

## 6.3 取水水位

### 6.3.1 取水水位

取水水位の決定はダム高を直接規定するが、Table 6-1 と Fig. 6-4 に示すように、マスタープラン調査とプレフィージビリティ調査では異なった検討基準をそれぞれ採用している。

マスタープラン調査のそれは、河床からの高さが12mの越流型コンクリートダムである。堆砂は基本的には自由にダムを越流し、取水口付近のみ低い堆砂位を保持するための土砂吐ゲートが設けられる。

一方、プレフィージビリティ調査で検討された計画は、河床から洪水吐ゲートを設置する越流頂まで40m（全高54m）の高いダムである。堆砂に対応するため、スルースゲート、閉鎖ゲート、放流管より構成される排砂装置を4ユニット設備する。これによって、堆砂面を常に低い位置に維持し、負荷変動に対応した発電が可能な調整容量をもったダムとしている。

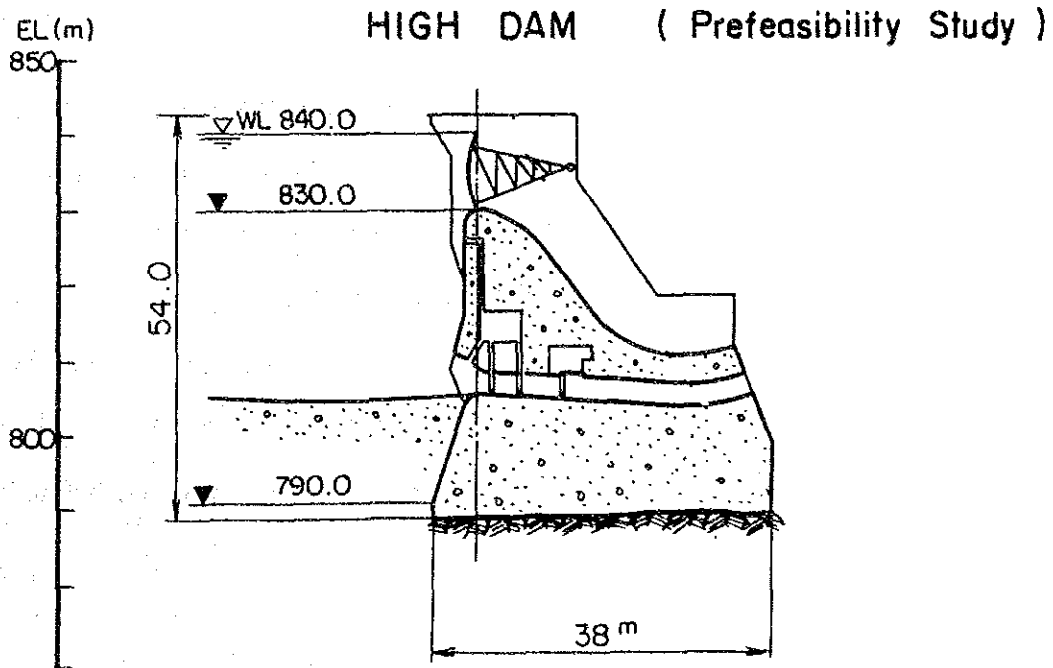
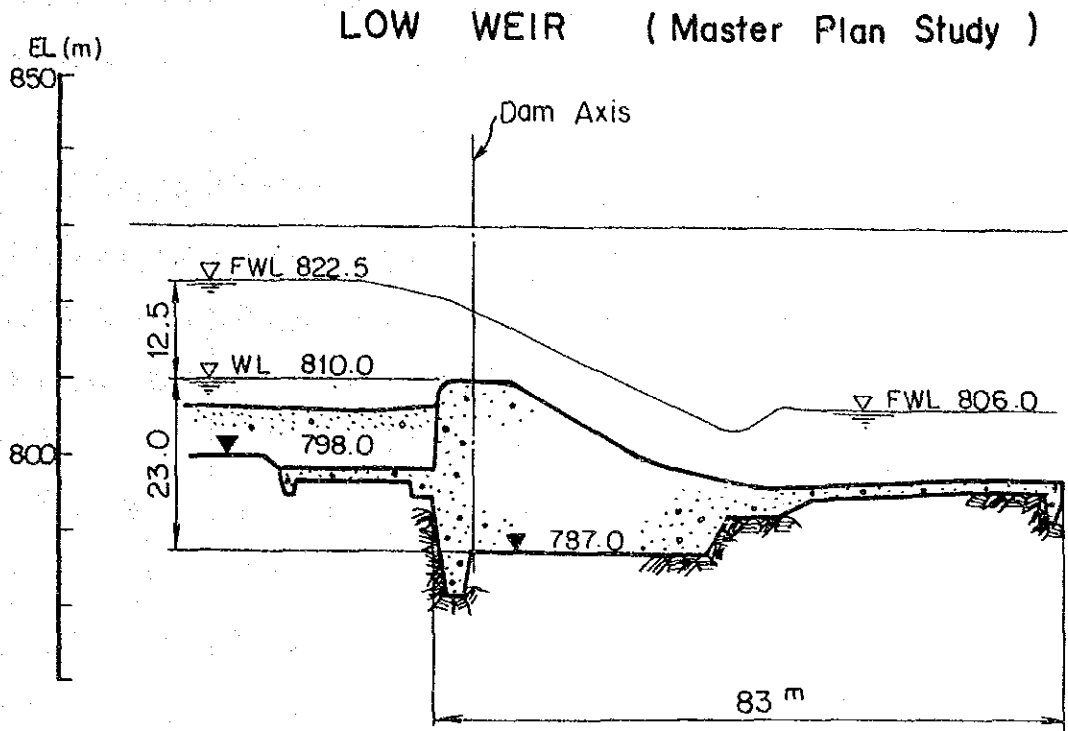
アルン3発電所がそなえるべき機能は、ネパールの電力需要の形態や他の発電設備の機能を考えると、ある程度日負荷の形態に対応してピーク発電が可能なものでなければならないと考えられる。従ってダム型式は低い越流式ダムにかわって、負荷変動に対応するための調整容量を持つ、高ダム型式を採用し取水水位の最適化検討を行なう。

高いダムの利点は

- (i) 調整容量を持つことによって負荷変動に対応した発電を行ない、プロジェクトの経済性を高めることができる。（7章 Fig. 7-6参照）。
- (ii) 高ダムの採用によって自然地形によって得られる落差の他に落差を20~30%かせぎプロジェクトの経済性を一層改善することができる（7章 Fig. 7-6参照）。
- (iii) 洪水吐ゲートを適性に運転することによって緩衝容量を確保し、ダム上流域で発生が予想される土石流およびGLOFに効果的に対処することができる（5.7.5 GLOFの解析参照）。
- (iv) ダム高を増加することによって必要な調整容量を得る利用水深が急激に減少するので、洪水吐ゲートの合理的設計が可能になる（6.3.2 所要調整池容量参照）。

頂部に設置したゲートは洪水吐ゲートであると共に、排砂ゲートとして働き、必要な調整容量を確保する。いろいろな取水水位に対応する計画案の工事費と便益に基づき、最も経済的な取水水位を決定する。

Fig. 6-4 Typical Cross Section of Dam



### 6.3.2 所要調整池容量

日間調整を目的とした発電計画の場合、必要な調整池容量は、保証流量時においても、必要なピーク継続時間の確保を可能とする容量と定義される。第7章(7.2.2)に述べた通り、保証流量およびピーク継続時間はそれぞれ $87\text{m}^3/\text{s}$ および15時間であり、これより必要な容量は最大  $2.8 \times 10^6\text{m}^3$ と計算される。

本ダム地点では、得られる総調整池容量が小さく、かつ堆砂により短期間のうちに埋められると予想されるので、有効容量はゲートによりせき上げられた部分を利用することとなる。従って有効容量の大きさは、ゲート、取水口および沈砂池の諸元と直接関連することとなるので、実際の発電運用を想定し、有効容量を必要最小限とすることで、計画の経済性をたかめることが必要であろう。

ネパール国内における日負荷の変動は、第2章のFig. 2-4に示す通り、朝夕にピークが発生し、日中と夜間の負荷は低下する。この傾向は今後も当分の間続くものと予想され、アルン3発電所に要求される発電パターンも朝夕のピーク需要を満たしその他の時間はベース負荷を受け持つこととなる。

2006年における当地点の運転パターンの予想をTable 6-3に示すが、これは日負荷変動が現在のそれと大差がなく、アルン3発電所はピーク負荷に対応し、他の発電所群はベース負荷に対応するものと仮定している(Fig. 6-5参照)。同表から計算される必要な調整池容量は $1 \times 10^6\text{m}^3$ となる。

当調整池の必要容量の決定には、上述のように日負荷変動に対応することの他に、急激な流量増加に対応した安全なゲート操作上から、更に、アルン3地点の建設後に上下流の開発の進捗により要求される調整機能をも考慮しておく必要がある。しかしこれらは未知要素であり、定量的に決定することは困難である。

以上の状況をふまえて、当地点の通用パターンに対応する容量に加えて、将来の要求にも対応し得るよう、有効容量を $2 \times 10^6\text{m}^3$ 程度とするのが妥当であろう。この容量に対する利用水深は基準水位標高840mに対し、Fig 6-6に示す調整池容量曲線から4.00mとなる。

Table 6-3 Simulation of Hourly Operation in 2006

(Peak Daily Load = 525 MW)

Hour	Actual Load (MW)	Other Power System (MW)	Arun 3 (MW)	Inflow (m <sup>3</sup> /s)	Outflow (m <sup>3</sup> /s)	Deposit (m <sup>3</sup> /s)	Summation (m <sup>3</sup> /s)
1:00	236	123	113	87	45	42	42
2:00	231		108		43	44	86
3:00	231		108		43	44	130
4:00	244		121		48	39	169
5:00	309		186		74	13	182
6:00	331		208		83	4	186
7:00	419		296		118	-31	155
8:00	480		357		142	-55	100
9:00	402		279		111	-24	76
10:00	360		237		94	-7	69
11:00	344		221		88	-1	68
12:00	258		135		54	33	101
13:00	303		180		72	15	116
14:00	311		188		75	12	128
15:00	313		190		76	11	139
16:00	325		202		80	7	146
17:00	361		238		95	-8	438
18:00	525		402		160	-73	65
19:00	489		366		146	-59	6
20:00	450		327		130	-43	-37
21:00	376		253		101	-14	-51
22:00	348		225		90	-3	-54
23:00	285		162		64	23	-31
24:00	261		138		55	32	1

240

(864,000  
m<sup>3</sup>)

Fig. 6-5 Daily Peak Load Forecast and Ideal Arun 3 Operation Rule  
( JAN. 2006 )

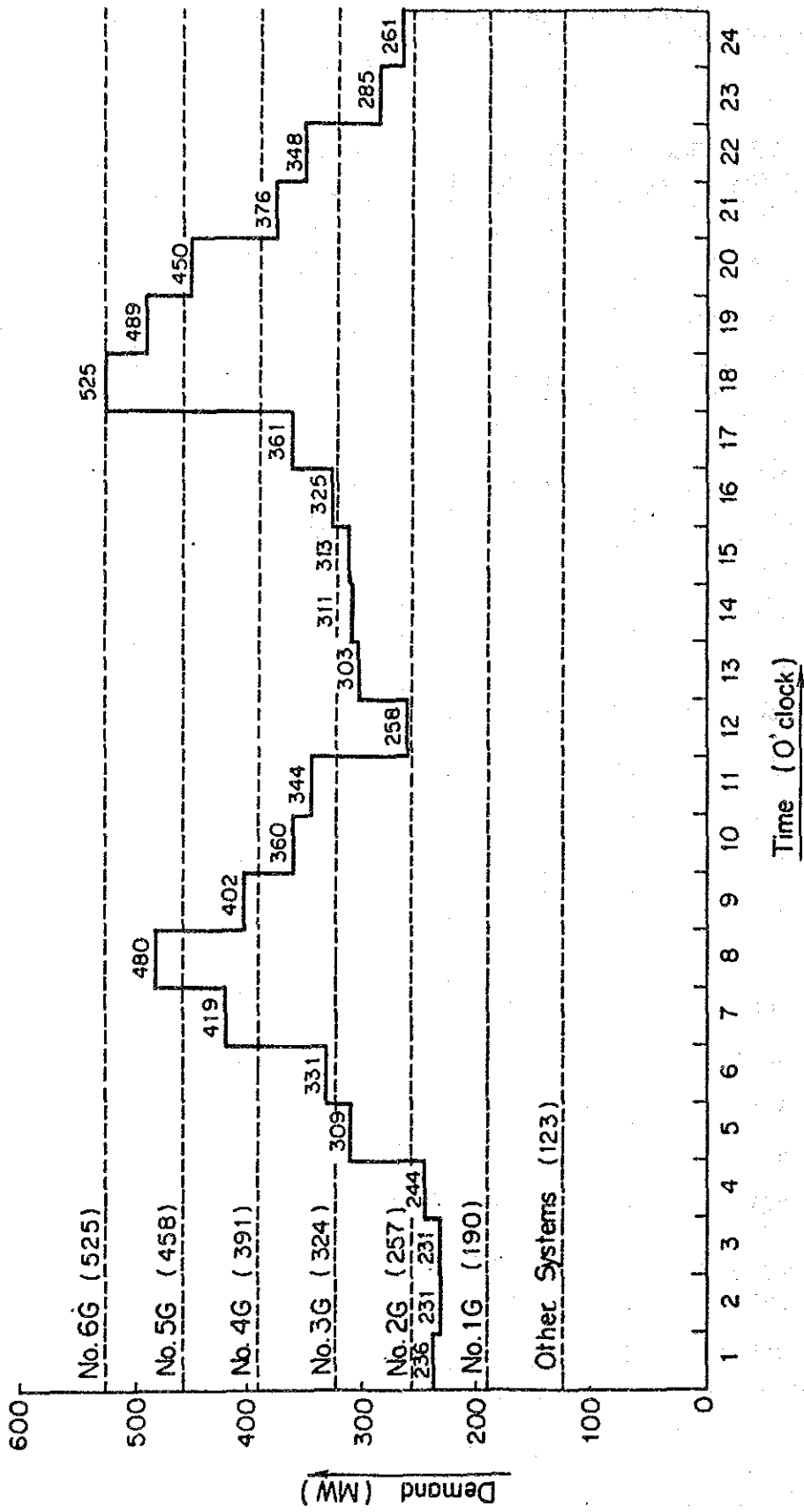
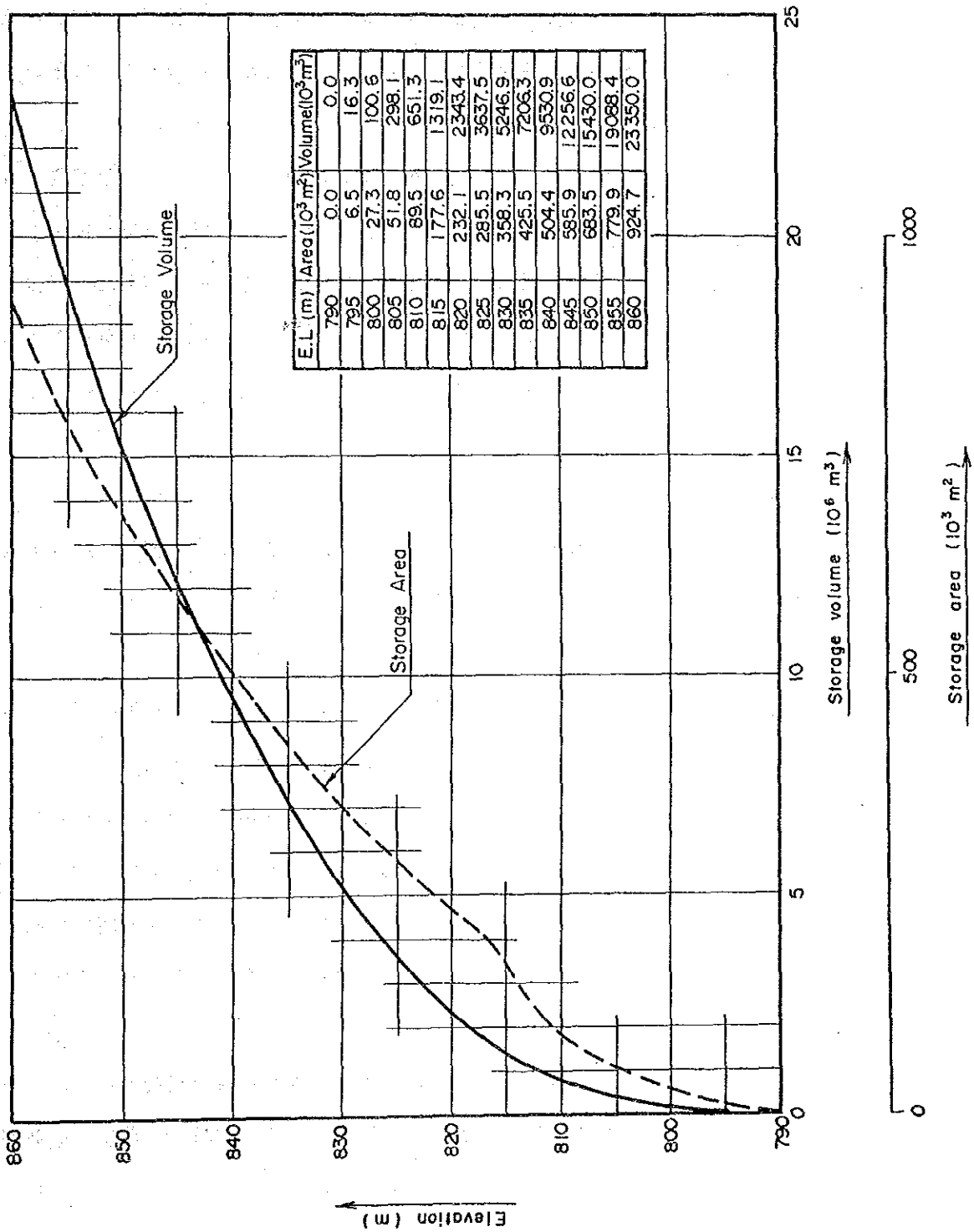


Fig. 6-6 Arun 3 Reservoir Storage Capacity



## 6.4 沈砂池

上流ダム地点付近の地形条件を考慮すると、ダム左岸アバットメントに設ける地下式沈砂池がまず第1案として考えられる。

またKhoktak Khola、Num Kholaとアルン川の合流点より下流左岸部の緩傾斜の河岸段丘(EL. 820~810)に沈砂池を設けることも、技術的には可能である。

地下式沈砂池地点で行った地質調査結果、幅25m、高さ30m、延長100m程度の空洞をふたつ建設の場合、上流側にある褶曲帯を避けて、安全な離間距離をとって配置すれば問題がないと判断される。

地表式沈砂池の形状は、幅50m、延長100mの高さ20mのコンクリート構造物となる。この構造物で、特に川側壁の岩盤標高はEL. 780以下と考えられ、壁高は60m以上となるであろう。従って地表式沈砂池の場合は、基礎コンクリートも含めて、150,000m<sup>3</sup>以上のコンクリートと300,000m<sup>3</sup>以上の掘削を伴い、地下式沈砂池に比較して経済性が劣る。従ってこれ以下、沈砂池は地下式を採用する。

## 6.5 トンネルレイアウト

調圧水槽を含む水路系のレイアウトは、プレフィージビリティ調査報告書にみられるように、直径10mトンネル1条による単線水路系と、直径7.00mのトンネル2条になる複線水路系のふたつの代案が考えられる。

プレフィージビリティ調査におけるこの代案はKaguwa(400MW)計画を段階開発するか否かの経済性の問題に連結して検討されたものである。

複線水路系はトンネル建設費の合計が、単線水路系のそれよりも増加するにもかかわらず、以下の計量しがたいシステムとしての優位性をそなえている。

- (i) トンネルを2条にすることによって、発電中—特に初期充水から発電開始初期における地山が安定するまでの予期しがたいトラブルに対して、ダメージの分散を図ることができる。
- (ii) 導水路およびトンネル末端部に設ける調圧水槽の規模を中規模程度におさえ、地山安定性を確保することができる。特に調圧水槽が設置される発電所地点近傍での掘削斜面の安定は重要である。
- (iii) トンネル掘進上の問題であるが、長大トンネルの掘進において遭遇すると予想される不利な地質条件下での対応策は掘削径が中規模以下であれば講じやすい。

(iv) 導水路工事はアルン3地点工事工程のクリティカルパスとなっており、従って、導水路を2条にすることにより全体工程を短縮することが出来る。

従って、取水口から発電所に至るトンネルレイアウトは複線水路系で考えることにし、導水路トンネルは同一サイズ（直径）トンネルを2条配置することにする。

## 6.6 発電所サイト

提案されている発電所地点は、Pikhuwa 地点およびKaguwa地点である。このふたつに追加して6.1で述べたように、マスタープラン調査で提案された Solakhani地点を参考のために比較検討する。これらの位置はトンネルルートも含めて前掲のFig. 6-1 のとおりである。

既に実施されていた弾性波探査や調査ボーリングなどに加えて、今回のフェージビリティ調査により、更に弾性波探査（2.99km）、調査ボーリング（8孔、390m）および地形測量（1/500、383,000m<sup>2</sup>）などが Pikhuwa、Kaguwa両地点について実施された。

これらの現地調査により得られた資料に基づき、両地点につき検討した結果は以下に示す通りである。

### Pikhuwa 地点

(i) Pikhuwa 地点における地質は全般的にマッシュで堅硬な岩盤が非常にうすいオーバーバーデンで得られる。岩級はCH-CMであり、RQDは全体的に80%以上である。

(ii) 従って Pikhuwa地点での発電所型式は地上式はもとより地下型式も技術的に充分立地しうる。

(iii) Pikhuwa 地点調圧水槽予定地点ではオーバーバーデンがやや深く、さらに近傍には弾性波探査によって低速度帯（ $V_p < 1.3 \text{ km/s}$ ）が検知されている。しかし、調圧水槽の中央から下部、水圧管路上部水平部にいたる標高では堅硬な岩盤が得られる。

(iv) Pikhuwa 発電所位置の河床堆積物は、Kaguwa地点のそれよりうすく、20~25m程度である。

### Kaguwa地点

(i) 一方 Pikhuwa地点から約1km下流、Kaguwa Kholaとアルン川の合流点の直上流にあるkaguwa地点では、地形がきわめて不規則で、かなり深部まで風化が進んでいる。

Kaguwa地点で実施された弾性波探査（1.5km）、調査ボーリング（4孔 200m）と航空写真判読の結果、かなり広範囲（1.5~2km）にわたる崩壊性地形が認められる。



(ii) Kaguwa調圧水槽および水圧管路上部水平部の地域は、崩壊による二次堆積物とみられるオーバーバーデンが厚く堆積している (P-9)。構造物の基礎として信頼できる堅硬な岩盤をえるためには、このオーバーバーデン、その下位の強風化岩の下部BL 780まで掘削する必要がある。

(iii) 更に地層の下部には、不連続な低速度帯が良好な岩盤層と交互に現れており、地質構造が単純でないことを示している。従ってKaguwa地点で地下式発電所の計画は不確定、未知な要素が多く技術的、経済的な不利があるものと予想される。

(iv) 水圧管路中間点から発電所の間では、中程度のオーバーバーデンの下位に良好な岩盤が得られる。

(v) 発電所近傍の河床堆積物は30m～35m程度でPikhuwa 地点よりも深い。

このように両地点では、地形的、地質的条件が異なっているため、両地点での工事費と便益の関係を明らかにするため、経済分析を行った。また発電所地点の比較を行なうに当たっては、両地点に共通して建設可能な地上式発電所を適用した。一方便益については、Pikhuwa-Kaguwa間の落差15mに対応する出力および発生電力量の増加を考慮して比較する。

Kaguwa地点における土木工事費は Pikhuwa地点のそれに較べ、約9.2%増加する。また、Kaguwa地点の電気機器費と間接費を含むKaguwa地点のプロジェクトコストはPikhuwa地点のそれよりも約5.6%増加する。(Table 6-4参照)

一方、Kaguwa地点は Pikhuwa地点よりも約5%多い落差が得られ、このことから二者のB/Cはほぼ同程度になると想定される。しかし、Kaguwa地点は①先に述べたような調圧水槽付近地質上の不確実さは、建設コストのさらなる追加の必要性を潜在的に含むこと、②Pikhuwa 地点にくらべて調圧水槽立坑と水圧管路上部水平部の掘削工程が長くなること、③工事中の不測の好ましくない事態発生の可能性が高いなどの欠点があり、最終的に Pikhuwa地点を採用することとした。

また発電所型式としては、地上式、地下式共に可能であるが、第9章で述べたようにアルン川の地形的、水文学的特殊性を考慮すると、工事量は約10%高いものの、その安全面から見て地下発電所が有利であり、基本レイアウトとしては、地下式を採用した。

Pikhuwa、Kaguwa両地点の経済比較の詳細は7.3.1に示す通りである。

Table 6-4 Main Features of Pikhuwa and Kaguwa Schemes

Item	Pikhuwa	Kaguwa
Main Dimension		
NWL (EL.m)	840	840
TWL (EL.m)	538	523
Gross Head (m)	300	315
Output (MW)	402.6	423.6
Tunnel DxL (m)	7.0x11,565x2	7.0x11,906x2
Surge Tank DxL (m)	14.00x70.0x2	14.00x92.5x2
Penstock DxL (m)	5.0-3.50x539x2	5.0-3.5x760x2
Construction Cost (10 <sup>3</sup> US\$)		
Civil Work	229,200	250,200
Project Cost	490,700	517,300

Note 1) Figures of tunnel length include those of power intake and desanding basin

2) Construction costs of civil work include those of hydraulic equipment



## 第7章 最適開発規模の検討



## 第7章 最適開発規模の検討

	頁
7.1 段階開発の検討基準	7-1
7.2 評価手法	7-2
7.2.1 一般	7-2
7.2.2 供給上での電力及び電力量の分類	7-7
7.2.3 需要上での電力及び電力量の分類	7-10
7.2.4 電力量計算	7-12
7.2.5 便益単価	7-12
7.2.6 費用	7-12
7.3 最適開発規模	7-16
7.3.1 Case I (国内需要のみ対象)	7-16
7.3.2 Case II (段階開発、第1段階、国内需要用)	7-22
7.3.3 Case III (段階開発、第2段階、輸出考慮)	7-22
7.3.4 最適開発規模	7-23



## LIST OF TABLES

Table 7-1 (1)	Discounted Cash Flow Method Case I-80
Table 7-1 (2)	Discounted Cash Flow Method Case II-80
Table 7-1 (3)	Discounted Cash Flow Method Case III-160
Table 7-2	Equivalent Peak Duration Time
Table 7-3 (1)	Power/Energy Demand & Sales Case I-80, II-80
Table 7-3 (2)	Power/Energy Demand & Sales Case III-160
Table 7-4 (1)	Construction Cost (Case I)
Table 7-4 (2)	Construction Cost (Case II, III)
Table 7-5 (1)	Disbursement Schedule Case I-80
Table 7-5 (2)	Disbursement Schedule Case II-80
Table 7-5 (3)	Disbursement Schedule Case III-160
Table 7-6 (1)	Study of Development Scale (1-4: Maximum Discharge)
Table 7-6 (2)	Study of Development Scale (2-4: Intake Water Level)
Table 7-6 (3)	Study of Development Scale (3-4: Tailrace Water Level)
Table 7-6 (4)	Study of Development Scale (4-4: Maximum Discharge)



## LIST OF FIGURES

- Fig. 7-1 Flow Chart of Optimization Study
- Fig. 7-2 Estimated Daily Peak Load Duration Curve at January (1994 to 2006)
- Fig. 7-3 Typical Chart of Demand and Sales
- Fig. 7-4 Calculation Procedure of Supply Capacity and Project Sales
- Fig. 7-5 Study for Optimum Development Scale (Maximum Discharge Case I, II)
- Fig. 7-6 Optimum Intake Water Level
- Fig. 7-7 Optimum Power House Site
- Fig. 7-8 Study for Optimum Development Scale (Maximum Discharge Case III)

## 第7章 最適開発規模の検討

### 7.1 段階開発の検討基準

本計画地点は豊富な水資源と急峻な河川勾配という大規模水力開発に適した条件を備えているため、単にネパール国内の需要を充当させるだけでなく輸出をも考慮した大規模開発が望ましい。ただし、輸出に関しては、相手国の需要形態及び輸出方法が明確化されていない現在、詳細検討を行うことは非常に困難である。そこで今回はとりあえず国内需要のみを対象とした計画の検討を行い（Case I）、次いで将来輸出の可能性を見込み、それに対する設備の一部を先行投資した場合の検討を実施し（Case II；段階開発第1段階）、最終的に輸出を含んだ規模の検討を行った（Case III；段階開発第2段階）。各Caseを要約すると次のようになる。

#### Case I：（国内需要のみを対象）

Case Iでは需要等のデータがそろっているネパール国内需要のみを対象とし、パラメータとしては最大使用水量、ダム高（取水位）、放水位（発電所位置）の3項目を変化させてみた。ここで採用したダム高と発電所位置については、Case II、IIIでは再検討をおこなわず、最大使用水量のみについて、以下のCaseの検討項目とした。

#### Case II：（段階開発第1段階、国内需要用）

前述のように、本計画は国内需要に対応する目的に加えて、輸出を図ることによって更にその経済性を向上することが期待できる。しかし現在のところ輸出に関しては受入国の詳細が判明せず、また今後交渉を進めていくにしてもかなりの時間が必要と思われるので、工事の着手が遅れる恐れがある。そこで国内の逼迫した電力事情を優先させるには、とりあえず国内需要を対象とした最適案（Case I）を手がけ、しかも取水口、発電所、放水口といった将来増設工事が困難なものは、先行して工事を完了させるという方法を探る事が要求される。Case IIについては最大使用水量の検討のみを行った。

#### Case III：（段階開発第2段階、輸出考慮）

輸出に関しては多くの仮定を含んでいるため、本Caseの検討結果は、十分なものとは言えない。従って本Caseの目的は、Case IIにも含まれる将来妥当と思われる増設工事の規模の想定と、それによりどの程度本地点の経済性が改善さ

れるかの目安を得るものである。ここで言う仮定には次の項目が含まれる。

(i) 2期工事の着手年及び運開時期

今回は、1期工事の内、本工事着手後輸出交渉、資金の手配等の準備に約4年を要すると仮定し、1994年を着手年とした。運開時期は当該工事の工程に基づいて決定される。

(ii) 相手国側の需要

相手国の需要形態が不明なため、今回は、国内需要を優先させ、残りの余剰電力を輸出に振り分けることにした。

(iii) 輸出単価

輸出単価は NEA 予測料金の 0.048US\$/kwh を用いた。

また、2期工事の主要工種は土木工事では導水路トンネル、調圧水槽、水圧鉄管、放水路トンネル、電気工事では、残りの水車・発電機器及び送電線の増強などである。

Case III も II と同様最大使用水量の検討のみを行った。

なお、土木構造物に関しては、第6章においてある程度検討範囲を絞っているが、その他各Caseの整合性を合わせるために次の条件を勘案した。

(i) Case I、II のトンネル条数は1条とし、Case III は、Case II の使用水量の倍、すなわち同一断面のトンネル2条とした。

(ii) 発電機の単位容量は系統に与える影響を考慮して7万kw程度を上限とした。

本章での検討の目的は、あくまでも最適案を見つけることにあるため、予備設計に求められるような精度は有していない。従って本章で得られた数値と最終的に確定した諸元とは若干異なることがある。

Fig. 7-1 に作業の流れを示す。

## 7.2 評価手法

### 7.2.1 一般

評価の指標は現在価値法による純便益 Net Present Value (B - C) を採用した。その算定期間は工事着工後から1、2号機の運開までの7年間とサービス期間の50年間の計57年とした (Table 7-1 (1)、(2)、(3) に例を示す。)

現在価値の換算に用いる割引率は Social opportunity cost of capital in Nepal である12%を採用した。

Fig. 7-1 Flow Chart of Optimization Study

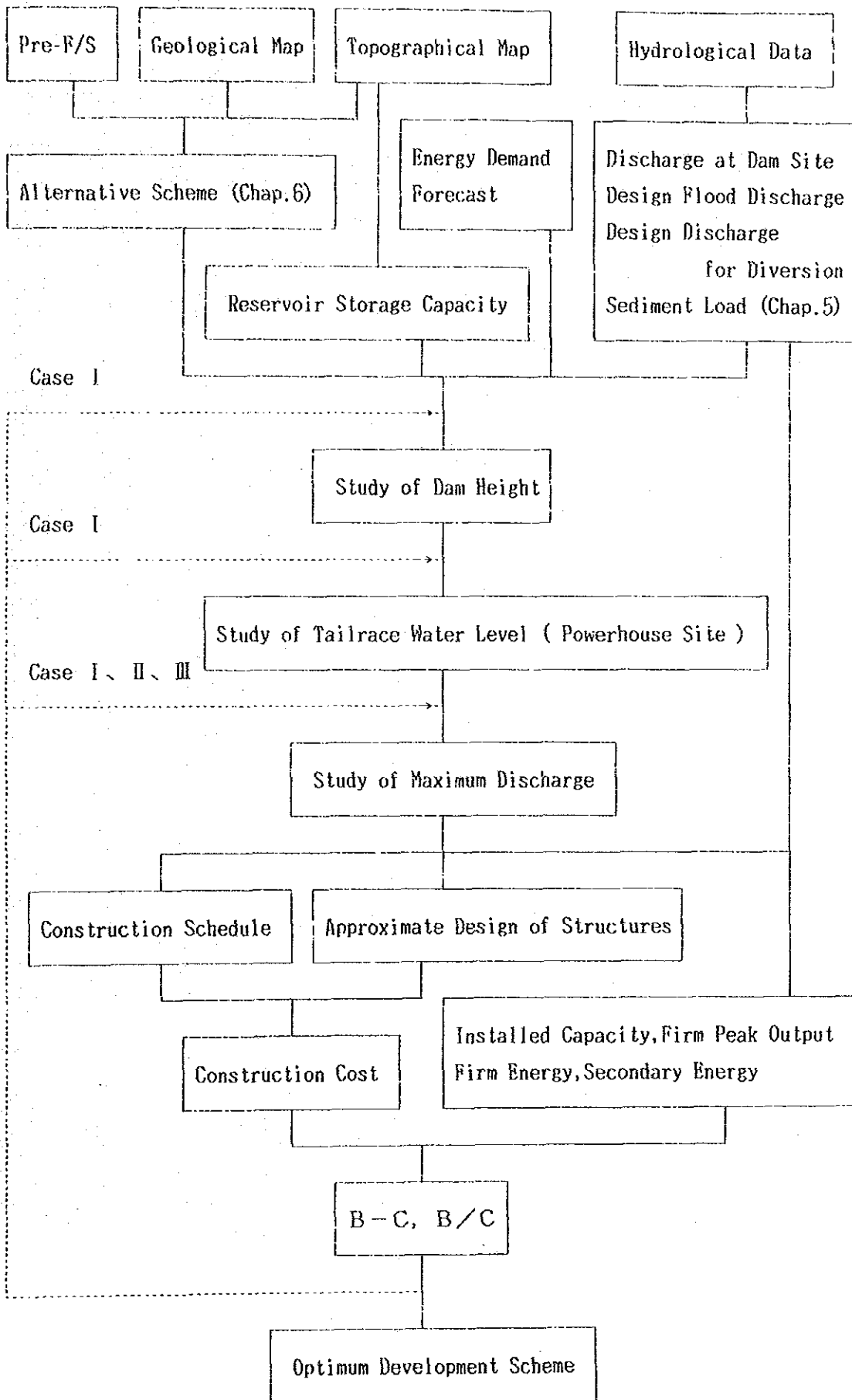


Table 7-1 (1) Discounted Cash Flow Method Case I-80

Discount rate= 12(X)  
 B = 242.02 S = 1  
 C = 193.17 kW Value 81= 68 US\$/kW C1= 0.059009402  
 B/C= 1.252 kWh Value 82= 0.063 US\$/kWh C2= 0.047048685  
 B-C= 48.85 kWh Value 83= 0.005 US\$/kWh C3= 0.034799634 UNIT=Million US\$

Year	Serial Number	Cost Flow	Discounted Cost Flow	Project Sales			Discounted Benefit Flow			
				Salable Energy (GWh/Yr)	Surplus Energy (GWh/Yr)	Useful Capacity (MW)	Salable Energy	Surplus Energy	Useful Capacity	Total
1987	1	4.81	4.29	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
1988	2	19.57	15.60	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
1989	3	21.57	15.35	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
1990	4	22.77	14.47	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
1991	5	43.60	24.73	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
1992	6	64.18	32.51	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
1993	7	105.08	47.53	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
1994	8	53.59	21.64	179.00	980.70	52.00	4.55	1.98	1.42	7.96
1995	9	2.56	0.92	256.00	903.70	69.00	5.81	1.62	1.69	9.13
1996	10	2.56	0.82	333.00	826.70	86.10	6.75	1.33	1.88	9.97
1997	11	8.10	2.32	415.00	744.70	104.20	7.51	1.07	2.03	10.62
1998	12	13.70	3.51	500.00	659.70	123.20	8.08	0.84	2.15	11.08
1999	13	9.36	2.14	588.00	1133.60	143.00	8.48	1.29	2.22	12.01
2000	14	3.84	0.78	680.00	1041.60	163.70	8.76	1.06	2.27	12.10
2001	15	3.84	0.70	776.00	945.60	185.40	8.93	0.86	2.30	12.09
2002	16	3.84	0.62	876.00	845.60	201.00	9.00	0.68	2.22	11.92
2003	17	3.84	0.55	980.00	741.60	201.00	8.99	0.54	1.99	11.52
2004	18	3.84	0.49	1089.00	632.60	201.00	8.92	0.41	1.77	11.11
2005	19	3.84	0.44	1201.00	520.60	201.00	8.78	0.30	1.58	10.67
2006	20	3.84	0.39	1318.00	403.60	201.00	8.60	0.20	1.41	10.23
2007	21	3.84	0.35	1440.00	281.60	201.00	8.39	0.13	1.26	9.79
2008	22	3.84	0.31	1567.00	154.60	201.00	8.15	0.06	1.12	9.35
2009	23	3.84	0.28	1699.00	22.60	201.00	7.89	0.00	1.00	8.91
2010	24	3.84	0.25	1721.60	0.00	201.00	7.14	0.00	0.90	8.04
2011	25	3.84	0.22	1721.60	0.00	201.00	6.38	0.00	0.80	7.18
2012	26	3.84	0.20	1721.60	0.00	201.00	5.69	0.00	0.71	6.41
2013	27	3.84	0.18	1721.60	0.00	201.00	5.08	0.00	0.64	5.72
2014	28	3.84	0.16	1721.60	0.00	201.00	4.54	0.00	0.57	5.11
2015	29	3.84	0.14	1721.60	0.00	201.00	4.05	0.00	0.51	4.56
2016	30	3.84	0.12	1721.60	0.00	201.00	3.62	0.00	0.45	4.07
2017	31	3.84	0.11	1721.60	0.00	201.00	3.23	0.00	0.40	3.63
2018	32	3.84	0.10	1721.60	0.00	201.00	2.88	0.00	0.36	3.24
2019	33	3.84	0.09	1721.60	0.00	201.00	2.57	0.00	0.32	2.90
2020	34	3.84	0.08	1721.60	0.00	201.00	2.30	0.00	0.28	2.59
2021	35	3.84	0.07	1721.60	0.00	201.00	2.05	0.00	0.25	2.31
2022	36	3.84	0.06	1721.60	0.00	201.00	1.83	0.00	0.23	2.06
2023	37	3.84	0.05	1721.60	0.00	201.00	1.63	0.00	0.20	1.84
2024	38	3.84	0.05	1721.60	0.00	201.00	1.46	0.00	0.18	1.64
2025	39	3.84	0.04	1721.60	0.00	201.00	1.30	0.00	0.16	1.46
2026	40	3.84	0.04	1721.60	0.00	201.00	1.16	0.00	0.14	1.31
2027	41	3.84	0.03	1721.60	0.00	201.00	1.04	0.00	0.13	1.17
2028	42	3.84	0.03	1721.60	0.00	201.00	0.92	0.00	0.11	1.04
2029	43	3.84	0.02	1721.60	0.00	201.00	0.82	0.00	0.10	0.93
2030	44	3.84	0.02	1721.60	0.00	201.00	0.74	0.00	0.09	0.83
2031	45	3.84	0.02	1721.60	0.00	201.00	0.66	0.00	0.08	0.74
2032	46	3.84	0.02	1721.60	0.00	201.00	0.59	0.00	0.07	0.66
2033	47	3.84	0.01	1721.60	0.00	201.00	0.52	0.00	0.06	0.59
2034	48	3.84	0.01	1721.60	0.00	201.00	0.47	0.00	0.05	0.53
2035	49	3.84	0.01	1721.60	0.00	201.00	0.42	0.00	0.05	0.47
2036	50	3.84	0.01	1721.60	0.00	201.00	0.37	0.00	0.04	0.42
2037	51	3.84	0.01	1721.60	0.00	201.00	0.33	0.00	0.04	0.37
2038	52	3.84	0.01	1721.60	0.00	201.00	0.29	0.00	0.03	0.33
2039	53	3.84	0.00	1721.60	0.00	201.00	0.26	0.00	0.03	0.30
2040	54	3.84	0.00	1721.60	0.00	201.00	0.23	0.00	0.03	0.26
2041	55	3.84	0.00	1721.60	0.00	201.00	0.21	0.00	0.02	0.23
2042	56	3.84	0.00	1721.60	0.00	201.00	0.19	0.00	0.02	0.21
2043	57	3.84	0.00	1721.60	0.00	201.00	0.16	0.00	0.02	0.19
Total		540.41	193.17				192.95	12.44	36.63	242.02

