ネパール王国

サプトガンダキ水力発電開発計画
調査報告書

要　約　版

1983年1月

国際協力事業団

ネ パ ー ル 王 国

サプトガンダキ水力発電開発計画
調査報告書

要 約 版

1983年 1月

国際協力事業団

報告書の構成

要約版

第1巻　主報告書

第2巻　付属報告書

（A）　地形測量

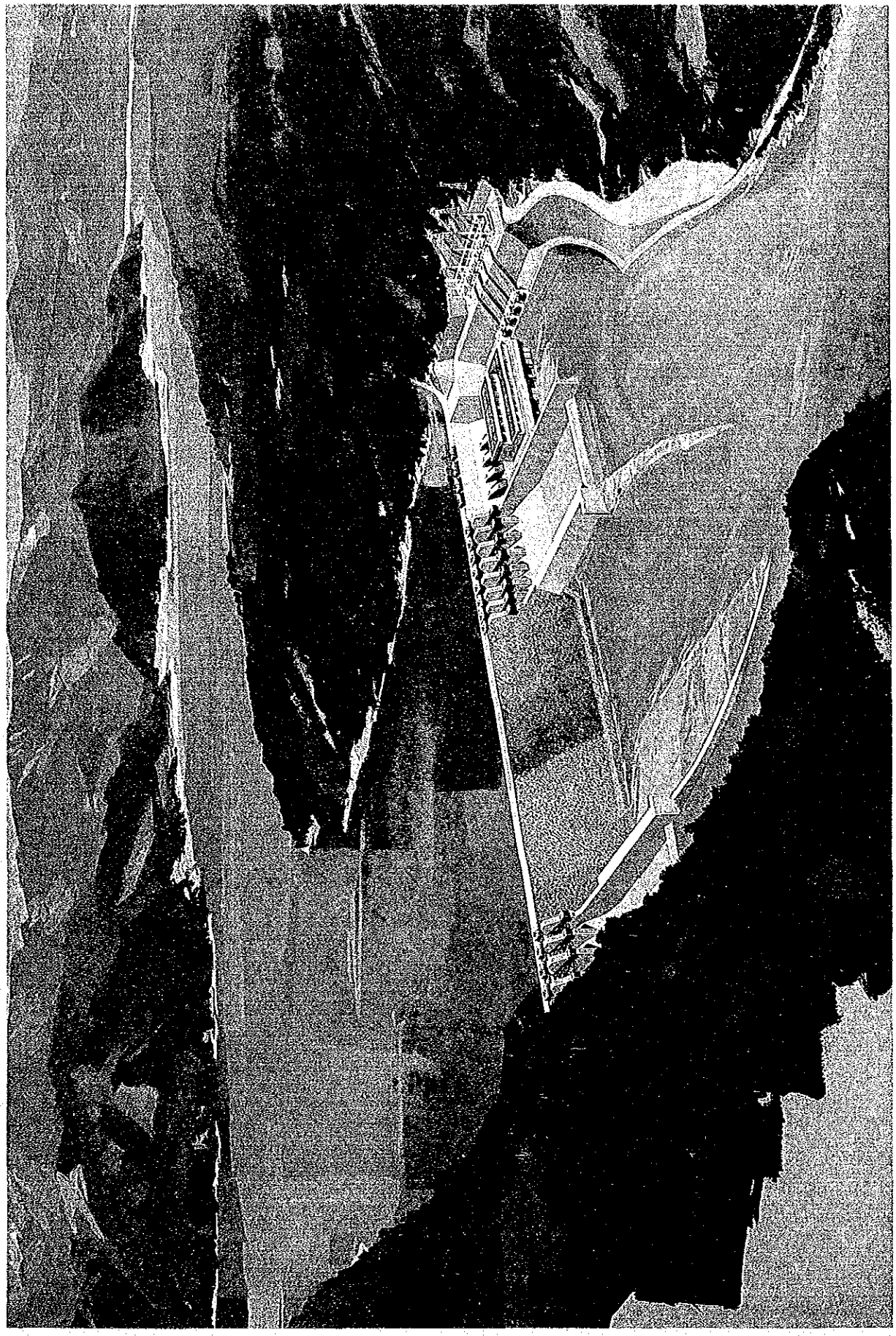
（B）　建設材料

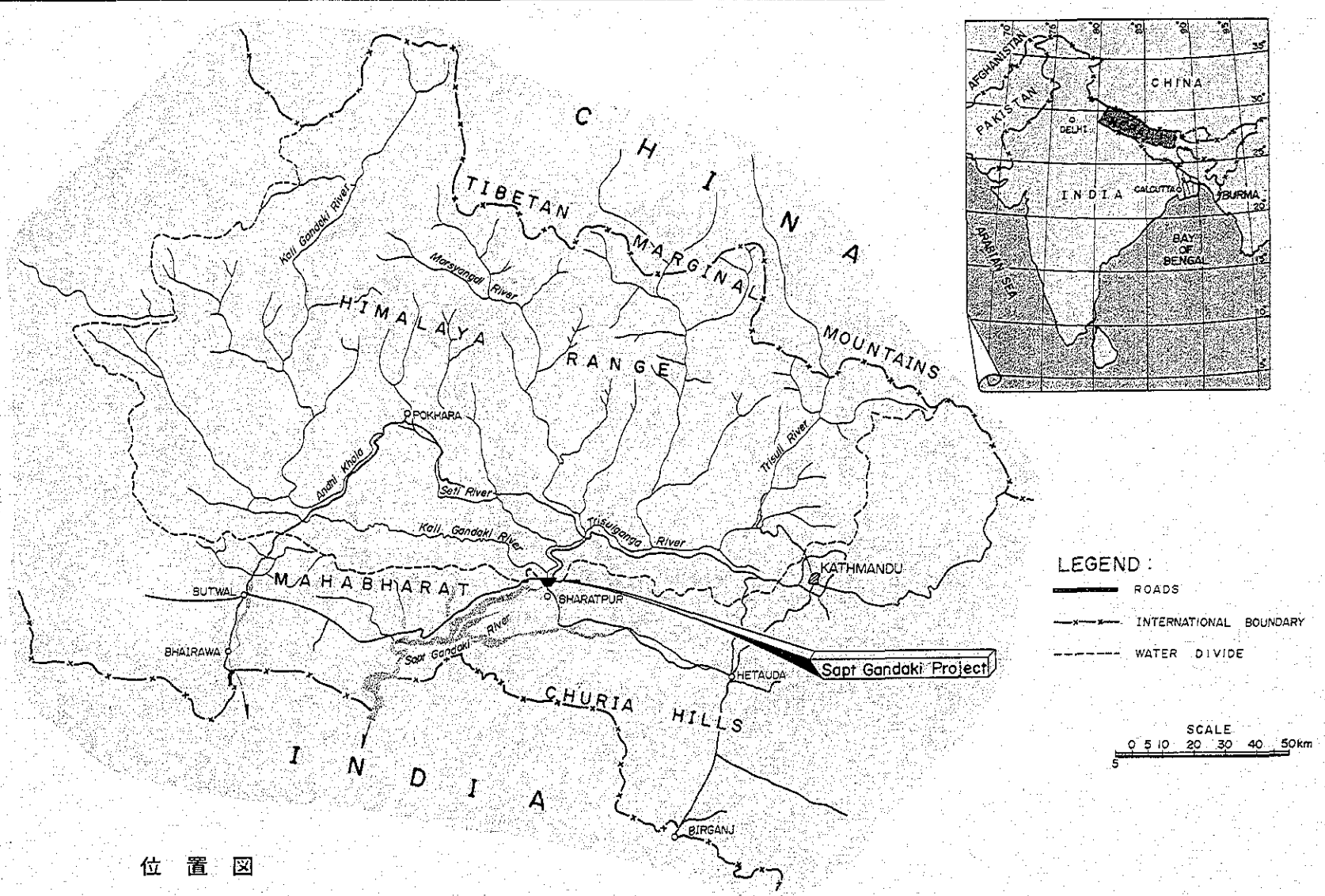
（C）　水文及び気象

（D）　消費部門別電力需要予測

第3巻　付属報告書

（E）　地質




CHINA
TIBETAN MARGINAL MOUNTAINS
HIMALAYA RANGE
MAHABHARAT
CHURIA HILLS
INDIA
Kali Gandaki River
Marsyangdi River
Andhi Khola
Seti River
Trisuli River
Trisuliganga River
Sapt Gandaki River
POKHARA
KATHMANDU
BUTWAL
BHAIRAWA
BHARATPUR
HETAUDA
BIRGANJ
Sapt Gandaki Project
AFGHANISTAN
PAKISTAN
DELHI
CALCUTTA
BURMA
ARABIAN SEA
BAY OF BENGAL
LEGEND :
ROADS
INTERNATIONAL BOUNDARY
WATER DIVIDE
SCALE
0 5 10 20 30 40 50km

位 置 図

要約および結論

プロジェクトの背景

1．サプトガンダキ河は、中部ネパールをその流域とし、2大支川カリガンダキ河とトリスルガンガ河が合流する地点で約31,100㎢の流域面積を持っており、この合流点から約3㎞下流でインナーテライ平野に流れ込んでいる。その河川流量は豊富で、年平均流量は約1,500㎥／秒である。サプトガンダキ水力発電計画地点は、上記2大支川の合流点の直下流にあり、ナラヤンガールの町の北約4㎞に位置している。

2．ネパール全土の電力および電力エネルギー需要については、妥当な需要予測が実施されており、1989／90年にはそれぞれ概略 280ＭＷ、 1,000ＧＷ時に達するものと見込まれている。クリカニ第1、デビガット、クリカニ第2、およびマルシャンディの一連の水力発電所の逐次開発によって、1988／89年までは辛うじて需要に応じることが可能であるが、それ以降の需要に応じるためには新しいプロジェクトが電力供給を開始する必要がある。

計画地点の状況

3．サプトガンダキプロジェクト地点の特徴として、30ｍ～40ｍの厚さの河床砂れき層、せん断強度が約8㎏／㎠の弱い基盤岩、 1,000年確率洪水流量で23,000㎥／秒という大河川流量および年間約88×10^6 ㎥の大流送土砂量が上げられ、いずれも当プロジェクトの費用を増大させる要因となっている。

開発計画の立案

4．サプトガンダキプロジェクトの最適開発計画案の立案のため、種々の考えられる開発計画案の比較検討が行われた。その開発計画案の作成はダムサイト（ＡおよびＢ）、ダム型式（コンクリート重力ダムおよびフィルタイプダム）、開発規模（貯水池の常時満水位標高210, 220, 230 および 240ｍ）、発電設備容量（75ＭＷから 300ＭＷまで）の基本要素のさまざまの組み合わせによって行われており、これらの比較検討を通して最大純便益を発生する最適開発計画案は下記の計画であるという結果が得られた。

最適開発計画案

ダムサイト ……	Bダムサイト
ダム型式 ……	ロックフィルダム
開発規模 ……	常時満水位標高 230m
発電設備容量 ……	225MW
常時せん頭出力 ……	174MW
1次・2次エネルギー ……	757GW時, 852GW時

設　計

5．堆砂により洪水吐天端まで数年で埋まってしまうため、プロジェクトは流れ込み式として設計しなければならない。発電設備として75MWの発電機を3台設置することになる。また将来の増設のための施設も当プロジェクトで実施する。プロジェクトの概要は添付表にまとめられているとおりである。

施工計画

6．建設作業は土木工事の契約後第1号機の発電開始まで約5年（61ヶ月）を要する。この所要期間の他にさらに2年が資金調達、追加調査、入札、契約等のために必要である。追加調査および入札用設計に要する資金の手当が1983年3月までに出来ると仮定するならば、送電開始は1989／90年の乾季の初めすなわち1989年10月末になる予定である。

建　設　費

7．プロジェクトの工事費は1982年7月現在の価格で外貨分 299.8×10^6 米ドル相当、内貨分54.9×10^6 米ドル相当で総工事費は 354.7×10^6 米ドル相当と見積もられる。内貨分は政府調達、外貨分は外国からの借款を仮定し、物価変動予備費（年上昇率6パーセント）および外貨融資に対する利子（年率4パーセント）を加えると、総所要資金は 544.4×10^6 米ドル相当となる見込みである。

経済および財務分析

8．50年の評価期間での経済的内部収益率は16.2パーセントとかなり高く、ネパールにおい

てこの水力発電プロジェクトを実施することは経済的に妥当であると言える。30年の評価期間での財務的内部収益率は 9.2パーセントと計算されている。これは当プロジェクトの資金が国際金融機関によって融資されても、当プロジェクトが財務的に健全であることを示している。

9．債務返済分析によれば、蓄積剰余金は当プロジェクトが1992／93年にその最終開発段階に達した後僅か1年にしてプラスに転ずるであろう。それ以降当プロジェクトは総収入より債務返済金およびその他の経費を差し引いた後で、毎年約37×10^6 米ドル相当の剰余金を生むことになる。返済期間の終りの2011／12年には蓄積剰余金は 670×10^6 米ドル相当に達する。

代替開発計画案（第2選定案）

10．所要資金の調達が困難でこのことがプロジェクト実施の障害となる場合が考えられるが、この様な場合にはある程度の経済的有利性を犠牲にしてもより小規模の代替案を選択しなければならないかもしれない。所要資金がより少く且つ妥当な収益性の観点から、下記のプロジェクト計画案がこの場合における代替案として推奨される。

代替開発計画案（第2選定案）

ダムサイト ……	Aダムサイト
ダム型式 ……	ロックフィルダム
開発規模 ……	常時満水位標高 220m
発電設備容量 ……	150MW
常時せん頭出力 ……	134MW
1次・2次エネルギー ……	580GW時、 544GW時

11．代替開発計画案の総プロジェクト費用は1982年7月現在の価格水準で 276.5×10^6 米ドル相当と見積もられており、その内訳は外貨分 234.5×10^6 米ドル相当、内貨分は42.0×10^6 米ドル相当となっている。建設期間中の物価変動予備費（年上昇率6パーセントを想定）および借款利子を考慮した所要資金は総額 423.5×10^6 米ドル相当と見積もられた。また、50年間の評価期間での経済的内部収益率は16.3パーセントと算定された。

サプトガンダキプロジェクトの拡張計画

12. もし当プロジェクトの上流に河川流量の季節変動を調節出来る貯水池群が建設されるならば、当プロジェクトで利用可能な常時使用水量が増加し、これによって当プロジェクトの設備容量の拡張が可能となる。検討の結果、常時使用水量は現在の 290㎥／秒から 750㎥／秒以上に増加し、サプトガンダキプロジェクトの設備容量はこれによって 400MW～600MWまで拡張出来ることが判明した。最終的な確定設備容量は、直上流の貯水池式水力発電所で常時河川流量を調節した後の日最大使用水量によって決まる。拡張される設備（100MW～ 300MWの増設）は右岸に建設されることになろう。

自然流下式かんがい用水供給についての考察

13. 当プロジェクトの建設により、その下流のチトワン盆地かんがい地区では、現在ダム地点の下流 4 km地点で建設中のポンプ揚水によることなく当貯水池から自然流下方式で取水が可能となるだろうが、検討の結果、ここ当面はこの既存のポンプ揚水の方が有利であり、このポンプ設備更新が必要となる25年後に当貯水池からのかんがい用水供給案を考えるべきであるということが明らかとなった。

