


パプアニューギニア国

# 電力セクター基礎情報収集調査

## ファイナルレポート

平成22年6月  
(2010年)

独立行政法人  
国際協力機構 (JICA)

委託先  
 日本工営株式会社

東大

JR

10-021



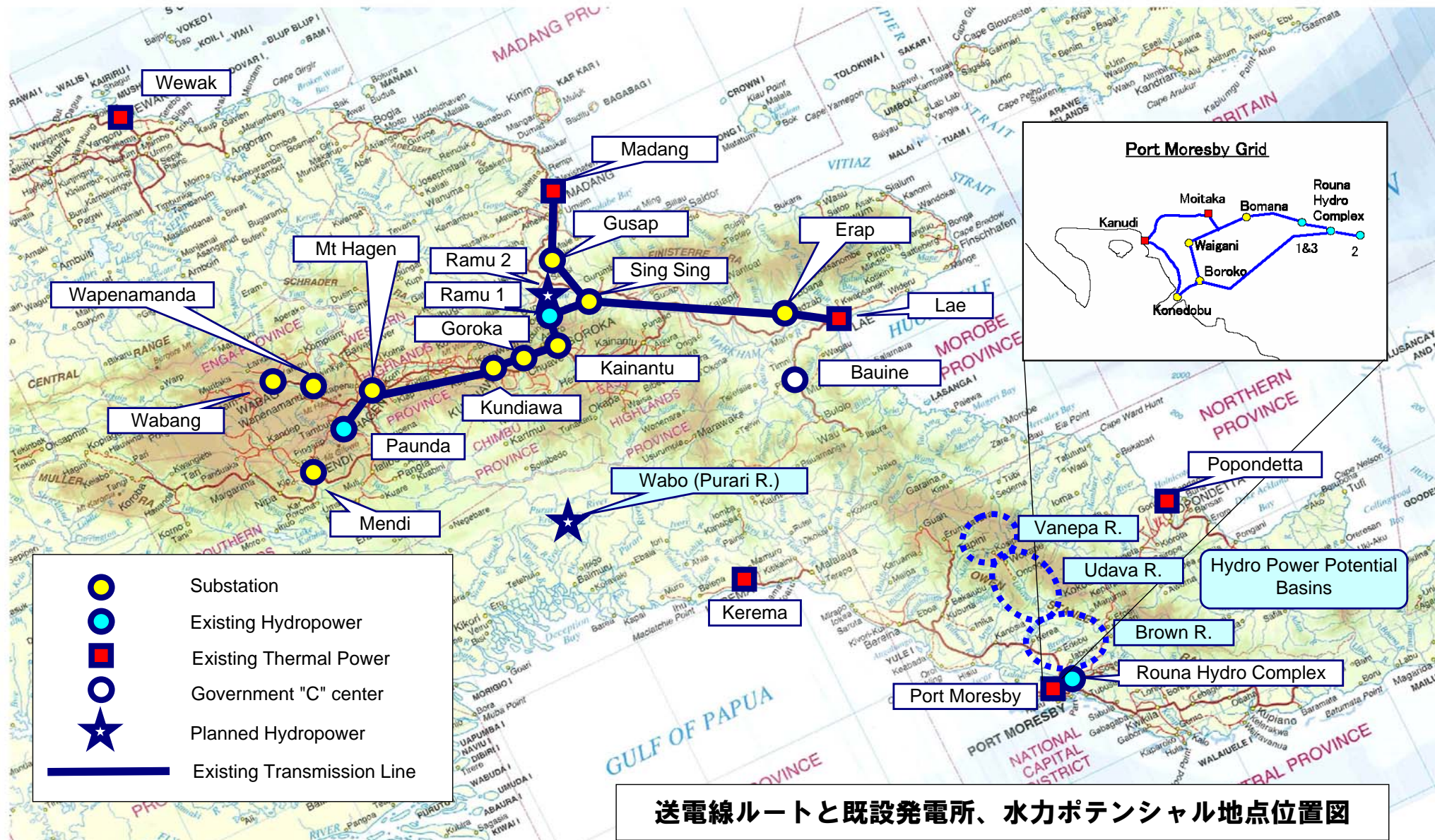
# パプアニューギニア国

## 電力セクター基礎情報収集調査

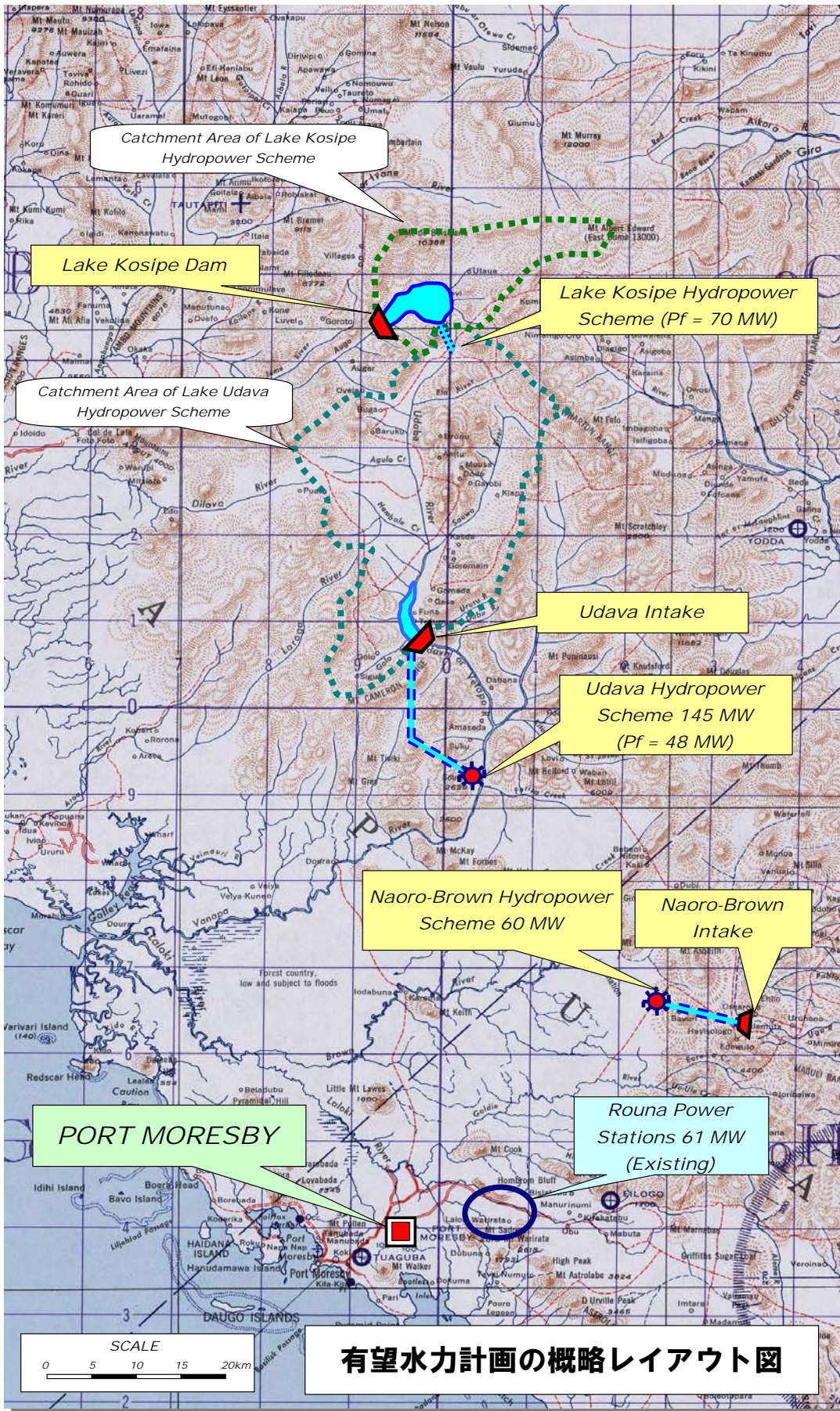
### ファイナルレポート

平成 22 年 6 月





送電線ルートと既設発電所、水力ポテンシャル地点位置図



パプアニューギニア国  
電力セクター基礎情報収集調査

ファイナルレポート

目 次

巻頭図

略語表

要 約

第1章 序

1.1 背景.....	1-1
1.2 調査の目的.....	1-1
1.3 本調査支援機関.....	1-2
1.4 調査工程.....	1-2

第2章 電力セクター

2.1 PNG 電力政策および戦略.....	2-1
2.1.1 政策の進展.....	2-1
2.1.2 電力産業政策.....	2-1
2.1.3 エネルギー政策.....	2-2
2.1.4 農村電化政策.....	2-3
2.2 電力セクターの組織.....	2-4

第3章 電力供給の現状

3.1 一般.....	3-1
3.2 発電設備.....	3-1
3.2.1 全国.....	3-1
3.2.2 Port Moresby 系統.....	3-2
3.2.3 Ramu 系統.....	3-3
3.3 送配電設備.....	3-4
3.3.1 全国.....	3-4
3.3.2 Port Moresby 系統.....	3-4

3.3.3	Ramu 系統	3-8
3.4	電力供給	3-11
3.4.1	全国	3-11
3.4.2	Port Moresby 系統	3-12
3.4.3	Ramu 系統	3-12
3.5	料金体系と電気料金	3-16
3.5.1	料金体系	3-16
3.5.2	電気料金	3-17
3.6	需要	3-18
3.6.1	販売電力量	3-19
3.6.2	需要家数	3-20
3.6.3	電気料金収入	3-21
3.7	既存電力施設の問題点及び TYPDP2009 の主たる開発計画	3-22
3.7.1	既存設備の問題点	3-22
3.7.2	TYPDP2009 の水力計画以外の電力設備整備・建設計画	3-25

#### 第4章 優先電力開発および修復プロジェクト

4.1	10年電力開発計画における発電計画	4-1
4.1.1	10年電力開発計画概要	4-1
4.1.2	ポートモレスビーおよびラム系統の電力需要予測	4-2
4.2	ポートモレスビー系統の発電計画	4-2
4.2.1	ポートモレスビー系統の新規水力発電開発	4-2
4.2.2	Rouna 水力発電システムの修復	4-3
4.3	ラム (Ramu) 系統の発電計画	4-4
4.3.1	ラム (Ramu) 系統の新規水力発電開発	4-4
4.4	他の潜在的な水力発電開発事業	4-4
4.4.1	Wabo 水力発電プロジェクト	4-4

#### 第5章 水力開発計画地点の地質と工学的評価

5.1	パプアニューギニアの地質と地質構造	5-1
5.1.1	三つの地質構造区	5-1
5.1.2	構造区を構成する岩石と工学特性	5-2
5.2	計画中の水力発電地点の地質と工学的評価	5-4
5.2.1	ポートモレスビー系統	5-4

5.2.2	ラム系統 .....	5-11
5.2.3	ワボ発電計画地点の地質 .....	5-15

## 第6章 環境社会配慮

6.1	PNGにおける自然環境、社会環境の概要 .....	6-1
6.2	環境に関連する法令（法律、政令、ガイドライン） .....	6-2
6.3	PNGの水力発電に関わる環境上の法制度ならびに手続き .....	6-3
6.4	開発に伴う用地取得の法制度ならびに手続き .....	6-4
6.5	必要となる環境社会配慮調査ならびに評価 .....	6-6
6.5.1	想定されるプロジェクト地域における環境の概要 .....	6-6
6.5.2	今後想定される調査 .....	6-19

## 第7章 協力のニーズ

7.1	ニーズ評価のアプローチ .....	7-1
7.2	協力の対象となりうる候補事業 .....	7-1
7.3	他のドナー機関の支援政策 .....	7-3
7.3.1	ADB、世界銀行、オーストラリア政府などによる支援動向の把握 .....	7-3
7.3.2	協力のニーズに関する基礎情報収集 .....	7-5

## 第8章 協力のアプローチ

8.1	電力セクターの包括的援助戦略の枠組み .....	8-1
8.2	候補事業の優先度及び協力形態の検討 .....	8-2

付属資料－1 面談者リスト

付属資料－2 WABO PROJECT 概要

付属資料－3 環境関連資料

## 付表目次

表 1.1	現地調査行程表 .....	1-3
表 3.2.1	Port Moresby 系統の発電設備 .....	3-2
表 3.2.2	Ramu 系統の発電設備 .....	3-3
表 3.2.3	Ramu 発電所の運転記録とプラントファクター .....	3-4
表 3.3.1	Port Moresby 系統の既存送電線 .....	3-5
表 3.3.2	Port Moresby 系統の変圧器 .....	3-7
表 3.3.3	Ramu 系統の既存の送電線 .....	3-8
表 3.3.4	Ramu 系統の変圧器 .....	3-9
表 3.4.1	PNG 全体の発生・購入電力量 (GWh) .....	3-11
表 3.4.2	最大電力 (MW) .....	3-12
表 3.4.3	Port Moresby 系統の年発生電力量及び購入電力量(GWh) .....	3-12
表 3.4.4	Port Moresby 系統の月別水力発電実績(GWh) .....	3-14
表 3.4.5	Ramu 系統の年発生電力量及び購入電力量(GWh) .....	3-15
表 3.4.6	Ramu 系統の月別水力発電実績(GWh) .....	3-16
表 3.5.1	2010 年 1 月 1 日から適用されている電気料金 .....	3-19
表 3.6.1	需要家グループ別販売電力量実績(MWh) .....	3-20
表 3.6.2	Port Moresby 系統の販売電力量実績(MWh) .....	3-20
表 3.6.3	Ramu 系統の販売電力量実績(MWh) .....	3-21
表 3.6.4	需要家グループ別需要家数 .....	3-21
表 3.6.5	最低料金を適用された電灯需要家の月平均電力消費量 .....	3-21
表 3.6.6	需要家グループ別電気料金収入(K1000) .....	3-22
表 3.6.7	需要家の支払った単位電気料金 .....	3-22
表 4.1.1	10 年電力開発計画における電力需要予測 .....	4-2
表 4.2.1	POM 系統発電計画要約 .....	4-2
表 4.3.1	Ramu 系統の発電計画要約 .....	4-5
表 5.1	計画地域の地質単元と構成岩石 .....	5-5
表 5.2	ナオロ-ブラウプロジェクトの地質工学的評価 .....	5-8
表 5.3	ウダバプロジェクトの地質工学的評価 .....	5-9
表 5.4	コシペプロジェクトの地質工学的評価 .....	5-10
表 5.5	ワボダム地点を構成する地層と岩石 .....	5-16
表 6.1.1	パプアニューギニアの環境概要 .....	6-1
表 6.5.1	PNG における人口 .....	6-7
表 6.5.2	社会-経済指標 .....	6-8
表 6.5.3	PNG の各州における土地利用 .....	6-9



表 6.5.4	ポートモレスビー電力系統の関連する州の概要.....	6-9
表 6.5.5	ラム電力系統の関連する州の概要.....	6-10
表 6.5.6	ポートモレスビー系統の位置する州内の保護地域.....	6-15
表 6.5.7	ラム系統の位置する州内の保護地域.....	6-15
表 6.5.8	PNG において確認されている種数（名前が確認されているもの）.....	6-16
表 6.5.9	PNG の森林面積.....	6-16
表 6.5.10	PNG における森林およびその他の樹木地の特徴.....	6-16
表 6.5.11	PNG において生物多様性の観点から重要とされる水系.....	6-17
表 6.5.12	PNG の水力発電開発に関連した調査において想定される環境項目.....	6-19
表 6.5.13	PNG において、現在計画されている水力発電開発プロジェクト.....	6-20
表 7.2.1	計画される水力発電事業の概略経済評価指標.....	7-2

## 付図目次

図 2.2.1	パプアニューギニアの電力セクターの組織	2-4
図 3.3.1	Port Moresby 系統の単線結線図	3-6
図 3.3.3	Ramu 系統の単線結線図	3-10
図 3.4.1	Port Moresby 系統の電源の発電状況	3-13
図 3.4.2	Port Moresby 系統の平日及び日曜日の日負荷曲線	3-13
図 3.4.3	Ramu 系統の電源の発電状況	3-15
図 3.4.4	ラム系統及び Lae システムの日負荷曲線	3-16
図 4.1	Port Moresby 系統の水力開発計画位置図	4-7
図 5.1	パプアニューギニア本島の地質構造区と水力開発地点	5-1
図 5.2	パプアニューギニア地震動危険度分類図	5-4
図 5.3	ナオロ-ブラウン計画概念断面図	5-7
図 5.4	ウダバプロジェクトの概略断面図	5-8
図 5.5	コシペプロジェクトの概略断面図	5-10
図 5.6	Ramu 2 地質概要ならびに縦断面図	5-14
図 5.7	Wabo 計画地域の地質図	5-17
図 6.2.1	PNG における環境調査の流れ	6-2
図 6.4.1	PNG における用地取得 (Customary Land) の手続き	6-6
図 6.5.1	PNG における保護区の分布	6-14
図 6.5.2	生態学的に不明な地域	6-17
図 6.5.3	生物多様性の観点から PNG において生物学的に重要な沿岸地域と流域	6-18
図 6.5.4	PNG における生物多様性の高い地域および 13 の湿地	6-18

略語表

略語	英語	日本語
ADB	Asian Development Bank	アジア開発銀行
BCM	Billion Cubic Meter	10の12乗立方メートル
CSOs	Community Service Obligations	コミュニティサービス義務
DEC	Department of Environment and Conservation	環境保全省
DNPM	Department of National Planning and Monitoring	国家計画監視省
DPE	Department of Petroleum & Energy	石油エネルギー省
DSE	Department of State Enterprise	国営企業省
EIP	Electricity Industry Policy	電力産業政策
EIR	Environmental Inception Report	環境インセプションレポート
EIS	Environment Impact Statement	環境影響報告書
EMC	Electricity Management Committee	電気管理委員会
EP	Energy Policy	エネルギー政策
ETF	Electricity Trust Fund	電力信託基金
F/S, FS	Feasibility Study	フィージビリティスタディ、事業化調査
FGDs	Focus Group Discussions	フォーカスグループディスカッション
GDP	Gross Domestic Product	国内総生産
GWh	Giga Watt Hour	ギガワット時 (100万キロワット時)
HFO	Heavy Fuel Oil	燃料用重油
ICCC	Independent Consumer & Competition Commission	消費者競争独立委員会
ICDC	Industrial Centers Development Corporation	産業センター開発会社
ILG	Incorporated Land Group	土地所有者グループ
IMF	International Monetary Fund	国際通貨基金
IPA	Investment Promotion Authority	投資促進局
IPBC	Independent Public Business Corporation	独立公共事業公社
IPP	Independent Power Producer	独立電気事業者
JICA	Japan International Cooperation Agency	国際協力機構
K/PNGK	Kina	キナ
kVA	Kilo Volt Ampere	キロボルトアンペア
kWh	Kilo Watt Hour	キロワット時
LLG	Local Level Government	地方政府
LNG	Liquefied Natural Gas	液化天然ガス
LPG	Liquefied Petroleum Gas	液化石油ガス
LV	Low Voltage	低圧 (電圧)
MTDS	Medium Term Development Strategy	中期開発戦略
MV	Medium Voltage	中圧 (電圧)
MVA	Mega Volt Ampere	100万ボルトアンペア
MW	Mega Watt	メガワット
MWh	Mega Watt Hour	メガワット時 (1,000キロワット時)

NADP	National Agriculture Development Plan	国家農業開発計画
NARI	National Agriculture Research Institute	国立農業研究所
NCD	National Capital District	首都区
NEP	National Energy Policy	国家エネルギー政策
NISIT	National Institute of Standards and Industrial Technology	パプアニューギニア標準・技術局
NSO	National Statistics Office	国家統計局
OLPLLG	Organic Law on Provincial and Local Level Governments	州および地方レベル政府基本法
OTML	Ok Tedi Mine Limited	オクテディ鉱山会社
PNG	Papua New Guinea	パプアニューギニア
PNG Dams	PNG Dams Ltd	PNG ダム会社
PNGFA	Papua New Guinea Forest Authority	パプアニューギニア林業局
PNGSDP	PNG Sustainable Development Program	PNG 持続可能な開発プログラム
PNGSEL	PNG Sustainable Energy Limited	PNG 持続可能エネルギー会社
PNGTPA	Papua New Guinea Tourism Promotion Authority	観光促進局
POM	Port Moresby	ポートモレスビー
PPL	PNG Power Limited	PNG 電力公社
PPP	Public Private Partnership	官民連携
PSDP	Papua New Guinea: Power Sector Development Plan	PNG 電力セクター開発計画
REP	Rural Electricity Policy	農村電化政策
SBDC	Small Business Development Corporation	中小企業開発公社
SME	Small to Medium Enterprises	中小企業
TFP	Total Factor Productivity	全要素生産性
TOR	Terms of Reference	業務内容
TPA	Tourism Promotion Authority	観光促進局
TYPDP 2009	National & Provincial 10 Year Power Development Plan 2009-2018 by PPL	国家及び州別電力開発 10 年計画
WMA	Wildlife Management Area	野生管理区
WTP	Willingness to Pay	支払意志額調査

為替レート

USD1 = Kina 2.678, JPY10 = Kina 0.2847

2010年4月30日現在

## 要 約

### 1. 背景

パプアニューギニア(PNG)国の経済は、2007年～2008年期に年率6%を超える成長を達成した。国家およびプロビンス10年電力開発計画2009-2018では、電力販売量を年平均成長率4.13%とし、2009年の801.4 GWh から2018年には1,139.6 GWhへ増加、最大電力需要は、2009年の182.33 MW から2018年の256.18 MWへ増加すると予測している。都市部、特に首都ポートモレスビー (Port Moresby) と第二の都市レイ (Lae) の電力需給バランスはさらに悪化するとしている。ポートモレスビーでは主に発電施設の容量不足から、レイでは既存発電施設と送電・配電システムの信頼性の低さから電力供給が不安定な状態にある。国家エネルギー政策(NEP 2006)は、経済成長と再生可能エネルギー利用の拡大を支える十分な電力供給の増強を目的としている。

### 2. 調査の目的

本調査の目的は次のとおり。

- (1) パプアニューギニア国の電力セクターへの協力の効果および実現可能性等を勘案し、ポートモレスビー系統とラム系統へ電力を供給する水力発電を対象とした協力の可能性を検討する。
- (2) ADB による現行の調査内容を踏まえつつ、ポートモレスビー系統とラム系統への水力による電源開発に焦点を当て、具体的な協力に向けた基礎情報を収集する。

### 3. 調査工程

調査団は、4月14日から5月15日まで現地調査を実施した。その間ポートモレスビー系統とラム系統の現地踏査と運転維持管理の診断と聞き取り、関連する水力発電事業地点の現地視察を実施した。

### 4. PNG 電力政策

2008年以來基本となる三つの政策が石油エネルギー省 (DPE) のエネルギー部門で策定された。これらは、電力産業政策、エネルギー政策および農村電化政策である。関連性がある政策は、官民連携 (PPPs)政策である。電力産業政策(EIP、2009年8月版)は、今年中の発効を予定している。電力供給の監督機関は、ICCC 法 2002 に基づき消費者競争独立委員会 (ICCC) である。その監督機能は、技術的規制と料金制度等の経済的規制により構成され、ICCC は、2002年以來技術的規制機能を PNG 電力公社に委任してきたが、徐々に石油エネルギー省に移管する計画である。料金制度等の経済的規制は、ICCC の管轄下にある。

DPE の電力産業政策では発電市場は、民間へ開放することとなる。

電力産業政策(EIP August 2009)の最重要課題は、次項を含む。

- (a) 第三者機関の参入を可能とする競争と開発の振興
- (b) 農村電化の重点政策
- (c) 第三者機関の参入に対する規制と上限価格実施に関する規制整備EIPの実施
- (d) 電力セクターへの補助金提供政策の継続
- (e) EIPでPNG電力公社 (PPL) に付与された独占的条項
- (f) 電力系統への第三者機関の供給参入の可能性

## 5. ポートモレスビー系統の現状と課題

ポートモレスビー系統は、送電系統の一般的な信頼度の判定に用いられる N-1 基準を満たしており、良い状況にある。但し、需要の増加に伴い、既存の変電所の負荷軽減のための変電所の増設及び既存の送電線の送電容量増加等の増強工事が必要になる。また Boroko、Konedobu 変電所の負荷集中を分散し、送配電損失を低減するために、新規変電所の建設が必要である。2008 年以降の急激な電力需要増対策として、再生可能エネルギー政策を考慮し、水力発電事業の実施が早急に必要である。

## 6. ラム系統の現状と課題

ラム送電系統は樹枝状に Ramu 変電所より 1 回線送電線が延伸された初期的な系統であり、供給信頼度の N-1 基準を満たしていない。また夫々の送電線路は長く、単相再閉路方式が適用されていないため故障による送電停止が多く、安定した電気の供給が困難な状況にあると判断される。特に、Ramu 系統の約 2/3 の需要を持つ Lae 地区への電力供給状況は深刻であり、早急な供給信頼度向上対策が必要。具体的には、送電線路の 2 回線化、再閉路方式を適用した保護システムの改善、通信回線の整備等が必要である。また電力需要増に対応した水力発電の投入が必要である。

## 7. 優先事業への協力のニーズ

協力のニーズ検討の対象案件として次に示す優先事業を提言する。

### ポートモレスビー系統

- i. Sirinumu ダムとサドルダムの安定性に関する点検 (Rouna 水力発電所の水源)
- ii. Naoro-Brown 水力発電 (60 MW) 又は Udava 水力発電 (58-145 MW)
- iii. Lake Kosipe 水力発電 (30 MW)
- iv. Rouna 1 水力発電所 (8MW)の修復

### ラム系統

- i. ラム系統の 132 kV 送電線拡張と関連送配電系統の修復に関するマスタープラン
- ii. 運転・維持・管理の能力強化
- iii. Ramu 2 水力発電 (60-240 MW)

### その他

- i. Wabo 水力発電 (1,800 MW)

ポートモレスビー系統の緊急課題は、Sirinumu ダム関連サドルダムの基礎鞍部下流面の漏水の安全性点検である。サドルダムの破堤リスクがあるため、ドナー間で情報を共有、早急に専門家を派遣し、緊急対策を検討する必要がある。F/S を実施中の Naoro-Brown 水力発電は、Udava 水力発電より優位になる可能性が高い。Rouna 1 水力発電所の修復は、自己資金で実施できる可能性がある。ラム系統の最優先課題は、132 kV ラム系統送電線および関連送配電システムの拡張と修復である。この送配電系統の拡張と修復を実施しなければ、新規の水力発電施設を投入しても電力の安定供給は実現しない。抜本的対策を調査・立案し、具体的に実施計画を立案する包括的マスタープランの作成とその実施が必要である。Ramu 2 水力発電所は投資効率が低い。ポートモレスビー系統とラム系統の運転・維持・管理能力強化対策も検討する必要がある。Wabo 水力発電は民間投資事業として推進され始めているが、世銀は、巨大事業に伴う環境社会配慮、土地取得問題、さらに国家開発計画、雇用政策と関連し、国の監督下で事業を推進することを提言している。

## 8. 優先水力発電事業の概略地質評価

水力開発計画地点の内、Naoro-Brown 水力、Udava 水力、Lake Kosipe 水力、Ramu 2 水力は変動帯に、Wabo 水力は卓状地に位置する。これらの地形地質は水力発電事業の基礎地盤として安定しているが、個々の事業地点には地盤工学上注意を要する事項が認められる。ただし技術的に解決可能な範囲である。

## 9. 環境社会配慮

環境法 (Environmental Act 2000, 修正 2002)によって、環境アセスメント対象事業の実施者は環境許可の取得が義務とされ、事前に環境影響報告書(EIS)を環境保全省に提出する必要がある。対象事業については対象事業に関する環境規定 2002 によって規定されている。規定における分類では、レベル 2 またはレベル 3 の事業、ならびにレベル 2 からレベル 3 へ変更となるような拡張事業の実施者は、環境許可が必要である。選定された優先水力発電事業と送電線拡張事業は、いずれも環境影響報告書の提出と環境許可の対象になる。

PNG の豊かな生物多様性は世界的に知られるが、それらの研究はまだ限られており 26,000 種が知られている程度である (IUCN2008)。実際は 40 万種ないし 70 万種が生息すると推定され、世界の 1%の面積に地球上の 5%以上の種が生息していると言われていること

から、自然環境への配慮は特に注意が必要である。

一般的に公共事業では2種類の用地取得の手続きがある。それらは、1)強制的用地取得手続きと、2)合意による完全な用地取得手続きである。これらは用地法 1996 (Land Act 1996) において規定されており、土地所有者には両手続きにおいて補償が行われる。PNG 電力公社が実施する水力発電事業の用地取得では、原則的に後者の完全な用地取得として、所有者との交渉に基づく合意によって行われる。慣習的土地 (Customary Land)における土地利用に関する情報は特に限られており、住民の生活への影響を評価する上でも、プロジェクトの計画に伴う社会経済調査において充分考慮される必要がある。慣習的土地の用地取得には、一連の手続きに時間がかかるのが一般的である。



## 第1章

### 序

#### 1.1 背景

パプアニューギニア（PNG）国の経済は、2007年～2008年間に年率6%を超える成長を達成した。国家およびプロビンス10年開発計画2009-2018（PNG電力公社2009年11月）は、電力販売量を年平均成長率4.13%とし、2009年の801.4 GWhから2018年の1,139.6 GWhへ増加すると予測している。最大電力需要は、2009年の182.33 MWから2018年の256.18 MWへ増加すると予測している。都市部、特に首都ポートモレスビー（Port Moresby）と第二の都市レイ（Lae）の電力需給バランスはさらに悪化することが予想される。ポートモレスビーでは主に発電施設の容量不足と配電網の維持管理から、レイでは既存発電施設と送電・配電システムの信頼性の低さから電力供給が不安定な状態にある。

国家エネルギー政策（NEP 2006）は、経済成長と再生可能エネルギー利用の拡大を支える十分な電力供給の拡大を目的としている。PNG政府は、援助機関と共に発電プロジェクトと送電配電システム施設の整備を実施している。アジア開発銀行（ADB）は、2007年以来電力セクターの開発計画の策定とその実施を支援している。本JICA調査は、PNG国の国家および首都圏、セントラル・プロビンスの系統、ラム系統、Gazelle系統、ウエスタン・プロビンス、他のプロビンスおよび点在するシステムの内、主たる電力系統であるポートモレスビー（Port Moresby）システムとラム（Ramu）システムに対する水力資源開発を含めた技術・資金支援協力のニーズを確認することを構想している。

#### 1.2 調査の目的

本調査の目的は次の二つである。

- (1) パプアニューギニア国の電力セクターへの協力の効果および実現可能性等を勘案し、ポートモレスビー系統とラム系統へ電力を供給する水力発電を対象とした協力の可能性を検討する。
- (2) ADBによる現行の調査内容を踏まえつつ、ポートモレスビー系統とラム系統への水力による電源開発に焦点を当て、具体的な協力に向けた基礎情報を収集する。

本調査の業務内容（TOR）は次の事項を含む。

1. 関連機関へのインセプションレポートの説明と協議

2. 電力セクターの現況と課題の分析
3. 協力のニーズの確認
4. 協力可能分野の選定と協力のアプローチの検討
5. ドラフトファイナルレポート（案）作成と JICA パプアニューギニア事務所およびパプアニューギニア国関係者への報告

収集情報・データの編集と分析は、i) 既存施設の拡張と修復（発電施設、送配電施設）、ii) 新規電力開発、および iii) 発電・送変電施設の運転維持管能力の強化の三つの視点から行った。

### 1.3 本調査支援機関

本調査は、パプアニューギニア政府（GoP）、国家計画監視省（Department of National Planning and Monitoring, DNPM）、独立公益事業公社（Independent Public Business Corporation, IPBC）および PNG 電力公社（PNG Power Limited, PPL）の支援を得た。特に PNG 電力公社は、情報・データ・報告書の収集、既存施設の点検インタビュー調査、計画水力発電事業地点の踏査、およびポートモレスビー本社での作業事務所の提供を含めた広範な支援を提供した。

### 1.4 調査工程

調査団は、4月14日から5月15日まで現地調査を実施した。その間ポートモレスビー系統とラム系統の現地踏査と運転維持管理の診断と聞き取りを実施した。また関連する水力発電事業地点の現地視察も実施した。調査工程を表 1.1 に示す。調査団員の構成は次のとおり。

担当分野	氏名	所属
総括/水力発電計画	水谷 元啓	日本工営株式会社
系統開発計画	宮川 喜章	日本工営株式会社
地質・地盤工学	衛藤 正敏	日本工営株式会社
環境社会配慮	飯山 一男	日本工営株式会社
業務調整	佐々木 哲弘	日本工営株式会社

