

ネパール王国

アルン 3 水力発電開発計画調査

最終報告書

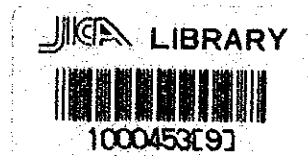
VOL. I
メインレポート

昭和62年 6 月

国際協力事業団

ネパール王国

アルン 3 水力発電開発計画調査



最終報告書

VOL. I
メインレポート

昭和62年 6 月

国際協力事業団

国際協力事業団		
受入 月日	'87. 9. 24	116
登録 No.	16673	64.3 MPN

序 文

日本国政府は、ネパール王国政府の要請に基づき、同国のアルン 3 水力発電開発計画に関するフィージビリティ調査を行うこととし、その実施を国際協力事業団に委託した。

当事業団は、電源開発株式会社と株式会社中央開発インターナショナルにより構成された共同企業体の各分野の専門家から成る調査団（団長 電源開発株式会社 野尻慎一氏）を編成した。

調査団は、1986年2月から1987年3月までの間、地質調査工事や地形図作成等の技術指導を含む現地調査を実施し、帰国後現地調査によって得られた現地の諸情報ならびに収集した資料の検討、解析などの国内作業を行った。

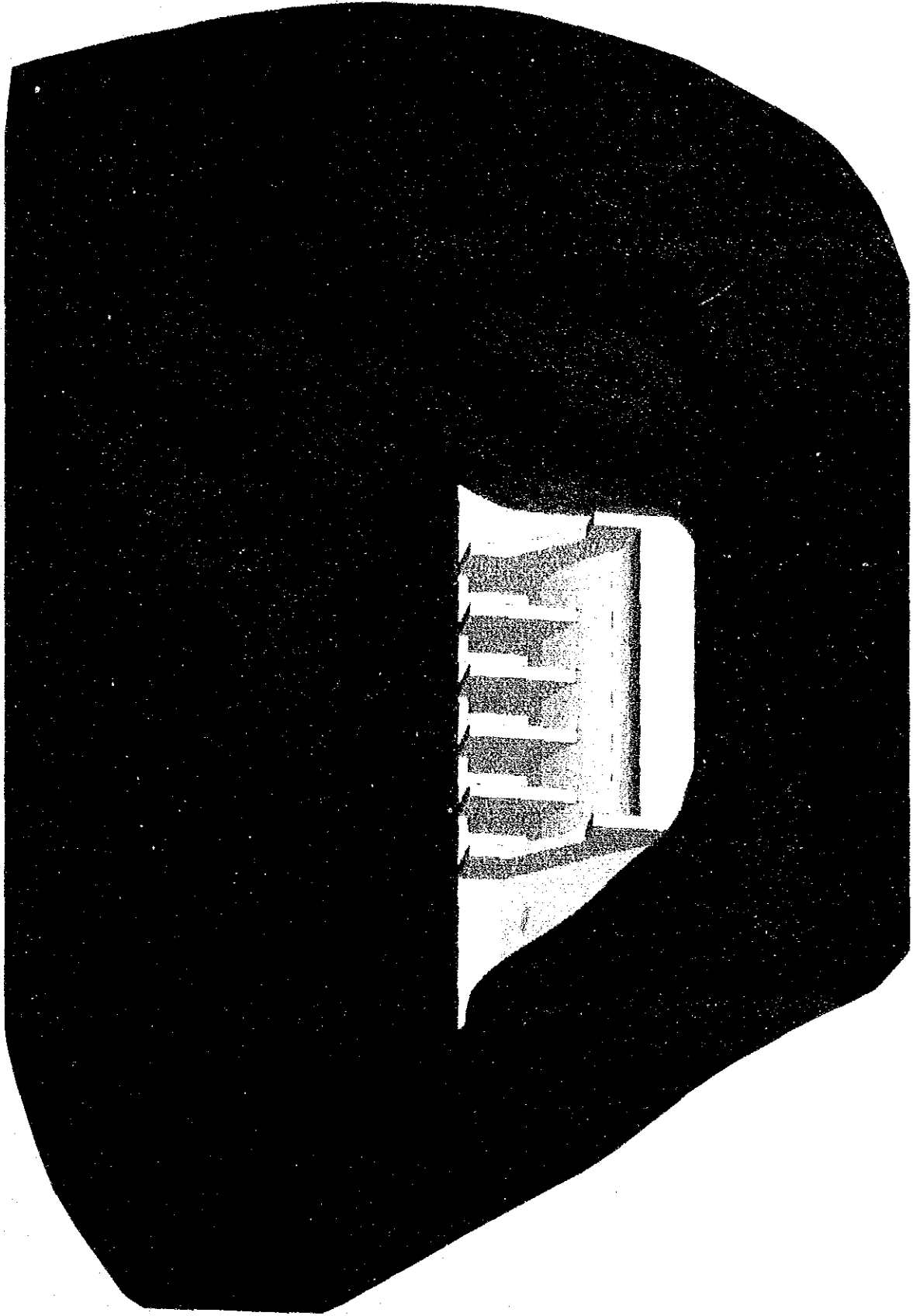
本報告書は、これらの成果をとりまとめたものである。本報告書が、ネパール王国における電源開発の推進に役立つとともに、同国の経済・社会開発に寄与し、ひいては、同国と我が国の友好親善をより一層深めることに貢献できれば幸いである。

終わりに、本調査の任に当たられた団員各位の御協力に敬意を表するとともに、調査に際し多大の御協力をいただいたネパール王国政府関係機関、ネパール電力庁、在ネパール日本国大使館、外務省および通商産業省の関係各位に対し、深く感謝の意を表するものである。

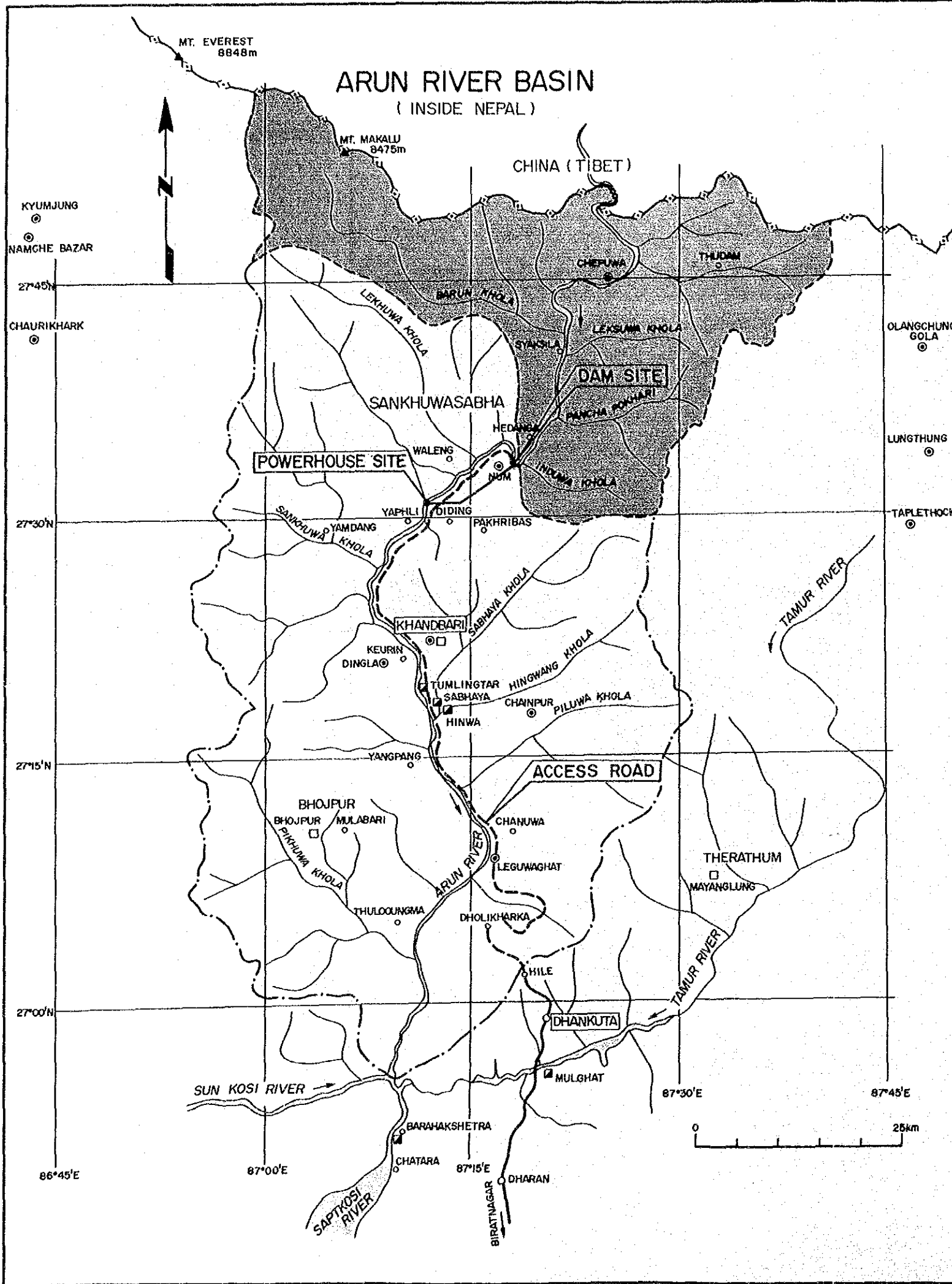
1987年6月

国際協力事業団

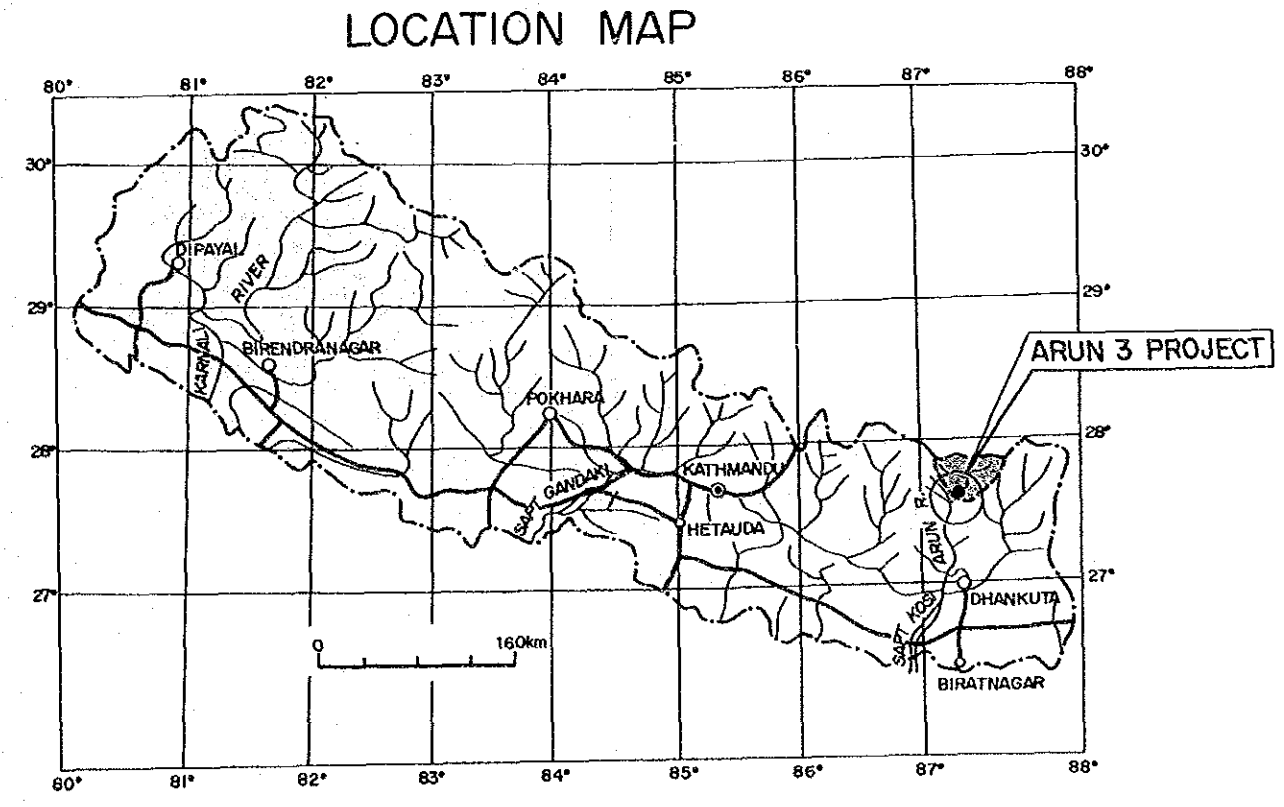
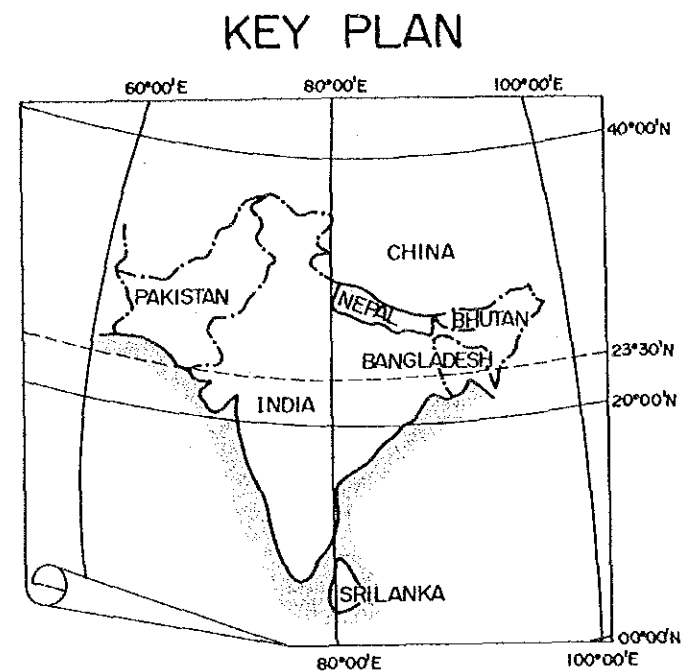
総裁 有田 圭 輔



Bird eye view of Arun 3 Dam
(Drawn by Computer Aided Design System)



- LEGEND**
- PROJECT SITE
 - REGIONAL HEADQUARTER
 - DISTRICT HEADQUARTER
 - TOWN / VILLAGE
 - TRIBUTARY
 - ARUN-3 DRAINAGE BASIN (INSIDE NEPAL)
 - HYDROMETEOROLOGICAL STATION
 - ⊙ RAINFALL GAUGE STATION
 - DRAINAGE BASIN
 - HIGHWAY
 - - - PROPOSED ACCESS ROAD
 - - - ARUN RIVER BASIN