結　論

14. サプトガンダキプロジェクトの妥当性調査の結果、当プロジェクトは技術的にも経済的にも且つ財務的にも妥当であることがわかった。ネパールの電力需要の伸びに対処するため、当プロジェクトを早期に実現することを推奨する。

プロジェクト諸元

(1) 貯水地

流域面積	31,100㎢
常時満水位	標高　230m
最低運転水位	標高　226m
設計洪水位	標高　232.2m
利用水深	4m
総貯水容量	450×10^6 m³
有効日調節容量	8.5×10^6 m³

(2) 仮排水路

設計洪水流量	16,350m³／秒
タイプ	開水路
右岸側仮排水路幅×長さ	52m× 820m
左岸側仮排水路幅×長さ	126m× 950m
上流側仮締切りダム堤頂標高	標高　196m
下流側仮締切りダム堤頂標高	標高　195.5m

(3) ダム

タイプ	中央コア型ロックフィル
堤頂標高	標高　238m
河床からのダム高	60m
堤頂延長（ロックフィル部分）	338m
堤頂幅　（ロックフィル部分）	10m
上流側法面勾配	1：2.5 （常時満水位以上は1：1.9）
下流側法面勾配	1：1.9
盛りたて量、　コア	347,000m³
フィルター	161,000m³
ロック	1,500,000m³
合計	2,008,000m³

(4) 洪水吐

タイプ	流入部ゲート式、導流部シュート式、減勢池副ダム型
ゲート、右岸側洪水吐	19m（高）×15m（幅）×3門
左岸側洪水吐	19m（高）×15m（幅）×7門
越流堤頂部標高	標高　211.5m
設計洪水流量	23,000m³／秒
減勢池の設計流量	17,800m³／秒
コンクリート打設量	624,000m³

(5) 発電用水路及び発電所

取水口

タイプ	コンクリート重力式ダムに埋設されたゲート付き取水管
取水口中心線標高	標高　214.5m
ゲート	7.6m（高）× 7.6m（幅）×3門

ペンストック

長さ	72m
内径	7.6m

発電所

タイプ	地上式
幅×長さ×高さ	35.1m× 104m×53.9m

(6) 発電用機器

水車

タイプ	エルボウ型放水管付き竪軸カプラン水車
水車中心線標高	標高　179.4m
定格落差	42.315m
定格使用水量	205.7m³／秒×3台
定格出力	75,000kW×3台
定格回転数	136.3rpm

定格使用水量時放水庭水位	標高　184.6m

発電機

タイプ	竪軸・かさ型
定格容量	83,300kVA ×3台
定格電圧	11,000V
定格周波数	50Hz
力率	0.9
平均年間可能発生電力量	$1,609\times10^{6}$ kW時
	(1次757 、2次852)

主変圧器

タイプ	油入りファン冷却式屋外型
定格電圧	10.5kW/126-129-132-135 kW
定格容量	83,300kVA ×3台

(7) 送電線

電圧	132kW
電線	264mm² ACSR

ルート、延長、回線数

1) サプトガンダキ～ヘタウダ　、75km、2回線

2) サプトガンダキ～バラトプール　、5km、1回線

3) サプトガンダキ～デュンキバス　、55km、1回線（将来2回線）

4) デュンキバス　～ブトワル　、45km、1回線（追加架線）

目　次

頁

要約および結論

1．プロジェクトの背景 …… 1

2．電力の需給 …… 1

2.1　電力の需要と供給に関する記録 …… 1

2.2　電力需要の予測 …… 2

2.3　電力供給能力の拡張計画 …… 2

3．計画地点の状況 …… 3

3.1　地形 …… 3

3.2　気象と水文 …… 4

3.3　地質 …… 7

3.4　建設用材料 …… 7

3.5　ダムサイトまでの交通の便 …… 8

4．開発計画の立案 …… 9

5．設　計 …… 9

6．施工計画 …… 11

7．建設費 …… 11

8．経済および財務分析 …… 12

8.1　経済分析 …… 12

8.2　財務分析 …… 12

9．代替開発計画案（第2選定案） …… 13

10．環境影響評価 …… 14

11．自然流下式かんがい用水供給についての考察 …… 14

12．サプトガンダキプロジェクトの拡張計画 …… 14

13．諸水力発電計画の開発順位 …… 15

14．結論と提案 …… 15

付　　表

表番号	標　　題
1	ネパールにおける発生電力および電力量供給実績
2	地域別発生電力および電力量供給実績（その１）
3	地域別発生電力および電力量供給実績（その２）
4	ネパール全土および系統内電力量需要
5	ネパール全土および系統内電力需要
6	浮流砂の粒度分析結果
7	主要工事数量
8	工事費の概要
9	年次別投資計画
10	プロジェクト便益の概要
11	プロジェクトの費用および便益のキャッシュフロー
12	財務状況のキャッシュフロー
13	財務分析表（１）
14	財務分析表（２）

付　　図

図面番号	標　　題
1	ネパール中央電力系統内電力量需要予測
2	ネパール中央電力系統内電力需要予測
3	ネパール中央電力系統内発電設備拡張計画
4	等雨量線図
5	ダム地点流況曲線
6	調査位置図
7	一般配置図（最適計画案：フィルダム、Ｂ地点、常時満水位230 、設備容量 225ＭＷ）
8	断面図（最適計画案：フィルダム、Ｂ地点、常時満水位230 、設備容量 225ＭＷ）
9	洪水吐・発電水路断面図（最適計画案：フィルダム、Ｂ地点、常時満水位230 、設備容量 225ＭＷ）
10	発電所断面図（最適計画案：フィルダム、Ｂ地点、常時満水位230 、設備容量 225ＭＷ）
11	発電所平面図（最適計画案：フィルダム、Ｂ地点、常時満水位230 、設備容量 225ＭＷ）
12	サプトガンダキ工事工程表（１）
13	サプトガンダキ工事工程表（２）
14	サプトガンダキプロジェクトの拡張計画

1. プロジェクトの背景

過去十年間、ネパールの電力需要は年平均15パーセントの伸びを示した。1970年代後半になって電力需要が電力供給能力を上まわり、中でもネパール中央電力系統内での電力供給能力がかなり不足を来す様になって来た。1978年以来計画的停電がひん繁に実行され、また新規需要者の申請も保留されて来た。この状態はクリカニ第1発電所が1982年に発電を開始するまで続いた。

電力需要にこたえるべく、ネパール政府は幾多の水力発電計画を推進して電力供給能力の増強を計って来た。これらは、クリカニ第1発電所（60MW、1982年完成）、デビガット水力発電計画（14.1MW、1984／85完成予定）、クリカニ第2水力発電計画（32MW、1986／87完成予定）およびマルシャンディ水力発電計画（66MW、1986／87完成予定）などである。

上述の諸計画を逐次実施することにより、1989年頃まではなんとか域内の電力需要を充たす事が出来よう。それ以降の電力需要を充たすために新規電力開発が何うしても必要なので、ネパール政府（HMG）はサプトガンダキ水力発電計画を開発するつもりである。このサプトガンダキ計画は中央ネパールの南部にあるマハバラート山脈の麓を流下するカリガンダキ河とトリスルガンガ河の合流点の直下流に位置している。ダムサイトでの集水面積は31,100㎢で、年平均流量は 1,500㎥／秒と豊富である。

サプトガンダキ水力発電計画を具体化するため、ネパール政府は1979に実施された事前調査に引き続き本プロジェクトの妥当性を検討すべく、1980年の12月に日本政府に対して技術協力を依頼した。日本政府はこの要請を受け入れ、妥当性調査を行うため国際協力事業団（JICA）の調査団を現地に派遣することとし、これにより1981年2月よりJICA調査団による本プロジェクトの経済的・技術的妥当性の検討が開始された。

2. 電力の需給

2.1 電力需要と供給に関する記録

ネパールにおける1979年までの電力供給の記録は表－1から表－3に示されている。表－1はネパール全国の電力供給記録を示し、表－2および表－3は各開発地域別のそれを示す。

表－1に見られるごとく、ネパールでの電力需要の伸びは年平均で16.5パーセントである。しかしながら、供給電力の伸びは全国平均で1977／78年の11.1パーセントから1978／79年の3.4パーセントと大幅な落ち込みを記録した。これは電力供給の主要部を占めるネパール中

央電力系統での供給能力の伸びが低下したためである。この系統内の供給電力の伸びは1977／78年の 9.0パーセントから1978／79年の 1.1パーセントと極端に減少している。しかし電力量の供給は従来どおりの伸び率を示している。表－2に示すごとく、平均40～44パーセントであった年負荷率は1978／79年に47.5パーセントと高くなった。

上記のことから、ネパール中央電力系統内での1978／79年における電力需要が電力供給能力を越えていることがわかる。その後、この系統内に深刻な電力不足が生じ、これは前述のごとく1982年にクリカニ第1発電所が完成するまで続いた。

2.2　電力需要の予測

ネパール政府（ＨＭＧ）は2種類の手法により電力需要の予測を行った。ひとつの手法は総需要予測によるもので、これは過去の全電力需要データに基づいている。もうひとつの手法は産業、商業、かんがい、一般家庭およびその他の各セクターの電力需要の記録に加えて、非農業部門の経済成長および第6次・第7次経済5ヶ年計画に取り上げられている各プロジェクトの開発計画に基づいて予測を行っているものである。JICA調査団もこれとは別に総需要予測を行った。

上記3種類の電力量需要予測は比較出来る様、図－1にグラフ化されている。同図からも分かるように、それぞれの電力量需要予測は1980年代の後半ほぼ同じ様な値を示している。とりわけ、サプトガンダキ計画が発電開始される予定になっている1989／90年以降は、需要予測はほとんど一致している。

この3つの電力量需要予測のうち、比較的低い伸び率を示すネパール政府の総需要予測によるもの（図－1中実線で示す）を採用することにした。電力需要の算定は将来の年負荷率を推定して、これと予測された電力量の需要より行っている。これまでのネパールでの年負荷率からみて今後も年負荷率の急速な上昇はないものと考え、年負荷率は1977／78年の42パーセントから1999／2000年には45パーセントに漸次増加するものと推定された。地域別電力および電力量の需要予測は表－4、表－5および図－1、図－2に示されている。

2.3　電力供給能力の拡張計画

図－2に示されるごとく、ネパールの電力需要は急激な伸びが予測される。系統内での最大電力需要は1984／85年で 113ＭＷ、1989／90年で 286ＭＷ、1994／95年で 479ＭＷと推定される。したがって1984／85年には、クリカニ第1発電所の建設により増強された電力供給能力も全く余裕が無くなる。その後の電力需要に応ずるため、ネパール政府は次の電力増強

計画を立てている。

－1984／85年にデビガット発電所（14.1MW）を完成させる。

－1986／87年にクリカニ第2発電所（32MW）を完成させる。

－1986／87年にマルシャンディ発電所（66MW）を完成させる。

この増強計画が達成されれば電力供給能力は合計 238MWとなり、これは1988／89年迄の電力需要を充たすことが可能である。それ以降の電力需要に応じるためには、プロジェクトの新規開発すなわちサプトガンダキプロジェクトの開発が不可欠となっている。上述したネパール政府が計画している発電設備すなわち電力供給能力の拡張は図－3に電力需要と比較してグラフ化されている。また、各発電所の開発と歩調をあわせ 132KVの送電線網も下記のとおり拡張する計画となっている。

マルシャンディ	—カトマンズ間……	1回線
〃	—パラトプール間……	〃
デュンキバス	—ブトワル間……	〃（将来2回線）
ブトワル	—ネパールガンジ間……	2回線
ヘタウダ	—ジャナカプール—ビラトナガール間……	〃
〃	—カトマンズ間……	1回線

3. 計画地点の状況

3.1 地形

中央ネパールを流下するカリガンダキ河とトリスルガンガ河は、この地方の南部に位置するマハバラート山脈の麓で合流する。合流した後の川はサプトガンダキ河となり、両岸が低い断崖で構成された渓谷を 2.5km流下し、その後テライ平原へ流れ込んでいる。

サプトガンダキ河の流域は西側でカルナリ河および西ラプチ河流域に接し、東側はスンコシ河およびバグマティ河流域と接している。カリガンダキ河とトリスルガンガ河の合流点より1km下流に位置するサプトガンダキダムサイトでの流域面積は31,100km²である。流域標高はヒマラヤ山脈のピーク標高 8,000mからダム地点の標高 180mまで変化し、河道の平均勾配は約0.0015である。ダムサイトは両岸が低い断崖になっている渓谷に位置しており、その下流はインナーテライ平野になっている。標高 180mの河床での川幅は約 200mあり、その両岸は森林で覆われた台地を形成している。

3.2 気象と水文

蒸発量：蒸発量の観測はA型パンにより16の測候所で行われている。これらの測候所での年平均蒸発量はジリ測候所で 949mm、ダムカウリ測候所で 2,519mmとかなりの幅を示す。算術平均では 1,453mmとなる。サプトガンダキ貯水池からの蒸発量はポカラ地点でのA型パンによる蒸発量の約70パーセントに相当すると考えられ、次の様になる。

サプトガンダキ貯水池からの想定月別蒸気量（mm）

月	1	2	3	4	5	6	7	8	9
蒸発量	49.9	68.6	110.7	123.9	121.5	111.3	112.8	117.2	100.8

月	10	11	12	計
蒸発量	86.8	58.8	47.7	1,110.0

雨量：サプトガンダキ河流域内および周辺に67の雨量観測所があったが、そのうち幾つかの観測所は廃止されている。ポカラ、ジョムサムおよびランプール地点での平均月雨量を下表に示す。

平均月雨量（mm）

月	観測所（No）		
	ジョムサム (601)	ポカラ (803)	ランプール (902)
1	17.1	27.1	21.4
2	13.8	31.2	14.5
3	24.7	54.5	16.9
4	18.6	87.5	41.1
5	9.6	246.9	109.2
6	19.7	649.5	386.2
7	39.6	886.0	526.6
8	46.0	824.3	404.6
9	31.8	575.7	330.7
10	30.9	193.9	85.2
11	6.2	19.3	8.0
12	2.7	8.5	10.0
年雨量	260.7	3,640.4	1,954.4

上表からもわかるごとく、ランプール地点では年雨量の90パーセント近くが6月から9月の雨期に集中している。この地域は亜熱帯性の気候であり、インナーテライ平野に位置するランプール雨量観測所での記録が当プロジェクトに利用できる。サプトガンダキ河流域の等雨量線図を図－4に示す。同図によると、年雨量は 250mmから 5,000mmとかなりの幅がある。

流量：ダムサイトでの月平均流量を次に示す。

ダムサイトの月平均流量（m³／秒）

月	1	2	3	4	5	6	7
平均流量	376	303	283	373	572	1,548	3,576

月	8	9	10	11	12	平均
平均流量	4,231	2,967	1,578	795	520	1,436

上表に見るごとく、サプトガンダキ河のダム地点での年平均流量は 1,436m³／秒であり、年間流量のうち約85パーセントは5月から10月の雨季および乾季への遷移期に集中している。ダムサイトでの流況曲線は図－5に示されている。また10パーセント毎の超過確率日流量は下表の様に推定される。発電のための常時使用水量は、下表に示されるとおり、90パーセントの期間保証される常時河川流量 290m³／秒としている。

