35	278	32.7%		6.96
25	2.9%		26.60	109	12.8%		9.49	194	22.9%		7.35	279	32.9%		6.95
26	3.1%		23.44	110	13.0%		9.47	195	23.0%		7.35	280	33.0%		6.95
27	3.2%		21.18	111	13.1%		9.41	196	23.1%		7.35	281	33.1%		6.95
28	3.3%		21.04	112	13.2%		9.39	197	23.2%		7.35	282	33.2%		6.95
29	3.4%		20.68	113	13.3%		9.33	198	23.3%		7.33	283	33.3%		6.93
30	3.5%		20.64	114	13.4%		9.32	199	23.4%		7.32	284	33.5%		6.93
31	3.7%		19.67	115	13.5%		9.32	200	23.6%		7.32	285	33.6%		6.93
32	3.8%		18.88	116	13.7%		9.27	201	23.7%		7.32	286	33.7%		6.93
33	3.9%		18.82	117	13.8%		9.24	202	23.8%		7.32	287	33.8%		6.93
34	4.0%		18.34	118	13.9%		9.19	203	23.9%		7.30	288	33.9%		6.91
35	4.1%		18.17	119	14.0%		9.18	204	24.0%		7.30	289	34.0%		6.91
36	4.2%		18.05	120	14.1%		9.16	205	24.1%		7.30	290	34.2%		6.91
37	4.4%		17.74	121	14.3%		9.09	206	24.3%		7.30	291	34.3%		6.91
38	4.5%		17.65	122	14.4%		9.07	207	24.4%		7.28	292	34.4%		6.91
39	4.6%		17.42	123	14.5%		9.07	208	24.5%		7.28	293	34.5%		6.90
40	4.7%		17.26	124	14.6%		9.07	209	24.6%		7.27	294	34.6%		6.90
41	4.8%		17.06	125	14.7%		9.07	210	24.7%		7.27	295	34.7%		6.90
42	4.9%		17.00	126	14.8%		9.01	211	24.9%		7.27	296	34.9%		6.90
43	5.1%		16.97	127	15.0%		8.90	212	25.0%		7.25	297	35.0%		6.88
44	5.2%		15.99	128	15.1%		8.86	213	25.1%		7.25	298	35.1%		6.88
45	5.3%		15.77	129	15.2%		8.86	214	25.2%		7.25	299	35.2%		6.87
46	5.4%		15.11	130	15.3%		8.86	215	25.3%		7.24	300	35.3%		6.87
47	5.5%		15.06	131	15.4%		8.84	216	25.4%		7.22	301	35.5%		6.87
48	5.7%		15.03	132	15.5%		8.84	217	25.6%		7.22	302	35.6%		6.85
49	5.8%		14.88	133	15.7%		8.81	218	25.7%		7.22	303	35.7%		6.85
50	5.9%		14.88	134	15.8%		8.78	219	25.8%		7.21	304	35.8%		6.85
51	6.0%		14.77	135	15.9%		8.76	220	25.9%		7.19	305	35.9%		6.85
52	6.1%		14.74	136	16.0%		8.70	221	26.0%		7.18	306	36.0%		6.85
53	6.2%		14.72	137	16.1%		8.69	222	26.1%		7.18	307	36.2%		6.85
54	6.4%		14.31	138	16.3%		8.67	223	26.3%		7.18	308	36.3%		6.85
55	6.5%		14.31	139	16.4%		8.67	224	26.4%		7.18	309	36.4%		6.84
56	6.6%		14.21	140	16.5%		8.67	225	26.5%		7.18	310	36.5%		6.84
57	6.7%		14.15	141	16.6%		8.65	226	26.6%		7.18	311	36.6%		6.82
58	6.8%		13.69	142	16.7%		8.64	227	26.7%		7.16	312	36.7%		6.82
59	6.9%		13.68	143	16.8%		8.64	228	26.9%		7.16	313	36.9%		6.82
60	7.1%		13.51	144	17.0%		8.61	229	27.0%		7.16	314	37.0%		6.82
61	7.2%		13.41	145	17.1%		8.59	230	27.1%		7.16	315	37.1%		6.82
62	7.3%		13.41	146	17.2%		8.55	231	27.2%		7.15	316	37.2%		6.82
63	7.4%		13.40	147	17.3%		8.50	232	27.3%		7.15	317	37.3%		6.82
64	7.5%		13.37	148	17.4%		8.49	233	27.4%		7.15	318	37.5%		6.82
65	7.7%		12.91	149	17.6%		8.49	234	27.6%		7.15	319	37.6%		6.81
66	7.8%		12.89	150	17.7%		8.42	235	27.7%		7.15	320	37.7%		6.81
67	7.9%		12.72	151	17.8%		8.39	236	27.8%		7.13	321	37.8%		6.81
68	8.0%		12.49	152	17.9%		8.39	237	27.9%		7.13	322	37.9%		6.79
69	8.1%		12.47	153	18.0%		8.38	238	28.0%		7.11	323	38.0%		6.79
70	8.2%		12.47	154	18.1%		8.30	239	28.2%		7.11	324	38.2%		6.79
71	8.4%		12.32	155	18.3%		8.30	240	28.3%		7.10	325	38.3%		6.79
72	8.5%		12.24	156	18.4%		8.29	241	28.4%		7.10	326	38.4%		6.78
73	8.6%		12.14	157	18.5%		8.29	242	28.5%		7.10	327	38.5%		6.78
74	8.7%		12.04	158	18.6%		8.29	243	28.6%		7.08	328	38.6%		6.78
75	8.8%		11.95	159	18.7%		8.19	244	28.7%		7.08	329	38.8%		6.78
76	9.0%		11.90	160	18.8%		8.15	245	28.9%		7.08	330	38.9%		6.78
77	9.1%		11.89	161	19.0%		8.05	246	29.0%		7.08	331	39.0%		6.78
78	9.2%		11.75	162	19.1%		8.02	247	29.1%		7.07	332	39.1%		6.78
79	9.3%		11.57	163	19.2%		7.99	248	29.2%		7.05	333	39.2%		6.78
80	9.4%		11.44	164	19.3%		7.98	249	29.3%		7.05	334	39.3%		6.76
81	9.5%		11.26	165	19.4%		7.96	250	29.4%		7.05	335	39.5%		6.76
82	9.7%		11.23	166	19.6%		7.96	251	29.6%		7.05	336	39.6%		6.76
83	9.8%		11.13	167	19.7%		7.95	252	29.7%		7.04	337	39.7%		6.76
84	9.9%		11.07	168	19.8%		7.88	253	29.8%		7.04	338	39.8%		6.75
				169	19.9%		7.88	254	29.9%		7.04	339	39.9%		6.75

表 6-3-13 流況表(2/3)

Day			Discharge			Day			Discharge			Day			Discharge		
No	%	(m ³ /s)	No	%	(m ³ /s)	No	%	(m ³ /s)	No	%	(m ³ /s)	No	%	(m ³ /s)	No	%	(m ³ /s)
340	40.0%	6.75	425	50.1%	6.45	509	60.0%	5.19	594	70.0%	4.42						
341	40.2%	6.75	426	50.2%	6.45	510	60.1%	5.17	595	70.1%	4.42						
342	40.3%	6.73	427	50.3%	6.44	511	60.2%	5.17	596	70.2%	4.40						
343	40.4%	6.73	428	50.4%	6.44	512	60.3%	5.13	597	70.3%	4.40						
344	40.5%	6.73	429	50.5%	6.44	513	60.4%	5.13	598	70.4%	4.40						
345	40.6%	6.73	430	50.6%	6.42	514	60.5%	5.13	599	70.6%	4.40						
346	40.8%	6.73	431	50.8%	6.42	515	60.7%	5.13	600	70.7%	4.39						
347	40.9%	6.71	432	50.9%	6.42	516	60.8%	5.13	601	70.8%	4.37						
348	41.0%	6.71	433	51.0%	6.39	517	60.9%	5.13	602	70.9%	4.34						
349	41.1%	6.71	434	51.1%	6.39	518	61.0%	5.11	603	71.0%	4.34						
350	41.2%	6.71	435	51.2%	6.36	519	61.1%	5.11	604	71.1%	4.33						
351	41.3%	6.71	436	51.4%	6.36	520	61.2%	5.07	605	71.3%	4.33						
352	41.5%	6.71	437	51.5%	6.34	521	61.4%	5.07	606	71.4%	4.33						
353	41.6%	6.71	438	51.6%	6.34	522	61.5%	5.07	607	71.5%	4.33						
354	41.7%	6.70	439	51.7%	6.34	523	61.6%	5.05	608	71.6%	4.31						
355	41.8%	6.70	440	51.8%	6.34	524	61.7%	4.94	609	71.7%	4.31						
356	41.9%	6.70	441	51.9%	6.34	525	61.8%	4.94	610	71.8%	4.30						
357	42.0%	6.70	442	52.1%	6.34	526	62.0%	4.94	611	72.0%	4.30						
358	42.2%	6.70	443	52.2%	6.31	527	62.1%	4.93	612	72.1%	4.30						
359	42.3%	6.68	444	52.3%	6.30	528	62.2%	4.91	613	72.2%	4.30						
360	42.4%	6.68	445	52.4%	6.30	529	62.3%	4.90	614	72.3%	4.28						
361	42.5%	6.68	446	52.5%	6.27	530	62.4%	4.90	615	72.4%	4.28						
362	42.6%	6.68	447	52.7%	6.27	531	62.5%	4.90	616	72.6%	4.27						
363	42.8%	6.68	448	52.8%	6.24	532	62.7%	4.85	617	72.7%	4.27						
364	42.9%	6.68	449	52.9%	6.24	533	62.8%	4.84	618	72.8%	4.25						
365	43.0%	6.67	450	53.0%	6.21	534	62.9%	4.84	619	72.9%	4.24						
366	43.1%	6.67	451	53.1%	6.21	535	63.0%	4.84	620	73.0%	4.24						
367	43.2%	6.67	452	53.2%	6.21	536	63.1%	4.84	621	73.1%	4.24						
368	43.3%	6.67	453	53.4%	6.19	537	63.3%	4.82	622	73.3%	4.20						
369	43.5%	6.67	454	53.5%	6.19	538	63.4%	4.82	623	73.4%	4.19						
370	43.6%	6.67	455	53.6%	6.19	539	63.5%	4.82	624	73.5%	4.19						
371	43.7%	6.67	456	53.7%	6.19	540	63.6%	4.80	625	73.6%	4.17						
372	43.8%	6.65	457	53.8%	6.18	541	63.7%	4.77	626	73.7%	4.17						
373	43.9%	6.65	458	53.9%	6.18	542	63.8%	4.77	627	73.9%	4.17						
374	44.1%	6.65	459	54.1%	6.18	543	64.0%	4.77	628	74.0%	4.17						
375	44.2%	6.65	460	54.2%	6.16	544	64.1%	4.73	629	74.1%	4.16						
376	44.3%	6.65	461	54.3%	6.16	545	64.2%	4.71	630	74.2%	4.16						
377	44.4%	6.65	462	54.4%	6.16	546	64.3%	4.71	631	74.3%	4.16						
378	44.5%	6.65	463	54.5%	6.14	547	64.4%	4.68	632	74.4%	4.13						
379	44.6%	6.64	464	54.7%	6.13	548	64.5%	4.68	633	74.6%	4.11						
380	44.8%	6.64	465	54.8%	6.10	549	64.7%	4.68	634	74.7%	4.11						
381	44.9%	6.64	466	54.9%	6.10	550	64.8%	4.67	635	74.8%	4.11						
382	45.0%	6.64	467	55.0%	6.10	551	64.9%	4.67	636	74.9%	4.11						
383	45.1%	6.62	468	55.1%	6.08	552	65.0%	4.67	637	75.0%	4.11						
384	45.2%	6.62	469	55.2%	6.08	553	65.1%	4.65	638	75.1%	4.11						
385	45.3%	6.62	470	55.4%	6.07	554	65.3%	4.64	639	75.3%	4.10						
386	45.5%	6.62	471	55.5%	6.02	555	65.4%	4.64	640	75.4%	4.10						
387	45.6%	6.61	472	55.6%	6.02	556	65.5%	4.62	641	75.5%	4.10						
388	45.7%	6.61	473	55.7%	5.98	557	65.6%	4.60	642	75.6%	4.08						
389	45.8%	6.61	474	55.8%	5.94	558	65.7%	4.60	643	75.7%	4.07						
390	45.9%	6.59	475	55.9%	5.94	559	65.8%	4.60	644	75.9%	4.05						
391	46.1%	6.59	476	56.1%	5.94	560	66.0%	4.60	645	76.0%	4.05						
392	46.2%	6.59	477	56.2%	5.94	561	66.1%	4.60	646	76.1%	4.05						
393	46.3%	6.58	478	56.3%	5.94	562	66.2%	4.59	647	76.2%	4.05						
394	46.4%	6.58	479	56.4%	5.93	563	66.3%	4.59	648	76.3%	4.03						
395	46.5%	6.58	480	56.5%	5.90	564	66.4%	4.59	649	76.4%	4.03						
396	46.6%	6.58	481	56.7%	5.90	565	66.5%	4.59	650	76.6%	4.02						
397	46.8%	6.58	482	56.8%	5.84	566	66.7%	4.57	651	76.7%	4.02						
398	46.9%	6.58	483	56.9%	5.82	567	66.8%	4.56	652	76.8%	4.00						
399	47.0%	6.56	484	57.0%	5.81	568	66.9%	4.56	653	76.9%	3.99						
400	47.1%	6.56	485	57.1%	5.78	569	67.0%	4.56	654	77.0%	3.99						
401	47.2%	6.56	486	57.2%	5.74	570	67.1%	4.54	655	77.1%	3.99						
402	47.3%	6.56	487	57.4%	5.70	571	67.3%	4.54	656	77.3%	3.97						
403	47.5%	6.55	488	57.5%	5.67	572	67.4%	4.53	657	77.4%	3.97						
404	47.6%	6.55	489	57.6%	5.67	573	67.5%	4.53	658	77.5%	3.97						
405	47.7%	6.55	490	57.7%	5.65	574	67.6%	4.53	659	77.6%	3.97						
406	47.8%	6.53	491	57.8%	5.64	575	67.7%	4.53	660	77.7%	3.97						
407	47.9%	6.53	492	58.0%	5.61	576	67.8%	4.53	661	77.9%	3.97						
408	48.1%	6.53	493	58.1%	5.61	577	68.0%	4.51	662	78.0%	3.97						
409	48.2%	6.53	494	58.2%	5.59	578	68.1%	4.51	663	78.1%	3.96						
410	48.3%	6.51	495	58.3%	5.57	579	68.2%	4.50	664	78.2%	3.96						
411	48.4%	6.51	496	58.4%	5.48	580	68.3%	4.50	665	78.3%	3.93						
412	48.5%	6.51	497	58.5%	5.48	581	68.4%	4.50	666	78.4%	3.93						
413	48.6%	6.50	498	58.7%	5.48	582	68.6%	4.50	667	78.6%	3.93						
414	48.8%	6.50	499	58.8%	5.47	583	68.7%	4.47	668	78.7%	3.93						
415	48.9%	6.50	500	58.9%	5.44	584	68.8%	4.47	669	78.8%	3.93						
416	49.0%	6.50	501	59.0%	5.44	585	68.9%	4.45	670	78.9%	3.93						
417	49.1%	6.48	502	59.1%	5.42	586	69.0%	4.45	671	79.0%	3.93						
418	49.2%	6.48	503	59.2%	5.42	587	69.1%	4.45	672	79.2%	3.93						
419	49.4%	6.48	504	59.4%	5.41	588	69.3%	4.44	673	79.3%	3.91						
420	49.5%	6.47	505	59.5%	5.34	589	69.4%	4.44	674	79.4%	3.91						
421	49.6%	6.47	506	59.6%	5.31	590	69.5%	4.44	675	79.5%	3.90						
422	49.7%	6.47	507	59.7%	5.28	591	69.6%	4.44	676	79.6%	3.90						
423	49.8%	6.47	508	59.8%	5.24	592	69.7%	4.44	677	79.7%	3.88						
424	49.9%	6.45				593	69.8%	4.44	678	79.9%	3.88						

表 6-3-14 流況表(3/3)

Day		Discharge	Day		Discharge
No	%	(m ³ /s)	No	%	(m ³ /s)
679	80.0%	3.87	764	90.0%	3.43
680	80.1%	3.85	765	90.1%	3.43
681	80.2%	3.85	766	90.2%	3.43
682	80.3%	3.83	767	90.3%	3.43
683	80.4%	3.83	768	90.5%	3.42
684	80.6%	3.83	769	90.6%	3.40
685	80.7%	3.82	770	90.7%	3.40
686	80.8%	3.82	771	90.8%	3.40
687	80.9%	3.82	772	90.9%	3.39
688	81.0%	3.82	773	91.0%	3.39
689	81.2%	3.80	774	91.2%	3.39
690	81.3%	3.80	775	91.3%	3.39
691	81.4%	3.80	776	91.4%	3.39
692	81.5%	3.79	777	91.5%	3.37
693	81.6%	3.77	778	91.6%	3.37
694	81.7%	3.76	779	91.8%	3.37
695	81.9%	3.76	780	91.9%	3.37
696	82.0%	3.76	781	92.0%	3.37
697	82.1%	3.76	782	92.1%	3.36
698	82.2%	3.74	783	92.2%	3.36
699	82.3%	3.74	784	92.3%	3.36
700	82.4%	3.74	785	92.5%	3.36
701	82.6%	3.74	786	92.6%	3.34
702	82.7%	3.73	787	92.7%	3.34
703	82.8%	3.73	788	92.8%	3.34
704	82.9%	3.71	789	92.9%	3.34
705	83.0%	3.71	790	93.1%	3.33
706	83.2%	3.71	791	93.2%	3.33
707	83.3%	3.71	792	93.3%	3.33
708	83.4%	3.71	793	93.4%	3.33
709	83.5%	3.71	794	93.5%	3.33
710	83.6%	3.70	795	93.6%	3.30
711	83.7%	3.68	796	93.8%	3.28
712	83.9%	3.68	797	93.9%	3.26
713	84.0%	3.65	798	94.0%	3.26
714	84.1%	3.65	799	94.1%	3.26
715	84.2%	3.65	800	94.2%	3.25
716	84.3%	3.65	801	94.3%	3.23
717	84.5%	3.65	802	94.5%	3.23
718	84.6%	3.65	803	94.6%	3.23
719	84.7%	3.65	804	94.7%	3.23
720	84.8%	3.65	805	94.8%	3.22
721	84.9%	3.63	806	94.9%	3.20
722	85.0%	3.62	807	95.1%	3.19
723	85.2%	3.60	808	95.2%	3.19
724	85.3%	3.60	809	95.3%	3.17
725	85.4%	3.60	810	95.4%	3.17
726	85.5%	3.60	811	95.5%	3.14
727	85.6%	3.59	812	95.6%	3.14
728	85.7%	3.59	813	95.8%	3.14
729	85.9%	3.59	814	95.9%	3.11
730	86.0%	3.57	815	96.0%	3.05
731	86.1%	3.57	816	96.1%	3.00
732	86.2%	3.57	817	96.2%	2.94
733	86.3%	3.57	818	96.3%	2.86
734	86.5%	3.57	819	96.5%	2.86
735	86.6%	3.57	820	96.6%	2.85
736	86.7%	3.56	821	96.7%	2.82
737	86.8%	3.56	822	96.8%	2.80
738	86.9%	3.56	823	96.9%	2.79
739	87.0%	3.54	824	97.1%	2.79
740	87.2%	3.54	825	97.2%	2.77
741	87.3%	3.54	826	97.3%	2.74
742	87.4%	3.54	827	97.4%	2.73
743	87.5%	3.54	828	97.5%	2.73
744	87.6%	3.54	829	97.6%	2.73
745	87.8%	3.53	830	97.8%	2.71
746	87.9%	3.51	831	97.9%	2.70
747	88.0%	3.51	832	98.0%	2.70
748	88.1%	3.51	833	98.1%	2.66
749	88.2%	3.50	834	98.2%	2.66
750	88.3%	3.50	835	98.4%	2.65
751	88.5%	3.48	836	98.5%	2.60
752	88.6%	3.48	837	98.6%	2.59
753	88.7%	3.48	838	98.7%	2.56
754	88.8%	3.48	839	98.8%	2.54
755	88.9%	3.48	840	98.9%	2.53
756	89.0%	3.48	841	99.1%	2.53
757	89.2%	3.47	842	99.2%	2.39
758	89.3%	3.47	843	99.3%	2.26
759	89.4%	3.45	844	99.4%	2.22
760	89.5%	3.45	845	99.5%	2.22
761	89.6%	3.45	846	99.6%	2.19
762	89.8%	3.45	847	99.8%	2.19
763	89.9%	3.43	848	99.9%	2.06
			849	100.0%	1.51

6-4 地形・地質情報

6-4-1 概要

地形・地質情報については、「地図」「既往報告書」をもとに検討を行い、取りまとめた。参考資料は以下の通りである。;

(1/50,000 地形図)

- ・ Turtle Bay, Sheet 1516705 (Edition 1-VDLS), Series X721
- ・ Navolala, Sheet 1516608 (Edition 1-VDLS), Series X721
- ・ Tasriki, Sheet 1516612 (Edition 1-VDLS), Series X721
- ・ Luganville, Sheet 1516709 (Edition 1-VDLS), Series X721.