調査団に情報やデータを提供した面談者リストを付属資料-1に示す。

表 1.1 現地調査行程表

			調査団共通	詳細
4月14日	水	1	現地調査期間スタート	第一陣：成田発(水谷、宮川)
4月15日	木	2	POM着	第一陣：POM着(水谷、宮川) JICA/IPBC面談(水谷、宮川)
4月16日	金	3		DNPM/ADB/PPL面談(水谷、宮川)
4月17日	土	4		第二陣：成田発(衛藤、飯山)、マニラ発(佐々木)
4月18日	日	5		第二陣：POM着(衛藤、飯山、佐々木)
4月19日	月	6		PPL内事務所立ち上げ
4月20日	火	7		
4月21日	水	8	Port Moresby 系統調査・	ワボ水力現地視察(水谷、衛藤)
4月22日	木	9	情報収集整理	
4月23日	金	10		Port Moresbyの変電所・発電所視察(宮川)
4月24日	土	11		
4月25日	日	12		Naoro-Brown水力現地調査(水谷、宮川、衛藤、飯山、佐々木)
4月26日	月	13		
4月27日	火	14	Ramu系統及び Lae地区 調査・情報収集	POM発-Lae着、Lae関係者と面談及びMilfold 火力発電所視察(水谷、宮川、衛藤、飯山、佐々木)
4月28日	水	15		Yonkiダム、Ramu水力現地調査及び聞き取り、(水谷、宮川、衛藤、飯山、佐々木)、Ramu発-Lae着(衛藤、飯山)
4月29日	木	16		Ramu発電所調査・聞き取り、運転記録収集、修理工場・部品倉庫等視察、Ramu-Lae、太平洋セメント視察・面談(水谷、宮川、佐々木)、Lae発-POM着(衛藤、飯山)
4月30日	金	17		Lae関係者と協議、発電設備運転記録収集(宮川)、Lae発-POM着(水谷、佐々木)
5月1日	土	18		Lae発-POM着(宮川)
5月2日	日	19		
5月3日	月	20		
5月4日	火	21		Rouna水力現地調査、発電所維持管理聞き取り(水谷、宮川、衛藤、飯山、佐々木)
5月5日	水	22		
5月6日	木	23	Port Moresby 系統調査・	
5月7日	金	24	情報収集整理	
5月8日	土	25		
5月9日	日	26		
5月10日	月	27		DFR案作成
5月11日	火	28		
5月12日	水	29		説明資料作成
5月13日	木	30		調査結果報告会 PPL/JICA/DNPM/IPBC/PNG EDL/OE/HTC(水谷、宮川、衛藤、飯山、佐々木) DNPM面談(水谷、宮川)
5月14日	金	31		大使館進捗報告(水谷、宮川、衛藤、飯山、佐々木) JICA/ADB面談(水谷、飯山) IPBC/DPEnt(佐々木)
5月15日	土	32	現地調査期間終了	事務所整理、POM発-成田着(水谷、宮川、衛藤、飯山)
5月16日	日	33		
5月17日	月	34		DPE/大使館面談(佐々木)
5月18日	火	35	契約外現地調査	DNPM/JICA面談、DEC訪問(佐々木)
5月19日	水	36		PPL CEO面談、DNPM面談(佐々木)、POM発-成田着(佐々木)

略語リスト	
POM	Port Moresby
JICA	Japan International Cooperation Agency
ADB	Asian Development Bank
IPBC	Independent Public Business Corporation
DNPM	Department of National Planning and Monitoring
PPL	PNG Power Ltd.
PNG EDL	PNG Energy Development Ltd.
OE	Origin Energy Ltd.
HTC	Hydro Tasmania Consulting
DPEnt	Department of Public Enterprise
DPE	Department of Petroleum and Energy
DEC	Department of Environment and Conservation

## 第2章

### 電力セクター

#### 2.1 PNG 電力政策および戦略

##### 2.1.1 政策の進展

2008年以来基本となる三つの政策が石油エネルギー省のエネルギー部門 (the Energy Division of the Department of Petroleum and Energy, ED-DPE) で策定され、政府と関連ステークホルダー内で議論された。これらは、ドラフト電力産業政策 (the Draft Electricity Industry Policy, EIP)、ドラフトエネルギー政策 (the Draft Energy Policy, EP) およびドラフト農村電化政策 (the Draft Rural Electrification Policy, REP)である<sup>1</sup>。他の関連性がある政策は、官民連携 (PPPs)と関係するものである。

##### 2.1.2 電力産業政策

PNG国の2008年7月に作成された最初の電力産業政策(EIP)は、2009年8月版として改定され、パブリックコンサルテーションを終了、2010年5月中旬時点で閣議承認待ちで、2010年中発効を予定している。現在、電力供給の規制機関は、ICCC法2002に基づきICCC (Independent Consumer and Competition Commission)である。その規制機能は、技術的規制 (Technical Regulation)と料金制度等の経済的規制 (Economic Regulation)により構成されている。ICCCは、2002年以来技術的規制機能をPNG電力公社に委任してきたが、徐々に石油エネルギー省(Department of Petroleum and Energy, DPE)に移管する計画である。これはPNGSEL (PNG Sustainable Energy Ltd, 現Western Power)が参入した現在、競争原理と説明責任上避けられない措置である。PNG電力公社が技術規制を担当する経過的措置は、しばらく続くことになる。料金制度等の経済的規制 (Economic Regulation)は、これまでどおりICCCの管轄下にある。DPEの電力産業政策では発電市場は、民間へ開放することとなる。

電力産業政策 (EIP August 2009)の最重要課題は、次項を含む。

- (a) 第三者機関の参入を可能とする競争と開発の振興
- (b) 農村電化の重点政策は下記を含む：
  - 長期電化目標の設定

<sup>1</sup> PNG 政府の政策文書は改定後閣議の承認を得るまで時間がかかるため、ドラフトのままそれに沿った政策や事業が展開されている。閣議承認の過程で内容に大幅な修正が為されないケースが多く、今後の見通し等を検討する際の根拠となる。

- 政府資金投入による農村電化を目的とする電気信託基金(an Electricity Trust Fund, ETF) の設置
  - PPLに対する全国統一料金制度の適用
- (c) 第三者機関の参入に対する規制、上限価格実施に関する規制整備に関し現在の監督者 (Regulator, ICCC) への役割追加を含めた監督体制の強化
- (d) EIPの実施監督と農村電化の公共入札手順の管理を行う電気管理委員会 (Electricity Management Committee, EMC) の設立
- (e) 2012年にEIP条項の改定

ステークホルダー間に回覧され、取り上げられたEIP に関連する数多くの課題のうち主たるものは次のとおり。

- (a) 電力セクターへの補助金提供政策の継続
- (b) EIPでPPLに付与された独占的条項
- (c) 電力系統への第三者機関の供給参入の可能性

詳細はDraft Electricity Industry Policy (August 2009)及びPP 1-6, Appendix L: Policy Analysis, PSDP April 2009参照。

### 2.1.3 エネルギー政策

エネルギー政策 (Draft Energy Policy, EP) は、当国のエネルギー資源 (石油、ガス、水力および他の再生可能エネルギー) とこれらの資源の開発と活用の政策努力をカバーしている。

PNGの最近の石油とガスの確認採掘可能量は、2005年央でそれぞれ約230百万バレルと15兆( $10^{12}$ )立方フィート(397 BCM)である。石油とガスのサブセクターは、主たる輸出収入源であり、1993年から2001年の間PNGの総輸出収入の30%になる。2004年、Napanapa 石油精製所で精製石油の生産が開始された。オーストラリアへのガスパイプライン建設事業案は、投資コストの増加によりキャンセルされた。しかしガス資源の商業化は、ガスのパイプライン輸送からLNGを既存のマーケットに船舶輸送する方向へ変更された。

約15,000 MWと見積もられる包蔵水力の他、地熱、風力、太陽光、バイオマス、海洋エネルギーなどの再生可能エネルギーが存在する。しかしエネルギー資源の賦存にもかかわらず、当国人口の90%が電気を使えない状況にある。この状況を鑑み、EP では、政府の中期開発戦略(Medium Term Development Strategy 2005-2010)を保持し、当国のエネルギーセクターのビジョン、ゴールおよび持続可能な開発に対する原則を明確に説明することを試みている。

EPは、最初にPNG国のエネルギーセクターの持続的開発を通じ、PNG市民の福祉と繁栄

を目的とする良く練られたビジョンを「強壯で活気あるエネルギーセクターを通じ、生活の質の改善と持続可能な国家開発を達成する」と提唱している。明確に規定されたエネルギー政策のゴールは、エネルギー資源の所有権は資源の所有者に帰属することを保証すること、またその開発体制は、参入可能性、信頼性、入手可能性、効率性を確保し、かつコミュニティ、工業、商業、及び他の開発活動において環境にやさしいことを確実にすることである。EPは、持続的開発の三つの基本的条件、即ち社会、経済、環境の持続性確保を要件としている。

EPはまた次の事項を含む。

- (a) 付与されたエネルギー資源の所有権に係わる社会的持続性を達成する原則
- (b) 民間セクターを含む国際・国内の開発パートナーからの技術的・資金的開発援助に関する経済的事項
- (c) 環境事項
- (d) 他の国家政策とプログラムを補完する方法に関する詳細な議論
- (e) 能力強化を重視する実施施策

詳細は、PP 6-8, Appendix L: Policy Analysis, PSDP April 2009参照。

#### 2.1.4 農村電化政策

農村電化政策（The Draft Rural Electricity Policy, REP）は、再生可能エネルギーの開発を通じ農村電化を拡大するニーズを包む。再生可能エネルギーの重要性の増加と当分野の技術的發展に呼応してパプアニューギニア政府は、2008年から2027年までのアクションプラン（Action Plan 2008-2027）と共に、再生可能エネルギー供給の長期的ゴール（Long Term Goal of Renewable Energy Supply）の策定を提案している。この計画は、農村電化政策の適切な構成要素を実施することを目的としている。電気の持続的な供給を通じ、農村部の全住民の生計を高めることをビジョンとするREPのゴールは、適切な再生可能エネルギー技術と系統延伸オプションを適用し、入手可能で、持続的、安全で、強く、信頼できる電気のパプアニューギニアの農村住民への供給を増やすことである。

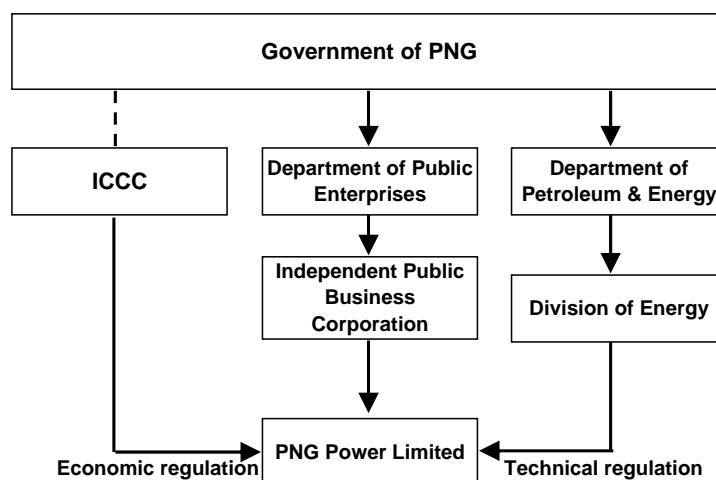
REPはまた次の条項を含む。

- (a) “C” Centersの歴史と成果に関する記録を含めた農村電化の全体像
- (b) 農村地域住民の大半に電気を供給する義務とサービスを実施するための政府計画
- (c) いくつかの戦略

（詳細は、PP 8-9, Appendix L: Policy Analysis, PSDP April 2009参照。）

## 2.2 電力セクターの組織

パプアニューギニア国の電力セクターの組織図を次に示す。



出典: JICA 調査団

図 2.2.1 パプアニューギニアの電力セクターの組織

パプアニューギニア国政府の公営企業省 (Department of Public Enterprises, DPE) の監督下に独立公益事業公社 (Independent Public Business Corporation, IPBC) がある。IPBC は、当国政府の民営化政策に則り、2002 年制定の PNG 独立公益事業公社法に基づいて設立された。IPBC は、保有資産の管理と適切な場合にはその民営化に責任を負う。電力供給の監督機関は、消費者競争独立委員会 (Independent Consumer & Competition Commission, ICCC) である。ICCC は、電力料金のレビュー、調整、規制に責任を負う。パプアニューギニア電力公社 (PNG Power Limited, PPL) は、政府 (IPBC) が株式を 100% 保有する電力会社である。首都ポートモレスビーおよび 19 州の都市で発電、送電、配電を独占的に実施する事業権 (許可) を保有する。PPL は 17 の独立した配電システムを有している。その内 3 つは水力発電所を擁している。残りの 14 システムはディーゼル発電を電源とする。PPL は、料金制度に基づいて料金を徴収する。PPL は ICCC の委任を受け、2002 年以来技術的規制機能<sup>2</sup>を担当している。

国家計画監視省 (Department of National Planning and Monitoring, DNPM) は、国際援助プログラムを監督する。他の国家からの援助案件の申請は当局の承認を得る必要がある。

PPL は、発電設備と送配電システムの維持管理を行っているが、水源、ダム の維持管理は別会社 PNG Dams Ltd (PNG Dams) に委託している。PNG Dams は、2002 年 7 月 NEC により株式会社化され、Sirinimu ダム、Yonki ダムおよび 関連資産と負債が ELCOM から PNG Dams へ移管された。最近 PPL と PNG Dams との間で契約が締結された。ダムから水供給を受ける見返りとして PPL は、PNG Dams にその法人コストとダム運転維持の実施に必要な費用をまかなうのに十分な費用を支払うことに同意した。

<sup>2</sup> 技術規制は発電、送電、配電の建設と運転を統治する全ての規制条項を施行する。この規制は、発電とネットワーク資産に関する基準の準拠を確実に適用する。Section 4.2.1, Electricity Industry Policy, July 2008, Independent State of Papua New Guinea 参照。

## 第3章

### 電力供給の現状

#### 3.1 一般

PNGの最大の電力供給施設は首都及びその周辺の中央州の一部を含む Port Moresby 系統であり、その他に人口が密集している都市部を供給地域に持つ 29 の電力供給施設(Center)がある。そのうち 10 施設が 132kV 及び 66kV 送電線で接続された Ramu 系統として連系運用されている。Port Moresby 及び Ramu 系統を含め、電力供給施設は互いに孤立、独立している。更に、Port Moresby・Ramu 系統、及び 66kV 送電線で水力発電所から需要地に電力を供給している Gazelle 半島地域 (Rabaul)を除き、残りの電力供給施設は、33kV、22kV 又は 11kV の MV 配電線・LV 配電線で供給されている。

Port Moresby、Ramu 及び Gazelle 系統は 10MW 以上の中規模の水力発電所を主要電源としている。残りの電力供給施設は、ディーゼル発電設備を補助電源としたミニ水力発電設備を電源とする 3 施設(Kokop、Mumeng 及び Kimbe)を除き、高・中速の小・中型のディーゼル発電設備を電源としている。

以上の他に、民間の鉱山会社、砂糖生産会社(主にバガスを燃料とした火力発電設備)、工場等が所有・運用している自家発電設備が多数存在する。

#### 3.2 発電設備

##### 3.2.1 全国

PPL の国家及び州別電力開発 10 年計画(National & Provincial 10 Year Power Development Plan 2009-2018 (以後 TYPDP2009)によると現在所有する総発電設備容量は 315MW である。そのうち水力発電設備容量は 168MW(全体の 53%)で、ディーゼル発電設備等火力発電設備は 148MW となっている。全国的に見て一応水主火従の電源構成となっている。そのほかに民間の鉱山会社、砂糖工場、製造業、PPL の需要家の待機電源として多数の自家用発電設備が所有・運用されている。その総設備容量は 280~300MW 程度と推定されている。そのうち民間の所有・運用を行っている水力発電設備は PPL のそれと同規模の 160MW 程度となっている。

民間の所有する最大の電力供給設備は、西部州で Ok Tedy 銅鉱山会社 (OTML) が所有する電力供給設備である。総設備容量は 114MW で、その内訳は水力：60MW、火力：54MW となっている。また、New Ireland 州の Lihir 島で Lihir Gold Mine によって地熱発電所も既に開発されている。その設備容量は 53MW である。



### 3.2.2 Port Moresby 系統

Port Moresby 系統は設備容量合計 68.5MW の Rouna 水力発電所群を主電源としている。そのほかに、ベース負荷を負担するために 24MW の設備容量を有する IPP (Kanudi 発電所)、補助電源として 20MW の設備容量を持つガスタービン発電設備及び 2x7.5 & 2x8.0MW のディーゼル発電設備を有する Moitaka 発電所がある。なお、Rouna 第 2 発電所は地下式であるがそれ以外は地上式である。Kanudi 発電所の設備は単機容量 12MW の HFO を燃料とする低速のディーゼル発電設備である。同設備は BOT 方式で韓国の業者が建設・運用をしているものである。同設備は 1999 年 1 月に運用が開始され、業者が 15 年間の運用の権利を保有している。

Port Moresby 系統の発電設備の詳細を表 3.2.1 に示す。表に示す以外に Kanudi 発電所構内に 2x15MW のガスタービン発電設備が建設中である。

表 3.2.1 Port Moresby 系統の発電設備

Power Plants	Type	Capacity (MW)				Name of Manufacturer	Year of Commis.	Remarks
		Nos.	Unit Cap	Total Rating	Actual			
Rouna No.1	Hydro #3	1	1.00	1.00	0.85	Vobing	1957	Upgraded #3: 4MW  Under repair
	Hydro #4	1	2.50	2.50	2.13	Vobing	1961	
Rouna No.2	#1,#4&#5	3	8.00	24.00	24.00	Andritz Vatech	2007-9	
	Hydro #2&3	2	6.00	12.00	10.00	Voest Alpine	1969	
Rouna No.3	Hydro #1&2	2	6.00	12.00	12.00	Vobing	1975	
Rouna No.4	Hydro #1	1	6.60	6.60	-	Ebara	1986	
	Hydro #2	1	6.60	6.60	5.74	Ebara	1986	
Sirinumu	Hydro	1	1.50	1.50	1.50	Andriz	1973	
Moitaka GT	G. Turbine	1	20.00	20.00	13.80		1982	
Moitaka DG	DG, HFO	2	7.50	15.00	12.70	HZ-Sulzer	1985	
Moitaka DG	DG, HFO	2	8.00	16.00	14.00	Mirrlees-Blkstone	1990	
Kanudi DG	DG, HFO	2	13.20	26.40	24.00	Man BMW	1997	
Total				143.60	120.72			

出典：PPL's 10 Year Plan 2009 and interview at site

Rouna 第 1 発電所の 1 号機~ 3 号機が最初に開発され、1955 年に運用が開始されている。さらに 1959 年に 4 号機が追加の圧力鉄管も含めて増設されている。その後、1 号機~3 号機の圧力鉄管は破損し<sup>1</sup>、既に撤去されている。その結果、現在は 1959 年に増設された圧力鉄管を使用し、3・4 号機が運用されている。なお、実施時期は不明であるが、1・2 号機を撤去し、新たに圧力鉄管の新設と合わせ、定格出力 8MW の発電設備に置き換える計画がある。

Rouna 第 2 発電所 5x6.0MW は 1965 年に運用開始されたが、そのうち 1・4・5 号機は全て 2007 年から 2009 年にかけて順次 8MW 機に取り替えられた。同時期に 2 号機のガバナー関連の制御システムを更新している。3 号機は長時間連続運転を行うと上部ベアリングの温度が上昇するため、常時は 4MW に抑えた運転を行っている。冷却水を圧力鉄管から補給しているが、泥・ごみの混入が多く、洪水時には 1 週間に 1 度のフィルターの清掃を行っているとの説明を受けた。他の発電所では冷却水を圧力鉄管ではなく地下水を利用しており問題ないとのことである。

Rouna 第 3 発電所の 2 号機の発電機ローター及びステーターをオーストラリアに送り、巻

<sup>1</sup> 原因は把握していない。

線の取替え修理を行ったが、2010年3月に組み立て工事・調整が終了し、現在は順調に稼働している。この発電機の巻線取替えは8ヶ月を要したとのことであった。Rouna 第4発電所のローターは巻線取替えのためニュージーランドに送ったが、その修理も終了し、2010年5月現在 PNG への輸送途中にある由である。

次節で説明する Ramu 系統の水力発電設備と同様、水車発電機、補機、制御装置の小規模の補修は発電所に設置されている修理工場(Repair Shop)を使って技能職員が実施している。しかし、巻線取替え、キャビテーションの補修等の大規模な補修は、機器を納入した海外の製造業者又は補修専門会社に修理を依頼しているとのことであった。

### 3.2.3 Ramu 系統

Ramu 系統は Ramu (5x15MW) 地下式発電所及び Pauanda (2x6MW) 発電所を主電源として持っており、Lae (Morobe)、Madang (Madang)、Goroka (Eastern Highlands)、Kainatu (Eastern Highlands)、Mount Hargen (Western Highlands)、Kundiawa (Chimbu)、Yonki (Eastern Highlands)、Mendi (Southern Highlands) 及び Wabag/Wapenamanda (Enga) に供給している。この他、送電線停止時の補助用として、Lae、Madang、Mendi 及び Wabag にディーゼル発電設備を設置している。これらに加え、Forest Product Ltd. が所有する Baiune 水力発電所から余裕がある場合に、当該地域の供給のため、1-2MW の電力を購入している。

Ramu 系統の発電設備の詳細を表 3.2.2 に示す。

表 3.2.2 Ramu 系統の発電設備

Power Plants	Type	Capacity (MW)				Name of Manufacturer	Year of Commis.	Remarks
		Nos.	Unit Cap	Total Rating	Actual			
Pauanda	Hydro-#1	1	6.00	6.00	5.00	n.a	1983	
	Hydro-#2	1	6.00	6.00	-	n.a	1983	Not in service
Ramu	Hydro-#1	1	15.00	15.00	12.00	Litostroj	1976	1991: Runner replaced
	Hydro-#2	1	15.00	15.00	12.00	Litostroj	1976	
	Hydro-#3	1	15.00	15.00	12.00	Litostroj	1976	
	Hydro-#4	1	15.00	15.00	-	Boving	1990	Under repair
	Hydro-#5	1	15.00	15.00	12.00	Boving	1990	
Madang DG	#1	1	0.50	0.50	0.40		1959	
	#2 & #4	2	1.50	3.00	2.40		1971/72	
	#3	1	1.34	1.34	1.20		1968	
	#5 & #6	2	3.30	6.60	5.40		1980/08	
Milford DG	#1 & #2	2	0.70	1.40	0.50		1959	Not in service
	#3-#6	3	3.00	9.00	-		1971/79	Not in service
	#7-#12	6	3.00	18.00	10.00			3: not in service
	#13	1	1.50	1.50	1.20		2009	Contener type
Taraka DG	#1 - #9	9	1.20	10.80	9.00		2009	Contener type
Mendi	#1	2	0.25	0.50	0.40		1979	Southern H.lands
	#2	1	0.30	0.30	0.20			
Wabag	#1	1	0.30	0.30	0.30	Catapillar	n.a	Enga Prov.
	#2	1	0.23	0.23	0.23	Catapillar	n.a	
	#3	1	0.63	0.63	0.62	Detroit	n.a	Owner: EPG
Total of Ramu Grid				135.10	79.85			

出典：TYPDP2009 and interview at site

Pauanda 水力発電所の 2 号機は取水施設が破損し、現在運転を中止している。Rouna 第 2 発電所と同様、Ramu 発電所の発電設備の冷却水も圧力鉄管から取水している。冷却水は泥のみならず多くの植物性のごみを含んでおり、そのため、一週間に一度のフィルターの清掃が欠かせないとのことであった。そのように頻りにフィルターを掃除しても、巻線温度の上昇が大きく、出力を制限しなければならないようである。事実、フィルター掃除の際に取り除いたごみを調べたが、ススキの穂のような植物性のごみが多く含まれていた。早急な冷却水供給設備の改造が望ましい。特に、最初に運転を開始した 1・2・3 号機の冷却水供給設備の容量不足が大きいとのことであった。事実、表 3.2.2 に示すように、定格出力の 2 割減の出力を可能出力として運用している。

聞き取り調査ではキャビテーションの発生が激しいとのことであった。現在、4 号機のランナーがキャビテーションの補修のためタイに送られており運転できない状況にあった。本調査において、Lae の電力供給設備及び Ramu 発電所の現地調査を 4 月末（2010 年 4 月 27 日～5 月 1 日）に実施した。その際、約 1 週間（4 月 4 日～4 月 11 日）の 30 分ごとの運転記録を収集した。短い記録ではあるが、キャビテーションは、上述の冷却水設備の能力不足の問題もあり、長時間に亘る低出力運転が原因の一つと推定される。

一般にフランス水車は構造が簡単で価格も他の水車と比較して安い利点があるが、反面、高効率の出力範囲が狭い欠点がある。通常 80~95%出力の範囲で最高効率になるように設計され、低出力領域では効率が大幅に低下する。水車のモデル試験の結果を参考に、できるだけ高効率で運転するように心がけるべきである。参考に、表 3.2.3 に 4 月 7 日(水曜日)の 4 台運転している運転記録の部分及びそれを 3 台運転に減じた場合の平均出力・利用率を示す。

表 3.2.3 Ramu 発電所の運転記録とプラントファクター

	Actual Output (MW) and its Plant Factor (%)								Total MW	3 Units Oper	
	G1	(%)	G2	(%)	G3	(%)	G5	(%)		MW	(%)
16:00	7.0	(47)	10.1	(67)	7.7	(51)	8.8	(59)	33.6	11.2	(75)
17:00	8.6	(57)	9.9	(66)	7.8	(52)	9.0	(60)	35.3	11.8	(78)
18:00	2.4	(16)	7.7	(51)	9.7	(65)	10.3	(69)	30.1	10.0	(67)
19:00	9.0	(60)	8.5	(57)	8.8	(59)	8.8	(59)	35.1	11.7	(78)
20:00	7.0	(47)	8.4	(56)	9.5	(63)	9.3	(62)	34.2	11.4	(76)
21:00	6.7	(45)	8.4	(56)	9.4	(63)	9.3	(62)	33.8	11.3	(75)

Remarks: Operation records of Apr. 7, 2010  
出典 : Log sheets of Ramu network control center

### 3.3 送配電設備

#### 3.3.1 全国

PPL の送電系統は Port Moresby、Ramu 及び Gazelle 系統のみである。Port Moresby 及び Gazelle 系統は 66kV 送電線のみであり、Ramu 系統は 132kV と 66kV 送電線で構成されている。民間では OTML 鉱山会社が水力発電所で発電された電気を需要地に送るために 132kV 送電系統を所有・運用しているが、その他の詳細は不明である。

PPL の配電系統電圧は MV として、33kV、22kV、11kV であり、LV は 415/240V である。

33kV 線路の多くは建設当初送電線として建設されたが、系統規模の拡大につれ送電線としての役割が終了し、その殆どが配電系統の一部として利用されている<sup>2</sup>。PPL は今後 33kV 線路の延伸を極力抑制する方針である。

### 3.3.2 Port Moresby 系統

Rouna 発電所群で発電された電気は Port Moresby に 66kV 3 回線と 33kV フィーダーで送られている。33kV フィーダーは第一発電所が建設されたときの主送電線であったが現在は配電線として利用されている。66kV 線路は Rouna 第2、第4 発電所から 2 回線送電線で Boroko 変電所へ送られているほか、Rouna 第2 発電所から Bomana 変電所を経て、Moitaka 発電所まで一回線送電線が敷設されている。

Port Moresby 送電系統の単線結線図を図 3.3.1 に示す。また、送電線の詳細を表 3.3.1 に示す。

表 3.3.1 Port Moresby 系統の既存送電線

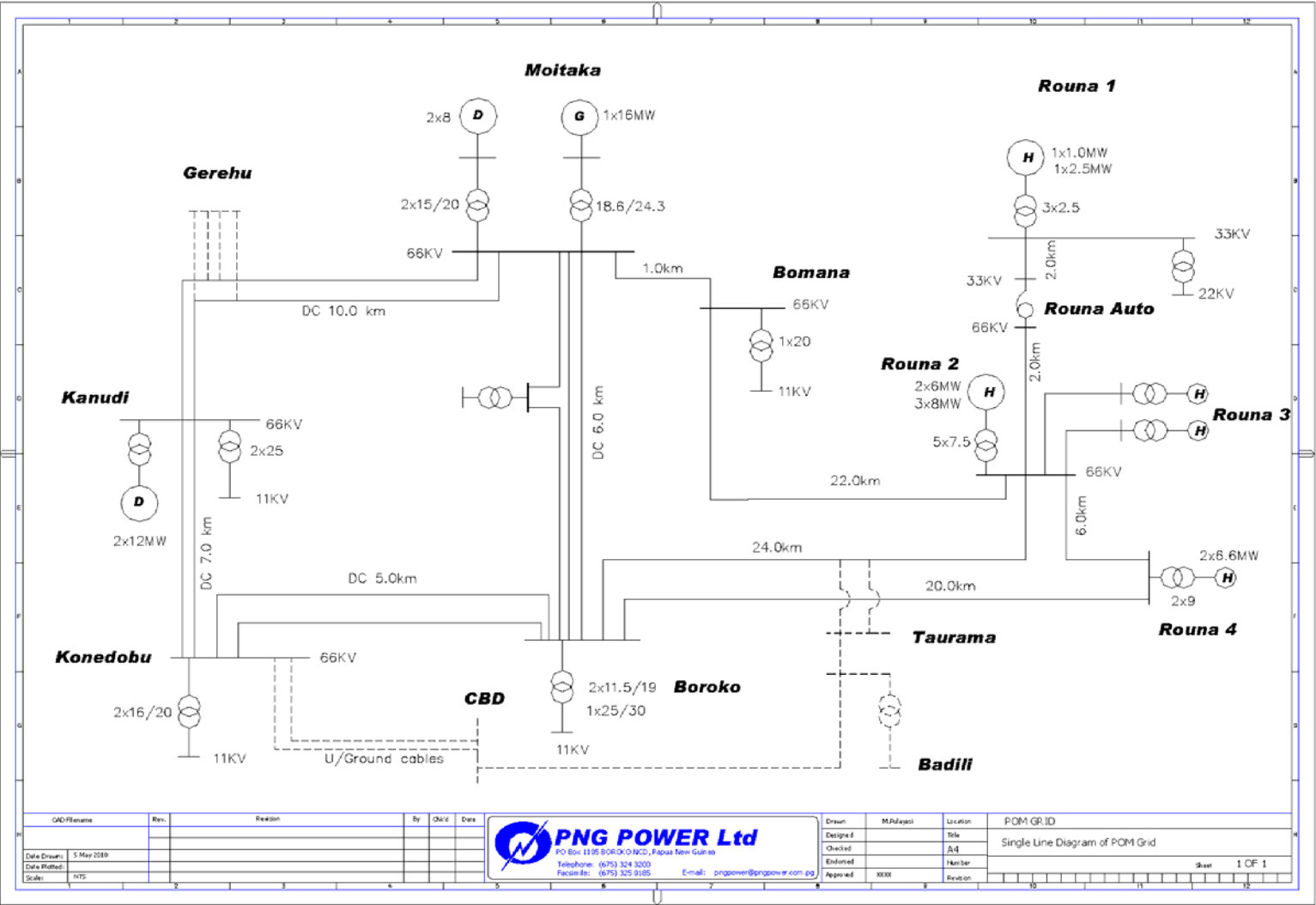
	Line Section		Volt (kV)	CCT	Length (km)	CCT・km	Conductor		G.W Type
	From	To					Type	MVA	
1)	Rouna 3	Rouna 2	66	2	6	12	Cu 6/3.75	46	3/4.43
2)	Rouna 2	Boroko	66	1	24	24	Opal	34	7/2.75
3)	Rouna 2	Rouna 4	66	1	6	6	Opal	34	7/2.75
4)	Rouna 4	Boroko	66	1	20	20	Opal	34	7/2.75
5)	Rouna 2	Bomana	66	1	22	22	Waxwing	30	7/2.75
6)	Bomana	Moitaka	66	1	1	1	Waxwing	30	7/2.75
7)	Moitaka	Boroko	66	1	6	6	Waxwing	120	7/2.75
8)	Moitaka	Boroko	66	2	6	12	Mango	120	7/2.75
9)	Moitaka	Kanudi	66	2	10	20	Mango	68	7/2.75
10)	Kanudi	Konedobu	66	2	7	14	Mango	68	7/2.75
11)	Boroko	Konedobu	66	2	5	10	Cu 7/2.64	46	3/4.43
12)	Rouna 2	Rouna Auto	66	1	2	2	Cu 7/2.64	23	3/4.43
13)	Rouna Auto	Rouna 1	33	1	2	2	Cu 7/1.04	11.4	
14)	Warangi in-comming		66	2	1	2	Mango	120	7/2.75
	Total					153			

出典：PPL

図 3.3.1 を見る限り、送電系統の一般的な信頼度の判定に用いられる N-1 基準を満たしており、問題の無い状況にある。但し、需要の増加に伴い、既存の変電所の負荷軽減のための変電所の増設及び既存の送電線の送電容量増加等の増強工事が必要になると考えられる。

