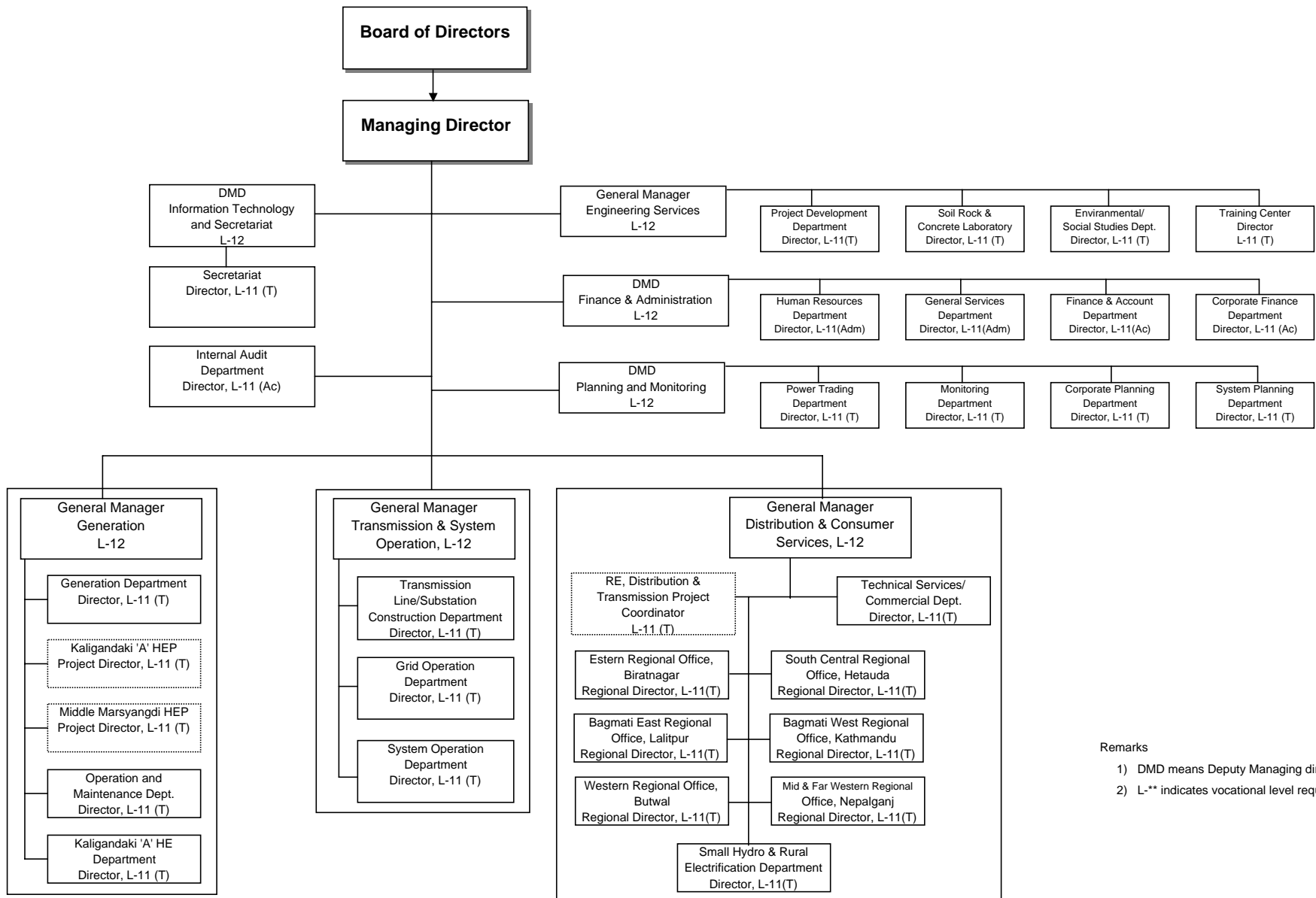


FIGURES

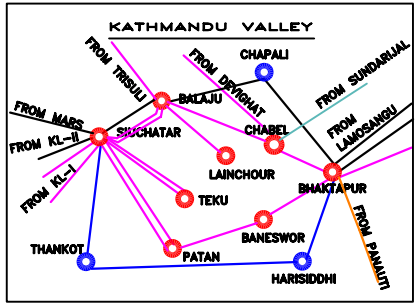
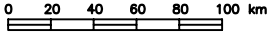
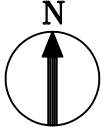
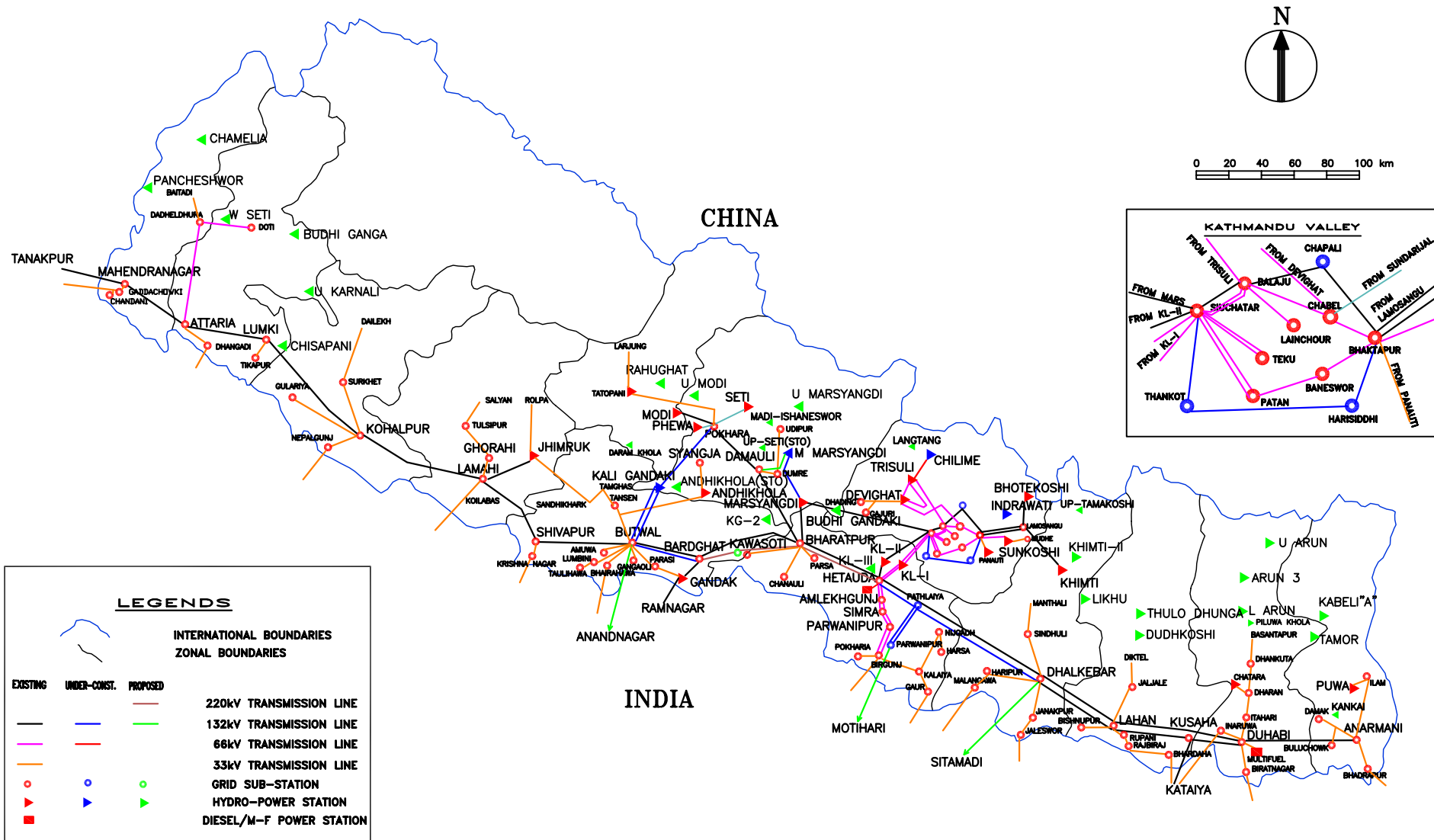
第 5 章



