No. 1

ネパール王国クリカニ第2発電所
建設計画フィージビリティ調査報告書

1979年1月

国際協力事業団

ネパール王国クリカニ第2発電所
建設計画フィージビリティ調査報告書

1979年1月

国際協力事業団

はしがき

日本政府は、ネパール王国政府の要請に基づき同国の急増する電力需要の伸びに対処するために、クリカニ第2発電所建設計画のフィージビリティ調査ならびに同国のカトマンズ盆地を中心とする送配電網施設の現状改善ないし新設を行うに当たり、カトマンズ地区送配電整備計画調査を行うこととし、その実施を国際協力事業団に委託した。

当事業団は同国の社会経済開発計画に照らして本計画の重要性を考慮し、昭和52年11月18日より昭和53年3月24日の期間、淵本正宏氏（日本工営株式会社）を団長とする14名の調査団を編成し、ネパール王国政府関係期間の協力を得て、現地調査を実施した。

本報告書は、調査団が帰国後現地調査及び収集した資料に基づき検討、解析し、その成果をとりまとめたものである。

本報告書が同国の電力開発及びカトマンズ地区電化に寄与するとともに、我が国との経済交流友好親善の一助となれば誠に喜ばしいことである。

終りに、今回の調査に当たられた団員各位に謝意を表すとともに、調査実施に当たって御協力いただいたネパール王国政府関係機関の方々を始め、在ネパール日本大使館、外務省及び通商産業省の関係各位に対し衷心より感謝の意を表するものである。

1979年1月

国際協力事業団

総裁　法眼晋作

伝　達　状

国際協力事業団

総裁　法眼晋作　殿

ネパール王国クリカニ第２発電所建設計画に関するフィージビリティ調査報告書をここに提出いたします。本報告書は１９７７年１１月以降実施いたしました現地調査ならびに国内作業の結果に加え、貴事業団をはじめ日本政府関係各機関の助言を得て作成したものであり、かつ1978年11月及び12月に行なわれたネパール王国水資源電力省との最終打合せにおいて提言された意見を全て盛り込んでおります。

カトマンズ、ヘタウラ、ビルガンジ等ネパールの主要電力消費地帯を包括し同国最大の電力系統で中部ネパール電力系統は、現在建設中のクリカニ第１水力発電所をはじめ一連の水力発電所計画によって発電設備の増強が行なわれるといたしましても、１９８５／８６年には再び電力不足に陥いることが予想されます。したがって、有望な新期水力発電所の早期実現が望まれるのであります。

本報告書ではクリカニ第２水力発電所の設備容量を３３ＭＷとし、年間発生電力１２０GWhを得るよう計画いたしました。建設費は本年８月の物価レベルで約２０パーセントの予備費を含めたものとして4,８００万米ドル相当に見積りました。

経済分析の結果、内部収益率は１４.９パーセントであり、本計画は技術的にはもとより経済的にも十分実現の妥当性を持つものであると確信いたします。調査団は、上述の緊急性および重要性に鑑み、ネパール王国政府が本計画をすみやかに実施に移されるよう勧告するものであります。

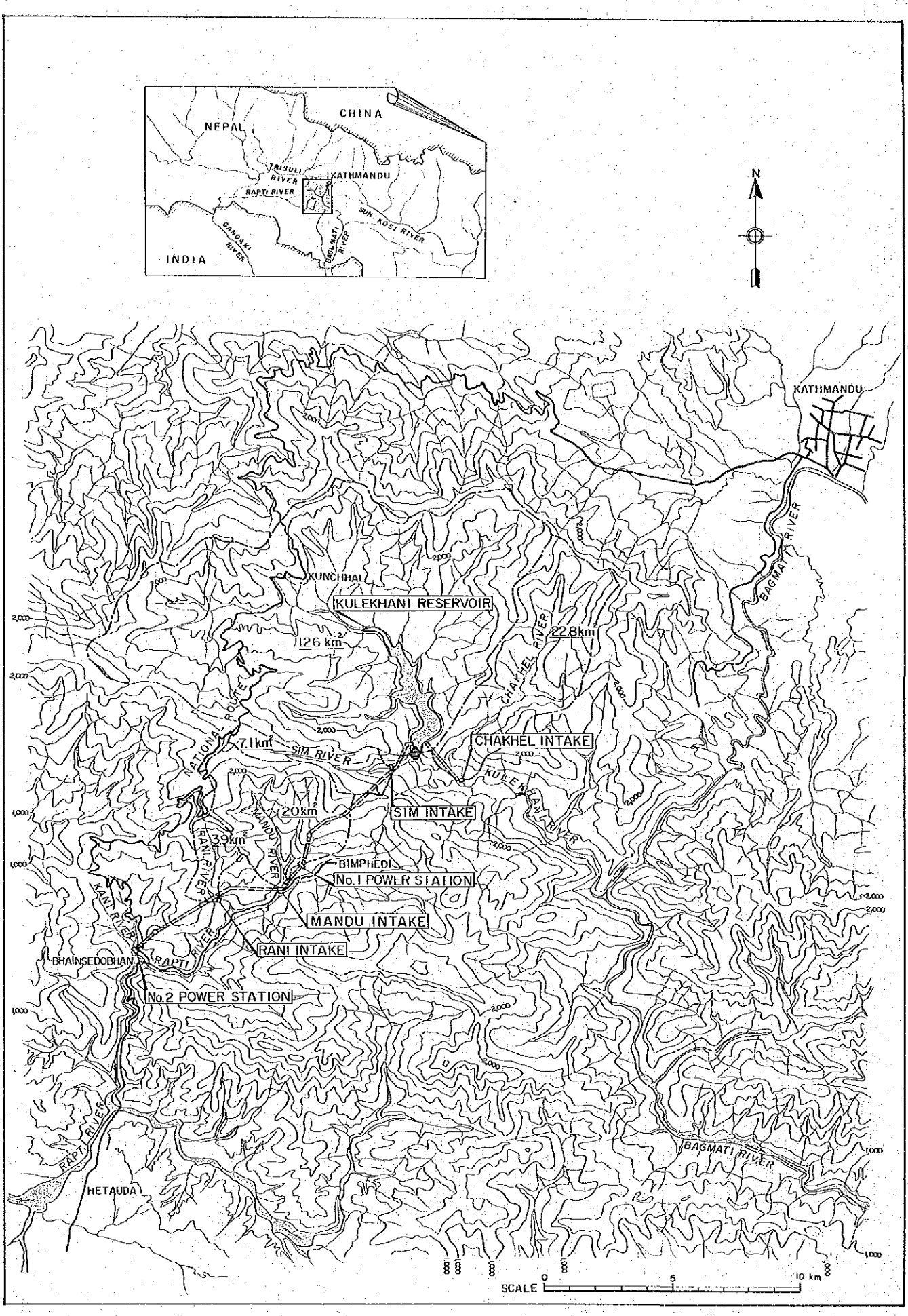
本報告書を提出するにあたり、現地調査および国内作業の全期間を通じて多大の援助と協力を賜った貴事業団をはじめ外務省、通商産業省および在ネパール王国日本大使館ならびにネパール王国政府関係各位に対し、心からなる感謝の意を表するものであります。

昭和５４年　１月

ネパール王国クリカニ第２発電所建設計画

及びカトマンズ地区送配電網整備計画調査団

団長　　淵本正宏


CHINA
NEPAL
TRISULI RIVER
KATHMANDU
RAPTI RIVER
SUN KOSI RIVER
GANDAKI RIVER
BAGMATI RIVER
INDIA
N
KATHMANDU
BAGMATI RIVER
KUNCHIHAL
KULEKHANI RESERVOIR
126 km²
22.8km
CHAKHEL RIVER
NATIONAL ROUTE
7.1km²
SIM RIVER
CHAKHEL INTAKE
KULEKHANI RIVER
20km²
SIM INTAKE
39km²
MANDU RIVER
RANI RIVER
BIMPHEDI
No.1 POWER STATION
KAN RIVER
MANDU INTAKE
RANI INTAKE
BHAINSEDOBHAN
RAPTI RIVER
No.2 POWER STATION
RAPTI RIVER
BAGMATI RIVER
HETAUDA
SCALE
0
5
10 km

要　　約

1. クリカニ全体計画は、ネパール中部地区を流れるクリカニ川とラプティ川に一連の水力発電開発を行うもので、3つの発電所、すなわち上流から第1、第2及び第3発電所から成る。高さ107mのダムをクリカニ川に建設し、有効貯水容量73×10^6 m^3を有する貯水池を造り、この貯水池によって調節した水をラプティ川に流域変更し1,000 m以上に及ぶ総落差を利用する。

クリカニ全体計画の第1期開発としての第1発電所の設備容量は60MWである。建設工事は、1977年に着工し、1981年に完成の予定である。第2発電所は、約300 mの落差を利用し、設備容量33MWとして計画した。第3発電所の設備容量は、第1発電所のフィージビリティレポートにおいて、予備的に17MWに決めている。

クリカニ発電所から生産する年間電力量は、約430GWhである。

2. 中部ネパール電力系統（CNPS）はネパールの大部分の電力需要が集中しているカトマンズ地区、ヘタウラービルガンジ回廊及びその隣接地域を包括している。

この系統のピーク負荷は1975／76年には、31.9MWに達した。年間のピーク負荷は、冬期の1月または2月、すなわち乾期の初期にあらわれる。現在の系統の有する合計設備容量は35,226kWであり、その内訳は水力27,570kW及びディーゼル7,656kWである。これらの水力発電所はすべて流れ込み式であり毎年乾期にはピーク供給力が落ち込み、その不足をディーゼル発電所で補っている。

3. 西部地区の南部にあるルンビニ電力系統は1978／79年にCNPSに接続される予定である。さらに、西部地区の北部にあるガンダキ電力系統も近い将来、CNPSと接続される予定である。クリカニ第1及び第2発電所が稼働に入る時期には、これらの拡大されたCNPSがその需要対象地域となる。

4. 最近の経済的成長に伴ない、系統の電力需要は急速な伸びを示している。ピーク電力

負荷の年間成長率はここ数年約２０％に及んでいる。これらの要因を考慮すれば、将来のピーク負荷は、１９８０／８１年に６６MW、１９８５／８６年に１１４MW及び１９９０／９１年に１９８MWに達するものと予測される。

5. 急速に増加する電力需要に対処するため、ネパール政府は、デヴィガット発電所（１4.4 MW）及びガンダキ発電所（７MW）からの電力供給を予定している。たとえ、これらの方策が予定通り運ばれたとしても、１９８０／８１年以降、系統の電力供給力は不足することになる。さらに、系統がピーク供給力の不足する流れ込み発電所に大きく依存している現状から考えれば、このピーク供給力を増加させるための大容量貯水池を有する水力発電所の建設が強調された。

6. ネパールは大きな包蔵水力に恵まれているが、そのほとんどは未だ開発されずに残されている。一方、ネパールは水力以外のエネルギー源を持っていない。

将来の電力需要に応えるべく、包蔵水力を開発することは、国が最も求めていることである。これらの状況のもとで、クリカニ第１発電所は以下の理由により、その優先度の高いものとして、現にとりあげられている。すなわち、この発電所は電力需要地に位置すること、及び既設の水力発電所がすべて流れ込み式であり、近い将来も同形式の建設が予想されるので、貯水池を持った発電所の存在価値は高い。第１発電所は１９７７年に着工し、１９８１年に完成の予定である。

7. クリカニ第１発電所が稼働して数年後には系統の電力供給はさらに不足する。その時期は１９８５／８６年と予測される。この年以後の系統の電力需要に対処するためには、新しい発電所の導入が必要である。クリカニ第１発電所に続く新しい発電所としては、次の理由により、クリカニ第２発電所が優先度が高いものである。すなわち、(i) 第１発電所と同様に電力需要地の中央部に位置する。(ii) 第２発電所の各構造物予定地点のほとんどが国道に面しており、その接近がたやすい。(iii) 第１発電所で使用した建設資機材及び設備のある部分は第２発電所の建設への移行ができる。最後に重要な点は，(iv) 本計画は他の計画に比べて調査が最も進んでおり、切迫した電力需要増に対処するために早期実現が可能なことである。

すなわち、詳細調査、入札書類作成、入札、工事等含め6年半で運転開始が可能であり、系統が新しい発電所から電力供給を必要とする1985／86に間に合うことである。

8. クリカニ第2発電所は、ネパール中部地区（カトマンズから約21km）を流れるラプティ川の上流域に位置する。プロジェクト地域の地形は前壮年期に属し、標高は600mから2,500mの間にある。

ラプティ川の上流域は地質的に中下部古生界に属する変成作用を余り受けていない堆積岩と第四紀の堆積物より成る。

9. クリカニ第2発電所は、第1発電所で調節した放流水とラプティ川支流のマンズ川及びラニ川の自然流水を利用する。ラプティ川上流での流量記録が無いので前記ラプティ川支流の流量は、バインセドバンから40km下流に位置するラジャイヤの流量から変換して求めた。第1発電所で調節した放流水は年平均で、4.98m^3／secとなる。マンズ川とラニ川の流域面積は、合計で23.9km^2あり、これ等の流水を集水すると、第2発電所で利用可能な流量は、年平均で6.23m^3／secと増加する。

10. クリカニ第2発電所の設備容量は33MWを予定している。年間発生電力量は117.9GWhで、そのうち95.1GWhが1次電力、22.8GWhが2次電力である。クリカニ第2発電所が稼働する前の時点では、水力発電所の設備容量の合計は、111.16MWに達し、その構成は流れ込み式発電所が51.16MW、クリカニ第1発電所が60MW、第2発電所が33MWである。さらに拡大CNPS系統内では合計設備容量14.65MWのディーゼル発電所群が利用できる。クリカニ第1及び第2発電所は、既設及び建設中の水力発電所が有する供給力と電力需要とのギャップを最大限補うために運転される。このような運転を行なった場合、拡大CNPS系統の発電所群の年間発生電力量は合計で下記のように718.4GWhとなるであろう。

（単位：GWh）

	1次電力	2次電力	合　計
既設及び建設中の水力発電所	334.2	—	
クリカニ第1発電所	171.5	30.1	
クリカニ第2発電所	95.1	22.8	
ディーゼル発電所	64.7	—	
合　計	665.5	52.9	718.4

11. 本計画には、提体幅54mのマンズ取水堰、それを含む水路、長さ6kmの導水トンネル、ラニ渓流取水口、サージタンク、水圧鉄管トンネル及び設備容量33MWの発電所と長さ160mの放水路の建設が含まれる。カトマンズ・ヘタウラ間には第2発電所からの送電に備えて、132kVの送電線が新設される。

この受電のために、クリカニ第1発電所計画に含まれ、1981年に完成予定の新テク変電所は39MVAに容量増加となる。

本計画は、資金の調達、詳細設計、入札、着工準備及び準備工事を含め完成までに6年半を要する。

12. 本計画の建設期間中の利子を除いた工事費4,800万米ドルで、その内外貨分は、4,080万米ドル、内貨分は720万米ドルである。

13. 本計画の経済的妥当性は、便益と事業費の年度別発生額に基づいたプロジェクトの評価期間50年に対する経済的収益率によって測った。

本計画の発電便益を評価するために、最も経済的な代替施設として、設備容量33MWの石炭火力発電所を想定した。こうして下記の基本数値を基として、経済的内部収益率は14.9%と見積られ、これは本計画が経済的に妥当である事を示している。

便益が10%低下し、事業費が20%上昇した場合でも経済的内部収益率は、8.9%と算出される。

便　益

投資額	27,090,000米ドル	(821米ドル／kW)
更新費	24,390,000米ドル	(739米ドル／kW)
年運転維持費	810,000米ドル	(24.6米ドル／kW)
燃料費	35.1米ミル／kWh	
年間発生電力量	1次電力量 136.5 GWh	
	2次電力量 11.4 GWh	

