

国際協力事業団
ネパール国電力公社

ネパール国
クリカニ第3水力発電所開発計画調査

最終報告書

要約

平成15年2月

日本工営株式会社

序 文

日本国政府は、ネパール王国政府の要請に基づき、同国のクリカニ第3水力発電所開発計画調査を行うことを決定し、国際協力事業団がこの調査を実施しました。

当事業団は、平成13年9月から平成15年2月までの間、5回にわたり日本工営株式会社の小玉勉氏を団長とする調査団を現地に派遣しました。

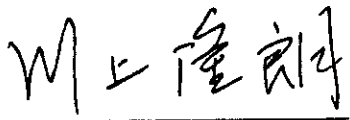
調査団は、ネパール王国政府関係者と協議を行うとともに、現地調査を実施し、帰国後の国内作業を経て、ここに本報告書完成の運びとなりました。

この報告書が、本計画の推進に寄与するとともに、両国の友好親善の一層の発展に役立つことを願うものです。

終わりに、調査にご協力とご支援を頂いた関係者各位に対し、心から感謝申し上げます。

平成15年2月

国際協力事業団
総裁 川上 隆朗



平成 15 年 2 月

国際協力事業団
総裁 川上隆朗 殿

伝 達 状

ネパール王国クリカニ第 3 水力発電所開発計画調査を終了いたしましたので、ここに最終報告書を提出いたします。本調査は、貴事業団との契約に基づき弊社が平成 13 年 9 月より平成 15 年 2 月までの 18 ヶ月にわたり実施してまいりました。

本調査の主目的は、ネパール国において乾期不足するピーク電力に対応するためクリカニ第 3 水力発電所計画の電力システムへの投入に焦点を当て、最適な開発計画を策定し、技術面、経済・財務面かつ環境面から検討するものです。本調査の結果、本計画は設備容量 45MW を持つ調整池式地下発電所が最適開発計画であり、技術、環境、経済・財務の点から実施可能であるとの結論を得ております。また本計画を、国家的な経済開発の観点から早期にネパールの電力システムに投入の上ピーク電力を供給し、2007 年乾期に予想される電力不足を避けるため、本調査に引き続き詳細設計を実施し、本計画の建設を早急に実現することを提言しております。本計画の早期実施は、ネパールに賦存する水資源を効率的に有効利用し、国家的な経済発展及び本計画周辺の地域開発に寄与することになると、確信するものです。

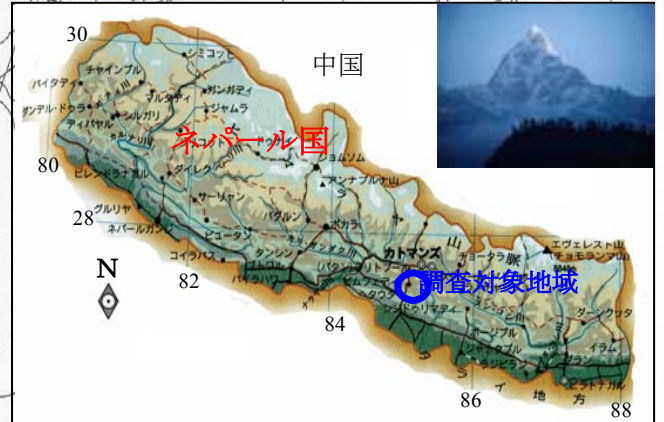
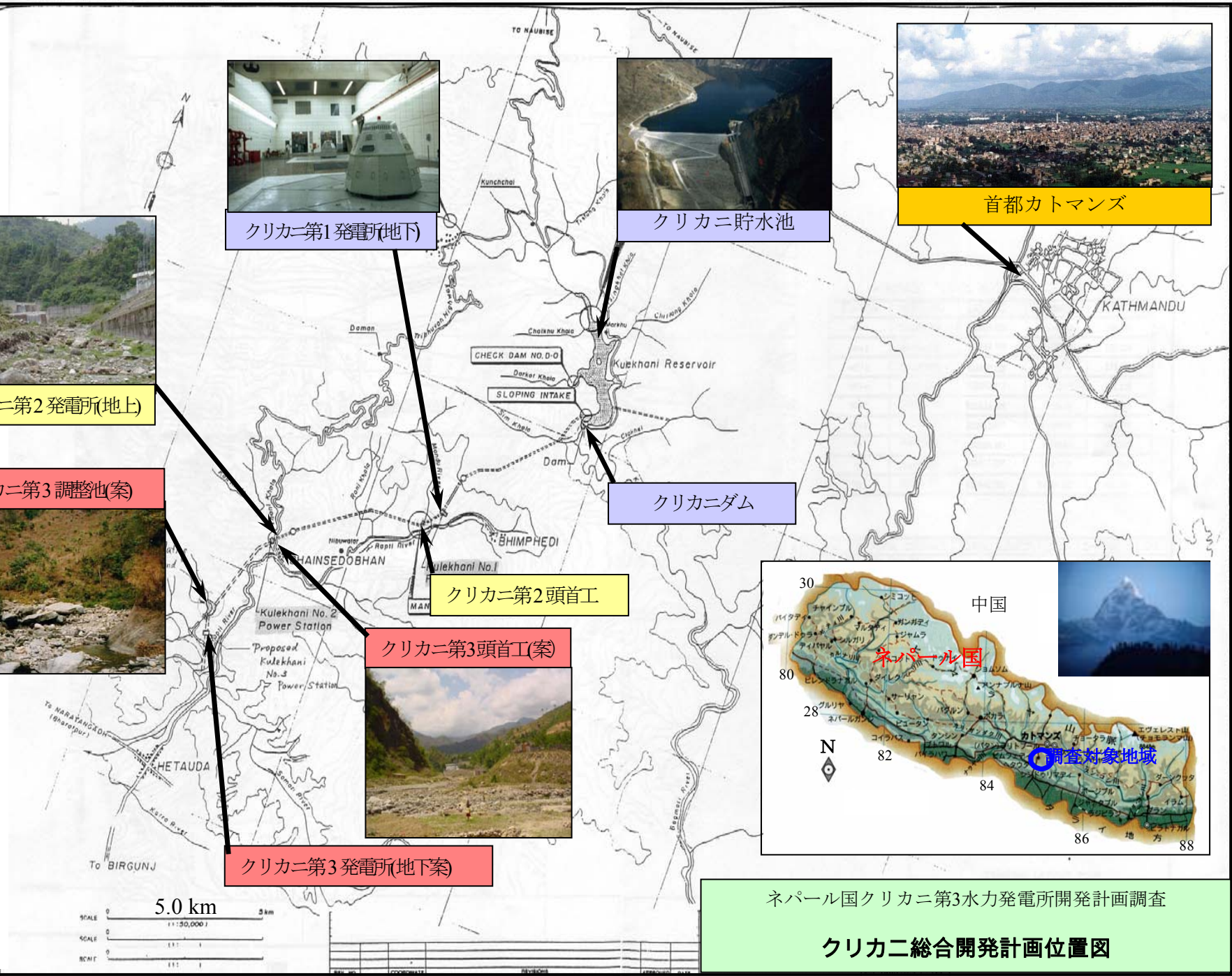
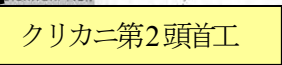
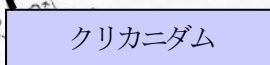
本報告書は、本編、要約、2 巻の付属書の計 4 巻から構成されています。本編は、現地調査業務、各分野ごとの検討、最適開発計画案の策定、事業費算定、環境影響評価、事業評価を含むすべての調査結果を掲載しております。要約には調査結果の概要を述べました。2 巻から成る付属書には、本編を補完する追加情報・資料を記載しました。

本報告書を提出するにあたり、多大なご支援とご助言を賜った貴事業団、在ネパール国日本大使館、ネパール王国政府諸機関、ネパール電力公社、貴事業団ネパール事務所の関係者各位に対し、心から感謝の意を表します。本調査の結果が、ネパール王国の今後の発展のために貢献できることを切に願う次第です。

クリカニ第 3 水力発電所開発計画調査

小、玉、勉

団長 小玉 勉



ネパール国ク리카ニ第3水力発電所開発計画調査

ク리카ニ総合開発計画位置図

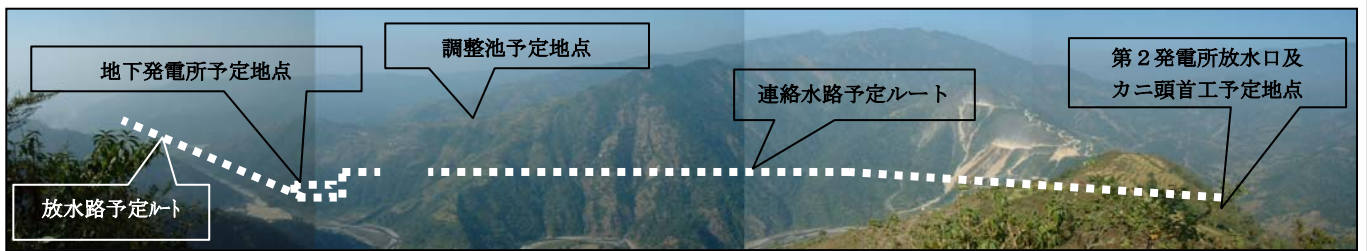


写真1. クリカニ第3発電計画遠望

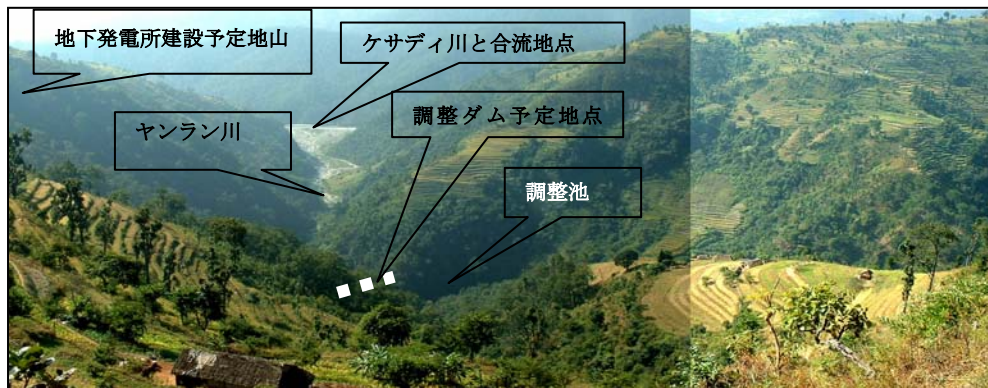


写真2. 調整ダム予定地点遠望 (ヤンラン川)



