

## 第3章 調査内容

### 3-1 PNGの概要

#### (1) 国土及び地域区分

PNGは世界第2の面積をもつニューギニア島の東側と600もの大小の島々からなる。国土は南北1,300kmにわたり、赤道から南緯12度、インドネシアとの国境から東に1,200km、東経160度まで広がり、南にオーストラリア、南東にソロモン諸島で国境に接する。国土面積は452,860km<sup>2</sup>である。

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。

国内は地形的な特徴によって、①Southern 地域（サザーン）、②Momase 地域（モマセ）、③Highlands 地域（ハイランド）、④島嶼地域（Islands）の4つの地域（Region）に分けられるが、行政的には18の州（Province）、1つの自治区（Bougainville）と首都区（National Capital District）から成る。州はいくつかの郡（District）で構成され、さらにその下には地域行政区及び管理区（Ward）がある。

#### (2) 社会経済の概況

##### 1) 人口

2010年の総人口の推定は約700万人である（National Statistic Office）。このうち、約80%は本島に住み、残りの約20%は島嶼部（0.2km<sup>2</sup>から数千km<sup>2</sup>）の小さな島々に住む。

直近の国内人口センサス（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で、38%は内陸Highlands地区、28%が北部沿岸地域、20%が南部沿岸部、14%が島嶼地域である。また、人口密度は州別でみると、最小の2人/km<sup>2</sup>（Western州）から最大52人/km<sup>2</sup>（Western Highlands州）となっている。

なお、人口センサスは10年ごとに行われることになっているが、2010年のセンサスは行われていない。

##### 2) 民族

多様な民族で構成されており、メラネシア系、パプア系などがあり、また多数の少数民族が存在する。それを反映して、言語も多岐にわたる。

##### 3) 宗教

2000年センサスによれば、国民の95%以上がキリスト教徒で、宗派はローマン・カソリック、ルーテル教会、合同教会、その他で構成されている。

##### 4) 土地利用

全国土の約13%、約60,235km<sup>2</sup>が耕作地（ADB 2009）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。

##### 5) 産業

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）。

また、輸出（2002年）の7割以上を金、銅、石油などの鉱物資源が占めている。

表 3 - 1 に主要な社会経済指標を示す。

表 3 - 1 PNG の社会経済指標

	指標	概要	参考資料
1	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
2	民族	メラネシア系、パプア系及びメラネシア部族	WB, 2011、外務省各国・地域 情勢等
3	宗教	主にキリスト教 (カソリック、プロテスタント、合 同国教会等) だが、伝統的信仰もある。	WB, 2011、外務省各国・地域 情勢等
4	識字率	全人口に対し 60%; (15 歳以上の大人) (2009 年値 として WB による推定)	WB, Papua New Guinea at a galnce, 2011
5	都市人口	13% (2009 年)	WB, Papua New Guinea at a galnce, 2011
6	平均寿命	61 歳 (全人口) (2009 年)	WB, Papua New Guinea at a galnce, 2011
7	幼児死亡率	52% (5 歳以下の子供の人口 1,000 人に対する死亡 数) (2009 年)	WB, Papua New Guinea at a galnce, 2011
8	GNI	79 億 USD (2009 年)	WB, Papua New Guinea at a galnce, 2011
9	GNI per capita	1,180 USD (2009 年)	WB, Papua New Guinea at a galnce, 2011
10	GDP 内訳	農業: 35.9%、鉱工業: 44.5% (製造業 5.9%)、サ ービス: 19.6% (2009 年)	WB (2009) Papua New Guinea at a glance
11	主要な産業	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	外務省各国・地域情勢、JICA Country Profile 2002 等
12	天然資源	金、銅、銀、石油、材木、コーヒー、ココア、コプ ラ、生ゴム、まぐろ、パーム油、海産物	外務省各国・地域情勢、JICA Country Profile 2002
13	HIV/AIDS 罹患率	1.5% (15~49 歳人口比率) (2007 年)	WB, Papua New Guinea at a Glanche, 2011
14	安全な水への アクセス	40% (全国)、87% (都市部)、33% (村落部) (2008 年)	UNICEF at a Glance, 2011
15	衛生施設への アクセス	45% (全国)、71% (都市部)、41% (村落部) (2008 年)	UNICEF at a Glance, 2011
16	人間開発指標	2009 年 0.431 (世界 137 位)、2008 年 0.541 (世界 148 位)	UNDP, International Human Development Index and Its Components, 2011

出典: World Bank (2011) Papua New Guinea at a Glance、外務省各国・地域情勢、JICA Country Profile PNG (2002)、JICA (2010.6)  
電力セクター基礎情報収集調査ファイナルレポート、UNICEF、UNDP データなどより作成

### (3) 自然環境

#### 1) 気候

PNG の気候は熱帯モンスーン気候に属し、11 月から 4 月が雨期、5 月から 10 月が乾期となる。平均気温は 1 年を通じて高く、海岸地域は 24~35℃、高原地帯は 14~28℃程度である。年間降雨量は、地域により 1,200~9,000mm に達する。

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。

## 2) 地形・地質・土壌

地形的には、本島はそのほとんどが山岳地帯（最高峰 Wilhelm 山、標高 4,509m）で、起伏に富んだ山岳地と山麓を擁し、一方沿岸部は熱帯雨林、湿地、河川、平野部を含む低地地形となっている。

地質的に太平洋火山帯（Ring of Fire）に属し、土壌は多くが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。また、環太平洋地震帯に属し、地震が頻発する地域である。

## 3) 植物・動物、生態系

PNG の国土及び海域は世界的にも豊かな生物多様性に富む地域である。現在まで 26,000 種の生物が知られている（IUCN 2008）が、数十万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いわれている。

植生は、①沿岸及び海洋地域（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。

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。

沿岸部は、沿岸湿地から深海までの多様な海洋生態系を有している。

## 3-2 電力セクターの概要

### 3-2-1 電力事情及び政策

#### (1) 電力事情

PNG の 2010 年における全発電設備容量は 582MW であり、その内訳は水力発電：39.5%、ディーゼル発電：37.3%、天然ガス発電：14.1%、地熱発電：9.1% である。全一次エネルギーの供給量は 2007 年で 1,835ktoe。その内訳は石油系製品：78%、天然ガス：18%、その他燃料：4% である。同年の PNG の発電電力量は前年に比べ 3.3% 増加し、3,112GWh である。発電電力量の割合は火力 72%、水力 28%。水力のシェアは 3 年間ほとんど変わらないが、火力が 3.3% 増大し需要を満たしている（The Renewable Energy and Energy Efficiency Partnership（REEEP）, Independent State of Papua New Guinea（2010））。

PNG では人口の 90% 以上に電気が供給されておらず、その大部分は農村部の人々である。PNG には、本島における 2 つの主要な発送配電網（グリッド）である首都 Port Moresby のグリッドと Lae, Madang 及び Highlands 地方の都市をカバーする Ramu グリッドに加え、島嶼地域に Gazelle グリッドなどがあり、国営企業である PPL が運用している。PPL は発電、送電、配電に責任を有しているが、その他にも多数の独立系発電事業者（Independent Power Producer：IPP）が存在し、その全設備容量は PPL のそれに匹敵する。また地方自治体が、C センターと呼ばれる約 100 ある農村部の小さい電力供給システムを運用しており、その電源はディーゼル発電機、小水力発電、太陽光発電等である。

PNG では電気は信頼性に欠け、かつ所得水準に比して高価な商品である。Port Moresby グリッドと Ramu グリッドにおいては、ベースロードは水力発電により供給されているが、

水力発電機の相当数が運転開始から 30 年以上経過した老朽機であり、十分な保守が行われていないケースがある。また、頻繁に長時間の停電が見受けられるなど系統の信頼度も低い。

## (2) 電力産業政策 (Electricity Industry Policy : EIP)

PNG 政府の Development Strategic Plan 2010-2030 (2010 年 3 月、DNPM 策定) では、「すべての家庭が信頼できる、かつ購入可能なエネルギーの供給を受けることができること。将来のエネルギー需要を満たす十分な電力が発電され供給されること」が国家目標とされ、2030 年までに 70%を超える家庭及びすべての事業所が信頼できる購入可能でクリーンなエネルギー源にアクセスするとしている。この国家目標の実現に向け、PNG の電力産業政策 (Electricity Industry Policy, EIP August 2009) を策定中であるが、現在 EIP は承認されておらずドラフトのままである。この EIP には最重要課題として次項が含まれている。

- 1) 第三者機関の参入を可能とする競争と開発の促進
- 2) 農村電化推進強化のための実施政策
  - ・ 長期的電化目標の設定
  - ・ 農村電化のための政府による電気信託基金 (Electricity Trust Fund : ETF) の設置
  - ・ PPL に対する全国均一電気料金の適用
- 3) 上限価格制の遂行と第三者機関の参入のための諸規定の整備を現監督官庁消費者競争独立委員会 (Independent Consumer and Competition Commission : ICC) の役割に規定するなど規則制度の強化
- 4) 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
- 5) 2012 年に EIP 条項の見直しを行うこと

しかし、この電力産業政策に関して PNG 政府内においては下記の議論がある。

- ・ 政府補助金は無電化地域の電力システム開発には望ましいが、設備の運用に対する補助金は経済的に持続不可能である。
- ・ 都市部と農村部の電気料金が異なるほうが経済効率は高い。PPL に全国均一料金を適用させることはコスト高となる農村部の開発を阻害することになる。
- ・ PPL に対して既存の送配電網から 10km 以内における 10MW までの需要家に独占的な供給権を付与する件については、第三者アクセスが排除されないように 2012 年に見直すべきである。
- ・ 第三者機関が電力供給のため電力システムに参入することについては電力市場における競争を高めるために重要なことであるが、携帯電話事業では 2 社が存在する地域で互いに他社のネットワークにアクセスできない状況が生じた。

PNG の DPEn は、2010 年 9 月に開かれた水力発電のワークショップにおいて 2030 年の目標を策定した。同目標には以下の内容が含まれている。

- ・ 一般家庭の電化率を現在の 12.4%から 70%に高める。
- ・ 発電容量をガス焚火力 390MW (現在 72MW)、水力 1020MW (現在 217MW)、他の再生

可能エネルギー500MW（現在 56MW）とする。

- ・ディーゼルと石炭火力の容量を現在の 158MW から 70MW 以下にする。
- ・すべての主要な市町を国の送電網の中に取り込む。
- ・現在 4%にしかすぎない Easipay を大多数の家庭に広げる。

### （3）再生可能エネルギーの開発と農村電化

PNG には技術的に開発可能な再生可能エネルギー源が豊富に存在している。

（Independent State of Papua New Guinea（2010） by REEEP）

#### 1）地熱エネルギー

地熱エネルギー協会（Geothermal Energy Association : GEA）は PNG の地熱ポテンシャルを 21.92TWh と見積もっており、理論的には地熱のみで将来の電力を十分に賄うことができる量である。地熱発電の 2010 年の設備容量は 56MW である。

#### 2）水力エネルギー

PNG は相当量の包蔵水力を有する。9 つの大きな河川流域があり、主要なものは Serpic（流域面積 78,000km<sup>2</sup>）、Fly（61,000km<sup>2</sup>）、Purari（33,670km<sup>2</sup>）、Markham（12,000km<sup>2</sup>）である。外にも流域面積 5,000km<sup>2</sup> 以下のものがある。また、年平均降水量は、本島山岳地帯において 2,000～8,000mm、島嶼地域において 3,000～7,000mm である。PNG の理論的包蔵水力合計は 175TWh/年であるが、電力需要地が供給ポテンシャルの近くに位置しないため、大規模な水力開発は必ずしも経済的ではない。ただし、小規模水力も含めれば需要地近くにおいて開発できる可能性がある。

#### 3）風力エネルギー

風力エネルギーについて 1970 年代に行われた調査によれば、Central、Western、Mine bay、New Ireland、Port Moresby 等に開発可能性がある。PNG 政府と中国政府の共同出資によって風力発電のパイロットプラントが York 島の Duke に建設されている。

#### 4）太陽光エネルギー

太陽光エネルギーは PNG の最大の可能性をもったエネルギー源の 1 つである。平均日射量は 1 日の日照時間 4.5～8 時間で 400～800W/m<sup>2</sup> である。太陽光発電の最良の場所は南部地方の沖合の島々である。

#### 5）バイオマスエネルギー

PNG の 3 分の 2 は森林に覆われているが、森林の多くは強い浸食、恒常的な水浸、規則的な洪水などによりエネルギー利用に向かないことから、実際的なバイオマスエネルギーのポテンシャルは材木伐採地、農業生産地である。材木は輸出向けであり、地方で加工されることはほとんどないため、材木伐採地においてはエネルギー利用のために残されるバイオマスは少量である。

その他、再生可能エネルギーの開発及び農村電化に関し、調査実施や戦略策定が行われている。PNG の中期開発戦略（Medium Term Development Strategy : MTDS 2005-2010）はエネルギーと電力が開発と貧困の減少に重要な要素であると認め、水や電気などの基本的なサービスを改善することが恵まれない人々を貧困から引き上げる助けとなるとしている。DPEn の Energy Division は太陽光、水力、風力などのローカルエネルギー源の使用を促進する再生可能エネルギープログラムに参加している。国際的ドナー機関を含

む最近のエネルギーセクターの活動には、WB エネルギーセクターレビュー、オーストラリア政府資金によるエネルギーセクタープログラムのレビュー、農村電化戦略に関する WB プロジェクト、パプアニューギニアパワー農村電化プログラム、民間農村電化プログラムなどがある。

PNG 政府の政策は特に発電と農村電化の分野での民間の参加と競争に焦点を当てている。民間参加の一端をあげれば、PNG Sustainable Development Program Ltd. (PNGSDP) は Western Province で小規模な電力システムのリハビリと開発及び太陽光による家庭用照明を含む農村エネルギープログラムのフェーズ 1 を支援している。PNGSDP と Snowy Mountains Engineering Corporation (SMEC) は、合弁で PNG Sustainable Energy Limited (PNGSEL) を設立し、PNG のエネルギー及び電力産業に参加している。SMEC は Lihir 金鉱山の地熱プロジェクトに関わった。Lihir Gold Limited (LGL) は 2003 年 4 月に最初の 6MW 地熱プラントを建設したが、2005 年に 30MW を加え、さらに 2007 年 2 月に 20MW の地熱プラントを運開して、合計 56MW となった。設備容量は 2007 年の全電力需要の約 75% に相当する。LGL は PNG で地熱発電を手掛けた最初の会社である。その容量の拡大はグリーンエネルギー促進と発電のための石油燃料依存の低減という政府目標に沿っている。

### 3-2-2 電力セクターの組織体制

#### (1) 組織体制

PNG の電力セクターの組織の相互関係を次に示す。

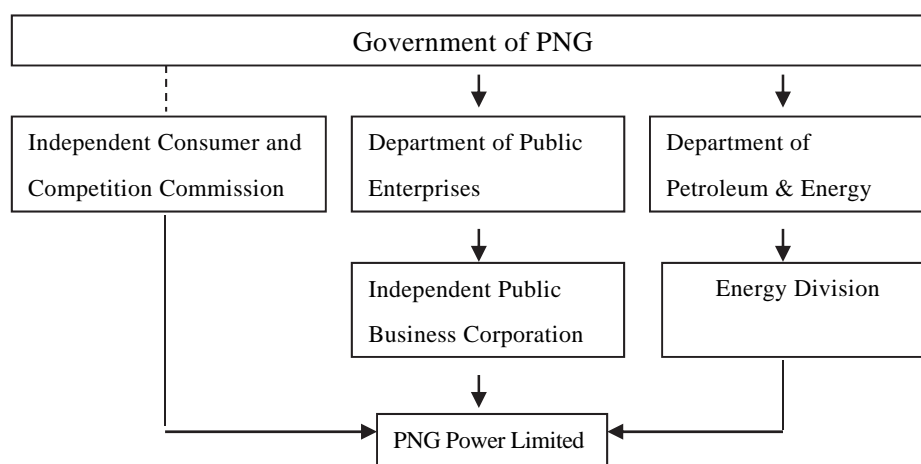


図 3-1 PNG の電力セクターの組織

2001 年 12 月に前身の PNG 電気委員会 (ELCOM) から従業員、負債、資産を引き継ぐ形で PPL が設立された。同社は、政府 (IPBC) が株式を 100% 保有する電力会社で、首都 Port Moresby 及び 19 の州の都市で電力の発生と供給を独占的に実施する事業権 (許可) を保有している。

PPL は 17 の独立した電力システムを所有、運用している。Port Moresby 地域及び 19 の州の首都並びにその周辺の住宅や商業施設に供給しているが、需要家は主として都市部の居住

者であり、主として農村部に居住する約 90%の人口は電力が供給されていない。PPL は 3 つの電力系統に主要な電源として、Highlands 地方、Morobe 州、Madang 州などに供給する Eastern Highlands の Ramu (Yonki) 水力、Port Moresby 地域に供給する Central 州の Laioki (Rouna) 水力、East New Britain の Gazelle 半島にある Warangoi 水力の 3 つの水力発電所を所有している。他の 14 の電力系統の電源はディーゼル発電機である。PPL は、発電設備と送配電系統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。

PPL は通信、エネルギー、海運、道路、水などの国営企業と同様に 2002 年に設置された IPBC の監督下に置かれている。

IPBC は国営企業の事業運営の改善並びに民営化の準備のために設置された機関である。

IPBC は公営企業省 (Department of Public Enterprises : DPEnt) の監督下であり、政府保有資産の管理、運用及び適切な場合にはその民営化を政府より委託され責任を負う。

電力政策は、DPEnE が担当している。電力プロジェクトの実施にあたっては、DPEnE の Energy Division が政策決定し、PPL が実施機関となるが、現在策定作業中の電力産業政策においては発電市場は民間へ開放することとしている。

なお、投資計画を実施、監督、承認するために関係官庁からなる委員会が設置される。

電気事業の規制は、ICCC 法 2002 に基づき ICCC が実施している。規制の範囲は、基準の決定、検査の実施、電力供給の運用に係る技術的規制 (Technical Regulation) と料金制度に関わる経済的規制 (Economic Regulation) である。

ICCC は技術的規制を実施する技術的能力が弱いことから、2002 年以来技術的規制機能を PPL に契約ベースで委託してきたが、徐々に DPE に移管する計画である。一方、料金制度等の経済的規制 (Economic Regulation) は ICCC の管轄下であり、ICCC は電力料金制度のレビュー、調整、規制に責任を負い、PPL は ICCC により認可された料金制度に基づいて料金を徴収する。

## (2) 関係法体系

エネルギーに関する法律は、次のとおりである。

### 1) the Electricity Supply Act

政府資金で作られた電力施設から電気の発生、供給、配給のための大臣の権限に関するもの。

### 2) the Electricity Industry Act

PPL の機能と権限に関するもの。

### 3) the Independent Consumer and Competition Act

電力、石油とそれらの価格設定に関するもの。

### 4) the Independent Public Business Corporation Act

政府が PPL の全株を保有することを定めるもの。

### 5) the Organic Law on Provincial Government and Local Level Government

19 の州と 299 の地方政府に電気の規制権限を与えるもの。

## 6) the Environmental Act

エネルギー分野の投資に対して環境影響調査 (Environmental Impact Assessments : EIA) を求めることができるとするもの。

### 3-2-3 料金体系

#### (1) 需要家

需要家に適用される電気料金には家庭用需要家料金、一般供給需要家料金、産業用需要家料金、街路灯用料金がある。各需要家の定義は以下のとおりである。

##### 1) 家庭用需要家

需要家が、主として居住用建物に供給される電力を消費する需要家または消費を意図する需要家。すなわち、負荷の大きさに関係なく居住を目的としているかどうかで判断する。

##### 2) 一般供給需要家

居住用建物に供給される以外において、200kVA 未満の需要をもつ需要家。居住用建物に自ら居住せず、賃貸している需要家は 200kVA 未満であれば一般供給需要家となる。

##### 3) 産業用需要家

200kVA 以上の需要をもつ需要家。需要の値はこの建物に接続されるデマンドメータの、過去 2 年間における連続した 12 カ月間の計測値に基づいて決定される。このため、電気の使用量 (kWh) を計測する電力量計と最大電力容量 (kVA) を計測するデマンドメータが設置される。

##### 4) 街路灯用需要家

街灯を設置する責任のある個人、市役所または州政府は街路灯用需要家とみなされる。年間の街路灯用料金は一般供給需要家料金に基づいている。

#### (2) 支払方式

家庭用需要家と一般供給需要家には Credit Meter と Easipay という電気料金単価が異なる 2 つの区分がある。Credit Meter は毎月 1 回、その期間に使用した電力量を検針し、その結果に基づき電気料金が請求され、支払うという方式であり、日本でも適用されている料金後払い方式と同じである。一方、Easipay では需要家にプリペイメント・メーターが設置され、電気料金の先払い方式が取られている。Credit Meter の需要家には電気料金が未払いの場合に電気の供給が停止される。Easipay の需要家がプリペイド電力料金額を使い切ってしまうと、その時点で電力の供給が自動的に停止される。PNG 政府は 2008 年に 12.4%であった電化率を 2030 年には 70%に高める目標を掲げており、それを達成する手段として Easipay の普及に期待している。

#### (3) 料金改定

PPL の料金値上げ申請に対し、前年比 9.91%の値上げとなる 2011 年の電気料金が ICCC により承認され、2011 年 1 月 1 日から適用されている。表 3-2 にその詳細を示す。

下記の作業等に係る料金はこの改定から除外されている。

##### 1) 需要家敷地内あるいは公共電灯への配電線の引き込み工事



- 2) 自家発電設備を備えている需要家への接続工事
- 3) 新負荷の接続に係る配電網の増強
- 4) 需要家の要請により需要家端で行う電圧変動の試験
- 5) 需要家の要請により需要家敷地内で行う配電線や器具の試験、検査、作業
- 6) 需要家敷地内で行う電力計器の設置、検査、試験などの作業

表 3 - 2 2011 年 1 月 11 日から適用されている電気料金

Tariff Category	Unit	Old Tariffs (2010年)	New Tariffs (2011年)	値上がり率 (%)
A. Industrial Customers (Credit Meters)				
All energy	Toea/kWh	48.32	53.11	9.9
Demand charge	Kina/kVA/month	58.87	64.7	9.9
Minimum Demand	kVA/month	200	200	0
B. General Supply Customers (GS)				
B.1 Credit Meters				
All energy	toea/kWh	75.34	82.81	9.9
Minimum charge	Kina/month	18	18	0
B.2 Easipay				
All energy	toea/kWh	73.49	80.77	9.9
Minimum charge	Kina/receipt	50	50	0
Easipay Emergency Receipt-GS	Kina/receipt	50	50	0
Easipay Emergency Service Fee-GS	Kina/receipt	11	10	-9.1
C. Domestic Customers (DC)				
C1. Credit Meters				
First 30 kWh/month	toea/kWh	38.07	41.84	9.9
Balance	toea/kWh	64.69	71.1	9.9
Minimum charge	Kina/month	12	12.00	
C2 Easipay				
All energy	toea/kWh	53.19	58.46	9.9
Minimum charge	Kina/receipt	10	10	0
Easipay Emergency Receipt-DC	Kina/receipt	10	10	0
Easipay Emergency Service Fee-DC	Kina/receipt	10	10	0
D. Public Lighting Customers				
Metered Streetlights-All Energy	toea/kWh	75.34	82.81	9.9
Type of fitting				
40W Fluorescent	Kina/annum	123	135	9.8
80W Fluorescent	Kina/annum	193	212	9.8
50W Mercury vapor HP	Kina/annum	153	168	9.8
80W Mercury vapor HP	Kina/annum	232	255	9.9
125W Mercury vapor HP	Kina/annum	353	388	9.9
250W Mercury vapor HP	Kina/annum	706	776	9.9
400W Mercury vapor HP	Kina/annum	1121	1232	9.9
70W Sodium vapor HP	Kina/annum	211	232	10.0
90W Sodium Vapor HP	Kina/annum	312	343	9.9
120W Sodium vapor HP	Kina/annum	340	374	10.0
135W Sodium Vapor HP	Kina/annum	394	433	9.9
150W Sodium vapor HP	Kina/annum	443	487	9.9
Public Lighting Charges				
250W Sodium vapor HP	Kina/annum	709	779	9.9
400W Sodium vapor HP	Kina/annum	1131	1243	9.9
500W Tungsten Halogen	Kina/annum	1286	1413	9.9
1500W Tungsten Halogen	Kina/annum	3379	3714	9.9
1000W Quartz Incandescent	Kina/annum	2566	2820	9.9
100W Incandescent	Kina/annum	260	286	10
120W Incandescent	Kina/annum	312	343	9.9
150W Incandescent	Kina/annum	381	419	10
In addition to electricity prices, the following charges shall apply to Schedule Services:				
Provision of temporary supply				
Minimum account charge	Kina/month	15	16	6.7
Temporary supply connection fee	Kina	85	89	4.7
New connection where service line is available				
Normal hours	Kina	42	44	4.8
After hours	Kina	85	89	4.7
Reconnection or change of customers (excluding defaulting stomers)				
Normal hours	Kina	42	44	4.8
After hours	Kina	85	89	4.7
Reconnection for defaulting customers				
Normal hours	Kina	85	89	4.7
After hours	Kina	169	177	4.7
Intermediate meter reading	Kina	27	28	3.7
Metering & service fee (single phase)	Kina	139	145	4.3
Metering & service fee (three phase)	Kina	413	432	4.6
Meter testing	Kina	110	115	4.5
(All Prices Exclusive of GST)				

