

ネパール王国政府

ネパール王国水力発電開発計画調査報告書
(マスタープラン)

1974年9月

国際協力事業団

ネパール王国政府

ネパール王国水力発電開発計画調査報告書
(マスタープラン)

JICA LIBRARY



1060338E9J

1974年9月

国際協力事業団

国際協力事業団		
受入 月日	84. 4. 30	116
登録No.	04076	64.3
		MP

は し が き

日本政府はネパール王国政府の要請にもとづき、同国水力開発基本計画立案を、クリカニ第一発電所計画のフィージビリティ調査と併行して行うこととし、その実施を国際協力事業団（当時 海外技術協力事業団）に委託した。

当事業団はクリカニ第一発電所に関するフィージビリティ調査と合せて、水力開発基本計画作成業務を実施することとし、市浦繁氏を団長とする5名の専門家からなる調査団を編成し、昭和48年11月16日より昭和49年1月16日まで約60日にわたり現地調査を実施した。

本報告書はネパール国水力開発基本計画に関する諸事項について経済的、技術的両面から調査を実施し、その結果をとりまとめたものであり、本報告書がネパール王国において有効に活用されるとともに我が国との経済交流および友好親善の一役を担うこととなればまことに喜ばしいことである。

終りに本業務遂行にあたり御協力御支援を頂いたネパール王国政府関係者および関係各位に対し衷心より感謝の意を表するものである。

昭和49年9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

我々はここに「ネパール王国水力発電開発計画のマスタープラン」を提出するものであります。我々に課せられた作業は1970年にネパール国政府によつて作成された「電源開発及び供給のマスタープラン」の再検討であり、以下の作業項目より成つております。

現 地 調 査

- (1) 水文、地形、地質、電力需要等に関する資料の収集
- (2) 各プロジェクト地点に於ける地形、地質の調査

国 内 作 業

- (3) 既存の「マスタープラン」レポートの再検討
- (4) 水文資料の検討、整理
- (5) 各地点に於ける発電利用可能流量の推定
- (6) 電力需要の予測
- (7) 各プロジェクトの概略計画
- (8) 各プロジェクトの概算工事費の算出
- (9) 各プロジェクトの可能発生電力量の算出
- (10) 各プロジェクトの電力コストの算出
- (11) 各プロジェクトの開発優先順位の決定
- (12) 「マスタープランレポート」の作成

契約には再検討の対象となるべきプロジェクトは既存マスタープランの24のプロジェクトと規定されております。しかし、これら24のプロジェクトのうち我々の調査の過程に於て疑問視された地点は除き、又新たに有望と考えられるプロジェクトを加える事によつて、最終的に取り上げたプロジェクトの数は28となりました。調査の結果は主報告書と五つの附録にまとめました。

ネパールに於ては水力発電のポテンシャルは大きいのでありますが、ある程度の規模を具えた水力計画を実現させるほどにはその電力需要は大きくありません。しかし一方、ネパールと

インドの間に電力交換に関する基本的な合意が成立しております。この合意は両国の国境附近の町に於ける電力不足を解決しようとするものでありますが、これは又、ネパールの電力の、それが安価に出来る限りにおいて、市場性を拡大するものであるという事ができます。

この様な状況に於て、我々が問題に対してとった方法は、ネパールの水力開発を三つのタイプに分け、その各々に異つた開発の構想を適用しようとするものであります。第一のタイプは恒久的にインドに電力を供給しようとするものであります。インドの電力需要は非常に大きいため、水力開発は必然的にスケールメリットを追求した大規模の開発たらざるを得ません。このタイプの開発で優先順位の高いプロジェクトとして考えられるものは Karnali 河に於ける Chisapani 計画と Marsyandi 河に於ける Marsyandi 計画であります。第二のタイプのプロジェクトは国内の経済成長を妨げる事なく、国内の電力需要を常にみたす様に計画されるべきものです。余剰電力はインドに売る事はできますが、発電所の余剰容量は国内需要がその容量に達しないまでにかぎって利用可能という事になります。この場合にはプロジェクトの規模と、その開発時期が考慮を要する要素となり、投下資本を最小にする様な最適開発順位を決める事が必要となつてきます。我々のスタディではかなりの努力がこの為に払われました。その結果 Bagmati 河 - East Rapti 河の Kulikhani No.1 と No.2 , Sapt Gandaki 河の Dev-Ghat, Kankai Mai 河の Kankai 等のプロジェクトがそれぞれ開発順位の高いプロジェクトと考えられます。第三のタイプは非常に小規模なマイクロプロジェクトで農村地域の電化を目的とするものであります。この種のプロジェクトは国民生活向上の見地から非常に重要なものではあります。それらは機会ある毎に逐次開発されるべき性質のものであり、我々のスタディでは取扱つておりません。

我々のスタディで開発順位が高いと考えられるプロジェクトの中には基本的調査がまったくなされていないものもあります。これらについては早急に測量及び地質調査をなし、フィジビリティ・スタディ実施の可否を確かめる必要があります。

この報告書に述べた開発の構想、及びそれから導かれた結論は各種の国家計画の方向づけに役立つばかりでなく、それらはきわめて弾力的であり将来の状況変化に対しても充分適応出来るものであると信じます。

終りに我々はこの興味ある作業を為し得た事を非常な喜びとするものであります。

1974年9月

日本工営株式会社
社長 橋本敏男

要 約

1. ネパールの電力は中央供給系統(CNPS)、単独の公共事業系統(このうち あるものは民間会社により運営されている)工場所有の自家用発電設備によつてまかなわれている。これに加えて、インド、ネパール両国の協定によつて国境附近の町では電力の売電、受電が行なわれている。ネパールの各開発区の発電設備容量、電力交易量を下の表に示す。この開発区とは国内各地区の均衡のとれた経済成長を目的として設けられた地域で、国家計画委員会の指導の下にある。

開 発 区	発 電 設 備 容 量 (kW)				電 力 交 易 量 (kW)	
	水 力	火 力	ディーゼル	合 計	輸 入	輸 出
Surkhet (Far Western)	-	125	570	695	2,000	-
Pokhara (Western)	1,050	750	1,187	2,987	1,300	-
Kathmandu (Central)	31,620	1,000	9,978	43,198	1,500	5,000
Dhankuta (Eastern)	240	1,400	5,115	6,775	7,700	-
合 計	32,910	3,875	16,850	53,635	12,500	5,000

2. Kathmandu 開発区内の主要都市は、CNPS系統から受電している。Kathmandu と Hetaura - Birganj 周辺はこの国の経済活動の中心で、電力需要も大きい。

Pokhara 開発区は未だ十分に開発されていない。ここではCNPS系統に接続する132KVの送電線が現在建設中で1975/76年に完成の見込みである。Dhankuta 開発区は広大な Terai 平野をカバーしている。この平野は肥沃な地帯で、米作ジュートの作付に適している。ジュートの生産及び森林資源で有名な Biratnagar は現在最大の工業地帯となっている。しかしこの地域はこれまでに電力開発が充分になされておらず、インドから電気を輸入するようになった最近までそうとうに需要がおさえられてきた。Surkhet 開発区は最も開発のおくれているところである。この地域では Nepalganj がただ一つの大きな町でこの地域の工業地帯となっている。

3. 上記、四地区に於る1989/90年までの電力需要の予測を次に示す。

年	Kathmandu		Dhankuta		Pokhara		Surket		Total	
	Peak (MW)	Energy (GWh)								
1972/73	21.28		4.26		1.62					
1973/74	30.6		8.81		8.11		0.84		42.86	
1979/80	65.0	287.0	18.69	0.55	7.78	34.1	2.24	7.8	98.71	394.4
1984/85	105.5	455.0	84.85	121.0	158.4	0.73	4.46	15.0	1596.5	658.9
1989/90	155.0	660.0	62.78	220.0	24.8	105.0	78.5	27.5	2499.8	1020.5

4. ネパールの包蔵水力は大きいですが、上に示した電力需要から見て大規模な水力開発に着手することには問題がある。しかし、インド、ネパール間に電力の売買に関する協定がある。これは両国国境沿いの都市への電力供給を目的とするものであるが、ネパールでの余剰電力をインドへ売電するというをも可能にしている。

ネパールにとって電力市場の拡大が考えられるのはインド東部および北部だけである。これらの地区に於る電力需要の伸びは次のように予測される。

インド東部及び北部の電力需要

年	北部地区		東部地区		合計	
	Peak (MW)	Energy (GWh)	Peak (MW)	Energy (GWh)	Peak (MW)	Energy (GWh)
1969/70	2,378	1,249.0	1,702	9,752	4,080	2,224.2
1974/75	4,811	2,290.6	2,807	15,397	7,618	8,830.3
1979/80	9,344	4,911.2	4,947	20,001	14,291	7,511.3
1984/85	16,318	8,576.7	8,411	44,208	24,729	12,997.5
1989/90	26,281	13,813.3	13,793	72,496	40,074	21,062.9

5. ネパールに於る水力開発はインド市場を考慮に入れて、大規模、中・小規模、及びマイクロ・プロジェクトの三種類に区分する事が出来る。この区分はそれぞれのプロジェクトの開発方式によつてなされている。大規模な開発は、確実に一定量をインドに売電する様に計画され

る。中・小規模の開発は、国内の電力需要を充たすことを主目的とし、余剰電力のみをインドへ売ることとする。マイクロ・プロジェクトは非常に小さな開発で農村地区の電化を目的とする。これら規模の違ったプロジェクトに対しては、それぞれ異つた開発の構想を必要とする。

6. 大規模開発では、KW価値、KWh価値の両方がインドに売られることになるが、売電価格はその時のインドの電力事情に左右される。将来はベースロード用としてもつと多くの原子力発電が行なわれる事になると考えられる。原子力発電でベースロードを受けもち、火力発電でピークロードをまかなう場合、全体の負荷率を60%とした時、その発電コストは1974年初頭の価格で11 mill/KWhと算定される。従つてこれより安い価格の電力を供給する事の出来る計画が大規模開発として取り上げられる事となる。このような考え方から選ばれる大規模プロジェクトとしては次の4つが考えられる。

- 1) Chisapani Project (1,800MW), Karnali Basin
- 2) Marsyandi Project (510MW), Sapt Gandaki Basin
- 3) Kali Gandaki No.1 Project (1,500MW), Sapt Gandaki Basin
- 4) Lakarpta Project (1,200MW), Karnali Basin

これらのプロジェクトの開発優先順位は上の順序通りである。Chisapani プロジェクトに対しては既にフィージビリティ・スタディが為されている。Marsyandi プロジェクトは現場への交通の便がこの国としては非常に良いことが有利となつている。他のプロジェクトに対してはプロジェクトの経済性から優先順位がついている。これらのプロジェクトの諸元を次表に示す。

プロジェクト名	発電設備容量 (MW)	年間発生電力量 (GWh)	建設費 (10 ⁶ US\$)			年費用 (10 ⁶ US\$)	年便益 (10 ⁶ US\$)	費用便益比
			ダム及び発電所	送電線	合計			
Chisapani	1,800	8,350	548	17	565	47.5	91.8	1.9
Marsyandi	510	3,190	181	7	188	15.8	20.7	1.7
Kali Gandaki No.1	1,500	7,720	478	17	495	41.6	73.7	1.8
Lakarpta	1,200	5,540	520	9	529	44.4	60.9	1.4

7. 中・小規模の開発は各地区ごとに計画され、各地区内の需要を充たすことを第一の目的とする。

Kathmandu 及び Pokhara 開発区は1975/76年ごろに系統がつながるが、新しいプロジェクトが入ってくるようになるのは早くて1978/79年頃であるから、この二地区は一つの系統として扱った。これらの地区の水力開発計画を立てる場合には域内需要を常に充たす様なプロジェクトの系列を考え、その系列のプロジェクト費用の現在価値合計が最小になるような最適開発順位を考える。割引率を0%とし、このような最適開発順位をスタディした結果次のような開発順位が提案される。

- 1978/79年 Kulikhani No.1 Project (46MW) ¹
- 1982年 Kulikhani No.2 Project (26MW) ¹
- 1984/85年 Dev-Ghat Project (150MW)

これらのプロジェクトは一連の開発計画に入れられており、その一連の計画はそれぞれ最適である。従つて個々のプロジェクトの費用便益を比較する必要はない。しかしこれら水力開発が火力開発に比べて有利であることを示す為、プロジェクトの年費用、年便益を計算すれば下表の通りになる。この場合、KW価値、KWh価値はそれぞれ63 US\$/KW、20 mill/KWhとしている。余剰電力のインドへの売電は特に重要でなく、安く決められるものと考えられる。ここでは売電価格を6 mill/KWhと仮定して計算した。

プロジェクト名	発電設備容量 (MW)	年間発生電力量 (GWh)	建設費 (10 ⁶ US\$)			年費用 (10 ⁶ US\$)	年便益 (10 ⁶ US\$)	費用便益比
			ダム及び発電所	送電線	合計			
Kulikhani No. 1	46 ¹	201	48.0	1.4	45.0	8.7	6.0	1.8
Kulikhani No. 2	26 ¹	103	12.2	2.9	15.1	1.2	3.6	3.0
Dev-Ghat	150	1,190	68.1	8.1	76.2	6.2	19.1	3.1

8. 上記の一連の計画には含まれていないが、Bagmati 河の Bagmati プロジェクト、それに Kulikhani No. 3 プロジェクトを見のがす事は出来ない。Bagmati プロジェクトは多

¹ 初期の数値。最終値については47頁の脚註参照。

目的開発で、水力発電に関する限り、非常に有利である。しかし、プロジェクトの主目的がかんがいであり、関連かんがい設備に多額の初期投資を必要とする。その為このプロジェクトの実施は水力発電よりも、かんがいによつて支配されることになる。Kulikhani No.3 プロジェクトは、Kulikhani No.2 プロジェクトに引き続いていつ実施してもよいと思われる。それは、No.2 プロジェクトの完成後は現場への交通の便が良くなり、又、No.2 プロジェクトに使用した建設機械や設備の利用が可能となる事など、一連の計画のスタディに考慮されにくい利点があるからである。もしこれらのプロジェクトが入つて来れば、前述のプロジェクトの一連の計画は、新しく入つたプロジェクトを考慮して多少修正をすればよい。

9. Kankai Mai 河の Kankai プロジェクト (33 MW) は D'hankuta 開発区の電力供給を目的とする。これもかんがい、発電、洪水防弊を含む多目的開発である。Kankai プロジェクトはインドからの電力輸入をストップし、又、火力発電の大部分をとめたとしても、1985/86年までの域内需要を充たすことが出来る。それまでにはCNP S系統とこの地域を結ぶ132KVの送電線が完成されている筈であり、東部と西部の電力系統がつながる。前述のKathmandu 開発区のプロジェクトとこのKankai プロジェクトは統合されたCNP S系統の電力需要を1991/92年まで充たすことが出来る。Kankai プロジェクトの概要を示せば次のようになる。

Kankai プロジェクト

発電設備容量 (MW)	33	
年間発生電力量 (GWh)	156	
建設費 (10 ⁶ US\$)	12.6	(ダム建設費の5%が発電部門に割り当てられている)
ダム及び発電所		
送電線	3.6	
合計	16.2	
年費用 (10 ⁶ US\$)	1.3	
年便益 (10 ⁶ US\$)	4.4	
費用便益比	3.4	

10. Surket 地区に於る需要の伸びは非常に小さく、この地区にはマイクロプロジェクトの開発が適している。考えられる中・小規模のプロジェクトとしては Nepalganj へ電力を供給する Sarda プロジェクト (49 MW) があるのみである。

Nepalganj はこの地区の主要都市であるが、1973/74年の電力需要は600KWにすぎず、Sarda プロジェクトの発電設備容量に到達するには30年以上を要する。プロジェクトの経済性を成り立たせる為には、KW価値 kWh 価値の両方をインドに売る必要がある。

11. マイクロプロジェクトとは、大部分容量が100KW以下の非常に小さいものであり、農村地域の電化を目的とするものである。これらのプロジェクトは国民福祉の面から重要であると考えられる。マイクロプロジェクトのKW価値 kWh 価値は代替火力のコストより計算するとそれぞれ94 US\$/KW, 54 mill/KWhである。これらのプロジェクトについては本報告書では触れないが、上記のKW価値, kWh 価値からみて有利なプロジェクトがあれば必要に応じて開発してゆけばよいであろう。

12. 大規模プロジェクトの開発に当つては、実施に先立つて解決しなければならない多くの複雑な問題がある。現時点ではごく一般的なもの以外に実質的な意味をもつ実施計画を作る事は出来ない。

一方、中・小規模のプロジェクトは、域内の電力需要を常に充たすことが出来るように開発されなければならない。財政面での計画をプロジェクトの調査、建設に先立つて立てる必要がある。これまでに提案された中小プロジェクトは次の様である。

プロジェクト名	開発区	発電開始時期
Kulikhani No. 1	Kathmandu	1978/79
" No. 2	"	1982
Dev-Ghat	"	1984/85
Kankai	Dhankuta	1978/79
Interconnection of Dhankuta to CNPS		1985/86

これらのプロジェクトに対する年次別投資計画を次に示す。

年 次	投 資 額 (10 ⁶ US\$)
1974/75	0.7
75/76	20.08
76/77	38.03
77/78	19.59
78/79	2.72
79/80	11.70
80/81	22.04
81/82	23.55
82/83	21.74
83/84	13.89 ¹
84/85	3.76
85/86	1.38

13. 本報告書にとりあげたプロジェクトは決してすべてを網羅したものではない。これらプロジェクトの発電設備容量の合計は、この国の包蔵水力から見てほんの一部でしかなく、この他にも、技術的、経済的にみて採り上げられるべきプロジェクトがある筈である。今後の調査研究が望まれる所以である。主要河川については、個々のプロジェクトが将来お互いに妨げになることのないよう、一貫した開発計画に対する調査が行なわれるべきである。又、Bagmati 河クラスの河川に対する調査がもっと行なわれることが望ましい。このクラスの河川に於ける開発計画は、規模からみて早期実施が有利である。多目的開発に対する可能性の検討は、是非する必要がある。

¹ Dev - Ghat 以後のプロジェクト費用は含まれていないが、この年あたりから次のプロジェクトの準備をはじめべきであろう。

目 次

	ページ
第 1 章 ネパール国の概況	1
第 2 章 電力供給の現況	7
2.1 概 説	7
2.2 電力供給機構	7
2.2.1 ネパール電力公社 (NEC)	7
2.2.2 政府電気局	7
2.2.3 Butwal 電力会社 (BPC)	8
2.2.4 Marang 水力発電会社 (民営)	8
2.2.5 Dharan 電力会社 (民営)	8
2.2.6 自家用発電所	8
2.2.7 電力供給機構別の発電量及び売電量	8
2.3 開発区別の電力供給	9
2.3.1 Kathmandu 開発区 (中央区)	9
2.3.2 Dhankuta 開発区 (東区)	10
2.3.3 Pokhara 開発区 (西区)	11
2.3.4 Surkhet 開発区 (極西区)	11
2.4 財 務 情 況	12
第 3 章 電力需要の予測	17
3.1 電力開発を必要とする環境	17
3.2 電力需要の予測方法	19
3.3 開発区別の電力需要	20
3.3.1 Kathmandu 開発区	21
3.3.2 Dhankuta 開発区	21
3.3.3 Pokhara 開発区	22
3.3.4 Surkhet 開発区	22
3.3.5 拡大統合された CNPS 系統の負荷	22
3.3.6 電力需要予測のマクロ的検討	23
3.4 インドの電力需要予測	24

第 4 章	水力開発の妥当な投資尺度	3 8
4. 1.	火力発電による代替費用	3 8
4. 2	水力発電の電力価値	3 8
4. 3	インドへの電力輸出	3 5
第 5 章	ネパール国の包蔵水力	3 7
5. 1	ネパールの河川	3 7
5. 2	包蔵水力	3 8
第 6 章	水力開発計画	4 1
6. 1	水力開発の基本構想	4 1
6. 2	有望な水力開発地点	4 2
6. 3	大規模開発	4 2
6. 4	中・小規模開発	4 5
6. 4. 1	概説	4 5
6. 4. 2	Kathmandu 及び Pokhara 開発区 (CNPS 系統)	4 5
6. 4. 3	Dhankuta 開発区	4 8
6. 4. 4	Surket 開発区	4 8
第 7 章	送電系統	5 7
7. 1	Kathmandu 及び Pokhara 開発区	5 7
7. 2	Dhankuta 開発区	5 8
7. 3	Surket 開発区	5 8
7. 4	電力系統の連結	5 8
第 8 章	プロジェクトの経済性の評価	6 1
8. 1	大規模開発	6 1
8. 2	中・小規模の開発	6 3
8. 2. 1	Kathmandu 及び Pokhara 開発区	6 3
8. 2. 2	Dhankuta 開発区	6 5
8. 2. 3	Surket 開発区	6 6
第 9 章	水力開発計画に対する投資計画	7 1
9. 1	概説	7 1
9. 2	投資計画	7 1
第 10 章	今後の調査の必要性	7 5

参 考 文 献 77

調 査 団 の 旅 程 79

付 録

1. 水力発電開発計画
2. プロジェクトの開発順位を定める方法とその応用
3. 電力事情及び需要予測
4. 水 文
5. 地 質

添 付 図

	ページ
図 1. ネパール概要図	5
図 2. ネパールの電力供給系統図	15
図 3. カトマンズ(中央)地区の需要予測	26
図 4. 中央地区の部門別電力需要の予測	27
図 5. DHANKUTA(東区), POKHARA(西区)及びSURKHET (極西区)地域の電力需要予測	28
図 6. 広域化されたCNPS系統の需要予測	29
図 7. 1961年, 1966年におけるアジア, 南アメリカ諸国の GNPと発電量の相関関係	30
図 8. インド概要図	31
図 9. インドの電力需要予測	32
図 10. 水力発電開発計画地点	51
図 11. KARNALI河の縦断図	53
図 12. SAPT GANDAKI河の縦断図	54
図 13. SAPT KOSI河の縦断図	55
図 14. 中央区-西区-東区の統合電力需要予測	56
図 15. ネパールの送電系統図	59
図 16. 投資計画	73

添 付 表

	ページ
表 1. 電力供給機構別の発電量及び売電量	8
表 2. NEC の総収入 (項目別)	12
表 3. NEC の減価償却費を含む運営経費 (項目別)	13
表 4. ネパール国の人口	18
表 5. ネパール国の電力需要	20
表 6. ネパール国の国内総生産額	28
表 7. ネパール国の将来のGDP, 発生電力量及び人口	24
表 8. インドの電力需要	24
表 9. インドのピーク電力及び電力量の需要予測	25
表 10. 火力発電所の費用	33
表 11. 火力と比較した時の水力の電力価値	34
表 12. 河川別包蔵水力及びその縦断的分布	38
表 13. 水力発電計画地点	48
表 14. 大規模プロジェクトの費用・便益	62
表 15. CNPS系統に於けるプロジェクトの費用・便益	65
表 16. KANKAI プロジェクトの費用・便益	66
表 17. SARDAプロジェクトの費用・便益	68
表 18. 投資計画の要約	72

略語，単位及びネパール暦

略語	ADB : アジア開発銀行 (Asian Development Bank)
	BPC : ブトワル電力会社 (Butwal Power Company)
	CNPS : 中央ネパール電力系統 (Central Nepal Power System)
	GNP : 国民総生産 (Gross National Products)
	GDP : 国内総生産 (Gross Domestic Products)
	NEC : ネパール電力公社 (Nepal Electricity Corporation)
	OTCA : 海外技術協力事業団 (Overseas Technical Cooperation Agency)
	UNDP : 国連開発計画局 (United Nations Development Program)

単位	KW : キロワット
	MW : メガワット (千キロワット)
	KWh : キロワット時
	MWh : メガワット時 (千キロワット時)
	GWh : ギガワット時 (百万キロワット時)
	KV : キロボルト
	Rs : ネパールルピア Rs 1 = 0.1 米ドル

ネパール暦

ネパール会計年度は7月16日から翌年の7月15日である。
従って、1970/71あるいは70/71は1970年7月16日から
1971年7月15日までを意味する。

第 1 章 ネパール国の概況

ネパール王国はヒマラヤ山脈の南に位置し、インドと中国領チベット高原の間にはさまれ、北西から南東にのびている。その面積は141,000Km²、南北の幅180Kmないし240Km、東西の長さ800Kmで長方形をしており、北緯26°20'~30°10'、東経80°~88°15'の間にある。

ネパールは地理的に四つの地域、すなわち(1) Terai 平野 (2) 内(うち) Terai 地帯 (3) 丘陵地帯 (4) ヒマラヤ地帯に分けることができる。Terai 平野は広大なガンジス平野の北の縁部を占め、インドとの国境線に沿って広がり、標高60mから300m、幅20Kmから40Kmの細長い沖積平野である。内 Terai 地帯は Siwalik 山脈と Mahabharat 山脈に囲まれた地域に散在する盆地であり砂礫と沖積層よりなっている。北のヒマラヤ山脈と南の Mahabharat 山脈の間には丘陵地帯と呼ばれる広大な山地がある。この地帯は海拔1,200mから3,000mの山々のつらなりで、その間を河川が峡谷を為して横切っている。ヒマラヤ地帯はこの丘陵地帯と平行に、ヒマラヤ主峯の両脇に位置する。この地帯は雪線から万年雪をいただく主峯の間にあり、巨大な氷河峡谷も含んでいる。

ネパールの降雨は主として夏の南東季節風によつてもたらされる。この季節風は普通6月から9月末ごろまで続く。ネパールの年間降雨量は地域によつてその差が著しく、500mm以下の地域がある一方で、ヒマラヤ地域には年間3,500mm以上の雨が降る所もある。一般に、西部の雨は東部より少ない。全国の平均年間降雨量はおおよそ1,500mmである。この豊富な雨量と急峻な地形はこの国に巨大な水力開発のポテンシャルをもたらしている。

この国は世界最大とも言うべき高度差が細長い土地にある為、その気候は極寒帯から熱帯までを含み極めて多様である。海拔5,000m以上のヒマラヤ地帯は万年雪におおわれているが、一方 Terai 平野の低地では夏は最高気温44℃にも達し冬でも氷点以下に下らない熱帯性の気候である。

水資源開発の見地からみてネパールは三大水系、すなわち国の東から西にかけてSapt Kosi, Gandaki(Narayani),Karnaliの三つの水系に分けられる。Sapt Kosi は七つの河の総称でありネパール東部を流れる Sun Kosi, Indra Vati, Tama Kosi, Likhu Khola, Dudh Kosi, Tamor 及び Arun の七つの支流からなっている。これらの流域は一般に Kosi 流域として知られている。中央ネパールには Gandaki 河が流れており、Darondi,

Seti, Madi, Kali Gandaki, Marsyandi, Buri Gandaki 及び Trisuli の七つの支流からなっている。またネパール西部を流れる Karnali 河は, Bheri, Seti, Humla Karnali の三つの主な支流がある。ネパールには上で述べた三大水系の外に, 中級河川としてインドとの西部国境沿いに流れる Mahakali 河, 西部の Babai 河と West Rapti 河, Kathmandu 盆地に源を発する Bagmati 河及び東部を流れる Kamla 河と Kankai 河がある。又, 無数の小級河川が Siwalik 山脈から発して Terai 平野を横切っている。ネパールの地表水の 70% を三大河川が占め, 中級河川が 21%, 残りを小級河川が占めている。

ネパールの行政区域は図 1 に示す様に 14 の県 (Zone) と 75 の郡 (District) に分けられる。これらの県の多くは 4 つないし 5 つの郡からなっている。郡の下には大小さまざまな町や村がある。

1973 年 ネパール政府は地域的に均衡のとれた経済成長を図る為に四つの経済開発区を定めている。これらは Surkhet 区 (又は極西区), Pokhara 区 (又は西区), Kathmandu 区 (又は中央区), Dhankuta 区 (又は東区) と呼ばれる。各地区は国家計画委員会 (National Planning Commission) の管轄下にあつて, それぞれの地区の開発の責任を負う。

現在ネパールの人口はおおよそ 1,200 万人で年間約 2% の人口増加率である。人口の約 1/3 が Terai 平野及び内 Terai に, 又 2/3 が丘陵地帯に住む。Kathmandu 盆地には約 80 万人, Biratnagar に約 6 万人, Birganj に約 3 万が住んでいる。丘陵地帯に於てはその経済開発が遅れている事と, 厳しい自然環境及び過密人口とがあいまつて, 町や Terai 平野への人口の移住が顕著になつてきている。

ネパールは本質的には農業国であり, 人口の 90% が農業及び農業を基盤とする産業に従事している。1 人当りの国民総生産 (GNP) は現在約 90 ドルと推定される。GNP の約 2/3 は農業部門での生産であり, 農産物の輸出は総輸出額の約 90% を占めている。主な輸出品は, 米, トウモロコシ, 種子油, 黄麻, 茶, 酪農製品である。

ネパールに於て工業開発のハンディキャップとなつているのは, 地下資源の乏しさと港までの距離が遠い事である。しかしこの国は壮大な美しい景色に恵まれており, 観光開発によつて前述のハンディキャップを補っている。その豊富な水資源もまた, この国の経済的及び社会的

発展に大きく役立つものと考えられる。

良好な交通網は経済開発の必要不可欠の条件である。1960年代の初めまでのネパールの交通網は極めて貧弱な状態であつた。しかし現在では車の通行可能な道路は3,000Kmに達し、その40%は舗装されている。注目すべき建設事業としては、チベットから Kathmandu に通じるハイウエー、Kathmandu から Birganj を経てインドとの国境に至るハイウエー（これはカルカッタに通じ、ネパールの経済的大動脈である）、及び Terai 平野の両端をつなごうとする半分完成された東西ハイウエーがある。最近 Kathmandu - Pokhara 及び Pokhara - Bhairwa の道路が完成し、それによつて Pokhara はネパールの観光の中心地となつた。

航空路はネパールの様な山国にとつては内陸交通の重要な手段である。ネパール王国航空会は DC-3 型級の航空機で15の空港の間を運行している。丘陵地帯には又小型飛行機やヘリコプター用の滑走路が多くある。Kathmandu を含む5個所の空港はアジア開発銀行（ADB）の援助によつて国際的水準に達する空港に拡張中である。

大部分の主要都市は政府運営の無線網で連絡されているが、これらの通信施設は需要の増大につれて容量不足となりつつあり、政府は全国をカバーするマイクロウエーブ ネットワークの導入を計画中である。

ネパールの財政は非常に健全で外貨保有高は着実に増加しており、1978年7月半ばで1億4,800万ドルに達している。国際貿易収支は1965年以降からは黒字であり、最近では毎年800万ないし1,000万ドル相当の外貨収支の余剰を外貨保有高に加えている。しかし石油危機に依る世界的なインフレーションは輸入品の値上がりをもたらし、ネパールの経済に大きな影響を与えつつある。

従つて火力発電所から供給されているエネルギーや石油による暖房・照明などはできるかぎり豊富で安価な水力に切り替えていくべきであると思われる。

FIG. 1 GENERAL MAP OF NEPAL

SURKHET DEVELOPMENT REGION
(FAR WESTERN REGION)

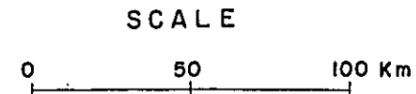
POKHARA DEVELOPMENT REGION
(WESTERN REGION)

DHANKUTA DEVELOPMENT REGION
(EASTERN REGION)

KATHMANDU DEVELOPMENT REGION
(CENTRAL REGION)



- ZONAL HEAD QUARTER
- DISTRICT HEAD-QUARTER
- LIMIT OF DEVELOPMENT REGION



第 2 章 電力供給の現況

2.1 概 説

ネパールの電力は現在中央電力系統 (C N P S) , 多数の小規模公共事業系統 (その幾つかは民間経営) , 工場の自家用発電及びインドからの輸入に依つてまかなわれている。

ネパールの総発電設備容量は 1973 年末に於て 53,635 KW である。そのうち水力が 61% , ディーゼルが 32% , スチームが 7% で、その詳細は付録 3 の表 3.1 に示してある。インドからのエネルギーの輸入はネパールとインド両国間の協定により Terai 平野の国境付近の町に供給されている。1972/73 に於ける電力の輸入はピークで 3,620 KW であつた。またネパールは Birganj からインドの Raxual にいくらかの電力を輸出している。電力の交換に関する詳細は付録 3 の表 3.2 に示してある。

ネパールの電力消費 (公共事業系統のみ) は 1972/73 年で 63,244 MWh であつた。その既設の電力設備は図 2 に示す通りであり、以下にその説明をする。

2.2 電力供給機構

総発電設備の約 90% は公共事業であり次にのべる機構に依つて運営されている。残り 10% の設備は工場の自家用発電設備である。

2.2.1 ネパール電力公社 (N E C)

N E C は政府企業体として C N P S 系統 (Sun Kosi 水力発電所を除く) と Bharatpur のディーゼル発電所を運営し Kathmandu 盆地, Hetaura - Birganj 回廊, Chituan 盆地, 及びこれらの隣接地域に電力を供給しており、その設備容量は 1972/73 年で 29,854 KW, その内、水力 21,570 KW, ディーゼル 8,284 KW である。

2.2.2 政府電気局

政府の水力省電気局はネパールの電力開発の計画及びその実施を行う。電気局は C N P S 系統にカバーされていない町、すなわち Mahendrangar, Dhangarhi, Nepalganj, Bhairawa, Palpa, Pokhara, Rajbiraj, Gaur, Malangwa, Bhadrapur, その他の Terai 平野地域にある国境の町に、小さな単独の系統で電気を供給している。電気局の総設備容量は 13,767 KW, その内、水力が 11,290 KW, ディーゼルが 2,477 KW である。その他に電気局は 1972/73

年に於て約 2,570 KW をインドから受電している。

2.2.3 Butwal 電力会社 (BPC)

BPC は民営の会社であるが電気局も又その経営に参加している。この会社は Tinau Khola に 1,000 KW の水力発電所を建設する為に出来たものである。現在 BPC はディーゼル 115 KW, 水力 50 KW の設備で Butwal に電気を供給している。

2.2.4 Morang 電力会社 (民営)

この会社はディーゼル発電設備容量 1,695 KW 及びインドの Kataiya 変電所からの輸入電力 2,000 KW によつて Biratnagar 地区に電気を供給している。両国政府の協定による輸入電力の上限は 6,000 KW である。

2.2.5 Dharan 電力会社 (民営)

ネパール工業開発公社所属の会社であり、ディーゼル設備容量 212 KW を持ち Dharan に電気を供給している。Dharan と Biratnagar は 33 KV の一回線送電線でつながっている。

2.2.6 自家用発電所

民間経営の工場が所有し運営している自家用発電設備は各地に散在し、その総設備容量は、7,942 KW に達する。

2.2.7 電力供給機構別の発電量及び売電量

1967/68 と 1972/73 両年度の自家用発電を除いた上記の電力供給機構別の発電量及び年間売電量の内訳は次の表の通りである。

表 1 電力供給機構別の発電量及び売電量

機 構	発 電 量 (KW)		消 費 者 数		年 間 売 電 量 (MWh)	
	67/68	72/73	67/68	72/73	67/68	72/73
電 気 局	5,588	13,767	2,314	4,000	1,972	1,288
N E C	17,636	29,854	21,552	52,781	18,745	55,965
Morang	1,704	1,695	1,151	1,899	8,414	5,269
Dharan	212	212	481	719	200	442
B P C	115	165	—	586	—	280
合 計	25,498	45,098	26,451	59,985	24,762	68,244

表で示した通り1972/73年の消費者数及び売電量は1967/68年に比較しそれぞれ230%、250%増加した。

2.3 開発区別の電力供給

2.3.1 Kathmandu 開発区 (中央区)

この地区は Bagmati, Janakpur, 及び Narayani の各県を含み、その電気はNEC管理の中央電力供給系統(CNPS)に依つてまかなわれている。しかし又、工場所有の自家発電設備も幾らかある。この地区の発電設備容量はCNPSと自家発電を含めて43,198KWであり、詳細は付録3の表3.3にある。

CNPSの水力発電所はすべて流れ込み式であり、そのため31,620KWの発電設備は乾季においてそのピークが20,540KWにおちる。

この電力系統の尖頭負荷及び発電量は1971/72年に於てそれぞれ17,500KW, 65,964MWhであつた。系統の電力損失は過去数年間漸減の傾向にあるがそれでも1972年に38%という高い数字を示している。この様な高い損失率の原因は配電系統の不備の外に計量されない電気の使用があるものと考えられる。

Trisuli 発電所は66KV, 二回線送電線で Kathmandu と Birganj につながっている。Sunkosi 発電所と Kathmandu は66KV, 一回線の送電線で結ばれている。

Kathmandu 盆地, Hetaura - Birganj 及び Terai 平野地域には11KV, 3.3KV, 400/230Vの配電線が完備している。

ネパールとインドとの間の電力交換協定によればネパールは Birganj の向いにあるインド領の国境の町, Raxual に5,000KWまで送電する事になつている。この供給は1972/73年に、ピークで1,300KW, 送電量で1,750MWhとなつている。

CNPS系統の発電量及び電力消費の統計資料は付録8-表3.5にある。

この地区での電力施設の増設計画としては、設備容量15,000KWのGandaki 発電所が現在インドによつて建設中である。Gandaki 発電所から Bharatpur を経て Hetaura までの新しい132KVの送電線約75Kmも又ADBの借款で建設中である。Trisuli 河の

Devighat 発電所は設備容量 14,000KW で、現在設計段階にある。

2.3.2 Dhankuta 開発区（東区）

Dhankuta 開発区は東ネパールの Sagarmatha, Kosi 及び Mechi の各県を含む。この地区は全国で二番目に大きい電力市場であるにもかかわらず、今までの電力開発に十分な配慮がなされず、インドから電力を輸入するようになった。最近まで、電力不足の為に需要が抑えられてきた。そのために民営工場の大部分は今でも自家用発電設備をもっている。この地区に電力を供給しているのは主として Morang 電力会社, Biratnagar 黄麻工場, Dharan 電力会社及び政府の電気局であり、これら総発電設備容量は 6,755KW である。

Morang 電力会社は 1,695KW のディーゼル発電設備によつて Biratnagar に電気を供給している。

Biratnagar 黄麻工場は 1,400KW のスチームタービン 1 台と 425KW のディーゼル発電機 2 台を持ち、自家用の他に Raguphaati 黄麻工場やその他の工場に電力を供給している。

Dharan 電力会社は 1965 年 以来 212KW の発電設備容量で Dharan 地域に電気を供給している。Dharan にはほかに英国陸軍キャンプが自家用として 1,200KW のディーゼル発電機をもっている。Dhankuta は Mahabarat 山中の小さな古い町で 1972 年 以来 2×120 KW の小さな水力発電所に依り電化されている。これら発電設備の詳細は付録 3 の表 3.4 にある。

公共用電力の供給はインドの Bihar 系統からの輸入電力に依り増強されている。Bihar 系統からの電力は Kataiya 変電所で受け、33KV の二回線送電線に依つてネパールの Biratnagar 及び Dharan に供給しており、また別に Kataiya から Rajbiraj までの 33KV 送電線に依つて Rajbiraj 及び送電線沿いの小さな町に電気を供給している。

1972/73 年にインドの Bihar 系統から受けた電力はピークで 2,500KW、電力量で 4,591 MWh であつた。発生電力量及び消費電力量のデータは付録 3 - 表 3.6 に示してある。

設備容量の増設計画としては、Biratnagar に 5,000KW のディーゼル発電機をおいて、Biratnagar 及び Rajbiraj 地区の需要に応じようとしている。

2.3.3 Pokhara 開発区 (西区)

Pokhara 地区は Gandaki, Lumbini 及び Dhaulagiri 県から成り、比較的開発のおかれている地域である。Pokhara の町の電気は発電設備容量 4×250 KW の水力発電所から供給されているがその常時電力は 750 KW とされている。この町はヒマラヤの魅惑的な自然の景観を持つており、観光産業の伸びは著しく、又人口も急激に増している。このためその電力需要は以前に予想されたものよりもずっと大きくなつてきている。Pokhara から

Bharatpur に至る 66 KV の送電線が計画中であり、これが完成すれば Pokhara は CNPS の系統につながる事になる。それまでの間の需要をみたす為に 500 KW のディーゼル発電所を設ける事が考えられている。

Butwal 電力会社は水力容量 50 KW とディーゼル容量 115 KW をもっている。この会社は Butwal-Bhairawa 地区の電力需要を充たすため 1000 KW の水力発電所を建設中である。Bhairawa, Krishnagar, Taulihawa 及び Bahadurganj には小さなディーゼル発電所があるが、これは予備設備とされており、実際にはインドからの輸入電力を使っている。

Bairawa にある Mahendra 砂糖工場はネパール第二の工場で、約 500 KW のピーク需要は全部自家用のディーゼル発電機でまかなっている。

Palpa 郡の Tansen には、発電設備容量 289 KW のディーゼル発電機があり電気局が電気を供給しているが、燃料不足のために送電は夜の 4 時間に限られている。

この開発区の発電設備容量、発電量、消費電力に関する詳細は付録 3 - 表 3.4, 表 3.6 にある。

2.3.4 Surkhet 開発区 (極西区)

この開発区は Mahakali, Karnali, Bheri, Rapti 及び Seti 等五つの県からなつており、地域全体の発電設備容量は自家用を含めて 695 KW にすぎない。

Napalganj はこの開発区に於ける工業の中心であり、500 KW のディーゼル発電所により、電気局が 1972 年から発電している。この町は又、インドから 1000 KW までの電力を輸入する。1972/73 年の記録によれば、Napalganj での 9 ヶ月間のピーク及び発生電力量はそれぞれ 160 KW, 173.2 MWh であつた。

この他に電化されている町は、Mahendragar, Dhangarhi, 及び Kailabas である。Surkhet, Doti, Jumla 地区の電化のために小規模の水力発電所を現在計画中である。

この開発区の発電設備及び発電量、消費電力量等に関する詳細は付録 3 - 表 3.4, 表 3.6 にある。

2.4 財務 情 況

財務記録に関する資料があるのは NEC のみであり、ここにそれを示すことにする。

1971/72 年の NEC の財務状況は満足すべきもので、公社の総利益は運営費及び減価償却費を差し引いた残りが 859,000 ルピーであつた。その年の売電収入は 9,323,000 ルピー、雑収入が 806,000 ルピーで、総収入は 9,629,000 ルピーとなつている。運営費は 8,770,000 ルピーで減価償却 2,958,000 ルピー、ロイヤルティ 2,256,000 ルピーを含む。過去 5 年間の財務表を示すと表 2, 表 3 の通りで、電力料金体系に関する資料は付録 3 - 表 3.7 及び表 3.8 に示す。

表 2 NEC の総収入 (項目別)

単位：百万ルピー

区 分	1967/68	1968/69	1969/70	1970/71	1971/72
(1) 家庭用	4.304	5.077	5.672	5.963	6.338
(2) 工業用	0.645	0.491	0.680	0.799	0.942
(3) 商業用	0.582	0.549	0.746	0.1	1.155
(4) 大口需要	0.014	0.028	0.551	0.652	0.860
(5) 街路灯	0.095	0.088	0.077	0.099	0.097
(6) 雑収入	0.242	0.271	0.193	0.204	0.306
(7) 総収入	5.882	6.504	7.919	8.717	9.698
リベート	0.183	0.103	0.108	0.104	0.069
純収入	5.699	6.401	7.811	8.613	9.629
(8) 前年度比 増加率(%)	14.89	12.32	22.03	10.26	11.79

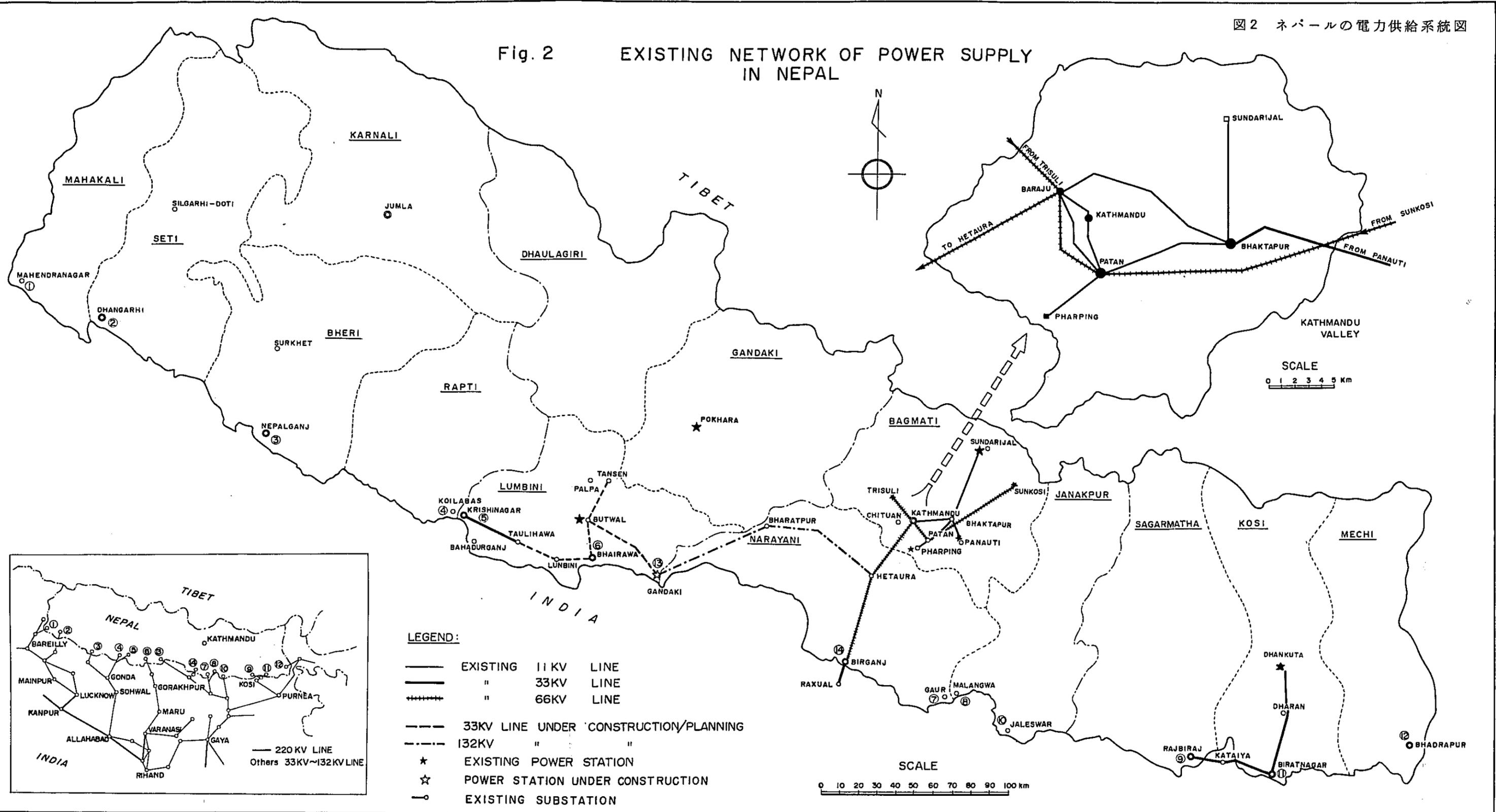
表 3 N E C の減価償却費を含む運営経費（項目別）

単位：百万ルピー

区 分	1967/68	1968/69	1969/70	1970/71	1971/72
(1) 水 力 発 電	2.046	2.053	2.035	2.041	2.043
(2) 内 燃 機 関	0.508	0.452	0.439	0.320	0.172
(3) 系 統 管 理	0.239	0.253	0.252	0.253	0.322
(4) 送 ・ 配 電	0.901	0.946	0.992	1.026	1.204
(5) 消 費 者 サービス	0.344	0.349	0.449	1.080	1.138
(6) 公 共 灯	0.046	0.041	0.041	0.034	0.051
(7) 一 般 施 設	0.916	1.063	1.347	1.495	1.584
(8) ロイヤルティー	0.076	0.090	2.121	1.889	2.256
合 計	5.076	5.247	7.676	8.138	8.770
(9) 前年度比 増加率(%)	78.32	3.37	46.29	6.01	7.76

図2 ネパールの電力供給系統図

Fig. 2 EXISTING NETWORK OF POWER SUPPLY IN NEPAL



第 8 章 電力需要の予測

3.1 電力開発を必要とする環境

ネパールは本質的に農業国であり、その最も重要な資源はおそらく森林と包蔵水力であらう。Kathmandu と Hetaura - Birganj 地帯は、国民経済の中心地であり、最も大きい電力需要の中心でもある。それに隣接している Chituan 盆地は非常に肥沃な土地であり Gandaki 河の水を揚水してかんがいする二つの大きなポンプ場が A D B の借款で建設中である。この地域は農業や製材工場及び製米工場などの農林業をベースとした産業の発展の可能性が大きい。

Pokhara 開発区の南は広大な Terai 平野で豊かな農業及び森林資源があり、農業又は木材をベースとした産業の発展の可能性が大きい。国内第二の砂糖工場が現在 Bhairawa にある。この開発区の北部はヒマラヤの魅惑的な自然の景観を持ち、観光事業関連の産業の発展が著しく、又人口も急激に増加している。それにつれて電力需要も予想以上に大きくなつてきている。

Dhankuta 開発区は広大な Terai 平野の東部を占め米及び黄麻の耕作に適する肥沃な土地である。Biratnagar は黄麻の産地として、又その森林資源で有名であり、古くからの工業の中心地である。インドの鉄道駅に近いという利点から、現在ネパール最大の工業地帯となつている。これらの有利な条件にもかかわらず、これまで Biratnagar 地区は電力開発に十分な配慮が与えられておらず、最近インドから電力が輸入されるに至るまで、その電力需要は供給不足から大きく抑えられてきた。この地区の黄麻工場やボール紙工場のような民営工場はほとんどディーゼル発電機で自家用発電をしている。もし水力発電が相当安価に電力を供給することができるのであれば、これらの工場はそのエネルギー源を公共用電力系統に切り替えることは確かである。

Surkhet 開発区はネパールで最も開発のおくれている地区である。やゝ大きな町としては Nepalganj があるのみで、この開発区における重要な工業地帯となつている。この町は交易の中心地でもあり、又インドへの出口でもある。製米工場、製油工場、砂糖工場及び木材をベースとする工業等が現在行なわれている。政府は大規模な近代的製油工場をここに建設する事を計画中であり、又、大規模な製紙工場の建設も考慮中である。

過去の人口増加の記録は国民の電力消費量を予測する上に重要な資料である。ネパールの人口は現在 1,200 万人と推定されている。過去に於ける傾向及び将来の予測人口は表 4 の通りでありその内訳は付録 3 - 表 3.14 にある。

表 4 ネパール国の人口

年 次	総人口(1000人)	人口増加率(%)
過去 ¹⁾		
1911	5,689	
1921	5,574	-0.12
1931	5,583	-0.08
1941	6,284	1.3
1961	9,413	2.0
1971	11,556	2.1
将来		
1979/80	13,591	1.9
1984/85	15,109	2.1
1989/90	16,797	2.1

¹⁾ 中央統計局

3.2 電力需要の予測方法

電力需要の予測は将来の経済開発計画に対する資料不足の為にかなり難しい。孤立した町の小さな電力市場は新しい工場や病院の設立の為に大きく影響され、あらかじめそれらを予測する事は殆んど出来ない。さらにまだ電化されていない町についてもその電力需要を予測しなければならない。

電力需要の予測には、現在電化されている地域と未だ電化されていない地域について、異つた方法を適用した。以下にそれを述べる。

(1) 電化された地域の需要予測

過去の電力消費の傾向から人口、電力消費水準、設備容量、地域開発の潜在力等の関連要素を考慮して経験に依つて将来の増加率を推定する。Kathmandu 地区(CNPS)に対しては、その消費電力を家庭用、工業用、商業用及び其の他の用途に分類して、それぞれに違つた増加率を適用した。総電力需要としては各々の用途別需要を合計しそれに損失を加えた。

CNPS 系統の電力損失は総発電量の 38%に当るが、将来は漸次改善されて終極的には 15%になるとした。

他の地区に対しては、各町の過去の総電力消費量だけの傾向から予測した。年増加率を需要予測に適用するに当つては各町の大きさやその特殊な条件を考慮に入れた。

(2) 電化されていない地域の需要予測

この地域に対する需要予測は家庭用及び工業用に区分して次のような経験的方法を適用した。

家庭用

需要家と人口の比	6%
需要家当りのピーク電力	200W
居住者1人当りのピーク電力	12W
需要家当りの年間消費電力量	400KWh

工業用

工業用需要家と全工場数との比	15%
工場当りのピーク電力	3kW
年負荷率	40%

これらの数値は国連刊行物からとつたもので¹小規模の発電計画に適用出来るとされている。

3.3 開発区別の電力需要

四つの開発区別に予測した電力需要の結果を次の表に示す。

表5 ネパールの電力需要

年次	Kathmandu		Dhankuta		Pokhara		Surkhet		全 国	
	尖頭電力 MW	電力量 GWh								
1972/73	21.2		4.26		1.62					
1974/75	30.6		8.31		3.11		0.84		42.86	
1979/80	65.0	282.8	18.69	72.0	7.78	34.1	2.24	7.8	93.71	396.2
1984/85	105.5	462.0	34.45	147.9	15.34	67.8	4.46	15.6	159.75	692.8
1989/90	155.0	666.0	62.78	275.0	24.8	105.0	7.85	27.5	249.93	1078.5

各開発区別の説明は次の通りである。

¹ “小規模電力開発”，経済・社会部，国際連合，1967

3.3.1 Kathmandu 開発区

この地区内の主な町はC N P S 系統に依つて供給されており、その系統のピーク需要の年増加率は20%以上である。この様に高い成長率はここ当分続くと考えられる。というのは、Kathmandu と Hetaura 地区に今後5年間に多くの中・小規模の工場やホテルの建設が計画されているからである。その他の大口需要家としては Chituan 盆地の灌漑計画でその必要電力は1976/77年に1,100KW, 1977/78年に2,200KW, 1979/80年に7,000KW である。この大口需要は系統の需要に当然加算される。

インドへの5,000KW までの電力の輸出はこの地区の需要として含まれる。

Kathmandu 開発区のピーク電力及び消費電力の需要予測を図3に、またその用途別電力需要の伸びを図4に示す。これらの需要予測の内訳は付録3, 表3.9に示す。又、月別発電量及びC N P S 系統の代表的負荷曲線は付録3, 図3.1, 図3.2, 図3.3に示す通りである。

3.3.2 Dhankuta 開発区

この開発区は Janakpur - Jaleswar, Lahan - Sirha, Rajbiraj, Biratnagar, Dhankuta 及び Bhadrapur 地区をカバーしている。これら地区について以下に略述する。

Janakpur - Jaleswar 地区…………… この地区のピーク需要は1973/74年で780KW であつた。ピーク需要の年増加率はここ当分は20%, 最終的には15%におちつくと予測される。

Rajbiraj 地区…………… この地区のピーク需要は1973/74年に670KW であつた。家庭用の需要の年増加率はここ当分は20%, 最終的には15%と予測される。この地区にはかんがい計画があり、1974/75年に1,000KW, 1975/76年に更に1,000KWを必要とする。かんがいの電力需要は普通の需要の伸びに加算される。

Lahan - Sirha 地区…………… 1975/76年のこの地区の人口は7,900人と推定される。この年の最初の電力需要は前述の経験式から147KWと算定される。その後はピーク需要は最初5年間は年率20%で伸び、最終的には15%となるとする。

Biratnagar 地区…………… Biratnagar 地区の1972/73年のピーク需要は2,823KW であり、これは最初は年増加率20%で伸び徐々に落ちて最終的には9%となるとする。他の地域…………… 既述の経験式を適用した。年増加率は最初20%, 徐々に落ちて最終的には15%となるとする。

Dhankuta 開発区の需要予測を図5に示す。その詳細は付録3-表3.10に示す通りである。

3.3.3 Pokhara 開発区

Pokhara の町は主要な観光中心地であり、多くのホテルがある。1973/74年のピーク需要は870KWであつた。最近は食品工業やその他の軽工業がこの地に興つてきている。ピーク需要の年増加率は当分20%、1983/84年に15%、その後は最終的に10%に落ちつくと予想される。

Bhairawa, Butwal, Tansing のピーク需要は Mahendra 砂糖工場を含めて1973/74年で1460KWであつた。現在これらの町と Gandaki 発電所をつなぐ33KVの送電線が建設中であり、これによつてここ当分はこの地域の電力供給は保証されるであろう。この様な状況とここ5年間にこの地域に立地する工業を考慮して、この地域のピーク需要は当分年増加率20%でのび、最終的に15%におちつくと予測する。

Pokhara 開発区のピーク需要の予測を図5に示す。詳細は付録3表3.11に示す。また Pokhara 開発区の代表的負荷曲線を付録3-図3.4に参考として示した。

3.3.4 Surkhet 開発区

Nepalgunj の1972/73年のピーク需要は約160KWであつた。しかし近いうちに新しい工場が建設される予定であり、1973/74年の電力需要を電気局では600KWと推定している。1973/74年以後 Nepalgunj のピーク需要の年増加率は最初20%、最終的に10%と推定される。

Mahendranagar及び Dhangarhi のピーク需要は、1972/73年でそれぞれ20KWと29KWであつた。Koilabus に対してはこの様な資料がないため経験式によつて始めの需要を予測した。これらの町のピーク需要の年増加率は最初20%、最終的に10%となると予測される。

Surkhet 開発区の需要予測を図5に示す。この詳細は付録3-表3.12に示してある。

3.3.5 拡大統合されたCNP S系統の負荷

Kathmandu 開発区の電気は現在CNP S系統によつて供給されている。Gandaki 発電所から Bharaptur を経て Hetaura に至る新しい132KV二回線送電線が現在建設中で

あり、1975/76年に完成の予定である。又、Pokhara から Bharaptur に至る 66 KV線も 1978年 以前に完成の予定である。その結果、Pokhara 地区はその頃にCNPS系統へつながる事になる。あとで述べる様に Kathmandu 及び Dhankuta 開発区は将来の電力負荷の増大に伴う系統運営の融通性を計る為この二つの地区をつなぐ必要がある。この時期は1985/86年と予想される。

この様に拡大統合されたCNPS系統の電力需要を図6に示す。ピーク及び電力消費の需要の詳細は付録8-表3.13に示してある。

Surkhet 開発区はピーク需要も小さく、又非常に遠いので相当の長年月に渡つてCNPS系統につながれる事はないであろう。

3.3.6 電力需要予測のマクロ的検討

発電量と国民総生産(GNP)との関係を図7に示した。ネパールのGNP資料はないが国内総生産(GDP)の資料は国家計画委員会(Nepal Planning Commission)が第4次計画(1970-1975)で発表している。これを表6に示す。

表6 ネパールの国内総生産額(GDP)

年次	GDP (百万ルピー)	伸び率 (%)
1964/65	5,856	
65/66	5,883	0.5
66/67	5,896	0.2
67/68	6,282	6.5
68/69	6,420	2.2
69/70	6,561	2.2

表6の終りの2年間のGDPの伸び率は年2.2%であった。将来はこれが1970/71の2%から1984/85の6%に漸次増加し、その後も6%の伸び率を維持するものと仮定する。表7の第2欄の数値はこの様に計算した将来のGDPで1ドル対10ルピーで換算した。表7の第3欄は将来の電力需要の予測で表5の数字と同じである。GNPとGDPの差を小さいとすれば、表7のGDPと発生電力量の関係は図7で示す通り各国の平均帯内の中に含まれる。

表7 ネパールの将来のGDP, 発生電力量及び人口

年次 (1)	GDP (百万ドル) (2)	電力量 (GWh) (3)	人口 (百万人) (4)	1人当りの電力量	
				KWh (5)	5年前対比 (6)
1979/80	800	396.8	13.59	29.2	
84/85	1000	692.8	15.11	45.9	1.6
89/90	1400	1078.5	16.80	63.9	1.4

表7に示した1人当りの発生電力量を他の国の同様な資料と対比させることにより、別の照合ができる。

表7の第6欄に示す様に予測した発生電力量は5年間に1.4倍から1.6倍に増加することになる。他の国に於ける同様の比率を下に示すがほぼ釣合いがとれていると見られる。

インド	1.4 — 1.6
パキスタン	1.4 — 1.8
モンゴル	1.4 — 1.6
フィリピン	1.3 — 1.7

これらのマクロ的観点からの照合はこの章で述べた需要予測が妥当なものである事を意味する。年間発生電力量の詳細は付録8—表3.15に示してある。

3.4 インドの電力需要予測

インドの中央電力庁 (Central Electricity Authority)は1968/69から1970/71までの電力統計及び1971/72から1974/75までの需要予測を表8の様に発表している。

表8 インドの電力需要

単位: MW

年	西部	南部	北部	東部	北東部	全国
1968/69*	2,052	2,177	2,086	1,652	57	8,025
69/70*	2,304	2,453	2,373	1,702	70	8,903
70/71*	2,568	2,692	2,672	1,802	85	9,820
71/72	2,945	3,120	3,253	2,053	103	11,475
72/73	3,371	3,466	3,709	2,247	121	12,916
73/74	3,835	3,936	4,233	2,460	153	14,618
74/75	4,422	4,406	4,811	2,807	179	16,627

* 実際の記録

当局は1971/72年から1974/75年までのピーク需要の年平均増加率を、西部地域で14.50%、南部地域で13.12%、北部地域で15.88%、東部地域で11.74%、北東部地域で20.51%とそれぞれ仮定している。これらの地区を図8に示す。

1974/75年以後の電力需要の予測は当局で採用している仮定を参照して各地域ごとに次の様であるとした。

西部地区	初期 14%	最終 10%
南部地区	" 13%	" 10%
北部地域	" 15%	" 10%
東部地域	" 12%	" 10%
北東部地域	" 20%	" 13%

これらの増加率によつて予測されたピーク及び電力量の需要をまとめると表9になり、その詳細は付録3-表3.16、表3.17に示してある。需要予測は又図9に図示した。

表9 インドの電力需要予測

ピーク需要 (MW)

年次	西部	南部	北部	東部	北東部	全国
1969/70	2,304	2,453	2,373	1,702	70	8,903
74/75	4,422	4,406	4,811	2,807	179	10,627
79/80	8,439	7,904	9,344	4,947	420	31,054
84/85	15,005	12,729	16,318	8,411	874	53,337
89/90	24,385	20,500	26,281	13,793	1,654	86,613

電力量の需要 (10⁶GWh)