Port Moresby 系統に 5 変電所あり、それらの変電所に MV に降圧する変圧器は 11 台、総容量 227MVA が設置されている。そのほかに発電所に設置された昇圧用変圧器は 22 台、総容量 252MVA がある。それらの詳細を表 3.3.2 に示す。現在の最大負荷に比較して変圧器の容量に十分な余裕がある。しかし、Boroko、Konedobu 変電所の負荷集中を分散するための CBD GIS 変電所新設計画のように、送配電損失低減の見地からも、新規変電所の建設が必要である。

<sup>2</sup> 現在送電線として使用されている部分もあり、経済的見地から、送電線として延伸される可能性も否定できない。



出典：PPL

図 3.3.1 Port Moresby 系統の単線結線図

表 3.3.2 Port Moresby 系統の変圧器

A: Zone Transformers								
	Name of Substation	Voltage Ratio	Nos.	Unit (MVA)		Install. Capacity	Cooling	Manufact. Name
				Natural	Forced			
1)	Boroko	66/11	2	11.5	19	38	ONAN/OFAF	Tyree
		66/11	1	25	30	30	ONAN/ONAF	Tyree
2)	Konedobu	66/11	1	15	20	20	ONAN/ONAF	Crompton
		66/11	1	10	14	14	ONAN/ONAF	Hyundai
		66/11	1	20	25	25	ONAN/ONAF	ABB
3)	Waigani	66/11	1	15	20	20	ONAN/ONAF	
		66/11	1	15	20	20	ONAN/ONAF	
4)	Bomana	66/11	1	10	15	15	ONAN/ONAF	Hyundai
5)	Kanudi	66/11	1	15	20	20	ONAN/ONAF	Crompton
		66/11	1	20	25	25	ONAN/ONAF	
Total Capacity (MVA)			11			227		
B: Generation Transformers								
1)	Rouna 1	3.3/33	3	2.5		7.5	ONAN	
		33/22	2	2.0		4.0	ONAN	
2)	Rouna 2	11/66	2	7.5		15.0	ONAN	
		11/66	3	10.0		30.0	ONAN	
3)	Rouna 3	11/66	2	7.5		15.0	ONAN	
4)	Rouna 4	11/66	2	9.1		18.2	ONAN	
5)	Rouna Auto	33/66	2	5.0		10.0	ONAN	
6)	Sirinumu	6.6/22	1	2.0		2.0	ONAN	
7)	Moitaka 5&6	11/66	1	15.0	25.0	25.0	ONAN/OFAF	
		11/66	1	19.5	25.5	25.5	ONAN/OFAF	
		11/66	1	20.0		20.0		
9)	Kanudi	11/66	2	20.0	40.0	80.0	ONAN/OFAF	
Total			22			252.2		

出典：PPL's 10 Year Plan 2009

Port Moresby の配電施設は、MV 線路 444km、その内訳は 22kV : 145km、11kV : 289km、SWER (Single Wire Earth Return) : 10km である。なお、SWER とは、電線 1 本のみを敷設し、大地との間の電圧を利用するもので建設費を大幅に低減できる利点がある。この施設は主にオーストラリアなどで過疎地の電灯負荷への供給を目的として利用されている。

低圧配電線は、単相 : 44km を含めて、334km が敷設されている。配電用変圧器は大口需要家専用の変圧器 : 51 台を含め 582 台、165MVA が設置されている。なお、Port Moresby 以外の詳細なデータが無く、PPL 全体の数量は不明である。

### 3.3.3 Ramu 系統

Ramu 発電所から樹枝状に 3 本の一回線送電線が Lae、Madang 及び Highlands の電力供給施設に向けて敷設されている。Ramu - Lae 送電線は 2009 年に 132kV に昇圧されている。しかし、Madang 及び Highlands 地方への送電線は昇圧の計画はあるが未だ 66kV のままである。Highlands 地方への 66kV 送電線は Kainatu、Goroka、Kundiawa 及び Mount Hagen の都市部を結び、Pauanda 水力発電所と連系されている。そのほか、Wabag 及び Mendi 地域には Pauanda 発電所から MV(22kV)線路を介して供給している。

Ramu 送電系統の送電線の詳細を表 3.3.3 に示す。また、単線結線図を図 3.3.2 に示す。

表 3.3.3 Ramu 系統の既存の送電線

	Line Section		Voltage (kV)	Circuit	Length (km)	CCT·km	Conductor		G.W Type
	From	To					Type	MVA	
1)	Ramu	Sing Sing	132	1	17.3	17.3	Panther	100	19/2.03
2)	Sing Sing	Taraka	132	1	136.6	136.6	Deer	100	19/2.03
3)	Taraka	Milford T	66	1	4.6	4.6	Camel	45	7/2.64
4)	Milford T	Millford	66	1	2.6	2.6	Tiger	45	7/2.64
	Taraka	Milford T	66	1	4.6	4.6		23	
	Milford T	Nadzab	66	1	36.0	36.0		23	
6)	Ramu	Sing Sing	132	1	17.5	17.5	Panther	100	19/2.03
7)	Sing Sing	Gusap	132	1	25.7	25.7	Tiger	75	19/2.03
8)	Gusap	Meiro	66	1	66.8	66.8	Tiger	37.5	19/2.03
9)	Ramu	Kainantu	66	1	15.2	15.2	Dog	31	7/2.64
10)	Kainantu	Himitovi	66	1	63.9	63.9	Dog	31	7/2.64
11)	Himitovi	Kundiawa	66	1	60.2	60.2	Dog	31	7/2.64
12)	Kundiawa	Kudjip	66	1	48.3	48.3	Dog	31	7/2.64
13)	Kudjip	Dobel	66	1	35.3	35.3	Dog	31	7/2.64
14)	Dobel	Pauanda	66	1	37.7	37.7	Dog	31	7/2.64
	Total					572.3			

出典：PPL and PNG Ramu Transmission System Study by PB Power, Aug 2006

Ramu 送電系統は樹枝状に Ramu 発電所より延伸された初期的な系統であり、供給信頼度の N-1 基準を満たしていない。また夫々の送電線路は長い (Ramu-Lae: 154km、Ramu – Madang: 110km、Ramu – Mt. Hargen – Pauanda: 260km)。そのうえ、送電線故障のうち大きな比率を占める 1 線地絡故障による送電停止を極力減ずるための単相再開路方式が適用されていないため故障による送電停止が多く、安定した電気の供給が困難な状況にあると判断される。1 線地絡故障の多くは樹木の電線との接触によるものが多く、1 回線送電線でも、単相再開路方式を適用することにより、その大きな部分の送電停止に至る事態を回避できるはずである。

第 3.2.3 節で説明した Lae・Ramu 地域の現地調査の際に入手した運転記録に Lae の Taraka 変電所における Ramu – Lae 132kV 送電線の電力計の読みも記録されている。それによると、僅か 1 週間という短い期間に、4 月 10 日：19:00~22:30 の Ramu から Lae への送電停止が記録されている。追加調査によると、送電停止の原因は Erap – Taraka 間の接地故障であり、故障発生時遮断機の開閉を判断する担当者が不在のため、送電開始に時間がかかったとのことである<sup>3</sup>。なお、Ramu 系統の運転記録はコンピューターに入力されていない、ログ・シートのコピーを入手しそれをコンピューターに入力し、解析せざるを得ない状況にあった。

Ramu 系統は 132kV と 66kV 送電線により構成されており、13 の変電所がある。それらの変電所に相互の系統を接続するための系統変圧器 8 台、総容量 125MVA、及び MV に降圧する変圧器は 19 台、総容量 214MVA が設置されている。そのほかに発電所に設置された昇圧用変圧器は 8 台、総容量 135MVA がある。それらの詳細を表 3.3.4 に示す。現在の最大負荷に比較して変圧器の容量には十分な余裕がある。

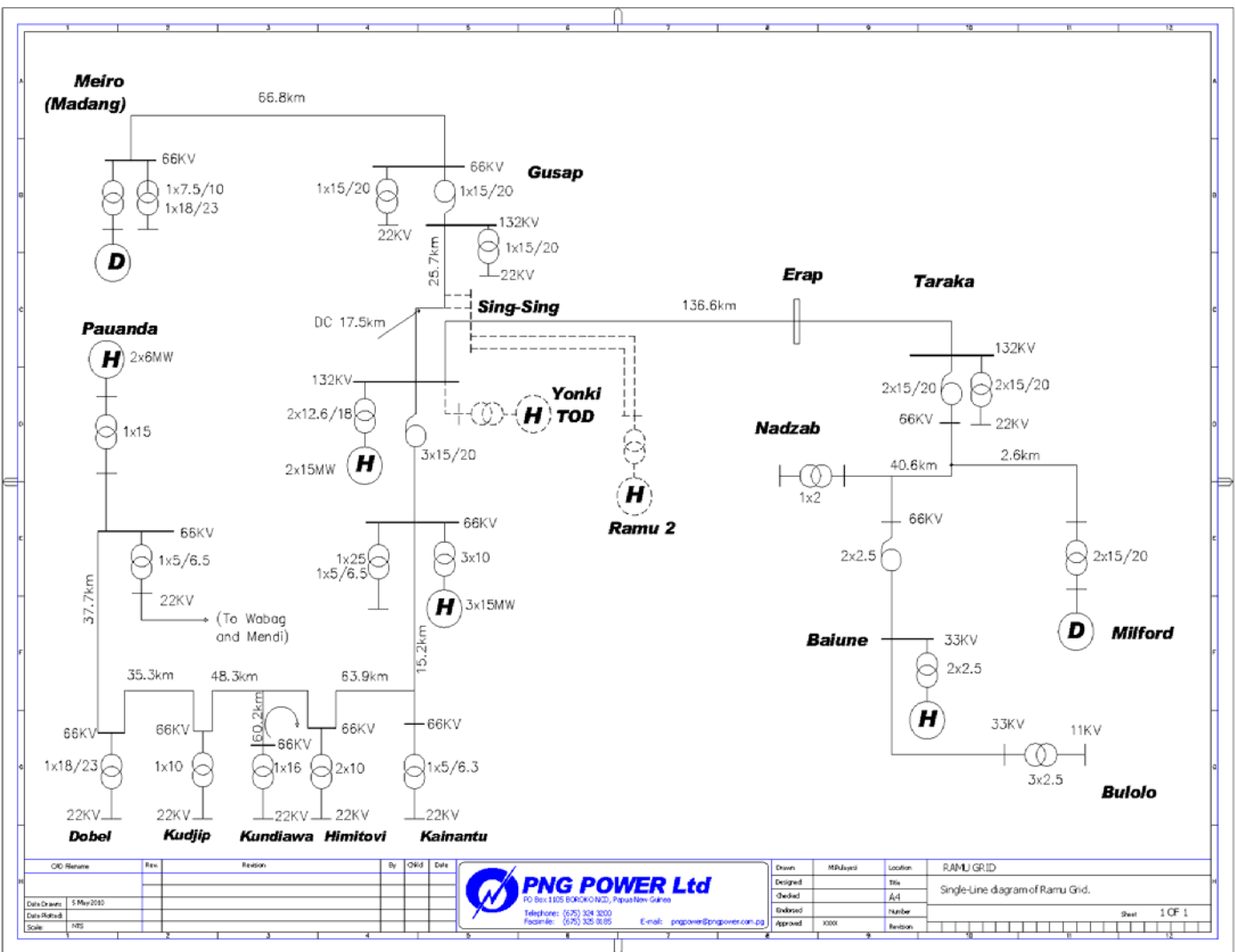
<sup>3</sup> 送電線故障は恒常的に発生しているが、送電停止に関する情報は 4 月 10 日の記録のみ入手できた。

表 3.3.4 Ramu 系統の変圧器

A: Zone Transformers								
	Name of Substation	Voltage Ratio	Nos.	Unit Capacity (MW)		Install. Capacity	Cooling	Manufact. Name
				Natural	Forced			
<b>Auto Transformers</b>								
1)	Taraka	132/66	2	15	20	40	ONAN/ONAF	
2)	Gusap	132/66	1	15	20	20	ONAN/ONAF	
3)	Ramu S. Yard	132/66	3	15	20	60	ONAN/ONAF	
4)	Baiune Auto	66/33	2	2.5		5	ONAN	
	<b>Total</b>		<b>8</b>			<b>125</b>		
<b>Step-down Transformers</b>								
1)	Milford	66/11	2	15	20	40	ONAN/ONAF	
2)	Taraka	132/11	2	15	20	40	ONAN/ONAF	
3)	Nadzap	66/11	2	1		2	ONAN	
4)	Walium	66/11	1	1		1	ONAN	
5)	Meiro	66/11	1	18	23	23	ONAN/ONAF	
6)	Gusap	66/22	1	5	6.3	6	ONAN/ONAF	
7)	Ramu S. Yard	132/22	1	15	20	20	ONAN/ONAF	
		66/22	1	2.5		3	ONAN	
		66/22	1	5	6.5	7	ONAN/ONAF	
8)	Kainantu	66/22	1	5	6.3	6	ONAN/ONAF	
9)	Himitovi	66/22	2	10		20	ONAN	
10)	Kundiawa	66/22	1	5	6.3	6	ONAN/ONAF	
11)	Kudjip	66/22	1	10		10	ONAN	
12)	Dobel	66/22	1	18	23	23	ONAN/ONAF	
13)	Pauanda	66/22	1	5	6.7	7	ONAN/ONAF	
	<b>Total</b>		<b>19</b>			<b>213.6</b>		
<b>B: Generation Transformers</b>								
1)	Ramu 1	11/66	3		17	51	OF AF	
		11/132	2	12.6	18	36	ONAF	
2)	Pauanda	6.6/66	1		15	15	ONAF	
3)	Meiro	11/66	1	7.5	10	10	ONAN/ONAF	
		11/66	1	18	23	23	ONAN/ONAF	
	<b>Total</b>		<b>8</b>			<b>135</b>		

出典：PPL





出典：PPL

図 3.3.3 Ramu 系統の単線結線図

### 3.4 電力供給

#### 3.4.1 全国

2009年の購入電力量を含めた総供給電力量は896.2GWhであった。そのうち、水力は589.9GWhで一番多く、全体の65.8%を占めている。PPLの火力発電設備による供給量は156.4GWh(17.5%)で、購入電力量は149.9GWh(16.7%)であった。購入電力量の殆どは、第3.2.2節で説明したPort Moresby系統のIPP(Kanudi発電所)によるものである。

2000年から2009年までの全国の年総供給電力量を表3.4.1に示す。

表 3.4.1 PNG 全体の発生・購入電力量 (GWh)

	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	Increase rate	
											2000-09	2004-09
Hydro	541.6	546.6	512.5	506.8	471.7	510.2	522.4	535.2	548.7	589.9	0.95%	4.57%
Thermal	113.3	118.3	111.7	107.6	114.0	111.3	119.3	130.7	144.6	156.4	3.65%	6.52%
PPL Genration	654.8	664.9	624.2	614.4	585.8	621.5	641.7	665.9	693.3	746.3	1.46%	4.96%
Purchase	141.5	105.1	155.8	156.2	171.4	156.0	142.3	152.0	156.4	149.9	0.65%	-2.65%
System Total	796.3	770.0	780.0	770.6	757.2	777.5	784.0	817.9	849.7	896.2	1.32%	3.43%

出典：Network Control Division of PPL

表3.4.1に示すように、年間の総電力供給量は2004年まで減り続け、2005年から上昇に転じその後2009年まで毎年増加を続けてきている。即ち、2000年から2009年までの年平均増加率は1.3%と低い値を示しているが、2004年から2009年までを見ると、近年3.4%と順調な伸びを示してきているといえる。

後述のPort Moresby系統の同年の総電力供給量は441.1GWh(全体の49.2%)、Ramu系統のそれは327.9GWh(同36.6%)であり、合わせて769.0GWh(同85.8%)である。すなわち、残りの15電力供給施設の電力供給量は全体の14.2%を占めているに過ぎない。

2004年の総電力供給量の落ち込みの原因は、需要の落ち込みによるものだけでなく、降雨量の減少により水力発電所の発生電力量が大幅に減少し(2000年比12.9%の減少)、供給力が大幅に低下したことによるものと考えられる。即ち、PPLの供給力が不足した際にピーク時間帯に実施してきている“Load Sharing(負荷分担)”及び“Load Shedding(負荷強制遮断)”の影響が大きいと考えられる。“Load Sharing”とは、自家発電設備を有する需要家と契約を締結し、PPLの供給力が発電設備の故障停止等、何らかの理由により不足した場合に、契約している需要家に供給している分を需要家の自家発電に振替えてもらうものである。需要家が自家用の設備を稼動することによって費用が増加するが、その増加分をある程度保証する取り決めがなされている。“Load Shedding”とは電力供給会社の供給力の範囲内で電力供給を維持するために多くの国で採用されている方法である。即ち、変電所のフィーダーに接続されている負荷を、予告して、又は予告無しで強制的に遮断するものである。PNGでは供給力不足の度合いにより供給停止地域を選定し、1~2時間単位で停止する地域を切り替えている由である。聞き取り調査では、“Load Sharing”は現在Port Moresby系統にのみ適用しているとのことであった。

今回調査で入手した給電指令センターの供給施設毎の最大電力実績を基に算定した結果を表3.4.2に示す。2009年実績ではPort Moresby系統は全体の最大電力の約半分(51.2%)を

占め、次いで Ramu 系統は 33.5% を占めており、残りの電力供給施設の最大電力の占める率は 15.3% である。

表 3.4.2 最大電力 (MW)

	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	Inc.Rate
PNG Total	146.8	149.2	151.8	150.4	151.8	153.7	153.4	160.3	167.3	173.5	1.9%
Port Moresby	77.1	75.7	76.6	76.1	77.0	79.3	77.3	78.5	84.8	88.8	1.6%
Ramu	49.4	52.6	55.1	54.3	54.5	52.5	54.2	58.6	58.1	58.1	1.8%
Others	20.3	20.9	20.1	20.0	20.3	21.9	21.9	23.2	24.4	26.6	3.0%

出典：Network Control Center of PPL

### 3.4.2 Port Moresby 系統

2009 年の購入電力量を含めた総供給電力量は 441.1GWh であった。そのうち、水力は 256.3GWh で、全体の 58.1% を占めている。火力発電設備による供給量は 39.2GWh(8.9%) で、購入電力量は 145.6GWh(33.0%) であった。水力の供給電力量の比率が全国のそれより低いのは、後述の Ramu 系統の水力の比率が多いためである。購入電力量は第 3.2.2 節で説明した IPP (Kanudi 発電所) によるものである。

2000 年から 2009 年までの Port Moresby 系統の年総供給電力量を表 3.4.3 に示す。

表 3.4.3 Port Moresby 系統の年発生電力量及び購入電力量(GWh)

	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	Increase rate	
											2000-09	2004-09
Hydro	222.8	230.6	192.2	196.4	172.8	203.9	214.7	196.0	215.5	256.3	1.57%	8.21%
Thermal	37.5	47.3	39.2	33.1	38.3	29.0	31.0	44.9	50.4	39.2	0.49%	0.42%
PPL Genration	260.3	277.9	231.4	229.5	211.2	232.9	245.7	240.9	266.0	295.5	1.42%	6.95%
Purchase	137.9	103.0	154.6	156.2	171.4	156.0	142.3	152.0	152.1	145.6	0.60%	-3.22%
System Total	398.2	381.0	386.0	385.8	382.6	388.9	388.0	392.9	418.1	441.1	1.14%	2.89%

出典：Network Control Division of PPL

Port Moresby 系統では本社建屋内にある給電指令所(Network Control Center)が給電指令・変電所制御等を実施している。更に、30 分毎の運転情報が記録・管理されている。本調査では本年 4 月 18 日から 4 月 25 日の 1 週間分の運転記録を入手した。図 3.4.1 に代表的な日負荷(2010 年 4 月 21 日(水曜日))の各電源種別の負担の状況を、図 3.4.2 に 4 月 18 日(日)と 4 月 21 日(水) の日負荷曲線を示す。

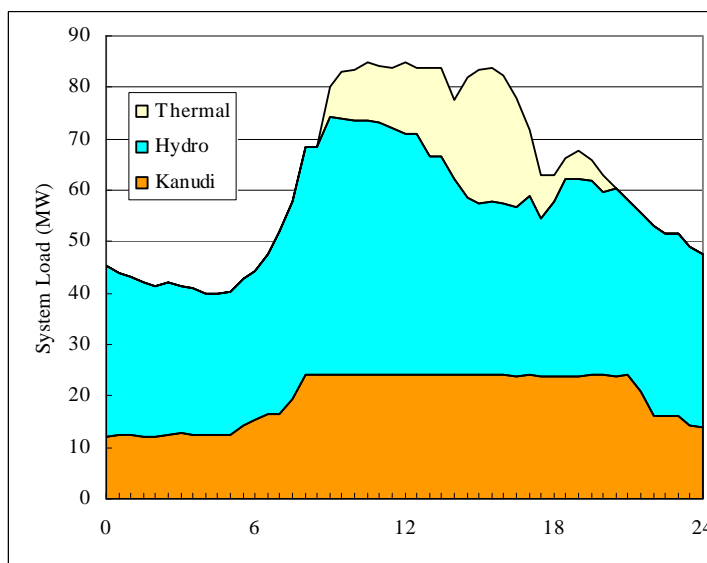


図 3.4.1 Port Moresby 系統の電源の発電状況

図 3.4.2 に示すように、Port Moresby 系統の日負荷分布は開発途上国には珍しい、昼ピーク型である。後述の表 3.6.1 に示す 2009 年の需要家グループ別販売電力量で最も大きいのは一般需要で全体の 59.0% を占め、次いで工場需要の 22.3% となっている。開発途上国では、電灯需要が販売電力量に占める割合が最も高い値を示すことが一般的であるが、Port Moresby 系統では僅か 18.3% に過ぎない。図 3.4.2 はその特性を端的に現わしており、日曜日の昼間負荷の落ち込みが夜間のそれよりはるかに大きい。しかし、日曜日でも未だ昼ピーク型を保っている。

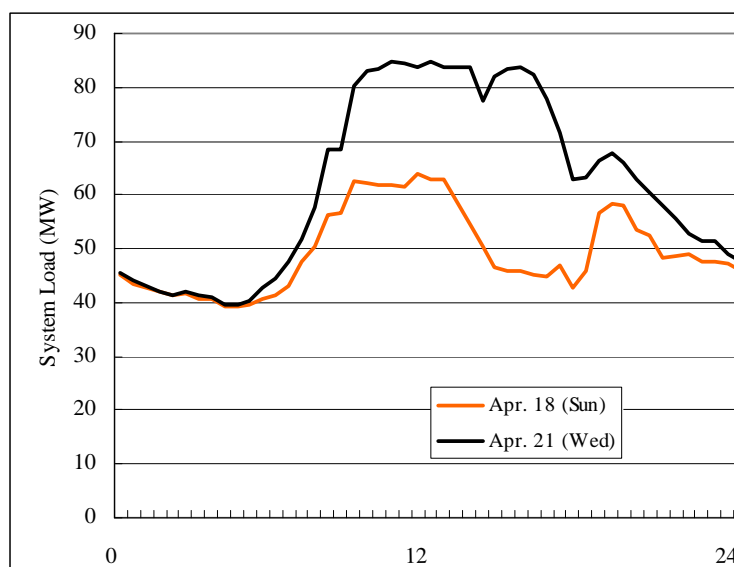


図 3.4.2 Port Moresby 系統の平日及び日曜日の日負荷曲線

2000年から2009年までの水力発電設備による月別電力供給量実績を表3.4.4に示す。表から明らかのように、2004年にPNGは異常な渇水に見舞われ、水力発電所の発電量が大幅に減じ、そのような状況が2004年4月から2005年2月まで継続したことが判る。2009年は過去10年間で一番の豊水期に当たり、2010年5月現在、その状況が持続しているようである。また、PNGでは大別して雨季と乾季に分かれるが、東南アジア諸国の水力発電と異なり、両期間の間の発生電力量に大きな変化が認められないように思われる。

表 3.4.4 Port Moresby 系統の月別水力発電実績(GWh)

	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
2000	20.49	22.45	17.75	15.42	15.56	17.21	16.24	17.27	20.63	20.00	20.47	19.33
2001	21.82	18.91	22.95	21.78	21.99	20.81	20.38	12.04	16.35	18.40	18.58	16.59
2002	17.93	16.87	18.76	18.12	18.58	14.68	14.96	14.16	14.43	13.73	14.34	15.64
2003	16.27	16.65	18.15	17.02	17.94	15.48	15.27	15.89	14.32	17.08	14.56	17.78
2004	17.65	16.91	19.35	15.09	15.23	13.04	11.93	11.85	13.97	11.75	11.79	14.25
2005	15.74	14.28	19.87	19.03	16.79	15.92	17.27	15.32	15.29	17.06	17.99	19.36
2006	21.36	17.83	19.03	18.68	18.66	18.72	15.65	15.56	17.80	15.92	18.05	17.47
2007	17.57	16.12	20.34	17.18	17.81	15.66	15.07	14.98	14.94	16.43	13.61	16.25
2008	16.97	17.03	18.85	17.70	17.44	15.65	13.79	16.09	18.29	22.62	24.47	16.66
2009	23.26	19.88	23.47	23.35	23.54	23.53	20.85	20.12	17.55	19.19	20.23	21.37
Ave	18.91	17.69	19.85	18.34	18.35	17.07	16.14	15.33	16.35	17.22	17.41	17.47
Max	23.26	22.45	23.47	23.35	23.54	23.53	20.85	20.12	20.63	22.62	24.47	21.37
Min	15.74	14.28	17.75	15.09	15.23	13.04	11.93	11.85	13.97	11.75	11.79	14.25

出典：Network Control Center of PPL

表 3.4.2 に示したように Port Moresby 系統の 2009 年の最大電力は 88.8MW を記録している。また、表 3.2.1 に示す総発電設備容量は 143.6MW、その可能出力は 121.0MW である。しかし、水力と IPP の可能発生電力の合計は 80.2MW であり、日常的に補助用の老朽化したガスタービン及びディーゼル発電設備を運転しなければならない状況にある。

### 3.4.3 Ramu 系統

2009 年の購入電力量を含めた総供給電力量は 327.9GWh である。そのうち、水力は 294.0GWh で一番多く、全体の殆ど 89.7% を占めている。PPL の火力発電設備による供給量は 29.6GWh(9.0%)で、購入電力量は僅か 4.3GWh(1.3%)であった。水力の供給電力量の比率が格段に高い。水力設備容量は需要と比較しても余裕があるためである。一方、火力発電設備による電力供給比率が Port Moresby 系統と同程度であるのは、上述の如く送電系統の信頼性が乏しく、緊急用として運転される機会が多いためと考えられる。

2000 年から 2009 年までの Ramu 系統の年総供給電力量を表 3.4.5 に示す。

表 3.4.5 Ramu 系統の年発生電力量及び購入電力量(GWh)

	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2000-09	2004-09
Hydro	288.3	283.6	288.4	277.7	266.6	274.1	281.3	304.1	299.1	294.0	0.22%	1.98%
Thermal	2.9	1.7	1.3	2.7	4.4	5.3	3.1	3.7	7.1	29.6	29.62%	46.31%
PPL Genration	291.2	285.3	289.7	280.5	271.0	279.3	284.4	307.8	306.1	323.6	1.18%	3.61%
Purchase	1.2	1.4	1.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	4.2	4.3	15.83%	-
System Total	292.4	286.6	290.9	280.5	271.0	279.3	284.4	307.8	310.3	327.9	1.28%	3.89%

出典：Network Control Center of PPL

Ramu 系統では給電指令は Ramu 発電所から行っているが、通信設備が不備のため Ramu 以外の発電所及び変電所の監視・制御ができない。すなわち、Port Moresby のような体制にはなっていない。しかし、Ramu 発電所の給電センターでは 30 分毎の Ramu 発電所の各発電機の出力の他に、Taraka (Lae)、Himitovi (Goroka)及び Meiro (Madang)変電所の受電電力、Pauanda 水力発電所、Milford (Lae)及び Madang ディーゼル発電所出力が記録されている。本調査では本年 4 月 4 日から 4 月 11 日の 1 週間分の運転記録を入手した。

図 3.4.3 に代表的な日負荷(2010 年 4 月 21 日(水曜日))の各電源種別の負担の状況を、図 3.4.4 に 2010 年 4 月 4 日(日)と 4 月 8 日(木) の Ramu 系統及び Lae 地区の日負荷曲線を示す。図より Port Moresby 系統と同様、平日は昼ピークであるが、日曜は夜ピーク型に変化していることがわかる。なお、昼間 11:30 の急激な負荷の落ち込みであるが、その他の平日の負荷と比較すると、送電系統上に何らかの事故が発生したと考えられるが、入手した運転記録では原因が不明である。

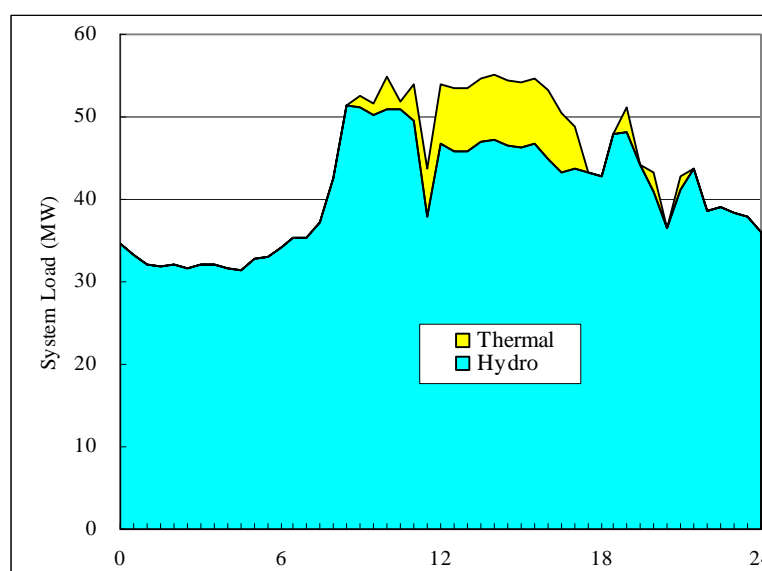


図 3.4.3 Ramu 系統の電源の発電状況

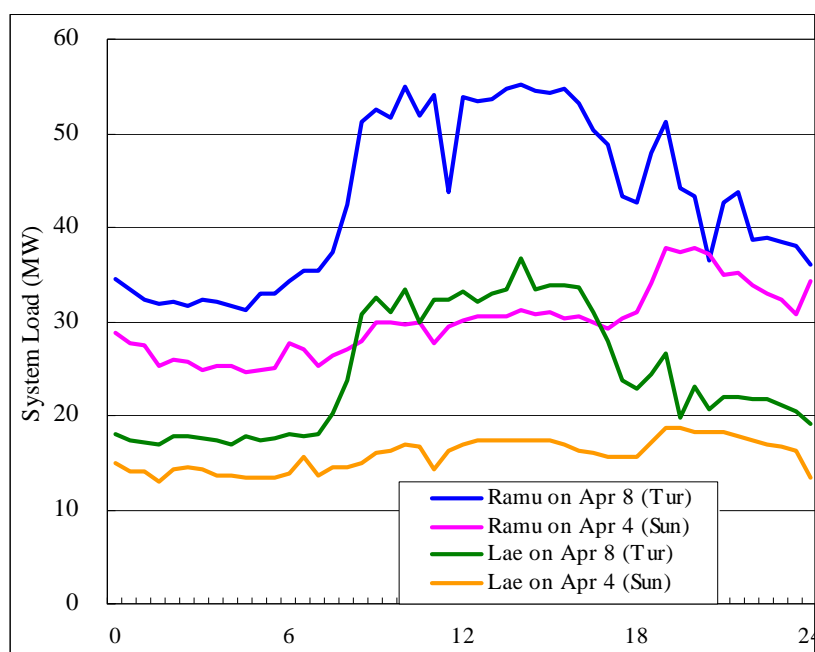


図 3.4.4 ラム系統及び Lae システムの日負荷曲線

2000年から2009年までの水力発電設備により月別電力供給量実績を表3.4.6に示す。表からPort Moresby系統の水力発電所と同様、2004年の異常渇水の影響が認められるが、その度合いが小さいように見受けられる。それは、系統負荷に対して設備に余裕があることに起因しているように思われる。

表 3.4.6 Ramu 系統の月別水力発電実績(GWh)

	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
2000	23.27	23.15	25.43	23.65	25.18	24.20	23.53	23.64	23.59	24.90	24.25	23.54
2001	23.44	22.06	24.94	23.23	24.74	23.26	23.33	24.39	23.39	24.40	23.91	22.54
2002	23.67	23.14	23.90	23.29	25.22	22.97	23.64	23.59	26.50	26.35	23.52	22.61
2003	23.04	23.93	22.75	23.35	24.62	22.90	24.03	23.28	22.27	24.21	21.06	22.30
2004	21.82	21.27	23.54	21.52	23.49	21.99	21.22	22.26	22.14	22.69	22.08	22.56
2005	21.12	21.96	24.00	23.18	23.96	22.05	23.14	22.93	22.81	23.54	22.87	22.51
2006	23.22	19.57	24.32	23.36	25.25	23.78	23.38	22.77	22.98	24.43	24.23	23.98
2007	24.51	23.78	25.89	24.93	27.33	25.60	25.37	27.55	26.25	25.14	24.08	23.70
2008	24.38	23.52	25.34	25.51	26.48	24.57	24.81	24.14	23.82	25.59	25.42	25.48
2009	25.36	23.33	24.56	25.37	24.11	24.75	24.84	23.87	25.04	23.36	25.15	24.25
Aver	23.38	22.57	24.47	23.74	25.04	23.61	23.73	23.84	23.88	24.46	23.66	23.35
Max	25.36	23.93	25.89	25.51	27.33	25.60	25.37	27.55	26.50	26.35	25.42	25.48
Min	21.12	19.57	22.75	21.52	23.49	21.99	21.22	22.26	22.14	22.69	21.06	22.30

