

国際協力事業団

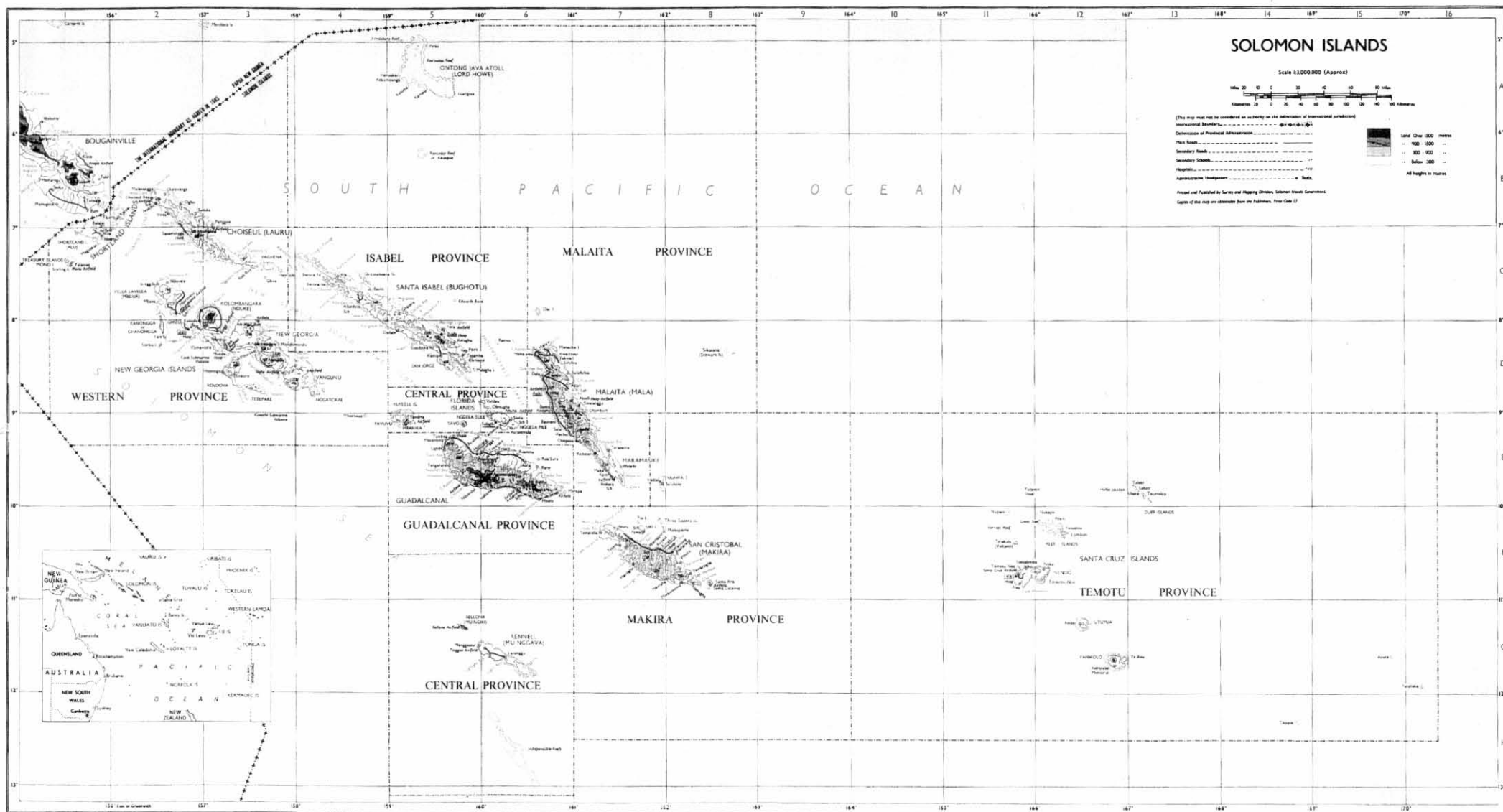
ソロモン諸島国
天然資源省
ソロモン電力庁

ソロモン諸島国
長期電力開発マスタープラン調査

ファイナルレポート
第 巻
報告書要約

平成13年1月

東電設計株式会社
アイシーネット株式会社



SOLOMON ISLANDS

Scale 1:3,000,000 (Approx)



(This map must not be considered an authority on the delineation of international jurisdiction)

- International Boundary
- Delineation of Provincial Administration
- Main Road
- Secondary Road
- Secondary School
- Height
- Administrative Boundary
- Level: Over 1000 metres
- 900 - 1000
- 300 - 900
- Below 300
- All heights in metres

Printed and Published by Survey and Mapping Division, Solomon Islands Government.
 Copies of this map are obtainable from the Publisher, Price Gek \$17

ソロモン諸島国
長期電力開発マスタープラン調査
ファイナルレポート

報告書目次 (1)

| | 頁 |
|----------------------------|-----|
| ソロモン諸島国位置図 | i |
| 報告書要約目次 | ii |
| 表目次 | iv |
| 図目次 | v |
| 略語 | vi |
| 単位 | ix |
| | |
| 結論と勧告 | |
| 結論 | 1 |
| 勧告 | 2 |
| | |
| 第1章 序論 | |
| 1.1 調査の背景と目的 | 1-1 |
| 1.2 調査の内容 | 1-1 |
| | |
| 第2章 調査概略 | |
| 2.1 調査団の活動 | 2-1 |
| 2.2 本調査の関係機関と関係者 | 2-1 |
| 2.3 機材の供与 | 2-2 |
| 2.4 カウンターパート研修 | 2-2 |
| 2.5 セミナーの開催 | 2-2 |
| | |
| 第3章 ソロモン諸島国の社会・経済状況 | |
| 3.1 国家概況 | 3-1 |
| 3.2 経済概況 | 3-2 |
| 3.3 電力事情 | 3-3 |
| | |
| 第4章 電力需要 | |
| 4.1 電力需要想定 | 4-1 |
| 4.2 電力需要想定条件 | 4-1 |
| 4.3 電力需要概略想定結果 | 4-1 |
| 4.4 電力供給地域の現状 | 4-2 |
| | |
| 第5章 小水力発電 | |
| 5.1 目的 | 5-1 |
| 5.2 包蔵水力検討 | 5-1 |
| 5.3 水力発電計画および設計 | 5-3 |
| | |
| 第6章 送配電設備 | |
| 6.1 電源開発計画と送電線 | 6-1 |

報告書目次 (2)

| | 頁 |
|---------------------------|------|
| 第7章 太陽光発電 | |
| 7.1 太陽光発電開発方法 | 7-1 |
| 7.2 現地調査 | 7-1 |
| 7.3 日照・日射計の設置と観測 | 7-2 |
| 7.4 データ収集と日照量の解析 | 7-2 |
| 7.5 設計と仕様 | 7-3 |
| 7.6 システムと設置 | 7-3 |
| 7.7 建設費 | 7-4 |
| 7.8 SHS使用料 | 7-4 |
| 7.9 教育訓練 | 7-5 |
| 7.10 村落に於ける維持管理体制 | 7-5 |
| 7.11 バッテリー処理 | 7-6 |
| 第8章 村落社会 | |
| 8.1 現状と特質 | 8-1 |
| 8.2 村落の構造 | 8-1 |
| 8.3 村人の生計 | 8-1 |
| 8.4 注意事項 | 8-3 |
| 第9章 環境配慮 | |
| 9.1 環境評価体制とガイドライン | 9-1 |
| 9.2 考慮すべき環境影響 | 9-1 |
| 9.3 採用されるべき環境配慮 | 9-2 |
| 第10章 電力供給計画 | |
| 10.1 電力供給計画基本方針 | 10-1 |
| 10.2 既存電力供給設備 | 10-1 |
| 10.3 電力供給計画及び地方電化計画案 | 10-1 |
| 10.4 各供給計画案の評価 | 10-6 |
| 10.5 最適供給計画案 | 10-6 |
| 第11章 電力セクターの組織制度構築 | |
| 11.1 電力セクター関係者の概観 | 11-1 |
| 11.2 計画にあたっての課題 | 11-1 |
| 11.3 農村電化のための組織・制度枠組み | 11-4 |
| 第12章 経済・財務分析 | |
| 12.1 長期限界費用の策定および電気料金の検討 | 12-1 |
| 12.2 最適供給計画の経済・財務分析 | 12-1 |
| 12.3 地方電化計画の経済・財務分析 | 12-2 |
| 12.4 資金調達計画および返済計画 | 12-3 |
| 12.5 SIEAの財務分析 | 12-4 |

表 目 次

| 表番号 | 表 題 | 頁 |
|--------------|---|------|
| 3 章 | | |
| Table 3-1 | Administrative Districts of Solomon Islands (1999) | 3-1 |
| Table 3-2-1 | GDP data | 3-2 |
| Table 3-2-2 | Exchange Rate | 3-2 |
| Table 3-3-1 | Existing generators (Provincial wise/ Islands wise) | 3-6 |
| Table 3-3-2 | Past electrical record 1990 - 1999 (Grid and Powerstation wise) | 3-7 |
| 4 章 | | |
| Table 4-3-1 | Result of Power Demand Forecast of Solomon Islands | 4-3 |
| 5 章 | | |
| Table 5-1 | Result of Hydropower Map study | 5-1 |
| Table 5-2 | Summary of Hydropower Planning | 5-3 |
| 10 章 | | |
| Table 10-5-1 | Optimum power supply development scheme in Solomon Islands | 10-7 |
| 11 章 | | |
| Table 11-2 | Comparison of priority targets for rural electrification | 11-2 |
| 12 章 | | |
| Table 12-2 | FIRR and EIRR for the small hydropower potential sites | 12-2 |
| Table 12-3-1 | FIRR calculation of SHS in each tariff system | 12-3 |

目 次

| 図番号 | 図 題 | 頁 |
|------------|--|------|
| 5章 | | |
| Fig. 5-1 | Location of Hydropower Site | 5-7 |
| 6章 | | |
| Fig. 6-1-1 | Network System of Guadalcanal Island | 6-1 |
| Fig. 6-1-2 | Network System of Choiseul Island | 6-2 |
| Fig. 6-1-3 | Network System of Santa Cruz Island | 6-2 |
| Fig. 6-1-4 | Network System of Malaita Island | 6-3 |
| Fig. 6-1-5 | Network System of San Cristobal Island | 6-4 |
| Fig. 6-1-6 | Network System of Santa Isabel Island | 6-5 |
| 8章 | | |
| Fig. 8-1 | Flow Chart for Land Acquisition | 8-5 |
| 11章 | | |
| Fig. 11-1 | Institutional framework of rural electrification | 11-1 |
| Fig. 11-2 | Planning issues for rural electrification | 11-2 |

ACRONYMS / ABBREVIATIONS

| | | |
|-----------------|---|--------------------|
| ADB | : Asian Development Bank | アジア開発銀行 |
| AFPA | : Automatic Fuel Price Adjustment | 自動燃料価格調整料 |
| ANZ | : Australia and New Zealand Banking Group Limited | ANZ銀行 |
| APACE | : Appropriate Technology Community and Environment, Sydney-based NGO | APACE, NGO団体 |
| CAP | : Chapter | 法律の章 |
| CASO | : Conservation Area Support Officer | 保全地域支援担当官 |
| CBSI | : Central Bank of Solomon Islands | ソロモン中央銀行 |
| CEMA | : Commodity Export Marketing Authority | 商品輸出公社 |
| CF | : Conversion Factor | 変換係数 |
| CI | : Conservation International | コンサベーション・インターナショナル |
| CIF | : Cost, Insurance and Freight | 保険料、運賃込値段(着港渡し) |
| CO ₂ | : carbon dioxide | 炭酸ガス |
| COD | : Cash on Delivery | 即金払い |
| CRCD | : Community Resource Conservation and Development | コミュニティー資源保護と開発 |
| DB | : Dry Battery | 乾電池 |
| DBSI | : Development Bank of Solomon Islands | ソロモン諸島開発銀行 |
| E | : east | 東 |
| EC | : European Community. | 欧州共同体 |
| ECD | : Environment and Conservation Division | 環境保全部 |
| EDS | : Every Day Stress | 常時荷重 |
| EIA | : Environmental Impact Assessment | 環境影響評価 |
| EIRR | : Economic Internal Rate of Return | 経済収益率 |
| EIS | : Environmental Impact Statement | 環境影響評価書 |
| EL | : elevation | 標高 |
| ELR | : Solomon Islands Environmental Legal Review | ソロモン諸島環境法レビュー |
| EO | : Environment Officer | 環境保護官 |
| F/S | : Feasibility Study | フィージビリティ・スタディ |
| FIRR | : Financial Internal Rate of Return | 財務収益率 |
| FOB | : Free On Board | 本船(積込)渡し |
| GDP | : Gross Domestic Product | 国内総生産 |
| GRDP | : Gross Regional Domestic Product | 地域総生産 |
| GREA | : Guadalcanal Rural Electrification Association | GREA, NGO団体 |
| GTZ | : Deutsche Gesellschaft für Technische Zusammenarbeit | ドイツ技術協力公社 |
| HRPI | : Honiara Retail Price Index | ホニアラ小売物価指数 |
| ICSI | : Investment Companies of Solomon Islands | ソロモン投資会社 |
| ISFMT | : Isabel Sustainable Forestry Management Trust | イザベル持続可能な森林管理信託 |
| IUCN | : International Union for Conservation of Nature and Natural Resources | 国際自然保護連合 |
| JICA | : Japan International Cooperation Agency | 国際協力事業団 |
| Kr | : kerosene, kerosine | 灯油 |
| LAR | : Liquidity Asset Ratio | 流動性資金比率 |
| LRAIC | : Long Run Average Incremental Cost | 長期限界平均増加費用 |
| LRMC | : Long Run Marginal Cost | 長期限界費用 |
| M/P | : Master Plan | マスタープラン |
| MEMM | : Ministry of Energy, Mines and Mineral Resources | 鉱山エネルギー省 |
| MHP | : Mini- Hydropower | 小水力発電 |
| mil | : million | 百万 |
| MNR | : Ministry of Natural Resources | 天然資源省 |

ACRONYMS / ABBREVIATIONS

| | | |
|--------|--|----------------------------|
| MOF | : Ministry of Finance | 財務省 |
| MTDS | : Medium Term Development Strategy | 中期開発戦略 |
| N | : north | 北 |
| NBSI | : National Bank of Solomon Islands | ソロモン国立銀行 |
| NCP | : National Coalition Partners | 国家連合党 |
| NE | : northeast | 北東 |
| NEMS | : Solomon Islands National Environmental Management Strategy | ソロモン諸島国家環境管理戦略 |
| NGO(s) | : Non-Government Organization(s) | 非政府組織 |
| NNW | : north-northwest | 北北西 |
| NPF | : National Provident Fund | 国家共済基金 |
| NW | : northwest | 北西 |
| P/S | : Power Station | 発電所 |
| PAP | : People's Alliance Party | 人民同盟党 |
| PEO | : Principal Environment Officer | 主席環境保護官 |
| PER | : Public Environmental Report | 公的環境報告書 |
| PPD's | : Project Preparation Documents | プロジェクト準備文書類 |
| PS | : Power Station | 発電所 |
| PSIP | : Public Service Investment Program | 公共部門投資計画 |
| PSRP | : Policy and Structure Reform Program | 政策および構造改革計画 |
| PV | : Photovoltaic | 太陽光発電 |
| PVC | : polyvinyl chloride | ポリ塩化ビニール |
| REAC | : Rural Electrification Advisory Committee | 農村電化諮問委員会 |
| RIPEL | : Russel Islands Plantation Enterprises | ラッセル諸島プランテーション社 |
| ROA | : Return on Asset | 使用総資本営業利益率 |
| ROR | : Run of River | 流込式水力 |
| RTC | : Rural Training Center | 農村訓練センター |
| S | : south | 南 |
| SCF | : Standard Conversion Factor | 標準変換係数 |
| SDR | : Special Drawing Right | 特別引出権 |
| SE | : southeast | 南東 |
| SELF | : Solar Electric Light Fund | 太陽光ファンド, NGO団体 |
| SEO | : Senior Environment Officer | 上席環境保護官 |
| SHS | : Solar Home System | 太陽光発電家屋電化システム |
| SIAC | : Solomon Islands Alliance for Change | ソロモン諸島改革同盟 |
| SICHE | : Solomon Islands College of Higher Education | ソロモン諸島高等教育大学 |
| SIDT | : Solomon Islands Development Trust | ソロモン諸島開発信託 |
| SIEA | : Solomon Islands Electricity Authority | ソロモン諸島電力庁、 又はソロモン諸島電力公社 |
| SIECD | : Solomon Islands Environment and Conservation Division | 環境保全部 |
| SIMS | : Solomon Islands Meteorological Service | ソロモン諸島国気象庁 |
| SINURP | : Solomon Islands National Unity | ソロモン国家統一党 |
| SIPL | : Solomon Islands Plantation Limited | ソロモン諸島プランテーション社 |
| SIWA | : the Solomon Islands Water Authority | ソロモン水道公社 |
| SMEC | : the Snowy Mountain Engineering Corporation | SMEC社 |
| SOE | : State-Owned Enterprise | 国営企業 |
| SOPAC | : South Pacific Commission | 南太平洋委員会 |
| SPBCP | : South Pacific Biodiversity Program | 南太平洋生物多様性保全計画 |

ACRONYMS / ABBREVIATIONS

| | | |
|--------|--|------------|
| SPREP | : the South Pacific Regional Environment Program | 南太平洋地域環境計画 |
| SSE | : south-southeast | 南南東 |
| SW | : southwest | 南西 |
| T&D | : Transmission and Distribution Line | 送配電設備 |
| TEPCO | : Tokyo Electric Power Services Co., Ltd. | 東電設計(株) |
| UNICEF | : the United Nations Children's Fund | 国連児童基金 |
| UNIDO | : United Nations Industrial Development Organization | 国連工業開発機関 |
| W | : west | 西 |
| WHO | : World Health Organization | (国連)世界保健機関 |
| WTP | : Willingness to Pay | 支払意志額 |
| WWF | : World Wide Fund for Nature | 世界自然保護基金 |

UNIT

Prefixes

| | | | |
|-------|---|--------|-------------|
| μ | : | micro- | = 10^{-6} |
| m | : | milli- | = 10^{-3} |
| c | : | centi- | = 10^{-2} |
| d | : | deci- | = 10^{-1} |
| da | : | deca- | = 10 |
| h | : | hecto- | = 10^2 |
| k | : | kilo- | = 10^3 |
| M | : | mega- | = 10^6 |
| G | : | giga- | = 10^9 |

Units of Length

| | | |
|----|---|-----------|
| m | : | meter |
| km | : | kilometer |

Units of Area

| | | |
|--------|---|------------------|
| m^2 | : | square meter |
| km^2 | : | square kilometer |

Units of Volume

| | | |
|-------|---|-------------|
| m^3 | : | cubic meter |
| l | : | liter |
| kl | : | kiloliter |

Units of Mass

| | | |
|----|---|--------------|
| kg | : | kilogram |
| t | : | ton (metric) |
| oz | : | ounce |

Units of Energy

| | | |
|-----|---|---------------|
| kWh | : | kilowatt-hour |
| MWh | : | megawatt-hour |
| MJ | : | megajoule |

Units of Temperature

| | | |
|--------------------|---|------------------------------|
| $^{\circ}\text{C}$ | : | degree Celsius or Centigrade |
|--------------------|---|------------------------------|

Units of Electricity

| | | |
|-----|---|-----------------|
| W | : | watt |
| kW | : | kilowatt |
| MW | : | megawatt |
| Ah | : | ampere hour |
| V | : | volt |
| kV | : | kilovolt |
| kVA | : | kilovolt ampere |

Units of Flow Rate

| | | |
|---------|---|------------------------|
| l/s | : | liter per second |
| m^3/s | : | cubic meter per second |

Units of Currency

| | | |
|--------|---|-----------------|
| SB\$ | : | Solomon Dollar |
| US\$ | : | US Dollar |
| ¥ | : | Japanese Yen |
| AUcent | : | Australian Cent |

結論と勧告

結論と勧告

本調査では、系統や小水力による電力供給は、第 10 章 Table 10-5-1 最適電力供給/地方電化計画に示す計画を、最適計画としてソロモン諸島国全土の電力開発を実施すべきものと提案する。

また、僻地の農村電化計画及び太陽光発電の普及促進を図るために、第 10 章 Table 10-5-1 最適電力供給/地方電化計画に示す地方電化計画を、SHS による有効な地方電化計画であり、実施すべきものとして提言する。

一方、普及に当たって、村人の意識や理解度を向上させ村人/コミュニティにより維持管理を持続させるため、州政府の技術者やコミュニティの太陽光発電設備維持管理担当者を教育する必要がある。このため、太陽光発電設備に関する理論と実践を訓練出来る PV 訓練センター (REAC 内に設置) を設立する必要性を提言する。

1. 結論

本調査では、系統や小水力による電力供給計画や太陽光発電による農村の電化計画は、実現の可能性はあるものとする。

ただし、2018 年までの電力供給計画や地方電化計画の実施にあたっては、総額 US\$319 百万米ドルの資金が必要となり、一定の平均電気料金値上げが必要である。計画の実施に向けて、ソロモン政府は援助国に対し新たな無償・有償資金を支援協力を要請をすべきである。

系統や小水力による電力供給計画実施にあたり、新規に開発される小水力発電設備の維持管理組織は、ソロモン諸島電力公社 (SIEA) とする。

地方電化のための電力セクターの組織・制度の枠組みとしては、国家エネルギー政策ガイドラインに基づいて農村/地方電化諮問委員会 (REAC) を設立し、農村電化の中心機関として関係省庁の調整および中心機関として機能させる必要がある。

1.1 最適供給計画と資金

実施すべき系統 (グリッド) や小水力による最適供給計画を、第 10 章の Table 10-5-1 最適電力供給/電化計画 に示す。この計画の実行にあたり、合計 313 百万米ドルが必要となる。

1.2 地方電化計画と資金

太陽光発電 (SHS) による地方電化計画の実行のためには、まず、パイロットスキーム (期間は 3 年間であるが、初年度に設備をすべて建設) を実施し、次に、全国大拡大スキームを実施することが必要である。

これにより、1998 年末時点での電化住宅数約 6,600 戸が、2018 年末時点での電化住宅数は、系統や独立電源による電化と太陽光発電による電化合わせて、約 16,100 戸になることが期待できる。

2. 勧告

2.1 電力供給計画実施についての勧告

1. 結論において提言した電力供給計画を実施するに当たって、以下の事項を着実に実施する必要がある。

- (1) 毎年最低 1 回の電力需要見直しを行う。
- (2) 水力発電ポテンシャル地点のうち、各州/各島の各地点は、実施前に各々下記調査を実施すること。
 - ガダルカナル州：マオタブク 1 および 2 については、開水路適用の可能性調査、ササについては、落差確認のための水準測量の調査
 - マライタ州：シロロについては、アクセスおよび地質調査
 - イザベル州：クボラタについては、流量測定の詳細調査
 - マキラ州：ワイマプルについては、水準測量と流量測定の詳細調査
 - チョイセル州：ソラベについては、放水路水位の詳細調査
 - テモツ州：ルエンバレレについては、水準測量と流量測定の詳細調査

これらの詳細調査により、出力と発電電力量を見直すこと。

- (3) 見直した電力需要により、電力供給計画を見直すこと。
- (4) 電力供給計画を実施するにあたり、以下の環境影響について調査検討すること。
 - 計画設計時に、保全区域に対する水力開発地点の位置関係
 - 稀少もしくは固有の野生生物への影響
 - 土砂崩れや洪水の人為的発生を引き起こすような斜面や河川の改変環境影響ではないが、ソロモンでは過去に土地所有権争いがあった経緯から、土地所有権の決定と収容された土地で行われる事業を切り離すことが、慣習的に行われてきた。従って、計画時点で、つぎの事項について明確にされていることが必要である。
 - 土地収容や土地の所有権者の明確化と開発プロジェクトについての建設合意