C1: average net cost of useful salable energy and capacity  
 C2: average net cost of useful salable energy  
 C3: average net cost of total energy and capacity

Table 7-1 (2) Discounted Cash Flow Method Case II-80

Discount rate= 12(X)  
 B = 242.02 S = 1  
 C = 207.05 kW Value B1= 68 US\$/kW C1= 0.063543053  
 B/C= 1.168 kWh Value B2= 0.063 US\$/kWh C2= 0.051582336  
 B-C= 34.96 kWh Value B3= 0.005 US\$/kWh C3= 0.037301072 UNIT=Million US\$

Year	Serial Number	Cost Flow	Discounted Cost Flow	Project Sales			Discounted Benefit Flow			
				Salable Energy (GWh/Yr)	Surplus Energy (GWh/Yr)	Useful Capacity (MW)	Salable Energy	Surplus Energy	Useful Capacity	Total
1987	1	4.81	4.29	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
1988	2	19.57	15.60	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
1989	3	21.57	15.35	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
1990	4	23.67	15.04	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
1991	5	49.08	27.84	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
1992	6	72.41	36.68	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
1993	7	113.06	51.14	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
1994	8	57.72	23.31	179.00	980.70	52.00	4.55	1.98	1.42	7.96
1995	9	2.71	0.97	256.00	903.70	69.00	5.81	1.62	1.69	9.13
1996	10	2.71	0.87	333.00	826.70	86.10	6.75	1.33	1.88	9.97
1997	11	8.25	2.37	415.00	744.70	104.20	7.51	1.07	2.03	10.62
1998	12	14.06	3.60	500.00	659.70	123.20	8.08	0.84	2.15	11.08
1999	13	9.72	2.22	588.00	1133.60	143.00	8.48	1.29	2.22	12.01
2000	14	4.07	0.83	680.00	1041.60	163.70	8.76	1.06	2.27	12.10
2001	15	4.07	0.74	776.00	945.60	185.40	8.93	0.86	2.30	12.09
2002	16	4.07	0.66	876.00	845.60	201.00	9.00	0.68	2.22	11.92
2003	17	4.07	0.59	980.00	741.60	201.00	8.99	0.54	1.99	11.52
2004	18	4.07	0.52	1089.00	632.60	201.00	8.92	0.41	1.77	11.11
2005	19	4.07	0.47	1201.00	520.60	201.00	8.78	0.30	1.58	10.67
2006	20	4.07	0.42	1318.00	403.60	201.00	8.60	0.20	1.41	10.23
2007	21	4.07	0.37	1440.00	281.60	201.00	8.39	0.13	1.26	9.79
2008	22	4.07	0.33	1567.00	154.60	201.00	8.15	0.06	1.12	9.35
2009	23	4.07	0.30	1699.00	22.60	201.00	7.89	0.00	1.00	8.91
2010	24	4.07	0.26	1721.60	0.00	201.00	7.14	0.00	0.90	8.04
2011	25	4.07	0.23	1721.60	0.00	201.00	6.38	0.00	0.80	7.18
2012	26	4.07	0.21	1721.60	0.00	201.00	5.69	0.00	0.71	6.41
2013	27	4.07	0.19	1721.60	0.00	201.00	5.08	0.00	0.64	5.72
2014	28	4.07	0.17	1721.60	0.00	201.00	4.54	0.00	0.57	5.11
2015	29	4.07	0.15	1721.60	0.00	201.00	4.05	0.00	0.51	4.56
2016	30	4.07	0.13	1721.60	0.00	201.00	3.62	0.00	0.45	4.07
2017	31	4.07	0.12	1721.60	0.00	201.00	3.23	0.00	0.40	3.63
2018	32	4.07	0.10	1721.60	0.00	201.00	2.88	0.00	0.36	3.24
2019	33	4.07	0.09	1721.60	0.00	201.00	2.57	0.00	0.32	2.90
2020	34	4.07	0.08	1721.60	0.00	201.00	2.30	0.00	0.28	2.59
2021	35	4.07	0.07	1721.60	0.00	201.00	2.05	0.00	0.25	2.31
2022	36	4.07	0.06	1721.60	0.00	201.00	1.83	0.00	0.23	2.06
2023	37	4.07	0.06	1721.60	0.00	201.00	1.63	0.00	0.20	1.84
2024	38	4.07	0.05	1721.60	0.00	201.00	1.46	0.00	0.18	1.64
2025	39	4.07	0.04	1721.60	0.00	201.00	1.30	0.00	0.16	1.46
2026	40	4.07	0.04	1721.60	0.00	201.00	1.16	0.00	0.14	1.31
2027	41	4.07	0.03	1721.60	0.00	201.00	1.04	0.00	0.13	1.17
2028	42	4.07	0.03	1721.60	0.00	201.00	0.92	0.00	0.11	1.04
2029	43	4.07	0.03	1721.60	0.00	201.00	0.82	0.00	0.10	0.93
2030	44	4.07	0.02	1721.60	0.00	201.00	0.74	0.00	0.09	0.83
2031	45	4.07	0.02	1721.60	0.00	201.00	0.66	0.00	0.08	0.74
2032	46	4.07	0.02	1721.60	0.00	201.00	0.59	0.00	0.07	0.66
2033	47	4.07	0.01	1721.60	0.00	201.00	0.52	0.00	0.06	0.59
2034	48	4.07	0.01	1721.60	0.00	201.00	0.47	0.00	0.05	0.53
2035	49	4.07	0.01	1721.60	0.00	201.00	0.42	0.00	0.05	0.47
2036	50	4.07	0.01	1721.60	0.00	201.00	0.37	0.00	0.04	0.42
2037	51	4.07	0.01	1721.60	0.00	201.00	0.33	0.00	0.04	0.37
2038	52	4.07	0.01	1721.60	0.00	201.00	0.29	0.00	0.03	0.33
2039	53	4.07	0.01	1721.60	0.00	201.00	0.26	0.00	0.03	0.30
2040	54	4.07	0.00	1721.60	0.00	201.00	0.23	0.00	0.03	0.26
2041	55	4.07	0.00	1721.60	0.00	201.00	0.21	0.00	0.02	0.23
2042	56	4.07	0.00	1721.60	0.00	201.00	0.19	0.00	0.02	0.21
2043	57	4.07	0.00	1721.60	0.00	201.00	0.16	0.00	0.02	0.19
<b>Total</b>		<b>578.42</b>	<b>207.05</b>				<b>192.95</b>	<b>12.44</b>	<b>36.63</b>	<b>242.02</b>

C1: average net cost of useful salable energy and capacity  
 C2: average net cost of useful salable energy  
 C3: average net cost of total energy and capacity

Table 7-1 (3) Discounted Cash Flow Method Case III-160

Discount rate= 12 (%)      S = 1  
 B = 428.78      kW Value B1= 68 US\$/kW  
 C = 245.49      kW Value B2= 0.063 US\$/kW  
 B/C= 1.746      kW Value B3= 0.048 US\$/kW  
 B-C= 183.29      kW Value B4= 0.005 US\$/kW  
 C1= 0.035027288  
 C2= 0.028022935  
 C3= 0.027995237      UNIT= Million US\$

Year	Serial Number	Cost Flow	Discounted Cost Flow	Project Sales				Discounted Benefit Flow				Total
				Salable Domestic Energy (GWh/Yr)	Salable Export Energy (GWh/Yr)	Surplus Energy (GWh/Yr)	Useful Capacity (MW)	Salable Domestic Energy	Salable Export Energy	Surplus Energy	Useful Capacity	
1987	1	4.81	4.29	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
1988	2	19.57	15.60	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
1989	3	21.57	15.35	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
1990	4	23.69	15.05	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
1991	5	49.10	27.86	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
1992	6	72.47	36.71	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
1993	7	112.97	51.10	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
1994	8	61.61	24.88	179.00	0.00	980.70	52.00	4.55	0.00	1.98	1.42	7.96
1995	9	11.33	4.08	256.00	0.00	903.70	69.00	5.81	0.00	1.62	1.69	9.13
1996	10	17.16	5.52	333.00	0.00	826.70	86.10	6.75	0.00	1.33	1.88	9.97
1997	11	69.43	19.95	415.00	0.00	744.70	104.20	7.51	0.00	1.07	2.03	10.62
1998	12	46.95	12.05	500.00	0.00	659.70	123.20	8.08	0.00	0.84	2.15	11.08
1999	13	10.65	2.44	588.00	2372.30	0.00	143.00	8.48	26.09	0.00	2.22	36.81
2000	14	5.57	1.13	680.00	2280.30	0.00	163.70	8.76	22.39	0.00	2.27	33.44
2001	15	5.57	1.01	776.00	2184.30	0.00	185.40	8.93	19.15	0.00	2.30	30.38
2002	16	5.57	0.90	876.00	2084.30	0.00	208.30	9.00	16.31	0.00	2.31	27.63
2003	17	5.57	0.81	980.00	1980.30	0.00	232.30	8.99	13.84	0.00	2.30	25.13
2004	18	5.57	0.72	1089.00	1871.30	0.00	257.50	8.92	11.68	0.00	2.27	22.87
2005	19	5.57	0.64	1201.00	1759.30	0.00	283.80	8.78	9.80	0.00	2.24	20.83
2006	20	5.57	0.57	1318.00	1642.30	0.00	311.30	8.60	8.17	0.00	2.19	18.97
2007	21	5.57	0.51	1440.00	1520.30	0.00	340.10	8.39	6.75	0.00	2.14	17.29
2008	22	5.57	0.46	1567.00	1393.30	0.00	354.00	8.15	5.52	0.00	1.98	15.67
2009	23	5.57	0.41	1699.00	1261.30	0.00	354.00	7.89	4.46	0.00	1.77	14.14
2010	24	5.57	0.36	1837.00	1123.30	0.00	354.00	7.62	3.55	0.00	1.58	12.76
2011	25	5.57	0.32	1863.20	1077.10	0.00	354.00	6.90	3.09	0.00	1.41	11.41
2012	26	5.57	0.29	1863.20	1077.10	0.00	354.00	6.16	2.76	0.00	1.26	10.19
2013	27	5.57	0.26	1863.20	1077.10	0.00	354.00	5.50	2.46	0.00	1.12	9.10
2014	28	5.57	0.23	1863.20	1077.10	0.00	354.00	4.91	2.20	0.00	1.00	8.12
2015	29	5.57	0.20	1863.20	1077.10	0.00	354.00	4.38	1.96	0.00	0.89	7.25
2016	30	5.57	0.18	1863.20	1077.10	0.00	354.00	3.91	1.75	0.00	0.80	6.47
2017	31	5.57	0.16	1863.20	1077.10	0.00	354.00	3.49	1.56	0.00	0.71	5.78
2018	32	5.57	0.14	1863.20	1077.10	0.00	354.00	3.12	1.40	0.00	0.64	5.16
2019	33	5.57	0.13	1863.20	1077.10	0.00	354.00	2.78	1.25	0.00	0.57	4.61
2020	34	5.57	0.11	1863.20	1077.10	0.00	354.00	2.48	1.11	0.00	0.51	4.11
2021	35	5.57	0.10	1863.20	1077.10	0.00	354.00	2.22	0.99	0.00	0.45	3.67
2022	36	5.57	0.09	1863.20	1077.10	0.00	354.00	1.98	0.89	0.00	0.40	3.28
2023	37	5.57	0.08	1863.20	1077.10	0.00	354.00	1.77	0.79	0.00	0.36	2.93
2024	38	5.57	0.07	1863.20	1077.10	0.00	354.00	1.58	0.70	0.00	0.32	2.61
2025	39	5.57	0.06	1863.20	1077.10	0.00	354.00	1.41	0.63	0.00	0.28	2.33
2026	40	5.57	0.05	1863.20	1077.10	0.00	354.00	1.26	0.56	0.00	0.25	2.08
2027	41	5.57	0.05	1863.20	1077.10	0.00	354.00	1.12	0.50	0.00	0.23	1.86
2028	42	5.57	0.04	1863.20	1077.10	0.00	354.00	1.00	0.45	0.00	0.20	1.66
2029	43	5.57	0.04	1863.20	1077.10	0.00	354.00	0.89	0.40	0.00	0.18	1.48
2030	44	5.57	0.03	1863.20	1077.10	0.00	354.00	0.80	0.35	0.00	0.16	1.32
2031	45	5.57	0.03	1863.20	1077.10	0.00	354.00	0.71	0.32	0.00	0.14	1.18
2032	46	5.57	0.03	1863.20	1077.10	0.00	354.00	0.63	0.28	0.00	0.13	1.05
2033	47	5.57	0.02	1863.20	1077.10	0.00	354.00	0.57	0.25	0.00	0.11	0.94
2034	48	5.57	0.02	1863.20	1077.10	0.00	354.00	0.50	0.22	0.00	0.10	0.84
2035	49	5.57	0.02	1863.20	1077.10	0.00	354.00	0.45	0.20	0.00	0.09	0.75
2036	50	5.57	0.01	1863.20	1077.10	0.00	354.00	0.40	0.18	0.00	0.08	0.67
2037	51	5.57	0.01	1863.20	1077.10	0.00	354.00	0.36	0.16	0.00	0.07	0.59
2038	52	5.57	0.01	1863.20	1077.10	0.00	354.00	0.32	0.14	0.00	0.06	0.53
2039	53	5.57	0.01	1863.20	1077.10	0.00	354.00	0.28	0.12	0.00	0.05	0.47
2040	54	5.57	0.01	1863.20	1077.10	0.00	354.00	0.25	0.11	0.00	0.05	0.42
2041	55	5.57	0.01	1863.20	1077.10	0.00	354.00	0.23	0.10	0.00	0.04	0.38
2042	56	5.57	0.00	1863.20	1077.10	0.00	354.00	0.20	0.09	0.00	0.04	0.34
2043	57	5.57	0.00	1863.20	1077.10	0.00	354.00	0.18	0.08	0.00	0.03	0.30
Total		766.39	245.49					198.21	175.99	6.85	47.71	428.78

C1: average net cost of useful salable energy and capacity  
 C2: average net cost of useful salable energy  
 C3: average net cost of total energy and capacity

## 7.2.2 供給上での電力及び電力量の分類

水力発電計画のサービス量および質を評価する場合、需要と供給の関係を考慮する必要がある。すなわち、発電所本来の能力である供給力を、需要に当てはめた場合の顕在化分と潜在化分に仕分けする必要がある。

### (1) 保証尖頭出力 ( Firm Peak Output : $P_F$ )

本発電所は日間調整式であるため、需要での日負荷の形態と日別河川流量によって保証出力が定まる。すなわち、保証流量時における保証尖頭出力は、次式で示される。

$$P_F = 9.8 \cdot \eta \cdot H_e \cdot Q_{LL} \cdot 24 \text{hr} / T_p$$

$$\text{但し、 } P_F \leq P_{MAX}$$

$\eta$  : Total Generation Efficiency

$H_e$  : Effective Head (m)

$Q_{LL}$  : Firm Discharge ( $\text{m}^3/\text{s}$ ) <sup>1)</sup>

$T_p$  : Equivalent Peak Duration Time (hr) <sup>2)</sup>

#### <sup>1)</sup> 保証流量 ( Firm Discharge : $Q_{LL}$ )

年間を通して保証される流量として、前述の第5章「水文と気象」において算定された計画ダム地点流量 ( $Q_d$ ) を用いて、1975～1985年の11ヶ年の年間流況の95% 流量の平均値を保証流量として採用した。

$$Q_{LL} = 87 \text{ m}^3/\text{s}$$

#### <sup>2)</sup> 等価ピーク継続時間 ( Equivalent Peak Duration Time : $T_p$ )

第2章で検討した将来の需要想定 (MW, MWh) にもとずき、1985年1月の実績日負荷曲線を参考に本計画の発電開始が必要となる1993/1994年度以降の各月最大需要発生日の日負荷曲線を求めた。( Fig. 7-2参照)

これを基に1993/94年度以降の増分消費電力量 (MWh) を増分負荷 (MW) で除して各月の所要等価ピーク継続時間を求める。Table 7-2 に示す通り、年最大負荷日である1月における等価ピーク継続時間は平均15.78時間であり、月別最大負荷日における平均は14.85時間であるので、これより等価ピーク継続時間は15時間とした。



Fig. 7-2 Estimated Daily Peak Load Duration Curve at January (1994 to 2006)

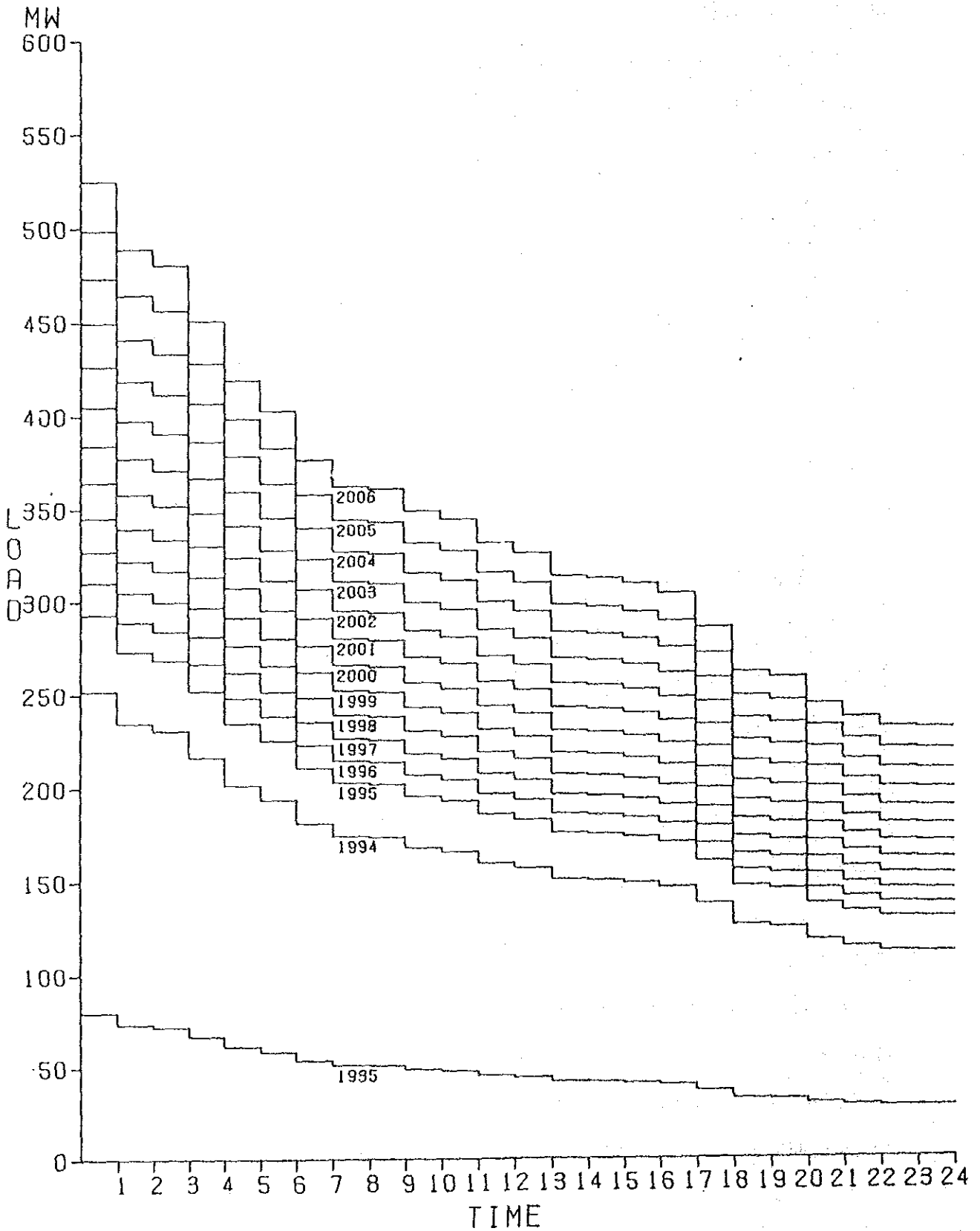


Table 7-2 Equivalent Peak Duration Time

DAILY PEAK LOAD (MW)	DAILY ENERGY CONSUMPTION (MWH)											
	JUL.	AUG.	SEP.	OCT.	NOV.	DEC.	JAN.	FEB.	MAR.	APR.	MAY.	JUN.
1985	64.9	68.9	67.0	69.9	71.5	74.2	79.7	79.5	77.6	73.7	73.3	71.9
1994	205.	218.	212.	221.	226.	234.	252.	251.	245.	233.	232.	227.
1995	239.	253.	246.	257.	263.	273.	293.	292.	285.	271.	270.	264.
1996	253.	268.	261.	272.	278.	289.	310.	309.	302.	287.	285.	280.
1997	267.	283.	275.	287.	293.	305.	327.	326.	318.	302.	301.	295.
1998	281.	298.	290.	303.	310.	321.	345.	344.	336.	319.	318.	311.
1999	297.	315.	306.	319.	327.	339.	364.	363.	355.	337.	335.	329.
2000	313.	332.	323.	337.	344.	357.	384.	383.	374.	358.	356.	346.
2001	330.	350.	340.	355.	363.	377.	405.	404.	394.	374.	373.	365.
2002	348.	369.	358.	374.	383.	397.	426.	425.	415.	394.	393.	385.
DAILY ENERGY CONSUMPTION (MWH)												
1985	830.	871.	819.	832.	902.	1056.	1144.	1110.	1068.	942.	882.	882.
1994	3076.	3184.	3048.	3083.	3268.	3684.	3938.	3863.	3725.	3378.	3162.	3215.
1995	3585.	3711.	3552.	3593.	3808.	4291.	4586.	4477.	4339.	3936.	3685.	3747.
1996	3797.	3929.	3762.	3805.	4032.	4542.	4855.	4739.	4593.	4167.	3902.	3967.
1997	4006.	4146.	3969.	4015.	4255.	4793.	5123.	5000.	4847.	4397.	4117.	4187.
1998	4231.	4378.	4192.	4240.	4493.	5050.	5408.	5279.	5117.	4663.	4348.	4421.
1999	4465.	4620.	4424.	4474.	4741.	5339.	5707.	5570.	5399.	4899.	4588.	4665.
2000	4707.	4871.	4684.	4718.	4998.	5630.	6017.	5873.	5693.	5166.	4837.	4918.
2001	4960.	5133.	4914.	4971.	5267.	5932.	6340.	6189.	5999.	5443.	5097.	5182.
2002	5225.	5405.	5175.	5234.	5566.	6248.	6678.	6518.	6318.	5732.	5387.	5458.
EQUIVALENT PEAK DURATION TIME (HOURS)												
1994	14.97	15.06	14.82	14.17	14.59	15.56	15.80	15.46	15.35	14.68	13.76	14.58
1995	15.02	14.90	14.57	14.16	14.69	15.60	15.81	15.45	15.23	14.61	13.96	14.19
1996	15.00	14.80	14.62	14.12	14.73	15.62	15.80	15.43	15.37	14.77	13.84	14.29
1997	15.20	14.93	14.67	14.11	14.58	15.82	15.81	15.44	15.30	14.71	13.79	14.56
1998	15.10	14.80	14.64	14.19	14.58	15.76	15.79	15.62	15.22	14.63	13.84	14.28
1999	15.10	14.80	14.56	14.09	14.66	15.82	15.75	15.38	15.26	14.66	13.73	14.31
2000	15.07	14.77	14.58	14.09	14.59	15.72	15.70	15.33	15.26	14.63	13.72	14.23
2001	15.01	14.71	14.57	14.06	14.51	15.73	15.75	15.37	15.25	14.62	13.70	14.20
2002	15.06	14.84	14.63	14.12	14.62	15.70	15.78	15.41	15.28	14.66	13.79	14.27
AVERAGE	15.06	14.84	14.63	14.12	14.62	15.70	15.78	15.41	15.28	14.66	13.79	14.27

(2) 年間可能発生電力量 ( Available Energy Production :  $E_T$  )

1975~1985年の11ヶ年の計画ダム地点の日別流量を用いて算定された、発電所端における年間の総発生電力量の平均値。

(3) 年間保証電力量 ( Firm Energy :  $E_L$  )

ネパール国内需要に対応するため、年間を通して保証し得る電力量として、Firm Energy を算定する。その場合の発電使用水量は、先に(1)で述べた保証流量を上限とする。

(4) 2次電力量 ( Secondary Energy :  $E_S$  )

可能発生電力量から年間保証電力量を差し引いた残りの電力量を2次電力量とする。

### 7.2.3 需要上での電力及び電力量の分類

(1) 有効電力 ( Useful Capacity :  $P_{UY}$  )

評価上のkW値に相当する電力を有効電力とする。有効電力は各歴年における増分kW需要とその時点での本発電所の保証尖頭出力 ( $P_T$ ) の内、どちらか小さい値が計上される。すなわち、保証尖頭出力の内の需給上の顕在化分を有効電力とする。

(2) 消費可能電力量 ( Salable Energy )

(i) 国内需要分 ( Salable Domestic Energy :  $E_{ADY}$  )

国内における増分kWh 需要にたいして年間保証電力量が充当される。年間保証電力量から消費可能電力量を差し引いた残りの量は、輸出しない場合は余剰電力として計上する。

(ii) 輸出分 ( Salable Export Energy :  $E_{AEY}$  )

本計画における輸出電力量の基本的な位置付けは、供給量の内国内需要量を優先させ、残りの余剰電力を充当するものである。それらの電力量は輸入する側でどの様に消費されるかは不明であり、それによる便益を正確に評価することが困難であることは既に述べた通りである。

(3) 余剰電力量 ( Surplus Energy :  $E_{SY}$  )

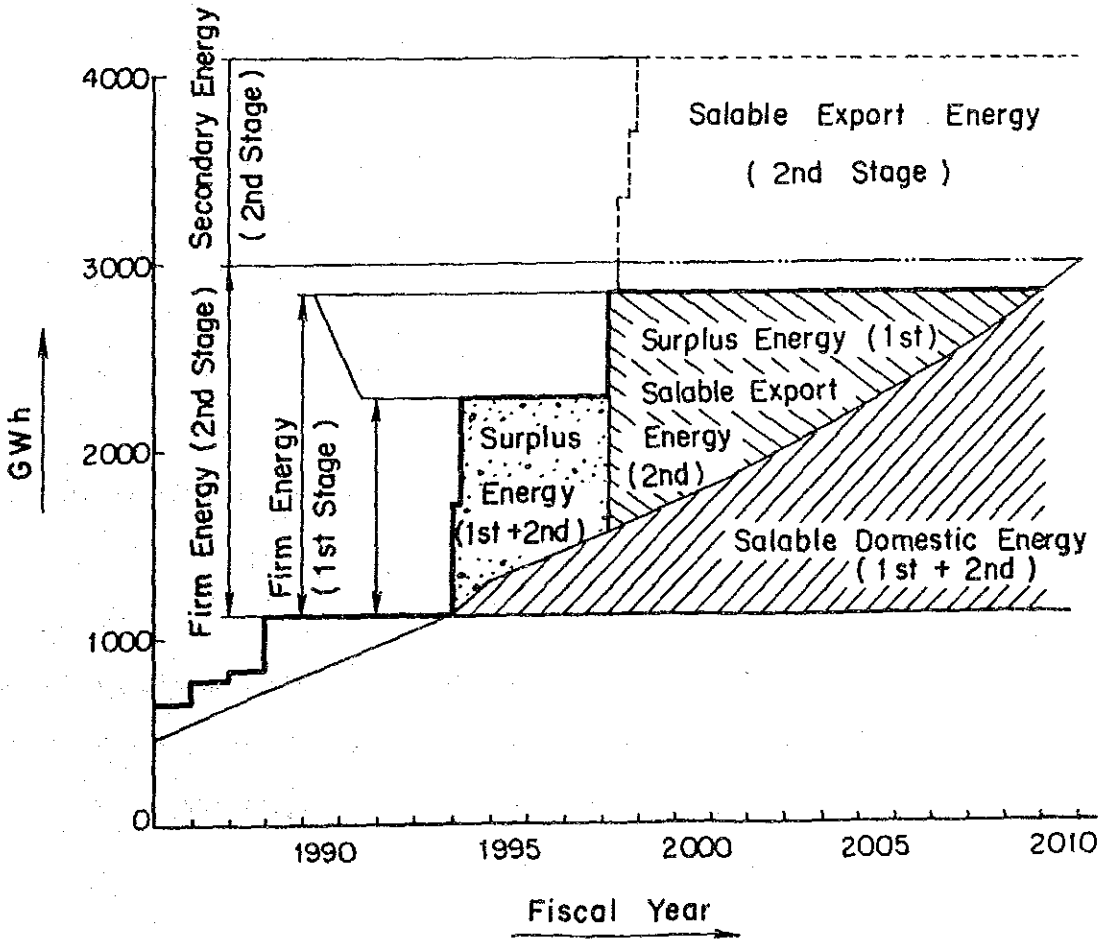
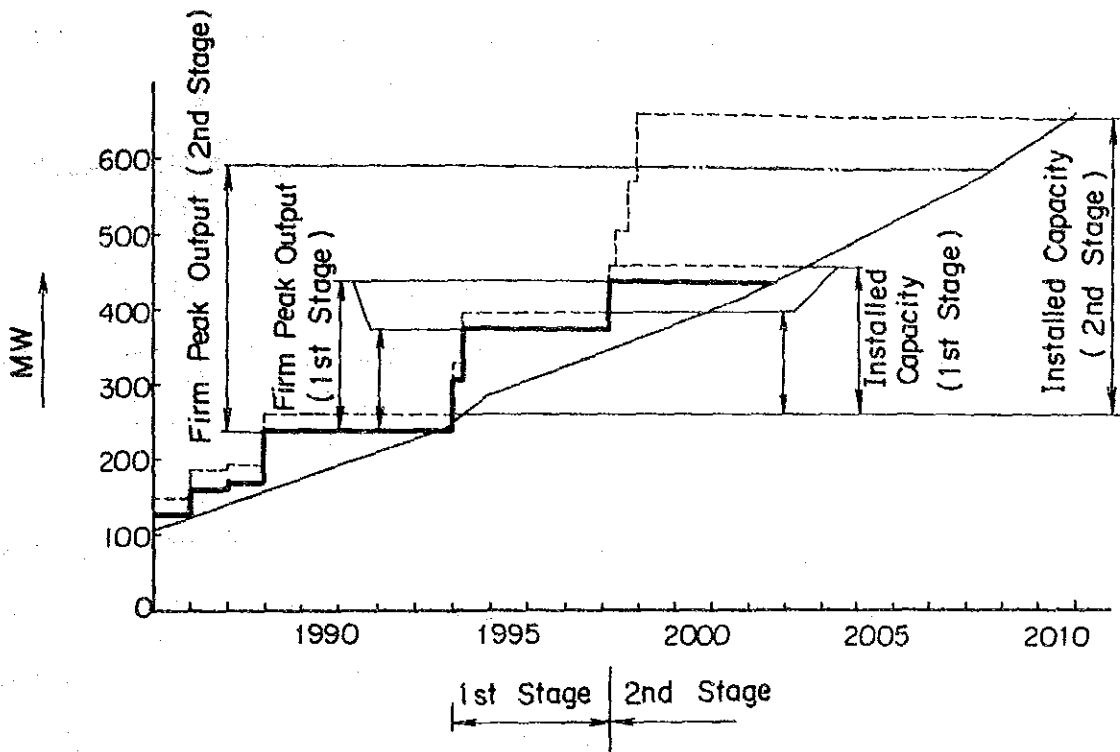
(i) 輸出しない場合 ( Csse I、II )

年間可能発生電力量から国内消費可能電力量を差し引いた残りの電力量とする。

(ii) 輸出する場合 ( Csse III )

年間可能発生電力量から国内消費可能電力量を差し引いた残りの電力量の内、2期工事分の発電機が運開するまでの期間。なお、Fig. 7-3 にここで定義した電力と電力量の概念図を示す。

Fig. 7-3 Typical Chart of Demand and Sales



#### 7.2.4 電力量計算

前述の7.2.2および7.2.3において定義された電力および電力量を下記に示す基礎資料とFig. 7-4に示す計算方法に従って算定する。

なお、需給バランスの計算期間は1993年～2010年とするが、それ以降は一定となるため経済評価上は2010年の値を用いた。

流量資料：ダム地点流入量 1975年1月1日～1985年12月31日の11ヶ年間の日別流量

(第5章 水文と気象 参照)

電力需要資料：第2章で検討された1993年～2010年の値

Table 7-3(1)に輸出しない場合を、Table 7-3(2)に輸出する場合の需給バランスシートの例を示す。

#### 7.2.5 便益単価

アルン3発電所の便益を評価するための便益単価は12%の割引率で算定されている所の"Long Run Marginal Costs of Electricity Generation in Nepal" Report No.3/2/301284/1/2 Seq.211. Prepared by the WERDP in Dec. 1984から採用した。なお工事単価と計算時点を合わせるため、年6%の物価エスカレーションを考慮して1986年時点に換算してある。ただし、輸出分の便益単価はNEA予測単価を採用した。

##### Value of Generation Components

Generation Capacity	68	US\$/kW/Yr
Firm Energy	0.063	US\$/kWh/Yr
Export Energy	0.048	US\$/kWh/Yr
Surplus Energy	0.005	US\$/kWh/Yr

#### 7.2.6 費用

発電計画評価に使用した各検討ケースの費用は建設工事費および運転維持費(O&M)から成る。

##### (1) 建設工事費

建設工事費はアクセス道路、準備工事を含む土木設備、水力機器、電気機器および送変電設備のカテゴリーから成り、これにエンジニアリングおよび管理費、補償費を含む予備費を加えて総工事費とした。なお、建設中利子および輸入税は除外した。

建設工事費は1986年6月時点で示す。



Table 7-3 (1) Power/Energy Demand & Sales Case I-80, II-80

P<sub>max.</sub> = 201.0MW N = 3

Year	System Demand				Supply Capacity				Project Sales			
	Total Energy Demand (GWH)	Incremental Energy Demand (GWH)	Total Peak Demand (MW)	Incremental Peak Demand (MW)	Firm Energy (GWH/Yr)	Secondary Energy (GWH/Yr)	Total Energy (GWH/Yr)	Firm Peak Output (MW)	Saleable Energy (GWH/Yr)	Surplus Energy (GWH/Yr)	Useful Capacity (MW)	
1987	635.0		141.1									
1988	710.0		157.7									
1989	787.0		177.4									
1990	870.0		196.3									
1991	946.0		213.3									
1992	1038.0		233.8									
1993	1128.0		241.0									
1994	1307.0	179.0	293.0	52.0	1159.7	0.0	1159.7	134.0	179.0	980.7	52.0	
1995	1384.0	256.0	310.0	69.0	1159.7	0.0	1159.7	134.0	256.0	903.7	69.0	
1996	1461.0	333.0	327.1	86.1	1159.7	0.0	1159.7	134.0	333.0	826.7	86.1	
1997	1543.0	415.0	345.2	104.2	1159.7	0.0	1159.7	134.0	415.0	744.7	104.2	
1998	1628.0	500.0	364.2	123.2	1159.7	0.0	1159.7	134.0	500.0	659.7	123.2	
1999	1716.0	588.0	384.0	143.0	1721.6	0.0	1721.6	201.0	588.0	1133.6	143.0	
2000	1808.0	680.0	404.7	163.7	1721.6	0.0	1721.6	201.0	680.0	1041.6	163.7	
2001	1904.0	776.0	426.4	185.4	1721.6	0.0	1721.6	201.0	776.0	945.6	185.4	
2002	2004.0	876.0	449.3	208.3	1721.6	0.0	1721.6	201.0	876.0	845.6	201.0	
2003	2108.0	980.0	473.3	232.3	1721.6	0.0	1721.6	201.0	980.0	741.6	201.0	
2004	2217.0	1089.0	498.5	257.5	1721.6	0.0	1721.6	201.0	1089.0	632.6	201.0	
2005	2329.0	1201.0	524.8	283.8	1721.6	0.0	1721.6	201.0	1201.0	520.6	201.0	
2006	2446.0	1318.0	552.3	311.3	1721.6	0.0	1721.6	201.0	1318.0	403.6	201.0	
2007	2568.0	1440.0	581.1	340.1	1721.6	0.0	1721.6	201.0	1440.0	281.6	201.0	
2008	2695.0	1567.0	611.5	370.5	1721.6	0.0	1721.6	201.0	1567.0	154.6	201.0	
2009	2827.0	1699.0	642.5	401.5	1721.6	0.0	1721.6	201.0	1699.0	22.6	201.0	
2010	2965.0	1837.0	675.3	434.3	1721.6	0.0	1721.6	201.0	1721.6	0.0	201.0	
2011	3109.0	1981.0	709.4	468.4	1721.6	0.0	1721.6	201.0	1721.6	0.0	201.0	
2012	3258.0	2130.0	745.0	504.0	1721.6	0.0	1721.6	201.0	1721.6	0.0	201.0	
2013	3413.0	2285.0	782.1	541.1	1721.6	0.0	1721.6	201.0	1721.6	0.0	201.0	
2014	3574.0	2446.0	820.7	579.7	1721.6	0.0	1721.6	201.0	1721.6	0.0	201.0	