ダムサイトの流況曲線

超過確率（パーセント）	10	20	30	40	50	60	70	80	90	100
日流量（m³／秒）	3,890	2,730	1,620	982	684	523	424	343	290	150

洪水：洪水解析は水位観測所（No.450 ）での年最高水位記録をもとに行われた。対数正規分布法、ガンベル法および岩井法により計算された確率洪水量を下に示す。

確率洪水流量（m³／秒）

確率年	対数正規分布法	ガンベル法	岩井法
2	9,100	9,000	8,700
5	10,900	11,300	10,400
10	12,100	12,900	11,500
20	13,100	14,400	12,400
50	14,300	16,300	13,500
100	15,200	17,800	14,400
200	16,100	19,200	15,200
1,000	18,000	22,600	16,900
10,000	20,700	27,400	19,400

流域面積が31,100㎢と非常に大きく、不確定な条件を持っていると思われるので、当プロジェクトの設計洪水流量は最大値を示すガンベル法による値を採用した。

堆砂：貯水地内に運び込まれる流入土砂量はダムサイトでの浮流砂量の計測結果より推定した。水位観測所（No.450 ）での日平均流量から推定された平均月流入土砂量は次のようになる。

平均月流入土砂量（千m³）

月	1	2	3	4	5	6	7	8	9
流入土砂量	76	39	36	78	244	3,646	26,356	35,791	15,990

月	10	11	12	計
流入土砂量	4,877	498	168	87,799

流入土砂量は 2,800m³／㎢／年と非常に高い。上の表でもわかるように流入土砂量の93パーセントは6月から9月の雨期に発生する。流入土砂量が非常に多く、貯水池の容量のうち洪水吐天端以下の 130×10^6 m³部は捕そく率30パーセントを想定すると数年内に埋ってしまうことになる。したがって本プロジェクトは貯水池式ではなく、流れ込み式として設計されている。表－6に浮流砂の粒度分布が示されているが、これからみると浮流砂の粒径は非常に小さい。

3.3　地質

位置図からもわかるようにトリスルガンガ河およびカリガンダキ河はチベットとの国境の連峰にその水源を発し、花崗岩や古期変成岩地帯を流れ、その途中多くの支川を合併し、サプトガンダキダム地点上流1kmのところでその2大支川が合流してサプトガンダキ河となっている。ダムサイトはシワリク層群に属する第三紀堆積岩類地域に位置する。この堆積岩類と上述の変成岩類とは、ダムサイトの北約5kmを東西に走るメインバウンダリー衝上断層に沿って境をなす。

計画地点では河床砂れきの層が厚く、また基盤岩は弱い。河道中心部での砂れき層の厚さは30m～40mである。基岩盤は砂岩、泥岩、れき岩および新第三紀シワリク層群の層内角れき岩の互層をなしている。そのうち、灰色がかった大規模な砂岩が大部分を占めている。原位置岩盤試験によって、基盤岩のせん断強度は粘着力約8kg／cm²、内部摩擦角は約40度と判明した。これはかなりの高さになるコンクリートダムの基礎としてはほぼ下限値である。

図－6に示すごとく、トリスルガンガ河とカリガンダキ河の合流点の下流に3つのダムサイトが提案され、比較検討された。各ダムサイトの特徴を要約すると、

Aダムサイト：左岸にかなり厚い堆積層をもった台地が広がっている。幅は 400m以上あり、層厚はおおよそ40mである。この大規模な堆積層がこのダムサイトの短所である。しかし河道中央部では、基盤岩は深さ30mと比較的浅いところにある。

Bダムサイト：地質の面から見ると、このダムサイトの長所はAダムサイトに比べて左岸台地の堆積層の幅が狭いことである。しかし、河床砂れき層の深さはAダムサイトのそれより深い。ボーリング調査結果に示されるように河床砂れきの層厚は下流に行くにしたがって深くなり、ダム軸直下の河道で30.5m、ダム軸より 140m下流では36m以上もある。

Cダムサイト：ダムサイト左岸台地の堆積層の幅はダム軸方向で 283mあり、Bダムサイトの 234mより大きい。また、Cダムサイトでの河床砂れきの層厚は少くとも、上流 400mに位置するBダムサイトのそれより深いということが想定される。基盤岩、左岸の堆積層の形状および河床砂れき堆積状況など比較した場合、CダムサイトはBダムサイトと非常に似かよっているものの総合的に判断してBダムサイトより有利であるとは思えない。

3.4　建設用材料

ダム型式としては、コンクリート重力ダムあるいはロックフィルダムが考えられる。必要コンクリート量は、コンクリート重力式ダムの場合附属設備分も含めて約 130万m³、ロック

フィルダムの場合81万m³となろう。粗骨材および細骨材の所要数量は下記のとおりである。

所要コンクリート用骨材（トン）

コンクリート用骨材	コンクリート重力ダム	ロックフィルダム
粗骨材	2,400,000	1,500,000
細骨材	1,000,000	650,000

ロックフィルダムの場合はこの他に次の築堤材料が必要である。

主要材料	所要数量（m³）
ロック材	1,500,000
コア材	346,600
フィルター材	161,000

これらのコンクリート用粗骨材はダムサイトの上下流の河道より必要量を採取可能である。細骨材はダムサイトから約7km～8kmの位置にあるカゲリコーラ川の砂州より採取出来る。

ダムサイト左岸の台地を覆っている3m～4mの層厚の粘性土はロックフィルダムのコア材として最適であるが、これに粒度のやや大きな材料を混ぜ合わせる必要がある。ロック材はダムサイトから7km～10km北方に位置する採石場より、あるいはサプトガンダキ河、トリスルガンガ河、カリガンダキ河などの河床にある玉石の採取により調達され得る。

3.5 ダムサイトまでの交通の便

ダムサイトはテライ平原のかなり開けた場所にあり、他の山岳地帯のダムサイトに比べて交通の便のよいところである。

当プロジェクトサイトに最も近い町ナラヤンガールは“East-West ”ハイウェイにつながっており、建設資機材の運搬にはカルカッタ～ビルガンジ間は鉄道、ビルガンジ～ヘタウダ間は舗装道路、ヘタウダ～ナラヤンガール間は“East-West ”ハイウェイのルートを利用出来る。しかし途中にある2～3の橋はプロジェクト作業の最大輸送重量と考えられる35トンの荷重を通すことが出来ず、補強するかあるいはバイパスを設けて運搬する必要がある。

4. 開発計画の立案

最適開発計画案を見出すために、下記のものが決定されるべき基本要素として考慮された。

1）ダムサイト—AダムサイトとBダムサイト（Cダムサイトは除外）

2）ダム型式　—コンクリート重力式とロックフィル式

3）開発規模　—貯水池の常時満水位　標高210 、220 、230 および 240m

4）設備容量　—75.0MW、 112.5MW、 150MW、 187.5MW、 225.0MW、 262.5MW、 300MW

当プロジェクトの最適開発計画案は各種計画案の費用および便益の比較検討によって決定されており、上記種々の条件の組合せにより総計64ケースの比較検討が行われた。

各ケースの便益は、得られた流量データを基にコンピューターにより、貯水池および発電所の運転シミュレーションを行い算定された。一方、費用は現場調査の結果を考慮した各ケースの予備設計を行い、これより算定した。

この結果、下記の計画が最適開発計画案（純便益を最大にするもの）として選定された。

<u>最適開発計画案</u>

ダムサイト ……	Bダムサイト
ダム型式 ……	ロックフィルダム
開発規模 ……	常時満水位標高 230.0m
発電設備容量 ……	225MW
常時せん頭出力 ……	174MW
1次・2次エネルギー ……	757GW時、 852GW時

5. 設　計

上述の最適計画案に基づく設計は図－7～図－11に示されている。当プロジェクトの概要は本報告書の最初の部分に記載されている。前にも述べたように堆砂量が大きいと予想されるため、流れ込み式として設計せざるを得ない。その設計に際し、下記の諸事項が考慮に入れられた。

<u>仮排水工</u>：主ダムはフィルタイプダムである。建設期間中の年間を通して、豊富な水量を持つサプトガンダキ河の流水が主ダムを越流しないように、仮排水工を考慮しなければならない。この観点から仮排水工の設計には既往最大洪水流量16,350m³／秒を考慮し、2本の工事

用仮排水路（両岸にそれぞれ１本）を設置した。これは建設期間中の洪水を処理するためと、洪水吐の建設工程上必要となるものである。すなわち、仮排水路部に建設される洪水吐は、一方の仮排水路で乾季の河川流水を処理しながら、他方の仮排水路部に建設する必要があるためである。

主ダム：主ダムはセンターコア型のロックフィルダムである。天端標高は標高 238.0mで、これは常時満水面上 8.0mの余裕高をもつ。河床に約30m～40mの層厚で存在する河床砂れき層を通しての漏水の止水対策として、一般に採用されるコアトレンチとはちがったしゃ水コンクリート心壁が考慮された。これは種々の基礎処理方法を比較検討した結果によるものである。

洪水吐：フィルタイプダムの設計基準に従って設計された洪水吐が左右両岸に１つずつ主ダムと独立して設けられている。

日本の設計基準に従い、洪水吐の設計洪水流量は 200年確率洪水流量の 1.2倍に相当する23,000㎥／秒が採用された。洪水位は標高 232.2mで貯水池の貯留効果は考慮に入れていない。この洪水吐は、ほぼ可能最大洪水量に相当する１万年確率洪水が発生しても 3.0mの余裕高をもって洪水を流下させることが出来る。

上述のごとく十分な余裕高をもたせているが、これは巨大な流域面積に伴う水文上の不確定さおよび洪水吐ゲート操作の予期せぬトラブルを考慮して決定されたものである。さらに洪水時の停電やゲート操作員の不在等の事態をも考慮して、洪水吐ゲートの予備電源（ディーゼル発電機）を２セット、および自動ゲート操作装置を備えている。

取水口および水路：発電所は地形および経済的な見地から、左岸側洪水吐に隣接して設けられている。したがって取水口、水路も左岸側洪水吐に隣接している。水路は、取水庭、取水ダムおよび水圧鉄管路よりなる。

洪水期間中の流入土砂を考慮に入れると、取水庭には土砂の流入を防ぐためのコンクリート壁を設ける事が必要である。このコンクリート壁は洪水吐の流水の流線と平行に設けられており、またその越流部天端は洪水吐の越流頂天端より10m高く設定されており、流水中の土砂がコンクリート壁の前面に堆積することなく効果的に下流に放流されるよう配慮された。

取水口、水路の配置については上記の案以外に沈砂地を設ける案も検討された。しかしこの案は建設費が高く、また排砂上あまり効果的でないことがわかり、採用されていない。

発電所：ダム左岸直下流にある発電所は75ＭＷの発電機を３台（水車はカプラン水車）を収容する。現在ネパール政府が検討中の上流貯水池式ダム案が将来実現することになれば、常時河川流量の増加により当サプトガンダキプロジェクトの設備容量を増やすことが出来る。発電機追加１台を設置するための施設が図－７に示されているように考慮されている。

6. 施工計画

サプトガンダキプロジェクトの実施計画は次の様に予定されている。

—資金調達（入札設計用）	：1982年９月～1983年３月
—入札用設計	：1983年４月～1984年１月
—入札および契約	：1984年２月～1984年10月
—着工	：1984年11月
—竣工、第１号機	：1989年11月
〃２〃	：1990年11月
〃３〃	：1992年11月

施工計画は上記の実施スケジュールおよび表－７に示す主要構造物の数量をもとに立てられた。これにより作成された工程表は図－12、図－13に示す。土木工事は契約後完成まで約５年（61ヶ月）を要す。この所要工事期間の他に資金調達、追加調査、入札書の作成、契約などにさらに２年間かかる見込みである。追加調査および入札用設計に要する資金の手当が1983年３月までに出来るならば、第１号機の75ＭＷの送電開始は1989／90年の乾季の初めになる予定である。第２号機、第３号機の設置はそれぞれ1990／91、1992／93の乾季のはじめに送電開始出来るよう、第１号機の完了に引き続いて実施するよう提案されている。

7. 建設費

当プロジェクトの建設費の見積もりは、土木、電機、機械工事は国際入札とし、両岸への取り付け道路、ダムサイトまでの工事用電力供給設備、事務所、宿舎、試験室などの準備工事はネパール国内での入札とする条件のもとに行われた。費用の見積もりは予備設計により得られた数量をもとに1982年７月現在の物価水準で行われ、単価は施工計画および類似の国際プロジェクト、および最近完成したネパールのクリカニプロジェクトの単価を参考にしながら算定した。

見積もり工事費は表－8に要約されているように、外貨分は 299.8×10^6 米ドル相当、内貨分は54.9×10^6 米ドル相当で総額 354.7×10^6 米ドル相当となっており、この中には物価変動予備費および外貨融資分にかかる金利は含まれていない。年度別投資計画は表－9に示されるように、内貨分は政府調達、外貨分については外国からの借款でその利子は4パーセント／年とし、また物価変動予備費は年上昇率を6パーセントと仮定して立てられた。

8. 経済および財務分析

8.1 経済分析

当プロジェクトの経済評価は50年の耐用期間での経済的内部収益率により行われている。この経済的内部収益率は、当プロジェクトの建設、運転維持管理に要する費用および便益の年次別発生額より計算される。当プロジェクトの便益としては、当プロジェクトが建設されなかった場合、最も適当な代替発電設備の建設および運転に必要な費用であり、この代替案としては、 100MWの石炭燃焼火力発電所の逐次開発計画案が考えられた。発電便益は表－10に見積もられているが、次の3種類に分類される。

設備容量便益：同等な規模を持つ代替火力発電設備の建設、運転維持管理および設備更新に必要な費用。

1次エネルギー便益：同等な規模の代替火力の発電設備により、所要の1次エネルギーを発生させるのに必要な燃料費である。これは石炭の価格を63米ドル相当／トン、消費量を 0.645kg／kW時とし、 0.042米ドル相当／kW時と算定された。

2次エネルギー便益：系統内で消費できない余剰2次エネルギーをインドへ売ることにより得られる収入。

費用、便益の年次別発生額は表－11に示されている。計算の結果、経済的内部収益率は16.2パーセントとかなり高く、ネパール国内でこのサプトガンダキプロジェクトを実施することは経済的に妥当であると言える。

8.2 財務分析

当プロジェクトの財務的妥当性は財務的内部収益率および債務返済能力の両面から検討された。財務費用は、工事費に対しては年上昇率6パーセントの物価変動予備費を、また借款に対しては年率4パーセントの利子を見込んだプロジェクト費用としている。発電による収入は現在の発電単価0.0449米ドル相当／kW時と、今後の値上げを見込んで計算され、またイ

ンドへの余剰電力の売電による収入は 0.024米ドル相当／kW時とした。また、外資借款の条件としては、下記を仮定した。

金　利　　：4パーセント／年

償還猶予期間：7年

償還期間　　：30年（返済猶予期間を含む）

年度別所要資金を表－12に示す。これによれば30年間の評価期間の財務的内部収益率は9.2パーセントとなる。財務分析は表－13に示されている。同表に見るごとく、当プロジェクトは債務返済能力に関しても十分妥当である。表－14は年率8パーセントの利子を考慮した財務分析表であるが、これは年利8パーセントの利子を見込んでもまだ財務的負担に耐えられることを示している。