2.2 地方電化計画実施についての勧告

2.2.1 地方電化計画実施体制

REAC は天然資源省内に設立され、エネルギー局を事務局とし、グリッド以外の手段による（SHS による）地方電化計画の調整・実施の中心機関とする。REAC は、エネルギー局に加え、関係省庁、SIEA、NGO、援助国・機関などから構成する。

REAC は、設立後、以下の業務遂行に責任を持たせることとする。

- 1) 農村電化計画の広報
- 2) PV 訓練センターの設立
- 3) PV 訓練マニュアルの制作

- 4) 回転資金の設立
- 5) 必要な規定の法制化
- 6) 請願書の評価・選択
- 7) SHS 設置予定村でのワークショップ実施
- 8) SHS 調達・設置
- 9) アフターケア・サービスの提供
- 10) モニタリング・評価

2.2.2 地方電化計画実施

SHS による地方電化計画の実施にあたり、以下の環境影響について調査検討すること。

- 1) 従来使用していた乾電池の使用減少と無秩序な投棄の減少という正の影響
- 2) SHS 設備のバッテリー寿命終了時の廃棄
- 3) 配電線設備や SHS 設備による周囲景観の阻害
- 4) サイクロンや強風下における配電線などの安全性

地方電化計画は2 スキームにより実施すること。まず、パイロットスキームを実施し、次に、全国大スキームを行うこと。最初に実施するパイロットスキームより得られた下記の課題について対応策を検討し、これを全国大拡大パイロットスキームに反映させること。

組織としては、まず太陽光発電設備設置のコミュニティに設備維持管理担当者を、州政府には PV 技術者を配置すること。最終的な技術バックアップとしては、SIEA の技術者を充てること。

- (1) 技術的課題（人員、サービスレベル・項目、保守点検巡回サイクル、研修項目・期間）
- (2) 経営的課題（人員、徴収料金設定額、料金徴収率、延滞率）
- (3) バッテリーの廃棄処理課題

廃棄バッテリーの数量がまとまった時点で、海外に輸送し、バッテリー処理工場で処理し、ソロモン諸島の環境に影響を与えないよう配慮すること。

2.3 SHS 地方電化基金の創設

僻地の農村部や都市部から離れた地方部においては、都市部と異なり社会的インフラ基盤が整備されておらず、水道、電気、ガス等もなく不自由な生活をしている。これらの村落民への電灯照明による便益を供与するため、SHS による地方電化基金として現在の電気料金に、上乘せして料金徴収することを勧告する。なお、上乘せする料金額は、後述する 2.4 節に説明する。

2.4 電気料金

2.4.1 最適電力供給計画による電気料金

系統（グリッド）や小水力による最適供給計画実行のためには、建設資金と O&M コストの合計で、313 百万米ドル必要となり、このため平均電気料金は、現行の 79.18 ソロモンセント/kWh から 94.03 ソロモンセント/kWh へ値上げする必要がある。

2.4.2 地方電化計画による設備使用料金

SHS による地方電化計画実行のためには、建設資金と O&M コストの合計で、6.2 百万米ドル必要となり、設備費用及び O&M コストを回収するには、45 から 60 ソロモンセント/月である。しかし、ソロモンの農村部の村落民が払える額は高々 10 ソロモンセント/月であるので、この差額及び設備費用を既存の電気料金に SHS 電化基金として、上乗せすることを一政策として提言する。

2.4.3 全体計画における徴収料金

2.3 節の系統（グリッド）や小水力による最適供給計画と SHS による地方電化計画をソロモン諸島国における全体計画とすると、第 12 章本文にあるように、電力供給計画実施による値上げ分（14.85 ソロモンセント/kWh）と SHS による地方電化基金による値上げ分（1.82 ソロモンセント/kWh）を合わせて 16.67 ソロモンセント/kWh（21.1%分）、即ち、現行の平均電気料金 79.18 ソロモンセント/kWh から 95.85 ソロモンセント/kWh へ値上げする必要がある、これを実施することを提言する。

2.5 資金調達と返済計画

SHS による地方電化基金を創設し、毎年一定数の個人住宅を SHS により電化すること。なお、原資は、既存電気料金に上乗せし、徴収すること。徴収は、SIEA が実施し、当該金額を REAC が創設した DBSI の口座に振込むこと。REAC は、この資金を活用し、SHS による地方電化を推進すること。

2.5.1 系統（グリッド）や小水力による最適供給計画資金調達

建設費用額 172 百万米ドルのうち、借款 100 百万米ドル、無償 29 百万米ドル、残り自己資金 43 百万米ドルにより調達し、借款は出来るだけ低利で長期返済のものを借款すること。

20 百万米ドルを超えるプロジェクトはすべて、借款により実施すること。

無償は、10 百万米ドル以下のプロジェクトとすること。

2.5.2 太陽光発電（SHS）による地方電化計画資金調達

パイロットスキームにおいては、建設費用額 0.37 百万米ドル総てを無償要請プロジェクトとすること。全国大拡大スキームについては、2005 年から 2018 年までの建設費用額 5.2 百万米ドルを一括借款とする。しかし、SHS による地方電化促進や拡大を考慮し、無償資金協力要請をすることが望ましい。

2.6 PV維持管担当者育成のためのトレーニング

州政府で働く技術者をホニアラのPV訓練センターにて教育訓練を行い、村落のコミュニティの設備維持管理担当者を、州政府技術者が訓練する。

2.7 PV訓練センターの設立

ソロモン諸島高等教育大学や農村訓練センター内にPV訓練センターを設置し、州政府内の技術者や、村落のコミュニティの設備維持管理担当者を訓練し、育成すること。

2.8 ソロモン諸島電力公社の業務改善

電力公社(SIEA)の業務内容を改善するために、次の目標を達成すること。(第11章11.1.5 ソロモン諸島電力庁を参照のこと)

- (1) 電気料金回収率の改善
- (2) 発電・配電業務の効率化(特に、ホニアラ、ノロ以外の赤字経営の発電設備)
- (3) 経営能力の強化(現在検討されている民営化を含め、経営計画の策定)
- (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料金値上げと政府承認)

2.9 貧困層に対する電化対策

パイロットスキームにおいて、選定されなかった貧困層に対する村・コミュニティについては、社会開発としてPVを活用した電化の方策がソロモン政府によって講じられるべきである。

第1章 はじめに

第1章 序論

1.1 調査の背景と目的

ソロモン諸島国の電力供給は、殆どがディーゼル発電により行われている。この発電所運転用の燃料代がソロモン電力公社(Solomon Islands Electricity Authority; SIEA)の財政状況を圧迫している。このような状況から、ソロモン諸島国政府は、日本政府に「長期電力開発マスタープラン」に係わる調査要請を行った。これを受け、調査実施機関である国際協力事業団は、プロジェクト形成調査団を経て、1998年9月10日にエネルギー・鉱山資源省(MEMM)と業務実施細則(S/W および M/M)の合意に至り、本調査の派遣決定に至った。本調査の目的は、長期電力開発マスタープランとして、

- 2015年までの再生可能エネルギーを利用した電力供給計画および実施計画を作成する。
- 地方電化に関わる電力セクターの将来的な組織・制度を提案することである。

1.2 調査の内容

1.2.1 本調査の範囲と調査項目

ソロモン諸島国全域を、本調査対象範囲とするが、調査従事期間の制約から、調査手法を次のように考え、報告書を作成する。

- (1) 小水力発電計画について、現地踏査できない島については、マップスタディーと及びソロモン側カウンターパートと協議により、マスタープランに反映する。
- (2) 太陽光発電計画について、同じく現地踏査できない島については、ソロモン側カウンターパートと協議により、マスタープランに反映する。
- (3) 村落社会調査においては、現地踏査を実施する6島の全人口はソロモン諸島国全体の87%となり、概ねソロモン諸島国村落社会の傾向を把握出来るので、これをマスタープランに反映する。

なお、調査目標年を業務実施細目に従い2015年とし、主な調査項目を次に示す。

- (1) 地域・村落別電力供給手法の検討
- (2) 雨量・測水所、日照・日射計による基礎データ収集体制の確立
- (3) 現地踏査
- (4) 電力事情調査と電力需要想定
- (5) 村落社会調査及び環境調査
- (6) 経済・財務分析
- (7) 最適な電力供給計画の策定
- (8) 実施計画に関する早期事業化のための方策
- (9) 電力セクターの将来的組織と制度の提言

第 2 章 調查概略

第 2 章 調査概略

2.1 調査団の活動

1998 年 12 月から 2000 年 6 月にかけて、調査団はソロモン諸島国において次の活動を実施した。

- 3 次につながる現地調査を実施し、その過程で、インセプションレポート（1999 年 1 月）、プログ्रेसレポート（1999 年 3 月）、インテリムレポート（2000 年 3 月）を作成し、カウンターパートである天然資源省（MNR）とソロモン諸島電力公社（SIEA）への説明・協議を行った。
- 2 回の技術移転セミナーを現地において実施した。

2.2 本調査の関係機関と関係者

本調査に参加した関係機関と主な関係者は次のとおりである。（詳細は本文第 2 章）

- MNR (Ministry of Natural Resources)
- SIEA (Solomon Islands Electricity Authority)
- Ministry of National Planning
- Ministry of Finance
- Department of Commerce, Employment and Tourism
- Ministry of Provincial Government and Rural Development
- Province, 8 provinces
- APECE (Appropriate Technology Community and Environment)
- GREA (Guadacanal Rural Electrification Agency)
- 日本大使館（在ソロモン諸島大使館）
 - 野本英男 臨時代理大使
 - 平田 豊 臨時代理大使
 - 宮本陽介 書記官兼副領事
- 国際協力事業団 青年海外協力隊 ソロモン駐在員事務所
 - 浜田真一 所長
- JICA 調査団
 - 村田 孝久 総括/電力供給計画
 - 手嶋 哲夫 小水力発電計画
 - 向井 捷洋 太陽光発電計画
 - 竹内 祐司 地質調査
 - 平野 誠一郎 送配電設備・系統計画
 - 杉永 雅彦 村落社会調査
 - 佐阪 剛 環境調査
 - 畔上 尚也 組織・制度/電化促進計画

| | |
|-----------|---------|
| 加茂 孝志 | 経済・財務分析 |
| 茂木 信一 | 業務調整 |
| 小林 俊幸 | 業務調整 |
| ➤ 国際協力事業団 | |
| 長谷川 博文 | 担当職員 |
| 小林 広幸 | 担当職員 |
| 江原 由樹 | 担当職員 |

2.3 機材の供与

本調査団は、第1次現地調査時にパーソナルコンピューターをホニアラにて購入した。これは、第2次および3次現地調査時に、電力需要想定、電源開発計画、およびカウンターパート側への技術移転に活用した。また、第2次国内作業時に、測水機材や気象観測装置を日本国内で購入し、運送した。これらの機材により、第2次および第3次現地調査時に、据付とデータが収集されていることを確認した。

2.4 カウンターパート研修

今回の調査期間中、MNR のカウンターパートに対して、小水力発電計画を主に、電力需要想定、電力供給計画、太陽光発電計画、送配電設備計画および経済・財務分析に関する業務を習得することを目的として、日本において2000年3月21日から4月17日まで28日間実施した。

2.5 セミナーの開催

調査期間中、先方関係機関への技術移転を図る目的から、下記のとおり2回のセミナーをソロモン諸島国首都のホニアラにて実施した。

(1) 第1回セミナー（1999年10月22日と12月2日）

第1回セミナーを MNR のエネルギー局長をはじめ本調査担当者・関係者や SIEA 支配人をはじめ主任技術者・各設備部門の部長・担当者・関係者、および NGO (APECE) の関係者を対象として、電力需要、小水力発電計画・太陽光発電計画・送配電設備計画の手順、村落調査の調査項目と調査の意義、組織制度調査の調査項目と目的、経済・財務分析方法について、講義を行い技術移転を図った。

(2) 第2回セミナー（2000年5月19日）

第1回セミナーと同様に MNR のエネルギー局長をはじめ本調査担当者・関係者や SIEA 支配人をはじめ主任技術者・各設備部門の部長・担当者・関係者、および NGO の関係者を対象として、電力需要、電力供給計画の手順、小水力発電設計、太陽光発電設計、送配電設備設計、地方電化における組織・制度の枠組み、経済・財務分析検討例について、講義を行い技術移転を図った。

第3章 ソロモン諸島国の 社会・経済状況

第3章 ソロモン諸島国の社会・経済状況

3.1 国家概況

国家名称 : ソロモン諸島国 (Solomon Islands)
 独立年 : 1978年7月7日に英国より独立
 首都 : ホニアラ (Honiara)
 面積 : 28,370km²
 人口 : 約44万人 (99年推定値)
 民族構成 : メラネシアン (94%)、ポリネシアン (4%)、ミクロネシアン他 (2%)
 言語 : ピジン・イングリッシュ (共通語)、英語 (公用語)、80余の部族語
 宗教 : キリスト教 (98%)
 国家体制 : 英国女王を元首とする立憲君主制、ソロモン人総督が英国女王を代表
 政治 : 1997年8月よりウルファル氏を首相とする連合内閣が政権担当
 2000年6月30日、民族紛争を機にソガバレ氏が新首相に就任

Table 3-1 ソロモン諸島国の行政区 (1999年)

| | 州名 | 主要島名 | 州都 | 主要都市 | 面積 (km ²) | 人口* |
|----|-----------|-----------------------------|------|------------|-----------------------|---------|
| 1 | ウエスタン州 | ニュージョージア、ギゾ ベララベラ、コロバンガラ | ギゾ | ノロ、 ムンダ | 5,475 | 77,573 |
| 2 | チョイセル州 | チョイセル | タロ | | 3,837 | 25,858 |
| 3 | イザベル州 | サンタイザベル | ブアラ | | 4,136 | 24,474 |
| 4 | セントラル州 | ツラギ (フロリダ諸島) | ツラギ | | 615 | 29,165 |
| 5 | レンネル・ペロナ州 | レンネル、ペロナ | チンゴア | | 671 | 3,241 |
| 6 | ガダルカナル州 | ガダルカナル | | | 5,336 | 65,847 |
| 7 | ホニアラ (首都) | | | | 22 | 49,817 |
| 8 | マライタ州 | マライタ | アウキ | マルウ | 4,225 | 112,505 |
| 9 | マキラ州 | サンクリストバル | キラキラ | | 3,188 | 31,322 |
| 10 | テモツ州 | ネンド (サンタクルズ諸島) | ラタ | | 865 | 22,603 |
| | 合計 | | | | 28,370 | 442,404 |

* 人口は推定値

行政単位 : 1998年7月、15省庁が以下の10省庁に削減・統合された。

| | |
|----------------|---------------|
| 首相府 | 内務・地方政府・村落開発省 |
| 司法・法務・警察治安省 | 教育・人的資源開発省 |
| 商業・産業・雇用・観光省 | 保健・医療サービス省 |
| 運輸・公共事業・通信・航空省 | 大蔵・開発計画省 |
| 天然資源省 | 土地・農業・水産省 |

3.2 経済概況

- 特徴 : 1) 伝統的自給自足経済と貨幣経済の混在
 2) 第1次産業中心の産業構造
 3) 高い輸入依存度

国内総生産 (GDP): 国民一人あたり US\$790.5(1999年)

Table 3-2-1 GDP 関連データ

| | 1991 | 1992 | 1993 | 1994 | 1995 | 1996 | 1997 | 1998 | 1999 |
|--------------------------------|-------|-------|-------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|
| Nominal GDP (SB\$,mil) | 598.3 | 763.1 | 901.2 | 1,052.5 | 1,249.9 | 1,461.5 | 1,612.1 | 1,728.1 | 1,738.7 |
| Nominal GDP per Capita (US\$) | 666.6 | 763.8 | 798.7 | 873.9 | 968.1 | 1,050.0 | 1,065.1 | 853.7 | 790.5 |
| Real GDP (at 1985 price, SB\$) | 248.5 | 276.7 | 281.4 | 304.1 | 334.8 | 340.1 | 337.0 | 341.3 | 339.4 |
| Index of Real GDP (1985=100) | 119.9 | 133.5 | 135.8 | 146.7 | 161.5 | 164.1 | 162.6 | 164.7 | 163.8 |
| annual growth % | 0.6% | 11.4% | 1.7% | 8.1% | 10.1% | 1.6% | -0.9% | 1.3% | -0.5% |

Source: non-official data from Central Bank of Solomon Islands, May 2000

- 主要産業 : 第一次産業が中心 (コプラ、ココナッツ油、魚、木材、金)
 主な輸出品 : 木材特に丸太、魚、ココナッツ製品、金
 主な輸入品 : 日用品、衣類、雑貨、車両、食品

為替レート : 1米ドル当り 5.06 ソロモンドル
 (1999年平均) 1ソロモンドル当り約 20円

Table 3-2-1 為替レート推移 (年間平均)

| | 1991 | 1992 | 1993 | 1994 | 1995 | 1996 | 1997 | 1998 | 1999 |
|-----------|------|------|------|------|------|------|------|-------|------|
| SB\$/US\$ | 2.72 | 2.93 | 3.18 | 3.29 | 3.41 | 3.55 | 3.73 | 4.82 | 5.06 |
| % | | 7.7% | 8.5% | 3.5% | 3.6% | 4.1% | 5.1% | 29.2% | 5.0% |

- インフレ率 : 1991~1998年平均 10.3%、1999年末 7.8%
 金利水準 : 貸付金利 14~15%、預金金利 3.0~4.0% (1998年9月)

マネーサプライ : SB\$457 mil (約 91 億円) (1999年末)

国家予算 : SB\$592.9mil (約 119 億円) (2000年度)
 この内、開発予算額は SB\$196.2mil (約 39 億円) で、これらのほとんどを有償・無償資金 (合計 SB\$182.3mil) で充当。

対外債務 : SB\$563.5mil (約 113 億円) 内 ADB と世銀が 7 割を占める。

3.1 電力事情

当国の電力供給電源は、殆どがディーゼル発電により賄われており、ディーゼル以外では、ブアラ(Buala)とマルウ(Malu'u)において建設された小水力発電所が、SIEAにより運転されている。他に、NGOのAPACEが、ウエスタン州を中心に、マイクログ水力の開発をオーストラリアの援助により行っている他は、GREAがガダルカナル島南部の村、ウエスタン州の村で太陽光発電設備を設置して運転している。国全体における電力供給の責務を担っているSIEAの経営状況を見てみると、首都のホニアラ-ルンガ系統とノロ-ムンダ系統のみが黒字経営で、あとは赤字経営の状況である。

2000年6月末時点でのSIEAの発電所一覧表をTable 3-3-1に、1990年～1998年におけるSIEAによる電力供給状況をTable 3-3-2に示す。

3.1.1 既設発電設備

2000年6月時点での、各発電所の有効設備容量および1999年10月末での最大負荷を、下記に示す。

(1) ホニアラ-ルンガ系統

ルンガ発電所の発電設備有効容量は、14,000kW(計6ユニット)、ホニアラ発電所は、4,000kW(計5ユニット)でホニアラ-ルンガ系統は、合計で18,000kW(11ユニット)であり、最大負荷は10,550kWとなっている。

(2) アウキ

1991年運転開始の本発電所は、発電設備有効容量は、624kW(3ユニット)で、最大負荷は280kWである。

(3) マルウ

1984年運転開始の小水力発電所は、発電設備有効容量は、30kW(1ユニット)で、最大負荷は33kWと需給限界を超えている状況である。

(4) ブアラ

1996年に運転開始の小水力設備有効容量は、水力150kW(1ユニット)、ディーゼル62kW(1ユニット)で計212kWである。最大負荷は70kWである。

(5) キラキラ

1992年運転開始の本発電所は、発電設備有効容量は、170kW(3ユニット)で、最大負荷は61kWである。

(6) ラタ

1993年運転開始の本発電所は、発電設備容量は、160kW(3ユニット)で、最大負荷は65kWである。

(7) ギゾ系統

1991年運転開始の本発電所は、発電設備有効容量は、510kW(3ユニット)で、最大負荷は280kWである。

(8) ノロ - ムンダ系統

1996年にノロ発電所とムンダ発電所を11kV地中線により連系し、ノロ発電所の発電設備有効容量は、2,700kW(3エツ)で、最大負荷は1,790kWとなっている。

(9) ツラギ

当発電所の1号機は、1998年12月にSIEAに引き渡された。

ディーゼル発電機の当初効率は、約38%と言われているが、普通点検や精密点検を定期的にも実施しても毎年2~3%の効率低下は避けられない。ソロモン電力公社所有のディーゼル設備の効率をSIEAより入手したデータを基に試算したところ、一部の発電所において、効率が低く問題があると思われ、これは保守点検を機器点検マニュアルどおり実施していないことが一因として挙げられると思われる。

3.1.2 既設送配電設備

現状の送配電設備は以下のとおりである。

(1) ホニアラ - ルンガ系統

ソロモン諸島国首都のホニアラは、33kV架空及び地中送電線及び11kV架空及び地中送電線により、ルンガディーゼル発電所とホニアラディーゼル発電所が連系されている。ホニアラ市内は11kV配電線が基幹系統を構成し、電圧を415Vに降圧し、需要家への供給が行われている。

(2) アウキ

マライタ州都アウキは、11kV架空配電線が基幹系統を構成し、電圧を415Vに降圧し、需要家への供給を行っている。

(3) マルウ

マライタ州副都マルウは、発電電圧415Vを11kVに昇圧し、11kV配電線から電圧を415Vに降圧し、需要家への供給を行っている。

(4) プアラ

水力発電による電力は、発電電圧415Vを昇圧せずにイザベル州都プアラ及び隣接するジェジェボに、需要家への供給を行っている。

(5) キラキラ

マキラ州都キラキラは、供給エリアが狭いので発電電圧415Vを昇圧せずに需要家への供給を行っている。

(6) ラタ

テモツ州都ラタは、供給エリアが狭いので発電電圧415Vを昇圧せずに需要家への供給を行っている。

(7) ギゾ系統

ウェスタン州都ギゾは、11kV架空配電線が基幹系統を構成し、電圧を415Vに降圧し、需要家への供給を行っている

(8) ノロ - ムンダ系統

11kV 地中送電線により、ノロディーゼル発電所とムンダ配電系統が 1996 年に連系された。両タウン共に、11kV 架空配電線が基幹系統を構成し、電圧を 415V に降圧し、需要家への供給を行っている。

(9) ツラギ

セントラル州都ツラギ、11kV 配電線から電圧を 415V に降圧し、需要家への供給を行っている。

Table 3-3-1 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 Noro by 11kV |
| | | Diesel | 1 | 53 | 53 | 42 | Out of service | |
| 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 3-3-2 Past electrical record 1990-1999 (Grid and Powerstation wise)