出典：Source: Network Control Center of PPL

表3.4.2に示したようにRamu系統の2009年の最大電力は58.1MWを記録している。また、表3.2.2に示す総発電設備容量は135.1MW、その可能出力は80.0MWであり、予備容量は約38%という高い値を示している。しかし、80.0MWのうち水力は53.0MWであり、日常的に補助用の老朽化したディーゼル発電設備を運転しなければならない状況にあるといえる。

## 3.5 料金体系と電気料金

### 3.5.1 料金体系

電気料金体系は非常にシンプルなもの、電灯需要、一般需要、工場需要及び街灯の 4 つの料金のみである<sup>4</sup>。公告された電気料金表の説明及び担当者へのインタビューの結果によると、各需要家グループの定義は以下の通りである。

- (1) 電灯需要家グループ： 家族が居住を目的とする建物の需要家で、一般・工場需要家の範疇に含まれない需要家と規定している。なお、負荷の大きさに制限が無く、居住を目的としているかどうかで判断されている。
- (2) 一般需要家グループ： 家族の居住を目的とする建物でない最大 200kVA 以下の需要をもつ建物・店舗・工場の需要家と規定している。但し、居住を目的としているアパートでも、個々の部屋別の電力供給契約でなく、一括して契約した場合は、居住目的であっても 200kVA 以下であればこの料金体系が、200kVA 以上であれば下記の工場需要家の料金が適用される。なお、小規模の商店で居住を兼ねた場合は、原則として、居住部分は電灯需要家、商店部分は一般需要家として別々の電力量計を設置することである。
- (3) 工場需要家グループ： 最大 200kVA 以上の電気の需要をもつ建物・店舗・工場の需要家と規定されている。最大需要は需要家の建物に設置された電力容量計 (kVA) の連続した 12 ヶ月間の読みから決定される。そのため、電気の使用量を計測する電力量計(kWh)と最大電力容量(kVA)を測定するメーターを設置している。殆どの国では契約時に想定最大受電容量を申告・契約し、それに基づいて定額分の料金が計算されるが、工場の稼働実績に基づいた PNG の料金体系はより需要家の実情・要望に沿ったものと考えられる。
- (4) 街灯需要家： 街灯を設置する義務のある個人、市役所又は州政府が需要家である。電力量計を設置している需要家には一般需要家の電気料金が適用される。聞き取り調査では、電気料金は申告された街灯の数、型、容量で算定され、合意された電力量で年間の料金を決定し、請求・徴収を行っているとのことである。当然、破損・故障等により算定値と差異が生じるが、クレームに基づいて調整がなされている。

以上に加え、電灯需要家と一般需要家に更に「Credit」と「Easipay」という電気料金単価の異なる区分がある。

「Credit」とは、日本を含めて一般的に適用されている方式で、毎月 1 回、その期間に使用した電力量を検針し、電気料金を請求、電気料金の支払いを行うという手順で電気料金の徴収を行う方式である。即ち、「Use First」、「Pay Later」の方式である。一方、「Easipay」は携帯電話等に適用されている料金徴収方式と同様の方式で、「Pay First」、「Use Later」の方式である。この方式を採用したのは、この目的のための電力量計が開発され、通常の市場で購入できるようになったためである。なお、「Easipay」の商号は PPL が登録して使用し

<sup>4</sup> 振替供給の料金は需要家ごとに状況が変わるので、個別契約により設定していると考えられる。



ているとのことである。また、電気料金支払いのためのカードを購入することなく、携帯電話の Pre-paid の金額を電力量計に振り替えることが可能なシステムとなっているため、別途電気料金に充当するためのカード購入が必要なく、携帯電話の料金のチャージングで間に合わせることができるシステムになっている。即ち、電力会社の電気料金徴収コストの節約だけでなく、需要家にとっても負担の軽い電気料金徴収を目指したものと見える。但し、その場合、携帯電話の Pre-paid の残量が K10 以上であることが条件とのことである。

電気料金の未払い問題について、「Credit」は他の国と同様、請求した電気料金が次の検針日までに支払わなければ、その時点で電気の供給を停止する。一方、「Easipay」はチャージングした金額を使い切ってしまうとその時点で給電が自動的に停止するようになっている。

### 3.5.2 電気料金

PPL が電力販売以外に提供するサービスに係わる料金を除き、2.7%相当の電気料金の低減が ICCC により承認され、2010 年 1 月 1 日から現在の電気料金表が適用されている。その詳細を表 3.5.1 に示す。電灯需要家の「Credit」に対しては低所得層に配慮した電気料金制度を設定している。すなわち、表 3.5.1 に示すように 30kWh/月までの電力量に対しては 30kWh/月をオーバーした際に適用する電気料金の 60%弱の料金を適用している。一方、「Easipay」の需要家に対してはこの制度がなく、各月の消費電力量に関係なく、所定の電気料金(「Credit」の 30kWh/月をオーバーした分の電気料金の 82%の料金)が適用されている。

表 3.5.1 2010年1月1日から適用されている電気料金

Tariff Categories	Unit	Old Tariffs (2009)	New Tariffs applied from 1st Jan 2010
<b>A Industrial Customers (Credit Meters)</b>			
All energy	Toea/kWh	49.71	48.32
Demand charge	Kina/kVA/month	60.57	58.87
Minimum demand	kVA/month	200	200
<b>B General Supply Customers (GS)</b>			
<b>B.1 Credit Meters</b>			
All energy	Toea/kWh	77.51	75.34
Minimum charge	Kina/month	18	18
<b>B.2 Easipay</b>			
All energy	Toea/kWh	75.61	73.48
Minimum charge	Kina/receipt	50	50
Easipay Emergency Receipt-GS	Kina/receipt	50	50
Easipay Emergency Service Fee-GS	Kina/receipt	11	11
<b>C Domestic Customers (DC)</b>			
<b>C.1 Credit Meters</b>			
First 30kWh/month	Toea/kWh	39.16	38.07
Balance	Toea/kWh	66.56	64.69
Minimum charge	Kina/month	12	12
<b>C.2 Easipay</b>			
All energy	Toea/kWh	54.73	53.19
Minimum charge	Kina/receipt	10	10
Easipay Emergency Receipt-DC	Kina/receipt	10	10
Easipay Emergency Service Fee-DC	Kina/receipt	10	10
<b>D Public Lighting Customers</b>			
Metered streetlights-All energy		77.51	75.34
Tariff by type of fitting is also indicated in the authorised tariff table.			
<b>In addition to the above, prices for Schedule Services are indicated as follow.</b>			
1) Provision of temporary supply			
Minimum account charge	Kina/month	14	15
Temporary supply connection fee	Kina	80	85
2) New connection where service line available			
Normal hours	Kina	39	42
After hours	Kina	80	85
3) Reconnection of change of customers (excluding defaulting customers)			
Normal hours	Kina	39	42
After hours	Kina	80	85
4) Reconnection for defaulting customers			
Normal hours	Kina	80	85
After hours	Kina	158	169
5) Intermediate meter reading	Kina	25	27
6) Metering & service fee (single phase)	Kina	130	139
7) Metering & service fee three phase	Kina	386	413
8) Meter testing	Kina	103	110

出典：PPL

### 3.6 需要

TYPDP2009 に 1999 年から 2008 年までの PNG 全体及び電力供給施設(Center)毎の販売電力量、需要家数実績が完全ではないが示されている(電気料金収入に関する数値は記述されていない)。さらに、2003 年から 2009 年までの販売実績値を電気料金・需要家サービス部から入手した資料と比較すると多少の違いが見受けられた。

本調査では、電気料金に関する分析を行う必要性から、電気料金・需要家サービス部から入手した 2003 年から 2009 年の月別販売実績報告書を基に、以下の説明を行う。ただし、街灯の需要は徴収した電気料金のみで、販売電力量及び需要家数が示されていない。

### 3.6.1 販売電力量

表 3.6.1 に需要家グループ別の販売電力量実績を示す。なお、表の註書に示すように電灯需要は料金収入しか入手した資料に示されていないので、2003-2008 年の販売電力量は TYPDP2009 の数値を示した。また、2009 年の数値は過去の単位当たりの料金から K0.479/kWh (2007 年実績)を用いて推定した。

表 3.6.1 需要家グループ別販売電力量実績(MWh)

	Domestic			General Supply			Industrial	Public Lighting	Total
	Credit	Easipay	Total	Credit	Easipay	Total			
2003	74,341	47,709	122,050	455,379	0	455,379	61,946	2,874	642,250
2004	70,972	49,170	120,142	437,999	0	437,999	72,851	2,453	633,445
2005	62,202	55,937	118,139	422,558	0	422,558	87,240	1,623	627,937
2006	50,080	67,860	117,940	404,592	12,033	416,625	112,938	1,930	649,433
2007	41,710	82,251	123,961	398,557	12,165	410,722	139,015	2,045	675,744
2008	35,482	94,650	130,131	401,894	18,562	420,456	143,307	2,735	696,629
2009	34,442	94,140	128,581	394,953	20,433	415,386	156,665	<b>2,855</b>	703,488

Remarks:

- (1) Public Lighting: Only revenue is recorded. Therefore, sold energy is taken from TYPDP2009 except for 2009, in which it is estimated from the past unit rate.
- (2) No data of December 2005 is collected in the study.

出典：Revenue & Customer Service of PPL

なお、表 3.4.1 及び表 3.6.1 から推定した PNG 全体の送配電損失は 19.5%(2004)から 27.4%(2009)と高い値を示している。

参考のため、TYPDP2009 に示されている Port Mosesby 系統の販売電力量実績を表 3.6.2 に、Ramu 系統のそれを表 3.6.3 に示す。

表 3.6.2 Port Mosesby 系統の販売電力量実績(MWh)

Year	Domestic			General			Industrial	Street Lighting	Total Sales	Growth Rate
	Credit	Easipay	Total	Supply	Easipay	Total				
1999	19,627	39,197	58,824	227,242	0	227,242	37,106	2,376	325,548	3.2%
2000	20,134	43,347	63,481	252,371	0	252,371	43,996	2,919	362,767	11.4%
2001	16,627	45,996	62,623	220,025	0	220,025	37,425	1,400	321,473	-11.4%
2002	17,207	46,760	63,967	222,178	1,500	223,678	38,046	1,118	326,809	1.7%
2003	16,581	47,018	63,599	220,998	3,298	224,296	24,095	1,357	313,347	-4.1%
2004	16,215	49,524	65,739	227,301	3,183	230,484	25,545	861	322,629	3.0%
2005	5,885	49,676	55,561	206,453	2,214	208,667	39,022	783	304,033	-5.8%
2006	4,214	60,018	64,232	190,474	11,340	201,814	59,279	970	326,295	7.3%
2007	2,026	60,394	62,420	190,391	11,440	201,831	57,274	971	322,496	-1.2%
2008	3,443	63,494	66,937	228,497	12,580	241,077	68,096	1,068	377,178	17.0%
2009	4,999	67,643	72,642	189,552	13,531	203,083	68,022	0	343,747	-8.9%

出典：TYPDP2009 and PPL

表 3.6.3 Ramu 系統の販売電力量実績(MWh)

Year	Domestic			General			Industrial	Street Lighting	Total Sales	Growth Rate
	Supply	Easipay	Total	Supply	Easipay	Total				
1999	39,688		39,688	152,541		152,541	45,878	1,507	239,614	6.2%
2000	38,476		38,476	152,504		152,504	43,416	1,869	236,265	-1.4%
2001	37,539		37,539	155,411		155,411	44,482	2,520	239,952	1.6%
2002	36,162		36,162	146,168		146,168	46,741	1,373	230,444	-4.0%
2003	34,986		34,986	145,372		145,372	46,505	1,048	227,911	-1.1%
2004	32,855		32,855	139,803		139,803	37,796	1,122	211,576	-7.2%
2005	36,954	343	37,297	135,458		135,458	39,303	594	212,652	0.5%
2006	35,372	427	35,799	147,731		147,731	41,826	763	226,119	6.3%
2007	33,181	459	33,640	168,374		168,374	41,967	892	244,873	8.3%
2008	35,640	2,379	38,019	176,631		176,631	60,658	1,491	276,799	13.0%
2009	13,046	27,409	40,455	132,599	5,416	138,015	69,578	0	248,048	-10.4%

出典：TYPDP2009 and PPL

### 3.6.2 需要家数

表 3.6.4 に需要家グループ別の需要家数の推移を示す。表に示すように、2009 年時点で「Easipay」が電灯需要家数では 79%を、一般需要家では 30%を占めていることが分かる。

表 3.6.4 需要家グループ別需要家数

Year	Domestic			General Supply			Industrial	Public Lighting	Total
	Credit	Easipay	Total	Credit	Easipay	Total			
2003	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2004	36,020	27,121	63,141	11,147	0	11,147	38		74,326
2005	34,471	41,252	75,723	10,789	0	10,789	49		86,561
2006	26,190	43,790	69,980	9,541	1,941	11,482	61		81,523
2007	23,856	50,963	74,819	9,278	2,891	12,169	70		87,058
2008	19,219	58,795	78,014	8,053	3,337	11,390	84		89,488
2009	15,779	58,795	74,574	7,633	3,337	10,970	84		85,628

Remarks:

- (1) Public Lighting: number of customers and sales energy are not mentioned.
- (2) Number of customers of December of each year is used.
- (3) Data in 2003 related to number of customer are not available in the collected information.

出典：Revenue & Customer Service of PPL

なお、第 3.5.1 節で説明したように、電灯需要家の「Credit」の需要家に対しては、低収入層に配慮した料金制度が適用されている。その実態を表 3.6.5 に示す。「Credit」の最低料金 (Block-1) 適用分の販売電力量の記録は 2006 年以降のみであるので、表 3.6.5 には過去 4 年分を示している。表より明らかなのは、2008 年まで月当たり消費電力量が最低電気料金を適用される 30kWh/月以下の需要家はかなり居たが(「Credit」の需要家の 15~25%程度と予想)、2009 年には「Credit」の需要家の約 1%へと大幅に減少している。すなわち、現在の「Credit」の需要家の殆どが毎月 30kWh 以上の電気を消費していることになる。

表 3.6.5 最低料金を適用された電灯需要家の月平均電力消費量

Year	Nos of Customer	Credit Block-1 (kWh)	Unit Consump (kWh/Month)
2006	29,321	7,832,409	22.26
2007	25,396	6,782,007	24.28
2008	19,950	6,137,691	25.64
2009	17,569	6,257,285	29.68

出典：PPL

### 3.6.3 電気料金収入

表 3.6.5 に需要家グループ別の料金収入を示す。なお、工業需要には使用した最大容量に対する固定料金(Kina/kVA/月)が含まれている。それ以外は、使用した電力量に応じた従量制が適用されている。

表 3.6.6 需要家グループ別電気料金収入(K1000)

Year	Domestic			General Supply			Industrial	Public Lighting	Total
	Credit	Easipay	Total	Credit	Easipay	Total			
2003	23,601	15,227	38,827	196,331	0	196,331	19,894	535	255,588
2004	27,621	18,713	46,334	223,437	0	223,437	27,155	630	297,556
2005	26,410	24,490	50,901	238,626	0	238,626	35,803	766	326,096
2006	23,607	29,175	52,782	252,749	6,970	259,719	55,344	924	368,768
2007	20,666	36,398	57,064	252,671	6,719	259,390	68,199	979	385,632
2008	19,304	45,273	64,576	272,230	11,226	283,455	86,132	1,274	435,437
2009	21,303	51,523	72,825	302,615	15,449	318,064	108,565	1,368	500,823

Remark: (1) No data of December 2005 is collected in the study.

出典：Revenue & Customer Service of PPL

表 3.6.7 に表 3.6.1 及び表 3.6.6 から算定した需要家グループ別の支払った単位電気料金 (Toea/kWh)<sup>5</sup>を示す。2009 年における平均電気料金は T71.2 (28.5US セント)でかなり高いレベルにある。最も高いのは一般需要家の T76.6 (30.6 セント)、工場需要家の T69.3 (27.7 セント)、電灯需要家の T56.6 (22.6 セント)となっている。また、電灯需要家の「Easipay」のグループの単位電気料金が最も安い値となっている。なお、2009 年の一年間において電灯需要家の支払った電気料金の内訳は、「Credit」の Block-1 (最低料金適用)は K174 (US\$70)、Blok-2 (30kWh/月以上への適用料金)は K1,175 (US\$470)、合計 K1,350 (US\$540)であり、「Easipay」は K876 (US\$350)、電灯需要家平均で K977 (US\$391)であった。

表 3.6.7 需要家の支払った単位電気料金

(Unit: T/kWh)

Year	Domestic			General Supply			Industrial	Public Lighting	Total
	Credit	Easipay	Total	Credit	Easipay	Total			
2003	31.7	31.9	31.8	43.1		43.1	32.1	18.6	39.8
2004	38.9	38.1	38.6	51.0		51.0	37.3	25.7	47.0
2005	42.4	44.3	43.3	56.3		56.3	40.8	43.3	51.7
2006	47.1	43.0	44.8	62.5	57.9	62.3	49.0	47.9	56.8
2007	49.5	44.3	46.0	63.4	55.2	63.2	49.1	47.9	57.1
2008	54.4	47.8	49.6	67.7	60.5	67.4	60.1	46.6	62.5
2009	61.9	54.7	56.6	76.6	75.6	76.6	69.3	47.9	71.2

出典：表 3.6.1 ならびに 3.6.6 より調査団作成

<sup>5</sup> 1 Toea = 1/100 Kina

## 3.7 既存電力施設の問題点及び TYPDP2009 の主たる開発計画

### 3.7.1 既存設備の問題点

既存の電力施設の視察・考察結果については関係する箇所で既に説明したが、それらのうち、緊急な整備対策又は設備の更新が必要な項目について概説する。但し、水力発電所建設にかかわる項目は除く。

#### Port Moresby 及び Ramu 系統に共通の問題点

- (1) 地下式水力発電所の冷却水供給設備： Rouna 第2発電所、Ramu 発電所は地下式であり、主にベアリング及び発電機の巻線温度を所定の範囲に抑えるために、圧力鉄管から取水した水を使って冷却している。この水は泥だけでなく植物性の多くのゴミを含んでおり、頻繁なフィルターの清掃が必要となっている。特に、Ramu 発電所の植物性のゴミの混入が多く、巻線温度を所定の範囲に抑えるために発生電力を定格出力の80%に抑えた運用を余儀なくされている。早急な対策が必要である。対策としては、閉鎖型循環式給水システムへの更新が望ましいが、追加設備の設置スペース、1次冷却水の取水の問題があり、現地調査が必要である。
- (2) 技能職員の育成： 現在、発電機巻線取替え・キャビテーションの補修は海外に依存しているため、発電機を長期間停止しなければならない状況にある。長期にわたる発電設備の停止に伴う損失は大きく、停止期間を短縮する対応が重要である。その対策の一つは、発電機巻線取替え・小規模なキャビテーション程度を補修できる技能職員を育成することである。なお、補修に必要な予備品、材料をメーカーから定期的に調達する必要があり、また、キャビテーションの程度により現場補修が困難な場合があることに留意すべきである。
- (3) 水車発電設備のオーバーホール： 現地聞き取り調査の際、故障した際に故障箇所を点検し・個々の対策・対応を行うのが主体で、殆どの発電設備のオーバーホールを実施してきていないとのことであった(詳細な補修実績に関する情報は入手していない)。上記(2)との関連もあり、オーバーホールを PPL の技術職員と共に行い、水車発電機の分解・点検・組立・調整技術の移転を図る。合わせて、現場で発電機巻線取替え・小規模なキャビテーションの補修ができる技術を取得するため、オーバーホールを実施する過程で工具等の詳しい使い方の訓練を行う。

## Port Moresby 系統

共通の問題点の項で説明した Rouna 第 2 発電所の冷却水システム及び発電設備の修理に関する以外、特に問題ないと判断される。

## Ramu 系統

- (1) 送電線設備の整備： Ramu 送電系統は樹枝状に Ramu 変電所より 1 回線送電線が延伸された初期的な系統であり、供給信頼度の N-1 基準を満たしていない。そのうえ、単相再閉路方式が適用されていないため故障による送電停止が多く、安定した電気の供給が困難な状況にあると判断される。このような状況にあることから、特に、Ramu 系統の約 2/3 の需要を持つ Lae 地区への電力供給状況は深刻であり、早急な供給信頼度向上対策の実施が望まれる。具体的には、送電線路の 2 回線化、再閉路方式を適用した保護システムの充実、通信回線の整備等が必要と判断される。

そのため、Ramu 送電系統の整備・拡張に関するマスタープラン調査を提案する。マスタープランの調査対象は、Ramu 送電網が敷設されている Morobe、Madang、Eastern Highlands、Western Highlands、Chimbu Southern Highlands 及び Enga 州の送電・変電・配電施設である。

Ramu 送電系統の既存施設の現状調査、地域別の需要予測、当該地区の電源開発計画を基に、送電線・変電所施設・配電施設の最適な整備・拡張計画を策定する。送電線計画は供給信頼度 N-1 基準を満たす計画とする。そのためには送電線路の 2 回線化が必要であるが、少なくとも Ramu - Lae 間は、220kV 設計の 2 回線送電線の採用を推奨する(運用は当面 132kV)。その理由は、PNG の土地所有制を含む社会環境の特異性もあり、送電線用地の取得が将来益々困難になると考えられること、及び、特に Lae 地区の需要が大きく近い将来に 132kV x 2 回線では送電容量が不足する事態が予測されるためである<sup>6</sup>。

この調査における留意点は、整備計画で送電線路の新設が提言される場合、必要な送電鉄塔の設計、それに基づく送電線ルートの測量を計画段階で実施することが望ましいことである。その理由は、用地取得は同国の独特な社会環境もあり時間がかかるうえ、用地取得には送電線路の経過地、必要な用地、所有者の特定が必要になる。すなわち、用地・所有者の特定には送電線路測量が必要であり、鉄塔位置の決定には少なくとも送電線鉄塔の設計が不可欠であるからである。

- (2) Lae 地区の発電設備の増設： Ramu 発電所から Ramu 系統の需要の約 3 分の 2 を占める Lae 地区への電力供給は、上記のように送電設備に問題が多く、不安定である。送電設備を整備するにも時間を要することから、発電設備の早急な増強が望まれる。

<sup>6</sup> 1 回線では N-1 基準を満たすことができないので 2 回線にする。この場合の送電量は N-1 状態で 100 MW 程度。

### 3.7.2 TYPDP2009 の水力開発以外の電力設備整備・建設計画

TYPDP2009 に示されている水力開発以外の主な開発計画について概説する。

#### Port Moresby 系統

- (1) ガスタービン発電設備の建設： 2x15MW のガスタービン発電設備が Kanudi 発電所構内に建設中である。
- (2) CBD GIS 変電所建設及び Konedobu - CBD 66kV 地中送電線の敷設： Konedobu 及び Goroko 変電所の負担を分散し、且つ、配電損失低減を目的としたものである。PNG では最初の GIS 変電所となるものである。市街地区の変電所は架空送電線で接続されているが、それらの送電容量が小さく、将来的に増強が必要と判断される。その場合、送電線支持物の強度の関係及び用地の問題もあり、将来的には地中線を中心とした整備が必要になる。本計画に関する日本政府への無償資金協力の要請書案を現地で収集したが、TYPDP2009 にはそれに関する記述はない。
- (3) Taurama 変電所の建設： Goroko 変電所の負担分散及び配電損失低減を目的としたものである。上記の CBD 変電所の建設と合わせ、総合的な整備計画を基に、それぞれが補完しあう計画とすべきである。そのため、CBD 変電所計画を含めた総合的な調査が必要と判断する。

#### Ramu 系統

既存の 66kV 送電線の 132kV への昇圧、変電所の変圧器増設、変電所の増設等のみであり、Ramu からの供給信頼度を向上させるための対策が講じられていない。その結果、現計画では、Ramu-2<sup>7</sup>が建設されたとしても Ramu 系統の見かけ上の需給バランスが良くなるだけで、電力供給の安定性・信頼性の向上には結びつかない計画となっている。

---

<sup>7</sup> Ramu-2 は 4 つの鉱山に給電するとのこと（PPL CEO 談）。



## 第4章

### 優先電力開発および修復プロジェクト

#### 4.1 10年電力開発計画における発電計画

##### 4.1.1 10年電力開発計画概要

国家及びプロビンス10年電力開発計画(National and Provincial Ten Year Power Development Plan 2009-2018, PNG Power Ltd, November 2009, TYPDP 2009-2018)の内容を以下に要約する。

- i) The TYPDP 2009-2018 は、電力負荷期待値のロス(LOLE)、期待される非供給エネルギー基準(EUE)およびシステムの必要条件に基づき、設備の追加や老朽施設の交換をするための計画を提供する。
- ii) Port Moresby の電力負荷増は、2011年に12 MWの火力設備、2012年にさらに8MWの投入が必要なことを示している。考慮すべき開発のオプションは、独立発電事業者(IPP)によるガス火力か、Vanapa/Brown川水力のベース発電である。
- iii) Ramu 水力発電の拡張は、大型の鉱山開発に伴う需要に影響を受ける。Ramu ニッケル鉱山と Hidden Valley 金鉱山の操業開始は、2010年に予定される Yonki Toe-of Dam 水力(18MW)の運転開始とその後続く Ramu 2 水力の開発に先行する。Ramu 川水力開発の次のフェーズ、Ramu 2 か、天然ガス火力のいずれの利用かの可能性に関する調査が進んでいる。
- iv) Takara ディーゼル発電所(1x12 MW)、Lae さらに他の10箇所のディーゼル発電機を2010年に Kerema、Alotau、Wewak、Kanieng、などへ設置することが計画されている。
- v) 化石燃料コストの高騰により、7つの水力発電計画が2014年から2018年までの電源計画の主要な開発として考慮されている。

Takara ディーゼル発電所(1x12 MW)は、2009年末に竣工し運転を開始しているが、短期間の予定で運転されている。Yonki Toe-of Dam (2x9MW) はまだ基礎の工事中であり、予定される2010年内の運転開始はまだ確認されていない。PNG 電力セクター開発計画、DPE, April 2009, ADB (PSDP 2009)の一部には、TYPDP 2009-2018と相違がある。特に2010年以降のPort Moresby システムの水力開発は違いがある。この違いは、PSDP 2009 策定時の需要予測と最近の需要予測(TYPDP 2009-2018)の違い、PPLの戦略とDEPの政策上の違い

に起因すると ADB は解釈している。

#### 4.1.2 ポートモレスビーおよびラムシステムの電力需要予測

10 年電力開発計画では、ポートモレスビーおよびラムシステムの 2009 年から 2018 年までの電力需要を次のように予測している。

表 4.1.1 10 年電力開発計画における電力需要予測

系統	電力量 (GWh)			最大設備容量 (MW)		
	2009	2015	2018	2009	2015	2018
ポートモレスビー	449.0	648.3	673.2	91.5	131.5	136.5
ラム	283.9	-	352.3	61.8	-	134.0
レイ	189.9	230.9	256.8	29.9	36.3	40.4

出典：TYPDP 2009-2018 より調査団作成

ポートモレスビー系統の電力需要増加率は、2013 年まで高い伸びでその後は低く予測されている。ラム系統の増加率は、3%程度を維持する予測となっている。レイの需要はラム系統に含まれるが、増加率は少ない。<sup>1</sup>

## 4.2 ポートモレスビー系統の発電計画

### 4.2.1 ポートモレスビー系統の新規水力発電開発

Laloki 川 (Rauna 計画) の水力が完了したため、国家首都地区(NCD)とセントラル・プロヴィンスに電力を供給する Port Moresby システム (POM)は、主要水力源が追加される 2019 年末までは、短中期的に設備とエネルギー需要のいずれかの不足分を満たす火力発電への依存度を増すと予測されている。長期的には POM は、主要な電力源の開発を必要としている。

表 4.2.1 POM 系統発電計画要約

年	TYPDP 2009-2018	PSDP 2009
2009	Moitaka 20 MW ガスタービン新設 エネルギー効率：クリーン開発メカニズム (CDM) 開始と SSM 開発	
2010	Kanudi 2 x 15 MW ガスタービン設置	同左
2015	Vanapa 又は Naoro-Brown 川水力ベース発電	Udava 水力 58 MW
2017	主な電源開発	

<sup>1</sup> ポートモレスビー系統とラム系統の電力需要予測は、TYPDP 2009-2018 の 1-2 ページと A-4 ページ、レイの電力需要予測は、K-3 ページ参照。需要予測の方法は、TYPDP の第 2 章参照。

2018		Udava 水力 + 29 MW (計 87 MW)
2019		火力 40 MW
2021		Udava 水力 + 29 MW 計 116 MW)
2022		Lake Kosipe 水力 30 MW
2023		Udava 水力 + 29 MW (計 145 MW)

出典：TYPDP 2009-2018、ならびに PSDP 2009 より調査団作成

Ramu 系統と主要な水力開発との相互連結の可能性を評価するには、Vanapa および Brown 川の水力発電事業に関する技術的詳細な調査が必要である。TYPDP 2009-2018 は、その目的は、詳細な技術的検討対象になる事業の選定と、相互連結のオプションとの比較検討であるとしている。また天然ガスなどの他の供給オプションの調査も必要であるとしている。DPE の報告書 PSDP 2009 は、Port Moresby 系統と Ram 系統との相互連結は、プレ F/S を参照し(Section 5.4, p36)、予測できる将来には経済的に実現性がないとし、棄却している。

2014 年までの POM の需要を満たす他の代替発電施設はない。Udava 水力の発電容量 145 MW は、ガスをベースとする複合サイクルプラント火力の代替施設と比較し、経済的であると評価されている。2015 年時点の Udava 水力の初期設備容量は 58 MW であり、その後 29 MW を 2018 年、2021 年、2023 年と段階的に投入する計画である。当事業の全体の経済的内部収益率(EIRR)は 14.3%である。Vanapa 川システムの Lake Kosipe を投入する前の 2019-21 年の期間には、40 MW の火力発電施設の投入が必要である。Lake Kosipe 水力は、2022 年以降に投入すれば EIRR が 12.4%になり、フィージブルと評価されている(Section 5.2, p32)。

Angabanga 川と Brown 川の水力開発は、候補施設としては Vanapa 計画に比べてコスト高で、出力が小さいとして棄却されている。Lower Brown の代替案は、EIRR が 7.9% と低いと評価されている(Section 5.2, p32)。

Udava 水力発電事業は、設備容量が 145 MW の場合、発電単価は、US\$ 0.069/kWh と見積もられている。複合サイクル火力の発電単価は、80%のキャパシティファクターを仮定し、US\$ 0.096/kWh と評価されている。ディーゼル発電の発電単価は、燃料価格を PNG Kina 2.0/liter (約 US\$ 0.8/liter)、単位消費量 0.24 liters/kWh、設備費 US\$ 800/kW と仮定し、US\$ 0.197/kWh と見積もられている。LNG ベンチャーは、低コスト水力の電気を購入するオプション、少なくとも LNG 生産工程の一部に考慮する可能性があることが注記されている。仮にこのオプションがフィージブルである場合、Vanapa 川流域のすべての潜在水力の開発の優先性が浮上する(Section 5.2, p32)。

PPL は 2010 年 1 月、Naoro-Brown 水力発電計画(約 60 MW)を POM 系統発電事業の一つのオプションとして技術的、財務的実現性を確認するために F/S を開始した。PPL は、アクセス道路と送電線が短く、事業地域の土地所有者が歓迎している長所から高い実現性を期待している。本調査団の図上予備検討によると、Naoro-Brown 水力は、延長 11km の水路で約 500m (45m/km)の落差を開発できる効率的な地形に恵まれている。流域面積が 279 km とや

や小さいが、近傍流域から導水して発電用水を増強することが可能である。Vanapa 川、Udava 川、Brown 川の位置は、巻頭の一般位置図に示す。

Naoro-Brown 水力、Udava 水力、Lake Kosipe 水力の位置は、巻頭の有望水力発電計画の概略レイアウト図に示す。ポートモレスビー系統と関連する水力事業の一般平面図を図 4.1 に示す。Naoro-Brown 水力、Udava 水力、Lake Kosipe 水力の各概略縦断図をそれぞれ図 5.3、図 5.4、図 5.5 に示す。