年次	西部	南部	北部	東部	北東部	全国
1969/70	13,682	13,080	12,400	9,752	332	49,336
74/75	24,159	22,848	22,000	15,397	786	80,090
79/80	44,355	41,543	49,112	26,001	2,208	163,219
84/85	78,866	60,904	85,767	44,208	4,594	280,339
89/90	128,168	107,748	138,133	72,406	8,693	455,238

(電力量は年負荷率60%ないし62%とした)

ネパールからの電力輸出の対象地域は東部及び北部地域に限られる。両地域の1984/85年の推定ピーク電力は24,720MW、電力量は129,975GWh、又1989/90年にはそれぞれ40,074MW、210,629GWhとなる。この電力需要は同時期のネパール全国の需要の約100ないし200倍に相当する。

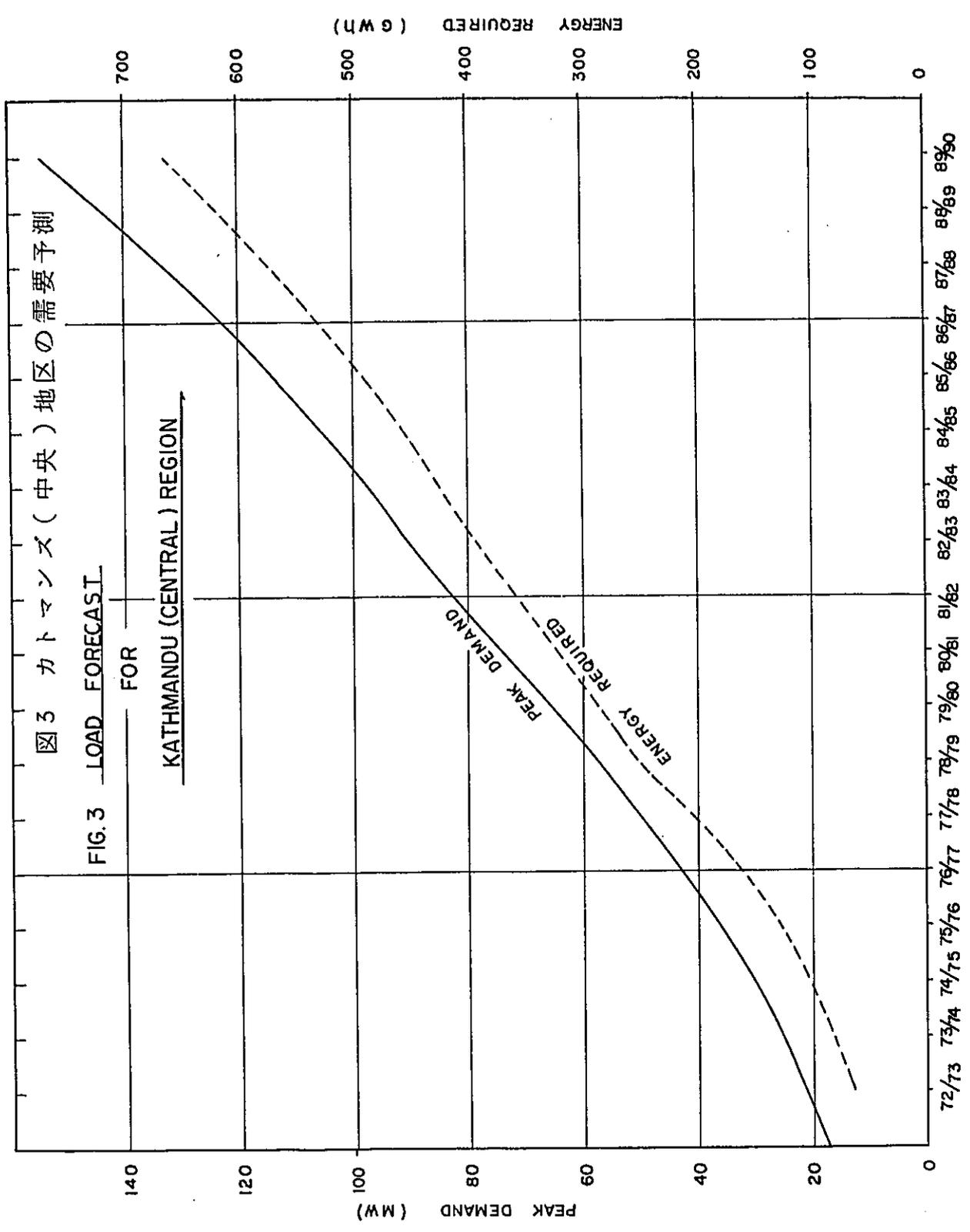


図 4 中央地区の部門別電力需要予測

FIG. 4 FORECAST OF CATEGORIZED ENERGY USES FOR CENTRAL REGION

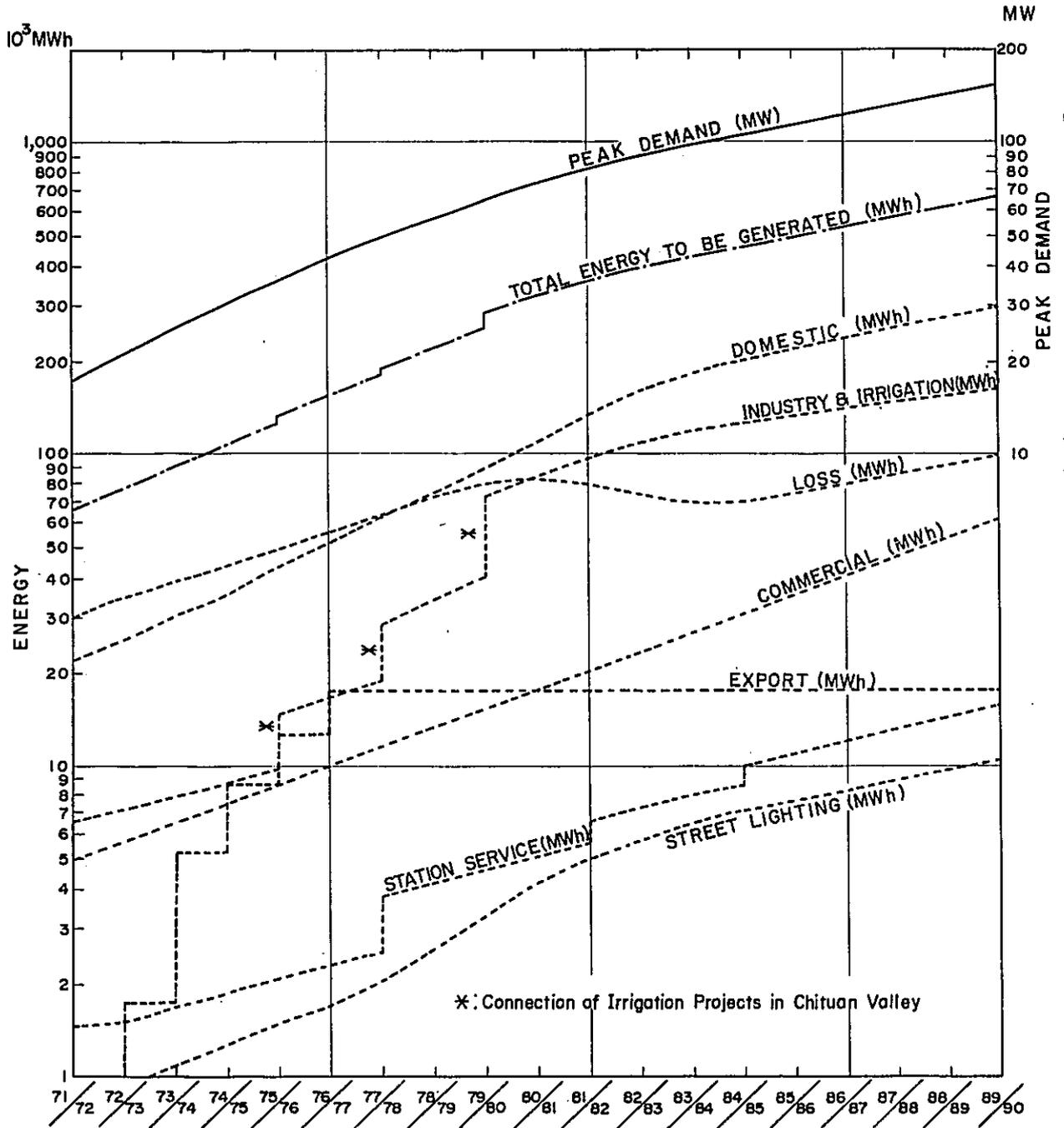
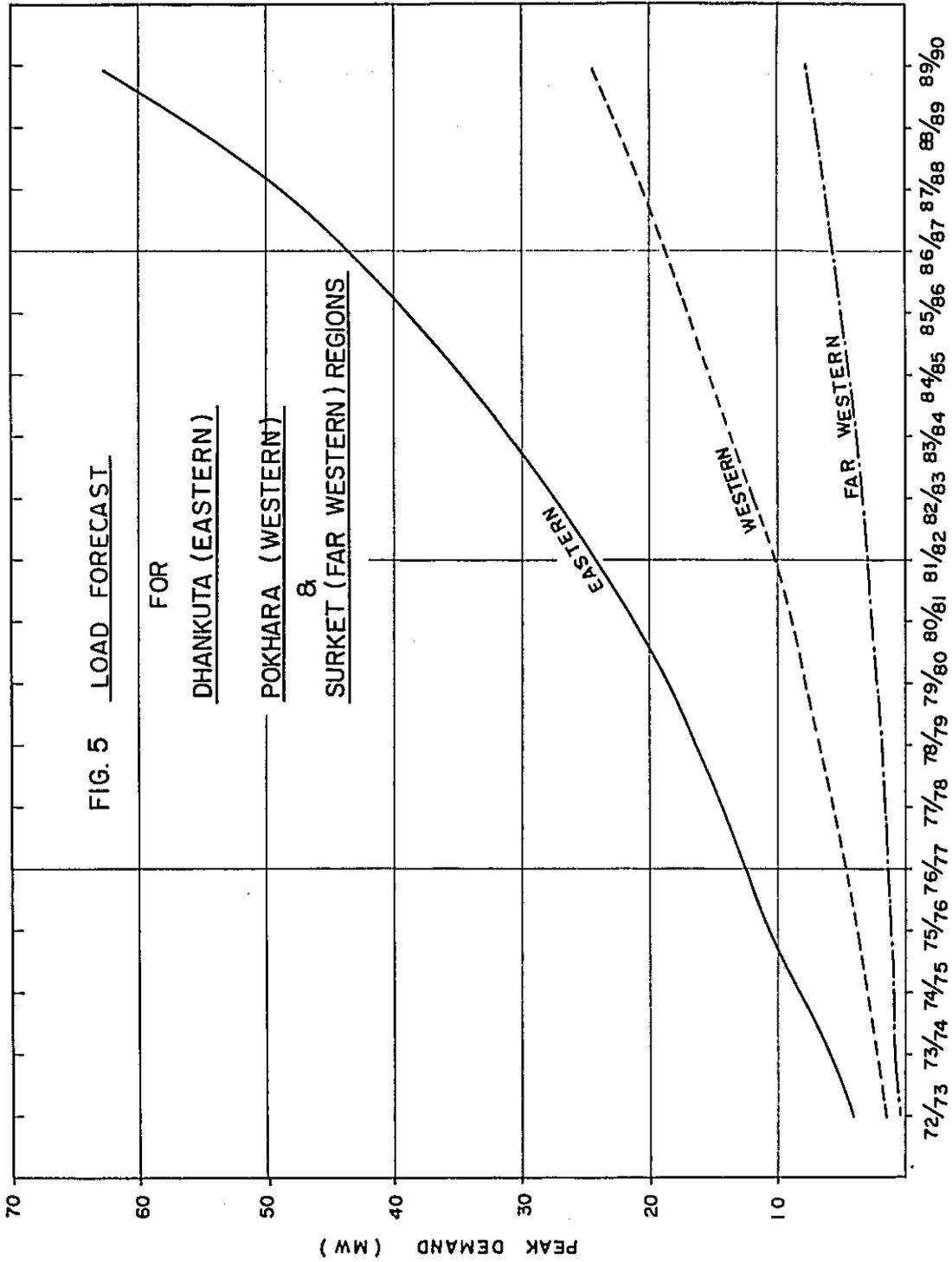


図 5 Dhankuta(東区), Pokhara(西区), Surkhet(極西区)地域の需要予測



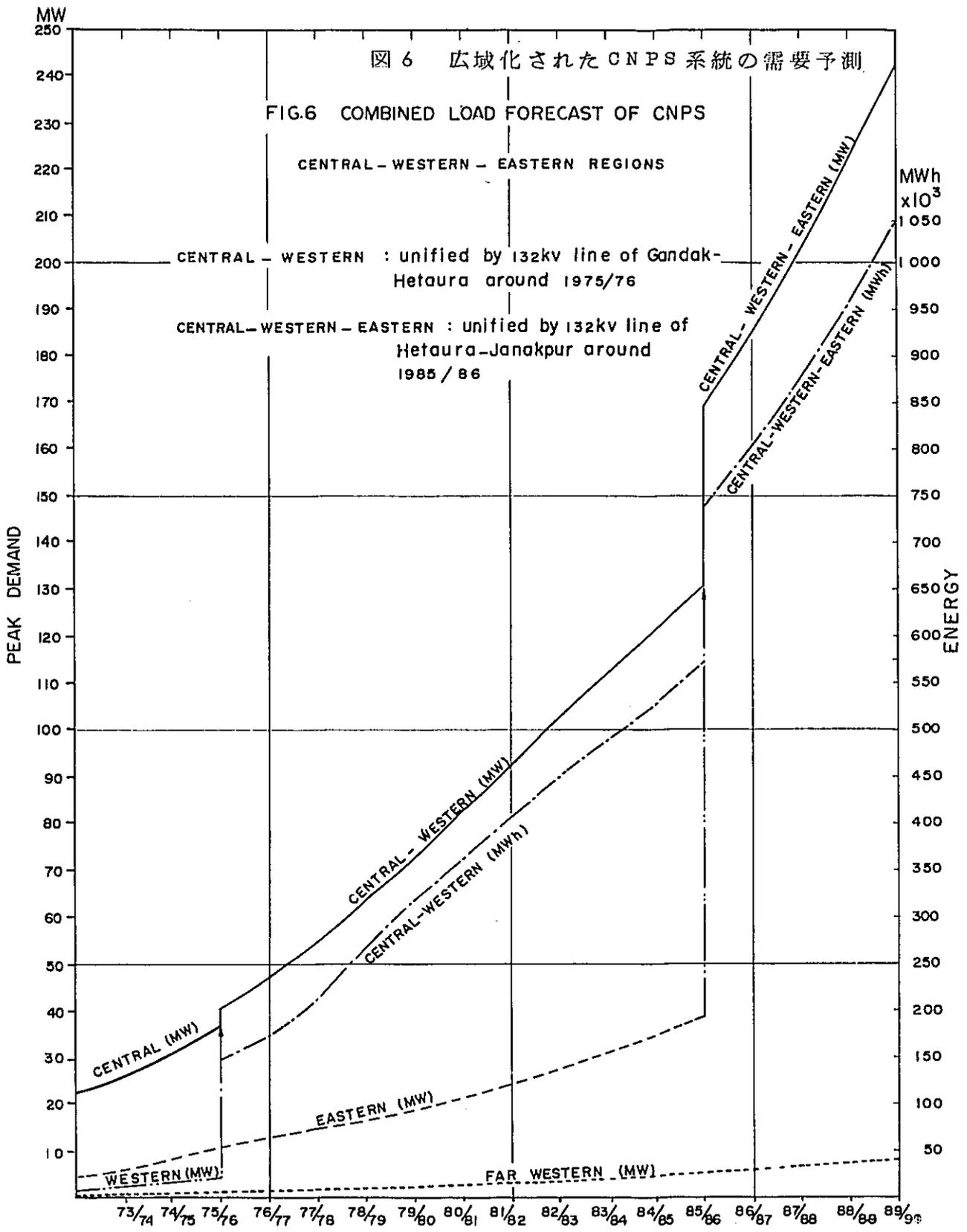


図7 1961年、1966年におけるアジア、南アメリカ諸国のGNPと発電量の相関関係

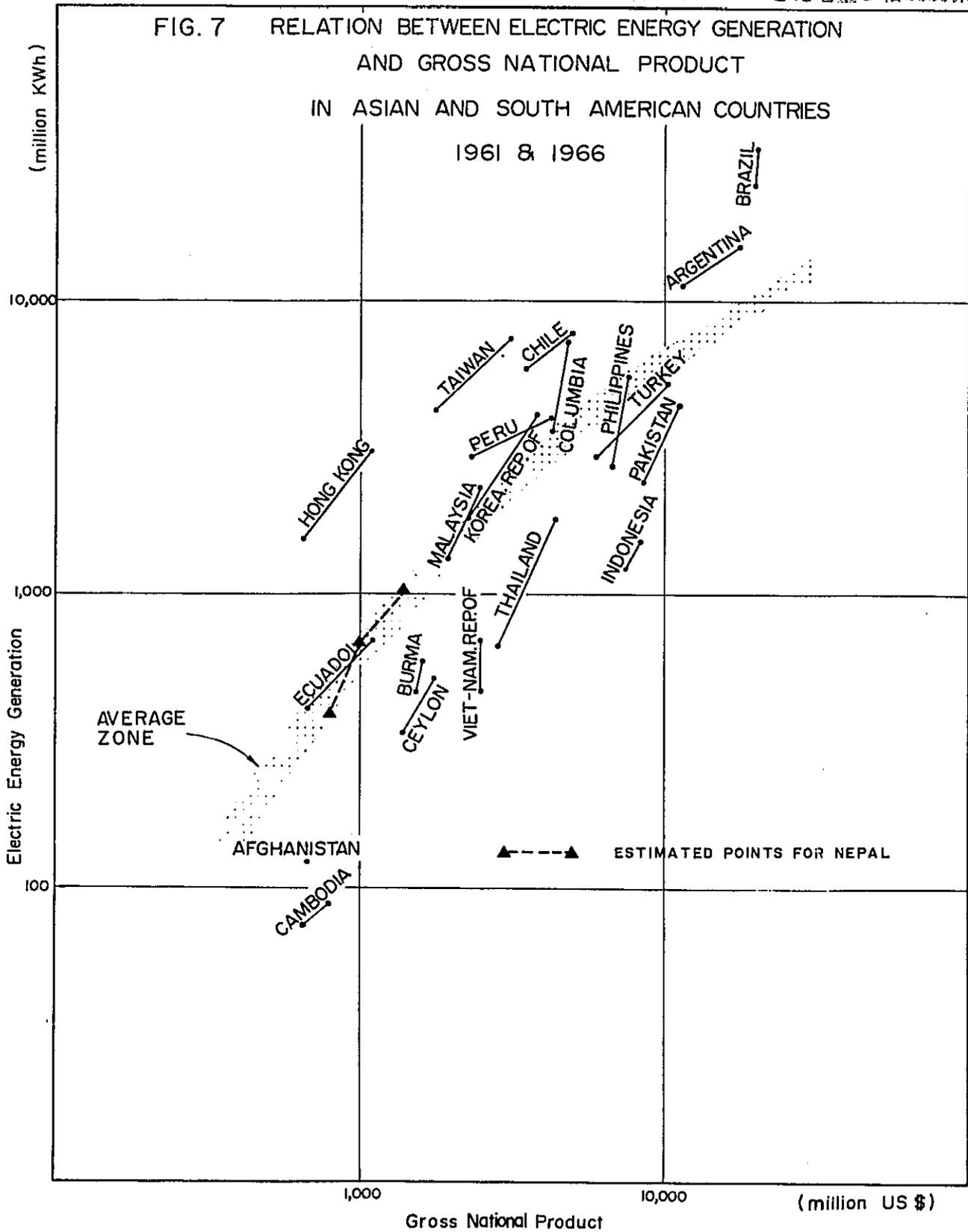


図8 インド概要図

FIG. 8 MAP OF INDIA

Showing Regions, States & Union Territories.

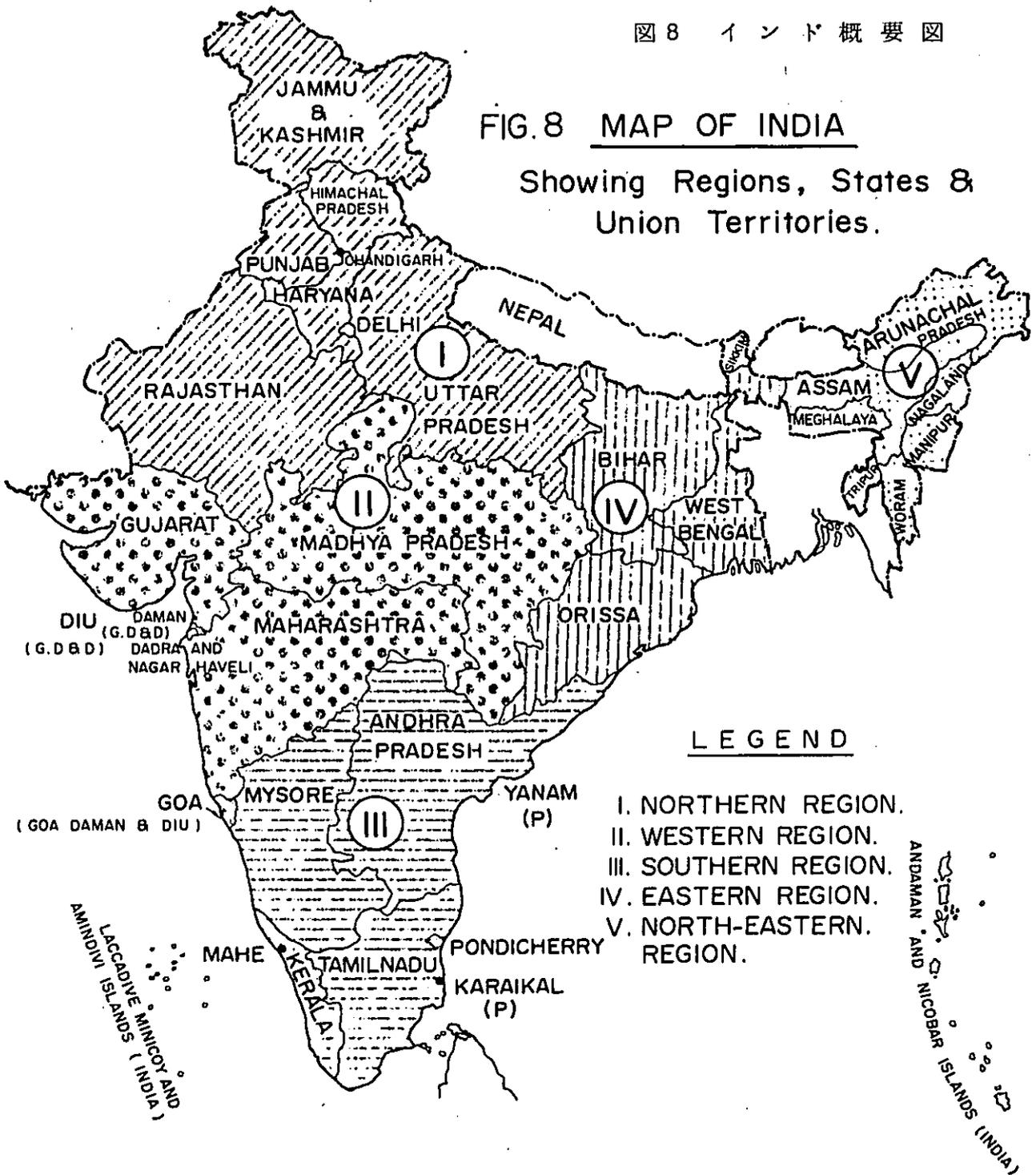
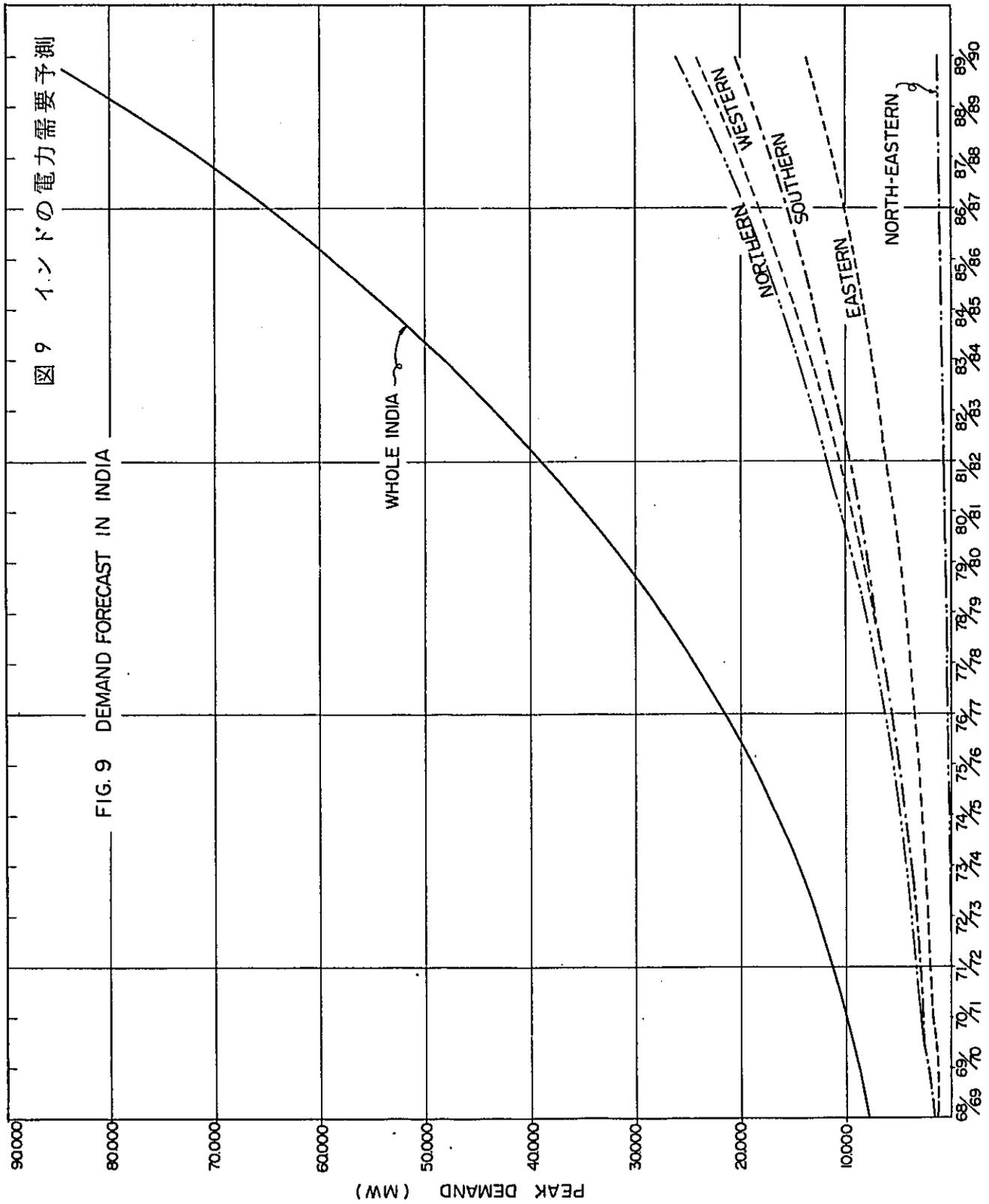


図9 インドの電力需要予測

FIG. 9 DEMAND FORECAST IN INDIA



第4章 水力開発の妥当な投資尺度

4.1 火力発電による代替費用

昨年の石油危機以来、水力発電の価値は費用および公害がないという両面から見なおされるようになって来た。しかしその実現の為に考えられる最も安価な代替の発電方法との比較が必要であることは云うまでもない。現在ネパールにおいて考えられる代替の方法としては、小さな需要に対しては油をたくディーゼル発電所、中規模の需要には石炭をたくスチーム発電所がある。これらの発電所の費用は表10に示したように算定される。

表10 火力発電所の費用

区 分	ディーゼル発電		石炭専焼スチーム発電 (30,000 KW)
	200 KW	1,000 KW	
KW当りの設備費 (米ドル)	370	300	500
耐用年限 (年)	15	15	25
利子6%の割賦償却 (%)	10.3	10.3	7.8
維持運営費 (%)	10.0	4.4	2.5
その他 (%)	0.5	0.5	0.5
年経費用 (%)	20.8	15.2	10.8
" (US\$/KW)	77.0	45.6	54.0
KWh 当り燃料 <1	0.318 ℓ	0.246 ℓ	0.645 Kg
燃料価格 <2	16.8 US¢/ℓ	16.8 US¢/ℓ	30 US\$/ton
KWh 当り燃料費 (mill)	53.4	41.3	19.4

<1 : 1972年中央電力機構が発刊した Seventh Annual Electric Power Survey からの平均値

<2 : 換算率 1米ドル=10ルピー

4.2 水力発電所の電力価値

水力発電所の電力価値とはkW価値とKWh価値を意味し、この価値は代替火力発電所の建設費と発電費用を調整する事に依って求められる。その調整は下記のように水力と火力の両方式の所内の電力使用、事故または補修期間及び1次変電所での送変電損失の差等に基づいて計算される。

区 分	水 力	ディーゼル	スチーム
1次変電損失	5.0%	1.0%	2.0%
所内電力損失	0.3	5.0	6.0
事故損失	0.5	5.0	5.0
補修損失	2.0	15.0	10.0

上の数値によって調整係数は次の通り計算される。

KW価値

$$\text{水力対ディーゼル} : \frac{(1-0.05)(1-0.003)(1-0.005)(1-0.02)}{(1-0.01)(1-0.05)(1-0.05)(1-0.15)} = 1.216$$

$$\text{水力対スチーム} : \frac{(1-0.05)(1-0.003)(1-0.005)(1-0.02)}{(1-0.02)(1-0.06)(1-0.05)(1-0.10)} = 1.173$$

電力量 (KWh) 価値

$$\text{水力対ディーゼル} : \frac{(1-0.05)(1-0.003)}{(1-0.01)(1-0.05)} = 1.007$$

$$\text{水力対スチーム} : \frac{(1-0.05)(1-0.003)}{(1-0.02)(1-0.06)} = 1.028$$

これらの調整係数を使って火力発電所と比較した水力発電所の電力価値を計算したものが表 11 である。

表 11 火力と比較した時の水力の電力価値

区 分	KW価値 (US\$/KW)	KWh 価値 (mill/KWh)
水力発電所対：ディーゼル発電所 200 KW	94	54
" 1,000 KW	56	42
" スチーム発電所 30,000 KW	63	20

これらの水力発電の価値はそれぞれマイクロ・プロジェクトや送電線沿いの小さな町、及び末端のやや大きな町に対して電気を供給するプロジェクトの評価に用いられる。

4.3 インドへの電力輸出

ネパールには豊富な水力資源があるが、現在の電力需要の元では大きな水力の開発をすることは、まだ妥当とはいえない。一方、インドの電力市場は大きく、年率10%以上で増加している。もしネパールの水力がインドでの発電費用よりも安いならば、インドの北部及び東部両地域だけでも相当量のネパールの電力を吸収することができる。それ故ネパールの水力開発のためにはインドの電力市場に注意を払わねばならない。

現在、ネパール・インド両政府の協定により、小規模の電力の交易が両国間で行なわれている。ネパール東部の Biratnagar, Rajbiraj 及び西部の Nepalganj では電力を輸入しており、中央部の Birganj では逆に輸出している。この交易は対等の条件で KWh 当り 20 mill の料金基準で行なわれている。石油危機以後は料金の調整が行なわれるものと思われる。しかし大きな水力開発がネパールで実施されれば電力の交易はネパールからインドへの片道貿易になるであろう。このような状況のもとで、小規模の電力交易の料金が将来もそのまま適用されるという事には問題があろう。したがってインドへの電力輸出には特別な考慮を必要とする。

電力の輸出にはこの方式が考えられる。その一つは恒久的に一定量の電力を供給する場合であり、いま一つは余剰電力と発電所の未使用容量のみを供給する場合である。

もし恒久的に一定量の電力を供給するとすれば、KWh 価値も KWh 価値も両方とも売る事が出来る筈である。1968年でのインドの平均売電価格は KWh 当り 15.4 mill であった^{<1}。その生産原価は恐らく KWh 当り約 14 mill 位になるであろう。石油危機以後の資料はないが少なくとも 60% 以上は値上りしていると思われ、KWh 当り 22 mill 程度と推定される。もし電気を今売るとすれば、多分この程度で売れると思われる。

しかし水力計画が遠い将来に開発されるとすれば電力の料金はその時期のインドの電力状況によって定められる事になるであろう。将来にはもっと多くの原子力発電所が常時負荷発電所として入ってくる事が考えられる。原子力で常時負荷をとり、石炭又は石油をたく火力でピークをとるとし全体の負荷率を 60% とした時の発電原価は 1974年初頭の基準で KWh 当り約 11 mill である。^{<2}

<1 “海外電気事業統計、1972年”、日本海外電力調査会。

<2 : ECAFE の Mekong River Comittee の推定。しかしこの評価はやゝ低めである。

余剰電力を売る場合には新しい発電所の容量はネパールの電力システムの需要がその容量に達するまでの間のみインドに利用可能という事になる。ネパールの需要がその容量全部を必要とする様になった後は、余った二次電力のみがインドに供給される事になる。この様なとりきめはラオスの Nam Ngum プロジェクトに於て行なわれた。現在ラオスは余剰電力を KWh 当り 4.5 mill でタイに売っている。この様なとりきめがネパールとインドの間にも行なわれたとすれば、両者ともに利益を得る事が出来る。ネパールはその投下資本の一部を早期に回収する事が出来るであろうが、この様な取りきめが無ければ一銭の収入も入らない。電力需要が非常に大きいインドは手軽に安い電氣を得る事が出来、ネパールの小さな需要の伸びにあわせてインド自身の電力拡張計画を多少調整すれば良い事になる。両方が共に利益を得るかぎりその様なとりきめができないという理由はないであろう。

しかしこの様な電力の供給は二次電力と見なされるであろうし、安い価格で売らねばならないかもしれない。それはよく見積っても燃料代に相当する値段でしか売れないであろうし、もしかするとそれ以下で売らねばならぬかもしれない。インドの東部及び北部地域には安価な石炭があるという事にも注意すべきである。東部及び北部地域の石炭をたく発電所の発電設備容量はそれぞれの発電総容量の 70% と 50% である。これらの地域での石炭の価格は現在トン当り US \$ 22.5^{<1} でネパールでの価格の約 75% である。したがって石炭燃料に相当するコストは KWh 当り 14.5 mill^{<2} と推定される。また、原子力発電所の燃料代替費用は 1974 年初頭の水準で KWh 当り 3 mill 程度である。^{<3} 電力の輸料金はネパールとインドの両政府がその時の生産価格と運営費を考慮しつつ交渉するであろうが、これまで述べてきた所によって電力の輸料金についての大まかなアイデアが得られるものと思われる。

<1 : トン当り 225 ルピー

<2 : KWh 当り 0.645 Kg の使用量

<3 : Makong River Committee, ECAFE の推定。之も低めである。

第5章 ネパール国の包蔵水力

5.1 ネパールの河川

ネパールはその急峻な地形及び豊富な水資源によって巨大な水力を包蔵している。

1971年電気局発行の「ネパールの水力発電のポテンシアル」に依れば、その理論包蔵水力は83,000 MWで年間可能発電量は727,000 GWhである。この包蔵水力の全部が技術的に又は経済的に開発可能という訳ではないが、国の面積に比べてやはり巨大な量という事が出来る。

ネパールの河はその水源によって、三つのタイプに分ける事ができる。第一のタイプの河川としては、Mahakali, Karnali, Sapt Gandaki (Narayani) 及び Sapt Kosi があり、これらがネパールの総流出量の約80%を占める。これら河川はヒマラヤの雪と氷河を水源としている。インドとの西部国境をなす Mahakali 河を除いた、他の三つの河川はチベット高原の極北まで伸びている。雪と氷河の貯溜機能に依ってこれら河川の常時流量は比較的大きく、大規模な開発のみならず中小規模の開発にも適した良好な水力発電地点が多い。

第二のタイプの河川は雪線以下にある Mahabharat 山脈をその水源とする、Kankai Mai, Kamla, Bagmati, West Rapti 及び Babai 河等である。これらの河川は乾期にも水が涸れることがなく水力発電が可能である。

第三のタイプの河川は Siwalik 地区に源を発し Terai 平野の北の縁にある無数の小川や溪流である。これらの河川は乾期には水がなくなり、水力発電の水源としては適当ではない。

ネパールの河川は洪水期に多量の土砂を運搬するので、これらの河川に構造物を建設する場合には、特別な配慮が必要である。

5.2 包蔵水力

ネパールに於ける開発可能なエネルギー源は主としてその水力である。石炭、油、地熱、原子力燃料の資源はまだ発見されていない。従ってエネルギー開発としてはやはり水力開発しか考えられず、又その為の基礎条件は充分である。

包蔵水力に対する評価と体系的な開発のために、次の四つの地域に分けて考える。それらは

- (1) Sapt Kosi 流域
- (2) Sapt Gandaki 流域
- (3) Karnali - Mahakali 流域
- (4) 南部の河川流域

ネパールの総包蔵水力は約 83,000 MW と推定され、その内 Karnali 流域が約 33,000 MW、Gandaki 流域が約 21,000 MW、Sapt Kosi 流域が約 22,000 MW、残りが其の他の流域であり、その内訳は表 12 の通りである。

表 12 河川別包蔵水力及びその縦断的分布^{<1}

河	川	包蔵水力 (MW)	縦断的分布 (KW/Km)
I	Sapt Kosi 流域		
	Tamur	2,077	10,500
	Arun	6,850	45,000
	Sun Kosi 主流	4,800	18,700
	Dudh - Kosi	2,013	16,500
	Tamba - Kosi	1,864	20,700
	Indrawati	298	4,400
II	Sapt Gandaki 流域		
	Kali Gandaki 主流	5,200	16,500
	Myandi	448	6,600
	Barigad	392	4,610

Trisuli Ganga	2,740	21,690
Buri Gandaki	3,920	33,500
Marsyandi	2,080	13,600
Seti	622	4,970
Madi	317	4,280
III Karnali 及び Mahakali 流域		
Karnali - Humla Karnali	12,020	30,400
Mugn - Karnali	3,944	20,200
Tila	1,833	16,800
Tanke - Khola (Mugu)	413	6,350
Lohare	146	3,310
Beri Main	5,140	19,500
Sani - Beri	1,108	11,300
Thuli - Beri	1,834	13,500
Seti (Karnali)	2,493	12,350
Buri - Ganga	590	7,020
Mahakali	3,148	14,100
Chamlia	688	8,500
IV 南部流域		
Kankai - Mai	224	2,070
Kamla	144	1,230
Bagmati	688	4,220
East Rapti	170	1,390
West Rapti	1,315	5,100
Thirmuk	200	2,470
Babai	336	1,770

<1 「ネパールの包蔵水力」、政府電気局、1971年

第6章 水力開発計画

6.1 水力開発の基本構想

新しい水力開発計画についていえば、ネパールに於て予想される電力需要の増加は大規模な水力開発を促すものではない。しかしインド、ネパール間に電力の交換に関する基本協定があるので、ネパールに於る水力開発が十分に安いコストで生産される限りその市場性は大きいといえる。それ故インド市場を考慮に入れたネパールの水力開発は、大規模開発、中小規模開発、マイクロプロジェクトの三種類に分けられる。これら三種類の区分はプロジェクトの規模のみでなく、プロジェクトの主な目的及び実施のモードによってなされる。それ故、それぞれの規模のプロジェクトに対して、違った開発の方式が考えられなければならない。

大規模な水力開発は契約によりインド側へ恒久的に売電することを条件に計画される。インドに於る電力需要は大変大きいので、この種の水力開発に於る関心事はインドへの売電価格及び開発資金の調達にある。

中小規模の水力開発は国内の経済成長を妨げないよう、電力需要の増加を常に満たすことを目的とするが、余剰電力はインドへ売られる。発電所の設備容量は、国内の需要がその容量に達しない間のみインド側で利用可能である。このような売電方式では二次電力のみを供給すると見なされるであろうから、安い価格でしか売れないものと思われる。

中・小規模の水力開発は国内需要の伸びに関係し、国の経済を反映するものである。従ってプロジェクトの規模とその施工の時期が問題となる。

マイクロプロジェクトとは農村地方の電化を目的とする。多くは100kW以下の小さな水力開発である。これは国民福祉の面から見て重要である。マイクロプロジェクトのkW価値とKWh価値は代替火力の費用から、表11に示す様にそれぞれ94US\$/kWと54mill/KWhと評価される。マイクロプロジェクトは本報告書では扱わないが、上述の電力価値からみて有利である限り、機会あるごとに実施すべきであろう。しかしこの様な小さい独立した発電所に於て、経験のある技工を配置する事は、この国ではなかなか難しいので、保守、点検には特別な考慮を必要とする。

6.2 有望な水力開発地点

5.1 節で述べた河のうち、国境沿いのMahakali河は現在インド政府が調査をしている。ネパール政府はこの河をすぐ開発しようとはしていないので、この河については本報告書では触れない。

有望な計画地点は、現地調査、1インチ1マイルの地形図上での図上計画、及びこれまでに刊行された開発計画に関する報告書に基づいて選定した。このなかにはこれまでの報告書で開発に適さないと判定された計画は含まれない。又、これまで調査され有望と目されていたが、今回の調査でその有望性の疑問視された計画も含まないことにする。これらのプロジェクトの費用は1974年当初の価格基準で算出された。このようにして選ばれた有望な開発計画を表-13に示す。各プロジェクトの位置は図10に示す。

同一河川に多くのプロジェクトがある場合、各プロジェクトの貯水位、放水位は、上、下流のプロジェクトを考慮して一貫した計画となるように定めた。しかし各プロジェクトの発電設備容量、発生電力量、建設費は、そのプロジェクトが単独に建設されるとして算出し、上流のプロジェクトの影響は考慮に入れていない。図11、12、13にはKarnali, Sapt Gandaki, Sapt Kosi 河の河川縦断とプロジェクトの位置を示す。

表13の建設費には工事用道路の費用と予備費約20%を含むが、建設期間中の利子及び貯水池内の水没補償費は含まれていない。建設期間中の利子は、後で経済性の評価で、それが必要になった時に考えに入れた。水没補償費は現時点では小さいものとしたのであるが、将来調査の進んだ段階では当然考えなければならない。又、ここで言う建設費は発電所端に於ける建設費であるので、電力消費地点で各プロジェクトの比較を行なう場合、送電線の費用を加える必要がある。

有望なプロジェクトの詳細な説明は付録-1にある。

6.3 大規模開発

3.4 節で述べた様にインド北部及び東部に於る電力需要の増加は年平均1,000MWで、近い将来2,000MWを越えるであろう。それ故ネパールに於て電気が低コストで生産されるならばそれをインドへ売るという事は非常に有望である。又、ネパールでの貯水池式による電力開発は、渇水期にインドに於ける水資源の利用と洪水の減水など、多大の利益をあげる事ができる。

大規模開発に関しては表-13はプロジェクトを評価するのに最も有用な指標を与えている。

表13 有望な水力発電計画^{<1}

水源	本流	支流	プロジェクト	設備容量 MW ^{<2} (MW)	発電量 (GWh)		建設費 ^{<3} (10 ⁶ US\$)	建設単価				
					常時	年間総計 ^{<4}		KWh当り (US\$)	KWh当り (US Cent)		年間総計	
									常時	年間総計		
ヒマラヤ	Karnali	Main stem	Chisapani	1	1,800	8,350	10,715	548	304	6.6	5.1	
			Lakarpata	2	1,200	5,540	7,110	520	433	9.4	7.3	
			Bhanakot	3	810	3,740	4,800	615	759	16.4	12.8	
		Tila	Poliparni	4	41	320		342	834	10.7		
			Samla	5	45	350		36.4	809	10.4		
			Ranni	6	20	150		32.1	1,605	21.4		
		Bheri	Jubitan	7	18	140		30	1,667	21.4		
			Surkhet	8	600	2,780	3,570	509	848	18.3	14.2	
			Thapna	9	500	2,320	2,980	528	1,056	2.28	17.7	
		Sapt Gandaki (Narayani)	Main stem	Seti (Karnali)	10	270	1,250	1,600	379	1,404	30.3	23.7
	Dev-Qhat			11	150	770	1,193	68.1	454	8.8	5.7	
	Kali Gandaki		Kali Gandaki #1	12	1,500	6,700	8,950	478	319	7.1	5.3	
			Kali Gandaki #2	13	300	1,240	2,000	15.6	520	12.6	7.8	
	Buri Gandaki		Buri Gandaki	14	200	961	1,330	9.6	480	10.0	7.0	
			Bhomichok	15	120	455	956	10.9	908	24.0	11.4	
	Marsyandi		Marsyandi	16	510	2,423	3,190	18.1	355	7.5	5.7	
	Seti	Seti (Gandaki)	17	230	997	1,340	98.8	430	9.9	7.4		
	Sapt Kosi	Main stem	Sun Kosi High Dam ^{<5}	18	360	832	2,020	103.3	287	12.4	5.1	
	マハバラット	Bagmati	Main stem	Bagmati ^{<5}	19	70	350	490	23.4	334	6.7	4.8
			Kulikhani	Kulikhani #1	20	46 ^{<6}	157	201	43.6	948	27.8	21.7
		East Rapti	Main stem	#2	21	26 ^{<6}	103	120	12.2	469	11.8	10.2
			#3	22	14 ^{<6}	70	91	19.9	1,421	28.4	21.9	
		Kamla	Main stem	Kamla ^{<5}	23	30	74	116	9.6	320	13.0	8.3
		Kankai Mai		Kankai ^{<5}	24	33	142	156	12.6	382	8.9	8.1
			Main Khola	Mai Khola Loop	25	13	47	57	2.6	2,000	55.3	45.6
		Babai	Sarda	Sarda	26	49	222	249	61.5	1,255	27.7	24.7

<1 設備容量、発電量及び建設費は、単独開発の場合のものである。もし上流の計画との組合せの影響を考慮に入れば、下流計画地点の流況は平均化され、その便益はさらに増大する。

<2 図10に示したプロジェクト番号を示す。

<3 送電線及び変電所の建設費を除く

<4 二次電力を含む

<5 多目的開発、発電部門のみの費用

<6 初期での数値、47ページ参照

表の末部に KWh 当りの建設費が示されており、又 KWh 当りの年均等費用は大まかにいってこの数字の 10 分の 1 と見なしうる。

大規模開発ではインドへ R 価値及び KWh 価値の両方を売るわけであるが、売電価格については売電時のインド側の電力事情に左右されることになる。この時点ではインドに於る需要は、ベースロードは原子力発電で、尖頭負荷は石炭あるいは石油による火力発電でまかなわれると仮定する。4.3 節で述べたように、これによる発電単価は約 11 mill/KWh である。

従って単価が 11 mill/KWh 以下の電力を起せる様なプロジェクトがこゝで選択の対象となり、これらは下記の四つである。

- 1) Chisapani (1,800 MW)、Karnari Basin
- 2) Lakarpata (1,200 MW)
- 3) Kali Gandaki No. 1 (1,500 MW)、Narayani Basin
- 4) Marsyandi (510 MW)

このうち Chisapani Project を最も優先的なプロジェクトと見なす事ができる。その理由は、(1)安価な電力を供給出来ること、(2)UNDP の援助の下に既にフィージビリティ調査が行なわれており、このプロジェクトの有望性が確認されている。(3)建設に必要なセメント工場を建設するために必要な石灰岩が近くにあること、等があげられる。セメント工場はプロジェクト完成後も操業を続けることが出来る。

Marsyandi Project がこれに次いで有望なプロジェクトである。理由としては、(1)安価な電力を供給出来る事、(2)東西ハイウェイが近くを通っているため交通の便が非常に良い、(3)このプロジェクトが CNPS 系統に近く、それにすぐ連絡できること、等があげられる。

他のプロジェクトに対しては電力単価の面より Kali Gandaki No. 1, Lakarpata の順で有利となる。

大規模のプロジェクトの開発は、多額の投資資金の外にも注意しなければならない事がある。電力開発計画が基幹産業といわれるのは、電力が附加価値の高い生産物に転換され、それが又国民経済に波及効果をもたらすからである。この波及効果は単に電力をインドへ売るだけでは期待

できない。電気を売るといふ事は多かれ少なかれ生産原価を元にして行なわれるもので、売り手のネパールより買い手のインドにもっと多くの利益をもたらすことになる。それ故大規模なプロジェクトの開発には細心の計画と慎重な政治的配慮が必要となる。

6.4 中・小規模開発

6.4.1 概 説

電力需要の予測については3.3節で述べた。Kathmandu 開発区はネパールで特に需要の多い地区である。この地区はCNPS 系統によりカバーされている。隣のPokhara 開発区はまだ開発がおくれている。これらの二地区を結ぶ送電線工事が現在建設中であり、やがてPokhara 開発区はCNPS 系統によってカバーされることになる。Dhankuta の開発区はこの国第二の需要の多いところで、肥沃なTerai 平野をカバーしている。

Kathmandu - Pokhara 地区及びDhankuta 地区に於る需要の伸びから、これらの地区がCNPS 系統に統合されるのは1985/86になると予想される。この統合がなされるまではこの二つの系統の開発は単独で行なわれる。

この三地区の1989/90 年までの全需要は図-6に示されている。計画上これ以降の需要予測が必要な場合はピーク需要の年増加率を9.2% (89/90 年度の増加率と同じ)、負荷率50%と仮定して需要曲線を延長する事にする。

Surkhet 開発区の電力消費は非常に小さく、今後予測される需要の伸びも、Nepalganj を除いては大して大きくない。

Nepalganj にしても需要の伸びから見てCNPS 系統に統合されるには到らず、この地区単独の電力供給が考えられる。

各地区の水力開発について以下に述べる。

6.4.2 Kathmandu 及び Pokhara 開発区 (CNPS 系統)

この二地区の系統の統合は多分1975/76 年までに行なわれるであろうから、これらを一つの系統としてとり扱う。

最初のプロジェクトの最も早いサービス開始時期は1978/79年になると思われる。その時点でCNPS系統の発電容量は次の様になる。

既 設	
ディーゼル	7,660 KW
水 力	26,600 KW (乾期)
増加分	
Gandaki	7,000 KW (乾期)
Devighat	14,000 KW
Butwal	1,000 KW
Trisuri の予備機の運転	3,000 KW
Bharatpur 発電所との接続	600 KW
統合による西区設備の加入	3,000 KW
合 計	62,860 KW

これらの設備のもっと詳細な説明は附録2の3.1節の脚註にある。Trisuliの予備機の運転には変圧器の増設を必要とする。

表-13より、費用、開発規模、電力消費量の水準からみて、Kulikhani №1 (46MW)、Bagmati (70MW)、Dev-Ghat (150MW) を有望なプロジェクトとして採り上げることが出来る。Kulikhani №2 (26MW) と №3 (14MW) は性質上 №1 プロジェクトの後でしか実施できない。図-14に示すように、系統の尖頭負荷は最初のプロジェクトが入ってくる時期には少し不足することになる。従ってKulikhani №1 は設備利用率37%の尖頭発電とする。その他のプロジェクトはKulikhani №1 より規模が大きいため設備利用率を60%とする。その理由は、これらの大きなプロジェクトが入ると既存の効率の悪い発電設備をとめて新しい発電所が系統内の主要な電力源になるであろうからである。

この地区に於る水力開発計画を立てる場合には、需要を常に満たすようなプロジェクトの系列を考え、その系列のプロジェクト費用の現在価値合計が最小になる様な最適開発順位を考える。最適な開発順位についての詳細な説明と計算は付録-2に述べられている。この計算は割引率を6%として行った。アジア及びヨーロッパ諸国の多くは戦後の復興資金をこの率で得てきた。今日の世界経済からすれば、この割引率はやゝ低いと云えるが、しかしそれでも銀行ローンの実勢

と余り離れてはいないので、それを使い事にした。図-14にその最適開発順序を需要曲線の上にのせたものを図示する。ここに提案されたプロジェクトの開発順位は次の通りである。

78/79に、Kulikhani №1 Project (46MW) <¹

1982に、Kulikhani №2 Project (26MW) <²

84/85に、Dev-Ghat Project (150MW)

Kathmandu と Dhankuta の系統の統合は1985/86年になされる。上記の発電設備容量でこの統合された系統内の需要を1991/92年まで充たすことが出来る。

こゝで注意すべき事は Bagmati Project (70MW) は水力開発に関する限り非常に有望で、何時建設されてもよいという事である。しかしこのプロジェクトは多目的開発計画で、発電部門は共同費用の5%を分担するにすぎないので、プロジェクトの実施は発電部門よりも他の開発部門に左右されることになる。もし Bagmati Project の開発が入ってくることになれば、上に述べた開発順位を多少修正すればよい。

又、Kulikhani №3 プロジェクト <² も又、№2の後、いつ実施してもよいと思われる。№1と№2プロジェクトを完成した後では、№3プロジェクトを続けて実施するのは極めて自然であろうし、又交通が便利になる事、既存の建設機械や人員をそのまま利用出来る事等、最適開発順位を決める計算に取り入れ難い利点があるからである。

表-13からもわかる様に、中・小規模のDev-GhatあるいはBagmati プロジェクトでさえ、ネパールに於る需要の伸びから見れば規模が大きすぎる。従って、これらのプロジェクトに対してはインドへ余剰電力を売る場合についても検討を加えた。この場合、余剰電力の50%が割引料金の6mill/KWhで売れると仮定した。余剰電力の売電価格については4.3節に述べている。計算結果は付録-2に記されている。このインドへの売電は初期投資資金の回収に役立つことにはなるが、このためにプロジェクトの開発順位を変える必要はない。

-
- <¹ 初期の数値。このスタディと平行してフィージビリティ・スタディが行われた。最終的な数値は60MWとなった。その理由は附録1、1-29頁の脚註にのべてある。しかしこの変更はこの報告書の結論を更に理由づけるもので、これについては附録2を参照されたい。
- <² 最終値は35MWと17MW。

6.4.3 Dhankuta 開発区

図-14にはこの地区の電力需要の予測も示してある。この地区に於て考えられるプロジェクトとしてはMai Khola Loop, Kamla, それにKankai で、後の二つは多目的プロジェクトである。これらのプロジェクトの発電開始は早くても1978/79年である。

現在この地域に於る電力供給は

既設の火力発電	6,700 KW
インドからの輸入	6,000 KW
計	12,700 KW

である。

図-14からもわかるようにこの発電設備容量では1978/79年までの需要を充たすには不十分である。従って不足分を補うための火力発電設備が必要となる。Biratnagar に5,000 KWのディーゼル発電機を設ける事を現在考慮中である。

表-13から見ればMai Khola Loop プロジェクトの電力コストは非常に高くて問題にならない。Kamla と Kankai の両プロジェクトは、電力コスト及び開発規模の点ではほとんど大差ない。しかし、Kankai プロジェクトの第一期工事は既に始まっており、それはKankai Mai 河の河水を取入れて Terai 平野の一部を灌漑しようとするものである。第二期開発にはダム建設が含まれており、当然第一期工事につづけて実施されるものと考えられる。その時点でこれに発電設備をつけ加える事は容易である。このような理由から Kankai プロジェクト(33MW)を Kamla プロジェクトよりも優先させて選ぶ事にした。

図-14よりわかるように、Kankai プロジェクトはインドからの電力輸入をやめ、又火力発電の大部分をとめても1985/86年までの域内需要を充すことができる。この時点までに東部と中部を結ぶ132KVの送電線が完成するはずである。1985/86年以降の開発についてはONPS系統と関連して検討される事になり、後に7.4節でこれについて述べる。

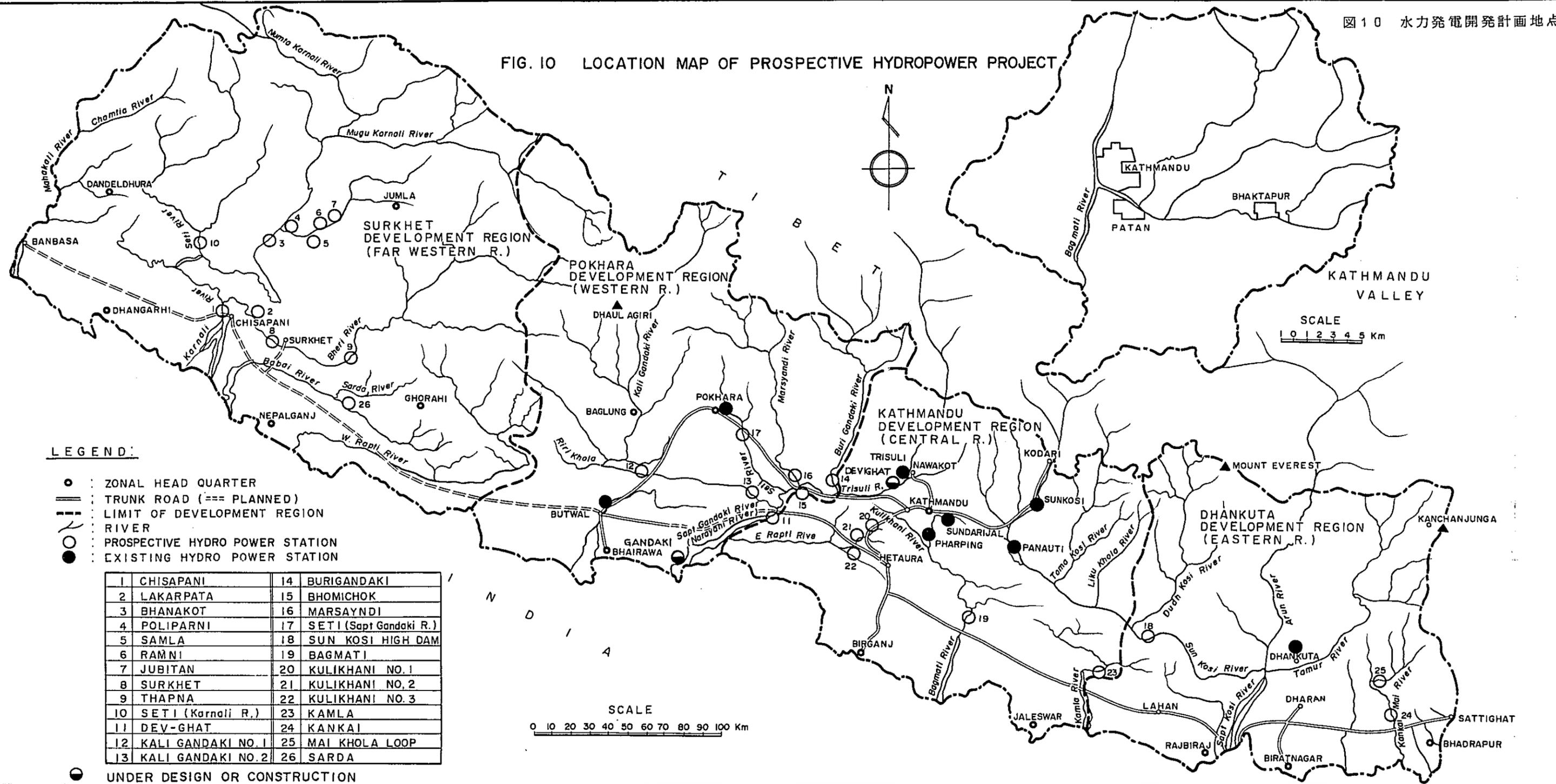
6.4.4 Surkhet 開発区

この地区内の電力需要の伸びは非常に小さく、Nepalganj を除いてはマイクロプロジェクトの開発の方がむしろ向いていると思われる。

Nepal ganj へ電力を供給する計画として考えられるのは Sarda プロジェクトである。表 13 に示す如く、Sarda プロジェクト (49MW) は、余剰電力をインドへ売ることが出来るとすれば、Nepal ganj に比較的安価な電力を供給することが出来る。このプロジェクトは又、この地域内の大規模開発である Chisapani プロジェクトの工事用電力を供給する事ができるという点からみても重要である。このプロジェクトは地理的に遠い為、CNPS 系統へつなぐ事は考えない。

図10 水力発電開発計画地点

FIG. 10 LOCATION MAP OF PROSPECTIVE HYDROPOWER PROJECT



LEGEND:

- : ZONAL HEAD QUARTER
- == : TRUNK ROAD (== PLANNED)
- - - : LIMIT OF DEVELOPMENT REGION
- ~ : RIVER
- : PROSPECTIVE HYDRO POWER STATION
- : EXISTING HYDRO POWER STATION

1	CHISAPANI	14	BURIGANDAKI
2	LAKARPATA	15	BHOMICHOK
3	BHANAKOT	16	MARSAYNDI
4	POLIPARNI	17	SETI (Sapt Gandaki R.)
5	SAMLA	18	SUN KOSI HIGH DAM
6	RAMNI	19	BAGMATI
7	JUBITAN	20	KULIKHANI NO. 1
8	SURKHET	21	KULIKHANI NO. 2
9	THAPNA	22	KULIKHANI NO. 3
10	SETI (Karnali R.)	23	KAMLA
11	DEV-GHAT	24	KANKAI
12	KALI GANDAKI NO. 1	25	MAI KHOLA LOOP
13	KALI GANDAKI NO. 2	26	SARDA