As of End of Oct. '99

| Name of Grid | Unit | 1990 | 1991 | 1992 | 1993 | 1994 | 1995 | 1996 | 1997 | 1998 | 1999 | Average |
|-----------------------|------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|-----------|
| Honiara (Guadalcanal) | D | | | | | | | | | | | 1999-1990 |
| Installed capacity | kW | 11,190 | 11,190 | 11,190 | 11,190 | 15,390 | 13,062 | 13,000 | 13,000 | 13,000 | 24,540 | 11 units |
| Name plate capacity | kW | 8,690 | 8,690 | 8,690 | 8,690 | 11,390 | 11,390 | 11,390 | 9,800 | 15,000 | 19,200 | |
| Peak load | kW | 6,100 | 6,500 | 7,030 | 7,800 | 8,850 | 9,400 | 9,740 | 9,650 | 10,450 | 10,550 | |
| Generated energy | MWh | 29,438,000 | 32,381,000 | 35,258,313 | 38,275,190 | 42,665,561 | 47,181,303 | 49,474,690 | 50,051,249 | 53,799,102 | 45,773,756 | |
| Sold energy | MWh | 26,108,000 | 29,416,683 | 31,822,019 | 34,759,553 | 35,759,553 | 42,798,420 | 44,556,611 | 44,537,995 | 44,940,027 | 38,107,758 | |
| Total loss | % | 11.3% | 9.2% | 9.7% | 9.2% | 16.2% | 9.3% | 9.9% | 11.0% | 16.5% | 16.7% | |
| Nos. of consumers | | 4,625 | 4,863 | 4,975 | 5,124 | 5,239 | 5,556 | 5,793 | 5,957 | 6,194 | | |
| Growth of peak load | % | | 6.6% | 8.2% | 11.0% | 13.5% | 6.2% | 3.6% | -0.9% | 8.3% | 1.0% | 6.28% |
| Growth of Sold energy | % | | 12.7% | 8.2% | 9.2% | 2.9% | 19.7% | 4.1% | 0.0% | 0.9% | -15.2% | 4.29% |
| Auki (Malaita) | D | | | | | | | | | | | 1999-1990 |
| Installed capacity | kW | 624 | 624 | 624 | 624 | 624 | 624 | 624 | 624 | 600 | 624 | |
| Name plate capacity | kW | 624 | 624 | 624 | 624 | 624 | 654 | 654 | 654 | 654 | 654 | |
| Peak load | kW | 176 | 181 | 185 | 180 | 230 | 320 | 260 | 260 | 240 | 280 | |
| Generated energy | kWh | 1,046,000 | 1,055,000 | 1,010,120 | 1,067,410 | 1,189,650 | 1,368,020 | 1,414,940 | 1,475,910 | 1,500,600 | 1,335,860 | |
| Sold energy | kWh | 874,000 | 924,642 | 931,349 | 985,141 | 1,031,470 | 1,231,040 | 1,374,541 | 1,651,473 | 1,587,815 | 1,419,361 | |
| Total loss | % | 16.4% | 12.4% | 7.8% | 7.7% | 13.3% | 10.0% | 2.9% | -11.9% | -5.8% | -6.3% | |
| Nos. of consumers | | 549 | 448 | 475 | 489 | 506 | 532 | 576 | 563 | 492 | 590 | |
| Growth of peak load | % | | 2.8% | 2.2% | -2.7% | 27.8% | 39.1% | -18.8% | 0.0% | -7.7% | 16.7% | 5.29% |
| Growth of Sold energy | % | | 5.8% | 0.7% | 5.8% | 4.7% | 19.3% | 11.7% | 20.1% | -3.9% | -10.6% | 5.54% |
| Malu'u (Malaita) | H | | | | | | | | | | | 1999-1990 |
| Installed capacity | kW | 30 | 30 | 30 | 30 | 30 | 30 | 30 | 30 | 30 | 30 | |
| Name plate capacity | kW | 30 | 30 | 30 | 30 | 30 | 30 | 30 | 30 | 30 | 30 | |
| Peak load | kW | 10 | 10 | 14 | 15 | 19 | 22 | 25 | 28 | 29 | 33 | |
| Generated energy | kWh | 36,000 | 28,000 | 31,073 | 48,121 | 66,813 | 67,180 | | 82,976 | 89,510 | 93,631 | |
| Sold energy | kWh | 32,000 | 27,236 | 24,774 | 38,663 | 56,270 | 58,820 | 79,771 | 73,281 | 81,718 | 83,743 | |
| Total loss | % | 11.1% | 2.7% | 20.3% | 19.7% | 15.8% | 12.4% | | 11.7% | 8.7% | 10.6% | |
| Nos. of consumers | | 65 | 64 | 67 | 73 | 74 | 89 | 96 | 98 | 102 | 113 | |
| Growth of peak load | % | | 0.0% | 40.0% | 7.1% | 26.7% | 15.8% | 13.6% | 12.0% | 3.6% | 13.8% | 14.19% |
| Growth of Sold energy | % | | -14.9% | -9.0% | 56.1% | 45.5% | 4.5% | 35.6% | -8.1% | 11.5% | 2.5% | 11.28% |
| Buala (Isabel) | H/D | | | | | | | | | | | 1999-1990 |
| Installed capacity | kW | | | 132 | 132 | 132 | 132 | 270 | 270 | 270 | 248 | |
| Name plate capacity | kW | | | | | | | 248 | 248 | 248 | 248 | |
| Peak load | kW | 29 | 30 | 32 | 32 | 44 | 59 | 62 | 47 | 70 | 70 | |
| Generated energy | kWh | 170,000 | 179,000 | 182,220 | 157,810 | 204,430 | 232,225 | 262,409 | 287,700 | 329,109 | 293,380 | |
| Sold energy | kWh | 146,000 | 161,677 | 160,157 | 160,760 | 182,370 | 224,890 | 246,837 | 247,139 | 289,836 | 252,057 | |
| Total loss | % | 14.1% | 9.7% | 12.1% | -1.9% | 10.8% | 3.2% | 5.9% | 14.1% | 11.9% | 14.1% | |
| Nos. of consumers | | 72 | 88 | 100 | 108 | 110 | 112 | 108 | 134 | 133 | 142 | |
| Growth of peak load | % | | 3.4% | 6.7% | 0.0% | 37.5% | 34.1% | 5.1% | -24.2% | 48.9% | 0.0% | 10.29% |
| Growth of Sold energy | % | | 10.7% | -0.9% | 0.4% | 13.4% | 23.3% | 9.8% | 0.1% | 17.3% | -13.0% | 6.26% |
| Kirakira (Makira) | D | | | | | | | | | | | 1999-1990 |
| Installed capacity | kW | | | 192 | 192 | 192 | 215 | 300 | 300 | 300 | 262 | |
| Name plate capacity | kW | | | 171 | 171 | 171 | 171 | 171 | 171 | 171 | 171 | |
| Peak load | kW | 81 | 80 | 54 | 55 | 47 | 56 | 59 | 59 | 55 | 61 | |
| Generated energy | kWh | 216,000 | 254,000 | 236,880 | 241,530 | 226,890 | 255,600 | 274,980 | 289,710 | 300,780 | 242,500 | |
| Sold energy | kWh | 206,000 | 230,891 | 231,863 | 234,129 | 215,670 | 247,640 | 412,727 | 298,926 | 299,533 | 233,965 | |
| Total loss | % | 4.6% | 9.1% | 2.1% | 3.1% | 4.9% | 3.1% | -50.1% | -3.2% | 0.4% | 3.5% | |
| Nos. of consumers | | 187 | 192 | 199 | 203 | 203 | 200 | 221 | 208 | 204 | 212 | |
| Growth of peak load | % | | -1.2% | -32.5% | 1.9% | -14.5% | 19.1% | 5.4% | 0.0% | -6.8% | 10.9% | -3.10% |
| Growth of Sold energy | % | | 12.1% | 0.4% | 1.0% | -7.9% | 14.8% | 66.7% | -27.6% | 0.2% | -21.9% | 1.4% |
| Lata (Temotu) | D | | | | | | | | | | | 1999-1990 |
| Installed capacity | kW | | | | 176 | 176 | 176 | 176 | 176 | 450 | 187 | |
| Name plate capacity | kW | | | | 186.6 | 186.6 | 186.6 | 186.6 | 186.6 | 186.6 | 186.6 | |
| Peak load | kW | 44 | 47 | 48 | 43 | 43 | 59 | 63 | 46 | 65 | 65 | |
| Generated energy | kWh | 197,000 | 198,000 | 195,000 | 161,441 | 216,961 | 248,970 | 252,441 | 194,420 | 127,731 | 127,793 | |
| Sold energy | kWh | 188,000 | 185,356 | 180,409 | 163,158 | 198,260 | 238,530 | 246,098 | 250,745 | 257,342 | 263,567 | |
| Total loss | % | 4.6% | 6.4% | 7.5% | -1.1% | 8.6% | 4.2% | 2.5% | -29.0% | -101.5% | -106.2% | |
| Nos. of consumers | | 105 | 106 | 118 | 120 | 119 | 131 | 147 | 136 | 172 | 212 | |
| Growth of peak load | % | | 6.8% | 2.1% | -10.4% | 0.0% | 37.2% | 6.8% | -27.0% | 41.3% | 0.0% | 4.43% |
| Growth of Sold energy | % | | -1.4% | -2.7% | -9.6% | 21.5% | 20.3% | 3.2% | 1.9% | 2.6% | 2.4% | 3.83% |

| Name of Grid | Unit | 1990 | 1991 | 1992 | 1993 | 1994 | 1995 | 1996 | 1997 | 1998 | 1999 | Average | |
|-----------------------|------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|--------------------------|------------|------------|------------|------------|--|
| Gizo (Western) | | | | | | | | | | | | 1999-1990 | |
| Installed capacity | kW | 624 | 624 | 624 | 624 | 624 | 624 | 624 | 624 | 624 | 624 | 624 | |
| Name plate capacity | kW | 624 | 624 | 624 | 624 | 624 | 624 | 624 | 624 | 624 | 624 | 624 | |
| Peak load | kW | 240 | 245 | 220 | 220 | 235 | 275 | 283 | 280 | 270 | 280 | 280 | |
| Generated energy | kWh | 1,214,000 | 1,100,000 | 1,171,964 | 1,188,470 | 1,293,849 | 1,490,570 | 1,501,386 | 1,531,180 | 1,583,960 | 1,319,375 | 1,319,375 | |
| Sold energy | kWh | 1,094,000 | 999,622 | 1,075,904 | 1,125,425 | 1,234,096 | 1,327,170 | 1,354,461 | 1,459,235 | 1,835,414 | 1,299,717 | 1,299,717 | |
| Total loss | % | 9.9% | 9.1% | 8.2% | 5.3% | 4.6% | 11.0% | 9.8% | 4.7% | -15.9% | 1.5% | 1.5% | |
| Nos. of consumers | | 468 | 463 | 475 | 460 | 486 | 509 | 554 | 520 | 490 | 583 | 583 | |
| Growth of peak load | % | | 2.1% | -10.2% | 0.0% | 6.8% | 17.0% | 2.9% | -1.1% | -3.6% | 3.7% | 1.73% | |
| Growth of Sold energy | % | | -8.6% | 7.6% | 4.6% | 9.7% | 7.5% | 2.1% | 7.7% | 25.8% | -29.2% | 1.93% | |
| Noro (Western) | | | | | | | | | | | | 1999-1990 | |
| Installed capacity | kW | 6,000 | 6,000 | 6,000 | 6,000 | 6,000 | 6,000 | 6,000 | 6,000 | 6,000 | 6,000 | 3,600 | |
| Name plate capacity | kW | 3,600 | 3,600 | 3,600 | 3,600 | 3,600 | 3,600 | 3,600 | 3,600 | 3,600 | 3,600 | 3,600 | |
| Peak load | kW | 1,210 | 1,410 | 1,400 | 1,290 | 1,950 | 1,720 | 1,800 | 1,820 | 1,790 | 1,790 | 1,790 | |
| Generated energy | kWh | 5,970,000 | 7,280,000 | 7,055,637 | 7,602,966 | 8,556,809 | 10,246,780 | 9,952,864 | 9,639,904 | 10,269,313 | 8,321,334 | 8,321,334 | |
| Sold energy | kWh | 5,506,000 | 7,041,385 | 6,852,338 | 7,517,168 | 8,071,610 | 9,222,850 | 9,173,414 | 8,742,284 | 9,470,155 | 7,912,116 | 7,912,116 | |
| Total loss | % | 7.8% | 3.3% | 2.9% | 1.1% | 5.7% | 10.0% | 7.8% | 9.3% | 7.8% | 4.9% | 4.9% | |
| Nos. of consumers | | 129 | 127 | 130 | 194 | 204 | 230 | 256 | 255 | 267 | 290 | 290 | |
| Growth of peak load | % | | 16.5% | -0.7% | -7.9% | 51.2% | -11.8% | 4.7% | 1.1% | -1.6% | 0.0% | 4.45% | |
| Growth of Sold energy | % | | 27.9% | -2.7% | 9.7% | 7.4% | 14.3% | -0.5% | -4.7% | 8.3% | -16.5% | 4.11% | |
| Munda (Western) | | | | | | | | | | | | 1997-1990 | |
| Installed capacity | kW | | | | 106 | 106 | 106 | (Decommissioned in 1996) | | | | | |
| Name plate capacity | kW | | | | | | | | | | | | |
| Peak load | kW | 41 | 45 | 46 | 47 | 56 | 66 | | | | | | |
| Generated energy | kWh | 190,000 | 209,000 | 227,181 | 276,526 | 278,732 | 312,526 | 122,358 | 0 | 0 | 0 | 0 | |
| Sold energy | kWh | 174,000 | 191,595 | 200,546 | 218,460 | 242,160 | 267,670 | 294,451 | 328,150 | 368,507 | 0 | 0 | |
| Total loss | % | 8.4% | 8.3% | 11.7% | 21.0% | 13.1% | 14.4% | -140.6% | | | | | |
| Nos. of consumers | | 99 | 111 | 115 | 121 | 126 | 137 | 157 | 160 | 182 | 208 | 208 | |
| Growth of peak load | % | | 9.8% | 2.2% | 2.2% | 19.1% | 17.9% | -100.0% | | | | 0.02% | |
| Growth of Sold energy | % | | 10.1% | 4.7% | 8.9% | 10.8% | 10.5% | 10.0% | 11.4% | 12.3% | -100.0% | -100.00% | |
| Tulagi (Central) | | | | | | | | | | | | 1999-1993 | |
| Installed capacity | kW | | | | | | | | | 400 | 344 | 344 | |
| Name plate capacity | kW | | | | | | | | | 344 | 344 | 344 | |
| Peak load | kW | | | | | | | | | | 49 | 49 | |
| Generated energy | kWh | | | | | | | | | | | | |
| Sold energy | kWh | | | | 73,783 | 96,158 | 166,970 | 198,468 | 215,627 | 157,960 | 683,515 | 683,515 | |
| Total loss | % | | | | | | | | | | | | |
| Nos. of consumers | | | | | 30 | 31 | 32 | 34 | 35 | | 190 | 190 | |
| Growth of peak load | % | | | | | | | | | | | | |
| Growth of Sold energy | % | | | | | | | | | | | 44.92% | |
| Solomon Islands | | | | | | | | | | | | 1999-1990 | |
| Installed capacity | kW | 18,468 | 18,468 | 18,792 | 19,074 | 23,274 | 20,969 | 21,024 | 21,024 | 21,674 | 30,459 | 30,459 | |
| Name plate capacity | kW | 13,568 | 13,568 | 13,739 | 13,926 | 16,626 | 16,656 | 16,904 | 15,314 | 20,858 | 25,058 | 25,058 | |
| Peak load | kW | | | | | | | | | | | | |
| Generated energy | kWh | 38,477,000 | 42,684,000 | 45,368,388 | 49,019,464 | 54,699,695 | 61,403,174 | 63,256,068 | 63,553,049 | 68,000,105 | 57,507,629 | 57,507,629 | |
| Sold energy | kWh | 34,328,000 | 39,179,087 | 41,479,359 | 45,276,240 | 47,087,617 | 55,784,000 | 57,937,379 | 57,913,791 | 59,388,149 | 50,355,641 | 50,355,641 | |
| Total loss | % | 34,328.0 | 39,179.1 | 41,479.4 | 45,276.2 | 47,087.6 | 55,784.0 | 57,937.4 | 57,913.8 | 59,388.1 | 50,355.6 | 50,355.6 | |
| Total loss | % | 10.8% | 8.2% | 8.6% | 7.6% | 13.9% | 9.2% | 8.4% | 8.9% | 12.7% | 12.4% | 12.4% | |
| Nos. of consumers | | 6,299 | 6,462 | 6,654 | 6,922 | 7,098 | 7,528 | 7,942 | 8,066 | 8,236 | | | |
| Growth of peak load | % | | | | | | | | | | | | |
| Growth of Sold energy | % | | 10.9% | 6.3% | 8.0% | 11.6% | 12.3% | 3.0% | 0.5% | 7.0% | -15.4% | 4.35% | |

Source: SIEA Engineering Report Statistics Summary 1990-1997, and SIEA Engineering Report September, 1999
SIEA Head Quarter Data 1983-1998
[SIEA Lungga P/S OIC statistical data 1983-1998](#)
Figures for 1999 are until the end of October.

第 4 章 電力需要

第4章 電力需要

4.1 電力需要想定

ソロモン諸島国全体の電力需要想定は、第1次現地調査および第2次現地調査において入手したデータ、即ち、想定対象地域毎に電気料金用途別の需要家数と用途別1顧客当りの年間電力消費量のデータから、電気料金用途別に需要を想定し、用途別を合計して、対象地域の需要を想定した。

4.2 電力需要想定条件

既存連系グリッドによる電力供給地域の需要、現在独立型電源による電力供給地域の需要、将来独立型電源による電力供給地域の需要についての想定条件について、ホニアラ-ルンガ系統を例に下記に示す。条件のベースとなったデータは1998年末での用途別電力消費量及び用途別需要家数である。

用途別の過去約10年分の電力消費量(kWh)と需要家数統計データとから、用途別一需要家当たりの電力消費量(kWh)及び伸び率、用途別需要家数及び伸び率を算出する。これら2つのパラメーターから将来電力需要量(kWh)を想定する。最大電力(kW)については、過去の負荷率統計値と将来の需要構成比率から負荷率を想定し、先に求めた将来の電力消費量(kWh)から将来の最大電力(kW)を想定する。他の電力供給地域に着いても同様の方法で、電力需要想定を行った。

| 用途別 | 年 | 1998 | 1998-2003 | 2004-2008 | 2009-2013 | 2014-2018 |
|-----------------------|---|--------|-----------|-----------|-----------|-----------|
| 住宅用 | | | | | | |
| 一需要家当り年間電力消費量(kWh) | | 2,339 | | | | |
| 年間平均伸び率(%) | | | 3.3 | 2.8 | 2.3 | 2.0 |
| 需要家数 | | 4,879 | | | | |
| 年間平均伸び率(%) | | | 3.1 | 2.6 | 2.1 | 2.0 |
| 商業用 | | | | | | |
| 一需要家当り年間電力消費量(kWh) | | 22,755 | | | | |
| 年間平均伸び率(%) | | | 4.0 | 3.5 | 3.0 | 2.5 |
| 需要家数 | | 981 | | | | |
| 需要家の構成係数* | | | * | * | * | * |
| 公共用(役所、街灯、その他) | | | | | | |
| 一需要家当り年間電力消費量(kWh) | | 34,185 | | | | |
| 年間平均伸び率(%) | | | 0.05 | 0.05 | 0.05 | 0.05 |
| 需要家数 | | 185 | | | | |
| 需要家の構成係数* | | | * | * | * | * |
| 工業用 | | | | | | |
| 一需要家当り年間電力消費量(kWh) | | 33,491 | | | | |
| 年間平均伸び率(%) | | | 8.5 | 6.5 | 4.5 | 4.0 |
| 需要家数 | | 149 | | | | |
| 年間平均伸び率(%) | | | 0.5 | 0.5 | 0.5 | 0.5 |

Note: 需要家の構成係数については、ENERGY & LOAD FORECAST BY CATEGORY WISE IN EACH LOAD CENTERを参照。

4.3 電力需要概略想定結果

4.2 電力需要想定条件により、予想される電力需要想定結果をTable 4-3-1に示す。

4.4 電力供給地域の現状

ソロモン電力公社（SIEA）の発電所から電力供給している地域を下記のように示す。

| | | |
|---------|-----------------------|----------------|
| ガダルカナル州 | ホニアラ - ルンガ系統 | Appendix 4-2-1 |
| マライタ州 | アウキ地区及びマルウ地区（関係していない） | Appendix 4-2-2 |
| イザベル州 | ブアラ地区 | Appendix 4-2-3 |
| マキラ州 | キラキラ地区 | Appendix 4-2-4 |
| テモツ州 | ラタ地区 | Appendix 4-2-5 |
| ウェスタン州 | ギゾ地区 | Appendix 4-2-6 |
| ウェスタン州 | ノロ - ムンダ地区 | Appendix 4-2-6 |

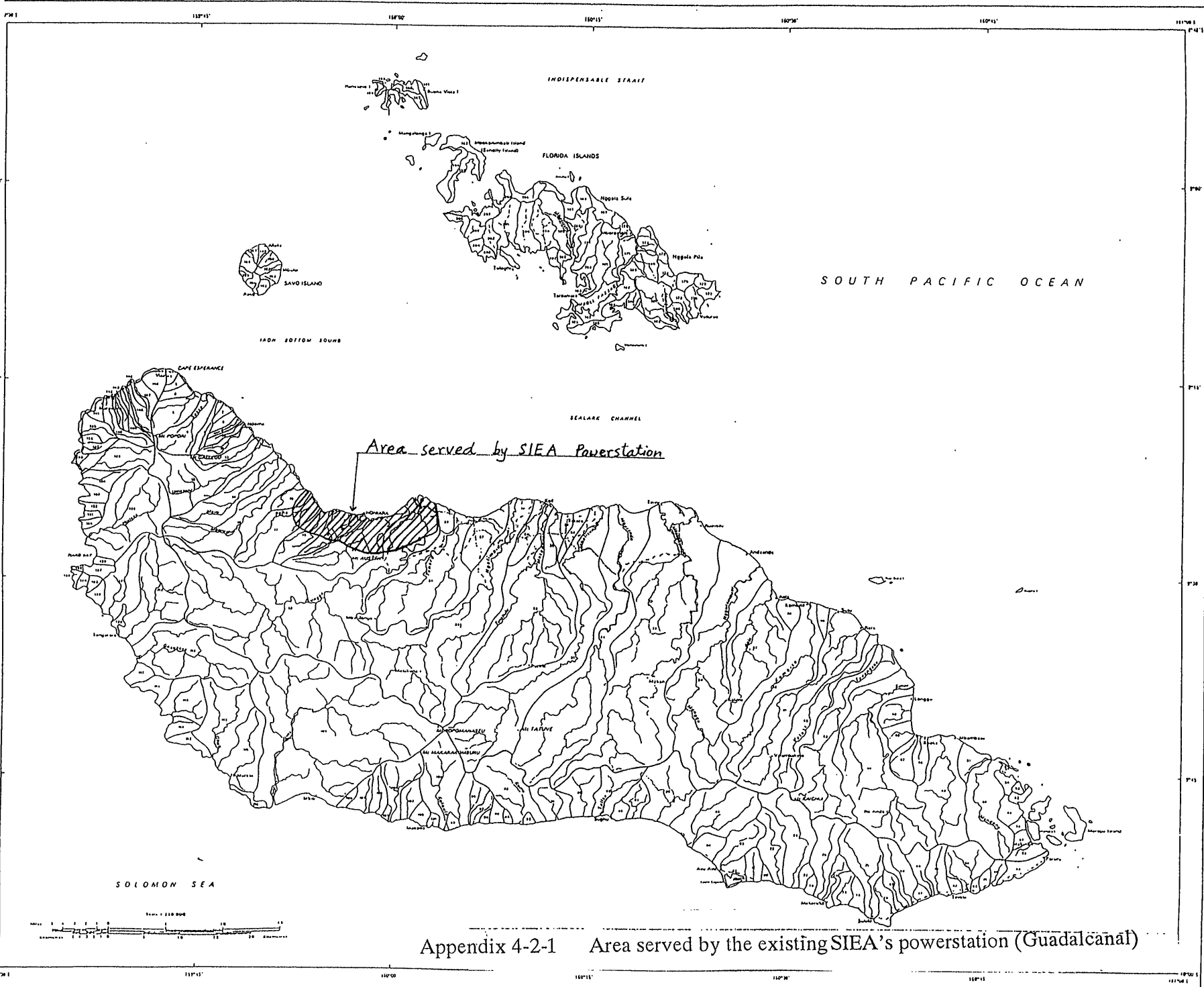
Table 4-3-1 Result of Power Demand Forecast for Solomon Islands

