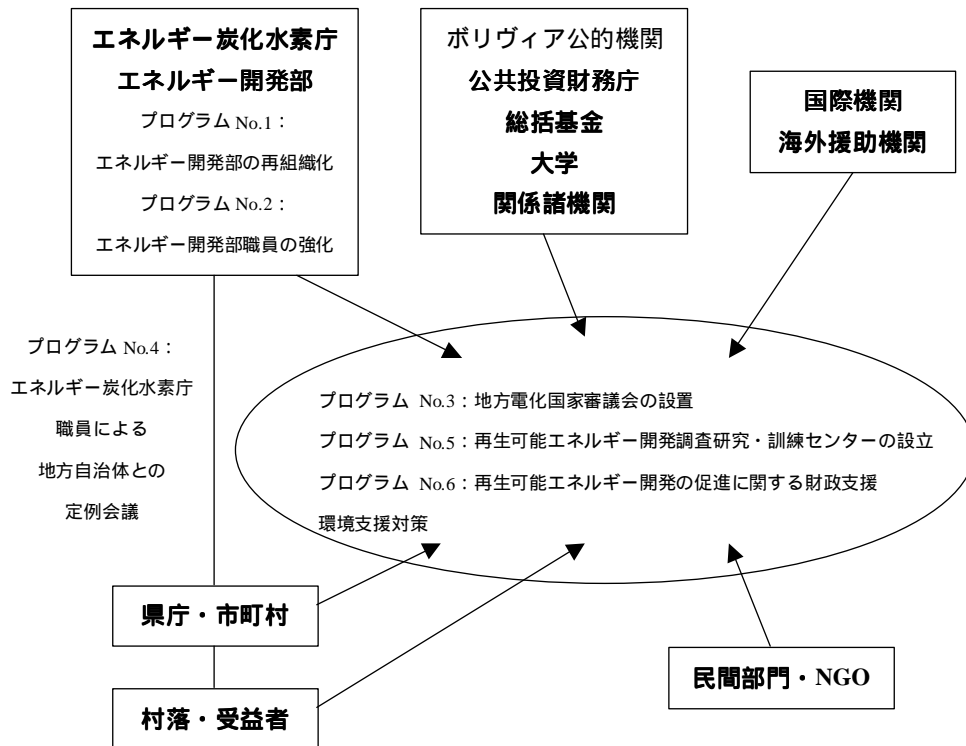


第9章 再生可能エネルギーを利用した地方電化の促進に関わる 組織制度支援

エネルギー炭化水素庁は、地方電化を促進する中央組織である。県庁や市町村は、送配電会社や太陽光発電機器設置業者等の民間企業と同様に地方電化の実施組織である。しかしながら、再生可能エネルギーを利用した地方電化には限られた組織制度支援しか与えられてこなかった。以下の組織制度強化に関する支援は、ボリヴィア国の再生可能エネルギーを利用した地方電化の促進に必要不可欠なものである。



9.1 計画能力の改善

9.1.1 現況

第2章で記述したとおり、エネルギー炭化水素庁エネルギー開発部は、ボリヴィアにおける地方電化全体計画の策定を担っている。しかしながら、総職員数は国連開発計画によって資金援助を受けているEFPチームの5人を含めてもわずか10人である。

地方分権化という国家政策が地方電化においても促進されているが、エネルギー炭化水素庁等の中央組織による全体の監督と管理は、地方電化の持続可能な開発のためには必要不可欠であると考えられる。このような機能の点から鑑みると、エネルギー炭化水素庁、特にエネルギー開発部の組織構造は弱体であり、強化する必要がある。

9.1.2 改善のためのプログラム

エネルギー開発部における地方電化計画の策定機能は、長期国家計画ばかりでなく、地方自治体への政策・戦略を形成するために強化される。地方電化計画に関する適当な人数の専門家もエネルギー炭化水素庁に配置される。特に、再生可能エネルギーの特殊技術を持った専門家が再生可能エネルギー開発のために整備される。以下の2つのプログラムは、エネルギー炭化水素庁の計画能力を改善するために提案されるものである。

(1) プログラム No. 1：エネルギー開発部の再組織化

エネルギー開発部は、エネルギー炭化水素庁エネルギー部門長官の下、図 9.1 の通り再組織化する。再組織化の目的は以下の通りである。

- 地方電化開発のためにより質の高い作業を達成する目的で、新規組織に地方電化のための適当な人数の専門家を配置すること。
- 再生可能エネルギー開発のために再生可能エネルギーの特殊技術を持った専門家を雇用し、中央政府に再生可能エネルギーの中核グループを組織すること。

新規組織は、適当な職員数と機能を有した以下の5課によって成る。

- 1) 政策・規範課（職員1人）
 - 地方電化に関する国家政策・規範の調整
- 2) 情報・統計（職員2人）
 - 情報・統計収集および再生可能エネルギー開発の目録作成
- 3) 地方エネルギー開発課（職員2人）
 - 再生可能エネルギーを利用した地方エネルギー開発
- 4) 地方電化課（職員4人）
 - 地方電化事業の実施と促進

5) 独立電源小規模システム・国家統制システム開発課（職員2人）

- 独立電源小規模システムと国家統制システムによるエネルギー開発

再組織化の対象年度は、PRONER 完了後の 2002 年から 2003 年である。

本プログラムによって期待される効果は、以下の通りである。

- 地方電化と再生可能エネルギー開発に関係するすべての情報の統括
- 国家地方電化計画の更新と継続的な進捗状況の監視
- 再生可能エネルギー開発の強化と支援
- 地方自治体や関係機関との協力関係の向上

(2) プログラム No. 2： エネルギー開発部職員の強化

エネルギー開発部職員の計画能力は、図 9.2 の通り地方電化に関わる海外専門家によって強化される。エネルギー開発部職員強化の目的は以下の通りである。

- 地方電化及び再生可能エネルギー開発に関してエネルギー炭化水素庁が持つ計画機能の再明確化
- 職務中訓練によるエネルギー開発部職員の能力強化
- エネルギー炭化水素庁職員を通じた地方自治体への計画策定に関する技術移転の促進

本プログラムを通じて、エネルギー開発部職員は再生可能エネルギーを利用した地方電化に関して県エネルギー局を訓練する。

専門家は国際機関およびまたは海外援助機関より派遣される。本プログラムは、2002 年度から 2003/04 年度に実施される。

本プログラムは、以下の効果を期待する。

- エネルギー炭化水素庁による長期国家計画の作成ばかりでなく地方電化に関する政策と戦略の手引きの作成
- 県庁や市町村に対する地方電化に関する技術移転の促進

9.2 地方自治体と民間部門との協力体制の改善

9.2.1 現況

エネルギー炭化水素庁と地方自治体間のより密接な協力体制が地方電化促進のために期待される。長期開発計画作成のために必要な地方電力供給と需要の現況データ等の全国にわたる情報が把握されていない。中央組織ばかりでなく地方自治体とのより強固な協力体制の必要性は、地方電化を含んだ農村開発における住民参加の進展に伴い増大している。

地方電化は実質的には民間の送配電会社や設置業者による送配電網整備を通じて実施されている。従って、民間部門との協力体制もまたエネルギー炭化水素庁にとって非常に重要である。

9.2.2 改善のためのプログラム

公共部門のみならず民間部門とのさらなる調整・協力体制が、政府の地方分権促進と電力部門の民営化発展に相応しながら要請される。以下の2つのプログラムは、地方電化開発の協力体制を改善するために提案される。

(1) プログラム No. 3：地方電化国家審議会の設置

エネルギー炭化水素庁は地方電化の指導者として図 9.3 のように地方電化に関する組織間の関係・連絡の維持を継続的に行うため地方電化国家審議会を設立する。国家審議会の会議は、年 2 回実施されるべきである。このプログラムには以下の目的がある。

- 地方電化に関する諸機関の密接な調整・協力関係の維持
- 地方電化開発と再生可能エネルギー開発の促進

期待される参加者は以下の通りである。

1. エネルギー炭化水素庁
 - 長官（議長）
 - エネルギー開発部（調整役）
2. 公共機関
 - 公共投資財務庁（財政的協力）

- 総括基金（財政的協力）
 - 県庁エネルギー局（県地方電化計画者）
 - 大学（再生可能エネルギーを利用した地方電化の経験を有する専門家）
3. 国際機関・海外援助機関（技術的・財政的協力）
 4. 民間部門（設置業者、送配電会社、コンサルタント、工事会社）
 5. NGO（再生可能エネルギーを利用した地方電化の経験を有する専門家）

本審議会は、以下の機能を持つ。

- 地方電化に関する国家政策・戦略の共有
- 地方電化開発に関する協力の促進
- 再生可能エネルギー開発の促進
- 県単位での地方電化進捗状況の報告
- 地方電化に関する問題と阻害要因の検討

エネルギー炭化水素庁エネルギー開発部は、2001年度に上記関係諸機関との調整の下に委員選定を含む審議会の設立準備を行い、2002年度から本プログラムを開始する。

(2) プログラム No. 4：エネルギー炭化水素庁職員による地方自治体との定例会議

地方分権の進展下、エネルギー炭化水素庁エネルギー開発部と県庁や市町村といった地方自治体間での会議が十分に実施される。密接な協力体制を築くために、エネルギー炭化水素庁職員のより頻繁な県庁への訪問が必要とされる。本プログラムには以下の目的がある。

- 地方電化に関する実施中の事業と電力需要データ等の全国にわたる情報の収集
- 地方電化と再生可能エネルギー開発の計画・実施に関わる地方自治体職員への調整・支援

地方電化専門家を含むエネルギー開発部職員は、3ヶ月に1度すべての県庁を訪問すべきであり、地方電化の進捗状況と関連問題について協議する会議を持つ。市町村の代表者もまた会議に招集される。以下の議題について協議されることが望まれる。

1) エネルギー開発部から地方自治体へ対する議題

- 地方電化に関する国家政策・戦略の報告
- 地方電化開発に関する技術支援
- 財政的調整に関する協力

2) 地方自治体からエネルギー開発部へ対する議題

- 実施中の事業と現地需要の現況報告
- 地方電化に関する問題と阻害要因の報告

本プログラムはエネルギー炭化水素庁エネルギー開発部が主体となり、各県庁のエネルギー局との連携の下に2002年度より実施される。

9.3 調査研究・訓練

9.3.1 現況

ボリヴィアには、再生可能エネルギーに関する総合的な調査研究体制が存在しない。現在、小水力発電に関してはUMSA等の大学やコンサルタント、NGOが先端技術の調査研究を行っている。太陽光発電システムに関する技術に関しては民間の機器設置業者によって個々に積み上げられている。

9.3.2 改善のためのプログラム

再生可能エネルギーを利用した地方電化を促進するために、再生可能エネルギーに関係した調査研究・訓練がエネルギー炭化水素庁の支援によって確立される。再生可能エネルギーに関する調査研究と地方電化委員会/協同組合および公共・民間部門への訓練は持続可能な開発を実現するために不可欠である。以下の提案が、改善のためのプログラムである。

(1) プログラム No.5：再生可能エネルギー開発調査研究・訓練センターの設立

再生可能エネルギー開発調査研究・訓練センターは、再生可能エネルギー開発分野において経験豊かな大学やコンサルタント・NGO との協力によってエネルギー炭化水素庁によって設立される。本プログラムの目的は、以下の通りである。

- 再生可能エネルギーに関する総合的調査研究の実施
- 一般市民への調査研究の報告
- 現地利用者と地方電化委員会 / 協同組合およびコンサルタントや NGO 等の民間部門に対する維持管理技術の訓練

再生可能エネルギー開発調査研究・訓練センター設立のための基本計画は、関連大学とコンサルタントとの協力を得て、エネルギー炭化水素庁によって準備する。基本計画は、施設計画、人材確保、財務計画を含むものである。第1フェーズ(2002-2004年)では、エネルギー炭化水素庁が実施主体となり、調査研究施設が既に整備されているUMSA等の再生可能エネルギーに関する見識豊かな大学と連携してセンター機能を大学に置くことにする。エネルギー炭化水素庁は、施設、専門家等の整備・強化を図ると同時に、エネルギー源ごとに経験豊かな民間業者、NGOの参加協力をも併せて要請する。第2フェーズ以降(2005年～)は、第1フェーズでの経験を踏まえて、新規に再生可能エネルギー開発調査研究・訓練センターを設置し、活動を深化させていく。

調査研究の対象領域は、以下の通りである。

- 1) 太陽光発電システム開発
- 2) 小水力発電開発
- 3) 風力発電開発
- 4) バイオマス・エネルギー開発

9.4 財政支援

9.4.1 現況

再生可能エネルギー開発のための財政支援は、確立されていない。利用可能な資金は限られており、特にエネルギー炭化水素庁が管理する特別資金は存在しない。エネルギー炭化水素庁の自己資金の欠如は、再生可能エネルギー開発のために民間部門やNGOを支援し難たくなっている。

再生可能エネルギーに関する資機材は、政府の財政支援なしには貧困な農村地域で広く普及するには未だ高価である。

9.4.2 改善のためのプログラム

エネルギー炭化水素庁による財政支援を提供する機能は、県庁や市町村といった公共部門ばかりでなく、民間部門や NGO に対しても強化する。再生可能エネルギーに関する資機材の税金減額とリボルビング・ファンドを利用した信用貸しと助成金により調達が容易になる支援をする。以下のプログラムは、中央政府、特にエネルギー炭化水素庁における財政支援機能の改善を目的として提案されるものである。

(1) プログラム No. 6：再生可能エネルギー開発の促進に関する財政支援

以下の動機づけは、財務省との協力の下、民間部門のみならず現地住民に対して再生可能エネルギーによる地方電化開発を促進するために提供される。

コンポーネント No.1：再生可能エネルギー資機材に関する税金減額

再生可能エネルギーを利用した地方電化をさらに促進するため、エネルギー炭化水素庁は以下に提示されているとおり資機材に課されている税金を減額するよう財務省等の関係機関に働きかける。

税金	現在の税率	新規税率（案）
輸入税	- 太陽光発電関連製品 10% - 10,000 kW 以上の小水力関連製品 0% - 10,000 kW 未満の小水力関連製品 5% - 風力関連製品 5%	再生可能エネルギーに関連するすべての生産物を 0%にする

コンポーネント No.2：エネルギー炭化水素庁再生可能エネルギー事業リボルビング・ファンド

本リボルビング・ファンドは、エネルギー炭化水素庁が実施主体となり地方電化事業の促進のために形成される。本ファンドは、貧困な農村部での再生可能エネルギーを利用した地方電化に適用される。資金源は、海外援助機関及び国際機関の無償資金協力で実施される地方電化事業の受益者から徴収する初期投資分等から調達することが考えられる。本コンポーネントは、2003 年度から開始されるように公共投資財務庁等の関係機関と準備をすすめる。

9.5 環境影響評価と PCF

9.5.1 環境影響測定に係る方法

本調査提案計画内容と代替案を適用した場合に排出される二酸化炭素量（CO₂）を比較して本地方電化計画の環境面への影響に係る検討を行った。この検討での代替案として、ガス火力発電システムにおけるグリッド延長事業を想定した。小水力、風力、太陽光等の再生可能エネルギー利用による発電システムは、各製品・部品・資材などの製造の際や、輸送、設置・建設工事時、維持管理時、廃棄等の際には多少の二酸化炭素排出はまぬがれないが^{※1}、その運用・稼働時において二酸化炭素は全く排出されないと考えられる。従って、代替案にて排出されるものと予測される二酸化炭素量が、提案地方電化計画の実施によって回避、削減されると考えられる。

代替案における二酸化炭素排出量の算定のため、天然ガス炊き火力発電事業を、再生可能エネルギー利用電化事業の代わりに実施するものと仮定した。火力発電による二酸化炭素放出量は以下の算定式に基づいて試算した。

二酸化炭素放出量（トン）

= 発電に必要な熱量（2,646kcal/kWh × 発電電力量 ÷ 10⁹） × 共通エネルギー単位変換係数：
Common Energy Unit Conversion Factor(4.1868TJ/Tcal) × 炭素放出係数: Carbon Emission Factor
(17.2tC/TJ) × 酸化炭素割合：Fraction of Carbon Oxide (0.995) × (44/12)