出典：PPL広報

PNG では電気料金の改訂が毎年行われている。日系企業 PNG 太平洋セメント（株）によれば、産業用電力料金（従量料金）は下記のように推移してきている。料金値上げ申請に関する審査においては為替及び燃料費の変動、インフレが考慮されているが、電気料金は 8 年間、年率約 9.5% で上昇の一途を辿ってきている。

表 3-3 産業用電力料金の推移

年	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
従量料金 (Kina/kWh)	0.11	0.16	0.20	0.256	0.28	0.32	0.36	0.38	0.44	0.497	0.483	0.531

出典：PNG 太平洋セメント（株）より調査団が聞き取り

### 3-3 Ramu 系統の電力供給の現状と計画

#### 3-3-1 発電設備の現状

Ramu 系統の主要な電源は Ramu 水力発電所（貯水池式、5×15MW）と Western Highlands 州の Pauanda 水力発電所（流れ込み式、2×6MW）である。このほか、Lae、Madang、Mendi、Wabag に PPL のディーゼル発電設備がある。2011 年 2 月末現在の PPL の総設備容量は 141.5MW である。水力発電が約 60% の 87MW、ディーゼル発電が約 40% の 54.5MW である。

常時の電力供給力は Ramu 水力発電所に大きく依存しており、ディーゼル発電設備はバックアップとして使用される。しかし、ディーゼル発電設備には老朽化と故障により運転不能となっているものが多い。

発電設備容量は最大電力需要の倍近くあるが、ほとんどの電源が老朽化し、出力が減少または運転不能となっており、発電可能出力の合計は 93.85MW 程度である。PPL は自身の供給力に不足が生じ、Morobe Province、Bulolo にある民間所有の Baiune 水力発電所の供給力に余裕がある場合には、同水力より 1～2MW の電力を購入している。発電設備の詳細を表 3-4 に示す。

表 3-4 Ramu 系統の発電設備

発電所	種類	設備容量			発電可能出力 (MW)	運開年	備考
		台数	ユニット定格出力 (MW)	合計出力 (MW)			
Pauanda	水力	2	6	12	5	1983	2号機運転休止中
Ramu	水力	3	15	45	33	1976	
Madang	ディーゼル	2	15	30	24	1990	4号機オーバーホール中
		1	0.5	0.5	0.4	1959	
		2	1.5	3	2.4	1971/72	
Milford	ディーゼル	1	1.34	1.34	1.2	1968	1台運転不能 3台運転不能 3台運転不能 2003年MisimaMineから購入 韓国製、コンテナタイプ
		2	3.3	6.6	5.4	1980/2008	
		2	0.7	1.4	0.5	1959	
		3	3	9	-	1971/79	
Taraka	ディーゼル	6	3	18	10		
		1	1.5	1.5	1.2	2009	
Mendi	ディーゼル	8	1.4	11.2	9	2009	
Wabag	ディーゼル	2	0.25	0.5	0.4	1975	
		1	0.3	0.3	0.2		
		1	0.3	0.3	0.3		
		1	0.23	0.23	0.23		
		1	0.63	0.63	0.62		
合計				141.5	93.85		

出典：電力セクター基礎情報収集調査報告書（2010.6）及び現地調査

Pauanda 水力発電所並びに Ramu 水力発電所の状況については「電力セクター基礎情報収集調査報告書」（平成 22 年 6 月、JICA）に詳細が述べられているが、Pauanda 水力発電所は取水設備の破損により 2 号機が運転不能であり、Ramu 水力発電所には冷却水設備の不具合、キャビテーションの発生、水車ケーシングからの漏水等による出力抑制がある。

今回現地で確認したところ、Ramu 水力発電所の現在の運転可能出力は 1～3 号機（1975 年運用）が 11MW、4、5 号機が 12MW であり、2012 年にリハビリ計画（2012 年 1 月～2013 年 3 月、15 カ月）が予定されている。これが実施されると 1～3 号機がそれぞれ 13MW 以上、4、5 号機がそれぞれ 14MW 以上の出力を回復することが期待されている。リハビリ計画では水車ガバナの改修、タービンシャフトシールの改修、冷却システムのリプレース、ドラフトチューブゲートの改修、制御システムのリプレース、所内回路ケーブルのリプレースなどが行われる予定である。

### 3-3-2 送配電設備の現状

Ramu 系統の送電線電圧は 132kV、66kV 及び 33kV である。また、配電線電圧は 22kV、11kV、415V、240V である。鉱山などの大口需要家には 22kV でも供給されている。都市部では 66kV から 11kV に降圧し、11kV フィーダで直接工場などに供給されている。一般需要家には柱上変圧器を介して 415V/240V に降圧して配電されている。すべての送電線、配電線は 1 回線である。

Ramu 水力発電所（75MW）の開閉所を起点として 3 方向に放射状に延びている基幹送電線が Lae、Madang、及び Highlands 地方に電力供給を行っている。基幹送電線の電圧は 132kV と 66kV である。両電圧系統は中性点直接接地系で、Ramu 水力発電所、Gusap 及び Taraka 変電所の単巻き変圧器で連系されている。図 3-2 に基幹送電系統の概要を示す。また、送電線の詳細を表 3-5 に、変電所変圧器の容量を表 3-6 に示す。

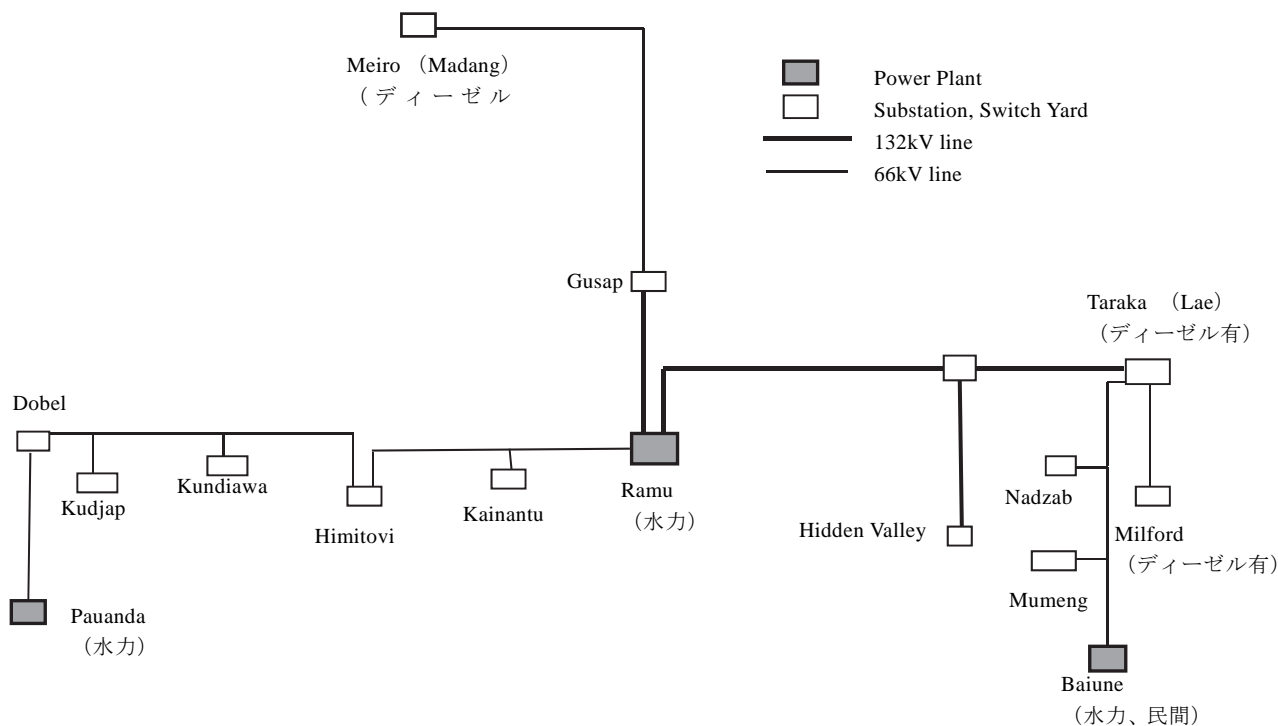


図 3-2 Ramu 系統の送電系統図

表 3-5 Ramu 系統の送電線

電圧 (kV)	線路番号	区間		送電線長 (km)	回線数	導体		電流容量 (A)	線路定数 (100MVAベース pu値)		
		自	至						R1	X1	B1
132	line 601	Ramu	Sing Sing 地点	17.5	1	Panther	ACSR	486	0.015	0.0399	0.0087
132	line 601	Sing Sing 地点	Erap	96.6	1	Deer	ACSR	749	0.0413	0.206	0.0518
132	line 602	Ramu	Sing Sing 地点	17.5	1	Panther	ACSR	486	0.015	0.0399	0.0087
132	line 602	Sing Sing 地点	Gusap	25.7	1	Tiger	ACSR	361	0.0354	0.0608	0.0124
132	line 601/2	Erap	Taraka	40	1	Deer	ACSR	749	0.0171	0.0853	0.0214
132	line 603	Erap	Hidden Valley	110	1	Sapphire	AAAC	776	0.0865	0.3142	0.0646
66	line 509	Taraka	Milford T	4.6	1	Camel	ACSR	776	0.0071	0.0369	0.0006
66		Milford T	Milford	2.6	1	Tiger	ACSR	361	0.0143	0.0233	0.0003
66	line 508/1	Taraka	Milford T	4.6	1	Mink	ACSR	218	0.0528	0.0487	0.0005
66	line 508/2	Milford T	Nadzab	36	1	Mink	ACSR	218	0.4174	0.3854	0.0043
66		Gusap	Meiro	66.8	1	Tiger	ACSR	361	0.7441	1.2782	0.0162
66	506/1	Ramu	Kainantu	15.2	1	Dog	ACSR	312	0.1053	0.154	0.0019
66	506/3	Kainantu	Himitovi	63.9	1	Dog	ACSR	312	0.4429	0.648	0.0079
66	507/1	Himitovi	Kundiawa	60.2	1	Dog	ACSR	312	0.4171	0.614	0.0075
66	514	Kundiawa	Kudjip	48.3	1	Dog	ACSR	312	0.3347	0.4898	0.006
66	515	Kudjip	Dobel	35.3	1	Dog	ACSR	312	0.3347	0.4898	0.006
66	510	Dobel	Pauanda	37.7	1	Dog	ACSR	312	0.235	0.351	0.005

注 電流容量：導体温度 75℃、周囲温度 40℃、メーカー資料による。 ACSR：鋼芯アルミより線  
送電線長、使用導体、線路定数：PB Power レポートによる。 AAAC：全アルミ合金より線

表 3-6 Ramu 系統の変電所変圧器

変電所	変圧比 (kV)	バンク容量 (MVA)	バンク数	合計 (MVA)	備考
Taraka (Lae)	132/66/11	20	1	20	単巻き変圧器
	132/66	20	1	20	単巻き変圧器
	132/11	20	2	40	LRT付
	66/11	10	1	10	LRT付
Gusap	132/66	20	1	20	単巻き変圧器
	66/22	6.66	1	6.66	
	66/22	1	1	1	
Ramu (Switch Yard)	132/66	20	3	60	単巻き変圧器
	66/22	6.5	1	6.5	LRT付
Hamata Zone (Hidden Valley)	132/11	25	2	50	LRT付
Baiune Auto	66/33	2.5	2	5	単巻き変圧器
Milford	66/11	20	2	40	LRT付
Nadzab	66/11	1	2	2	
Walium	66/11	1	1	1	
Meiro (Madang)	66/11	23	1	23	LRT付
Kainantu	66/22	5	1	5	LRT付
Himitovi	66/22	10	2	20	LRT付
Kundiawa	66/22	5	1	5	
Kudjip	66/22	10	1	10	LRT付
Dobel	66/22	10	1	10	LRT付
Pauanda	66/22	6.7	1	6.7	

出典：PPL の送電系統図より

132kV Ramu1-Erap-Taraka 送電線（1回線、約154km、601号線）が Ramu 水力発電所から Lae の Taraka 変電所に送電している。この601号線で送られた電力は Taraka 変電所で66kV及び11kVに降圧される。

もう1つの132kV送電線（1回線、43.2km、602号線）が Ramu 水力発電所から Gusap 変電所に延びている。同変電所で66kVに降圧され、66kV送電線で Madang の Meiro 変電所と接続される。Lae 空港の南西約10km地点に Erap 開閉所があり、ここから Hidden Valley 金鉱山へ電力供給を行う132kV送電線（1回線、約130km、603号線）が2010年12月に運開した。

Ramu 水力発電所から西方に延びた66kVの送電線1回線は Pauanda 水力発電所（12MW）と連系し、Kainantu、Goroka、Kundiawa、Mt Hagen、Wabag、Mendi など Highlands 地方の町村に電力供給を行っている。

Ramu 系統の基幹系統構成は、Ramu 水力発電所を中心とした1回線の放射状系統により構成されているため、脆弱で不安定かつ信頼度の低い系統である。このため、いずれかの基幹送電線に事故が発生すると送電ルート断となるため当該送電線で供給されている地域は全停電となるばかりでなく、健全系統の周波数、電圧が大きく変動する可能性もある。場合によっては全系統が停電（崩壊）する可能性もある。このため、Ramu 系統は基幹送電線の2回線化、ブロックごとの需給バランスの確保など信頼度向上策を早急に行う必要がある。

Ramu 系統の基幹送電線は直接接地系統である。送電線保護方式には、メーカーの異なる2系列の距離継電方式が各基幹送電線に使用されている。

送電線の引出口は1線地絡事故時に単相遮断による故障回復を考慮した設備になっていないため、故障発生時には常に三相遮断し、ルート断となる。また、再開路は行われていない。

配電系統の電圧は、基幹系統の132kVあるいは66kVから11kVに逡降される変圧器の11kV側にある負荷時タップ切換器により制御されているが、需要家側にはかなりの電圧変動、電圧低下や電圧不平衡が生じている。

### 3-3-3 運用・保守管理の現状

#### (1) 概況

132kV Ramu-Erap-Taraka 送電線は、全般的に地上高が低く、樹木など他物接触による故障が起りやすい。架空地線（GW）は設置されており、雷に対する対策は行われている。送変電設備の保守は適切に行われていないようであり、保守全般の技術支援が必要な状況である。

PPL では、Lae 市内の不安定な電力供給を補うために、ディーゼル発電機の新規設置により対応している。しかし、燃料費が高いことと故障時には修理ができないために放置し、追加設備（中古品）を設置するなど無計画な設備投資を繰り返しているように見受けられる。このため、電気料金の高騰を招いているものと推測される。加えて、系統運用も Ramu 水力発電所の運用改善をしないまま、環境負荷の大きいディーゼル発電機を常時運転して対応しているようであり、温暖化防止の面でも好ましくない状態である。

#### (2) 停電の実態

本調査を通じて2010年度故障停電の実態を入手した。ただし、単年度（9月まで）のためデータが不足しており、Lae 市内の供給信頼度が低い原因を明確には特定できない。

表 3-7 にあるとおり 132kV Ramu-Erap-Taraka 送電線の故障停止回数は年間を通じ、平均して 1 カ月間に約 2 回発生している。Ramu-Lae line (132kV Rame1-Erap-Taraka 送電線) の年間推定事故停電回数を 100km 当りに換算すると 14.7 回/年 100km となる。これは極めて高い事故頻度である。避雷設備 (GW) が設置されているにもかかわらず、雷による故障頻度が高いのは、想定以上の強雷や鉄塔の接地抵抗が十分に低減されていないなど設備的な問題も考えられる。事故原因が電線の樹枝接触にあるとすれば、送電線路の日常の巡視、点検、樹枝の伐採などが十分に行われていないと推測される。

また、同送電線の故障停止により影響を受けた需要規模 (MWh) が大きいことから、一旦故障により送電線が停止するとその影響範囲はかなり広範囲に及び、故障状況によっては長時間に及ぶことから、同送電線の故障停止の影響について更なる調査が必要である。

表 3-7 2010 年度故障停電実績

月	132kV Ramu-Lae Line		Distribution (Ramu 系統一括)	
	回数	MWh	回数	MWh
1	2	154.65	69	78.94
2	0	0.00	77	210.56
3	1	45.86	121	173.00
4	3	117.34	81	148.19
5	5	159.12	146	238.41
6	1	26.78	37	67.84
7	-	-	83	175.80
8	4	57.53	141	345.16
9	1	21.60	97	177.46
平均	1.9	64.80	94.7	179.50

### (3) 需要家の受電状況

Lae 市内の PNG 太平洋セメント (株) で現状の電力供給状況について聞き取りを行った。

同社は、セメント生産能力 20 万トン、契約容量 4MW、実最大使用電力は 3MW (自家発 400kW)、最大負荷はミルと呼ばれる装置で 2MW の電力を消費する。

ミルの年間稼働可能時間のうち、稼働時間は 46% (約 54% が停止) であるが、停止時間の約 9% が停電及び電力不安定 (75% 以下の電圧低下によりミル稼働不可) によるものであり、操業に大きく影響を与えている。ただし、実際には他の原因により停止している間に停電が起きている場合もあり、停電時間はさらに多い。また、同社はオーストラリアから輸入されるセメントとの競争のため、生産設備の増設を強く希望しているが、電力供給の不安定さと電気料金の高さから現在踏みとどまっている状況にあるため、電力供給環境の改善について強く希望している。

### 3-3-4 電力需給状況

#### (1) 電力供給状況

Ramu 系統の過去の発電端電力量、最大電力の実績を表 3-8 に示す。

電力需要の過去 10 年の平均伸び率は 1.28%/年であるが、至近 5 年間の平均伸び率は 3.89%/年と上昇している。2009 年における PPL の発電電力量は 323.3GWh、民間からの購入電力量は 4.3GWh であり、したがって Ramu 系統全体の総発電電力量は 327.9GWh である。最大電力は約 58MW、負荷率は約 60%である。

表 3-8 Ramu 系統の発電端電力量、最大電力の実績

	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	年増加率	
											2000-09	2004-09
水力 (GWh)	288.3	283.6	288.4	277.7	266.6	274.1	281.3	304.1	299.1	294	0.22%	1.98%
ディーゼル (GWh)	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 発電合計 (GWh)	291.2	285.3	289.7	280.5	271	279.3	284.4	307.8	306.1	323.6	1.18%	3.61%
購入電力量 (GWh)	1.2	1.4	1.2	0	0	0	0	0	4.2	4.3	15.83%	-
合計 (GWh)	292.4	286.7	290.9	280.5	271	279.3	284.4	307.8	310.3	327.9	1.28%	3.89%
最大電力 (MW)	49.4	52.6	55.1	54.3	54.5	52.5	54.2	58.6	58.1	58.1	1.80%	1.28%
負荷率 (%)	67.6	62.2	60.3	59.0	56.8	60.7	59.9	60.0	61.0	64.4	-	-

出典：電力セクター基礎情報収集調査報告書（2010.6）

電源の内訳は水力発電 294GWh、火力発電 29.6GWh、民間からの購入 4.3GWh である。発電電力量の約 9 割が PPL の水力発電により賄われている。しかし、水力発電の余力も多くはない。PPL の水力発電は Pauanda (12MW)、Ramu (75MW) の 2 箇所であるが、両発電所とも老朽化と整備不良により実際の最大出力は Pauanda 5MW、Ramu 48MW、合計で 53MW に低下している。最大電力需要は水力の最大可能出力を上回り、ピーク時間帯にはディーゼル電源による応援が必要である。

#### (2) 需要状況

TYPDP 内に Ramu 系統の供給している各エリア及び変電所ごとの需要実績と予測が報告されている。本来ならば、至近の需要実績についての聞き取り結果を記載すべきであるが、PPL より明確な回答が得られなかったため、TYPDP に報告されている需要実績を表 3-9 に示す。2008 年の実績において、Ramu 系統において Lae 地区は需要規模が約 50%以上を占めており、Ramu 系統内で最も需要規模が大きい。



表 3 - 9 Ramu 系統の発電端電力量、最大電力の実績 (2008 年 TYPDP)

変電所名	地方	最大電力 (MW)	
Taraka	Lae	11.97	29.38
Milford		17.01	
Nadzab		0.40	
Mumeng		0.00	
Meiro	Madang	8.01	8.01
Yonki	yonki	0.40	0.40
Kainantu	Kainantu	1.20	1.20
Himitovi	Goroka	4.59	4.59
Kundiawa	Kundiawa	1.12	1.12
Kudjip	Mt Hagen	1.98	6.39
Dobel		4.41	
Pauanda	Pauanda	2.08	2.08
Ramu Sugar	Ramu Sugar	3.04	3.04
Total		56.21	56.21

3 - 3 - 5 将来の開発計画

同系統における将来の開発計画について聞き取りを行った結果を以下に示す。

< 電源・系統計画 >

地点	施設名	種類	規模	時期
①	Yonki (Project)	水力発電所	378MW Ramu1 (取替) 15MW×5→20MW×5 (増設) 20MW×1 Ramu2 (新設) 120MW×2 Yonki Toe of Dam (新設) 9MW×2	未定
②	Wau	水力発電所	未定	未定
③	Mongi	水力発電所	90MW	未定
④	Sing-Sing	開閉所	-	未定

< 需要計画 >

地点	需要名	種類	規模	時期
⑤	Wafi/Golpu	鉱山 (金、銅)	160MW	未定
⑥	Ramu Nico	鉱山 (ニッケル)	60MW	未定

(1) Yonki Toe of Dam 水力発電所

Yonki Toe of Dam 発電所（出力 18MW、2×9MW）は、China National Electric Engineering Co., Ltd.がターンキーベースで、Eastern Highlands Ramu 川上流の Yonki 湖近辺に建設工事を進めている発電所である。2011 年末に運開が予想されており、Hidden Valley 金鉱山への電力供給源として期待されている。

(2) Ramu 2 発電所

既存の Ramu 1 水力発電所の下流に出力 240MW（2×120MW）の水力発電所を建設するものである。The China Metallurgical Group Corporation (MCC) による Ramu Nico ニッケル、コバルト鉱山の開発及び Harmony Gold による Wafi/Golpu 金鉱山、銅鉱山の開発などの電力需要に対応する。トンネル区間約 7.4km を含む 9km の水圧管路工事を行い、総落差は 562m となる。コンサルタントによる F/S 報告書が 2006 年 12 月に提出され、技術的に開発可能で、総建設費は約 850 百万キナ、工事期間 40 カ月となっている。