● UNDER DESIGN OR CONSTRUCTION

図 11 Karnali 河縦断面図

Fig. 11

PROFILE OF KARNALI RIVER

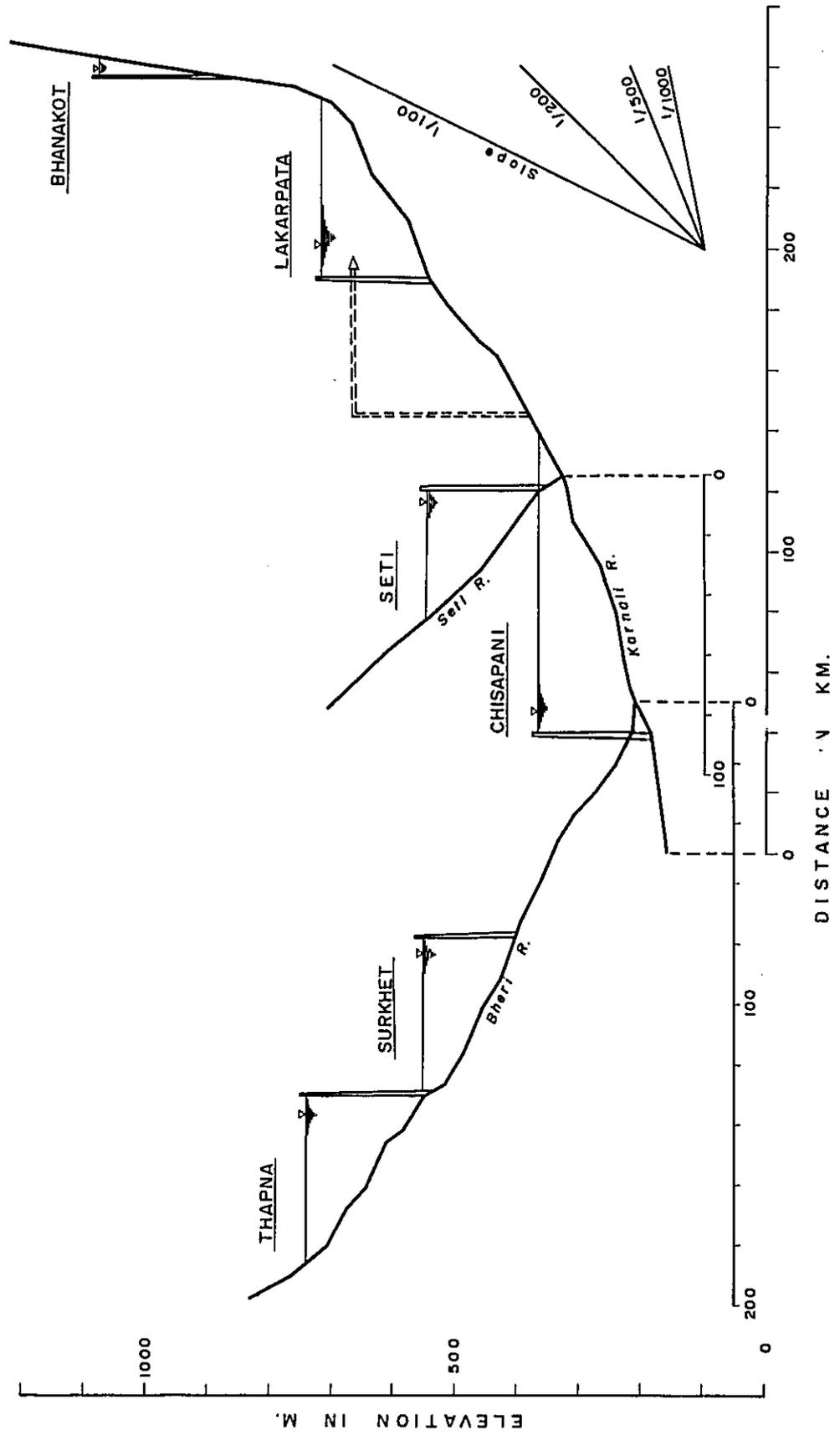


図 12 Sapt Gandaki 河縦断面図

Fig.12
PROFILE OF SAPT GANDAKI RIVER

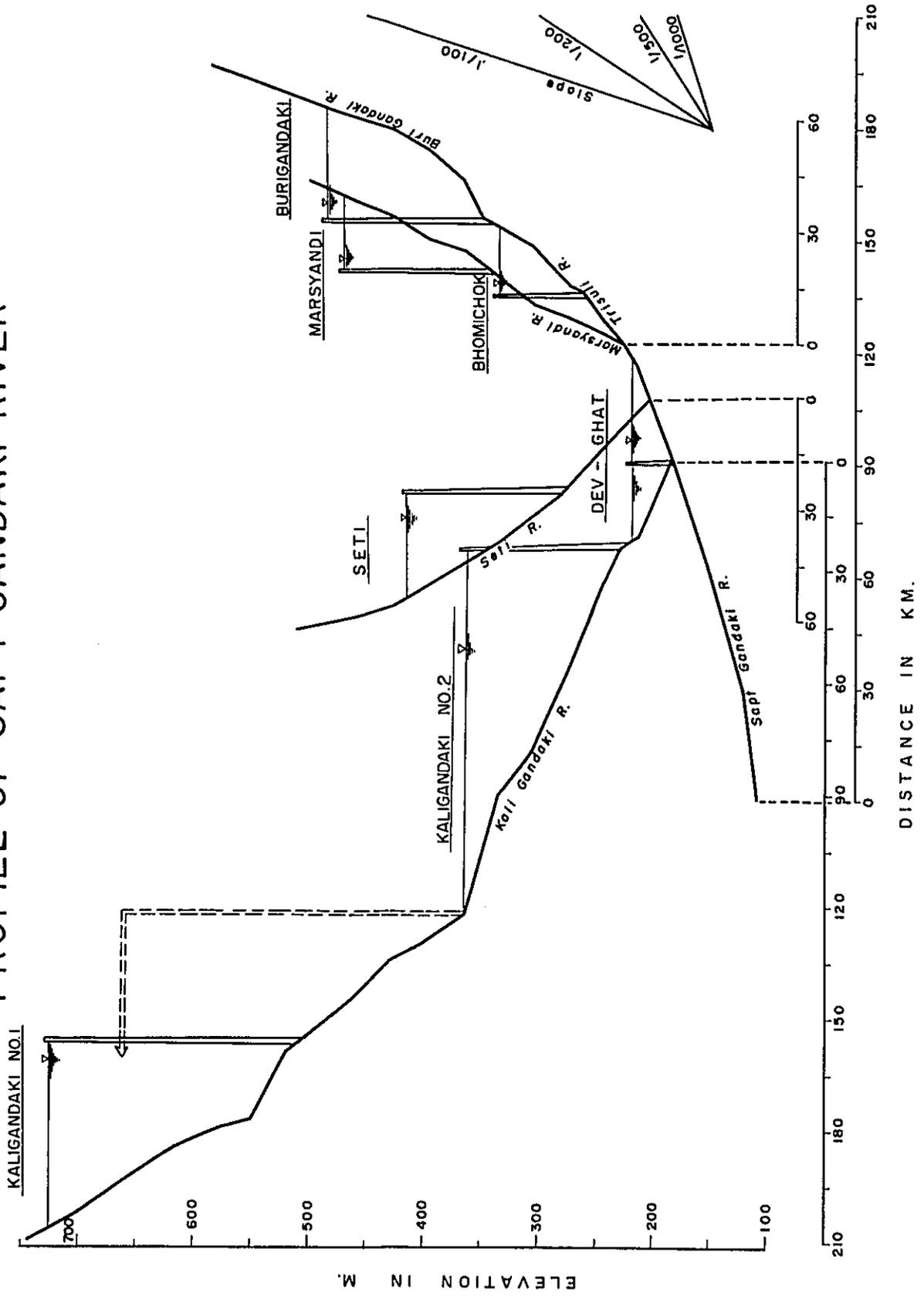


図 13 Sapt Kosi 河縦断面図

Fig. 13
PROFILE OF SAPT KOSI RIVER

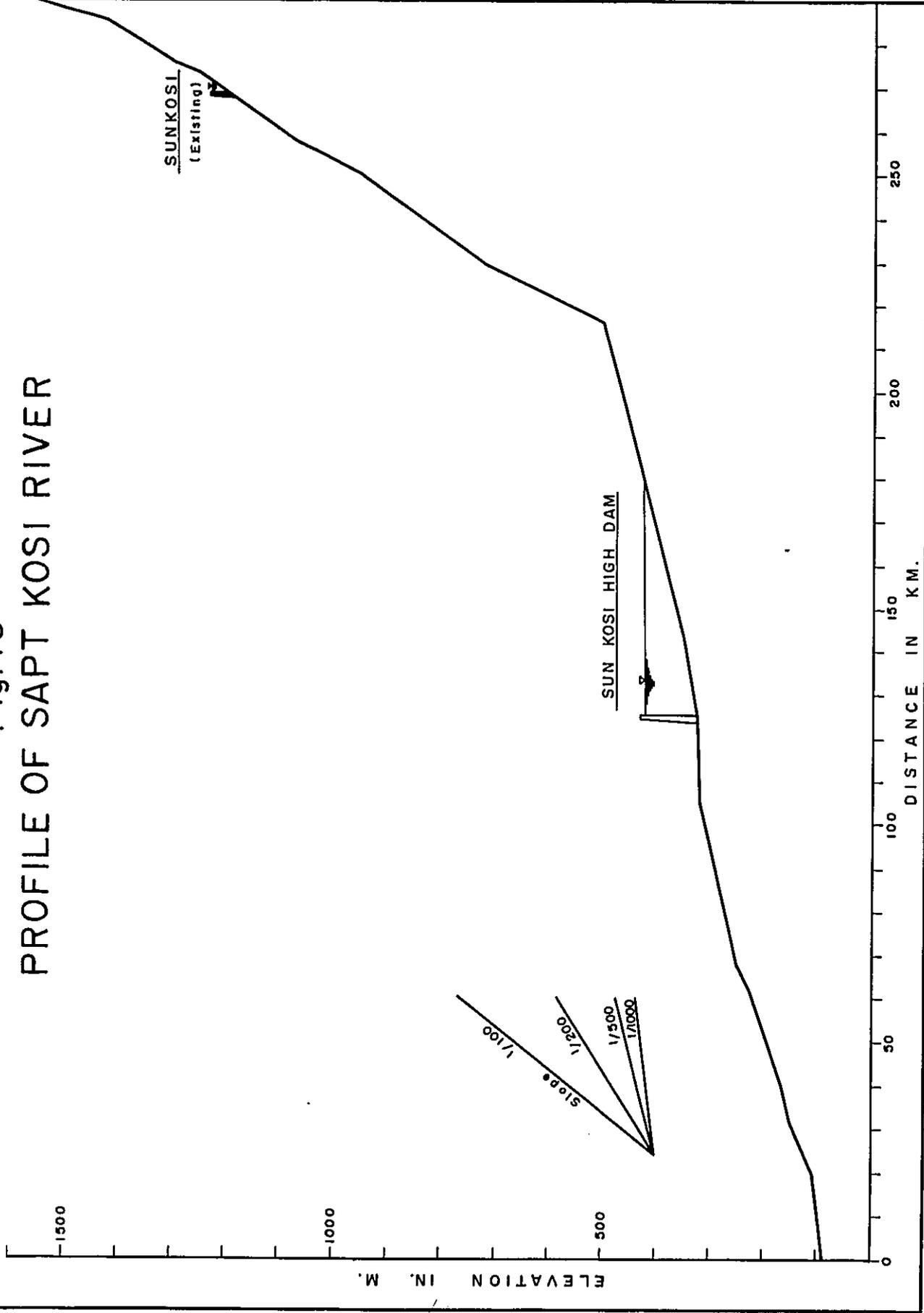
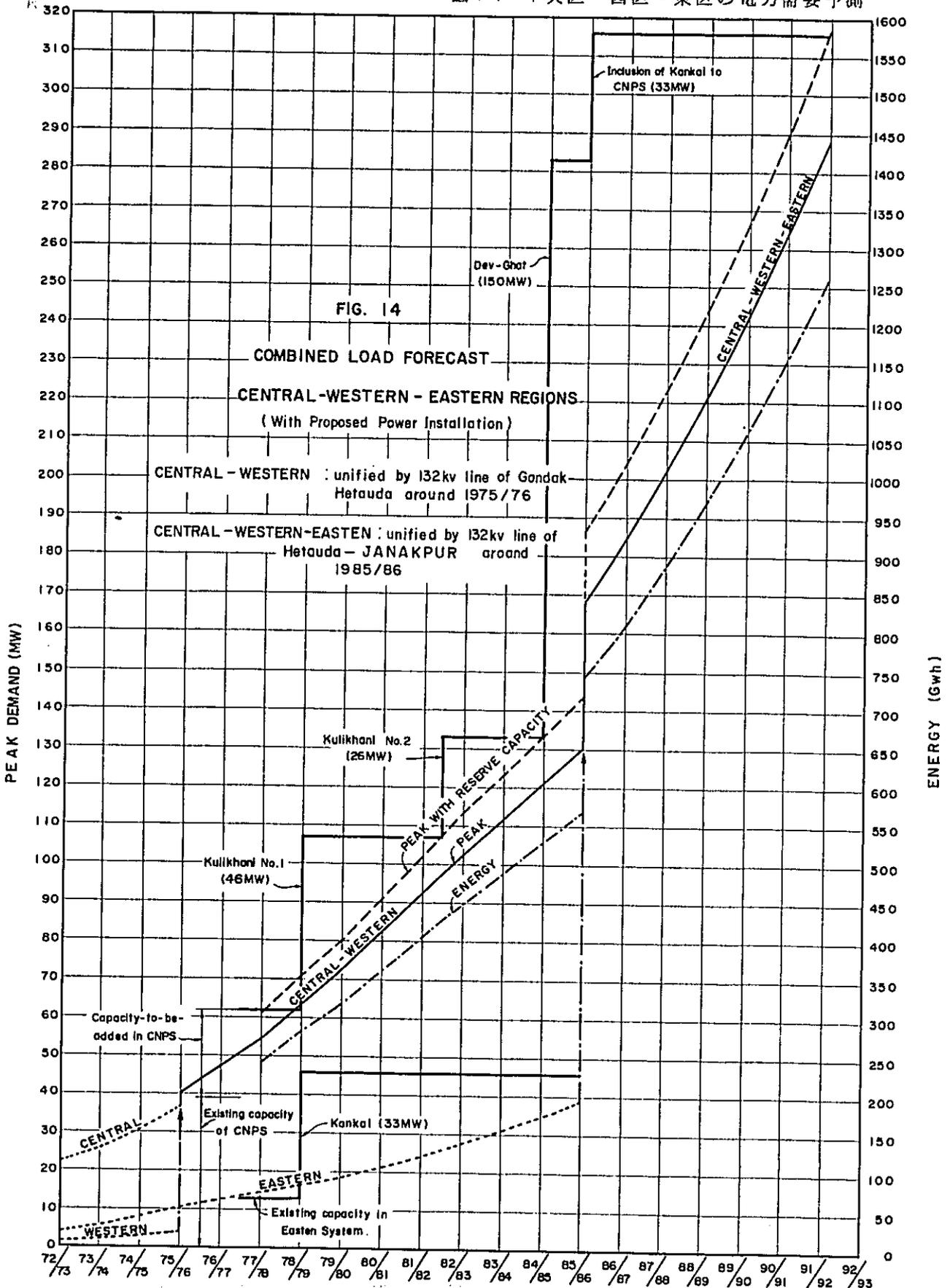


図 1 4 中央区 - 西区 - 東区の電力需要予測



第7章 送電系統

7.1 Kathmandu 及び Pokhara 開発区

既存及び計画中の送電システムを図一15に示す。

現在、Kathmandu Birganj. Hetaura 地域は 66 KV の送電線で結ばれている。この系統に Trisuri, Sunkosi, Pharping, Panauti 及び Sundarjal の各水力発電所が 66 KV あるいは 33KV の送電線で連結されている。多くのディーゼル発電所も又この系統に結ばれている。Pokhara 地区においては既設の送電線は Krishnagar - Taulihawa 間の 33KV 送電線だけである。

132KV の送電線が現在 Gandaki 発電所より Bharatpur を経て Hetaura まで建設中で、これは Kathmandu と Pokhara 地区を連結することになる。33KV 送電線も Jaulihawa, Lunbini, Bhairawa, Butwal, Tansen, Gandaki 間に建設中で数年後に完成する。この外にも電力局によって Gandaki, Bhairawa 間の 132KV 送電線と Pokhara, Bharatpur 間の 66KV 送電線が計画されている。

Kulikhani Ⅰプロジェクト(46MW)が先ず最初に開発されれば、電気は既設の 66KV、二回線送電線で Kathmandu へ送電される。Kathmandu の既設変電所では 2×27 MVA の容量の変圧器が増設される。

二番目の Kulikhani Ⅱプロジェクト(26MW)に対しては、Kulikhani Ⅱ発電所から Ⅰ発電所を経て Kathmandu に至る 132KV、一回線送電線 37Km、Ⅱ発電所から Hetaura までの同送電線 13Km、及び Kathmandu に 1×18 MVA、Hetaura に 2×10 MVA の変電所が必要である。Ⅰ発電所からの送電は、この時点で 132KV の送電線に切りかえられる。

三番目のプロジェクトである Dev-Ghat(150MW)に対しては、発電所から Hetaura に到る 65Km の 132KV、二回線送電線、Hetaura から Birganj への同様の分岐線 56Km、Hetaura から Kathmandu への一回線 50Km の増設、それに Kathmandu (3×40 MVA)、Hetaura (1×20 MVA)、Birganj (2×20 MVA) の変電所が必要である。Hetaura から Birganj への 132KV の送電線は、余剰電力をインドへ輸出するのにも利用できる。

7.2 Dhankuta 開発区

Biratnagar と Rajbiraj は現在インド側の Kataiya 変電所からの 33KV送電線から受電している。他の既設送電線としては Biratnagar と Dharan を結ぶ 33KV送電線がある。

Kankai プロジェクト(33MW)が完成すれば、これより 132KV送電線により Biratnagar に送電される。又、66KV送電線が Biratnagar より Rajbiraj を経て Janakpur まで建設される。Kankai 発電所から Bhadrapur までは、別に 33KV送電線が建設される。

Janakpur 近郊の町は Janakpur から 33KVから 11KVの送電線により電力供給を受ける。

7.3 Surkhet 開発区

Sarda プロジェクト(49MW)の電力は、66KV送電線により Nepalganj に送られる。その余剰電力はインドへ売られる。

7.4 電力系統の連結

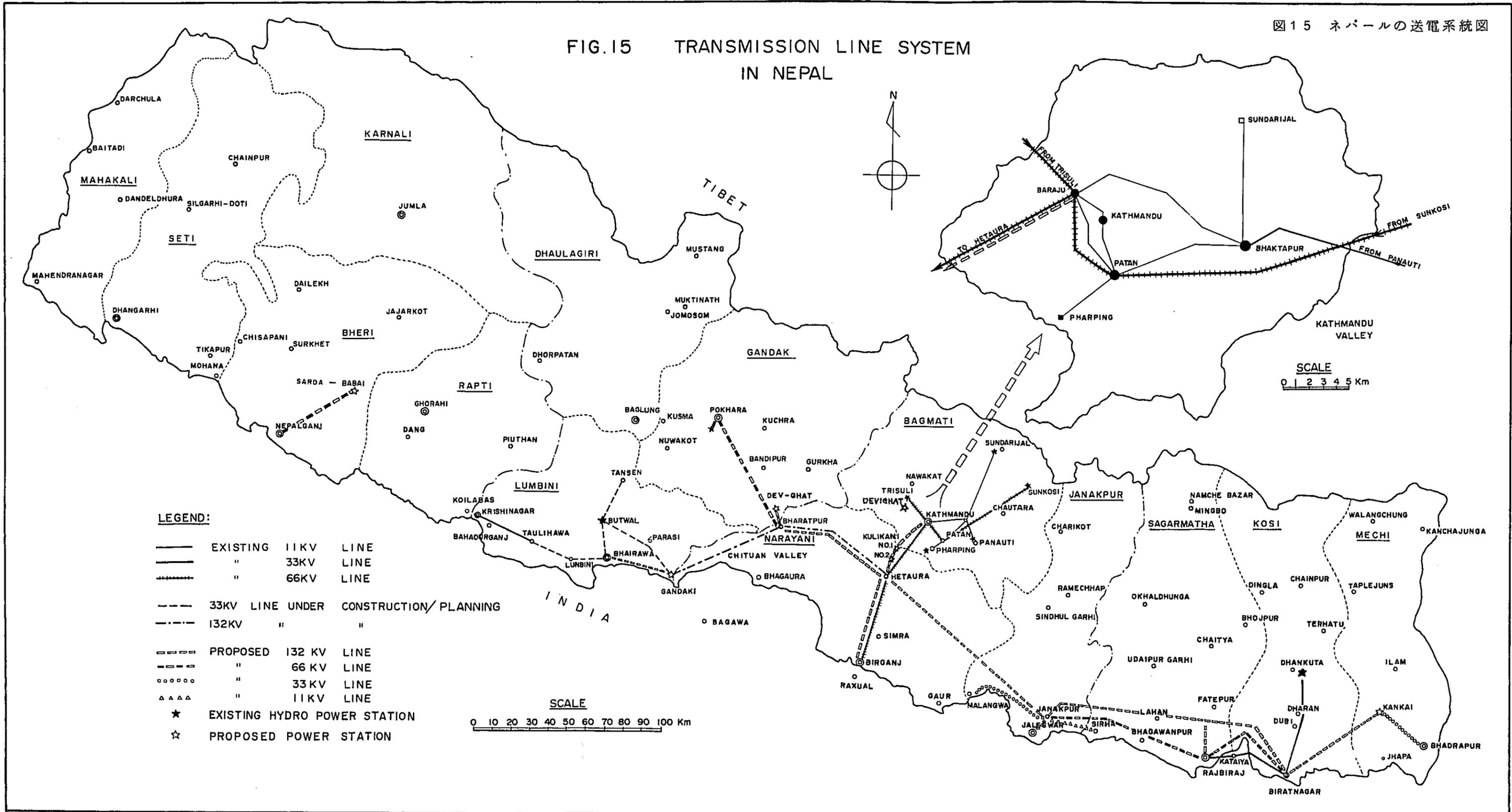
Nepalgaj とネパール中部は距離的に非常に離れているので、その電力系統は CNPS 系統とは別に開発される事になるであろう。

先に述べたように Kankai プロジェクトは東部地区の電力需要を 1985/86年まで満たすことが出来る。これ以降の開発については新たに火力あるいは水力発電を考えるか、又は CNPS 系統に結んでその余剰電力を受けるかのどちらかになる。

4.1 及び 4.2 節で述べたように、火力発電は燃料費だけでも 20 mill/kwh になり明らかに不利である。CNPS 系統に結ぶには、132KV、二回線、250kmにわたる送電線が Hetaura から Biratnagar まで必要であり、この工事費は約 920 万ドルである。これは他に水力発電プロジェクトを考えるよりはずっと割安である。又、CNPS 系統へ結ぶ事は系統運営の弾力性を増すという見地からも、いつかは為されるべきものである。その時期としては上に述べた 1985/86年頃が適当と思われる。

図15 ネパールの送電系統図

FIG.15 TRANSMISSION LINE SYSTEM IN NEPAL



LEGEND:

- EXISTING 11KV LINE
- EXISTING 33KV LINE
- EXISTING 66KV LINE
- - - 33KV LINE UNDER CONSTRUCTION/PLANNING
- - - 132KV " "
- ==== PROPOSED 132KV LINE
- ==== " 66KV LINE
- oooo " 33KV LINE
- AAAA " 11KV LINE
- ★ EXISTING HYDRO POWER STATION
- ☆ PROPOSED POWER STATION

SCALE
0 10 20 30 40 50 60 70 80 90 100 Km

SCALE
0 1 2 3 4 5 Km

第8章 プロジェクトの経済性評価

8.1 大規模開発

大規模なプロジェクトの経済性の評価は、電力を国境付近の町でインドへ渡すものと仮定して行う。この場合、表13に示してある建設費用に送電線、変電所あるいは開閉所の建設費用を加えなければならない。又、これに建設期間中の利子も含める必要がある。プロジェクトの経済性を評価するにはその建設費より、年均等費用を計算し、これを年均等便益と比較する。

建設期間中の利子は次式により計算される。

$$\text{利子} = 0.4 \times (\text{建設年数}) \times (\text{利子率})$$

大規模なプロジェクトに対しては、建設期間は6年、利子率6%とした場合、建設期間中の利子はプロジェクトの建設費の14.4%となる。

年均等費用の計算には資本還元率0.06344(6%、50年)、維持管理費として0.01、合計0.07344を用いた。

これより年均等費用はプロジェクトの建設費の8.4%(1.144×0.07344)となる。

年均等便益は表13に示す年平均常時電力量と11mil1/Kwhの売電価格から計算する。電力価格については4.8節で述べている。

大規模プロジェクトのコストは次の通りである。

(1) Chisapani プロジェクト

電気はMohanaに於てインドへ渡される。Mohanaの開閉所と、440KV、二回線、40Kmの送電線が発電所とMohana間に必要である。

総建設費用

ダム及び発電所	US\$ 548 × 10 ⁶
送電線設備	17 × 10 ⁶
計	US\$ 565 × 10 ⁶

(2) Marsyandi プロジェクト

Bhagawa に於てインドへ送電される。開閉所と 280KV、二回線、60Km の送電線が必要である。

総建設費用

ダム及び発電所	US\$ 181 × 10 ⁶
送電線設備	7 × 10 ⁶
計	US\$ 188 × 10 ⁶

(3) Kali Gandaki No.1 Project

電力は Bhairawa に送られる。開閉所と 440KV、二回線、50Km の送電線が必要である。

総建設費用

ダム及び発電所	US\$ 478 × 10 ⁶
送電線設備	17 × 10 ⁶
計	US\$ 495 × 10 ⁶

(4) Lakarpata Project

このプロジェクトに対しては既に Chisapani プロジェクトがあると仮定する。電力は 440KV、二回線、27Km の送電線で、Chisapani 発電所の二重母線に送られる。開閉装置が Chisapani 発電所に必要となる。

総建設費用

ダム及び発電所	US\$ 520 × 10 ⁶
送電線設備	9 × 10 ⁶
計	US\$ 529 × 10 ⁶

これらの建設費と前に述べた計算方法により、各プロジェクトの年均等費用と便益を計算して表-14に示す。

表-14 大規模プロジェクトの費用、便益

プロジェクト名	年費用 (10 ⁶ US\$)	年便益 (10 ⁶ US\$)	費用便益比	純便益 (10 ⁶ US\$)
Chisapani	47.5	91.8	1.9	44.3
Marsyandi	15.8	26.7	1.7	10.9
Kali Gandaki No.1	41.6	73.7	1.8	32.1
Lakarpata	44.4	60.9	1.4	16.5

6.3節で述べた様に、プロジェクト開発の優先度は Chisapani, Marsyandi, Kali Gandaki No.1, Lakarpata の順である。

8.2 中・小規模の開発

8.2.1 Kathmandu 及び Pokhara 開発区

CNP S 系統の開発のために下の様な実施順位が、6.4.2節で提案されている。

1978/79	Kulikhani No.1 プロジェクト (46 MW)
1982年	Kulikhani No.2 プロジェクト (26 MW)
1984/85年	Dev-Ghat プロジェクト (150 MW)

この実施計画は、Kankai プロジェクトがあるものとして、CNP S 系統及び、Dhankuta 地区の需要を 1991/92年迄満たすことが出来る。

付録-2で検討された事はこの開発順位が需要の伸び、需要が発電設備容量に達する迄の期間、余剰電力のインドへの売電等を考慮した時、プロジェクト費用の現在価値を最小にする様な最適のプロジェクトの実施順位であるという事である。

個々のプロジェクトの費用便益の計算は、前節で述べたのと同様な方法で行なうことは出来ない。この場合需要の伸びを考慮しないで水力発電計画の便益を計算することは無意味である。又、個々のプロジェクトは一連のプロジェクト実施順位の中で最適であることが証明されている以上、単独プロジェクトについての費用便益の比較は必要でないという事になる。この様な比較は実際には別の方法で為されているのである。しかし単に参考の為に個々のプロジェクトの費用便益をこの節の最後に示しておいた。それらの数値は水力発電が火力発電に比べて有利であることを示す事ができるが、この事は表-11に於ける高い火力発電のコストからしてむしろ自明であると思われる。

Kulikhani No.1、Kulikhani No.2 及び Dev-Ghat プロジェクトの送電線をも含めた建設費用は付録-2に示してある。簡単の為に、建設期間はすべて5年間と仮定した。従って前に述べた仮定から年均等費用は建設費用の8.2%となる。

Kulikhani No.1 プロジェクトからの電力は国内で消費される。このプロジェクトは3年半で全稼働に入り、この時点で201 GWh/yrの電力を起こすことになる。KWh 価値を算定するた

めにプロジェクト稼働全期間中の全電力消費の現在価値を計算し、それに資本還元率をかけて年平均価値を出す。それを貨幣価値になおすためには表-11に示す様に20mill/kwhというkwh価値を掛ける。計算方法と計算公式については付録-2の3.1、(2)を参照されたい。

KW価値の計算には表-11の63US\$/kwと、プロジェクトが全稼働になる迄の期間が短いので設備容量46MWをそのまま使用した。

Kulikhani No.2プロジェクトの電力も国内で消費される。費用便益の計算は上と同じ方法を用いた。

Dev-Ghatプロジェクトの電力は先ず国内で消費され、残りがインドへ売電される。国内消費とインドへの売電量は付録-2の3.3、(2)に述べられている。国内に対しては20mill/kwhのkwh価値を使い、余剰電力のインドへの売電に対しては4.3節で述べた様な考えの下に、6mill/kwhという割引価格を用いた。勿論別の売電価格を仮定することも出来るから、この6mill/kwhで計算した結果は単に参考にすぎない。

図-14に示すように、Dev-Ghatプロジェクトは全稼働に入るまで7年という比較的長い期間を要するので、KW価値はこの需要の伸びる期間を考えて少し調整を加えた。プロジェクトの稼働全期間を通じてのKW価値の平均は付録-2の3.1、(2)に述べた方法と公式により計算する事ができる。その結果、設備容量の150MWに対して、少し割引いた値の126MWをKW価値の計算では用いた。

以上述べた様にして計算された各プロジェクトの費用、便益を表-15に示す。

表-15を見ると、一連のプロジェクトのうち後に開発されるプロジェクトほどB/C比が大きくなっているが、これはその開発プロジェクトの順序の変更を要するという事にはならない。Kulikhani No.2プロジェクトはKulikhani No.1プロジェクトよりの放水を利用するので、No.1プロジェクトに先行することは出来ない。Dev-Ghatプロジェクトは最初のプロジェクトとしては大きすぎ、それが大きなB/C比を示しているのは、ただ、プロジェクト開始時点で大きな電力需要があること、その為規模の大きさによってコストが割安になる事を反映しているにすぎない。前に提案した順位はそのままで良い、と云う事である。

表-15 CNPS系統に対するプロジェクトの費用、便益

プロジェクト名	Kulikhani #1	Kulikhani #2	Dev-Ghat
発電設備容量 (MW)	46	26	150
建設費用 (10^6 us\$)	45.0	15.1	76.2
kwh 価値			
国内消費			
現在価値 (Gwh)	2.958	1.752	7.428
年均等価値 (mill/kwh)	187	100	471
kwh 当り価値 (mill/kwh)	20	20	20
kwh 価値 (10^6 us\$)	3.7	2.0	9.4
輸出電力			
現在価値 (Gwh)	—	—	4.886
年均等価値 (Gwh)	—	—	307
kwh 当り価値 (mill/kwh)	—	—	6
kwh 価値 (10^6 us\$)	—	—	1.8
kwh 価値合計 (10^6 us\$)	3.7	2.0	11.2
kw 価値			
容 量 (MW)	46	26	126
kw 当り価値 (us\$ / kw)	68	68	68
kw 価値 (10^6 us\$)	2.9	1.6	7.9
年便益合計 (10^6 us\$)	6.6	8.6	19.1
年 費 用 (10^6 us\$)	3.7	1.2	6.2
B / C	1.8	3.0	3.1
B - C (10^6 us\$)	2.9	2.4	12.9

8.2.2 Dhankuta 開発区

この地区の開発には Kankai プロジェクト (38 MW) が提案されている。このプロジェクトの年平均発生電力量は 156 Gwh/yr である。図-14 に示すようにこのプロジェクトは全稼動に入るまでに 7 年という比較的長い期間を要するので、kwh 価値、kw 価値の計算は共に前述のような調整を行なった。送変電設備については 7.2 節でのべた。

プロジェクトの費用便益を表-16に示す。

表-16 Kankaiプロジェクトの費用及び便益

発電設備容量 (MW)	83
建設費用 (10^6 us\$) ^{<1}	16.2
kwh 価値	
現在価値 (Gwh)	2,061
年均等価値 (Gwh)	181
kwh当り価値 (mill/kwh)	20
kwh 価値 (10^6 us\$)	2.6
kw 価値	
容量 (MW)	28
kw当り価値 (us\$/kw)	68
kw 価値 (10^6 us\$)	1.8
年便益合計 (10^6 us\$)	4.4
年費用 (10^6 us\$)	1.3
B/C	3.4
B-C (10^6 us\$)	3.1

8.2.3 Surkhet 開発区

この地区内の電力需要の伸びは非常に小さい。やや規模を備えた町としては Nepalganj があるのみである。この Nepalganj への電力供給用として Sarda プロジェクト (49 MW) が提案されている。66KV、一回線、60Km の送電線を、発電所と Nepalganj の間に必要とする。

その総建設費用は次の様である。

<1 電力部門に割当てられた	
ダムのコストと発電所	us\$ 12.6×10^6
送電設備	3.6
計	us\$ 16.2×10^6

ダム及び発電所	us \$ 61.4 × 10 ⁶
送電設備	2.3 × 10 ⁶
計	us \$ 63.7 × 10 ⁶

しかしながら図-5あるいは付録-3の表3-10に示すように1973/74年の電力需要0.6 MW、1989/90年の6.4 MWから見て、Sarda プロジェクトの発電設備容量は大きすぎるように見える。それで余剰電力はインドへ売電される必要がある。

Nepal ganj に於る1989/90年時点でのピーク需要の年増加率は10%と予想される。この率で需要が増加するとすれば、2010/11年頃に需要がSardaの発電設備容量に到達する事になる。

Sardaプロジェクトが1979/80年に供用開始されると考えた場合、その時点でのNepal ganjの需要は1.8MWで、Sardaプロジェクトの発電設備容量に2010/11年に到達するとすれば31年を要す事になる。この様に長期間にわたる需要の伸びに対しては附録2の3.1(2)で仮定した^{△1}様に、直線的な増加は、全期間中に於ける尖頭負荷及び電力量需要を過大評価することになって不適當である。

1979/80年、2010/11年に於ける尖頭負荷、電力量を示すと

年度	尖頭負荷(MW)	年電力量(Qwh)
1979/80	1.8	6.3
2010/11	49	222

この様な需要増加は、年増加率を一定とした凹型の増加曲線によって近似させる方がより適當である。^{△2}上の場合の尖頭負荷及びkwhの需要の年平均増加率は、それぞれ11.2%、12.2%である。kwh需要の増加率の方が大きいのは需要予測において負荷率を変化させた事による。

△1 この仮定は本文の8.2.1及び8.2.2でも適用した。

△2 利率*i*%の時、1年目の終りに1ドル投資し、その後毎年の投資額を*j*%ずつ増した時、

N年後の総投資額の現在価値(P)は次式で計算される。

$$P = \frac{(1+j)^N - (1+i)^N}{(i-j)(1+j)^N}$$

国内に於けるkwh価値、kw 価値と、余剰電力のインドへの売電価格が8.2.1の場合と同じと仮定すれば、Sarda プロジェクトの費用、便益は表-17に示すものとなる。

表-17 Sarda プロジェクトの費用及び便益

発電設備容量 (MW)	49
建設費 (10 ⁶ us\$)	63.7
kwh 価値	
国内用	
現在価値 (Gwh)	896
年均等価値 (Gwh)	57
kwh 当り価値 (milli/kwh)	20
kwh 価値 (10 ⁶ us\$)	1.14
輸出用	
現在価値 (Gwh)	2,602
年均等価値 (Gwh)	165
kw 当り価値 (mill/kwh)	6
kw 価値 (10 ⁶ us\$)	0.99
kwh 価値合計 (10 ⁶ us\$)	2.13
kw 価値	
容量 (MW)	13
kw 当り価値 (us\$/kw)	63
kw 価値 (10 ⁶ us\$)	0.82
年便益合計 (10 ⁶ us\$)	2.95
年費用 (10 ⁶ us\$)	5.22
B/O	0.57

このプロジェクトは費用が便益を上回り、不利となる。Nepa Iganj の初めのうちの電力需要は数千キロワットの大きさであるから、表-11に於ける高い方のkwh価値、kw価値を用いるべきであろうが、しかしこの初期の電力需要はほんの一部であるので、全体からみれば大した違いにはならない。

これに対し、31年間もの長い間インドへ6 mill/kwhという廉価で売電をし続けると仮定することの方が不合理であると思われる。

この様な長期間の売電に対しては、kwh価値とkw 価値の両方ともが売られるべきであろう。

表-1.7の数字からインドへの売電価格の損益分岐点を逆算すると17 mill/kwhとなる。便益費用比を1.3とする為には売電価格は約29 mill/kwhとなる。

Sarda プロジェクトを成り立たせる為には適当な売電価格を決める必要がある。

第9章 水力開発計画に対する投資計画

9.1 概 説

大規模なプロジェクトの開発には、大きな建設資金が必要であり、恐らく国際金融機関から調達されるであろう。又電力はインドへ売るのであるからインド政府の同意が必要である。従ってこれらに先立っては投資計画をたてることは出来ない。

一方、中小規模のプロジェクトは国内需要を常に満たすように開発を行なわねばならない。従って、プロジェクトの調査及び建設に先立って、財政上の準備がなされる必要がある。この章では中小規模のプロジェクトの投資計画についてのみ述べることにする。

9.2 投 資 計 画

この報告書で提案された中小規模のプロジェクトとしては下記のものがある。

プロジェクト名	地 域	発電開始時期
Kulikhani No 1	Kathmandu	1978/79
Kulikhani No 2	"	1982
Dev-Ghat	"	1984/85
Kankai	Dankuta	1978/79
東西連絡送電線		1985/86

投資及び建設の期間を考慮した投資計画の詳細は図-16に示してある。図中でKankaiプロジェクトは多目的計画であり、ダムは一体として建設されねばならないから、プロジェクトの建設費には共同費用を全部含んでいるが、かんがいの関連設備の費用は入っていない。

図-16で「Investigation and Survey」の項目は附録1にある各プロジェクトの費用の「Engineering and Administration」の項目の35%をとった。「Engineering and Administration」の項目の残りの部分は主に工事の監理費用であり、建設費の中に含めた。

建設費は「正弦自乗S曲線」法^{△1}によって、その建設期間に振り分けた。

図-16の費用には配電費や上にあげたプロジェクト以後のプロジェクトの調査費を含んでいない。これらの費用は建設費に比べて非常に小さい。

投資計画を要約すれば下記の通りである。

表-18 投資計画の要約

年 度	投資額 (10 ⁶ US\$)
1974/75	0.7
75/76	20.08
76/77	38.03
77/78	19.52
78/79	2.72
79/80	11.70
80/81	22.04
81/82	23.55
82/83	21.74
83/84	13.39 ^{△2}
84/85	3.76
85/86	1.38

△1 この方法の公式は

$$y = \sin^2(90x)$$

ここで、

y = 工事の完成した割合

x = 工事期間の経過した割合

これは米国陸軍工兵隊が建設業者への支払いを推定するのに使っている。

△2 Dev-Ghat 以後のプロジェクトの為の費用は含まれていないが、調査はこの年あたりから始めるべきであろう。

Fig. 16

INVESTMENT SCHEDULE

Project Name	Construction Cost (U.S.\$1,000)	Year (U.S.\$1,000)											
		74/75	75/76	76/77	77/78	78/79	79/80	80/81	81/82	82/83	83/84	84/85	85/86
Kulikhani No. 1	45,000	440	11,460	21,830	11,270								
Investigation & Survey	1,330	440	890										
Dam & Power Station	42,270		10,570	21,130	10,570								
Transmission Line	1,400			700	700								
Kulikhani No. 2	15,100				220	1,980	4,300	5,380	3,030	190			
Investigation & Survey	430				220	210							
Power Station	11,770					1,770	4,110	4,120	1,770				
Transmission Line	2,900						190	1,260	1,260	190			
Dev - Ghat	76,200					740	7,400	16,660	20,520	20,170	10,170	540	
Investigation & Survey	1,480					740	740						
Dam & Power Station	66,620						6,660	16,660	19,980	16,660	6,660		
Transmission Line	8,100								540	3,510	3,510	540	
East-West Transmission Connection	9,200									1,380	3,220	3,220	1,380
Construction Work	9,200									1,380	3,220	3,220	1,380
Kankai	33,180 ^Δ	260	8,620	16,200	8,100								
Investigation & Survey	780	260	520										
Dam & Power Station	28,800		7,200	14,400	7,200								
Transmission Line	3,600		900	1,800	10,900								
Total	178,680	700	20,080	38,030	19,590	2,720	11,700	22,040	23,550	21,740	13,390	3,760	1,380

Δ : Including all joint cost

第10章 今後の調査の必要性

5章で述べた様に、ネパールにはほゞ大な包蔵水力がある。しかしこれまで水力開発地点の調査は、地形的に踏み入りにくいとか、地図がないとか、資金、資材、人材の不足などから充分になされてはいなかった。

表13のプロジェクトは決して網羅的に列挙したものではない。これらのプロジェクトの発電設備容量の合計が、全体のポテンシャルのほんの一部でしかない事からも分る様に、技術的、経済的に開発可能なプロジェクトがもっとある筈である。

水力発電計画の調査に於ては、ネパール経済の現状及び将来の姿の認識の上に立って為されなければならない。この国の天然資源、地形、人口などからみて、大規模プロジェクトの開発によって得られる水力電気の輸出は、将来に於ける最大の産業となる可能性がある。大規模プロジェクトの開発には、流域の一貫した開発計画が必然的に要求される。その上に立って有望なプロジェクトの調査を進め、プロジェクトの目録とその優先順位をきめておいて、経済的及び政治的情勢がプロジェクトの実現に有利になった際、フィージビリティ・スタディや設計の仕事が迅速に行える様にしておかねばならない。

一方、電力供給と消費の現況からすれば、中小規模のプロジェクトを国内需要の伸びに合わせて、次々と実施して行かねばならない。これらについては、少なくともこゝ当分は流れ込み式発電所の開発にもっと注意すべきであると考えられる。この種の開発は簡単にでき、地方の需用にすぐ答える事ができる。はっきりとした地点としては今持っていないが、電力消費地から余り遠くない所、例えば既設発電所の上下流などに、これらを求める事が出来る。この様な所は交通の便も比較的良く、たいていは地質や水文の資料もそろっているものである。これらに関連して、次の諸河川に有望な地点がある様に思われる。

1. Sapt Gandaki 流域

- a) Seti Khola
- b) Andi Khola
- c) Trisuli の上流

2. Sapt Kosi 流域

a) Sun Kosi の上流

b) Indrawati

c) Tombakosi

それと同時に Bagmati 級の中型河川の調査ももっと重視される必要がある。この種の中型河川に於ける開発は、その規模からして早期実現の可能性が高い。又、プロジェクト地点への交通の便も、概して大河川に於けるよりも良く、周辺の土地も開発されている所が多く、人口密度も大きい。従ってこれらの河川の開発は民生安定に直結していると云う事が出来る。従って水資源の多目的利用と云う観点から開発を考える必要がある。

参 考 文 献

1. "Master Plan for Power Development and Supply", Dept. of Electricity, Nepal, May, 1970.
2. "A Brief Survey of the Geology of Nepal", by Tony Hagen, United Nations, Nov., 1960.
3. "Recommendation of Power Site for Priority, Nippon Koei Co. Ltd., Japan, Oct., 1963.
4. "A Preliminary Design Report on the Kulikhani Project, Nepal", OTCA, Japan, Nov., 1963.
5. "Hydroelectric Development of the Karnali River, Nepal", Nippon Koei Co. Ltd., Japan, Feb., 1966.
6. "A Review of the Feasibility Studies of the Chisapani High Dam Project", Snowy Mountain Hydroelectric Authority, Australia, July, 1968.
7. Comments on "A Review of the Feasibility Studies of the Chisapani High Dam Project", Nippon Koei Co. Ltd., Japan, Feb., 1969.
8. "Interim Report on Feasibility Study on Sun Kosi Terai Project", Nippon Koei Co. Ltd., Japan, Oct., 1969.
9. "The Fourth Plan (1970 - 1975)", National Planning Commission, Nepal, July, 1970.
10. "Preliminary Report on Regional Development Areas in Nepal", National Planning Commission, Nepal, July, 1970.
11. "Load Growth Study & 10 year Generation Plan (3rd edition)", NEC, Nepal, Feb., 1971.
12. "Hydropower Potentiality of Nepal", Dept. of Electricity, Nepal, 1971.
13. "Report on the Sarda (Mahakali) River", WAPCO, India, Nov., 1971.
14. "Reconnaissance Report on Hydroelectric Power Schemes on the Babai and Rapti Rivers", Nippon Koei Co. Ltd., Japan, Oct., 1972.
15. "Feasibility Study of Irrigation Development in the Terai Plain (Phase II)", Nippon Koei Co. Ltd., 1972.
16. "Engineering Report on Kankai Dam and Power Project", Dept. of Electricity, Nepal, June, 1972.
17. "A Reconnaissance Report on the Devighat Hydroelectric Power Project", Nippon Koei Co. Ltd., Japan, Sept., 1972.
18. "Feasibility Report on the Devighat Hydrel Project", Dept. of Electricity, Nepal, July, 1973.
19. "Statistical Pocket Book", Nepal, 1974.

調 査 団 旅 程

調査団員氏名

団	長：	土 木 技 師	市 浦 繁
マスタープラン調査団：		電 気 技 師	鈴 木 三 郎
		地 質 技 師	森 以 知 二
クリカニ計画調査班		土 木 技 師	中 島 義 次
		地 質 技 師	西 岡 修 平
		ボーリング専門家	秋 山 実

旅 程

日 程	マスタープラン調査班	クリカニ計画調査班
1973年		
11月16日	東京出発	
" 17日	カトマンズ到着	
" 18日	日本大使館、政府関係当局の訪問	
" 25日	作業準備	
" 26日	Karnali 河の計画地点を視察	
" 27日	Karnali 河に関する資料及び水文資料を収集	
" 29日	ネパール電力公社局長 P.P.Shaha 氏を訪問	
" 30日	Sun Kosi 発電所(10,050KW)及び Sun Kosi 河上流を視察	
12月 1日		
" 2日	Panauti 発電所(2,400KW)を視察	
" 3日	Devighat 開発計画のフィージビリティ報告書入手	
" 4日	Trusuli 発電所(18,000KW)を視察	
" 5日	調査中の Tupche 計画地点(Trisuli 発電所上流)の視察	中島、西岡氏カトマンズ到着 Kulikhani 計画地点の視察
" 10日		準備

日 程	マスタープラン調査班	クリカニ計画調査班
12月11日	カトマンズを出発、Kulikhani 発電所計画地点を視察	カトマンズを出発、Kulikhani 発電所地点を視察
" 12日	Birganj, Bagmati 河の計画地点を視察	No. 3、No. 2.地点を視察、No. 1ダム地点に到着
" 13日	Janakpur, Kamla 河ダム計画地点を視察	ボーリング地点、採石場、コア材料の調査
" 14日	Dahran 及び Chatra を経由して Barakshetra ダム計画地点と Sapt Kosi 地点を視察	ダム地点を出発、カトマンズに到着
" 15日	Kankai ダム計画地点の視察	
" 16日	Biratnagar ジュート工場及びネパール ボール紙会社を視察、空路カトマンズに到着	
" 17日	統計局で資料収集	水準測量の依頼及びボーリング作業の予定表を電気局に提出
" 18日	Pokhara, Butwal 及び Bharatpur に行く旅程準備	ボーリング専門家秋山氏到着
" 19日	"	ボーリング機械を Kulikhahi に輸送
" 20日	"	Kulikhani の 2 次旅程準備
" 21日	カトマンズ出発、Pokhara へ向う、途中で Buri Gandaki 及び Marsyandi ダム地点を調査	Kulikhani へ出発
" 22日	Seti 河のダム計画地点及び Pokhara 発電所 (1,000KW) の取水ダムを視察	Kulikhani No. 3 の発電所、水圧管路、ヘッドタンク予定地を調査及びボーリング機械の準備
" 23日	Pokhara を出発、Tansen へ向う、途中で Kali Gandaki 計画地点を視察	No. 2 計画地点の調査及びボーリング準備
" 24日	Tansen を出発、Riri Bazar に向う、Kali Gandaki ダム地点を視察	支流の取水地点を調査

日 程	マスタープラン調査班	クリカニ計画調査班
12月25日	Riri Bazer を出発、Tansen 到着	No.1の水圧管路及びサージタンク地点を調査
" 26日	Tausen を出発、Butwal Technical Institute 及び建設中のTinana水力発電所(1,200KW)、Mahendra砂糖工場を視察	Bhumpedi からKulikhani へ移動
" 27日	建設中のGandak 発電所(15,000KW)を視察	支流の取水地点を調査
" 28日	Bhairawa を出発カトマンズに到着	"
" 29日	入手した資料の検討	Kulikhani を出発、Bhumpedi に到着、途中で建設道路を調査
" 30日	ダム地点の図上検討及び統計資料の入手	ボーリング作業及び透水試験の監督、カトマンズに移動
" 31日	Kulikhani ダム地点調査の旅程準備 1マイル-1インチ図の複写	"
1974年		
1月 2日	水資源・電力長官を訪門	"
" 3日	使節団に説明書を作成	"
" 4日	水文資料の収集	説明書の作成及びボーリング監督
" 5日	"	
" 6日	カトマンズ出発Kulikhani へ向う	ボーリング作業の監督
" 7日	Kulikhani ダム地点の調査	"
" 8日	Kulikhani を出発、カトマンズに到着	ボーリング作業の監督
" 9日	P.P.Shaha 氏に報告	"
" 10日	灌漑局のK.D.Adhikary 氏に報告及び主任技師S.K.Malla 氏と討議	調査に関する打合せ及びボーリング作業の指導監督
" 11日	調査に関する最終打合せ及びネパール関係者の接待	"
" 12日	"	
" 13日	カトマンズを出発、バンコックへ向う	"
" 14日	資料収集のためバンコックに滞在	
" 15日	"	カトマンズを出発
" 16日	バンコック出発、東京到着	東京到着

ネパール水力発電開発調査報告書
(マスタープラン)

付 録 1

水力発電開発計画

附録 1 水 力 発 電 開 発 計 画

目 次

	ページ
1. 概 要	1 - 1
2. ヒマラヤ山脈水系	1 - 4
2. 1 Karnali 河	1 - 4
2. 1. 1 Chisapani 計画	1 - 4
2. 1. 2 Lakarpata 計画	1 - 6
2. 1. 3 Bhanakoto 計画	1 - 7
2. 1. 4 Jubitan, Ramni, Samla, Poliparni 計画	1 - 7
2. 1. 5 Surkhet 計画	1 - 8
2. 1. 6 Thapha 計画	1 - 9
2. 1. 7 Seti 計画	1 - 9
2. 2 Sapt Gandaki 河	1 - 10
2. 2. 1 Dev-Ghat 計画	1 - 10
2. 2. 2 Kali Gandaki No 1 計画	1 - 12
2. 2. 3 Kali Gandaki No 2 計画	1 - 14
2. 2. 4 Buri Gandaki 計画	1 - 15
2. 2. 5 Bhomichok 計画	1 - 17
2. 2. 6 Marsyandi 計画	1 - 19
2. 2. 7 Seti 計画	1 - 20
2. 3 Sapt Kosi 河	1 - 22
2. 3. 1 Sun Kosi 大ダム 計画	1 - 22
3. Mahabharat 山脈水系	1 - 25
3. 1 Bagmati, Rapti 河	1 - 25
3. 1. 1 Bagmati 計画	1 - 25

	ページ
3. 1. 2 Kulikhani No 1 計画	1-27
3. 1. 3 Kulikhani No 2 計画	1-30
3. 1. 4 Kulikhani No 3 計画	1-31
3. 2 Kamla 河	1-33
3. 2. 1 Kamla 計画	1-33
3. 3 Kankai Mai 河	1-35
3. 3. 1 Kankai 計画	1-35
3. 3. 2 Mai Kohola Leop 計画	1-37
3. 4 Babai 河	1-38
3. 4. 1 Sardø 計画	1-39

添 付 図 表

			ページ
表	1. 1	水力発電開発計画一覧表	1- 3
図	1. 1	水力発電計画地点位置図	1-4 1
図	1. 2	Chisapani, Lakarpata, Bhanakot, Jubitan, Ramni, Samla, Poliparni, Surket, Thapna, Seti 各計画概要図	1-4 2
図	1. 3	Dev-Ghat, Kali Gandaki No 2 計画概要図	1-4 3
図	1. 4	Kali Gandaki 計画概要図	1-4 4
図	1. 5	Marsyandi, Buri Gandaki 計画概要図	1-4 5
図	1. 6	Seti 計画概要図	1-4 6
図	1. 7	Sun Kosi 計画概要図	1-4 7
図	1. 8	Bagmati 計画概要図	1-4 8
図	1. 9	Kulikhani No 1, No 2, No 3 計画概要図	1-4 9
図	1. 10	Kamla 計画概要図	1-5 0
図	1. 11	Kankai, Mai Khola Loop 計画概要図	1-5 1
図	1. 12	Sarda 計画概要図	1-5 2

1. 概要

ネパールは、急峻な地形と豊富な降水量を持ち巨大な包蔵水力に恵まれている。理論包蔵水力は約 8 3,000 MW で年間可能発電量は約 7 27,000 GWh と推定されている。

ネパールの河川はその水源によって、3つのタイプに分類される。第1のタイプは水源をヒマラヤ山脈にもち、流量は降雪、氷河、降雨によって涵養されるものである。このタイプに属する河川は、Mahakali, Karnali, Sapt Gandaki, Sapt Kosi 河などがあげられる。この中で、Mahakali 河はネパールのインドとの西部国境沿いにあり、インドによって調査が行われているので、今回の調査には含めなかった。第2のタイプの河川は降雪線以下にある Mahabharat 山脈を水源とするものであり、河川の流量は降雨のみによって涵養される。第3のタイプの河川は Siwalik 地域を水源とする小河川であり乾期には流量が枯渇する。従ってこのタイプの河川は水力開発には不適である。

上記の河川の理論包蔵水力を下表に示す。

Karnali 河	3 2,000 MW
Sapt Gandaki 河	2 1,000 MW
Sapt Kosi 河	2 2,000 MW
Mahabharat 山系からの河川	4,000 MW

以下で説明をする有望な水力開発地点は、現地踏査、1インチ1マイル地図(1/63,360 地図)上での図上計画、及び既刊の計画報告書の検討によって選んだものである。契約にある作業内容には、前回のマスタープランでとり上げられた24の計画地点を検討することが規定されている。しかし、既刊の計画報告書に於て既に有利でないとされた計画地点についてはそれ以上の検討はしなかった。これまでの報告書に於て有望とみなされていたが、今回の現地調査や図上計画でその有望性が疑問視されたものも除外した。一方、調査の過程で見出された幾つかの有望な開発地点を本報告書に加えた。これらの開発計画の工事費は1974年初頭の価格で算定した。

最終的に、表 1-1 に示すように合計 26 地点が有望な開発地点とされたが、このうち 18 地点はヒマラヤ山脈を水源とし、残りの 8 地点は Mahabharat 山脈を水源としている。図 1.1 にこれらの地点の位置を示す。

同一河川に多くのプロジェクトがある場合、各プロジェクトの貯水位、放水位は上下流のプロジェクトを考慮して、一貫した計画になる様に定めた。しかし、個々のプロジェクトの設備容量、年間発生電力量、工事費は、そのプロジェクトが単独に開発されるものとして算出され、上流のプロジェクトの影響は考慮に入れていない。^{△1}

この附録では、各開発地点の計画概要、工事費等をのべ、これはマスタープラン作成のための基本データとなるものである。工事費の中には、建設期間中の金利、湛水地域の補償費、および、送電線の工事費は含まれていない。これらに要する費用は、ダムや発電所建設費に比べて小さいが、スタディーの目的によって適当に加算すべきである。

△1 上流地点の影響は将来、二番目のプロジェクトの選定が主な関心事となるときには当然考慮されねばならない。また、電力系統におけるあるプロジェクトの位置づけも、プロジェクトのスタディーの進んだ段階では十分吟味されねばならないだろう。これはその地点の開発の最適化に影響を与えるからである。この点に関しては、ページ 1-29 の脚注を参照されたい。

表1.1 水力発電開発計画一覧表 ^{△1}

番号	計画地点	設備容量 (MW)	年間発生電力量 (GWh) ^{△3}		工事費 ^{△2} (千米ドル)	建設単価		
			一次	総		KW当り (米ドル)	KW当り (米セント)	一次 総
Himalaya Range River System								
I Karnali River								
1.	Chisapani	1,800	8,350	10,715	548,000	304	66	51
2.	Lakarpata	1,200	5,540	7,110	520,000	433	94	73
3.	Bhanakot	810	3,740	4,800	615,000	759	164	128
4.	Poliparni	41	320		34,200	834	107	
5.	Samla	45	350		36,400	809	104	
6.	Ramni	20	150		32,100	1,605	214	
7.	Jubitan	18	140		30,000	1,667	214	
8.	Surket	600	2,780	3,570	509,000	848	183	143
9.	Thapna	500	2,320	2,980	528,000	1,056	228	177
10.	Seti	270	1,250	1,600	379,000	1,404	303	237
II Sapt Gandaki River								
11.	Dev-Ghat	150	770	1,193	68,100	454	88	57
12.	Kali Gandaki No 1	1,500	6,700	8,950	478,000	319	71	53
13.	Kali Gandaki No 2	300	1,240	2,000	156,000	520	126	78
14.	Buri Gandaki	200	961	1,330	96,000	480	100	72
15.	Bhomichok	120	455	956	109,000	908	240	114
16.	Marsyandi	510	2,423	3,190	181,000	355	75	57
17.	Seti	230	997	1,340	98,800	430	99	74
III Sapt Kosi River								
18.	Sun kosi high dam ^{△4}	360	832	2,020	103,000	287	124	51
Mahabharat Range River System								
I Bagmati-Rapti River								
19.	Bagmati ^{△4}	70	350	490	234,000	334	67	48
20.	Kulikhani No 1	46 ^{△5}	157	201	43,600	948	278	217
21.	Kulikhani No 2	26 ^{△5}	103	120	12,200	469	118	102
22.	Kulikhani No 3	14 ^{△5}	70	91	19,900	1,421	284	219
II Kamla River								
23.	Kamla ^{△4}	30	74	116	9,600	320	130	83
III Kankai Mai River								
24.	Kankai ^{△4}	33	142	156	12,600	382	89	81
25.	Mai Khola Loop	13	47	57	26,000	2,000	553	456
IV Babai River								
26.	Sarda	49	222	249	61,500	1,255	277	247

△1 設備容量、発生電力量および工事費は各計画が独立して建設される時のものである。もし、上流地点の影響を考慮するならば、下流地点の流況は平均化され、その計画の経済性は増大するであろう。

△2 送電、変電に要する費用は含まれていない。

△3 2次電力を含む。

△4 多目的開発計画、費用は電力部門のみを対照。

△5 予備調査段階での数字、ページ1-29, 31, 32の脚注参照。

2. ヒマラヤ山脈水系

2.1 Karnali 河

Karnali 河はネパールの西部を流れ、インドでガンジス河と合流する。流域面積は国境地点で $43,000\text{km}^2$ である。

Karnali 河の水力開発調査は 1966 年に既に行われた。その流域開発計画では 10 地点の水力開発地点をあげている。各地点の可能出力は 18 MW から 1,800 MW にわたっており、もし、これらの地点が全て開発された場合、合計出力は 5,304 MW に達する。これらの開発地点のうち最も有望な Chisapani と Lakarpata (図 1.2 参照) については既にフイージイビリテイ報告書が作成されている。

2.1.1 Chisapani 計画

概 要

流域計画に於て、Chisapani 計画が最も大規模で、経済的な計画であるとされている。この計画地点は Karnali 河の下流部にあり、図 1.2 で示すようにインド国境に近いところに位置している。ダム地点での流域面積は $42,894\text{km}^2$ で、年平均流出量は $42,200 \times 10^6\text{m}^3$ である。余水吐の設計流量は $25,000\text{m}^3/\text{s}$ である。

Karnali 河は、ゆるやかな蛇行をくり返しながら Mahabharat 山脈を通過し、それから南に向かって Siwalik 山脈を峡谷をなして横切り Terai 平野に流出する。

ダム地点は峡谷の最も深い区間の中間部にある。峡谷の幅は約 100m で、兩岸の勾配は約 45 度である。河床面の海拔は約 182m である。

ダム地点の地質は上流方向に傾く単斜構造である。この地点の岩盤は Siwalik 山脈を構成

している第三紀 Siwalik 層の砂岩と泥岩の互層より成っている。これらの岩は堅固であり、大ダムの建設に適している。

計画案

Chisapani ダムはアーチ式コンクリートダムで堤高 207 m、総貯水容量 $15,100 \times 10^6 m^3$ 、有効貯水容量 $7,300 \times 10^6 m^3$ である。堤体コンクリート量は $3.7 \times 10^6 m^3$ である。

常時満水位は E.L. 370 m、最低水位は E.L. 333.7 m、従って利用水深は 36.3 m となる。

余水吐はサイドチャンネル式トンネル余水吐二本とし、河の兩岸にそれぞれ一本配置し、最大洪水流入量 $25,000 m^3/s$ を処理する。それぞれのサイドチャンネルの越流部分の長さは 100 m で、高さ 8 m、4 門のゲートが設置され、これに内径 15.4 m のトンネルが取り付けられる。

発電所はダム下流直下におかれる。ダム上流面に 6 つの取水口を設け、それから内径 6 m の水圧鉄管 6 本を堤体内を通して発電所にとりつける。発電所は出力 300 MW の水車発電機 6 台を備え、合計設備容量は 1,800 MW である。

この発電所の常時使用水量は $787 m^3/s$ で常時出力 990 MW である。又年間常時発生電力量は 8,350 GWh である。

このプロジェクトの建設に必要なセメントを供給するため年間 300,000 トンの能力をもつセメント工場が独立した企業として設立されることになるであろう。

代替案としては、上記コンクリートアーチダム地点より約 1.8 km 下流地点の Chisapani 峡谷の南端部にフィルダムをつくる事が考えられる。フィルダムの高さは河床から約 188 m で、堤体積は $3.15 \times 10^6 m^3$ である。シュート式の余水吐と地上式発電所は右岸に配置する。設備容量は同じく 1,800 MW である。最終的なダムの形式と建設地点の決定には更に検討

が必要である。

建設費

ダムと発電所の工事費は合計5億4,800万米ドルと見積られる。これより建設単価はKWh当り6.6セント、KW当り304ドルと計算される。

各工種別建設費は以下の通りである。

準備工事	3,430万米ドル
仮排水路	4,820万 "
ダム	1億4,230万 "
余水吐	3,720万 "
水路	2,090万 "
発電所	2,898万 "
発電機器	1億1,000万 "
小計	4億2,188万 "
調査設計及び管理費	4,212万 "
予備費	8,400万 "
合 計	5億8,400万 "