Remarks
 1) DMD means Deputy Managing director
 2) L-** indicates vocational level required

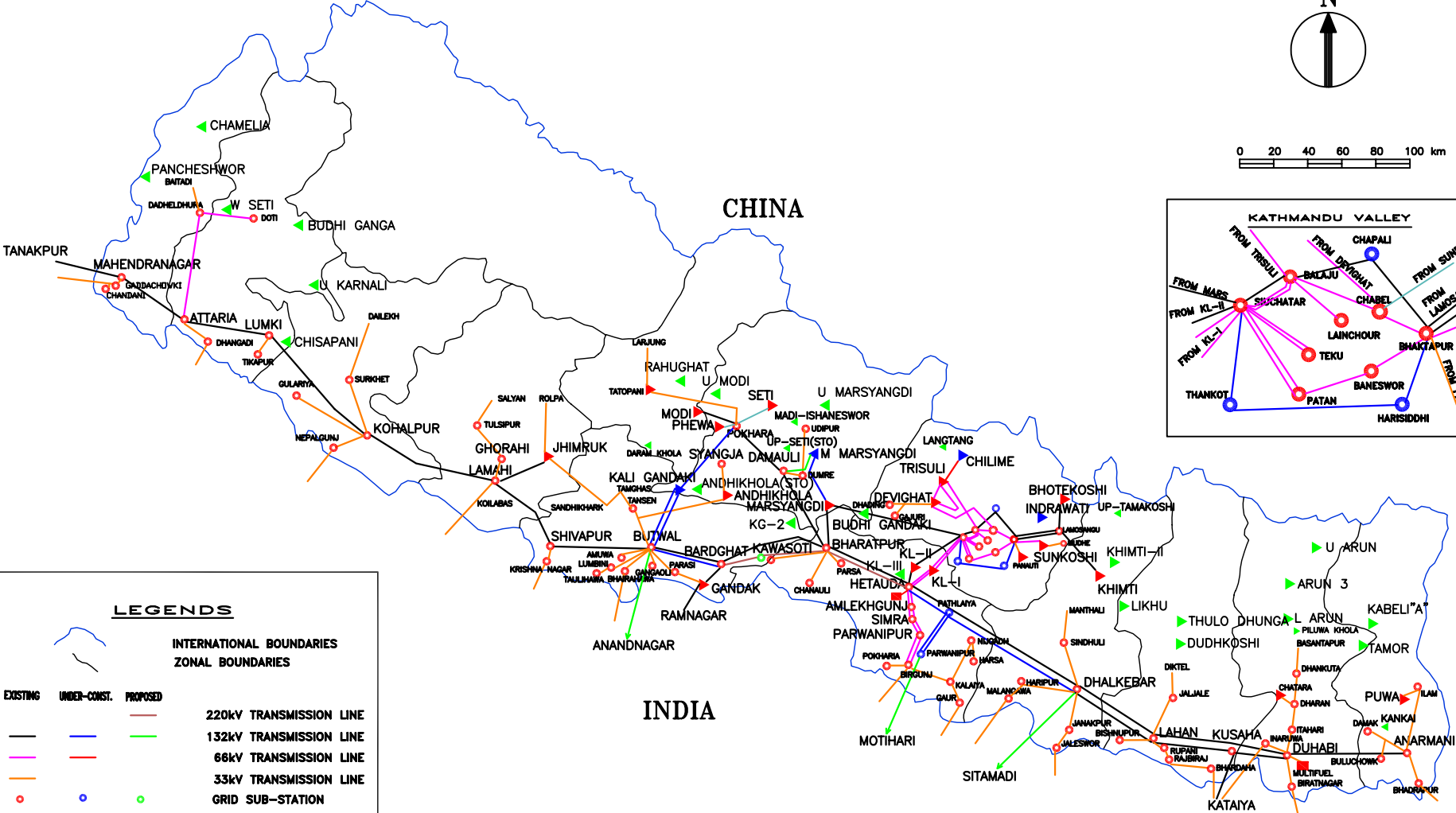
