

第 6 章 送配電設備

第 6 章 送配電設備

第 1 次現地調査において選定した 11 箇所の水力ポテンシャル地点のうち 8 箇所の地点開発に伴う送配電線について、第 2 次現地調査において詳細調査した。ガダルカナル島 (Guadalcanal Island) の水力候補地点 3 箇所に伴う送配電線については、部族間抗争の影響で立ち入り禁止地区に定められ現地調査を見合わせた。ポポロ川 (Popolo river) は第 2 次現地調査の結果適当でないことが判明したので、本報告書から除外した。

6.1 送配電線の概要

送配電線ネットワークの提案図を Fig.6-2-1 から Fig.6-2-6 に示す。また、各送電線の特徴を Table 6-1-1 に示す。

Table 6-1-1 Characteristics of Transmission Lines

Islands	Line Name	Voltage (kV)	Length (km)	Required Capacity (kW)	Conductor
Guadalcanal	Maotapuku 1- Maotapuku	33	6.5	1,600	ACSR 240mm ²
	Maotapuku 2- Lunga	33	32.5	3,000	ACSR 240mm ²
	Sasa - Honiara	11	15	500	AAC Mars 77mm ²
	New Lunga - Lunga	66	15	25,000	ACSR 240mm ²
	Komarindi - Honiara	66	25	8,000	ACSR 240mm ²
Malaita	Malu'u - Rori	33	8	300	ACSR 160mm ²
	Rori - Fausande	33	15	600	ACSR 160mm ²
	Silolo - Fausande	33	8	2,100	ACSR 160mm ²
	Fausande - Aero	33	6	2,600	ACSR 160mm ²
	Aero - Dala	33	27	2,700	ACSR 160mm ²
	Kware'a - Dala	33	14	600	ACSR 160mm ²
	Dala - Auki	33	24	3,000	ACSR 160mm ²
	Fiu - Auki	33	9	600	ACSR 160mm ²
	Auki - Ruala'e	33	13	2,500	ACSR 160mm ²
	Ruala'e - Bina	33	14	2,700	ACSR 160mm ²
	Malu'u - Silolo	33	8	300	AAC Mars 77mm ²
	Silolo - Anda'ua	11	12	100	AAC Mars 77mm ²
San Cristobal	Kirakira - Town	11	4	300	AAC Mars 77mm ²
	Huro - Kirakira	11	3	110	AAC Mars 77mm ²
	Kirakira - Waimapur	11	13	100	AAC Mars 77mm ²
	Waimapur - Nukukaisi	11	18	50	AAC Mars 77mm ²
Santa Isabel	Buala - Nareabu	11	6	100	AAC Mars 77mm ²
	Buala - Kubolata	11	2.5	200	AAC Mars 77mm ²
	Kubolata - Ghojoruru	11	15	100	AAC Mars 77mm ²
Choiseul	Sorave - 2ndary school	11	6	50	AAC Mars 77mm ²
	Sorave - Village	11	5	50	AAC Mars 77mm ²
Santa Cruz	Luembalele - Lata	11	22	50	AAC Mars 77mm ²

6.2 電源開発計画に伴う送配電線

ソロモン諸島国(The Solomon Islands)の増加する電力需要に対応するための2015 年までの水力発電開発に伴う送配電線計画を下記のように策定した。Fig.6-2-1 から Fig.6-2-6 の図において括弧内の数値は2000 年6 月時点の設備容量であり、括弧なしの数値は将来の計画容量である。また、文字D はディーゼル発電機を、H は水力発電機を表す。

(1) ガダルカナル島 ホニアラ-ルンガ系統

10 号機ディーゼル発電機 (4.2 MW) が2000 年にルンガ発電所に設置予定に引き続いて、ゴールドリッジ(Gold Ridge)近辺のマオタプク (Maotapuku)1(1.6 MW) とマオタプク 2 (1.4 MW) が開発されるのに伴い、マオタプク 1、マオタプク 2 とルンガ(Lunga) 発電所間の送電線は Fig.6-2-1 に示すように 33 kV 線の亘長 39 km となる。

2015 年以降の将来開発が予想されるホニアラ(Honiara)の西方15 km に位置するササ(Sasa)発電所 (280 kW) と既設系統との連絡送電線は 11 kV 1 回線である。

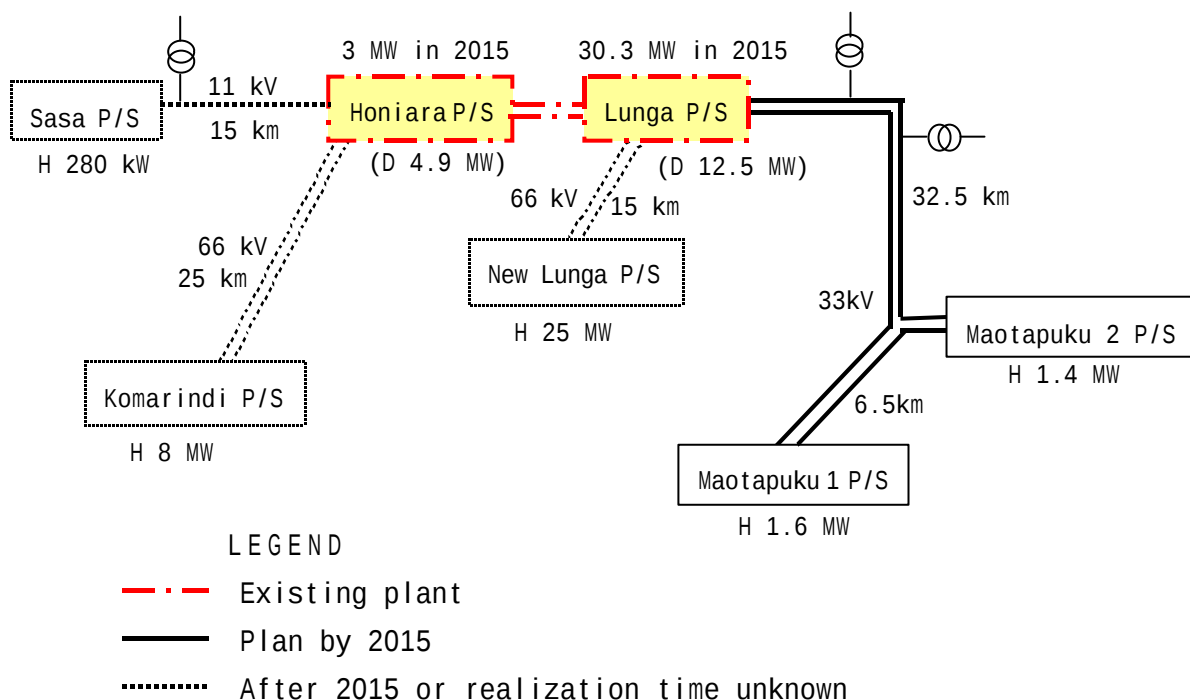


Fig. 6-2-1 Network System of Guadalcanal Island

(2) マライタ島(Malaita Island) アウキ – マルウ – ビナ

ソロモン電力庁(SIEA)は世銀の資金援助によりビナ(Bina) - マルウ (Malu'u)間の 33 kV 送電線を数年の内に建設の予定である。ビナプロジェクト用にはビナにディーゼル発電所を設置する必要がある (Fig.6-2-4 参照) (第10 章参照)。

ロリ(Rori)、ルアラエ(Ruala'e)、シロロ(silolo)地点の開発に伴って、ファウサンデ(Fausande)開閉所鉄構とその間の 33 kV 送電線 8 km の建設が必要となる。

ファウサンデ開閉所鉄構とアウキ発電所間の送電線はロリ発電所だけでなく、マナクワイ発電所、アエロ発電所、シロロ発電所の電力も考慮して設計すべきである。

(3) サンタイザベル島(Santa Isabel Island) ブアラ地区

ブアラ(Buala)発電所とゴジョルル(Ghojoruru)間に 11 kV 送電線を設置する。これはゴジョルルのココナッツ・クラシュミル工場とググハ(Guguha)のコミュニティー・スクールに有効である。11 kV の送電線によりブアラ発電所と連系すればブアラ発電所の乾季のディーゼル発電機運転時間を低減できる (Fig.6-2-5 参照)。

(4) サンクリストバル島(San Cristobal Island) キラキラ地区

キラキラ(Kirakira)発電所は町外れの空港近くに移設する予定である。キラキラ地域電力供給システムの増強のためにフロ(Huro)発電所 (120 kW) の開発に伴って、キラキラ発電所からルーラル・ヘルス・クリニックのあるヌクカイシ(Nukukaisi)村まで 11 kV 送電線を敷設し、途中カオナスグ(Kaonasugu)村に設置されるココナッツ・クラシュミルの工場やパムア(Pamua)のボケーショナル・スクールに給電する (Fig.6-2-6 参照)。

(5) チョイセル島(Choiseul Island) タロ島・本島

州政府は本島ソラベ川(Sorave river)の南側を商業・工業地域として開発し、村落にある当該部署をタロ島(Taro Island)から移設し、タロ島には政府機関のみを残すことを計画している。ソラベ発電所地点(70 kW)は林道から約 200m のところに位置しており、送電線は、一つは 27 kVA ディーゼル発電機が設置されている高等学校へ、もう一つは新しく開発される村落へ、どちらも林道沿いに建設できる。タロ島には、SIEA によりディーゼル発電機が設置されることになっており、島内のへの供給は、415V 配電線により行われる。(Fig.6-2-2 参照)

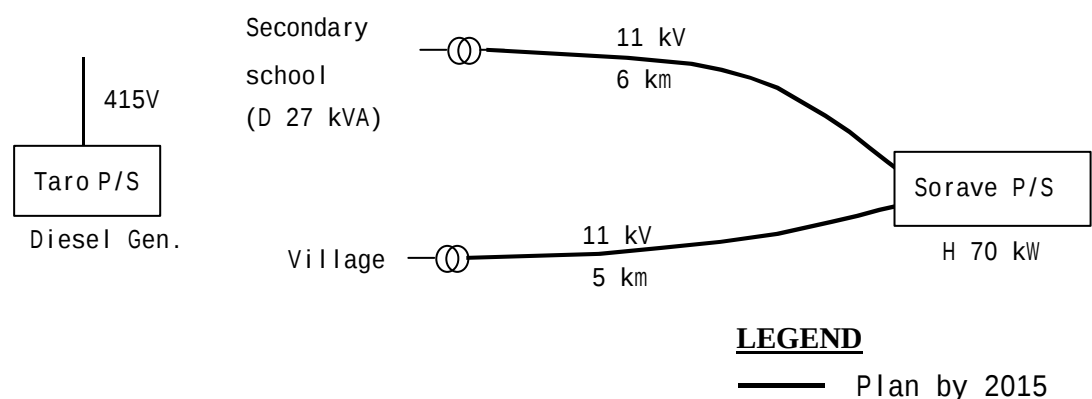


Fig. 6-2-2 Power Supply System of Choiseul Island

(6) サンタクルズ諸島(Santa Cruz Islands) ラタ地区

ルエンバレレ(Luembalele)水力発電所の開発に伴い、州都のラタ地区への電力供給用送配電線は 11 kV で行われ、亘長 22 km である (Fig.6-2-3 参照)。

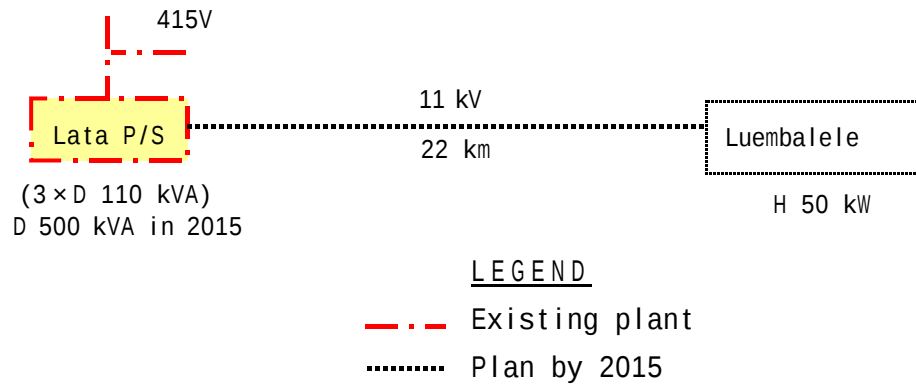


Fig. 6-2-3 Network System of Santa Cruz Island

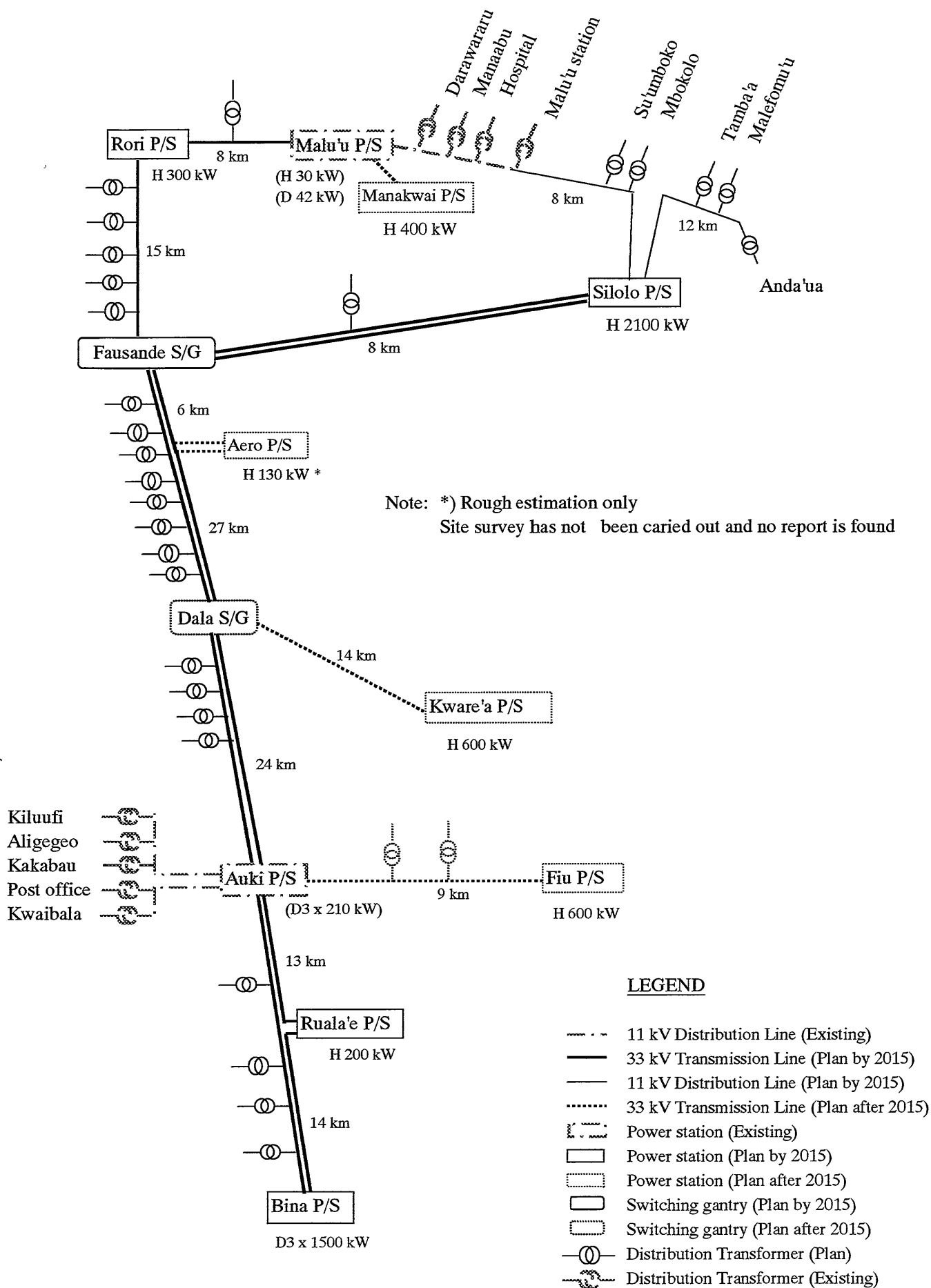


Fig. 6-2-4 Network System of Malaita Island

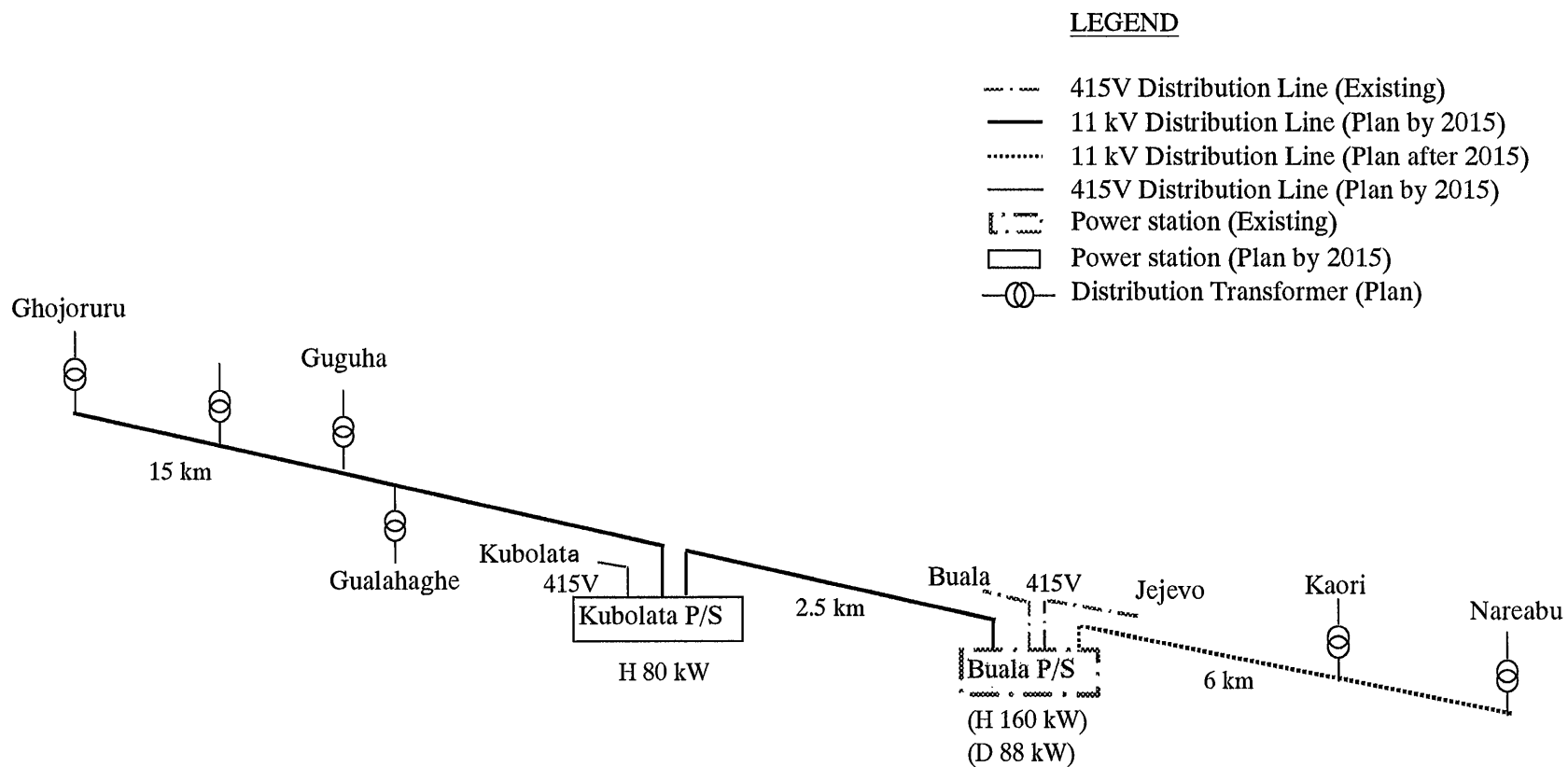


Fig. 6-2-5 Network System of Santa Isabel Island

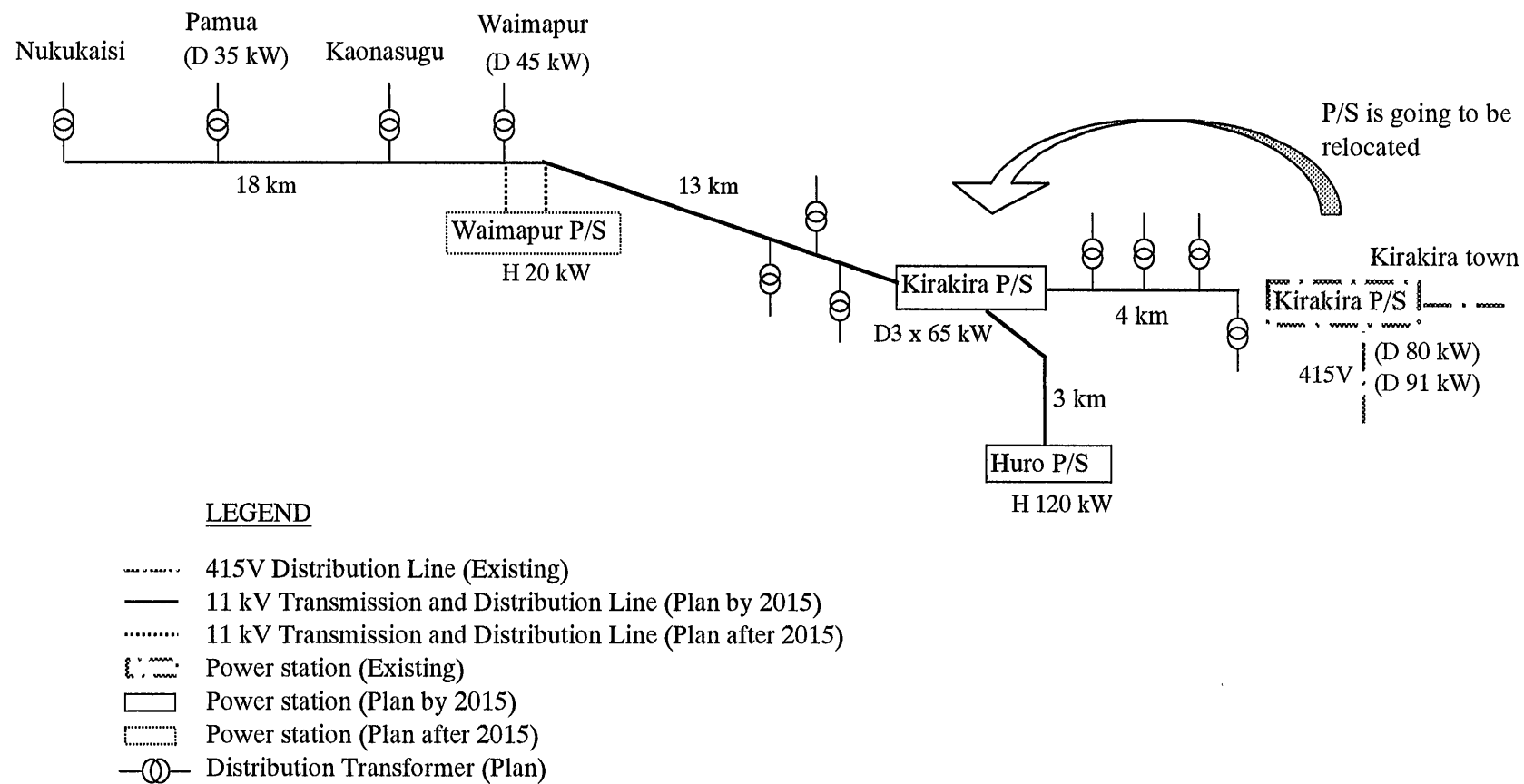


Fig. 6-2-6 Network System of San Cristobal Island

6.3 送電線・配電線の特徴

送電線と配電線の特徴を以下に示す。

33 kV 送電線

	懸垂	耐張
支持物タイプ	鉄柱	鉄塔
径間長	250m	250m
電線	ACSR 240mm ² または ACSR 160 mm ²	
がいし	254mm 標準懸垂がいし 4 個	

11 kV 送電線

	懸垂	耐張
支持物タイプ	鋼管	鋼管
径間長	70m	70m
電線	AAC Mars77 mm ²	
がいし	ピンポストがいし 254mm標準懸垂がいし 2 個	

415V 配電線

	懸垂	耐張
支持物タイプ	鋼管	鋼管
径間長	50m	50m
電線	XLPE 4 x 50mm ² または XLPE 4 x 95mm ²	

配電変圧器

変圧比	33 kV/415V, 11 kV/415V
容量	20 kW, 50 kW, 100 kW, 200 kW 負荷の大きさにより選定する

6.4 建設費

建設費は以下に示す通りである。見積もりは全資機材を日本から輸入するものとし、現地人労務と数名の日本人技術者で見積もった。配電変圧器のコストは送電線に含めた。配電線のコストは配電変圧器から先の区域のものである。

オーストラリアやその他の国々から輸入した資機材のソロモン諸島国での価格を参考に App.6-4-1 に示す。

ガダルカナル島

(US\$ x 1000)

線路名	送電線			415V 配電線	
	電圧、回線数	亘長 (km)	建設費	亘長 (km)	建設費
Maotapuku 1 – Maotapuku 2	33kV 2ckt	6.5	737	-	-
Maotapuku 2 – Lunga	33kV 2ckt	32.5	3,686	6	303
Sasa – Honiara	11kV 1ckt	15	809	2	101

マライタ島

(US\$ x 1000)

線路名	送電線			415V 配電線	
	電圧、回線数	亘長 (km)	建設費	亘長 (km)	建設費
Malu'u – Silolo	11kV 1ckt	8	431	5	252
Silolo – Anda'ua	11kV 1ckt	12	647	4	202
Silolo – Fausande	33kV 2ckt	8	792	-	-
Kware'a – Dala	33kV 1ckt	14	1,000	-	-

サントイザベル島

(US\$ x 1000)

線路名	送電線			415V 配電線	
	電圧、回線数	亘長 (km)	建設費	亘長 (km)	建設費
Buala – Kubolata	11kV 1ckt	2.5	135	-	-
Kubolata – Ghojoruru	11kV 1ckt	15	809	4	202

サンクリストバル島

(US\$ x 1000)

線路名	送電線			415V 配電線	
	電圧、回線数	亘長 (km)	建設費	亘長 (km)	建設費
Kirakira – Waimapur	11kV 1ckt	13	701	6	303
Waimapuru – Nukukaisi	11kV 1ckt	18	970	8	404

チョイセル島

(US\$ x 1000)

線路名	送電線			415V 配電線	
	電圧、回線数	亘長 (km)	建設費	亘長 (km)	建設費
Sorave - 2ndary school	11kV 1ckt	6	323	-	-
Sorave – Village	11kV 1ckt	5	270	-	-

サントクルズ島

(US\$ x 1000)

線路名	送電線			415V 配電線	
	電圧、回線数	亘長 (km)	建設費	亘長 (km)	建設費
Luembalele – Lata	11kV 1ckt	22	1,186	-	-

6.5 架空線と地中線の比較

SIEA の要請によりマルウ - ビナ間の送電線に 33 kV 地中線を検討した。架空線と地中線の長所・短所を下記に示す。架空線は定期的な巡視が必要であるが、経済的で地絡故障時の復旧が容易である点から推奨できる。

(1) 架空線の長所

- ・ 建設費が地中線の約 1/5 である
- ・ 地絡点の特定が容易
- ・ 損傷電線の補修・交換が容易
- ・ 絶縁ががいしと空気で保ち、がいし交換も容易
- ・ 新負荷点への配電用降圧変圧器の設置が容易

(2) 架空線の短所

- ・ 地主への線下伐採補償が必要
- ・ 樹木による地絡防止のため定期的な巡視と支障木の伐採が必要
- ・ 非常にまれであるがサイクロン襲来時に電線断線や支持物倒壊の恐れがある

(3) 地中線の長所

- ・ 絶縁低下が起こるまで保守作業が不要

(4) 地中線の短所

- ・ 建設費が高い
- ・ 大きな川の横断には特別考慮が必要
- ・ ケーブル接合が難しく、保守のためにケーブル接合熟練者の雇用が必要
- ・ 故障点の特定が困難
- ・ 故障の予測が困難で、故障した場合には復旧に時間と費用がかかる
- ・ 将来配電地点を追加することが困難

6.6 気象条件

(1) 気温

ソロモン諸島国は熱帯雨林地帯に位置している。ソロモン諸島国気象庁 (SIMS) のデータによると、月平均の最高気温、平均気温、最低気温の値はそれぞれ 32.9 °C, 26.8 °C, 21.2 °C である (App.6-6-1 ~ 6-6-3 参照)。観測記録から本調査団は設計条件として下記の値を提案し、SIEA の承認をえた。

最高気温	40 °C
平均気温	27 °C
最低気温	20 °C

(2) 風速

12 月から 3 月の偏西風の季節は西北西の風が支配的となり、4 月から 11 月の貿易風の時期は北西の風が支配的となる。11 月から 4 月の雨季にはサイクロンがソロモン諸島をしばしば襲う。ホニアラのババヤリッチ気象観測所 (Vavaya Ridge Upper Air Observatory) で 1954 年 1 月から 1997 年 12 月の最大瞬間風速の記録を App.6-6-4 に示す。

再現期間風速は下記式で与えられる。

$$V = \frac{s_v}{s_y} \left[-\ln \left\{ -\ln \left(1 - \frac{1}{T} \right) \right\} \right] + \bar{V} - \frac{s_v}{s_y} \bar{y}$$

$$y_i = -\ln \left(-\ln \frac{i}{n+1} \right) \quad i = 1 \quad \text{to} \quad n$$

$$s_y = \sqrt{\frac{\sum (y_i - \bar{y})^2}{n}} \quad s_v = \sqrt{\frac{\sum (V_i - \bar{V})^2}{n-1}}$$

ここで、

V = T 年再現風速

T = 再現期間 (年)

$\bar{y}$ = y_i の平均値

$\bar{V}$ = 年最大風速 V_i の平均値

n = 観測期間 (年)

σ_y = y_i の標準偏差

σ_v = 年間最大風速の標準偏差

再現風速の計算は 1954 年から 1974 年の 21 年間のデータを使って行った。その理由は 1987 年以降のデータは App.6-6-4 の脚注にあるように実際の最大風速を表していないからである。計算結果を以下に示す。

$$\bar{y} = 0.525224 \quad \bar{V} = 41.19048$$

$$\sigma_y = 1.069377 \quad \sigma_v = 11.51789$$

T (year)	50	100	150	300	500
V (knots)	77.6	85.1	89.5	96.9	102.5
V (km/hr)	143.7	157.6	165.8	179.5	189.8
V (m/s)	39.9	43.8	46.1	49.9	52.7

App.6-6-4 に示されている風速の単位はノットである。地上 10m の 50 年再現風速は 143.7 km/h または 39.9 m/s となる。

ソロモン諸島のその他の観測地点はヘンダーソン空港 (ホニアラ)、アウキ、ムンダ、タロ島とラタであり、3 時間毎の観測値である。各地点の最大風速記録は以下のようになっている。

ヘンダーソン空港	:	1975 - 1985 で 50 km/h 以下
アウキ	:	1962 - 1985 で 61 km/h 以下
ムンダ	:	1962 - 1986 で 61 km/h 以下
タロ島	:	1975 - 1984 で 61 km/h 以下
ラタ	:	1970 - 1984 で 74 km/h 以下

これらのデータはババヤリッチ観測所のデータと比べると非常にちいさい値である。またオーストラリアの建築基準「Rules for Minimum Loads on Structures, SAA Loading Code Part II, Wind Forces, AS 1170 Part II 1973」によるとオーストラリア北東沿岸地域における 50 年再現風速は 40 ~ 60 m/s または 144 ~ 216 km/h である。

これらを考慮して本調査団は 50 年再現の突風と 10 分間平均風速をそれぞれ 40 m/s、30 m/s を提案し SIEA に承認された。

(3) 地震

ソロモン諸島はインド - オーストラリアプレートと太平洋プレートの間に位置し、環太平洋火山帯の一部を成している。プレートの構造上の動きや火山噴火により頻繁に地震が起きている。大地震の発生場所とその大きさを App.6-6-5 と App. 6-6-6 にそれぞれ示す。マグニチュード 7.5 程度の地震を考慮し、設計に当たっては常時荷重(Everyday Stress:EDS)条件で垂直荷重の 20%相当の水平荷重を考慮する。

6.7 法律、基準、規格

電力設備の設計、製作、建設、テストおよび運転は ELECTRICITY ACT 1982 (Authority of the Minister of Law), THE ELECTRICITY REGULATIONS 1993 (天然資源省), Australian Standard AS 3000-1991 Electrical installations – Buildings structures and premises, International Electrical Commission(IEC), 日本工業規格(JIS)および British Standards (BS)に従って行う。

6.8 環境影響

環境影響の観点では、送配電線の建設に関して顕著な影響は予想されない。設備規模が小さいので動植物への影響や土の浸食、社会生活への悪影響は小さい。送配電線のルート上に建設の障害となる史跡・文化遺跡はない。土地の購入や、地主や村への補償が首尾よく行われるなら建設に当たって重大な問題は生じないと思われる。

6.9 既設発電所の系統図

ホニアラ市の既設電力系統図と、他地域の発電所系統図を Fig.6-9-1 から Fig.6-9-8 に示す。

LEGEND

- SUBSTATION TRANSFORMER
- 11 KVA FUSES
- SUBSTATION SWITCH
- SUBSTATION SWITCH 11 KV LINK CLOSED
- 11 KV LINK OPEN
- TRANSFORMER
- OVERHEAD CONDUCTOR
- 11 KV UNDERGROUND CABLE
- 3-8 ISOLATOR (ABS) NORMALLY CLOSED
- 3-8 ISOLATOR (ABS) NORMALLY OPEN
- N/O
- 33 KV UNDERGROUND CABLE & OVERHEAD LINE

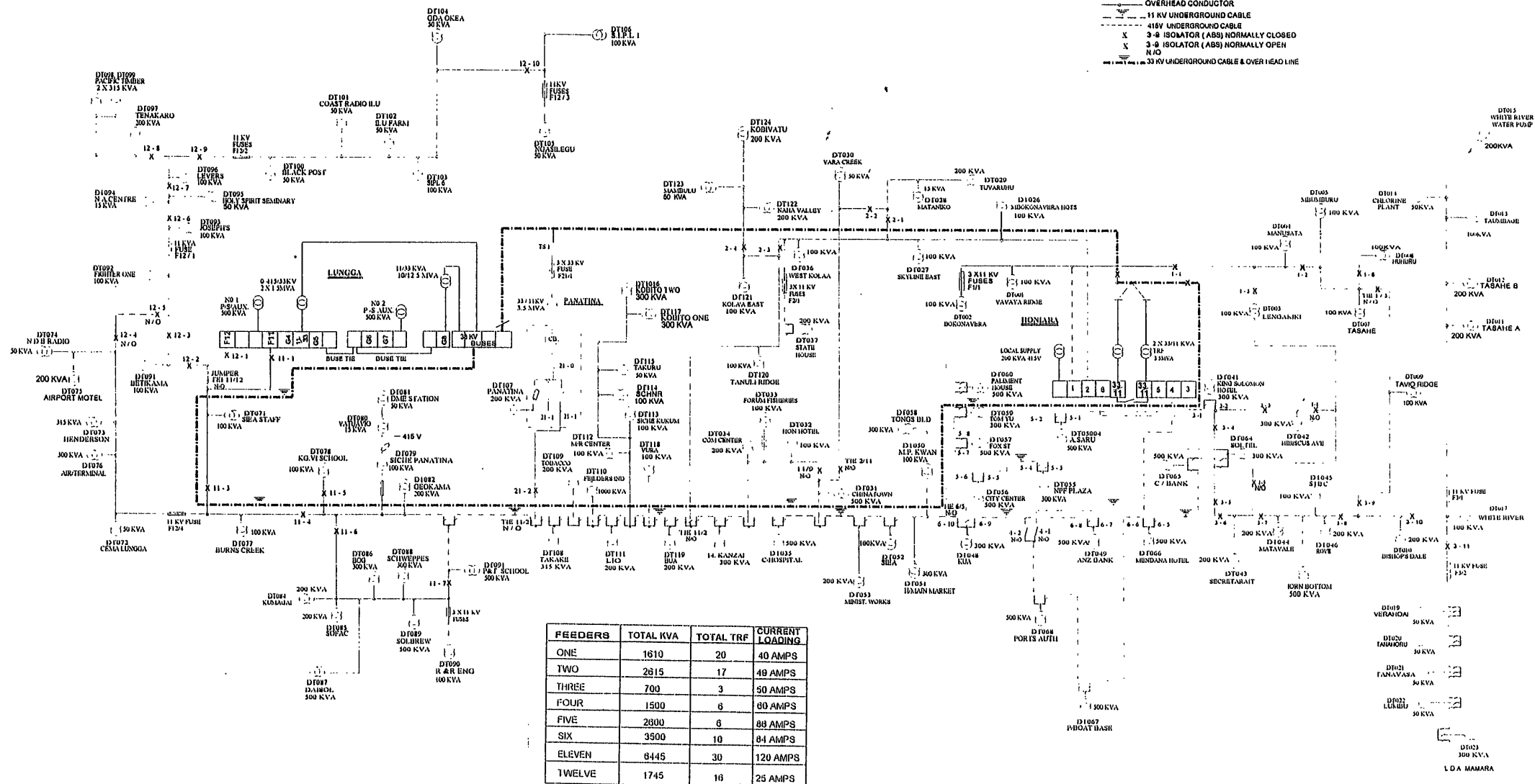


Fig. 6-9-1 LUNGA - HONIARA NETWORK SYSTEM

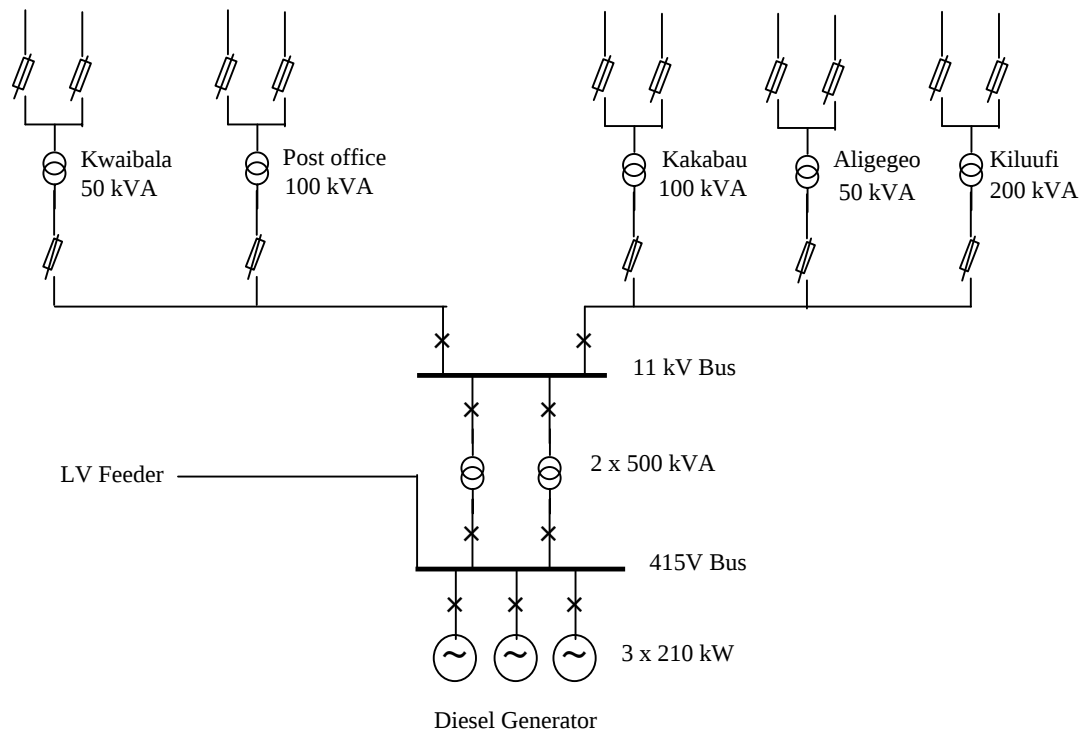


Fig. 6-9-2 AUKI POWER STATION

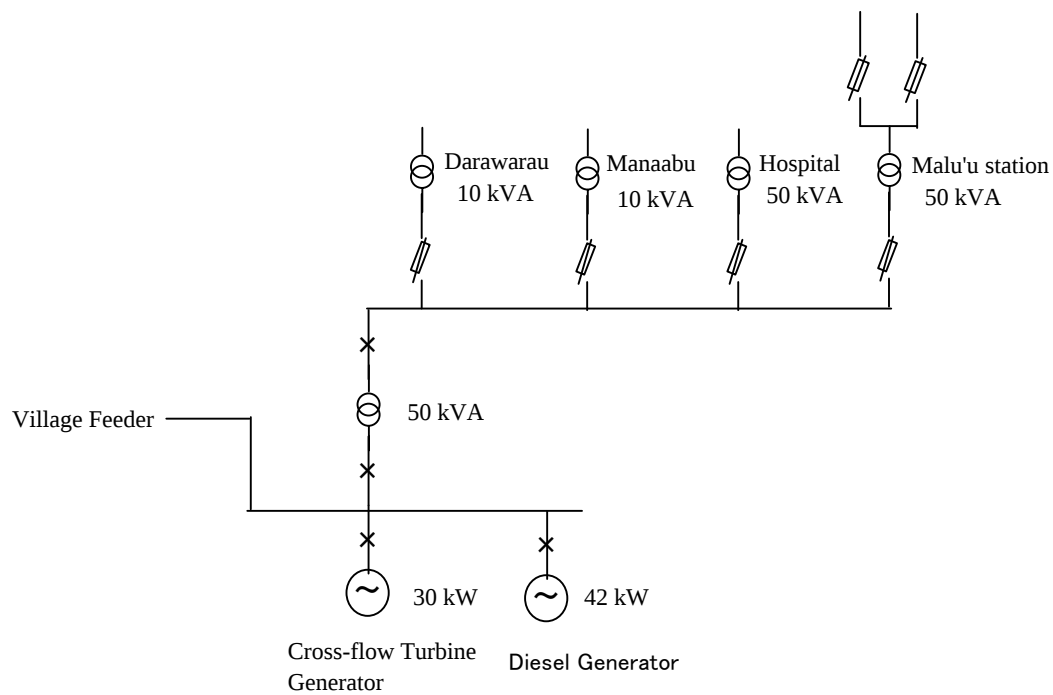


Fig. 6-9-3 MALU'U POWER STATION

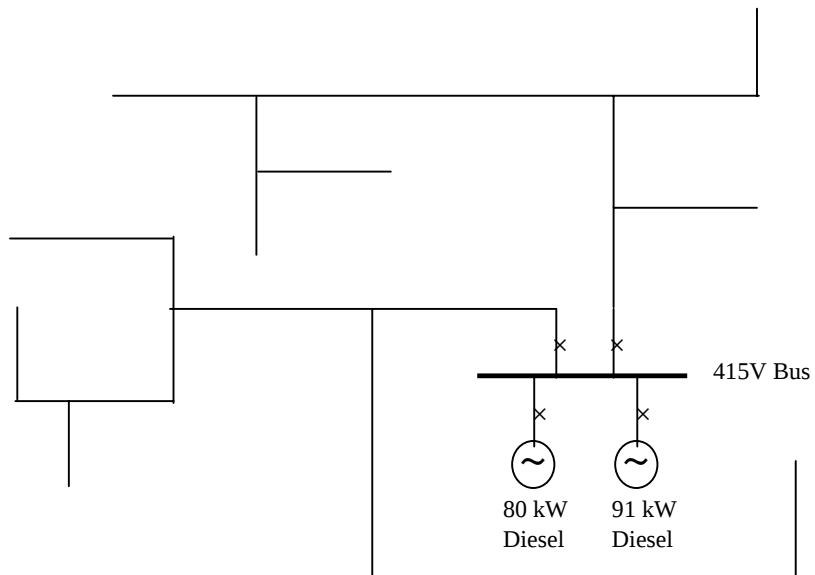


Fig. 6-9-4 KIRAKIRA POWER STATION

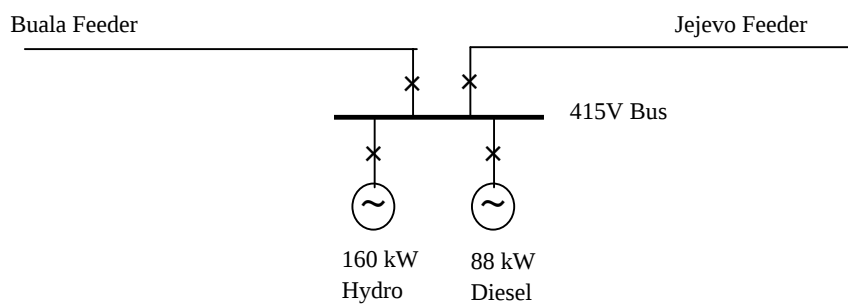


Fig. 6-9-5 BUALA POWER STATION

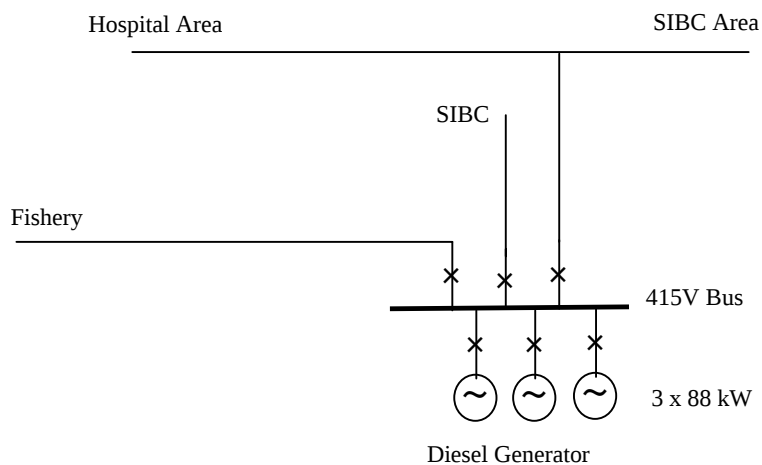


Fig. 6-9-6 LATA POWER STATION

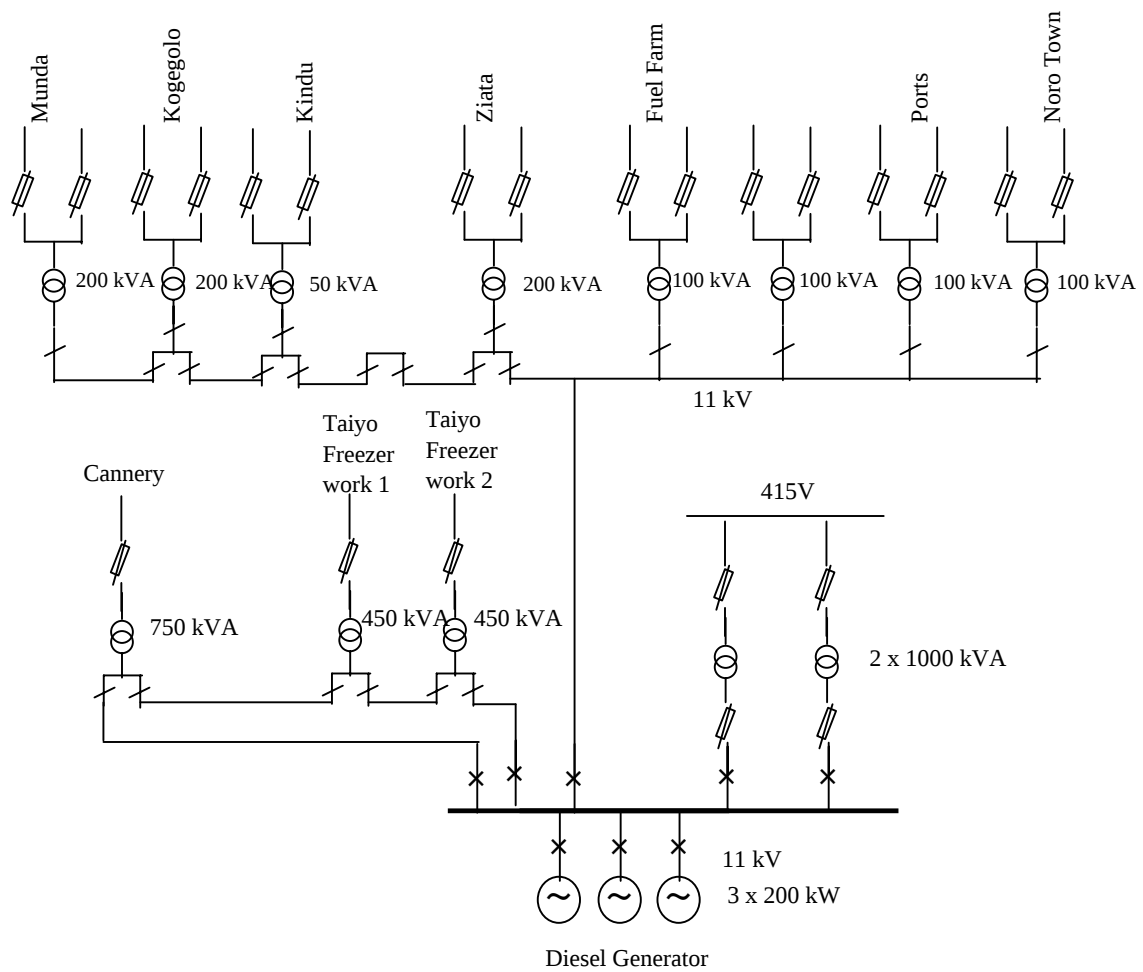


Fig. 6-9-7 NORO POWER STATION

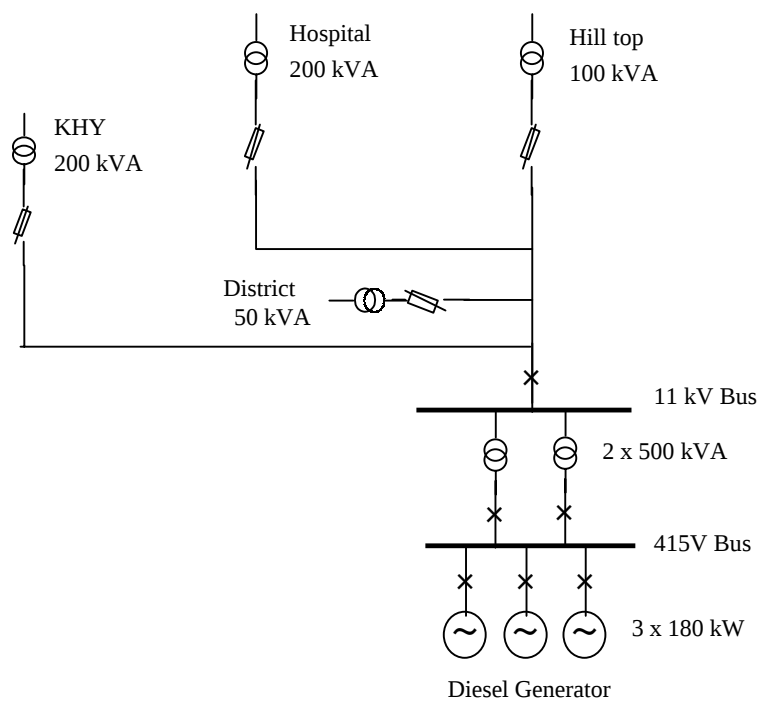


Fig. 6-9-8 GIZO POWER STATION

第 7 章 太陽光発電

第7章 太陽光発電

7.1 ソロモンの太陽光発電政策

ソロモンの太陽光発電政策は、「Solomon Islands National policy and Guidelines」によれば、再生可能エネルギーは、経済的にも環境面にも持続可能で、技術的に確立され、商業的に引き合う事が証明され、需要に低コストで供給され、保守費が安く、その設備を運転・保守する能力があると判断されるものは積極的に利用する事とし、太陽光発電に関しては、以下の事項を積極的に推進するとしている。

幅広い資源評価と観測装置の性能向上による太陽エネルギーの正確な把握、
技術的にも経済的にも可能な地点での太陽光発電の適用、特に大規模な公共機関、
大規模商店
地方電化実施代理店や地方機関と密接に連携した電化の推進

7.2 太陽光発電開発方法

7.2.1 SHS による電化

太陽光発電家屋電化システム(Solar Home System、以下 SHS と表記)による電化は、系統の延長および小水力による電化が経済的に引き合わない地域を行うものとする。しかし、系統の延長あるいは小水力の開発が実施されるまで長期間を要する地域は、SHS による電化を先ず実施し、後に、系統延長あるいは小水力による電化に切り替えていくことも考える。

7.2.2 非政府組織による電化地域

ソロモンに於いては、GRE¹と APAC²の二つの非政府組織(以下、NGOs と表記)によって電化がすでに実施されている村落があるが、これらの村落は本マスタープランに含めない。

(1) GREA による電化

GREA が 1999 年 1 月末までに電化を実施した村落は、スキキ(Sukiki)村、ガトカエ(Gatokae)島、およびマカルカ(Makaruka)村である。この他、GREA は未電化村落から SHS による電化の申し込みを受けている。特に、イーストクアラエココミュニティ(East Kwar'ae Community)からは 1,000 戸の電化申込が来ている。(Table 7-2-1 参照)

¹ Guadalcanal Rural Electrification Agency

² Appropriate Technology Community & Environment

Table 7-2-1 Rural Electrification by GREA

Name of Area	Households	Existing/ Application	Remark
Sukiki Village	50	Existing	Guadalcanal
Gatokae Island	7	Existing	Western
Makaruka Village	25	Existing	Guadalcanal
Gzza Community	More than 100	Application	Guadalcanal
Gheghde Community	More than 100	Application	Guadalcanal
Viru Community	90	Application	Western
Haznaz Community	--	Application	Guadalcanal
Titiana Village	--	Application	Gizo
Wanderrerr Bay Village	100	Application	Western
Kuma Village	45	Application	Guadalcanal
East Kwar'ae Community	1000	Application	Malaita

(Information: GREA, as of the end of January 1999)

しかし、調査時点において、これらの申し込みは、資金不足から具体的には進められていない。電化規模が大きいイーストクアラエコムニティは、GREA から要望があったことから本マスタープランに含める。しかし、このコミュニティを系統拡大、小水力、および SHS 何れによって電化するかは総合的に判断される。なお、GREA は、地方電化計画を策定していない。

(2) APACE による電化

APACE は、小水力による地方の電化を Table 7-2-2 のとおり実施または計画している。(11.1.4(2)参照)

前述のとおり、これらの村落は、SHS による電化の対象に含めない。

Table 7-2-2 Rural Electrification by APACE

Village Name	Rating/ Plan load(kW)	Existing/Plan	Remark
Irii	5	Existing	Kolombangara
Vavanga	5	Existing	Kolombangara
Ghatere	5	Existing	Kolombangara
Manawai	50	Existing	Malaita
Bulelavata	10	Under construction	New Georgia
Bisuana	4.16	Plan	Vangnu Island
Kavolavata	3.276	Plan	Nggaatokae Island
Lolovoro	2.6	plan	Vangnu Island
Laubu	5.72	Plan	Vella Lavella Island
Keara	4.108	Plan	Ranongga Island
Baniata	6.708	Plan	Rendva Island
Monda	5.356	Plan	Ranongga Island
Eleoteve	7.8	Plan	Vella Lavella Island

(Information: APACE, as of the end of January, 1999)

7.2.3 電化の形態

SHS には、需要家毎に SHS そのものを設置する個別方式と、大型 PV 設備を需要の中心に設置して配電線によって需要家に電力を供給する集中方式がある。前者は、需要家が分散している地域に適した方式で、後者は需要家が集中している地域にも適用可能な方式といえる。

しかし、集中方式は、第 1 次現地調査結果を踏まえると、以下 の(a)～(d)に示すような弱点があり、お互いが近接して建てられた公共施設に適用を考慮する。ソロモン諸島国の民家に適用する SHS は、個別方式を原則とする。

- (a) 設備の故障の際に全需要家が停電する。
- (b) 需要家毎に需要を制限する装置が必要になる。さもないと、電力が無秩序に使われて、バッテリーの充電不足の状態が日常적におきる可能性がある。電力制限装置を電源側に設けることも考えられるが、ピーク値を抑える事に機能しても、電力量を抑制することは困難である。電力制限装置を需要家側に設けるにしても、消費電力そのものが小さいことから、電力制限が確実にできるかどうか疑問である。
- (c) 配電線は時には他人所有の土地を通過することになる。配電線は成長が早い樹木の間を縫って設備されることもある。
- (d) 配電線のメンテナンスが必要である。

7.3 既存太陽光発電設備の確認と評価

7.3.1 スキキ村の太陽光発電システム

ソロモン諸島国では、前述したとおり、NGOs の GREA がスキキ村ほか二つの村の電化を SHS によって実施している。各村ともほぼ同じ設備が導入されている。スキキ村における SHS の概要、保守体制および保守内容、トラブル実績は以下のとおりである。

(1) システムの概要

- (a) SHS は、60 戸の内 50 戸に設置されている。
- (b) モジュールは、40Wp または 53Wp である。
- (c) バッテリーは深放電特性を持つ開放型で、外見は自動車用のバッテリーと同じである。(電流容量：75 Ah、期待寿命は 3～5 年間)
- (d) 照明は、インバータ付きの直流 12V/11W の蛍光灯が 3 灯使用され、各々にはスイッチが付いている。
- (e) 照明灯は 1 日当たり 3～4 時間使用される。
- (f) チャージコントローラは、過放電防止機能付きが使用され、バッテリーの電圧が低下すると負荷側のスイッチは強制的に遮断される。
- (g) モジュール傾き角度：
4 戸を抜き取り調査した結果、モジュール傾き角度 20 度の家が 1 戸、23 度の家が 2 戸、34 度の家が 1 戸であった。傾き角度は、傾き角度を測る計器が無

いため、適当に決められた。

(h) モジュールの方向：

モジュールは何れも北に向いている。

(i) 支持物：

モジュールは、木製のポール（3.6m*0.1m*0.1m）の頂部に設置されている。
ポールは、村民がスキキ村所有の山林から木（チバ（timber）と言われる堅い木）を切り出し、村民自身がチェーンソーで加工した。（労働力・木材は村民から無償で提供された）

(2) 保守体制および保守内容

- (a) 保守は3人のテクニシャンが担当している。
- (b) バッテリーへの補水は1年間に3回行われている。
- (c) 補給に使用される蒸留水は、ガラスを張った箱の中に雨水を入れて太陽光にさらし、ガラス内面に結露した水を採取する方法で得ている。
- (d) テクニシャンは1ヶ月に1回、モジュールの表面が汚れていないかをチェックしている。
- (e) テクニシャンは1ヶ月に1回、バッテリーの比重、水位、電圧をチェックしている。
- (f) チャージコントローラが不良の時は、モジュールを直接バッテリーとつないでいる。
- (g) バッテリーの交換および設備の修理は、SHS が GREA の所有のときは、GREA が実施する。SHS の所有権が村民に移ったときは、バッテリー交換および設備の修理費用は村民が払う。村民はこのことを承知している。
- (h) 使用済みバッテリーの処分方法は、現時点では特に考えられていない。

(3) トラブル実績

- (a) SHS が1997年に設置されて以来、チャージコントローラの故障が2回あった。そのため、バッテリーが過放電になった。バッテリーは、近くのホニアラ（Honiara）へ持ち帰って充電した。
- (b) 曇りの日が3～4日間続いたためにバッテリーが充電不足となり、蛍光灯がスイッチを入れた後約1分間動作しないことがあった。

(4) 評価

- (a) 不日照が3～4日間続いたときにバッテリーが充電不足に至っていることを考慮すれば、モジュール容量およびバッテリー容量は適切であると推定される。
- (b) バッテリー、モジュールは適切に管理されている。
- (c) モジュールの傾斜角度はガダルカナル島の緯度を考慮すると15度程度が適切と思われるが、スキキ村のそれはやや大きいと思われる。

(5) 民族紛争の影響

1999年になって激化したマライタ（Malaita）人とガダルカナル（Guadalcanal）人の対立に起因してSHSの内7セットが破壊された。（11.1.4(1)を参照）

7.4 第1次現地調査

SHS 電化地域の現場把握を行うための踏査を行った。これらの地域は、第2次現地調査で詳細な調査を実施する候補地となるものである。調査した村落は、ガダルカナル島のコムニバイバイ(Komunibaibai)村・チナ(Tina)村、ニュージョージア(New Georgia)諸島のマンドー(Mandou)村・ヌサロビアナ(Nusa Roviana)村、チョイセル(Choiseul)島のポロポロ(Poroporo)村・シポカナ(Sipokana)村、サントイザベル(Santa Isabel)島のポロ(Poro)村・ゴベオ(Goveo)村、およびマライタ島のダラノース(Dala North)村・ブブイトロ(Bubuitolo)村である。なお、当初、ソロモン側カウンターパートの推薦により、12 村落の調査を計画したが、サイクロン、社会情勢不安などの予期せぬ出来事があり、第1次現地調査では前記10 村落を調査するに留まった。地図上の位置は Appendix 7-5-1 を参照

各村落とも、照度は晴れた日で140 klx(キロ・ルクス)以上有る。一方、100 klxで1 (kW/m²)の日射が期待できる。また、PV モジュールは日射強度が1 (kW/m²)のときに定格出力が得られることから、照度の面では太陽光発電に適した村落である。村民は、照明としてケロシンランプを使用している。ケロシンランプに要している費用は、月額5~38 ソロモンドル(SB\$)程度である。また、各村落に共通して、電化された場合にまず欲しい電気器具として照明灯が挙げられた。照明灯に続いて希望が多かった電気器具は、ラジカセを接続するためのコンセントであった。照明灯が欲しい場所として、殆どの村落が寝室および居間を挙げた。

使用されている電気器具は、懐中電灯およびポータブルラジカセである。調査した村落の中には、教会を小形ディーゼル発電機で電化している村落が見受けられた。教会は全村落に存在する。

村民の現金収入は、農業或いは漁業から得ており、その額は平均的に月額 SB\$100~200 程度である。これらのことを考えると、SHS は一定の品質を維持しながらも出来るだけ安く設計する必要性が伺える。

7.5 選定村落地域

7.5.1 村落選定

第2次現地調査で詳細に調査を行う村落は、ソロモン諸島国の中で標準的な村落であることが好ましい。また、村民がSHS による電化を望み、かつ、調査が無理なく進められることも肝要である。そして、当然の事ながら、小水力および系統拡大によって電化が現に行われ、或いは、将来行われる可能性がある村落は除かれる。

この視点から判断すると、詳細に調査する村落は、以下に示す(a)~(f)の条件に合うことが好ましい。

(a) 太陽光発電に対するポテンシャルがある。

(b) 村落には、学校、教会などの公共施設がある。

- (c) 村落には、ある程度の世帯数がある。
- (d) 資機材の輸送が無理なく行える。
- (e) 村民が電化を望んでいる。
- (f) 他の手段による電化が予定されていない。電化が予定されていてもかなり先（10年以上）

前記条件を考慮し、かつ、ソロモン側カウンターパートと協議のうえ、12 村落の調査を実施した。第 2 次現地調査を実施した 12 村落の選定に当たって、第 1 次現地調査を実施した村落から 5 村落が除外され、新たに 7 村落を追加した。除外された村落は、次のとおりである。

ガダルカナル島のコムニバイバイ村、チナ村：両村は、マライタ人とガダルカナル人間の民族緊張に伴いガダルカナル島での調査が危険なため除外された。

チョイセル島のポロポロ村：有望な水力開発地点が近傍に見つかったので、水力発電による電化が得策と判断された。

サントイザベル島のポロ村：標準的な村落でないこと、ブアラから外洋をモーターボートで 90 分掛かり調査に危険が伴うこと、から除外された。

マライタ島のダラノース村：すぐ近くに大規模なダラサウス村が有り、ダラノース村と合わせると大きな需要が見込めるので太陽光以外の手段で電化するのが得策と判断された。

調査した 12 村落並びに調査結果は以下に述べた。

7.5.2 詳細調査村落

調査した 12 村落は以下のとおり。なお、地図上の位置は Appendix 7-5-1 を参照

(a) マライタ州

ブアイトロ村：マライタ島北西部（Fauabu Ward）

(b) イザベル州

ホビコイロ（Hovikoilo）村：サントイザベル島州都ブアラの北西部南太平洋海岸沿い（Hovikoilo Ward）

ゴベオ村：サントイザベル島中央部南太平洋海岸沿い（Kaloka Ward）

(c) ウエスタン州

マンドー村：ボナボナ島南端（Novanova Ward）

ヌサロビアナ村：ロビアナ島海岸沿い（Nusa Roviana Ward）

サゲラギ（Sageragi）村：ギゾ（Gizo）島北西端（Gizo Ward）

(d) チョイセル州

シポカナ村、ロエムニ（Loemuni）村：チョイセル島北西端（batava Ward）

(e) マキラ州

ゴランゴラ（Ngorangora）村：事前調査団が調査、キラキラ空港隣り（Baura Central Ward）

アロハネ（Arohane）村：事前調査団が調査、キラキラ空港東方（Baura Central Ward）

(f) テモツ (Temotu) 州

マロ (Malo) 村:トレバニオン (Trevanion) 島 (Neo Ward)

(g) セントラル (Central) 州

ブヌハ (Vunuha) 村: フロリダ (Florida) 島南端 (South West Gela Ward)

7.5.3 村落調査の結果

SHS の設計に反映されるべき技術的および経済的なデータの収集を行った。結果は以下のとおり。

(1) SHS による電化が必要な建物

a. 個人宅、診療所、教師の住宅

これらの建物は、照明にケロシンランプが使用され、村人は電化の暁には照明灯の設置を第一番に望んでいる。これらの需要規模は小さく SHS による電化に適している。

ケロシンランプの使用時間は個人宅・教師の住宅で1日当たり3～4時間である。応急処置を主目的としている「Health Aid Post」と呼ばれる診療所では、患者が発生したときに患者自身がケロシンランプを持参し、使用時間は短時間である。きちんとした病室がある「Rural Health Center」と呼ばれる診療所では、ケロシンランプを常備しているが、使用時間はまちまちである。

b. 学校

小学校は、5,6年生になるとセコンダリスクール受験のための補習が行われる。補習は、日没までに終了している小学校が殆どであるが、夜間にケロシンランプを使用して週5日間、1～2時間の補習を行っている学校もあり、照明灯のニーズがある。これらの需要規模は小さく SHS による電化に適している。

また、コミュニティハイスクールでも、照明にケロシンランプを使用して夜間2時間の授業が行われ、照明灯のニーズがある。

建物が大きくなると必要な照明数が多くなるが、SHS による電化は、これを複数セット設置することで電化は可能と考えられる。

c. 集会所、教会

村落には、一つ～三つの教会、集会所が存在する。これらには、照明にケロシンランプまたは小型ディーゼル発電機による蛍光灯が使用されており、SHS による照明灯のニーズはある。集会所、教会に対する SHS による電化は、SHS を複数セット設置することで可能と考えられる。

教会では、夜間の礼拝が2時間程度行われる。夜間の礼拝が行われる曜日は、村によって異なる。また、教会の中には建物が大きすぎて SHS で建物全体に電力を供給する事が困難と思われるものがある。

(2) 考慮すべき電気器具

a. SHS に必要な電力供給時間

診療所・個人宅・教師宅は1日3～4時間、教会・集会所・学校は1日2時間程度である。

b. 必要な照明数

診療所、個人宅、教師宅は、ベッドルーム 2 ~ 3 室と居間 1 室で構成されている。必要な照明灯の数は、1 ~ 3 灯である。1 灯のみ設置する場合は、室内全体が見渡せる箇所への設置要望が高い。

個人宅・教師宅は、母屋と離れて台所棟があり、調理の際ケロシンランプが使用されているが、村人は台所棟には照明灯が必要ないと考えている。なお、教師宅は村が建設し、教師はそこに住み込むのが原則である。教会、集会所、学校は照明灯が 4 ~ 8 灯必要である。

SHS は、広い場所への設置となるので、電力ロスの少ない配線引き回しに配慮する必要がある。

c. 使用されている電気器具

村人が個人で所有している電池使用の電気器具は懐中電灯、ラジオ、ラジカセである。懐中電灯は夜間の漁に使用されるものと、足下を照らす照明目的のものがある。この内、電化の対象になるのは、照明目的の懐中電灯とラジカセである。このためには、照明灯とコンセントが必要になる。

ラジオ・ラジカセの電圧は DC 9V 又は、12V が使われ、12V のものは SHS の出力電圧と一致しているので、そのまま使用可能である。9V のものは、電圧を 12V から 9V に下げる変電器を購入すれば対処可能である。

(3) 必要とされる SHS の規模

詳細村落調査の結果を踏まえると、次の三つのオプションが考えられる。

- a. 照明 1 灯 + ラジオ・ラジカセ用コンセント 1 個 ... ・ PV モジュール容量 : 36Wp
(診療所、個人宅、教師宅に適用)
- b. 照明 3 灯 + ラジオ・ラジカセ用コンセント 1 個 ... ・ PV モジュール容量 : 55Wp
(診療所、個人宅、教師宅に適用)
- c. 照明 4 灯 + ラジオ・ラジカセ用コンセント 1 個 ... ・ PV モジュール容量 : 75Wp
(教会、集会所、学校、診療所に適用 : 広さに応じて 1 ~ 2 セット)

(4) 村人が SHS のために払える金額はどの程度か

a. 収入

大消費地に近い村落は、市場で野菜・魚を売って比較的高い収入 (100 ~ 500 SB\$/月) を得ている。特に、フロリダ (Florida) 島のブヌハ村は、高価に売れるホニアラの市場で野菜・魚を売って 800 (SB\$/月) 程度の収入を得ている。

市場から遠い村落は、100 (SB\$/月) 以下の収入に留まっている。

b. ケロシンへの支出

個人宅がケロシンに支出する金額は、5 ~ 38 (SB\$/月) である。

c. 乾電池への支出

村人は、余裕があるときにラジカセのための電池を購入する。聞き取り調査の結果では、乾電池への支出は 15 ~ 30 (SB\$/月) である。

d. SHS への支払い可能額

個人宅が SHS に対して支払い可能な額は、前記 a、b より類推して 20(SB\$/月)程度と思われる。教会、集会場に対しては、村人が金を出し合う事で SHS への支払いが可能と思われる。(Community Fund)

e. SHS に対する料金の村人の反応

村人に対して、下記(a)-(c)に記した SHS の電気料金の試算を示したところ、一番安い 36Wp システムさえも高価という反応である。

(a) PV モジュール容量：36Wp のシステム

() 所有者に SHS の使用料を支払うオプション

頭金：SB\$750、月額：SB\$75 (所有者が保守)

() 最初の 5 年間、SHS の使用料を支払った後、自己所有とするオプション

・頭金：SB\$750、月額：SB\$100 (最初の 5 年間)

・自己所有に移った後、月額：SB\$45 (自己の責任で行う保守費)

(b) PV モジュール容量：55Wp のシステム

() 所有者に使用料を支払うオプション

頭金：SB\$750、月額：SB\$95 (所有者が保守)

() 最初の 5 年間、SHS の使用料を支払った後、自己所有とするオプション

・最初の 5 年間、頭金：SB\$750、月額：SB\$125

・自己所有に移った後、月額：SB\$50 (自己の責任で行う保守費)

(c) PV モジュール容量：75Wp のシステム

() 所有者に使用料を支払うオプション

頭金：SB\$750、月額：SB\$110 (所有者が保守)

() 最初の 5 年間、SHS の使用料を支払った後、自己所有とするオプション

・最初の 5 年間、頭金：SB\$750、月額：SB\$150

・自己所有に移った後、月額：SB\$55 (自己の責任で行う保守費)

(5) 村落の環境が SHS に及ぼす影響

・村落によっては周辺の高い樹木のために日陰が出来て、太陽電池の発電電力量が制限を受ける。(使用可能電力量が減る)

・落ち葉による発電量の減少、およびココナッツの落下による PV モジュールの破損があり得る。

(6) 工事費の基礎データ収集

・作業員 : 10 ~ 30 SB\$/日

: 共益作業に対しては無料

・モータボート : 周辺の主立った町まで、50 ~ 116 SB\$/往復

(Honiara-Vunuha: 300 SB\$/往復)

・自動車 : 53 SB\$/時間、50 ~ 150 SB\$/往復、200 SB\$/片道 (3t 車)

(7) 調査村落の特徴

(a) ブブイトロ村

ブブイトロ村は、マライタ島のダラノース村から車で 10 分の所にある。45 戸の

人家がある。人口は 400 人である。教会がある。現金収入は、100%を農業に頼っている。現金収入は、月平均 SB\$100 である。1 日当たりのケロシンランプの使用時間は、民家が 4 時間、教会が 1.5 時間である。ケロシンランプに要する費用は、1 戸当たり月平均 SB\$15 である。