2.1.2 Lakarpata 計画

Lakarpata 計画はダム式高落差発電所、あるいは流れ込み式発電所のどちらでも開発可能であるが、前者の方がより有利な計画である。どちらのケースも図1.2に示すように、Karnali 河の水をトンネルによって Bheri 河に流域変更し、地下式発電所によって発電するものである。このダム地点は前記の Chisapani 開発地点から河沿いに約135km上流の所に位置する。発電所は Bheri 河と Karnali 河の合流点から約24km上流の Bheri 河河岸に位置する。ダム地点の地質は堅固な砂岩と泥岩から成り、大ダムの建設に適している。

Lakarpataのダム式発電計画はその開発規模と経済性に於いてChisapani計画に次ぐものである。ダム地点に於ける流域面積は $20,970\text{km}^2$ 、年平均流出量は $16,800 \times 10^6\text{m}^3$ である。

この計画は堤高 197m 、堤体積 $4.44 \times 10^6\text{m}^3$ のコンクリート重力式ダムを河川の屈曲部の先端に建設するものである。常時満水位はEL 720m で、総落差 320m 、総貯水容量 $2,600 \times 10^6\text{m}^3$ である。又最大利用水深は 60m で、有効貯水容量は $1,860 \times 10^6\text{m}^3$ となる。設備容量は $1,200\text{MW}$ で年間 $5,540\text{GWh}$ の常時電力量が得られる。

ダムおよび発電所に要する建設費は5億 $2,000$ 万米ドルと算定され、従って m^3 及び KW 当りの建設単価はそれぞれ 9.4 セント/ m^3 及び 433 米ドル/ KW となる。

2.1.3 Bhanakot 計画

図1.2に示す様にLakarpataダムの湛水による背水はKarnali河とSinja河の合流点の下流約 8km の地点に達する。Bhanakot計画はこの合流点より 2.5km 下流地点にダムを造り、その水を 6km のトンネルによって下流の発電所に導くものである。この発電所からの放水位は下流のLakarpataダムによる背水を考慮して決めた。堤高約 200m のダムにより、その常時満水位はEL $1,080\text{m}$ となり、約 320m の落差が発電に利用可能となる。

ダム地点での流域面積は $19,130\text{km}^2$ で、年平均流出量は $15,300 \times 10^6\text{m}^3$ と推定される。

Bhanakot計画の設備容量は 810MW で、年間常時発生電力量は $3,740\text{GWh}$ である。建設費は6億 $1,500$ 万米ドルで、 m^3 及び KW 当りの建設単価はそれぞれ 16.4 セント/ m^3 及び 759 米ドル/ KW となる。

2.1.4 Jubitan, Ramni, Samla, Poliparni 計画

Sinja河はKarnali河の支流で、Bhanakotダム計画地点の直ぐ上流で本流と合流す

る。Sinja川の河床勾配は約1/30で非常に急である。この河では一連の流れ込み式発電所の建設が可能で、図1.2で示すようにJubitan,Ramni,Samla及びPoliparni地点が有望である。Jubitan地点は最も上流にあって流域面積2,740km²、年平均流出量は2,190×10⁶m³と推定される。

その他の三ヶ所の計画はそれぞれ上流の計画からその放水を利用して発電するものである。上記4ヶ所の発電所の合計設備容量と年間発生電力量はそれぞれ124MW及び960GWhであり、詳細を以下に示す。

開発地点	設備容量 (MW)	年間発生電力量 (GWh)
Jubitan	18	140
Ramni	20	150
Samla	45	350
Poliparni	41	320

これら4つの地点の建設費、KW、km当り建設費および水路の長さを以下に示す。

開発地点	建設費 (万米ドル)	建設単価		
		km当り (セント/KW)	KW当り (米ドル/KW)	水路表 (km)
Jubitan	3,000	21.4	1,667	12.0
Ramni	3,210	21.4	1,605	6.5
Samla	3,640	10.4	809	9.0
Poliparni	3,420	10.7	834	6.5

2.1.5 Surkhet 計画

図1.2に示す様に、Surkhet計画はBheri河とKarnali河の合流点からBehri河を約70km遡った地点にある。この地点は、Chisapani計画の常時満水位の背水を考慮して選んだ。

流域面積はダム地点で $1,780\text{km}^2$ 、年平均流出量は $1,3100 \times 10^6\text{m}^3$ と推定される。

Surkhet 計画はダム式発電所で、その常時満水位は EL. 555m 、有効貯水容量 $2,700 \times 10^6\text{m}^3$ であり、落差 160m を得る。

設備容量及び年間常時発生電力量はそれぞれ 600MW 及び $2,780\text{GWh}$ となる。建設費は総額 $5億900万米ドル$ で、KW、 km^2 当りの建設単価はそれぞれ 848米ドル/KW 及び 18.3セント/km^2 となる。

2.1.6 Thapna 計画

図 1.2 に示す様に Thapna 計画もダム式発電所であり、Surkhet 計画地点から約 50km 上流の地点にある。ダム地点での流域面積は $1,090\text{km}^2$ で年平均流出量は $1,2300 \times 10^6\text{m}^3$ と推定される。

常時満水位は EL. 740m で、有効貯水容量 $2,010 \times 10^6\text{m}^3$ 、総落差 160m である。

この計画の設備容量は 500MW 、年間常時発生電力量は $2,320\text{GWh}$ と見積られる。建設費は $5億2,800万米ドル$ で、KW、 km^2 当りの建設単価はそれぞれ、 $1,056\text{米ドル/KW}$ 及び 22.8セント/km^2 となる。

2.1.7 Seti 計画

図 1.2 に示す様に Seti 計画は Seti 河と Karnali 河の合流点から Seti 河を約 10km 上流に遡った地点にある。この地点は Chisapani 貯水池の上流端に位置するダム式発電所である。

ダム地点の流域面積は $7,090\text{km}^2$ 、年平均流出量は $9,400 \times 10^6\text{m}^3$ と推定される。

この貯水池の常時満水位はE L . 5 5 0 m、有効貯水容量 $1,000 \times 10^6 m^3$ 、総落差 158 mである。

この発電所の設備容量は 2 7 0 MWで、年間常時発生電力量は 1,250 GWhである。ダム及び発電所に要する総工事費は約 3 億 7900 万米ドルで、KW、 \square 当りの建設費はそれぞれ 1,404 米ドル/KW及び 30.3 セント/ \square である。

2.2 Sapt Gandaki 河

Sapt Gandaki 河はネパールの三大河川のひとつで国土の中央部を流れている。流域面積はネパールとインドの国境で 34,960 km^2 で、このうち 5,000 km^2 はチベット域内にある。

この Sapt Gandaki 水系では、Pokhara と Trisuli の二つの発電所が既に開発されており、これらの設備容量は各々 1,000 KW及び 18,000 KWである。設備容量 14,000 KWをもつ Devighat 発電所のフィージビリティスタディは既に出来ており、近く建設に入る予定である。他の地点の水力開発計画については現地踏査を行ったと云う程度である。今回の現地踏査と 1 インチ 1 マイルの地図で図上計画によって 7 つのダム式発電所計画地点が選ばれたが、以下にそれらについてのべる。

2.2.1 Dev-Ghat 計画

Dev-Ghat 計画のダムサイトは、Kali Gandaki 河と Trisuli 河の合流点から約 1 km 下流の Sapt Gandaki 河本流に位置している（図 1.1 と図 1.3 参照）。ダム地点での流域面積は 32,130 km^2 で、年平均流出量は $50,380 \times 10^6 m^3$ である。ダム地点の地質は鮮新世 - 洪積世の砂岩、泥岩、頁岩である 下部 Siwalik 層から成っている。ダム地点附近では砂岩が大部分であり、岩はあまり堅くない。河床高は標高 E L . 182 mで、河幅は約 250 m である。河床は砂を砂利からなる 厚い沖積層でおおわれており、その厚さは 15 m ~ 30 m と推定される。河の両岸は高くなく、特に左岸は非常に低く、ゆるやかな斜面を形成している。このような地形と地質から考えて、余り高いダムの建設はできない。

この地点は流域面積が非常に大きいので、大量の沈砂と大きな洪水量とが、ダム計画に関連する重要な問題となる。

計画案

ダムはフィルタイプで、堤高は河床から40mである。上流側には、ダム底部からの浸透を減らすために、十分に長い不透水性ブランケットを置く。堤体積は $1.5 \times 10^6 m^3$ である。ゲートを備えたシュート式余水吐が左岸ダム取付部に設けられる。ゲートの頂部はE L .220 mで、越流頂はE L . 208 m、従ってゲートの高さは12 mである。余水吐の越流幅は255 mで、最大洪水量 $2,1100 m^3/s$ を流す事ができる。

貯水池に於ける流入土砂の堆砂面はやがては余水吐越流頂にまで達する。従って、貯水池の容量のうちゲートで制御可能な部分だけが有効貯水容量となり、これは $160 \times 10^6 m^3$ となる。この容量で調節可能となる常時使用水量は $314.5 m^3/s$ である。貯水池容量曲線は図1.3にある。

発電所はダムの直下流右岸に設ける。3本の内径8mトンネルによって導水し、最大総落差35mを得る。発電所の設備容量は150MWで年間常時発生電力量は約770GWhである。

このダム地点では非常に大きい洪水が起るので施工中の仮排水の計画には特別な考慮を必要とする。はじめに内径10mの仮排水トンネルをダムの両岸に設け、余水吐のコンクリート工事を、ダムの盛立てが始まる前に完成させる。次に盛立ては第一段階で、一つの乾期中に余水吐の越流頂部以上にあげる。この盛土によって、建設期間中の洪水は一部分は仮排水トンネルから、又一部分は余水吐から放流されることになる。

建設費

ダム及び発電所建設に要する総工事費は6.810万米ドルと見積られる。これよりKW及び

1kW当りの建設単価はそれぞれ454米ドル/kW及び8.8セント/kWhである。

工事費の主な内訳は以下の通りである。

準備工事	130万米ドル
仮排水トンネル	470 "
ダム	520 "
余水吐	1,400 "
水路	980 "
発電所	330 "
発電機器	1,610 "
小計	5,440万米ドル
調査、設計、管理費	424万米ドル
予備費	946 "
合計	6,810万米ドル

2.2.2 Kali Gandaki No.1計画

概要

Kali Gandaki No.1発電所のダム地点は、図1.1及び図1.4に示されるようにKali Gandaki河の支川であるRiri河との合流点から約4km上流のKali Gandaki河に位置する。ダム地点付近で、Kali Gandaki河は、大きなループを描いている。即ちMahabharat山脈に沿ってしばらく西方に流れた後、南に向きを変えてこの山脈を横切ってから、今度は東に流れている。この河が山脈を横切っている地点は深い峡谷をなしており大ダムの建設に適している。この計画は、上述した地形を利用し、ループ状の河川をショートカットして発電の為の高落差を得るものである。ダム地点での流域面積は9200km²で年平均流出量は $11,760 \times 10^6 m^3$ である。

ダムサイトの地層は、先カンブリア紀からカンブリア紀前期の石灰質砂質片岩、片岩状石灰岩、硅質粘板岩状片岩、石墨緑泥滑石片岩から成る。ダム地点の河幅は狭く、両岩とも急峻な斜面をなしている。河床の標高はE L . 5 1 8 mで河幅は水際線で約60 mである。

計画案

ダムは堤高214 mのロックフィルダムである。主な諸元は、常時満水位E L . 7 2 5 m、総貯水容量 $7,000 \times 10^6 m^3$ 、最大利用水深65 m、有効貯水容量 $4.480 \times 10^6 m^3$ 、堤体積 $4.35 \times 10^6 m^3$ である。貯水位容量曲線は図1.4にある。

余水吐は工事費の見つमोरの為にトンネルタイプを考えた。ゲート式越流部をもった内径10 mのトンネル4本を要し、兩岸に2本ずつ配置される。この余水吐によって最大 $14,000 m^3/s$ の洪水流入量を処理することができる。

余水吐の代替案としては、図1.4に示すように、ダム地点より上流約2.1 kmの地点が考えられる。ここではMahabharat山脈が非常に薄く鞍部になっており、この尾根を掘きくして、シュート式余水吐を設ける事ができる。

発電所は、図1.4に示すように代替案としての余水吐の放流位置より少し上流に位置する。Mahabharat山脈の狭い稜線のショートカットにより総落差362 mが得られる。3本の内径7.6 mの発電用トンネルで常時使用水量 $300 m^3/s$ を設備容量1,500 MWの発電所に導き、年間 $6,700 \times 10^6$ GWhの常時電力量が得られる。

建設費

総工事費は4億7,800万米ドルで、これによって、KW及びKWH当りの建設単価はそれぞれ319米ドル/KW及び7.1セント/KWHである。

工事費見積りの詳細は以下のとおりである。

準備工事	1,030万米ドル
仮排水路	810 "
ダム	1億4,100 "
余水吐	2,510 "
水路	8,950 "
発電所	750 "
発電機器	8,070 "
小計	3億6,220万米ドル
調査、設計、管理費	3,620万米ドル
予備費	7,960 "
合計	4億7,800万米ドル

2.2.3 Kali Gandaki No. 2計画

概要

Kali Gandaki No. 2発電所はKali Gandaki No. 1発電所の下流に位置する。ダム地点は図1.1と図1.3で示すように Trisuli河との合流点から上流に約22km遡った地点にある。ダム地点での流域面積は1,330km²、年間平均流出量は 1.7250×10^6 m³である。

ダム地点の地質はKali Gandaki No. 1発電所と同様である。

計画案

ダムはロックフィルタイプで堤高140m、堤体積は約 9.8×10^6 m³である。常時満水位はE.L. 363mとし、総貯水容量は 640×10^6 m³である。この貯水池の背水はKali Gandaki No. 1発電所の放水池に達する。最大利用水深は33m、有効貯水容量は 360×10^6 m³又常時使用水量は 156 m³/sとなる。貯水位容量曲線は図1.3にある。

余水吐は工事費の見つもりの為に、大体のレイアウトとして内径10mのトンネル4本を考え、2本ずつ兩岸に設けるものとした。この余水吐は洪水流入量 $16,000\text{ m}^3/\text{s}$ を処理する。

発電所はダム地点から下流約1.6kmの左岸に設ける。発電用トンネルは内径7mのもの2本とし、総落差143mを得る。設備容量は300MWで、年間常時発生電力量は1,240GWhとなる。

ダム及び発電所の総工事費は1億5,600万米ドルと見積られ、KW及びKWh当りの建設単価はそれぞれ520米ドル/KW、及び12.6セント/KWhである。建設費の内訳を以下に示す。

準備工事	580万米ドル
仮排水路トンネル	590 "
ダム	3,300 "
余水吐	1,980 "
水路	2,780 "
発電所	314 "
発電機器	2,300 "
小計	1億1,844万米ドル
調査、設計、管理費	1,156万米ドル
予備費	2,600 "
合計	1億5,600万米ドル

2.2.4 Buri Gandaki 計画

概要

Buri Gandaki 計画のダム地点は、図1.1及び図1.5に示すように、Trisuli河と

Buri Gandaki 河の合流点から約 2 km 上流の Buri Gandaki 河に位置する。ダム地点の流域面積は 5,840 km² で年間平均流出量は $6.460 \times 10^6 m^3$ である。ダム地点の地質は、石灰質片岩、片岩状石灰岩、石英片岩、含拓榴石緑簾石片岩、粘板岩の準片岩、硅質砂岩から成る。両岸の取付部はともに急峻で、大ダムの建設に適している。

ダム地点の近くを Kathmandu-Pokhara 間の道路が走っているため交通の便は良好である。

計画案

ダムはロックフィルタイプで、堤高は河床から 135 m、堤体積は約 $6.8 \times 10^6 m^3$ である。

貯水池の主な諸元としては、総貯水容量 $1270 \times 10^6 m^3$ 、常時満水位は E.L. 485 m、有効貯水容量 $770 \times 10^6 m^3$ 、最大利用水深 25 m、常時使用水量 $101.5 m^3/s$ である。貯水位容量曲線を図 1.5 に示す。

余水吐としては 4 本の内径 10 m のトンネルを考え、設計洪水量は $11500 m^3/s$ である。

発電所はダム直下の左岸に設け、最大総落差は 150 m である。発電用トンネルの内径は 8 m である。設備容量は 200 MW で、年間常時発生電力量 961 GWh を得る。

建設費

ダム及び発電所に要する総工事費は 9600 万米ドルであり、KW 及び 1 ㎓ 当りの建設単価はそれぞれ 480 米ドル/KW 及び 10 セント/1 ㎓ となる。

建設費の内訳は以下のとおりである。

準備工事	1 8 3 万米ドル
仮排水路	5 5 6 "
ダム	2, 5 5 0 "
余水吐	1, 8 5 0 "
水路	8 4 6 "
発電所	2 1 5 "
発電機器	1, 2 0 0 "
小 計	7. 4 0 0 万米ドル
調査、設計、管理費	7 4 0 万米ドル
予備費	1, 4 6 0 "
合 計	9. 6 0 0 万米ドル

2. 2. 5 Bhomi chock 計画

概 要

Bhomi chock 発電計画のダム地点は図 1. 1 と図 1. 5 に示すように、Marsyandi 河との合流点より約 1 5 km 上流の Trisuli 河上に位置する。ダム地点での流域面積は 1 2, 3 8 0 km²で、年間平均流出量は $1 3, 5 2 0 \times 1 0^6 m^3$ である。

ダム地点の地質は、先カンブリア紀後期の砂質変成岩、粘板岩、珪岩、片岩、片麻岩より成る。河床堆積物は薄く、河床や水際線に岩が露頭している所もある。兩岸の勾配は急で約 4 5°の斜面を成しており、ダム築造に適している。

Kathmandu-Pokhara 道路は最近完成したもので、Trisuli 河沿いに走っている。本計画の貯水位は、この道路を水没させない様に定める必要がある。

計画案

ダムはコンクリート重力式ダムで、堤高は河床から約80mである。堤長は、約250mでその内190mは高さ12mのゲートを備えた越流部である。この越流部によって、洪水量16,000m³/sを放流することができる。堤体積は360,000m³となる。

常時満水位は前に述べた道路を水没させない様EL. 335mに定めた。貯水池の越流頂以下はいずれ流入土砂によって埋没する事になるので、有効貯水容量としてはゲートによる水位上昇分の10×10⁶m³だけとなる。本計画は、自然流量の95%保証流量である88m³/sに基いて計画されるのであるが、この有効貯水容量によって十分に週間調節が可能となる。

発電所は、Trisuli河とMarsyandi河の合流点から約500m下流のTrisuli河右岸地点に設けられる。発電用水路は内径7.5m、全長10.5kmのトンネルとなり、これにより最大落差115mが得られる。発電所の設備容量は120MWで、常時年間発生電力量は455GWhとなる。(本計画はBuri Gandaki計画より後に実施されると思われる。その時は上記発生電力量はもっと大きくなる。)

建設費

総工事費は1億900万米ドルでありKW及び円単価はそれぞれ908米ドル/KW及び24セント/円となる。

見積りの内訳を以下の表に示す。

準備工事	205万米ドル
仮排水路	194 "
ダム	2,020 "
水路	4,840 "
発電所	161 "
発電機器	965 "
小計	8,385万米ドル

調査、設計、管理費	8 3 8 万米ドル
予備費	1, 6 7 7 "
合 計	1 億 9 0 0 万米ドル

2. 2. 6 Marsyandi 計画

概 要

Marsyandi 計画のダム地点は、図 1. 1 および図 1. 5 に示すように、Trisuli 河との合流点から約 1 km 上流の Marsyandi 河上に位置する。ダム地点の流域面積は 4. 6 0 0 km² で、年平均流出量は $7. 2 5 0 \times 1 0^6 m^3$ である。

ダム地点の地質は先カンブリア紀—古生代前期の緑色石英片岩、石英片岩、硅質片岩の準片岩から成り、風化を受け亀裂が多い。

河幅は約 8 0 m で、両岸は約 3 0 度の斜面をなしている。両岸の表土はかなり厚いが、河床の沖積層堆積物はうすい。

ダム地点への交通は新しい道路がそのごく近くを通っているのでこの国としては例外的と云える程良い。

計画案

この地点では堤高 1 4 0 m のロックフィルタイプダムを考えた。主な諸元は、堤体積 $1. 3 \times 1 0^6 m^3$ 、常時満水位 E L . 4 7 0 m、総貯水容量 $2, 8 0 0 \times 1 0^6 m^3$ 、最大利用水深 3 0 m、有効貯水容量 $1, 8 0 0 \times 1 0^6 m^3$ 及び常時使用水流量 $1 5 1. 7 m^3/s$ である。貯水位容量曲線を図 1. 5 に示す。余水吐は内径 1 0 m のトンネル 4 本としその設計洪水流量は $1 1, 0 0 0 m^3/s$ である。

発電所は図 1. 5 に示すように Marsyandi 河との合流点から約 5 0 0 m 下流の Trisuli 河

の右岸に設置する。ダムの右岸に内径 6.7 m のトンネル 2 本を掘り、発電所に水を導き、総落差 250 m を得る。発電所の設備容量は 510 MW で年間常時発生電力量は 2,423 GWh となる。

建設費

総工事費は 1 億 8,100 万米ドルで、KW 及び KVA 当りの建設単価はそれぞれ 355 米ドル / KW 及び 7.5 セント / KVA となる。

工事費の内訳は以下の通りである。

準備工事	240 万米ドル
仮排水路トンネル	600 "
ダム	3,980 "
余水吐	1,850 "
水路	4,040 "
発電所	390 "
発電機器	2,800 "
小計	1 億 3,900 万米ドル
調査、設計、管理費	1,400 万米ドル
予備費	2,800 "
合計	1 億 8,100 万米ドル

2.2.7 Seti 計画

概要

Seti 計画のダム地点は、Madi 河との合流点から約 2.8 km 下流の Seti 河に位置する

(図 1.1、図 1.6 参照)。ダム地点での流域面積は $2,780 \text{ km}^2$ で、年間平均流出量は $4.640 \times 10^6 \text{ m}^3$ である。この地点での河幅は約 100 m で、両岸は約 45° の斜面をなしている。河床は古い変成岩より成っている。

計画案

ダムは河床からの高さ 140 m のロックフィルダムである。主な諸元は、堤体積 $7.7 \times 10^6 \text{ m}^3$ 、常時満水位 E.L. 415 m 、総貯水容量 $2,360 \times 10^6 \text{ m}^3$ 、最大利用水深 40 m 、有効貯水容量 $1,760 \times 10^6 \text{ m}^3$ 、常時使用水量 $121.5 \text{ m}^3/\text{s}$ である。貯水位容量曲線を図 1.6 に示す。余水吐は内径 10 m のトンネル 3 本により設計洪水量 $9,100 \text{ m}^3/\text{s}$ を処理する。

発電所はダムの直下の左岸に設けられる。この附近の地形は急峻であるので、発電所は地下式が適当と思われる(図 1.6 参照)。内径 8.5 m の発電用トンネルによって導水し、総落差 145 m を得る。設備容量は 230 MW で、年間常時発生電力量は 997 GWh となる。

建設費

総工事費は、 $9,880$ 万米ドルで、KW 及び km^2 当りの建設単価はそれぞれ 430 米ドル/KW 及び 9.9 セント/ km^2 となる。

建設費の内訳を以下に示す。

準備工事	227 万米ドル
仮排水路トンネル	399 "
ダム	2,700 "
余水路	1,390 "
水路	1,280 "
発電所	234 "
発電機器	1,370 "
小計	7,600 万米ドル

調査、設計、管理費	7 6 0 万米ドル
予備費	1, 5 2 0 "
合 計	9. 8 8 0 万米ドル

2.3 Sapt Kosi 河

Sapt Kosi 河はネパール 3 大河川のひとつで、ネパールの東部を流れる。インド国境地点での流域面積は 6 0, 4 0 0 km^2 で、この内 3 2, 2 6 0 km^2 はチベット高原にある。

Sapt Kosi 河水系では、既に Panauti と Sunkosi の二つの発電所が開発されており、設備容量はそれぞれ 2, 4 0 0 KW 及び 1 0, 5 0 0 KW である。Sapti Kosi 河水系にあるその他の水力発電地点で、既に調査されたものに Sun Kosi 大ダム計画と Barakshetra 計画とがある。

Barakshetra 計画は、Sapt Kosi 河が Terai 平野に流れ出るところにある Chatra 町から上流に約 1 0 km 遡った地点に大ダムを築造して発電しようとするものである。この計画はインド政府によって調査されたが、堆砂量が非常に大きいので、有利でないとされている。この様に Barakshetra 計画のフィジビリティには疑問があるので、ここでは、Sun Kosi 大ダムのみについてのべることにする。

2.3.1 Sun Kosi 大ダム計画

概 要

Sun Kosi 大ダムの開発計画は、1 9 7 2 年に提出された「Terai 平野の灌漑開発に関するフィジビリティ報告書」の中で述べられている。この報告書の中では、この地域の全体計画の多くの代替案についてのシステムアナリシスが行われ、その中で 2 つの計画が優れたものとしてとり上げられた。ひとつは Sun Kosi 河の水を Kamla 河に流域変更して、Terai 平野の東部に灌漑用水を補給すると同時に発電を行おうとするもので、もうひとつは、Sun Kosi 河と Kamla 河を個々に開発しようとするものである。報告書では、後者の計画が

より優れていると言う結論に至っている。

Sun Kosi 大ダムの計画地点は、図 1.1 と図 1.7 に示されるように、Dudth Kosi 河との合流点から下流に約 10 km 程下った Chipter 村の近くの Sun Kosi 河に位置する。ダム地点での流域面積は 16,200 km²、年平均流出量 $20,150 \times 10^6 \text{ m}^3$ である。ダム地点の地質は片岩、角閃石、石灰質変成岩より成る。これらの岩には、ヒマラヤのしゅう曲作用による横方向の強い圧力による多くの亀裂がみられる。ダム地点の河幅は約 100 m で、右岸は約 50 度から 60 度の角度をもつ急斜面である。左岸は河床から 10 m ぐらいの高さまでは急斜面であるが、そこから上はゆるやかな斜面となり、崖錐に厚くおおわれている。河床の堆積物は深く、中央部での厚さは約 26 m にも達し、両岸に近くなるに従って薄くなっている。

計画案

Sun Kosi 大ダム計画は多目的ダム計画であり、灌漑、発電、及び洪水調節の機能をもつものである。

堤高 122 m のコンクリート重力式ダムが建設され、余水吐は堤頂中央部に設けられる。堤体積は $1.74 \times 10^6 \text{ m}^3$ で余水吐の設計洪水流量は約 $15,600 \text{ m}^3/\text{s}$ である。

常時満水位 E.L. 424.7 m で総貯水容量 $1,840 \times 10^6 \text{ m}^3$ が得られこのうちの有効貯水容量 $1,060 \times 10^6 \text{ m}^3$ が、灌漑と発電に供せられる。貯水位容量曲線を図 1.7 に示す。調節された水は、大部分はインドに属する下流の農地 746,000 ha の灌漑に用いられる。この関係に於て、発電に利用される常時使用水量は $130 \text{ m}^3/\text{s}$ となる。発電所はダム直下流に設けられ、総落差 120 m が得られる。設備容量は 360 MW で年間常時発生電力量は 832 GWh となる。

建設費

Sun Kosi 大ダム計画の総工事費は灌漑、発電施設を含めて7億1,000万米ドルでありこのうち1億1,900万米ドルが灌漑と発電のための共同費用である。この共同費用の3分の1が発電部門にふり当てられ又、送電線を除く発電施設の専用費用は6,360万米ドルと見積られる。以上より発電部門の費用は合計1億3,300万米ドルとなり、KW及びKVA当りの建設単価はそれぞれ287米ドル/KW及び12.4セント/KVAである。

共同費用と発電専用施設費の内訳は以下のとおりである。

共同費用（ダム及び付属施設）

準備工事	1,570万米ドル
仮排水路	365 "
ダム	7,230, "
小計	9,165万米ドル
技術、管理費	916万米ドル
予備費	1,819 "
合計（共同施設）	1億1,900万米ドル
	（1/3は発電部門分担）

発電専用施設

水路	491万米ドル
発電所	445 "
発電機器	3,960 "
小計	4,896万米ドル
技術、管理費	484万米ドル
予備費	980 "
合計（専用施設）	6,360万米ドル

共用及び専用施設費合計 1億8,260万米ドル

発電部門分担費用 1億 330万米ドル

3. Mahabharat 山脈水系

3.1. Bagmati, Rapti 河

Bagmati 河はネパールでは中規模の河川で、ネパール中央部にある Kathmandu 盆地を流れている。流域面積はインドとの国境地点で $3,610 \text{ km}^2$ である。この Bagmati 水系では既に2つの水力発電所、即ち Sundarikal と Pharping 発電所が開発済みであり各々 800 KW 及び 500 KW の設備容量をもつ。この水系には4つの有望な開発地点がある。1つは Bagmati 本流に位置し、残りの3地点は Kulikhani 河 (Bagmati 河の支流) の水を東 Rapti 河に流域変更して順次段階的に開発するものである。上記の他に有望な水力開発地点がかなりあると考えられるが、それらは今後の調査に待つべきであろう。

3.1.1. Bagmati 計画

概 要

Bagmati 計画の位置を図 1.1. と図 1.8 に示す。ダム地点は、Bagmati 河にかかる東西道路の橋から上流 5 km の地点である。従ってダム地点への交通の便は良好である。ダム地点での流域面積は $2,715 \text{ km}^2$ で年間平均流出量は $4250 \times 10^6 \text{ m}^3$ である。この地点での河幅は約 80 m で、兩岸はともにゆるやかな斜面をなし、右岸は約 25 度、左岸はそれよりもさらにゆるやかである。兩岸ともに河床から約 100 m の高さからは平坦になっている。

ダム地点の地質は鮮新洪積世に属する下部 Siwalik 層の砂岩、頁岩、泥岩の互層より成る。この地点の岩質はあまり堅固ではない。河床堆積物はかなり深く、約 15 m から 25 m と推定される。

計画案

Bagmati 計画は多目的ダムで、灌漑、発電、洪水調節の機能をもつ。

ダムは堤高約 96 m のロックフィルダムである。ダム及び貯水池の主要な諸元としては、堤体積 $6.4 \times 10^6 m^3$ 、常時満水位 E.L. 217.3 m、総貯水容量 $2,120 \times 10^6 m^3$ 、有効貯水容量 $1,560 \times 10^6 m^3$ である。貯水位容量曲線を図 1.8 に示す。余水吐はゲートを備えたシュートタイプで設計洪水流量 $9,600 m^3/S$ を流下する様設計する。

ダムによって調節された流量は、下流 253,000 ha の地域の灌漑に使用される。この地域の内、122,000 ha はネパール領内にあり、残りはインド領内にある。発電には $98 m^3/S$ が常時使用水量として供せられる。

発電所はダムの直下流に設置し、その総落差は 83 m である。設備容量は 70 MW で、年間常時発生電力量は、350 GWh となる。

建設費

Bagmati 多目的ダム計画の工事費は、関連する灌漑と発電の専用施設を含めて、合計 3 億 2,500 万米ドルと見積られる。このうち、7,770 万米ドルは灌漑と発電の共同費用である。しかしながら、灌漑事業がこの計画の主目的なので、発電部門に振分けられる共同費用は全体のわずか 5% である。共同費用と発電専用施設費用の内訳を以下に示す。

共同費用 (ダム及び付属施設)

準備工事	1,200 万米ドル
仮排水工	470 "
ダム	3,290 "
余水吐	800 "

放流設備	240
小計	6,000万米ドル
調査、設計、管理費	600
予備費	1,170
合計(ダム)	7,770万米ドル(内5%を発電部門が分担)

発電専用施設費

水圧鉄管、その他	180万米ドル
発電所	130
発電機器	1,000
その他	200
小計	1,510万米ドル

調査、設計、管理費	150
予備費	300
合計(発電専用施設)	1,960万米ドル
合計(ダム及び発電施設)	9,730万米ドル
発電部門分担費用	2,340万米ドル

上述の様に、発電部門が分担する工事費用は2,340万米ドルであり、KW及びkW当りの建設単価はそれぞれ334米ドル/KW及び6.7セント/kWhである。

3.1.2 Kulikhani No 1 計画

概要

Kulikhani 河は Bagmati 河の最も上流の支流である。この河は図 1.1 に示すように Kathmandu 盆地の南西の縁の外側を南東方向に流れている。Kulikhani 河の南には、東 Rapti

河が西に向って流れ、Sapt Gandaki 河に合流している。この Kulikhani 河と東 Rapti 河は Mahabharat 山脈の高い尾根によってへだてられている。本計画はこの Kulikhani 河と東 Rapti 河の河床標高が大きいことを利用し、Kulikhani 河に貯水池を造り、その水を東 Rapti 河に流域変更して発電を行うものである。

Kulikhani No 1 発電計画のダム地点は Bagmati 河との合流点から約 1.6 km 上流の Kulikhani 河にある。ダム地点での流域面積は 126 km² で年間平均流出量は 122.9×10^6 m³ である。

このダム地点の岩盤は、黒雲母片岩、粘板岩より成り亀裂が多い。

この地点の河幅は約 50 m である。右岸は約 30 度から 40 度の斜面をなし、崖錐によって厚くおおわれている。一方左岸は非常に急峻で、59 度から 73 度の斜面をなし、岩の露頭が広く見られる。

計画案

ダムは河床からの高さ 107 m のロックフィルダムで、堤体積は 3.5×10^6 m³ である。余水吐は越流頂にゲートをもつシュート型で左岸に造られ、設計洪水量 $1,300$ m³/S を流下させる。主な諸元は、常時満水位 E.L. 1530 m、総貯水容量 85.3×10^6 m³、有効貯水容量 7.33×10^6 m³、最低水位 E.L. 1476 m である。貯水位容量曲線を図 1.9 に示す。

図 1.9 に示すように Kulikhani 河の支流の Chakhel 川の水は Kulikhani 貯水池に取り入れられ、その水量を補給する。

貯水池の水は、5.8 km の圧力トンネルによって流域変更され、水圧鉄管及び地下式発電所を経て東 Rapti 河に放流され、この間で 614 m の総落差が得られる。又導水路トンネルの途中で Sim 川の水も取り入れられる。図 1-9 に構造物のレイアウトを示す。

この発電所はピーク負荷用発電所として計画される。貯水池で調節された後、常時使用水量は $3.7 \text{ m}^3/\text{S}$ となり最大使用水量は $10.1 \text{ m}^3/\text{S}$ である。設備容量は 46 MW で年間常時発生電力量は 157 GWh である。

目下この Kulikhani No 1 発電計画のフィジビリティスタディーが進行中である。上記の概略計画は詳細な調査と計画検討に基づき、当然ある程度の修正がなされるべき性格のものである。△¹

△¹ 最終的には設備容量は 60 MW に決定された。雨期には、CNP S 系統の流れ込み式発電所の設備能力を最大限に稼働させるだけの十分な水が得られるのでこの時期に於ける本 Kulikhani No 1 発電所の発生電力は最小限にとどめ、出来るだけ貯水量を乾期まで保持させる。逆に乾期になり他の水力発電所の発電力が落込んだ時に、Kulikhani No 1 発電所は、フルに稼働する様に計画された。従って、このことを考慮して、設備容量は、より大きなものとなった。

本計画の最終的な諸元は下記の通りである。

設備出力	60 MW
年間1次電力量	165 GWh
年間総電力量	211 GWh

これらに加えて、既存の流れ込み式発電所の潜在電力の増加分は、

97 GWh

工事費 5,300 万米ドル

1974年7月物価による。又
()
送変電設備費を含む。

この計画の詳細はフィジビリティ報告書を参照されたい。

建設費

Kulikhani No 1 発電計画の工事費は 4.360 万米ドルで、KW 及び 1000 当りの建設単価はそれぞれ 948 ドル/KW 及び 27.8 セント/1000 である。

詳細を以下に示す。

準備工事	180 万米ドル
ダム	1,760
余水吐	310
水路	576
発電所	179
発電機器	415
小計	3,420 万米ドル
調査、設計、管理費	380 万米ドル
予備費	560
合計	4,360 万米ドル

3.1.3 Kulikhani No 2 計画

概要

Kulikhani No 1 発電所から下流の東 Rapti 河の河川勾配は急であり、平坦地に流れ出るまでの約 20 km の区間では約 30 分の 1 である。

この地形的特徴を考慮して、Kulikhani No 2 発電所は Kulikhani No 1 発電所の放流水と更に下流に導いて得られる落差を利用して発電を行うものである。

計画案

Kulikhani No 2 発電所は Bhainse Dobhan の近くに位置する地上式発電所である。

Kulikhani No 1 発電所から放流された水は、図 1.9 で示すように長さ約 7 km のトンネルを経て第 2 発電所に導かれる。又、水路の途中で溪流の水も取り入れられる。

No 2 発電所では約 305 m の落差が得られ、設備容量は 26 MW¹ で、年間常時発生電力量は 103 GWh となる。

建設費

Kulikhani No 2 発電所計画の工事費は 1,220 万米ドルで、KW 及び 1 圃当りの建設単価はそれぞれ 469 ドル/KW 及び 11.8 セント/圃である。詳細を以下に示す。

準備工事	30 万米ドル
水路	542
発電所	60
発電機器	286
小計	918 万米ドル
調査、設計、管理費	122 万米ドル
予備費	180
合計	1,220 万米ドル

3.1.4 Kulikhani No 3 計画

Kulikhani No 2 発電所の放流水と東 Rapti 河の流量は Bayal Bause に築造されるダムによって調節される。このダム地点は No 2 発電所から下流約 2 km の所にある。図 1.9 で示すようにダムによって調節された水はトンネルによって更に下流に導かれ、Simri 河右岸の第 3 発電所で発電に利用される。

¹ Kulikhani フィジビリティ報告書では最終的に、35MW となった。

ダム地点での東 Rapti 河の流域面積は 122 km² で年間平均流出量は $205.4 \times 10^6 m^3$ である。Kulikhani No 2 発電所の放流量は年間 $150 \times 10^6 m^3$ であるから、Bayal Bause 貯水池に流れこむ水量は年間 $355.4 \times 10^6 m^3$ となる。

ダム地点での Rapti 河の河幅は約 60 m である。河床の砂礫はかなり厚く、約 20 m と推定される。兩岸は急な斜面をなし、岩が露出している。岩盤は砂岩質準片岩より成る。

ダムは堤高 65 m のフィルタイプダムで、堤体積は $1.1 \times 10^6 m^3$ である。余水吐はトンネル型で最大洪水量 $1,200 m^3 / S$ を流す。貯水池の主な諸元は常時満水位 E.L. 605 m、総貯水容量 $14.0 \times 10^6 m^3$ 利用水深 7.5 m で、有効貯水容量 $10.0 \times 10^6 m^3$ 、常時使用水吐 $7.1 m^3 / S$ である。

図 1.9 で示すように長さ 4 km のトンネルによって貯水池の水は No 3 発電所に導びかれ、総落差 150 m を得る。設備容量は $14 MW^{1/}$ 、年間常時発生電力量は 70 GWh となる。

工事費は 1,990 万米ドルで、KW 及び kWh 当りの建設単価はそれぞれ 1,421 ドル/KW 及び 28.4 セント/kWh である。工事費内訳を以下に示す。

準備工事	50 万米ドル
ダム	550
余水吐	205
水路	485
発電所	50
発電機器	230
小計	1,570 万米ドル
調査、設計、管理費	160
予備費	260
合 計	1,990 万米ドル

1/ Kulikhani フィジビリティ報告書では最終的に 17 MW となった。

3.2 Kamla 河

Kamla 河はネパールに於ける中規模の河川のひとつであり国の中央部を流れている。流域面積はインド国境地点で約 $2,160 \text{ km}^2$ である。Kamla 河の水資源は水力開発のみならず Terai 平野の灌漑用水として重要である。

3.2.1 Kamla 計画

Kamla 計画は発電、灌漑及び洪水調節の目的をもつ多目的開発計画である。

ダム地点は、図 1.1 で示すように Janakpur から直線距離で、東北方向約 35 km の所に位置する。ダム地点での流域面積は $1,530 \text{ km}^2$ で年平均流出量は $1,401 \times 10^6 \text{ m}^3$ である。

ダム地点の河幅は約 70 m である。右岸は河床から約 70 m のところまでは非常に急斜面をなし、そこから上は平坦な段丘を形成している。左岸はゆるやかな斜面で、低段丘及び、高段丘でおおわれている。低段丘の堆積層かなり厚く約 $20 \text{ m} \sim 25 \text{ m}$ であるが、高段丘は比較的浅く場所によって異なるが 2 m から 10 m の間にある。河床の沖積層砂礫の厚さは右岸で厚く 22 m もあるが左岸では浅く 4 m 程度である。岩盤は、砂岩、泥岩、シルト岩、頁岩の互層から成る。総じてこれらの岩は軟い。ダムはアースグラベルダムで堤高は河床から 64 m である。堤体積は約 $4.3 \times 10^6 \text{ m}^3$ 、常時満水位 E.L. 195 m 、総貯水容量 $1,180 \times 10^6 \text{ m}^3$ 、有効貯水容量 $1,040 \times 10^6 \text{ m}^3$ である。貯水位容量曲線を図 1.10 に示す。調節された流量は下流の Terai 平野の農地 $96,000 \text{ ha}$ の灌漑用水に供せられる。又発電用常時使用水量として $28 \text{ m}^3/\text{S}$ が利用可能となる。

余水吐はゲートを備えたシュートタイプで、最大洪水量 $7,200 \text{ m}^3/\text{S}$ を放流できる。

発電所はダム直下流に設けられ、総落差 52 m が得られる。設備容量は 30 MW で、年間常時発電電力量は 74 GWh となる。

この Kamla 多目的ダム計画の総工事費は 1 億 4 00 万米ドルで、このうち 4,1 5 0 万米ドルが、発電と灌漑部門の共同費用である。この開発計画の主目的は灌漑であるため、共同費用のうち発電部門の受けもつ割合は 5 % にすぎない。共同費用と発電専用施設費用を以下に示す。

共同費用（ダム及び付属施設）

準備工事	6 0 0 万米ドル
仮排水路	2 5 0
ダム	1, 8 3 0
余水吐	4 7 0
放流設備	5 0
小計	3, 2 0 0 万米ドル

調査、設計、管理費	3 2 0
予備費	6 3 0
合計（共同費用）	4, 1 5 0 万米ドル

（内 5 % が発電部門分担）

発電専用施設

水圧鉄管、その他	3 0 万米ドル
発電所	4 0
発電機器	4 6 0
その他	5 0
小計	5 8 0 万米ドル

調査、設計、管理費	5 8
予備費	1 1 2
合計（発電部門）	7 5 0 万米ドル

合計（共同、発電部門）	4, 9 0 0 万米ドル
発電部門分担費用	9 6 0 万米ドル

上述した如く、発電部門分担工事費は960万米ドルである。これよりKW及び圃当りの建設単価はそれぞれ320ドル/KW及び13セント/圃である。

3.3 Kankai Mai 河

Kankai Mai 河はMahabharat 山脈に水源を發し、ネパールの東南部を流れる。流域面積はインド国境地点で1,546km²である。今回の調査では有望な水力開発地点として、Kankai 及びMai Khola Loopの2地点を選んだ。

3.3.1 Kankai 計画

概 要

Kankai 計画は、発電、灌漑及び洪水調節の多目的開発計画である。

この計画のダム地点は、図1.1と図1.11.に示されているように、Kankai Mai 河にかゝる東西ハイウェイの橋梁から上流約5kmの所に位置する。ダム地点の流域面積は1,190km²で年間平均流出量は $1,697 \times 10^6 m^3$ である。この地点での河幅は約60m、河床には17m～19mの砂礫の堆積がある。河はダム地点近くで図1.11.で示すように2つの小さなループを描いている。ダム地点の両岸はかなり急で、左岸は40°、右岸は47°の斜面をなしている。ダム地点の地層はSiwalik層で砂岩、頁岩、シルト岩の互層より成る。これらの岩は軟く、風化が著しい。

計画案

ダムは堤高75mのロックフィルダムである。主な諸元は、常時満水位EL.418.6m、総貯水容量 $750 \times 10^6 m^3$ 、有効貯水容量 $590 \times 10^6 m^3$ 、最大利用水深25mである。貯水位容量曲線を図1.11.に示す。

余水吐はゲートを備えたシュートタイプで、右岸の鞍部を掘さくして設けられる。設計洪水量は $6,300 \text{ m}^3/\text{S}$ である。

ダムによって調節された水は河に放流され、下流約 2 km にある逆調整池堰によってかんがい用水路幹線に取り入れられ下流にある $3,600 \text{ ha}$ の農地の灌漑に供せられる。発電に用いられる常時水量は $3,750 \text{ m}^3/\text{S}$ となる。

発電所はダムの下流 400 m の右岸に設置され、河川のループをショートカットすることによって総落差 62 m を得る。設備容量は 33 MW で、年間常時発生電力量は 142 GWh となる。

建設費

Kankai 多目的ダム計画の総工事費は $6,500$ 万ドルで、このうち灌漑、発電の共同費用は $2,270$ 万ドルである。発電部門は共同費用の 25% を受けもつ。共同費用と発電専用施設費用は以下のとおりである。

共同費用（ダム及び付属設備）

準備工事	500 万米ドル
仮排水路	150
ダム工事	840
余水吐	280
小計	1,770 万米ドル
調査、設計、管理費	170
予備費	330
合計（共同費用）	2,270 万米ドル
	（内 25% を発電部門分担）

発電専用施設費

水路	108万米ドル
発電所	103
発電機器	305
小計	516万米ドル
調査、設計、管理費	52
予備費	120
合計(発電専用)	688万米ドル
合計(ダム及び発電専用)	2,958万米ドル
発電部門分担費用	1,260万米ドル

上述した様に、発電部門分担費用は1,260万ドルである。これよりKW及びKWH当りの建設単価はそれぞれ382ドル/KW及び8.9セント/KWHである。

3.3.2 Mai Khola Loop 計画

Mai Khola Loop 計画のダム地点はKankai Mai 河(あるいは、Mai Khola 河)にあり、Deomai 河との合流点から上流に約3km遡った地点に位置する(図1.1、図1.11参照)。ダム地点での流域面積は670km²で、年平均流出量は $955 \times 10^6 m^3$ である。

Kankai 河は、図1.11で示す様に、ダム地点下流で大きくループを形成している。この計画はこのループをショートカットして発電の為に落差を得るものである。

ダム地点の地層は下部 Siwalik 層のやゝ堅い砂岩、泥岩及び頁岩から成る。ダムは堤高約65mのロックフィルタイプで、堤体積 $1.5 \times 10^6 m^3$ である。主な諸元は常時満水位EL. 295m、総貯水容量 $46 \times 10^6 m^3$ 、最大利用水深25m、有効貯水容量 $28 \times 10^6 m^3$ である。

余水吐と発電用トンネルは図 1.11 で示されているように貯水池の丁度ダムの対岸に造られる。余水吐はゲートを備えたシュートタイプで最大洪水量 $3,700 \text{ m}^3/\text{S}$ を放流する。

常時使用水量は $7.8 \text{ m}^3/\text{S}$ で、貯水池の水は長さ 300 m のトンネルによって発電所に導かれる。設備容量は 1.3 MW で年間常時発生電力量は 4.7 GWh である。

総工事費は $2,600$ 万米ドルで、詳細は以下に示す。KW及び km^2 当りの建設単価はそれぞれ $2,000$ ドル/KW及び 5.53 セント/ km^2 である。

準備工事	560 万米ドル
仮排水路	106
ダム	710
余水吐	392
水路	105
発電所	38.4
発電機器	64
<hr/>	
小計	1975.4 万米ドル
調査、設計、管理費	198
予備費	426.6
<hr/>	
合計	2,600 万米ドル

3.4 Babai 河

Babai 河は Mahabharat 山脈を水源にもつ中規模の河川で、ネパールの極西部を流れている。この河のネパール領内の流域面積は約 $3,270 \text{ km}^2$ である。過去の調査ではこの水系の水力開発地点として3地点が取り上げられた。即ち Sarda, Babai 上流、Babai 下流地点である。しかし、結論として後の2地点は発電コストが非常に高いことと、難かしい堆砂の問題があるために更に調査をつづける必要がないものとされた。従って、今回は、Sarda 計画のみを有望な水力開発地点として取上げることとした。

3.4.1 Sarda 計画

Sarda 計画のダム地点は図 1.1、図 1.12 に示すように、Sarda 河にあって、Babai 本流との合流点から上流に約 16 km 遡った所にある。ダム地点での流域面積は 860 km²で、年平均流出量は $451 \times 10^6 m^3$ である。

この計画は図 1.12 で示すように Sarda 河の水をダムによって堰上げ、これを Babai 河の支川である Kalleri 河に位置する発電所に流域変更をするものである。

ダムサイトの地質は、Siwalik 層に属する上部第三紀層の砂岩と頁岩からなる。河床堆積物はそれほど深くなく 10 m ~ 15 m と推定される。

ダムは堤高 85 m のロックフィルダムで、堤体積は $4.8 \times 10^6 m^3$ である。主要諸元は常時満水位 EL. 730 m、総貯水容量 $260 \times 10^6 m^3$ 、最大利用水深 45 m、有効貯水容量 $220 \times 10^6 m^3$ で、常時使用水量は $1.28 m^3/S$ である。貯水位容量曲線を図 1.12 に示す。

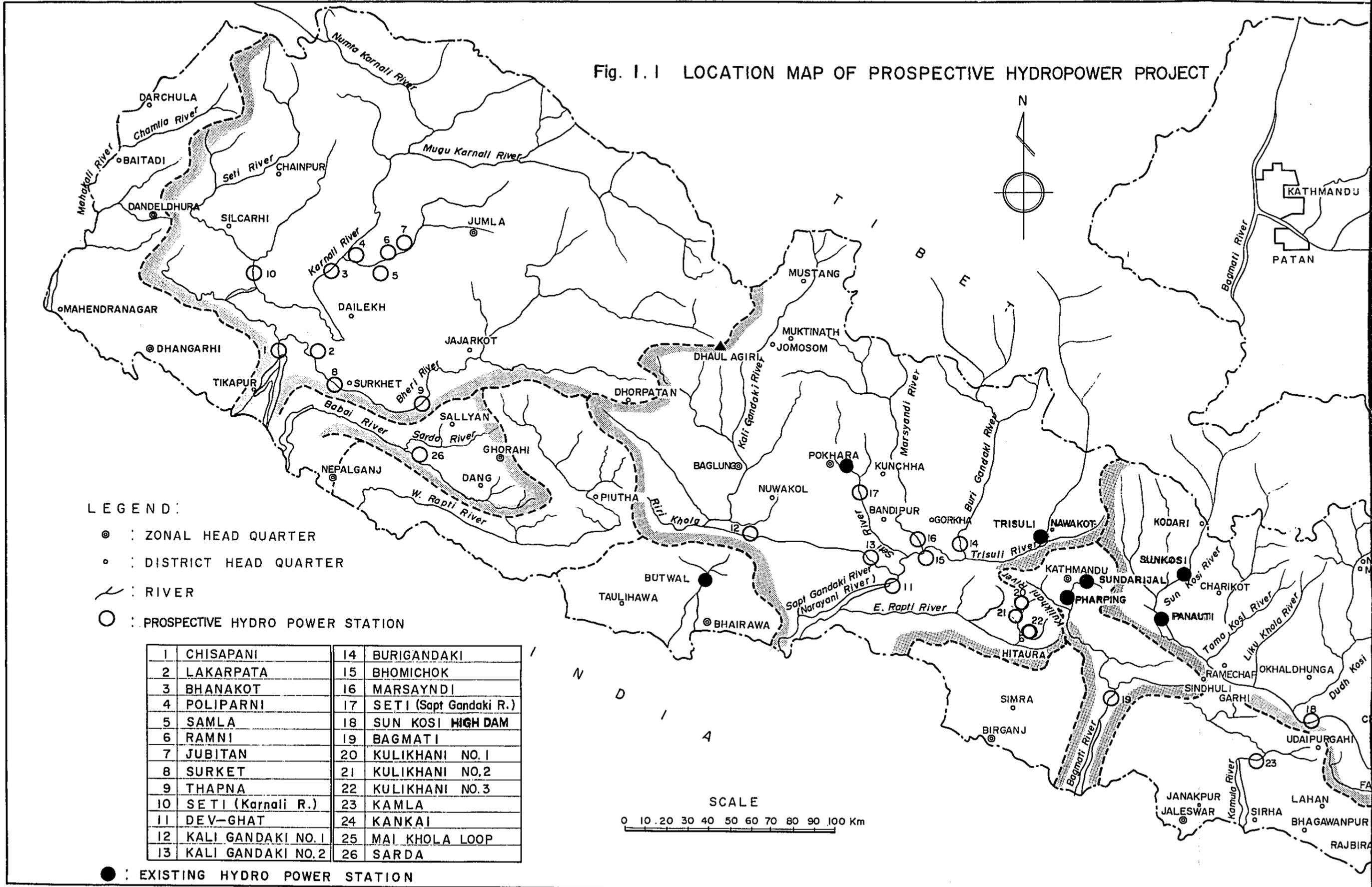
余水吐は設計洪水量 $5,400 m^3/S$ のシュートタイプで、ダム右岸に造られる。発電用取水口はダムから約 600 m 上流の左岸に置かれる。そこから長さ 4.4 km のトンネルを発電所に導き総落差 250 m を得る。設備容量は 49 MW で年間常時発生電力量は 222 GWh である。

工事費は 6.150 万ドルで、kW 及び 1000 当りの建設単価はそれぞれ 1,255 米ドル/kW 及び 27.7 セント/1000 である。工事費の詳細を以下に示す。

準備工事	570 万米ドル
仮排水路	600
ダム	2,220
余水吐	372
水路	724
発電所	61.7
発電機器	178

小計	4,725.7万米ドル
調査、設計、管理費	473
予備費	941.3
合 計	6,140 万米ドル

Fig. 1.1 LOCATION MAP OF PROSPECTIVE HYDROPOWER PROJECT



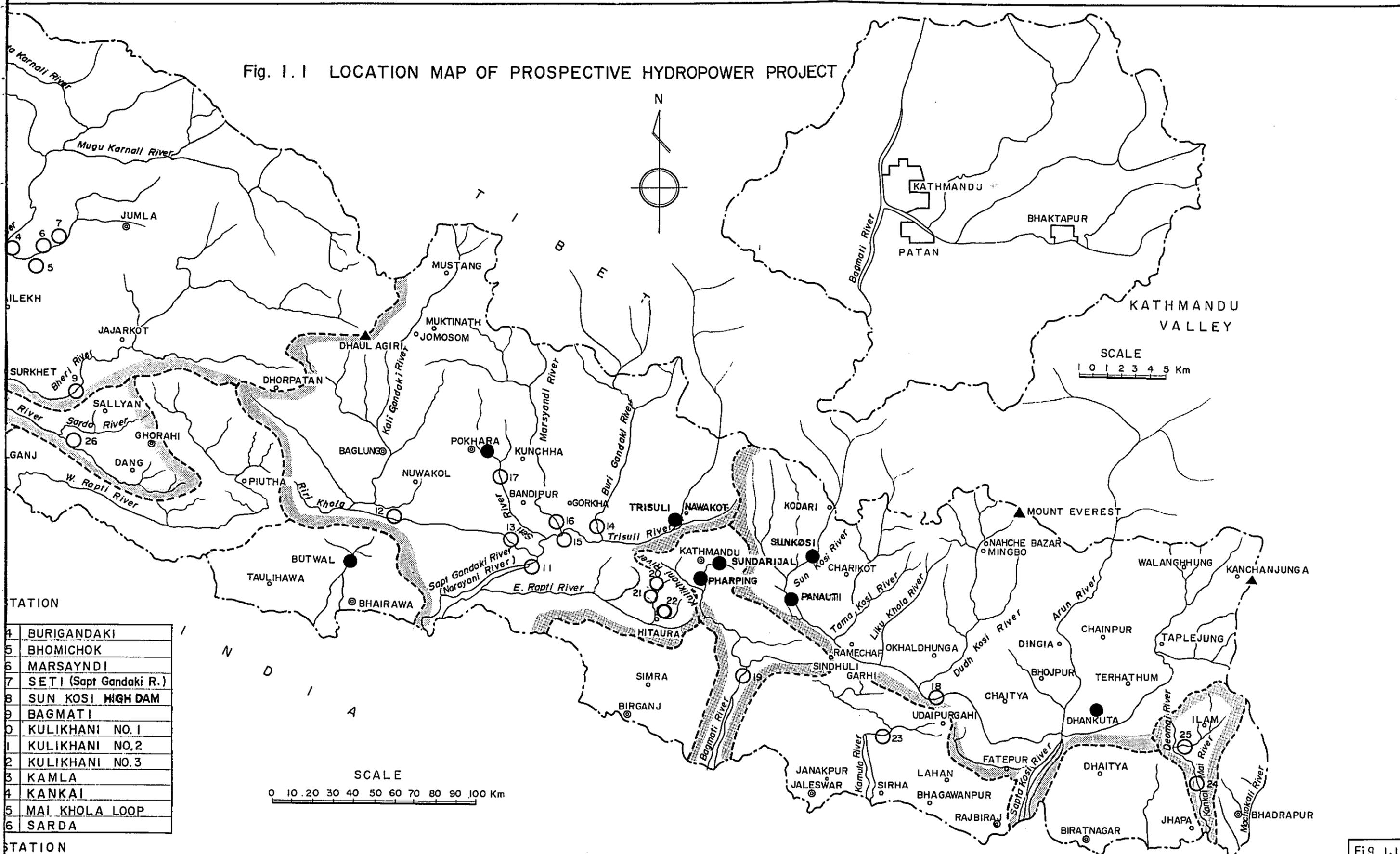
- LEGEND:
- ⊙ : ZONAL HEAD QUARTER
 - : DISTRICT HEAD QUARTER
 - : RIVER
 - : PROSPECTIVE HYDRO POWER STATION

1	CHISAPANI	14	BURIGANDAKI
2	LAKARPATA	15	BHOMICHOK
3	BHANAKOT	16	MARSAYNDI
4	POLIPARNI	17	SETI (Sapt Gandaki R.)
5	SAMLA	18	SUN KOSI HIGH DAM
6	RAMNI	19	BAGMATI
7	JUBITAN	20	KULIKHANI NO.1
8	SURKET	21	KULIKHANI NO.2
9	THAPNA	22	KULIKHANI NO.3
10	SETI (Karnali R.)	23	KAMLA
11	DEV-GHAT	24	KANKAI
12	KALI GANDAKI NO.1	25	MAI KHOLA LOOP
13	KALI GANDAKI NO.2	26	SARDA

● : EXISTING HYDRO POWER STATION

SCALE
0 10 20 30 40 50 60 70 80 90 100 Km

Fig. 1.1 LOCATION MAP OF PROSPECTIVE HYDROPOWER PROJECT



STATION

4	BURIGANDAKI
5	BHOMICHOK
6	MARSAYNDI
7	SETI (Sapt Gandaki R.)
8	SUN KOSI HIGH DAM
9	BAGMATI
10	KULIKHANI NO.1
11	KULIKHANI NO.2
12	KULIKHANI NO.3
13	KAMLA
14	KANKAI
15	MAI KHOLA LOOP
16	SARDA

STATION

Fig 1.1

図 1.2 Chisapani, Lakarpata, Bhanakot, Jubitan, Ramni, Samla, Poliparni, Surket, Thapna, Seti 各計画概要図