Table 7-3 (2) Power/Energy Demand & Sales Case III-160

Pmax. = 402.0MW N= 6

Year	System Demand				Supply Capacity				Project Sales			
	Total Energy Demand (GWH)	Incremental Energy Demand (GWH)	Total Peak Demand (MW)	Incremental Peak Demand (MW)	Firm Energy (GWH/Yr)	Secondary Energy (GWH/Yr)	Total Energy (GWH/Yr)	Firm Peak Output (MW)	Salable Energy (GWH/Yr)	Surplus Energy (GWH/Yr)	Useful Capacity (MW)	
1987	635.0		141.1									
1988	710.0		157.7									
1989	787.0		177.4									
1990	870.0		196.3									
1991	946.0		213.3									
1992	1038.0		233.8									
1993	1128.0		241.0									
1994	1307.0	179.0	293.0	52.0	1159.7	0.0	1159.7	134.0	179.0	980.7	52.0	
1995	1384.0	256.0	310.0	69.0	1159.7	0.0	1159.7	134.0	256.0	903.7	69.0	
1996	1461.0	333.0	327.1	86.1	1159.7	0.0	1159.7	134.0	333.0	826.7	86.1	
1997	1543.0	415.0	345.2	104.2	1159.7	0.0	1159.7	134.0	415.0	744.7	104.2	
1998	1628.0	500.0	364.2	123.2	1159.7	0.0	1159.7	134.0	500.0	659.7	123.2	
1999	1716.0	588.0	384.0	143.0	1863.2	1097.1	2960.3	354.0	588.0	2372.3	143.0	
2000	1808.0	680.0	404.7	163.7	1863.2	1097.1	2960.3	354.0	680.0	2280.3	163.7	
2001	1904.0	776.0	426.4	185.4	1863.2	1097.1	2960.3	354.0	776.0	2184.3	185.4	
2002	2004.0	876.0	449.3	208.3	1863.2	1097.1	2960.3	354.0	876.0	2084.3	208.3	
2003	2108.0	980.0	473.3	232.3	1863.2	1097.1	2960.3	354.0	980.0	1980.3	232.3	
2004	2217.0	1089.0	498.5	257.5	1863.2	1097.1	2960.3	354.0	1089.0	1871.3	257.5	
2005	2329.0	1201.0	524.8	283.8	1863.2	1097.1	2960.3	354.0	1201.0	1759.3	283.8	
2006	2446.0	1318.0	552.3	311.3	1863.2	1097.1	2960.3	354.0	1318.0	1642.3	311.3	
2007	2568.0	1440.0	581.1	340.1	1863.2	1097.1	2960.3	354.0	1440.0	1520.3	340.1	
2008	2695.0	1567.0	611.5	370.5	1863.2	1097.1	2960.3	354.0	1567.0	1393.3	354.0	
2009	2827.0	1699.0	642.5	401.5	1863.2	1097.1	2960.3	354.0	1699.0	1261.3	354.0	
2010	2965.0	1837.0	675.3	434.3	1863.2	1097.1	2960.3	354.0	1837.0	1123.3	354.0	
2011	3109.0	1981.0	709.4	468.4	1863.2	1097.1	2960.3	354.0	1981.0	1097.1	354.0	
2012	3258.0	2130.0	745.0	504.0	1863.2	1097.1	2960.3	354.0	2130.0	1097.1	354.0	
2013	3413.0	2285.0	782.1	541.1	1863.2	1097.1	2960.3	354.0	2285.0	1097.1	354.0	
2014	3574.0	2446.0	820.7	579.7	1863.2	1097.1	2960.3	354.0	2446.0	1097.1	354.0	



## (2) 運転維持費

運転維持費は上記のカテゴリーの工事費に対して、以下の比率で計上した。ただし設備更新費は本検討では除外した。

土木設備	.....	1 %
水力機器	.....	2 %
電気機器	.....	2 %
送変電設備	.....	1.5 %

## (3) 費用

各検討ケースに対する費用の内訳をTable 7-4 (1)、(2) および年度別の費用の例をTable 7-5、(1)、(2)、(3)に示す。

## 7.3 最適開発規模

### 7.3.1 Case 1 (国内需要のみ対象)

#### (1) 最大使用水量

Table 7-6 (1)に示す様に最大使用水量を $60\text{m}^3/\text{s}$ ~ $100\text{m}^3/\text{s}$ に変化させた場合の5ケースについて検討を行った。Fig. 7-5 に最大使用水量を変化させた場合の費用と便益の関係を示す。なお、発電所はPikhuwa地点、取水位は標高840m、水路は1条とした。

その結果、最適規模は $80\text{m}^3/\text{s}$ 前後となり、その出力は約200MWとなる。

Fig. 7-5 に示す通り、便益曲線は大きく2つの曲線に分けられる。すなわち、0~ $80\text{m}^3/\text{s}$ 前後の急激な伸びの区間とそれ以降の緩やかな区間である。保証流量が $87\text{m}^3/\text{s}$ なので始めの区間は国内消費可能電力量によるkWh 価値およびkW価値が大きく寄与していると考えられる。

概していえば、便益曲線は最大使用水量が大きい程、単位当たりの増分便益は小さくなるという特性をもっている。一方、費用曲線においては、電気機器と導水路工事費が主な変動要素であるが、使用水量と機器の容量及びトンネル径の関係はほぼ比例するため曲線勾配はほぼ一定となる。但し、 $90\text{m}^3/\text{s}$ 案以上では、水車台数を4台としたために費用が増加し、その分若干傾向が異なっている。

#### (2) 基準取水位

Table 7-6(2)、Fig. 7-6に発電所をPikhuwa、最大使用水量を $80\text{m}^3/\text{s}$ とした場合の取水ダム高を変化させた4ケースを示す。

便益曲線はほぼ直線に近い曲線を示しているが、費用曲線は基準取水位が840m以上に

Table 7-4 (1) Construction Cost (Case I)

	I-60	I-70	I-80	I-90	I-100	I-80-830	I-80-855	I-80-875	I-80-S	I-80-K
Installed Capacity (MW)	149.4	174.9	201	224.8	250.4	193.8	211.2	223.6	149.1	211.8
1. Civil Works										
1-1 Access Road	39000	39000	39000	39000	39000	39000	39000	39000	39000	39000
1-2 Preparatory Works	9700	9700	9700	9700	9700	9700	9700	9700	9700	9700
1-3 Diversion & Cofferdam	10752	10752	10752	10752	10752	10752	10752	10752	10752	10752
1-4 Dam & Spillway	26400	26400	26400	26400	26400	19800	39999	78728	26400	26400
1-5 Intake & Desilting Basin	10200	11600	12632	14450	16000	12632	15532	17675	12632	12632
1-6 Headrace & Surge Tank	32500	36000	38424	43050	46000	38424	38424	38646	24773	40725
1-7 Penstock	2310	2560	2728	3060	3270	2728	2810	3002	2350	4469
1-8 Powerhouse & Switchyard	12510	14150	15769	18430	20520	15769	16242	18356	12532	17744
1-9 Tailrace Tunnel	2830	3140	3345	3750	4000	3345	3345	3345	3345	3345
Sub Total	146202	153302	158750	168592	175642	152150	175804	219204	141484	164767
2. Hydraulic Equipment	7130	7900	8674	9490	10400	8485	9680	10624	7277	13122
3. Electromechanical Facilities	34200	36100	38400	44700	46200	38100	39300	44700	33080	38990
4. Transmission Line & Substation	87500	87500	87500	87500	101400	87500	87500	87500	87500	87500
5. Total Cost (1+2+3+4)	273032	284802	293324	310282	333642	286235	312284	362028	269341	304379
6. Engineering & Administration 5 X 7.5%	20627	21360	21999	23271	25023	21468	23421	27152	20201	22828
7. Physical Contingency 1 X 15% + (2+3+4+6) X 10%	36876	38281	39470	41785	44649	38378	42361	49878	36028	40959
Grand Total (5+6+7)	332535	344443	354793	375338	403314	346081	378066	439058	325570	368166

Table 7-4 (2) Construction Cost (Case II, III)

	II-60	II-70	II-80	II-90	II-100	II-120	II-140	II-160	II-180	II-200
Installed Capacity (MW)	149.4	174.9	201	224.8	250.4	298.8	349.8	402	449.6	500.8
1. Civil Works										
1-1 Access Road	39000	39000	39000	39000	39000	39000	39000	39000	39000	39000
1-2 Preparatory Works	9700	9700	9700	9700	9700	9700	9700	9700	9700	9700
1-3 Diversion & Cofferdam	10752	10752	10752	10752	10752	10752	10752	10752	10752	10752
1-4 Dam & Spillway	26400	26400	26400	26400	26400	26400	26400	26400	26400	26400
1-5 Intake & Desilting Basin	20400	23200	25263	28900	32000	20400	23200	25263	28900	32000
1-6 Headrace & Surge Tank	32500	36000	38424	43050	46000	65000	72000	76847	86100	92000
1-7 Penstock	3822	4078	4373	5015	5260	6457	6900	7405	8486	8900
1-8 Powerhouse & Switchyard	18210	19541	21467	23702	25254	22765	24372	25920	29398	31272
1-9 Tailrace Tunnel	3747	4092	4365	4928	5282	5036	5500	5860	6624	7100
Sub Total	164531	172763	179744	191447	199648	205510	217824	227147	245360	257124
2. Hydraulic Equipment	7720	8399	9554	10771	12062	12226	13300	15128	17056	19100
3. Electromechanical Facilities	34200	36100	38400	44700	46200	61200	64800	69400	82900	86500
4. Transmission Line & Substation	87500	87500	87500	87500	101400	107000	107000	107000	107000	107000
5. Total Cost (1+2+3+4)	293951	304762	315198	334418	359310	385936	402924	418675	452316	469724
6. Engineering & Administration 5 × 7.5%	22046	22857	23640	25081	26948	28945	30219	31401	33924	35229
7. Physical Contingency 1 × 15% + (2+3+4+6) × 10%	39826	41400	42871	45522	48608	51764	54206	56365	60892	63352
Grand Total (5+6+7)	355823	369019	381709	405021	434866	466645	487349	506441	547132	568305

Table 7-5 (1) Disbursement Schedule Case I-80

13 years  
201 M

Construction Period T= Maximum Output P=

Unit: 1,000 US\$

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21		
	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007		
Installed Capacity (MW)	201	0	0	0	0	0	0	134	134	134	134	134	201	201	201	201	201	201	201	201	201		
1. Civil Works	3900	13650	13650	3900	3900	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
I-1 Access Road	9700	0	2231	1697	1940	766	1270	523	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
I-2 Preparatory Works	10752	0	0	4300	4300	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
I-3 Diversion & Cofferdam	26400	0	0	2640	7920	7920	5280	2640	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
I-4 Dam & Spillway	12632	0	0	0	2526	3789	3789	2526	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
I-5 Intake & Desilting Basin	38424	0	0	0	3842	7684	11527	3842	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
I-6 Headrace & Surge Tank	2728	0	0	272	818	818	545	272	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
I-7 Penstock	15769	0	0	1576	3153	4730	4730	788	0	0	0	473	315	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
I-8 powerhouse & Switchyard	3345	0	0	0	669	1672	1003	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
I-9 Tailrace Tunnel	158750	3900	15881	17497	18472	31739	28147	10593	0	0	0	473	315	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Sub Total	8674	0	0	0	867	1734	3469	2602	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
2. Hydraulic Equipment	38400	0	0	0	0	11596	8716	5798	0	0	4684	3763	921	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
3. Electromechanical Facilities	87500	0	0	0	0	7875	47337	23712	0	0	0	5162	3412	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
4. Transmission Line & Substation	293324	3900	15881	17498	18473	35525	87671	42707	0	0	4685	9399	4649	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
5. Total Cost (1+2+3+4)	21999	293	1191	1312	1385	2664	6575	3203	0	0	351	705	349	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
6. Engineering & Administration 5x7.5%	39470	614	2501	2756	2909	5406	7277	10832	5121	0	504	1034	516	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
7. Physical Contingency 1x15% + (2+3+4+6)x10%	354793	4807	19573	21566	22767	43595	64183	105078	51031	0	5540	11138	5514	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Grand Total (5+6+7)	3841	0	0	0	0	0	0	2561	2561	2561	2561	2561	3841	3841	3841	3841	3841	3841	3841	3841	3841	3841	
G & M Cost	358634	4807	19573	21566	22767	43595	64183	105078	53992	2561	8101	13699	9355	3841	3841	3841	3841	3841	3841	3841	3841	3841	3841
Total (Grand Total + O&M Cost)																							

Table 7-5 (2) Disbursement Schedule Case II-80

Installed Capacity (MW)	Const. Cost 1,000 US\$	Construction Period T=													Unit: 1,000 US\$							
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13		14	15	16	17	18	19	20
		1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007
1. Civil Works																						
I-1 Access Road	39000	3900	13650	3900	3900	3900	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
I-2 Preparatory Works	9700	0	2231	1697	1940	766	1270	1270	523	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
I-3 Diversion & Cofferdam	10752	0	0	2150	4300	4300	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
I-4 Dam & Spillway	26400	0	0	0	2640	7920	7920	5280	2640	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
I-5 Intake & Desilting Basin	25253	0	0	0	0	5052	7578	7578	5052	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
I-6 Headrace & Surge Tank	38424	0	0	0	3842	7684	11527	11527	3842	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
I-7 Penstock	4373	0	0	0	437	1311	1311	874	437	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
I-8 Powerhouse & Switchyard	21467	0	0	0	2146	4293	6440	6440	1073	0	0	0	644	429	0	0	0	0	0	0	0	0
I-9 Tailrace Tunnel	4365	0	0	0	0	873	2182	1309	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Sub Total	179744	3900	15881	17497	19237	36102	38231	34281	13569	0	0	0	644	429	0	0	0	0	0	0	0	0
2. Hydraulic Equipment	9554	0	0	0	0	955	1910	3821	2866	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3. Electromechanical Facilities	38400	0	0	0	0	2918	11596	8716	5798	0	0	4684	3763	921	0	0	0	0	0	0	0	0
4. Transmission Line & Substation	87300	0	0	0	0	0	7875	47337	23712	0	0	0	5162	3412	0	0	0	0	0	0	0	0
5. Total Cost (1+2+3+4)	315198	3900	15881	17498	19207	39977	59614	94157	45947	0	0	4685	9570	4763	0	0	0	0	0	0	0	0
6. Engineering & Administration 5x7.5%	23640	293	1191	1312	1441	2998	4471	7062	3446	0	0	351	718	357	0	0	0	0	0	0	0	0
7. Physical Contingency 1x15% + (2+3+4+6)x10%	42871	614	2501	2756	3025	6105	8323	11836	5618	0	0	504	1061	534	0	0	0	0	0	0	0	0
Grand Total (5+6+7)	391709	4807	19573	21566	23673	49078	72405	113055	53011	0	0	5540	11349	5654	0	0	0	0	0	0	0	0
O & M Cost	4069	0	0	0	0	0	0	0	2713	2713	2713	2713	2713	4069	4069	4069	4069	4069	4069	4069	4069	4069
Total (Grand Total + O&M Cost)	395778	4807	19573	21566	23673	49078	72405	113055	57724	2713	2713	2713	2713	14062	9723	4069	4069	4069	4069	4069	4069	4069

Table 7-5 (3) Disbursement Schedule Case III-160

Construction Period T= 13 years  
Maximum Output P= 402 MW

Unit: 1,000 US\$

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21
	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007
Const. Cost 1,000 US\$	3900	13650	13650	3900	3900	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Installed Capacity (MW)	0	0	0	0	0	0	0	134	134	134	134	134	402	402	402	402	402	402	402	402	402
1. Civil Works																					
1-1 Access Road	3900	13650	13650	3900	3900	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1-2 Preparatory Works	0	2231	1697	1940	765	1270	1270	523	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1-3 Diversion & Cofferdam	0	0	2150	4300	4300	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1-4 Dam & Spillway	26400	0	0	2640	7920	7920	5280	2640	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1-5 Intake & Desilting Basin	25263	0	0	0	5052	7578	7578	5052	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1-6 Headrace & Surge Tank	76847	0	0	3842	7684	11527	11527	7684	7684	11527	11527	3842	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1-7 Penstock	7405	0	0	444	1332	1332	888	444	0	888	1184	888	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1-8 Powerhouse & Switchyard	25920	0	0	2151	4302	6454	6454	1114	0	0	2851	2332	259	0	0	0	0	0	0	0	0
1-9 Tailrace Tunnel	5860	0	0	0	867	2168	1300	0	0	0	761	761	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Sub Total	227147	3900	15881	17497	19218	36127	38251	34300	17459	7684	12415	7825	259	0	0	0	0	0	0	0	0
2. Hydraulic Equipment	15128	0	0	0	953	1906	3812	2859	0	0	3025	2571	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3. Electromechanical Facilities	69400	0	0	0	2914	11589	8675	5829	0	0	20195	16179	4025	0	0	0	0	0	0	0	0
4. Transmission Line & Substation	107000	0	0	0	0	7918	47294	23647	0	0	16906	11295	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5. Total Cost (1+2+3+4)	3900	15881	17498	19219	39995	59666	94082	49796	7685	12416	56452	37803	4284	0	0	0	0	0	0	0	0
6. Engineering & Administration 5x7.5%	31401	293	1191	1312	3000	4475	7056	3735	576	931	4234	2835	321	0	0	0	0	0	0	0	0
7. Physical Contingency 1 x 15% + (2+3+4+6) x 10%	56365	614	2501	2756	6106	8927	11829	6226	1210	1955	6885	4455	474	0	0	0	0	0	0	0	0
Grand Total (5+6+7)	506441	4807	19573	21566	23687	49101	72468	112967	9471	15302	67571	45093	5079	0	0	0	0	0	0	0	0
O & M Cost	5567	0	0	0	0	0	0	1856	1856	1856	1856	1856	5567	5567	5567	5567	5567	5567	5567	5567	5567
Total (Grand Total + O&M Cost)	512008	4807	19573	21566	23687	49101	72468	112967	61613	11527	17158	46949	10646	5567	5567	5567	5567	5567	5567	5567	5567

なると勾配が少しくつくなる。これはダム軸右岸の標高850m以上に崩壊地が有りその処理の費用、およびKhoktak Kholaを縦断する沈砂池の構造の変化によるものである。

以上の便益曲線と費用曲線の関係から、基準取水水位は標高840mが最適となった。

### (3) 発電所位置

Table 7-6 (3)、Fig. 7-7に示す様に、基準取水水位を840m、最大使用水量を  $80\text{m}^3/\text{s}$  とした場合の発電所地点を上流より、Solakhani、Pikhuwa そして Kaguwa の3地点について比較検討を行った。その結果、Solakhani 地点は下流の他の2ケースよりも明らかに経済性が劣る事が判る。Pikhuwa とKaguwaの比較においては、落差増による便益増と規模増大及び地形地質の違いによる費用の増分の関係がほぼ並行しているが、B-C の値は、Pikhuwa 地点の方がわずかに有利である。従って発電所位置は地質条件が良いことも考慮してPikhuwa とする。

### 7.3.2 Case II (段階開発、第1段階、国内需要用)

本ケースは、Case I に将来輸出を対象とした増設工事(2期工事)を行うことを前提にその一部を先行して施工するというものである。先行施工される設備としては2期工事として分離施工すれば、既設工作物の安全に支障をきたすと思われる取水口、沈砂池、発電所、放水口といったものを対象とした。なお検討事項は最大使用水量のみとし、発電所位置及び取水水位はCase I で得られた最適案であるPikhuwa 地点及び標高 840mに固定した。結果をTable 7-6 (1)、Fig. 7-5 に示す。

便益曲線は、Case I と共通であり、また費用曲線はCase I の線とほぼ平行している。その結果、純便益(B-C)の最適点もCase I と同様  $80\text{m}^3/\text{s}$  となった。Case I とIIのB-C曲線の差は、電力輸出用設備の先行工事分に他ならないが、Case IIの意味するところは、1期工事の完了後、仮に将来輸出の見込みがたたず、増設計画が中断しても経済的には十分成立するというを示している。

### 7.3.3 Case III (段階開発、第2段階、輸出考慮)

Case III は7.1で述べたように様々の仮定から成り立っているため、ここで得られる便益、費用ともに不確定な要素を多分に含んでいる。特に便益では、輸出相手国との売電契約が成立して始めて輸出量、輸出単価が決定されるが、本スタディでは可能な限り経済性を追求するという観点から、余剰電力はすべて輸出に供せるという前提に基づいて検討を行った。Fig. 7-5 とFig. 7-8 を比較すると輸出を考慮した場合の方が格段に経済性が優れている。Fig. 7-8 の便益曲線が使用水量  $160\text{m}^3/\text{s}$  と  $180\text{m}^3/\text{s}$  の間でギャップ

が生じているが、この理由は、 $180\text{m}^3/\text{s}$ 以上になると単機出力の制約から機器台数を6台から8台に増加させなければならず、その結果、運開時期が1年遅れることに起因している。この結果は一方で、輸出を考慮した場合には1年でも早く運開した方がより一層大きな便益が得られることを示唆している。このような便益曲線のギャップより、同図ではB-Cの最適点が $160\text{m}^3/\text{s}$ となり、ちょうどCase I、IIで得られた最適案 $80\text{m}^3/\text{s}$ の倍となっている。これは1、2期工事の工事計画の整合を計る上で極めて好都合な結果となっている。

#### 7.3.4 最適開発規模

以上の検討より本スタディでは次の2段階開発を最適案として採用し、以下この案に沿って詳細検討を進めていくことにする。

	最大使用水量	最大出力	発電所位置	基準取水位
1期工事	$80\text{m}^3/\text{s}$	201MW	Pikhuwa	840m
1、2期工事	$160\text{m}^3/\text{s}$	402MW	Pikhuwa	840m



Table 7-6 (1) Study of Development Scale (1-4: Maximum Discharge)

CASE	Unit	I - 60	I - 70	I - 80	I - 90	I - 100	II - 60	II - 70	II - 80	II - 90	II - 100
Power House Site	-										
Intake Water Level	m	840.0	840.0	840.0	840.0	840.0	840.0	840.0	840.0	840.0	840.0
Max. discharge	m <sup>3</sup> /s	60.0	70.0	80.0	90.0	100.0	80.0	70.0	80.0	90.0	100.0
<u>Power Facilities</u>											
Dam Height	m	65	65	65	65	65	65	65	65	65	65
Tunnel D X L X n	m km n	6.3x11.3x1	5.6x11.3x1	7.0x11.3x1	7.4x11.3x1	7.7x11.3x1	6.3x11.3x1	6.6x11.3x1	7.0x11.3x1	7.4x11.3x1	7.7x11.3x1
Pensstock Number	n	1~3	1~3	1~3	1~4	1~4	1~3	1~3	1~3	1~4	1~4
Turbine Unit No.	n	3	3	3	4	4	3	3	3	4	4
<u>Power Generating Plan</u>											
Intake Level	m	840.0	840.0	840.0	840.0	840.0	840.0	840.0	840.0	840.0	840.0
Tailrace Level	m	538.0	538.0	538.0	538.0	538.0	538.0	538.0	538.0	538.0	538.0
Effective Head	m	288.0	288.0	288.0	288.0	288.0	288.0	288.0	288.0	288.0	288.0
Max. Discharge	m <sup>3</sup> /s	60.0	70.0	80.0	90.0	100.0	60.0	70.0	80.0	90.0	100.0
Installed Capacity ( P X n )	MW n	149.4 (49.8 X 3)	174.9 (58.3 X 3)	201.0 (67.0 X 3)	224.8 (56.2 X 4)	250.4 (62.6 X 4)	149.4 (49.8 X 3)	174.9 (58.3 X 3)	201.0 (67.0 X 3)	224.8 (56.2 X 4)	250.4 (62.6 X 4)
Annual Energy	GWh	1,303.5	1,514.4	1,721.6	1,922.1	2,106.2	1,303.5	1,514.4	1,721.6	1,922.1	2,106.2
Firm Energy	GWh	1,303.5	1,514.4	1,721.6	1,863.2	1,863.2	1,303.5	1,514.4	1,721.6	1,863.2	1,863.2
Secondary Energy.	GWh	0	0	0	58.9	243.0	0	0	0	58.9	243.0
<u>Construction Cost</u>	10 <sup>6</sup> US\$	332.54	344.44	354.79	375.34	403.31	355.82	369.02	381.71	405.02	434.87
<u>Economic Evaluation</u>											
Without Exports											
Present value of B	10 <sup>6</sup> US\$	212.08	228.20	242.02	250.57	254.41	212.08	228.20	224.02	250.57	254.41
Present value of C	10 <sup>6</sup> US\$	183.74	188.88	193.17	202.27	210.45	195.84	201.57	207.05	217.46	226.53
B - C	10 <sup>6</sup> US\$	28.34	39.32	48.85	48.30	43.96	16.24	26.62	34.96	33.10	27.87
B/C		1.15	1.21	1.25	1.24	1.21	1.08	1.13	1.17	1.15	1.12
Cost per kwh 1	c/RWh	6.39	6.11	5.90	6.00	6.21	6.83	6.55	6.35	6.48	6.72
Cost per kwh 2	c/RWh	4.15	3.78	3.48	3.46	3.41	4.43	4.03	3.73	3.72	3.57
With Exports											
Present value of B	10 <sup>6</sup> US\$										
Present value of C	10 <sup>6</sup> US\$										
B - C	10 <sup>6</sup> US\$										
B/C											
Cost per kwh 1	c/RWh										
Cost per kwh 2	c/RWh										

Cost per kwh 1: average net cost of useful salable energy and capacity  
 Cost per kwh 2: average net cost of total energy and capacity

Table 7-6 (2) Study of Development Scale (2-4: Intake Water Level)

CASE	Unit	I - 80-830	I - 80-840	I - 80-855	I - 80-875
Power House Site Intake Water Level Max. discharge	m m <sup>3</sup> /s	Pikhuwa 830.0 80.0	Pikhuwa 840.0 80.0	Pikhuwa 855.0 80.0	Pikhuwa 875.0 80.0
Power Facilities Dam Height	m	55.0	65.0	80.0	100.0
Tunnel D X L X n	m km n	7.0X11.3X1	7.0X11.3X1	7.0X11.3X1	7.0X11.3X1
Penstock Number	n	1~3	1~3	1~3	1~4
Turbine Unit No.	n	3	3	3	4
Power Generating Plan Intake Level	m	830.0	840.0	855.0	875.0
Tailrace Level	m	538.0	538.0	538.0	538.0
Effective Head	m	278.0	288.0	303.0	323.0
Max. Discharge	m <sup>3</sup> /s	80.0	80.0	80.0	80.0
Installed Capacity ( p X n )	MW MW n	193.8 (64.6 x 3)	201.0 (67.0 x 3)	211.2 (70.4 x 3)	223.6 (55.9 x 4)
Annual Energy	GWh	1,661.8	1,721.6	1,811.3	1,930.8
Firm Energy Secondary Energy	GWh GWh	1,661.8 0	1,721.6 0	1,811.3 0	1,930.8 0
Construction Cost	10 <sup>6</sup> US\$	346.08	354.79	378.07	439.06
Economic Evaluation Without Exports	10 <sup>6</sup> US\$	238.07	242.02	247.61	252.63
Present value of B	10 <sup>6</sup> US\$	189.49	193.17	205.53	236.63
Present value of C	10 <sup>6</sup> US\$	48.58	48.85	42.08	16.00
B - C	10 <sup>6</sup> US\$	1.26	1.25	1.20	1.07
B/C		5.88	5.90	6.16	7.02
Cost per kwh 1	c/KWh	3.54	3.48	3.52	4.04
Cost per kwh 2	c/KWh				
With Exports	10 <sup>6</sup> US\$				
Present value of B	10 <sup>6</sup> US\$				
Present value of C	10 <sup>6</sup> US\$				
B - C	10 <sup>6</sup> US\$				
B/C					
Cost per kwh 1	c/KWh				
Cost per kwh 2	c/KWh				

Cost per kwh 1: average net cost of useful salable energy and capacity  
Cost per kwh 2: average net cost of total energy and capacity

Table 7-6 (3) Study of Development Scale (3-4: Tailrace Water Level)

CASE	Unit	I - 80 - S	I - 80 - P	I - 80 - K
Power House Site Intake Water Level Max. discharge	m m <sup>3</sup> /s	Solakhani 840.0 80.0	Pikhuwa 840.0 80.0	Kaguwa 840.0 80.0
Power Facilities Dam Height	m	65.0	65.0	65.0
Tunnel D X L X n	m km n	7.0X7.0X1	7.0X11.3X1	7.0X11.6X1
Penstock Number	n	1~3	1~3	1~3
Turbine Unit No.	n	3	3	3
Power Generating Plan Intake Level	m	840.0	840.0	840.0
Tailrace Level	m	615.0	538.0	525.0
Effective Head	m	215.0	288.0	303.0
Max. Discharge	m <sup>3</sup> /s	80.0	80.0	80.0
Installed Capacity ( p X n )	MW MW n	149.1 (49.7 x 3)	201.0 (67.0 x 3)	211.8 (70.6 x 3)
Annual Energy	GWh	1,285.2	1,721.6	1,811.3
Firm Energy Secondary E1	GWh GWh	1,285.2 0	1,721.6 0	1,811.3 0
Construction Cost	10 <sup>6</sup> US\$	325.57	354.79	368.17
Economic Evaluation Without Exports	10 <sup>6</sup> US\$	209.11	242.02	247.67
Present value of B	10 <sup>6</sup> US\$	180.00	193.17	200.12
Present value of C	10 <sup>6</sup> US\$	29.11	48.85	47.55
B - C	10 <sup>6</sup> US\$	1.16	1.25	1.24
B/C		6.34	5.90	5.98
Cost per kwh 1	c/KWh	4.34	3.48	3.43
Cost per kwh 2	c/KWh			
With Exports	10 <sup>6</sup> US\$			
Present value of B	10 <sup>6</sup> US\$			
Present value of C	10 <sup>6</sup> US\$			
B - C	10 <sup>6</sup> US\$			
B/C				
Cost per kwh 1	c/KWh			
Cost per kwh 2	c/KWh			

Table 7-6 (4) Study of Development Scale (4-4: Maximum Discharge)

CASE	Unit	III - 120	III - 140	III - 160	III - 180	III - 200
Power House Site	-	Pikhuwa	Pikhuwa	Pikhuwa	Pikhuwa	Pikhuwa
Intake Water Level	m	840.0	840.0	840.0	840.0	840.0
Max. discharge	m <sup>3</sup> /s	120.0	140.0	160.0	180.0	200.0
Power Facilities						
Dam Height	m	65	65	65	65	65
Tunnel D X L X n	m km n	6.3x11.3x2	6.6x11.3x2	7.0x11.3x2	7.4x11.3x2	7.7x11.3x2
Penstock Number	n	2~6	2~6	2~6	2~8	2~8
Turbine Unit No.	n	6	6	6	8	8
Power Generating Plan						
Intake Level	m	840.0	840.0	840.0	840.0	840.0
Tailrace Level	m	538.0	538.0	538.0	538.0	538.0
Effective Head	m	288.0	288.0	288.0	288.0	288.0
Max. Discharge	m <sup>3</sup> /s	120.0	140.0	160.0	180.0	200.0
Installed Capacity	MW	298.8	349.8	402.0	449.6	500.8
( P X n )	MW n	(49.8 X 6)	(58.3 X 6)	(67.0 X 6)	(56.2 X 8)	(62.6 X 8)
Annual Energy	GWh	2,431.3	2,710.6	2,960.3	3,186.9	3,396.4
Firm Energy	GWh	1,863.2	1,863.2	1,863.2	1,863.2	1,863.2
Secondary Energ.	GWh	568.1	847.4	1,097.1	1,323.7	1,533.2
Construction Cost	10 <sup>4</sup> US\$	466.65	487.35	506.44	547.13	568.31
Economic Evaluation						
Without Exports						
Present value of B	10 <sup>4</sup> US\$					
Present value of C	10 <sup>4</sup> US\$					
B - C	10 <sup>4</sup> US\$					
B/C						
Cost per kwh 1	c/KWh					
Cost per kwh 2	c/KWh					
With Exports						
Present value of B	10 <sup>4</sup> US\$	370.42	402.55	428.78	424.16	443.66
Present value of C	10 <sup>4</sup> US\$	229.12	237.72	245.49	260.41	269.03
B - C	10 <sup>4</sup> US\$	141.30	164.82	183.29	163.74	174.63
B/C		1.62	1.69	1.75	1.63	1.65
Cost per kwh 1	c/KWh	3.93	3.68	3.50	3.77	3.68
Cost per kwh 2	c/KWh	3.36	3.15	3.00	3.16	3.08
Cost per kwh 1 : average net cost of useful salable energy and capacity						
Cost per kwh 2 : average net cost of total energy and capacity						

Fig. 7-5 Study for Optimum Development Scale  
(Maximum Discharge Case I, II)