9. 代替開発計画案（第2選定案）

当プロジェクトの最適開発計画案に必要な投資額は、物価変動予備費と建設中の利子を含めて 544.4×10^6 米ドル相当とかなり高額である。資金の調達が難かしくプロジェクトの実施が難航するようであれば、最適開発計画案より開発規模の小さい代替開発計画案を、経済的利点は多少犠牲にしても第2選定案として採用させるを得ないだろう。この場合には次のような代替開発計画案が小さい資金で且つ妥当な経済性を得るものとして推奨できる。

代替開発計画案（第2選定案）

ダムサイト ……Aダムサイト

ダム型式 ……ロックフィルダム

開発規模 ……常時満水位標高 220m

設備容量 …… 150MW

常時せん頭出力 …… 134MW

1次・2次エネルギー …… 580GW時、544GW時

この代替開発計画案のプロジェクト費用は、1982年7月現在の物価水準で 276.5×10^6 米ドル相当と見積もられ、内訳は外貨分 234×10^6 米ドル相当、内貨分 42.0×10^6 米ドル相当である。建設期間中の物価変動予備費（年上昇率6パーセント）および借款利子を考慮した所要投資額の総額は 423.5×10^6 米ドル相当と見積もられた。

10. 環境影響評価

当プロジェクトの建設は地域住民の漁業に影響を及ぼす。河道沿いに住む住民の約10パーセントがこの河川漁業を行っており、これが主要な現金収入源になっている。したがって当プロジェクトを計画するにあたり、ダム右岸側に魚道を設けることが考えられている。

湛水により埋没する農地は 440ヘクタール、移転を余儀なくされる家屋は 490戸ほどで 2,900人程度の住民がいる。これ以外に、3つの寺院、4つの学校、2つのつり橋があり、また既存のムグリン道路のうち長さ8㎞の区間が水没する（常時満水位標高 230m）。これらに要する補償費の総額はおおよそ 9×10^6 米ドル相当と見積もられた。

11. 自然流下式かんがい用水供給についての考察

サプトガンダキプロジェクトの建設により、下流に位置するチトワン盆地かんがい地区では、現在4㎞下流地点で計画しているポンプ揚水によることなく、当貯水池から自然流下方式で取水出来ることになろう。しかし所要かんがい用水を適時放流しなければならないとなると、発電量はその分落ち、また当然のことながらかんがい用水取水用の施設や取り付け水路の建設費を見込まなければならない。

検討の結果、ここ当分の間は下流のかんがい地区に対しては既存のポンプ揚水の方が有利で、現在のポンプ施設の更新が必要となる25年後に当ダムからのかんがい用水の自然流下方式による供給を考えるべきであることが判明した。したがって将来にそなえて、かんがい用水の自然流下方式による供給設備の設置が可能なようにダムの設計を行っている。

12. サプトガンダキプロジェクトの拡張計画

サプトガンダキダムの上流に将来貯水池を建設して流量の季節的な変動を調節出来れば、当プロジェクトの設備容量の増加が可能となる。検討の結果、他の計画に比べて比較的早くその実現が見込まれるカリガンダキ第2、セティ第1それにブリガンダキの3つの貯水池が出来たなら、現在計画している常時使用水量 290㎥／秒が 750㎥／秒以上に増加する。この常時使用水量の増加によりサプトガンダキプロジェクトの設備容量は 400MW～ 600MWに拡張できる。最終的な確定設備容量は、直上流の貯水池式水力発電所で常時河川流量を調節した後の、日最大使用水量によって決まる。この拡張のために、当発電所には発電機1台の増設が可能なようにスペースがとられ、またこれ以上の拡張設備は右岸側に設けられよう。図－14にその詳細を示す。

13. 諸水力発電計画の開発順位

これまでに行われて来た妥当性調査によりその技術的・経済的妥当性が確認された幾つかの水力発電プロジェクト（カリガンダキ計画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、それにサプトガンダキプロジェクト）は、年々増加する電力需要に見合うべく逐次開発されていく必要がある。これらのプロジェクトの最も望ましい開発順位を、考え得る数種のケースを想定し、比較検討により総合便益が最大となるものを求めた。

検討の結果、まず最初にカンカイプロジェクトが開発されるのが最も有利であることが判明した。しかしこの場合、カンカイプロジェクトに2年おくれて次のサプトガンダキプロジェクトを完成させねばならず、この2つのプロジェクトの建設がかなりの期間並行して行われることになる。これは財政的負担を大きくし実施が困難であると判断されるので、下記の次善の案が最も現実的なものとして推奨される。

諸水力発電計画の開発順位

プロジェクト名	竣工年月
サプトガンダキ	1989年11月
カンカイ多目的	1993年10月
カリガンダキ計画A	1996年2月
ムルガット	1997年2月

14. 結論と提案

妥当性調査の結果、サプトガンダキプロジェクトは技術的にも経済的にもかつ財務的にも妥当であることがわかった。ネパールの電力需要の伸びに対処するため当プロジェクトを早期に実現することを推奨する。

発電開始時期および建設期間を考慮すれば、当プロジェクトの調査、設計、入札書の作成などの作業は1983年の早期に開始されなければならない。河床内での追加地質調査は1982／83年の乾季に開始される事が望ましい。

国際入札に要する期間を考えると、着工は早くても1984年末頃になろう。1989／90年の乾季の初めに予定されている発電開始が遅れないように、両岸の取り付け道路、ダムサイトまでの工事用電力供給設備などはネパール政府の手で前もって完成することが望まれる。

付　表

表－1　ネパールにおける発生電力および電力量供給実績

Year	Energy Supply								Available Energy			Max. Demand		Yearly Load Factor
	Domestic	Industrial	Commercial	Street Light & Others	Total Utilized Energy	Loss	Total Supplied Energy	Yearly Rate of Increase	Generated	Imported	Exported	Power	Rate of Increase	
	MWH	MWH	MWH	MWH	MWH	MWH	MWH	%	MWH	MWH	MWH	kW	%	%
1970/71	24,866	8,732	4,599	2,713	40,910	19,139	60,049	-	60,049	-	-	15,520	-	44.2
71/72	32,918	10,714	5,143	2,816	51,591	23,350	74,941	24.8	74,941	-	-	20,100	29.5	42.6
72/73	38,775	13,908	5,962	3,024	61,669	28,414	90,083	20.2	92,021	386	2,324	24,590	22.3	41.8
73/74	47,710	15,757	6,514	3,218	73,199	33,885	107,084	18.9	109,890	896	3,702	29,810	21.2	41.0
74/75	54,090	21,397	7,897	3,816	87,200	36,995	124,195	16.0	126,020	2,796	4,621	36,165	21.3	39.2
75/76	61,787	32,128	9,173	4,173	107,261	42,965	150,226	21.0	148,162	8,004	5,940	40,245	11.3	42.6
76/77	65,768	39,036	10,405	4,382	119,591	45,789	165,380	10.1	159,638	11,858	6,116	45,580	13.3	41.4
77/78	71,348	42,751	13,068	4,488	131,655	54,724	186,579	12.7	178,586	13,763	5,970	50,630	11.1	42.0
78/79	77,221	47,827	18,020	5,895	148,963	62,998	211,961	13.7	201,426	16,695	6,160	52,360	3.4	46.2

Source: "Electric Power Statistics of Nepal, Planning Evaluation Section, ED, 1980".

表－2　地域別発生電力および電力量供給実績（その1）

Region	Year	Energy Supply: Domestic	Industrial	Commercial	Street Light & Others	Total Utilized Energy	Loss	Total Supplied Energy	Yearly Rate of Increase	Available Energy: Generated	Imported	Exported	Max. Demand: Power	Rate of Increase	Yearly Load Factor
		MWH	MWH	MWH	MWH	MWH	MWH	MWH	%	MWH	MWH	MWH	kW	%	%
Eastern Region	1970/71	1,630	2,804	19	362	4,815	603	5,418	-	5,418	-	-	1,300	-	47.6
	71/72	1,849	3,489	17	315	5,670	731	6,401	18.1	6,401	-	-	1,550	19.2	47.1
	72/73	2,155	3,535	22	360	6,072	998	7,070	10.5	7,070	-	-	1,770	14.2	45.6
	73/74	2,626	4,252	21	387	7,286	1,170	8,456	19.6	8,456	-	-	2,070	16.9	46.6
	74/75	3,322	5,744	-	430	9,496	1,675	11,171	32.1	10,975	196	-	2,960	43.0	43.1
	75/76	4,080	11,091	-	504	15,675	2,890	18,565	66.2	17,834	731	-	4,400	48.6	48.2
	76/77	5,958	12,453	-	464	18,875	403	19,278	3.8	17,903	1,375	-	5,680	29.1	38.7
	77/78	6,846	11,986	-	694	19,526	2,642	22,168	15.0	20,437	1,731	-	6,830	20.2	37.1
	78/79	7,812	15,890	-	805	24,507	2,665	27,172	22.6	25,193	1,979	-	7,500	9.8	41.4
Central Region	1970/71	22,826	5,749	4,567	2,310	35,452	18,197	53,649	-	53,649	-	-	13,860	-	44.2
	71/72	30,131	6,939	5,090	2,323	44,483	22,096	66,579	24.1	66,579	-	-	17,720	27.8	42.9
	72/73	35,205	10,049	5,910	2,475	53,639	26,488	80,127	20.3	82,412	39	2,324	21,650	22.2	42.2
	73/74	42,495	10,928	6,394	2,504	62,321	31,678	93,999	17.3	97,360	341	3,702	25,970	20.0	41.3
	74/75	47,734	14,112	7,778	2,808	72,432	33,929	106,361	13.2	110,268	714	4,621	30,780	18.5	39.4
	75/76	52,888	18,631	8,951	2,411	82,881	37,745	120,626	13.4	124,865	1,701	5,940	32,560	5.8	42.3
	76/77	53,823	23,139	10,133	2,210	89,305	42,139	131,444	9.0	135,017	2,543	6,116	35,790	9.9	41.9
	77/78	56,197	26,515	12,792	1,906	97,410	49,417	146,827	11.7	150,534	2,263	5,970	39,000	9.0	43.0
	78/79	60,465	26,388	17,987	6,100	110,940	53,321	164,261	11.9	167,757	2,664	6,160	39,440	1.1	47.5

Source: "Electric Power Statistics of Nepal, Planning Evaluation Section, ED, 1980".

表－3 地域別発生電力および電力量供給実績（その2）

Region	Year	Energy Supply								Available Energy			Max. Demand		Yearly Load Factor
		Domestic	Industrial	Commercial	Street Light & Ohters	Total Utilized Energy	Loss	Total Supplied Energy	Yearly Rate of Increase	Generated	Imported	Exported	Power	Rate of Increase	
		MWH	MWH	MWH	MWH	MWH	MWH	MWH	%	MWH	MWH	MWH	kW	%	%
Western Region	1970/71	410	179	13	41	643	339	982	-	982	-	-	360	-	31.1
	71/72	938	286	36	178	1,438	523	1,961	99.7	1,961	-	-	830	130.6	27.0
	72/73	1,256	324	31	154	1,865	882	2,647	35.0	2,459	188	-	1,050	26.5	28.8
	73/74	1,976	521	99	177	2,773	828	3,601	36.0	2,611	990	-	1,370	30.5	30.0
	74/75	2,093	962	119	414	3,588	988	4,576	27.1	3,054	1,522	-	1,700	24.1	30.7
	75/76	3,465	1,313	222	1,051	6,051	1,816	7,867	71.9	5,448	2,419	-	2,295	35.0	39.1
	76/77	4,311	1,963	272	1,455	8,001	2,008	10,009	27.2	6,131	3,878	-	2,820	22.9	40.5
	77/78	5,017	2,699	276	1,592	9,584	1,626	11,210	12.0	7,443	3,767	-	3,090	9.6	41.4
	78/79	5,515	3,644	33	1,616	10,808	3,016	13,824	23.3	7,960	5,864	-	3,470	12.3	45.5
Far Western Region	1970/71	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	71/72	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	72/73	159	-	-	35	194	45	239	-	80	159	-	120	-	22.7
	73/74	613	56	-	150	819	209	1,028	330.1	132	896	-	400	233.3	29.3
	74/75	941	579	-	164	1,684	403	2,087	103.0	73	2,014	-	725	81.3	32.9
	75/76	1,354	1,093	-	207	2,654	514	3,168	51.8	15	3,153	-	990	36.6	36.5
	76/77	1,676	1,481	-	253	3,410	692	4,102	29.5	40	4,062	-	1,290	30.3	36.3
	77/78	3,288	1,551	-	296	5,135	1,039	6,174	50.5	172	6,002	-	1,730	34.1	40.7
	78/79	3,429	1,905	-	374	5,708	996	6,704	8.6	516	6,188	-	1,950	12.7	39.2

Source: "Electric Power Statistics of Nepal, Planing Evaluation Section, ED, 1980".

表－4　ネパール全土および系統内電力量需要

Fiscal Year	Power Requirement by Region (GWh)				Total (GWh)	
	Central	Eastern	Western	Far Western	Whole Nepal	Interconnected System
1977/78	144.2	(24.8)	(11.2)	(6.4)	186.6	144.2
1978/79	165.8	(31.0)	(14.0)	(8.3)	219.1	165.8
1979/80	190.7	(38.8)	(17.5)	(10.8)	257.8	190.7
1980/81	218.7	(48.1)	(21.7)	(13.9)	302.4	218.7
1981/82	258.2	(59.2)	(26.7)	(17.6)	361.7	250.2
1982/83	285.4	(72.2)	11.6(21.0)	(22.1)	412.3	297.0
1983/84	324.8	(87.3)	14.0(25.4)	(27.4)	478.9	338.9
1984/85	368.7	(104.8)	47.3	(33.6)	554.4	416.0
1985/86	417.4	116.5(8.2)	56.3	(40.6)	639.0	590.2
1986/87	471.2	137.4(9.8)	66.5	35.1(13.5)	733.5	710.2
1987/88	530.6	160.8(11.4)	77.7	41.4(15.9)	837.8	810.5
1988/89	595.8	186.5(13.2)	90.1	48.2(18.6)	952.6	920.8
1989/90	667.3	229.7	103.7	76.8	1,077.5	1,077.5
1990/91	745.4	261.8	118.2	87.2	1,212.6	1,212.6
1991/92	830.4	295.9	133.6	97.6	1,357.5	1,357.5
1992/93	922.6	331.4	149.6	107.9	1,511.5	1,511.5
1993/94	1,022.2	367.8	166.1	118.6	1,674.7	1,674.7
1994/95	1,129.5	404.6	182.7	130.5	1,874.3	1,847.3
1995/96	1,244.7	445.1	201.0	143.5	2,034.3	2,034.3
1996/97	1,368.0	489.6	221.0	157.9	2,236.5	2,236.5
1997/98	1,499.3	538.5	243.2	173.7	2,454.7	2,454.7
1998/99	1,638.7	592.4	267.4	191.1	2,689.6	2,689.6
1999/2000	1,786.2	651.6	294.2	210.2	2,942.2	2,942.2

Note: 1. Parentheses show energy demand non-interconnected to CNPS.