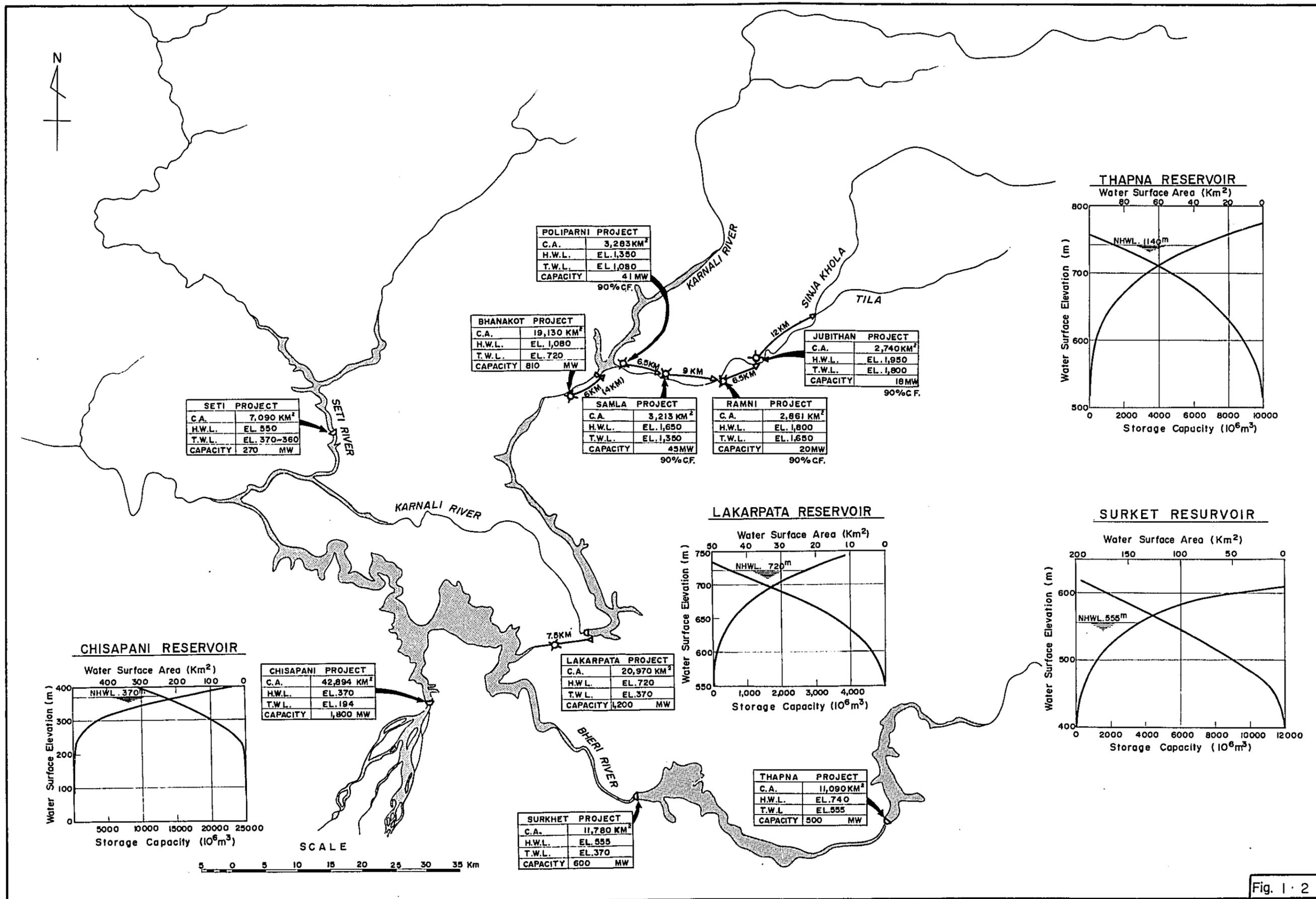


Fig. 1.2

図 1.3 Dev-Ghat, Kali Gandaki No. 2 計画概要図

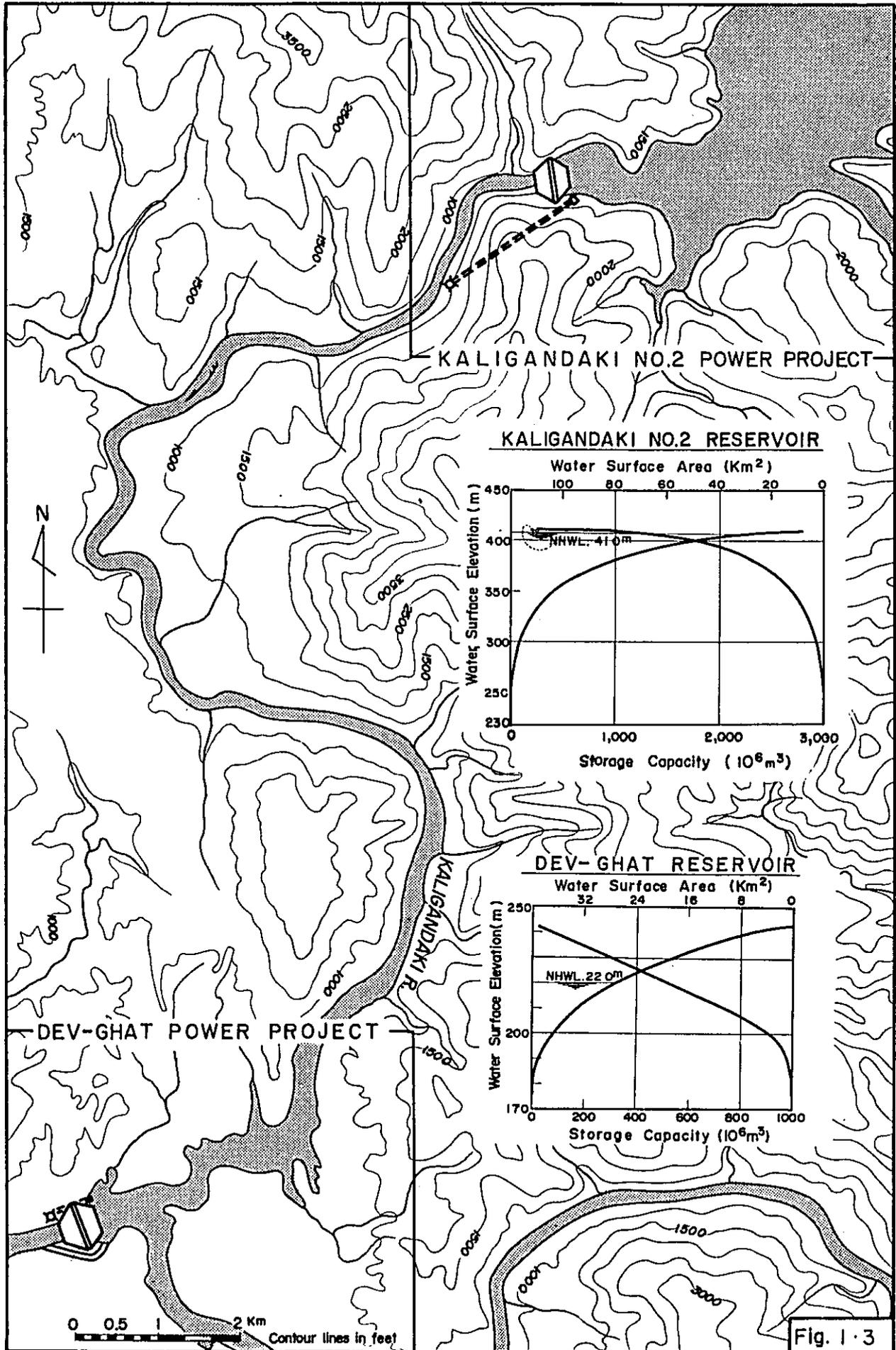


図 1.4 Kali Gandaki No.1 計画概要図

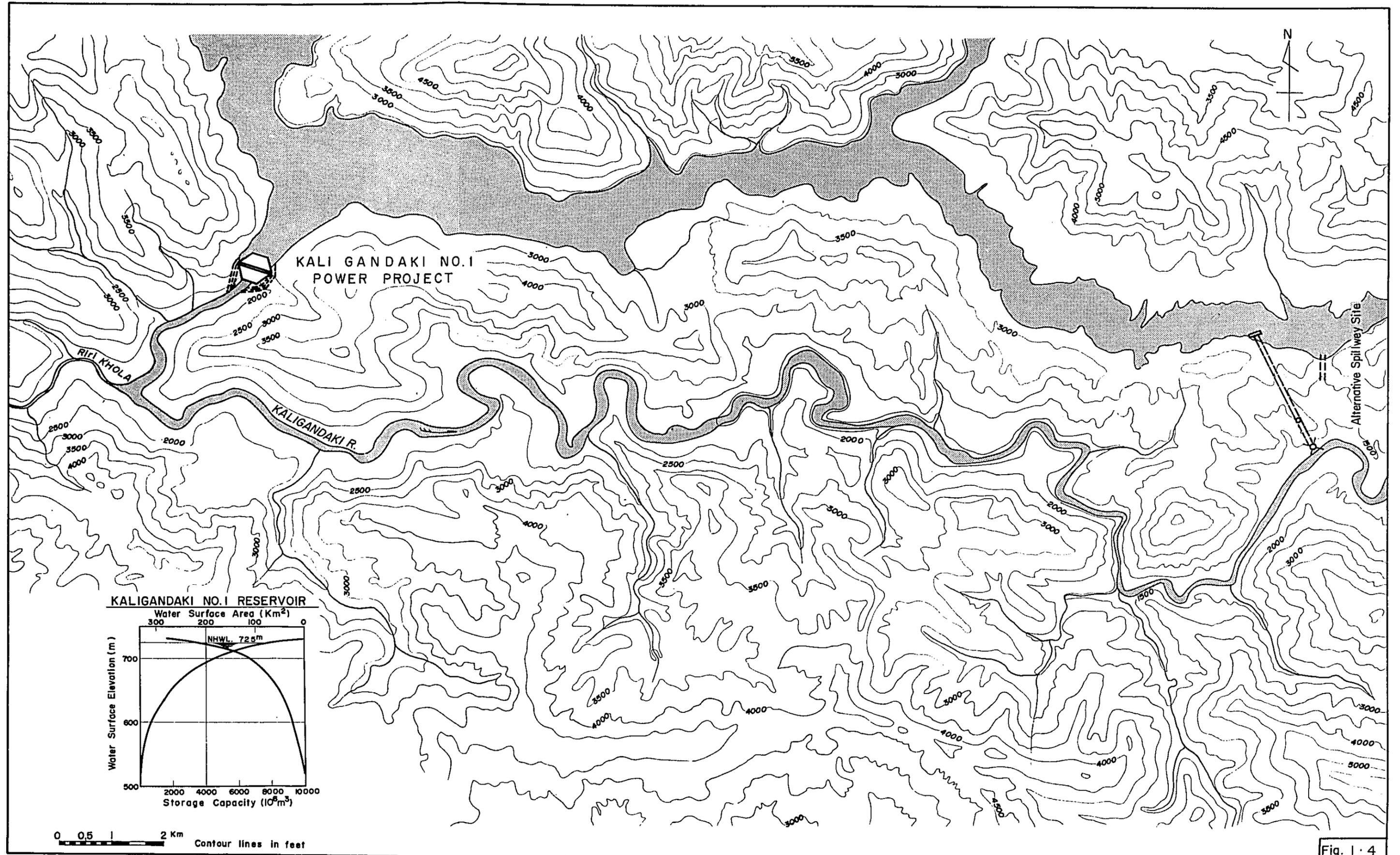


Fig. 1.4

图 1.5 Marsyandi, Buri Gandaki 計画概要図

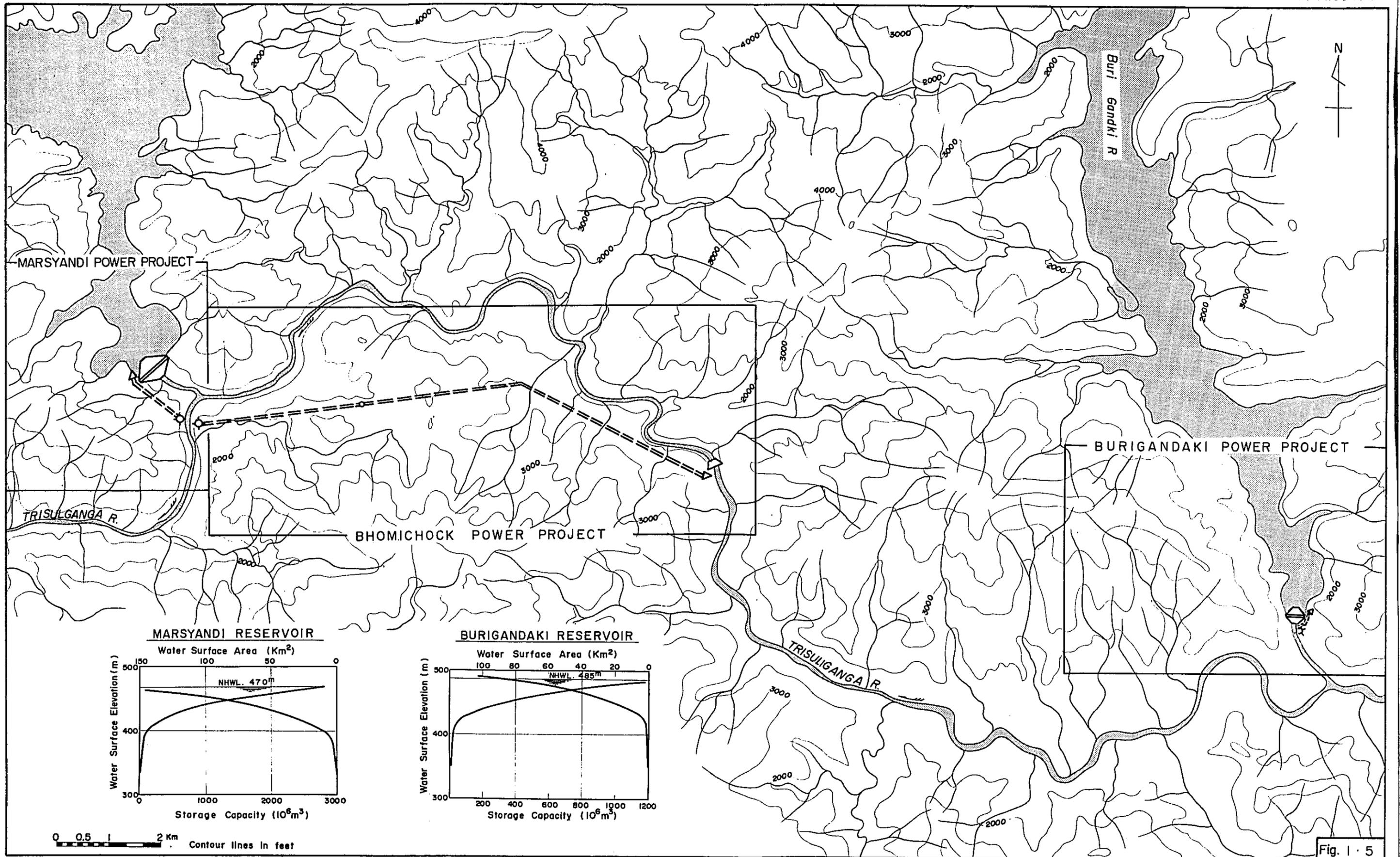


Fig. 1.5

图 1.6 Seti 計画概要図

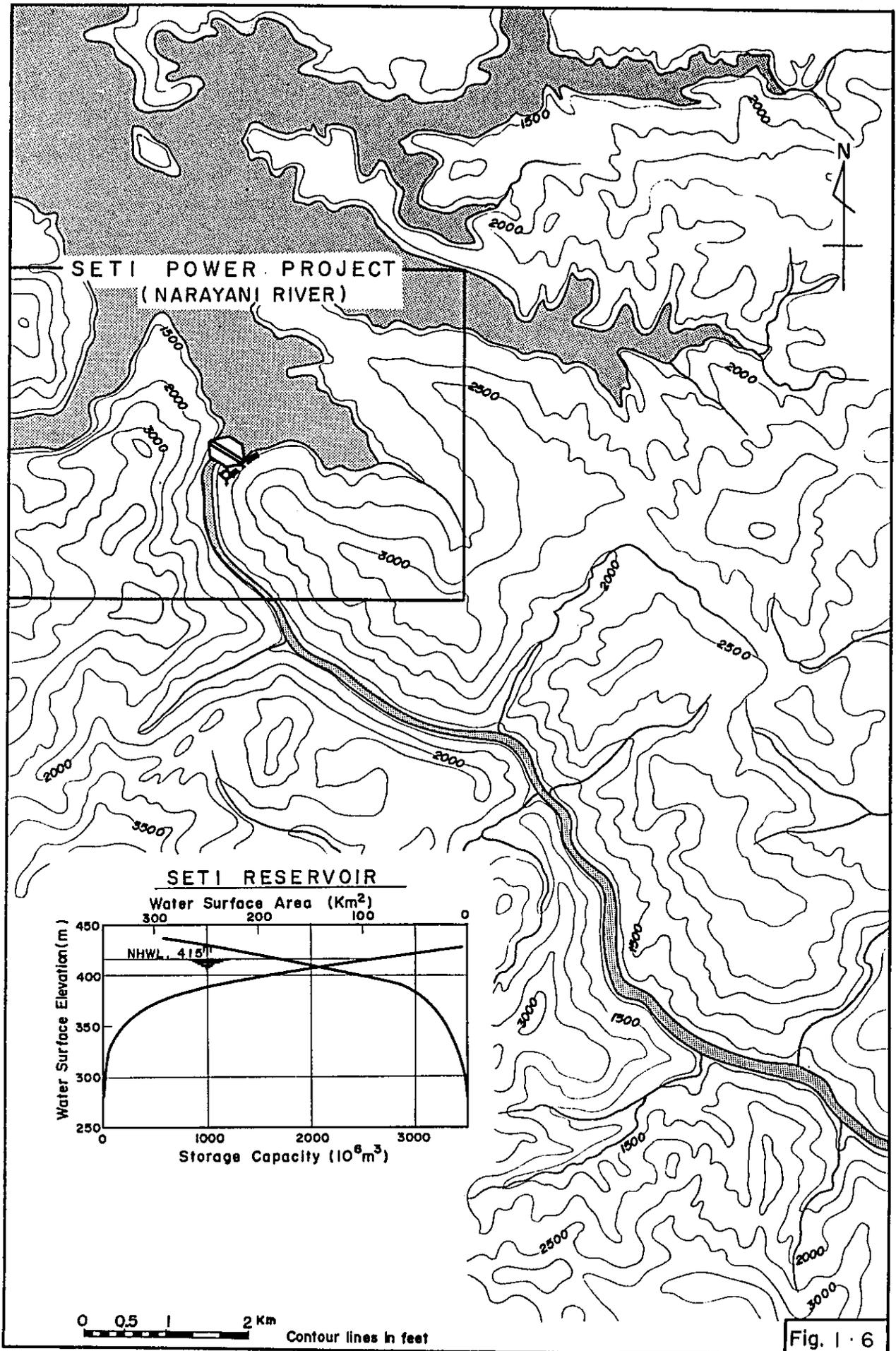


Fig. 1.6

图1.7 Sun Kosi 計画概要图

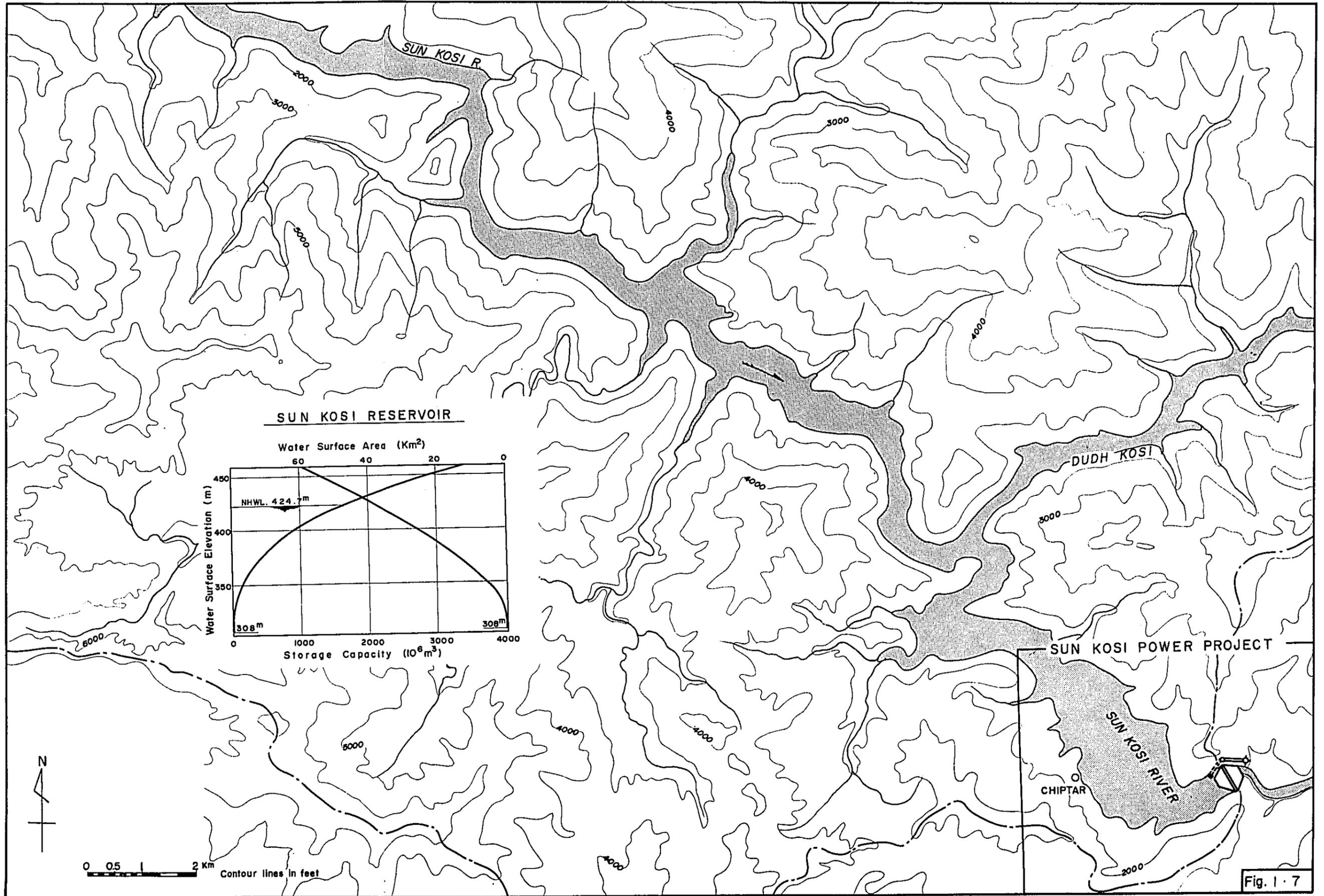


Fig. 1.7

図 1.8 Bagmati 計画概要図

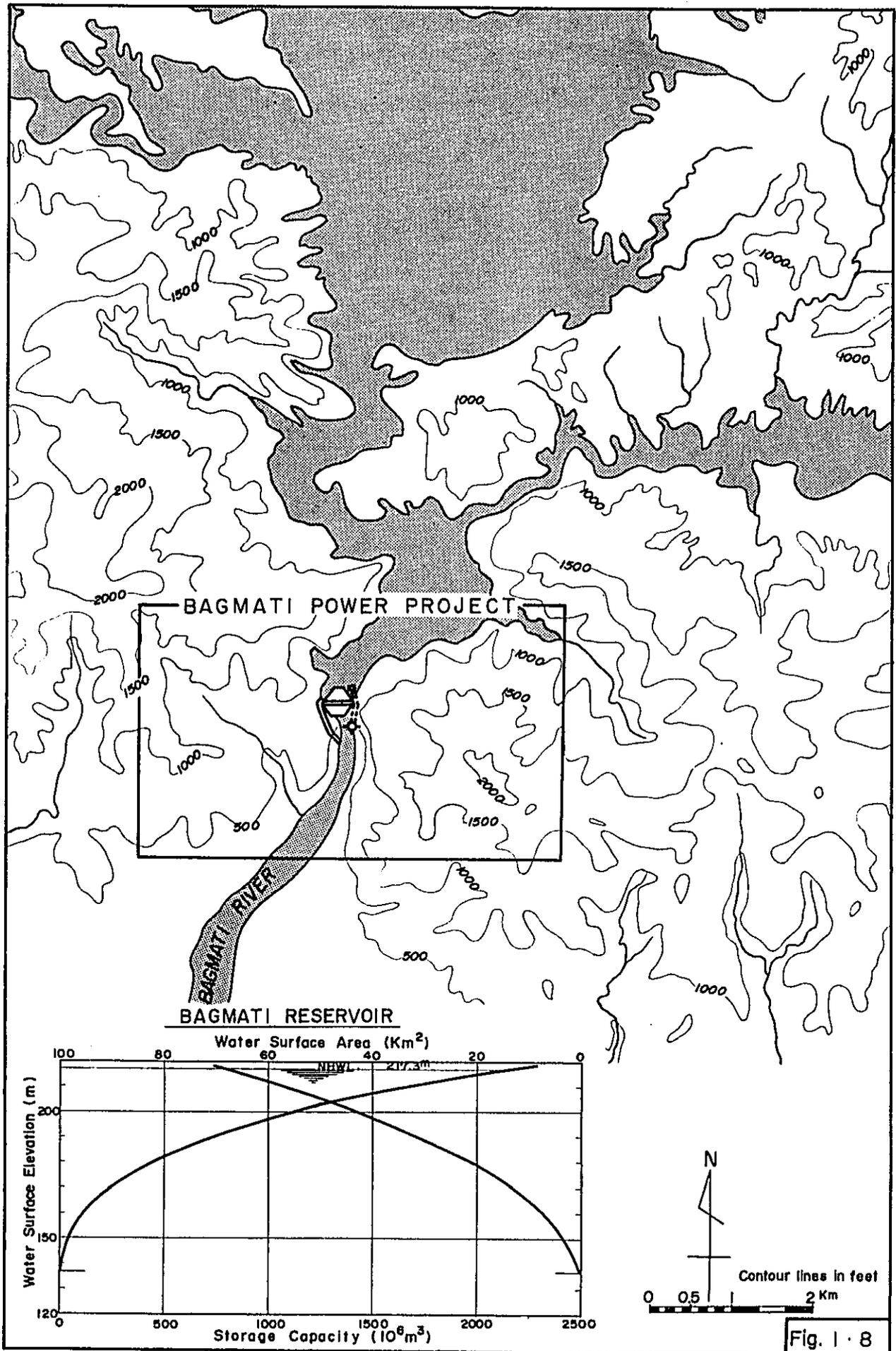


Fig. 1.8

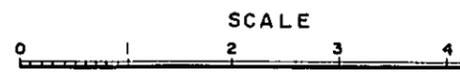
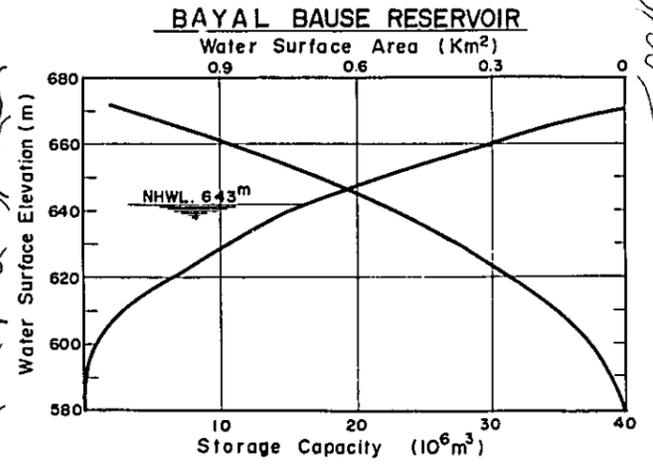
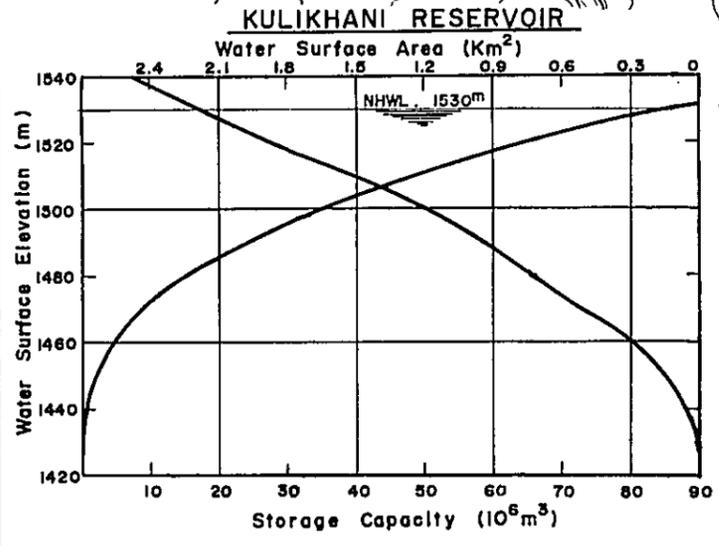
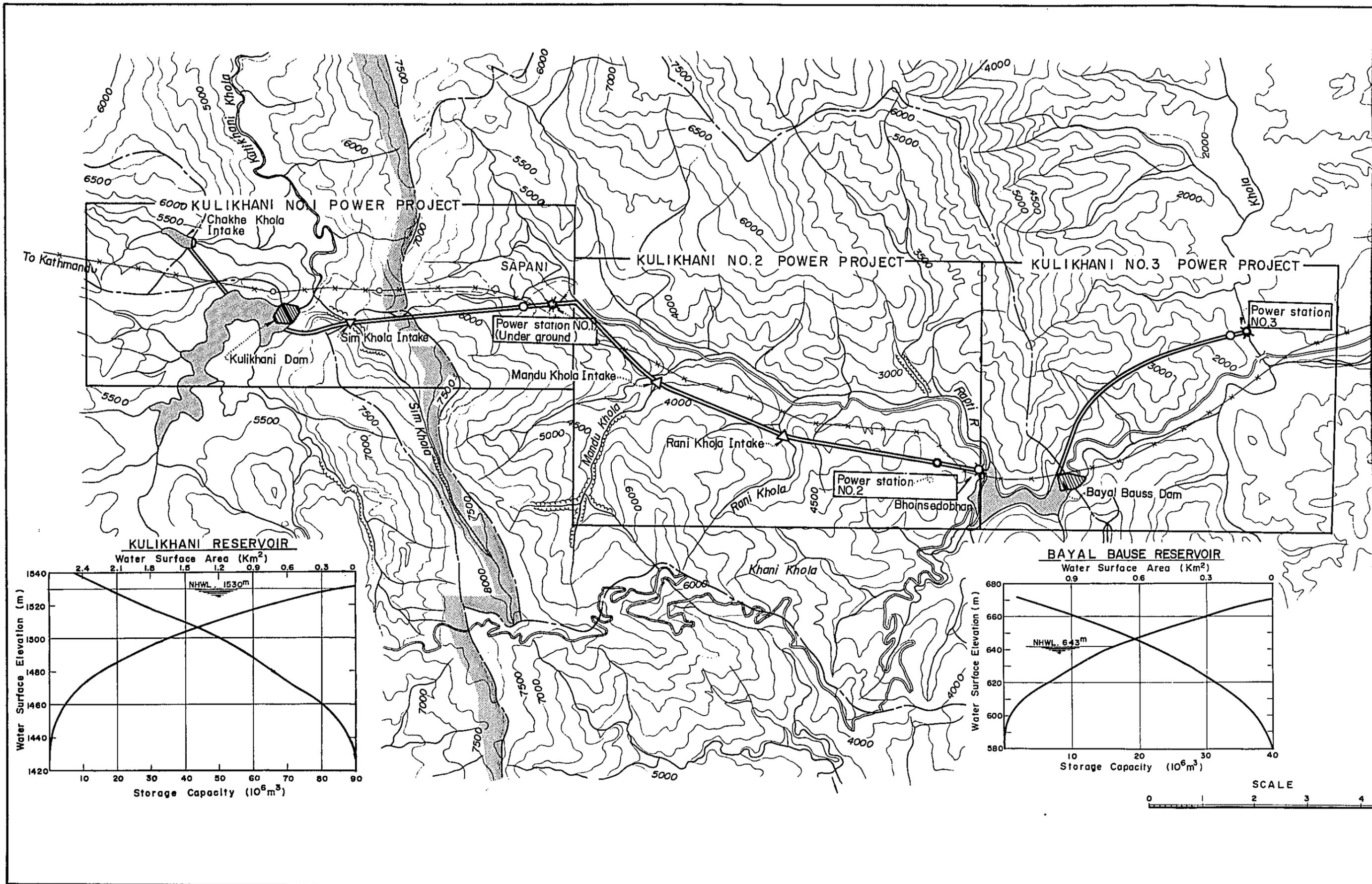
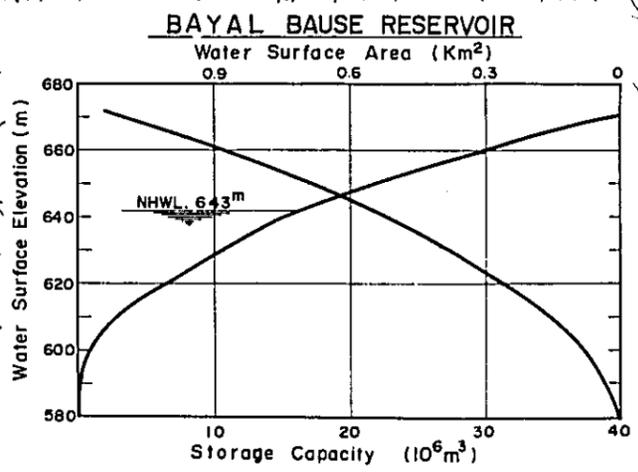
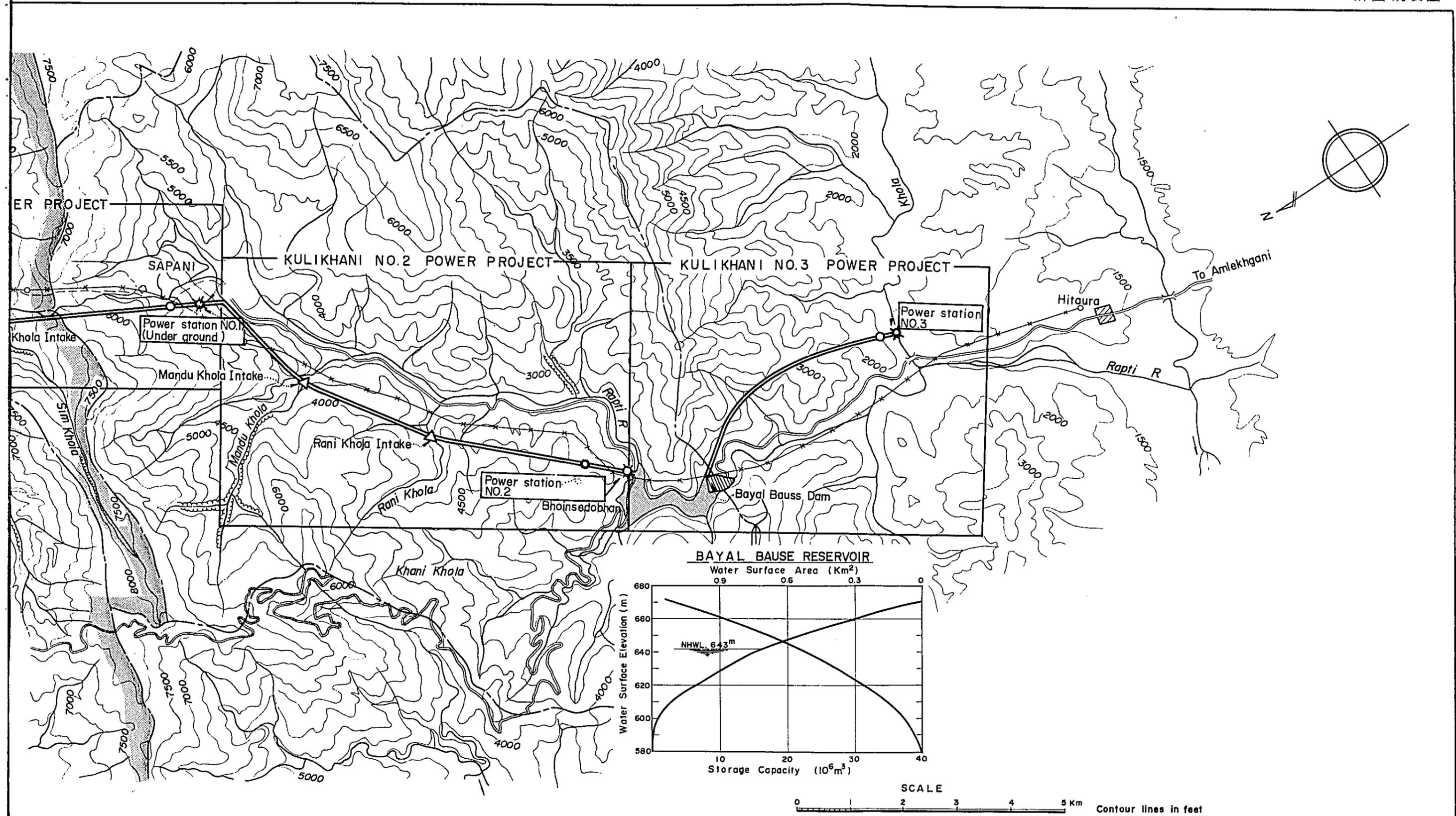


図 1.9 Kulikhani No.1, No.2, No.3 計画概要図



SCALE 0 1 2 3 4 5 Km Contour lines in feet

Fig. 1-9

図 1.10 Kamla 計画概要図

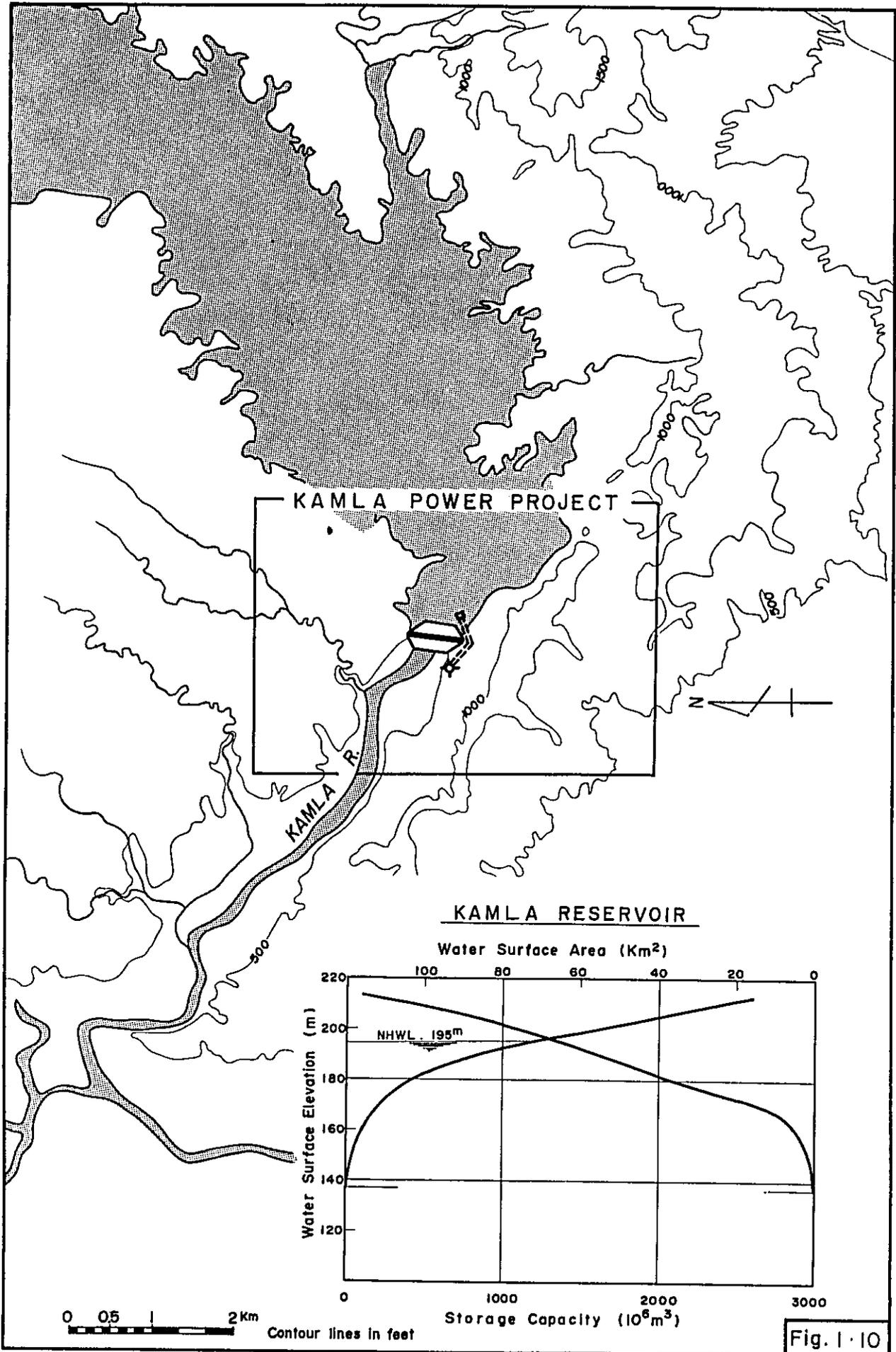


Fig. 1.10

図 1.11 Kankai, Maikhola Loop 計画概要図

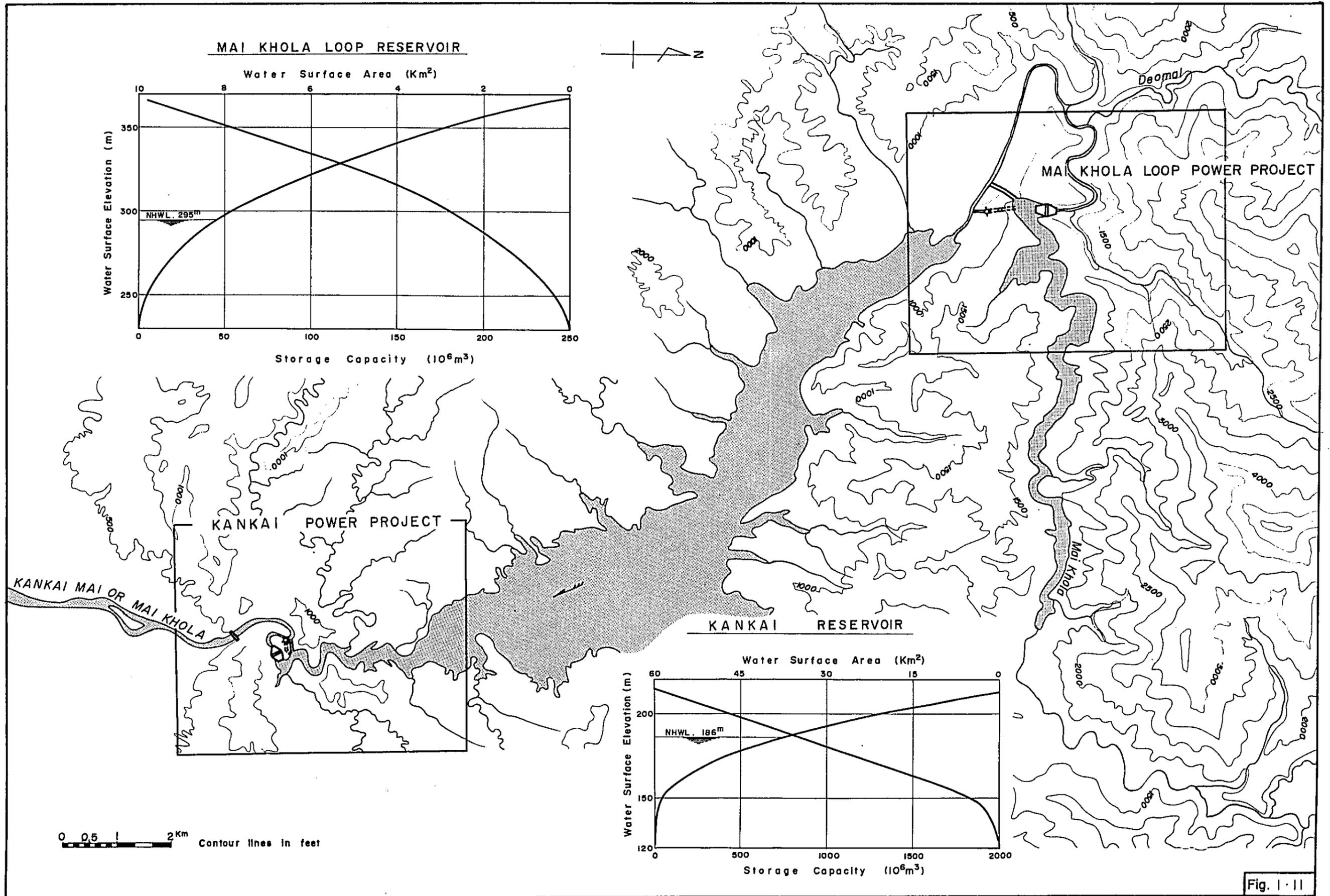
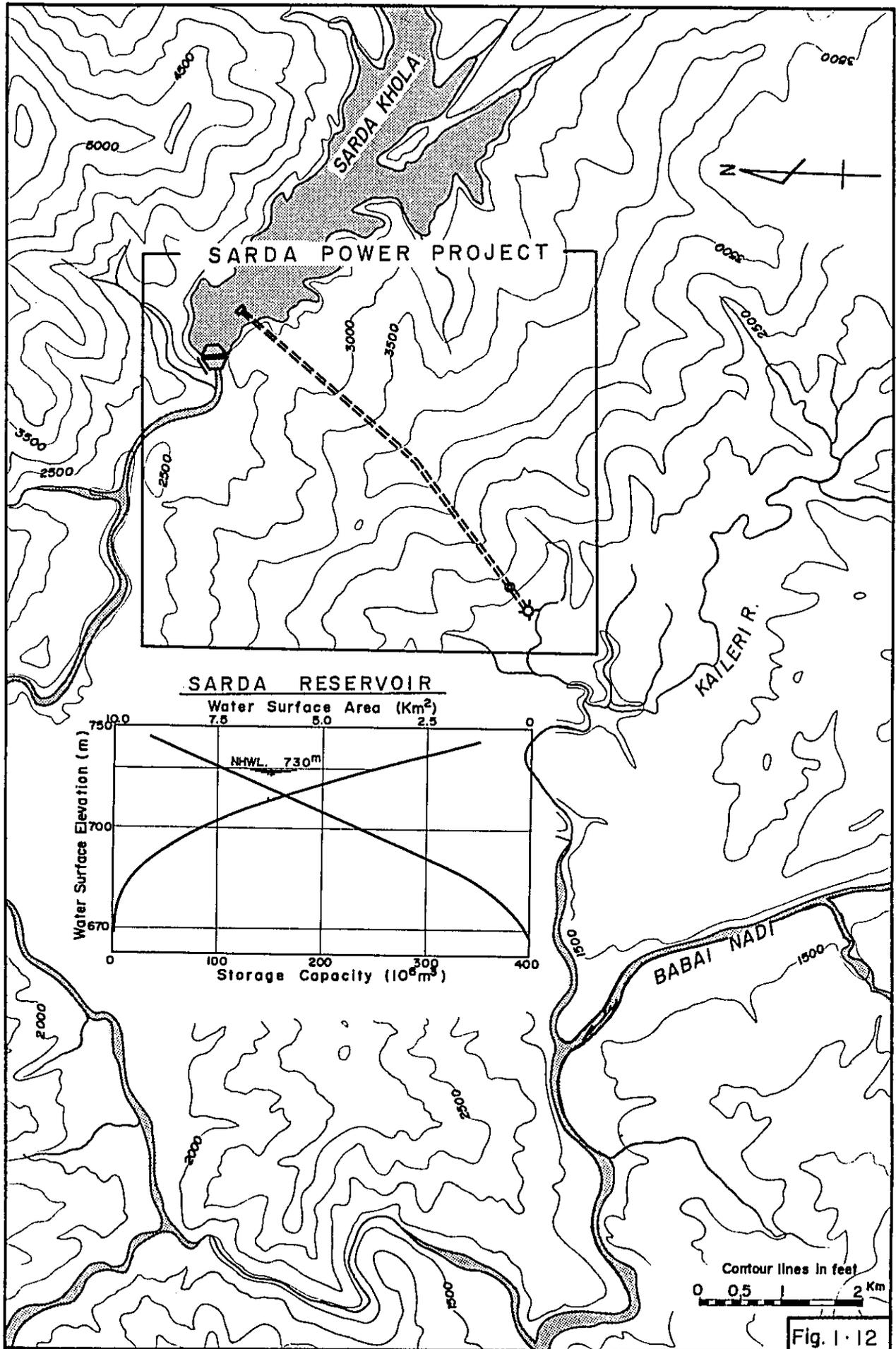


Fig. 1.11

図 1.12 Sarda 計画 概要 図



ネパール水力発電開発調査報告書

(マスタープラン)

付 録 2

プロジェクトの開発順位を定める方法とその応用

付録 2 プロジェクトの開発順位を定める方法とその応用

	目 次	ページ
1.	序 論	2-1
2.	開発順位を定める方法	2-1
3.	CNPS 系統に対する応用	2-3
3.1	最初のプロジェクト	2-3
3.2	二番目のプロジェクト	2-13
3.3	三番目のプロジェクト	2-16
4.	結 論	2-19

添 付 図

図 2.1	中央区 — 西区 — 東区の需要予測	2-21
図 2.2	水力開発計画に対する送電系統図	2-22

1. 序 論

水力計画は長い寿命を持ち、その建設の一連の開発順位は、費用と便益の上に重要な影響を及ぼす。調査の段階では大体の費用を算出する事は比較的やさしいが、正確な費用を算出するとなると相当な時間がかかる。水力計画では、正確な費用の算出は普通、詳細な現地調査を行い、設計も相当進んだ段階で、はじめて可能となるものである。以下にのべる方法は、調査の方向づけをする上で、次の様にして応用する事が出来る。考えられるすべてのプロジェクトについて、その効果と費用を概略的に、しかし一定の精度で算出する。そしてこれからのべる着工順位を定める方法を応用して、最適の開発順位を定める。必要とあれば、その結果について感度分析を行う。本文でのべる方法は、「概略的調査に於て、需要の伸びを常にみだし、しかも費用の現在価値を最小にする様な一連のプロジェクトの開発順位をきめる。」と云った問題に適したものである。

2. 開発順位を定める方法

Tsou, Mitten 及び Russel¹ に依って提案された簡単な方法によつて、プロジェクト実施の最適な順位を定める。

以下、その方法を説明する。

プロジェクトの部分系列 S の総アウトプットを既知とし、プロジェクト i と j がその後実施される候補のプロジェクトとすれば、二種類の配列が可能である、つまり、 $S^i = S, i, j$ 、又は $S^j = S, j, i$ 。この場合、もし S^i の現在価値 $C(S^i)$ が、 S^j の現在価値 $C(S^j)$ より大きければ、プロジェクト i はプロジェクト j より先行する事は出来ない。プロジェクト i 及び j の費用を C_i, C_j 、そのアウトプットを O_i, O_j とする。又、 $t(X)$ を需要関数の逆数、つまり、需要が X となる時の時間とする。割引率を I で表はせば

¹ "Search Technique for Project Sequencing," by C.A. Tsou, L.G. Mitten, and R.O. Russel. Jour. of Hydraulic Div., ASCE, May, 1973.

$$C(S') = C(S) + \frac{C_i}{(1+I)^{t(X)}} + \frac{C_j}{(1+I)^{t(X+O_i)}}$$

同様にして、S'' の費用は

$$C(S'') = C(S) + \frac{C_j}{(1+I)^{t(X)}} + \frac{C_i}{(1+I)^{t(X+O_j)}}$$

もし、 $C(S') < C(S'')$ であれば、 i, j の順の配列が、 j, i の順の配列よりも好ましい、と云う事になる。つまり、

$$\frac{C_i}{(1+I)^{t(X)}} + \frac{C_j}{(1+I)^{t(X+O_i)}} < \frac{C_j}{(1+I)^{t(X)}} + \frac{C_i}{(1+I)^{t(X+O_j)}}$$

上式を簡略化すれば、

$$\frac{C_i}{1 - (1+I)^{t(X) - t(X+O_i)}} < \frac{C_j}{1 - (1+I)^{t(X) - t(X+O_j)}}$$

或は、任意のプロジェクト n に対して、

$$R_n(X) = \frac{C_n}{1 - (1+I)^{t(Y) - t(X+O_n)}}$$

とすれば、 $R_i(X) < R_j(X)$ 。

上述に於て非常に便利な事柄は、 R 係数の $R_n(X)$ が系列内に於ける既存のプロジェクトの総アウトプットと、考えているプロジェクトの費用とアウトプットとのみに関係し、他の候補のプロジェクトに関係しない、と言う事である。系列の任意の一点に於て、各プロジェクトの R 係数は別々にこれを計算する事が出来る。それらの比較に於て考えるべき事は、系列のその時点で、どのプロジェクトもそれより小さい R 係数を持つプロジェクトより先行する事が出来ない、と言う事である。開発順位を定める方法とは、系列の最初の時点（その時、 $X=0$ ）に於て、各プロジェクトの R 係数、 $R_n(X)$ を計算し、一番小さい R 係数を持つプロジェクトを選ぶ。次にこの方法を残りのプロジェクトについて繰返すのであるが、この時 X は、既にえらんだプロジェクトのアウトプットに等し

くとり。そして又、一番小さいR-係数を持つプロジェクトがえらばれる。そして又、Xを既にえらばれた二つのプロジェクトの総アウトプットに等しくとり、同じ方法を残りのプロジェクトに応用して行く、と言う具合である。

この方法を実際の問題に適用するに当っては、負荷需要曲線を予備力を考えて10%増しとし、プロジェクトの系列はこの割増しされた曲線で示された需要をみたす様にする(図2-1参照)。比較的大きいプロジェクトでは、発電施設や変電所などを段階的に増設して行く事が考えられるが、こゝでは簡単の為に、各プロジェクトの費用は運転が開始される時点で資本還元化されるものと仮定する。建設中の利子とプロジェクトの維持管理費は、建設費に比例するものと見なす事が出来、R-係数の大きさの順序に影響しない為、特に考えなかった。

こゝにのべた開発順位をきめる方法は、割引率の値に関係してくる。こゝでは割引率を6%として計算した。多くのアジアやヨーロッパの国々では、その戦後の復興時期に於て、開発基金をこの率で得て来たものである。この割引率は、現在の世界経済の水準からすればやゝ低い、それでも銀行の現行貸付率に比べて特に低いと云う程のものではないので、それを使う事にした。

上述の方法を応用するに当っては、その前に出来るだけ、多くのプロジェクトを判断によって除いてしまう事が肝要である。又、この方法は非常に単純化されたものであるから、意思決定の為の単なる道具と見なすべきであって、その計算結果は、関連する他のあらゆる要素とあわせて考え、評価されなければならない。

3. CNPS系統に対する応用

3. 1 最初のプロジェクト

最初のプロジェクトについて考え得る最も早い運転開始時期は78/79年である。その頃にはCNPS系統の発電設備容量は次の様になっていると思われる。

既存の設備

ディーゼル発電	7,660KW ^{∠1}
水力発電	26,600KW (乾期で) ^{∠2}

増設される設備

Gandaki プロジェクト	7,000KW ^{∠3}
Divighat プロジェクト	14,000KW
Butwal プロジェクト	1,000KW
Trisuliの予備機の運転	3,000KW ^{∠4}
Bharatpur ディーゼル	
発電所の接続	600KW
西区系統の設備	3,000KW ^{∠5}
<hr/>	
合 計	62,860KW

附録1の表1.1より、Kulikhani No.1 (46MW)、Bagmati (70MW)、及びDev-Ghat (150MW)を候補プロジェクトとして選んだ。図2.1に示す様に、最初のプロジェクトが運転を開始する前の系統の尖頭負荷容量は需要に比べて少し不足しているため、Kulikhani No.1プロジェクトは設備利用率37%のピーク発電所とした。その他のプロジェクトは規模がKulikhani No.1より大きいので、それらが系統に入ってくると、系統内の効率の低い発電所をとめて、新しい発電所が系統内の主なエネルギー源となる事が考えられるので、設備利

∠1 Mahendra, Patan, 及びHetaura 発電所 (附録3, 表3.3参照)

∠2 Trisuli, Panauti, Sun Kosi, Sundarikal, Pharping, 及びGodawari 発電所 (附録3, 表3.3参照)

∠3 発電設備容量は15,000KW。ネパール分が7,000KWである。

∠4 運転には変圧器が必要

∠5 附録3, 表3.4参照。PokharaがCNPS系統とつながっていない現在、500KWのディーゼル発電機をPokharaに入れようと計画しているが、これは過渡的なものなので、この数字には入れなかった。

用率を60%とした。

各候補のプロジェクトについて考えられる送電線系統を図2.2(A)に示す。

(1) プロジェクトの費用

Kulikhani No.1 プロジェクト (46MW)^{△1}

Kulikhani No.1 プロジェクトの電気は国内で消費される。電気の既設の66KVの送電線によってKathmanduに送られる。既設のKathmandu変電所に於て271MVAの変圧器2台の増設が必要である。プロジェクトの費用は次の通りである。

ダムと発電所	US\$ 43.6×10 ⁶
送変電設備	1.4
計	US\$ 45.0×10 ⁶

図2.1の需要曲線から分る様に、1982年に次の発電設備が必要となる。従って、需要がこの発電所の設備容量まで達するに要する時間は3.5年となる。

Bagmati Project (70MW)

Bagmati プロジェクトは多目的開発で、発電部門は共同費用の5%を受けもつ。電気は国内とインドで消費される。必要な送変電設備は発電所からBirganj, Hetauraを経てKathmanduに至る171kmの132KV、二回線送電線と、Kathmandu (2×35MVA), Hetaura (10MVA) 及びBirganj (10MVA) に於ける変電所である。プロジェクトの

△1 設備容量は最終的には60MWとなった(附録1, 1-29頁の脚註参照)。併しこれはこの附録に於て導びかれた結論を更に裏づけるものである。

費用は次の様である。

ダムと発電所	US\$ 23.4×10 ⁶
送変電設備	6.9
計	US\$ 30.3×10 ⁶

1984年に次の発電設備が必要になる。従って需要がこの発電所の発電設備容量に達するまでの時間は5.5年となる。

Dev-Ghat プロジェクト (150MW)

このプロジェクトも又、余剰電力をインドに供給する事が出来る。必要な送変電設備は、発電所から Hetaura を経て Kathmandu に達する 132kV、二回線送電線 115km と Hetaura から Birganj に至る送電分岐線 56km、及び Kathmandu (4×33MVA), Hetaura (2×15MVA), Birganj (2×15MVA) に於ける変電所である。プロジェクトの費用は次の様である。

ダムと発電所	US\$ 68.1×10 ⁶
送変電設備	8.7
計	US\$ 76.8×10 ⁶

東区の系統と CNPS 系統とは 1985/86 につながるものと想定される。主報告書の 6.4.3. のべ、又図 2.1 に示した様に、東区の設備容量はその地区の需要を 85/86 年までみたすが、それ以後の需要の伸びに対しては、この統合された CNPS 系統の余剰発電設備容量によってまかなわなければならない。図 2.1 で見られる様に、Dev-Ghat の発電設備容量は、この統合された系統の需要を 85/86 以降もみたし、1989 年にはじめて次の設備の増設が必要となる。従って需要がこの発電所の発電設備容量まで達するに要する時間は 10.5 年である。

(2) 余剰電力

Kulikhani No.1 プロジェクトの常時発生電力量は1982年に於て国内需要をやっとみたす程度である。雨の多い年では、必要とあれば余剰電力を輸出する事も可能だが、その量は多くはないと考えられる。又、発電所の余剰容量は、国内需要がその発電設備容量に達するまでの3.5年間だけインドにとって利用可能と云う事になる。この場合、Kathmandu からインドとの国境に至る既設の66KV送電線にある程度の改善を必要とするであろう。この様な短期間のみの送電の為の余計な投資は余り有効ではないであろう。従ってKulikhani No.1 プロジェクトからは電力の輸出はないものと仮定する。

Bagmati と Dev-Ghat に対しては次の様な仮定をする。即ち、(1)新しい設備が系統に入った時、それ迄の国内需要はすべて既設の発電所が供給し、新しい発電所はそれ以後の需要の増加分だけを受け持つ、(2)国内需要の増加分をみたした残りの電力はインドへ輸出される、(3)新しい設備の余剰容量は、国内需要がその発電設備容量に達するまでの間インドに利用されるが、国内需要が発電設備容量に達した後は、余った二次電力のみがインドへ供給される。之れらは勿論簡単すぎる仮定で、実際の運転ではもっと複雑なものになるであろう。この様な仮定に基いた計算の結果を解釈するに当っては、適切な判断が必要である。又、インドへのこの様な余剰電力の売り方は、はじめから二次電力のみを売るものと見なされるであろうし、割引価格で売られなければならないかも知れない。それどころでは余剰電力の50%が6 mill/㎥で売られるものと仮定した。勿論、別の仮定を設ける事も出来る。従ってこの様な仮定によって為された計算は単に参考の為と見なされるべきであろう。

Bagmati Project

図2.1より電力需要を次の様に読む事が出来る。

年	電力需要 (GWh)
78/79 (運転開始)	282
1984 (需要が容量に達する年)	508

こゝで又、1984年以降に於ける電力の需要の伸びは全部新しく入る設備が負担するものと仮定する。この時、Bagmatiプロジェクトよりの国内への電力供給は次の様になる。

年	Bagmatiよりの給電 (GWh)
78/79	0
1984	226 (508-282)
1984から2028/29	226

プロジェクトの経済耐用年限は50年とする。

図2.1を見て分る様に、78/79年から1984年までの電力需要は直線的に伸びる、と見なす事が出来る。この期間中の年平均増加は4.61 GWh/yrである。この様な一様に伸びる系列の現在価値は次式によって計算される。

$$PV = \frac{(1+i)^{N+1} - (1+Ni+i)}{i^2(1+i)^N}$$

こゝで

PV = 現在価値

i = 割引率

N = 需要が容量に達する迄の時間 (年)

1984年よりプロジェクトの経済耐用年限の終りまでは、電力は次の一定の数値の系列に対する公式によって計算できる。即ち、

$$N\text{年に於ける } PV = \frac{(1+i)^{50-N} - 1}{i(1+i)^{50-N}}$$

又

$$0\text{年に於ける } PV = \frac{1}{(1+i)^N} \times (N\text{年に於ける } PV)$$

これらの公式によつて、国内の電力供給の現在価値を計算した結果は次の通りである。

78/79-1984 (5.5年)	591 GWh
1984-2028/29 (44.5年)	2,530
	<hr/> 3,121 GWh

一方、Bagmati プロジェクトの年間平均発生電力量は附録1, 表1.1に見る様に490 GWhであるよこゝでは各々の発電設備容量の10%が予備力と仮定する。従つて運転容量の年間平均発生電力量は445 GWh となる。この発生電力の50年間に渡る値の現在価値は、上述の一定の数値の系列の公式によつて計算され、それは7021 GWh となる。

前にのべた仮定により、インドへの余剰電力の供給は、 $(7,021 - 3,121) \times 0.5 = 1,950$ GWh 6 mill/年とした時、その貨幣価値は、

$$0.006 \times 1,950 \times 10^6 = 1.17 \times 10^6 \text{ US\$}$$

Dev-Ghat プロジェクト

上にのべたのと同じ方法で計算を行った。以下にその結果を示す。

年	年数	電力需要(GWh)	既設東区系統 よりの供給(GWh)	Dev-Ghat からの供 給(GWh)
78/79 (運転開始)		282		0
1989 (需要が容量に達する年)	10.5	1,016	170	564
2028/29	39.5			564

このプロジェクトの平均年間発生電力量は1,193 GWh である(附録1, 表1.1参照)。運転容量は10%小さくとるから、年間発生電力量は1,085 GWh となる。これらの数値によつて、次の様な結果が得られた。

国内電力供給の現在価値	=	7.096 GWh
運転容量による発生電力量の現在価値	=	17.095 GWh
インドへの余剰電力	=	5.000 GWh
余剰電力の貨幣価値	=	US\$ 30×10 ⁶

(3) R-係数

R-係数は簡単に計算され、次の様になる。

1. インドへの給電しない場合

I) Kulikhani No1 プロジェクト (46MW)

$$R = \frac{4.50 \times 10^6}{1 - (1 + 0.06)^{-3.5}} = 2.45 \times 10^6$$

II) Bagmati プロジェクト (70MW)

$$R = \frac{3.03 \times 10^6}{1 - (1 + 0.06)^{-5.5}} = 1.11 \times 10^6$$

III) Dev-Ghat プロジェクト (150MW)

$$R = \frac{7.68 \times 10^6}{1 - (1 + 0.06)^{-10.5}} = 1.68 \times 10^6$$

2. インドへ余剰電力を供給する場合

この場合は、プロジェクトはその実際の建設費よりも、余剰電力を売った金額の現在価値分だけ安く出来る、と見なす事が出来る。この様にして修正された建設費は次の通りである。

$$\text{Bagmati プロジェクト} : 3.03 \times 10^6 - 1.17 \times 10^6 = \text{US\$} 1.86 \times 10^6$$

$$\text{Dev-Ghatプロジェクト} : 7.68 \times 10^6 - 3.0 \times 10^6 = \text{US\$} 4.68 \times 10^6$$