以下に算定式について説明する。

- 1) 発電に必要な熱量（Tcal）を算定する
日本国経済産業省のデータより、1 キロワットの電力を標準的な火力発電所で発電するに必要な熱量値、2,646 kcal/kWh を得た。なお、1Tcal は 10⁹ kcal に値する。
- 2) 共通エネルギー単位変換係数によりデータの共通エネルギー単位（TJ）へ変換する（4.1868TJ/Tcal）

¹ 小水力、風力、太陽光による発電システムの、各製品・部品・資材などの製造時や、輸送、設置・建設工事時、維持管理時、廃棄等の際に発生する二酸化炭素排出量は、代替案として検討する火力（ここでは天然ガス）発電の長期運用により発生する二酸化炭素排出量に比べ充分少なく、無視できる程度の比率であると判断されることから、本検討ではこれを考慮しないこととした。

- 3) 炭素放出係数により炭素含有量を算定する (17.2tC/TJ)
火力発電による代替計画では、天然ガスを発電燃料として仮定している。気候変動に関する政府間パネル (IPCC) の温室効果ガス・インベントリー・ガイドラインより、天然ガスの炭素放出係数、17.2tC/TJ を得た。
- 4) 燃焼中酸化されない炭素割合を算定する (0.995)
酸化炭素割合については、IPCC の温室効果ガス・インベントリー・ガイドラインより、天然ガスの、酸化炭素割合 0.995 を得た。
- 5) 12 分の 44 を乗じて炭素放出量を CO₂ 分子量に変換する
炭素分子量に対する CO₂ 分子量の比率は 44 : 12 である。

9.5.2 CO₂削減量の算定

下表に提案された再生可能エネルギー発電による電力消費量を各事業フェーズ毎に示す。

再生可能エネルギー利用により発電された電力の消費量

ラパス

(kWh/5 年間)

	Phase I (2002-2006)	Phase II (2007-2011)
PV	334,152	1,123,312
Micro-hydro	5,379,067	12,415,850
Wind	190,385	701,680
Total	5,903,604	14,240,841

オルロ

(kWh/5 年間)

	Phase I (2002-2006)	Phase II (2007-2011)
PV	1,069,135	2,433,525
Micro-hydro	619,577	860,629
Wind	136,207	498,718
Total	1,824,919	3,792,872

出典：JICA 調査団

上記数値を乗じ、代替案による二酸化炭素排出量、つまり本地方電化計画実施の効果である二酸化炭素排出削減量を求めた。算定結果は以下のとおりである。

本地方電化計画による CO₂ 削減量

ラパス

(トン/5年間)

	Phase I (2002-2006)	Phase II (2007-2011)
PV	232	781
Micro-hydro	3,739	8,631
Wind	132	488
Total	4,104	9,900

オルロ

(トン/5年間)

	Phase I (2002-2006)	Phase II (2007-2011)
PV	743	1,692
Micro-hydro	431	598
Wind	95	347
Total	1,269	2,637

出典：JICA 調査団

上表より、フェーズ 及び 期間 (2002 年 - 2006 年及び 2007 年 - 2011 年) 中の二酸化炭素排出削減量はそれぞれ、ラパス県で 4,104 トン、9,900 トンに上り、オルロ県で、1,269 トン、2,637 トンに上る。

9.5.3 プロトタイプ炭素基金 (PCF)

エネルギー炭化水素庁は、環境政策や国際的な環境問題への取り組みに従って、環境に優しい再生可能エネルギー資源の利用によりエネルギー資源の消費節約と二酸化炭素の排出削減を促進しようとしている。

今後、エネルギー炭化水素庁は、プロトタイプ炭素基金等の環境問題に関する制度支援に沿って再生可能エネルギーによる地方電化を進めてゆくべきと考えられる。

プロトタイプ炭素基金は 2000 年に確立し、世界銀行によって管理されている。本基金には以下の戦略的目的を持っている。

(1) プロジェクト毎の排出削減処理が、開発途上諸国の持続的開発にどのように促進・貢献

することができるかを示威啓蒙すること

- (2) 本基金運営の過程で得る知識を国連や関係機関と共有すること。
- (3) 世界銀行が新資源導入のために公共部門と民間部門のパートナーシップに関してどのように働くことができるかを示威啓蒙すること

プロトタイプ炭素基金は、数ヶ国に適用し始めたばかりである。しかしながら、本基金はボリヴィア国における地方電化の促進のための資金資源の一つとして考えられる。

第 10 章 勧告

1999 年から 2001 年までに実施してきた調査において、太陽光発電システムの維持管理に関する最適な計画が再検討され、小水力発電、風力発電、太陽光発電システムの優先事業が確認された。選択された 2 つの小水力発電事業と 3 つの風力発電事業の実施可能性も本調査において確認された。すべての調査結果は、地方電化の実施計画に織り込まれており、その実行可能性は予見される資金配分によって再検討され、確認された。

本調査において提案された地方電化計画の再生可能エネルギー開発と持続可能な実施に関する継続調査のために、以下の行動が最重要事項としてエネルギー炭化水素庁（VMEH）、ラパス県、オルコ県、関連機関によって速やかに取られるべきであることを勧告する。

10.1 技術的事項に関する勧告

（太陽光発電システム）

- 1) エネルギー炭化水素庁とラパス・オルコ両県は、ラパス、オルコ県に設置した太陽光発電システムの維持管理を特に以下の点に関して追求すべきである。
 - オペレーターによる利用者と技術補助員のための追加訓練の実施
 - 初期投資の厳格な管理

（小水力発電）

- 2) ラパス県とオルコ県は、選定した 2 つの優先事業地の継続的な水文観測を実施すべきである。

（風力発電）

- 3) ラパス県とオルコ県は、モニタリングおよび風力データ収集、特に新規に設置した 4 つのモニタリング対象地において継続的に実施するべきである。
- 4) エネルギー炭化水素庁は、風力発電の技術開発と促進のために民間部門を支援するべきである。

（その他）

- 5) エネルギー炭化水素庁は、気象・水文情報の総合的管理のために SENAMHI に風力データと水文データを共有すべきである。

10.2 組織制度強化に関する勧告

第9章の通り、組織制度支援は地方電化の実施計画を実現するためには必要不可欠である。持続可能な開発のために、以下の行動が取られるべきである。

- 1) エネルギー炭化水素庁エネルギー開発部は、地方電化、特に再生可能エネルギーに関する人的資源の増員・訓練等により機能強化を図り、再組織化する。
- 2) 地方電化関係機関の協力体制を促進するため、エネルギー炭化水素庁が調整役となって国家地方電化審議会を設立する。エネルギー炭化水素庁と県・市町村間の協力体制は、両職員間の交流を密にし、定期的な協議会を行うことにより強化する。
- 3) 調査研究と訓練に関する機能は、エネルギー炭化水素庁の基本計画策定に基づいて再生可能エネルギー開発調査研究・訓練センターの設立によって強化する。
- 4) エネルギー炭化水素庁の財政支援機能は、地方電化のための制度金融(例えばボルピング・ファンド)の整備を通じて強化する。
- 5) 貧困削減戦略ペーパーの実施に伴い、地方電化事業も今後ますます地方分権が進むことになる。特に市町村の実施機関としての責務が重要になる。エネルギー炭化水素庁及びラパス、オルコ県庁は、総括基金と市町村との連携の調整役を担うとともに、十分な実施能力をもたない市町村に対しては継続的な技術支援を行う。

附表

表 4.1 既設小水力発電所一覧(ラパス県・オルロ県)
(Completed and Under Construction)

La Paz

No.	Name of Project	Departamento	Province	Municipality	Canton	River Name	MHP										Conducted by		
							No.of Benef.	No.of Benef.	Year Completed	Plant Discharge	Effective Head (Net)	Installed Capacity	Investment Cost (MHP)	kW Cost (MHP)	Anneal Energy	Annualized Investment + OM Cost per kWh (MHP)		Investment Cost per Household (MHP)	
							(HH)	(Population)		(l/s)	(m)	(kW)	(US\$)	(US\$/kW)	(kWh/Year)	(US\$/kWh)		(US\$/HH)	
a	-	-	b	c	d	e	f =e/d	g =(d*8.365*0.95)	h =CRF + OM 1.8% *e / g	i =e / a									
1	La Asunta	La Paz	S. Yungas	La Asunta	La Asunta		200		1996	750	34	150	385 000	2 567	394 200	0.18	1 925	Munc. La Asunta, Prefectura La Paz	
2	Chamaca	La Paz	S. Yungas	La Asunta	Chamaca		355			500	26	70	147 000	2 100	183 960	0.15	414	Munc. Asunta, Comunidad, UMSA-IHH	
3	Yarija-Chajro	La Paz	S. Yungas	Chulumani	Yarija Chajru		52			180	25	20	125 000	6 250	52 560	0.45	2 404	Munc. De Chulumani, Prefectura La Paz	
4	Velo novia	La Paz	S. Yungas	Yanacachi	Villa Aspiasu		10					0.5	1 500	3 000	1 314	0.21	150	NF-Alisei (Italia), EU, Alcaldia., Munic., Prefectura	
5	Chimpa	La Paz	S. Yungas	Chulumani			1 028					20	64 000	3 200	55 480	0.16	62	Munc. De Chulumani, Prefectura La Paz	
6	Covendo	La Paz	S. Yungas	Palos Blancos	Covendo	Rio Covendo	1		1948		16	2.7	8 100	3 000	7 096	0.21	8 100	Church of Covendo	
7	La Cascada	La Paz	S. Yungas	Palos Blancos	La Cascada		80	400	2000	80	68.7	35	94 711	2 706	91 980	0.19	1 184	NF-Alisei (Italia), EU, Alcaldia., Munic., Prefectura	
8	Flor de Mayo	La Paz	S. Yungas	Irupana	Irupana		200		2001	40	58	15	30 000	2 000	39 420	0.14	150	UNDP, UMSA-IHH, Prefectura Alcaldia	
9	Unduavi	La Paz	Nor Yungas	Coroico	Unduavi	Rio Unduavi	35			150	15	15	25 000	1 667	39 420	0.12	714	UMSA-IHH	
10	Quenallata	La Paz	Nor Yungas	Coroico	Quenallata		15					0.3	900	3 000	788	0.21	60	UMSA-IHH	
11	Santa Rosa de Quilo Quilo	La Paz	Nor Yungas	Coroico	Mururata		80			80	70	40	72 600	1 815	105 120	0.13	908	Munc. De Coroico, Proy. Ecotecnologico, UMSA-IHH	
12	Challa	La Paz	Nor Yungas	Coroico	Challa		119	600	2001	100	80	51	83 850	1 644	134 028	0.12	705	NF-Alisei (Italia), EU, Alcaldia, Munic., Prefectura	
13	San Pedro	La Paz	Caranavi	Caranavi	Choro	Rio San Pedro	50		1998	33	150	16	43 164	2 698	42 048	0.19	863	Comunidad de San Pedro, PROPER, UMSA-IHH	
14	Choro	La Paz	Caranavi	Caranavi	Choro		66			10		24	72 000	3 000	63 072	0.21	1 091	UMSA-IHH	
15	Chojña	La Paz	Caranavi	Caranavi	Chojña		60		2000	60		15	86 000	5 733	39 420	0.41	1 433	Munc. De Caranavi, UMSA-IHH	
16	Colonia 18 de Mayo	La Paz	Caranavi	Caranavi	Colonia 18 de Mayo		50		2000	30		12	54 000	4 500	31 536	0.32	1 080	Munc. De Caranavi, UMSA-IHH	
17	Taypiplava	La Paz	Caranavi	Caranavi	Taypiplava		200		2001			200	280 000	1 400	525 600	0.10	1 400	Munc. De Caranavi, Prefectura La Paz	
18	San Isidro Uyunense	La Paz	Caranavi	Caranavi	Uyunense		140	720	2001	100	71	40	63 300	1 583	105 120	0.11	452	NF-Alisei (Italia), EU, Alcaldia, Munic., Prefectura	
19	San Pablo	La Paz	Caranavi	Caranavi	San Pablo		120	750	2001	80	96	40	59 250	1 481	105 120	0.11	494	NF-Alisei (Italia), EU, Alcaldia, Munic., Prefectura	
20	Pongo I, II, III	La Paz	Murillo	La Paz	Zongo		20			8	50	10	30 000	3 000	26 280	0.21	1 500	UMSA-IHH, GTZ	
21	Charazani	La Paz	B.Saavedra	Charazani	Charazani		100		1988			70	183 000	2 614	183 960	0.19	1 830	Munc. De Charazani, Prefectura La Paz	
22	Tipuani	La Paz	Larecaja	Tipuani	Tipuani		4000					200	420 000	2 100	525 600	0.15	105		
23	Tumupasa	La Paz	Iturralde	San Buenaventura	Tumupasa	Rio Tumupasa	180			80	80	37	82 427	2 228	97 236	0.16	458	Munc. De S.Buenaventura, PROPER, UMSA-IHH	
TOTAL							7 161							2 410 802					

Oruro

No.	Name of Project	Departamento	Province	Municipality	Canton	River Name	MHP										Conducted by		
							No.of Benef.	No.of Benef.	Year Completed	Plant Discharge	Effective Head (Net)	Installed Capacity	Investment Cost (MHP)	kW Cost (MHP)	Anneal Energy	Annualized Investment + OM Cost per kWh (MHP)		Investment Cost per Household (MHP)	
							(HH)	(Population)		(l/s)	(m)	(kW)	(US\$)	(US\$/kW)	(kWh/Year)	(US\$/kWh)		(US\$/HH)	
a	-	-	b	c	d	e	f =e/d	g =(d*8.365*0.95)	h =CRF + OM 1.8% *e / g	i =e / a									
1	Todos Santos	Oruro	Mejillones	Todos Santos	Todos Santos	Rio Todos Santos	100			40	50	135	2 500 000	18 519	354 780	1.32	25 000	Prefectura de Oruro	
2	Condo	Oruro	Sebastian Pagado	Santiago de Hua	San Pedro de Condo		70			125	62	65	50 000	769	170 820	0.05	714	Prefectura de Oruro, PROPER	
TOTAL							170							2 550 000					

表 6.1 工事費内訳 (土木工事、水力機器・電器機器) (アポロ小水力発電計画・プレ F/S) (1/3)

Item	Unit	Unit Rate (US\$)	Pre-F/S Case (700kW)		Note
			Quantity	Amount	
Maximum Discharge Qmax				1.815	
Effective Head He			51.70		See Effective Head Calculation
Installed Capacity P			700		$9.8 * Q_{max} * H_e * h_c, h_c = 0.761$
Turbine Number n (max=2)				2	
Type of Turbine			FR	Francis	
3. Civil Works					
3.1 Intake Weir					
Height H	m		1.0		Excavation height= 1.5 - 2.5
Length L	m		21.5		
Excavation (Intake part) (rock, with dinamite)	m ³	65.00	64.0	4,160	$(L1+L2)/2 * H * L = (2.3+4.1)/2 * 2.0 * 10.0$
Excavation (Stop Log part) (rock, with dinamite)	m ³	65.00	44.0	2,860	$H * B * L = 0.5 * 8.0 * 11.0$
Concrete (Intake part)	m ³	280	22.0	6,160	$T * (B+H1+H2) * L = 0.5 * (1.6+1.6+1.1) * 10$
Concrete (Stop Log part)	m ³	280	14.0	3,920	(Base): $T * B * L = 0.5 * 2.0 * 11$, (Gate Post): $(H * B * T) * sets = (2 * 0.75 * 0.5) * 4$
Reiforcemnt Bar	t	1,200	1.8	2,160	$0.050 * Vc$
Sub Total				19,260	
3.2 Intake					
Length L	m		5.0		
Excavation (rock, with dinamite)	m ³	65.00	44.0	2,860	$(L1+L2)/2 * H * L = (2.0+5)/2 * 2.5 * 5$
Concrete (water way)	m ³	280	17.5	4,900	$\left(\left(\frac{B_{outside} * H_{outside}}{2} \right) - \left(\frac{B_{inside} * H_{inside}}{2} \right) \right) * L = \left(\frac{2.0 * 2.5}{2} \right) - \left(\frac{1.0 * 1.5}{2} \right) * 5 = 3.5 m^3 / m * 5m$
Concrete (gate control tower)	m ³	280	9.0	2,520	$(3.5+2.5) * 0.5 * 3$
Concrete(flood wall)	m ³	280	22.5	6,300	$1/2 * (9+6) * 3 * 2 * 0.5$
Reiforcemnt Bar	t	1,200	2.5	3,000	$0.050 * Vc$
Sub Total				19,580	
3.3 Sand Settling Baisn					
Sub Total				0	Sand settling basin is substitute at headtank.
3.4 Headrace					
1) Open Conduit					
Length Loc	m		0.0		Headrace channel (open cinduit) is not used.
Sub Total				0	
2) Tunnnel (Free Flow)					
Waterdepth (plan)	m		0.5		
Width	m		1.2		
Height	m		1.8		$H1 + H2 = 0.2 + 1.6$
Length Lt	m		143.0		
Excavation (rock, with dinamite)	m ³	600	292.0	175,200	$(B * H * 1/2 + B * H2) * Lt = (1.2 * 0.2/2 + 1.2 * 1.6) * 143$
Concrete	m ³	280	66.0	18,480	(Side: $T * H * 2 = 0.1 * 1.5 * 2 +$ Bottom: $T * B = 0.2 * 0.8) * Lt$
Reiforcemnt Bar	t	1,200	1.3	1,560	$0.020 t/m^3 * Vc$
Sub Total				195,240	