(3) Ramu Nico（需要）

Ramu Nico プロジェクトについては、MCC が Ramu 地域のニッケル、コバルト鉱山の開発並びに Rai 海岸の Basamuk の処理プラント及び同プラントへ鉱石をパイプラインでポンピングするための電力供給を要請しており、そのための送電線が考えられる。PB Power の「PNG RAMU TRANSMISSION SYSTEM STUDY」によると、PB Power はこのプロジェクトの電力需要を Ramu Nico 鉱山 10MW、中間ポンピングステーション 5MW、処理プラント 50MW と想定し、それらに電力供給する予定である。供給方法は 132kV Sing Sing-Gusap 送電線の増強など下記 2 案が検討されている。

(第 1 案)

既存の Sing Sing-Gusap-Walium 132kV 送電線 93km の電線（現在 Tiger）を Deer(30/7 0.1681 ACSR) 電線に張り替える。処理プラントには 132kV 送電線（使用電線 Panther 30/7 0.1181 ACSR）130km で供給する。ポンピングステーション#2 へはこの送電線から分岐して供給する。Ramu Nico 鉱山及びポンピングステーション#1 には 66kV 送電線（使用電線 Tiger30/7 0.0929 ACSR）30km で送電する。

(第 2 案)

既存の Sing Sing-Gusap 132kV 送電線区間の電線（現在 Tiger）を Panther（30/7 0.1181 ACSR）電線に張り替える。Ramu Nico 鉱山処理プラントには 132kV 送電線（使用電線 Panther 30/7 0.1181 ACSR）75km で供給する。鉱山と 2 つのポンピングステーションへは 66kV で供給する。このため、66kV 送電線（使用電線 Tiger30/7 0.0929 ACSR）30km と同 50km の建設を行う。本案は処理プラントへの 132kV の送電線を山岳地帯に建設しなければならない問題があるが、第 1 案に比し送電線長が短い、使用電線が細い、所要調相設備容量が小さい、受電端のシャントリアクトルが不要等の優越性がある。

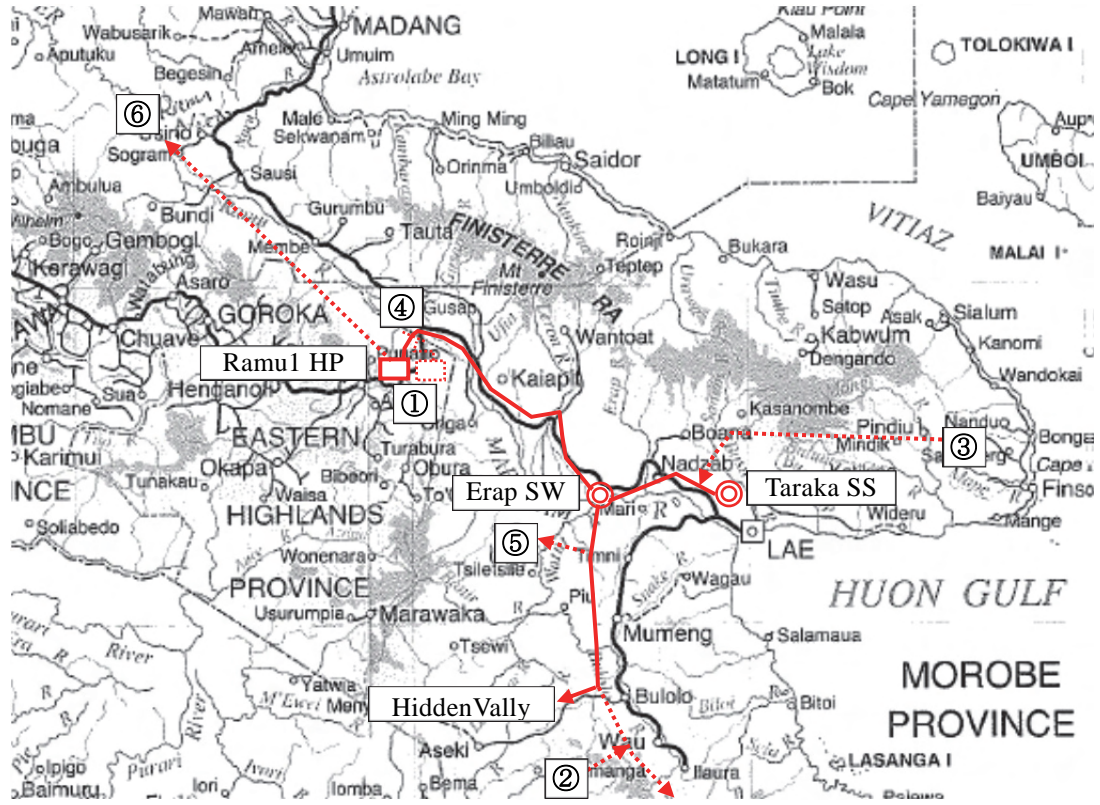


図 3 - 3 132kV Ramu-Erap-Taraka 送電線及び電源・系統・需要計画 位置図

⊙ : 変圧器 ——— : 132kV 送電線 (既設) ——— : 66kV 送電線 (既設) - - - : 送電線 (将来)

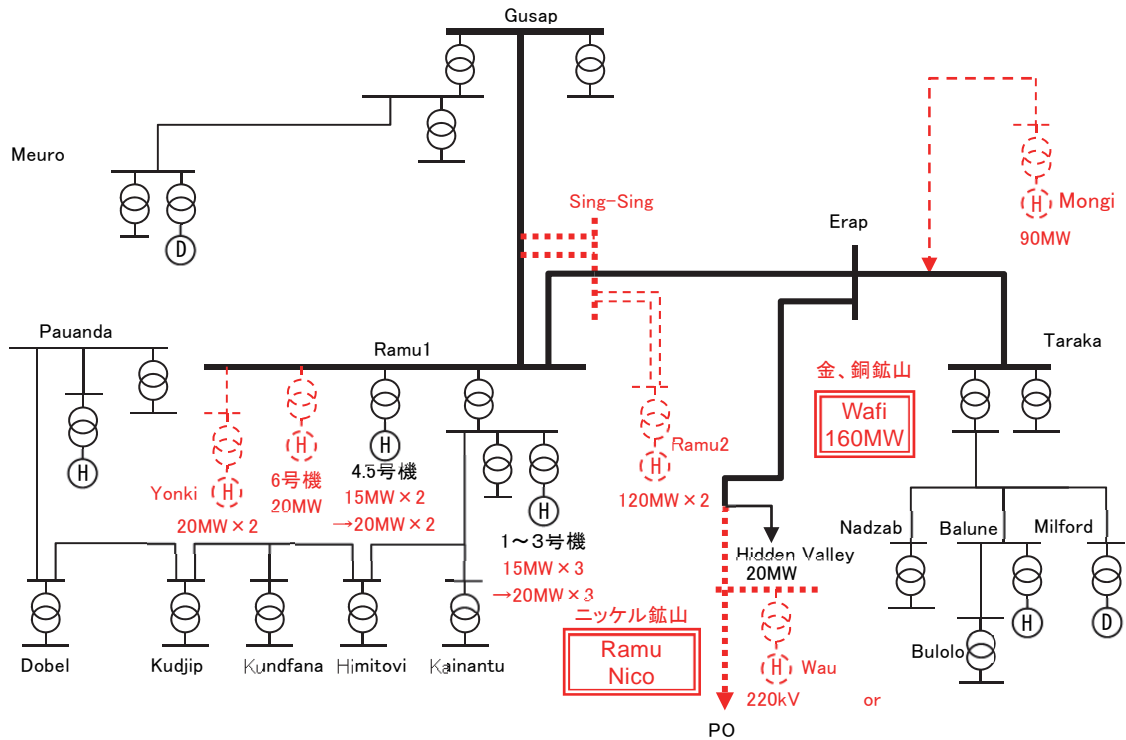


図 3 - 4 Ramu 系統概要図 (将来)

### 3-3-6 将来の電力需給予測

#### (1) ADB による Ramu 系統の電力需要の想定及び需給バランス

##### 1) 需要想定

2009 年 1 月に作成された ADB による PNG に関する「Power System Development Plan」の最終報告書ドラフトでは、Ramu 系統の将来の電力需要は表 3-10 のように想定されている。

表 3-10 ADB による Ramu 系統の電力需要想定 (GWh)

年	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Residential	38.6	45.1	52.3	60.2	69.2	81.1	94.4	109	126	145	168	194	224	256
General	146	162	180	200	222	249	278	312	350	391	441	499	563	633
Industrial	41.8	45.7	49.9	173	809	815	821	828	837	846	856	868	882	897
Total	226	253	282	433	1,100	1,145	1,194	1,250	1,312	1,381	1,465	1,561	1,668	1,786

注：Industrial 需要には 2011 年から Hidden Valley 鉱山の需要を加え、2012 年から Ramu Nickel 鉱山の需要を加えている。  
出典：POWER SECTOR DEVELOPMENT PLAN DRAFT FINAL REPORT JANUARY 2009

商業用電力需要、地方自治体の電力需要、街路灯電力需要などを含む一般電力需要 (General Demand) は住宅向け電力需要の増大予測との兼ね合いを考慮して、都市部では一般電力需要と住宅向け電力需要の比は 2:1、地方ではこれを 1:1 として想定されている。

鉱山以外の産業用電力需要 (Industrial Demand) については過去のデータから電力需要の伸びは限定的である。鉱山以外の産業用電力需要は主として Madang や Lae といった都市部に存在するが、それらの都市でも住宅向け電力需要と一般電力需要とから比べると量的割合は低い。需要想定では、産業用電力需要と住宅向け電力需要の比を Madang については 1.43、Lae については 2.02 としている。その他の都市では全体の産業用電力需要と住宅向け電力需要の比を使って想定している。

この電力需要想定では 2011 年から操業する Hidden Valley 鉱山と 2012 年から操業するとされている Ramu Nico 鉱山用の電力需要が取り込まれており、Hidden Valley 鉱山には 15MW、118GWh/年の負荷を、Ramu Nico 鉱山には 80MW、631GWh/年の負荷を予測している。また、さらに将来計画されている Wafi/Golpu などの鉱山負荷については、まだ可能性調査 F/S の段階であるとしてこの需要想定には含めていない。

##### 2) 需給バランス

同報告書ドラフトにおける需給バランスを表 3-11 に示す。この表の示すところでは、供給力としては Ramu1 水力発電所、Paunda 水力発電所及び Lae と Madang のディーゼル発電所などの既設電源に Yonki Toe-of-Dam と Ramu 2 など開発決定電源を考慮すれば、2017 年まで新規に必要な電源はない。この時点では Ramu1 と Ramu 2 サイトにそれぞれ 1 台小水力を付加開発することができるだろうが、2019 年にはピーク負荷時間帯対応に 20MW の新規火力電源が必要となる。

表 3-11 Ramu 系統の需給バランス (ADB)

年	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
販売電力量 (GWh)	282.2	432.5	1100.1	1144.6	1193.7	1250	1312.3	1381.2	1465	1561.1	1668.2	1786
電力系統損失	18%	15.10%	10.40%	10.30%	9.80%	9.30%	8.80%	8.00%	8.00%	8.00%	8.00%	8.00%
正味の発電電力量 (GWh)	344.1	509.4	1227.8	1276.0	1323.4	1378.2	1438.9	1501.3	1592.4	1696.8	1813.3	1941.3
発電所内率	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%
発電電力量 (GWh)	351.2	519.8	1252.8	1302.1	1350.4	1406.3	1468.3	1531.9	1624.9	1731.5	1850.3	1980.9
系統負荷率	55.3%	61.9%	78.7%	78.6%	78.5%	78.4%	78.3%	78.2%	78.1%	78.0%	77.9%	77.8%
最大電力 (MW)	72.5	95.9	181.7	189.1	196.4	204.8	214.1	223.6	237.5	253.4	271.1	290.7
必要予備力 (鉱山需要を除く)												
最大電力の 15%	10.9	12.1	13.0	14.1	15.2	16.4	17.8	19.3	21.4	23.7	26.4	29.3
最大脱落ユニット	15	15	15	8	8	8	8	8	8	8	8	8
上記の最大値	15	15	15	14.1	15.2	16.4	17.8	19.3	21.4	23.7	26.4	29.3
必要供給力 (MW)	87.5	110.8	196.5	203.1	211.5	221.1	231.8	242.8	258.7	277.0	297.4	319.9
既存および運開予定供給力 (Firm) (MW)												
年	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Ramu 1/Pauanda	60	60	60	67	67	67	67	67	67	67	67	67
Yonki TOD		15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15
Ramu 2 Phase 1			120	120	120	120	120	120	120	120	120	120
Diesels	34	34	34	34	34	34	34	34	34	34	34	34
Total firm cap.	94	109	229	236	236	236	236	236	236	236	236	236
低力率による損失	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
正味供給力	89	104	224	231	231	231	231	231	231	231	231	231
DSMによる改善効果 (MW)												
力率改善	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
その他DSM	0.7	1.4	3.6	4.7	5.9	7.2	8.6	10.1	11.9	13.9	16.3	18.9
DSM後の供給力	94.7	110.4	232.6	240.7	241.9	243.2	244.6	246.1	247.9	249.9	252.3	254.9
余剰/不足 (MW)	7.2	-0.4	36.1	37.6	30.4	22.1	12.8	3.3	-10.8	-27.1	-45.1	-65.0
新規開発必要供給力 (MW)												
Ramu2 phase 2									7	7	7	7
Ramu1 増容量									7	7	7	7
新規火力										20	20	20
新規水力											50	50

出典：POWER SECTOR DEVELOPMENT PLAN DRAFT FINAL REPORT JANUARY 2009 (ADB)

この需給計画では新規鉱山負荷として考慮されているものは 2011 年に供給する Hidden Valley 金鉱山と 2012 年に供給する Ramu Nico 鉱山のみである。Wafi/Golpu と Yandera はまだ可能性調査 F/S の段階であるとして考慮に入れていないが、開発時期が明確になればこれらの負荷に専用の電源が用意されなければならないとしている。

### 3-4 Ramu 系統の問題点

#### (1) 1 回線放射状系統

Ramu 系統は Ramu 水力発電所を起点として Lae、Madang、Highlands の 3 方向に、132kV あるいは 66kV の 1 回線送電線（基幹送電線）が放射状に形成されている。

放射状系統には、保護リレーの運用が容易である、事故時の復旧操作が単純である、電力潮流の監視や系統運用が簡単であるなどの長所があるが、送電線故障に対して脆弱である。

## (2) Ramu 発電所に依存した系統

Ramu 系統では、Lae、Madang、Highlands のそれぞれのブロックが Ramu 水力発電所に供給力の大半を依存しており、Ramu 発電所に接続している送電線の故障時には必ず停電してしまう。Lae や Madang の供給力である火力電源（ディーゼル発電機）の総容量は小さく、老朽化と故障により運転できない設備も多い。また健全ユニットにしても常時は運転しない予備力である。

また、Rame-Lae 送電線のルート遮断により、Madang、Highlands のブロックは周波数、電圧の異常上昇、不安定を生じ系統崩壊に進む可能性がある。今後は Yonki ToD や Ramu 2 の開発によりさらに影響が大きくなるため、系統連系にあわせて十分な検討が必要である。

## (3) Lae 地域の供給信頼度と Milford 発電所の重要性

132kV Ramu-Erap-Taraka 送電線は 1 回線送電線であるため、同送電線に地絡事故などが発生すると、送電線ルート遮断となり、Lae 地域への送電が停止される。

Ramu 水力発電所から Taraka 変電所に送られた電力は同変電所の 2 台の遮降変圧器（132kV/66kV、20MVA）と Taraka-Milford 66kV 送電線 1 回線（509 号線）を通して Milford 変電所に送られる。同変電所は Lae 市の電力需要の約 4 分の 3 を賄っている。Milford 変電所から供給されている需要家は 132kV Ramu1-Erap-Taraka 送電線と 66kV Taraka-Milford 送電線の何れの事故でも供給支障を被る。

Milford 変電所には 12 台のディーゼル発電機があるが、故障機も多く、利用できる供給力は全体で 12MW 弱である。また、これらは待機予備力として設置されたものである。

Milford 変電所へ供給する Taraka 変電所の 2 台の変圧器は、2008 年時点で既に重負荷（設備容量 20MVA×2 台、最大負荷 19.4MVA、2008 年実績 TYPDP）の状態である。至近には変圧器 1 台故障時には供給力が不足するため、信頼度向上策として変圧器故障に対する対策も重要である。

表 3-12 に Milford 変電所から供給を受けている PNG 太平洋セメント（株）が 2010 年経験した停電と周波数異常や電圧不安定の回数及びそれらの延べ継続時間を示す。1 月から 9 月までの停電回数については、表 3-13 の数字と表 3-14 の数字の差が Taraka-Milford 間の送電線（509 号線）の事故と当該需要家が供給を受けている 11kV フィーダの事故による停電である。停電と周波数異常、電圧不安定は連続的な現象と聞いている。その現象を分析推測すると以下のとおりであろう。まず、132kV Ramu1-Erap-Taraka 送電線と 66kV Taraka-Milford 送電線の何れかの送電線に故障が発生し、当該線路がルート遮断され停電になる。1 時間以内に Milford あるいは Taraka 変電所のディーゼル発電機が起動し、需要家に送電を開始するが、電源の容量が小さく周波数、電圧を規定値に維持できないのである。

表 3-12 PNG 太平洋セメント（株）の停電及び電力不安定の実績

	停電		周波数異常、電圧不安定	
	回数	停電時間 (時間)	異常発生回数	延べ継続時間 (時間)
1月	14	47.7	13	105.8
2月	3	10.6	5	15.1
3月	9	31.7	11	129.2
4月	12	81.1	12	82.4
5月	5	16	3	8.6
6月	7	32.8	1	5.6
7月	5	12.7	4	16.1
8月	6	16	4	14.8
9月	2	3.5	4	7.5
10月	6	14.4	7	27.4
11月	2	11	8	45.6
12月	6	42	6	21.2
年合計	77	319.5	78	479.3

出典：PNG Taiheiy Cement Limited

1 需要家当たりの停電回数 77 回/年、停電時間 319.5 時間/年という値は開発途上国であることを考慮してもかなり大きい値である。PPL は需要家への電力供給責任を負わされている会社であり、今後はこの数を低減するため Taraka-Milford 間の送電線の増強や Milford 変電所への新規電源の設置等の設備対策と樹木接触の防止など保守面の強化の両面から検討していく必要がある。

#### (4) 送電線の再閉路

Ramu 系統では基幹送電線の保護に距離継電器を 2 系列設備し、1 線地絡事故時に三相遮断を行う方式を採用しているが、既設設備は送電線事故の都度系統が分断され、大規模な停電を招く。加えて、同系統には再閉路方式は採用されていないため停電後には必ず手動で再閉路しており、停電復旧には時間を要している。

また、仮に単相再閉路を採用する場合、高速再閉路とする必要がある。これを適用するための遮断器は単相で制御が可能なことと、高速度再投入用の動作責務が必要となるが、同系統の 132kV 送電線に使用されている遮断器は BBC 製を除いて三相一括型の遮断器である。また BBC 製遮断器は一般用で、高速度再投入用の動作責務を備えていない。再閉路を採用する場合には遮断器の取り替えも必要となる。

#### (5) 電力系統の電圧制御

132kV あるいは 66kV の基幹系統の電圧から、変電所の負荷時タップ切換器付通降変圧器

で 11kV または 22kV に逡降される。配電系統の電圧調整はタップ切り換えによって行われているが、変圧器のタップを切り換えるだけでは効果的な電圧調整は難しい。

電力系統に連なる負荷はそのほとんどが遅れ力率であることから、並列コンデンサを配電系統の力率改善用として需要端に設置し、力率改善、電圧降下の抑制、送配電損失の軽減、送電容量の増加を図ることが一般に行われるのであるが、Ramu 系統では Taraka、Milford の何れの変電所にも並列コンデンサは設置されていない。Taraka 変電所に並列コンデンサ、同機調相機などの調相設備が設置されると、負荷時タップ切換器との協調運用によって配電系統の電圧調整は効果的に行われるはずである。調相設備の設置を推奨する。

また、多くの需要家が連なる 11kV フィーダの末端ではかなり大きな電圧不平衡が生じているので、相間の負荷分担がバランスよく行われるように、配電変圧器を設置するなど配慮する必要がある。

下記は Milford 変電所の 11kV フィーダの末端にある PNG 太平洋セメント（株）の受電用変圧器（11/6.6kV、5000kVA）の 6.6kV 電圧の測定データである。フィーダの送電端電圧が低ばかりでなく、AC 相に負荷が偏っているために電圧の不平衡が大きくなっている。

表 3-13 受電電圧不平衡の測定データ

測定日時	A 相	B 相	C 相	公称電圧
2009 年 11 月 26 日	5.2kV	6.1kV	4.4kV	6.6kV

当該工場では不足電圧リレーが公称電圧の 75% 電圧で動作するため、電圧不平衡のために大型電動機が運転できない場合もあるとのことであった。

#### (6) Ramu 2 計画

現在計画されている Ramu 2 水力発電所（出力 240MW）は、単機容量が 120MW である。2020 年の Ramu 系統の電力需要は Hidden Valley、Wafi、Ramu Nickel などの鉱山負荷を含めても 340MW と想定される。現計画では系統容量に対し単機容量が大きいため、脱落時の系統影響や予備力など詳細設計等において十分な検討が必要である。

### 3-5 Lae 地域への電力供給信頼度向上策

3.4Ramu 系統の問題点に示したとおり、Lae 地域の主電源は Ramu 1 発電所であり、その発生電力は 1 回線の 132kV Ramu1-Erap-Taraka 送電線（約 154km）で送られているため、送電線に故障が発生すると、同地域が広範囲な停電になる。この問題の対策について同送電線を 3 つの区間に分け、対策事例の概要を示す。ただし、図中及び説明文中の対策方法、送電線規模については 1 つの事例であり、次期 F/S で将来の需要予測などを考慮して決定する必要がある。



