ながら低水期には、サプトガンダキ発電所が1日12時間運転され、それ以後停止されるので、残りの12時間中は下流の流れが途絶えるようなことがある。この場合、ポンプ場での揚水に支障が生ずるおそれがある。

この問題を調べるため、チトワン盆地かんがい計画とその水供給システムを調査した。"チトワン盆地開発計画報告書、1972年9月"によると、ポンプ容量と主用水路の通水量は、そのかんがい方式上連続した河川流量を前提条件とはしていない。主用水路は1日12時間のポンプ運転時間を前提として設計されている。すなわち残りの12時間はポンプ揚水なしでも、24時間連続して供給できるだけの貯留量をこの水路が有していることを意味している。ポンプは19㎥／秒の揚水能力をもっている。この揚水能力は、以下に示されるように必要量を12時間で揚水するために必要な容量より大きい。

月	かんがい用水需要（24時間連続供給、㎥／秒）	12時間運転の場合の所要揚水量（㎥／秒）
1 月	4.2	8.4
2 月	6.9	13.8
3 月	8.2	16.4
4 月	8.9	17.8
5 月	8.3	16.6
6 月	5.1	10.2
7 月	2.2	4.4
8 月	2.7	5.4
9 月	6.8	13.6
10 月	4.1	8.2
11 月	5.1	10.2
12 月	3.7	7.4

上述のごとく主用水路とポンプは1日12時間の運転により所要かんがい用水量を供給する容量をもっている。すなわち、サプトガンダキ発電所が運転されている12時間の間にかんがい用の1日の所要水量を揚水することによって、下流には24時間連続してかんがい用水を供給することができる。したがって、河川水が12時間途絶えた場合でも、下流のかんがいには重大な影響を及ぼすことはないと考えられる。

11.6 その他の影響

経済：当プロジェクトが周辺地域に経済上の悪影響を及ぼすとは考えられない。ほとんどの労働力が失業状態にある地域の雇用の機会を増大させ、購買力向上と経済活動の活性化をもたらすであろう。当プロジェクト完成後この地域は観光地とな

り、観光収入をももたらすと予想される。

文化：文化面での最大の影響は、デビガットにある寺院の水没である。そこでは毎年大祭が行われ、全国から多くの参拝者がある。この寺院は保存されるべきであり、移転して可能な限り現状のまま再建する計画である。その他には文化面での悪影響は見あたらない。

生態：生態に関する資料不足のため、当プロジェクトが生態に及ぼす影響を予測することは困難である。しかしながらつぎのような当プロジェクトによる生態への悪影響が考えられる。

カリガンダ河上流部には、ワニが生息しており政府によって保護されている。現在ワニの分布している付近は当プロジェクト完成後の水没予定地に入っているが、上流には同様な生息適地があり、移動していくものと思われ特別の対策は今の所考えていない。

流送土砂：サプトガンダキ川は大量の流送土砂を下流へ運んでいる。この流送土砂は下流で水位上昇等の問題を引き起こしているが、一方では下流の農地へ肥沃な土壌をもたらし、微妙な生態系のバランスを保つことに貢献している。この種の自然現象が、当プロジェクトによって影響されるだろう。しかしながら下流の流送土砂量が減少するのは、貯水池が堆砂で埋まるわずかな数年間だけの一時的なものであるため、その影響は小さく無視しうるものと考えられる。

表－11.1 水没地域に対する補償費

Items	Q'ty	Unit Price (Rs)	Amount (Rs)
- Agricultural Lands:			
Paddy field	48 ha	50,000/ha	2,400,000
Upland field	393 "	40,000/ha	15,700,000
- Residential Houses:			
First class	11 ea.	50,000/ea.	550,000
Second class	39 "	20,000/ea.	780,000
Third class	152 "	10,000/ea.	1,520,000
Fourth class	290 "	5,000/ea.	1,450,000
- Replacement of Temple	3 ea.	100,000/ea.	300,000
- Replacement of School	4 ea.	50,000/ea.	200,000
- Compensation for Suspension Bridge			80,000
- Relocation of Mugling Road			65,000,000
- Miscellaneous (20%)			22,000,000
Total:			Rs. 110,000,000 (U.S.$ 8,630,000)

表－11.2 水没地域内の土地、家屋および施設

Area	Agricultural Lands (ha)			Residential Houses (ea.)					Others			
	Paddy Field	Upland Field	Total	1st Class	2nd "	3rd "	4th "	Total	Temple (ea)	School (ea)	Suspension Bridge (ea)	Road (km)
Devight Area	0	80	80	1	7	25	40	73	3	1	1	0
Quidi "	0	50	50	0	2	35	15	52	0	0	0	0
Thimura "	15	35	50	0	0	25	45	70	0	1	0	0
Guhetar "	10	80	90	0	0	10	60	70	0	0	0	0
Bhathadi "	8	7	15	0	0	5	20	25	0	0	0	0
Kalimati "	10	50	60	0	0	25	35	60	0	0	0	0
Jugedi "	5	20	25	10	30	15	5	60	0	1	0	0
Sandaybagar "	0	13	13	0	0	5	15	20	0	0	0	0
Hardi "	0	13	13	0	0	7	15	22	0	0	0	0
Kalikatar "	0	15	15	0	0	0	20	20	0	1	1	0
Others "	0	30	30	0	0	0	20	20	0	0	0	8
Total:	48	393	441	11	39	152	290	492	3	4	2	8

第12章　自然流下式かんがい用水供給についての考察

12.1 概　　要

サプトガンダキプロジェクトの下流に、チトワン盆地開発計画と称するかんがいプロジェクトがある。それはナラヤニ、ロザーおよびカゲリという現在建設中の3つのかんがいプロジェクトから成りたっている。

ナラヤニプロジェクトでは、現在サプトガンダキプロジェクトから4km下流でポンプ場を建設中であり、このポンプ場でかんがい用水を揚水して供給する計画である。ところがサプトガンダキプロジェクトが完成すれば、このかんがい用水はサプトガンダキプロジェクト下流のポンプ場で揚水する代りに、貯水池から自然流下方式で供給可能となる。サプトガンダキ貯水池からの自然流下方式は，ポンプ場の運転維持管理費および設備更新費を不要にする。しかし他方、かんがい用水供給量に相当する当プロジェクトの可能発生電力量の減少とかんがい用水を供給するための取水設備・取り付け水路等の建設費を伴うことになり、サプトガンダキプロジェクト貯水池からのかんがい用水供給施設を設けるべきか否かを判断するためには、経済評価を行う必要があると考えられる。この問題に関する検討を本章で行う。

12.2 費用比較検討

12.2.1 概要

プロジェクトの評価期間内の費用を考慮して、ポンプ揚水式と自然流下式の両案の比較検討を行った。

この比較検討は次の基本的仮定に基づいて行った。

— 現在建設中のチトワン盆地開発計画のポンプ場と水路は、1985年初めから運転を開始する。

— サプトガンダキプロジェクトは1989年に完成予定であるため、当貯水池からの自然流下式かんがい用水供給は1989年11月から可能となる。

— したがって1989年11月までは、自然流下式の場合もポンプ揚水によりかんがい用水を供給する。

— ポンプ場、水路等はチトワン盆地開発計画においてすでに建設中であるの

で、これらはすべて既設施設と考える。すなわち、建設中のポンプ場、水路等の設備費はポンプ揚水計画の費用とは考えない。

上記の仮定に基づいて行った検討結果を以下に述べる。

12.2.2　ポンプ揚水式供給計画の費用

12.2.1項で説明したように、チトワン盆地開発計画により建設中のポンプ場、水路等の設備費はポンプ揚水式計画の費用とは考えない。ポンプ揚水式計画で必要となる費用は下記のものである。

— ポンプ設備の更新費

— ポンプ運転用電力費

ポンプ設備の運転維持管理費は、上記2つに比べてわずかであり無視しうる程小さいので特に考慮しないこととした。各費用は、"チトワン盆地開発計画報告書、1972年9月"に基づいて、下記のように算定された。

(1) ポンプ設備の更新費

2ヶ所のポンプ場（AとB）が、ナラヤニプロジェクトかんがい地域（12,730ヘクタール）にかんがい用水を供給するために設けられている。ポンプ場Aはサプトガンダキ河の流水を高台にある水槽へ揚水し、そこから水路を通してかんがい地へ水を供給する。ポンプ場Bは前述の水槽からさらに高い位置へ揚水し、高い位置にあるかんがい地へ水を供給する。各ポンプ場で設備されているポンプ設備は、以下のとおりである。

チトワン盆地開発計画のポンプ設備

ポンプ場	設計水頭（m）	容量（m³／秒）	設置数（台）
A	18.6	5.0	3
	11.6	2.0	2
B	16.0	5.0	1
	16.0	2.0	1

上記ポンプ設備の費用は、表12.1に示すように"チトワン盆地開発計画報告書"で算定されている（1972年物価水準）。ポンプの設備費用は各設備の耐用年数によって分類し、物価上昇率6パーセント／年の仮定に基づいて1982年価格に換算された。その結果を以下に示す。（表12.1参照）

チトワン盆地開発計画のポンプ設備費用

耐用年数（年）	1972年物価水準での費用（米ドル相当） ポンプ場 A	ポンプ場 B	合計	1982年物価水準での総費用（米ドル相当）
15	614,000	216,200	830,200	1,486,800
30	851,200	—	851,200	1,524,400
合計	1,465,200	216,200	1,681,400	3,011,200

上記設備費を耐用年数終了後必要となる設備更新費と考える。残存価値はほとんどないものとみて考慮しない。

(2) ポンプ運転用電力費

ポンプ運転用電力費は、前記のレポートに載っている月間使用電力量と電力料金0.572ネパールルピー／kW時（0.04486米ドル相当／kW時）から算定した。このポンプ運転用電力費は、下表に示すように771,420米ドル相当／年と算定された。

チトワン盆地開発計画のポンプ運転用電力費

月	使用電力量（千kW時）	電力費用（米ドル相当）
1	1,087	48,766
2	1,714	76,895
3	2,306	103,454
4	2,404	107,850
5	2,230	100,044
6	1,235	55,406
7	523	23,464
8	662	29,700
9	1,662	74,562
10	1,112	49,888
11	1,267	56,842
12	993	44,549
	年間電力費用	771,420米ドル相当

12.2.2.3 自然流下式供給計画の費用

自然流下式の場合、サプトガンダキ貯水池の取水設備と貯水池からチトワン盆地開発計画で設置する水槽までの取り付け水路が必要となる。さらにこの計画ではかんがい用水はサプトガンダキ発電所を通過せずに直接供給されるため、サプトガンダキプロジェクトの電力量便益の減少をもたらすが，この逸失便益を自然流下式計画の費

用とみなした。したがって自然流下式の場合の費用は下記のものとなる。

— 自然流下式計画における取水設備、および取り付け水路の建設費用

— サプトガンダキプロジェクトの逸失電力量便益

上記自然流下式の場合に必要な費用は以下のように算定した。

(1) 自然流下式の場合の取水設備と取り付け水路の建設費用

貯水池における取水設備と貯水池から水槽までの取り付け水路の建設費用を算定するため、所要最大通水能力19.0m³／秒の最も簡単で低廉な構造物の予備設計を行った。検討の結果最も低廉な設計案は、左岸アバットメントダム本体に取水施設（取水口ゲート、角落し、塵除け格子、取水管）を設置し、さらに発電所取り付け道路の掘削面に沿って直径 2.5m、長さ 250mの鋼管を設置し、この先は長さ 3,750mの台形断面開水路で水槽に結ぶ案となり、この案に対する水理学的・構造力学的検討によって得られた設計案を図12.1に示す。総建設費は上記設計に基づいて、表12.2に示すように 1,154,710米ドル相当と見積もられた。

(2) サプトガンダキプロジェクトの逸失電力量

サプトガンダキプロジェクトの逸失電力量は次式で求められる。

$$E = 9.8 \cdot \alpha \cdot Q \cdot H \cdot T$$

ここで　E：　逸失電力量（kW時）

α：　水車と発電機の合成効率（0.85）

Q：　かんがい用水供給量（m³／秒）

H：　有効落差（ 45.44m）

常時満水位標高 230mで常時せん頭力 225,000kWを起こす場合、放水路水位は184.56mとなる。損失水頭は小さいのでこれを無視すると、有効落差は 230－184.56＝ 45.44mとなる。

T：　発電時間（12時間／日）

かんがい用水供給による当プロジェクトの逸失電力量および逸失便益は、月間かんがい使用水量と電力料金 0.04486米ドル相当／kW時に基づき、表12.3のように算定され、それぞれ18,219,608kW時／年および 817,387米ドル相当／年となった。

12.2.4 費用比較と評価

ポンプ揚水式と自然流下式の各計画案の費用を比較のため以下にまとめて示す。

ポンプ揚水式および自然流下式計画案の費用計画

計画	費　目	費　用 (米ドル相当)	備　考
ポンプ揚水式	ポンプ設備更新費	1,486,800	15年で更新
	ポンプ設備更新費	1,524,400	30年で更新
	電力費	771,420	年間費用
自然流下式	かんがい用水施設建設費	1,154,710	
	かんがい用水供給による逸失便益	817,387	年間費用

耐用年限内のそれぞれの累加費用を図12.2に示す。同図からわかるように、自然流下式は耐用年限の前半すなわち2014年までの25年間はポンプ揚水式より割高となる。それ以降はポンプ揚水式の方がポンプ設備の更新のため、自然流下式よりも割高になる。したがって当面の間は既存のポンプ施設を全面的に利用することが経済的に有利であり、25年後ポンプ設備の更新時に自然流下式を考慮すべきであると判断された。

表－12.1 チトワン盆地かんがい計画のポンプ機器設備費

i) Installation Cost for Pumping Station A

(Base year of Cost Estimate: 1972)

Item	Life Time (Year)	Cost (US$) Area I, II, III	Area I-Ext.	Total Cost (US$)
Pump Set	15	233,400	22,100	255,500
High Tension Motors	15	265,100	34,700	299,800
Fittings	15	46,900	6,800	53,700
Transformers, Switch Gears, Overhead Line	30	851,200	0	851,200
Switch Gear	15	0	5,000	5,000
Total Cost (US$)	-	1,396,600	68,600	1,465,200

ii) Instalaltion Cost for Pumping Station B

(Base year of Cost Estimate: 1972)

Item	Life Time (Year)	Cost (US$) Area I, II, III	Area I-Ext.	Total Cost (US$)
Pump Set	15	63,200	22,100	85,300
High Tension Motors	15	69,800	34,700	104,500
Fittings	15	14,600	6,800	21,400
Switch Gears	15	-	5,000	5,000
Total Cost (US$)	-	147,600	68,600	216,200

表－12.2 自然流下式かんがい用水供給計画の取水口および取り付け水路建設費

Work Items	Unit	Q'ty	Unit Price (U.S.$)	Amount (U.S.$)
(A) Civil Work				
- Excavation, common	m^3	90,000	3.70	333,000
- Stone pitching (20 cm thick)	m^2	45,200	5.00	226,000
- Structural concrete for anchor block	m^3	210	130	27,300
- Steel bar	ton	7	630	4,410
Sub-total				590,710
(B) Metal Work				
- Intake gate (2.5 m x 2.5 m)	ton	4.5	5,000	22,500
- Intake stoplog	ton	6.0	4,000	24,000
- Intake trash rack (2.5 m x 5.0 m)	ton	2.5	3,000	7,500
- Steel pipe (t = 9 m/m)	ton	150	3,400	510,000
Sub-total				564,000
Grand Total				1,154,710

表－12.3　かんがい用水供給に伴うサプトガンダキプロジェクトの逸失電力量および逸失便益の算定

Month	Irrigation Water Requirement in 24 hrs. Supply (m^3/s)	Converted Discharge Available for Power Generation in 12 hrs. Operation (m^3/s)	Energy Loss (kWh)	Benefit Loss (U.S.$)
Jan.	4.2	8.4	1,182,785	53,063
Feb.	6.9	13.8	1,755,100	78,739
Mar.	8.2	16.4	2,309,246	103,600
Apr.	8.9	17.8	2,425,526	108,816
May	8.3	16.6	2,337,408	104,863
Jun.	5.1	10.2	1,389,908	62,356
Jul.	2.2	4.4	619,554	27,795
Aug.	2.7	5.4	760,362	34,112
Sept.	6.8	13.6	1,853,211	83,141
Oct.	4.1	8.2	1,154,623	51,800
Nov.	5.1	10.2	1,389,908	62,356
Dec.	3.7	7.4	1,041,977	46,746
Total			18,219,608	817,387