(地質図)

- ・ GEOLOGY OF SOUTH SANTO (1:100,000 New Hebrides Geological Survey Sheet 4)

(既存報告書)

- ・ ヴァヌアツ共和国サント島サラカタ水力発電所建設計画基本設計調査報告書 (JICA, 1991)
- ・ TA 8285-VAN: Energy Access Project (ADB, 2014)

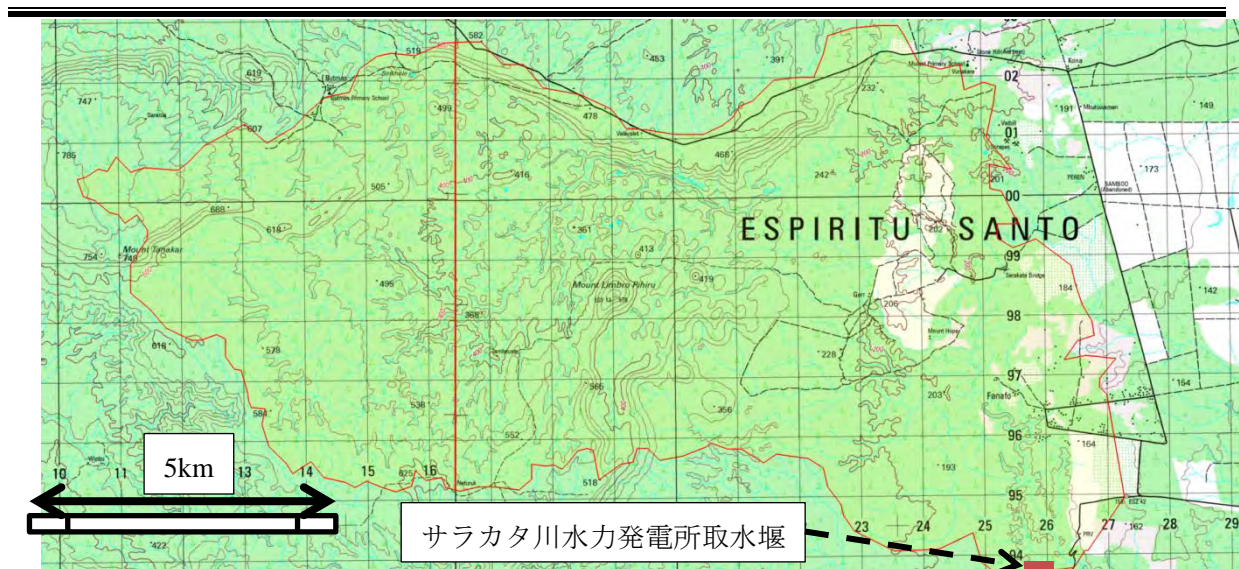
6-4-2 サント島・サラカタ川流域の地形情報

(1) サント島の地形情報

サント島は、南緯 15 度・東経 167 度に位置し、面積 4,010 km² を有するバヌアツ国最大の島である。また、島の西側にはバヌアツ最高峰のタブウエマサナ山(標高 1,878 m)を中心に 3 つの 1,700 m 級の山々が聳え、さらに北西のカンバーランド半島に向かって 1,500 m 級の山並みが続く地形となっている。

(2) サラカタ川流域の地形情報

サラカタ川はサント島中心から南東部に流れる河川であり、同島最大の都市であるルーガンビル市街に流れ込む重要な河川である。ルーガンビル市より約 12 km 北に設置されたサラカタ川水力発電所の流域は、東西に 16 km に広がる流域面積 91 km² となっており、流域の大部分は未開発の古い森であるがプロジェクトサイト周辺の一部では部分的に切り拓かれ動物の放牧、農園運営が行われており、500 人規模の集落も含まれている。サラカタ川の河床勾配は、サント島中心の標高約 760 m 地点から東方向に約 12 km までは勾配約 3.6/100 であり、そこから南方向に約 6 km は勾配約 6/1,000 で流れ、サラカタ川水力発電所取水堰に至る。流域面積の地形図以下の通りである。



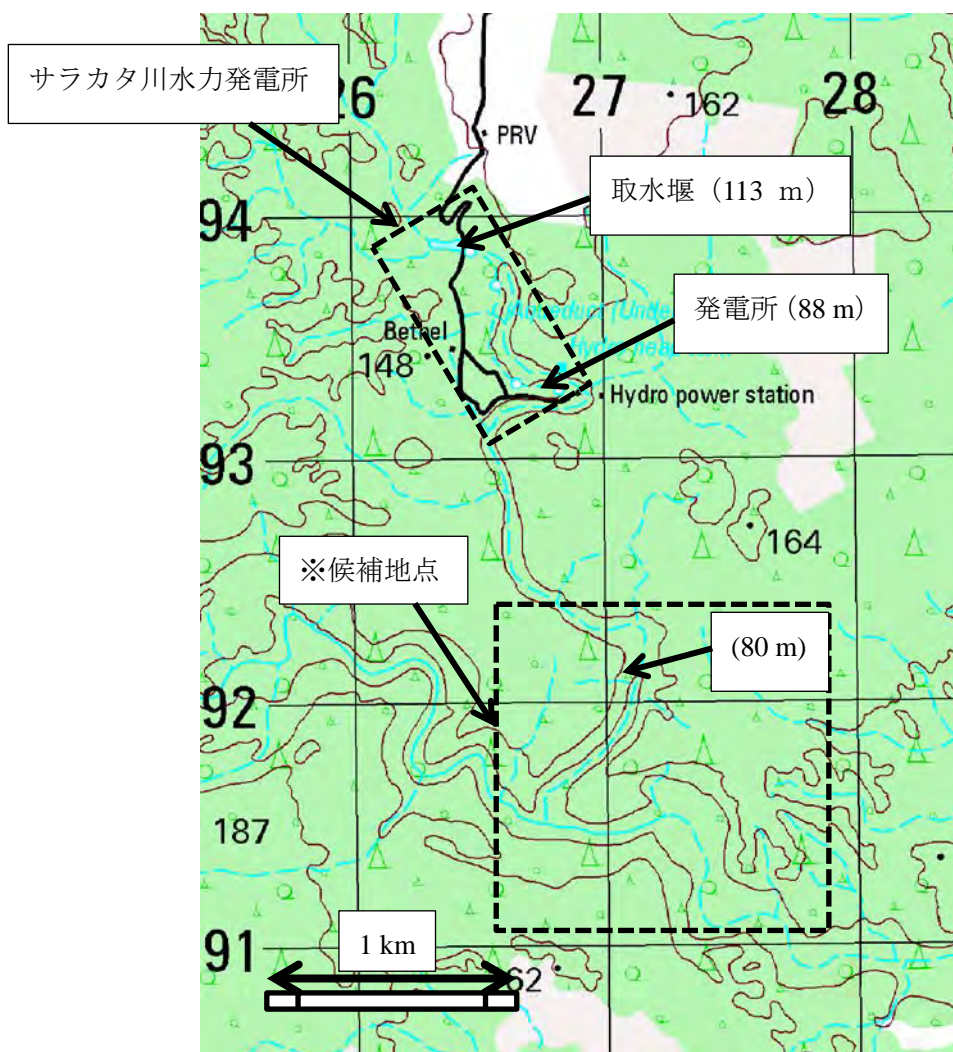
(出典: Turtle Bay, Sheet 1516705 (Edition 1-VDLS), Series X721 Navolala, Sheet 1516608 (Edition 1-VDLS), Series X721)

図 6-4-1 サラカタ水力発電所取水堰流域図 (流域面積=91 km²)

(3) 候補地点周辺の地形情報

サラカタ川水力発電所周辺の地形図を以下に示す。サラカタ川水力発電所の取水堰と発電所の間には大きな滝があるため落差が発生しているが、この地域の基本的な河床勾配は約 4.5/1,000 の緩く傾斜している地形である。

候補地点周辺では、現地踏査によりサラカタ川下流の標高 80 m 地点周辺から発電所 2.4 km 下流のサラカタ川とタフワカ川 (Tafwakar River) 合流地点までに落差 2.5 m 程の小規模な滝を 6 つ確認しており、15 m 程の落差が発生していることが確認された。



※候補地点については、第7章に記載 (出典: Turtle Bay, Sheet 1516705 (Edition 1-VDLS), Series X721)

図 6-4-2 地形図 (サラカタ水力発電所周辺)

6-4-3 地質情報

(1) 概要

地質調査については、本調査で実施する発電計画の策定や今後の建設段階で実施する施工計画の策定等に用いるために情報を取りまとめた。内容は、サラカタ川水力発電所建設に関する報告書の記載を引用する。

地質調査の評価として、以下の地質図を入手した

・ GEOLOGY OF SOUTH SANTO (1:100,000 New Hebrides Geological Survey Sheet 4

(2) 既往地質調査結果

「ヴァヌアツ共和国サント島サラカタ水力発電所建設計画基本設計調査報告書 (JICA, 1991)」を計画した際、サラカタ川水力発電所周辺の地質調査が行われた。レポートに記載された内容を以下に示す。

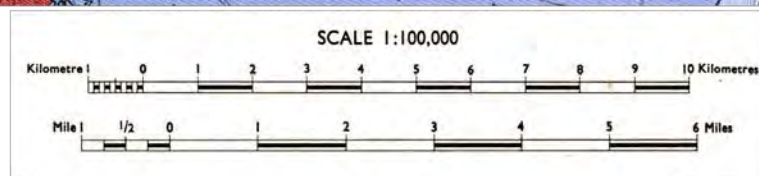
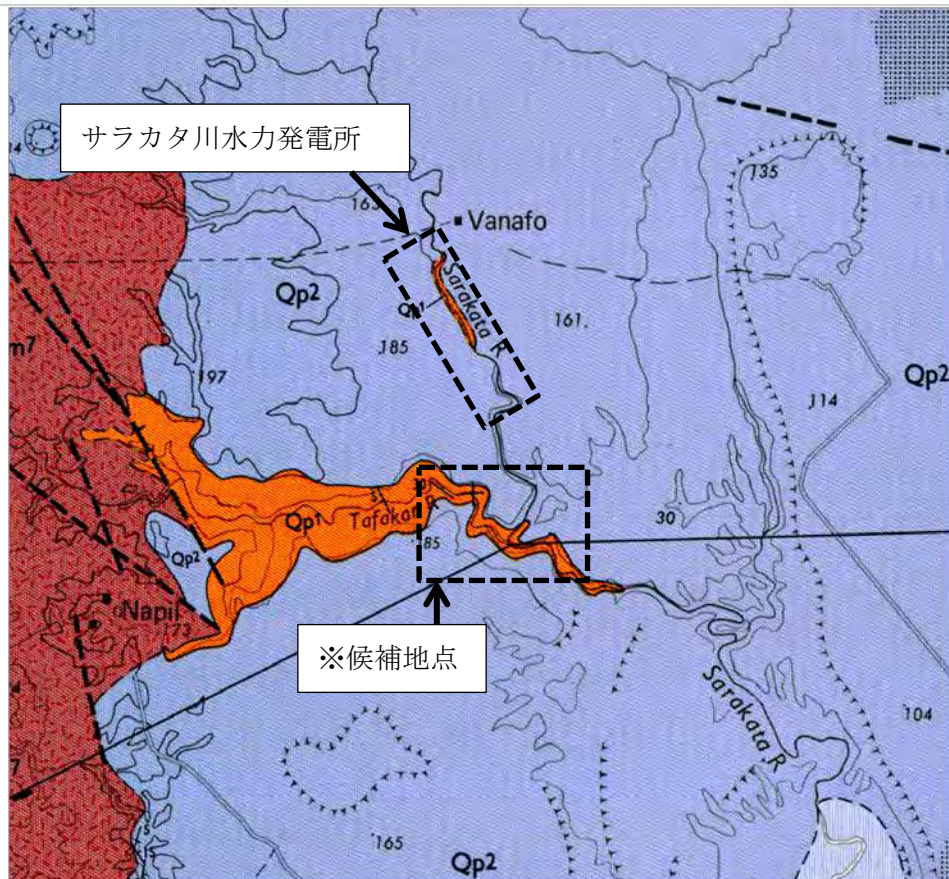
計画地を含むサント島南東部は約 200 万年前（第四紀更新世前期）に隆起したさんご石灰岩により成る。サラカタ川流域内では、わずかに火成角礫岩、砂岩が見られる他はすべて隆起さんご石灰岩で覆われており顕著な断層も皆無である。

以上に述べた地質およびその生成過程から、計画地域の地形は緩やかな起伏を持った平坦地となっている。サラカタ川は、この平坦地を浸食して流下し、計画地域においては”V”字形の河道と滝を形成している。今回の現地調査において、計画地域内に 7 本のテストピットを掘った結果、表土の被りは 0.8～1.4 m、地質は茶色または褐色の粘土である。

サラカタ川水力発電所周辺の地質図も添付する。サラカタ川水力発電所周辺の地質図内の※候補地点は、第 7 章で検討を行う地点である。

GEOLOGY OF SOUTH SANTO

1:100,000 New Hebrides Geological Survey Sheet 4



GEOLOGICAL LEGEND

PLEISTOCENE	Qr1	Coastal platform limestones - raised reefs and associated deposits	EASTERN PLATEAU LIMESTONES
	Qp2	Older raised reef limestones	
	Qp1	Marine and estuarine sands and gravels	- NAVAKA SANDS
LATE LOWER and MIDDLE MIOCENE	Tm7	Volcaniclastic breccias with minor sandstone and limestone (Tm7L)	- WAMBU DIVISION

※候補地点については、第7章に記載

(出典: GEOLOGY OF SOUTH SANTO (1:100,000 New Hebrides Geological Survey Sheet 4))

図 6-4-3 地質図 (サラカタ川水力発電所周辺地点抜粋)

第 7 章 協力対象事業候補検討

Santo 島における再生可能エネルギーによる電源開発は、水力発電、メガソーラー、風力発電、バイオマス発電が考えられる。それら開発計画の候補地点を机上および現地踏査から検討し、経済性、社会環境への影響、用地取得、アクセス道路などから総合的に本調査における最適開発案を判断した。

7-1 概略計画案の立案及び事業費用の概算

7-1-1 概略計画案の立案

日本国の無償協力事業による 2007～2009 年の既設サラカタ水力改善計画により設備容量が 1,200 kW となったのち、さらなる増設発電所の計画が 2014 年に ADB により立案された。既設の設備の嵩上げなどをして新たに 600 kW 発電する計画で、本調査でも ADB 案の可能性、その他候補地点との比較検討を実施した。

本調査では既設サラカタ水力発電所の下流に新規発電所を開発する案も立案し、合計 4 ケースの計画案を比較検討した。詳細な比較検討および提案ケースは「7.2 章 複数水力候補の比較検討」に記述されている。水力以外のメガソーラー、風力発電所の検討については、「7.3 章 電源別代替案比較」に記述されている。

7-1-2 事業費用の概算

概算工事費の計算は、「水力発電計画工事費積算の手引き（日本国 経済産業省 資源エネルギー庁（2013 年 3 月）」に記載の方法を基本とし、これに地点特性条件から個別に計上する必要のあるものを追加して、1)建物関係費、2)土木関係費、3)電気関係費、4)仮設備費、5)総経費、6)小計、7)分担関連費、8)送配電設備費、9)合計を算出した。なお、土地収用に関する費用はバヌアツ政府の負担とし、考慮していない。詳しくは 7.2 章に記述してあるが、新設 800 kW の水力発電所開発計画で約 26 億円となっている。

7-2 複数水力候補の比較検討

開発規模の検討については、本調査で実施する発電計画の策定を行うために、「サラカタ川流況データの整備」、「基本レイアウトの検討」、「開発規模の検討」を行って、開発規模を選定した。

7-2-1 検討概要

検討手順は、下記に示す通りである。

(検討手順)

- ① 検討条件の設定
- ② 基本的考え方の整理（出力等計算・工事費計算・経済性検討の基本的考え方）
- ③ ケーススタディーのパラメーター（最大使用水量）の設定
- ④ 検討内容の整理（出力等計算・工事費計算・経済性検討の内容整理）
- ⑤ 最適規模の検討

検討に用いた資料は、下記に示す通りである。

(検討に用いた資料)

- ① 中小水力発電ガイドブック（新訂5版第8刷、2013年5月）(Middle and Small Hydropower Generation Guidebook : MSHGG) : 日本国 財団法人 新エネルギー財団 (New Energy Foundation : NEF)
- ② 水力発電計画工事費積算の手引き(2013年3月):日本国 経済産業省 (Ministry of Energy, Trade and Industry : METI) - 資源エネルギー庁 (Agency for Natural Resources and Energy : ANRE)

7-2-2 検討条件

設定した検討条件は、下記に示す通りである。

(検討条件)

- ① 出力等の計算は、「中小水力発電ガイドブック（新訂5版第8刷、NEF、2013年5月）」に記載の方法で行い、最大出力、常時出力、総落差、有効落差、定格回転速度、比速度、総合合成効率（最高合成効率、相対合成効率）、年間発電力、設備利用率等を算出する。
- ② 工事費の計算は、「水力発電計画工事費積算の手引き（日本国 経済産業省 資源エネルギー庁（2013年3月）」に記載の方法を基本とし、これに地点特性条件から個別に計上する必要があるものを追加して、1)建物関係費、2)土木関係費、3)電気関係費、4)仮設備費、5)総経費、6)小計、7)分担関連費、8)送配電設備費、9)合計を算出する。
- ③ 経済性の検討は、建設費（円）と取得エネルギー（kWh）から、kWh建設単価（円/kWh）を算出し、この値が最安価となるケースを基本ケースとして選定する。また、参考にkW建設単価（円/kW）も算出する。

7-2-3 基本レイアウト

基本レイアウトの抽出検討は、現地調査（地形調査、既設道路調査、土地利用状況調査、既設建物調査）を行い、その結果を踏まえて実施した。

(1) 取水ダム位置

取水ダムの位置については、合理的に大きな発電電力量（kWh）の取得が期待できるような位置とすることとして、「サラカタ川河川縦断勾配の調査」、「他社プロジェクトの調査」、「本プロジェクト取水ダムサイトの調査」を行った。

その結果、取水ダム位置の検討対象範囲は、既設のサラカタ水力発電所の取水ダムを嵩上げて利用する案が考えられる。さらに、その下流域でサラカタ川支流との合流点までの位置、合流点よりも下流域の地形を調査したところ、本検討で考えている規模の取水ダムが構築可能なサイトが有ることが分かった。取水ダム位置は図 7-2-1 に示す位置を取水ダムサイトとした。

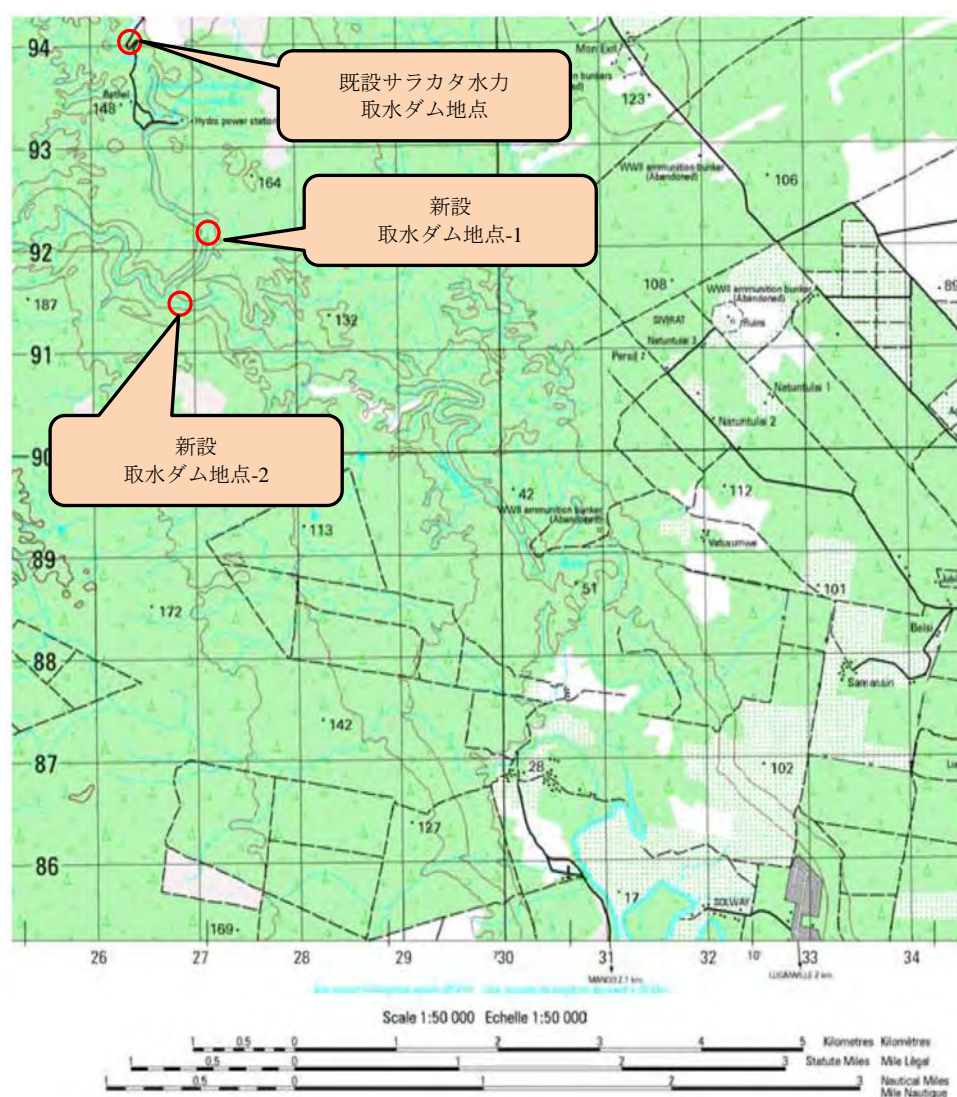


図 7-2-1 サラカタ川 平面図
 (S=1/50,000 地形図、出典：Turtle Bay, Vanuatu, 1516705 X721)

(2) レイアウト検討

現地調査（地形調査、既設道路調査、土地利用状況調査、既設建物調査）により、図 7-2-2 に示された 4 ケースが水力開発候補地点の設備レイアウトとして考えられる。

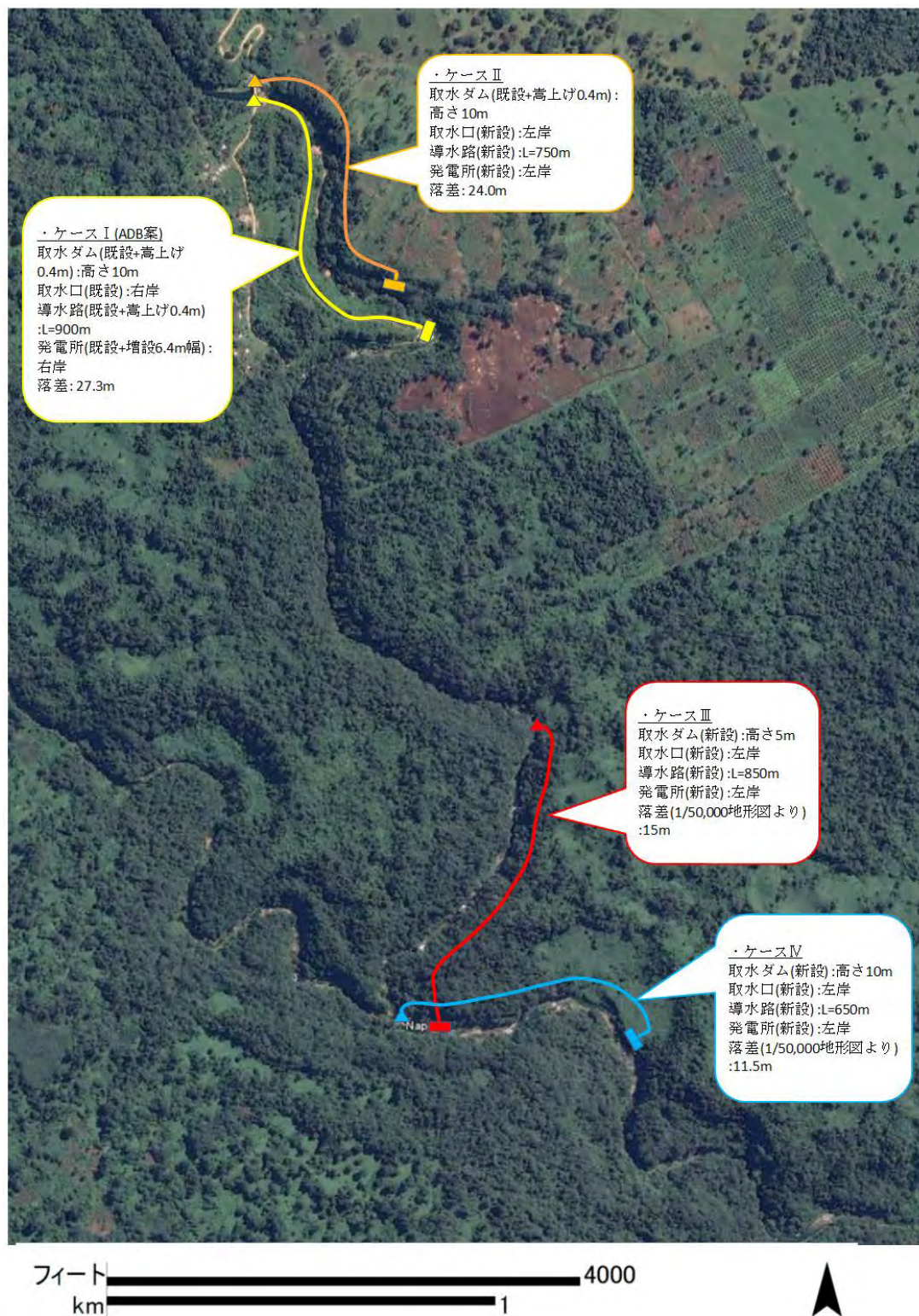


図 7-2-2 サラカタ川新規水力候補地点レイアウト案

➤ ケース I

ケース I（ダム水路式、右岸ルート）の基本レイアウトは、下記に示す通りである。この案は、2014年に実施された ADB の Feasibility Study of Sarakata-1 Extension Project で提案された 600 kW 増設計画である。