ARUN 3 HYDRO POWER PROJECT
FEASIBILITY STUDY

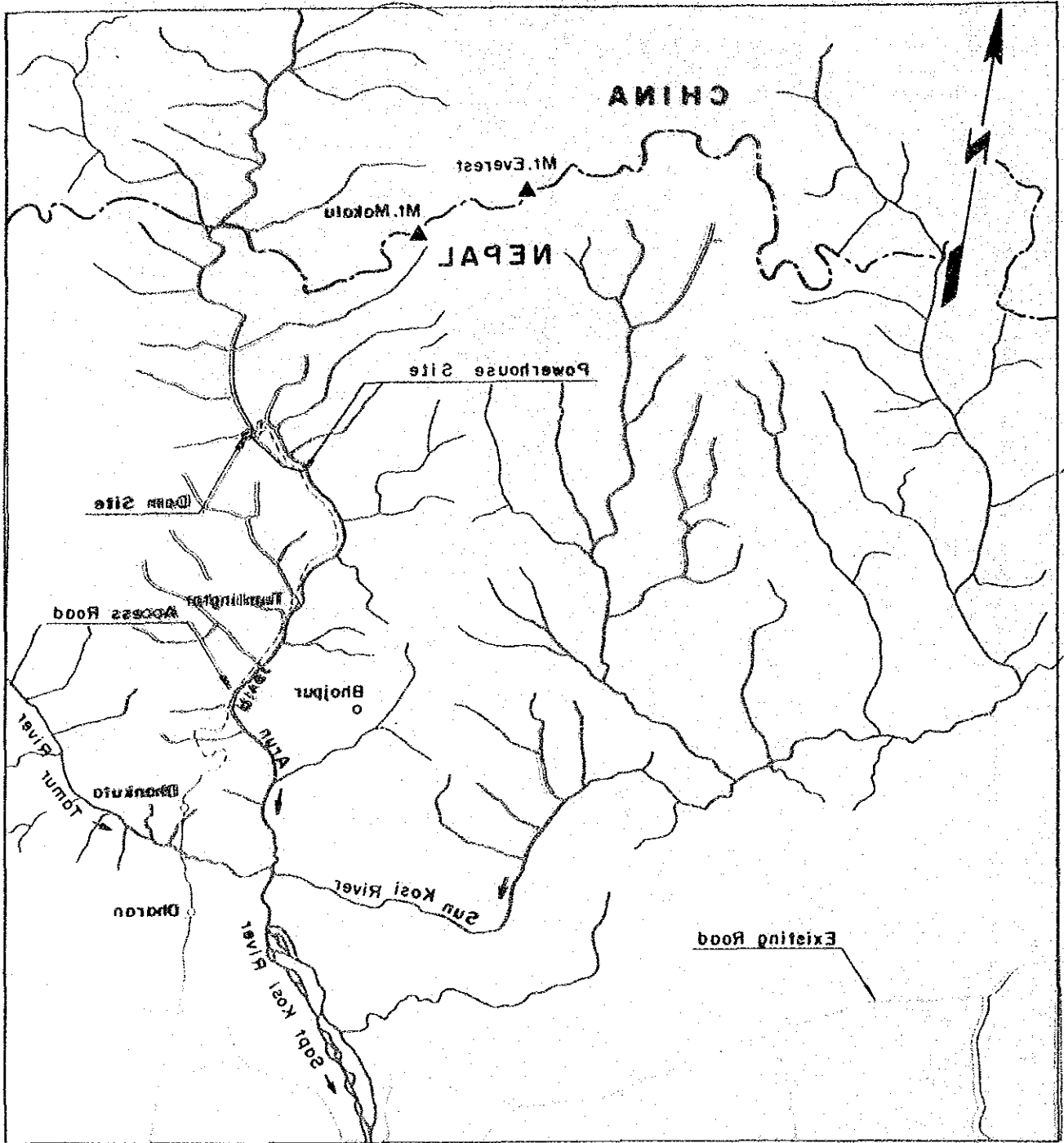
KEY AND LOCATION MAP

DWG. - 1 JUNE, 1987



Biratnagar

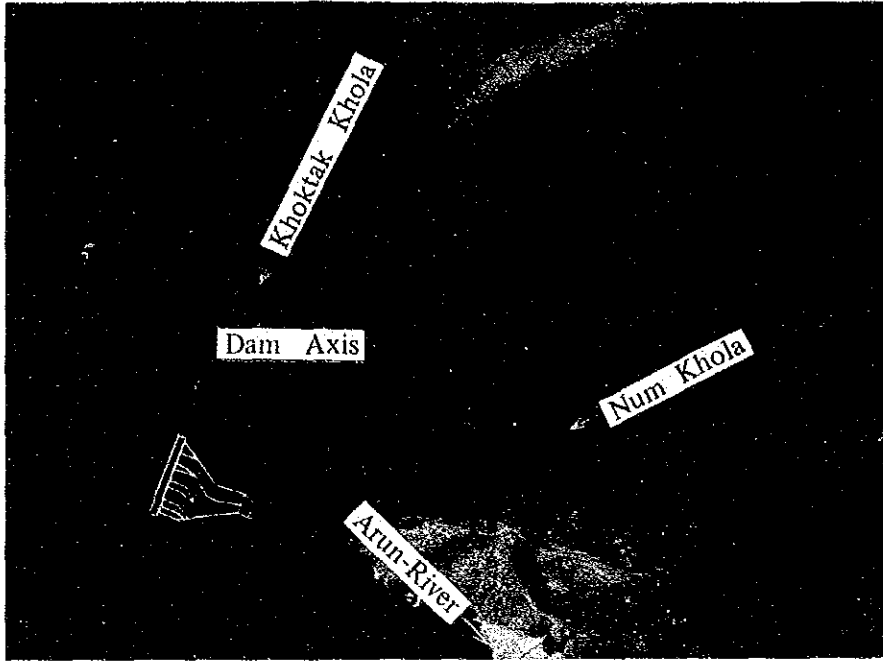
**LANDSAT Image of Arun River Basin
(Apr. 9, 1984)**



Biratnagar



**LANDSAT Image of Arun River Basin
(Apr. 9, 1984)**



Arun 3 Dam Site
— Aerial view from Downstream —



Arun 3 Dam Site
— View from Downstream —



Powerhouse (Underground) & Switchyard Site

-- View from Upstream --

目 次

	頁
要 約	S-1
結 論 と 勧 告	C-1
第1章 序 論	
1.1 緒 言	1-1
1.2 経 緯	1-1
1.3 調査の目的と範囲	1-2
1.4 資 料	1-2
1.5 国内における調査、検討	1-4
1.6 関係者	1-4
第2章 電力事業の現況と今後の開発	
2.1 ネパールの電力事業	2-1
2.2 ネパールのエネルギー資源とエネルギー政策	2-1
2.3 電力の現状	2-3
2.4 電力需要予測	2-15
2.5 電源開発計画および需給バランス	2-29
2.6 開発の必要性	2-37
第3章 現地調査	
3.1 概 要	3-1
3.2 地形測量	3-2
3.3 コア・ボーリング調査	3-11
3.4 弾性波探査	3-17
3.5 室内試験	3-17
3.6 地質図作成	3-23

	頁
第4章 地 質	
4.1 東部ネパールの地形・地質概要	4-1
4.2 計画地点の地形・地質概要	4-8
4.3 ダムサイト周辺の地形・地質	4-16
4.4 導水路トンネル	4-21
4.5 発電所周辺の地形と地質	4-28
4.6 コンクリート骨材	4-35
4.7 計画地点の地震	4-39
第5章 水 文 及 び 気 象	
5.1 一 般	5-1
5.2 計画流域の気象概要	5-1
5.3 気象及び流量観測所	5-3
5.4 観測データの解析	5-7
5.5 ダム地点流量	5-11
5.6 設計洪水量	5-17
5.7 氷河湖決壊による洪水	5-42
5.8 堆 砂	5-80
第6章 レイアウトの比較検討	
6.1 レイアウト検討	6-1
6.2 ダムサイト	6-4
6.3 取水位	6-8
6.4 沈砂池	6-14
6.5 トンネルレイアウト	6-14
6.6 発電所サイト	6-15

	頁
第7章 最適開発規模の検討	
7.1 段階開発の検討基準	7-1
7.2 評価手法	7-2
7.3 最適開発規模	7-16
第8章 送変電計画	
8.1 送電パターンの選定	8-1
8.2 送電電圧の選定	8-6
8.3 新設および増設変電所、開閉所	8-8
8.4 送変電設備の建設計画	8-9
8.5 電力輸出の概略検討	8-11
8.6 系統解析	8-13
8.7 今後の調査、検討課題	8-22
第9章 フィージビリティ設計	
9.1 土木構造物	9-1
9.2 電気機器	9-73
第10章 工事計画	
10.1 概要	10-1
10.2 輸送路および運搬方法	10-1
10.3 工事用電源	10-3
10.4 各設備の工事方法	10-9
10.5 工事工程	10-21
第11章 工事費積算	
11.1 積算方針	11-1
11.2 工事費積算	11-1
11.3 工事費	11-4

第12章 環境に対する影響	
12.1 緒言	12-1
12.2 調査方法	12-1
12.3 プロジェクト	12-5
12.4 環境現況	12-5
12.5 影響アセスメント	12-8
12.6 検討結果と提言	12-12

第13章 プロジェクトの評価	
13.1 概説	13-1
13.2 発電コスト	13-1
13.3 経済評価	13-3
13.4 財務評価	13-9
13.5 プロジェクトの間接効果	13-11

VOLUME II アクセス道路

VOLUME III 付属図書

- A FIELD INVESTIGATION DATA
- B HYDROLOGICAL DATA
- C OPTIMIZATION STUDY DATA
- D DESIGN DATA

要 約

要 約

本報告書は、1986年2月から1987年4月にわたり、日本政府の技術協力により国際協力事業団(JICA)が実施したネパール国アルン3水力発電開発計画のフィージビリティ調査の結果をとりまとめたものである。本報告書に述べる各分野での調査、検討の結果は以下に要約する通りである。

1. 現 地 調 査

計画区域における地質状況や、地形図を作成するために広範囲にわたる現地調査計画が立案された。現地調査には関連工作物の設置箇所で行われた総延長558mの調査ボーリング、延長3.99kmにわたる弾性波探査および593,000㎡に及ぶ地上測量などが含まれており、ダム、発電所周辺での縮尺1/500の地形図作成が実施された。また導水路および調整池を含む本計画区域については縮尺1/5,000、および既設道路終点Hileと計画地点を結ぶアクセス道路については、縮尺1/10,000の地形図を既存の縮尺1/20,000の航空写真に基づいて作成した。岩石試験により基礎岩盤の特性を確認すると共に、ダム、発電所周辺および計画区域全体についての地質平面をそれぞれ1/500地形図および1/5,000地形図を利用して作成した。

2. 地 質

計画区域の地質構造は主として片麻岩(gneiss)、雲母片岩(mica schist)で構成され、片麻岩が大半を占めている。ダム予定地点の基盤は堅硬な眼球片麻岩(augen gneiss)から成っており、ダム地点における河床堆積物の深さは、約13mであることが確認された。沈砂池の周辺岩盤も堅硬な眼球片麻岩から成っているが、その中程を横切って低速度帯がある。しかし、岩盤強度として問題のない地層である。導水路は、眼球片麻岩や雲母片岩などの変成岩を主体とし、一部に花崗岩(granite)の貫入している基盤の中に設けられる。調圧水槽、水圧鉄管が設けられる区域としては、Pikhuwa地点には眼球片麻岩が広く分布している。一方、Kaguwa地点の水槽付近では深部まで風化のおよんだ花崗岩の貫入が見られる。発電所周辺では、Pikhuwa、Kaguwa両地点ともに良質な眼球片麻岩が分布している。

3. 水 文

ダム地点におけるアルン川の流域面積は29,310km²で、その90%以上がチベット地域である。その水源には数多くの氷河湖や雪に覆われた高山があって、年間を通じて、豊富な基底流量を供給している。洪水は通常6月末から9月末にかけてのモンスーンによる雨によって発生する。

基底流量が大きく、一方では流域面積に比して洪水量は比較的小さいということは、工作物の設計や、地点の経済性の向上に好条件となっている。長期観測資料によるダム地点の年平均流量は321m³/sと計算された。一方、仮排水路設計には、乾季中の洪水量の検討から490m³/sを採用することとした。流域面積の大部分を占めるチベット地域に関する信頼出来る水文資料が無く、また氷河湖決壊による洪水(GLOF)のような現象についても未知な点が多いなどの事情から、洪水吐設備の設計に通常用いられる確率洪水計算に代えて、可能最大洪水量(PMF)を使用するのが適当と思われた。この可能最大洪水量は7,700m³/sと計算された。この値を採用することにより上流区域に於ける不確定要素に十分に対応出来ると考えられる。

氷河湖決壊洪水(GLOF)については過去の事例、発生メカニズム、アルン川流域内の分布等の検討を行い、アルン川流域で下流の工作物に対し最も影響が大きいと思われるBarun Kholaの氷河湖について仮想GLOFのシュミレーション解析を試みた結果、PMFを下回ることが確認された。

4. 需 要 想 定

アルン3計画を現在工事中のMarsyangdi計画に引き続いて開発されるものと想定する場合、その最適規模と最適開発方式は、1994年以降のネパール国内の電力需要の傾向に適合したものでなければならない。

今回の検討に際しては、NEAが1986年7月作成した最新の電力需要想定を基本条件として使用した。この電力需要想定は、今後20年の期間について、工業、農業、商業などの開発計画、送変電設備の拡充計画および至近年度における経済動向などを考慮し、当面の5年については積上げ方式により、それ以降の中長期についてはトレンド方式により作成したものである。この想定とは、別に人口一人当たりの国内総生産の伸び率、電力需要の伸び率、人口増加率などの予想に基づき、マクロ的検討を行ったが、基本的に妥当なものと考えられる。

5. レイアウトの比較検討および最適計画

本地点に関し、それぞれ内容を異にする代案について検討が行われた。特にアルン川がKhoktak Khola、Num Kholaと合流する地点の上下流に位置するダム地点上下流案、単複水路系（取水口、導水路、調圧水槽各1基の単水路系と各2基をもつ複水路系）、沈砂池型式（地下式、地上式）、Pikhuwa、Kaguwa両地点における発電所型式（地上式、地下式）などについて検討を行った。最終的に選択された計画は、地下式発電所で、各2基の取水口、地下式沈砂池、導水路、調圧水槽、水圧管路、および放水路を含む開発計画である。

当地点の最適計画は、現地調査で得られた地形・地質に関する情報を十分に取り入れたフィージビリティ設計に基づく工事費の積算と、国内電力需要の変動に見合った開発計画を先ず作成し、最大使用水量、取水位（ダム高さに対応）、放水位（発電所位置に対応）をパラメーターとして検討を行った。その結果下記のように国内需要のみに対応する1期開発と、電力輸出を考慮する2段階開発の場合の2案が下記の様を得られた。

	1 期 開 発 (電力輸出なし)	1、2 期 開 発 (電力輸出あり)
取 水 位 (m)	840	840
最大使用水量 (m ³ /s)	80	160
最 大 出 力 (MW)	201	402

結局、当地点の開発計画は、(1)取水位EL 840m、最大使用水量 160m³/s、最大出力 402MW の Pikhuwa発電所で(2)開発を2段階に行う方式が最適である。

両案による年間発生電力量は以下のとおりである。

開発方式	設備出力 (MW)	発生電力量 (GWh)		
		保証電力量	2次電力量	可能発生電力量
1 期 開 発	201	1,721.6	0	1,721.6
1、2 期 開 発	402	1,863.2	1,097.1	2,960.3

2段階開発における各号機の発電開始時期は以下のとおり設定した。

1 期 工 事

1号機	1994年6月
2号機	1994年9月
3号機	1998年9月

2 期 工 事

4号機	1998年12月
5号機	1999年3月
6号機	1999年6月

6. フィージビリティ設計

フィージビリティ設計は、現地調査において得られた地形・地質に関する資料および最新の技術水準に基づいて行った。設計上の基本条件は、取水位EL 840m、最大使用水量160 m³/s、最大出力402MWとし、導水路トンネル2条、機器台数6台として、2段階開発に適するものとした。発電所はPikhuwa、Kaguwa両地点の地上式、地下式の両案について検討したが、経済的、技術的見地から現時点では、Pikhuwa 地下式を採用することとした。水車型式は発電所設計に大きく影響するので、フランス、ベルトン両案について経済比較を行った結果、フランス水車を採用した。プロジェクトの主要諸元は以下に示す通りである。

アルン3計画諸元

(1) 貯水池

流域面積	29,310km ²
年間流入量	10,123×10 ⁶ m ³
満水位	EL. 842.00

低水位	EL. 838.00
洪水位	EL. 844.00
利用水深	4.00m
有効貯水容量	$2.0 \times 10^6 \text{m}^3$
堆砂容量	$4.5 \times 10^6 \text{m}^3$

(2) 仮排水路

長さ	354.50m
直径	7.00m (馬蹄形)
条数	1
設計洪水量	$490 \text{m}^3/\text{S}$

(3) ダム (1、2期工事)

型式	コンクリート重力式
高さ	65m
体積	160,700 m^3

(4) 洪水吐

ゲート型式	ラジアルゲート
門数	5
寸法	幅12.0m×高14.5m
設計洪水量	$7,700 \text{m}^3/\text{S}$

(5) 取水口 (1、2期工事)

型式	鉛直型
基数	2

(6) 沈砂池 (1、2期工事)

型式	地下式 (連続排砂方式)
基数	2
巾	20.00m
高さ	32.00m
長さ	110.00m

(7) 導水路トンネル

型式	圧力トンネル
----	--------

長さ	11.354km
掘削直径	7.00m (円形、TBM区間)
	7.00m (馬蹄形、CBM区間)
条数	1 (1期工事)
	1 (2期工事)
(8) 調圧水槽	
型式	制水口型
立坑直径	14.00m
高さ	70.00m
基数	1 (1期工事)
	1 (2期工事)
(9) 水圧管路	
型式	鉄管埋設型
長さ	376.74m
直径	5.80~2.30m
条数	1 (1期工事)
	1 (2期工事)
(10) 発電所	
型式	地下式
巾	16.00m
長さ	120.00m
高さ	41.50m
機器台数	3 (1期工事)
	3 (2期工事)
水車	フランス (69MW)
発電機	立軸同期発電機 (79MVA)
主変圧器	屋内型送油水冷 (79MVA, 13.8/220KV)
(11) 放水路トンネル	
型式	圧力トンネル
直径	3.50m (円形) - 5.80m (馬蹄形)

長さ 272.00m

条数 1 (1期工事)

1 (2期工事)

(2) 発生電力量

最大使用水量 80m³/s (1期工事)

160m³/s (1、2期工事)

総落差 302.00m

有効落差 288.00m

最大出力 201 MW (1期工事)

402 MW (1、2期工事)

年間発生電力量 保証電力量 2次電力量

1期工事 1,721.6GWh 0.0GWh

1、2期工事 1,863.2GWh 1,097.1GWh

(3) アクセス道路

延長 115 km

{ Hile - Leguwa Ghat - Tumlingtar }
-P/H - D/S

7. 送変電設備

送変電設備の最適化計画はアルン3発電所の建設スケジュールに合致するよう段階開発するものとした。その設備概要を以下に示す。

送電電圧は220kVに選定したが、3号機の運開する1998年9月以前は暫定的に132kV運用とする。

(1) 送電線

Arun 3 Switchyard - Dubi Substation 220 kV、2 cct、120 km

Dubi Substation - Dhalkebar Switchyard 220 kV、2 cct、146 km

Dhalkebar Switchyard - New Kathmandu Substation 220 kV、2 cct、120 km

(2) 変電所/開閉所

Dubi Substation (Expansion) 70 MVA × 3 (Transformer)

Dhalkebar Switchyard (Expansion) 25 MVA × 2 (Shunt Reactor)

8. 総工事費

アルン3地点の総工事費は次の通りである。各工事の単価は1986年6月時点で、積算した。

	外貨分 (US\$)	内貨分 (US\$)	合計 (US\$)
1 期 工 事 (201MW)	328,561,000	55,830,000	384,391,000
1 期および2 期工事 (402MW)	445,872,000	72,607,000	518,479,000

9. 工事工程

アルン3計画は1期工事と2期工事に分かれる2段階開発である。1期工事では国内電力需要を対象として出力201MWを開発、2期工事では電力輸出を考慮し引続き201MWを開発する。1期工事の工事工程は1994年6月に1号機の発電開始を目途にして立案し、2期工事は1期工事の着手時点から約4年後に着手するものとして立案した。本計画のクリテカルパスはアクセス道路と導水路トンネル工事である。主要工事の完成予定は下記のとおりである。