2. Energy demand in Malangawa, Gaur and Janak-Jalesor areas are included in that of Eastern Region of the above Table though they are administratively located in Central Region.

表－5　ネパール全土および系統内電力需要

Fiscal Year	Power Requirement by Region (MW)				Total (MW)	
	Central	Eastern	Western	Far Western	Whole Nepal	Interconnected System
1977/78	39.2	(6.8)	(3.1)	(1.7)	50.8	39.2
1978/79	45.1	(8.4)	(3.8)	(2.3)	59.6	45.1
1979/80	51.8	(10.5)	(4.8)	(2.9)	70.0	51.8
1980/81	59.4	(13.1)	(5.9)	(3.8)	82.2	59.4
1981/82	68.0	(16.1)	(7.3)	(4.8)	96.2	68.0
1982/83	77.6	(19.6)	3.2(5.7)	(6.0)	112.1	80.8
1983/84	88.3	(23.7)	3.8(6.9)	(7.5)	130.2	92.1
1984/85	100.2	(28.5)	12.9	(9.1)	150.7	113.1
1985/86	110.8	30.9(2.2)	15.0	(10.8)	169.7	156.7
1986/87	125.1	36.5(2.6)	17.6	9.3(3.6)	194.7	188.5
1987/88	140.9	42.7(3.0)	20.5	11.0(4.2)	222.3	215.1
1988/89	158.2	49.5(3.5)	23.9	12.8(4.9)	252.8	244.4
1989/90	177.2	61.0	27.5	20.4	286.1	286.1
1990/91	193.4	67.9	30.7	22.6	314.6	314.6
1991/92	215.4	76.8	34.7	25.3	352.2	352.2
1992/93	239.4	86.0	38.8	28.0	392.2	392.2
1993/94	265.2	95.4	43.1	30.8	434.5	434.5
1994/95	293.0	105.0	47.4	33.9	479.3	479.3
1995/96	315.8	112.9	51.0	36.4	516.1	516.1
1996/97	347.0	124.2	56.1	40.1	567.4	567.4
1997/98	380.3	136.6	61.7	44.1	622.7	622.7
1998/99	415.7	150.3	67.9	48.5	682.4	682.4
1999/2000	453.1	165.3	74.7	53.3	746.4	746.4

Note: 1. Parentheses show power demand non-interconnected to CNPS.

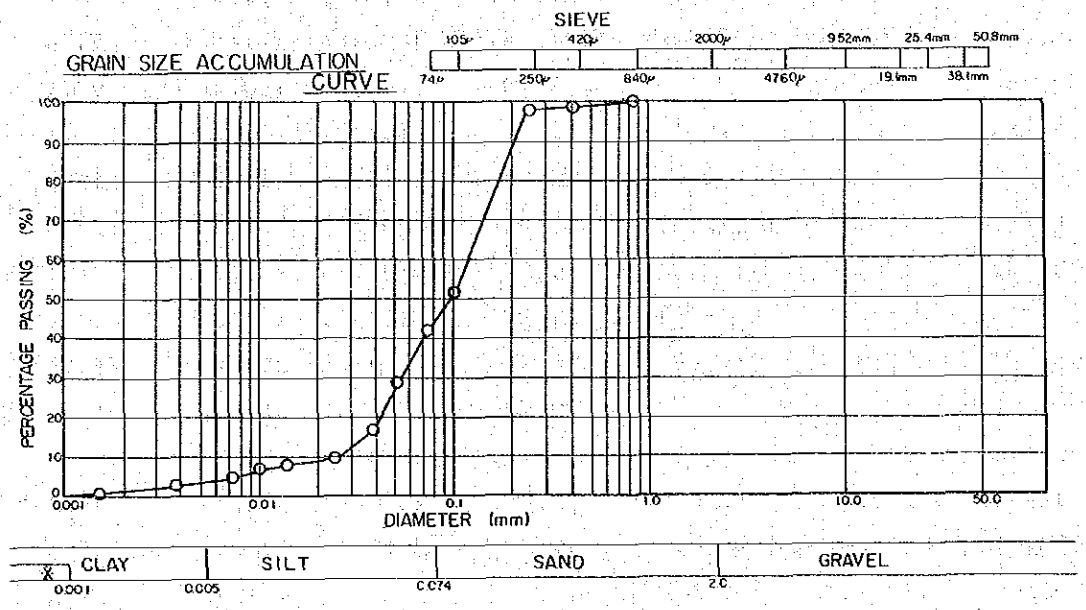
2. Power demand in Malangawa, Gaur and Janak-Jalesor areas are included in that of eastern Region of the above Table.

表－6　浮流砂の粒度分析結果

PARTICLE SIZE & WEIGHT PERCENTAGE OF PARTICLES UNDER THE SIZE

SPECIFIC GRAVITY Gs 2.732

SIEVE	GRAIN SIZE (mm)	50.8	38.1	25.4	19.1	9.52	4.76	2.00	0.84	0.42	0.25	0.105	0.074
	TOTAL PASSING(%)								100	99.8	98.3	51.9	42.0
HYDROMETER	GRAIN SIZE (mm)	0.0527	0.0386	0.0249	0.0144	0.0102	0.0073	0.0037	0.0015				
	TOTAL PASSING(%)	29.1	17.3	10.2	8.2	7.4	5.4	3.1	0.7				



※COLLOID

PROPORTION	4.76mm <	0	%	MAXMUM DIAMETER	0.84 mm
	4.76~2.00mm	0	%	60% DIAMETER	0.12 mm
	2.00~0.42mm	0	%	30% DIAMETER	0.055 mm
	0.42~0.074mm	58	%	10% DIAMETER	0.024 mm
	0.074~0.005mm	38	%	COEFFICIENT OF UNIFORMITY	5.0
	0.005mm >	4	%	COEFFICIENT OF CURVATURE	1.1

表－7　主要工事数量

Work Items	Unit	Work Quantity
Diversion:		
Excavation, common	m^3	2,587,000
" , rock	"	3,160,000
Protection wall (Shotcrete)	"	6,080
Cofferdams:		
Primary coffer	"	22,200
Embankment, core	"	58,700
" , rock	"	211,700
Dam and spillway:		
Excavation, common	"	73,000
Embankment, core	"	346,600
" , rock	"	1,500,000
Cut-off wall	m^2	4,000
Curtain grout	m	24,400
Consoli. & blanket grout	"	13,700
Concrete, weir & side walls	m^3	392,000
" , partition walls	"	218,500
Intake:		
Excavation, common	m^3	325,000
" , rock	"	478,000
Concrete	"	135,000
Curtain grout	m	8,580
Consoli. "	"	2,050
Power station:		
Excavation, common	m^3	539,000
" , rock	"	2,125,000
Concrete	"	64,000

表－8 工事費の概要

	Amount (10^3 U.S.$)		
	F.C.	L.C.	Total
1. Preparatory Works:	575	2,360	2,935
2. Civil Works:			
(1) Diversion	34,427	6,733	41,160
(2) Dam & spillway	84,466	14,256	96,722
(3) Intake	18,356	3,240	21,596
(4) Power station	30,830	5,375	36,205
Sub-total 2	166,079	29,604	195,683
3. Metal, Generating Equipment, T/L & S/S Works:			
(1) Metal	22,670	2,520	25,190
(2) G/E, T/L & S/S	52,907	5,877	58,784
Sub-total 3	75,577	8,397	83,974
4. Land Acquisition:	4,250	4,750	9,000
5. Engineering Service & Government Administration: /1	18,486	3,383	21,869
6. Physical Contingency: /2	34,833	6,406	41,239
Total	299,800	54,900	354,700

Note: /1; 7.5% of 1 to 4.

/2; 15% of 1 to 2 + 10% of 3 to 5.

表－9　年次別投資計画

(Unit: 10^3 US$)

Fiscal Year	Total of Present-day Construction Cost		Price Contingency		Interest on F.C.	Total
	F.C.	L.C.	F.C.	F.C.		
1982/83	3,585	1,663	215	100	152	5,715
1983/84	3,046	1,565	376	193	289	5,469
1984/85	14,936	3,873	2,853	740	1,000	23,402
1985/86	28,370	6,293	7,446	1,652	2,433	46,194
1986/87	59,725	11,127	20,201	3,763	5,630	100,446
1987/88	63,544	11,170	26,594	4,675	9,236	115,219
1988/89	72,449	11,780	36,488	5,933	13,593	140,243
1989/90	32,513	4,756	19,308	2,824	2,073	61,474
1990/91	10,702	1,318	7,379	909	723	21,031
1991/92	7,223	895	5,712	708	1,241	15,779
1992/93	3,707	460	3,330	413	1,522	9,432
	299,800	54,900	129,901	21,910	37,892	544,404
	354,700		151,812		(75,783)	(582,295)

Remarks: Figures in parenthesis show the amount with an interest rate of 8%.

表－10 プロジェクト便益の概要

I. CAPACITY BENEFIT:

Items	Estimated Unit Cost (U.S.$/kW)	Adjustment Factor	Firm Power (MW)	Amount (10^3 U.S.$)
Installation Cost	1,000	1.173	174	204,102
Replacement Cost	900	1.173	174	183,692
Annual O & M Cost	30	1.173	174	6,090

II. ENERGY BENEFIT:

Fiscal Year	Energy (GWh)		Energy Benefit (10^3 U.S.$)		
	Primary	Secondary	Primary	Secondary	Total
1989/90	322	322	13,524	4,632	18,156
1990/91	456	750	19,152	10,800	29,952
1991/92	621	585	26,082	8,424	34,506
1992/93 onward	757	852	31,794	12,264	44,058

表－11　プロジェクトの費用および便益のキャッシュフロー

(Unit: 10^3 US$)

Fiscal Year	Project Cost			Project Cost				
				Power Benefit		Energy Benefit		
	Capital and Replacement Cost	O & M Cost	Total	Capital	Fixed O & M	Primary	Secondary	Total
1982/83	5,248	0	5,248	0	0	0	0	0
1983/84	4,611	0	4,611	0	0	0	0	0
1984/85	18,809	0	18,809	0	0	0	0	0
1985/86	34,663	0	34,663	0	0	0	0	0
1986/87	70,852	0	70,852	0	0	0	0	0
1987/88	74,714	0	74,714	32,991	0	0	0	32,991
1988/89	84,229	0	84,229	56,744	0	0	0	56,744
1989/90	37,269	3,398	40,667	44,721	2,625	13,524	4,632	65,502
1990/91	12,020	3,823	15,844	40,615	3,640	19,152	10,800	74,207
1991/92	8,118	3,823	11,941	24,340	4,970	26,082	8,424	63,816
1992/93	4,168	4,248	8,416	4,692	6,090	31,794	12,264	54,840
1993/94	0	4,248	4,248	0	6,090	31,794	12,264	50,148
⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮
2010/11	0	4,248	4,248	0	6,090	31,794	12,264	50,148
2011/12	0	4,248	4,248	29,692	6,090	31,794	12,264	79,840
2012/13	0	4,248	4,248	51,069	6,090	31,794	12,264	101,217
2013/14	0	4,248	4,248	40,249	6,090	31,794	12,264	90,397
2014/15	0	4,248	4,248	36,554	6,090	31,794	12,264	86,702
2015/16	0	4,248	4,248	21,906	6,090	31,794	12,264	72,054
2016/17	0	4,248	4,248	4,223	6,090	31,794	12,264	54,371
2017/18	0	4,248	4,248	0	6,090	31,794	12,264	50,148
⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮
2021/22	0	4,248	4,248	0	6,090	31,794	12,264	50,148
2022/23	27,163	4,248	31,411	0	6,090	31,794	12,264	50,148
2023/24	35,924	4,248	40,172	0	6,090	31,794	12,264	50,148
2024/25	8,761	4,248	13,009	0	6,090	31,794	12,264	50,148
⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮
2026/27	8,761	4,248	13,009	0	6,090	31,794	12,264	50,148
2027/28	0	4,248	4,248	0	6,090	31,794	12,264	50,148
⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮
2031/2032	0	4,248	4,248	0	6,090	31,794	12,264	50,148

表－12 財務状況のキャッシュフロー

(Unit: 10^3 US$)

Fiscal Year	Capital Cost			O & M	Gross Revenue
	F.C.	L.C.	Total		
1982/83	3,800	1,763	5,563		
1983/84	3,422	1,758	5,180		
1984/85	17,789	4,613	22,402		
1985/86	35,816	7,945	43,761		
1986/87	79,926	14,890	94,816		
1987/88	90,138	15,845	105,983		
1988/89	108,937	17,713	126,650		
1989/90	51,821	7,580	59,401	5,416	25,817
1990/91	18,081	2,227	20,308	6,459	45,920
1991/92	12,935	1,603	14,538	6,846	55,033
1992/93	7,037	873	7,910	8,064	74,897
1993/94	0	0	0	8,064	74,897
⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮
2011/12	0	0	0	8,064	74,897

表－13 財務分析表（1）

(Unit: 10^3 US$)

Fiscal Year	Capital Cost (1)	Interest during Construction (2)	Operating Expenses (3)	Loan Repayment (4)	Gross Revenue (5)	Total (6)=(1)+(2)+(3)+(4)+(5)	Accumulated Surplus
1982/83	-1,763	-152				-1,915	-1,915
1983/84	-1,758	-289				-2,047	-3,962
1984/85	-4,613	-1,000				-5,613	-9,575
1985/86	-7,945	-2,433				-10,378	-19,953
1986/87	-14,890	-5,630				-20,520	-40,473
1987/88	-15,845	-9,236				-25,081	-65,554
1988/89	-17,713	-13,593				-31,306	-96,860
1989/90	-7,580	-2,073	-5,416	-22,874	25,817	-12,126	-108,986
1990/91	-2,227	-723	-6,459	-26,460	45,920	10,051	-98,935
1991/92	-1,603	-1,241	-6,846	-26,460	55,033	18,883	-80,052
1992/93	-873	-1,522	-8,064	-26,460	74,897	37,978	-42,074
1993/94			-8,064	-29,357	74,897	37,476	-4,598
1994/95			-8,064	-29,357	74,897	37,476	32,878
1995/96			-8,064	-29,357	74,897	37,476	70,354
1996/97			-8,064	-29,357	74,897	37,476	107,830
1997/98			-8,064	-29,357	74,897	37,476	145,306
1998/99			-8,064	-29,357	74,897	37,476	182,782
1999/2000			-8,064	-29,357	74,897	37,476	220,258
2000/01			-8,064	-29,357	74,897	37,476	257,734
2001/02			-8,064	-29,357	74,897	37,476	295,210
2002/03			-8,064	-29,357	74,897	37,476	332,686
2003/04			-8,064	-29,357	74,897	37,476	370,162
2004/05			-8,064	-29,357	74,897	37,476	407,638
2005/06			-8,064	-29,357	74,897	37,476	445,114
2006/07			-8,064	-29,357	74,897	37,476	482,590
2007/08			-8,064	-29,357	74,897	37,476	520,066
2008/09			-8,064	-29,357	74,897	37,476	557,542
2009/10			-8,064	-29,357	74,897	37,476	595,018
2010/11			-8,064	-29,357	74,897	37,476	632,494
2011/12			-8,064	-29,357	74,897	37,476	669,970

Note: 1. Only F/C of initial investment is assumed to be financed by foreign funds.