（各構造物の位置・ルート）

- ・取水位置、導水路ルート、発電所位置等、全ての設備を既設発電所の物を流用する。ただし、取水量を増す為に取り水ダムを 0.4 m 嵩上げする。
- ・総落差は、27.3 m である。



写真 7-2-1 既設取水ダム地点



写真 7-2-2 既設導水路



写真 7-2-3 既設水槽



写真 7-2-4 既設発電所地点

➤ ケースⅡ

ケースⅡ（ダム水路式、左岸ルート）の基本レイアウトは、下記に示す通りである。

（各構造物の位置・ルート）

- ・取水位置は、ケースⅠと同様に既設サラカタ発電所を 0.4 m 嵩上げして流用する位置とする。
- ・発電所位置は、既設取水ダムの下流にある滝による落差が取れて、発電所が構築出来る位置を考慮し、取水ダム左岸下流約 750 m の既設発電所付近とした。
- ・導水路ルートは、取水口位置と水槽位置並びにその間の地形を踏まえて、導水路が構築できるようなルートとして、開水路（L=750 m）とした。
- ・総落差は、ケースⅠと同じダムによって得られる落差（10 m）と水路によって得られる落差（14.0 m）より 24.0 m とした。



写真 7-2-5 既設取水ダム地点



写真 7-2-6 導水路候補地点



写真 7-2-7 発電所候補地点

➤ ケースⅢ

ケースⅢ（ダム水路式、左岸ルート）の基本レイアウトは、下記に示す通りである。

（各構造物の位置・ルート）

- ・取水位置は、既設サラカタ発電所の下流、サラカタ川支流との合流点よりも上流の位置とする。
- ・ダム高は既設サラカタ水力発電所への背水影響を考慮して 5.0 m とする。
- ・発電所位置は、サラカタ川支流との合流点よりも下流の発電所が構築出来る位置を考慮し、取水ダム左岸下流約 900 m の位置とした。
- ・導水路ルートは、取水口位置と水槽位置並びにその間の地形を踏まえて、導水路が構築できるようなルートとして、開水路（L=850 m）とした。
- ・総落差は、ダムによって得られる落差（5.0 m）と水路によって得られる落差（13.5 m）から発電所位置の放水位置を考慮し、15.0 m とした。



写真 7-2-8 取水ダム候補地点



写真 7-2-9 導水路



写真 7-2-10 発電所候補地点

➤ ケースⅣ

ケースⅣ（ダム水路式、左岸ルート）の基本レイアウトは、下記に示す通りである。

（各構造物の位置・ルート）

- ・取水位置は、サラカタ川支流との合流点よりも下流の位置とする。
- ・ダム高は既設サラカタ水力発電所のダムと同規模の 10.0 m とする。
- ・発電所位置は、落差がある程度取れて、発電所が構築出来る位置を考慮し、取水ダム左岸下流約 650 m の位置とした。
- ・導水路ルートは、取水口位置と水槽位置並びにその間の地形を踏まえて、導水路が構築できるようなルートとして、開水路（L=650 m）とした。
- ・総落差は、ダムによって得られる落差（10.0 m）と水路によって得られる落差（5.0 m）から発電所位置の放水位置を考慮し、11.5 m とした。



写真 7-2-11 取水ダム候補地点



写真 7-2-12 導水路



写真 7-2-13 発電所地点

ケース I ~IVの基本レイアウト計画を表 7-2-1 に示す。

表 7-2-1 抽出した基本レイアウト計画

項 目	単 位	既設サラカタ発電所設備利用		新規建設		
		ケース I (ADB案)	ケース II	ケース III	ケース IV	
河川名	-	サラカタ川				
流域面積	km ²	91	91	94.8	149.5	
発電計画	発電方式	ダム水路式、流込み式	ダム水路式、流込み式	ダム水路式、流込み式	ダム水路式、流込み式	
	総落差	27.3	24.0	15.0	11.5	
	水車・発電機ユニット数	1	2	2	2	
設備概要	取水ダム	-	コンクリート重力式(既設+0.4m嵩上げ)、 越流頂高さ10.0m、堤頂長60m	コンクリート重力式(既設+0.4m嵩上げ)、 越流頂高さ10.0m、堤頂長60m	コンクリート重力式、 越流頂高さ5.0m、堤頂長50m	コンクリート重力式、 越流頂高さ10.0m、堤頂長70m
	取水口	-	側方取水方式(右岸既設)	側方取水方式(左岸新設)	側方取水方式(左岸)	側方取水方式(左岸)
	沈砂池	-	コンクリート製、1基(既設+0.2m嵩上げ)	コンクリート製、1基(新設)	コンクリート製、1基	コンクリート製、1基
	導水路	-	開渠(既設+0.4m嵩上げ)、延長900m	開渠、延長750m	開渠、延長850m	開渠、延長650m
	水槽	-	コンクリート製、1基(新設)	コンクリート製、1基(新設)	コンクリート製、1基	コンクリート製、1基
	水圧管路	-	露出式、鋼製、1基(新設) 延長56.0m	露出式、鋼製、延長38m	露出式、鋼製、延長25m	露出式、鋼製、延長20m
	発電所	-	地上式(増設+6.4m幅)	地上式	地上式	地上式
	水車	-	横軸フランシス水車、1台	チューブラ水車、2台	チューブラ水車、2台	チューブラ水車、2台
発電機	-	三相同期発電機、1台	三相同期発電機、2台	三相同期発電機、2台	三相同期発電機、2台	

7-2-4 アクセス道路概略計画

アクセス道路概略計画は、現地調査（地形調査、既設道路調査、土地利用状況調査、既設建物調査）を行い、その結果を踏まえて実施した。

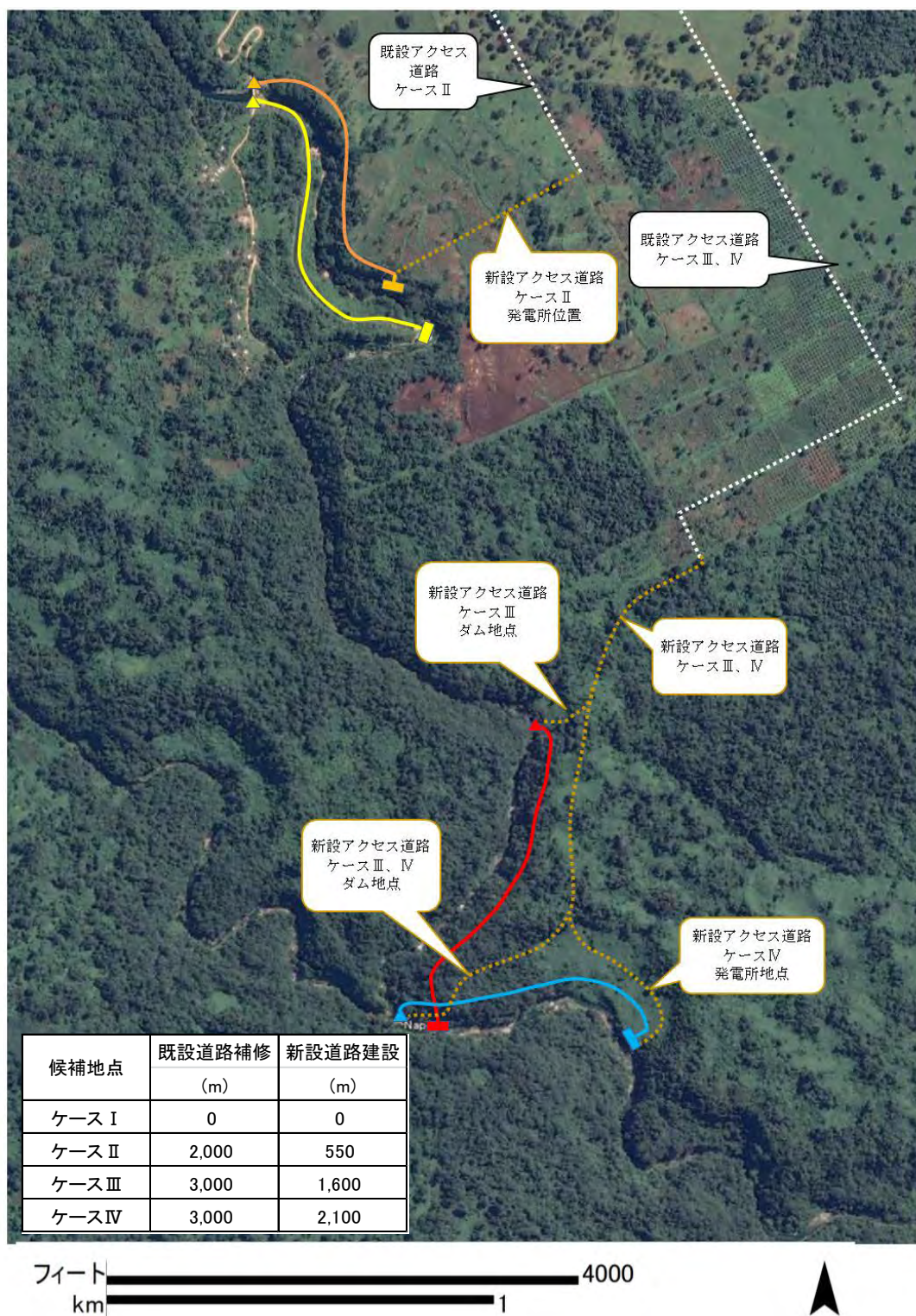


図 7-2-3 アクセス道路図

7-2-5 系統連系の検討

系統連系の検討は、現地調査（既設送配電調査、土地利用状況調査、既設建物調査）を行い、その結果を踏まえて実施した。

(1) 系統連系点

系統連系点は、一番近い送電、変電設備が既設サラカタ水力発電所であることから、この送電、変電設備に接続する。

既設の設備を利用するケースⅠの新設送電線延長は無し。既設発電所の対岸に発電所を設置するケースⅡも新設送電線延長は50 m弱で済む。ケースⅢ、Ⅳの新設送電線距離は5.4 kmとなる。ただし、既設送電線に新設サラカタ発電所分の電力を送電する容量があるのかは今後の検討課題であり、容量不足の場合、送電線の張り替えや支持物の補強等の追加費用が発生する。

(2) 送電方法

送電方法は、架空送電と地中送電の2つの方法があるが、工事費を抑えるために単位長さ当たりの工事費が安価な架空送電を採用する。

(3) 送電回線数

送電回線数は、1回線（本回線のみ）と2回線（本回線＋予備回線）の2つが考えられるが、工事費を抑えるために予備回線を設けない1回線を採用する。

(4) 送電ケーブル支持物

送電ケーブル支持物は、当該地区の現地調査を行って既存電力系統の支持物の状況を確認し、鉄塔ではなく鉄筋コンクリート柱で支持する。

7-2-6 流況データの整備

(1) 取水ダム地点流況データの整備

第 6 章にて整備したサラカタ川流量観測所地点の VUI 運用データによる補正流量（2014 年－2016 年、3 年間）を想定した。このデータは既設サラカタ水力取水ダム地点である為、ケースⅢ、Ⅳの取水ダム地点流況データについては、流域面積換算（取水地点流量データ m^3/s ＝既設サラカタ川水力発電所取水ダム流量データ m^3/s ／流域面積比）して整備した。

表 7-2-2 流域面積比: ケースⅢ、Ⅳ

項目	既設サラカタ発電所 流域面積	Case-Ⅲ 取水ダム地点 流域面積	流域面積比
	km^2	km^2	
値	91.00	94.80	1.042
項目	既設サラカタ発電所 流域面積	Case-Ⅳ 取水ダム地点 流域面積	流域面積比
	km^2	km^2	
値	91.00	149.50	1.643

流域面積換算したケースⅢ、Ⅳ地点の流況曲線は図 7-2-4 に示す。

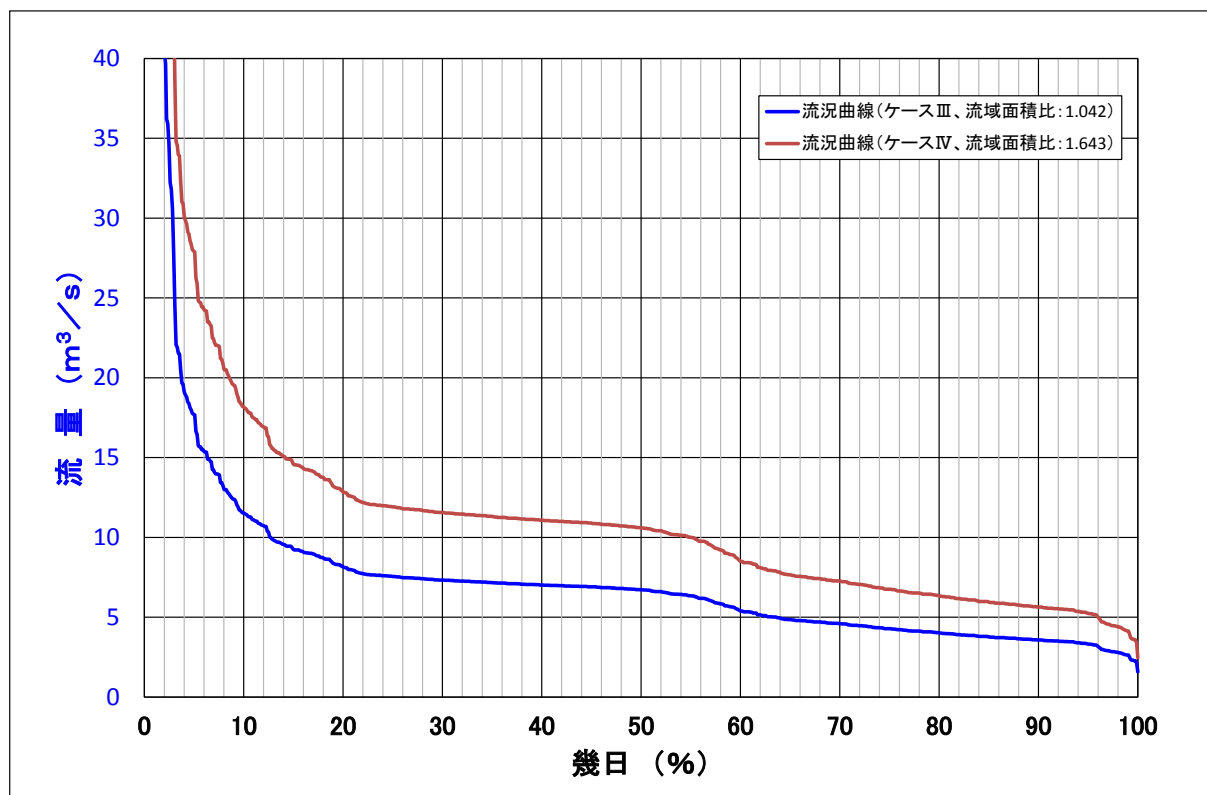


図 7-2-4 ケースⅢ、Ⅳ取水ダム地点 流況曲線

(2) 既設サラカタ水力地点の追加利用可能流量

既設サラカタ水力は 1,200 kW の設備に対して流量 $Q=5.8 \text{ m}^3/\text{s}$ を使用している。増設するケース I、および既設ダムより取水するケース II はこの既設サラカタ水力で使用している流量以外の部分を利用することになる。

ケース I、II で利用出来る流量は図 7-2-5 で示した赤い部分であり、ADB の増設案による 600 kW の設備には流量 $Q=3.0 \text{ m}^3/\text{s}$ を必要とする。オリジナルから見直した流況曲線で考えた場合、設備を最大に運用出来るのは年間の 16% 程度しかなく、既設サラカタ水力地点での取水を計画する案は流量を確保出来きない結果となった。よって、ケース I、II 案は比較検討対象外とする。

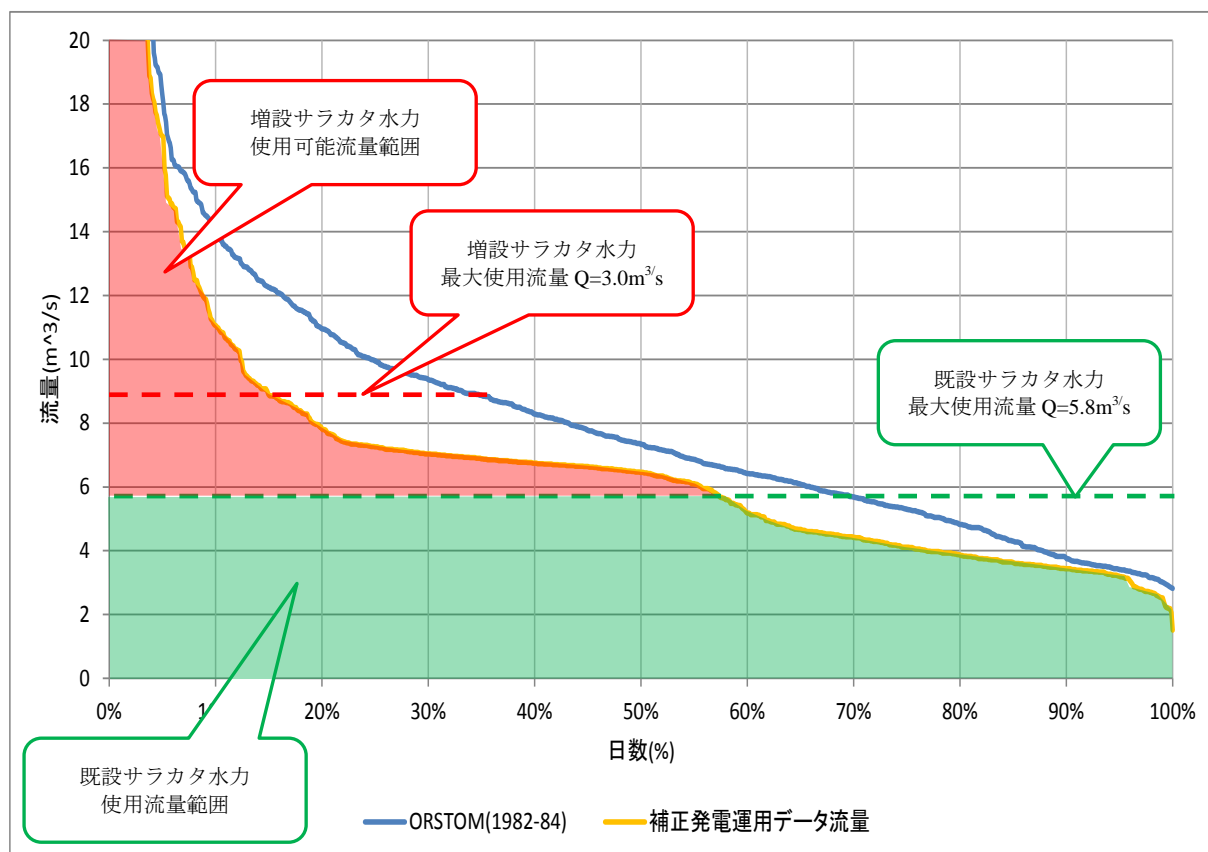


図 7-2-5 既設サラカタ水力における利用可能な流量

7-2-7 流量設備利用率

ケースⅢ、Ⅳについて、図 7-2-4 の流況データを用いて流量設備利用率を算出した。計算結果は表 7-2-3～表 7-2-4 に示す通りである。流況曲線・流量設備利用率曲線は、図 7-2-6～図 7-2-7 (Y 軸拡大) に示す通りである。

表 7-2-3 流量設備利用率：ケースⅢ

番号	流 況			区間差分 流量	区間平均 日数	区間合計 流量	使用可能 流量	「流量」が1年間 流れた場合の 合計流量	流量設備 利用率
	幾日 パーセント	幾 日	流 量						
	%	日	m ³ /s	m ³ /s	日	m ³ /s-day	m ³ /s-day	m ³ /s	%
i		A _i	B _i	C _i	D _i	E _i	F _i	G _i	
				・i=1の時 :B _i ・i=2~7の時 :B _i -B _{i-1}	・i=1の時 :A _i ・i=2~7の時 :(A _i +A _{i-1})/2	=C _i ×D _i	・i=1の時 :E _i ・i=2~7の時 :Σ(E _i ~E ₁)	=B _i ×365	=F _i /G _i ×100
			*1						
1	0	365	1.57	1.57	365	573.05	573.05	573.05	100.0
2	10	329	3.57	2.00	347	694.00	1,267.05	1,303.05	97.2
3	20	292	4.01	0.44	311	136.62	1,403.67	1,463.65	95.9
4	30	256	4.60	0.59	274	161.66	1,565.33	1,679.00	93.2
5	40	219	5.39	0.79	238	187.63	1,752.96	1,967.35	89.1
6	50	183	6.72	1.33	201	267.33	2,020.29	2,452.80	82.4
7	60	146	7.02	0.30	165	49.35	2,069.64	2,562.30	80.8
8	70	110	7.33	0.31	128	39.68	2,109.32	2,675.45	78.8
9	75	91	7.55	0.22	101	22.11	2,131.43	2,755.75	77.3
10	80	73	8.13	0.58	82	47.56	2,178.99	2,967.45	73.4
11	85	55	9.27	1.14	64	72.96	2,251.95	3,383.55	66.6
12	90	37	11.52	2.25	46	103.50	2,355.45	4,204.80	56.0
13	100	0	157.17	145.65	19	2,694.53	5,049.98	57,367.05	8.8