第13章　サプトガンダキプロジェクトの拡張計画

13.1 概　　要

サプトガンダキプロジェクトの最適発電設備容量を 225MWと決定した。この設備容量は、1年の90パーセント以上の期間取水可能とされる常時河川流量 290m³／秒に基づいて、決定されたものである。この常時河川流量は、年平均流出量が 1,500m³／秒という大きさにもかかわらず、その季節的な変動のため著しく小さいものとなっている。しかしながらサプトガンダキプロジェクトの上流に、河川流量の季節的変動を調整することの出来る貯水池が将来建設されると、サプトガンダキ河の常時河川流量は増加し、それに伴ってサプトガンダキプロジェクトの設備容量の増設が可能になる。この拡張の可能性と拡張計画をこの章で検討した。

13.2 上流調整貯水池の可能性

マスタープランにおいて、種々の貯水池式プロジェクトがサプトガンダキプロジェクト上流において候補に上がっている。これらのプロジェクトは以下のとおりである。

No.	プロジェクト名	流域面積 (km²)	平均流出量 (m³／秒)	設備容量 (MW)	有効貯水容量 (10^6 m³)
1.	Andhi Khola No.1	420	29	190	800
2.	〃 No.2	450	30	90	280
3.	Utlar Ganga to Bari Gad	220	16	270	190
4.	Kali Gandaki No.1	9,150	410	1,600	5,200
5.	〃 No.2	11,340	500	480	3,000
6.	Seti No.1	2,740	190	320	1,850 [1]
7.	〃 No.2	2,960	200	160	0 [1]
8.	Marsyangdi	4,500	220	740	3,600
9.	Burhi Gandaki	5,370	215	500	1,850
10.	Trisulganga	16,260	710	1,500	6,700
11.	Langtang Khola	250	9	175	100

[1]：流水調節はSeti No.1 に依存する。

上記諸プロジェクトを実現するためには社会的制約、経済性あるいは現地への道路事情の悪さ等の困難があろうが、もしカリガンダキ第2（有効貯水容量 3,000×10^6 m³）、セティ第1（有効貯水容量 1,850×10^6 m³）およびカリガンダキ（有効貯水容量 1,850×10^6 m³）プロジェクトが他のプロジェクトに先がけて建設されると仮定す

ると、サプトガンダキプロジェクト上流で有効貯水容量合計 6,700×10^6 m³が出現することになる。

13.3 上流貯水容量、常時河川流量増加およびサプトガンダキプロジェクトの常時せん頭出力の間の関係

サプトガンダキプロジェクト上流域に貯水池ができると、雨季の大きな流量を貯水し、乾季に河川流量が減少した場合に放流することが出来る。これにより、サプトガンダキ河の常時河川流量が増加し、発生電力量も増える。常時河川流量増加の割合は上流貯水池の貯水容量すなわち調節容量に依存する。貯水容量と常時河川流量の関係はサプトガンダキプロジェクトサイトでの過去の流量資料から作成したマスカーブを用いて検討した。種々の貯水容量をマスカーブ上に仮定し、この貯水容量で調節されたそれぞれの放流量をマスカーブ上で求めた。仮定した貯水容量と常時河川流量の関係を図13.3.1に示す。

サプトガンダキプロジェクトの発電設備容量の可能増設量はこの常時河川流量に直接左右されるものではなく、当貯水池上流端に位置するカリガンダキ第2ダム式発電所におけるピーク発電により、この常時河川流量がどのような形に日調節されて下流に放流されるかということに依存する。サプトガンダキプロジェクトの貯水容量 8.5×10^6 m³は、当プロジェクトの常時使用水量の 290m³／秒を設備利用率約50パーセントで利用するための日調節能力しか持たない。したがって、サプトガンダキプロジェクトの最終的な総設備容量は、この上流の発電所のピーク発電によって放流されるピーク流量に基づいて決定されるべきである。表13.3.1は当プロジェクトの常時せん頭出力と常時河川流量の間の関係を次の2ケースについて示している。

— 上流発電所がその常時使用水量の日調節を行わず、そのまま放流する場合。

— 上流発電所が設備利用率50パーセントで運転され、その常時使用水量が日調節される場合。

13.4 サプトガンダキプロジェクト拡張の可能性

図13.3.1からわかるように、上流で3つの貯水池式プロジェクト（他のプロジェクトより比較的早期に実現すると考えられる、カリガンダキ第2、セティ第2および

ブリガンダキ、合計貯水容量 6,700×10^6 m³）の実現で、サプトガンダキ河の常時河川流量は 750m³／秒に増加する。上流の発電所によるこの常時河川流量の増加とさらにその日調節効果を考慮すると、サプトガンダキプロジェクトの常時せん頭出力は、最終的に 330MWから 570MWの範囲になるものと推定される。したがって、サプトガンダキプロジェクトの最終的な総設備容量は 400MW～ 600MWの範囲となろう。

増設される発電設備の内、75MW 1 機分のスペースは左岸の当発電所の川側に確保されている。右岸にさらに 200MW増設する場合の計画案を図 1 3.4.1 に示す。この場合の建設費は、表 1 3.4.1 に示すように1982年 7 月物価水準で概算 185×10^6 米ドル相当と見積もられた。

表－13.3.1 常時使用水量と常時せん頭出力

Firm Discharge (m^3/s)	Daily Dependable Energy (10^3 kWh)		Dependable Peak Power at 50% Plant Factor (MW)	
	(i)	(ii)	(i)	(ii)
325	2,190	2,981	182	248
375	2,401	3,440	200	287
425	2,611	3,898	218	325
475	2,822	4,357	235	363
525	3,033	4,815	253	401
575	3,244	5,274	270	439
625	3,455	5,733	288	478
675	3,667	6,191	306	516
725	3,878	6,650	323	554
775	4,090	7,108	341	592

Note: The above figures show the daily dependable energy and dependable peak power in case (i) no daily regulation of the firm discharge is made in the upstream storage plant, and case (ii) daily regulation of the firm discharge is made at 50% plant factor in the upstream storage plant.

表－13.4.1 サプトガンダキプロジェクト拡張計画の建設費

Work Items	Amount (10^3 US$)
1. Preparatory works:	3,600
2. Civil works:	72,004
(1) Intake	6,286
(2) Headrace tunnel	25,116
(3) Surge tank	6,958
(4) Penstock tunnel	6,530
(5) Powerhouse and tailrace	27,114
3. Mechanical works:	23,400
4. Electrical works:	50,333
Sub-total	149,337
5. Engineering & government administration:	11,200
6. Physical contingency:	24,081
Total	184,618

第14章　諸水力発電計画の開発順位

14.1 概　　要

フィージビリティスタディの実施された水力発電開発計画がいくつかある。カリガンダキプロジェクト（計画A）、カンカイ多目的プロジェクト、ムルガットプロジェクトおよびサプトガンダキプロジェクトがそれである。これらの主要諸元を表14.1に示す。フィージビリティスタディの結果、これら水力発電プロジェクトはいずれも技術的・経済的に妥当であることが判明しているので、増大する電力需要を満たすため適切な開発順位に従って逐次開発されよう。この章においてこれら諸水力発電計画の最も有利な開発順位を検討した結果、サプトガンダキプロジェクト、カンカイ、カリガンダキ、ムルガットの開発順位が、実際上の見地から最も有利であるという結論を得た。

上記検討の詳細について以下に記述する。

14.2 比較検討

14.2.1 定義

諸水力発電計画の最も有利な開発順位は、年間を通して電力需要を満たすことができる開発順位案の内で最も経済性の高いものと定義する。年間を通して電力需要を満たすことの出来る各計画の開発順位と完成年次を数ケース選択し、すべての費用と便益を考慮して総純便益が最大となるものを見出すこととした。

14.2.2 比較検討のため選択された開発順位と完成時期

各水力発電計画の可能発生電力量を表14.2に示す。同表からわかるようにサプトガンダキ、ムルガットおよびカリガンダキの3つの水力発電計画は、雨季の豊富な流量を調節する能力を持たない流れ込み式のため、乾季にその可能発生電力量が急激に減少する。他方、カンカイプロジェクトは流量の季節的変動を調節し、乾季の電力供給能力を増強することができる。それゆえ、カンカイプロジェクトのような貯水池式発電所を流れ込み式発電所と併用することが望ましい。これにより乾季の流れ込み式発電所の可能発生電力量の落ち込みを効果的に補完し、系統全体の電力供給能力を増強させることができるからである。したがってカンカイプロジェクトが他の流れ込み式発電計画の後に続く3つのケースと、カンカイプロジェクトを最初に開発するケー

スの、合計４ケースを比較検討のため取り上げた。

ケース１：サプトガンダキ－カンカイ－カリガンダキ－ムルガット

ケース２：カリガンダキ－カンカイ－ムルガット－サプトガンダキ

ケース３：ムルガット－カンカイ－カリガンダキ－サプトガンダキ

ケース４：カンカイ－サプトガンダキ－ムルガット－カリガンダキ

供給力不足を生じることなく電力需要を賄うために必要となる各水力発電計画の完成時期は、図１４.１に視覚的に示されるごとく下記のようになる。

ケース１：サプトガンダキ（1989年11月）－カンカイ（1993年10月）－カリガンダキ（1996年２月）－ムルガット（1997年２月）

ケース２：カリガンダキ（1989年11月）－カンカイ（1989年11月）－ムルガット（1993年11月）－サプトガンダキ（1994年２月）

ケース３：ムルガット（1989年11月）－カンカイ（1989年11月）－カリガンダキ（1993年１月）－サプトガンダキ（1994年２月）

ケース４：カンカイ（1989年11月）－サプトガンダキ（1992年１月）－ムルガット（1996年２月）－カリガンダキ（1997年２月）

１４.２.３　費　用

各水力発電計画の費用は建設費と運転維持管理費から成る。この建設費を年物価上昇率を６パーセントと仮定して1981／82年物価水準に換算した。算定した各プロジェクトの建設費をその建設期間とともに下記に示す。

諸水力発電計画の建設費と建設期間

プロジェクト	建設期間（年）	建設費（10^6 米ドル，1982年物価水準）ダムおよび付属施設	発電所等	合　計
サプトガンダキ	6	208.5	146.2	354.7
カリガンダキ	5	33.0	121.3	154.3
カンカイ	5	52.5	17.5	70.0
ムルガット	4	110.6	44.4	155.0

建設費の年度別発生割合を次のように仮定した。

建設費の年度別発生割合（パーセント）

プロジェクト	建設年度					
	1	2	3	4	5	6
サプトガンダキ	8	8	20	25	25	14
カリガンダキ	10	15	30	30	15	
カンカイ	10	15	30	30	15	
ムルガット	15	35	35	15		

年間運転維持管理費は、ダムおよび付属施設の建設費の 0.5パーセントおよび発電所建設費の 2.5パーセントと仮定した。表14.3は、各開発計画の費用のキャッシュフローと1981／82年現在の価値を示す。各ケースの費用を1981／82年現在の価値で示すと次のようになる。

（単位：千米ドル相当）

項　目	ケース1	ケース2	ケース3	ケース4
建設費	278,300	281,300	280,700	253,600
運転維持管理費	12,800	16,800	13,300	9,900
合　計	291,100	298,100	294,000	263,500

14.2.4　便　益

便益として発電便益を考慮した。その内訳は設備容量便益、1次電力量便益および2次電力量便益であり、第9章において定義されているものである。

以上のように発電便益は3種類から成り立っている。しかしながら設備容量便益と1次電力量便益は次の理由から、ここでは比較検討の対象としない。

設備容量便益は代替火力発電所の投資額であり、この代替火力発電所の開発年次が電力需要曲線と丁度対応するように行われるものと仮定しているので、設備容量便益はいずれのケースの場合にも同一となる。また1次電力量便益とは、予測された電力

量需要を賄うために必要となる代替火力発電所の燃料費として評価されるので、1次電力量便益もまたすべてのケースについて等しくなる。したがって上記2つの便益は、総合純便益の比較検討の対象から除いても、結果に変りはない。

したがって、比較検討では2次電力量便益のみ考慮した。すべてのケースに対する2次電力量便益のキャッシュフローと1982年現在の価値を表14.3に示す。各ケースの総2次電力量便益は、1981／82年現在の価値で以下のようになる。

各開発順位案の2次電力量便益（10^6 米ドル相当）

ケース1	ケース2	ケース3	ケース4
44.50	38.40	36.10	30.20

14.3 結　　論

比較検討の結果を表14.3に要約する。同表からわかるように、カンカイプロジェクトを最初に開発するケースが最も経済的に有利という結果になった。しかしながらこの場合の各プロジェクトの建設工程を考えると、カンカイプロジェクト完成からわずか2年後には次のサプトガンダキプロジェクトを完成させなければならないので、両プロジェクトの建設期間はほとんど重複することが分かる。この建設工事の重複は所要資金調達を困難なものとし、プロジェクト推進上の障害となるものと推測される。したがって、下記の2番目に有利な開発順位案を、現実的な財務上の見地から勧めるものである。

サプトガンダキ（1989年11月）－カンカイ（1993年10月）－カリガンダキ（1996年2月）－ムルガット（1997年2月）

表－14.1 諸水力発電計画の概要

Items	Hydropower Projects				
	Marsyangdi	Kali Gandaki	Kankai	Mulghat	Sapt Gandaki F.S.L.230 & 225 MW Scheme
- Location	Central	Central	Eastern	Eastern	Central
- Catchment area (km^2)	3,850	7,100	1,190	5,640	31,000
- Mean annual discharge (m^3/s)	385	310	45.3	324	1,436
- 90% dependable discharge (m^3/s)	44	41	-	46.1	290
- Rated discharge (m^3/s)	93	108	80.8	160	617
- Rated net head (m)	87.5	95	59	49	42 (32)
- Installed capacity (MW)	66	90	38	68.4	200(150)
- Type of project	Run-of-river	Run-of-river	Storage	Run-of-river	Run-of-river
- Effective storage (m^3)	1.7×10^6	1.0×10^6	730×10^6	4×10^6	8.5×10^6
- Construction period	5	5	5	4	
- Construction cost at 1982 price (10^6 US$)	200*	154	70**	155	354.7 (276.5)
- Dependable peak power (MW)	61	51	38	38	174 (134)
- Annual prim. energy (GWh)	267	223	166	166	757 (580)
- Annual seco. energy (GWh)	187	356	8	268	852 (544)
- Benefit (10^6 US$):					
• Capacity benefit	71.5	59.8	44.6	44.6	204 (157)
Annual prim. energy benefit	11.2	9.4	7.0	7.0	31.8 (24.4)
Annual seco. energy benefit	2.7	5.1	0.1	3.9	12.3 (7.8)
- I.R.R.	8.4	12.3	21.6	9.0	16.2 (16.3)

Note: (i) ( ) shows the features for F.S.L. 220.0 & 150 MW scheme.

(ii) * : The recent inforamtion of the necessary construction cost is taken into consideration.

(iii) ** : The cost allocated to the power is adopted.

表－14.2 諸水力発電計画の月別可能発生電力量

(Unit: GWh)

	Supply Capacity up to Marsyangdi	Kali Gandaki	Kankai	Mulghat	Sapt Gandaki
Jan.	94.9	24.9	36.2	19.4	82.9
Feb.	81.4	15.7	30.7	14.7	64.3
Mar.	81.1	18.4	31.4	13.4	58.1
Apr.	78.6	19.6	25.8	19.8	74.8
May	97.3	42.2	0	42.3	118.0
Jun.	101.1	61.3	1.9	48.8	148.6
Jul.	100.5	62.1	2.2	48.2	145.3
Aug.	97.0	61.8	7.2	48.3	142.2
Sep.	95.6	59.9	8.3	47.3	143.3
Oct.	100.8	63.1	6.6	50.5	152.1
Nov.	103.0	61.8	10.3	32.9	149.4
Dec.	99.2	42.1	13.2	24.9	108.4
Total	1,130.5	532.9	173.8	410.5	1,387.4

Note: The energy supply capacity is calculated based on the discharge in the second driest year.