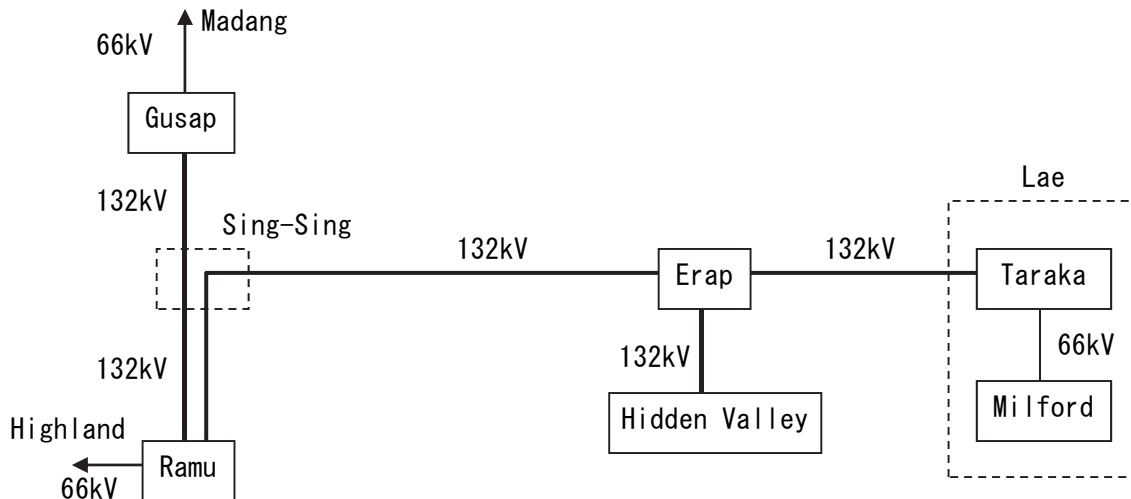


図 3 - 5 現在の Ramu-Erap-Taraka 132kV 送電線

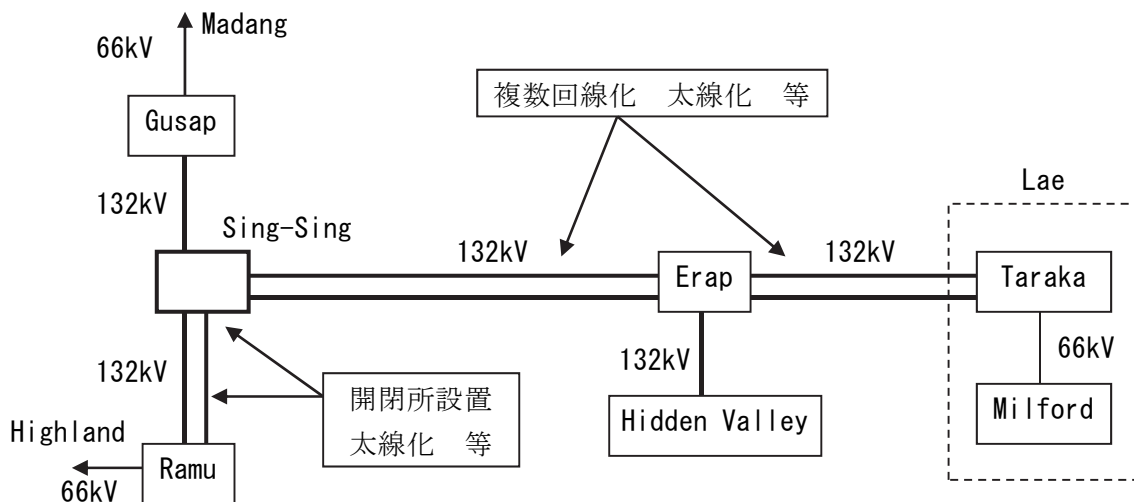


図 3 - 6 Ramu-Erap-Taraka 132kV 送電線増強（案）概要

(1) Ramu-Sing Sing 開閉所（計画中）間  
（増強案）

同区間は、Sing Sing 開閉所の設置によって 2 回線化することができる。しかし、Sing Sing 開閉所は、Ramu 2 発電所新設時の連系先として現状計画されており、同発電所の F/S（2011 年 12 月終了予定）の結果により設置位置、規模、時期が変更となるため今後詳細な情報収集が必要である。

（送電信頼度の向上）

Ramu-Erap-Taraka 132kV 送電線（1 回線、601 号線）と Ramu-Gusap 132kV 送電線（1 回線、602 号線）が Sing Sing 地点を約 20m の間隔で並行通過し、それぞれ Erap、Gusap へと延びている。当該地点に開閉所が設置される計画であり、601 号線と 602 号線が引き込まれる予定。

これにより Ramu-Sing Sing 間（17.5km）の送電線は 1 回線 2 ルート構成となり、同区間

の1回線に電氣的事故が発生しても Lae、Madang のいずれにも供給支障が生じることはなくなる。したがって、電力供給信頼度が格段に向上する。また、両送電線の運用の自由度が高まり、点検保守作業が楽になる。

(送電容量)

両送電線とも電線には、同一の鋼心アルミより線 (ACSR) Panther が使用されている。

Panther 電線は ACSR 電線の構成が AL30/3.0、ST7/3.0 で、日本の JIS/JEC 規格の ACSR 200mm<sup>2</sup> 電線とほぼ同等と見做せることから、送電容量は 110MVA/回線 (周囲温度 45℃) 程度と推定される。ただし、PPL は両送電線の送電容量について同一線種を使用していないが異なった容量を定めているといわれているので確認する必要がある (PB Power「RAMU TRANSMISSION SYSTEM STUDY」)。また同区間の送電線容量は、将来計画により増強の必要性も考えられるため、次期 F/S において規模の選定を行う必要がある。

(開閉所用地)

Sing Sing 開閉所を従来型、132kV 8 回線引出し、二重 1 ブスタイ母線方式で考えると、その用地は 125m×80m の広さを必要とすると思われるが、PPL は既に Sing Sing 地点を将来の恒久的開閉所地点と位置づけ、それに必要な面積の用地を確保している。

## (2) Sing Sing 開閉所 (計画中) -Erap 間

(増強案)

Sing Sing-Erap 間の増強には下記の 2 案が考えられる。

### 1) 第 1 案

Sing Sing-Erap 間に 132kV 送電線 1 回線約 97km の新設をする。

Sing Sing-Erap 間の既存 132kV 送電線の電線を送電鉄塔が許容できる範囲で、送電容量のより大きな電線に張り替える。

新設送電線の電線にはこの張替え電線を使用する。既設送電線の電線張替えは新設送電線の運開後に行う。

もしくは、将来需要を考慮した送電容量の新規送電線 1 回線を建設後、既設ルートを新設送電線の送電容量と同一の送電線に建て替える。

Sing Sing-Erap 間の送電線は 132kV 送電線 2 回線となり、例えば張替え電線に TACSR 410mm<sup>2</sup> を使用すると、Sing Sing-Erap 間の送電容量は 300MVA×2 となる。この場合、鉦山負荷 Wafi が入っても、1 回線運用で過負荷になることはない。

### 2) 第 2 案

Sing Sing-Erap 間に 132kV 送電線 2 回線約 97km の新設をする。

新設送電線には既存の 132kV 送電線 (601 号線) に使用されている Deer 電線を使用する。

Sing Sing-Erap 間の送電線は 132kV 送電線 3 回線となる。

鉦山負荷 Wafi が入っても、2 回線運用 (1 回線事故時) で過負荷になることはない。

(送電信頼度)

Sing Sing-Erap 間の 132kV 送電線が 2 回線あるいは 3 回線となれば、当該区間の 1 回線送電線事故で Lae 地域が停電することはなくなる。

(使用電線及び送電容量)

既存の Sing Sing-Taraka 送電線に使用している鋼心アルミより線 (ACSR) Deer 電線は

ACSR 電線の構成が AL30/4.27、ST7/4.27 で、等価アルミ断面積が 419mm<sup>2</sup> である。電流容量は周囲温度を 45℃として 747A とされている。それを適用すると 132kV 送電線-1 回線の送電容量は 170MVA となる。

(送電線建設ルート)

新設送電線は Sing Sing 並びに Erap 両開閉所の引込スペースとの関係から、既存 Ramu-Erap-Taraka 132kV 送電線 (1 回線) の南側に並行して建設することが望ましい。

(ルートの状況)

新設送電線の経過予定地はほとんど牧草地であるが、一部に耕作地、ココナツ畑がある。送電線建設上、技術的に困難な箇所はなく、また用地上、環境面からも難しい所はないと思われる。

(留意事項)

Markham 川と Leron 川の横断部では、河川による鉄塔基礎部の浸食を避けるために長径間 (1,000m 程度) の区間が出てくる可能性がある。Leron 川の横断では Highlands Highway と既存 132kV 送電線とが近接しており、その間に新設送電線の鉄塔を設置する場合には適切なポジショニングも要求される。しかし、PPL によると既存の 132kV 送電線 (1 回線、601 号線) 鉄塔の南側に隣接して鉄塔を建設できるスペースがあるとのことである。今回の現地調査ではその箇所を確認していない。

### (3) Erap-Taraka 間

Erap-Taraka 間に 132kV 送電線 1 回線約 40km を新設する。

新設送電線には既存の 132kV 送電線 (601 号線) に使用されている Deer 電線を使用する。これにより、Erap-Taraka 間の送電線は 132kV 送電線 2 回線となる。

既存の 132kV 送電線の容量は 170MVA と推定されるので、この増強により Erap-Taraka 間の 132kV 送電線の容量は 170MVA×2 となる。

(使用電線及び送電容量)

既存の Sing Sing-Taraka 送電線に使用している鋼心アルミより線 (ACSR) Deer 電線は ACSR 電線の構成が AL30/4.27、ST7/4.27 で、等価アルミ断面積が 419mm<sup>2</sup>、電流容量は周囲温度を 45℃として 747A とされている。それを適用すると 132kV 送電線 1 回線の送電容量は 170MVA となる。

(送電線建設ルート)

新設送電線は Taraka 変電所の引込スペースとの関係から、既存 Erap-Taraka 132kV 送電線 (1 回線) の南側に並行して建設することが望ましい。

(ルートの状況)

新設送電線の経過予定地は牧草地、一部耕作地、コーヒー、ココナツ畑がある。送電線建設上、技術的に困難な箇所はなく、また用地上、環境面からも難しい所はないと思われる。

今回の調査では Taraka 変電所近辺の詳細な調査は行われていない。同変電所近辺は工場地帯である。住宅地を通過しなければならないことも考えられる。新設ルートが確保できない場合は既存の 1 回線鉄塔を 2 回線鉄塔に建て替えが必要となる可能性がある。

(Erap 変電所への引込)

Erap 変電所には現在、Ramu 発電所からの 132kV 送電線 1 回線（601 号線）、Taraka 変電所からの 132kV 送電線 1 回線（601/2 号線）、Hidden Valley から 132kV 送電線 1 回線（603 号線）が引き込まれている。母線構成は 1+1/2 方式であり、3 ベイの引出スペースが空いている。新設送電線の引込に際しては 2 回線の引込設備が必要である。現在の空きスペースを使用することは送電線との位置関係から難しいため、現開閉所の用地の拡張と設備改修が必要性的について検討が必要である。

（Taraka 変電所への引込）

Taraka 変電所には敷地内の西側に既存 132kV 送電線（1 回線、601 号線）が引き込まれている。現引込口に隣接して 132kV 送電線（1 回線）増設に備えた空きスペースがあるため、新設送電線の引込は可能である。

132kV 送電線の 2 回線化に際して、現在の母線構成を二重母線 1 ブスタイ構成へ変更することにより更なる信頼度向上が見込めるため、今後あわせて検討することが望ましい。

#### （4）送電線の保護方式の変更

132kVRamu-Lae 送電線の対策にあわせ、下記のような保護方式の変更について検討が必要である。

（現在の保護方式）

現在、Ramu-Erap-Taraka 132kV 送電線の保護には距離継電器が 2 系列あり、1 線地絡事故時に、三相遮断を行う方式を採用している。また、自動の再開路は行っていない。

（主保護及び後備保護）

新設送電線の保護には主保護継電器と後備保護継電器を併設し、再開路機能を送電線主保護継電器にもたせること、また主保護として、日本の主幹系統の送電線保護方式として広く採用されてきた方向比較継電方式を、後備保護として距離継電方式を採用することを提案する。

既存の 132kV 送電線（601 号線）についても、新設送電線の保護方式にあわせて改修することが望ましい。現在使用されている距離継電器 2 系列を新設、既存両送電線の後備保護として適用する。

（再開路方式）

再開路方式には再開路時間により高速、中速、低速に分けられる。再開路の仕方として単相再開路、三相再開路、多相再開路がある。増強により 2 回線となる区間の再開路方式には単相再開路、三相再開路のいずれかを採用する。

単相再開路は保護すべき送電線の事故が 1 線地絡であることと、主保護遮断を条件に事故相のみを遮断し、所定の条件のもとに遮断した事故相を高速度（0.6～1.0 秒）で自動投入するものである。二相以上の事故の場合は三相遮断となる。単相再開路は 1 回線送電系統にも適用できる。

三相再開路は 2 回線送電線区間で保護すべき送電線の事故時に、主保護動作を条件に当該回線を三相遮断し、所定の条件のもとに自動投入するものである。再開路時間を 0.5～1.0 秒にする高速再開路、1～3 秒にする中速再開路が考えられる。

単相再開路、三相再開路共に遮断器には高速度再投入用の動作責務が必要である。わが国の JEC 規格では高速度再投入用として定められている遮断器の動作責務は下記のように

なっている。

標準動作責務 O- ( $\theta$ ) -CO- (1分) -CO

O : 遮断動作

CO : 投入動作に引き続き猶予なく遮断動作を行うもの。

$\theta$  : 再投入時間。定格電圧 120kV 以上では 0.35 秒を標準とする。

Ramu 系統の既存の 132kV 線路用遮断器は BBC 製のものを除き、高速三相再閉路に適用できるものであるが、三相遮断器であるので高速单相再閉路には適用できない。ただし、再確認が必要である。

(通信回線の利用)

保護区間内のいかなる箇所で故障が発生しても全端子が同時に 4~6 サイクル以内に故障除去を行うためには、継電器動作を自端の情報のみでなく相手端子の動作も含めて総合判定し故障除去することが必要である。この目的のために電力線搬送回線よりも信頼度が高い、現在敷設工事である Optical Fround Wire (OPGW) による通信回線を使用することを推奨する。

(既設設備の改修)

#### 1) Ramu 1 発電所スイッチヤード

- a) Ramu-Sing Sing132kV 送電線 (601 号線及び 602 号線) の保護方式を既存の距離継電方式 2 系列から主保護 (方向比較継電方式) と後備保護 (距離継電方式) の併設に変更し、主保護動作を条件に再閉路するように改修する。OPGW を主保護及び再閉路に適用する。
- b) 601 号線の線路遮断器 (BBC 製) は動作責務が高速再閉路の適用できないものであるため取り替える。
- c) 602 号線の線路遮断器 (DELIXI 製) は高速再閉路が適用可能ではあるが、三相遮断器であるため、单相再閉路を採用する場合は取り換える必要がある。

#### 2) Erap 変電所

- a) 既存 Ramu-Erap132kV 送電線 (601/1 号線) 及び Erap-Taraka132kV 送電線 (601/2 号線) の保護方式を既存の距離継電方式 2 系列から主保護 (方向比較継電方式) と後備保護 (距離継電方式) の併設に変更し、主保護動作を条件に再閉路するように改修する。OPGW を主保護及び再閉路に適用する。
- b) 遮断器 (AREVA 製) は高速度再投入用 (動作責務 : O-0.3s-CO-3min-CO) であるが、三相用遮断器であるので、单相再閉路を適用する場合は取り替える必要がある (4 台)。

#### 3) Taraka 変電所

- a) 既存 132kV 送電線 (601/2 号線) の保護方式を既存の距離継電方式 2 系列から主保護 (方向比較継電方式) と後備保護 (距離継電方式) の併設変更し、主保護動作を条件に再閉路するように改修する。OPGW を主保護及び再閉路に適用する。
- b) 601/2 号線の線路遮断器 (BBC 製) は高速再閉路の適用できないものであるため取り替える。

### (5) Taraka 変電所の信頼度向上

Lae 地域では Milford 変電所の負荷が大きく、Taraka 変電所に送られた電力の約 4 分の 3 が Milford 変電所を経由して需要家に供給されている。

Taraka 変電所の 2 台の連系変圧器 132/66kV が 1 台故障した場合、供給力不足となるため、Taraka 変電所の 132/66kV 変圧器の増設も含めて 132kV 系統の信頼度向上として考える必要がある。

加えて、Taraka 変電所から引き出されている、Taraka-Milford 66kV 送電線 (1 回線約 7.2km) の事故で Lae 市内が広範囲に停電するため、同送電線の増強もあわせて検討することによりさらに供給信頼度を向上することができる。

## 3-6 環境社会配慮

### (1) 環境社会配慮に関わる法規制、体制等

表 3-14 に主要な環境関連の法規制・ガイドライン等を示す。

環境法 (Environment Act 2000) は、従来の水資源法 (Water Resources Act/1982)、環境汚染物質法 (Environment Contaminants Act/1978)、環境計画法 (Environmental Planning Act/1978) の旧環境法を統合することによって制定された。

環境法のもとに、2002 年に以下の 5 つの規則が制定された。

- 1) Environment (Permits & Transitional) Regulation
- 2) Environment (Prescribed Activities) Regulation
- 3) Environment (Fees & Charges) Regulation
- 4) Environment (Water Quality Criteria) Regulation
- 5) Environment (Procedures) Regulation

事業開発に対する EIA については、環境法の第 5 章第 3 条に規定されている。

PNG において EIA を管轄する機関は DEC であり、EIA の最終判断をするのは DEC の環境局に属する環境審議会 (Environment Council) である。

表 3-14 主要な環境関連の法規制

	法令・規則・ガイドライン等	制定年
	(1) Laws and Regulations	
1	The Environment Act 2000	2000
2	The Environment Act 2002 (Amended)	2002
3	Environment (Prescribed Activity) Regulations, 2002	2002
4	Environment (Fees and Charges) Regulation 2002	2002
5	Environment (Permits and Transitional) Regulation 2002	2002
6	Environment (Procedures) Regulation 2002	2002
7	Environment (Water Quality Criteria) Regulation 2002	2002
8	Fauna (Protection and Control) Act: 1966	1966

9	National Parks Act 1982	1982
10	Conservation Areas Act 1978	1978
	(2) Guidelines	
1	Guidelines for Conduct of Environmental Impact Assessment & Preparation of Environmental Impact Statement 2004	2004
2	Notification of Preparatory Work in Level-2 and Level-3 Activities, 1 January 2004	2004
3	Guidelines for Submission of an Application for an Environment Permit to Discharge Waste, 1 January 2004	2004
4	Technical Guidelines for Noise, Air and Water & Land Discharges	2004
5	Guidelines for Preparation of Environmental Inception Report, 1 January 2004	2004

## (2) EIA の対象事業

### 1) EIA に基づく環境認可が必要な事業の分類

Environment Act 2000 に基づく規則 (Environment (Prescribed Activities) Regulation 2002) では、各種の事業は、開発行為の内容、規模、立地場所等により、3つのレベル (Level 1、2、3) に区分され、環境認可の手続きが定められている。以下に環境への影響の程度が大きいと考えられるものから示す。

#### a) レベル 3

同規則では、事業のサブカテゴリー14~21として、大規模な開発、環境保全指定地域での開発、大規模な開発 (工業生産、鉱山開発、インフラ整備、養殖漁業、廃棄物処理・処分施設) などが指定されているが、以下のような開発行為が対象となる。

- ① 国家的に重要なプロジェクトで環境に重大な損害を及ぼす可能性があるもの (essentially those projects of national importance and has the potential to cause serious environmental harm)。
- ② 工業開発や製造工程で損害を与えるリスクが高いもの。
- ③ 環境保全地域など、環境保全上重要あるいは脆弱な環境を有する地域での開発。

環境認可を得るためには、図 3-7 に示すように、本格的 EIA 調査を含む一連の手続きが要求される。

#### b) レベル 2

環境に損害を与える可能性があるもの (have the potential to cause environmental harm) で、以下の 2 つに分かれる。

##### ① レベル 2A

同規則で事業のサブカテゴリー1~3として、天然ガス・石油の採掘、小規模な採石場、小規模な森林伐採などが指定されているが、損害発生の可能性が低い (low potential) と想定されるもので、このため環境認可手続きでは、DEC への事前通知や公聴会や住民説明等の手順が免除される。申請後、DEC 局長からの新たな要求がない限り、最短 30 日で認可される。

② レベル 2B

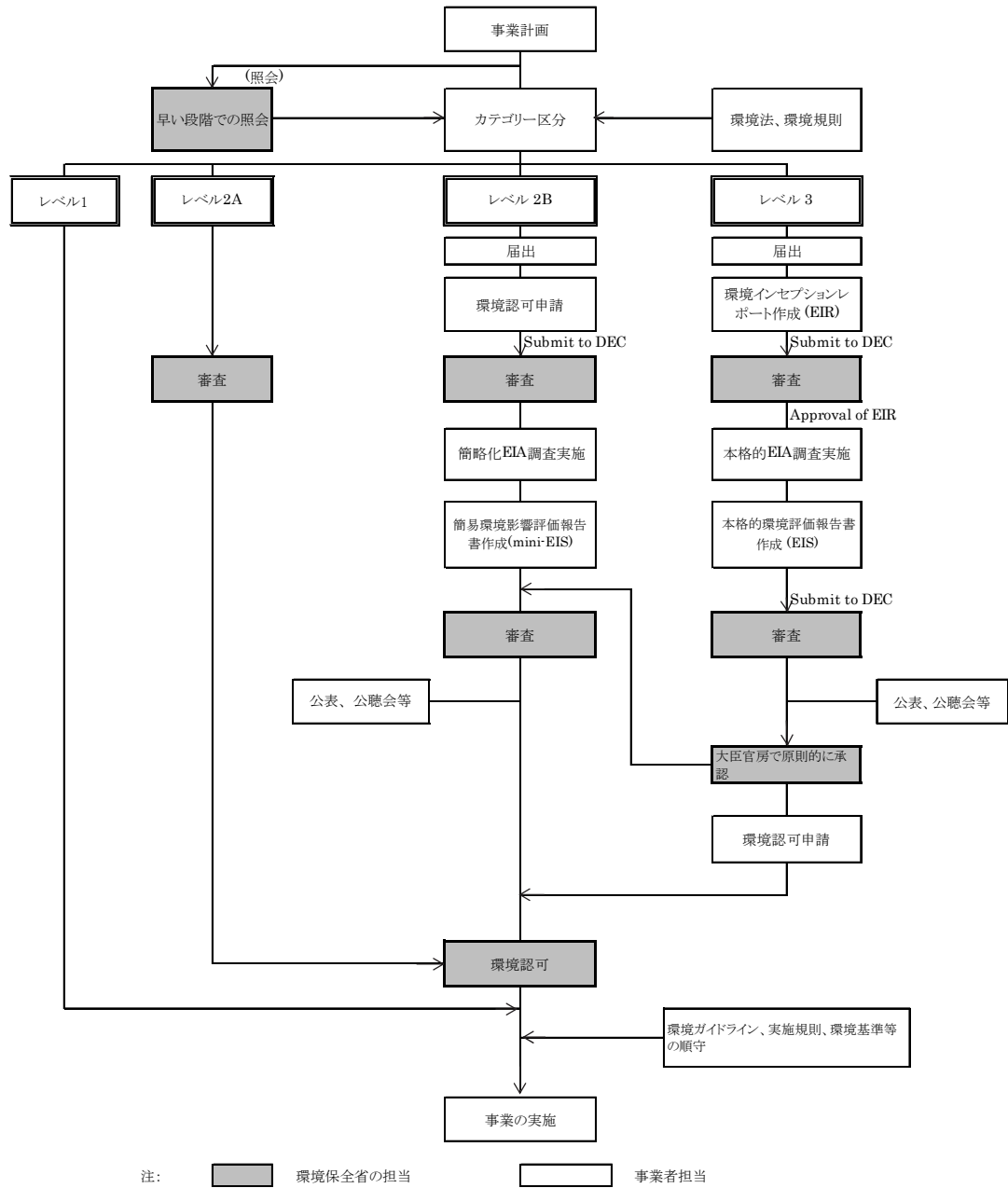
同規則で事業のサブカテゴリ4～13として、中規模な工業生産、鉱山開発、農業・漁業、エネルギー開発、インフラ整備などが指定されている。損害発生の可能性が高い（high potential）と想定されるもので、環境認可手続きはレベル 3 より簡略化されているが、すべての手順が必要であるもの。申請後、環境保全局長からの新たな要求がない限り、最短 90 日で認可される。ただし、新規の工業開発や製造プロセスを含むもの、国際条約・協定に係る地域を含む場合、重大な損害を及ぼす危険性があるものは、環境審議会の答申によりレベル 3 に再区分されることがある。

c) レベル 1

環境に悪い影響及ぼす可能性が極めて低く（with very low risk）、環境規則でレベル 3 あるいはレベル 2 に指定されていない事業・開発行為、環境認可は必要とされない。

これらを、『国際協力機構環境社会配慮ガイドライン』（2010年4月公布、以下、「JICAガイドライン」と記す）と対応させると、レベル 3 は同ガイドラインの「カテゴリA」（環境や社会への重大で望ましくない影響のある可能性もつようなプロジェクト並びに影響を及ぼしやすいセクターのプロジェクト、影響を及ぼしやすい特性をもつプロジェクト及び影響を受けやすい地域、あるいはその近傍に立地するプロジェクト）に相当し、本格的 EIA 調査に基づく認可が必要な事業。レベル 2 は「カテゴリB」（環境や社会への望ましくない影響が、カテゴリA に比して小さいと考えられる事業）に相当し、IEE が必要な事業、レベル 1 は、「カテゴリC」（環境や社会への望ましくない影響が最小限化あるいはほとんどないと考えられる事業）に相当する事業である。