表 7-2-4 流量設備利用率：ケースIV

番号	流 況			区間差分 流量	区間平均 日数	区間合計 流量	使用可能 流量	「流量」が1年間 流れた場合の 合計流量	流量設備 利用率
	幾日 パーセント	幾 日	流 量						
	%	日	m ³ /s	m ³ /s	日	m ³ /s-day	m ³ /s-day	m ³ /s	%
		A _i	B _i	C _i	D _i	E _i	F _i	G _i	
i				・i=1の時 :B _i ・i=2~7の時 :B _i -B _{i-1}	・i=1の時 :A _i ・i=2~7の時 :(A _i +A _{i-1})/2	=C _i ×D _i	・i=1の時 :E _i ・i=2~7の時 :Σ(E _i ~E ₁)	=B _i ×365	=F _i /G _i ×100
			*1						
1	0	365	2.47	2.47	365	901.55	901.55	901.55	100.0
2	10	329	5.64	3.17	347	1,099.99	2,001.54	2,058.60	97.2
3	20	292	6.32	0.68	311	211.14	2,212.68	2,306.80	95.9
4	30	256	7.26	0.94	274	257.56	2,470.24	2,649.90	93.2
5	40	219	8.50	1.24	238	294.50	2,764.74	3,102.50	89.1
6	50	183	10.60	2.10	201	422.10	3,186.84	3,869.00	82.4
7	60	146	11.08	0.48	165	78.96	3,265.80	4,044.20	80.8
8	70	110	11.56	0.48	128	61.44	3,327.24	4,219.40	78.9
9	75	91	11.91	0.35	101	35.18	3,362.42	4,347.15	77.3
10	80	73	12.82	0.91	82	74.62	3,437.04	4,679.30	73.5
11	85	55	14.62	1.80	64	115.20	3,552.24	5,336.30	66.6
12	90	37	18.16	3.54	46	162.84	3,715.08	6,628.40	56.0
13	100	0	247.83	229.67	19	4,248.90	7,963.98	90,457.95	8.8

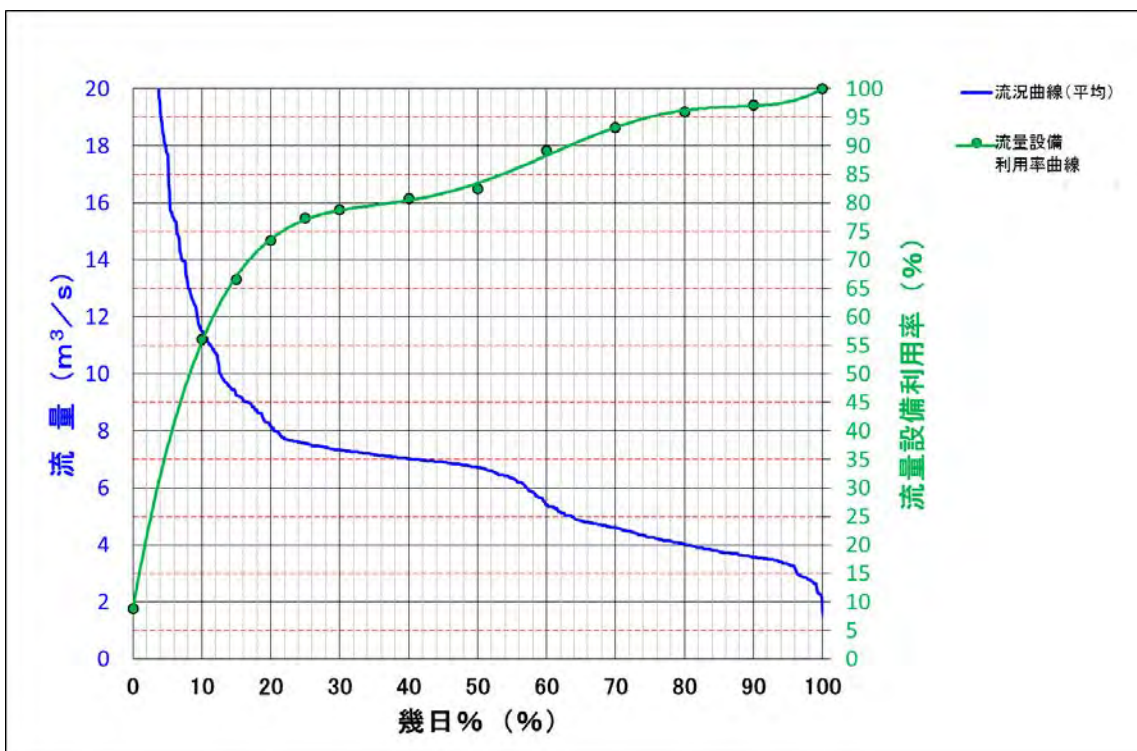


図 7-2-6 流況曲線・流量設備利用率曲線 (Y 軸拡大) : ケース III

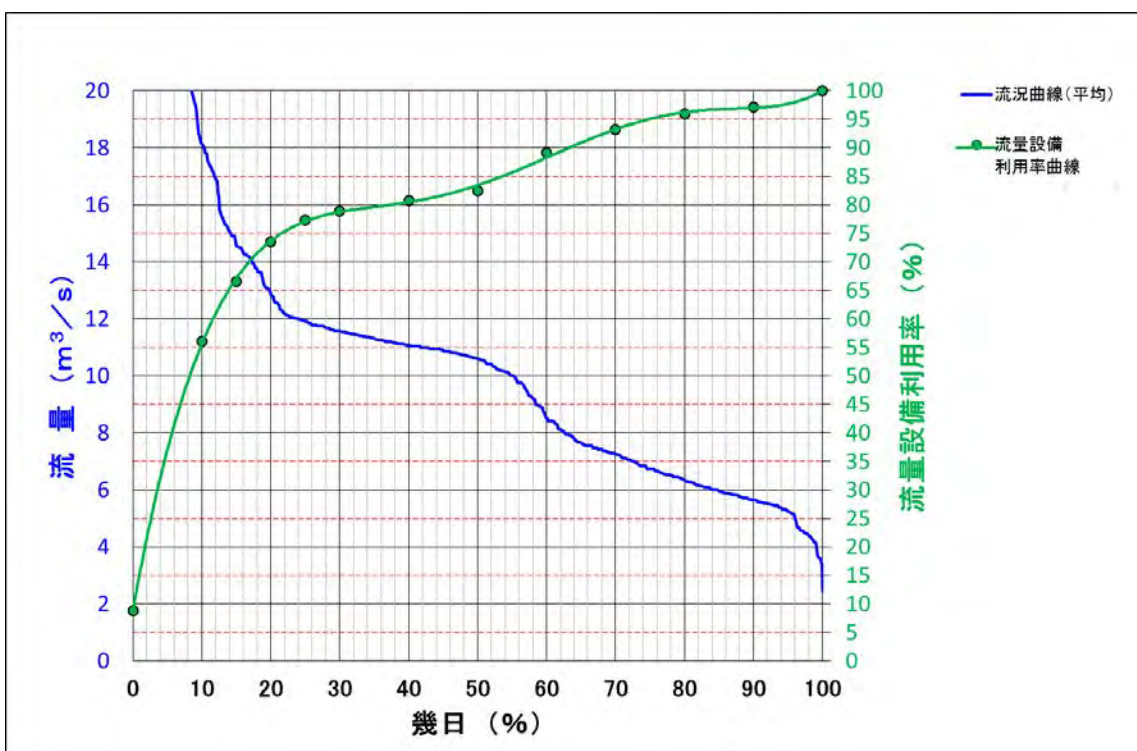


図 7-2-7 流況曲線・流量設備利用率曲線 (Y 軸拡大) : ケース IV

7-2-8 ケーススタディーのパラメータ（最大使用水量）の設定

ケーススタディーのパラメータ（最大使用水量）は、流量設備利用率(%)が 60～90%の時の流量とし、各使用水量を変化させた値とした。

設定したパラメータ（最大使用水量）は、表 7-2-5～7-2-6 に示す通りである。検討の結果、最適な最大使用水量は、ケースⅢで 7.97 m³/s～10.91 m³/s、ケースⅣで 12.57 m³/s～17.20 m³/s の間にあることが分かった。

表 7-2-5 設定パラメータ（最大使用水量）：ケースⅢ

項 目	流量設備利用率(%)							備 考
	60	70	75	80	85	90	平均値	
	*1	*1	*1	*1	*1	*1	*2	
幾日パーセント(%)	11.42	16.25	21.79	37.57	53.83	62.78	21.08	
流 量(m ³ /s)	10.91	9.03	7.75	7.09	6.43	5.03	7.97	

*1 60%・70%・75%・80%・85%・90%の流量は、「流況曲線・流量設備利用率曲線」と「流況データ」からの読み取り値である。

*2 平均値の流量=(60%流量+90%流量)／2であり、日数は、「流況データ」からの読み取り値である。

表 7-2-6 設定パラメータ（最大使用水量）：ケースⅣ

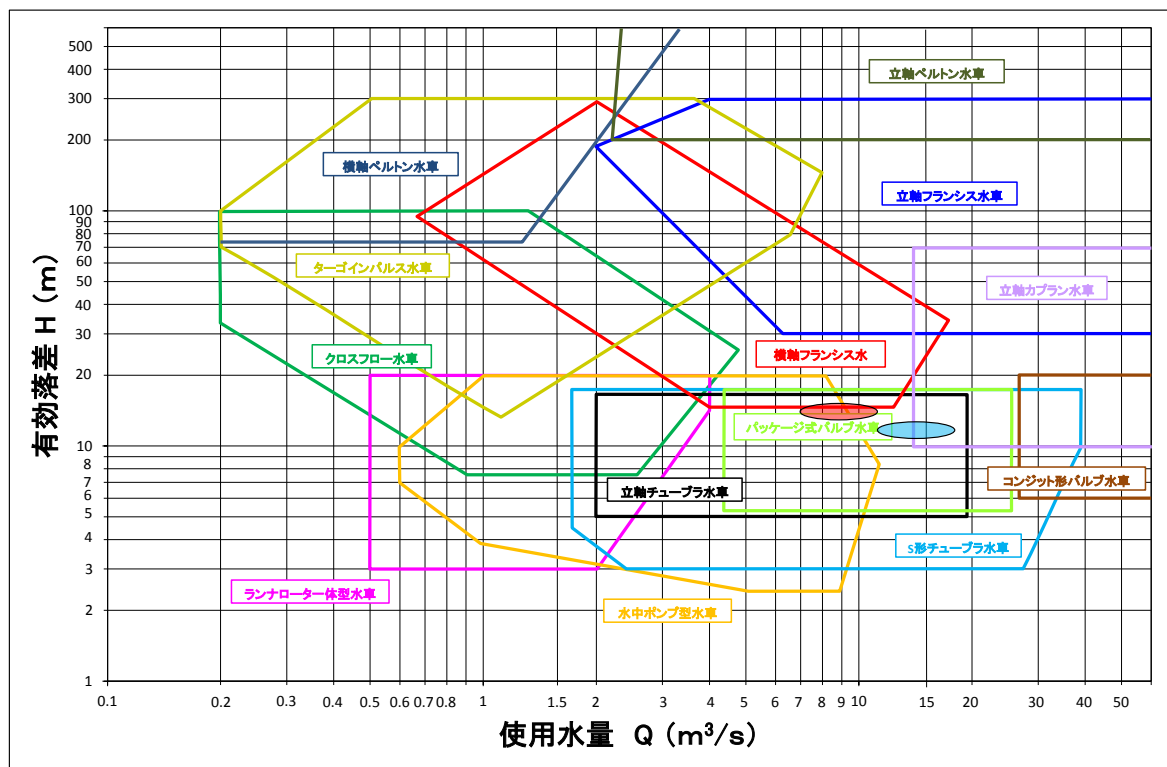
項 目	流量設備利用率(%)							備 考
	60	70	75	80	85	90	平均値	
	*1	*1	*1	*1	*1	*1	*2	
幾日パーセント(%)	11.42	16.25	21.79	37.57	53.24	62.78	21.08	
流 量(m ³ /s)	17.20	14.24	12.22	11.18	10.19	7.94	12.57	

*1 60%・70%・75%・80%・85%・90%の流量は、「流況曲線・流量設備利用率曲線」と「流況データ」からの読み取り値である。

*2 平均値の流量=(60%流量+90%流量)／2であり、日数は、「流況データ」からの読み取り値である。

7-2-9 水車の設定

ケースⅢ、Ⅳの有効落差と使用流量の関係から、以下の水車選定図によりチューブラ水車を採用した。



7-2-10 最適規模の検討

(1) ケースⅢ

表 7-2-7、図 7-2-8 に示すように、ケースⅢの kWh 建設単価はケースⅢ-D（最大出力 800 kW（=400 kW×2 台）、最大使用水量 7.10 m³/s（=3.55 m³/s×2 台）、有効落差 13.4 m）が最安価（511.5 円/kWh）になったため、このケースⅢ-D を最適規模ケースとして選定した。

表 7-2-7 最適規模 検討結果：ケースⅢ

項目	単位	ケースⅢ							
		A	B	C	D	E	F		
発電計画	発電方式	—	ダム水路式、流込み式						
	最大出力	合計	kW	1,200	1,000	900	800	700	600
		単機	kW	600	500	450	400	350	300
	最大使用水量	合計	m ³ /s	10.90	9.00	7.80	7.10	6.40	5.00
		単機	m ³ /s	5.46	4.52	3.88	3.55	3.22	2.52
	落差	総落差	m	15.0					
		有効落差	m	13.4					
	水車・発電機ユニット数	ユニット	2						
	年間可能発電電力量	kWh	6,137,582	5,913,877	5,685,075	5,507,089	5,149,941	4,393,971	
年間発電電力量	kWh	5,646,575	5,440,767	5,230,269	5,066,522	4,737,946	4,042,453		
設備概要	取水ダム	—	コンクリート重力式、越流頂高さ5m、堤頂長50m						
	導水路	—	開渠、無圧式、コンクリート製、矩形、1条、L=850m						
	発電所	—	地上式						
	水車	—	チューブラ水車、2台						
	発電機	—	三相同期発電機、2台						
設備利用	利用率	%	92	92	92	92	92	92	
	流量設備利用率	%	60	70	75	80	85	90	
	設備利用率	%	53.7	62.1	66.3	72.3	77.3	76.9	
総工事費*1	(合計)	百万円	3,320	2,970	2,740	2,600	2,480	2,180	
経済性	kWh建設単価	千円/kWh	2,760	2,968	3,035	3,239	3,537	3,617	
	kWh建設単価	円/kWh	586.6	545.6	522.2	511.5	522.6	536.8	
	kWh建設単価安価順位	—	6	5	2	1	3	4	

* 黄色は、最適規模ケースである。

*1 総工事費は、最適規模の検討を行うための概略の値であって、最終的な総工事費ではない。

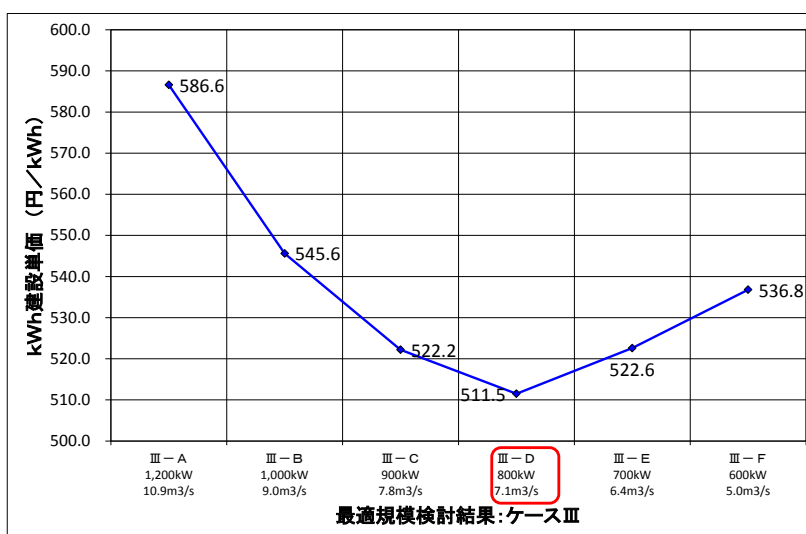


図 7-2-8 最適規模 検討結果：ケースⅢ

(2) ケースIV

表 7-2-8、図 7-2-9 に示すように、ケースIVの kWh 建設単価はケースIV-C (最大出力 1,000 kW (=500 kW×2 台)、最大使用水量 12.20 m³/s(=6.11 m³/s×2 台)、有効落差 10.1 m) が最安価 (562.2 円/kWh) になったため、このケースIV-C を最適規模ケースとして選定した。

表 7-2-8 最適規模 検討結果:ケースIV

項目	単位	ケースIV							
		A	B	C	D	E	F		
発電計画	発電方式	—	ダム水路式、流込み式						
	最大出力	合計	kW	1,400	1,200	1,000	900	850	700
		単機	kW	700	600	500	450	425	350
	最大使用水量	合計	m ³ /s	17.20	14.20	12.20	11.20	10.20	7.90
		単機	m ³ /s	8.60	7.12	6.11	5.59	5.10	3.97
	落差	総落差	m	11.5					
		有効落差	m	10.1					
	水車・発電機ユニット数	ユニット	2						
	年間可能発電電力量	kWh	7,187,090	6,916,665	6,691,072	6,371,977	6,027,200	5,198,033	
年間発電電力量	kWh	6,612,123	6,363,332	6,155,786	5,862,219	5,545,024	4,782,190		
設備概要	取水ダム	—	コンクリート重力式、越流頂高さ10m、堤頂長70m						
	導水路	—	開渠、無圧式、コンクリート製、矩形、1条、L=650m						
	発電所	—	地上式						
	水車	—	チューブラ水車、2台						
	発電機	—	三相同期発電機、2台						
設備利用	利用率	%	92	92	92	92	92	92	
	流量設備利用率	%	60	70	75	80	85	90	
	設備利用率	%	53.9	60.5	70.3	74.4	74.5	78.0	
総工事費*1	(合計)	百万円	4,190	3,800	3,470	3,300	3,160	2,800	
経済性	kWh建設単価	千円/kW	2,990	3,159	3,461	3,664	3,710	3,989	
	kWh建設単価	円/kWh	633.0	595.8	562.2	562.5	568.7	583.9	
	kWh建設単価安価順位	—	6	5	1	2	3	4	

* 黄色は、最適規模ケースである。

*1 総工事費は、最適規模の検討を行うための概略の値であって、最終的な総工事費ではない。

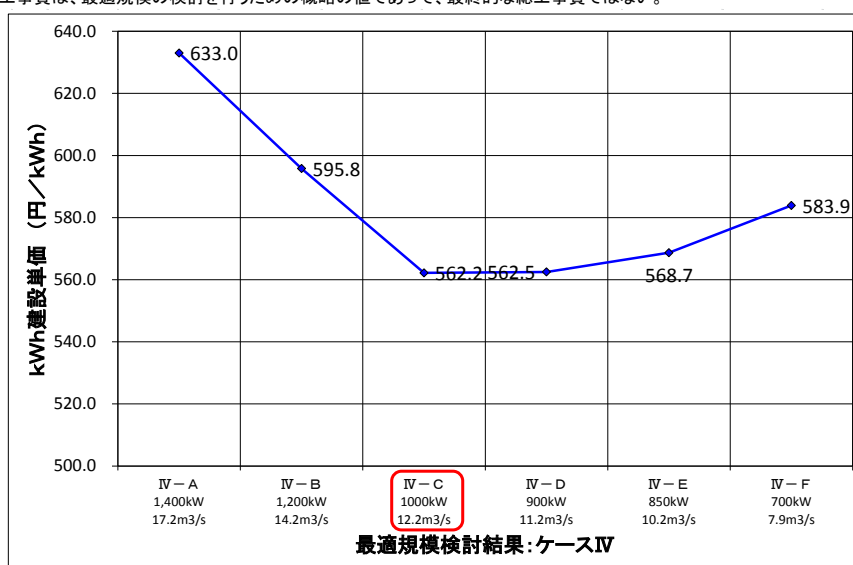


図 7-2-9 最適規模 検討結果:ケースIV

7-2-11 水力開発推奨地点

水力発電所候補地点別の最適開発規模の結果を表 7-2-9 に示す。

現地調査結果より、ケースⅢ地点は、複数の小規模な滝があることで 15 m 程の落差があり、サラカタ川支流との合流点より下流域よりも落差を取れる。また、発電所予定地も上流側にあるため、アクセス道路総延長距離が短い。このため、総事業費が安価で経済性がある地点といえる。一方で、取水堰地点の左岸側は、急斜面で堅硬な岩があり導水路の掘削は容易ではなく、水路予定地の踏査が実施できなかったこともあり、今後は詳細な地形図や水路予定地の現地調査を実施して、水路ルート計画を行うことになる。

ケースⅣ地点は、本川と支川が合流後に取水堰を設けることで発電使用水量を確保できるが、緩勾配のため落差は得られないのが欠点である。導水路区間は全て開水路での新設可能であり、導水路延長距離は地点 A よりも短い。

上記の現地調査結果、各地点の設備出力、概略事業費より、kWh あたりの建設単価が最も安価である設備出力 800 kW のケースⅢ地点に新設することが望ましい。

表 7-2-9 水力発電所候補地点別の最適開発規模の結果

開発地点	設備出力(kW)	概略事業費 (百万円)	年間可能発電電 力量 (kWh)	kWh あたりの 建設単価
ケースⅢ	800	2,600	5,066,522	511.5
ケースⅣ	1,000	3,470	6,155,786	562.2

7-2-12 経済分析

国家的あるいは地域経済への影響を分析するために経済分析をおこなう。手法としては「代替法」でおこない代替手段としてディーゼル発電を想定する。また、経済分析の評価指標として、経済内部利益率（EIRR）、費用便益法（B/C）を使う。

本事業の便益を代替案であるディーゼル発電との比較において経済内部利益率（Economic Internal rate of Return: EIRR）を計算する。具体的には、同規模（ケースⅢで 800 kW、ケースⅣで 1,000 kW）のディーゼル発電の導入運営費用との比較において本プロジェクトの便益を計算し、EIRR を計算する。

水力発電所（ケースⅢ、Ⅳ）、および対応する規模の代替ディーゼル発電所の条件は以下の表 7-2-10、7-2-11 の通りである。

表 7-2-10 新規サラカタ水力開発（ケースⅢ）と代替ディーゼル前提条件

項目	サラカタ水力発電開発	代替ディーゼル
建設費	23.56 Million US\$	0.945 Million US\$ kW あたり 1,182 US\$
燃料費	—	0.971 Million US\$/年 年間発電量(kWh) × 0.1917US\$/kW
O/M 費	0.227 Million US\$/年 建設費(送電線を除く)の 1%	0.058 Million US\$/年 建設費の 6.1%
発電能力	800 kW	800 kW
発電量	5,066 MWh/年	5,066 MWh/年
耐用年数	40 年	15 年

表 7-2-11 新規サラカタ水力開発（ケースⅣ）と代替ディーゼル前提条件

項目	サラカタ水力発電開発	代替ディーゼル
建設費	31.46 Million US\$	1.182 Million US\$ kW あたり 1,182 US\$
燃料費	—	1.18 Million US\$/年 年間発電量(kWh) × 0.1917US\$/kWh
O/M 費	0.306 Million US\$/年 建設費(送電線を除く)の 1%	0.072 Million US\$/年 建設費の 6.1%
発電能力	1,000 kW	1,000kW
発電量	6,155 MWh/年	6,155 MWh/年
耐用年数	40 年	15 年

ケースⅢ、Ⅳの経済分析結果は表 7-2-12 の通り。また、それぞれのケースにおける計算過程については表 7-2-13、表 7-2-14 に示す。

表 7-2-12 経済分析結果 (ケースⅢ、Ⅳ)