表－14.3 費用および便益の現在価値の算定

Case 1	Present Day Cost and Benefit as of 1981/82 (10^6 US$)											Present Worth as of 1981/82 (10^6 US$)		
	Construction Cost				O/M Cost				Benefit of Secondary Energy					
Year	Sapt Gandaki	Kankai	Kali Gandaki	Mulghat	Sapt Gandaki	Kankai	Kali Gandaki	Mulghat	Energy Demand (GWh)	Energy Supply (GWh)	Bene-fit	Constr. Cost	O/M Cost	Benefit of 2ndary Energy
1984/85	28.4											20.2		
1985/86	28.4											18.0		
1986/87	70.9											40.2		
1987/88	88.7											44.9		
1988/89	88.7											40.1		
1989/90	49.6	7.0			4.7				1,077.5	2,691.7	23.2	22.9	1.9	9.4
1990/91		10.5			4.7				1,212.6	2,691.7	21.3	3.8	1.7	7.7
1991/92		21.0	15.5		4.7				1,357.5	2,691.7	19.2	11.8	1.5	6.2
1992/93		21.0	23.1		4.7				1,511.4	2,691.7	17.0	12.7	1.4	4.9
1993/94		10.5	46.3	23.3	4.7	0.7			1,674.7	2,865.5	17.1	20.6	1.4	4.4
1994/95			46.3	54.2	4.7	0.7			1,847.3	2,865.5	14.7	23.0	1.2	3.4
1995/96			23.1	54.2	4.7	0.7	3.2		2,034.3	3,444.3	20.3	15.8	1.8	4.2
1996/97				23.3	4.7	0.7	3.2	1.7	2,236.5	3,878.4	23.6	4.3	1.9	4.3
Total	354.7	70.0	154.3	155.0	37.6	2.8	6.4	1.7	-	-	156.4	278.3	12.8	44.5

- to be continued -

Case 2	Present Day Cost and Benefit as of 1981/82 (10^6 US$)											Present Worth as of 1981/82 (10^6 US$)		
	Construction Cost				O/M Cost				Benefit of Secondary Energy					
Year	Kali Gandaki	Kankai	Mulghat	Sapt Gandaki	Kali Gandaki	Kankai	Mulghat	Sapt Gandaki	Energy Demand (GWh)	Energy Supply (GWh)	Bene-fit	Constr. Cost	O/M Cost	Benefit of 2ndary Energy
1985/86	15.5	7.0										14.3		
1986/87	23.1	10.5										19.1		
1987/88	46.3	21.0										34.1		
1988/89	46.3	21.0		28.4								43.3		
1989/90	23.1	10.5	23.3	28.4	3.2	0.7			1,077.5	1,883.1	11.6	34.5	3.5	4.7
1990/91			54.2	70.9	3.2	0.7			1,212.6	1,883.1	9.7	45.1	1.4	3.5
1991/92			54.2	88.7	3.2	0.7			1,357.5	1,883.1	7.6	46.0	1.3	2.4
1992/93			23.3	88.7	3.2	0.7	1.7		1,511.4	2,317.2	11.6	32.2	1.6	3.3
1993/94				49.6	3.2	0.7	1.7	4.7	1,674.7	3,878.4	31.7	12.7	2.6	8.1
1994/95					3.2	0.7	1.7	4.7	1,847.3	3,878.4	29.2		2.4	6.7
1995/96					3.2	0.7	1.7	4.7	2,034.3	3,878.4	26.6		2.1	5.4
1996/97					3.2	0.7	1.7	4.7	2,236.5	3,878.4	23.6		1.9	4.3
Total	154.3	70.0	155.0	254.7	25.6	5.6	8.5	18.8	-	-	151.6	281.3	16.8	38.4

- to be continued -

Case 3	Present Day Cost and Benefit as of 1981/82 (10^6 US$)											Present Worth as of 1981/82 (10^6 US$)		
	Construction Cost				O/M Cost				Benefit of Secondary Energy					
Year	Mulghat	Kankai	Kali Gandaki	Sapt Gandaki	Mulghat	Kankai	Kali Gandaki	Sapt Gandaki	Energy Demand (GWh)	Energy Supply (GWh)	Bene-fit	Constr. Cost	O/M Cost	Benefit of 2ndary Energy
1984/85														
1985/86		7.0										4.4		
1986/87	23.3	10.5										19.2		
1987/88	54.2	21.0										38.1		
1988/89	54.2	21.0	15.5	28.4								53.9		
1989/90	23.3	10.5	23.1	28.4	1.7	0.7			1,077.5	1,738.4	9.5	34.5	1.0	3.8
1990/91			46.3	70.9	1.7	0.7			1,212.6	1,738.4	7.6	42.3	0.9	2.7
1991/92			46.3	88.7	1.7	0.7			1,357.5	1,738.4	5.5	43.5	0.8	1.8
1992/93			23.1	88.7	1.7	0.7	3.2		1,511.4	2,317.2	11.6	32.1	1.6	3.3
1993/94				49.6	1.7	0.7	3.2	4.7	1,674.7	3,878.4	31.7	12.7	2.6	8.1
1994/95					1.7	0.7	3.2	4.7	1,847.3	3,878.4	29.2		2.4	6.7
1995/96					1.7	0.7	3.2	4.7	2,034.3	3,878.4	26.6		2.1	5.4
1996/97					1.7	0.7	3.2	4.7	2,236.5	3,878.4	23.6		1.9	4.3
Total	155.0	70.0	154.3	354.7	13.6	5.6	16.0	18.8	-	-	145.3	280.7	13.3	36.1

- to be continued -

Case 4	Present Day Cost and Benefit as of 1981/82 (10^6 US$)											Present Worth as of 1981/82 (10^6 US$)		
	Construction Cost				O/M Cost				Benefit of Secondary Energy					
Year	Kankai	Sapt Gandaki	Mulghat	Kali Gandaki	Kankai	Sapt Gandaki	Mulghat	Kali Gandaki	Energy Demand (GWh)	Energy Supply (GWh)	Bene-	Constr. Cost	O/M Cost	Benefit of 2ndary Energy
1985/86	7.0											4.4		
1986/87	10.5	28.4										22.1		
1987/88	21.0	28.4										25.0		
1988/89	21.0	70.9										41.6		
1989/90	10.5	88.7			0.7				1,077.5	1,304.3	3.3	40.1	0.3	1.3
1990/91		88.7			0.7				1,212.6	1,304.3	1.3	32.0	0.3	0.5
1991/92		49.6			0.7	4.7			1,357.5	2,865.5	21.7	16.0	1.7	7.0
1992/93			23.3	15.5	0.7	4.7			1,511.4	2,865.5	19.5	11.2	1.6	5.6
1993/94			54.2	23.1	0.7	4.7			1,674.7	2,865.5	17.1	19.8	1.4	4.4
1994/95			54.2	46.3	0.7	4.7			1,847.3	2,865.5	14.7	23.0	1.2	3.4
1995/96			23.3	46.3	0.7	4.7	1.7		2,034.3	3,299.6	18.2	14.2	1.5	3.7
1996/97				23.1	0.7	4.7	1.7	3.2	2,236.5	3,878.4	23.6	4.2	1.9	4.3
Total	70.0	354.7	155.0	154.3	5.6	28.2	3.4	3.2	-	-	119.4	253.6	9.9	30.2

表－14.4 諸水力発電計画の開発順位および年次の比較検討結果

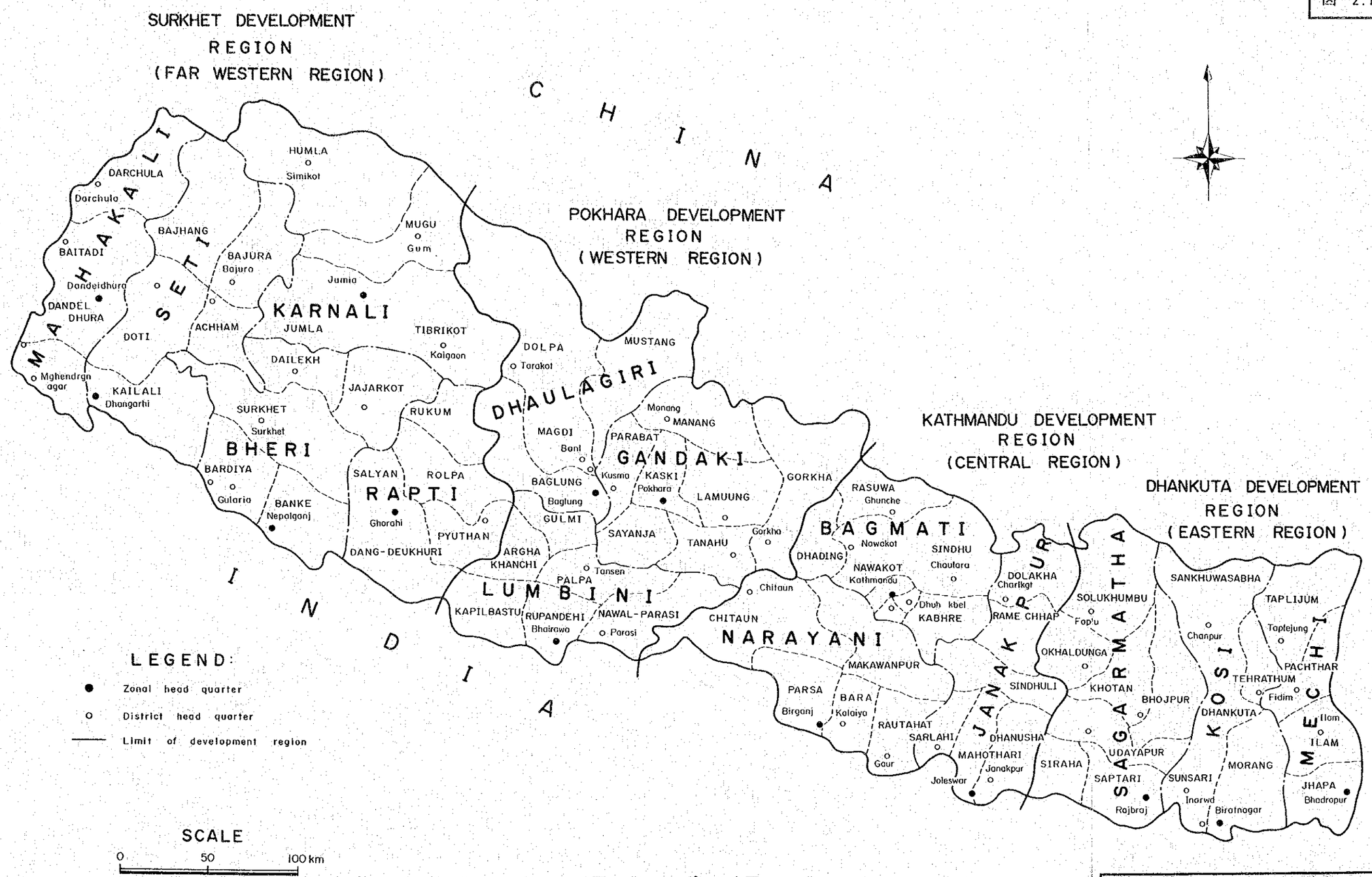
(Unit: 10^6 US$)

	CASE 1		CASE 2		CASE 3		CASE 4	
	Commissioning Time	Project	Commissioning Time	Project	Commissioning Time	Project	Commissioning Time	Project
Project and its commissioning time	Nov., 1989	Sapt Gandaki	Nov., 1989	Kali Gandaki	Nov., 1989	Mulghat	Nov., 1989	Kankai
	Oct., 1993	Kankai	Nov., 1989	Kankai	Nov., 1989	Kankai	Jan., 1992	Sapt Gandaki
	Feb., 1996	Kali Gandaki	Feb., 1993	Mulghat	Jan., 1993	Kali Gandaki	Feb., 1996	Mulghat
	Feb., 1997	Mulghat	Feb., 1994	Sapt Gandaki	Feb., 1994	Sapt Gandaki	Feb., 1997	Kali Gandaki
Construction cost	278.300		281.300		280.700		253.600	
O & M cost	12.800		16.800		13.300		9.900	
Cost Total	291.100		298.100		294.000		263.500	
Capacity & primary energy benefit	B		B		B		B	
Secondary energy	44.500		38.400		36.100		30.200	
Benefit Total	B + 44.500		B + 38.400		B + 36.100		B + 30.200	
Net Benefit	B - 246.600		B - 259.700		B - 257.900		B - 233.000	

Note: Each value is indicated by the present worth as of 1981/82.

付　図

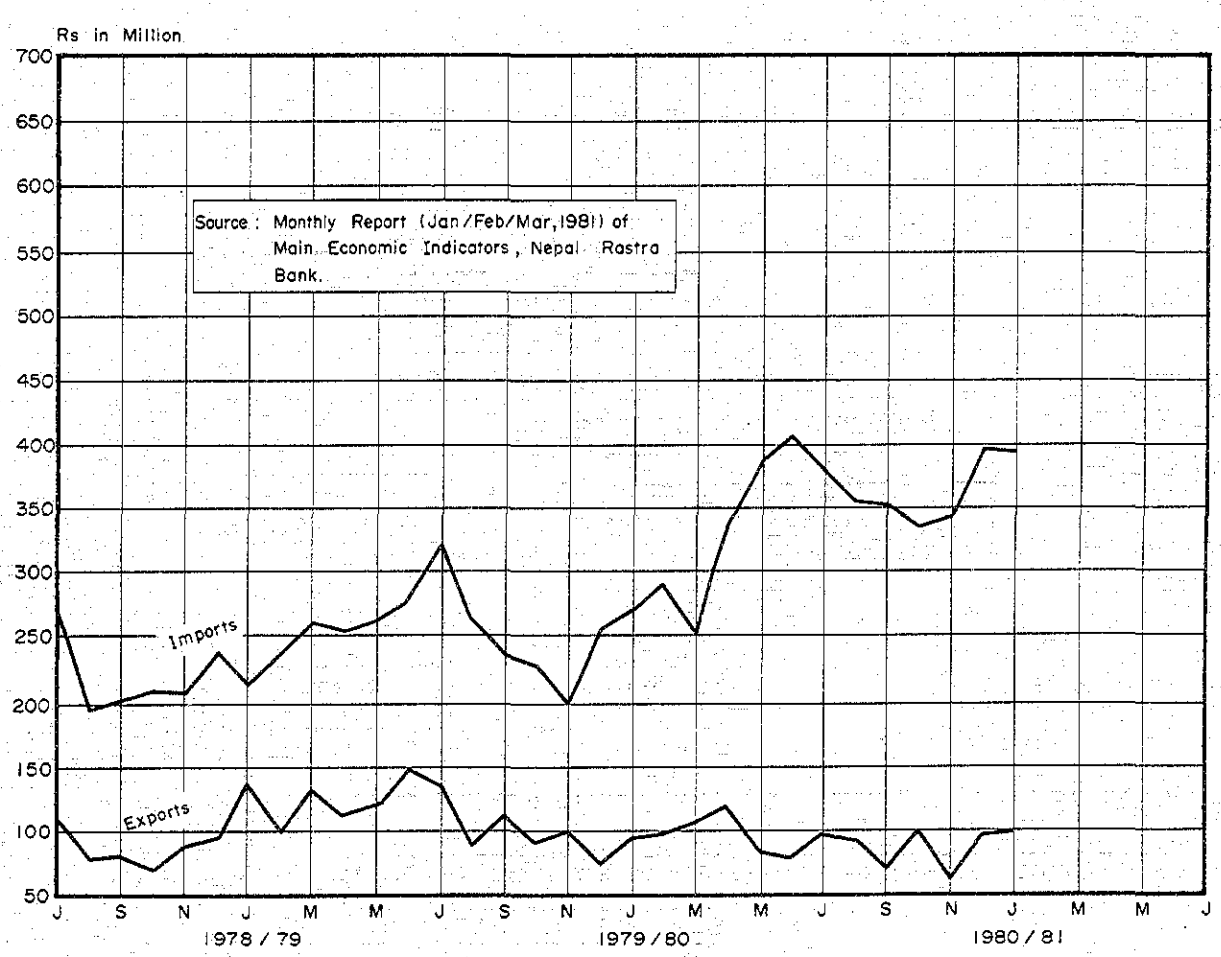
図－2.1



図－2.1　ネパール全図

HIS MAJESTY'S GOVERNMENT OF NEPAL
SAPT GANDAKI HYDROELECTRIC
POWER DEVELOPMENT PROJECT
FEASIBILITY REPORT

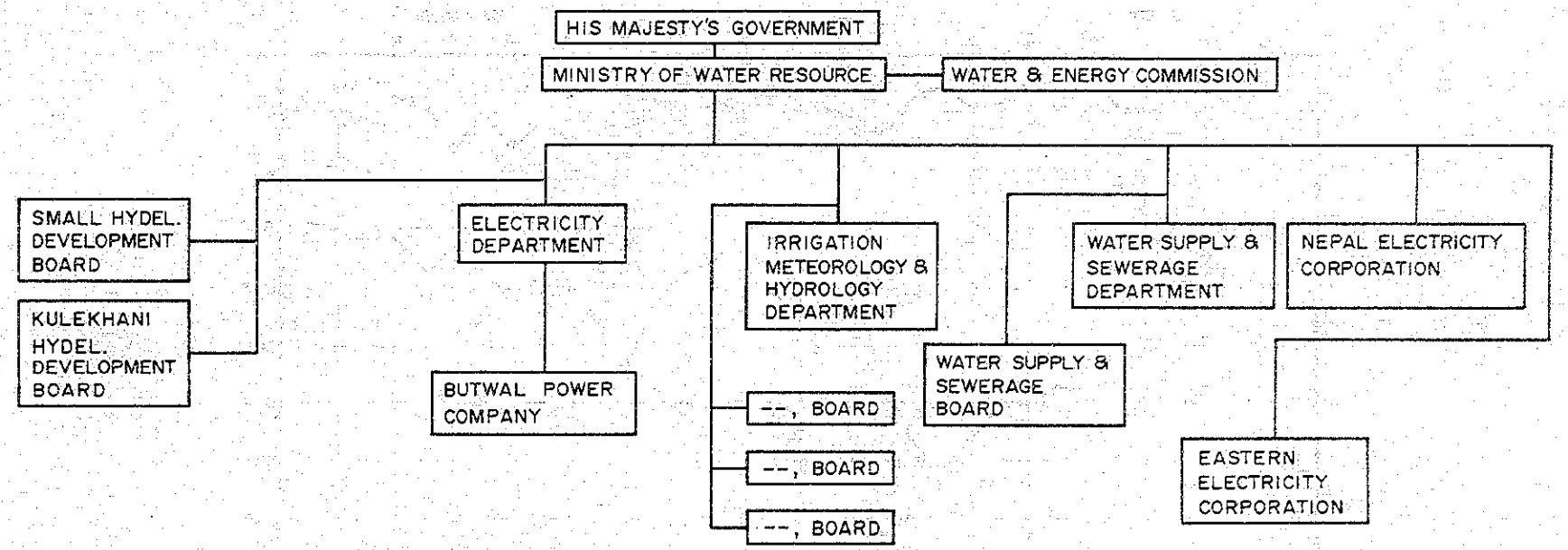
JAPAN INTERNATIONAL COOPERATION AGENCY



図－2.2　　貿易の推移

HIS MAJESTY'S GOVERNMENT OF NEPAL
SAPT GANDAKI HYDROELECTRIC
POWER DEVELOPMENT PROJECT
FEASIBILITY REPORT
JAPAN INTERNATIONAL COOPERATION AGENCY