表 6.1 工事費内訳 (土木工事、水力機器・電器機器) (アポロ小水力発電計画・プレ F/S) (2/3)

Item	Unit	Unit Rate (US\$)	Pre-F/S Case (700kW)		Note
			Quantity	Amount	
3.5 Head Tank					
Excavation (common excavation)	m ³	9.00	600.0	5,400	$(B*H)/2*W = (14*14)/2*6.0 + \text{alfa}$
Concrete (Side wall)	m ³	280	173.5	48,580	$\{((12+16)/2*8 + (20+21)/2*3)* T0.5 * 2\text{set}$
Concrete (Downstream side wall)	m ³	280	27.5	7,700	$B*H*T = 5.0*11*0.5$
Concrete (Upstream side wall)	m ³	280	21.0	5,880	$(10+4)*3*T0.5$
Concrete(Bottom)	m ³	280	145.0	40,600	$(1/2*B1*H1*T1)+(1/2*B2*H2*T2) = (1/2*6*3*5) + (1/2*8*5*5)$
Reforcemnt Bar	t	1,200	3.7	4,440	$0.010*Vc$
Sub Total				112,600	
3.6 Penstock					
Diameter Dp	m		1.11		$0.888*Qpmax^{0.370}$
Length Lp	m		74.0		
Excavation (common excavation)	m ³	9.00	243.0	2,187	$\{1/2*(B1+B2)*H1 + 1/2*B2*H2\}*Lp = \{1/2*(2.3+3.2)*0.9 + 1/2*3.2*0.5\}*74$
Concrete (Invert.)	m ³	280	20.0	5,600	$\{T*(B1+H)\} * L = \{0.1*(2.3+0.15)\} * 66$
Concrete (Support anchor block)	m ³	280	6.0	1,680	$(B*H*W) * \text{set} = (1.2*1.1*0.5) * 8$
Concrete (Bottom anchor block) (diverging pipe anchor)	m ³	280	83.0	23,240	$\{B1+L1+H1\}*\{(B1+B2)/2*L2*H2\}+(B2*L2*H3) = (2.0*1.5*1.35*1.5) + \{(2+11)/2*4.5*1.35*1.5\} + (11*1*1.35)$
Reforcemnt Bar	t	1,200	2.2	2,640	$0.020*Vc$
Sub Total				35,347	
3.7 Spillway					
Average Slope i			10		
Diameter Ds	m		0.8		$0.394*(Qpmax / i^{0.500})^{0.375}$
Length Ls	m		65.0		
Excavation (common excavation)	m ³	9.00	440.0	3,960	$9.87*Ds^{1.69}*Ls$
Foundation (mix cement)	m ³	70	124.0	8,680	$2.78*Ds^{1.70}*Ls$
Sub Total				12,640	
3.8 Power House					
1) Foundation Works				113,780	
Excavation (common excavation)	m ³	9.00	690.0	6,210	$1/2*(H1+H2)*B1*L = 1/2*(4.5+3.0)*8 * 23$
Foundation (foundation of power hc(mix cement))	m ³	70	315.0	22,050	$\{1/2*(H1+H2)* B*L\}*2 = \{1/2*(2.0+4.0)*7.0*7.5\}*2$
Concrete (RC, floorboard)	m ³	280	184.0	51,520	$B*L*H = 8.0*23.0*1.0$
Reforcemnt Bar	t	1,200	1.0	1,200	$0.005*Vc$
Concrete (RC, partition wall for tailrace from two turbine)	m ³	280	14.0	3,920	$H*B*T = 4.0*7.0*0.5$
Concrete (RC, bottom tank)	m ³	280	98.0	27,440	Side wall: $(B+L)*2*H*T$ + Bottom: $B*L*T = (7.5+8.0)*2*4*0.5 + 8.0*9.0*0.5$
Reforcemnt Bar	t	1,200	1.2	1,440	$0.010*Vc$

表 6.1 工事費内訳 (土木工事、水力機器・電器機器) (アポロ小水力発電計画・プレ F/S) (3/3)

Item	Unit	Unit Rate (US\$)	Pre-F/S Case (700kW)		Note
			Quantity	Amount	
2) Power House (Building)	L.S.			39,916	
Wooden Window	m ²	75	10.0	750	(B*H) *set = (1.0*1.0) * 10
Wooden Door	m ²	135	8.0	1,080	(B*H) *set = (2.0*2.0) * 2
Loof (Calamine Cover)	m ²	23	240.0	5,520	B*L = 10*24
Brick Wall	m ²	15	518.5	7,778	(B+L)*2*(H1+H2)/2 = (7.5+23)*3*(9+8)/2
Covering Tile	m ²	24	165.0	3,960	B*L = 7.5*22.0
Structural Steel Frame (H-shape)	m	50	194.0	9,700	H*set + B*set + L*set = 12*6 + 7.5*4 + 23*4
Crane (chain winch, 20t)	L.S.	7,000	1	7,000	assumed
Installation of Sanitary	L.S.	500	1	500	
Others	L.S.			3,629	10% of Power house cost
Sub Total				153,696	
3.9 Tailrace					
Length	m		5.0		
Excavation (common excavation)	m ³	9.00	180.0	1,620	1/2*H3*B2*L = 1/2*3.0*5.0 * 23
Foundation (mix cement)	m ³	70	180.0	12,600	1/2*H3*B2*L = 1/2*3.0*5.0 * 23
Sub Total				14,220	
4.(a) Electrical Works					
4.1 Turbine/Generator					
Type of Turbine					Francis
Number of Turbine n	-	-		2	
Unit Capacity per one Turbine				350	
Unit Cost of Turbine&Generator				370,000	
Sub Total				740,000	Francis Turbine Made in Sweeden (TURAB) (350kW: SEK 2,000,000+40%Tax+\$110,000)/unit
4.2 Transmission/Distribution Line					
Transmission Line	km	7,000	1.37.60	1,011,360	plane length [km] * 105% * unit cost
Benefit. Household	HH		1,993		
Disrtibution Line	km	4,100	99.65	408,565	50 m/Household * 2000 HH* unit cost
Sub Total				1,419,925	
4.3 Mechanical Works					
4.3.1 Intake Weir					
Stop Log Gate (steel plate)	m ²	320	6.8	2,160	(B*L) * set = (3*0.75) * 3set
4.3.2 Intake					
Screen	m ²	500	15.0	7,500	B*L = 1.5*10
Intake Gate (Electrical Automatic Control)	t	100,000	1.7	170,000	1.27*(Dt/2 * Qpmax) ^{0.533}
4.3.3 Head Tank					
Sand Flushout Gate	pce	3,000	1.0	3,000	
4.3.4 Penstock					
Tickness tp	mm		6.0		tp = { D(mm) + 400 } / 800, tp >= 6 mm
Weight	t		12.2		$\pi * D * t * 7.85 * Lp$,
Diameter Dp	m		1.11		0.888*Qpmax ^{0.370}
Length	m	500	74.0	37,000	
Sub Total				219,660	

表6.2 経済的内部収益率 (EIRR)算定表 (アポロ小水力発電計画・プレ F/S) [単位: US\$]

Year	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
Benefit																							
Investment																							
Diesel Generator			525 000										525 000										
Automatic Transfer Switch			1 910										1 910										
Protection Box			917										917										
Building			1 500										1 500										
Transmission Lines			824 425																				
Distribution Lines			340 471																				
OM Cost																							
OM Cost of the Diesel Generator, etc.				26 391	26 391	26 391	26 391	26 391	26 391	26 391	26 391	26 391	26 391	26 391	26 391	26 391	26 391	26 391	26 391	26 391	26 391	26 391	26 391
OM Cost of the Distribution Lines				29 122	29 122	29 122	29 122	29 122	29 122	29 122	29 122	29 122	29 122	29 122	29 122	29 122	29 122	29 122	29 122	29 122	29 122	29 122	29 122
Fuel cost				446 114	446 114	446 114	446 114	446 114	446 114	446 114	446 114	446 114	446 114	446 114	446 114	446 114	446 114	446 114	446 114	446 114	446 114	446 114	446 114
Total Benefit	-	-	#####	501 628	501 628	501 628	501 628	501 628	501 628	501 628	501 628	501 628	#####	501 628	501 628	501 628	501 628	501 628	501 628	501 628	501 628	501 628	501 628
Cost																							
Investment																							
Preparation Workds and Access, etc.	179 667	179 667	179 667																				
Civil Works	161 633	161 633	161 633																				
Turbine/Generator	211 200	211 200	211 200																				
Transmission/Distribution Lines	394 433	394 433	394 433																				
Mechanical Works	63 133	63 133	63 133																				
Transportation	31 633	31 633	31 633																				
Administration and Engineering Service	92 800	92 800	92 800																				
OM Cost																							
Turbine/Generator				12 672	12 672	12 672	12 672	12 672	12 672	12 672	12 672	12 672	12 672	12 672	12 672	12 672	12 672	12 672	12 672	12 672	12 672	12 672	12 672
Civil Works				2 425	2 425	2 425	2 425	2 425	2 425	2 425	2 425	2 425	2 425	2 425	2 425	2 425	2 425	2 425	2 425	2 425	2 425	2 425	2 425
Transmission/Distribution Lines				29 583	29 583	29 583	29 583	29 583	29 583	29 583	29 583	29 583	29 583	29 583	29 583	29 583	29 583	29 583	29 583	29 583	29 583	29 583	29 583
Total Cost	#####	#####	#####	44 679	44 679	44 679	44 679	44 679	44 679	44 679	44 679	44 679	44 679	44 679	44 679	44 679	44 679	44 679	44 679	44 679	44 679	44 679	44 679
Balance	#####	#####	559 723	456 949	456 949	456 949	456 949	456 949	456 949	456 949	456 949	456 949	986 276	456 949	456 949	456 949	456 949	456 949	456 949	456 949	456 949	456 949	456 949

EIRR	19.2%
-------------	-------

表 6.3 工事費内訳 (土木工事、水力機器・電器機器) (タンボ・ケマード小水力発電計画・プレ F/S) (1/3)

Item	Unit	Unit Rate (US\$)	Pre-F/S (62kW)		Note
			Quantity	Amount	
Maximum Discharge Qmax			0.0879		
Effective Head He			99.10		See Effective Head Calculation
Installed Capacity P			62		$9.8 * Q_{max} * H_e * \eta_c, \eta_c = 0.731$
Turbine Number n			1		
1. Preparation Works					
1.1 Access Roads	m	0	100	0	
3. Civil Works					
3.1 Intake Weir					
1) Upstream					
Height H	m		0.5		
Length L	m		1.5		
Excavation	m ³	7	6.3	44	$8.69 * (H * L)^{1.14}$
Concrete Foundations	m ³	10	5.5	55	$11.8 * (H^2 * L)^{0.781}$
Sub Total				99	
2) Down Stream					
Height H	m		0.3		
Length L	m		1.0		
Excavation	m ³	7	2.2	15	$8.69 * (H * L)^{1.14}$
Concrete Foundations	m ³	10	1.8	18	$11.8 * (H^2 * L)^{0.781}$
Sub Total				33	
3.2 Intake					
1) Upstream					
Excavation	m ³	7	1.200	8	$3 * D_{pv} * 1.0$
Concrete Foundations	m ³	60	0.800	48	$\{ (3 * D_{pv}) * (2 * D_{pv}) - D_{pv}^2 \} * 1.0$
Sub Total				56	
2) Downstream					
Excavation	m ³	7	1.200	8	$3 * D_{pv} * 1.0$
Concrete Foundations	m ³	60	0.800	48	$\{ (3 * D_{pv}) * (2 * D_{pv}) - D_{pv}^2 \} * 1.0$
Sub Total				56	

表 6.3 工事費内訳 (土木工事、水力機器・電器機器) (タンボ・ケマード小水力発電計画・プレ F/S) (2/3)

Item	Unit	Unit Rate (US\$)	Pre-F/S (62kW)		Note
			Quantity	Amount	
3.4 Headrace (PVC[Rib-Loc] Pipe)					
Length Lpv	m		2,310		
Diameter Dpv	m		0.40		
Diameter Dpv	m		0.40		
Water Area A			0.079		$0.492 * Dpv^2$, water depth / Dpv = 0.6
Hydraulic Radius R			0.111		$0.2776 * Dpv$, water depth / Dpv = 0.6
n_value n			0.010		
Slope			0.002		
Discharge			0.0813		$A/n * R^{2/3} I^{0.5}$
Check			-0.0066	OK	
PVC (Rib-Loc) Unit Cost Cpv	m		23.7		$(D < 600: 0.0527 * D - 0.1179, 0.0855 * D + 0.0217) * 1.13$ Tax
PVC Pipe Setup Cost	m	6	2,310	68,607	$Lpv * (Cp + 6\$/m)$
Excavation	m ³	7	1,247	8,732	$L * B * H = Lpv * (Dpv + 0.1 + 0.1) * (Dpv + 0.2 + 0.3)$
Concrete Foundations	m ³	60	8.9	534	$2 * Dpv * 0.3 * 0.4 * Lpv / 25$
Sub Total				77,873	
3.5 Head Tank					
Storage Volume			225		
Storage Wall Thickness			0.30		
Storage Slab Thickness			0.50		
Excavation	m ³	7	511.2	3,578	$142m^2 * 6.0m * 60\%$
Concrete RC(w/o R.bar)	m ³	60	268.5	16,110	$142m^2 * 0.5m^2 + 25.3m^2 * 5m$
Reinforcement Bar	t	732	13.7	10,028	$0.051 * Vc$
Sub Total				29,717	
3.6 Penstock					
Diameter Dp	m		0.36		$0.876 * Qpmax^{0.367}$
Length Lp	m		300		
Excavation	m ³	7	21.2	148	$L * B * H = Lp * (Dp + 0.1 + 0.1) * (Dp + 0.15 + 0.2)$
Concrete	m ³	60	10.8	648	$3.1m^2 * 1.36m + 3.5m^2 * 1.0m + 2.3m^2 * 1.36$
Reinforcement Bar	t	732	0.2	146	$0.018 * Vc$
Sub Total				943	

表 6.3 工事費内訳 (土木工事、水力機器・電器機器) (タンボ・ケマード小水力発電計画・プレ F/S) (3/3)

Item	Unit	Unit Rate (US\$)	Pre-F/S (62kW)		Note
			Quantity	Amount	
3.7 Spillway					
L	m		20		
B	m		0.5		
H	m		0.5		
Excavation	m ³	7	11.2	78	$(B+0.15m^*2)*(H+0.2m)*L$
Concrete	m ³	60	6.2	372	$[(B+0.15m^*2)*(H+0.2m) - (B^*H)]*L$
Sub Total				450	
3.8 Power House					
Excavation	m ³	7	27	189	$4.2m^*2^*6.5m$
Concrete	m ³	13	55	715	$9.7m^2^*6.5m - (3.1m^2^*2.0m + 0.7m^2^*1.3)$
Reinforcemnt Bar	t	732	0.0	0	Mass concrete
Building	L.S.	1,000	1	1,000	
Sub Total				1,904	
3.9 Tailrace					
Length	m		5		
Excavation	m ³	7	0	0	
Concrete	m ³	10	6.2	62	$1.0m^*2^*(3m+4m)/2 + 0.25m^2^*1.0m^*2 + 0.55m^2^*4m$
Reinforcemnt Bar	t	732	0.0	0	Mass Concrete
Sub Total				62	
4. Mechanical Works					
4.1 Head Tank					
Sand Flushout Gate	pce	2,000	1	2,000	$0.910^*Qd^{0.613}, Qd = 0.05m^3/s$
4.2 Penstock					
Diameter Dp	m		0.36		$0.876^*Qpmax^{0.367}$
Length Lp	m		300.0		
PVC Unit Cost	m		91.9		$(0.001528231^*D^2 - 0.04373631^*D + 1.387783)/2$
PVC Pipe setup cost	m	1	300.0	27,870	
Sub Total				29,870	
5. Electrical Works					
Unit Cost of Turbine/Generator			600		<10kW:1000\$/kW, <50kW:770, <100kW:600, <200: 500, <300: 300
Turbine/Generator	KW		62	37,200	US\$47,000 / 70kW
Installation and Equipment Test	L.S.	1,500		1,500	
Sub Total				38,700	
Transmission Line	L.S.	19,088	1.3	26,056	1.3km of Transmission line only.