指標	CaseⅢ	CaseⅣ
EIRR	2.14%	1.45%
B/C	1.2	1.1

表 7-2-13 経済分析 (CaseⅢ)

Case Ⅲ

Economic Cost			
Construction Cost	23.56 million US\$		
Construction Cost (Exclude Transmiss)	22.65 million US\$		
O&M Cost	0.227 million US\$/year	(=Construction Cost x 1%)	
Economic Benefit			
Construction Cost of the Alternative	0.945 million US\$	(=Unit Price of Diesel Generation 1,182 US\$/kW x Capacity 800 kW)	
O&M Cost of the Alternative	0.058 million US\$/year	(=Construction Cost x 6.1%)	
Fuel Cost of the Alternative	0.971 million US\$/year	(=Fuel Price 0.1917 US\$/kWh x Annual Generation 5,066 GWh)	
Project Life	15 years		

EIRR	2.14%		
NPV(B-C)	5.2 million US\$	(Discount Rate=	1.00%
B/C	1.2	(Discount Rate=	1.00%

Unit: Million US\$

Year	Items	Economic Cost (C)			Economic Benefit (B)				Net (2)-(1)
		Construction	O&M Cost	Total Cost (1)	Construction Cost of the Alternative	O&M Cost of the Alternative	Fuel Cost of the Alternative	Total Benefit (2)	
0	Construction Period	23.557		23.557	0.945			0.95	(22.612)
1	Operation		0.227	0.227		0.058	0.971	1.03	0.802
2			0.227	0.227		0.058	0.971	1.03	0.802
3			0.227	0.227		0.058	0.971	1.03	0.802
4			0.227	0.227		0.058	0.971	1.03	0.802
5			0.227	0.227		0.058	0.971	1.03	0.802
6			0.227	0.227		0.058	0.971	1.03	0.802
7			0.227	0.227		0.058	0.971	1.03	0.802
8			0.227	0.227		0.058	0.971	1.03	0.802
9			0.227	0.227		0.058	0.971	1.03	0.802
10			0.227	0.227		0.058	0.971	1.03	0.802
11			0.227	0.227		0.058	0.971	1.03	0.802
12			0.227	0.227		0.058	0.971	1.03	0.802
13			0.227	0.227		0.058	0.971	1.03	0.802
14			0.227	0.227		0.058	0.971	1.03	0.802
15			0.227	0.227	0.945	0.058	0.971	1.97	1.748
16			0.227	0.227		0.058	0.971	1.03	0.802
17			0.227	0.227		0.058	0.971	1.03	0.802
18			0.227	0.227		0.058	0.971	1.03	0.802
19			0.227	0.227		0.058	0.971	1.03	0.802
20			0.227	0.227		0.058	0.971	1.03	0.802
21			0.227	0.227		0.058	0.971	1.03	0.802
22			0.227	0.227		0.058	0.971	1.03	0.802
23			0.227	0.227		0.058	0.971	1.03	0.802
24			0.227	0.227		0.058	0.971	1.03	0.802
25			0.227	0.227		0.058	0.971	1.03	0.802
26			0.227	0.227		0.058	0.971	1.03	0.802
27			0.227	0.227		0.058	0.971	1.03	0.802
28			0.227	0.227		0.058	0.971	1.03	0.802
29			0.227	0.227		0.058	0.971	1.03	0.802
30			0.227	0.227	0.945	0.058	0.971	1.97	1.748
31			0.227	0.227		0.058	0.971	1.03	0.802
32			0.227	0.227		0.058	0.971	1.03	0.802
33			0.227	0.227		0.058	0.971	1.03	0.802
34			0.227	0.227		0.058	0.971	1.03	0.802
35			0.227	0.227		0.058	0.971	1.03	0.802
36			0.227	0.227		0.058	0.971	1.03	0.802
37			0.227	0.227		0.058	0.971	1.03	0.802
38			0.227	0.227		0.058	0.971	1.03	0.802
39			0.227	0.227		0.058	0.971	1.03	0.802
40			0.227	0.227		0.058	0.971	1.03	0.802
	Total	23.557	9.060	32.617	2.836	2.307	38.846	43.989	11.372

表 7-2-14 経済分析 (CaseIV)

Case IV

Economic Cost			
Construction Cost	31.46	million US\$	
Construction Cost (Exclude Transmission)	30.55	million US\$	
O&M Cost	0.306	million US\$/year	(=Construction Cost x 1%)
Economic Benefit			
Construction Cost of the Alternative	1.182	million US\$	(=Unit Price of Diesel Generation 1,182 US\$/kW x Capacity 1,000 kW)
O&M Cost of the Alternative	0.072	million US\$/year	(=Construction Cost x 6.1%)
Fuel Cost of the Alternative	1.180	million US\$/year	(=Fuel Price 0.1917 US\$/kWh x Annual Generation 6.155GWh)
Project Life	15	years	

EIRR	1.45 %
NPV(B-C)	2.7 million US\$ (at Discount Rate 1.00%)
B/C	1.1 (at Discount Rate 1.00%)

Unit: Million US\$

Year	Items	Economic Cost (C)			Economic Benefit (B)			Net (2)-(1)		
		Construction	O&M Cost	Total Cost (1)	Construction Cost of the Alternative	O&M Cost of the Alternative	Fuel Cost of the Alternative		Total Benefit (2)	
0	Construction Period	31.460		31.460	1.182			1.18	(30.278)	
1	Operation		0.306	0.306		0.072	1.180	1.25	0.946	
2			0.306	0.306		0.072	1.180	1.25	0.946	
3			0.306	0.306		0.072	1.180	1.25	0.946	
4			0.306	0.306		0.072	1.180	1.25	0.946	
5			0.306	0.306		0.072	1.180	1.25	0.946	
6			0.306	0.306		0.072	1.180	1.25	0.946	
7			0.306	0.306		0.072	1.180	1.25	0.946	
8			0.306	0.306		0.072	1.180	1.25	0.946	
9			0.306	0.306		0.072	1.180	1.25	0.946	
10			0.306	0.306		0.072	1.180	1.25	0.946	
11			0.306	0.306		0.072	1.180	1.25	0.946	
12			0.306	0.306		0.072	1.180	1.25	0.946	
13			0.306	0.306		0.072	1.180	1.25	0.946	
14			0.306	0.306		0.072	1.180	1.25	0.946	
15			0.306	0.306		1.182	0.072	1.180	2.43	2.128
16			0.306	0.306		0.072	1.180	1.180	1.25	0.946
17			0.306	0.306		0.072	1.180	1.180	1.25	0.946
18			0.306	0.306		0.072	1.180	1.180	1.25	0.946
19			0.306	0.306		0.072	1.180	1.180	1.25	0.946
20			0.306	0.306		0.072	1.180	1.180	1.25	0.946
21			0.306	0.306		0.072	1.180	1.180	1.25	0.946
22			0.306	0.306		0.072	1.180	1.180	1.25	0.946
23			0.306	0.306		0.072	1.180	1.180	1.25	0.946
24			0.306	0.306		0.072	1.180	1.180	1.25	0.946
25			0.306	0.306		0.072	1.180	1.180	1.25	0.946
26			0.306	0.306		0.072	1.180	1.180	1.25	0.946
27			0.306	0.306		0.072	1.180	1.180	1.25	0.946
28			0.306	0.306		0.072	1.180	1.180	1.25	0.946
29			0.306	0.306		0.072	1.180	1.180	1.25	0.946
30			0.306	0.306		1.182	0.072	1.180	2.43	2.128
31			0.306	0.306		0.072	1.180	1.180	1.25	0.946
32			0.306	0.306		0.072	1.180	1.180	1.25	0.946
33			0.306	0.306		0.072	1.180	1.180	1.25	0.946
34			0.306	0.306		0.072	1.180	1.180	1.25	0.946
35			0.306	0.306		0.072	1.180	1.180	1.25	0.946
36			0.306	0.306		0.072	1.180	1.180	1.25	0.946
37			0.306	0.306		0.072	1.180	1.180	1.25	0.946
38			0.306	0.306		0.072	1.180	1.180	1.25	0.946
39			0.306	0.306		0.072	1.180	1.180	1.25	0.946
40			0.306	0.306		0.072	1.180	1.180	1.25	0.946
Total		31.460	12.221	43.681	3.545	2.884	47.197	53.626	9.944	

7-3 電源別代替案比較

Santo 島における再生可能エネルギーによる発電 100%を満足する為に水力発電以外の同規模の電源としてはメガソーラー、風力発電の導入も考えられる。候補地点は以下の図に示すとおり、メガソーラーは東海岸沿いの送電線に近いバヌアツ政府、もしくはサンマ州政府の土地 (1,000 kW で約 2 ha の面積)、風力発電はポテンシャル調査を実施している Port Olry の丘の上とする。Port Olry は現状では Grid 外であり、最大の需要地の Luganville 市内まで約 40 km と距離が有るが、ADB スキームの送電線延線プロジェクトが完成すれば Grid 接続は容易となる。

この他に既設ディーゼル発電所をコプラを原料とするバイオ燃料によるバイオディーゼル発電とする案も検討する。なお、Santo 島における地熱発電のポテンシャルは確認されていない。



図 7-3-1 発電所候補地点位置図

7-3-1 開発地点の社会環境

各電源による開発を Santo 島の候補地点で実施した場合に考えられる社会環境上の問題点を以下に示す。なお、新規サラカタ水力、風力、メガソーラー、バイオマス発電の4カ所とも法律で登録された自然保護区には入っていない。

(1) 風力発電所

- ・ バードストライクが生じる恐れがある
- ・ 近郊に集落がある場合に騒音・低周波音によって近隣に騒音問題が生じる恐れがある
- ・ 政府の土地を利用するため用地取得、非自発的住民移転は発生しない

(2) 太陽光発電所

- ・ 海岸エリアであり景観への影響が懸念される
- ・ 政府の土地を利用するため用地取得、非自発的住民移転は発生しない

(3) 水力発電所

- ・ 工事中の一時的な環境への影響は想定されるが限定的である
- ・ 渇水時には河川生物への影響が想定される
- ・ 用地取得、補償事業を伴う。非自発的住民移転は発生しない

(4) バイオマス発電所

- ・ 環境への影響は想定されない
- ・ 既設ディーゼル発電所を利用するため用地取得、非自発的住民移転は発生しない

7-3-2 一日あたり必要発電量

VUIのMonthly reportによると、図7-3-2、表7-3-1に示すようにSanto島での最大Peak Loadは2016年12月1日(木)に発生した1,932 kWで、一日あたりの最大発電量は34,430 kWhとなっている。このうち、既設のサラカタ水力発電所による発電量は24,590 kWhで、残りをディーゼル発電により発電していた。再生可能エネルギーによる発電100%を目指す場合、このディーゼル発電による発電量分を新規導入する発電所が供給する必要がある。

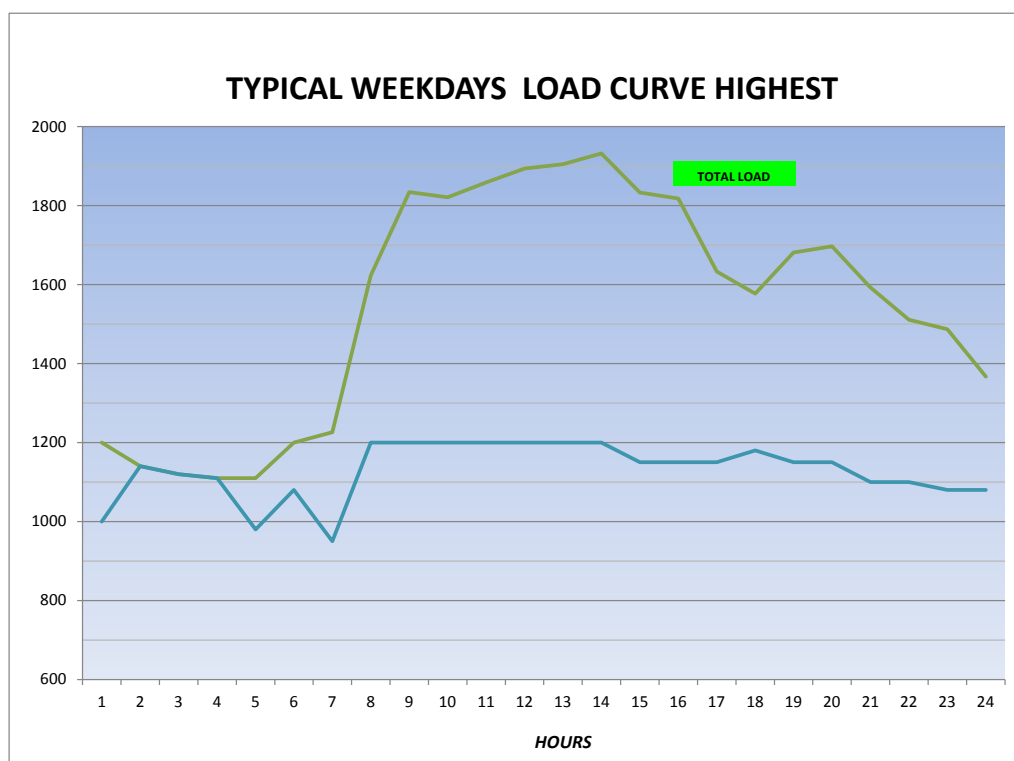


図 7-3-2 Peak Load Curve (01/12/2016)

表 7-3-1 サラカタ発電所最大発電量 (01/12/2016)

1日あたりの発電量(kWh)	kWh
12月のMax発電量	34,430
サラカタ水力による発電量	24,590
ディーゼル発電による発電量	9,840

7-3-3 新規導入電源案とディーゼル発電の比較

(1) 新規水力

7.2 章の検討結果より、新規水力発電は既設サラカタ発電所の下流に 800 kW の設備規模で建設する案が最適となった。この設備規模とピーク負荷を記録した 2016 年 12 月 1 日（木）のディーゼル発電の発電実績を比較すると図 7-3-3 のようになる。新規水力発電の発電出力は、最大を 800 kW とし、この日の既設サラカタ水力の発電実績から発電可能出力を想定した。

ディーゼル発電実績と新設水力発電の想定発電可能出力の比較を図 7-3-3 に示す。全時間帯で新規水力発電所の想定出力がディーゼル発電を上回る（余力がある）。

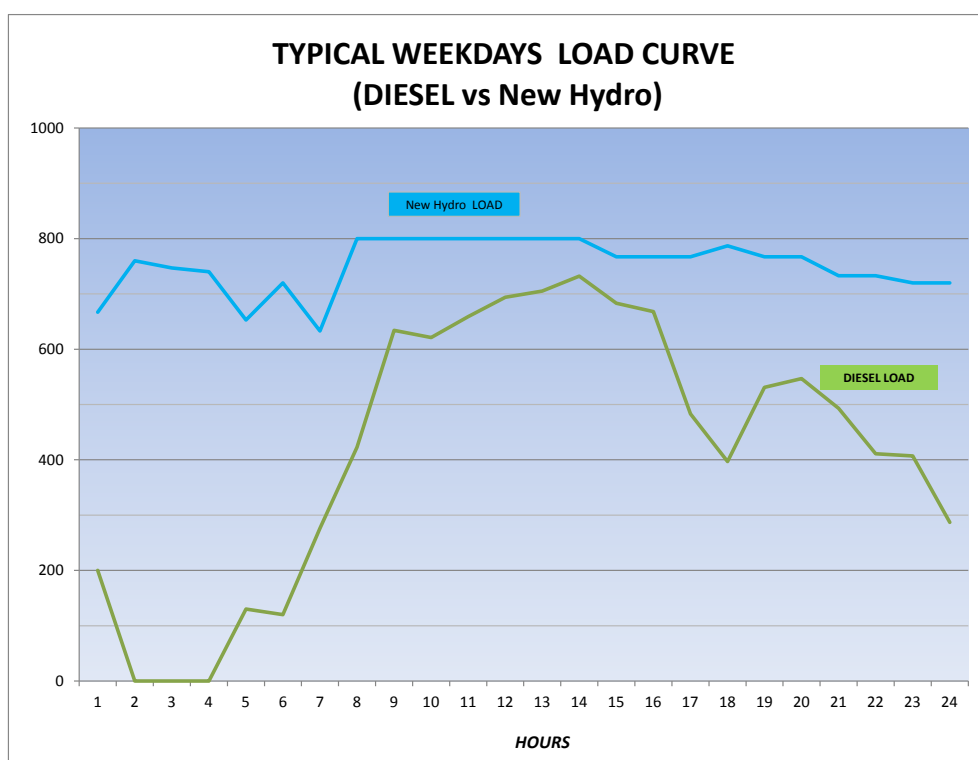


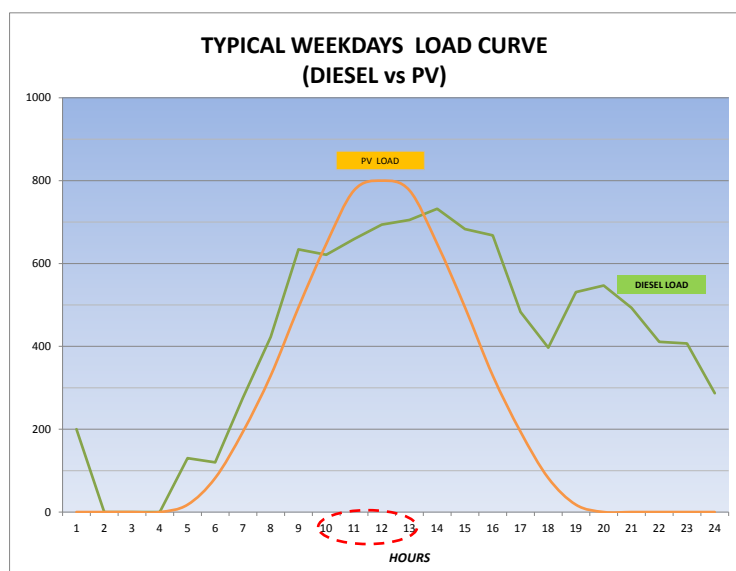
図 7-3-3 ディーゼル発電と新規水力発電 Load Curve (01/12/2016)

(2) メガソーラー

新規水力発電と同規模の 800 kW のメガソーラーを導入するケースとディーゼル発電を比較した。メガソーラーは 1 日晴天の天候条件とし、おおよそ朝 5 時から夕方 7 時まで発電すると想定した。出力は昼に最大出力 800 kW の発電をするとし、正午 12 時をはさむ 3 時間で約 40%、同 5 時間で約 60%を発電するような発電パターンとした。

ディーゼル発電実績とメガソーラーの想定発電可能出力の比較を図 7-3-4 に示す。午前 10 時から午後 2 時までの 4 時間はメガソーラーの出力がディーゼル発電を上回るが、メガソーラーが発電可能な午前 5 時から 10 時までと午後 2 時から 7 時まではディーゼル発電を下回り、必要な出力を確保出来ないため、ディーゼル発電を併用しなければならない。また、午後 7 時から午前 5 時までの夜間 10 時間はディーゼル発電に頼らざるを得ない。

蓄電池はディーゼルを上回る昼の時間帯に充電が可能になると予想される。この蓄電池は余力発電量を充電する程度の規模とする。蓄電池は天候によってメガソーラーの出力が急変動する系統への影響を緩和する目的とする。



TIME	Diesel kW	PV kW	Diesel-PV kW
1	200	0	200
2	0	0	0
3	0	0	0
4	0	0	0
5	130	18	112
6	120	82	38
7	276	194	82
8	423	329	94
9	634	494	140
10	621	647	-26
11	659	776	-117
12	694	800	-106
13	705	776	-71
14	732	647	85
15	683	494	189
16	668	329	339
17	483	194	289
18	397	82	315
19	531	18	513
20	547	0	547
21	493	0	493
22	411	0	411
23	407	0	407
24	287	0	287

図 7-3-4 ディーゼル発電とメガソーラー発電 Load Curve (01/12/2016)

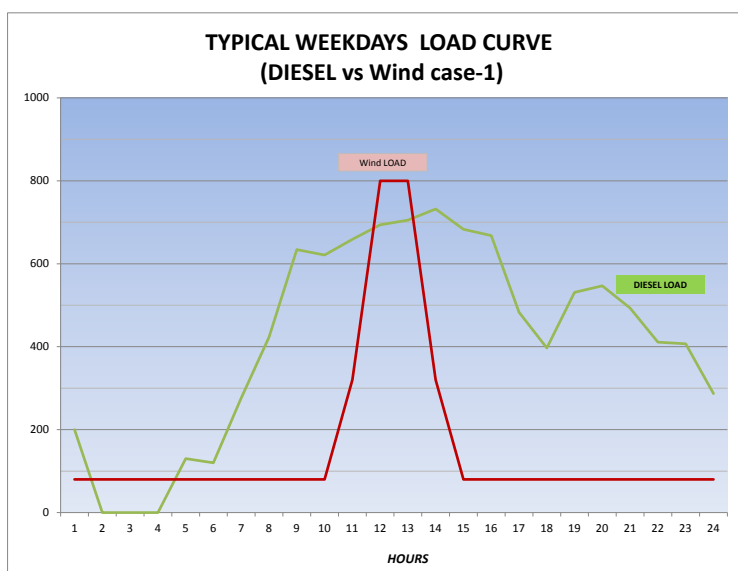
Reserve PV power (kWh) 321

(3) 風力発電

新規水力発電と同規模の 800 kW の風力発電所を導入するケースとディーゼル発電を比較した。風力の天候条件を想定するのは難しいが、以下の 4 パターンを想定した。1 日の発電量はどのケースも設備稼働率 20% となると仮定し、出力は昼に最大出力 800 kW が 1 回のケース①、1 日に 2 回強風が吹いてピークが 2 回のケース②、1 日に 3 回強風が吹いてピークが 3 回のケース③、1 日中同程度の風が吹くケース④を考え、下限値として定格出力の 10% は常に発電するとした。

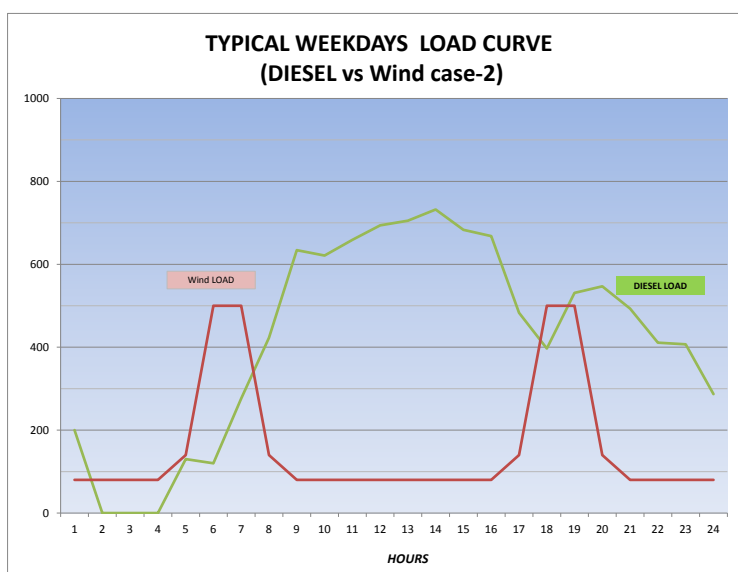
ディーゼル発電実績と風力発電の想定発電可能出力の比較を図 7-3-5 に示す。いずれのパターンを選んでもディーゼル発電を下回り、必要な出力を確保出来ないため、ディーゼル発電を併用しなければならない。