図5.1.1 NEAの組織図

図5.2.1
全国系統のシステム図



CHINA

INDIA



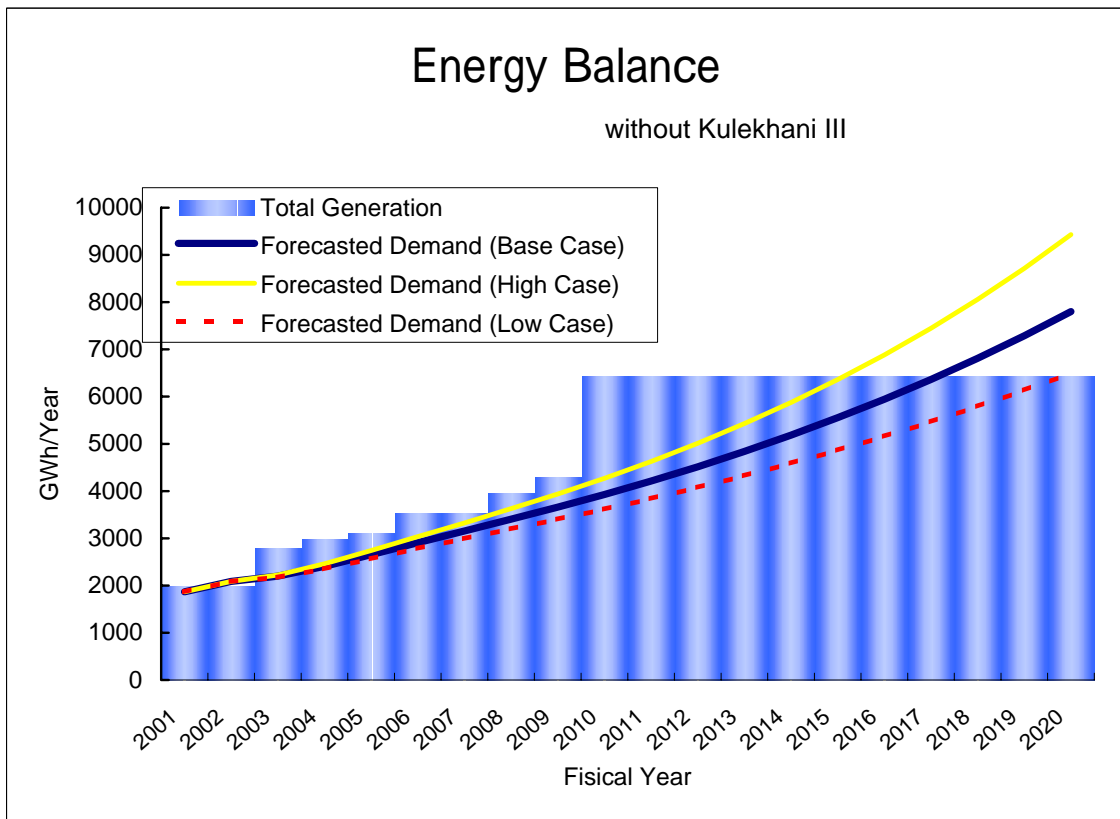
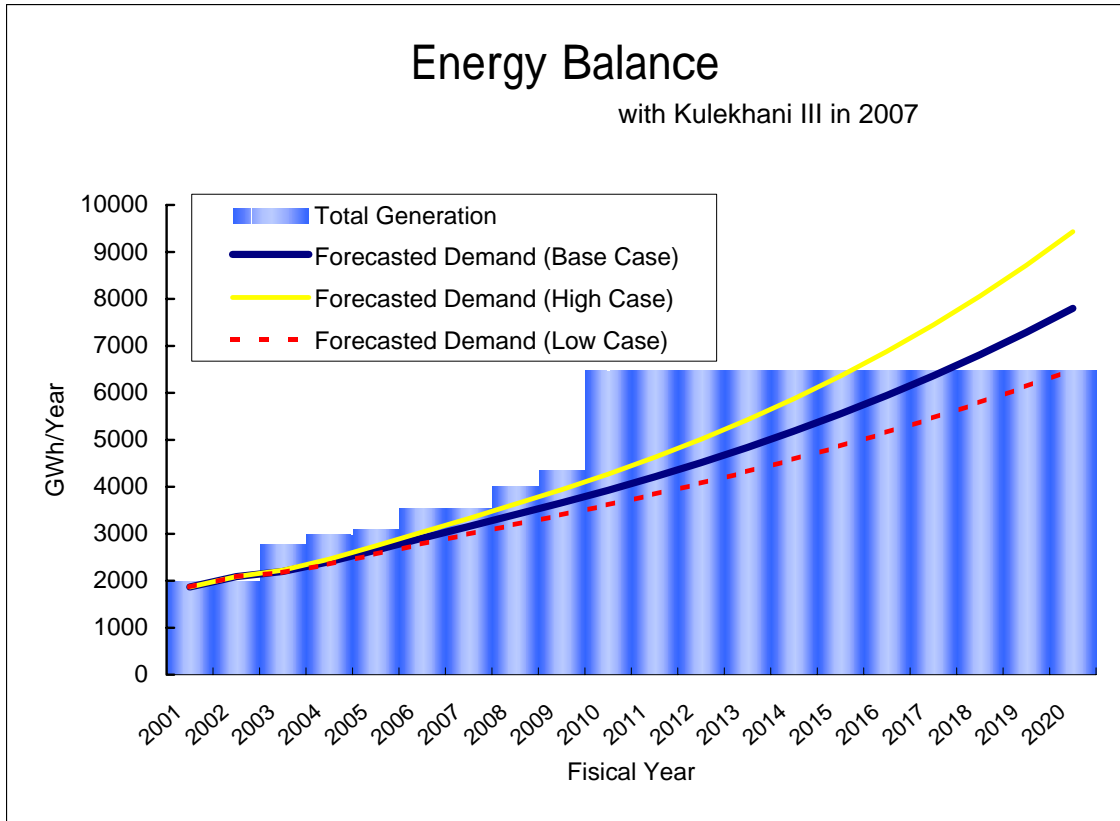