写真3. アクセス道路建設予定のサヌタール村遠望



写真4. ヤンラン川灌漑用水路



写真5. サヌタール村水供給

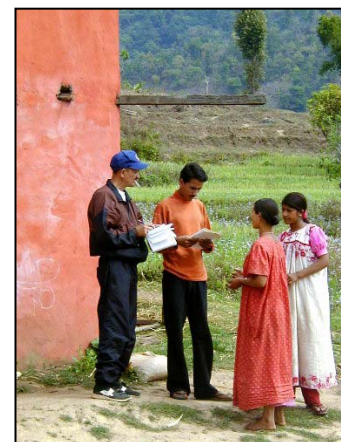


写真6. サヌタール村での女性問題活動グループへのインタビュー

最終報告書 要約

1. 社会・経済	<ul style="list-style-type: none"> ● ネパール国の総面積：14.7 万 km²、総人口：22.7 百万人（年率 2.1%増加、85%が地方村落に住む）、1 人当り GDP：US\$243（増加率 2.9%）。
2. 気象・水文	<ul style="list-style-type: none"> ● クリカ貯水池への年平均流入量（1963 ～1995 年迄 33 年間）は、4.36m³/sec である。 ● カニ頭首工、ヤンラン調整ダム、ラフティ放水口の設計洪水量は、470m³/sec, 280m³/sec, 1,810m³/sec である。 ● ヤンラン調整池への年平均堆砂量は、19,000m³/年、比堆砂量は 2,300m³/km²/年である。
3. 地質・防災	<ul style="list-style-type: none"> ● 計画地域の地質は、大理石、トマイト、片岩、珪岩、千枚岩、粘板岩からなり、マハバラタ衝上断層（MT）と主境界衝上断層（MBT）が西北西から東南東へ横断する。 ● 地下発電所予定地点の珪質トマイト層（層厚 150m）は、硬質で良好な岩質である。地下空洞の安定は、トマイト層に隣り合う千枚岩、粘板岩の岩盤強度に影響される。 ● 水路トンネル沿いの衝上断層（MT 及 MBT）と地層境界では、局所的に劣化した層に遭遇すると推定され、水路の設計と施工に配慮する必要がある。 ● 調整池内右岸の地すべり（R-1）は、頭部掘削、つま先部押さえ盛土、斜面保護工により安定である。調整池末端 1.5km 上流の地すべり（R-2）は、今年の洪水により崩壊が発達し、地滑りの可能性が増した。詳細設計時の調査が必要である。
4. 環境影響評価	<ul style="list-style-type: none"> ● 本計画実施による自然環境への影響は、自然環境影響調査（水質試験、動植物相、魚類、水生動物）の結果より小さいと推定される。 ● ヤンラン川調整ダム地点の河川維持流量は、乾期 0.1m³/sec、雨期 0.3m³/sec である。 ● 社会環境への影響は、アクセス道路と工事用仮設備用地による移転と土地収用があるサヌル村とグマニ村、ヤンラン川調整池、放水口及び発電放流の影響を受ける放水口下流ラフティ川河床（約 4km）である。 ● 移転と土地収用は、25 世帯 及び 15 ha である。 ● 社会環境影響を低減するため、クリカ社会環境モニタリング組織（KESMU）の設立と移転計画、継続した社会アクションプラン、情報公開の実施を推奨する。
5. 電力需要	<ul style="list-style-type: none"> ● 本計画の電力量需要予測は、既存 NEA 電力需要予測を適用する。 ● 本計画のピーク電力需要予測は、計画停電により抑制されている負荷率を考慮し、NEA 予測のピーク電力需要より少々高めとする。
6. 最適計画	<ul style="list-style-type: none"> ● 本計画の電力系統への投入妥当性を検討した結果、FY2007 年乾期の日負荷曲線（ピーク電力 762MW）で夕方 4 時間のピーク電力需要に対し、本計画の投入が必要である。 ● 本計画の最適レイアウトは、ダム調整池式地下発電所である。 ● 最適貯水池運用計画の検討結果、クリカ貯水池を乾期 4 ヶ月、クリカ第 1 及び 2 発電所をピーク 8 時間、第 3 発電所を 4 時間運転する貯水池運用が、最大便益となる。 ● 最適設備容量は 45 MW（発電量 47.3GWh/年）、最適投入時期は 2007 年である。
7. 設計	<ul style="list-style-type: none"> ● 主要構造物の設計：設備容量 45 MW、最大使用水量 43.1m³/sec、有効落差 118m カニ頭首工：最大取水量 2.0m³/sec 調整ダム：52m 高さ RCC ダム、調整容量 475,000m³ コネクショントンネル：コンクリート無圧水路、3.25m (内径) 3.5km (延長) 導水路及び鉄管：コンクリート圧力トンネル、4.1m (内径) 0.4km (延長)、及び水圧鉄管 放水トンネル：コンクリート無圧水路及びカルバート、4.4m (内径) 2.1km (延長) 発電所：地下式発電所、17m (幅) 31m (高さ) 74m (長さ)、 水車 & 発電機：縦軸フランシス型 (23MW, 500rpm)、普通型発電機 (26.4MVA)
8. 施工計画及び工事	<ul style="list-style-type: none"> ● 工事期間：詳細設計、事前資格審査、入札後 3.5 年である。 ● プロジェクトコスト：US\$ 78 百万
9. 経済・財務	<ul style="list-style-type: none"> ● 経済的内部収益率（EIRR）：15.3%（代替火力法による） ● 財務的内部収益率（FIRR）：5.0%（2002 年電力料金 NRs.6.81/kWh = US\$ 8.9/kWh）
10. 結論	<ul style="list-style-type: none"> ● 本計画は、技術、環境、経済・財務の点から実施可能である。従い、2003 年に詳細設計を実施し電力系統に早期に投入する必要がある。

ネパール国
クリカニ第3水力発電所開発計画調査
最終報告書
要約

目次

I.	結論と提言	S-1
II.	本計画調査	S-3
	調査の背景	S-3
	調査の目的	S-4
	調査の範囲	S-4
III.	社会経済	S-5
	社会及び環境	S-5
	開発計画	S-5
	社会経済指標予測	S-5
IV.	電力需要	S-6
	既存発電設備と電源開発計画	S-6
	電力需要予測	S-7
V.	地域概況	S-8
	位置及び地形	S-8
	水文気象	S-8
	地質	S-8
	計画地域内の地滑り及び堆砂	S-10
VI.	環境影響評価	S-11
	自然環境影響評価	S-11
	社会環境影響評価	S-11

VII.	最適開発計画	S-14
	最適開発計画案	S-14
	最適開発規模と最適投入時期の検討.....	S-14
	最適貯水池運用.....	S-15
VIII.	設計	S-15
IX.	施工計画及び工事費算定	S-16
	施工計画及び工程	S-16
	工事費	S-16
X.	プロジェクト評価	S-18
	経済評価	S-18
	財務評価	S-19
XI.	技術移転.....	S-21
XII.	詳細設計への提言	S-21

添付表リスト

表S.1	NEAの電源開発計画.....	S-T-1
表S.2	補足自然環境影響評価調査項目.....	S-T-2
表S.3	補足社会環境影響評価調査項目.....	S-T-3
表S.4	借款返済計画.....	S-T-5

添付図リスト

図S.1	電力需要予測と需給バランス.....	S-F-1
図S.2	クリカニ貯水池への流入量の流況曲線.....	S-F-2
図S.3 a	プロジェクト地域の地質 (地質平面図).....	S-F-3
図S.3 b	プロジェクト地域の地質 (地質縦断図).....	S-F-4
図S.4	計画地域の地質と斜面崩壊.....	S-F-5
図S.5	補足環境影響調査範囲.....	S-F-6
図S.6	自然・社会環境影響地図(GIS地形図).....	S-F-7
図S.7	情報公開システム(案).....	S-F-8
図S.8	FY2008年の日負荷曲線と各発電所負担.....	S-F-9
図S.9	開発規模の比較.....	S-F-10
図S.10	最適貯水池運用方法.....	S-F-11
図S.11	刈に第3水力発電所開発計画工事工程.....	S-F-12

添付図面リスト

図面S.1	プロジェクト平面図.....	S-D-1
図面S.2	プロジェクト縦断図.....	S-D-2
図面S.3	調整ダム詳細図.....	S-D-3
図面S.4	地下発電所詳細図.....	S-D-4
図面S.5	コネクシオントンネル断面図.....	S-D-5
図面S.6	放水路断面図.....	S-D-6

要 約

I. 結論と提言

1. ネパール国は、国内の水力発電ポテンシャルの有効利用により、長期間の電力自給を目指している。ネパールの総電力供給設備は 585MW (FY2001/02) あり、その内水力発電設備は 528MW であり全体の 90%を占める。また流れ込み式発電所が、全体の 74% (436MW) 占めるため、発電出力は河川流量に左右され易く、河川水量の不足する乾期は供給電力量、特にピーク電力が低下する。過去において電力需要が増加する乾期、夕方 17:00 から 22:00 にかけて約 10MW から 60MW 規模の停電が発生している。現在、2002 年 3 月より投入されたカリガンダキ A 水力発電所からの電力により計画停電の発生は減少しているものの、将来的には増加する夕方のピーク電力に対し新たな電源が必要と考えられる。ネパールは化石燃料を輸入に依存し、エネルギーの安全保障の観点から火力発電所の建設には消極的である。このような環境の下で、ネパールは乾期に不足する電力に対し、インドからの電力の輸入と 50MW から 100MW の計画停電の実施により対応している。このような乾期不足するピーク電力の不足に対応するため、ピーク発電所の開発が必要である。

クリカニ全体開発は、貯水池型のクリカニ第 1 水力発電所 (60MW)、流れ込み式の第 2 水力発電所 (32MW) から成り、クリカニ貯水池で季節調節された水を有効利用することにより、乾期に信頼度のあるピーク電力を系統に供給することが可能である。クリカニ第 3 水力発電計画は、クリカニ総合開発計画の最終ステージとして、クリカニ貯水池で調整され第 1 水力発電所を経由し第 2 発電所より放流された水を使用し発電するピーク発電所として計画されている。

本計画の今次”Upgrading Feasibility Study”の結果、上記のネパール電力系統の持つ現況と乾期信頼度のあるピーク電力を系統に供給できる本計画の特質を考慮し、本計画の最適開発規模は設備容量 45MW の調整池式発電所となった。設計、施工計画・積算に基づく経済・財務分析の結果、EIRR が 15.3%、FIRR が 5.0%となった。本計画は技術、環境、経済・財務の点から実施可能である。

項目	調査・検討結果
1) 最適開発規模	調整池式 (調整容量 475,000m ³) 地下発電所
2) 設備容量と年間発生電力量	45MW 及び 47.3GWh/年
3) 建設費及び工期	US\$ 78 百万 及び 3.5 年
4) 経済及び財務指標	EIRR : 15.3% 及び FIRR : 5.0 %

本計画の電力系統への最適投入時期につき検討した結果、系統のピーク電力と電力量需要を満たすため、本計画は2007年に運転を開始することが最適であることが明らかになった。また、本計画の電力系統への投入の妥当性を検討した結果、本計画は2007年度 乾期の電力不足を避けるため、夕方4時間にピーク電力を供給することが妥当であることが分かった。従い、本調査に継続し2003年詳細設計を実施し、本計画の建設を早急に実現することを提言する。

II. 本計画調査

調査の背景

2. ネパール国における電力供給量とピーク電力の需要は、1992年から2001年に981GWhから1,868GWh、216MWから391MWに増加している。電力供給量とピーク電力の年平均伸び率は、この10年間で7.41%と6.82%である。今後8%程度の高い伸び率が継続すると推定される。

ネパールにおける電力供給設備の合計は、FY2001/02に585MWである。ネパール国は、電力供給設備の90%が水力発電(528MW)である。また、流れ込み式発電所が74%占めるため、発電出力は河川流量に左右され易く、河川水量の不足する乾期は、電力が低下する。そのため乾期にピーク電力が不足し、不足電力はインドからの輸入と計画停電の実施により対応している。

このような電力需給環境の下、ネパール電力公社(Nepal Electricity Authority: NEA)はネパール国内に賦存する豊かな水力発電資源(包蔵水力86,600MW、開発可能水力43,600MW)の効率的な開発と安定な電力供給を図る電力政策を策定し、電力量とピーク電力需要に合う水力発電設備単独の電源開発計画を作成している。ネパール国は、内陸国であり化石燃料はなく、火力発電所用燃料は全てインドより輸入している。

1974年に実施したクリカニ全体開発計画調査は、クリカニ川に114m高さのロックフィルダムを建設し、クリカニ貯水池により季節調整した水をラプティ川上流に転流する計画を提案している。クリカニ計画は、カトマンドゥより南西30kmに位置する。クリカニ全体計画は、クリカニ川とラプティ川上流間の落差1,040mを利用する段階開発計画であり、3つの水力発電計画からなる。

- クリカニ第1水力発電所は、600mの落差を利用し出力60MW、年間発生電力量162GWhを発電し、1977年から1983年に建設された。
- クリカニ第2水力発電所は、310mの落差を利用し出力32MW、年間発生電力量105GWhを発電し、1982年から1986年に建設された。
- クリカニ第3水力発電所は、130mの落差を利用する出力17MWのピーク発電所として計画された。

クリカニ第1及び第2水力発電所は、合計92MWの出力を持ち、また季節調整容量を持つクリカニダム貯水池の水を有効利用し発電するネパール国内で重要な発電設備であると位置付けられている。しかし、乾期に50MWから100MWのピーク電力が不足している。乾期に不足する電力に対し、クリカニ第3水力発電計画はピーク電力を供給する水力発電所として計画された。