(b) ホビコイロ村

ホビコイロ村は、サントイザベル島のブアラ (Buala) からボートで 45 分の所にある。120 戸の人家がある。人口は 700 人である。教会、幼稚園、集会所がある。現金収入は、100%を農業に頼っている。現金収入は、月平均 SB\$230 である。1 日当たりのケロシンランプの使用時間は、民家が 4 時間、教会が 1～2 時間である。ケロシンランプに要する費用は、1 戸当たり月平均 SB\$6 である。グヌハ (Gunuha) まで村から 2 km である。グヌハにはコミュニティハイスクール、小学校、クリニックが有る。コミュニティハイスクールでは午後 7 時～9 時までケロシンランプを使用して授業が行われる。小学校でも 6 学年 (Standard 6) は、6 月～8 月までセコンダリスchoolの入学試験に備えて午後 7 時～9 時までケロシンランプを使用して授業が行われる。

(c) ゴベオ村

ゴベオ村は、サントイザベル島のブアラからモーターボートで 2 時間の所にある。52 戸の人家が海岸に沿って分布している。人口は 358 人である。小学校、クリニックがある。現金収入は、90%を農業に頼っている。現金収入は、月平均 SB\$100 である。1 日当たりのケロシンランプの使用時間は、民家が 4 時間、教会が 1 時間である。クリニックにはケロシンを利用した医療用アイスボックスがある。ケロシンランプに要する費用は、1 戸当たり月平均 SB\$30 である。小学校でも 6 学年は、セコンダリスchoolの入学試験に備えて午後 7 時～8 時までケロシンランプを使用して授業が行われる。

(d) マンドー村

ニュージョージア島のノロ (Noro) からモーターボートで 60 分の所にある島にある村である。200 戸の人家が有る。人口は 1,000 人である。教会、小学校がある。現金収入は、70%を農業に頼っている。現金収入は、月平均 SB\$500 である。1 日当たりのケロシンランプの使用時間は、民家が 4 時間、教会が 3 時間である。ケロシンランプに要する費用は、1 戸当たり月平均 SB\$38 である。

(e) ヌサロビアナ村

ニュージョージア島のムンダ (Munda) からモーターボートで 15 分の所にある島にある村である。83 戸の人家が有る。人口は 500 人である。教会が三つ、小学校、クリニック、ミーティングホール、会食棟 (ダイニングホール) がある。現金収入は、50%を農業、50%を漁業に頼っている。現金収入は、月平均 SB\$500 である。1 日当たりのケロシンランプの使用時間は、民家が 4 時間である。ケロシンランプに要する費用は、1 戸当たり月平均 SB\$21 である。村は、小形のディーゼル発電機 (240V、1.7kW) を所有し、教会および集会所、会食棟 (ダイニングホール) に電力を供給し

ている。ディーゼル発電機を個人で所有している村民もいる。通信用の SHS (40Wp) が設置されている。

(f) サゲラギ村

ニュージョージア島のギゾからモータボートで 45 分、車で 1 時間の所にある村である。39 戸の人家が有る。人口は 350 人である。教会が二つ、クリニックがある。現金収入は、80%を農業に頼っている。現金収入は、月平均 SB\$150 である。1 日当たりのケロシンランプの使用時間は、民家が 3 時間、教会が 1.5 時間である。ケロシンランプに要する費用は、1 戸当たり月平均 SB\$ 8 である。SHS による電化の意欲は高い。仮に SHS を導入した場合、村が保守管理に当たる意欲がある。

(g) シボカナ村

チョイセル州のタロからモータボートで 45 分の所にある村である。26 戸の人家が有る。人口は 110 人である。教会、ミーティングホールがある。現金収入は、90%を農業に頼っている。現金収入は、不明確である。1 日当たりのケロシンランプの使用時間は、民家が 3 時間、教会が 1.5 時間である。ケロシンランプに要する費用は、1 戸当たり月平均 SB\$ 5 である。教会の電化のためにディーゼル発電機の購入を計画しているが資金不足である。

(h) ロエムニ村

チョイセル州のタロからモータボートで 60 分の所にある村である。36 戸の人家が有る。人口は 336 人である。教会、小学校、クリニック、ミーティングホールがある。現金収入は、80%を農業に頼っている。現金収入は、月平均 SB\$50 である。1 日当たりのケロシンランプの使用時間は、民家が 3.5 時間、教会が 1 時間である。ケロシンランプに要する費用は不明確である。クリニックには通信用の SHS (40Wp) が設置されている。

(i) ゴランゴラ村

キラキラ空港の隣りにある村である。39 戸の人家が有る。人口は 500 人である。教会が二つ、幼稚園がある。現金収入は、100%を農業に頼っている。現金収入は、月平均 SB\$200 である。1 日当たりのケロシンランプの使用時間は、民家が 3 時間、教会が 1 時間である。ケロシンランプに要する費用は、1 戸当たり月平均 SB\$12 である。小学校でも 5、6 学年 (Standard 5,6) は、セコンダリスクールの入学試験に備えて午後 8 時 ~ 9 時までケロシンランプを使用して授業が行われる。

(j) アロハネ村

キラキラから車で 20 分の所にある村である。40 戸の人家が有る。人口は 280 人である。教会、小学校がある。現金収入は、100%を農業に頼っている。現金収入は、月平均 SB\$160 である。1 日当たりのケロシンランプの使用時間は、民家が 2 時間、教会が 2 時間である。ケロシンランプに要する費用は、1 戸当たり月平均 SB\$ 6 である。

(k) マロ村

テモツ州のラタからモータボートで 5 分の所にあるトレバニオン島にある村であ

る。125 戸の人家が有る。人口は 630 人である。教会が三つ、小学校、クリニックがある。現金収入は、90%を農業に頼っている。現金収入は、月平均 SB\$200 である。1 日当たりのケロシンランプの使用時間は、民家が 4 時間である。ケロシンランプに要する費用は、1 戸当たり月平均 SB\$15 である。村は、小形のディーゼル発電機（240V、2 kVA）を所有し、教会に電力を供給している。個人で照明用の SHS（35Wp）を所有している村民がいる。この村民は、ホニアラで 2 週間の研修を受けている。研修項目は、

結線図、SHS の動作原理、チャージコントローラの機能、SHS の設置実習、保守の実習

である。

(i) ブヌ八村

ブヌ八は、ホニアラからモータボートで 90 分の所にあるフロリダ島にある村である。86 戸の人家が有る。人口は 500 人である。教会、幼稚園がある。現金収入は、70%を漁業に頼っている。魚は主にホニアラのマーケットで売っている。現金収入は、月平均 SB\$800 である。1 日当たりのケロシンランプの使用時間は、民家が 4 時間である。ケロシンランプに要する費用は、1 戸当たり月平均 SB\$20 である。教会は個人所有の小形のディーゼル発電機（240V、4.3kW）から無料で電力の供給を受けている。村人は豊かで、SHS のために月額 SB\$100 程度の支払いが可能と推定された。詳細は、Appendix 7-5-1 を参照

7.5.4 SHS による電化地域の特定

村落調査の結果、村落によって、経済的にも、日照の面、輸送面、および保守面から見た地理的条件が大きく異なる現状が判明し、カウンターパートの天然資源省エネルギー局担当者と相談したが、SHS による電化村落の特定は困難であった。

そこで、パイロットスキーム終了後のその評価を踏まえて、全国大拡大段階での SHS による電化村落の特定を行うことで調査団とカウンターパート側（天然資源省エネルギー局）が合意した。なお、パイロットスキームと全国大拡大スキームを「10.3.4 太陽光発電による点灯電化地域」に示す。

7.6 日照・日射計の設置と観測

7.6.1 日照・日射計の設置

日本で購入し、船便でソロモンに搬入した日照・日射計をガダルカナル島の国会裏の山上に位置するババヤリッジ測候所 (Vavaya Ridge Upper Air Observatory) に第 2 次調査期間中に設置した。調査団は、測定装置の設置方法、測定結果の解析方法について測候所職員に対して技術移転を実施した。

7.6.2 観測体制

観測はババヤリッジ測候所の職員が行い、職員は結果を気象庁に送付し、気象庁はデータの記録を行う。

7.7 データ収集と日照量の解析

7.7.1 太陽光データ

ソロモン諸島国は、太陽光に関する観測を日照時間について行っている。日照時間の測定場所は、チョイセル州のタロ（Taro）島、ガダルカナル島のヘンダーソン（Henderson）空港、サンタクルズ(Santa Cruz) 諸島ネンド（Nendo）島のラタ（Lata）、ニュージョージア島のムンダである。

7.7.2 日照データの解析

(1) 連続不日照

ソロモンで記録された日照データから、連続不日照となった日数は測定場所別に Table 7-7-1 のとおりである。不日照の日が 2 日間続いた回数は、1 測定場所当たり年間平均 1.3 回である。3 日間以上続いた回数は、1 測定場所当たり年間平均 0.7 回である。また、5 日間以上続いた回数は、1 測定場所当たり年間平均 0.1 回である。したがって、SHS の設計に当たって、連続不日照は 5 日間を考慮すれば十分であろう。

Table 7-7-1 Number of non-sunshine consecutive days

Non-Sunshine consecutive days	Guadalcanal ('88-'97)	Santa Cruz ('88-'96)	New Georgia ('88-'96)	Mean (times/year)
2	12	10	14	1.3
3	5	6	1	0.4
4	1	2	3	0.2
5	0	1	0	0.04
12	0	1	0	0.04

(Source: Daily Sunshine Hours, Solomon Islands Meteorological Service)

(2) 1 日当たり平均日照時間

1981 年～1998 年までの日照データから、1 日の平均日照時間は、ガダルカナル島のヘンダーソン空港で 6.6 時間、サンタクルズ諸島ネンド島のラタで 5.5 時間、ニュージョージア島のムンダで 5.6 時間、チョイセル州のタロで 5.4 時間である。各測定場所とも、7 月に低い値を示している。全測定場所の平均値は、5.8 時間である。

Table 7-7-2 Sunshine duration daily average

Place	Year	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	Mean
Guadalcanal	86-98	6.0	6.0	6.3	6.6	6.7	6.9	6.2	6.7	6.6	7.2	7.6	6.6	6.6
Santa Cruz	88-96	5.6	5.4	5.1	5.8	5.0	5.3	5.4	5.3	5.3	6.0	6.4	5.7	5.5
New Georgia	81-96	5.9	5.0	5.8	5.6	5.5	5.3	4.6	5.4	5.5	5.9	6.5	6.2	5.6
Choiseul	88-97	5.9	5.6	5.7	5.9	5.0	4.9	3.9	4.5	5.3	5.5	6.4	5.9	5.4

(Source: Monthly Mean Sunshine Hours, Solomon Islands Meteorological Service)

7.7.3 新設気象観測装置のデータ収集と分析

ババヤリッジ測候所に新設（1999/11/22）した日照計、日射計における新設後の測定結果は以下のとおり。なお、2000 年 4 月以降、調査時（2000/5 末）までの測定結果は整理されていなかった。詳細は Appendix 7-7-1 を参照

Table 7-7-3 Measurement results (Average)

Year/month	Sunshine duration (h/day)	Irradiation energy (kWh/m ² -day)	Conversion coefficient (kW/m ²)
1999/12	6.55	4.76	0.73
2000/1	4.64	4.11	0.89
2000/2	6.18	4.56	0.74
2000/3	5.96	4.51	0.76
Average	5.83	4.49	0.78

(Source: Vavaya Ridge Upper Air Observatory)

1999 年 12 月 1 日～2000 年 3 月 31 日までの間で、日射量は平均 4.49 (kWh/m²-day) を示し、また、日照時間は、平均 5.83 時間を示した。日射量を日照時間で除した変換係数は、平均 0.78 (kW/m²)である。

ソロモンでは、日射量の測定は行われていないので、日射量は変換係数と日照時間から求めることになるが、マスタープランで用いる変換係数は、余裕を持って 0.7(kW/m²)とする。

7.8 設計と仕様

7.8.1 日射エネルギーの算定

先に述べたとおり、ソロモンでは日射量の測定は行われていないので、日照時間と変換係数から日射エネルギーの算定を行う。傾斜面の日射エネルギーは次式より求められる。

$$Q_t = Sh \cdot C_f \cdot 3.6 \cdot K_t \text{ (MJ/m}^2\text{-day)}$$

但し、

Q_t : 傾斜面の日射量 (PV モジュール面の日射量) (MJ/m²-day)

Sh : 日照時間 (h/day)、地域により異なる。

$C_f=0.7$: 日照時間から日射量を求める変換係数 (kW/m²) (7.7.3 項参照)

Kt : 緯度、PV モジュールの傾き、視赤緯を考慮した係数

傾斜面の日射量は、同じ日照時間であっても緯度、PV モジュールの傾き、季節（月）によって異なる。傾斜面の日射量は、日照時間（Table 7-7-2）各測候所の緯度、および視赤緯を用いて PV モジュールの傾き別に求め、Fig. 7-8-1～4、Appendix 7-8-1～4 に示した。PV モジュールの傾きが北向き 12.5 度における傾斜面日射量を Table 7-8-1 に示した。

Table 7-8-1 Inclined solar irradiation (MJ/m ² -day)									tilt angle:12.5 degree				
Place	Jan.	Feb.	Mar.	Apr.	May	June	July	Aug.	Sept.	Oct.	Nov.	Dec.	Ave.
Honiara	14.10	14.56	15.95	17.48	18.44	19.37	17.26	18.05	17.03	17.77	18.05	15.37	16.95
Munda	13.80	12.08	14.62	14.76	15.06	14.80	12.74	14.48	14.13	14.50	15.37	14.37	14.23
Taro	13.69	13.43	14.26	15.44	13.58	13.56	10.71	11.97	13.52	13.42	15.01	13.56	13.51
Lata	13.23	13.17	12.97	15.44	13.84	14.97	15.12	14.36	13.75	14.88	15.28	13.35	14.20

7.8.2 PV モジュールの傾き角度

PV モジュールの傾きは、PV モジュールの傾斜面日射量が、年間の合計と最低の両方が共に大きくなる角度が好ましい。この面では、ホニアラが 7.5 度、ムンダが北向きに 7.5 度、タロが北向きに 15 度、ラタが北向きに 10 度程度が好ましい。しかし、傾き角度が小さすぎると、雨による PV モジュールの洗浄効果が期待できなくなり、一般には、15 度が最低値と言われているが、ソロモンは埃が多くないことと、傾斜面日射量を少しでも大きくする観点から北向きに 12.5 度とする。この場合、好ましい角度に比べて日射量の低下は、2 %以下である。（Fig. 7-8-5～8、Appendix 7-8-1～4 参照）

7.8.3 PV モジュールの容量

PV モジュールの容量は次式より求められる。

$$P_m = 3.6 \cdot A_s \cdot P_l / (Q_t \cdot K_0) \quad (W_p / (kW/m^2))$$

但し、

P_m : モジュールの容量 ($W_p / (kW/m^2)$)

$A_s=1$: 設計余裕

P_l : 1 日当たりの消費電力量 (Wh/day)

Q_t : 傾斜面への日射量 (MJ/m^2-day)

K_0 : $K_0=K_1 \cdot K_2 \cdot K_3 \cdot K_4 \cdot K_5 \cdot K_6 \cdot K_7 \cdot K_8 \cdot K_9 \cdot K_{10}$

$K_1=0.83$: PV モジュールの温度上昇による係数

$K_2=0.99$: PV モジュールの表面の汚れによる係数

$K_3=0.80$: バッテリーの平均充放電効率

$K_4=0.91$: 配線、コントローラの損失

$K_5=1.00$: インバータの損失の係数

K6=0.80	: PV モジュールの最大電力点からの動作点のずれによる係数
K7=0.95	: 日射量のばらつき係数（年毎のばらつき）
K8=0.95	: 日陰の係数
K9=0.97	: PV モジュールの設置方向が最適値からずれる係数
K10=0.95	: 経年変化の係数

上記係数のうち、K1、K6 の設定に当たっては、PV モジュールの表面温度が 65℃ まで上昇するものとした。また、表面温度が 60℃ まで上昇した PV モジュールの出力が、70%程度まで低下したフィールド試験の報告事例³を考慮した。K5 は、SHS に使用する蛍光灯の消費電力が、インバータを含んでいるため 1.00 とした。K8 は、ソロモンの村落が高い樹木に囲まれていることを考慮して 0.95 とした。その他の係数は一般的な数値を採用した。

(1) 負荷の大きさ

ソロモンの村落では、ケロシンランプが個人住宅で、3～4 時間、教会で 2 時間程度使われる。一方、SHS に適合する 7～11W の蛍光灯が市場から入手可能である。負荷は三つのケースを考慮する。

9～11W の蛍光灯を 1 灯、1 日 3～4 時間使用する。（個人住宅など）

7W の蛍光灯を 3 灯、1 日 3～4 時間使用する。（個人住宅など）

11W の蛍光灯を 4 灯、1 日 2 時間程度使用する。（教会などの公共施設）

(2) PV モジュールの容量

上記負荷が供給可能な PV モジュールの容量を計算で求め、現在、商品として存在する PV モジュールの中から、計算で求めた容量に近いものを選択した。その結果は、Table 7-8-2 に示すとおりである。なお、教会などの公共施設は、11W の蛍光灯を 4 灯使用する SHS を一つのユニットとし、広さに応じて複数セット導入する。（Appendix 7-8-1～4 参照）

Table 7-8-2 PV module capacity

Load	Capacity of PV
1 Florescent light of 9-11W	36 Wp
3 Florescent lights of 7W	55 Wp
4 Florescent lights of 11W	75 Wp

(3) PV モジュールの開放電圧

ソロモンの気候は 1 年を通じて高温であることを考慮し、開放電圧（Voc）が 21V 程度のモジュールを選定する。

³ ジンバブエ国太陽光発電地方電化促進計画調査 最終報告書

7.8.4 PV モジュールの供給可能な電力量

7.8.3 項で選定した PV モジュールの供給可能な電力量は、地域によって異なる。また、季節（月）によっても異なる。これは、日射量が地域および季節（月）によって異なるためである。供給可能な電力量（需要）の計算結果は Table 7-8-3 に示した。

（Appendix 7-8-5～8 参照）

Table 7-8-3 Average effective output of PV modules (Wh/day) (tilt angle: 12.5)

Month	36WpPV module				55Wp PV module				75Wp PV module			
	Honiara	Munda	Taro	Lata	Honiara	Munda	Taro	Lata	Honiara	Munda	Taro	Lata
Jan.	56.3	55.1	54.6	52.8	86.0	84.1	83.4	80.7	117.2	114.7	113.8	110.0
Feb.	58.1	48.2	53.6	52.5	88.7	73.6	81.8	80.3	121.0	100.4	111.6	109.5
Mar.	63.6	58.3	56.9	51.8	97.2	89.1	86.9	79.1	132.5	121.5	118.5	107.8
Apr.	69.7	58.9	61.6	61.6	106.5	90.0	94.1	94.1	145.3	122.7	128.3	128.3
May	73.6	60.1	54.2	55.2	112.4	91.8	82.8	84.4	153.2	125.2	112.9	115.0
June	77.3	59.0	54.1	59.7	118.0	90.2	82.7	91.2	161.0	123.0	112.7	124.4
July	68.8	50.8	42.7	60.3	105.2	77.6	65.3	92.2	143.4	105.9	89.0	125.7
Aug.	72.0	57.8	47.8	57.3	110.0	88.3	73.0	87.5	150.0	120.4	99.5	119.3
Sept.	68.0	56.4	53.9	54.8	103.8	86.1	82.4	83.8	141.6	117.5	112.4	114.3
Oct.	70.9	57.9	53.5	59.4	108.3	88.4	81.8	90.7	147.7	120.5	111.5	123.7
Nov.	72.0	61.3	59.9	61.0	110.0	93.7	91.5	93.2	150.1	127.8	124.8	127.0
Dec.	61.3	57.3	54.1	53.2	93.7	87.6	82.6	81.4	127.7	119.4	112.7	110.9
Ave.	67.6	56.8	53.9	56.6	103.3	86.7	82.4	86.5	140.9	118.2	112.3	118.0
Max.	77.3	61.3	61.6	61.6	118.0	93.7	94.1	94.1	161.0	127.8	128.3	128.3
Min.	56.3	48.2	42.7	51.8	86.0	73.6	65.3	79.1	117.2	100.4	89.0	107.8

(1) 電気器具と供給時間

年間で日射量が最低となる月に、PV モジュールが1日あたりに供給可能な電力量(需要)は、Table 7-8-4～6 に例示した。（Table 7-8-3 参照）

Table 7-8-4 Electric appliances and use time (36Wp module)

Place	Fluorescent light (11W)		Fluorescent light (9W)		Fluorescent light (7W)		Radio cassette (6W)	
	Number	hours	Number	hours	Number	hours	Number	hours
Honiara	1	4					1	2
Munda	1	4					1	0.7
Taro			1	4			1	1.1
Lata	1	4					1	1.3

Table 7-8-5 Electric appliances and use time (55Wp module)

Place	Fluorescent light (11W)		Fluorescent light (9W)		Fluorescent light (7W)		Radio cassette (6W)	
	Number	hours	Number	hours	Number	hours	Number	hours
Honiara					3	3.5	1	2
Munda	1	4	1	1.5	1	1.5	1	0.9
Taro					3	3.1	1	0
Lata	1	4	1	2	1	1	1	1.67

Table 7-8-6 Electric appliances and use time (75Wp module)

Place	Fluorescent light (11W)		Fluorescent light (9W)		Fluorescent light (7W)		Radio cassette (6W)	
	Number	hours	Number	hours	Number	hours	Number	hours
Honiara	4	2.5					1	1
Munda	4	2.25					1	0.23
Taro	4	2					1	0.17
Lata	4	2.34					1	0.8

7.8.5 バッテリーの選定

バッテリーは独立型 PV システムの中では、PV モジュールに次いで高価で、かつ、寿命が短い。このため、PV システムの維持費を低廉に抑えるためには、バッテリーの寿命を長くすることが肝要である。バッテリーの寿命を長くする為には、繰り返し充放電に耐えること、また、保守が適切に行われる必要がある。しかし、バッテリーの保守は、ソロモンの全村落において、適切に行われることは望めないのが現状である。また、環境面を考えると出来るだけ長寿命のバッテリーを適用して使用済みのバッテリーを減らすことも肝要である。

この事に鑑み、ソロモンに適用するバッテリーの仕様は次のとおりとする。

- ・ 蒸留水の補給および均等充電が不要なシールド型ゲルバッテリーとする。
- ・ 1日の放電電流量をバッテリー容量（20 時間率）の 10%とした時、3,200 サイクル以上の寿命とする。（残容量：90%、周囲温度：20℃）

7.8.6 バッテリー容量の選定

バッテリーの容量は次式で求められる。

$$Bc = Kn \cdot PI / (12 \cdot Kd \cdot Kh)$$

但し、

Bc: バッテリーの容量(Ah)

Kn: 連続不日照の日数：5 日間とする

PI: 1 日当たりの消費電力量（Wh/day）

Kd: 放電深度：0.5 とする。

Kh: 保守率：0.9 とする

上式でバッテリー容量を計算で求め、現在、商品として存在するバッテリーの中から、計算で求めた容量に近いものを選択した。結果は下表のとおり。

Table 7-8-7 Battery capacity

PV module	Capacity of Battery
36 Wp	56.5 Ah(100h), 50.6 Ah(20h)
55 Wp	80 Ah(100h) , 73.6 Ah(20h)
75 Wp	108 Ah(100h) , 97.6 Ah(20h)

(1) 1 日の平均放電率

1 日の平均放電電流量のバッテリー容量 (20 時間率) に対する比率は、Table 7-8-8 に示す。(Table 7-8-3 を参照)

Table 7-8-8 Daily depth of discharge (Depth Of Discharge: DOD)

Place	56.5Ah battery for 36Wp module		80Ah battery for 55Wp module		108Ah battery for 75Wp module	
	Ave. Load (Wh/day)	DOD (%)	Ave. Load (Wh/day)	DOD (%)	Ave. Load (Wh/day)	DOD (%)
Honiara	67.6	11	103.3	12	140.9	12
Munda	56.8	9	86.7	10	118.2	10
Taro	53.9	9	82.4	9	112.3	10
Lata	56.6	9	86.5	10	118.0	10

(2) 期待寿命

1 日の平均放電電流量のバッテリー容量 (20 時間率) に対する比率は、10%程度であり、周囲温度 20 におけるバッテリーの期待寿命は 3,200 サイクル (8.7 年) である。(Federal 社技術資料)ソロモンの年間平均気温 27 (6.6.1 項参照)では、寿命が 80%程度に低下するとして、設計値として採用する期待寿命は、2,560 サイクル (7 年) とする。

7.8.7 実際の供給可能な連続不日照日数と充電回復日数

(1) 供給可能な連続不日照日数

7.8.6 項で、連続不日照の設計値は 5 日間としたが、実際に選定したバッテリーが供給可能な連続不日照日数の平均値を Table 7-8-9 に示した。詳細は、Appendix 7-8-5 ~ 12 を参照

(2) 充電回復日数

また、不日照が続いて、放電深度 50%まで放電したバッテリーが、何日間の充電で満充電に回復するかを、Table 7-8-9 に示した。但し、回復充電中は照明灯等の電気器具は一切使用しないものとする。詳細は、Appendix 7 -8-5 ~ 12 を参照

Table 7-8-9 Actual consecutive non-sunshine day and recovery day

Place	56.5Ah battery for 36Wp module		80Ah battery for 55Wp module		108Ah battery for 75Wp module	
	non-sunsh ine day	recovery day	non-sunsh ine day	recovery day	non-sunsh ine day	recovery day
Honiara	5.1	4.3	4.7	4.0	4.6	4.0
Munda	6.0	5.1	5.6	4.8	5.5	4.7
Taro	6.3	5.4	5.9	5.0	5.8	5.0
Lata	6.0	5.1	5.6	4.7	5.5	4.7

7.8.8 チャージコントローラの選定

SHS に適用するチャージコントローラは、下記の特性が要求される。

損失が少ないこと

- ・自己消費電流は、10mA 以下であること

チャージコントローラは 24 時間稼働するので、自己消費電流が少ないことが肝要である。自己消費電流が 10mA であっても、1 日間で消費する電力量は、2.9Wh となり 36Wp のモジュールで供給可能な電力量の数%もの損失になる。

- ・電圧降下が少ないこと

この電圧降下は、損失の原因になる外、バッテリーの充電に悪影響を与える可能性もある。PV モジュールが発電しない夜間などは、自動的に PV モジュールが開放される機能を有することが好ましい。

バッテリーの充電電圧の設定がバッテリーの種類に応じて適切になされていること

- ・バッテリーの充電電圧の設定は、製造者の推奨値にマッチしていることが肝要である。シールド型バッテリーの充電電圧は、開放型より若干低いのが普通である。

バッテリーに対する過充電、過放電の防止機能があること

- ・過充電防止機能は、バッテリーの電圧が、ある一定値以上になると PV モジュールからの充電を制限される機能である。
- ・過放電防止機能は、バッテリーの電圧が、ある一定値以下になると負荷をバッテリーから切り離し、また、ある一定値以上に回復すると再接続される機能である。

バッテリーの適正充電電圧は、温度上昇とともに低下するので、充電電圧に対する温度補正機能を有することが望ましい。

制限時間を超えた蛍光灯などの負荷使用を防止するため、タイマー付きが望ましい。

7.9 システムと設置

SHS は、36Wp、55Wp、75Wp の三つのシステムを用意し、建物の大きさ、電気料金の支払い能力に応じて適用するシステムを選択する。

(1) 36Wp システム

9W～11W の蛍光灯が 1 灯設置可能である。また、ラジカセのためのコンセントを 1 個用意する。蛍光灯の使用が、4 時間程度、ラジカセ（6W）の使用が、40 分～2 時間程度可能である。設置対象は、個人宅、教師宅とする。システム構成は、Fig. 7-9-1 に示した。

(2) 55Wp システム

7W の蛍光灯が 3 灯設置可能である。また、ラジカセのためのコンセントを 1 個用意する。蛍光灯の使用が、3～4 時間、ラジカセ（6W）の使用が、0～2 時間

可能である。設置対象は、診療所、個人宅、教師宅とする。システム構成は、Fig. 7-9-2 に示した。

(3) 75Wp システム

11W の蛍光灯が 4 灯設置可能である。また、ラジカセのためのコンセントを 1 個用意する。蛍光灯の使用時間は、2 時間程度、ラジカセ (6W) の使用時間が、10 分 ~ 1 時間程度可能である。設置対象は、公共施設とする。施設の大きさにより複数設置する。システム構成は、Fig. 7-9-3 に示した。

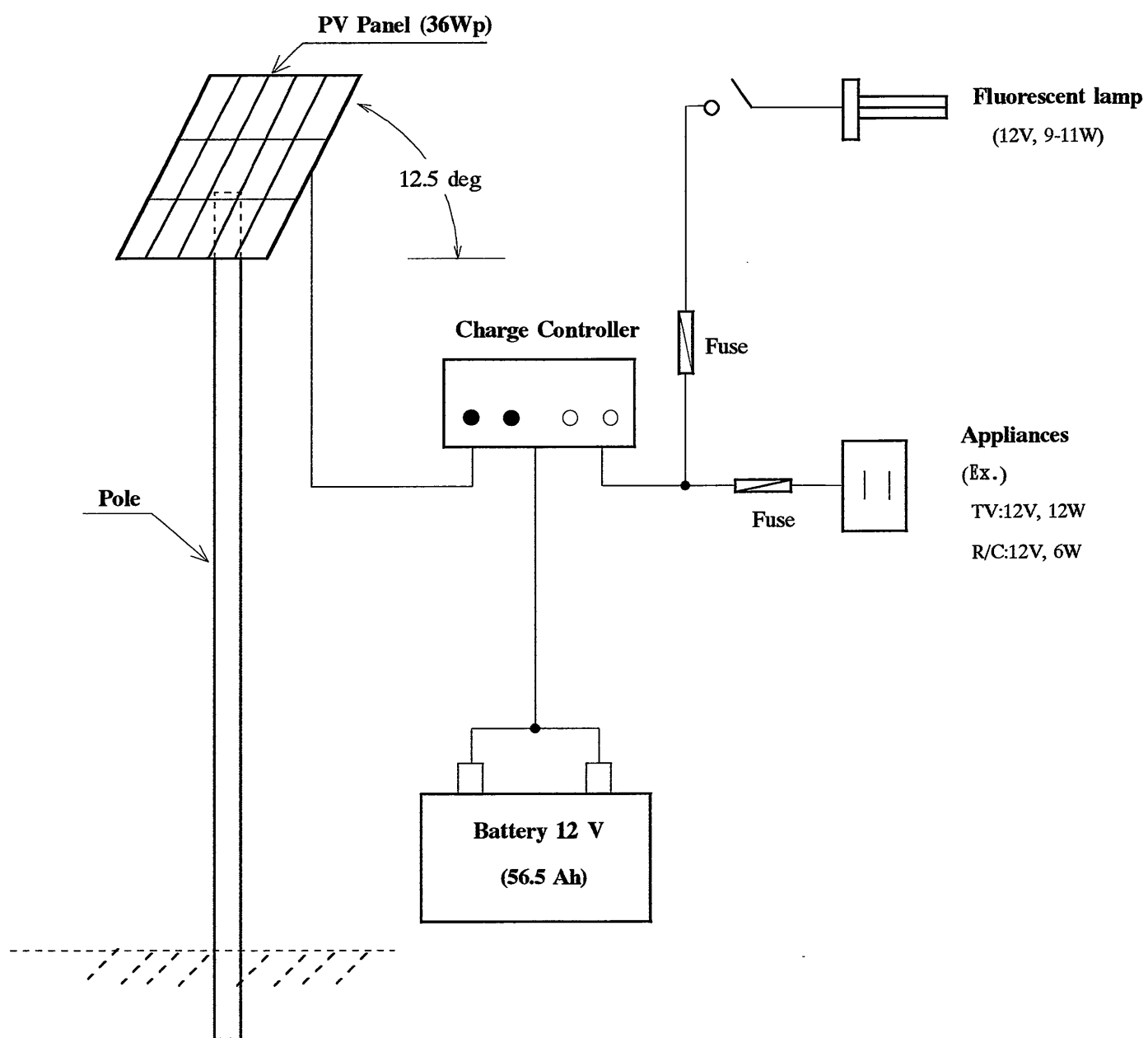


Fig. 7-9-1 SHS system for private houses (36Wp system)

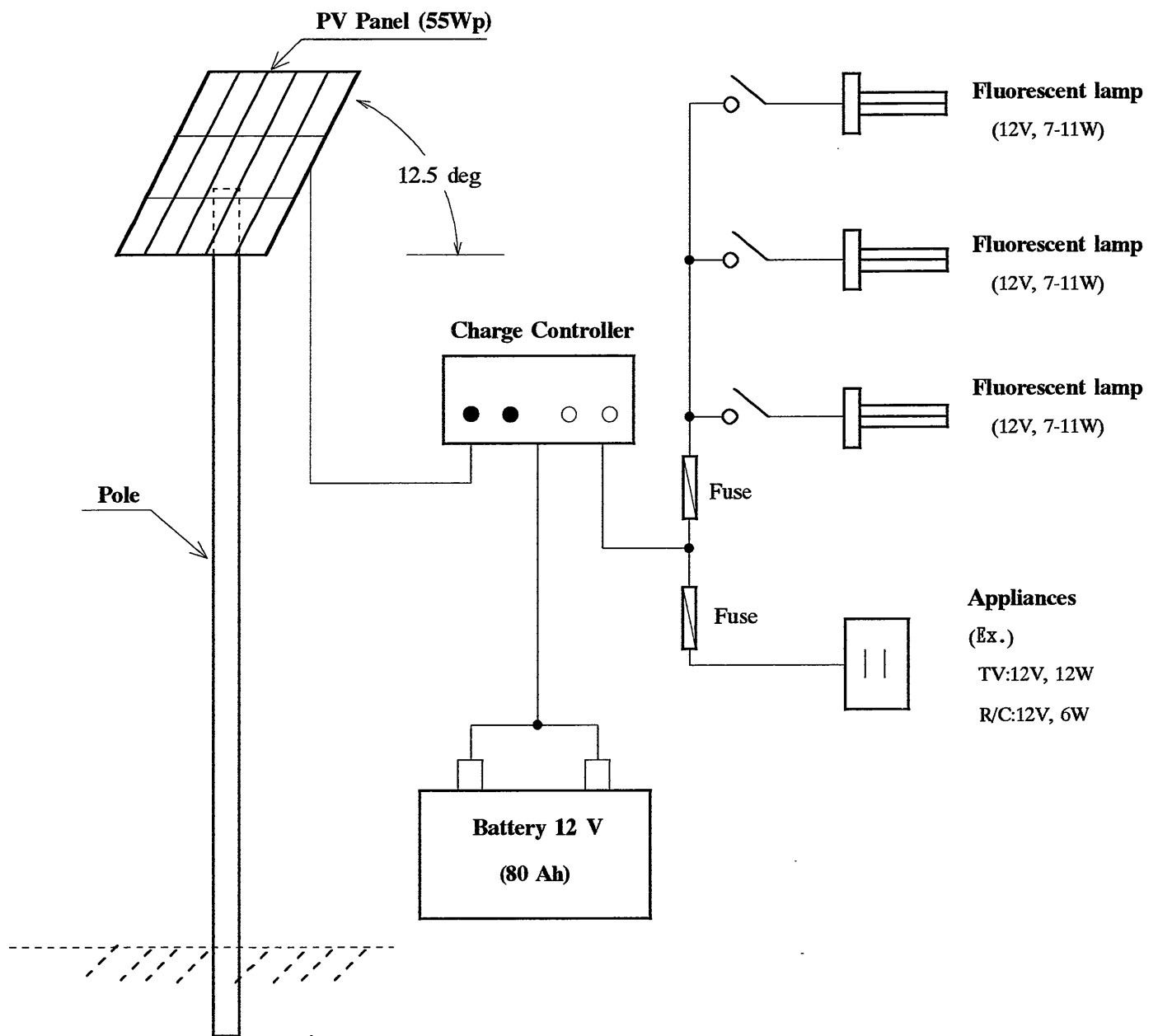


Fig. 7-9-2 SHS system for private houses (55Wp system)

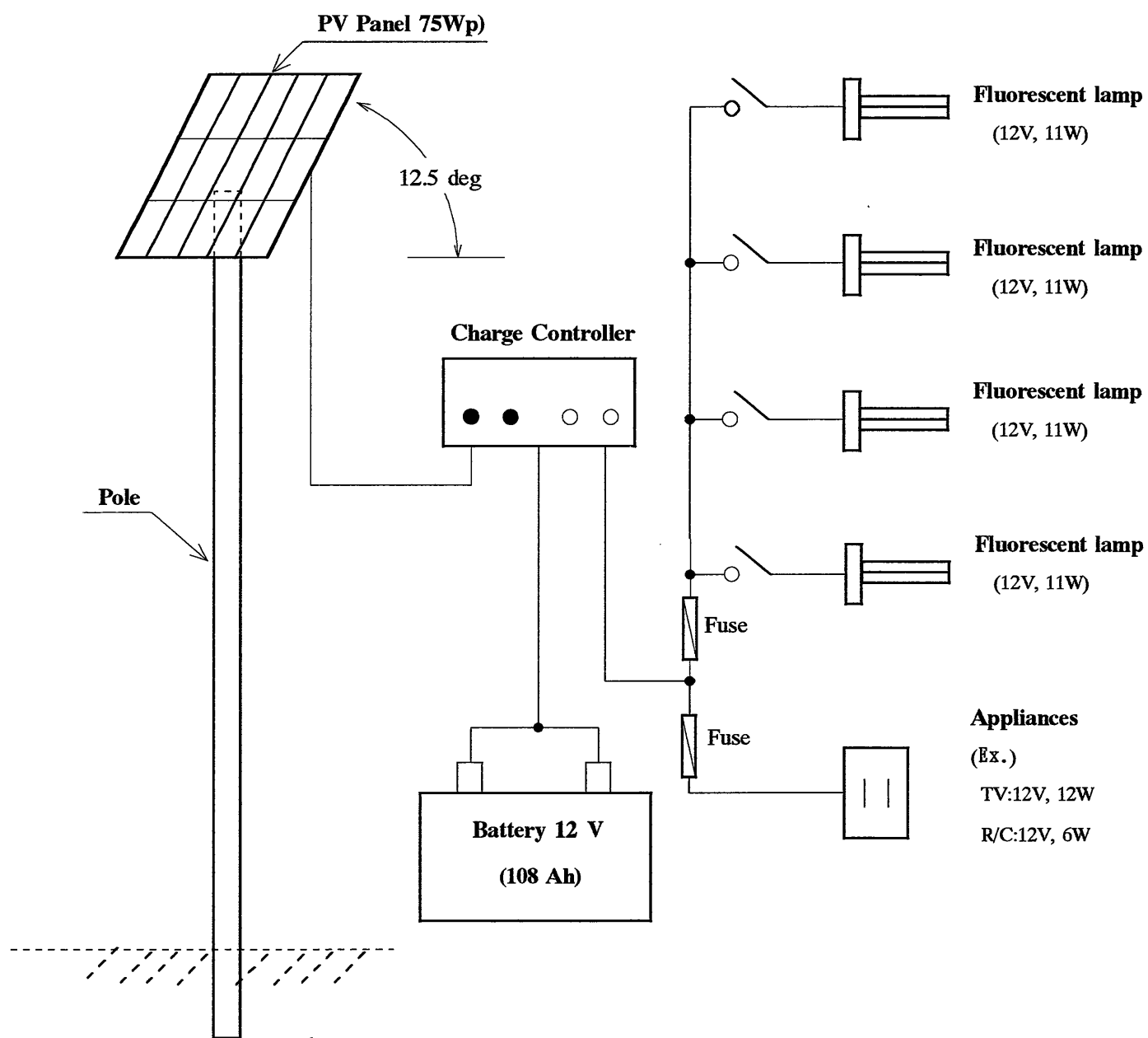


Fig. 7-9-3 SHS system for public facilities (75Wp system)

7.10 建設費

SHS の建設コストは、購入セット数によって異なる。本調査で用いたコストは、500 セットを購入するものとし、輸入先は、オーストラリアのブリスベンとした。また、輸入関税、物品税を含んだ場合と、含まない場合の二つについて建設費を積算した。

PV モジュール、バッテリー、チャージコントローラをそれぞれ単体で購入すると、特性が相互間で整合されていないため、PV モジュールから十分な電力が得られない可能性がある。また、バッテリーの寿命が短くなる事も考えられる。このため、SHS はキットで輸入する。建設費は、SHS 使用料の基礎となるものである。

SHS の輸入関税は、 $CIF \times 1.3 \times 0.05 (1 + 0.05)$ とし、物品税は $CIF \times 1.3 \times 0.15$ とした。また、SHS を輸入し、据え付け工事を実施する代理店の経費は、CIF 価格の 15% とした。

土木工事に関しては、村人から役務が提供されるものとした。また、ポールとバッテリー収納箱はソロモンで調達する。

7.10.1 主要構成品の仕様

(1) PV モジュール

Table 7-10-1 PV module specifications

	36 Wp	55 Wp	75 Wp
Rated power Pmax	36 W	55 W	75 W
Rated current Impp	2.1A	3.15A	4.4A
Rated voltage Vmpp	17.0V	17.4V	17.0V
Short circuit current Isc	4.7A	3.45A	4.8A
Open circuit voltage Voc	21.7V	21.7V	21.7V

(Source: Siemens Catalogue)

(2) バッテリー

バッテリーは、12V、シールド型ゲルタイプ、深放電タイプを適用する。また、推奨充電電圧は、13.8V ~ 14.1V のものを適用する。期待寿命は、3,200 サイクル以上とする。(1 日の放電電流量: バッテリー容量(20 時間率) の 10%、残容量 : 90%、周囲温度 : 20)

- a. 56.5 Ah(100h) : 36 Wp 用
20 時間率 : 50.6 Ah
- b. 80 Ah(100h) : 55 Wp 用
20 時間率 : 73.6 Ah
- c. 108 Ah(100h) : 75 Wp 用
20 時間率 : 97.6 Ah

(3) チャージコントローラ

型	: Semi-conductor type(With timer)
定格負荷電流/定格入力電流	: 6 ~ 10A
自己消費電流	: 10 mA 以下
低負荷開放電圧	: 11.5 ~ 11.7V (LVD)

低負荷再接続電圧	: 12.6 ~ 12.8V (LVR)
定電圧制御	: 14.1V
温度補正係数	: -27 mV/ 程度

(4) 支持物

SHS は、海に近い場所に設置されるので、腐食に強い支持物が必要である。このため、ポールは、亜鉛メッキ鋼管（2.5 インチ、6.5m、JIS 国内で調達）、PV モジュール支持金具は、アルミフレームとする。また、ポールは、強風で倒壊しないよう 3 方向からステンレスワイヤ・ターンバックルで固定する。根入れは、50cm とし、地上部分は 4 ~ 5 m とする。

(5) 配線類

配線類は、太陽電池配線用電線（20m）、屋内配線用電線（36Wp:12m、55Wp:30m、75Wp:40m）、空中配線用資材（1 セット）、ランプ用壁付きスイッチ（1 ~ 4 個）、ジョイントボックス（1 ~ 4 個）、2 回路用ヒューズブロック（1 個）、壁付き 2 ピンコンセント（1 個）、サドルが必要である。

7.10.2 建設費

関税、物品税を含んだ場合と、含まない場合の二つについて建設費を概算し、結果を Table 7-10-2 ~ 3 に示した。詳細は、Appendix 7-10-1 ~ 3 を参照

(1) 関税、物品税を含んだ場合

Table 7-10-2 Construction cost of SHS with customs duties and goods tax

System	Cost (US\$)
36 Wp System	1,195
55 Wp System	1,398
75 Wp System	1,640

(2) 関税、物品税を含まない場合

Table 7-10-3 Construction cost of SHS without customs duties and goods tax

System	Cost (US\$)
36 Wp System	996
55 Wp System	1,160
75 Wp System	1,301

7.11 SHS 使用料

SHS 使用料は、建設費に運転保守費などの費用が加算されたものである。使用料は、関税および物品税を含んだ場合と、含まない場合について、金利が 4 % の場合と、0 % の場合について概算した。SHS 使用料は、支払期間の長短に係わらず 20 年間の保守費と 2 回を限度とするバッテリー交換費用、1 回を限度とするチャージコントローラ交

換費用を含んでいる。SHS の所有権は利用者には移転されず、所有者は使用料の支払い終了後も、SHS 設置後から 20 年間に渡って保守について責任を持つ。但し、2 回のバッテリー交換と 1 回のチャージコントローラ交換を除く修理費は有償とする。バッテリー処理費(4 US\$/unit)はバッテリー費用の中に含めた。

支払期間は、初年度一括払い、3 年間、5 年間、7 年間、10 年間、15 年間、20 年間について検討した。利用者はこのオプションの中から支払方法を選択する。

寿命は、PV モジュールが 20 年、バッテリーが 7 年、チャージコントローラが 10 年とした。なお、蛍光灯の費用は含まれていない。結果は、Table 7-11-1～8 に示した。ここで言う Interest とは、使用料に賦課される金利負担分を指す。詳細は、Appendix 7-11-1～3 を参照

(1) 関税、物品税を含む場合

a. 使用料を 20 年間払うオプション

Table 7-11-1 Rental charge for 20 years including O & M cost (With customs duties and goods tax)

System	4 % of interest (US\$/month)	0 % of interest (US\$/month)
36 Wp System	10.8	7.3
55 Wp System	12.4	8.4
75 Wp System	14.5	9.8

(Down payment:US\$30)

b. 使用料を 10 年間払うオプション

Table 7-11-2 Rental charge for 10 years including O & M cost for 20 years

(With customs duties and goods tax)

System	4 % of interest (US\$/month)	0 % of interest (US\$/month)
36 Wp System	18.0	14.6
55 Wp System	20.7	16.8
75 Wp System	24.2	19.6

(Down payment:US\$30)

c. 使用料を 5 年間払うオプション

Table 7-11-3 Rental charge for 5 years including O & M cost for 20 years

(With customs duties and goods tax)

System	4 % of interest (US\$/month)	0 % of interest (US\$/month)
36 Wp System	32.9	29.3
55 Wp System	37.7	33.6
75 Wp System	44.1	39.3

(Down payment:US\$30)

d. 使用料を一括払いするオプション

Table 7-11-4 Paying the full amount of the rental charge at the first time including O & M cost
for 20 years (With customs duties and goods tax)

System	4 % of interest	0 % of interest
36 Wp System	1,787	1,787
55 Wp System	2,046	2,046
75 Wp System	2,387	2,387

(Down payment:US\$30)

(2) 関税、物品税を含まない場合

a. 使用料を 20 年間払うオプション

Table 7-11-5 Rental charge for 20 years including O & M cost

(Without customs duties and goods tax)

System	4 % of interest (US\$/month)	0 % of interest (US\$/month)
36 Wp System	9.1	6.2
55 Wp System	10.4	7.0
75 Wp System	11.7	8.0

(Down payment:US\$30)

b. 使用料を 10 年間払うオプション

Table 7-11-6 Rental charge for 10 years including O & M cost for 20 years

(Without customs duties and goods tax)

System	4 % of interest (US\$/month)	0 % of interest (US\$/month)
36 Wp System	15.2	12.3
55 Wp System	17.3	14.1
75 Wp System	19.6	15.9

(Down payment:US\$30)

c. 使用料を 5 年間払うオプション

Table 7-11-7 Rental charge for 5 years including O & M cost for 20 years

(Without customs duties and goods tax)

System	4 % of interest (US\$/month)	0 % of interest (US\$/month)
36 Wp System	27.7	24.6
55 Wp System	31.6	28.1
75 Wp System	35.7	31.8

(Down payment:US\$30)

d. 使用料を一括払いするオプション

Table 7-11-8 Paying the full amount of the rental charge at the first time including O & M cost for 20 years (Without customs duties and goods tax)

System	4 % of interest	0 % of interest
36 Wp System	1,508	1,508
55 Wp System	1,719	1,719
75 Wp System	1,940	1,940

(Down payment:US\$30)

7.12 市場調査

ソロモンでは、ホニアラ市内に SHS 関連の機材を販売している店が2店有る。また、スイッチ、コンセント、DC12V 蛍光灯などを販売している店が数店有る。しかし、品数は豊富でなく、バッテリーについても自動車用しか販売されていない。

(1) PV モジュール

ホニアラ市内で 40Wp、80Wp のモジュールが販売されている。細かい仕様は不明である。

Capacity	Maker	Country	Price (without Goods Tax)
40 Wp	Solarex	Australia	1,750 SB\$
80 Wp	Solarex	Australia	2,495 SB\$

(情報提供 : ILAND ENTERPRISES LIMITED, Honiara)

(2) バッテリー

ホニアラ市内で自動車用バッテリーが販売されている。細かい仕様は不明である。

SIEA 職員の話しによると安い物は品質が悪いということである。バッテリー価格には硫酸が含まれていない。硫酸は、12 SB\$/liter、また、蒸留水は 17 SB\$/liter 程度でガソリンスタンドで売られている。

Capacity	Price (With Goods Tax)
50 Ah	240 ~ 337 SB\$
60 Ah	235 ~ 325 SB\$
70 Ah	335 ~ 445 SB\$
100 Ah	448 ~ 506 SB\$
120 Ah	559 ~ 610 SB\$

(ホニアラ市内店頭調べ)

(3) チャージコントローラ

静止型のチャージコントローラが SB\$638 (税込み) で売られている。

(Equalization;14V, Float;13V, LDV;11V)

(4) 船賃

ホニアラからの船賃は以下のとおりである。また、積み込み手数料は 15 SB\$/m³ である。

Destination	Freight(8feet*8feet*20feet container)
Brisbane, Australia	1,753 AU\$
Manila, Philippine	1,875 US\$
Bangkok, Thailand	1,725 US\$

(情報提供 : TRADCO SHIPPING LIMITED, Honiara)

(5) その他

Item	Price (With Goods Tax: 15%)
fluorescent lamp (tube) DC12V,8W	18.5 SB\$
fluorescent lamp (tube) DC12V,10W	14.6 SB\$
fluorescent lamp (tube) DC12V,13W	18.6 SB\$
A Switch with a outlet	38.8 SB\$
Conductor 6 mm ² double	7.35 SB\$/m
Conductor 2.5 mm ² double	4.15 SB\$/m
Galvanized steel pipe(2inch, 6.5m)	38.25 SB\$(without tax)
Galvanized steel pipe(3inch, 6.5m)	63.69 SB\$(without tax)

(ホニアラ市内店頭調べ)

7.13 教育訓練

SHS の普及に関しては、教育訓練が不可欠である。教育訓練の方法は、パイロットスキーム実施段階で、各州から州政府で働いている技術者をホニアラの PV 訓練センター (農村電化諮問委員会 : Rural Electrification Advisory Committee (REAC)内に設置) において下記内容により教育訓練を行う。

次にこの技術者が講師となって、パイロットプラントを設置する村落のコミュニティから選定された人を対象に、州都で運転保守担当者としての教育訓練を下記内容により行う。ホニアラで訓練を受けた技術者および前記コミュニティ技術者は、パイロットプラント設置工事に参加し、SHS 設置技術の向上を図る。

同様に、全国大拡大スキーム実施段階に於いても、ホニアラで訓練を受けた技術者が、SHS を設置する村落のコミュニティから選出された人を対象に、州都で運転保

守担当者としての教育訓練を行う。全国大拡大スキーム実施段階でも訓練を受けたコミュニティ技術者は、それぞれの村落に於ける SHS 設置工事に参加し、SHS 設置技術の向上を図る。

(1) 教育訓練内容

日照、日射 (1 日) : 太陽光のエネルギーについての理解

SHS の構成 (半日) : システム構成の理解

PV パネル (1.5 日) : PV モジュール、発電電力と日照、日射との関係理解

バッテリー (1 日) : 過放電、過充電、容量などの特性に関する理解

チャージコントローラ (1 日) : 充電電圧、過放電や過充電の機能に対する理解

システム設計 (1 日) : PV モジュール、バッテリーの容量計算の基礎を理解し、使用可能な負荷に制限があることの理解、また、適正な電線の必要性を理解する。

SHS の設置実習 (3 日) : 設置および配線の習得

SHS の保守 (半日) : 保守項目の理解

SHS の保守の実習 (1.5 日) : 計測 (電圧、電流) 保守の体験

予備日 4 日

(2) 訓練期間

・ 15 日間 (約 3 週間)

7.14 村落に於ける維持管理体制

SHS を設置する村落には、SHS の維持管理を担当する者 (維持管理担当者) を置く。この維持管理担当者は 7.13 節により教育訓練された技術者がその任に当たり、一人の担当者が維持管理する SHS は、約 50 セットとする。

従って、村落の SHS 設置台数によって、維持管理担当者は複数となる。

維持管理担当者は、SHS の所有者と契約を結び、維持管理する SHS の数に応じた報酬を所有者から受ける。

維持管理担当者は、所定の SHS 管理台帳に保守の結果を記録する。

管理台帳は、SHS 毎に作成され 20 年間保存される。

(1) 維持管理担当者の主要な役割

- ・ SHS の保守、管理、簡易な修理
- ・ SHS の使用料の徴収とソロモン開発銀行 (DBSI⁴) への納入
- ・ SHS 所有者と使用者との間の調整
- ・ SHS 所有者への点検結果の報告

(2) SHS の主な保守・管理項目

- ・ PV パネル表面の清拭 (1 回 / 月)
- ・ PV パネル表面から木の葉などの異物の除去 (その都度)
- ・ PV パネルの外観点検 (1 回 / 月)
- ・ PV パネルに対する日陰の原因除去 (その都度)

- ・ PV パネル支持物の点検（支線の緩み、ポールの傾き）（1 回/月）
- ・ バッテリー電圧の測定（1 回/月）
- ・ バッテリーの外観点検、清掃（1 回/月）
- ・ バッテリー端子緩みの有無（1 回/月）
- ・ チャージコントローラの設定値の確認（1 回/月）
- ・ チャージコントローラの外観点検（1 回/月）
- ・ 配線類の点検（端子緩み、絶縁被覆）（1 回/月）

7.15 バッテリー処理

（1）処理方法

使用済みバッテリーは、ホニアラに集積し 500 個単位で船便にてオーストラリアのブリスベンに送り、処理会社に委託して処理する。ブリスベン郊外にある処理会社は、バッテリー持ち込み渡して処理を行っている。バッテリーは、2 (AUcent)/kg で買い取ってくれる。（情報提供：NENSYS New Energy System, 21 Coyne St Leichhardt in QLD 4305 Australia）

（2）処理費用

バッテリー処理費は、輸送費込みで 4 US\$/個 かけると見込まれ、この費用は予めバッテリー費用の中に織り込んでおく。バッテリー処理費の内訳は、以下のとおりである。梱包費は積み込み手数料の 2 倍、オーストラリア国内輸送費はトラック 1 台、所要人工は 3 人で 1 日として見積もった。その他は調査結果に基づき見積もった。（7.12 参照）

船代：1,052 (US\$ /500 個)、梱包費：200 (US\$ /500 個)、積み込み手数料（ホニアラ）：100 (US\$ /500 個)、オーストラリア国内輸送費：500 (US\$ /500 個)、返却金：-150 (US\$ /500 個)