## 4.2.2 Rouna 水力発電システムの修復

### (1) Rouna 1 水力発電所の修復

Rouna 1 発電所は、当初 4 台の発電機が稼動していたが破壊したペンストック 1 本が除去されて以来第 1 号(1MW)と第 2 号(1MW)発電機が運転を停止している。第 1 号機と第 2 号機をまとめて 8MW を 1 台増設する計画が提案されている。この工事にはペンストックの新設、地下発電所基礎の土木工事、新規水車と発電機の設置、変電施設の設置が必要である。(図 3.3.1 参照)

### (2) Sirinumu ダム 及び サドルダムの安定性の点検

ポートモレスビー系統の主要電源である 4 つの Rouna 水力発電所の水源である Sirinumu ダム (コンクリートとスチール表面遮水壁型)<sup>2</sup>と関連する 7 箇所サドルダムの内、3 箇所の点検が緊急の課題である。2005 年の安全評価<sup>3</sup>で確認された 3 箇所のサドルダム特に、A の堤体基礎、鞍部からの漏水量(約 100 liters/s)が最近急増していることが懸念されている<sup>4</sup>。PNG 電力公社は、このサドルダムが決壊するようなことがあるとポートモレスビーの電力供給が停止するばかりでなく、貯水池の約 3.4 億 m<sup>3</sup>の水が流失すると約 20 万人の住民が被害を受けるリスクが高いとしている。PPL は、抜本的な対策がわからず、JICA の技術協力の可能性を打診している。尚このダムは現在 PPL ではなく、独立したダムの維持管理会社、PNG Dams Ltd の管理下にある<sup>5</sup>。

2005 年の包括的診断報告書は、診断時点でダムは安全と評価しているものの、様々な提言を行っているが、提言された対策は実施されていない。この報告書は、サドルダム-A, B, C の基礎となっている天然サドル部の下流面に侵食穴(Back erosion)の存在を指摘していたが、建設後の期間が長いことから安定状態にあると評価したものと分析する。しかし、調査団

<sup>2</sup> Sirinumu ダムは 2 段階で建設され、第 1 期は、1963 年に完成、第 2 期は 1971 年に完成した。第 2 期の竣工から 39 年経過している。

<sup>3</sup> Sirinumu Dam and Saddle Dams Comprehensive Safety Assessment 2005, PNG Power, Hydro Tasmania Consulting

<sup>4</sup> 2005 年の診断で漏水観測施設の修復設置と漏水量の観測が提言されたが、観測施設の改修や漏水量の観測はなされていなく、目視による点検で著しい流量増があると報告している。2008 年に流速と流積を計測する方法で概略計測した時は、約 200 liters/s だったと説明している。

<sup>5</sup> PPL の土木担当者は、PNG Dams Ltd はダムを所有しているだけで維持管理は実質的に実施していないと説明している。また PPL の土木技師は 2010 年 5 月現在 2 名だけで、また機材も不十分と説明している。

は、水量の急増は、侵食穴が進行性に移行していることに起因している可能性があり、PPL が指摘するようにサドルダムの破壊要因となりうると判断した。調査団は現地調査を行っていません、そのリスクを評価する定量的情報を得ていないが、問題の性質から緊急にフィルダムと地質の専門家を派遣し、サドルダム-A, B, C の基礎部からの漏水の原因の診断を実施することを提言する。

#### 4.3 Ramu 系統の発電計画

##### 4.3.1 Ramu 系統の新規水力発電開発

水力発電開発の高い優先性は継続するが、天然ガス、他の再生可能エネルギーや燃料油などの現地産の資源も戦略的なオプションとして今後も考慮される。レイ(Lae) システムは、2本目の132 kV 送電線が建設されるまで、設備容量とエネルギーの両面の不足を補うため、短中期的には火力の補助発電に依存し続けると分析する。Ramu 川の約 100 MW の潜在的な水力がまだ開発されていない。TYPDP 2009-2018 は、当地域に経済的効率の高い電力を供給することを決定するためのフィージビリティ調査の実施が必要であるとしている。ガスベース発電、風力、波力、太陽光などの他の再生可能エネルギーも可能な電力源である。PPL は、2006 年に実施した Ramu 2 水力発電の事業化可能性調査<sup>6</sup>をレビューしている。Ramu 2 水力の概略レイアウトと縦断図を図 5.6 に示す。

表 4.3.1 Ramu 系統の発電計画要約

	TYPDP 2009-2018	PSDP 2009
2009	エネルギー効率:クリーン開発メカニズム(CDM) 開始と SSM 開発	
2010	短期的な 12 MW Taraka ディーゼル発電の完成	MOA による Ramu ニッケルの補助ディーゼル 195 MW
2012		Ramu 2 - フェーズ 1 60 MW
2016	提案される Malahang 発電施設の調査の完了	
2017	大規模電源の開発	
2020		ピーク用火力 20 MW

出典：TYPDP 2009-2018、ならびに PSDP 2009 より調査団作成

#### 4.4 他の水力発電開発候補事業

##### 4.4.1 Wabo 水力発電プロジェクト

Wabo 水力発電プロジェクト地点は、Purari 河の河口から約 200 km に位置する。Wabo ダム地点の流域面積は、33,000 km<sup>2</sup> の Purari 河流域の 26,300 km<sup>2</sup> を占める。当流域の年平均

<sup>6</sup> Final Feasibility Report, Ramu 2 Hydropower Scheme, RB in association with URS, 2006

雨量は 8,000 mm で、ダム地点の平均流量は 2,500 m<sup>3</sup>/s である。

最適開発規模でのファームエネルギー（渇水年の保証常時電力）は、11,825 GWh/年であるが、ほとんどの期間はこれをかなり超える大きな電力量が得られる。最大出力は 1,800 MW(360 MW の発電機 5 基、1 基 360 MW は予備)で、異常渇水年を除き期待される工業需要負荷に供給できる。異常渇水年には、消費をピーク負荷を 1,500 MW に制限する案と、他の電力源から補給する案がある。平均 2 次電力（又は非ファームエネルギー）は、3,130 GWh/年と見積もられるが、最適規模の選定には考慮していない。

送電線を含めた Wabo 水力発電開発の資本コストは、Gulf 州の港湾への送電案が 9 億米ドル、Hall Sound の港湾への送電案が 10.2 億米ドル（1976 年価格水準）である。相当する財務発電原価は、金利 8%、融資期間 30 年、負荷成長期間 5 年と仮定したケースでそれぞれ 10.6 US\$ mills/kWh と 12.1 US\$ mills/kWh である。Hall Sound のケースの設備原価は、US\$ 568/kWh である。

常時電力量は、60 MW のガスタービンを工業地点に設置し、その運転頻度は低いが異常渇水年に限定して運転すれば、14,200 GWh/年に増強できる。ファームエネルギーの代替として Aure 川の水力発電を検討したが、1970 年代 は、ガスタービンよりコスト高であった。

メインダムは高さ 160m のロックフィルタイプで、堤体積は 1,590 万 m<sup>3</sup> である。5 箇所フィルタイプのサドルダムが必要で、総堤体積は 780 万 m<sup>3</sup> である。Hall Sound の工業団地には Wabo の発電所から約 300 km の 2 回線 500 kV 送電線を設置し、電力を供給する。当事業の技術的、経済的諸元を付属資料-2 に示す。

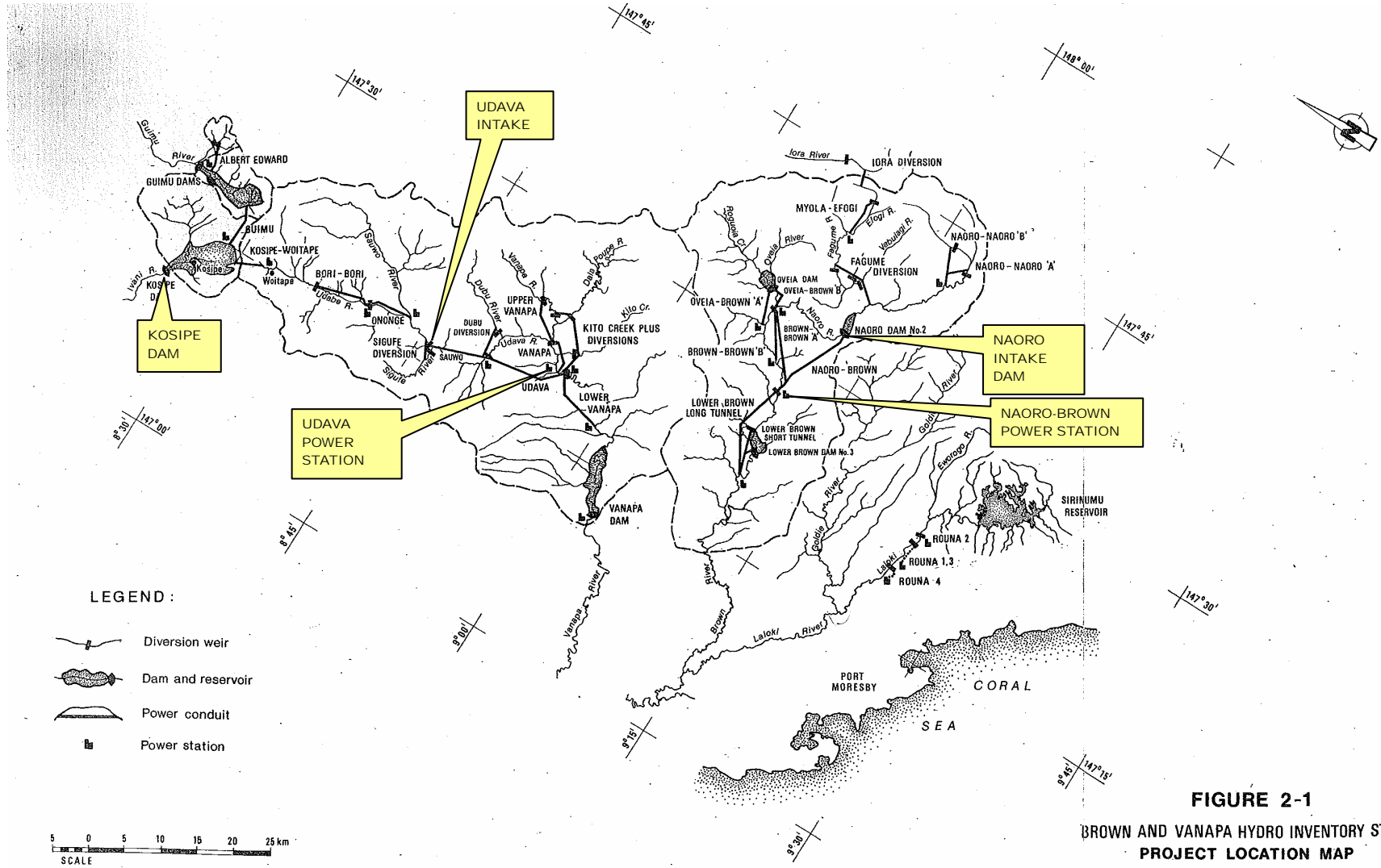


図 4.1 Port Moresby 系統の水力開発計画位置図  
(Brown and Vanapa Inventory Study, Monenco, 1989)

## 第5章

### 水力開発計画地点の地質と工学的評価

#### 5.1 パプアニューギニアの地質と地質構造

##### 5.1.1 三つの地質構造区

パプアニューギニア本島の地質は；(1) 卓上地 (Platform Tectonic Zone)、変動帯 (Mobile Belt)、海洋性地殻/島弧 (Oceanic Crust/Island Arcs) の三つの地質構造区で構成されており、それぞれの境界は下記の大きな断層/断層帯で区切られている。

- 卓状地と変動帯の境界；ラガイブ断層帯 (Lagaip Fault Zone)
- 変動帯と海洋性地殻/島弧の境界；ラム-マークハム断層 (Ramu- Markham Fault Zone)

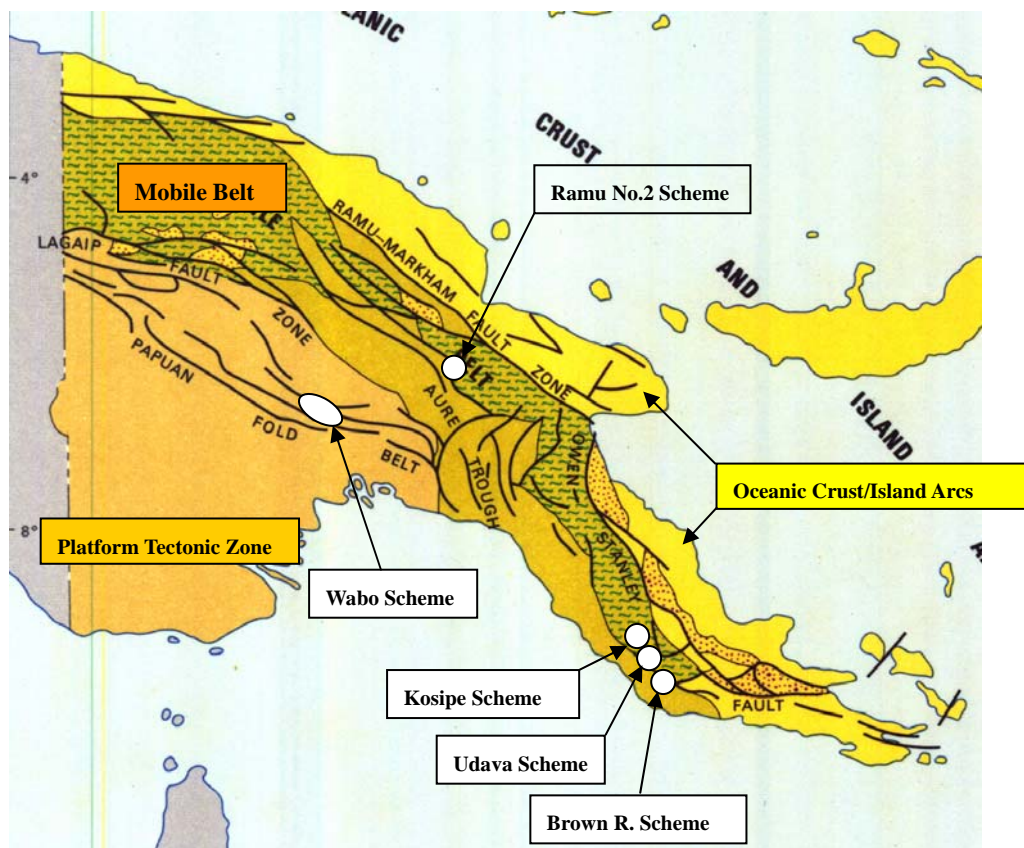


図 5.1 パプアニューギニア本島の地質構造区と水力開発地点  
(地質構造区分は 1/2, 500, 000 地質図；1976 による)



水力開発計画地点の内、ブラウン川、ウダバ、コシペ、ラム第二水力開発計画は「変動帯の中に計画されており、ワボ計画地点は卓状地の中にある。

以下は、水力開発計画が立地する「卓状地」と「変動帯」の地質概要とその工学的な一般特性である。

## 5.1.2 構造区を構成する岩石と工学特性

### (1) 卓状地

#### 1) 分布する岩石

卓状地はパプアニューギニア本島の西南部の広大な地域である。北限をラガイブ断層帯で、東端をアウレトラフ（舟状海盆）に区切られる。

この卓状地の大半は中生代（2.4億年～6.5千万年の間）から新生代（6.5千万年前から現代）にかけて堆積した浅海性堆積岩と第三紀～第四紀の火山岩類で構成される。これらの内、中生代の古い地層は堆積構造がほぼ水平であるため、断層の少ない南半部の地域では新しい地層に覆われて地表には露出せず、この地質単元の北限近くで露出する。また、この地区の南端部では、河川勾配が緩くなるため沼沢性堆積物が広く分布する。

水力開発事業と関係する地層は主として第三紀の堆積岩と火山岩類である。固結度の低い細粒砂岩、シルト岩、泥岩等の軟質と層状石灰岩で構成されている。

#### 2) 地盤の工学特性

この地質単元の第三紀の細粒砂岩、シルト岩、泥岩は全般に軟質で岩盤の中では最も弱く、一軸圧縮強度は  $100\text{kgf/cm}^2$  以下のものが大部分と推定される。また、乾湿風化に敏感で、曝気により脆弱化し易く大規模コンクリート構造物の基礎とする場合注意が必要である。

風化深度は、あまり深くなく河床付近では1～2m程度で尾根部5m程度に見受けられる。風化して軟弱になった部分は小崩壊により削られるためである。

脆弱な堆積岩の互層であるため小規模な地すべりは多く発生している。また、断層との組み合わせで大地すべりが発生する可能性もある。

石灰岩地帯では、多くの場所で溶解により多くの空洞が発生しており、貯水池内に分布する場合注意する必要がある。

### (2) 変動帯

#### 1) 分布する岩石

この造山帯は全体としては、幅50～100kmで北西方向に分布する。この地質単元は中生代後半から始まったニューギニア造山運動の中で形成された下記の多様な岩石で構成され

ている。

- A) 深成岩類：中生代及び第三紀に貫入した、斑レイ岩、蛇紋岩、閃緑岩、花崗岩等
- B) 変成岩類：中生代に形成された堆積岩起原の緑色片岩、千枚岩等。ニューギニア本島の中核をなす岩石である。
- C) 堆積岩類：中生代、第三紀の砂岩、泥岩、凝灰岩、石灰岩
- D) 火山岩類：中生代～第四紀の火山活動により噴出した玄武岩熔岩、安山岩熔岩

上記各岩石は造山運動の過程の中で北西方向の断裂沿いに形成されたものであり、複雑な分布形態を示す。

## 2) 地盤の工学特性

この地質単元の中核をなす変成岩類と深成岩類は一般に堅硬緻密であり、強い工学特性を示す。変成岩類と火山岩類は  $500\sim 1,000\text{kg/cm}^2$ 、深成岩類は  $1,000\text{ kg/cm}^2$  を見込むことができる。堆積岩類はその形成時代により異なり、一般に古い時代の物ほど強い工学特性を示す。風化は尾根部で徐々に深くなり、また破碎された部分でも風化深度は深い。

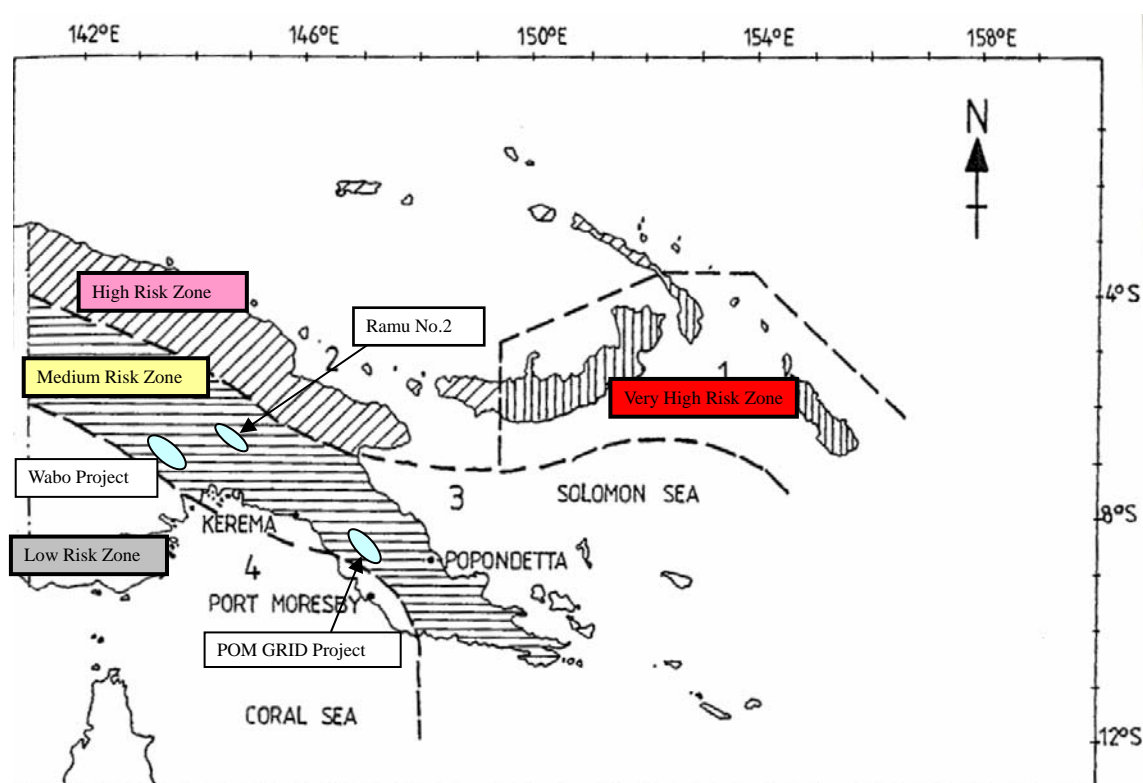
この地質単元の中で、発電施設建設に際し留意すべき事項は以下である。

- 「オーエン-スタンレー断層」に平行及び斜め断層が多く発達する。
- 小規模な崩壊はかなり多く、稀に片岩の分離面や褶曲・断層に規制された大規模地すべりも発生している。
- 石灰岩は空洞ができてることが一般的である。また、玄武岩と安山岩熔岩は冷却節理が発達していることが多い。これらの岩石が広範に貯水池内に分布する計画は避けた方が良い。

## (3) 地震動のレベル

パプアニューギニアは環太平洋地震帯の南端部にあり、地震の頻発地帯である。同国の地震動の分帯は、地震の頻度と地震の強度により「Very High Risk Zone」、「High Risk Zone」、「Medium Risk Zone」、「Low Risk Zone」に分帯されている。これらの地震動に関する分帯は概ね三つの地質構造区分と対応している。

- 「Very High Risk Zone」、「High Risk Zone」：海洋性地殻/島弧
- 「Medium Risk Zone」：変動帯と卓状地の南部
- 「Low Risk Zone」：卓状地の南半部



(出典： Stage 1 Investigation of Hydro Power Alternatives, Vol. 3)

図 5.2 パプアニューギニア地震動危険度分類図

図 5.2 に示すように、ポートモレビーとラム系統の水力開発地点及びワボ水力開発計画地点は「Medium Risk Zone」に位置している。このゾーンでの最大地震加速度は 0.20～0.25 が予測されている。

## 5.2. 計画中の水力発電地点の地質と工学的評価

### 5.2.1 ポートモレスビー系統

#### (1) 既往調査

ポートモレスビー系統の優先水力開発地点である、ナオロ-ブラウン計画地点 (Naoro - Brown project) , ウダバ計画地点(Udava project), コシペ計画地点 Lake Kosipe project)での地質調査は数次にわたり以下の調査が行われている。

- 1979: Engineering Geological Feasibility Study of the Proposed Vanapa Hydro- electric Scheme, Geological Survey of PNG (バナパ水力開発計画地点地質調査 ; パプアニューギニア地質調査所)
- 1980: Vanapa Hydro Electric Complex Feasibility Study; ELCOM (バナパ複合水

力開発計画フィージビリティ スタディ；電気局)

- 1982: Engineering Geological Feasibility Study of the Naoro-Brown River Hydro-electric Scheme, Geological Survey of PNG (ナオロ - ブラウン水力開発地点地質調査;パプアニューギニア地質調査所)
- 1982: Stage 1 – Investigation of Hydro Power Alternatives, GIBB (ステージ 1 水力開発計画地点比較検討調査；GIBB)
- 2009: Power Sector Development Plan Draft Final, Appendix H: Pre-Feasibility Study Udava Hydropower Development Plan, ADB (パワーセクター開発計画ドラフトファイナル；アペンディックス H；ウダバ水力開発プレフィージビリティスタディ；ADB)
- 2009: Power Sector Development Plan Draft Final, Appendix I: Pre-Feasibility Study Kosipe Hydropower Development Plan, ADB (パワーセクター開発計画ドラフトファイナル；アペンディックス I；コシペ水力開発プレフィージビリティスタディ；ADB)

上記各報告書をレビューし、ポートモレスビー系統の優先水力開発地点の地質工学的評価を行った。評価は各地点の地質状況の中で、プロジェクトの推進に支障をきたすような現象がないかどうか重点を置いた。

## (2) 計画地点の地質

### 1) 計画地点の地質単元と構成岩石

優先開発地点であるナオロブラウン、ウダバ、コシペ計画地点は、パプアニューギニア本島の中核をなすオーエンスタンレーの南西斜面である。この地区は変動帯に位置し、ニューギニア造山運動の過程で生成された種々の岩石で構成されている。

地質単元と構成岩石を表 5.1 に示す。

この地区の最も古い地層はカギ変成岩類（ジュラ紀？～白亜紀）であり、この地層は中新世に閃緑岩の貫入を受け、タルマ火山岩類と第三紀鮮新世以降の火山岩類、及び表層土類で覆われる地質構成となっている。(1/250,000 地質図：ポートモレスビー-カロアロア及びステージ 1 水力開発計画地点比較検討調査；GIBB)

表 5.1 計画地域の地質単元と構成岩石

地質年代	地質単元	構成岩石
完新世 (0.01 Ma to present)	沖積土	段丘・湖沼・河床堆積物；礫、砂、シルト、粘土
	崩積土	礫、砂、シルト、粘土

更新世 (1.64 to 0.01 Ma)	エフォギ火山岩類	斑状、多孔質玄武岩・安山岩；高透水性部分が多い。
鮮新世 (5.2 to 1.6Ma)	Astrolabe Agglomerate	玄武岩質、安山岩質火砕岩、溶岩、火山岩質砂岩：変化にとんだ工学特性を示す。
	ダビッドソン山 火山岩類	玄武岩、と少量の安山岩。集塊岩、凝灰岩、溶岩、角礫岩：一部再堆積。変化に富んだ工学特性を示す。高透水性を示す部分がある。
中新世 (23 to 5Ma)	オベイラ閃緑岩	閃緑岩、モンゾナイト：堅硬緻密な岩石
	タルマ火山岩類	玄武岩質、安山岩質火砕岩、溶岩、火山岩質砂岩：変化にとんだ工学特性を示す。  (バナパ川北西に分布)
白亜紀前期 (141Ma) ～ 始新世後期 Eocene (35Ma)	ケンプウェルチ層	頁岩、粘板岩、砂岩、グレワック砂岩、礫岩、石灰岩、火山岩類の互層
ジュラ紀(208Ma) ～ 白亜紀(65Ma)	カギ変成岩類	粘板岩、千枚岩、珪岩：片理が発達するが一般的に堅硬で緻密

(出典：調査団)

## 2) 地質構造

カギ変成岩類は北西-南東方向に伸びるオーエン-スタンレー山脈に並行して帯状に分布している。漸新世後期（30Ma）から第四紀にかけてスタンレー山脈の上昇が断続的に発生したため、南西斜面に多くの正断層が発生し、この地域の大局的な地質構造が形成された。25 万分の 1 地質図「ポートモレスビー-カロ-アロア」では、北西-南西方向の他、南北方向及び北東-南西方向の 3 方向の断層が推定されている。

## 3) 岩石の工学的特徴

カギ変成岩類：片理が発達しているが、破碎部分以外は工学的に安定しており、コンクリート構造物の基礎地盤として適している。しかし、コンクリート骨材としては材質がやや軟質であることと片理が発達しているため不適である。

貫入岩類：一般に堅硬緻密であり、構造物の基礎地盤として安定し、骨材にも適する。

火山岩類：熔岩、火砕岩で構成され多様な岩相を示す。熔岩は一般に堅硬緻密であるが、冷却節理が発達し、高透水性を示す部分が多い。火砕は一般に軟質であるが、コンクリート構造物の基礎としては適する部分が多い。

風化：河床部付近ではほとんど風化していない。斜面上方に向けて風化深度は深くなり、数 10 m に達する。特に、火砕岩斜面での風化が深い。

### (3) 計画地点の地質工学的評価

ポートモレスビー系統の優先開発計画地点の地質工学的評価を表 5-2、5-3、5-4 に示す。

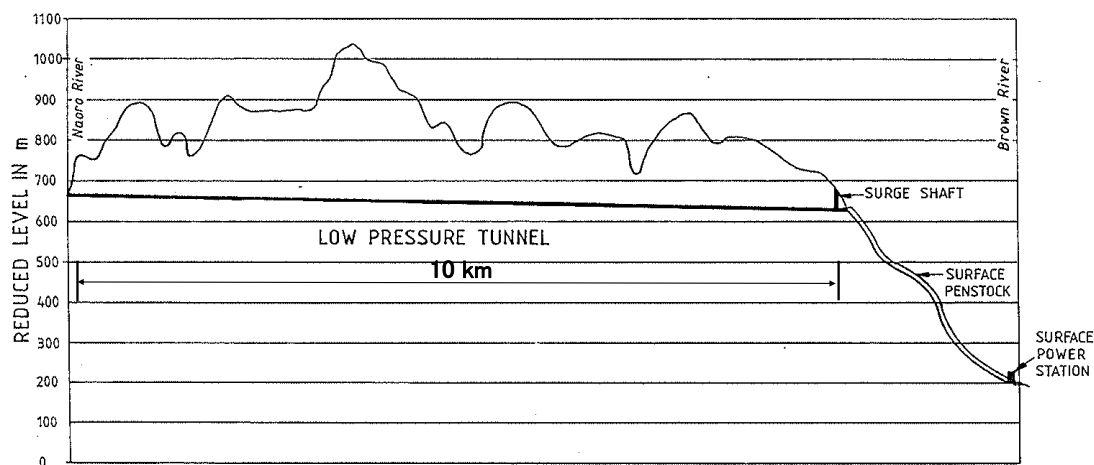
この評価は数次にわたる既往調査成果を下記の地質工学的観点からレビューし、今後事業を推進していく上で大きな支障がないかどうかを判断した。

#### 既往調査のチェック項目

- A) ダム基礎地盤の適性
- B) 貯水池の水密性
- C) 大規模地すべりの分布
- D) 発電各施設の地盤状況
- E) 建設骨材

### (1) ナオロ-ブラウン (Naoro-Brown) プロジェクト

このプロジェクトの施設は、マディロゴ (Madilogo) 村上流の取水堰、約 10km の低圧導水トンネル、地表ペンストック、地表発電所で構成されている。(図 5.3)



(出典：Stage 1- Investigation of Hydro Power Alternatives, Gibb, 1983)

図 5.3 ナオロ-ブラウン計画概念断面図

表 5.2 に整理したように、各発電施設の地盤は建設上、特に大きな問題はない。

玄武岩がコンクリート骨材として利用可能である。また、貫入岩類 (オベイラ花崗閃緑岩) がプロジェクトサイト内で見つければ良いコンクリート骨材となる。

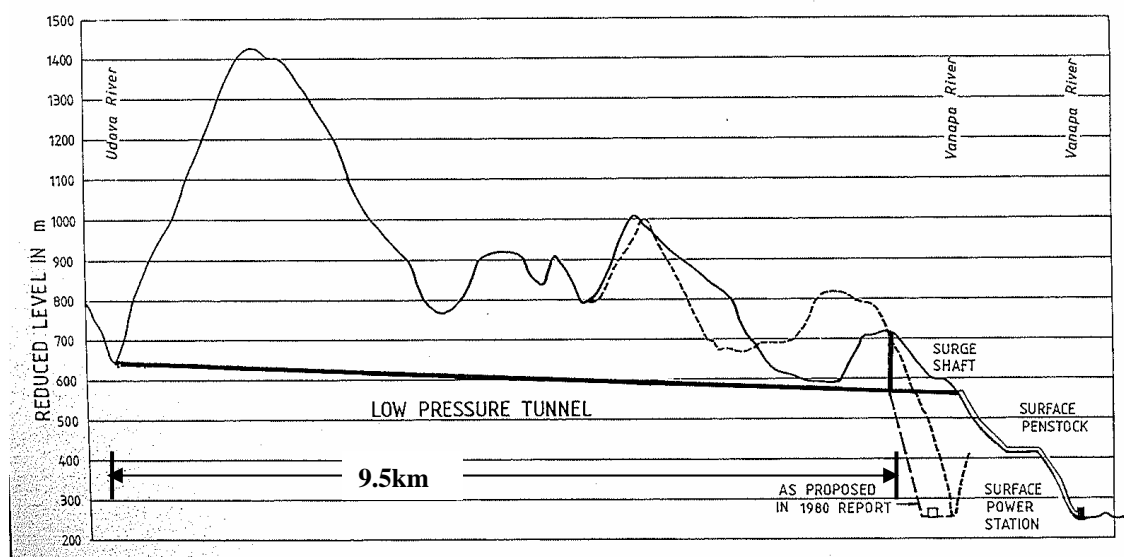
河床堆積物は細粒材料としてのみ利用可能である。

表 5.2 ナオロ-ブラウンプロジェクトの地質工学的評価

対象施設	地質工学的評価
A) 取水堰	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 左岸・河床：動力変成を受けたシルト岩。</li> <li>● 右岸の上方斜面に玄武岩熔岩が分布する。</li> <li>● 低い取水堰の基礎地盤に適する。</li> <li>● 右岸のシルト岩と玄武岩熔岩の接触部には漏水を抑制するためのグラウトが必要。</li> </ul>
B) 貯水池の水密性	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 渇水期に約30%の漏水があることが、水資源省により指摘されている。玄武岩熔岩（エフォギ火山岩類）を通じての漏水と推定される。</li> <li>● この現象を解明した上で、適切な取水堰地点の選定と漏水対策を検討する必要がある。</li> </ul>
C) 低圧導水トンネル	<ul style="list-style-type: none"> <li>● トンネルが遭遇する地質は変成岩類（千枚岩、片岩、動力変成を受けたシルト岩 火山岩類）、一部でオベイラ花崗岩類と遭遇する。</li> <li>● トンネルは比較的よい地質条件下で建設できる。破碎帯は最大20%の区間で遭遇する。これらの区間では慎重な設計施工が必要である。</li> </ul>
D) 地表ペンストック	<ul style="list-style-type: none"> <li>● ペンストックの基礎地盤は風化した片岩である。風化深度は平均20m 最大30mに達する。</li> <li>● ペンストックの基礎地盤は中程度に風化した片岩となる。</li> </ul>
E) 発電所	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 発電所は河岸段丘に設置される。基盤岩は片岩である。</li> <li>● 発電所の基礎地盤は片岩であり、10~15mの掘削が必要である。</li> </ul>