(1) サポート設備

アクセス道路 1987年11月 - 1989年10月 (フェーズ1)

1989年11月 - 1991年10月 (フェーズ2)

準備工事 1989年11月 - 1990年10月

(2) 貯水設備

仮排水トンネル 1989年11月 - 1990年10月

ダムおよび洪水吐 1990年11月 - 1994年2月

(3) 水路

沈砂池 1991年1月 - 1994年5月

導水路トンネル 1989年11月 - 1994年5月 (1号)

1994年1月 - 1998年9月 (2号)

(4) 発電所

土木工事 1990年1月 - 1994年5月

電気機器

1 期工事

1990年11月 - 1994年6月 (1号)

1991年2月 - 1994年9月 (2号)

1997年2月 - 1998年9月 (3号)

2 期工事

1997年5月 - 1998年12月 (4号)

1997年8月 - 1999年3月 (5号)

1997年11月 - 1999年6月 (6号)

(5) 送電線

1 期工事

スケジュール-1 (1994年6月) 132kV 運用

- Arun 3 P/S - Dubi S/S (220 kV、120 km、
2 cct towers with 2 cct stringing)
- Dubi S/S - Dhalkebar S/Y (220 kV、146 km、
2 cct towers with 1 cct stringing)
- Dhalkebar S/Y - New Kathmandu S/S (220 kV、
120 km、2 cct towers with 1 cct stringing)

スケジュール-2 (1998年9月) 220 kVに昇圧運転

2 期工事

スケジュール-3 (1998年12月) 220 kV 運用、電力輸出考慮

- Dubi S/S - Dhalkebar S/Y (220 kV、146 km、
1 cct stringing)
- Dhalkebar S/Y - New Kathmandu S/S (220 kV、
120 km、1 cct stringing)
- Dubi S/S - Importing country
(220 kV、2 cct towers with 2 cct stringing)

(6) 変電所および開閉所

1 期工事

スケジュール-1 (1994年6月) 132kV 運用

- Dubi S/S (expansion of 220 kV equipment)
- Dhalkebar S/Y (expansion of 220 kV equipment)

- ・ New Kathmandu S/S (New installation of 132 kV、
220 kV equipment)

スケジュール-2 (1998年9月) 220 kV運用

- ・ Dubi S/S (expansion of 220 kV equipment)
- ・ New Kathmandu S/S (expansion of 220 kV equipment)

2期工事

スケジュール-3 (1998年12月) 220 kV運用、電力輸出考慮

- ・ Dubi S/S (expansion of 220 kV equipment)
- ・ Dhalkebar S/Y (expansion of 220 kV equipment)
- ・ New Kathmandu S/S (expansion of 220 kV equipment)

10. アクセス道路

アクセス道路としては、工事専用道路として、直接ダム地点に至る最短距離を通る川側案（B案）と、将来の幹線道路の一部とし、地域内の人口の多い地点（Chainpur、Khandbari など）を通る山側案（A案）の2案を検討した。一般的に見て地質状況は川側案が良好であるが、河川横断箇所の橋梁スパンが長い欠点がある。しかしアクセス道路を緊急に完成するという見地から、延長が短くまた将来分岐線の建設により地域開発にも貢献出来るという面も併せ考えて、川側案を選定した。

11. 環境問題調査

アルン3地点のような大規模な計画や、長大なアクセス道路の建設は、関連区域内の住民の健康および福祉に大きな影響を与えるのが普通である。然し、環境調査の結果からは、地域住民への限定された補償または住民の移動を除き、地域住民や生態系に対し、有害な影響はないと判断される。

12. プロジェクト評価

アルン3計画を2段階開発する場合のプロジェクト評価として発電コスト、EIRR、FIRRの検討を行った。以下にその要約を示す。

(1) 発電コスト

	受電端		発電端	
	1期 (201MW)	1、2期 (402MW)	1期 (201MW)	1、2期 (402MW)
建設費 (10 ⁶ US\$)	384.4	518.5	280.9	392.0
発生電力量 (GWh)	1635.5	2816.2	1721.6	2960.3
発電コスト (UScent/kWh)	3.1	2.4	2.1	1.7

(2) EIRRおよびB/C

	EIRR	B/C
1期工事 (201MW)	15.5%	1.5
1、2期工事 (402MW)	19.5%	2.1

(3) FIRR

	FIRR
1期工事 (201MW)	10.8%
1、2期工事 (402MW)	14.9%

結論と勧告

結論と勧告

結論

1. 1987年3月現在、ネパール国の保有する総発電設備は182MWである。1986年7月に発表された電力需要想定によれば、今後1993/1994年度までは平均伸び率11.4%、それ以降は2005/2006年度迄は6.3%と比較的低目に見積もられているが、1989年に投入予定のMarsyangdi発電所(69MW)など、現在施工中の発電設備約113MWの稼働を考慮に入れても、なお1993/1994年に至って明らかに電力不足に陥るものと予想される。経済的に開発可能な水力資源に恵まれたネパール国としては、早急に次期水力発電開発計画を決定し、建設に移行して、電力供給力の不足と言った事態を回避しなくてはならない。

2. アルン3水力発電開発計画は、豊富な水量と大きな落差により、大容量かつ低廉な電力供給の可能な地点として、増大する国内電力需要に長期に亘って対応できるのみならず、大規模電力輸出が可能であり、国家経済的にも大きく貢献し得るものである。更に安定した電力供給による軽工業など諸産業の振興と、国内エネルギー源として木材の依存からの脱却など、同国の重要施策に対しても、大きな効果を有するものである。

またアルン3水力発電開発計画の遂行にあたっては、約115kmに及ぶアクセス道路の建設が前提となるが、この道路の開通は、周辺地域に対して、環境破壊することなく経済、民生などの面で計り知れない効用をもたらすと共に、アルン川上流域に連続して存在する将来の電源開発計画にも、好条件を提供することは明白である。

3. ネパール国の電力需要予測から見て、次期設備の運転開始は、1994年6月とすべきである。また電力輸出を考慮して大規模開発を行うのが、当地点の保有する水力ポテンシャルを十分かつ低廉に活用する方法であるが、大規模電力輸出に関する諸条件が輸出、輸入双方の国において整備されていない現時点では、国内電力需要を対象とする1期工事(1st stage)と電力輸出を考慮して増設する2期工事(2nd stage)に分離した2段階開発(2 stage development scheme)が、最も現実的である。

アルン3計画は高さ65mのコンクリートダム、延長11.4km、2条の導水路トンネル

の、地下式発電所、亘長 386kmの送電線等から成り立つ。

本計画の開発規模は、1期工事として201MW(67MW×3unit)、2期工事として更に201MW(67MW×3unit)、合計出力 402MWの設備を選定した。これにより、1期工事で1,721.6GWh、合計で2,960.3GWhの年間発生電力量を得ることができる。

4. 本計画区域内の地質状況は良好であり、ダム、発電所周辺には、堅硬な片麻岩が広く分布している。本計画には地下式の沈砂池や発電所が含まれるが、これらの大規模な地下空洞の施工にも特別な問題はないと判断される。但し、導水路ルート of 中央部には雲母片岩が分布しているため、今後の詳細設計や工事計画のためその性状を確認することが大切であろう。
5. アルン3発電所の運転開始を1994年6月とする工事工程はかなりきびしいものであることを十分認識すべきである。特に上述のアクセス道路が1989年11月には1st phaseとして工事用資機材の搬入のための車両通行が可能となることがその前提条件となる。従って1987年の雨季明け、すなわち同年11月には、工事に着手することが出来るよう特別な考慮をすることが要求される。このアクセス道路の工事はパイロット道路の先進施工後、4区間分割施工法を採用することにより上記期間に完成することが可能と判断される。
6. 工事工程としては、アクセス道路開通後、約4年半後の1994年6月に1期工事1号機の発電を開始する。安定した系統運用のために、2号機も引続いて運転開始するが、3号機は国内需要の増加に合わせて、1998年9月に運転開始を予定するものとする。一方、2期工事については、1989年末(1期工事の着手後)から電力輸入国との交渉を行うこととし、引続き資金手当などを含めて、4年後に工事に着手する計画とする。工事完了は1期工事を1998年9月、2期工事を1999年6月と予定する。

このような2段階開発に当たっては、2期開発計画のうち、一部の工作物を1期工事と同時に施工する必要がある。すなわち、取水口、沈砂池、発電所(機器据付を除く)、放水口などは、一体の工作物として施工し、工事の安全と、分割施工した場合に生ずる工事費の増大をも避けることとする。

7. 当計画の建設工事費は、1986年6月の単価水準で、次の通りである。

	外貨分 (US\$)	内貨分 (US\$)	合計 (US\$)
1 期 工 事 (201MW)	328,561,000	55,830,000	384,391,000
1 期および2 期工事 (402MW)	445,872,000	72,607,000	518,479,000

8. プロジェクト評価の結果、発電コスト、経済的内部収益率(EIRR)および財務的内部収益率(FIRR)は以下のとおりである。

(1) 発電コスト

	受電端		発電端	
	1 期 (201MW)	1、2 期 (402MW)	1 期 (201MW)	1、2 期 (402MW)
建設費 (10 ⁶ US\$)	384.4	518.5	280.9	392.0
発生電力量 (GWh)	1635.5	2816.2	1721.6	2960.3
発電コスト (UScent/kWh)	3.1	2.4	2.1	1.7

(2) EIRRおよびB/C

	EIRR	B/C
1 期 工 事 (201MW)	15.5%	1.5
1、2 期工事 (402MW)	19.5%	2.1

(3) FIRR

	FIRR
1 期 工 事 (201MW)	10.8%
1、2 期工事 (402MW)	14.9%

9. アルン3地点のような大規模な計画や、長大なアクセス道路の建設は、関連区域内の住民の健康および福祉に大きな影響を与えるのが普通である。然し、環境調査の結果からは、地域住民への限定された補償または住民の移動を除き、地域住民や生態系に対し、有害な影響はないと判断される。

10. 本計画は1期開発計画(201MW)のみでも技術的、経済的にフィージブルである。

引き続き2期開発計画(合計402MW)を開発することにより、本計画の経済性は一層有利となる。

勸告

1. アルン3計画は技術的および経済的に有利であることが認められるので、プロジェクトの実施手続きを直ちに行うことを強く勧告する。
2. 本計画を1994年6月に1号機運転開始するためには、クリテカルパス上であるアクセス道路および導水路トンネルの工程確保が肝要であり、そのための準備と実施設計を強力に推進することが必要である。
3. 次の調査工事を早急を実施し、今後の詳細設計および工事実施のための資料を入手するべきである。
 - (a) 導水路トンネル作業坑に沿った調査坑の掘削
当区域には雲母片岩が分布していると判断されるので、トンネルルートにおける岩質の調査と、トンネルの詳細工事計画検討のための調査を行う。
 - (b) 調圧水槽周辺の追加ボーリング調査
調圧水槽周辺地質を更に詳細に把握し、水槽位置の確認と詳細設計の検討に資する。
 - (c) 発電所空洞に至る調査坑の掘削
発電機室および変圧器室周辺の岩盤の性状を調査し、空洞の設計資料とすると共に、工事施工方法の検討に資するものとする。
 - (d) その他調査工事
ダムサイト、沈砂池、導水路Suki Khola、放水口部における地質状態および地形を把握するためのボーリング調査および弾性波探査ならびに部分的な地上測量(1/500)を実施する必要がある。
4. 工事計画の資料とするため、ダム上流測水所の測水を早急に再開継続し、同時に浮遊砂の観測を行うこと。
また、今後の気象状況を把握するため、アルン川流域の既設気象観測所における観測を充実させると共にダムサイトより上流の流域内に新たな気象観測施設の設置が望まれる。

5. 氷河湖決壊洪水（GLOF）の追加検討を行うため、Barun Khola の氷河湖の現地調査およびチベット内の氷河湖の分布と規模に関する資料収集を行うこと。

6. 当地点の建設工程からみて、送変電設備および通信設備の調査も併行して強力に推進する必要がある。特に、以下の点について早急に調査検討する必要がある。
 - (a) DhalkebarS/Y ~ New KathmanduS/S 間の送電線ルート調査
 - (b) New KathmanduS/S の設置場所および同変電所と既設発電所との連系、ならびにカトマンズ周辺の既設電力設備の補強計画
 - (c) 西部系統の 132kV送電線拡張計画
 - (d) アルン3 発電所を含めた、NEA電力設備の遠隔監視システムの構築
 - (e) アルン3 発電所からカトマンズ間の通信設備および通信ルートの確立
 - (f) アルン3 発電所の開発を前提としたカトマンズ周辺および西部電力系統の送変電ならびに二次送電システムを含めた最適計画の構築、遠隔監視制御システムおよび通信網システム計画の構築。

第1章 序 論

第 1 章 序 論

	頁
1.1 緒 言	1-1
1.2 経 緯	1-1
1.3 調査の目的と範囲	1-2
1.4 資 料	1-2
1.4.1 作成資料	1-3
1.4.2 収集資料	1-3
1.5 国内における調査、検討	1-4
1.6 関係者	1-4

第 1 章 序 論

1.1 緒 言

本最終報告書は、日本国国際協力事業団(JICA)の技術協力の一環として、ネパール国におけるアルン3水力発電開発計画のフィージビリティ調査に関し、1986年2月より1987年4月に亘って現地および国内で実施された諸作業の結果をとりまとめたものである。本報告書は下記の3巻からなっている。

Vol. I メインレポート

Vol. II アクセス道路

Vol. III 附属図書

アクセス道路に関する部分を特に分冊したのは、ネパール電力庁(NEA)の要請に基づくものである。調査団によるアクセス道路の検討は、縮尺1/10,000の航測図に基づく予備調査段階のものでされているが、この報告書では、NEAが別途に実施した本道路の現地調査報告書(1/5,000航測図に基づいたもの)が1986年11月に正式に提供されたのを受けて、JICAの承認を得た上で、その内容をも取入れた。

1.2 経 緯

アルン3水力発電開発計画は、1983年から1985年にかけてJICAの技術援助により実施された、コシ川流域水資源開発マスタープラン調査において選定され、今後の継続調査に対して最優先順位を与えられた地点である。この地点の有望性を認めたネパール電力庁(NEA)は、直ちに同計画のプレ・フィージビリティ調査を実施し、1985年10月に報告書を取りまとめた。この調査の結果、同計画は技術的、経済的に見て有望であることが確認され、その結果ネパール政府は1985年5月日本政府に対して当地点のフィージビリティ調査にかかる技術援助を要請するに至った。

日本政府は技術援助供与について同意し、直ちに国際協力事業団(JICA)にその検討を命じ、これをうけてJICAはNEA側が既に実施した事前調査の状況およびNEAが作成したプレ・フィージビリティ調査報告書のドラフトなどについて十分な検討を行った上、1985年11月当時の鈴木治夫資源調査課長(JICA、鉱工業計画調査部)を団長とする5名の専門家で構成された事前調査団をネパール国へ派遣した。事前調査団はネパール入国後現地視察、資料収集等を行うと共に、ネパール側の担当機関であるネパール電力庁と

協議をかさね、アルン3水力発電開発計画のフィジビリティ調査に係る協定書(S/W)および覚え書(M/M)を作成し、1985年12月12日その内容について最終合意に達した上で、調印した。ついでJICAは上記の協定書および覚え書に基づく調査業務を遂行するため、所定の書類審査業務を経て、電源開発株式会社と中央開発株式会社(同社はその後1987年1月27日を期して業務を株式会社中央開発インターナショナル(CKCI)へ移管した)により構成された共同企業体を選定し、業務実施契約を締結した。

上記契約に基づき組織された野尻慎一技師を団長とする調査団は、直ちに国内での予備調査を行った後、第一次現地調査団として、1986年2月23日より3月25日までの約1ヶ月間ネパール国へ派遣され、各分野の調査に必要な諸資料の収集、計画地点踏査とその結果に基づく地形地質調査計画の策定などを実施した。更に1986年5月4日より約3ヶ月間、第二次現地調査団が派遣され、前回に引続き諸資料の収集、先に策定された地形・地質調査の実施、発送変電設備の調査、ならびに本地点のアクセス道路と送電線ルートについてヘリコプターによる航空視察が実施された。

上記現地調査期間中に収集された諸資料や、現地調査工事によって得られた地形・地質に関するデータはすべて日本に持帰られ、以降の国内作業に使用されることとなった。調査団は帰国後、これら各資料の解析、検討とS/Wに示されている各作業を実施した。

1.3 調査の目的と範囲

本調査の目的および範囲は、1985年12月12日、JICAおよびNEA間で合意、調印された協定書(S/W)の第2章および第3章に詳細に定められている。

1.4 資料

一般に水力発電計画のフィジビリティ調査として解析、検討を実施するためには、計画区域の地形図、水文気象資料、地質資料、工事費積算に関連する資料、経済関連資料などが完備していなければならない。

然しながら、本調査着手時点においては、各種解析、検討に要する上述の資料は完備されておらず、まず既存の資料の収集を行うと共に、特に計画区域の地形・地質を明らかにするための調査作業を緊急に実施する必要があった。

今回の調査にあたりネパール国内において収集し、あるいは、調査団による調査作業に基づき作成した資料の主要なものは次のとおりである。

1.4.1 作成資料

(1) 航空写真測量図

ネパール国政府測量局地形測量分室で入手した1/20,000航空写真を使用し、ダム（調整池区域を含む）および発電所間の区域については1/5,000地形図、アクセス道路計画区域については1/10,000地形図を作成した。

(2) 地上での地形測量図

フィジビリティ調査での主要構造物の基本設計、工事数量算定に必要な地形図として、ダム区域（ダム、仮排水路、取水口および沈砂池を含む）および発電所区域（調圧水槽、鉄管路、発電所および屋外開閉所等を含む）について1/500地形図を作成した。