図5.3.1 エネルギーの需給バランス

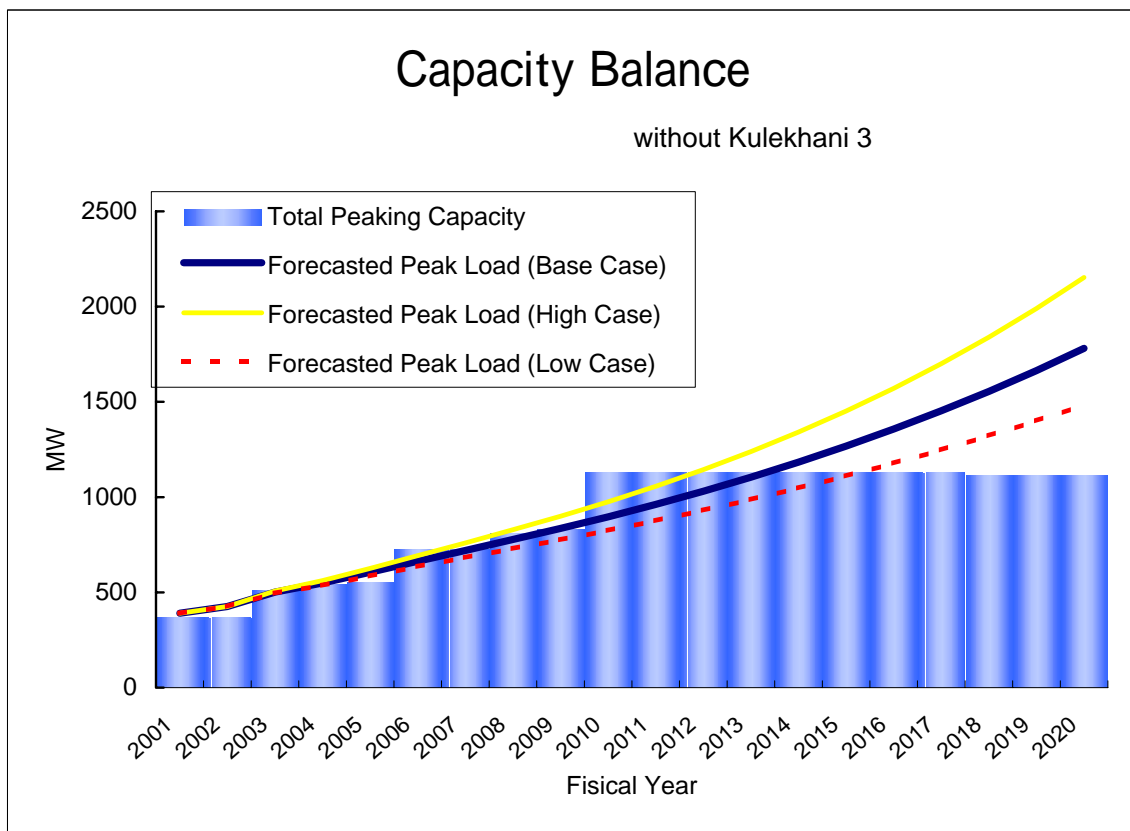
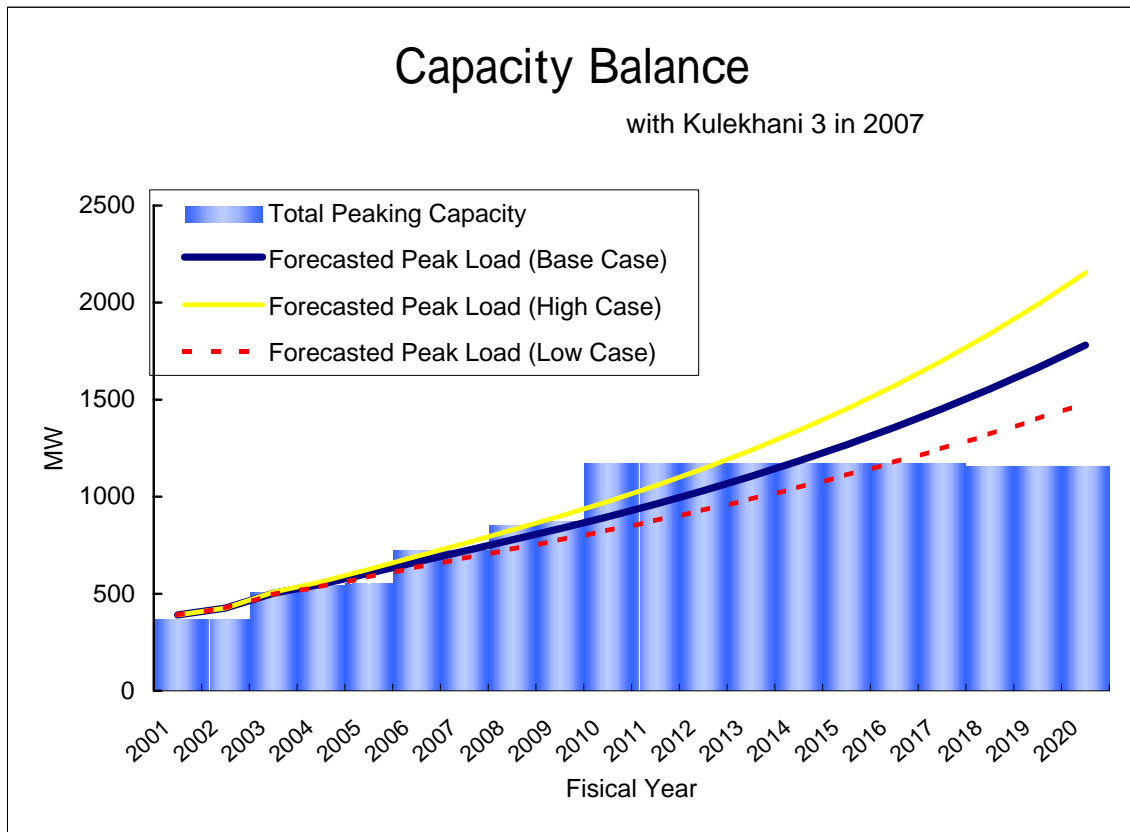
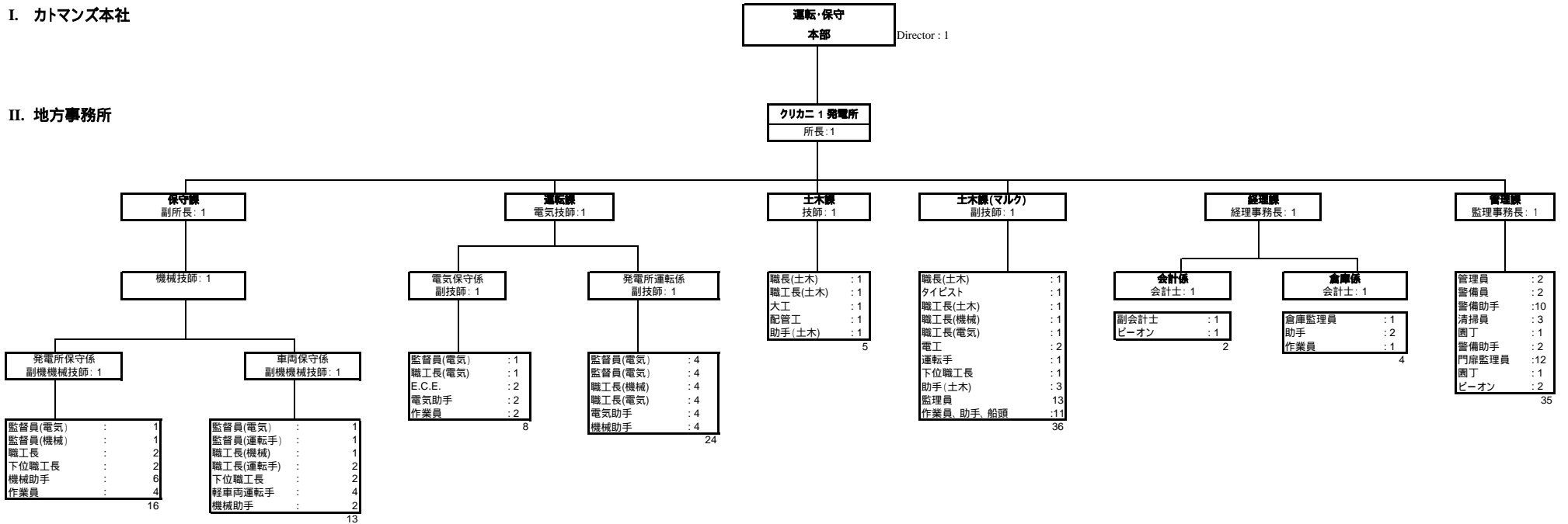