これまで 1987 年から 1999 年まで 6 つの計画案が検討されている。本計画が実現した場合、本発電所はクリカニ貯水池で季節調整された水を有効利用し夕方 4 時間にピーク電力を供給することが可能となる。

ネパール政府は日本政府に対し、2000 年 10 月本計画のフィージビリティ調査と詳細設計の実施を要請した。NEA は、乾期不足するピーク電力を供給するため、本計画を早期に電力系統に投入することを目指している。本計画調査は平成 13 年 9 月から平成 15 年 2 月まで実施した。

調査の目的

3. 本調査は、ネパール国において乾期不足するピーク電力に対応するためクリカニ第 3 水力発電所計画の電力系統への投入に焦点を当て、
- ① ネパール国電力公社によって実施された本計画に係る最新の F/S 報告書をレビューするとともに、
 - ② これを補足する地質調査・環境調査を実施し、最適な開発計画を策定し、技術面、経済・財務面かつ環境面から実施可能性を検討することを目的とする。また、本調査に関連する技術移転及び技術者の育成を行う。

調査の範囲

4. 本調査は、平成 13 年 9 月から平成 15 年 2 月まで 3 ステージ（予備調査、詳細調査、設計・経済調査）に分け、現地予備調査、国内準備作業、5 回の現地調査と 3 回の国内作業を 18 ヶ月間実施した。全体調査スケジュールを以下に示す。

調査ステージとフェーズ	調査期間	提出報告書
<u>予備調査</u> <ul style="list-style-type: none"> ● 現地予備調査 ● 国内準備作業 ● 第 1 次現地調査 ● 第 1 次国内作業 	平成 13 年 9 月から 10 月 平成 13 年 10 月 平成 13 年 11 月から 12 月 平成 14 年 1 月	着手報告書 進捗報告書
<u>詳細調査</u> <ul style="list-style-type: none"> ● 第 2 次現地調査 ● 第 3 次現地調査 ● 第 2 次国内作業 	平成 14 年 2 月から 3 月 平成 14 年 6 月から 7 月 平成 14 年 7 月	中間報告書
<u>設計と経済・財務評価</u> <ul style="list-style-type: none"> ● 第 4 次現地調査 ● 第 3 次国内作業 ● 第 5 次現地調査 	平成 14 年 8 月から 11 月 平成 14 年 12 月 平成 14 年 12 月 平成 15 年 2 月	最終報告書（案） 最終報告書

III. 社会経済

社会及び環境

5. ネパール国は内陸国であり、総面積は 14.7 万 km² である。総人口は 22.7 百万人を有し年率 2.1%で増加しており、85%が地方村落に住み、その多くが食糧自給のため農業に依存している。2000/01 年度の 1 人当り GDP は US\$243 であり 10 年間の年平均 1 人当りの GDP 増加率は 2.9%である。

開発計画

6. ネパールは、1956 年に第 1 次 5 カ年計画（1956 – 1961 年度）を開始し、第 9 次計画を終了し、2003 年から 2007 年までの第 10 次 5 カ年計画を開始している。第 9 次 5 カ年計画は、GDP の年伸び率の目標を 6%と設定した。しかし、各部門とも伸び悩み、実際の伸び率は 4.29%である。第 10 次 5 カ年計画は、第 9 次 5 カ年計画同様貧困緩和を主目的とし、現在 38%にある貧困層の人口比率を 30%に減少させることを第 10 次計画の目標としている。第 10 次 5 カ年計画では、GDP の伸び率は 6.2%である。

第 10 次 5 カ年計画では、国家経済開発と国土の均等な開発を達成するため、電力セクターを重点分野と捕らえている。第 10 次計画は、工業、商業と通信セクターの開発を振興するため、信頼のある品質の良い電気を供給することが、最も重要な産業基盤整備の一つとしている。

社会経済指標予測

7. 2002 年の NEA の電力需要予測、1998 年に作成された ADB の“Power System Master Plan for Nepal” 電力需要予測、実際の経済成長率を考慮し、電力需要予測の経済指標は、以下の通りのように見積もった。

指標	年平均成長率
人口	2.1%
国内総生産	6.0%
1人当り国内総生産	3.8%
工業	7.3%
商業	6.5%
他部門	5.5%

IV. 電力需要

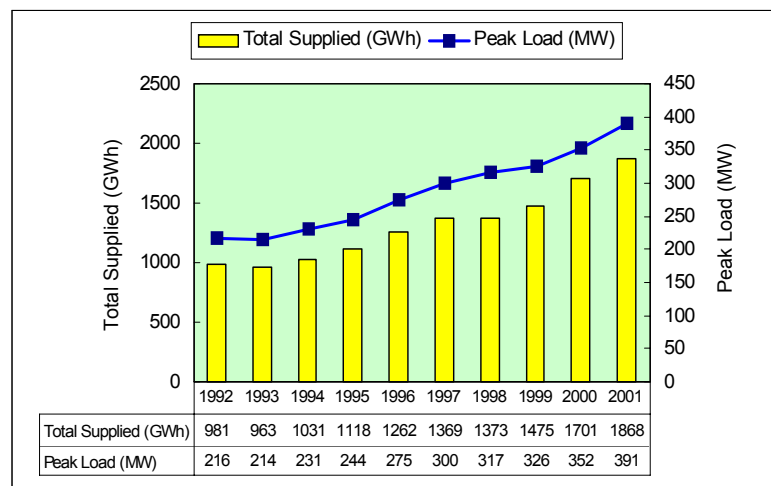
既存発電設備と電源開発計画

8. NEA の FY2001/02 年次報告書によれば、ネパール全国系統における FY2001/02 年の総供給電力量は 2,088GWh あり、FY2000/01 の 1,868GWh に対し 11.8% の伸び率である。この内、水力発電が 1,117GWh、ディーゼルが 18GWh、IPP が 953GWh 占めている。また、インドから電力輸入は合計 238GWh を占める。2002 年 6 月現在の既存発電設備は 584.6MW であり、主要水力発電 395.2MW、小水力 19.0MW、ディーゼル火力 56.7MW、太陽光 0.1MW、民間水力 113.6MW から構成されている。

	電源	設備容量 (MW)	電力供給量 (GWh)
1.	主要水力	395.2	1,117
2.	小水力	19.0	
3.	民間水力	113.6	
	小計	527.8 (流れ込み式 435.5)	2,070
4.	ディーゼル	56.7	18
5.	太陽光	0.1	
6.	インドからの輸入		238
	合計	584.6	2,326

出典：NEA FY 2001/02 年次報告書

1992 年から 2001 年までの総供給電力量およびピーク需要を下図に示す。



出典：NEA FY 2001/02 年次報告書

NEA は最新の需要予測として、FY2002 から FY2020 年までの年間電力量とピーク電力の予測を行っている。電力量の 2002 年から 2020 年までの平均年間伸び率は 7.50%、同様にピーク電力の平均年間伸び率は 7.93% である。年間 8% 年間の高い成長率が継続すると推定される。このうち、売上に占める需要は家庭需要が 37%、工業が 38%、他が 25% である。ネパールのおけ

る現在の電化率は 15%である。2001 年における平均電力料金は、NRs.6.23/kWh (8 US ¢/kWh) である。

FY2001/02NEA 年次報告書によれば、電力量需要は FY2005 から FY2010 に 2,598GWh から 3,855GWh に伸び、ピーク電力は 570 MW から 846 MW に伸びると予測している。

年次	電力量(GWh)	ピーク電力 (MW)
2002	2,088	426
2005	2,598	570
2007	3,094	679
2010	3,855	846
2015	5,456	1,198
2020	7,668	1,683

出典: NEA FY 2001/02 年次報告書

ネパールにおける理論包蔵水力は、83,600 MW あり、開発可能水力は 43,000 MW である。ネパール政府は、長期の電力自給とインドへの輸出を目指し、水力発電のポテンシャルを開発する政策をとっている。NEA は 2007 年まで合計 383MW の水力発電所を開発する計画である。その計画の中で、設備容量 144MW のカリガンダキ “A” 水力発電所を 2002 年 3 月運転開始した後、2005 年にミドルマルシャンディ水力発電計画 70MW を開発する計画である。

9. NEA は、1998 年 ADB のマスタープランと現在建設中の発電所の進捗を考慮し、最新の電源開発計画を作成している。2001 年 12 月の最新の電源開発計画を表 S.1 に示す。

電力需要予測

10. 本調査において、NEA の電力量と電力需要予測を見直した。電力量需要については、2002 年 7 月の NEA の予測を採用した (2001 年から 2020 年迄の平均伸び率 7.8%)。計画停電より抑えられているピーク電力を考慮し、ピーク電力は NEA 予測値より多少高めの値を採用した。2001 年から 2020 年の平均伸び率は 8.3%、負荷率は 50%である。その結果、2003 年から 2020 年までの電力量とピーク電力の需要予測を次に示し、電力量とピーク電力需要と供給バランスを図 S.1 に示す。

年次	電力量(GWh)	ピーク電力 (MW)
2002	2,087	426
2005	2,652	606
2007	3,154	720
2010	3,927	897
2015	5,553	1,268
2020	7,799	1,781

V. 地域概況

位置及び地形

11. クリカニ第3水力発電所の計画地域は、首都カトマンドゥの南西に隣接するマクワンプル地区のバインセドバンとヘタウダ間6kmのラプティ川上流域に位置する。ラプティ川は、バインセドバンでカニ川と合流し、北東から南西方向に流下する。ラプティ川は、バインセドバンからケサディ川合流地点までの上流区間では1/50から1/100と急勾配であるが、ケサディ川合流地点からヘタウダまでの下流区間ではシワリク層群の地質条件を反映して上流区間と比べて緩勾配となる。北東から南西方向に走る主要な山地尾根は、起伏が激しく急峻な地形を有する。計画地域内での最高標高は海拔約1,300m、最低標高はヘタウダ近郊で海拔約500mである。

水文気象

12. 発電利用可能水量を把握するため、クリカニ貯水池流入量及び溪流取水地点流量を低水解析により算定した。貯水池流入量は、33年間(1963～1995年)に亘る長期流量資料に基づき平均4.36m³/sと算定した。クリカニ地点での流量観測は1963～1977年のみであるため、貯水池流入量は、1)流量記録からの算定値(1963～1977年)、2)タンクモデルによる推定値(1978～1982年)、3)貯水池運転記録からの推定値(1983～1995年)で構成される。貯水池流入量の流況曲線は、図S.2に示す通りである。
13. 主要計画構造物の設計流量は、カニ頭首工、ヤンラン調整ダム及び放水口地点で、それぞれ470 m³/s、280 m³/s及び1,810 m³/sと算定した。
14. 調整ダムの堆砂量は、1993～2000年のクリカニ貯水池堆砂測定の結果より推定された貯水池の年平均堆砂量に基づき、19,000 m³/年(2,300 m³/km²/年)と計画した。本計画値は、貯水池流域と調整ダム流域との流域特性の違いを考慮し得られた。

地質

15. 計画地域の地質は、主に大理石、硅質ドロマイト、片岩、硅岩、千枚岩、粘板岩及び砂岩で構成されており、マハバラート衝上断層(MT)及び主境界衝上断層(MBT)が地域内を西北西から東南東方向に横断している(図S.3参照)。
16. 地下発電所は、ラプティ川右岸尾根部の硅質ドロマイト層(層厚150m)内に計画されている。調査横坑内でのボーリングにより、計画地点では硬質で良好な硅質ドロマイトが確認された。原位置岩盤試験、ボーリング調査、

一軸圧縮試験及び調査横坑内の地質状況より得られた岩盤物性値に基づく空洞解析により、地下発電所の建設可能性を検証した。解析に際しては、**Q** 値ならびに電力中央研究所(CRIRPI)の岩盤分類法も参照した。せん断強度 **2~3Mpa**、内部摩擦角 **45~50°**の岩盤性状を有する硅質ドロマイト層は、地下発電所用空洞の建設に適する。

17. 千枚岩で構成される調整ダム計画地点の基盤岩は、層厚 **1~5m** の表層風化部を除き、全般に硬質かつ難透水性であることがボーリング調査により確認された。
18. ラプティ川沿いに大理石、片岩、硅岩、千枚岩及び硅質ドロマイト層を貫くコネクショントネル(延長 **3.5km**)沿いの地質は全般に安定しており、トンネル掘削に際する困難も少ないと考えられる。しかしながら、**MT** との地層境界部では、破砕劣化帯及び高透水性帯の存在が予想される。