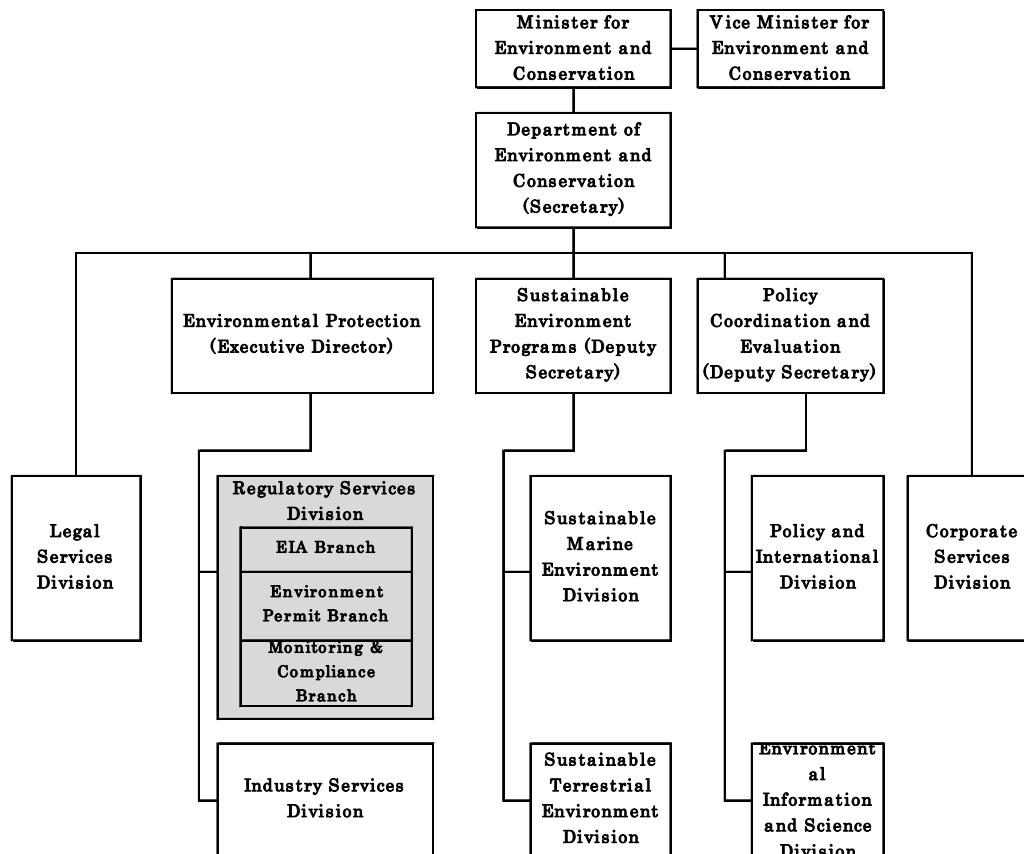


出典：DEC 資料及びヒアリングより作成

図 3-7 PNG における環境認可の手順

## 2) EIA を管轄する組織・体制

PNG において EIA を管轄する機関は DEC であり、EIA の最終判断をするのは DEC の環境局に属する環境審議会 (Environment Council) である。DEC では、環境規制担当部門 (Regulatory Services Division) の 2 つの課 (EIA Branch and Environment Permit Branch) が EIA 並びに環境認可を担当する。図 3-8 に、DEC の組織図を示す。



Note:  Division in charge of EIA and Environment Permit  
 Source: Department of Environment and Conservation

図 3 - 8 DEC の組織図

### 3) DEC が所管する EIA の範囲

事業開発に伴う EIA の対象は、自然環境、環境汚染（公害）及び社会環境が含まれ、特に用地取得（Land acquisition）に伴う非自発的住民移転（Involuntary resettlement）が重要な評価対象となる。しかし、PNG では DEC が所管するのはあくまで「環境認可」であって、用地取得、地益権取得を含めた非自発的住民移転の認可は、土地計画省（Department of Lands and Physical Planning）が別途権限を有する。

### (3) 本案件が想定される EIA レベル

#### 1) 水力発電事業分野の EIA 分類

一般的に、水力発電開発に関連する事業・開発行為が相当するレベルは以下のとおり。

##### a) レベル 3

##### ① 事業のサブカテゴリー 14：一般

(14.1) 5,000 万キナ（K）以上の事業投資を伴う事業

(14.2) 年間 700 万 m<sup>3</sup>（日当たり約 2,000 万リットル）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
  - ② 事業のサブカテゴリー16：森林からの採集と土地の伐開
    - (16.2) 森林の農地、道路、その他の土地利用のための大規模な伐開 (森林法第 90 章 A、B、C、D で規定)
  - ③ 事業のサブカテゴリー19：インフラストラクチャーの建設
    - (19.1) 5km<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 5ha 以上の土地の取得を必要とする施設の建設
- b) レベル 2B
- ① 事業のサブカテゴリー番号 10：エネルギー生産
    - (10.1) 出力 2MW 以上の水力発電所の運営
  - ② 事業のサブカテゴリー番号 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
  - ③ 事業のサブカテゴリー番号 13：その他の事業
    - (13.1) 河川、溪流の堰き止めまたは転流

2) 送配電網拡張・修復事業のカテゴリー区分

延長約 150km に及ぶ送電線の拡張・修復事業である本案件は、上記 (12.6) のレベル 2B に相当する。他方、レベル 3 に相当する「野生生物管理地域 (Wildlife Management Areas)、国立公園、保護区や 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」や「森林の農地、道路、その他の土地利用のための大規模な伐開」などは想定されない。

なお、現地調査で現時点の計画を示して、DEC に照会したところ、担当官から同様な回答を得た。

(4) 用地取得及び地益権の取得に関して

1) 土地に関する法規制

PNG の土地所有、利用及び取得・譲渡等に関する法規制を表 3-15 に示す。

表 3-15 土地に関する法規制

	法令・規則・ガイドライン等	制定年
1	Land Act 1996	1996
2	Land Groups Incorporation Act, 1974	1974
3	Valuation Act 1967	1967
4	Survey Act 1969	1969
5	National Land Registration Act 1977	1977
6	Land Registration Act 1981	1981

7	Land Disputes Settlement Act 1975	1975
8	Land (Tenure Conversion) Act 1963	1963
9	Organic Law on Provincial Governments and Local-level Government 2009	2009
10	Land Group Incorporation (Amended) Act 2007*	2007
11	Land Registration (Customary Land) (Amended) Act 2007*	2007

\*2009年に議会で正式承認

## 2) PNGにおける土地所有

PNGの土地所有形態は、a) 譲渡された土地 (Alienated Land) 及び b) 慣習的所有の土地 (Customary Land) の2種類がある。

### a) 譲渡された土地 (Alienated Land)

本来 PNG の土地はすべて部族等が伝統的に受け継いできた慣習的所有の土地であったが、その一部を国が土地所有者から慣習的土地取引 (Native Land Dealing) に基づいて取得し、国家の土地として所有・管理する土地 (owned and administrated by State) である。この土地が公共機関あるいは民間にリース保有 (leasehold) の形と自由保有 (freehold) の形で譲渡されたものであるが、現状では全国土の約3% (うち、2%分は公共用地、1%分は民間用地) を占めている。

### b) 慣習的所有の土地 (Customary Land)

PNGに昔から住み着いてきた原住民 (Indigenous people) が、祖先から継承して保有している土地で、国土の約97%を占める。地域の部族やコミュニティなどが伝統的に所有、継承してきたことに基づき、成文化されていない慣習法 (Customary Law) によって定められた土地で、原則として土地の登記が書面でなされていない土地である。

土地は多くが部族、クラン (Clan) と呼ばれる氏族あるいはクランに属する住民のものとなっている。土地所有の継承には父系継承 (Patrilineal) と母系継承 (matrilineal) のものがあるが、対象地域を含む PNG 本島の土地はほとんどが父系継承といわれている。

## 3) 土地及び用地取得に関連する組織・体制

### a) 土地計画省

土地の管理、登記、測量、評価などの業務は、土地計画省 (Department of Lands and Physical Planning) の所管である。同省には、それらを担当する部局 (Land Administration, Register of Titles, Surveyor General, Valuer General) があり、その他に国土計画局 (Physical Planning) と地理院 (Mapping Bureau) がある。

### b) PPL

PPLの組織は、2つの局 (Directorate)、9つの部門 (Business Unit) から構成されているが、用地取得関係は、主として Corporate Services Business Unit の Land and Community Support Group が担当している (図3-9参照)。

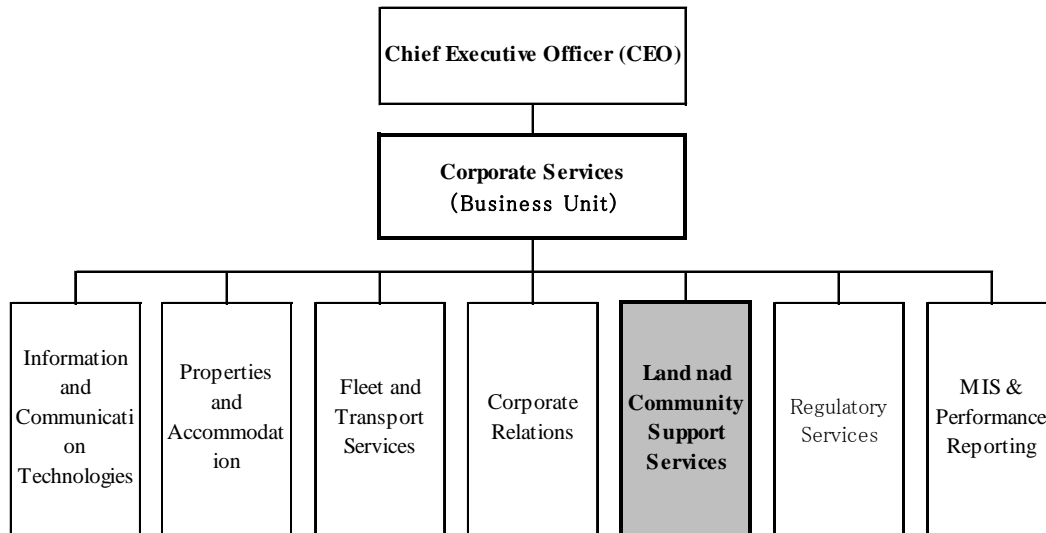


図 3 - 9 PPL における用地取得担当組織

4) 取得及び地役権の取得

送電線網は、送電塔や変電所などの施設の用地と上空を通過する架線などから構成されるが、前者では用地取得が、後者は地役権の取得が必要である。

PNG では、一般的に公共事業における用地取得には土地法 (Land Act 1996) による 2 種類の手続きがある。この用地取得は土地所有権利だけでなく、地役権も含まれる (8 条)。

表 3 - 16 に、一般的な土地譲渡の手順を示す。

表 3 - 16 土地譲渡の手順

	手続き	内容
1	土地所有状況確認	事業者が用地取得対象の土地の登録・所有状況等確認のため、申請書を土地計画省に提出
2a	強制的取得 (Compulsory acquisition) の場合	土地法 (1996) によれば、譲渡された土地について、事業者は公共目的のためには強制的に用地取得が可能と規定している。
2b	合意による取得 (Acquisition by agreement) の場合	①譲渡された土地のうち、政府の土地の場合は当該政府機関と、民間所有の土地の場合は土地所有者と交渉し事前の合意を得る。 ②慣習法による土地を取得する場合は、土地所有者と交渉を行って事前に合意を得ることが必須である (合意手続きは後述 b) 参照)。
3	土地所有状況等の調査	申請を受けて、土地計画省が、同地方事務所に土地の所有状況等の調査 (Survey) を指示
4	土地測量調査	土地の所有状況等の調査終了後、土地計画省は当該州政府の長に土地測量 (Land Investigation) を指示。それに基づき、州政府は土地測量を実施し、その結果を土地計画省に提出
6	測量結果の審査	土地計画省で州政府の測量結果を審査し、承認できればその写しを土地の図面とともに、①州・地方政府省 (Department of

		Provincial Affairs and Village Services) に提出し、土地譲渡の証明書作成を依頼するとともに、②土地評価事務所 (Valuer General's Office) に提出し、土地価格の算定評価を依頼する。
7	土地譲渡の合意確認と証明書の発行	州・地方政府省では、譲渡証明書 (Certificate of Alienability) を発行する。なお、合意による土地譲渡の場合は、土地所有者に譲渡に合意するかどうかを照会し、合意を確認後、譲渡証明書 (Certificate of Alienability) を発行する。
8	土地の算定・評価	土地評価事務所土地価格を算定・評価し、その結果を土地計画省に送付
9	土地譲渡書類準備と費用	土地計画省は、譲渡証明書及び土地価格の算定・評価結果を受け取り、土地の譲渡方法 (購入あるいはリース) に関する書類を準備し、事業者に補償費用の調達を指示する。
10	用地取得の費用調達	事業者は用地取得費用の調達手段を準備する。
11	購入・リース書類作成及び支払用小切手準備	事業者が、土地購入あるいはリースに関する書類とその費用 (土地補償費) を支払う小切手とともに、当該州政府の土地管理部門に送付する。
12	用地取得の登録	当該州政府は上記書類と小切手の受領を確認し、土地管理部門から、用地取得手続き終了報告が土地計画省に提出され、同省に用地取得の書類が登録される。慣習法による土地の場合は、土地取引番号が付く (Native Land Dealing Number)

出典：土地計画省資料及び既存 JICA 報告書等より作成

a) 強制的用地取得手続き (Compulsory process)

政府や公共機関が公共目的のために、原則として譲渡された土地を取得する場合に適用される。2 カ月前に官報等で土地所有者に通知して、定められた補償内容・金額等を支払い、土地を強制的に取得できる (12 条)。

ただし、土地所有者は、不満がある場合は、国家裁判所あるいは地方裁判所に訴訟を起こすことができる。対象となる土地は譲渡された土地である。

b) 合意による用地取得 (Agreement) 手続き (7 条)

原則として、慣習的所有の土地を取得する場合に適用される。

当該地域管轄の土地権利委員会 (Land Titles Commission)、または土地裁判所 (Local Land Court) が、土地所有者の代理人を適宜任命して手続きを行う (9 条)。

手続きは、おおむね以下の手順で行われる。

① 土地所有者の同定

まず、事業者側が選定した用地について、用地対象となる土地 (資産、作物、果樹等も含む) の土地所有者 (所有者グループ、所有者) の確認、及び土地面積、土地境界等の確認を行う。この際、土地所有者間で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、第三者機関による調停 (当該地域の土地裁判所) が行われる。

② 土地所有者グループ (Incorporated Land Group : ILG) の組織化と登録

土地所有者グループ法（Land Groups Incorporation Act, 1974）により、用地取得交渉の当事者は、組織化されたグループ（ILG）のみが対象となっている。ILG は、土地登録法（Land Registration Act）に基づき、土地の登録が必要である。

③ 交渉

事業者と ILG 間で土地譲渡に関する交渉が行われる。その際、任命された代理人が立会い、土地計画省担当官及び州政府土地管理官が、オブザーバーあるいはアドバイザーとして同席する。

④ 土地の譲渡

両者間で合意が得られた後、譲渡への対価として金銭的補償が土地所有者に行われる。補償金額の算定評価については、価格法（Valuation Act, 1967）に規定されており、資産、作物、果樹等も価格指標データ（Price Index）が、土地計画省で設定されている。

⑤ 地目の変更

土地の地目は、慣習的所有の土地より国家に移譲された土地（Alienated Land）の土地として変更され、官報などで公表される。

⑥ 土地譲渡に関する調停

土地譲渡に関して異議が生じた場合は、土地権利委員会による調停が行われる。

なお、土地譲渡に要する手続きにかかる期間は通常約 1 年間といわれるが、両社で合意ができない場合や慣習法による土地の譲渡ではさらに半年以上かかるといわれている。

5) 用地取得手続きにおける問題点

PNG における用地取得手続きにおける問題点として、以下の点があげられる。

a) 近代的土地取引の論理が必ずしも通用しない

親族間において明確な土地の相続が行われていないため、補償をする際、現在の所有者以外に過去の所有者、更には将来的にその土地を相続する人物まで補償を求めてくる。また、近代的土地取引では、土地の譲渡・売買は、基本的には契約・合意すれば永久的なものであるが、PNG では慣習的土地の取引は当事者同士が合意しても、永久に合意が効力をもつとは限らない。後の世代が必要な場合、その合意を変更あるいは破棄する可能性がある。

b) 用地及び地役権取得に時間がかかる

国土の大部分を占める慣習的所有の土地では、部族単位の土地所有や土地所有者が明確でない場合が多く、補償相手を特定するのに時間を要する。

c) 代替地の確保が難しい

特に慣習法による土地の譲渡の場合には、補償方法の一つとして代替地を用意することが難しいといわれている。

d) 補償費用の支払い時期の遅延

補償費用の支払いがしばしば工事着工後まで遅れることが指摘されている。

6) 用地取得に係る JICA ガイドラインとのギャップ

JICA ガイドラインとの差異について、以下の点があげられる。

a) 自発的住民移転への取り組み

事業実施のための用地取得などによって、非自発的に住民の移転の発生や、土地・資産、生計手段や事業機会の喪失、あるいは資産・収入の損失など社会・経済的影響が発生するおそれがある。JICA ガイドラインでは、これを非自発的住民移転（Involuntary Resettlement）と呼び、それらの影響を受ける者を被影響者（Affected person）と呼んでいる。

PNG の土地法によれば、公共目的に供する土地取得に際して、その土地の占有権利を有する者、あるいは長期間にわたる占有が認められる者、あるいは慣習的土地を占有する者—に対して、土地法により公平かつ速やかな補償が行われることが規定されている。しかし、「非自発的住民移転」という表現は、PNG の土地法では使われておらず、国の方針を含めて、その概念や内容が十分受け入れられていない。

b) 土地、建物、資産、作物、樹木への補償方法・金額等

土地計画省で数年ごとに決められる（Price Index）が、減価償却なしの再取得価格ベースではなく、市場価格ベースである。

c) 不法居住者（Illegal occupants or squatters）や弱者への対応

一般的に、ドナーの方針では非自発的住民移転において不法居住者に対しても、一定の補償の受給権利（Eligibility）を認めるが、PNG の方針は明確でない。女性、老人、子供、貧困者など社会的な弱者の収容施設の手配などの配慮が不足している。

d) 用地取得に係る認可・評価は環境認可の対象外

PNG では、事業の EIA 認可に関して「環境認可」は DEC 所管の内容に対応するものだけであり、環境認可を取得しただけでは、JICA ガイドラインが要求する EIA 認可の完全な条件を満たしていない。用地取得を含む非自発的住民移転への対応は、土地計画省の所管である。

e) 住民の移転数あるいは資産損失と環境認可レベルの関係

WB や ADB では事業により、①物理的に移転させられる被影響者、あるいは②生産に関係する資産の 10%以上が損失する被影響者が 200 人以上発生する場合は、事業の EIA 分類はカテゴリー A とされる規定（JICA ガイドラインでも明記されていないが同様）があるが、PNG ではこのような規定がない。

## (5) 他ドナーの活動状況

### 1) ADB

#### a) Energy Sector Development

Papua New Guinea : Power Sector Development Plan (2007.5) (Japan Special Fund 支援) の Technical Assistance Consultant's Report (2009) では、PNG の電力需給、電力分野の関連法規制、電力需要予測と最小コストによる供給計画などとともに、環境社会配慮面について、EIA、再生可能エネルギーと CDM 適用の可能性、非自発的住民移転、先住民族の扱い、社会経済調査の方法論などがまとめられている。また、2 つの水力発電開発 (Udava 及び Lake Kospe) のプレ F/S の結果が掲載されている。

#### b) Town Electrification Investment Program

都市中心部の電力供給状況を改善するため、ディーゼル発電に代わる持続可能な電力の開発をめざすもの。その中で水力発電及び送電線建設に係る初期環境調査 (Initial



Environmental Examination : IEE) の結果が報告されている。

c) Initial Environment Examination-Divune Hydropower Plant

Northern (Oro) 州 Popondetta 近傍に、3MW の流れ込み式水力発電を建設 (堰、発電所、取り付け道路、配管等)。及び発電所から Popeneta (60km)、Kokoda (25km) 向けに 22kV の送電線を建設。発電所用地確保のため住民移転は発生しないが、バナナ、果樹、オイルパーム、ココア畑 5ha の用地取得。被影響者は 30 家族 (166 人) に及ぶ。また、送電線ルートは取り付け道路及び既存道路用地内を利用することで、新たな地役権取得の必要はない。

d) Initial Environment Examination-Ramazon Hydropower Plant

Bougainville 自治州の北部に位置する Buka 島に、3MW の流れ込み式水力発電を建設。発電所から Kokopau 変電所までの 33kV の送電線は既存道路用地利用。その後 Buka の送電システムへの接続は地下式ケーブル利用予定。主要な影響は導水管や取り付け道路用に森林 4ha が伐開される。河川生物の減少や水質汚濁の発生。また、22ha の慣習法による土地の用地取得が必要となっているが、今後土地所有者と交渉予定。

e) Initial Environment Examination-Kimbe to Lake Hargy Interconnection

West New Britain 州の Whiteman 及び Nakamai 山脈の北部山麓に位置し、Kimbe 湾に面する州最大の町 Kimbe (人口約 8,000 人) と Bialla (人口約 4,000 人) 間約 150km を結ぶ送電線の建設。三相単線の 66kV の送電線を Biala-Kimbe 間 150km に及ぶ。80m 間隔、線下の用地は幅 5m、最低地上高 5m、建築制限幅は送電線中心から両側 5m。新規の変電所は不要で家庭用電力供給のため変圧器を鉄塔に設置。

送電線は既存道路用地内に設置することで、新たな用地取得や地役権取得は必要なし。オイルパームや他の果樹の伐採が必要で補償対象となる。

2) WB

2010 年 11 月に作成された PNG Energy Sector Development Project の Project Information Document (PID) によれば、PNG 政府側との協議で、①Port Moresby 系統の水力発電開発、②電力セクターの政策・戦略策定支援、③新規水力発電開発の体制強化の 3 つの分野が支援候補とされた。

この結果、以下の 2 つが技術支援 (Technical Assistance : TA) の対象とされている。

a) Technical Assistance for Energy Sector Policy and Strategy Development (実施機関 : DPENE (Energy Division))

再生可能なエネルギー政策、農村電化政策などとともに、電力セクターにおける「戦略的環境社会配慮 (Institutional Strategic Environmental and Social Assessment : ISESA)」の推進体制及び法規制の支援が掲げられている。

b) Technical Assistance for Development of Hydropower to supply the Port Moresby grid (実施機関 : PPL)

内容は、①Port Moresby 系統の次期水力発電開発 (Naoro-Brown など)、②さらにその後の水力発電開発、③PPL の電力開発・事業運営体制の強化の 3 つ。

これらの事業のうち、農村電化戦略や Naoro-Brown 水力発電開発では、WB の一連の環境保全方針 (safeguard Policy) - Environmental Assessment (OP/BP 4.10)、Natural Habitats (OP/BP 4.04)、Forests (OP/BP 4.36)、Indigenous Peoples (OP/BP 4.10)、Involuntary

Resettlement (OP/BP 4.12)、Safety of Dams (OP/BP 4.37) が適用される必要があるとしている。

その後、最近 (2011 年 2 月) では、PNG Energy Sector Development Project (ESDP) の Environmental and Social Management Framework (ESMF) において、必要な環境社会配慮の内容が提示されている。

#### (6) 送電線ルート周辺の環境の概要

##### 1) 対象地域の概況

送電線ルートは、行政区分的には Morobe 州の 2 つの郡 (Huon 郡、Markham 郡) 及び Eastan Highlands 州の Kainantu 郡に属する。このうち、Huon 郡及び Markham 郡は Morobe 州のほぼ中央を Markham 川沿いにほぼ東西にわたっている。Kainantu 郡は East Highlands 州の東端で Morobe 州に接している。