事業費

〔計画設備〕

投資額	40,600,000米ドル
更新費	14,290,000米ドル
年運転維持費	250,000米ドル

〔関連設備〕

投資額	950,000米ドル
更新費	860,000米ドル
年運転維持費	30,000米ドル

14. 本計画の財務分析を行なうため、1次変電所渡しの発電原価を試算した。借款条件は、債務返済期間30年(据置き7年を含む)、年利4%とした。

これらの条件に基づいたクリカニ第2発電所の発電原価は38.4米ミル／kWhとなった。一方、第2発電所の代替施設として石炭火力発電所を建設した場合、その発電原価は債務返済期間20年(据置き7年を含む)、年利2.5%の借款条件で68.5米ミル／kWhとなる。クリカニ発電所の発電原価は、石炭火力と比較して、妥当なものと考えられる。

15. プロジェクトの施設概要は次のとおりである。

計　画　概　要

1. 発　　電

(1) 使用水量

常時使用水量	4.54 m³／sec
年平均使用水量	6.23 m³／sec
最大使用水量	14.3 m³／sce

(2) 落　　差

取水位	EL. 910.0 m
放水位	EL. 602.5 m
総落差	307.5 m
定格落差	278.0 m

(3) 出力及び発電量

設備容量	33,000 kW
最大出力	33,000 kW
年間発生電力量	
1次電力	95.1 GWh
2次電力	22.8 GWh

2. 水　　路

(1) マンズ取水堰

高水位	EL. 912.5 m
低水位	EL. 910.5 m
有効貯水量	12,000 m³
堤頂標高	EL. 906.0 m
堤高	14.5 m
堤頂長	53.5 m
ゲート	ローラーゲート　幅12.5 m×高さ7 m

(2) 取　水　口

型　式	沈砂池、水槽付
ゲ　ー　ト	ローラーゲート　幅2.5m×高さ2.5m

(3) 導水路トンネル

型　式	円形断面
延　長	5,750m
内　径	2.50m

(4) ラニ渓流取水口

型　式	堰堤、沈砂池、斜坑付

(5) サージ・タンク

型　式	制水口型
内　径	8m
高　さ	42m

(6) 水圧鉄管路

型　式	地下埋設、コンクリート巻立鋼管
内　径	2.0－1.7m
延　長	870m

(7) 発　電　所

型　式	地上式

(8) 放　水　路

型　式	2連ボックスカルバート
寸　法	幅2.5m×高さ2m×2
延　長	160m

3. 発電設備

(1) 発電機器

i) 水　車

型　式	竪軸フランシス型　2基
	横軸ペルトン型　1基

定格出力	15,200kW（フランシス型）、3,000kW（ペルトン型）
回転速度	750rpm（フランシス型）、600rpm（ペルトン型）

ii) 発電機

型式	3相竪軸回転磁界型　2基
	3相横軸回転磁界型　1基
容量	2×18,000kVA
	1×　3,600kVA
周波数	50Hz
力率	0.85

iii) 主変圧器

型式	単相、油入自冷式変圧器
電圧	132－139－145kV／11kV
容量	39,000kVA（13,000kVA×3）

(2) 送電施設

i) 送電線

送電線	カトマンズ・ヘタウラ間　32km
電圧	132kV
電線	240mm²

ii) カトマンズ新テク変電所

増設容量	39,000kVA

目　　次

頁

頁

付　　表

頁

付　　図

添　付　図　面

図面番号	標　　題
1	位　置　図
2	計画地域地質図
3	クリカニ全体計画配置図
4	クリカニ第二水力発電計画配置図
5	マンズ取水口平面図
6	マンズ取水口断面図
7	ラニ取水口計画図
8	水圧鉄管路計画図
9	水圧鉄管路（代替案）計画図
10	発電所計画図
11	送電系統図

付　録

Ⅰ　地　　質

Ⅱ　水　　文

Ⅲ　発電便益その他

調査団員及びカウンターパーツ

調査団

淵本正宏	団長	日本工営株式会社
神田正敏	電気技師	〃
新井田栄一郎	土木 〃	〃
佐々木久	地質 〃	〃
定村寛文	水文 〃	〃
紙谷修二	測量専門家	〃
井上哲	〃	〃
早崎秀美	〃	〃
鈴木猛	ボーリング専門家	〃
廉沢宏	物理探査専門家	〃
林和彦	〃	〃
末森満	業務調整	国際協力事業団
岡山正一	政策	通商産業省

カウンターパーツ

S. K.Malla	電力局局長	水資源電力省
S. N.Pradhan	〃 次長	〃
R. C Choudhari	〃 部長	〃
R. C.L Pradhan	〃 部長	〃
M. Prasad	土木技師	〃
S. L. Ranjitkar	電気技師	〃
P. P. Shah	NEC総裁	電力公社
L. M. Dixit	〃 副総裁	〃
P. M. Sakya	〃 理事	〃

第１章　序　　論

1.1　フィージビリティスタディ

日本政府はネパール政府の要請に応じて、１９７７年クリカニ第２発電計画のフィージビリティスタディを技術協力の一環として取り上げることに決定した。国際協力事業団（ＪＩＣＡ）が日本政府の実行機関として指定され、１９７７年１１月日本工営株式会社にその業務を委託した。

1.2　実施業務内容

現地調査は、日本工営チームによりネパール政府の水資源電力省電力局（ＥＤ）及びネパール電力公社（ＮＥＣ）からのカウンターパーツの協力を得て、１９７８年11月－１９７８年３月の間に行なわれた。主な調査項目は下記のとおりである。

(1)　気象、水又、地形、地質、電力需要及び供給、社会経済その他に関する資料や情報の収集。

(2)　取水堰、水路、発電所、送電線、工事用道路及びその他関連構造物の計画地点への現地踏査。

(3)　発電所、水圧鉄管路及び取水施設各計画地点の空中写真測量と地上測量。

(4)　構造物建設予定地でのコアボーリングと物理探査。

(5)　マンズ、ラニ、ラプティ各渓流の流量観測。

現地調査に続き、解析と詳細検討が日本で行なわれ、その結果は全てこの報告書に盛られている。

1.3　計画の背景

クリカニ川の水力開発計画は１９５６年にスイス・ネパール開発促進チームにより最初に提案された。当時の計画は高落差を利用するために、クリカニ川からラプティ川への流域変更を基本としていた。

その後１９６３年に日本政府によりクリカニ水力発電計画調査のために調査団が派遣され、

調査結果に基づき予備設計報告書が作成された。同報告書においてクリカニ水力計画は、より包括的な計画として提案された。それはクリカニ川とプラティ川間の落差に加え、ラプティ川それ自体の落差を考慮したもので、総落差1,000mを越える急流河川を利用し、包蔵水力112kWを開発するために、クリカニ川に貯水地、ラプティ川に3ケ所の発電所を建設する計画であった。

これまでに調査されたネパールの包蔵水力は、JICAがまとめたネパール水力発電開発基本計画の中で次の3種類に分類されている。即ちインドへの売電を目的とした大規模開発、国内需要を満たすための中小規模開発そして地域の電化のための極小規模開発の3つであり、クリカニ計画は中部ネパールに位置する中小規模開発の一つである。

ネパール政府は中部ネパールの急速な電力需要の伸びを考慮してクリカニ計画の実施に着手した。フィージビリティスタディ[1)]は、日本政府の技術援助計画の下で1973年−1974年の間に行なわれ、クリカニ第1発電所建設計画がクリカニ全体計画の第一段階として実施するよう勧告された。

クリカニ第1発電計画は現在建設中で1981年に完成する予定である。この計画にはクリカニ川流域内の有効貯水量7,330万m³のダムとラプティ川流域の設備容量6万kWの発電所が含まれ、利用落差は600mである。クリカニ第2発電計画は、第1発電所の直下流で第1発電所の放流水と急流河川の300mの落差を利用し33,000kWを開発しようとするものである。

1)：クリカニ水力発電フィージビリティレポート、JICA，1974年9月.

第　2　章　背　景

2.1　ネパールの地理的特徴

国土面積１４,１００㎢のネパール王国は、北緯２６度３０分から３０度１５分、東経８０度から８８度１５分に分布し、北は中国領チベット、南はインドと境を接している。国土は、東西に約８００km、南北に１５０～２４０kmに及んでいる。

ネパールの国土は、南から北に、テライ地帯、シワリク丘陵地、マハバラート山岳地、中部地帯、ヒマラヤ山岳地、チベット高原の６つの明瞭な地形学的地域に分類される。テライ地帯は、ガンジス河左岸に拡がる広大な沖積平野のネパール領部で、シワクリ丘陵地の山麓とインド国境の間にあり、標高は６０m～３００m、幅は１５kmから４０kmである。南部にはインド系住民もおり、人口密度も高いが、北部は森林地帯である。

シワクリ丘陵地は、テライ地帯から標高1,５００mに至る一帯である。この丘陵地は、起伏が激しく、密林が多く、雲母と石英を多量に含んだ軟らかい砂岩と礫岩から成る貧弱なやせた土壌で成立っている。そのため人口は希薄である。

マハバラート山脈は、標高3,０００mにも及び、地質学的には、シワクリ山地に向って生じている衝生断層ナップの前頭部にあたる。概して、マハバラート山脈は巨大な向斜地であり、それはほとんど国土全長の東西約８００kmに渡って分布している。この山脈地帯は、非常に起伏が激しく急峻な斜面で構成されている。ガンジス河の支流であるカルナリ、ベリ、ガンタキ、サプトコシの４河川は、深い峡谷を形成してマハバラート山脈を横切って流れている。従って、この地域での人口密度は低い。

ネパールの中部地帯は、マハバラート山脈とヒマラヤとの間にあって、幅６５kmから１００kmの帯状地域である。この地域は標高６００mから2,０００mの間で緩やかな斜面をもつ一帯である。この国の人口のかなりの部分が、この地域に集中している。土地は肥沃であり、亜熱帯と温帯に育成するあらゆる種類の穀物、野菜、果実が栽培されている。

ヒマラヤの主山脈は、大きな横断河川によっていくつかのグループに分けられている。ガンジス河の主な支川は、ヒマラヤ山脈の北の分水嶺を源として、多くの峡谷を形成しつつ南に流れている。ネパール東部においては、ヒマラヤ山脈がチベットとの国境沿いに走

っている。

西半分は、ヒマラヤ山脈を越えてチベット高原に至るまで、ネパール領土が拡がっている。ネパール領内のチベット高原は、標高3,０００ｍから5,０００ｍの山岳砂漠を形成しているが、灌漑によりにより馬鈴薯のほか、大麦やその他の穀物が栽培されている。そこには多くのチベット人が住み、チベット、インドへと広範囲な交易を行っている。

ネパールの気候は、地形的特性の影響を受けている。テライ地帯及びシワリク丘陵地は、亜熱帯気候に属し、夏期の４月５月には最高気温が４０℃を越える事もあり、又冬期の１月には最低気温が４℃にまで下がる。この地域の年降水量は、2,２００㎜から2,５００㎜である。マハバラート山岳地帯及び中部地帯は、テライ平野やシワリク丘陵地より６℃ないし７℃気温が低く、年降水量は東部で2,５００㎜、西部で1,０００～1,５００㎜である。ヒマラヤとチベット高原は、高地山岳気候の特徴を示し、最高気温で２１℃程度、最低気温は氷点下に下がる。年降水量は1,０００㎜以下である。

ネパールの人口は、１９７６年において約1,２９０万人で、チベット・ビルマ部族、純粋なチベット族、インド・アーリア族からなる多民族国家として構成されている。それぞれの部族は、部族固有の言語をもつが、ネパール語（Gurkhali）が標準語でほとんどの人が話す。人口の伸び率は年間約２％である。

2.2　ネパールの経済

ネパールの会計年度は、７月半ばから始まる。１９６５／６６～１９７４／７５の１０年間に、総国内生産額（ＧＤＰ）は、年間2.２％の伸びを示した。ＧＤＰは、１９７４／７５に総額１４８億ネパールルピー（１１億７９００万米ドル）又国民１人当り約１００米ドルに達した。現在の５ケ年計画（１９７５／７６～１９８０／８１）においては、毎年４％の成長率が見込まれている。１９７７／７８の政府予算は、外国援助の２０％含めて２８億2,０００万ネパールルピー（２億2,５００万米ドル）となっている。輸出入総額は、１９７５／７６にそれぞれ１２億ネパールルピー（9,６００万米ドル）、２０億ネパールルピー（１億5,９００万米ドル）であった。その７０％はインドとの貿易によるもので、主な輸出品目は、米、木材、亜麻仁、バター油である。

ネパールの保有する外貨は、漸増基調にあり１９７６／７７には、１億4,０００万米ド


SURKHET DEVELOPMENT REGION (FAR WESTERN REGION)
POKHARA DEVELOPMENT REGION (WESTERN REGION)
KATHMANDU DEVELOPMENT REGION (CENTRAL REGION)
DHANKUTA DEVELOPMENT REGION (EASTERN REGION)
CHINA
INDIA
N
KATHMANDU VALLEY
KATHMANDU Kathmandu
Patan
Bhaktapur
BHAKTAPUR (BHADGAON)
LALITPUR (PATAN)
MAHAKALI
SETI
KARNALI
DHAULAGIRI
GANDAKI
BHERI
RAPTI
LUMBINI
NARAYANI
BAGMATI
JANAKPUR
SAGARMATHA
KOSI
MECHI
DARCHULA Darchula
HUMLA Simikot
BAJHANG
BAJURA Bajura
MUGU Gum
BAITADI
Dandeidhura
DANDELDHURA
DOTI
ACHHAM
Jumla
JUMLA
TIBRIKOT Kaigaon
DOLPA Tarakot
MUSTANG
Mghendrgnagar
KAILALI Dhangarhi
DAILEKH
JAJARKOT
RUKUM
SURKHET Surkhet
MAGDI Bani
Manang
MANANG
PARABAT
BARDIYA Gularia
BANKE Nepaiganj
SALYAN
ROLPA
Ghorahi
BAGLUNG Baglung
Kusma
Pokhara
KASKI
LAMUUNG
GORKHA
Gorkha
RASUWA Ghunche
GULMI
SAYANJA
TANAHU
PYUTHAN
DANG-DEUKHURI
ARGHA KHANCHI
Tansen
PALPA
DHADING
Nawakot
NAWAKOT Kathmandu
SINDHU Chaulara
Chitaun
CHITAUN
KAPILBASTU
RUPANDEHI Bhairawa
NAWAL-PARASI
Parasi
Dhuh kbel
KABHRE
DOLAKHA Charikgt
RAME CHHAP
SOLUKHUMBU Faplu
SANKHUWASABHA
TAPLIJUM
Taplejung
Chanpur
PACHTHAR
MAKAWANPUR
OKHALDUNGA
KHOTAN
TEHRATHUM
Fidim
PARSA Birganj
BARA Kalaiya
SINDHULI
BHOJPUR
DHANKUTA
Ilam
ILAM
IRAUTAHAT
SARLAHI
DHANUSHA
Gaur
MAHOTHARI Janakpur
Joleswar
SIRAHA
UDAYAPUR
SAPTARI Rajbraj
SUNSARI Inarwa
MORANG
Biratnagar
JHAPA Bhadropur
LEGEND
ZONAL HEAD QUARTER
DISTRICT HEAD QUARTER
LIMIT OF DEVELOPMENT REGION
SCALE
0 50 100km

図 2.1　ネパール全図

ル相当に達している。国際収支は、１９７５／７６に5,８００万ドル、翌年には7,３００万ドルの赤字を記録している。

ネパール経済の中心は農業である。ＧＤＰの３分の２は農業が占め、農業ベースの産業まで含めた農業労働人口は８７％に達し、総輸出額の約７５％は農業によるものである。さらに農業ベースの産業に原料をも供給している。

工業は他の部門より急速に発展し、１９７５／７６にはＧＤＰの占める割合は１０％となっている。政府の工業化政策は、輸入品代替産業の育成振興に重点をおいている。これは、最近のセメント、繊維産業の設立、砂糖、タバコ工場の増設、製鉄、製紙、繊維、化学肥料、セメント工場の新設計画などに現われている。

労働集約的な小規模産業を促進する目的で、工業製品の消費税、取り引き税が最近廃止された。この政策は、小規模産業に対する民間投資を促進させるためである。観光は、ネパールの外貨獲得の大きな要素の一つとなっており、外国人観光客数は１９７６年に１0,５００人であり、年々増化する傾向にある。１９７７年２月に新設された観光省では、１９７８年にこの国を訪れる人は１２５,０００人に達するものと予測している。新しいホテルの建設や拡張工事が政府の促進の下に行われている。