図5.3.2 ピーク電力の需給バランス

I. カトマンズ本社

II. 地方事務所



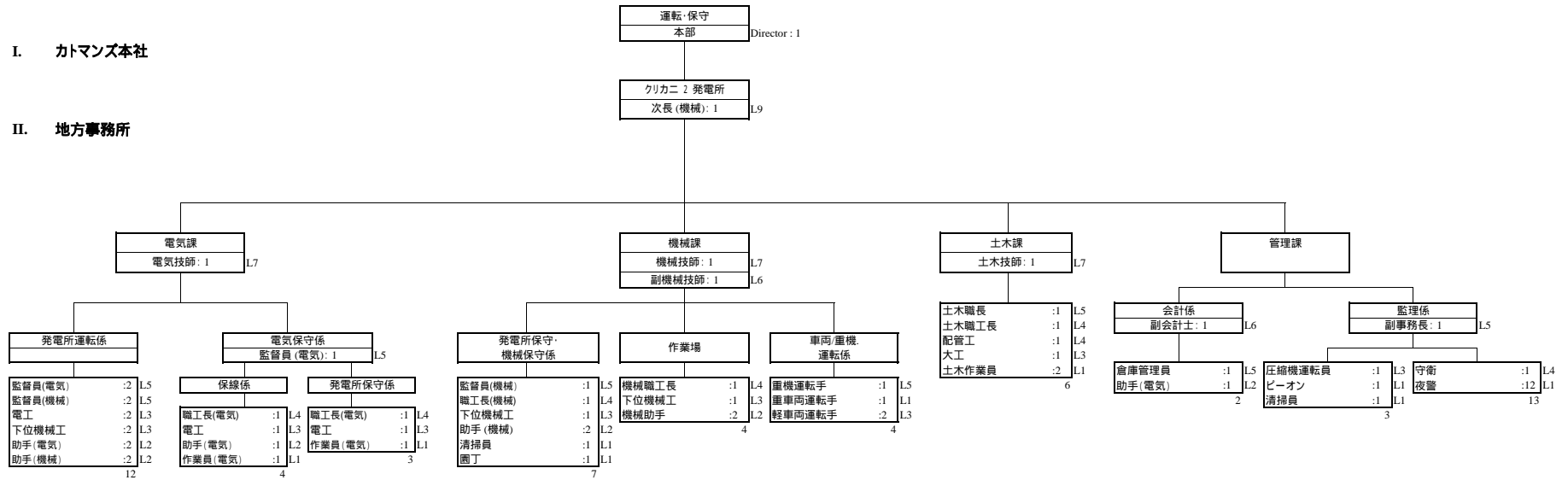
注:

1. 部品及び材料は各発電所で保管されている。
2. 運転交替制では2日毎に交替
3. 職員総数: 151

図5.5.1 クリカニ第1発電所の組織図

I. カトマンズ本社

II. 地方事務所



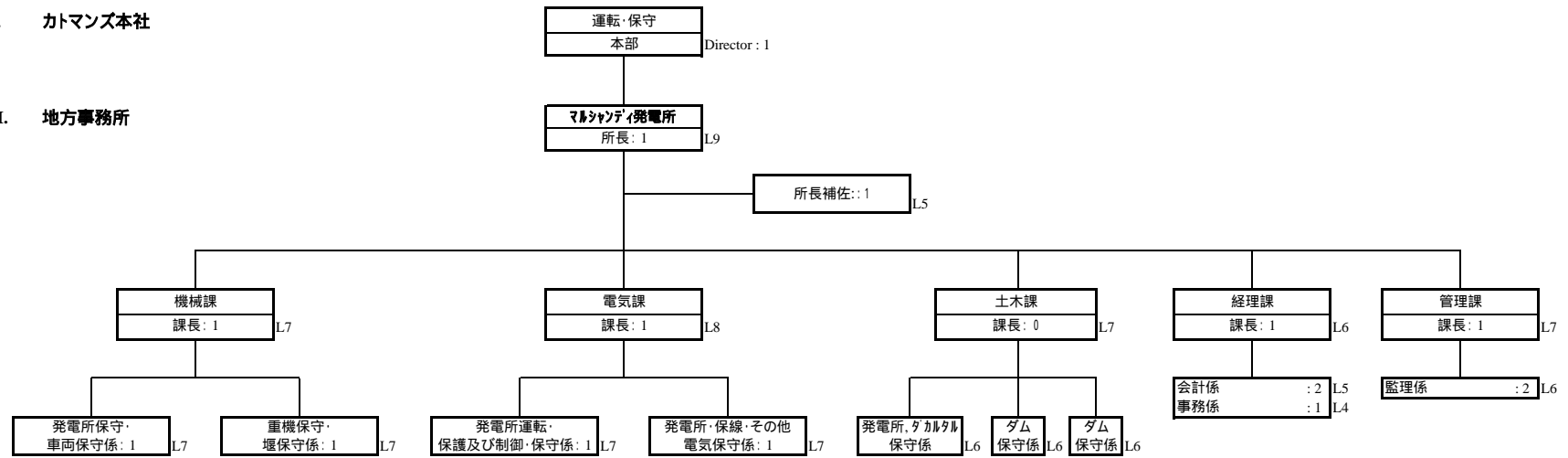
注:

1. 部品及び材料は各発電所で保管されている。
2. 運転交替制では2日毎に交替
3. 職員総数: 66

図5.5.2 クリカニ第2発電所の組織図

I. カトマンズ本社

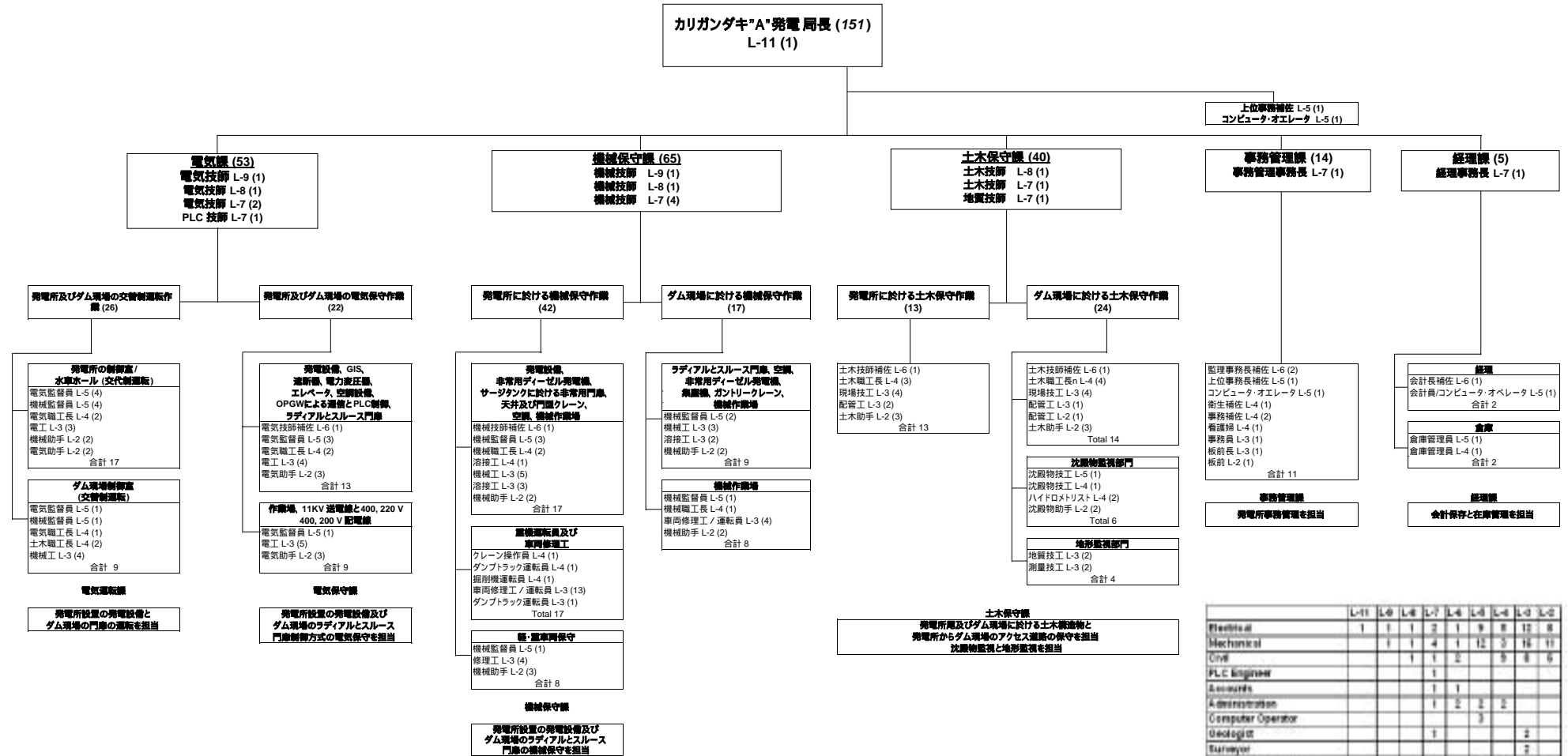
II. 地方事務所



- 注:
1. 部品及び材料は各発電所で保管されている。
 2. 運転交替制では2日毎に交替
 3. 職員総数: 111

図5.5.3 マルジャンディ発電所の組織図

カリガンダキ "A" 水力発電局 提案された組織図



注：提案した新候補者96人中、日給で借上げる為、僅か 69人の新候補者が2002年9月14日のNEA本社経営重役会議で承認された。そこで総職員数は151である。(職位 L5-13, L4-16, L4-36 及びL2-4, 合計: 69)

	L-11	L-6	L-4	L-7	L-4	L-6	L-4	L-3	L-2
Plasticial	1	1	1	2	1	9	8	10	8
Mechanical		1	1	4	1	12	3	16	11
Civil			1	1	2	5	8	6	
PLC Engineer			1						
Accountant			1	1					
Administration			1	2	2				
Computer Operator				3					
Geologist			1						
Surveyor							2		
Instrument Technician					1	1		2	
Hydrometrist					2				
Auto Mechanic								11	
Welder						1	8		
Stone Keeper					1	1			
Health Assistant						1			
Nurse						1			
Dump Truck Operator						1	1		
Crane Operator						1			
Excavator Operator						1			
Plumber								3	1
Cook								1	
Cook								1	1
Total - 178	1	2	3	11	7	28	29	68	29