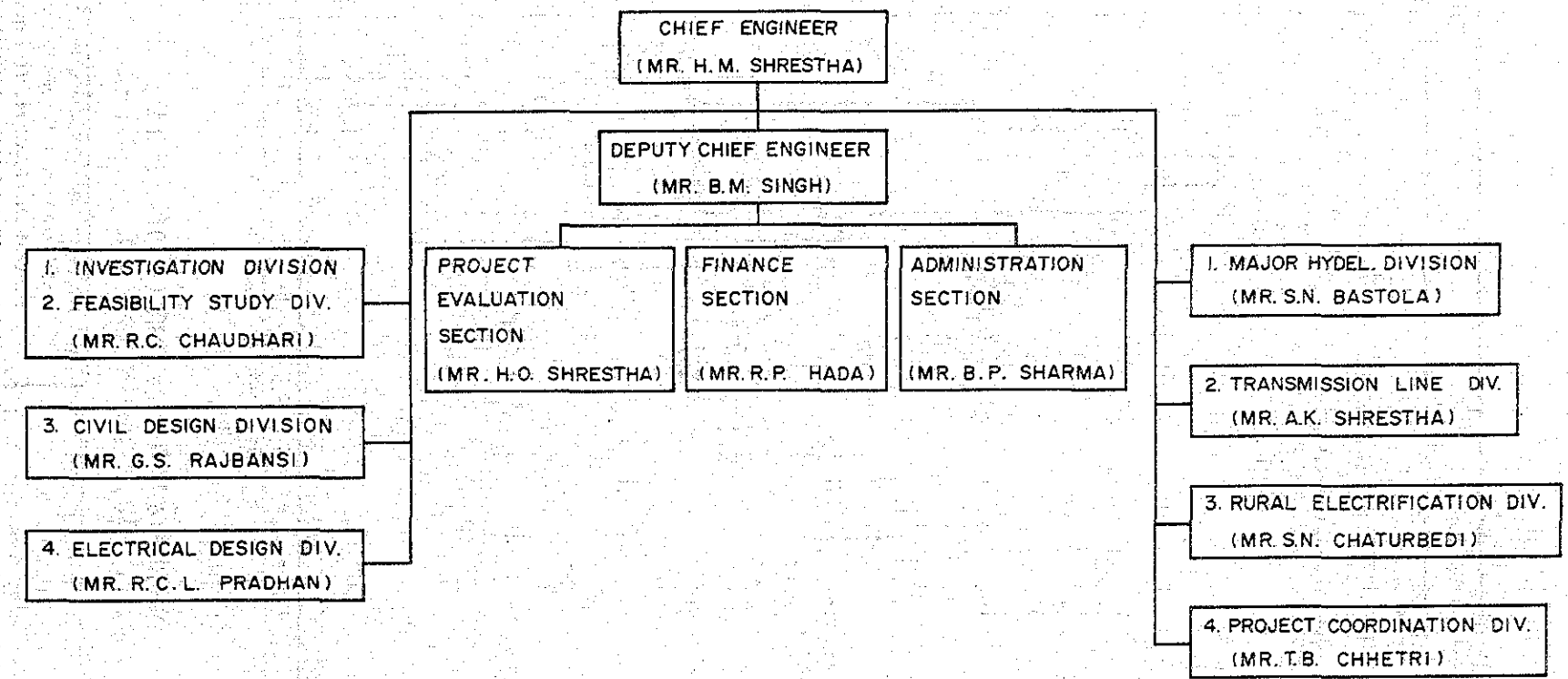
図－2.2



図－3.1.1　水資源省組織図

HIS MAJESTY'S GOVERNMENT OF NEPAL
SAPT GANDAKI HYDROELECTRIC
POWER DEVELOPMENT PROJECT
FEASIBILITY REPORT
JAPAN INTERNATIONAL COOPERATION AGENCY

図－3.1.1

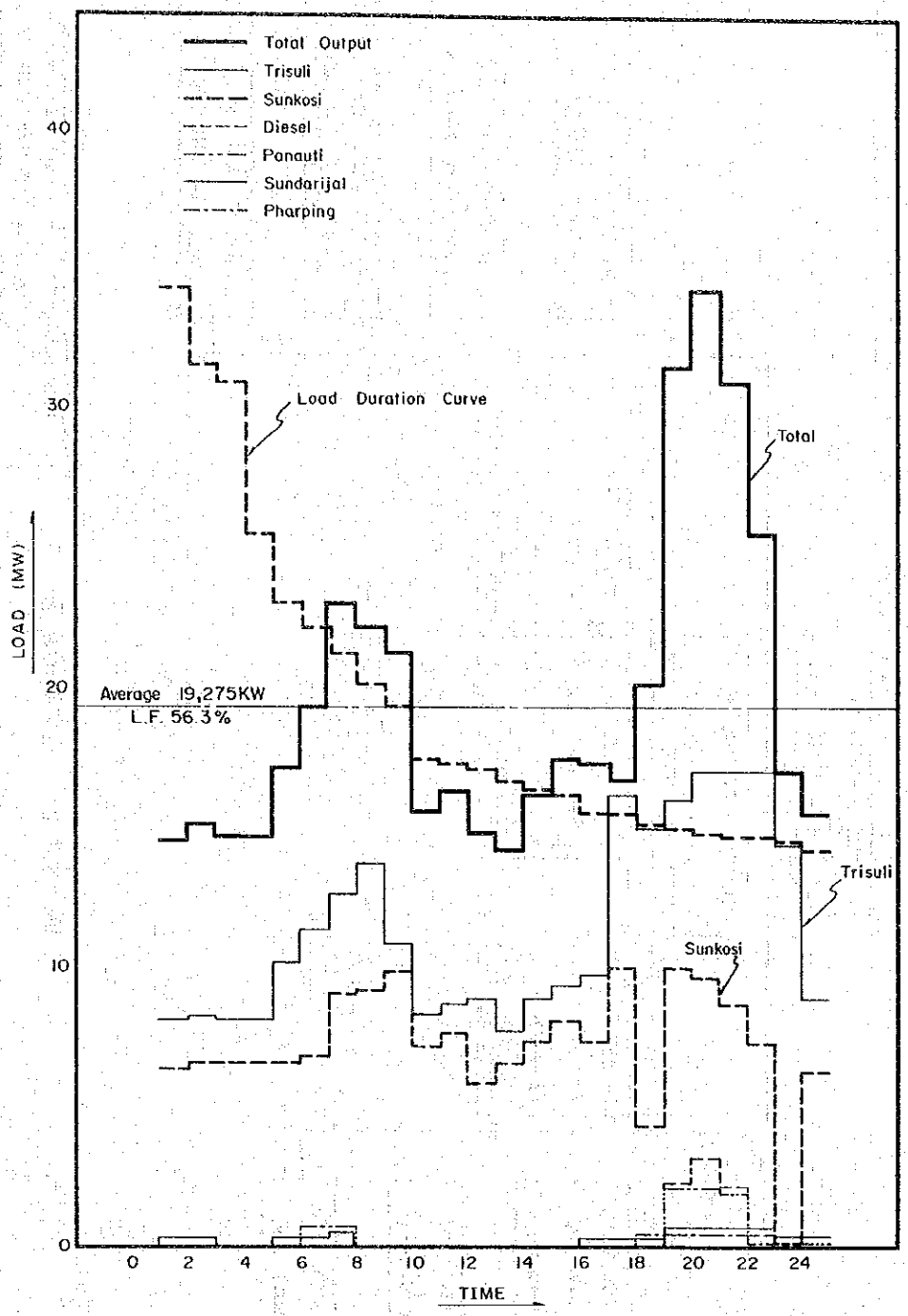


図－3.1.2　電気局組織図

HIS MAJESTY'S GOVERNMENT OF NEPAL
SAPT GANDAKI HYDROELECTRIC
POWER DEVELOPMENT PROJECT
FEASIBILITY REPORT
JAPAN INTERNATIONAL COOPERATION AGENCY

図－3.1.2

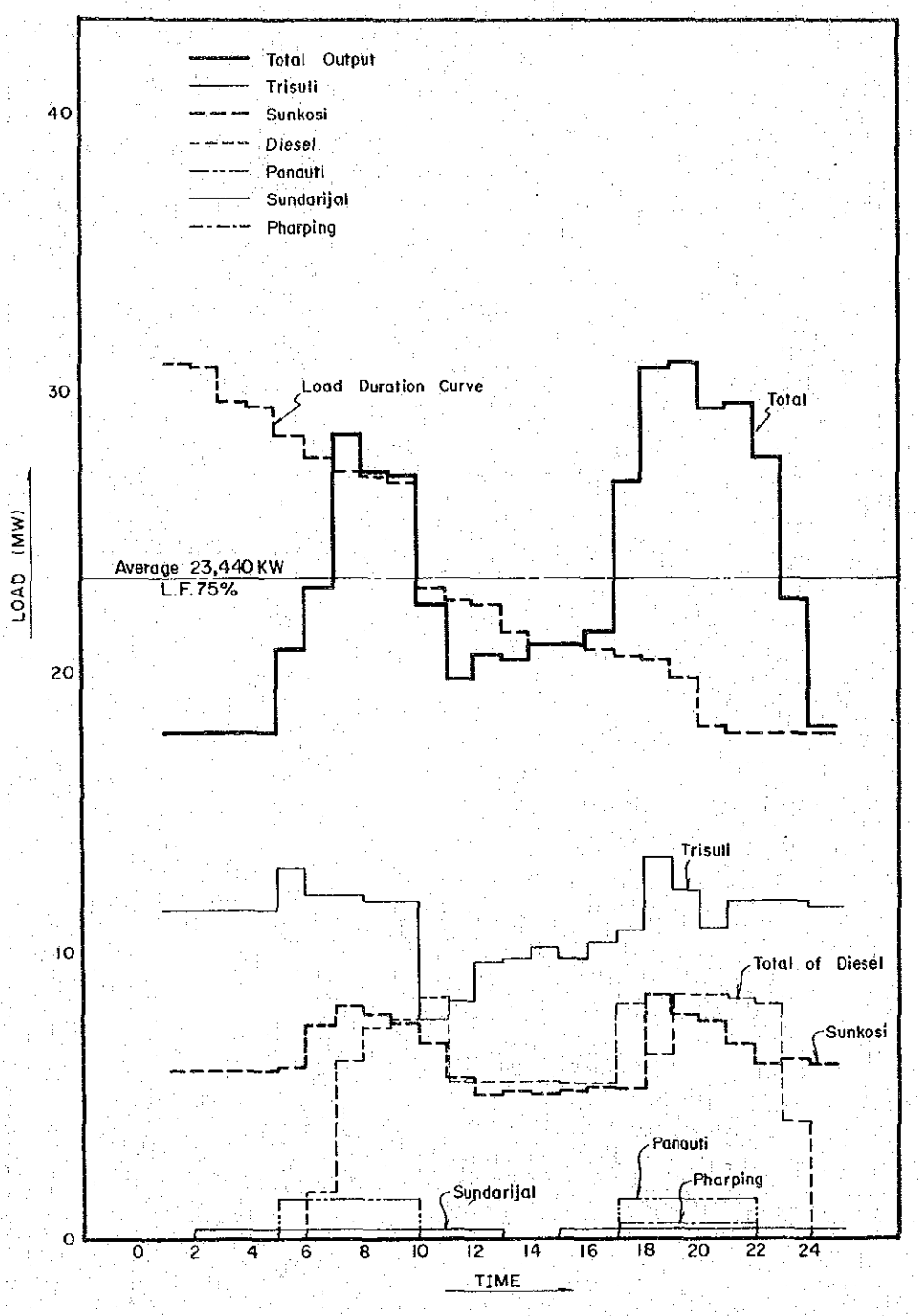
図－3.2.1



図－3.2.1　負荷曲線及び負荷持続曲線（1980年5月8日）

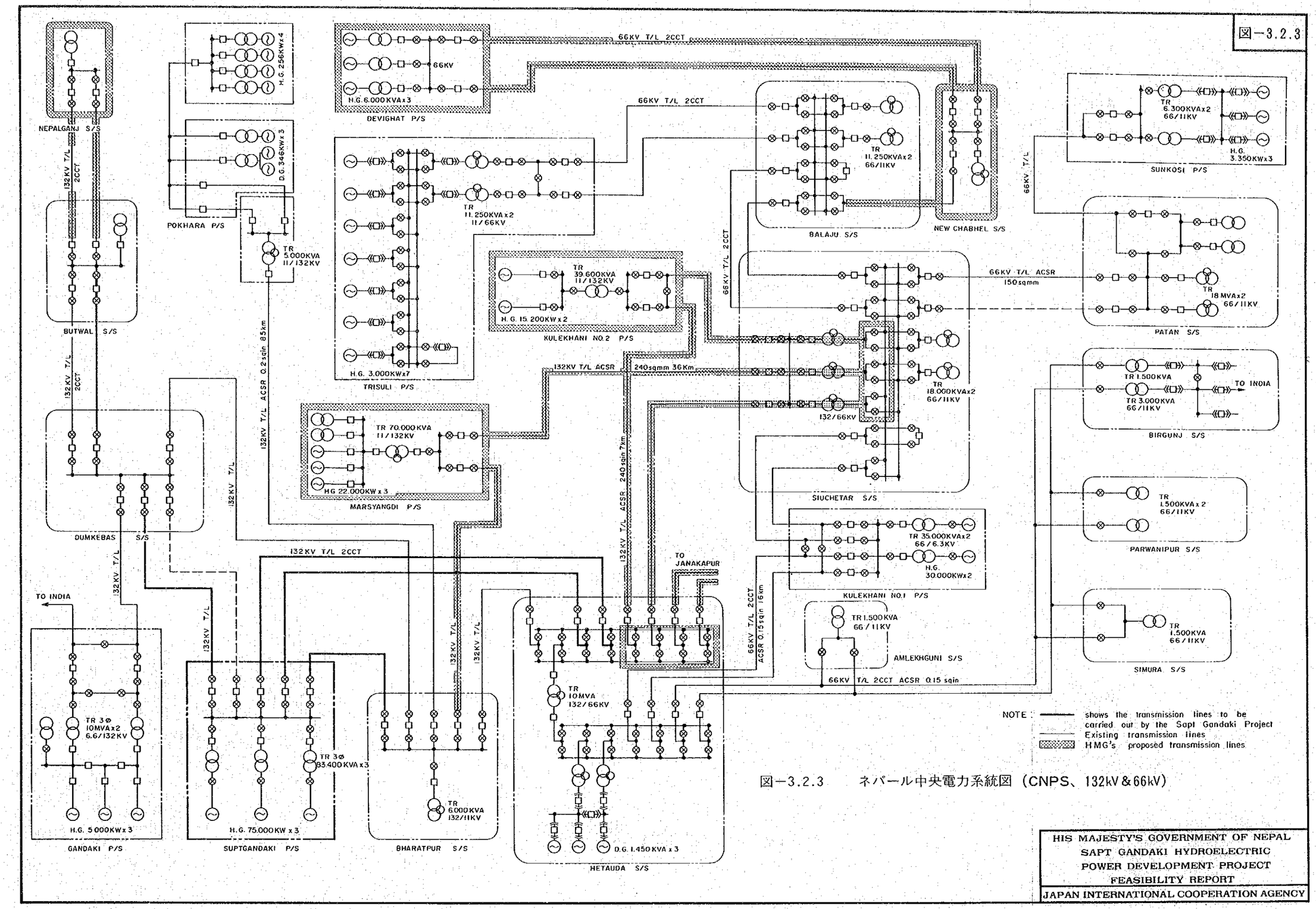
HIS MAJESTY'S GOVERNMENT OF NEPAL
SAPT GANDAKI HYDROELECTRIC
POWER DEVELOPMENT PROJECT
FEASIBILITY REPORT
JAPAN INTERNATIONAL COOPERATION AGENCY