(3) 水準測量と水準点設置

ダム、発電所間について、水準測量を行い、水準点（5点）の設置を行った。その結果は上記(1)および(2)の地形図作成にも使用された。

(4) 地質関連資料

フィジビリティ調査の設計を行うには、地質調査は最も重要なものであり、今回の現地調査の主要部分を占めるものであって、その成果は計画レイアウト、主要構造物の設計に十分に使用された。実施された調査作業は、ダム、水路および発電所全域に亘る地表踏査、弾性波探査およびコア・ボーリング調査などであり、他に採取された岩石試料の物性試験なども行った。

(5) 流出土砂観測資料

第1次、第2次現地調査期間にアルン川にて水試料を採取して、浮遊土砂の観測を行い、水文資料と合わせて流出土砂量の解析を行うこととした。

1.4.2 収集資料

(1) 水文、気象資料

アルン川流域のみならず、近傍河川流域にある測水所、気象観測所記録で、有効と思われるものをすべて収集し、解析精度の向上につとめた。

(2) 電力需要想定、既設電力供給設備および系統関連資料

NEAの担当部より出来るだけ資料の提供を受けると共に、国内（特にカトマンズ以東）の発送変電設備の現状を入念に視察し、アルン3開発に伴う諸課題の解析に努めた。

(3) 工事費積算関連資料

ネパール国内での類似工事の資料、工事に資する資機材の調達状況、海上およびインド・ネパールにおける陸上輸送費、現地労務費など、工事費の積算に必要な資料を収集した。

(4) 環境に関する資料

(5) 経済一般に関する資料

ネパール国内での各種統計資料、電力料金、その他の資料を入手した。

(6) 収集資料リスト

主要な収集資料のリストはTable 1-1 に示すとおりである。

1.5 国内における調査、検討

1986年2月本調査を開始してから、この報告書作成までの期間に国内で実施された調査作業は次の通りである。

(1) 水文、地質資料の解析、電力需給想定と電力供給設備の検討、およびそれらの結果を使用したプロジェクト開発方式と適正規模の検討。

(2) アクセス道路を含む主要土木構造物、発電機器のフェージビリティ設計、工事数量および工事費の算定ならびに工事工程の検討。

(3) 計画地域の環境に対する影響

(4) プロジェクトの経済評価

発電コスト、経済的内部収益率 (EIRR) および財務的内部収益率 (FIRR) による評価

1.6 関係者

本調査業務に関連した J I C A 調査団員およびネパール政府関係者ならびに担当者は以下のとおりである。

(1) JICA調査団の構成

氏名	担当	所属
野尻慎一	総括	電源開発(株)
阿部泰三	工事計画・環境 (副総括)	(株)中央開発インターナショナル
手塚徳治	発電計画	電源開発(株)
角田進	設計	"
三島耕二	水文	"
伊藤忠英	地質(一般)	(株)中央開発インターナショナル
菅原良二	電力	電源開発(株)
矢吹誠	系統送電	"
升村章司	経済	(株)中央開発インターナショナル
森勝朗	試験	"
広田猛	弾性波探査	"
松永明	弾性波探査	"
城田昌弘	弾性波探査	"
豊田耕三	測量図化	"
渡辺孝	測量図化	"
栗屋睦	測量図化	"
小松谷一成	測量図化	"

(2) Senior Officials and Counterpart Officers of HMG/N

NEA

Mr. H. M. Shrestha	Managing Director
Mr. L. M. Dixit	Director in Chief
Mr. R. C. Chaudhary	Director in Chief
Dr. J. L. Karmacharya	Director
Mr. H. O. Shrestha	Director
Mr. V. S. Shrestha	Director
Dr. M. R. Tuladhar	Director
Mr. O. P. Koirala	Director

Mr. D. B. Thapa	Joint Director
Mr. G. B. Shrestha	Joint Director
Mr. J. K. Maskey	Deputy Director
Mrs. A. Kayastha	Deputy Director
Mr. G. K. Shrestha	Deputy Director
Mr. S. P. Pradhan	Deputy Director
Dr. M. D. Joshi	Economist
Mr. K. P. Shrestha	Civil Engineer
Mr. B. K. Shrestha	Mechanical Engineer
Mr. D. Shrestha	Hydrologist

WEC

Mr. B. K. Pradhan	Executive Secretary
Dr. H. M. Shrestha	Executive Director
Dr. C. K. Sharma	Executive Director

DOR

Mr. S. B. Pradhanang	Chief Engineer
Mr. A. M. Tuladhar	Deputy Chief Engineer

DIHM

Mr. C. D. Bhatt	Director General
-----------------	------------------

DS

Mr. A. B. Basnet	Director General
Mr. P. P. Oli	Assistant Director

Royal Nepal Army Rotary Wing Unit & VVIP

Helicopter Service

NEA : Nepal Electricity Authority, HMG/N
WEC : Water and Energy Commission, HMG/N
DOR : Department of Road, HMG/N
DIHM : Department of Irrigation, Hydrology & Meteorology, HMG/N
DS : Department of Survey, HMG/N
HMG/N : His Majesty's Government of Nepal

Table 1-1 List of Main Data Collected

- (1) Master Plan Study Report on the Kosi River Water Resources Development, March 1985, JICA
- (2) Prefeasibility Study Report, Arun 3 Hydroelectric Project Oct. 1985, NEA
- (3) 1984 Generation Expansion Plan for Period 1984 to 1994, Report 3/2/170784/1/2, HMG D.E.
- (4) 1985 Electric load forecast for period 1985 - 2004, Report 3/2/160485/1/2, HMG D.E.
- (5) Electricity Load Forecast 1986 Report PD/SP/430416/1-2, NEA
- (6) Longrun Marginal Costs of Electricity Generation in Nepal, Report 3/2/301284/1/2
- (7) Transmission system look-ahead, Report for period 1984/85 to 1993/94, Report 4/1/060884/1/1, D.E.
- (8) GLOF Bhote/Dudk Kosi, Aug. 4, 1985 Hydrological Studies of Nepal No.1.1, March 1985
- (9) Preliminary Study of the Glacier Lake Outburst Flood (GLOF) Phenomenon in the Nepal Himalaya (Phase-I Interim Report), Draft, WEC, Nov. 1986
- (10) Erosion and Sedimentation Process in the Nepalese Himalaya, ICIMOD, Occasional paper No.1 Aug. 1985
- (11) Maps of Project Area 1/50,000
- (12) Climate Records of Nepal
- (13) Population Census 1981 and Other Statistical Data of Nepal
- (14) Nepal Road Statistics and Others

第2章 電力事業の現況と今後の開発

第 2 章 電力事業の現況と今後の開発

	頁
2.1 ネパールの電力事業	2-1
2.2 ネパールのエネルギー資源とエネルギー政策	2-1
2.3 電力の現状	2-3
2.3.1 電力供給設備	2-3
2.3.2 電力需要	2-7
2.3.3 負荷変動	2-11
2.4 電力需要予測	2-15
2.4.1 本スタディで適用した需要想定	2-15
2.4.2 適用需要想定のカロスチェック	2-20
2.4.3 検討結果	2-26
2.5 電源開発計画および需給バランス	2-29
2.5.1 アルン 3 開発前の電源開発計画	2-29
2.5.2 アルン 3 地点の開発計画	2-30
2.6 開発の必要性	2-37

LIST OF TABLES

Table 2-1	Existing Generating Facilities in Integrated System
Table 2-2	Existing Transmission Lines in Nepal (66 kV and Higher)
Table 2-3	Historical Energy Consumption and Peak Load
Table 2-4	Energy Consumption in Each Region (1983/1984)
Table 2-5	Energy Consumption in Each Sector (1983/1984)
Table 2-6	Power Export and Import
Table 2-7	Historical Annual Load Factor in Interconnected Power System
Table 2-8	Power Demand Forecast of Interconnected System
Table 2-9	Projection of Power Demand Growth at Each Substation (MW) (1), (2)
Table 2-10	Historical Population, Energy Consumption and GDP Elasticity of Energy Consumption (GDP Values at 1974/1975 Price)
Table 2-11	Projection of Interconnected Energy Consumption Growth Rate
Table 2-12	Projection of Population Growth
Table 2-13	Projection of Interconnected Peak Load
Table 2-14	Projected Generating Power Plants

LIST OF FIGURES

- Fig. 2-1 Map of Nepal Power System
- Fig. 2-2 Electric Power System in Nepal
- Fig. 2-3 Monthly Transition of Daily Peak Load, Daily Load Factor and Ratio of Max. and Min. Load (July, 1984 to June, 1985)
- Fig. 2-4 Load Curve and Load Duration Curve (January, 1985)
- Fig. 2-5 Comparison of Projected Energy Consumption (Interconnected)
- Fig. 2-6 Comparison of Projected Peak Load Demand
- Fig. 2-7 Projection of Load Resources Balance (kW Balance)
- Fig. 2-8 Projection of Load Resources Balance (kWh Balance)

第2章 電力事業の現況と今後の開発

2.1 ネパールの電力事業

ネパールの電力事業を総括監督している行政機関はネパール電力庁(Nepal Electricity Authority: NEA)である。NEAは1985年8月16日、それまでの水資源省(Ministry of Water Resources: MWR)に属する電気局(Department of Electricity: ED)とネパール電力公社(Nepal Electricity Corporation: NEC)とが統合されて出来た機関である。以前には東部電力公社(Eastern Electricity Corporation: EEC)もあったが、1982年7月に既に上記のNECに吸収されていた。

統合前の電気局は発電設備と送電線の計画を担当するネパール唯一の機関であり、電気局によって完成された電力設備をネパール電力公社(東部電力公社を含む)に移管して、その運転を委ねていた他、極西部においては、完成後も自ら運転を担当していた。ネパール電力公社は、東部・中部・西部ネパール電力系統内の発電施設の管理、運用を行なったほか、その区域内でのインドとの電力融通をも担当していた。従って、電気局とネパール電力公社が統合されたあとは、電源開発のための調査、発電所の建設、管理、給電、料金徴収までの業務を一括してネパール電力庁が行なっている。

2.2 ネパールのエネルギー資源とエネルギー政策

ネパールには、石炭、石油、天然ガス等の化石エネルギー資源はないが、豊富な水力資源に恵まれ、包蔵水力は83,000MWと推定されており、主要な河川はKarnali川水系(32,000MW)、Gandak川水系(21,000MW)およびKosi川水系(22,000MW)である。これらのうち、経済的に開発可能な発電容量は、水資源省によれば約25,000MWに達し、世界有数の水力国であり、同国の経済発展のためにも、その開発は非常に重要なものとなっている。しかしながら、1985年に於ける全水力発電設備容量は150MWであり、上記の経済的に開発可能な容量に対して、僅かに0.52%しか開発されていない。第6次5ヶ年計画(1980~1985)の期間に完成した水力発電設備は76.9MW(目標129.9MW、達成率60%)であって、依然として開発テンポが遅い。

第6次5ヶ年計画期間中の人口1人当りの年間電力消費量は僅かに22kWhと極めて低い値となっているが、これはこの国の1人当りの総エネルギー消費量の約2%程度にあたる。

現在ネパールの人口1人当りのエネルギー消費量は石炭換算で約 224kgであり、その94%は従来から行なわれている薪を燃料とするものであって、残りの6%は石油製品などによるものである。このため森林資源の荒廃、枯渇は著しく、残された森林の保全と植林が大きな課題となっており、またエネルギー源の薪から他への転換が大きな施策の一つとなっている。

第7次5ヶ年計画では、積極的な水資源の開発、特に水力発電開発計画の推進と電力需要の増加に適切に対応するための送電線の増強が織込まれている。この計画期間中の水力発電設備の増強計画としては、Kulekhani II 発電所 (32MW)、Marsyangdi 発電所 (66MW)、Andi Khola (5.1MW) など、合計 106.6MW、送電線設備としては、132kV (728km) および33kV (233km) の新設と既設33kV送電線の増強 (350km) などがある。更に大容量水力計画地点として、Sapt Gandak およびSapt Kosi 流域における調査をあげており、特にアルン3地点のフィジビリティ調査とSapt Gandak 地点の最終検討に重点をおくとしている。

2.3 電力の現状

2.3.1 電力供給設備

ネパールの電力系統は東地域、中央地域、西地域、中西地域および極西地域に区分される (Fig. 2-1)。現在は東地域と西地域の大部分と全中央地域は 132kV の基幹送電線で I N P S (Integrated Nepal Power System) に連系されているが、I N P S に連系されていないインド国境に沿った地域はローカル配電線によりインドからの電力輸入に依存している。

ネパールの1986年3月における発電設備容量は、Table 2-1 に示すように 182MW であり、この中、ディーゼル発電は全発電設備容量の約12%にすぎず、残りは水力発電所である。

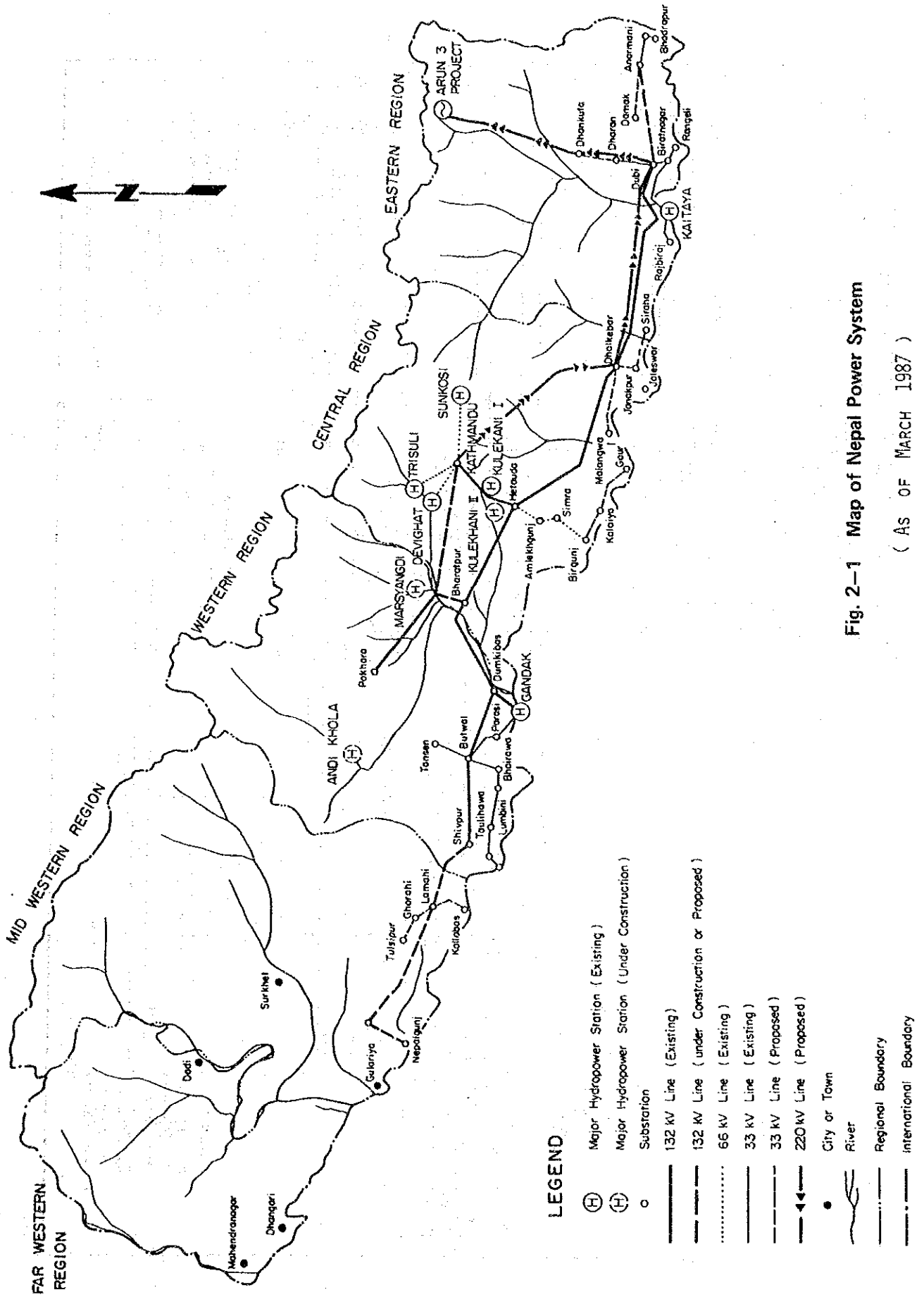
Table 2-1 Existing Generating Facilities in Integrated System

Plant Name	Installed Cap. (MW)	Load-Carrying Cap. (MW)
<u>Hydro:</u>		
Sundarikal	0.64	0.64
Panauti	2.40	1.80
Pharping	0.50	0
Butwal	1.27	1.20
Pokhara	1.02	1.00
Trisuli	21.00	18.00
Sunkosi	10.00	5.80
Gandak Canal	15.00	8.40
Kulekhani I	60.00	60.00
Kulekhani II	32.00	26.40
Devighat	14.10	14.10
Seti	1.50	1.50
Sub-total	159.40	138.80
<u>Diesel:</u>		
Dhorsing	2.20	2.20
Patan	1.50	1.20
Mahendra	1.70	1.40
Bharatpur	0.50	0.50
Hetauda I	4.50	3.00
Hetauda II	10.00	10.00
Pokhara	1.00	1.00
Other Western	1.20	0.80
Sub-total	22.60	20.10
Total	182.00	153.60

既設送電線の設備概要をTable 2-2 に示すが、送電線電圧は 132kV、66kV、33kV であり、配電設備の電圧は11kV、3.3kV、0.4kV である。33kV以上の変電所をFig. 2-1 およびFig. 2-2 に示すが、ロードセンターであるカトマンズの主変電所としては、Balaju、New Chabel、Siuchatar、Patan の 4 変電所であり、Thimi 変電所は現在 33kV運用で将来66kVに増強される予定である。