従って R-係数は次の様に計算できる。

I) Bagmati プロジェクト

$$R = \frac{18.6 \times 10^6}{1 - (1 + 0.06)^{-5.5}} = 68 \times 10^6$$

II) Dev-Ghat プロジェクト

$$R = \frac{46.8 \times 10^6}{1 - (1 + 0.06)^{-10.5}} = 102 \times 10^6$$

(4) 最初のプロジェクトの選択、及び感度分析

R-係数の比較によれば Bagmati プロジェクトが一番よい様に見える。併しこのプロジェクトは多目的開発であって、電力部門は共同費用の僅か 5% を負担するだけである。従ってこのプロジェクトの実施は、電力部門よりも他の目的部門に左右される事になる。電力以外の目的を含めた総投資額は、附録 1, 表 1.1 の電力部門の投資額よりはるかに大きい。附録 1 の 3.1.1. にのべた様に、ダムと発電所の費用は US \$ 97.3 × 10⁶ であるが、カンガイの便益をあげようとする、更に US \$ 22.77 × 10⁶ の投資を要する。

R-係数によると Dev-Ghat プロジェクトの方が kulikhani No.1 プロジェクトより有利となるが、この R-係数の差異の有意性を調べる為に、以下の感度分析を行った。

感度分析はプロジェクトの系列の任意の時点に於ける R-係数を等しいと置いて、それぞれのプロジェクトがその時点で選ばれる為には、建設費用は幾らでなければならないかを計算する事に依って簡単に行う事が出来る。もしプロジェクト P が、需要が X の時に選ばれたプロジェクトとした時、プロジェクト i はその費用 C_i を R_i(X) = R_p(X) となる様な費用 C_i' に変えなければ、P と競争する事が出来ない。即ち

$$C_i' = C_i \frac{R_p(X)}{R_i(X)}$$

この方法で計算した感度分析の結果は次の通りである。

プロジェクト	Kulikhani No.1	Dev-Ghat
費用 (10 ⁶ US\$)	450	768
プロジェクトが選ばれる為の新しい費用	309	768
減 少	-31%	0

これはもしKulikhani No.1 プロジェクトの費用が附録1, 表1.1の費用よりも31%少ないか、或はDev-Ghatの費用が算定されたものより31%高くした場合にはKulikhani No.1とDev-Ghatとは競争になる、という事を意味している。現在の調査の段階で、この差異が決定的な意味を持つかどうかは意見の分れる所であろう。

ここで重要な点は、Kulikhani No.1 プロジェクトの放水がKulikhani No.2 プロジェクトに依て再使用され、このNo.2プロジェクトが附録1の表1.1では有利な様に見えると言う事である。つまりKulikhani No.1の本当の便益はNo.2を実施しなければ実現されない、と云う事である。従ってNo.1とNo.2のプロジェクトは一つのプロジェクトが2段階で実施される、と見なす事が出来る。No.1とNo.2プロジェクトを一つのプロジェクトの段階的实施と考えた時の感度分析を以下に行う。

後に3.2(I)に示す様に、No.2の費用はUS\$15.1×10⁶である。この値は最初のプロジェクトの基準年78/79年に於てはUS\$12.3×10⁶と割引かれる。従ってKulikhani No.1とNo.2のプロジェクト費用の現在価値はUS\$5.73×10⁶となる。需要が容量に達する迄の期間は二つのプロジェクトの合計、つまり6年である。そのR-係数は次の様に計算される。

$$R = \frac{5.73 \times 10^6}{1 - (1 + 0.06)^{-6}} = 1.94 \times 10^6$$

このR-係数はまだDev-Ghatのそれよりも大きい、その差異の有意性は次の感度分析

の結果で判断する事が出来る。

<u>プロジェクト</u>	<u>Kulikhani No.1 と No.2</u>	<u>Dev-Ghat</u>
費用 (10 ⁶ US\$)	57.3	76.8
プロジェクトが選ばれる為の新しい費用	49.6	76.8
減少	-13%	0

これはKulikhani No.1 と No.2 の費用が現在算定されているものよりも13%少ない場合には、No.1 と No.2 を合はせたものはDev-Ghat と競争出来ると言う事を意味している。現在調査の段階では、この差異は確かに決定的なものではないと言う事が出来よう (Kulikhani No.2 の単独での評価は後に示す。)

図 2.1 で分る様に、最初のプロジェクトが入って来る時には、CNPS 系統のピーク容量は予備力を考えないとしても、需要に少し足りない。Kulikhani No.1 は既に相当の現地調査が行はれており、この様な需給関係に答え得る唯一のプロジェクトと言う事が出来る。その投資金額も候補のプロジェクトの中で最小である。之らの点からKulikhani No.1 を最初のプロジェクトとして選んだ。

3. 2 二番目のプロジェクト

もしKulikhani No.1 プロジェクトを最初に選んだとすれば、第二のプロジェクトは1982年に必要となる(図 2.1 参照)。第二のプロジェクトの候補は、

Kulikhani No.2 プロジェクト (26MW)^{△1}

Bagmati プロジェクト (70MW)

Dev-Ghat プロジェクト (150MW)

Kulikhani No.1 が既にあるとした時の、各候補のプロジェクトの送変電設備を図 2.2 (B) に示す。

△1 最終的には35MW

(1) プロジェクト費用

Kulikhani No.2 プロジェクト (26MW)

電気は国内で消費されとする。必要な送変電設備はNo.2 発電所からNo.1 発電所を経てKathmanduに至る132KV、一回線送電線29km、No.2 発電所からHetauraに至る同様の送電線13km、Kathmanduに於ける18MVA変圧器の増設、及びHetauraに於ける変電所(2×10MVA)である。Birganjへの給電はHetauraから既設の66KV変電線を通じて行はれる。プロジェクト費用は次の様である。

水路施設と発電所	US\$ 12.2×10 ⁶
送変電設備	2.9
計	US\$ 15.1×10 ⁶

需要曲線(図2.1)から、84/85年に次の設備が必要となる事が分る。従って需要が容量に達する期間は2.5年となる。

Bagmati プロジェクト

必要な送電線は前述(3.1)と同じである。変電設備としてはKathmanduでの2×24MVAの増設、及びHetaura(18MVA)とBirganj(18MVA)に於ける変電所である。プロジェクトの費用は、

ダムと発電所	US\$ 23.4×10 ⁶
送変電設備	6.5
計	US\$ 29.9×10 ⁶

東区の系統とつながる事を考えた時、次の発電設備は1987年に必要となる。従って需要が容量に達する期間は5年である。

Dev-Ghat プロジェクト

必要な送電線は前述(3.1)と同じ。変電設備はKathmanduに於ける3×40MVAの

増設と、Hetaura と Birganj に於けるそれぞれ $2 \times 18\text{MVA}$ の変電所である。プロジェクトの費用は、

ダムと発電所	US\$ 68.1×10^6
送変電設備	8.7
計	US\$ 76.8×10^6

第3のプロジェクトは90/91年に必要となるので、需要が容量に達するまでの期間は8.5年である。

(2) 余剰電力

第2のプロジェクトの制約点にあたる年のCNP S系統の電力需要は次の様である。

年	CNP Sの電力需要 (GWh)
1982	428
1987	887
90/91	1,156

85/86年以降の電力需要は東区の系統とつながった統合されたCNP S系統に対するものである。東区の系統の設備は年間170GWhを給電出来る。インドへの余剰電力の供給は、前にのべたのと同じ方法で計算出来る。その結果は次の通りである。

プロジェクト	運転容量による 年間供給電力量 (GWh)	供給電力 量の現在 価値 (GWh)	国内への 電力供給 量の現在 価値 (GWh)	インドへの余剰 電力供給量の現 在価値	
				(GWh)	($10^6\text{US\$}$)
Bagmati	445	7021	4053	1,484	89
Dev-Ghat	1,085	17,095	7,056	5,020	301

(3) R-係数

各プロジェクトについてR-係数を計算した結果を下に示す。

1. インドに給電しない場合

<u>プロジェクト</u>	<u>R-係数 (10⁶)</u>
Kulikhani No.2	112
Bagmati	118
Dev-Ghat	197

2. インドへ給電する場合

修正されたプロジェクト費用：

Bagmati Project	US\$21.0×10 ⁶
Dev-Ghat Project	US\$46.7×10 ⁶

R-係数：

<u>プロジェクト</u>	<u>R-係数 (10⁶)</u>
Bagmati	83
Dev-Ghat	120

(4) 第2のプロジェクトの選択

Bagmatiは良いプロジェクトであるが、前節にのべた理由からプロジェクト選択の枠外に置く事にする。Kulikhani No.2のR-係数は、Dev-Ghatの余剰電力をインドへ売るものとしてもそのR-係数より小さい。又Kulikhani No.2の投資額もDev-Ghatより少ない。中小規模の開発の主な関心事は国内の備要をみたす経済的な方法を見出す事である故、Kulikhani No.2を第2のプロジェクトとして選ぶ事にする。

3. 3 第3のプロジェクト

Kulikhani No.1とNo.2を実施した後は、需要予測から第3のプロジェクトが84/85

に必要となってくる。候補のプロジェクトは、

Kulikhani No.3 プロジェクト (14MW) \triangleleft

Bagmati プロジェクト (70MW)

Dev-Ghat プロジェクト (150MW)

各プロジェクトに必要な送変電設備を図 2.2 (C)に示す。

(1) プロジェクト費用

Kulikhani No.3 プロジェクト (14MW)

No 1 と No 2 の発電所を建設したあとでは、No 3 プロジェクトでは送電線を必要としない。変電設備は Kathmandu で 10 MVA、Hetaura で 6 MVA の変圧器の増設が必要である。プロジェクトの費用は次の通りである。

ダムと発電所	US\$ 19.9 × 10 ⁶
送変電設備	0.5
計	US\$ 20.4 × 10 ⁶

次の設備は 85/86 年に必要となる。つまり需要が容量に達する時間は 1 年である。

Bagmati プロジェクト (70MW)

Kulikhani No.1 と No.2 の後に Bagmati プロジェクトが入るものとする、必要な送変電設備は発電所から Birganj を経て Hetaura に至る 132 kV の二回線の送電線、Hetaura から Kulikhani No.1 及び No.2 の発電所を経て Kathmandu に至る 132 kV、一回線の増設、及び Kathmandu (2×30MVA) と Birganj (2×10MVA) に於ける変電所である。プロジェクトの費用は、

ダムと発電所	US\$ 23.4 × 10 ⁶
送変電設備	6.1
計	US\$ 29.5 × 10 ⁶

次の発電設備が必要となる時期は 88/89 年であるので、需要が容量に達する期間は 4 年

1 最終的には 17 MW

である。

Dev-Ghat プロジェクト (150MW)

Dev-Ghat プロジェクトが三番目の場合、必要な送変電設備は発電所から Hetaura を経て Birganj に至る 132 kV の二回線送電線、Hetaura から Kulikhani No.1 と No.2 の発電所を経て Kathmandu に至る 132 kV の一回線の増設、及び Kathmandu (3×40MVA)、Hetaura (1×20MVA)、Birganj (2×20MVA) に於ける変電所である。プロジェクトの費用は、

ダムと発電所	US\$ 68.1×10 ⁶
送変電設備	8.1
計	US\$ 76.2×10 ⁶

次の発電設備を91/92年に必要とするので、需要が容量に達する時間は7年となる。

(2) 余剰電力

第三のプロジェクトに対して、CNPS系統の制約点に当る年の電力需要は次の通りである。

年	CNPS系統の電力需要 (GWh)
84/85	529
88/89	971
91/92	1,261

上の数値の中で、東区の系統にある設備が年間170 GWhを供給する事が出来る。これらの数字によってインドへの余剰電力の供給は次の様に計算される。

プロジェクト	国内の電力供給量の 現在価値 (GWh)	インドへの電力供給量の現在価値 (GWh)	(10 ⁶ US\$)
Bagmati	3,917	1,552	93
Dev-Ghat	7,423	4,836	290

(3) R-係数

計算の結果を次に示す。

1. インドへ給電しない場合

<u>プロジェクト</u>	<u>R-係数(10⁶)</u>
Kulikhani No.3	358
Bagmati	142
Dev-Ghat	227

2. インドへ給電する場合

修正されたプロジェクト費用：

Bagmati プロジェクト	US\$ 20.2×10 ⁶
Dev-Ghat	US\$ 47.2×10 ⁶

R-係数：

<u>プロジェクト</u>	<u>R-係数(10⁶)</u>
Bagmati	97
Dev-Ghat	141

(4) 第3のプロジェクトの選択

こゝでもやはり Bagmati が一番よくなったが、これを除くと Dev-Ghat の R-係数は Kulikhani No.3 よりも小さくなっている。Kulikhani No.3 は需要の増加したこの段階では小さすぎる様である。それで Dev-Ghat プロジェクトを三番目のプロジェクトに選ぶ事にする。

4. 結 論

最初のプロジェクトが運転開始出来る最も早い時期は78/79年と想定される。こゝで提案された開発の順序は次の様である。

78/79 に Kulikhani No.1 プロジェクト (46MW)

1982 に Kulikhani No.2 プロジェクト (26MW)

84/85 に Dev-Ghat プロジェクト (150MW)

又主報告書でのべられている様に Kathmandu と Dhankuta の系統がつながるのは85/86年と予想される。上に提案された開発によればこの統合された系統の需要を91/92年までみたく事が出来る。注意すべき事は Bagmati 河に於ける Bagmati プロジェクト (70MW) が発電に関する限り非常に有望なプロジェクトでいつ実施してもよいと言う事である。併し之は多目的開発で、発電部門は共同費用の5%しか受けもたない。それ故このプロジェクトの実施は他の事業目的によってきまる事になるであろう。もし Bagmati プロジェクトが入ってくれば、上に示した開発順序はそれに従って修正をすればよい。

一方、Kulikhani No.3 プロジェクトは上にのべた開発順位に組みこまれていないが、之も又 No 2 プロジェクト以後はいつ実施してもよい。No 1 と No 2 のプロジェクトを次ぎ次ぎに完成したならば、No 3 プロジェクトをその次に考えるのが自然であろうし、又このプロジェクトは No 1 と No 2 が終わった後は交通が便利になり、或は前に使った施工機械の転用が可能になるなど、今までのべてきた開発順位をきめる方法では評価の出来ない多くの利点があるからである。併し今までのべてきた検討の結果は、ネパールとしては相当に大きい Dev-Ghat プロジェクトが、84/85年頃に入ってくるべきだ、と言う事を示した点で、非常に重要であると考えられる。

図 2.1 中央区 - 西区 - 東区 の 需 要 予 測

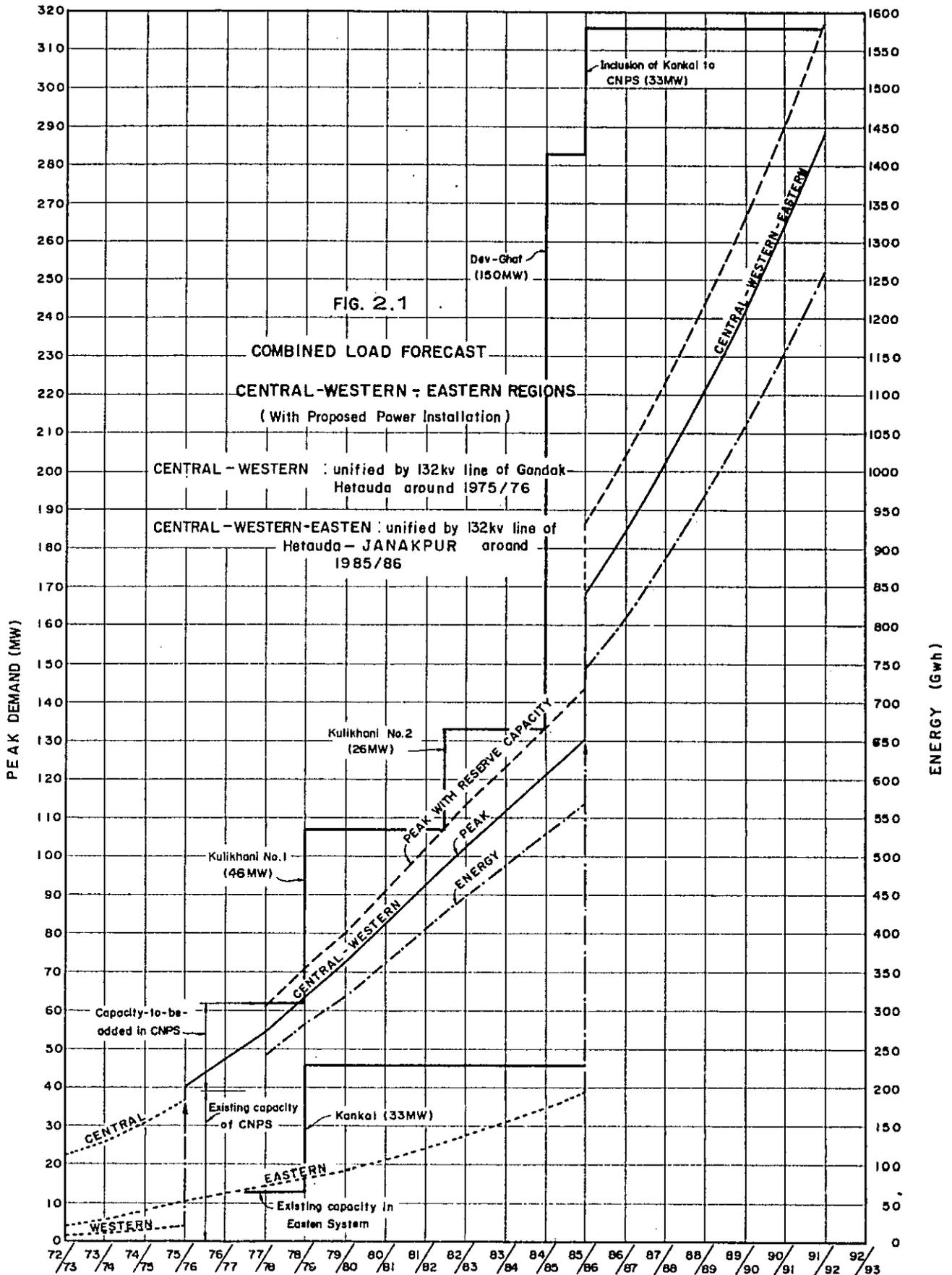
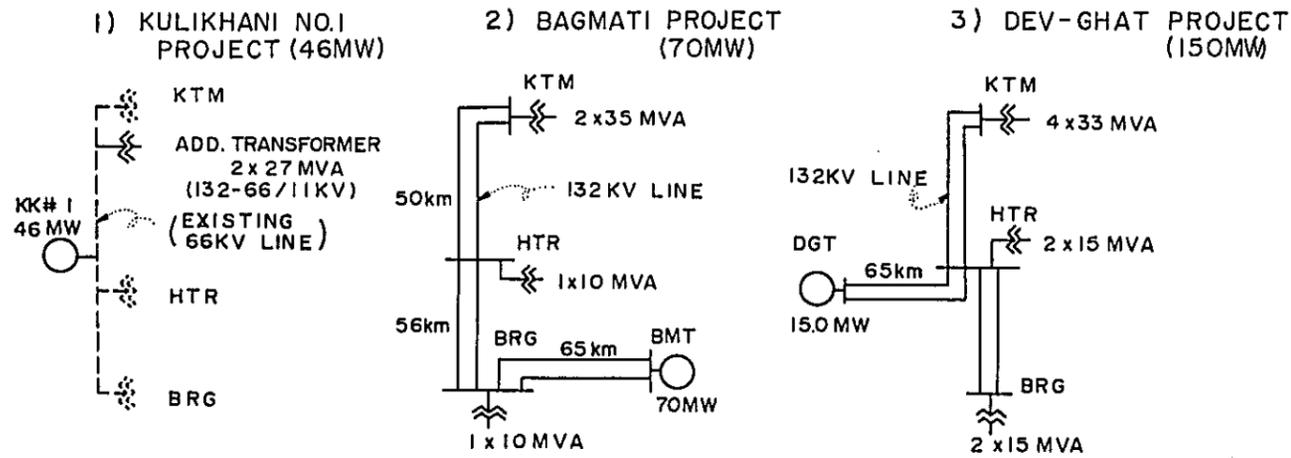
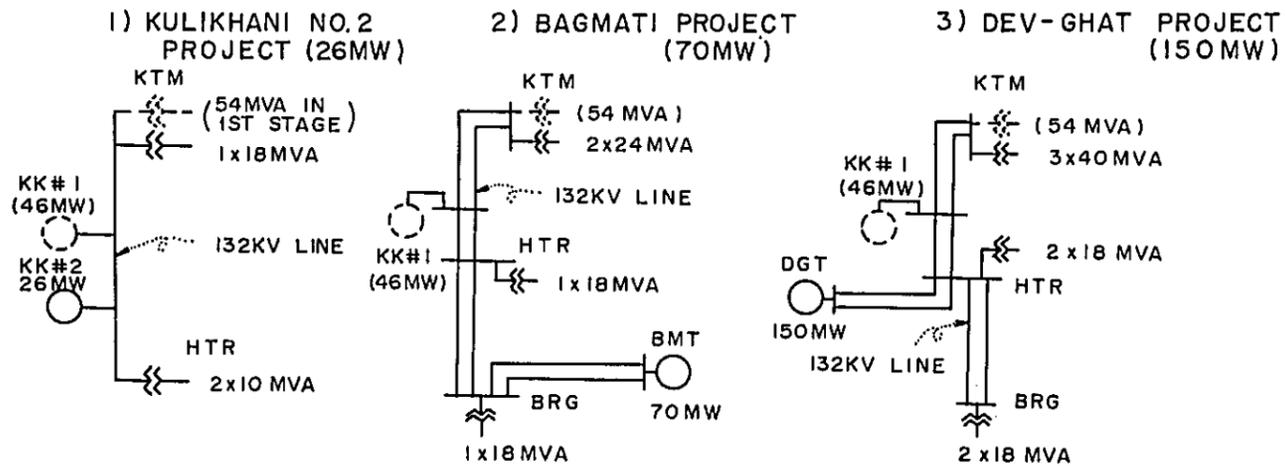


図 2.2 水力開発計画に対する送電系統図

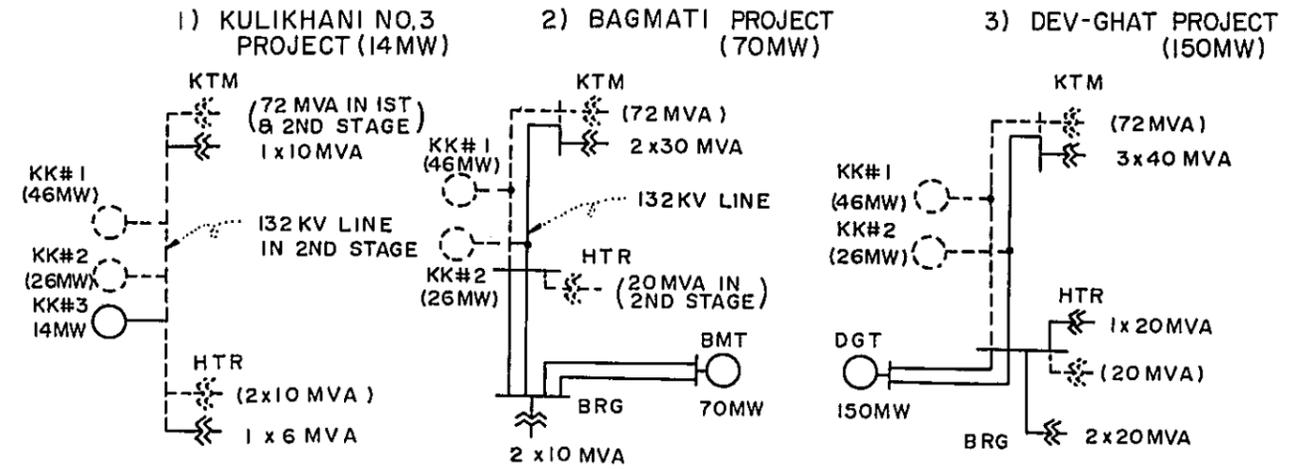
(A) First Project



(B) SECOND PROJECT
 (AFTER KULIKHANI NO.1 PROJECT)



(C) THIRD PROJECT
 (AFTER KULIKHANI NO.1 & NO.2 PROJECTS)



(REMARK) KTM..... KATHMANDU
 HTR..... HETAURA
 BRG..... BIRGANJ
 KK KULIKHANI
 BMT..... BAGMATI
 DGT..... DEV - GHAT

DOTTED LINES MEAN EXISTING FACILITIES OR INSTALLED UNITS IN PREVIOUS STAGE OF DEVELOPMENT.

FIG.2.2 TRANSMISSION SYSTEM FOR VARIOUS POWER DEVELOPMENT SCHEME

ネパール水力発電開発調査報告書

(マスタープラン)

付 録 8

電力事情及び需要予測

付録 8 電力事情及び需要予測

添付図表

		ページ
表 8. 1	ネパールの発電設備	8 - 1
表 8. 2	インドとの電力輸出入	8 - 2
表 8. 8	カトマンズ開発区発電設備	8 - 8
表 8. 4	Surkhet, Pokhara 及び Dhankuta 地区の発電設備	8 - 4
表 8. 5	CNPS 系統の電力事情	8 - 5
表 8. 6	Pokhara, Surkhet 及び Dhankuta 地区の電力事情	8 - 6
表 8. 7	ネパール電力公社 (NEC) の電気料金	8 - 7
表 8. 8	NEC の需要別電気料金	8 - 8
表 8. 9	中央区の需要予測	8 - 9
表 8. 10	東区の需要予測	8 - 10
表 8. 11	西区の需要予測	8 - 11
表 8. 12	極西区の需要予測	8 - 12
表 8. 13	需要予測のまとめ	8 - 13
表 8. 14	ネパールの人口	8 - 14
表 8. 15	人口 1 人当りの発生電力量 (Kwh)	8 - 15
表 8. 16	インドのピーク電力需要予測	8 - 16
表 8. 17	インドのエネルギー需要予測	8 - 17
図 8. 1	CNPS 系統の月間発生電力量	8 - 18
図 8. 2	冬期の負荷曲線 (CNPS 系統)	8 - 19
図 8. 3	夏期の負荷曲線 (CNPS 系統)	8 - 20
図 8. 4	Pokhara 地区の負荷曲線	8 - 21

TABLE - 3.1

INSTALLED GENERATING CAPACITY IN NEPAL

表 3.1 ネパールの発電設備 (As of the end of 1973)

DEVELOPMENT REGION	UTILITY	INSTALLED CAPACITY (kW)			TOTAL
		HYDRO	STEAM	DIESEL	
SURKHET	E.D.	-	-	570	570
	Private	-	125	-	125
	Sub-total	-	125	570	695
POKHARA	E.D.	1,000	-	1,057	2,057
	B.P.C.	50	-	115	165
	Private	-	750	15	765
	Sub-total	1,050	750	1,187	2,987
KATHMANDU	N.E.C.	21,570	-	8,284	29,854
	E.D.	10,050	-	750	10,800
	Private	-	1,600	944	2,544
	Sub-total	31,620	1,600	9,978	43,198
DHANKUTA	E.D.	240	-	100	340
	D.E.C.	-	-	212	212
	M.H.	-	-	1,695	1,695
	Private	-	1,400	3,108	4,508
	Sub-total	240	1,400	5,115	6,755
TOTAL		32,910	3,875	16,850	53,635

- E.D. : Electricity Department of the Government (13,767 kW)^{/1}
 B.P.C. : Butwal Power Company (165 kW)
 N.E.C. : Nepal Electricity Corporation (29,854 kW)
 D.E.C. : Dharan Electric Company (212 kW)
 M.H. : Morang Hydro Electric Co. (1,695 kW)

^{/1} Figures in parentheses indicate total installed capacities.

TABLE - 3.2

IMPORTING & EXPORTING POWER FROM/TO INDIA
(1972/73)

表3.2 インドとの電力輸出入

Unit in kW

DEVELOPMENT REGION	TOWNS	PRESENT IMPORTATION	COMMITTED POWER
Far Western	Mahendranagar	150	500
"	Dhangarhi	-	300
"	Nepalganj	300	1,000
"	Koilabas	-	200
Western	Krishnagar	100	800
"	Bhairahawa	300	500
Central	Gaur	100	300
"	Malangwa	70	200
"	Jaleswar	100	1,000
Eastern	Rajbiraj	500	500
"	Sirha	-	200
"	Biratnagar	2,000	6,000
"	Bhadrapur	-	1,000
TOTAL		3,620	12,500

DEVELOPMENT REGION	TOWN	PRESENT EXPORTATION	COMMITTED POWER
Central	Raxual	1,300	5,000

表 3.3 カトマンズ開発区の発電設備

TABLE - 3.3

DETAILED GENERATING FACILITIES (1972/73)INKATHMANDU (CENTRAL) DEVELOPMENT REGION (BAGMATI, NARAYANI & JANAKPUR)

STATION	TYPE	INSTALLED CAPACITY (kW)	PEAKING CAPABILITY IN DRY SEASON (kW)	ZONE	REMARKS
Trisuli	Hydro (Francis)	18,000(3,000) ^{/1}	18,000	Bagmati	CNPS
Panauti	" "	2,400	1,500	"	"
Sunkosi ^{/3}	" "	10,050	6,000	"	"
Sundarijal	" (Pelton)	640	700 ^{/2}	"	"
Pharping	" "	500	400	"	"
Godawari	"	30	30	"	"
Mahendra	Diesel	1,696		"	"
Patan	"	1,490		"	"
Hetaura	"	4,470		Narayani	"
Bharatpur ^{/4}	"	628		"	"
Birganj Sugar Mill	"	272		"	"
"	Steam	1,600		"	"
Janakpur ^{/3}	Diesel	750		Janakpur	
Himalayan Iron & Steel	"	100		"	
Janakpur Cigarette	"	572		"	
Total		43,198			

^{/1} One unit of 3,000 kW at Trisuli is a standby, which is not included in the installed capacity of 18,000 kW.

^{/2} Nominal capacity is 640 kW, but actually 700 kW is available.

^{/3} Managed by Electricity Department.

^{/4} Managed by NEC.

TABLE - 3.4

DETAILED GENERATING FACILITIESINSURKHET, POKHARA & DHANKUTA REGIONS (1972/73)

表 3.4 Surkhet, Pokhara 及び Dhankuta 地区の発電設備

REGION & STATION	INSTALLED CAPACITY (kW)			
	HYDRO	STEAM	DIESEL	TOTAL
<u>SURKHET</u>				
Nepalganj	-	-	500	500
Dhangadi	-	-	50	50
Mahendranagar	-	-	20	20
Sheri	-	125	-	125
Total	-	125	570	695
<u>POKHARA</u>				
Pokhara	1,000	-	-	1,000
Bhairawa	-	-	528	528
Taulihawa	-	-	50	50
Bahadurganj	-	-	25	25
Krishnagar	-	-	165	165
Tansen	-	-	289	289
Butwal Power Co.	50	-	115	165
Mahendra Sugar Mill	-	750	15	765
Total	1,050	750	1,187	2,987
<u>DHANKUTA</u>				
Bhadrapur	-	-	100	100
Dhankuta	240	-	-	240
Dharan	-	-	212	212
Morang	-	-	1,695	1,695
Biratnagar Jute Mill	-	1,400	850	2,250
Ilam Tea Plantation	-	-	100	100
Morang Sugar Mill	-	-	15	15
Raghupati Jute Mill	-	-	337	337
Nepal Straw Board	-	-	356	356
Golcha Cotton Mill	-	-	125	125
Asoka Textile	-	-	125	125
Dharan Military Camp	-	-	1,200	1,200
Total	240	1,400	5,115	6,755

表 3.5 C N P S 系統の電力事情 TABLE - 3.5
POWER STATISTICS OF CENTRAL NEPAL POWER SYSTEM (BAGMATI & NARAYANI ZONES)

YEAR	UTILIZED ENERGY (MWh)				STATION SERV. MWh	TOTAL MWh	ENERGY LOSS MWh	TOTAL GENERATED ENERGY MWh	PEAK DEMAND kW	NO. of DOMESTIC CONSUMERS Nos.	ENERGY CONSUMP- TION PER CONSUMER (kWh)
	DOMESTIC MWh	INDUSTRY MWh	COMMERCIAL MWh	STREET LIGHT MWh							
1966/67	-	-	-	-	-	-	-	27,437	-	-	-
67/68	12,924 (19.0)	3,013	2,196	750	1,891	20,774	11,985 (37.0)	32,759 (19.5)	8,885	21,585	494
68/69	15,367 (19.0)	4,381 (45.5)	2,616 (19.0)	779 (4.0)	1,390 (-36.0)	24,533 (18.0)	14,509 (37.6)	38,515 (17.5)	10,540 (19.0)	28,307 (31.0)	543
69/70	18,274 (19.0)	5,197 (18.5)	3,524 (35.0)	737 (-6.0)	1,524 (9.5)	29,256 (19.0)	15,621 (34.8)	44,877 (16.5)	11,560 (9.5)	34,595 (22.0)	528
70/71	22,826 (25.0)	5,749 (11.0)	4,567 (29.0)	784 (6.5)	1,516 (-0.5)	35,442 (21.0)	18,207 (34.0)	53,649 (20.0)	13,860 (20.0)	40,951 (18.5)	557
71/72	30,098 (31.0)	6,648 (15.5)	4,930 (8.0)	794 (1.5)	1,494 (-1.5)	43,964 (24.0)	22,000 (33.33)	65,964 (23.0)	17,500 (26.5)	45,493 (11.1)	661

表3.6 Pokhara, Surkhet 及び Dhankuta 地区の電力事情

TABLE - 3.6

POWER STATISTICS OF POKHARA, SURKHET & DHANKUTA REGIONS

POKHARA REGION

	UTILIZED ENERGY (MWh)				STATION SERVICE MWh	TOTAL MWh	ENERGY LOSS MWh	TOTAL GENERATED ENERGY MWh	PEAK DEMAND kW	NO. of DOMESTIC CONSUMERS	ENERGY CONSUMPTION PER CONSUMER (kWh)
	DOMESTIC MWh	INDUSTRY MWh	COMMERCIAL MWh	STREET LIGHT MWh							
1969/70	281.3	104.6	17.3	34.4 ¹	437.6	219.1	656.7	250	873	322	
70/71	366.2 (30.2)	149.7 (43.2)	13.1 (-32.0)	21.0	550.0 (26.0)	328.6 (33.0)	878.6 (31.5)	380 (15.2)	1,064 (21.9)	344	
71/72	432.8 (18.2)	135.6 (-10.0)	35.9 (27.4)	16.3	664.4 (20.5)	351.8 (35.0)	1,016.2 (15.5)	440 (16.0)	1,274 (19.7)	340	
72/73	594.7 (37.0)	161.6 (19.0)	31.1 (-15.3)	15.6 (-4.5)	854.0 (28.5)	507.9 (37.0)	1,361.9 (34.0)	520 (18.0)	1,497 (17.5)	398	

SURKHET REGION IN 1972/73

	Mahendranagar			Dhangrhi		Nepalganj	
	MWh	(% growth)	(% growth)	MWh	(% growth)	MWh	(% growth)
Domestic Use (MWh)	8.563		7.04	143.1			
Industrial Use (MWh)	-		-	-			
Commercial Use (MWh)	-		-	-			
Street Lighting (MWh)	1.152		1.00	13.25			
Station Service (MWh)	2.20		1.10	16.81			
Total Consumption (MWh)	11.915		9.14	173.16			
Nos. of Domestic Consumer	63		114	540			
Consumption per Domestic Consumer (kW)	136		180	352			
Peak Demand (kW)	20		29	160			

¹ Sum of street light and station service.

DHANKUTA REGION IN 1971/72 & 1972/73

	Biratnagar		Dhankuta		Dharan	
	71/72	72/73	71/72	72/73	71/72	72/73
Domestic Use (MWh)	13.44	16.36	*	45.77	229.0	308.5
Industrial Use (MWh)	27.57	34.16	*	15.54	23.3	86.2
Commercial Use (MWh)	149.39	194.58	*	*	17.0	21.6
Street Light or Municipal Use (MWh)	132.4	217.2	*	*	26.8	26.6
Station Use (MWh)	110.7	71.8	*	*	21.8	26.6
Total Consumption (MWh)	433.5	534.1	*	*	317.9	469.5
Nos. of Domestic Consumer	1,486	1,839	*	*	*	*
Consumption per Domestic Consumer (kW)	9.0	8.9	*	*	*	*
Peak Demand (kW)	1,055	2,820	*	110	187	210

* : No data available

TABLE - 3.7

TARIFF SUMMARY OF NEC

(January, 1971)

表 3.7 ネパール電力公社 (N E C) の電気料金

	Kathmandu (Nepal Electricity Corp.)	Hetaura- Birganj (Electricity Dept.)		
<u>Domestic</u>	20 paisa/Kwh subject to min. charge Rs 5/month	35 paisa/Kwh subject to min. charge Rs 6/month		
<u>Irrigation and Water Supply</u>				
off peak use	10 paisa/kWh	20 paisa/kWh		
other time	15 "	30 "		
<u>Temporary use</u>	60 "			
<u>Street Lighting</u>				
Metered	14 "	20 "		
Unmetered	5 paisa/watt/month	7.5 paisa/watt/month		
<u>Manufacturing and Processing Industry</u>	Installation or Max. demand Charge (Rs/month)	Energy Charge (paisa/kWh)	Installation or Max. demand Charge (Rs/month)	Energy Charge (paisa/kWh)
Small (up to 100 kW)	5/kW or 3.5/HP	15 "	5/kW	25
Medium (101 to 500 kW)	7.5/kW or 5.6/HP or 7.5/kWh max.	12 " "	7.5/kW or 7.5/kVA max.	20 "
Bulk (above 500 KW) up to 100,000 KW/month	10/kVA max.		10/kVA max.	15
Next 200,000 "		10		
All in excess 200,000 "		9		
		8		
<u>Commercial and Service Industry</u>				
Ordinary (50 to 500 kW)	7.5/kW or 5.6/HP or 7.5/kVA max.	18 " "	7.5/kW or 7.5/kW max.	30 "
Bulk (above 500 kW)	10/kVA max.	15	10/kVA max.	25
<u>Transport Industry</u>	7.5/kW or 5.6/HP or 7.5/kVA max.	15 " "		

表 3.8 N E C の需要別電気料金

TABLE - 3.8

SALES OF ELECTRICITY PER UNIT FOR NEC (CLASSIFIED)

in Paisa/kWh

Year	1967/68	1968/69	1969/70	1970/71	1971/72
1) Domestic	37.07	37.17	36.50	28.19	22.52
2) Industrial	34.68	17.73	22.08	22.19	21.81
3) Commercial	27.85	20.95	21.13	21.51	22.69
4) Bulk Supply	2.50	2.50	12.49	12.49	12.50
5) Street Light	13.57	9.57	13.51	13.94	14.06
Mean of the total	34.97	30.84	28.48	24.67	20.79

NOTE: Classified income divided by corresponding units sold.

表 3.9 中央区の需要予測 TABLE - 3.9

LOAD FORECAST IN CENTRAL REGION

	DOMESTIC	INDUSTRY & IRRIGATION	COMMERCIAL	ENERGY (MWh)			ENERGY LOSS	TOTAL ENERGY	PEAK POWER (kW)
				STREET LIGHTING	STATION SERVICE	EXPORT TO INDIA			
1971/72	30,098	6,648	4,930	794	1,494	-	22,000	65,964	17,500
72/73	34,300	7,200	5,700	900	1,500	1,750	25,300	76,650	21,200
73/74	38,800	7,900	6,500	1,100	1,700	5,260	30,200	91,460	25,400
74/75	43,900	8,850	7,600	1,200	1,900	8,760	35,600	107,810	30,600
75/76	49,500	14,800	8,700	1,500	2,100	12,260	43,800	132,660	36,500
76/77	56,000	16,800	10,000	1,700	2,300	17,520	51,500	155,820	42,500
77/78	64,000	28,800	11,500	2,100	3,800	17,520	63,000	190,720	49,500
78/79	74,500	34,500	13,200	2,600	4,200	17,520	72,500	219,020	57,700
79/80	89,000	73,200	15,200	3,600	4,600	17,520	79,200	282,320	65,000
80/81	110,000	84,400	17,500	4,200	5,100	17,520	83,280	322,000	73,500
81/82	135,000	96,200	20,200	5,000	6,600	17,520	79,480	360,000	82,400
82/83	160,000	108,900	23,200	5,800	7,300	17,520	75,280	398,000	90,500
83/84	181,000	118,400	26,700	6,500	8,000	17,520	69,880	428,000	97,700
84/85	201,000	125,700	30,700	7,100	10,000	17,520	69,980	462,000	105,500
85/86	218,000	132,200	35,300	7,600	11,000	17,520	75,380	497,000	114,000
86/87	236,500	139,200	40,600	8,300	12,100	17,520	80,780	535,000	123,000
87/88	255,000	146,700	46,600	9,000	13,300	17,520	87,880	575,000	133,000
88/89	276,000	154,700	53,500	9,700	14,600	17,520	91,980	618,000	143,700
89/90	297,500	163,400	61,500	10,400	16,000	17,520	99,680	666,000	155,000

Note: (1) Domestic demand is forecasted based on increase of the number of consumers and annual energy consumption per customer.

Growth rate of the number of consumers is estimated at 10 % per annum up to 1977/78 as extrapolated from the recent tendency, then makes a gradual increase to 20 % up to 1983/84, and thereafter settles down to a constant rate of 5 %.

Annual consumption per consumer is assumed to increase at a constant rate of 3 % per annum, which corresponds to the average growth rate of the recent 5 years.

- (2) The annual growth rate of industrial demand is estimated to be at 10 to 12 % up to 1975/76. It is assumed that private industries now being operated by their own generators will shift their power sources to public system during 1976/77 to 1982/83, as cheap and abundant power will be made available. Therefore, the annual growth rate during this period is assumed to be started at 20 %, hitting the peak of 40 %, and drop to 10 % in 1984/84. A constant growth rate of 8 % is applied for thereafter.

In addition, this category includes the expected power demand of the irrigation project in the Chituan Valley; i.e., 1,100 kW in 76/77, 2,200 kW in 77/78, and 7,000 kW in 79/80.

- (3) Past trend shows very good correlation between the commercial demand and number of tourists. Commercial demand is assumed to increase at a constant rate of 15 % per annum in proportion to the increase of tourists.
- (4) Power demand for street lighting is assumed to be at 20 % of the sum of domestic, industrial and commercial demands.
- (5) Energy consumption at station is estimated to grow at a constant rate of 10 % per annum, taking account of the increase of plant consumption at substations accompanying the general demand growth.
- (6) Exporting energy to India is based on the data of the Government of Nepal.
- (7) Energy loss is assumed to be at 33 % initially referring to the records of recent years, and gradually improved to a constant rate of 15 %.
- (8) Annual load factor is assumed to be at 41 % initially referring to the past trend, and to increase to 50 % gradually.

表 3.10 東区 の 需要 予 測

TABLE 3.10 LOAD FORECAST IN EASTERN REGION

	PEAK DEMAND											TOTAL ENERGY REQUIRED (MWh)
	JANAKPUR & RAJBIRAJ AREA			BIRATNAGAR AREA				OTHERS			Total (kW)	
	Janakpur & Jaleswar (kW)	Rajbiraj Sirha (kW)	Total (kW)	Biratnagar (kW)	Dharan Dubi (kW)	Itahavi Rangeli (kW)	Total (kW)	√5 Bhadrapur (kW)	Dhan-kuta (kW)	Total (kW)		
1972/73	560	500	1,060	2,820	210	-	3,030	60	110	170	4,260	14,900
73/74	780	670	1,450	3,380	250	350	4,090	100	130	230	5,770	20,200
74/75	940	-	2,750	4,060	300	420	5,040	380	140	520	8,310	29,100
75/76	1,120	150	4,240	4,870	360	500	6,050	450	150	600	10,890	41,100
76/77	1,330	180	4,860	5,800	430	600	7,210	530	160	690	12,760	46,900
77/78	1,580	200	5,150	6,850	500	680	8,490	640	170	710	14,350	54,100
78/79	1,860	240	5,720	7,800	580	800	9,720	720	190	910	16,350	61,600
79/80	2,200	280	6,280	9,050	670	930	11,290	920	200	1,120	18,690	72,000
80/81	2,580	330	7,010	10,400	770	1,070	12,980	1,040	210	1,250	21,240	83,700
81/82	3,020	390	7,870	11,900	880	1,230	14,860	1,220	230	1,450	24,180	97,400
82/83	3,470	460	8,760	13,450	1,000	1,410	16,840	1,430	240	1,670	27,270	112,300
83/84	3,760	530	9,540	15,200	1,300	1,630	19,250	1,650	250	1,900	30,690	129,000
84/85	4,100	620	10,450	17,200	1,470	1,880	21,840	1,900	260	2,160	34,450	147,900
85/86	4,700	710	11,700	19,400	1,660	2,160	24,710	2,180	270	2,450	38,860	170,200
86/87	4,870	820	12,490	21,900	1,880	2,480	27,970	2,510	280	2,790	43,250	189,400
87/88	5,600	940	14,050	24,700	2,120	2,850	31,640	2,880	290	3,170	48,860	214,000
88/89	6,440	1,080	15,870	27,900	2,400	3,380	35,940	3,310	300	3,610	55,420	242,700
89/90	9,300	1,290	17,990	31,500	2,710	3,890	40,670	3,810	310	4,120	62,780	275,000

Note: /1 Based on 210 kW of actual record in 1972/73 and assumed growth rate of 20% initially to 15% ultimately.

/2 Based on population of 6,000 and number of factory of 15.

/3 Based on population of 7,360.

/4 Based on population of 6,910 and number of factory of 10.

/5 Based on population of 22,000 and number of factory of 60.

/6 Energy being estimated on the assumption of annual load factors of 40% up to 74/75, 42% up to 76/77 and thereafter gradually increased and kept at 50%.

表3.11 西区の需要予測

TABLE 3.11 LOAD FORECAST IN WESTERN REGION

	PEAK DEMAND							TOTAL ENERGY REQUIRED (MWh)	
	BUTWAL-BHAIRAWA AREA (kW)			POKHARA AREA (kW)			TOTAL (kW)		
	<u>1</u> Bhairawa, Butwal & Tansing	<u>2</u> Krishnagar & Bahadur- ganj	<u>3</u> Parasi Lumbini	Total	Pokhara	<u>4</u> Syanja & Kusma			Total
1972/73	1,040	60		1,100	520		520	1,620	5,700
73/74	1,460	100		1,560	870		870	2,430	8,500
74/75	1,750	110	60	2,070	1,040		1,040	3,110	10,900
75/76	2,100	140	70	2,550	1,250	130	1,380	3,930	14,500
76/77	2,520	170	80	3,060	1,490	150	1,640	4,700	17,300
77/78	3,100	200	100	3,740	1,790	180	1,970	5,710	22,100
78/79	3,600	240	110	4,360	2,150	220	2,370	6,730	26,000
79/80	4,150	270	140	5,040	2,480	260	2,740	7,780	34,100
80/81	4,760	320	160	5,790	2,840	320	3,160	8,950	39,200
81/82	5,500	360	180	6,670	3,160	360	3,520	10,190	44,600
82/83	6,320	420	210	7,790	3,750	420	4,170	11,960	52,400
83/84	7,300	480	240	8,860	4,350	480	4,830	13,690	60,000
84/85	8,200	530	280	9,970	4,820	550	5,370	15,340	67,300
85/86	9,100	560	310	11,070	5,300	640	5,940	17,010	74,500
86/87	10,000	640	340	12,250	5,760	740	6,500	18,750	81,500
87/88	11,000	700	370	13,530	6,300	850	7,150	20,680	88,500
88/89	12,100	720	400	14,890	6,850	970	7,820	22,710	96,300
89/90	13,100	840	440	16,310	7,500	1,120	8,620	24,300	105,000

Note: 1 Based on 95 kW in 1973/74 at a growth rates of 20 to 15 %.

2 Based on population of 8,500 and industries of 25 kW at a growth rate of 20 to 15 %.

3 Based on population of 3,200 and industries of 29 at a growth rate of 20 to 15 %.

4 Based on population of 7,300 and assumed industries of 10 kW at a growth rate of 20 % to 15 %.

5 Energy being estimated on the assumption of annual load factor of 40 % up to 74/75, 42 % up to 76/77, 44 % up to 78/79 and 50 % constant thereafter.

TABLE - 3.12 LOAD FORECAST IN FAR WESTERN REGION

表 3.12 極西区の需要予測

Year	Peak Demand (kW)					/2 Energy Required (Mwh)
	Nepalganj	Mahendranagar and Dhangarhi	Koilabas	Others ^{/1}	Total	
1972/73	160	50	-	-	250	875
73/74	600	60	40	-	700	2,450
74/75	720	70	50	-	840	2,940
75/76	870	90	60	-	1,020	3,570
76/77	1,040	100	70	-	1,210	4,230
77/78	1,250	130	80	100	1,560	5,450
78/79	1,500	150	100	120	1,870	6,550
79/80	1,800	180	120	140	2,240	7,840
80/81	2,070	200	140	160	2,570	9,000
81/82	2,380	230	160	180	2,950	10,300
82/83	2,740	260	180	200	3,380	11,850
83/84	3,150	320	210	220	3,900	13,650
84/85	3,620	360	240	240	4,460	15,600
85/86	4,100	410	280	270	5,060	17,700
86/87	4,630	460	310	290	5,690	19,900
87/88	5,250	530	350	320	6,450	22,600
88/89	5,800	580	390	350	7,120	24,900
89/90	6,400	640	430	380	7,850	27,500

/1 Initial demand to be assumed at 100 kW for other small towns in 1977/78 and annual growth rate to be 20 % up to 80/81, 15 % up to 82/83 and 10 % thereafter.

/2 Energy was estimated with an annual load factor of 40 % constant.

TABLE - 3.13 SUMMARY OF POWER DEMAND FORECAST AND COMBINED DEMAND FORECAST
表 3.13 需要予測のまとめ

	REGIONAL DEMAND FORECAST										COMBINED DEMAND OF CNPS			
	PEAK DEMAND (KW)					TOTAL	ENERGY REQUIRED (KWH)					TOTAL	PEAK DEMAND	ENERGY
	KATHMANDU REGION	DHANKUTA REGION	POKHARA REGION	SURKHET REGION	TOTAL		KATHMANDU REGION	DHANKUTA REGION	POKHARA REGION	SURKHET REGION	TOTAL		KW	MWh
1972/73	21,200	4,260	1,620	250	27,330	76,650	14,900	5,700	875	98,125	-	-		
73/74	25,400	5,770	2,430	700	34,300	91,460	20,200	8,500	2,450	122,610	-	-		
74/75	30,600	8,310	3,110	840	42,860	107,810	29,100	10,900	2,940	150,750	-	-		
75/76	36,500	10,890	3,930	1,020	52,340	132,660	40,100	14,500	3,570	190,830	40,430 ^{/1}	147,160 ^{/1}		
76/77	42,500	12,760	4,700	1,210	61,170	155,820	46,900	17,300	4,230	224,250	47,200	173,120		
77/78	49,500	14,350	5,710	1,560	71,120	190,720	54,100	22,100	5,450	272,350	55,210	212,820		
78/79	57,700	16,350	6,730	1,870	82,650	219,020	61,600	26,000	6,550	313,170	64,410	281,500		
79/80	65,000	18,690	7,780	2,240	93,710	282,320	72,000	34,100	7,840	396,260	72,780	316,420		
80/81	73,500	21,240	8,950	2,570	106,260	322,000	83,700	39,200	9,000	453,900	82,450	361,200		
81/82	82,400	24,180	10,190	2,950	119,720	360,000	97,400	44,600	10,300	512,300	92,590	404,600		
82/83	90,500	27,270	11,960	3,380	133,110	398,000	112,300	52,400	11,850	574,550	102,460	450,400		
83/84	97,700	30,690	13,690	3,900	145,980	428,000	129,000	60,000	13,650	630,650	111,390	488,000		
84/85	105,500	34,450	15,340	4,460	159,750	462,000	147,900	67,300	15,600	692,800	120,840	529,300		
85/86	114,000	38,860	17,010	5,060	174,930	497,000	170,200	74,500	17,700	759,400	169,870 ^{/2}	741,700 ^{/2}		
86/87	123,000	43,250	18,750	5,690	190,690	535,000	189,400	81,500	19,900	825,800	85,000	805,900		
87/88	133,000	48,860	20,680	6,450	208,990	575,000	214,000	88,500	22,600	900,100	202,540	977,500		
88/89	143,700	55,420	22,710	7,120	228,950	618,000	242,700	96,300	24,900	981,100	221,830	957,000		
89/90	155,000	62,780	24,300	7,850	249,930	666,000	275,000	105,000	27,500	1,073,500	242,080	1,046,000		

^{/1} Kathmandu and Pokhara regions will be connected by a 132 kV transmission line, now under construction, from Gandaki to Hetaura in 1975/76.

^{/2} Dhankuta region will be connected with Kathmandu-Pokhara regions by a 132 kV transmission line from Hetaura to Janakpur in 1985/86.