Power Demand Forecast (MWh)

| Name of Demand Center \ Year | 1998 | 1999 | 2000 | 2001 | 2002 | 2003 | 2004 | 2005 | 2006 | 2007 | 2008 | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 |
|------------------------------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|
| Honiara | 45,048 | 47,841 | 50,274 | 52,834 | 56,289 | 59,990 | 63,299 | 66,805 | 70,522 | 74,462 | 78,639 | 84,487 | 88,567 | 92,598 | 96,971 | 101,557 | 105,851 | 110,330 | 115,004 | 119,880 | 124,968 |
| Auki-Malu'u | 1,670 | 1,885 | 2,014 | 2,152 | 11,499 | 11,660 | 21,072 | 21,248 | 21,438 | 21,641 | 21,859 | 22,074 | 22,304 | 22,550 | 22,813 | 23,094 | 23,371 | 32,863 | 33,176 | 33,510 | 33,866 |
| Buala | 293 | 339 | 375 | 414 | 458 | 506 | 551 | 601 | 655 | 714 | 778 | 891 | 958 | 1,031 | 1,110 | 1,195 | 1,275 | 1,360 | 1,452 | 1,551 | 1,656 |
| Kirakira | 299 | 313 | 343 | 376 | 413 | 454 | 493 | 537 | 584 | 635 | 692 | 796 | 855 | 918 | 986 | 1,060 | 1,130 | 1,204 | 1,284 | 1,370 | 1,462 |
| Lata | 269 | 319 | 340 | 363 | 387 | 413 | 437 | 462 | 489 | 518 | 548 | 575 | 604 | 635 | 667 | 701 | 730 | 761 | 794 | 828 | 865 |
| Gizo | 1,836 | 2,550 | 2,673 | 2,803 | 2,939 | 3,083 | 3,206 | 3,335 | 3,469 | 3,609 | 3,755 | 3,873 | 3,996 | 4,123 | 4,254 | 4,389 | 4,489 | 4,592 | 4,698 | 4,806 | 4,916 |
| Noro-Munda | 9,992 | 10,701 | 11,838 | 13,104 | 14,513 | 16,083 | 17,651 | 19,382 | 21,294 | 23,409 | 25,748 | 27,879 | 30,196 | 32,714 | 35,452 | 38,432 | 41,202 | 44,183 | 47,391 | 50,847 | 54,569 |
| Tulagi | 158 | 215 | 228 | 241 | 255 | 270 | 285 | 300 | 317 | 334 | 353 | 370 | 388 | 408 | 428 | 450 | 470 | 491 | 514 | 537 | 562 |
| Choiseul | 32 | 74 | 82 | 91 | 101 | 112 | 123 | 134 | 146 | 159 | 174 | 243 | 257 | 273 | 290 | 308 | 322 | 338 | 354 | 372 | 390 |
| Rennell and Bellona | 22 | 24 | 26 | 29 | 32 | 35 | 37 | 40 | 43 | 46 | 50 | 52 | 55 | 58 | 61 | 65 | 67 | 69 | 71 | 74 | 76 |
| Solomon Islands | 59,618 | 64,260 | 68,193 | 72,407 | 86,887 | 92,606 | 107,155 | 112,844 | 118,957 | 125,527 | 132,595 | 141,241 | 148,180 | 155,306 | 163,032 | 171,251 | 178,907 | 196,192 | 204,739 | 213,774 | 223,330 |

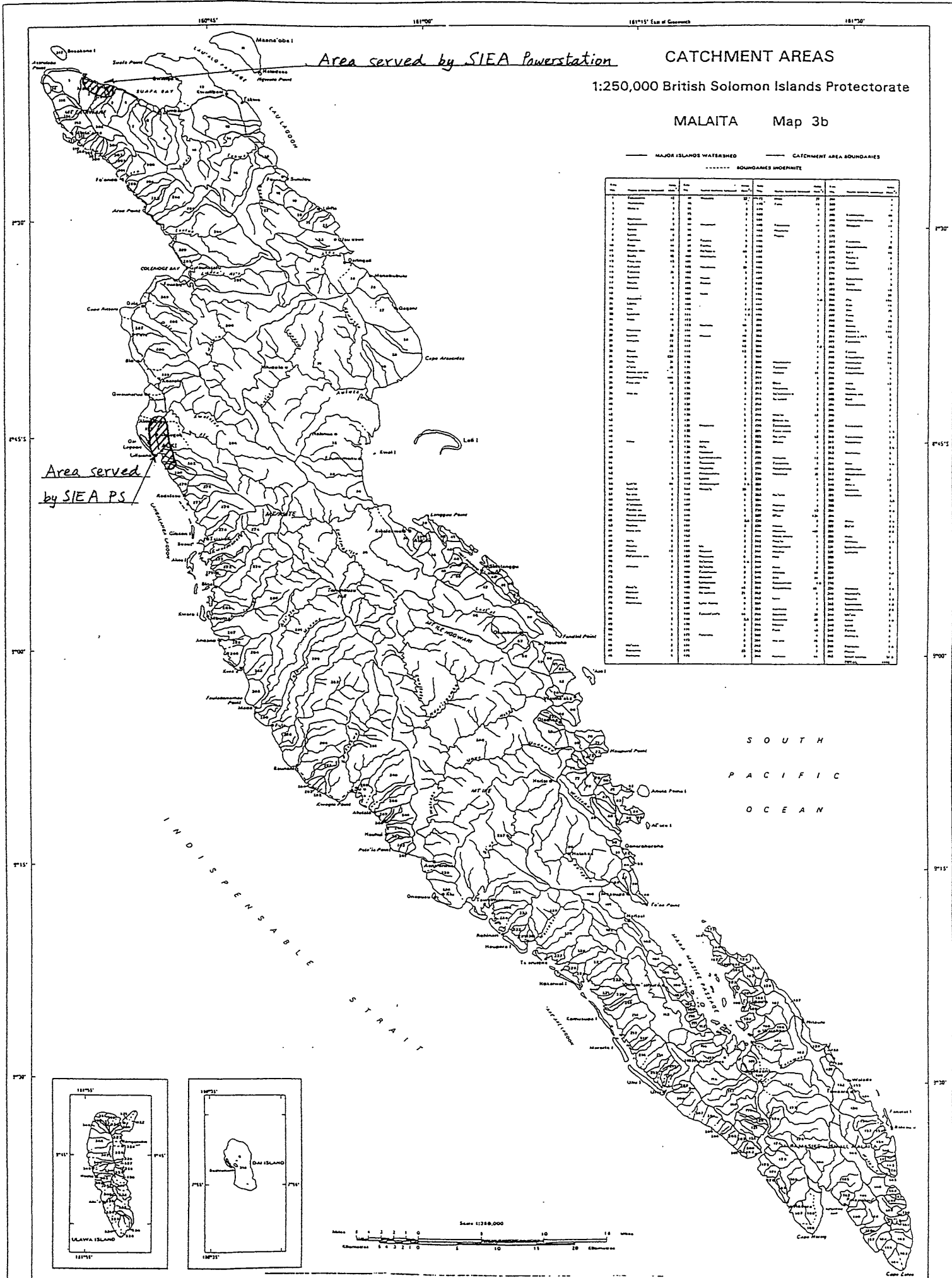
Peak Demand Forecast (kW)

| Name of Demand Center \ Year | 1998 | 1999 | 2000 | 2001 | 2002 | 2003 | 2004 | 2005 | 2006 | 2007 | 2008 | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 |
|------------------------------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|
| Honiara | 10,450 | 10,604 | 11,144 | 11,711 | 12,477 | 13,298 | 14,168 | 14,953 | 15,785 | 16,667 | 17,602 | 18,727 | 19,632 | 20,525 | 21,495 | 22,511 | 23,237 | 24,221 | 25,247 | 26,317 | 27,434 |
| Auki-Malu'u | 470 | 487 | 481 | 478 | 2,387 | 2,164 | 3,538 | 3,578 | 3,622 | 3,668 | 3,717 | 3,765 | 3,816 | 3,871 | 3,929 | 3,990 | 4,051 | 5,715 | 5,788 | 5,866 | 5,948 |
| Buala | 70 | 81 | 89 | 98 | 108 | 119 | 129 | 139 | 151 | 164 | 177 | 202 | 216 | 231 | 247 | 265 | 281 | 298 | 316 | 336 | 357 |
| Kirakira | 55 | 69 | 76 | 84 | 92 | 101 | 110 | 120 | 131 | 143 | 155 | 179 | 193 | 207 | 223 | 240 | 256 | 274 | 292 | 312 | 334 |
| Lata | 65 | 66 | 70 | 75 | 80 | 86 | 91 | 96 | 102 | 108 | 115 | 121 | 128 | 134 | 141 | 149 | 156 | 163 | 170 | 178 | 186 |
| Gizo | 270 | 485 | 512 | 541 | 571 | 603 | 632 | 662 | 694 | 727 | 763 | 793 | 824 | 856 | 891 | 926 | 955 | 984 | 1,015 | 1,046 | 1,079 |
| Noro-Munda | 1,790 | 1,930 | 2,150 | 2,397 | 2,673 | 2,983 | 3,297 | 3,647 | 4,036 | 4,469 | 4,951 | 5,401 | 5,893 | 6,433 | 7,024 | 7,673 | 8,289 | 8,957 | 9,683 | 10,470 | 11,326 |
| Tulagi | 49 | 61 | 65 | 68 | 71 | 75 | 79 | 82 | 86 | 91 | 95 | 99 | 103 | 108 | 113 | 118 | 122 | 127 | 132 | 137 | 143 |
| Choiseul | 14 | 19 | 21 | 23 | 25 | 28 | 30 | 32 | 35 | 38 | 41 | 57 | 60 | 63 | 66 | 70 | 73 | 76 | 79 | 82 | 86 |
| Rennell and Bellona | 6 | 6 | 7 | 7 | 8 | 9 | 9 | 10 | 10 | 11 | 12 | 12 | 13 | 13 | 14 | 15 | 15 | 16 | 16 | 16 | 17 |



4-4

Appendix 4-2-1 Area served by the existing SIEA's powerstation (Guadalcanal)



CATCHMENT AREAS

1:250,000 British Solomon Islands Protectorate

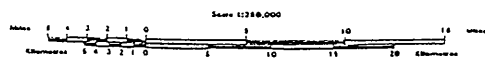
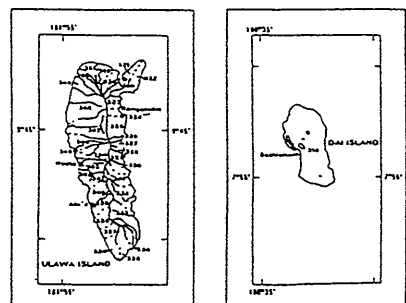
MALAITA Map 3b

MAJOR ISLANDS WATERSHED CATCHMENT AREA BOUNDARIES

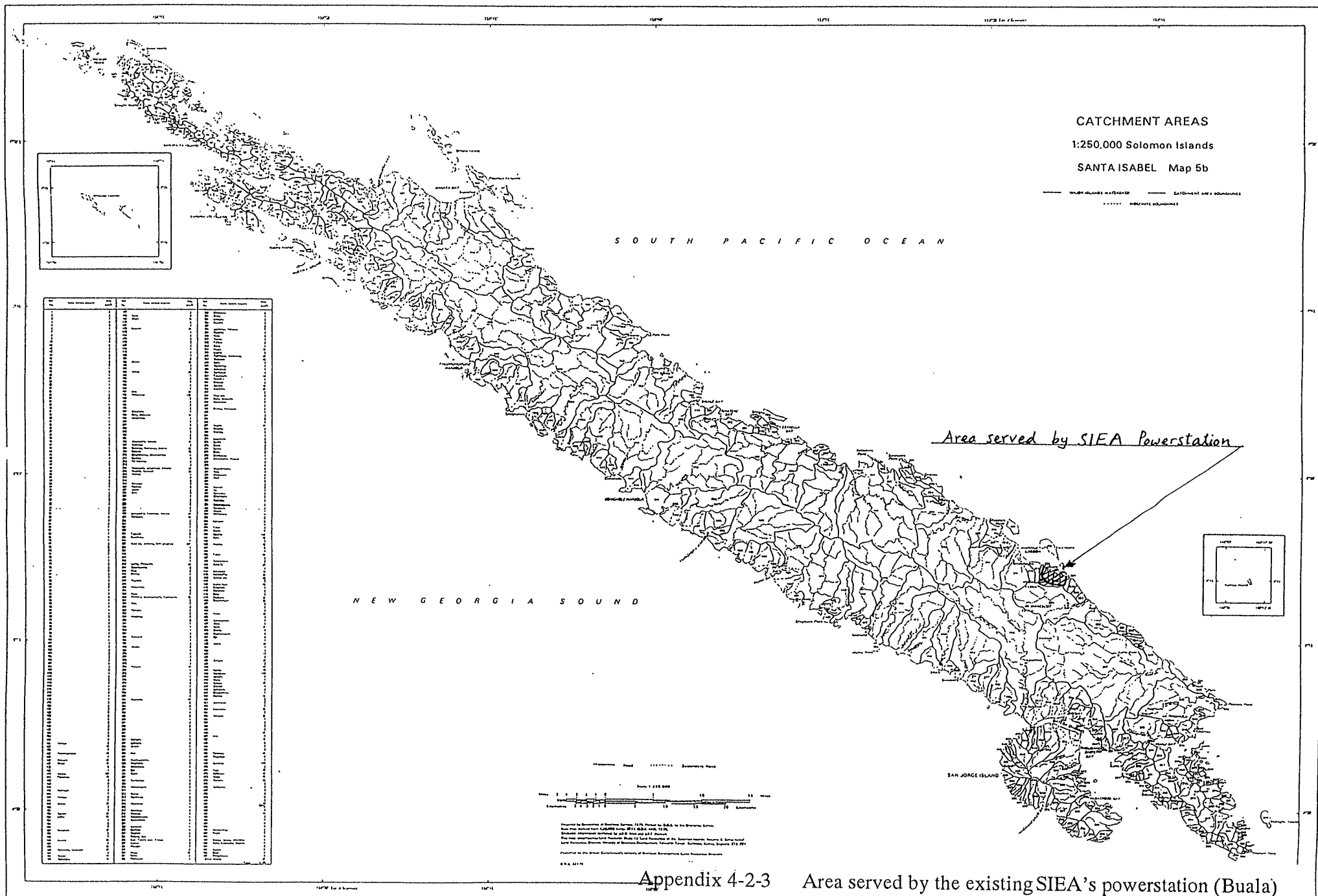
| Watershed | Catchment Area | Boundary Type |
|-----------|----------------|---------------|
| 1 | 2 | 3 |
| 4 | 5 | 6 |
| 7 | 8 | 9 |
| 10 | 11 | 12 |
| 13 | 14 | 15 |
| 16 | 17 | 18 |
| 19 | 20 | 21 |
| 22 | 23 | 24 |
| 25 | 26 | 27 |
| 28 | 29 | 30 |
| 31 | 32 | 33 |
| 34 | 35 | 36 |
| 37 | 38 | 39 |
| 40 | 41 | 42 |
| 43 | 44 | 45 |
| 46 | 47 | 48 |
| 49 | 50 | 51 |
| 52 | 53 | 54 |
| 55 | 56 | 57 |
| 58 | 59 | 60 |
| 61 | 62 | 63 |
| 64 | 65 | 66 |
| 67 | 68 | 69 |
| 70 | 71 | 72 |
| 73 | 74 | 75 |
| 76 | 77 | 78 |
| 79 | 80 | 81 |
| 82 | 83 | 84 |
| 85 | 86 | 87 |
| 88 | 89 | 90 |
| 91 | 92 | 93 |
| 94 | 95 | 96 |
| 97 | 98 | 99 |
| 100 | 101 | 102 |

SOUTH
PACIFIC
OCEAN

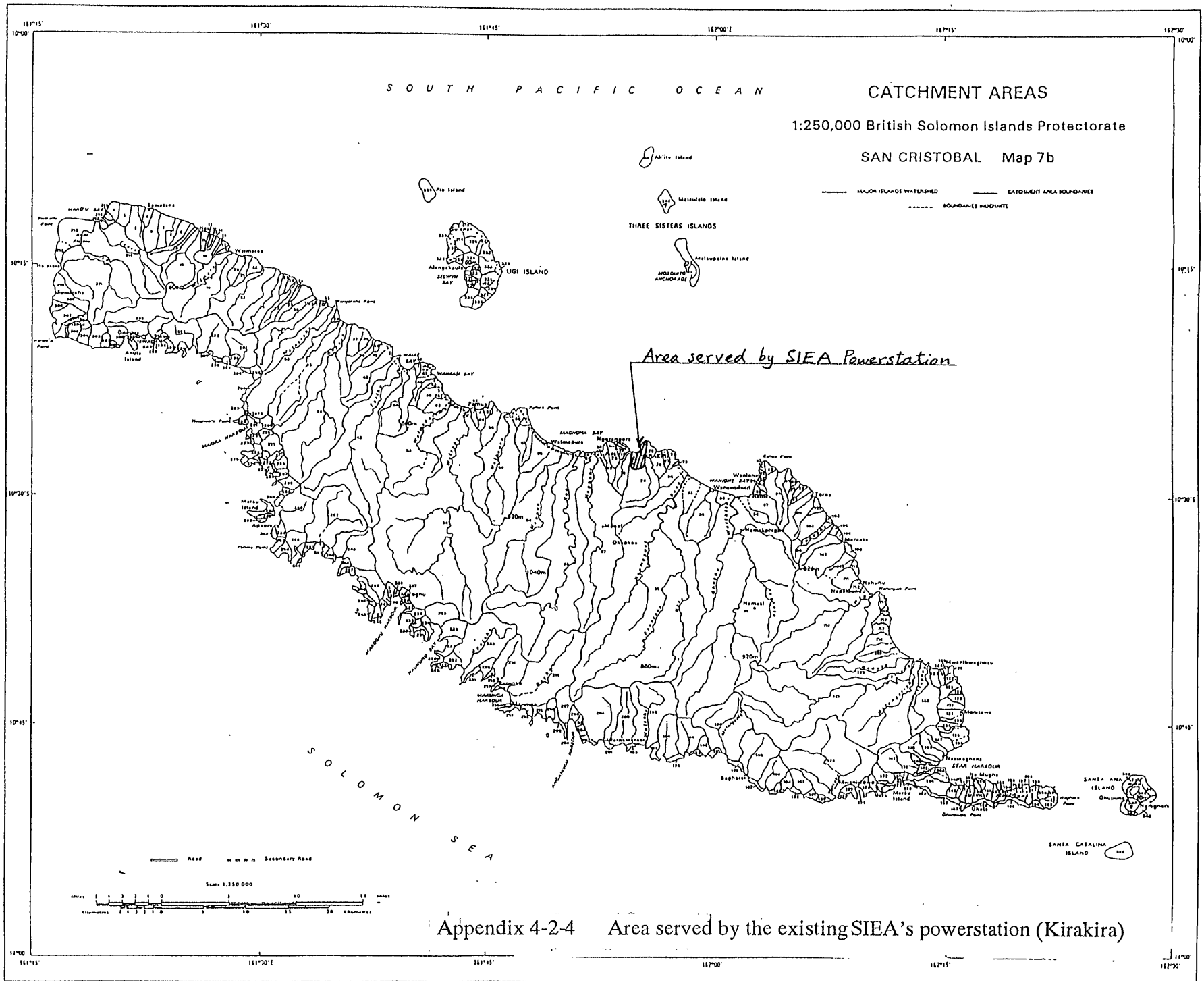
INDISPENSABLE STRAIT



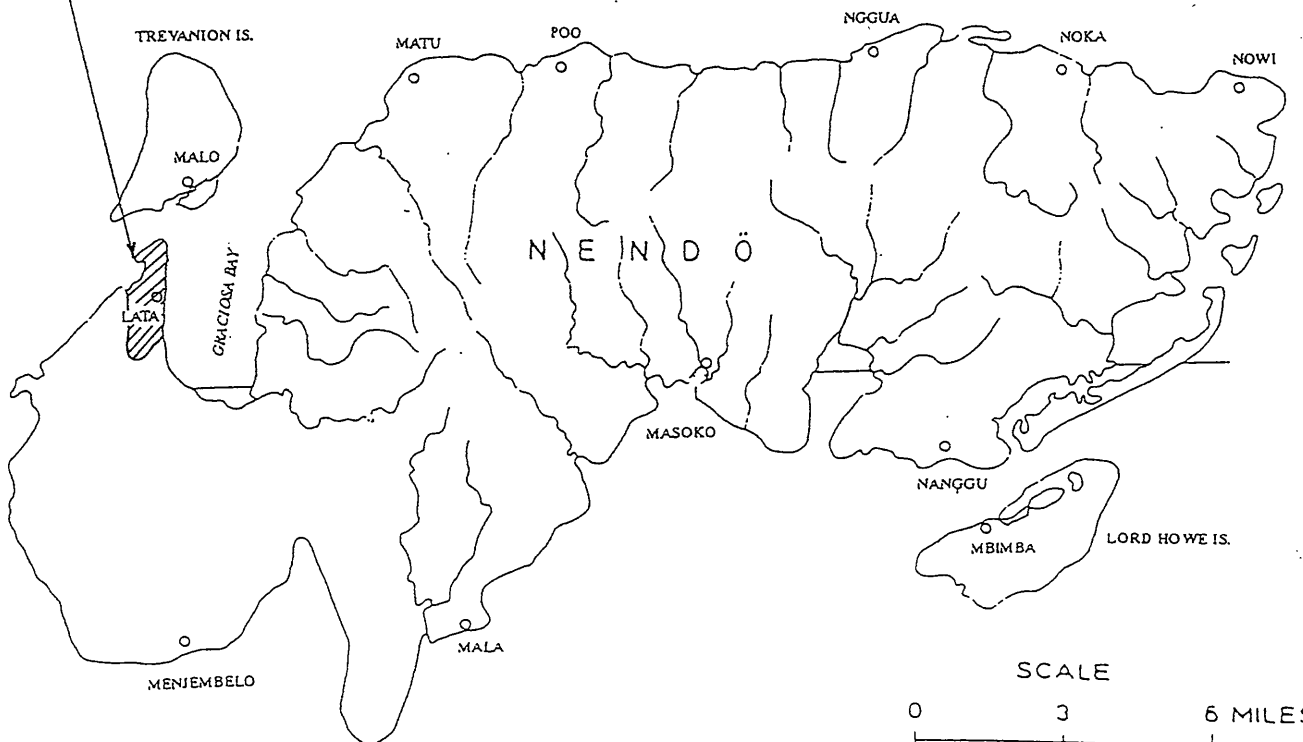
Appendix 4-2-2 Area served by the existing SIEA's powerstation (Auki, Malu'u)



Appendix 4-2-3 Area served by the existing SIEA's powerstation (Buala)