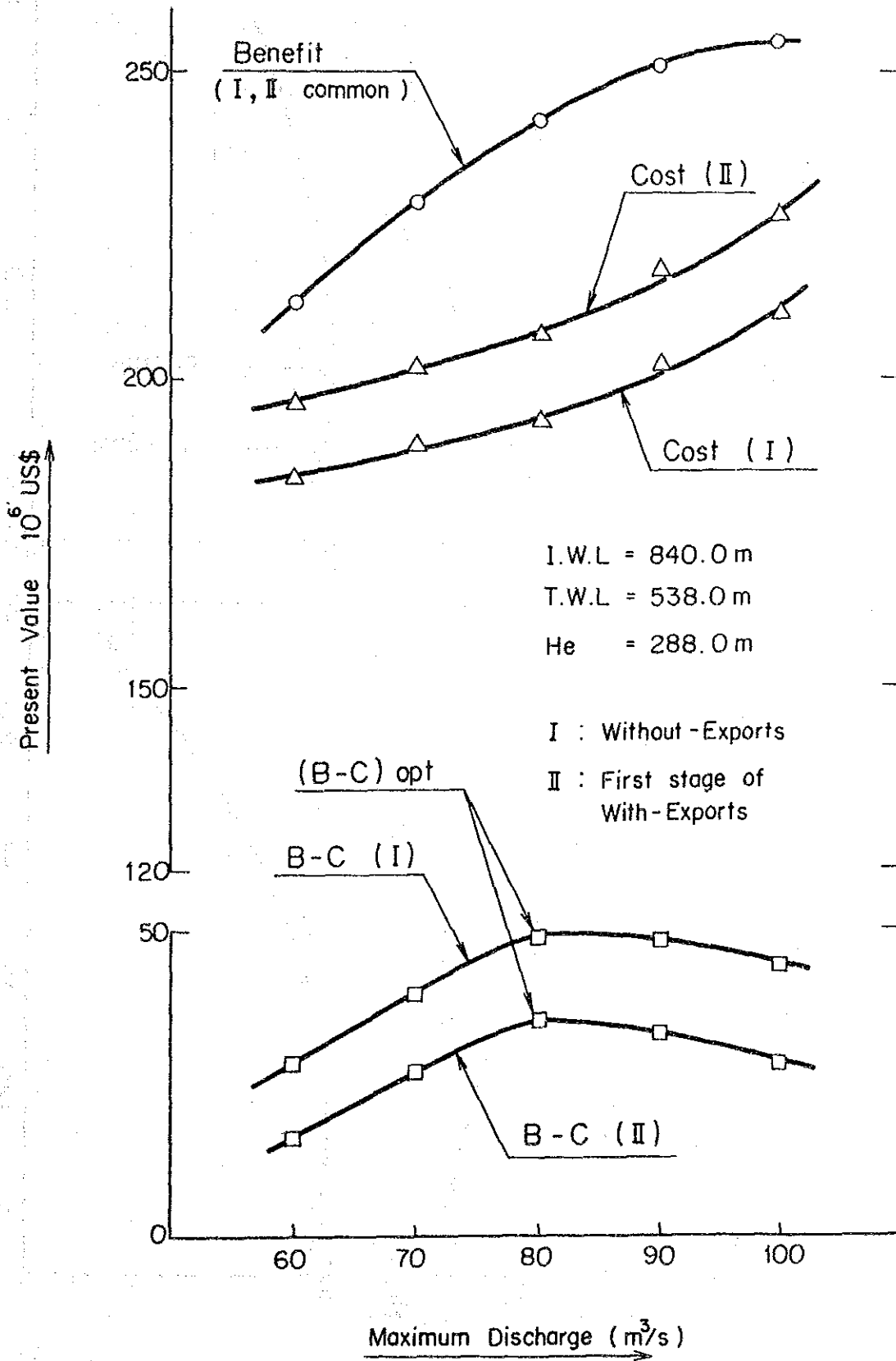


Fig. 7-6 Optimum Intake Water Level

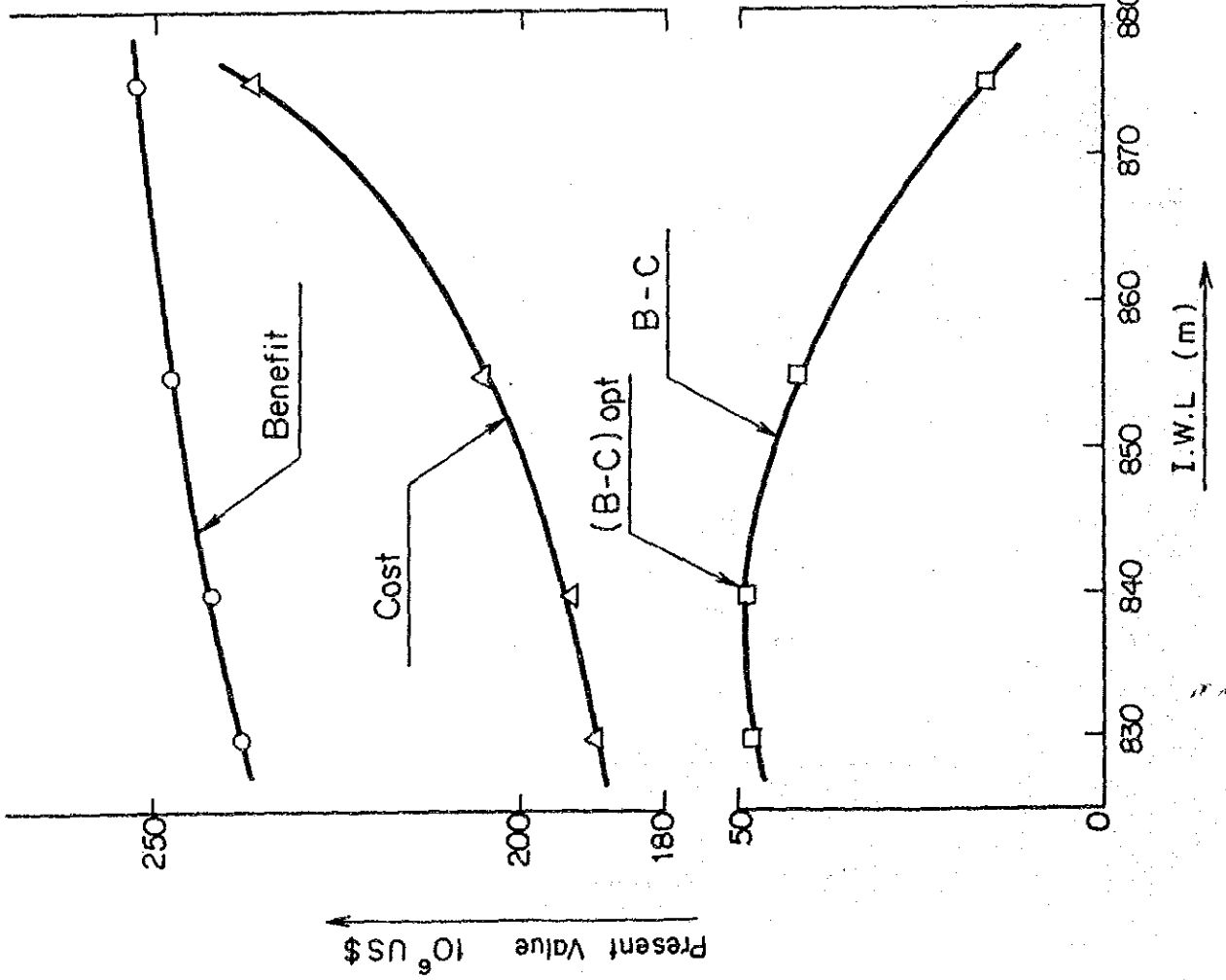


Fig. 7-7 Optimum Power House Site

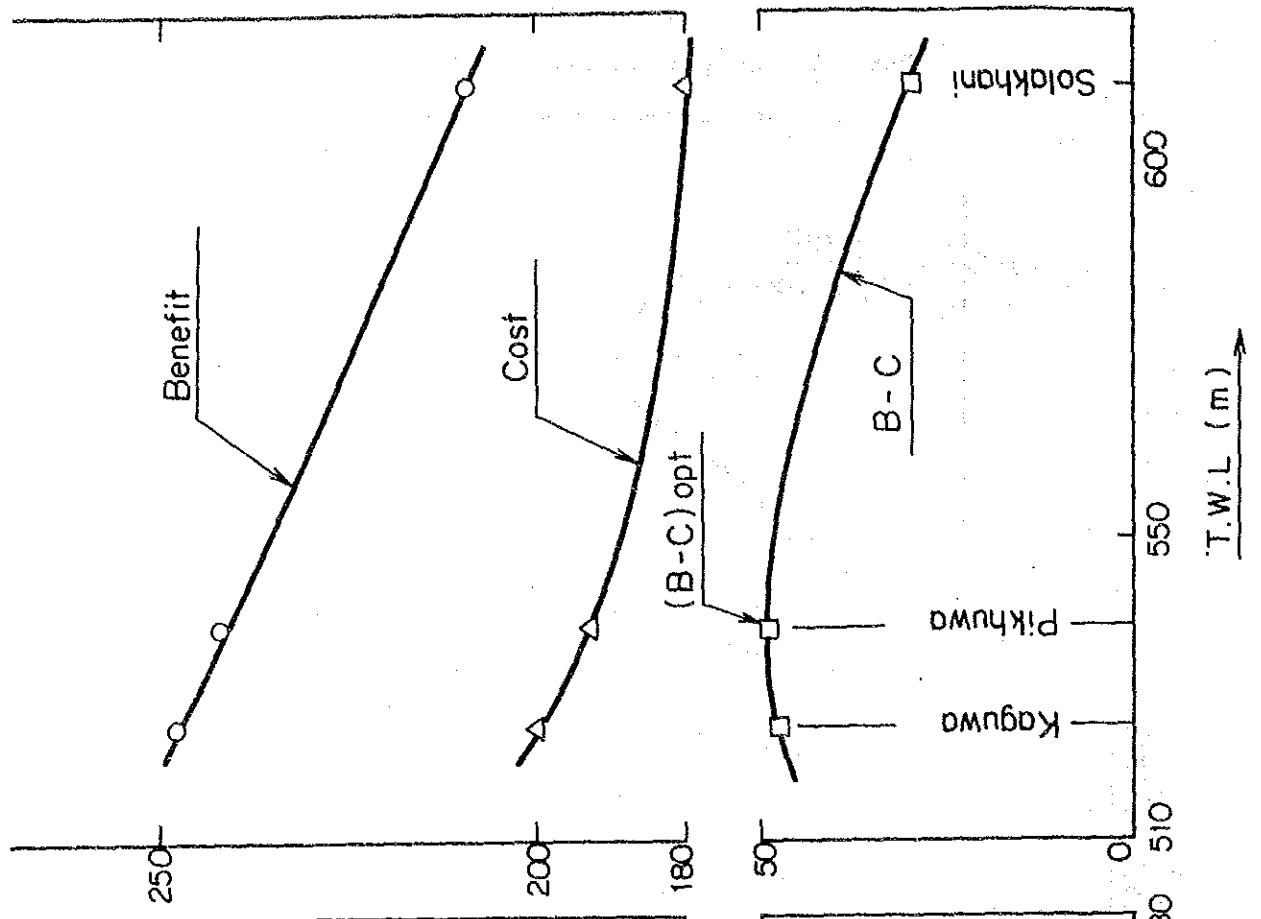
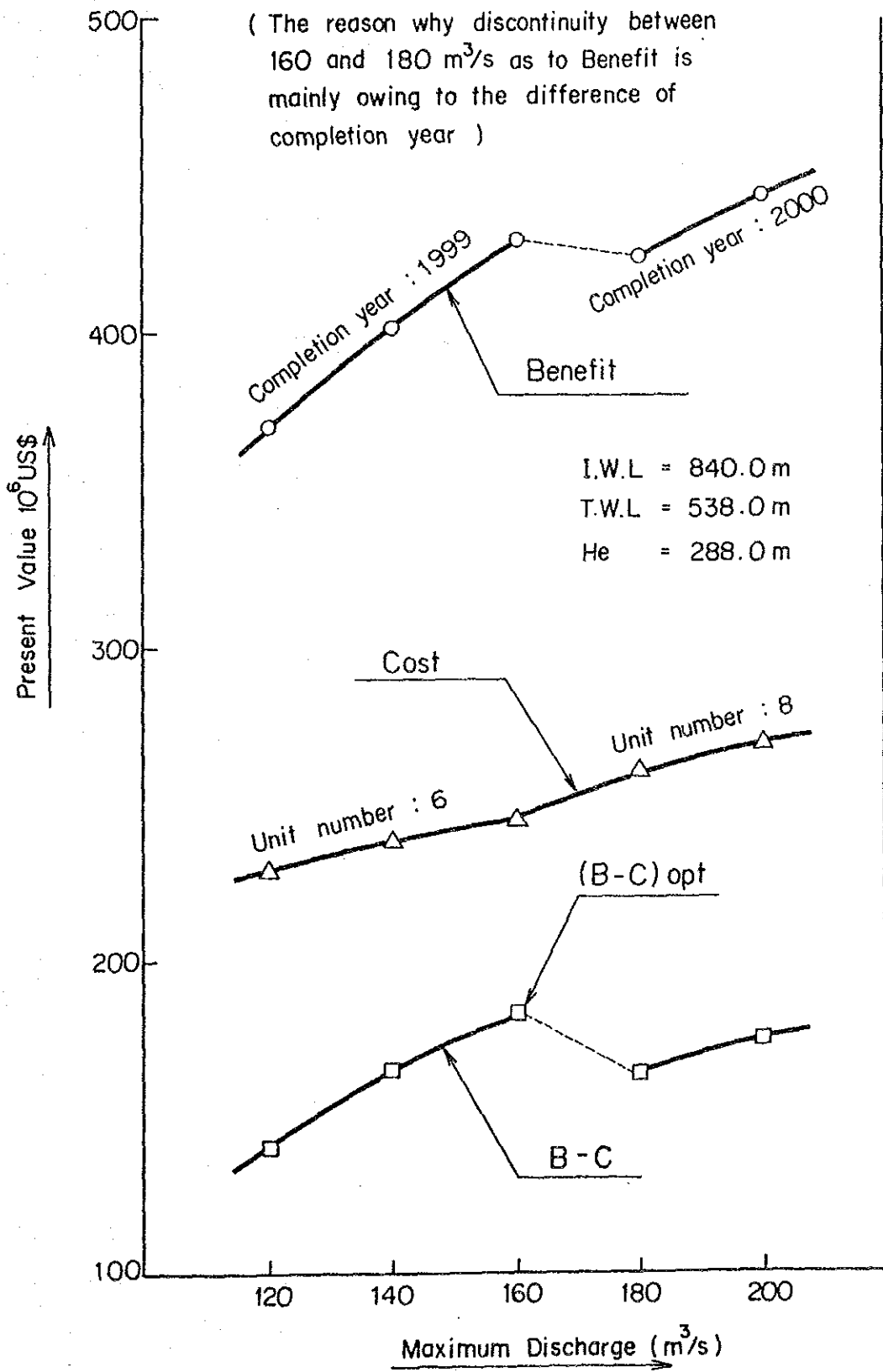


Fig. 7-8 Study for Optimum Development Scale (Maximum Discharge Case III)





## 第8章 送変電計画





## 第 8 章 送変電計画

	頁
8.1 送電パターンの選定 .....	8-1
8.1.1 既設送電線の活用 .....	8-1
8.1.2 適用可能な送電パターン .....	8-2
8.1.3 最適送電パターン .....	8-4
8.2 送電電圧の選定 .....	8-6
8.2.1 電圧選定方法 .....	8-6
8.2.2 最適電圧 .....	8-6
8.2.3 220kV 送電と将来の電源開発 .....	8-7
8.3 新設および増設変電所、開閉所 .....	8-8
8.3.1 Dubi変電所の増設 .....	8-8
8.3.2 New Kathmandu変電所の新設 .....	8-8
8.3.3 Dhalkebar開閉所の増設 .....	8-9
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
8.6.1 系統計算の条件 .....	8-13
8.6.2 汐流・電圧計算及び系統安定度 .....	8-17
8.6.3 短絡電流 .....	8-20
8.6.4 送電線路充電 .....	8-20
8.7 今後の調査、検討課題 .....	8-22
8.7.1 カトマンス周辺の電力設備 .....	8-22
8.7.2 西部系統の 132kV送電線拡張 .....	8-22

	頁
8.7.3 Hetauda 変電所の拡張計画 .....	8-23
8.7.4 電力輸出 .....	8-23

## LIST OF TABLES

- Table 8-1 (1) Economic Comparison of Each Transmission Pattern  
(For F.Y. 2001/2002)
- Table 8-1 (2) Economic Comparison of Each Transmission Pattern  
(For F.Y. 2007/2008)
- Table 8-2 Economic Comparison between 220 kV and 400 kV Substation/  
Switchyard and Transmission Line Facilities
- Table 8-3 Development Sequence of Transmission Line and Substation
- Table 8-4 Generator and Transformer Data

## LIST OF FIGURES

- Fig. 8-1 (1) Conceivable Transmission Pattern (1st Stage)
- Fig. 8-1 (2) Conceivable Transmission Pattern (2nd Stage)
- Fig. 8-2 (1) Stability in 1st Stage Development without Construction of 220 kV Line (132 kV Operation from Arun 3 to Dubi)
- Fig. 8-2 (2) Stability in 1st Stage Development without Construction of 220 kV Line (220 kV Operation from Arun 3 to Dubi)
- Fig. 8-3 (1-1) Power Flow Analysis of Pattern 1 in F.Y. 2001/2002 (Peak)
- Fig. 8-3 (2-1) Power Flow Analysis of Pattern 2 in F.Y. 2001/2002 (Peak)
- Fig. 8-3 (3-1) Power Flow Analysis of Pattern 3 in F.Y. 2001/2002 (Peak)
- Fig. 8-3 (4-1) Power Flow Analysis of Pattern 4 in F.Y. 2001/2002 (Peak)
- Fig. 8-3 (1-2) Power Flow Analysis of Pattern 1 in F.Y. 2007/2008 (Peak)
- Fig. 8-3 (2-2) Power Flow Analysis of Pattern 2 in F.Y. 2007/2008 (Peak)
- Fig. 8-3 (3-2) Power Flow Analysis of Pattern 3 in F.Y. 2007/2008 (Peak)
- Fig. 8-3 (4-2) Power Flow Analysis of Pattern 4 in F.Y. 2007/2008 (Peak)
- Fig. 8-3 (5) Power Flow Analysis of 400 kV Transmission for Pattern 4 in F.Y. 2007/2008
- Fig. 8-4 (1-1-1) Stability of Pattern 1 in F.Y. 2001/2002 in Case of Fault at Bus 1
- Fig. 8-4 (1-1-2) Stability of Pattern 1 in F.Y. 2001/2002 in Case of Fault at Bus 2
- Fig. 8-4 (2-1-1) Stability of Pattern 2 in F.Y. 2001/2002 in Case of Fault at Bus 1
- Fig. 8-4 (2-1-2) Stability of Pattern 2 in F.Y. 2001/2002 in Case of Fault at Bus 2
- Fig. 8-4 (3-1-1) Stability of Pattern 3 in F.Y. 2001/2002 in Case of Fault at Bus 1
- Fig. 8-4 (3-1-2) Stability of Pattern 3 in F.Y. 2001/2002 in Case of Fault at Bus 2
- Fig. 8-4 (4-1-1) Stability of Pattern 4 in F.Y. 2001/2002 in Case of Fault at Bus 1
- Fig. 8-4 (4-1-2) Stability of Pattern 4 in F.Y. 2001/2002 in Case of Fault at Bus 2
- Fig. 8-4 (4-1-3) Stability of Pattern 4 in F.Y. 2001/2002 in Case of Fault at Bus 6
- Fig. 8-4 (1-2) Stability of Pattern 1 in F.Y. 2007/2008
- Fig. 8-4 (2-2) Stability of Pattern 2 in F.Y. 2007/2008
- Fig. 8-4 (3-2) Stability of Pattern 3 in F.Y. 2007/2008
- Fig. 8-4 (4-2-1) Stability of Pattern 4 in F.Y. 2007/2008 in Case of Fault at Bus 1
- Fig. 8-4 (4-2-2) Stability of Pattern 4 in F.Y. 2007/2008 in Case of Fault at Bus 2
- Fig. 8-4 (4-2-3) Stability of Pattern 4 in F.Y. 2007/2008 in Case of Fault at Bus 6

- Fig. 8-5 (1) Power Flow Analysis of Pattern 4 in F.Y. 1993/1994 (Peak)
- Fig. 8-5 (2) Power Flow Analysis of Pattern 4 in F.Y. 1993/1994 (Off Peak)
- Fig. 8-5 (3) Power Flow Analysis of Pattern 4 in F.Y. 1998/1999 (Peak)
- Fig. 8-5 (4) Power Flow Analysis of Pattern 4 in F.Y. 1998/1999 (Off Peak)
- Fig. 8-5 (5) Power Flow Analysis of Pattern 4 in F.Y. 1998/1999  
with Power Export (Off Peak)
- Fig. 8-6 (1) Stability of Pattern 4 in F.Y. 1993/1994 in Case of Fault at Bus 1
- Fig. 8-6 (2) Stability of Pattern 4 in F.Y. 1993/1994 in Case of Fault at Bus 2
- Fig. 8-6 (3) Stability of Pattern 4 in F.Y. 1993/1994 in Case of Fault at Bus 6
- Fig. 8-7 (1) Stability of 200 MW Export in F.Y. 1998/1999 in Case of 220 kV,  
1 CCT T/L, Fault at Bus 1
- Fig. 8-7 (2) Stability of 200 MW Export in F.Y. 1998/1999 in Case of 220 kV,  
1 CCT T/L, Fault at Bus 2
- Fig. 8-7 (3) Stability of 200 MW Export in F.Y. 1998/1999 in Case of 220 kV,  
2 CCT T/L, Fault at Bus 2
- Fig. 8-8 (1) Power Flow Analysis of 200 MW Export in F.Y. 1998/1999 (Peak)
- Fig. 8-8 (2) Power Flow Analysis of 200 MW Export in F.Y. 2001/2002 (Peak)
- Fig. 8-9 (1) Stability of 200 MW Export in F.Y. 1998/1999 in Case of 220 kV,  
2 CCT T/L, Fault at Bus 1
- Fig. 8-9 (2) Stability of 200 MW Export in F.Y. 2001/2002 in Case of 220 kV,  
2 CCT T/L, Fault at Bus 1
- Fig. 8-10 Impedance Map of Power System at Final Stage of Development  
for Arun 3 Project
- Fig. 8-11 3-Phase Short Circuit Analysis in F.Y. 2007/2008
- Fig. 8-12 Line Charging and Reactive Power Flow



## 第 8 章 送電計画

### 8.1 送電パターンの選定

ネパール国の電力系統は前項第 2.3.1 で述べた通り、一次系統が 132kV、2 次系統が 66kV で構成されている。132kV 送電網はカトマンズを中心として東西約 800km にわたっており、カトマンズ周辺の電力系統は 66kV 送電線によりリング系統を構成している。

アルン 3 の発生電力は、主としてカトマンズ、および Dubi 変電所経由で Biratnagar で消費される。各変電所毎の需要予測は第 2 章 Table 2-9 を参照のこと。

アルン 3 の発生電力は、既設の Hetauda 変電所～Dubi 変電所間の 132kV 送電線（現在 1 回線が運用中であるが、もう 1 回線をアルン 3 発電所運開時まで架線する必要がある）及び新設の 220kV 送電線によりカトマンズへ送電されることになる。

アルン 3 発電所から需要地までの送電ルートとして、技術面及び経済面より適用可能と考えられる送電パターンの中から最適な送電パターンを選定することとする。

#### 8.1.1 既設送電線の活用

Hetauda 変電所～Dubi 変電所間の既設 132kV、2 回線送電線（増設計画用 1 回線含む）をできる限り利用し、アルン 3 の発生電力をカトマンズを中心とする需要地へ供給することが経済面から得策である。

アルン 3 の第 1 期計画の開発規模である 201MW (67MW×3) を 220kV 送電線を新設することなく上記の既設 132kV、2 回線送電線のみを使用し Hetauda 変電所経由でカトマンズへ送電可能か否か下記のケースについて検討した。

ケース 1：アルン 3 発電所より Dubi 変電所まで 132kV、2 回線で送電

ケース 2：アルン 3 発電所より Dubi 変電所まで 220kV、2 回線で送電し、Dubi 変電所にて変圧器により 132kV に降圧し送電

上記ケースについて実施した安定度計算結果を Fig. 8-2(1) および Fig. 8-2(2) に示す。

計算条件はアルン 3 発電所の 3 台がフル運転 (201MW) し、Dubi 変電所のローカル負荷を予測需要の 90% に抑え、この分だけカトマンズ向け負荷を多く見込んだ。なお、事故点は両ケースとも Dubi 132kV 母線とし、また、事故撤去時間は 150ms とした。これ

らから明らかなように既設の 132kV、2 回線送電線のみで 201MW の電力を送電すること

は系統安定度が維持できず困難である。従って、第 1 期計画の開発に当たっては

220kV、1 回線の新設が必要となる。



## 8.1.2 適用可能な送電パターン

アルン3の開発に当たっては、220kV送電線の新設を前提とし、アルン3発電所からカトマンズへの送電方法として Fig. 8-1(1) および Fig. 8-1(2)に示すように次の4パターンを考えた。なお、送電パターンの選定に当たっては第1期計画(201MW開発)の開発に必要な送変電設備により送電可能な2001/2002年度時点(輸出考慮せず)および第2期計画(トータル402MW開発)の開発に必要な送変電設備により送電可能な2007/2008年度時点における技術面および経済面の検討を行った(Fig. 2-7参照)。

### (1) 第1期開発計画

#### (i) パターン1

アルン3発電所からDubi変電所、Dhalkebar開閉所、およびPathalaiya変電所を経由してHetauda変電所に至る送電。

新設送電線：アルン3 P/S ~ DubiS/S (220kV、2回線)

DubiS/S ~ DhalkebarS/Y ~ PathalaiyaS/S (220kV、1回線)

PathalaiyaS/S ~ HetaudaS/S (132kV、1回線)

新設変電所：PathalaiyaS/S

増設変電所/開閉所：DubiS/S、DhalkebarS/Y、HetaudaS/S

#### (ii) パターン2

アルン3発電所からDubi変電所、Dhalkebar開閉所、およびPathalaiya変電所を経由し、Hetauda変電所とSiuchatar変電所へ至る送電。

新設送電線：アルン3 P/S ~ DubiS/S (220kV、2回線)

DubiS/S ~ DhalkebarS/Y ~ PathalaiyaS/S ~ Siuchatar S/S

(220kV、1回線)

新設変電所：PathalaiyaS/S

増設変電所/開閉所：DubiS/S、DhalkebarS/Y、SiuchatarS/S

#### (iii) パターン3

アルン3発電所からDubi変電所、Dhalkebar開閉所およびNew Kathmandu変電所を経由して132kV送電線によりSiuchatar変電所とBalaju変電所に至るルートと、Dhalkebar開閉所からPathalaiya変電所を経由してHetauda変電所に至るルートから成る。

新設送電線：アルン3 P/S ~ DubiS/S (220kV、2回線)

DubiS/S ~ DhalkebarS/Y ~ New KathmanduS/S (220kV、1回線)

DhalkebarS/Y ~ PathalaiyaS/S (220kV、1回線)

※ New KathmanduS/S ~ BalajuS/S(132kV、1回線)

※ New KathmanduS/S ~ SiuchatarS/S(132kV、1回線)

※この間の送電線コストは本 F/S調査より除外した。

新設変電所：PathalaiyaS/S、New KathmanduS/S

増設変電所/開閉所：DubiS/S、DhalkebarS/Y

(iv) パターン4

アルン3発電所からDubi変電所、Dhalkebar開閉所およびNew Kathmandu変電所を経てSiuchatar変電所とBalaju変電所に至る送電。

新設送電線：アルン3 P/S ~ DubiS/S (220kV、2回線)

DubiS/S ~ DhalkebarS/Y ~ New KathmanduS/S (220kV、1回線)

※ New KathmanduS/S ~ SiuchatarS/S(132kV、1回線)

※ New KathmanduS/S ~ BalajuS/S(132kV、1回線)

※この間の送電線コストは本 F/S調査より除外した。

新設変電所：New KathmanduS/S

増設変電所/開閉所：DubiS/S、DhalkebarS/Y

(2) 第2期開発計画

各パターンについて送電ルートは第1期開発計画と同様であるが、下記送電線の増設および関連する変電機器の増設を行う。

(i) パターン1

DubiS/S ~ DhalkebarS/Y ~ PathalaiyaS/S (220kV、1回線)

PathalaiyaS/S ~ HetaudaS/S (132kV、1回線)

(ii) パターン2

DubiS/S ~ DhalkebarS/Y ~ PathalaiyaS/S ~ SiuchatarS/S (220kV、1回線)

(iii) パターン3

DubiS/S ~ DhalkebarS/Y ~ New KathmanduS/S (220kV、1回線)

DhalkebarS/Y ~ PathalaiyaS/S (220kV、1回線)

(iv) パターン 4

DubiS/S ~ DhalkebarS/Y ~ New KathmanduS/S (220kV、1回線)

### 8.1.3 最適送電パターン

前述の4パターンについて、技術的および経済的な比較検討を行い、最適な送電パターンを選定する。

なお、送電パターンの選定に当っては、新設送電線の電圧を220kVとして検討するものとし、後述の8.2項に示すように、この選定された最適送電パターンについて送電電圧の選定を行った。

系統解析の詳細については後述の8.6項に示すが、各送電パターン毎に第1期計画と第2期計画の両方について潮流および安定度計算を行った(2001/2002年度および2007/2008年度)。各送電パターンの潮流図をFig. 8-3(1-1)、8-3(2-1)、8-3(3-1)、8-3(4-1)(2001/2002年度)およびFig. 8-3(1-2)、8-3(2-2)、8-3(3-2)、8-3(4-2)、(2007/2008年度)に、発電機の過渡動揺曲線を8-4(1-1-1)、8-4(1-1-2)、8-4(2-1-1)、8-4(2-1-2)、8-4(3-1-1)、8-4(3-1-2)、8-4(4-1-1)、8-4(4-1-2)、8-4(4-1-3)(2001/2002年度)及びFig. 8-4(1-2)、8-4(2-2)、8-4(3-2)、8-4(4-2-1)、8-4(4-2-2)、8-4(4-2-3)、(2007/2008年度)に示す。これらの計算結果から、いずれの送電パターンもアルン発電所の発生出力を2001/2002年度時点では201MWを2007/2008年度時点では402MWを安定して送電できる。

一方、2001/2002年度および2007/2008年度の各送電パターンの経済比較結果をTable 8-1(1)およびTable 8-1(2)に示すが、経済比較項目は送電損失電力(kW loss)の年経費、年間送電損失電力量(kWh loss)の年経費、送電線および変電所(開閉所)の建設費の年経費とした。但し、Table 8-1(1)およびFig. 8-1(1)において、この時点では220kV運用となるので、1998年9月に設置する変圧器のコストは含んでいる。なお、変電所(開閉所)機器については従来型(Conventional type)の機器コストとした。これら4パターンの中で最も経済的な送電方法は両年度ともパターン4であり、パターン3が最も割高となっている。従って、アルン3プロジェクトの送電方法としてパターン4を最適パターンとして選定したが、以下に各パターンの特徴を述べる。(両年度とも同じような特徴であるので2007/2008年度の計算結果をもとに述べる)

(1) パターン1 (Fig. 8-3 (1-2) 参照)

パターン1の特徴は、アルン3発電所の電力を Hetauda変電所1ヶ所で受電していることである。Fig. 8-3 (1-2) に示すように Hetauda変電所の受電電力は約 279 MWであり、送電線損失を除いたネパール全土の需要 552MW (2007/2008年度) の50%の汐流が Hetauda変電所の既設 132kV母線に集中する。Hetauda変電所の異常時を考慮すると、汐流が分散できる系統構成とすることが電力の安定供給の面から必要であり、このパターンは電力系統信頼度の観点からあまり好ましくない。

このパターンの建設コストはパターン4について低い、全系統の送電損失電力は39.6MWで4パターンの中で最も多い。Hetauda変電所からカトマンズ迄は既設の132kV及び66kV送電線を利用できるが、この区間は重汐流となるので、早い時期に系統の拡張が必要である。又、このパターンは Hetauda変電所と Pathalैया変電所間に 132kV、4回線が必要であり、Hetauda変電所の機器増設スペースの確保が困難である。

(2) パターン2 (Fig. 8-3 (2-2) 参照)

パターン2の特徴は、HetaudaS/S ~ PathalैयाS/S ~ SiuchatarS/S を経て、既設系統を介しリング系統を構成していることである。パターン1に比べ、安定に電力供給ができるが、Pathalैया変電所の 220kV母線から 132kV母線への汐流が約 88MWと少なく、この変電所を新設する必要性が系統運用の面から少ない。また、建設コストはパターン3に次いで高く、経済的にも不利である。

(3) パターン3 (Fig. 8-3 (3-2) 参照)

パターン3の特徴は、HetaudaS/S ~ PathalैयाS/S ~ DhalkebarS/Y ~ New KathmanduS/S を経て、既設系統を介しリング系統を構成していることである。このパターンはパターン2とほとんど同じである。

このパターンは建設コストが4パターンの中で最も高い。Pathalैया変電所の 220kV母線を経て 132kV母線への汐流は89MW程度と小さく、Dhalkebar開閉所と Pathalैया変電所間の送電線およびPathalैया変電所の新設効果が少ない。

但し、全系統の送電損失電力は4パターンの中で最も少ないというメリットがある。

(4) パターン4 (Fig. 8-3 (4-2) 参照)

パターン4の特徴は、HetaudaS/S~DhalkebarS/Y~DubiS/S~New KathmanduS/Sを経て、既設系統を介してリング系統を構成していることである。このパターンはパターン3と同様、安定した電力供給が可能であるが、Hetauda変電所の受電電力は71MWと少ないことから、Hetauda変電所とカトマンズ間の既設系統に及ぼす影響は少ない。

建設コストは4パターンの中で最も低く、また、全系統の送電損失電力はパターン3に次いで少なく、技術的および経済的見地から最適なパターンである。

## 8.2 送電電圧の選定

### 8.2.1 電圧選定方法

アルン3発電所の発生電力201MW(第1期計画)、402MW(第2期計画)を約400kmに亘って送電する場合、系統電圧および安定度を維持するためには既存の132kV電圧では低く、上位の電圧の導入が必要である。上位電圧の選定に当たっては、ネパール電力系統の需要規模、負荷分布、送電距離、既設設備との運転・保守面における協調、および電力輸出等を考慮するとともに、将来の電源開発構想をも併せて検討することが必要である。

前項8.1項で最適案として選定したパターン4の系統構成を基に220kVと400kVの2種類の電圧階級について、技術的および経済的な比較を行った。従って、検討対象となる送電線の区間は、アルン3発電所からDubi変電所、Dhalkebar開閉所を経てNew Kathmandu変電所に至る亘長386kmである。

### 8.2.2 最適電圧

220kVと400kVの送電線の汐流計算結果(2007/2008年度)をそれぞれFig. 8-3(4-2)とFig. 8-3(5)に示すが、安定度計算については、220kVの場合でも安定となっており、400kVの場合は当然安定となるので400kVの安定度計算は実施しなかった。また、両電圧の経済比較をTable 8-2に示す。なお、変電所(開閉所)機器についてはアルン3開閉所を除きConventional Typeの機器コストとした。

両電圧の比較結果については、次に詳述するが、運用面および経済面のいずれから判断しても220kVが有利であり、また、後述の8.2.3項に述べるように将来の電力系統の拡張計画を考えても220kVが得策であるので220kVを最適電圧として選定した。

### (1) 経済面の比較

系統安定度及び供給信頼度を維持するためには、いずれの電圧階級でも最小2回線設備が必要となる。従って、400kVを採用しても1回線設備とすることができないので、400kVの場合、建設コストが220kVに比べ約 $56 \times 10^6$ 米ドル、年経費で約 $6.7 \times 10^6$ 米ドル割高となる。更に、400kVでは(2)項で後述するように、電圧上昇抑制のため大容量のシャントリアクトル(Shunt Reactor)が必要となり、この費用を加算すると非常にコスト高となり、400kV送電は過大設備であり、220kVの採用が妥当である。なお、400kVでは送電損失が220kVに比べ少ないが、建設コストを含めた全体の経済性は220kVの方が有利となっている。

### (2) 運用面の比較

400kV送電線の線路充電容量は2回線合計で430MVAであり、Fig. 8-3 (5)に示すようにピーク負荷時でも約250MVAのシャントリアクトルがDhalkebar開閉所に必要となる。このため、系統電圧を適正値に維持するには線路の汐流に応じて絶えずシャントリアクトルの開閉操作が必要で系統運用が煩雑になる。更に、深夜等の軽負荷時あるいは線路の試充電時には、線路電圧上昇を抑制するためさらに大きな容量のシャントリアクトルが必要となる。

従って、運用面からも220kVの採用が好ましく、また、最高132kV電圧である既設設備との運転・保守面からの協調を考えると220kVの方が有利である。

### 8.2.3 220kV送電と将来の電源開発

220kV送電線でアルン3発電所の出力402MWを送電している場合の2007/2008年度における安定度計算結果をFig. 8-4 (4-2-1)、8-4 (4-2-2) および 8-4(4-2-3)に示す。この事故後のアルン3発電機の動揺曲線から判断してアルン3発電所からの220kV送電線には少なくとも100MW程度の汐流を上乗せできるものと考えられる。

また、アルン3発電所近傍に別の新規電源開発が計画されたとしても、アルン3発電所と新規発電所間に220kV1回線、またアルン3発電所とDubi変電所間に220kV1回線を増設することにより、安定度面からの送電容量はトータルで800~900MW程度に増加すると考えられるので、将来の系統規模の増大を考慮しても220kV系統で十分な送電容量を有すると考えられる。

### 8.3 新設および増設変電所、開閉所

前述の8.1項で選定された最適送電パターン（パターン4）に基づき、新設及び増設の必要な変電所、開閉所について以下に述べる。

#### 8.3.1 D u b i 変電所の増設

Dubi変電所はネパール東部までは最大の負荷を有し、現在、Hetauda変電所から132kV、1回線送電線により電力供給がなされている。

アルン3発電所からカトマンズに至る送電線は、まずこのDubi変電所に接続され、Biratnagerを中心とするこの地域への電力供給を行うとともに、一部の電力を既設の132kV、1回線送電線およびNEAで現在計画中の1回線増設予定の132kV送電線により、Hetauda変電所経由でカトマンズへ送電するため、220/132kV変圧器の設置が必要となる。

さらに、Dhalkebar開閉所経由でカトマンズへ220kVで送電するためDhalkebar開閉所向けの220kV開閉機器が必要となる。

#### 8.3.2 New Kathmandu変電所の新設

アルン3発電所の発生電力の一部はDubi変電所で消費され、残りがほとんどカトマンズへ送電される。アルン3発電所が全台運開した時点のNew Kathmandu変電所向け汐流は、211MWである(Fig.8-3(4-2))。この電力はカトマンズ周辺の既設変電所で一括受電するには大き過ぎるため、カトマンズ近傍に220/132kV変電所を新設し、ここから既設変電所へ送電できる系統構成とすることが、電力の安定供給の面から得策である。

本F/S調査ではカトマンズの近傍に220/132kV変電所(New Kathmanduと仮称)を新設し、SiuchatarとBalaju変電所にそれぞれ132kV 1回線で送電する系統構成とした。

New Kathmandu変電所の2次電圧の選定については、今後、更に詳細検討が必要と思料される。即ち、カトマンズ周辺では66kVによりリング系統を構成していること、将来も含め66kVの電圧で電力供給が可能と思われること、変電所の2次電圧が132kVでは132/66kVあるいは132/33kVの変圧器が必要でコスト高になり、かつ無効電力損失が増大すること等を考えると、2次電圧は66kVの方が望ましいと思われる。

しかし、本スタディではNEAのカトマンズ周辺の将来の送変電増強構想を踏まえ、New Kathmandu発電所の2次電圧は132kVとして諸検討を行った。

### 8.3.3 Dhalkebar 開閉所の増設

アルン3発電所からカトマンズまでの送電線亘長は約400kmに及ぶことから、送電線の保守及び系統安定度維持のため中間開閉所を設けることが得策である。総亘長約400kmを1区間100～150kmの亘長に区分し、送電線の作業又は事故時に送電線の停止区間の短縮を図るものとする。

開閉所地点は既設のDhalkebar変電所近傍とし、これによりDubi変電所～New Kathmandu変電所間266kmはDubi側146km、New Kathmandu側120kmに区分される。

開閉所には、220kV開閉機器の他、シャントリアクトルを設置し、軽負荷時あるいはアルン3発電所により試送電する場合に運転する。シャントリアクトルの必要容量は220kV送電線1回線当り25MVAで2回線合計で50MVAとなるが、シャントリアクトルは段階的に設置することが経済的である。

なお、軽負荷時には、このシャントリアクトルとアルン3発電所の調相機運転(Condenser Operation)により、送電線路電圧上昇を抑制するものとする。

### 8.4 送電設備の建設計画

前述の8.1項で選定された最適送電パターン4に対する送電線、変電所および開閉所の建設計画をアルン3発電所の開発ステップと協調をとり、以下の通り立案した。

開発スケジュールは、Table 8-3 に示す如く、スケジュール1、スケジュール2（アルン3発電所の第1期計画）およびスケジュール3（第2期計画）の3段階に分けた。

#### (1) スケジュール1（1993/94年度）

この場合はアルン3発電所の2台が運開する時点であり（1994年6月および1994年9月）、送電線設備および開閉所機器の建設計画はTable 8-3 に示す通りである。

アルン3発電所の発生出力は134MW（67MW×2台）であり、この段階では送電電力が少なく、送電線は132kVで運転しても系統電圧および安定度の維持ができるので132kV運用とする。ピーク負荷時および軽負荷時の汐流をそれぞれFig. 8-5 (1)およびFig. 8-5 (2)に、また、安定度計算による過渡発電機動揺曲線をFig. 8-6 (1)、8-6 (2)および8-6 (3)に示す。

132kV運用とするため、Dubi変電所およびNew Kathmandu 変電所には220/132kV の変圧器はこの時点ではまだ不要である。

220kV 設計の送電線の回線数は、アルン3 P/S ～ Dubi S/S が2回線でDubi S/S ～



DhalkebarS/Y ~ New KathmanduS/S間は1回線とし、132kV運転とする。

なお、軽負荷時には系統電圧上昇を抑制するため、アルン3発電所で調相機運転を行うが、現在NEAで既設Dhalkebar変電所に設置計画中の7.5MVAシャントリアクトルと併せ、Dhalkebar開閉所に10MVAのリアクトルの新設が必要である。

## (2) スケジュール2 (1998/99年度)

この場合は、アルン3発電所の3号機が運開する時点であり(1998年、9月)、発生出力は合計201MWとなる。この時点のピーク負荷時および軽負荷時の汐流計算結果をそれぞれFig. 8-5 (3)および8-5 (4)に示す。この段階では220kVに昇圧し、運転することが必要である。従って、送電線の増設およびDhalkebar開閉所の機器増設の必要はないが、1998年9月までにDubiおよびNew Kathmandu変電所に220/132kVの変圧器およびその関連機器の増設が必要となる。

一方、1998/99年度には輸出用としてアルン3発電所の4~6号機を建設し、トータル出力を402MWとする計画であるが、輸出用としての建設(第2期開発計画)が遅れる場合も想定し、Fig. 8-3(4-1)及びFig. 8-4(4-1-1)、8-4(4-1-2)、8-4(4-1-3)に示す汐流計算及び安定度計算を行い、この設備により2001/2002年度まで、安定して電力供給ができることを確認した。

軽負荷時にはアルン3発電所で調相機運転を行うが、必要なシャントリアクトルの容量は、Dhalkebar開閉所に20MVAであり、10MVAの増設が必要である。

## (3) スケジュール3 (1998/99年度)

この場合は輸出用として、アルン3発電所の4~6号機が運開する時点(4号機…1998年12月、5号機…1999年3月、6号機…1999年6月)であり、発生出力は総計402MWとなる。

このステージで220kV送電線1回線を増設せずに国内需要の他に輸出用として200MWを送電できるか否か検討した結果をFig. 8-7 (1)、8-7 (2)および8-7 (3)に示す。Fig. 8-7 (1)および8-7 (2)はDubiS/S ~ DhalkebarS/Y ~ New KathmanduS/S間が220kV1回線で連系した場合であるが、Fig. 8-7 (1)はアルン3開閉所の220kV母線で事故が発生し、アルン3S/Y ~ DubiS/S間の220kV送電線がトリップした場合であり、Fig. 8-7 (2)はDubiS/Sの220kV母線で事故が発生し、DubiS/S ~ DhalkebarS/Y間の220kV送電線がトリップした場合である。また、Fig. 8-7 (3)はDubiS/S ~ DhalkebarS/Y ~ New KathmanduS/S間が220kV、2回線で連系した場合であり、DubiS/Sの220kV母

線で事故発生し、Dubis/S ~ DhalkebarS/Y 間の 220kV送電線がトリップした場合である。Fig. 8-7 (2)から明らかなように、Dubis/S ~ DhalkebarS/Y ~ New Kathmandu S/S 間が 220kV、1回線の場合にはDubis/S で母線事故が発生した場合には系統安定度が維持できないが、220kV、2回線の場合にはこの事故でも安定度が維持できる。

(Fig. 8-7(3))。従って、1998年12月までに、Dubis/S ~ DhalkebarS/Y ~ New KathmanduS/S間に 220kV、1回線を増設し、これに伴って必要な機器をDubis/S、DhalkebarS/Y および New KathmanduS/S に増設する事が好ましい。

輸出を考慮した場合の詳細な検討を今後実施する必要があるが、8.5項に後述する通り概略の系統計算結果から、200MW規模の電力輸出は可能と思料される。従って、1998/99年度に於けるネパール国内の電力系統でチェックが必要な事項はピーク負荷時ではなく、上述の送変電設備増に伴い軽負荷時に問題があるか否かである。1998/99年度に於ける軽負荷時(ネパール国内需要のみ対象)の汐流計算結果をFig. 8-5 (5)に示すが、Dhalkebarに50MVAのシャントリアクトルが必要である。

また、上述の送変電設備でピーク時に安定して電力を送電できるか否かの検討は、2007/08年度を対象として汐流計算 (Fig. 8-3(4-2)) および安定度計算 (Fig. 8-4(4-1-1)、8-4(4-2-2)及び8-4(4-2-3)) を実施し、問題のないことを確認した。

送電線の増設及び 220kV運転に伴い、系統電圧の上昇を抑制するため、シャントリアクトルの容量も増えることになる。即ち、8.6.4項に後述するように、アルン3発電所により 220kV送電線を充電する場合には、更に 30MVAのシャントリアクトルをDhalkebar開閉所に設置し、送電線電圧上昇を抑制する必要がある(合計25MVA×2 cct =50MVA)。一方、軽負荷時にも前述の通りアルン3発電所を調相機運転するとともに合計50MVAのシャントリアクトルが必要である。

## 8.5 電力輸出の概略検討

電力輸出に関連し、相手国電力系統への送電方法についてはアルン3発電所の開発ステップと送変電設備の拡張計画に対応して、次の2ケースについて検討した。なお、余剰電力を輸出する前提としており、国内需要の伸びに応じて電力輸出量は減少する(200MW輸出可能な年度は1998/99~2001/2002年度)ので、系統計算年度は1998/99年度と2001/2002年度とした。系統計算の前提条件は後述の8.6.1項に述べる通りである。

ケース 1 : 220kV 2 回線送電線で200MW輸出 (1998/1999年度)

ケース 2 : 220kV 2 回線送電線で200MW輸出 (2001/2002年度)

(1) ケース 1

汐流および安定度計算による過渡発電機動揺曲線をそれぞれFig. 8-8 (1)および8-7 (3)、8-9 (1)に示す。これから、相手国電力系統で 220kVの系統電圧が維持されれば連系線 2 回線の内の 1 回線に 3 相地絡事故を適用してもネパールの電力系統の安定度は維持できる。