表6.4 経済的内部収益率(EIRR)算定表 (タンボ・ケマード小水力発電計画・プレ F/S) [単位:US\$]

Year	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21
Benefit																					
Investment																					
Diesel Generator											46 500										
Automatic Transfer Switch											1 910										
Protection Box											917										
Building											1 500										
Transmission Lines																					
Distribution Lines																					
OM Cost																					
OM Cost of the Diesel Generator, etc.		2 466	2 466	2 466	2 466	2 466	2 466	2 466	2 466	2 466	2 466	2 466	2 466	2 466	2 466	2 466	2 466	2 466	2 466	2 466	2 466
OM Cost of the Distribution Lines		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Fuel cost		32 718	32 718	32 718	32 718	32 718	32 718	32 718	32 718	32 718	32 718	32 718	32 718	32 718	32 718	32 718	32 718	32 718	32 718	32 718	32 718
Total Benefit	0	35 184	35 184	35 184	35 184	35 184	35 184	35 184	35 184	35 184	86 011	35 184	35 184	35 184	35 184	35 184	35 184	35 184	35 184	35 184	35 184
Cost																					
Investment																					
Preparation Works and Access, etc.	2 000																				
Civil Works	95 800																				
Turbine/Generator	33 100																				
Transmission/Distribution Lines	21 700																				
Mechanical Works	25 800																				
Transportation	8 900																				
Administration and Engineering Service	18 400																				
OM Cost																					
Turbine/Generator		662	662	662	662	662	662	662	662	662	662	662	662	662	662	662	662	662	662	662	662
Civil Works		479	479	479	479	479	479	479	479	479	479	479	479	479	479	479	479	479	479	479	479
Transmission/Distribution Lines		543	543	543	543	543	543	543	543	543	543	543	543	543	543	543	543	543	543	543	543
Total Cost	205 700	1 684	1 684	1 684	1 684	1 684	1 684	1 684	1 684	1 684	1 684	1 684	1 684	1 684	1 684	1 684	1 684	1 684	1 684	1 684	1 684
Balance	-205 700	33 501	33 501	33 501	33 501	33 501	33 501	33 501	33 501	33 501	84 328	33 501	33 501	33 501	33 501	33 501	33 501	33 501	33 501	33 501	33 501

EIRR	16.4%
-------------	-------

表 7.1 ラパス県チャラーニャ風力発電事業の経済的内部収益率算定

Year	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	
Benefit																					
Investment																					
Diesel Generator	48 750										48 750										
Automatic Transfer Switch	1 910										1 910										
Protection Box	917										917										
Building	1 500										1 500										
Secondary Distribution Line	92 946																				
OM Cost																					
OM Cost of the Diesel Generator, et	1 289	2 579	2 579	2 579	2 579	2 579	2 579	2 579	2 579	2 579	2 579	2 579	2 579	2 579	2 579	2 579	2 579	2 579	2 579	2 579	
OM Cost of the Distribution Lines	1 162	2 324	2 324	2 324	2 324	2 324	2 324	2 324	2 324	2 324	2 324	2 324	2 324	2 324	2 324	2 324	2 324	2 324	2 324	2 324	
Fuel cost	13 048	26 096	26 096	26 096	26 096	26 096	26 096	26 096	26 096	26 096	26 096	26 096	26 096	26 096	26 096	26 096	26 096	26 096	26 096	26 096	
Total Benefit	#####	30 999	30 999	30 999	30 999	30 999	30 999	30 999	30 999	30 999	84 076	30 999	30 999	30 999	30 999	30 999	30 999	30 999	30 999	30 999	
Cost																					
Investment																					
Wind Turbine	#####																				
PV System	#####																				
MHP	0																				
Inverter	32 000										32 000										
Converter	3 600										3 600										
Battery	22 000						22 000						22 000								
Control House	10 000																				
Installation Materials	66 207																				
Installation Work	57 931																				
Transportation	92 946																				
Secondary Distribution Lines	29 904																				
Administration Cost	56 548																				
OM Cost																					
Wind PV Hybrid System	3 636	7 272	7 272	7 272	7 272	7 272	7 272	7 272	7 272	7 272	7 272	7 272	7 272	7 272	7 272	7 272	7 272	7 272	7 272	7 272	
Secondary Distribution lines	374	748	748	748	748	748	748	748	748	748	748	748	748	748	748	748	748	748	748	748	
Total Cost	#####	8 020	8 020	8 020	8 020	8 020	30 020	8 020	8 020	8 020	43 620	8 020	30 020	8 020	8 020	8 020	8 020	8 020	8 020	8 020	
Balance	#####	22 979	22 979	22 979	22 979	22 979	979	22 979	22 979	22 979	40 456	22 979	979	22 979	22 979	22 979	22 979	22 979	22 979	22 979	
EIRR		-2.6%																			

表 8.1 送電線延長經濟價格

I. Extension Cost of Distribution Lines

1. Assumptions

1.1 Primary Distribution Line (14.4kV, single phase)

Length of the Land the Line is Installed	20	Km
Distance between each electric post	105	Meters
No. of transformers installed	3	
No. of insulators installed for every electric post	3	
No. of separators installed	2	
(One at the beginning of the line and additional one every 15km of the line)		
No. of lighting rods installed for each transformer	1	
Allowance for the cable	5	%

1.2 Secondary Distribution Line (0.231kV, single phase)

Length of the Land the Line is Installed	3	Km
Distance between each electric post	70	Meters
Allowance for the cable	5	%

1.3 Others

No. of families	100	
Exchange rate	6.53	Bs/US\$
	120.5	Yen/US\$
Tax Rate		
Imported Products (every material except for electric posts):		
Cables (10% Import Tax and 14.94% Effective VAT)	24.94	%
Transformers and other exported products (5% Import Tax and 14.94% Effective VAT)	19.94	%
Domestic Products (electric posts):		
Value Added Tax	13	%
Transaction Tax	3	%
Agency Transaction Fee for Imported Products	10	%
Discount Rate	10	%
CRF (20 Years)	0.1175	

The land is assumed to be flat.

2. Specifications

2.1 Primary Distribution Line

Cables	ACSR No2 (single phase) ACSR No6 (single phase)
Electric post	10m high
Transformer	14.4/0.231 kV 15kVA
Insulator	ESPIGA Carrete 3"
Separator	Fuse 27kV
Lighting rod	21kV

2.2 Secondary Distribution Line

Cable	Duplex No2 (single phase)
-------	---------------------------

Electric post 9m high

3. Unit Cost of Materials

3.1 Primary Distribution Line

Cables		
ACSR No2	0.38	US\$/m
ACSR No6	0.30	US\$/m
Electric Post	82	US\$
Transformer (3 per one kilometer)	959	US\$
Insulators		
(2 pieces for every electric post)	13	US\$
(1 piece for every electric post)	0.7	US\$
Separator	96	US\$
Lighting rod	81	US\$
Other Metal Costs	35%	of the total above cost
Labor Work and Supervision (including transportation)	603	US\$/km
Contingency	5%	of the total above costs

3.2 Secondary Distribution Line

Cable	1.2	US\$/m
Electric Post	67	US\$
Switch and Metallic Box	83	US\$/km
Other Metal Costs	20%	of the total above cost
Labor Work and Supervision (including transportation)	603	US\$/km
Contingency	3%	of the total above costs

3.3 Others

Initial Investment Cost Born by Each User (Valid for 20 years) 86 US\$/each

4. Extension Cost of the Distribution Lines per Kilometer (US\$)

Based on the above assumption and condition, cost of the distribution lines per kilometer is calculated as follows.

4.1 Cost of the Primary Distribution Line per Kilometer

Cables		
ACSR No2	403	US\$/km
ACSR No6	319	US\$/km
Electric Posts	862	US\$/km
Transformers	144	US\$/km
Separators	10	US\$/km
Lighting rods	12	US\$/km
Insulators	14	US\$/km
Other Metal Materials (35% of the above total)	617	US\$/km
Labor Work and Supervision	603	US\$/km
Contingency	149	US\$/km
<u>Total</u>	<u>3 134</u>	US\$/km

4.2 Cost of the Secondary Distribution Line per Kilometer

Cable	1 219	US\$/km
Electric Posts	1 028	US\$/km
Switches and Metallic Boxes	83	US\$/km
Other Metal Materials (20% of the above total)	466	US\$/km
Labor Work and Supervision	603	US\$/km
Contingency	10	US\$/km
<u>Total</u>	<u>3 409</u>	US\$/km

5. Annualized Extension Cost of Distribution Line

5.1. Annualized Investment Cost of Distribution Lines

Annual Investment Cost = Total Investment Cost x Capital Recovery Factor (CRF) for 20 Years

$$CRF = \frac{R(1+R)^n}{(1+R)^n - 1}$$

CRF: Capital Recovery Factor

R: Discount Rate

n: Life time of the Lines

$$CRF = \frac{0.1(1+0.1)^{20}}{(1+0.1)^{20} - 1}$$

0.1175

Total Primary Line Cost:

US\$3134/km x 20km = 62 672 US\$

Annualized Cost of the Primary Lines:

US\$62672 x CRF = 7 361 US\$

Total Secondary Line Cost:

US\$3409 x 3km = 10 228 US\$

Annualized Cost of the Secondary Lines:

US\$10228 x CRF = 1 201 US\$

Initial Investment Cost Born by 100 Households:

US\$86 x 100 = 8 621 US\$

Annualized Initial Investment Cost Born by Households:

US\$8621 x 0.1175 = 1 013 US\$

Thus, annualized Investment Cost of the Distribution Lines and Investment Cost

Born by Households will be 9 576 US\$

5.2 Annual Operation and Maintenance Cost

OM cost is 2.5% of the Initial Investment Cost.

Annual OM Cost for the Primary Distribution Line will be 1 567 US\$

Annual OM Cost for the Secondary Distribution Line will be 256 US\$

Thus, total Annual OM Cost will be 1 823 US\$

5.3 Total Annualized Cost of Extension of Distribution Lines

Total annualized cost of the distribution lines will be

5.1 + 5.2 = 11 398 US\$

5.4 Annualized Cost of Extension of Distribution Lines per kWh

Annual Electricity Demand is

300W per house x 8 hrs/day x 100 houses x 365 days/Y = 87 600 kWh

Thus, annualized cost of extension of distribution lines per kWh will be **0.13** US\$/kWh

II. Cost of Generator and Transmission Lin

The following data and costs are based on the cost analysis simulation made of a Gas Turbine Generator by the National Committee of Electricity Supply (CNDC) in April 1999.

1. Assumptions

Power to be Installed	64.3	MW
Peak Power to be Used	53.4	MW
Investment Cost of Transmission	2.6	US\$MN
Investment Cost of Generation	26.3	US\$MN
Operation and Management Cost (% of Investment Costs)	1.5	%
Loss Factors:		
Power	20.0	%
Energy in Generation and Transmission	5.0	%
Energy in Distribution (3% in 1st, 5% in 2nd lines and 1% in the transformer)	9.0	%
Efficiency	15.0	%
Marginal Energy Cost	13.1	US\$/MWh
Operation Rate	57.5	%
Life time	20.0	Years
Discount rate	10.0	%
CRF (20 Years)	0.1175	

2. Annualized Cost of Generation and Transmissio

2.1 Total Investment Cost

Total investment cost will be

US\$2.6MN + US\$26.3MN = 28.9 US\$MN

Annualized investment cost will be

US\$28.9MN x CRF = 3.4 US\$MN

Annualized investment cost per kWh will be

US\$3.4MN / (53.42MW x 24 Hrs x 365 Days x 0.575) = 0.01 US\$/kWh

Total annualized costs considering the loss factor and efficiency will be:

US\$0.01/kWh / (1-0.2)*(1-0.15) = 0.02 US\$/kWh

2.2 Fuel Cost

Energy cost is already calculated as US\$0.01314/kWh by CNDC.

0.0131 US\$/kWh

Energy cost considering the loss factor will be
US\$0.0131/kWh / (1-0.05)*(1-0.09) = 0.0152 US\$/kWh

2.3 Operation and Maintenance Cost

Annual Fixed OM Cost will be
US\$28.9MN x 1.5% = 0.43 US\$MN

Annual OM Cost per kWh will be
US\$0.4MN / (53.4MW x 24 Hrs x 365 Days x 0.575 x 0.8 x 0.85) = 0.002 US\$/kWh

2.4 Annualized Cost of Generation and Transmission per kWh

Annualized cost of generation and transmission per kWh will be
1) + 2) + 3) = 0.04 US\$/kWh

Thus, the cost of the grid extension per kWh will be

In case of large project:

Cost of the Distribution (I.5.4) + Cost of the Generation and Transmission (II.2.4) = 0.17 US\$/kWh

In case of a small project:

Cost of the Distribution (I.5.4) + Fuel Cost (II.2.2) = 0.15 US\$/kWh

Source: EIFASA, National Committee of Electric Supply and JICA Study Tea

表 8.2 太陽光発電システム (SHS式) 経済価格

System Size	55	Watt
System Cost per Watt	12	US\$
System Cost (Excluding Charge Controller & Battery)	538	US\$
Domestic Part	290	US\$
Imported Part	248	US\$
Installation Cost per System (Including Labor Cost and Transportation Cost)	69	US\$
Cost of the Charge Controller	60	US\$
Battery Cost	78	US\$
Cost of Distilled Water for Battery	0.59	US\$/Litter
Annual Operation and Maintenance (% of Initial Investment Costs)	1	%
Required Number of Battery	1	Piece
Required Volume of Distilled Water for the Battery	0.08	Litter/Battery·Month
Annually Generated Amount of Electricity	70	kWh/Y
Life Time of the System	20	Years
Life Time of the Charge Controller	5	Years
Life Time of the Battery	4	Years
No. of Households	200	
Discount Rate	10	%
CRF (20 Years)	0.1175	
Exchange Rate	6.53	Bs/US\$
	120.5	Yen/US\$
Tax Rate		
Imported Products:		
PV System (10% import tax and 14.94% Effective VAT)	24.94	%
Domestic Products:		
Value Added Tax	13	%
Transaction Tax	3	%
Agency Transaction Fee for the Imported Products	10	%
1) Annualized Investment Cost per kWh		
The cost of the PV system including the installation cost will be	607	US\$
Annualized investment cost will be Total system cost x CRF =	71	US\$
Annualized investment cost per kWh will be	1.02	US\$/kWh
2) Annual Cost of the Charge Controller, Battery and Distilled Water		
Charge controller replacement cost per year will be Controller cost / controller life =	12.1	US\$
Annual charge controller cost per kWh will be	0.17	US\$/kWh
Battery cost per year will be Battery cost / battery life =	19.4	US\$/Y
Annual battery cost per kWh will be	0.28	US\$/kWh
Required amount of distilled water per year will be 0.08 litter/battery·month x 1 piece x 12 months/Y =	0.96	Litter
Annual cost of the distilled water will be 0.96Litter x US\$0.59/Litter =	0.56	US\$
Annual cost of the distilled water per kWh will be	0.01	US\$/kWh
Thus, annual cost of the charge controller, battery and distilled water per kWh will be	0.46	US\$/kWh
3) Operation and Maintenance Cost per kWh		

Annualized OM cost per kWh will be (PV system cost x 2.5%) / power generation =	0.09	US\$/kWh
4) Total annualized cost of the PV System per kWh		
Total annualized cost of the PV System per kWh will be 1) + 2) + 3) =	1.6	US\$/kWh