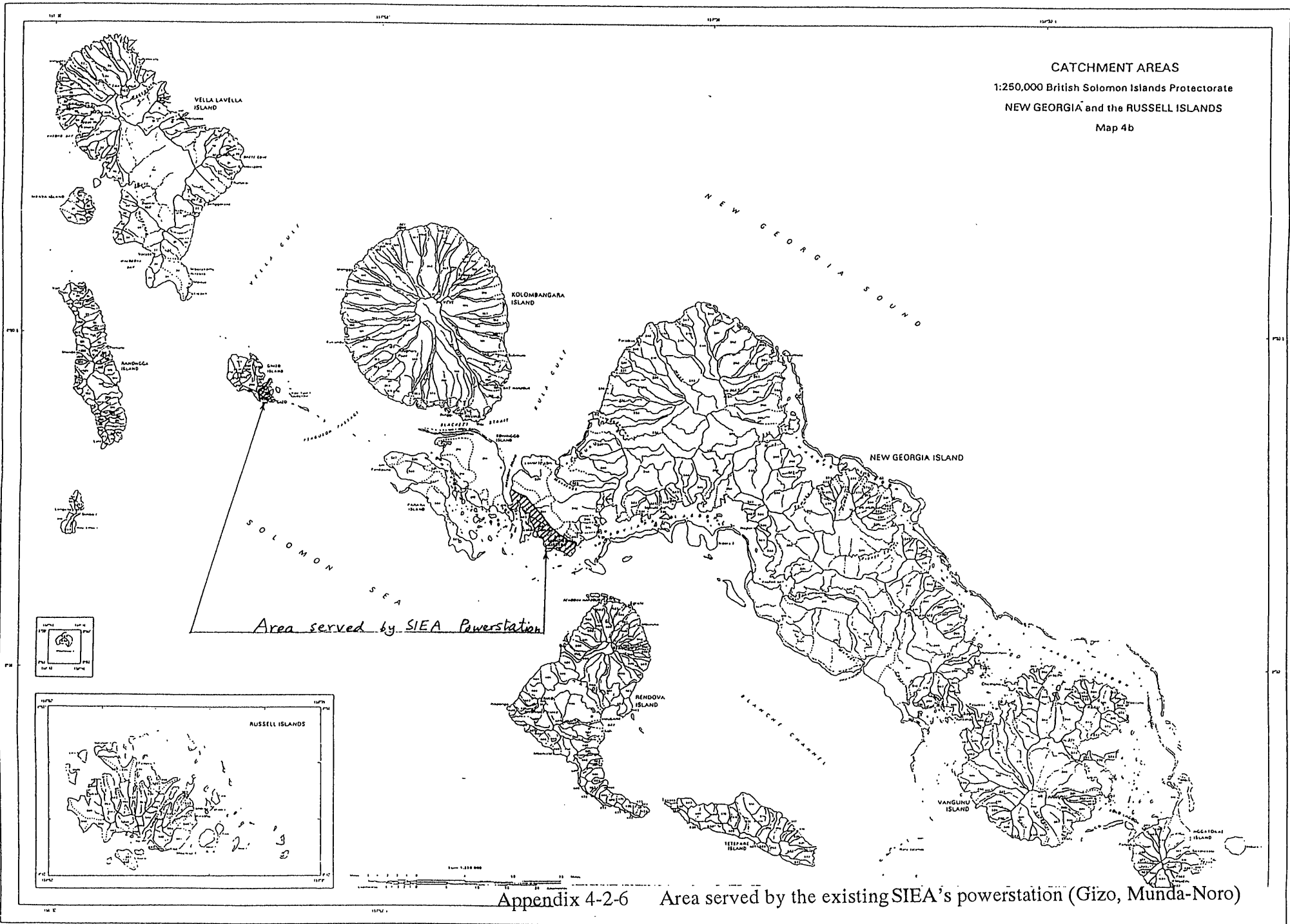


Area served by SIEA Powerstation



Appendix 4-2-5 Area served by the existing SIEA's powerstation (Lata)

CATCHMENT AREAS
 1:250,000 British Solomon Islands Protectorate
 NEW GEORGIA and the RUSSELL ISLANDS
 Map 4b



Appendix 4-2-6 Area served by the existing SIEA's powerstation (Gizo, Munda-Noro)

第 5 章 小水力発電

第5章 小水力発電

5.1 目的

ソロモン諸島国長期電力開発マスタープラン水力調査の主要な2つの目的は、ソロモン諸島水資源開発のために包蔵水力を数量化し、2015年までの15年間に開発可能な有望水力地点の選定にある。これらの目的を達成し、開発可能な水力地点を確定するために、水力発電調査を実施した。

(1) 現地踏査

水力地点の現地条件を確認し資料を収集するため、現地踏査を以下の工程で実施した。

第1次調査：1999年1月から3月

第2次踏査：1999年10月から12月

第3次調査：2000年5月から6月

(2) 資料収集

上記現地調査時には、地形図、水文気象資料、地質資料、及び工事費積算資料の収集を実施した。

(3) 包蔵水力検討

既設水文資料を基に包蔵水力130地点を5万分の1地形図で確認した。

(4) 水力計画・設計

包蔵水力検討および現地踏査の結果を基に、10水力地点の設計と工事費を積算した。

5.2 包蔵水力検討

ソロモン諸島全体で総数130地点が確認され、包蔵水力は326 MWになる。この包蔵水力には、ルンガ、コマリンディ地点等、既設検討地点を含む値である。

Table 5-1 Result of Hydropower Map Study

| | Islands | Number of Sites | Micro Hydro (kW) | Mini Hydro (kW) | Small Hydro (kW) | Total (kW) | Remarks kW/Site |
|---|---------------|-----------------|------------------|-----------------|------------------|------------|-----------------|
| 1 | Guadalcanal | 49 | | 1,210 | 236,100 | 237,310 | 4,800 |
| 2 | Malaita | 23 | 90 | 2,700 | 28,000 | 30,790 | 1,300 |
| 3 | Santa Isabel | 6 | | 610 | 4,100 | 4,710 | 800 |
| 4 | New Georgia | 23 | 320 | 4,840 | | 5,160 | 200 |
| 5 | San Cristobal | 12 | 20 | 371 | 25,500 | 25,891 | 2,200 |
| 6 | Choiseul | 15 | 140 | 2,030 | 20,030 | 22,200 | 1,500 |
| 7 | Santa Cruz | 2 | 50 | 260 | | 310 | 200 |
| | Total | 130 | | | | 326,371 | |

Micro Hydro (マイクロ水力)：設備出力 100 kW 未満

Mini Hydro (ミニ水力)：設備出力 10 kW 以上 100 kW 未満

Small Hydro (中小水力)：設備出力 1,000 kW 以上

各島の包蔵水力検討結果は以下のとおりである。

(1) ガダルカナル島

ガダルカナル島における包蔵水力は、合計 237MW と全国の 73% を占める。これら地点の平均出力は 4,800kW と各島の中で最大である。しかしながら、水力地点は僻地にあるため計画の調査および建設が難しい。道路事情の改善は今後の水力開発にとって不可欠である。

(2) マライタ島

包蔵水力の合計は 30,790kW と同国第 2 位である。島の北西部は急峻な地形に高い降雨とアクセスの良さなど水力開発に有利な条件を備えている。本地域にはロリ、シロロ、タンバ、およびアエロなど合計 2,770kW が提案されている。マライタ島では、道路網が拡張されつつあり、水力開発が促進される可能性がある。

(3) サンタイザベル島

サンタイザベルの包蔵水力は 4,710kW と小さいものであるが、ブアラ地区は高い降雨と急峻な河川という水力開発に適した条件を備えている。クボラタ地区は既設ブアラ水力のようなミニ水力開発が可能である。

(4) ニュージョージア島

ウエスタン州はいくつかの島から構成されており、ミニまたはマイクロ水力開発が可能である。水力地点の平均出力は 200kW と小さい。内陸のアクセスは非常に限られており、電力供給地域は独立した地域となる。

(5) サンクリストバル島

サンクリストバルの河川は勾配が緩く、流域面積が大きいもので貯水池式発電所が考えられる。しかしながら、同島の電力需要が低いため、大規模水力の建設は困難である。

(6) チョイセル島

水力地点は北西に位置するソラベ川を除いて中央高地周辺に位置している。現在あるアクセス道路は同島南側のコロンバンガラ川付近で 12km のみ利用可能である。したがって、森林伐採用の道路が水力地点への代替アクセスとなる。

(7) サンタクルズ諸島

ラタはソロモン諸島の中で東端に位置しており、安定した電力供給が必要とされているが、水力地点が限られている。同島における水力開発の有利性は、高い降雨、既設州道、および火山岩が工事の骨材として利用可能という点である。

5.3 水力発電計画および設計

図 5-1 に示す水力地点の設計および積算コストは表 5 - 2 のとおりである。

Table 5-2 Summary of Hydropower Planning

| Site | Installed Capacity (kW) | Energy Output (MWh) | Effective Head (m) | Maximum Discharge (m ³ /s) | Transmission Line (km) /Voltage (kV) | Access Road (km) | Supply Area | Project Cost (millionUS\$) |
|--------------------------|-------------------------|---------------------|--------------------|---------------------------------------|--|------------------|---------------------------|----------------------------|
| Maotapuku 1 (Gudalcanal) | 1,600 | 7,838 | 150.5 | 1.3 | 6.5km/33kV (Maotapuku 1- Maotapuku2) | 3.5 | Honiara | 24.870 |
| Maotapuku 2 (Gudalcanal) | 1,400 | 6,619 | 58.5 | 2.9 | 32.5km/33kV (Maotapuku2-Lungga P/S) | 5.8 | Honiara | 27.027 |
| Sasa (Gudalcanal) | 280 | 2,396 | 58.0 | 0.66 | 15.0km/11kV (Sasa-Mamara) | 1.7 | Honiara | 6.211 |
| Silolo (Malaita) | 2,100 | 10,495 | 155.0 | 1.7 | 8.0km/33kV (Silolo-Fausande) | 6.3 | Malu'u-Auki | 28.261 |
| Rori (Malaita) | 300 | 2,526 | 37.0 | 1.1 | 22.0km/11kV (Malu'u-Andau'a) | 0.9 | Malu'u-Auki | 5.989 |
| Kware'a (Malaita) | 600 | 2,541 | 15.5 | 5.0 | 14.0km/11kV (Kware'a-Dala) | 1.1 | Dala-Auki | 18.185 |
| Kubolata (Santa Isabel) | 80 | 563 | 229.0 | 0.05 | 2.5km/415V (Kubolata-Buala) | 2.0 | Buala | 1.649 |
| Waimapur (San Cristbal) | 20 | 170 | 30.0 | 0.1 | 2.0km/415V (Waimapur-secondary school) | 2.0 | Waimapur secondary school | 0.912 |
| Sorave (Choiseul) | 70 | 592 | 9.0 | 1.1 | 6.0km/11kV (Sorave-Secondary School) | 0.4 | Choiseul secondary school | 1.859 |
| Luembalele (Lata) | 50 | 432 | 31.0 | 0.24 | 22.0km/11kV (Luembalele-Lata) | 2.8 | Lata | 4.117 |

(1) ガダルカナル

マオタプク 1 及び 2 並びにササの水力地点は、現在ルンガとホニアラのディーゼル発電所により供給されているホニアラ系統に電力を供給するのに適している。提案されている流れ込み式発電所は、ベースロードを供給することにより、ディーゼル発電所の燃料消費を大きく削減することができる。

しかしながら、これら水力地点は、第 2 次現地調査時未調査であり、従って水力地点の次の段階へ進む前に現地踏査を実施すべきである。

マオタプク 1 水力

マオタプク 1 水力地点は、ガダルカナル中部のホニアラより 28km 南東のゴールドリッジ鉱山の近くに位置している。

本地点は、流域面積 10km² からの流量と急峻河川の落差を、流れ込み式水力発電所により開発し出力 1,600 kW および年間発生電力量 7,838 MWh の発電を行うものである。

本地点は、総工事費 44% を占める 1,620m の導水路の建設が必要である。もし、開水路が採用されれば工事費は大きく削減できる。従って開水路の建設可能性を検

討するため現地調査が必要である。

マオタプク 2 水力

マオタプク 2 水力地点は、マオタプク 1 地点の下流に位置している。プロジェクトは、流域面積 22 km² からの流量と急峻河川の落差を、流れ込み式水力発電所により開発し、出力 1,400 kW および年間発生電力量 6,619 MWh の発電を行うものである。

本地点は、総工事費 34%を占める 1,400mの導水路の建設が必要である。建設費削減のため開水路の可能性を検討すべきである。マオタプク 2 はマオタプク 1 より大きな建設が必要で、これは総工事費の 15%を占める 32.5 km の送電線工事費が含まれているためである。

ササ水力

ササ水力は、ガダルカナルの北西地域のササ川に提案された。本計画は、流域面積 22 km² からの流量および河川の落差を流れ込み式水力発電所により開発し、出力 280 kW および年間発生電力量 2,396 MWh を発電を行うものである。サイトのアクセス条件は容易で、建設機械のサイトへの進入に困難は無い。河川勾配が急でないため、水準測量を実施し、取水口と放水路間の落差を確認する必要がある。

(2) マライタ

マライタ島の北部は、急峻な地形と多量の降雨という水力開発に適した条件を備えている。さらに、既設州道は各地点への進入を容易にしている。特に、マルウ周辺には、シロ口 (2,100kW)、ロリ (300kW)、タンバ (240kW) およびアエ口 (130kW) のような有望な水力地点が存在する。いったん送電線が建設されれば、これらの水力開発は可能となりローカルの部落のみならず、州都であるアウキまでその電力を供給できる。

シロ口水力

本地点は、マライタ島の北西部、アウキから北へ 44 km にある。本計画は、流域面積 13 km² からの流量と急峻な河川並びにタリフの滝による落差を開発し、出力 2,100 kW および年間発生電力量 10,495 MWh を発電するものである。

本計画実施上の課題は、1,730m水路トンネルと 6.3km の工事用道路を山岳地帯に建設することである。トンネルの建設費は、11.4 百万ドルであり総工事費の 46% 占めるため、従ってトンネルおよび開水路の詳細検討が必要である。工事用道路ルートは、熱帯ジャングルに覆われたゴルジュにあり、鉄管、水槽および取水口への道路建設は技術的に難しい工事である。

これらの困難な点にもかかわらず、シロ口地点は 2,100 kW をアウキへ送電できる経済的で出力の大きな発電所である。

ロリ水力

ロリ水力地点は、マライタ島の北西部、アウキから北へ 47 km にある。本計画は、泉からの流量と小滝の連続したカスケードの落差を流れ込み式発電所により開発し、出力 300 kW および年間発生電力量 2,526 MWh を発電するものである。

本計画は、実施上次の様な幾つかの有利な点がある。

泉から供給される河川のため、流況が安定している。

流域面積が 2 km² とわずかなため、洪水流量が小さい。

州道から取水口まで 900m と、工所用道路が短い。

発電所位置は、州道からわずか 100m にある。

河川流量資料を得るため水位計が設置され、運転されている。

以上の条件から、本地点は近い将来の建設に対して適している。

クワレア水力

本地点は、北マライタの、ダラ村から 14 km にあるクワレア橋の近傍に位置している。

本地点は、流域面積 28 km² からの流量とダムにより得られた落差から、調整池式発電所により出力 600 kW および年間発生電力量 2,541 MWh の発電を行うものである。

現場へのアクセスは容易であるが、河川の包蔵水力は 25,000m³ のコンクリートを要するダムの建設を正当化出来ない。従って、ダムが他の目的で建設されれば、水力発電は可能である。

(3) クボラタ水力

本地点は、イザベル州の州都であるブアラの北西 2 km に位置している。本計画は、クボラタ川の三つの泉の流量と急峻な小河川の落差を、流れ込み式発電所により開発し、出力 80 kW 年間発生電力量 563 MWh の発電を行うものである。使用水量が現行の 0.05 m³/s より大きければ、高落差計画であるクボラタ地点はより経済的なものになる。水量の増加は、出力と計画の便益が直接増加するため、本計画の詳細な水文解析は必要欠くべからざるものである。

ブアラ水力は、クボラタ計画の設計・建設の良い例となる。設計に関しては、埋設管の鉄管への適用が可能である。また、取水口、水槽および水圧管路の建設には、人力に頼った建設方法が適用出来る。

(4) ワイマプル水力

ワイマプル水力は、サンクリストバル島の北岸の州都キラキラの西 12 km に位置している。本地点は、ワイマプル川の包蔵水力である滝の流量と落差を流れ込み式発電所により開発し、出力 20 kW および年間発生電力量 170 MWh を発電を行うものである。

本地点は経済的ではないが、ワイマプルでの電力需要は高い。水供給系統が全面的に電気式ポンプ頼っているため、国立の中高等学校ディーゼル発電所の停止による水不足のため閉鎖されたことがある。落差と流量の増加により本計画の経済性は増加する。従って、取水口と放水口間の詳細な水準測量と流量調査を実施し、本計画の規模をより詳細に検討する必要がある。

(5) ソラベ水力

ソラベ水力地点は、チョイセル島の北西部スイ川の支流であるソラベ川にかかる

ソラベ滝に提案されている。本地点は、ソラベ滝の流量と落差を流れ込み式発電所により開発し、出力70 kW および年間発生電力量592 MWhの発電を行うものである。

ソラベ水力は、10mの落差に流量 1.1 m³/s で設定された、低落差であり小水力としては大きい流量のミニ水力発電所である。最大使用水量 1.1 m³/s により、大型の水路構造物が必要となり、その結果高いコストの導水路、水槽、水圧管路となっている。

他方、落差の増加は本計画をより経済的なものにする。従って、スイ川の放水路水位の詳細な検討が、水車の基準落差を決定する上で不可欠である。

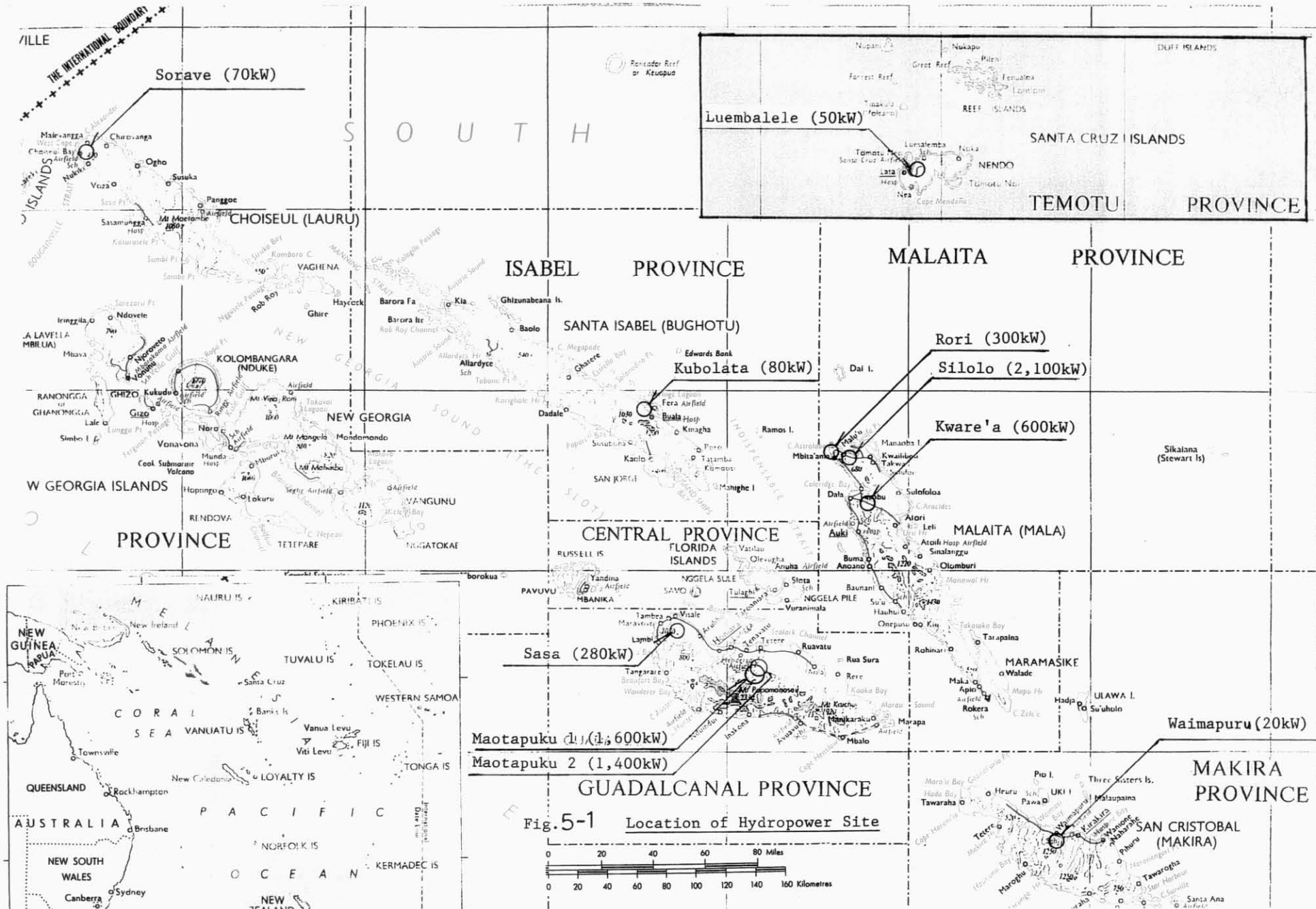
(6) ルエンバレレ水力

ルエンバレレ水力地点は、サンタクルズ諸島のネンド島、ラタの南東9 km に位置する。

本計画は、小滝の連続するカスケードの流量と落差を流れ込み式発電所により開発し、出力 50 kW 年間発生電力量 432 MWh の発電を行うものである。

本計画は、工事費の31%を占める開水路 1,900mの建設が必要である。さらに、総工事費の29%を占める 11 kV の送電線 22 km の建設も必要である。建設費は経済的なものではないが、現在 USAID が計画している水供給計画とともに実施されれば、本計画はより魅力的なものになるであろう。

落差と流量の増加は、本計画をより経済的なものにする。従って、水準測量と流量の詳細な調査は、本計画の規模を決定する上で不可欠である。



VILLE

Sorave (70kW)

CHOOSEUL (LAURU)

ISABEL PROVINCE

SANTA ISABEL (BUGHOTU)

Kubolata (80kW)

CENTRAL PROVINCE

Sasa (280kW)

Maitapuku 1 (1,600kW)

Maitapuku 2 (1,400kW)

GUADALCANAL PROVINCE

MALAITA PROVINCE

Rori (300kW)

Silolo (2,100kW)

Kware'a (600kW)

MALAITA (MALA)

MARAMASIKE

Waimapuru (20kW)

MAKIRA PROVINCE

SAN CRISTOBAL (MAKIRA)

Luembalele (50kW)

SANTA CRUZ ISLANDS

TEMOTU

PROVINCE

W GEORGIA ISLANDS PROVINCE

NEW GEORGIA

YANGUNU

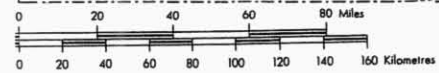
FLORIDA ISLANDS

NGGELA SULE

NGGELA PILE



Fig. 5-1 Location of Hydropower Site



第 6 章 送配電設備

第 6 章 送配電設備

6.1 電源開発計画と送電線

ソロモン諸島国の電力需要の増大に対応するための 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.6-1-1 から Fig.6-1-6 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

ゴールドリッジ近辺のマオタプク 1 とマオタプク 2 の開発に伴って必要となるルンガ発電所間の送電線は Fig.6-1-1 に示すように 33 kV 線の巨長 39 km となる。