蓄電池はケース①のように定格出力を出せれば昼の時間帯でも可能となるが、どのケースも深夜のディーゼル発電の利用が低くなる時間帯に充電が可能になると予想される。この蓄電池は余力発電量を充電する程度の規模とする。蓄電池は天候によって風力発電の出力が急変動する系統への影響を緩和する目的とする。



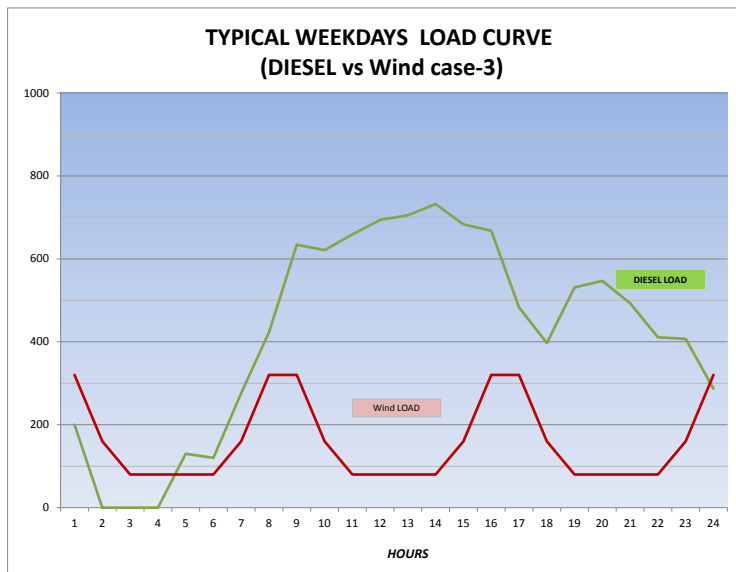
TIME	Diesel	Wind - 1	Diesels-Wind
	kW	kW	kW
1	200	80	120
2	0	80	-80
3	0	80	-80
4	0	80	-80
5	130	80	50
6	120	80	40
7	276	80	196
8	423	80	343
9	634	80	554
10	621	80	541
11	659	320	339
12	694	800	-106
13	705	800	-95
14	732	320	412
15	683	80	603
16	668	80	588
17	483	80	403
18	397	80	317
19	531	80	451
20	547	80	467
21	493	80	413
22	411	80	331
23	407	80	327
24	287	80	207

Reserve PV power (kWh) 441



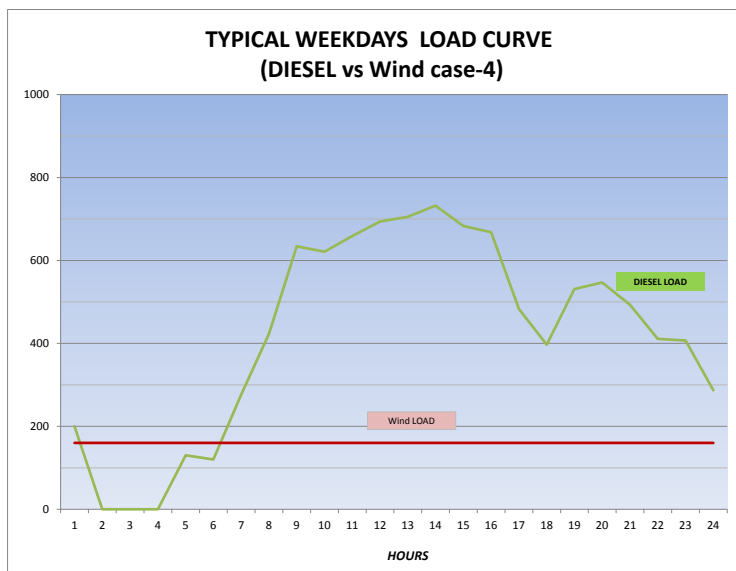
TIME	Diesel	Wind - 2	Diesels-Wind
	kW	kW	kW
1	200	80	120
2	0	80	-80
3	0	80	-80
4	0	80	-80
5	130	140	-10
6	120	500	-380
7	276	500	-224
8	423	140	283
9	634	80	554
10	621	80	541
11	659	80	579
12	694	80	614
13	705	80	625
14	732	80	652
15	683	80	603
16	668	80	588
17	483	140	343
18	397	500	-103
19	531	500	31
20	547	140	407
21	493	80	413
22	411	80	331
23	407	80	327
24	287	80	207

Reserve PV power (kWh) 957



TIME	Diesel kW	Wind - 3 kW	Diesel-Wind kW
1	200	320	-120
2	0	160	-160
3	0	80	-80
4	0	80	-80
5	130	80	50
6	120	80	40
7	276	160	116
8	423	320	103
9	634	320	314
10	621	160	461
11	659	80	579
12	694	80	614
13	705	80	625
14	732	80	652
15	683	160	523
16	668	320	348
17	483	320	163
18	397	160	237
19	531	80	451
20	547	80	467
21	493	80	413
22	411	80	331
23	407	160	247
24	287	320	-33

Reserve PV power (kWh) 473



TIME	Diesel kW	Wind - 4 kW	Diesel-Wind kW
1	200	160	40
2	0	160	-160
3	0	160	-160
4	0	160	-160
5	130	160	-30
6	120	160	-40
7	276	160	116
8	423	160	263
9	634	160	474
10	621	160	461
11	659	160	499
12	694	160	534
13	705	160	545
14	732	160	572
15	683	160	523
16	668	160	508
17	483	160	323
18	397	160	237
19	531	160	371
20	547	160	387
21	493	160	333
22	411	160	251
23	407	160	247
24	287	160	127

Reserve PV power (kWh) 550

図 7-3-5 ディーゼル発電と風力発電 Load Curve (01/12/2016)

(4) バイオマス発電

サント島でのバイオマス発電（バイオ燃料による発電）について調査を行った。バヌアツ国ではコブラから抽出したココナッツオイルをディーゼル燃料に混合した発電が行われており、サント島でも一時期ポートオーリー村にて発電が行われていた。既存のディーゼル発電設備を流用出来る事で新規導入コストを低く抑えることが可能であるが、バイオ燃料がディーゼル燃料よりも安く運用出来る事が他の再生可能エネルギーによる開発との比較において重要となる。以下に調査結果を示す。

① ココナッツオイル価格

バヌアツ国におけるココナッツオイルの価格について、ヒアリング結果及び World Bank におけるマーケット価格を確認した。ヒアリングを行った相手先は 2 カ所で、サント島の電力会社である VUI、並びにサント島で食肉工場、スーパーマーケット等を経営する企業家 (Mr. Wong Sze Sing) である。調査結果については以下に示す。

● ヒアリング結果

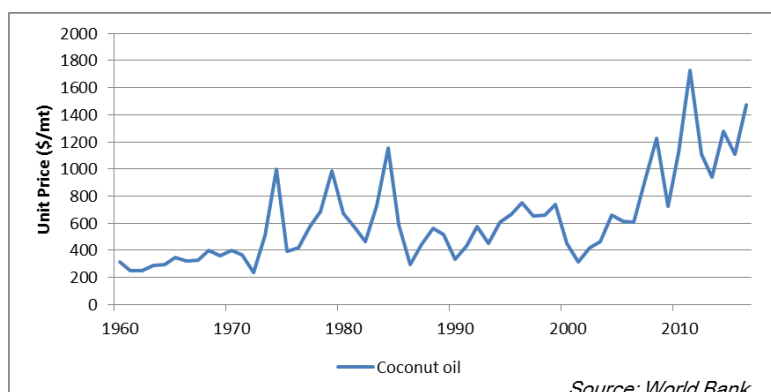
Name	Coconut oil price	
	VT/mt	VT/L*
VUI	65,000	70.33
Mr. WSS	80,000	86.55

*1,000 L = 0.92427 mt

● World Bank Market Price

Year	Coconut oil		
	(\$/mt)	(VT/mt)	(VT/L)
2007	919	100,850	109.1
2008	1,224	134,339	145.3
2009	725	79,613	86.1
2010	1,124	123,318	133.4
2011	1,730	189,884	205.4
2012	1,111	121,918	131.9
2013	941	103,233	111.7
2014	1,280	140,474	152.0
2015	1,110	121,772	131.7
2016	1,475	161,851	175.1
Average	1,164	127,725	138.2

1USD=109.754VUV
1,000L=0.92427mt



② ココナッツオイルとディーゼル燃料の混合

バヌアツにおけるココナッツオイルとディーゼル燃料の混合燃料については Efate 島の電力会社である UNELCO が発電での適用性を検証している。検証の結果として、年々高い比率での混合燃焼が可能となっており、2013 年の発電実績では 39.7%混合での発電を実施している。UNELCO の提出している Vanuatu Electricity Road Map 2015-2020 (VERM 2015-2020)によれば、ココナッツオイルのみ（100%）での発電は可能であり、現在ココナッツオイルの安定供給及び競争力のある提

供価格を目的としたバリューチェーンの構築に取り組んでいるとのことである。加えて、VERM 2015-2020 では、Efate 島における発電電力の 75%は既に Coconut oil による発電で賄うことが技術的に可能であるとのことである。

③ 課題

World Bank のマーケット価格はバヌアツでの聞き取り価格よりも高く、発電用の燃料として売るよりも外国へ輸出する方がより大きく儲けられる事が分かる。よって、生産者からの買い取り価格を WB のマーケット価格 138.2 (VUV/Liter)と同等と仮定すると、バヌアツ国におけるディーゼル燃料費 80 (VUV/Liter)よりも高くなり、更にディーゼル燃料との混合費用も上乗せすると燃料費が嵩み、ディーゼル発電を運用するよりもコスト面で不利になることが予想される。

7-3-4 比較検討結果

(1) 前提条件

新規サラカタ水力発電所の耐用年数を 40 年と考え、その間に掛かるすべての費用（運転維持費、資本費）を、総発電電力量で割った 1 kWh 当たりの費用（発電原価）で各電源と比較した。

なお、メガソーラーと風力は気象条件に左右される部分が大きく、同規模の設備を導入しても新規サラカタ水力と同程度の kWh を発電するにはディーゼル発電所を併用する必要がある。そのため、その燃料費もメガソーラーと風力発電の発電原価の費用に考慮する。

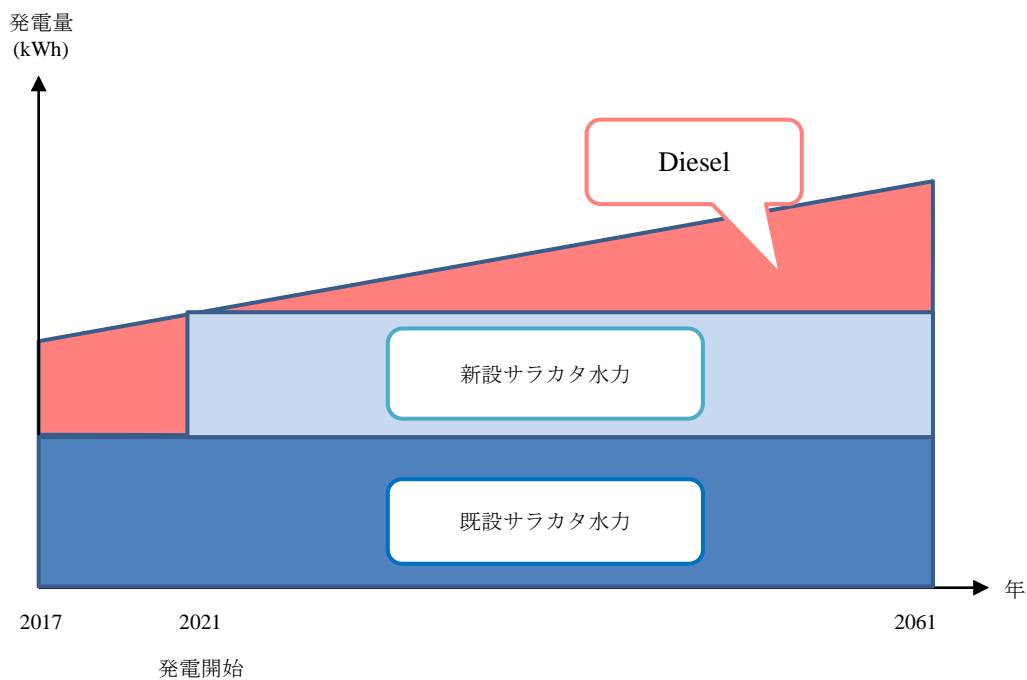
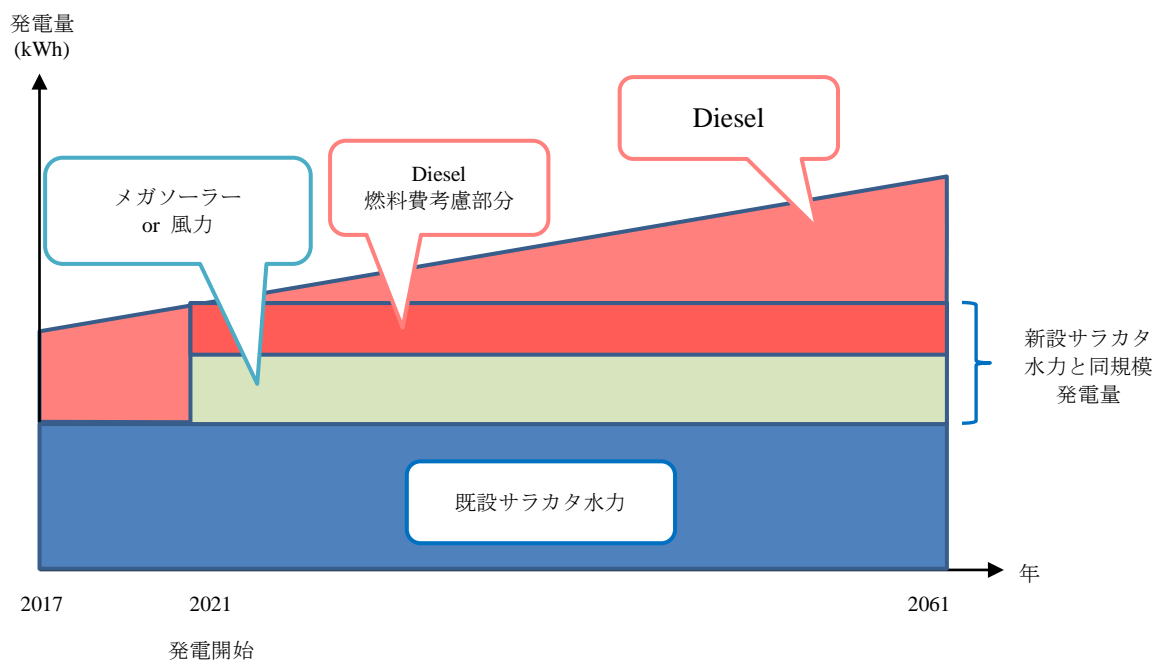


図 7-3-6 各電源の年間発電量(2017-2061 年)

(2) 比較検討結果

検討の結果を表 7-3-3 に示す。水力発電の発電原価が 23.0 円/kWh と最も安く、次いでメガソーラーの 30.1 円/kWh、風力の 31.4 円/kWh という結果となった(参考:ディーゼル 30.0 円/kWh)。

水力と比べてメガソーラー、風力の発電単価が上がってしまった理由として、利用率が水力と比べて 1/3 以下で年間発電量が少なく、ディーゼル発電の併用が必須で燃料費が嵩むこと、蓄電池の寿命が 5 年と短くそのつど再導入が必要になること、設備本体の耐用年数が水力の半分で水力と同じ期間の運用を考えると再導入が必要となる点が問題となる。ココナツオイルによるバイオマス発電はディーゼル燃料よりも燃料費が嵩むため、現状ではサント島において水力と比べて競争力のある発電方式ではないと判断した。

よって、水力発電所を新設することが望ましい。

表 7-3-3 各電源比較検討結果

各再生可能エネルギー比較検討(稼働年数40年)

新規電源		水力	太陽光	風力	バイオマス	既設 ディーゼル	備考	
設備規模	(kW)	800	800	800	800	800	新規サラカタ水力と同規模	
蓄電池	(kWh)	0	500	900	0	0	1日の電力量余力分で充電出来る容量	
kWあたりの建設費	(万円/kW)	320.0	29.4	30.0	13.0	0.0	調達価格等算定委員会資料より	
kWhあたりの蓄電池導入費	(万円/kWh)	0.0	20.0	20.0	0.0	0.0	メーカー実績	
建設費(初期投資)	(百万円)	2,600	340	420	0	0		
設備利用率	(%)	70%	14%	20%	36%	36%	調達価格等算定委員会資料より	
稼働年数	(年)	40	20~25	20~25	15	15	水力:日本国内の実績 太陽光:メーカー保証期間 風力:IECの設計耐用年数	
年間発電量	各電源分	(kWh)	5,066,522	981,120	1,401,600	5,066,522	0	
	蓄電池充電分	(kWh)	0	182,500	328,500	0	0	
	併用ディーゼル	(kWh)	0	3,902,902	3,336,422	0	5,066,522	新規水力と同量を発電するのに必要なディーゼル発電分
	合計	(kWh)	5,066,522	5,066,522	5,066,523	5,066,522	5,066,522	
燃料必要量	(ℓ/年)	0	1,120,133	957,553	1,454,092	1,454,092	1(kWh) = 0.287 (ℓ) バイオマスはコブラ燃料、それ以外はディーゼル燃料	
燃料費用	(百万円/年)	0.0	88.7	75.8	198.7	115.2	ココナツオイル:1 (ℓ) = 138 (VT) ディーゼル:1 (ℓ) = 80 (VT) 1(VT) = 0.99 (Yen)	
発電原価	(円/kWh)	23.0	30.1	31.4	50.6	30.0	運用期間40年間	

第 8 章 環境社会配慮

8-1 相手国の環境社会配慮制度・組織

8-1-1 環境関連法規

バヌアツにおいて開発事業を実施する上で考慮する必要がある法律等を以下に示す。

- ・バヌアツ共和国憲法（Constitution of the Republic of Vanuatu 1980）
- ・環境保護保全法（Environmental Protection and Conservation Act 2002 DEPC）
- ・環境影響評価規則（Environmental Impact Assessment Regulations 2011 DEPC）
- ・公衆衛生法（Public Health Act 2006 Department of Public Health）
- ・水資源管理法（Water Resources Management Act 2002 DGMWR）
- ・廃棄物管理法（Waste Management Act 2014 DEPC）
- ・公害規制法（Pollution (Control) Act 2013 DEPC）
- ・沿岸開発法（Foreshore Development Act 2013 Department of Lands）
- ・野鳥保護法（Wild Birds (Protection) Act 2006 Ministry of Agriculture）
- ・夜間騒音管理法（Control of Nocturnal Noise Act 1988 DEPC）
- ・森林法（Forestry Act 2006 Department of Forests）

8-1-2 主な環境関連法の概要

（1）バヌアツ共和国憲法

バヌアツ共和国の 1980 年憲法に環境管理が正式に述べられている。憲法は、バヌアツのすべての土地および関連する環境資源の保護のための包括的な管理と法的権限を規定している。

「バヌアツ共和国のすべての土地は、土地所有者およびその子孫に属す」（第 73 条）

「すべての人は、現在および将来の世代の利益のためにバヌアツを保護し、国家の富、資源および環境を安全に保護するために、自分自身とその子孫および他の人々に次の基本的な義務を負っている」（第 7 条）

将来の世代のために、土地や関連する環境資源を保護することは、バヌアツ憲法によって義務づけられたバヌアツのすべての人々の基本的責任である。これに従い、バヌアツの土地の持続可能な利用と管理は、経済発展を支援する既存のバヌアツの国内法と政策の中で取り組みが行われている。

（2）環境保護保全法

バヌアツ国の環境保全に関わる基本法である。2002 年に制定された環境管理保全法（Environmental Management and Conservation Act）が 2011 年に環境保護保全法に改訂された。この法律は、バヌアツ国内の環境保護を確立し、環境の保全、持続可能な開発および管理、および関連する活動の規定を定めている。これには土地、空気、水が含まれる。具体的には、環境影響評価（EIA）の要件と手順、生物多様性の保全と保護地域の指定等を規定している。

バヌアツでは、居住用建物や慣習的建造物以外のすべての開発は、建設が開始される前に環境認可を受ける必要がある。さらに、沿岸での開発には、沿岸開発法（Foreshore development act）

に基づいて、土地大臣の書面による開発承認が必要である。

(3) 環境影響評価規則

環境保護保全法の下で 2011 年に発効した規則である。所定の開発活動の EIA を実施するための手順を具体化している。EIA 報告書に記載すべき内容、パブリックコンサルテーションについて、EIA 審査委員会の構成や役割、等も明記されている。

(4) 水資源管理法

水資源管理法（2002 年）は、バヌアツの水資源の保護、管理、利用を規定している。この法律は、土地・天然資源省によって管理されており、水資源管理の全体的な責任は、地質鉱山水資源局（DGMWR）にある。

本法律の規定では、慣習的権利または家庭用以外の目的で水を使用する権利は水資源局長に申請しなければならない。申請の認可条件は以下のとおりである。

- ・現在施行されている国の水資源管理政策や計画と一致する
- ・水不足を引き起こす可能性が低い
- ・健康被害を引き起こす可能性が低い
- ・水資源の他の合法的な利用者に悪影響を与える可能性が低い
- ・水資源またはその環境に損害を与える可能性は低い
- ・他の用途と共用でき、すぐ近くの地域で使用すること
- ・他の規制がもしあればそれと一致している

水資源局長は申請（必要に応じ追加情報）を受領してから、30 日以内に申請承認の可否を決定する。

8-1-3 環境社会配慮を所掌する期間組織

バヌアツにおける環境行政は気候変動省内にある環境保護保全局（Department of Environment Protection and Conservation : DEPC）が担っている。

DEPC には生物多様性保全課、環境計画評価課、地方支援課、環境保護課および財政管理運営サービス課の 5 つの部門がある。現在 12 名の常勤スタッフと 8 名のプロジェクトスタッフ、2 名のボランティアが働いている。環境計画評価課にいる 2 名の環境影響評価官が EIA を担当している。また、事業地である Sanma 州には Sanma environment and Extension officer がいる。

8-1-4 環境影響評価（EIA）制度

すべての開発業者は、最初に開発申請（Application for environmental permit）を DEPC に提出しなければならない。

予備環境調査（PEA）

その後、住居や伝統的構造物などのように EIA プロセスを免除されるプロジェクトを除いて、予備環境評価（Preliminary environmental assessment : PEA）の申請をする。PEA は、DEPC が、①それ以上の評価は必要ない、②それ以上の評価は無いが、環境管理と環境モニタリングが必要、③フル EIA が必要、を決定するために実施する。

EIA の要否決定にあたり考慮される事項は以下の項目である。

- ・環境的、社会的または慣習的影響を引き起こす可能性が高いか
- ・特定された影響の重大性
- ・特定された重大な影響を効果的に緩和、最小化、低減、排除する可能性が高いか
- ・環境保護保全局長が必要もしくは適切であるとみなしたその他の事項、もしくは本法律または規則で規定されている事項