TABLE-3.14 POPULATION OF NEPAL
表 3.14 ネパールの人口

REGION YEAR	FAR WESTERN	WESTERN	CENTRAL	EASTERN	TOTAL	EXPECTED ANNUAL GROWTH RATE (%)
1911	-	-	-	-	5,638,749	
1920	-	-	-	-	5,573,788	
1930	-	-	-	-	5,532,574	
1941	-	-	-	-	6,283,649	
1952/54	-	-	-	-	8,473,478	
1961	-	-	-	-	9,412,996	
1971	2,427,190	2,465,540	2,599,998	4,063,255	11,555,983	1.95
72/73	2,474,520	2,513,618	2,650,698	4,142,488	11,781,324	1.95
73/74	2,523,021	2,562,885	2,702,652	4,223,681	12,012,239	1.96
74/75	2,572,725	2,613,374	2,755,894	4,306,888	12,248,881	1.97
75/76	2,623,922	2,665,380	2,810,736	4,392,595	12,492,633	1.99
76/77	2,679,287	2,721,620	2,870,043	4,485,279	12,756,229	2.11
77/78	2,736,356	2,779,591	2,931,175	4,580,815	13,027,937	2.13
78/79	2,794,914	2,839,074	2,993,902	4,678,844	13,306,734	2.14
79/80	2,854,725	2,899,830	3,057,972	4,778,971	13,591,498	"
80/81	2,915,816	2,091,886	3,123,413	4,881,241	13,882,356	"
81/82	2,978,214	3,025,270	3,190,254	4,985,700	14,179,438	"
82/83	3,041,948	3,090,011	3,258,525	5,092,394	14,482,878	"
83/84	3,107,046	3,156,137	3,328,257	5,201,371	14,792,811	"
84/85	3,173,537	3,223,678	3,399,482	5,312,680	15,109,377	"
85/86	3,241,451	3,292,665	3,472,231	5,426,371	15,432,718	"
86/87	3,310,818	3,363,128	3,546,537	5,542,495	15,762,978	"
87/88	3,381,670	3,435,099	3,622,433	5,661,104	16,100,306	"
88/89	3,454,038	3,508,610	3,699,953	5,782,252	16,444,853	"
89/90	3,527,954	3,583,694	3,779,132	5,905,992	16,796,772	"

Remarks:

- 1) Far Western : Mahakali, Seti, Karnali, Bheri & Rapti Zones
Western : Dhaulagiri, Lumbini & Gandaki Zones
Central : Bagmati & Narayani Zones
Eastern : Janakpur, Sagarmatha, Kosi & Mechi Zones
- 2) Population in 1971 : from the result of the census
- 3) Annual growth rate : Estimation of National Planning Commission of Nepal in "The Fourth Plan"

TABLE-3.15 PROJECTED ANNUAL ENERGY GENERATION PER CAPITA (kWh)

表 3.15 人口 1 人当りの発生電力量 (Kwh)

	Kathmandu	Dhankuta	Pokhara	Surket	Average
72/73	28.92	3.60	2.27	0.35	8.39
74/75	39.12	6.74	4.17	1.14	12.31
79/80	93.32	15.07	11.76	2.75	29.16
84/85	135.90	27.84	20.88	4.92	45.85
89/90	176.23	46.56	29.30	7.80	63.91

表3.16 インドのピーク電力需要予測

TABLE-3.16 PEAK DEMAND FORECAST OF INDIA

(MW)

	WESTERN REGION	SOUTHERN REGION	NORTHERN REGION	EASTERN REGION	NORTH EASTERN REGION	TOTAL
1968/69	2,052	2,177	2,086	1,652	57	8,025
69/70	2,304	2,453	2,373	1,702	70	8,903
70/71	2,568	2,692	2,672	1,802	85	9,820
71/72	2,945	3,120	3,253	2,053	103	11,475
72/73	3,371	3,466	3,709	2,247	121	12,916
73/74	3,835	3,936	4,233	2,460	153	14,618
74/75	4,422	4,406	4,811	2,807	179	16,627
75/76	5,041	4,979	5,533	3,144	215	18,912
76/77	5,747	5,626	6,363	3,521	256	21,513
77/78	6,551	6,301	7,253	3,944	302	24,351
78/79	6,466	7,057	8,269	4,417	356	27,565
79/80	8,439	7,904	9,344	4,947	420	31,054
80/81	9,537	8,694	10,558	5,541	491	34,821
81/82	10,776	9,563	11,825	6,150	570	38,884
82/83	12,070	10,520	13,244	6,826	661	43,321
83/84	13,518	11,572	14,701	7,577	760	48,128
84/85	15,005	12,729	16,318	8,411	874	53,337
85/86	16,655	14,002	17,950	9,336	997	58,940
86/87	18,321	15,402	19,745	10,363	1,136	64,967
87/88	20,153	16,942	21,720	11,399	1,296	71,510
88/89	22,168	18,636	23,892	12,539	1,464	78,699
89/90	24,385	20,500	26,281	13,793	1,654	86,613

表3.17 インドのエネルギー需要予測

TABLE-3.17 FORECAST OF ENERGY REQUIRED IN INDIA
(GWh)

	WESTERN REGION	SOUTHERN REGION	NORTHERN REGION	EASTERN REGION	NORTH EASTERN REGION	TOTAL
1968/69	12,407	11,620	11,220	9,500	259	45,009
69/70	13,682	13,080	12,490	9,752	332	49,336
70/71	15,075	14,757	13,396	10,013	374	53,618
71/72	16,853	16,501	15,697	11,426	439	60,921
72/73	18,942	18,262	17,856	12,499	512	68,077
73/74	21,207	20,586	20,231	13,584	657	76,271
74/75	24,159	22,848	22,906	15,397	786	86,096
75/76	26,495	26,170	29,081	16,525	1,130	99,401
76/77	30,172	29,570	33,444	18,506	1,346	113,038
77/78	34,432	33,118	38,122	20,730	1,587	126,989
78/79	39,241	36,092	43,462	23,216	1,871	144,882
79/80	44,355	41,543	49,112	26,001	2,208	163,219
80/81	50,126	45,696	55,493	29,123	2,581	183,019
81/82	56,639	50,263	62,152	32,324	2,996	204,374
82/83	63,440	55,293	69,610	35,877	3,474	227,694
83/84	71,051	60,822	77,268	39,825	3,995	252,961
84/85	78,866	66,904	85,767	44,208	4,594	280,339
85/86	87,539	73,595	94,345	49,070	5,240	309,789
86/87	96,295	80,953	103,780	54,468	5,971	341,467
87/88	105,924	89,047	114,160	59,913	6,812	375,856
88/89	116,515	97,951	125,576	65,905	7,695	413,642
89/90	128,168	107,748	138,133	72,496	8,693	455,238

図 3.1 C N P S 系統の月間発生電力量

Fig. 3.1

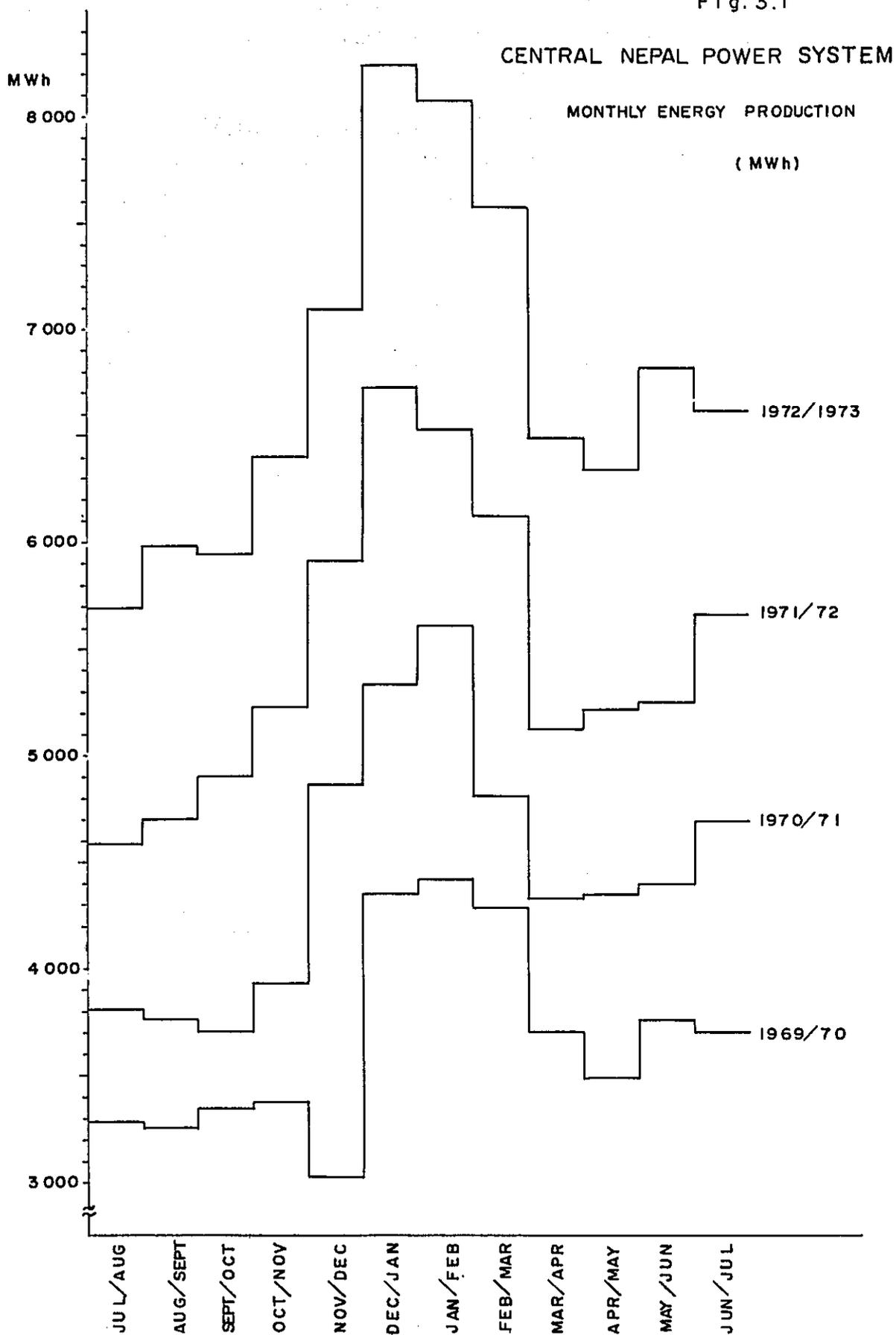


図 3.2 冬期の負荷曲線 (CNPS 系統)

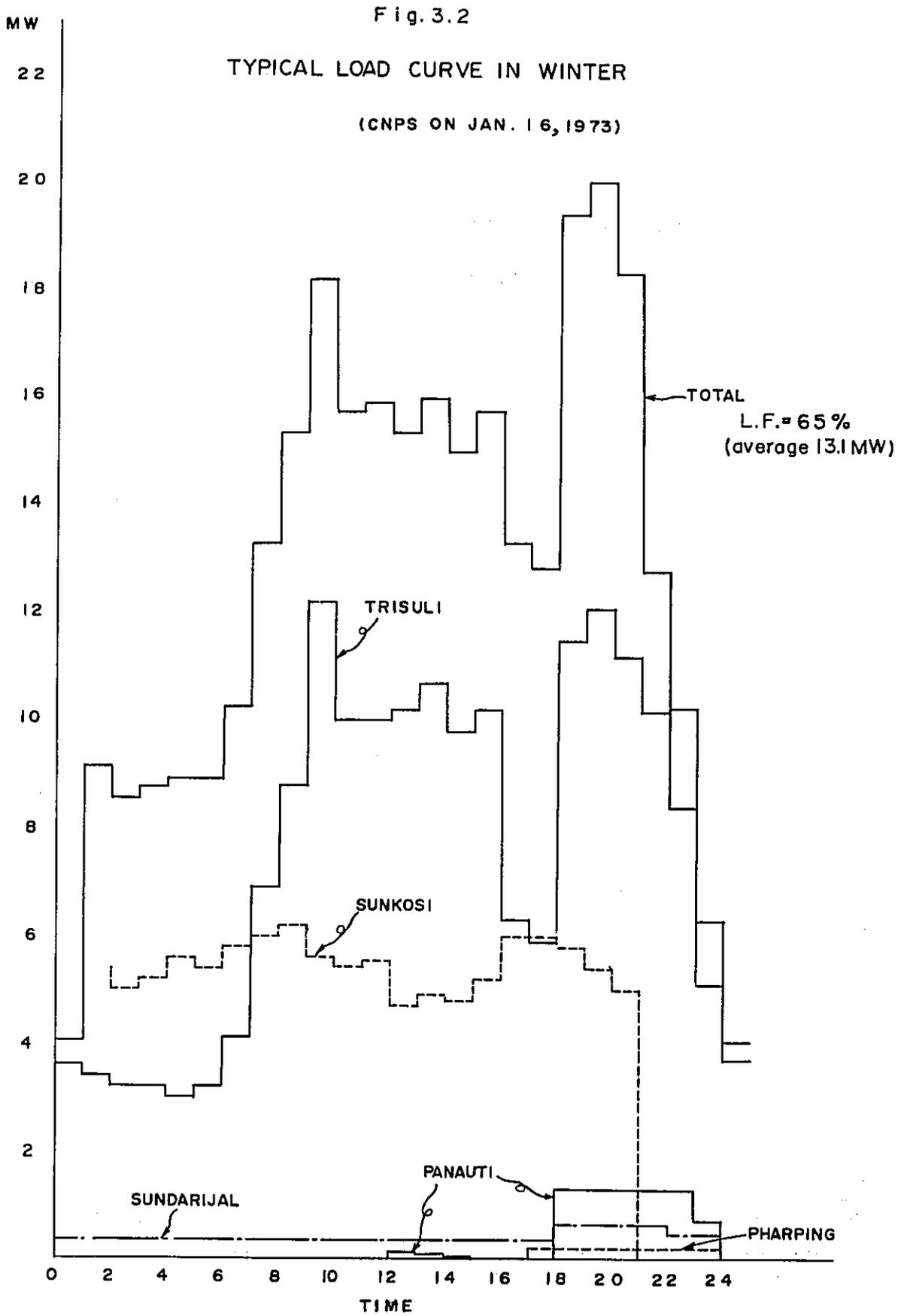


図 3.3 夏期の負荷曲線 (CNPS 系統)

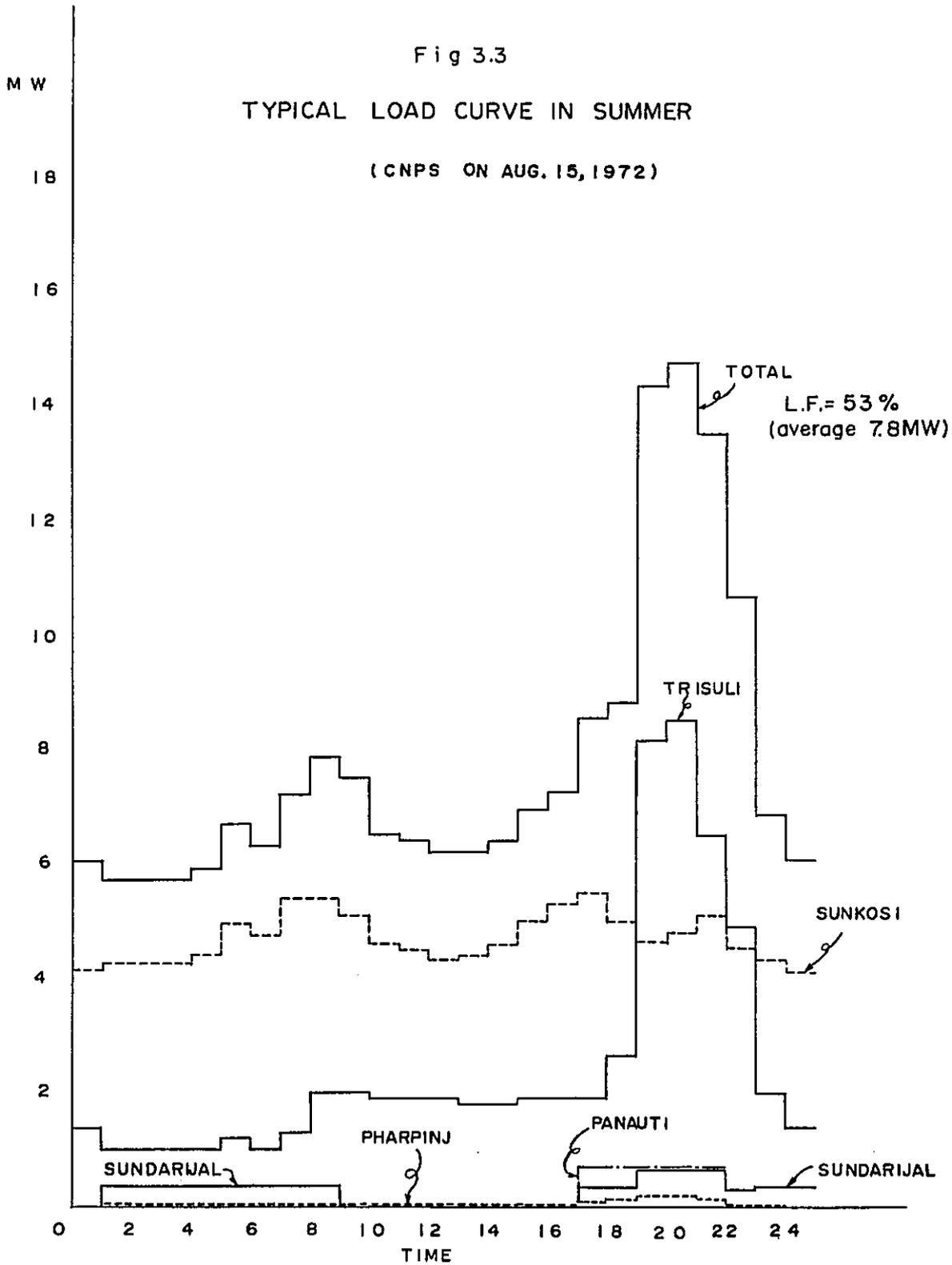
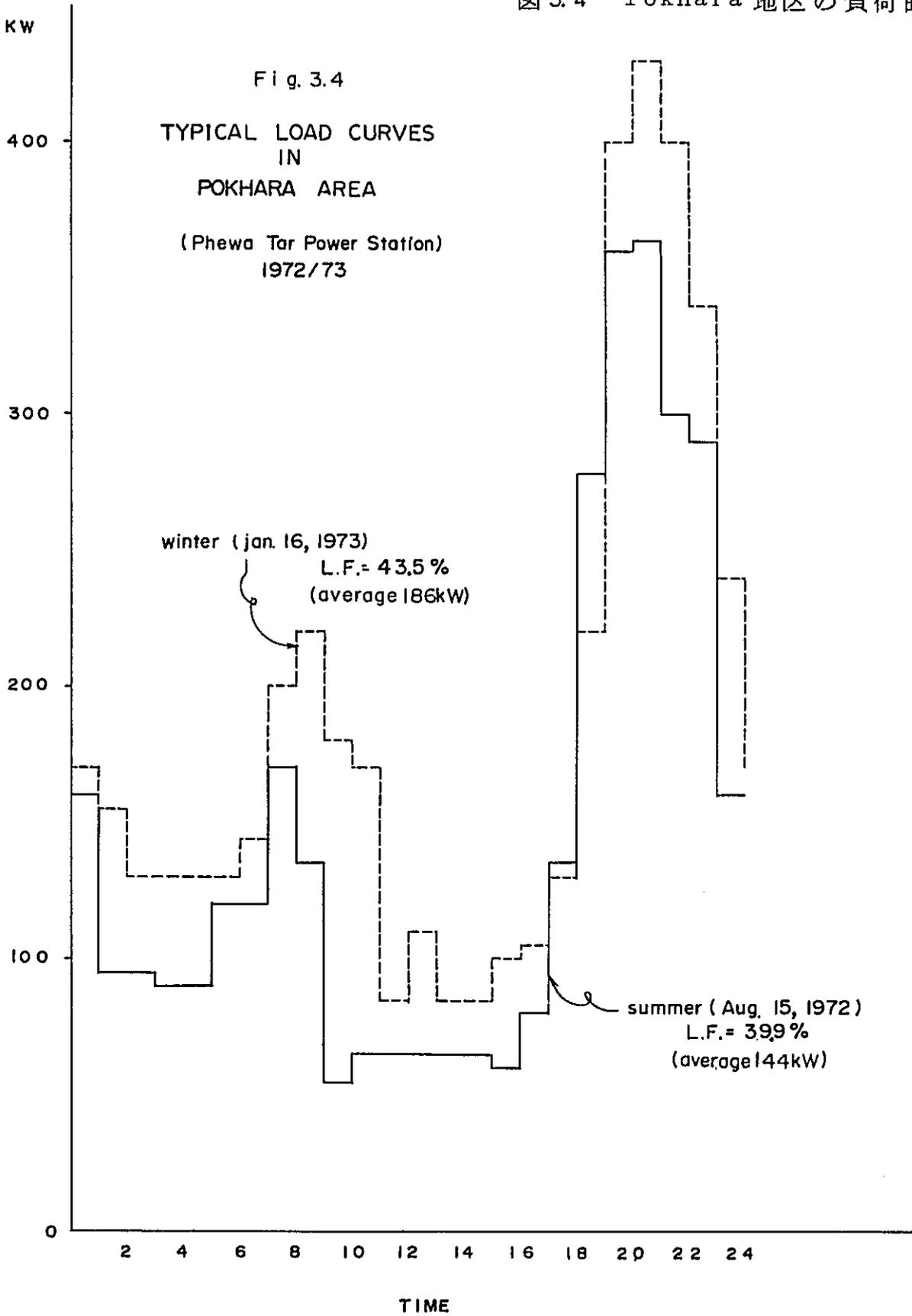


図 3.4 Pokhara 地区の負荷曲線



ネパール水力発電開発調査報告書

(マスタープラン)

付 録 4

水 文

付録 4 水 文

有望な水力発電開発地点に於ける月平均流量を表 4.1 から表 4.22 に示す。表の中でアンダーラインが引かれている数値は観測期間中の最大値又は最小値を示すものである。この中には上流側の水力発電所の放水量を利用する流れ込み式発電所に関する流量資料は含まれていない。Sun Kosi 大ダム, Kamla 及び Bagmati に関する流量資料は 10 年以上得られたが他の地点の資料は全て 10 年以下である。既存の流量観測所で得られた実測記録はネパール政府電力省の発行する年報にまとめられている。

付録 4 水 文

添 付 表

		ページ
表 4. 1	Chisapani ダム地点の月平均流量	4- 1
表 4. 2	Lakarpata ダム地点の月平均流量	4- 2
表 4. 3	Bhanakot ダム地点の月平均流量	4- 3
表 4. 4	Jubitan ダム地点の月平均流量	4- 4
表 4. 5	Surkhet ダム地点の月平均流量	4- 5
表 4. 6	Thapna ダム地点の月平均流量	4- 6
表 4. 7	Seti ダム地点 (Karnali 流域) の月平均流量	4- 7
表 4. 8	Dev-Ghat ダム地点の月平均流量	4- 8
表 4. 9	Kali Gandaki No.1 ダム地点の月平均流量	4- 9
表 4.10	Kali Gandaki No.2 ダム地点の月平均流量	4-10
表 4.11	Buri Gandaki ダム地点の月平均流量	4-11
表 4.12	Bhomichock ダム地点の月平均流量	4-12
表 4.13	Marsyandi ダム地点の月平均流量	4-13
表 4.14	Seti ダム地点 (Sapt Gandaki 流域) の月平均流量 ...	4-14

	ページ
表 4. 15 Sun Kosi 大ダム地点の月平均流量	4-15
表 4. 16 Bagmati ダム地点の月平均流量	4-16
表 4. 17 Kulikhani No. 1 ダム地点の月平均流量	4-17
表 4. 18 Kulikhani No. 2 ダム地点の月平均流量	4-18
表 4. 19 Kamla ダム地点の月平均流量	4-19
表 4. 20 Kankai ダム地点の月平均流量	4-20
表 4. 21 Mai Khola Loop ダム地点の月平均流量	4-21
表 4. 22 Sarda ダム地点の月平均流量	4-22

Table 4.1 Monthly Mean Flow at Chisapani Dam Site

表 4.1 Chisapani ダム地点の月平均流量

Drainage area: 42,894 km²Unit: m³/s

Month Year	Jan	Feb	Mar	Apr	May	June	July	Aug	Sept	Oct	Nov	Dec	Annual Mean
1962	495	471	498	561	741	1,719	2,876	5,706	3,993	1,455	691	468	1,641.2
1963	357	298	363	450	725	1,549	3,549	5,594	3,428	1,094	630	453	1,540.8
1964	355	292	273	389	468	981	3,441	3,928	3,441	1,209	623	457	1,321.4
1965	366	342	360	482	569	1,096	2,003	2,481	1,653	718	478	346	907.8
1966	282	273	261	293	525	1,066	2,390	4,378	1,957	741	466	352	1,082.0
1967	279	240	233	286	387	821	2,668	4,530	2,586	960	549	416	1,162.9
1968	371	335	369	402	655	1,584	3,479	4,302	2,106	1,052	580	418	1,304.4
1969	366	318	325	405	791	1,329	2,709	4,123	3,638	1,350	677	462	1,374.4
1970	379	333	319	420	573	1,409	3,842	4,076	2,297	1,242	661	473	1,335.3
1971	385	351	383	536	609	2,789	4,114	5,087	3,534	1,387	809	557	1,711.8
Mean	363.5	325.3	338.4	422.4	604.3	1,434.3	3,109.1	4,420.5	2,863.3	1,120.8	616.4	440.2	1,338.2

Table 4.2 Monthly Mean Flow at Lakarpata Dam site

表 4.2 Lakarpata ダム地点の月平均流量

Drainage area: 20,970 km²Unit: m³/s

Month Year	Jan	Feb	Mar	Apr	May	June	July	Aug	Sept	Oct	Nov	Dec	Annual Mean
1962	206.9	179.7	201.5	262.5	357.2	938.7	1,327.5	2,065.8	1,332.9	508.6	276.6	198.2	654.7
1963	156.8	134.0	160.1	216.7	397.5	842.9	1,388.5	1,887.2	1,196.8	430.2	262.5	190.6	605.3
1964	154.6	136.1	139.4	198.2	238.5	510.7	1,329.7	1,502.8	1,146.7	459.6	265.7	193.8	523.0
1965	152.5	139.4	149.2	221.1	304.9	666.5	871.2	799.3	561.9	282.1	198.2	147.0	374.4
1966	118.9	111.5	107.5	144.7	284.6	560.6	970.0	1,588.9	716.9	317.1	206.6	149.4	439.7
1967	117.9	101.7	101.1	135.1	215.0	466.9	1,059.7	1,819.7	1,023.9	374.7	225.0	161.0	483.5
1968	133.5	131.4	164.2	207.0	352.8	813.5	1,319.9	1,584.5	693.4	336.9	206.6	146.6	507.5
1969	138.9	122.1	140.3	200.9	510.6	925.7	1,293.7	1,652.0	1,187.0	546.0	310.9	177.8	600.5
1970	139.3	121.8	124.7	221.6	343.6	698.6	1,272.0	1,481.0	923.9	476.9	268.1	178.8	520.9
1971	130.0	106.8	124.8	214.5	257.8	1,203.4	1,505.0	1,759.8	1,158.7	551.0	317.7	209.6	628.3
Mean	144.9	128.5	141.3	202.2	326.2	762.7	1,233.7	1,614.1	994.2	428.3	253.8	175.3	533.8

Table 4.3 Monthly Mean Flow at Bhanakot Dam site

表 4.3 Bhanakot ダム地点の月平均流量

Drainage area: 19,130 km²Unit: m³/s

Month Year	Jan	Feb	Mar	Apr	May	June	July	Aug	Sept	Oct	Nov	Dec	Annual Mean
1962	188.7	163.9	183.7	239.3	325.7	856.0	1,210.5	1,883.7	1,215.4	463.7	252.2	180.7	597.0
1963	143.0	122.1	146.0	197.6	362.5	768.6	1,266.1	1,720.9	1,091.3	392.2	239.3	173.8	551.9
1964	141.0	124.1	127.1	180.7	217.5	465.7	1,212.5	1,370.3	1,045.6	419.1	242.3	176.8	476.9
1965	139.0	127.1	136.0	201.6	278.0	607.7	794.4	728.9	512.4	257.2	180.7	134.1	341.4
1966	108.4	101.7	98.0	132.0	259.5	511.2	884.5	1,448.8	653.7	289.2	188.4	136.2	401.0
1967	107.5	92.8	92.2	123.2	196.0	425.7	966.3	1,659.3	933.6	341.7	205.2	146.8	440.9
1968	121.7	119.9	149.7	188.8	321.7	741.8	1,203.5	1,444.8	632.2	307.2	188.4	133.7	462.8
1969	126.6	111.3	127.9	183.2	465.6	844.1	1,179.7	1,506.4	1,082.4	497.9	283.5	162.2	547.6
1970	127.0	111.0	113.7	202.1	313.3	637.0	1,159.8	1,350.5	842.5	434.8	244.5	163.1	474.9
1971	118.6	97.4	113.8	195.6	235.0	1,097.3	1,372.3	1,604.7	1,056.6	502.5	289.7	191.2	572.9
Mean	132.2	117.1	128.8	184.4	297.5	695.5	1,125.0	1,471.8	906.6	390.6	231.4	159.8	486.7

Table 4.4 Monthly Mean Flow at Jubitan Damsite

表 4.4 Jubitan ダム地点の月平均流量

Drainage area: 2,740 km²

Unit: m³/s

Month Year	Jan	Feb	Mar	Apr	May	June	July	Aug	Sept	Oct	Nov	Dec	Annual Mean
1962	27.0	23.4	26.3	34.2	46.6	122.4	173.1	269.4	173.8	66.3	36.1	25.8	85.4
1963	20.5	17.5	20.9	28.3	51.8	109.9	181.1	264.1	156.1	56.1	34.2	24.9	78.9
1964	20.2	17.8	18.2	25.8	31.1	66.6	173.4	196.0	149.5	59.9	34.7	25.3	68.2
1965	19.9	18.2	19.5	28.8	39.8	86.9	113.6	104.2	73.3	36.8	25.8	19.2	48.8
1966	15.5	14.5	14.0	19.0	37.1	73.1	126.5	207.2	93.5	41.4	26.9	19.5	57.4
1967	15.4	13.3	13.2	17.6	28.0	69.9	138.2	237.3	133.5	48.9	29.3	21.0	63.0
1968	17.4	17.1	21.4	27.0	46.0	106.1	172.1	206.6	90.4	43.9	26.9	19.1	66.2
1969	18.1	15.9	18.3	26.2	66.6	120.7	168.7	215.4	154.8	71.2	40.5	23.2	78.3
1970	18.2	15.9	16.3	28.9	44.8	91.1	165.9	193.1	120.5	62.2	35.0	23.3	67.9
1971	17.0	13.9	16.3	28.0	33.6	156.9	196.2	229.5	151.1	71.9	41.4	27.3	81.9
Mean	18.9	16.8	18.4	26.4	42.5	99.5	160.9	120.5	129.6	55.9	33.1	22.9	69.6

Table 4.5 Monthly Mean Flow at Surkhet Dam site

表 4.5 Surkhet ダム地点の月平均流量

Unit: m³/sDrainage area: 11,780 km²

Month Year	Jan	Feb	Mar	Apr	May	June	July	Aug	Sept	Oct	Nov	Dec	Annual Mean
1962													
1963	109.2	88.1	97.8	117.3	191.9	387.7	1,352.2	<u>2,073.4</u>	1,156.6	354.2	184.4	131.7	520.4
1974	100.2	84.4	78.8	94.4	119.4	286.2	1,022.3	1,347.4	1,350.3	459.6	189.5	134.9	438.9
1965	107.3	88.3	84.8	120.9	135.5	252.8	581.1	889.9	620.0	226.1	144.2	102.4	279.4
1966	77.5	73.2	68.6	75.8	122.8	284.7	784.9	1,496.0	764.2	220.6	134.5	101.4	350.3
1967	77.3	63.5	<u>63.2</u>	77.5	92.7	255.4	819.2	1,361.8	829.4	267.8	151.8	112.0	347.6
1968	99.6	82.7	80.8	93.9	141.6	452.6	1,084.6	1,531.5	681.2	301.5	170.2	131.4	404.3
1969	96.5	78.6	75.7	97.4	177.0	290.1	1,001.2	1,591.9	1,468.2	429.3	178.8	122.9	467.3
1970	96.6	80.8	75.1	84.9	95.7	566.0	1,488.4	1,412.6	925.2	350.0	175.2	112.3	455.2
1971	91.8	70.1	85.3	119.5	173.1	822.3	1,273.6	1,437.5	1,053.0	284.2	193.0	126.6	477.5
Mean	95.1	78.8	78.9	97.9	138.9	399.7	1,045.3	1,460.2	983.1	321.5	169.1	119.5	415.7

Table 4.6 Monthly Mean Flow at Thapna Dam Site

表 4.6 Thapna ダム地点の月平均流量

Drainage area: 11,090 km²Unit: m³/s

Month Year	Jan	Feb	Mar	Apr	May	June	July	Aug	Sept	Oct	Nov	Dec	Annual Mean
1962													
1963	102.7	82.8	92.0	110.3	180.5	364.7	1,271.8	<u>1,950.1</u>	1,087.8	333.1	173.5	123.8	489.4
1964	94.3	79.4	74.1	88.7	112.3	269.2	961.5	1,267.3	1,270.0	432.2	178.2	126.9	412.9
1965	100.9	83.0	79.7	113.7	127.5	237.8	546.5	837.0	583.1	212.7	135.7	96.3	262.8
1966	72.9	68.8	64.5	71.3	115.5	267.8	738.3	1,407.1	718.8	207.5	126.5	95.3	329.5
1967	72.7	59.7	<u>59.4</u>	72.9	87.2	240.2	770.5	1,280.8	780.1	251.8	142.8	105.4	327.0
1968	93.7	77.7	76.0	88.3	133.2	425.7	1,020.2	1,440.5	640.7	283.6	160.1	123.6	380.3
1969	90.7	73.9	71.2	91.6	166.5	272.9	941.7	1,497.3	1,381.0	403.7	168.1	115.6	439.5
1970	90.8	76.0	70.6	79.8	90.0	532.4	1,399.9	1,328.7	870.2	329.2	164.8	105.6	428.2
1971	86.4	65.9	80.2	112.4	162.8	773.4	1,197.9	1,352.1	990.4	267.3	181.5	119.1	449.1
Mean	89.5	74.1	74.2	92.1	130.6	376.0	983.1	1,373.4	924.7	302.4	159.0	112.4	391.0

Table 4.7 Monthly Mean Flow at Seti Dam site (Karnari Basin)

表 4.7 Seti ダム地点 (Karnali 流域) の月平均流量

Unit: m³/s

Month Year	Jan	Feb	Mar	Apr	May	June	July	Aug	Sept	Oct	Nov	Dec	Annual Mean
1962													
1963	66.6	54.6	82.1	85.1	124.5	286.9	788.5	<u>1,433.6</u>	874.0	250.8	137.8	95.0	356.6
1964	72.3	62.1	59.5	79.7	96.9	188.1	910.1	1,046.9	911.1	280.3	121.6	82.4	325.9
1965	63.7	70.8	85.6	105.5	90.6	208.1	537.7	619.4	378.1	143.5	101.7	66.8	205.9
1966	48.2	49.1	42.6	44.7	91.0	209.2	548.8	951.0	435.4	154.2	90.9	69.2	227.9
1967	55.9	42.5	<u>41.6</u>	56.4	67.5	164.3	773.2	1,104.7	615.5	205.5	112.8	87.6	277.3
1968	72.8	70.6	91.1	89.9	121.8	338.2	791.3	1,013.7	543.6	223.0	122.6	84.4	296.9
1969	79.5	69.5	73.1	84.6	129.8	200.0	523.6	930.4	907.1	301.5	138.5	84.2	293.5
1970	69.0	61.1	57.3	72.7	98.8	345.8	1,031.7	995.6	476.6	239.1	115.8	82.9	303.9
1971	67.9	66.3	71.9	106.4	108.6	763.0	923.8	1,235.0	964.3	305.2	161.0	102.5	406.3
Mean	66.2	60.7	67.2	80.6	103.3	300.4	758.8	1,036.7	678.4	233.7	122.5	83.9	299.4

Table 4.8 Monthly Mean Flow at Dev-Ghat Damsite

表4.8 Dev-Ghat ダム地点の月平均流量

Drainage area: 32,130 km²Unit: m³/s

Month Year	Jan	Feb	Mar	Apr	May	June	July	Aug	Sept	Oct	Nov	Dec	Annual Mean
1963	477.2	362.7	299.3	421.2	721.6	1,744.9	3,885.6	5,328.8	3,845.3	1,759.4	1,108.5	846.9	1,733.5
1964	467.5	389.4	320.7	426.8	458.7	1,219.1	4,195.5	4,757.5	3,688.2	1,822.4	1,019.3	659.4	1,618.9
1965	487.5	334.1	276.5	485.9	663.2	1,574.5	3,236.8	4,758.6	2,909.3	1,355.5	985.1	611.2	1,473.2
1966	380.8	323.6	252.8	294.3	635.0	1,371.0	3,605.6	5,501.4	3,488.8	1,365.8	879.9	602.5	1,558.5
1967	445.4	338.8	318.9	436.1	596.9	1,448.4	3,920.7	4,190.4	3,083.9	1,430.9	832.8	559.0	1,467.0
1968	420.0	318.6	331.0	377.8	657.4	1,983.6	4,619.1	4,314.3	3,251.2	2,915.5	1,078.6	692.6	1,746.6
Mean	446.4	344.5	299.9	407.0	622.1	1,556.9	3,910.5	4,808.8	3,377.8	1,774.9	984.0	661.9	1,599.6

Table 4.9 Monthly Mean Flow at Kali Gandaki No.1 Dam site

表 4.9 Kali Gandaki No.1 ダム地点の月平均流量

Drainage area: 9,200 km²Unit: m³/s

Month Year	Jan	Feb	Mar	Apr	May	June	July	Aug	Sept	Oct	Nov	Dec	Annual Mean
1964	75.4	65.0	62.0	89.9	106.7	305.6	1,139.8	1,183.3	1,019.6	400.6	188.8	112.5	395.8
1965	81.6	62.9	58.9	97.4	124.9	354.2	807.0	1,091.4	570.3	234.2	156.0	95.2	311.2
1966	70.4	59.6	54.0	61.5	119.0	313.7	907.6	1,275.6	742.9	243.3	147.5	90.3	340.5
1967	60.5	48.8	42.9	58.2	94.7	300.8	946.2	1,020.3	914.3	262.9	139.5	90.6	315.0
1968	67.0	51.6	58.1	69.4	128.9	421.1	1,083.2	1,011.6	782.1	573.7	196.7	115.3	379.9
1969	51.7	35.5	37.9	44.2	90.0	291.6	940.5	1,227.6	1,148.0	343.4	159.1	91.2	371.7
1970	58.0	42.7	40.7	79.1	114.3	475.0	1,293.3	1,475.4	847.8	369.8	156.3	85.3	419.8
1971	51.7	36.0	38.7	84.9	137.7	792.6	1,226.0	1,394.9	823.2	513.7	208.8	109.2	451.5
Mean	64.5	50.3	49.2	73.1	114.5	406.8	1,043.0	1,210.0	831.0	367.7	169.1	98.7	373.2

Table 4.10 Monthly Mean Flow at Kali Gandaki No.2 Dam site

表 4.10 Kali Gandaki No.2 ダム地点の月平均流量

Drainage area: 11,330 km²

Unit: m³/s

Month Year	Jan	Feb	Mar	Apr	May	June	July	Aug	Sept	Oct	Nov	Dec	Annual Mean
1964	117.8	106.8	97.7	103.4	112.5	269.5	1,822.7	2,131.8	1,654.8	533.9	263.4	167.5	615.2
1965	124.2	108.3	92.4	109.6	115.5	284.6	981.7	2,147.7	1,142.9	506.5	347.5	234.2	524.6
1966	193.4	176.0	161.1	154.0	200.5	481.8	1,378.5	<u>2,410.1</u>	1,416.3	485.1	307.1	215.5	631.6
1967	169.9	148.9	118.9	<u>86.3</u>	99.0	295.4	1,067.4	1,409.3	991.3	352.0	174.2	115.0	419.0
Mean	151.3	135.0	117.5	113.3	131.9	357.8	1,312.6	2,024.7	1,301.3	469.4	273.0	183.0	547.6

Table 4.11 Monthly Mean Flow at Buri Gandaki Damsite

表 4.11 Buri Gandaki ダム地点の月平均流量

Drainage area: 5,840 km²Unit: m³/s

Month Year	Jan	Feb	Mar	Apr	May	June	July	Aug	Sept	Oct	Nov	Dec	Annual Mean
1964	48.5	38.1	38.9	68.9	71.8	256.6	582.6	610.1	270.9	236.9	115.9	68.0	217.3
1965	46.5	36.0	36.2	98.2	189.8	338.0	533.3	620.5	386.0	169.2	115.9	72.0	220.1
1966	53.4	48.6	48.1	75.7	143.2	277.2	549.3	<u>710.9</u>	408.2	169.5	91.8	56.2	219.3
1967	38.9	<u>32.1</u>	32.5	59.9	68.3	193.5	532.2	492.6	328.1	168.9	80.0	50.8	173.2
1968	39.7	33.1	46.4	70.7	122.5	314.6	583.2	522.5	365.2	255.2	114.0	76.8	212.0
1969	52.7	43.4	49.0	70.5	122.7	247.7	464.9	451.6	369.6	174.8	94.8	64.8	183.9
1970	48.0	40.7	43.3	88.1	126.4	263.1	497.8	505.5	372.2	240.3	134.1	93.4	204.4
1971	53.9	44.5	47.2	95.7	124.8	412.9	490.5	491.0	343.2	222.1	131.3	76.4	211.1
Mean	47.7	39.6	42.7	78.5	121.2	288.0	529.2	550.6	380.4	204.6	109.7	69.8	205.2

Table 4.12 Monthly Mean Flow at Bhomichock Damsite

表 4.12 Bhomichock ダム地点の月平均流量

Drainage area: 12,380 km²

Unit: m³/s

Month Year	Jan	Feb	Mar	Apr	May	June	July	Aug	Sept	Oct	Nov	Dec	Annual Mean
1967	109.0	88.3	85.8	120.8	162.6	396.6	1,166.8	1,259.7	811.2	345.0	179.0	122.2	403.9
1968	95.7	<u>80.5</u>	92.3	127.9	218.5	640.5	1,301.7	1,231.8	781.1	506.2	226.2	152.3	454.6
1969	112.6	95.9	98.0	126.8	214.9	445.0	1,054.2	1,119.2	415.5	361.0	194.9	135.1	364.4
1970	102.3	87.9	87.5	148.0	223.0	503.5	1,190.6	1,262.5	801.9	464.5	257.8	179.2	442.4
1971	120.5	101.7	101.7	164.5	221.2	927.9	1,153.2	<u>1,303.2</u>	817.5	449.3	251.9	157.5	480.8
Mean	108.0	90.9	93.1	137.6	208.0	582.7	1,173.3	1,235.3	725.4	425.4	222.0	149.2	429.2

Table 4.13 Monthly Mean Flow at Marsyandi Damsite
 表4.13 Marsyandi ダム地点の月平均流量

Drainage area: 4,600 km²

Unit: m³/s

Month Year	Jan	Feb	Mar	Apr	May	June	July	Aug	Sept	Oct	Nov	Dec	Annual Mean
1964	48.5	33.5	26.4	27.8	33.1	99.4	409.3	676.0	1,363.0	451.7	104.3	56.5	277.3
1965	36.1	28.9	28.8	37.4	25.2	288.7	812.6	1,106.8	680.5	361.8	147.1	66.0	301.7
1966	49.6	41.6	37.3	32.1	25.1	71.6	1,148.7	774.9	716.5	429.8	253.3	140.1	310.1
1967	51.5	35.8	34.9	43.6	55.6	88.5	595.5	554.0	351.5	143.2	81.2	66.4	175.1
1968	51.1	40.1	40.1	41.6	41.9	181.3	465.7	460.0	346.2	282.7	104.9	64.9	176.7
1969	49.3	38.3	38.6	33.4	40.5	78.9	354.0	554.3	455.5	193.0	84.7	55.2	164.6
1970	41.6	38.1	32.0	29.4	29.9	152.1	558.1	649.8	381.6	223.2	93.7	57.3	190.6
1971	42.5	34.2	32.3	53.4	78.4	481.1	602.8	633.1	457.2	298.2	138.8	69.0	243.4
Mean	46.3	36.3	33.8	37.3	41.2	180.2	618.1	676.1	594.0	298.0	126.0	71.9	229.9

Table 4.14 Monthly Mean Flow at Seti (Sapt Gandaki Basin)

表 4.14 Seti ダム地点 (Sapt Gandaki 流域) の月平均流量

Drainage area: 2,780 km²Unit: m³/s

Month Year	Jan	Feb	Mar	Apr	May	June	July	Aug	Sept	Oct	Nov	Dec	Annual Mean
1964	45.0	43.1	42.7	45.2	97.8	110.6	190.5	653.5	444.2	159.1	116.3	76.4	168.7
1965	48.3	41.8	42.2	46.4	51.5	214.3	416.3	522.9	275.1	88.8	66.5	44.4	154.9
1966	34.8	31.4	29.8	27.5	31.5	90.1	324.1	368.4	226.7	93.7	54.7	36.2	112.4
1967	29.2	29.4	28.5	32.4	34.7	82.0	328.1	302.5	263.6	109.5	61.7	48.0	112.5
1968	35.3	29.1	35.1	35.9	49.6	201.3	476.8	407.1	315.8	514.3	88.0	53.0	186.8
1969	26.0	20.7	21.6	21.2	23.6	48.8	181.6	446.9	374.5	112.7	57.1	54.6	115.8
1970	25.5	24.5	23.1	34.9	50.0	129.5	540.1	584.7	286.8	150.6	80.6	47.4	164.8
1971	33.6	26.4	26.6	41.4	56.2	266.4	412.9	426.5	302.0	206.7	96.0	56.7	162.6
Mean	34.7	30.8	31.2	35.6	49.4	142.9	358.8	464.1	311.1	179.4	77.6	52.1	147.3

Table 4.15 Monthly Mean Flow at Sun Kosi High Dam site

表 4.15 Sun Kosi 大ダム地点の月平均流量

Drainage area: 16,200 km²Unit: m³/s

Month Year	Jan	Feb	Mar	Apr	May	June	July	Aug	Sept	Oct	Nov	Dec	Annual Mean
1948	190.3	147.9	130.8	161.5	254.4	547.5	1,524.4	1,641.6	1,601.1	952.5	379.7	263.4	694.6
1949	215.6	178.6	168.7	204.8	344.6	835.3	1,958.2	2,513.0	2,050.3	906.5	451.9	258.0	840.4
1950	196.6	159.7	149.7	148.8	199.3	745.9	1,695.8	2,379.5	1,524.4	500.6	311.2	225.5	686.4
1951	178.6	147.9	134.4	128.1	236.3	722.5	1,609.2	2,096.3	1,373.8	546.6	352.7	235.4	646.8
1952	176.8	149.7	145.2	150.6	253.5	566.5	1,573.1	2,016.9	1,654.3	719.8	387.9	243.5	669.8
1953	187.6	155.1	172.3	135.3	194.8	483.6	1,821.1	1,684.9	1,417.1	597.1	298.6	215.6	613.5
1954	172.3	143.4	120.9	131.7	217.4	909.2	1,822.9	2,436.3	1,621.8	718.0	364.4	206.6	738.7
1955	164.2	132.6	117.3	114.6	176.8	464.5	1,486.5	1,779.7	1,274.5	562.0	337.4	118.2	560.7
1956	181.3	143.4	131.7	146.1	324.7	1,085.1	1,235.7	1,440.5	1,139.2	604.3	365.3	235.4	586.1
1957	228.2	230.0	157.0	169.6	184.0	423.9	1,404.4	1,843.7	1,115.8	488.0	278.7	204.8	560.7
1958	166.0	138.9	120.0	136.2	182.2	414.0	1,202.4	2,165.7	1,327.7	638.6	322.0	230.0	587.0
1959	176.8	146.1	128.1	142.5	201.2	521.4	1,351.2	1,991.6	1,343.1	829.8	403.2	270.6	625.5
1960	193.9	163.3	152.4	138.0	231.8	638.6	1,637.1	1,991.6	1,690.4	939.9	344.6	209.3	694.3
1961	175.9	140.7	125.4	134.4	199.3	595.3	957.9	1,861.7	1,353.0	807.3	414.0	230.0	582.9
1962	170.5	155.1	169.6	174.1	227.3	1,008.4	1,537.0	2,209.0	1,529.8	608.0	344.6	235.4	697.4
1963	166.0	148.8	142.5	145.2	213.8	799.2	1,751.7	2,030.4	1,365.6	691.8	365.3	206.6	668.9
1964	161.5	130.8	112.8	130.8	188.5	506.0	1,463.0	1,690.4	1,235.7	658.5	387.0	233.6	574.9
1965	203.0	149.7	120.9	153.3	193.9	622.4	1,438.7	1,858.1	1,089.6	484.4	309.4	179.5	566.9
1966	152.4	119.1	92.9	89.3	151.5	488.9	1,785.1	2,328.9	1,594.7	486.2	308.5	226.4	652.0
1967	167.8	148.8	117.3	132.6	174.1	433.0	1,517.2	1,776.0	1,186.1	648.5	380.6	258.9	578.4
Mean	181.3	151.5	135.5	143.4	217.5	640.5	1,538.6	1,986.8	1,424.4	669.4	355.3	224.3	639.0

Table 4.16 Monthly Mean Flow at Bagmati Dam site

表 4.16 Bagmati ダム地点の月平均流量

Drainage area: 2,715 km²Unit: m³/s

Month Year	Jan	Feb	Mar	Apr	May	June	July	Aug	Sept	Oct	Nov	Dec	Annual Mean
1957	23	21	20	18	17	49	240	300	81	35	22	22	70.7
1958	21	20	18	17	38	64	125	445	245	73	29	24	93.3
1959	23	22	20	20	23	208	153	210	160	170	31	24	88.7
1960	21	22	20	17	30	165	410	420	530	145	29	23	152.7
1961	21	22	20	17	21	175	128	395	230	196	28	23	98.8
1962	22	21	22	21	31	300	265	420	320	94	26	23	130.4
1963	21	20	19	24	95	275	420	343	105	205	40	30	133.1
1964	23	21	20	26	49	22	690	450	480	173	32	25	167.6
1965	26.2	18.0	14.2	26.9	26.6	250	<u>1,026</u>	716	290	60.9	43.1	30.0	210.7
1966	36.2	31.2	23.2	20.5	23.6	69.6	510	600	300	40.8	18.9	14.5	140.7
1967	19.1	<u>16.3</u>	17.9	18.4	17.4	75.6	498	443	421	153	33.4	25.4	144.9
1968	33.3	27.0	26.4	18.2	23.0	184	685	532	336	429	49.4	30.8	197.8
1969	24	21	20	20	22	200	310	430	310	81	31	26	124.6
Mean	24.1	21.7	20.1	20.3	32.0	156.7	420.0	438.8	292.9	135.8	31.8	24.7	134.9

Table 4.17 Monthly Mean Flow at Kulikhani No.1 Dam site
 表 4.17 Kulikhani No.1 ダム地点の月平均流量

Drainage area: 127 km²

Unit: m³/s

Month Year	Jan	Feb	Mar	Apr	May	June	July	Aug	Sept	Oct	Nov	Dec	Annual Mean
1963	1.2	1.1	1.1	1.2	1.7	1.1	6.7	7.7	5.8	3.6	2.2	1.8	2.9
1964	1.5	1.4	1.2	0.9	1.3	2.2	7.3	12.2	15.4	4.5	1.9	1.5	4.3
1965	1.3	1.3	1.2	1.8	1.5	3.8	19.7	18.5	5.8	3.2	2.9	1.8	5.2
1966	1.6	1.4	1.2	0.8	1.1	1.2	10.5	21.0	10.4	3.4	2.2	1.7	4.7
1967	1.1	1.0	0.9	1.0	0.7	4.6	11.9	7.0	5.7	3.4	2.3	1.7	3.4
1968	1.7	1.5	1.6	1.2	1.1	2.5	5.8	6.4	2.6	7.2	2.3	1.5	3.0
1969	1.2	0.9	0.9	0.9	1.0	0.9	3.1	7.0	4.2	1.9	1.1	0.8	2.0
1970	0.8	0.7	0.6	0.6	0.7	3.4	21.5	9.1	5.3	3.3	2.2	1.5	4.1
1971	1.2	1.1	1.1	2.0	2.2	<u>21.8</u>	5.1	7.8	4.3	3.9	2.2	1.9	4.5
Mean	1.3	1.2	1.1	1.2	1.2	4.6	10.2	10.7	6.6	3.8	2.1	1.6	3.8

Table 4.18 Monthly Mean Flow at Kulikhani No.3 Dam site
 表4.18 Kulikhani No.3 ダム地点の月平均流量

Drainage area: 119 km² Unit: m³/s

Month Year	Jan	Feb	Mar	Apr	May	June	July	Aug	Sept	Oct	Nov	Dec	Annual Mean
1963	1.6	1.4	1.2	1.1	1.3	4.4	13.5	18.9	14.6	6.8	3.4	2.0	5.8
1964	1.6	1.3	1.1	1.0	1.2	2.3	15.3	11.4	14.2	9.2	2.8	1.7	5.3
1965	1.5	1.4	1.4	0.9	0.8	3.6	17.4	<u>35.1</u>	15.1	6.0	4.3	2.2	7.5
1966	1.7	1.4	1.2	1.1	1.4	2.5	10.7	32.5	19.1	4.2	2.6	1.9	6.7
1967	1.6	1.3	1.4	1.4	1.3	3.0	19.3	15.3	14.8	4.4	2.1	1.4	5.6
1968	1.4	1.2	1.1	1.0	1.0	6.9	18.4	28.6	12.9	9.2	3.8	2.6	7.3
1969	2.1	1.6	1.4	1.3	1.5	2.9	9.2	16.8	13.2	5.8	3.1	2.1	5.1
1970	1.7	0.7	1.1	1.0	1.0	4.6	27.3	19.7	14.0	9.2	3.8	2.3	7.2
1971	1.5	1.0	<u>0.6</u>	1.4	4.6	18.6	14.0	18.5	12.2	7.1	3.5	2.3	7.1
Mean	1.6	1.3	1.2	1.1	1.6	5.4	16.1	21.9	14.5	6.9	3.2	2.1	6.4

Table 4.19 Monthly Mean Flow at Kamla Dam site

表4.19 Kamla ダム地点の月平均流量

Drainage area: 1,530 km²Unit: m³/s

Month Year	Jan	Feb	Mar	Apr	May	June	July	Aug	Sept	Oct	Nov	Dec	Annual Mean
1957	8.4	4.6	2.9	1.5	1.2	24.0	61.5	84.8	37.5	19.6	5.8	6.0	21.5
1958	4.5	2.9	1.4	1.1	10.5	18.5	33.1	146.0	65.5	35.5	14.5	9.3	28.6
1959	7.2	6.3	3.3	3.3	4.7	53.0	39.1	53.2	50.0	51.0	16.7	9.4	24.8
1960	4.6	2.7	3.5	1.2	7.7	41.9	130.0	137.0	189.0	48.5	15.1	8.3	49.1
1961	4.5	5.6	3.6	1.4	3.9	44.6	33.8	124.0	62.6	42.9	13.9	8.3	29.1
1962	5.6	5.1	6.2	4.0	8.1	84.8	71.7	136.0	93.5	40.8	11.4	8.1	39.6
1963	4.9	3.3	2.6	5.2	26.1	75.1	135.0	102.0	42.9	56.2	22.3	15.7	40.9
1964	7.3	5.1	2.9	5.1	13.9	4.1	271.0	150.0	162.0	51.4	17.9	11.0	58.5
1965	6.1	4.4	3.3	1.9	1.7	38.2	319.0	375.0	139.0	58.5	33.4	13.5	82.8
1966	11.5	6.9	3.4	1.8	7.8	9.4	195.0	395.0	127.0	32.6	16.9	15.0	68.5
1967	9.4	5.9	6.0	4.6	3.2	34.5	143.0	88.1	136.0	33.8	11.1	11.0	40.5
1968	8.1	6.0	3.9	1.8	3.4	74.3	165.0	153.0	136.0	74.6	21.3	15.7	55.2
1969	9.0	4.8	3.7	3.5	4.4	50.7	88.8	138.0	89.9	37.5	17.2	12.4	38.3
Mean	7.0	4.9	3.6	2.8	7.4	42.5	129.7	160.2	102.4	44.9	16.7	11.1	44.4

Table 4.20 Monthly Mean Flow at Kankai Damsite

表 4.20 Kankai ダム地点の月平均流量

Drainage area: 1,190 km²

Unit: m³/s

Month Year	Jan	Feb	Mar	Apr	May	June	July	Aug	Sept	Oct	Nov	Dec	Annual Mean
1965	13.0	10.5	8.5	9.2	16.4	46.5	81.9	199.9	97.8	40.2	30.5	17.1	47.6
1966	16.2	10.2	6.6	4.9	6.3	12.4	147.4	198.0	131.7	36.6	15.6	9.3	49.6
1967	7.3	6.5	6.9	6.0	9.4	26.9	226.3	94.1	99.6	35.1	21.9	18.2	46.5
1968	10.4	6.2	<u>5.2</u>	5.4	9.3	35.7	183.4	166.2	163.1	<u>268.4</u>	30.0	23.1	75.5
1969	15.0	11.1	9.4	7.3	13.1	25.2	137.5	145.7	140.5	44.1	32.4	19.7	50.1
Mean	12.4	8.9	7.3	6.6	10.9	29.3	155.3	160.8	126.5	84.9	26.1	17.5	53.9

Table 4.21 Monthly Mean Flow at Mai Khola Loop Dam site

表4.21 Mai Khola Loop ダム地点の月平均流量

Drainage area: 670 km²

Unit: m³/s

Month Year	Jan	Feb	Mar	Apr	May	June	July	Aug	Sept	Oct	Nov	Dec	Annual Mean
1965	7.3	5.9	4.8	5.2	9.3	26.2	46.1	112.6	55.1	22.6	17.2	9.6	26.8
1966	9.2	5.8	3.7	2.7	3.5	7.0	83.0	111.5	74.2	20.6	8.8	5.2	27.9
1967	4.1	3.7	3.9	3.4	5.3	15.1	127.4	53.0	56.1	19.8	12.3	10.2	26.2
1968	5.8	3.5	2.3	3.1	5.3	20.1	103.3	93.6	91.9	<u>151.2</u>	16.9	13.0	42.5
1969	8.4	6.3	5.3	4.1	7.4	14.2	77.4	82.1	79.1	24.8	18.3	11.1	28.2
Mean	7.0	5.0	4.0	3.7	6.1	16.5	87.5	90.6	71.3	47.8	14.7	9.8	30.3

Table 4.22 Monthly Mean Flow at Sarda Dam site

表4.22 Sarda ダム地点の月平均流量

Drainage area: 860 km²

Unit: m³/s

Month Year	Jan	Feb	Mar	Apr	May	June	July	Aug	Sept	Oct	Nov	Dec	Annual Mean
1964	3.5	2.6	2.6	2.7	3.1	6.4	24.3	50.2	23.4	21.9	17.2	4.7	13.6
1965	6.2	4.4	4.5	1.9	0.6	8.0	24.5	41.3	21.6	10.8	5.5	3.8	11.09
1966	4.6	2.8	2.1	1.4	0.8	9.3	25.6	44.1	20.7	7.3	4.1	3.3	10.5
1967	4.1	3.7	3.2	2.4	1.9	4.6	51.5	27.9	39.7	13.6	6.3	5.3	13.7
1968	5.1	3.7	2.2	1.8	1.4	22.4	41.6	50.9	38.5	16.9	6.5	4.5	16.3
1969	4.3	3.3	2.4	2.0	2.3	6.5	19.2	55.9	51.4	19.4	8.5	5.2	15.0
1970	4.1	3.7	2.9	2.1	2.2	19.9	89.1	45.5	32.9	25.7	7.7	5.1	20.1
Mean	4.6	3.5	2.8	2.0	1.8	11.0	39.4	45.1	32.6	16.5	8.0	4.6	14.3

ネパール水力発電開発調査報告書

(マスタープラン)

付 録 5

地 質

付録 5 地 質

目 次

	ページ
1. ネパールの一般地質	5 - 1
2. ヒマラヤに発する河	5 - 2
2.1 Karnali 河流域	5 - 2
2.1.1 Chisapani ダム地点	5 - 3
2.1.2 Lakarpata ダム地点	5 - 4
2.2 Sapt Gandaki (Narayani) 河流域	5 - 4
2.2.1 Dev-Ghat ダム地点	5 - 4
2.2.2 Kali Gandaki No. 1 ダム地点	5 - 5
2.2.3 Kali Gandaki No. 2 ダム地点	5 - 6
2.2.4 Buri Gandaki ダム地点	5 - 6
2.2.5 Bhomichok ダム地点	5 - 7
2.2.6 Marsyandi ダム地点	5 - 7
2.2.7 Seti ダム地点	5 - 8
2.3 Sapt Kosi 河流域	5 - 8
2.3.1 Sun Kosi 大ダム地点	5 - 8
3. Mahabharat 山脈から発する河	5 - 9
3.1 Bagmati 河流域	5 - 9
3.1.1 Bagmati ダム地点	5 - 9
3.1.2 Kulikhani No. 1 プロジェクト地点	5 - 10
3.1.3 Kulikhani No. 2 プロジェクト地点	5 - 11
3.1.4 Kulikhani No. 3 プロジェクト地点	5 - 11
3.2 Kamla 河流域	5 - 12
3.2.1 Kamla ダム地点	5 - 12
3.3 Kankai Mai 河流域	5 - 13
3.3.1 KanKai ダム地点	5 - 13
3.3.2 Mai Khola ダム地点	5 - 13
3.4 Babai 河流域	5 - 14
3.4.1 Sarda ダム地点	5 - 14

添 付 図

	ページ
図 5. 1 ネパールの地質図及びダム地点	5-15
図 5. 2 Dev-Ghat ダム地点のスケッチ	5-16
図 5. 3 Kali Gandaki No. 1 ダム地点のスケッチ	5-17
図 5. 4 Buri Gandaki ダム地点のスケッチ	5-18
図 5. 5 Sun Kosi ダム地点のスケッチ	5-19
図 5. 6 Kamla ダム地点のスケッチ	5-20

1. ネパールの一般地質

ネパールは西北西から東南東にかけて長く、その長さは約 830 Km で、又北から南にかけて狭く、その巾は平均約 180 Km である。この国はインドのガンジス河の左岸の流域に含まれ、多くのガンジス河の支流が北から南へ流れる。これらの支流は小さい川を除くと、主としてヒマラヤ山脈、或は中国領のチベットにその源を発する。ヒマラヤ山脈はネパールの北部国境沿いにある。ヒマラヤ山脈とガンジス河の沖積平野との間には多くの衝上断層とデッケが西北西から東南東の方向（ネパール国の長さの方向に平行）にそつて存在する。インドとの国境に近い地帯は Terai 平野と呼ばれ、砂礫やシルトの扇状堆積物からなり、非常にゆるやかな傾斜、或はむしろ平坦と言つてよい地形である。Churia 丘陵の山裾、或は Terai 平野の Siwalik 山脈側の巾数 Km の地帯は barbal ゾーンと呼ばれる灌木或は高い樹木のジャングル又は森林が散在する皮殻状の地面をなしている。図 5.1 にネパールの一般地質を示す。

この barbal ゾーンとそれに隣接する地帯にそつて東西ハイウエーが外国の援助によつて長年にわたつて建設されてきた。このハイウエーの東半分は完成したが、西半分はまだである。

Churia 丘陵或は Siwalik 山脈は Terai 平野のすぐ北に、東西にかけてそそり立っている。この Churia 丘陵、又は Siwalik 山脈は鮮新世 — 洪積世時代の Siwalik 層と呼ばれる砂岩、頁岩、シルト岩、及び礫岩からなつている。これらの岩石は余り堅くなく、むしろ軟い位で、その圧縮強度は 50 Kg/cm^2 から 400 Kg/cm^2 程度である。この Siwalik 層は南北の平均巾約 24 Km で、地層的に上部、中部、下部に分けられる。岩石の硬さは下部から上部 Siwalik 層へ行くに従つて減少する。しかし、これらの地層区分は、ある地域では余り明確ではない。

Siwalik の北にある地層は Mahabharat 統と呼ばれ、先カンブリアから上部古生代時代の変成岩からなる。Siwalik 層も Mahabharat 層も共におおむね東西の方向に平行してのびている。これらの地層の西半分は衝上断層によつて互に接触しているが、その東半分では Siwalik 層と Mahabharat 層の間に、上部古生代の Gondwana 層が介在する。この Gondwana 層は東西に長く、南北に狭く、砂岩、石灰岩、頁岩、黒色頁岩、千枚岩質頁岩等からなり、著しく破砕されている。ヒマラヤの大きな地殻運動の為に、これらの地層には一般に西北西から東北東の走向を持つ多くの衝上断層と、又多くのデッケがある。この状態は Gondwana 層に於て特に甚しい。火成岩（花崗岩、花崗閃緑岩、電気石花崗岩、等）は Mahabharat の変成岩地層の中に散在するが、ネパールには塩基性岩、超塩基性岩、又は火山岩はない。一

般にこれらの変成岩は風化され、著しく破砕され、表面層には開いた亀裂、節理、断裂があり、モザイク状の構造をしている。これらの変成岩と火成岩はその構造の中に絹雲母、黒雲母、白雲母、金雲母等の様な多くの雲母鉱物を含む。又、石灰質岩石や石灰石（通常の、又は変成を受けた）は多くの所で準変成岩、又は変成岩として存在する。従つて、これらの岩石の風化によつて出来た砂やシルトは多くの雲母片と石灰質成分を含む。この様な砂はコンクリートの骨材としては余り良好ではない。

ネパールの河は概むね北から南の方向へ国を横断する。その途中で河が Mahabharat や Siwalik 山脈と遭遇すると、これらの山脈の北側を山脈にそつて東西に、非常に平坦な勾配をなして流れ、そして出口を見つけてこれらの山脈を横切つて南へ流れ、Terai 平野に出る。この様な地形は、大きな河の彎曲を比較的短いトンネルでショート・カット出来、又山脈沿ひの平坦な流路は、貯水の為の大きなポケットとなるので、水力電気の開発には非常に有利と言える。河が Mahabharat 山脈を横断する所は、変成岩の峡谷を形作り、大ダムの建設に適している。河が Siwalik 山脈を横切る所はずつと新しい地質時代の比較的軟い岩からなつている。下部 Siwalik 層のやゝ堅い所を除けば、中部及び上部 Siwalik では一般にコンクリートの大ダムの建設には不適であつて、フィルタイプダムにより適している。すべての河について、その河床堆積物は比較的厚いと言ふ事が出来、その厚さは河の流れのゆるやかな所で 20m~80m、急流部、よどんだ所、小さな川、及び大きな河の上流部で 10m~15m 程度と想像される。

2. ヒマラヤに発する河

2.1 Karnali 河流域

Karnali 河の流域に於て考えられるプロジェクトは次の様である。

Chisapani プロジェクト	(1)	¹²
Lakarpata プロジェクト	(2)	
Bhanakot プロジェクト	(3)	

¹ 以下に於ける地質の説明には、この付録の図 5.1、一般地質図と、付録 1 の図 1.1 から図 1.12 までを常に参照されたい。一部プロジェクトにはスケッチを附したが、刊行された報告書に詳細な図がある場合、それらを転載する事はしなかつた。

¹² 番号は主報告書図.10 のプロジェクト番号に対応する。

Poliparni	プロジェクト	(4)
Samala	プロジェクト	(5)
Ranmi	プロジェクト	(6)
Jubitan	プロジェクト	(7)
Surkhet	プロジェクト	(8)
Thapna	プロジェクト	(9)
Seti	プロジェクト	(10)

これらのプロジェクト地点は今回は調査しなかつた。Chisapani と Lakarpata プロジェクトについての地質は、それらのフィージビリティ・レポートにその記述がある。以下にその要約を示す。

2.1.1 Chisapani ダム地点 (1)

Karnali 河は Mahabharat 山脈の間を多くの屈曲をなして流れ、Siwalik 山脈を峡谷をなしながら南北に横断した後、Terai 平野に出る。

ダム地点はこの峡谷の最も深い部分のほぼ中央であつて、河巾約 100 m、兩岸の勾配約 45°で聳り立っている。河床の標高は E1. 182 m である。

ダム地点の地質は下部 Siwalik 層の砂岩とシルト岩の互層からなる。概して砂岩の方がシルト岩より多く、その間に頁岩や石灰質岩が夾まれている。砂岩は次の二種類に区分される；つまり灰色、或は黒灰色の中粒から細粒の砂岩と、雲母を含んだ灰色がよつた白い粗粒から中粒の砂岩とである。後者は厚い層をなし、中には厚さ 20 m をこえるものもある。シルト岩は比較的軟かく脆質で、薄い層として存在する。頁岩は硬いが脆く、やはり薄い層として存在する。石灰質岩石は、砂質の岩とシルト質の岩の二種類に分けられ、両者共に硬い。以上のべたこれらの岩石はよく固結しており、部分的に角礫や団塊を含む。

地層は単斜構造で、走行 N70°-90°W、傾斜 50°-70°NE である。河はこれらの地層と約 85°をなして交はつている。

この地点にはダムの基礎として問題となる様な大きな断層や地殻構造線はないが、ほぼ南北方向の節理が非常に多く、Karnali 河が Siwalik 山脈を南北に切つているのは、これらの節理にそつた構造的に弱い線があつた為であると推定される。しかし、この様な節理がある事は、基礎がダムの建設に不適だと言ふ事にはならない。又、ダム地点では小さな走向断層もあるが、これらは簡単に処理する事が出来、大した問題ではない。

2.1.2 Lakarpata ダム地点 (2)

Lakarpata プロジェクトのダム地点の両岸は、 36° から 45° の急な傾斜をなしており、河岸にそつて、硬く新鮮な砂岩層の露頭がある。河床の標高は約 E1. 582 m である。

発電用のトンネルは、高さ E1. 1100 から E1. 1200 m の山脈を貫通する。岩層は概むね走行 $N80^{\circ}-60^{\circ} W$ 、傾斜は $40^{\circ}-70^{\circ} NE$ で、二つの地質帯に分けられる。一つは北東部の Piuthan 帯（白亜紀から第三紀の始新世）で、もう一つは南東部にある新第三紀の Siwalik 帯である。この二つの地質帯の境界は土かぶりの為に直接見る事は出来ないが NW-SE 方向の大きな断層であると考えられる。

Siwalik 帯は灰色及び灰褐色の砂岩とシルト岩の互層からなり、所によつて頁岩層を挟む。砂岩は細粒から中粒の雲母砂岩である。所によつては軟い所も見られるが、全体としてみれば堅い岩石の大塊と言う事が出来る。Piuthan 帯は四つの亜帯からなる。これらは Siwalik 帯側から数えて、(1) Lakarpata - Kalyankana の尾根と Siwalik 帯の間の、巾約 2,000 m の石灰岩帯、(2) 巾約 100 m の珪質砂岩帯、(3) 巾 200 m から 700 m の頁岩帯、及び(4) 巾約 2,000 m の頁岩と砂岩帯、である。