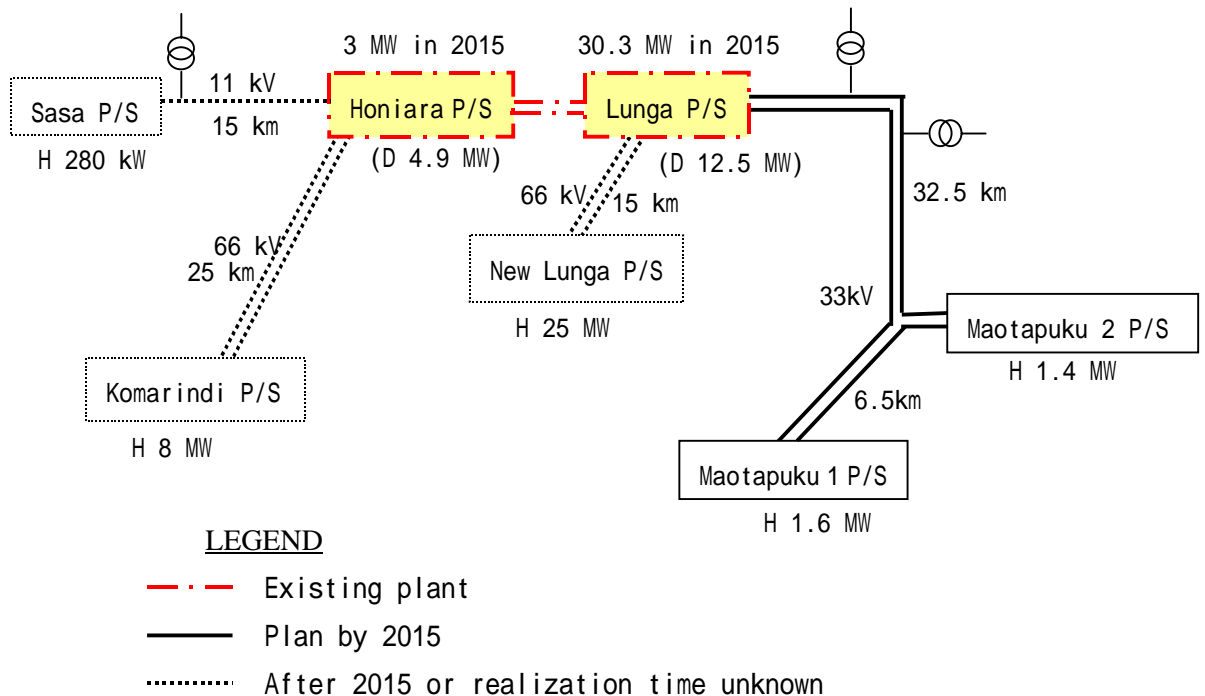


Fig. 6-1-1 Network System of Guadalcanal Island

(2) マライタ島 アウキ - マルウ - ビナ系統

ソロモン電力庁(SIEA)はビナ - マルウ間の 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(第 10 章参照)。

ロリ、ルアラエ、シロロ地点の水力開発に伴ってファウサンデ開閉所鉄構とその間の 33 kV 送電線 8 km 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 (Fig.6-1-4 参照)。

- (3) サンタイザベル島(Santa Isabel Island) プアラ地区
 プアラ発電所とゴジョルル間に 11 kV 送電線を設置する。これはゴジョルルのココナッツ・クラッシュミル工場とググハのコミュニティー・スクールに有効である。(Fig.6-1-5 参照)。
- (4) サンクリストバル島 キラキラ地区
 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村まで 11 kV 送電線を敷設し、途中カオナスグ村に設置されるココナッツ・クラッシュミルの工場やパムアのボケーショナル・スクールに給電する(Fig.6-1-6 参照)。
- (5) チョイセル島 本島地区
 ソラベ発電所地点は林道から約 200m のところに位置している。送電線は、一つは高等学校へ、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。2015 年までの計画を Fig.6-1-2 に示す。

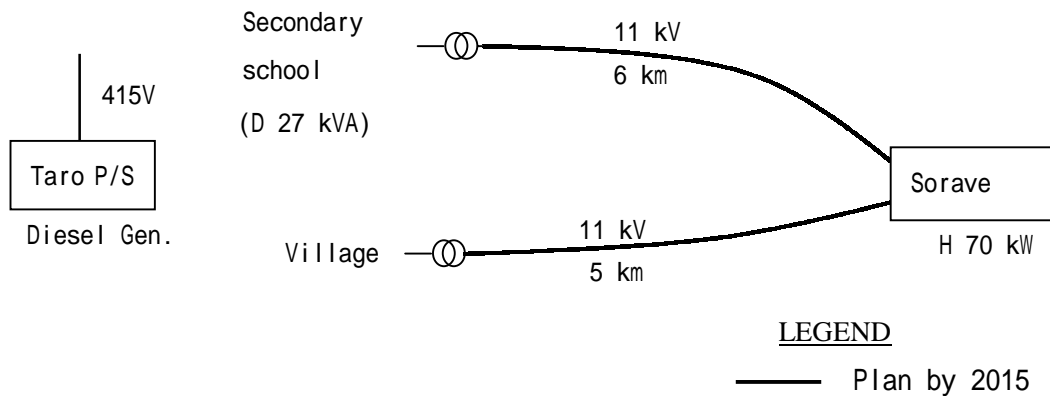


Fig. 6-1-2 Power Supply System of Choiseul Island

- (6) サンタクルズ諸島 ラタ地区
 ルエンバレレ水力発電所の開発に伴って、ラタ地区への電力供給の送配電線は 11 kV で巨長 22 km である (Fig.6-1-3 参照)。

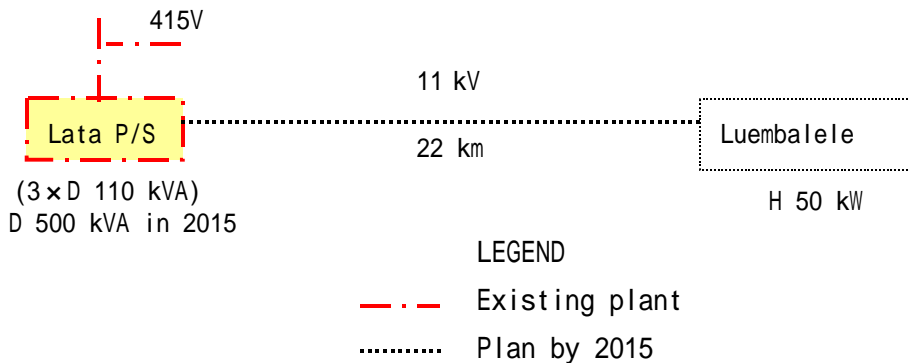
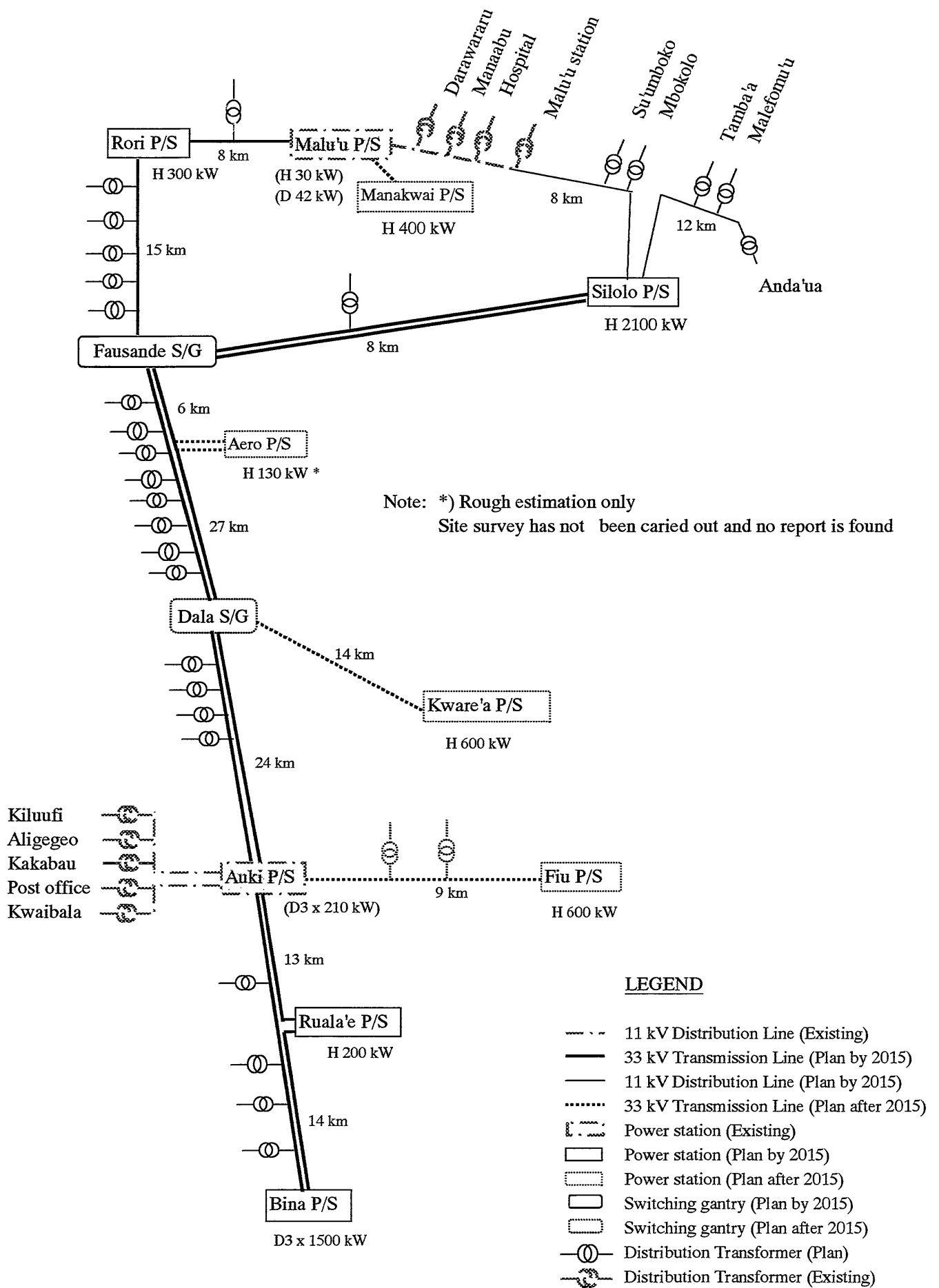


Fig. 6-1-3 Network System of Santa Cruz Island



Note: *) Rough estimation only
 Site survey has not been carried out and no report is found

Fig. 6-1-4 Network System of Malaita Island

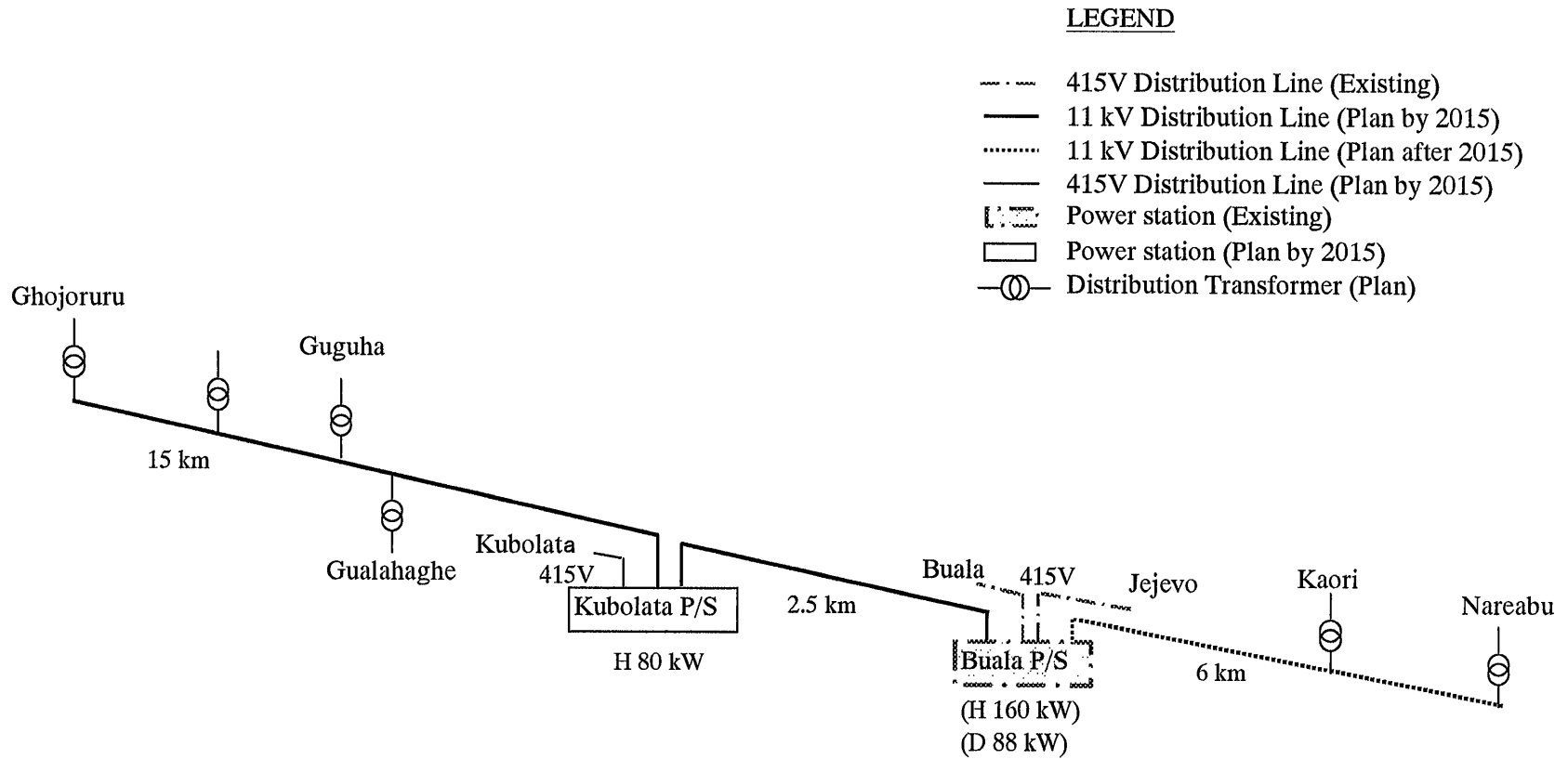
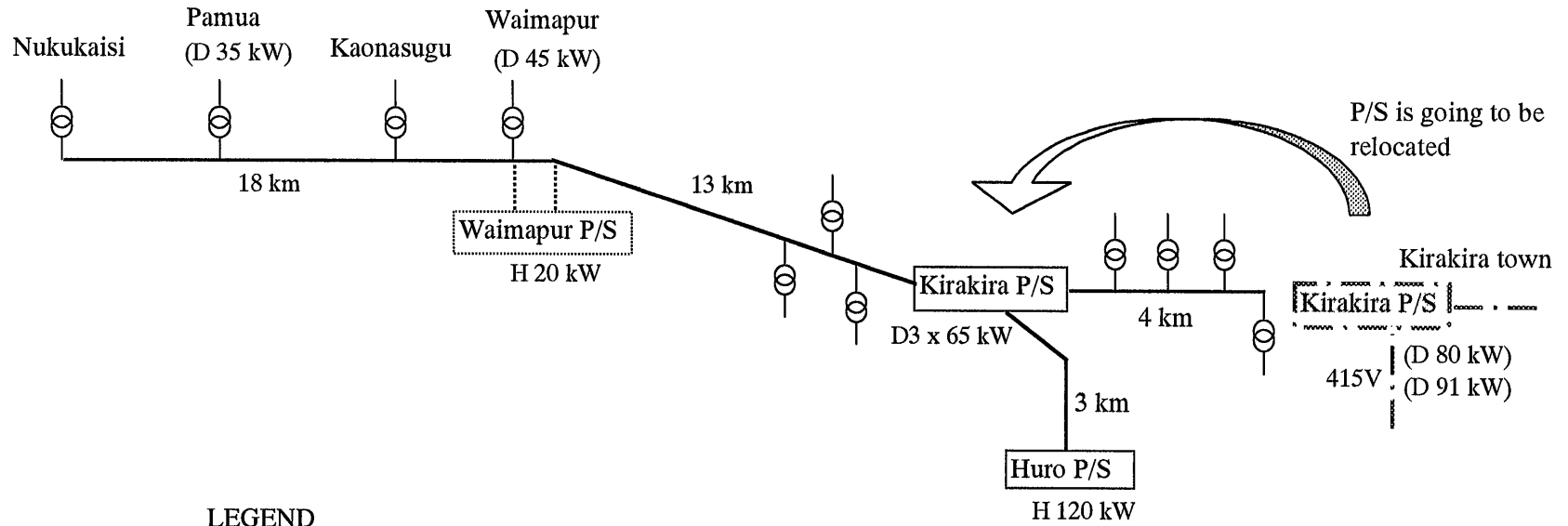


Fig. 6-1-5 Network System of Santa Isabel Island



LEGEND

- 415V Distribution Line (Existing)
- 11 kV Transmission and Distribution Line (Plan by 2015)
- 11 kV Transmission and Distribution Line (Plan after 2015)
- ⌈---⌋ Power station (Existing)
- ⌈---⌋ Power station (Plan by 2015)
- ⌈---⌋ Power station (Plan after 2015)
- ⊖ Distribution Transformer (Plan)

Fig. 6-1-6 Network System of San Cristobal Island

第 7 章 太陽光発電

第7章 太陽光発電

7.1 太陽光発電開発方法

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 現地調査

第1次現地調査で10村落、第2次現地調査で12村落を調査し、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に望んでいる。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。

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。教会では、夜間の礼拝が2時間程度行われる。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いる。

(2) 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。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. 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、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)

(3) 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が合意した。

7.3 日照・日射計の設置と観測

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。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。

7.4 データ収集と日照量の解析

(1) 連続不日照

ソロモンで記録された日照データから、不日照の日が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日間を考慮する。

(2) 1日当たり平均日照時間

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)

(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。

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。

7.5 設計と仕様

(1) 日射エネルギーの算定

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。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下表に示した。

| Place | Inclined solar irradiation (MJ/m ² -day) | | | | | | | | | | | | Ave. |
|---------|---|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| | Jan. | Feb. | Mar. | Apr. | May | June | July | Aug. | Sept. | Oct. | Nov. | Dec. | |
| 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 |

7.6 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。

(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。

(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。

7.7 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、オーストラリアのプリズベンとした。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、結果を下表に示す。

(1) 関税、物品税を含んだ場合

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

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 |

7.8 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 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。バッテリー処理費(4 US\$/unit)はバッテリー費用の中を含めた。

(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

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)

(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

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)

7.9 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行う。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。

7.10 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。

7.11 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。

(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。

第 8 章 村落社会

第8章 村落社会

8.1 現状と特質

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、それらのシステムが、若年層、病人、老人などを保護するインフォーマルなセーフティーネットとして働いてきたため、村民が極端な貧困に陥ることを防いできたと考えられる。しかしながら、これらは自給自足経済、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。

さらに、ソロモン諸島国の村落社会の特色と考えられるのがキリスト教の浸透である。統計上、国民の96%がキリスト教徒であり、村内行事の多くはキリスト教との結びつきが見られ、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。このような背景から、教会に関連する事業であれば、村内の合意も容易であると考えられる。

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。

村落の中で特に組織的な活動を行なっているのは、教会委員会などの教会活動に関係している組織と集落の小学校に関係する組織である。特に、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希ではなく、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。

8.3 村人の生計

(1) 村民の現金収入

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、日常生活の中で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。

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。

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。

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、菜園の販売から収入を得ることのできない地域も存在すると考えられる。地域で半ば物々交換に近い形で行なわれる販売では、1回の収入がソロモンドル(SB\$)で10.00前後、週に1回程度の村落もあれば、州都に近い村落では、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。

ココア栽培、特に、ココア豆を生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。1999年始めには、1kgあたりSB\$2.00と、コブラの1kg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と考えられた。しかし、1999年の中頃、1kg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。

既存の資料と今回の調査から、村落部での現金収入を州ごとに考えた場合、ガダルカナル州、ウェスタン州、マライタ州が現金収入の高い州であると考えられる。さらに村落の現金収入に大きな影響があると考えられる作物の栽培状況などから、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と考えられる。

(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したところ、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。

主に照明として使われる灯油への支出、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州ごとにまとめた結果、単純な平均で見ると、灯油のみの支出が月額SB\$10.0~36.4、電池を加えた支出が月額SB\$16.4~59.7となっている。さらに、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結果、電気代として実際に支払われているのが月額平均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。

8.4 注意事項

(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。

(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。

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 譲渡地で、土地の権利関係が明らかな候補地

TypeA の「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」の場合、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。Fig. 8-1 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。

Fig. 8-1 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、イザベル州のブアラ (Buala) 水力発電所でもこの方法で建設に至っている。

TypeB の「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 の「譲度地で、土地の権利関係が明らかな候補地」の場合、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。

(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、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。

(4) 自然環境

自然環境の観点から、2 候補地が特に懸念される条件が認められた。候補地に貯水ダムを設ける必要がある場合と、候補地に特異な生態系が存在する可能性のある地点である。

(5) 水利権

河川の利用に関する法整備はなされていないようである。

ソロモン諸島国で特に問題になるのは、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。しかし、過去に住民との摩擦が発生しており、水源の土地が水力発電所候補地の所有者と異なる場合、事前の調整をおこなう必要がある。

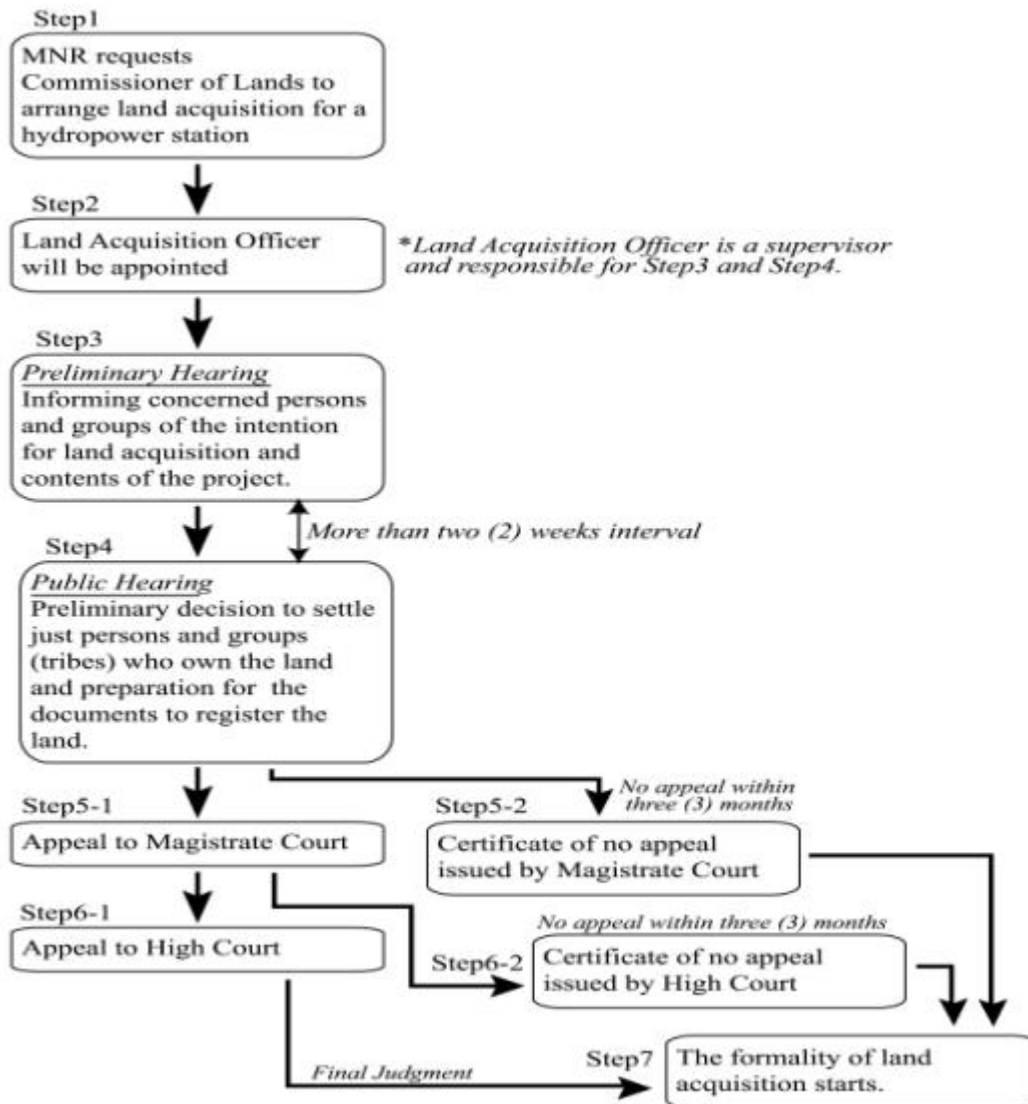


Fig.8-1
Flow Chart for Land Acquisition
In case of constructing a hydropower station by Ministry of Natural Resources (NMR)