Table 2-2 Existing Transmission Lines in Nepal
(66 kV and Higher)

	Length (km)	Voltage (kV)	No. of Circuits
Trisuli-Balaju	29	66	2
Balaju-Siuchatar	7	66	2
Siuchatar-Kulekhani I	29	66	2
New Chabel-Devighat	33	66	2
Patan-Siuchatar	4	66	1
Patan-Sunkosi	57	66	1
Hetauda-Birgunj	44	66	2
Kulekhani I-Hetauda	16	66	2
Kulekhani II-Hetauda	7	132	1
Kulekhani II-Siuchatar	36	132	1
Hetauda-Bharatpur	80	132	1
Pokhara-Bharatpur	85	132	1
Bharatpur-Dumkibas	52	132	1
Dumkibas-Gandak	32	132	1
Dumkibas-Nepalgunj	253	132	1
Hetauda-Dubi	283	132	1



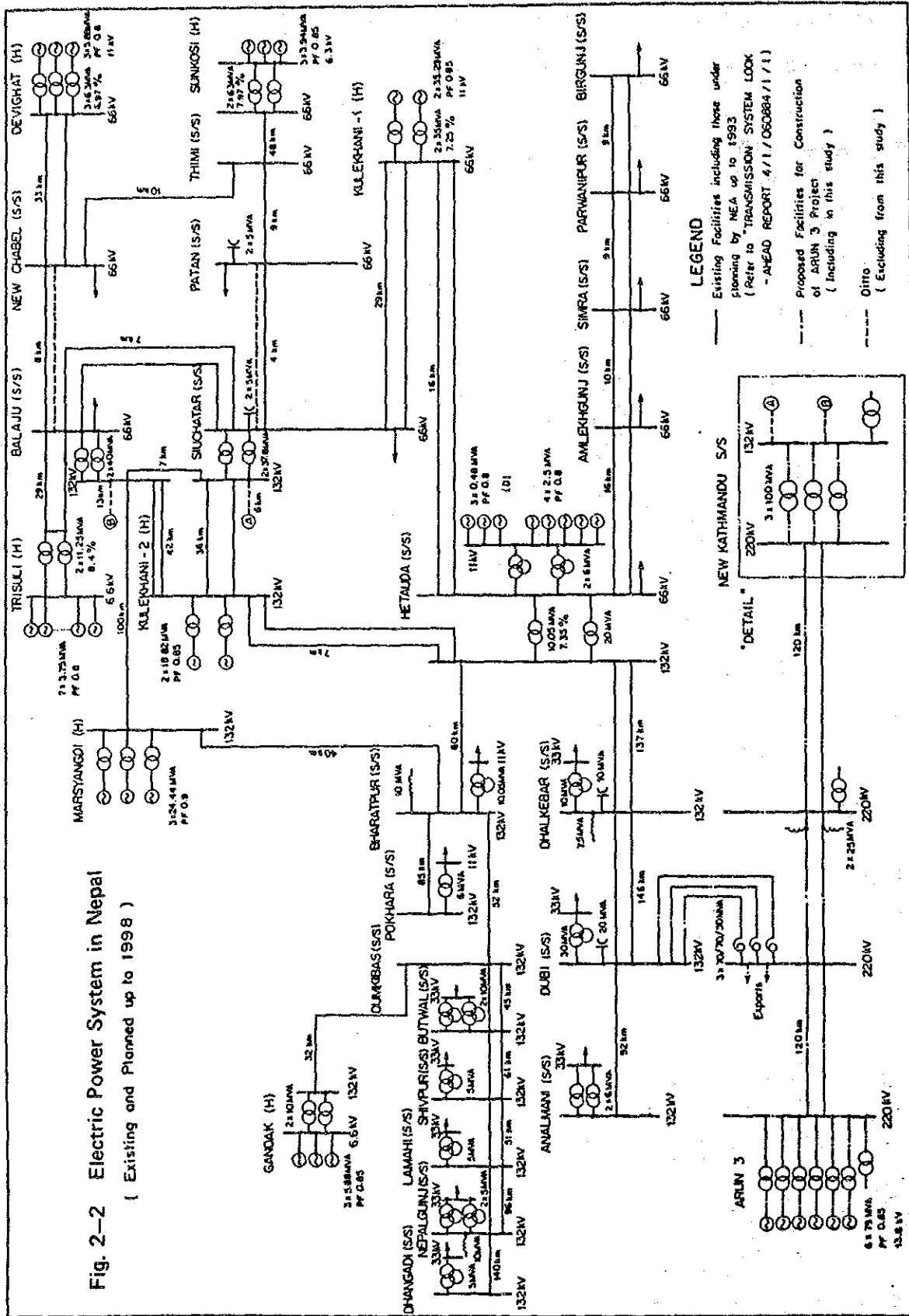
LEGEND

- (H) Major Hydropower Station (Existing)
- (H) Major Hydropower Station (Under Construction)
- o Substation
- 132 kV Line (Existing)
- 132 kV Line (under Construction or Proposed)
- 66 kV Line (Existing)
- 33 kV Line (Existing)
- 33 kV Line (Proposed)
- 220 kV Line (Proposed)
- City or Town
- ~ River
- Regional Boundary
- International Boundary

Fig. 2-1 Map of Nepal Power System

(AS OF MARCH 1987)

Fig. 2-2 Electric Power System in Nepal
(Existing and Planned up to 1998)



2.3.2 電力需要

Table 2-3 に示すように、ネパール全国の1983/84年度における消費電力量は365.2GWhである。既連系系統の1983/84年度における消費電力量は298.8GWhで、最大負荷は76MWである。1975/76年度より1983/84年度までの消費電力量の年平均伸び率はネパール全国で11.7%、既連系系統で11.8%となっている。1983/84年度にはネパール全国の74.8%は中央地域（カトマンズ周辺）で消費され、アルン3プロジェクトが位置する東地域は13.4%とこれに次いでいるが、これは主にBiratnagerの工業関係需要によるものである。また、西地域は、7.9%で、中西・極西地域は3.9%となっている（Table 2-4）。部門別の電力消費量はTable 2-5 に示す通り、損失分が非常に高くなっており、部門別には、家庭用、工業用、商業用の順番で高くなっている。

ネパールは歴史的、地理的、経済的にインドとの関係が深く、電力融通が長い間行われてきたが、Table 2-6 に示すようにインドからの輸入電力量がインドへの輸出量を大幅に上廻っている。

Table 2-3 Historical Energy Consumption and Peak Load

Fiscal Year	1975/76	1976/77	1977/78	1978/79	1979/80	1980/81	1981/82	1982/83	1983/84	(Average)
Total Nepal (GWh)	150.226	165.380	186.379	211.951	228.578	231.170	269.116	345.021	365.244	
Growth Rate (%)	-	10.1	12.7	13.7	7.8	1.1	16.4	28.2	5.9	(11.7)
Integrated Nepal (GWh)	118.909	129.291	144.162	160.578	179.211	177.553	205.142	273.688	289.775	
Growth Rate (%)	-	8.7	11.5	11.4	11.6	-0.9	15.5	33.4	5.9	(11.8)
Integrated Peak (MW)	31.88	34.72	37.90	38.10	42.46	44.46	56.48	66.00	76.00	
Growth Rate (%)	-	8.9	9.2	0.5	11.4	4.7	27.0	16.9	15.2	(11.5)

**Table 2-4 Energy Consumption in Each Region
(1983/1984)**

Region	Total Nepal (GWh)	
Central	273.155	(74.8%)
Western	28.884	(7.9%)
Eastern	49.046	(13.4%)
Mid-West	8.865	(2.4%)
Far-West	5.294	(1.5%)
Total	365.244	(100.0%)

**Table 2-5 Energy Consumption in Each Sector
(1983/1984)**

Sector	Total Nepal (GWh)	
Domestic	101.411	(27.8%)
Industrial	78.342	(21.4%)
Commercial	48.215	(13.2%)
Irrigation & Water Supply	9.350	(2.6%)
Transport	1.463	(0.4%)
Street Light & Others	5.070	(1.4%)
Self Consumption	2.712	(0.7%)
Losses	118.681	(32.5%)
Total	365.244	(100.0%)

Table 2-6 Power Export and Import

Fiscal Year	Import (GWh)	Export (GWh)
1975/76	25.372	5.940
1976/77	29.141	6.116
1977/78	32.726	5.970
1978/79	40.626	6.160
1979/80	38.972	5.196
1980/81	45.070	3.765
1981/82	56.759	6.092
1982/83	63.291	8.922
1983/84	67.170	10.312

2.3.3 負 荷 変 動

(1) 季 節 変 動

1984/85年度の月別最大負荷の推移をFig. 2-3 に示すが、最大負荷は冬季の12～3月に発生し、この時期は乾季に当たる。これに対して夏季には負荷が落ち込む。1984/85年度における月別最大負荷日の最小負荷の最大負荷に対する割合は約76%である。

一方、1975/76年度から1984/85年度までの年負荷率の推移はTable 2-7 に示す通りであり、この10年間の平均は約45%である。

Table 2-7 Historical Annual Load Factor
in Interconnected Power System

Fiscal Year	Interconnected Energy Consumption (GWh)	Interconnected Peak Load (MW)	Load Factor (%)
1975/1976	118.909	31.88	42.6
1976/1977	129.291	34.72	42.5
1977/1978	144.162	37.90	43.4
1978/1979	160.578	38.10	48.1
1979/1980	179.211	42.46	48.2
1980/1981	177.553	44.46	45.6
1981/1982	205.142	56.48	41.5
1982/1983	273.688	66.0	47.3
1983/1984	289.775	76.0	43.5
1984/1985	302.000	79.7	43.3
Average			44.6

(2) 日 変 動

1984/85年度の最大負荷時（1985年、1月）の日負荷曲線および日負荷持続曲線をFig. 2-4 に示す。これから明らかなように、1日のピーク時間は朝食時（8～9時AM）と夕食時（6～8時PM）に2回発生し、最大負荷時は夕食時であり、典型的な電灯負荷（家庭用負荷）パターンである。また、1984/85年度における月別最大

負荷日に対応する日負荷率の推移をFig. 2-3 に示すが、最大負荷率は最大負荷日である1985年1月であり(59.8%)、年平均では約54%である。日負荷率は負荷が大きくなるにつれ大きくなる傾向を示している。一方、1984/85年度の月別最大負荷日における、1日あたりの最大負荷と最小負荷(深夜)の比率をFig. 2-3 に示すが、年平均すると約35%であり、深夜時の負荷の落ち込みが大きい。

Fig. 2-3 Monthly Transition of Daily Peak Load, Daily Load Factor and Ratio of Max. and Min. Load (July, 1984 to June, 1985)

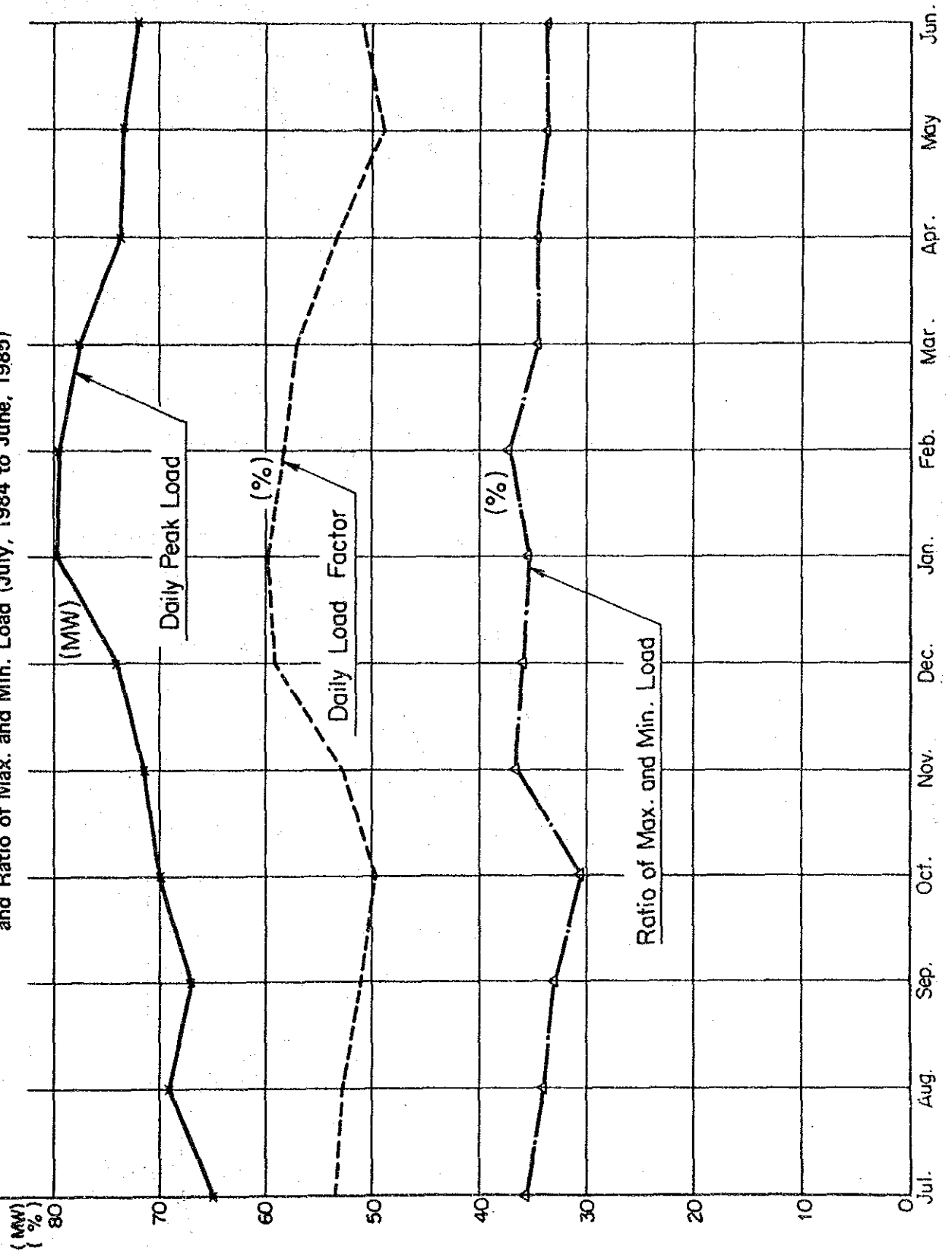
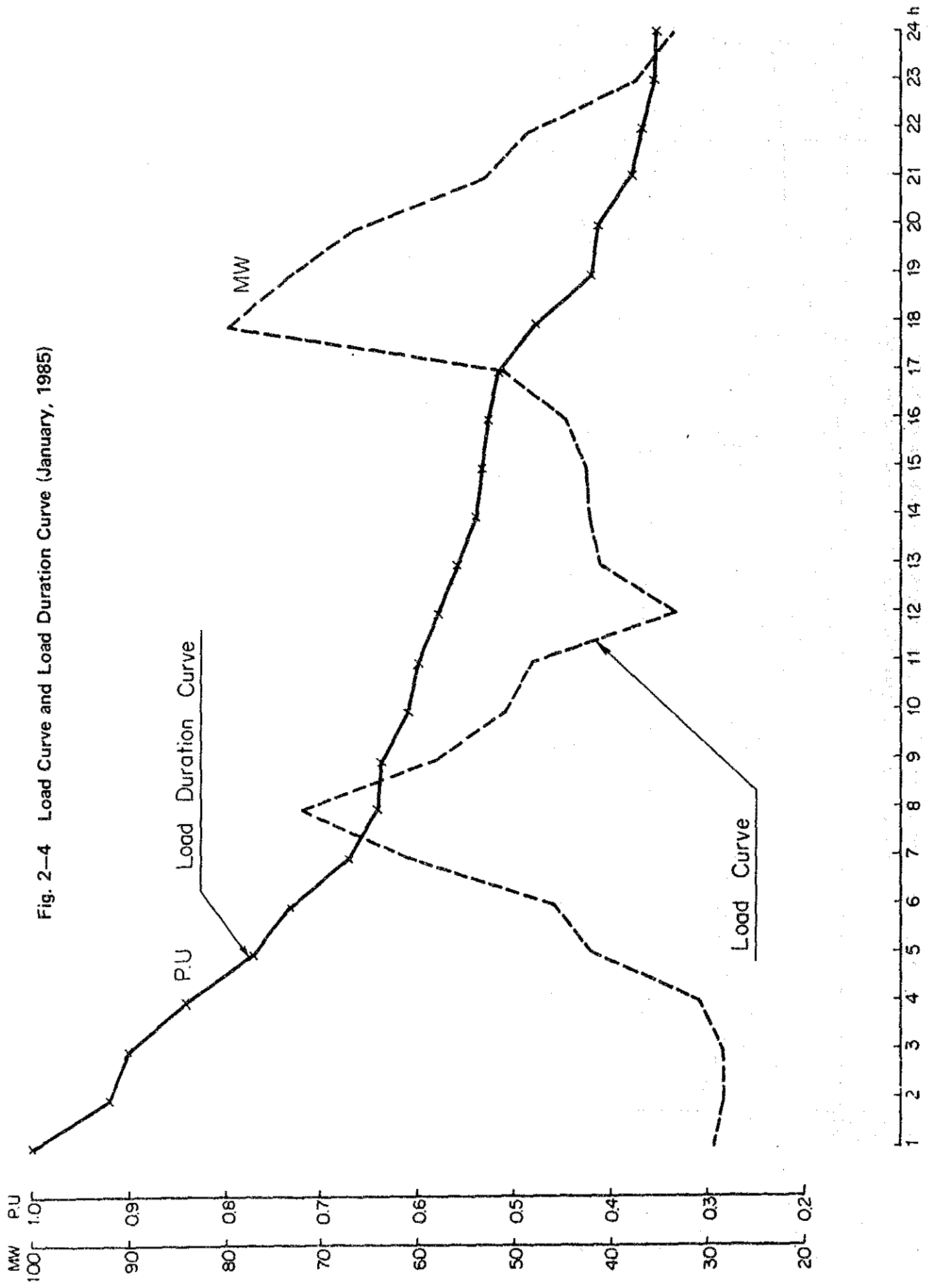