(出典：調査団)

## 2) Udava Project



(出典：Stage 1- Investigation of Hydro Power Alternatives, Gibb, 1983)

図 5.4 ウダバプロジェクトの概略断面図

このプロジェクトはゴロ川（Golo river）との合流点から約 1.5km 下流の取水堰、約 10km の導水トンネル、ペンストック、ノバ峡谷付近の地表発電所で構成されている。

カギ変成岩類のうち珪岩が取水堰、導水トンネル、ペンストック、発電所建設予定地に分布している。この珪岩は堅硬緻密な岩石である。風化の深さはペンストックの斜面で約 20m であるが、各施設の基盤岩は安定した状況にある。

珪岩とこれを貫く岩脈がコンクリート骨材として利用可能である。

表 5.3 ウダバプロジェクトの地質工学的評価

対象施設	地質工学的評価
A) 取水堰	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 基礎岩盤は堅硬緻密な珪岩と岩脈類である。</li> <li>● ダムの基盤岩は良好である。</li> </ul>
B) 貯水池の水密性	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 貯水池の漏水は問題ない。</li> </ul>
C) 低圧導水トンネル	<ul style="list-style-type: none"> <li>● トンネルが通過する区間の地質は堅硬緻密な珪岩と岩脈類である。</li> <li>● 幾つかの区間で断層に遭遇する可能性があるが、全般に安定した岩盤の中をトンネルは通過する。</li> </ul>
D) ペンストック	<ul style="list-style-type: none"> <li>● ペンストックの地盤はカギ変成岩類である。新鮮な部分は安定した岩盤である。風化深度は最大 20m と推定される。</li> <li>● ペンストック斜面の風化部分掘削は、発電所上部斜面の安定化をもたらす。</li> </ul>
E) 発電所	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 発電所の基盤岩はやや風化した珪岩である。掘削深度は 5 m 程度である。</li> </ul>

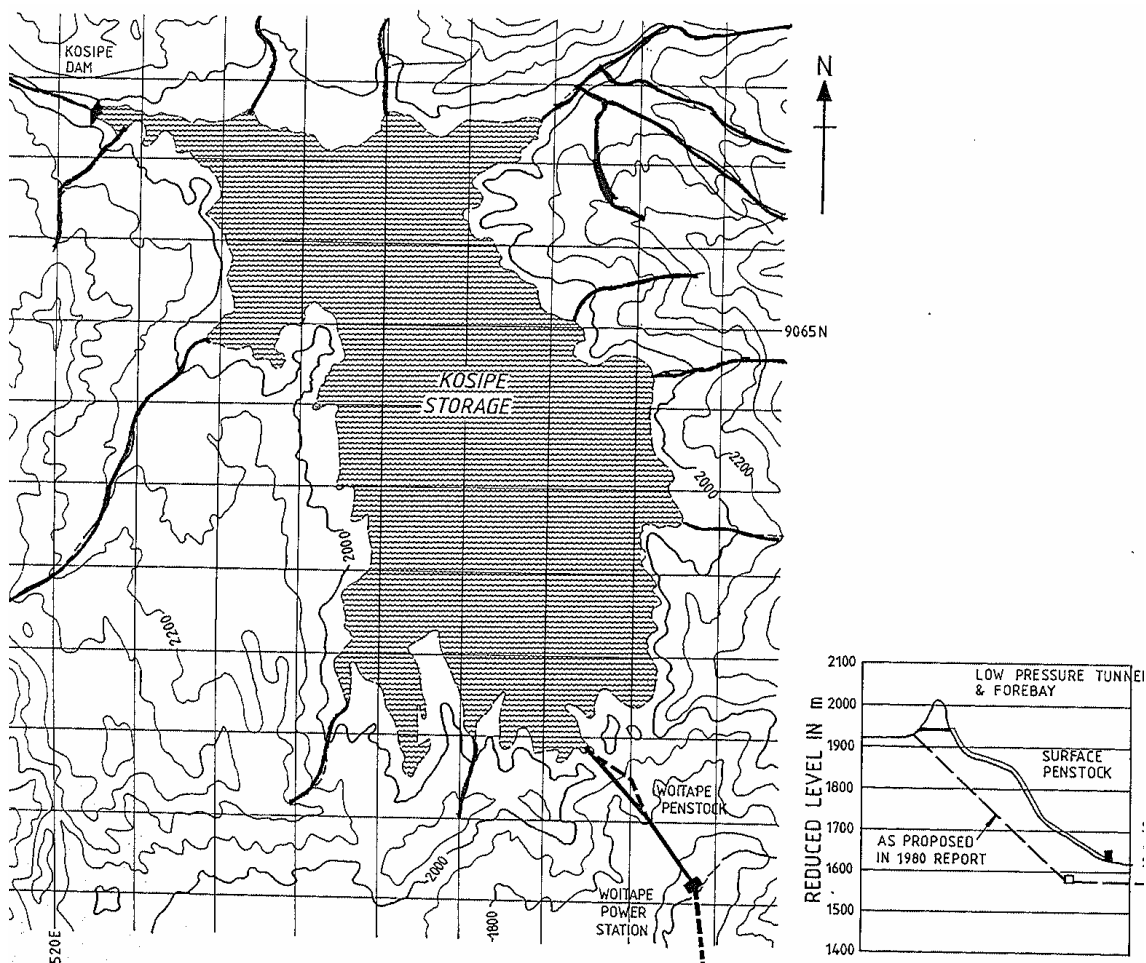
(出典：調査団)

### 3) コシペダムプロジェクト

コシペダムプロジェクトは、イバニ川（Ivani river）のコシペ沼沢地通過地点に位置する。その下流でイバニ川は片岩と千枚岩で構成されるカギ変成岩類を下刻しながら流下する。

ダム基礎、トンネル地質、洪水吐き基礎地盤は安定した変成岩類である。これらの施設では一般の基礎設計と建設が可能である。取水塔～ペンストック～発電所間の斜面には深部まで風化した火山岩類が分布する。この区間では、詳細地質調査結果を基に慎重な施設設計が必要である。





(出典：Stage 1- Investigation of Hydro Power Alternatives, Gibb, 1983)

図 5.5 コシペプロジェクトの概略断面図

表 5.4 コシペプロジェクトの地質工学的評価

対象施設	地質工学的評価
(A) ダムサイト	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 片岩類の健岩がダムサイト周辺に分布している。左右両岸の風化深度は最大 20m と推定される。</li> <li>● フィルタイプダム基礎として適している。</li> </ul>
B) 貯水池の水密性	<ul style="list-style-type: none"> <li>● コシペ沼沢地は少なくとも 20m の湖沼堆積物でおおわれている。</li> <li>● しかし、最南端に細尾根が形成されており、この部分の風化は深い。</li> <li>● 南部の細尾根に対する止水処理が必要である。</li> </ul>
C) 仮排水トンネル	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 仮排水トンネルの地質は石英・雲母片岩と千枚岩である。</li> <li>● 通常のトンネル掘削工法・覆工を適用可能。</li> </ul>

D) 洪水吐き	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 洪水吐きの基礎岩盤は亀裂の発達した千枚岩である。</li> <li>● コンクリート覆工が必要</li> </ul>
E) 導水管	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 導水管が通過する尾根は深部まで風化した安山岩熔岩と凝灰岩が分布する。</li> <li>● 地表面掘削は掘削斜面の安定化が難しいため、トンネル構造にすることが望ましい。</li> </ul>
F) ペンストック	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 地表発電所の場合の基礎地盤は深部まで風化した火山岩類である。掘削深度は 20m が必要。</li> <li>● 動力変成を受けた堆積岩を基礎地盤に出来る地下発電所が望ましい。</li> </ul>
F) 建設材料	<ul style="list-style-type: none"> <li>● コンクリート骨材：珪岩</li> <li>● コア材料：風化土壌を利用できる。</li> <li>● ロック材料：変成岩類を利用できる。</li> </ul>

(出典：調査団)

## 5.2.2 ラム系統

ラム系統の優先水力開発プロジェクトである「ラム第二発電所計画」に関する地質調査は 1973 年以来下記の調査が行われている。

- 1973: 第 2 ラムプロジェクト予備施設計画・建設費積算報告書 (Report, Ramu 2 Project Preliminary Layout and Cost Estimate, December; Australian Department of Works)
- 1975: ラム第二発電プロジェクト計画地点予備地質調査 (Preliminary geological investigation of proposed Ramu-2 hydro-electric project, Geological Survey of Papua New Guinea.)
- 1983: ラム系統水力開発調査：ステージ 1：水力開発地点比較検討 (Ramu System Hydro Investigation Study. Stage 1 – Investigation of hydro power alternative, Gibb Australia, Merz & McLellan & partners, and Willing and Partners Pty Ltd. )
- 2006: ラム No.2 水力開発計画可能性調査報告書 (Final Feasibility Report, Ramu 2 Hydropower Scheme, PB in association with URS)

上記報告書の内、PB により行われた 2006 年の調査では、既往調査で得られた成果を取り込み、発電施設の概略計画と各施設地点の地盤状況が整理されている。以下は、同報告書のレビュー結果である。

### (1) ラム No.2 計画地点の地質

ラム No.2 計画地点もパプアニューギニア地質単元の内“変動帯”に位置している。

計画地点に分布する地質は、オマウラ グレワッケ (第三紀 漸新世) とこれを貫くア

クナ複合火成岩体（第三紀 中新世）である。これらの基盤岩類は段丘堆積物、河床堆積物、崖錐堆積物に覆われている。

- オマウラ グレワッケ

オマウラ グレワッケは基底礫岩、砂岩/シルト岩/頁岩/大理石が互層する海成堆積物である。この地層は取水ダム地点とプロジェクトの最下流地域に分布する。この地層は一般に堅硬な健岩であり、ラム No.1 地下発電所はこの地層の砂岩部分に建設されているが覆工なしで施工されている。

- アクナ複合火成岩体

この複合火成岩体は主に粗粒玄武岩と斑レイ岩を含む花崗閃緑岩であり、部分的に閃緑岩である。この花崗閃緑岩は風化を受けていない塊状を示す堅硬緻密な岩石である。

- 断層

ギブソン（1974）の空中写真観察によると三本のリニアメントがこの計画地点周辺に認められる。このことは、小規模な断層がこの地域または亀裂が多く発達している部分が存在することを暗示している。

- 崩壊

浅い崩壊が風化岩盤の中で発生している。

## (2) 発電施設計画地点の地質工学的評価

取水ダム、取水口、導水トンネル、調圧水槽、地表ペンストック、放水路等一連の発電施設が 2006 年の可能性調査で計画されている。この報告書でまとめられた資料を参考にして各施設の地質工学的評価を行った。

### 1) 取水ダム

約 30m の高さの取水ダムは大理石と閃緑岩の接触部分に計画されている。この上流は大理石の露頭が河川沿いに露出している。左岸には、地すべり性の堆積物と推定される厚い崖錐堆積物が斜面を覆い、河床堆積物も最大 10m に達すると推定される。

この地点の問題点は、大理石の中に空洞が発達していないかどうかである。実施設計の前に確認して置く必要がある。

### 2) 取水口

取水口も大理石と花崗閃緑岩の接触面付近に位置している。約 10m の崖錐堆積物を基盤岩が現れるまで掘削する必要があり、基板岩部分はロックボルトによる補強が必要と考えられる。

### 3) 導水路トンネル

導水路トンネルは内径 5m 長さ 7399m で計画されている。このトンネルの地質は取水口側の 150m と 5900m～6300m 間でグレワッケが分布する以外はほとんど花崗閃緑岩である。トンネルは取水口から 150m 区間は地質状況が不良と推定される。また、

亀裂の多い区間もあるかも知れない。しかし、全体的に見た場合、健岩部分が多いと判断される。

#### 4) 調圧水槽

調圧水槽は標高 1035m の尾根に位置する。一般的なシリンダータイプで、内径 14m 深さ 60m の調圧水槽である。

この地点の地質はグレワッケ グループであり、1975 年実施の弾性波探査では、風化深度は約 60m に達することがわかった。従って、掘削する際は十分な孔壁保護が必要である。

#### 5) 地表ペンストック

地表ペンストックは約 20 度の斜面上に約 900m の長さで計画されている。

風化したグレワッケが斜面上に点在することから、中程度に風化した岩盤が比較的浅部に存在すると推定される。台座とアンカーブロックは適切な基礎岩盤に定着可能である。

#### 6) 発電所

一般的な地表発電所が、比高 7~8m の河岸段丘に計画されている。

発電所の基礎地盤は崖錐堆積物と段丘堆積物に覆われている。基礎地盤までの段丘堆積物と崖錐堆積物の掘削斜面の安定性の評価が重要である。

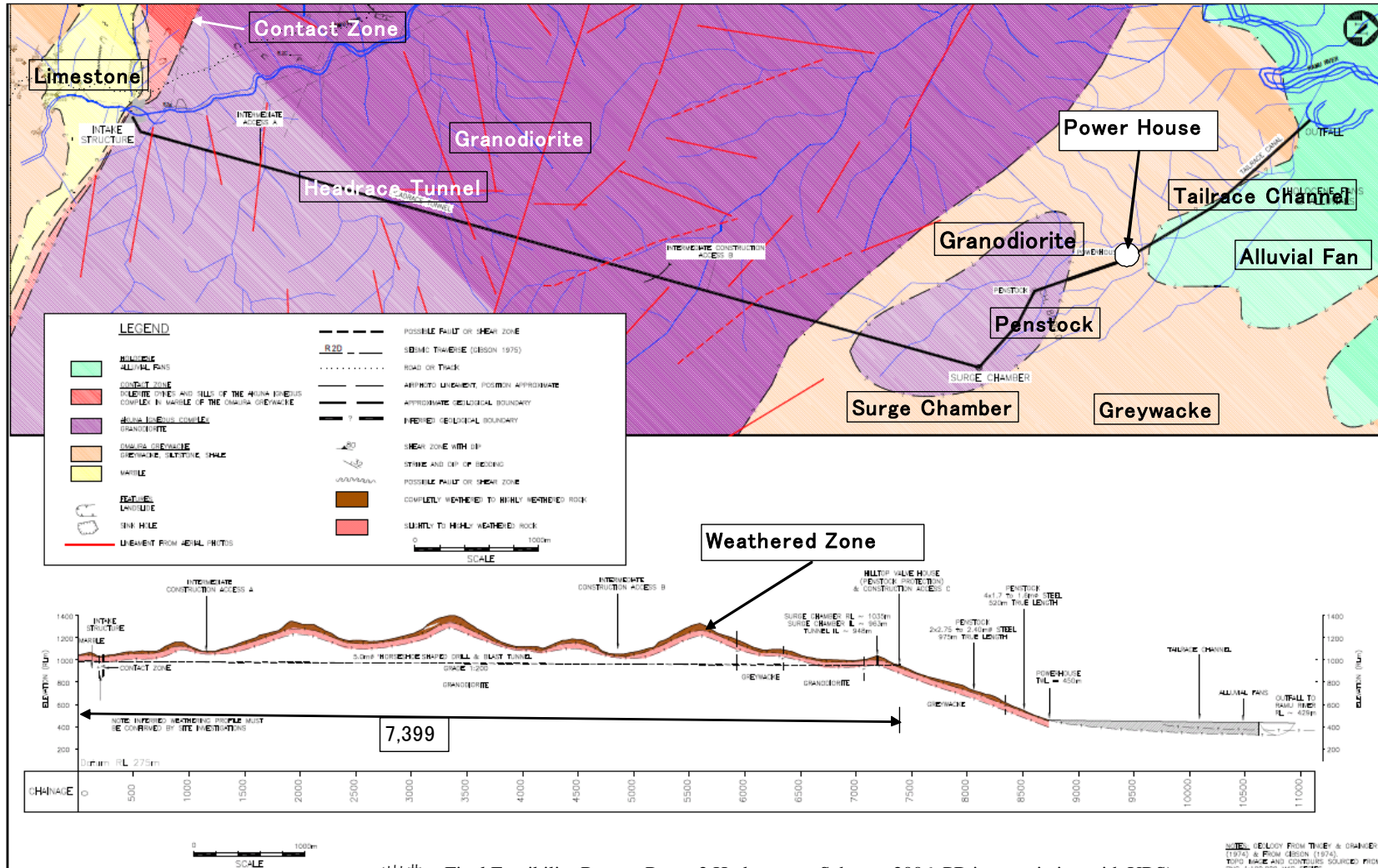
#### 7) 放水路

放水路は沼沢地を通過する。発電所に近い最も深く掘削する地点ではグレワッケが基礎地盤になると推定される。その下流河床堆積物や扇状地堆積物を掘削することになる。地盤状況や地下水位を確認するための調査が必要である。

#### 8) コンクリート骨材

ラム-マークハム峡谷の砂礫がコンクリート骨材として開発可能である。また、トンネル工事で掘削される花崗閃緑岩も骨材として利用可能である。

以上まとめたように、地質条件からラム No.2 プロジェクトが技術的に実施不可能になる事態は想定されない。貯水池に分布する大理石の状況や調圧水槽地点の風化状況は地質調査を行い地質状況を確認する必要がある。この結果により、地盤状況に適した設計・施工が可能である。



(出典 : Final Feasibility Report, Ramu 2 Hydropower Scheme, 2006, PB in association with URS)

図 5.6 Ramu 2 地質概要ならびに縦断図

## 5.2.3 ワボ発電計画地点の地質

### (1) 地質調査の経緯

プラリ河ワボダムサイトの水力発電計画のための地質調査では、下記の3回にわたる調査が行われており、報告書が残されている。

#### A) 第1回調査：1960 (Commonwealth Aluminum Corporation Pty, Ltd.)

30孔、約1,600mのボーリング調査が行われ、下記の報告書が残されている。(今回調査では収集できず。)

- 1960：プラリ河ワボダムサイト調査報告書 (Report on site investigation for proposed Wabo Dam, Purari River, Pupua; George Wimpey & Co, Limited, Hayes, UK., December 1960)
- 1960：ワボダムプロジェクト追加地質調査報告書 (Report on further geological investigations, Wabo Dam Project; Miles, Keith R., January 1960)

#### B) 第2回目調査：1973 (日本工営株式会社)

下記の報告書にダムサイトの地質状況が報告されている。

- 1975：プラリ河下流域開発計画予備調査報告書 (The lower basin development of the Purari River – Preliminary Report, September 1975, Nippon Koei Co., Ltd.)

#### C) 第3回目調査：(日本/オーストラリア/パプアニューギニア共同調査)

- 1977：プラリ河水力開発計画フィージビリティスタディ報告書 (Purari River Wabo Power Project Feasibility Report, 1977, SMEC & NK 他)

### (2)地質の概要

上記3回の調査の内、3回目の日本・オーストラリア・パプアニューギニアによる合同調査 (JICA 調査) では、前2回の調査成果を取り込み発電施設計画に必要な調査内容と成果になっている。以下に3回目の調査結果を参照してワボ発電計画地点・地域の地質概要を整理する。

#### 計画地点を構成する地層と岩石

ワボ発電計画地点の地盤は、パプアニューギニア地質構造区分の中で「卓状地：Platform」の中にある。白亜紀 (Cretaceous) の堆積岩 (砂岩、シルト岩、泥岩)、古第三紀 (Paleogene Tertiary) の終わりから新第三紀の初めにかけて堆積した石灰岩、新第三紀 (Neogene Tertiary) の堆積岩 (砂岩、シルト岩、泥岩)、第四紀の凝灰岩、段丘堆積物、河床堆積物で構成される。

表 5.5 ワボダム地点を構成する地層と岩石

地層名	地質年代	構成岩石
段丘・河床堆積物	完新世	礫・砂・粘土
ドアウ火山灰(凝灰岩質)	完新世	火山灰
エラ層	更新～鮮新世	細粒砂岩/シルト岩/泥岩類互層
オルバディ/アウレ層	鮮新世～中新世	
ドライ石灰岩	中新世～漸新世	層状石灰岩
白亜紀層	白亜紀	砂岩/シルト岩/泥岩

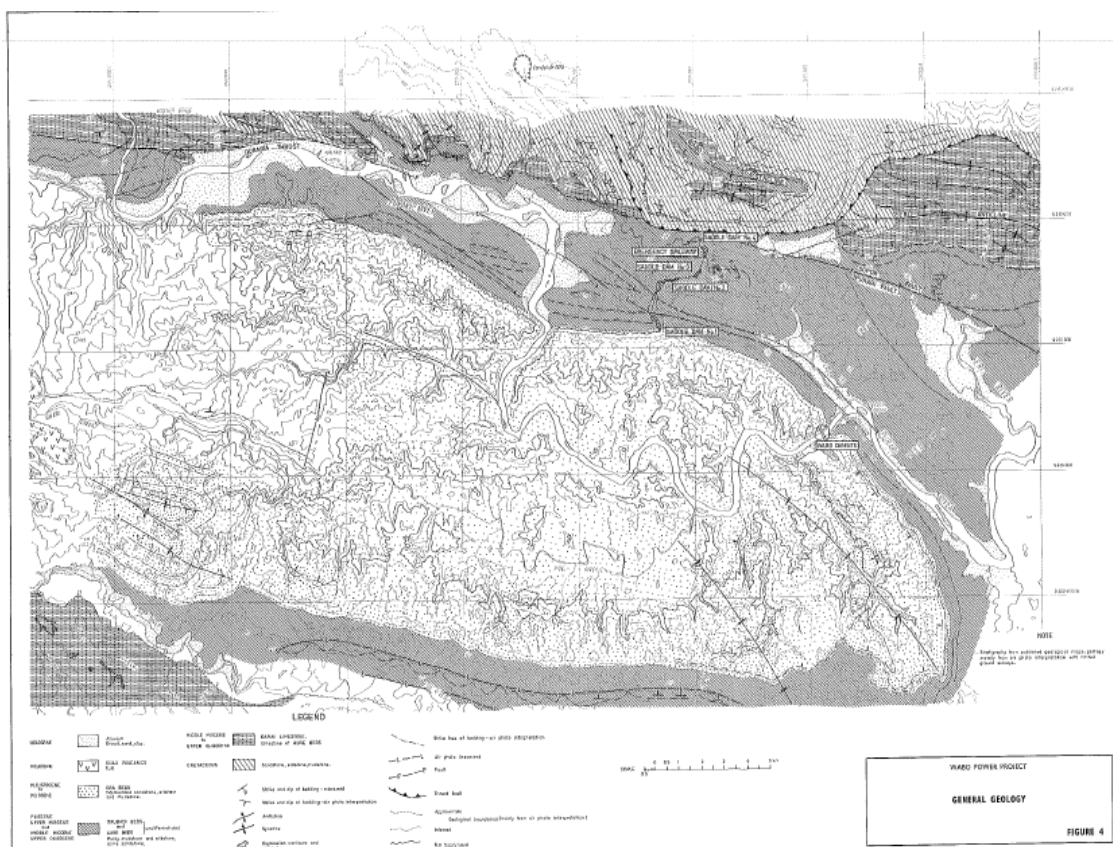
(出典：調査団)

流域の地質図は、既存の地質図（1/250,000）、空中写真判読に加えダムサイト周辺地域の露頭観察で作成されている。これによると、上記各地層は以下のような分布形態を示す。

最も新しい基盤岩である「エラ層」は計画地域の東西方向に広く露頭している。そしてより古い地層が南北方向に分布し、「エラ層」を中心として向斜構造となっている。

三つの地層；「アウレ層」、「オルバディ層」、「エラ層」がダムサイトに分布している。砂岩の少ないアウレ層とオルバディ層が、サドルダムサイトの低標高部に分布している。サドルダムサイトのすぐ北に大きな逆断層がある。また、少なくとも2～3mの破砕帯をとともなう9本の断層がサドルダム計画地点に推定されている。

崖錐堆積物や岩屑の厚さはサドルダムサイト、ダムサイトの下流側斜面、発電所、洪水吐き等の地点で20mを超える部分もある。



(出典：Purari River Wabo Power Project Feasibility Study)

図 5.7 Wabo 計画地域の地質図

## (2) ダム建設に関する地質上の問題点

主ダムはセンターコア型フィルタイプダムである。ダム規模は堤高 160m（堤頂標高：EL = 141m）、堤体積 15.9 百万 m<sup>3</sup> である。1,800MWh の発電設備によって年間 11,825GWh の発電を行う計画のためダム高が高くなった。その結果、5 地点でサドルダムを設置する施設計画となっている。

当時（1977 年）の調査では発電計画に必要な地質情報を収集し、調査結果に基づき各施設・構造物が計画されている。地質調査の結果、ダム建設は可能と判断され、各施設計画地点の地質・地盤条件の概要と問題点は以下のように整理されている。

実際の設計・施工に際しては追加調査が必要であるが、プロジェクト実施を阻害する地質現象はない。

主ダムサイト：高さ 160m のフィルタイプダムの基礎に適する。

- ダムの基礎岩盤は砂岩/シルト岩/泥岩が互層するオルバディ層とエラ層である。この地層はスレーキング（乾湿風化）する特性がある。
- 大きな断層はダムサイトで見つかっていない。しかし、多くの破碎帯がダムの下流側、特に発電所計画地点で見つかっている。
- 崖錐堆積物の厚さはダムの下流側で約 20m である。
- 河床堆積物の厚さは 27m である。



- 地震係数は 0.12g で設計した。

貯水池：致命的な問題はない。

- 石灰岩は貯水池の北側に分布する。しかし、貯水池の中に連続して分布していない。従って、石灰岩を通じた漏水の懸念はない。
- 多くの地すべりが貯水池内で発生している。しかし、最も大規模なものでも貯水池容量に影響を与えない。また、貯水池から離れているため、ダムを損壊するような段波は発生しない。

サドルダム：基礎地盤はフィルタイプダムに適している。しかし、断層や地すべりに対する対応策立案のための調査が必要である。

- 基礎岩盤は砂岩を 10%弱含むシルト岩/泥岩の互層である。
- 平均的な掘削深度は 4m 程度であるが、地すべりが発生している場所では 17m の掘削が必要である。
- 基礎処理方法を計画するための調査を行う必要がある。

取水施設：健岩が分布する。

- 取水塔の基礎地盤は砂岩の卓越した尾根にレイアウトされている。この部分では表土/風化深度が薄いため、比較的急勾配の切土が可能と判断される。

ペンストック：健岩に基礎を置くことが可能である。

- この地域の上部は安定した岩質の砂岩の尾根である。しかし、下方では砂岩の量は少なくなる。

発電所：基礎地盤の追加調査が必要である。

- この地点では崖錐堆積物の厚さが 15m である。また、泥岩は断層により脆弱化しており、この部分の工学特性は決められていない。追加地質調査が必要である。

洪水吐き：取水施設～ペンストックとほぼ同じ地盤状況。

- スピルウェイ頂部の構造物は厚い砂岩で構成される尾根に位置している。この分での表層土は薄い。

仮排水路トンネル：地盤に適合した設計・施工が必要である。

- 大きな断面のトンネルが脆弱な地層の中を通過する。従って、トンネル建設には十分な支保と覆工が必要である。

なお、PNG 電力公社により、上記の調査結果を補強し、さらに合理的な計画を検討するための調査が 2010 年 4 月より、年内一杯の予定で開始されている。

## 第5章の参考文献

### ポートモレスビー系統

1. 1/2,500,000 Geology of Papua New Guinea, 1976
2. 1980: Vanapa Hydro Electric Complex Feasibility Study; ELCOM
3. 1982: Engineering Geological Feasibility Study of the Naoro-Brown River Hydro-electric Scheme, Geological Survey of PNG
4. 1982: Stage 1 – Investigation of Hydro Power Alternatives, GIBB
5. 2009: Power Sector Development Plan Draft Final, Appendix H: Pre-Feasibility Study Udava Hydropower Development Plan, ADB
6. 2009: Power Sector Development Plan Draft Final, Appendix I: Pre-Feasibility Study Lake Kosipe Hydropower Development Plan, ADB

### ラム系統

7. 1973: Report, Ramu 2 Project Preliminary Layout and Cost Estimate, December; Australian Department of Works
8. 1975: Preliminary geological investigation of proposed Ramu-2 hydro-electric project, Geological Survey of Papua New Guinea.
9. 1983: Ramu System Hydro Investigation Study. Stage 1 – Investigation of hydro power alternative, Gibb Australia, Merz & McLellan & partners, and Willing and Partners Pty Ltd.
10. 2006: Final Feasibility Report, Ramu 2 Hydropower Scheme, PB in association with URS

### ワボ水力

11. The lower basin development of the Purari River – Preliminary Report, September 1975, Nippon Koei Co., Ltd.
12. 1977: Purari River Wabo Power Project Feasibility Report, SMEC & NK et al.