Source: JICA Study Team

表 8.3 小水力發電經濟價格

<u>Micro-hydro Power:</u>		
Cost of Micro-hydro per kW	2 500	US\$
Installed capacity (kW)	30	kW
Cost of the Micro-hydro:	75 000	US\$
Civil works (including engineering)	45 000	US\$
Electromechanical equipment	30 000	US\$
2 Substations	10 000	US\$
Annual Electricity Generation	87 600	kWh/Year
OM Cost of the Electromechanical Equipment (% of investment)	2.0	%
OM Cost of the Civil Engineering (% of investment)	0.5	%
OM Cost of the Substations (% of investment)	2.0	%
Life Time of the Micro-hydro system	20	Years
Life Time of the Substations	20	Years
<u>Distribution Lines:</u>		
Cost of Primary Distribution Line per km	3 083	US\$/km
Cost of Secondary Distribution Line per km	3 409	US\$/km
Length of Primary Distribution Line	3	Km
Length of Secondary Distribution Line	3	Km
OM Cost of the Distribution Lines (% of investment)	2.5	%
Life Time of the Distribution Lines	20	Years
Discount Rate	10	%
CRF (20 Years)	0.1175	
Exchange Rate	6.53	Bs/US\$
	120.5	Yen/US\$
Tax Rate		
Imported Products:		
Hydraulic turbine and substations (5% Import Tax and 14.94% Effective VAT)	19.94	%
Domestic Products:		
Value Added Tax	13	%
Transaction Tax	3	%
Agency Transaction Fee for the Imported Products	10	%
1) Investment Cost of Micro-hydro		
Total initial investment cost of micro-hydro system including 2 substations is	85 000	US\$
Annualized investment cost will be US\$85000 x CRF =	9 988	US\$
Annual electricity generation will be	87 600	kWh/Year
Thus, annualized investment cost per kWh of the system will be	0.11	US\$/kWh
2) Cost of the Distribution Lines		
Total costs of the distribution lines will be	19 477	US\$
Annualized distribution line costs will be US\$19477 x CRF =	2 289	US\$
Annualized distribution line costs per kWh will be	0.03	US\$/kWh
3) Operation and Maintenance Cost		
Annual OM Cost of the micro-hydro system will be		
OM cost for the electromechanical equipment (2%)	600	US\$
OM cost for civil engineering (0.5%)	225	US\$
OM cost of the distribution lines (2.5%)	487	US\$
OM cost of the substations (2%)	200	US\$

Total OM cost per annual will be	1 512	US\$
Thus, total annual OM cost per kWh will be	0.02	US\$/kWh
4) Total Cost of the Micro-hydro System per kWh		
Thus, total Cost of the Micro-hydro System per kWh will be 1) + 2) + 3) =	0.16	US\$/kWh

Source: UMSA and JICA Study Team

表 8.4 風力發電經濟價格

<u>Wind PV Hybrid System:</u>		
Installed Capacity: Wind 40 kW, PV 10kWp	50	kW
Cost of Wind Power (wind turbine, tower, etc.) and PV: Wind Power US\$200,000 (\$5,000 x 40 kW), PV US\$100,000 (\$10,000 x 10 kW) (The above costs include costs of installation materials, installation and transportation.)	300 000	US\$
Control House	10 000	US\$
Cost of Inverter & Converter	11 800	US\$
Cost of Batteries	4 000	US\$
OM cost of Wind PV Hybrid System (% of investment cost)	3	%
Annual Electricity Generation	87 600	kWh/Y
Life Time of the Wind PV Hybrid System and Control House	20	Years
Life Time of the Inverter and Converter	10	Years
Replacement Period of the Batteries	6	Years
<u>Distribution Lines:</u>		
Cost of Primary Distribution Line per km	3 083	US\$/km
Cost of Secondary Distribution Line per km	3 409	US\$/km
Length of Primary Distribution Line	3	Km
Length of Secondary Distribution Line	3	Km
OM Cost of Distribution Lines (% of investment cost)	2.5	%
Life Time of the Distribution Lines	20	Years
Discount Rate	10	%
CRF (20 Years)	0.1175	
CRF (10 Years)	0.1627	
Exchange Rate	6.53	Bs/US\$
	120.5	Yen/US
Tax Rate		
Imported Products:		
Wind Power System, Inverter, Converter (5% Import Tax, 14.94% Effective VAT)	19.94	%
PV System (10% Import Tax and 14.94% Effective VAT)	24.94	%
Domestic Products:		
Value Added Tax	13	%
Transaction Tax	3	%
Agency Transaction Fee for Imported Products	10	%
1) Investment Cost		
The investment cost of the Wind PV Hybrid System and the control house will be	310 000	US\$
Annualized investment cost of the system will be US\$310000 x CRF =	36 412	US\$
The investment cost of the Inverter and Converter will be	11 800	US\$
Annualized investment cost of the Inverter and Converter will be US\$11800 x CRF =	1 920	US\$
Total costs of the distribution lines will be	19 476	US\$
Annualized investment cost of the distribution lines will be US\$19476 x CRF =	2 288	US\$
Annual cost of batteries will be Cost of batteries/life time of the batteries =	667	US\$

Total annualized investment cost of the Wind PV Hybrid System will be	41 287	US\$
Annual electricity generation will be	87 600	kWh
Therefore, annualized investment cost of the Wind PV Hybrid System will be	0.47	kWh
2) Operation and Maintenance Cost		
Annual OM cost of the Wind PV Hybrid System (3% of investment) will be	9 354	US\$
Annual OM cost of distribution lines (2.5% of investment) will be	256	US\$
Thus, total annual OM cost will be	9 610	US\$
Annual OM cost per kWh will be	0.11	US\$/kWh
3) Total annualized cost per kWh of the Wind PV Hybrid System		
Thus, annualized cost per kWh of the Wind PV Hybrid System will be		
1) + 2) =	0.58	US\$/kWh

Source: JICA Study Team

表 8.5 ディーゼル発電経済価格

<u>Diesel Generator:</u>		
Cost of Diesel Generator	22 500	US\$
Generation Capacity	30	kW
Cost of Generator per kW	750	US\$/kW
Cost of Automatic Transfer Switch	1 910	US\$
Cost of Protection Box	917	US\$
Building	1 500	US\$
OM Cost of Generator (% of investment cost)	5	%
Operation Hour per Day	10	Hours/Day
Generated Power	87 600	kWh/Year
Life Time of the Generator	10	Years
Diesel Oil Cost per Litter (including transportation cost)	3.1	Bs/Litter
Fuel Consumption	17 228	Litter/Year
Diesel Fuel Cost	8 188	US\$/Year
<u>Distribution Lines:</u>		
Cost of Secondary Distribution Line per km	3 409	US\$/km
Length of Secondary Distribution Line	3	Km
OM Cost of Distribution Lines (% of investment cost)	2.5	%
Life Time of the Distribution Lines	20	Years
Discount Rate	10	%
CRF (10 Years)	0.1627	
CRF (20 Years)	0.1175	
Exchange Rate	6.53	Bs/US\$
	120.5	Yen/US\$
Tax Rate		
Imported Products:		
Diesel Generator (10% import tax and 14.94% Effective VAT)	24.94	%
Automatic Transfer Switch and Protection Box (5% import tax and 14.94% Effective VAT)	19.94	%
Domestic Products:		
Value Added Tax	13	%
Transaction Tax	3	%
Agency Transaction Fee for the Imported Products	10	%
1) Investment Cost		
Total investment cost of the diesel generator, automatic transfer switch, protection box and building will be	26 827	US\$
Annualized investment cost of the diesel generator will be US\$26827 x CRF =	4 366	US\$
Total costs of the distribution line will be	10 227	US\$
Annualized distribution line costs will be Total distribution line cost x CRF =	1 202	US\$/Year
Thus, annualized investment cost per kWh will be	0.06	US\$/kWh
2) Operation and Maintenance Cost		
Annual OM cost of the diesel generator will be Investment cost of the diesel generator x 5% =	1 341	US\$

Annual OM cost of the distribution line will be		
Investment cost of the distribution lines x 2.5% =	256	US\$/Year
Annual OM cost per kWh will be	0.02	US\$/kWh
3) Fuel Cost		
Total fuel cost per kWh will be	0.09	US\$/kWh
4) Total Annualized Cost of the Diesel Generator		
Total annualized cost of the diesel generator per kWh will be		
(1) + (2) + (3) =	0.18	US\$/kWh

Source: JICA Study Team

表 8.6 選定した優先開発小水力プロジェクト(ラパス・オルロ県)
(2002 ~ 2011年実施計画)

La Paz

Priority Ranking No.	Proposed Implementation Schedule (Term of Year)	Name of Project	Province	Canton	No. of Benef. Families by MHP	Installed Capacity	Investment Cost (MHP)	kW Cost (MHP)	MHP		Study Conducted by	Stage of Project
									Annual Energy	Annualized Investment + OM Cost per kWh (MHP)		
									(HH)	(kW)		
a	d	e	f = d	g	h = (CRF + OM 1.8%) * e / g			i				
* 1	2002 - 2006	Apolo (Rio Machariapu) [Phase - I]	F. Tamayo	Apolo, Santa Cruz del Valle Ameno & Aten	1 100	350	2 000 000	5 714	970 900	0.28	JICA Study Team	2
2	2002 - 2006	San José de Chupiamonas	Iturrealde	San José de Chupiamonas	80	40	70 200	1 755	110 960	0.09	NF-Alisei (Italia), EU, Alcaldia., Munic., Prefectura	2
3	2002 - 2006	San Miguel	Iturrealde	San Buena Ventura	80	25	66 900	2 676	69 350	0.13	NF-Alisei (Italia), EU, Alcaldia., Munic., Prefectura	2
4	2002 - 2006	25 de Mayo	Iturrealde	San Buena Ventura	350	25	65 000	2 600	69 350	0.13	EU-NF, Prefectura, Alcaldia	1
5	2002 - 2006	Yanamayu	S. Yungas	Yanamayu	230	88	183 561	2 086	244 112	0.10	UMSA-IHH	3
6	2002 - 2006	Colopampa-Santa Rosa	S. Yungas	Colopampa Grande	580	160	270 512	1 691	443 840	0.08	UMSA-IHH	3
7	2002 - 2006	Calisaya	S. Yungas	Calisaya	80	25	34 300	1 372	69 350	0.07	NF-Alisei (Italia), EU, Alcaldia., Munic., Prefectura	2
8	2002 - 2006	Charia	S. Yungas	Charia	200	50	80 000	1 600	138 700	0.08	ECOTEC	1
9	2002 - 2006	Pichari	S. Yungas	San Jose	162	48	100 000	2 083	133 152	0.10	ECOTEC	1
9	2002 - 2006	Centro Tocaroni	S. Yungas	Villa Barrientos	828	60	174 773	3 000	166 440	0.14	UNDP	3
11	2002 - 2006	Suches	F. Tamayo	Suches	140	100	200 000	2 000	277 400	0.10		1
12	2002 - 2006	Curva - Canlaya (Rio Opinuwaya)	B. Saavedra	Curva	170	45	112 500	2 500	124 830	0.12	JICA Study Team	1
13	2002 - 2006	Palmar	S. Yungas	Chamaca	150	40	70 000	1 750	110 960	0.09	ECOTEC	1
13	2002 - 2006	Villa el Carmen	Caranavi	Rosario Entre Rios	90	40	68 100	1 703	110 960	0.08	NF-Alisei (Italia), EU, Alcaldia., Munic., Prefectura	2
15	2007 - 2011	Calama	Caranavi	Calama	170	50	175 204	3 504	138 700	0.17	UMSA-IHH	3
16	2007 - 2011	Ulla Ulla	F. Tamayo	Ulla Ulla	60	20	50 000	2 500	55 480	0.12		1
17	2007 - 2011	Chairo	Nor Yungas	Pacollo	100	40	56 170	1 404	110 960	0.07	NF-Alisei (Italia), EU, Alcaldia., Munic., Prefectura	2
18	2007 - 2011	Pocomayo (Pocomayo, Vilaque, Choquepata)	Munecas	Timusi	102	25	53 842	2 154	69 350	0.11	Comunidad de Pocomayo, UMSA-IHH	1
19	2007 - 2011	Inicua-Delicias	S. Yungas	Palos Blancos	84	60	141 140	2 352	166 440	0.11	VMEH/PNUD/Solsticio SRL	1
20	2007 - 2011	Llallagua	J. Manuel Pando	Santiago de Machaca	10	8	8 485	1 061	22 192	0.05	PROPER, Misión Alianza Noruega (MAN)	1
21	2007 - 2011	Incahuara	Caranavi	Incahuara de Kullu Kuchij	70	30	150 000	5 000	83 220	0.24	Munc. De Caranavi, UMSA-IHH	1
21	2007 - 2011	Poroma	Larecaja	Santa Rosa de Challana	350	300	300 000	1 000	832 200	0.05	ECOTEC	1
23	2007 - 2011	Padilla -Thiyumayo	Nor Yungas	Coroico	220	20	39 450	1 973	55 480	0.10	EU, Prefectura, Alcaldia	1
24	2007 - 2011	Villa Barrientos	S. Yungas	Villa Barrientos	100	23	50 000	2 174	63 802	0.11	ECOTEC	1
25	2007 - 2011	Huarinillas-Coroico [Rehabilitation]	Nor Yungas	Coroico	978	205	279 000	1 361	568 670	0.07	UMSA-IHH	1
26	2007 - 2011	Oro verde	Caranavi	Suapi Alto Beni	60	25	52 000	2 080	69 350	0.10	NF-Alisei (Italia), EU, Alcaldia., Munic., Prefectura	2
26	2007 - 2011	Cotosi - Queñi	Camacho	Mocomoco	137	5	20 550	4 110	13 870	0.20	ORPA, Khana Wayra y PROPER	1
28	2007 - 2011	Nueva Esperanza	Caranavi	Nueva Esperanza	65	30	78 000	2 600	83 220	0.13	Munc. De Caranavi, UMSA-IHH	1
29	2007 - 2011	Mocori	Nor Yungas	Milluhuya	22	8.8	29 600	3 364	24 411	0.16	UMSA-IHH	1
30	2007 - 2011	Illimani	Caranavi	Alto Illimani	60	20	58 000	2 900	55 480	0.14	Munc. De Caranavi, UMSA-IHH	1
* -	2007 - 2011	Apolo (Rio Machariapu) [Phase - II]	F. Tamayo	Apolo, Santa Cruz del Valle Ameno & Aten	900	350	2 000 000	5 714	970 900	0.28	JICA Study Team	2

Sub-Total 2002 - 2006 4 240 1 096 3 496 000
 Sub-Total 2007 - 2011 3 490 1 220 3 541 000
 TOTAL (2002 - 2011) 7 730 2 316 7 037 000
 Average Installed Capacity per Household in the Selected MHP Projects (La Paz) = 300 W/HH 910 [US\$/HH]

Oruro

1	2002 - 2006	Tambo Quemado	Sajama	Chachacomani	69	62	239 700	3 866	171 988	0.19	JICA Study Team, ECOTEC	2
2	2007 - 2011	Juro - Viluyo (Rio Pacokhaua, Est. Viluyo)	Atahuallpa	Negrillos / Juro	80	15	52 500	3 500	41 610	0.17	JICA Study Team	1
3	2007 - 2011	Sajama (Rio Jachcha Huancollo)	Sajama	Sajama	60	25	75 000	3 000	69 350	0.15	ECOTEC, JICA Study Team	1

Sub-Total 2002 - 2006 69 62 240 000
 Sub-Total 2007 - 2011 140 40 128 000
 TOTAL (2002 - 2011) 209 102 368 000
 Average Installed Capacity per Household in the Selected MHP Projects (Oruro) = 488 W/HH 1 761 [US\$/HH]

Source : JICA Study Team

Note: *1) Column 'e', 'f', 'g': Italic numbers are assumed.

*2) Column 'g' & 'h': For the estimation of annual energy of the MHP, following parameter are use

Effective Operation Hour (Demand) per Day for Estimation of kWh [hour/day]	8
Plant Factor for MHP - 0.95	
n : Life Time of the System [Years]	20
R : Discount Rate [%]	10%
CRF (Capital Recovery Factor) = (R(1+R) ⁿ)/((1+R) ⁿ -1)	0.1175
OM Cost for MHP [% of total investment]	1.8%

Note *: The Apolo micro-hydro power project is one project, but is divided into two in this table for incorporating annual investment plan.