Fig. 2-4 Load Curve and Load Duration Curve (January, 1985)



2.4 電力需要予測

2.4.1 本スタディで適用した需要想定

(1) ネパール国内の連系系統の需要

電力需要想定は、プロジェクトの開発時期ならびに開発プログラムの策定等、プロジェクトの最適計画立案に大きな影響を与える。

過去、NEAにより公表されている需要想定としては、1983年のEDによる予測 (Report No3/3/080883/1/6)、1984年の世銀による予測、1985年のNEAによる予測 (Report No3/2/160485/1/2) ならびに1986年のNEA予測 (Report No PB/SP/430416/1-2)がある。

1983年と1985年の予測とでは大きな差がある。1983年の需要予測はマイクロ手法に基づき行われたが、実際の需要は予測値を大幅に下廻った。1985年の予測はトレンド法に基づき、従来の予測値と実績値の大きな差ならびに1984/1985年度に2度おこなわれた電力料金の値上げによる影響を考慮し求められた。しかしながら、Biratnagerまでの送電線拡張および電力供給信頼度向上に伴う国内需要の伸びにより、電力料金の値上げにもかかわらず、需要の伸びは1985/1986年度では約25%と大きく成長し、1985年の予測を上廻った。

このような背景から、予測値と実績値の相異をできるだけ少なくするため、NEAは1986年7月に世銀の援助を受けて新しい需要想定を作成した。これは主に以下の点を考慮し、基本的にはマイクロ手法により今後20年間の予測を行ったものである。

- 新規の工業、農業、商業開発計画
- 1983年に実施した電力料金値上げによる影響
- 送電線の拡張計画
- 最近の経済状態の動向

新規プロジェクトの開発を考える場合、中長期まで含めた需要予測を基に最適な開発計画を立案する必要があるが、1986年の予測では最初の5年間に対してはマイクロ手法を導入し、中長期の予測は工業用需要に対する国民総生産 (GDP) を考慮したマクロ手法をも導入して合理的な手法で需要想定が行われているものと思料される。

従って、本スタディでは、1986年のNEAによる需要想定を適用し、関連事項を

検討するものとする (Table 2-8、Fig. 2-5およびFig. 2-6参照)。

なお、この1986年の予測に対して後述の2.4.2項でクロスチェックを行い、その妥当性を確認した。

一方、この需要予測値は、送電線、変電および配電設備の電力損失を含んでいる。即ち、需要予測値は発電設備容量に必要な数値である。電力系統全体の電力損失は地域毎に異なるが、現状では30%程度と大きな値を示しており、アルン3の運開予定時である1993/94年度には20%程度と予想されるが、その後徐々に改善されていくと思われる。従って、1993/94年度以降の送電線損失は5%、その他(変電所、配電損失等)15%と想定した。

(2) 主要変電所のピーク負荷想定

主要変電所の需要は、NEAによって作成されたTransmission System Look-Ahead Report for Period 1984/85 to 1993/94 (Report No4/1/060884/1/1)に掲載の変電所毎のピーク負荷の実績を基に、前述のネパール全国の連系系統の需要想定値を適用して、Table 2-9の如く想定した。

Table 2-8 Power Demand Forecast of Interconnected System

F.Y.	Energy (MWh) ①	Growth Rate (%) ②	Energy (MWh) ③	Peak Load (MW) ④	Growth Rate (%) ⑤	Peak Load (MW) ⑥
1985/86	473,265			107.1		
1986/87	557,463	17.79		124.0	15.72	
1987/88	635,485	14.00	Same as ①	141.1	13.83	Same as ④
1988/89	709,666	11.67		157.7	11.76	
1989/90	786,968	10.89		177.4	12.47	
1990/91	869,838	10.53		196.3	10.67	
1991/92	946,014	8.76		213.3	8.65	
1992/93	1,038,096	9.73		233.8	9.60	
1993/94	1,121,543	8.04		251.8	7.68	
1994/95	1,204,242	7.37	1,307,172	269.5	7.04	293.0
1995/96	1,281,278	6.40	1,384,208	286.5	6.33	310.0
1996/97	1,357,804	5.97	1,460,734	303.6	5.97	327.1
1997/98	1,439,650	6.03	1,542,580	321.7	5.96	345.2
1998/99	1,524,850	5.92	1,627,780	340.7	5.89	364.2
1999/2000	1,613,312	5.80	1,716,242	360.5	5.80	384.0
2000/01	1,705,408	5.71	1,808,338	381.2	5.75	404.7
2001/02	1,801,269	5.62	1,904,199	402.9	5.70	426.4
2002/03	1,901,368	5.56	2,004,298	425.8	5.69	449.3
2003/04	2,005,319	5.47	2,108,249	449.8	5.63	473.3
2004/05	2,113,592	5.40	2,216,522	475.0	5.61	498.5
2005/06	2,225,748	5.31	2,328,678	501.3	5.54	524.8
2006/07	2,342,822	5.26	2,445,752	528.8	5.49	552.3
2007/08	2,464,883	5.21	2,567,813	557.6	5.44	581.1
2008/09	2,592,071	5.16	2,695,001	587.6	5.39	611.1
2009/10	2,724,526	5.11	2,827,456	619.0	5.34	642.5
2010/11	2,862,387	5.06	2,965,317	651.8	5.29	675.3
2011/12	3,005,793	5.01	3,108,723	685.9	5.24	709.4
2012/13	3,154,880	4.96	3,257,810	721.5	5.19	745.0
2013/14	3,309,784	4.91	3,412,714	758.6	5.14	782.1
2014/15	3,470,640	4.86	3,573,570	797.2	5.09	820.7

- Note:
1. Load forecast after F.Y.2006/2007 which is not indicated in the latest demand forecast of July, 1986 is estimated on assumption that the demand growth rate will decline by 0.05% per annum for both energy consumption and peak load.
 2. After F.Y.1994/1995, peak load is obtained by adding 23.5 MW to be exported through the interconnected system of Nepal as shown in above ⑥.
 3. After F.Y.1994/1995, energy consumption of 102,930 MWh per annum for export which is obtained by application of annual load factor of 50% is added to the interconnected system of Nepal as shown in above ③.
 4. Energy demand ③ and power demand ⑥ are adopted in this study.

Table 2-9 (1/2) Projection of Power Demand Growth at Each Substation (MW)

Fiscal Year Substation	1986/87	1987/88	1988/89	1989/90	1990/91	1991/92	1992/93	1993/94	1994/95	1995/96	1996/97
HETAUDA	2.852 (2.709)	3.245 (3.083)	3.627 (3.445)	4.08 (3.876)	4.514 (4.289)	4.905 (4.66)	5.377 (5.108)	5.791 (5.501)	6.739 (6.402)	7.13 (6.773)	7.523 (7.147)
BIRGUNJ	4.836 (4.594)	5.502 (5.227)	6.15 (5.842)	6.918 (6.572)	7.655 (7.272)	8.318 (7.902)	9.118 (8.662)	9.82 (9.329)	11.427 (10.855)	12.09 (11.485)	12.756 (12.119)
PARWANIPUR	1.984 (1.884)	2.257 (2.144)	2.523 (2.397)	2.838 (2.696)	3.14 (2.983)	3.412 (3.242)	3.74 (3.553)	4.028 (3.827)	4.688 (4.453)	4.96 (4.712)	5.233 (4.971)
SINRA	0.868 (0.824)	0.987 (0.938)	1.103 (1.048)	1.241 (1.179)	1.374 (1.305)	1.493 (1.418)	1.636 (1.554)	1.762 (1.674)	2.051 (1.948)	2.17 (2.061)	2.289 (2.175)
AMLEKHGUNJ	0.496 (0.471)	0.564 (0.536)	0.63 (0.599)	0.709 (0.674)	0.785 (0.745)	0.853 (0.81)	0.935 (0.888)	1.007 (0.956)	1.172 (1.113)	1.24 (1.178)	1.308 (1.242)
NEW CHABHIL	13.02 (12.369)	14.815 (14.074)	16.558 (15.73)	18.627 (17.695)	20.611 (19.58)	22.396 (21.276)	24.549 (23.321)	26.439 (25.117)	30.765 (29.226)	32.55 (30.922)	34.345 (32.628)
BALAJU	18.6 (17.67)	21.165 (20.106)	23.655 (22.472)	26.61 (25.279)	29.445 (27.972)	31.995 (30.395)	35.07 (33.316)	37.77 (35.881)	43.95 (41.752)	46.5 (44.175)	49.065 (46.611)
SIUCHATAR	23.436 (22.264)	26.667 (25.334)	29.805 (28.315)	33.528 (31.852)	37.1 (35.245)	40.313 (38.298)	44.188 (41.978)	47.59 (45.21)	55.377 (52.608)	58.59 (55.66)	61.821 (58.73)
PATAN	11.408 (10.837)	12.981 (12.332)	14.508 (13.782)	16.32 (15.504)	18.059 (17.156)	19.623 (18.642)	21.509 (20.434)	23.165 (22.007)	26.956 (25.608)	28.52 (27.094)	30.093 (28.588)
BHARATPUR	5.704 (5.418)	6.49 (6.166)	7.254 (6.891)	8.16 (7.752)	9.029 (8.578)	9.811 (9.321)	10.754 (10.217)	11.582 (11.003)	13.478 (12.804)	14.26 (13.547)	15.046 (14.294)
POKHARA	2.976 (2.827)	3.386 (3.217)	3.784 (3.595)	4.257 (4.044)	4.711 (4.475)	5.119 (4.863)	5.611 (5.33)	6.043 (5.741)	7.032 (6.68)	7.44 (7.068)	7.85 (7.457)
BUTWAR	6.944 (6.596)	7.901 (7.506)	8.831 (8.389)	9.934 (9.437)	10.992 (10.443)	11.944 (11.347)	13.092 (12.438)	14.1 (13.395)	16.408 (15.587)	17.36 (16.492)	18.317 (17.401)
SHIVPUR	1.488 (1.413)	1.693 (1.608)	1.892 (1.797)	2.128 (2.022)	2.355 (2.237)	2.559 (2.431)	2.805 (2.665)	3.021 (2.87)	3.516 (3.34)	3.72 (3.534)	3.925 (3.728)
DHALKEBAR	2.232 (2.12)	2.539 (2.412)	2.838 (2.696)	3.193 (3.033)	3.533 (3.356)	3.839 (3.647)	4.208 (3.997)	4.532 (4.305)	5.274 (5.01)	5.58 (5.301)	5.887 (5.593)
DUBI	19.22 (18.259)	21.87 (20.776)	24.443 (23.221)	27.497 (26.122)	30.426 (28.905)	33.061 (31.408)	36.239 (34.427)	39.029 (37.077)	45.415 (43.146)	48.05 (45.647)	50.7 (48.165)
LAMARI	0.372 (0.353)	0.423 (0.402)	0.473 (0.449)	0.532 (0.505)	0.588 (0.559)	0.639 (0.607)	0.701 (0.666)	0.755 (0.717)	0.879 (0.835)	0.93 (0.883)	0.981 (0.932)
NEPALGUNJ	4.092 (3.887)	4.656 (4.423)	5.204 (4.943)	5.854 (5.561)	6.477 (6.154)	7.038 (6.686)	7.715 (7.329)	8.309 (7.893)	9.669 (9.185)	10.23 (9.718)	10.794 (10.254)
ANALMARI	0.992 (0.942)	1.128 (1.072)	1.261 (1.198)	1.419 (1.348)	1.57 (1.491)	1.706 (1.621)	1.87 (1.776)	2.014 (1.913)	2.344 (2.226)	2.48 (2.356)	2.616 (2.485)
DHANGADI	2.48 (2.356)	2.822 (2.68)	3.154 (2.996)	3.548 (3.37)	3.926 (3.729)	4.266 (4.052)	4.676 (4.442)	5.036 (4.784)	5.86 (5.567)	6.2 (5.89)	6.542 (6.214)
Total	124.000 (117.793)	141.091 (134.036)	157.693 (149.805)	177.393 (168.521)	196.290 (186.474)	213.290 (202.626)	233.793 (222.101)	251.793 (239.200)	293.000 (278.343)	310.000 (294.496)	327.091 (310.734)

Note: Numeral with parenthesis means the loads excluding transmission line losses of 5%.

Table 2-9 (2/2) Projection of Power Demand Growth at Each Substation (MW)

Fiscal Year Substation	1997/98	1998/99	1999/00	2000/01	2001/02	2002/03	2003/04	2004/05	2005/06	2006/07	2007/08
HETAUDA	7.939 (7.542)	8.376 (7.957)	8.832 (8.39)	9.308 (8.842)	9.807 (9.316)	10.333 (9.817)	10.885 (10.341)	11.465 (10.892)	12.07 (11.466)	12.702 (12.067)	13.365 (12.697)
BIRGUNJ	13.462 (12.789)	14.203 (13.493)	14.976 (14.227)	15.783 (14.994)	16.629 (15.798)	17.522 (16.646)	18.458 (17.535)	19.441 (18.469)	20.467 (19.443)	21.539 (20.462)	22.662 (21.529)
PARWANIPUR	5.523 (5.247)	5.827 (5.535)	6.144 (5.836)	6.475 (6.151)	6.822 (6.481)	7.188 (6.829)	7.572 (7.194)	7.976 (7.577)	8.396 (7.976)	8.836 (8.394)	9.297 (8.832)
SIMRA	2.416 (2.295)	2.549 (2.421)	2.688 (2.553)	2.832 (2.691)	2.984 (2.835)	3.145 (2.987)	3.313 (3.147)	3.489 (3.315)	3.673 (3.489)	3.866 (3.672)	4.067 (3.864)
AMLEKGUNJ	1.38 (1.311)	1.456 (1.383)	1.536 (1.459)	1.618 (1.537)	1.705 (1.62)	1.797 (1.707)	1.893 (1.798)	1.994 (1.894)	2.099 (1.994)	2.209 (2.098)	2.324 (2.208)
NEW CHABHIL	36.246 (34.433)	38.241 (36.328)	40.32 (38.304)	42.493 (40.368)	44.772 (42.533)	47.176 (44.817)	49.696 (47.211)	52.342 (49.725)	55.104 (52.348)	57.991 (55.091)	61.015 (57.964)
BALAJU	51.78 (49.191)	54.63 (51.898)	57.6 (54.72)	60.705 (57.669)	63.96 (60.762)	67.395 (64.025)	70.995 (67.445)	74.775 (71.036)	78.72 (74.784)	82.845 (78.702)	87.165 (82.806)
SIUCHATAR	65.242 (61.98)	68.833 (65.392)	72.576 (68.947)	76.488 (72.663)	80.589 (76.56)	84.917 (80.671)	89.453 (84.981)	94.216 (89.505)	99.187 (94.227)	104.384 (99.165)	109.827 (104.336)
PATAN	31.758 (30.17)	33.506 (31.831)	35.328 (33.561)	37.232 (35.37)	39.228 (37.267)	41.335 (39.268)	43.543 (41.366)	45.862 (43.568)	48.281 (45.867)	50.811 (48.271)	53.461 (50.788)
BHARATPUR	15.879 (15.085)	16.753 (15.915)	17.664 (16.78)	18.616 (17.685)	19.614 (18.633)	20.667 (19.634)	21.771 (20.683)	22.931 (21.784)	24.14 (22.933)	25.405 (24.135)	26.73 (25.394)
POKHARA	8.284 (7.87)	8.74 (8.303)	9.216 (8.755)	9.712 (9.227)	10.233 (9.721)	10.783 (10.244)	11.359 (10.791)	11.964 (11.365)	12.595 (11.965)	13.255 (12.592)	13.946 (13.249)
BUTWAR	19.331 (18.364)	20.395 (19.375)	21.504 (20.428)	22.663 (21.53)	23.878 (22.684)	25.16 (23.902)	26.504 (25.179)	27.916 (26.52)	29.388 (27.919)	30.928 (29.382)	32.541 (30.914)
SHIVPUR	4.142 (3.935)	4.37 (4.151)	4.608 (4.377)	4.856 (4.613)	5.116 (4.86)	5.391 (5.122)	5.679 (5.395)	5.982 (5.682)	6.297 (5.982)	6.627 (6.296)	6.973 (6.624)
DHALKEBAR	6.213 (5.902)	6.555 (6.227)	6.912 (6.566)	7.284 (6.92)	7.675 (7.291)	8.087 (7.683)	8.519 (8.093)	8.973 (8.524)	9.446 (8.974)	9.941 (9.444)	10.459 (9.936)
DUBI	53.506 (50.83)	56.451 (53.628)	59.52 (56.544)	62.728 (59.592)	66.092 (62.787)	69.641 (66.159)	73.361 (69.693)	77.267 (73.404)	81.344 (77.276)	85.606 (81.326)	90.07 (85.566)
LAMARI	1.035 (0.983)	1.092 (1.037)	1.152 (1.094)	1.214 (1.153)	1.279 (1.215)	1.347 (1.28)	1.419 (1.348)	1.495 (1.42)	1.574 (1.495)	1.656 (1.574)	1.743 (1.656)
NEPALGUNJ	11.391 (10.822)	12.018 (11.417)	12.672 (12.038)	13.355 (12.687)	14.071 (13.367)	14.826 (14.085)	15.618 (14.837)	16.45 (15.627)	17.318 (16.452)	18.225 (17.314)	19.176 (18.217)
ANALMAHI	2.761 (2.623)	2.913 (2.767)	3.072 (2.918)	3.237 (3.075)	3.411 (3.241)	3.594 (3.414)	3.786 (3.597)	3.988 (3.788)	4.198 (3.988)	4.418 (4.197)	4.648 (4.416)
DHANGADI	6.904 (6.558)	7.284 (6.919)	7.68 (7.296)	8.094 (7.689)	8.528 (8.101)	8.986 (8.536)	9.466 (8.992)	9.97 (9.471)	10.496 (9.971)	11.046 (10.493)	11.622 (11.04)
Total	345.192 (327.930)	364.192 (345.977)	384.080 (364.793)	404.693 (384.456)	426.393 (405.071)	449.290 (426.826)	473.290 (449.626)	498.496 (473.566)	524.793 (498.549)	552.290 (524.675)	581.091 (552.036)

Note: Numerals with parenthesis means the loads excluding transmission line losses of 5%.