⁴ Development Bank of Solomon Islands

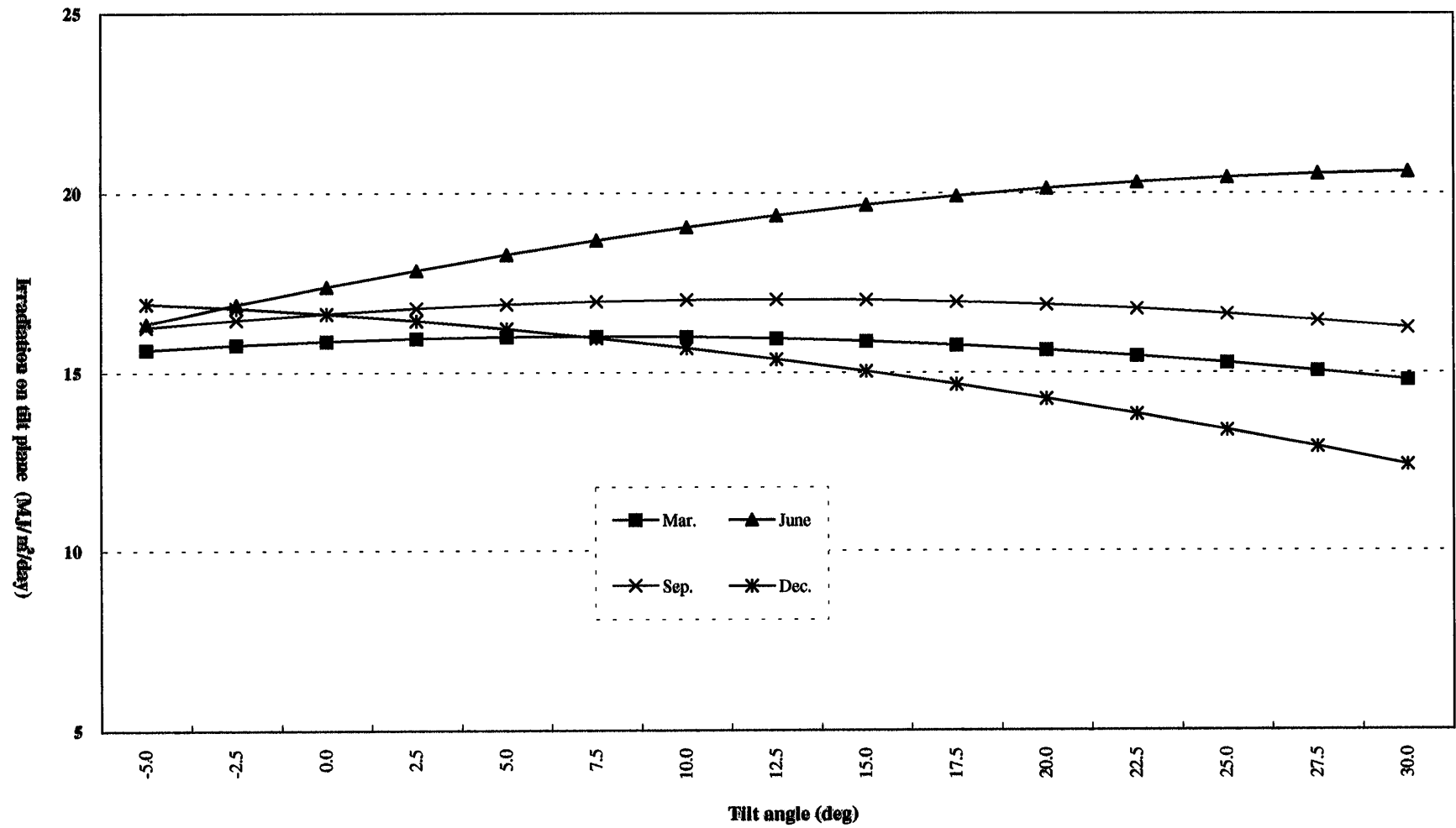


Fig. 7-8-1 Total irradiation in typical month in Honiara

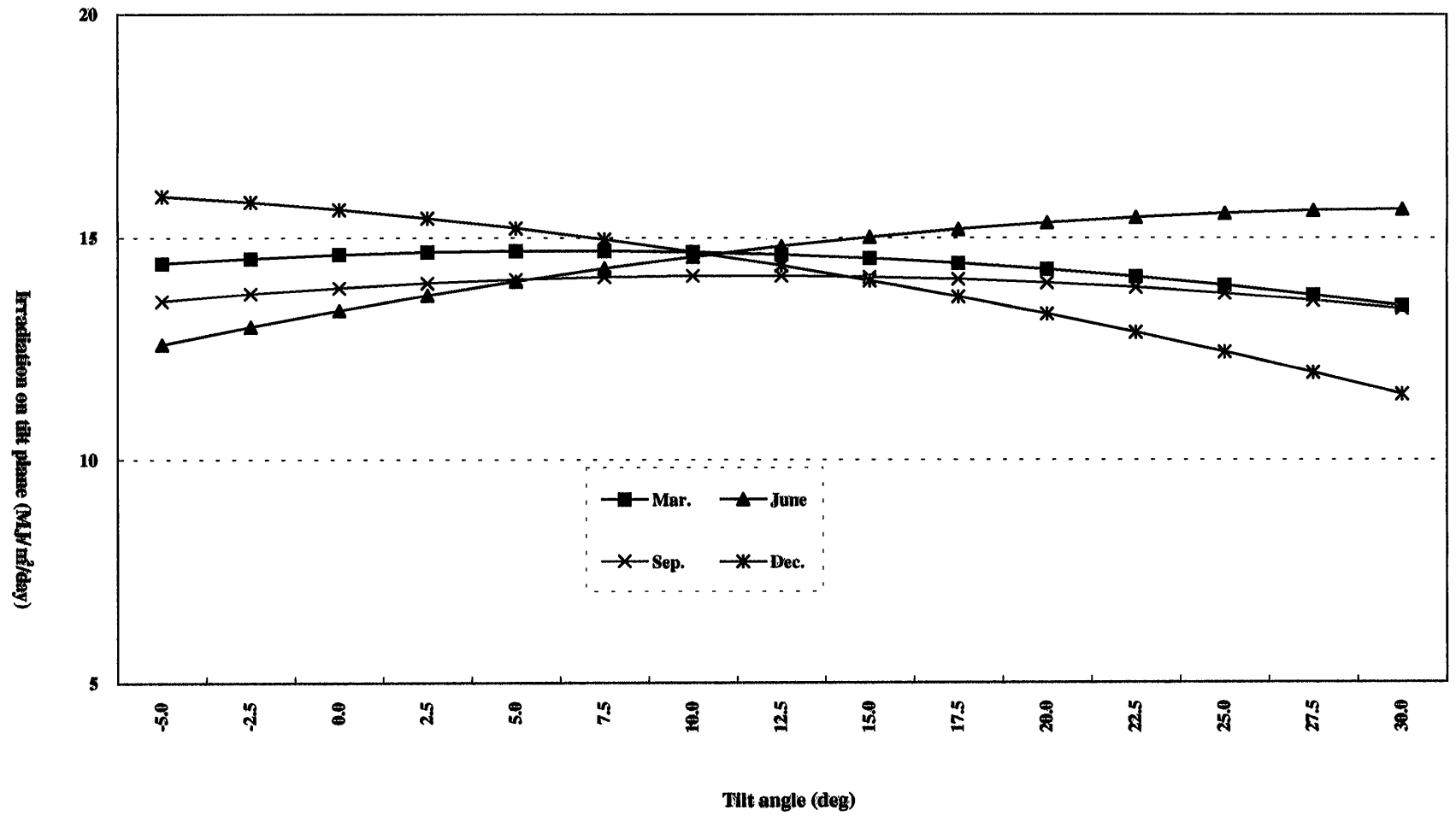


Fig. 7-8-2 Total irradiation in typical month in Munda

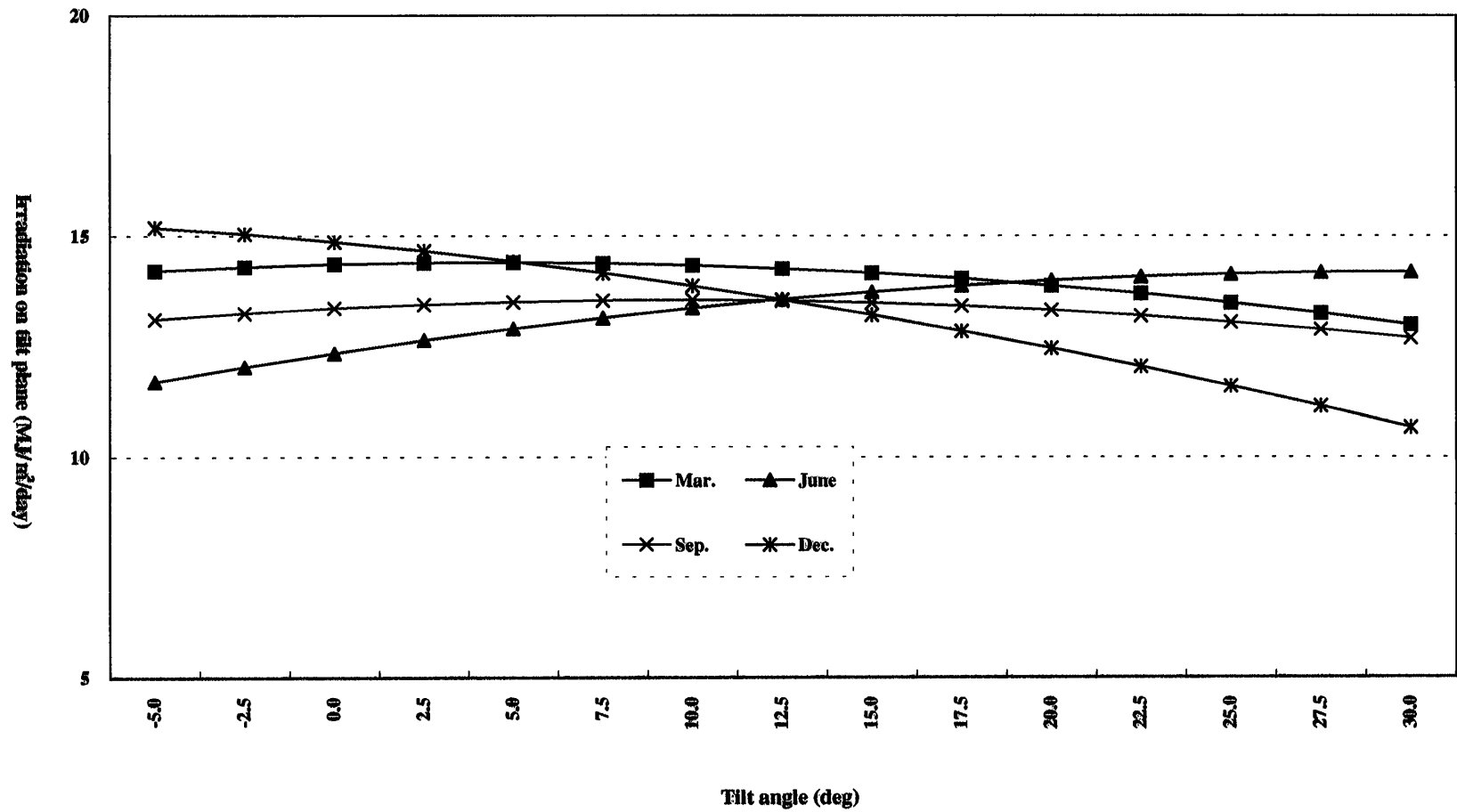


Fig. 7-8-3 Total irradiation in typical month in Taro

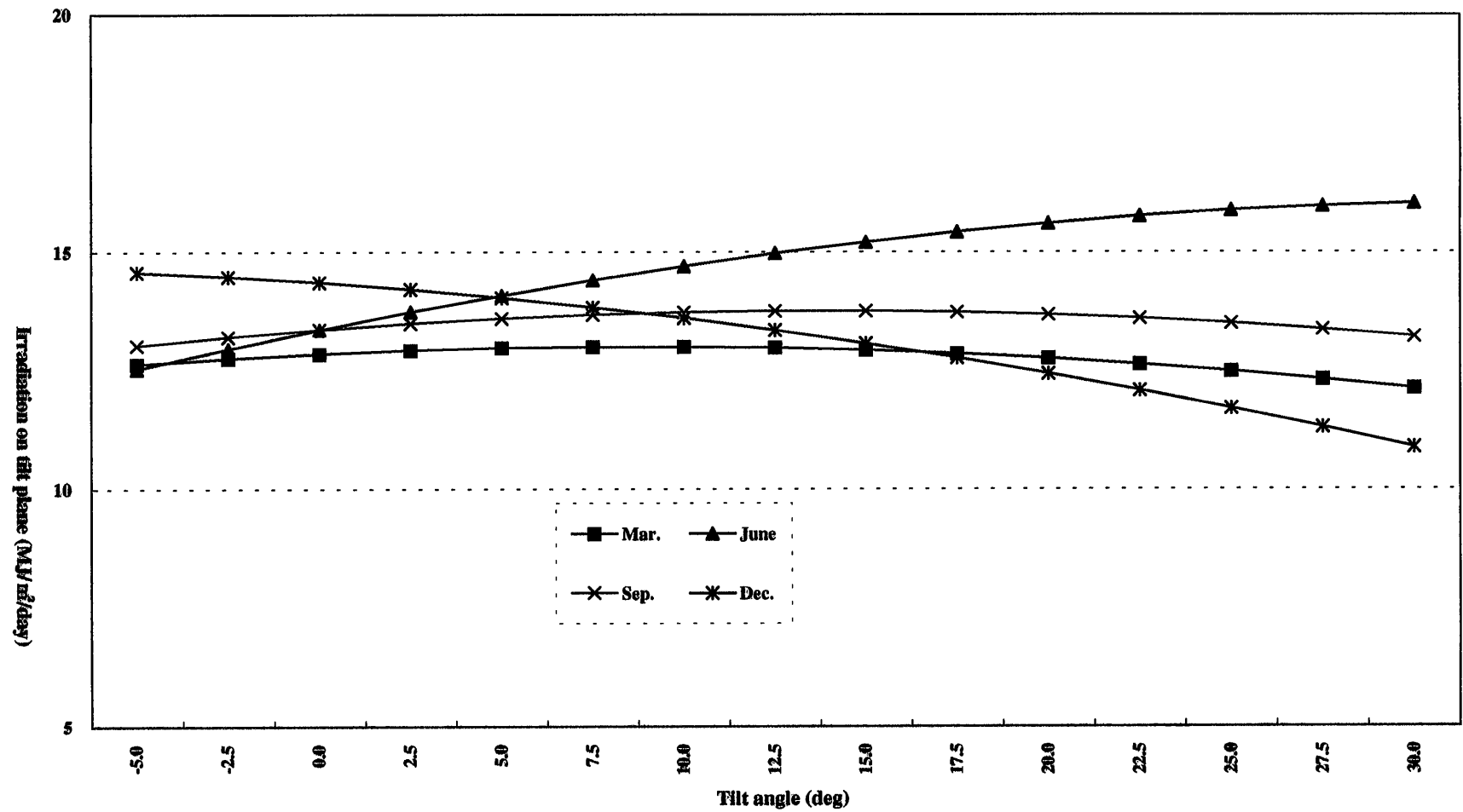


Fig. 7-8-4 Total irradiation in typical month in Lata

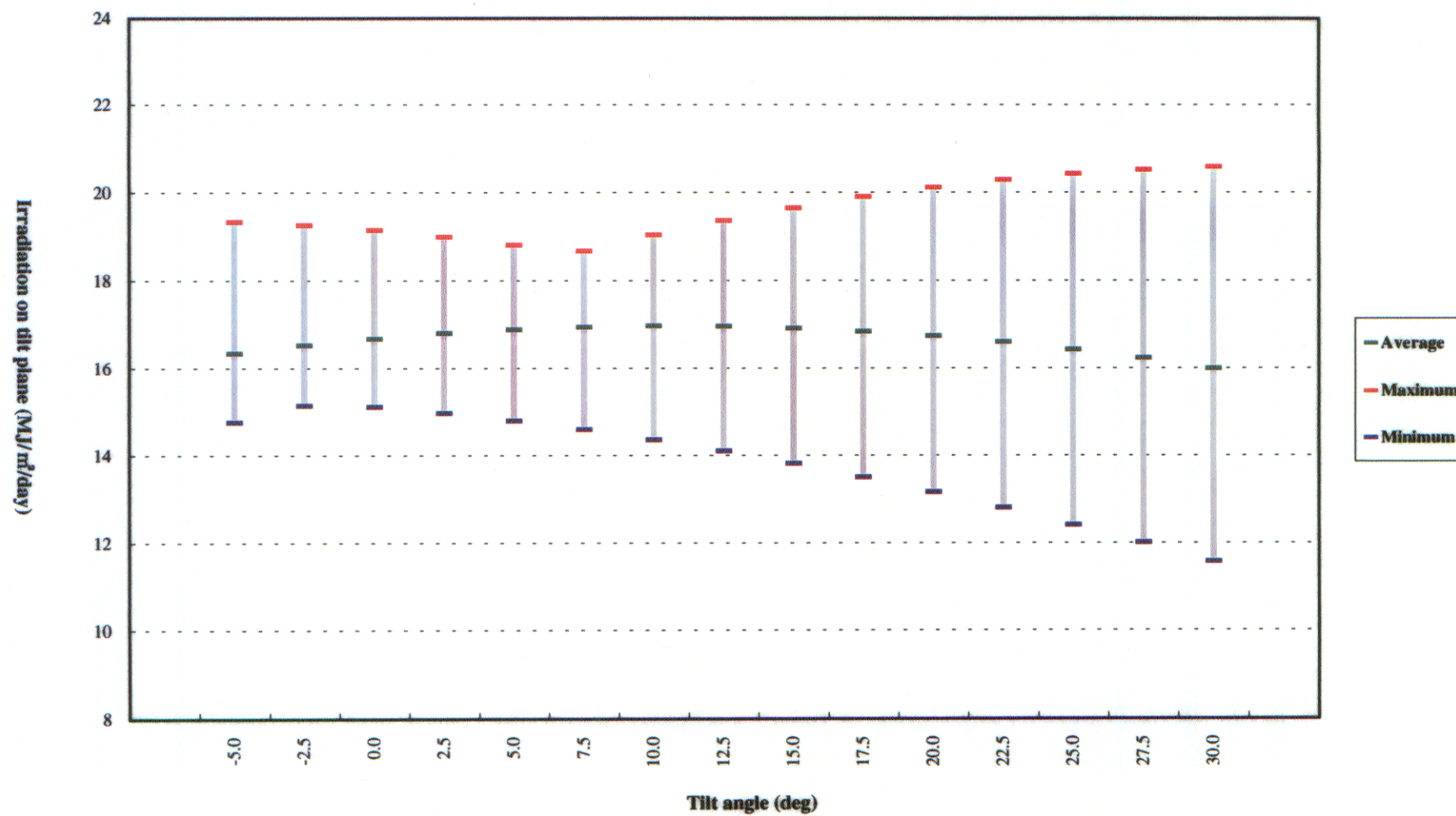


Fig. 7-8-5 Tilt angle & Total irradiation in Honiara

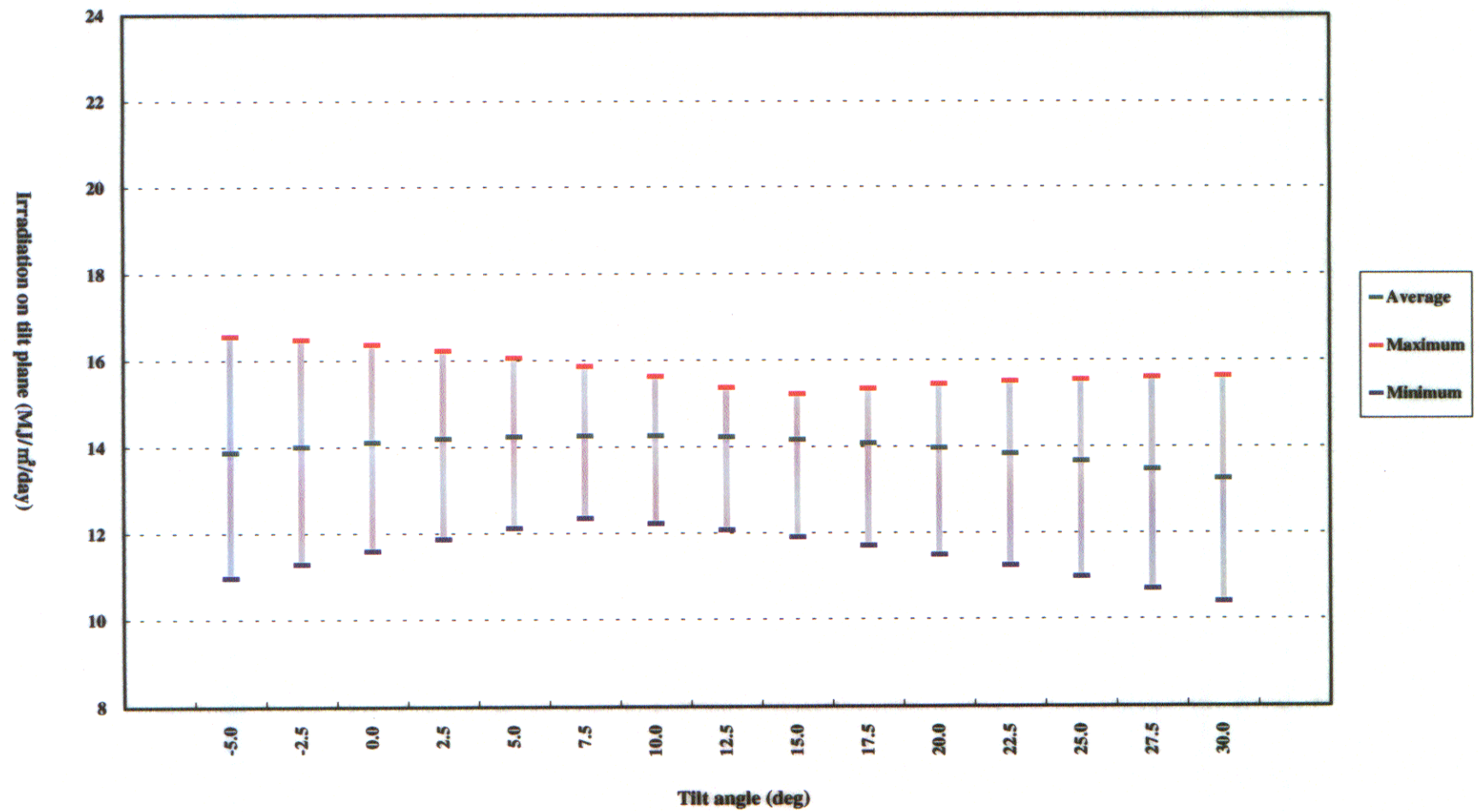


Fig. 7-8-6 Tilt angle & Total irradiation in Munda

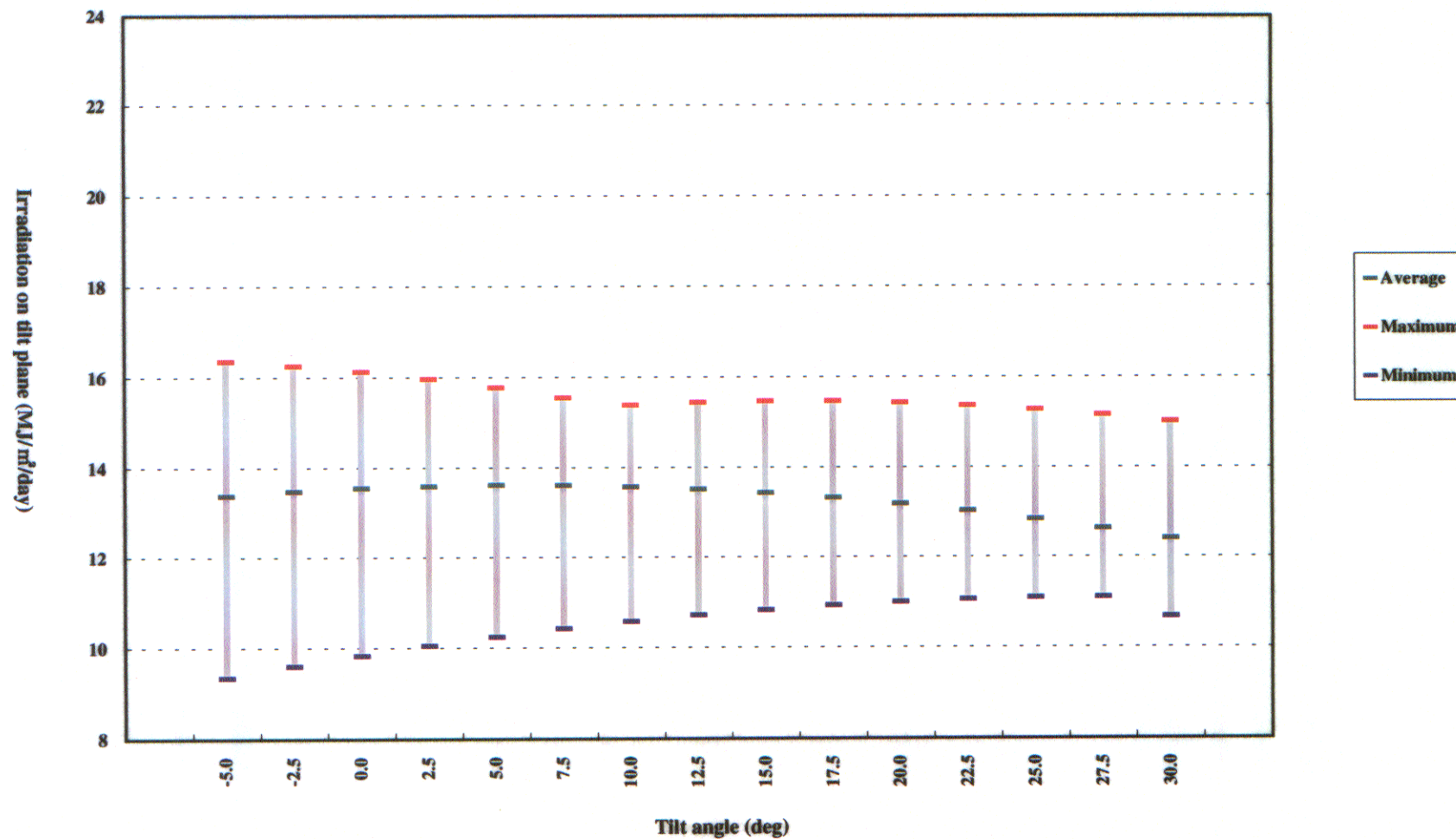


Fig. 7-8-7 Tilt angle & Total irradiation in Taro

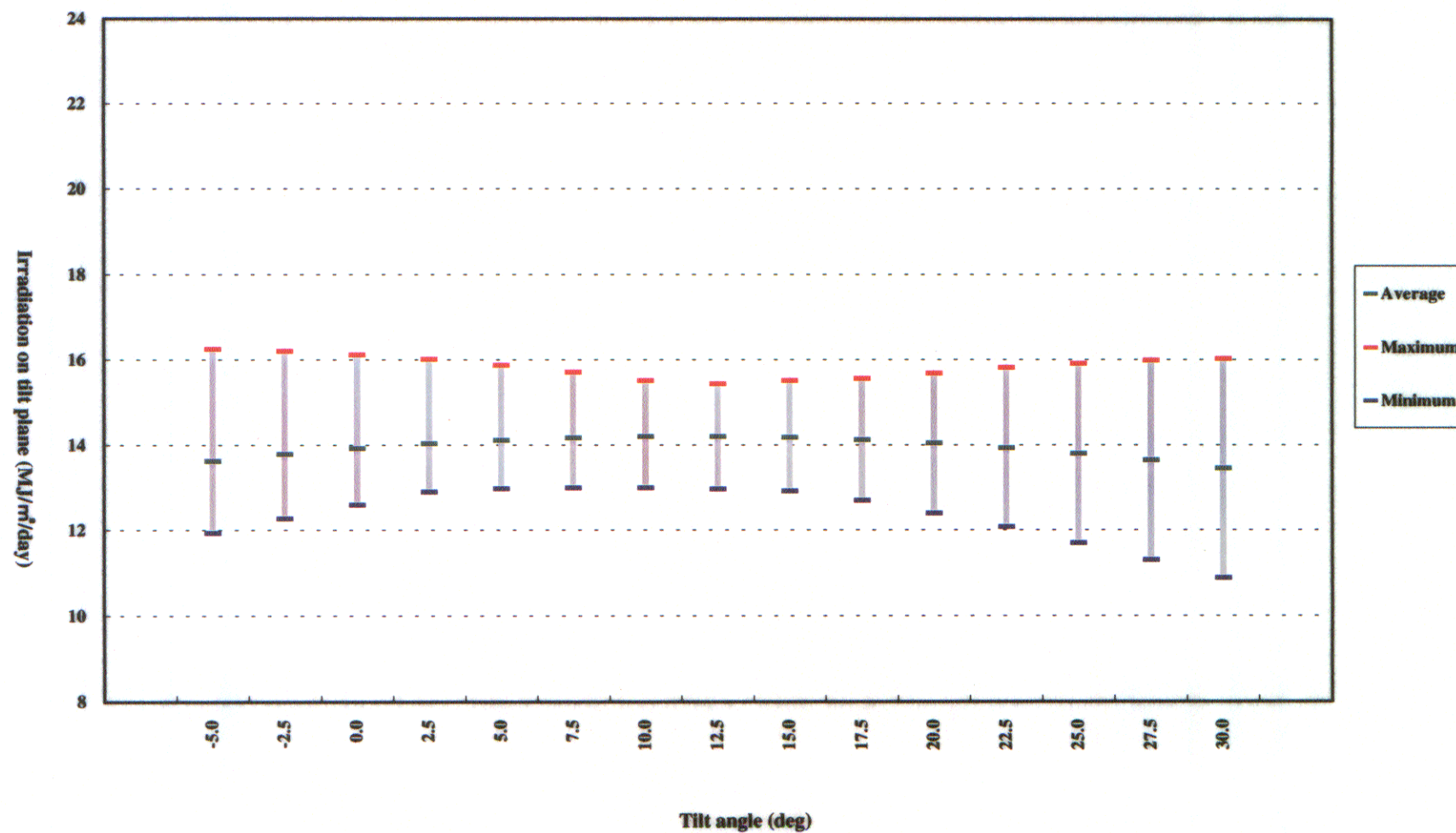


Fig. 7-8-8 Tilt angle & Total irradiation in Lata

第 8 章 村落社会

第8章 村落社会¹

本調査における「村落社会」の調査目的は2つある。第一は、ソロモン諸島国の村落社会に関する基礎情報を収集することである。第二は、それを踏まえた上で、農村電化事業に関連する村落社会の特徴を明らかにし、事業推進のための対応を検討することである。

第2次現地調査では、第1次現地調査で得られた村落社会の知見を、範囲を広げ、詳細に見直しを行なった。さらに、第1次現地調査をもとに選定された水力発電候補地に対して、社会環境の視点から調査した。

村落社会に関する基礎情報に関しては、大筋で変更を加えていない。後半の、農村電化事業と村落社会に関わる部分は、大幅に加筆した。村落社会の調査は第2次現地調査で完結するため、今回の報告書が、ファイナル・レポートのための基本的な報告となる。

8.1 現状と特質

ソロモン諸島国の村落社会は伝統的農業に生計の基盤を置いている。氏族や母語が同じであるという意識が、村人の社会集団に対する帰属意識の中心を占めている。また、キリスト教は村落社会に深く浸透しており、伝統的な生活様式の一部となっている。しかし、村落社会は市場経済への依存を深めているため、これまで村落社会を支えてきた伝統的システムの変容は著しいと考えられる。

8.1.1 村落地域の現状

伝統的農業に対する村民の依存度を正確に示すことは出来ないが、例えば、家計消費の62%が自己の生産物から来ていると考えられるデータもある²。

1986年国勢調査以降の人口統計に関する信頼できるデータを入手することは難しい。しかし、1990年代前半に行われた3つの調査³から試算すれば、全人口の88%、あるいは全世帯の88%が村落に住んでいる。

さらに、「1995/96年村落資源調査」(「Village Resources Survey 1995/6」)によれば、村落数は4174村、村落人口29万5791人、村落世帯数5万2405世帯、1世帯当たりの平均家族数が5.6人となっている。同国には9州あり、ガダルカナル州とマライタ州に村落人口の半分が住んでいる。村落の平均人口は70.9人であるが、46.8人のチョイセル州から110.7人のウエスタン州までの幅がある。52%の村落は海岸沿いにあり、15%の村落も海から徒歩で15分以内の場所に位置している。

8.1.2 村落社会の特徴

ソロモン諸島国全般にいえることであるが、氏族や母語が同じであるという意識

¹ 第1次、第2次現地調査で、調査対象とした村落のリストを末尾に添付する。(Table8-0)

² 「Rural Areas of Solomon Islands; Income and Expenditure Survey 1993」によれば、月毎の平均家計支出はSB\$155.85となっており、貨幣額に換算した月毎の自己生産物(own production for a month)の総額がSB\$253.30である。月毎の総家計消費額はSB\$409.15となり、この数字を基にすれば、62%の家計消費が自己生産物から来ていると考えられる。

³ 3つの報告書とは、「Honiara Housing and Population Survey1995」、「Provincial Centres Household Income Expenditure Survey 1992」、「Rural Areas of Solomon Islands; Income and Expenditure Survey 1993」である。

が、個人の社会集団に対する帰属意識を形成している。換言すれば、拡大家族（あるいは血族関係）とお互いが同じ言葉を喋る集団に属している事を同国人が表現する場合に使う「ワントーク」が社会の核として存在する。また、それらのシステムは、平等な社会を維持してきた原動力であり、若年層、病人、老人にとってのセーフティネットとなって、村民が極端な貧困に陥ることを防いできた。

しかしながら、それらシステムは自給自足経済、あるいは、自己完結的な社会経済システムに根差したものであり、村落社会が市場経済（現金経済）への依存を深めることで変容が進んでいると考えられる。

もう一つ、ソロモン諸島国の村落社会に大きな影響を与えているのがキリスト教である。統計上、国民の 96% がキリスト教徒である。キリスト教の影響力として、上記 8.1.1 で指摘したように村落住民の 67% が海岸近くに住んでいることがあげられるであろう。キリスト教が普及する以前には、村落住民は島内の森林で暮らしていたが、キリスト教が広まるに従い、宣教師の勧めに従い、キリスト教の教えを受けやすい海岸部に移動してきているのである。

村内行事の多くはキリスト教に結びついており、村内の公共施設で最も重要と考えられるのは教会である。教会がブッシュ・ハウスの場合、パーマネット・ハウスに改修することが、村落事業としては優先事項となる⁴。このような背景から、教会に関連する事業であれば、定期、不定期の寄付についての合意も容易に形成される。

8.2 村落の構造

村落が持つ規範の拘束力は、ソロモン諸島国が持つ規範の拘束力より強固であり、村落は高い自律性を維持しているようである。村民の帰属意識は、国家に対するものよりも、村落に対するものが優先する傾向がある。

村内組織としては、村落委員会 (village committee)、教会委員会 (church committee)、学校委員会 (school committee)、保健委員会 (health committee)、水道委員会 (water committee)、女性クラブ (women's club)、男性クラブ (men's club)、青年クラブ (youth club) などが、一般的に存在することが確認できた。

村長は村を代表し、村長の下で村落委員会が村民生活に関わる全ての事柄について、村落としての意志形成の主要な役割を担っていると考えられる。さらに、村落内の重要な組織として教会委員会が存在するが、教会委員会と村落委員会を完全に独立した存在としてとらえることには疑問がある。村長と村落委員会からの聞き取りの中で、村落委員会の主要な活動が教会に関する活動であったり、両組織の構成メンバーが重なっている例も見られた。教会活動は村民生活の主要な活動であり、優先順位が高いため、村落委員会が教会活動に深く関わっていると考えられる。

一般に、学校委員会もまた活動的なグループである。聞き取りの中で、村民は集落の中に存在する小学校のために働くことや、何らかの貢献を行うことに違和感

⁴ ブッシュ・ハウスとは、村落で得られる材料のみで作られた建物を指し、パーマネット・ハウスとはトタンやコンクリートなどの資材を使って作られた建物を指す。

ないようであった。しかしながら、12%の村落しか集落の小学校を持っておらず、学校委員会は全ての村落に存在するわけではない。

保健委員会、水道委員会⁵、女性クラブ、男性クラブ、青年クラブなどの活動に関する聞き取りも行ったが、活動の内容が明確に定まっていなかったことが多かった。このような組織の中でも、教会の活動に関連して組織されている場合、宗教活動、聖職者に対する奉仕活動やそのための資金集めなどの具体的な活動を行っている場合も認められた。

村落の中で組織された活動を行なっているのは、教会委員会などの教会活動に係っている組織と集落の小学校に係る組織である。教会や集落の小学校は自主的に運営されている⁶。いくつかの教会が照明や他の電気製品のためにディーゼル発電機を備えていることも分かった。太陽光発電家屋電化システム（以下 SHS と表記する）による電化を想定する場合、教会や小学校を優先的に導入するという選択肢もあるであろう⁷。

プロジェクトを村落部で行うとすれば、既存の社会組織は尊重されなければならない。村長と村落委員は主要な構成メンバーなので、プロジェクト初期の段階から参加を促し、プロジェクトに対する合意と理解を形成することが重要である。ただし、村での集会の様子や、1 例⁸を除いて、村長や村落委員会に女性が含まれていなかったことなどから、女性の意見が公式に表明される機会が少ないと考えられる。既存社会組織のみでは女性の意見を反映することは不十分なので、女子の参加を促すような仕組みを、プロジェクト実施の中で意図的に組み込む必要があるだろう。

8.3 村人の生計

ソロモン諸島国の社会は依然として自給自足的なシステムが生活の基底にあると考えられる。しかし、日常的に現金が不可欠となっており、村落ごと、家計ごとに様々な現金収入のための活動が見られる。主要な現金収入源を挙げるとすれば、コブラ生産、菜園での野菜などの栽培、ココア栽培である。

現金収入の額は、地域によって大きな差異が見られる。ソロモン諸島国首都のあるホニアラ北部、マライタ島の西側、ウエスタン州のギゾとノロに挟まれた地域などが、現金収入が比較的高い地域であると考えられる。

農村電化を進める場合、現金収入がある程度得られる地域であれば月額 SB\$20.00 程度の負担は可能と推定されるが、この額からの上積み可能な金額に関しては、地域の現金収入状況に大きな違いがあり、一律に推定することは難しい。

⁵ オーストラリア政府による、保健衛生省の村落地域水供給及び衛生プロジェクトの専門家によれば、村落地域に敷設された給水施設の維持管理がうまくおこなわれていないのは、村民の所有意識と責任感の欠如によるところが大きいということであった。

⁶ 集落の小学校で働く教師はソロモン諸島国政府から派遣されているが、学校の建物、教師の住居、その他関連施設は村の責任で用意しなければならない。

⁷ 「11 章組織・制度」参照

⁸ チョイスル州で村落調査を行なったおり、村落委員会に女性クラブの代表が加わっていることが確認された。この理由として、教会からの勧めがあり、最近加えたとのことであった。

8.3.1 村民の現金収入

以下の図は、村落における現金収入の流れを示したものである。Fig.8-3-1 が一般的な村落であり、Fig.8-3-2 は特に州都に近い村落での聞き取りをもとに作成したものである。これらの図からは、村落社会は多様な現金収入源を持っているようであるが、家計単位の活動においては、それぞれの家計が投入できる労働力の制約があり、図中の限られた活動を組み合わせたものとなっている。

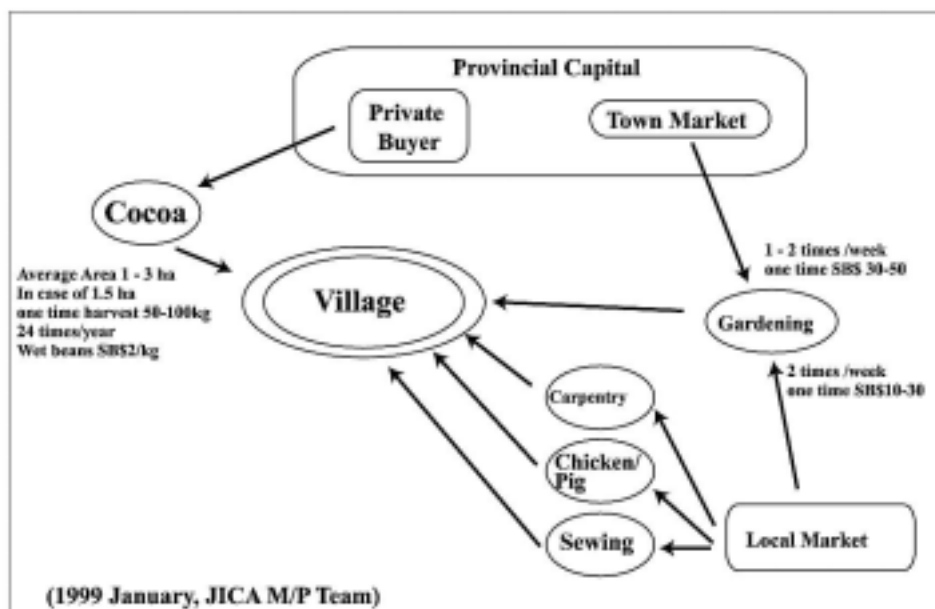


Fig.8-3-1 Cash Income Flow (1)

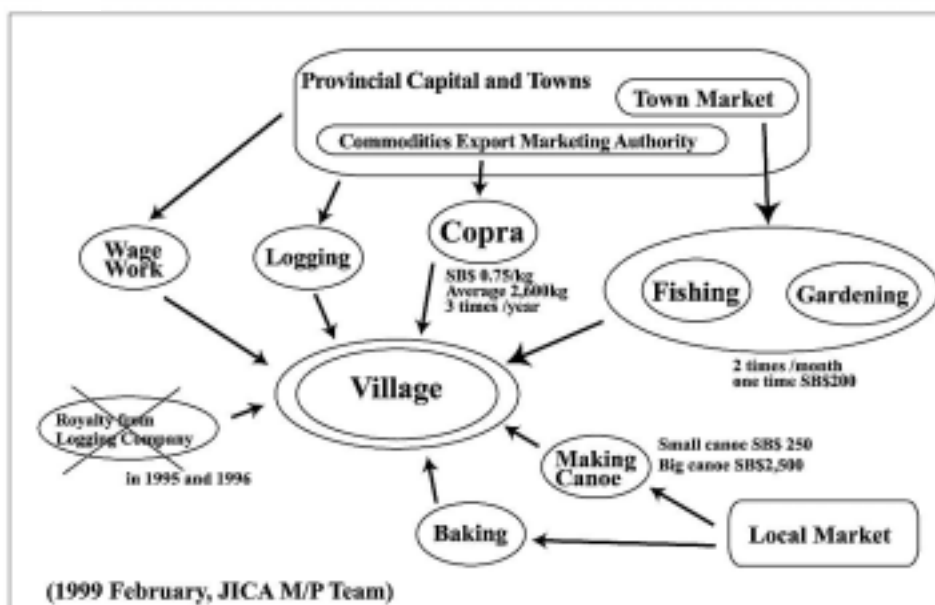


Fig.8-3-2 Cash Income Flow (2)

調査の結果、村落での現金収入に大きな影響を与えているのは、コブラ生産、菜園での野菜などの栽培、ココア栽培であると考えられる。

Table 8-3-1
Small Holder Copra
Production pre Household

Central	0.55
Choiseul	1.04
Guadalcanal	0.40
Isabel	0.60
Makira	0.67
Malaita	0.33
Rennell	N/A
Temotu	0.50
Western	0.86

(t)

(Source : Based on Copra
Production January-
December 1997)

ソロモン諸島国において広く見られるコブラ生産は、労働集約的であり、家族の集中的な労働投入を必要とする。ココ椰子の栽培面積が十分な村落において、コブラ生産を制約するのはそれぞれの家計が投入できる労働力である。コブラに関しては商品作物輸出公社（Commodities Export Marketing Authority）が独占的に買い付けを行っており、生産量に関しては区（Ward）単位で記録されている。Table8-3-1 は、州ごとの農家当たりの年間平均生産量を試算したものである⁹。

菜園からの生産物を販売するのも、ソロモン諸島国内で広く見られる活動である。菜園は、各家庭の自給自足を担う重要な生産活動であるが、一方、現金収入源としても重要な働きを持っている。しかし、村落から市場までの距離が大きく関係しており、僻地の村落では、禁固の販売から

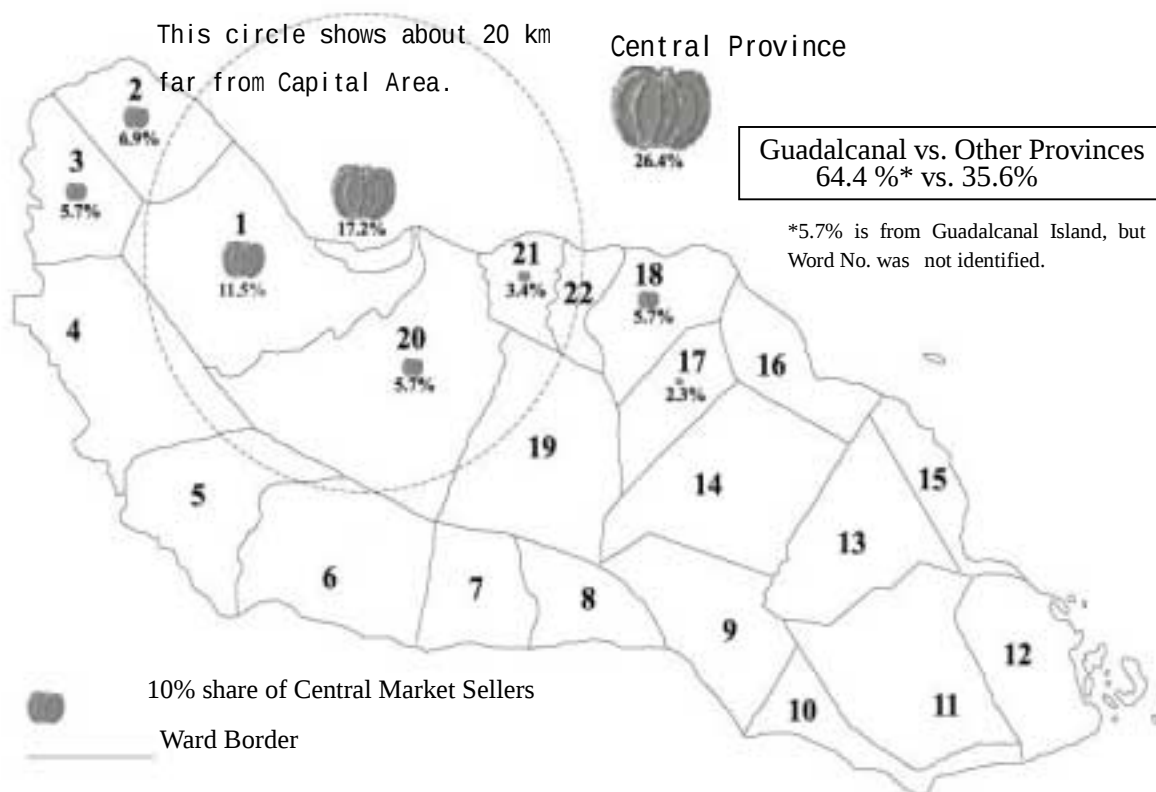


Fig.8-3-3 Percentage of Central Market Seller per Ward, Province

収入を得ることのできない地域も存在する。地域で半ば物々交換に近い形で行なわれる販売では、1回の収入がSB\$10.00前後で週に1回程度の村落もあれば、州都に

⁹ 現在の買い入れ単価がおおよそ1kgあたりSB\$0.75kgとなっているので、年間1tの生産があればSB\$750.00、日本円にして約1万5千円程度になる。（1999年11月現在）

近い村落では、1 回の収入が SB \$ 50.00 ~ 200.00 程度、週に 1 回以上の販売が可能という村落も見られた。特に、首都ホニアラにある中央市場は近郊の村落から多くの人を集めており、曜日によって変わるが毎日 250 ~ 300 程度が出店している。調査結果¹⁰から各店は 1 ヶ月あたり SB\$855.00 前後の収入を得ているところが多かった。Fig.8-3-3 は中央市場での農産物販売者の割合を、区 (Ward) 州 (Province) ごとに示したものである。市場の位置するガダルカナル島北部およびガダルカナル州北部に位置するセントラル州¹¹から来ている人が多い¹²。

Table 8-3-2
Small Holder Cocoa
Planting Area

Central	81.00
Choiseul	78.00
Guadalcanal	1284.90
Isabel	417.03
Makira	523.78
Malaita	1345.30
Rennell	2.12
Temotu	60.00
Western	233.19

(Ha)

(Source : Ministry of
Agriculture and Fisheries)

同様に、ウェスタン州のギゾ、ムンダなどの都市も比較的大きな市場を持つことから、村民の現金収入源として重要な機能を果たしていると推定される。

ココア栽培、特に、ココア豆を生そのまま販売するのであれば、労働力投入が少なく、販売価格も比較的有利な作物であった。第 1 次現地調査では、1 kg あたり SB\$2.00 と、コブラの 1 kg あたり SB \$ 0.75 と比べ販売価格も高く、村民にとって有利な作物であることが分かった。しかし、本年(1999 年)の中頃、1 kg あたり SB\$0.6 まで価格が下落しており、カカオだけを栽培していた村人には大きな打撃であったと考えられる。しかし、コブラ生産と両立するため、ココア栽培が普及している地域は、依然として比較的有利な現金収入源を持つ地域であると考えられる。

Table8-3-2 のように、ガダルカナル州とマライタ州での栽培面積が広く、特に、マライタ州では島の西側、北部から中部にかけて栽培地域が集中している。

その他、木材の伐採と販売、賃金労働、海産物加工、漁業、養鶏、養豚なども村人にとって重要な現金収入源ではあるが、一般的には主要な収入源ではなかった。

外国企業などによる森林伐採からのロイヤリティ (Royalty) 収入は、教会や村落の家屋が新築されるなど、莫大な利益が得られるが、継続性がなく、安定した収入源ではない。

それでは、村落部での現金収入はいくらぐらいなのか、多少古い数字であるが「ソロモン諸島村落部収入支出調査 (1993 年)」(Rural Area of Solomon Islands; Income and Expenditure Survey 1993) を利用して試算したのが Table8-3-3¹³である。さらに今

¹⁰ 以下のデータは第 2 次現地調査において、中央市場で農作物を販売する人に対して 10% のサンプル調査を行なった結果である。

¹¹ 中央市場では魚の販売も行なわれている。20 件程度が出店し、その多くは魚を他の地域から買ってきて販売を行なっているが、セントラル州からは漁民グループが直接販売を行なっている。1 回の販売で SB\$1,000.00 前後の収入があり、おおよそ、週に 1 度の販売を行なわれている。

¹² 調査を行なった 1999 年 11 月はマライタ人とガダルカナル人の部族紛争の影響で、マライタ人の多く住むホニアラにガダルカナル人の村人が出てくることをためらっているとのことであった。

¹³ Table8-3-3 のセントラル州に関してはこの数字が採取された時点では、レンネル・ペロナ州と分かれておらず、かなり低い数字となっているが、現在のセントラル州で考えた場合、もう少し高い数字になるのではないかと予想される。

回の限られた村落調査から試算したのが Table8-3-4 である。Table8-3-4 の数字に関しては、州都近郊での交通の便が良い村落でのデータがほとんどなので実際よりも高めになっていると思われる。このような制約要因を考慮した上でも、ガダルカナル州、ウェスタン州、マライタ州が現金収入という意味で優位な州であると推定される。

Table.8-3-3 Average Household Income per Month in Rural Area (SB\$)

	Choiseul	Western	Isabel	Central	Guadalcanal	Malaita	Makira/Ulaw	Temotu
Income per Household	146	429	211	127	707	310	220	96

(Source: Based on Rural Areas of Solomon Islands; Income and Expenditure Survey 1993)

Table 8-3-4 Household Cash Income per Month (SB\$)

	Choiseul	Western	Isabel	Guadalcanal	Malaita	Makira
Average	476	664	392	1,330	813	569

(Source: JICA M/P Team)

以上のことから、ガダルカナル島北部、特に中央市場で農作物の販売が可能な地域、マライタ島西側、北部より中部の海岸沿村落、ウェスタン州、ギゾ、ムンダ両市街地の間に位置する海岸沿村落が、地域的には比較的現金収入が高いと推定され、受益者負担のプロジェクトを行なうには有望な地域と考えられる。

8.3.2 村人のエネルギーに関する支出

電気のために支払ってもよいとする金額を調査で尋ねたところ、月額 SB\$10.00 ~ 20.00 という答えが最も多かった。村人の多くは、実際に首都や州都などで、電気に接しており、電気の利便性は実感している様子であった。しかし、SHS による電化の場合、1 日に使える電力量に制限があり、天候による影響を受け、維持管理の手間がかかることから、電線による電化と得られるサービスに違いがあることを、村落住民は十分に理解しているとはいえなかった。また、近隣でソロモン諸島国電力公社 (Solomon Islands Energy Authority (SIEA)) によるサービスが受けられる地域の場合、照明のためだけであれば電気代は月々 SB\$5.00 程度であり、電気とは灯油より経済的に安価なエネルギーであると認識されている¹⁴ことも、考慮する必要がある。

Table8-3-5 は主に照明として使われる灯油への支出、Table8-3-6 は灯油に加えて主に懐中電灯とテープ付きラジオに使われる電池も含めた支出を村落調査の中で集めたデータを、州ごとにまとめたものである。さらに、Table8-3-7 は村落電化が行なわれたマライタ州のマルー地域で、実際に村人が払っている電気代を集計したものである¹⁵。単純な平均で見ると、灯油のみの支出が SB\$10.0 ~ 36.4、電池を加えた支

¹⁴ SIEA が設定している最低の金額が SB\$5.00 であり、SIEA が作成した消費者啓蒙のための小冊子によれば、小型蛍光灯 2 灯を設置した場合でも、電力消費量は月額 SB\$5.00 を越えないことから、村人の認識は正しい。

¹⁵ このデータはマルー地域の SIEA 事務所が持っている記録から、明らかに村落住民である記録 10 軒分をランダムに抜き出してもらい、計算したものである。

出が SB\$16.4～59.7 となっている。さらに、電気代として実際に支払われているのが SB\$20.37 である。このことから、村人の意見である SB\$ 10.00～20.00 は支払可能額として妥当であり、現実にマルー地域で支払われている額から考えても、現金収入がある地域では、SB\$20.00 程度の負担は無理のない金額であると推定される。

Table 8-3-5 Monthly Expenditure for Kerosene per Household (SB\$)

	Choiseul	Western	Isabel	Guadalcanal	Malaita	Makira
Average	14.5	14.4	36.4	29.0	30.2	10.0

(Source: JICA M/P Team)

Table 8-3-6 Monthly Expenditure for Kerosene and Dry Battery per Household (SB\$)

	Choiseul	Western	Isabel	Guadalcanal	Malaita	Makira
Average	31.5	16.4	59.7	46.8	47.0	24.9

(Source: JICA M/P Team)

Table 8-3-7 Monthly Household Payment in Malu'u Area (SB\$)

	Sep.98	Oct.98	Nov.98	Dec.98	Average
Average	16.77	19.46	24.85	23.03	20.37

(Source: JICA M/P Team)

SHS によって電化された場合、村人の主要な用途である照明は、村落で一般的な灯油ランプよりも質的に改善されと考えられる。多くの村落で、教会などの公共施設に対しては、灯油ランプでなく、加圧式ランプや発電機を備えていることから、より明るい光のためであれば、追加的な支出を行なう素地はあると考えられる。現金収入が見込める地域であれば、電化された場合、通常灯油ランプのために支出している額以上の負担を行なうことは期待できるであろう。

しかし、8.3.1 で既述したように、現金収入の状況は地域によって大きく違っており、例えばガダルカナル州とイサベル州のように現金収入の額が 2 倍以上の開きがある場合、電化によって期待できる追加的な負担可能額には大きな幅が存在するであろう。

8.4 村落部における電気

ソロモン諸島国では 85% を超える人々が村落部に住んでいるが、インフラストラクチャーへの投資はガダルカナル州に偏っている。電気に関しても、村落では普及が遅れており、総人口の約 15% が電気の恩恵を受けているに過ぎず、村落部のみを対象とすればこの割合は 5 % 以下になると考えられる。

村落のニーズに即していえば、電気に対する優先順位は必ずしも最優先事項ではない。さらに、電化を進めるための村内優先順位は、教会などの施設にあり、各戸の電化はその次に来ると考えられる。

電気と地域開発の関係については、電化のみにより地域開発が可能であると考えすることは現実的でないであろうが、村落電化が行なわれた地域の人口増加が著しいことから、地域開発の推進力となりうるといえるであろう。

8.4.1 村落部のインフラストラクチャー

ソロモン諸島国では、資金と実施能力が不十分なため、現存のインフラストラクチャーを良好な状態で維持し、新たなインフラストラクチャーを建設することが十分にできていない。このような状況の中、「1999 - 2001 年中期開発戦略」(Medium Term Development Strategy 1999-2001) の報告によれば、全体のインフラストラクチャーのうち、ガダルカナル州に、港の 80%、道路の 40% が集中し、また、道路補修費の 40% が配分されている。しかしながら、85% 以上の住民は村落部に住んでいるのである。

村民生活に重要なインフラストラクチャーの現状を Table 8-4-1 にまとめてみた。

Table 8-4-1 Infrastructures in Rural Area

Infrastructure	Church	Primary School	Health Service	Installed Water Supply	Market	Wharf	Radio Telephone Wireless	Postal Agencies
Number/Village Number	65%	12%	8%	54%	3%	2%	8%	3%

(Source: Based on Village Resources Survey 1995/6)

8.4.2 村落部での電気

電気は村落部の住民にとって、整備されていないインフラストラクチャーの一つである。「ソロモン諸島国エネルギー政策・ガイドライン」(Solomon Islands National Energy Policy and Guideline) によれば、総人口の約 15% の人が電気の恩恵を受けている (1966 年現在) が、村落部のみで考えるのならば、この割合は 5 % 以下に落ちるとのことである。さらに、このガイドラインによれば、電気の恩恵を受けることが可能か否かということは、単に、快適さや、労働力の節約、生産性の問題ではなく、知識や認識に関わる非常に本質的な問題であるとしている。

本調査によれば、村落住民は電化を希望してはいるが必ずしも最優先事項というわけではない。Table 8-4-2 はチョイスル州で、村のために必要なものを挙げてもらい、順位づけを行なった村落調査の 1 例である¹⁶。この表にもあるように、電気への要望はあるが、順位としてはあまり高くない。また、電気の要望に限ってみれば、各戸の住居を対象とするものより、公共施設、特に教会にニーズが集中しているようである。

¹⁶ 調査方法は、調査参加住民に必要なものを好きなだけ挙げてもらい、小石を使って投票してもらった。「Number of stone」は投票された小石の数で、住民の関心の高さを知ることが出来る。

Table 8-4-2 Result of Needs Survey

Needs	Additional Explanation	Preference	Number of stones
Water Supply		1	28
Water tank	Big tank for community	2	15
Sanitation	Latrine for each house	3	6
Electricity	1st for Public House (Church, Woman's Hall, Rest House), 2nd for individual	4	5
Sewing Machine	Making clothes for sale and training	4	5
Pre-School	Nursery	5	3
Clinic		6	2
Lawnmower		7	1

(Source: JICA M/P Team)

また、1 村ではあるが、電化が行なわれた村で、その利点と問題点をリスト化したのが Table8-4-3 である。この質問は、水力発電による村落電化が実施されているマライタ州、マルー地域で行なった。男女間で意見の相違があることも考え、男女別に聞き取りを行なった。(順位付けはおこなっていない)

表にあるように、利点としては電気の経済性 (Cheaper) が男女共通して挙げられている。聞き取りによれば、同じ明るさを得るために、電気は遥かに安くて便利であるとのことであった。女性によって指摘された、会合や葬式などの機会に電化の恩恵を感じるとは、電化された家は主に個人宅であるが、村人全体に便益が及んでいることが伺われる回答である。問題点に関して、男性によって指摘された、電線下の土地使用の制限は、特に深刻な問題であるというより、強いて挙げればということに加えられたものである。女性によって挙げられた問題点は、電気の問題というより、現行システムに対する不満であると考えられる。

Table 8-4-3 Merit and Demerit from Electrification

Woman's group	
Merit	Demerit
1. In case of big gatherings and church service.	1. Blackout
2. In case of funeral	2. Each house should install an electric meter.
3. Cheaper and more convenient than a kerosene lamp.	
Man's group	
Merit	Demerit
1. Cheaper and brighter than a kerosene lamp.	1. Constructing houses and planting coconut trees are prohibited under the grid line.
2. A power saw, plane and drill are possible to use.	
3. A refrigerator is possible to use for fish , vegetable and water.	
4. Power music instrument for church service is possible to use.	

(Source: JICA M/P Team)

さらに、同村では 65 軒(教会 1 を含む)中、電線による電化が行なわれている家屋 10 軒(教会 1 を含む) および、屋内の配線が済み電気接続を待つ家が 5 件であったことから、この村で電化を進めるための障害についても調査を行なった¹⁷。第一の障害は、電化を行なうのに SB\$6,000.00 程度の費用がかかることだった。第二には、電化する家屋がパーマネント・ハウスでなければならないことだった¹⁸。費用に関しては、設置条件により大きな違いが出るが、最低でも相当の費用がかかることは確認できており¹⁹、電線による電化が可能な村落においても、容易に各戸の電化が進むことはないであろう。

8.4.3 電化と地域開発

電化は地域開発に貢献すると考えられる。既述したように、村落部のインフラストラクチャーは不利な状況に置かれており、特に、エネルギー、交通、通信の不備、あるいは欠落は地域開発の主要な障害である。仮にある程度安定した電力が供給されるのであれば、現状を改善するのに貢献するであろう。

マライタ州にあるマルー水力発電所は、電気と開発の関係を示す一例であろう。

マルー水力発電所が電力を供給している村落は海沿いにあり、マライタ州内では特別な村落ではない。マルー水力発電所で働く SIEA 職員によれば、1981 年に運転が始まり、202 箇所、7 村落に電気を供給しているとのことである。既に電力供給の限界にきているため、新たな接続は行なっていないとのことであった。

一方、発電所が電力を供給している村落の人口は 1986 年から 1995 年までに 67% 増えているのに対して、同時期の、ソロモン諸島国及びマライタ州はそれぞれ 38% と 28% となっており、マルー地域は全般的な傾向より高い割合で人口の伸びを示している²⁰。

上記の例から、電化が全ての理由であったと断定することはできないが、人口を誘引する要因となり、地域開発の原動力となりうると推定することは可能であろう。地域開発の視点から見れば、村落地域における電化は地域開発の触媒としての効果が期待できることから、電化と既存の開発スキーム (Constituency Development Assistance、Small Projects Found²¹、草の根無償等)との連携も検討されるべきであろう。

¹⁷ 既にマルーの水力発電所はその電力供給が限界に来ており、新規の電気接続が不可能であるため、村人には新規の電気接続のために新たな投資をおこなうインセンティブはないと思われる。

¹⁸ パーマネント・ハウスでなければ電化ができないというのは、村人の誤解であることが SIEA により確認されているが、どのような理由からこのような誤解が生じたのかは確認できなかった。

¹⁹ 首都ホニアラで、電気接続のための工事を行なっている電気店によれば、2 灯の照明と 2 箇所の電気コンセントという最低必要な屋内工事を行なった場合でも材料費に SB\$1,373.10 程度は必要とのことであった。さらに工賃が SB\$300 ~ 400、ホニアラ外であれば、交通費、宿泊費が掛るとのことであった。

²⁰ これらの数字は、「Report on the Census of population 1986 Report 2 A: Basic Information」と「Village Resources Survey 1995/96」から採取し、試算した。

²¹ 「Constituency Development Assistance」はソロモン諸島国の国家議員の選挙区毎に設定された地域開発スキーム。「Small Projects Found」はニュージーランド政府が支援する地域小規模事業のための資金供与スキーム。

8.5 注意事項

ソロモン諸島国における開発の中で、常に問題になるのが土地問題である。今回の調査目的である電力開発の方法として水力発電が含まれるため、土地問題はプロジェクト実施の途上で大きな問題となる可能性があった。

第2次現地調査において、第1次現地調査で選定された水力発電候補地に対して、社会環境的な視点からの調査をおこなった結果、現時点で水力発電所建設が不可能と考えられる候補地は認められなかった。それぞれの候補地は、以下に述べるような条件を満たしてゆけば、解決不能な問題が発生する可能性を減らすことができるであろう。

8.5.1 ソロモン諸島国の土地制度と土地問題

ソロモン諸島国の土地所有制度は大まかに2つに分類される。国土の87%を占めるカスタマリー・ランド(Customary Land)と、13%をしめる譲渡地(Alienated Land)である。

譲渡地とは、1914年以前に、当時の植民地政府が法的に新たな土地収用を規制する以前に、植民地政府や外国人入植者によって収奪された土地であり、現在、主に首都ホニアラや各州都として、あるいはプランテーション用農地として利用されており、その境界や所有者は確定していると考えられる。

カスタマリー・ランドは、クラン(Clan)とよばれる土地所有集団が伝統的に使用してきた土地であり、その境界は、川や谷、山頂などに囲まれた範囲をそれぞれの所有地域としてきたが、それぞれの境界が明確にされているわけではなかった。さらに、同じ土地に関しても、1次的権利、2次的権利、ある場合には3次的権利が存在し、土地所有者(集団)が何番目の権利を持つのかは、土地問題において重要な争点となる²²。

ソロモン諸島国におけるカスタマリー・ランドの所有状態は非常に曖昧な印象を与えるが、村落が島の中の森林に散在していた時代には、それほど問題ではなかったであろう。近年、土地所有に関連する紛争が頻発する背景には、「開発」とよばれる外部からの活動がソロモン諸島国の中で広く行なわれるようになったことがある。「開発」が土地紛争を引き起こすのは、開発に必要な土地が現金収入に結びつくためである。その代表的な例が、木材伐採会社によってもたらされるロイヤリティ(Royalty)収入である。

一方、近年、カスタマリー・ランドがソロモン諸島国の開発を進める上で、阻害要因になっているとの認識は住民の中にも広まっている。このため、カスタマリー・ランドを公式に登録し、土地の権利関係を整理しようとする試みはおこなわれているが、あまり成果が上がっていないというのが現状であろう。

²² 地域によって、1次、2次、3次それぞれの権利内容は異なるが、1次的権利を持つ所有者(集団)が、土地収容や使用に関する、最終的な決定権を持つと考えられる。

8.5.2 土地収用の問題

水力発電所建設候補地に関して調査した結果、11 の候補地は土地所有の観点から 3 つのカテゴリーに分類することが可能である。(詳細は Table8-5-1 参照)

3 つのカテゴリーとは ;

- | | |
|-------|------------------------------------|
| TypeA | カスタマリー・ランドで、土地の権利関係が公式に整理されていない候補地 |
| TypeB | カスタマリー・ランドで、土地の権利関係が公式に整理されている候補地 |
| TypeC | 譲度地で、土地の権利関係が明らかな候補地 |

以下、それぞれのカテゴリに属する候補地で、プロジェクトを始めることが決定される前にソロモン諸島国側による準備が必要と考えられ事項を述べる²³。

(1) TypeA カスタマリー・ランドで、土地の権利関係が公式に整理されていない候補地

水力発電所を建設するためには、建設予定地の土地を収容する必要があるが、最初に問題になるのは、土地の正当な所有者は誰なのかということである。特に、限られた地域に多くの村落が散在する地域では、土地所有者 (集団) を確定するためには、近隣住民の過去から伝承された記憶が唯一の資料であり、詳細な境界線を引くことは困難が伴うと予想される。また、初めに述べたように、所有する権利が 1 次的権利なのか 2 次的権利なのかの判断も必要になる。Fig.8-5-1 のように、このような事情を反映した土地収容を進めるための手続きが慣習化している。

²³ 以下の点に関しては、第 2 次現地調査において、担当官庁である Ministry of Natural Resources に確認を行なっている。

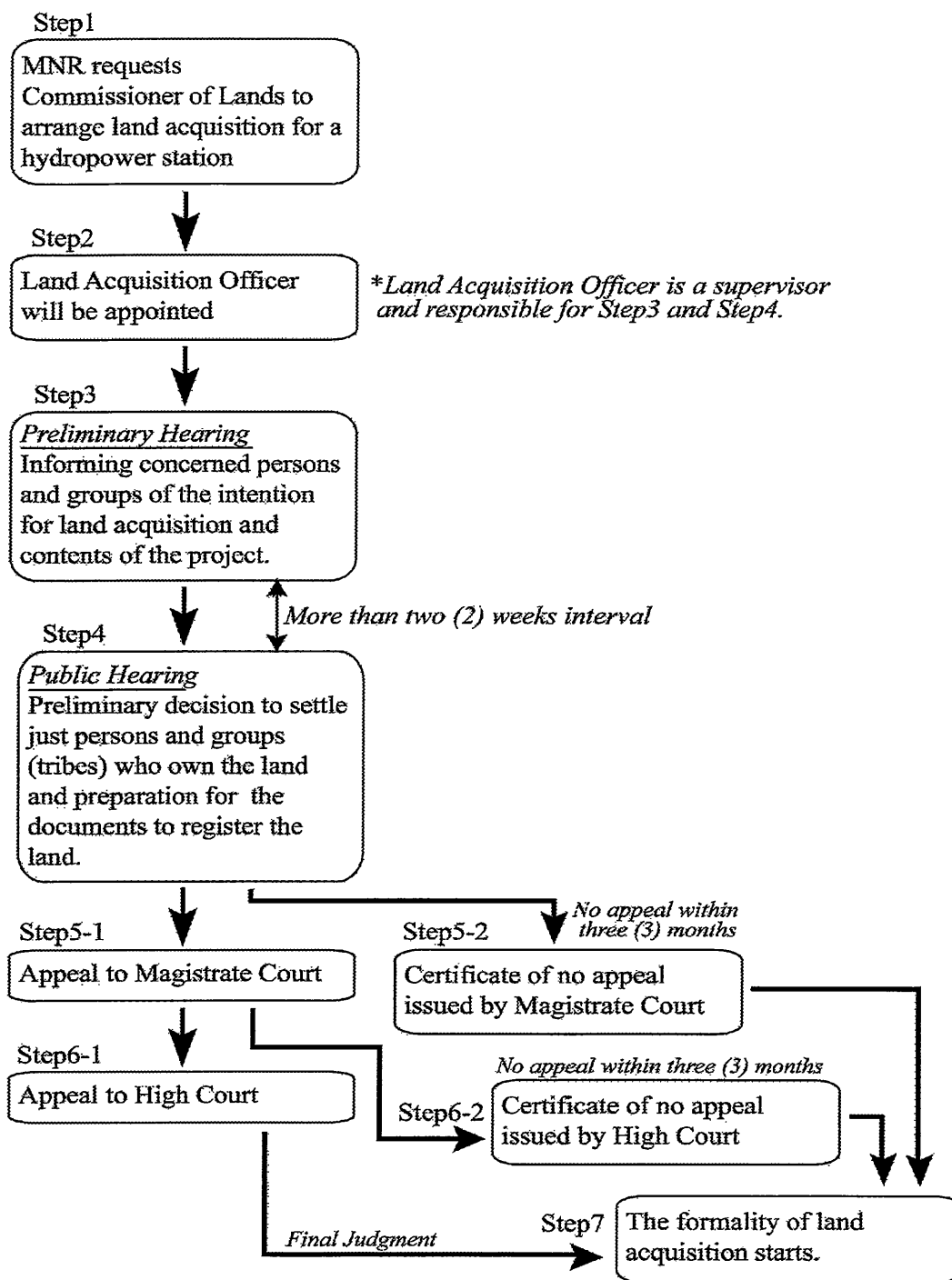


Fig.8-5-1 Flow Chart for Land Acquisition

In case of constructing a hydropower station by Ministry of Natural Resources (MNR)

図にあるように、Step4 の公聴会（Public Hearing）で示される予備的判定（Preliminary Decision）に土地所有権を主張する個人（集団）が従う場合、土地問題は短期間で解決すると考えられるが、Step5-1 や Step6-1 の裁判に進むと、数年に渡り土地問題を解決することはできない。

このため、争点が正当な土地所有者（集団）を決めることだけに絞られる場合、土地所有権争いと、収容された土地で行われる事業を切り離すことが慣習的におこなわれており、マライタ州のマルー水力発電所、サンタ・イザベル州のプアラ水力発電所でもこの方法で建設に至っている。

この方法によれば、Step5-1 の段階で、潜在的に土地所有権を主張する個人（集団）が明らかになった段階で、それら全員が法的拘束力のある合意文書に署名をおこない、土地に関する紛争を、事業の推進から切り離すというものである。合意文書の主な内容は、１）土地所有権を争う全ての人々は水力発電所建設には反対でなく、水力発電所建設中、および、建設した後に妨害などをおこなわないこと、２）土地所有権に関しては裁判所の判決に従い、賃貸料などを受け取ることのできる土地所有者を決める、という２点であると考えられる。

この合意文書が結ばれば、プロジェクト実施が決定された後に、土地問題で事業を進めることができなくなるという可能性をかなり低くすることができるであろう。

(2) TypeB カスタマリー・ランドで、土地の権利関係が公式に整理されている候補地

(3) TypeC 譲度地で、土地の権利関係が明らかな候補地

既に土地所有者（集団）あるいは、土地の使用者（賃借人）は明らかであるため、それらの人々（集団、企業）に対して、水力発電所を建設することの合意を取りつけておくことが必要であろう。

8.5.3 霊域（Tambu Site）

今回の調査の中で、霊域（Tambu Site）が水力発電所建設の障害になることを念頭に置き、調査をおこなったが、直接問題になりそうな候補地は認められなかった。

霊域の一般的な定義は存在しないが、キリスト教が布教される以前に、人や動物の生け贄がおこなわれた場所や、先祖や人々に知られた族長(chief)の墓地、霊的な存在が棲息する場所等が考えられる。ソロモン諸島国の住民の96%はキリスト教徒であり、ほとんどの村落社会はキリスト教との深い結びつきが見られる。しかし、キリスト教が普及する以前に、人々が持っていた霊域を忌諱する感情は依然として強固であり、村落部でこれを無視することは出来ない。

今回の調査で、Table 8-5-1 の Ref.No.2 及び 3 に関しては、霊域の有無を確認していない。しかし、既にこの地域を賃貸契約で占有している鉱山会社（Gold Ridge Mining）が詳細な調査をおこない、霊域を利用する場合の賠償方法が地権者との間で確立しているので、仮に候補地に霊域が存在したとしても、水力発電所建設に支障は生じないであろう。

8.5.4 自然環境

自然環境の観点から特に懸念されるのは、Ref.No.6 と Ref.No.10 である。

Ref.No.6 に関しては、貯水のためのダムを設ける必要がある。住民の移住等の問題は発生しないが、自然環境への影響が大きいことが予想されるため、次の段階でさらに詳細な調査が望ましい。

Ref.No.10 の河川には、海水の混じった水辺で生息する大型爬虫類（鱷）が棲息しているということである。河川の周囲は既に外国の木材伐採会社により森林の伐採が行なわれたあとであり、自然環境としての保存状態はあまり良くないものと考えられる。しかし、この地域で電力開発を行なうのであれば、実施が決定される以前に生態系等の詳細調査が必要であろう。

8.5.5 水利権

河川を利用することに関する法整備はなされていない。

水力発電所の建設中、および建設後、下流に影響を与える場合、その影響を最小にするために配慮する必要がある。また、水力発電所を建設する前に、予見される影響に関しては下流住民に説明をおこない、了解を得ておく必要がある。今回の調査で、水力発電所候補地下流で、特別な生産活動が行われているのは認められなかったが、生活用水の水源として利用されている河川、特に、乾期の水源として利用されている場合など、影響を緩和するための方策を住民と共に話し合っておく必要がある。

また、ソロモン諸島国で問題になるのは、河川の上流で水源の土地を所有する人々の取り扱いである。ソロモン諸島国は、河川の水を利用するにあたり、水源の土地所有者（集団）に対し水使用料を払うことはないとしているが、マライタ州のマルチ水力発電所の場合、水源の土地所有集団による抗議行動が行なわれ、州政府から金が支払われている。

水源の土地が水力発電所候補地の所有者と異なる場合、水の使用に関する争いが発生しないように、ソロモン諸島国側は事前の調整をおこなっておく必要がある。

8.5.6 その他の留意点

上記のような条件を満たした上でも、地域住民を巻き込んだ十分な合意形成がなされていない場合、消極的・積極的な妨害が行われる可能性を否定できない。「8.2 村落の構造」でも指摘したが、ソロモン諸島国において、地域住民が従うべき規範は、村や土地所有集団などの極めて狭い範囲でのみ拘束力を持つものである。水力発電所などのように地域や国全体の公共財の場合、地域住民にとって尊重すべき公共財として認識されない場合が考えられる。換言すれば、ソロモン諸島国民としての規範が、村落住民の行動を規制することを期待するのは難しく、ソロモン諸島国にも国家としての規範を国民に守らせるための積極的な手段（警察や法制度）が不十分である。このことから、水力発電所を建設するにあたり、土地所有者（集団）

や河川周辺の住民のみではなく、直接の利害関係はなくとも、近隣に住む住民にも計画に対する十分な説明を事前におこない、事業推進への合意形成を行っておくことが必要である。

Table 8-6 List of Surveyed Village

Province	Detail Survey	Questionnaire Survey by Village assistant
Malaita	Maoro	Nggawale
	Silolo	Gkauna'ou
	Kwena	Iqwa
	Afufu	Tiuni
	Otekwana	Walo
		Mamalade
		Aisiko
Guadalcanal	Takamboru	Tuvu
		Naro
		Chuva
		Nunuha
Western	Kuzi	Pienuna
	Sageragi	Barakoma
		Vivie
Makira	Maipua	
	Kaonasugu	
	Kokana	
Santa Isabel	Kmagha	Huali
	Popoheo	Ligara
	Kubolata	Lelegia
	Guguha	Galatha
		Buma
		Kolotubi
Choiseul	Nukiki	
	Poroporo	
	Subesube	

参考文献

風響社、杉山敬志編、土地所有の政治史 - 人類学的視点、1999

未公開（博士論文） 関根久雄、メラネシアの政治的リーダーシップと開発

Statistic Office, Ministry of Finance, 1998, Honiara Housing and Population Survey 1999

Statistic Office, Ministry of Finance, 1995, Provincial Centres Household Income and Expenditure Survey 1992

Statistic Office, Ministry of Finance, 1995, Rural Areas of Solomon Islands; Income and Expenditure Survey 1993

Statistic Office, Ministry of Finance, 1995, Solomon Islands 1993 Statistical

Statistic Office, Ministry of Finance, Report on the Census of population 1986 Report 2 A: Basic Information

Statistic Office, Ministry of Finance, 1997, Village Resources Survey 1995/6

Provincial Government Development Unit, Ministry of Provincial Government and Rural Development, 1998, Constituency Development Profile and Action Plan Gao-Bugotu Constituency

Provincial Government Development Unit, Ministry of Provincial Government and Rural Development, 1998, Constituency Development Profile and Action Plan Central Kwara'ae

Ministry of national Planning and Development, 1998, Medium term Development Strategy 1999-2001 Volume-I Policy and Strategy (draft)

Table 8-5-1 Summary of Social and Environment Aspect for Potential Hydropower Sites

Ref.No.	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Province	Guadalcanal	Guadalcanal	Guadalcanal	Malaita	Malaita	Malaita	Santa Isabel	Santa Isabel	San Cristbal	Choiseul	Santa Cruz
River Name	Sasa	Maotapukul	MaotapukulII	Rori	Silolo	Kwarea	Poporo	Kubolata	Waimapur	Sorave	Luembalele
Category	TypeA	TypeB	TypeB	TypeA	TypeA	TypeA	TypeA	TypeA	TypeA	TypeC	TypeA
Land Type	Customary Land Alienated Land	Customary Land	Customary Land	Customary Land	Customary Land	Customary Land	Customary Land	Customary Land	Customary Land	Alienated Land	Customary Land
Land Owners	Customary Land = Kakau Tribe, Lakuli Tribe (Both tribe chiefs live in Takamboru Village) Alienated Land = Catholic Church (The land ownership dispute for this alienated land were appealed to the court in 1965. The judgment is in favor of Takamboru villagers, however, a present land owner is Catholic Church. The villagers believe that the land should belong to them.	Customary Land = This area has already been acquired by Gold Ridge Mining (Ross Mining N.L.). The detail contents of contract, like lease period, is not clear.	Customary Land = This area has already been acquired by Gold Ridge Mining (Ross Mining N.L.). The detail contents of contract, like lease period, is not clear.	Customary Land = Limaabu Tribe, Birani Tribe, Takaniano Tribe, Fauwane Tribe (Those people live in Afufu, Mbuliaki, Fainiampu and Laarancile village.) There is high possibility that other land owner groups (tribes) will claim the land ownership for the part of expected facilities' area.	Customary Land = West part of the river: Robara Tribe, Aena'alinga Tribe, Abealo Tribe, Sunia Tribe/ East part of the river: Fasima Tribe, Fautharo Tribe (Above people scatter around Silolo river.)	Customary Land = West part of the river: Ilikata(Otekwana) Tribe/ East part of the river: Olodaa Tribe (Ilikata Tribe chief lives in Otekwana Village. Olodae Tribe Chief lives in Goularia Village.)	Customary Land = Nakmurufunei Tribe, Posamoga Tribe (Those people who are mainly concerned live in Niulahage Village and Kolomola Village.)	Customary Land = Posamoga Tribe, Thavia Tribe (Those people who are mainly concerned live in Kubolata Village.)	Customary Land = Atawa Tribe, Amoea Tribe (Atawa tribe may be main tribe and have primary right for customary land)	Alienated Land = Poroporo Association (Chief of association is Mr. Timoty Tukabon. Most of association members live in Poroporo Village.)	Not available
Tambu Sites	Not exist around expected facilities' area	The company has done detail survey about Tambu Sites and already made an agreement with land owners in case of using Tambu Sites. Therefore, Tambu Sites will not be an obstacle for constructing a hydro power station.	The company has done detail survey about Tambu Sites and already made an agreement with land owners in case of using Tambu Sites. Therefore, Tambu Sites will not be an obstacle for constructing a hydro power station.	Not exist around expected facilities' area.	Not exist around expected facilities' area.	Not exist around expected facilities' area.	There is a tambu site nearby the river, but it shall not be an obstacle to construct a new hydro power station.	The exact distance is not clear, but there is a tambu site nearby Kubolata spring (intake point).		Not exist around expected facilities' area.	Not exist
Usage of River	Fetching drinking water Washing Fishing	Because this area has been acquired and occupied by the company, there are no resident around this area. And it is not clear whether the company is using the water of this river.	Because this area has been acquired and occupied by the company, there are no resident around this area. And it is not clear whether the company is using the water of this river.	Fetching drinking water Washing Fishing	Source of water supply Swimming	No usage	Fetching drinking water Washing Fishing	Fetching drinking water Washing Swimming	Many people who lives nearby Waimapur river depend on water supply facility operated by Waimapur Secondary School (Well). Small number of households may use this river for	Source of water supply for Choiseul Bay Secondary School Catching a crab in mangrove forest along the river	Fishing However, basically around the river no one live.
Source of information	Because of ethnic tension in Guadalcanal, The JICA Study Team could not conduct any survey around above mentioned area. The information was collected indirectly.	Above information was collected through an officer in charge of land acquisition in Gold Ridge Mining.	Above information is collected through an officer in charge of land acquisition in Gold Ridge Mining.	Through the interview with villagers who belong to the land owner groups (tribes).	Through the interview with villagers who belong to the land owner groups (tribes).	Through the interview with villagers who belong to the land owner groups (tribes).	Through the interview with villagers who belong to the land owner groups (tribes).	Through the interview with villagers who belong to the land owner groups (tribes).	Through the interview with villagers who belong to the land owner groups (tribes).	Through the interview with association members	Questionnaire survey fill out by Provincial Permanent Secretary
Remark	More detail inquiry will be required. In particular, the owner of alienated land should be clarified.	If the company agrees on using their leased area for constructing a hydro power station, the dispute in relation to land ownership will not arise.	If the company agrees on using their leased area for constructing a hydro power station, the dispute in relation to land ownership will not arise.	The villagers have started the preparation for the land registration, however, the dispute about the boundaries of their customary land has not yet fixed. In case of land acquisition, careful procedure will be required, because several land owner groups (tribes) will be concerned.	The villagers have already had a meeting for the preparation to construct a hydro power station. Their opinion for the station was positive, however, the detail discussion about the boundaries of their customary land has not yet done. Still it is questionable that all land owner groups surely agree to the construction.	Along Kwarea River, above two tribes own most of the area. Land ownership is rather simple and shall be easily clarified.	The condition of Land ownership is not so complex. Therefore, in the case of land acquisition, careful procedures shall enable avoidance further dispute. However, certain attention should be paid to the Posamoga Tribe.	Posamoga Tribe is one of the concerned parties in the land identified for the Buala Hydro Power Station. They were a little reluctant to construct a hydro power station on their land without promising certain benefit for their village.	This area belongs to two land groups (tribes), however the main groups live in the same village. Thus it will be easy to clarify the landowner.	If the association accepts land acquisition for a hydro power station, the dispute in relation to land ownership will not arise. However, according to villagers, crocodiles are found along this river, it will be necessary to consider the environment before starting the next stage.	There are private cattle farms along the river.