図－3.2.2



図－3.2.2　負荷曲線及び負荷持続曲線（1981年1月6日）

HIS MAJESTY'S GOVERNMENT OF NEPAL
SAPT GANDAKI HYDROELECTRIC
POWER DEVELOPMENT PROJECT
FEASIBILITY REPORT
JAPAN INTERNATIONAL COOPERATION AGENCY



図－3.2.3　ネパール中央電力系統図（CNPS、132kV＆66kV）

図-3.2.4

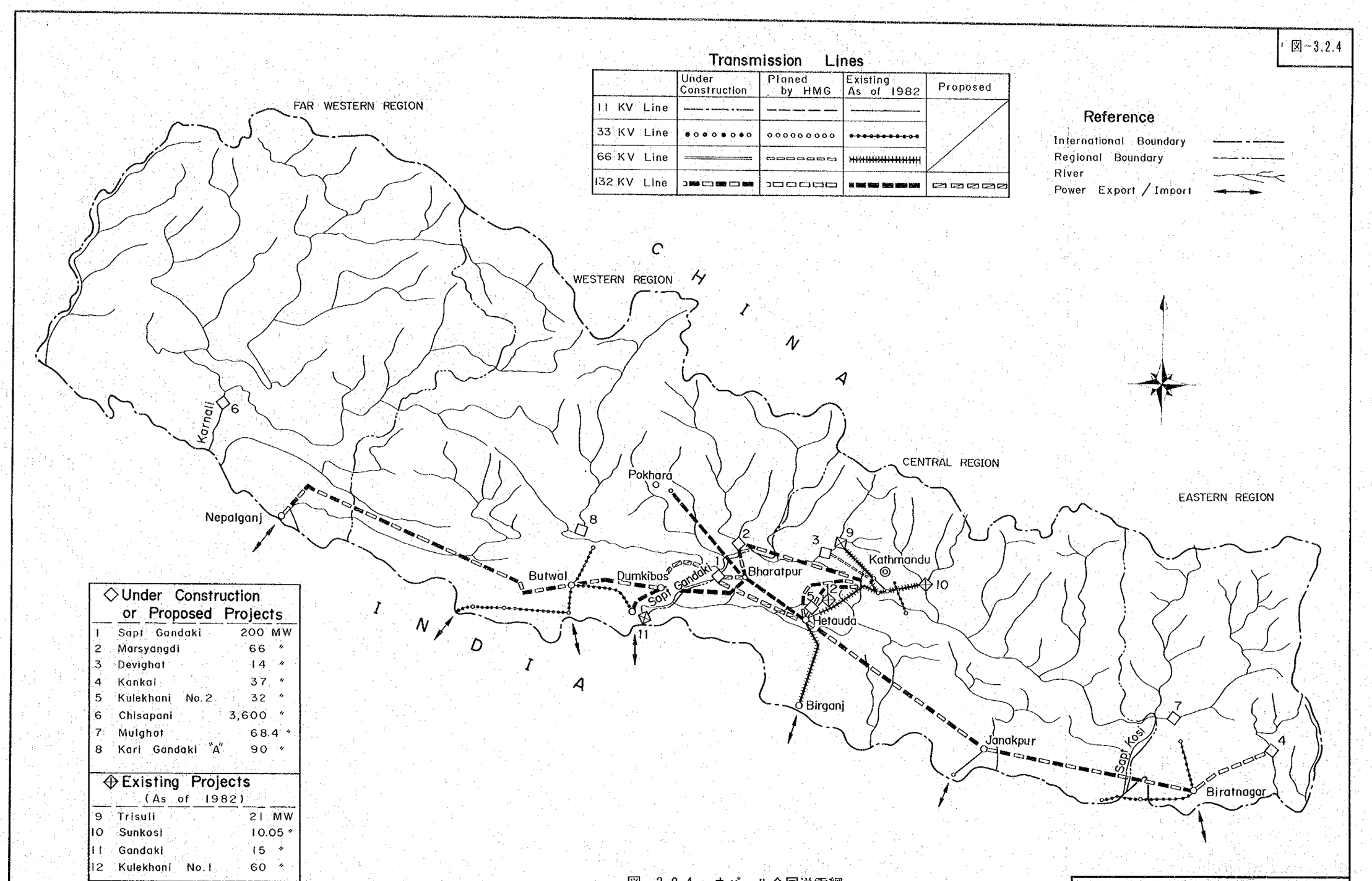
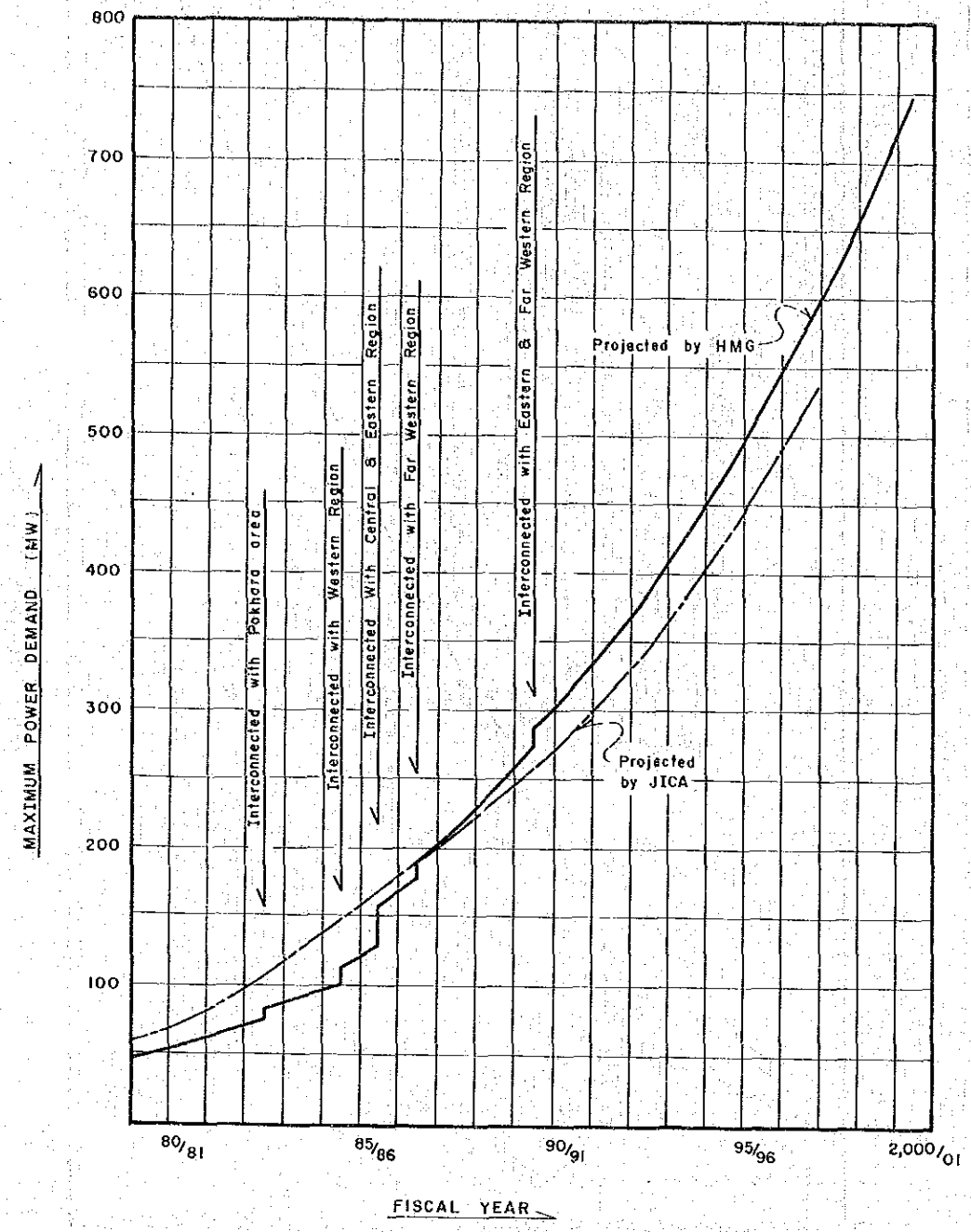


図-3.2.4 ネパール全国送電網

HIS MAJESTY'S GOVERNMENT OF NEPAL
SAPT GANDAKI HYDROELECTRIC
POWER DEVELOPMENT PROJECT
FEASIBILITY REPORT
JAPAN INTERNATIONAL COOPERATION AGENCY

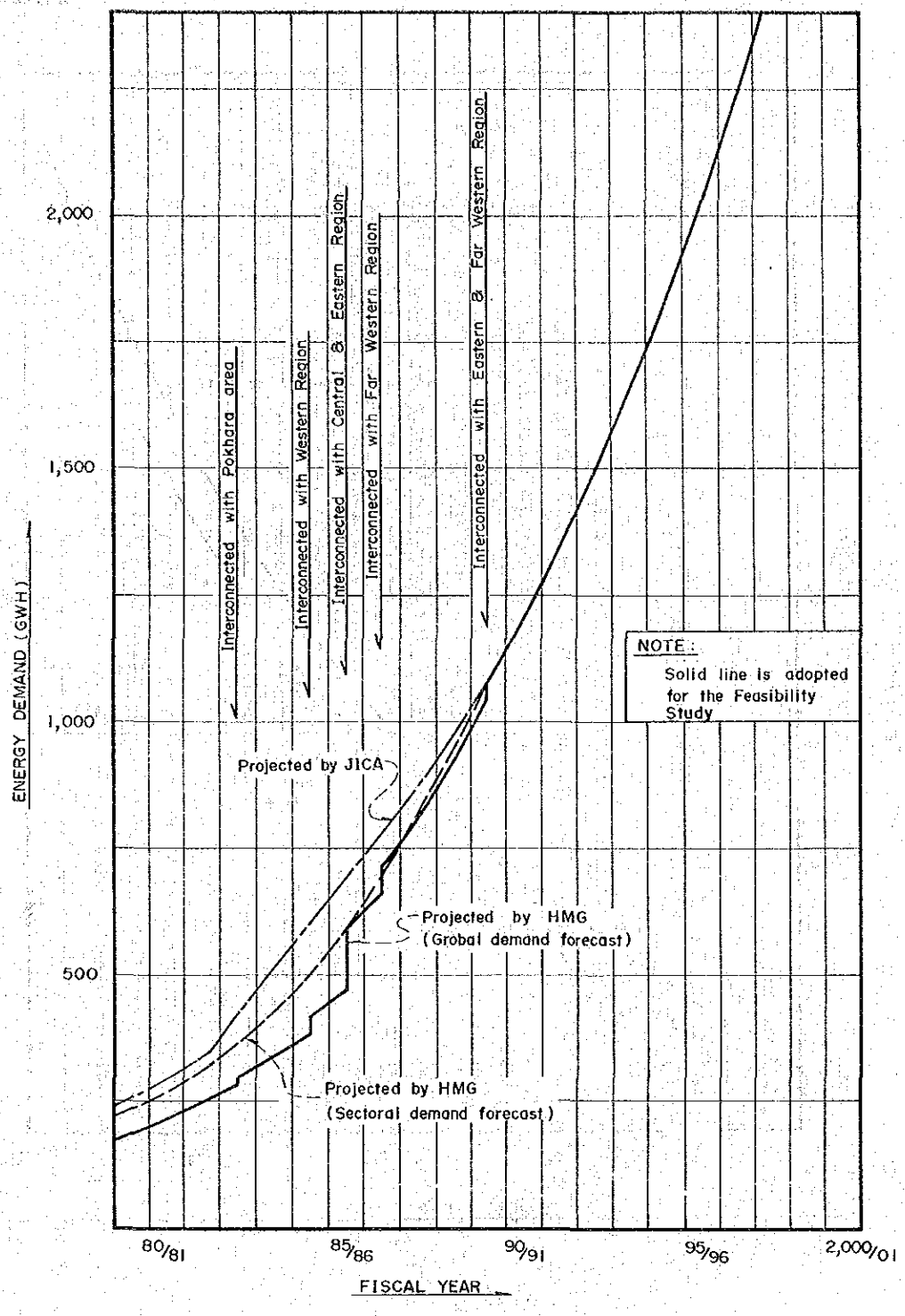
図－3.3.1



図－3.3.1　　ネパール中央電力系統内電力需要予測

HIS MAJESTY'S GOVERNMENT OF NEPAL
SAPT GANDAKI HYDROELECTRIC
POWER DEVELOPMENT PROJECT
FEASIBILITY REPORT
JAPAN INTERNATIONAL COOPERATION AGENCY

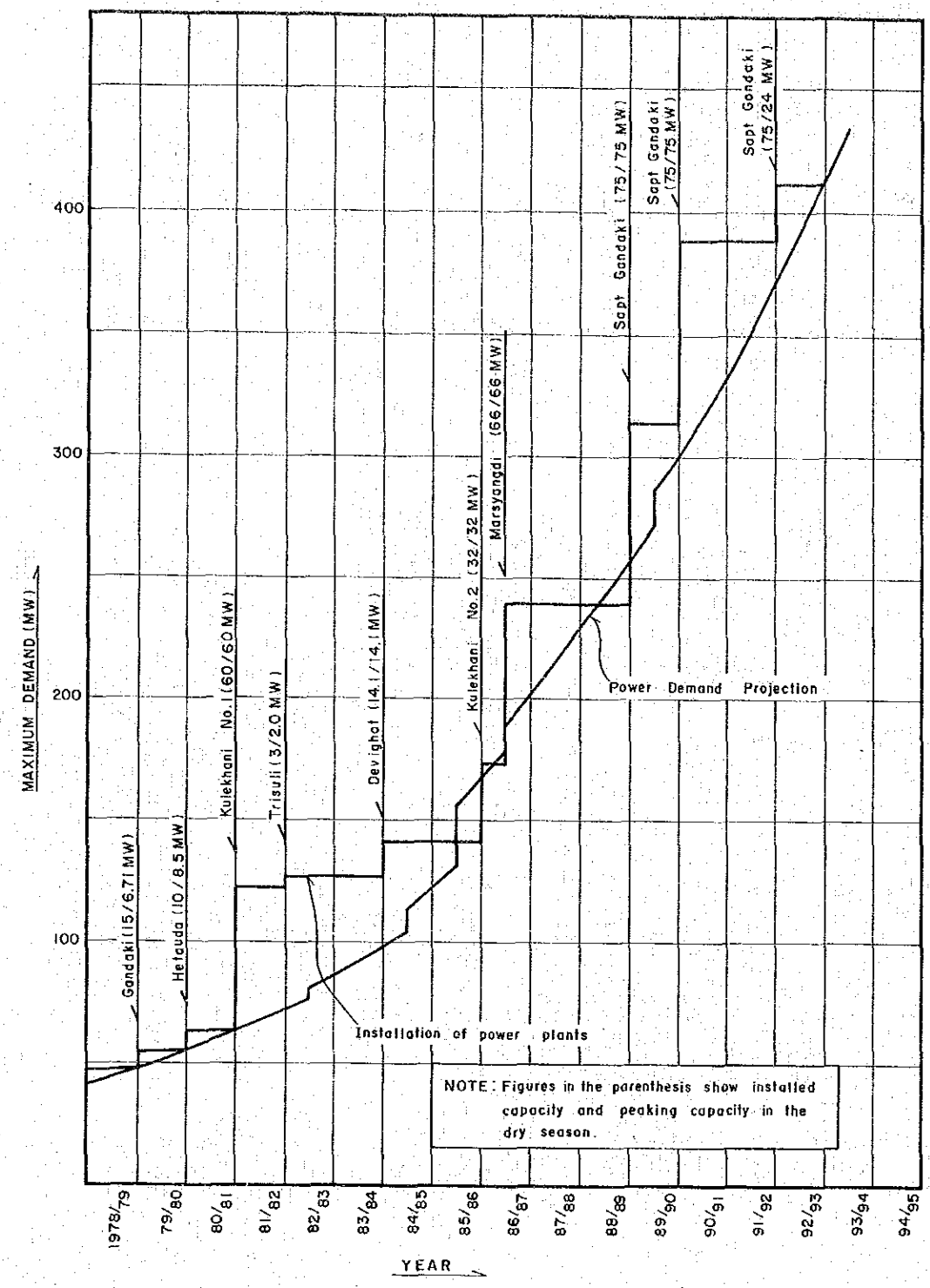
図－3.3.2



図－3.3.2　　ネパール中央電力系統内電力量需要予測

HIS MAJESTY'S GOVERNMENT OF NEPAL
SAPT GANDAKI HYDROELECTRIC
POWER DEVELOPMENT PROJECT
FEASIBILITY REPORT
JAPAN INTERNATIONAL COOPERATION AGENCY