2.4.2 適用需要想定のカロスチェック

2.4.1項に記載した本スタディで適用した電力需要想定の妥当性をマクロ手法により Gross Domestic Product (GDP) の変化に対する電力需要の変化を予測する方法で以下の如くクロスチェックを行った。

- (1) 第1に、ネパール全国の過去の電力消費量に対するGDP弾性値をGDP成長率および電力消費量伸び率（共に人口1人当たり）より分析し、将来のGDP弾性値を推定する。Table 2-10に示す通り、1975/76年度より1981/82年度のGDP弾性値の実績平均は12.6と先進諸国に比べ非常に大きい。本スタディのGDP弾性値の予測は、過去の実績を参考としつつ、将来は電力消費量の伸びに比べGDPの伸びが大きくなり弾性値が小さくなるという一般的な傾向を考慮し、1985/86~1994/95年度は5.0、1995/96~2004/05年度は3.0と予測した。
- (2) 第2に、ネパール全土の将来の人口1人当たりのGDP成長率を以下の如く想定した。Table 2-10に示す通り、1974/75年度より1981/82年度の人口1人当たりのGDP成長率は年平均0.7%であったが、第6次5ヶ年計画（1980/81年度より1984/85年度）の間は年平均1.54%であり、最近のネパール国の経済情勢は1983/84年度以降明るい見通しにある。第7次5ヶ年計画（1985/86年度より1989/90年度）では人口1人当たりのGDP成長率は1.8%と想定している。

又、1984/85年度より1990/91年度にはHetauda Cement、Nepal Orind magnesite、Laxmi Banaspati Ghee、Annapurna Textile、Bhrikuti Paper Industry等の新規工業需要が増えることになっており、この間の電力需要の大巾な伸びが予測される。

しかし、一方では現在も外貨不足に悩んでおり、長期的には高いGDP伸び率が確保できる見通しが決して明るくない経済状況にある。

以上の情勢を踏まえ、人口1人当たりのGDP成長率は以下の通り想定した。

1985/86~1989/90年度	2.0%
1990/91~1994/95年度	1.5%
1995/96~2005/06年度	1.0%

- (3) 第3に人口1人当たりの将来の電力消費量の伸び率を、前述の予測したGDP成長率に電力消費量に対するGDP弾性値を乗ずることによって求めた (Table 2-11)。
- (4) 最後に電力消費量の伸び率を人口1人当たりの電力消費量伸び率にネパール全土の人口伸び率を乗ずることによって求めた (Table 2-11)。人口の伸び予測は原則と

して N E A によって作成された 1985 Electric Load Forecast for Period 1985-2004 (Report No3/2/160485/1/2) によるものとし、1994/95年度までは年平均伸び率を 2.7%としたがそれ以降は 2.5%とした (Table 2-12)。

- (5) 最大負荷の予測は、前述の電力消費量の想定をもとに年負荷率を考慮して求めた (Table 2-13)。年負荷率の実績は、Table 2-7 に示す通りであるが、需要増に対する年負荷率の特定の相関関係がみられないので、現状より将来は年負荷率が多少大きくなるものと予想し、50% (一定) とした。

Table 2-10 Historical Population, Energy Consumption and GDP Elasticity of Energy Consumption (GDP Values at 1974/1975 Price)

Fiscal Year	1974/75	1975/76	1976/77	1977/78	1978/79	1979/80	1980/81	1981/82	Average /Year
GDP (Million Rs)	16,571	17,300	17,822	18,607	19,048	18,606	20,158	20,926	
Total Energy Consumption (GWh)	124.195	150.226	165.380	186.379	211.951	227.578	231.170	269.116	
Population (Million)	12.834	13.176	13.526	13.886	14.256	14.635	15.024	15.424	
Per Capita GDP (Rs)	1,291	1,313	1,318	1,340	1,336	1,271	1,342	1,357	
Per Capita GDP Growth Rate (%) (1)	-	1.7	0.4	1.7	-0.3	-4.9	5.6	1.1	0.7
Per Capita Energy Consumption (KWh)	9.68	11.40	12.23	13.42	14.87	15.62	15.39	17.45	
Per Capita Energy Consumption Growth Rate (%) (2)	-	17.8	7.3	9.7	10.8	5.0	-1.5	13.4	8.8
Per Capita GDP Elasticity of Energy Consumption (2)/(1)		10.5	18.3	5.7	-36.0	-1.0	-0.3	12.2	12.6

Table 2-11 Projection of Interconnected Energy Consumption Growth Rate

Fiscal Year	Per Capita GDP Growth Rate (%) (1)	GDP Elasticity of Energy Consumption		Per Capita Energy Consumption Growth Rate (%) (3)	Population Growth Rate (%) (4)	Energy Consumption Growth Rate (%) (5)	Energy Consumption (GWh)	
		(per Capita Bases) (2)	(per Capita Energy Consumption) (2)				(6)	(7)
1985/86	2.0	5.0	10.0	2.7	13.0	473	473	
1986/87	2.0	5.0	10.0	2.7	13.0	534	534	
1987/88	2.0	5.0	10.0	2.7	13.0	604	604	
1988/89	2.0	5.0	10.0	2.7	13.0	682	682	
1989/90	2.0	5.0	10.0	2.7	13.0	771	771	
1990/91	1.5	5.0	7.5	2.7	10.4	851	851	
1991/92	1.5	5.0	7.5	2.7	10.4	940	940	
1992/93	1.5	5.0	7.5	2.7	10.4	1,037	1,037	
1993/94	1.5	5.0	7.5	2.7	10.4	1,145	1,145	
1994/95	1.5	5.0	7.5	2.7	10.4	1,264	1,367	
1995/96	1.0	3.0	3.0	2.5	5.6	1,335	1,438	
1996/97	1.0	3.0	3.0	2.5	5.6	1,410	1,513	
1997/98	1.0	3.0	3.0	2.5	5.6	1,488	1,591	
1998/99	1.0	3.0	3.0	2.5	5.6	1,572	1,675	
1999/00	1.0	3.0	3.0	2.5	5.6	1,660	1,763	
2000/01	1.0	3.0	3.0	2.5	5.6	1,753	1,856	
2001/02	1.0	3.0	3.0	2.5	5.6	1,851	1,954	
2002/03	1.0	3.0	3.0	2.5	5.6	1,955	2,058	
2003/04	1.0	3.0	3.0	2.5	5.6	2,064	2,167	
2004/05	1.0	3.0	3.0	2.5	5.6	2,180	2,283	
2005/06	1.0	3.0	3.0	2.5	5.6	2,302	2,405	

Note: (3) = (1) x (2) (5) = (3) x (4)

(7) is obtained adding energy consumption of 103 GWh per annum to (6) for power export after F.Y. 1994/95. Average growth rate of energy consumption from F.Y. 1985/86 to F.Y. 2005/06 is 8.5% p.a.

Table 2-12 Projection of Population Growth

<u>Fiscal Year</u>	<u>Total Population (Mill)</u>	<u>Growth Rate (%)</u>
1972 / 73	12.178	2.66
1973 / 74	12.502	2.66
1974 / 75	12.834	2.66
1975 / 76	13.176	2.66
1976 / 77	13.526	2.66
1977 / 78	13.886	2.66
1978 / 79	14.256	2.66
1979 / 80	14.635	2.66
1980 / 81	15.024	2.66
1981 / 82	15.424	2.66
1982 / 83	15.834	2.66
1983 / 84	16.255	2.66
1984 / 85	16.687	2.66
1985 / 86	17.131	2.66
1986 / 87	17.587	2.66
1987 / 88	18.055	2.66
1988 / 89	18.535	2.66
1989 / 90	19.028	2.66
1990 / 91	19.534	2.66
1991 / 92	20.054	2.66
1992 / 93	20.587	2.66
1993 / 94	21.135	2.66
1994 / 95	21.697	2.66
1995 / 96	22.239	2.50
1996 / 97	22.795	2.50
1997 / 98	23.365	2.50
1998 / 99	23.949	2.50
1999 / 00	24.548	2.50
2000 / 01	25.162	2.50
2001 / 02	25.791	2.50
2002 / 03	26.436	2.50
2003 / 04	27.097	2.50
2004 / 05	27.774	2.50
2005 / 06	28.468	2.50

Table 2-13 Projection of Interconnected Peak Load

Fiscal Year	Load Factor (%)	Peak Load (MW)	
		(1)	(2)
1985 / 86		107	107
1986 / 87	50	122	122
1987 / 88	50	138	138
1988 / 89	50	156	156
1989 / 90	50	176	176
1990 / 91	50	194	194
1991 / 92	50	215	215
1992 / 93	50	237	237
1993 / 94	50	261	261
1994 / 95	50	289	312
1995 / 96	50	305	328
1996 / 97	50	322	345.5
1997 / 98	50	340	363
1998 / 99	50	359	382.5
1999 / 00	50	379	402.5
2000 / 01	50	400	423.5
2001 / 02	50	423	446
2002 / 03	50	446	470
2003 / 04	50	471	494.5
2004 / 05	50	498	521
2005 / 06	50	526	549

Note: (2) is obtained adding 23.5 MW to (1) for power export after F.Y. 1994/95.

2.4.3 検 討 結 果

NEAによる1986年の需要想定と前述のマクロ手法による想定結果の比較をFig 2-5 (電力消費量) およびFig. 2-6(最大負荷) に示す。1985/86年度より2005/06年度までの20年間の電力需要の年平均伸び率はNEA予測では 8.3%、マクロ手法では 8.5%になり長期的にみれば双方で大差はなく、NEAの予測は妥当であると思料される。

また、クロスチェックのため検討したマクロ手法は短期間の予測には不適當であるが、NEAの予測はマイクロおよびマクロの両手法を用いており精度が高く、本スタディで適用する需要想定はNEAの予測を用いるのが最良であると思料される。

Fig. 2-5 Comparison of Projected Energy Consumption (Interconnected)
 (Required for Generating Capability, Including Power System Losses)

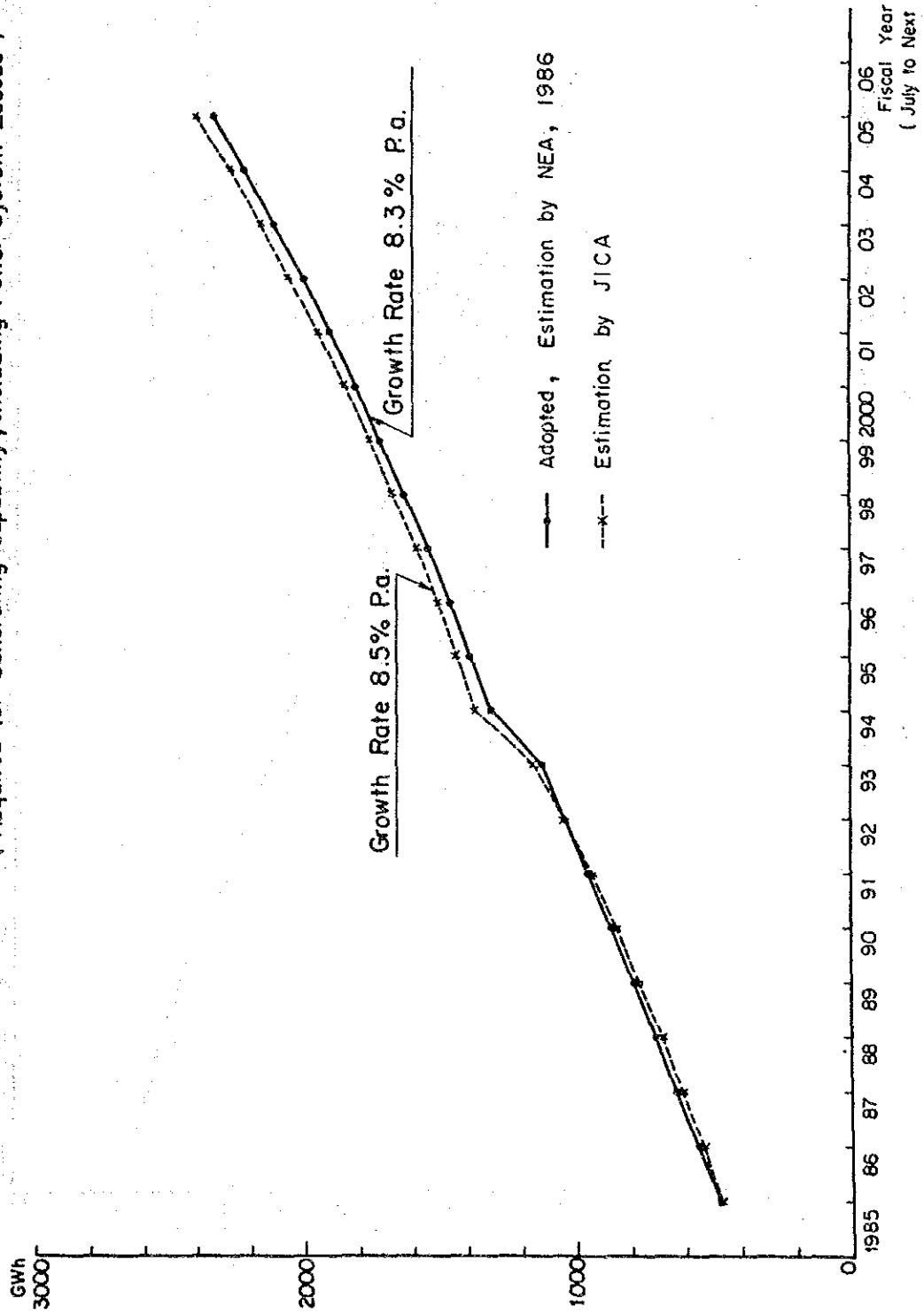
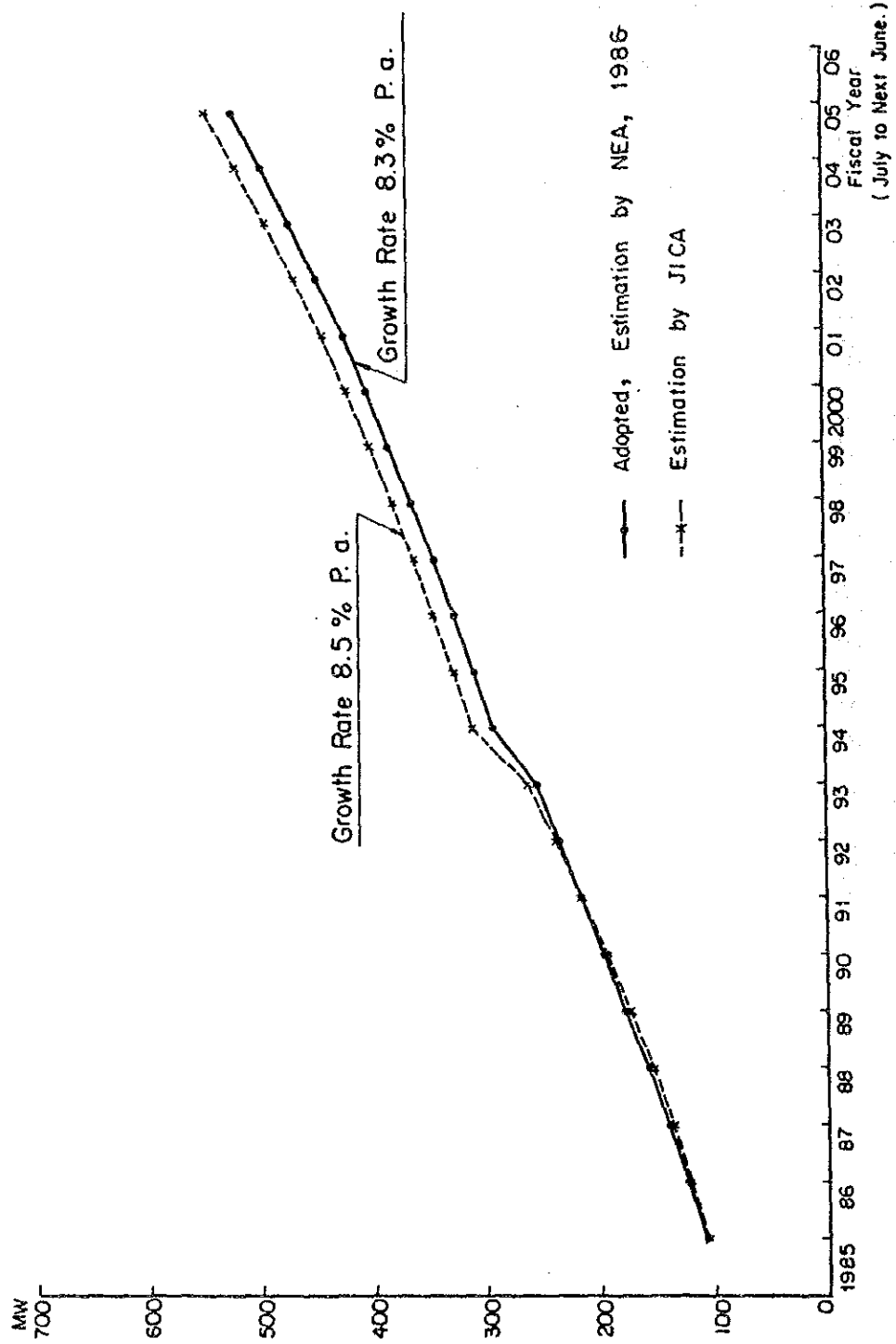