The buildings in the Solomon Islands
/ソロモン諸島国の家屋



Photo8-1
Ordinary House (Bush House)
/普通の民家(ブッシュ・ハウス)



Photo8-2
Church (Bush House)
/教会(ブッシュ・ハウス)

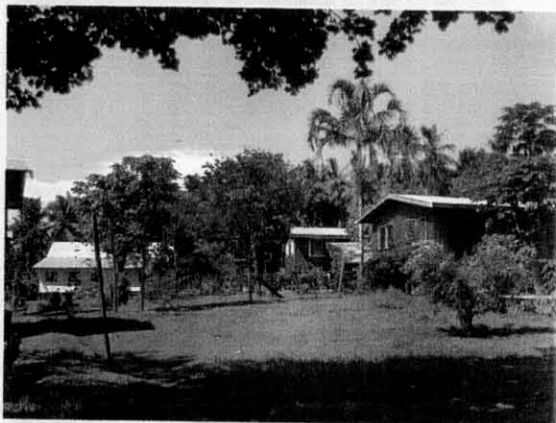


Photo8-3
Ordinary House (Permanent House)
/普通の民家(パーマネント・ハウス)



Photo8-4
Church (Permanent House)
/教会(パーマネント・ハウス)

Market Place in the Solomon Islands
/ソロモン諸島国の市場



Photo8-5
Central Market in Honiara
/首都ホニアラの中央市場



Photo8-6
Inside of Central Market
/中央市場内



Photo8-7
Market in Gizo (Provincial Capital)
/州都ギゾの市場

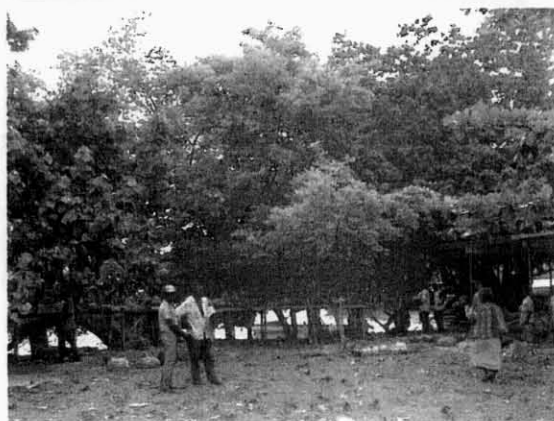


Photo8-8
Market in Taro (Provincial Capital)
/州都タロの市場

Products in Rural Area
/村落地域の生産物



Photo8-9
Copra
/コブラ



Photo8-10
Cocoa Fruit
/ココアの実



Photo8-11
Canarium Nut
/カナリウム・ナッツ



Photo8-12
Betel Nut
/ビートル・ナッツ



Photo8-13
Taro
/タロ芋

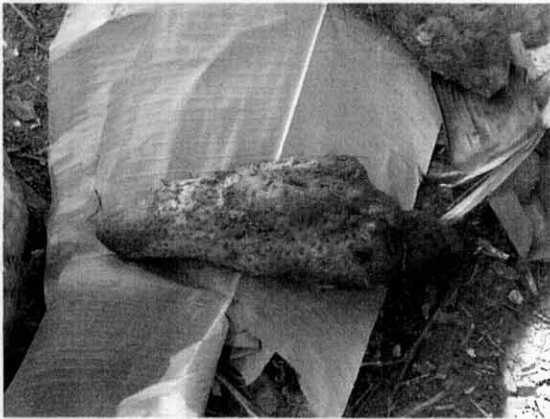


Photo8-14
Yamu
/ヤム芋



Photo8-15
Other garden products
/その他菜園からの生産物

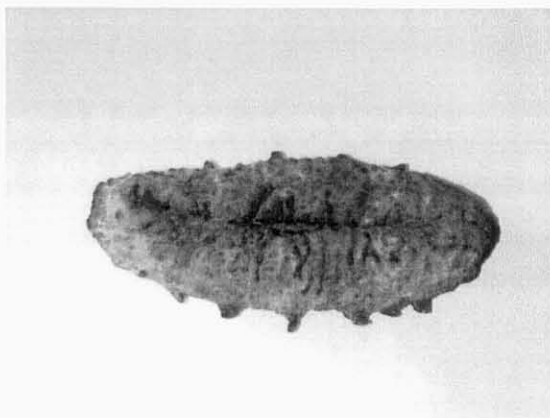


Photo8-16
Dried Beche de mer
/乾ナマコ

第 9 章 環境配慮

第9章 環境配慮

本マスタープラン調査によって明らかにされるべき環境配慮事項は、本調査の第2次調査以降に選定される小水力建設候補地点がソロモン諸島国における環境保全上の重要地域にできるだけ重ならないようにすることである（9.2節および9.3節参照）。また、建設候補地点選定上の理由から、それが環境保全候補地にどうしても重ならざるを得ないような場合には、建設候補地点確定までに現地サイド（地方政府および現地活動中の地元NGO）の開発受け入れ可能性を確認することが望ましい。上記の点が満たされるならば、実際の候補地スコーピングと影響対策（ミティゲーション）は、一般的影響の少ない本プロジェクトの形態（小水力発電と太陽光発電）から考え、個別プロジェクトの計画が具体化した際（フィージビリティ・スタディ時等）に実施されるのが適している。ただし、同国では土地制度等の慣習に起因するトラブルが発生しやすいので、具体計画のための合意形成は慎重に手順を踏んで行なわれる必要がある。

太陽光発電に関しては、立地場所により環境影響が大きく異なることは考えられない。バッテリー等の回収システムについては、経済的フィージビリティの検討を経て個別計画設計時に組み込まれるべきものとする。

以上の点から、本章では、同国の環境法制度および環境ガイドラインを説明し、本調査以降の適正な環境配慮手続きを示した。また、同国で環境保全候補地となっている地区を指摘し、保全地区と本プロジェクトが整合するための基礎情報とした。さらに、本プロジェクト形態の一般的配慮事項を、類似形態をとる既存サイトの検討と概念的検討を通して整理、提示した。最後に、同国内において環境保全関連で活動中の団体について、基礎情報を提供した。

9.1 ソロモン諸島国の環境法制

9.1.1 に同国環境セクターの2つの基本法、「環境法（案）1998」と「野生生物保護及び管理法（案）1998」を記述した。また、水利権に関する「河川法 1978」と「ソロモン諸島国水公社法 1992」、及び地方条例について記した。9.1.2 と 9.1.3 では同国の環境アセスメント体制とガイドラインを説明した。

9.1.1 国と地方法制

1998 年末、環境関連分野の2つの重要法案が議会を通過し、間もなく発効することになっている。「環境法（案）1998」と「野生生物保護及び管理法（案）1998」である。これらは同国の環境保全と管理に関する基本法となる。水利権に関しては、本マスタープラン調査において2つの既存法、「河川法 1978」と「ソロモン諸島国水公社法 1992」を参照しておくべきである。

(1) 環境法（案）1998

この法案は環境セクターの基本法となるはずである。法案の目的には以下の事

項が含まれる。即ち、開発規制と環境影響評価の統合システムを確立すること、全ての実際的手段により人の健康へのリスクを減らし環境劣化を防ぐこと、例えば、経済的に実行可能な手段で再利用、再生利用、部品の回収を推進すること、環境関連の地域法及び国際法や取り決めに従い実効性を与えていくことなどである。

条文は5つの部分から構成されており、本調査に関してはその中の第2節と第3節が重要である。

(a) 第2節は環境諮問委員会を含めた環境行政に関するものである。(9.1.2 参照)

(b) 第3節は「開発規制、環境影響評価、審査公告、監視」に関する内容である。

この節では、開発者はすべての開発行為の開始前に環境保全部長に報告し同意を得なければならないと強調されている。同部長は評価報告書と声明書に関するガイドラインを発行することができる。

(2) 野生生物保護及び管理法（案）1998

前文で、この法律の目的が『ワシントン条約の下でのソロモン諸島国の責務を果たし、同国野生動植物の保護と保全をさらに推し進める...』ことと定義されている。ワシントン条約とは「絶滅のおそれのある野生動物種の国際取引に関する条約、1973年3月」を指す。従って、この法律は絶滅危惧の、もしくは希少な野生生物種の輸出入を主に規制するものである。つまり、この法律は環境保全セクターの基本法ではあるが、本調査には密接に関係するものではない。しかし、この法律の目的の一つとなっている次の点には注意すべきである。即ち、同国の便益のために野生動植物の資源管理を進め、資源の持続可能な利用を確保すること。

(3) 河川法 1978

この法律は河川水の公平で有益な利用と、河川水に係る諸事項のために河川水の管理を行うものである。しかし、この法律は特別指定された地域に限り適用されている。現在指定されているのは、5つの地域だけである（Mataniko and White Rivers, Mbalisuna, Ngalimbili, Lungga, and Mamara River）。

この法律は以下の行為には許可証が必要であるとしている。河川から水を導水すること、河川や河床に倒し込むように木を切り倒すこと、河川や河床に障害物を置いたり干渉の手を加えること、河川の上や横に橋梁や栈橋や陸揚げ場を造ること、河川堤を傷めたり手を加えること。許可証の授与は次の2つの意味で制約がある。それは、河川水の既存の使用者に配慮しなければならないことと、許可証の所持者には他者の土地に立ち入ったり他者の土地で何かを行う法的権限が与えられたわけではまったくないことである。4、5、7、12、13、15、16条を参照。この法律では、水を利用してきた者の権利もしくは少なくとも結果として生じた損害を裁判所に訴える権利を保護している。このことから、河川に係る開発行為の中で立ち入る可能性のある土地に関しては、その所有者及び占有者の権限

を侵犯しないための妥当な手順が踏まれることが必要になる。

(4) ソロモン諸島国水公社法 1992

この法律は同国の都市用水源と供給、下水事業、及びその関連事項の適切な管理と開発のためのものである。第 18 条によると、都市の上水源となる地域は「水源地域(catchment area)」と宣言される場合がある。当該地域では、水の汚染を引き起こしたり、水の適切な利用、適切な流れ、適切な管理の阻害をもたらすような行為を許可なしに行うことは、禁止もしくは制限されている。第 45 条はそのような地域からの水の不正な取水、利用、導水を禁じている。

本法の付則法令「運用地域令 1995 年 2 月 10 日」に指定された地域は、以下のとおりである。

1. Guadalcanal	2. Munda/Noro	3. Lata	4. Buala	5. Tulagi
6. Kira Kira	7. Tinggoa	8. Auki	9. Gizo	10. Taro

水源地域において規制された行為は、「本法の規則に関する規定 1995 年 5 月 8 日」に示されている。例えば、規制水源地域においては、同地域に生育する植物を傷付けたり、取り除いたりしてはならない（第 6 条）。許可証に与えられた権限なく、上記に計画された地域の地下水源から、水を直接または間接的に抜き取ることは許されない（第 22 条）。

(5) 地方条例

これらは中央政府ではよく整理されていない。詳細は各地方での確認が必要になる。中央では「法務局」と「地方政府省」の 2 つの政府機関が、この事項に関し担当している。条例の参考例は以下のとおりである。

(a) ガダルカナル州：野生生物管理地域令、1990

(b) イザベル州：野生生物保護区令、1995

文化の保存に関する条例、1988

(c) 西部州：環境管理令、1991

文化の保存に関する条例、1989

公共の問題に関する条例、1991

シンボメガボード管理地域令、1990

(d) マキラ州：文化及び野生生物保護令、1984

(e) テモツ州：環境保護令、1989

文化の保存に関する条例、1990

(6) 参考文献

(a) Solomon Islands Environmental Legal Review (ELR), the South Pacific Regional Environment Programme (SPREP)

- (b) Environmental Law in the South Pacific, Ch.6.Solomon Islands, Environmental Policy and Law Paper No.28, South Pacific Regional Environment Programme and IUCN Environment Law Center, IUCN- The World Conservation Union 1996

9.1.2 環境関連の政府組織

- (1) 同国の環境管理、保全、評価に関する行政体は、環境法（案）1998 の第 2 節に定義されており、現在、天然資源省森林・環境・保全局の環境保全部(SIECD)となっている。

部の人員配置については、本節末尾の Fig. 9-1-1 参照のこと。

- (2) 環境諮問委員会も環境法（案）1998 の第 2 節に定義されている。しかし、それは 1999 年の 2 月時点ではまだ実際に組織されていなかった。SIECD 部長によれば、委員会は、事務局、技術専門家、NGO の代表、女性の代表等から構成される予定である。SIECD 部長が事務局を務める。技術専門家は官もしくは民間から選ばれ、専門分野は汚染対策、生物多様性、環境計画、環境工学、環境経済、環境法の各分野の予定である。

9.1.3 環境評価体制とガイドライン

環境法（案）1998 の第 3 節には、開発行為の環境側面に関する環境影響評価、環境評価報告書及び声明書、公告と監視手続きのための基本的事項が定められている。SIECD 部長はこの手順に関するガイドラインを発行することができる。現在、有効なガイドラインは「Solomon Islands Environmental Impact Assessment Guidelines, FOR PLANNERS AND DEVELOPERS, May 1996, SIECD」である。

- (1) 計画立案者と開発者のための環境影響評価ガイドライン 1996 年 5 月、SIECD

ガイドラインは、一般的な説明の他、「環境上もしくは生態学上影響を受けやすい要素」について言及している。それらは、野生生物の生息地（原生林、マングローブ、湿地と沼地、珊瑚礁、海浜と海の植生等）、火山地域、景勝地、考古学的に重要な地、タブー地域、上水供給河川の水源部、地下水涵養源（主として石灰岩地）、海拔の低い島の砂表面を含む。

考古学的に重要な地は、最も認知するのが難しい地域とされている。一般的には、地元の人々はそのような場所が存在することを知らない。そうした場所は典型的には、海浜や岬の後背地、入り江近くの広場、丘陵地の稜線部や鞍部、岩穴、現在の村落もしくは過去の村落跡等に存在する。

官民に関わらず、すべての開発者の責務は以下の点にある。

- (a) 開発同意過程の一部として、適切な環境影響評価(EIA)を実施すること
(b) 負の環境影響を最小化するために必要な影響緩和策と監視活動を実行すること
公的環境評価報告書の作成と環境影響評価過程のフロー図は、本節末尾の

Fig.9-1-2 を参照。

ガイドラインには、付属文書がある。「EIA ガイドライン環境審査要約 (Environmental Appraisal Summary, Solomon Islands EIA Guidelines)」、および「EIA ガイドライン配慮対象事項のチェックリストと審査書式 (Checklists of Issues to Consider and Appraisal Form, Solomon Islands EIA Guidelines)：森林環境対象、建設・インフラストラクチャー・農業・鉱業プロジェクト対象、沿岸部と海洋環境対象」である。

(2)参考文献

A Guide to Environmental Impact Assessment in the Pacific, SPREP

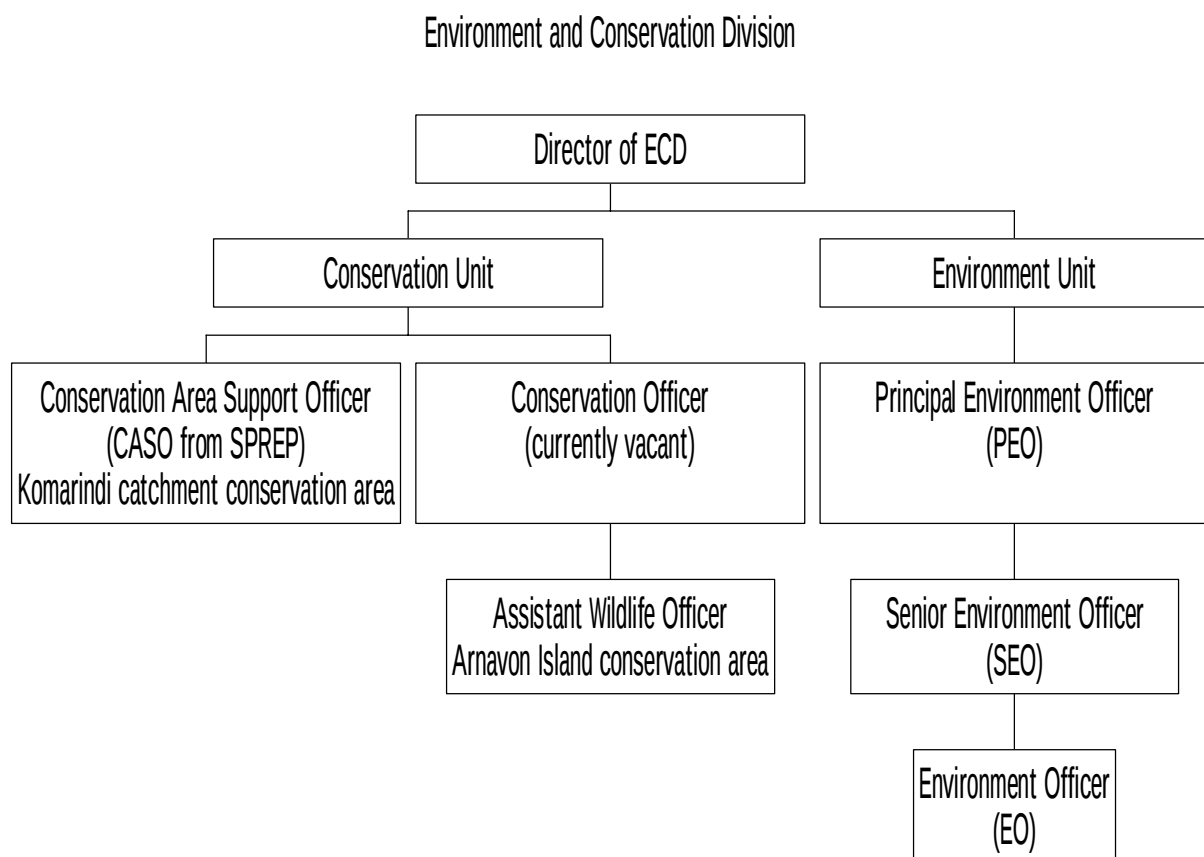
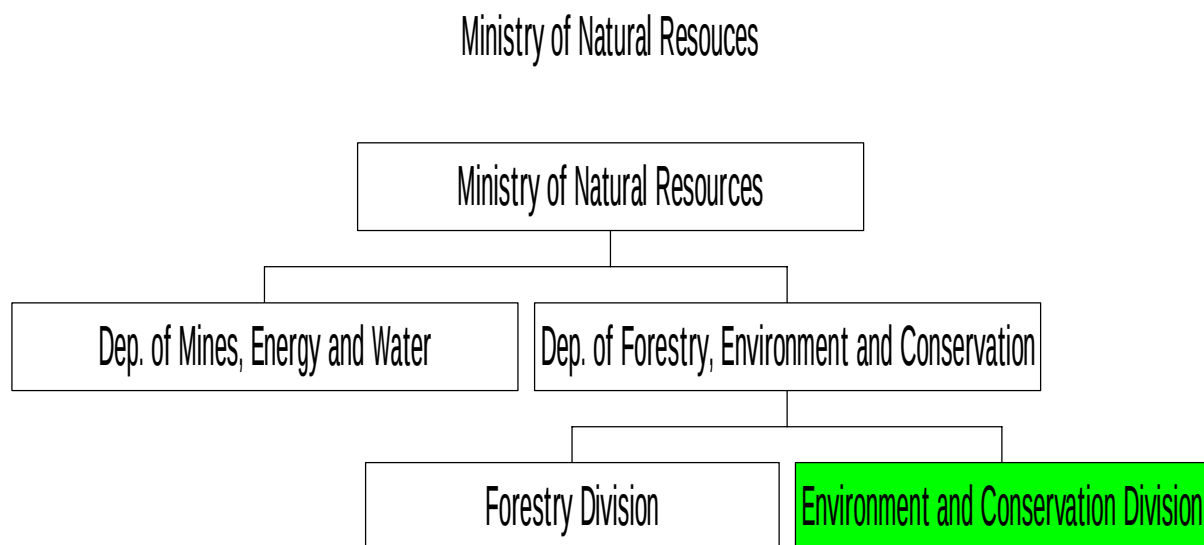


Fig. 9-1-1. ソロモン諸島国の環境行政体
(1998 年 12 月 14 日より有効)

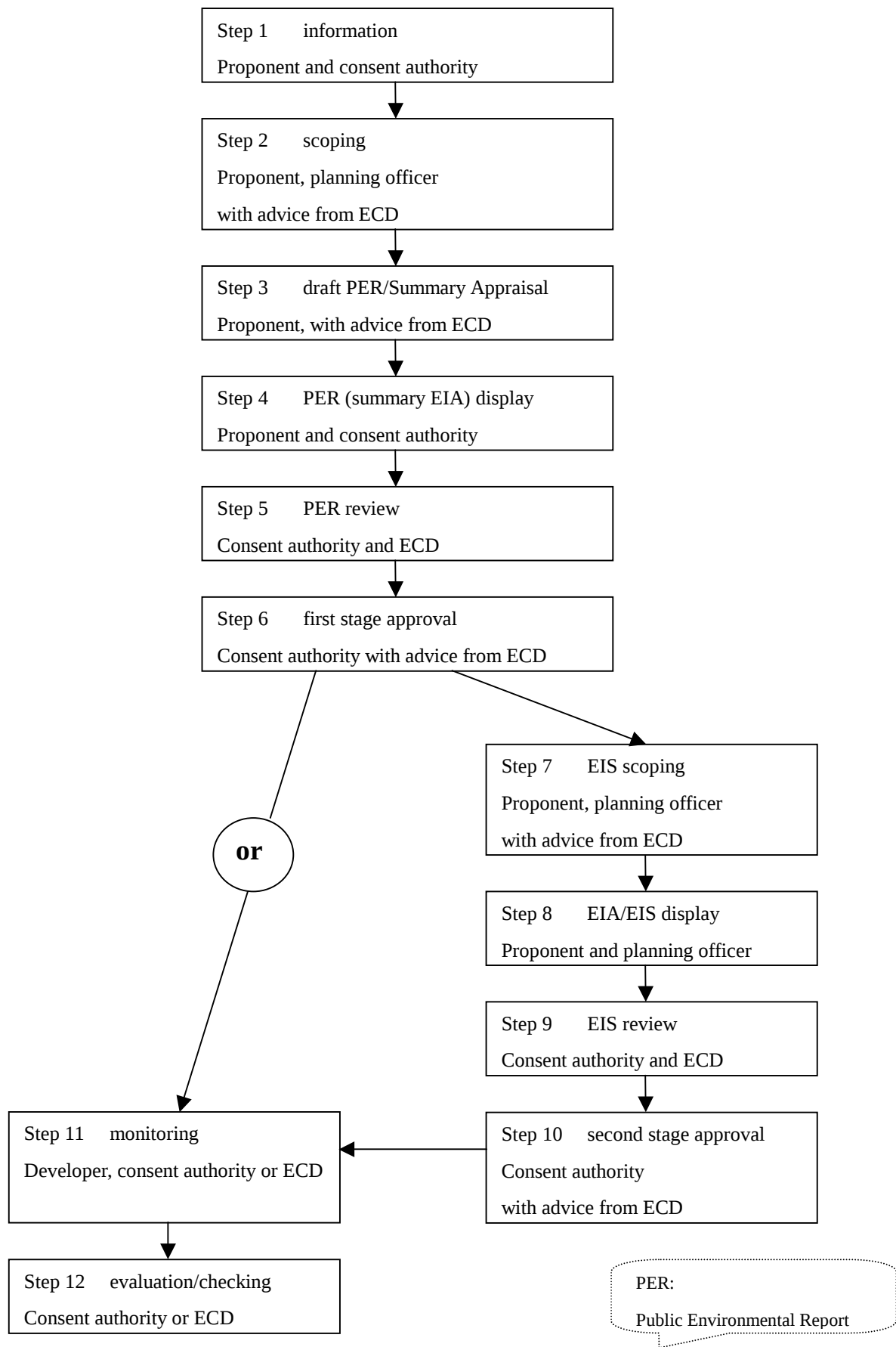


Fig.9-1-2 ソロモン諸島国公的環境報告書と影響評価過程に推奨される手順

9.2 環境現況

本節では、2つの重要な資料に基づき同国の環境現況について記述する。最初に、「中期開発戦略 1999-2001(MTDS)」中の環境関連部分を説明する。ここでは、商業的森林伐採と他の土地利用形態による生物多様性への深刻な脅威が論じられている。次に、同国の環境資源保全戦略において重要な役割を演じている「マルヤ協会報告」の論点をたどる。同報告は計画保全地域を提唱し、そのいくつかは現在実施中もしくは実施に向かっている。

- (1) 同国政府は昨年「中期開発戦略 1999-2001(MTDS)案」を提出した。環境現況がその中で要約されている。同国の経済は大きく天然資源に依存しているが、その開発利用は生活の手段そのものに対する深刻な脅威に直面している。主たる脅威はまず森林の過度の商業伐採であり、次いで宅地と農用地の急速な拡大による土地需要である。

生物多様性の喪失は同国にとって大きな懸念である。同国には52種類の哺乳類と多様な鳥類、数種のオオコウモリ類が生息しているが、乱開発と生息地の消失により24種の哺乳類の生存が危うくなっている。多くの保護地区が作られるようになったが、まだ国土の2%程度の面積に過ぎない。植物と海洋の遺伝資源は、適切に活用されるならば、巨額の所得の伸びをもたらす可能性を持っている。珊瑚礁とマングローブ類も、森林の減少と高地での過耕作がもたらす土壌の流出によって土砂が堆積し、近年ますます脅威にさらされている。

- (2)「ソロモン諸島国のための代表的保護森林システム、マルヤ協会、ニュージーランド、1990年11月」

マルヤ協会報告書は、同国の約80%は熱帯雨林に覆われていると述べている。食物、住居やカヌーの建築素材、薬物、その他多くの有用財を供給することにより、森林は、同国島民の日常生活において引き続き重要な役割を演じている。森林は、また、土壌流出を防ぎ、小河川や珊瑚礁を過度の堆積から守っている。こうして、森林は同国において重要な文化的価値を持っている。こうした価値に加え、森林は木材伐採、畑、農園という形態で村落住民に金銭的な実益をもたらしている。しかし、そうした活動による負荷の増大により、保護森林区域の導入が必要となった。文化的価値と持続可能な木材の収穫のためには土地利用と土地管理のバランスをとる必要があり、そのために保護森林が必要である。

森林は生物学的にも重要である。いくつかの生物学的に異なる地域に起源をたどることが可能だが、同時に同国の動植物は長期間にわたり孤立してきた。この間に、同国の動植物には同国にのみ生息する固有種に進化したものがある。同国に生息する陸鳥163種のうち、72種類(44%)が固有種であり、62種(38%)が固有の亜種である。22種の蛙、27種のトカゲ、9種の蛇がこの地域だけに認められる。同国の4500種の植物に関しては、固有性の度合いは低いと見られているが、強い固有性を示すグル

ープがいくつかある。同国の生物学的世界に関しては、科学界にはまだ知られていない部分が多い。

マルヤ協会報告書は、上記の文脈に即して、いくつかの保全地域を以下のように提案している。その中には土地所有者が持続的に利用するための緩衝地帯を伴い、1つの集水域全体を含む保護区の提唱もある。

(a) 西部州

1. マロボラグーン (Marovo Lagoon) 2. マエタンベ山 (Mount Maetambe)
3. 南チョイセル (South Choiseul) 4. コロンバンガラ (Kolombangara)
5. テテパレ (Tetepare) 6. レンドバ (Rendova) 7. その他

(b) イザベル州

1. 北西イザベル (North Western Isabel) 2. その他

(c) ガダルカナル州

1. ラウビ (Lauvi) 2. イティナ・ポポマナセウ (Itina-Popomanaseu)
3. その他

(d) 中央州

1. レンネル (Rennell)

(e) マキラ州

1. 中央マキラ、バウロ高地 (Central Makira, Bauro Highlands)
2. 西部湿地帯 (Western Wetlands)

(f) マライタ州

1. 中央マライタ高地 (Central Malaita Highlands)
2. アレアレ、マラマシケ (Are'Are, Maramasike)

(g) テモツ州

1. 固有もしくは稀少動物の保護地区 2. カウリ保護区 (Kauri reserve)
3. ティナクラ島 (Tinakula Island)

(2) 参考文献

Solomon Islands State of Environment report (SOE) , SPREP

‘Loggers, Landowners, and Reformers in Solomon Islands’, an article on Tok Blong Pasifik September 1998

9.3 ソロモン諸島国の保全計画体系

本節では、その(1)において、MTDS 期間の環境政策として同国政府が推進しようとするものの中で、本調査にかかわる3つの分野を指摘する。(2)では同国政府の提示する保全地域を特定し、(3)では同国森林局のために作成された戦略的研究「ソロモン諸島国森林資源インベントリー」を紹介する。

(1) MTDS 期間の環境政策において本調査に関係する分野

南太平洋地域天然資源および環境保護のための国際条約（SPREP 条約）署名国として、同国にはその自然遺産を保全するための保護森林区域やその他の保全区域を確立する責務がある。MTDS によれば、同国政府はコミュニティの運営する保全プロジェクトを推進しようとしている。SPREP の援助を受けて、同国政府は海洋保護区域を確立したいとも考えている。MTDS 期間の環境政策として、同国政府が推進しようとする 5 つの主要分野の内、3 つが本調査にかかわるものと考えられる。

- (a) コミュニティの運営する保護区域、キャンペーン、教育プログラム、NGO の関わりにより、コミュニティの意識を高め参加を促進すること
- (b) 環境影響評価（EIA）ガイドラインを施行し、すべての新規開発プロジェクトがそれに従うよう求めること
- (c) 各政府機関が自らの責任下にある資源の保護を行うために法律、規則、ガイドラインを施行すること、例えば、森林及び水産局の基準や規定等

(2) MTDS および SIECD 部長の示す保全宣言地域と計画地域

- (a) チョイセル州とイザベル州間のアーナボン(Arnabon)島：州政府と NGO(Nature Conservancy)に支援を受けたコミュニティ運営プロジェクト(海洋保全地域であり、唯一の政府宣言保護地区)
- (b) クイーンエリザベス 2 世国立公園、ガダルカナル島ホニアラ近郊(1965 年宣言、しかし今日名前は残っているが、実質的な管理はなされていない)
- (c) コロンバンガラ(Kolombangara)森林保護区、西部州
- (d) 東部レンネル(East Rennell)世界遺産候補地、テンガノ(Te Nggano)湖、レンネル島、中央州
- (e) オエマ(Oema)、ダラカラウ(Dalakalau)鳥類保護区、ンゲラ(Nggela)、フロリダ島、中央州
- (f) コマリンリ(Komarindi)水源保全地域（現在計画進行中）
- (g) 中央マキラ・バウロ(Central Makira Bauro)高地、マキラ州（SIDT プログラム）
- (h) マロボ(Marovo)ラグーン世界遺産候補地、ニュージョージア、西部州

(3) ソロモン諸島国森林の生態学的環境的側面

表題の側面には水質、稀少および絶滅危惧動植物種の存在、遺伝的多様性（およびその保全の必要）、生態学的過程が含まれる。次のような点が「ソロモン諸島国森林資源インベントリー」に特定され、記述されている。

環境領域（同様の物理的、環境的特色、例えば、気候、地勢、地形、地質、土壌等の見られる地域）；森林の植物学的構造と植物相；生物多様性と生物学的重要素の中心；政府が何らかの保護を考慮すべき領域；地方の資源もしくは沼、珊瑚礁、漁場等の下流部の重要物を守るために商業的木材伐採を制限すべき場所。

地域別インベントリーは、極めて保全価値の高い地域を示す地図とともに、森林

資源利用に関する生態学的環境的意味に関する包括的報告を含んでいる。

もし、集水域（すべての水が共通の流出地点に集まる地域）が家庭用水や水力発電ダムに水を供給したり、保全価値のある地域を含む場合、そのような要素の上流部は保全の必要があると、インベントリーは記している。他方、マングローブ地域、珊瑚礁、沿岸漁場を保護する必要があるならば、集水域全体の土地利用が管理される必要性も出てくる。生物学的に極めて保全価値の高い地域の一覧がインベントリーに示されている。本節末尾の Table 9-3-1 を参照。提案された保護区域の全面積は 61 万 650 ヘクタールもしくは同国全土の 22%にあたる。

(4) 参考文献

Solomon Islands National Forest Resources Inventory, National Overviews, Vol. / Forest Resources Inventory, Guadalcanal / Forest Resources Inventory, Malaita / Forest Resources Inventory, Isabel / Forest Resources Inventory, New Georgia, Western Province / Forest Resources Inventory, Makira

Solomon Islands National Environmental Management Strategy (NEMS), SPREP, 1993.

Capacity 21: Workshop Proceedings: Community Resource Conservation Workshop, Tulaghi Central Province, Solomon Islands 17-19 July 1996, SPREP.

Project Preparation Documents (PPD's) for fourteen of the member countries from the South Pacific Biodiversity Programm (SPBCP), SPREP

Table. 9-3-1 ソロモン諸島国において保全地域として考慮されるべき地域

province	Location	*Area(hectares)	Total for each province
Guadalcanal	Gallego	14000	44000
	Marau Sound	12000	
	Lauvi Lagoon		
	Aolo	18000	
Malaita	Central Highlands	35800	90700
	Maramasike	54900	
Choiseul	Mt. Maetambe	27600	82400
	SE Choiseul	54800	
Isabel	Western Islands	79000	138200
	Mt. Morescot	37200	
	San Jorge forests	22000	
Western Province	Western Vangunu	27800	110550
	Central Marovo	10000	
	Tetepare Island	11900	
	Hiriro Plateau	10600	
	Roviana karst & lagoon	19950	
	Mt. Veve	17850	
	NW Vella Volcanics	11950	
	Sth Simbo Pyroclastics	500	
Makira	Bauro Highlands	41700	74500
	Western Wetlands	24900	
	Star Harbour	7900	
Rennell	East Rennell	22400	55000
	West Rennell	32600	
Temotu	Tinakula Island	1050	15300
	LawrenceRiver, Nendo	11000	
	SW Vanikoro	3300	
	Southern Utupua	1000	
TOTAL			610650

*主として 30°以上の傾斜地である保護地域を示す

(Source: Solomon Islands National Forest Resources Inventory, Vol. One, National Overview & Methods 1995, Ministry of Forest, Environment & Conservation)

9.4 想定される電化計画の一般的環境影響

本節では、小水力発電および太陽光発電家屋電化システムの既設サイトに関する調査報告書の分析と、現地での観察結果、および本プロジェクトの形態（小水力発電と太陽光発電）により一般的に考えうる影響を整理した。調査日数の制約から検討箇所は限られたが、参考とした小水力の既設サイトは本形態がもつ一般的影響とその配慮面をよく表している。もちろん、立地場所そのものが保全地域に抵触するというような基本的な問題は別途解消しておかなければならない。しかし、この基本問題を解消できている同形態のプロジェクトに対して、ここで検討した参考例は好事例であると考えられる。太陽光発電に関しては、サイトにより大きく環境影響が異なるという事は考えられない。一桁の数少ない既設例の内の2村落を参考に、一般的留意事項を検討した。特に、バッテリーの回収システムの必要性について指摘した。

9.4.1 二つの既設小水力発電プロジェクトの概観

(1) プアラ発電所

イザベル州プアラ地区小水力発電計画(Project No. SIEA 17-C27)に関するフィージビリティ調査報告書は、その環境影響の分析を行なっている。その報告書では、小水力発電というプロジェクト形態により考えうる影響が網羅的に検討されている。分析は3つの局面、即ち、運用段階、建設段階、地球環境影響に分類されている。

(a) 運用段階

この局面で考えうる負の影響に関して検討された事項は以下のように整理される。

- * 河床が干上がること（乾期に残されるべき水の最小量に関する水関係法の条文；下流部の水利用者；計画取水地点下流部の乾期の水文学的条件；地域のコミュニティの飲料水源；自然環境そのものへの影響）
- * 魚の遡行（川を遡行する魚、魚の生息に必要な水深、計画堰の高さと自然堰の落差の比較）
- * 土地利用（発電所、堆砂用池(the forebay pond and the sand trap)の占有面積；地下に埋め込まれた導水構造物 - 導水管と水圧管—；農業生産—食物用菜園への影響；共有地(customary land)の場合の土地収容又は貸借合意）
- * 構造物の美観（既存環境との調和、美観の破壊）

(b) 建設段階

建設段階の影響は以下のように整理できる。

- * 環境の改変（大規模な土砂移動もしくは河川導水）
- * 建設手法（労働集約型手法、重機の利用、アクセス道路、斜面の不安定化、トラック積載の河道掘削機の使用を禁ずる業務仕様書の制限文）
- * 周辺社会の混乱（労働集約手法による男性人口の増加、建設の期間、集め

られた労働者の特色)

(c) 地球環境影響

この分類の中で、以下のような炭酸ガス排出量やエネルギー量の比較を行っている。

- * 小水力発電(MHP)とディーゼル発電による炭酸ガス排出量の比較(単位ディーゼル燃料あたりの炭酸ガス排出、全計画年度に渡る当該地域の電力需要、すべてディーゼル発電の場合、ディーゼル支援を受けた MHP の場合)
- * 水力用建築用材 (セメント、スチール等) の製造と計画 (運送、発電機等) 遂行のためのエネルギー計算 (文献による投資額の等価エネルギー量への変換 ; 小水力の計画発電エネルギー量とその実施に要求される量の比較、この比較はポジティブである)
- * オーストラリアの石炭火力例を変換係数とした計算による、プロジェクトを実施するのに必要な全エネルギーの生産に要する炭酸ガス排出量

報告書では、上記に示された項目の大半は回避でき、残りは対処しうると分析され、結論として、負の影響の心配はないとされている。

(2) マルウ発電所

現地踏査により、地勢と自然構造の環境変容の度合いは非常に小さいものであることが観察された。即ち、導水のヘッドの高さは 20m であり、それに応じて堰、水路、導水管、発電所、および配電設備に使用された土地も最小のものであった。取水手法も自然構造をまね、導水の余剰水を元の支川に戻し、水の損失による下流のコミュニティーや海域への影響は考えられなかった。小さな取水量からは乾期の影響もないものと思われる。構築物は自然景観の破壊要因となっていなかった。実施後洪水が見られたという報告は、現地では聞かれなかった。

しかし、野生生物に対する影響は未知であった、ただし、施設規模からはそれも考えにくい。その施設規模は野生生物の通過の障害や、河口部の攪乱、地下水流の大きな変化を生み出すことはないと思われた。

注：土地に関する問題は裁判所に持ち込まれ、水利権に関し不満を唱えた部族グループに対し、行政府が賠償金を支払った。(土地問題については第 8 章最終節を参照)

9.4.2 太陽光発電家屋電化システム(SHS)の導入された二つの村の観察

(1) スキキ村とマカルカ村

この 2 つの村落はガダルカナル島の南東岸に位置している。そこには SHS システムが既に導入されている。ヒアリングによれば、マカルカでは 54 の SHS システム (家庭 47、学校 6、教会 1) が設置され、20 を超える家庭にまだ設置されてい

ない。スキキでは 49 システム（家庭 47、教会 2）が導入され、未設置家庭は 3 戸だという結果であった。

燃料油（灯油）と乾電池使用状況のヒアリング結果は以下のとおりであった。

	Dry batteries	Unit cost(DB)	Kerosene	Unit cost(Kr)
Makaluka	8-18 pieces/month	SB\$ 3 / piece	1.5-2.2 lit/month	SB\$ 5.4 / lit
Skiki	2-5 pieces/month	SB\$ 2.5 / piece	4 -7 lit/month	SB\$ 1.5 / lit

注：ヒアリングはマカルカでは村の長老から、スキキでは 4 人の壮年男性から行なった。

SHS の導入は必ずしも乾電池と灯油の使用量を減らしたわけではないということだったが、導入により、子どもの読書、女性の料理、電気音楽機器を使用した教会集会等のために、一日 2、3 時間照明を得られる機会を増やしていた。村人は、SHS システムのためのバッテリーや使用済み設備の処分の問題に、まだ直面していない。これはまだ最初の設備寿命が経過していないためである。この問題に対する使用者と GREA(SHS を導入した NGO)のアプローチ手法は明確ではなかった。同システムが周囲の景観との調和を乱しているということは観察されなかった。サイクロンや強風により倒された SHS 設備のポールは観察されなかった。

9.4.3 小水力発電と SHS による電化により考えうる一般的影響

小水力発電に関して、計画される手法により考えうる自然環境に対する影響は以下のとおりである。

- * 特に乾期における取水点下流部の水不足
- * 飲料水供給源が取水点下流部にある場合は、その水不足または汚染
- * 実施手法が自然の配置に類似しない場合（例えば、自然乾燥期の状態の変更、大規模な重機や道路の進入）の下流生態系に対する負の影響
- * 本計画手法による可能性は低いですが、農林生産や景観の攪乱
- * 周辺コミュニティの食料源である魚の遡行の阻害

以下の項目は、本計画手法からは可能性は高くない。しかし、その影響規模の大きさから、慎重な調査が考慮されるべきものである。

- * 保全地域に対する計画地の位置関係
- * 野生生物の稀少もしくは固有種への影響
- * 土砂崩れや洪水の人為的発生や強化を引き起こすような斜面や河川の大規模な改変

土地収容や貸借合意手続きのような社会的側面については第 8 章を参照して頂きたい。

SHS の導入が乾電池の使用を減少させると仮定すると、その処分量は減少することになる。このことは環境に対して正の影響であるといえる、なぜなら、乾電池には有

害物質が含まれており、村人たちは使用済み乾電池を回収するシステムを持たず周囲に捨てているからである。他方、SHS のバッテリーと設備は、設備寿命の終わりに厄介な問題を生み、適切な回収システムを必要とする。現在、同国において経済的な回収システムを実際に提供している組織はない。SHS が同国において灯油消費を減らしうるかどうかについては、判断のための実例数が不足している。

配電線や SHS 設備に関して、周囲の環境（景観）との調和やサイクロンや強風中の安全の問題が設計上の留意事項として挙げられる。

9.5 採用されるべき環境配慮

本プロジェクトの形態（小水力発電と太陽光発電）と計画される手法（住民移転や流域間導水は伴わない）を前提として、マスタープラン調査段階において、環境配慮として提言すべき事項を本節に一覧した。項目の説明は前節までに紹介した。

社会配慮に関して、以下の項目への配慮が推奨される。

- * 土地収容 (第 8 章参照)
- * タブーサイト (第 8 章参照)
- * 水利権 (9.1.1, (3) 及び (4)参照)

自然環境に関して、以下の項目への配慮が推奨される。

* 植物と野生生物

サイト選定に関しては本調査で保全地域（指定水源地、稀少種および固有種保全、森林資源涵養地等）との整合を、中央の環境保全部、地方政府、地元 NGO 等に確認する。魚の河川遡行については、具体計画調査(F/S 等)の段階で確認し、遡行が認められれば設計上で影響緩和対策（ミティゲーション）を図る。

(9.2 (1)及び 9.3 参照)

* 自然の配置に近似した手法

基本設計の段階で、この手法を取りいれる。 (9.4.1 及び 9.4.3 参照)

* 周囲のコミュニティの飲料水源の確保と保護

サイト選定上、どうしても飲料水源の上流部に構築物を想定する場合は、基本設計段階において、その確保と水質保護策を含める。 (9.4.1 及び 9.4.3 参照)

* 洪水、土砂崩れ、土壌流出への影響

今回計画されている形態ではこの側面での大きな影響は考えにくいだが、これは施設設計技術上の問題であると考えられるので、サイト選定と本調査以降の設計段階で、技術面からこの側面に留意すべきである。 (9.4.1 及び 9.4.3 参照)

*** バッテリー処理**

バッテリー処理のシステムは現在、同国内には実質的に存在していないと考えられる。使用済みバッテリーおよび設備の回収システムは設計構想に含められる必要がある。本調査において、当該システムの経済的フィージビリティが概要的に判断される事が望ましい。基本設計段階で、回収システムを含める。(9.4.2 及び 9.4.3 参照)

*** 配電線及び他の設備の周辺景観との調和及び安全対策**

大規模な設備は発生しないので、設計段階でこの面に配慮して設計する。
(9.4 参照)

9.6 ソロモン諸島国の環境と保全に係る諸組織の活動

この最終節は、同国の環境と保全に関する分野の政府間組織、国内 NGO と国際 NGO の活動を紹介する。

9.6.1 政府間組織

(1) 南太平洋地域環境計画 (SPREP)

SPREP は 22 の南太平洋諸国（もしくは領土）と、オーストラリア、フランス、ニュージーランド、アメリカ合衆国により構成される政府間組織である。本部は西サモアのアピアにある。その目的は、(1) 南太平洋諸国間の環境問題に対する協同作業を促進する(2) メンバー国が同諸国間で共有されている環境を保全し、回復するための課題に対処するのを援助する(3) メンバー国が現在と将来の世代のために持続可能な開発を達成するための援助をする - ことである。その活動は 1996 年から 2000 年までの 5 年間の活動計画に基づいており、その 4 つの主要分野は次のとおりである。

- (a) 天然資源の保全（生物多様性、天然資源、沿岸管理のための保全プログラム）
- (b) 環境管理（気候変化、環境影響評価、人口問題と持続可能な開発、廃棄物管理と汚染緩和）
- (c) 環境教育、情報、協力（政策と戦略、法制、教育、情報メディア）
- (d) データ管理と財務

参考文献

In the Solomon Islands, SPREP has consulted and given support to prepare EIA for development-projects. Several reports and documents have been published about the environment of the Solomon Islands.

9.6.2 国内 NGO

(1) ソロモン諸島開発信託：Solomon Islands Development Trust (SIDT)

この NGO はニュージーランドに本部を置く国際 NGO コンサベーション・インターナショナルに指導されている。SIDT のアプローチは、コミュニティの参加と自然保護による持続可能な社会開発の達成である。本部はガダルカナル島ホニアラにあるが、全国的にプログラムを展開している。開発における保全(Conservation in Development)部門は保全プログラムの運営を指導している。同部の保全担当部門は、マキラ州中央バウロ(Central Bauro)地域でコミュニティ保全のためのパイロットプロジェクトを進めており、これは持続可能な収穫、資源利用(ナッツ油、養蜂)および、エコツーリズムの組み合わせである。同部エコフォリストリー部は持続可能な森林管理のための保全地域作りを進め、西部州の 6 コミュニティー(マロボラグーン Marovo lagoon を含む)、中央州の 1 コミュニティー(ケマボナ kemabona)、ガダルカナル州の 2 コミュニティー(ロング longu, カオカ kaoka)、及びマキラ州の 1 コミュニティー(テテレ tetere)で活動中である。

(2) イザベル持続可能な森林管理トラスト：Isabel Sustainable Forestry Management Trust (ISFMT)

ISFMT はサントイザベル地方政府が国の資源管理戦略の一つとして始めたプロジェクトから発展した。EU の基金を受け、プロジェクトは 1995 年に始まった。ISFMT は現在サントイザベルの村落コミュニティに所有、管理されている。事務所はブアラにある。ISFMT は持続可能な森林管理システムを提唱し、それには土地利用計画、森林(ブッシュ)保全及び水資源保護が含まれる。ISFMT は、保護と持続可能な収穫を念頭に地域植物相の生物多様性に対する調査を行なっている。SIDT と同様の理念を掲げ、保全と森林利用のバランスを追い求めている。彼らにはコミュニティと開発者の調整、環境アセスメントの経験がある。

(3) スウィフト：SWIFT

SWIFT は西部州のムンダにある統一教会(United Church)に事務所がある。SWIFT も、SIDT や ISFMT と同様の理念の下に活動しているといわれるが、詳細は不明である。

9.6.3 国際 NGO

(1) コンサベーション・インターナショナル(CI)

ニュージーランドに拠点を置くコンサベーション・インターナショナルは SIDT のパートナーである。彼らは SIDT のために「開発における保全」という理念を指導した。1990 年のマルヤ協会報告書は、「グリーンブック」と呼ばれ、CI 所属のメンバーが行なった調査活動の報告であり、ソロモン諸島国の保全戦略にとり、重要な仕事となっている。その本の中で、森林の樹種に対する詳細情報を含めて、同国に

において保全の必要の高い地域を推奨した。

(2) 世界自然保護基金 (WWF)

WWF は世界で最大の独立保全グループのひとつである。WWF ソロモン諸島国プログラムは西部州のギゾに拠点を置く。WWF 南太平洋地域事務所はフィジーの PMB スパにある。同国における WWF プログラム、「コミュニティ資源保護と開発 (CRCDD)」は、参加型計画に基づく天然資源管理を支援するモデルであり、その目的は自然保護と同時にコミュニティ開発と所得創出を図ることにある。これは CI の理念に類似するものである。このモデルは生活の鍵概念として伝統的な資源所有制度が残る国々に適用できると考えられている。CRCDD プログラムは現在同国の西半分、特にマロボ(Marovo)、ギゾ(Gizo)、シンボ(Simbo)、ベララベラ(Vella Lavella)、チョイセル(Choiseul)で活動している。約 30 の現場スタッフがこれらの地域で活動しながら、直接、村落コミュニティ、委員会、部族組合と関わり、地方議会、州政府、教会プログラム、他の NGO と連携している。WWF ソロモン諸島国プログラムはオーストラリア、欧州共同体 (EC)、英国政府から資金援助を受けている。

第 1 0 章 電力供給計画

第 10 章電力供給計画

10.1 電力供給計画基本方針

ソロモン諸島国政府が策定した”SOLOMON ISLANDS NATIONAL ENERGY POLICY AND GUIDELINES”に基づいて、下記に 2015 年までの電力供給計画作成基本方針を示す。

- (1) ホニアラのような既存連系系統により電力を供給している地域では、可能な限り水力発電を開発し、これにより電力供給を行う。
- (2)-1 各州もしくは各島の州都や大きな町（即ち需要センター：アウキ、マルウ、ブアラ、キラキラ、ラタ）のような独立した電源により電力を供給している地域では、可能な限り水力発電を開発し、これにより電力供給を行う。
- (2)-2 州都や大きな町（即ち需要中心）に次ぐ町は、水力や太陽光発電による電力供給を行う。
- (3) 水力のポテンシャルや既存の電力供給設備が無い地域では、太陽光発電による電化を行う。
- (4) 水力のポテンシャルが無い。もしくはポテンシャルはあるが、開発までにかなりの年数を要し、かつ、現在ディーゼルにより電力供給を行っている地域（即ち需要センター：ノロ、ギゾ、ツラギ）では、水力の開発ができるまで、引き続きディーゼルにより電力供給を行う。

10.2 既存電力供給設備

2000 年 6 月末時点での既存の電力供給設備は、所有者で大別すると 2 種類になる。1 つは、政府組織所有（ソロモン電力公社：S I E A）の設備、もう 1 つは非政府組織所有（N G O 所有、コミュニティ所有、個人所有等）の設備である。

10.2.1 SIEA 所有設備

Table 10-2-1 に示すように 2000 年 6 月末現在、SIEA 所有の発電設備合計容量は、30,730 kW（有効容量 22,692 kW）である。

10.2.2 非 SIEA 所有設備

Table 10-2-2 に示すように 1989 年末現在、設備合計容量は、約 280kVA であるが、これ以外に、教会や個人が所有している小型ディーゼル発電機もあるが、実態は明らかでない。

10.3 電力供給計画及び地方電化計画案

10.1 節の電力供給計画基本方針により、

- A . グリッドによる電力供給地域（系統電力による供給計画地域）
- B . 独立型電源による電力供給地域（独立型電源による供給計画地域）

C. 太陽光による電力供給地域（分散型電源による供給計画地域）

と大別すると、当初段階でBであっても、あるいはCであっても、電源の開発により、いずれCがBになり、BがAに変わっていくのは自然なことであり、これが電気事業者の収支が採れた状況下で進展していくのが望ましい。

以下に、各州毎の電力供給地域についての供給計画案を示す。なお、供給計画案は、第4章において想定された各州毎（各ロードセンター毎）の電力需要に基づいて、供給計画案を作成したものであるが、社会状況や経済状況の変動により電力需要は変化するので、毎年1回は電力需要想定を見直し、見直した需要想定により供給計画案を見直すことが必要である。

供給計画案作成手順

(1) ガダルカナル州

必要な電力供給設備容量は、電力需要想定により得られた最大ピーク需要 (Peak load: kW) + その系統の最大発電機容量 (kW) + 次に大きい発電機容量 (kW) 以上の容量である。

(2) その他の州

必要な電力供給設備容量は、電力需要想定により得られた最大ピーク需要 (Peak load: kW) + その系統の最大発電機容量 (kW) 以上の容量である。

この必要容量を満足するように電力供給設備を開発することとなる。これを、付属資料の Appendix 10-3-11 から Appendix 10-3-92 に示す。

ただし、Appendix 10-3-81, 10-3-82 レンネル・ペロナは参考計画である。

10.3.1 グリッドによる電力供給地域（系統電力による供給計画地域）

水力の建設には、通常ボーリング調査や設計を含めて、最低4～5年を要するため長期的な開発計画が必要となる。

(1) ガダルカナル州

この州において開発できる可能性を有する水力は、第5章 Table 5-4-3～Table 5-4-4 に示すように、49ヶ地点有る。本調査により現地踏査ができた水力地点は3ヶ地点であったが、これらをkW単価や建設費で比較するとTable 10-3-1のようになる。これに基づいて考えられる電力供給計画案をTable 10-3-2 に示す。これら複数案の評価をTable 10-4-1 に示す。これによると、Plan-3 と Plan-4 が最も良い評価点となっているが、国のエネルギー政策に合致していることから、Plan-3 がより良い開発計画案と評価でき、このPlan-3 を最適計画案とする。

この州には、ルンガ水力なる大きなポテンシャルを有する水力が有るが、現在この水力建設をめぐりソロモン政府側とIPP（ルンガ水力開発事業者）側の間で交渉が停滞しており、ソロモン政府天然資源省エネルギー局職員とのインタビューによると、2010年までの開発は無理であろうと言うのが、大方の予想である。なお、Plan-1 と Plan-2 において考慮したルンガ水力発電所開発計画案の設備規模は、25,000kW (5,000kW x 5台) と言われているが、3台分は、ゴールドリッジへの供給が計画され

ているので、残りの2台を現在の系統への供給力として Plan-1 及び Plan-2 を作成した。

最適開発計画案 Plan-3 によって、既設配電線西側末端の Mamara から島北西部の Takomboro 付近まで系統を延長することにより、その間の主たる村 Araveu, Ruaniu, Ndoma, Aruliho, Kohimarama Technical College への電力供給が期待できる。また、既設配電線東側末端の Betukama から Gold Ridge の河川付近まで系統を延長し、開発された水力とを連系することにより、その間の主たる村 St. Martins, Tenaru Mission College への電力供給が期待できる。

将来の電力供給地域を、Appendix 10-3-1 に示す。

10.3.2 独立型電源による電力供給地域（独立型電源による供給計画地域）

(1) マライタ州（供給地域については、Appendix 10-3-2 参照）

この州において開発できる可能性を有する水力は、第5章 Table 5-4-5 に示すように、23ヶ地点有る。本調査により現地踏査ができた水力地点は3ヶ地点であったが、これらを kW 単価や建設費で比較すると Table 10-3-1 のようになる。これに基づいて考えられる電力供給計画案を Table 10-3-3 に示す。これら複数案の評価を Table 10-4-2 に示す。これによると、Plan-3 が最も良い開発計画案と評価でき、この Plan-3 を最適計画案とする。当州には、ピナ国際港開発プロジェクトが至近年完了を目指して進捗中である。このプロジェクトは、2003 年までの完成を目指しており、需要規模も大きく、2003 年までにこのプロジェクトの需要を満たす大きな電源設備を開発する計画が無いので、電力供給する発電設備は、このプロジェクトでディーゼル自家発電設備を建設せざるを得ない。このような中で、最適開発計画案 plan-3 により、ピナ港から島北部のマルウ地区やシロロ地区までの地域への電力供給が期待できる。

将来の電力供給地域を、Appendix 10-3-2 に示す。

(2) イザベル州（供給地域については、Appendix 10-3-3 参照）

この州において開発できる可能性を有する水力は、第5章 Table 5-4-6 に示すように、6ヶ地点有る。本調査により現地踏査ができた水力地点は2ヶ地点であったが、ポポロ川については、技術的に開発困難と判断した（詳細は、第5章参照）。これらを kW 単価や建設費で比較すると Table 10-3-1 のようになる。これに基づいて考えられる電力供給計画案を Table 10-3-4 に示す。これら複数案の評価を Table 10-4-3 に示す。これによると、Plan-1 が最も良い開発計画案と評価でき、この Plan-1 を最適計画案とする。この州には、ゴジュールの椰子油工場やググハのコミュニティスクールがあり、推奨できる開発計画案 plan-1 により、ブアラやジェジェボの州都だけでなく、上記の椰子油工場や学校への電力供給が期待できる。

将来の電力供給地域を、Appendix 10-3-3 に示す。

(3) マキラ州（供給地域については、Appendix 10-3-4 参照）

この州において開発できる可能性を有する水力は、第5章 Table 5-4-8 に示すように、12ヶ地点有る。本調査により現地踏査ができた水力地点は1ヶ地点であったが、

他の国際援助機関が実施した水力地点が、もう 1 ケ所有り、これらを kW 単価や建設費で比較すると Table 10-3-1 のようになる。これに基づいて考えられる電力供給計画案を Table 10-3-5 に示す。これら複数案の評価を Table 10-4-4 に示す。これによると、Plan-2 が最も良い開発計画案と評価でき、この Plan-2 を最適計画案とする。当州には、ワイマプル国立中高等学校、パムア職業訓練学校、カウナスグ椰子油工場があり、推奨できる開発計画案 plan-2 により、州都キラキラだけでなく、近隣村落（例えばヌクカイン村等）や上記の椰子油工場や学校への電力供給が期待できる。将来の電力供給地域を、Appendix 10-3-4 に示す。

(4) テモツ州

この州において開発できる可能性を有する水力は、第 5 章 Table 5-4-10 に示すように、2 ケ地点有る。本調査により現地踏査ができた水力地点は 1 ケ地点であった。この水力の kW 単価や建設費は、Table 10-3-1 のようになる。これに基づいて考えられる電力供給計画案を Table 10-3-6 に示す。これら複数案の評価を Table 10-4-5 に示す。これによると、Plan-2 がより良い開発計画案と評価でき、この Plan-2 を最適計画案とする。当州には、テモツ椰子油工場やフィッシャリーセンターがあり、推奨できる開発計画案 plan-2 により、州都テモツだけでなく、近隣村落や上記の椰子油工場やフィッシャリーセンターへの電力供給が期待できる。

(5) チョイセル州

この州において開発できる可能性を有する水力は、第 5 章 Table 5-4-9 に示すように、15 ケ地点有る。本調査により現地踏査ができた水力地点は 1 ケ地点であった。この水力の kW 単価や建設費は、Table 10-3-1 のようになる。これに基づいて考えられる電力供給計画案を Table 10-3-7 に示す。これら複数案の評価を Table 10-4-6 に示す。これによると、評価点は同じであるが、国策に合致している点で Plan-1 がより良い開発計画案と評価でき、この Plan-1 を最適計画案とする。当州政府によると、チョイセル本島のセカンダリースクール東地域に商業及び工業地域開発の構想がある。また、セカンダリースクールやチョイセル椰子油工場の電力需要ポテンシャルがあるので、推奨できる開発計画案 plan-1 により、近隣村落や上記の需要家への電力供給が期待できる。

一方、州都のタロ島への電力供給については、本島との連系には多大なコストが必要なことからディーゼルによる電力供給計画が当面の対応として適当と思われる。

10.3.3 既存の電源による電力供給地域（ディーゼルによる供給計画地域）

(1) ウェスタン州 ギゾ地区（供給地域については、Appendix 10-3-6 参照）

この州において開発できる可能性を有する水力は、第 5 章 Table 5-4-7 に示すように、23 ケ地点有るが、ギゾ地区（島）には地点が無いため、ディーゼルを対象とした電力供給計画案を Table 10-3-8 に示す。これら複数案の評価を Table 10-4-7 に示す。このうち Plan-2 がより良い開発計画案と思われる。当地区には、ホテルやロッジが有り観光地となっていることから電力需要に対応するためには、当島に水力ポ

テンシャルが無いことから、ディーゼルの増容量や増設で対応せざるを得ない。推奨できる開発計画案 plan-2 により、州都ギゾだけでなく、近隣村落（例えばサゲラギ村等）への電力供給が期待できる。

将来の電力供給地域を、Appendix 10-3-6 に示す。

(2) ウェスタン州 ノロ - ムンダ地区

（供給地域については、Appendix 10-3-6 参照）

この州において開発できる可能性を有する水力は、第 5 章 Table 5-4-7 に示すように 23 ヶ地点有り、ニュージョージア島には 8 ヶ地点有るが、いずれの地点も需要センターに遠く、かつ、調査が出来る適当な水力地点もノロ - ムンダ地区近くに無かったので、ディーゼルを対象とした電力供給計画案を Table 10-3-9 に示す。これら複数案の評価を Table 10-4-8 に示す。このうち Plan-2 がより良い開発計画案と思われるが、いつディーゼルの投入するかは、毎年電力需要を見直し、建設計画に反映することが必要である。

将来の電力供給地域を、Appendix 10-3-6 に示す。

(3) セントラル州 ツラギ地区

フロリダ島には、適当な水力ポテンシャルを検討する為の地図が入手できなかったため、取り敢えず、ディーゼルの増容量や増設で対応する電力供給計画案を作成せざるを得ず、その案を Table 10-3-10 に示す。これら複数案の評価を Table 10-4-9 に示す。これによると、Plan-2 がより良い開発計画案と思われる。いつディーゼルの投入するかは、毎年電力需要を見直し、建設計画に反映することが必要である。

10.3.4 太陽光発電による点灯電化地域（分散型電源による供給計画地域）

現在、電気が無い村落でも、今回の太陽光発電及び村落社会調査の結果、電気の需要は高いことがわかった。しかし、支払可能能力となると、収入は村落により差があることが認識でき、高収入の村落は、基本的に大消費地（首都や州都あるいは州都に準ずる大きな町や村）に隣接もしくは近い村落である。こういう村落でないと、太陽光発電設備に対する支払可能能力は、ほとんど無いと言える。

そこで、本調査では今後 10 年間は系統延長による電化が無い地域を対象に、次のような地方電化計画シナリオによる 2015 年までの電化計画を推奨する。

村落電化シナリオ

3 段階に分類して電化計画実施

（無電化村落の公共施設や住居を点灯電化する電化計画）

(1) 第 1 段階 準備ステージ

太陽光発電についての

- ・ REAC (Rural Electrification Advisory Committee: 農村電化諮問委員会) 組織の設立と役割の明確化
 - 村人への PV 知識の普及
 - 技術研修センターの設立

- 回転資金の設立
- 訓練マニュアルの作成
- 技術基準等の法制化
- ・ PV 設置申請の審査基準確立
- ・ ワークショップ設立

等であるが、詳細は第 11 章の 11.3.1 農村電化プロジェクト実施のスケジュールに記述している。

(2) 第 2 段階 パイロットスキーム

- ・ 村落の選定にあたっては、一所帯当りの年間収入がどのくらいあるかを調査
- ・ 調査結果に基づいて収入別に、ソロモン諸島国を 3 カテゴリー程度に分類

各カテゴリーから 2 地点程度選定（55Wp システム 30 セット 6 ケ村）

全体で 8 州（レンネル・ペロナ州は除く）在るので、各州 1～2 地点程度選定（55Wp システム 30 セット 8～13 ケ村）

各カテゴリーから 3 地点程度選定（55Wp システム 30 セット 9 ケ村）

の 3 案から、州により、また村の立地条件等により村落に差異が出るかどうかを見極めるため 案を採用し、パイロットプラントを各村落に建設し、技術的及び料金徴収を含めた組織的維持管理状況のモニタリングを行う。パイロットスキーム計画案を次に示す。

パイロットスキーム（2001年から開始）

単位:US\$

No.	州名	州都名	個人住居			公共施設			建設費 (US\$)	備考
			村数		セット	村数		セット		
1	ガダルカナル	ホニアラ	1	36Wp	50	1	75Wp	3	64,950	
2	マライタ	アウキ	1	36Wp	20	2	75Wp	3	33,900	
3	イザベル	ブアラ	1	36Wp	20	2	75Wp	3	33,900	
4	マキラ	キラキラ	1	36Wp	20	2	75Wp	3	33,900	
5	チョイセル	タロ	1	36Wp	20	2	75Wp	3	33,900	
6	ウェスタン	ギゾ	1	36Wp	50	1	75Wp	3	64,950	
7	セントラル	ツラギ	1	55Wp	50	1	75Wp	3	74,950	Vunuha vil.
8	テモツ	ラタ	1	36Wp	20	2	75Wp	3	33,900	
9	レンネル・ペロナ	チンゴア		-			-		0	
合 計			8		250	13		39	374,350	(約40百万円)

Note: 個人住居

36Wp

US\$

1,200

個人住居に設置

55Wp

US\$

1,400

個人住居に設置

公共施設

75Wp

US\$

1,650

学校、教会に設置

建設は、初年度で完了させるが、モデル的に構築した技術・料金徴収を含めた設備維持管理組織が健全に機能するかどうか、機能しなければどこが悪いのか、建設年度を含めて 3 年間のモニタリングを実施する。このモニタリング結果と後述する UNDP が実施することになっているレンネル・ペロナのスキームの結果を次のステージの全国大拡大ステージへ反映させ、当初の全国大拡大電化計画を見直した案を作成する。

(3) 第 3 段階 全国大拡大スキーム

パイロットスキーム後において、太陽光発電による全国大拡大スキームとしてはパ

イロットスキーム終了後2年目から開始することとし、毎年、個人住居用（36Wp）を9州で270セット建設、公共施設用（75Wp）を9州で27セット建設することを原案とする。全国大拡大スキーム計画案を下記に示す。

資金調達については、ソロモン政府や国民の自立を考え、無償資金による調達は最小限にすべきであり、また、無償による電化の条件を明確にすることが必要である。

全国大展開拡大スキーム（2005年から開始）

単位:US\$

No.	州名	州都名	個人住居			公共施設			建設費 (US\$)	備考
			村数		セット	村数		セット		
1	ガダルカナル	ホニアラ	9	36Wp	30	9	75Wp	3	368,550	
2	マライタ	アウキ					75Wp			
3	イザベル	ブアラ					75Wp			
4	マキラ	キラキラ					75Wp			
5	チョイセル	タロ					75Wp			
6	ウェスタン	ギゾ					75Wp			
7	セントラル	ツラギ					75Wp			Vunuha vil.
8	テモツ	ラタ					75Wp			
9	レンネル・ペロナ	チンゴア					75Wp			
合 計			9		270	9		27	368,550	(約40百万円)

Note: 個人住居

36Wp

US\$

1,200

個人住居に設置

公共施設

75Wp

US\$

1,650

学校、教会に設置

以上、パイロットスキームと全国大拡大スキームを統合した PV による僻地電化計画を Table 10-3-12 に示す。

バッテリー廃棄について

なお、バッテリー寿命を7年と設計しており、寿命終了に伴い発生するバッテリーの廃棄については、ある個数（約 500 個程度）溜まった時点で、オーストラリアのブリスベンへ移送し、環境に影響を与えないように処理する（詳細は、第7章参照）。従って、バッテリー購入時には、1個につき US\$4 を処理費として上乗せしてある。

参考：UNDP によるレンネル島太陽光発電による電化計画

一方、レンネル・ペロナ州において、UNDP（国連開発計画）が、現在 EU-ドイツの共同資金により太陽光発電開発をレンネル島（パイロットスキーム）に計画しているので、このプロジェクトの成果が、上述するように全国大拡大ステージの計画見直しに役立つことが期待できる。

JICA 調査団は、第4章 電力需要 Table 4-3-11 レンネルにおける電力需要想定に基づいた太陽光発電や風力による地方電化計画案を Table10-3-11 に示すが、現地踏査を実施していないので、参考計画である。

10.4 各供給計画案の評価

各州の需要センターにおける電力供給計画案の中から最適案の選定は、各需要センター毎に満足しなければならない要件により選定し、最終的に残った案を最適案とした。なお、重み付けをせずに、コスト（kW 建設単価、kWh 発電単価、事業費規模）、

サイトへの調査の容易さ・建設・保守管理の容易さ、補償を含めた村落のプロジェクト受入受容性、経済・財務分析（内部収益率、長期限界費用、電気料金）、環境問題、土地問題、国のエネルギー政策との一致点等の観点から評価を行ったものを、参考として表で示した。

10.5 最適供給計画案

以上の評価結果より、各州における需要センターにおける最適開発計画を Table 10-5-1 に、SHS による地方電化計画を Table10-3-12 に示す。

Table 10-2-1 Existing generators (Provincial wise/Islands wise)

As of Jun. 2000

Name of Province/Island	Name of P/S	Type of P/S	Unit No.	Name plate Rating (kVA)	Name plate Rating (kW)	De-Rated (kW)	Installed Year	Remarks
Guadalcanal P. /Guadalcanal				27,270	24,540	18,000		
	Lungga			19,390	18,040	14,000		
		Diesel	4	1,900	1,900	1,000	1971	Mirrless-Blachstone
			5	1,900	1,900	1,000	1971	Mirrless-Blachstone
			6	2,840	2,840	2,200	1998	Mirrless-Blachstone
			7	3,000	3,000	2,300	1987	W.H.Allen
			8	4,500	4,200	3,600	1993	Wartsila
			9	5,250	4,200	3,900	1999	Mitsubishi
	Honiara			7,880	6,500	4,000		
		Diesel	1	1,875	1,500	1,000	1997	Perkins
			2	1,875	1,500	1,000	1997	Perkins
			3	1,875	1,500	1,000	1997	Perkins
			5	1,128	1,000	500	1984	Mirrless-Blachstone
			6	1,128	1,000	500	1984	Mirrless-Blachstone
Malaita P. /Malaita				818	818	654		
	Auki			780	780	624		
		Diesel	1	260	260	208	1991	Perkins
			2	260	260	208	1991	Perkins
			3	260	260	208	1991	Perkins
	Malu'u			37.5	37.5	30		
		Hydro	1	37.5	37.5	30	1984	
Isabel P. /Santa Isabel				310	238	212		
	Buala			310	238	212		
		Diesel	1	110	88	62	1993	Perkins
		Hydro	1	200	150	150	1996	
Makira P. /San Cristobal				294	235	170		
	Kirakira			294	235	170		
		Diesel	1	100	80	60	1992	Catepillar
			2	114	91	50	1993	Perkins
			3	80	64	60	Out of service	Lister
Temotu P. /Nendo				330	264	160		
	Lata			330	264	160		
		Diesel	1	110	88	60	1993	Perkins
			2	110	88	40	1993	Perkins
			3	110	88	60	1995	Perkins
Western P. /New Georgia				5,333	4,277	3,252		
	Gizo			780	624	510		
		Diesel	1	260	208	170	1991	Perkins
			2	260	208	170	1991	Perkins
			3	260	208	170	1991	Perkins
	Noro			4,500	3,600	2,700		
		Diesel	1	1,500	1,200	900	1987	W.H.Allen
			2	1,500	1,200	900	1987	W.H.Allen
			3	1,500	1,200	900	1987	W.H.Allen
	Munda			53	53	42		Interconnected with
		Diesel	1	53	53	42	Out of service	Noro by 11kV
Central P. /Tulagi				400	320	244		
	Tulagi			400	320	244		
		Diesel	1	150	120	84	1999	Catepillar
			2	250	200	160	1999	Perkins
Choiseul P. /Choiseul								Not applicable

Source: The data provided by SIEA at the general meeting during third field survey (May 17-June 2, 2000)

Table 10-2-2 Existing generator owned by Non - SIEA

Province/Island	Owner	Type of power	Capacity (kVA)	Commissioning	Operation hour per	Numbers of Household	Remarks
Guadalcanal	Avuavu Provincial Secondary School	Diesel	10.5	1989	3	250/200	
Malaita	Su'u National Secondary School	Diesel	34.4	1983	3	360/305	#1
		"	20	1981	3		#2
Isabel							
	Allardyce Provincial Secondary School	Diesel	15	NA	3	240/210	
	Kamaosi Provincial Secondary School	Diesel	5	1988	3	250/190	
	Tasia Station /Tasia Training Center and Church of Melanesia Mission HQ	Diesel	6	1959	2.5	60/34	
Makira	Pawa Provincial Secondary School	Diesel	15	1989	3	350/290	
	Pamua Rural Training Center	Diesel	NA	NA	3	NA	
	Waimapuru National Secondary School	Diesel	60	NA	24	NA	#1, #2, #3
Western							
Vella Lavella	Vonunu Provincial Secondary School	Diesel	15	1983	3.5	280/210	
Kolombangara	Kukundu Station /Kukundu National Secondary School, Western Solomon Islands Mission of SDAC	Diesel	4	1979	7.5	440/300	#1
		"		1946	60		#2
	Vanga Point Rural Training Center	Diesel	2.5	NA	5	100/70	#1
		"			7		#2
		"			5.25		#3
Mbanga	Goldie College	Diesel	55	1987	6	350/290	
Choiseul	Choiseul Bay Provincial Secondary School	Diesel	17	1988	3	310/280	Stand by from 1998
			27	1998	3	NA	
Total			286.4				

Table 10-3-1 コスト比較表一覧

As of 30 June, 2000

ガダルカナル州

No.	河川/プロジェクト名	竣工年	出力 kW	出力 規模 の 大 き さ	発電力 MWh	建設費 1000xSB\$		最小 コスト	kW当り 建設費 1000xSB\$	kW当り 建設費 1000xUS\$	kW当り 建設費 1000xJY	kW当 り ス ト
1	ルンガディーゼル増容量	1999	4,200	1		24,050	*4	1	5.726	1.534	190	1
2	マオタブク 川		1,600	2	7,838	124,375	*3	3	77.734	15.547	1,632	2
3	マオタブク 川		1,400	3	6,619	135,150	*3	4	96.536	19.307	2,027	3
4	ササ川		280	4	2,396	31,055	*3	2	110.911	22.182	2,329	4

マライタ州

No.	河川/プロジェクト名	竣工年	出力 kW	出力 規模	発電力 MWh	建設費 1000xSB\$	最小コスト	kW当り 建設費 1000xSB\$	kW当り 建設費 1000xUS\$	kW当り 建設費 1000xJY	kW当り コスト	
1	ピナ-マルウ33kV連系送電線 *1	2000	-			5,920	*5	-	-	-	-	
2	ピナ国際港 *1	2003	4,500	1				-	-	-		
3	マルウ川 (SIEA) *1	2000	30	10		1,501	*5	1	50.033	10.467	1,198.5	4
4	アウキディーゼル増容量 *1	2002	500	5				-	-	-	-	
5	マナクワイ川 *1		400	6		5,583	*5	3	13.958	2.920	334	1
6	フィウ川 (SIEA) *1	2008	560	4		27,998	*5	4	49.996	10.460	1,197.6	3
7	ルアラエ川 (SIEA) *1	2007	200	7		4,163	*5	2	20.815	4.355	499	2
8	ロリ川		300	8	2,526	29,950	*3	5	99.833	19.967	2,097	6
9	シロロ川 (JICA)		2,100	2	10,495	141,320	*3	7	67.295	13.459	1,413	5
10	クワレア川		600	3	2,541	90,925	*3	6	151.542	30.308	3,182	7

イザベル州

No.	河川/プロジェクト名	竣工年	出力 kW	出力 規模	発電力 MWh	建設費 1000xSB\$	最小コスト	kW当り 建設費 1000xSB\$	kW当り 建設費 1000xUS\$	kW当り 建設費 1000xJY	kW当り コスト
1	クボラタ川		80		563	8,250 *3		103.125	20.625	2,166	
2	ボボロ川	技術的に開発は困難									

技術的に開発は困難

マキラ州

No.	河川/プロジェクト名	竣工年	出力 kW	出力 規模	発電力 MWh	建設費 1000xSB\$	最小コスト	kW当り 建設費 1000xSB\$	kW当り 建設費 1000xUS\$	kW当り 建設費 1000xJY	kW当り コスト
1	キラキラディーゼル増容量 *1		192	1		1,895	*5	1	9.870	2.065	236
2	フロ川 *1		120	2		7,155	*5	3	59.625	12.474	1,428
3	ワイマブル川		20	3	181	4,555	*3	2	227.750	45.550	4,783

テモツ州

No.	河川/プロジェクト名	竣工年	出力 kW	出力 規模	発電力 MWh	建設費 1000xSB\$	最小コスト	kW当り 建設費 1000xSB\$	kW当り 建設費 1000xUS\$	kW当り 建設費 1000xJY	kW当り コスト
1	ラタディーゼル増容量 *1		192	1		2,117	*5	1	11.026	2.307	264
2	ルエンバレレ川		50	2	432	20,590	*3	2	411.800	82.360	8,648

チヨイセル州

No.	河川/プロジェクト名	竣工年	出力 kW	出力 規模	発電力 MWh	建設費 1000xSB\$		最小コスト	kW当り 建設費 1000xSB\$	kW当り 建設費 1000xUS\$	kW当り 建設費 1000xJY	kW当り コスト
1	タロ島ディーゼル新設	*1	60	2		1,484	*5	1	24.733	5.174	592	1
2	ソラベ川		70	1	592	9,295	*3	2	132.786	26.557	2,789	2

Source: *1 Rural Electrification 2000 and beyond Project Document, July 1999 SIEA
 *2 Draft Malaita Generation Augmentation 2000-2010, September 1999, SIEA
 *3 JICA Master Plan Study Team Estimation, US\$1 = JY 105, US\$1 = SB\$5.00
 *4 US\$1 = JY 124, US\$1 = SB\$ 3.733
 *5 US\$1 = JY 114.5, US\$1 = SB\$ 4.78