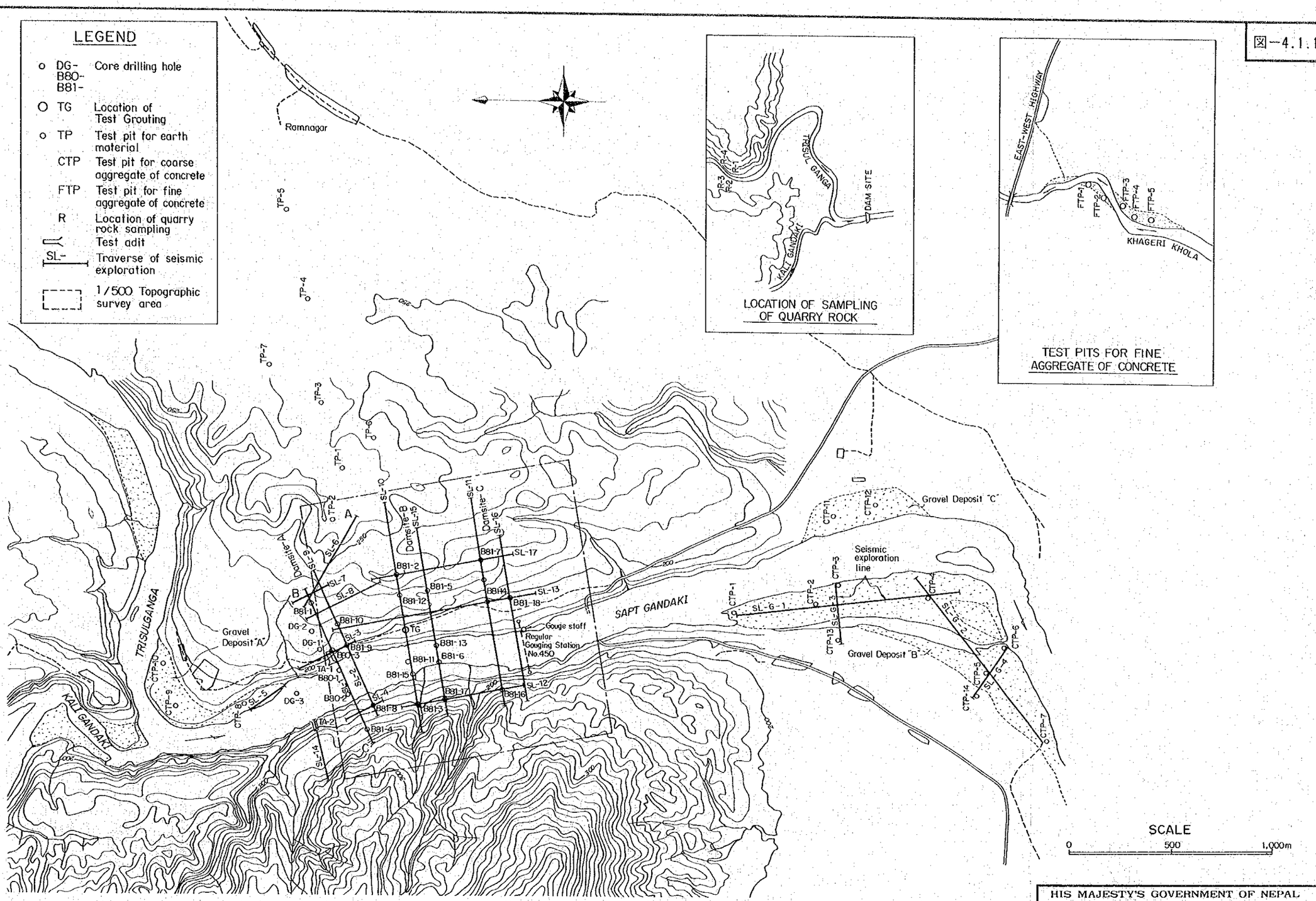
図−3.4.1



図−3.4.1　　ネパール中央電力系統内発電設備拡張計画

HIS MAJESTY'S GOVERNMENT OF NEPAL
SAPT GANDAKI HYDROELECTRIC
POWER DEVELOPMENT PROJECT
FEASIBILITY REPORT
JAPAN INTERNATIONAL COOPERATION AGENCY

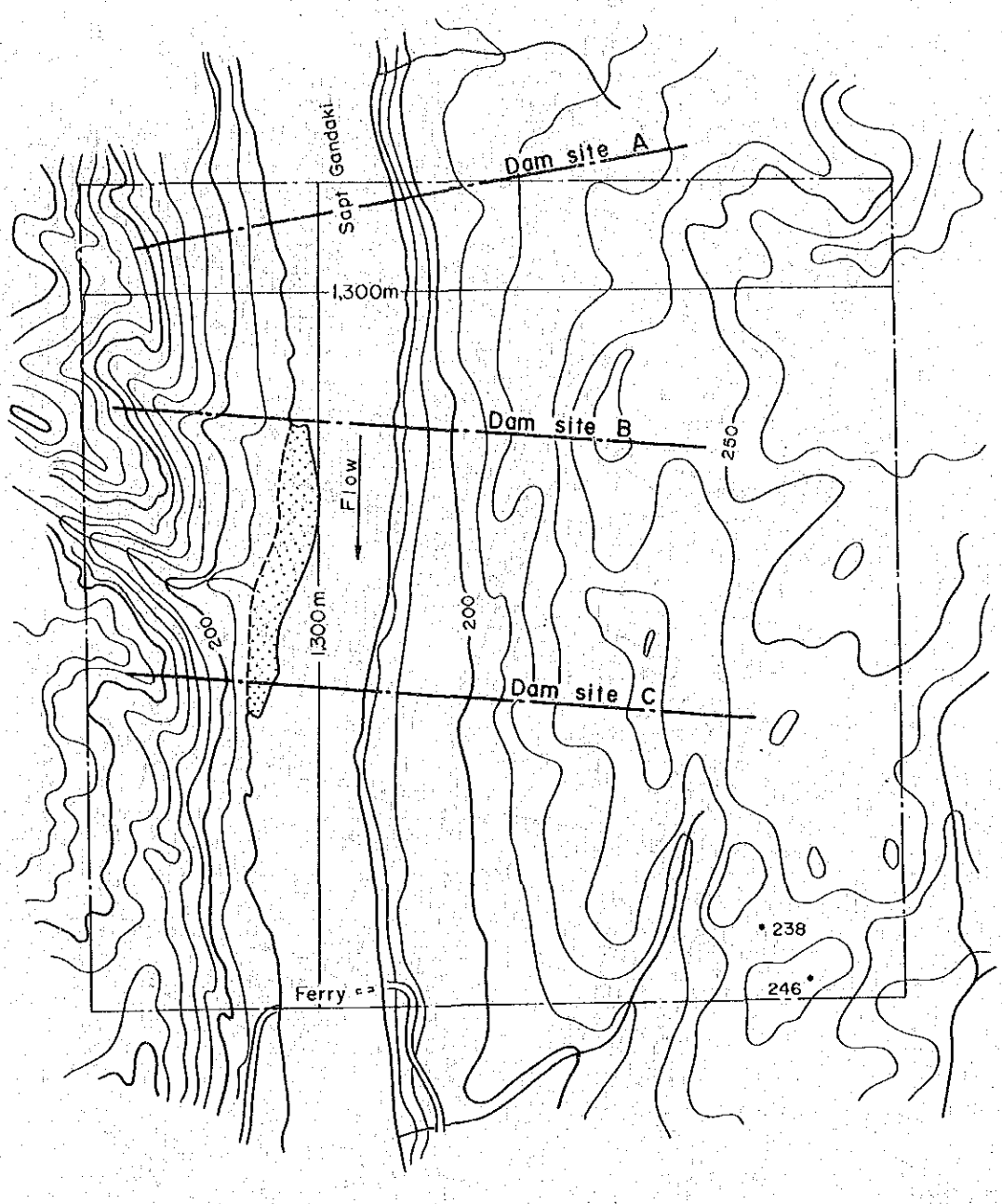
図−4.1.1



図−4.1.1　調査位置図

HIS MAJESTY'S GOVERNMENT OF NEPAL
SAPT GANDAKI HYDROELECTRIC POWER DEVELOPMENT PROJECT
FEASIBILITY REPORT
JAPAN INTERNATIONAL COOPERATION AGENCY

図－4.2.1



NOTE:

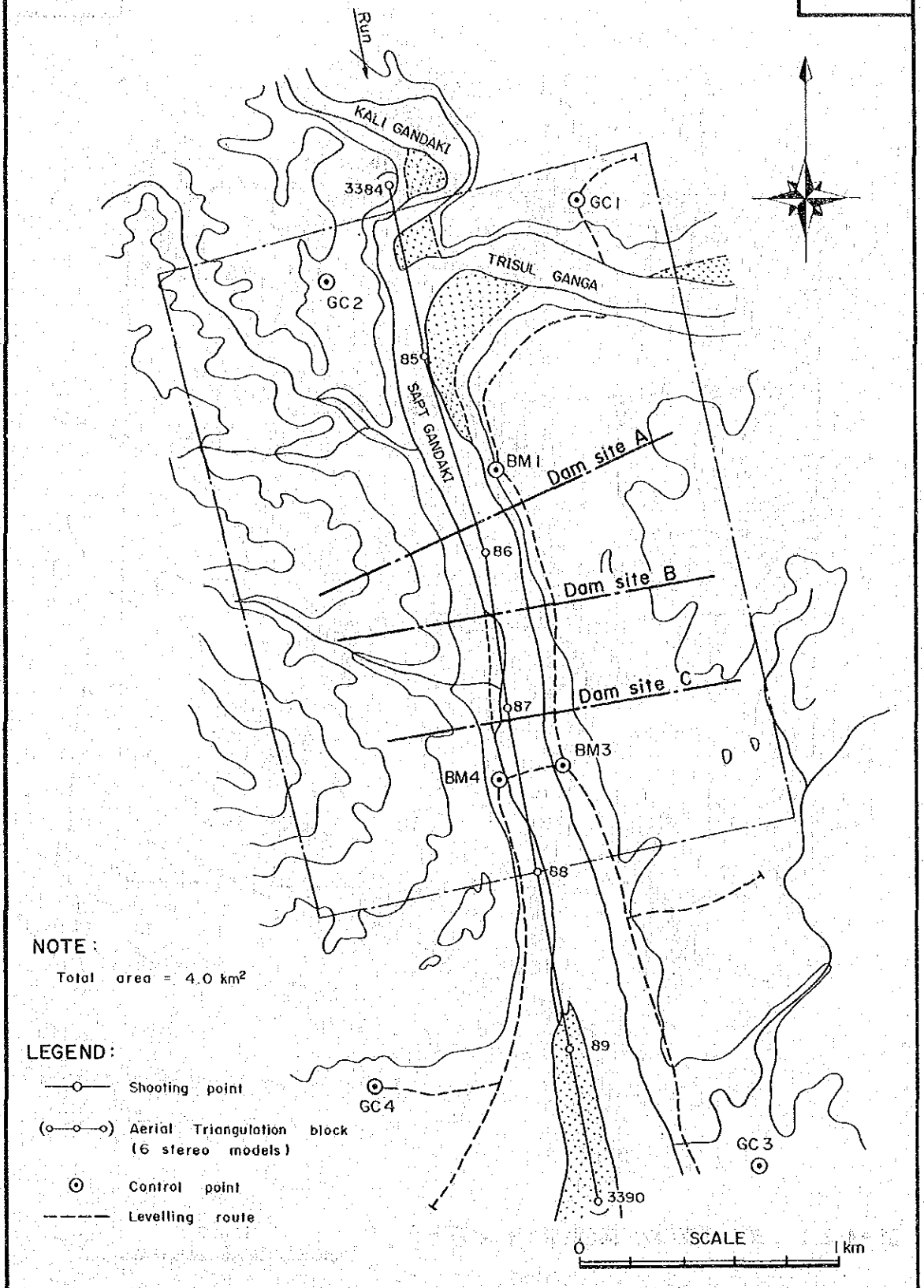
Total area = 169 ha

図－4.2.1　ダム地点の1／500地形図作成範囲

0 SCALE 500m

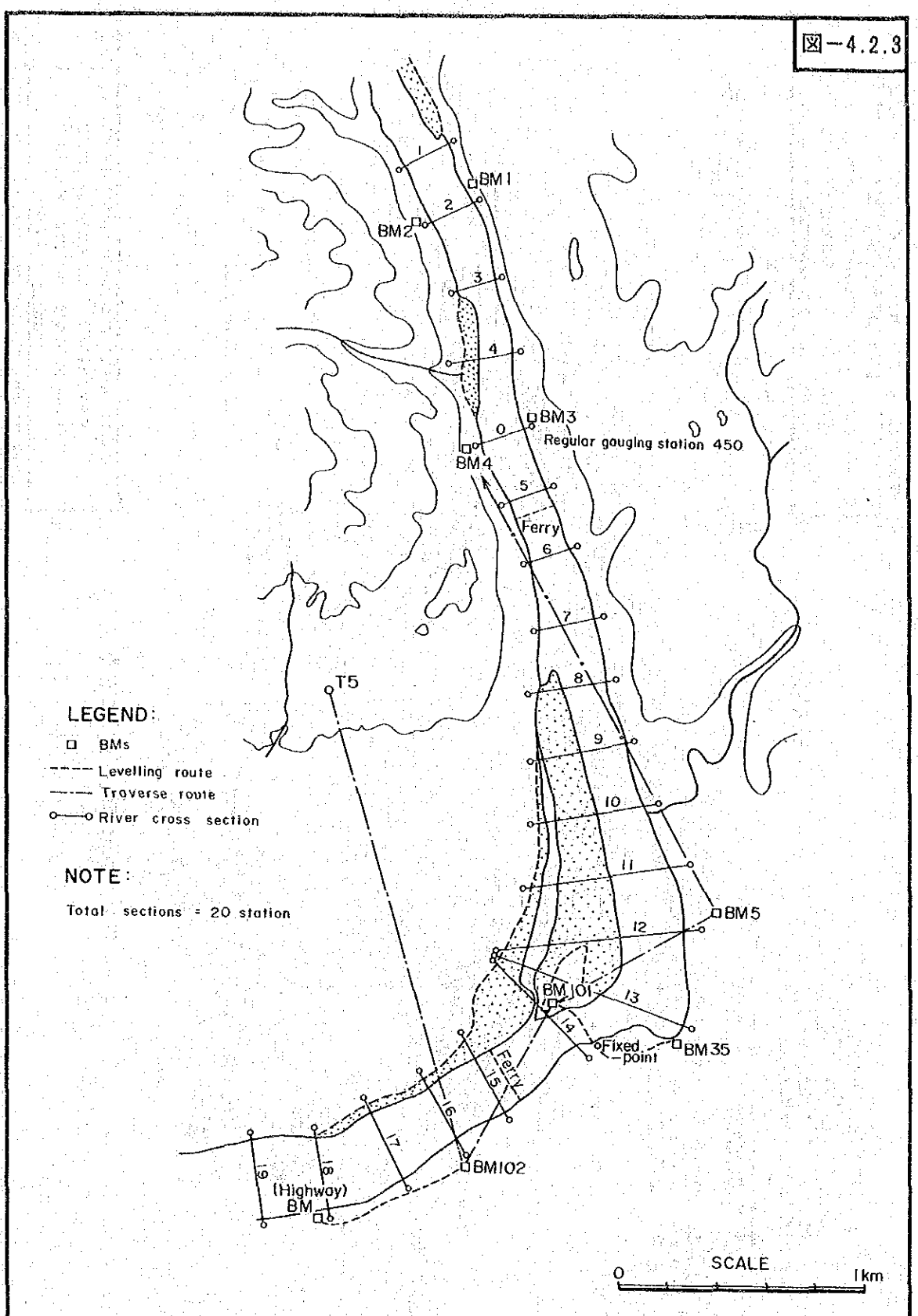
HIS MAJESTY'S GOVERNMENT OF NEPAL
SAPT GANDAKI HYDROELECTRIC
POWER DEVELOPMENT PROJECT
FEASIBILITY REPORT
JAPAN INTERNATIONAL COOPERATION AGENCY