(2) ケース 2

汐流および安定度計算による過渡発電機動揺曲線をそれぞれFig. 8-8 (2)および8-9 (2)に示す。この場合も、相手国電力系統で 220kVの系統電圧が維持されれば、連系線 2 回線の内の 1 回線に 3 相地絡事故を適用してもネパールの電力系統の安定度は維持できる。

(3) 考 察

輸出電力を220kV送電線で200MWとした場合、安定度計算結果からはネパール電力系統の発電機が不安定現象を誘発することはない。しかしながら、相手国電力系統の電圧維持能力が不十分な場合は、相手国系統に連系する発電機が両系統に不安定現象を誘発する可能性がある。この場合は、当然上記の輸出電力200MWは減少する。

即ち、電力系統特性からみた場合、相手国への輸出可能電力は相手国電力系統の電圧維持能力にかかっていると見える。従って、可能輸出電力の大きさは相手国の電力系統の実態を調査し、詳細な系統計算を実施した上でなければ結論はでない。

## 8.6 系 統 解 析

送電パターンの選定、新規採用電圧の選定等に対する技術的および経済的な判断を行い、最適な送変電設備を策定する上で系統解析結果は非常に重要である。

### 8.6.1 系 統 計 算 の 条 件

#### (1) 系 統 計 算 項 目

技術的検討は次の系統計算結果を基に行った。

— 汐流及び電圧計算

— 系統安定度

— 短絡電流

— 送電線の充電容量

#### (2) 計 算 対 象 年 度

必要な系統計算を下記のア alun 3 発電所の主機運開期日に合わせ行った。

ユニットNo	運 開 年	ユニット出力 (MW)	累計出力 (MW)
1号	1994年 6月	67	67
2号	1994年 9月	67	134
3号	1998年 9月	67	201
4号	1998年 12月	67	268
5号	1999年 3月	67	335
6号	1999年 6月	67	402

#### (3) 汐流および電圧計算条件

電力設備の運転条件を以下のように設定し、汐流および電圧計算を行った。

系統の維持電圧	定格電圧の95～105%
発電機の運転電圧	定格電圧の95～105%
発電機の運転力率	0.85以上
変圧器のタップ比	1.00±0.05P.U (固定タップ) 1.00±0.10P.U (LRT)
負 荷 力 率	0.9

負 荷 時 刻	ピーク負荷時及び軽負荷時 (軽負荷時はピーク負荷の35%)
各 変 電 所 の 負 荷	第2章、Table 2-9 による
電圧位相角のベース発電機	Kulekhani-1

なお、上記の系統電圧を維持するために、コンデンサ (Static Condenser) あるいはシャントリアクトル (Shunt Reactor) を適正な変電所あるいは開閉所に設置するよう配慮した。

#### (4) 安定度計算条件

アルン3発電所の発電機を対象とした系統の安定度計算を行った。系統の外乱条件としては、アルン3発電所からの送電線に3相地絡事故 (3 $\phi$ G Fault) を適用し、事故後の運転している発電機の動揺を検討した。

外乱が系統に対して過酷なインパクトを与えるように次の条件を付加した。

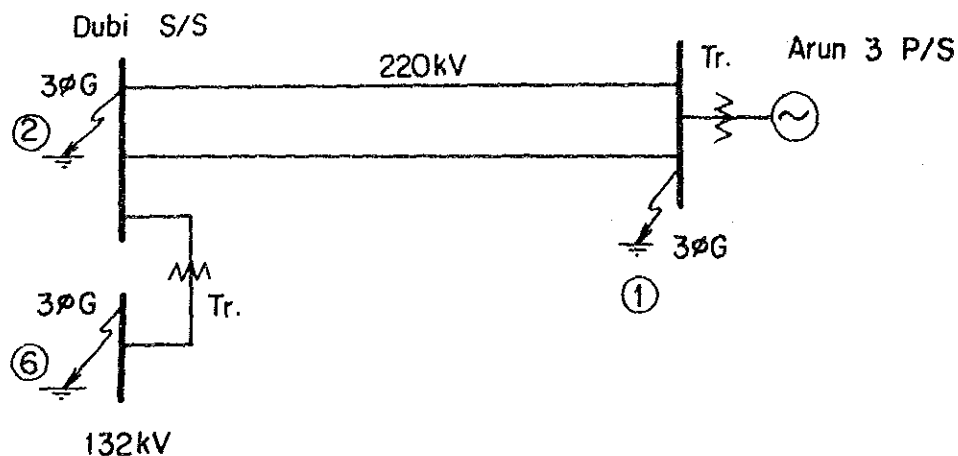
- 故障抵抗は零
- 発電機のAVR及び水車のガバナー機能除外
- 事故送電線の自動再閉路 (Automatic Reclosing) 無

また、外乱の適用箇所と事故シーケンスは以下の通りであるが、事故除去時間は保護リレーが正常に動作するものとして0.1秒とした。

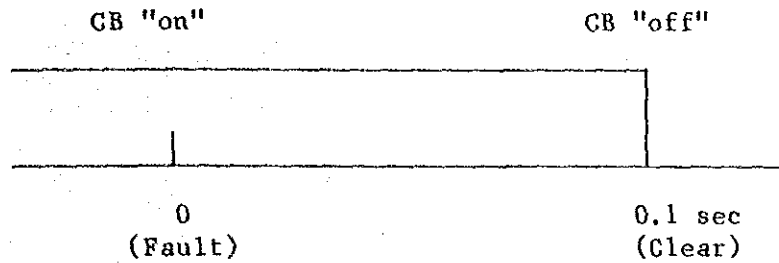
#### 外乱の適用箇所

なお、いずれの事故点が電力系統安定度を維持する上で最も厳しい状況にあるかをチェックするため、以下に示す通り事故点を交えて安定度計算を実施した。

Location of disturbance application



### Fault sequence



#### (5) 電力輸出の場合の計算条件

アルン3発電所の余剰電力を輸出する場合、相手国の電力系統状況を下記の如く仮定して、系統計算を実施した。

- (i) ネパールのDubi変電所より相手国の変電所までの送電線距離は 175kmとする。
- (ii) 相手国の電力系統の発電機は一機系の簡易系統で模擬する。
- (iii) 一機系の容量は相手国の電力需要予測値に対応し、2500~3000 MVAとする。
- (iv) 相手国の電力系統の短絡容量は10kAと想定する。

#### (6) 既設系統条件

アルン3発電所の開発とともに既設の 132kVおよび66kV系統の電力設備の拡張も必要となってくるので、計算の便宜上、NEAの計画中の設備増強も含め、次のような設備増強がなされている前提で検討した。

送電線：	DhalkebarS/S ~ DubiS/S	132kV 1回線 → 2回線
	SiuchatarS/S ~ PatanS/S	66kV 1回線 → 2回線
	BalajuS/S ~ New ChabelS/S	66kV 1回線 → 2回線
変電所：	HetaudaS/S	10MVA → 40MVA
	SiuchatarS/S	80MVA → 160MVA
	BalajuS/S	80MVA → 160MVA

#### (7) 電力設備の定数

系統計算に用いた系統インピーダンスをFig. 8-10に、発電機および変圧器定数をTable 8-4に示す。これらの定数のうちNEAより提供された値以外のものは、標

準的な定数を採用した。

なお、変圧器のインピーダンス電圧は既設分を除いては以下の値を標準値として採用した（自己容量ベース）。

電圧 (kV)	インピーダンス電圧 (%)
132/66	7.5
220/132, 66	8.5
220/13.8	10.0
132/11, 6.6	8.0

## 8.6.2 汐流・電圧計算及び系統安定度

これらの計算結果については前述の各項で述べているが、以下の計算を実施した。

- Case 1 Power system stability calculation for 1st stage development (201 MW) in F.Y. 1998/1999 without construction of 220 kV line from Dubi S/S to New Kathmandu S/S
- (a) 132 kV operation from Arun 3 P/S to Dubi S/S ..... Fig. 8-2(1)
  - (b) 220 kV operation from Arun 3 P/S to Dubi S/S ..... Fig. 8-2(2)
- Case 2 Power flow, voltage calculation in F.Y. 2001/2002 for selection of optimum transmission pattern
- (a) Transmission Pattern 1 ..... Fig. 8-3(1-1)
  - (b) Transmission Pattern 2 ..... Fig. 8-3(2-1)
  - (c) Transmission Pattern 3 ..... Fig. 8-3(3-1)
  - (d) Transmission Pattern 4 ..... Fig. 8-3(4-1)
- Case 3 Power flow, voltage calculation in F.Y. 2007/2008 for selection of optimum transmission pattern
- (a) Transmission Pattern 1 ..... Fig. 8-3(1-2)
  - (b) Transmission Pattern 2 ..... Fig. 8-3(2-2)
  - (c) Transmission Pattern 3 ..... Fig. 8-3(3-2)
  - (d) Transmission Pattern 4 ..... Fig. 8-3(4-2)
  - (e) In case of 400 kV transmission ..... Fig. 8-3(5)
- Case 4 Power system stability calculation in F.Y. 2001/2002 for selection of optimum transmission pattern
- (a) Transmission Pattern 1, Fault at Bus 1 ..... Fig. 8-4(1-1-1)



- (b) Transmission Pattern 1,  
Fault at Bus 2 ..... Fig. 8-4(1-1-2)
- (c) Transmission Pattern 2,  
Fault at Bus 1 ..... Fig. 8-4(2-1-1)
- (d) Transmission Pattern 2,  
Fault at Bus 2 ..... Fig. 8-4(2-1-2)
- (e) Transmission Pattern 3,  
Fault at Bus 1 ..... Fig. 8-4(3-1-1)
- (f) Transmission Pattern 3,  
Fault at Bus 2 ..... Fig. 8-4(3-1-2)
- (g) Transmission Pattern 4,  
Fault at Bus 1 ..... Fig. 8-4(4-1-1)
- (h) Transmission Pattern 4,  
Fault at Bus 2 ..... Fig. 8-4(4-1-2)
- (i) Transmission Pattern 4,  
Fault at Bus 6 ..... Fig. 8-4(4-1-3)

Case 5 Power system stability calculation in F.Y. 2007/2008 for selection of optimum transmission pattern

- (a) Transmission Pattern 1 ..... Fig. 8-4(1-2)
- (b) Transmission Pattern 2 ..... Fig. 8-4(2-2)
- (c) Transmission Pattern 3 ..... Fig. 8-4(3-2)
- (d) Transmission Pattern 4,  
Fault at Bus 1 ..... Fig. 8-4(4-2-1)
- (e) Transmission Pattern 4,  
Fault at Bus 2 ..... Fig. 8-4(4-2-2)
- (f) Transmission Pattern 4,  
Fault at Bus 6 ..... Fig. 8-4(4-2-3)

Case 6 Power flow, voltage calculation in F.Y. 1993/1994 (Schedule 1, 2 units of Arun 3 power station commissioned) in case of transmission pattern 4

- (a) At peak load time ..... Fig. 8-5(1)
- (b) At off peak load time ..... Fig. 8-5(2)

Case 7 Power flow, voltage calculation in F.Y. 1998/1999  
(Schedule 2, 3 units of Arun 3 power station commissioned)  
in case of transmission pattern 4

(a) At peak load time ..... Fig. 8-5(3)

(b) At off peak load time ..... Fig. 8-5(4)

Case 8 Power flow, voltage calculations in F.Y. 1998/1999 (Schedule  
3, 6 units of Arun 3 power station commissioned for power  
export) in case of transmission pattern 4

(a) At off peak load time ..... Fig. 8-5(5)

Case 9 Power system stability calculation for transmission pattern  
4 in F.Y. 1993/1994

(a) Fault at Bus 1 ..... Fig. 8-6(1)

(b) Fault at Bus 2 ..... Fig. 8-6(2)

(c) Fault at Bus 6 ..... Fig. 8-6(3)

Case 10 Power system stability calculation for 200 MW power  
export in F.Y. 1998/1999

(a) 220 kV, 1 cct transmission,  
Fault at Bus 1 ..... Fig. 8-7(1)

(b) 220 kV, 1 cct transmission,  
Fault at Bus 2 ..... Fig. 8-7(2)

(c) 220 kV, 2 cct transmission,  
Fault at Bus 2 ..... Fig. 8-7(3)

Case 11 Power flow, voltage calculation for 200 MW power export

(a) In F.Y. 1998/1999 ..... Fig. 8-8(1)

(b) In F.Y. 2001/2002 ..... Fig. 8-8(2)

Case 12 Power system stability calculation for 200 MW power export  
in case of 220 kV, 2 cct transmission, fault at Bus 1

(a) In F.Y. 1998/1999 ..... Fig. 8-9(1)

(b) In F.Y. 2001/2002 ..... Fig. 8-9(2)

### 8.6.3 短絡電流

アルン3発電所6台がフル出力運転し、ネパール国内の需要をカバーできるのは、2007/2008年度までと想定される (Fig. 2-7 参照)。従って、2007/2008年度の系統条件における3相短絡電流を計算した (Fig. 8-11)。この時点のネパールにおける発電機のトータル容量は約732MVAである。発電機のリアクタンスは過渡リアクタンス  $X_{d'}$  を使用した。

各電圧階級毎の変電所 (開閉所) 母線の最大短絡電流は次の通りである。

アルン3開閉所 220kV母線 : 4.0kA

Dubi変電所 132kV母線 : 3.5kA

Siuchatar変電所 132kV母線 : 4.0kA

アルン3発電所から供給する短絡電流は 220kVベースで3.4kA であるが、アルン3発電所は既存のネパール系統の電力設備から遠いため、同発電所から供給する短絡電流が近傍の変電所 (開閉所) 機器に及ぼす影響は極めて小さい。

### 8.6.4 送電線路充電

アルン3発電所からカトマンズまでの送電線を充電する場合の検討を行った。アルン3発電所から送電線充電範囲は以下の3ケースとした。

検討条件としては、変電所の母線電圧の上限は 102%、アルン3発電機の運転電圧の下限を85%とし、シャントリアクトルの容量を計算した。また、132kV送電線用として既設 Dhalkebar変電所にNEAが設置計画中のシャントリアクトル7.5MVAも使用するものとした。

ケース1 : アルン3発電所よりDubi変電所、Dhalkebar開閉所を経て、New Kathmandu変電所までの 220kV送電線

(1) 132kV運転時 (1994年~1998年)

(2) 220kV運転時 (1998年以降)

ケース2 : アルン3発電所よりDubi変電所、既設Dhalkebar変電所を経て、Hetauda変電所までの 132kV送電線

ケース3 : アルン3発電所よりDubi変電所までの 220kV送電線

各ケースにおける母線電圧と無効電力汐流 (Reactive Power Flow) の計算結果を Fig. 8-12に示すが、これによるとシャントリアクトルの容量は次の通りである。

なお、シャントリアクトルの設置場所はその効果が最も大きい地点として Dhalkebar 開閉所を選んだ。また、アルン 3 発電機は 1 台のみ運転している条件である。

ケース 1 : Dhalkebar 開閉所 25MVA / 回線 × 2 回線 (合計 50MVA)

ケース 2 : 既設 Dhalkebar 変電所 7.5MVA (NEA 計画分)

ケース 3 : 不 要

以上より、Dhalkebar 開閉所に 1 回線当り 25MVA のシャントリアクトルを設ければいかなるケースでも線路充電が可能である。また、アルン 3 の発電機 1 台のみで、カトマンズあるいは Hetauda までの 1 回線の線路充電が可能である。

## 8.7 今後の調査・検討課題

本F/S調査ではアルン3発電所の出力402MWに適応する送変電計画立案について、主としてネパール電力系統の東部を対象として詳細検討を行った。電力系統は需要増に伴い絶えず拡大していくので、ネパール電力系統全般の拡張計画についての詳細な検討が絶えず必要となる。更に、電力輸出に関しても今後十分な検討が必要となる。

ここでは、アルン3プロジェクトに対する送変電計画の検討を行った結果、今後調査・検討が必要と考えられる事項について述べる。なお、以下に述べる課題はその検討に長時間要する事項であるので、F/S調査から切離して別途調査・検討する必要がある。

### 8.7.1 カトマンズ周辺の電力設備

カトマンズはネパール電力系統の需要の中心であり、同市を取り囲む66kV変電所と66kV送電線はアルン3発電所の開発と併行して設備の増強、更新が必要となる。

本F/S調査では、前項8.1で述べた如く最適な送変電計画として、パターン4を選定したが、この場合にはNew Kathmandu 変電所の新設が必要となり、同変電所と連系する二次変電所の詳細な検討も必要となる。本調査では、便宜上、New Kathmandu 変電所は132kV 送電線でBalaju及び Siuchatar変電所と連系することとしたが、今後以下の点について検討が必要である。

- ニューカトマンズ変電所の設置場所
- ニューカトマンズ変電所の2次側電圧の選定 (66kV又は132kV)
- ニューカトマンズ変電所の2次側送電線の引出回線数および連系変電所の選定
- カトマンズ周辺の無効電力設備の増強計画

### 8.7.2 西部系統の132kV送電線拡張

ネパール電力系統の負荷の特徴の1つは、ピーク負荷と最低負荷との差が大きいことである。本調査によれば、最低負荷はピーク負荷に対して約35%程度であり、系統電圧を維持するため、ピーク時には汐流計算結果に示すようにスタティックコンデンサーが必要となる反面、軽負荷時にはシャントリアクトルが必要となる。これらの系統特性は負荷の特徴だけではなく、送電線の巨長が長いことも原因している。

特に、西部系統のDumkibas変電所～ Nepalgunj変電所間は、132kV 2回線に増強するとピーク負荷時は系統電圧を維持する効果はあるが、軽負荷時には電圧上昇が

大きくなる。この電圧上昇を抑制するためには、NEAで現在計画中のシャントリアクトルの容量を増すか、または軽負荷時には2回線の内の1回線を停止する方法を採る必要がある。

従って、西部系統の需要の増加に伴い、それに対応した送電線の拡張計画、シャントリアクトルの容量及び送電線の運用方法について今後の検討が必要である。

なお、本調査では軽負荷時の汐流計算は、DumkibasS/S～NepalgunjS/S間の2回線の内の1回線を停止し送電線路充電容量を減らして電圧上昇を抑制した (Fig. 8-5 (2)、8-5 (4)、8-5 (5))。

### 8.7.3 Hetauda変電所の拡張計画

送変電計画が前項8.1で述べたように、最適送電線パターンであるパターン4に基づき策定されるならば、Hetauda変電所の拡張計画はNEAで現在計画中のもので当面、特に問題はない。

しかるに、もしパターン4以外の送変電計画を策定する場合、とりわけパターン1が採用される場合 (PathalaiyaS/S 経由で 132kV 4回線が HetaudaS/S に連系) には Hetauda変電所の 132kV送電線用の予備スペースでは不十分であり、現在 NEAで計画中の拡張計画はアルン3プロジェクトの開発計画に合わせて見直しする必要がある。また、Hetauda変電所からカトマンズへ向かう既設の 132kV、66kV送電線の増強も必要となり、更に8.1.2項で述べた系統信頼度について十分な配慮が必要となる。

### 8.7.4 電力輸出

電力輸出に関しては、前項8.5で述べたように相手国の電力系統特性を十分把握することが必要であるが、異系統の連系を推進するに当たっての主な検討課題としては次の事項がかかけられる。

- 連系統線の汐流制御
- 両系統の周波数、電圧制御
- 大容量発電機の脱落時の影響
- 連系統線の運用方法

2つの異系統が問題無く同期化できるか、過度および定常状態の安定度を検証して調査するよう提言する。このため、両国の主要発電所の調速機、励磁装置、慣性定数およびその他の定数、送電線および変圧器のインピーダンスならびに関連する

系統の保護継電器システム等の調査が必要である。なお、可能性は低いと思われるが、一つのオプションとして直流（HVDC）による非同期連系の検討も必要となろう。

Table 8-1 (1) Economic Comparison of Each Transmission Pattern (For F.Y. 2001/2002)

Items	Pattern 1	Pattern 2	Pattern 3	Pattern 4
Transmission Line Length (km) x Number of Circuits	(220kV) 120x2 256x1 (132kV) 30x1	(220kV) 120x2 326x1	(220kV) 120x2 376x1	(220kV) 120x2 266x1
Construction Cost (10 <sup>3</sup> US\$)				
Transmission Line				
Arun 3 P/S - Dubi S/S	23,200	23,200	23,200	23,200
Dubi S/S - Dhalkebar S/Y	14,800	14,800	14,800	14,800
Dhalkebar S/Y - Pathalैया S/S	11,100	11,100	11,100	-
Pathalैया S/S - Hetauda S/S	1,800	-	-	-
Pathalैया S/S - Siuchatar S/S	-	7,100	-	-
Dhalkebar S/Y - New Kathmandu S/S	-	-	12,100	12,100
Sub-total .....	50,900	56,200	61,200	50,100
Substation & Switchyard				
Dubi S/S	11,900	11,900	11,900	11,900
Dhalkebar S/Y	7,500	7,500	8,400	7,500
Pathalैया S/S	14,600	15,000	14,100	-
Hetauda S/S	1,700	-	-	-
Siuchatar S/S	-	900	-	-
New Kathmandu S/S	-	-	12,500	12,500
Sub-total .....	35,700	35,300	46,900	31,900
Telecommunication .....	4,200	6,500	6,500	5,500
Total (1) + (2) + (3) .....	90,800	98,000	114,600	87,500
Annual Total Construction Cost (10 <sup>3</sup> US\$) ... (5)	10,896	11,760	13,752	10,500
(Annual Cost Rate 12%)				
Transmission Line Losses				
kW Losses (MW)	14.8	13.5	12.4	12.7
kWh Losses (GWh)	42.1	38.4	35.3	36.2
Annual Cost due to Transmission Line Losses (10 <sup>3</sup> US\$)				
kW Losses .....	1,006	918	843	864
kWh Losses .....	2,652	2,419	2,224	2,281
Total (6) + (7) .....	3,658	3,337	3,067	3,145
Total Annual Cost (10 <sup>3</sup> US\$), (5) + (8)	14,554	15,097	16,819	13,645

Note: (1) Annual energy losses (kWh losses) are calculated taking into account the loss factor (Lr) which is the ratio of average power losses to peak power losses obtained from experimental equation of Buller-Woodrow.  
 $Lr = 0.3 \times (\text{Annual Load Factor}) + 0.7 \times (\text{Annual Load Factor})^2$ , where Annual Load Factor = 0.50  
 $Lr = 0.325$

(2) Cost for power losses and energy losses  
 (a) 68 US\$/kW (b) 0.063 US\$/kWh



Table 8-1 (2) Economic Comparison of Each Transmission Pattern (For F.Y. 2007/2008)

Items	Pattern 1	Pattern 2	Pattern 3	Pattern 4
Transmission Line Length (km) x Number of Circuits	(220kV) 376x2 (132kV) 30x2	(220kV) 446x2	(220kV) 496x2	(220kV) 386x2
Construction Cost (10 <sup>3</sup> US\$)				
Transmission Line				
Arun 3 P/S - Dubi S/S Dubi S/S - Dhalkebar S/Y Dhalkebar S/Y - Pathalैया S/S Pathalैया S/S - Hetauda S/S Pathalैया S/S - Siuchatar S/S Dhalkebar S/Y - New Kathmandu S/S	23,200 18,900 14,100 2,600 - 58,800	23,200 18,900 14,100 - 9,000 65,200	23,200 18,900 14,100 - - 15,400 71,600	23,200 18,900 - - - 15,400 57,500
Substation & Switchyard				
Dubi S/S Dhalkebar S/Y Pathalैया S/S Hetauda S/S Siuchatar S/S New Kathmandu S/S	12,700 10,300 18,300 2,200 - 43,500	12,700 10,300 19,100 - 1,800 43,900	12,700 12,100 15,000 - - 13,400 53,200	12,700 10,300 - - - 15,400 38,400
Sub-total .....	4,200	6,500	6,500	5,500
Telecommunication .....	106,500	115,600	131,300	101,400
Total (1) + (2) + (3) .....	12,780	13,872	15,756	12,168
Annual Total Construction Cost (10 <sup>3</sup> US\$) ... (5) (Annual Cost Rate 12%)				
Transmission Line Losses				
kW Losses (kW) kWh Losses (GWh)	39.6 112.7	36.0 102.5	31.5 89.7	33.3 94.8
Annual Cost due to Transmission Line Losses (10 <sup>3</sup> US\$)				
kW Losses .....	2,693	2,448	2,142	2,264
kWh Losses .....	7,100	6,458	5,651	5,972
Total (6) + (7) .....	9,793	8,906	7,793	8,236
Total Annual Cost (10 <sup>3</sup> US\$), (5) + (8)	22,573	22,778	23,549	20,404

**Table 8-2 Economic Comparison between 220 kV and 400 kV Substation/Switchyard and Transmission Line Facilities**

	220 kV	400 kV
Transmission Line Length (km) x Number of Circuits	386 x 2	386 x 2
Construction Cost (10 <sup>3</sup> US\$)		
Transmission Line		
Arun 3 S/Y - Dubi S/S (120 km)	23,200	24,100
Dubi S/S - Dhalkebar S/Y (146 km)	18,900	29,300
Dhalkebar S/Y - New Kathmandu S/S (120 km)	15,400	24,100
Sub-total .....	57,500	77,500
Substation & Switchyard		
Arun 3 S/Y	14,900	30,200
Dubi S/S	12,700	19,900
Dhalkebar S/Y	10,300	16,400
New Kathmandu S/S	15,400	22,500
Sub-total .....	53,300	89,000
Telecommunication .....	5,500	5,500
Total (1) + (2) + (3) .....	116,300	172,000
Annual Total Construction Cost .. (5) (Annual Cost Rate 12%)	13,956	20,640
Transmission Line Losses		
kW Losses (MW)	33.3	15.5
kWh Losses (GWh)	94.8	44.1
Annual Cost due to Transmission Line Losses (10 <sup>3</sup> US\$)		
kW Losses .....	2,264	1,054
kWh Losses .....	5,972	2,778
Total (6) + (7) .....	8,236	3,832
Total Annual Cost (5) + (8)	22,192	24,472

Note: (1) Annual energy losses (kWh losses) are calculated taking into account the loss factor (Lr) which is the ratio of average power losses to peak power losses obtained from experimental equation of Buller-Woodrow.

$$Lr = 0.3 \times (\text{Annual Load Factor}) + 0.7 \times (\text{Annual Load Factor})^2$$

Annual Load Factor : 0.5

(2) Cost for power losses and energy losses  
(a) 68 US\$/kW/year (b) 0.063 US\$/kWh

(3) Cost of shunt reactor required for 400 kV transmission system is excluded.

Table 8--3 Development Sequence of Transmission Line and Substation

Arun 3 Power Station	1st Stage (No.1-No.3)	2nd Stage (No.4-No.6)	Entire Facilities
Transmission Line and Substation	Schedule 1 (Jun. 1994)	Schedule 2 (Sep. 1998)	Schedule 3 (Dec. 1998)
Transmission Line			
Arun 3 S/Y - Dubi S/S	220 kV, 2 Circuits (Operation 132 kV)	- (Operation 220 kV)	- (Operation 220 kV)
Dubi S/S - Dhalkebar S/Y	220 kV, 1 Circuit (Operation 132 kV)	- (Operation 220 kV)	220 kV, 1 Circuit (Operation 220 kV)
Dhalkebar S/Y - New Kathmandu S/S	220 kV, 1 Circuit (Operation 132 kV)	- (Operation 220 kV)	220 kV, 1 Circuit (Operation 220 kV)
* New Kathmandu S/S - Existing S/S	132 kV, 2 Circuits	-	132 kV, 2 Circuits
Substation & Switchyard			
Dubi S/S	220 kV, 2 Circuits for Incoming 220 kV, 1 Circuit for Outgoing (Operation 132 kV)	Transformer 220/132 kV 70 MVA, 3 units (Operation 220 kV)	220 kV, 2 Circuits for Incoming 220 kV, 2 Circuits for Outgoing Transformer, 70 MVA x 3
Dhalkebar S/Y	220 kV, 1 Circuit for Incoming 220 kV, 1 Circuit for Outgoing Shunt Reactor 10 MVA (Operation 132 kV)	- Shunt Reactor 10 MVA (Operation 220 kV)	220 kV, 2 Circuits for Incoming 220 kV, 2 Circuits for Outgoing Shunt Reactor, 25 MVA x 2
New Kathmandu S/S	220 kV, 1 Circuit for Incoming - (Operation 132 kV) *132 kV, 2 Circuits for Outgoing	Transformer 220/132 kV, 100 MVA 2 units (Operation 220 kV)	220 kV, 2 Circuits for Incoming Transformer, 100 MVA x 3 *132 kV, 2 Circuits for Outgoing

\* Construction costs of 132 kV transmission lines for interconnection between New Kathmandu S/S and existing substations of Siachar and Balaju are not included in this Feasibility Study.

Table 8-4 Generator and Transformer Data

Power Station	Generator					Transformer			
	Installed Capacity (MW)	Total Capacity (MVA)	X <sub>d</sub> (%)	X <sub>d</sub> ' (%)	X <sub>q</sub> (%)	H (kW-sec/KVA)	Total Capacity (MVA)	Voltage (KV)	X <sub>t</sub> (%)
Arun 3	400	474	100	30	60	3.75	480	220/13.8	10.0
Kulekhani-1	60	70.59	100	26	60	1.99	70	66/11	7.25
Kulekhani-2	32	37.65	100	28	60	2.00	37	132/11	8.4
Sunkosi	10.05	11.82	100	30	60	2.16	12.6	66/6.3	7.97
Devighat	14.1	17.63	100	28	60	2.40	18.9	66/11	6.97
Trisuli	21	26.25	100	34.3	60	3.55	22.5	66/6.6	8.4
Marsyangdi	66	73.33	100	28	60	2.53	81	66/6.6	8.0
Gandak	15	17.65	100	39	60	1.08	20	132/6.6	8.4
Substation									
New Kathmandu							300	220/66	8.5
Dubi							210	220/132	8.5
Hetauda							40	132/66	7.35
Siuchatar							120	132/66	7.5
Balaju							120	132/66	7.5

(Note) X<sub>d</sub> : Direct-axis synchronous reactance      H : Inertia constant  
 X<sub>d</sub>' : Direct-axis transient reactance      X<sub>t</sub> : Impedance voltage  
 X<sub>q</sub> : Quadrature-axis synchronous reactance

Fig. 8-1 (1) Conceivable Transmission Pattern (1st Stage)

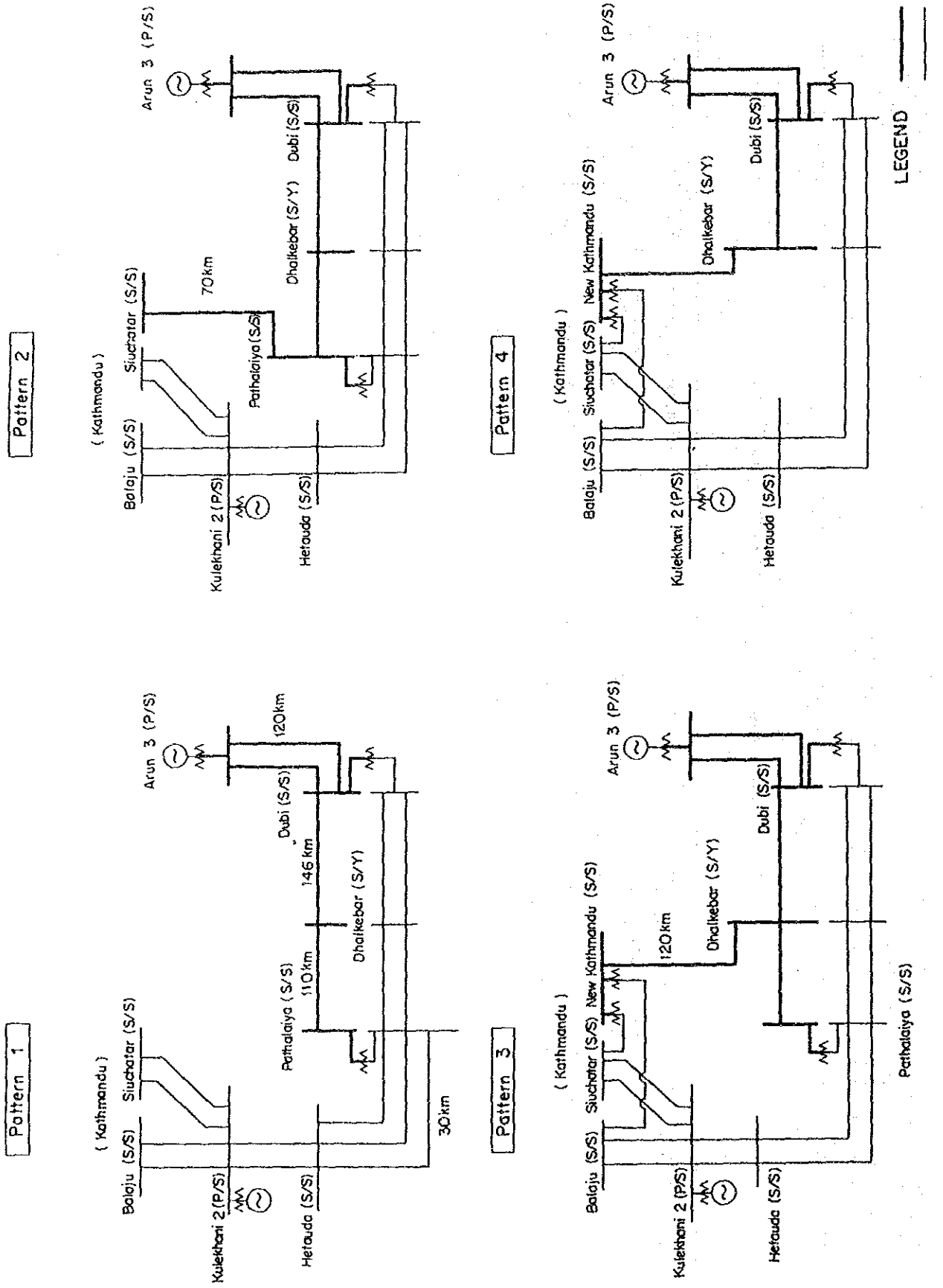
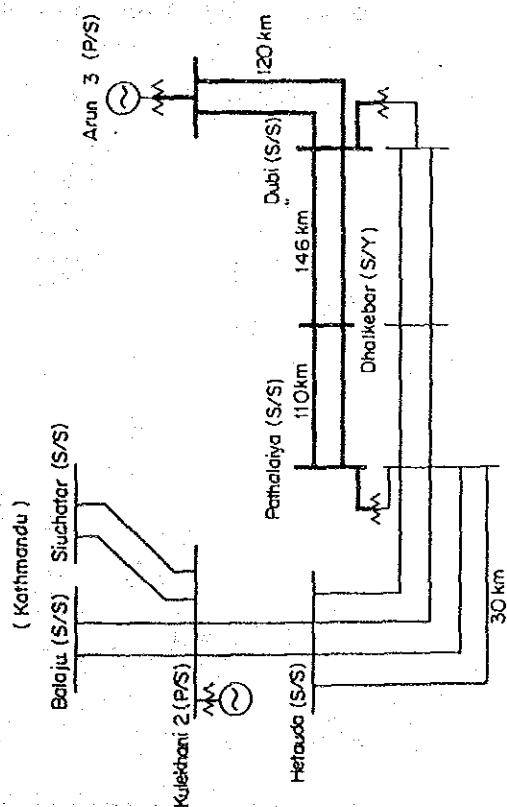
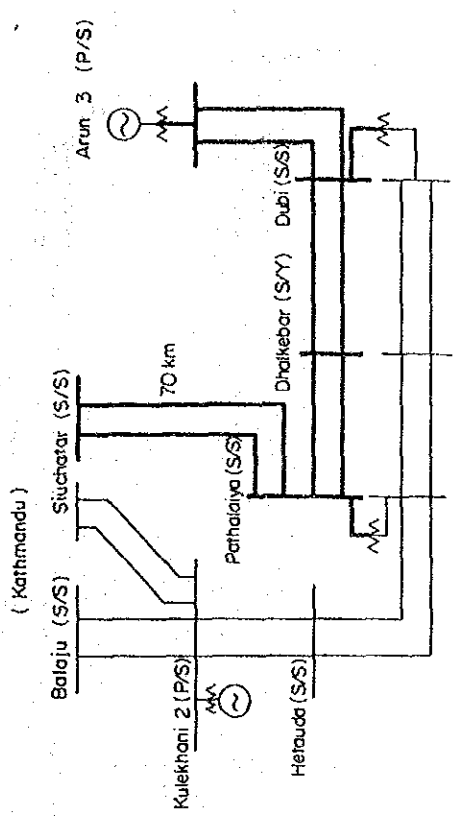


Fig. 8-1 (2) Conceivable Transmission Pattern (2nd Stage)

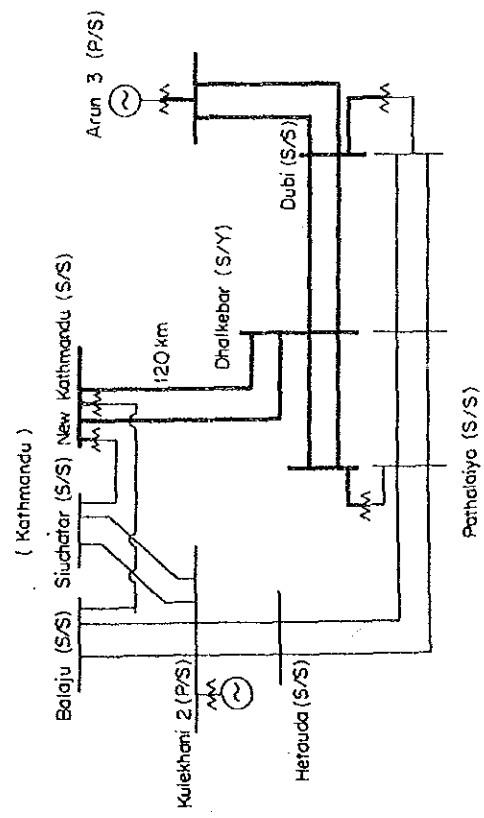
Pattern 1



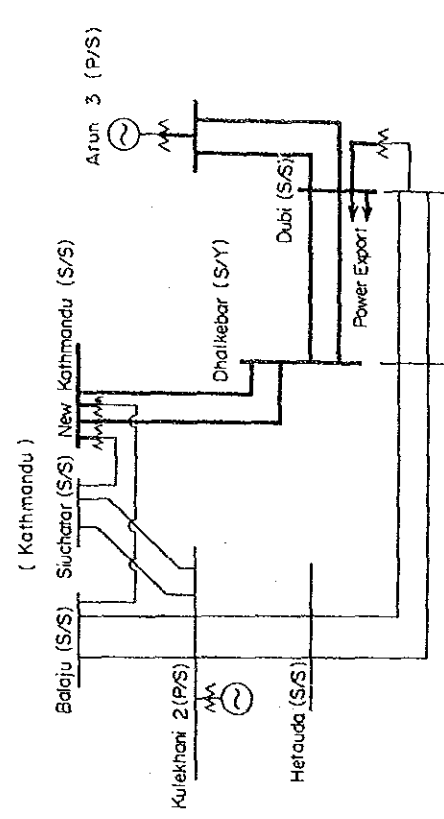
Pattern 2



Pattern 3



Pattern 4



LEGEND  
 ——— 220 kV  
 ——— 132 kV

Fig. 8-2 (1) Stability in 1st Stage Development without Construction of 220 kV Line (132 kV Operation from Arun 3 to Dubi)