## 第6章

### 環境社会配慮

#### 6.1 PNGにおける自然環境、社会環境の概要

パプアニューギニア独立国はオセアニアの国において独特の文化的・生態的な特徴を有する国として知られている。以下に自然環境、社会環境の概要を示す。

表 6.1.1 パプアニューギニアの環境概要

<p>地勢</p>	<p>当国は世界第2の面積を持つ島ニューギニア島の東側と600もの大小の島々からなる。国土面積は452,860km<sup>2</sup>で、本島では起伏に富んだ山岳地と山麓、沿岸部の低地地形を有する。地理的に4つの地域、1) サウザン (Southern) 地域、2) モマセ(Momase)地域、3) ハイランド(Highlands)地域、4) アイランド (Island) 地域に分けられ、さらに地域の下に合計20の州(首都区を含む)がある。</p> <p>年間降雨量は一般に約2,500-3,000mmを中心としてさまざまである。しかし、地域によっては年間降雨量が9,000mmを超える地域もある。地質的に太平洋火山帯(Ring of Fire)に属し、土壌は、古い沖積層から近年の火山活動による新しい層が含まれる。</p>
<p>生物学的環境</p>	<p>PNGの豊かな生物多様性は世界的にも知られる。しかしながら、それらの研究はまだ限られており26,000種が知られている程度である(IUCN2008)。時として40万種、70万種が生息すると推定され、世界の1%の面積に世界の地球上の5%以上の種が生息していると言われている。</p> <p>植生は(1) 沿岸および海洋地域(Coastal and oceanic areas) (2) デルタ平原(Deltaic plains) (3) 低地森林地域(Lowland forest areas) (4) 山麓森林地域(Lower mountain forest areas) (5) 上部森林地域(Upper mountain forest areas) (6) 草地(Grasslands)に分類されている。</p> <p>森林は約30万km<sup>2</sup>、国土の約68%を占めている。57の保護区(保全地域1箇所、国立公園16箇所、野生管理地域40箇所)が保全されている。それらは国土の約3%程度とされている。</p> <p>3,120,000 km<sup>2</sup>の沿岸部を有し、沿岸湿地から深海までの多様な海洋生態系も有している。</p>
<p>社会経済環境</p>	<p>2010年の総人口の推定は約700万人である(National Statistic Office)。</p> <p>人口の大部分(80%以上)は地方部で生活しており農業、畜産、漁業による自給自足型生活である(National Census 2000)。</p> <p>現行のCensus(2000)での人口増加率は年間約3.2%である。人口の分布は地域によりさまざまに38%は内陸ハイランド地区、28%が北部沿岸地域、20%が南部沿岸部、14%がアイランド地域である。また、人口密度は2人/km<sup>2</sup>のウエスタン州から52人/km<sup>2</sup>のウエスタンハイランド州までさまざま</p>

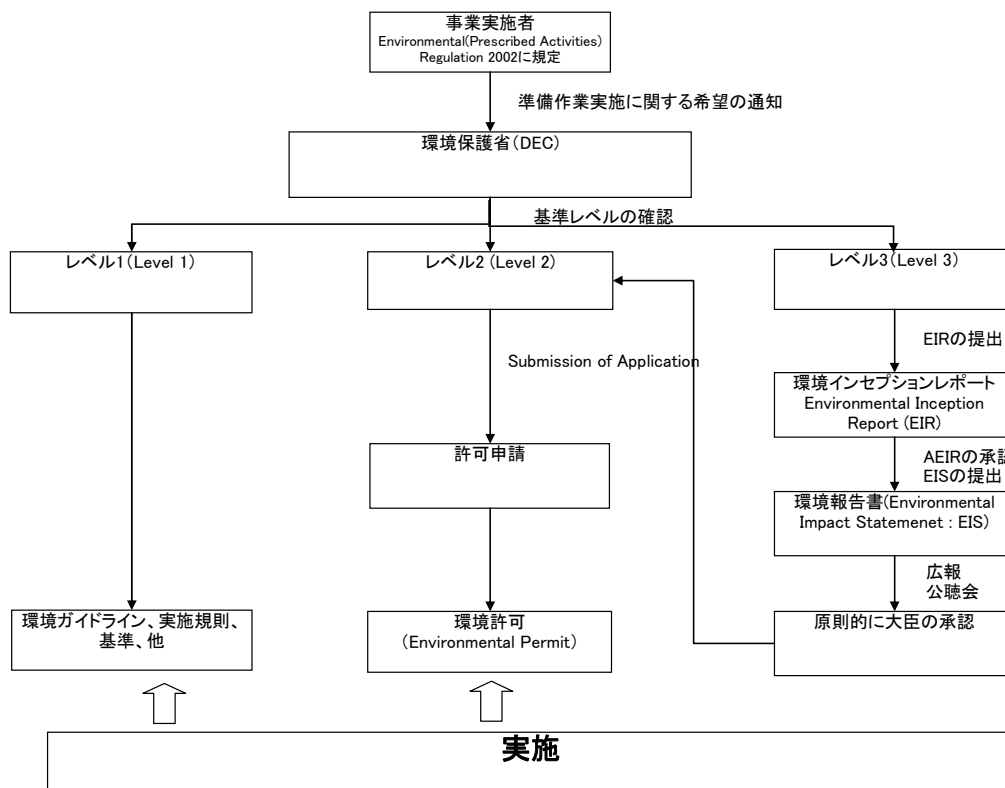
	<p>までである。</p> <p>全国土の約 13%、約 60,235km<sup>2</sup>が耕作地 (ADB2009) で、コーヒー、ココア、ココナッツ、ヤシ油、茶、ゴム、サツマイモ、果実、野菜、畜産に使われている。</p> <p>主要な産業は、ヤシ油、合板、木質チップ、鉱業、原油生産、建設、観光である。製造業、建設業、鉱業、採石業、石油産業等が GDP の 37.9% を占め、続いて農林水産業が 37.1%、その他が約 25% である (2007) (ADB 2009)。</p>
--	---

出典：ADB (2009) Papua New Guinea: Power Sector Development Plan, National Statistic Office in PNG(2010), IUCN(2008)

## 6.2 環境に関連する法令 (法律、政令、ガイドライン)

環境法 Environmental Act 2000 (修正 2002)によって、環境アセスメント対象事業の実施者は環境許可 (Environmental Permit) の取得が義務とされ、事前に環境影響報告書 (Environmental Impact Statement: EIS) を環境保全省 (Department of Environment and Conservation) に提出する必要がある。対象事業については対象事業に関する環境規定 Environment (Prescribed Activities) Regulation 2002 によって規定されている。規定における分類では、レベル 2 またはレベル 3 の事業、ならびにレベル 2 からレベル 3 へ変更となるような拡充の事業の実施者は、環境許可が必要であり、事業の予備作業を開始する少なくとも 1ヶ月前に環境局長に登録申請することが規定されている。

パプアニューギニアにおける環境許可に関する環境調査の流れは下記のとおりである。



出典: Department of Environment and Conservation

図 6.2.1 PNG における環境調査の流れ

申請者は事業の準備作業に先立ち最低 1 ヶ月前までに環境保全省(Director of Environment、Department of Environment and Conservation)に準備作業の希望の旨を登録する。省によって、レベル 3 のカテゴリーが確認された場合、申請者は環境報告書(EIS)によって含まれるべき項目のリストを示した環境インセプションレポート (EIR) を提出しなければならない。EIR の承認後、EIS の提出が可能となり、さらに EIS が大臣によって承認された後に、環境許可の申請手続きが行われる。これらの環境アセスメントの手続きは環境法 2000 (Environmental Act 2000)の 51 章に記述されており、以下にその抜粋を示す。

**環境法 2000(Environmental Act2000)の 51 章抜粋**

- (1)環境アセスメントには下記のものを含める:  
(a) 環境報告書に含まれるべき課題の設定に関する 52 章に基づくインセプションレポート (EIR) の提出;  
(b) 事業に伴う社会的、物的環境影響の解決に関する 53 章に基づく環境報告書の提出;  
(c) 54 章、55 章に従った環境報告書のアセスメントとパブリックレビュー;  
(d) 56 章に従った環境局長による環境報告書の受領;  
(e) 57 章に基づく環境報告書 (EIS)、調査報告書、他の資料の審議会への照会;  
(f) 58 章に基づく審議会から大臣への推薦書(recommendation);  
(g)59 章に従った審議会からの推薦の大臣の受領と大臣による承認

出典: Environmental Act 2000

上記の図に示されたとおり、環境法では情報の公開についても規定している。環境局長 (Director of Environment) は、環境報告書(EIS)の受領後に申請者に対し事業の実施によって影響を受ける可能性のある住民に対し公聴会を開催することの指示を行う。

環境報告書 (EIS) に含まれるべき内容は環境影響のアセスメントと環境影響報告書(EIS)の実施のためのガイドライン(DEC Publication: GL-Env/02/2004)において指示されており、以下のとおりである。

**環境影響報告書の内容**

1. 要旨または提案概要
2. 開発目的
3. プロジェクトの実施可能性
4. 予定される開発事業の概要
5. 開発予定
6. 環境の影響概要
  - 既存の環境調査、研究
  - 物理的環境
  - 生物学的環境
  - 社会環境
7. 廃棄物の最小化、クリーナープロダクションとエネルギーバランス
8. 環境管理、モニタリングおよび報告
9. 他の法的な決定
10. 機密情報
11. 参考資料
12. 謝意
13. 調査チーム

出典: Guideline for Conduct of Environmental Impact Assessment & Preparation of Environmental Impact Statement (DEC Publication: GL-Env/02/2004)

### 6.3 PNG の水力発電に関わる環境上の法制度ならびに手続き

パプアニューギニアにおける水力発電開発にかかる環境調査については、上述のとおり環境法 2000 に基づいた対象活動に関する環境規定 Environment (Prescribed Activities) Regulation 2002 において指定された事業となっている。

環境規則の表-1、表-2 では、環境影響評価の手続き、すなわち環境調査報告書(EIS)が必要となる活動を環境法で規定するところのレベル 2、レベル 3 の活動として提示している。水力発電開発に関連する活動を下表に示した (規則からの抜粋)。

**Environment (Prescribed Activities) Regulation 2002 における表-1: レベル 2 の活動**

カテゴリー B

サブ-カテゴリー10: エネルギー生産

10.1 出力 2MW 以上の水力発電所の運営

サブ-カテゴリー12: インフラストラクチャー

12.6 延長 10km 以上の送電線またはパイプラインの建設

サブ-カテゴリー13: その他の事業

13.1 河川、溪流の堰き止めまたは転流

出典: Schedule-1, Environment (Prescribed Activities) Regulation 2002

**Environment (Prescribed Activities) Regulation 2002 における表-2: レベル 3 の活動**

サブ-カテゴリー 14: 一般

14.1 5千万キナ(K)以上の事業投資を伴う事業 (活動を継続する投資、事業のカテゴリー、投資に対して適用する事業のカテゴリー)

14.2 年間7百万立方メートル (日あたり約2千万リッター) の液体廃棄物を産する事業

14.3 危険物、廃液、排出、蓄積を含む事業 (廃液、排出、蓄積が追加的、付随的に他の事業に伴う場合を除く)

14.4 野生管理地域 (Wildlife Management Areas ) 国立公園、保護区ほかPNGが参加し国会が承認した国際協定によって保護されている地域内で環境に著しいリスクが想定される事業

サブ-カテゴリー 16: 森林からの採集と土地の伐開

16.2 森林法の90章の (a)、(b)、(c)、(d) によって規定される大規模な伐開

サブ-カテゴリー19: インフラストラクチャーの建設

19.1 5 km<sup>2</sup>以上の土地の水没を伴う大規模水力発電施設または給水用の貯水池の建設

19.3 高水時の面積で5 ha以上の土地の取得を必要とする施設の建設

出典: Schedule-2, Environment (Prescribed Activities) Regulation 2002

## 6.4 開発に伴う用地取得の法制度ならびに手続き

### (1) PNG における土地所有システム

PNG における土地所有は、大きく 2 つに分けられ、国家によって管理される譲渡された土地である Alienated Land と、慣習法(Customary Law)によって規定される住民ならびにそのグループの所有である慣習に基づく土地である Customary Land がある。Alienated Land には、市街地の遊休地や未開発地、借地や無期限保有権付きの土地、民間用地が含まれ、全国土の約 3%である。残りの約 97%は Customary Land に属し、特に書面による管理が為されていない。以下では、Customary Land の取得に関わる手続きを示す。

### (2) 水力発電開発に関わる用地取得

一般的に PNG では公共事業において 2 種類の用地取得の手続きがある。それらは、1)強制的用地取得手続きと、2)合意による完全な用地取得手続きである。これらは用地法 1996 (Land Act 1996)

において規定されており、土地所有者には両手続きにおいて補償が行われる。PNG 電力公社 (PNG Power Ltd.: PPL) によって行われる水力発電にかかる用地取得では、原則的に後者の完全な用地取得として、所有者との交渉に基づく合意によって用地取得が行われる。

Customary Land の用地取得には、一連の手続きに時間がかかるのが一般的である。近年の PPL による水力発電開発関連の用地取得は、ラム電力系統におけるエラップ (Erap、フオン郡) とヒドゥンバレー (Hidden Valley, ブロロ郡) での送電線の建設工事に関連して実施されている。約 175km の距離の送電線施設のための鉄塔用地であり、その交渉に約 1 年 6 ヶ月要したとのことである。また他の事業にかかわる用地取得の問題に関しては、Australian Agency for International Development (2008)、Making Land Work Volume 1 & 2 において、PNG の Customary Land の所有者との交渉に十分な配慮が必要であることが紹介されている。

### (3) 土地所有者の確定

水力発電開発の場合、プロジェクトサイトの詳細が決定した段階で、PPL のランドオフィサーによって用地取得の手続きが開始される。通常、土地所有者 (所有者グループ、所有者) の確認、土地境界の確認から始められ、交渉がはじめられる。手続きでは、土地所有に関連した所有者間の争議が発生した際には土地争議解決法 (Land Disputes Settlement Act, 1975) に従い第 3 者機関の仲裁 (村レベル、郡、州の土地裁判所) が行われる。

### (4) 土地所有者グループ (ILG) の組織化

交渉は土地所有者の代表となる土地所有者グループ (Incorporated Land Group: ILG) のみが対象となっており、用地取得の手続きではグループが組織化される必要がある。この手続きは土地所有者グループ法 (Land Groups Incorporation Act, 1974) において規定されている。

### (5) 土地所有者グループ (ILG) の登録

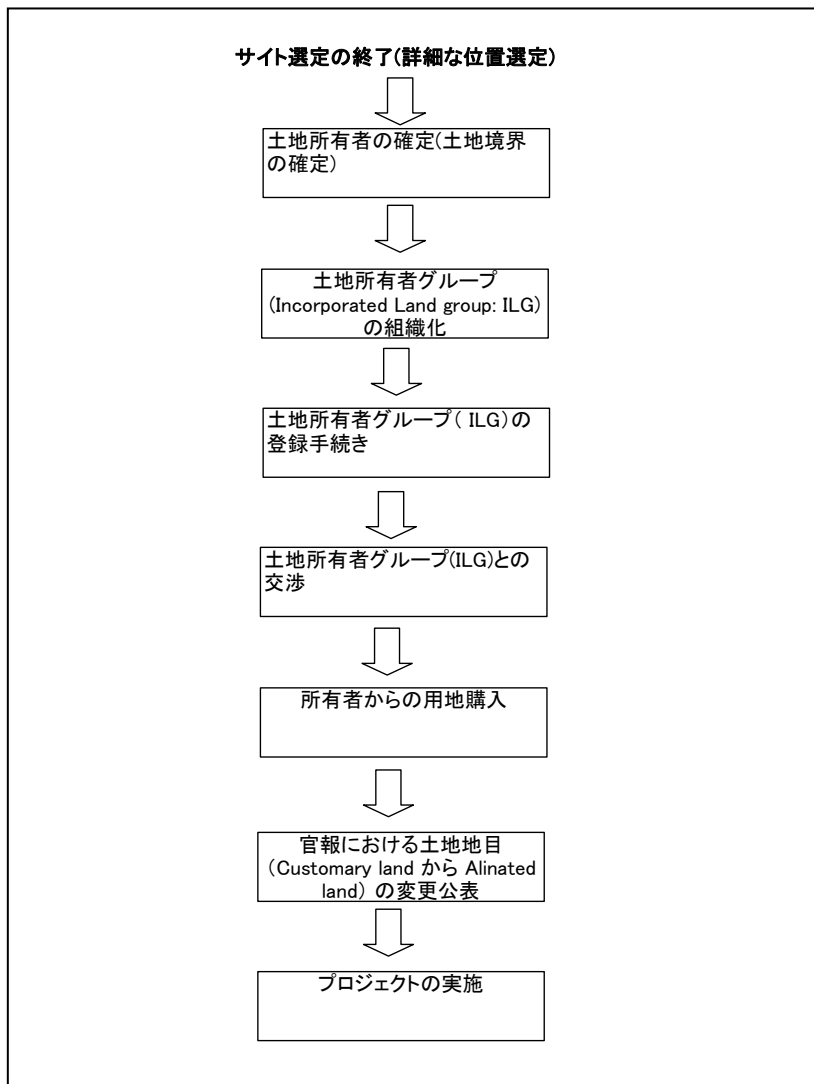
ILG は用地登録法 (Land Registration Act) に基づき、土地の登録に必要な組織である。用地取得においては、ILG が投資者との交渉にあたり、また転借も ILG と投資家との間で契約が行われる。特に政府機関は、土地所有者と投資家との間の契約において関与しない。土地に関わる争議が生じた際は、土地裁判所 (land court) において調停される。

### (6) 土地の購入

PPL による水力発電の場合、ILG を代表とする土地所有者との交渉によって決定された価格を適用することで、通常金銭的補償が土地所有者に為される。価格の設定手続きについては、価格法 (Valuation Act, 1967) に規定されている。

### (7) 地目の変更

PPL による水力発電に伴う土地所有では、土地の地目は慣習的所有の土地より国家の土地として変更され、土地の地目の変更については官報において公開される。官報において公開されることによって、土地は国家の財産となり土地に関心を示す個人やグループによる所有が制限される。前所有者の要請に対する購入者によるそれ以上の支払いも生じないこととなっている。補償の方法、支払い等の手続きについては土地法 (Land Act) において規定されている。



出典: PNG Power Ltd., ADB(2009) Papua New Guinea: Power Sector Development Plan, Manning & Hughes (2008) Acquiring land for public purposes in Papua New Guinea and Vanuatu

図 6.4.1 PNG における用地取得 (Customary Land) の手続き

## 6.5 必要となる環境社会配慮調査ならびに評価

### 6.5.1 想定されるプロジェクト地域における環境の概要

#### (1) 主なプロジェクト対象地

本報告書では、主にポートモレスビー電力系統およびラム電力系統のサービス地域を対象としている。両系統の関連する州は以下のとおりである。

電力系統	州
ポートモレスビー電力系統 (Port Moresby Grid System)	ポートモレスビー市周辺の 2 州; 首都区 (National Capital District) セントラル州 (Central Province)



ラム電力系統 (Ramu Grid System)	レイ市周辺の7州; モロベ州 (Morobe Province) マダン州 (Madang Province) 東ハイランド州 (Eastern Highland Province) チンブー州 (Chimbu Province) 西ハイランド州 (Western Highland Province) 南ハイランド州 (Southern Highland Province) エンガ州 (Enga Province)
------------------------------	--

出典: PNG Power Ltd.

## (2)社会環境の状況

### (a) 行政組織

国は地形的な特徴によって主に 1)サウザン地域 (Southern)、2)モマセ地域 (Momase)、3)ハイランド地域 (Highlands)、4)島しょ地域 (Islands) の4つの地域に分けられ、それぞれ行政的に地域事務所を有している。また、20州 (19州と首都区)に分けられる。州は郡に分けられ、さらに郡は地方政府(Local Level Government (LLG))に分けられている。LLGは多くの管理区(ward)に分かれている。PNG全体で89郡、313地方政府、6,131管理区が実質的な行政組織として存在している(NRI 2010)。

### (b) 人口

現在の PNG の人口は約7百万人と推定されている。2000年のセンサスにおける年間の人口増加率は3.2%である(National Statistic Office)。センサス調査は10年ごとに実施され、新しいセンサスは2010年の7月に実施され、結果は1,2年後に公表されるとのことである。

表 6.5.1 PNGにおける人口

	1990	2000	成長率 (%)	2010 (推定)
PNG	3,761,954	5,190,786	3.2	7,112,628
Province				
Western	110,420	153,304	3.3	212,107.8
Gulf	68,737	106,898	4.4	164,427.5
Central	141,195	183,983	2.6	237,821.6
NCD	195,570	254,158	2.6	328,531.8
Mile Bay	158,780	210,412	2.8	277,333.1
Northern	96,491	133,065	3.2	182,331.1
SHP	317,437	546,265	5.4	924,292.6
Enga	235,561	295,031	2.3	370,359.9
WHP	336,178	440,025	2.7	574,356.8
Chimbu	183,849	259,703	3.5	366,336.7
EHP	300,648	432,972	3.6	616,676.5
Morobe	380,117	539,404	3.5	611,833.1
Madang	253,195	365,106	3.7	525,057.1
ESP	254,371	343,181	3.0	461,206.6
WSP	139,917	185,741	2.8	244,815.5
Manus	32,480	43,387	2.8	57,186.14
NIP	86,999	118,350	3.1	160,603.5
ENBP	185,459	220,133	1.7	260,552.2
WNBP	130,190	184,508	3.5	260,266.8
NSP	154,000	175,160	1.3	199,310.1

出典: National Statistic Office - using exponential growth assuming the rates are steady (2010). Based on the census data in 2000.

### (c) 社会経済指標

PNG の基礎的な情報は下記のとおりである。

表 6.5.2 社会-経済指標

指標	概要	参考資料
人口	約 700 万人 (2010 年時点の予測) (2000 年センサス;510 万人、年平均増加率 : 3.2 %)	National Statistical Office、 JICA Country Profile 2002
民族	メラネシア系パプアおよびメラネシア部族	JICA Country Profile 2002
宗教	主にキリスト教であり伝統的信仰もあり。	JICA Country Profile 2002
識字率	全人口に対し 58 %; (15 歳以上の大人) (2008 年値として世銀による推定)	2008 World Bank, Papua New Guinea at glance, 2009
都市人口	13 % ( 都市 : 地方 = 675,403:4,496,165 ) 2000	2000 Census National Report
平均寿命	63.1 歳 (女性: 65.3 歳; 男性: 61.1 歳) 2000	JICA Country Profile 2002
幼児死亡率	58.21 (5歳以下の子供の人口1000人に対する死亡数)	JICA Country Profile 2002
GDP	810 億 US\$ (2008 年値として世銀による推定)	World Bank(2009) Papua New Guinea at a glance
GDP 内訳	農業:34% 鉱工業: 48% サービス: 18 % (2008 年値として世銀による推定)	World Bank(2009) Papua New Guinea at a glance
主な産業	食品加工、材木、合板生産、木材チップ、金、銀、銅採掘、油ヤシ加工、原油生産、建築、観光、コプラ破砕	JICA Country Profile 2002
天然資源	金、銅、銀、石油、材木、コーヒー、ココア、コブラ、生ゴム、まぐろ、パーム油、海産物	JICA Country Profile 2002
安全な水へのアクセス (Access to the Safe Water *1)	都市部: 84 % 地方部: 17 % (1980-1995)	JICA Country Profile 2002
衛生施設へのアクセス(Access to the Sanitation *2)	都市部: 95 % 地方部: 12 % (1980-1995)	JICA Country Profile 2002
人間開発指標 Human Development Indicators (HDI)	0.541(世界 148 位, 一人あたりの GNP :138 位、2008 年値、 HDR 2009)	UNDP

備考: \*1:安全な水へのアクセスは、適切な量の処理されたまたは汚染されていない湧水、井戸水等にアクセス可能な人の総人口に対する割合

\*2: 衛生施設へのアクセスは、トイレ、下水等の処理施設によって排泄物の適切な処理のできる人の総人口に対する割合  
出典: JICA Country profile 2002, National Statistic Office, World Bank(2009) Papua New Guinea at a glance

### (d) 土地利用

PNG の土地利用の概要は以下のとおりである。約 30%の土地は農業生産に利用されている。慣習的な土地所有地である Customary Land における土地利用に関する情報は特に限られており、住民の生活への影響を評価する上でも、プロジェクトの計画に伴う社会経済調査において考慮され

る必要がある。

表 6.5.3 PNG の各州における土地利用

Province 州	Total area 面積 (km <sup>2</sup> )	Population 人口 1990	Persons per 人口密度 km <sup>2</sup> 1990	全耕作面積 Total cultivated land (%)	全利用地 Total used land (%)	差% change
Western	97,065	110,420	1	8.0	10.0	2.0
Gulf	33,847	68,122	2	11.0	12.0	1.0
Central	29,954	141,241	5	21.0	30.0	9.0
Milne Bay	14,125	158,700	11	40.0	47.0	7.0
Oro	22,510	96,239	4	19.0	22.0	3.0
Southern Highlands	25,698	317,184	12	27.0	29.0	2.0
Enga	11,839	235,561	20	31.0	37.0	7.0
Western Highlands	8,897	333,828	38	50.0	55.0	5.0
Chimbu	6,022	186,114	31	42.0	43.0	1.0
Eastern Highlands	11,006	300,515	27	50.0	53.0	3.0
Morobe	33,525	377,563	11	36.0	43.0	7.0
Madang	28,732	256,370	9	56.0	64.0	8.0
East Sepik	43,720	255,012	6	20.0	37.0	17.0
West Sepik	36,010	140,051	4	23.0	26.0	3.0
Manus	2,098	32,840	16	83.0	84.0	1.0
New Ireland	9,615	86,999	9	47.0	47.0	0.5
East New Britain	15,109	185,024	12	25.0	25.0	-
West New Britain	20,753	130,625	6	27.0	31.0	4.0
North Solomons	9,329	155,000	17	55.0	55.0	-
<b>Total</b>	<b>459,854</b>	<b>3,567,408</b>		<b>25.0</b>	<b>30.0</b>	<b>5.0</b>

出典: Saunders, J. 1993. Agricultural Land Use of Papua New Guinea: Explanatory Notes to Map. PNGRIS Publication No. 1. AIDAB, Canberra. in Graham Sem(1996), 4. Land-use change and population in Papua New Guinea, Population, land management, and environmental change, UNDP.

(e) 関連する州の状況

州レベルの社会状況は National Research Institute (2010)により出版されている Papua New Guinea District and Provincial Profiles において概要が記述されている。ポートモレスビー電力系統、ラム電力系統の関連する州の概要を以下に示す。

表 6.5.4 ポートモレスビー電力系統の関連する州の概要

Name of Province	
首都区 (National Capital District)	<p>首都区(NCD)は、PNG の政治単位として、知事を長として州政府と同等に位置づけられるが政治体系は州政府とは異なっている。</p> <p>法律によって定められた首都区委員会 (National Capital District Commission : NCDC)が首都機能の運営のための自治体として設立されている。</p> <p>州庁所在地: Port Moresby                      地方政府 (LLGs) の数: n/a                      地方区 (wards) 数: 12</p>

	<p>人口： 254,158 人(男:女= 54.7(%) 45.3(%))                  面積(km<sup>2</sup>):240                  識字率 (%) : 90.7(男:女=92.3 :88.7)                  経済活動(当該農業活動に従事する家族数%)                  食品作物 (Food crops) 14.4%                  ビンロウ (Betel nut ) 8.1 %                  ココナッツ (Coconut ) 6.1 %                  漁業 (Fishing) 4.3 %                  家畜 (Livestock) 2.2 %                  電気利用者 (Electricity customers) 41,766 人</p>
セントラル州 (Central Province)	<p>セントラル州は、オーウェンスタンレー山脈の南側に位置し北のベレイナ (Bereina) から南のガイレ (Gaire) の村を含む海岸線に位置する。                  ベレイナ周辺の住民は食料、ビンロウの販売によって収入が多く、一方、ポートモレスビーからのある程度の距離を有する地域では中間である。ゴイララ(Goilala)やアバウ(Abau)では低い環境のポテンシャルとともに収入も低い。そのため多くの住民は農業外の収入を得るためポートモレスビーに通っている。                  道路は州の延長に沿って発達し、ポートモレスビー周辺では良好である。他の道路はソゲリ平原 (Sogeri Plateau) のココダトラック(Kokoda Track)の起点まで伸びている。しかし、ゴイララ(Goilala)やアバウ(Abau)では道路の整備が悪い。</p> <p>州庁所在地: Port Moresby                  郡 (district) 数: 4 郡( Abau, Goilala, Kairuku- Hiri, Rigo)                  地方政府 (LLGs) の数: 13                  地方区 (wards) 数: 205                  人口 : 183,983 人                  面積 (km<sup>2</sup>) 29,998                  識字率 (%) 72.1%( 男 :女=75.4 :68.6)                  経済活動(当該農業活動に従事する家族数%)                  食品作物 (Food crops) 75.3 %                  ビンロウ (Betel nut ) 57.0 %                  ココナッツ (Coconut ) 53.0 %                  漁業 (Fishing) 36.3 %                  家畜 (Livestock) 34.7 %                  電気利用者 (Electricity customers) 3,182 人</p>

出典: The National Research Institute(2010),Papua New Guinea District and Provincial Profiles(data based on the National Census 2000)

表 6.5.5 ラム電力系統の関連する州の概要

Name of Province	概要
モロベ州 (Morobe Province)	<p>モロベ州は、北はフオン(Huon)半島に沿って Sarawagat 山脈の延長上にありそして東はマハカムバレー (Markham Valley) に沿って位置している。</p> <p>マハカムバレー (Markham Valley) とワトゥットバレー (Watut Valley) ではビンロウ、生食品の販売により高い収入が可能である。レイ周辺の沿岸地域では魚、食物、ココナツ、ビンロウによる中間的な所得、さらに遠隔地では収入が低い。他の収入はワウ(Wau)の鉾山、ブコロ(Bulolo)近隣の林業、マハカムバレーの牧畜が上げられる。</p> <p>ハイランドハイウェイとレイ (Lae)、ワウ (Wau) 間の道路は州の幹線であり、フオン半島の周辺道路ではレイとの接続がない。北のカブウン郡 (Kabwum)、南のガライナ (Garaina) 周辺の郡は僻地である。</p> <p>州庁所在地: Lae                  郡 (district) 数: 9 郡(Bulolo, Finschhafen, Huon Gulf, Kabwum, Lae, Markham, Menyamy, Nawae, Tewai Siassi)                  地方政府 (LLGs) の数: 33</p>

	<p>地方区 (wards) 数: 547 人口 539,404 人 面積 (km<sup>2</sup>) 33,705 識字率 (%) : 63.6%(男 :女=69.5 57.3) 経済活動(当該農業活動に従事する家族数%) 食品作物 (Food crops) 69.2% ビンロウ (Betel nut ) 59.4 % コーヒー (Coffee) 45.7 % ココナッツ (Coconut) 36.9 % 家畜 (Livestock) 34.5% 電気利用者 (Electricity customers) 12,136 人</p>
<p>マダン州 (Madang Province)</p>	<p>マダン州はラム川の上部から南のサイドール (Saidor) にいたる地域である。内陸地では、ルボニ (Ruboni)、アデルベルト (Adelbert)、シュラデル (Schrader)、ビスマルク (Bismarck)、ファイニスタ山地 (Finisterre) 等々の山地群、ラム (Ramu)、ソゲラム (Sogeram)、ゴルゴル (Golgol) 谷々が位置している。カルカル島 (Karkar Island) や周辺沿岸では、ココア、ビートルナッツ、コプラや食料の販売による高所得が得られている。他の地域では市場へのアクセスが悪いため、収入が限られている。また、マダンの市街部では、ラムシュガー、鉱山、林業による賃金労働が可能である。 道路は州の沿岸地域、マダン市周辺ゴルゴル谷内と同様にボイガ (Bogia) からサイドールにかけて、通じている。また、ジョセフスタール (Josephstaal) の内陸方面、ラム谷を経由したレイへの道路が通じている。シンバイのような、最西部はかなりの僻地である。沿岸地域、島しょ部では水運も一般的である。</p> <p>州庁所在地: Madang 郡 (district) 数: 6 郡 (Bogia, Madang, Middle Ramu, Rai Coast, Sumkar, Usino Bundi) 地方政府 (LLGs) の数: 19 地方区 (wards) 数: 451 人口 365,106 人 面積 (km<sup>2</sup>) : 28,886 識字率 (%)55.2%( 男 : 女=61.2%: 48.8%) 経済活動(当該農業活動に従事する家族数%) 食品作物 (Food crops) 76.3 % ビンロウ (Betel nut ) 70.7 % ココナッツ (Coconut) 58.6 % ココア (Cocoa) 39.7 % 家畜 (Livestock) 39.3 % 電気利用者 (Electricity customers) 3,297 人</p>
<p>東ハイランド州 (Eastern Highland Province )</p>	<p>東ハイランド州は、州の北部にビスマルク山地 (Bismark Range)、上部ラム谷 (Ramu Valley) を位置している。アサロ (Asaro)、ベナベナ (Benabena)、ドゥナンティナ (Dunantina) 谷々で、農業的に有望な地域である。しかしながら、州の南、特にマラワカ (Marawaka) は山岳地で僻地である。ヘンガノフィ (Henganofi) 周辺の地域はコーヒー、食料、タバコ、薪の販売によって良好な農業収入が期待でき、一方州の北の地域では中程度の収入である。 しかしながら、オブラ (Obura)、ウオネナラ (Wonenara)、オカパ (Okapa)、ルフア (Lufa) の南では収入機会がほとんどない。ハイランド高速道路や小規模の道路網は州北部に位置している。ルフアやオカパ郡では道路が限られており、また劣悪であり、またオブラ、ウオネナラの州の南では道路が限られている。</p> <p>州庁所在地: Goroka 郡 (district) 数: 8 (Daulo, Goroka, Henganofi, Kainantu, Lufa, Obura Wonenara, Okapa, Unggai Bena) 地方政府 (LLGs) の数: 24 地方区 (wards) 数: 261 人口 432,972 人 面積 (km<sup>2</sup>) : 11,157</p>

	<p>識字率 (%) 43.9%(男: 女=51.0 36.5)          経済活動(当該農業活動に従事する家族数%)          コーヒー (Coffee) 88.4 (%)          食品作物 (Food crops) 76.7 (%)          家畜 (Livestock) 47.8 (%)          ビンロウ (Betel nut) 13.5 (%)          肉用鳥肉 (Poultry) 12.5 (%)          電気利用者 (Electricity customers) 5,445 人</p>
<p>チンブー州 (Chimbu Province)</p>	<p>チンブー州は、PNG の最高峰であるウィルヘルム山 (Mt. Wilhelm) のあるウィルヘルム山地を州の北部に有する。ワギ谷 (Wahgi Valley) が州の西、カリムイ (Karimui) の低地、プラリ谷 (Purari Valley) が州の南に位置している。コーヒーや食料の販売による高収入の望める北部において農業活動地域がある。しかしながら他の地域では比較的収入は低い。賃金収入はハイランド高速道周辺で公共バス (PMVs ) や商店等がある。</p> <p>ハイランド高速道路を含む道路網はシンブー州の北部のほとんどをカバーしている。ワギ川峡谷はクンディアワ (Kundiawa) で州を 2 分している。ノマネ郡 (Nomane) のカリムイの小さな街は州の他の地域と接続がなく、通り抜けのできない道路が北のマダン州のウシノ (Usino) に通じている。</p> <p>州庁所在地: Kundiawa          郡 (district) 数: 6 - Chuave, Gumine, Karimui Nomane, Kerowagi, Kundiawa, Sinasina Yonggamugl          地方政府 (LLGs) の数: 20          地方区 (wards) 数: 308          人口 259,703 人          面積 (km<sup>2</sup>) : 6,112          識字率 41.8 % (男:女 =48.7 :34.5)          経済活動(当該農業活動に従事する家族数%)          コーヒー (Coffee) 87.8 (%)          食品作物 (Food crops) 81.2(%)          家畜 (Livestock) 72.8 (%)          肉用鳥肉 (Poultry) 25.6 (%)          ビンロウ (Betel nut) 3.3 (%)          電気利用者 (Electricity customers) 1,721 人</p>
<p>西ハイランド州 (Western Highland Province)</p>	<p>西ハイランド州は、ジミ (Jimi)、ワギ (Wahgi)、バイヤー (Baiyer)、ライ (Lai)、カウゲル (Kaugel) とネビルヤル (Nebilyer ) の谷々を覆う地域である。またハーゲン山地 (Hagen Range)、クボール山地 (Kubor Range)、州全体を貫くセピックワギ分水嶺 (Sepik-Wahgi Divide) を含んでいる。</p> <p>西ハイランド州は PNG における最も生産性の高い一部の農家がコーヒープランテーションを有している。ワギ、バイヤー、ネビルヤル谷ではコーヒー、食料品の販売による高収入が得られている。しかしながら、ジミ谷下部メラ地域で収入が低い。賃金収入はマウントハーゲンの都市部で可能である。</p> <p>ハイランド高速道路はワギとネビルヤル谷を通過している。他の小規模道路網はタンブル、ネビルヤル、バイヤー、ムルそしてジミ郡に通じている。しかし北部地域、ジミ谷下部、メラ (Mera) 南部の住民は中央からのサービスから取り残されている。</p> <p>州庁所在地: Mt. Hagen          郡 (district) 数: 7 (Anglimp South Wahgi, Baiyer Mul , Dei, Hagen, Jimi, North Wahgi, Tambul Nebilyer)          地方政府 (LLGs) の数: 15          地方区 (wards) 数: 479          人口 : 440,025 人          面積 : (km<sup>2</sup>) 9,097          識字率 38.4%(男 :女=44.1 32.6)          経済活動(当該農業活動に従事する家族数%)          食品作物 (Food crops) 77.7 (%)          コーヒー (Coffee) 77.0 (%)          家畜 (Livestock) 63.6 (%)          食用鳥肉 (Poultry) 23.7 (%)</p>