ラプティ川右岸に計画されている導水トンネル(延長 **0.4km**)沿いの地質は、千枚岩及び硅質ドロマイトで構成されるが、河床の露頭状況より両者の地層境界部では劣化帯の存在が予想される。

ケサディ川河床部の **MBT** を横断する放水路(延長 **2.1km**)沿いの地質は、古生代粘板岩、新生代第三紀シワリク層群砂岩及び沖積世の未固結性河床堆積物で構成されており、**MBT** 内及び周辺の地層境界部の粘板岩及び砂岩は劣化している。よって、ケサディ川河床部の **MBT** 横断箇所では、暗渠形式による放水路(延長 **400m**)の建設が推奨される。

上述の通り、水路の詳細設計及び掘削に際しては、**MT** 及び **MBT** の地層境界部で破砕劣化帯及び高透水性帯に対する入念な配慮が必要である。

19. 計画地域は、ヒマラヤ裾野の衝上断層を伴う地殻運動の活発な地帯に位置するため、地震活動も比較的活発である。計画地域の地震危険度は、米国地質調査所の地震記録(**153** の地震記録)をもとにコーネル式及び河角式より得られる **100** 年周期の最大水平加速度より検討された。検討の結果、設計地震加速度としては **0.15g** を採用した。
20. コンクリート用骨材の採取地点として、クリカニ第 **1** 水力発電所正面のラプティ川河床が有望視される。採取可能量調査及び粒度分布に係る室内試験の結果、建設使用粗骨材量 **150,000 m³** 以上の採取が可能であることが明らかとなった。コンクリート用細骨材は、ラプティ川河床材料をロッドミルで破砕し生産する。輸入するセメント以外の主要な建設材料(鉄筋、型枠用木材等)については現地調達が可能である。

計画地域内の地滑り及び堆砂

21. ヤンラン川流域の地質は、先カンブリア代ビンペディ層群、古生代プルチヤウキ層群及びナワルコット層群が取り巻く硅岩で構成される。ヤンラン調整池及び上流域では、3箇所の地滑り(R-1, R-2, L-1)及び6箇所の崩壊地が確認されている。調整池右岸に位置する地滑り R-1 は、上・下流 2 ブロックで構成される。下流ブロックについては、地質調査に基づく安定解析の結果より、上部排土及び下部盛土による安定化対策工の実施が必要とされる。地滑り R-2 は、調整池上流 1.5km に位置する。2002 年 7 月の豪雨後の現地踏査により、地滑り R-2 では大規模地滑り発生の可能性があるとして推定され、詳細設計に際しては地滑り地形の特定及び対策工の策定を目的とする地形測量及び地質調査を実施する必要がある。調整池左岸に位置する地滑り L-1 は、現状では比較的安定しているが、上流ブロック崩壊地に対する斜面安定化対策が必要である。ヤンラン川流域の斜面崩壊状況及び流域特性を考慮すると、調整池の堆砂対策として上流域に砂防ダム 2 基の建設が必要である。



調整池内の地滑り R-1



調整池上流 1.5km の地滑り R-2

22. 計画地域は、クリカニ川流域の南側に隣接するラブティ川流域に位置しており、1993 年の豪雨では土石流及び斜面崩壊が発生した(図 S.4 参照)。被災後、クリカニ川流域では、土石流及び斜面崩壊対策を目的とした砂防ダム 3 基が建設された。クリカニ川流域での現地踏査により、貯水池右支川であるサド川に設置されたチェックダム D1 は、河床堆積物により満砂状態に達していることが確認された。また、貯水池上流クリカニ川に設置されたチェックダム No.1 からキティニ川合流地点までの区間では、土石流起源の巨礫が堆積していることが確認された。よって、チェックダム D1 上流のサド川及びチェックダム No.1 上流のクリカニ川に新規砂防ダム 2 基の建設が必要とされる。

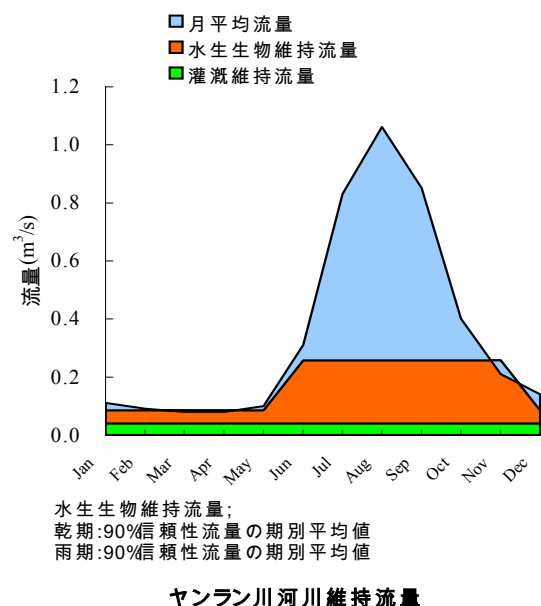
VI. 環境影響評価

自然環境影響評価

23 既存 EIA 調査のレビュー結果を基に、本調査で実施された補足環境影響評価(補足 EIA)の調査項目は、表 S.2、S.3 及び図 S.5 に示す通りである。

24 本計画実施により、頭首工及び調整ダムからの取水に伴うカニ川及びヤンラン川の減水区間での水生生態系、漁業、動植物相に対する環境影響が示唆される。乾期雨期に亘る補足自然 EIA 調査(水生生態系、漁業、動植物相及び水質)の結果、本計画実施に伴う自然環境影響は小さいと考えられる。

25 本計画で発電使用水量の取水が計画されているカニ川及びヤンラン川について、河川維持流量に係る検討を実施した。ラプティ川合流地点より 300m 上流に頭首工の建設が計画されているカニ川では、河川生態系に対する影響は小さいと考えられる。一方、中流域に調整ダム(集水面積 8.1km²)の建設が計画されているヤンラン川での河川維持流量の検討に際しては、中規模水力開発計画(1997)及びメラムチ給水計画における既存のコンセプトを参考とした。結果として、ヤンラン川の河川維持流量は、調整ダム下流のサヌタール及びグマニ村で利用される灌漑用水 0.04m³/s、ならびに水生生態系を維持する上で必要とされる最小流量として乾期雨期別の 90%信頼性流量に基づき、乾期 0.1 m³/s 及び雨期 0.3 m³/s と設定した。



26 延長 7km のトンネル及び地下空洞の建設による地下水位の低下及び湧水量の減少が予想され、家庭給水を湧水及び表流水に依存する計画地域内の村落に対して環境影響を及ぼす可能性がある。本影響を回避するために、湧水及び表流水の分布状況、利用状況及び利用水量につき、乾期雨期に亘り調査した。乾期及び雨期の湧水調査の結果より、26 箇所湧水地を 213 世帯が利用していることが確認された。

社会環境影響評価

27 本計画実施による社会環境影響としては、1)工事用道路及び仮設備の建設

が計画されているサヌタール及びグマニ村での移転及び土地収用、2)ヤンラン調整池での湛水、3)放水口地点のラプティ川右岸での仮設備用地の取得、4)放水口からヘタウダ橋に渡る下流 4km 区間でのピーク放流による影響が考えられる。

- 28 補足 EIA 調査の一環として、家屋移転及び土地収用に係るインベントリー調査を実施した。移転家屋数及び土地収用面積の把握を目的として、航空測量図(1/20,000)、土地利用図(1/2,000)及び GPS 測量をもとに GIS 地形図を作成した(図 S.6 参照)。調査の結果、本計画実施による移転世帯数は 25 世帯(26 家屋)、収用面積(農地)は 15ha、影響を被る世帯数は 72 世帯となった。
- 29 本計画実施により、ピーク運転時 4 時間(17~21 時)に亘りピーク放流(43.1 m³/s)される。補足社会 EIA 調査では、ピーク放流によるラプティ川河床での社会活動に対する影響(渡河、小規模な季節灌漑用取水、製粉水車小屋、洗濯、沐浴、洗車、河床材料採取、放牧等)が明らかとなり、その対策を検討した。調査結果より、ピーク放流による下流影響に対処するために下記の対策実施を提案した。
- ピーク放流を予報する警報装置の設置
 - 放水口下流 0.5km のラプティ川右岸に位置するモニター地区での吊橋の設置、ならびにサヌタール地区の既存吊橋のチョークトル地区 NEA ディーゼル発電所付近への移設
 - 既存の灌漑用水路取水口 3 箇所の改築、製粉水車小屋でのピーク放流への対応処置に係る支援
- 30 本計画実施により、カニ頭首工から放水口下流 4km のヘタウダ橋梁地点までの村落に影響を被る。これらの村落と利害関係者に対して、建設前、建設から長期に亘る運転期間を通じて、十分な情報公開の実施を計画した。本計画の実施を通じて、住民の意見及び同意を得るために、事業概要、想定される社会環境影響と併せて、移転計画(Resettlement Plan : RP)、社会アクションプラン(Social Action Plan : SAP)及び環境マネジメントプラン(Environmental Management Plan : EMP)を含む影響緩和策の計画に関して現地説明を行う。上述の目的を考慮した上で、下記の情報公開プログラムが実施される計画である。
- 本計画実施により影響を被る村落及び住民の特定
 - 利害関係者の特定
 - 各種の広報手段及び住民公聴会を通して利害関係者への本計画実施による影響側面の公開

- 情報公開及び影響緩和策の策定に際して NGO 組織に対する参加及び協力の呼掛け

情報公開の詳細項目及び方法は、図 S.7 に示す通りである。

- 31 自然及び社会環境影響の緩和策、モニタリングで構成される環境対策費(建設前及び建設中)は、下表に示す通り算定した。

項目	環境対策費 (10 ³ US\$)
1. 自然環境影響の緩和策及びモニタリング計画 (NEMP)	
1.1 建設前の緩和策及びモニタリング活動	40.4
1.2 建設中の緩和策及びモニタリング活動	171.7
小計	212.1
2. 社会環境影響の緩和策及びモニタリング計画 (SEMP)	
2.1 建設前の移転計画(RP)、社会アクションプラン(SAP)及び情報公開	43.1
2.2 建設中の緩和策	
(1) 移転計画(RP) (私有地補償 15ha、移転補償 26 家屋、立木補償)	533.0
(2) 社会アクションプラン(SAP)	545.3
(3) 情報公開	16.4
小計	1,137.8
3. クリカニ自然及び社会環境モニタリングユニット(KESMU)	485.1
計	1,835.0

VII. 最適開発計画

最適開発計画案

32. 電力需要予測、日負荷及び NEA の電源投入計画を考慮して、本計画の電力系統への投入の妥当性について検討を行った。その結果、2007 年度の乾期（ピーク負荷 762MW）に予想される発電供給力の不足分を補い、夕方 4 時間のピーク電力を確保するために本計画の電力系統への投入が必要であることが明らかとなった。図 S-8 に FY2008 の日負荷変動と電力供給量を示す。
33. 本計画のレイアウトについて既存のフィージビリティ調査レポートの中で提案されている 6 案をレビューした上で、各案の経済性について比較検討おこなった。その結果、既存フィージビリティ調査で提案された案の中で地下発電所を持つ調整池式流れ込み式発電所案が最適なレイアウトであることが分かった。
34. 最適レイアウトを決定するために下記の技術問題点を考慮した 5 つの代替案を設定し、比較検討を行った。

- 1) 地下発空洞の地質条件
- 2) 調整池内に存在する地滑りとヤンラン川の堆砂対策
- 3) ケサディ川河床で放水路が横断する MBT 破碎帯

各レイアウト案に対し予備設計を行い、建設費を算定した上で、各案の経済評価を行った。その結果、代替案 A-2（ダム式調整池＋地下発電所＋放水路カルバート）を経済性の観点から最適の案として選定した。最適レイアウトの平面及び縦断図を図面 S.1 と S.2 に示す。