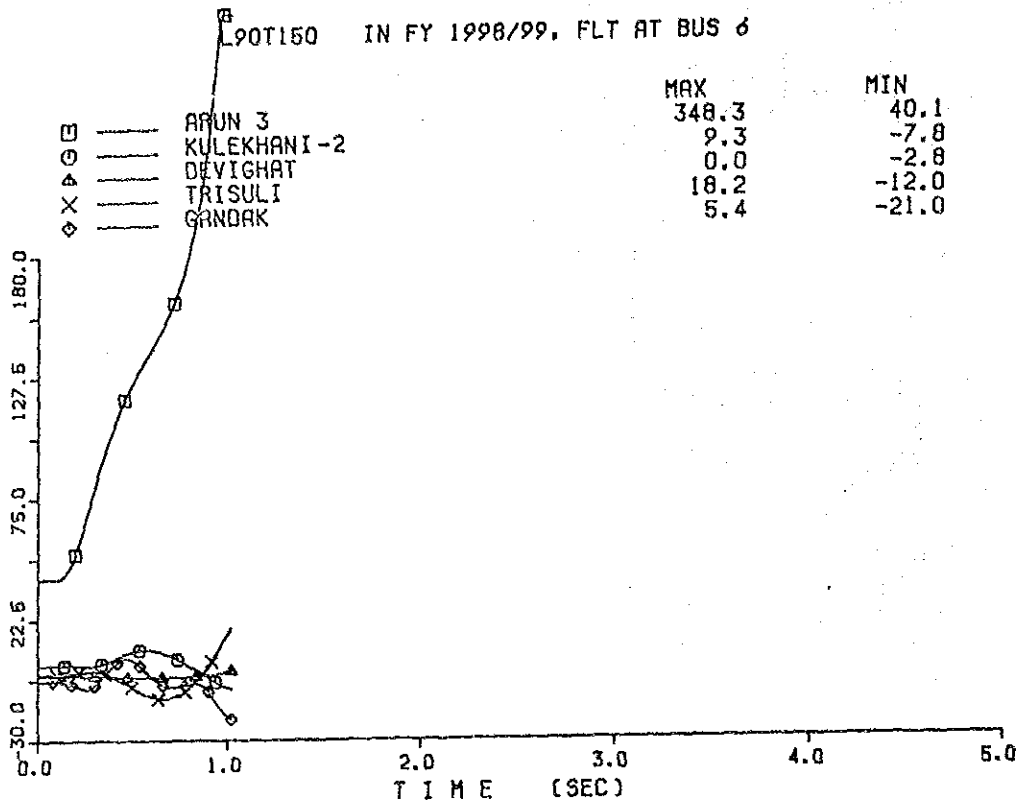


Fig. 8-2 (2) Stability in 1st Stage Development without Construction of 220 kV Line (220 kV Operation from Arun 3 to Dubi)

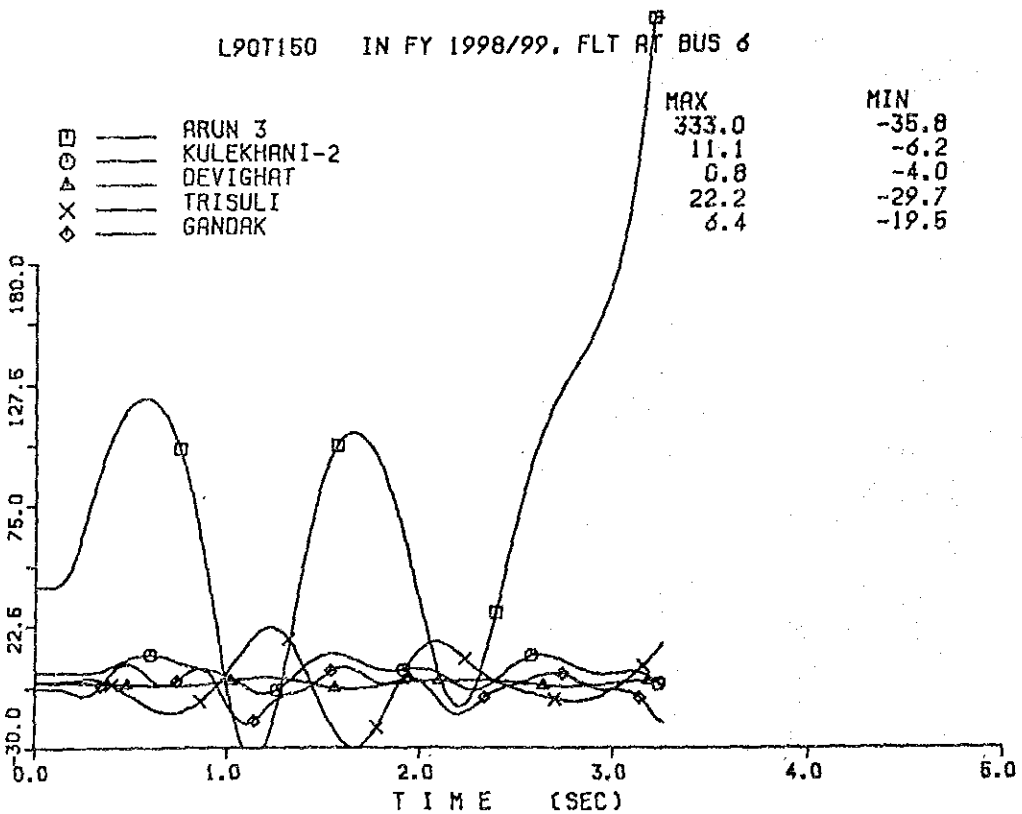








Fig. 8-3 (3-1) Power Flow Analysis of Pattern 3 in F.Y. 2001/2002 (Peak)

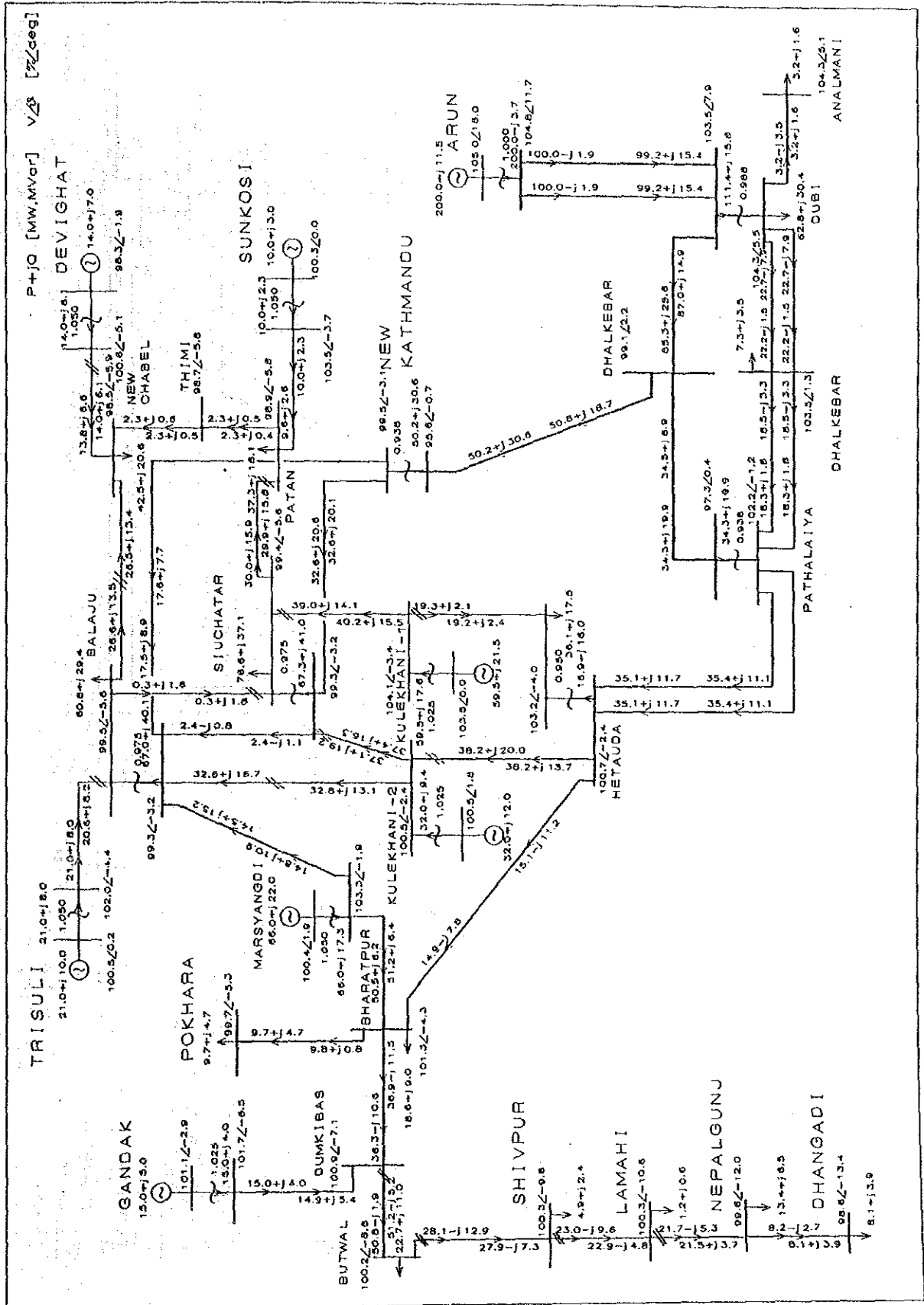


Fig. 8-3 (4-1) Power Flow Analysis of Pattern 4 in F.Y. 2001/2002 (Peak)

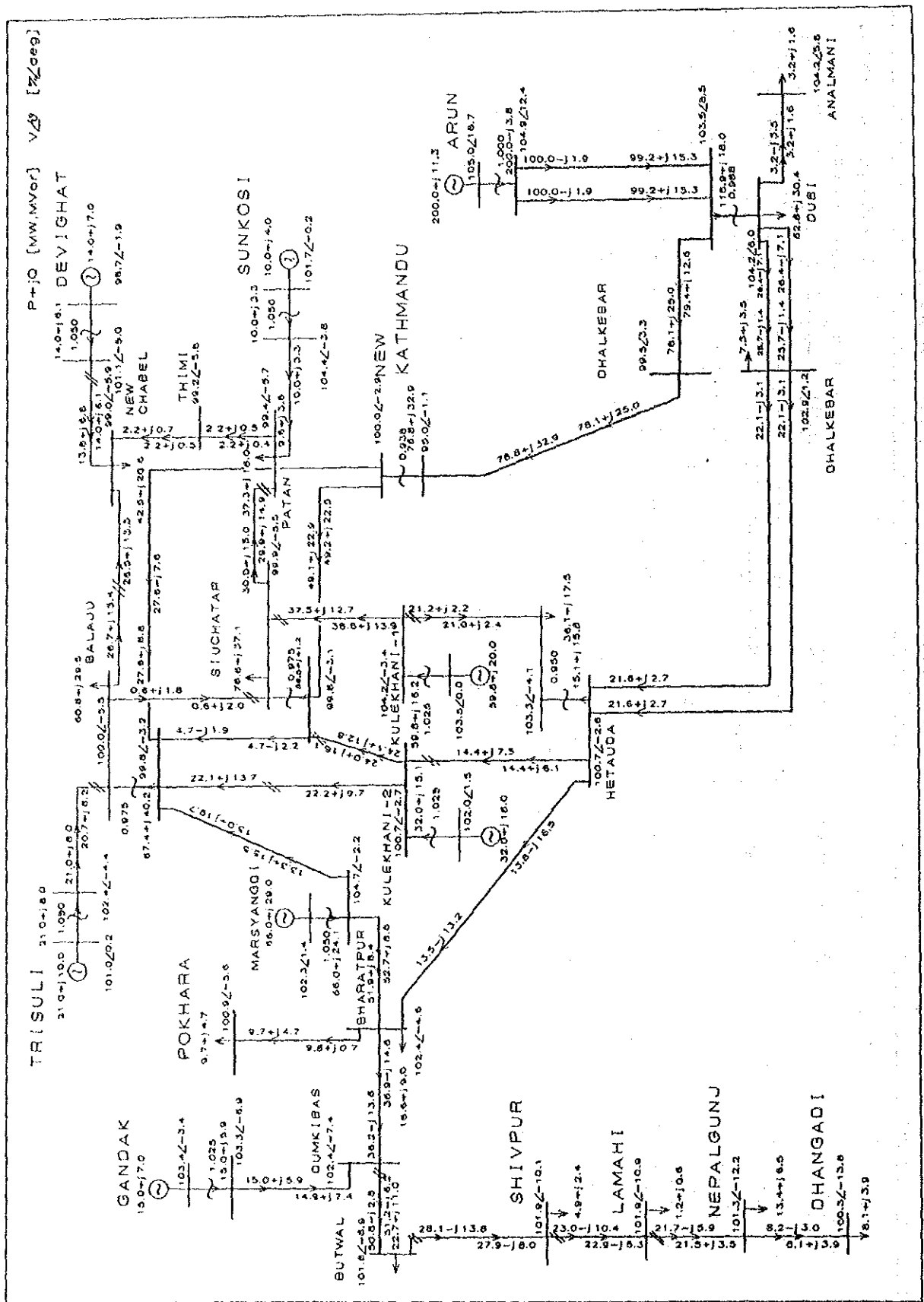




Fig. 8-3 (2-2) Power Flow Analysis of Pattern 2 in F.Y. 2007/2008 (Peak)

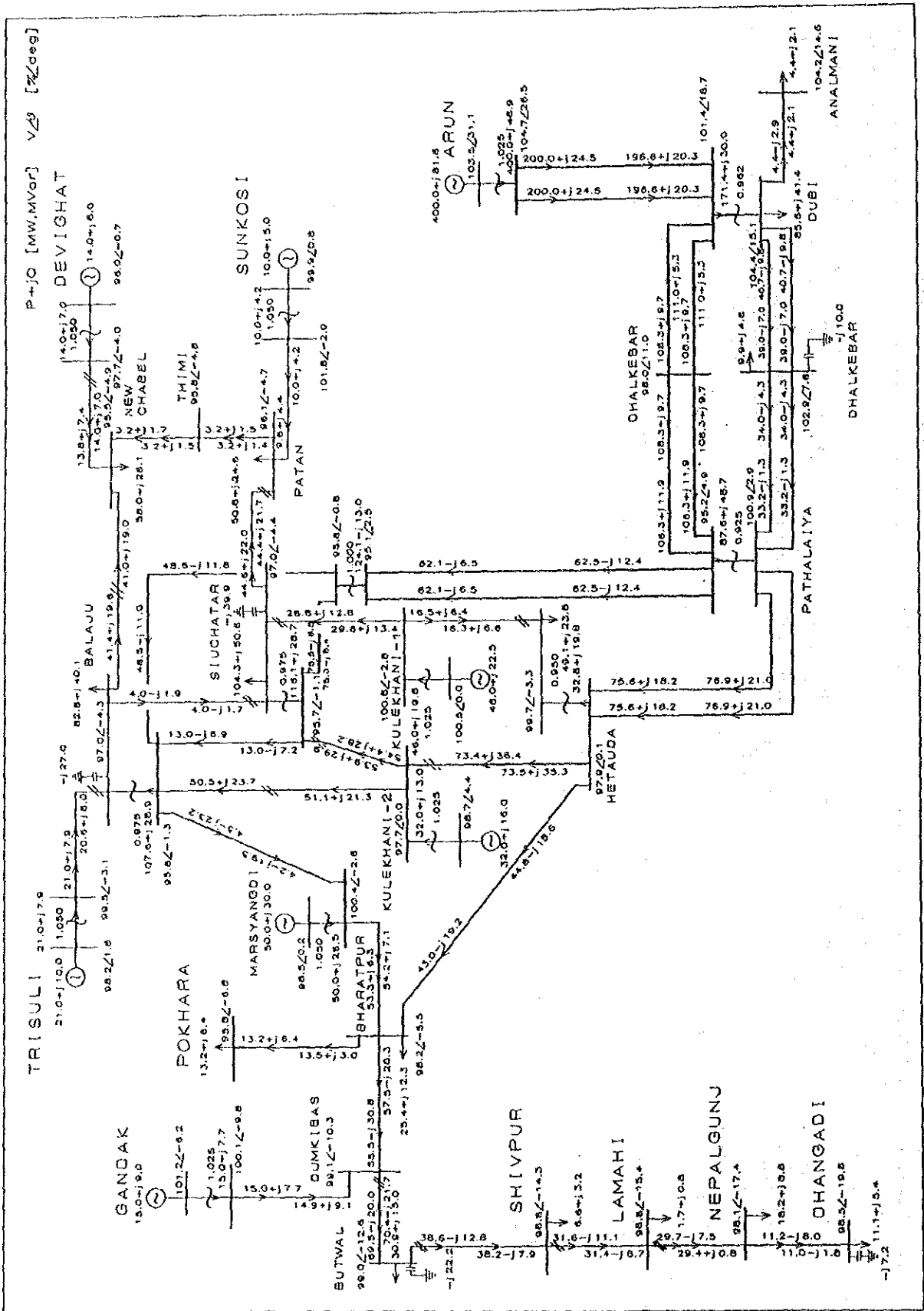


Fig. 8-3 (3-2) Power Flow Analysis of Pattern 3 in F.Y. 2007/2008 (Peak)

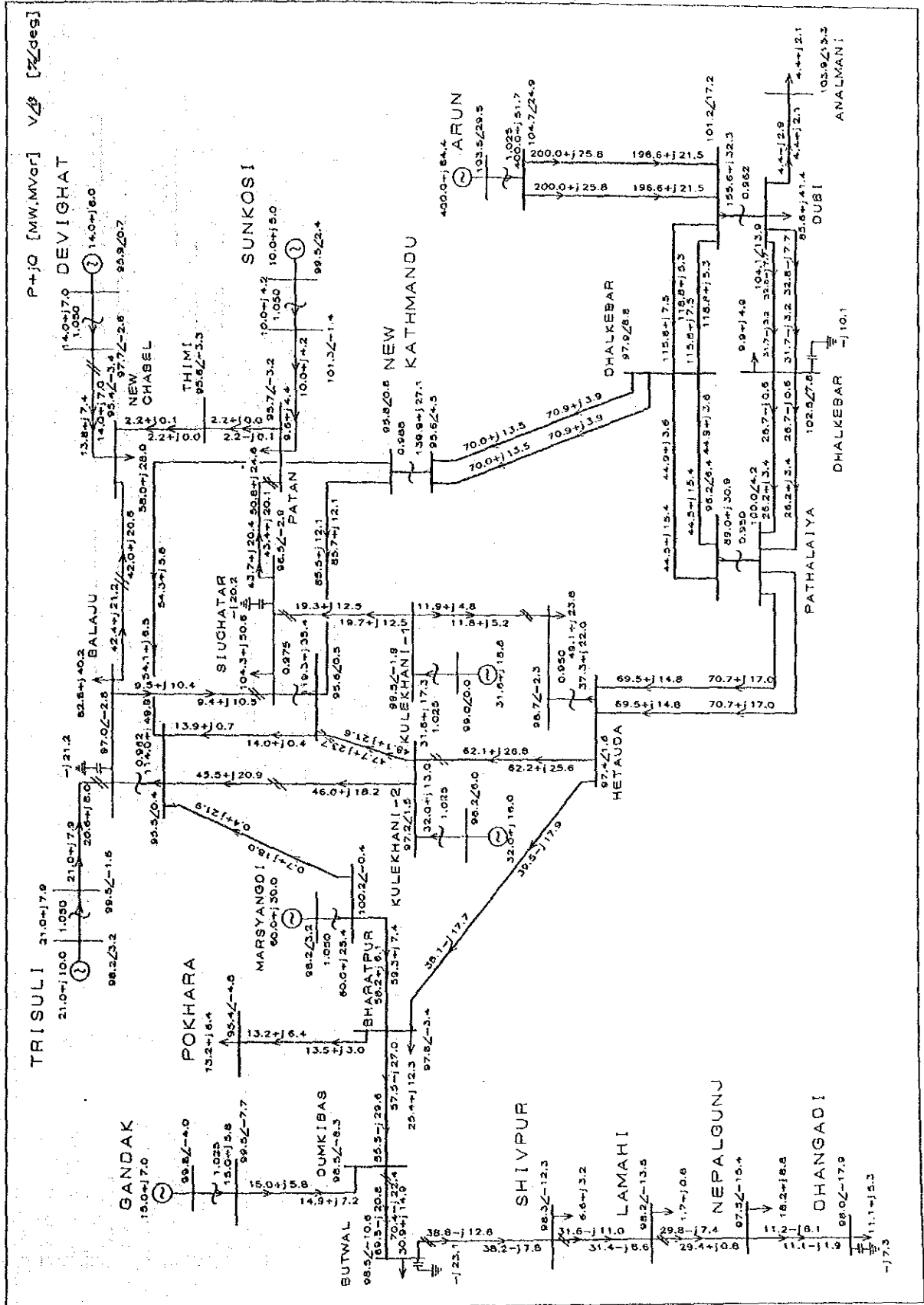




Fig. 8-3 (5) Power Flow Analysis of 400 kV Transmission for Pattern 4 in F.Y. 2007/2008

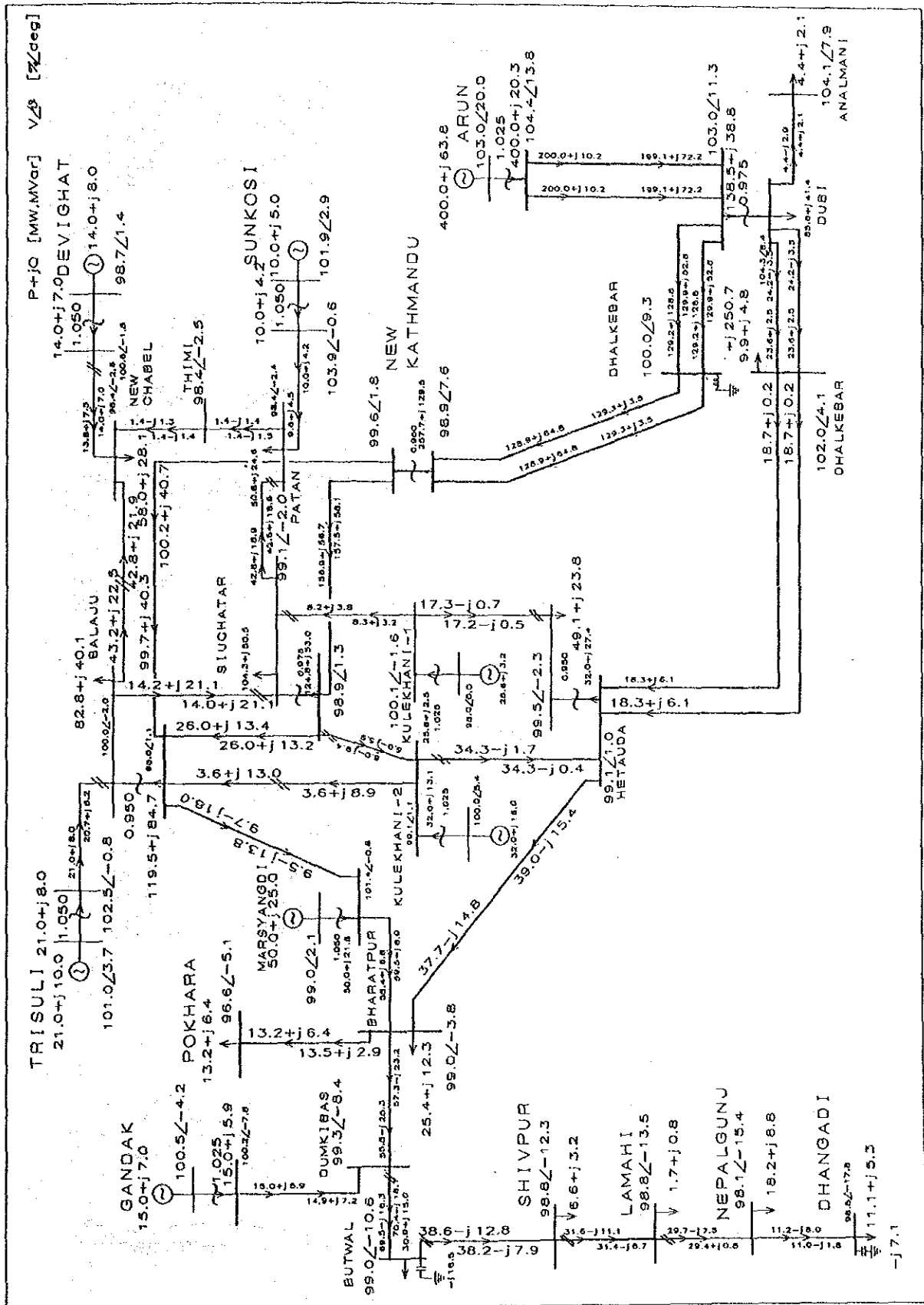




Fig. 8-4 (1-1-1) Stability of Pattern 1 in F.Y. 2001/2002 in Case of Fault at Bus 1

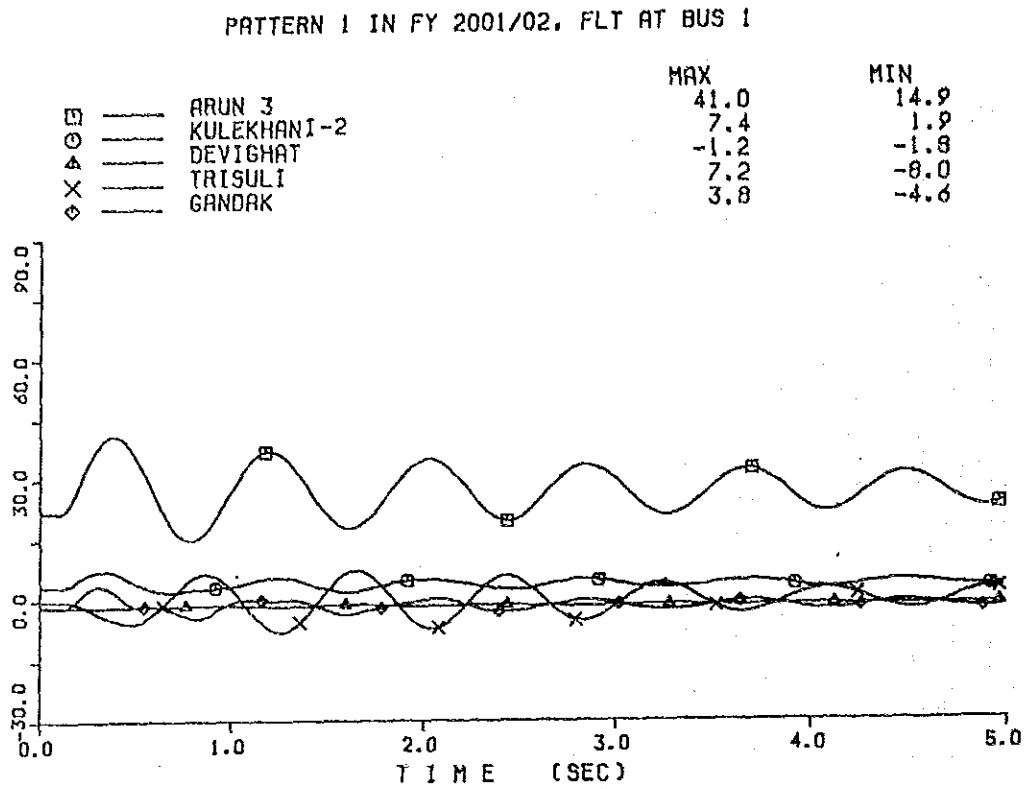


Fig. 8-4 (1-1-2) Stability of Pattern 1 in F.Y. 2001/2002 in Case of Fault at Bus 2

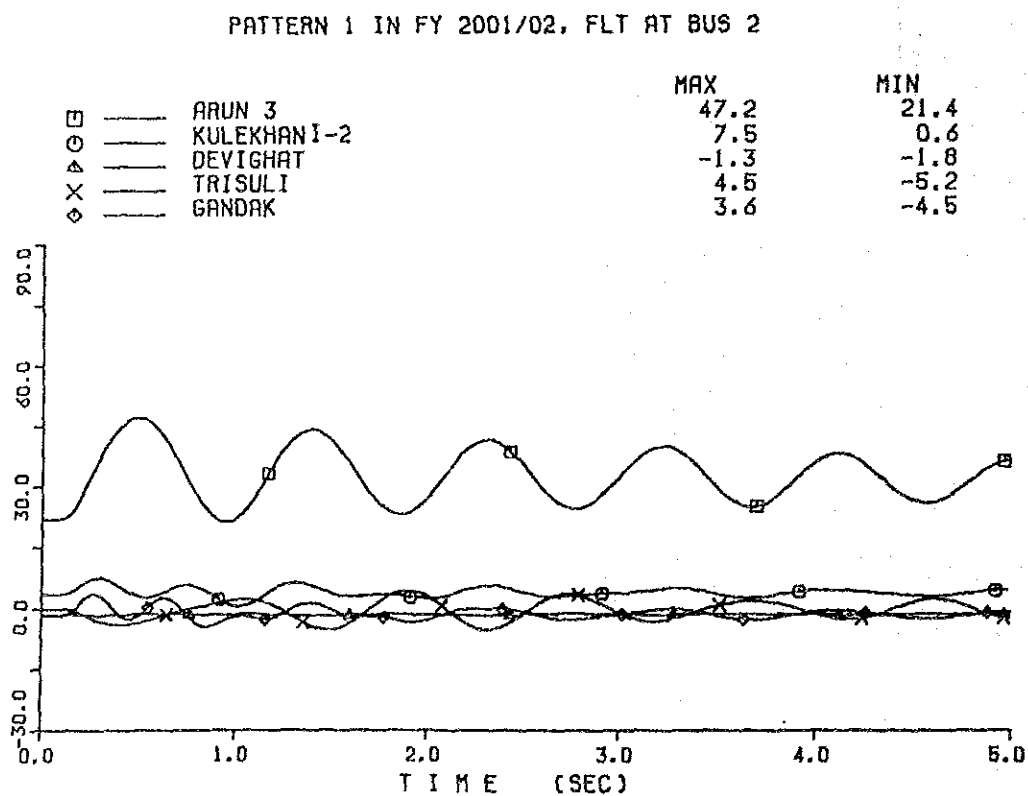


Fig. 8-4 (2-1-1) Stability of Pattern 2 in F.Y. 2001/2002 in Case of Fault at Bus 1

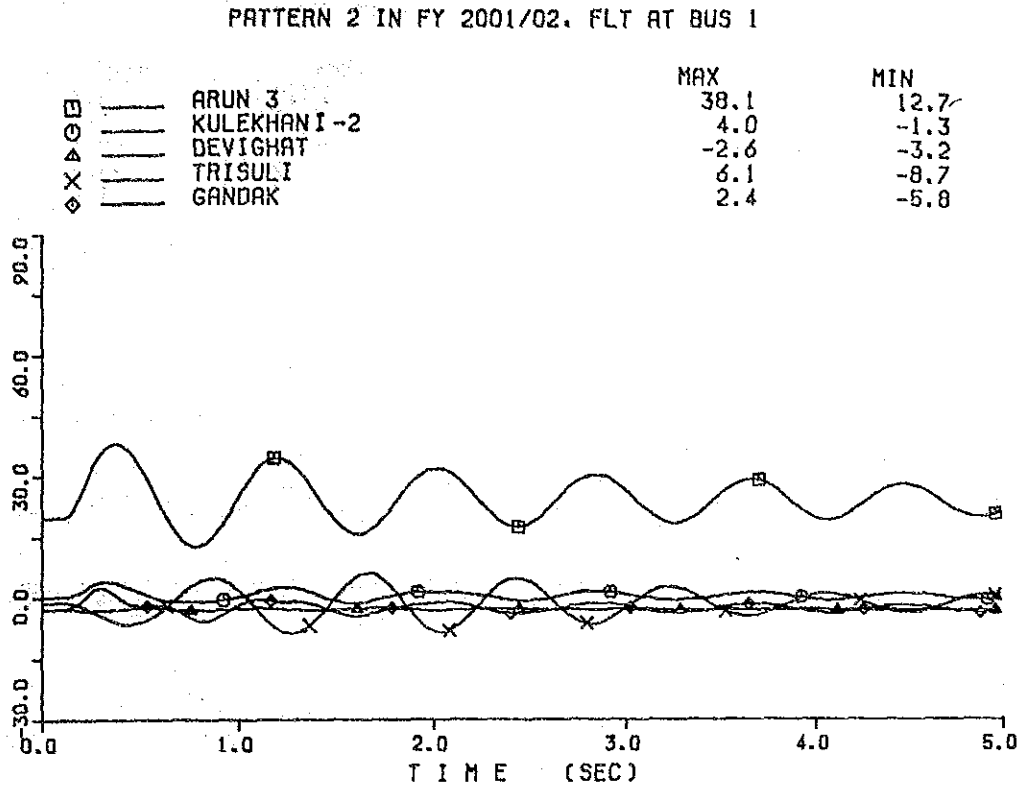


Fig. 8-4 (2-1-2) Stability of Pattern 2 in F.Y. 2001/2002 in Case of Fault at Bus 2

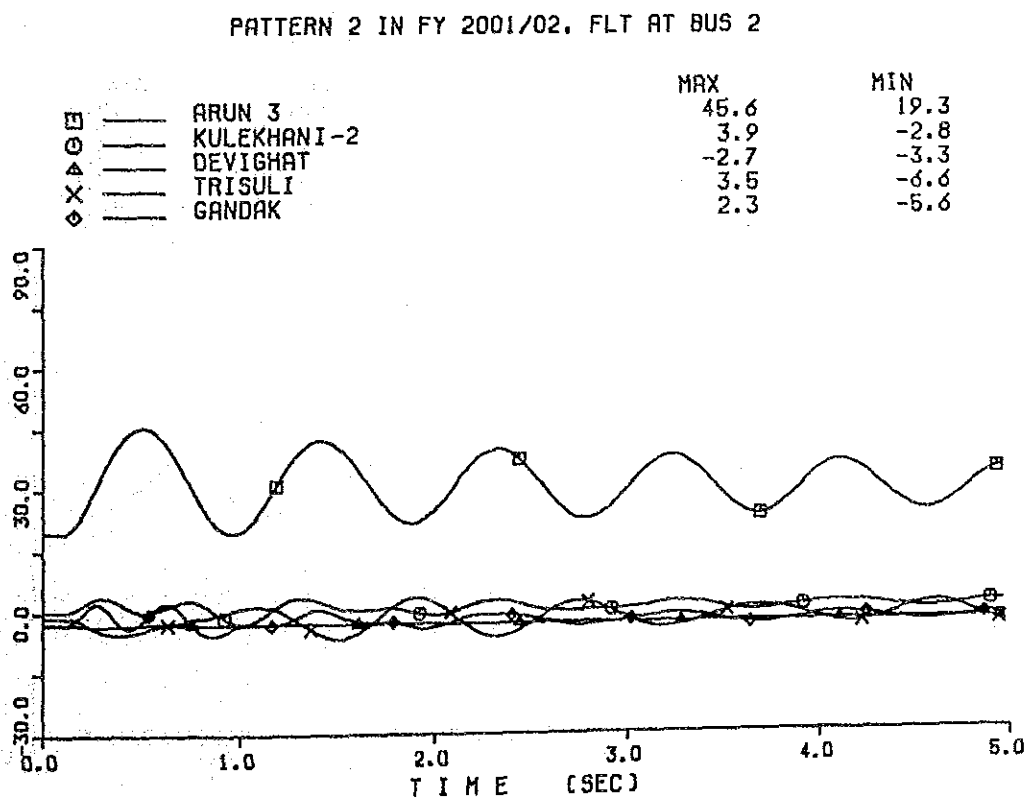


Fig. 8-4 (3-1-1) Stability of Pattern 3 in F.Y. 2001/2002 in Case of Fault at Bus 1

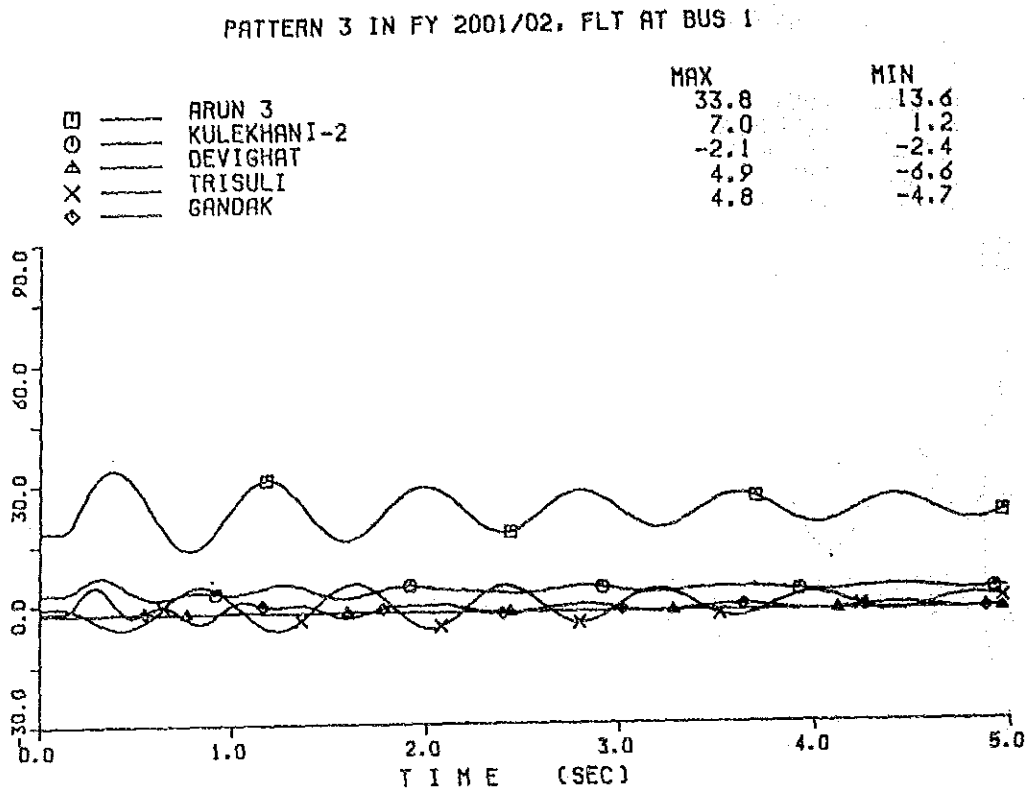


Fig. 8-4 (3-1-2) Stability of Pattern 3 in F.Y. 2001/2002 in Case of Fault at Bus 2

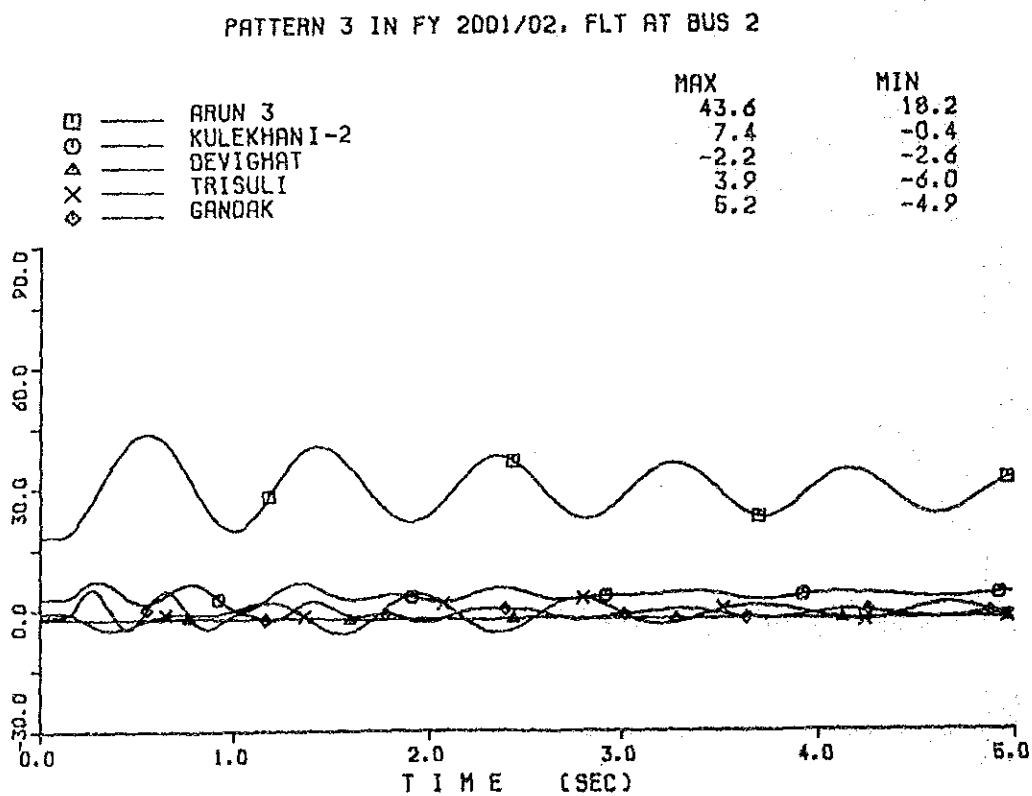


Fig. 8-4 (4-1-1) Stability of Pattern 4 in F.Y. 2001/2002 in Case of Fault at Bus 1