Note 部は、JICA調査団踏査実施済みを示す。

Table 10-3-2 電力供給計画案 ガダルカナル州 ホニアラールンガ系統

Plan No. Year	1	2	3	4
1998	-	-	-	-
1999	ルンガディーゼル No.9 (3900kW) 開発	ルンガディーゼル No.9 (3900kW) 開発	ルンガディーゼル No.9 (3900kW) 開発	ルンガディーゼル No.9 (3900kW) 開発
2000	ルンガディーゼル No.10 (4200kW) 開発 ルンガディーゼル No.4 & No. 5 (1000kW*2) 及び ホニアラディーゼル No. 5 & No. 6 (500kW*2) 撤去	ルンガディーゼル No.10 (4200kW) 開発 ルンガディーゼル No.4 & No. 5 (1000kW*2) 及び ホニアラディーゼル No. 5 & No. 6 (500kW*2) 撤去	ルンガディーゼル No.10 (4200kW) 開発 ルンガディーゼル No.4 & No. 5 (1000kW*2) 、ホニアラディーゼル No. 5 & No. 6 (500kW*2) 撤去	ルンガディーゼル No.10 (4200kW) 開発 ルンガディーゼル No.4 & No. 5 (1000kW*2) 、ホニアラディーゼル No. 5 & No. 6 (500kW*2) 撤去
2001	-	-	-	-
2002	-	-	-	-
2003	ルンガ水力 No.1 & No. 2 (5000kW*2) 開発	ルンガ水力 No.1 (5000kW*1) 開発	ルンガディーゼル No.11 (5000kW) 開発	ルンガディーゼル No.11 (5000kW) 開発
2004	ルンガディーゼル No.7 (2300kW) 撤去	ルンガ水力 No.2 (5000kW*1) 開発 ルンガディーゼル No.7 (2300kW) 撤去	ルンガディーゼル No.12 (5000kW) 開発 ルンガディーゼル No.7 (2300kW) 撤去	ルンガディーゼル No.12 (5000kW) 開発 ルンガディーゼル No.7 (2300kW) 撤去
2005	-	-	-	-
2006	-	-	-	-
2007	ルンガディーゼル No.11 (5000kW) 開発	ルンガディーゼル No.11 (5000kW) 開発	ルンガディーゼル No.13 (5000kW) 開発	ルンガディーゼル No.13 (5000kW) 開発
2008	ルンガディーゼル No.8 (3600kW) 撤去	ルンガディーゼル No.8 (3600kW) 撤去	ルンガディーゼル No.8 (3600kW) 撤去	ルンガディーゼル No.8 (3600kW) 撤去
2009		-	-	ルンガディーゼル No.14 (5000kW) 開発
2010	マオタプク 1 & 2 (1600kW, 1400kW) 開発	マオタプク 1 & 2 (1600kW, 1400kW) 開発	マオタプク 1 & 2 (1600kW, 1400kW) 開発	-
2011	ルンガディーゼル No.12 (5000kW) 開発	-	-	-
2012	-	ルンガディーゼル No.12 (5000kW) 開発	ルンガディーゼル No.14 (5000kW) 開発	-
2013	-	-	-	-
2014	-	-	-	-
2015	-	-	-	ルンガディーゼル No.15 (5000kW) 開発
2016	ルンガディーゼル No.13 (2000kW) 開発	-	ルンガディーゼル No.15 (2000kW) 開発	-
2017	-	ルンガディーゼル No.13 (2000kW) 開発	-	-
2018	-	-	-	-

上記計画を図表にしたものをTable A4-1-1～Table A4-1-4に示す。

Table 10-3-3 電力供給計画案 マライタ州 アウキーマルウ系統

Plan No. Year	1	2	3	4	5	6
1998	-	-	-	-	-	-
1999	-	-	-	-	-	-
2000	アウキディーゼル 2 ユニット (200kW*2) 既設と取替 マルウディーゼル 1 ユニット (83kW) 設置	アウキディーゼル 2 ユニット (200kW*2) 既設と取替 マルウディーゼル 1 ユニット (83kW) 設置	アウキディーゼル 2 ユニット (200kW*2) 既設と取替 マルウディーゼル 1 ユニット (83kW) 設置	アウキディーゼル 2 ユニット (200kW*2) 既設と取替 マルウディーゼル 1 ユニット (83kW) 設置	アウキディーゼル 2 ユニット (200kW*2) 既設と取替 マルウディーゼル 1 ユニット (83kW) 設置	アウキディーゼル 2 ユニット (200kW*2) 既設と取替 マルウディーゼル 1 ユニット (83kW) 設置
2001	ビナディーゼル No.1 (1500kW) 設置 既設ディーゼル No.1 (208kW) 撤去	ビナディーゼル No.1 (1500kW) 設置、既設ディー ゼル No.1 (208kW) 撤去	ビナディーゼル No.1 (1500kW) 設置、既設ディー ゼル No.1 (208kW) 撤去	ビナディーゼル No.1 (1500kW) 設置、既設ディー ゼル No.1 (208kW) 撤去	ビナディーゼル No.1 (1500kW) 設置、既設ディー ゼル No.1 (208kW) 撤去	ビナディーゼル No.1 (1500kW) 設置、既設ディー ゼル No.1 (208kW) 撤去
2002	ビナディーゼル No.2 (1500kW) 設置	ビナディーゼル No.2 (1500kW) 設置	ビナディーゼル No.2 (1500kW) 設置	ビナディーゼル No.2 (1500kW) 設置	ビナディーゼル No.2 (1500kW) 設置	ビナディーゼル No.2 (1500kW) 設置
2003	ビナディーゼル No.3 (1500kW) 設置 ロリ水力 (300kW) 開発	ビナディーゼル No.3 (1500kW) 設置 マナクワイ水力 (400kW) 開 発	ビナディーゼル No.3 (1500kW) 設置 ロリ水力 (300kW) 開発	ビナディーゼル No.3 (1500kW) 設置 ルアラエ水力 (200kW) 開発	ビナディーゼル No.3 (1500kW) 設置 マナクワイ水力 (400kW) 開 発	ビナディーゼル No.3 (1500kW) 設置 ルアラエ水力 (200kW) 開発
2004	-	-	-	-	-	-
2005	-	-	-	-	-	-
2006	-	-	-	-	-	-
2007	-	-	-	マナクワイ水力 (400kW) 開 発	-	ロリ水力 (300kW) 開発
2008	-	-	-	-	-	-
2009	マナクワイ水力 (400kW) 開 発	-	ルアラエ水力 (200kW) 開発	-	-	-
2010	-	-	-	-	-	-
2011	-	ルアラエ水力 (200kW) 開発	-	-	ロリ水力 (300kW) 開発	-
2012	-	-	-	-	-	-
2013	-	-	シロロ水力 (2100kW) 開発	-	-	シロロ水力 (2100kW) 開発
2014	シロロ水力 (2100kW) 開発	シロロ水力 (2100kW) 開発		シロロ水力 (2100kW) 開発	シロロ水力 (2100kW) 開発	-
2015	-	-	-	-	-	-
2016	-	-	-	-	-	-
2017	-	-	-	-	-	-
2018	-	-	-	-	-	-

上記計画を図表にしたものをTable A4-2-1～Table A4-2-6に示す。

Table 10-3-4 電力供給計画案 イザベル州 プアラ系統

Plan No. Year	1	2
1998	-	-
1999	-	-
2000	-	-
2001	-	新規ディーゼル No.2 (110kW) 設置
2002	-	-
2003	-	-
2004	-	-
2005	新規ディーゼル No.2 (160kW) 設置	-
2006	-	-
2007	-	-
2008	-	-
2009	クボラタ水力 (80kW) 開発	新規ディーゼル No.3 (110kW) 設置
2010	-	-
2011	-	-
2012	新規ディーゼル No.3 (160kW) 設置	新規ディーゼル No.4 (110kW) 設置
2013	既設旧ディーゼル (62kW) 撤去	既設旧ディーゼル (62kW) 撤去
2014	-	-
2015	-	-
2016	-	-
2017	-	-
2018	-	-

上記計画を図表にしたものをTable A4-3-1～Table A4-3-2に示す。

Table 10-3-5 電力供給計画案 マキラ州 キラキラ系統

Plan No. Year	1	2	3
1998	-	-	-
1999	-	-	-
2000	-	-	-
2001	新規ディーゼル No.4 (200kW) 設置	新規ディーゼル No.4 (200kW) 設置	新規ディーゼル No.4 (200kW) 設置
2002	-	-	-
2003	-	-	-
2004	フロ水力 (120kW) 開発	フロ水力 (120kW) 開発	新規ディーゼル No.5 (170kW) 設置
2005	-	-	-
2006	-	-	-
2007	-	-	-
2008	-	-	-
2009	-	-	-
2010	-	-	-
2011	ワイマブル水力 (20kW) 開発	新規ディーゼル No.5 (240kW) 設置	新規ディーゼル No.6 (170kW) 設置
2012	新規ディーゼル No.5 (300kW) 設置 既設旧ディーゼル No.1 (60kW) 撤去	既設旧ディーゼル No.1 (60kW) 撤去	既設旧ディーゼル No.1 (60kW) 撤去
2013	既設旧ディーゼル No.2 (50kW) 撤去	既設旧ディーゼル No.2 (50kW) 撤去	既設旧ディーゼル No.2 (50kW) 撤去
2014	-	-	-
2015	-	-	-
2016	-	-	-
2017	-	-	-
2018	-	-	-

上記計画を図表にしたものをTable A4-4-1～Table A4-4-3に示す。

Table 10-3-6 電力供給計画案 テモツ州 ラタ地区

Plan No. Year	1	2
1998	-	-
1999	-	-
2000	-	-
2001	-	-
2002	-	-
2003	-	-
2004	-	-
2005	新規ディーゼル No.4 (200kW) 設置	新規ディーゼル No.4 (200kW) 設置
2006	-	-
2007	-	-
2008	-	-
2009	-	-
2010	-	-
2011	-	-
2012	ルエンバレレ水力 (50kW) 開発	新規ディーゼル No.5 (200kW) 設置
2013	新規ディーゼル No.5 (150kW) 設置 既設旧ディーゼル No.1 (60kW) 撤去	既設旧ディーゼル No.1 (60kW) 撤去
2014	既設旧ディーゼル No.2 (40kW) 撤去	既設旧ディーゼル No.2 (40kW) 撤去
2015	既設旧ディーゼル No.3 (60kW) 撤去	既設旧ディーゼル No.3 (60kW) 撤去
2016	-	-
2017	-	-
2018	-	-

上記計画を図表にしたものをTable A4-5-1～Table A4-5-2に示す。

Table 10-3-7 電力供給計画案 チョイセル州 タロ島・本島

Plan No. Year	1	2
1998	-	-
1999	-	-
2000	新規ディーゼル No.1 & 2 (20kW*2) タロ島に開発	新規ディーゼル No.1 & 2 (20kW*2) タロ島に開発
2001	-	-
2002	-	-
2003	ソラベ水力 (70kW) 本島に開発	新規ディーゼル No.1 & 2 (60kW*2) 本島に開発
2004	-	-
2005	-	-
2006	-	-
2007	-	-
2008	-	-
2009	-	-
2010	-	-
2011	-	-
2012	-	-
2013	-	-
2014	-	-
2015	-	-
2016	-	-
2017	-	-
2018	-	-

上記計画を図表にしたものをTable A4-6-1～Table A4-6-2に示す。

Table 10-3-8 電力供給計画案 ウェスタン州 ギゾ地区

Plan No. Year	1	2	3
1998	-	-	-
1999	-	-	-
2000	ギゾディーゼル 2 ユニット (200kW*2) 既設と取替	ギゾディーゼル 2 ユニット (200kW*2) 既設と取替	ギゾディーゼル 2 ユニット (200kW*2) 既設と取替
2001	-	-	新規ディーゼル No.4 (400kW*1) 設置
2002	新規ディーゼル No.4 & No.5 (600kW*2) 設置	新規ディーゼル No.4 & No.5 (300kW*2) 設置	-
2003	既設旧ディーゼル No.3 (170kW) 撤去	既設旧ディーゼル No.3 (170kW) 撤去	新規ディーゼル No.5 (400kW*1) 設置 既設旧ディーゼル No.3 (170kW) 撤去
2004	-	-	-
2005	-	-	-
2006	-	新規ディーゼル No.6 (300kW*1) 設置	-
2007	-	-	-
2008	-	-	-
2009	-	-	新規ディーゼル No.6 (400kW*1) 設置
2010	-	-	-
2011	-	-	-
2012	-	-	-
2013	-	-	-
2014	-	-	-
2015	新規ディーゼル No.6 (600kW*1) 設置	新規ディーゼル No.7 (300kW*1) 設置	-
2016	-	-	-
2017	-	-	-
2018	-	-	-

上記計画を図表にしたものを Table A4-7-1～Table A4-7-3に示す。

Table 10-3-9 電力供給計画案 ウェスタン州 ノロームンダ系統

Plan No. Year	1	2
1998	-	-
1999	-	-
2000	-	-
2001	ノロディーゼル No.4 & No.5 (2000kW*2) 増設	ノロディーゼル No.4 & No.5 (2000kW*2) 増設
2002	-	-
2003	-	-
2004	-	-
2005	新規ディーゼル No.6 (4200kW*1) 増設	新規ディーゼル No.6 & No.7 (2000kW*2) 増設
2006	既設旧ディーゼル No.1 (900kW) 撤去	既設旧ディーゼル No.1 (900kW) 撤去
2007	新規ディーゼル No.7 (4200kW*1) 増設 既設旧ディーゼル No.2 (900kW) 撤去	既設旧ディーゼル No.2 (900kW) 撤去
2008	既設旧ディーゼル No.3 (900kW) retire	既設旧ディーゼル No.3 (900kW) retire
2009	-	-
2010	-	新規ディーゼル No.8 & No.9 (2000kW*2) 増設
2011	-	-
2012	-	-
2013	新規ディーゼル No.8 (4200kW*1) 増設	-
2014	-	-
2015	-	-
2016	-	新規ディーゼル No.10 (2000kW*1) 増設
2017	-	-
2018	-	-

上記計画を図表にしたものを Table A4-8-1～Table A4-8-2に示す。

Table 10-3-10 電力供給計画案 セントラル州 ツラギ

Plan No. Year	1	2
1998	-	-
1999	-	-
2000	-	-
2001	-	-
2002	-	-
2003	-	-
2004	-	-
2005	新規ディーゼル No.3 (83kW*1) 設置	新規ディーゼル No.3 (60kW*1) 設置
2006	-	-
2007	-	-
2008	-	-
2009	-	-
2010	-	-
2011	-	-
2012	-	-
2013	-	-
2014	-	-
2015	-	-
2016	-	-
2017	-	-
2018	-	-

上記計画を図表にしたものをTable A4-9-1～Table A4-9-2に示す。

Table 10-3-11 電力供給計画案 レンネルペロナ州 レンネル

Plan No. Year	1	2
1998	-	-
1999	-	-
2000	-	-
2001	-	-
2002	太陽光発電 (30kW*2) 開発	太陽光発電 (20kW*3) 開発
2003	-	-
2004	-	-
2005	風力発電 (20kW*1) 開発	風力発電 (20kW*1) 開発
2006	-	-
2007	-	-
2008	太陽光発電 (30kW*1) 増設	太陽光発電 (15kW*2) 増設
2009	-	-
2010	-	-
2011	風力発電 (20kW*1) 増設	風力発電 (20kW*1) 増設
2012	-	-
2013	-	-
2014	太陽光発電 (30kW*1) 増設	太陽光発電 (15kW*2) 増設
2015	-	-
2016	-	-
2017	-	-
2018	-	-

上記計画を図表にしたものをTable A4-10-1～Table A4-10-2に示す。

Table 10-3-12 PV (SHS) による僻地電化計画

Plan No. Year	プロジェクト名	内容
1998	-	-
1999	-	-
2000	-	-
2001	パイロットスキーム (1年次)	36Wp SHS 200セット、55Wp SHS 50セット、75Wp SHS 39セット
2002	パイロットスキーム (2年次)	
2003	パイロットスキーム (3年次)	
2004	-	-
2005	全国大拡大スキーム(1年次)	36Wp SHS 270セット、 75Wp SHS 27セット
2006	全国大拡大スキーム(2年次)	36Wp SHS 270セット、 75Wp SHS 27セット
2007	全国大拡大スキーム(3年次)	36Wp SHS 270セット、 75Wp SHS 27セット
2008	全国大拡大スキーム(4年次)	36Wp SHS 270セット、 75Wp SHS 27セット
2009	全国大拡大スキーム(5年次)	36Wp SHS 270セット、 75Wp SHS 27セット
2010	全国大拡大スキーム(6年次)	36Wp SHS 270セット、 75Wp SHS 27セット
2011	全国大拡大スキーム(7年次)	36Wp SHS 270セット、 75Wp SHS 27セット
2012	全国大拡大スキーム(8年次)	36Wp SHS 270セット、 75Wp SHS 27セット
2013	全国大拡大スキーム(9年次)	36Wp SHS 270セット、 75Wp SHS 27セット
2014	全国大拡大スキーム(10年次)	36Wp SHS 270セット、 75Wp SHS 27セット
2015	全国大拡大スキーム(11年次)	36Wp SHS 270セット、 75Wp SHS 27セット
2016	全国大拡大スキーム(12年次)	36Wp SHS 270セット、 75Wp SHS 27セット
2017	全国大拡大スキーム(13年次)	36Wp SHS 270セット、 75Wp SHS 27セット
2018	全国大拡大スキーム(14年次)	36Wp SHS 270セット、 75Wp SHS 27セット

10.4.1 ガダルカナル ホニアラ - ルンガ系統における計画案の評価

この州での電力供給計画において考慮すべき点は、

1. 当需要センターのロードカーブにおいて、4MW までの流れ込み式水力の発電力は、ベースロードを負担する電源となる。従って、ベースロードとなる上記電源を開発して、ディーゼルの運転を節減すること、
2. 需要センターに近く、かつ、国のエネルギー政策に沿って開発可能な水力ポテンシャル地点を可能な限り開発すること、

等の観点から検討するため、ルンガ、マオタブク 1 と 2、等の水力を組み入れた計画案(Plan-1, Plan-2 及び Plan-3) と水力を考慮しない案(Plan-4)を作成した。

ルンガ水力については、ソロモン政府とルンガ水力 IPP との間で、税に関して交渉中であり、いつ交渉が締結できるか不明であるとのことであるので、案としてはあるが、実施案としての実現性は低くなる。また、国のエネルギー政策に沿った計画案としては、可能な限り水力を考慮し、発電単価に差が余り無い Plan-3 が最も良い計画案になる。 評価項目を客観的に点数付けをした結果を下に示す。

Plan No.	1	2	3	4
評価項目				
コスト	3	3	4	5
kW 単価 (US\$/kW)	4,761	4,761	2,731	1,353
kWh 単価 (US\$/kWh)	0.050	0.050	0.081	0.091
総事業費 (Mil. US\$)	157.6	157.6	90.4	44.8
アクセス	3	3	5	5
調査	可能	可能	可能	可能
建設	水力(発)建設前に更に地質検討を要す。また既設ルンガディーゼル(発)に増設発電機建設入へス確保の必要有	水力(発)建設前に更に地質検討を要す。また既設ルンガディーゼル(発)に増設発電機建設入へス確保の必要有	水力(発)建設可能。既設ルンガディーゼル(発)に増設発電機建設入へス確保の必要有	既設ルンガディーゼル(発)に増設発電機建設入へス確保の必要有
保守管理	可能	可能	可能	可能
受容性	3	3	5	5
村社会	ルンガとマオタブクの3水力(発)建設についての合意必要有	ルンガとマオタブクの3水力(発)建設についての合意必要有	マオタブク水力(発)建設についての合意必要有	合意必要無し
補償	ルンガとマオタブクの3水力(発)建設についての合意必要有	ルンガとマオタブクの3水力(発)建設についての合意必要有	マオタブク水力(発)建設についての合意必要有	合意必要無し
経済・財務	4	4	4	5
経済内部収益率 (%)	13.69	14.58	14.44	28.92
財務内部収益率 (%)	12.34	13.07	12.26	25.72
長期限界費用 (US\$/kWh)	0.2083	0.2027	0.1622	0.1364
電気料金(US\$/kWh)	0.2345	0.2316	0.1803	0.1476
環境問題	3	3	4	3
	水力(発)についての環境検討必要有、大気汚染についてはPlan-3, 4に比べ少ない	水力(発)についての環境検討必要有、大気汚染についてはPlan-3, 4に比べ少ない	水力(発)についての環境検討必要有、かつ大気汚染についてはPlan-1, 2に比べ多い	大気汚染についてPlan-1, 2に比べ多い
土地問題	3	3	4	5
	多くの問題は無いと思われる	多くの問題は無いと思われる	多くの問題は無いと思われる、かつ、Plan-1, 2に比べより少ない	問題は無いと思われる
特記事項	4	4	5	3
	ルンガ 水力(発)の建設には政府とIPPの合意がまず必要となり時間を要すると思われる	ルンガ水力(発)の建設には政府とIPPの合意がまず必要となり時間を要すると思われる	Plan-1, 2のような問題は無い、また、経済性は劣るが、国の政策に合致	経済的に可能な限り水力を活用するという国の政策に合致せず
総合点	23	23	31	31
順位	3	3	1	1

10.4.2 マライタ アウキ - マルウ - ビナ系統における計画案の評価

この州での電力供給計画において考慮すべき点は、

1. 土地問題が他の地域に比べ重要な問題であることから、土地収用問題をクリアできない計画は、実現性が低くなる。（計画案総て、この点で差はない。）
2. ビナ国際港開発プロジェクトが、至近年に大きな電源の開発を必要としている。
3. 国のエネルギー政策に沿って開発可能な水力地点を可能な限り開発すること。
4. マライタ島の北西部にあるロリ、シロロ、マナクワイ、タンバ、アエロの各開発可能な水力地点が、既存州道周辺にそんざいし、アウキまでの基幹送電線が建設される予定であるので、上記の水力による電力をアウキ - マルウの系統へ送電することにより、ディーゼルの運転を節減できる。

等から計画案を作成したが、ビナ国際港開発プロジェクトは、至近年に大きな電源が必要ないことから、自家発電ディーゼルで対処する以外に方法はない。その後については、可能な限り水力を開発し、需要増に対処することで検討すると、現在、同島北西部において需給状況が逼迫し、早急に新規電源開発が必要であることから、電源の建設が容易な計画案が優位性を持ち、この点から、調査団が調査したロリ地点の水力開発が建設及び保守点検も容易であることから、ロリ地点を至近年に開発する計画案（Plan-1 と Plan-3）を比較すると、Plan-1 はマナクワイ開発により、既設マルウ水力の廃止の可能性が有るため Plan-3 に比べ劣り、Plan-3 が最も良い計画案となる。 評価項目を客観的に点数付けをした結果を下に示す。

Plan No.	1	2	3	4	5	6
評価項目						
コスト	4	5	4	5	4	4
kW 単価 (US\$/kW)	5,758	5,158	5,879	5,158	5,758	5,879
kWh 単価 (US\$/kWh)	0.038	0.037	0.041	0.037	0.038	0.041
総事業費 (Mil. US\$)	42.51	37.56	42.23	37.56	42.51	42.23
アクセス	4	4	5	4	4	4
調査	容易	容易	容易	容易	容易	容易
建設	容易	容易	より容易	容易	容易	より容易
保守管理	容易	容易	容易	容易	容易	容易
受容性	4	4	4	4	4	4
村社会	水力(発)建設についての合意必要有	水力(発)建設についての合意必要有	水力(発)建設についての合意必要有	水力(発)建設についての合意必要有	水力(発)建設についての合意必要有	水力(発)建設についての合意必要有
補償	水力(発)建設についての合意必要有	水力(発)建設についての合意必要有	水力(発)建設についての合意必要有	水力(発)建設についての合意必要有	水力(発)建設についての合意必要有	水力(発)建設についての合意必要有
経済・財務	4	5	4	5	5	4
経済内部収益率 (%)	7.21	9.26	6.39	9.04	8.18	6.80
財務内部収益率 (%)	6.55	8.39	5.78	8.22	7.38	6.12
長期限界費用 (US\$/kWh)	0.1408	0.1262	0.1420	0.1264	0.1345	0.1355
電気料金(US\$/kWh)	0.2268	0.1979	0.2313	0.1988	0.2137	0.2191
環境問題	4	4	4	4	4	4
	環境検討必要だが、概ね問題無いと思われる	環境検討必要だが、概ね問題無いと思われる	環境検討必要だが、概ね問題無いと思われる	環境検討必要だが、概ね問題無いと思われる	環境検討必要だが、概ね問題無いと思われる	環境検討必要だが、概ね問題無いと思われる
土地問題	3	3	3	3	3	3
	地点関連村落の合意必要有り	地点関連村落の合意必要有り	地点関連村落の合意必要有り	地点関連村落の合意必要有り	地点関連村落の合意必要有り	地点関連村落の合意必要有り
特記事項	3	3	5	3	3	5
	マクワイ(発)建設により、マルウ(発)廃止	マクワイ(発)建設により、マルウ(発)廃止	特になし	マクワイ(発)建設により、マルウ(発)廃止	マクワイ(発)建設により、マルウ(発)廃止	特になし
総合点	26	28	29	28	27	28
順位	6	2	1	2	5	2

10.4.3 イザベル プアラ系統における計画案の評価

この州での電力供給計画において考慮すべき点は、

1. 国のエネルギー政策に沿って開発可能な水力地点を可能な限り開発すること。

から計画案を作成したが、調査した地点は2地点であり、このうち1地点は技術的に開発が困難なため、考慮地点から外し、残る1地点についての計画案（Plan-1）とディーゼルのみ
の計画案（Plan-2）を作成し検討した。水力を入れた計画案（Plan-1）の方が、国のエネルギー政策により合致し、経済性もディーゼルと比較して遜色無くディーゼルの案（Plan-2）より適した計画案であると言える。 評価項目を客観的に点数付けをした結果を下に示す。

Plan No.	1	2
評価項目		
コスト	3	5
kW 単価 (US\$/kW)	5,828	2,300
kWh 単価 (US\$/kWh)	0.066	0.091
総事業費 (Mil. US\$)	2.33	0.76
アクセス	4	4
調査	容易	容易
建設	可能	可能
保守管理	容易	容易
受容性	4	5
村社会	水力(発)建設についての合意必要有	合意必要無し
補償	水力(発)建設についての合意必要有	合意必要無し
経済・財務	4	3
経済内部収益率 (%)	4.26	2.70
財務内部収益率 (%)	3.66	1.82
長期限界費用 (US\$/kWh)	0.1763	0.1329
電気料金(US\$/kWh)	0.2955	0.1893
環境問題	5 環境検討必要だが、概ね問題無いと思われる	3 大気汚染についてPlan-1に比べ多い
土地問題	4 地点関連村落の合意必要有	5 問題は無いと思われる
特記事項	5 経済的にPlan-2に比べ劣るが、国の政策に合致	3 —
総合点	29	28
順位	1	2

10.4.4 マキラ キラキラ系統における計画案の評価

この州での電力供給計画において考慮すべき点は、

1. 国のエネルギー政策に沿って開発可能な水力地点を可能な限り開発すること。

から水力2地点を考慮に入れた計画案(Plan-1とPlan-2)を作成した。このうち、調査団が調査を実施したワイマプル地点については、単独で開発した場合、財務収益性が悪く、出力も小さいためディーゼルに比べ劣る地点となる。このため、ワイマプルを加えない計画案(Plan-2)がワイマプル地点を加えた案(Plan-1)に比べ優位性があった。このPlan-2とディーゼルの計画案(Plan-3)を比較すると、建設後の運転費用、収益性に優れたPlan-2が最も良い計画案となる。評価項目を客観的に点数付けをした結果を下に示す。

Plan No.	1	2	3
評価項目			
コスト	3	5	4
kW 単価 (US\$/kW)	5,255	4,208	2,065
kWh 単価 (US\$/kWh)	0.054	0.046	0.091
総事業費 (Mil. US\$)	3.36	2.36	1.12
アクセス	4	4	5
調査	容易	容易	容易
建設	可能	可能	容易
保守管理	可能	可能	容易
受容性	4	4	5
村社会	水力(発)建設についての合意必要有	水力(発)建設についての合意必要有	合意必要無し
補償	水力(発)建設についての合意必要有	水力(発)建設についての合意必要有	合意必要無し
経済・財務	4	5	3
経済内部収益率 (%)	7.53	9.67	3.93
財務内部収益率 (%)	6.79	8.92	3.01
長期限界費用 (US\$/kWh)	0.2713	0.2256	0.1653
電気料金(US\$/kWh)	0.2901	0.2528	0.1798
環境問題	5	5	4
	環境検討必要だが、概ね問題無いと思われる	環境検討必要だが、概ね問題無いと思われる	大気汚染についてPlan-1, 2に比べ多い
土地問題	4	4	5
	地点関連村落の合意必要有	地点関連村落の合意必要有	問題は無いと思われる
特記事項	3	5	3
	経済的にPlan-2, 3に比べ劣るが、国の政策に合致	国の政策に合致	—
総合点	27	32	29
順位	3	1	2

10.4.5 テモツ ラタ系統における計画案の評価

この州での電力供給計画において考慮すべき点は、

1. 国のエネルギー政策に沿って開発可能な水力地点を可能な限り開発すること。

から水力1地点を考慮に入れた計画案(Plan-1)とディーゼルのみの計画案(Plan-2)を作成し検討した。国のエネルギー政策に合致しないが、ディーゼルのみの計画案(Plan-2)の方が、水力を入れた計画案(Plan-1)よりも経済性でかなり優位であり、ディーゼルの案(Plan-2)の方がより適した計画案であると言える。評価項目を客観的に点数付けをした結果を下に示す。

Plan No.	1	2
評価項目		
コスト	2	5
kW 単価 (US\$/kW)	11,976	2,307
kWh 単価 (US\$/kWh)	0.106	0.091
総事業費 (Mil. US\$)	4.79	0.92
アクセス	5	5
調査	容易	容易
建設	可能	可能
保守管理	容易	容易
受容性	4	5
村社会	水力(発)建設についての合意必要有	合意必要無し
補償	水力(発)建設についての合意必要有	合意必要無し
経済・財務	1	4
経済内部収益率 (%)	-1.87	2.67
財務内部収益率 (%)	-2.13	2.53
長期限界費用 (US\$/kWh)	0.5092	0.1974
電気料金(US\$/kWh)	0.4714	0.1896
環境問題	5 環境検討必要だが、概ね問題無いと思われる	4 大気汚染についてPlan-1に比べ多い
土地問題	4 地点関連村落の合意必要有り	5 問題は無いと思われる
特記事項	5 経済的にPlan-2に比べ劣るが、国の政策に合致	3 —
総合点	26	31
順位	2	1

10.4.6 チョイセル タロ島と本島における計画案の評価

この州での電力供給計画において考慮すべき点は、

1. チョイセル本島における電力供給力の確保、
2. タロ島（州都）における電力供給力の確保、
3. 国のエネルギー政策に沿って開発可能な水力地点を可能な限り開発すること。

等から、タロ島対岸の本島に、アクセスが極めて容易な水力地点として、ソラベ地点が有り、この水力1地点を考慮に入れた計画案（Plan-1）とディーゼルのみの計画案（Plan-2）を作成し検討した。なお、タロ島には水力地点は皆無である。水力を入れた計画案（Plan-1）の方が、国のエネルギー政策により合致し、建設後の運転費用、収益性に優れ経済性もディーゼルと比較して遜色無くディーゼルのみの案（Plan-2）より適した計画案であると言える。評価項目を客観的に点数付けをした結果を下に示す。

Plan No.	1	2
評価項目		
コスト	3	5
kW 単価 (US\$/kW)	18,231	5,174
kWh 単価 (US\$/kWh)	0.051	0.091
総事業費 (Mil. US\$)	2.01	0.83
アクセス	5	4
調査	容易	容易
建設	容易	可能
保守管理	容易	容易
受容性	4	5
村社会	水力(発)建設についての合意必要有	合意必要無し
補償	水力(発)建設についての合意必要有	合意必要無し
経済・財務	1	3
経済内部収益率 (%)	3.66	-5.02
財務内部収益率 (%)	3.14	-5.68
長期限界費用 (US\$/kWh)	0.5199	0.3270
電気料金(US\$/kWh)	0.6499	0.3063
環境問題	5 環境検討必要だが、概ね問題無いと思われる	3 大気汚染についてPlan-1に比べ多い
土地問題	4 地点関連村落の合意必要有	4 地点関連村落の合意必要有
特記事項	5 経済的にPlan-2に比べ劣るが、国の政策に合致	3 —
総合点	27	27
順位	1	2

10.4.7 ウェスタン ギゾ地区における計画案の評価

この州での電力供給計画において考慮すべき点は、

1. 国のエネルギー政策に沿って開発可能な水力地点を可能な限り開発すること。
2. ソロモン国において2番目の都市である。
3. 地域において、水力ポテンシャルが無い。

等からディーゼルのみ計画案を3案作成し検討した。この検討においては、単なる経済比較で優劣をつけ、最適案を選定する。結果は、Plan-2が、最も良い計画案となった。評価項目を客観的に点数付けをした結果を下に示す。

Plan No.	1	2	3
評価項目			
コスト	4	5	5
kW 単価 (US\$/kW)	2,000	2,000	2,000
kWh 単価 (US\$/kWh)	0.091	0.091	0.091
総事業費 (Mil. US\$)	4.40	3.20	3.20
アクセス	5	5	5
調査	容易	容易	容易
建設	可能	可能	可能
保守管理	容易	容易	容易
受容性	5	5	5
村社会	合意必要無し	合意必要無し	合意必要無し
補償	合意必要無し	合意必要無し	合意必要無し
経済・財務	4	5	4
経済内部収益率 (%)	4.31	4.31	4.31
財務内部収益率 (%)	3.37	3.37	3.37
長期限界費用 (US\$/kWh)	0.1600	0.1488	0.1532
電気料金(US\$/kWh)	0.1771	0.1771	0.1771
環境問題	4 環境検討必要だが、概ね 問題無いと思われる	4 環境検討必要だが、概ね 問題無いと思われる	4 環境検討必要だが、概ね 問題無いと思われる
土地問題	5 問題は無いと思われる	5 問題は無いと思われる	5 問題は無いと思われる
特記事項	3 国の政策に合致しない が、水力ポテンシャルが無い ので、やむを得ない	3 国の政策に合致しない が、水力ポテンシャルが無い ので、やむを得ない	3 国の政策に合致しない が、水力ポテンシャルが無い ので、やむを得ない
総合点	30	32	31
順位	3	1	2

10.4.8 ウェスタン ソロ - ムンダ地区における計画案の評価

この州での電力供給計画において考慮すべき点は、

1. 国のエネルギー政策に沿って開発可能な水力地点を可能な限り開発すること。
2. ソロモン国において3番目の都市である。
3. 地域において、水力ポテンシャルが近くに無い。

等からディーゼルのみ計画案を2案作成し検討した。この検討においては、単なる経済比較で優劣をつけ、最適案を選定する。結果は、Plan-2 が、最も良い計画案となった。 評価項目を客観的に点数付けをした結果を下に示す。

Plan No.	1	2
評価項目		
コスト	4	5
kW 単価 (US\$/kW)	1,800	1,800
kWh 単価 (US\$/kWh)	0.091	0.091
総事業費 (Mil. US\$)	29.88	25.20
アクセス	5	5
調査	容易	容易
建設	可能	可能
保守管理	容易	容易
受容性	5	5
村社会	合意必要無し	合意必要無し
補償	合意必要無し	合意必要無し
経済・財務	4	5
経済内部収益率 (%)	5.60	5.60
財務内部収益率 (%)	4.61	4.61
長期限界費用 (US\$/kWh)	0.1470	0.1380
電気料金(US\$/kWh)	0.1690	0.1690
環境問題	4 環境検討必要だが、概ね 問題無いと思われる	4 環境検討必要だが、概ね 問題無いと思われる
土地問題	5 問題は無いと思われる	5 問題は無いと思われる
特記事項	4 国の政策に合致しない が、適切な水力ポテンシャル が無いので、やむを得ない	4 国の政策に合致しない が、適切な水力ポテンシャル が無いので、やむを得ない
総合点	31	33
順位	2	1

10.4.9 セントラル ツラギ地区における計画案の評価

この州での電力供給計画において考慮すべき点は、

1. 国のエネルギー政策に沿って開発可能な水力地点を可能な限り開発すること。
2. 地域において、水力ポテンシャルの検討を行うマップが無い。

等からディーゼルのみの計画案を2案作成し検討した。この検討においては、単なる経済比較で優劣をつけ、最適案を選定する。結果は、Plan-2が、より適した計画案となった。評価項目を客観的に点数付けをした結果を下に示す。

Plan No.	1	2
評価項目		
コスト	4	5
kW 単価 (US\$/kW)	5,000	5,000
kWh 単価 (US\$/kWh)	0.091	0.091
総事業費 (Mil. US\$)	0.420	0.300
アクセス	5	5
調査	容易	容易
建設	可能	可能
保守管理	容易	容易
受容性	5	5
村社会	合意必要無し	合意必要無し
補償	合意必要無し	合意必要無し
経済・財務	2	3
経済内部収益率 (%)	-4.74	-4.74
財務内部収益率 (%)	-5.40	-5.40
長期限界費用 (US\$/kWh)	0.1593	0.1404
電気料金(US\$/kWh)	0.2992	0.2992
環境問題	4 環境検討必要だが、概ね 問題無いと思われる	4 環境検討必要だが、概ね 問題無いと思われる
土地問題	5 問題は無いと思われる	5 問題は無いと思われる
特記事項	3 国の政策に合致しない が、適切な水力ポテンシャル が無いので、やむを得ない	3 国の政策に合致しない が、適切な水力ポテンシャル が無いので、やむを得ない
総合点	28	30
順位	2	1

10.4.10 レンネル・ペロネ レンネル地区における計画案の評価

この州での電力供給計画において考慮すべき点は、

1. 国のエネルギー政策に沿って開発可能な水力地点を可能な限り開発すること。
2. ディーゼル発電所の建設を計画するにあたって、輸送燃料積み下ろしの波止場が無い
3. 地域において、水力ポテンシャルが無いとのことである。（平坦な地形と言われている）

等から再生可能エネルギーによる点灯電化の計画案を2案作成し検討した。ただし、現地調査をしていないこと。及び風況データがないこと。等から風力については、SIEAの資料を基に参考として加えたので、参考計画である。この検討においては、単なる経済比較で優劣をつけ、最適案を選定した。結果は、Plan-2が、より良い計画案となった。評価項目を客観的に点数付けをした結果を下に示す。

Plan No.	1	2
評価項目		
コスト	5	5
kW 単価 (US\$/kW)	25,000	25,000
kWh 単価 (US\$/kWh)	0.000	0.000
総事業費 (Mil. US\$)	4.00	4.00
アクセス	5	5
調査	可能	可能
建設	可能	可能
保守管理	可能	可能
受容性	5	5
村社会	合意必要無し	合意必要無し
補償	合意必要無し	合意必要無し
経済・財務	5	4
経済内部収益率 (%)	1.70	1.70
財務内部収益率 (%)	4.68	4.68
長期限界費用 (US\$/kWh)	4.6539	4.7935
サービス料金(US\$/kWh)	3.2273	3.2273
環境問題	4 環境検討必要だが、概ね問題無いと思われる	4 環境検討必要だが、概ね問題無いと思われる
土地問題	5 問題は無いと思われる	5 問題は無いと思われる
特記事項	4 国の政策に合致するが、コストがかかりすぎる	4 国の政策に合致するが、コストがかかりすぎる
総合点	33	32
順位	1	2

Table 10-5-1 最適電力供給/電化計画

州名 島名 需要センター Plan No. 年度	ガダルカナル	マライタ	イザベル	マキラ	テモツ	チョイセル	ウェスタン		セントラル	SHSによる地方電化
	ガダルカナル	マライタ	サンタ イザベル	サンクリストバル	サンタクルズ	タロ・チョイセル	ギゾ	ニュージョージア	ツラギ	ソロモン9州
	ホニアラ - ルンガ	アウキ - マルウ	ブアラ	キラキラ	ラタ	タロ・チョイセル	ギゾ	ノロ - ムンダ	ツラギ	ソロモン9州
	3	3	1	2	2	1	2	2	2	-
1998	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1999	ルンガディーゼル No.9 (390kW) 設置	-	-		-	-	-	-	-	-
2000	ルンガディーゼル No.10 (4200kW) 設置 ルンガディーゼル No.4 & No. 5 (1000kW*2)、ホニアラディーゼ ル No. 5 & No. 6 (500kW*2) 撤去	アウキディーゼル 2 ユニ (200kW*2) 既設と取替 マルウディーゼル 1 ユニ (83kW) 設置	-	-	-	新規ディーゼル No.1 & 2 (20kW*2) タロ島設置	ギゾディーゼル 2 ユニ (200kW*2) 既設と取替	-	-	-
2001	-	ビナディーゼル No.1 (1500kW) 設置、既設ディーゼル No.1 (208kW) 撤去	-	新規ディーゼル No.4 (200kW) 設置	-	-	-	ノロ ディーゼル No.4 & No.5 (2000kW*2) 増設		パイロットスキーム (1年次) 36Wp SHS 200セット、55Wp SHS 50セット、75Wp SHS 39セット
2002	-	ビナディーゼル No.2 (1500kW) 設置	-	-	-	-	新規ディーゼル No.4 & No.5 (300kW*2) 設置	-	-	パイロットスキーム (2年次) モニタリング
2003	ルンガディーゼル No.11 (5000kW) 設置	ビナディーゼル No.3 (1500kW) 設置 ロリ水力 (300kW) 開発	-	-	-	ソラベ水力 (70kW) 開発	既設旧ディーゼル No.3 (170kW) 撤去	-	-	パイロットスキーム (3年次) モニタリング
2004	ルンガディーゼル No.12 (5000kW) 設置 ルンガディーゼル No.7 (2300kW) 撤去	-	-	フロ水力 (120kW) 開発	-	-	-	-	-	-
2005	-	-	新規ディーゼル No.2 (160kW) 設 置	-	新規ディーゼル No.4 (200kW) 設置	-	-	新規ディーゼル No.6 & No.7 (2000kW*2) 増設	新規ディーゼル No.3 (60kW*1) 設置	全国大拡大スキーム (1年次) 36Wp SHS 270セット、 75Wp SHS 27セッ ト
2006	-	-	-	-	-	-	新規ディーゼル No.6 (300kW*1) 設置	既設旧ディーゼル No.1 (900kW) 撤去	-	全国大拡大スキーム (2年次) 36Wp SHS 270セット、 75Wp SHS 27セッ ト
2007	ルンガディーゼル No.13 (5000kW) 設置	-	-	-	-	-	-	既設旧ディーゼル No.2 (900kW) 撤去	-	全国大拡大スキーム (3年次) 36Wp SHS 270セット、 75Wp SHS 27セッ ト
2008	ルンガディーゼル No.8 (3600kW) 撤去	-	-	-	-	-	-	既設旧ディーゼル No.3 (900kW) 撤去	-	全国大拡大スキーム (4年次) 36Wp SHS 270セット、 75Wp SHS 27セッ ト
2009	-	ルアラエ水力 (200kW) 開発	クボラタ水力 (80kW) 開発	-	-	-	-		-	全国大拡大スキーム (5年次) 36Wp SHS 270セット、 75Wp SHS 27セッ ト
2010	マオタブク 1 & 2 (1600kW, 1400kW) 開発	-	-	-	-	-	-	新規ディーゼル No.8 & No.9 (2000kW*2) 増設	-	全国大拡大スキーム (6年次) 36Wp SHS 270セット、 75Wp SHS 27セッ ト
2011	-	-	-	新規ディーゼル No.5 (240kW) 設置	-	-	-	-	-	全国大拡大スキーム (7年次) 36Wp SHS 270セット、 75Wp SHS 27セッ ト
2012	ルンガディーゼル No.14 (5000kW) 設置	-	新規ディーゼル No.3 (160kW) 設 置	既設旧ディーゼル No.1 (60kW) 撤去	新規ディーゼル No.5 (150kW) 設置	-	-	-	-	全国大拡大スキーム (8年次) 36Wp SHS 270セット、 75Wp SHS 27セッ ト
2013	-	シロロ水力 (2100kW) 開発	既設旧ディーゼル (62kW) 撤去	既設旧ディーゼル No.2 (50kW) 撤去	既設旧ディーゼル No.1 (60kW) 撤去	-	-	-	-	全国大拡大スキーム (9年次) 36Wp SHS 270セット、 75Wp SHS 27セッ ト
2014	-	-	-	-	既設旧ディーゼル No.2 (40kW) 撤去	-	-	-	-	全国大拡大スキーム (10年次) 36Wp SHS 270セット、 75Wp SHS 27セッ ト
2015	-	-	-	-	既設旧ディーゼル No.3 (60kW) 撤去	-	新規ディーゼル No.7 (300kW*1) 設置	-	-	全国大拡大スキーム (11年次) 36Wp SHS 270セット、 75Wp SHS 27セッ ト
2016	ルンガディーゼル No.15 (5000kW) 設置	-	-	-	-	-	-	新規ディーゼル No.10 (2000kW*1) 増設	-	全国大拡大スキーム (12年次) 36Wp SHS 270セット、 75Wp SHS 27セッ ト
2017	-	-	-	-	-	-	-	-	-	全国大拡大スキーム (13年次) 36Wp SHS 270セット、 75Wp SHS 27セッ ト
2018	-	-	-	-	-	-	-	-	-	全国大拡大スキーム (14年次) 36Wp SHS 270セット、 75Wp SHS 27セッ ト

第 1 1 章 電力セクターの組織制度構築

第 11 章 電力セクターの組織制度構築

組織制度の構築は、どんなタイプのプロジェクトの計画立案、実施、管理にとっても鍵となる要素である。この章では、農村電化を促進する組織体系計画立案のためのデータ、情報、分析方法を提供し、電化促進のための制度・組織体系を提言する。

最初に、これまでの現地調査で得られた知見に基づき、農村電化の関係者と制度・体制の現状についての情報を提示する。次に、電化の組織制度の計画にあたって関連する課題を整理、分析し、最後に地方電化のための組織制度の枠組みを提言する。

11.1 電力セクター関係者の概観

Fig. 11-1-1 は、電力セクターにおける関係者とその相互の関係を明らかにしている。同セクターの望ましい組織・制度を構築するためには、まず、それら関係者の特徴や、関連政策・法体系を詳しく見るのが重要である。

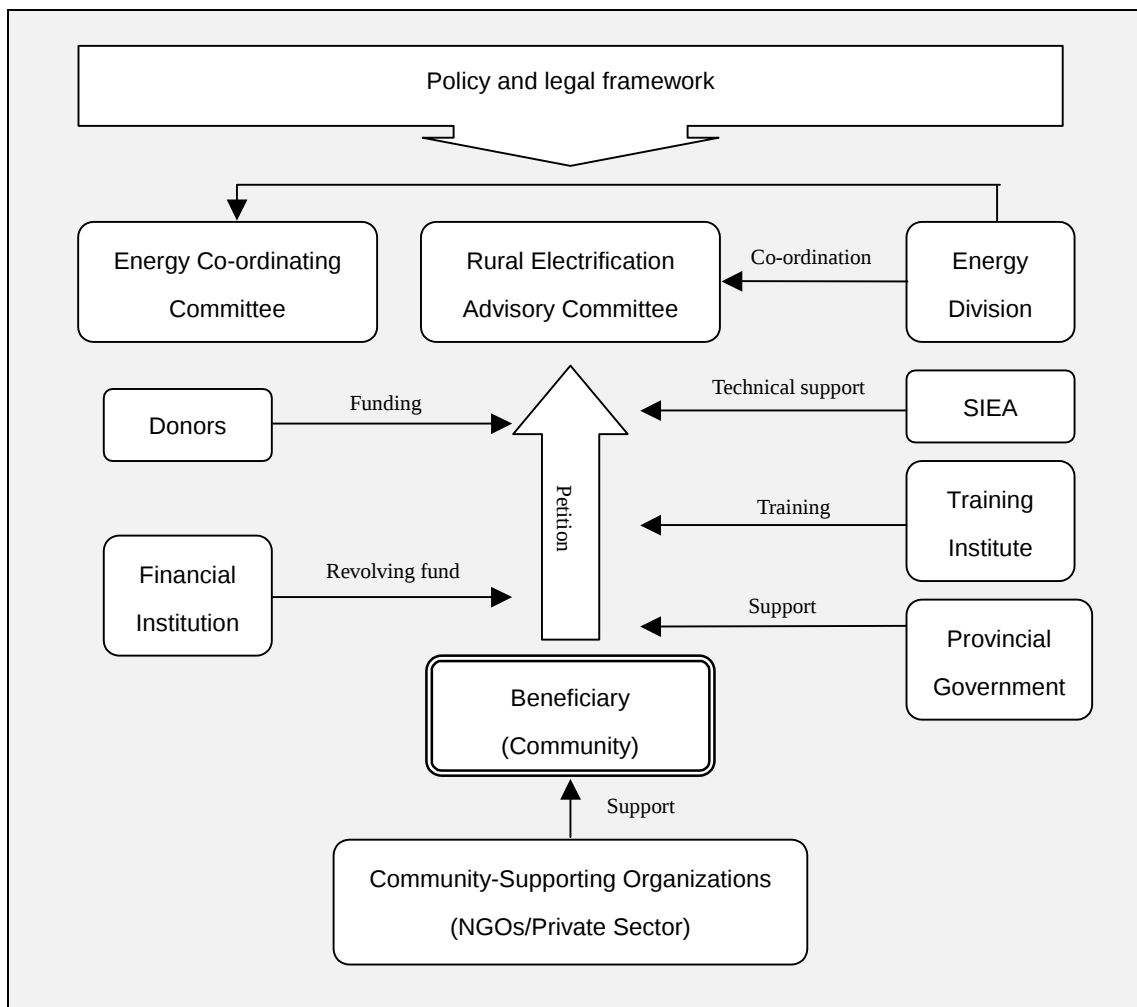


Fig. 11-1-1 Institutional framework of rural electrification

11.1.1 国家エネルギー政策宣言・国家エネルギー政策ガイドライン

「国家エネルギー政策宣言」(National Energy Policy Statement、以下「政策宣言」) は、

1998 年 12 月に政府により作成、承認された。同宣言は、向こう 10-15 年にわたるエネルギー・セクターの国家政策を規定し、また、政策決定者が電力関連事業の計画・管理に関わる決定を下し、長期的な観点から投資の決定をするためのフレームワークを提供している。

一方、「国家エネルギー政策ガイドライン」(National Energy Policy and Guidelines、以下「ガイドライン」)は、エネルギー・セクターが行動計画を策定する上で青写真となるガイドラインを策定し、政策宣言の内容を詳述している。同ガイドラインは、エネルギー調整委員会 (Energy Co-ordinating Committee) と農村電化諮問委員会 (Rural Electrification Advisory Committee) の役割や、エネルギー局、NGO といった既存の組織の役割を定義している。同ガイドラインでは、農村電化促進を通じて実現されるべき目的を以下のように述べている。

- 農村地域住民の健康と幸福に貢献する。
- 農村経済の効率性と生産性を促進する。
- 直接、間接的に農村地域の雇用と収入を生み出す。
- 農村環境の質と持続性を維持する。

11.1.2 電力法

1968年電力法は、公益事業体としての電力庁の設立を根拠づけ、同庁が電力発電・配電を促進することによって国家の社会・経済発展に貢献することを規定した法律である。さらに、電力庁の組織・財務・業務だけでなく、電気工事ライセンスの発行などについても規定している。

11.1.3 エネルギー調整委員会 / 農村電化諮問委員会

エネルギー調整委員会 (ECC) は、国のエネルギーの利害に影響する問題が生じたときに開かれる。メンバーは、天然資源省を含む関連省庁、電力庁、主要エネルギー供給者、使用者である。過去の会合は、発電用燃料の備蓄が3週間分までに減少した1997年に開かれている。このように、深刻なエネルギー問題が発生すれば、ECC が開かれることになる。

農村電化諮問委員会 (REAC) は、まだ機能し始めていない。REAC は、農村電化プログラムの調整と促進の責任を第一に担っている。これは、過去のエネルギー問題に関して、保健・医療サービス省、教育省、天然資源省といった関連省庁間の意思疎通と調整が欠けていたことによる。天然資源省エネルギー局が現在空席となっている職員を採用し、業務を効果的に実施するために組織体制を変更し、農村電化プロジェクトの資金を確保した後に、REAC がその業務を始める予定である。委員会メンバーは、エネルギー局に加えて、電化に関係する省庁、民間セクター、援助機関、非政府組織である。ただし、非政府組織は、定期的に交代していく予定である。

11.1.4 天然資源省エネルギー局

エネルギー局は、現在 9 つの専門職ポジションがあるが、そのうち 4 つが空席となっている。これは、天然資源省の採用担当の事務職員が空席であったため、職員の採用が遅れていたことによるものである。エネルギー局は、空席になっている職員を補充した後に、組織を再編成する計画がある。職員 2 人は、副局長に任命され、1 人は局全体のマネジメントを担当

当、もう1人は農村電化プロジェクトの責任者となる予定である。

エネルギー局予算は、太陽光発電システム研修プログラムに充てられる一方、政府燃料倉庫建設や、コマリンディ・ルンガ水力発電プロジェクト調査といったプロジェクトも予定されている¹。下記の Table 11-1-1 は、2000 年度に実施予定のプロジェクトのリストである。

Table 11-1-1 Development budget for electricity affairs and services in 2000

(Unit: SB\$)

Project title	Source of funds	Loan or grant	Cash	Non cash
Provincial Centers Electrification	ADB	Loan	3,000,000	0
Bina Harbour-Malu's Transmission Line	ADB	Loan	3,000,000	0
Energy Master Plan	Japan	Grant	0	2,000,000
Komarindi/Lungga Power Plant	Government	Grant	500,000	0
Wartsila Diesel Generator Installation	World Bank	Loan	1,600,000	0
National Fuel Farm	ADB	Loan	1,000,000	0

Source: Solomon Islands Government 2000 Draft Development Estimates

11.1.5 ソロモン諸島電力庁

ソロモン電力庁は、1968 年電力法の規定により設立された。電力庁は、ソロモン諸島の国家開発に貢献するための電力発電・配電に責任を持つ公益事業体である。ここでは、組織業務の重要な側面をカバーする（１）財務状況、（２）内部業務プロセス、（３）人材、（４）顧客との関係、（５）ミッションという５つの観点から電力庁の事業を検討する。

(1) 財務状況

(a) 料金

電気料金は、1998 年 9 月に続き、1999 年の 8 月に再度値上げされた。ただし、値上げの要請書は 1999 年 3 月にすでに電力庁から政府に提出されていた。承認が遅れたのは、天然資源省の事務次官が交替したためである。このため、政府は、本来であれば 3 月と 8 月の間に得られた収入増加分の損失を、輸入燃料・資機材への関税を 50%免除することで補填することに同意している。

さらに、電力庁は、現電気使用者への検査を強化しており、違法な配線を摘発し、収入を増加させている。ホニアラのあるホテルでは、違法に電気を使用し、累積未払金が 60 万ソロモンドルにも達していたが、そのうち電力庁が回収したのは、今のところ 28 万ソロモンドルである。

ガダルカナル島での民族間の緊張は、電力庁の業務・財務状況に悪影響を与えている。電力庁は、安全上の理由により、影響を受けている地域へ料金回収の職員を派遣するのを止め

¹ 「ソロモン・スター」、1999 年 11 月 26 日

た。また、他人の家を不法に占拠し、電気を使っている人々もあり、上記の手段により増加した収入を部分的に相殺してしまう結果となっている。そのため、電力庁は、この地域への配電を止めることを決定したが、料金を払う意志のある通常の利用者への配電を再開することを計画している。

電力庁では、アジア開発銀行や国家共済基金への融資(発電機購入用)返済が、スケジュールより大幅に遅れている。上記の状況は、電力庁の財務状況に、プラス、マイナス両方に作用しており、その結果が明らかになるまで、しばらく見守る必要がある²。

(b) キャッシュ・パワー2000³

「キャッシュ・パワー2000」は、1999年3月に導入された。現在、1ヶ月あたり40台のペースで設置されている。費用が1台あたり100米ドルかかるので、電力庁は、パプア・ニューギニアの電力公社と一緒に大量購入することを計画している。これにより、1台あたりの単価が大幅に減ることが期待されている。機器費用は、使用者の前払い金によって回収され、前払金額の10%が機材と設置費用の支払いに充てられる。「キャッシュ・パワー2000」は、新規の利用者だけでなく、過去に延滞歴のある利用者や政府機関を特にターゲットとして設置されている。

(2) 内部業務プロセス

電化庁内および監督省庁との関連における内部業務プロセスは、時間がかかり非効率であった。これまで、電力庁に対しては財務省、天然資源省という2つの監督省庁があった。

財務省と天然資源省は共に、電力庁を管轄する省庁ではあるが、内部業務プロセスはある程度変化しつつある。以前、電力庁は、財務事項は前者に報告し、業務事項は後者に報告していたが、今では、どんな事項にしろ、まず天然資源省に報告し、必要であれば天然資源省が財務省との交渉をしている。

例えば、最近、保管料が増加しているため、電力庁は天然資源省に倉庫にある機材の搬出許可を依頼した。天然資源省は必要な行動をとり、機材搬出が可能となった。これにより保管料を削減しただけでなく、電力庁の維持管理業務を改善することができた。

(3) 人材

電化庁は、より効率的な業務を目指し、職員のパフォーマンスを改善するため、いくつかの手段をとっている。まず、電化庁はマネジメント・チームに対して固定期間契約を導入した。マネジメント・チームは、3年契約で電化庁に雇用されており、取締役会が、彼らのパフォーマンスに基づいて、契約の更新について決定を下す。第2に、上級・下級職員の評価システムが、業務パフォーマンスの質を保証するメカニズムとして導入されている。さらに、SIEAは、

² 電力庁の財務状況は、第12章で詳細に分析されている。

³ 「キャッシュ・パワー2000」は、使用者が利用できる電氣量を記録・表示するパスワード入力式電力計である。電氣量が0となる前に、使用者は、パスワードを得るために一定金額を払わなければならない。パスワード入力によって、一定の電氣量がまた使えるようになる。

余剰人員を削減している。1998 年には、15 人の現場・事務職員が余剰人員として削減された。1999 年には、50 歳を超える職員に対して強制退職が実施され、さらに人員が削減されている。この結果、マネジメント・チームを含む電力庁職員は、約 200 人までに減っている。

(4) 顧客との関係

電化庁は、顧客の満足度を定期的にモニターし、業務にフィードバックする手段は特にとっていない。だが、不定期にユーザーの意識向上を図る方法をいくつか採用している。たとえば、主にポスターを使った電力庁のイメージ改善と使用者の意識向上キャンペーンが、2000 年度初めから始まる予定である。

(5) ミッション

マネジメント・チームは、取締役会メンバーと「電力庁組織計画 2000-2010」を検討している。同計画は、1999 年 12 月に決定され、取締役会が承認した後に 2000 年 1 月から実行される予定であった。しかし一方で、財務省は、SIEA の業務内容を検討、分析し、その結果、SIEA の組織能力を強化するために、独立した第三者機関に SIEA の経営を 1 年間委託する計画を持っている（1 年間延長のオプション付き）。さらに、SIEA 民営化は、財務省にとって長期目標の範疇にある。SIEA の将来については、民族紛争の和平プロセスの進捗にも影響されるため、もう少し今後の動きを見る必要がある。ただし、どんな手段をとるにしろ、SIEA 業務改善のために、以下の目標を達成することが必須である。

1. 電気料金回収率の改善

現在進められている Cash Power2000 設置の促進、料金延滞者に対する配電強制切断の拡大（特に政府、政府系機関）

2. 発電・配電業務の効率化、及び合理化（特に、ホニアラ、ノロ以外の発電設備）

無線監視⁴、人員削減、発電設備メンテナンスの改善

3. 経営能力の強化

財務省で計画されている経営の外部委託、経営計画（Corporate Plan）の策定

4. 電気料金の値上げ

営業損益段階で確実に黒字が出るレベルへの値上げ

11.1.6 非政府組織

ソロモン諸島国には、50 以上の非政府組織（NGOs）がある。その大部分は、ディベロップメント・サービス・エクスチェンジ（Development Services Exchange）という調整組織に属している。それぞれの NGO の関心と活動は広範であるが、農村電化の活動に焦点を当てている NGO が 2 つある。太陽光発電プロジェクトを実施している Guadalcanal Rural Electrification Agency (GREA) と小水力発電プロジェクトを実施する Appropriate

⁴ 実現性についてはまだ明らかでないが、ホニアラから無線で発電所の発電・配電状況を監視するための機器を設置する基本的な考えが SIEA 内部にある。

Technology for Community and Environment (APACE)である。

(1) GREA

GREA は、これまで 3 つのコミュニティレベルの太陽光発電家屋電化システム (SHS) プロジェクトを実施した⁵。スキキ(Sukiki)村プロジェクトは、ガダルカナル革命軍 (GRA) との紛争で、深刻な損害を受けた⁶。GRA との戦闘で、太陽光パネル 7 つが壊され、12 戸が燃やされた。スキキ村は GRA と和平同意したが、GRA は戦闘による財産の損失・損害を補償することを約束したにもかかわらず、調査時点ではまだ補償金を払っていない。

スキキ村の支払いは、2001 年の 4 月に終わる予定である。その後、村人は、使用済みバッテリーの交換も含め、維持管理すべてに責任を持つことになる。村人全員が、数年のうちに来る新しいバッテリー購入に対する支払能力があるとは限らないので、プロジェクトの自立が確保されるのか、今後の動向を注視する必要がある。

(2) APACE

APACE は、最近、マキラ (Makira) 、チョイセル (Choiseul) 、イザベル (Isabel) 、マライタ (Malaita) 州の小水力発電の候補地を訪れている。APACE は、オーストラリアが資金を出す「共同実施活動プロジェクト」により、2000 年度に小水力プロジェクトを 1 つ実施する予定である。

Table 11-1-2 Current status of APACE micro hydropower projects in Kolombangara

Village	Monthly tariff	Status
Irii	10 SB\$ per household	Operating
Vavanga	2SB\$ for kitchen, 4 SB\$ for house	Not operating ⁷
Ghatere	N/A	Not operating ⁸

Source: APACE Honiara office

Table 11-1-3 Source of Fund

Village	Source of fund
Irii	UNIDO
Vavanga	AusAID
Ghatere	Adventist Development Relief Agency
Manawai	EZF (German church)
Buelavata	Catholic Relief Fund

Source: APACE Honiara office

⁵ GREA が実施済み、計画中の SHS プロジェクトについては、Table 7-2-1 を参照のこと。

⁶ 争いは、GRA がスキキ村に伝統的な生活様式に従うことを要求し、村人が拒否した 1999 年 8 月に始まった。

⁷ 木製ダムが壊れていて、修理の必要がある。発電は 2 ヶ月間止まっている。

⁸ APACE は、故障したタービンを交換する費用を提供する計画がある。

11.1.7 訓練機関

農村電化のための訓練機関として機能しうる組織が、ソロモン諸島にいくつかある。ソロモン諸島高等教育大学（SICHE）には産業開発学部があり、その中に電気工学部がある。学生は2年間理論を学び、別の2年を実践に費やす。このコースの卒業生は、6ヶ月間実習して、試験に合格した後、電力庁にAライセンス電気技術者の応募ができる。また、農村訓練センター（RTC）は、若い中退者をターゲットとし、機械、農業などの実践的な課程を提供している⁹。最後に、ウィリス電気技術センター（WESC）は、SICHEの元講師によって始められ、電気工学に特化した機関である。中等学校中退者を支援して、熟練電気技術者を生み出そうとしている。1999年11月には、Aライセンスをもつ5人の学生と基礎レベル修了書を持つ12人の学生が、この学校から初めて卒業した¹⁰。SICHEとWESCは、海外、国内の支援を受ければ、太陽光、小水力のための研修コースを提供できるであろう。一方、RTCは研修コースの場所となりうるであろう。

11.1.8 コミュニティ組織

調査団が調べたすべての村において、村の意思決定が比較的民主的な手続きを踏んでいることが分かった。すなわち、村に関わる事項の決定は、村委員会が最初に議論し、予備的な結論を出すものの、最終的な決定は村人の同意に基づいている。第8章では、調査対象村で共通して観察された村組織のタイプを特定している。

11.1.9 援助機関

援助機関は、ソロモン諸島への援助を着実に増やしている。原案の段階であるが、政府は開発予算概算を出しており、それによると2000年には前年比93%増になる1億9600万ソロモンドルの海外援助を受ける予定である。とくに、アジア開発銀行（ADB）は、融資を1999年度の260万ソロモンドルから、2000年には2400万ソロモンドルに増やす計画となっており、世界銀行も1999年の800万ソロモンドルから2350万ソロモンドルへ増やす予定である¹¹。

Table 11-1-4 Estimated development budget

(Unit : SB\$)

	1998 Estimates	1999 Estimates	2000 Estimates	Difference
Overseas loan	27,243,723	26,600,000	60,366,000	33,766,000
Domestic grant	19,500,000	30,000,000	30,000,000	0
Overseas grant	61,579,656	59,198,000	105,856,000	46,658,000
Total	108,323,379	115,798,000	196,222,000	80,424,000

Source: Solomon Islands Government 2000 Draft Development Estimates

Note: Figures exclude non-cash contribution.

⁹ 章末資料のタシア（Tasia）RTCのケースを参照のこと。

¹⁰ 「ソロモン・スター」、1999年11月19日

¹¹ 実際の資金提供の時期は、民族紛争の解決に影響されるであろう。

11.1.10 金融機関

(1) ソロモン諸島開発銀行

ソロモン諸島開発銀行 (DBSI) は、全国で、預金・融資業務に主に従事している。DBSI は、運転資金融資は認められていないものの、農業、工業、サービス、商業といったビジネスに融資を提供している。DBSI の融資は、必要総額の 65% が上限となっており、借り入れ人は以下の形式の担保を用意しなければならない。

1. 登記された土地 (慣習的所有の土地は担保として認められていない)
2. (融資によって購入される) 資産
3. 保証 (商務省、中央銀行、国家共済基金といった組織によるもの)

DBSI が提供する「農村開発選挙区資金」は、2000 年に始まり、資金は台湾の援助によって賄われている。この資金の一部を使い、5 万ソロモンドルからなる基金が設立され、融資によって賄われず、借り手が資金調達しなければならない部分を支援する予定である。残りの 25 万ソロモンドルは、議員を通じて村に融資として提供される。融資は、福祉目的の活動に使われ、農業セクター 14%、他セクター 16% という金利に対し、10% の優遇金利で貸し出される。

(2) 信用組合

ソロモン諸島国には、163 の信用組合と 1 万 6000 人に達する組合員がおり、女性はそのうち 40% を占めている。都市部には 34 の組合があるが、残りはすべて農村部に所在する。1998 年末時点での貸付金額は、2100 万 SB\$ に達している。信用組合法の下、信用組合は業務を実施しており、ソロモン諸島信用組合連盟という組織に属している。

信用組合の場合、最大融資額は、組合員の出資金の額によって異なってくる¹²。もし組合員が 100 ドル出資していれば、その人は 100 ドルまで借りることができる。組合は、担保や保証人を条件としないが、出資金が担保とみなされている。もし、借り入れ人が返済不能となれば、同額の出資金が組合によって取り上げられる。組合は、借り入れ人の可処分所得額によって、柔軟な返済を認めている。

11.2 計画にあたっての課題

ここでは、得られた知見を元に、組織制度の計画の課題が提示、分析され、今後の組織・制度構築への基礎となる。分析は、農村部の村落をターゲットとする SHS および小水力発電に焦点を当てる。ここで触れる論点は、以下の Fig. 11-2-1 に示されている。

¹² 信用組合活動の具体的な例については、章末資料のゴマニア (Gomania) 信用組合の例を参照のこと。

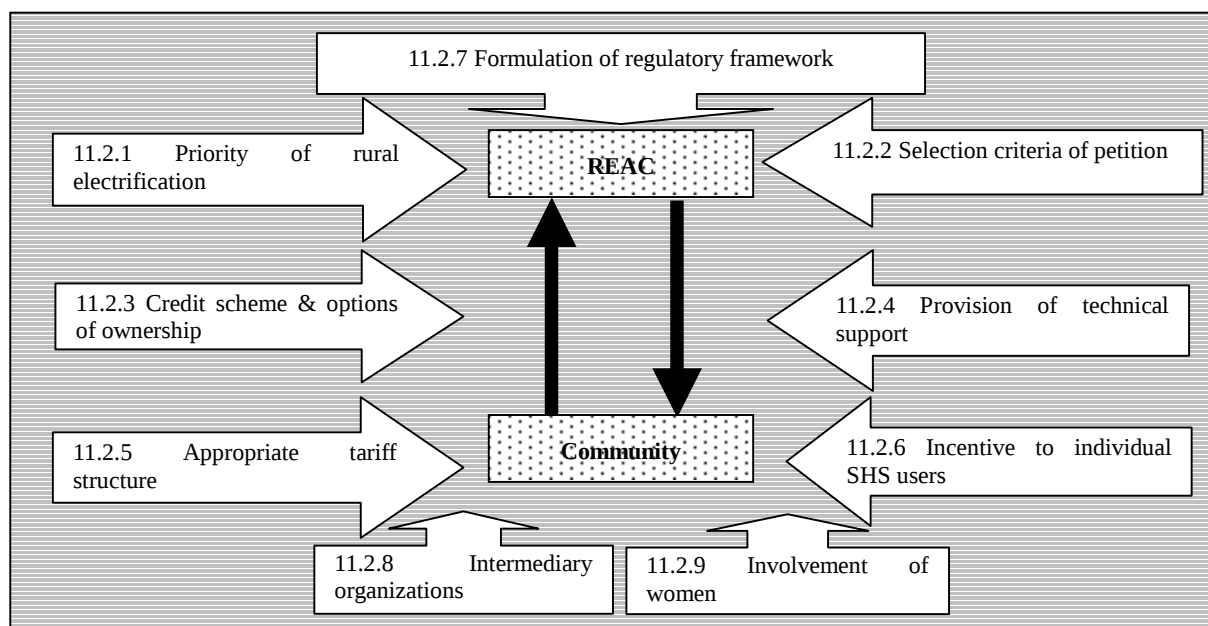


Fig. 11-2-1 Planning issues for rural electrification

11.2.1 農村電化の優先分野

どこをターゲットとするかという問題は、非常に重要である。なぜなら、利用できる資源が限られているため、実施機関が全国で農村電化プロジェクトを促進するのは難しいからである。ここでは、診療所や学校といった公共施設をターゲットとする可能性について最初に議論し、続いて、特定の地域や社会グループを選ぶ可能性を分析する。

Table 11-2-1 Comparison of priority targets for rural electrification

Target	Positive impact	Cost recovery	Remarks
Schools	AAA	AAA	Consensus of parents is required.
Clinics	AAA	A	Willingness to pay of users is unknown.
Churches	AA	AAA	Use of church building is generally limited to religious purpose.
Targeting based on geographical location	?	?	Positive impact and cost recovery depend on project area selection. Selection of particular islands /areas is politically difficult.
Social strata group (poor)	AAA	A	Cost recovery period is long.