尾根附近の石灰岩は堅く、灰色から青味がよつた灰色をしており、縞模様がある。しかし尾根の裾の所では、岩石の擾乱がある程度見られる。この部分は破碎されてはいるが岩滓集塊岩となつた石灰岩、或は石灰質地殻と厚い土かぶりでおよわれている。石灰岩帯は二つのうすい砂岩層を含み、これらの層の北東端では、到る所に湧き水がある。

珪質砂岩帯は非常に硬く、珪岩や鉄富化された頁岩をいくらか含む。

頁岩帯は千枚岩状、片状で脆い。露頭を調べた所では水を吸収して膨脹する可能性がある。この亜帯も硬い砂岩をいくらか含む。

頁岩と砂岩帯は互層をなしており非常に硬い。ダム地点はこの亜帯にある。こゝでは比較的浅い掘さくによつて良いダムの基礎がえられる。

一般に Lakarpata の地質は殆ど問題はないのであるが、発電用トンネルが頁岩帯を通る時と、Piutan 帯と Siwalik 帯の境の断層を通る時に、多少の困難を伴うものと思はれる。サージタンクや発電所はこの様な所をさけて計画されるべきであろう。

2.2 Sapt Gandaki 河流域

2.2.1 Dev-Ghat ダム地点 (1)

この地点は Kali Gandaki 河と Trisuli 河の合流点の下流約 1 Km の、Sapt Gandaki 河

の本流にある。この地点は鮮新世— 洪積世時代の下部 Siwalik 層に属する砂岩、シルト岩、及び頁岩等からなり、その中で砂岩が主である。砂岩はそれ程硬くなく、圧縮強度は 100 Kg/cm^2 から 400 Kg/cm^2 程度である。地層の走向は概ね $N 60^\circ W$ 、で傾斜は $20^\circ - 45^\circ \text{ NE}$ である。

ダム地点の兩岸は余り高くなく、特に左岸は非常に低く、ゆるやかな勾配をしている。図 5.2 にこのダム地点のスケッチを示す。岩盤は河の兩岸の水ぎわからその 15 m 程上にかけて露頭が表れている。岩は 5 m から 10 m 程風化していると思われる。左岸の岩石の斜面より上の部分は砂岩、シルト岩、及び頁岩の風化、分解によつて出来た砂でおおわれている。左岸斜面の一番上の所には処々に砂礫のうすい(1 m から 8 m)段丘がある。右岸の表土はうすく、 1 m から 5 m 程と思われる。河床には厚い砂礫が堆積し、その厚さは 15 m から 30 m と想定される。Kali Gandaki 河と Trisuli 河の合流点にも大きな厚い砂礫の堆積物がある。

右岸のダム軸予定線の上下流に、二つの小さな谷が $N - 60^\circ - W$ 方向にある。この谷は断層ではなく、弱い頁岩層の走向方向の侵蝕によつて出来たものと思はれる。

地質的条件からダムの高さは河床から 60 m までとした方が良いと思われる。この高さまでではコンクリート重力式でもフィルタイプのダムでも出来るが、後者の方がより安全で経済的であると思われる。不透水性の築堤材料はダム地点下流の左岸にある。

2.2.2 Kali Gandaki No. 1 ダム地点 (2)

このダム地点は Kali Gandaki 河にあり、そのダム軸予定線は Kali Gandaki 河とその支流 Riri Khola の合流点の上流約 4 Km の所である。ダム地点附近では Kali Gandaki 河は Mahabharat 山脈の北側斜面を西に流れ、南に転じて山脈を横断した後、更に Mahabharat 山脈にそつて東に流れ、大きなループを形成している。

ダム地点では河は非常に狭く、深い峡谷をなしている。河巾は水面で約 60 m であり、兩岸はほぼ垂直に 80 m から 100 m の高さまで切り立っている。その上では谷はやゝ広くなつており、左岸には段丘堆積物がある。図 5.3 にダム地点のスケッチを示す。

ダム地点の地質は先カンブリア紀— 下部古生代の石灰質片岩状砂岩、粘板岩状片岩、石墨緑混滑石片岩からなっている。地層の走行は $N 75^\circ - 60^\circ W$ 、その傾斜は 20° NE ±である。岩石の圧縮強度は 600 Kg/cm^2 から $1,300 \text{ Kg/cm}^2$ 程度と思はれる。片理にそつと、片理に直角の方向に多くの亀裂、節理及び断裂がある。右岸のダム軸予定線の近くに一つの小さな垂直断層、或は節理が見えるが、しかし深く入つているとは思はれない。

ダム地点には、開いてはいないが多くの亀裂、節理、断層があるので、ダムの築造に当つて

はセメント注入や薬液注入を必要とする。フィルタイプ・ダムの不透水性材料は、ダム地点から2 Kmの範囲内にある。

峡谷の水深は、乾季で約20 mから25 mある。河床の砂礫堆積物は余り厚くはなく10 mから15 m程度である。

ダム軸予定線の下流約150 mの左岸に深い谷があり、弱い、或は擾乱された地帯と思はれる。これらは左岸の安定に影響を及ぼすかも知れぬので、将来慎重な調査を必要とする。

上にのべた様な心配をさける為に、代替のダム地点を谷から離れた所にする事が出来る。この代替地点はこの地点の上流約800 mの所である。代替地点の両岸は高い急峻な斜面をなすが、この地点程急ではない。右岸は左岸よりも高くなっている。この地点の地質は石灰質の砂質片岩、片岩状石灰岩、珪質粘板岩状片岩、石墨緑泥滑石片岩よりなる。地層の走向はN60°-70°W、傾斜は10°-25°NEである。左岸の水際に走向N60°-70°W、傾斜10°-25°NEの平行節理が発達しているのが見える。この平行節理は開いたものではないので、ダム建設の問題にはならない。ダム地点の表土は余り厚くなく、1 mから5 m程度である。岩石の風化層が5 mから10 m程度と思はれる。

この代替地点に於けるダムの体積はこの地点よりは大きい、やはりコンクリート・ダムにせよ、フィルタイプ・ダムにせよ、大ダムの建設に適した地点である。

2.2.3 Kali Gandaki No. 2 ダム地点 (3)

このダム地点は今回は実地調査を行はなかつた。ダム地点はKali Gandaki No.1 地点の下流のKali Gandaki 河にあり、予定ダム軸線はTrisuli 河との合流点の上流約22 Kmの所である。地質はKali Gandaki No.1 地点と殆ど同じと思はれ、大ダムの建設に適する。

2.2.4 Buri Gandaki ダム地点 (4)

Buri Gandaki ダム地点は、Buri Gandaki 河にあり、予定ダム軸線はTrisuli 河との合流点の上流約2 Kmの所である。新しくできたKathmandu - Pokhara ハイウエーが、Trisuli 河の左岸にそつてこの合流点の近くを通つている。ダム地点にはこのハイウエーから分れて、Buri Gandaki 河の右岸にそう小道をたどつて到達する事ができる。

Trisuli 河を渡るのはフェリー・ポートによる。この小道はずつと奥地のヒマラヤの麓まで伸びており、年中通行人がたえず、奥地への重要な交通路となつている。

Buri Gandaki ダム地点は石灰質片岩、片状石灰岩、含柘榴石緑簾石片岩、粘板岩及び珪質砂岩の準片岩などのやゝ古い岩層からなつている。図5.4にダム地点のスケッチを示す。地層

の走向はE-W方向で、傾斜は垂直である。右岸は45°から60°の一樣な傾斜をもつた急な斜面をなしている。右岸の大部分は岩石の露頭である。左岸は水面から80m程上まで非常に急な(70°-80°)断崖をなし、それからゆるやかな斜面となつて、厚い表土及び崖錐におよわれている。従つて兩岸は同じ形をしていない。岩石の圧縮強度は600 Kg/cm²から1,800 Kg/cm²程度と推定される。

兩岸の水際には岩石の露頭があるが、河床は砂礫堆積物でおよわれ、その厚さは10mから20m程度と思はれる。

この地点では200m位の大きなダムをつくる事が出来ると思はれる。トンネルの掘さくも特別な問題があるとは思えない。しかしこれらは将来の詳細な地質調査で確かめられるべき事であろう。

2.2.5 Bhomichok ダム地点 (B)

このダム地点は Trisuli 河にあり、ダム軸予定線は Marsyandi 河との合流点と Buri Gandaki 河との合流点のほぼ中央にある。新しくできた Kathmandu - Pokhara ハイウエーが Trisuli 河の左岸を通っている。

ダム地点の地質は、上部先カンブリア紀の砂岩、粘板岩、珪岩、珪質雲母片岩、緑色片岩、石墨緑泥石英片岩、雲母片麻岩、花崗片麻岩などの変成岩(又は準片岩)からなる。これらの岩層の走向は概むねN70°EからEWの間で変化し、又傾斜は40°Sから90°の間で変化している。兩岸とも同じ様な斜面をしており、約35°から45°である。斜面の表土は厚くなく、約1mから5m程度である。

岩盤の風化及び変質の状況はネパールに於ける他のダム地点と同様のパターンである。基礎の凝固や亀裂や断裂を封じる為に、セメント注入を必要とする。河床の砂礫堆積物は余り厚くなく、大体1mから5m程度である。水際や河床では若干の岩石の露頭を見る事が出来る。この地点の地質はコンクリート重力ダムにも、フィルタイプ・ダムにも適する。野外踏査によれば、フィルタイプ・ダムの不透水性材料は、ダム地点の数Km上流或は下流の Trisuli 河左岸にある。

2.2.6 Marsyandi ダム地点 (B)

ダム地点は Marsyandi 河にあり、ダム軸予定線は Trisuli 河との合流点の上流約1Kmの所である。新しくできた Kathmandu - Pokhara ハイウエーが Trisuli 河左岸にそつており、Trisuli 河と Marsyandi 河の合流点の少し下流で Trisuli 河を横断して、

Marsyandi 河の右岸そびにのびている。この為、このダム地点は、ネパールでは例外的といえる程交通の便が良い。

ダム地点の地質は、先カンブリア紀から下部古生代の緑泥石英片岩、石英片岩、珪質片岩等の準片岩からなっている。片理の一般走向は $N70^{\circ}E$ から EW 、傾斜は $0^{\circ}-50^{\circ}N$ から NE である。これらの岩石は大体、数mの深さまで風化されており、非常に亀裂が多い。ダム地点の兩岸には小さな準断層がいくつかある。これらの擾乱は変位を伴っていないので、施工上の大きな問題になる事はないであろう。

ダム地点の河巾は約 80 m、兩岸は約 30° のゆるやかな勾配を為している。兩岸は比較的厚い表土と、所によつては砂礫の段丘でおもわれている。河床の砂礫堆積物は余り厚くなく、約 5 m から 10 m 程度である。

ダム予定地点は安定している様に見えるが、やゝ広い。もつと狭いダム地点は、提案されている地点の上流にいくつかある。一つの代替地点は、約 2.75 Km 上流の、背斜軸の見られる所の近くである。こゝではダム軸は、背斜軸と斜めに交はる。その斜角は右岸と 42° の角度をなしている。左岸の頂上の丁度東南にそつて、断層線の斜面が約 1.200 m ほど伸びている。もう一つの代替地点は、その更に上流 825 m の所で、右岸が 50 m ほど急ながけをなしている。

Kathmandu - Pokhara ハイウエーが、このがけを削つて、ダム地点のそばを通っている。この代替地点を通る EW 方向の断層があり、その傾斜は $35^{\circ}-80^{\circ}N$ である。この地点の河床堆積物は、やはり余り厚くなく、5 m 程度である。

今の所、一番はじめにのべたダム地点の方が、その安定した状況から、他の代替地点よりも好ましいと思はれるが、最終的決定はもちろん、今後の調査を待たねばならない。

2.2.7 Seti ダム地点 (7)

この地点は Seti 河上の、Seti 河と Madi 河の合流点上流約 2.8 Km の所である。Pokhara - Kathmandu ハイウエーがこの地点を通っている。この地点の地質は古い変成岩からなっている。一般走向は大体 EW 、傾斜は南の方向である。以上は車中からの観察によつて知り得たもので、詳細な踏査は、今回は行はなかつた。

2.8 Sapt Kosi 河流域

2.8.1 Sun Kosi 大ダム地点 (8)

ダム地点は Chiptar 村の近くの Sun Kosi 河にあり、Dadh Kosi 河と Sun Kosi 河の合流点の下流約 10 Km の所である。この地点は前に Sun Kosi (B) 地点と呼ばれ、ポー

リングと地震波探査をやつた事がある。図 5.5 にダム地点のスケッチを示す。この地点の地質は、先カンブリア紀から下部古生代に属する Mahabharat 層の珪質雲母石英片岩、石英緑簾石緑色片岩、カルシフアイア、変成した石灰岩（僅かに縞模様あり）、角閃輝石片岩、含柘榴石石灰質雲母片岩、石英脈等の変成岩からなる。

以上の中で、石灰質片岩（カルシフアイア）と石灰岩が大部分をしめる。

これらの岩石には、風化とヒマラヤの地殻運動に伴う大きな横圧の為に、多くの片理に平行、斜交、又は直交する亀裂、節理、及び断裂がある。地層の走向は $N40^{\circ}W - EW - N40^{\circ}E$ と変化し、又傾斜も $10^{\circ} - 65^{\circ} SW - SE$ と変化している。

右岸は非常に急で、約 $50^{\circ} - 60^{\circ}$ の勾配をしている。斜面の大部分に基盤の露頭があり、ごく一部が表土や崖錐でおとわれている。

左岸は河床から 10 m 程上まで急で、それから厚い崖錐でおとわれた、ゆるやかな斜面となっている。ダム軸予定線の上流 120 m 程の所の右岸に、走向 $N25^{\circ} - 30^{\circ}W$ 、傾斜 $70^{\circ}NE$ の主断層が見える。この断層は左岸には入っていない。この断層はダム工事の施工には大した影響はないと思はれる。

河床の砂礫堆積物は非常に厚く、ダム軸上の河床中心部で約 26 m、そして右岸から 8 m の所で 7 m となっている。

岩石の圧縮強度は 600 Kg/cm から $1,200 \text{ Kg/cm}$ 程度と推定される。少くとも約 8 m の変質した地層を掘さくする必要がある。岩盤の亀裂や節理を充填する為にセメント注入や薬液注入が必要である。

3. Mahabharat 山脈から発する河

3.1 Bagmati 河流域

3.1.1 Bagmati ダム地点 (09)

ダム地点は Bagmati 河にあり、東西ハイウエーの橋梁が、Bagmati 河を横断する所の上流約 5 Km の所にある。この地点で河が Siwalik 山脈から Terai 平野に流れ出ている。

ダム地点の地質は、鮮新世 - 洪積世に属する下部 Siwalik 層の砂岩、頁岩、及びシルト岩からなっている。地層の一般走向は $EW \pm$ 、傾斜は $20^{\circ}S \pm$ である。ダム地点の下流に多少褶曲がみえる。これらの岩石は余り固くなく、圧縮強度は 100 Kg/cm から 300 kg/cm 程度である。ダム地点の河床砂礫堆積物の厚さは 15 m から 25 m 程度と推定される。表層の風化

と岩盤の硬さからみて、高さ 100 m 以下のフィルタイプ・ダムがこの地点には適している。ダム地点に至るのは別に難しくない。東西ハイウエーから分れた、長さ約 5 Km の施工道路を、Bagmati 河の左右兩岸、どちらにでもつける事が出来る。

3.1.2 Kulikhani No. 1 プロジェクト地点 ②

Kulikhani 河は Kathmandu 盆地の西南のへりを東南の方向に流れて、Bagmati 河と合流する。Kulikhani 河の南には East Rapti 河が西の方向に流れ、Sapt Gandaki 河と合流している。この Kulikhani 河と East Rapti 河は Mahabharat 山脈の高い屋根で隔てられている。この計画は、Kulikhani 河に貯水池をつくり、その水を East Rapti 河へ流域変更して発電しようとするものである。

Kulikhani No.1 プロジェクトのダム地点は、Kulikhani 河上にあり、ダム軸予定線は、Kulikhani 河が Bagmati 河と合流する点の上流約 16 Km の所である。この地点ではボーリングと地震波探査を行つた事がある。ダム地点での河床の巾は約 50 m である。右岸は 1:1.2 から 1:1.7 の勾配をなしており、広く土や岩塊からなる崖錐でおゝわれている。

左岸は河床の上約 100 m まで、勾配 1:0.3 から 1:0.6 の非常に急な勾配をなしており、広く岩盤の露頭がある。

Kulikhani ダム地点の岩盤は、砂質準片岩、黒雲母片岩、及び粘板岩の層状構造で、走向はともに NW 25°-30°、傾斜は 30°-40° NE である。岩層は河の方向と、右岸から左岸に向つて斜交し、その交角は 55°-60° の鋭角をなしている。

砂質準片岩は多くの開いた亀裂があり、表層は風化している。岩盤の露頭からは、亀裂が多い為に、直径 10 cm から 30 cm 位のブロックを容易にはがす事ができる。粘板岩と片岩の表面層も相当風化している。幾つかの走向断層があり、含銅石英緑泥緑簾石脈のある二本のはつきりした断層が、層理の走向と同じ様に走っている。これらは小規模のもので、基礎の安定には影響はないが、基礎の浸透水の通路となる可能性がある。これらの断層や表面の亀裂の多い層に対しては相当な基礎処理を必要とする。

余水吐は左岸に予定されており、厚い崖錐堆積物の掘さく約 8 m から 10 m を必要とする。崖錐の下は非常に風化した、或は亀裂の多い岩石ゾーンが更に 10 m 程あると考えられる。仮排水用トンネルも左岸に予定され、路線は大部分新鮮な、又は僅かに風化した岩石の中を通る。小さな断層が若干あるが、大した問題にはならない。

不透水性材料や採石場はダム地点から 1 Km の範囲にある。

発電用のトンネルは Mahabharat の高い尾根の下を通り、貯水池の水を発電所まで導く。トンネルは最初の 500 m 程は、地震波速度の小さい粘板岩状岩石と砂岩 — 粘板岩互層の中を通り、この部分は十分な支保工とライニングを必要とする。その他の部分は花崗岩と主に砂岩と珪岩からなる変成した水成岩相の中を通り、施工上の問題は余りない。

このプロジェクトでは地下発電所を考えている。発電所は砂質準片岩、黒雲母片岩、及び粘板岩の互層の中に予定されている。黒雲母片岩と粘板岩はやゝ軟く、且つもろい。一般走向は NW — SE の方向であるが、その他の方向のものも見られる。傾斜の角度と方向は様々である。片状岩石のもろさとその著しい葉状構造からみて、地下水の為に飽和した時、掘さく面の岩石の膨脹と崩落が生じる事が考えられる。十分な支保工とライニングの他に、ロックボルトの様な特殊な保護策を要すると思はれる。ボーリングの結果によると、岩層の著しい擾乱は見られないが、多分断層による弱い破碎帯を見出す事ができる。この様な弱い地帯は、発電所の位置を少し変える事によつて、これをさける事ができる。

3.1.3 Kulikhani No. 2 プロジェクト地点 ㉒

Kulikhani No. 1 発電所の放水は、更に下流の No. 2 発電所へ導かれる。

水路の路線の地質は、砂岩と粘板岩の互層、砂岩準片岩、角礫状石灰岩の堆積物等からなり、僅かに変成作用を受け、又風化しており、亀裂、節理、断裂がある。地層の一般走向は N50°W、傾斜は 35°NE である。これらの岩石は、角礫状石灰岩の他は硬く、下部古生代に属する。角礫状石灰岩はずつと若い年代、多分洪積世の段丘堆積物の固結したものである。

この水路は発電所の約 2 Km 手前の所で断層（走向は N85°E 方向）を横切る。No.2 発電所地点の地質は主に下部古生代の砂岩と粘板岩の互層からなり、若干の亀裂、節理、断裂がある。角礫状石灰岩は No.2 発電所の、丁度東に現れている。この岩石は余り硬くなく、重い構造物はこの地層をさけた方がよいと思はれる。

3.1.4 Kulikhani No. 3 プロジェクト地点 ㉓

Kulikhani No.2 発電所の放水と East Rapti 河の水は、No. 2 発電所から 2 Km 下流の Bayal Bause にダムをつくつて調節し、更に下流の No. 3 発電所へ導かれる。

ダム地点は主として砂岩準片岩からなり、その走向は NW — ES、傾斜は 60°N から垂直である。兩岸は急な斜面をなしており、コンクリート或はロックフィル・ダムの築造に適する。河床の砂礫の厚さは 20 m か、それ以下と推定される。この地点ではまだボーリングや地震波探査を行っていない。

発電用トンネルの長さは約4 Kmで、次の様な地層の互層の中を通る：(1) 晶質石灰岩，(2) 粘板岩，千枚岩，及び黒雲母片岩の互層，(3) 古い時代の砂岩準片岩，及び(4) 下部 Siwalik 層の砂岩と粘板岩の互層。鮮新世の下部 Siwalik 層は、トンネルの最後の 600 m の区間である。古い地層の一般走向は $N 60^{\circ}W$ ，傾斜は $40^{\circ}NE$ である。古い地層と Siwalik 層の境界は衝上断層面をなし、その走向は $N 70^{\circ}W$ である。

発電所の位置は Siwalik 層の所である。Siwalik 層砂岩の圧縮強度は 200 Kg/cm^2 から 300 Kg/cm^2 程度と推定される。

3.2 Kamla 河流域

3.2.1 Kamla ダム地点

図 5.6 にダム地点のスイッチを示す。この地点の地質は鮮新世 — 洪積世の上部及び中部 Siwalik 層からなる。岩石は砂岩，頁岩（灰色，白色，及び黄味がかつた灰色），シルト岩，礫岩状シルト質泥岩，砂質頁岩，及び若干のレンズ状亜炭の互層である。走向は $N 70^{\circ} - 20^{\circ}E$ の範囲で変化し、傾斜は $0^{\circ} - 40^{\circ}N$ から ES であり、背斜軸がある事を表している。これらの岩石は軟く、場所によつては非常に軟かく、著しく風化し変質している。ここではボーリングをやつた事がある。この地点の特徴は兩岸の高い所に古い段丘がまだ残つている、と言う事である。右岸は河床から約 70 m までは非常に急であり、その上は平らになつており、高い（古い）段丘でおゝわれている。左岸は非常にゆるい斜面をなし、高い段丘と低い（新しい）段丘によつておゝわれている。低い段丘は非常に厚く、20 m から 25 m 位あるが、高い段丘は比較的うすく、その厚さは場所によつて 2 m から 10 m 位である。これらの高い段丘と低い段丘は砂礫からなつている（礫の大きさは 10 cm から 30 cm 位、所謂 "Dun Gravel" と言ひもの）。

河床の沖積堆積物の厚さは所によつて 4 m から 22 m 程である。沖積堆積物の下の岩盤の表面は、非常に不規則で、河の左岸側が深い。これは古い時代に右岸が河の中に突き出しておつて、流れが左岸を深く洗掘したものと思はれる。その後、右岸の突出部は侵蝕されてなくなり、今の様な河床になつた様である。左右兩岸の岩は非常に風化され、変質している。ダム地点の岩石の圧縮強度は 50 Kg/cm^2 から 400 Kg/cm^2 で、平均で 180 Kg/cm^2 位である。高さ 50 m から 65 m 位のフィルタイプ・ダムがこの地点では適している。築堤材料はダム地点の下流 2 Km の範囲にある。

3.3 Kankai Mai 河流域

3.3.1 Kankai ダム地点 ④

ダム地点は東西ハイウエーの橋梁が Kankai Mai 河を横断する所の上流約 5 Kmの所にある。

ダム地点の河床の巾は 60 m 位で、厚さ 17 m から 19 m ほどの砂礫でまわられている。左岸には斜面の崩れによる岩の多い崖錐が堆積している。兩岸の勾配は比較的急で、左岸が 40°、右岸が 47°位である。

ダム地点の地層は砂岩、頁岩、及びシルト岩の互層からなり、走向は N40°-60°E、傾斜は 40°-50°NW である。これらの地層は鮮新世 - 洪積世の中部又は上部 Siwalik 層に属する。岩石は比較的軟かく、又風化し易く、圧縮強度は 100-300 Kg/cm² 程度、比重は 2.3-2.4 位である。頁岩は主に左岸に露出しており、その傾斜は斜面と殆ど平行である。一方砂岩は右岸に多く、その傾斜は斜面と直角である。

角礫岩や粘土質の物質を伴う N40°-70°E の方向の主断層が、左岸の奥約 800 m の所を走っている。セメント又は薬液注入が断層面に沿い漏水や毛細管現象を防ぐ為に必要であると思われる。余水吐の予定地点は右岸にある鞍部である。その地質は NS 方向の走向と東方向の傾斜をもつ砂岩が主である。余水吐は表面の風化層やゆるんだ層を掘さくして、充分新鮮でしつかりした砂岩の上に乗せなければならない。掘さくの深さは数 m から 10 m 位と思われる。

発電用トンネルと仮排水用トンネルは共に右岸に位置する。トンネルの入口と出口は共に砂岩層の風化した亀裂の多い表層を取り除いた後で施工されなければならないが、トンネルの施工そのものには余り問題がない様である。

採石場はダム地点の南方約 400-800 m の、左岸のゆるやかな斜面に置く事が出来る。採石場は主に砂岩からなり、若干の頁岩とシルト岩が介在するが、表土はうすく、1-2 m 位である。土取場としては、Siwalik 山脈と Terai 平野の間の境界地帯に、不透水性材料に適した残積土がある。ダム地点までの運搬距離は約 2.0-2.5 Km である。

3.3.2 Mai Khola Loop ダム地点 ⑤

ダム地点は Kankai Mai 河にあり、ダム軸予定線は Kankai Mai 河と Doe Mai 河の合流点の上流約 8 Km の所である。Kankai Mai 河はダム地点の下流で大きなループをなしている。ダム地点の地質は、下部 Siwalik 層の砂岩、シルト岩、及び頁岩からなるが、砂岩が大部分である。砂岩はやゝ硬く、圧縮強度は約 200 Kg/cm² 程度である。比重は約 2.3-2.4 である。

古い変成岩の地層と下部 Siwalik 層の境界は、ダム地点の北方約 700 m の所を SW-NE

の方向に走っている。この二つの地層の境界は衝上断層を為しているが、ダム地点の施工には影響はない。

地層の走向はEWで、傾斜は $70^{\circ}-90^{\circ}N$ と急な角度をなしている。岩盤上の表土の厚さは約1mから3m位である。河床の砂礫層の厚さは2mから15m位と推定される。50m以下の低いコンクリート・ダムをつくる事も出来るが、フィルタイプ・ダムの方がより適している様に思われる。

3.4 Babai 河流域

3.4.1 Sarda ダム地点 ②

ダム地点は Sarda 河にあり、ダム軸予定線は Sarda 河とその本流 Babai 河の合流点の上流約16Kmの所にある。基礎の地質は上部第三紀層の砂岩と頁岩であるが、砂岩が大部分である。地層の一般走向はNW-ES、その傾斜は $70^{\circ}NE$ から $20^{\circ}NE$ である。これらの砂岩と頁岩は Siwalik 層に属し、その圧縮強度は $100Kg/cm^2$ から $400Kg/cm^2$ 程度と推定される。ダム地点での河床堆積物は特に厚いと言ひ程の事はなく、10mから15m程度と推定される。築堤材料はダム地点の近くにある。

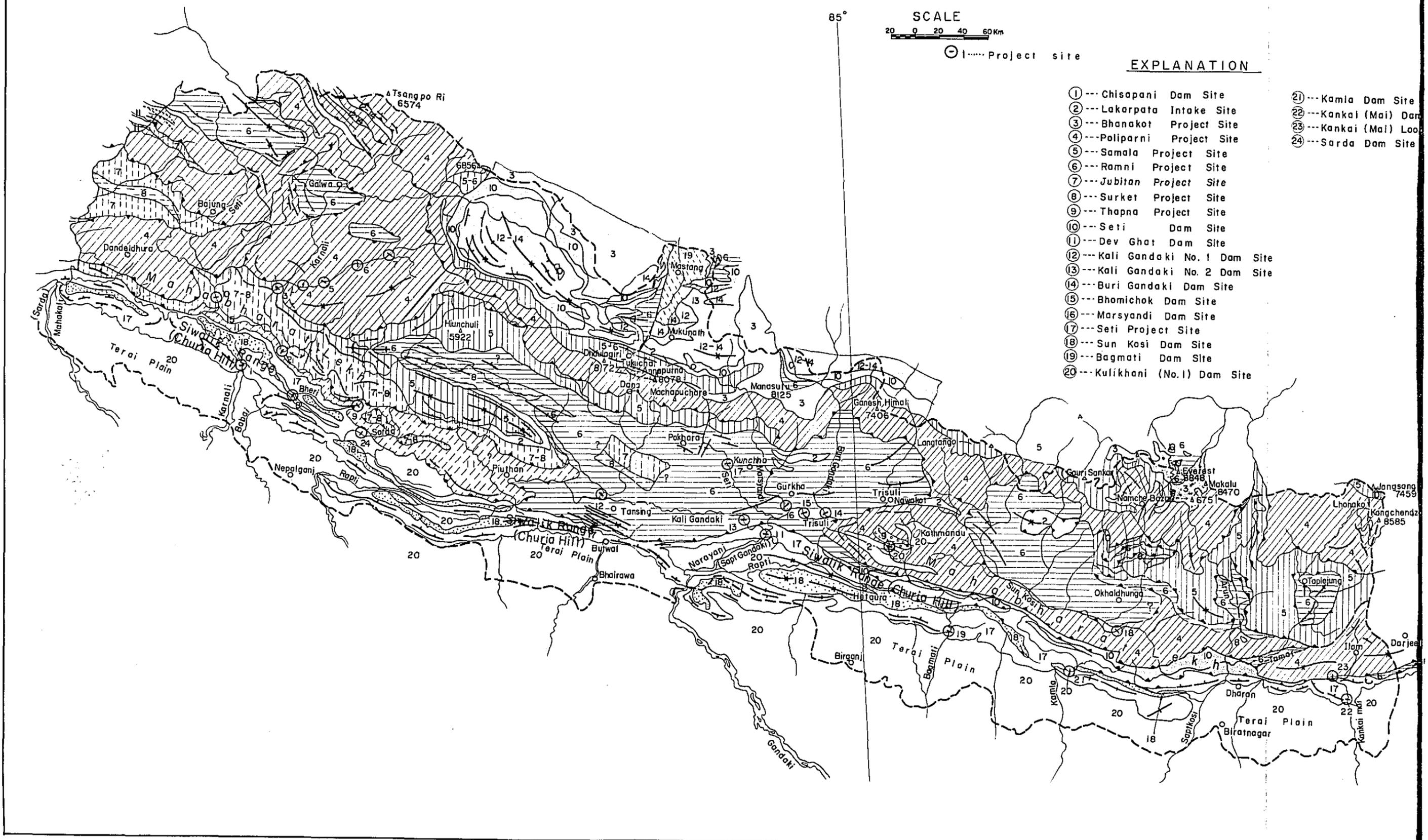
この地点での重要な地質的特徴は、Sarda 河の右岸をNW-ESの方向、つまり河の流れの方向に走る構造逆断層の存在である。

この逆断層の北東側は石炭紀から中生代の古い地層である砂岩、頁岩、珪岩、緑色岩からなり、その西南側は Siwalik 層である。この逆断層面は、ダム地点から約7Km上流の、河が北の方向にのぼつて行く所で Sarda 河を横切る。貯水池の水は、この逆断層の手前0.5Kmの所までしかさか上らないので、貯水池からの漏水の心配はないと思はれる。しかし、貯水池の右岸にこの逆断層面があると言ひ事は、貯水後に地這りや斜面の崩かいを起すおそれがある。この点については、将来慎重な調査をする必要がある。

発電用のトンネルは下部 Siwalik 層である左岸の尾根を貫ぬく。トンネルの入口と出口の間の Siwalik 層には $N40^{\circ}E$ から $N57^{\circ}E$ の方向の褶曲が見られる。急な傾斜をもつ断層が、トンネルの入口から約0.8Kmの所を横切つていると思はれる。Siwalik 層の傾斜は、トンネル路線の大部分にわたつてNE方向であり、褶曲の為に出口に近い所でSWの方向に變つている。従つて水圧鉄管は傾斜の方向と平行になる。水圧鉄管基礎の滑動を防ぐ為、十分な注意を払ひ必要がある。

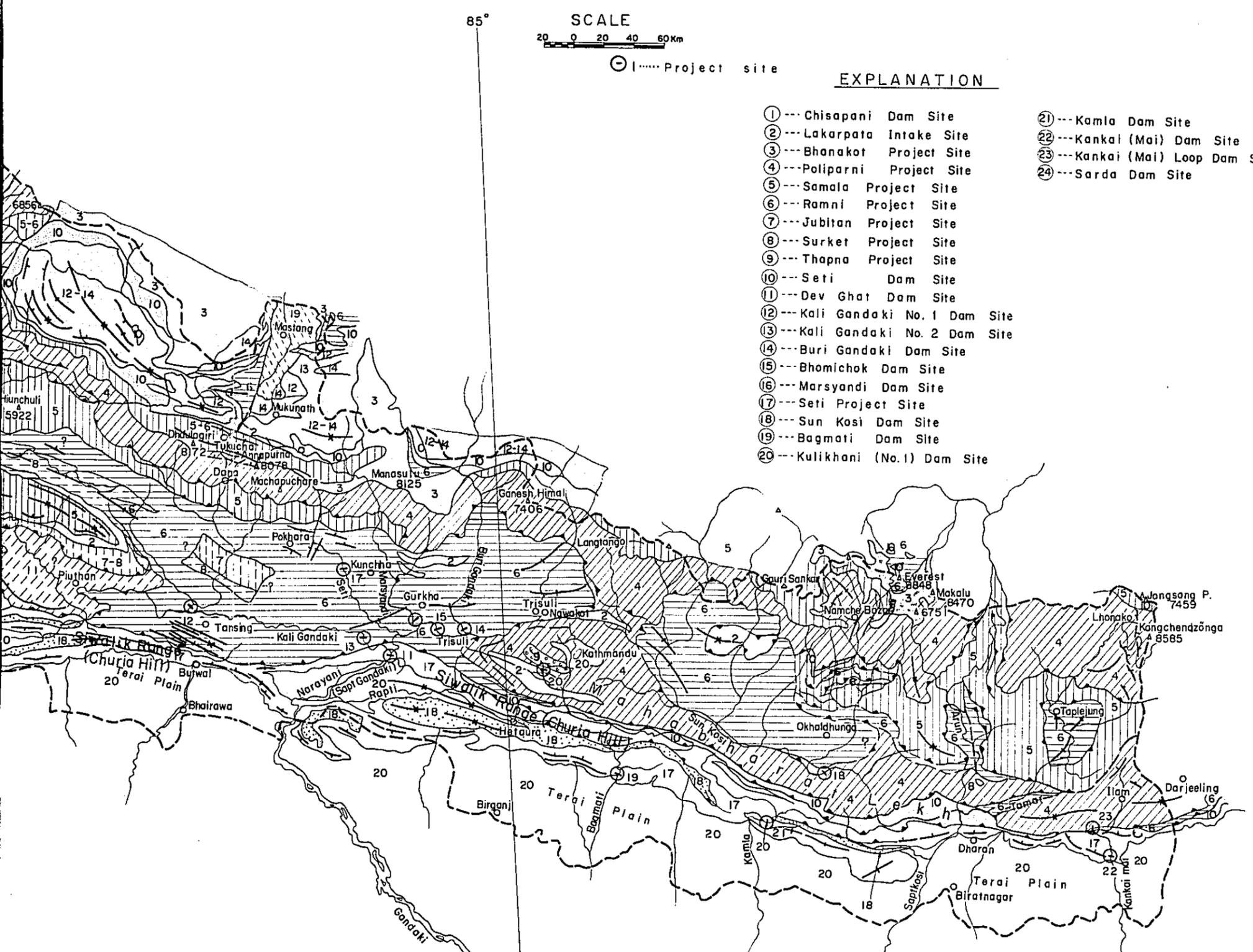
発電所地点の地質は下部 Siwalik 層の砂岩と頁岩からなり、地層の傾斜は約 $60^{\circ}SW$ である。これらの下部 Siwalik 層の岩はそれ程硬くなく、圧縮強度は $100Kg/cm^2$ から $400Kg/cm^2$ で、ダム地点に於ける岩と同じ程度である。

Fig. 5.1 GEOLOGICAL MAP OF NEPAL, with proposed dam site for hydro-electric power project.



5-14
1

Fig. 5.1 GEOLOGICAL MAP OF NEPAL, with proposed dam site for hydro-electric power project.

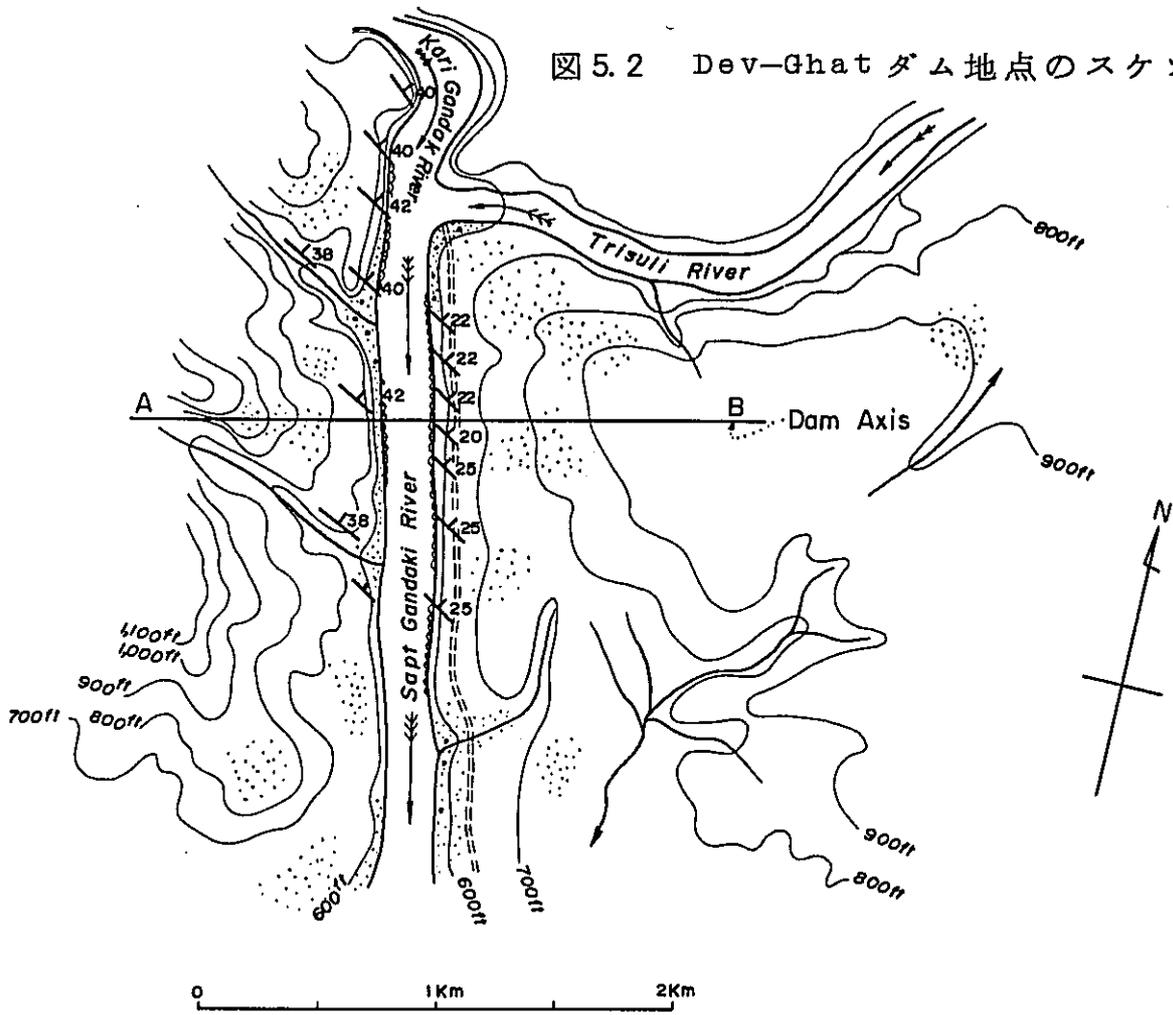


EXPLANATION

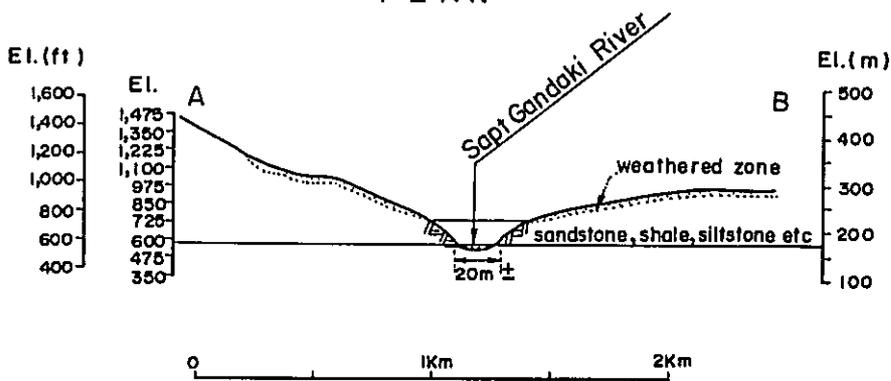
- ① --- Chisapani Dam Site
- ② --- Lakarpata Intake Site
- ③ --- Bhanakot Project Site
- ④ --- Poliparni Project Site
- ⑤ --- Samala Project Site
- ⑥ --- Ramni Project Site
- ⑦ --- Jubitan Project Site
- ⑧ --- Surket Project Site
- ⑨ --- Thapna Project Site
- ⑩ --- Seti Dam Site
- ⑪ --- Dev Ghat Dam Site
- ⑫ --- Kali Gandaki No. 1 Dam Site
- ⑬ --- Kali Gandaki No. 2 Dam Site
- ⑭ --- Buri Gandaki Dam Site
- ⑮ --- Bhomichok Dam Site
- ⑯ --- Marsyandi Dam Site
- ⑰ --- Seti Project Site
- ⑱ --- Sun Kosi Dam Site
- ⑲ --- Bagmati Dam Site
- ⑳ --- Kulikhani (No.1) Dam Site
- ㉑ --- Kamla Dam Site
- ㉒ --- Kankai (Mai) Dam Site
- ㉓ --- Kankai (Mai) Loop Dam Site
- ㉔ --- Sarda Dam Site

		Legend	
		Sub-and Lower Himalayas	
Quaternary	Pliocene - Pleistocene	20	Alluvial plain (Ganges) recent river terraces
		19	Karewas old river terraces
Tertiary	Oligocene - Miocene	18	Upper Siwaliks
		17	Middle and Lower Siwaliks
		16	Murrees
Mesozoic	Eocene	15	Subathus Nummulitic
		14	
		13	
Mesozoic	Cretaceous	12	Megalodon Limestone (Kashmir)
		11	Tal Krol Blaini - Infra Krol
		10	Zewan Panjal Trapp, Abor Volc. Gondwanas Damudas
Mesozoic	Triassic	9	Muth Tang-chu (Bhutan) Pulchauki (Nepal)
		8	Chamoli Qz Jaunsars, Piuthan (Nepal)
		7	Deoban, Shali, Tejam Lst Pithoragarh, Baxa, Navakot Jaunsars, Sinchu-La Qz
Precambrian - Palaeozoic	Late Precambrian to Lower Palaeozoic	6	Attok, Dogra, Simla Sl Dalings, Nava kot.
		5	Salkhalas, Jutogh Navakot (Part) Para Met.
		4	Darjeeling Gn. Qz. lime silic marbles gneiss - Migmatites
Precambrian	Igneous rocks	3	Tourmaline Gr. mostly Post Miocene
		2	Granites - grano diorites (Mostly Pre Miocene) Kashmir Gr, Almora Gr

図 5.2 Dev-Ghat ダム地点のスケッチ



PLAN



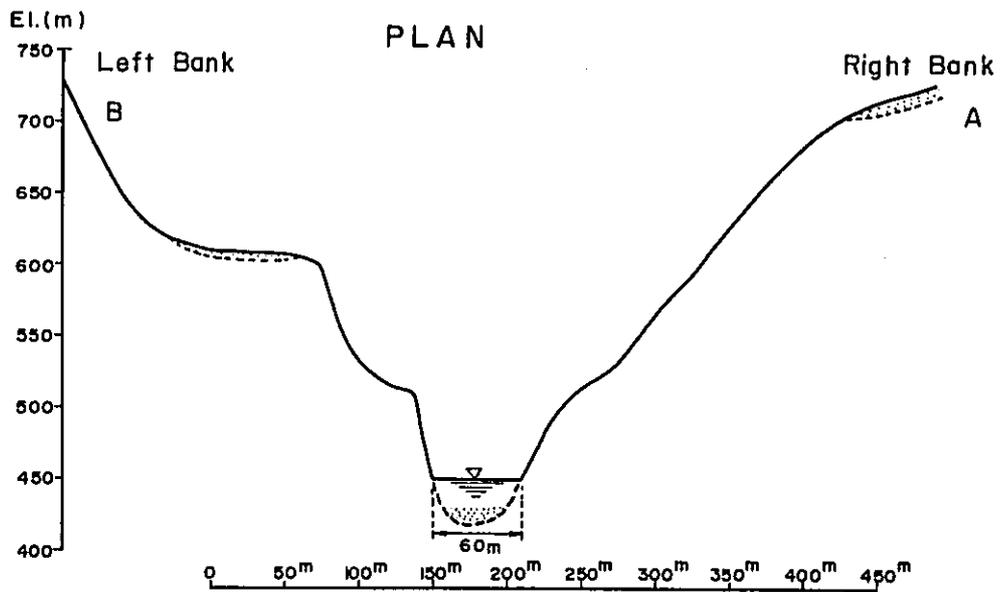
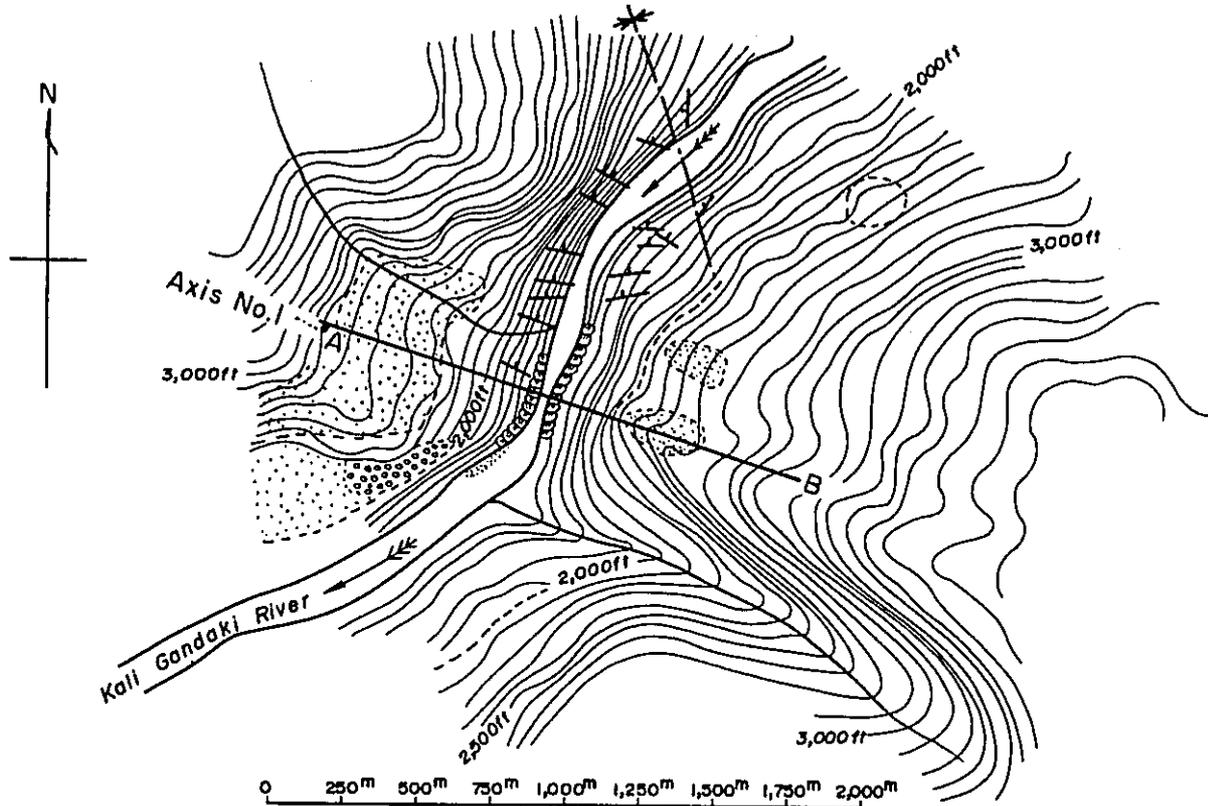
SECTION ALONG DAM AXIS

Legend

- River gravel and sand
- Terrace deposit and overburden (sand & gravel)--- comparatively thin.
- Alternation of sandstone, shale and siltstone (Lower Siwaliks Formation)--- Pliocene Age.
- Outcrop of sandstone, shale, siltstone. || Motorable road (not paved)

Fig.5.2 SKETCH MAP OF DEV-GHAT DAM SITE

図 5.3 Kali Gandaki No.1 ダム地点のスケッチ



SECTION ALONG DAM AXIS (A - B)

Legend

-  River terrace & overburden (soil)
-  Younger conglomerate and gravel (higher terrace deposits)
-  Unconformity
-  Old metamorphic rock, semi-schist etc.
-  Syncline axis

Fig.5.3 SKETCH MAP OF KALI GANDAKI NO.1 DAM SITE

図 5.4 Buri Gandaki ダム地点のスケッチ

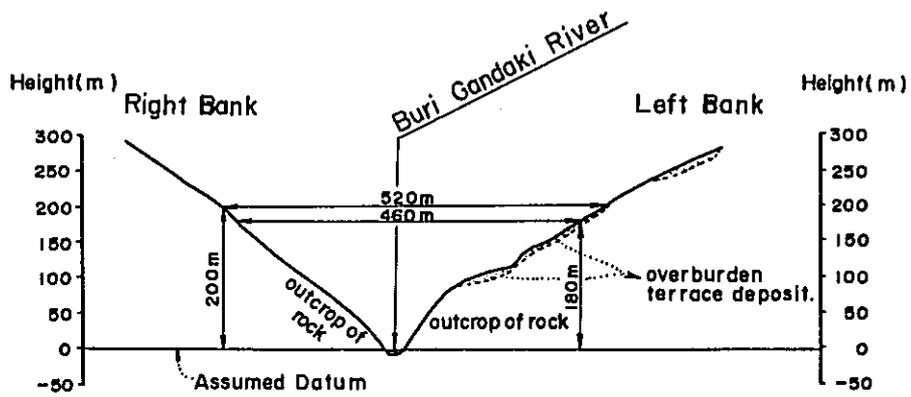
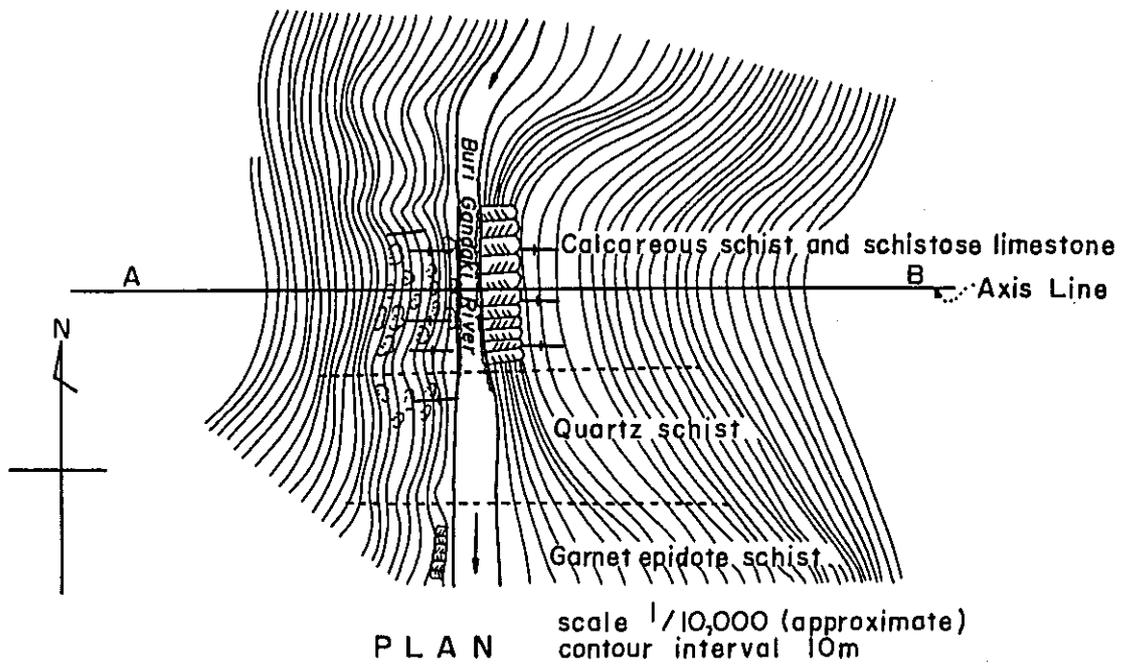


Fig.5.4 SKETCH MAP OF BURI GANDAKI DAM SITE

図 5.5 Sun Kosi ダム地点のスケッチ

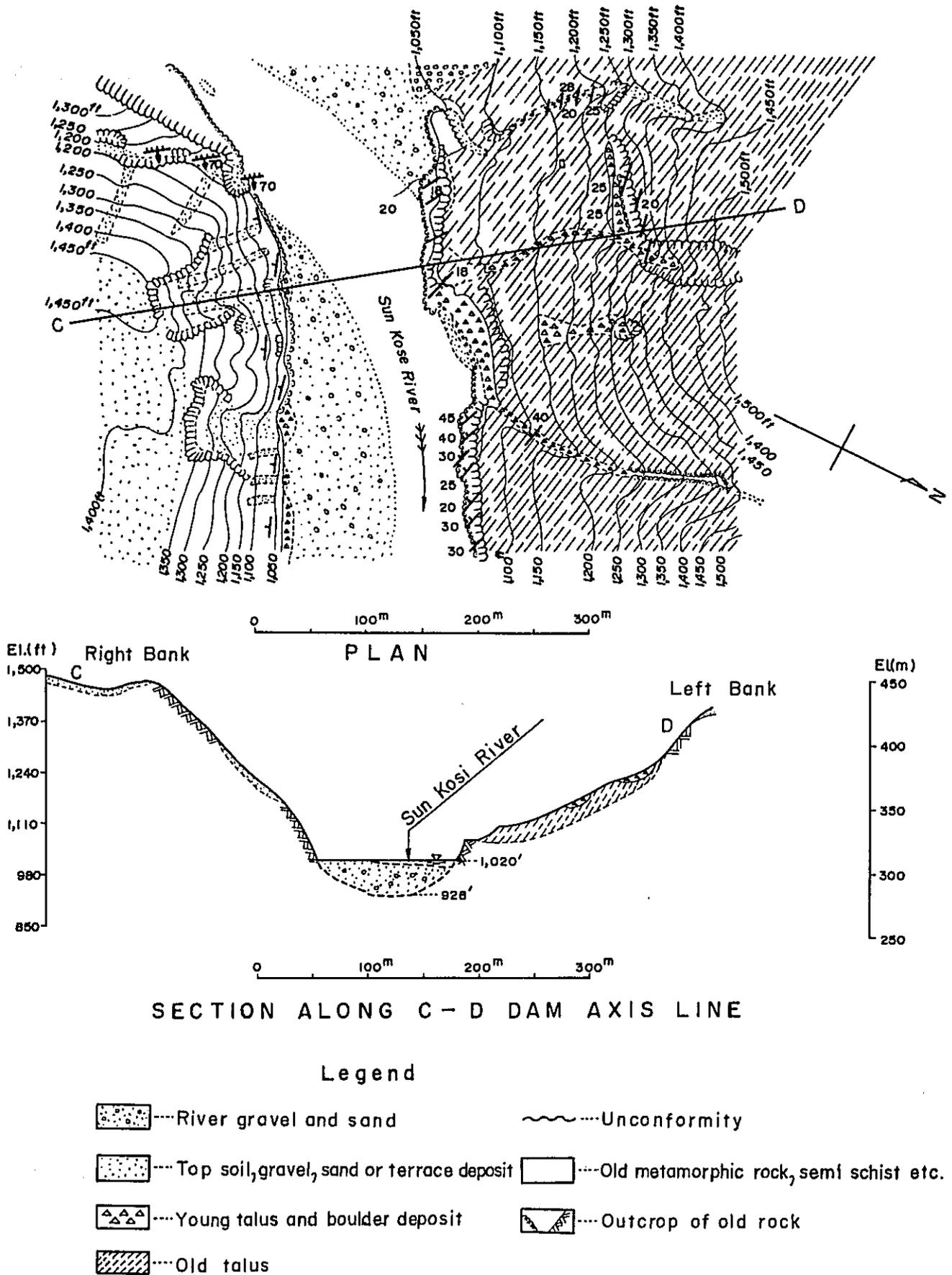
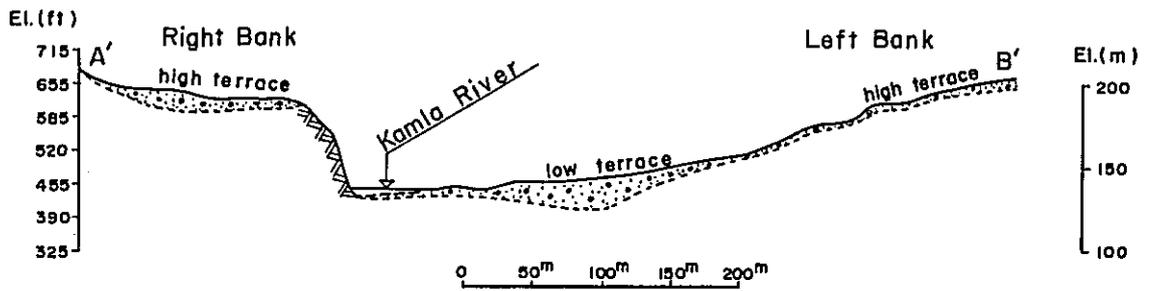
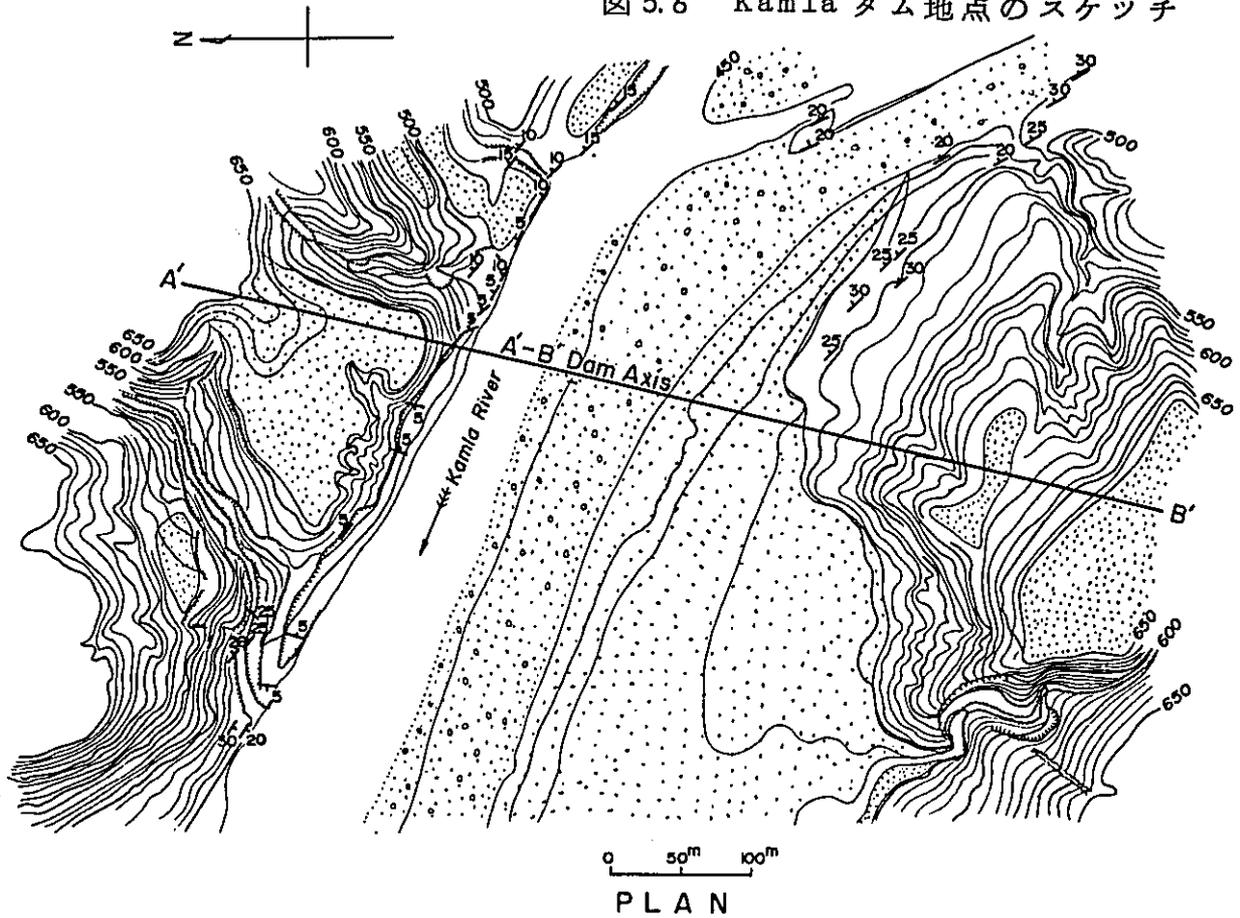


Fig.5.5 SKETCH MAP OF SUN KOSI DAM SITE

図 5.6 Kamla ダム地点のスケッチ



Legend

-  ---River gravel and sand, terrace deposit (high...old, low...young)
-  ---Overburden, top soil etc.
-  ---Upper Siwaliks Formation (alternation of sandstone, shale, siltstone, mudstone conglomeratic muddy stone etc.)---- soft, weathered. (compressive strength 50 kg/cm² ~ 150 kg/cm²)

Fig. 5.6 SKETCH MAP OF KAMLA DAM SITE