局長は通常 PEA の申請を受けてから 21 日以内に EIA の必要性の要否決定をプロジェクト提案者に通知する。

EIA の決定から TOR の作成

EIA の実施が決まったプロジェクトについて、環境保護保全局長は TOR を作成し、プロジェクト提案者からのコメントを受け付ける。コメント受領後 30 日以内に局長は適切な検討による改訂を行い、最終版を発行する。

EIA の実施

プロジェクト提案者はプロジェクトに関する公示を行い、利害関係者からの意見を求める。提案者は事業内容についてのパブリックコンサルテーションを最低 1 回は事業区域の近郊で実施しなければならない。また、環境保護保全局長は TOR の作成段階と EIA レポートが完成した段階でパブリックコンサルテーションを実施するよう提案者に要請できる。

EIA レポートの審査

環境保護保全局長は EIA 報告書を受領し、審査する。局長は EIA 報告書に不備がある場合にはプロジェクト提案者に対し修正や追加情報の提出を求めることができる。局長は EIA 報告書と追加資料を受領後、30 営業日以内に EIA 審査委員会に審査を依頼する。EIA 審査委員会は審査後、局長に提言を行う。

申請の決定

環境保護保全局長は EIA 審査委員会の助言を受けてから①申請を承認する、②更に評価するために案件を EIA 審査委員会に差し戻す、③申請の却下、を決定する。

局長は決定事項をプロジェクト提案者に通知する（EIA 報告書と追加資料受領後 30 日以内）

その他

PEA 及び、EIA にかかる費用はプロジェクト提案者が負担する。

法律に基づいて登録されたコンサルタントが EIA を実施する。

PEA は 21 日、EIA は 42 日～3 ヶ月程かかる。

以下に EIA プロセスの流れを示す。

Environmental Impact Assessment Process

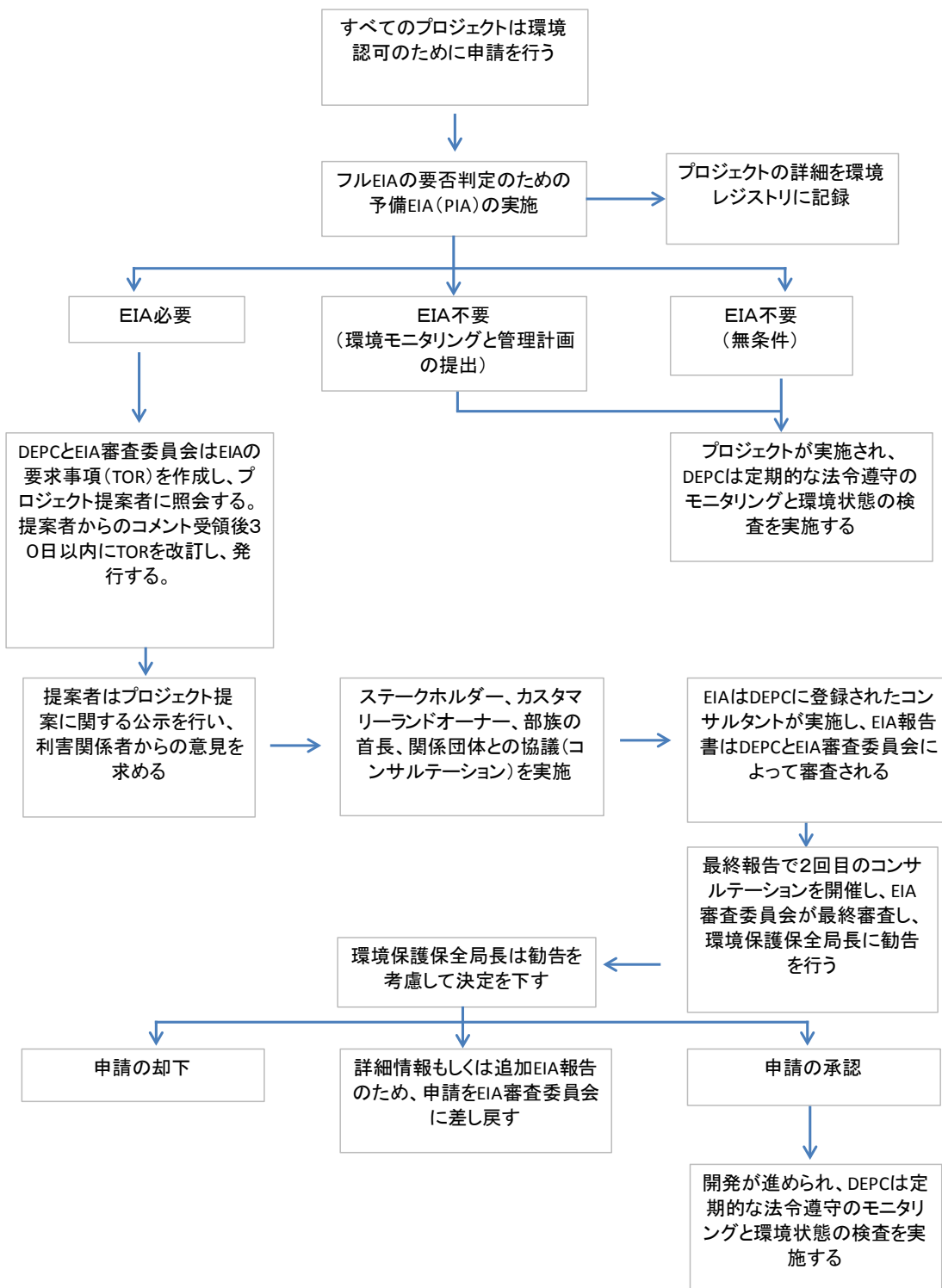


図 8-1-1 EIA プロセス

JICA 環境社会配慮ガイドラインとの差異およびその内容を下表にまとめた。

表 8-1-1 JICA 環境社会ガイドラインとバヌアツ環境関連法令との比較

Items	Act or Regulation of Vanuatu	JICA Guidelines
Priority alternatives and mitigation measures	<p>An EIA report on a project, proposal or development activity must identify the potential impact of the project on the surrounding environment and population, and suggest possible mitigation measures(EIA Regulations 7.(1))</p> <p>An EIA report must, to the extent appropriate, include a statement of the various alternatives that have been considered for the project including energy efficiency measures, that are reasonably foreseeable and technically and economically appropriate, including the option of taking no action. (EIA Regulations 8.(1))</p>	<p>Environmental impacts that may be caused by projects must be assessed and examined in the earliest possible planning stage. Alternatives or mitigation measures to avoid or minimize adverse impacts must be examined and incorporated into the project plan.</p>
Compiling of EIA report	<p>Activities that are subject to an EIA All projects, proposals or development activities that cause or are likely to cause significant environmental, social and/or custom impacts. (Environmental Conservation and Protection Act 12.(1))</p> <p>If it appears that any aspect of a project, either individually or cumulatively, may cause a significant impact on the environment, these must be dealt with in the EIA report. (EIA Regulations 7.(2))</p>	<p>EIA reports must be produced for projects in which there is a reasonable expectation of particularly large adverse environmental impacts.</p>
Disclosure of information and participation of affected people	<p>An EIA must be undertaken with the fullest practicable consultation with the project proponent and other relevant interested parties. (Environmental Conservation and Protection Act 18.(4))</p> <p>If a public consultation meeting is held, notice of it must be given by the project proponent in the manner directed by the Director and must inform the public of where copies of the EIA report can be obtained. (EIA Regulations 14.(3))</p>	<p>For projects with a potentially large environmental impact, sufficient consultations with local stakeholders, such as local residents, must be conducted via disclosure of information at an early stage, at which time alternatives for project plans may be examined.</p>
Carrying out of monitoring program	<p>An environmental management and monitoring plan (EMMP) for a project must be submitted with the EIA report.(EIA Regulations 9.(1))</p>	<p>After projects begin, project proponents etc. monitor whether any unforeseeable situations occur and whether the performance and effectiveness of mitigation measures are consistent with the assessment's prediction.</p>

8-2 土地関連制度・組織

8-2-1 土地関連法規

バヌアツにおける本事業に係わる土地関連の法律を以下に示す。

- ・土地取得法 (Land Acquisition Act 2006)
- ・土地取得規則 (Land Acquisition (Forms) Regulations 2006)
- ・土地賃貸借法 (Land Leases Act 2013)
- ・カスタマリーランド管理法 (Custom Land Management Act No. 33 of 2013)
- ・カスタマリーランド審判法 (Customary Land Tribunal Act No.7 of 2001)

8-2-2 用地取得に関わる組織

用地取得は土地局 (Department of Lands) が実施する。土地局は、土地・天然資源省の中にあり、土地課、登記課、調査課、の3つのセクションで構成されている。土地課の中には、賃貸 (Lease unit)、評価 (Valuation unit) 計画・施行(planning & Enforcement unit)の3つの部署がある

用地取得は土地評価室に属する土地収用担当官 (acquiring officer) を中心に実行され、土地・天然資源省の地方支局や州政府も調査や交渉等の役割を担う。現在土地局には土地収用担当官は1名のみである。

8-2-3 土地取得法

土地取得法 (1992年) は、公共利益のために土地を取得する政府の権限を行使するための手続きを定めている。

第一段階は、特定の土地が公的目的のために必要とされることを閣僚が決定することであり、法律はこの公的目的を「公益に必要または適切である土地の利用であり、その他の法律の下で公共目的とみなされる目的を含む」と定義している。

用地取得の手続きは、最初の通知および調査から、計画された取得の告知、控訴、補償の照会、それ以上の控訴、報酬の支払いおよび占有まで、一連のステップに従う。

この法律は、政府がカスタマリーランドと賃貸または譲渡した土地の両方を取得することを認めているが、実際には政府は通常強制収用を避けるために土地所有者との交渉により取得することが多いという。

8-2-4 用地取得に係る手続き

バヌアツ国の国土は「カスタマリーランド (Customary Land: 伝統的慣習地)」と「政府所有地」、およびそれらを賃借する「賃借地 (Lease Land)」に分類されている。

公共目的の土地及び地役権の取得に関する規定は土地取得法 (LAND ACQUISITION Act 2000) に定められている。一般的手順を以下に示す。なお、用地取得には一般的に5-6ヶ月の期間を要するとされる。

(1) 公共目的の用地選定のための調査

土地大臣 (Minister of Lands and Natural Resources) が、特定の土地や地役権が公共目的のために

必要と判断した場合、土地収用担当官に指示し、当該の土地の適性調査を実施する。

調査の実施については所定の形式により少なくとも 30 日間カスタマリーランドオーナーや利害関係者に対し告知を行う。この告知は 3 言語（ビスマラ、英語、フランス語）で行い、その土地で公共目的に適しているかどうかを確認するための調査を実施することが記載される。

調査は土地収用担当官に権限を与えられた調査員が実施する。調査で住居や住居に付随する土地に入るためには、実施の 7 日前までに持ち主に対し書面による通知を行う。

（2）調査中に生じた損害に対する補償

（1）の調査中に調査員が当該の土地に損害を生じさせた場合、損害を査定し、補償金を支払う責任を負う。カスタマリーランドオーナーや利害関係者に対し、査定した補償金額とその配分を書面で通知する。補償金額を受け取る資格を有する者がその金額または配分に不服がある時は、通知受領から 30 日以内に土地鑑定官（Value General）に書面で上訴することができる。30 日以内に上訴がなされない、もしくは土地鑑定官が上訴を却下した場合は土地鑑定官の決定から 30 日以内に、書面通知のとおり補償額を支払われる。

上訴が認められた場合はその決定の日から 30 日以内に、裁定された補償額が支払われる。

（3）用地取得の意向の通知と異議申立

大臣が、特定の土地や地役権が公共目的に適していると判断した場合、所定の形式によりカスタマリーランドオーナーや利害関係者に対し告知を行う。告知は 3 言語で行われ、取得する予定の土地または地役権、政府が公共目的のために土地または地役権の取得を計画していること、公共目的の内容、カスタマリーランドオーナーや利害関係者は異議申し立てができること、及びその期間（告知が行われてから 30 日以上）を明記する。

この通知が行われた日から 12 ヶ月間、カスタマリーランドオーナーや利害関係者は当該土地の賃貸や、処分、土地の価値を下げるような行為は禁じられる。

異議申立の期間が終了し、異議がなされた場合はその内容を審議し、土地収用担当官から大臣に助言がなされ、大臣はこれを考慮し、土地または地役権を取得するかどうかを決定する。

（4）土地または地役権取得の公式発表

大臣が土地または地役権の取得を決定した場合、この土地が公共目的のために必要であり、本法律に基づいて取得されることを文書で公式発表し、3 言語で官報に掲載する。官報での宣言の公表により、この土地取得の宣言が正式なものとなる。

この宣言の後、土地収用担当官は速やかにカスタマリーランドオーナーと利害関係者への通知を行う。この通知には当該土地の公共目的、政府に対し補償請求が出来ることなどが明記される。

（5）補償額決定の通知

補償額は市場価格、調査中に被った損害、農作物や樹木の喪失による損害額、合理的な費用等を考慮して決定される。決定は書面によりカスタマリーランドオーナー、および利害関係者に通知され、不服がある場合は決定の日から 30 日以内に最高裁判所に上訴することができる。上訴がなされない場合、最終決定となる。

(6) 最終決定の通知

土地収用担当官は補償金額の最終決定後 30 日以内に書面で通知する。

(7) 補償金の支払い

控訴期間が終了した後、速やかに支払いを実行する。官報に記載され、その土地または地役権が政府のものとなることが宣言される。

以下に土地局が行う用地取得の主な流れを示す。

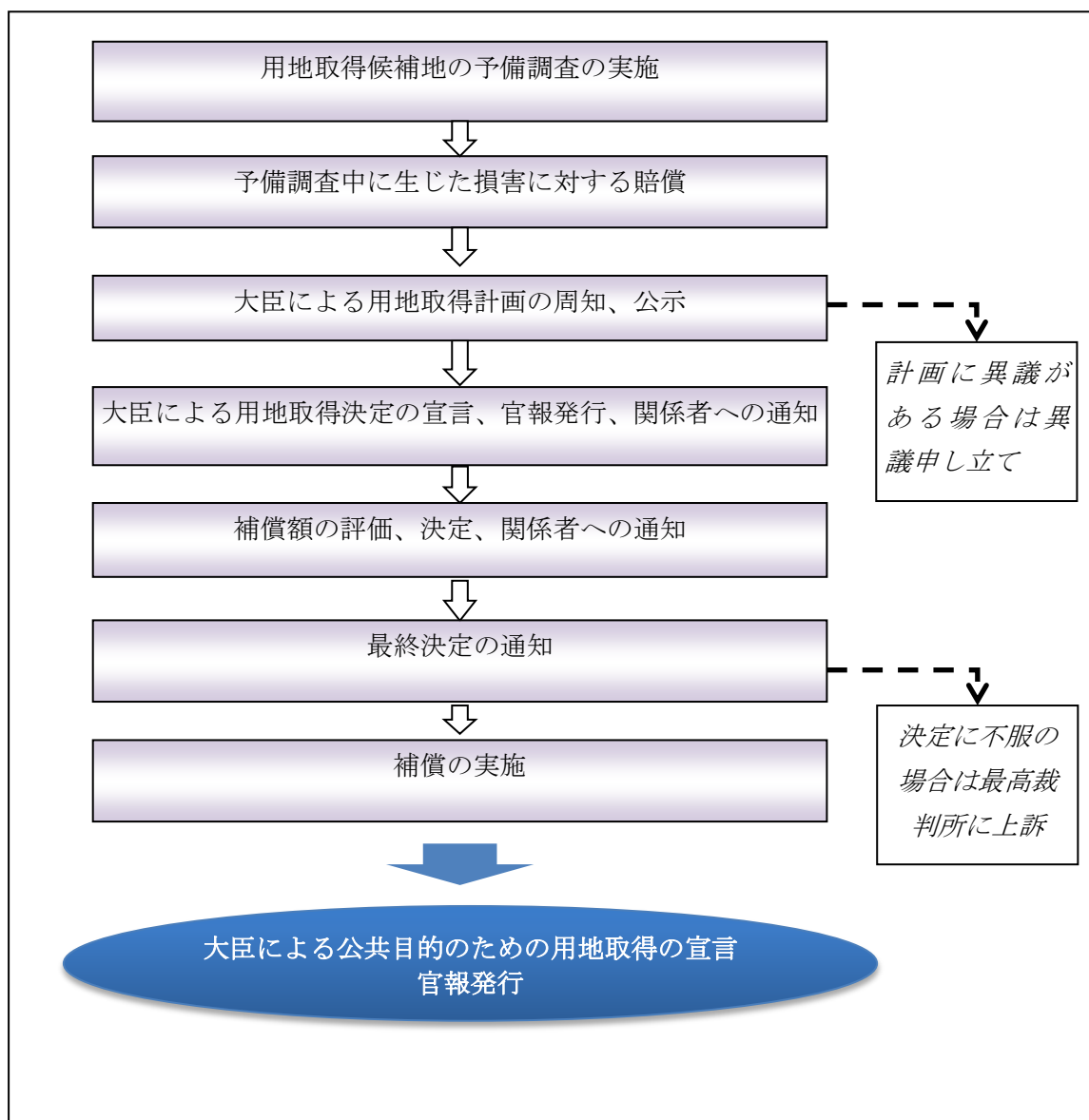


図 8-2-1 用地取得の主な流れ

8-3 事業候補地及び周辺の環境社会状況

8-3-1 自然環境

(1) 植生

サラカタ川流域には下記の固有種が見られるとのことだが、これらは事業候補地及びその周辺に限って分布しているのではなく、サント島に広く分布する植生でありプロジェクトの実施によりこれらの植生に大きな影響を与えるものではないと考えられる。

科 (Family)	属 (Genus)	種 (Species)	分類 (Distribution)
Agavaceae	Coryline	fruticosa	固有種 (Endemic)
Araliaceae	Meryta	neo-ebudicum	固有種 (Endemic)
Myrsinaceae	Maesa	ambrymensis	固有種 (Endemic)
Rubiaceae	Psychotria	aneityensis	固有種 (Endemic)
Araceae	Calamus	vanuatuensis	固有種 (Endemic)
Meliaceae	Chisocheton	rex	固有種 (Endemic)
Sterculiaceae	Sterculia	banksiana	固有種 (Endemic)
Rubiaceae	Psychotria	aneityensis	固有種 (Endemic)
Orchidaceae	Dendrobium	sp (butmas)	固有種 (Endemic)
Euphorbiaceae	Endospermum	medollusum	在来種 (Native)

(2) 動物

現在、サント島における陸生動物のデータは無い。以下の鳥類（貴重種）が既設発電所周辺で見られるとのことだが、サント島の各地で見られる鳥であり、保護対象では無い。

- Vanuatu Kingfisher (Halcyon chloris)
- Santoa Cruz Ground Dove (Gallicolumba sanctaecrusis)
- Vanuatu Mountain Honey Eater (Phylidonyris notabilis)

下記の4種の鳥類は減少が確認されていることから、狩猟が法律で禁止されている。

- Tanna Fruit Dove
- Silver Capped Fruit Dove
- Pacific Imperial Pigeon
- Mountain Starling (固有種)

これらもサント島の各地で見られるため、プロジェクトの実施により影響を与えるものではないと考えられる。

淡水生物については、サラカタ川を対象とした調査データは無いが、サント島の河川で一般的に見られる淡水生物が生息している。サント島における主要漁獲対象魚類としては、Black Mullet、Spotted Bass、Jungle Perch、Spotted Flagtail 等がある。

8-3-2 生活状況

Sanma 州の主な家計収入源は、農業、畜産、漁業およびその他の自家製製品の販売によるものである。(HIES 2010) Sanma 州の家計所得の 1/2 以上は、自給農業と農業、畜産、林業および水

産物の販売の家庭活動から得られたもので、家計収入の高い割合が他の収入源、主として賃金や給与が70%以上を占めている、ポートビラとルーガンビルに比べて、製品の販売が全収入の43%に相当する。

農村部では全世帯の約64%がココナツ栽培に従事している。また Kava 63%の世帯が現金作物として栽培している。

既設水力発電所に一番近い Fanafo 村でのインタビューによると、1 生産者につき約 100 kg/月の Kava をルーガンビル市内のマーケットで販売し、その現金収入は VUV50,000~90,000 程度とみられる。

8-3-3 土地利用状況

候補地点の周辺には住居は無く、プロジェクトの影響で住民移転は発生しない。また、候補地点の川岸は原生林であり農業の利用はない。河川の利用は水泳等のレジャーの利用のみである。候補地点の下流では洗濯などに川の水を利用する世帯とみられるため、建設期間中に河川の水が汚れることが予想されるときには何らかの告知をする必要があるが、飲料水の利用はなく、影響は限定的である。

新規候補地点のひとつは既設水力発電所から下流に徒歩2時間程度の地点にある。左岸側は原生林で草木が密生している。現在 PRV (Plantations Reunies de Vanuatu) によってリースされている。Sarakata 川と Napauk 川の2つの川の交差点に位置する。Sarakata 川の東側は PRV が賃借している土地であるが、Saraka 川の西側はカスタマリーランドである。

新規発電所地点へアクセスできる公道は無いため、PRV のプランテーションやサラカタ川右岸のカスタマリーオーナーが所有する土地を通してアクセス道路を作る必要がある。

候補地点周辺のカスタマリーランドの所有権を主張する住民が4名確認されているが、カスタマリーランドの所有権は正式に登録されていないため、総数は不明である。最終的にはカスタマリーランド管理局 (Customary land management office) が正当な所有者の特定を行う。

8-3-4 ステークホルダー

電力セクターと新規水力発電所開発に係わる主なステークホルダーと組織の役割を下記に示す。

Stake Holder	Functions & Roles
気候変動省	セクター政策の策定 政府の政策実施における指導
環境保護保全局	環境保護、保全 EIA の承認 政府への環境リスクの助言
ルーガンビル市議会	国家計画・プロジェクトの促進
Sanma 州	地方政策・開発計画の策定 国家計画・開発の支援
カスタマリーランド管理局	土地紛争の処理、紛争解決のための会議招集 カスタマリーランドオーナーの特定と登録

Stake Holder	Functions & Roles
土地・天然資源省（土地局）	カスタマリーランドの賃貸借の承認と登録 公共目的のための用地取得と賠償
VUI&UNELCO	配電会社
サント島の民間企業	電力受給者
Sanma 州住民	
カスタマリーランドオーナー	事業候補地の所有者

8-4 予備的スコーピング案

本プロジェクトには水力発電所の建設の計画があるが、現段階では場所が特定されていないため、環境・社会に及ぼす影響を特定することは難しい。そのため、環境影響項目と想定されうる影響を、JICA ガイドライン（2010年4月）の項目に従い下表に取りまとめた。