ネパールの道路網は、１９６０年以前においてはほとんど見るべきものはなかったが、現在、自動車道路延長は3,０００㎞に達し、このうち４０％は何らかの舗装がなされている。カトマンズからビルガンジを経てインドへ通ずる国道は、インド以外の国からネパールに入るすべての品物が陸上げされる港、カルカッタに至っており、ネパール経済の動脈ともいえる道路である。最近この道路の南側部分は、線形や橋が近代的なデザインに改修され、テライ平野の東西の端を結ぶ東西道路とシムラ近くで交差している。

ロイヤルネパール航空公社(Royal Nepal Airlines Corporation)は１５の飛行場を管理しているがカトマンズ空港がネパールにおける唯一の国際空港である。

主要都市のほとんどは、政府管理下の無線網によって結ばれ、全国をカバーするマイクロウェーブ通信網の建設が計画されている。

ネパールは、大きく１４の行政地域に分けられ、さらに７５の地区に細分化されている。経済振興政策を促進する上で、中部地区（カトマンズ）、東部地区（ダンクタ）、西部地区（ポッカラ）、極西地区（スルケット）の４つの開発区が設定され、首都カトマンズは、

中部開発地区のバグマティ地区に属している。いわゆるカトマンズ～カルカッタハイウェイに沿ったカトマンズ～ヘタウラ～ビルガンジ回廊は、国家経済の中心である。

第３章　電力市場

3.1　ネパールの電力状況

ネパールの電力需要は、２０％もの高率で増加し１９７５／７６年には、年間で１１８GWh、ピーク時で４６MWの需要があった。その７５％は、中部開発区で発生している。

ネパールの発電所の総設備容量は６４.３MWでその内訳は水力発電所３７.４MW、ディーゼル発電所２３.１MW、火力発電所3.8MWであり、１９７５／７６年の年間発生電力量は１４２GWhであった。

インドとの国境近くの町では、２国間協定によりインド電力網とも結ばれており、その電力料金は、２０米ミル／kWhである。インドからの輸入電力は最大１２MW、輸出電力は最大７MWである。インドから電力を輸入している町は１４で、輸出はビルガンジからのみ行われている。両国間における電力スワップの状況は、表3.1に見られるように急速に増加している。１９７５／７６年には、ネパールはインドから２５.４GWhの電力を輸入し、5.9GWhを輸出している。

電力開発及び配電は、水資源電力省によって運営されており、この省に属する電力局が電力開発計画及び建設に当っている。通常、発電及び送電施設は、建設後速やかに他の部局に移管されるが、EDは国内に設備容量5.5MWの発電所を直轄管理している。ネパールには２つの電力供給今社がある。その１つはネパール電力公社（NEC）であり、中央開発区に４２.３MWの発電容量をもつ中部ネパール電力系統（CNPS）を運営している。他方が東部電力公社（EEC）で、1974年に設置されたEECは、東部開発区のラジビラジ、カタイヤ、ビラトナガル、ダランを結ぶ電力供給網を管理している。ブトワール電力会社（BPC）は、EDと協力関係をもった民営企業である。この会社は、西部開発区に1.2MWの設備容量を持ち、ブトワールに電力を供給している。

これまでにネパールで調査された限りでは、石炭や石油の燃料資源はない。石油製品の輸入は年々増加しており、その額は１９７４／７５年に、２億8,100万ネパールルピー（2,660万米ドル）にも達している。ネパール政府は、電力需要を満すため、輸入燃料の代りとなる国内水力の開発に努力してきた。インド国境近くの１５MWのガンダキ発電所

が、インドの経済援助により近く運転を始める。さらに６０MWのクリカニ第１発電所が１９８０／８１年に運転を開始し、又トリスリ近郊に１４.４MWのデビガット発電所が、１９８１／８２年に完成予定である。これらの３つの発電所が完成すると水力発電所の総設備容量は現在の３４.６MWから１２６.２MWに増加する。

既存及び計画中の電力供給系統は、図３.１に示されている。

３.２　中部ネパール電力系統（ＣＮＰＳ）

クリカニ第２発電所は、中部開発区の電力需要のほとんどをまかなっている中部ネパール電力系統（ＣＮＰＳ）に電力を供給する。

CNPS系統内の８つの都市、スンダリジャール、スンコシ、トリスリ、カトマンズ、パタン、パナウティ、ヘタウラ、ビルガンジは、全長２７７km、１１kV及び６６kVの送電線で結ばれている。CNPS系統には、設備容量３４.６MWの水力発電所６ケ所、８MWのディーゼル発電所５ケ所、変電所１０ケ所、開閉所５ケ所がある。これらの詳細については、表３.２に示されている。

図３.３には、１９６３／６４～１９７５／７６年までのCNPS系統における発生及び消費電力量が示されている。電力需要は、年平均で２４％伸びているが、表中の数字から１９７３／７４～１９７５／７６年の年平均伸び率が１４％に落ちた事がわかる。これは、発電能力の不足によるものである。報告によれば、主要工場の電力不足はここ数年来深刻になってきている。電力損失は全電力量の３０％にも達し、供給系統の不整備が原因である。

消費電力の内訳は表３.４に示されており、家庭需要６０％、工業需要２０％、商業需要１０％であるが、工業需要は高い伸び率となっている。

電力需要の季節的変動は、図３.２に見られるように顕著で冬期（乾期）に高く、夏期（雨期）に低い。１９７２／７３～１９７６／７７年における、４月半ばから１１月半ばまでの月平均電力需要は、その他の月の平均８２％である事が、付録ⅢのA.３.２に示されている。

１９７６／７７年の冬期、夏期における標準日負荷曲線は、図３.３に示されている。これらの曲線から負荷率は、家庭需要が需要の大部分をしめるため、冬期６０％、夏期５５％である。

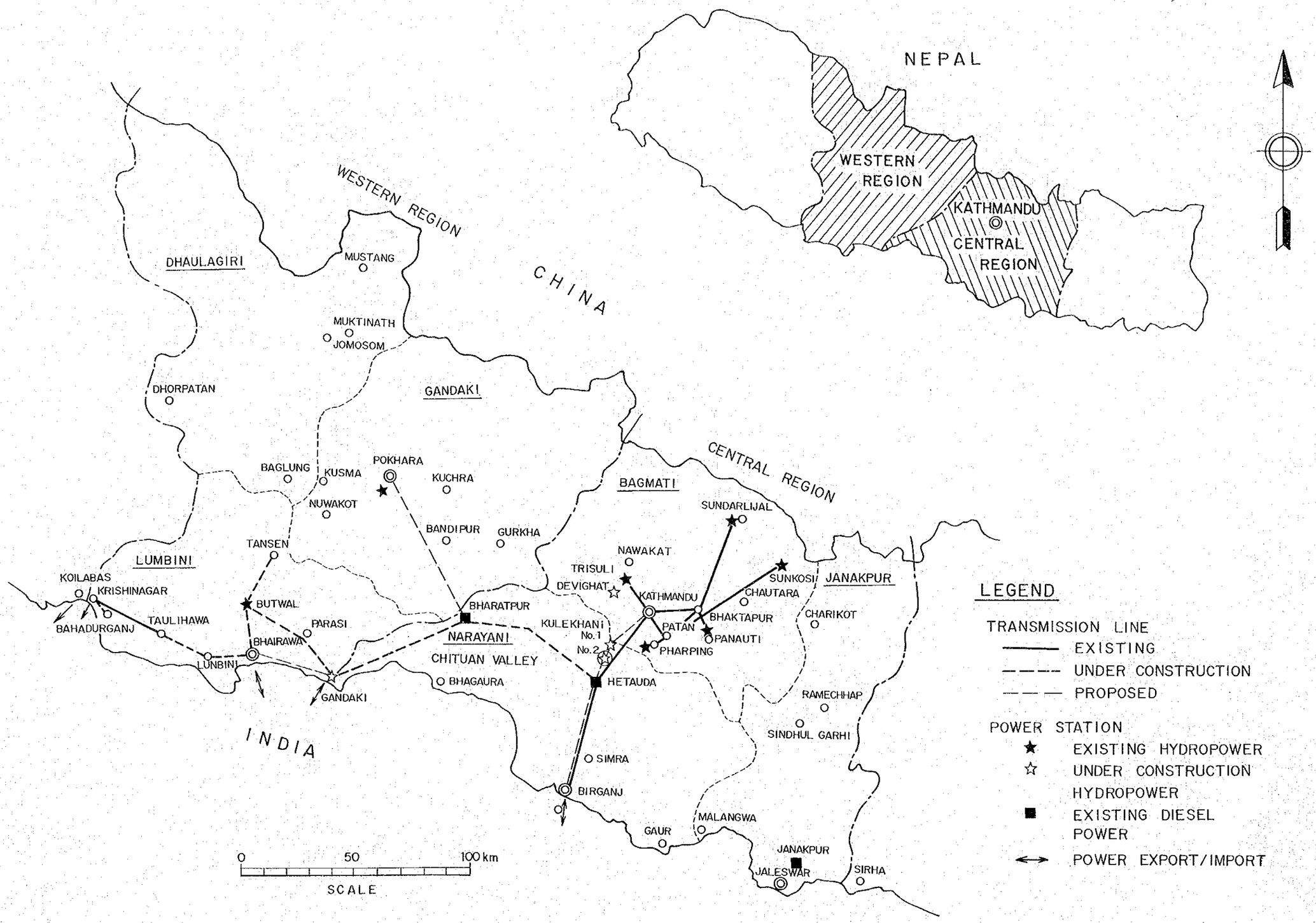


図3.1　電力供給網（CNPS）

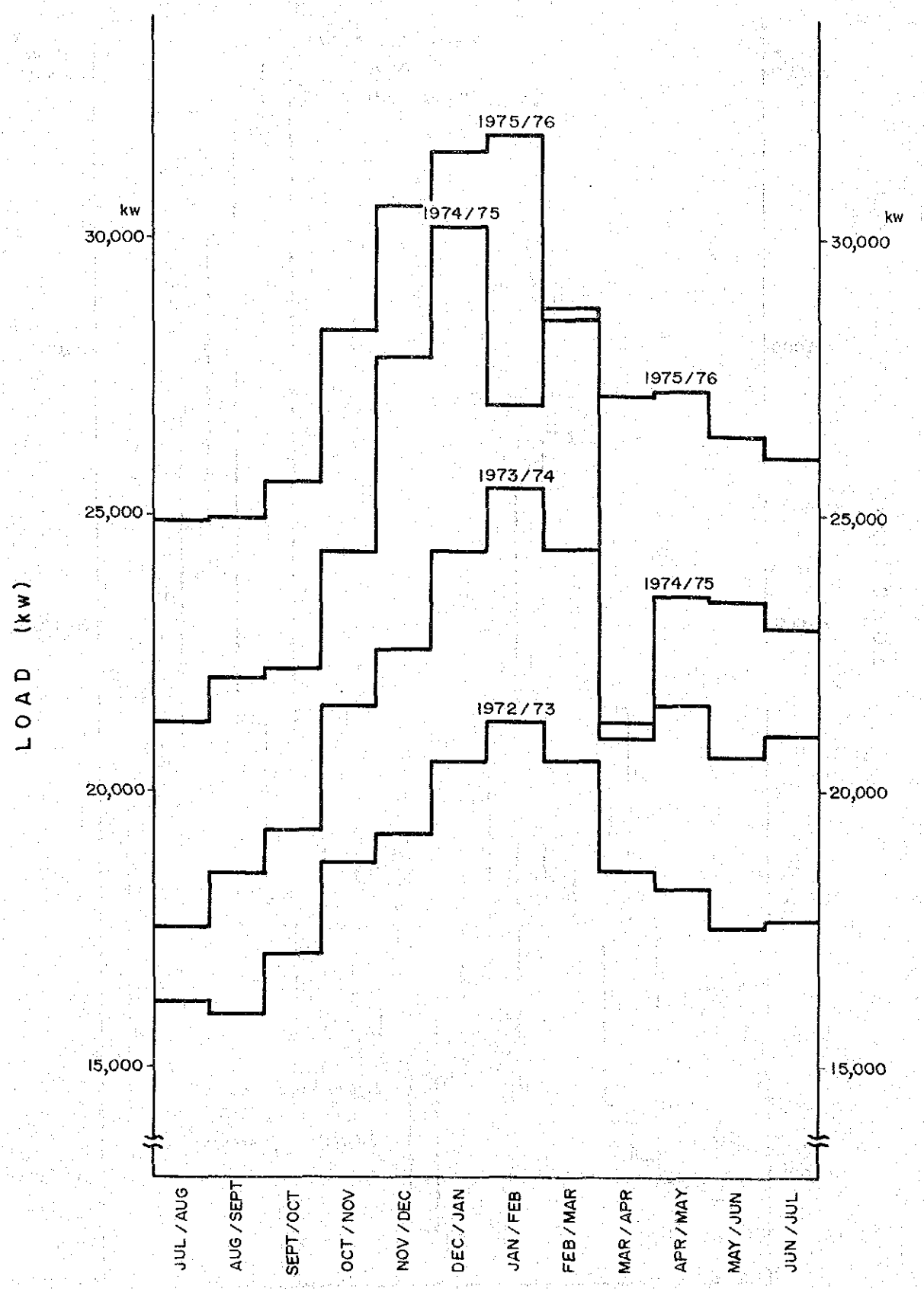


図3.2　　年負荷曲線（CNPS）

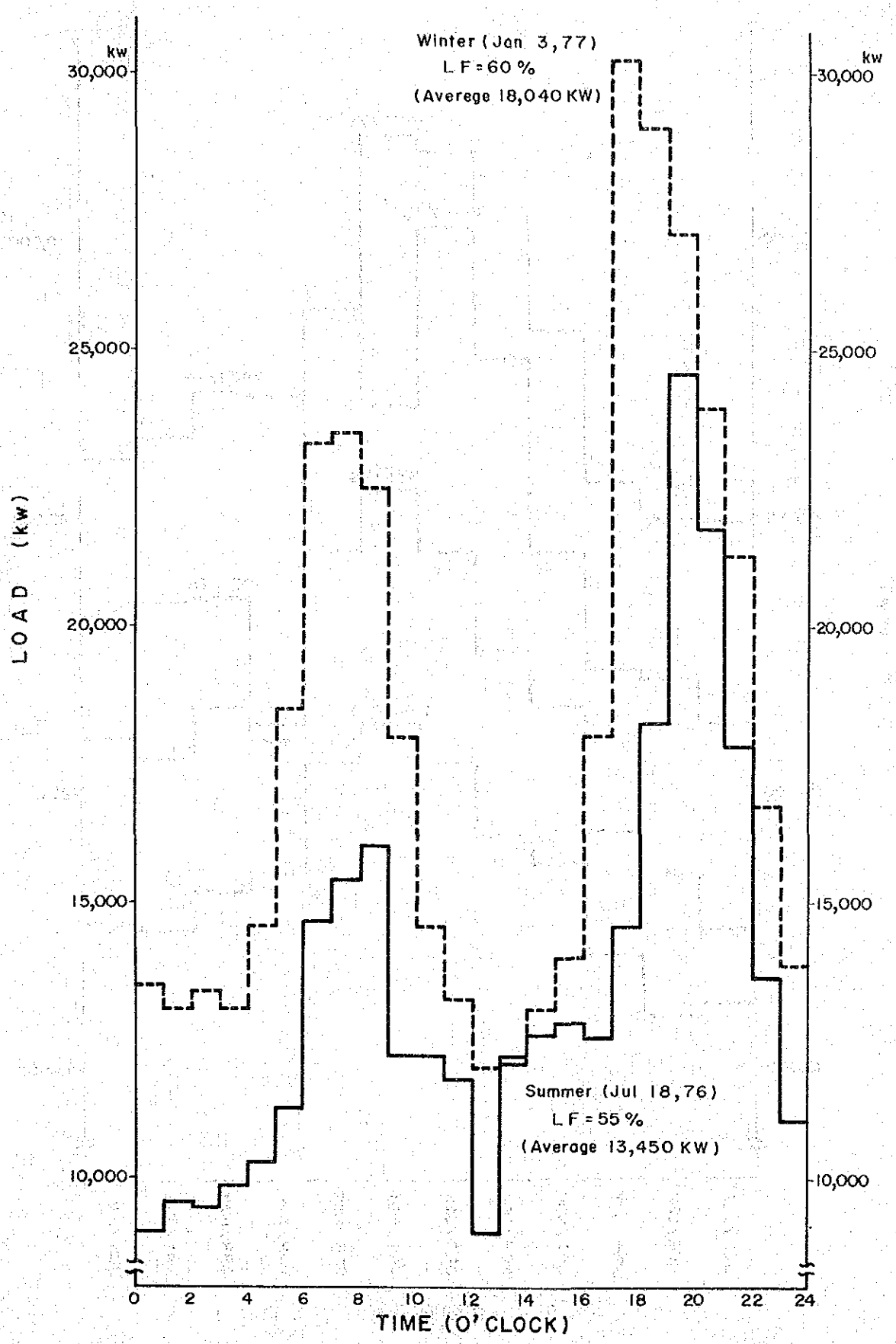


図3.3　　日負荷曲線（ＣＮＰＳ）

表 3.1　インドとの電力スワップ

Unit: MWh

		1971/72	72/73	73/74	74/75	75/76
Imported from India to Nepal						
Eastern Region	Rajbiraj	-	224	323	-	-
	Bhadrapur	-	-	-	95	418
	Biratnagar	1,829	4,591	6,262	10,188	17,368
	Sirha	-	-	-	101	314
	Total	1,829	4,815	6,585	10,384	18,100
Central Region	Janakpur-Jaleswar	-	11	112	386	1,263
	Gaur	-	28	159	203	282
	Malangawa	-	1	20	146	156
	Total	-	40	291	735	1,701
Western Region	Krishnanagar	-	-	147	331	647
	Bhairahawa	-	188	843	1,191	1,730
	Total	-	188	990	1,522	2,377
Far Western Region	Koilabas	-	-	-	52	125
	Nepalganj	-	159	788	1,648	2,315
	Dhangarhi	-	-	-	93	375
	Mahendranagar	-	-	107	217	360
	Total	-	159	895	2,010	3,175
Grand Total		1,829	5,202	8,761	14,651	25,353
Export from Nepal to India						
Birganj (Central Region)		-	2,324	3,702	4,621	5,940