表 8.7 風力発電優先事業の選定

La Paz

Cantons in high wind potential area	Population	Population for Project	Existing grid or the plan	Result
1 OKORURO	339	suitable	no	selected
2 CHINOCABI	264	suitable	no	selected
3 E.ABAROA	116	suitable	no	selected
4 GREAL. PEREZ	159	suitable	no	selected
5 LADISLAO CABRERA	237	suitable	no	selected
6 RIO BLANCO	287	suitable	no	selected
7 CATAORA	278	suitable	no	selected
8 PAIRUMANI GRANDE	124	suitable	no	selected
9 POJO PAJCHIRI	221	suitable	no	selected
10 CHARANA	1016	suitable	no	selected
11 CARACOLLO	61	not suitable	no	not selected
12 THOLA COLLO	87	not suitable	no	not selected

Oruro

Cantons in high wind potential area	Population	Population for Project	Existing grid or the plan	Result
1 SAJAMA	449	suitable	existing	not selected
2 LAGUNAS	235	suitable	no	selected
3 COPASA	685	suitable	no	selected
4 CARANGAS	152	suitable	existing	not selected
5 CARIPE	208	suitable	no	selected
6 CHACHACOMANI	476	suitable	no	selected
7 VILLA ROSARIO	96	not suitable	no	not selected

Source: JICA Study Team

表 8.8 エネルギー源別新規受益者数

La Paz

	Phase 1					Phase 2				
	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
	2 851	2 758	2 863	2 975	3 156	3 354	3 349	3 462	3 676	3 771
Renewable Energy	1 080	923	962	1 005	1 116	1 403	1 328	1 368	1 506	1 523
PV	180	73	68	95	244	671	584	794	610	703
Micro-hydro	900	800	844	860	836	700	680	500	850	760
Wind	0	50	50	50	36	32	64	74	46	60
Grid	1 771	1 835	1 901	1 970	2 040	1 951	2 021	2 094	2 170	2 248

Oruro

	Phase 1					Phase 2				
	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Total	1 739	1 663	1 665	1 732	1 810	2 023	2 028	2 278	2 286	2 445
Renewable Energy	606	490	450	474	506	865	829	1 036	998	1 112
PV	606	415	377	401	436	785	767	1 036	938	1 112
Micro-hydro	0	45	0	0	0	80	0	0	60	0
Wind	0	30	73	73	70	0	62	0	0	0
Grid	1 133	1 173	1 215	1 259	1 304	1 158	1 199	1 243	1 288	1 334

Source: VMEH and JICA Study Team

表 8.9 ラパス県・オルロ県の地方電化率 (%)

La Paz

	Phase 1					Phase 2				
	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Total No. of Rural Households	232 629	232 398	232 197	232 021	231 879	231 773	231 700	231 663	231 649	231 669
Existing No. of HHs with Electricity	70 673	73 379	76 010	78 762	81 640	84 712	87 991	91 276	94 681	98 307
New Beneficiary HHs with Electricity	2 851	2 758	2 863	2 975	3 156	3 354	3 349	3 462	3 676	3 771
Decrease in No. of Electrified HHs by Diesel	-145	-127	-111	-97	-85	-74	-65	-57	-50	-43
Total No. of Rural HHs with Electricity	73 379	76 010	78 762	81 640	84 712	87 991	91 276	94 681	98 307	102 034
Rural Electrification Rate (%)	31.5%	32.7%	33.9%	35.2%	36.5%	38.0%	39.4%	40.9%	42.4%	44.0%

Oruro

	Phase 1					Phase 2				
	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Total No. of Rural Household	61 981	61 694	61 410	61 126	60 846	60 568	60 290	60 015	59 743	59 473
Existing No. of HHs with Electricity	10 268	11 973	13 607	15 246	16 955	18 746	20 751	22 765	25 029	27 303
New Beneficiary HHs with Electricity	1 739	1 663	1 665	1 732	1 810	2 023	2 028	2 278	2 286	2 445
Decrease in No. of Electrified HHs by Diesel	-34	-30	-26	-23	-20	-17	-15	-13	-12	-10
Total No. of Rural HHs with Electricity	11 973	13 607	15 246	16 955	18 746	20 751	22 765	25 029	27 303	29 739
Rural Electrification Rate (%)	19.3%	22.1%	24.8%	27.7%	30.8%	34.3%	37.8%	41.7%	45.7%	50.0%

Source: VMEH and JICA Study Team

表 8.10 エネルギー源別地方電化のための年間投資額 (US\$)

La Paz

	Phase 1					Phase 2				
	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Total	2 725 000	2 823 000	2 925 000	3 030 000	3 139 000	3 252 000	3 369 000	3 490 000	3 616 000	3 746 000
Renewable Energy	954 000	988 000	1 024 000	1 060 000	1 099 000	1 301 000	1 348 000	1 396 000	1 446 000	1 498 000
PV	144 000	58 000	54 400	76 000	195 400	536 600	467 200	635 200	487 800	562 000
Micro-hydro	810 000	720 000	759 600	774 000	752 400	630 000	612 000	450 000	765 000	684 000
Wind	0	210 000	210 000	210 000	151 200	134 400	268 800	310 800	193 200	252 000
Grid	1 771 000	1 835 000	1 901 000	1 970 000	2 040 000	1 951 000	2 021 000	2 094 000	2 170 000	2 248 000

Oruro

	Phase 1					Phase 2				
	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Total	1 618 000	1 676 000	1 736 000	1 798 000	1 863 000	1 930 000	1 999 000	2 071 000	2 146 000	2 223 000
Renewable Energy	485 000	502 800	520 800	539 400	558 900	772 000	799 600	828 400	858 400	889 200
PV	485 000	331 800	301 800	320 400	348 900	628 000	613 600	828 400	750 400	889 200
Micro-hydro	0	81 000	0	0	0	144 000	0	0	108 000	0
Wind	0	90 000	219 000	219 000	210 000	0	186 000	0	0	0
Grid	1 133 000	1 173 200	1 215 200	1 258 600	1 304 100	1 158 000	1 199 400	1 242 600	1 287 600	1 333 800

Source: VMEH and JICA Study Team

表 8.11 ラパス県エネルギー源別総受益者数

La Paz

		Phase 1					Phase 2				
		2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
PV	Total	1 073	1 146	1 214	1 309	1 553	2 224	2 808	3 602	4 211	4 914
	Share	1.5%	1.5%	1.5%	1.6%	1.8%	2.5%	3.1%	3.8%	4.3%	4.8%
Micro-hydro	Total	2 195	2 995	3 839	4 699	5 535	6 235	6 915	7 415	8 265	9 025
	Share	3.0%	3.9%	4.9%	5.8%	6.5%	7.1%	7.6%	7.8%	8.4%	8.8%
Wind	Total	0	50	100	150	186	218	282	356	402	462
	Share	0.0%	0.1%	0.1%	0.2%	0.2%	0.2%	0.3%	0.4%	0.4%	0.5%
Total Renewable Energy	Total	3 268	4 191	5 153	6 158	7 274	8 677	10 005	11 373	12 878	14 401
	Share	4.5%	5.5%	6.5%	7.5%	8.6%	9.9%	11.0%	12.0%	13.1%	14.1%
Grid Extension	Total	69 102	70 937	72 838	74 808	76 848	78 799	80 820	82 914	85 084	87 332
	Share	94.2%	93.3%	92.5%	91.6%	90.7%	89.6%	88.5%	87.6%	86.5%	85.6%
Diesel	Total	1 010	883	772	675	591	516	452	395	345	302
	Share	1.4%	1.2%	1.0%	0.8%	0.7%	0.6%	0.5%	0.4%	0.4%	0.3%
Total	Total	73 379	76 010	78 762	81 640	84 712	87 991	91 276	94 681	98 307	102 034
	Share	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%

Source: VMEH and JICA Study Team

表 8.12 オルロ県エネルギー源別総受益者数

Oruro

		Phase 1					Phase 2				
		2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
PV	Total	2 355	2 770	3 147	3 548	3 984	4 769	5 536	6 571	7 509	8 621
	Share	19.7%	20.4%	20.6%	20.9%	21.3%	23.0%	24.3%	26.3%	27.5%	29.0%
Micro-hydro	Total	365	410	410	410	410	490	490	490	550	550
	Share	3.0%	3.0%	2.7%	2.4%	2.2%	2.4%	2.2%	2.0%	2.0%	1.8%
Wind	Total	0	30	103	176	246	246	308	308	308	308
	Share	0.0%	0.2%	0.7%	1.0%	1.3%	1.2%	1.4%	1.2%	1.1%	1.0%
Total Renewable Energy	Total	2 720	3 210	3 660	4 134	4 640	5 505	6 334	7 369	8 367	9 479
	Share	22.7%	23.6%	24.0%	24.4%	24.8%	26.5%	27.8%	29.4%	30.6%	31.9%
Grid Extension	Total	9 016	10 190	11 405	12 663	13 968	15 126	16 325	17 568	18 855	20 189
	Share	75.3%	74.9%	74.8%	74.7%	74.5%	72.9%	71.7%	70.2%	69.1%	67.9%
Diesel	Total	237	207	181	158	138	121	106	93	81	71
	Share	2.0%	1.5%	1.2%	0.9%	0.7%	0.6%	0.5%	0.4%	0.3%	0.2%
Total	Total	11 973	13 607	15 246	16 955	18 746	20 751	22 765	25 029	27 303	29 739
	Share	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%

Source: VMEH and JICA Study Team

表 8.13 ラパス県エネルギー源別予測電力消費量 (kWh)

La Paz

		Phase 1					Phase 2				
		2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
PV	Total	69 745	74 458	78 878	85 053	100 929	144 528	182 488	234 098	273 731	319 394
	Share	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Micro-hydro	Total	523 500	778 500	1 025 100	1 280 700	1 535 100	1 765 500	1 972 500	2 149 500	2 352 000	2 593 500
	Share	2.4%	3.5%	4.5%	5.4%	6.2%	6.9%	7.5%	7.9%	8.4%	8.9%
Wind	Total	0	7 500	22 500	37 500	50 400	60 600	75 000	95 700	113 700	129 600
	Share	0.0%	0.0%	0.1%	0.2%	0.2%	0.2%	0.3%	0.4%	0.4%	0.4%
Total Renewable Energy	Total	593 245	860 458	1 126 478	1 403 253	1 686 429	1 970 628	2 229 988	2 479 298	2 739 431	3 042 494
	Share	2.8%	3.9%	4.9%	5.9%	6.8%	7.7%	8.5%	9.1%	9.8%	10.5%
Grid Extension	Total	20 464 808	21 005 708	21 566 108	22 146 758	22 748 258	23 346 908	23 942 708	24 559 958	25 199 558	25 862 258
	Share	95.7%	94.8%	94.0%	93.2%	92.4%	91.6%	91.0%	90.4%	89.8%	89.2%
Diesel	Total	324 680	283 928	248 291	217 126	189 874	166 042	145 201	126 976	111 039	97 102
	Share	1.5%	1.3%	1.1%	0.9%	0.8%	0.7%	0.6%	0.5%	0.4%	0.3%
Total	Total	21 382 733	22 150 093	22 940 876	23 767 137	24 624 561	25 483 578	26 317 897	27 166 232	28 050 028	29 001 854
	Share	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%

Source: VMEH and JICA Study Team

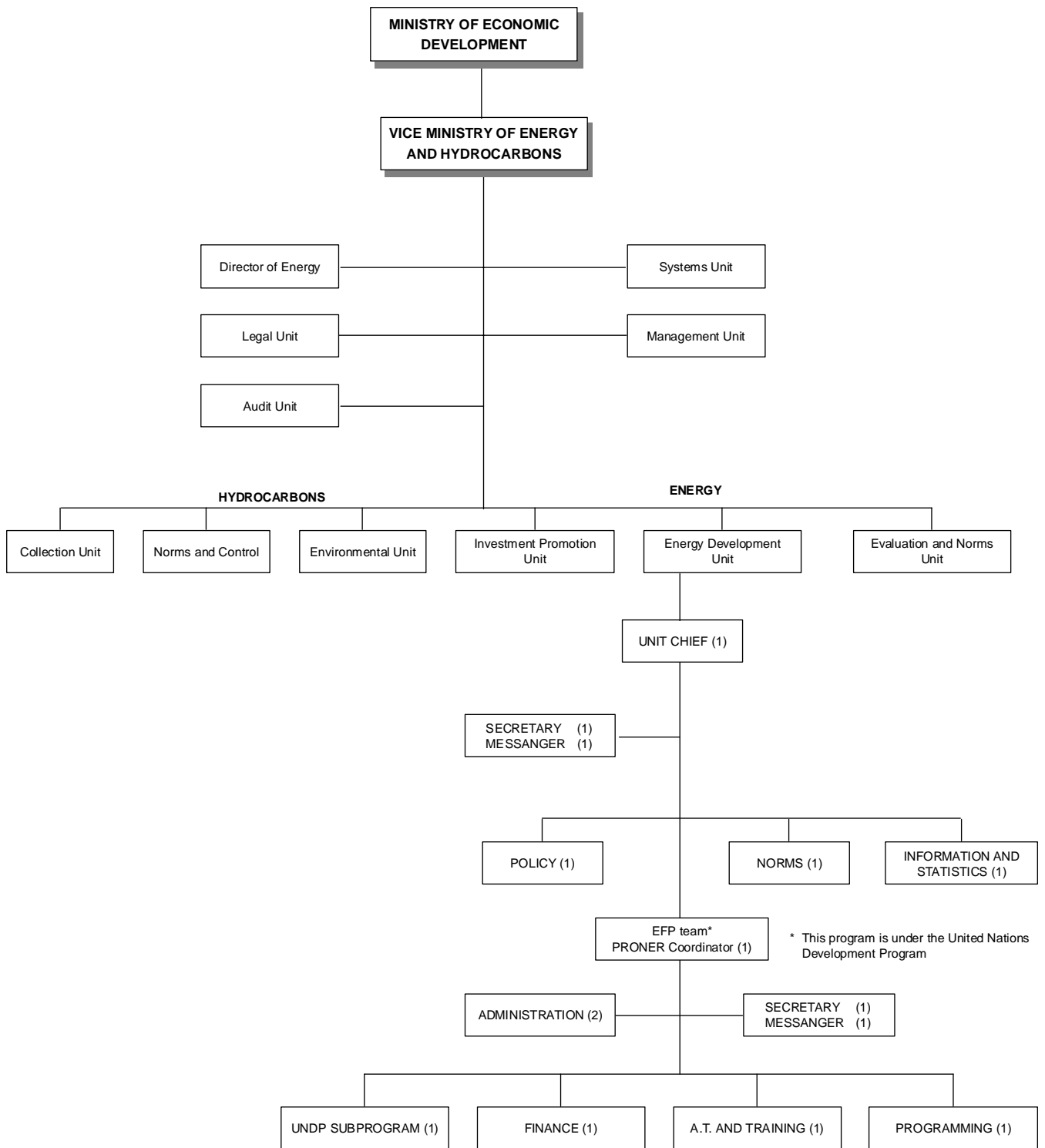
表 8.14 オルロ県エネルギー源別予測電力消費量 (kWh)

Oruro

		Phase 1					Phase 2				
		2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
PV	Total	153 091	180 050	204 571	230 604	258 952	309 977	359 832	427 139	488 109	560 357
	Share	5.3%	5.5%	5.6%	5.7%	5.8%	6.3%	6.7%	7.4%	7.8%	8.4%
Micro-hydro	Total	109 500	116 250	123 000	123 000	123 000	135 000	147 000	147 000	156 000	165 000
	Share	3.8%	3.6%	3.4%	3.0%	2.7%	2.7%	2.8%	2.5%	2.5%	2.5%
Wind	Total	0	4 500	19 950	41 850	63 300	73 800	83 100	92 400	92 400	92 400
	Share	0.0%	0.1%	0.5%	1.0%	1.4%	1.5%	1.6%	1.6%	1.5%	1.4%
Total Renewable Energy	Total	262 591	300 800	347 521	395 454	445 252	518 777	589 932	666 539	736 509	817 757
	Share	9.1%	9.3%	9.5%	9.7%	9.9%	10.5%	11.0%	11.5%	11.8%	12.2%
Grid Extension	Total	2 534 980	2 880 910	3 239 170	3 610 240	3 994 645	4 363 960	4 717 570	5 083 870	5 463 400	5 856 610
	Share	88.2%	88.7%	88.9%	89.0%	89.1%	88.7%	88.3%	88.0%	87.8%	87.4%
Diesel	Total	76 117	66 563	58 209	50 902	44 513	38 926	34 041	29 768	26 032	22 764
	Share	2.6%	2.0%	1.6%	1.3%	1.0%	0.8%	0.6%	0.5%	0.4%	0.3%
Total	Total	2 873 688	3 248 273	3 644 899	4 056 596	4 484 410	4 921 663	5 341 542	5 780 177	6 225 941	6 697 131
	Share	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%