2. Loan condition; Annual interest rate : 4%

Repayment period : 30 years including 7 years grace period

表－14 財務分析表（2）

(Unit: 10^3 US$)

Fiscal Year	Capital Cost (1)	Interest during Construction (2)	Operating Expenses (3)	Loan Repayment (4)	Gross Revenue (5)	Total (6)=(1)+(2)+(3)+(4)+(5)	Accumulated Surplus
1982/83	-1,763	-304				-2,067	-2,067
1983/84	-1,758	-578				-2,336	-4,403
1984/85	-4,613	-2,001				-6,614	-11,017
1985/86	-7,945	-4,866				-12,811	-23,828
1986/87	-14,890	-11,260				-26,150	-49,978
1987/88	-15,845	-18,471				-34,316	-84,294
1988/89	-17,713	-27,186				-44,899	-129,193
1989/90	-7,580	-4,146	-5,416	-32,767	25,817	-24,092	-153,285
1990/91	-2,227	-1,446	-6,459	-37,847	45,920	-2,059	-155,344
1991/92	-1,603	-2,481	-6,846	-37,847	55,033	6,257	-149,088
1992/93	-873	-3,044	-8,064	-37,847	74,897	25,069	-124,019
1993/94			-8,064	-41,809	74,897	25,024	-98,995
1994/95			-8,064	-41,809	74,897	25,024	-73,971
1995/96			-8,064	-41,809	74,897	25,024	-48,947
1996/97			-8,064	-41,809	74,897	25,024	-23,923
1997/98			-8,064	-41,809	74,897	25,024	1,101
1998/99			-8,064	-41,809	74,897	25,024	26,125
1999/2000			-8,064	-41,809	74,897	25,024	51,149
2000/01			-8,064	-41,809	74,897	25,024	76,173
2001/02			-8,064	-41,809	74,897	25,024	101,197
2002/03			-8,064	-41,809	74,897	25,024	126,221
2003/04			-8,064	-41,809	74,897	25,024	151,245
2004/05			-8,064	-41,809	74,897	25,024	176,269
2005/06			-8,064	-41,809	74,897	25,024	201,293
2006/07			-8,064	-41,809	74,897	25,024	226,317
2007/08			-8,064	-41,809	74,897	25,024	251,341
2008/09			-8,064	-41,809	74,897	25,024	276,365
2009/10			-8,064	-41,809	74,897	25,024	301,389
2010/11			-8,064	-41,809	74,897	25,024	326,413
2011/12			-8,064	-41,809	74,897	25,024	351,437

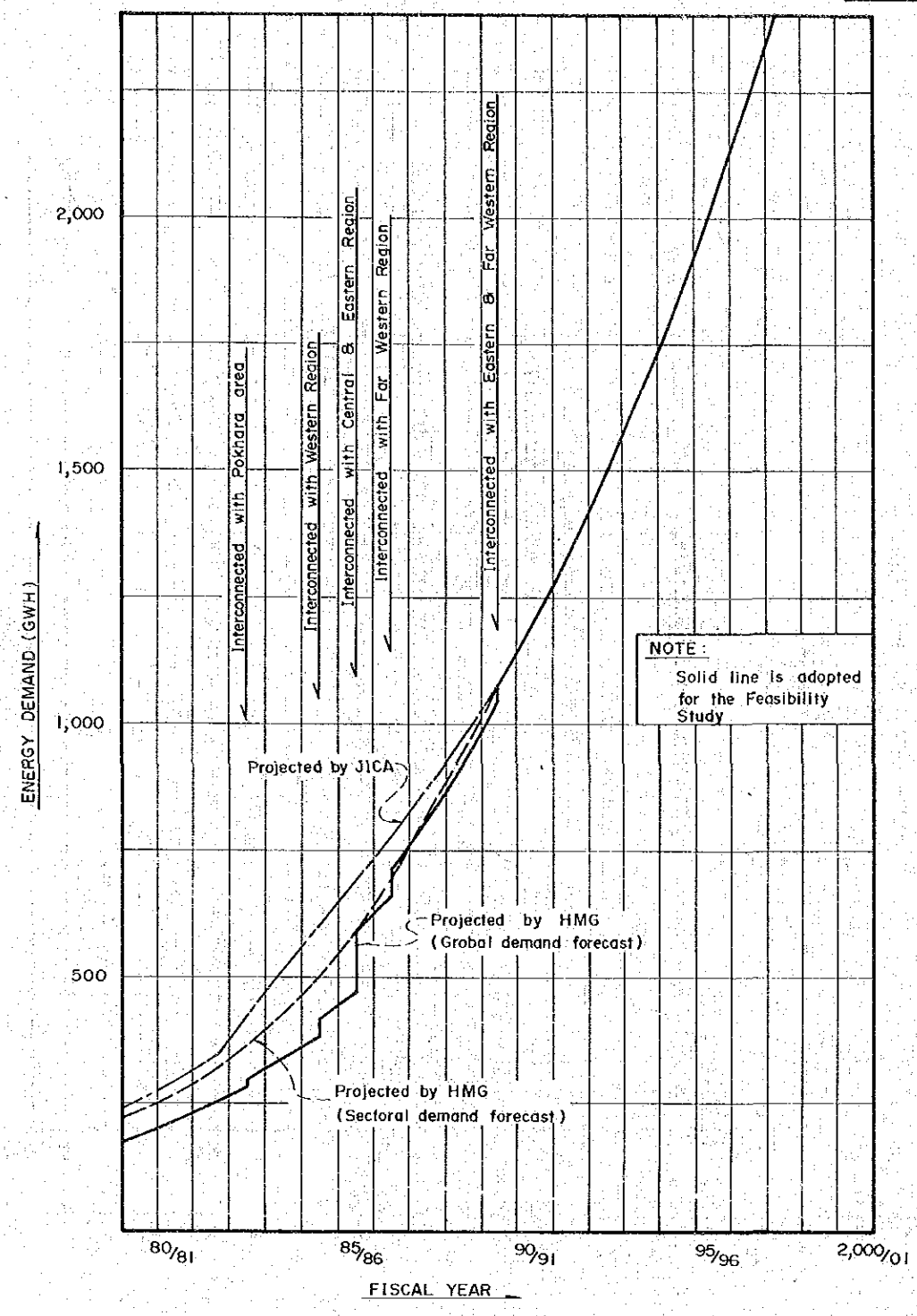
Note: 1. Only F/C of initial investment is assumed to be financed by foreign funds.