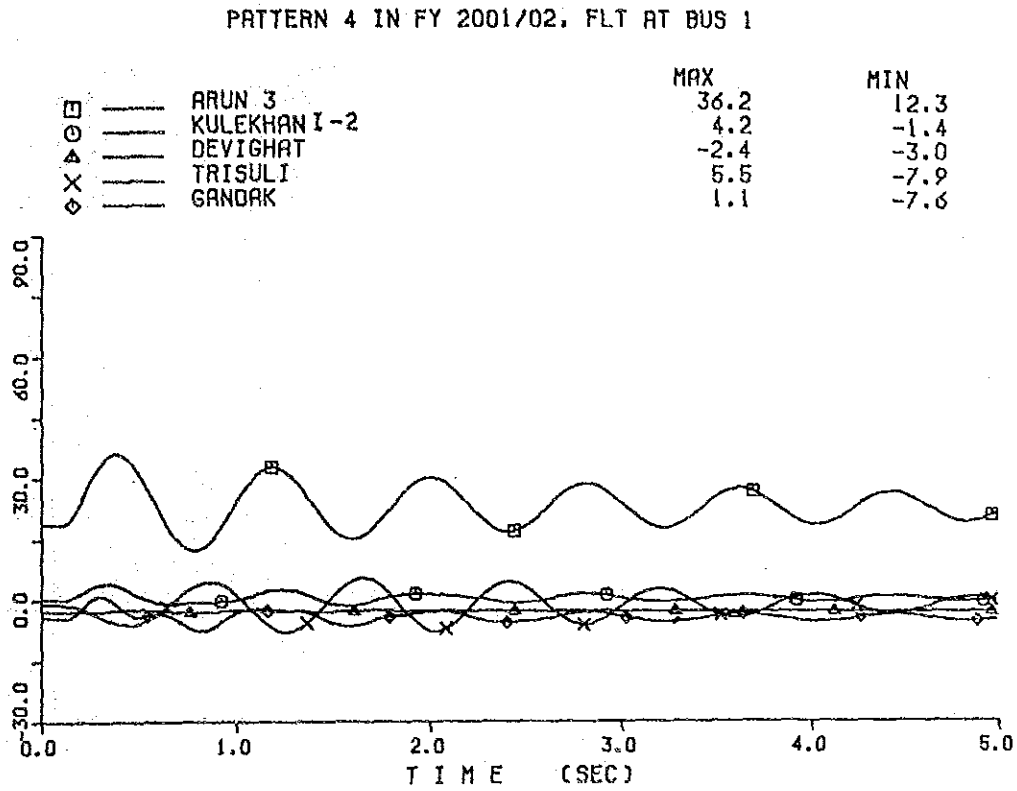


Fig. 8-4 (4-1-2) Stability of Pattern 4 in F.Y. 2001/2002 in Case of Fault at Bus 2

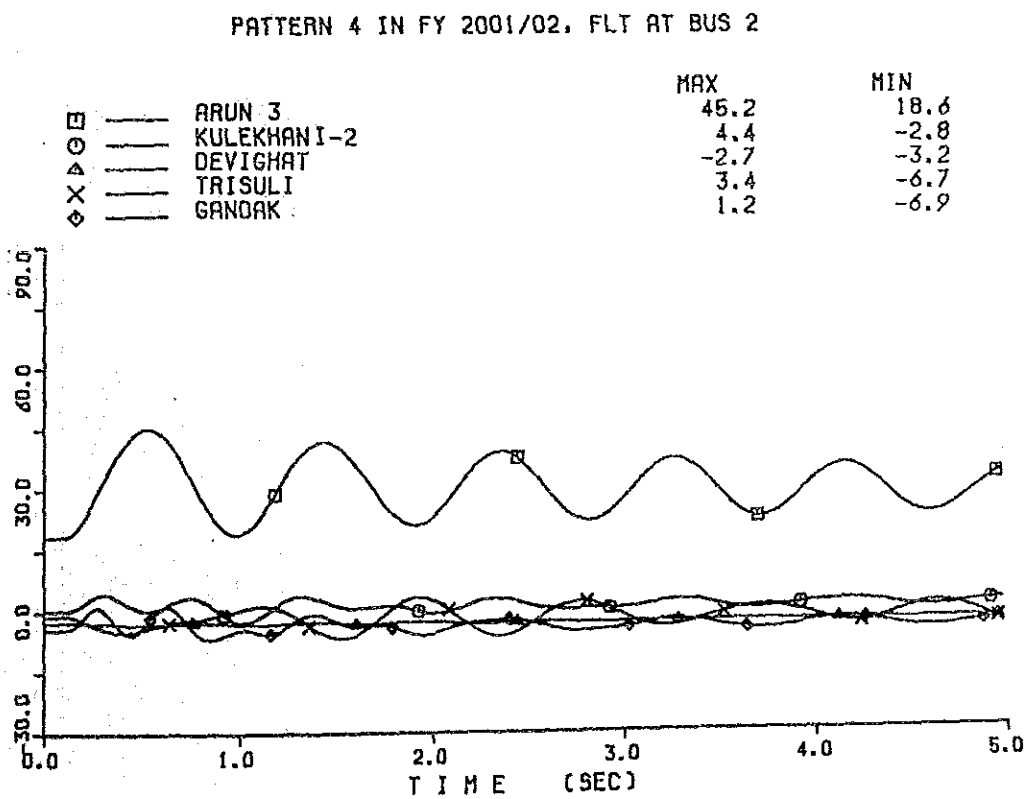


Fig. 8-4 (4-1-3) Stability of Pattern 4 in F.Y. 2001/2002 in Case of Fault at Bus 6

PATTERN 4 IN FY 2001/02, FLT AT BUS 6

	MAX	MIN
ARUN 3	27.8	14.6
KULEKHANI -2	4.5	-2.1
DEVIGHAT	-2.4	-2.9
TRISULI	3.3	-5.7
GANDAK	1.9	-7.3

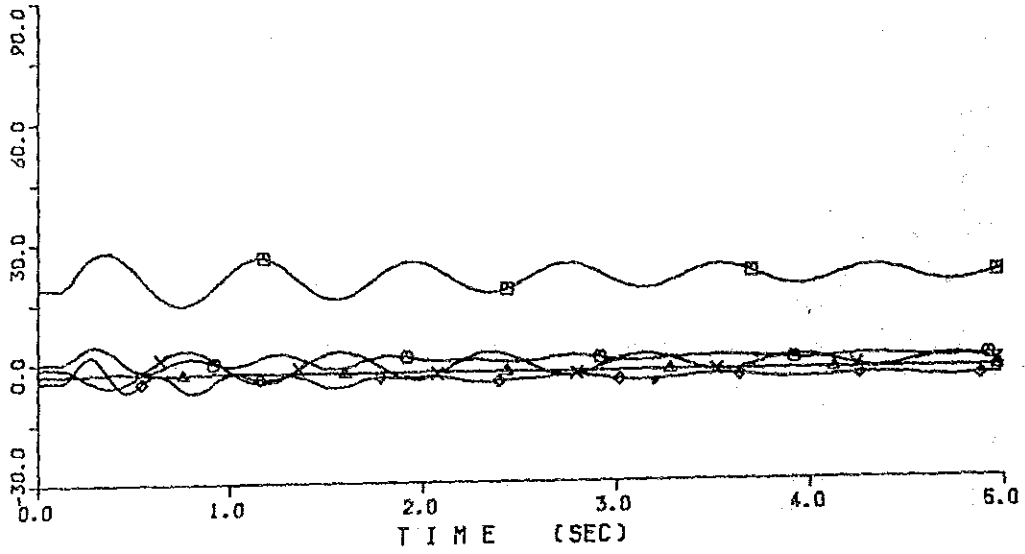


Fig. 8-4 (1-2) Stability of Pattern 1 in F.Y. 2007/2008

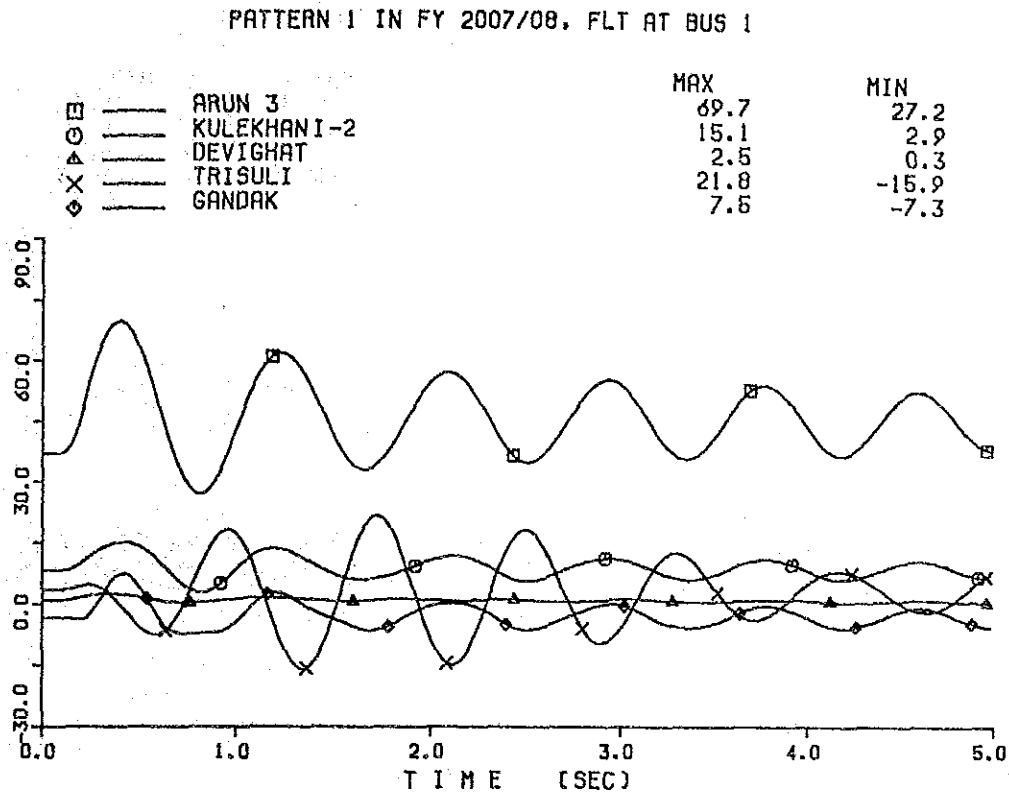


Fig. 8-4 (2-2) Stability of Pattern 2 in F.Y. 2007/2008

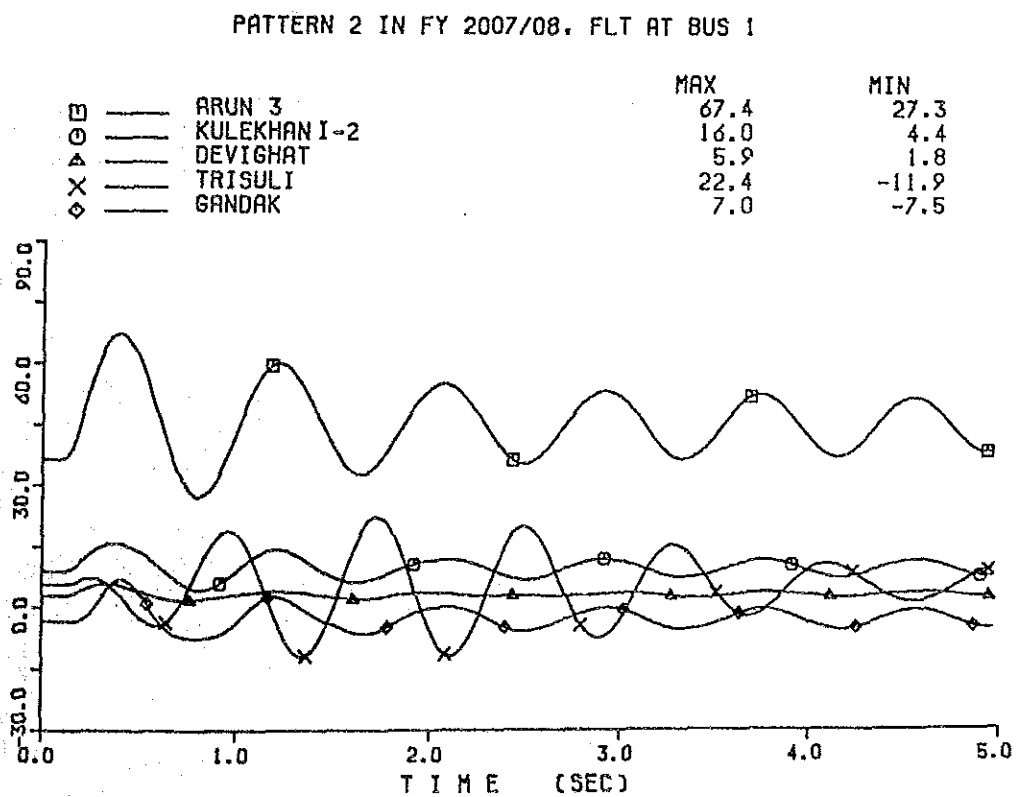


Fig. 8-4 (3-2) Stability of Pattern 3 in F.Y. 2007/2008

PATTERN 3 IN FY 2007/08, FLT AT BUS 1

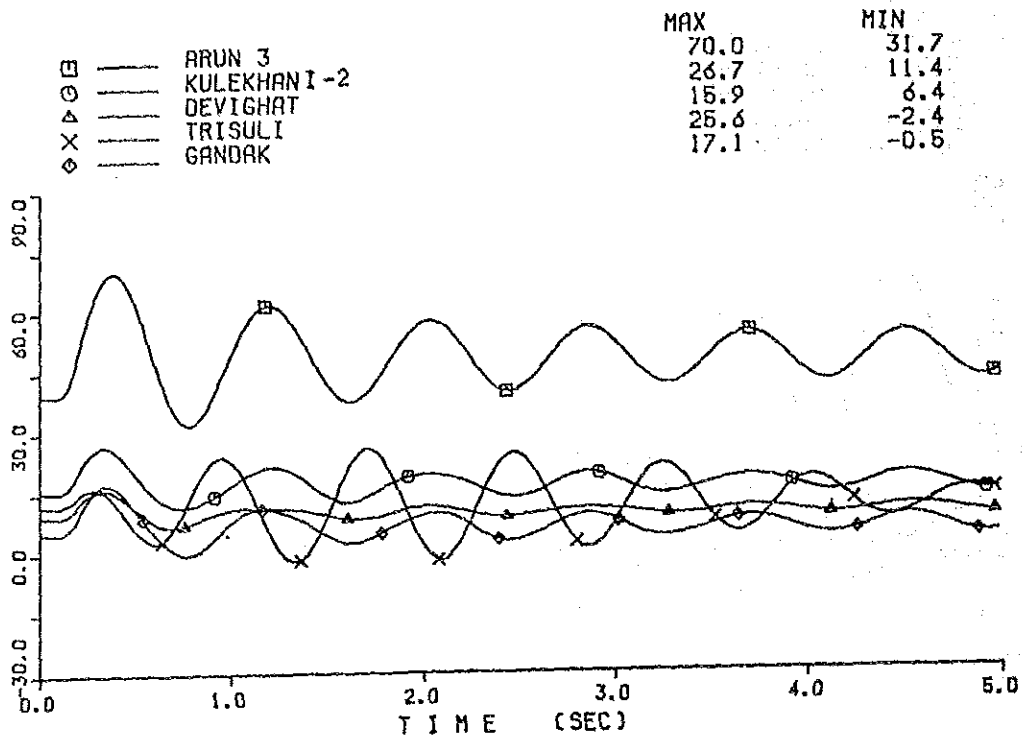


Fig. 8-4 (4-2-1) Stability of Pattern 4 in F.Y. 2007/2008 in Case of Fault at Bus 1

PATTERN 4 IN FY 2007/08, FLT AT BUS 1

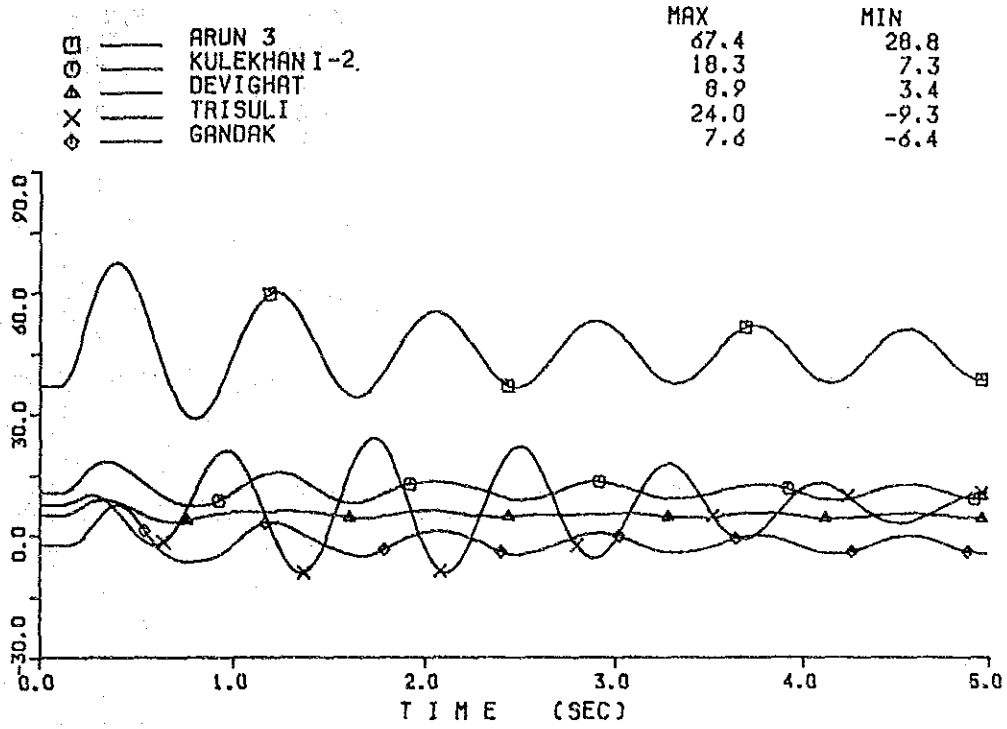


Fig. 8-4 (4-2-2) Stability of Pattern 4 in F.Y. 2007/2008 in Case of Fault at Bus 2

PATTERN 4 IN FY 2007/08, FLT AT BUS 2

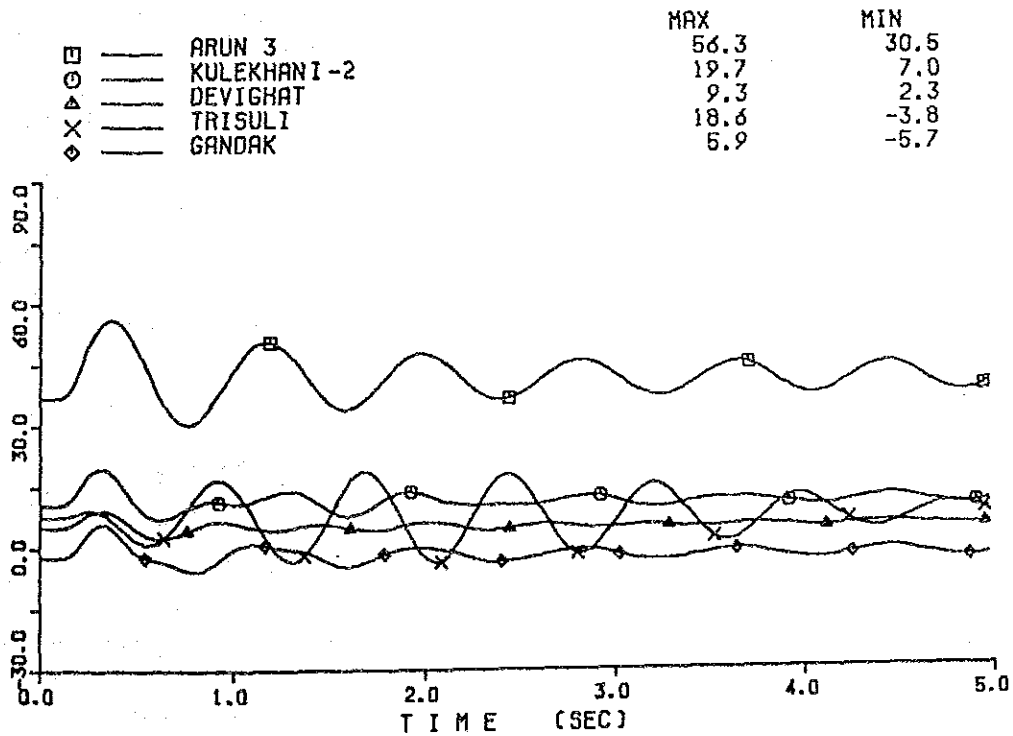




Fig. 8-4 (4-2-3) Stability of Pattern 4 in F.Y. 2007/2008 in Case of Fault at Bus 6

PATTERN 4 IN FY 2007/08, FLT AT BUS 6

	MAX	MIN
ARUN 3	48.5	31.2
KULEKHANI-2	18.3	6.0
DEVIGHAT	8.7	2.6
TRISULI	15.0	0.3
GANDAK	5.7	-5.4

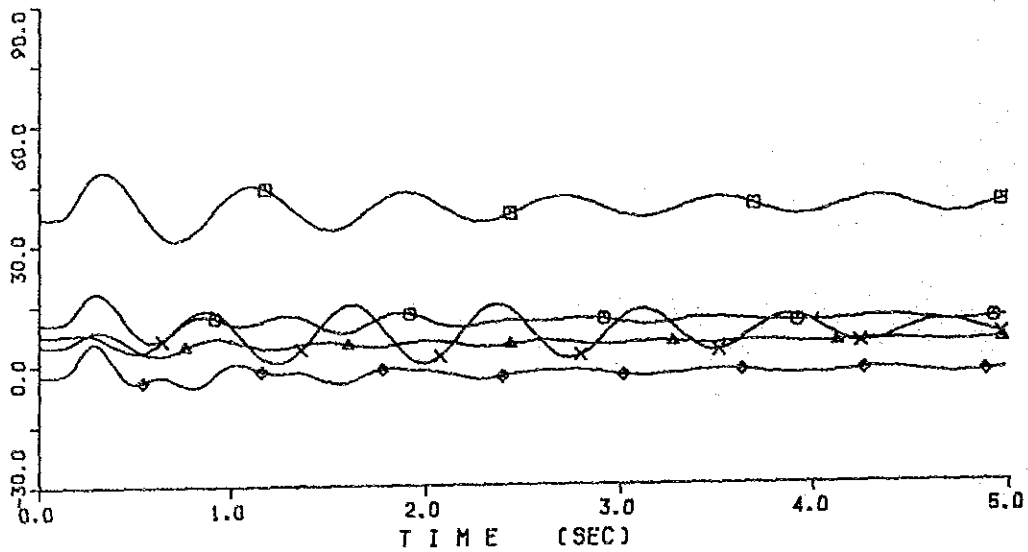




Fig. 8-5 (2) Power Flow Analysis of Pattern 4 in F.Y. 1993/1994 (Off Peak)

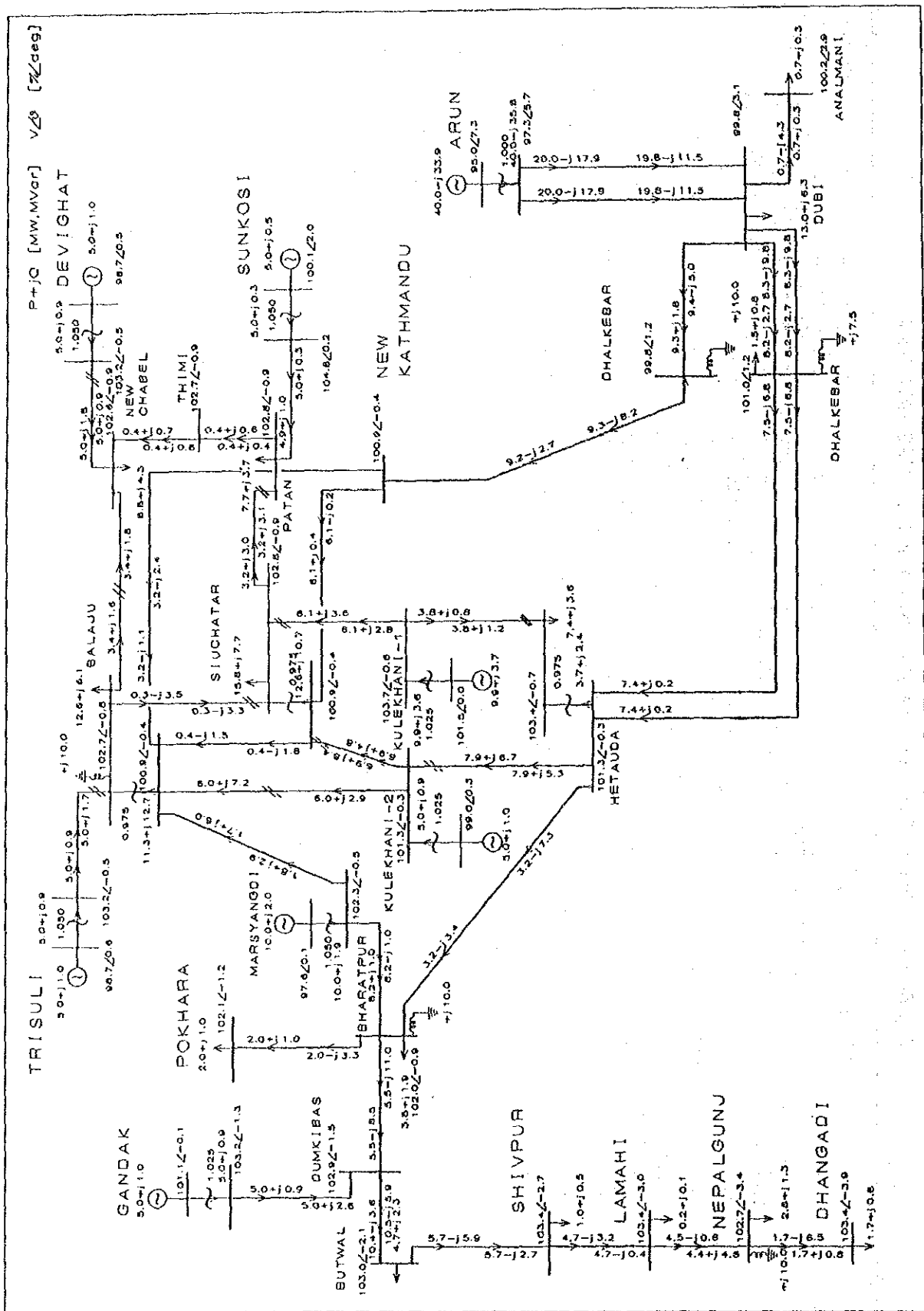


Fig. 8-5 (3) Power Flow Analysis of Pattern 4 in F.Y. 1998/1999 (Peak)

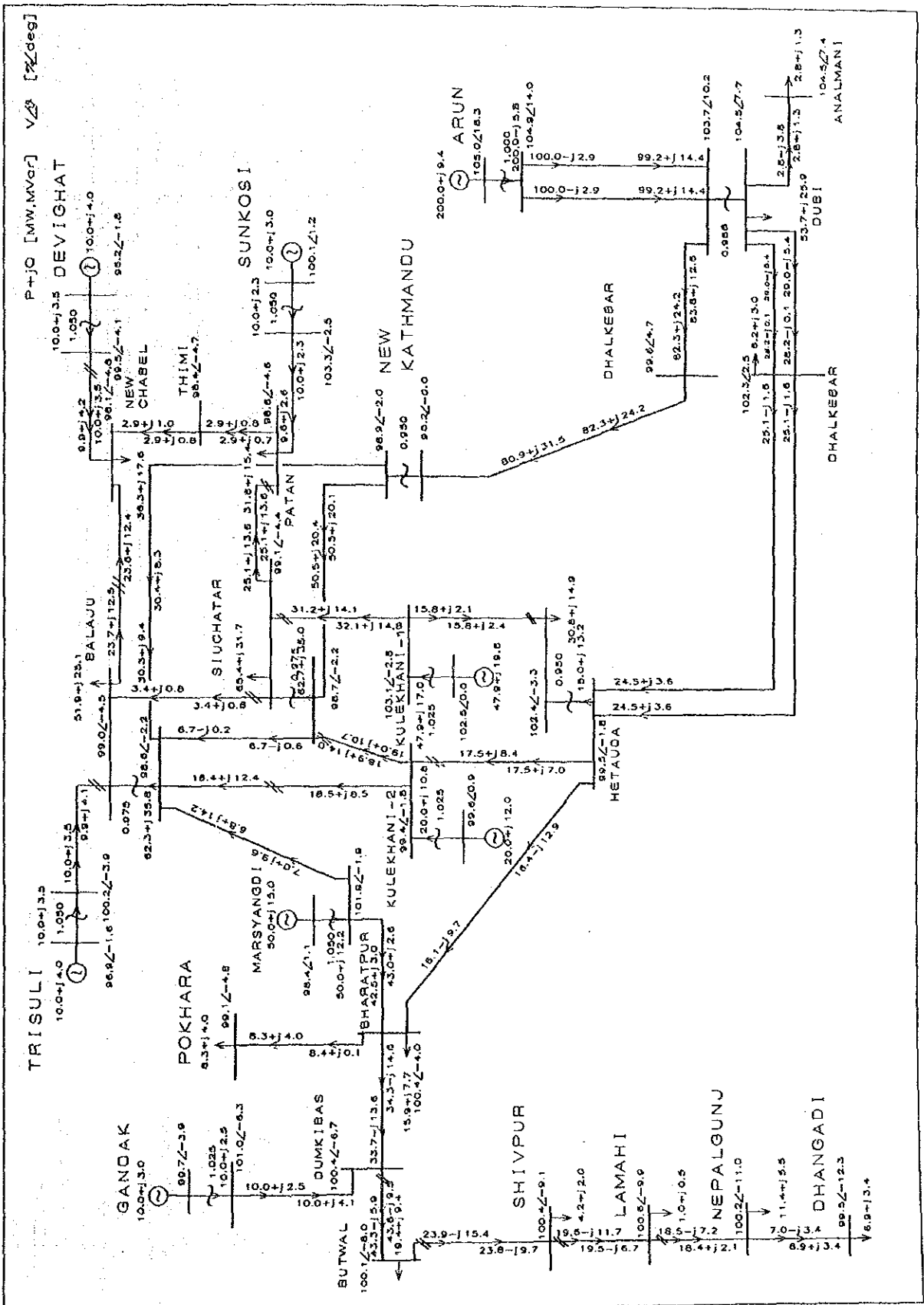


Fig. 8-5 (4) Power Flow Analysis of Pattern 4 in F.Y. 1998/1999 (Off Peak)

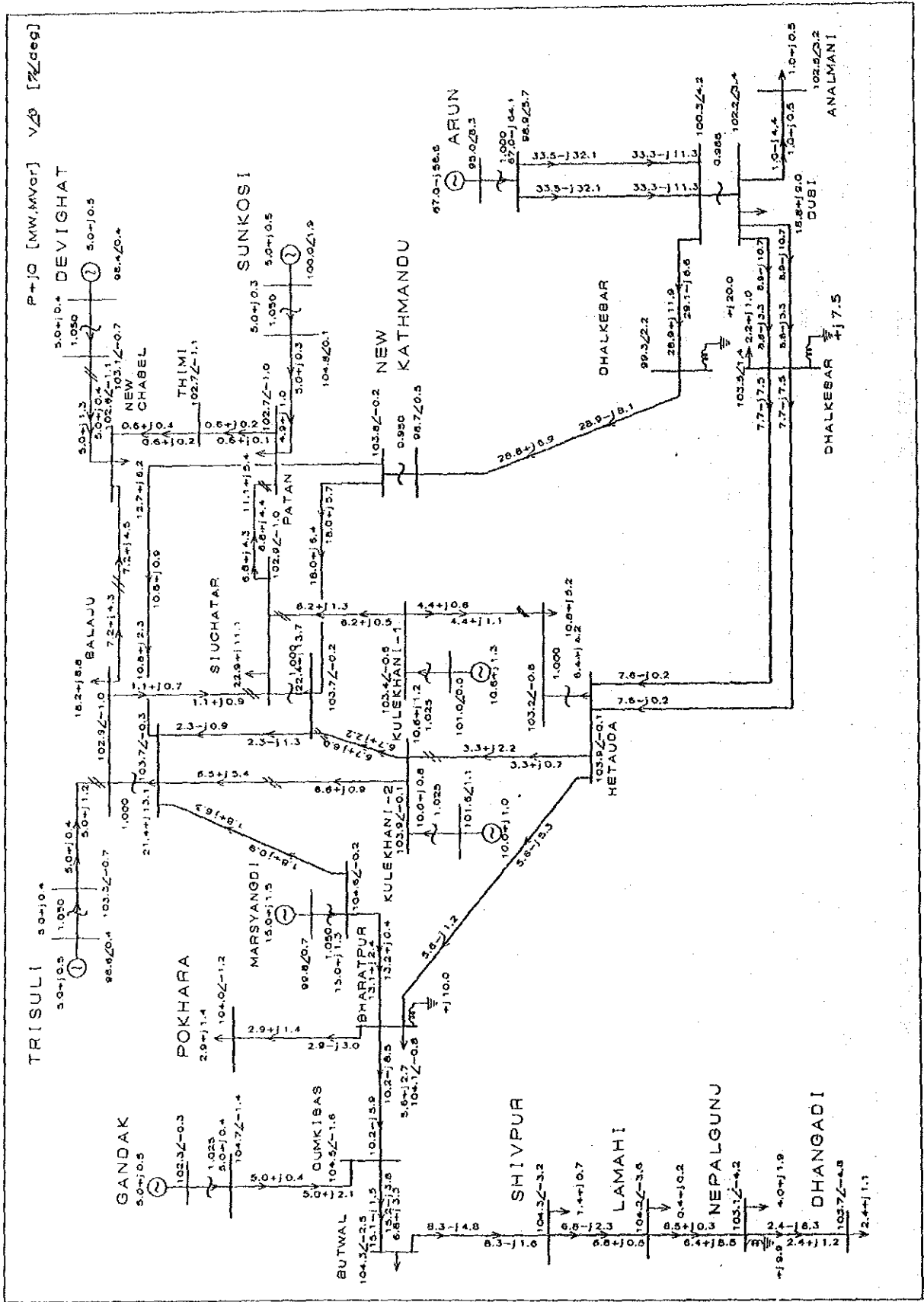


Fig. 8-5 (5) Power Flow Analysis of Pattern 4 in F.Y. 1998/1999 with Power Export (Off Peak)