代替案-1	頭首工 (HW)	調整池 (RP)	発電所	放水路	NPV (10 ⁶ US\$)
A	カニ HW	ダム式ヤンラン RP	地下式	トンネル	1.117
A-1	カニ HW	ダム式ヤンラン RP	半地下式	カルバート	-0.001
A-2	カニ HW	ダム式ヤンラン RP	地下式	カルバート	1.119
B	カニ HW	地下式 RP (ダムなし)	地下式	トンネル	-36.218
C	カニ HW	分散型 RP (ダムなし)	地下式	トンネル	-14.596

最適開発規模と最適投入時期の検討

35. プロジェクトの最適開発規模の検討に関し、上述の最適レイアウトとして選ばれた代替案 A-2 に基づいて比較検討を行った。開発規模の比較案として、ピーク時間を 3, 4, 5 時間と変化させ、各々のピーク時間に対応する設備容量を定めた。各案の発電量、建設費を求めた上で経済比較を行った結

果、図 S.9 に示したように最大使用水量 43.1m³/sec、設備容量 44.8MW で 4 時間のピーク発電計画が最適開発規模であることがわかった。

36. 本計画の電力系統への最適投入時期について検討した結果、ピーク電力と電力需要の増加に対応するために、2007 年に本計画を投入する必要があることがわかった。

最適貯水池運用

37. クリカニ第 3 水力の使用水量を決定するために、33 年間のクリカニ貯水池への流入量を用いて総貯水池運用計画の最適化を行った。クリカニ水力発電所群の便益の観点から比較検討した結果、下記の運用条件を最適貯水池運用計画として提案した（図 S.10.参照）。

- 1) クリカニ貯水池は、電力供給が低下する乾期 4 ヶ月間に亘り出力を最大化する季節調整運転を行う。
- 2) クリカニ第 1 及び第 2 水力発電所では乾期 8 時間、第 3 水力発電所では乾期 4 時間に亘り出力を最大化する日調整ピーク運転を行う。

VIII. 設 計

設 計

38. プロジェクトの概略設計をフィージビリティ調査レベルで行った。主要諸元を下表に要約する。

構造物	主要構造物（図面 No.S1～S6 参照）
(1) カニ頭首工	堰堤及び取水工
(2) 水路工 コネクショントンネル 導水トンネル 鉄管水路 放水路トンネル	無圧コンクリートライニングトンネル, 3.25 m (D), 3.5 km (L) 圧力コンクリートライニングトンネル, 4.1 m (D), 0.4 km (L) 鉛直/水平圧力トンネル, 鉄管 無圧コンクリートライニングトンネル及びカルバート
(3) 調整池ダム	RCC ダム高さ 52m, 有効調整池容量 475,000m ³
(4) 発電所	地下発電所, 17m (W), 31m (H), 74m (L)
(5) 発電設備 最大使用水量 基準有効落差 発電機台数 定格出力 水車 発電機 変電設備 開閉設備	最大使用水量 43.1m ³ /sec 118 m 2 台 44.8 MW (2×22.4 MW) 縦軸フランシス、23MW、500 rpm 3 層交流、普通型、同位相縦軸発電機、ブラシレス励磁式 26.4 MVA, 50 Hz 屋内用、特別 3 相型、オイル強制循環水冷式 11 k V/132kV 屋内用 132 kV GIS
(6) 送電線	132 kV2 回線 送電線延長 2km 既存のハタダースワッチャール間 132 kV 送電線に繋ぐ

IX 施工計画及び工事費算定

施工計画及び工程

39. 本調査後、詳細設計並びに事前資格審査、入札図書の作成を10ヶ月間で実施する。事前資格審査は、詳細設計と平行して5ヶ月間で実施する。入札は事前資格審査後、6ヶ月間で実施する。主要土木工事は詳細設計後、第1年目の6月に開始し、3年と6ヶ月後の第4年目の末に完了する。従い本計画は、以下の通り第4年目の12月に電力発電を開始可能となる。

項目	第1年目	第2年目	第3年目	第4年目	第5年目
1. 仮設工事		工事着工命令			
1.1 建設機械の動員	■				
1.2 アクセス道路及び橋	■	■			
2. 頭首工及びパイプ		■			
3. コネクショントネル		■			
4. 調整池ダム					
(1) 掘削工		■			
(2) コンクリート工 (RCC)			■		
(3) グラウチング工		■			
5. 導水路トンネル		■		■	
6. ペンストックトンネル		■			
7. アクセστοンネル	■	■			
8. 放水路トンネル (上流区間)			■		
9. 放水路トンネル (下流区間)		■			
10. 放水路カバート			■	■	
11. 発電所					
11.1 空洞掘削		■	■		■
11.2 構造コンクリート工			■	■	
11.3 発電機器				■	■
				運開開始	

工事工程を図 S11 に示す。建設工事のクリティカルパスはアクセστοンネル、地下発電所、及び発電機器の据付工となる。全体工事工程を厳守するため、アクセστοンネルへの仮設アクセス道路の建設は、主要土木工事の着工後ただちに開始する必要がある。

工事費

40. 本計画の事業費は、現地状況、多種に渡る建設材料の市場価格、施工方法並びにフィービリティ設計より算定される工事数量を基に、単価見積方式で見積もった。事業費は、1)建設費、2)エンジニアリングサービス及び管理費、3)環境費、4)物理的予備費及び価格予備費から構成する。工事費積算の基本的条件及び仮定は次のとおりである。

- (1) 積算の価格基準は、現地調査を実施した 2002 年 6 月とする。
- (2) 積算は外貨分、内貨分とも米国ドルで表示する。
- (3) 積算で使用する換算レートは、Nepal Rastra Bank 発刊 2002 年 6 月 16 日付けのレート US\$ = NRs. 78.30 とする。
- (4) 建設工事は、国際競争入札によって選定された競争力のある建設会社によって実施されるものとする。
- (5) 物理的予備費の比率は、土木工事費、環境費、管理費、エンジニアリングサービス費に対しては 10%、機械工事費、発電機器費、送電線費に対しては 5%とする。
- (6) 外貨分に対する価格上昇率は、世界銀行発行 G-5 MUV (Manufacturing Unit Value) を基に予測した結果、年率 0%とする。一方内貨分に対しては、ネパール国における類似プロジェクトのフィジビリティスタディに適用された価格上昇率である年率 2.3%を採用する。

総事業費は、以下に示される通り外貨分 55.8 百万米ドル及び内貨分 21.9 百万米ドルから成る 77.7 百万米ドルとなる。

項目	外貨 (1,000 US\$)	内貨 (1,000 US\$)	合計 (1,000 US\$)
1. 土木工事	29,844	12,522	42,366
2. メタル工事	4,500	500	5,000
3. 発電機器工事	13,228	1,113	14,341
4. 送電線工事	343	86	429
建設工事費合計 (1 から 4 の合計)	47,915	14,221	62,136
5. 政府管理費 (1 から 4 の 2.5%)	0	1,553	1,553
6. エンジニアリングサービス (1 から 4 の 7.5%)	3,594	1,067	4,661
7. 環境対策費	0	1,835	1,835
ベースコスト (1 から 7 の合計)	51,509	18,676	70,185
8. 物理的予備費	4,247	1,783	6,030
合計 (1 から 8 の合計)	55,756	20,459	76,215
9. 価格予備費	0	1,474	1,474
総事業費	55,756	21,933	77,689

年間支出計画は、以下のとおり事業費及び工事工程に基づいて算出する。

年次	合計 (US\$ 1,000)
第 1 年目	11,492
第 2 年目	27,528
第 3 年目	30,923
第 4 年目	7,745

X. プロジェクト評価

経済評価

41. プロジェクト実施可能性について経済・財務分析により検討を行った。経済評価は、プロジェクト実施による国家的な経済開発に対する寄与の度合いを検証する観点から、経済費用と経済便益を比較し検討を行った。経済費用は、プロジェクト費用を設計に基づいて求め、内貨分を、標準変換係数 0.9 を用いてシャドープライスに変換することにより 74.3 百万 US\$ と見積った。
42. 本計画は、特に電力が不足するピーク時間の電力供給を目的としている。クリカニ貯水池の水を有効利用する本発電所は、乾期ピーク時に信頼度の高い電力を供給することが可能である。また、首都であり経済の中心を担うカトマンドゥ盆地の電力消費地に近いという利点がある。これら特性を考慮した場合、カトマンドゥの近辺に建設可能で安定したピーク電力を供給できる火力発電所が最小費用の代替案として考えられる。従って、経済便益の内、ピーク時間帯の発生電力量と電力に対する経済便益については、代替火力をガスタービンとして代替火力法により求めた。代替火力の費用はガスタービンの建設単価 660 US\$/kW 及び燃料費 11.73 US¢/kWh に基づいて算定した。その他の発電量に対する経済便益は、1998 年に ADB のマスタープランの中で算定された雨期のピーク時間帯に対する長期限界費用 0.015 US¢/kWh を適用した。経済費用は上記代替火力法から得られた水力の kW-便益、kWh-便益と設備容量 44.8MW、発生電力量 47.3GWh より算定した。
43. 経済分析の結果、本計画は純便益 23.8 百万 US\$、EIRR 15.3% となった。この値はネパール国における機会費用 10% に比べて高い値を示しており、プロジェクトの実施に対し、経済的実施可能性が確認された。
44. プロジェクト実施による温室効果ガスの排出削減の便益を考慮して経済分析を行った。CO₂ 排出ペナルティーとして世銀の提案を参照し、20 US\$/ton と定めた。CO₂ の削減効果を考慮した場合、EIRR は 16.0% となった。

感度分析については建設費の増加及び燃料費の増加を考慮して実施した。これら感度分析については CO₂ の削減効果については考慮していない。

項目	燃料費 +10%	基本ケース	燃料費 -10%
建設費 -10%	18.5%	17.8%	17.2%
基本ケース	15.9%	15.3%	14.7%
建設費 +10%	13.9%	13.4%	12.9%

さらに、建設の遅れにより建設期間が 1 年延長された場合についても経済分析を行った結果、EIRR 値は 14%となった。

感度分析の結果、建設費用が 10%増加し、燃料費が 10%低下するという最悪の条件においても資本の機会費用 10%以上あり、プロジェクト実施の妥当性が確認された。

財務評価

45. プロジェクトの財務的な実施可能性は、プロジェクトの単独の経済性について検証することにより行った。また、財務分析をプロジェクトの実施機関である NEA の財務的な視点から行った。設計に基づいて積算した結果、分析に用いる財務費用は 77.7 百万 US\$ となった。便益計算に用いられる電力価格の出口価格は、NEA の設定しているピーク時間帯の電力料金及び電力料金の値上りを考慮し、FY2002 年における NEA の電力料金の平均値 6.81NRs/kWh (0.089 US\$/kWh) に基づいて 0.0711 US\$/kWh と想定した。
46. 本計画の FIRR は 2004 年 6 月建設開始、2007 年 11 月発電開始の条件において 5.0%と算定された。経済評価によりプロジェクトコストに比べ、国家経済に対する便益が大きいことが確認されたが、本計画の実施により返済期間中の NEA の財務状況に負担を与える可能性がある。現在、ネパール政府から、NEA の転貸条件は利率 10.25%が設定されている。この貸与条件を本計画に対し適用することは NEA の財務に影響を与えることになる。したがってネパール政府が転貸条件を緩和し、財務的に NEA を補助するかどうかが本計画の実施の前提条件となる。

補助ローンの提供を含む何らかのネパール政府からの NEA に対する補助策を講じることが本プロジェクトの実施に対する適切な方法と考えられる。更に、本計画の資金として用いられる補助金として援助国からのソフトローンをあてることにより、政府が受け持つ負担を最小に抑えることが可能となる。

47. 本計画の収益と財務費用の条件が異なる場合を想定し FIRR 値の感度分析を行った。収益と建設費用がそれぞれ 10%変化した時の FIRR 値を下表に纏める。

項目	収益 +10%	基本ケース	収益 -10%
建設費用 -10%	6.2%	5.5%	4.8%
基本ケース	5.6%	5.0%	4.3%
建設費用 +10%	5.1%	4.5%	3.8%

建設コストが 10%増加し収益が 10%減少した条件で FIRR 値が最も低くなり、3.8%となった。さらに、建設期間の延長により一年発電開始が遅れた場合を想定し FIRR 値を算定した結果、FIRR 値は 5.0%で変化せず建設期間