##### 2) 送電線ルート沿いの環境の現況

地形図 (10 万分の 1 及び 25 万分の 1。いずれも 1970 年代後半から 80 年代前半作成) 並びに 2 回の現地踏査により、Ramu-Lae 間 (Ramu Substation to Taraka Substation) の送電線の設置状況及び周辺の環境、土地所有等の状況を概略把握した (表 3-17、図 3-10 参照)。

表 3-17 既存送電線ルート (Ramu1-Erap-Taraka) の概要

分類番号	行政区域	送電線区間・関連施設の状況	区間距離 (km) *	周辺の土地利用	土地所有 (想定)	ハイランド国道との関係**
①	東ハイランド州 (Kainantu 郡)	Ramu 変電所	—	山間部の草原、疎林	敷地外は、Customary land	
②		変電所から、Yonki 地区の標高 1,000m 以上の山地部を通り、Arona No.1 及び Rupert Haviland Lookout を経て、Sing Sing Creek 沿いに標高約 400m の Sing Sing 開閉所まで下る。	17km	森林及び草原	Customary Land	道路に平行
③		Sing Sing 開閉所	—	Markham 川の氾濫原に形成された草地	敷地外は Customary Land	道路にほぼ平行
④	モロベ州 (Markham 郡)	Markham 川及び支流の氾濫原に形成された河川沿いの草地を Umi 橋、Zumin などを経て南東方向に通過	40km	Markham 川の氾濫原に形成された草地で、肉牛放牧地、養鶏施設が分布	Alienated land	道路にほぼ平行
⑤		急峻な Leron 川の右岸と左岸を横断して架線接続	—	Leron 川の河岸は浸食	Customary Land	道路にほぼ平行

				が激しく進んでいる。 民家が河岸沿いに分布		
⑥	モロベ州 (Huon 郡)	Markham 川の氾濫原に形成された河川沿いの草地を南東方向に Nuwa、Chivasing を通過し、Erap 変電所に至る。	32km	主として肉牛放牧地	Alienated land	道路に平行
⑦		Erap 変電所	—	主として肉牛放牧地	Alienated Land	道路より分岐
⑧		Erap 川を横断し、Nazdab 空港の南側を東方向に進み、Naromai Bazain の両集落付近でハイランド国道と交差する。	33km	肉牛放牧及びココナツ、カカオなど栽培	Alienated land	道路は Erap 川上流部を通過
⑨		⑨Yalu 集落付近から標高300～400m の Atzera 山地を横断し、その後南東方向に東北山麓の平野部を南下する。	14km	丘陵部は山林と村落	Customary Land	10km 以上離れる
⑩		Taraka 変電所	—		Alienated Land	

\* : 区間距離は地図から推定

\*\* : Highlands Highway

出典 : 現地踏査並びに関連資料より作成

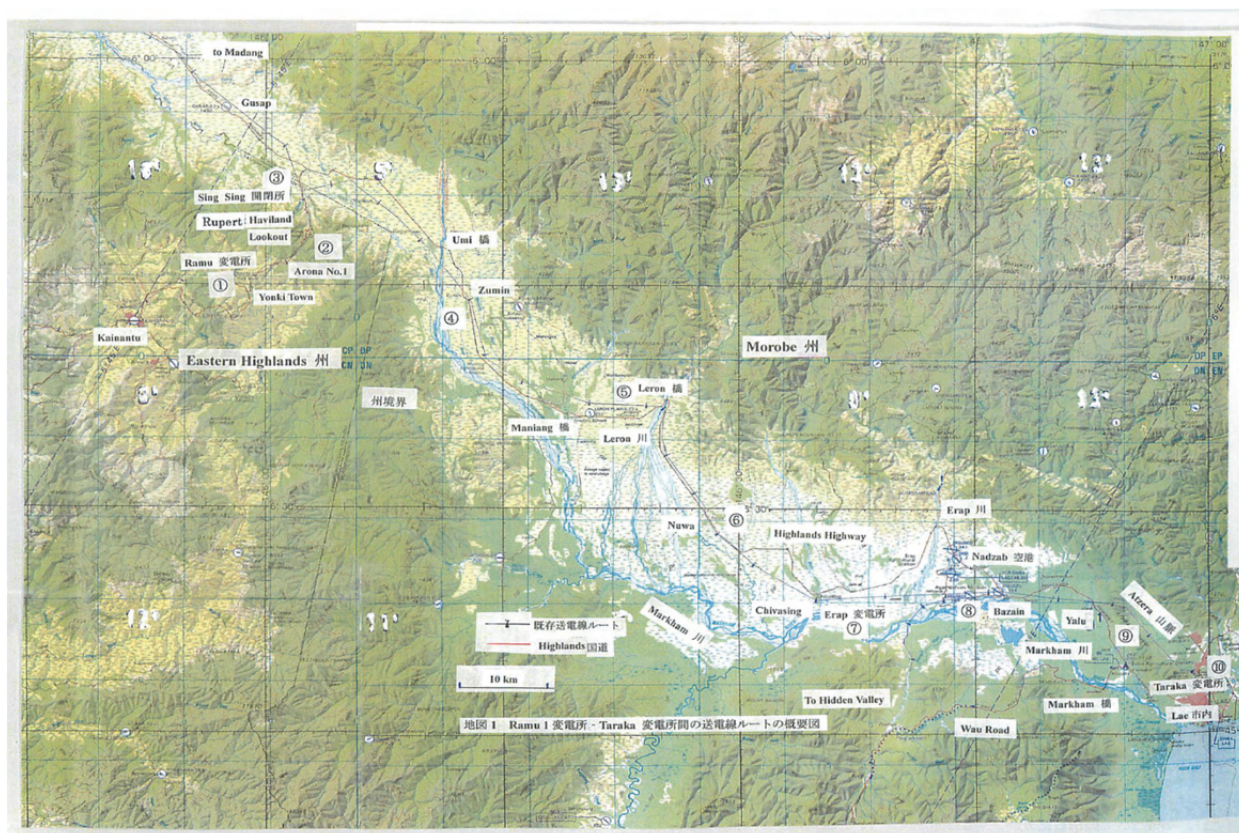


図3-10 既存送電線ルート (Ramu1-Erap-Taraka) の位置図

既存の送電線網は、約 150km にわたる。

Yonki town に近接する Ramu1 変電所から山地部の尾根・斜面伝いに、Arona No.1 付近の峠を越えて、Sing Sing Switchyard まで下り、その後 markham 川及びその支流の氾濫原に開けた広大な平野部（主に草地）を通過し、PNG 第 2 の都市 Lae まで約 15km の地点で再び山地部（Atzek Range）に入り、その北東斜面を通り、Taraka 変電所に至る。

土地利用は、河川両岸の平野部では多くが草地での肉牛の放牧、養鶏、ココナッツ、バナナ、ピーナッツ等の栽培に利用されている。山地部では森林と未利用の草地が占める。

土地所有は、Alienated Land が主であるが、山地部や平野部では Customary Land が占める。

### 3) 送電線ルートに区分別状況

地形や周辺環境の状況を考慮して、Ramu 1 Substation-Taraka Substation 間の送電線ルート及び施設を、以下の 10 に区分して、各区分の概況を表 3-17 に整理した。

- a) Ramu 変電所：Yonki Town の北西部約 2km に位置する Ramu 川の Ramu1 水力発電所で発電した電力を、Ramu 変電所で変電する。周囲は開けた山地。
- b) Eastern Highlands 州の山地部：Ramu 1 変電所から標高 1,200m 台の山地を横断し、Highlands 国道とほぼ並行して、北東方向に進み、Arona No.1 を経て Rupert Haviland Lookout に至る。その後、Highlands 国道に平行して、北方向に東側の Wankun Ridge と西側の山地の間を Sing Sing Creek 沿いに、標高約 400m 地点まで下り、Sing Sing 開閉所に至る。
- c) Sing Sing 開閉所：Highlands 国道沿いに位置。
- d) Sing Sing 開閉所より、平野部を南東方向に進み、Umi 川に架かる Umi 橋下流部を横断する。Zumin 村集落付近で Maniang 川の支流（Garia Creek）を南東方向に横断。その後、Mutshing 村集落付近で、Markham 川本流との合流地点付近で Maniang 川を横断。さらに、Highlands 国道の北側 2~3km をほぼ並行し、ココナツ畑や肉牛放牧地が広がる草地で集落（Binimampa 及び Nasawsiang）を通過する。
- e) 両側に山が迫り、急峻な地形に架かる Leron 橋の約 1km 下流地点で Leron 川を横断する。この付近の Leron 川は急流で、河岸段丘は激しい浸食にさらされている。
- f) Markham 川左岸を Highlands 国道と並行して南下し、Nuwa を経て、Chivasing の集落付近で、Rumu 川を横断。その後、東方向に進み、Erap 変電所に到達する。
- g) Erap 変電所：Highlands 国道より、1km 南、Erap 川右岸に位置する。
- H) Erap 変電所より、Erap 川を横断し、Nazdab 空港の南側を東方向に進み、Naromai Bazain の両集落付近で Highlands 国道と交差する。
- i) Yalu 集落付近から標高 300~400m の Atzera 山地を横断し、その後南東方向に東北山麓の平野部を南下する。
- j) Bijimo Corrective Institute（刑務所）及び下水処理場付近で、Bumbi Creek を通過し、Taraka 変電所に到達する。

### (11) 環境予備評価

本調査は、案件形成が目的であるので、正式な環境予備評価は次にステップに相当するが、現時点での計画及び現地調査の結果を踏まえ、環境予備評価を試みた。

1) 想定される開発行為

プロジェクトに伴って発生する開発行為を実施段階ごとに表 3-18 に示す。

表 3-18 送配電網拡張・修復事業で想定される開発行為

プロジェクト実施段階	開発行為
計画段階	送電線関連施設の用地及び地役権の確保（鉄塔、変電所、開閉所、架線等）
	工事用事務所、作業員宿舎、建設資材及び建設廃棄物置場の確保
	土地あるいは地域資源利用計画の変更
建設段階	建設資材の調達、工事用水の確保
	鉄塔等施設の基盤の掘削、切土、盛土等の土木工事
	送電線関連施設、取り付け道路及び関連施設の建設
	建設プラント・工事用機械、工事事務所、作業員宿舎等の設置及び稼働
	工事作業員の滞在及び労働作業
供用段階	送電線関連施設の供用
	送電線関連施設の存在

2) 環境スコーピング

現時点での計画内容を前提として、予備的環境スコーピングを実施した結果を表 3-19 及び 3-20 に示す。

スコーピングでの評定では、以下のようなになった。

「A」ランク（重大な影響が見込まれる）に想定される項目はないが、「B」ランク（多少の影響が見込まれる）が想定されるものとして、以下のようなものがある。

a) 非自発的住民移転

送電線の鉄塔や開閉所、変電所施設用地の確保で用地取得並びに送電線架線下の地役権の確保のために、非自発的住民移転が発生する可能性がある。ただし、ルート沿いの場所は家屋や事業施設が散在しているのか、ほとんど見られないので、建物や住民の移転の発生はないと考えられる。また、土地は Eastern Highlands 州及び Morobe 州の山地部などが慣習法による土地が占めているが、ルート沿いの多くを占める Markham 川沿いの平野部の土地は多くが農業に利用されている譲渡された土地なので、用地の取得は Erap-Hidden Valley 間の場合より、比較的容易であると想定される。

b) 地域の社会組織、被害と便益や開発プロセスにおける公平性、地域における利害の対立

計画段階での用地確保、工事段階での工事車両・機械の稼働、作業労働者の滞在等、供用による脾経効果等につき、電力供給先（ユーザー）や用地取得に係る住民やルート沿いの住民に対して、PPL 側が適切な情報公開、説明や補償等十分な配慮を行わなかった場合には、公平性が損なわれたり、利害の対立が生じる可能性がある。

表3-19 送配電網拡張・修復事業に関するインパクトマトリックス

環境項目*, **	評定***	計画段階			建設段階						供用段階	
		用地の確保 (土地及び地役権取得)	工事業務所、作業員宿舎、建設資材及び建設廃棄物置	土地あるいは地域資源利用計画の変更	建設資材の調達(採石場・土取り場からの採取あり)	鉄塔盤掘削、切土、盛土等の土木工事	取り付け道路及び関連施設・構造物の建設	建設プラント、工事事務所、作業員宿舎等の設置	建設プラント、工事用機械、工事車の稼働	工事作業員の滞在及び労働作業	送電網及び関連施設の供用	送電網及び関連施設の存在
(1) 社会環境												
1 用地取得・非自発的住民移転	B	B	B	C								
2 地域経済(生計手段、雇用等)	D											
3 土地利用、地域資源利用	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C
4 地域の社会組織(地域の意思決定機関等)	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B
5 既存の社会インフラ・社会サービス	D											
6 貧困層、先住民族などの社会的に脆弱なグループ	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C
7 被害と便益や開発プロセスにおける公平性	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B
8 地域における利害の対立	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B
9 遺跡・文化財	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C
10 水利権、漁業権、入会権	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C
11 健康・公衆衛生	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C
12 HIV/AIDS等の感染症	C				C	C	C	C	C	C		
13 労働環境(労働安全性含む)	C				C	C	C	C	C	C		
14 災害・危険・リスク	C				C	C	C	C	C	C	C	
15 事故(工事及び交通事故等)	C				C	C	C	C	C	C	C	
(2) 自然環境												
16 地形・地質	D				C	C	C	C	C	C	C	
17 土壌侵食	C				B	B	B	B	B	C		
18 地下水の状況	C				C	C	C	C	C			
19 流況、水文の特性	C				C	C	C	C	C			
20 沿岸域の状況	D											
21 環境保全指定地域等	D											
22 動植物、生態系	C				B	B	B	B	B		B	
23 景観	C											C
24 地域気象	D											
25 地球温暖化	D											
(3) 環境汚染												
26 大気汚染	B				C	C	C	C	C	C		
27 水質汚濁	C				B	B	B	B	B			
28 土壌汚染	C				C	C	C	C	C			
29 底質汚染	C				C	C	C	C	C			
30 廃棄物	B				B	B	B	B	B	B		
31 騒音・振動	B				B	B	B	B	B	B		
32 地盤沈下	D											
33 悪臭	D											
34 電波障害	C				C	C	C	C	C	C	C	C

\*: 環境項目は、『JICA 環境社会配慮ガイドライン』(2010年4月)をベースに、対象地域の状況を考慮して選定した。  
 \*\*: 環境項目のうち、「ジェンダー」(Gender)及び「子供の権利」(Children's right)に関する影響は、社会環境項目すべてに関連するので、それぞれの項目に内包させた。  
 \*\*\*: 評定: (1) 各評価はプロジェクトにより正の影響(beneficial impact)も予想されるが、JICA 環境社会配慮ガイドラインの主旨に沿い、ここでは負の影響(adverse impact)を対象とする。A-重大な影響が見込まれる。B-多少の影響が見込まれる。C-影響の度合いは不明(検討の必要あり。調査の進捗に併せて影響が明らかになる場合もある)。D(無印)-影響なし。IEEあるはEIAの対象としない。(2) 評定の区分は、各環境項目で負の影響が最も大きいものとした。

表 3-20 送配電網拡張・修復事業に関する予備的スコーピング

環境項目	段階	評定	スコーピング (根拠・理由)
(1) 社会環境			
1 用地取得・非自発的住民移転	P	B	送電線の拡張・修復に伴う鉄塔、変電所、開閉所等のルート及び施設の設置場所にもよるが、用地の取得並びに送電線架線の上空通過のための地役権の取得が必要となり、非自発的住民移転が発生するおそれがある。ただし、ルート周辺は山林、草地、農地が主体であり住居はあまり見られないので、ルート選定で住民及び家屋の移転の発生は避けられる。対象地域の土地所有形態は、分譲された土地 (Alienated Land) 及び慣習的土地 (Customary Land) なので、非自発的住民移転への補償等については、それぞれに応じた適切な手続きが必要である。
		C	想定される工事の規模からみて、建設資材等は購入・輸送することで調達可能なため、採石場、土取り場等の利用は必要とされない。
		C	工事事務所、作業員宿舎、資材及び廃棄物置場等の用地の確保が必要となる可能性がある。
2 地域経済 (生計手段、雇用等)	C	D	施設建設や敷設工事で一時的であるが、地域に雇用が創出される。
		D	停電事故の減少や送電ロスが改善されることにより、基礎インフラである電力の安定供給が図られ、生活・生産環境や地域経済にプラスの効果が期待される。
3 土地利用、地域資源利用	P	C	送電線ルートの土地は居住・農業利用等の変更の可能性がある。
		C	工事用水 (作業員宿舎の用水も含む) 確保のため、地域の水資源 (上水あるは地下水) 利用が必要となる。
4 地域の社会組織 (地域の意思決定機関等)	P	B	電力供給状況が改善され、地域に裨益すると予想されるが、用地確保や、工事段階での工事車両・機械の稼働、作業労働者の滞在等につき、情報不足の場合、地域の不安・不信が生じるので、地域住民や社会組織の理解を得ることが必要である。
5 既存の社会インフラ・社会サービス	O	D	地域の基礎インフラである電力の安定供給が図られ、地域の基礎インフラが改善される。
6 貧困層、先住民などの社会的に脆弱なグループ	P	C	貧困層、先住民などの社会的に脆弱なグループのデータが不明である。
7 被害と便益や開発プロセスにおける公平性	P	B	計画段階での用地確保、工事段階での工事車両・機械の稼働、作業労働者の滞在等、供用による裨益効果等につき、電力供給先 (ユーザー) や用地取得に係る住民やルート沿いの住民に対して、PPL 側が適切な情報公開、説明や補償等十分な配慮を行わなかった場合には、公平性が損なわれる可能性がある。
8 地域における利害の対立	P	B	計画段階での用地確保、工事段階での工事車両・機械の稼働、作業労働者の滞在等、供用による裨益効果等につき、電力供給先 (ユーザー) や用地取得に係る住民やルート沿いの住民に対して、PPL 側が適切な情報公開、説明や補償等十分な配慮を行わなかった場合には、利害の対立が生じる可能性がある。
9 遺跡・文化財	C	C	送電線ルート沿いにはないと想定されるが、要確認。
10 水利権、漁業権、入会権	P	C	設定状況は不明である。

11	健康・公衆衛生	C	C	工事中の工事用車両・機械、プラント等の稼働による大気汚染物の排出で、一時的ではあるが、周辺住民、工事作業員等の呼吸器系等への影響が懸念される。
12	HIV/AIDS 等の感染症	C	C	他の途上国の例では、工事段階で、工事作業員と女性の接触で、HIV/AIDS 感染が発生するケースがしばしば報告されている。
13	労働環境（労働安全性を含む）	C	C	工事内容や作業環境によっては、工事作業員の健康、安全が損なわれる可能性がある。
14	災害・危険・リスク	C	C	災害や治安リスクを高める開発行為ではないが、工事作業員の流入・滞在で犯罪が増加する可能性がある。
15	事故（工事及び交通事故等）	C	C	工事段階での建設工事中の事故や、工事車両による交通事故増加の可能性がある。
（2）自然環境				
16	地形・地質	C	C	小規模だが、鉄塔敷設のため、地形変化が考えられる。
17	土壌侵食	C	B	大規模な地形変化や土砂採取は想定されないが、東ハイランド州の資源・環境局によれば、Sing Sing から Arona No.1 付近の山地は、表土が浅く、樹木伐採などで植被が失われる場合には地滑りなどが発生しやすい。このため、鉄塔の設置場所や送電線架線ルートを選定には十分な配慮が必要であり、不適切な工事を行った場合、雨期等に表土流失の可能性がある。
18	地下水の状況	C	C	工事用水確保のため、地下水利用の可能性がある。
19	流況、水文の特性	C	C	雨期に Markham 川及び流入する支流河川の水量増大や洪水時に、河川氾濫、早い流速等による河岸の侵食が想定される。過去にも、鉄塔が傾斜あるいは流出するなどの事故が起こっている。
20	沿岸域の状況	P	D	内陸部での事業である。
21	環境保全指定地域等	P	D	国立公園その他の指定地域ではない。
22	動植物、生態系	C	B	東ハイランド州資源・環境局によれば、Sing Sing から Arona No.1 付近の山地は、平地から山地部の移行帯なので、特殊な生物種の分布が想定される。また、表土が浅く、樹木伐採などで植被が失われる場合には地滑りなどが発生しやすい。このため、鉄塔の設置場所や送電線架線ルートを選定には十分な配慮が必要である。
23	景観	O	C	新たな鉄塔や送電線架線の出現により現行景観への若干の変化が想定される。
24	地域気象	P	D	大規模な地形変化ではない。
25	地球温暖化	C	D	工事車両・機械、プラントからの CO <sub>2</sub> の排出量増加は無視できる程度の量である。
		O	D	停電事故減少で故障時のバックアップ電源であるディーゼル発電の利用が減少するので、ディーゼル油燃焼に伴う CO <sub>2</sub> の排出量の減少に寄与する。
（3）環境汚染				
26	大気汚染	C	C	一時的ではあるが、工事用車両・機械、プラント等の稼働による大気汚染物の排出がある。
27	水質汚濁	O	B	鉄塔、その他の施設の地盤工事、盛土、切土の表土露出部からの土壌の流出や工事排水等による水質汚濁負荷の増大が考えられる。
28	土壌汚染	C	C	地盤工事、盛土、切土の表土露出部からの土壌の流出や工事用アスファルト乳剤等による汚染の可能性が考えられる。
29	底質汚染	C	C	工事用アスファルト乳剤等による汚染の可能性が考えられる。



30	廃棄物	C	B	工事中の建設資材、作業員宿舍等による廃棄物が発生する。
31	騒音・振動	C	B	工事中の工事用車両・機械による騒音・振動の一時的に発生すると考えられる。
32	地盤沈下	C	D	大規模な地下水組み上げを伴う開発行為ではない。
33	悪臭	C	D	悪臭の発生源となるものはない。
34	電波障害	O	C	送電線の電圧は13kV、66kVであり、テレビ、ラジオ等の受信状況は極めて少なく、電波障害が問題となるレベルではない。

\*：環境項目は、「JICA 環境社会配慮ガイドライン」（2010年4月）をベースに、対象地域の状況を考慮して選定した。

\*\*：環境項目のうち、「ジェンダー」（Gender）及び「子供の権利」（Children's right）に関する影響は、社会環境項目すべてに関連するので、それぞれの項目に内包させた。

\*\*\*：プロジェクトの進捗段階：P- 計画段階、C- 建設段階、O- 供用段階

\*\*\*\*：評価分類：プロジェクトにより正の影響（beneficial impact）も予想されるが、JICA 環境社会配慮ガイドラインの主旨に沿い、ここでは負の影響（adverse impact）を対象とする。A- 重大な影響が見込まれる。B- 多少の影響が見込まれる。C- 影響の度合いは不明（検討の必要あり。調査の進捗に併せて影響が明らかになる場合もある）。D- 影響なし。IEEあるはEIAの対象としない。

### c) 植物・動物、生態系への影響

Ramu 変電所付近から Sing Sing Creek にかけての区間は、山地部から低地部に移行する地形のため、移行帯に特有な生物相（特に植物）の分布が想定される（東部山岳州環境担当官）。その保全、並びに急峻で表土が薄い状況なので、樹木伐採による地すべり発生などに配慮する必要がある。

### d) 送電線の鉄塔の地盤工事、盛土、切土工事などによる土砂の流出による影響

Markham 川及びその支流の Umi 川、Leron 川などは、過去に洪水による土砂流出、河床上昇、河岸段丘の浸食などが発生している。PPL 担当者によれば、過去に送電線鉄塔が流された例があるという。特に、Leron 川は急峻で、水流による河岸浸食も激しいので、右岸と左岸を結ぶ送電線は、鉄塔の位置選定に配慮が必要である。