表3. 2　CNPS における電力設備

(1) Hydropower Plants

Present CNPS

Trisuli	18,000 kW
Panauti	2,400 "
Sunkosi	6,000 "
Pharping	500 "
Sundarijal	640 "
Godawari	30 "
Total	27,570 kW

Greater CNPS

Pokhara (Phewa)	1,024 kW
Tinau (Butwal)	1,200 "
Total	2,224 kW

(2) Diesel Power Plants /1

Present CNPS

Mahendra (NEC)	1,696 kW
Patan (NEC)	1,490 "
Hetauda (NEC)	4,470 "
Total	7,656 kW

Greater CNPS

Baratpur (NEC)	528 kW
Pokhara (HMG)	1,038 "
Tansen (HMG)	249 "
Bhairahawa (HMG)	500 "
BPC	120 "
Other HMG plants	207 "
Birganj Sugar Mill	800 "
Other private plant	1,300.74 kW
Total	4,742.74 kW

/1: Total installed capacity will be extend to 14.65 MW when Kulekhani No.1 P.S. (with diesel support of 2,250 kW) will begin its operation.

表 3.2 （続）

(3) Steam Power Plant

Birganj Sugar Mill	1,600 kW

(4) Transmission Lines

66 kV Double Circuit:	Trisuli-Balaju	32 km
	Balaju-Birganj	122 km
66 kV Single Circuit:	Sunkosi-Patan	57 km
33 kV Single Circuit:	Panauti-Bhaktapur	20 km
11 kV Double Circuit:	Kathmandu Ring	36 km
11 kV Single Circuit:	Sundarijal-Bhaktapur	10 km
Total		277 km

(5) Distribution Lines

11 kV Feeder	33 km
3.3 kV Line	64 km
400/230 V, 3 ϕ 4-Wire Network	420 km

(6) Main Substations

(a) Kathmandu Areas

Balaju Substation	66/11 kV, 2 x 11.25 MVA	
Patan Substation	" 2 x 6.3 MVA	
Bhaktapur Substation	33/11 kV, 2 x 1.55 MVA	
Patan Substation Extension	66/11 kV, 36 MVA	in 1980/81
New Teku Substation	" , 36 MVA	

(b) Other Area

Amlekhganj Substation	66/11 kV, 1.5 MVA
Simra Substation	" , 1.5 MVA
Parwanipur Substation	" , 2 x 1.5 MVA
Birganj Substation	" , 2 x 1.5 MVA
Hetauda Substation (Extension)/1	132/66 kv, 10 MVA

In addition to the above substations, there are several switching stations on the Kathmandu ring line; Maharajganj, Chabhel, Thimi, Teku and K2.

/1: To be extended in 1979.

表 3.3　CNPSの発生及び消費電力量

Year	Engergy Generated (MWh)	Energy Consumed (MWh)	Peak Demand (kW)	Load Factor (%)	Loss Factor (%)
1963/64	13,740	6,400	3,550	44.2	–
64/65	15,690	8,040	3,800	44.8	–
65/66	19,620	9,820	4,800	40.6	–
66/67	22,520	14,209	6,650	44.1	36.9
67/68	30,360	18,645	8,210	42.1	38.6
68/69	36,120	21,807	9,595	41.6	39.6
69/70	44,870	28,461	11,560	44.3	36.6
70/71	53,650	36,761	13,860	44.2	31.5
71/72	65,950	46,534	17,500	43.0	29.4
72/73	81,269	59,076	21,280	43.6	27.3
73/74	96,205	64,728	25,500	43.1	32.7
74/75	109,550	75,786	30,240	41.4	30.8
75/76	124,849	87,423	31,880	44.7	30.0

表 3.4　CNPSの需要家別消費電力量

Year	Domestic		Industrial		Commercial		Street Light		Other		Total	
	$x10^6$kWh	%	$x10^6$kWh	%	$x10^6$kWh	%	$x10^6$kWh	%	$x10^6$kWh	%	$x10^6$kWh	%
1962/63	3.87	-	0.62	-	-	-	-	-	-	-	4.49	-
63/64	5.32	35.47	0.87	40.32	-	-	0.21	-	-	-	6.40	42.5
64/65	5.83	9.59	1.55	78.16	-	-	0.66	-	-	-	8.04	25.6
65/66	7.46	27.96	1.70	9.68	-	-	0.66	-	-	-	9.82	22.14
66/67	8.89	19.17	1.62	-4.71	1.51	-	0.65	-1.52	1.53	-	14.20	29.10
67/68	11.61	30.60	1.86	14.81	2.09	38.41	0.70	7.69	2.38	55.36	18.64	31.20
68/69	13.66	17.66	2.77	48.92	2.62	25.36	0.92	31.43	2.43	2.01	22.40	16.90
69/70	15.54	13.76	3.08	11.19	3.52	34.35	0.57	-38.04	5.75	136.63	28.46	30.50
70/71	21.15	36.10	3.60	16.88	4.65	32.10	0.71	24.56	6.66	15.83	36.77	29.10
71/72	28.14	33.05	4.32	20.00	5.09	9.46	0.69	-2.82	8.30	24.62	46.54	26.50
72/73	32.63	15.96	6.71	55.30	5.91	16.11	0.74	7.10	10.94	31.81	56.93	26.90
73/74	41.69	27.76	10.57	57.48	6.39	8.19	0.87	17.86	5.21	-52.38	64.73	9.50
74/75	46.87	12.49	13.81	30.74	7.78	21.65	0.88	1.49	6.44	23.61	75.78	17.00
75/76	52.02	10.98	18.21	31.85	8.95	15.08	0.89	1.01	7.38	14.60	87.45	15.30

Note: %: % increase over the previous year

3.3　CNPS系統と新西系統の相互連系

建設途上にあるガンダキ水力発電所とバラトプールを経由してヘタウラの間に、１３２KV１回線送電線が建設中である。この中には、ガンダキ～パラシ～バイラワ～ブトワール～タンセン～ルンビニ～タウリハワ～クリシュナガール～バハトゥルガンジを結ぶ３３kV送電線も含まれている。（タウリハワ～クリシュナガール間は３３kV送電線で結ばれている）この系統は、ヘタウラ変電所を増設する事によってCNPS系統と連系され、その完成は１９７８／７９年である。

上記の他に、ポッカラの需要が急速に伸びているため、バラトプールとの間に１３２kV送電線計画を近い将来実施しなければならない。その時期は１９８４／８５年が考えられている。

前述の２系統を合せて拡大中部ネパール電力系統（GreaterCNPS）と呼び、表３.２に拡大CNPS系統の発電施設が記されている。

拡大CNPS系統に新しく加わる西系統の消費電力量及びピーク電力は表３.６に示されている。この表は、工場自身のもつディーゼル発電機の電力をも含んでいるが、拡大CNPS系統が完成すればその系統下に入る事となる。

3.4　電力需要予測

拡大CNPS系統における電力需要予測は、過去の傾向から推定されているが、長期的需要予測は、発展途上国における経験的観点に基づいている。この予測の基本と仮定は、次のように要約される。

3.4.1　CNPS系統の需要予測

(a)　家庭需要

１９７３／７４～１９７５／７６年の家庭需要の伸び率は、表３.７に見られるように、それ以前の１９６６／６７～１９７３／７４年の年平均伸び率２５％に対して、１２％と低い。これは系統下の電力供給不足と配電設備の不備が原因であると考えられる。このような落込みは、配線網の整備拡張が行われる１９８０／８１年まで続くであろう。電力需要の伸び率は、配電網の容量不足により１９８０／８１年まで７～８％程度で、その後１５～

２０％に増え、１９８７／８８年以降は漸減して１０％になるとした。

(b) 工業需要

表3.7に見られるように工業電力消費の年間伸び率は、１９７０／７１～１９７５／７６年の５年間に平均３８％となっている。１９７３／７４年からの３年間は３０％に落ち込んでいる。このような急激な伸びは長期的に続かないと思われるので、１９７９年まで２５％、その後は安定した工業化が進むと考え１５％とした。

(c) 商業需要

商業電力消費の伸び率は１４％であり、１９７０／７１～１９７５／７６年に8.2％から３２.１％まで変っている。消費電力の大部分は、NECの報告によれば観光客用のホテルあるいは他の宿泊施設によるものである。この地方を訪れる観光客は、１９６７／６８～１９７６／７７年に年間１９％も増加している。しかし、最近の数年間は８％である。将来の商業需要はホテルの増設を考慮し、１０～１３％とした。

(d) 街灯需要

街灯需要は、家庭、工業、商業需要が増加と共に伸びるので、これらの全需要の1.5％とした。

(e) その他の需要

駅などその他全ての需要は、上記(a)から(d)までの合計に対する割合を用いて推定した。

(f) インドへの輸出電力

インドへの輸出電力は、１９７７年１０月にEDによって出版された「電力開発長期計画」(Power Development－Long Term Plan)の表3.3に基づいた。

この系統内の全電力需要は、先に述べた(a)から(f)までの合計であり、CNPS系統に供給される全電力は、系統内損失を加算したものである。

ピーク負荷は、全電力量と年負荷率から求められている。

CNPS系統の電力予測は、表3.7に示されている。

3.4.2 西部地区の需要予測

(1) ポッカラ

１９７０／７１～１９７５／７６年の年間伸び率は３３％であった。需要予測は、１９７８

／79 年まで３０％の伸び率とし、それからは漸減して１０％に落ち着くものとした。結果は、表 3.8 に示されている。

(2) ブトワール

ここ数年の傾向は年間４７％という高い伸び率を記録しているが、このような値が続くとは考えられない。この町の需要予測は、１９７６／７７年から２～３年間４０％、次第に１０～２０％になるものとした。結果は表 3.9 に示されている。

(3) バイラワ地域

需要予測は、１９７８／８０年まで３０％の伸び率が続き順次１０％に落ち着くものとした。このような一般需要のほかに、マヘレドラ製糖所はクリカニ第２発電所の運転開始後１９８６／８７年に、この系統と部分的に結ばれる予定である。表 3.１０は、予測結果を示している。

(4) タンセン地域

タンセン地域の需要予測は、これまでと同じ傾向とし、伸び率２０～３０％、損失２０％とした。

(5) 他の地域及び民間企業

町村の需要伸び率の傾向は、電化直後７０～１０７％という高い値を記録したが、長続きはしないだろう。したがって、１０～２０％の伸び率とした。

民間企業の需要は、電力消費１０～２０％、ピーク電力１０％の伸び率と予測した。これらの工場はマヘレドラ製糖所と同じ理由から１９８５／８６年にはCNPS系統内に入る事になる。需要予測は表 3.１２に示されている。

中央地区と西部地区の全需要予測は、各々の地域のピーク需要が一致すると考え、総計したものである。

西部地区の需要予測は、表 3.１３に総括されている。

3.4.3 拡大CNPS系統の需要予測

3.2 節で述べたように、１３２kV送電線が１９７８／７９年完成目標に、バラトプールを経由してガンダキ～ヒタウラ間に建設中である。

この送電線は、西部地区とCNPS系統を結び、さらに中部地区のこれまで孤立していた

町をも系統下に入れた。

このような統合された系統の電力需要予測は、表3.14と図3.4に示されている。この表及び図から分かるように、クリカニ第2発電所は、1985／86年以降必要となる。

表 3.5　西部地区の電力設備

(1) Hydropower Plants

Pokhara	1,024 kW
Tinau	1,200 kW

(2) Diesel Power Plants (Including private facilities)

Pokhara	1,038 kW
Bhairahawa	528 kW
Tansen	249 kW
Others	611.49 kW
Total	2,426.49 kW

(3) Steam Power Plant

Private facility	750 kW

(4) Substations

33 kV line is directly stepped down to low tension voltage and there is not substation in the region.