Note: AAA; possibility is high, AA; medium, A; low

(1) 学校

小学校は夜間学習の照明のニーズがある。特に、スタンダード 5,6 の生徒は、全国試験の準備をしなければならず、教室への SHS の供与・設置は、生徒が暗い灯油ランプの下で勉強

を強いられる未電化地域で特に有益であろう¹³。寄宿舎のある中学校では、寄宿学生の間照明の電気への需要がある一方、機械や農業の授業で電気器具を使うということもできる。

教育省は、教師の給与支払いと教科書の供与に責任を持つが、学校の建物と施設の維持管理は、コミュニティが責任を持つ。SHS や小水力機器の財源確保は、診療所よりも容易なようである。なぜなら、学校は、学費値上げや資金集め活動を通じて、生徒の親から資金を調達するという手段があるからである。例えば、ギゾ (Gizo) コミュニティー学校は、小学生生徒が年間 150 ソロモンドル、中学校生徒が 400 ソロモンドルの学費を払っており、ジェジェボ (Jejebo) コミュニティー学校では、前者が 50 ソロモンドル、後者が 400 ソロモンドルを払っている。

(2) 診療所

農村の診療所における電気の潜在的な用途は、医療機器、ワクチン保存用の冷蔵庫、患者移送連絡のための無線、夜間の診療・出産のための電灯にある。州病院や入院施設のある保健センターでは、これらのニーズに加え、手術室、扇風機、空調機器などがある。配電網の電気を使える病院では、SHS を電灯など限られた目的のための予備機として使えるだろう。

農村部の診療所を電化する難しさは、費用回収の不十分さにある。公共の診療所は、原則として診療代や医薬品処方費用を患者に請求しない。業務経費は、保健・医療サービス省や州政府の予算にほぼ全面的に依存しているが、例外もある。例えば、ブアラ (Buala) 州病院は、昨年資金集め活動を始め、村からお金を集めている。タロ (Taro) 保健センターでは、外来患者に少額の診察料 (0.2 ソロモンドルか食物) を請求している。アウキ (Auki) 地域保健センターでは、0.1 ソロモンドルの診療代を請求している。これらのケースは、農村地域の診療所が、政府補助金だけでなく、資金集めの代替手段を持ちうることを示している。

(3) 教会¹⁴

教会電化の需要は、夜間の集会の照明に見られる。調査した村の大多数は、定期的に教会で夜間の集会を開いており、ディーゼル発電機や灯油ランプで明かりを点している。マライタ州フィウ村のクライスト・ザ・キング教会では、ここで良い例となるであろう。この教会は、1988 年以来太陽光パネルと蛍光灯を夜間集会のために使っている¹⁵。教会は每晚 6 時から 7 時まで 1 時間の夜間集会を開いている。ただし、教会の建物は、通常、宗教目的にだけ使われており、他の公共目的の集会に使われていないということは記しておくべきだろう。

教会をターゲットとする優位性は、資金集めが比較的容易なことである。本調査により、この国の村は一般的に教会の建物や施設の建設、改修のための資金集めに積極的であることが分かっている。

¹³ ソロモン諸島の小学校には、スタンダード 1 から 6 まで 6 学年ある。

¹⁴ 村によっては、公共目的に使われる集会所を持つ村も存在した。ここでは、集会所も公共施設の 1 つとみなす。

¹⁵ パネル、バッテリー、蛍光灯は、この地で亡くなった息子を持つオーストラリア人家庭から寄付された資金により基金が創設され、これによりメラネシア教会を通じて毎年資金が送金され、維持管理費として使用されている。

(4) 地域によるターゲティング

問題にすべき別の論点は、特定の島や地域を農村電化プロジェクトのターゲットとして選ぶべきかどうかということである。この地理に基づく選択は、実施機関の資源と能力が限られている事実で正当化しうるだろう。多数の小規模な農村が広い地域に散らばっており、輸送、コミュニケーション、物流が困難となり、結果として、全国での農村電化プロジェクトの費用が増加してしまうということからも、実地的な考えといえる。

例えば、電力庁技術職員が駐在する発電所がある地域は、維持管理が比較的容易で安くなるという意味で、潜在的なターゲットとなる。いくつかの島をターゲットとして選ぶことは別の選択肢となるが、その選択には厳密な経済分析というよりも、政府の政治的な決断が必要となる。このような手段により、資源を限られた地域に集中させて、資源の効率的な配分が可能となる。ただし、現実にはこのような決定は難しく、圧力により妨害され、偏ったものになる可能性がある。

(5) 社会階層グループ

「政策宣言」は、農村電化が福祉向上に貢献すべきであると述べてはいるが、その目的実現のために、より貧しい層をターゲットとすべきであるとは述べていない。もし農村電化プロジェクトが貧困層の生活を改善するという福祉目的に優先を置くのであれば、毎月の料金は、この層が支払えるような低い金額になる。

しかし、貧困層をターゲットとし、彼らが払える料金の設定をすれば、請願書が増え、結局基準の1つである支払能力を厳密に適用して、選ぶことになる可能性が高いことも考慮しなければならない。支払不能を避け、プロジェクトの自立発展を可能とするために、REACがより高い支払能力をもつグループを選ぶため、プロジェクトがターゲットである貧困層に到達し得ないという可能性があるだろう。料金設定を低くする場合、このような状況を避けるため、REACはプロジェクト予算の一定の割合を貧困層に分類される村に割り当てるべきであろう。

費用全額回収が、財務の自立発展性を保証する重要な条件とみなされている。しかし、これは、支払能力に欠ける人々が、プロジェクトから除外されるべきであることを意味してはいない。代替案として、REACが資金回収の比較的容易な公共施設電化については、貧困層の村を優先し、家屋へのSHS設置は、十分な支払能力を持つ裕福な層をターゲットとすることも可能である。

11.2.2 請願の選択基準

REACが資金を提供できる以上の請願書を受け取る可能性が高いため、どのような地域、グループをターゲットとすることになるろうとも、請願の選択基準は非常に重要であり、審査過程に厳密に適用されるべきである。「ガイドライン」は、この目的のため、以下の5つの基準を定義している。これらの基準は、調査で得られた知見をもとに、議論される。

請願選択の基準

1. プロジェクトに貢献する受益者の証明された能力

- 2．当該地域・コミュニティの確立された開発計画
- 3．資源所有者（土地、水）のプロジェクトへの同意
- 4．提案された技術が最小費用（最低ライフサイクル費用）のオプションであること
- 5．農村電化プロジェクトが他の農村開発活動をサポートすること

(1) 支払能力

農村調査により、村によって様々な収入源があり、それらは市場へのアクセス、賃金労働機会の有無などに影響されていることが分かっている¹⁶。

ソロモン諸島では、公的書類により収入レベルを証明するのはほとんど不可能であるが、提出される請願書は、少なくとも収入源と大体の収入レベルを明らかにし、REAC が村の支払能力を評価、比較ができるようにすべきである。

また、同じ村落内でも富と収入の差がある事が明らかになっている。このような富・収入の差のため、1 つの村全員が農村電化プロジェクトへの応募に同意し、富・収入の差に関係なく、同じ電気料金を払うのは難しいであろう¹⁷。

支払能力の不足による料金支払不履行を避けるために、REAC は村が全員の同意なしに、希望する人間だけで請願書を提出することを認める必要がある。これは、支払能力を欠く貧しい層が、自発的もしくは強制的に請願から除外される可能性があることを意味する。後で説明されるワークショップにおいて、村が自己選抜することもありうるということである。頭金支払は、支払能力を示す指標として使えるであろう。潜在的使用者が、機材のために事前に大きな投資をするのであれば、支払不履行の可能性は、そうでない場合よりも低いと考えられる。

村が料金回収に責任を持つと想定されているが、SIEA がすでに導入している「キャッシュ・パワー2000」は、その代替策になるかもしれない。同機器の設置は、前払いシステムという性質上、支払不履行を防ぐのに効果的であるという点で意味がある。払わない人はシステムを使えないので、料金支払いが使用者の経済状況（特に、収入の変動）に左右される可能性を減らすことになる。特に、小水力発電プロジェクトに有効となるであろう。

(2) ニーズ評価

村は、ランキング手法を使うことによって、自らのニーズを特定し、優先付けすることができる¹⁸。村落調査により、村が感じるニーズの優先度は、社会、経済、地理的特徴により、異なることが分かっている。REAC が開くワークショップでニーズは評価できるが、請願書提出にあたり、村自ら優先度の高いニーズを特定すべきである。可能であれば、関連機関の支援を受けて、UNDP が実施しているようなコミュニティ開発計画策定にも注力すべきで

¹⁶ 収入の分析については、第 8 章を参照のこと。

¹⁷ スキキ村の場合、当初多くの世帯が SHS プロジェクトに参加したが、支払不履行のため、いくつかの世帯がプロジェクトから脱退している。

¹⁸ ニーズ評価の詳細は、第 8 章を参照のこと。

ある¹⁹。特に、小水力プロジェクトの場合には、所得創出活動の可能性が選択の重要な基準として検討されるべきである。

(3) 資源所有者の同意

「ガイドライン」によると、プロジェクトサイトの土地所有者の同意が、請願書に含まれるべき要件の1つとなっている。しかし、所有者がプロジェクトから利益を受けられない場合は、書面による同意だけでは必ずしも十分とは言えない。こういったケースの場合は、意図的な破壊や、建設の遅れにつながる場合がある²⁰。これを避けるために、土地所有者に利益を与える手段を考える必要があるだろう。

(4) 電力委員会の設立

プロジェクトを担当する委員会がなくても、必ずしも村の無責任さを示すものではない。しかし、責任の所在を明らかにするために、電力委員会の設立と村のメンバーの委員への任命を請願の要件の1つとすべきである。

第8章で説明されているように、村には、機能別に設立された委員会がいくつかある。活動の活発さに差はあるものの、村は委員会を設立し、業務を行なっている経験があるので、新たに委員会を設立してもらうことは、村側にそれほどの負担をかけることはなさそうである。

(5) 情報を与えられた上での意思決定

REAC は、請願書を出す予定の村に、ワークショップを通じて関連情報を提供し、彼らが必要な情報を得た上での意思決定ができるように支援すべきである²¹。村落調査で訪れた村は、SHS や小水力発電がどんな物であるかということは知っていたが、これは、彼らがそれに含まれる利益、費用、特徴をすべて認識していることを保証するわけではない。

11.2.3 融資制度と所有権

インタビューした村人の大多数は、個人で公的な金融機関からお金を借りた経験を持っていなかった²²。金融機関支店の設置も、首都や州都に限られている。この章では、金融機関を潜在的融資提供者として検討してきたが、借り入れ経験がないという事実は、支払いが、融資返済というよりも電気料金としての支払いの方が適切であることを示している。これにより、個々の融資申請の審査と契約書作成に関わる費用を削減することができる。REAC は、特別融資制度を設立する代わりに、農村電化プロジェクトのための回転資金を設立し、業務

¹⁹ 州政府・農村開発省と協力して、UNDP は、「ソロモン諸島開発参加型計画プログラム」を実施している。同プロジェクトでは、選ばれた地区に対して、社会経済状況プロファイリング、開発計画の策定、プロジェクト選定を含む行動計画策定を支援している。

²⁰ 章末資料のフリカオマエ (Fulikaomae) 村のケースを参照のこと。

²¹ 考えられるワークショップの内容は 11.3.2 (2) で説明されている。

²² プランテーション・プロジェクトのため、DBSI から村がお金を借りたというケースが1件あった。

手順書を準備すべきである。

所有権に関する選択肢は、特に SHS の場合、重要な問題となる。スキキ村プロジェクトは、この問題に対する手がかりを与えてくれる。SHS の維持管理について聞かれたとき、スキキ村の人々は、自分たちが、数年後にくる予定の高額なバッテリーを交換する責任があることを認識していたが、それに対する必要な資金の準備はできていなかった。所有権が使用者に移転されるべきか、実施機関が保有し、サービスを提供すべきか、どちらが本質的に適切かを決めるのは難しいが、スキキ村の例は、REAC が、SHS の使用可能期間の間は、使用者にサービスを提供しつつ、バッテリー交換費用が払えずに、SHS が不稼動になるのを避けるべきであることを示唆している。REAC は、その間機器の所有権を保持すべきである。このオプションの場合、資本・管理費用だけでなく、バッテリー交換費用も含めて、料金が計算されるべきであり、使用者は、使用可能期間と想定されている 20 年間、料金を支払う義務がある。

11.2.4 技術支援の提供

農村電化プロジェクトには、適切な訓練が必要である。タロ保健センターで見られたように、維持管理業務への訓練がなければ、致命的な故障に容易につながる²³。

しかし、エネルギー局と電力庁の SHS と小水力に関する技術能力は限られている。REAC に重い負担をかけずに、ターゲット・グループに到達し、エネルギー局、電力庁の能力を補うために、ライセンスを持つ電気工事技術者や州政府の技術者を組織化、訓練し、上級技術専門家として維持管理を支援できるようにする必要があるだろう²⁴。それができれば、エネルギー局と電力庁だけが関わった場合よりも、農村電化プロジェクトがカバーできる地理的範囲も広げられる。

11.2.5 適切な料金体系

現在、電力庁は使用者の分類に基づき、季節に関係なく単一料金を適用している。ここで、農村電化プロジェクトでも村に同一料金を適用すべきかどうか分析することは有用であろう。スキキ村とマカルカ (Makaruka) 村の SHS プロジェクトでは、別々の時期に輸入された機器の価格変動を反映して、異なった料金を適用している。APACE が実施している小水力プロジェクトも違う料金体系を使っている。

料金体系は、収入の季節変動に基づき、村が柔軟に決めるべきであるが、その支払料金の総額は、少なくとも REAC が決めた費用回収のための支払額を満たすのに十分である必要がある。そのために村は、料金レベルを決める前に、システムの維持管理にどの程度費用負担をするべきなのか知らされていなければならない。

REAC は、使用者が臨時収入を得て、料金の一括支払を望む場合は、20 年未満での料金支払も認めるべきである。これには、回転資金のキャッシュ・フローを改善するという利点がある。20 年以内に支払を終えたとしても、使用者は、バッテリー交換を含めたサービスを 20 年間受ける権利を持つ。しかし、使用者は、所有権は持っていないので、20 年以内に支払を終え

²³ このケースについては、章末資料を参照のこと。

²⁴ A ライセンスを持つ電気工事技術者は、国内に約 100 人いると言われている。

たとしても、SHS の転売はできないことは記しておくべきであろう。さらに、REAC が責任を持つバッテリー交換は、20 年という使用可能期間で 2 回に限定して、費用の負担を押さえるとともに、使用者側が機器を適切に使うようなインセンティブを与える必要がある。

11.2.6 個人の SHS 使用者へのインセンティブ

実施機関の資金が限られていることを考えると、個人の使用者による SHS の設置を促進する手段も実施する必要がある。しかし、個人の使用者には高関税という障壁がある。そのため、SHS の価格が個人使用者の手に届くものとなるように、関税を引き下げる必要があるだろう。例えば、オーストラリアが援助する村落給水・衛生プロジェクトは、パイプやセメントを、関税を低くすることによって安く売っている。引き下げに正当な理由を示し、財務省関税局の承認を得なければならないが、この方法は農村電化プロジェクトでも可能であろう。

11.2.7 電気サービスの質を確保するための規定施行

SHS と小水力機器の規則と仕様はプロジェクト実施に必須であるが、現在の電力法は、この分野に言及していない。もし、これらが明確に規定されず、施行もされないようであれば、低品質の機器が設置され、使用者が品質に失望するだけでなく、機器の修理・取り替えに余計な費用がかかることになるかもしれない。電力法が改訂されないのであれば、これらの点に言及する規制が制定されるべきである。REAC は、設置された設備を検査することに責任を持つべきであろう。

11.2.8 中間組織

「ガイドライン」は、NGO や民間セクターが、SHS や小水力プロジェクトを請願する村への支援組織として機能することを想定している。例外はあるものの、ソロモン諸島では、この種の組織は、特に農村部ではそれほど一般的ではなく、村を支援する能力を十分に持っていない可能性もある。

州政府が代わりの中間組織として機能し、受益者である村とホニアラにある REAC を結び付ける役割を果たすことが可能である。実際、村落給水・衛生プロジェクトでは、保健・医療サービス省の州の環境保健職員を中間組織として使っている。彼らは、請願書を受け取って審査し、事前にサイト調査を実施し、ワークショップを通じて関連情報を普及させている。しかしながら、農村電化プロジェクトの場合、州レベルではエネルギー担当職員がいないという問題が残る。代替案として、州政府の土地・住宅関連部署のインフラ計画担当職員が、中間組織として村の請願書の受け取り、検討、送付する責任を担うことができる。州政府の技術者（公共事業省、漁業センター）は、適切な訓練を受ければ、村の技術者では手に負えない機器故障の修理を担当できる。

SIEA の発電所があるところでは、仕事量を増やすことになるが、職員が同じ役割を果たすことができるだろう。しかし、SIEA は事業パフォーマンス改善の圧力の下にあり、経営が外部に委託される可能性もある。そうなれば、収益性の低い農村電化プロジェクトに関わるインセンティブはなくなると考えられる。

教会も、プロジェクトの計画立案、実施、管理の過程を促進する支援組織となりうる。村

落調査により、教会により始められ、支援されている母親連盟がある村もいくつか存在する。NGO の中でも、このような役割を担えるところがある。ソロモン諸島開発信託（SIDT）は、同国で最大の NGO の 1 つである。SIDT はコミュニティで働くフィールド職員が約 160 人いて、農村と緊密に働いている。実際、SIDT は農村開発プロジェクトで政府と一緒に仕事をしたことがある。プロジェクト開始前に、上述したこのような機関との協力の可能性を探るのは有用である。

修理などの技術面で上記のオプションに困難があるようであれば、代替案として、REAC が定期的に技術者を派遣し（例 年に 1, 2 回）プロジェクト機器の検査と修理に従事させることも可能である。

11.2.9 プロジェクトへの女性の参加

女性のプロジェクト参加を図ることは重要である。村組織で、女性の意見が良く代表されているとは必ずしも言えず、委員会のメンバーは大多数が男である。実際、村落調査で訪れた村の中では、たった 1 つの村が村委員会に女性メンバー 1 人を抱えていただいている。女性の電気に対するニーズを反映させるため、プロジェクト過程に女性に参加してもらう努力が必要である。

11.3 農村電化のための組織・制度枠組み

ここでは、調査で得られた知見に基づき、下記の原則に基づき、かつソロモン諸島の状況に合わせた組織・制度の枠組みを提示する。この枠組みは、(1)REAC の機能、(2)請願書の審査、(3)ワークショップの内容に分けられている。

農村電化制度・組織体系の原則

(1) ニーズに基づいたアプローチ

農村電化プロジェクトは、REAC が上から候補を選ぶのではなく、潜在的使用者が提出した請願を検討し選ぶことによって実施される。これは、プロジェクトが大きな資本投資を必要とする一方、REAC は、限られた財務・技術力のため、比較的短期間にすべての申請を採択することができないためである。さらに、農村社会は、様々なニーズを抱えており、電気を優先ニーズと特定する適切な過程を経て、申請すべきである。

(2) 財務・業務の自立発展性の実現

プロジェクトは、電気サービスを欲する使用者をターゲットとし、彼らの需要を満たす一方、将来のプロジェクト拡大を可能とするために、健全な財政状態と、効率的かつ効果的な業務実施体制を実現することを目的とする。

(3) 使用者が満足する電気サービスの提供

農村電化プロジェクトを申請する人々は、SHS や小水力発電施設そのものではなく、良質な電気サービスとその便益を求めている。使用者の満足を最大化されれば、スケジュールどおりの電気料金支払が確保され、プロジェクトを申請する農村の数が増えることになる。

(4) 農村地域のインフラ格差の是正

料金設定を貧困層にも払えるレベルにすることによって、農村・都市地域間で見られるインフラ格差の是正を図る。

11.3.1 農村電化プロジェクト実施のスケジュール

プロジェクトの実施は、以下のようにフェーズ化できる。

1．準備段階（1年）

内閣に通知し、承認を受けた後、REAC は天然資源省内に設立される。REAC は、エネルギー局を事務局とし、農村電化プロジェクトの調整・実施の中心機関となる。REAC は、エネルギー局に加え、教育省、保健省、財務省、SIEA、NGO、援助国・機関などからなる。

REAC を始めるにあたっての前提条件は、（１）関連機関との討議および協力の取り付け、（２）関係者への農村電化スキーム情報の伝達、（３）エネルギー局専門職員の増員である。REAC の機能と責務は、11.3.2 で説明されている。

2．パイロットプロジェクト段階（3年）

プロジェクト実施前に、REAC は政府予算と援助国・機関からの資金援助を確保しておくべきである。この段階では、援助国・機関の REAC・関連機関の技術・組織能力を強化に対する支援が、プロジェクトを将来拡大するために非常に重要となる。

パイロットプロジェクトは、いくつかのサイトを選んで実施されるべきである。事前に決められた制度と手続は、この段階で試され、その結果に基づき修正される。この段階では、REAC は、（１）プロジェクトの拡大よりも、使用者が満足するプロジェクトのパフォーマンスを維持し、（２）自立した業務を実施できるような制度・組織の能力を強化することに集中すべきである。前者は、潜在的使用者の関心を引き、後者は、プロジェクトに資金を供与する援助国・機関の関心を増加させることにつながる。

3．拡大段階

プロジェクトは、援助国・機関からの追加援助や既存プロジェクトからの回収料金を利用して、拡大されていく。REAC が、パイロットプロジェクト段階で、プロジェクトを効率的かつ効果的に実施したのであれば、援助国・機関から資金を得る可能性が高くなる。援助国・機関が融資をし、潜在的使用者が SHS を購入するための融資スキームを提供するのであれば、DBSI が、その分野の経験と専門知識を持っており、同スキームの管理機関として適任であろう。その場合、REAC と DBSI の間での調整が必要となる。

11.3.2 REAC の機能

REAC は、農村電化計画へ第一の責任を持つ組織として設立される予定である。REAC に期待される業務は以下の通りである。

- | |
|------------------|
| 1．情報の普及 |
| 2．技術センターの設立 |
| 3．地方電化基金の設立 |
| 4．訓練マニュアルの制作 |
| 5．規定の法制化・改訂 |
| 6．請願の選択 |
| 7．調達・設置 |
| 8．アフターケア・サービスの提供 |
| 9．モニタリング・評価 |

1．情報の普及

ポスター、ラジオ番組や利用できる他の伝達手段を通じて、関連情報の普及が促進されるべきである。含まれるべき情報は、請願の要件、プロジェクトの予期される便益、制約、費用、受益者村の維持管理への責任などである。プロジェクトの内容が誤解されれば、プロジェクトへの失望や失敗は起こりやすくなるため、この活動は非常に重要となる。

2．技術センターの設立

SIEA、電気工事技術者、民間セクターや海外からの専門家の支援を受けて、REAC 内に技術センターが設立されるべきである。同センターは、（１）輸入機材の品質を管理し、（２）訓練マニュアルを準備し、（３）プロジェクトサイトの村人を訓練し、（４）彼らの能力を超える故障が発生した場合の修理をするといった役割を果たすことが想定される。また、使用済みバッテリー処理は、利幅は薄く、民間業者はインセンティブを持たないであろうから、同センターで検討されるべきである。ホニアラにある業者は、以前フィリピンでの処理を検討したことがあるが、高コストのためあきらめている。当センターが一括して処理を担当することによって、費用を引き下げ、バッテリー放置による環境破壊を防ぐべきである。

3．地方電化基金の設立

（１）政府や援助国・機関からの資金、回収された料金や電気料金上乗せ分²⁵を管理し、（２）農村電化プロジェクトに資金を供与する回転資金口座が開かれるべきである。当初資金は国内と海外の資金により調達される。

エネルギー局、SIEA とともに、回転資金を管理する技術も経験も持っていない。代わりに、ソロモン諸島開発銀行や信用組合連盟が資金の管理組織として機能しうる。資金は、他の目的への流用や悪用を防ぐため、特別口座に預けられるべきである。実際、開発銀行は、台湾援助による「農村開発資金」を管理しており、資金は（１）コミュニティープロジェクトへの無償資金と（２）個人への融資に使われている。もし、開発銀行が SHS 地方電化基金を管理するのであれば、REAC と開発銀行の間で委託の契約が締結されるべきである。その場合、

²⁵ SIEA 電気料金値上げの議論については、12.4.3 を参照のこと。

REAC が、資金管理の費用を負担することになるかもしれず、そうなれば、プロジェクト費用が増加することを認識しておくべきである。

同時に、REAC は、プロジェクト資金確保のために、援助国・機関と交渉する必要がある。料金がプロジェクトから一定期間の間回収されるが、再投資に十分な金額が集まるまで、かなりの時間を要することになるからである。

4．訓練マニュアルの制作

村落給水プロジェクトで作成したような維持管理の標準マニュアルが制作されるべきである。村落給水プロジェクトでは、「コミュニティ資源マニュアル」を作成し、プロジェクト関係者に、プロジェクトの情報だけでなく、(1)水・衛生に関する問題や(2)コミュニティがいかに問題を解決できるかというアプローチに関する情報を提供している。REAC は、2 種類の訓練プログラムを準備すべきである。1 つは、日々の維持管理に責任を持つ村の技術者用であり、もう 1 つは、機材のチェックと修理ができる熟練技術者のためのものである。

訓練プログラムには、村での維持管理に中心的な役割を果たす電力委員会の組織能力を強化する要素も含まれるべきである。REAC に対する料金の支払いや、村の維持管理担当者への賃金の支払といった委員会の役割と責任を明確にすべきである。

5．規定の法制化・改訂

すでに指摘したように、SHS や小水力システムへの包括的な規則は存在しない。新しい規則は、これらの標準仕様、安全基準や電気の効率的使用について明確にしなければならない。REAC もしくは契約技術者が、この規則に基づき、輸入、設置された機材の検査をすべきである。

また、12 章で議論されているように、SIEA 電気料金上乗せ分を、地方電化基金に移転することが想定されている。グリッドと SHS では、実施機関が異なるので、天然資源省は、移転を可能とするために必要な規定改正をする必要がある。

6．請願の選択

11.3.2 で内容が説明されているように、REAC は、請願選抜を担当する第 1 の組織である。また、請願選択後は、プロジェクト実施の中心組織となって、関連組織とともに実施に従事することになる。

7．調達・設置

請願書が承認されれば、機材の調達と設置という次の段階に進む。設置は、新しく設立される技術センターもしくは民間に委託されて、実施される。委託する場合は、REAC は、機材設置が規格に従っているかどうか検査するように技術センターに通知する。

8．アフターケア・サービスの提供

機材を設置した村は、日々の維持管理に責任を持つ。村の知識と技術では手に負えない故

障が発生した場合、REAC は修理サービスを提供する必要がある。質が高くかつ迅速なサービスの評判は、潜在的ユーザーがプロジェクトに応募するインセンティブを増加させる誘因となる。これを可能にするためには、REAC は予備部品を適当な場所に保管し、要請されればすぐに輸送できるようにしなければならない。

村は処理技術を持たないので、使用済みバッテリー処理も、このアフターケア・サービスに含まれるべきである。REAC は、処理施設を持つ海外の業者と交渉する責任を負っている。この処理費用は、料金設定に反映されるべきである。

9．モニタリング・評価

パイロットプロジェクト段階では、REAC は、プロジェクトに実施状況をモニターし、評価すべきである。その結果から教訓を引き出し、必要であればプロジェクトの制度・組織体系と手続を修正すべきである。

11.3.3 請願の審査

請願審査の手続きは、透明性が高く、明確なルールに基づくことによって、外部からの干渉を防がなければならない。ただ現実には、村落給水プロジェクトで見られるように、村や政治家からの圧力は不可避のようである²⁶。実際、比較的短い期間で順番待ちのリストに載っているすべての村でプロジェクトを実施し、満足させることは不可能である。しかし、透明性が高く、ルールに基づいた請願審査の手続きにより、村の不満を和らげることは可能であろう。

ここでは、請願に入れるべき情報の種類と村で開かれるワークショップの内容について詳述する。

(1) 請願書に必要な情報

- | |
|---------------|
| 1．村・区・州の名前 |
| 2．電化の目的・ターゲット |
| 3．世帯数 |
| 4．灯油・乾電池への支出 |
| 5．資源所有者の同意 |
| 6．収入源・収入レベル |
| 7．担当組織・人物 |
| 8．公共施設使用者の同意 |

1．村・区・州の名前

村、区、州の名前は請願書に明記される必要がある。可能であれば、村の場所と（小水力発電であれば）水源地を示す地図を添付する。

²⁶ マライタ州の村落給水プロジェクトでは、担当職員は毎日、村落給水を要請する村人と政治家に会っている。約 100 ヶ村が順番待ちリストに挙げられており、プロジェクト資金を待っている状況である。

2．電化の目的・ターゲット

請願書は、(1)農村電化の目的(例 照明、所得創出活動、個人家屋、公共施設)と(2)電化の手段(SHS、小水力)を明確にする必要がある。もし村が、発電された電気を利用して、所得創出活動を始める予定があるならば、実現可能性を検討するために、関連機関からの支援を受ける必要があるかもしれない²⁷。その場合、REAC は村が必要な助けを得られるように支援すべきである。

3．世帯数

請願書では、村の世帯数が記され、REAC がプロジェクト費用を見積もり、1世帯当りの費用を計算できるようにすべきである。公共施設電化の場合は、施設利用者の概数が示されるべきである。

4．灯油・乾電池への支出

灯油・乾電池への平均的な支出は村人によって異なるが、村は、REAC が支払能力を予測するために、この数字を明らかにすべきである。

5．資源所有者の同意

資源所有者の書面による同意が、請願書に添付されるべきである。SHS による電化の場合でも、設置により木の伐採が必要となるときには同意が必要になる可能性もある。

6．収入源・収入レベル

収入源の種類と平均収入レベルは、REAC が支払能力を算出できるように、請願書の中に明記されるべきである。

7．担当組織・人物

電気委員会は原則必要条件の1つであるが、まだ設立されていなければ、代替組織として、別の村組織(例 村委員会)を挙げることも可能とする。いずれにせよ、委員会は、委員長、副委員長、会計といった役職があり、村の意見を取りまとめ、村を代表し関係機関と協議することになる。請願書は、できれば適切な教育レベルを持った技術者候補も特定しておくべきであろう。

8．公共施設使用者の同意

公共施設電化の場合は、使用者が費用を分担すると想定されている。担当組織・人物は、

²⁷ 商業・雇用・観光省は、UNDP と UNIDO の資金、技術支援を受けて、「農村部雇用創出・持続的生計プロジェクト」と「小規模産業開発プロジェクト」という2つのプロジェクトを実施している。このようなスキームがあれば、電化を志望する村へ支援を得られるよう注力すべきである。

可能であれば事前に、使用者にプロジェクトについて説明し、費用分担の同意をとっておくことが求められる。

(2) ワークショップの内容

ワークショップは、プロジェクトの計画・実施段階の適切な時期に開かれ、以下の内容を含んでいる。

- 1．情報の普及
- 2．社会経済状況のプロファイリング
- 3．ニーズ評価
- 4．環境影響評価
- 5．水源調査
- 6．維持管理知識の技術移転
- 7．プロジェクト実施分担への同意
- 8．資源所有者の同意
- 9．契約締結
- 10．料金回収

1．情報の普及

以下に関する情報は、農村電化プロジェクトに申請する村に伝達される必要がある。特に、村が電気の利益を把握できるように、ワークショップで、蛍光灯の明かりを実際に示すべきである。

- プロジェクトの手続き
- 費用概算
- 電化の便益と制約
- 維持管理に対する村の責任
- 電気の安全で効率的な使用

2．社会経済状況のプロファイリング

村が提出した請願は、支払能力を算出するために、収入源、収入レベルと灯油・乾電池への支出を明らかにしている。ワークショップでは、これらの数字が正確かどうか、村組織の活動状況などについて確認する。

3．ニーズ評価

ワークショップでは、ニーズ評価を実施し、電気の供給が本当に村の優先ニーズであるかどうかを確認する。例えば、水へのアクセスがなく、長時間の水汲みを強いられている村で、電気が優先されるべきかどうかは疑わしいかもしれない。そのため、ニーズ評価はワークショップの中で実施される。また、開発計画があるようならば、提案されている電化方法が、計画の目標を実現するかどうか妥当性を検討する。

村が、農村電化プロジェクトに関し十分な情報を得た上で、自らのニーズを評価し、優先

付けすれば、村人が現実にはそぐわない期待を持つこともなく、プロジェクトの成功（満足のいく料金支払率や維持管理業務）の確率がかなり高くなるであろう。

4．環境影響評価

小水力発電施設の建設は、環境に悪影響を及ぼすかもしれない。また、プロジェクトサイトには、タブーの場所があるかもしれないので、サイト調査により特定されるべきである²⁸。事前にこのような場所を発見し、プロジェクト実施中に問題が起こることを避けるべきである。

5．水源調査

太陽光発電と違って、小水力発電は、水源地と村の間の距離、落差、流量によって実現可能性が大きく変わってくる。担当職員は、水源地と流量を確認し、実現可能かどうか検討しなければならない。流量の季節変動も村人に確認する必要がある。

6．維持管理知識の技術移転

選ばれた村人は、維持管理技術者として適切な時期に訓練され、定期的な管理業務に責任を持つ。

7．プロジェクト実施分担への同意

村側から、労働者用の宿・食事、当初資本費用の現金負担、建設資材の拠出といったプロジェクトへの貢献に関する同意が得られているべきである。

8．資源所有者の同意

プロジェクトが土地や水源を使う場合、プロジェクト関係者は、資源所有者が、プロジェクトが資源に対してどのような影響があるかどうかを認識、同意しているかを確認しなければならない。

9．契約締結

関連情報が村に伝達されるとともに収集され、資源所有者の同意、プロジェクト貢献への同意や料金回収などの点が明確になったのち、REAC と村の間で契約が締結される。

10．料金回収

料金は電力委員会の担当者によって回収され、REAC に送金される。銀行支店や州政府の会計担当が、料金支払・送金のための場所となる。余剰金は、銀行支店が近くにあれば、銀行口座に預けられ、なければ電気委員会の会計が保管する。余剰金は、維持管理費用に充てられるが、さらに余れば緊急基金の設立といった他の目的に使うことができる。

²⁸ タブー地の説明は、プログレス・レポートの第8章を参照のこと。

章末資料

タロ地域保健センター(チョイスル州)

タロ地域保健センターには8人の職員がおり、1日に平均20人の外来患者を受け付けている。同センターは、ディーゼル発電機1台、ガソリン発電機1台を所有しているが、燃料購入の予算が限られているため、重体の患者を処置するようなときにだけ使われている。灯油ランプは、入院患者用に使われている。

1999年英国の援助が終了したため廃止された看護婦研修センターから、太陽光発電冷蔵庫が移された。だが、数ヶ月のうちに技術不良が起り、機能が止まってしまった。同センターは、灯油冷蔵庫も以前使っていたが、灯油漏れのため今は使っていない。2つの冷蔵庫が使えないため、同センターは、月に2回ササムガ(Sasamugga)保健センターに行き、ワクチンを受け取っているが、1回の往復運賃が120ソロモンドルもかかる。

チョイスル州では、4年前にカナダの援助で太陽光パネルを使った無線機が診療所に供与されている。同センターの無線機はまだ機能している。

職員が考える診療所のニーズは、以下の通りである。

- 1．冷蔵庫
- 2．コールド・チェーン施設
- 3．照明
- 4．手術室
- 5．空調機器

タロ小学校(チョイセル州)

タロ小学校は11年前に設立され、校長を含め3人の教師(本来は6人いるべき)と165人の生徒がいる。電気に対するニーズは、スタンダード5と6の生徒が全国試験の準備をするための夜間学習の照明にある。実際、この学校はこれらの生徒のために時間外学習を行なっている。学校は維持管理(例 机と椅子の修理)のため、1999年にビデオ上映など資金集め活動を実施した。

タシア農村訓練センター(イザベル州)

タシア農村訓練センターは、1983年に女子校から転換して設立され、若年中退者を対象として、機械、家政学、大工、農業を専攻科目とし、英語、数学、ビジネスを副専攻科目として2年のコースを提供している。現在34人の学生がおり、すべて寄宿舍生活をおくっているが、実際は60人の学生を受け入れる能力がある。

イザベル州政府とアングリカン教会がセンターの経営に責任を持つ。同センターは、教育省、州、教会から、それぞれ1万5000、5万6000、2万ソロモンドルを受け取っている。

同センターはディーゼル発電機を1台所有しており、教室や寄宿舍の照明や授業で使う機械に電気を供給している。発電機は、週に4ガロンほど消費し、40ソロモンドルほどの費用がかかる。また、オイルも月に8リットル消費する。機械科の先生と生徒が日々の維持管理に従事している。彼らの知識と能力では手に負えない修理が必要なときは、電力庁ブアラ支

所職員が修理に呼ばれるが、修理代金を払う必要がある。昨年は、発電機のワイヤーが燃えてしまい、ゴムも擦り切れてしまったので、同センターは、ホニアラにある業者に出張修理をしてもらったが、この修理には 8500 ソロモンドルも費用がかかっている。

同センターでは、カナダ政府から校舎建設資金の援助を受けて、今年度新しい場所に移る予定である。現在の発電機は引き続き使われる予定である。

ゴマニア信用組合(マキラ州)

この信用組合は、75 人の組合員がおり、3 つの村をカバーしている。出資金は 2 万 191 ソロモンドル、融資額は 1 万 1519 ソロモンドルに達している。同組合は、1996 年に設立され、フルタイム職員 1 人が働いており、委員長、副委員長、会計、委員 2 人からなる委員会がある。組合は、組合員に対し、預金(出資金)と融資を提供している。預金は、無利息の組合出資金に近い。融資は、1%の利率で提供されている。融資資金は、組合員の出資金と共済組合同盟の助成金からなる。

借り入れの上限は、出資金の金額である。100 ドルの出資をしている組合員は、100 ドルまで借り入れることができる。組合は担保や保証人を要求しないが、出資金が担保とみなされる。返済不履行となれば、組合は同額の出資金を取り上げる。組合は、組合員の可処分所得に応じて、柔軟な返済を認めている。

融資のほとんどは 500 ソロモンドル以下である。融資は、資本投資よりも、学費のような緊急の用途に使われる。500 ソロモンドル以上の融資に対するニーズはあるが、資金が限られているため、そのようなニーズを満たすことができない。

フリカオマエ村(村落給水プロジェクト)(マライタ州)

1998 年 6 月に水タンク・パイプが設置された。水源は、村人が慣習的な権利を持つ土地にある。同村は、水源地の土地所有権をめぐる他の村と紛争がある。裁判所の決定は同村に有利なものであったが、水源近くに住む人々は水パイプを壊し(昨年は 6 回)、その度にフリカオマエ村の村人は壊れたパイプを修理に行っている。

州政府に請願書を出す前に、村人達は、プロジェクト実施に関する合意を形成している。以前は、村人は徒歩で 10 分ほどかかる小川に水を汲みに行っていた。過去に 2 回ひどい旱魃を経験している。プロジェクト実施にあたり、村では総費用の 4 分の 1 にあたる 5000 ソロモンドル(現金)、物資、労働力を供出している。お金は村人、政治家などから集めている。

村に水供給委員会はないが、代わりに村委員会が水供給システムの維持管理に責任を負っている。水の使用に対する料金は集められていない。

村が直面している問題は、人口の大幅な増加による水の過剰使用である。これは、ホニアラに住んでいた人々が、民族間の緊張によりマライタ州に戻ってきており、人口がほぼ 2 倍になっているためである。過剰使用により、水不足が生じており、村人は水を節約するようにいわれている。

第 1 2 章 經濟・財務分析

第 12 章 経済・財務分析

本調査において、ソロモン諸島国における小水力発電所および SHS 設置候補地点が調査され、またそれに基づいて最適供給計画および地方電化計画が作成された（第 10 章参照）。本章では上記計画につき、以下の順に分析および検討を行う。

- 12.1 長期限界費用の策定および電気料金の検討
- 12.2 最適供給計画の経済・財務分析
- 12.3 地方電化計画の経済・財務分析
- 12.4 資金調達計画および返済計画
- 12.5 SIEA の財務状況の分析

12.1 長期限界費用の策定および電気料金の検討

本節では各電力供給地域および最適供給計画全体の長期限界費用を算出し、それに基づく電気料金の検討を行う。

12.1.1 長期限界費用の策定

長期限界費用とは、長期に亘る電力拡張計画において、1 単位の電力量需要増（1 kWh 当りの増分）に対する平均的費用の増分を表す。経済学の価格理論上、電気料金を長期限界費用に設定することにより、稀少資源が最適に配分され、経済的に最大の効用を生み出すとされている。長期限界費用算出の目的は、電気料金を検討するにあたり、その基礎となる数値を得ることにある。世銀等の国際機関はこの長期限界費用を基礎に電気料金を策定することを推奨しており、多くの国において長期限界費用が試算されている。

本調査において策定された最適供給計画は、各電力供給地域（10 地区）において選定された最適案を全体として一つの計画としてまとめたものである。ここでは、まず各電力供給地域において個別に長期限界費用を算出し、その後で国全体としての長期限界費用を算出することとする。最適供給計画は小水力およびディーゼル発電による電力供給計画が主体であるが、レンネル地区だけは太陽光および風力発電による電力供給計画となるため、長期限界費用算出の対象外とする。

各電力供給地域において選定された最適計画案は以下のとおりである。

ホニアラールンガ系統	Plan-3	チョイセル地区	Plan-1
アウキーマルウービナ系統	Plan-3	ギゾ地区	Plan-2
ブアラ系統	Plan-1	ノロームンダ系統	Plan-2
キラキラ系統	Plan-2	ツラギ地区	Plan-2
ラタ地区	Plan-2	レンネル地区	-

長期限界費用算出のプロセスは以下のとおりである。

- 1) 長期に亘る需要想定および供給計画の作成
- 2) 供給計画に含まれるに全ての発電所建設費の積算
- 3) 供給計画に含まれる全ての燃料費および O&M 費用の積算
- 4) 積算された建設費、燃料費および O&M 費用に基づく電力量単価 (kWh コスト) の算出

長期限界費用は、算出方法の違いにより次の 2 通りが用いられており、それぞれ以下のようなメリットとデメリットがある。

長期限界平均増加費用 (LRAIC : Long Run Average Incremental Cost)

特 徴 : 設備容量の増分をベースとして算出される限界費用

メリット : 需要想定に関係なく、増設設備に基づく費用が算出できる。

デメリット : 需要を超える設備計画であっても計算結果に反映されない。

長期限界費用 (LRMC: Long Run Marginal Cost)

特 徴 : 電力量需要の増分をベースとして算出される限界費用

メリット : 需要想定に基づく費用が算出できる。

デメリット : 需要想定の違いにより計算結果が大きく変わってくる。

この二つの数値は LRMC の設備稼働率 (Plant factor) を 100%にする事により、結果的に近い値となるが、場合によって数値がかなり異なることがあるため、これ以降、LRAIC と LRMC を区別して用いる。

本分析では、LRMC、LRAIC 両方を算出した。電気料金の基準としては、LRAIC を用いることとする。理由は、同国の経済成長が不安定で、電力需要想定に不確定要素が多いことから、需要をベースとした LRMC よりも LRAIC の方がより妥当と考えられる為である。

以下、ホニアラールンガ系統 Plan-3 における、LRMC および LRAIC の算出過程を示す。

Table 12-1-1-1 長期限界費用の計算過程
(ホニアラールンガ系統 Plan-3 の例)

Honiara-Lungga grid Plan 3

Year	Peak Demand (kW)	Incremental Demand (kW)	Plan-3	
			New (kW)	Total Cost (US\$)
1998	10,450	0	0	0
1999	10,604	154	3,900	0
2000	11,144	540	4,200	6,442,800
2001	11,711	567	0	0
2002	12,477	766	0	0
2003	13,298	821	5,000	7,670,000
2004	14,168	870	5,000	7,670,000
2005	14,953	785	0	0
2006	15,785	832	0	9,037,292
2007	16,667	882	5,000	20,221,795
2008	17,602	935	0	21,589,087
2009	18,727	1,125	0	7,029,005
2010	19,632	905	3,000	0
2011	20,525	893	0	0
2012	21,495	970	5,000	7,670,000
2013	22,511	1,016	0	0
2014	23,237	726	0	0
2015	24,221	984	0	0
2016	25,247	1,026	2,000	3,068,000
2017	26,317	1,070	0	0
2018	27,434	1,117	0	0
Total =		16,984 ①	33,100 ③	90,397,980 ⑤
NPV =		6,991 ②	18,205 ④	43,490,075 ⑥
Discount Rate		8.00% (= r)		
AIC (capacity)			US\$/kW	2,389 ⑦= ⑥/④
AIC (demand)			US\$/kW	6,221 ⑧= ⑥/②
*AIC = Average Incremental Cost				
Power balance in 2018	Hydro	kW	3,000	9.06% (= h)
	Thermal	kW	30,100	90.94% (= t)
Power value				
Weighted average life time		year	22.72	$n = 50 \cdot h + 20 \cdot t$
CRF			0.0969	$CRF = r / (1 - (1+r)^{-n})$
Annualized Power value		US\$/kW/year	231.39	⑨=⑦*CRF
Average Plant factor		%	34.3%	⑩
Average total loss		%	9.9%	⑪
Fixed O&M cost		%	3.45%	⑫
Power value per kWh		US\$/kWh	0.0884	⑬=⑨/(8760*⑩)/(1-⑪)*(1+⑫)
Energy value				
Fuel Cost		US\$/kWh	0.0841	
Energy loss			5.00%	
Variable O&M			3.45%	
Energy value		US\$/kWh	0.0916	(= e)
Weight average Energy value		US\$/kWh	0.0833	⑭= e * t
LRAIC =		US\$/kWh	0.1717	⑮=⑬+⑭
		SB\$/kWh	0.8585	
LRMC =		US\$/kWh	0.1622	⑯=⑧*CRF/8760/(1-⑪)*(1+⑫)+⑭
		SB\$/kWh	0.8112	

上記過程を経て算出された各電力供給地域および国全体における LRAIC および LRMC を以下に示す。

Table 12-1-1-2 各電力供給地域の長期限界費用

			US\$/kWh	SB\$/kWh
Honiara-Lungga	Plan-3	LRAIC =	0.1717	0.8585
		LRMC =	0.1622	0.8112
Auki-Malu'u-Bina	Plan-3	LRAIC =	0.2203	1.1013
		LRMC =	0.1420	0.7100
Buala	Plan-1	LRAIC =	0.2814	1.4071
		LRMC =	0.1763	0.8815
Kirakira	Plan-2	LRAIC =	0.2407	1.2037
		LRMC =	0.2256	1.1278
Lata	Plan-2	LRAIC =	0.1806	0.9030
		LRMC =	0.1974	0.9868
Choiseul	Plan-1	LRAIC =	0.6190	3.0949
		LRMC =	0.5199	2.5997
Gizo	Plan-2	LRAIC =	0.1687	0.8435
		LRMC =	0.1488	0.7442
Noro-Munda	Plan-2	LRAIC =	0.1610	0.8048
		LRMC =	0.1380	0.6902
Tulagi	Plan-2	LRAIC =	0.2849	1.4247
		LRMC =	0.1404	0.7020
Total		LRAIC =	0.1791	0.8956
		LRMC =	0.1922	0.9609

上記算出結果に見るように、LRAIC、LRMC いずれも各電力供給地域によってかなりのばらつきがある。LRAIC が US\$0.20/kWh を超える地域としてアウキーマルウービナ、ブアラ、キラキラ、チョイセル、ツラギの各地区が挙げられ、それ以外は比較的低い値を示している。チョイセル地区はソラベ小水力発電所の建設コストが高いため、LRAIC はかなり高い数値を示している。

最適供給計画全体の LRAIC は US\$0.1791 となった。計算過程を次ページに示す。

Table 12-1-1-3 最適供給計画の長期限界費用

Year	Peak Demand	Incremental Demand	Retire	New Capacity	H-3	A-3	B-1	K-2	L-2	C-1	G-2	N-2	T-2
	(kW)	(kW)	(kW)	(kW)	(US\$)	(US\$)	(US\$)	(US\$)	(US\$)	(US\$)	(US\$)	(US\$)	(US\$)
1998	12,983	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1999	13,573	591	3000	3,900	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2000	14,400	827	0	4,723	6,442,800	149,400	0	0	0	206,960	800,000	0	0
2001	15,277	877	416	5,700	0	7,277,254	0	413,000	0	0	0	7,200,000	0
2002	16,207	930	208	2,100	0	3,916,738	0	1,144,017	0	1,798,469	1,200,000	0	0
2003	17,194	987	510	6,870	7,670,000	2,700,000	0	304,106	0	0	0	0	0
2004	18,065	871	2300	5,120	7,670,000	0	0	0	0	0	0	0	0
2005	19,165	1,100	0	4,420	0	0	368,000	0	461,400	0	0	7,200,000	300,000
2006	20,332	1,167	900	300	9,037,292	0	0	0	0	0	600,000	0	0
2007	21,569	1,238	900	5,000	20,221,795	0	0	0	0	0	0	0	0
2008	22,882	1,313	4500	0	21,589,087	665,624	1,595,307	0	0	0	0	0	0
2009	23,811	929	0	80	7,029,005	176,938	0	0	0	0	0	0	0
2010	25,016	1,205	0	7,200	0	4,921,343	0	0	0	0	0	7,200,000	0
2011	26,282	1,266	0	240	0	6,835,198	0	495,600	0	0	0	0	0
2012	27,612	1,330	60	5,360	7,670,000	11,756,541	368,000	0	461,400	0	0	0	0
2013	29,009	1,397	172	0	0	3,827,711	0	0	0	0	0	0	0
2014	29,896	887	40	2,100	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2015	31,103	1,207	60	300	0	0	0	0	0	0	600,000	0	0
2016	32,358	1,256	0	4,000	3,068,000	0	0	0	0	0	0	3,600,000	0
2017	33,665	1,306	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2018	35,024	1,359	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total =		22,041 ①	13,066	57,413 ③	90,397,980	42,226,747	2,331,307	2,356,723	922,800	2,005,429	3,200,000	25,200,000	300,000
NPV =		9,338 ②		30,903 ④	43,490,075	19,150,571	999,028	1,442,537	394,733	1,388,299	1,902,064	12,663,739	162,081
Discount Rate		8.00% (= r)											
		AIC (capacity)		US\$/kW		2,640 ⑦= ⑥/④							
		AIC (demand)		US\$/kW		8,738 ⑧= ⑥/②							
Power balance	Hydro		kW		5,870	10.18% (= h)							
	Thermal		kW		51,787	89.82% (= t)							
						Energy value (kWh value)							
Power value													
Weighted average life time			year		23.05	n = 50*h+20*t				Fuel Cost	0.0841 US\$/kWh		
CRF					0.0963	CRF = r/(1-(1+r)^(-n))				Energy loss	5.00%		
Annualized Power value			US\$/kW/year		254.37	⑨=⑦*CRF				Variable O&M	3.24%		
Average Plant factor			%		34.3%	⑩				Energy value	0.0914 US\$/kWh (= e)		
Average total loss			%		9.9%	⑪							
Fixed O&M cost			%		3.24%	⑫							
Power value per kWh			US\$/kWh		0.0970	⑬=⑨/(8760*⑩)/(1-⑪)*(1+⑫)							
Energy value (weighted)			US\$/kWh		0.0821	⑭=e * t							
		LRAIC =	US\$/kWh		0.1791	⑮=⑬+⑭							
			SB\$/kWh		0.8956								
		LRMC =	US\$/kWh		0.1922	⑯=⑧*CRF/8760/(1-⑪)*(1+⑫)+⑭							
			SB\$/kWh		0.9609								

12.1.1.2 電気料金に関する検討

上記で策定した長期限界費用をもとに、今後のソロモン諸島国における電気料金の検討を行う。現行の電気料金および電気料金改定の経緯は次の通りである。

Table 12-1-2-1 電気料金の推移

(SB Cents/kWh)					
Date	Residential	Commercial/ Industrial	High Voltage	Service Charge	AFPA*
1989	33.5	42.5	38.25	4.00	
1990	33.5	42.5	38.25	4.00	4.00
1991	33.5	42.5	38.25	4.00	
1992	33.5	42.5	38.25	4.00	
Nov-93	37.5	55.5	50.5	4.50	
1994	37.5	55.5	50.5	4.50	
1995	37.5	55.5	50.5	4.50	
1996	37.5	55.5	50.5	4.50	
1997	37.5	55.5	50.5	4.50	
1998	37.5	55.5	50.5	4.50	
Oct-98	41.30	61.00	55.50	5.00	
Aug-99	46.46	68.75	61.80	5.00	11.00
Nov-99	46.46	68.75	61.80	5.00	16.00

Source: SIEA

現行の電気料金は住宅用が SB\$0.4646/kWh、商業・工業用が SB\$0.6875/kWh であり、これに AFPA（自動燃料価格調整）が加わる。また、住宅用および商業・工業用の電力使用比率がそれぞれ約 25%、75%（98 年度実績値）であるため、加重平均値は SB\$0.7918/kWh となる。

	Base	AFPA	SB\$/kWh	
Residents	0.4646	0.16	0.6246	25%
Commercial & Industr	0.6875	0.16	0.8475	75%
			0.7918	

現行の電気料金制度は、使用した電力量(kWh)に上記電気料金単価をかけ、これに Service Charge と AFPA をプラスして徴収される。例えば、ある一般住民ユーザーが、ある月に 100 kWh 使用したとすると、支払料金は以下のとおり。

$$100 \text{ kWh} * \text{SB\$}0.4646 + \text{SB\$}5.00 + 100 \text{ kWh} * \text{SB\$}0.16 = \text{SB\$}67.46$$

Service Charge：日本での基本料金に相当。

一ヶ月の使用量が 22 kWh 以下ならば支払料金は一律 SB\$5.00

23 kWh 以上であれば、電気料金に上乗せされる。

AFPA: 自動燃料価格調整料 (Automatic Fuel Price Adjustment)

燃料価格の値上げに即時対応するために、1990 年 4 月より導入。3 ヶ月毎に改定される。

最適供給計画における電気料金は、上記 LRAIC をベースとして策定することとする。LRAIC をそのまま電気料金に設定した場合、ミクロ経済額の理論上、消費者も生産者も利益が極大化し、国家経済的に最適状態が生み出される。しかし、電力事業の維持拡大のためには、LRAIC に更にある程度のマージンの上乗せが必要である。但し、もし建設費の一部が無償で提供されるならば、その分は SIEA のマージンとなる。以下、LRAIC に 5%、10% のマージンを上乗せした電気料金を示す。

Table 12-1-2-2 各電力供給地域の電気料金

		LRAIC + 0.0%	US\$/kWh 5.0% 10.0%	
Honiara-Lungga	Plan-3	0.1717	0.1803	0.1889
Auki-Malu'u-Bina	Plan-3	0.2203	0.2313	0.2423
Buala	Plan-1	0.2814	0.2955	0.3096
Kirakira	Plan-2	0.2407	0.2528	0.2648
Lata	Plan-2	0.1806	0.1896	0.1987
Choiseul	Plan-1	0.6190	0.6499	0.6809
Gizo	Plan-2	0.1687	0.1771	0.1856
Noro-Munda	Plan-2	0.1610	0.1690	0.1771
Tulagi	Plan-2	0.2849	0.2992	0.3134
Total		0.1791	0.1881	0.1970

上記のように、各電力供給地域において LRAIC も電気料金も異なる。しかし、ソロモン諸島国ではこれまで全国一律料金を使用しているので、最適供給計画でも全国一律料金とし、計画全体の LRAIC を電気料金設定の基準とする。計算の結果、計画全体の LRAIC は US\$0.1791 であり、それにマージン 5%、10% を上乗せした値がそれぞれ US\$0.1881、US\$0.1970 である。

過去の電気料金の設定方法は、明確ではないが、発電原価に一定のマージンを上乗せする方法を取っていたようである。マージン率は下表のように、1994 年以降下落し、1997 年時点で 0% に近い値となっている（12.5.4 項参照）。

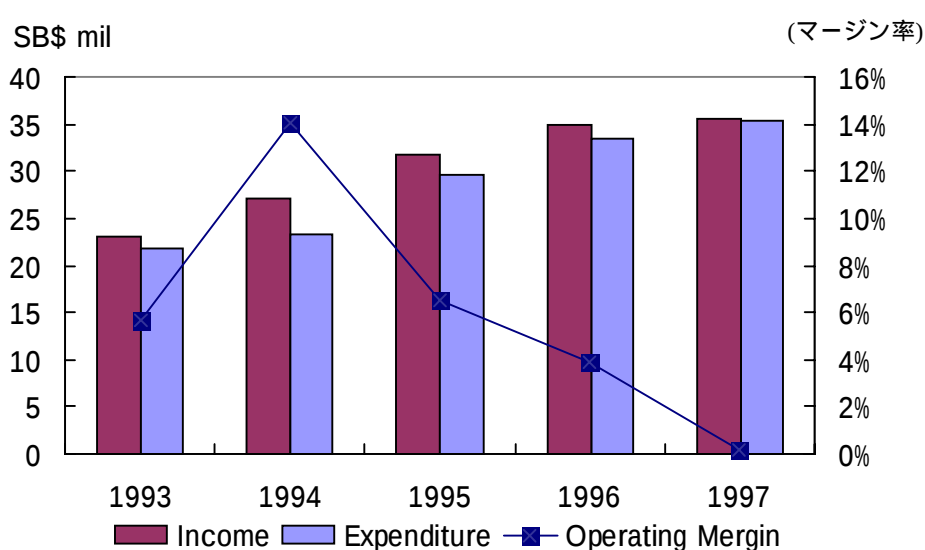


Fig. 12-1-2 マージン率の推移

現在の SIEA は財務上営業外費用の負担が大きく、電気料金の設定は一定以上のマージン率の上乗せが必要である。このためには、LRAIC に更に 5.0% 程度を上乗せすることが妥当と考えられる。

本調査では、 $LRAIC + 5.0\% = US\$0.1881$ (SB\$0.9403) を最適供給計画における電気料金として設定する。この電気料金は、現行の電気料金である SB\$0.7918 に比べ、約 18.8% 高い水準である。

次項目以降の財務分析もすべてこの電気料金を使用して行うこととする。

電気料金の設定は、上記マージン率の他、以下の点に注意する必要がある。

1) 電気料金の定期的見直し

ソロモン諸島国の電気料金は、為替下落およびインフレーションにより発電コストが年々上昇したにも拘わらず、政治的要因等により、年度毎の改定は行われてはこなかった。1989 年～1999 年の 10 年間における電気料金の値上がり率は、年平均すれば約 4.93%であり、同期間におけるインフレ率 11.5%をかなり下回っている。2000 年現在、インフレ率は 10%を下回る水準で推移しているが、電気料金はある程度インフレ率を見込んで少なくとも年 1 回は見直す必要がある。

2) AFPA の管理の徹底

AFPA(自動燃料価格調整)は、燃料価格の値上げに即時対応するために、1990 年 4 月より導入された制度である。AFPA は基本料金に上乘せされ、3 ヶ月毎に改定されるため、これまでの硬直的な電気料金をフレキシブルに変化させる役割を持っていた。しかし、AFPA の存在は電気料金の不当な改悪が行われる要素を含んでおり、場合によっては SIEA の経営に悪影響を与えかねない。AFPA の徹底した管理が必要である。

12.2 最適供給計画の経済・財務分析

本節では、策定された最適供給計画に対する経済・財務分析を行う。分析の手法は、本計画全体を一つのプロジェクトと考え、これに含まれる全ての発電所の費用と便益を合計し、これを用いた最適供給計画全体の経済・財務収益性分析を行うものである。

12.2.1 財務費用の積算

最適供給計画は 2000～2018 年までの 19 年間に小水力発電所、ディーゼル発電所を含め、合計 30 数台の発電所を建設する計画である。そこでまず、最適供給計画に含まれる全ての小水力発電所、ディーゼル発電所の建設費および O&M 費用について市場価格から積算を行い、これらの合計を財務費用とする。財務費用の積算には以下の内容を前提とする。

- 1) 小水力発電所の建設費および O&M 費用は、本調査の候補地域(マオタブク 1・2 号、ロリ、シロロ、クボラタ、ソラベ)については、その調査による積算値を用い、それ以外(マナクワイ、ルアラエ、フロ)については SIEA 提供¹の数値 (Table 10-3-1 参照)を用いる。耐用年数はいずれも 50 年とする。
- 2) ディーゼル発電所の建設費および設備稼働率は、各電力供給地域によって異なるものとする。各電力供給地域における kW コストは、ホニアラールンガ、キラキラ、ラタ、チョイセルについては SIEA 提供の数値を用い、その他は推定値を用いた。但し、以下のパラメータは共通である。

固定 O&M 費用	建設費の 3.0%
ロス率	15%
燃料費	US\$0.0912/kWh (変動 O&M 費用含む)
建設期間	1 年
耐用年数	20 年

12.2.2 財務便益の推計

小水力発電所、ディーゼル発電所いずれの場合も、発電電力量および販売電力量は以下の公式による。

$$\begin{aligned}\text{発電電力量(kWh)} &= \text{設備容量(kW)} \times 8760 \text{ 時間} \times \text{設備稼働率} \\ \text{販売電力量(kWh)} &= \text{発電電力量(kWh)} \times \text{ロス率}\end{aligned}$$

¹ Rural Electrification 2000 and beyond Project Document July 1999, SIEA

財務便益としての電気料金は、最適供給計画で設定する電気料金である US\$0.1881 (SB\$0.9403)を使用する。小水力、ディーゼルいずれの場合も、建設期間中および買電開始後も一定の電気料金を使用し、プライスエスカレーションは考慮しない。

12.2.3 財務収益性分析

上記で推定した財務費用および財務便益を用いて、最適供給計画全体の財務収益性分析を行う。収益性分析は、費用および便益をプロジェクトライフにわたりキャッシュフローに表し、財務内部収益率 (FIRR) を求めることにより行う。

最適供給計画のプロジェクトライフは、含まれる発電所の中で最長のものに合わせることとする。最適供給計画においてプロジェクトライフ終了が最も遅いのはシロ口水力発電所の 2063 年であるため、対象期間は 2000～2063 年の合計 64 年間とする。

内部収益率は便益 (B) から費用 (C) を差し引いた現在価値がゼロとなる収益率を表し、次の公式によって導かれる。

$$\sum_{t=1}^n \frac{C_t}{(1+R)^t} - \sum_{t=1}^n \frac{B_t}{(1+R)^t} = 0$$

C: 費用 B: 便益 t: 第 t 年 n: 耐用年数 r = 内部収益率

計算結果、最適供給計画全体の財務収益率は 8.38% となった。

財務的妥当性の基準

プロジェクトの財務的妥当性判断の基準は、その国における「実質金利」とする。ソロモン諸島国における 1992 年～1998 年までの平均借入金利は 16.5%、同期間におけるインフレ率は平均 12.7% であるので (3.2.8 節および 3.2.9 節参照) 同期間における実質的借入金利は約 3.8% と推定される。

上記で計算された FIRR は、実質金利 3.8% を上回っているので、最適供給計画は財務的に見てフィージブルであると判断される。

Table 12-2-3 最適供給計画の財務分析

Financial Analysis for Master Plan in Solomon Islands

Tariff
0.9403 SB\$/kWh
0.1881 US\$/kWh
FIRR = 8.38%

	H-3		A-3		B-1		K-2		L-2		C-1		G-2		N-2		T-2		Total			
Year	Cost US\$	Sold energy MWh	Cost US\$	Sold energy MWh	Cost US\$	Sold energy MWh	Cost US\$	Sold energy MWh	Cost US\$	Sold energy MWh	Cost US\$	Sold energy MWh	Cost US\$	Sold energy MWh	Cost US\$	Sold energy MWh	Cost US\$	Sold energy MWh	Cost US\$	Sold energy MWh	Benefit US\$	Net US\$
1998	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1999	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2000	7,452,005	11,064	149,400	0	0	0	0	0	0	0	206,960	0	800,000	0	0	0	0	0	8,608,365	11,064	2,080,802	-6,527,563
2001	2,096,041	22,979	7,442,585	124	0	0	413,000	0	0	0	5,434	60	54,335	596	7,200,000	0	0	0	17,211,394	23,758	4,468,143	-12,743,251
2002	2,096,041	22,979	4,172,721	2,357	0	0	1,209,688	298	0	0	1,864,434	60	1,254,335	596	543,350	5,957	0	0	11,140,569	32,246	6,064,559	-5,076,010
2003	9,766,041	22,979	3,188,345	6,983	0	0	341,509	298	0	0	31,434	620	135,838	1,489	543,350	5,957	0	0	14,006,516	38,326	7,208,033	-6,798,482
2004	11,059,894	37,164	691,659	9,217	0	0	42,136	1,263	0	0	31,434	620	135,838	1,489	543,350	5,957	0	0	12,504,310	55,711	10,477,441	-2,026,868
2005	4,683,746	51,348	691,659	9,217	368,000	0	42,136	1,263	461,400	0	31,434	620	135,838	1,489	7,743,350	5,957	300,000	0	14,457,562	69,895	13,145,136	-1,312,426
2006	14,025,206	51,348	691,659	9,217	21,734	238	42,136	1,263	27,168	298	31,434	620	735,838	1,489	1,086,700	11,914	8,150	89	16,670,024	76,477	14,383,058	-2,286,966
2007	25,327,996	51,348	691,659	9,217	21,734	238	42,136	1,263	27,168	298	31,434	620	176,589	1,936	1,086,700	11,914	8,150	89	27,413,565	76,924	14,467,080	-12,946,485
2008	28,293,308	65,533	1,379,686	9,217	1,670,734	238	42,136	1,263	27,168	298	31,434	620	176,589	1,936	1,086,700	11,914	8,150	89	32,715,905	91,109	17,134,775	-15,581,130
2009	13,243,178	65,533	874,552	9,217	44,734	771	42,136	1,263	27,168	298	31,434	620	176,589	1,936	1,086,700	11,914	8,150	89	15,534,641	91,642	17,235,046	1,700,405
2010	6,321,598	79,224	5,787,348	10,826	44,734	771	42,136	1,263	27,168	298	31,434	620	176,589	1,936	8,286,700	11,914	8,150	89	20,725,857	106,942	20,112,535	-613,322
2011	6,321,598	79,224	7,765,618	10,826	44,734	771	537,736	1,263	27,168	298	31,434	620	176,589	1,936	1,630,050	17,870	8,150	89	16,543,077	112,899	21,232,827	4,689,750
2012	13,991,598	79,224	12,852,598	10,826	412,734	771	74,737	1,621	488,568	298	31,434	620	176,589	1,936	1,630,050	17,870	8,150	89	29,666,458	113,256	21,300,045	-8,366,414
2013	7,615,451	93,408	4,656,908	10,826	66,468	1,010	74,737	1,621	54,335	596	31,434	620	176,589	1,936	1,630,050	17,870	8,150	89	14,314,122	127,977	24,068,565	9,754,443
2014	7,615,451	93,408	856,368	20,765	66,468	1,010	74,737	1,621	54,335	596	31,434	620	176,589	1,936	1,630,050	17,870	8,150	89	10,513,582	137,916	25,937,743	15,424,161
2015	7,615,451	93,408	856,368	20,765	66,468	1,010	74,737	1,621	54,335	596	31,434	620	776,589	1,936	1,630,050	17,870	8,150	89	11,113,582	137,916	25,937,743	14,824,161
2016	10,683,451	93,408	856,368	20,765	66,468	1,010	74,737	1,621	54,335	596	31,434	620	217,340	2,383	5,230,050	17,870	8,150	89	17,222,333	138,363	26,021,765	8,799,431
2017	8,132,992	99,082	856,368	20,765	66,468	1,010	74,737	1,621	54,335	596	31,434	620	217,340	2,383	1,901,725	20,849	8,150	89	11,343,549	147,015	27,648,988	16,305,439
2018	8,132,992	99,082	856,368	20,765	66,468	1,010	74,737	1,621	54,335	596	31,434	620	217,340	2,383	1,901,725	20,849	8,150	89	11,343,549	147,015	27,648,988	16,305,439
2019	7,123,787	88,018	856,368	20,765	66,468	1,010	74,737	1,621	54,335	596	31,434	620	217,340	2,383	1,901,725	20,849	8,150	89	10,334,344	135,951	25,568,187	15,233,842
2020	6,036,951	76,103	845,094	20,642	66,468	1,010	74,737	1,621	54,335	596	26,000	561	163,005	1,787	1,901,725	20,849	8,150	89	9,176,465	123,257	23,180,845	14,004,380
2021	6,036,951	76,103	641,337	18,408	66,468	1,010	47,570	1,323	54,335	596	26,000	561	163,005	1,787	1,358,375	14,892	8,150	89	8,402,191	114,768	21,584,429	13,182,238
2022	6,036,951	76,103	438,023	16,174	66,468	1,010	47,570	1,323	54,335	596	26,000	561	81,503	894	1,358,375	14,892	8,150	89	8,117,375	111,641	20,996,276	12,878,901
2023	4,743,098	61,919	234,709	13,940	66,468	1,010	47,570	1,323	54,335	596	26,000	561	81,503	894	1,358,375	14,892	8,150	89	6,620,208	95,223	17,908,472	11,288,264
2024	3,449,246	47,734	234,709	13,940	66,468	1,010	47,570	1,323	54,335	596	26,000	561	81,503	894	1,358,375	14,892	8,150	89	5,326,356	81,038	15,240,778	9,914,422
2025	3,449,246	47,734	234,709	13,940	44,734	771	47,570	1,323	27,168	298	26,000	561	81,503	894	815,025	8,935	0	0	4,725,954	74,456	14,002,855	9,276,901
2026	3,449,246	47,734	234,709	13,940	44,734	771	47,570	1,323	27,168	298	26,000	561	40,751	447	815,025	8,935	0	0	4,685,203	74,009	13,918,833	9,233,631
2027	2,155,393	33,549	234,709	13,940	44,734	771	47,570	1,323	27,168	298	26,000	561	40,751	447	815,025	8,935	0	0	3,391,350	59,824	11,251,139	7,859,789
2028	2,155,393	33,549	234,709	13,940	44,734	771	47,570	1,323	27,168	298	26,000	561	40,751	447	815,025	8,935	0	0	3,391,350	59,824	11,251,139	7,859,789
2029	2,155,393	33,549	234,709	13,940	44,734	771	47,570	1,323	27,168	298	26,000	561	40,751	447	815,025	8,935	0	0	3,391,350	59,824	11,251,139	7,859,789
2030	2,155,393	33,549	234,709	13,940	44,734	771	47,570	1,323	27,168	298	26,000	561	40,751	447	271,675	2,978	0	0	2,848,000	53,868	10,130,847	7,282,847
2031	2,155,393	33,549	234,709	13,940	44,734	771	47,570	1,323	27,168	298	26,000	561	40,751	447	271,675	2,978	0	0	2,848,000	53,868	10,130,847	7,282,847
2032	861,541	19,365	234,709	13,940	23,000	533	47,570	1,323	0	0	26,000	561	40,751	447	271,675	2,978	0	0	1,505,246	39,147	7,362,326	5,857,080
2033	861,541	19,365	234,709	13,940	23,000	533	47,570	1,323	0	0	26,000	561	40,751	447	271,675	2,978	0	0	1,505,246	39,147	7,362,326	5,857,080
2034	861,541	19,365	234,709	13,940	23,000	533	47,570	1,323	0	0	26,000	561	40,751	447	271,675	2,978	0	0	1,505,246	39,147	7,362,326	5,857,080
2035	861,541	19,365	234,709	13,940	23,000	533	47,570	1,323	0	0	26,000	561	0	0	271,675	2,978	0	0	1,464,495	38,700	7,278,304	5,813,809
2036	344,000	13,691	234,709	13,940	23,000	533	47,570	1,323	0	0	26,000	561	0	0	0	0	0	0	675,279	30,048	5,651,081	4,975,802
2037	344,000	13,691	234,709	13,940	23,000	533	47,570	1,323	0	0	26,000	561	0	0	0	0	0	0	675,279	30,048	5,651,081	4,975,802
2038	344,000	13,691	234,709	13,940	23,000	533	47,570	1,323	0	0	26,000	561	0	0	0	0	0	0	675,279	30,048	5,651,081	4,975,802
2039	344,000	13,691	234,709	13,940	23,000	533	47,570	1,323	0	0	26,000	561	0	0	0	0	0	0	675,279	30,048	5,651,081	4,975,802
2040	344,000	13,691	234,709	13,940	23,000	533	47,570	1,323	0	0	26,000	561	0	0	0	0	0	0	675,279			

12.2.4 経済費用の推定

経済費用とは国家経済の立場から見た費用の消費を表す²。上記財務費用の積算で用いた市場価格は、国家における価格統制、税金等によって歪曲されており、国家経済における真の費用を表していない。例えば、ある輸入品の市場価格に関税や物品税が含まれているとすれば、その税金部分は最終的に国家財政に帰するため、国家経済における真の費用は、市場価格からその税金分を除いた価格でなければならない。

経済費用の推定は、本来すべての費用項目について一つ一つ経済費用を計算すべきものであるが、その作業は煩雑で時間がかかるため、通常は簡便法を用いている。簡便法とは、財務費用を外貨・内貨に分け、外貨分は国境価格、内貨分は「変換係数」を用いて国境価格もしくは機会費用を推定する方法である。

外貨と内貨の比率は以下のとおりとする。

小水力発電	外貨：内貨	=	70%：30%
ディーゼル発電	外貨：内貨	=	85%：15%

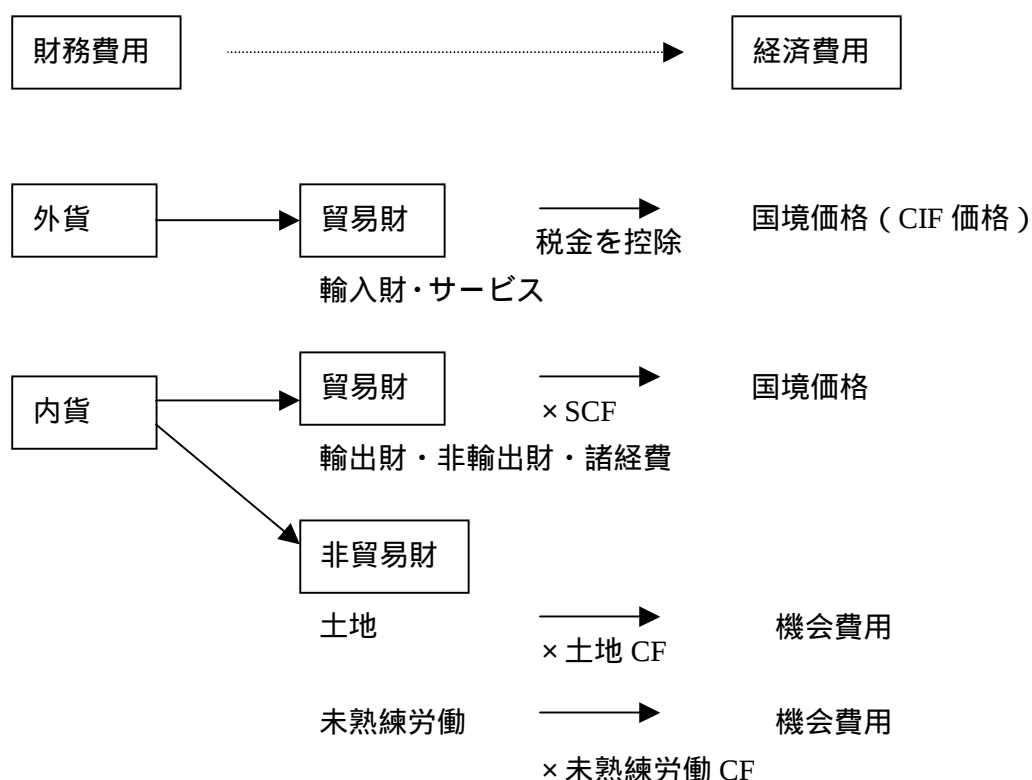


Fig. 12-2-4 経済費用導出のプロセス

² 経済費用：「当該プロジェクトの機会費用」との表現もあるが、実質的には同じ意味である。

標準変換係数(SCF : Standard Conversion Factor)は、国家の貿易統計から次の計算式を用いて間接的に推定する。計算結果は 1.007 となった。