図5.5.4 カリガンダキ "A" 発電所の組織図

第 6 章

第 6 章 最適開発計画

6.1 はじめに

本章に述べる最適開発計画の検討は 1) 本計画の電力系統への投入の妥当性評価、2) 最適レイアウトの検討、3) 最適開発規模の検討、4) 最適投入時期の検討から成る。

本計画の電力系統への投入の妥当性評価は、2000 年代後半の乾期夕方に不足するピーク電力に対し、1999 年に NEA によって作成された”Updated Feasibility Study Report for 42MW Option”の中で提案された本計画 42 MW のピーク電力供給の必要性を、電力需要予測、日負荷、電源投入計画、電源の種類観点から検討するものである。

プロジェクトレイアウトの検討については、過去に作成された 6 つのフェージビリティスタディレポートをレビューすることにより代替案を絞りこんだ。さらに、1) ヤンラン調整池の堆砂対策と右岸地滑り地形内に対する対策工、2) 安定した地質条件下への地下発電所建設、3) 主境界衝上断層 (MBT) を横断する放水路の建設について検証した上で、5 つの代替案を策定し経済面及び技術面から比較検討を行い、最適レイアウトを決定した。

最適開発規模については採択された最適レイアウトに基づいて、ピーク発電時間を変更することにより 3 種類の設備容量を設定し、代替火力との経済比較を実施した。クリカニ第 3 水力発電所の運転はクリカニ貯水池からの放流量に大きく依存することから、本検討に用いられる使用水量は第 7 章で述べられるクリカニ貯水池最適運用の検討結果に基づいている。

最終的に決定された開発計画案に対し、ネパール全土の電力系統において計画停電等の不都合が生じず、かつ初期投資額及び維持管理費が最小になるような最適投入時期について検討を実施した。検討に際してはネパール国で計画されている発電プラントとともにインドからの電力融通を考慮し、NEA の所有するソフトウェア WASP III を用いた。さらに検討結果の検証のためにマサチューセッツ工科大学 (MIT) と Electric Power Research Center (EPRI) により開発されたソフトウェア EGEAS (Electric Generation Expansion Analysis System) を用いて解析を行った。

6.2 クリカニ第 3 水力発電所投入の妥当性

6.2.1 概要

クリカニ第 3 水力発電所計画は、1963 年以来実施されたクリカニ総合開発計画 (段階発電所開発計画) において 1983 年運転を開始したクリカニ第 1 水力発電所、1987 年に運転開始したクリカニ第 2 水力発電所につぐ最後の発電所開発計画である。クリカニ第 1 水力発電所は季節調節可能なクリカニダム貯水池 (有効貯水量 73.3 百万 m^3) を持ち、ネパール国における唯一の貯水池式発電所である。クリカニ第 2 水力発電所は、流れ込み式であるが第 1 発電所の放流水を直接発電に利用するため、第 1 水力発電所と同様乾期のピーク負荷に対応する発電所となっている。

クリカニ第 1 及び第 2 水力発電所の建設後、中規模の流れ込み式及びピーク対応の流れ込み式発電所としてマルシャンディ水力発電所 (69MW) が 1989 年に、IPP の

ジウムルック水力発電所（12.3MW）が 1994 年、キムティコウラ水力（60MW）・アッパーボテコシ水力発電所（36MW）が 2000 年に、その他に小規模な流れ込み式発電所（アンディコウ：5.1MW、イラム：6.2MW）が運転を開始している。しかし、FY2001/02 ネパール国の電力設備 585MW の内、流れ込み式発電所が 74%（436MW、ピーク対応も流れ込み式発電所を含む）を占め、乾期減少する河川流量により乾期ピーク発電出力は 286MW に低下している。またディーゼル発電を追加してもピーク電力は 312MW までしかならず、乾期のピーク負荷 384MW に対する不足電力は、インドからの輸入と部分的計画停電により対応せざるを得なくなっている。これから乾期不足するピーク電力は、年間 50MW から 100MW 規模に達すると推定される。

NEA は、中規模水力のカリガンダキ A 水力発電所（144MW）とミドルマルシャンディ水力発電所（70MW）を含み、2007 年まで 383MW を開発する計画（建設中及び計画中の水力発電計画）であるが（参照 5.2.4 節）、クリカニ第 3 水力発電所を除き、流れ込み式発電あるいはピーク対応の流れ込み式発電であり、2000 年代後半ピーク電力の不足が予想される。

1970 年代後半から 1980 年代にかけ、貯水池を持つピーク対応の発電所としてクリカニ第 1 及び 2 水力発電所が建設された後、流れ込み式あるいはピーク対応の流れ込み式発電所が建設されてきた。しかし、需要の増す乾期の夕方のピーク負荷に対応し、河川流量の季節変動に左右されない貯水池型のピーク発電所の新たな建設は現在まで行われていない。2000 年代後半予想される乾期のピーク電力供給不足に対応するため、NEA は 1999 年の Update Feasibility Study において、ピーク発電所として 42MW の設備容量の建設を提言している。クリカニ第 3 水力発電所は、クリカニダムの季節調整された流量を利用し、ヤンラン調整ダムによりさらに日調整を行うことによって、乾期夕方 5 時から 9 時までのピーク負荷に対しピーク電力を供給効率良く利用するものである。

クリカニ第 3 水力発電所計画投入の妥当性は、この 2000 年代後半に予想されるピーク電力供給の不足に対し、電力需要予測の結果及び日負荷と NEA の電源投入計画を考慮して、本計画を乾期夕方の 4 時間投入しピーク電力を供給することの妥当性について検討するものである。

6.2.2 日負荷曲線

2001 年 1 月 18 日の日負荷曲線と各発電所負荷分担を図 6.2.1 に示す。これによれば、ピーク負荷は夕方 5 時から 9 時迄の 4 時間の間に最大負荷 390MW まで達し、計画停電を最大 16MW 実施している。電力供給構成を見ると、ベース電力は流れ込み式水力により供給されている。またマルシャンディ水力発電所・クリカニ第 1 及び第 2 水力発電所とインドからの輸入電力が、ピーク時間とオフピーク時間の電力供給を担っている。一方、朝のピーク電力はクリカニ第 1 及び第 2 水力発電所、夕方 5 時から 9 時までのピーク電力は、マルシャンディ水力・クリカニ第 1 及び第 2 水力発電所とインドからの輸入電力と火力によりカバーされている。