2. Loan condition; Annual interest rate : 8%

Repayment period : 30 years including 7 years grace period

付　図

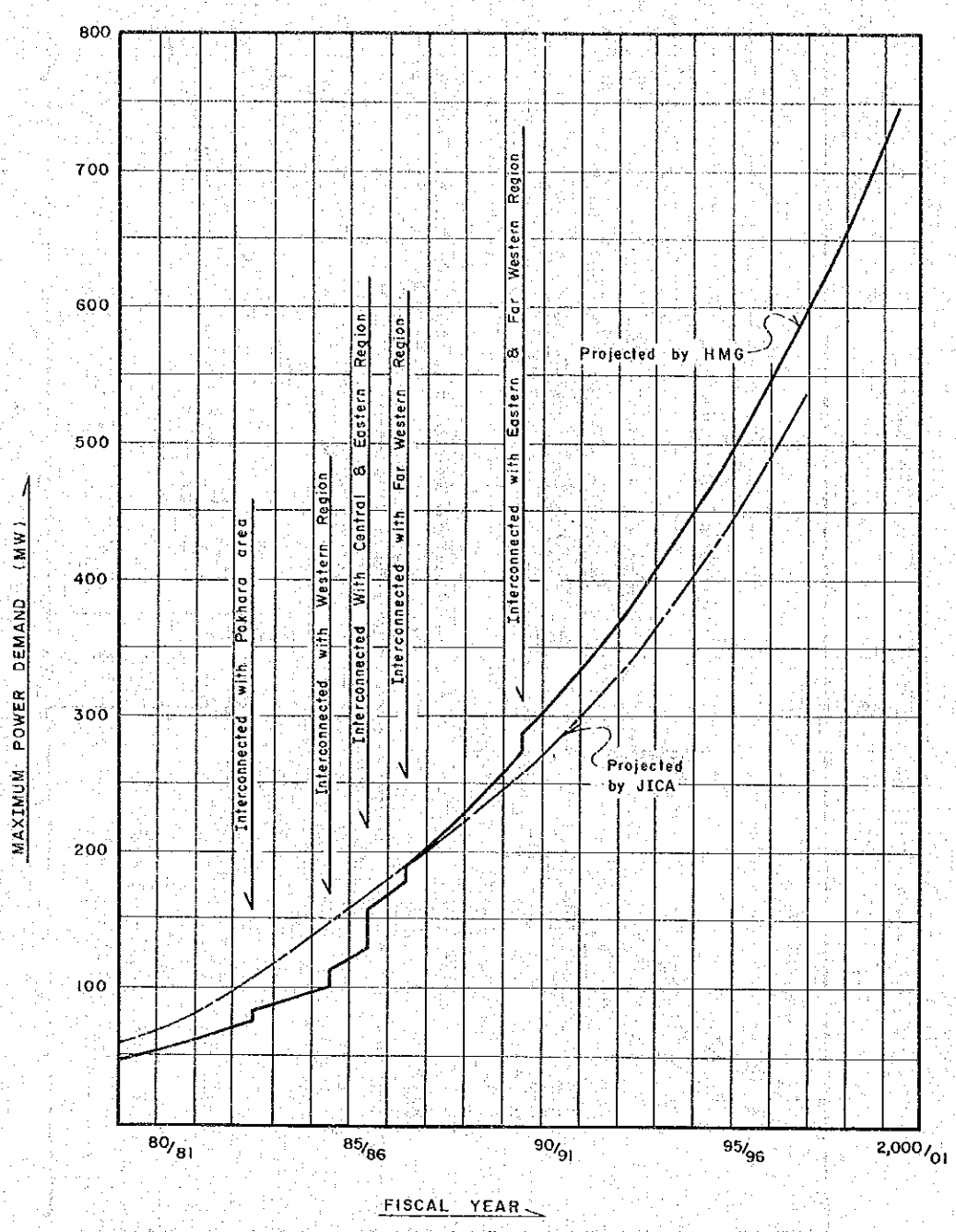
図－1



図－1　　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

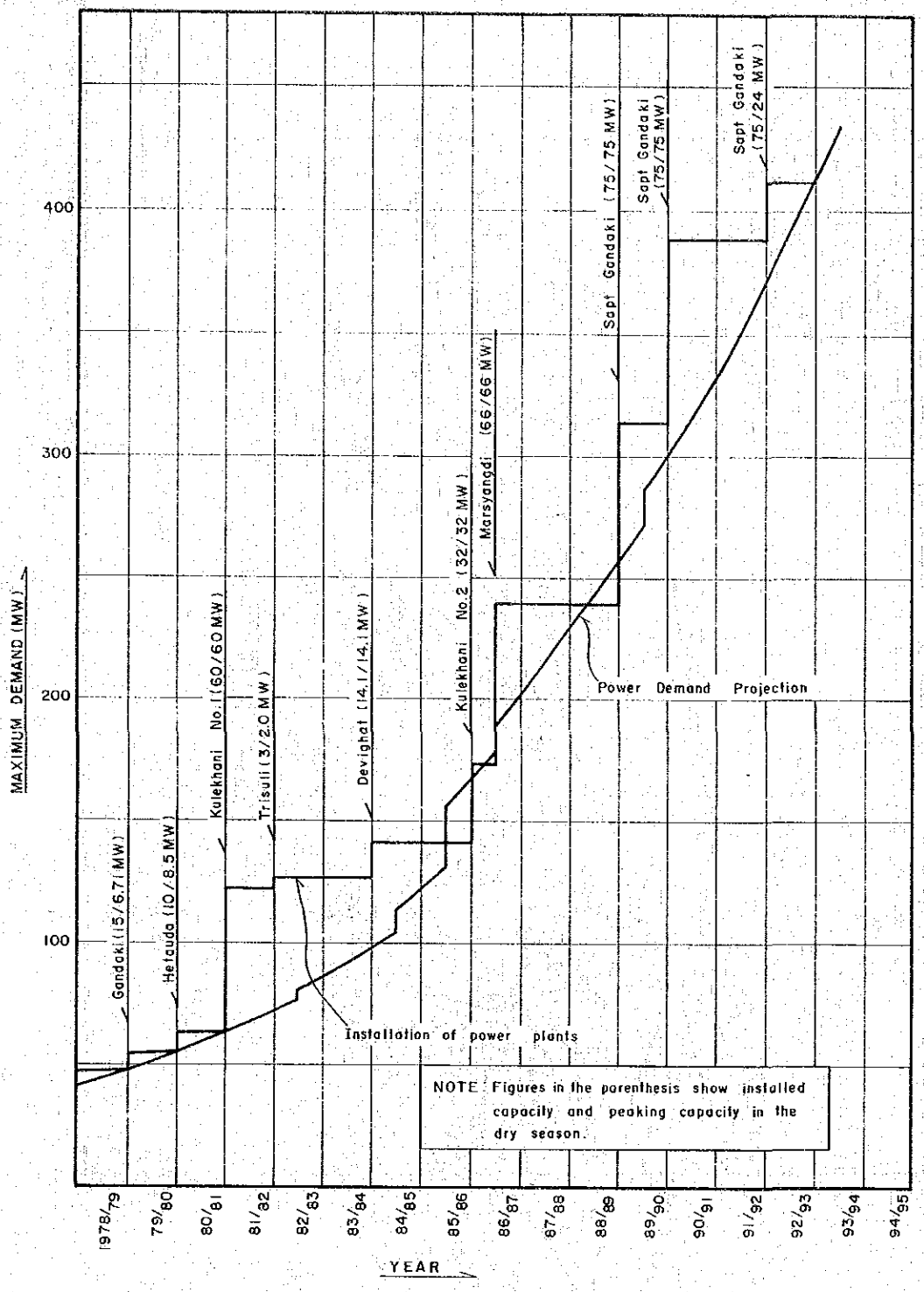
図－2



図－2　ネパール中央電力系統内電力需要予測

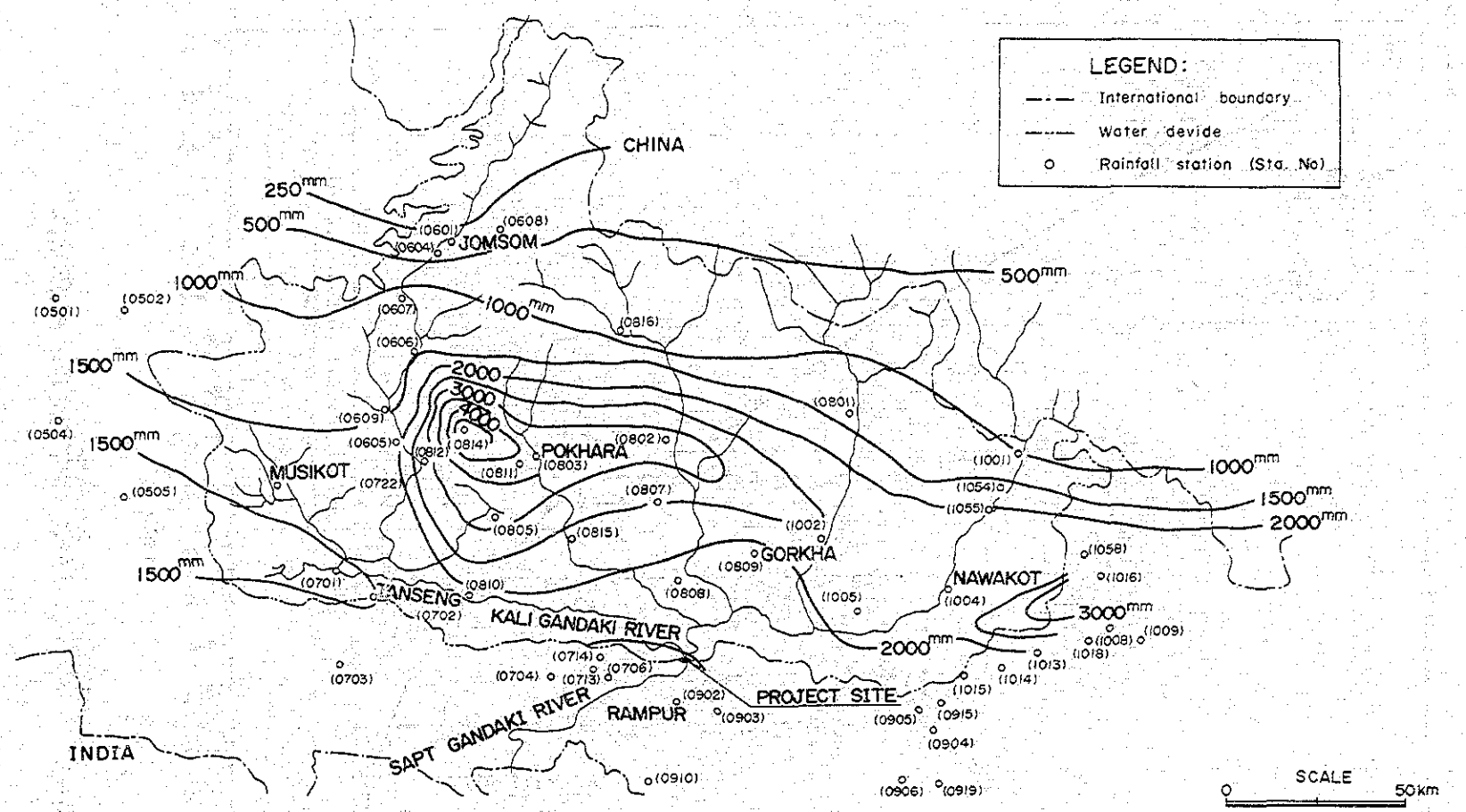
HIS MAJESTY'S GOVERNMENT OF NEPAL
SAPT GANDAKI HYDROELECTRIC
POWER DEVELOPMENT PROJECT
FEASIBILITY REPORT
JAPAN INTERNATIONAL COOPERATION AGENCY

図－3



図－3　　ネパール中央電力系統内発電設備拡張計画

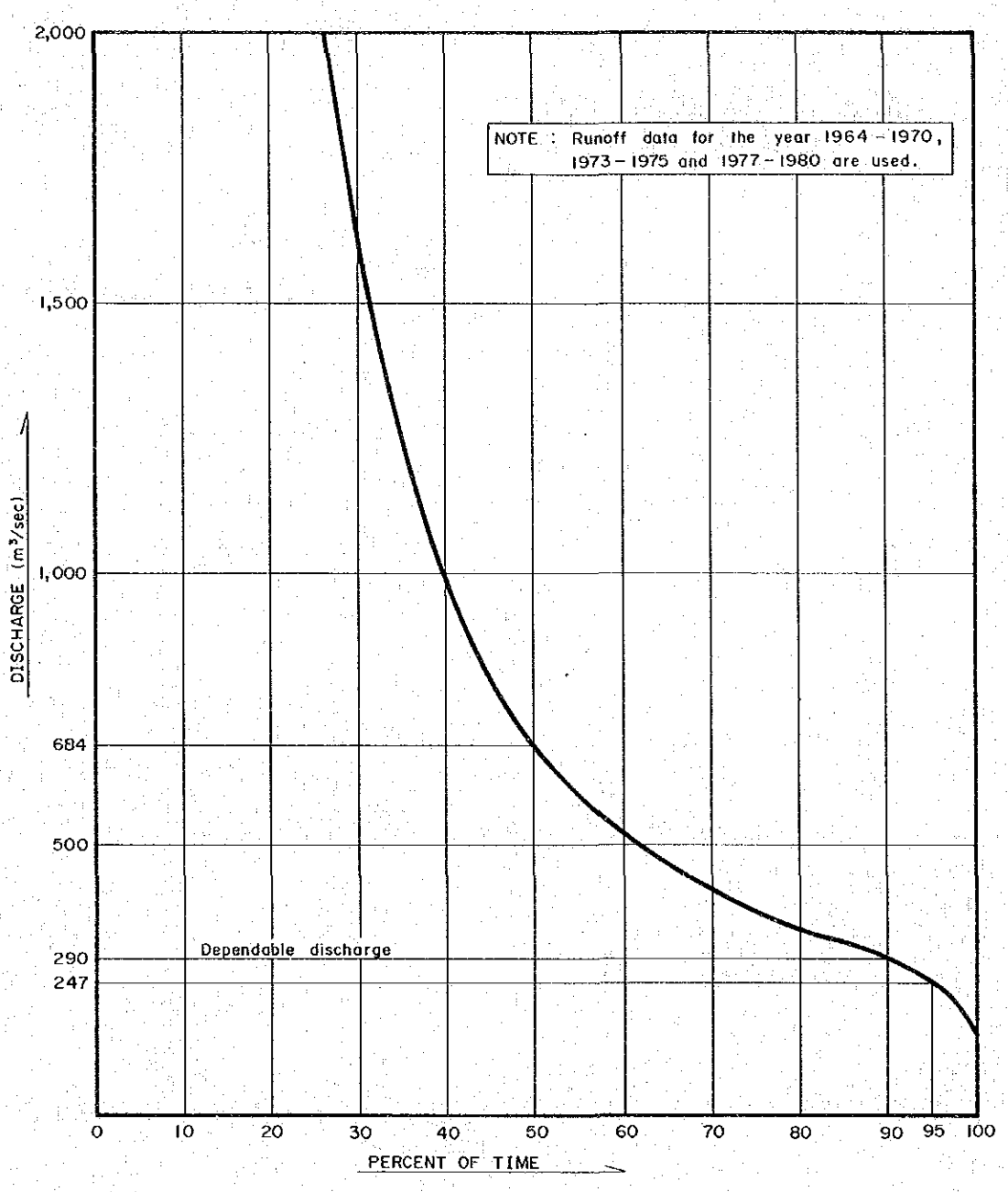
HIS MAJESTY'S GOVERNMENT OF NEPAL
SAPT GANDAKI HYDROELECTRIC
POWER DEVELOPMENT PROJECT
FEASIBILITY REPORT
JAPAN INTERNATIONAL COOPERATION AGENCY



図－4　等雨量線図

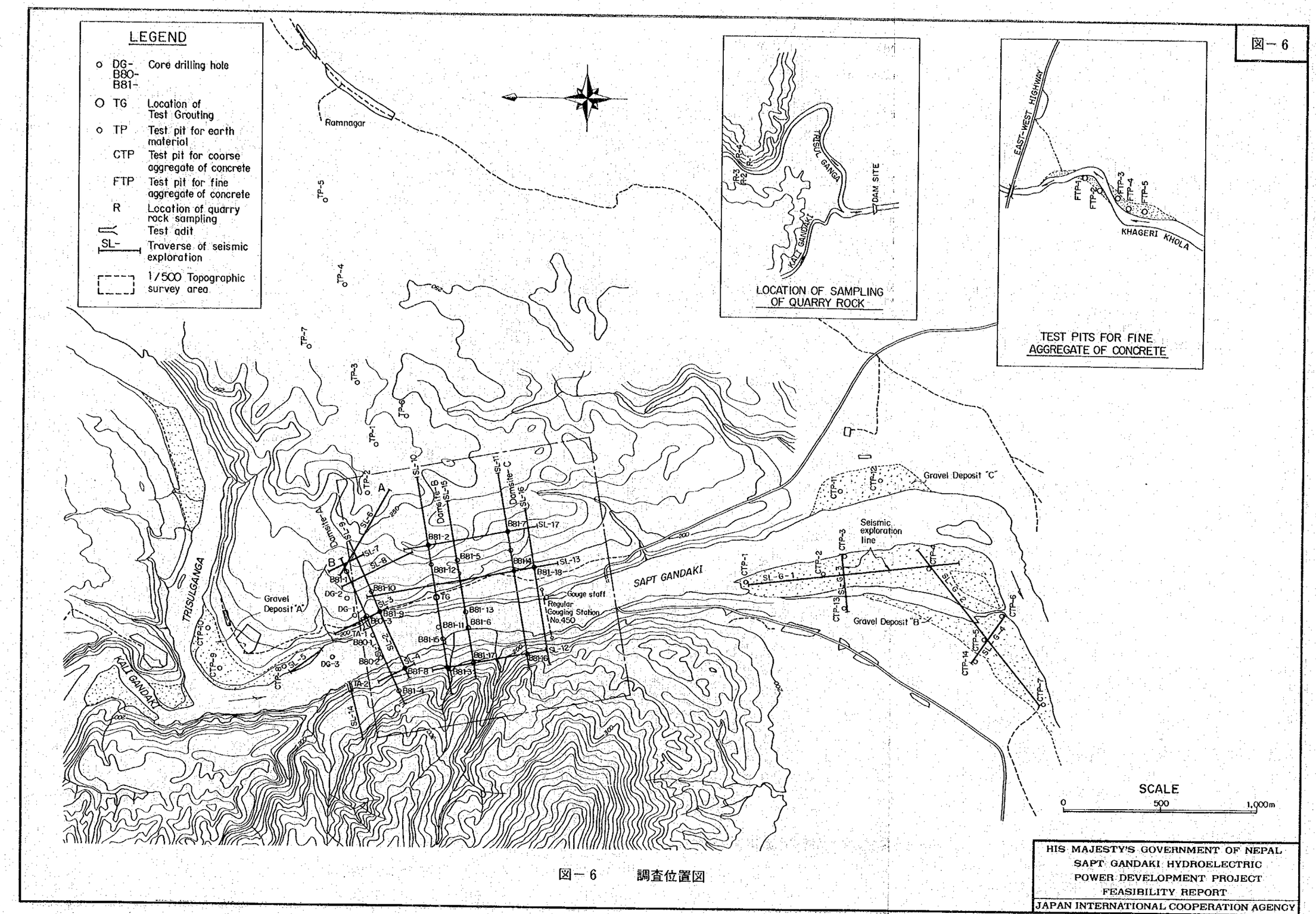
HIS MAJESTY'S GOVERNMENT OF NEPAL SAPT GANDAKI HYDROELECTRIC POWER DEVELOPMENT PROJECT FEASIBILITY REPORT	図－4
JAPAN INTERNATIONAL COOPERATION AGENCY	

図－5

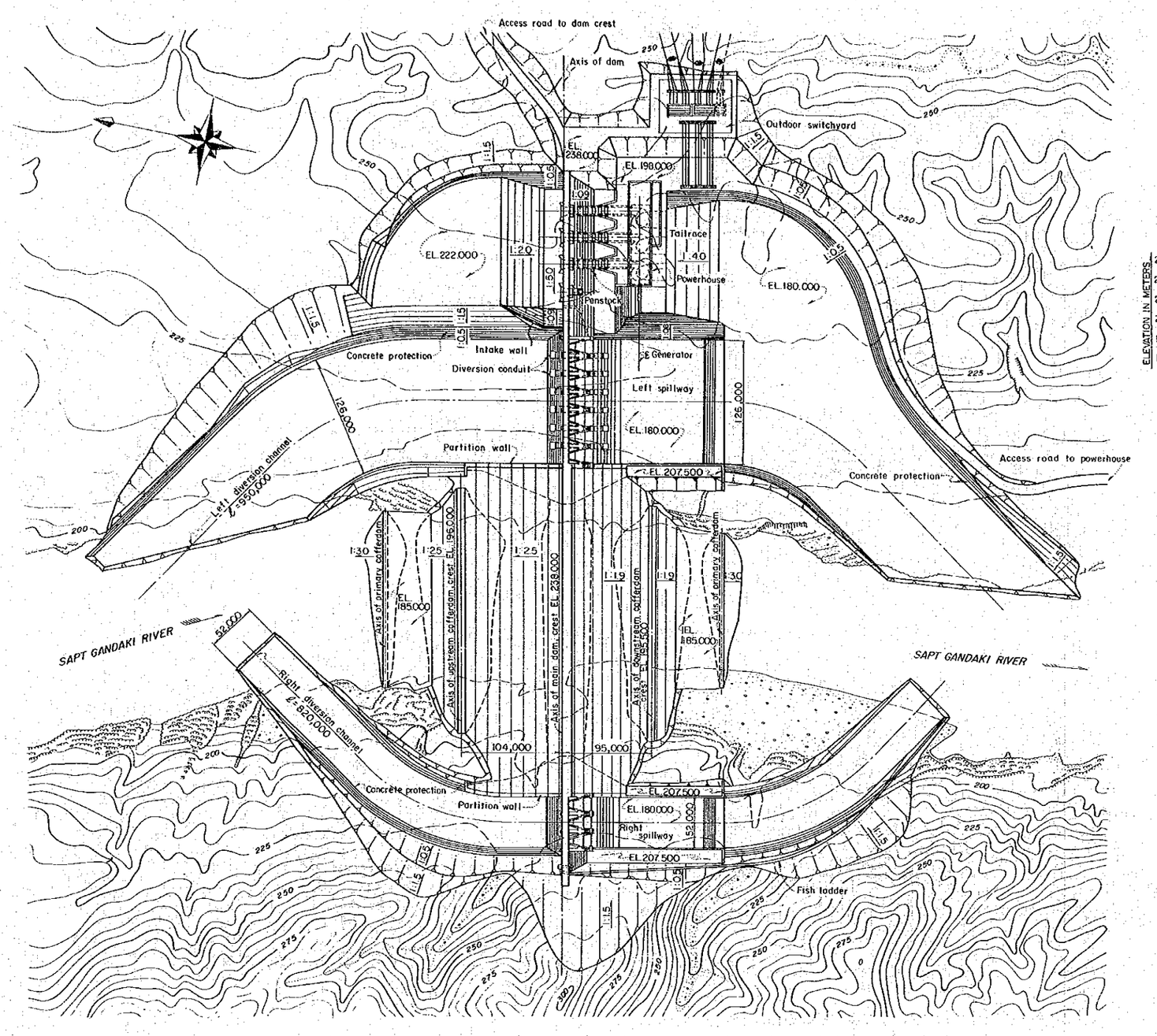


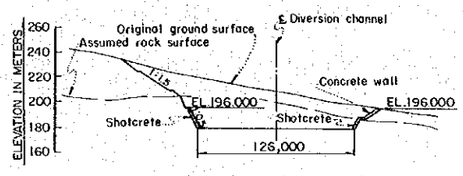
図－5　　ダム地点流況曲線

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


図－6
LEGEND
DG- B80- B81- Core drilling hole
TG Location of Test Grouting
TP Test pit for earth material
CTP Test pit for coarse aggregate of concrete
FTP Test pit for fine aggregate of concrete
R Location of quarry rock sampling
Test adit
SL- Traverse of seismic exploration
1/500 Topographic survey area
Ramnagar
LOCATION OF SAMPLING OF QUARRY ROCK
TRISUL GANGA
DAM SITE
KALI GANDAKI
EAST-WEST HIGHWAY
KHAGERI KHOLA
TEST PITS FOR FINE AGGREGATE OF CONCRETE
Gravel Deposit "C"
Seismic exploration line
SAPT GANDAKI
Gravel Deposit "A"
Gravel Deposit "B"
Gauge staff
Regular Gauging Station No.450
Dam site-A
Dam site-B
Dam site-C
SCALE
0 500 1,000m
HIS MAJESTY'S GOVERNMENT OF NEPAL
SAPT GANDAKI HYDROELECTRIC POWER DEVELOPMENT PROJECT
FEASIBILITY REPORT
JAPAN INTERNATIONAL COOPERATION AGENCY