の延長が財務に大きく影響しないことが確認された。

48. 債務返済能力の分析は援助国からのソフトローンを利用した場合における財務的実施の可能性について明らかにするとともに、プロジェクト実施に対する適切な国内利率の設定について検討するためにケーススタディを行った。上記の観点から次の8つの条件について検討した。

ケース	年利	基本条件
1	1.0%	ローン期間 30 年、返済猶予期間 10 年、20 年の返済期間貸付条件を資本投資費用全体に適用した場合
2	1.0% for F. C 4.6% for L. C	ケース 1 に同じ
3	5.0%	内貨分は資本金投資とし、貸付条件はローン期間 24 年、返済猶予期間 4 年、返済期間 20 年
4	7.8%	内貨分は資本金投資、外貨の元本返済を資本投資とし、貸付条件はローン期間 24 年、返済猶予期間 4 年、返済期間 20 年
5	1.8%	全額貸付金とし、ケース 3 と同じ貸付条件 (貸付条件：ローン期間 24 年、返済猶予期間 4 年、返済期間 20 年)
6	7.5%	ケース 3 と同じ貸付条件で 10 年の返済猶予期間とした場合 (貸付条件：ローン期間 30 年、返済猶予期間 10 年、返済期間：20 年)
7	7.6%	ケース 4 と同じ貸付条件で 10 年の返済猶予期間とした場合 (内貨分：資本金投資、外貨の元本返済：資本投資、貸付条件：ローン期間 30 年、返済猶予期間 10 年、返済期間 20 年)
8	5.0%	ケース 5 と同じ貸付条件で 10 年の返済猶予期間とした場合 (全額貸付金、貸付条件：ローン期間 30 年、返済猶予期間 10 年、返済期間 20 年)

ケース 1 と 2 については返済が可能であることが確認され、外貨分に対する援助国からのソフトローンの適用によるプロジェクトの財務的実施可能性が明らかとなった。表 S. 4 にケース 2 の返済計画の検討結果を示す。

ケース 3 から 7 についてはネパール政府から NEA に再貸付する際の貸付条件を変更した場合の財務的実行可能性について検討を行った。ケース 4 において最も高い 7.8% の利子率での貸与が可能となり。一方、ケース 5 の条件では最も低い利率となった。この結果から、資本金投資の割合が転貸の利率に大きく影響することが分かった。また、貸付金の割合が大きいほど猶予期間の延長による効果が高いことが分かった。

上記の検討結果よりケース 6 に示された 7.5% の利率で 10 年の猶予期間と 20 年の返済期間を含む 30 年のローン期間とする貸与条件が現在のネパール政府側の転貸条件を踏まえた場合、最も実現可能で NEA の財務状況に負担をかけない貸与条件と考えられる。

49. 本計画の経済・財務評価の検討結果を下に纏める。

- 経済評価により、本計画が国家的な経済開発に寄与することが明らかと

なった。しかしながら、財務評価により、現在のネパール政府から NEA への転貸条件を適用した場合、本計画の実施により NEA の財務に負担をかけることが分かった。

- 本計画の実施により電力需要センターである首都カトマンドゥへ信頼度の高い電力を供給することが可能となる。したがって本計画の国家経済に対する寄与を鑑みて、援助国からのソフトローンを適用することによる本計画の実施が推奨される。
- 更に、本計画の実施による NEA の財務に影響を与えないために、ネパール政府から NEA への再貸付における条件の緩和等の財務援助が必要となる。

XI 技術移転

50. 本調査を通じて実施された技術移転は、OJT、調査結果のプレゼンテーション及び日本でのカウンターパート研修により構成される。第1次から第4次現地調査の終了時には、着手、進捗、中間報告書及び最終報告書(案)の成果に焦点を当てた4度のプレゼンテーションが開催された。

XII 詳細設計への提言

51. 本調査では実施可能性調査レベルの設計が行われており、計画実施に先立ち詳細な設計条件を考慮した上で詳細設計レベルの設計を実施する必要がある。詳細設計に際しては、以下の追加調査の実施が必要である。
- 1) 計画地域内の航空測量、主要構造物計画地点の詳細地形測量及び地質調査を含む追加現地調査
 - 2) 現地調査及び数値計算で構成される調整池流域の流送土砂調査
 - 3) 洪水吐き、排砂設備に係る調整ダム水理模型実験
 - 4) 補足環境影響評価調査の継続実施

表

表 S.1 NEA の電源開発計画

FY	Projects	Installed Capacity (MW)	Peaking Capacity (MW)	Average Energy (GWh/yr)	Comments
2002	Kali Gandaki-A	144	144	791	Under Construction
	Syange	0.1	0.06	1	IPP, PPA signed
2003	Chilime	20	20	101	IPP, Under Construction
	Indrawati	7.5	3	37	IPP, Under Construction
	Daram Khola	5	5	33	IPP, PPA signed
	Piluwa Khola	3	2	18	IPP, Under Construction
	Chaku Khola	0.91	0.9	7	IPP, PPA signed
2004	Pheme	0.95	0.9	8	IPP, PPA signed
	Upper Modi	14	8	89.6	IPP, Under Construction
	Khudi	3.5	2.2	25	IPP, PPA signed
2005	Mailung	5	4.3	37	IPP, PPA signed
	Middle Marsyangdi	70	70	393	NEA, Under Construction
2006	-	-	-	-	-
2007	Langtang	10	10	78	IPP, PPA signed
	Chameliya	30	30	196	NEA Planned
	Kulekhani-3	42	42	50	NEA, Planned
	Khimti-2	27	27	157	NEA, joint venture
2008	Rahughat	27	6	165	Private
	Kabeli-A	30	15	162	Private
2009	Upper Karnali-A	300	300	2133	NEA joint venture
2010	-	-	-	-	-

Source: NEA Corporate Development Plan

表 S.2 補足自然環境影響評価調査項目

	調査項目	調査内容	調査場所	時期及び期間
1.	水質分析	<p>原水採取地点: 9地点</p> <p>測定項目: 温度、pH、電気伝導度、溶存酸素(DO)、浮遊物質(SS)、生物学的酸素要求量(BOD)、総リン(P)、総窒素(N)、アンモニア(NH₃)、流速、流量</p>	<p>① 加川：第2発電所放流口上流</p> <p>② 加川：第2発電所放流口下流</p> <p>③ ラブティ川：加川合流地点より1km下流タウハ</p> <p>④ ラブティ川：バギハラ川合流地点より0.5km下流</p> <p>⑤ ヤンラン川：ケサティ川合流地点より0.8km上流</p> <p>⑥ ケサティ川：ヤンラン川合流地点下流</p> <p>⑦ ラブティ川：第3発電所放水口下流</p> <p>⑧ ラブティ川：ヘタウダ/タバラン橋地点</p> <p>⑨ テニ川：チュルバガイヤ橋地点（類似河川）</p>	<p>乾期(4月)と雨期(8月)の2回、各15日間</p>
2.	類似河川環境の調査	<p>加頭首工と調整ダムでの溪流取水は、加川とヤンラン川の現況の生態系に大きな影響を及ぼす可能性がある。影響緩和策を講じる必要がある場合、近傍河川の類似生態系を参考とするため調査を行う。</p>	<p>① 加川</p> <p>② ヤンラン川</p> <p>③ テニ川（ラブティ川上流域支川、類似生態系）</p>	<p>乾期(3月)と雨期(6月)の2回、各15日間</p>
3.	河川生態系調査(昆虫、水生生物及び魚類調査)	<p>加頭首工と調整ダムでの溪流取水により生ずる加川とヤンラン川減水区間での昆虫、水生生物、魚類への影響を調査する。</p>	<p>① 第2発電所放水口からラブティ川合流地点までの加川約250mの区間</p> <p>② ヤンラン調整ダムからケサティ川合流地点までのヤンラン川約1,800mの区間</p> <p>③ テニ川(ラブティ川上流域支川、類似生態系)</p>	<p>乾期(3月)と雨期(6月)の2回、各15日間</p>
4.	動植物相調査	<p>計画地域周辺の動植物相に関する生息状況及び計画実施影響の程度を評価する。</p>	<p>動物相：ヤンラン川流域及びテニ川流域</p> <p>植物相：ヤンラン川流域</p> <p>工事中道路、工事中キャンプ地周辺</p> <p>加頭首工周辺</p> <p>調整池周辺</p> <p>放水口周辺</p> <p>トンネル横坑、土捨場周辺</p>	<p>乾期(3月)と雨期(6月)の2回、各15日間</p>
5.	下流放流影響調査	<p>第3発電所からのピーク放流(43.1m³/sec)によるラブティ川河床の土地利用及び動植物相への影響を調査する。</p>	<p>第3発電所放水口より下流4km区間のラブティ川河床</p>	<p>乾期(3月)と雨期(6月)の2回、各15日間</p>
6.	河川維持流量調査	<p>加頭首工と調整ダムでの溪流取水により生ずる加川とヤンラン川の減水は、河川環境と灌漑利用に影響を及ぼす。乾期流量及び灌漑利用水量の現状を調査し、河川維持流量設定の検討資料とする。</p>	<p>① 第2発電所放水口からラブティ川合流地点までの加川約250mの区間。</p> <p>② ヤンラン調整ダムからケサティ川合流地点までのヤンラン川約1,800mの区間。</p>	<p>乾期(3月)の15日間</p>
7.	環境リスク調査	<p>計画地域は、主境界衝上断層(MBT)直上のマハラト地帯に位置し、豪雨洪水による地滑り及び侵食被害の発生リスクが高いため、環境リスクにつき調査する。</p>	<p>計画地域周辺</p>	<p>雨期(6月)の15日間</p>
8.	工事残土	<p>工事残土と土捨場につき調査する。</p>	<p>① 主要構造物計画地点</p> <p>② 土捨場計画地点</p>	<p>雨期(6月)の15日間</p>
9.	工事中環境影響	<p>工事中の環境影響(埃、騒音、振動)につき調査する。</p>	<p>① 工事中道路及びキャンプ建設予定地沿いのサカール及びシカリバス村</p> <p>② 主要構造物計画地点</p>	<p>乾期(3月)7日間と雨期(6月)15日間</p>
10.	環境マネジメントプラン	<p>既存EIAで提案された影響緩和策及びモニタリングプランに係るレビュー</p>	-	<p>雨期(8月)の15日間</p>

表 S.3 補足社会環境影響評価調査項目(1/2)

	調査項目	調査内容	調査場所あるいは参照資料	時期及び期間
1. 移転計画 Resettlement Plan (RP)				
1.1	土地収用及び移転範囲調査	経済・文化及び宗教的な土地利用を調査した上で、計画実施に伴う一時的あるいは恒久的な土地収用及び移転範囲を特定する(1/5,000地形図上)。土地収用による影響を最小化するための代替用地の検討。	① 工事用道路及びキャンプ建設予定地沿いのサヌタル及びシカリバス村 ② 下流放流による影響範囲を含む第3発電所放水口周辺(仮橋、製粉水車小屋、洗濯場等) ③ バインセトバンカ頭首工地点(ハウダセメント借地、第2発電所敷地境界)	乾期(3月)の30日間
1.2	社会経済情報調査	計画地域周辺での社会経済情報の更新	計画地域周辺	乾期(3月)の15日間
1.3	移転政策と移転方法調査	家屋、土地、作物、立木補償に関する政策及び移転方法(移転費、再建策、政府資産及び公共施設に対する補償を含む)の調査。カリガソタギ”A”(KGA)で実施されたCommunity Consensus Valuation (CCV)の用地補償価格を参考とする。	参照される既存の移転政策: カリガソタギ”A”(KGA)、ミドルマルジャンティ、アル III、モテ”イコラ、キムテイ、ボテコシの各水力発電所計画及びミラム給水計画	乾期(4月)の15日間
1.4	移転問題対策組織調査	移転問題対策組織に関する調査。KGAでの事例に倣い、村落諮問委員会(Village Advisory Committee)ならびにクリカ環境及び社会モータリングユニット(KESMU)設立の提案。	既存の移転問題対策組織: KGAの村落諮問委員会	乾期(4月)の15日間
1.5	家屋移転と移転政策調査	既存の家屋移転及び移転政策に関する調査	既存の移転政策:カリガソタギ”A”、ミドルマルジャンティ及びミラム給水計画	乾期(4月)の15日間
1.6	収入補償調査	計画実施影響を被る住民に対する技能訓練、住民雇用、融資援助及び収入確保策を通じた収入補償方法の調査	計画実施影響を被る住民、とくに工事用道路、キャンプ建設予定地及び放水口周辺のサヌタル村住民	乾期(4月)の15日間
1.7	農村組織調査	農村組織設立に関する調査	NEA及び各プロジェクトレベル	乾期(3月)の15日間
1.8	移転関連予算及び財務調査	移転関連予算及び財務に関するNEAの既存EIAの更新及び項目付け	-	雨期(6月)の15日間
1.9	実施及びモータリング計画(案)	実施及びモータリング計画(案)の作成	-	雨期(6月)の15日間
1.10	湧水及び表流水調査	トンネル及び地下発電所沿いの住民が家庭給水として利用する湧水及び表流水の分布状況、利用状況及び利用可能水量の調査	コネクショントンネル、導水路トンネルと放水路トンネル及び地下発電所沿いの村落(Amdada, Kitini, Kiteni, Nayagaun, Sanutar, Shikaribas, Bokedah)	雨期(6月)と乾期(10月)の15日間