Fig. 2-6 Comparison of Projected Peak Load Demand
 (Required for Generating Capability, Including Power System Losses)



2.5 電源開発計画および需給バランス

電力需要予測と今後の電源開発計画に基づき、アルン3プロジェクトの適正な開発時期および開発規模を決定するため、kWおよびkWhの両面から需給バランスをチェックする。

2.5.1 アルン3開発前の電源開発計画

NEAの電源開発計画による、アルン3運開以前の新規開発プロジェクトをTable 2-14に示す。

Table 2-14 Projected Generating Power Plants

New Project	In-Service Date	Installed Capacity (MW)	Load-Carrying Capability (MW)	Firm Energy (GWh/yr)
Existing INPS System		182.0	153.6	742
Kosi Canal Integration		6.8	6.7	31
Net Diesel Integration		0.5	0.5	2
Andhi Kholā (Hydro)	Nov. 1987	5.1	6.3	41
Marsyangdi (Hydro)	Apr. 1989	69.0	73.9	312
Total		263.4	241.0	1,128

2.5.2 アルン3地点の開発計画

(1) アルン3地点の開発の基本方針

アルン3地点は現在工事中のMarsyangdi水力発電所に続く次期プロジェクトの中で最も有力なものと考えられており、Fig. 2-7およびFig. 2-8に示す通り、kWおよびkWhの需給バランスから見て、おそくとも1994年6月には1号機を運開する必要があると考えられる。従って当地点の建設までのプロセス、即ち今後の詳細設計、アクセス道路の建設ならびに発電所建設工事などの工程について慎重に検討し、上記の要求に対応できるよう十分な配慮が為されなければならない。

またアルン3地点がMarsyangdi水力発電所以降の国内電力需要増加に対応する主力発電所となることは勿論であるが、これに大規模な電力輸出を考慮することにより、当地点の経済性が飛躍的に増大することは明らかである。しかしながら現在ではネパール全国の設定容量が小さく、隣接国との電力融通も量が少ない上に、むしろ輸入の方が大きいのが実状であり、従って計画的な電力輸出に関する諸条件を整備することが、当地点の電力輸出を考慮して開発する場合の前提となる。

このような状況から考えると、アルン3地点の開発は次に述べる二段階方式とする事が実際的であると考えられる。

第1期計画 … 国内電力増加に対応した最適規模計画の開発

第2期計画 … 大規模電力輸出に関する隣接国との交渉に基づく基

本条件の確立をまって上記と同規模計画の開発

(2) 開発規模

アルン3の開発規模としては、技術面および経済面を考慮した上で、アルン3の豊富な水力ポテンシャルを最大限活用することが望ましい。

第7章に述べる通り、将来の電力輸出の可能性を含めて考えるとアルン3の最終開発規模は400MW程度が適正と思料される。

(3) ユニット容量、台数

一般的にユニット容量が大きいほど経済性は向上するが、適正なユニット容量の選定に当たっては、系統の容量、需要の成長率、予備力、送電系統運用面に与える影響等を考慮する必要がある。本スタディでは多少、大きめであるが、トータル電源設備容量の小さい国では一般的な傾向であることから、最大ユニット容量は全設備容量の20%とした。

1989年に全台運転開始予定のMarsyangdiを含めた全設備容量は、263.4MWであるから、全設備容量の20%に相当する新規電源が運開する場合、その運転開始した電源を含めたユニット容量は約66MWとなる。

最適なユニット容量の選定に当たっては、発電所の機能、寸法、レイアウト、運転・保守面ならびに経済性から同一のユニット容量とする事が最も好ましいものと思料される。また、電力系統と新設発電所の適正なバランスを考慮した上でユニット容量はできるだけ大きい方が経済的である。第8章から明らかなように、汐流計算、安定度計算の系統解析結果から技術的に特に問題が無いので、アルン3の開発はユニット容量67MW、6台が最適であると思料される。

(4) 開発スケジュール

アルン3プロジェクトは基本的には国内需要に見合うように、また、国内需要を超える余剰電力の輸出の可能性を含めて開発されるべきである。

第7章に詳述する通り、ネパール国内需要のみに対応して開発する場合、201MW(1.2.3号各67MW)が最適開発規模となり、これを第1期工事とする。一方第2期工事も201MW(4.5.6号各67MW)とし電力輸出を含めて開発するものとする。

アルン3発電所の全設備出力402MWを一段階で開発する考えもあるが、ネパールの国内需要が小さすぎるので、発生電力のほとんどが輸出に割当られ、現時点では実際的でない。従って本フィージビリティ調査の検討から除外した。

(i) 発電設備

(a) 第1期計画

アルン3は電力系統上、最も重要な発電所となり1台が事故あるいは作業により停止する場合、系統に与える影響が非常に大きく、系統信頼度を確保する上で、1台運開後、すみやかに2台目を運開する必要がある。1994年6月に1号機が運開し、引き続き1994年9月に2号機が運開するものとする、1台が停止した場合の予備率は約22%であり、アルン3、MarsyangdiあるいはKulekhaniの数少ない発電所に依存せざるを得ないNEAの電力系統を考えた場合、ほぼ適正な予備率といえる。従って、1994年には2台の運開が必要と思料される。

国内の適正な需給バランスを考え、なるべく余剰電力の発生が無いよう Fig. 2-7、Fig. 2-8に示すような開発計画とするが、これらの図から明らかなように運開時期の策定に当たっては、電力消費量よりも最大負荷への対応がクリティカルである。なお、3号機の運開時点の予備率は約 8.6%である。

(b) 第2期計画

第2期計画（輸出考慮）の開発は以下の通りとした。即ち、輸出用として最初に運開する4号機の運開時期は、第1期工事の建設工事着手後輸出に関する諸手続きが完了するに必要な期間、4年間、さらに第2期工事の4号機の建設までに必要な期間の4年間、の計8年間を想定し、3号機の運開時期と協調を取って1998年12月とした。

以後、3カ月ピッチで5号、6号機を運開するものとした。

国内供給分を除いた余剰電力が輸出用としてアルン3より供給されるものとし、国内需要の伸びとともに輸出電力は徐々に減少していくものとした。Fig. 2-7 から明らかなように2001/2002年度までは最大 201MW、ファーム容量で 153MW の電力輸出が可能である。

以上より、開発スケジュールを以下の通りとした。

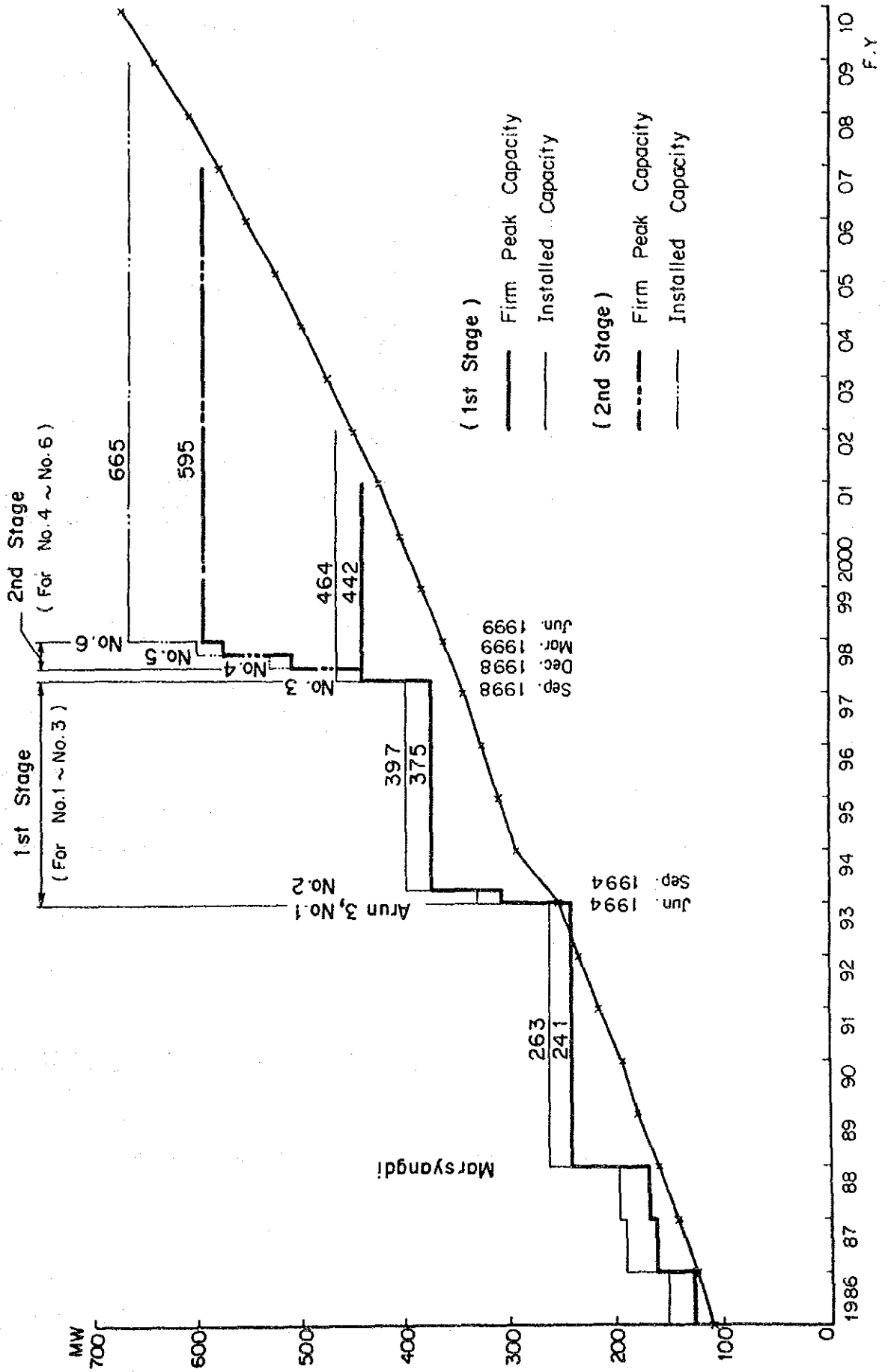
(第1期計画)

1994年 6月	1号機運開
1994年 9月	2号機運開
1998年 9月	3号機運開

(第2期計画)

1998年 12月	4号機運開
1999年 3月	5号機運開
1999年 6月	6号機運開

Fig. 2-7 Projection of Load Resources Balance (kW Balance)



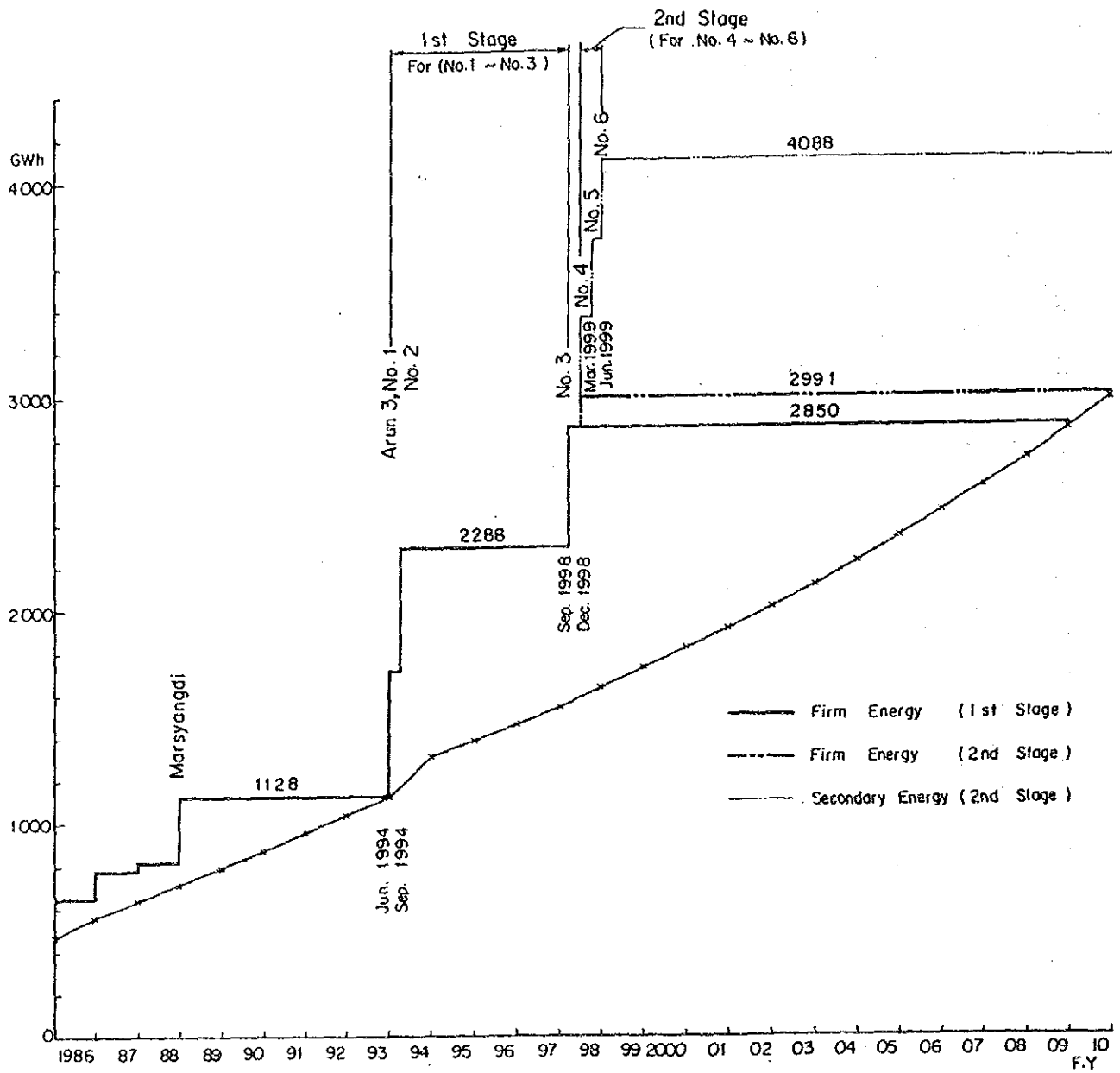


Fig. 2-8 Projection of Load Resources Balance (kWh Balance)

(ii) 送 変 電 設 備

送変電設備の開発スケジュールについては第8章に詳述する通りであるが、前述の発電設備の開発スケジュールと協調を取り、以下の開発計画とする。

(a) 第1期計画

スケジュール1

1994年6月 送 電 線

アルン3 P/S ~ Dubi S/S: 220kV (120km、2回線、
但し、132kV 運用)

Dubi S/S ~ Dhalkebar S/Y: 220kV (146km、1回線、
但し、132kV 運用)

Dhalkebar S/Y ~ New Kathmandu S/S: 220kV (120km、1回線、
但し、132kV 運用)

アルン3プロジェクトに派生する送電線建設費用に関して、以下の前提を考えた。

— New Kathmandu S/Sより既設のカトマンズ周辺の変電所に連系する132kV送電線、即ち、Balaju S/S向け1回線、Siuchatar S/S向け1回線の建設が必要と思われるが、これらの送電線費用については本スタディから除外した。

— 現在、Hetauda S/S ~ Dubi S/Sの132kV、1回線が運用中であるが、遅くともアルン3 P/Sの1号機運開時までに、NEAの計画通り、もう1回線が増設されていることが、必須条件である。なお、この送電線増設はNEAにより現在計画されているものであり、アルン3プロジェクトに含めるべきものではないので、この送電線増設費用については本スタディから除外した。

変 電 所 ・ 開 閉 所

Dubi S/S : 220kV 機器増設
(但し、132kV 運用)

Dhalkebar S/Y : 220kV 機器増設
(但し、132kV 運用)

New Kathmandu S/S : 220kV, 132kV 機器新設

(但し、132kV 運用)

スケジュール 2

1998年 9月 送電線

220kV 昇圧運用

変電所・開閉所

Dubi S/S : 220kV 機器増設 (変圧器等)

(但し、220kV 運用)

Dhalkebar S/Y : 220kV 機器増設

(但し、220kV 運用)

New Kathmandu S/S : 220kV, 機器新設 (変圧器等)

(但し、220kV 運用)

(b) 第2期計画

スケジュール 3

1998年12月 : 送電線

Dubi S/S ~ Dhalkebar S/Y : 220kV、146km、1回線

Dhalkebar S/Y ~ New Kathmandu S/S : 220kV、120km、1回線

Dubi S/S ~ 電力輸入国 : 220kV、2回線

(国境までのネパール国内分の増分費

用のみ見込んだ。)

変電所・開閉所

Dubi S/S : 220kV 機器増設 (引出用1回線分、
電力輸出用)

Dhalkebar S/Y : 220kV 機器増設 (引込み及び引出用
1回線分)

New Kathmandu S/S : 220kV 機器増設 (引込み用1回線分及び
変圧器1台分)

2.6 開発の必要性

以上の検討の結果、現在NEAで計画中の開発計画が予定通り推進されれば、1992/93年度までには、kW、kWhともに需要、供給のバランスがほぼとれている。しかしながら、1993/94年度に予想される最大負荷および消費電力量に対して、供給力が不十分であり、この時点でアルン3発電所の運開が必要となるものと思料され、1号機の運開時期を1994年6月に設定して当地点の開発を進める必要がある。