Table 12-2-4-1 標準変換係数の推定

Year	(mil SB\$)				
	Import amount	Export amount	Import duties	Export taxes	Subsidy
1994	468,121	467,877	59,558	84,638	0
1995	526,270	573,153	67,739	74,828	0
1996	536,874	576,648	64,667	83,430	0
1997	685,878	581,776	69,060	65,601	0
1998	770,000	683,000	71,422	48,066	0
1999	659,000	724,000	75,660	56,394	0
Total	3,646,143	3,606,454	408,106	412,957	0
	①	②	③	④	⑤

$$SCF = 1.0007 \quad ⑥ = (①+②)/(①+②+③-④+⑤)$$

土地等の補償費については、小水力発電所候補地が住民の居住区であったり、農産物や木材の生産が行われている可能性があるが、当面は遊休国有地を使用するものとし、機会費用はゼロと考える（したがって、土地の変換係数は 0.00）。

未熟練労働者の人件費については、同国における雇用統計および GDP 統計が不十分であるため、ここでは ODM（英国海外開発庁）が以前使用した 0.25 を暫定的に使用することとする³。

これらの変換係数を、小水力発電、ディーゼル発電における費用比率を用いて加重平均した結果が以下の表である。

Table 12-2-4-2 加重平均変換係数の推定

Estimation of Conversion Factors for Small Hydropower

Work Item	Civil & Mechanical	Unskilled labor	Land acquisition	Engineering Contingency	Conversion factor in weight average
Conversion factor	1.0007	0.2500	0.0000	1.0000	0.8915
Portion	69.21%	13.44%	0.82%	16.53%	100.00%

Estimation of Conversion Factors for Diesel Power

Work Item	Civil & Mechanical	Unskilled labor	Land acquisition	Engineering Contingency	Conversion factor in weight average
Conversion factor	1.0007	0.2500	0.0000	1.0000	0.9855
Portion	89.60%	2.01%	0.00%	8.39%	100.00%

³ 「プロジェクトの経済分析・評価の調査研究 Volume1」日本国際協力センター(1995.3)p124 参照。

上記の結果、小水力発電所およびディーゼル発電所それぞれの財務費用を経済費用に導出する公式は以下になる。O&M コストも、建設費と同様に経済費用を算出することとする。

小水力発電の場合

$$\text{経済費用} = \text{財務費用} \times 70\% + \text{財務費用} \times 30\% \times \text{加重平均変換係数} (0.8915)$$

ディーゼル発電の場合

$$\text{経済費用} = \text{財務費用} \times 85\% + \text{財務費用} \times 15\% \times \text{加重平均変換係数} (0.9855)$$

マオタブク 1 水力発電所の財務費用および経済費用

財務費用 (US\$)			経済費用 (US\$)	
1st year	4,476,600	→	1st year	4,330,837
2nd year	6,217,500		2nd year	6,015,052
3rd year	10,694,100		3rd year	10,345,889
4th year	3,481,800		4th year	3,368,429
O&M	141,000		O&M	136,409

ディーゼル発電所の財務費用および経済費用 (US\$1,534/kW の例)

財務費用 (US\$)			経済費用 (US\$)	
kW cost	1,534/kW	→	kWcost	1,531/kW
Fuel cost	0.0912/kWh		Fuel cost	0.0910/kWh

12.2.5 経済便益の特定

本計画には小水力発電所およびディーゼル発電所合計 30 数台が含まれており、これらを一つのプロジェクトと考えた場合の経済便益を特定する必要がある。小水力発電だけであれば、代替プロジェクトをディーゼル発電と考えられるが、ディーゼル発電所の場合、これにかわる代替案がない⁴。そこでここでは、最適供給計画全体の経済便益として、「支払意志額」を用いることとする。

⁴ ディーゼル発電の代替案：本計画におけるディーゼル発電は、小水力発電の可能性がなく、また他の石炭炊き火力発電所の建設も現実的でないことから、代替となるプロジェクトが存在しない。

支払意志額は、本来消費者にアンケート調査を行うなどにより統計的に推定するものであるが、通常は以下のような簡便法を用いている。簡便法とは、消費者を一般家庭と商業・工業に分け、前者にはケロシンランプ、後者にはディーゼル発電を想定し、その加重平均発電単価を計算する方法である。

以下に、支払意志額計算の過程を示す。下記の内、ケロシンランプ及びケロシン価格、一日の使用時間及びケロシンの年間消費量は調査結果に基づく値であり、またケロシンランプのワット相当値は、熱効率を 10%と想定した場合の逆算値を使用した。またディーゼル発電に関するコストは 12.2.7 項の代替ディーゼル火力で用いた値を引用した。

Table 12-2-5 支払意志額の算出過程

1. Calculation of Upper Limits

Household		kerosine lamp	
Power value	Unit		
Equipment price	SB\$	34.84 ①	
Durable years	years	5 ②	
Annual cost	SB\$/year	6.97 ③ = ①/②	
Equivalent wattage	watt	36.15 ④	
Hours per day	hours	4.80 ⑤	
Equivalent kWh per year	kWh/year	63.33 ⑥ = ④*⑤*365/1000	
Power value	SB\$/kWh	0.1100 ⑦ = ③/⑥	
Energy value			Heat Content
Unit price of kerosine	SB\$/liter	2.50 ⑧	8,900 kcal/liter ⑬
Fuel used per year	liter/year	61.20 ⑨	Thermal Efficiency
Fuel Cost per year	SB\$/year	153.00 ⑩ = ⑧*⑨	10.00% ⑭ = ⑥/(⑨*⑬/860)
Energy value	SB\$/kWh	2.4157 ⑪ = ⑩/⑥	Energy Content
Total Cost	SB\$/kWh	2.5258 ⑫ = ⑦+⑪ (A)	1.035 kWh/liter ⑮ = (⑬*⑭/860)
Commercial & Industry		diesel power generator	
Power value			
Construction Cost	US\$/kW	2,300 ①	
Durable years	years	20 = n	
Discount rate		8.0% = r	
CRF		0.1019 CRF = $r/(1-(1+r)^{-n})$	
Annual Power value	US\$/kW/year	234.26 ② = ①*CRF	
Plant Factor:		20.0% ③	
Total loss		15.0% ④	
Fixed O&M cost		3.0% ⑤	
Equivalent energy value	US\$/kWh	0.1620 ⑥ = ②/(8760*③)/(1-④)*(1+⑤)	
Energy value			
Price of fuel	US\$/liter	0.30 ⑦	
Fuel cost	US\$/kWh	0.0841 ⑧ (see Table 12-2-7-4)	
Energy loss		5.0% ⑨ (see Table 12-2-7-1)	
Variable O&M cost		3.0% ⑩	
Energy value	US\$/kWh	0.0912 ⑪ = ⑧/(1-⑨)*(1+⑩)	Exchange rate
Total	US\$/kWh	0.2532 ⑫ = ⑥+⑪	5.00 SB\$/US\$
	SB\$/kWh	1.2662 ⑬ = ⑫*5.0 (B)	

2. Calculation of Consumer Surplus

	Unit	Household	Com/Ind	Weight Average
Demand Structure	%	25.0% ①	75.0% ②	
Upper limit	SB\$/kWh	2.5258 ③	1.2662 ④	
Lower limit (current price)	SB\$/kWh	0.6246 ⑤	0.8475 ⑥	0.7918 ⑦ = ⑤*①+⑥*②
Difference of price	SB\$/kWh	1.901 ⑧	0.419 ⑨ = ④-⑥	
Percentage of surplus	%	20% ⑩	30% ⑪	
Consumer surplus	SB\$/kWh	0.380 ⑫	0.126 ⑬	0.1893 ⑭ = ⑫+⑬

3. Calculation of Willingness to Pay

Willingness to Pay (WTP)	SB\$/kWh	0.9810 ⑮ = ⑦+⑭
WTP in economic price	SB\$/kWh	0.9789 ⑯ = ⑮*0.85 + ⑮*0.15*CF
	US\$/kWh	0.1958 ⑰ = ⑯/5.0

CF: Conversion Factor 0.9855 (see Table 12-2-4-2)

以上の計算により、ソロモン諸島国における電力消費者の支払意志額は、US\$0.1958 (SB\$0.9789)と推定された。支払意志額は、最適供給計画のプロジェクトライフを通じて同じであると仮定する。本計画における経済便益は、売電量にこの支払意志額を掛けることによって得られる。

12.2.6 経済収益性分析

経済収益性分析は、上記で求めた経済費用および経済便益を用い、プロジェクトライフにわたるキャッシュフローを作成し、経済内部収益率（EIRR）を求めることによって行う。計算結果、本計画の経済収益率は9.63%となった。

経済的妥当性の基準

あるプロジェクトにおける経済的妥当性の基準は「社会的割引率⁵」であると言われている。但し、「社会的割引率」の算出方法は未だに確立されておらず、世界銀行から、発展途上国の社会的割引率として8～12%が推奨されているのみである。本分析においては、ソロモン諸島国における社会的割引率を、世銀の推奨する最低水準である8%を使用することとする。

上記で計算されたEIRRは、社会的割引率8.0%を上回っているため、本計画は経済的に見てフィージブルであると判断される。

⁵ 社会的割引率：資本の機会費用（投下資本1単位に対する期待収益）の観点からのアプローチもあれば、市場利子率からのアプローチもある。もし、完全な資本市場があって、市場利子率が資本の希少価値を正確に反映していれば、「社会的割引率」=市場利子率となる。しかし現実的には種々の拘束により市場が歪められているため、この両者は普通一致しない。

Economic Analysis for Master Plan in Solomon Islands

Table 12-2-6 最適供給計画の経済分析

Willingness to pay

0.9789 S\$/kWh

EIRR =

9.63%

Year	H-3		A-3		B-1		K-2		L-2		C-1		G-2		N-2		T-2		Total		Benefit US\$	Net US\$
	Cost US\$	Sold energy MWh	Cost US\$	Sold energy MWh	Cost US\$	Sold energy MWh	Cost US\$	Sold energy MWh	Cost US\$	Sold energy MWh	Cost US\$	Sold energy MWh	Cost US\$	Sold energy MWh	Cost US\$	Sold energy MWh	Cost US\$	Sold energy MWh	Cost US\$	Sold energy MWh		
1998	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1999	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2000	7,435,829	11,064	149,076	0	0	0	0	0	0	0	206,511	0	798,263	0	0	0	0	0	8,589,679	11,064	2,166,137	-6,423,542
2001	2,091,491	22,979	7,282,643	124	0	0	412,104	0	0	0	5,422	60	54,217	596	7,184,371	0	0	0	17,030,247	23,758	4,651,385	-12,378,862
2002	2,091,491	22,979	4,125,442	2,357	0	0	1,171,125	298	0	0	1,803,891	60	1,251,612	596	542,171	5,957	0	0	10,985,732	32,246	6,313,271	-4,672,461
2003	9,744,842	22,979	3,179,738	6,983	0	0	331,214	298	0	0	30,575	620	135,543	1,489	542,171	5,957	0	0	13,964,083	38,326	7,503,640	-6,460,443
2004	11,035,886	37,164	688,913	9,217	0	0	41,590	1,263	0	0	30,575	620	135,543	1,489	542,171	5,957	0	0	12,474,677	55,711	10,907,129	-1,567,548
2005	4,673,579	51,348	688,913	9,217	367,201	0	41,590	1,263	460,398	0	30,575	620	135,543	1,489	7,726,542	5,957	299,349	0	14,423,690	69,895	13,684,228	-739,462
2006	13,710,872	51,348	688,913	9,217	21,687	238	41,590	1,263	27,109	298	30,575	620	734,240	1,489	1,084,341	11,914	8,133	89	16,347,459	76,477	14,972,918	-1,374,541
2007	24,878,725	51,348	688,913	9,217	21,687	238	41,590	1,263	27,109	298	30,575	620	176,205	1,936	1,084,341	11,914	8,133	89	26,957,277	76,924	15,060,386	-11,896,892
2008	27,553,711	65,533	1,354,537	9,217	1,616,994	238	41,590	1,263	27,109	298	30,575	620	176,205	1,936	1,084,341	11,914	8,133	89	31,893,194	91,109	17,837,485	-14,055,710
2009	12,993,628	65,533	865,851	9,217	43,938	771	41,590	1,263	27,109	298	30,575	620	176,205	1,936	1,084,341	11,914	8,133	89	15,271,370	91,642	17,941,868	2,670,498
2010	6,297,422	79,224	5,618,681	10,826	43,938	771	41,590	1,263	27,109	298	30,575	620	176,205	1,936	8,268,712	11,914	8,133	89	20,512,365	106,942	20,937,366	425,001
2011	6,297,422	79,224	7,532,537	10,826	43,938	771	536,114	1,263	27,109	298	30,575	620	176,205	1,936	1,626,512	17,870	8,133	89	16,278,544	112,899	22,103,601	5,825,057
2012	13,950,773	79,224	12,453,879	10,826	411,139	771	74,120	1,621	487,507	298	30,575	620	176,205	1,936	1,626,512	17,870	8,133	89	29,218,844	113,256	22,173,575	-7,045,268
2013	7,588,466	93,408	4,525,049	10,826	65,625	1,010	74,120	1,621	54,217	596	30,575	620	176,205	1,936	1,626,512	17,870	8,133	89	14,148,902	127,977	25,055,635	10,906,733
2014	7,588,466	93,408	848,259	20,765	65,625	1,010	74,120	1,621	54,217	596	30,575	620	176,205	1,936	1,626,512	17,870	8,133	89	10,472,112	137,916	27,001,469	16,529,357
2015	7,588,466	93,408	848,259	20,765	65,625	1,010	74,120	1,621	54,217	596	30,575	620	774,903	1,936	1,626,512	17,870	8,133	89	11,070,810	137,916	27,001,469	15,930,660
2016	10,649,806	93,408	848,259	20,765	65,625	1,010	74,120	1,621	54,217	596	30,575	620	216,868	2,383	5,218,698	17,870	8,133	89	17,166,301	138,363	27,088,937	9,922,636
2017	8,104,884	99,082	848,259	20,765	65,625	1,010	74,120	1,621	54,217	596	30,575	620	216,868	2,383	1,897,597	20,849	8,133	89	11,300,278	147,015	28,782,894	17,482,616
2018	8,104,884	99,082	848,259	20,765	65,625	1,010	74,120	1,621	54,217	596	30,575	620	216,868	2,383	1,897,597	20,849	8,133	89	11,300,278	147,015	28,782,894	17,482,616
2019	7,097,869	88,018	848,259	20,765	65,625	1,010	74,120	1,621	54,217	596	30,575	620	216,868	2,383	1,897,597	20,849	8,133	89	10,293,263	135,951	26,616,757	16,323,494
2020	6,013,392	76,103	837,009	20,642	65,625	1,010	74,120	1,621	54,217	596	25,153	561	162,651	1,787	1,897,597	20,849	8,133	89	9,137,898	123,257	24,131,509	14,993,611
2021	6,013,392	76,103	633,695	18,408	65,625	1,010	47,011	1,323	54,217	596	25,153	561	162,651	1,787	1,355,427	14,892	8,133	89	8,365,304	114,768	22,469,623	14,104,319
2022	6,013,392	76,103	430,381	16,174	65,625	1,010	47,011	1,323	54,217	596	25,153	561	81,326	894	1,355,427	14,892	8,133	89	8,080,665	111,641	21,857,349	13,776,684
2023	4,722,348	61,919	227,067	13,940	65,625	1,010	47,011	1,323	54,217	596	25,153	561	81,326	894	1,355,427	14,892	8,133	89	6,586,307	95,223	18,642,912	12,056,605
2024	3,431,304	47,734	227,067	13,940	65,625	1,010	47,011	1,323	54,217	596	25,153	561	81,326	894	1,355,427	14,892	8,133	89	5,295,263	81,038	15,865,813	10,570,550
2025	3,431,304	47,734	227,067	13,940	43,938	771	47,011	1,323	27,109	298	25,153	561	81,326	894	813,256	8,935	0	0	4,696,164	74,456	14,577,123	9,880,959
2026	3,431,304	47,734	227,067	13,940	43,938	771	47,011	1,323	27,109	298	25,153	561	40,663	447	813,256	8,935	0	0	4,655,501	74,009	14,489,655	9,834,154
2027	2,140,261	33,549	227,067	13,940	43,938	771	47,011	1,323	27,109	298	25,153	561	40,663	447	813,256	8,935	0	0	3,364,458	59,824	11,712,556	8,348,099
2028	2,140,261	33,549	227,067	13,940	43,938	771	47,011	1,323	27,109	298	25,153	561	40,663	447	813,256	8,935	0	0	3,364,458	59,824	11,712,556	8,348,099
2029	2,140,261	33,549	227,067	13,940	43,938	771	47,011	1,323	27,109	298	25,153	561	40,663	447	813,256	8,935	0	0	3,364,458	59,824	11,712,556	8,348,099
2030	2,140,261	33,549	227,067	13,940	43,938	771	47,011	1,323	27,109	298	25,153	561	40,663	447	271,085	2,978	0	0	2,822,287	53,868	10,546,321	7,724,034
2031	2,140,261	33,549	227,067	13,940	43,938	771	47,011	1,323	27,109	298	25,153	561	40,663	447	271,085	2,978	0	0	2,822,287	53,868	10,546,321	7,724,034
2032	849,217	19,365	227,067	13,940	22,251	533	47,011	1,323	0	0	25,153	561	40,663	447	271,085	2,978	0	0	1,482,448	39,147	7,664,261	6,181,813
2033	849,217	19,365	227,067	13,940	22,251	533	47,011	1,323	0	0	25,153	561	40,663	447	271,085	2,978	0	0	1,482,448	39,147	7,664,261	6,181,813
2034	849,217	19,365	227,067	13,940	22,251	533	47,011	1,323	0	0	25,153	561	40,663	447	271,085	2,978	0	0	1,482,448	39,147	7,664,261	6,181,813
2035	849,217	19,365	227,067	13,940	22,251	533	47,011	1,323	0	0	25,153	561	0	0	271,085	2,978	0	0	1,441,785	38,700	7,576,793	6,135,008
2036	332,799	13,691	227,067	13,940	22,251	533	47,011	1,323	0	0	25,153	561	0	0	0	0	0	0	654,282	30,048	5,882,836	5,228,554
2037	332,799	13,691	227,067	13,940	22,251	533	47,011	1,323	0	0	25,153	561	0	0	0	0	0	0	654,282	30,048	5,882,836	5,228,554
2038	332,799	13,691	227,067	13,940	22,251	533	47,011	1,323	0	0	25,153	561	0	0	0	0	0	0	654,282	30,048	5,882,836	5,228,554
2039	332,799	13,691	227,067	13,940	22,251	533	47,011	1,323	0	0	25,153	561	0	0	0	0	0	0	654,282	30,048	5,882,836	5,228,554
2040	332,799	13,691	227,067	13,940	22,251	533	47,011	1,323	0	0	25,153	561	0	0	0	0	0	0	654,282	30,048	5,882,836	5,228,554
2041	332,799	13,691	227,067	13,940	22,251	533	47,011	1,323	0	0	25,153	561	0	0	0	0	0	0	654,282	30,048	5,882,836	5,228,554
2042	332,799	13,691	227,067	13,940	22,251	533	47,011	1,323	0	0	25,153	561	0	0	0	0	0	0	654,282	30,048	5,882,836	5,228,554
2043	332,799	13,691	227,067	13,940	22,251	533	47,011	1,323	0	0	25,153	561	0	0	0	0	0	0	654,282	30,048	5,882,836	5,228,554
2044	332,799	13,691	227,067	13,940	22,251	533	47,011	1,323	0	0	25,153	561	0	0	0	0	0	0	654,282	30,048	5,882,836	5,228,554
2045	332,799	13,691	227,067	13,940	22,251	533	47,011	1,323	0	0	25,153	561	0	0	0	0	0	0	654,282	30,048	5,882,836	5,228,554

12.2.7 小水力発電候補地点の経済・財務分析

本調査団によって 10 個所の小水力発電候補地点が調査されたが、ここでは参考までにそれら 10 個所の小水力発電所の経済・財務分析を行う。

10 個所の小水力発電所候補地点の財務費用および経済費用を次頁の一覧表に示す。財務便益としての電気料金は、LRAIC + 5 % (US\$0.1881) を使用する。但し、建設期間が 1 年以上にわたる場合、電気料金は年間 5.00% の値上がりを含むものとする。経済費用は最適供給計画の節で説明した同様の手法によって財務費用を経済費用に変換したものである。

経済分析は、小水力発電所に多く用いられている「火力代替法⁶」を用いる。ソロモン諸島国の場合、小水力発電所の代替案としてはディーゼル発電所が最も現実的であり、その代替ディーゼル発電所にかかるコストを経済便益として用いる。

代替火力法では、通常代替火力発電所のコストをまず建設費と燃料費に分類し、それぞれの単価を求めることによって行う。建設費の単価は kW 当たりの費用として求められ、これを電力価値もしくは kW 価値と称する。燃料費の単価は kWh 当たりの費用として求められ、これを電力量価値もしくは kWh 価値と称する。

また、水力発電所と火力発電所では発電端から受電端に至るまでに発生する電力ロス率が異なるため、通常次のような補正係数を使用し、電力価値および電力量価値の補正を行う。

Table 12-2-7-1 補正計数の計算

Calculation of Adjustment Factor			
Item	Planned Hydropower Station		Diesel Power Station
Power own use	0.30%	①	2.0% ⑤
Force outage	0.50%	②	5.0% ⑥
Overhaul & Inspection	0.50%	③	5.0% ⑦
Transmission/ leakage loss	4.00%	④	3.0% ⑧
Total loss	5.30%		15.00%
kW -adjustment factor			1.1045 ⑨
kWh -adjustment factor			1.0069 ⑩
(Note) 1.	⑨ = (1-①)*(1-②)*(1-③)*(1-④)/(1-⑤)*(1-⑥)*(1-⑦)*(1-⑧)		
2.	⑩ = (1-①)*(1-④)/(1-⑤)*(1-⑧)		

⁶ 火力代替法には欧米式、日本式がある。前者は代替火力の建設費をそのまま便益として用いるのに対し、後者は代替火力の建設費を年経費化し、毎年便益として計上する手法である。ここでは、世界的に広く行われている欧米式を用いる。

Table 12-2-7-2 水力発電所候補地点の財務費用、経済費用一覧

Islands		Guadalcanal			Malaita			Santa Isabel	San Cristobal	Choiseul	Santa Cruz
Site		Maotapuku 1	Maotapuku 2	Sasa	Silolo	Rori	Kware'a	Kubolata	Waimapuru	Sorave	Luembalele
Term of construction (year)		4	4	2	4	2	4	1	1	1	1
Installed capacity (kW)		1,600	1,400	280	2,100	300	600	80	20	70	50
Energy output (MWh) p.a.		7,838	6,619	2,396	10,495	2,526	2,541	563	170	592	432
Plant factor		55.92%	53.97%	97.68%	57.05%	96.12%	48.34%	80.34%	97.00%	96.54%	98.63%
Weighted average plant factor		55.01%			61.93%						
Capital cost		24,870,000	27,027,000	6,211,000	28,261,000	5,989,000	18,185,000	1,649,000	912,000	1,859,000	4,117,000
US\$ / kW		15,544	19,305	22,182	13,458	19,963	30,308	20,613	45,600	26,557	82,340
O&M cost		141,000	203,000	62,000	156,000	70,000	123,000	23,000	18,000	26,000	51,000
		0.57%	0.75%	1.00%	0.55%	1.17%	0.68%	1.39%	1.97%	1.40%	1.24%

Financial Cost

1st year	18% 79%	4,476,600	4,864,860	4,906,690	5,086,980	4,731,310	3,273,300	1,649,000	912,000	1,859,000	4,117,000
2nd year	25% 21%	6,217,500	6,756,750	1,304,310	7,065,250	1,257,690	4,546,250	0	0	0	0
3rd year	43%	10,694,100	11,621,610	0	12,152,230	0	7,819,550	0	0	0	0
4th year	14%	3,481,800	3,783,780	0	3,956,540	0	2,545,900	0	0	0	0
O&M cost		141,000	203,000	62,000	156,000	70,000	123,000	23,000	18,000	26,000	51,000

Economic Cost

1st year		4,330,837	4,706,455	4,746,923	4,921,343	4,577,254	3,166,718	1,595,307	882,304	1,798,469	3,982,946
2nd year		6,015,052	6,536,743	1,261,840	6,835,198	1,216,738	4,398,219	0	0	0	0
3rd year		10,345,889	11,243,198	0	11,756,541	0	7,564,937	0	0	0	0
4th year		3,368,429	3,660,576	0	3,827,711	0	2,463,003	0	0	0	0
O&M cost		136,409	196,390	59,981	150,920	67,721	118,995	22,251	17,414	25,153	49,339

Conversion Factor (Weighted average) = 0.8915

Economic cost = Financial cost * 70% + Financial cost * 30% * Conversion Factor (weighted average)

Tariff (LRAIC * 1.05) 0.1881 US\$/kWh

Exchange rate as of Dec. 1999 5.00 SB\$/US\$

Envisaged annual price increase 5.00%

Construction period	year	4	4	2	4	2	4	1	1	1	1
Envisaged tariff in operation	US\$/kWh	0.2286	0.2286	0.2073	0.2286	0.2073	0.2286	0.1975	0.1975	0.1975	0.1975

Estimation of Annual Revenue

Total loss 5.30%

Annual generated energy	MWh	7,838	6,619	2,396	10,495	2,526	2,541	563	170	592	432
Annual sold energy	MWh	7,423	6,268	2,269	9,939	2,392	2,406	533	161	561	409
Annual revenue in US\$	US\$	1,696,800	1,432,906	470,472	2,271,997	495,998	550,085	105,285	31,781	110,708	80,787

Internal Rate of Return		Maotapuku 1	Maotapuku 2	Sasa	Silolo	Rori	Kware'a	Kubolata	Waimapuru	Sorave	Luembalele
	FIRR	5.244%	3.400%	5.880%	6.432%	6.429%	0.313%	4.379%	-1.143%	3.836%	-3.568%
	EIRR	3.280%	1.416%	2.726%	10.365%	6.794%	1.227%	8.224%	-2.252%	6.694%	-4.610%

Table 12-2-7-3 電力価値(Power value)の計算
(マオタプク 1 小水力の代替ディーゼルの場合)

Power value (kW value)

kW construction cost	US\$/kW	1,534 ①
kW adjustment factor		1.1045 ②
Plant Factor		38.1% ③
Fixed O&M Cost		3.00% ④
Power value (kW value)	US\$/kW	4,580 ⑤ = ①*②/③*(1+④)

Table 12-2-7-4 電力量価値(Energy value)の計算
(各代替ディーゼル共通)

Energy value (kWh value)

Fuel type		Diesel Oil
Fuel Price	US\$/liter	0.30 ①
Heat Content	kcal/liter	9,200 ②
Thermal Efficiency	%	35.0% ③
Heat rate	kcal/kWh	2,457.14 ④ = 860/③
Fuel Consumption per kWh	liter/kWh	0.2671 ⑤ = ④/②
Lubricant Oil	% of Fuel cost	5.0% ⑥
Fuel Cost	US\$/kWh	0.0841 ⑦ = ⑤*①*(1+⑥)
kWh -adjustment factor		1.0069 ⑧
Variable O&M Cost		3.0% ⑨
Energy value	US\$/kWh	0.0872 ⑩ = ⑦*⑧*(1+⑨)

以上の計算過程を通じて算出された小水力発電所 10 個所の候補地点の財務・経済収益率の一覧表を以下に示す。

Table 12-2-7-5 小水力発電の FIRR および EIRR

	Maotapuku 1	Maotapuku 2	Sasa	Silolo	Rori
FIRR	5.244%	3.400%	5.880%	6.432%	6.429%
EIRR	3.280%	1.416%	2.726%	10.365%	6.794%
	Kware'a	Kubolata	Waimapuru	Sorave	Luembalele
FIRR	0.313%	4.379%	-1.143%	3.836%	-3.568%
EIRR	1.227%	8.224%	-2.252%	6.694%	-4.610%

計算結果としては、最適供給計画に含まれる小水力発電のほとんど（マオタブク 1、ササ、シロロ、ロリ、クボラタ、ソラベ）の FIRR がソロモンの実質金利である 3.8%を超えており、財務的にフィージブルであると言える。クワレア、ワイマプール、ルエンバレレについては収益率が低い数値となっており、建設コストを 50 年間かかっても回収できないことを表している。

また、経済的収益率の基準である社会的割引率が 8.00%とすれば、EIRR がこれを上回るものはシロロとクボラタのみであり、ついでロリ、ソラベがこれに近い値を示している。その他の小水力発電所は経済的収益性から見ると、ソロモン諸島国における他のプロジェクトに比べ劣っていると言える。

Table 12-7-6 マオタプク 1 小水力発電所の FIRR,EIRR 計算例

Maotapku-1						Alternative Diesel						
FIRR = 5.244%						EIRR = 3.280%						
US\$						US\$						
Year	Cost	O&M	Sold Energy MWh	Benefit	NET	Year	Cost	O&M	Sold Energy MWh	Benefit Construction	Benefit Fuel	NET
1	4,476,600	0		0	-4,476,600	1	4,330,837	0		0	0	-4,330,837
2	6,217,500	0		0	-6,217,500	2	6,015,052	0		0	0	-6,015,052
3	10,694,100	0		0	-10,694,100	3	10,345,889	0		0	0	-10,345,889
4	3,481,800	0		0	-3,481,800	4	3,368,429	0		7,328,669	0	3,960,240
5		141,000	7,423	1,696,800	1,555,800	5		136,409	7,423	0	647,611	511,202
6		141,000	7,423	1,696,800	1,555,800	6		136,409	7,423	0	647,611	511,202
7		141,000	7,423	1,696,800	1,555,800	7		136,409	7,423	0	647,611	511,202
8		141,000	7,423	1,696,800	1,555,800	8		136,409	7,423	0	647,611	511,202
9		141,000	7,423	1,696,800	1,555,800	9		136,409	7,423	0	647,611	511,202
10		141,000	7,423	1,696,800	1,555,800	10		136,409	7,423	0	647,611	511,202
11		141,000	7,423	1,696,800	1,555,800	11		136,409	7,423	0	647,611	511,202
12		141,000	7,423	1,696,800	1,555,800	12		136,409	7,423	0	647,611	511,202
13		141,000	7,423	1,696,800	1,555,800	13		136,409	7,423	0	647,611	511,202
14		141,000	7,423	1,696,800	1,555,800	14		136,409	7,423	0	647,611	511,202
15		141,000	7,423	1,696,800	1,555,800	15		136,409	7,423	0	647,611	511,202
16		141,000	7,423	1,696,800	1,555,800	16		136,409	7,423	0	647,611	511,202
17		141,000	7,423	1,696,800	1,555,800	17		136,409	7,423	0	647,611	511,202
18		141,000	7,423	1,696,800	1,555,800	18		136,409	7,423	0	647,611	511,202
19		141,000	7,423	1,696,800	1,555,800	19		136,409	7,423	0	647,611	511,202
20		141,000	7,423	1,696,800	1,555,800	20		136,409	7,423	0	647,611	511,202
21		141,000	7,423	1,696,800	1,555,800	21		136,409	7,423	0	647,611	511,202
22		141,000	7,423	1,696,800	1,555,800	22		136,409	7,423	0	647,611	511,202
23		141,000	7,423	1,696,800	1,555,800	23		136,409	7,423	0	647,611	511,202
24		141,000	7,423	1,696,800	1,555,800	24		136,409	7,423	7,328,669	647,611	7,839,871
25		141,000	7,423	1,696,800	1,555,800	25		136,409	7,423	0	647,611	511,202
26		141,000	7,423	1,696,800	1,555,800	26		136,409	7,423	0	647,611	511,202
27		141,000	7,423	1,696,800	1,555,800	27		136,409	7,423	0	647,611	511,202
28		141,000	7,423	1,696,800	1,555,800	28		136,409	7,423	0	647,611	511,202
29		141,000	7,423	1,696,800	1,555,800	29		136,409	7,423	0	647,611	511,202
30		141,000	7,423	1,696,800	1,555,800	30		136,409	7,423	0	647,611	511,202
31		141,000	7,423	1,696,800	1,555,800	31		136,409	7,423	0	647,611	511,202
32		141,000	7,423	1,696,800	1,555,800	32		136,409	7,423	0	647,611	511,202
33		141,000	7,423	1,696,800	1,555,800	33		136,409	7,423	0	647,611	511,202
34		141,000	7,423	1,696,800	1,555,800	34		136,409	7,423	0	647,611	511,202
35		141,000	7,423	1,696,800	1,555,800	35		136,409	7,423	0	647,611	511,202
36		141,000	7,423	1,696,800	1,555,800	36		136,409	7,423	0	647,611	511,202
37		141,000	7,423	1,696,800	1,555,800	37		136,409	7,423	0	647,611	511,202
38		141,000	7,423	1,696,800	1,555,800	38		136,409	7,423	0	647,611	511,202
39		141,000	7,423	1,696,800	1,555,800	39		136,409	7,423	0	647,611	511,202
40		141,000	7,423	1,696,800	1,555,800	40		136,409	7,423	0	647,611	511,202
41		141,000	7,423	1,696,800	1,555,800	41		136,409	7,423	0	647,611	511,202
42		141,000	7,423	1,696,800	1,555,800	42		136,409	7,423	0	647,611	511,202
43		141,000	7,423	1,696,800	1,555,800	43		136,409	7,423	0	647,611	511,202
44		141,000	7,423	1,696,800	1,555,800	44		136,409	7,423	7,328,669	647,611	7,839,871
45		141,000	7,423	1,696,800	1,555,800	45		136,409	7,423	0	647,611	511,202
46		141,000	7,423	1,696,800	1,555,800	46		136,409	7,423	0	647,611	511,202
47		141,000	7,423	1,696,800	1,555,800	47		136,409	7,423	0	647,611	511,202
48		141,000	7,423	1,696,800	1,555,800	48		136,409	7,423	0	647,611	511,202
49		141,000	7,423	1,696,800	1,555,800	49		136,409	7,423	0	647,611	511,202
50		141,000	7,423	1,696,800	1,555,800	50		136,409	7,423	0	647,611	511,202

12.3 地方電化計画の経済・財務分析

本節では、SHS 普及による地方電化計画に関する経済・財務分析を行う。SHS は、候補地点の位置に拘わらず、同一規格の場合は設備費、工事費および O&M 費用はすべて同一とみなすこととする。また SHS の台数が 1 台であっても複数台であっても、その財務収益性および経済性は同一とみなすこととする。したがって、ここでは、単体の SHS に対してのみ経済・財務分析を行うこととする。

12.3.1 財務費用の積算

まず SHS の設備費、工事費および O&M 費用を積算する。SHS は現在でもソロモン国内で販売されているが、これは関税および物品税を課税された後の価格である。地方電化計画が国家プロジェクトとして行われる場合は免税措施が取られるのが通常であるが、ここでは、課税価格と非課税価格の 2 通り費用を財務費用として用いた。

Table 12-2-1 SHS の財務費用

	With tax			Without tax			(US\$)
	36Wp	55Wp	75Wp	36Wp	55Wp	75Wp	
PV set	1,195	1,398	1,640	996	1,160	1,301	
Battery	248	290	364	202	237	297	
C/C	144	144	144	117	117	117	
O&M	12	12	12	12	12	12	

* C/C = Charge controller

上記費用の内、バッテリーは耐用年数が 7 年間のため、8 年目および 15 年目で交換する必要があり、またチャージコントローラーの耐用年数が 10 年間であることから、11 年目で交換する必要がある（詳細は第 7 章参照）。

12.3.2 財務便益と財務収益率

SHS の財務便益には、設定された SHS の料金を用いる。SHS は火力発電や水力発電とは特徴が根本的に異なり、kWh 単価での料金設定が不可能である。SHS の料金設定として最も現実的な方法は、最初に一定の頭金を徴収し、残額を一定期間に渡って月賦払いで徴収する方法である。

第 7 章では SHS の料金につき、その設備費および維持費を回収できるような料金設定を行っている。料金の設定は、条件の違いにより全部で 84 通りを想定している。

- | | |
|-----------|---------------------------------|
| 1) パネルの規格 | 3 種類 (36 Wp, 55 Wp, 75 Wp) |
| 2) 諸税の賦課 | 2 種類 (課税、非課税) |
| 3) 支払年数 | 7 種類 (0, 3, 5, 7, 10, 15, 20 年) |
| 4) 金利の賦課 | 2 種類 (4%、0%) |

Table 12-3-2-1 SHS の設定料金一覧

Discount Rate 4.0% Charged Interest 4.0% Down payment 30 US\$										Exchange rate 5.00 SB\$/US\$										Discount Rate 4.0% Charged Interest 0.0% Down payment 30 US\$										
With tax																				With tax										
36Wp		55Wp				75Wp				36Wp		55Wp				75Wp				36Wp		55Wp				75Wp				
		NPV				NPV						NPV				NPV						NPV				NPV				
PV set	1,195	1,195			1,398	1,398				PV set	1,195	1,195				1,398	1,398				1,195	1,195				1,398	1,398			
Battery	248	332			290	388				Battery	248	332				290	388				248	332				290	388			
C/C	144	97			144	97				C/C	144	97				144	97				144	97				144	97			
O&M	12	163			12	163				O&M	12	163				12	163				12	163				12	163			
Total		1,787				2,046				Total		1,787					2,046										2,046			
year	annual	monthly			annual	monthly				year	annual	monthly			annual	monthly				year	annual	monthly			annual	monthly				
		US\$	SB\$		US\$	SB\$		US\$	SB\$			US\$	SB\$		US\$	SB\$		US\$	SB\$			US\$	SB\$		US\$	SB\$		US\$	SB\$	
0	1,757		8,782.7	2,016		10,078.5	2,357		11,783.4	0	1,757		8,782.7	2,016		10,078.5	2,357		11,783.4	0	1,757		8,782.7	2,016		10,078.5	2,357		11,783.4	
3	633	52.7	263.7	726	60.5	302.6	849	70.8	353.8	3	586	48.8	244.0	672	56.0	280.0	786	65.5	327.3	3	586	48.8	244.0	672	56.0	280.0	786	65.5	327.3	
5	395	32.9	164.4	453	37.7	188.7	529	44.1	220.6	5	351	29.3	146.4	403	33.6	168.0	471	39.3	196.4	5	351	29.3	146.4	403	33.6	168.0	471	39.3	196.4	
7	293	24.4	121.9	336	28.0	139.9	393	32.7	163.6	7	251	20.9	104.6	288	24.0	120.0	337	28.1	140.3	7	251	20.9	104.6	288	24.0	120.0	337	28.1	140.3	
10	217	18.0	90.2	249	20.7	103.5	291	24.2	121.1	10	176	14.6	73.2	202	16.8	84.0	236	19.6	98.2	10	176	14.6	73.2	202	16.8	84.0	236	19.6	98.2	
15	158	13.2	65.8	181	15.1	75.5	212	17.7	88.3	15	117	9.8	48.8	134	11.2	56.0	157	13.1	65.5	15	117	9.8	48.8	134	11.2	56.0	157	13.1	65.5	
20	129	10.8	53.9	148	12.4	61.8	173	14.5	72.3	20	88	7.3	36.6	101	8.4	42.0	118	9.8	49.1	20	88	7.3	36.6	101	8.4	42.0	118	9.8	49.1	
Without tax																				Without tax										
36Wp		55Wp				75Wp				36Wp		55Wp				75Wp				36Wp		55Wp				75Wp				
		NPV				NPV						NPV				NPV						NPV				NPV				
PV set	996	996			1,160	1,160				PV set	996	996				1,160	1,160				996	996				1,160	1,160			
Battery	202	270			237	317				Battery	202	270				237	317				202	270				237	317			
C/C	117	79			117	79				C/C	117	79				117	79				117	79				117	79			
O&M	12	163			12	163				O&M	12	163				12	163				12	163				12	163			
Total		1,508				1,719				Total		1,508					1,719										1,719			
year	annual	monthly			annual	monthly				year	annual	monthly			annual	monthly				year	annual	monthly			annual	monthly				
		US\$	SB\$		US\$	SB\$		US\$	SB\$			US\$	SB\$		US\$	SB\$		US\$	SB\$			US\$	SB\$		US\$	SB\$		US\$	SB\$	
0	1,478		7,388.9	1,689		8,442.9	1,910		9,549.2	0	1,478		7,388.9	1,689		8,442.9	1,910		9,549.2	0	1,478		7,388.9	1,689		8,442.9	1,910		9,549.2	
3	533	44.4	221.9	608	50.7	253.5	688	57.4	286.8	3	493	41.0	205.2	563	46.9	234.5	637	53.1	265.3	3	493	41.0	205.2	563	46.9	234.5	637	53.1	265.3	
5	332	27.7	138.3	379	31.6	158.0	429	35.7	178.7	5	296	24.6	123.1	338	28.1	140.7	382	31.8	159.2	5	296	24.6	123.1	338	28.1	140.7	382	31.8	159.2	
7	246	20.5	102.6	281	23.4	117.2	318	26.5	132.6	7	211	17.6	88.0	241	20.1	100.5	273	22.7	113.7	7	211	17.6	88.0	241	20.1	100.5	273	22.7	113.7	
10	182	15.2	75.9	208	17.3	86.7	235	19.6	98.1	10	148	12.3	61.6	169	14.1	70.4	191	15.9	79.6	10	148	12.3	61.6	169	14.1	70.4	191	15.9	79.6	
15	133	11.1	55.4	152	12.7	63.3	172	14.3	71.6	15	99	8.2	41.0	113	9.4	46.9	127	10.6	53.1	15	99	8.2	41.0	113	9.4	46.9	127	10.6	53.1	
20	109	9.1	45.3	124	10.4	51.8	141	11.7	58.6	20	74	6.2	30.8	84	7.0	35.2	95	8.0	39.8	20	74	6.2	30.8	84	7.0	35.2	95	8.0	39.8	

次に、月額電気料金の設定によって、FIRRがどのように変化するかを検討する。
 月額の電気料金を、SB\$10 から SB\$100 までとし、それぞれの FIRR を計算したのが
 以下の表である。料金払いは 20 年間を前提としている。

Table 12-3-2-2 SHS の各料金における FIRR

FIRR by monthly payment

Payment period = 20 years

Down payment = SB\$ 150

With tax

	(SB\$)									
	10	20	30	40	50	60	70	80	90	100
36Wp	-28.74%	-12.78%	-5.76%	-1.04%	2.71%	5.94%	8.86%	11.57%	14.14%	16.61%
55Wp	-30.73%	-14.70%	-7.69%	-3.10%	0.47%	3.49%	6.19%	8.67%	10.99%	13.21%
75Wp	-33.64%	-17.40%	-10.13%	-5.50%	-2.00%	0.91%	3.46%	5.77%	7.92%	9.94%

Without tax

	(SB\$)									
	10	20	30	40	50	60	70	80	90	100
36Wp	-25.76%	-10.03%	-3.05%	1.81%	5.79%	9.29%	12.51%	15.55%	18.46%	21.29%
55Wp	-27.83%	-11.93%	-5.02%	-0.34%	3.40%	6.64%	9.58%	12.32%	14.93%	17.44%
75Wp	-30.77%	-14.32%	-7.12%	-2.40%	1.29%	4.43%	7.24%	9.83%	12.27%	14.61%

上記計算結果から分かるように、FIRR がプラスとなる為には、設備費用が非課税の場合でも月額支払額が 36 Wp で SB\$40 以上、55 Wp と 75 Wp では SB\$50 以上必要ということである。また、財務収益率 (FIRR) が 4.0% になるには、月額料金は 35 Wp、55 Wp、75 Wp それぞれ SB\$45.3、SB\$51.8、SB\$58.6 に設定する必要がある。

Table 12-3-2-3 SHS の FIRR の計算例
(36 Wp、月額 SB\$40 の場合)

Assumption

36Wp	US\$	SB\$	US\$	SB\$
PV set	996	4,978	Monthly charge	8 40
Battery	202	1,010	Down Payment	30 150
C/C	117	585	Payment Period	20 years
O&M Cost	12	60	Exchange rate	5.00 SB\$/US\$

FIRR = 1.81%

	Cost				Benefit	Net	Annual Charge US\$	Monthly Charge US\$	Monthly Charge SB\$
	PV	battery	C/C	O&M					
0	996				30	-966	30		
1				12	96	84	96	8	40
2				12	96	84	96	8	40
3				12	96	84	96	8	40
4				12	96	84	96	8	40
5				12	96	84	96	8	40
6				12	96	84	96	8	40
7		202		12	96	-118	96	8	40
8				12	96	84	96	8	40
9				12	96	84	96	8	40
10			117	12	96	-33	96	8	40
11				12	96	84	96	8	40
12				12	96	84	96	8	40
13				12	96	84	96	8	40
14		202		12	96	-118	96	8	40
15				12	96	84	96	8	40
16				12	96	84	96	8	40
17				12	96	84	96	8	40
18				12	96	84	96	8	40
19				12	96	84	96	8	40
20				12	96	84	96	8	40

12.3.3 支払意志額および SHS の料金設定

SHS に対する支払意志額（もしくは支払可能額⁷）につき、SHS 候補地調査（第 7 章参照）および村落調査（第 8 章参照）において、多くの村落を対象に聞き取り調査が行われた。結果としては、農村部の貧困層（月収 SB\$100 以下）においては、月額 SB\$10～20 以上は高すぎて払えないという反応であり、また富裕層（月収 SB\$800 以上）においては月額約 SB\$100 程度ならば支払可能との反応であった。この結果からソロモン農村住民の SHS に対する支払意志額は、住民の現金収入水準によって SB\$10～SB\$100 までの大きな幅があることが分かる。これは以下のような曲線（需要曲線）で表される。

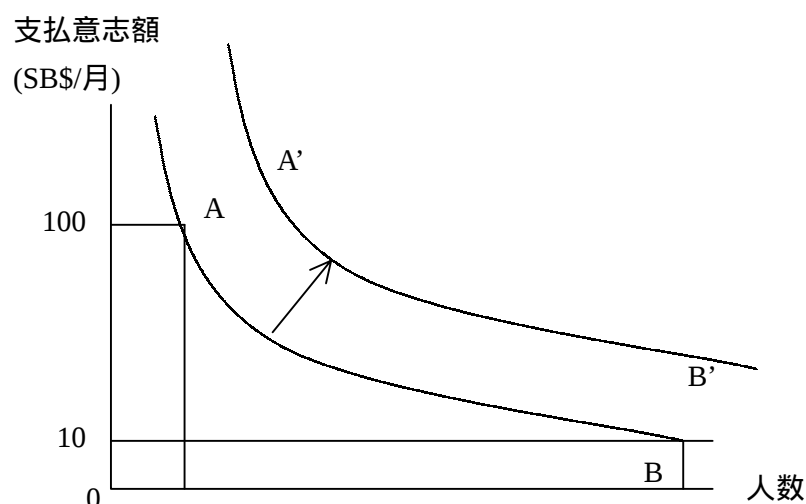


Fig. 12-2-3 SHS に対する支払意志額

上図の内、A 点は富裕層（月収 SB\$800 程度）で、月 SB\$100 の支払いでも十分可能な層を表し、B 点は貧困層（月収 SB\$100 程度）で、月 SB\$10 程度しか払えない層を表す。村落調査（第 8 章参照）にもあるように、ソロモン農村住民の現金収入は、州によって大きな差があり、上記のような富裕層もしくは中間層は、ガダルカナル州とウエスタン州のごく一部の村落に限られる。

⁷ 支払意志額と支払可能額：ミクロ経済学において「支払意志額」とは、ある消費財に対する消費者の「需要価格」を表すものであり、これは消費者の「予算制約」と「消費者選好度」によって決まる。一方、「支払可能額」はミクロ経済学の一般用語ではないが、やはり所得水準と消費者選好度によって決まるものであると考えられ、したがって、この二つの用語は基本的に同義であると解釈される。本報告書では、この二つの用語を区別せず、「支払意志額」に統一して用いる。

支払意志額は、「予算制約」と「消費者選好度」の変化によって変動する。即ち、SHS の例で言えば、農村住民の収入水準が高くなるか、もしくは住民の SHS に対する認識が高まり、選考度が高くなれば、SHS に対する支払意志額が高くなることを意味する。この場合、上記曲線 AB は曲線 A' B' にシフトする。

SHS の効用は、ソロモン住民が現在認識している以上に高いと考えられ（次項参照）SHS の普及にしたがって支払意志額も将来的には高まっていくと思われる。

SHS の料金設定

ソロモン農村部の電化という目的の為に、SHS 料金を農村部住民の支払意志額の下限に近い水準（貧困層において月額 SB\$10～20）に設定する必要がある。そこで本報告書では、SHS の料金を以下のように設定する。

35Wp	頭金	US\$20 (SB\$100)、月額 US\$2.00 (SB\$10.00)
55Wp	頭金	US\$20 (SB\$100)、月額 US\$2.60 (SB\$13.00)
75Wp	頭金	US\$20 (SB\$100)、月額 US\$3.00 (SB\$15.00)

SHS 料金を上記のように設定した場合、FIRR は大幅なマイナスとなり（Table 12-3-2-2 参照）財務的には到底採算が合わない。この料金の不足分は最適供給計画における電気料金に「地方電化基金」として上乗せして徴収することとする（12-4-3 項参照）。

12.3.4 経済費用・便益と経済収益率

次に SHS の経済費用、経済便益を推定し、これにより経済的収益性分析を試みる。

SHS の経済費用は、財務費用（Table 12-3-1 参照）の非課税価格を用いる。（この価格に含まれる業者の利益 $CIF \times 0.15$ は、機会費用 = 1 と考える。）

SHS の経済便益は、他の報告書においても色々試みられているが、未だに確立された方法論があるとは言えない⁸。ここでは SHS の経済便益について、以下の 2 通りの方法で行うこととする。

⁸ 国際協力事業団「ジンバブエ国太陽光発電地方電化促進計画調査」（1999 年 3 月）では、太陽光発電に関する経済分析が行われており、経済便益として節約される送電線費用を使用しているが、ソロモン諸島は島嶼国であり、海底ケーブル等の敷設が必要となるが、代替案としては非現実出来であり、この方法は採用できない。

経済分析— 1（代替施設アプローチ）

ここでは小型ディーゼル発電機を SHS の代替施設とし、この設備費および燃料費等の費用節約分を経済便益と考える。別途検討した結果では、実効出力 720W の小型ディーゼル発電機 1 台の効用が 36W の PV パネルをもつ SHS の 50 個分に相当すると推定された⁹。O&M 費用は、SHS の場合年間 US\$12、代替ディーゼルの場合月に SB\$300 × 2 人分とし、家庭での使用時間は両方とも 3 時間と仮定した。

計算結果は、EIRR = -1.41% となった。これは、SHS が小型ディーゼルよりもコストが割高であることを表している。即ち、代替ディーゼルとの比較で見ると、SHS の経済性は低い、といわざるを得ない。

Table 12-3-4-1 代替ディーゼル発電を用いた EIRR 試算

Alternative Small Diesel								
SHS	Cost (US\$)	Life		Diesel	Cost (US\$)	Life		
PV set	996	20		Diesel	702	5		
Battery	202	7		Distribution	12,000	20		
C/C	117	10		Fuel	3	SB\$/liter		
O&M	12			Hours	3	per day		
No.Unit	50			days	216	per year		
							(US\$)	
EIRR =							-1.41%	
	Cost				Benefit			Net
	PV	battery	C/C	O&M	Diesel	Fuel	O&M	
0	49,775				12,702			-37,073
1				600		1,944	1,440	2,784
2				600		1,944	1,440	2,784
3				600		1,944	1,440	2,784
4				600		1,944	1,440	2,784
5				600	702	1,944	1,440	3,486
6				600		1,944	1,440	2,784
7		10,100		600		1,944	1,440	-7,316
8				600		1,944	1,440	2,784
9				600		1,944	1,440	2,784
10			5,850	600	702	1,944	1,440	-2,364
11				600		1,944	1,440	2,784
12				600		1,944	1,440	2,784
13				600		1,944	1,440	2,784
14		10,100		600		1,944	1,440	-7,316
15				600	702	1,944	1,440	3,486
16				600		1,944	1,440	2,784
17				600		1,944	1,440	2,784
18				600		1,944	1,440	2,784
19				600		1,944	1,440	2,784
20				600		1,944	1,440	2,784

⁹ 小型ディーゼル発電機の場合、実際には照明やラジオの他に、冷蔵庫等の容量大きな電気設備も使用可能であり、厳密に言えば SHS と同等の効用をもつとは言えない。この点、この分析方法には問題がある。

経済分析—2（効用アプローチ）

ここでは、SHS の「効用」を経済便益とする手法により経済性を試算する。

「効用(utility)」とは、ミクロ経済学用語で、消費者が財を消費することによって感ずる満足度をあらわす。SHS の効用は、例えば夜間の読書や、夜間の集会が可能となったといったことがあげられるが、その効用の程度を測定することは困難である。ここでは、ケロシンランプやおよびラジカセ用乾電池の節約費用を基準として、SHS の効用を間接的に推定することとする。

ソロモン農村部における、平均的なケロシンおよび乾電池の消費量に関する調査結果に基づき、各費用を以下のように設定する。

a) ケロシン（灯油）への支出額：SB\$25 / 月¹⁰

b) ラジカセ用乾電池への支出額：SB\$20 / 月

$$\frac{\text{SB\$2.0} \times 10}{\text{単一}} \quad \text{使用個数} \quad \text{SB\$20}$$

c) ケロシンランプの年間支出額：SB\$20 / 年

$$\frac{\text{SB\$35} \times 2.8}{\text{平均価格}} \div 5 \quad \text{使用個数} \quad \text{耐用年数} \quad \text{SB\$20}$$

次に SHS の効用が、上記費用の何倍に相当するかを考える。

36 Wp の SHS は一日当り 11W の蛍光灯 4 時間と、6W のラジカセ 2 時間が使用可能である。別途実験したところによると、11W の蛍光灯は、標準ケロシンランプの約 33 倍の照度を持ち、6W のラジカセは単一乾電池 6 個で 2 時間使用可能であることがわかっている。したがって、36 Wp の SHS を 1 セットの効用はケロシンと乾電池と比較すると以下のように推定される。

a) ケロシン相当の効用：SB\$300 / 月

$$\text{SB\$25} \div 2.8 \text{ 個} \times 33 \text{ 倍} \quad \text{SB\$300}$$

b) ラジカセ用乾電池相当の効用：SB\$360 / 月

$$\text{SB\$20} \div 10 \text{ 個} \times 180 \text{ 倍} \quad \text{SB\$360}$$

c) ケロシンランプの年間支出額：SB\$240 / 年

$$\text{SB\$20} \div 2.8 \text{ 個} \times 33 \text{ 倍} \quad \text{SB\$240}$$

¹⁰ 第 7 章および第 8 章における調査結果によれば、それぞれ月 SB\$5.0～38、月 SB\$10.0～36.4 とかなり幅がある

但し、SHS による効用がすべて経済的付加価値として現れるわけではなく、実際にはそれよりもかなり低いと思われる。例えば SHS により照明度がケロシンランプの 33 倍になったとしても、それによる実際の効用が 33 倍になるわけではない。仮に、実際の効用がその 1/10 程度と考えると、SHS の効用は以下ようになる。

ケロシン	$SB\$300/\text{月} \cdot \text{件} \times 1/10 = SB\$30/\text{月} \cdot \text{件}$
乾電池	$SB\$360/\text{月} \cdot \text{件} \times 1/10 = SB\$36/\text{月} \cdot \text{件}$
ケロシンランプ	$SB\$240/\text{年} \cdot \text{件} \times 1/10 = SB\$24/\text{年} \cdot \text{件}$

この付加価値を経済便益として EIRR を計算したのが次頁の表である。

Table 12-3-4-2 SHS の効用による EIRR

Utility of SHS					
SHS	Cost (US\$)	Life (year)	Kerosine and Dry battery (SB\$/y) (US\$/y)		
PV set	996	20	Kerosine	360	72
Battery	202	7	Dry battery	432	86
C/C	117	10	Lamp	24	5
O&M	12		Total		163

					EIRR = 11.38%
Cost			Benefit		Net
PV	battery	C/C	O&M	Kerosine + Dry battery	
0	996				-996
1			12	163	151
2			12	163	151
3			12	163	151
4			12	163	151
5			12	163	151
6			12	163	151
7		202	12	163	-51
8			12	163	151
9			12	163	151
10		117	12	163	34
11			12	163	151
12			12	163	151
13			12	163	151
14		202	12	163	-51
15			12	163	151
16			12	163	151
17			12	163	151
18			12	163	151
19			12	163	151
20			12	163	151

試算結果は EIRR = 11.38% となった。この値は効用の程度の設定により違ってくるが、この計算結果が意味することは、SHS の効用が、従来のケロシンと乾電池により得られるものよりも大きいことを意味する。

SHS の経済便益は、上記で検討した以外にも CO₂ の排出量削減効果等、環境関連の便益も考えられる。次の段階においてライフサイクルアセスメントによる総合的な経済分析が必要と思われる。

12.3.5 地方電化計画の財務分析

本節の冒頭でも述べたように、SHS の収益性は、その個数に関わらず同一であると考えられ、したがって、SHS を用いた地方電化計画全体の収益性、これまでと同様の過程を経れば、同様の結果が得られると考えられる。

ここでは全国大拡大スキームを対象とした財務分析を行う。財務便益として、12-3-3 項で設定した SHS 料金を使用する。また、SHS は耐用期間の 20 年毎に取り替えることとし、3 回目の取り替えが終わるまでのキャッシュフローを作成して検討を行った。

分析結果は、12-3-3 項と同様に FIRR は大幅なマイナスとなり、財務的には到底採算が合わない。この料金の不足分は最適供給計画における電気料金に「地方電化基金」として上乗せして徴収することを提案する（12-4-3 項参照）。

次頁に地方電化計画（全国大拡大スキーム）財務分析のキャッシュフローを掲載する。

Table 12-3-5 地方電化計画の財務分析

(全国大拡大スキーム)

With tax 4.00%			36Wp		75Wp								(Unit: US\$)
20 year			PV set	1,195	1,640	1.37254							
			Battery	248	364								
			C/C	144	144								
			O&M	12	12								
Monthly tariff			2.0		3.0		Down payment (D/P) 20		FIRR =		#DIV/0!		
		Cost						Revenue			Cash Balance Cash		
Year		PV set	Battery1	Battery2	C/C	O&M	Total	Tariff	D/P	Total	Accumulated		
1	2005	366,782				3,564	370,346	7,452	5,940	13,392	-356,954	-356,954	
2	2006	366,782				7,128	373,910	14,904	5,940	20,844	-353,066	-710,019	
3	2007	366,782				10,692	377,474	22,356	5,940	28,296	-349,178	-1,059,197	
4	2008	366,782				14,256	381,038	29,808	5,940	35,748	-345,290	-1,404,486	
5	2009	366,782				17,820	384,602	37,260	5,940	43,200	-341,402	-1,745,888	
6	2010	366,782				21,384	388,166	44,712	5,940	50,652	-337,514	-2,083,401	
7	2011	366,782				24,948	391,730	52,164	5,940	58,104	-333,626	-2,417,027	
8	2012	366,782	76,788			28,512	472,082	59,616	5,940	65,556	-406,526	-2,823,552	
9	2013	366,782	76,788			32,076	475,646	67,068	5,940	73,008	-402,638	-3,226,190	
10	2014	366,782	76,788			35,640	479,210	74,520	5,940	80,460	-398,750	-3,624,939	
11	2015	366,782	76,788		42,768	39,204	525,542	81,972	5,940	87,912	-437,630	-4,062,569	
12	2016	366,782	76,788		42,768	42,768	529,106	89,424	5,940	95,364	-433,742	-4,496,310	
13	2017	366,782	76,788		42,768	46,332	532,670	96,876	5,940	102,816	-429,854	-4,926,164	
14	2018	366,782	76,788		42,768	49,896	536,234	104,328	5,940	110,268	-425,966	-5,352,129	
15	2019		76,788	76,788	42,768	49,896	246,240	104,328		104,328	-141,912	-5,494,041	
16	2020		76,788	76,788	42,768	49,896	246,240	104,328		104,328	-141,912	-5,635,953	
17	2021		76,788	76,788	42,768	49,896	246,240	104,328		104,328	-141,912	-5,777,865	
18	2022		76,788	76,788	42,768	49,896	246,240	104,328		104,328	-141,912	-5,919,777	
19	2023		76,788	76,788	42,768	49,896	246,240	104,328		104,328	-141,912	-6,061,689	
20	2024		76,788	76,788	42,768	49,896	246,240	104,328		104,328	-141,912	-6,203,601	
1	2025	366,782	76,788	76,788	42,768	49,896	613,022	104,328	5,940	110,268	-502,754	-6,706,355	
2	2026	366,782		76,788	42,768	49,896	536,234	104,328	5,940	110,268	-425,966	-7,132,320	
3	2027	366,782		76,788	42,768	49,896	536,234	104,328	5,940	110,268	-425,966	-7,558,286	
4	2028	366,782		76,788	42,768	49,896	536,234	104,328	5,940	110,268	-425,966	-7,984,251	
5	2029	366,782		76,788		49,896	493,466	104,328	5,940	110,268	-383,198	-8,367,449	
6	2030	366,782		76,788		49,896	493,466	104,328	5,940	110,268	-383,198	-8,750,646	
7	2031	366,782		76,788		49,896	493,466	104,328	5,940	110,268	-383,198	-9,133,844	
8	2032	366,782		76,788		49,896	493,466	104,328	5,940	110,268	-383,198	-9,517,041	
9	2033	366,782	76,788			49,896	493,466	104,328	5,940	110,268	-383,198	-9,900,239	
10	2034	366,782	76,788			49,896	493,466	104,328	5,940	110,268	-383,198	-10,283,436	
11	2035	366,782	76,788		42,768	49,896	536,234	104,328	5,940	110,268	-425,966	-10,709,402	
12	2036	366,782	76,788		42,768	49,896	536,234	104,328	5,940	110,268	-425,966	-11,135,367	
13	2037	366,782	76,788		42,768	49,896	536,234	104,328	5,940	110,268	-425,966	-11,561,333	
14	2038	366,782	76,788		42,768	49,896	536,234	104,328	5,940	110,268	-425,966	-11,987,298	
15	2039		76,788	76,788	42,768	49,896	246,240	104,328		104,328	-141,912	-12,129,210	
16	2040		76,788	76,788	42,768	49,896	246,240	104,328		104,328	-141,912	-12,271,122	
17	2041		76,788	76,788	42,768	49,896	246,240	104,328		104,328	-141,912	-12,413,034	
18	2042		76,788	76,788	42,768	49,896	246,240	104,328		104,328	-141,912	-12,554,946	
19	2043		76,788	76,788	42,768	49,896	246,240	104,328		104,328	-141,912	-12,696,858	
20	2044		76,788	76,788	42,768	49,896	246,240	104,328		104,328	-141,912	-12,838,770	
1	2045	366,782	76,788	76,788	42,768	49,896	613,022	104,328	5,940	110,268	-502,754	-13,341,524	
2	2046	366,782		76,788	42,768	49,896	536,234	104,328	5,940	110,268	-425,966	-13,767,489	
3	2047	366,782		76,788	42,768	49,896	536,234	104,328	5,940	110,268	-425,966	-14,193,455	
4	2048	366,782		76,788	42,768	49,896	536,234	104,328	5,940	110,268	-425,966	-14,619,420	
5	2049	366,782		76,788		49,896	493,466	104,328	5,940	110,268	-383,198	-15,002,618	
6	2050	366,782		76,788		49,896	493,466	104,328	5,940	110,268	-383,198	-15,385,815	
7	2051	366,782		76,788		49,896	493,466	104,328	5,940	110,268	-383,198	-15,769,013	
8	2052	366,782		76,788		49,896	493,466	104,328	5,940	110,268	-383,198	-16,152,210	
9	2053	366,782	76,788			49,896	493,466	104,328	5,940	110,268	-383,198	-16,535,408	
10	2054	366,782	76,788			49,896	493,466	104,328	5,940	110,268	-383,198	-16,918,605	
11	2055	366,782	76,788		42,768	49,896	536,234	104,328	5,940	110,268	-425,966	-17,344,571	
12	2056	366,782	76,788		42,768	49,896	536,234	104,328	5,940	110,268	-425,966	-17,770,536	
13	2057	366,782	76,788		42,768	49,896	536,234	104,328	5,940	110,268	-425,966	-18,196,502	
14	2058	366,782	76,788		42,768	49,896	536,234	104,328	5,940	110,268	-425,966	-18,622,467	
15	2059		76,788	76,788	42,768	49,896	246,240	104,328		104,328	-141,912	-18,764,379	
16	2060		76,788	76,788	42,768	49,896	246,240	104,328		104,328	-141,912	-18,906,291	
17	2061		76,788	76,788	42,768	49,896	246,240	104,328		104,328	-141,912	-19,048,203	

12.4 資金調達計画および返済計画

本節では、SIEA の過去の資金調達の経緯を参考に、今後の資金調達の可能性について検討する。また、調達した資金の返済計画についてキャッシュフローを用いたシミュレーションによって、その返済可能性について検討する。

12.4.1 過去の資金調達および返済の状況

SIEA の過去の資金調達および返済の状況を以下に記載する。

無償資金

1) 英国政府からの援助 (British AID)

1991 年 7 月、英国政府より、アウキおよびギゾ発電所合計 6 基のディーゼル発電機が供与された。エンジンは英国 INTEX Engineering Limited 製 (ブランド名は Perkins)。供与団体名は British Bilateral AID Program, Overseas Development Administration UK。

2) 台湾政府からの援助

1997 年 10 月、台湾政府とソロモン政府の間で SB\$14.2mil の無償資金協力に関する覚書きが締結され、その一部がホニアラ発電所のディーゼル発電機 3 台 (1~3 号機、1.5 MW × 3、英国製) に充当された。

3) 日本政府からの援助

1998 年 6 月、日本政府とソロモン政府の間で無償資金提供の交換公文が署名された。対象はルンガ発電所のディーゼル 9 号機 (4.2 MW) 建設であり、1999 年 9 月に竣工し、11 月より運転開始している。

4) ドイツ政府からの援助 (GTZ)

1994 年、ドイツの無償資金によりマライタおよびサントイザベル島における 4 個所で小水力発電所の調査がなされ、その後 1996 年にブアラ小水力発電所が建設された。援助機関名は GTZ (ドイツ技術協力公社)。

5) ニュージーランド政府からの援助

1984 年、ニュージーランド政府の援助でマルウ小水力発電所が建設された。

借款による調達状況

1) 国家共済基金 (National Provident Fund - NPF)

NPF からの融資は 1987 年に調達したルンガ 7 号機を始め、10 数回に上っている。融資条件は金利 14% とかなり高い。1997 年度よりデフォルト状態であり、裁判中である。1999 年末の債務残高は延滞金を含め約 SB\$20mil に上っている。

2) アジア開発銀行 (ADB)

ADB 融資残高は SIEA の長期借入金残高の約 80%を占める。ADB からの借入は過去 2 回行われた。

ADB No.803-SOL(SF)	1987 年、ルンガ 6 号機およびノロ 1 ~ 3 号機 SDR3.452mil (=US\$4.49mil)
ADB No.1064-SOL(SF)	1993 年、ルンガ 8 号機 SDR3.285mil (=US\$4.49mil)

いずれも金利 1.0%、据置 10 年、返済 30 年 (計 40 年) であるが、ソロモン政府よりそれぞれ金利 7.65%、6.36%、据置 3 年、返済 15 年で SIEA に再融資されている。本借款はデフォルト状態であり、元利支払ともに停止している。このため現在、新規融資を受けることが困難な状況である。

3) ANZ 銀行

小額であるが、ANZ 銀行からの借入があり、これもデフォルト状態である。

4) 世界銀行

SIEA は、世界銀行より融資を受けてはいないが、2000 年に建設予定のルンガ 10 号機は、世界銀行の一機関である IDA (International Development Association) のソロモン政府への融資が背景にある。融資条件は以下のとおりである。

IDA No.3252 SOL、99 年 6 月、SDR 8.9mil (US\$6.7mil 相当)
条件：金利 0.5%、据置 10 年、返済 30 年

ソロモン政府はこのうち一部を以下の条件で SIEA に転貸している。

SB\$14.0mil (US\$2.8mil 相当)
条件：金利 5.0%、据置なし、返済 5 年

Table 12-4-1 SIEA 発電設備の資金源一覧

Existing Power Station and Each Funding Source

Name of Province/Island	Name of P/S	Type of P/S	Unit No.	Name plate Rating (kW)	Instaaled Year	Maker	Fund Source
Guadalcanal P./Guadalcanal				24,540			
	Lungga	Diesel	4	1,900	1971	Mirrless-Blachstone	
			5	1,900	1971	Mirrless-Blachstone	
			6	2,840	1987	Allens (UK)	ADB No.803-SOL(SF)
			7	3,000	1987	Allens (UK)	National Providend Fund
			8	4,200	1993	Wartsila (Finland)	ADB No.1064-SOL(SF)
			9	4,200	1999	Mitsubishi (Japan)	Japanese grant Aid
			10	4,200	2000	Wartsila (Finland)	SIG Loan / IDA No.3252 SOL
	Honiara	Diesel	1	6,500			
			2	1,500	1998	Perkins (UK)	SIG Loan / Taiwan Aid
			3	1,500	1998	Perkins (UK)	SIG Loan / Taiwan Aid
			5	1,000	1984	Mirrless-Blachstone	SIG Loan / Taiwan Aid
			6	1,000	1984	Mirrless-Blachstone	
Malaita P./Malaita				818			
	Auki	Diesel	1	780			
			2	260	1991	Perkins (UK)	UK grant Aid
			3	260	1991	Perkins (UK)	UK grant Aid
	Malu'u	Hydro	1	37.5			
				37.5	1984		NZ Aid
Isabel P./Santa Isabel				238			
	Buala	Diesel	1	238			
		Hydro	1	88	1993	Perkins (UK)	
				150	1996		GTZ Aid
Makira P./San cristobal				235			
	Kirakira	Diesel	1	235			
			2	80	1992	Catapillar	SIG subsidy
			3	91	1993	Perkins (UK)	SIG subsidy
				64			SIG subsidy
Temotu P./San Cruz				264			
	Lata	Diesel	1	264			
			2	88	1993	Perkins (UK)	SIG subsidy
			3	88	1993	Perkins (UK)	SIG subsidy
				88	1995	Perkins (UK)	SIG subsidy
Western P./New Georgia				4,277			
	Gizo	Diesel	1	624			
			2	208	1991	Perkins (UK)	UK grant Aid
			3	208	1991	Perkins (UK)	UK grant Aid
				208	1991	Perkins (UK)	UK grant Aid
	Noro	Diesel	1	3,600			
			2	1,200	1987	Allens (UK)	ADB No.803-SOL(SF)
			3	1,200	1987	Allens (UK)	ADB No.803-SOL(SF)
				1,200	1987	Allens (UK)	ADB No.803-SOL(SF)
	Munda	Diesel	1	53			
				53			
Central P./Tulagi				320			
	Tulagi	Diesel	1	320			
			2	120		Catapillar	
				200	1993	Perkins (UK)	Lease from Marina Ltd.
Choiseul P./Choiseul							

30,692

12.4.2 最適供給計画の資金調達及び返済計画

最適供給計画（2000～2018年）に必要な建設費用は合計約 US\$172mil、O&M 費用は合計約 US\$141mil と推定される。ここでは、上記の内建設費用の資金調達及び返済計画を検討する。

最適供給計画には、水力 8 台、ディーゼル火力 26 台、合計 34 台の発電所が含まれている。財務分析の結果、電気料金を LRAIC+5.0%で徴収すれば、2063 年までの間の財務収益率が FIRR = 8.38%となり、投入した建設費及び燃料費 O&M 費用の全てがカバーされる（12.2.3 項参照）。しかし、上記財務分析は全ての建設費を自己資金で行うことが前提であり、これらの建設費が借款によって賄われる場合を考慮してはいない。