図－4.2.2



図－4.2.2　航空写真図化による
1／2,000地形図作成範囲

HIS MAJESTY'S GOVERNMENT OF NEPAL
SAPT GANDAKI HYDROELECTRIC
POWER DEVELOPMENT PROJECT
FEASIBILITY REPORT
JAPAN INTERNATIONAL COOPERATION AGENCY



図－4.2.3　河川横断測量実施測線図

HIS MAJESTY'S GOVERNMENT OF NEPAL
SAPT GANDAKI HYDROELECTRIC
POWER DEVELOPMENT PROJECT
FEASIBILITY REPORT
JAPAN INTERNATIONAL COOPERATION AGENCY

INDIAN TRIANGULATION COORDINATES :

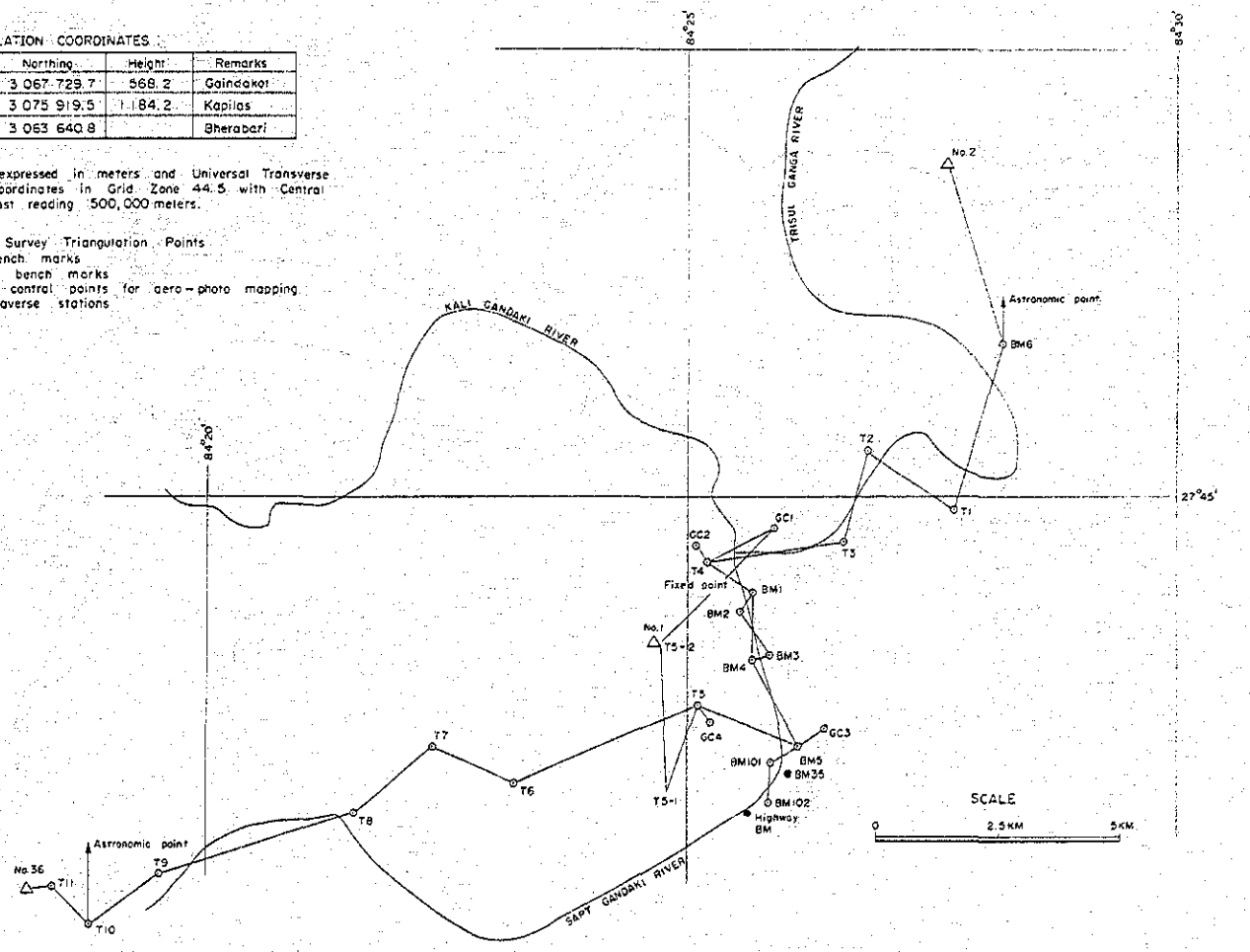
Station No.	Easting	Northing	Height	Remarks
1	540 525.5	3 067 729.7	568.2	Gaindakot
2	542 438.1	3 075 919.5	1 184.2	Kapilas
36	529 932.7	3 063 640.8		Bherabari

NOTE :

All coordinates are expressed in meters and Universal Transverse Mercator (U T M) coordinates in Grid Zone 44.5 with Central meridian of 84° East reading 500,000 meters.

LEGEND :

- △ No. i : Indian Survey Triangulation Points
- ⊙ BM i : New bench marks
- ● BM i : Existing bench marks
- ⊙ GC i : Ground control points for aero-photo mapping
- ⊙ T i : Main traverse stations

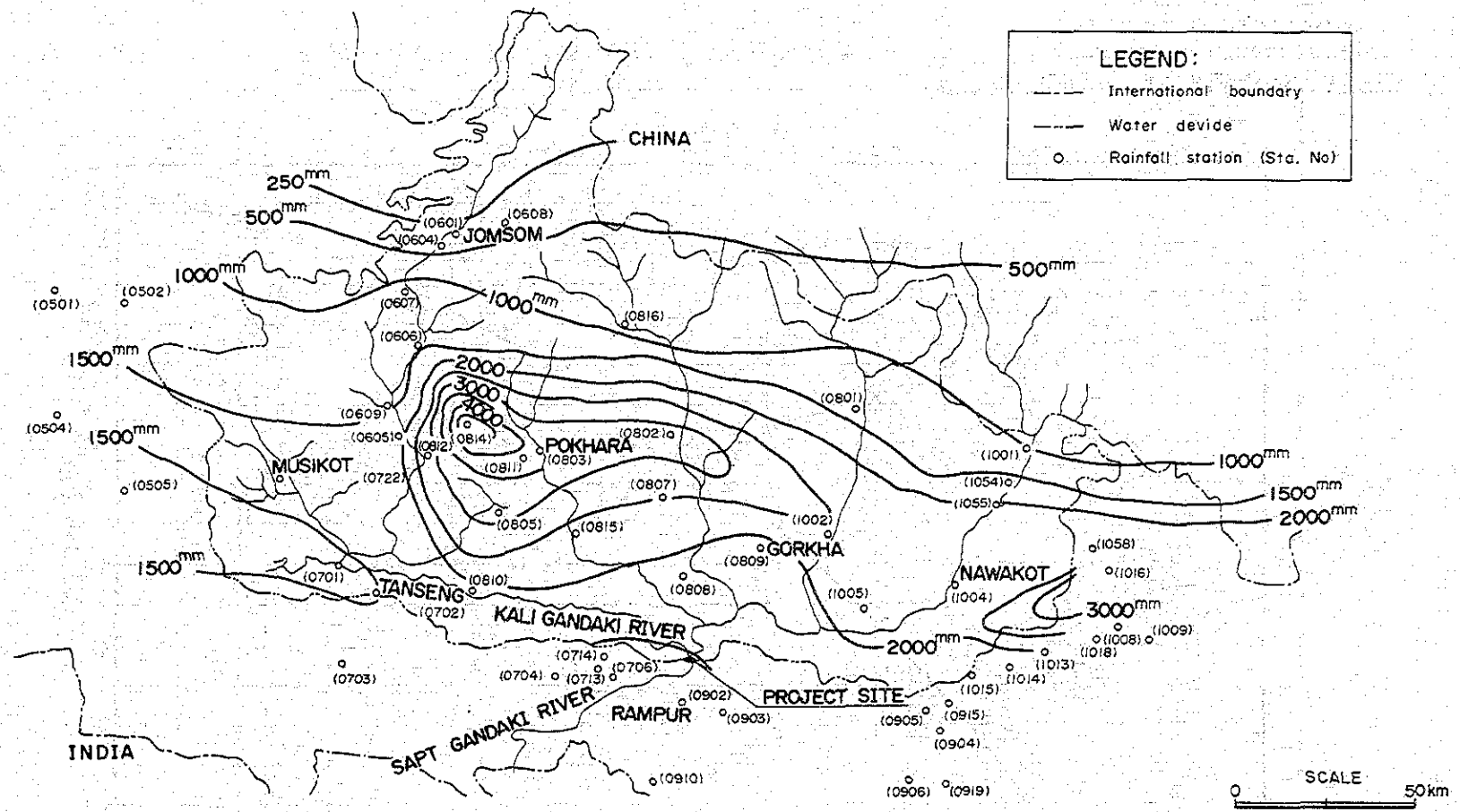


図－4.2.4　水準点及び基準点位置図

HIS MAJESTY'S GOVERNMENT OF NEPAL
SAPT GANDAKI HYDROELECTRIC
POWER DEVELOPMENT PROJECT
FEASIBILITY REPORT

JAPAN INTERNATIONAL COOPERATION AGENCY

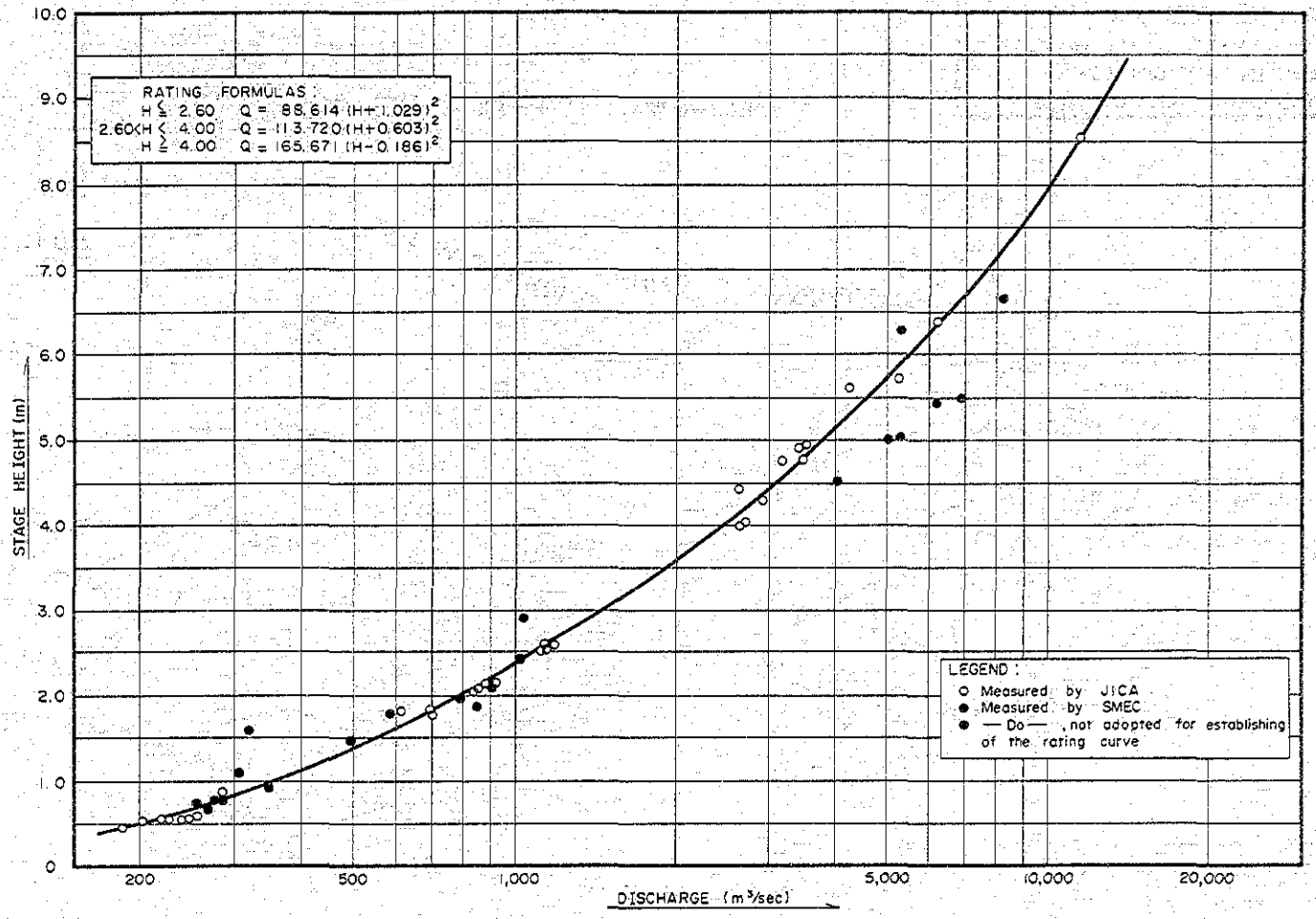
図－4.2.4



図－4.3.1　等雨量線図

HIS MAJESTY'S GOVERNMENT OF NEPAL
SAPT GANDAKI HYDROELECTRIC
POWER DEVELOPMENT PROJECT
FEASIBILITY REPORT
JAPAN INTERNATIONAL COOPERATION AGENCY

図－4.3.1

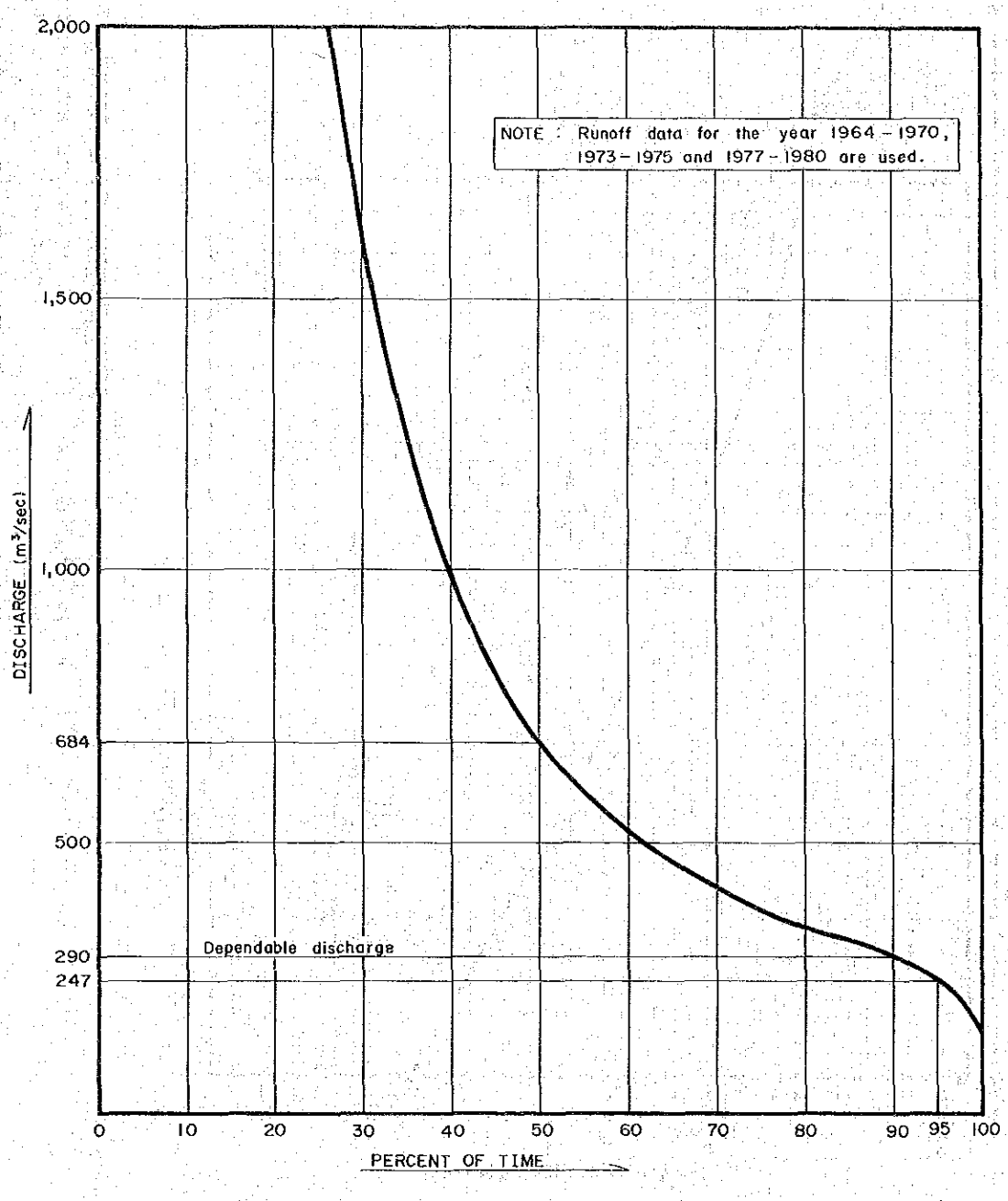


図－4.3.2　測水所450における水位流量曲線

HIS MAJESTY'S GOVERNMENT OF NEPAL
SAPT GANDAKI HYDROELECTRIC
POWER DEVELOPMENT PROJECT
FEASIBILITY REPORT
JAPAN INTERNATIONAL COOPERATION AGENCY