(5) Transmission Lines

33 kV simple circuit	:	Gandaki - Butwal
	:	Tansen - Butwal - Bhairahawa - Taulihawa - Bhahadurgunj

表 3.6　西部地区の消費電力量及びピーク電力

(1) Pokhara

Unit: kWh

Year	Domestic	Industrial	Commerical	Street Lights	Others	Total	Peak Demand
70/71	366,244	149,664	13,114	21,038	-	550,060	320
71/72	432,792	135,573	35,860	43,774	16,253	664,253	440
72/73	594,643	161,629	31,086	50,651	15,965	853,979	515
73/74	854,368	191,286	99,201	41,201	14,505	1,200,983	630
74/75	638,815	126,994	118,504	34,781	161,260	1,070,354	767
75/76	1,203,686	177,801	221,714	-	582,450	2,285,651	955

(2) Butwal

Year	Domestic	Industrial	Commerical	Street Lights	Others	Total	Peak Demand
71/72	150,177	50,894	-	6,850	75,971	283,892	150
72/73	224,899	60,733	-	11,078	35,350	332,060	130
73/74	299,846	127,047	-	19,473	35,425	481,791	140
74/75	511,803	296,787	-	37,732	60,000	906,322	150
75/76	739,287	468,655	-	59,157	51,308	1,318,407	270

(3) Bhairahawa

Year	Domestic	Industrial	Commerical	Street Lights	Others	Total	Peak Demand
71/72	354,926	99,060	-	12,040	24,849	490,855	-
72/73	363,496	101,432	-	12,329	17,400	494,657	310
73/74	536,171	202,971	-	18,055	9,675	766,970	240
74/75	557,458	497,243	-	24,748	44,219	1,123,668	442
75/76	795,523	580,932	-	31,596	68,000	1,476,051	480

(4) Tansen

Year	Energy Required (kW)	Growth Rate (%)	Loss Factor (%)	Energy Generated (kWh)	Load Factor (%)	Peak Demand (kW)
72/73	84,538		14.7	99,124	10.3	110
73/74	130,925	54.9	20.0	163,660	13.8	138
74/75	158,760	21.3	34.3	226,453	17.2	150
75/76	202,468	27.5	9.7	224,088	16.0	160

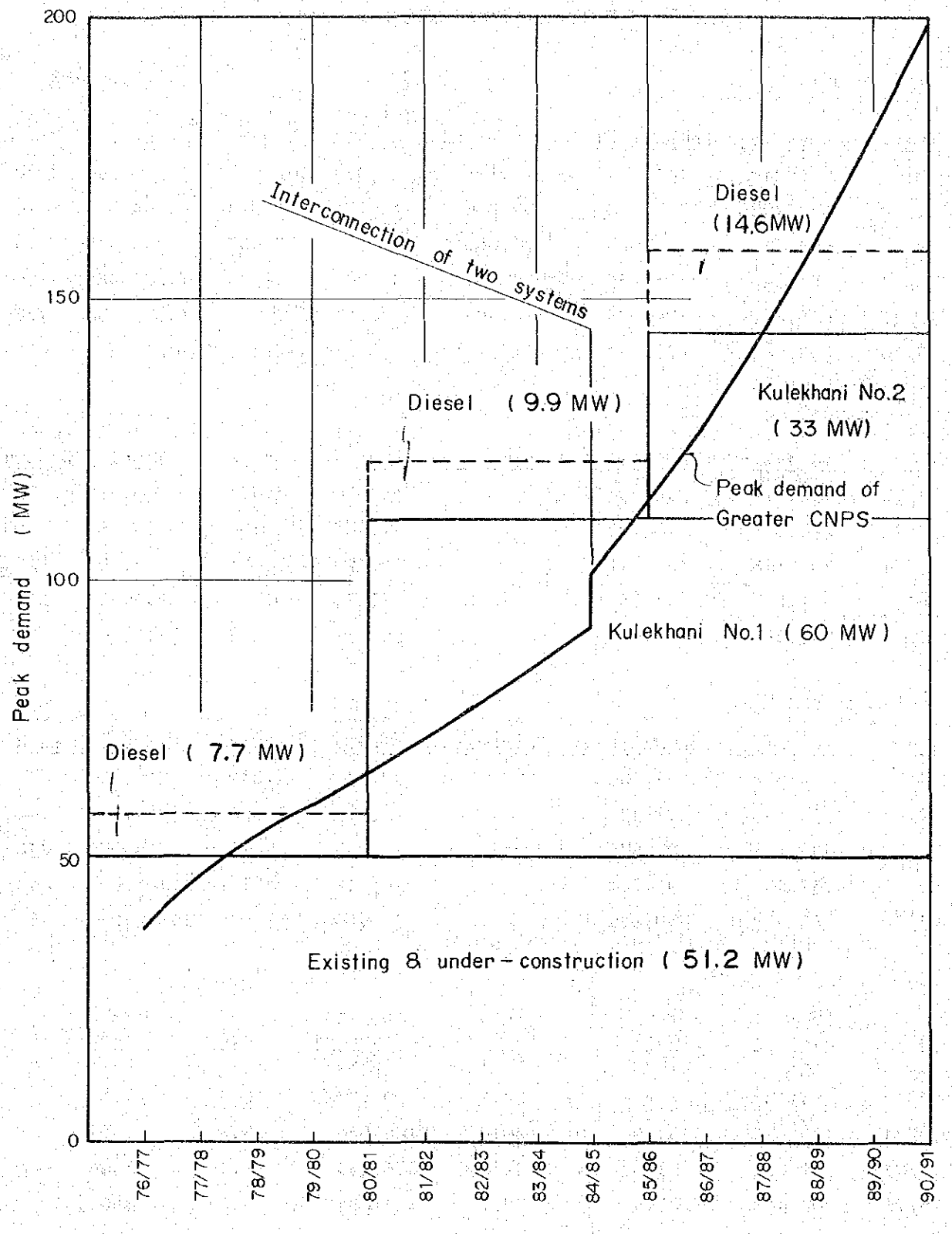


図3.4　　ピーク負荷需要と供給力

表 3.7 CNPS の電力需要予測

Year	Domestic (MWh)	Industrial (MWh)	Commercial (MWh)	Street Lights (MWh)	Others (MWh)	Export (MWh)	Toral Energy Required (MWh)	Energy Loss (MWh)	Energy to be supplied (MWh)	Ann. Load Factor (%)	Peak Load (kW)
76/77	56,700	22,770	10,110	1,340	8,120	6,600	105,640	45,270	150,190	45.0	38,280
77/78	61,230	28,460	19,510	1,640	8,930	6,930	126,700	54,300	181,000	45.0	45,920
78/79	66,130	35,570	25,910	1,910	9,820	7,280	146,620	62,840	209,460	46.0	51,980
79/80	70,860	44,460	28,510	2,160	10,800	7,640	164,330	70,430	234,760	47.0	57,020
80/81	75,720	54,690	30,400	2,410	11,770	8,020	183,010	78,430	261,440	48.0	62,180
81/82	83,290	67,270	32,550	2,750	12,830	8,420	207,110	88,760	295,870	49.0	68,930
82/83	95,780	80,720	34,970	3,170	13,990	8,840	237,470	79,160	316,630	50.0	72,290
83/84	114,940	96,870	37,710	3,740	15,250	9,280	277,790	69,450	347,240	51.0	77,720
84/85	137,920	114,300	40,800	4,400	16,470	9,750	323,640	71,040	394,680	52.0	86,640
85/86	162,750	134,880	43,490	5,120	17,790	10,230	374,260	76,660	450,920	53.0	97,120
86/87	190,420	156,440	46,450	5,900	19,210	10,750	429,190	81,750	510,940	53.0	110,050
87/88	218,980	181,490	49,700	6,750	20,750	11,290	488,960	86,290	575,250	53.0	123,900
88/89	240,880	208,710	53,280	7,540	22,200	11,850	544,460	96,080	640,540	53.0	137,960
89/90	264,970	240,020	57,210	8,430	23,760	12,440	606,830	107,090	713,920	53.0	153,770
90/91	291,460	276,020	61,550	9,440	25,420	13,070	676,960	119,460	796,420	53.0	171,540

Note: CNPS

(1) Annual growth rate of domestic demand is assumed at 6% to 8% up to 1980/81, thereafter 10% to 20% up to 1987/88 and 10% steadily.

(2) Annual growth rate of industrial demand is assumed at 25% up to 1979/80 and thereafter 15% to 23%.

(3) Annual growth rate of commercial demand is assumed at 10%, 13%. Besides the natural growth, demands of hotels planned are added to that in 1977/78 with 8,080 MWh, in 1978/79 with 12,990 MWh and thereafter with 13,910 MWh.

(4) Street lighting demand is assumed at 1.5% of sum of the above 3 demands.

(5) Annual growth rate of other demand is assumed at 7% to 10%.

(6) Energy to Ind[illegible] is based on the government's commitment.

(7) Energy loss is estimated at less factor of [illegible] up to 1981, 82 and 15% to 20% thereafter expecting improvement of the distribution network.

表 3. 8　電力需要予測（ポッカラ）

Year	Energy Required (kWh)	Growth Rate (%)	Loss Factor (%)	Energy Generated (kWh)	Load Factor (%)	Peak Demand (kW)
76/77	2,971,300	30	35	4,571,300	42	1,240
77/78	3,862,800	30	35	5,942,700	42	1,620
78/79	5,021,600	30	34	7,608,400	42	2,070
79/80	6,528,000	30	33	9,743,400	43	2,590
80/81	8,290,600	27	32	12,192,100	44	3,160
81/82	10,280,400	24	31	14,899,100	45	3,780
82/83	12,336,400	20	30	17,623,500	46	4,370
83/84	14,433,600	17	29	20,329,100	47	4,940
84/85	16,454,300	14	28	22,853,300	47	5,550
85/86	18,428,900	12	27	26,245,000	48	6,000
86/87	20,271,800	10	26	27,394,300	48	6,520
87/88	22,298,900	10	25	29,731,900	48	7,070
88/89	24,528,800	10	24	32,277,700	49	7,520
89/90	26,981,700	10	23	35,041,200	49	8,160
90/91	29,679,900	10	23	38,545,300	50	8,800

表 3. 9　電力需要予測（ブトワール）

Year	Energy Required (kWh)	Growth Rate (%)	Loss Factor (%)	Energy Generated (kWh)	Load Factor (%)	Peak Demand (kW)
76/77	1,845,800	40	20	2,307,200	72	370
77/78	2,584,100	40	20	3,230,100	72	510
78/79	3,566,000	38	18	4,348,800	71	700
79/80	4,849,800	36	15	5,914,400	71	950
80/81	6,498,700	34	15	7,645,600	70	1,250
81/82	8,448,400	30	15	9,939,200	70	1,620
82/83	10,644,900	26	15	12,523,400	68	2,100
83/84	12,986,800	22	15	15,278,600	66	2,640
84/85	15,324,400	18	15	18,028,700	64	3,220
85/86	17,623,100	15	15	20,733,100	62	3,820
86/87	19,737,900	12	15	23,221,000	60	4,420
87/88	21,711,600	10	15	25,543,100	60	4,860
88/89	23,882,800	10	15	28,097,400	60	5,350
89/90	26,271,100	10	15	30,907,200	60	5,880
90/91	28,898,200	10	15	33,998,000	60	6,470

表 3.10　電力需要予測（バイラワ）

Year	Bhairahawa Area Energy Required (kWh)	Bhairahawa Area Energy Generated (kWh)	Bhairahawa Area Peak Demand (kW)	Transferred from Mahendranager Area Energy Generated (kWh)	Transferred from Mahendranager Area Peak Demand (kW)	Total Energy Generated (kWh)	Total Peak Demand (kW)
76/77	1,918,900	2,369,000	640	–	–	2,369,000	640
77/78	2,494,500	3,079,700	680	–	–	3,079,700	840
78/79	3,242,900	4,003,600	1,060	–	–	4,003,600	1,060
79/80	4,215,700	5,204,600	1,320	–	–	5,204,600	1,320
80/81	5,354,000	6,610,000	1,680	–	–	6,610,000	1,680
81/82	6,692,500	8,262,400	2,010	–	–	8,262,400	2,010
82/83	8,031,000	9,914,800	2,410	–	–	9,914,800	2,410
83/84	9,396,300	11,278,600	2,700	–	–	11,278,600	2,700
84/85	10,711,800	13,224,400	3,020	–	–	13,224,400	3,020
85/86	11,977,200	14,811,300	3,250	730,800	200	15,542,100	3,450
86/87	13,196,900	16,292,400	3,510	1,151,000	300	17,403,400	3,810
87/88	14,516,600	17,921,700	3,790	1,575,200	400	19,496,900	4,190
88/89	15,968,200	19,713,900	4,100	1,978,500	500	21,692,400	4,600
89/90	17,565,000	21,685,200	4,500	2,365,700	600	24,050,900	5,100
90/91	19,321,500	23,853,700	4,950	2,365,700	600	26,219,400	5,550

表 3.11　電力需要予測（タンセン）

Table 3.11 Demand Forecast (Tansen)

Year	Energy Required (kWh)	Growth Rate (%)	Loss Factor (%)	Energy Generated (kWh)	Load Factor (%)	Peak Demand (kW)
76/77	263,200	30	20	329,000	17	220
77/78	342,200	30	20	427,700	18	270
78/79	441,400	29	20	551,800	19	330
79/80	569,400	29	20	711,800	20	410
80/81	728,800	28	20	911,000	21	500
81/82	932,900	28	20	1,166,200	22	610
82/83	1,184,800	27	20	1,481,000	24	700
83/84	1,492,900	26	20	1,866,100	26	820
84/85	1,866,100	25	20	2,332,600	28	950
85/86	2,313,900	24	20	2,892,400	30	1,100
86/87	2,846,100	23	20	3,557,700	32	1,270
87/88	3,472,300	22	20	4,340,300	34	1,460
88/89	4,201,500	21	20	5,251,800	36	1,670
89/90	5,041,700	20	20	6,302,200	38	1,890
90/91	6,050,000	20	20	7,562,500	40	2,160

表 3.12　電力需要予測（その他の都市及び民間施設）

Year	Other Towns Energy Generated (kWh)	Other Towns Peak Demand (kW)	Private Facilities Energy Generated (kWh)	Private Facilities Peak Demand (kW)
76/77	919,600	350	883,000	310
77/78	1,103,600	420	1,059,600	340
78/79	1,324,300	490	1,271,500	370
79/80	1,575,900	580	1,525,800	410
80/81	1,875,300	670	1,800,500	450
81/82	2,231,600	800	2,124,600	500
82/83	2,633,300	910	2,507,000	550
83/84	3,107,300	1,070	2,958,300	600
84/85	3,666,600	1,230	3,490,800	660
85/86	4,290,000	1,440	4,014,400	730
86/87	5,019,300	1,640	4,616,500	800
87/88	5,872,500	1,920	5,309,000	880
88/89	6,812,100	2,160	6,105,300	970
89/90	7,902,100	2,510	7,021,200	1,060
90/91	9,087,400	2,590	7,934,000	1,170

表 3.13　西部地区電力需要予測

	Energy Demand (MWh)								Peak Demand Forecast (kW)							
Year	Pokhara	Butwal	Bhairahawa	Tansen	Other Towns	Private Facilites	Total	Total Connected Demand	Pokhara	Butwal	Bhairahawa	Tansen	Other Towns	Private Factories	Total	Total Connected Demand
1976/77	(4,571.3)	(2,307.2)	(2,369.0)	(329.0)	(919.6)	(883.0)	(11,379.1)	-	(1,240)	(370)	(640)	(220)	(350)	(310)	(3,130)	-
77/78	(5,942.7)	(3,230.1)	(3,079.7)	(427.7)	(1,103.6)	(1,059.6)	(14,843.4)	-	(1,620)	(510)	(840)	(270)	(420)	(340)	(4,000)	-
78/79	(7,608.4)	4,348.8	4,003.6	551.8	1,324.3	(1,271.5)	19,108.4	10,228.5	(2,070)	700	1,060	330	490	(370)	5,020	2,580
79/80	(9,743.4)	5,914.4	5,204.6	711.8	1,575.9	(1,525.8)	24,675.9	13,406.7	(2,590)	950	1,320	410	580	(410)	6,260	3,260
80/81	(12,192.1)	7,645.6	6,610.0	911.0	1,875.3	(1,800.5)	31,034.5	17,041.9	(3,160)	1,250	1,680	500	670	(450)	7,710	4,100
81/82	(14,899.1)	9,939.2	8,262.4	1,166.2	2,231.6	(2,124.6)	38,623.1	21,599.4	(3,780)	1,620	2,010	610	800	(500)	9,320	5,040
82/83	(17,623.5)	12,523.4	9,914.8	1,481.0	2,633.3	(2,507.0)	46,683.0	26,552.5	(4,370)	2,100	2,410	700	910	(550)	11,040	6,120
83/84	(20,329.1)	15,278.6	11,278.6	1,866.1	3,107.3	(2,958.3)	54,818.0	31,530.6	(4,940)	2,640	2,700	820	1,070	(600)	12,770	7,230
84/85	22,853.3	18,028.7	13,224.4	2,332.6	3,666.6	3,490.8	63,596.4	63,596.4	5,550	3,220	3,020	950	1,230	660	14,630	14,630
85/86	25,245.0	20,733.1	15,542.1	2,892.4	4,290.0	4,014.4	72,717.0	72,717.0	6,000	3,820	3,450	1,100	1,440	730	16,540	16,540
86/87	27,394.3	23,221.0	17,443.4	3,557.7	5,019.3	4,616.5	81,252.2	81,252.2	6,520	4,420	3,810	1,270	1,640	800	18,460	18,460
87/88	29,731.9	25,543.1	19.496.9	4,340.3	5,872.5	5,309.0	90,293.7	90,293.7	7,070	4,860	4,190	1,460	1,920	880	20,380	20,380
88/89	32,277.7	28,097.4	21,692.4	5,251.8	6,812.1	6,105.3	100,236.7	100,236.7	7,520	5,350	4,600	1,670	2,160	970	22,270	22,270
89/90	35,041.2	30,907.2	24,050.9	6,302.2	7,902.1	7,021.2	111,224.8	111,224.8	8,160	5,880	5,100	1,890	2,510	1,060	24,600	24,600
90/91	38,545.3	33,998.0	26,219.4	7,562.5	9,087.4	7,934.0	123,346.6	123,346.6	8,800	6,470	5,500	2,160	2,590	1,170	26,740	26,740

Note: "Total Connected Demand" means total of each demand to be connected with the CNPS, except the demands given in bracket (　　).
A 132 kV transmission line of Gandaki-Hetauda connects Butwal, Bhairahawa, Tansen and minor towns with the CNPS in 1978.79.
Pokhara and others are assumed to be connected with CNPS in 1984/85.