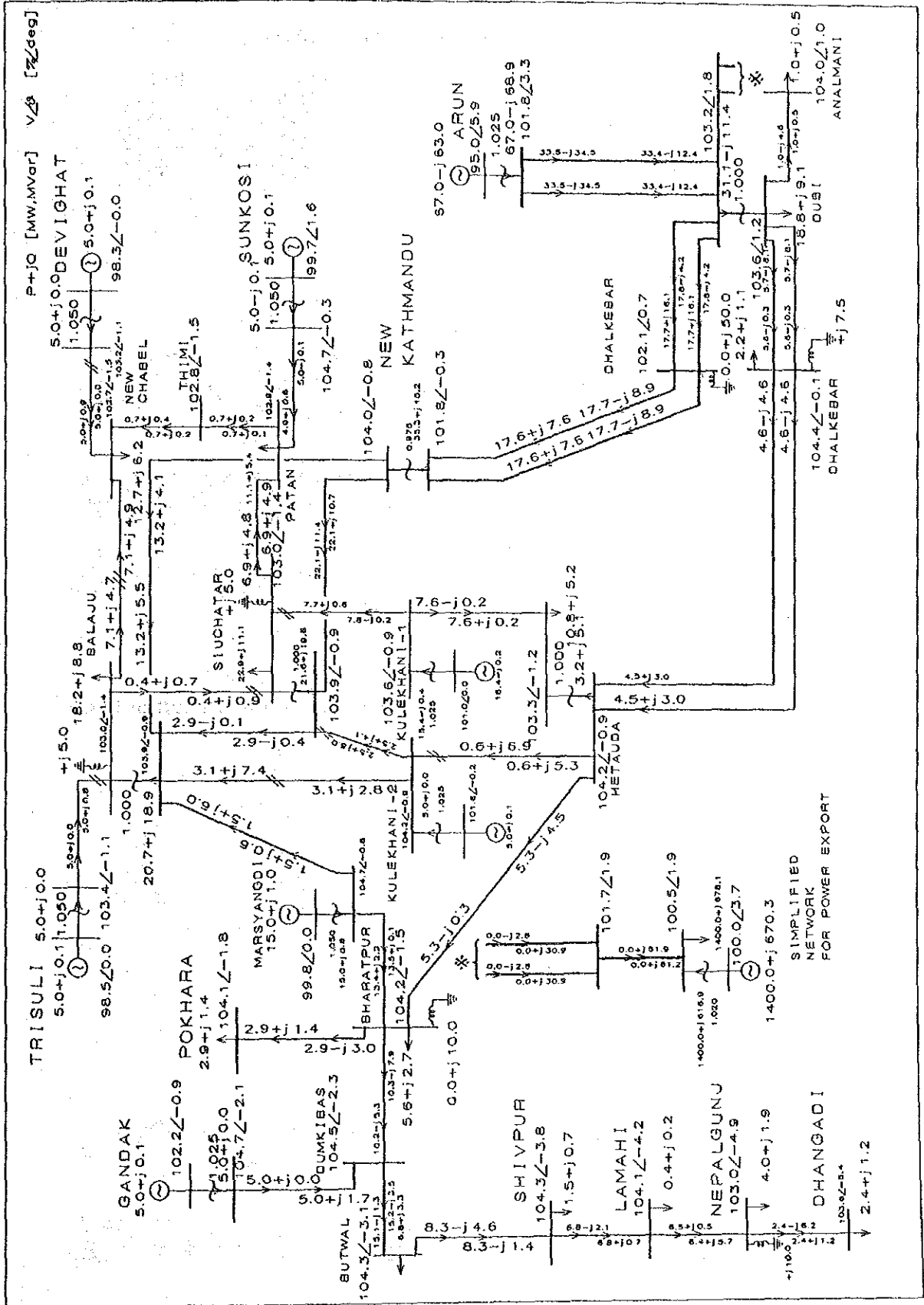


Fig. 8-6 (1) Stability of Pattern 4 in F.Y. 1993/1994 in Case of Fault at Bus 1

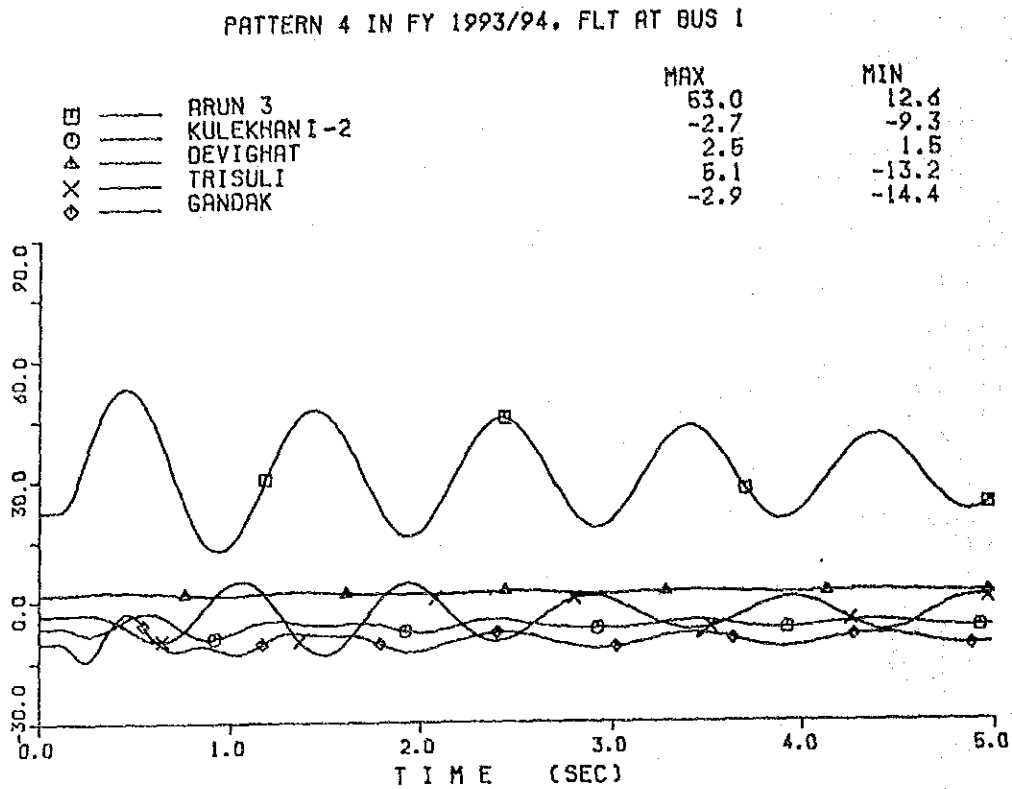


Fig. 8-6 (2) Stability of Pattern 4 in F.Y. 1993/1994 in Case of Fault at Bus 2

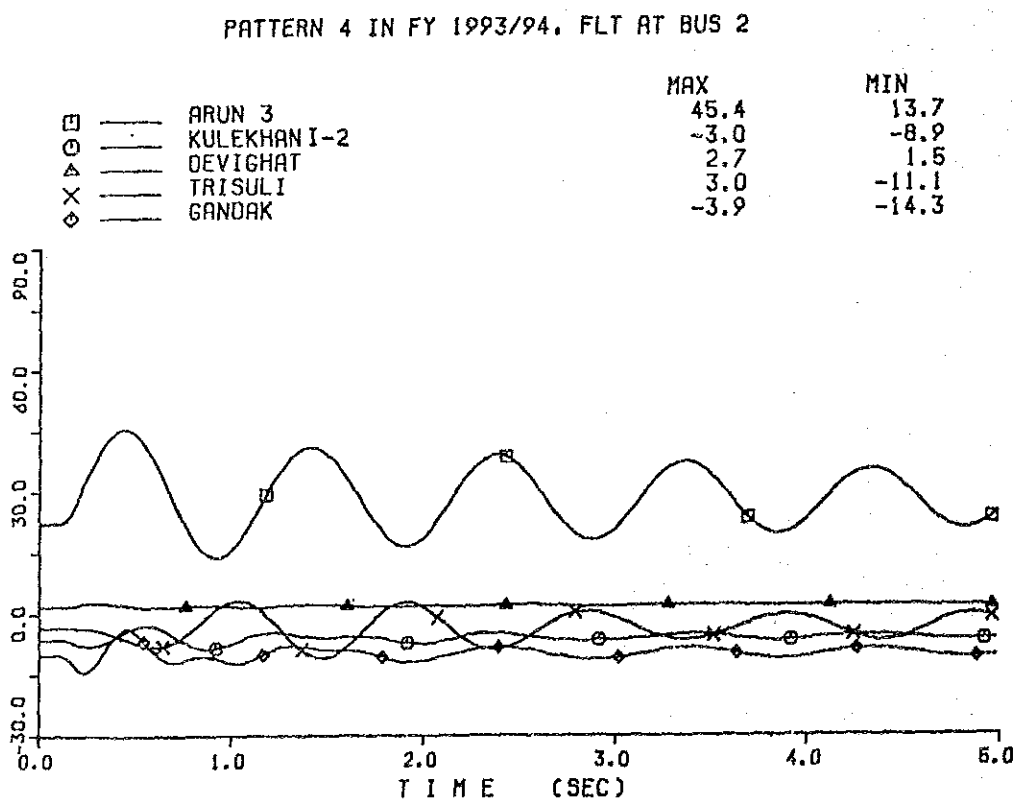


Fig. 8-6 (3) Stability of Pattern 4 in F.Y. 1993/1994 in Case of Fault at Bus 6

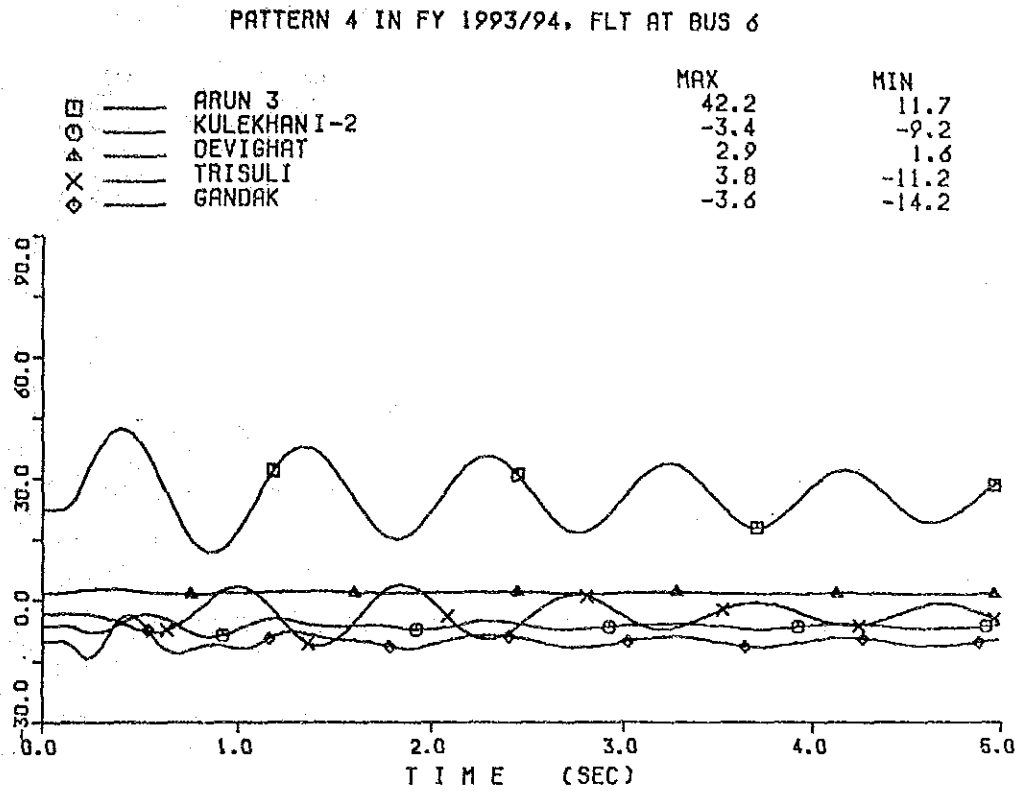




Fig. 8-7 (1) Stability of 200 MW Export in F.Y. 1998/1999 in Case of 220 kV, 1 CCT T/L, Fault at Bus 1

POWER EXPORT 1998/99, L=1, FLT AT BUS 1

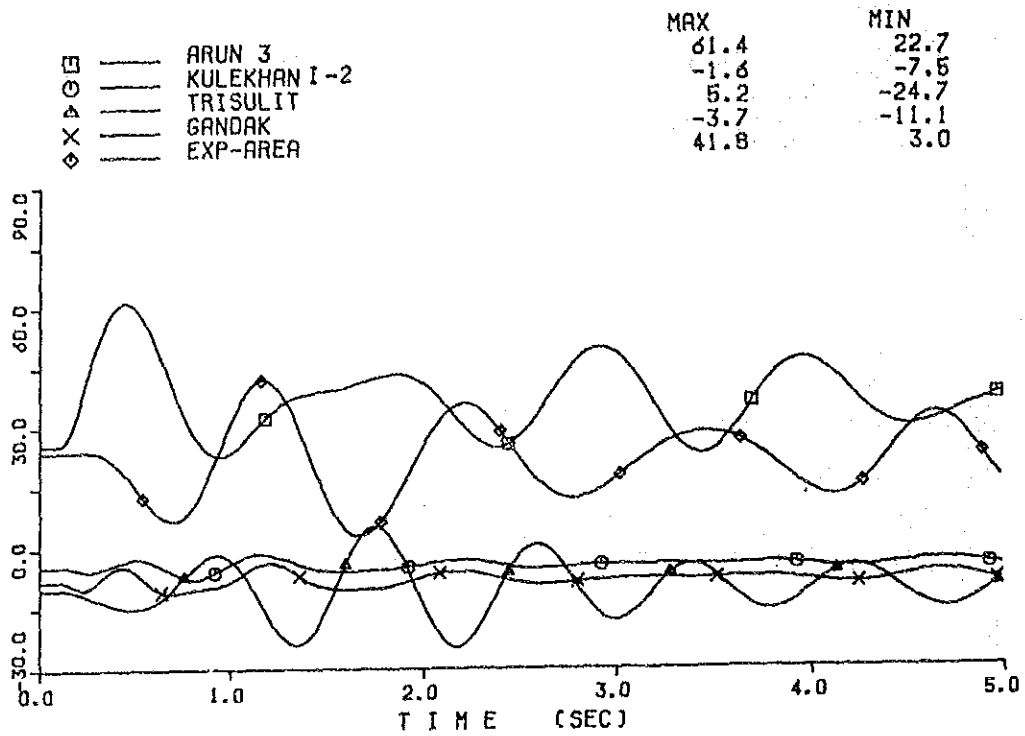


Fig. 8-7 (2) Stability of 200 MW Export in F.Y. 1998/1999 in Case of 220 kV, 1 CCT T/L, Fault at Bus 2

POWER EXPORT 1998/99, L=1, FLT AT BUS 2

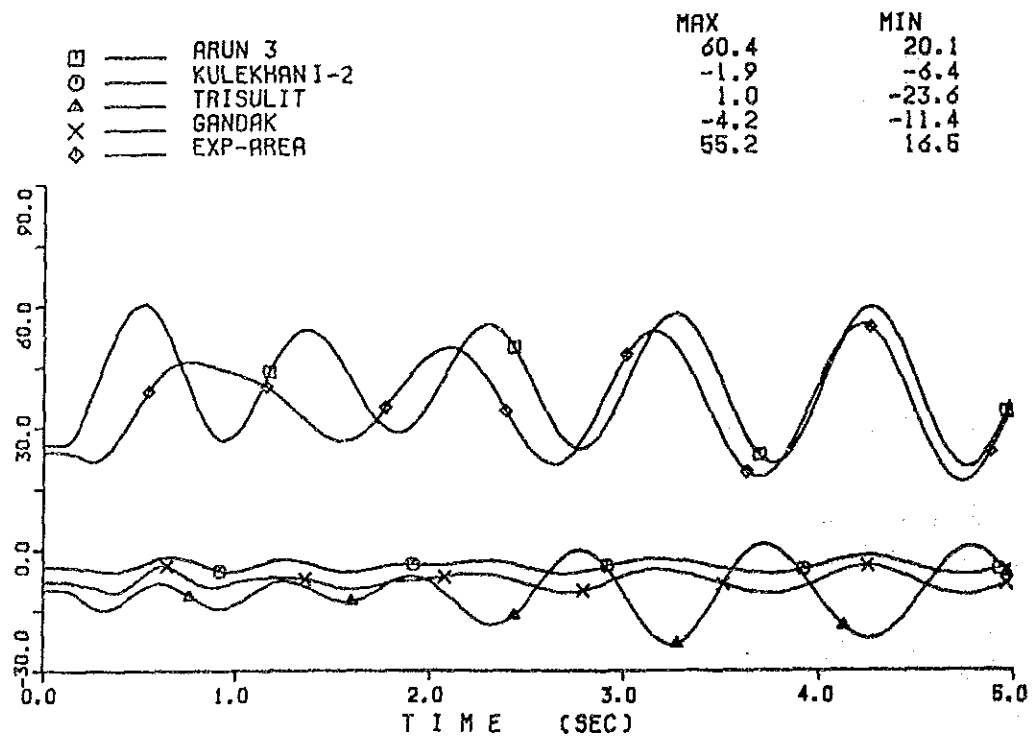


Fig. 8-7 (3) Stability of 200 MW Export in F.Y. 1998/1999 in Case of 220 kV, 2 CCT T/L, Fault at Bus 2

POWER EXPORT 1998/99, L#2 FLT AT BUS 2

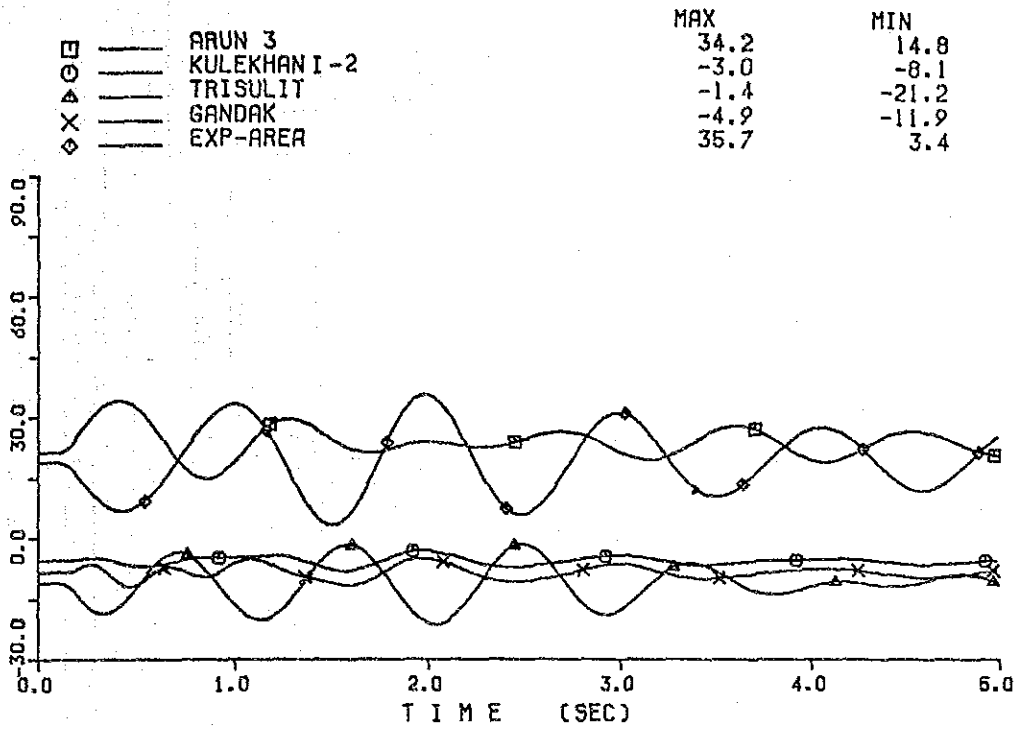


Fig. 8-8 (1) Power Flow Analysis of 200 MW Export in F.Y. 1998/1999 (Peak)

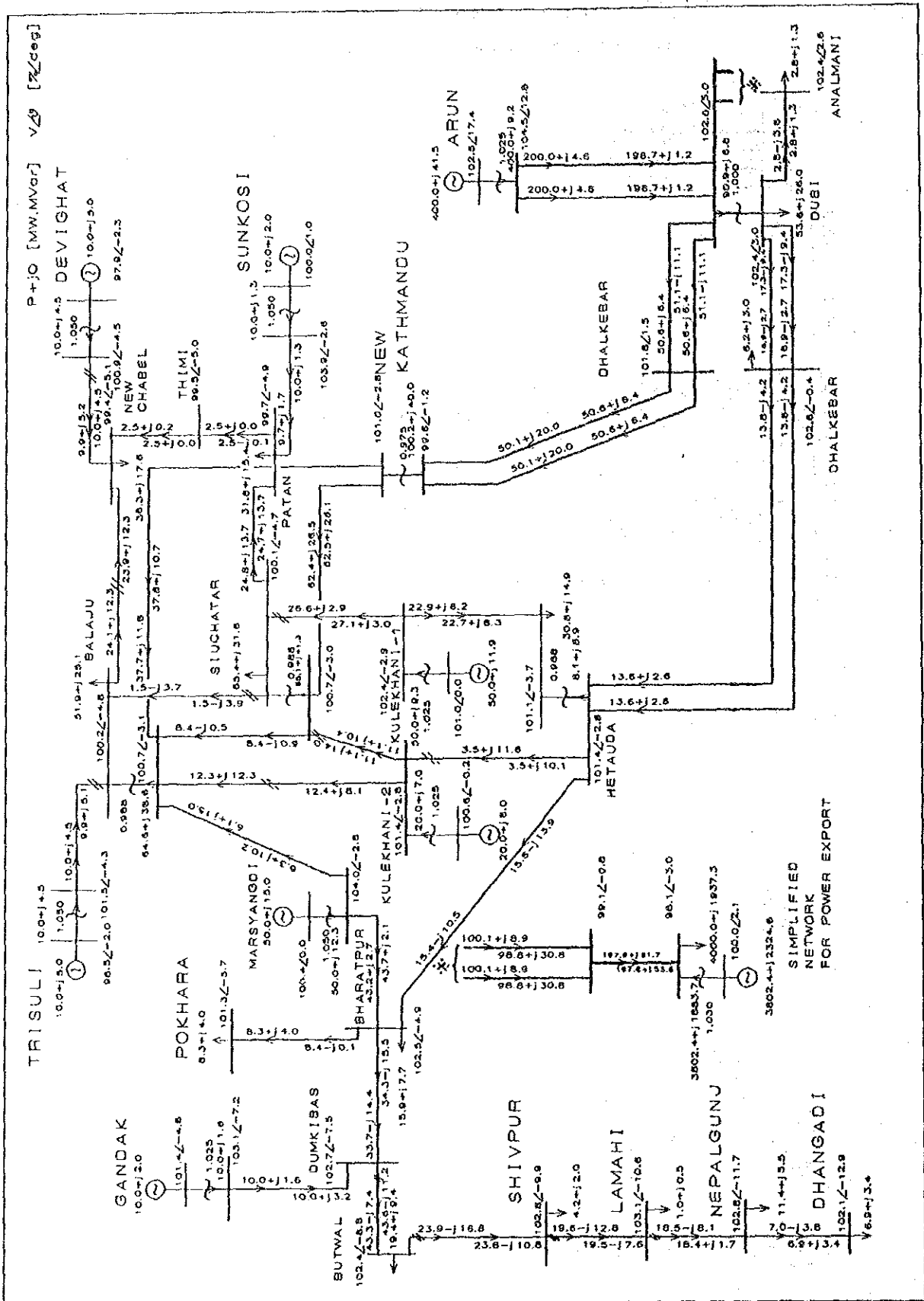


Fig. 8-8 (2) Power Flow Analysis of 200 MW Export in F.Y. 2001/2002 (Peak)

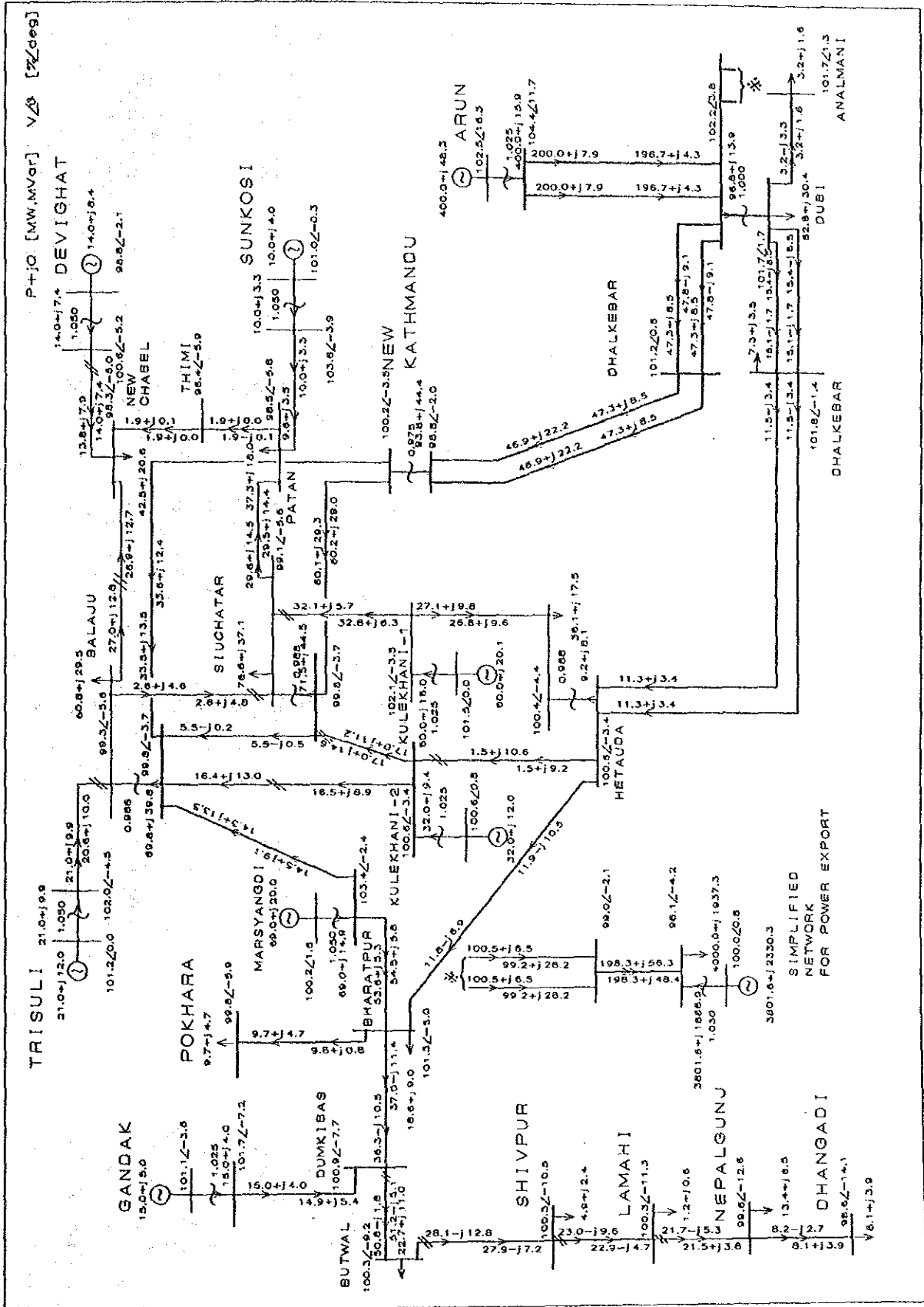


Fig. 8-9 (1) Stability of 200 MW Export in F.Y. 1998/1999 in Case of 220 kV, 2 CCT T/L, Fault at Bus 1

POWER EXPORT 1998/99, L#2, FLT AT BUS 1

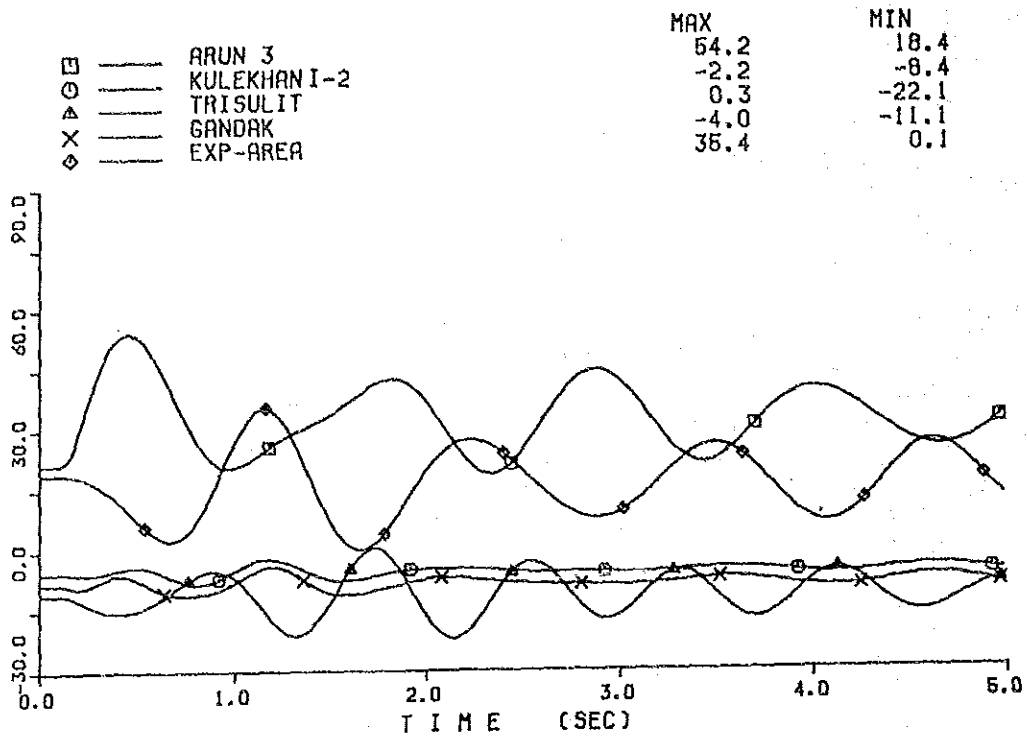


Fig. 8-9 (2) Stability of 200 MW Export in F.Y. 2001/2002 in Case of 220 kV, 2 CCT T/L, Fault at Bus 1

POWER EXPORT 2001/02, L#2, FLT AT BUS 1

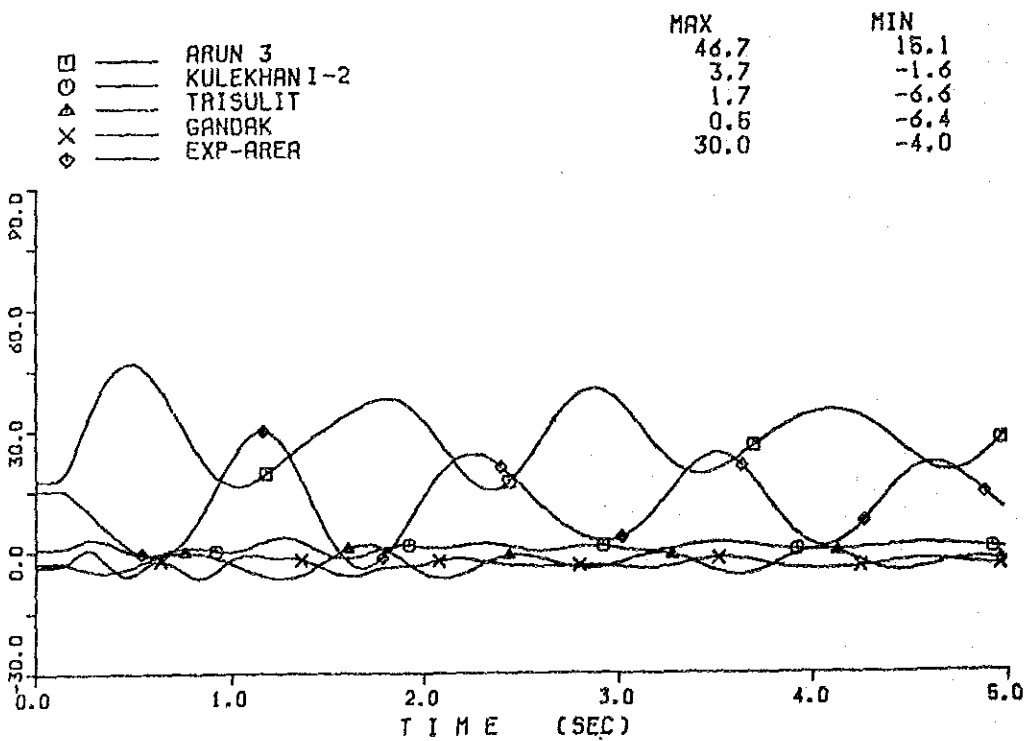


Fig. 8-10 Impedance Map of Power System at Final Stage of Development for Arun 3 Project

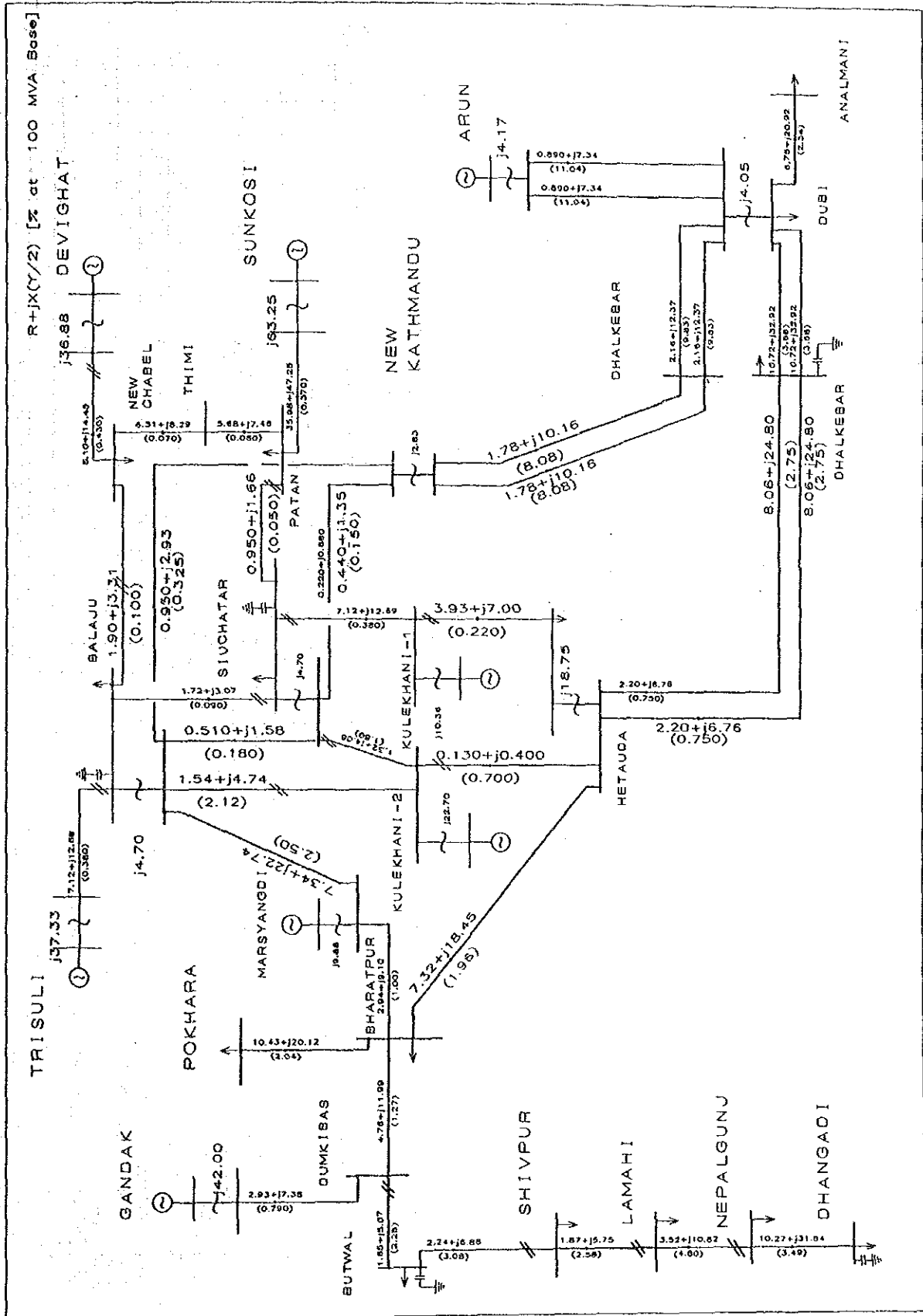


Fig. 8-11 3-Phase Short Circuit Analysis in F.Y. 2007/2008

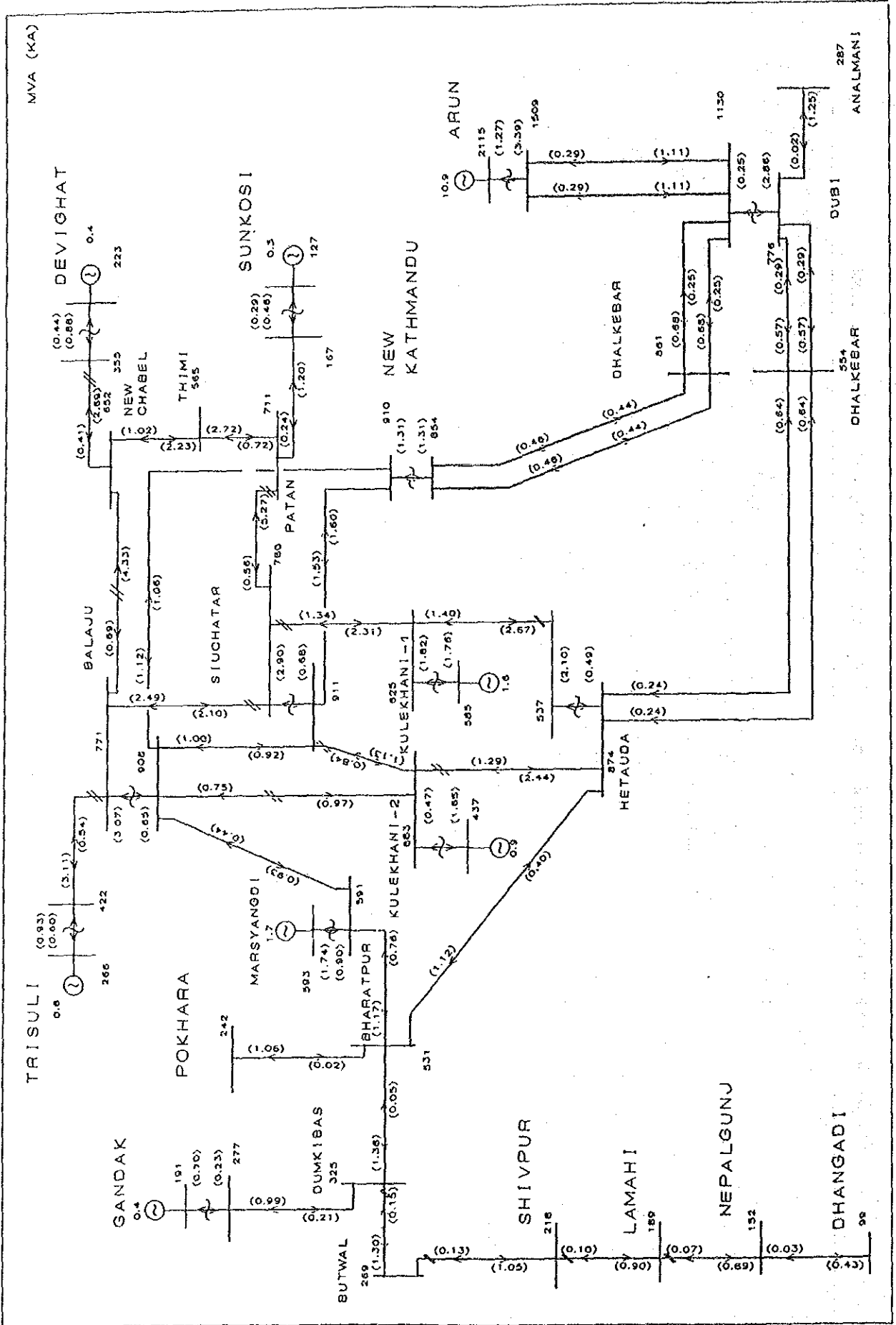
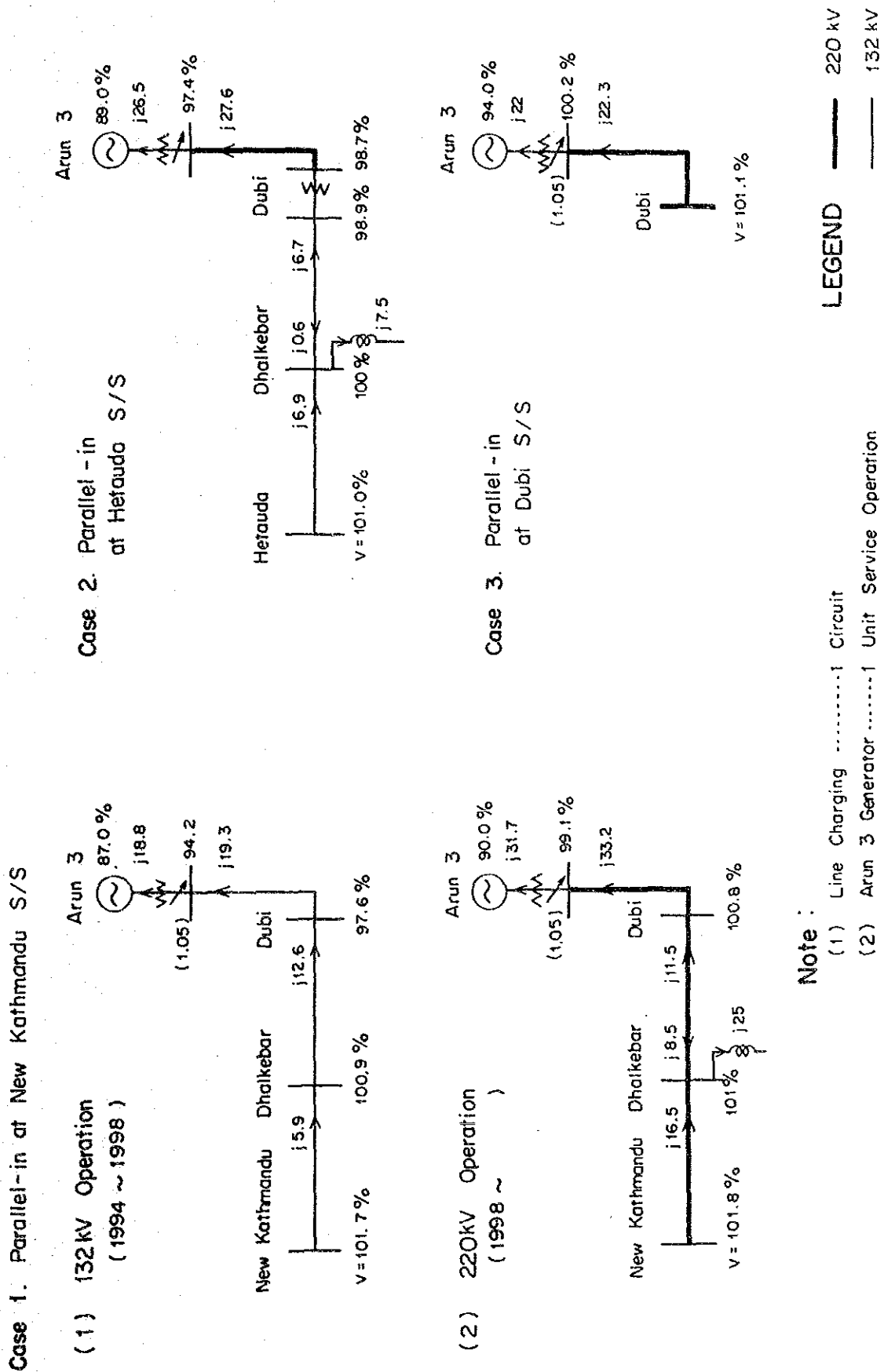


Fig. 8-12 Line Charging and Reactive Power Flow



Note :  
 (1) Line Charging .....1 Circuit  
 (2) Arun 3 Generator .....1 Unit Service Operation