(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がある。特に、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重要である。

第 9 章 環境配慮

第9章 環境配慮

9.1 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おり、SIECD（天然資源省環境保全部）部長が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。

このマスタープラン調査によって選定された個別プロジェクト、特に小規模ダムや導水施設などを伴う小水力発電などのフィージビリティ調査の際には、「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（Solomon Islands Environmental Impact Assessment Guidelines, FOR PLANNERS AND DEVELOPERS）1996年5月、SIECD」および、その付属書「EIA ガイドライン環境審査要約」と「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：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」を参照すること。

ガイドラインにも指摘された、特に留意すべき対象は以下の地域である。

(1) 環境上もしくは生態学上影響を受けやすい要素

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

(2) 考古学的に重要な地域

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。

9.2 考慮すべき環境影響

小水力発電と SHS による電化により考慮すべき環境影響は以下の点に要約できる。

(1) 小水力発電計画により考えうる自然環境に対する影響

- （建設段階）ダム開発や導水路建設に伴う掘削土砂などの廃棄
- （建設段階）建設期間中の工事労働者などの流入による周辺社会との軋轢
- （建設/運用段階）実施手法が自然の配置に類似しない場合の施設周辺と下流生態系に対する負の影響（例えば、大規模な重機や道路の進入、自然乾燥期の状態の変更）
- （運用段階）特に乾期における取水点下流部の水不足
- （運用段階）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
- （運用段階）周辺コミュニティの食料源である魚の遡行の阻害

- (運用段階) 農林生産や景観の攪乱
- (運用段階) 工所用道路を利用した森林伐採業者等の流入

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、計画/設計時に慎重な調査がな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
- 稀少もしくは固有の野生生物種への影響
- 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。

(2) SHS の導入計画による環境影響

- 乾電池の使用と無秩序な投棄の減少(正の影響)
- SHS 設備寿命終了時の廃棄バッテリーなど(負の影響)
- 配電線や SHS 設備による周囲の景観の阻害(負の影響)
- サイクロンや強風下の配電線などの安全性(負の影響)

(3) 地球環境に対する影響

- 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
- 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使用量と小水力計画発電量の比較
- 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

9.3 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、9.2 で示す環境影響に対して、採用すべき環境配慮を以下に示す。

- (1) 社会配慮に関しては、主として第8章に記述している。
 - 土地収容
 - タブーサイト
 - 水利権

(2) 自然環境に関して、以下の項目への配慮が推奨される。

➤ (M/P 調査後半 / 計画 / 設計段階) 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。

(第2次現地調査時の村落社会調査のなかで追加調査が行われた。その結果については Table8-5-1 を参照)

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。

➤ (計画段階) 地球環境

小水力発電計画とディーゼル発電計画の代替手法比較時には、建設時と運用時の炭酸ガス排出量の比較、エネルギー使用および供給量の比較を行う。

➤ (計画 / 基本設計段階) 周辺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。

➤ (計画 / 基本設計段階) バッテリー処理

SHS 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ェジビリティが概略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。

➤ (計画 / 基本設計段階) 掘削土砂の廃棄

大量の掘削土砂の発生があるダム開発や導水路の建設を含む計画を想定する場合は、計画 / 基本設計時に、掘削土砂の廃棄について、掘削土壌の土質確認、廃棄場所の受け入れ、廃棄手法についての計画を立て、当該コミュニティの合意を得る。

➤ (計画 / 設計段階) 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ですが、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。

- (基本設計段階) 自然の配置に近似した手法の採用
基本設計の段階でこの手法を取り入れる。小水力発電計画では乾期における取水点下流部の水不足を招かない工法、農林生産や周辺景観を攪乱しない施設設計に留意する。
- (基本設計 / 詳細設計段階) 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。
- (工事段階) 工事労働者と周辺社会
建設工事労働者は、建設現場周辺コミュニティと友好関係にあるグループから採用するよう注意し、工事中も現場で定期的にモニタリングする必要がある(ソロモン諸島では部族間の軋轢が表面化している)。
- (運用段階) 工事用道路の事後管理
工事用道路を森林伐採業者などが不法に利用して奥地に入り込まないように、電力公社および当該コミュニティと協議して、工事用道路の事後処理計画について合意しておく。

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) 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電力供給を行う。
- (2)-1 各州/各島の州都や大きな町（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、可能な限り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 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。1989 年末現在、非 SIEA 所有発電設備合計容量は、約 280kVA であるが、他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り、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）
- D . 現状と同じディーゼルによる電力供給地域

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。

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）

(1) ガダルカナル州

この州において開発の可能性を有する水力は、49ヶ地点有る。この内現地踏査ができた水力地点は3ヶ地点であった。これらと他の水力やディーゼルを考慮に入れて供給案を複数案作成し、評価した。選定された最適開発計画案（Plan-3）によって、島北西部の Araveu、Ruaniu、Ndoma、Aruliho 村、Kohimarama Technical College へ、また、島東部の St. Martins 村、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

この州において開発の可能性を有する水力は、23ヶ地点有る。この内現地踏査ができた水力地点は3ヶ地点であった。これらと他の水力を考慮に入れて供給案を複数案作成し、評価した。選定した最適開発計画案（plan-3）により、ビ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

この州において開発の可能性を有する水力は、6ヶ地点有る。この内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。残る1水力と他のディーゼルを考慮に入れて供給案を複数案作成し、評価した。選定した開発計画案（plan-1）により、プアラやジェジェボの州都だけでなく、ゴジュールの椰子油工場やググハの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

この州において開発の可能性を有する水力は、12ヶ地点有る。この内現地踏査ができた水力地点は1ヶ地点であった。これと他の水力やディーゼルを考慮に入れて供給案を複数案作成し、評価した。選定した開発計画案（Plan-2）により、州都キラキラだけでなく、近隣村落（ヌクカイシ村）やカウナスグ椰子油工場やワイマブルやパムア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の可能性を有する水力は、2ヶ地点有る。この内現地踏査ができた水力地点は1ヶ地点であった。これと他のディーゼルを考慮に入れて供給案を複数案作成し、評価した。選定した開発計画案（plan-2）により、州都テモツだけでなく、近隣村落やテモツ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。将来の電力供給地域を Appendix 10-3-5 に示す。

(5) チョイセル州

この州において開発の可能性を有する水力は、15ヶ地点有る。この内現地踏査ができた水力地点は1ヶ地点であった。これと他の水力やディーゼルを考慮に入れて供給案を複数案作成し、評価した。選定した開発計画案(plan-1)により、近隣村落やセカンダリースクールや州政府開発計画の商業や工業地域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

この州において開発の可能性を有する水力は、23ヶ地点有るが、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供給案を複数案作成し、評価した。選定した開発計画案(plan-2)により、州都ギゾだけでなく、近隣村落(サゲラギ村)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 この州において開発の可能性を有する水力は、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無かったので、ディーゼルを対象とした供給案を複数案作成し、評価した。選定した開発計画案(plan-2)により、ノロ・ムンダだけでなく、近隣村落(サゲラギ村)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。

(3) セントラル州 ツラギ地区

フロリダ島における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、ディーゼルを対象とした供給案を複数案作成し、評価した。選定した開発計画案(plan-2)により、ツラギの近隣村落への電力供給が期待できる。

10.3.4 太陽光発電による電化地域(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、低いと言える。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2018年までの電化計画を推奨する。

村落地方電化シナリオ

3段階に分類して電化計画実施

(1) 第1段階 準備ステージ

太陽光発電についての

- ・ REAC 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

(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、下記方針で計画を作成し、これを下記に示す。

- 全体で8州（レンネル・ベロナ州は除く）在るので、各州1~2地点程度選定（36Wp, 55Wp, 75Wp システム 8~13ヶ村）

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・ベロナ | 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を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 UNDP（国連開発計画）が実施することになっているレンネル・ベ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る。

(2) 第3段階 全国大拡大スキーム

パイロットスキーム後に、太陽光発電による全国大拡大スキームとして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。

全国大規模拡大スキーム (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 | 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 | チヨイセル | タロ | | | | | | | 75Wp |
| 6 | ウエスタン | ギゾ | | | | | | | 75Wp |
| 7 | セントラル | ツラギ | | | | | | | 75Wp |
| 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) | |

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ーンへ移送し、環境に影響を与えないように処理する。

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、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以下に示すが、現地踏査を実施していないので、参考計画である。

| Year | レンネルペロナ州 レンネル地区 Plan 1 |
|------|------------------------|
| 1998 | - |
| 1999 | - |
| 2000 | - |
| 2001 | - |
| 2002 | 太陽光発電 (30kW*2) 開発 |
| 2003 | - |
| 2004 | - |
| 2005 | 風力発電 (20kW*1) 開発 |
| 2006 | - |
| 2007 | - |
| 2008 | 太陽光発電 (30kW*1) 増設 |
| 2009 | - |
| 2010 | - |
| 2011 | 風力発電 (20kW*1) 増設 |
| 2012 | - |
| 2013 | - |
| 2014 | 太陽光発電 (30kW*1) 増設 |
| 2015 | - |
| 2016 | - |
| 2017 | - |
| 2018 | - |

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。

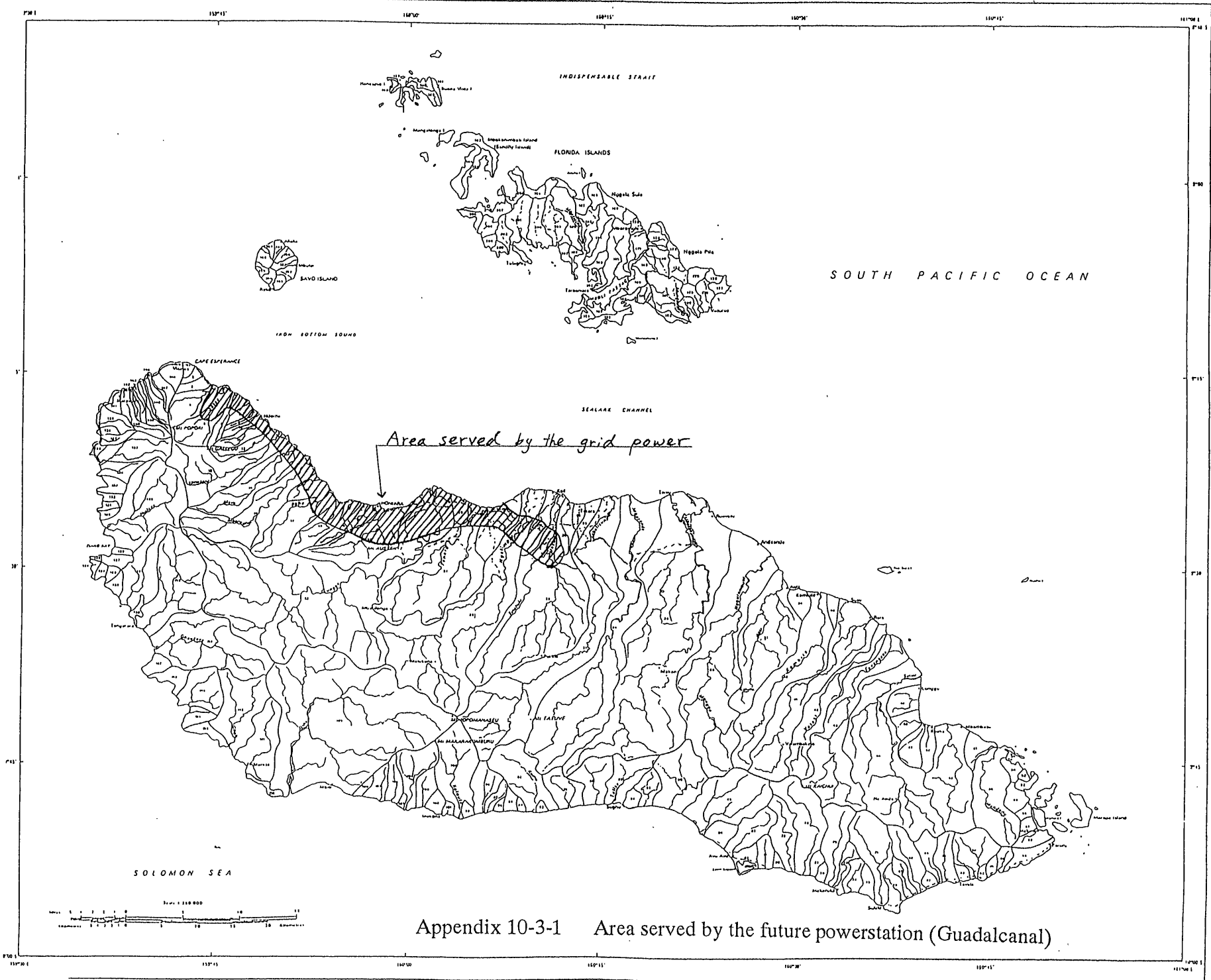
10.5 最適供給計画案

選定評価の結果、選定された各州/各島の需要センターの最適電力供給計画とSHSによる地方電化計画をTable 10-5-1に示す。

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. | 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 |
| 年度 | 3 | 3 | 1 | 2 | 2 | 1 | 2 | 2 | 2 | - |
| 1998 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| 1999 | ルンガディーゼル No.9 (3900kW) 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 | - | - | - | 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 ユニット (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 |

10-8



Appendix 10-3-1 Area served by the future powerstation (Guadalcanal)

CATCHMENT AREAS

1:250,000 British Solomon Islands Protectorate

MALAITA Map 3b

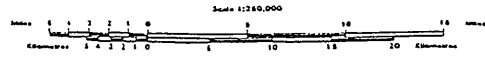
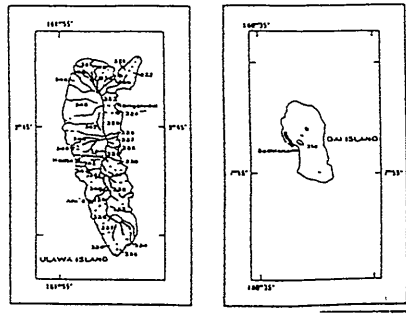
MAJOR ISLANDS WATERSHED
 CATCHMENT AREA BOUNDARIES
 BOUNDARIES INDEFINITE

| | | | |
|----|----|----|-----|
| 1 | 2 | 3 | 4 |
| 5 | 6 | 7 | 8 |
| 9 | 10 | 11 | 12 |
| 13 | 14 | 15 | 16 |
| 17 | 18 | 19 | 20 |
| 21 | 22 | 23 | 24 |
| 25 | 26 | 27 | 28 |
| 29 | 30 | 31 | 32 |
| 33 | 34 | 35 | 36 |
| 37 | 38 | 39 | 40 |
| 41 | 42 | 43 | 44 |
| 45 | 46 | 47 | 48 |
| 49 | 50 | 51 | 52 |
| 53 | 54 | 55 | 56 |
| 57 | 58 | 59 | 60 |
| 61 | 62 | 63 | 64 |
| 65 | 66 | 67 | 68 |
| 69 | 70 | 71 | 72 |
| 73 | 74 | 75 | 76 |
| 77 | 78 | 79 | 80 |
| 81 | 82 | 83 | 84 |
| 85 | 86 | 87 | 88 |
| 89 | 90 | 91 | 92 |
| 93 | 94 | 95 | 96 |
| 97 | 98 | 99 | 100 |

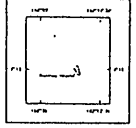
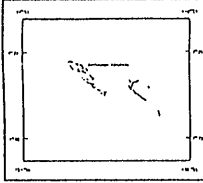
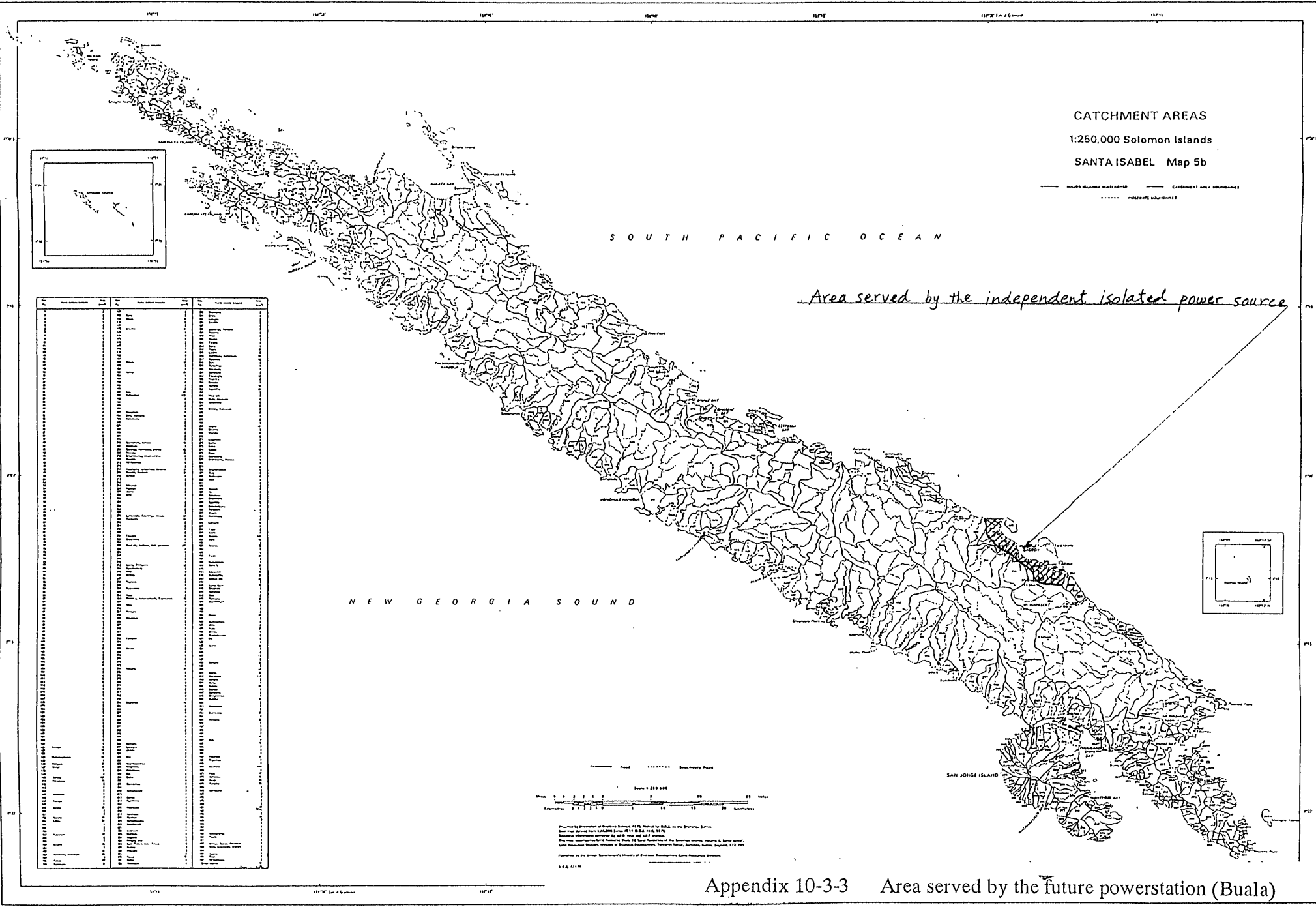
Area served
by the independent
isolated power source

SOUTH
 PACIFIC
 OCEAN

INDISPENSABLE
 STRAIT



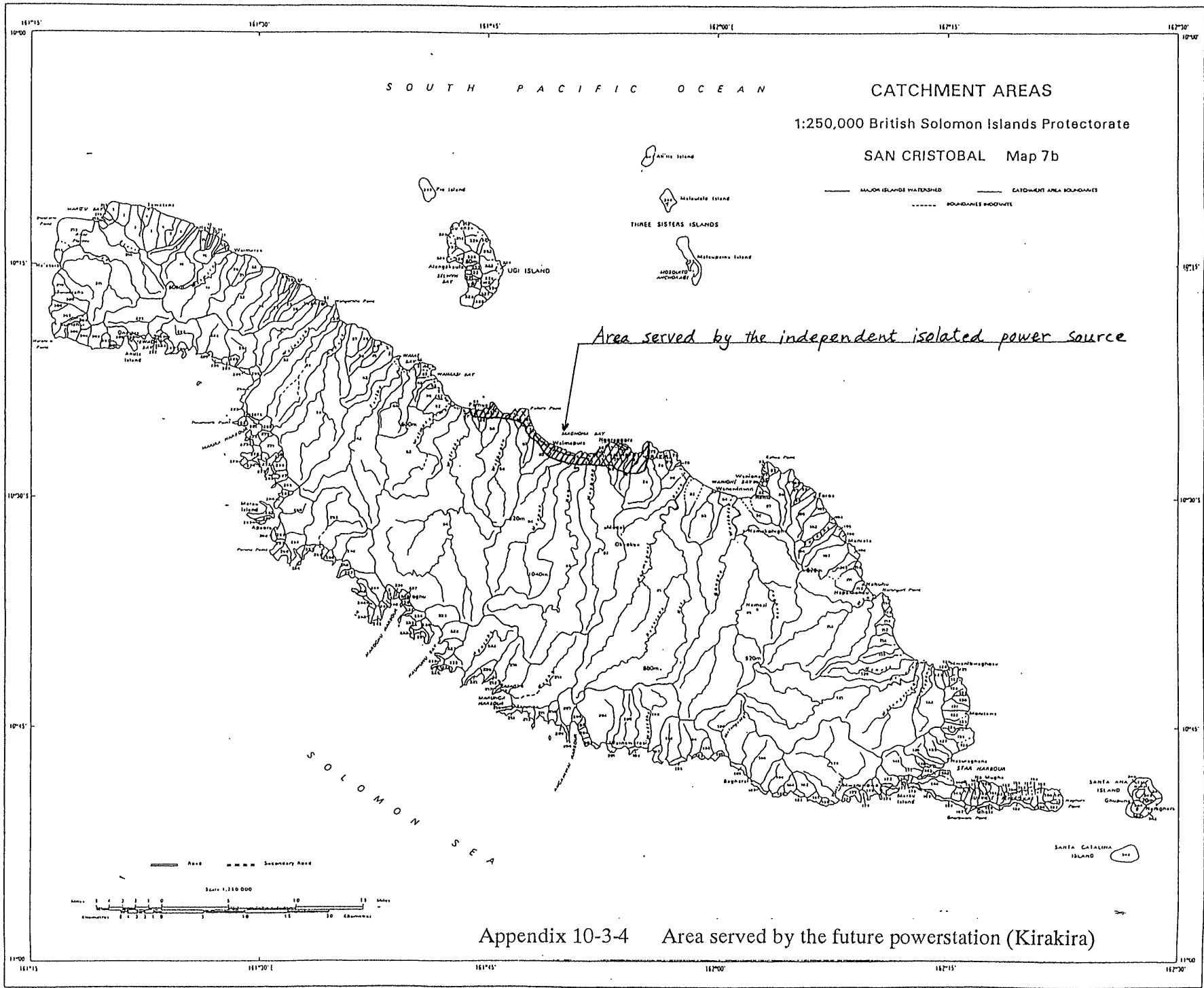
Appendix 10-3-2 Area served by the future powerstation (Auki, Malu'u)



| | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|-----|
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 | 19 | 20 | 21 | 22 | 23 | 24 | 25 | 26 | 27 | 28 | 29 | 30 | 31 | 32 | 33 | 34 | 35 | 36 | 37 | 38 | 39 | 40 | 41 | 42 | 43 | 44 | 45 | 46 | 47 | 48 | 49 | 50 | 51 | 52 | 53 | 54 | 55 | 56 | 57 | 58 | 59 | 60 | 61 | 62 | 63 | 64 | 65 | 66 | 67 | 68 | 69 | 70 | 71 | 72 | 73 | 74 | 75 | 76 | 77 | 78 | 79 | 80 | 81 | 82 | 83 | 84 | 85 | 86 | 87 | 88 | 89 | 90 | 91 | 92 | 93 | 94 | 95 | 96 | 97 | 98 | 99 | 100 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|-----|