表 3.14　拡大 CNPS 電力需要予測

Year	Energy (MWh)		Peak Demand (kW)		Combined Demand	
	CNPS	Western	CNPS	Western	Energy (MWh)	Peak Demand (kW)
1976/77	150,910	-	38,280	-	150,910	38,280
77/78	181,000	-	45,920	-	181,000	45,920
78/79	209,460	10,230	51,980	2,580	219,690	54,560
79/80	234,760	13,410	57,020	3,260	248,170	60,280
80/81	261,440	17,040	62,180	4,100	278,480	66,280
81/82	295,870	21,600	68,930	5,040	317,470	73,970
82/83	316,630	26,550	72,290	6,120	343,180	78,410
83/84	347,240	31,530	77,720	7,230	378,770	84,950
84/85	394,680	63,600	86,640	14,630	458,280	101,270
85/86	450,920	72,720	97,120	16,540	523,640	113,660
86/87	510,940	81,250	110,050	18,460	592,190	128,510
87/88	575,250	90,290	123,900	20,380	665,540	144,280
88/89	640,540	100,240	137,960	22,270	740,780	160,230
89/90	713,920	111,220	153,770	24,600	825,140	178,370
90/91	796,420	123,350	171,540	26,740	919,770	198,280

Note: Energy and peak demands of the CNPS are extracted from Table 3.8 and the same of the Western Region is from Table 3.14

第 4 章　計 画 地 域

4.1　クリカニ及びラプティ流域の概要

クリカニ川流域は、東側と北半分をカトマンズ盆地とバグマティ川流域に、また残りの北半分をトリスリ川流域に、西及び南側をラプティ川流域に接している。クリカニ第1発電所は、カトマンズの南西約２１kmの地点でクリカニ川を塞き止め発電している。

クリカニ川はパルンの西約５km、標高2,５００mに源を発してタサールに向って東に約10km流れ、その間、河床高はパルンで1,７７０m、タサールで1,５５０mである。そこで流れを南東そして南にと変え、タサールの南約７kmのキティニ、さらに東南東に約９km蛇行しながら流下し、バグマティ本流に合流する。合流点での河床高は1,0７０m である。クリカニ川の流域面積は、ダムサイトで１２６km²、合流地点で約２２０km²である。

ラプティ川流域は、クリカニ川流域と図5.1に示されるように隣接している。ラプティ川は、ビンペジの東４kmのマハバラート山脈に源を発して、広い河谷を形成しながらバインセドバンに向って流れている。この区間（上流ラプティと呼ぶ）においては、目立った蛇行は見当らない，河床高は、ビンペジで1,１００m、約１１km下流のバインセドバンで６００mである。３km以内の両岸は1,８００mの高さに達する。主な支流はマンズ川、ラニ川で、南に流れており両河川とも右岸あるいは、北側から上流ラプティに注ぐ。

クリカニ第１発電所からの放流地点は、マンズ川とラプティ川が合流する所から約400m上流に計画されている。

ラプティ川は、バインセドバンでカニ川と合流し、南に約９km下りヘタウラに至る。バインセドバンの下流４kmの地点には、クリカニ第３発電所が計画されている。ヘタウラの西でカラ川と合流した後、流れを西に変え広い河谷を形成してラジャイヤに至る。河床高は、カニ川との合流点で４３６m、ラジャイヤ流量観測地点で３３２mである。ラプティ川及び支流の流域面積は以下のようになる。

ラプティ川（マンズ川との合流点）	：	３２km²
マンズ川（ラプティ川との合流点）	：	２０km²
ラニ川（ラプティ川との合流点）	：	６km²

カニ川（ラプティ川との合流点）　：　２３㎢

ラプティ川（バインセドバン）　：　１１５㎢

ラプティ川（ラジャイヤ流量観測点）：　５７９㎢

上流ラプティ川の西側の分水界は、ラジャイヤの下流約１１㎞でラプティ川に合流するマンハリ川の流域である。ラプティ川は、最終的にチルハ近くでカリガンダキ川に注ぐ。

4.2　クリカニ第１水力発電計画

クリカニダムは、カトマンズの南東約２１㎞のクリカニ川にあり、１２６㎢の流域面積からの年間総流出量は、１億2,600万㎥である。高さ１０７ｍのロックフィルダムを建設する事により、7,300万㎥の有効貯水容量が得られる。ここに貯留された水は、6,223ｍの圧力トンネルと1,198ｍの水圧鉄管を通し発電所へ送られる。流域面積7.1㎢のシム川からは、１００万㎥の流出量があり、あわせて取水する。クリカニ第１発電所は地下発電所で２台のペルトン水車・発電機を有している。最大使用水量１3.1㎥／sec、定格落差550ｍにより６０MWの設備容量をもつ。発電後の水は、ラプティ川との合流近くのマンズ川に放流され、その水位は、標高912.5ｍである。

4.3　計画地域の地質

計画地域は、マハバラート山脈に源を発する上流ラプティ川流域に位置している。この上流域は、少し変成をうけた下部及び中部古成層の堆積岩と第４紀堆積物から成り立っている。詳細は以下に示す。

晶質石灰岩：

白色細晶質でバイセンドバンから下流に分布している。厚さはおよそ８００ｍくらいで、絹雲母片岩と砂岩の薄層を挟んでいる。

砂岩、粘板岩互層：

砂岩は、淡灰ないし灰色を呈し、一般に細粒、塊状、緻密、硬質である。粘板岩は暗灰色で、中硬、葉状構造であり、どちらかと言えば薄層を成す。バインセドバンの右岸側斜面の低い部分とラニ川の合流点から0.5～1.5㎞下流の右岸丘陵地にみられる。後者の地域以外では、この岩層は２つの断層により周囲の片岩質砂岩の中に孤立して分布する。

粘板岩質千枚岩と黒雲母片岩：

一般に暗色で、葉状構造をしている。黒雲母片岩は、しばしば５０cm～１ｍの厚さの珪岩を挟有している。これらの岩は、バインセドバンの後方斜面の上部に広く分布して、おり、また砂岩、粘板岩互層を整合的にかつ漸移的に覆っている。

片岩質砂岩：

灰色を呈する砂岩は、細粒石英を主成分としている。苦灰石を伴うチャート層が挟まれることもあり、また葉状構造と交又する劈開をもつ緑色千枚岩の薄層を挟むこともある。また、本岩は細脈に貫かれ弱い緑泥化作用を伴う鉱化作用をうけている。

角礫状石灰質堆積物：

直径２～３ｍにも達する大小の晶質石灰岩の角ばった岩片が石灰質の基質によって固められ更に炭酸カルシウムによって膠結されたものである。

本岩はラプティ川沿いにラニコラガン、パンドラング、バインセドバンに分布し河床から３００ｍの高さまでの範囲にみられる。これらは恐らく古い第４紀に谷底に積った石灰石岩層が二次的に堆積したものであろう。

段丘堆積物：

ラプティ川右岸側の段丘は、マンズ川の合流点から上流に発達する高位の大きいものを除いては一般に狭くかつ局地的である。下流ではラニ河合流点附近とニブウオーター部落に少し大きい段丘が発達するこれら段丘堆積物は、淘汰の不完全な砂、礫及び巨礫より成るゆるい堆積物である。

地質構造の点から見ると、この地域は３つの大きな断層線により囲まれた三角形地帯に位置している。すなわち、ビンペジから北東に走るビンペジ・カトマンズ断層、バインセドバンの西部地域を東北東Ｎ西南西に走るカリタール断層、及びバインセドバンの南約５kmを、西北西Ｎ東南東に走る最も古く、かつ大きい衝上断層である。この衝上断層は第三紀シワリク地帯と南部地帯を区切るものであるこれらの断層は、計画地域内を横切らないが、ラニ川とバインセドバン間の地域にいくつかの副次断層が見られる。これらの主走向は東北東Ｎ西南西と西北西Ｎ東南東である。これらの小断層に伴う大規模な破砕帯はない。

層理は、断層や小さな褶曲により小さい変化はあるが、一般的には、西北西Ｎ東南東

の走向、北向き傾斜を示す。傾斜角は３０°～７５°の範囲で変化する。

第５章　気象及び水文

5.1　気候概要

計画地域の気候は亜熱帯性であり、明瞭に乾期を雨期に分れている。乾期は１１月より４月まで、雨期は６月より９月までである。また、５月及び１０月は雨期の移行期である。

計画流域内には気温及び湿度の観測記録を持つ気象観測所はなく、近隣の観測所で気温及び湿度の観測を行なっているのはカトマンズとヘタウラ両観測所である。しかしながら、計画地域の気候は地形的、地理的に見て、両観測所の中間的なものと見なせる。

カトマンズ観測所には１９６６年から１９７４年までの記録があるが、ヘタウラ観測所には１９６７年の記録しかない。

記録によれば、カトマンズの年平均気温は１８.１℃であり、最高気温は通常６月に記録されており、３５℃程度まで上昇する。一方、最低気温は１２月ないし１月に記録され、時々氷点下まで下がる。図５.２はカトマンズの月平均気温を示す。

ヒタウラの気温は１９６７年の記録によれば、年平均２３.４℃、最高は６月に記録された３９℃、最低は１２月に記録された４.９℃である。

相対湿度はカトマンズでは４月の４０％から８月の８５％まで変化し、ヘタウラでの１９６７年の記録によれば４月の６５％から１０月の９７％まで変化している。

蒸発量はビンペディの北約２kmに位置するチサパニ・ガリ（標高１７２８ m）で１９６３年から１９６５年にかけて測定されている。年間蒸発量の平均は１８１５mm、月間蒸発量の最高は１９６３年５月の３９２mm、最低は１９６３年１２月の５９mmである。

5.2　降　　雨

計画区域内及びその近傍の雨量観測所としては下記の４ケ所がある。

表５.１　プロジェクト区域内及び近傍の雨量観測所

Name of Station	Station No./1	Established Date	Elevation
Kathmandu I.E.	1014	1 Jan. 1949	1,323 m
Chisapani	0904	13 May 1956	1,728 m
Hetauda N.P.I.	0906	23 Sept.1965	303 m
Daman	0905	24 Sept.1965	2,364 m

1　登録番号は「ネパールの気象記録」を参照した。

カトマンズI.E.はバグマティ川（クリカニ川はこの支流）流域内に位置し、チサパニ及びヘタウラN.F.I.は計画区域が属するラプティ川流域内に存在する。また、ダマンは両流域の流域界上にある。特に、チサパニ観測所は計画区域の代表雨量観測所とみなせる位置にある。

各観測所の年間雨量及び平均月間雨量を表5.2及び表5.3に示す。

観測期間を通じての平均年雨量はカトマンズI.E.1397㎜、チサパニ2199㎜、ヘタウラN.F.I.2341㎜、ダマン1837㎜である。チサパニ及びヒタウラN.F.I.の年雨量はカトマンズより多く、ダマンの年雨量はチサパニとカトマンズの年雨量のほぼ平均値となっている。

年間の降雨パターンは表5.3に示されるが、明らかに亜熱帯性気候の影響が表われている。最大月雨量は7月に発生し、最小月雨量は12月に発生している。そして年雨量の約80%が6月から9月までの雨期に集中して降っている。