Source: VMEH and JICA Study Team

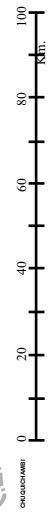
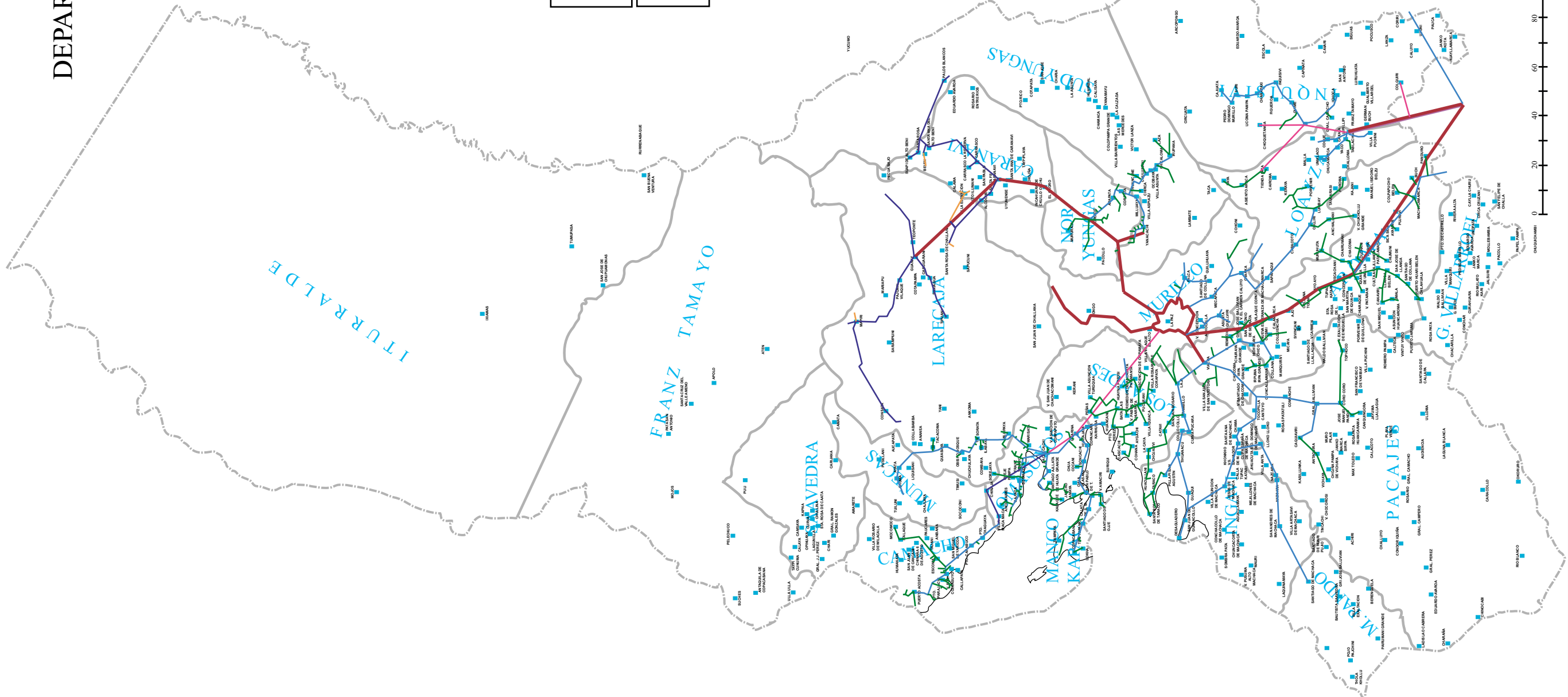
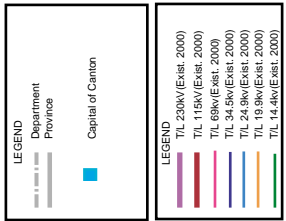
付図



Source: VMEH

図 2.1 エネルギー-炭化水素庁組織図 (VMEH)

DEPARTAMENTO DE LA PAZ

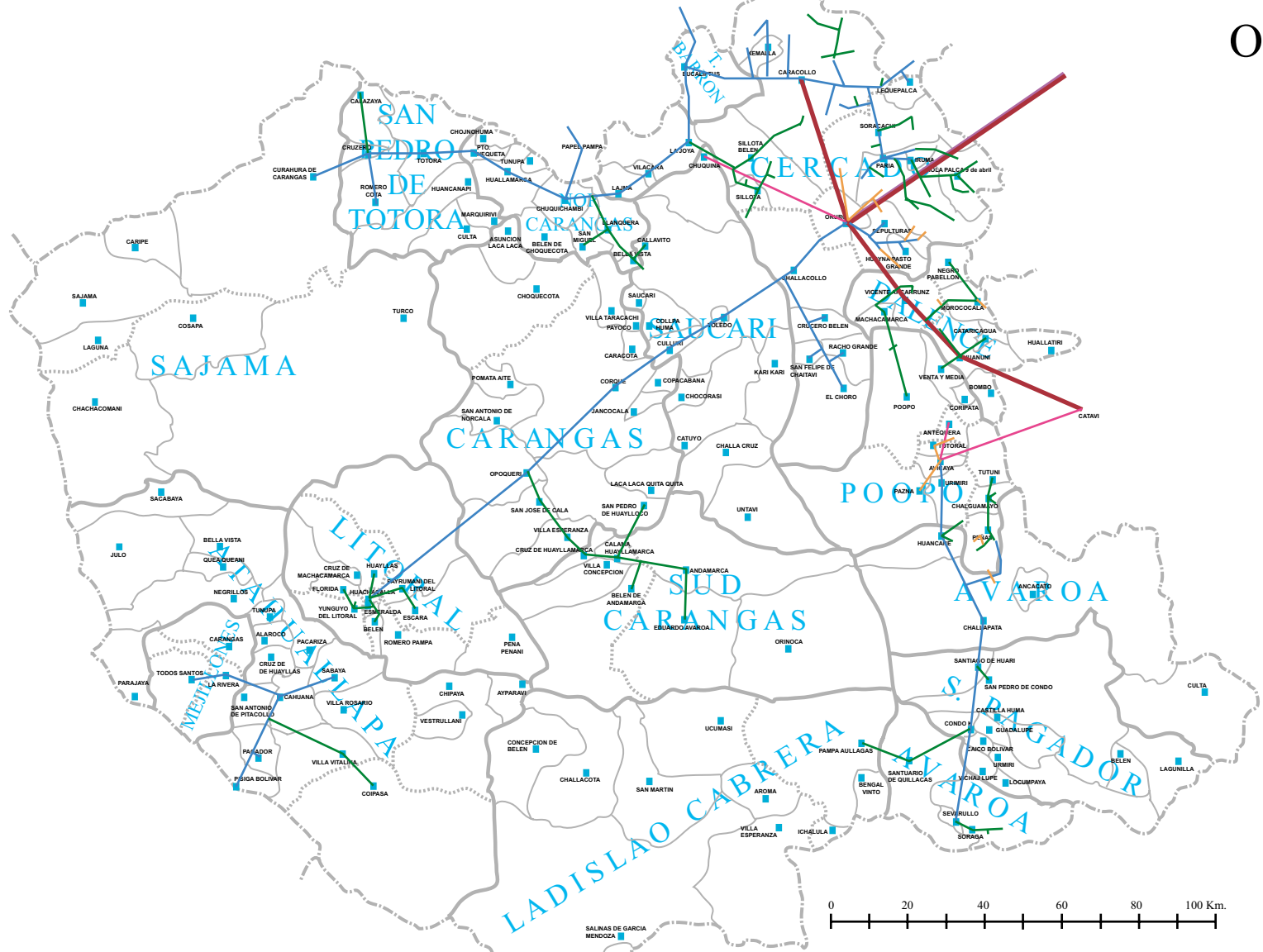


THE STUDY ON RURAL ELECTRIFICATION
 IMPLEMENTATION PLAN BY RENEWABLE ENERGY
 IN THE REPUBLIC OF BOLIVIA
 JAPAN INTERNATIONAL COOPERATION AGENCY

図 4.1

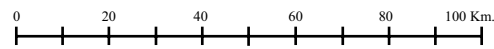
ラパス県既存送配電網図
 (as of Eary 2001)

DEPARTAMENTO DE ORURO



LEGEND	
	Department
	Province
	Municipio
	Canton
	Capital of Canton

LEGEND of Transmission Line	
	T/L 230kV (Exist. 2000)
	T/L 115kV (Exist. 2000)
	T/L 69kV (Exist. 2000)
	T/L 24.9kV (Exist. 2000)
	T/L 14.4 kv (Exist. 2000)
	T/L 6.6 kv (Exist. 2000)



THE STUDY ON RURAL ELECTRIFICATION
IMPLEMENTATION PLAN BY RENEWABLE ENERGY
IN THE REPUBLIC OF BOLIVIA
JAPAN INTERNATIONAL COOPERATION AGENCY

図 4.2
オルロ県既存送配電網図
(as of Early 2001)

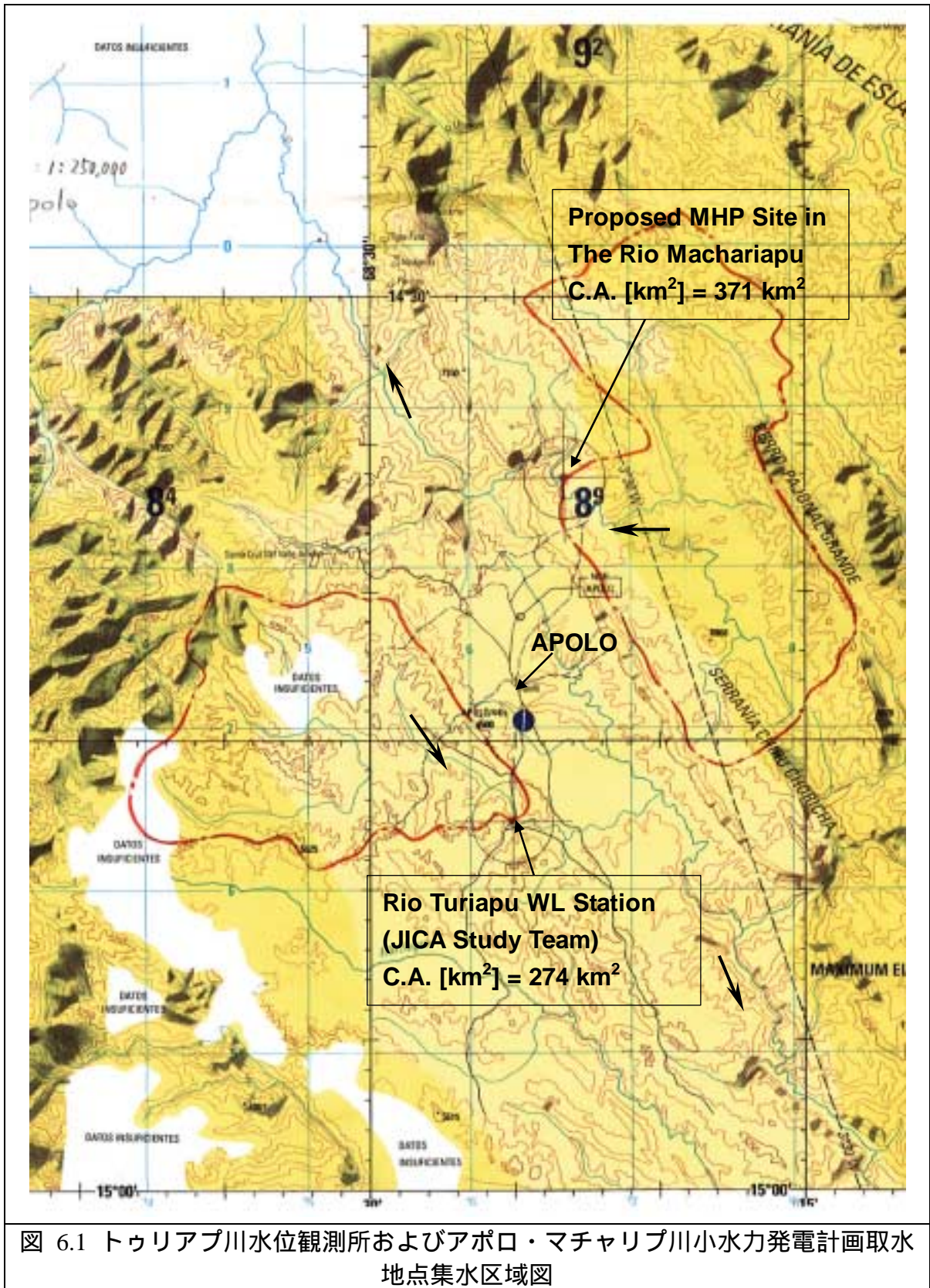
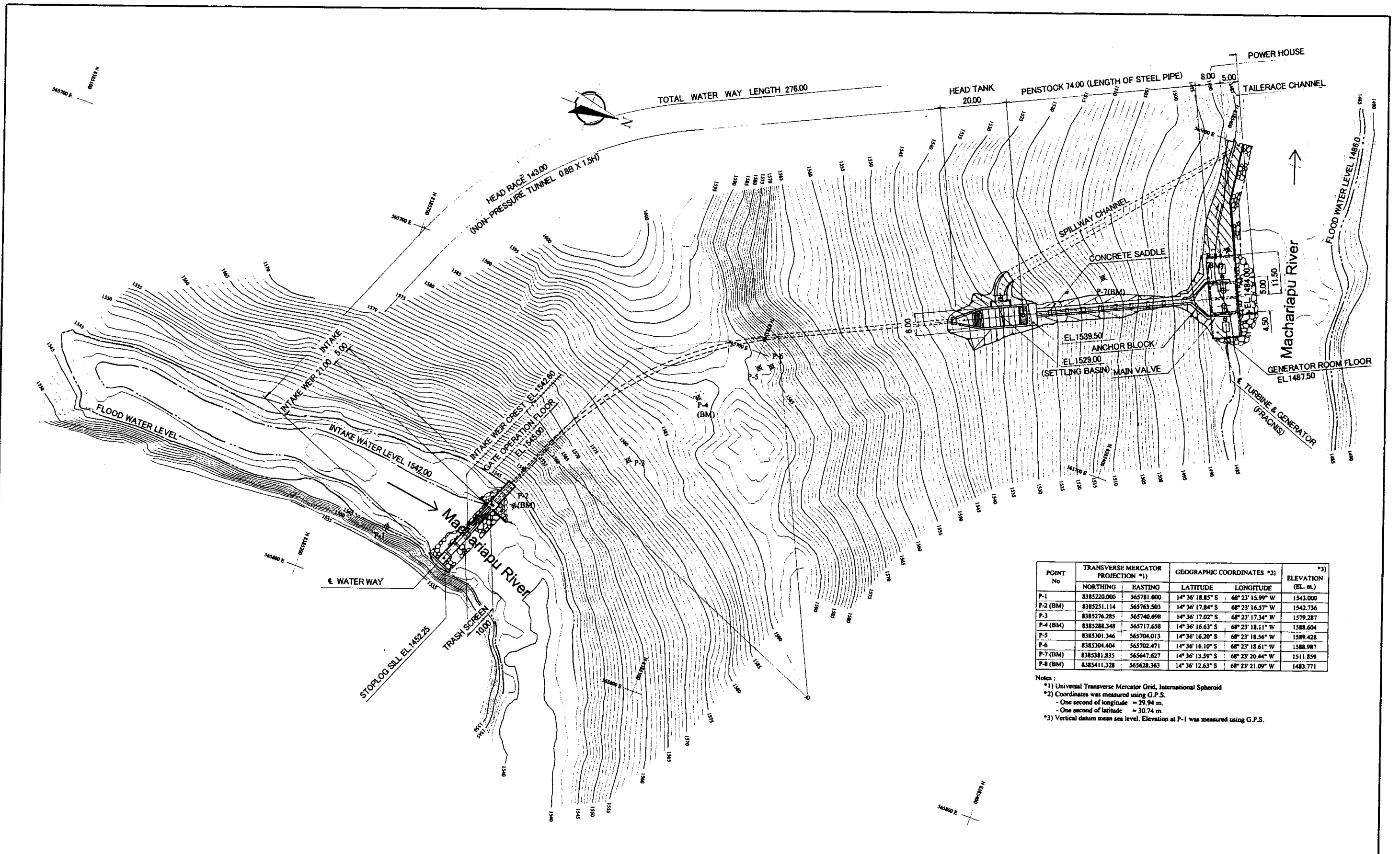