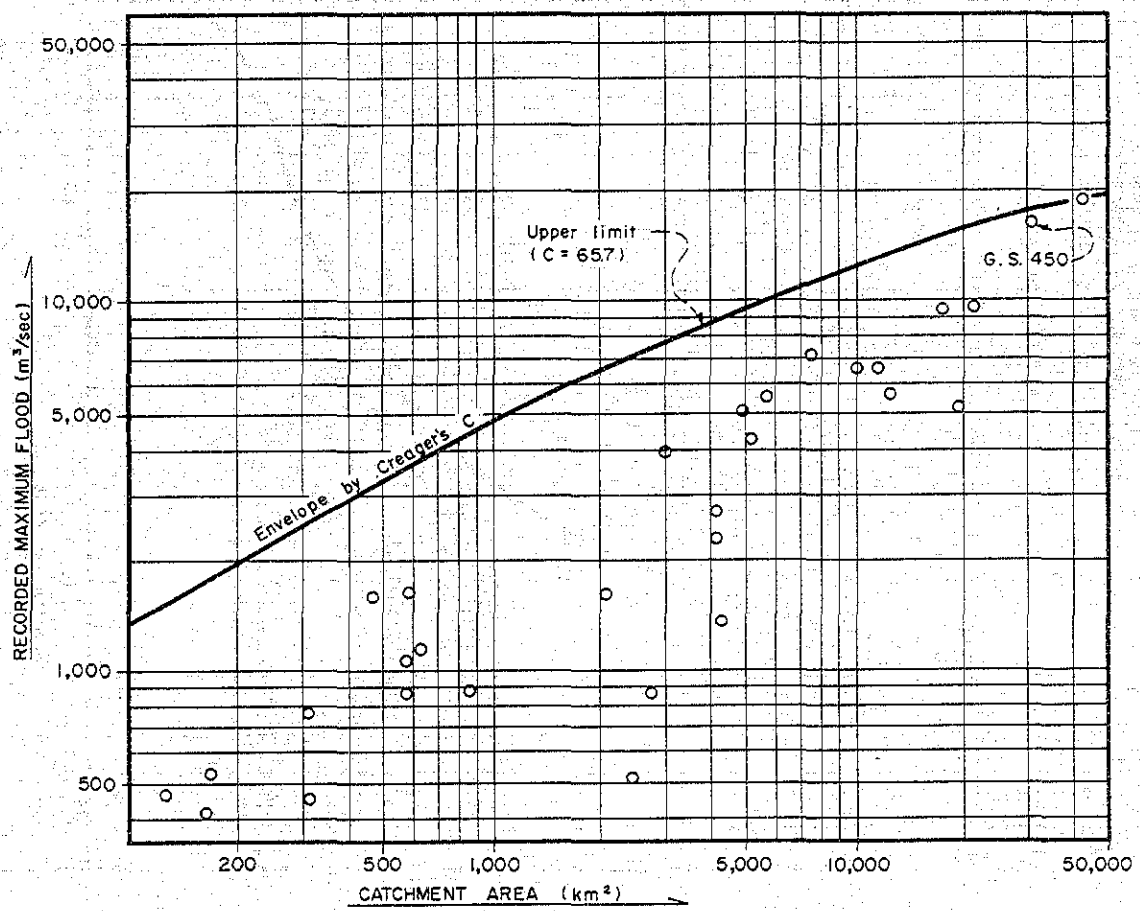
図－4.3.2

図－4.3.3



図－4.3.3　ダム地点流況曲線

HIS MAJESTY'S GOVERNMENT OF NEPAL
SAPT GANDAKI HYDROELECTRIC
POWER DEVELOPMENT PROJECT
FEASIBILITY REPORT
JAPAN INTERNATIONAL COOPERATION AGENCY

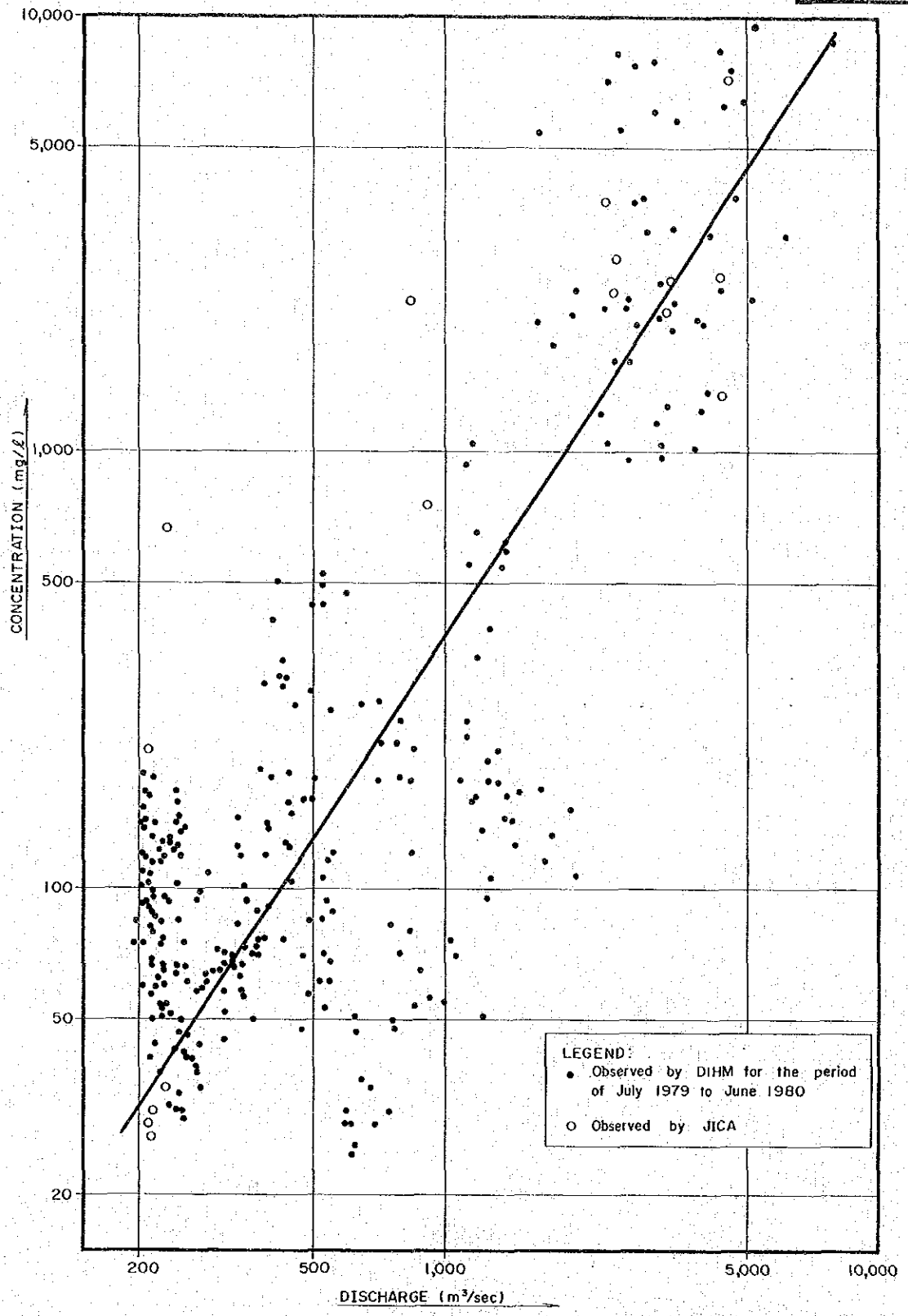


図－4.3.4　ネパールにおける既往最大洪水包絡線

HIS MAJESTY'S GOVERNMENT OF NEPAL
SAPT GANDAKI HYDROELECTRIC
POWER DEVELOPMENT PROJECT
FEASIBILITY REPORT
JAPAN INTERNATIONAL COOPERATION AGENCY

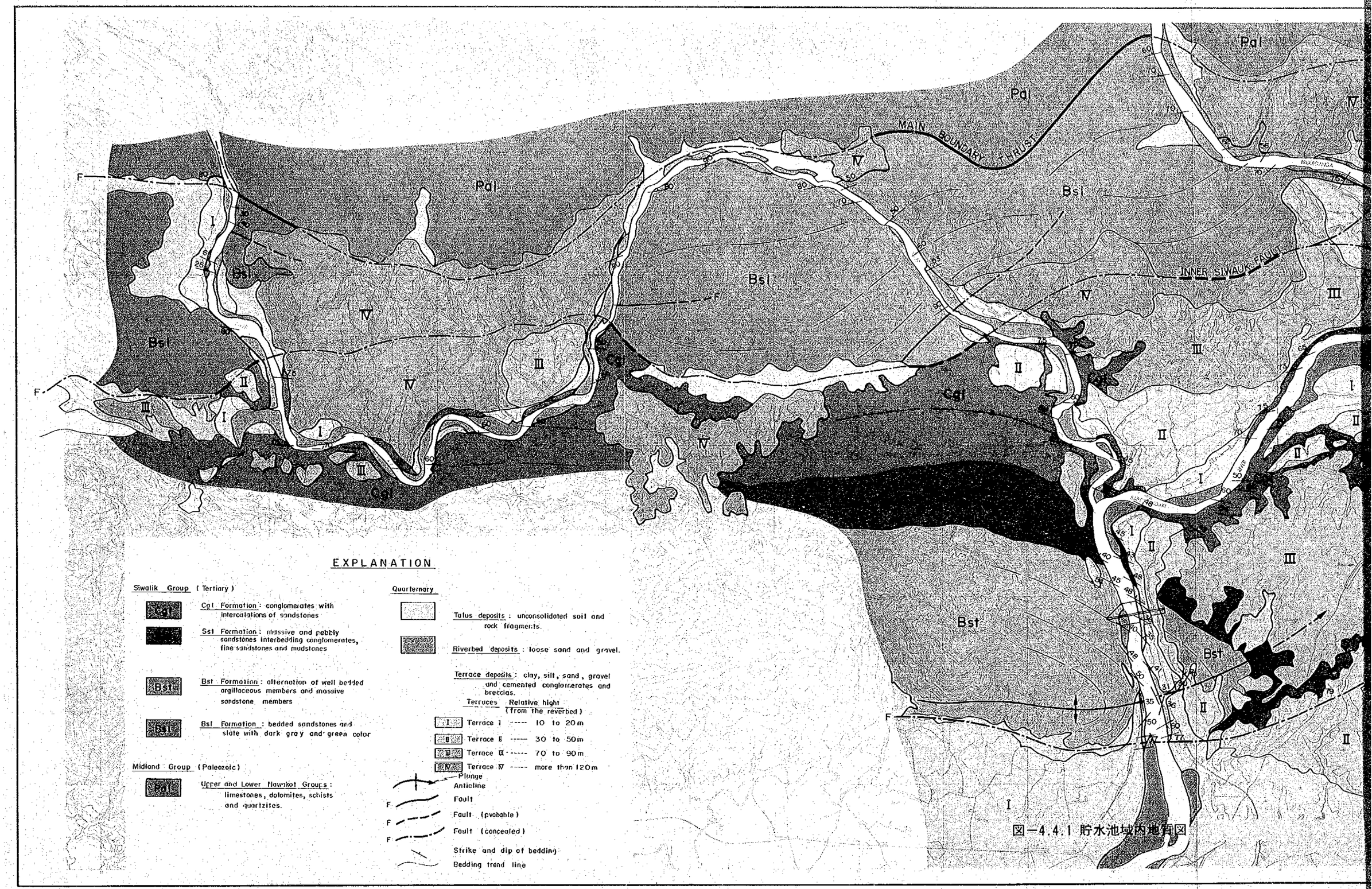
図－4.3.4

図−4.3.5



図−4.3.5　浮流砂量・河川流量関係

HIS MAJESTY'S GOVERNMENT OF NEPAL
SAPT GANDAKI HYDROELECTRIC
POWER DEVELOPMENT PROJECT
FEASIBILITY REPORT
JAPAN INTERNATIONAL COOPERATION AGENCY



図－4.4.1 貯水池域内地質図

図-4.4.1

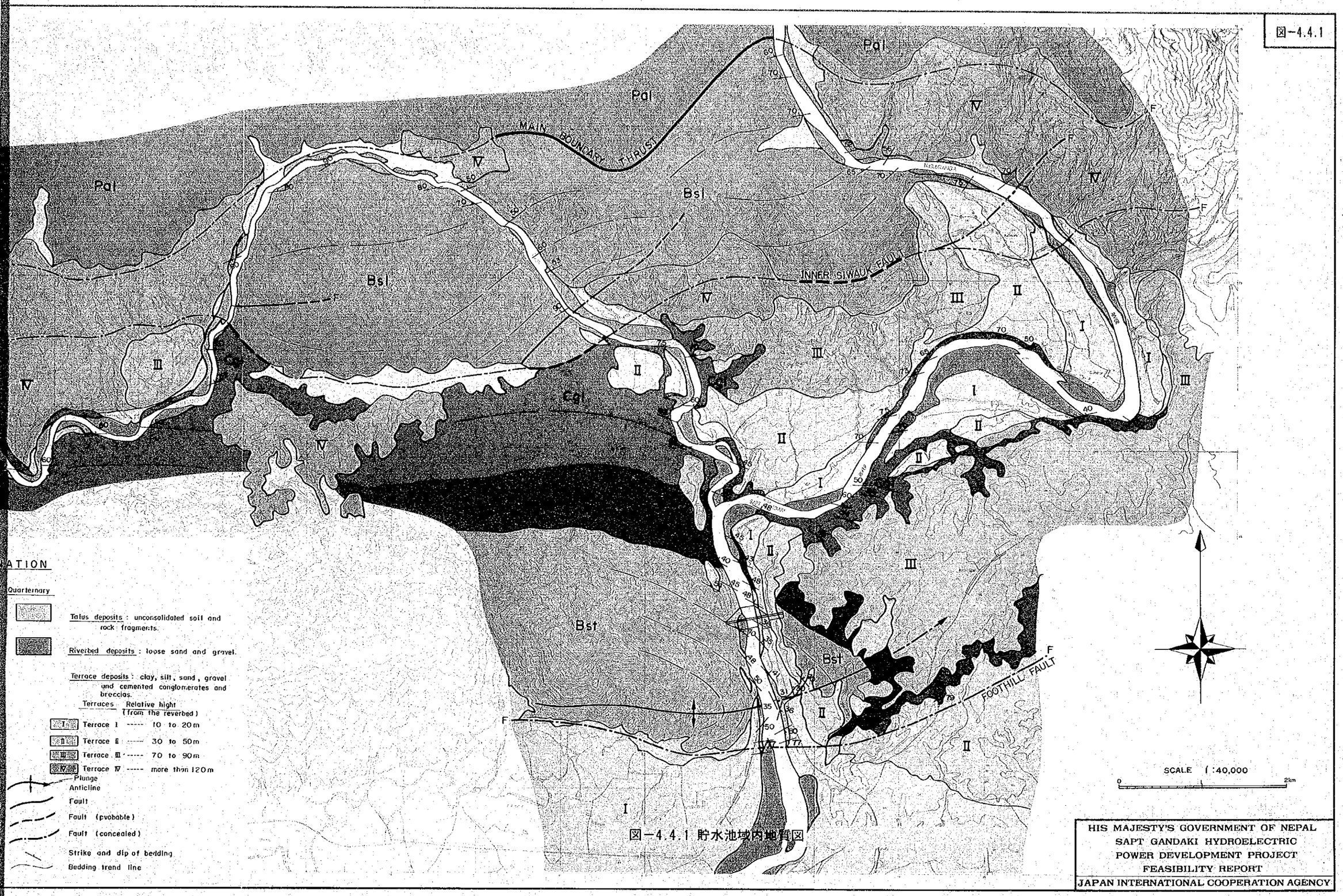


図-4.4.1 貯水池域内地質図

HIS MAJESTY'S GOVERNMENT OF NEPAL
SAPT GANDAKI HYDROELECTRIC
POWER DEVELOPMENT PROJECT
FEASIBILITY REPORT
JAPAN INTERNATIONAL COOPERATION AGENCY