既往最大の日雨量及び月雨量を表5.4に示す。チサパニとヘタウラN.F.I.はカトマンズI.E.及びダマンに比し大きい値を示している。

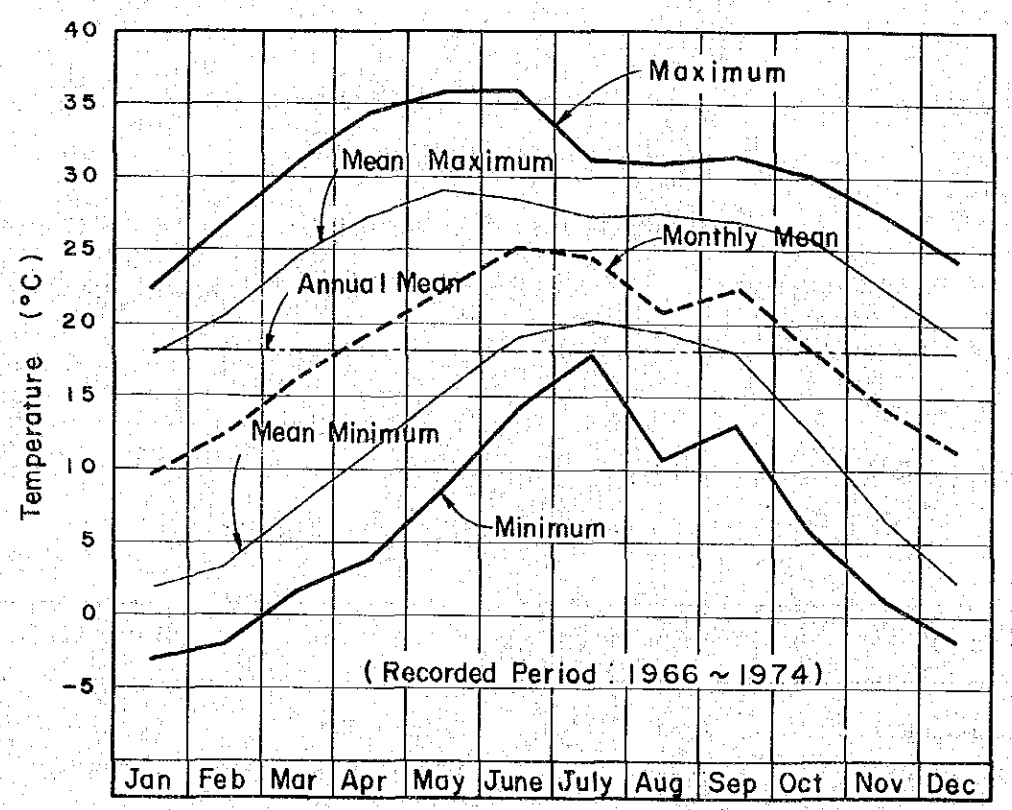


図5.1　カトマンズの気温

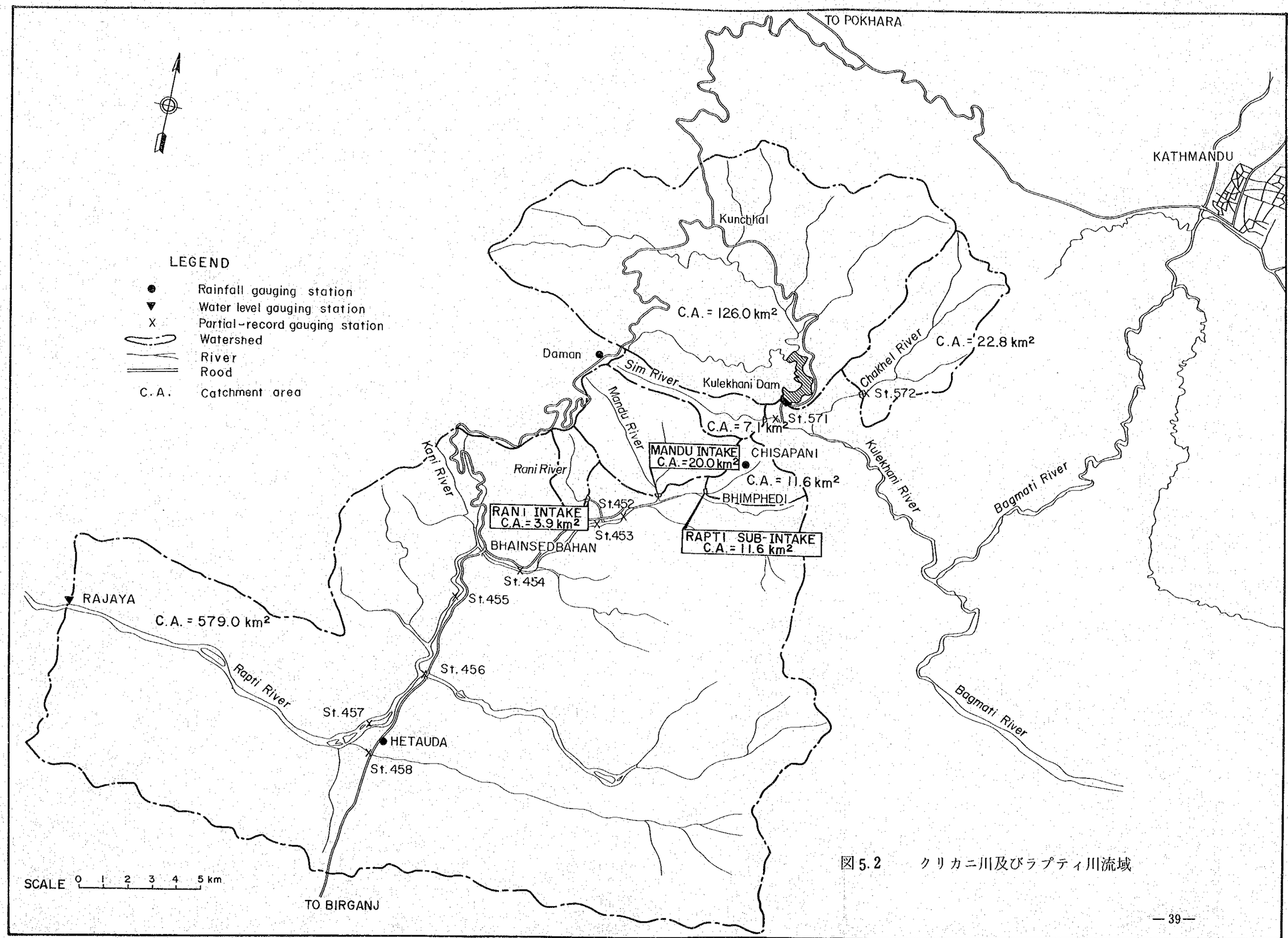


図 5.2　クリカニ川及びラプティ川流域

5.3 流　　量

5.3.1 概　　要

クリカニ川及びラプティ川の流量はそれぞれ1963年よりクリカニ観測所及びラジャイヤ観測所で測定されている。その他、クリカニ川の支流であるチャケル川とシム川で不定期に年数回測定されており、ラプティ川流域内においても同様に数ケ所で測定されている。

開発計画の検討に必要な流量資料は以下の通りである。

i	クリカニダム地点	クリカニ川流域
ii	チャケル取水地点	クリカニ川流域
iii	シム取水地点	クリカニ川流域
iv	ラプティ副取水地点	ラプティ川流域
v	マンズ取水地点	ラプティ川流域
vi	ラニ取水地点	ラプティ川流域

クリカニ川流域の地点i、ii、iiiの流量はクリカニNo.1プロジェクトフィージビリティスタディにおいて、ごく最近まで推定されているので、今回は最近の記録を追加するにとどめる。ラプティ川流域内の各地点の流量はラジャイヤの記録から推定する。

5.3.2 クリカニ及びラジャイヤ観測所の記録の信頼性

クリカニ観測所の記録の信頼性は「クリカニ水力発電開発計画フィジービリティ調査報告書において既に検討され、信頼できることが判明している。

ラジャイヤ観測所の記録についてはダブルマスカーブ法により、ラプティ川支流で、ラジャイヤ上流のラプティ川流域と隣接するマンハリ川のマンハリ観測所の記録との相関をとり、その信頼性を検討した。結果は図5.3に示す通りであり、信頼できることが証明された。また、比流量と流出係数についてもチェックしたが問題はない。

これらの方法論については付録IIに詳述している。

5.3.3 流　　量

クリカニダムサイト流量

クリカニ観測所はクリカニダムサイト直下流にあり、1963年より現在まで観測が続け

られている。１９６３年より１９７２年までの記録はクリカニNo.1発電所フィージビリティスタディにおいて収集されており、今日は１９７３年及び１９７４年の２ケ年を追加した。

クリカニダムサイトの月平均流量は表5.5に示す。

クリカニNo.1発電所フィージビリティスタディ時での流出係数と比流量を今回のスタディの結果と比較すると、以下の通りであり大差ない。

推定時期	流域平均雨量 (mm)	年平均流量 (m^3/sec)	年流出高 (mm)	比流量 (m^3/sec/100 km^2)	流出係数
第1発電所F/S	1,730	3.9	976	3.10	0.56
今　回	1,820	4.01	1,004	3.18	0.55

シム、チャケル両取水地点の流量の推定は「クリカニ水力発電フィージビリティスタディ」において用いられた方法をそのまま利用する。

シム取水地点の流量は次式により与えられる。

$$Q_S = 0.0745\,Q_K^{1.128}$$

また、チャケル取水地点の流量は次式により計算される。

$$Q_C = 0.18\,Q_K$$

ここに、Q_S：シム取水地点流量（m^3／sec）

Q_C：チャケル取水地点流量（m^3／sec）

Q_K：クリカニ観測所流量（m^3／sec）

上記の相関式により推定したシム及びチャケル両取水地点の月平均流量を表5.6及び5.7に示す。

ラプティ取水地点流量

ラプティ川流域内の各取水地点では流量測定を行なっていないので、何らかの方法により推定しなければならない。

一般に、充分な資料のある場合の流出量計算には幾つかの方法がある。しかしながら、計画区域内の水文気象資料の有無から判断して、ラプティ川流域内の取水地点の流量の推定に適用できるのは下記の方法のみである。

ラジャイヤ観測所はヘタウラの約１４km下流のラプティ川にあり、記録は１９６３年から現在まで利用可能である。又、ラジャイヤ上流の数ケ所において不定期に測定された流量記録がある。そこで、これら不定期の流量記録と同時生起したラジィヤの記録との相関関係を求めてみると、各取水地点の流量はラジィヤの流量を単純に面積化により換算することにより推定できることが立証される。検討の詳細は付録Ⅱに述べられている。

相関関係により推定された各取水地点の流量を表5.9、5.10及び5.11に示す。

また表5.11は上記の方法で得られた流量を現地聞き込み調査結果に基づき補正したものである。すなわち、聞き込み調査によれば、ビンペジ北部のラプティ川は7月から9月の豪雨期を除いた期間は伏流状態になり表面流水は見られない。

5.3.4　洪　　水

ラプティ川上流域には洪水測定記録が存在しないので各取水地点の洪水流量は何らかの方法により推定せざるを得ない。

最も一般的と思われる方法は、ラジャイヤの洪水流量から、次式により各取水地点の洪水流量を推定する方法である。

$$Q = C \cdot A^n$$

ここに、　Q：各取水地点流量

C：流域係数

A：各取水地点流域面積

n：定　数

上記以外の方法は信頼できる資料がないため適用できない。上記の定数nは一般に0.5が用いられている。

表5.13に示すラジャイヤの年最大洪水流量を基に、ガンベル法と岩井法の2方法により確率計算を行なうとガンベル法の方が全体に大きな値を与える。したがって、確率洪水流量はガンベル法による値を採用する。

流域係数Cは各確率年毎に決められる。すなわち、前記の式においてAをラジャイヤでの流域面積579km²、nを0.5として各確率年のラジィヤの確率洪水流量を代入するとCが逆算できる。各取水地点の確率洪水流量はこのようにして得られたCを用いて推定できる。結果を表5.14及び5.15に示す。

5.3.5 流　砂　量

ラプティ川上流域には流砂量測定記録がないが、ロタール川の浮流砂量測定結果が一つの指標となる。ロタール川はマハバラト山地の南面を流れ、ラジャイヤ観測所の約２２km下流でラプティ川と合流している。ラプティ川上流域はロタール川流域と地形条件及び気象条件が類似している。ロタール観測所での流域面積は１６９km²である。表5.15に浮流砂量測定結果を示す。

すべての流砂が６月から１０月までの雨期に生産されると仮定すると、雨期における浮流砂平均濃度は表5.15に示す６月から１０月までの記録の単純平均となる。したがって、平均年浮流砂量は上記の平均濃度と６月から１０月までの総流量より計算される。また、掃流砂量は浮流砂量の１５％とする。

以上より、浮流砂、掃流砂合計の年流砂量は４２０,０００t／年（２,４８０t／年）となり、流砂の水中単位重量を1.3t／m³とすると、年比流砂量は1,９００m³／年／km²となる。

一方、ネパールの他河川における流砂量の推定例を表5.16に示す。これらの推定値は実測資料に基づいたものであり、また流域の状況も計画流域と類似している。

したがって、ロタール流域及び他河川の流砂量値を参考にして、ラプティ川上流域の年流砂量２,０００m³／年／km²と推定する。

表 5.2 年 雨 量

(Unit: mm)

Year	Kathmandu I.E.	Chisapani	Hetauda N.F.I.	Daman
1943	995.4			
1944	1,286.1			
1945	1,584.1			
1946	1,386.2			
1947	-			
1948	1,794.4			
1949	1,368.9			
1950	1,536.1			
1951	1,224.4			
1952	1,280.4			
1953	1,363.6			
1954	1,593.7			
1955	1,130.6			
1956	1,744.4			
1957	1,000.7			
1958	1,134.3	1,449.9		
1959	1,195.3	1,879.1		
1960	1,205.1	1,873.4		
1961	1,634.7	2,546.3		
1962	1,261.5	2,340.7		
1963	1,404.5	1,730.1		
1964	1,386.8	1,373.3		
1965	1,333.2	2,540.0		
1966	1,224.8	2,447.0		
1967	1,348.6	2,095.9	2,575.2	
1968	1,519.2	2,196.8	2,279.9	1,251.8
1969	1,131.2	1,560.9	-	1,427.5
1970	1,439.8	2,514.3	-	1,259.2
1971	1,581.0	2,267.6	-	1,716.7
1972	1,509.5	2,510.3	1,601.8	2,084.0
1973	1,969.2	2,719.2	2,525.9	2,392.3
1974	1,135.5	2,889.8	2,397.4	2,308.1
1975	1,526.7	2,676.2	2,709.3	2,159.9
1976	-	2,173.1	2,300.6	1,929.4
Mean	1,379.0	2,199.2	2,341.4	1,836.5

表 5.3 平 均 月 雨 量

(unit: mm)

Year	Kathmandu I.E.	Chisapani	Hetauda N.F.I.	Deman
Jan.	20.4	26.3	27.7	27.6
Feb.	19.4	21.8	19.9	27.1
Mar.	31.2	39.3	48.1	36.4
Apr.	55.8	79.2	39.4	76.9
May	93.3	143.6	119.8	157.5
June	233.5	407.9	424.1	385.9
July	366.0	601.0	724.1	457.8
Aug.	342.2	500.6	514.1	314.4
Sept.	157.2	284.9	376.2	278.9
Oct.	51.8	83.7	42.4	61.2
Nov.	6.3	8.1	3.5	11.9
Dec.	1.9	2.8	2.1	0.9
Total	1,379.1	2,199.2	2,341.4	1,836.5

表 5.4 既往最大日雨量及び月雨量

(unit: mm)

Station	Daily		Monthly	
	Date	Amount	Date	Amount
Kathmandu I.E.	2 Aug. 1945	182.4	June 1971	697.5
Chisapani	7 July 1965	300.0	July 1970	1,215.0
Hetauda N.F.I.	31 Aug. 1974	279.2	July 1975	1,171.1
Daman	2 Sep. 1974	181.7	July 1972	957.9

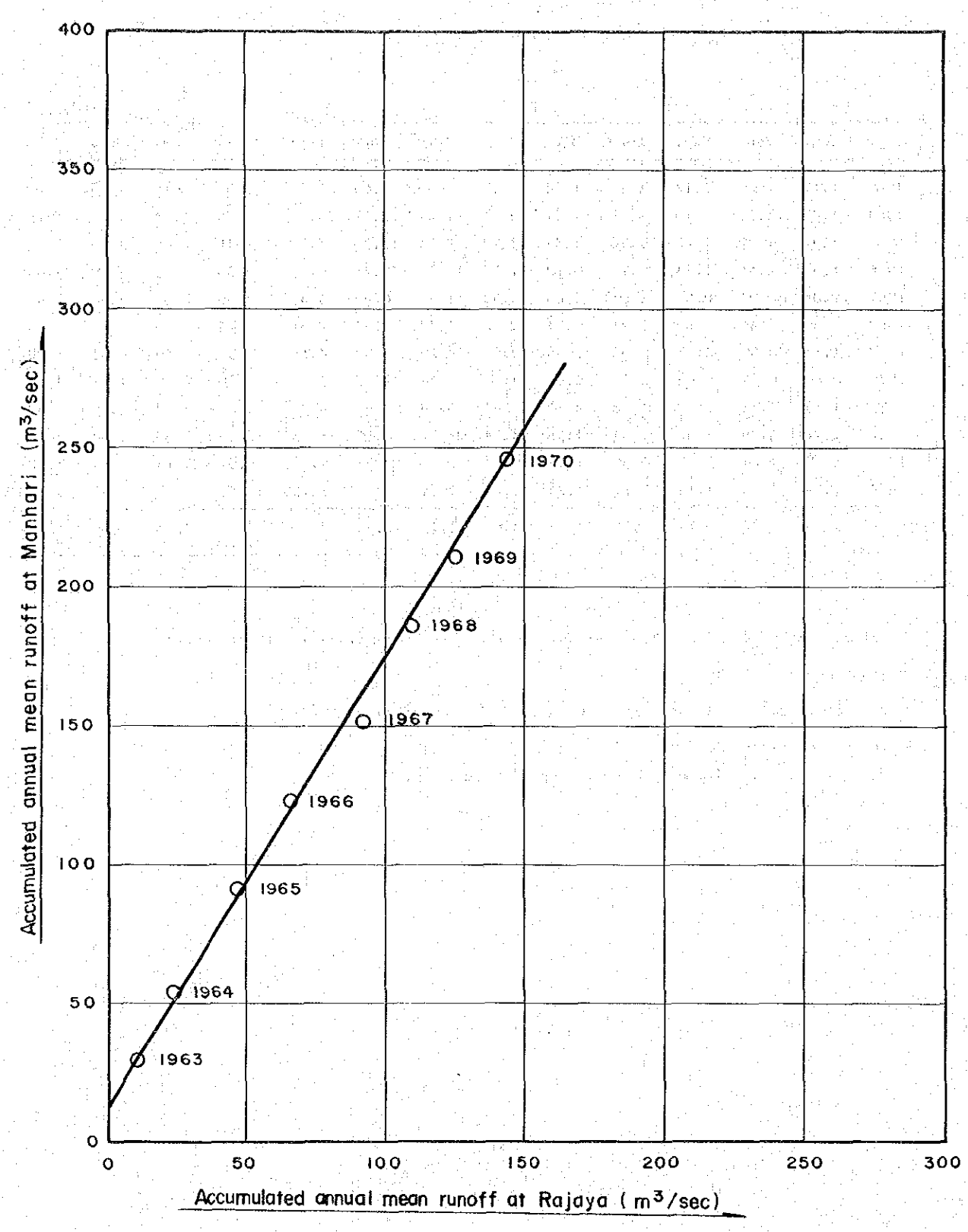


図5.3　　ラジャイヤとマンハリとの流量相関図

表 5.5　クリカニ観測所月平均流量

(Unit: m^3/sec)

Year	Jan.	Feb.	Mar.	Apr.	May	June	July	Aug.	Sept.	Oct.	Nov.	Dec.	Mean
1963	1.17	1.06	1.13	1.15	1.64	1.13	6.60	7.64	5.75	3.53	2.16	1.75	2.89
1964	1.47	1.39	1.16	0.91	1.27	2.21	7.24	12.12	15.23	4.49	1.84	1.50	4.24
1965	1.32	1.29	1.22	1.76	1.47	3.74	19.54	18.36	5.72	3.16	2.86	1.75	5.18
1966	1.55	1.41	1.14	0.75	1.12	1.14	10.37	20.78	10.29	3.33	2.20	1.70	4.65
1967	1.08	0.94	0.85	1.01	0.65	4.52	11.80	6.92	5.66	3.36	2.32	1.68	3.40
1968	1.66	1.46	1.63	1.21	1.11	2.52	5.72	6.33	2.62	7.12	2.25	1.47	2.93
1969	1.18	0.89	0.87	0.92	0.95	0.88	3.10	6.89	4.18	1.91	1.10	0.83	1.98
1970	0.82	0.72	0.64	0.61	0.64	3.42	21.29	8.98	5.26	3.30	2.18	1.47	4.11
1971	1.15	1.11	1.10	1.98	2.13	21.64	5.09	7.68	4.27	3.82	2.22	1.86	4.50
1972	1.72	1.78	1.62	1.41	1.38	4.54	28.27	6.15	8.36	2.49	1.85	1.58	5.10
1973	1.38	1.24	1.80	0.96	1.29	10.20	7.34	7.97	9.51	9.51	5.14	2.74	4.92
1974	1.59	1.33	1.14	1.17	1.26	1.74	7.14	15.61	12.23	3.50	1.96	1.50	4.18
Mean	1.34	1.22	1.19	1.15	1.24	4.81	11.13	10.45	7.42	4.13	2.34	1.65	4.01

Location: About 400 m on the Kulekhani upstream of the confluence with Sim river.