	<p>ビンロウ (Betel nut) 5.9 (%) 電気利用者 (Electricity customers) 6,175 人</p>
<p>南ハイランド州 (Southern Highland Province)</p>	<p>南ハイランド州は、中央山地 (Central Range) と、北にラガイプ谷 (Lagaip Valley) を擁している。タガリ谷 (Tagari Valley) が州の中央を貫き、州の南部にはボサヴィ火山 (Mt. Bosavi) とともに石灰平原、クトゥブ湖 (Lake Kutubu)、ヘギジオ (Hegigio)、ムビ (Mubi)、ディギム谷 (Digimu Valleys) が位置している。 南ハイランド州のコーヒー、食料品、薪などの販売による主要な収入は一般的に低い。一部の高収入取得者は石油、ガスの運営であり、これらは地域が限定されている。同様の収入は現在予定されている液化天然ガスによっても増加する可能性はある。 ハイランド高速道路は州のインボング (Imbonggu) からコピア、(Kopiago) に通じており、他の道路はコモ (Komo)、エラベ (Erave)、パンギア (Pangia) に通じている。コモ、マルガリマ、ニパ (Nipa)、クトゥブにおける僻地、特にボサビ山周辺では公共サービスを受けるために 1 日以上移動が必要である。</p> <p>州庁所在地: Mendi 郡 (district) 数: 8 – Ialibu Pangia, Imbonggu, Kagua Erave, Komo Margarima, Koroba Lake Kopiago, Mendi, Nipa Kutubu, Tari Pori 地方政府 (LLGs) の数: 32 地方区 (wards) 数: 729 人口 : 546,265 人 面積 (km<sup>2</sup>) : 25,587 識字率 (%) : 36.5 % (男 : 女=40.6% : 32.2%) 経済活動(当該農業活動に従事する家族数%) 食品作物 (Food crops) 78.0 % 家畜 (Livestock) 62.2 % コーヒー (Coffee) 50.3 % 肉用鳥肉 (Poultry) 15.4 % 漁業 (Fishing) 4.9 % 電気利用人口 (Electricity customers) 1,131 人</p>
<p>エンガ州 (Enga Province)</p>	<p>エンガ州は、東セピック州と北のボーダーを共有している。中央山地がラガイプ (Lagaip)、ライ (Lai) の2つの谷とともに州の北部を貫き、州の高い人口密度を支えている。ラガイ川は南からフライ川 (Fly River) に合流し、一方ライ川はセピック川 (Sepik River) に北部で合流している。</p> <p>農業はコーヒー、食料品、薪の販売によって州の低から中所得の生活を支えている。耕作地は食料の安全に影響を与える旱魃、霜害に脆弱である。採集権、賃金労働の収入がポルゲラ金鉱 (Porgera Goldmine) で可能である。</p> <p>マウントハーゲン (Mt. Hagen) からワペナマンダ (Wapenamanda)、ワバック (Wabag)、ポルゲラ金鉱までハイランド高速道路が通じている。他の道路はカンデップと南ハイランド州を結んでいる。</p> <p>北部における生活は隔離され公共サービスを受けるために 1 日以上移動が必要となる。</p> <p>州庁所在地: Wabag 郡 (district) 数: 5 ( Kandep, Kompiam-Ambum, Lagaip-Porgera, Wabag, Wapenamanda) 地方政府 (LLGs) の数: 15 地方区 (wards) 数: 334 人口 : 295,031 人 面積 (km<sup>2</sup>) : 11,704 識字率 (%) 35.0% (男 : 女=40.2 : 29.5) 経済活動(当該農業活動に従事する家族数%)</p>

食品作物 (Food crops)	79.8 %
家畜 (Livestock)	70.1 %
コーヒー (Coffee)	36.9 %
肉用鳥肉 (Poultry)	20.2 %
ビンロウ (Betel nut)	6.7 %
電気利用者 (Electricity customers)	1,396 人

出典: The National Research Institute(2010), Papua New Guinea District and Provincial Profiles (data based on the National Census 2000)

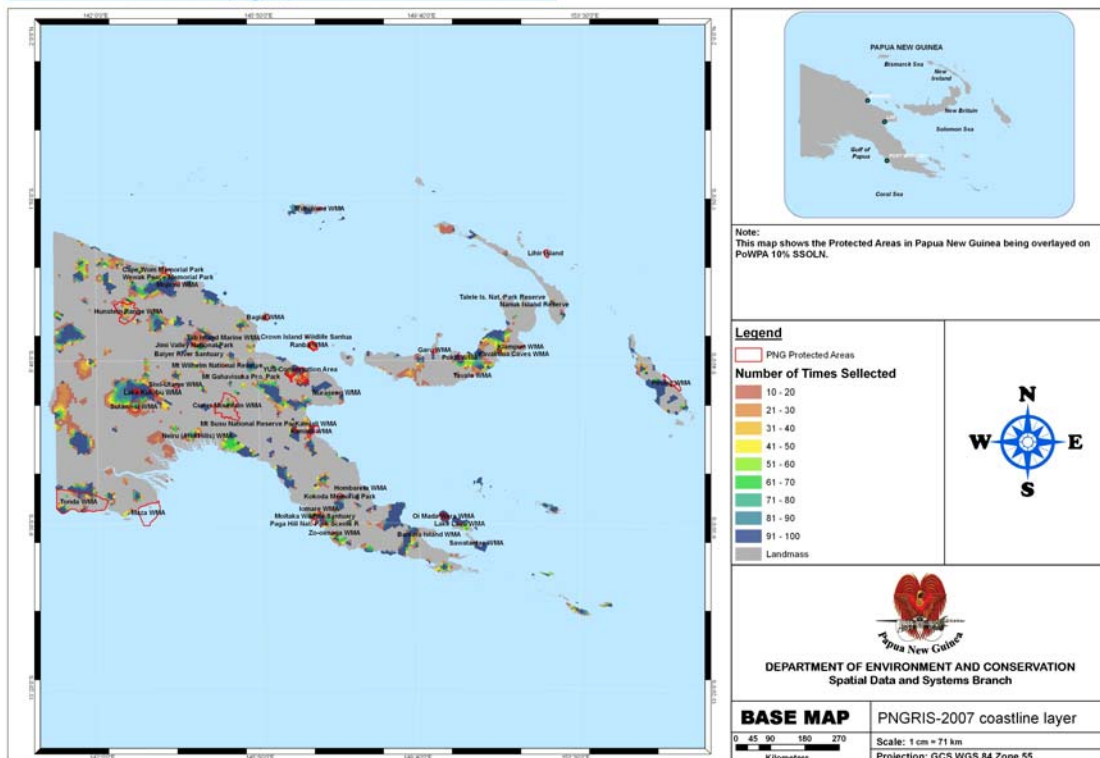
## (2) 自然環境

### (a) PNG の保護区域

環境保全省 (Department of Environment and Conservation (DEC)) によると、57 の保護区域 (保全区域 1、国立公園 16、野生管理区 40) が 2010 年時点で保護されている。保全区域は、保護区域法 (Conservation Area Act) によって、野生管理区は野生生物 (保護と管理) 法 (Fauna (Protection and Control) Act)、国立公園は国立公園法 (National Park Act) によって規定されている。国立公園の土地は Alienated Land である国有地または国の賃貸地として管理され、他の地域は慣習にもとづく Customary Land として管理されている。

これら PNG 国の法制度によって保護されている地域のほかに、PNG 政府は(a)絶滅危惧種の国際取引に関する条約、(b)生物多様性条約、(c)ラムサール条約、(d)世界の文化的、自然的遺産に関する条約等の国際条約に参加しており、それらに関するインパクトの回避、軽減も考慮する必要がある。DEC によって、管理されている保護地域の位置は以下のとおりである。

Marxan 10% SSOLN Overlaying Papua New Guinea Protected Areas



出典: Department of Environment and Conservation

図 6.5.1 PNG における保護区の分布



表 6.5.6 ポートモレスビー系統の位置する州内の保護地域

Name of Province	Protected areas
首都区 (National Capital District)	Moitaka Wildlife Sanctuary Paga Hill National Park, Scenic Reserve
セントラル州 (Central Province)	Iomare Wildlife Management Area(WMA) Zo-oimaga WMA Variarata National Park Namanatabu Reserve Horse Shoe Reef PA

出典: Department of Environment and Conservation

表 6.5.7 ラム系統の位置する州内の保護地域

Name of Province	Protected areas
モロベ州 (Morobe Province)	Kamiali WMA Mc Adams National Park Mt Kaindi WMA Mt Susu National Reserve Park Nuraseng WMA YUS Conservation Area(proposed)
マダン州 (Madang Province)	Crown Island Wildlife Sanctuary Ranba WMA + Sanctuary Bagiai WMA Balek Wildlife Sanctuary Sinub Island WMA Laugum Island WMA, Tab Island WMA, Tabad Island WMA, Kau Wildlife Area, Wiad(proposed)
東ハイランド州 (Eastern Highland Province)	Crater Mountain WMA, Mt Gahavisuk, a Provincial Park,
チンブー州 (Chimbu Province)	Crater Mountain WMA
西ハイランド州 (Western Highland Province)	Jimi Valley National Park, Mt Wilhelm National Reserve, Baiyer River Sanctuary, <b>Ramsar Site:</b> Tonda Wildlife Management Area 16-Mar-93 (Western Province) <b>World Heritage :</b> Kuk Early Agricultural Site(Cultural)
南ハイランド州 (Southern Highland Province)	Lake Kutubu WMA, Siwi-Utame WMA, Sulamesi - Mt Bosavi(proposed), Libano-Hose(proposed), Libano-Arisai(proposed) <b>Ramsar Site:</b> Lake Kutubu 25-Sep-98 (Southern Highland)
エンガ州 (Enga Province)	

出典: Department of Environment and Conservation, UNESCO(2010) <http://whc.unesco.org/en/list/887>, Ramsar sites information service([www.ramsar.wetlands.org](http://www.ramsar.wetlands.org))

## (b) 生態系

最近の植物、動物に関連した生物多様性に関わる一般的な情報は、特に出版物等もなく PNG 国内において入手は容易ではない。生物多様性に関わる調査として、IUCN によって 2008 年にオセアニア地域の一部として実施された。調査は、サンプリングによって行われた。調査結果では、

約 1/5 は在来種であった。そして 16%の種は、絶滅危惧 IA (Critical endangered CR)、絶滅危惧 IB (Endangered EN)、絶滅危惧種 II 類 (Vulnerable VU) として分類される危惧種とされている (評価した全 2,316 種中 373 種)。

表 6.5.8 PNG において確認されている種数(名前が確認されているもの)

分類	全植物	鳥類	哺乳類	爬虫類	両生類	全魚類	全無脊椎動物	合計
種数	18,894	719	271	227	266	3,060	2,881	26,318

出典: "The Pacific islands: An analysis of the status of species as listed on the 2008 IUCN Red List of Threatened Species™"

### (c) 森林

PNG における森林の減少は、世界的に懸念されるもののひとつである。近年の森林の状況を下記に示す。

表 6.5.9 PNG の森林面積

FRA 2005 によるカテゴリー	面積 (1000 hectares)		
	1990	2000	2005
森林 (千 ha)	31,523	30,132	29,437
その他の樹木地	4,474	4,474	4,474
森林および樹木地	35,997	34,606	33,911
その他の土地	9,289	10,680	11,375
樹木被覆のその他の土地	-	-	-
陸地面積	45,286	45,286	45,286
内水面積	998	998	998
国土面積	46,284	46,284	46,284

出典: FAO, Global Forest Resources Assessment 2005., Papua New Guinea Forest Authority(<http://www.forestry.gov.pg/>)

表 6.5.10 PNG における森林およびその他の樹木地の特徴

FRA 2005 によるカテゴリー	Area (1000 hectares)		
	Forest		
	1990	2000	2005
原生林 (Primary)	29,210	26,462	25,211
2次林 (Modified natural)	2,250	3,588	4,134
半天然 (Semi-natural)	-	-	-
生産目的の植栽地	63	82	92
保護目的の植栽地	-	-	-
合計	31,523	30,132	29,432

出典: FAO, Global Forest Resources Assessment 2005.

### (d) 生物多様性に関連した情報の不足によって重要とされる地域

PNG の自然環境における生物多様性の高さは多くの文献によって指摘されている。しかしながら詳細な状況については、いまだ明確ではなく、その分野における調査結果は非常に限られている。環境保全省によって出版された J.F. Swartzendruber (1993), Papua New Guinea; Conservation Needs Assessment, Synopsis Report では、PNG における生物学上重要な地域として数種類の位置図が提示されている。

位置図には以下のものがある。

1) 16 の生物学的に未知であり緊急に調査、研究する価値のある地域 (図 6.5.2 参照)

16 地域のうち、10 地域は PNG の本島に位置している。PPL によって提案されている今後の本島における水力発電開発では、これら生物学的な特徴について考慮する必要があると考えられる。

2) 30 の海洋および沿岸生物多様性が高い地域ならびにそれらの生態系の健全な維持のための 5 つの重要な流域の位置図 (図 6.5.3 参照)

5 つの重要な流域の中で、4 つの流域はニューギニア島本島に位置している。それらは以下のとおりである。今後の本島における水力発電開発では、これら生物学的な特徴について考慮する必要があると考えられる。

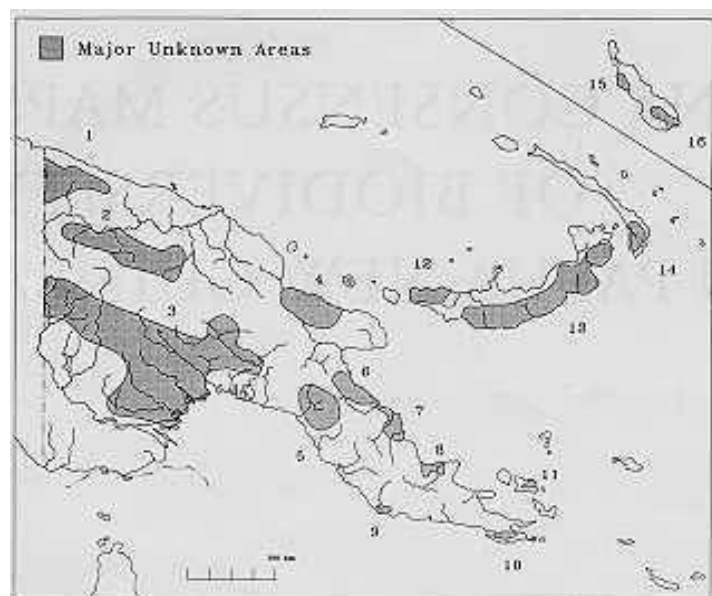
表 6.5.11 PNG において生物多様性の観点から重要とされる水系

記号	名前	概要
W1.	セピック/フライ河流域 Sepik/Fly Drainages.	PNG の 2 つの大河川を含む流域。フライ河はパプア湾の健全な維持に特に重要である。
W2.	モロベ/ワリア流域 Morobe/Waria Watershed.	沿岸の小島、モロベの岩礁に影響を与える重要な高地の河川
W3.	バナパ/ブラウン河流域 Vanapa/Brown.	重要なマングローブ生態系に流下する水系
W4.	ムサ流域 Musa/Topographers.	Tufi 周辺の海洋生態系に影響する重要な水系

出典: J.F. Swartzendruber (1993), Papua New Guinea; Conservation Needs Assessment

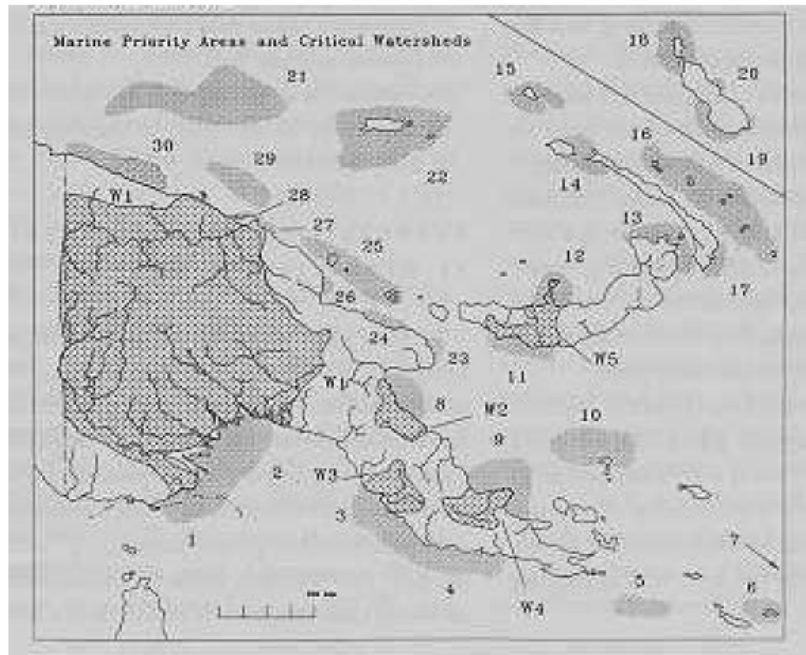
3) 生物多様性の高い 42 の陸地生態系および 13 の重要な湿地生態系 (図 6.5.4 参照)

42 の陸性の生物多様性の高い地域のうち約 1/4 は本島に位置している。優先される重要性の高い PPL によるプロジェクトのほとんどは本島において計画されている。これらは、水力発電開発の計画において考慮される必要がある。



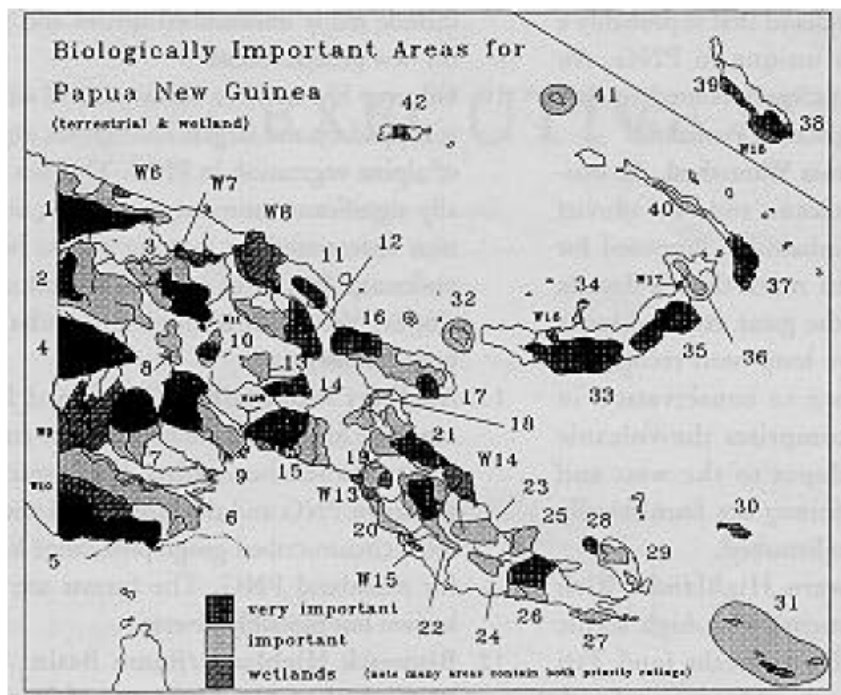
出典: J.F. Swartzendruber (1993), Papua New Guinea; Conservation Needs Assessment, Synopsis Report, published by Department of Environment and Conservation.

図 6.5.2 生態学的に不明な地域



出典: J.F. Swartzendruber (1993), Papua New Guinea; Conservation Needs Assessment, Synopsis Report, published by Department of Environment and Conservation.

図 6.5.3 生物多様性の観点から PNG において生物学的に重要な沿岸地域と流域



出典: J.F. Swartzendruber (1993), Papua New Guinea; Conservation Needs Assessment, Synopsis Report, published by Department of Environment and Conservation.

図 6.5.4 PNG における生物多様性の高い地域および 13 の湿地

## 6.5.2 今後想定される調査

PNG における今後の水力発電開発に関連して以下のような調査の必要性が想定される(表 6.5.12)。また、現在計画されているプロジェクトにおいて必要とされる環境調査について表 6.5.13 に示す。

表 6.5.12 PNG の水力発電開発に関連した調査において想定される環境項目

カテゴリー	環境項目	概要
1 許認可・説明	(1) EIA および環境許認可  (2) 地域住民への説明	(1) 環境法 Environmental Act 2000(修正 2002)によって、環境アセスメント対象事業の実施者は義務として環境許可(Environmental Permit)を取得するために事前に環境影響報告書(Environmental Impact Statement: EIS)を環境保全省(Department of Environment and Conservation)に提出する必要がある。 -既存の発電施設の改善に関しては、プロジェクトの規模によって異なる。Ramu システムにおける新しい施設の建設(18MW)の際には、用地の拡大がなかったため過去の許可を修正する手続きがとられた。  現時点で計画されているプロジェクトにおける環境調査の状況：ラムシステムにおけるラム2発電所、ポートモレスビー系統におけるナオローブラウン発電所の調査ではなんらかの環境調査が含まれている。また、調査についての合意は事前に合意書として結ばれている(2010年3月、ブラウン川)  (2) 環境法(Environmental Act 2000)では、DECによる環境報告書の評価の時点で、情報公開が規定されている。
2 汚染対策	(1) 大気質 (2) 水質 (3) 廃棄物 (4) 土壌汚染 (5) 騒音・振動 (6) 地盤沈下 (7) 悪臭	建設、運営に関連し事業実施に際し既存の環境項目に対する基準を考慮する必要がある。
3 自然環境	(1) 保護区 (2) 生態系 (3) 水象 (4) 地形・地質	保護区は、国立公園法、野生動物(保護調整)法、保全区域法によって規定されている。57の保護区域(保全区域1、国立公園16、野生生物管理区域40)がある。 2箇所の Ramsar サイトがある。 1箇所の世界遺産がある。
4 社会環境	(1) 住民移転 (2) 生活・生計 (3) 文化遺産 (4) 景観 (5) 少数民族、先住民族	(1)水力発電開発に関連し、用地取得が必要なる。一般的に用地取得は金銭的な補償による土地所有者の代表である土地所有者組合(ILG)との合意にもとづく取得が想定される。 (2)直接、間接的に先住民が事業による影響が想定される場合世銀のセーフガード等を参照の上影響を回避、最小限にするよう考慮することが求められる(PNGの土地の所有、慣習的土地所有地97%、国家管理の譲渡地3%)
5 その他	(1) 工事中の影響 (2) モニタリング	土地所有者間の土地所有に関わる争議が所有者、土地境界の確認作業の際に一般的に発生し、プロジェクト実施の遅れの要因となっている。 -プロジェクト実施後のモニタリングが適切に実施される方策を検討する必要がある。

出典: PNG Power Ltd, JICA、調査団

表 6.5.13 PNG において、現在計画されている水力発電開発プロジェクト

プロジェクト名	概要	環境調査の状況(2010年4月)
<p>ウダバ水力プロジェクト (Udava Hydro Project)</p>	<p>ADB による Power Sector Development Plan(ADB,2009)において、実証調査が行われた。</p> <p>ウダバプロジェクトの (Udava project) 長期的な実施のためにコシペ湖、流域間の転流、デブ導水等の追加的な水力発電の施設の建設から開始される。そのため、ウダバプロジェクトではいくつかのステージに分割される。</p> <p>(a) ステージ A : コシペダムに先立った取水工</p> <p>(b) ステージ B : コシペダム計画完成後、増加した常時水量を利用するために発電所を改修</p> <p>(c) ステージ C : コシペ開発の前か後におけるデブ導水</p> <p>ウダバプロジェクトにおける主要なコンポーネントは以下のとおりである :</p> <p>(a) 取水/ダム構造物</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- 最大流量水位 (Full supply level) : 635 m</li> <li>- ダム高(Weir/dam height): 15 m</li> <li>- ダム堤頂長(Crest length): 90 m</li> <li>-貯水容量(Storage capacity): 40 万 m3</li> </ul> <p>(b) 導水路トンネル(Headrace tunnel)</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>-低圧トンネル-長 10,200m、直径 2.55-3.90m</li> <li>-高圧トンネル-長 700m、直径 2.35-3.40m</li> <li>-サージシャフト (調圧立坑) 長 140m、直径 4.0 - 12.0 m</li> <li>-ペンストック長 1500m、直径 1.1m</li> </ul> <p>(29 MW - 35 MW の発電機に対し複数のペンストック)</p> <p>(c) 発電機: 最大出力量 70 - 180 MW</p> <p>(d) 送電線</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- ウダバから既存のポートモレスビー内モイタカ、サブステーション 220 k V、総延長約 65km (ヘリコプターによる設置 30km)</li> </ul> <p>(e) アクセス道路</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- バナパ河橋周辺のヘリタノ高速道路; 約 92km の新設 (オナンゲ、コシペ間)</li> </ul>	<p>環境基礎調査が実証調査とともに 2009 年 4 月までに実施された。</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>-以降の詳細な調査は実施されていない。</li> <li>-用地取得に関わる作業は実施されていない。</li> </ul>
<p>バナパ水力プロジェクト (Vanapa Hydro Project (Lake Kosipe))</p>	<p>プロジェクトは PNG Power Sector Development Plan (ADB, 2009)の一部として提案されている。</p> <p>主要なコンポーネント;</p> <p>(a) イヴァネ川上流の自然の湿地に貯水するためのロックフィルダム</p> <p>(b) 低圧取水路 0.5km、ペンストック 1.9km、ウオイテーブ村上流 2km の発電施設、総落差 320-330m。</p>	<p>環境基礎調査が実証調査とともに 2009 年 4 月までに実施された。</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>-以降の詳細な調査は実施されていない。</li> <li>-用地取得に関わる作業は実施されていない。</li> </ul>
<p>ロウナ改修プロジェクト (Rouna rehabilitation(at proposal))</p>	<p>プロジェクトは太平洋州地域、気候変動プログラム準備調査(JICA,2009)において可能性のあるプロジェクトとして記述されている。</p> <p>シリヌムダムに 1 つの、下流に Rouna 2, Rouna 3, Rouna 1 および Rouna 4 の 4 つの水力発電所がある。</p> <p>Rouna 2, 3 および 4 においてはほぼ改修が終了している (Rouna 4 はまだ完全に稼働はしていない)</p> <p>Rouna 1 のみ (水路等)、今後の改修が期待</p>	<p>ほとんどで、すでに主要な改修が実施されている。</p> <p>事業は既存施設の交換、改修に限定されているため特に環境調査は行われていない。</p>

	されている。	
ナオロ-ブラウン 水力プロジェクト (Naoro-Brown Hydro Project)	基本的な計画は 1980 年代に行われ、現在 PPL の独自予算によって、その実施可能性について確認されている。調査には環境調査が含まれている。調査に先立ち PPL と住民土地所有者 (ILG) との間で調査の合意文書が結ばれている (2010 年 3 月)。 地下発電と流れ込み式 (Run-of river type) の発電施設の調査がなされている。 原生林の伐採、用地取得が想定される。	ナオロ-ブラウン詳細実施可能性調査が PPL の独自予算で 2010 年 10 月までの期間で実施されている。環境調査も行われるとのことであるが調査内容の詳細は明確ではない。
ラム 2 水力プロジェクト (Ramu 2 hydro project)	基礎的なプロジェクトの計画は流れ込み式のもので 1980 年代に行われた。 現在、豪州コンサルタントによって実施可能性について調査が行われている。	現在、実施可能性の調査が行われている。併せて、環境関連の調査も実施の予定とのことであるが詳細は不明である。 過去の Yonki ダムの建設時の環境計画 (環境影響報告書の一種で、EIS が導入される以前に作成されていた。) が PPL に保管されている。
他の地域		
6 箇所の小規模 水力プロジェクト (6 small hydro power project)	現在、ADB によってこれらのプロジェクトの実施可能性検証の調査が行われている。 1). Divune(Oro Province, Southern Region) 2). Ramazou (Bougainville, Island Region) 3). Gumini (Milne Bay, Southern Region) 4). Sogeran (East Sepik, Momase Region) 5). Ru Creek 2 (West New Britain, Island Region) 6). Kimada (New Lreland, Island Region)	これらのうち、いくつかのプロジェクト (2010 年 5 月時点 PPL からの聞き取りでは、3 つのプロジェクト) において環境調査が行われている。 Ramazou プロジェクトにおける基礎調査報告書 (原稿) が現在あり、近日中に最終化されるとのことであった。
ワボ水力プロジェクト (Wabo hydro power project)	現在、当該プロジェクトの実施可能性調査が Western Power が契約した豪州の HTC 社によって行われている大型のダム建設による大規模な発電所建設計画。	すでに、何らかの環境調査の報告書があるとのことであるが、PPL 等での保管はなく、確認されていない。

出典: PNG Power Ltd, ADB(2009) Papua New Guinea: Power Sector Development Plan

## 第 6 章の参考文献

ADB (2009) *Papua New Guinea: Power Sector Development Plan*, Manila, Philippine.

FAO(2010) *Legal Office FAO Lex*. <http://faolex.fao.org/>, Roma.

The University of the South Pacific(2010) *Pacific Islands Legal Information Institute - Pacific Law*, <http://www.paclii.org/>, Port Vila, Vanuatu.

Australian Agency for International Development(2008) *Making Land Work Volume 1 &2*, Canberra, Australia.

UNDP(2009) *Human Development Report 2009*, NY, USA.

J.F. Swartzendruber(1993) *Papua New Guinea Conservation Needs Assessment Synopsis Report*, Department of Conservation and Environment of PNG & The Biodiversity Support Program, Port Moresby, PNG.

FAO( 2005) *Global Forest Resources Assessment 2005*, FAO, Roma.

IUCN(2008) *PAPUA NEW GUINEA Summary of species on the 2008 IUCN Red List*, Gland, Switzerland.

JICA(2002) *JICA Country profile 2002*,Tokyo, Japan.

National Statistic Office (2010) *Papua New Guinea 2000 Census National Report*, Port Moresby, PNG.

World Bank(2009) *Papua New Guinea at a glance*, NY, USA.

Saunders, J. (1993) *Agricultural Land Use of Papua New Guinea: Explanatory Notes to Map. PNGRIS Publication No. 1. AIDAB, Canberra*. in Graham Sem(1996), 4. Land-use change and population in Papua New Guinea, Population, land management, and environmental change, UNDP, NY, USA.

The National Research Institute (2010) *Papua New Guinea District and Provincial Profiles*, Port Moresby, PNG.

Department of Environment and Conservation of Papua New Guinea (2010) *Protected area in PNG*, Port Moresby, PNG.

UNESCO(2010) *Kuk Early Agricultural Site* <http://whc.unesco.org/en/list/887> in World Heritage List, Paris, France.

Wetlands International(2010) *Ramsar sites information service*([www.ramsar.wetlands.org](http://www.ramsar.wetlands.org)), Wageningen, Netherlands.

Papua New Guinea Forest Authority (2010) *Papua New Guinea Forest Authority* (<http://www.forestry.gov.pg>), Port Moresby, PNG.



IUCN(2008) *The Pacific islands: An analysis of the status of species as listed on the 2008 IUCN Red List of Threatened Species*<sup>TM</sup>, Gland, Switzerland.

PNG National Statistical Office(2010) *POPULATION ESTIMATION 2001-2010*, Port Moresby, PNG.

PNG National Statistical Office(2003) *Papua New Guinea 2000 Census National Report*, Port Moresby, PNG.