表 8-4-1 予備的スコーピング案

	評価項目	評価		根拠・配慮事項
		工事前 工事中	供用時	
汚染対策				
1	大気汚染	B-	D	工事中：土地造成等の土木工事、重機の稼働で粉塵が発生することが予見されるが、影響は一時的であり、工事エリア近傍に限られる。 供用時：水力発電所の稼働による、粉塵排出は無い。
2	水質汚染	B-	D	工事中：掘削工事に伴い水の濁りが発生するが、影響は一時的である。 供用時：発電所の稼働に伴う水質汚濁は生じない。
3	土壌汚染	D	D	土壌汚染を生じるような物質を扱うことは想定されない。
4	廃棄物	B-	D	工事中：建設廃材、残土、一般廃棄物が発生すると予測される。 供用時：施設管理に伴う廃棄物が発生する可能性はない。
5	騒音・振動	B-	D	工事中：建設機材、車両の稼働による騒音・振動の発生が想定されるが、限定的でかつ小規模である。 供用時：騒音・振動は生じない。
6	地盤沈下	D	D	地盤沈下は生じない。
7	悪臭	B-	C	工事中：工事作業員の生活廃棄物の取扱いが不適切である場合、廃棄物腐乱による悪臭が発生する恐れがある。 供用時：補修工事等により作業する作業員の生活廃棄物の取扱いが不適切である場合、廃棄物腐乱による悪臭が発生する恐れがある。

	評価項目	評価		根拠・配慮事項
		工事前 工事中	供用時	
8	底質	C	C	工事中：現時点では不明 供用時：供用時既存水力発電所稼働の状況からは、施設管理に伴う影響は想定されないが、準備調査で確認する必要がある。
自然環境				
9	保護区	D	D	事業対象地及びその周辺に、国立公園や保護区等は存在しない。
10	生物・生態系	C	C	工事中・供用時：現時点で周辺生態系への影響は想定されないが、準備調査で確認する必要がある。
11	地形・地質	C	C	現時点では不明
12	水利用	B-	C	工事中：事業対象地下流で河川水の利用が確認されており、工事中の濁水により影響が考えられる。 供用時：既存水力発電所稼働の状況からは、施設管理に伴う影響は想定されないが、準備調査で確認する必要がある。
社会環境				
13	住民移転	D	D	候補地及び周辺地域における用地取得が必要になるが、当該地域での住民の居住や使用の実態は確認されなかったため、住民移転は発生しない。
14	雇用や生計手段等の地域経済	B+	B+	工事中・供用時： 地元住民の雇用が発生する。
15	土地利用や地域資源利用	C	C	現時点では不明
16	社会関係資本や地域の意思決定機関等の社会組織	D	D	特段の影響は想定されない
17	既存の社会インフラや社会サービス	B-	B+	工事中：資材搬入等により、一時的な道路の渋滞が発生する可能性がある 供用時：道路・電気などの社会インフラが整備され利便性の向上が期待できる。
18	貧困層・先住民・少数民族	C	C	現時点で、事業対象地及びその周辺には居住実態や生計活動はない。
19	被害と便益の偏在	C	C	現時点では不明
20	地域内の利害対立	B-	B-	工事中・供用時： 発電所建設にあたり発生する用地取得において、カスタマリーランドにおいては所有権、境界線などをめぐり係争が発生し、補償金額の確定や実際の支払い行為などが、工事中・供用時まで長期化する可能性がある。
21	ジェンダー	C	C	特段の影響は想定されないが、社会調査を通じて確認を行う。
22	子どもの権利	C	C	特段の影響は想定されないが、社会調査を通じて確認を行う。

	評価項目	評価		根拠・配慮事項
		工事前 工事中	供用時	
23	文化遺産	D	D	候補地およびその周辺に文化遺産は存在しない。
24	HIV/AIDS 等の感染症	D	D	工事中：建設時の労働者は候補地周辺の集落から雇用されると推測されるため、HIV/AIDS等の感染症のリスクはきわめて小さい。
25	労働環境（労働安全を含む）	B-	C-	工事中：工事作業では事故の危険性がある。 供用時：管理行為に伴う労働災害は想定されないが、準備調査で確認する。
その他				
26	事故	B-	C	工事中：工事車両の公道における交通事故、工事活動による事故の発生が考えられる。 供用時：管理行為に伴う事故は想定されないが、準備調査で確認を行う。

A+/-: 重大な正/負の影響が予想される。

B+/-: ある程度の正/負の影響が予想される。

C+/-: 正/負の影響の程度は不明である（更なる調査が必要で、その過程で影響をはっきりさせることが可能である）。

D: 影響は予想されない。

8-5 環境影響緩和策

本事業の実施に伴い、予測される環境への負の影響と、現時点で想定される緩和策を述べる。これらの緩和策は、今後の発電所施設、設備の計画に反映されることが望ましい。また、設計計画がより具体化する段階で、環境影響評価に係る調査及び社会調査を実施し、両調査結果を踏まえて環境社会影響の回避・緩和・最小化を図る。

(1) 大気汚染

土地造成等の土木工事、重機の稼働で粉塵が発生することが予見されるが、影響は一次的であり、工事エリア近郊に限られる。

緩和策

散水し、粉塵の発生を抑える、ネット等の使用により瓦礫の飛散を押さえる、土砂、砂等の保管場所を飛散防止のカバーで覆うなどの対策を講じる。

(2) 水質

掘削工事に伴い水の濁りが発生するが影響は一時的である。また工事期間中コンクリート排水の発生による影響が想定される

緩和策

濁水が直接河川に流出しないように、沈砂地を通して排水する設計計画とする。

(3) 廃棄物

工事中、建設廃材、残土、一般廃棄物が発生すると予測される。

緩和策

廃棄物管理法（Waste Management Act 2014）及び自治体の廃棄物管理を確認し、産業廃棄物の保管、処理を適切に実施する。

建設廃棄物、生活廃棄物に区分し、適切に処理する。

生活廃棄物の発生量の削減に努める。

(4) 騒音・振動

建設機材、車両の稼働による騒音・振動の発生が想定されるが、影響範囲は工事エリア近傍に限定される。

緩和策

重量車両の速度規制を行い、騒音の低減を図る。また、建設工事は昼間に行い、原則として夜間の工事は行わない。

(5) 悪臭

工事作業現場、及び周辺地域での廃棄物の取扱いが不適切である場合、廃棄物散乱腐乱等により悪臭が発生する可能性がある。

緩和策

工事作業員に対して、廃棄物の取扱いについて、指導を行う。

生活廃棄物の発生量の削減に努める。

ゴミは悪臭の発生を未然に防ぐため、定期的に回収・処分される。

(6) 水利用

建設期間中に工事排水により一次的に川の水が濁る可能性がある。

川の下流域の住民で、生活用水（洗濯・食器洗浄）に川の水を利用している人には影響が生じる可能性がある。

緩和策

建設工場の排水が直接河川に流出しないように、沈砂地を通して排水する設計計画とする。

川の水を利用している住民に対し、工事期間と、川の水が濁る可能性があることを事前に告知する。

(7) 既存の社会インフラや社会サービス

工事中に一時的に交通量の増加する可能性がある。

緩和策

地域住民の移動の妨げにならないよう、大型車両の交通時間規制を実施する。

(8) 利害対立

事業地の用地取得においてカスタマリーランドを取得する場合、当該土地関係者の間で所有権、所有地の境界などを巡り、争いが生じる可能性がある

緩和策

カスタマリーランドという登記されていない土地であることから、バヌアツにおいて土地紛争は一般的であり、所有権の争いは避けがたい側面はある。

土地取得法に基づいて用地取得に関する情報開示などを適切に行う。以降の調査では、バヌアツでの土地紛争の過去の事例を確認し、本事業で講じる対応策を検討する。

(9) 労働環境

重機を使った工事作業等において事故の危険性がある

緩和策

労働安全衛生のトレーニングによる作業員への教育と、保護具の用意を行う。

(10) 事故

交通量の増加による交通事故の発生が考えられる。

緩和策

作業員への交通安全指導を徹底する。交通安全に関する標識を設置するなどの対策を行う。

8-6 今後の環境社会関連調査の課題と項目

本調査を通じて環境法令、土地関連法令および関連組織についての情報を収集し、EIA や用地取得の手続きを整理した。

新規水力発電所建設事業にかかわる環境社会影響は小さく、限定的であると言えるが、新規地点の事業であり EIA の実施が必要とされる見込みである。現時点で生態系等に及ぼす影響は予見されていないが、バヌアツの法律に基づいた詳細調査が必要である。

既存の水力発電所の土地は、用地取得の補償に伴い、カスタマリーランドオーナー間の境界を争う土地紛争（現在は収束）が生じた。政府による用地取得と所有者間で争われた土地問題は初期段階から切り離された問題であった。しかしこれを踏まえ、今後、本プロジェクトを進める上では用地選定や取得の交渉については取扱いに慎重を要する問題と言える。土地局や地方政府機関との連携の下、地元の首長（chief）やカスタマリーランドオーナーとの関係構築が重要と考えられる。

調査結果を踏まえて、協力準備調査を行う場合にバヌアツ政府機関が実施すべき環境社会配慮上の実施事項（案）を以下にまとめる。ただし、現時点で開発対象サイトが決定していないため、サラカタ川流域に新規水力発電所を建設する場合の一般的事項をリストした。

- ・バヌアツ EIA 制度に沿った EIA の実施

- ・現地専門家による生態系調査
- ・用地取得手続
- ・地方政府機関、地域住民とのコンサルテーション
- ・必要な許認可の取得（水資源の利用、川岸の利用、建設、環境）

各組織の機能と責任を再確認した上で今後の業務を実施する必要がある。また、法令等は整備されているが、EIA や用地取得に関しては、担当部局の要員不足から実施能力に課題があることが認識されている。そのため上記の円滑な実施のために、バヌアツ政府が行う環境社会配慮に係わる実務を Vanuatu Project Management Unit (VPMU)の協力及び日本政府の支援も考慮する必要がある。

第 9 章 相手国側負担事項の概要

協力対象候補事業を実施する場合のバヌアツ政府側担当組織は、気候変動省エネルギー局 (DOE) であり、バヌアツ政府側の負担事項、並びに資金協力における免税／還付措置にかかる責任機関と基本的な手続きについて以下の通り確認した。

9-1 バヌアツ政府側の負担事項

9-1-1 用地確保

用地確保についてはバヌアツ側負担を確認した。バヌアツ側での手続きとしては、DOE が、土地・天然資源省の土地局 (Department of Land) に依頼して事業に必要な用地を確保する。用地取得は 8 章で述べたように、土地局土地評価室に属する土地収用担当官 (acquiring officer) を中心に実行される。現在、土地収用担当官は 1 名のみであるため、円滑に土地収容手続きを実施するため、他の借款プロジェクトにおいて土地局の土地収用担当官を補佐し土地収用に関わる支援活動を実施している Vanuatu Project Management Unit を活用することも状況に応じて必要と判断される。

9-1-2 アクセス道路

1993～1994 年に無償資金協力として実施されたサラカタ川水力発電所建設計画では、建設現場までのアクセス道路はバヌアツ側が事業に先だって建設している。

今回、協力対象候補事業を実施する場合も、アクセス道路はバヌアツ政府側の負担とすることでよいか DOE に意見を求めた。基本的にバヌアツ側で負担することに前向きな回答はあったものの、その工事費額によっては全額の負担は難しい場合もありうるので現時点での確約はできないとの意見であった。

9-1-3 各種建設許可の取得

環境影響評価等、必要な許認可の取得はバヌアツ側で実施する。

9-2 免税／還付措置

無償資金協力における免税措置の責任機関は、DOE であり、DOE はいくつかの無償案件でバヌアツ政府内の免税手続を経験している。事業実施のコントラクターに免税証明書が交付されることによって免税措置が受けられる。

第 10 章 協力対象事業候補の効果

本章では、第 7 章にて協力対象候補事業として最適な案と評価された水力発電所計画について、その実施により期待される効果について取りまとめる。最適案と評価された水力発電計画の主要諸元を以下に示す。

- ・ 設備出力 : 800 kW
- ・ 年間可能発生電力量 : 5,066,522 kWh
- ・ 概略事業費 : 2,591.3 百万円
- ・ 取水位置 : 既設サラカタ川発電所の下流約 1 km のサラカタ川

10-1 ディーゼル燃料の削減

ディーゼル発電が唯一の電源であったルーガンビル電力系統に対し、1993～1994 年、600 kW のサラカタ水力発電所が設置され、次いで 2009 年、さらに 600 kW が増設され、水力発電を優先した発電運用に変更されることで、大幅なディーゼル燃料の削減が図られてきた。しかしながら本電力系統の電力需要は年平均 4%程度で着実に上昇しており今後も同様なペースで増加すると想定されることから、増加する需要を満たすためにディーゼル発電所の稼働率が高まり、再びディーゼル燃料の使用量が増加することが危惧される。図 10-1-1 に近年のディーゼル燃料消費量の推移を示す。

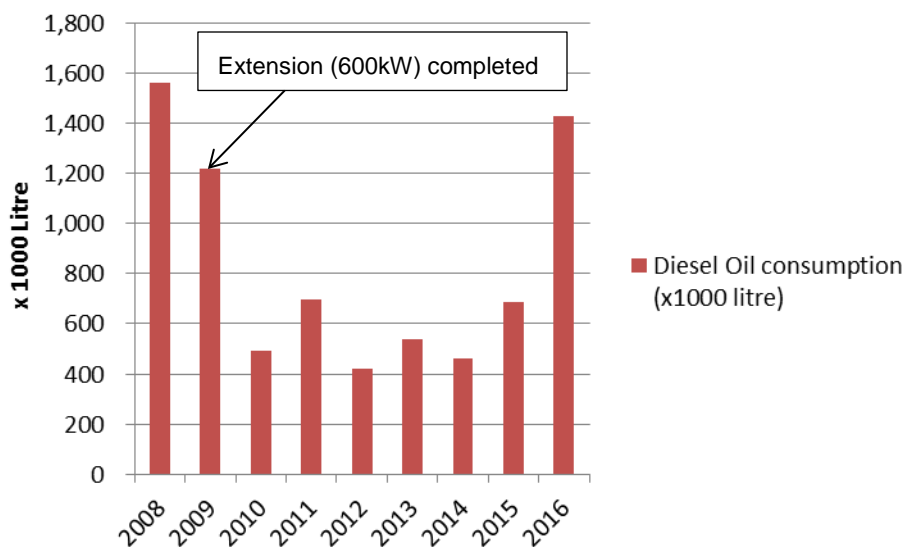


図 10-1-1 ディーゼル燃料消費量の推移

(出典：VUI 提供データより調査団作成)

これに対し、上述の新規水力発電所を導入することにより、年間のディーゼル燃料消費を量にして約 1,400 KL、金額にして約 VUV 114 million (日本円で約 117 百万円¹) 削減することができる。新規水力が投入されるケース (投入時期 2021 年と想定) とされないケースについて、2017

¹ 為替レート VUV 1 = JPY1.03

年より 2030 年までの各電源の年間発電量、再生可能エネルギーによる発電量の割合等を表 10-1-1 および図 10-1-2 に示す。

表 10-1-1 2030 年までの再生可能エネルギー発電量の割合（新規水力有り／無し）

Year	Forecasted Annual Energy Generation (MWh)	Existing Hydro (MWh)	New Hydro (MWh)	Solar (MWh)	without New Hydro				with New Hydro				Saving Diesel Fuel	
					Diesel (MWh)	Diesel fuel (KL)	Generating electricity from renewable energy sources		Diesel (MWh)	Diesel fuel (KL)	Generating electricity from renewable energy sources		amount* (kiloliters)	Cost** (mil.VUV)
							(MWh)	(%)			(MWh)	(%)		
2017	10,450	7,684	0	56	2,711	762	7,739	74%	2,711	762	7,739	74%		
2018	10,914	7,684	0	56	3,175	892	7,739	71%	3,175	892	7,739	71%		
2019	11,399	7,684	0	56	3,659	1,028	7,739	68%	3,659	1,028	7,739	68%		
2020	11,905	7,684	0	56	4,165	1,170	7,739	65%	4,165	1,170	7,739	65%		
2021	12,433	7,684	5,066	56	4,694	1,319	7,739	62%	0	0	12,805	100%		
2022	12,985	7,684	5,066	56	5,246	1,474	7,739	60%	180	51	12,805	99%	1,424	114
2023	13,562	7,684	5,066	56	5,822	1,636	7,739	57%	756	213	12,805	94%	1,424	114
2024	14,164	7,684	5,066	56	6,424	1,805	7,739	55%	1,358	382	12,805	90%	1,424	114
2025	14,793	7,684	5,066	56	7,053	1,982	7,739	52%	1,987	558	12,805	87%	1,424	114
2026	15,450	7,684	5,066	56	7,710	2,167	7,739	50%	2,644	743	12,805	83%	1,424	114
2027	16,136	7,684	5,066	56	8,396	2,359	7,739	48%	3,330	936	12,805	79%	1,424	114
2028	16,852	7,684	5,066	56	9,113	2,561	7,739	46%	4,047	1,137	12,805	76%	1,424	114
2029	17,600	7,684	5,066	56	9,861	2,771	7,739	44%	4,795	1,347	12,805	73%	1,424	114
2030	18,382	7,684	5,066	56	10,642	2,990	7,739	42%	5,576	1,567	12,805	70%	1,424	114

* Fuel Consumption Ratio: 0.281 liters/kWh

** Fuel Price = 80VUV/liter

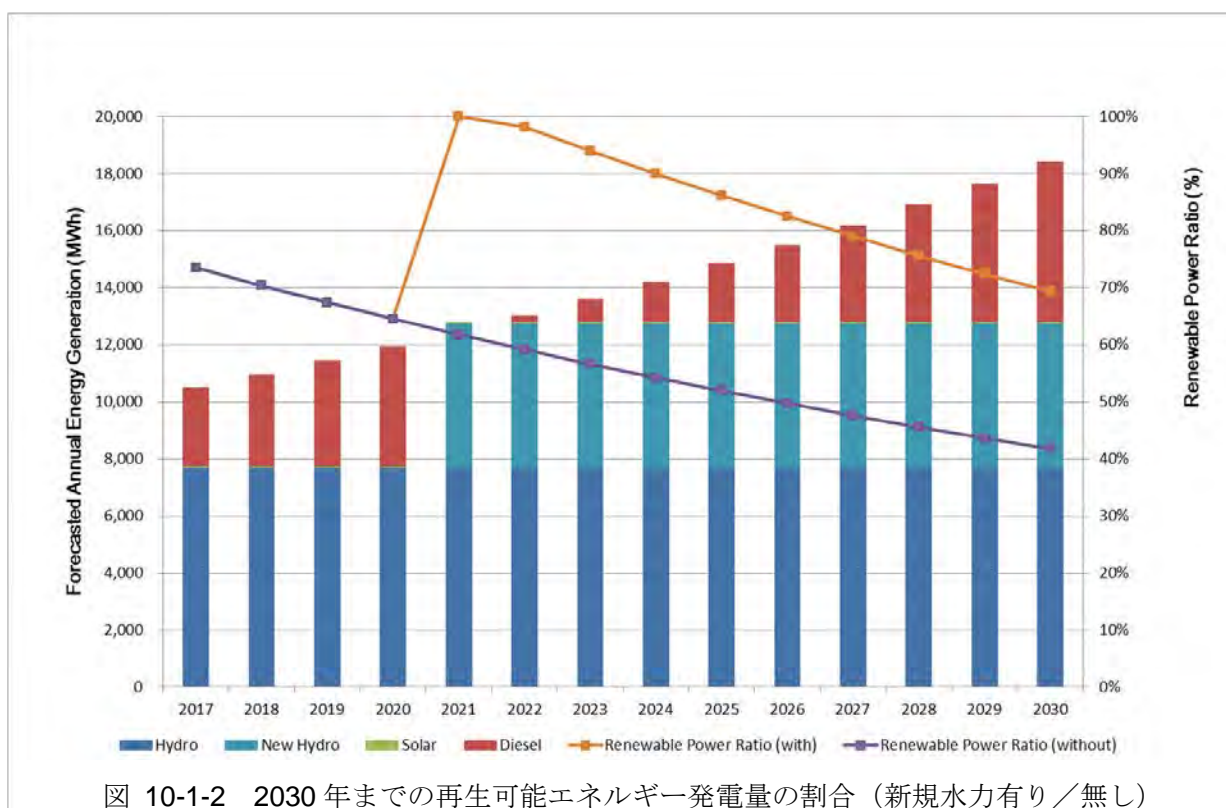


図 10-1-2 2030 年までの再生可能エネルギー発電量の割合（新規水力有り／無し）

バヌアツのエネルギーは高価な輸入石油に大きく依存しており、これが国家経済の大きな負担となっている。上記の通り、水力発電の協力対象候補事業は、バヌアツ政府の基本政策であるところの「輸入化石燃料への依存度の減少」に大きく貢献することが期待される。

10-2 安価な電気料金

前項 10-1 で述べたように、新規水力投入により年間 VUV 114 million (日本円で約 117 百万円) の燃料代が削減される。この額は発生電力量当たりには換算すると VUV 6~8 /kWh であり、同額相当の電気料金値下げも可能性があり、他の太平洋諸国に比べて高い電気料金の低減に寄与し NERM の主要な目標の一つである「手頃なエネルギーサービスの利用」に貢献する。

10-3 再生可能エネルギーの導入比率向上

バヌアツ政府は、「再生可能エネルギーの導入比率を高めること」を国家目標に掲げており、2030 年には 100% という高い再生可能エネルギー導入目標を設定している。前項 10-1 で述べた通り、ルーガンビルの電力系統に新たな再生可能エネルギー電源を投入しない場合は、2030 年時点での再生可能エネルギーによる発電割合は 42% まで低下することになるが、協力対象候補事業として新規水力発電を導入することにより、70% まで再生可能エネルギー導入比率を向上させることができる。このように新規水力発電の導入は、バヌアツのエネルギー政策目標と大きな整合が認められる。

10-4 電化率の向上

バヌアツの電化率は地理的条件もあり 30% と周辺太平洋諸国と比べて極めて低いレベルに留まっている。しかしながら NERM では電力系統内およびその周辺地域において系統へ接続する世帯を 2030 年には 100% に、系統から離れたオフグリッドの地域でも 2030 年までには 100% の世帯が電気の利用が可能となるという高い電化目標を設定している。現在、ルーガンビルコンセッション地域の電気料金には、電化事業の財源として機能するサント基金への積立金が VUV 1 /kWh で上乘せされており、系統の延長やオフグリッド地域での電化事業の財源として活用されている。新規水力発電所導入による発電コストの削減が計れることから、電気料金を値上げすることなくサント基金への積立額を増加することが可能となり、同基金の大幅な積立額増加によるサント島をはじめとする地域の電化の進展に大きく貢献する。

10-5 自然環境への正のインパクト

新規水力発電を投入することで、ディーゼル発電所の運転時間が大幅に短縮され、大気汚染、二酸化炭素の排出、ディーゼル発電所周辺住民に対する騒音の程度が減少すると期待される。

10-6 緊急性

前項 10-1 で述べたように、新規水力発電を投入しない場合、高価なディーゼル燃料の使用量が年々増大し発電コストが増加することから電気料金の値上げが避けられない。電化の財源としてサント基金への積立額増加も困難となり電化スピードの鈍化が懸念される。また、再生可能エネルギーの利用割合も低下するなど、バヌアツ政府が定めたエネルギー政策の主要な目標と逆行する状況に陥る。このような状況を回避するためには、新規の水力発電所の導入が有効と考えられるが、調査設計をはじめ時間を要する準備作業が必要であることから緊急の対応が求められる。