Drainage area: 126 km^2

Gage: Staff gage read three times daily. Elevation of gage at 1,480 m

Extremes recorded: Maximum, 572 m^3/sec on 16 July 1970
Minimum, 0.11 m^3/sec on 4 June 1967

表 5.6　シム取水地点月平均流量
(C.A. 7.1 km^2)

(Unit: m^3/sec)

Year	Jan.	Feb.	Mar.	Apr.	May	June	July	Aug.	Sept.	Oct.	Nov.	Dec.	Mean
1963	0.09	0.08	0.09	0.09	0.13	0.09	0.63	0.74	0.54	0.31	0.18	0.14	0.26
1964	0.12	0.11	0.09	0.07	0.10	0.18	0.70	1.24	1.61	0.41	0.15	0.12	0.41
1965	0.10	0.10	0.09	0.14	0.12	0.33	2.13	1.99	0.53	0.27	0.24	0.14	0.52
1966	0.12	0.11	0.09	0.05	0.09	0.09	1.04	2.28	1.03	0.29	0.18	0.14	0.46
1967	0.08	0.07	0.06	0.08	0.05	0.41	1.21	0.66	0.53	0.29	0.19	0.13	0.31
1968	0.13	0.11	0.13	0.09	0.08	0.21	0.53	0.60	0.22	0.68	0.19	0.12	0.26
1969	0.09	0.07	0.06	0.07	0.07	0.06	0.27	0.66	0.37	0.16	0.08	0.06	0.17
1970	0.06	0.05	0.05	0.04	0.05	0.30	2.35	0.89	0.49	0.29	0.18	0.12	0.40
1971	0.09	0.08	0.08	0.16	0.18	2.39	0.47	0.74	0.38	0.34	0.18	0.15	0.44
1972	0.14	0.14	0.13	0.11	0.11	0.41	3.23	0.58	0.82	0.21	0.15	0.13	0.51
1973	0.11	0.09	0.14	0.07	0.10	1.02	0.71	0.77	0.95	0.95	0.47	0.23	0.47
1974	0.13	0.10	0.09	0.09	0.10	0.14	0.68	1.65	1.26	0.31	0.16	0.12	0.40
Mean	0.11	0.09	0.09	0.09	0.10	0.47	0.99	1.07	0.73	0.35	0.20	0.13	0.38

表 5.7　チャケル取水地点月平均流量
(C.A. 22.8 km^2)

(Unit: m^3/sec)

Year	Jan.	Feb.	Mar.	Apr.	May	June	July	Aug.	Sept.	Oct.	Nov.	Dec.	Mean
1963	0.21	0.19	0.21	0.21	0.30	0.21	1.20	1.38	1.04	0.64	0.39	0.32	0.52
1964	0.27	0.25	0.21	0.16	0.23	0.40	1.31	2.19	2.76	0.81	0.33	0.27	0.77
1965	0.24	0.23	0.22	0.32	0.27	0.68	3.54	3.32	1.04	0.57	0.52	0.32	0.94
1966	0.28	0.26	0.21	0.14	0.20	0.21	1.88	3.76	1.86	0.60	0.40	0.31	0.84
1967	0.20	0.17	0.15	0.18	0.12	0.82	2.14	1.25	1.02	0.61	0.42	0.30	0.62
1968	0.30	0.26	0.30	0.22	0.20	0.46	1.04	1.15	0.47	1.29	0.41	0.27	0.53
1969	0.21	0.16	0.16	0.17	0.17	0.16	0.56	1.25	0.76	0.35	0.20	0.15	0.36
1970	0.15	0.13	0.12	0.11	0.12	0.62	3.85	1.61	0.95	0.60	0.39	0.27	0.74
1971	0.21	0.20	0.20	0.36	0.39	3.92	0.92	1.39	0.77	0.69	0.40	0.34	0.81
1972	0.31	0.32	0.29	0.26	0.25	0.82	5.12	1.11	1.51	0.45	0.33	0.29	0.92
1973	0.25	0.22	0.32	0.17	0.23	1.84	1.32	1.43	1.71	1.71	0.93	0.49	0.89
1974	0.29	0.24	0.21	0.21	0.23	0.31	1.29	2.81	2.20	0.63	0.35	0.27	0.75
Mean	0.24	0.22	0.22	0.21	0.23	0.88	2.03	1.91	1.35	0.75	0.43	0.30	0.72

表 5.8　ラジャイヤ観測所月平均流量

(Unit: m^3/sec)

Year	Jan.	Feb.	Mar.	Apr.	May	June	July	Aug.	Sept.	Oct.	Nov.	Dec.	Mean
1963	7.86	6.77	5.62	5.10	6.07	21.36	65.55	91.79	70.86	33.15	16.30	9.58	28.51
1964	7.59	6.43	5.29	4.97	5.64	11.16	74.35	55.53	69.10	44.55	13.35	8.06	25.62
1965	7.16	6.63	6.74	4.45	3.82	17.48	84.26	170.5	73.43	28.93	20.62	10.88	36.56
1966	8.27	6.88	5.95	5.09	6.83	11.90	51.84	157.5	92.63	20.29	12.53	9.42	32.66
1967	7.55	6.28	6.70	6.72	6.32	14.36	93.67	74.28	72.04	21.12	10.01	6.69	27.33
1968	6.73	5.82	5.27	4.66	4.91	33.44	89.38	138.8	62.41	44.75	18.46	12.43	35.81
1969	10.17	7.68	6.91	6.11	7.29	13.78	44.82	81.47	64.61	28.03	14.80	10.25	24.57
1970	7.99	6.98	5.34	5.04	4.76	22.44	132.4	95.46	68.09	44.74	18.18	11.08	35.24
1971	7.30	4.65	2.91	6.62	22.21	90.24	67.88	89.81	59.29	34.49	17.10	11.38	34.64
1972	8.69	7.93	6.47	4.88	5.11	16.10	66.96	63.66	61.49	29.56	15.83	10.33	24.40
1973	8.61	6.69	5.80	3.13	6.25	43.72	45.30	64.43	77.93	57.44	24.74	15.32	30.06
1974	11.92	8.90	7.24	6.53	7.71	15.15	61.15	103.0	120.5	34.23	15.69	13.30	33.92
Mean	8.32	6.80	5.85	5.28	7.24	25.93	73.13	98.85	74.37	35.11	16.47	10.73	30.79

Location: At Rajaya on the Rapti, about 15 km west of Hetaura

Drainage area: 579 Km^2

Gage: Water stage recorder, elevation of gage at 332 m

Extremes: Maximum, 1050 m^3/sec on 26 Aug. 1968
Minimum, 1.1 m^3/sec on 4 - 8 April 1971

表 5.9　マンズ取水地点月平均流量
(C.A. 20.0 km^2)

(Unit: m^3/sec)

Year	Jan.	Feb.	Mar.	Apr.	May	June	July	Aug.	Sept.	Oct.	Nov.	Dec.	Mean
1963	0.27	0.23	0.19	0.18	0.21	0.74	2.26	3.17	2.45	1.14	0.56	0.33	0.98
1964	0.26	0.22	0.18	0.17	0.19	0.39	2.57	1.92	2.39	1.54	0.46	0.28	0.88
1965	0.25	0.23	0.23	0.15	0.13	0.60	2.91	5.89	2.54	1.00	0.71	0.38	1.26
1966	0.29	0.24	0.21	0.18	0.24	0.41	1.79	5.44	3.20	0.70	0.43	0.33	1.13
1967	0.26	0.22	0.23	0.23	0.22	0.50	3.24	2.57	2.49	0.73	0.35	0.23	0.94
1968	0.23	0.20	0.18	0.16	0.17	1.15	3.09	4.79	2.16	1.55	0.64	0.43	1.24
1969	0.35	0.27	0.24	0.21	0.25	0.48	1.55	2.81	2.23	0.97	0.51	0.35	0.86
1970	0.28	0.24	0.18	0.17	0.16	0.78	4.57	3.30	2.35	1.55	0.63	0.38	1.23
1971	0.25	0.16	0.10	0.23	0.77	3.12	2.34	3.10	2.05	1.19	0.59	0.39	1.20
1972	0.30	0.27	0.22	0.17	0.18	0.56	2.31	2.20	2.12	1.02	0.55	0.36	0.86
1973	0.30	0.23	0.20	0.11	0.22	1.51	1.56	2.23	2.69	1.98	0.85	0.53	1.04
1974	0.41	0.31	0.25	0.23	0.27	0.52	2.11	3.56	4.20	1.18	0.54	0.46	1.17
Mean	0.26	0.24	0.20	0.18	0.25	0.90	2.53	3.42	2.57	1.21	0.57	0.37	1.07

表 5.10　ラニ取水地点月平均流量
(C.A. 3.93 km^2)

(Unit: m^3/sec)

Year	Jan.	Feb.	Mar.	Apr.	May	June	July	Aug.	Sept.	Oct.	Nov.	Dec.	Mean
1963	0.05	0.05	0.04	0.03	0.04	0.14	0.44	0.62	0.48	0.22	0.11	0.06	0.19
1964	0.05	0.04	0.04	0.03	0.04	0.08	0.50	0.38	0.47	0.30	0.09	0.05	0.17
1965	0.05	0.04	0.05	0.03	0.03	0.12	0.57	1.16	0.50	0.20	0.14	0.07	0.25
1966	0.06	0.05	0.04	0.03	0.05	0.08	0.35	1.07	0.63	0.14	0.08	0.06	0.22
1967	0.05	0.04	0.05	0.05	0.04	0.10	0.64	0.50	0.49	0.14	0.07	0.05	0.19
1968	0.05	0.04	0.04	0.03	0.03	0.23	0.61	0.94	0.42	0.30	0.13	0.08	0.24
1969	0.07	0.05	0.05	0.04	0.05	0.09	0.30	0.55	0.44	0.19	0.10	0.07	0.17
1970	0.05	0.05	0.04	0.03	0.03	0.15	0.90	0.65	0.46	0.30	0.12	0.08	0.24
1971	0.05	0.03	0.02	0.04	0.15	0.61	0.46	0.61	0.40	0.23	0.12	0.08	0.24
1972	0.06	0.05	0.04	0.03	0.03	0.11	0.45	0.43	0.42	0.20	0.11	0.07	0.17
1973	0.06	0.05	0.04	0.02	0.04	0.30	0.31	0.44	0.53	0.39	0.17	0.10	0.20
1974	0.08	0.06	0.05	0.04	0.05	0.10	0.41	0.70	0.81	0.23	0.11	0.09	0.23
Mean	0.06	0.05	0.04	0.04	0.05	0.18	0.50	0.67	0.50	0.24	0.11	0.07	0.21

表 5.11　ラプティ副取水地点月平均流量（補正後）

(Unit: m^3/sec)

Year	Jan.	Feb.	Mar.	Apr.	May	June	July	Aug.	Sept.	Oct.	Nov.	Dec.	Mean
1963	0	0	0	0	0	0.06	0.57	0.98	0.59	0.08	0	0	0.19
1964	0	0	0	0	0	0	0.71	0.30	0.54	0.12	0	0	0.14
1965	0	0	0	0	0	0.03	0.89	2.55	0.61	0	0	0	0.34
1966	0	0	0	0	0	0.04	0.32	2.31	1.05	0	0	0	0.31
1967	0	0	0	0	0	0	1.12	0.63	0.59	0	0	0	0.20
1968	0	0	0	0	0	0.15	0.93	1.92	0.39	0.22	0	0	0.30
1969	0	0	0	0	0	0	0.20	0.81	0.43	0	0	0	0.12
1970	0	0	0	0	0	0.09	1.90	1.05	0.50	0.17	0	0	0.31
1971	0	0	0	0	0.05	0.98	0.50	0.94	0.33	0.05	0	0	0.24
1972	0	0	0	0	0	0.11	0.78	0.42	0.38	0.01	0	0	0.14
1973	0	0	0	0	0	0.31	0.13	0.44	0.70	0.33	0	0	0.16
1974	0	0	0	0	0	0.02	0.43	1.22	1.57	0.06	0	0	0.28
Mean	0	0	0	0	0	0.15	0.71	1.13	0.64	0.09	0	0	0.23

表 5.12　ラジャイヤ観測所年最大洪水流量

Year	Maximum flood runoff (m^3/sec)	Occurrence date	Order
1963	691	16 Sept.	6
1964	368	2 Sept.	8
1965	971	7 July	3
1966	964	24 Aug.	4
1967	798	10 July	5
1968	1,050	26 Aug.	1
1969	310	19 Aug.	12
1970	604	17 July	7
1971	318	13 June	11
1972	357	27 July	9
1973	356	26 Sept.	10
1974	1,000	31 July	2

図 5. 13　ラジャイヤ観測所確率洪水流量及び流域係数C

Recurrence interval (Years)	Gumbel's method		Iwai's method	
	Flood runoff (m^3/sec)	Coefficient "C"	Flood runoff (m^3/sec)	Coefficient "C"
5	940	39.1	880	36.6
10	1,160	48.2	1,080	44.9
20	1,370	56.9	1,280	53.2
50	1,640	68.2	1,550	64.4
100	1,840	76.9	1,760	73.1
200	2,050	85.2	1,970	81.9
1,000	2,520	104.7	2,500	103.9

表 5. 14　各取水地点確率洪水流量

(Unit: m^3/sec)

Recurrence interval (Years)	Mandu intake site (20 km^2)	Rapti sub-intake site (11.6 km^2)	Rapti intake site (52.6 km^2)	Rani intake site (3.93 km^2)
5	175	133	284	77
10	216	164	350	96
20	254	194	413	113
50	305	232	495	135
100	344	262	558	152
200	381	290	618	169
1,000	468	357	759	208

註）（　）内は流域面積を示す。

表 5.15　ロタール観測所流砂量濃度

Month	Max. (P.P.M.)	Min. (P.P.M.)	Mean. (P.P.M.)	Measurement Days
July 1975	5,670	4,080	4,875	2
Aug. 1975	2,030	637	1,276	4
Sept.1975	1,880	530	1,220	4
Oct. 1975	1,290	672	981	2
Sept.1976	800	37	190	14
Oct. 1976	560	16	80	30
Nov. 1976	92	12	39	12
Dec. 1976	70	6	23	26
Jan. 1977	490	17	60	31
Feb. 1977	100	39	70	12
Mar. 1977	392	45	116	16
Apr. 1977	421	29	1 121	7
May 1977	7,850	39	2,721	7

表 5.16　年平均比流砂量（浮流砂）

Name of River	Gaging Site	Sediment Yield ($m^3/km^2/year$)
Sapt Kosi	Sunakambi	2,000
Karnali	Chisapani	1,500
Kamla	Chisapani	1,800
Bagmati	Chobhar	1,000
	Mean	1,600