表 S.3 補足社会環境影響評価調査項目(2/2)

	調査項目	調査内容	調査場所あるいは参照資料	時期及び期間
2.	社会アクションプラン	Social Action Plan (SAP)		
2.1	技能向上及び住民雇用調査	計画実施影響を被る住民の技能訓練(電気工、鉛管工、溶接工、現場監督等)と住民雇用に関する調査	計画地域	3月及び6月の各15日間
2.2	農業開発調査	KGAでの農業開発プログラムの事例に倣い、サヌール村の既存水田への計画実施影響を最小化するための調査	サヌール村 (40家族25haの水田)	3月及び6月の各15日間
2.3	村落開発調査	KGAでの事例に倣い、村落開発プログラム(教育改善、健康・衛生改善、女性問題)に関する調査	NEAによるEIA調査及びKGAでの事例	3月及び6月の各15日間
2.4	村落の健康及び教育向上調査	建設労働者(約1,000人)の流入による地域教育及び病院施設に対する影響調査(エイズ予防教育を含む健康相談所、衛生施設及び適切な就学環境等)	計画地域	3月及び6月の各15日間
2.5	農村電化調査	計画地域周辺における農村電化の現状及び既存計画の評価	① ハインセトバン村落開発委員会 (Village Development Committee: VDC) ② ハマティVDC	3月及び6月の各15日間
2.6	環境意識調査 (EAC)	焼畑農耕による環境影響と森林破壊に関する地域住民の教育	① サヌール及びシカリバス村 ② ホケダハ森林 (第3発電所放水口周辺)	3月及び6月の各15日間
2.7	建設工事による社会影響調査	工事中の社会影響(捨土、埃、騒音、振動等)に関する調査	サヌール及びシカリバス村	3月及び6月の各15日間
2.8	下流放流影響調査	第3発電所放水口からのピーク放流(43.1m ³ /s)による影響調査	第3発電所放水口からヘクダ橋に渡るラプティ川の4km区間	3月及び6月の各15日間
2.9	寺院の祭事 (Trihandi Mandir)時の放流可能性	ハインセトバン下流の寺院群での年間祭事に伴う下流放流の実施可能性調査	ハインセトバン、第2発電所下流	3月及び8月の各7日間

表 S.4 借款返済計画 (ケース6：現地貸付金と資本金投資利用に返済猶予期間は10年)

Annual Generation	47.29 GWh
Assumed Real Tariff 2002 Price*	0.0935 \$/kWh
Assumed Peak Tariff 2002 Price*	0.1075 \$/kWh
Assumed Gate Price 2002 Price*	0.0711 \$/kWh
PriceEscal	6.0%
Exchange Rate	US\$1= 78.3 Rs

Loan Condition	
Interest Rate per Year	7.5%
Duration (Year)	30
Grace Period	10
Principal Rep	20

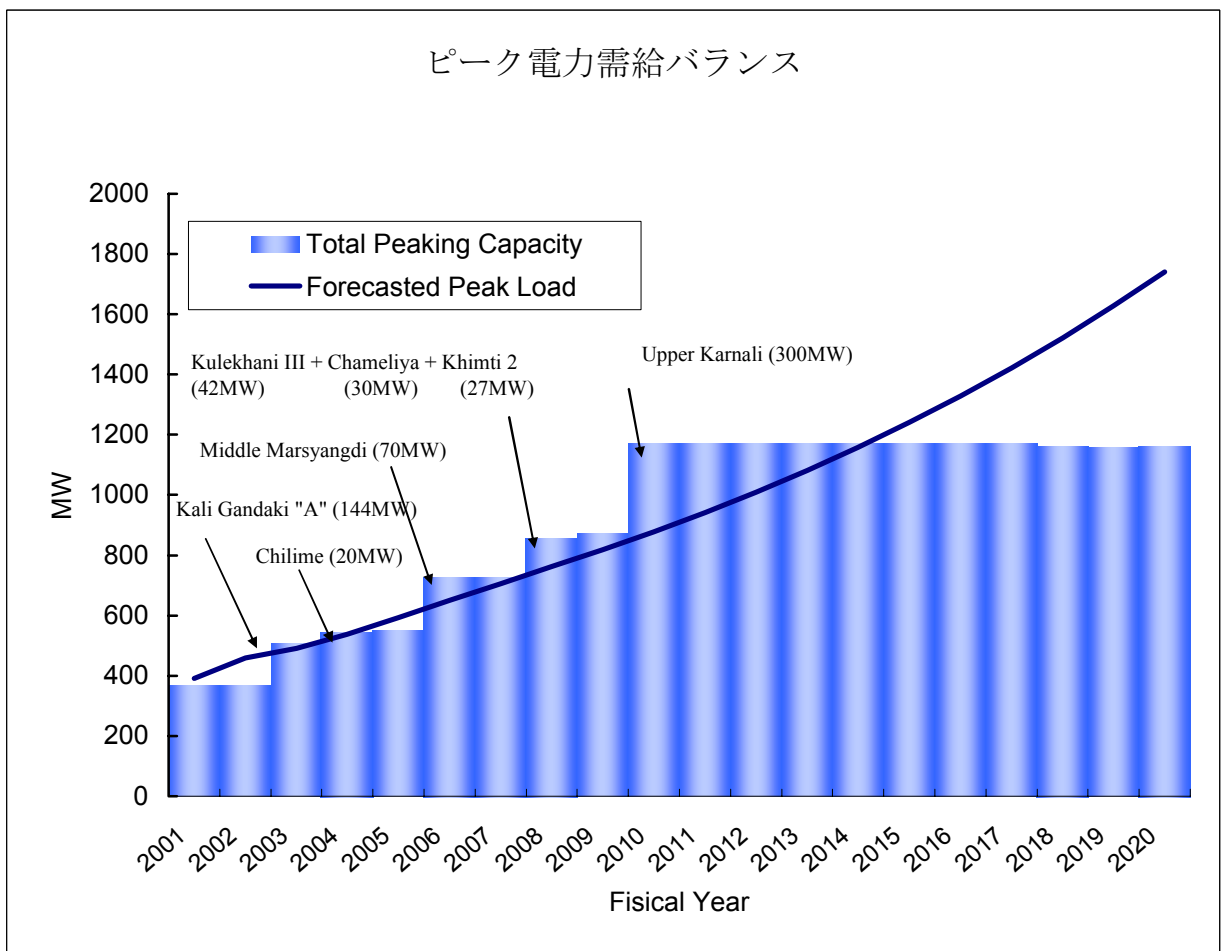
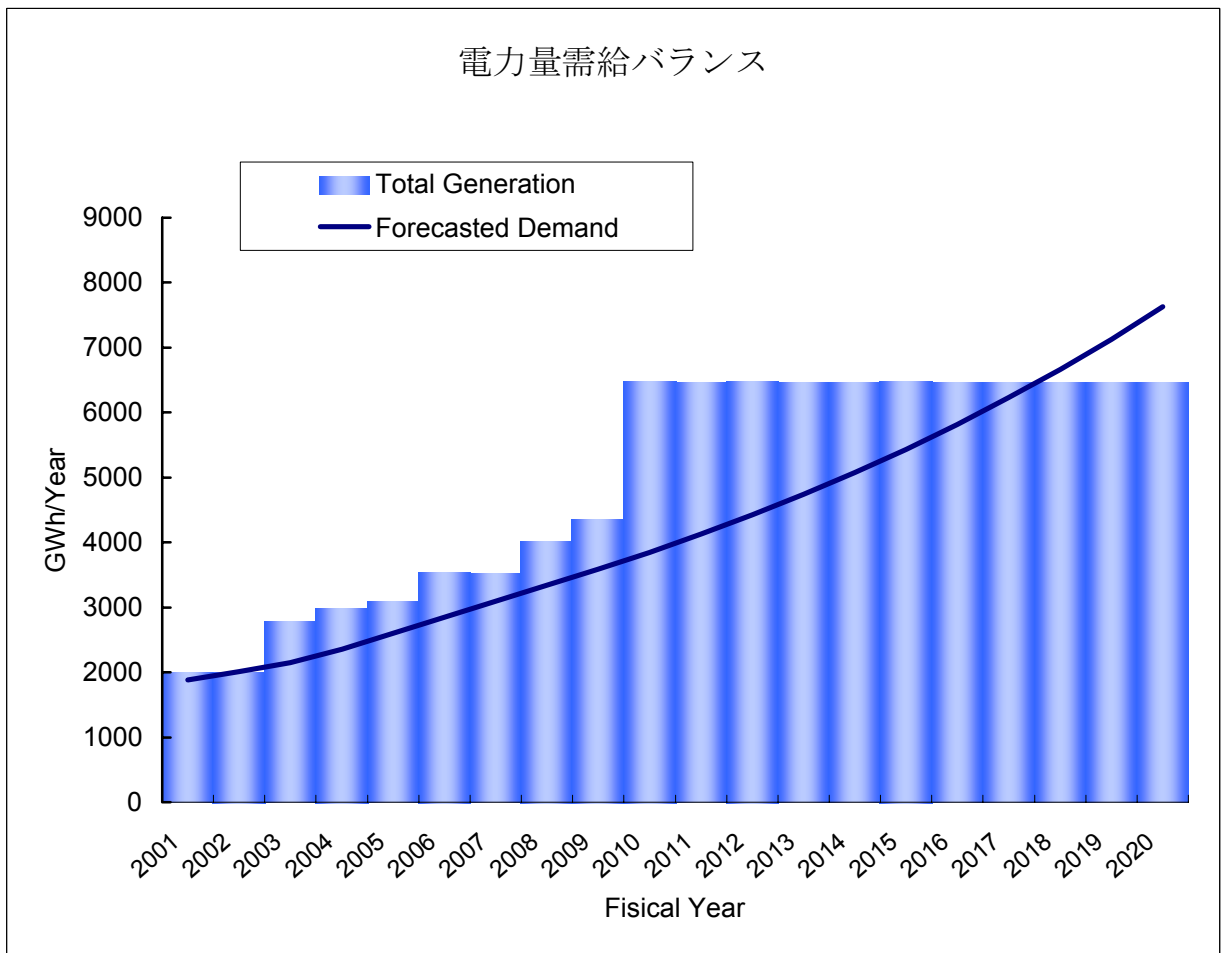
Equity		
Total	1,935	mill. Rs.
NEA	1,451	75%
Govemm.	484	25%