### e) 工事中の環境汚染

一時的であるが、工事による水質汚濁物質の排出、廃棄物、騒音・振動の発生が想定される。

ただし、現時点では、情報が不足しており、「C」ランク（影響の度合いは不明（検討の必要あり。調査の進捗に併せて影響が明らかになる場合もある））のものが多い。

上記スコーピングの結果、複数の環境項目で「B」評定となったので、プロジェクトは、現地調査前の段階と同様に、カテゴリー「B」に分類されるのが妥当である。

### 3) 今後必要な調査及び負の影響に係る回避・最小化・緩和策、モニタリング等

上記のスコーピングの結果、負の影響（評定「B」あるいは現時点では不明（評定「C」）と判定されたものについて、負の影響の回避・最小化・緩和策、モニタリング、さらに必要な調査等を抽出した（表3-21参照）。

表 3-21 今後必要な調査及び負の影響に係る回避・最小化・緩和策、モニタリング等

環境項目*,**	段階***	評価****	今後必要な調査	負の影響に係る回避策・最小化・緩和策、モニタリング等	
(1) 社会環境					
1	用地取得・非自発的住民移転	P	B	1) 既存送電線ルートでの用地及び地役権の取得状況確認。2) 予定ルートの用地及び地役権確保場所の土地・施設の所有・利用、居住者等のインベントリー調査。3) PNG の用地及び地役権取得に係る法規制・手続き・補償・合意形成・実施体制等の確認。4) JICA ガイドラインとのギャップの有無確認。5) 地域への情報開示支援、ステークホルダー協議の開催支援（想定される被影響者や地域住民のヒアリング等）	1) 送電線予定ルートの用地及び地役権取に関しては、早い段階からステークホルダー（PAP を含めて周辺住民、行政機関、住民代表組織、NGO など）への情報公開とステークホルダー協議を行い、合意を図る。2) ルート及び設置場所の選定では実際の住民及び家屋の移転発生は避ける。3) PAPs への補償について、その補償対象、内容、金額等は、JICA ガイドラインの方針に十分に配慮する。4) 用地取得に係る移転行動計画（Resettlement Action Plan）の作成。5) RAP の適切な実施及びモニタリングと評価
			C	建設資材調達計画の確認	OD 調査時に確認する。
			C	工事関連用地の場所及び用地確保の確認	OD 調査時に確認する。
2	地域経済（生計手段、雇用等）	C	D	住民の電気利用状況、生計手段、雇用等の状況把握	1) 建設工事への地元住民の雇用優先する。2) 農地が用地取得の対象となる場合は、家畜、換金作物等に対して適切な補償・支援措置を講ずる。
3	土地利用、地域資源利用	P	C	1) 土地利用（肉牛放牧、養鶏、ココナッツ、米等の農業利用）状況。2) 水資源利用（表流水、地下水）の現況	土地及び地域資源利用の適切な促進・規制策
4	地域の社会組織（地域の意思決定機関等）	P	B	地域の各ステークホルダー（住民、行政機関、住民代表組織、NGO など）の状況を把握	各ステークホルダー（住民、行政機関、住民代表組織、NGO など）に、PR し、情報公開、対話、協議などを通じて、プロジェクトが地域の生活向上及び経済・産業発展をもたらすことを訴求し、理解と協力を図る。
5	既存の社会インフラ・社会サービス	P	B	電力を含めた社会インフラ・サービスの現況とニーズの把握	送電線網整備以外の各種社会インフラ・サービスの整備（学校、医療施設、雨水排水路等）を図る。
6	貧困層、先住民族などの社会的に脆弱なグループ	P	C	対象地域の貧困層、先住民族等、社会的弱者の居住、生活状況の把握	建設工事などへの貧困層の優先的雇用。

7	被害と便益や開発プロセスにおける公平性	P	B	既存の開発プロジェクト等での便益と被害の公平性への配慮策を調査する。	プロジェクトの必要性や裨益並びに便益と被害の公平性について納得できるように、計画段階から情報公開とステークホルダー協議などを通じて、住民参加・関与に十分配慮する。
8	地域における利害の対立	P	B	既存の地域内及び周辺での利害対立の発生状況と要因の把握	地域内でプロジェクトの成果を享受できるように、計画実施に際して、住民参加・関与に十分配慮し、地域内でのコミュニケーションを図る。
9	遺跡・文化財	C	C	予定地周辺の遺跡・文化財の分布調査	工事中に万が一、遺跡・文化財が発掘された場合は、工事を中断し速やかに所管省庁に届け出て、対応を協議する。
10	水利権、漁業権、入会権	P	D	権利の保有状況を確認する。	
11	健康・公衆衛生	C	C	1) 地域住民の健康の状況。 2) 医療施設の状況	プロジェクト実施の前後での健康調査の実施
12	HIV/AIDS等の感染症	C	C	1) 地域の HIV/AIDS 感染状況把握。2) 建設工事等での性病や HIV/AIDS 感染事例把握	1) 工事業者等への HIV/AIDS 感染防止教育。2) 感染防止対策（コンドーム支給等）及び感染状況のモニタリング
13	労働環境（労働安全性含む）	C	C	1) 労働安全性の法規制。2) 建設工事等での労働環境保全状況	1) 作業での労働・安全管理を図る。2) 安全教育を実施する。
14	災害・危険・リスク	C	C	犯罪発生状況及び建設工事での事例把握	工事業者の管理とマナー教育を実施する。
15	事故（工事及び交通事故等）	C	C	1) 既存の工事事故の発生と要因把握。2) 交通事故の発生と要因の把握	1) 工事中の事故防止対策。2) 工事業者及び道路利用者への交通安全の啓蒙・教育
(2) 自然環境					
16	地形・地質	C	C	地形・地質の現状調査。必要に応じて、実測調査	必要に応じて地盤強化対策
17	土壌侵食	C	B	土壌侵食の現状調査	計画で土壌侵食防止に配慮する。
18	地下水の状況	C	C	地下水取水・利用状況及び地下水質の把握	工事排水等の地下水汚染防止対策
19	流況、水文の特性	C	C	1) Markham 川及び流入する支流河川（Umi, Leron, Maniang, Rumu, Erap 川等）の流況、洪水時の水位、洪水時の氾濫状況、河岸侵食の状況。2) 過去の洪水による鉄塔倒壊事例	送電線の鉄塔敷設地点は、Markham 川及び支流河川で強雨や洪水時の河川氾濫や河岸侵食が起こるおそれのある場所は回避する。
20	沿岸域の状況	P	D		
21	環境保全指定地域等	P	C	保全地域等の指定状況の有無確認	環境保全指定地域等を避けるルートを計画する。万が一、避けられない場合は、DEC 及び州環境局と協議し、必要な対策を講じる。

22	動植物、生態系	C	C	貴重な植物・動物、生態系の現状把握（特に、東ハイランド州山地部と Sing Sing 開閉所周辺に至る山地－平野部への移行帯）	1) 施設予定地は貴重な植物・動物の分布地や保護地域を避ける。2) 用地内の有用樹木や作物は極力保存し、避けられない場合は適切な補償等を行う。3) 送電線架線下の樹木の定期的伐採
23	景観	O	C	集落付近の重要景観分布の把握	送電線ルート及び関連施設周辺の緑化・修景対策
24	地域気象	P	D		
25	地球温暖化	O	D	送電線網改善による停電事故の減少が図られる場合、バックアップ用ディーゼル発電機の重油燃焼で発生する CO <sub>2</sub> 削減への寄与を推定	
(3) 環境汚染					
26	大気汚染	C	C	1) 主要な大気汚染発生源調査。2) 大気汚染の現況データ確認	建設段階に工事用車両、機材による大気汚染物排出防止対策
27	水質汚濁	C	C	1) Markham 川及び流入河川の水質汚染状況（乾期及び雨期のデータ）	1) 工事排水の処理や対策。2) 必要な場合には、Markham 川の水質モニタリング
28	土壌汚染	C	C	土壌汚染状況の把握	建設工事で使用する有害物質漏出対策
29	底質汚染	C	C	Markham 川及び流入河川底質汚染状況	必要な場合には河川底質汚染のモニタリング
30	廃棄物	C	B	1) 地域の廃棄物管理の状況、2) 建設残土、一般廃棄物の発生量、収集・運搬方法、最終処分場の確保状況	1) 建設中の建設残土、一般廃棄物等の適切な収集・処理・処分対策。2) 最終処分場の確保。3) 廃棄物の 3R (Reduce, Reuse, Recycle) に基づく工事作業への教育・啓蒙
31	騒音・振動	C	B	1) 主要な騒音・振動発生源調査。2) 騒音・振動のバックグラウンドデータ確認	建設段階に工事用車両、建設機材の騒音発生防止対策（低騒音機種採用、音遮断フェンスの設置等）
32	地盤沈下	C	D		
33	悪臭	O	D		
34	電波障害	O	D		

#### 4) 送配電網拡張・修復事業で期待される CO<sub>2</sub> 削減効果

これまでの事例等を参考にすると、一般的に、送配電拡張・修復事業で CO<sub>2</sub> 削減が期待されるケースは、以下の場合が考えられる（国際協力銀行（2008）「電力エネルギー分野における気候変動対策の案件形成指針調査」）。

##### a) 送変電の力率改善

送電線を通る潮流の力率を改善することにより、送電ロスの低減を図る。力率が悪いと、遅れ電流を含んだ電流が流れるために送電ロスが増加する。受電端に適正量のコンデンサを設置し、負荷の遅れ電流を補償することにより、力率改善を図り、送電ロスの低減が可能になる。

##### b) 停電事故の改善による CO<sub>2</sub> 排出の多い代替電源（ディーゼル発電等）利用機会の減少

##### c) 潮流改善（送電線の回線数の増加）

系統の潮流を改善して、送電ロスを低減する。送電線の回線数を増やすことにより、潮流改善を図る。

d) 送配電事業主体の体制・遂行能力強化（キャパシティビルディング）

以上のうち、本案件で期待されるのは、②停電事故の低減である。

現在の Ramu1-Erap-Taraka 間の送電系統は、事故が停電の事故が多く、その分 Milford 発電所で軽油を燃焼させる緊急用のディーゼル発電利用でカバーしている。事故がなくなれば、ディーゼル発電用の軽油の燃焼による CO<sub>2</sub> 排出が削減される。

事故の回数やディーゼル発電の燃料使用、利用時間等の定量的データがないので、その定量的な議論はできないが、今後の調査で必要なデータを入手できれば算出が可能となる。

(8) 今後の展開への留意点

1) 環境社会配慮面からみた主要な問題点

a) 用地取得（土地収用あるいは地役権獲得）

譲渡された土地及び慣習法による土地のうち、前者だけであれば比較的取得しやすいが、慣習的土地を通過せざるを得ない区間では各部落・部族の長との合意が必要となる。

上述したように、慣習的所有の土地の用地取得手続きは、複雑で時間がかかるといわれている。Morobe 州 Broro 郡の金鉱山への電力供給を目的とした Erap 変電所と Hidden Valley 変電所間の送電線建設では、その交渉に約 1 年半を要したといわれている。この場合、PPL の用地担当者によれば、用地のスムーズな取得のため金鉱山だけでなく送電線ルート沿いの民家に配電する配慮も図っている。

b) 植物・動物、生態系及び脆弱な地形・地質等への配慮

Ramu 変電所付近から Sing Sing Creek にかけての区間は、山地部から低地部に移行する地形のため、移行帯に特有な生物相（特に植物）の分布が想定される（Eastern Highlands 州環境担当官）。その保全、並びに急峻で表土が薄い状況なので、樹木伐採による地すべり発生などに配慮する必要がある。

c) Markham 川及び支流の洪水や河岸浸食等への配慮

Markham 川及びその支流の Umi 川、Leron 川などは、過去に洪水による土砂流出、河床上昇、河岸段丘の浸食などが発生している。このためか、PPL 担当者によれば、過去に送電線鉄塔が流された例があるという。特に、Leron 川は急峻で、水流による河岸浸食も激しいので、右岸と左岸を結ぶ送電線は、鉄塔の位置選定に配慮が必要である。

d) JICA ガイドラインの方針とのギャップの調整

用地取得に伴い発生のおそれのある非自発的住民移転に対する補償対象・内容・金額や弱者や不法居住者等の対処の方法が、異なる面がある。JICA ガイドラインに十分配慮することを M/M でも明記したが、これが順守されるようフォローすることが必要である。

e) カウンターパートの体制強化

今回の調査で調査団の窓口となった PPL の Strategic and Infrastructure Planning Group (Directorate of Strategy and Marketing) は、あらかじめ送付した質問内容に十分な回答を

得ることが難しかった。また、PPL 内部のコミュニケーションが悪いため、関連分野の担当者とのコンタクトも難しく、情報を得ることができなかった。

2) 環境チェックリストの確認状況

現時点での送配電事業に係る環境チェックリストの確認結果を表 3-22 に示す。

表 3-22 送配電事業に係る環境チェックリストの確認結果

分類	環境項目	主なチェック事項	必要な環境社会配慮
1 許認可・説明	(1) EIA 及び環境許認可	(a) 環境アセスメント評価報告書 (EIA レポート) 等は作成済みか。	本送配電網拡張・修復事業は、PNG 環境法の環境規則によれば、レベル 2B に相当すると考えられ、DEC へ事前に告知し、環境認可に必要な調査、手続きの指示を仰ぐ必要がある。
		(b) EIA レポート等は当該国政府により承認されているか。	要確認
		(c) EIA レポート等の承認は付帯条件を伴うか。付帯条件がある場合は、その条件は満たされるか。	要確認
		(d) 上記以外に、必要な場合には現地の所管官庁からの環境に関する許認可は取得済みか。	要確認
	(2) 現地ステークホルダーへの説明	(a) プロジェクトの内容及び影響について、情報公開を含めて現地ステークホルダーに適切な説明を行い、理解を得ているか。	要確認
		(b) 住民等からのコメントを、プロジェクト内容に反映させたか。	要確認
	(3) 代替案の検討	(a) プロジェクト計画の複数の代替案は (検討の際、環境・社会に係る項目も含めて) 検討されているか。	要確認
2 対策 汚染	(1) 水質	(b) 水質汚染-盛土部、切土部等の表土露出部からの土壌流出によって周辺河川下流水域の水質が悪化するか。水質悪化が生じる場合、対策が用意されるか。	要確認
3 自然 環境	(1) 保護区	(a) サイトは当該国の法律・国際条約等に定められた保護区内に立地するか。プロジェクトが保護区に影響を与えるか。	該当しない。
	(2) 生態系	(a) サイトは原生林、熱帯の自然林、生態学的に重要な生息地 (珊瑚礁、マングローブ湿地、干潟等) を含むか。	該当しない。
		(b) サイトは当該国の法律・国際条約等で保護が必要とされる貴重種の生息地を含むか。	該当しない。
		(c) 生態系への重大な影響が懸念される場合、生態系への影響を減らす対策はなされるか。	要確認
		(d) 野生生物及び家畜の移動経路の遮断、生息地の分断等に対する対策はなされるか。	要確認
(e) 事業実施に伴う森林破壊や密猟、砂漠化、湿原の乾燥等は生じるか。外来種 (従来その地域に生息していなかった種)、病害虫等が移入し、生態系が乱される恐れはあるか。これらに対する対策は用意されるか。	該当しない。		

		(f) 未開発地域に建設する場合、新たな地域開発に伴い自然環境が大きく損なわれるか。	該当しない。
	(3) 地形・地質	(a) 送配電線ルート上に土砂崩壊や地滑りが生じそうな地質の悪い場所はあるか。悪い場合は工法等で適切な処置が考慮されるか。	東ハイランド州の山地や Leron 川の橋梁付近に、該当する可能性がある場所がみられる。ルートの選定や工法等に適切な処置が必要である。
		(b) 盛土、切土等の土木作業によって、土砂崩壊や地滑りは生じるか。土砂崩壊や地滑りを防ぐための適切な対策が考慮されるか。	要確認
		(c) 盛土部、切土部、土捨て場、土砂採取場からの土壌流出は生じるか。土砂流出を防ぐための適切な対策がなされるか。	要確認
4 社 会 環 境	(1) 住民移転	(a) プロジェクトの実施に伴い非自発的住民移転は生じるか。生じる場合は、移転による影響を最小限とする努力がなされるか。	要確認
		(b) 移転する住民に対し、移転前に補償・生活再建対策に関する適切な説明が行われるか。	要確認
		(c) 住民移転のための調査がなされ、再取得価格による補償、移転後の生活基盤の回復を含む移転計画が立てられるか。	要確認
		(d) 補償金の支払いは移転前に行われるか。	要確認
		(e) 補償方針は文書で策定されているか。	要確認
		(f) 移転住民のうち特に女性、子供、老人、貧困層、少数民族・先住民族等の社会的弱者に適切な配慮がなされた計画か。	要確認
		(g) 移転住民について移転前の合意は得られるか。	要確認
		(h) 住民移転を適切に実施するための体制は整えられるか。十分な実施能力と予算措置が講じられるか。	要確認
	(2) 生活・生計	(i) 移転による影響のモニタリングが計画されるか。	要確認
		(j) 苦情処理の仕組みが構築されているか。	要確認
		(a) プロジェクトによる住民の生活への悪影響が生じるか。必要な場合は影響を緩和する配慮が行われるか。	要確認
(b) 他の地域からの人口流入により病気の発生（HIV 等の感染症を含む）の危険があるか。必要に応じて適切な公衆衛生への配慮は行われるか。		要確認	
		(c) 鉄塔等による電波障害は生じるか。著しい電波障害が予想される場合は、適切な対策が考慮されるか。	要確認
		(d) 送電線を建設することによる線下補償等が国内法に従い実施されるか。	分譲された土地には、土地法等で地役権による線下補償が規定されているが、慣習法による土地については、土地所有者との合意が必要。要確認

	(3)文化遺産	(a) プロジェクトにより、考古学的、歴史的、文化的、宗教的に貴重な遺産、史跡等を損なうおそれはあるか。また、当該国の国内法上定められた措置が考慮されるか。	遺産・史跡等は分布しないが、要確認
	(4)景観	(a) 特に配慮すべき景観が存在する場合、それに対し悪影響を及ぼすか。影響がある場合には必要な対策はとられるか。	要確認
	(5)少数民族、先住民族	(a) 当該国の少数民族、先住民族の文化、生活様式への影響を軽減する配慮がなされているか。	要確認
		(b) 少数民族、先住民族の土地及び資源に関する諸権利は尊重されるか。	要確認
	(6)労働環境	(a) プロジェクトにおいて遵守すべき当該国の労働環境に関する法律が守られるか。	要確認
		(b) 労働災害防止に係る安全設備の設置、有害物質の管理等、プロジェクト関係者へのハード面での安全配慮が措置されるか。	要確認
		(c) 安全衛生計画の策定や作業員等に対する安全教育（交通安全や公衆衛生を含む）の実施等、プロジェクト関係者へのソフト面での対応が計画・実施されるか。	要確認
		(d) プロジェクトに関係する警備要員が、プロジェクト関係者・地域住民の安全を侵害することのないよう、適切な措置が講じられるか。	要確認
5 そ の 他	(1)工事中の影響	(a) 工事中の汚染（騒音、振動、濁水、粉じん、排ガス、廃棄物等）に対して緩和策が用意されるか。	要確認
		(b) 工事により自然環境（生態系）に悪影響を及ぼすか。また、影響に対する緩和策が用意されるか。	要確認
		(c) 工事により社会環境に悪影響を及ぼすか。また、影響に対する緩和策が用意されるか。	要確認
	(2)モニタリング	(a) 上記の環境項目のうち、影響が考えられる項目に対して、事業者のモニタリングが計画・実施されるか。	要確認
		(b) 住民等からのコメントを、プロジェクト内容に反映させたか。	要確認
		(c) 事業者のモニタリング体制（組織、人員、機材、予算等とそれらの継続性）は確立されるか。	要確認
		(d) 事業者から所管官庁等への報告の方法、頻度等は規定されているか。	要確認
	6 留 意 点	他の環境チェックリストの参照	(a) 必要な場合は、道路に係るチェックリストの該当チェック事項も追加して評価すること。
環境チェックリスト使用上の注意		(a) 必要な場合には、越境または地球規模の環境問題への影響も確認する（廃棄物の越境処理、酸性雨、オゾン層破壊、地球温暖化の問題に係る要素が考えられる場合等）。	該当しない。



## 第4章 F/S 調査実施上の留意点

### (1) 総合的な対策

Ramu 系統の供給信頼度低下の一因としては、本件で対象としている 132kV Ramu1-Erap-Tarka 送電線のほかに、Ramu1 発電所と配電系の運用不備など複数の要因が考えられる。このため、本件が十分な効果を発揮するためには、Ramu1 発電所のリハビリ（2012年1月実施予定）及び配電系統の運用改善が並行して行われることが望ましい。

### (2) 信頼度向上への対応

現在、132kV Ramu1-Erap-Tarka 送電線は N-1 基準を満たしておらず、故障停止により Ramu 系統の3分の2の需要規模である Lae 市内は必ず停電する。また、永久故障（復旧に時間の必要な故障）が発生すると Lae 市内は長期停電となり、日本企業を含めた経済活動に与える影響はかなり大きい。

このような現状の Ramu 系統の脆弱性に対処するため、既設 132kV Ramu1-Erap-Tarka 送電線の複数回線化を優先して行う。これにより、Ramu 系統全体に影響する上位系統での単一故障停電を防止する。故障が継続した場合でも、残りの回線で送電を継続することができることになり、高い供給信頼度を確保することができる。

また、保守の面においても片回線を停止して点検できるなど、更なる信頼度の向上が見込まれることから複数回線化を早急に行う必要があると思われる。

### (3) 技術支援

現状の運用・保守管理状況を勘案すると、保守全般の技術支援も本プロジェクトに含めて行うことにより更なる効果が期待できる。

### (4) 電力需給及び停電実態の把握

132kV Ramu1-Erap-Tarka 送電線が一旦停止すると、その影響範囲はかなり広範囲かつ長時間に及ぶ。このため、将来の Ramu 系統の電力供給・需要について詳細に調査、想定を行い、同送電線の故障停止の影響について更なる調査、分析を行う必要がある。また、PNG 太平洋セメント（株）の操業に影響している不安定な電力供給の原因も、相当数発生している配電系の故障による可能性もあるため、故障の分析と原因の特定など更なる分析を行う必要がある。

### (5) 将来の開発計画の考慮

将来における開発計画が実施された場合、既設 132kV Ramu1-Erap-Taraka 送電線での電力供給が困難となるため、信頼度向上対策の実施にあわせて、将来の開発計画を反映した送電線規模の検討が必要である。

現在、IPBC が Yonki Project の F/S を 2011 年 12 月終了予定で進めているため、この結果とその他需要計画について F/S において詳細な調査を行い、必要な規模を特定する必要がある。

また、電力 M/P の前提となるこれら国内開発計画の取りまとめが十分に行われていないと思われるため、同計画を支援することも必要と思われる。

本計画にあわせた 2020 年代の潮流想定を行った結果を図 4-1 に示す。ただし、系統に連携しているディーゼル発電機の出力は考慮せず、末端水力は定格出力、Ramu 1、2 は需要に応じて出力しているものとした。