ここでは、これらの建設費を借款、無償資金及び自己資金の 3 種類の資金源で行った場合の様々なシミュレーションをキャッシュフロー分析し、SIEA が資金不足に陥らないためにどのような組合せが最適であるかを検討した。

借款の条件

資金調達計画を立てる際に、借款の条件は重要な問題である。過去に行われた ADB 借款は、いずれもツー・ステップ形式であり、ADB からソロモン政府が借入れ、それをソロモン政府が別の条件で SIEA に転貸する形式をとっている。借款の条件は以下の通り。

	ADB - 政府		政府 - SIEA
ADB（1987）利率	1.00%	→	7.65%
償還期間	30 年	→	15 年
据置期間	10 年	→	3 年
通貨	SDR	→	SDR
ADB（1993）利率	1.00%	→	6.36%
償還期間	30 年	→	15 年
据置期間	10 年	→	3 年
通貨	SDR	→	SDR

キャッシュフロー分析によれば、ADB より SIEA に直接低利・長期のソフトローンが行われるのであれば、資金返済は十分可能であるが、上記のようにツーステップ形式で、政府—SIEA 間で高利・短期の再融資が行われる場合、ほとんどの発電所は資金返済が滞ることが分かった。（次ページのキャッシュフロー参照。）

Table 12-4-2-1 償還可能性分析（ディーゼル、ビナ 1 号機の例）

Case-1 Direct loan (ADB - SIEA)

Capacity 1,500 kW
 kW cost 1,800 US\$/kW
 Plant factor 20.0% Tariff 0.1881 US\$/kWh
 Loss factor 15.0% Fuel/OM 0.0912 US\$/kWh

Diesel Bina#1

Grace Foreign Local year
 Maturity 10 3 year
 Interest 30 15 year
 1.00% 6.50%

Borrowing Grant
 Total Foreign Local Total
 2,700 1,890 810 0 (US\$ '000)
 70% 30%

Year	Outflow							Inflow							Cash Balance	Cash Accumulated
	Cost	Fuel O&M	Foreign		Local		Total out flow	Sold Energy MWh	Foreign borrow	Local borrow	Grant	Benefit	Total in flow			
			borrow	Interest	borrow	Interest										
2000																
2001	2,700	0	0	19	0	53	2,772	0	1,890	810	0	0	2,700	-72	-72	
2002		204	0	19	0	53	275	2,234	0	0		420	420	145	73	
2003		204	0	19	0	53	275	2,234	0	0		420	420	145	218	
2004		204	0	19	54	49	326	2,234	0	0		420	420	94	312	
2005		204	0	19	54	46	322	2,234	0	0		420	420	98	410	
2006		204	0	19	54	42	319	2,234	0	0		420	420	101	512	
2007		204	0	19	54	39	315	2,234	0	0		420	420	105	616	
2008		204	0	19	54	35	312	2,234	0	0		420	420	108	725	
2009		204	0	19	54	32	308	2,234	0	0		420	420	112	837	
2010		204	0	19	54	28	305	2,234	0	0		420	420	115	952	
2011		204	63	18	54	25	364	2,234	0	0		420	420	57	1,008	
2012		204	63	18	54	21	359	2,234	0	0		420	420	61	1,069	
2013		204	63	17	54	18	355	2,234	0	0		420	420	65	1,134	
2014		204	63	16	54	14	351	2,234	0	0		420	420	69	1,203	
2015		204	63	16	54	11	347	2,234	0	0		420	420	73	1,276	
2016		204	63	15	54	7	343	2,234	0	0		420	420	77	1,353	
2017		204	63	14	54	4	339	2,234	0	0		420	420	81	1,434	
2018		204	63	14	54	0	335	2,234	0	0		420	420	85	1,520	
2019		204	63	13	0	0	280	2,234	0	0		420	420	140	1,660	
2020		204	63	13	0	0	279	2,234	0	0		420	420	141	1,801	

Case-2 Two step loan (Government - SIEA)

Diesel Bina#1

Grace Foreign Local year
 Maturity 0 3 year
 Interest 0 15 year
 0.00% 6.50%

Borrowing Grant
 Total Foreign Local Total
 2,700 0 2,700 0 (US\$ '000)
 0% 100%

Year	Outflow						Total out flow	Sold Energy MWh	Inflow					Cash Balance	Cash Accumulated
	Cost	Fuel O&M	Foreign borrow	Local borrow		Foreign borrow			Local borrow	Grant	Benefit	Total in flow			
				Repayment	Interest								Repayment		
2000															
2001	2,700	0	0	0	0	176	2,876	0	0	2,700	0	0	2,700	-176	-176
2002		204	0	0	0	176	379	2,234	0	0		420	420	41	-135
2003		204	0	0	0	176	379	2,234	0	0		420	420	41	-94
2004		204	0	0	180	164	548	2,234	0	0		420	420	-127	-221
2005		204	0	0	180	152	536	2,234	0	0		420	420	-116	-337
2006		204	0	0	180	140	524	2,234	0	0		420	420	-104	-441
2007		204	0	0	180	129	512	2,234	0	0		420	420	-92	-533
2008		204	0	0	180	117	501	2,234	0	0		420	420	-81	-614
2009		204	0	0	180	105	489	2,234	0	0		420	420	-69	-683
2010		204	0	0	180	94	477	2,234	0	0		420	420	-57	-740
2011		204	0	0	180	82	466	2,234	0	0		420	420	-46	-786
2012		204	0	0	180	70	454	2,234	0	0		420	420	-34	-820
2013		204	0	0	180	59	442	2,234	0	0		420	420	-22	-842
2014		204	0	0	180	47	431	2,234	0	0		420	420	-10	-852
2015		204	0	0	180	35	419	2,234	0	0		420	420	1	-851
2016		204	0	0	180	23	407	2,234	0	0		420	420	13	-838
2017		204	0	0	180	12	395	2,234	0	0		420	420	25	-813
2018		204	0	0	180	0	384	2,234	0	0		420	420	36	-777
2019		204	0	0	0	0	204	2,234	0	0		420	420	216	-561
2020		204	0	0	0	0	204	2,234	0	0		420	420	216	-344

従って、これ以降の分析は、借款が行われる場合は、すべて低利・長期のソフトローンが直接 SIEA に行われることを前提とする。設定条件は以下の通り。

外貨部分 (70%) : 金利 1.0%、据置 10 年、返済 30 年

内貨部分 (30%) : 金利 6.5%、据置 3 年、返済 15 年

(但し、据置期間は元本に対する利払いが必要)

マオタプク 1、2 水力(合計 US\$51.90mil)やシロロ水力(US\$28.3mil)等の US\$20mil を超える大型プロジェクトはすべて借款によるものとした。

無償資金援助の対象は、建設資金 US\$10mil 以下の小規模プロジェクトに限定し、特にマオタプク、シロロ以外の小水力発電所はすべてその対象に含むものとした。

また、最適供給計画の後半におけるディーゼル火力発電所はできるだけ自己資金によって建設するものとした。

キャッシュフロー分析の結果、2018 年までの間に、SIEA が資金不足に陥らないためには、最適供給計画における建設資金合計 US\$172mil の内、借款約 US\$100mil、無償資金約 US\$29mil が得られれば、残りの約 US\$43mil が自己資金によって建設できることが分かった。

上記最適資金調達計画の設定は以下の次ページの通りである。

以上の分析は、借款がすべて低利・短期の条件で行われることが前提である。従ってソロモン政府は、本最適供給計画実施に当たり、SIEA に対し低利・短期の融資条件で直接借入ができるよう配慮する必要がある。

また、上記は為替の議論がなされていないが、SIEA の収入はソロモンドル(SB\$)のみであり、為替リスクは SIEA にとって大きな負担となっている。この為替リスクもソロモン政府が負担するよう配慮すべきである。

Table 12-4-2-2 最適資金調達計画

Construction Cost and Funding Source

(Unit: US\$, '000)

Honiara-Lungga plan-3

Diesel Lungga#10	6,443	Loan
Diesel Lungga#11	7,670	Grant
Diesel Lungga#12	7,670	Loan
Diesel Lungga#13	7,670	Own
Hydro Maotapku-1	24,870	Loan
Hydro Maotapku-2	27,027	Loan
Diesel Lungga#14	7,670	Own
Diesel Lungga#15	3,068	Own

Auki-Malu'u-Bina plan-3

Diesel Malu'u#1	149	Grant
Diesel Bina#1	2,700	Loan
Diesel Bina#2	2,700	Loan
Diesel Bina#3	2,700	Own
Hydro Roli	5,989	Grant
Hydro Ruala'e	871	Grant
Hydro Silolo	28,261	Loan

Buala plan1

Diesel Buala#2	368	Own
Hydro Kubolata	1,649	Grant
Diesel Buala#2	368	Own

Kirakira plan-2

Diesel Kirakira#4	413	Own
Hydro Huro	1,497	Grant
Diesel Kirakira#5	496	Own

Lata plan-2

Diesel Lata#4	461	Grant
Diesel Lata#5	461	Grant

Choiseul plan-1

Diesel Choiseul#1&2	207	Grant
Hydro Sorave	1,859	Grant

Gizo plan-2

Diesel Gizo#2&3	800	Grant
Diesel Gizo#4&5	1,200	Own
Diesel Gizo#6	600	Own
Diesel Gizo#7	600	Own

Noro-Munda plan-2

Diesel Noro#4&5	7,200	Grant
Diesel Noro#6&7	7,200	Own
Diesel Noro#8&9	7,200	Own
Diesel Noro#10	3,600	Own

Tulagi plan-2

Diesel Tulagi#3	300	Own
-----------------	-----	-----

Total	171,937
Loan	99,671
Grant	28,814
Own	43,453

Loan : 借款による調達

Grant : 無償資金による調達

Own : 自己資金による調達

Table 12-4-2-3 最適資金調達計画における返済計画

		Foreign		Local		Borrowing		Grant							
		Grace	10	3	year	Total	Foreign	Local	Total						
		Maturity	30	15	year	99,671	69,770	29,901	28,814	(US\$ '000)					
		Interest	1.00%	6.50%			70%	30%							
Year	Outflow						Sold Energy MWh	Inflow				Cash Balance	Cash Accumulated		
	Cost	Fuel O&M	Foreign borrow	Local borrow		Total out flow		Foreign borrow	Local borrow	Grant	Benefit			Total in flow	
			Repayment	Interest	Repayment										Interest
2000	7,599	0	0	45	0	126	7,770	0	4,510	1,933	1,156	0	7,599	-171	-171
2001	15,044	1,158	0	64	0	178	16,444	12,694	1,890	810	11,931	2,387	17,019	574	403
2002	8,199	1,932	0	83	0	231	10,445	21,182	1,890	810	4,299	3,984	10,983	538	941
2003	10,684	2,313	0	83	129	223	13,432	27,262	0	0	7,984	5,179	13,163	-269	672
2004	7,670	3,820	0	137	183	360	12,169	44,646	5,369	2,301	0	8,467	16,137	3,967	4,639
2005	8,329	5,175	0	137	237	345	14,223	58,831	0	0	461	11,134	11,596	-2,627	2,013
2006	9,941	5,775	0	500	237	1,341	17,795	65,413	6,539	2,802	0	12,372	21,714	3,919	5,931
2007	20,644	5,816	0	500	390	1,316	28,666	65,860	9,082	3,892	0	12,456	25,431	-3,236	2,695
2008	24,653	7,110	0	500	390	1,291	33,943	80,045	15,621	6,695	2,337	15,124	39,777	5,833	8,529
2009	7,448	7,133	0	500	1,428	1,198	17,707	80,578	5,086	2,180	183	15,229	22,678	4,970	13,499
2010	12,287	7,486	150	696	1,428	1,656	23,703	95,878	3,561	1,526	0	18,693	23,780	76	13,575
2011	7,561	8,090	213	694	1,428	1,563	19,550	101,835	4,946	2,120	0	19,813	26,878	7,328	20,904
2012	20,652	8,123	276	691	1,428	1,470	32,641	102,192	8,507	3,646	461	19,880	32,494	-147	20,757
2013	3,957	9,466	276	689	1,993	1,341	17,721	116,913	2,770	1,187	0	22,649	26,605	8,884	29,641
2014	0	9,622	455	684	1,993	1,211	13,966	126,852	0	0	0	24,921	24,921	10,955	40,596
2015	600	9,622	455	679	1,993	1,082	14,431	126,852	0	0	0	24,921	24,921	10,489	51,085
2016	6,668	9,662	1,666	663	1,993	952	21,605	127,299	0	0	0	25,005	25,005	3,400	54,485
2017	0	10,452	1,666	646	1,993	823	15,580	135,951	0	0	0	26,632	26,632	11,052	65,537
2018	0	10,452	1,666	629	1,865	701	15,313	135,951	0	0	0	26,632	26,632	11,319	76,855
2019	0	10,452	1,666	613	1,811	584	15,125	135,951	0	0	0	26,632	26,632	11,507	88,362
2020	7,599	10,452	2,326	590	1,757	470	23,192	135,951	0	0	0	26,632	26,632	3,440	91,802
2021	10,313	10,452	2,326	566	1,757	355	25,768	135,951	0	0	0	26,632	26,632	864	92,666
2022	3,900	10,452	2,326	543	1,603	251	19,075	135,951	0	0	0	26,632	26,632	7,557	100,223
2023	10,370	10,452	2,326	520	1,603	147	25,417	135,951	0	0	0	26,632	26,632	1,215	101,438
2024	7,670	10,452	2,326	496	565	110	21,619	135,951	0	0	0	26,632	26,632	5,013	106,451
2025	8,329	10,452	2,326	473	565	73	22,219	135,951	0	0	0	26,632	26,632	4,413	110,864
2026	600	10,452	2,326	450	565	37	14,429	135,951	0	0	0	26,632	26,632	12,203	123,067
2027	7,670	10,452	2,326	427	565	-0	21,439	135,951	0	0	0	26,632	26,632	5,193	128,260
2028	0	10,452	2,326	403	0	0	13,181	135,951	0	0	0	26,632	26,632	13,451	141,711
2029	0	10,452	2,326	380	0	0	13,157	135,951	0	0	0	26,632	26,632	13,475	155,186
2030	7,200	10,452	2,326	357	0	0	20,334	135,951	0	0	0	26,632	26,632	6,298	161,484
2031	496	10,452	2,326	334	0	0	13,607	135,951	0	0	0	26,632	26,632	13,025	174,509
2032	8,499	10,452	2,326	310	0	0	21,587	135,951	0	0	0	26,632	26,632	5,045	179,554
2033	0	10,452	2,326	287	0	0	13,064	135,951	0	0	0	26,632	26,632	13,568	193,121
2034	0	10,452	2,326	264	0	0	13,041	135,951	0	0	0	26,632	26,632	13,591	206,712
2035	600	10,452	2,326	241	0	0	13,618	135,951	0	0	0	26,632	26,632	13,014	219,726
2036	6,668	10,452	2,326	217	0	0	19,663	135,951	0	0	0	26,632	26,632	6,969	226,696
2037	0	10,452	2,326	194	0	0	12,971	135,951	0	0	0	26,632	26,632	13,661	240,356
2038	0	10,452	2,326	171	0	0	12,948	135,951	0	0	0	26,632	26,632	13,684	254,040
2039	0	10,452	2,326	148	0	0	12,925	135,951	0	0	0	26,632	26,632	13,707	267,747
2040	7,599	10,452	2,175	126	0	0	20,352	135,951	0	0	0	26,632	26,632	6,280	274,027
2041	10,313	10,452	2,112	105	0	0	22,982	135,951	0	0	0	26,632	26,632	3,650	277,677
2042	3,900	10,452	2,049	84	0	0	16,485	135,951	0	0	0	26,632	26,632	10,147	287,824
2043	10,370	10,452	2,049	64	0	0	22,935	135,951	0	0	0	26,632	26,632	3,697	291,521
2044	7,670	10,452	1,870	45	0	0	20,037	135,951	0	0	0	26,632	26,632	6,595	298,116
2045	8,329	10,452	1,870	26	0	0	20,678	135,951	0	0	0	26,632	26,632	5,954	304,071
2046	600	10,452	659	20	0	0	11,731	135,951	0	0	0	26,632	26,632	14,901	318,972
2047	7,670	10,452	659	13	0	0	18,794	135,951	0	0	0	26,632	26,632	7,838	326,810
2048	0	10,452	659	7	0	0	11,118	135,951	0	0	0	26,632	26,632	15,514	342,324
2049	0	10,452	659	-0	0	0	11,111	135,951	0	0	0	26,632	26,632	15,521	357,845
2050	7,200	10,452	0	0	0	0	17,652	135,951	0	0	0	26,632	26,632	8,980	366,825
2051	496	10,382	0	0	0	0	10,877	133,559	0	0	0	26,136	26,136	15,259	382,084
2052	8,499	10,286	0	0	0	0	18,785	132,032	0	0	0	25,825	25,825	7,040	389,124
2053	0	10,286	0	0	0	0	10,286	132,032	0	0	0	25,825	25,825	15,539	404,664
2054	0	10,286	0	0	0	0	10,286	132,032	0	0	0	25,825	25,825	15,539	420,203
2055	600	10,286	0	0	0	0	10,886	132,032	0	0	0	25,825	25,825	14,939	435,142
2056	6,668	9,942	0	0	0	0	16,610	118,342	0	0	0	22,695	22,695	6,086	441,228

12.4.3 地方電化計画の資金調達及び返済計画

地方電化計画のパイロットスキーム（2001～2003 年）に必要な設備費用は合計 US\$0.37mil と推定される。このスキームは地方電化計画実施の実験段階であり、規模も比較的小額であることから、設備費用は無償資金援助を活用することとする。

地方電化計画の全国大拡大スキーム（2005～2018 年）に必要な設備費用は合計 US\$5.2mil（US\$0.37mil / 年） O&M 費用は約 US\$1.0mil と推定される。ここでは、この設備費用の資金調達及び返済計画を検討する。

設備費用は総額 US\$5.2mil 全てを初年度に外貨で一括調達することとし、その条件は最適供給計画と同様、低利・長期のソフトローンとする。

地方電化基金の導入

SHS 料金を農村住民が支払える水準に設定した場合、財務収益率が大幅なマイナスとなり、徴収料金だけでは設備資金の回収ができない（12-3-3 項参照）。そこで、本調査では、最適供給計画における電気料金に以下のような地方電化基金を上乗せして徴収し、SHS 料金の不足分に充てることを提案する。

最適供給計画における電気料金	US\$0.1881	(SB\$0.9403)
地方電化基金の上乗せ分	US\$0.0036	(SB\$0.0182)
上乗せ後の電気料金	US\$0.1917	(SB\$0.9585)

地方電化計画における資金の運用・管理はすべて地方電化計画実施機関である REAC が行うものとする。具体的には、REAC が DBSI（ソロモン諸島国開発銀行）等の金融機関に特殊口座を開設し、リボルビング・ファンド（回転基金）として運用することを提案する。上記の地方電化基金の上乗せ分は、SIEA が一旦徴収した後、REAC の口座に振り込まれるものとする。

キャッシュフロー分析の結果、借款の返済期間（2015～2044）は、一旦ファンドが目減りするが、その後徐々にファンドの規模が戻り、当初の SHS 設置台数を維持することが可能であることが分かる（Table 12-4-3-1 参照）。一方、当初の設備費用を無償資金による場合は、ファンドが徐々に拡大し、SHS を今後も増設していくことが可能であることが分かる（Table 12-4-3-2 参照）。

従って、全国大拡大スキーム実施以降、SHS の設置台数の更なる拡大を見込むのであれば、当初資金はやはり無償資金援助で調達することが望ましいと言える。

Table 12-4-3-1 地方電化計画の資金調達・返済計画（1）
（全国大拡大スキーム、当初資金を借款による場合）

		Grace Maturity Interest	10 30 1.00%	years years	Tariff for Optimum Supply Plan 0.1881 → 0.1917 → 0.9403 0.9585			Suusidy for Rural Electrification Fund 0.0036 US\$/kWh 0.0182 SB\$/kWh			(US\$ '000)	
Year	Outflow			Total out flow	Inflow				Total in flow	Cash Balance	Cash Accumulated	
	Cost SHS	Foreign borrow	Foreign borrow		Tariff SHS	Down Payment	Subsidy					
		Repayment						Interest				
2000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
2001	0	0	0	0	0	0	0	46	46	46	46	
2002	0	0	0	0	0	0	0	77	77	77	123	
2003	0	0	0	0	0	0	0	99	99	99	222	
2004	0	0	0	0	0	0	0	162	162	162	384	
2005	370	0	52	422	5,200	7	6	214	5,427	5,005	5,389	
2006	374	0	52	426	0	15	6	237	258	-168	5,221	
2007	377	0	52	429	0	22	6	239	267	-162	5,059	
2008	381	0	52	433	0	30	6	291	326	-107	4,952	
2009	385	0	52	437	0	37	6	293	336	-101	4,852	
2010	388	0	52	440	0	45	6	348	399	-41	4,810	
2011	392	0	52	444	0	52	6	370	428	-16	4,794	
2012	472	0	52	524	0	60	6	371	437	-88	4,707	
2013	476	0	52	528	0	67	6	424	497	-30	4,677	
2014	479	0	52	531	0	75	6	461	541	10	4,686	
2015	526	173	50	749	0	82	6	461	548	-201	4,486	
2016	529	173	49	751	0	89	6	462	558	-193	4,292	
2017	533	173	47	753	0	97	6	494	596	-156	4,136	
2018	536	173	45	755	0	104	6	494	604	-151	3,985	
2019	246	173	43	463	0	104	0	494	598	135	4,120	
2020	246	173	42	461	0	104	0	494	598	137	4,257	
2021	246	173	40	459	0	104	0	494	598	138	4,395	
2022	246	173	38	458	0	104	0	494	598	140	4,535	
2023	246	173	36	456	0	104	0	494	598	142	4,677	
2024	246	173	35	454	0	104	0	494	598	144	4,821	
2025	613	173	33	819	0	104	6	494	604	-215	4,606	
2026	536	173	31	741	0	104	6	494	604	-137	4,469	
2027	536	173	29	739	0	104	6	494	604	-135	4,334	
2028	536	173	28	737	0	104	6	494	604	-133	4,200	
2029	493	173	26	693	0	104	6	494	604	-89	4,111	
2030	493	173	24	691	0	104	6	494	604	-87	4,024	
2031	493	173	23	689	0	104	6	494	604	-85	3,938	
2032	493	173	21	688	0	104	6	494	604	-84	3,855	
2033	493	173	19	686	0	104	6	494	604	-82	3,773	
2034	493	173	17	684	0	104	6	494	604	-80	3,692	
2035	536	173	16	725	0	104	6	494	604	-121	3,571	
2036	536	173	14	723	0	104	6	494	604	-120	3,452	
2037	536	173	12	722	0	104	6	494	604	-118	3,334	
2038	536	173	10	720	0	104	6	494	604	-116	3,218	
2039	246	173	9	428	0	104	0	494	598	170	3,387	
2040	246	173	7	427	0	104	0	494	598	171	3,559	
2041	246	173	5	425	0	104	0	494	598	173	3,732	
2042	246	173	3	423	0	104	0	494	598	175	3,907	
2043	246	173	2	421	0	104	0	494	598	177	4,083	
2044	246	173	0	420	0	104	0	494	598	178	4,262	
2045	613	0	0	613	0	104	6	494	604	-9	4,252	
2046	536	0	0	536	0	104	6	494	604	68	4,320	
2047	536	0	0	536	0	104	6	494	604	68	4,388	
2048	536	0	0	536	0	104	6	494	604	68	4,455	
2049	493	0	0	493	0	104	6	494	604	110	4,566	
2050	493	0	0	493	0	104	6	494	604	110	4,676	
2051	493	0	0	493	0	104	6	485	595	102	4,778	
2052	493	0	0	493	0	104	6	479	590	96	4,874	
2053	493	0	0	493	0	104	6	479	590	96	4,970	
2054	493	0	0	493	0	104	6	479	590	96	5,066	
2055	536	0	0	536	0	104	6	479	590	53	5,120	
2056	536	0	0	536	0	104	6	430	540	4	5,123	
2057	536	0	0	536	0	104	6	430	540	4	5,127	
2058	536	0	0	536	0	104	6	422	532	-4	5,123	

Table 12-4-3-2 地方電化計画の資金調達・返済計画（２）
（全国大拡大スキーム、当初資金を無償資金による場合）

Tariff for Optimum Supply Plan						Suusidy for Rural Electrification Fund						
0.1881 → 0.1917 → 0.0036 US\$/kWh						(US\$ '000)						
0.9403 0.9585 → 0.0182 SB\$/kWh												
Outflow				Total out flow	Inflow				Total in flow	Cash Balance	Cash Accumulated	
Year	Cost SHS	Foreign borrow			Grant	Tariff	Down Payment	Subsidy				
		Repayment	Interest									
2000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
2001	0	0	0	0	0	0	0	46	46	46	46	
2002	0	0	0	0	0	0	0	77	77	77	123	
2003	0	0	0	0	0	0	0	99	99	99	222	
2004	0	0	0	0	0	0	0	162	162	162	384	
2005	370	0	0	370	5,200	7	6	214	5,427	5,057	5,441	
2006	374	0	0	374	0	15	6	237	258	-116	5,325	
2007	377	0	0	377	0	22	6	239	267	-110	5,215	
2008	381	0	0	381	0	30	6	291	326	-55	5,160	
2009	385	0	0	385	0	37	6	293	336	-49	5,112	
2010	388	0	0	388	0	45	6	348	399	11	5,122	
2011	392	0	0	392	0	52	6	370	428	36	5,158	
2012	472	0	0	472	0	60	6	371	437	-36	5,123	
2013	476	0	0	476	0	67	6	424	497	22	5,145	
2014	479	0	0	479	0	75	6	461	541	62	5,206	
2015	526	0	0	526	0	82	6	461	548	23	5,229	
2016	529	0	0	529	0	89	6	462	558	28	5,258	
2017	533	0	0	533	0	97	6	494	596	64	5,321	
2018	536	0	0	536	0	104	6	494	604	68	5,389	
2019	246	0	0	246	0	104	0	494	598	352	5,741	
2020	246	0	0	246	0	104	0	494	598	352	6,092	
2021	246	0	0	246	0	104	0	494	598	352	6,444	
2022	246	0	0	246	0	104	0	494	598	352	6,796	
2023	246	0	0	246	0	104	0	494	598	352	7,147	
2024	246	0	0	246	0	104	0	494	598	352	7,499	
2025	613	0	0	613	0	104	6	494	604	-9	7,490	
2026	536	0	0	536	0	104	6	494	604	68	7,558	
2027	536	0	0	536	0	104	6	494	604	68	7,625	
2028	536	0	0	536	0	104	6	494	604	68	7,693	
2029	493	0	0	493	0	104	6	494	604	110	7,803	
2030	493	0	0	493	0	104	6	494	604	110	7,914	
2031	493	0	0	493	0	104	6	494	604	110	8,024	
2032	493	0	0	493	0	104	6	494	604	110	8,134	
2033	493	0	0	493	0	104	6	494	604	110	8,245	
2034	493	0	0	493	0	104	6	494	604	110	8,355	
2035	536	0	0	536	0	104	6	494	604	68	8,423	
2036	536	0	0	536	0	104	6	494	604	68	8,490	
2037	536	0	0	536	0	104	6	494	604	68	8,558	
2038	536	0	0	536	0	104	6	494	604	68	8,626	
2039	246	0	0	246	0	104	0	494	598	352	8,977	
2040	246	0	0	246	0	104	0	494	598	352	9,329	
2041	246	0	0	246	0	104	0	494	598	352	9,681	
2042	246	0	0	246	0	104	0	494	598	352	10,032	
2043	246	0	0	246	0	104	0	494	598	352	10,384	
2044	246	0	0	246	0	104	0	494	598	352	10,736	
2045	613	0	0	613	0	104	6	494	604	-9	10,726	
2046	536	0	0	536	0	104	6	494	604	68	10,794	
2047	536	0	0	536	0	104	6	494	604	68	10,862	
2048	536	0	0	536	0	104	6	494	604	68	10,929	
2049	493	0	0	493	0	104	6	494	604	110	11,040	
2050	493	0	0	493	0	104	6	494	604	110	11,150	
2051	493	0	0	493	0	104	6	485	595	102	11,252	
2052	493	0	0	493	0	104	6	479	590	96	11,348	
2053	493	0	0	493	0	104	6	479	590	96	11,444	
2054	493	0	0	493	0	104	6	479	590	96	11,540	
2055	536	0	0	536	0	104	6	479	590	53	11,594	
2056	536	0	0	536	0	104	6	430	540	4	11,597	
2057	536	0	0	536	0	104	6	430	540	4	11,601	
2058	536	0	0	536	0	104	6	422	532	-4	11,597	

12.4.4 ソロモン諸島国の電力事業予算

2000 年度政府予算演説によれば、ソロモン諸島国の国家予算は総額 SB\$593mil (約 118.6 億円) であり、この内インフラ等の開発予算の額は SB\$196.2mil となっている。次のグラフからも分かるように、過去、開発予算のほとんどが海外からの借款および無償資金援助で賄われている。2000 年度の開発予算の内、電力事業予算は SB\$9.1mil (約 1.82 億円) であり、開発予算全体の 4.64% となっている。これは即ち、ソロモン政府が受け入れた海外からの借款および無償資金の約 4.64% が電力セクターに向けられることを意味している。

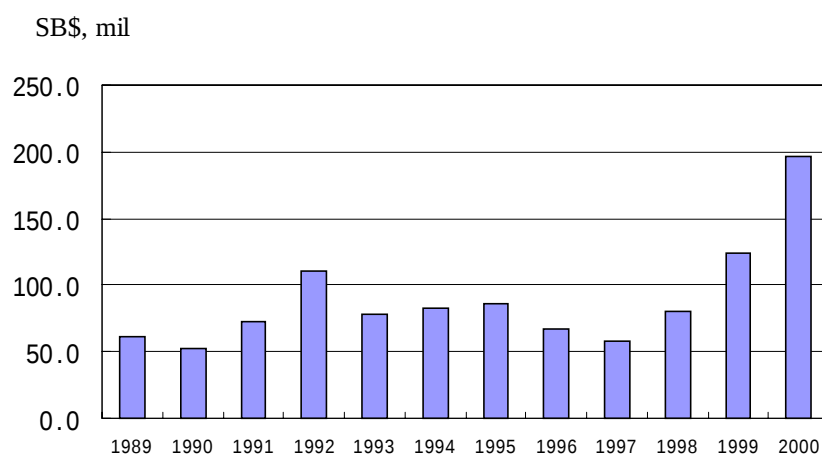


Fig. 12-4-4-1 政府開発予算の推移

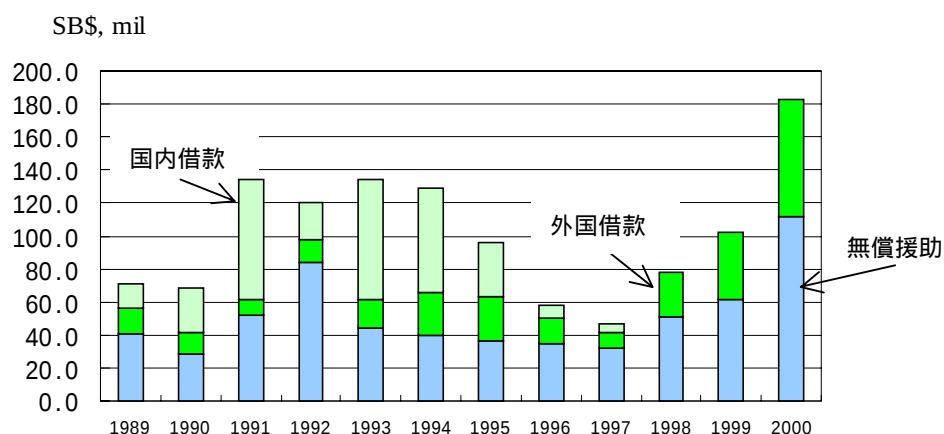


Fig. 12-4-4-2 借款、無償資金援助の状況

1989～1999 年までの 10 年間の開発予算合計は SB\$873mil であり、これから 2000～2018 年までの 19 年間における開発予算合計は、

$$SB\$873mil * 1.9 = SB\$1,659mil = US\$332mil$$

と推定される。この内電力事業に向けられる予算は、その比率が 2000 年度と同じと仮定すれば

$$US\$332mil * 4.64\% = US\$15.4mil$$

と推定される。即ち、最適供給計画の建設資金総額 US\$172mil の内、有償・無償資金で調達できる額は US\$15.4mil 相当ということになる。

上記で検討した資金調達計画はこの想定される有償・無償資金合計額を大きく超えるものである。しかし、借款が低利・長期で行われるものであるならば、資金返済は十分可能であり、本資金調達計画は十分妥当性のあるものと考えられる。

以下に、マオタブク 1 及びシロ口の 2 つの水力発電所が借款によって行われた場合の返済計画を示す。両プロジェクトとも、当初数年間は利払期間（ADB 借款条件は据置期間も利払いが必要）は資金不足になるが、SIEA の内部留保資金で補充が可能である。

Table 12-4-4-1 小水力発電所の資金調達・返済計画
(マオタプク 1 小水力発電プロジェクトの例)

Hydro Maotapku-1

Direct loan (ADB - SIEA)

				Foreign	Local					Borrowing		Grant			
				Grace Maturity Interest	10 30 1.00%	3 15 6.50%	year year			Total 24,870	Foreign 17,409 70%	Local 7,461 30%	Total 0	(US\$ '000)	
Year	Outflow						Sold Energy MWh	Inflow			Grant	Benefit	Total in flow	Cash Balance	Cash Accumulated
	Cost	O&M	Foreign borrow	Local borrow		Total out flow		Foreign borrow	Local borrow						
				Repayment	Interest					Repayment					
2000															
2001															
2002															
2003															
2004															
2005															
2006	4,477	0	0	174	0	485	5,136	0	3,134	1,343		0	4,477	-659	-659
2007	6,218	0	0	174	0	485	6,877	0	4,352	1,865		0	6,218	-659	-1,318
2008	10,694	0	0	174	0	485	11,353	0	7,486	3,208		0	10,694	-659	-1,977
2009	3,482	0	0	174	497	453	4,606	0	2,437	1,045		0	3,482	-1,124	-3,101
2010		141	0	174	497	420	1,233	7,423	0	0		1,697	1,697	464	-2,637
2011		141	0	174	497	388	1,200	7,423	0	0		1,697	1,697	496	-2,141
2012		141	0	174	497	356	1,168	7,423	0	0		1,697	1,697	529	-1,612
2013		141	0	174	497	323	1,136	7,423	0	0		1,697	1,697	561	-1,051
2014		141	0	174	497	291	1,103	7,423	0	0		1,697	1,697	593	-458
2015		141	0	174	497	259	1,071	7,423	0	0		1,697	1,697	626	168
2016		141	580	168	497	226	1,613	7,423	0	0		1,697	1,697	83	251
2017		141	580	162	497	194	1,575	7,423	0	0		1,697	1,697	122	373
2018		141	580	157	497	162	1,537	7,423	0	0		1,697	1,697	160	533
2019		141	580	151	497	129	1,499	7,423	0	0		1,697	1,697	198	731
2020		141	580	145	497	97	1,461	7,423	0	0		1,697	1,697	236	967
2021		141	580	139	497	65	1,423	7,423	0	0		1,697	1,697	274	1,241
2022		141	580	133	497	32	1,385	7,423	0	0		1,697	1,697	312	1,553
2023		141	580	128	497	0	1,346	7,423	0	0		1,697	1,697	350	1,903
2024		141	580	122	0	0	843	7,423	0	0		1,697	1,697	854	2,757
2025		141	580	116	0	0	837	7,423	0	0		1,697	1,697	859	3,617
2026		141	580	110	0	0	832	7,423	0	0		1,697	1,697	865	4,482
2027		141	580	104	0	0	826	7,423	0	0		1,697	1,697	871	5,353
2028		141	580	99	0	0	820	7,423	0	0		1,697	1,697	877	6,230
2029		141	580	93	0	0	814	7,423	0	0		1,697	1,697	883	7,112
2030		141	580	87	0	0	808	7,423	0	0		1,697	1,697	888	8,001
2031		141	580	81	0	0	803	7,423	0	0		1,697	1,697	894	8,895
2032		141	580	75	0	0	797	7,423	0	0		1,697	1,697	900	9,795
2033		141	580	70	0	0	791	7,423	0	0		1,697	1,697	906	10,701
2034		141	580	64	0	0	785	7,423	0	0		1,697	1,697	912	11,613
2035		141	580	58	0	0	779	7,423	0	0		1,697	1,697	917	12,530
2036		141	580	52	0	0	774	7,423	0	0		1,697	1,697	923	13,453
2037		141	580	46	0	0	768	7,423	0	0		1,697	1,697	929	14,382
2038		141	580	41	0	0	762	7,423	0	0		1,697	1,697	935	15,317
2039		141	580	35	0	0	756	7,423	0	0		1,697	1,697	941	16,258
2040		141	580	29	0	0	750	7,423	0	0		1,697	1,697	946	17,204
2041		141	580	23	0	0	745	7,423	0	0		1,697	1,697	952	18,157
2042		141	580	17	0	0	739	7,423	0	0		1,697	1,697	958	19,115
2043		141	580	12	0	0	733	7,423	0	0		1,697	1,697	964	20,079
2044		141	580	6	0	0	727	7,423	0	0		1,697	1,697	970	21,048
2045		141	580	0	0	0	721	7,423	0	0		1,697	1,697	975	22,024
2046		141	0	0	0	0	141	7,423	0	0		1,697	1,697	1,556	23,580
2047		141	0	0	0	0	141	7,423	0	0		1,697	1,697	1,556	25,136
2048		141	0	0	0	0	141	7,423	0	0		1,697	1,697	1,556	26,691
2049		141	0	0	0	0	141	7,423	0	0		1,697	1,697	1,556	28,247
2050		141	0	0	0	0	141	7,423	0	0		1,697	1,697	1,556	29,803
2051		141	0	0	0	0	141	7,423	0	0		1,697	1,697	1,556	31,359
2052		141	0	0	0	0	141	7,423	0	0		1,697	1,697	1,556	32,915
2053		141	0	0	0	0	141	7,423	0	0		1,697	1,697	1,556	34,470

Table 12-4-4-2 小水力発電所の資金調達・返済計画
(シロロ小水力発電プロジェクトの例)

Hydro Silolo

Direct loan (ADB - SIEA)

Direct loan (ADB Grant)															
				Foreign	Local			Borrowing			Grant				
		Grace		10	3	year		Total	Foreign	Local	Total				
		Maturity		30	15	year		28,261	19,783	8,478	0	(US\$ '000)			
		Interest		1.00%	6.50%				70%	30%					
Year	Outflow						Total out flow	Sold Energy MWh	Inflow				Cash Balance	Cash Accumulated	
	Cost	O&M	Foreign	Local		Grant			Benefit	Total in flow					
			borrow	Repayment	Interest						borrow	Repayment			Interest
2000															
2001															
2002															
2003															
2004															
2005															
2006															
2007															
2008															
2009															
2010	5,087	0	0	198	0	551	5,836	0	3,561	1,526	0	0	5,087	-749	-749
2011	7,065	0	0	198	0	551	7,814	0	4,946	2,120		0	7,065	-749	-1,498
2012	12,152	0	0	198	0	551	12,901	0	8,507	3,646		0	12,152	-749	-2,247
2013	3,957	0	0	198	565	514	5,234	0	2,770	1,187		0	3,957	-1,277	-3,524
2014		156	0	198	565	478	1,397	9,939	0	0		2,272	2,272	875	-2,649
2015		156	0	198	565	441	1,360	9,939	0	0		2,272	2,272	912	-1,737
2016		156	0	198	565	404	1,323	9,939	0	0		2,272	2,272	949	-788
2017		156	0	198	565	367	1,286	9,939	0	0		2,272	2,272	986	198
2018		156	0	198	565	331	1,250	9,939	0	0		2,272	2,272	1,022	1,220
2019		156	0	198	565	294	1,213	9,939	0	0		2,272	2,272	1,059	2,279
2020		156	659	191	565	257	1,829	9,939	0	0		2,272	2,272	443	2,722
2021		156	659	185	565	220	1,786	9,939	0	0		2,272	2,272	486	3,208
2022		156	659	178	565	184	1,742	9,939	0	0		2,272	2,272	530	3,738
2023		156	659	171	565	147	1,699	9,939	0	0		2,272	2,272	573	4,311
2024		156	659	165	565	110	1,656	9,939	0	0		2,272	2,272	616	4,927
2025		156	659	158	565	73	1,612	9,939	0	0		2,272	2,272	660	5,587
2026		156	659	152	565	37	1,569	9,939	0	0		2,272	2,272	703	6,290
2027		156	659	145	565	-0	1,526	9,939	0	0		2,272	2,272	746	7,036
2028		156	659	138	0	0	954	9,939	0	0		2,272	2,272	1,318	8,354
2029		156	659	132	0	0	947	9,939	0	0		2,272	2,272	1,325	9,679
2030		156	659	125	0	0	941	9,939	0	0		2,272	2,272	1,331	11,010
2031		156	659	119	0	0	934	9,939	0	0		2,272	2,272	1,338	12,348
2032		156	659	112	0	0	928	9,939	0	0		2,272	2,272	1,344	13,692
2033		156	659	106	0	0	921	9,939	0	0		2,272	2,272	1,351	15,043
2034		156	659	99	0	0	914	9,939	0	0		2,272	2,272	1,358	16,401
2035		156	659	92	0	0	908	9,939	0	0		2,272	2,272	1,364	17,765
2036		156	659	86	0	0	901	9,939	0	0		2,272	2,272	1,371	19,136
2037		156	659	79	0	0	895	9,939	0	0		2,272	2,272	1,377	20,514
2038		156	659	73	0	0	888	9,939	0	0		2,272	2,272	1,384	21,898
2039		156	659	66	0	0	881	9,939	0	0		2,272	2,272	1,391	23,288
2040		156	659	59	0	0	875	9,939	0	0		2,272	2,272	1,397	24,685
2041		156	659	53	0	0	868	9,939	0	0		2,272	2,272	1,404	26,089
2042		156	659	46	0	0	862	9,939	0	0		2,272	2,272	1,410	27,500
2043		156	659	40	0	0	855	9,939	0	0		2,272	2,272	1,417	28,917
2044		156	659	33	0	0	848	9,939	0	0		2,272	2,272	1,424	30,340
2045		156	659	26	0	0	842	9,939	0	0		2,272	2,272	1,430	31,770
2046		156	659	20	0	0	835	9,939	0	0		2,272	2,272	1,437	33,207
2047		156	659	13	0	0	829	9,939	0	0		2,272	2,272	1,443	34,651
2048		156	659	7	0	0	822	9,939	0	0		2,272	2,272	1,450	36,101
2049		156	659	-0	0	0	815	9,939	0	0		2,272	2,272	1,457	37,557
2050		156	0	0	0	0	156	9,939	0	0		2,272	2,272	2,116	39,673
2051		156	0	0	0	0	156	9,939	0	0		2,272	2,272	2,116	41,789
2052		156	0	0	0	0	156	9,939	0	0		2,272	2,272	2,116	43,905
2053		156	0	0	0	0	156	9,939	0	0		2,272	2,272	2,116	46,021

12.5 SIEA の財務分析

本節では、SIEA の財務状況に関し、最新の財務諸表により更なる分析を行い、SIEA の財務運営上の特徴および問題点を明らかにする。

SIEA の財務状況は、燃料費や部品等のコスト高、負債に関する金利負担、通貨切下げによる為替差損負担および電気料金滞納者の増加等の影響を受け、厳しい環境に直面している。SIEA は 1998 年 10 月および 1999 年 8 月の 2 回に渡って 5 年ぶりの電気料金大幅値上げを実施し、またこれに加えて経営改善策の実施計画を作成中であり、今後一定の財務改善が期待される。

本調査では、SIEA の 1993 年から 1997 年度の会計報告書を入手した。1997 年度は未監査である (Table 12-2-1 および Table 12-2-2 参照)。1998 年以降の財務諸表は作成されていない。

12.5.1 売電収入の状況

SIEA の収入における 99% は売電収入によっている。売電量自体は 1996 年度以来ほぼ横ばいであり、売電収入も、1998 年以降のデータはないが、1996 年度以降ほぼ横ばいの状況と思われる。

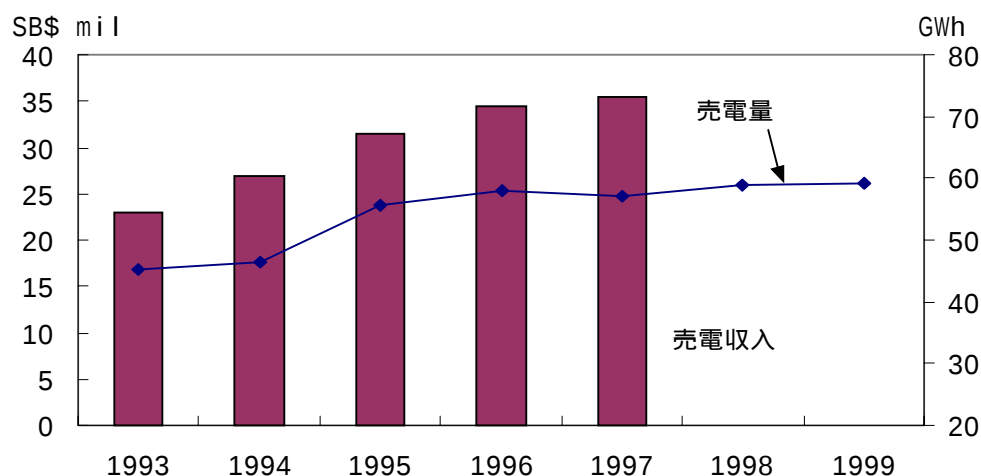
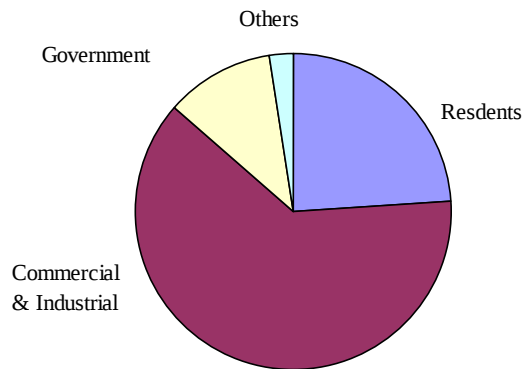


Fig. 12-5-1 売電収入の伸び

1 kWh 当りの売電収入は 1993 年度で SB\$0.509/kWh、1997 年度は SB\$0.620 となっている。

売電収入の内訳は 1998 年度の売電量(約 60 GWh)のうち、住宅用に 24%、商業・工業に 62.2%、政府機関に 11.3%、その他に 2.4%となっている。



Fig,12.5.2 売電収入の内訳

12.5.2 電気料金値上げの推移

1980 年以来、SIEA は段階的に電気料金の値上げを行い、財務体質の改善に努めてきた。1993 年 11 月の大幅値上げ（一般 12%、商工業 31%）以降、数年間は電力料金が据え置かれたが、その後、度重なる通貨切り下げ、コスト高および電気料金の滞納等による影響で、1996 年度より税引前利益が SB\$5.4mil の大幅赤字に転落し、SIEA の財務状況は急速に悪化した。

SIEA は政府に対し再三値上げ申請を行い、1998 年 6 月の申請で 5 年ぶりに約 25% の料金値上が承認された。この値上げは電力法の規定により 2 回に分けられた(1998 年 10 月に 10%、1999 年 8 月に 12%～13%)。この値上げにより、1999 年度は財務状況の一定の改善が期待されている。(料金改訂の経緯については、12.1.2 節参照)

12.5.3 売電費用の推移

売電費用では、燃料費・潤滑油の比率が最も高く、全体の約 45%を占め、これに次いで減価償却費、人件費、修繕費がそれぞれ約 15%づつを占めている。燃料の主体はディーゼル発電用のディーゼル油（軽油）であり、そのすべてがモービル石油から供給されている。

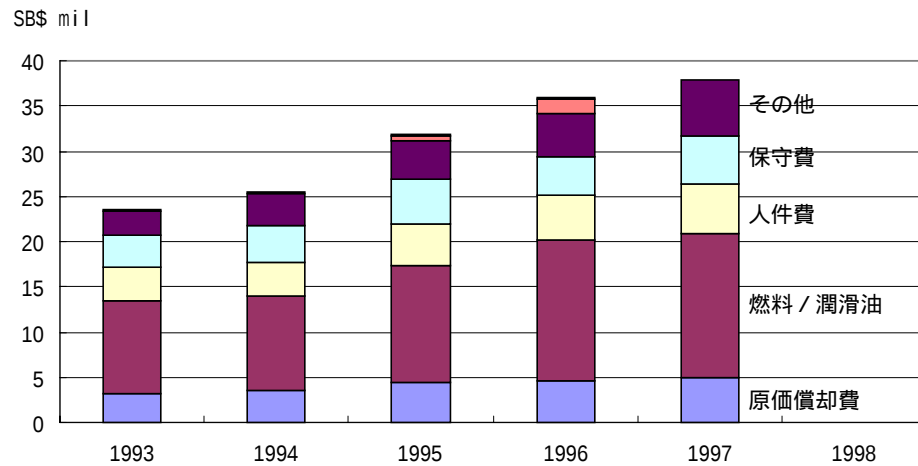


Fig.12-5-3-1 売電費用の推移

燃料および潤滑油の経費は1997年度までは平均して経費全体の45%～46%であり、比率は特に増大していないが、燃料単価は年々徐々に上昇している。

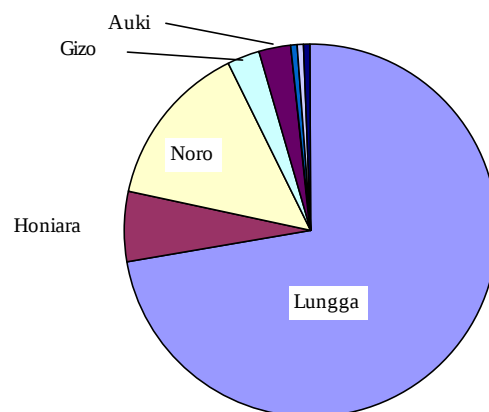


Fig.12-5-3-2 ディーゼル燃料の使用状況

石油価格は当局 (Price Advisory Committee) によって調整されているが、SIEA に供給される燃料単価は、直接モービル石油との協議で決められており、国内市場価格より若干低く抑えられている。燃料価格は99年10月末でSB\$1.14～1.51となっているが、年々じり高となっている。

1999年11月末、当局は石油製品価格の15～30%の値上げを発表した。ディーゼル燃料は平均約20%値上げされたが、原因はシンガポールの製油所での大幅値上げに

よりものである。これが、来年度以降の燃料費負担を大幅に増大上昇させることは必至であり、ディーゼル依存型経営の弱点が鮮明化した状況である。

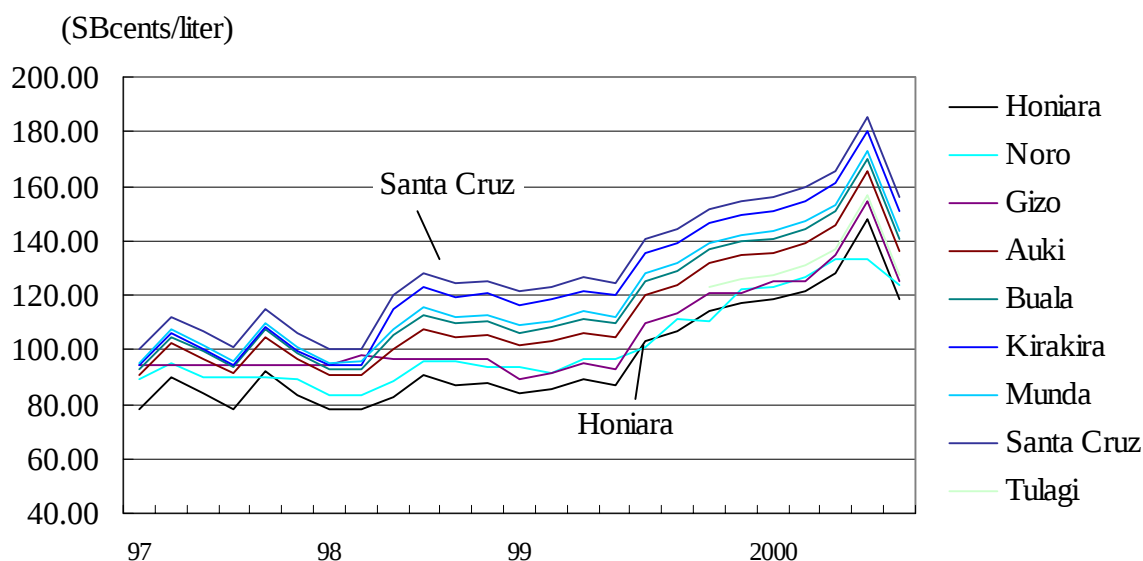


Fig. 12-5-3-3 燃料価格の推移

12.5.4 マージン率（売上高営業利益率）の推移

マージン率は、1994年度をピークに低下しており、1997年度は0.21%に落ち込んでいる。発電費用が年々上昇している一方で、電気料金が1993年以来据え置かれていたことが主な原因と考えられる。前述した今回の大幅値上げにより、1998年および1999年の売上高利益率は大幅に改善されると期待される。ただし、2000年以降は前述の石油製品価格の値上げにより、再び利益率が悪化する懸念もある。

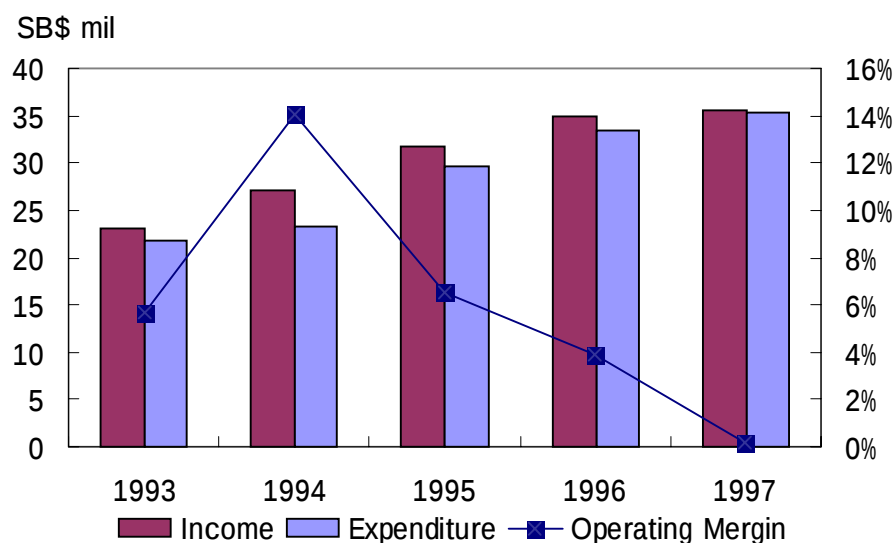
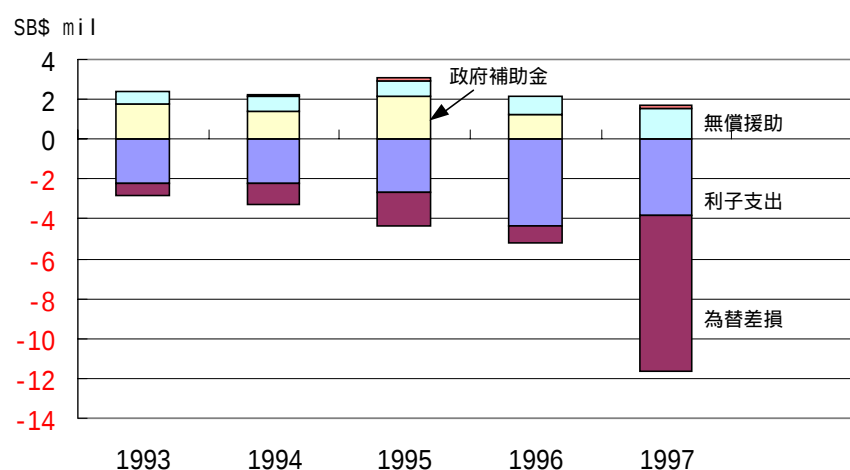


Fig. 12-5-4 マージン率の推移

12.5.5 営業外収支の推移

営業外支出は、利払および為替損失が大きな比重を占める。利払は主として NPF および ADB 借款に対するものであり、為替損失は主として ADB 借款（SDR 建）によるものである。債務に対する元利払いは 1997 年以降延期され、累積延滞債務となっている。ADB 融資はソロモン政府によって SIEA に再融資されており、これも SIEA の営業外費用圧迫の原因となっている。営業外収入は主として政府補助金および海外無償援助であるが、1997 年以降は政府補助金がゼロとなっている。営業外収支部門は年々大幅な赤字状態であり、SIEA 経営悪化の主要な原因となっている。



12.5.6 純利益および社内留保の推移

営業利益率の低下および営業外収支の悪化により、税引前利益は 1996 年度より大幅赤字となり、税引後利益および社内留保も大幅な赤字となっている。SIEA は売電収入に関しては免税措置を受けており、法人税はほとんどかかっていない。にも関わらず 1996 年、1997 年度の税引後利益(純利益)はそれぞれ SB\$5.45mil、SB\$9.83mil の赤字であり、社内留保の赤字も 1997 年末には SB\$14mil 以上に膨らんでいる。

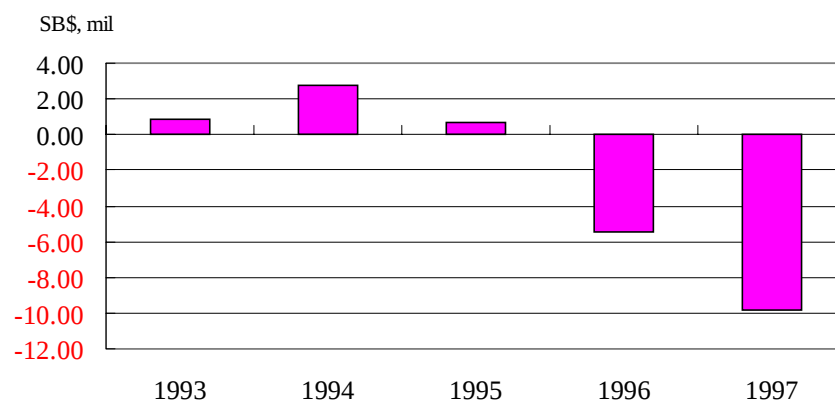


Fig.12-5-6 純利益の推移

12.5.7 資産状況

SIEA の資産はその約 85%が固定資産であり、固定資産の内訳は不動産および設備であるが、ほとんどは発電設備で占められている。この固定資産の減価償却費が、営業費用の 15%程度を占めている。

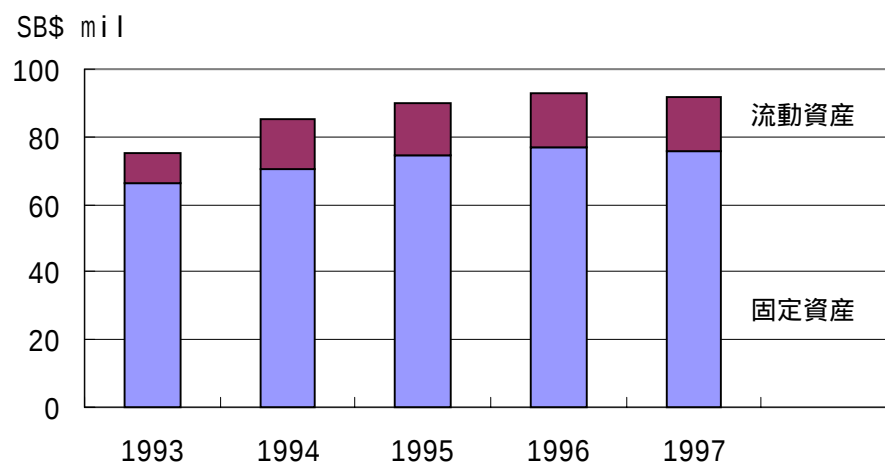


Fig.12-5-7 SIEA 資産の内訳

12.5.8 流動資産の内訳

流動資産の状況を見ると、売掛金の額が年々膨らみ、一方で現預金の残高が乏しくなっていることが伺われる。1997 年度には現預金が SB\$32,472 と極端に少なくなっており、手元流動性が悪化していることを表している。

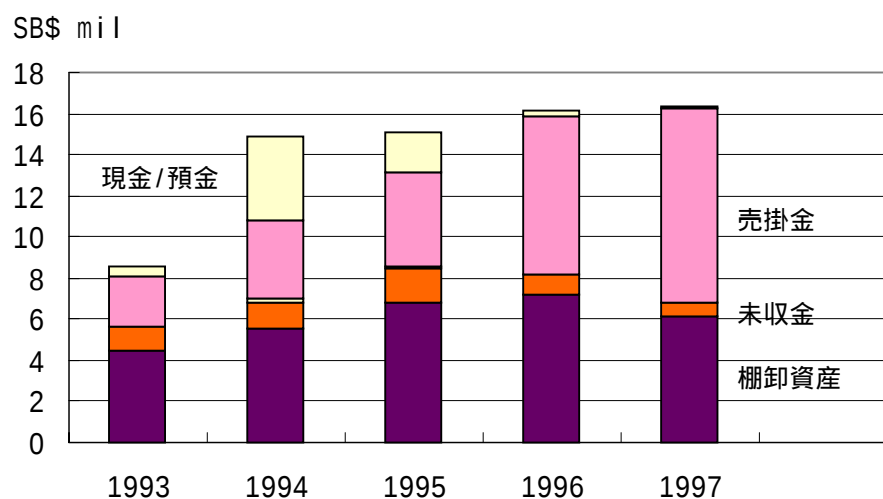


Fig.12-5-8 流動資産の内訳

1997 年度の売掛金は SB\$9.47mil に上っており、売電収入である SB\$35.5mil の約 3 割に上っている。この売掛金には電気料金の滞納額がかなり含まれると考えられ、特に近年、政府関連省庁を含めた大口ユーザーの滞納がめだってきているとのことである。SIEA は現在、売電収入確保の為に、長期滞納者については相手の如何を問わず強制的な供給切断を検討中である。

在庫は主として発電設備部品および燃料備蓄で占められ、これが年々目減りしており、在庫不足の状況にあることが伺われる。SIEA は供給業者との交渉により、分割払いを認めさせるなど、支払条件の改善を交渉中であり、これにより手元流動性に余裕を持たせ、在庫量を一定の水準に保つよう努力を行っている。

12.5.9 負債の状況

流動負債（1 年以内の短期負債）の約半分が国民共済基金（NPF）からの借入れである。また、長期負債の約 80%が ADB からの借入金である。負債の借入れ条件は、NPF が 14%、ADB が 7.65%、6.36%、ANZ 銀行が 15.75%であり、この負債に関する金利負担が SIEA の経営に大きな圧迫を与えていると言える。

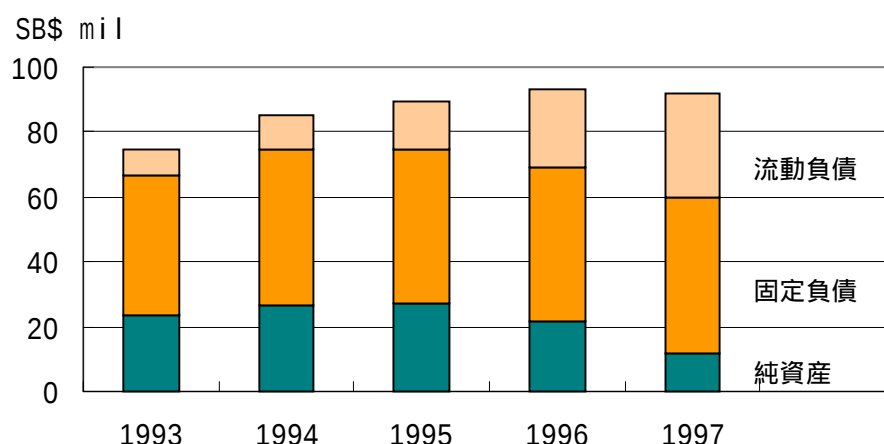


Fig.12-5-9 負債と純資産

12.5.10 ADB 要求の財務条件

ADB より過去 2 回の融資が行われ、1994 年 9 月にルンガ 9 号機に対する第 3 回目の融資提案がなされたが、ADB の要求する以下の財務条件が満たされなかった為に見送られた。

- a) 年度末から 6 ヶ月以内に会計監査報告書が出来上がっていること。
- b) 使用総資本営業利益率（ROA¹¹）8.0%以上

¹¹ ROA: Return On Asset

- c) デット・サービスレシオ 1.5 倍以上
- d) 負債比率(Debt/Equity Ratio)60%以下

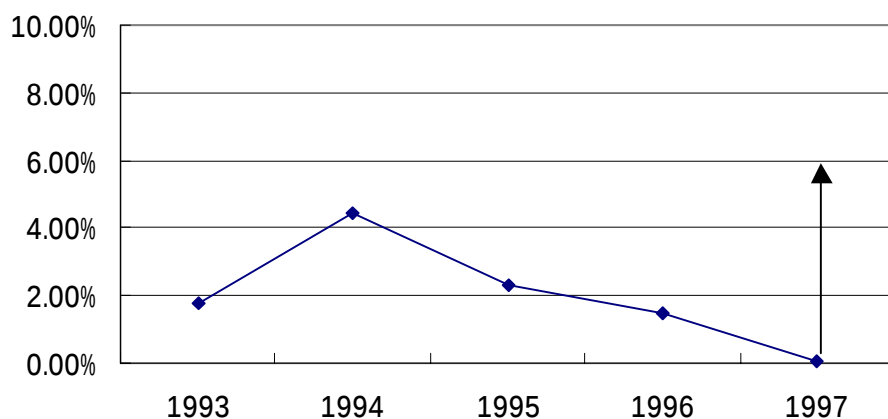


Fig. 12-5-10-1 総資本利益率 (ROA) の推移

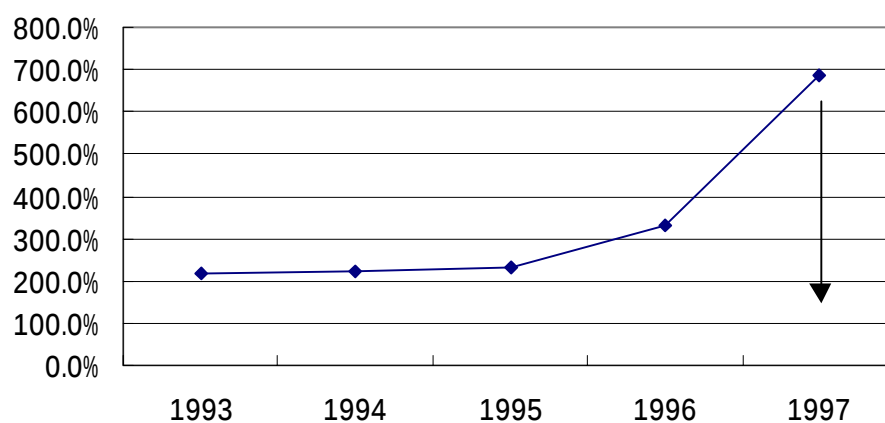


Fig. 12-5-10-2 負債比率 (D/E Ratio) の推移

12.5.11 SIEA の財務戦略

SIEA は上記のような財務状況を改善する為、先に述べた電気料金の大幅値上げの他、以下の政策を検討中である。(第 11 章参照)

- 1) 業者との支払方法に関する交渉
- 2) 滞納者に対する強制切断措置
- 3) 前払システム「キャッシュパワー2000」の導入
- 4) 損失を生んでいる発電所のパフォーマンス改善

Table 12-5-1-1 SIEA の損益計算書

	SB\$				
	1993	1994	1995	1996	1997
Income					
Electricity Sales	23,021,131	26,856,089	31,454,397	34,387,161	35,502,201
Commercial Sales	35,397	20,985	0	135,251	0
Rent Received	6,450	11,165	5,524	12,740	3,750
Interests on Deposits	109	51,643	70,981	179,293	377
Other Income	52,082	57,565	211,048	177,005	0
Total Income	23,115,169	26,997,447	31,741,950	34,891,450	35,506,328
Expenditure					
Depreciation	3,188,450	3,490,730	4,413,271	4,667,998	4,928,030
Fuel, Oil and Lubricant	10,328,486	10,547,513	12,852,170	15,572,662	15,888,007
Manpower	3,584,845	3,710,266	4,657,076	4,978,457	5,504,885
Repairs and Maintenance	3,560,076	4,086,777	4,930,365	4,241,832	5,307,898
Other Expenses	2,706,447	3,417,039	4,321,517	4,768,842	6,276,466
Bad and doubtful debts	26,422	0	478,732	1,439,080	0
Internal Charges	58,370	185,387	192,665	219,137	0
Charge for works	-1,126,101	-1,718,837	-1,701,466	-1,772,645	-2,450,254
Costs recharged	-524,571	-510,147	-479,826	-579,038	-23,589
Total Expenditure	21,802,424	23,208,728	29,664,504	33,536,325	35,431,443
Profit before financial charges and other income	1,312,745	3,788,719	2,077,446	1,355,125	74,885
Financial Charges					
Interest paid or due and payable	-2,216,490	-2,182,816	-2,695,927	-4,375,322	-3,788,995
Foreign exchange losses	-630,960	-1,077,603	-1,646,822	-853,753	-7,806,061
Other income					
Government subsidy of outstation losses	1,744,092	1,420,446	2,141,047	1,220,523	0
Amortization of grants and contribution	669,420	739,047	817,372	924,022	1,534,775
Obsolete stocks written off	0	0	-115,900	0	0
Loss on write off of non-current assets	0	0	0	-3,720,347	0
Profit on sale of non-current assets	0	67,930	156,992	0	157,747
Total of non-operation Profit	-433,938	-1,032,996	-1,343,238	-6,804,877	-9,902,534
Operating profit before income tax	878,807	2,755,723	734,208	-5,449,752	-9,827,649
Income tax attributable to sales not derived from electricity	32,876	30,475	82,603	0	
Operating profit after income tax	845,931	2,725,248	651,605	-5,449,752	-9,827,649
Retained profits at the begging of year	-3,563,154	-2,717,223	8,025	659,630	-4,790,122
Retained profits at the end of year	-2,717,223	8,025	659,630	-4,790,122	-14,617,771

* 1997年度は未監査

Source: Solomon Islands Electricity Authority

Table 12-5-1-2 SIEA の貸借対照表

	SB\$				
	1993	1994	1995	1996	1997
Current Assets					
Cash	484,060	4,014,943	1,989,186	228,851	32,472
Receivables	2,435,605	3,863,772	4,496,375	7,729,772	9,469,480
Prepayments		211,817	175,142	23,371	0
Accrued Income	1,161,069	1,177,844	1,573,838	935,412	718,745
Inventories	4,487,668	5,593,314	6,846,682	7,218,616	6,091,495
sub-total	8,568,402	14,861,690	15,081,223	16,136,022	16,312,192
Non-current Assets					
Property, Plant and Equipment	66,332,059	70,410,736	74,654,999	76,906,509	75,609,209
Total Assets	74,900,461	85,272,426	89,736,222	93,042,531	91,921,401
Current Liabilities					
Bank overdraft	0	5,800		1,148,661	2,075,736
Creditors and Accruals	3,557,177	2,982,379	5,163,421	8,949,294	9,390,921
Consumer Deposits	520,962	573,532	624,584	689,432	741,752
Secured Loan	3,811,874	6,681,347	8,954,551	13,018,430	19,706,909
Provisions	344,884	302,526	353,329	281,674	248,633
sub-total	8,234,897	10,545,584	15,095,885	24,087,491	32,163,951
Non-current Liabilities					
Secured Loan - non-current	30,981,448	35,440,999	33,947,948	32,503,413	33,011,731
Government Grants	4,079,117	3,852,500	3,625,882	3,399,263	3,474,214
Overseas Grants	5,209,696	4,922,157	5,259,481	6,273,581	5,858,642
Capital Contributions by Consumers	2,812,751	4,209,186	4,847,621	5,269,130	5,730,859
sub-total	43,083,012	48,424,842	47,680,932	47,445,387	48,075,446
Total Liabilities	51,317,909	58,970,426	62,776,817	71,532,878	80,239,397
Net Assets	23,582,552	26,302,000	26,959,405	21,509,653	11,682,004
Accumulated Funds					
Assets Revaluation	26,299,775	26,299,775	26,299,775	26,299,775	26,299,775
Retain Profits/Losses	-2,717,223	8,025	659,630	-4,790,122	-14,617,771
Total Accumulated Funds	23,582,552	26,307,800	26,959,405	21,509,653	11,682,004

* 1997年度は未監査

Source: Solomon Islands Electricity Authority