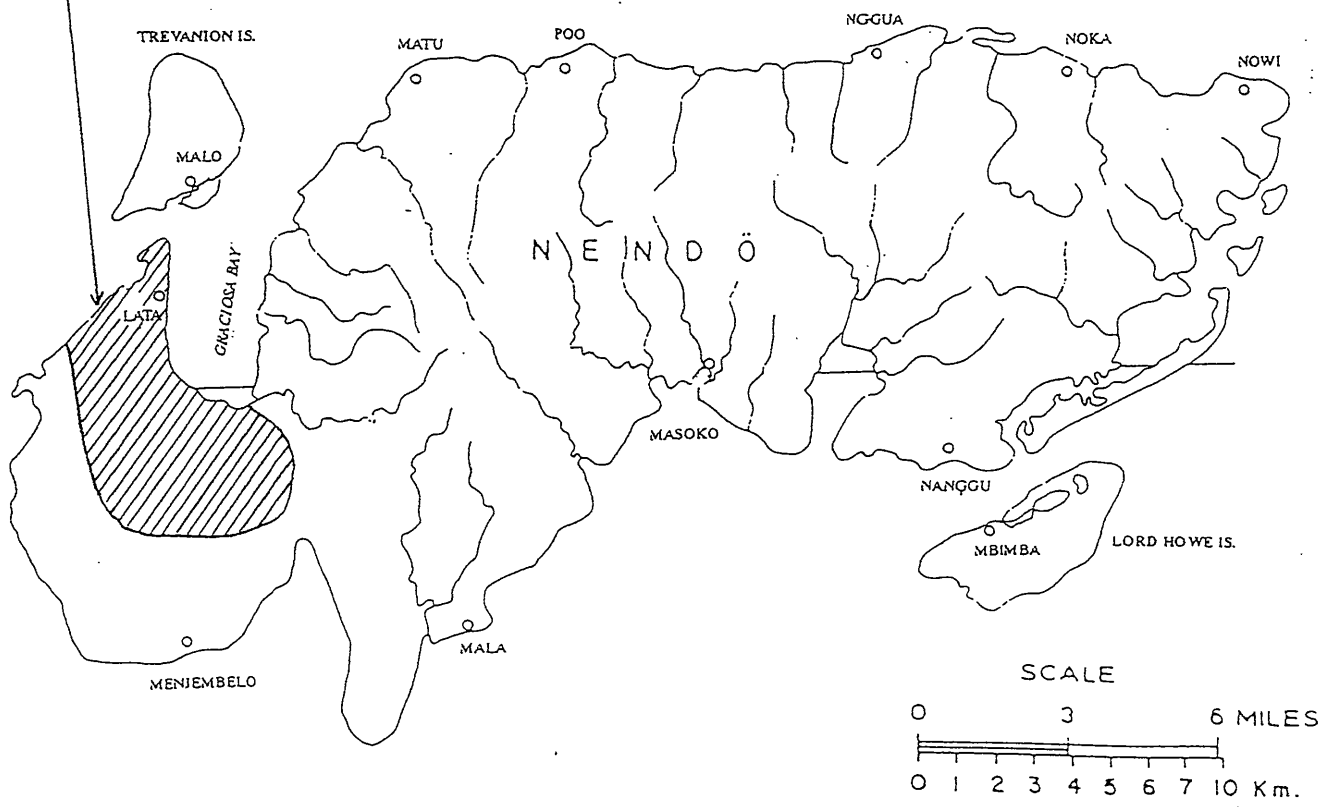
10-10

Appendix 10-3-3 Area served by the future powerstation (Buala)



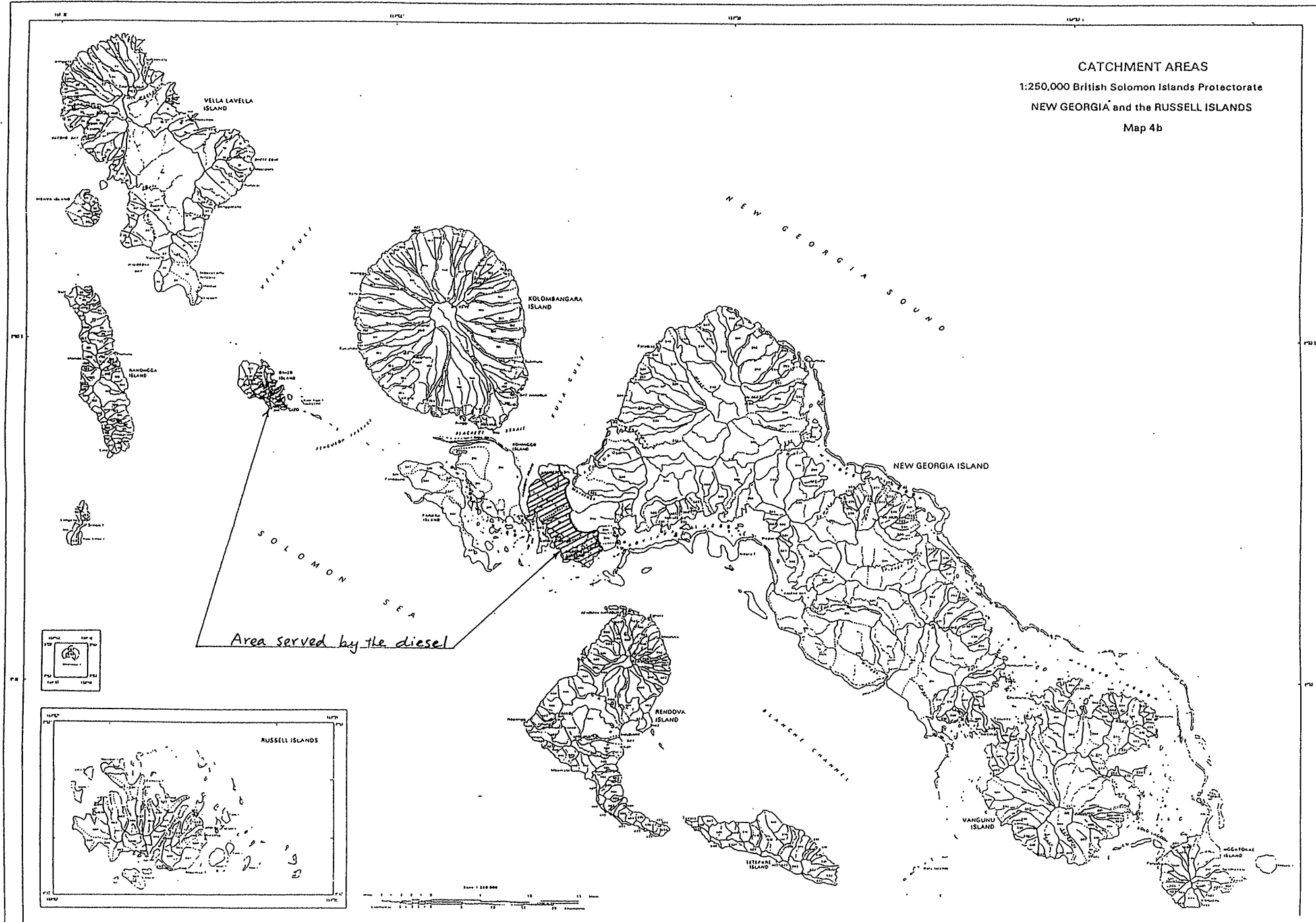
10-11

Area served by the independent isolated power source



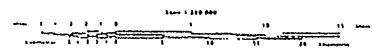
Appendix 10-3-5 Area served by the future powerstation (Lata)

CATCHMENT AREAS
 1:250,000 British Solomon Islands Protectorate
 NEW GEORGIA and the RUSSELL ISLANDS
 Map 4b



Area served by the diesel

RUSSELL ISLANDS



Appendix 10-3-6 Area served by future powerstation (Gizo, Munda-Noro)

10-13

13

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、管理にとって鍵となる要素である。この章では、農村電化促進に対する組織体系計画立案のためのデータ、情報、分析を提供し、電化促進のための組織制度体系を提言する。

11.1 電力セクター関係者の概観

Fig. 11-1 は、同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。

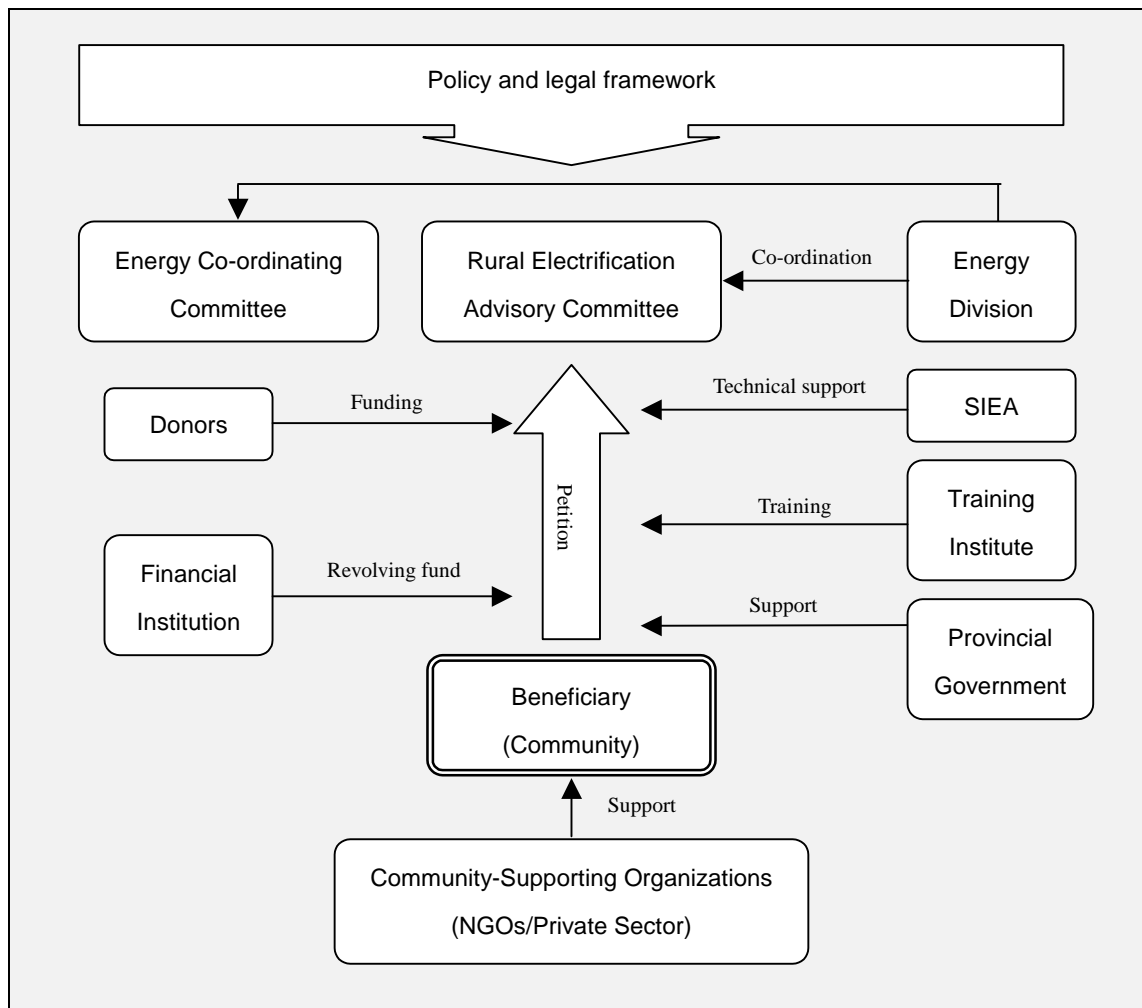


Fig. 11-1 Institutional framework of rural electrification

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、組織制度の計画への課題が提言、分析され、今後の組織・制度構築への基礎となる。ここで触れる論点は、以下の Fig. 11-2 に示されている。

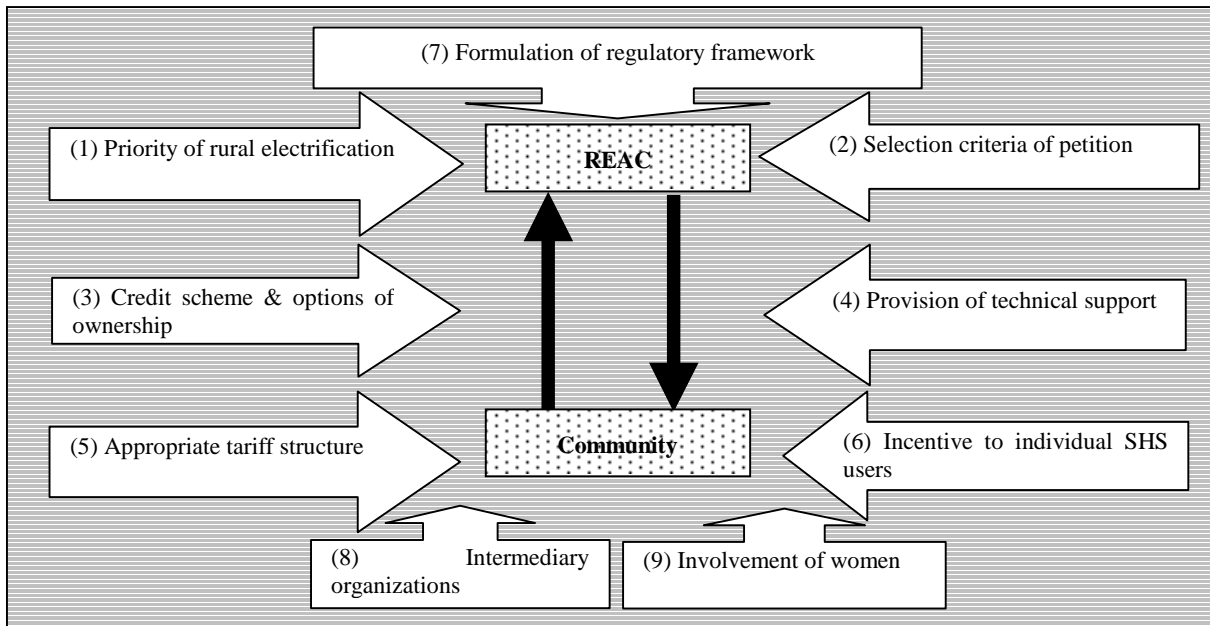


Fig. 11-2 Planning issues for rural electrification

(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。Table 11-2 は、潜在的ターゲットを比較したものである。

Table 11-2 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

(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。「国家エネルギー政策ガイドライン」は、この目的のため、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、メインレポートで詳細に議論される。

(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。金融機関支店の設置も、首都および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。

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。

(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。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。

(5) 適切な料金体系

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、料金残額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 年以内で支払を終えたとしても、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、費用の負担を押しさえるとともに、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。

(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。

(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。

(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。電力庁支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。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。

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。

(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、村委員会に女性メンバー1 人を抱えていた例が1 つあっただけである。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) プロジェクト実施のスケジュール、(2) REAC の機能、(3) 請願書の審査、(4) ワークショップからなる。

農村電化組織・制度体系の原則

(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し、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するよう努力がなされるべきである。これが実現できれば、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。

(1) 農村電化プロジェクト実施のスケジュール

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。

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・機関の興味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。

(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。

- | |
|--|
| <ol style="list-style-type: none">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 |
|--|

(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。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、項目にまとめて挙げておく。

請願書に必要な情報

- | |
|---|
| <ol style="list-style-type: none">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 |
|---|

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

第 1 2 章 經濟・財務分析

第 12 章 経済・財務分析

12.1 長期限界費用の策定及び電気料金の検討

(1) 長期限界費用の策定

長期限界費用とは、長期電力拡張計画において、一単位の電力量需要増(1kWh 当りの増分)に対する平均的費用の増分を表し、電気料金の基礎数値となる。長期限界費用は、その算出ベースの違いにより以下の 2 種類に分けられる。この内、電気料金検討の基礎数値として LRAIC を用いることとする。

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

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

本調査においては、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した。算出結果は以下の通り。

LRAIC US\$0.1791/kWh (SB\$0.8956/kWh)

LRMC US\$0.1922/kWh (SB\$0.9609/kWh)

(2) 電気料金に関する検討

最適供給計画における電気料金は、発電原価に対する一定のマージン率を考慮し、上記 LRAIC + 5.0%を推奨する。本章では、各電力供給地域について電気料金を算出し、その上で最適供給計画全体の統一電気料金を算出した。

最適供給計画における電気料金は全国一律とし、LRAIC + 5.0%である US\$0.1881/kWh (SB\$0.9403/kWh) を推奨する。この電気料金は現行の SB\$0.7918 に比べ、約 19%高い水準である。本章における財務分析はすべてこの電気料金を使用して行った。

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・財務分析を行った。分析には、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の合計値を用いて行った。

(1) 財務分析

財務費用 : 最適供給計画 (2000 ~ 2018 年) に含まれる全ての小水力発電所及びディーゼル発電所の建設費及び O&M 費用の合計

財務便益：売電電力量 × 推奨電気料金 (US\$0.1881/kWh)

対象期間：2000～2063年の合計64年間

財務収益率：FIRR = 8.38%

財務妥当性：ソロモン諸島国における1992年～1998年までの実質金利3.8%を上回っているため、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。

(2) 経済分析

経済費用：上記財務費用を変換係数を用いて経済費用に変換した数値

経済便益：売電電力量 × 支払意志額 (US\$0.1958/kWh)

対象期間：2000～2063年の合計64年間

経済収益率：EIRR = 9.63%

財務妥当性：ソロモン諸島国における社会的割引率8.0%を上回っているため、最適供給計画は経済的に見てフィージブルであると判断される。

(3) 小水力発電候補地点の経済・財務分析

本調査団の調査対象である10個所の小水力発電候補地点の経済・財務分析を行った。

財務便益：上記推奨電気料金

経済便益：ディーゼル発電所を代替火力としたコスト節約分

FIRR と EIRR の計算結果は以下の通り。

Table 12-2 小水力発電の FIRR 及び 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% |

12.3 地方電化計画の経済・財務分析

地方電化計画はSHSの普及が中心となる。SHSは同一規格の場合は設備費、工事費及びO&M費用はすべて同一とみなし、SHSの台数が1台であっても複数台であっても、その財務収益性及び経済性は同一とみなす。

(1) 財務分析

財務費用：SHS(36Wp, 55Wp, 75Wp)の市場価格(課税、非課税)並びにバッテリー、チャージコントローラーの交換費用、O&M費用

財務便益：頭金SB\$150、月額SB\$10～SB\$100を想定

耐用年数：20 年、バッテリーは7年、チャージコントローラーは10年
 財務収益率：以下の通り

Table 12-3-1 SHS の各料金における FIRR (非課税価格の場合)

| 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% |

(2) 支払意志額及び SHS の料金設定

SHS に対する支払意志額は、貧困層で月額 B\$10 ~ 20 程度と推定された。ソロモン農村部の電化という目的の為に、SHS 料金をこれに近い水準に設定する。

頭金 US\$20 (SB\$100)、月額 US\$2.00 ~ 3.00 (SB\$10.00 ~ 15.00)

この場合、FIRR は大幅なマイナスとなり、財務的には採算が合わない。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。

(3) 経済分析

経済費用：財務費用の非課税価格を用いる。

経済便益：(1) 小型ディーゼル発電所コストの節約分

(2) SHS の効用をケロシンランプと乾電池の節約分で推定した値

経済収益率：(1) の場合 EIRR = -1.41%

(2) の場合 EIRR = 11.38%

12.4 資金調達計画及び返済計画

本節では、最適供給計画及び地方電化計画に必要な建設資金の資金調達及び返済計画につき、キャッシュフロー・シミュレーションを用いて分析を行った。

(1) 過去の資金調達及び返済状況

無償資金 英国、台湾、日本、ドイツ、ニュージーランド

有償資金 国家共済基金(NPF)、ADB (1987, 1993 の2回) 合計 US\$8.98mil

返済状況 1997年より、全ての有償資金借款がデフォルト状態

(2) 最適供給計画の資金調達・返済計画

建設費総額：US\$172mil (2000 ~ 2018)

調達計画：上記建設費を以下の内訳により調達することを推奨する。

借款 US\$100mil、無償資金 US\$29mil、自己資金 US\$43mil

借款条件 : 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
US\$20mil を超える大型プロジェクトはすべて借款による。
無償資金 : US\$10mil 以下の小規模プロジェクトに限定

(3) 地方電化計画の資金調達・返済計画

設備費総額 : パイロットスキーム (2001 ~ 2003) 総額 US\$0.37mil
全国大拡大スキーム (2005 ~ 2018) 総額 US\$5.2mil (US\$0.37mil / 年)
調達計画 : パイロットスキームは無償資金を活用。
全国大拡大スキームは初年度の一括借款とし、REAC が資金をリボルビング・ファンドとして管理・運用する。

地方電化基金の導入

SHS 料金の不足分を、最適供給計画の電気料金に上乗せして徴収することを提言する。上乗せ分は SIEA が一旦徴収し、REAC の口座に振り込まれるものとする。

| | | |
|----------------|------------|--------------|
| 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) |

SHS 設置台数の今後の拡大を図るために、無償資金導入を推奨する。

12.5 SIEA の財務分析

SIEA の財務状況は、燃料費や部品等のコスト高、金利、為替差損負担及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。

売電収入：1997 年度 SB\$35.5mil(US\$7.1mil)

売電量(約 60GWh)の内訳は以下の通り。

住宅用 24%、商業・工業 62.2%、政府機関 11.3%、その他 2.4%

電気料金：1993 年以降 5 年間据置かれ、1999 年に約 23% (1998 年 10 月 10%、1999 年 8 月に 12% ~ 13%の値上げ実施。

売電費用：燃料費・潤滑油(約 45%)、減価償却費、人件費、修繕費(各 15%)
燃料単価は年々上昇傾向

マージン率(売上高営業利益率)：

1994 年度をピークに、1997 年度 0.21%にまで低下。

営業外支出：利払及び為替損失が大きな負担

純利益 / 社内留保：1996 年度より純利益及び社内留保も大幅赤字

資産負債状況：電気料金の滞納が累積しており、売掛金が増大する一方、現預金等の手元流動性が極端に悪化、部品在庫も不足。長期負債の約 80%を ADB 借款が借入金。

ADB の財務要求：

- 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 (ROA) 8.0%以上
- 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

SIEA は、上記の財務要求を満たしておらず、新規資金調達が難しい現状である。今後、電気料金の更なる値上げ、滞納金の徹底徴収などの財務改善策が必要である。