S-I-S

Year FY Starting		Total Cap. Cost	O&M Cost	Total Cost	Energy Sales Revenue	Net Revenue	Ttl Capital Inflow 6,301	Loan Inflow F 4,366	Equity Inflow 1,935	Ttl IDC 822	IDC 822	Debt Service	Loan Principal 5,188	Loan Interest	Net Cash Flow	Cumulative Cash Flow
1	2004	925		925		-925	925	553	373	41	41	0	0	0	0	0
2	2005	2,225		2,225		-2,225	2,225	1,539	685	157	157	0	0	0	0	0
3	2006	2,508		2,508		-2,508	2,508	1,856	652	296	296	0	0	0	0	0
4	2007	643	32	675	186	-489	643	418	225	327	327	0	0	0	154	154
5	2008		67	67	394	326						389	0	389	-63	91
6	2009		71	71	418	346						389	0	389	-43	48
7	2010		76	76	443	367						389	0	389	-22	26
8	2011		80	80	469	389						389	0	389	0	26
9	2012		85	85	497	412						389	0	389	23	49
10	2013		90	90	527	437						389	0	389	48	97
11	2014		96	96	559	463						509	120	389	-46	51
12	2015		101	101	592	491						509	129	380	-18	33
13	2016		107	107	628	520						509	138	370	11	44
14	2017		114	114	665	552						509	149	360	43	87
15	2018		121	121	705	585						509	160	349	76	163
16	2019		128	128	748	620						509	172	337	111	273
17	2020		136	136	793	657						509	185	324	148	421
18	2021		144	144	840	696						509	199	310	187	609
19	2022		152	152	891	738						509	214	295	229	838
20	2023		162	162	944	782						509	230	279	273	1,111
21	2024		171	171	1,001	829						509	247	262	320	1,432
22	2025		182	182	1,061	879						509	265	243	370	1,802
23	2026		193	193	1,124	932						509	285	224	423	2,225
24	2027		204	204	1,192	988						509	307	202	479	2,704
25	2028		216	216	1,263	1,047						509	330	179	538	3,242
26	2029		229	229	1,339	1,110						509	354	154	601	3,843
27	2030		243	243	1,419	1,176						509	381	128	667	4,510
28	2031		258	258	1,505	1,247						509	410	99	738	5,248
29	2032		273	273	1,595	1,322						509	440	69	813	6,061
30	2033		289	289	1,690	1,401						509	473	36	892	6,953

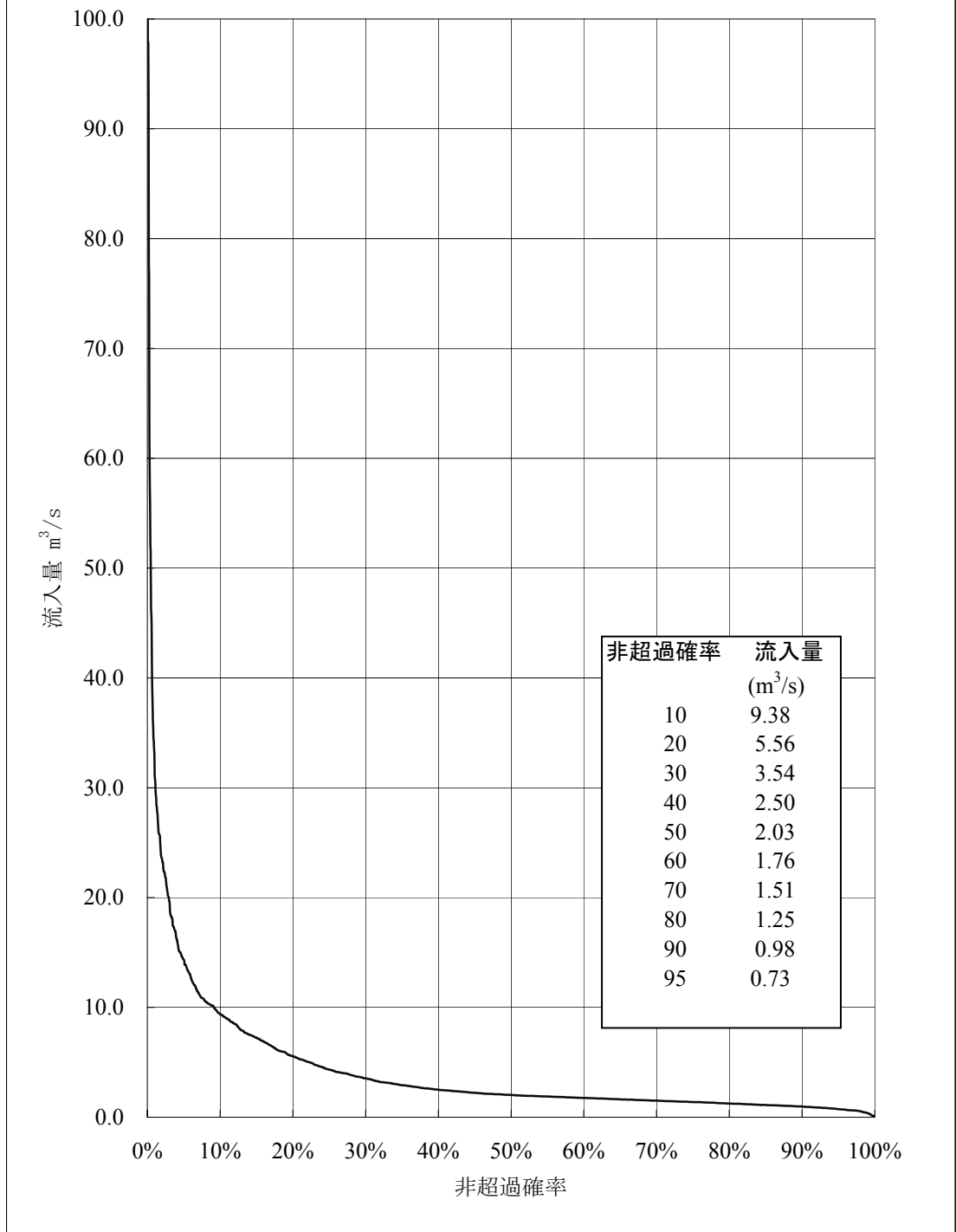
*: Tariffs in 2002 price are treated as they are based on the past year's average tariff.



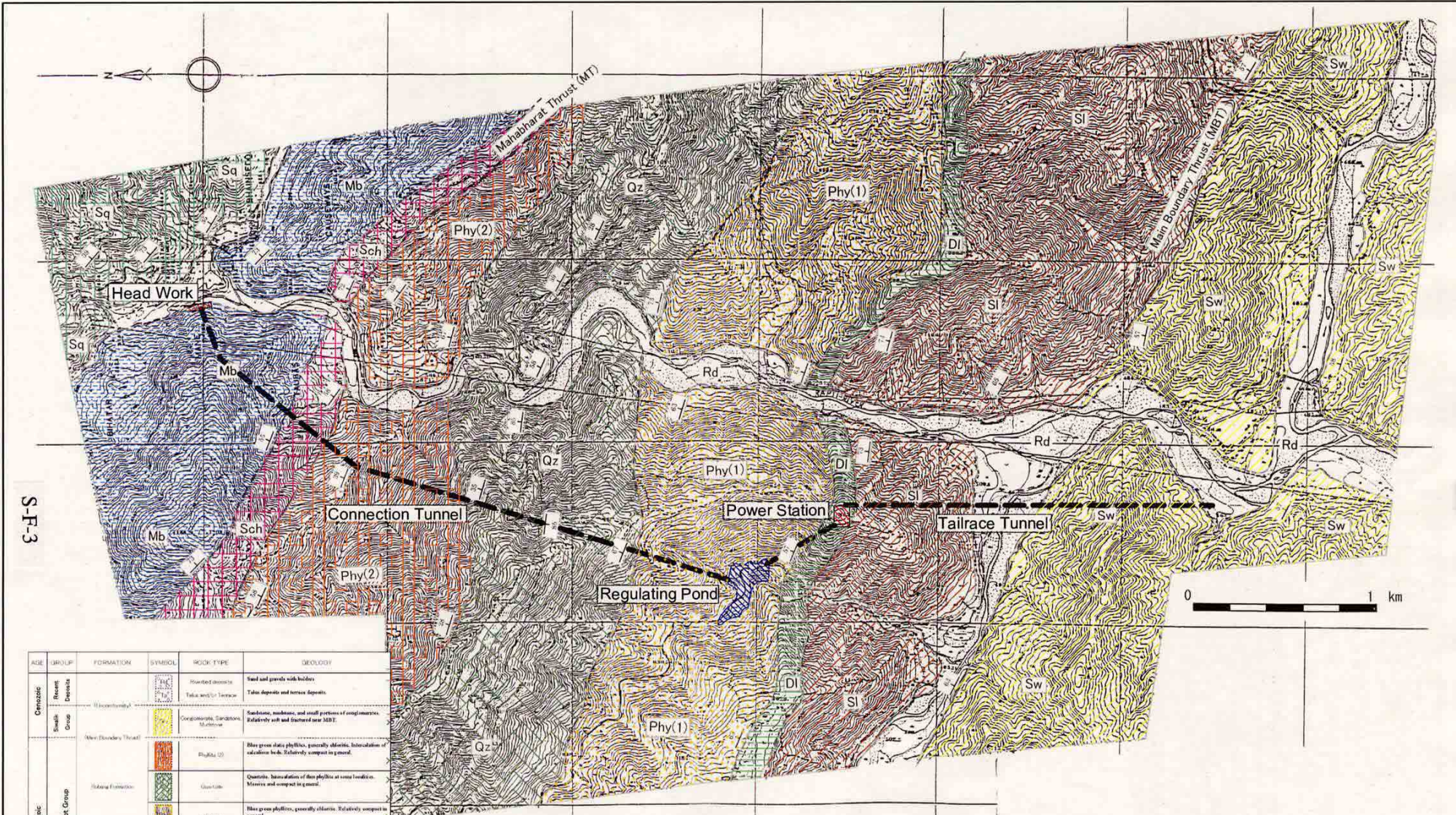


図S.1 電力需要予測と需給バランス

貯水池流入量の年間流況 (1963 - 1995)



図S.2 クリカニ貯水池への流入量の流況曲線



S-F-3

AGE	GROUP	FORMATION	SYMBOL	ROCK TYPE	DEVELOPMENT
Cenozoic	Recent Deposits	Recent Deposits	[Symbol]	Sand and gravels with boulders. Talus deposits and terrace deposits.	
	Swath Group	Swath Group	[Symbol]	Comglomerate, Sandstone, Murburina	Basal, massive, and small portions of conglomerate. Relatively soft and fractured near MBT.
Paleozoic	Upper Himalayas Group	Main Boundary Thrust	[Symbol]	Phyllite (2)	Blue green slate phyllites, generally chloritic. Interbedded with calcareous beds. Relatively compact in general.
		Shikhar Formation	[Symbol]	Quartzite	Quartzite. Interbedded with phyllites at some localities. Massive and compact in general.
		Musikhar Formation	[Symbol]	Phyllite (1)	Blue green phyllites, generally chloritic. Relatively compact in general.
		Shikhar Formation	[Symbol]	Siltstone (dark)	Light to dark, and generally gray silty siltstone. Interbedded with quartzite, muskhar and calc-phyllites. Massive and relatively well bedded.
		Shikhar Formation	[Symbol]	Siltstone (light)	Dark grey slate and phyllites together with black carbonaceous slate. Fractured and weathered near MBT.
Pre-Cambrian	Bhambhani Group	Mahabharat Thrust	[Symbol]	Schist, Gneiss	Dark green to gray colored two mica and biotite schist with interbedded quartzite and gneiss. Strongly folded and fractured in places.
		Shikhar Formation	[Symbol]	Limestone	Coarse crystalline marble, laminated with interbedded of thin white, black and limestone are massive and well bedded.
		Shikhar Formation	[Symbol]	Schist	Coarse crystalline, highly gneissiferous mica schist, quartzite schist. Some quartzite are also seen in this formation.

Bedding (Dip & Strike)

* Mahabharat Thrust (MT)
 Considered as an extension of Main Central Thrust (MCT), which forms the boundary between Higher and Lower Himalayas. Movement of MCT appears to be 5 cm/year in recent years. MT is said to be basement thrust of Kathmandu Nappe which includes Bhambhani Group.

* Main Boundary Thrust (MBT)
 This thrust forms the boundary between Lower and Sub-Himalayas. Swathic sandstone of folded and faulted Tertiary sedimentary rock have been overthrust in the south of MBT.

THE UPGRADING FEASIBILITY STUDY ON THE DEVELOPMENT OF THE KULEKHANI III HYDROPOWER PROJECT IN THE KINGDOM OF NEPAL
 JAPAN INTERNATIONAL COOPERATION AGENCY

図 S.3 a) プロジェクト地域の地質 (地質平面図)