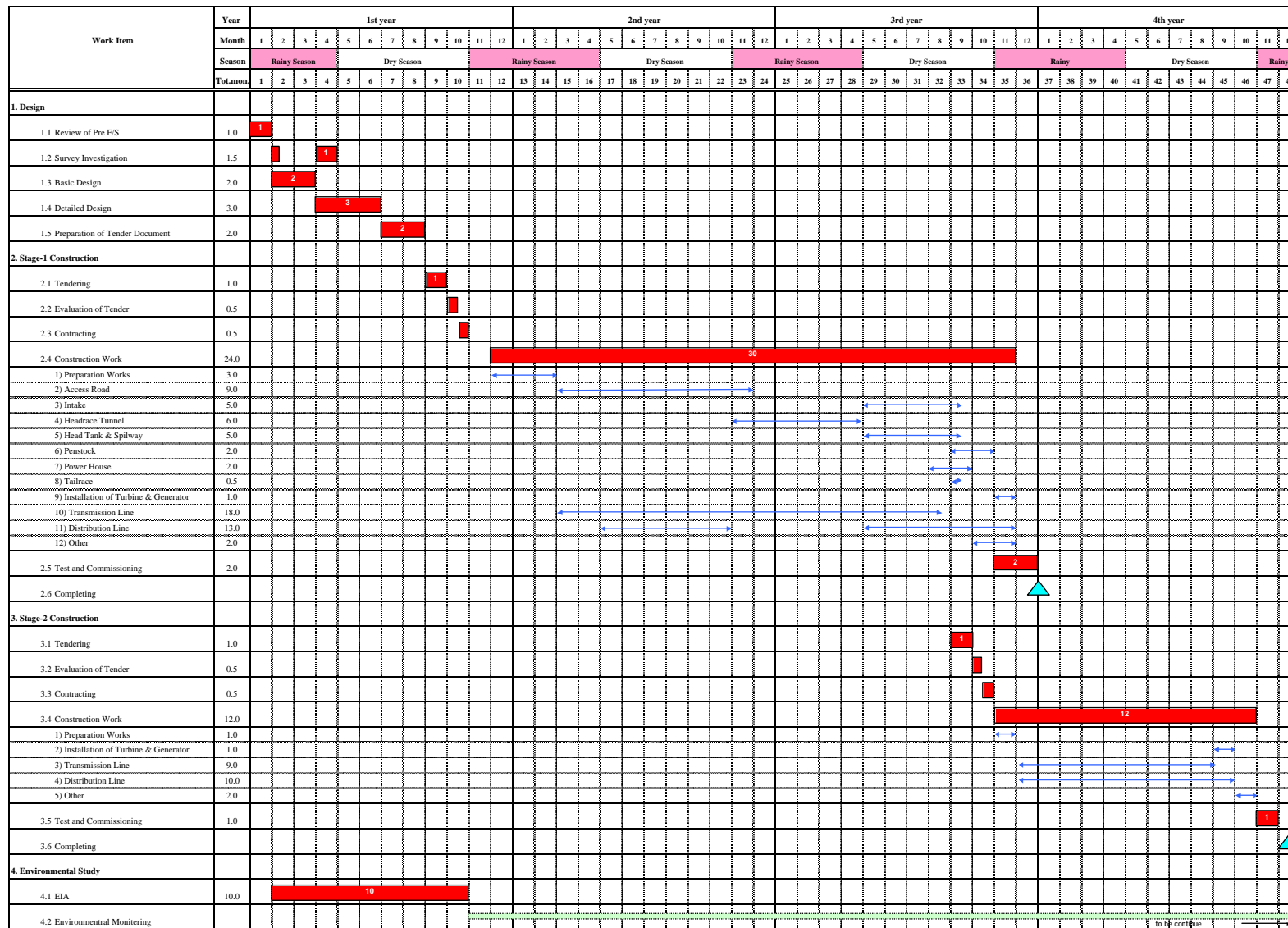
図 6.1 トウリアプ川水位観測所およびアポロ・マチャリプ川小水力発電計画取水地点集水区域図



POINT No	TRANSVERSE MERCATOR PROJECTION *1)		GEOGRAPHIC COORDINATES *2)		ELEVATION (BL. m.) *3)
	NORTHING	EASTING	LATITUDE	LONGITUDE	
P-1	8385220.000	565781.000	14° 36' 18.85" S	68° 23' 15.99" W	1543.000
P-2 (BM)	8385251.114	565763.503	14° 36' 17.84" S	68° 23' 16.57" W	1542.736
P-3	8385276.285	565740.698	14° 36' 17.02" S	68° 23' 17.34" W	1579.287
P-4 (BM)	8385288.348	565717.658	14° 36' 16.63" S	68° 23' 18.11" W	1588.604
P-5	8385301.346	565704.013	14° 36' 16.20" S	68° 23' 18.56" W	1589.428
P-6	8385304.404	565702.471	14° 36' 16.10" S	68° 23' 18.61" W	1588.987
P-7 (BM)	8385381.835	565647.627	14° 36' 13.59" S	68° 23' 20.44" W	1511.859
P-8 (BM)	8385411.328	565628.363	14° 36' 12.63" S	68° 23' 21.09" W	1483.771

Notes:
 *1) Universal Transverse Mercator Grid, International Spheroid
 *2) Coordinates was measured using G.P.S.
 - One second of longitude = 29.94 m.
 - One second of latitude = 30.74 m.
 *3) Vertical datum mean sea level. Elevation at P-1 was measured using G.P.S.

CONTOUR INTERVAL 1.0 METERS
 ELEVATION UNIT IN METERS (m) FROM SEA LEVEL
 HORIZONTAL UNIT IN METERS (m).



JICA Study Team

Note: Construction Stage-1 : Preparation works, Construction of Access road, Intake weir, Intake, Headrace Tunnel, Headtank, Penstock, Spillway, Powerhouse, Tailrace, Maintenance Service Road, etc.
 Installation of Turbine & Generator (350kW x 1 set), Electric facilities, Transmission & Distribution Line (Site => Block "A"(Apolo town) and Block "B")
 Construction Stage-2 Installation of additional Tubine & Generator (350kW x 1 set), Transmission & Distribution Line (Block "C", "D", "E", "F" & "G")

図 6.3 アポロ小水力発電計画実施スケジュール

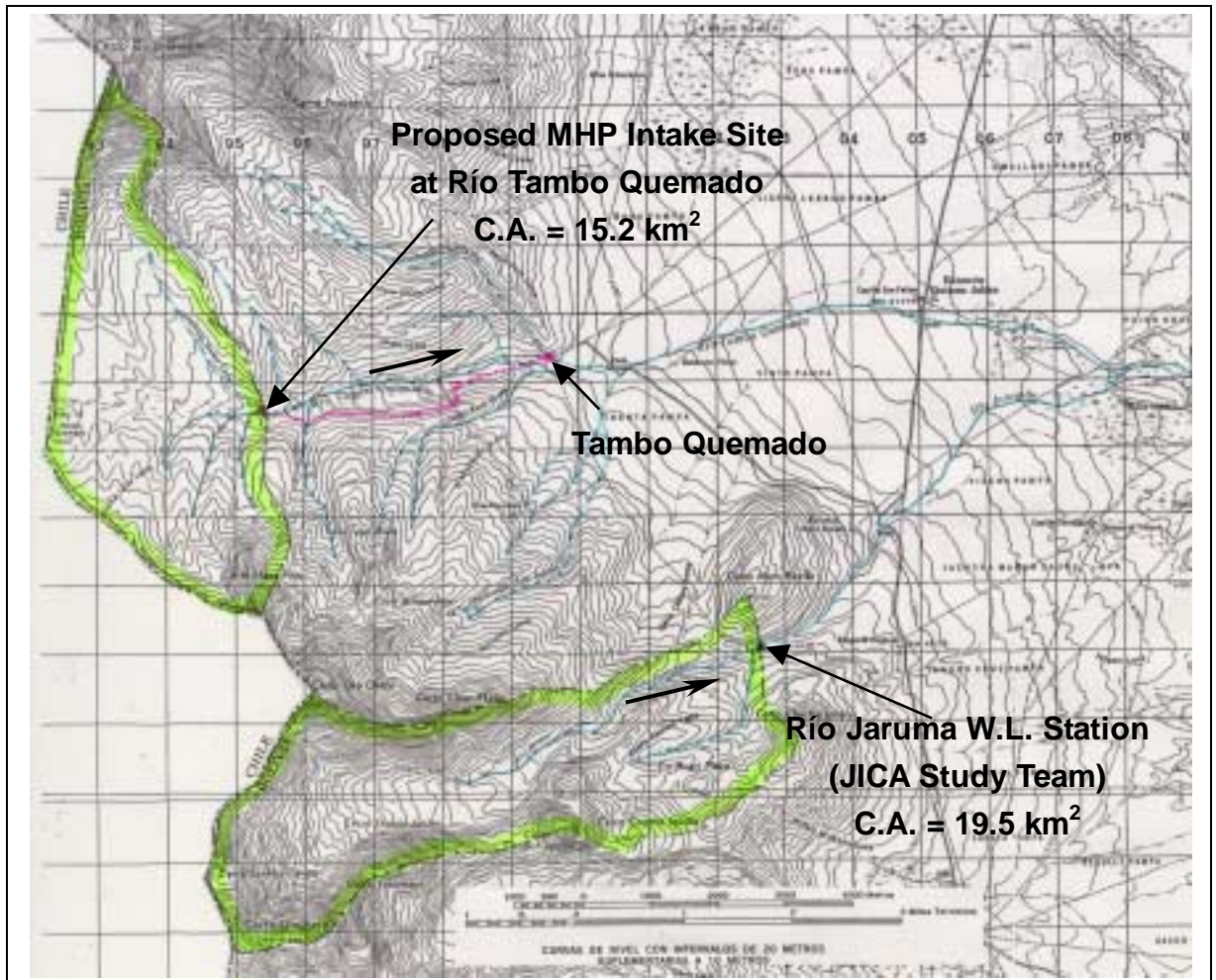
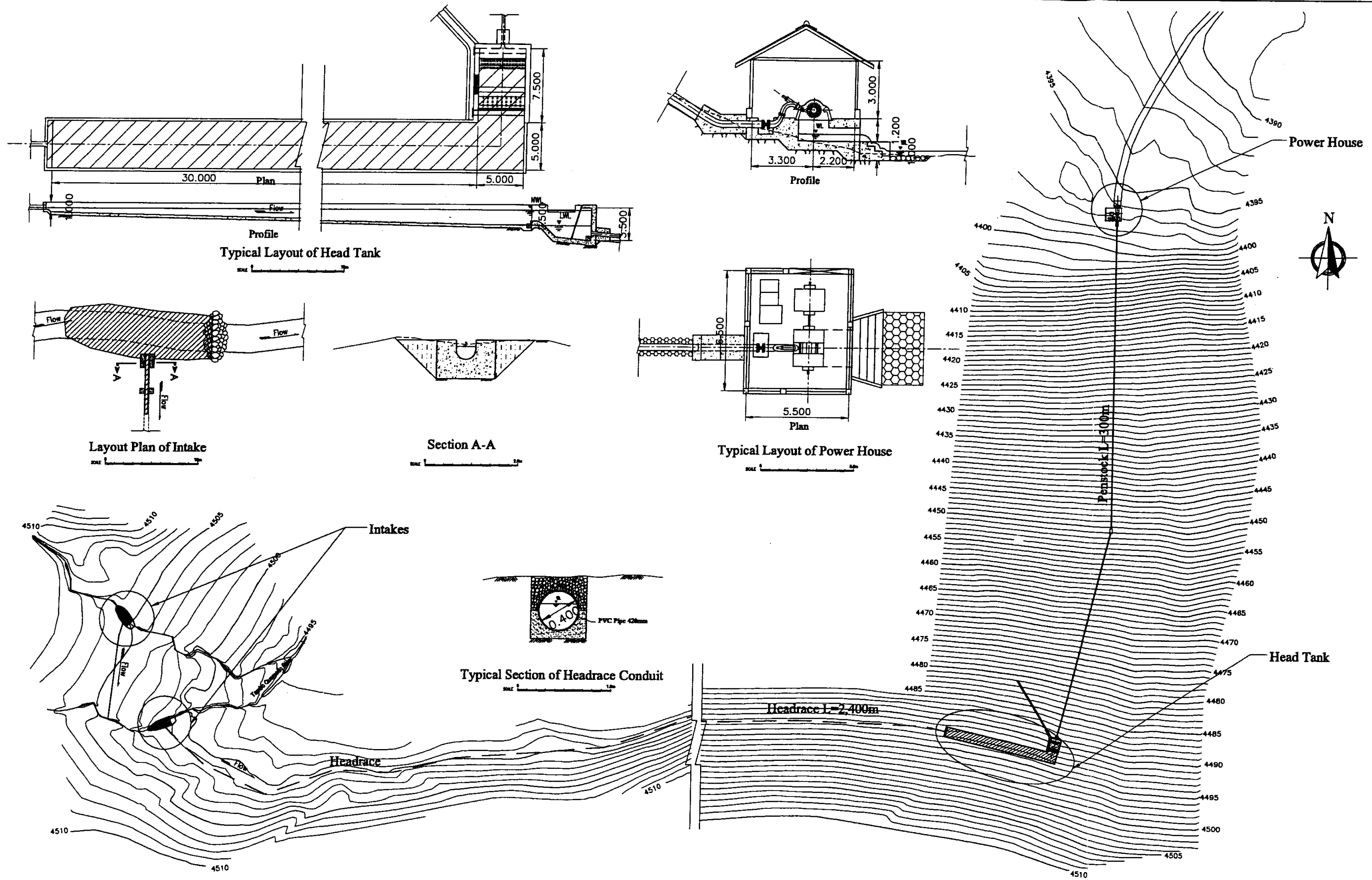


図 6.4 ハルマ川水位観測所および
タンボ・ケマード小水力発電計画取水地点集水区域図



SCALE 0 100m

THE STUDY ON RURAL ELECTRIFICATION
IMPLEMENTATION PLAN
BY RENEWABLE ENERGY
IN THE REPUBLIC OF BOLIVIA

JICA JAPAN INTERNATIONAL COOPERATION AGENCY

LOCATION:
TAMBO QUEMADO / SAJAMA PROVINCE
ORURO DEPARTAMENT

図 6.5 タンボ・ケマード小水力発電所計画
施設配置図

SCALE:
H = 1 : 2000

DATE:
February - 2001

SHEET:

Work Item	Year	1st year											
	Month	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
	Season	Rainy Season				Dry Season							Rainy Season
	Tot.mon	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1. Design													
1.1 Review of Pre F/S	0.5	0.											
1.2 Survey Investigation	0.5	0.											
1.3 Basic Design	1.0		1.0										
1.4 Detailed Design	1.5			1.5									
1.5 Preparation of Tender Document	0.5				0.								
2. Stage-1 Construction													
2.1 Tendering	0.5				0.								
2.2 Evaluation of Tender	0.5				0.								
2.3 Contracting	0.5					0.							
2.4 Construction Work	4.0						4.0						
1) Preparation Works	1.0						↔						
3) Intake	0.5						↔						
4) Headrace Channel (PVC)	3.0						↔						
5) Head Tank & Spilway	1.0						↔						
6) Penstock	1.0							↔					
7) Power House	1.0							↔					
8) Tailrace	0.1									↔			
9) Installation of Turbine & Generator	0.5									↔			
10) Transmission Line	2.0						↔						
11) Distribution Line	0.2									↔			
2.5 Test and Commissioning	0.5										0.		
2.6 Completing											▲		
3. Environmental Study													
3.1 EIA	3.0		3										
3.2 Environmental Monitoring													to be continue →

JICA Study Team

図 6.6 タンボ・ケマード小水力発電計画実施スケジュール