図－6　　調査位置図



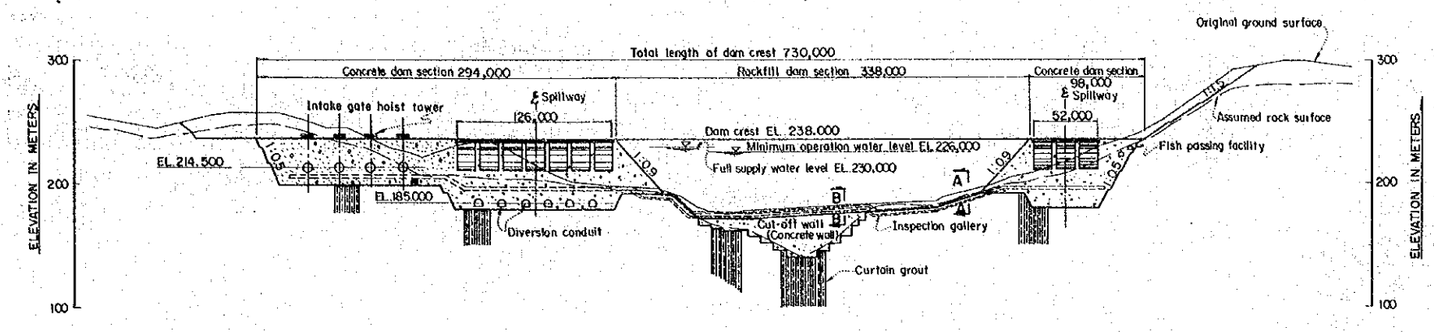


TYPICAL SECTION OF DIVERSION CHANNEL

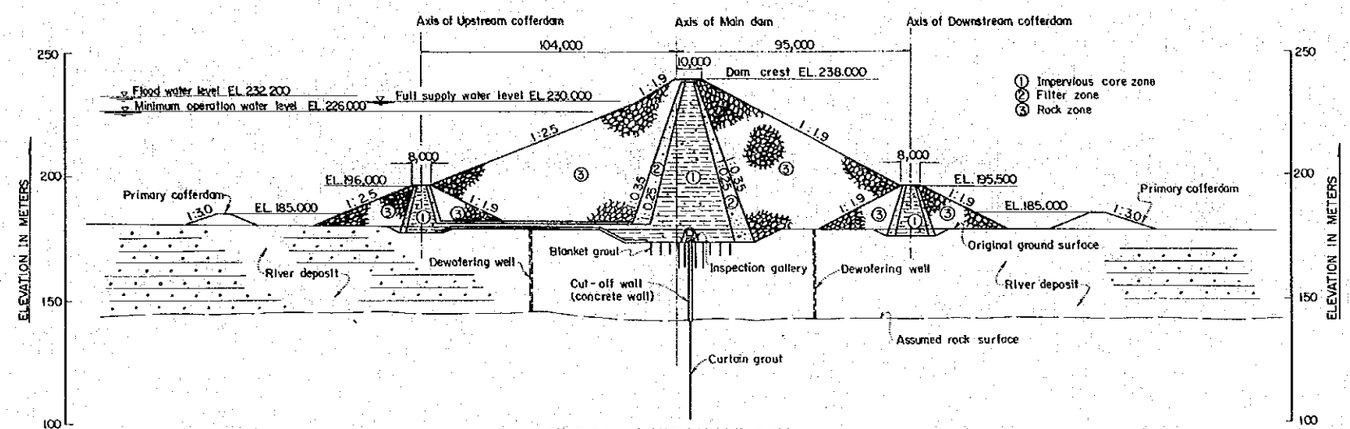
SCALE
0 50 100 150 200m

図－7　一般配置図（最適計画案：フィルダム、B地点、常時満水位230、設備容量225MW）

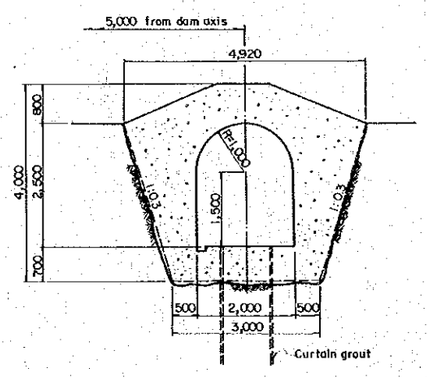
HIS MAJESTY'S GOVERNMENT OF NEPAL
SAPT GANDAKI HYDROELECTRIC
POWER DEVELOPMENT PROJECT
FEASIBILITY REPORT
JAPAN INTERNATIONAL COOPERATION AGENCY



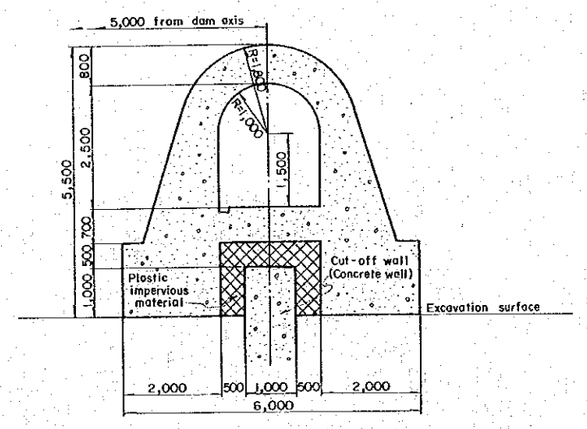
PROFILE SCALE: A



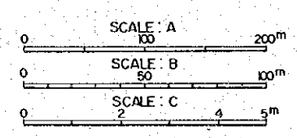
TYPICAL SECTION OF DAM SCALE: B



INSPECTION GALLERY, SECTION A-A SCALE: C

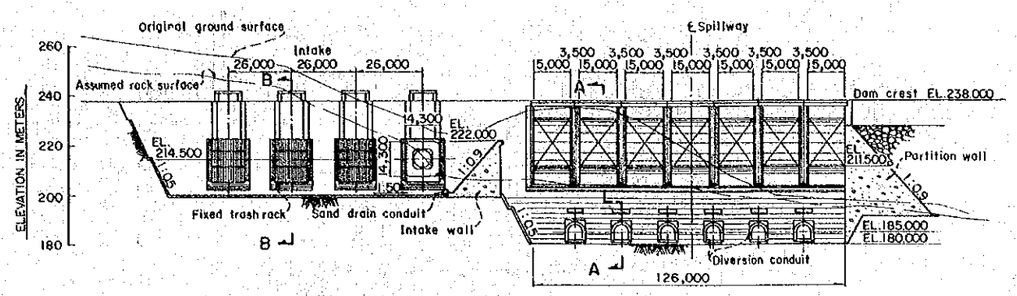


CUT-OFF WALL AND INSPECTION GALLERY, SECTION B-B SCALE: C

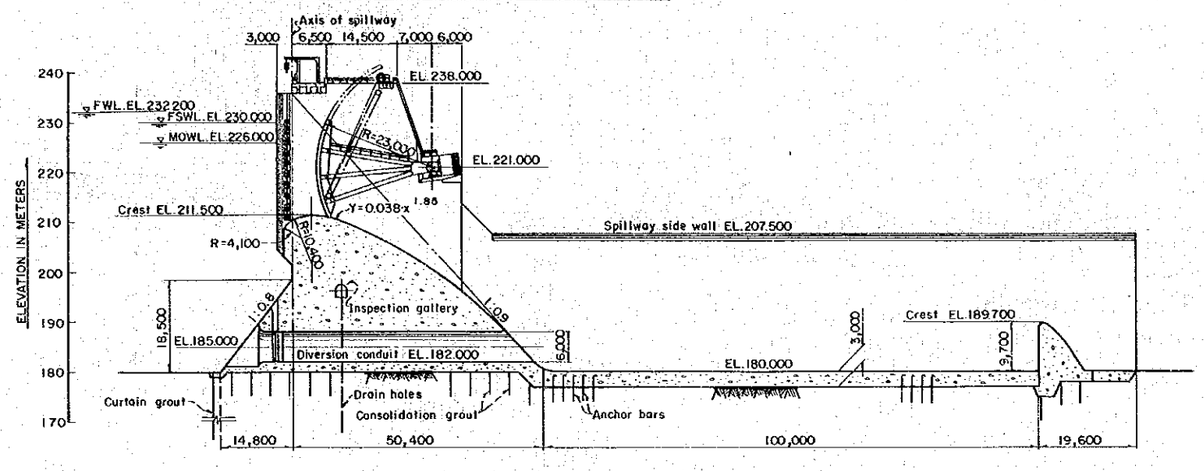


図－8　断面図（最適計画案：フィルダム、B地点、常時満水位230、設備容量225MW）

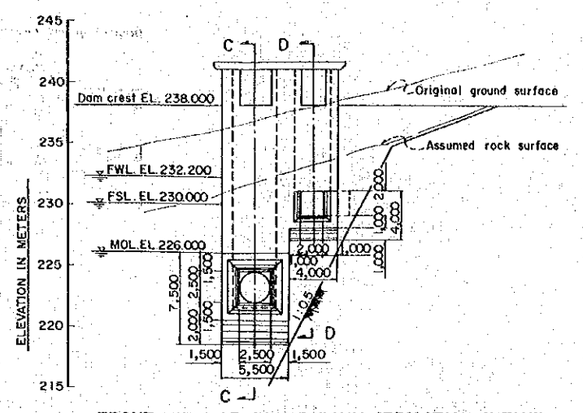
HIS MAJESTY'S GOVERNMENT OF NEPAL
SAPT GANDAKI HYDROELECTRIC
POWER DEVELOPMENT PROJECT
FEASIBILITY REPORT
JAPAN INTERNATIONAL COOPERATION AGENCY



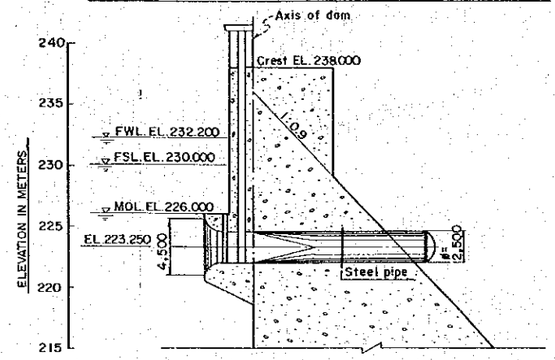
FRONT VIEW OF INTAKE AND SPILLWAY SCALE : A



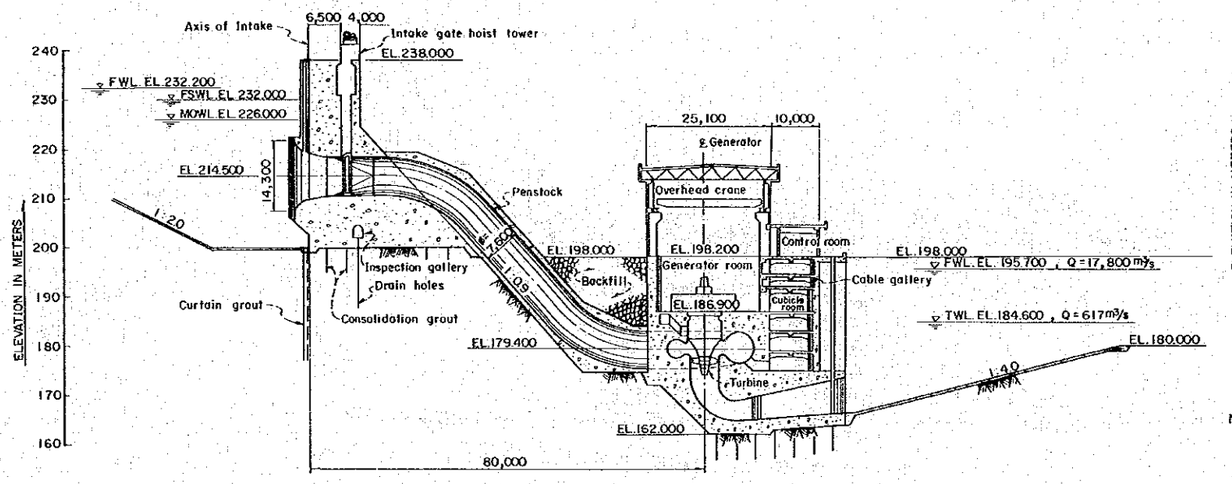
TYPICAL SECTION OF SPILLWAY, SECTION A-A SCALE : B



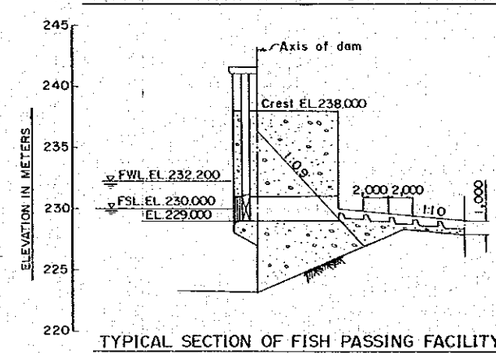
FRONT VIEW OF RIGHT BANK IRRIGATION INTAKE AND FISH PASSING FACILITY SCALE : C



TYPICAL SECTION OF RIGHT BANK IRRIGATION INTAKE, SECTION C-C SCALE : C



TYPICAL SECTION OF INTAKE AND POWERSTATION, SECTION B-B SCALE : B



TYPICAL SECTION OF FISH PASSING FACILITY, SECTION D-D SCALE : C

NOTE : For the left bank irrigation intake, see FIG-12.1

SCALE : A 0 50 100m
SCALE : B 0 20 40 50m
SCALE : C 0 10 20m

図－9　洪水吐・発電水路断面図（最適計画案：フィルダム、B地点、常時満水位230、設備容量225MW）

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