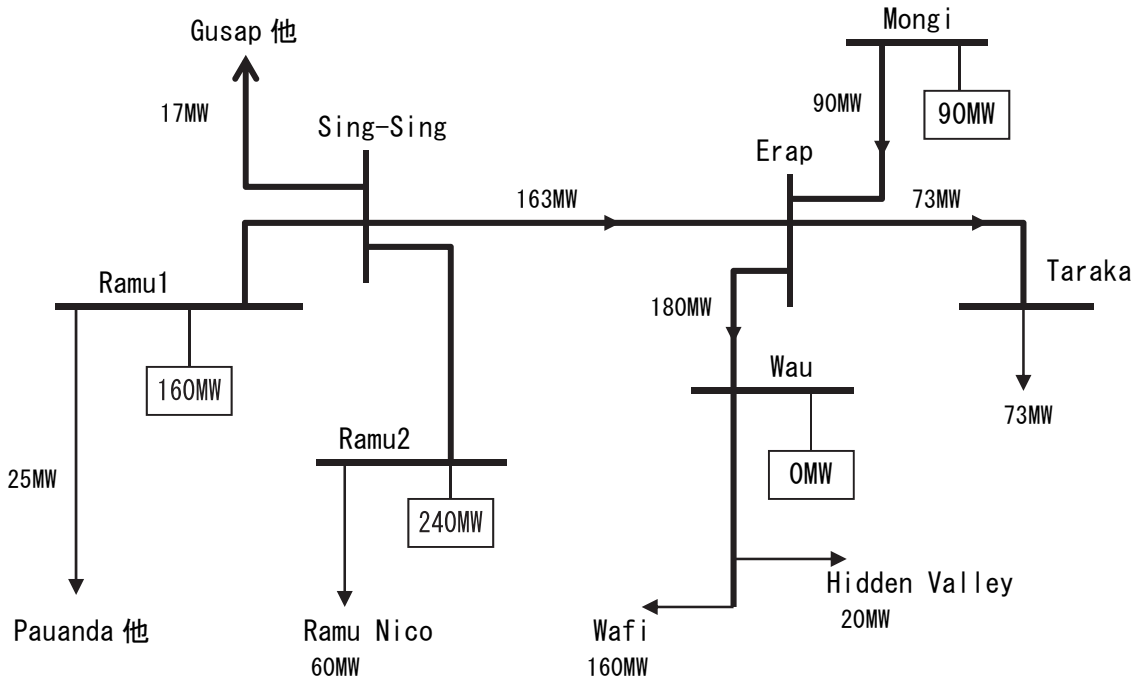


図 4-1 予想潮流図（2020 年代）

1) 132kV Sing Sing-Erap 間送電線の供給能力

同送電線の潮流は Wafi 鉱山負荷の計画と Mongi 水力の建設時期によって大きく変化する。このため、同負荷と同発電所が建設されているものとする。

プロジェクトライフ期間内に現状規模の送電線では供給できなくなることから、将来需要及び電源計画を反映した規模での増設、増強が必要である。

2) 132kV Ramu1-Sing Sing 間送電線の供給能力

132kV Ramu1-Sing Sing 間は (Panther 100MW) Pauanda 方面の需要と、Ramu1 及び Yonki 発電所の出力の状況によっては、既設規模では発電所の最大出力での運用ができない場合もあるため、増設、増強について検討が必要である。

3) 132kV Erap-Taraka 間送電線の供給能力

132kV Erap-Taraka 間は Taraka 変電所の負荷のみ供給するため、現状規模でも当面、供給能力には問題は生じない。

(6) 再閉路装置の採用

既設設備の対策案として、再閉路装置設置のみを行う案が考えられるが、故障の条件によっては現状と同様に長期停電が発生する可能性が残されるうえ、遮断器の適切な保守を継続しなければ性能を維持することが難しく、結果として支援の効果が発現できない可能性がある。また、将来需要へも対応できず、根本的な解決策ではなく応急対策としての限定的な効

果しか期待できない。再閉路装置設置は送電線の複数回線化とあわせて、運用の省力化や更なる信頼度向上策として検討することが望ましい。

<環境社会配慮に関する特記事項>

(1) EIA 認可

Environment Act 2000 によるレベル 2 としての調査が必要となる (IEE レベル)。

(2) 用地取得あるいは地役権獲得

Alienated land (国が土地所有者から取得して、国家の土地として所有・管理する土地) 及び Customary Land (原住民が、祖先から継承して保有している土地) のうち、前者だけであれば比較的取得しやすいが、Customary Land を通過せざるを得ない区間では各部落・部族の長との合意が必要となり、時間を要する。

(3) 自然環境

(Ramu 変電所付近から Sing Sing 間)

山地部から低地部に移行する地形のため、移行帯に特有な生物相 (特に植物) の分布が想定されるため、その保全が必要となる (Eastan Highlands 州環境担当官)。また、急峻で表土が薄い状況なので、樹木伐採による地すべり発生などに配慮する必要がある。

(氾濫原)

想定される送電ルートは、Markham 川の氾濫原を通るため、洪水位等を確認したうえで、ルート選定する必要がある。

(レロン川横断地点)

河岸浸食が激しいので、鉄塔の基盤となる位置の選定に配慮が必要である。



## 付 属 資 料

1. 署名した M/M
2. 収集資料リスト



THE MINUTES OF MEETINGS  
ON  
THE PREPARATORY SURVEY  
ON  
ELECTRIC POWER SECTOR  
: REINFORCEMENT OF RAMU TRANSMISSION SYSTEM  
IN  
PAPUA NEW GUINEA

AGREED UPON BETWEEN  
THE GOVERNMENT OF PAPUA NEW GUINEA  
AND  
THE JAPAN INTERNATIONAL COOPERATION AGENCY

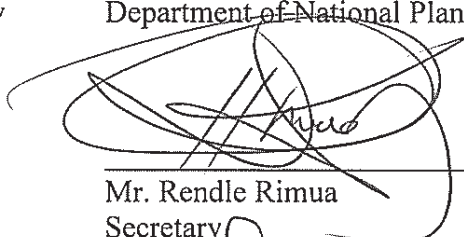
Port Moresby, 1<sup>st</sup> March, 2011

前田 秀

Mr. Shigeru Maeda  
Team Leader  
Preparatory Survey Team  
Japan International Cooperation Agency



Mr. Joseph Turia  
First Assistant Secretary  
Foreign Aid Division  
Department of National Planning and Monitoring



Mr. Rendle Rimua  
Secretary  
Department of Petroleum and Energy



Mr. Moses S. Koiri  
Chief Operating Officer  
Independent Public Business Corporation



Mr. Tony Koiri  
Chief Executive Officer  
PNG Power Ltd.

The Government of Papua New Guinea (hereinafter referred to as "GoPNG") and the Japan International Cooperation Agency (hereinafter referred to as "JICA") have held several preliminary discussions in order to identify priority projects in the field of power sector, and agreed to make preparations on the Project for Reinforcement of Ramu Transmission System (hereinafter referred to as "the Project"). Accordingly, JICA dispatched a preparatory survey team on the Project (hereinafter referred to as "the Team") to Papua New Guinea from 20<sup>th</sup> Feb to 16<sup>th</sup> March, 2011 in order to develop scope and implementing arrangements of a further survey (hereinafter referred to as "the 2<sup>nd</sup> Preparatory Survey"), which would cover a feasibility study of the Project, through the discussion with the GoPNG and relevant agencies (hereinafter referred to as "the PNG side").

The main points discussed during its visit are described in the Appendix 1. The scope and implementing arrangements of the 2<sup>nd</sup> Preparatory Survey are described in the Appendix 2.

It should be noted that implementation of the 2<sup>nd</sup> Preparatory Survey does not imply any decision or commitment by JICA to extend its loan for the project at this stage.

Appendix 1: Main Points Discussed

Appendix 2: Scope and Implementing Arrangements of the 2<sup>nd</sup> Preparatory Survey



1





**THE MAIN POINTS DISCUSSED**

1. Main Findings

1) Necessity of Reinforcement of Ramu1-Erap-Taraka 132kV Transmission Line

Both the PNG side and the Team (hereinafter referred to as “the both parties”) confirmed that reinforcement of the Ramu1-Erap-Taraka 132kV transmission line was essential to enhance the power supply reliability of the existing system and to create a stable system for coping with future power demands, and should be implemented urgently.

2) Preparation of Master Plan for the Ramu Grid

The PNG side explained that they still needed a technical cooperation to prepare a new master plan for the Ramu grid which contains power generation development plan, because they had some plans to supply electricity to new mining sites and to develop new hydropower plants in the future, which are not fixed yet.

3) Necessity of Capacity Development for Operation, Maintenance and Planning of Power System

The Team recognized through the site survey that some power facilities were not maintained properly and some were to be more efficiently installed. Therefore, the Team suggested that capacity development for operation, maintenance and planning of power system was necessary to create a stable and sustainable system.

4) Fast Implementation

The both parties confirmed that since reinforcement of the Ramu1-Erap-Taraka 132kV transmission line was urgently required, the 2<sup>nd</sup> Preparatory Survey should be completed as soon as possible. Therefore, the PNG side requested JICA that the period of the 2<sup>nd</sup> Preparatory Survey should be as short as possible. The PNG side agreed to make necessary arrangements for smooth implementation during the 2<sup>nd</sup> Preparatory Survey.

5) Environmental and Social Considerations

Construction of transmission lines is generally classified into “level 2 activities”, which are required Environmental Impact Assessment (EIA) process according to Environment Act 2000 in Papua New Guinea.

The PNG side agreed to comply with the JICA Guidelines for Environmental and Social Considerations as well as relevant laws and legislations in Papua New Guinea, when they would obtain necessary environment permit.

In Papua New Guinea, land issues are found as a matter of dispute in some cases due to dominance of Customary Land tenure and the land is outside the existing land laws. The PNG side explained that they can secure land for transmission line without any conflict, because they have considerable experiences and sufficient capability to cope with land issues such as land acquisition and easement.

## 2. Other Issues

### 1) Counterpart personnel

The Team requested the PNG side that necessary number of counterpart personnel shall be assigned to the Team and necessary arrangements with related organizations shall be made during this preparatory survey in Papua New Guinea.

### 2) Answer to the Questionnaires

The Team requested the PNG side that the answers to the questionnaires which the Team had already submitted to the PNG side shall be given to the Team by 4<sup>th</sup> March, 2011.

### 3) Possibility of Making a Request


The GoPNG expressed the possibility of making an official request to the Government of Japan for financing the Project after scrutinizing outcomes and recommendations of the 2<sup>nd</sup> Preparatory Survey.

The GoPNG has understood the Yen Loan Scheme explained by the Team.

END

14

3

 # @

## SCOPE AND IMPLEMENTING ARRANGEMENTS OF THE 2<sup>nd</sup> PREPARATORY SURVEY

### I. BACKGROUND AND OBJECTIVES OF THE 2<sup>nd</sup> PREPARATORY SURVEY

According to the Baseline Data Collection Survey of Power Sector which was conducted by JICA from April to May, 2010, Ramu transmission system had difficulties with stable and continuous power supply, because it didn't meet the N-1 criteria for assessing power supply reliability. Also, it didn't have a one-phase re-closing system to minimize line-outages caused by one-line-ground faults. Therefore, urgent reinforcement of Ramu transmission system was recommended.

In order to conduct further studies about Ramu transmission system, JICA, in consultation with the Government of Japan, decided to conduct a Preparatory Survey on Electric Power Sector: The Project for Reinforcement of Ramu transmission system in Papua New Guinea, and dispatched a preparatory survey team to Papua New Guinea.

The Team held discussions with the officials of the PNG side, and conducted a field survey.

As a result of the field survey and discussions, both the PNG side and the Team have confirmed the scope and implementing arrangements of the 2<sup>nd</sup> Preparatory Survey.

### II. OBJECTIVES OF THE PROJECT

The Project aims at reinforcing the Ramul-Erap-Taraka 132kV transmission line to enhance power supply reliability, which would create a stable system for coping with future power demands.

### III. AREA OF THE 2<sup>nd</sup> PREPARATORY SURVEY

Route of Ramul-Erap-Taraka 132kV transmission line and surrounding area in Morobe Province and Eastern Highlands Province

### IV. SCOPE OF THE 2<sup>nd</sup> PREPARATORY SURVEY

1. Counterpart agency  
PNG Power Ltd. (hereinafter referred to as "PPL")
2. Project site and components
  - 1) Project site  
Ramu1-Erap-Taraka 132kV transmission line
  - 2) Project components
    - to install additional Ramul-Erap-Taraka transmission line to enhance the power supply reliability, and
    - to upgrade the line protection system including re-closing system and necessary equipment involved at Ramul1 substation, Erap switchyard and Taraka substation.

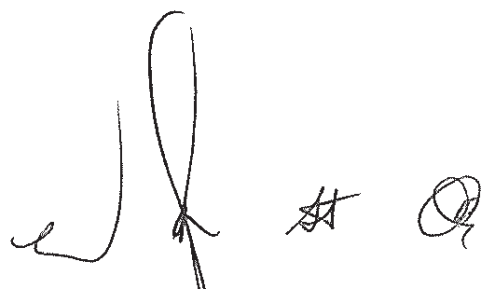
### 3. Terms of Reference

The 2<sup>nd</sup> Preparatory Survey shall cover the following items:

- 1) Study of the current situation of the power sector
  - to confirm electricity industrial policy of GoPNG,
  - to study institutional and organizational structures of power sector,
  - to study current situation of power supply and demands in the whole Ramu grid,
  - to analyze current situation of power supply and demands in Ramu1-Erap-Taraka 132kV transmission line in detail,
  - to assess the PPL's financial condition, and
  - to confirm the funds flow from donor agencies to PPL.
- 2) Review of development plan of the Ramu grid
  - to review development plan for power generation and transmission system of the Ramu grid, and
  - to forecast future power demands, considering mines and other industrial facilities.
- 3) Study of the current condition of the existing power facilities
  - to confirm the design and specification of the existing Ramu1-Erap-Taraka 132kV transmission line, Ramu1 substation, Erap switchyard and Taraka substation.
- 4) Environmental and social considerations
  - to confirm the legal and institutional framework of environmental and social considerations including land issues,
  - to conduct a study which complies with JICA Guidelines for Environmental and Social Considerations, and
  - to support PPL to obtain the necessary permit including EIA and land issues.
- 5) Feasibility study
  - to confirm institutional and organizational structures for the project implementation,
  - to conduct power flow analysis, considering forecasted future demands,
  - to design the project outline,
  - to conduct geographical and topographical survey necessary for the basic design,
  - to conduct the basic design of the planned transmission line and relevant facilities,
  - to set the implementation schedule,
  - to estimate the project cost,
  - to analyze economic and financial availability by calculating EIRR and FIRR,
  - to analyze the project risk, and
  - to recommend appropriate indicators to assess the project output.

### V. WORKSHOP











In order to share information of the 2<sup>nd</sup> Preparatory Survey with the PNG side and other donor agencies, Workshop will be held at least twice. PPL will be responsible for necessary arrangements of the workshop.

Handwritten signature and initials in black ink, including a large vertical stroke and several smaller marks.A small handwritten mark or signature in the bottom left corner, possibly a date or initials.


## VI. SCHEDULE OF THE 2<sup>nd</sup> PREPARATORY SURVEY

The 2<sup>nd</sup> Preparatory Survey will be carried out in accordance with the following tentative schedule. The schedule may be subject to change during the preparation and the course of the survey.

Table: Tentative Schedule

month	1st	2nd	3rd	4th	5th	6th
Study of the current situation of the power sector	 					
Review of development plan of the Ramu grid	 					
Study of the current condition of the existing power facilities	 					
Environmental and social considerations	 					
Feasibility study	 					
Reports Submission	△ Inception Report		△ Progress Report		△ Draft Final Report	△ Final Report
Workshop	△ 1 <sup>st</sup> Workshop		△ 2 <sup>nd</sup> Workshop			

 : Work in Japan

 : Work in Papua New Guinea

## VII. REPORTS

JICA will prepare and submit following reports in English to the PNG side.

### 1. Inception Report:

5 copies will be submitted at the commencement of the work period in Papua New Guinea.

### 2. Progress Report:

5 copies will be submitted at the end of the work period in Papua New Guinea.

### 3. Draft Final Report:

5 copies will be submitted within 2 months after the work period in Papua New Guinea. The PNG side shall submit its comments within one month after the receipt of the Draft Final Report.

### 4. Final Report:

10 copies will be submitted within one month after the receipt of the comments on the Draft Final Report.



## **IX. UNDERTAKINGS OF THE GOVERNMENT OF PAPUA NEW GUINEA**

The PPL shall act as a counterpart agency to the 2<sup>nd</sup> Preparatory Survey team and also as a coordinating body with other organizations concerned for the smooth implementation of the 2<sup>nd</sup> Preparatory Survey.

The PPL shall, at its own expense, provide the survey team with the following items in cooperation with other organizations concerned:

- (1) security-related information as well as measures to ensure the safety of the survey team;
- (2) information as well as support in obtaining medical service;
- (3) data and information related to the 2<sup>nd</sup> Preparatory Survey;
- (4) counterpart personnel;
- (5) suitable office space with necessary equipment and secretarial service;
- (6) credentials or identification cards;
- (7) entry permits necessary for the survey team members to conduct field surveys;
- (8) support in making transportation arrangements; and
- (9) support in obtaining other privileges and benefits if necessary.

The GoPNG shall assist the survey team in custom clearance, exempt from any duties with respect to equipment, instruments, tools and other articles to be brought into and out of Papua New Guinea in connection with the implementation of the survey.

The GoPNG shall bear claims, if any arises, against the members of the survey team resulting from, occurring in the course of, or otherwise connected with the discharge of their duties in implementation of the 2<sup>nd</sup> Preparatory Survey, except when such claims arise from gross negligence or willful misconduct on the part of the member of the survey team.

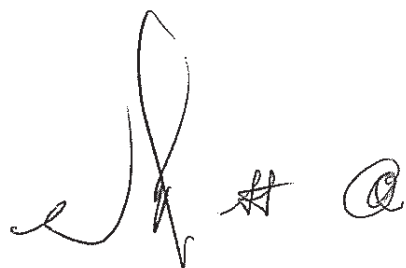
## **IX. CONSULTATION**

JICA and the PNG side shall consult with each other in respect of any matter that may arise from or in connection with the 2<sup>nd</sup> Preparatory Survey.

## **X. OTHERS**

The PNG side ensured that there is no overlap of similar support by other donor agencies for the Project.

END



## 2. 収集資料リスト

	資料名	発行元	形態	年
E-1	Qusetionnaire/Information Required & Answer	Department of Environment and Conservation (DEC)	pdf	2011
E-2	Organization Chart of DEC	Department of Environment and Conservation (DEC)	pdf	2011
E-3	Department of Environment and Conservation - Environmental Regulatory Framework	Department of Environment and Conservation (DEC)	pdf	2011
E-4	Environment Act 2000	Department of Environment and Conservation (DEC)	pdf	2000
E-5	Environment (Amendment) Act 2002	Department of Environment and Conservation (DEC)	pdf	2002
E-6	Environment (Prescribed Activities) Regulation 2002	Department of Environment and Conservation (DEC)	pdf	2002
E-7	Environment (Fees and Charges) Regulation 2002	Department of Environment and Conservation (DEC)	pdf	2002
E-8	Environment (Permits and Transitional) Regulation 2002	Department of Environment and Conservation (DEC)	pdf	2002
E-9	Environment(Procedures) regulation 2002	Department of Environment and Conservation (DEC)	pdf	2002
E-10	Environment (Water Quality Criteria) Regulation 2002	Department of Environment and Conservation (DEC)	pdf	2002
E-11	Application for an Environment Paermit to Takem Dam, Divert or Otherwise Use Water (Environment Act 2000)	Department of Environment and Conservation (DEC)	pdf	2000
E-12	Application for an Environment Permit to Discharge Waste (Environment Act 2000)	Department of Environment and Conservation (DEC)	pdf	2000
E-13	Information Bulletin, IB-ENV/01/2004: Notification of Preparatory Work on Level-2 and Level-3 Activities	Department of Environment and Conservation (DEC)	pdf	2004
E-14	Information Bulletin, GL-ENV/01/2004: Guideline for Preparation of Environmental Inception Report	Department of Environment and Conservation (DEC)	pdf	2004
E-15	Information Bulletin, GL-ENV/02/2004: Guideline for Preparation of Environmental Impact Assessment & Preparation of Environmental Impact Statement	Department of Environment and Conservation (DEC)	pdf	2004
E-16	Technical Guideline (Addiitonal Information), IB-ENV/02/2004: Air Discharges	Department of Environment and Conservation (DEC)	pdf	2004
E-17	Technical Guideline (Addiitonal Information), IB-ENV/03/2004: Noise Discharges	Department of Environment and Conservation (DEC)	pdf	2004
E-18	Technical Guideline (Addiitonal Information), IB-ENV/04/2004: Water and Land Discharges	Department of Environment and Conservation (DEC)	pdf	2004
E-19	Environment Permit - to extract water is hereby issued under Section 65 of the Environment Act 2000: サンプル(Ramu Agri	Department of Environment and Conservation (DEC)	pdf	2010
E-20	Environment Permit - to discharge waste is hereby issued under Section 65 of the Environment Act 2001: サンプル(Ramu Agri	Department of Environment and Conservation (DEC)	pdf	2010
E-21	Notification of intention on Preparatory Work on Level 2B Activity - Edevu Hydro Power Project, Lower Brown River (事前通知書のサンプル)	Department of Environment and Conservation (DEC)	pdf	2010
E-22	Application for Environmental Permit - Togarrao Hydroelectric Power Project, Wakunai District, Autonomous Region of Bougainville (環境認可申請書のサンプル)	Department of Environment and Conservation (DEC)	pdf	2010
E-23	Erap - Hidden Valley Transmission line (仕様書一式)	PNG Power Limited	電子ファイル一式	2007
E-24	PPL組織図全体	PNG Power Limited	pdf	2010
E-25	PPL組織図各部門	PNG Power Limited	pdf	2010
T-1	RAMU TRANSMISSION SYSTEM OPERATING DIAGRAM	PNG Power Limited	ハードコピー	2011
T-2	RAMU SYSTEM GENERATION, TRANSMISSION and WATER FLOW SYSTEM	Martin POHA	ハードコピー	1986
T-3	TRAKA ZONE SUBSTATION SWITCHYARD GENERAL LAYOUT (PLAN VIEW)	T.A.MELLEN	ハードコピー	1982
T-4	Taraka変電所地点の航空写真		ハードコピー	
T-5	RAMU POWER STATION SWITCHYARD SINGLE LINE DIAGRAM	T.A.MELLEN PTY LTD	ハードコピー	1975
T-6	Ramu systemの供給支障実績データ (2010年1月~9月) 総合、発電、送配電の3シート	PNG Power Limited	ハードコピー	
T-7	TARAKA ZONE SUB & POWER STATION SINGLE LINE DIAGRAM (EXISTING DWG)	PNG Power Limited	ハードコピー	2010

	資料名	発行元	形態	年
T-8	LAE-MILFORD SINGLE LINE OPERATING DIAGRAM	PNG Power Limited	ハードコピー	2010
T-9	ERAP ZONE SUBSTATION SINGLE LINE OPERATING DIAGRAM	PNG Power Limited	ハードコピー	2010
T-10	ERAP ZONE SUBSTATION MAJOR EQUIPMENT SINGLE LINE DIAGRAM (PROPOSED)	PNG Power Limited	ハードコピー	2010
T-11	PROPOSED CONSTRUCTION OF A 132kV SUBSTATION WITH SWITCHYARD AT ERAP	PNG Power Limited	ハードコピー	2008
T-12	Taraka変電所近辺の地図 (1/7,500)の一部		ハードコピー	
T-13	RAMU 1 POWER STATION SWITCHYARD GENERAL ARRANGEMENT PLAN (PHASE 1)	PNG ELCOM	ハードコピー	1975
T-14	JOINT OPERATIONS GRAPHIC SCALE 1: 250,000		ハードコピー	
T-15	GOROKA SCALE 1: 100,000		ハードコピー	
T-16	KAIAPIT SCALE 1: 100,000		ハードコピー	
T-17	KAINANTU SCALE 1: 100,000		ハードコピー	
T-18	MALAHANG SCALE 1: 100,000		ハードコピー	
T-19	NADZAB SCALE 1: 100,000		ハードコピー	
T-20	WASUS SCALE 1: 100,000		ハードコピー	
T-21	TRANSMISSION LINE CONDUCTORS PHISICAL AND ELECTRICAL PROPERTIES		ハードコピー	
T-22	Taraka 変電所のsingle line diagram (顕微鏡的系統図)		ハードコピー	
T-23	FIELD TRIP REPORT 需要家PNG Taiheiy Cement Ltd端の電圧不平衡測定実績	PNG Power Limited	ハードコピー	2009
T-24	2010年度受電状況 (PNG Taiheiy Cement Ltdによる停電および電圧不安定の実績記録)	PNG Taiheiy Cement Ltd	ハードコピー	2011