2000 年に投入されたキムティコウラ水力（60MW）、アッパーボテコシ水力（36MW）モディコウラ水力発電所（14MW）のピーク電力供給により、2000 年 1 月 7 日最大負荷 350MW 計画停電 65MW に比較し、2001 年乾期は計画停電が少なく

なった。

第 1 次現地調査で実施した電力需要予測によれば、電力需要は年率 8%前後で伸びることが予想され、2003 年 491MW、2005 年 593MW、2008 年 762MW、2010 年 878MW に達することが予想される。

Fiscal Year	電力需要 (MW)	電力量需要 (GWh)
2001	391	1,868
2002	426	2,088
2003	502	2,198
2004	549	2,406
2005	606	2,652
2006	664	2,907
2007	720	3,154
2008	778	3,407
2009	835	3,659
2010	897	3,927

6.2.3 クリカニ第 3 水力発電所計画投入の妥当性

NEA の 2001 年 12 月現在最新の電源開発計画では、第 5 章で記述したように、カリガンダキ A 水力発電所 (144MW) を 2002 年初頭に系統に投入した後、建設中のミドルマルシャンディ水力 (70MW)、IPP チリメ水力 (20MW)、インドゥラワティ水力 (7.5MW)、ピリワ水力 (3MW)、アッパーモディ水力発電所 (14MW) と現在 IPP の売電契約が締結されている 6 ヶ所 (合計 15.5MW) を含む流れ込み式あるいはピーク流れ込み式発電所が 2006 年までに投入予定である (参照 5.2.4 節)。クリカニ第 3 水力発電は、2007 年に IPP のランタン水力 (10MW)、カメラア水力 (30MW)、キムチ第 2 水力発電所 (27MW) と伴に投入される計画である。

今後系統に投入される水力発電計画の中で、本計画は、季節調整容量を持つクリカニ第 1 水力発電計画クリカニダムの貯水池と本計画のヤンランダム調整池の日調整容量を利用し、乾期のピーク需要を満たすように乾期 4 時間ピーク発電所として計画されている。

本計画の 2007 年以降ピーク発電所における投入妥当性につき、第 5 章で実施された電力需要予測を基に上記 NEA 投入計画を考慮して検証した。投入の妥当性検証の条件は、以下に示す通りである。

- (1) ピーク電力需要は、表 5.3.7 に示す電力需要予測結果を使用する。
- (2) 既存発電所は、表 5.2.1 に示される全国系統に接続された発電設備とする。
- (3) 2002 年以降の系統への電源の投入は、上記で説明した NEA の 2001 年 12 月の投入計画を使用する。尚、新規の発電所は投入年の翌年のピーク負荷に対し発電する。

Fiscal Year	計画	設備容量 (MW)	備考
2002	Kali Gandaki A	144.00	建設中
	Syange	0.10	IPP、PPA サイン
2003	Chilime	20.00	IPP、建設中
	Indrawati	7.50	IPP、建設中
	Daram Khola	5.00	IPP、PPA サイン
	Piluwa Khola	3.00	IPP、建設中
	Chaku Khola	0.91	IPP、PPA サイン
2004	Pheme	0.95	IPP、PPA サイン
	Upper Modi	14.00	IPP、建設中
	Khudi	3.50	IPP、PPA サイン
2005	Mailung	5.00	IPP、PPA サイン
	Middle Marsyangdi	70.00	NEA、建設中
2006	-	-	-
2007	Langtang	10.00	IPP、PPA サイン
	Chamelia	30.00	NEA 計画中
	Kulekhani III	42.00	NEA 計画中
	Khimiti 2	27.00	NEA、JV

- (4) 本計画は 2007 年投入であり、上記したように翌年の 2008 年からピーク負荷に対し発電供給する。
- (5) 2008 年乾期のピーク日負荷曲線は、2001 年 1 月 18 日のピーク負荷曲線を基にする。
- (6) 各発電所の投入方法は以下の通りとする。
- 流れ込み式発電所を最初にベース負荷に投入する。
 - カリガンダキ A 水力、マルシャンディ + ミドルマルシャンディ水力発電所を次に投入する。但し、カリガンダキ A 水力発電所及びマルシャンディ + ミドルマルシャンディ水力発電所は、オフピーク時運転し午後 5 時から 10 時まで 5 時間ピーク運転する。
 - クリカニ第 1 及び 2 発電所は、オフピーク時運転するが朝の 6 時から 9 時及び夜間の 5 時から 10 時までのピーク時間に運転するようにする。
 - インドからの電力輸入は、上記運転で不足するベース負荷に対し供給する電力として最大 150MW まで輸入する。但し輸入電力は、上記発電所により発電可能な場合、極力輸入しないようにする。
 - ピーク負荷が発生する午後 5 時から 10 時までの間に、ピーク電力供給の不足する部分にクリカニ第 3 水力発電所を割り当てる。
 - ピーク電力供給ディーゼル火力の投入は、以上の投入により不足電力がある場合に投入する。

上記条件に基づき、FY2008 年の乾期の推定日負荷曲線（ピーク電力 762MW）に各発電所を割り当てた。その結果、午後 5 時より 9 時までピーク電力供給の不足が発生し、クリカニ第 3 水力発電所の投入が必要であることが検証された。検討結果を図 6.2.2 に示す。

6.3 最適開発計画

6.3.1 概要

最適開発計画計画の検討に先立ち、クリカニ第3水力発電所開発計画に関する既存フィージビリティスタディレポートのレビューを行った。各レポートで提案されたレイアウトに対する経済評価に基づいて各案の経済性を比較し、最適レイアウトを検討するための代替案を絞り込んだ。さらに現地踏査結果とあわせて各レイアウトの技術問題点を抽出した上で、その対策工を含めた調整池、水路、発電所等の主要構造物の代替案を策定し、その経済性及び施工性の比較検討により主要構造物の最適レイアウトを定めた。

また、選定された最適レイアウトに対し、ピーク運転時間を変えることによって種々の開発規模を設定し、代替火力との経済性の比較検討結果から最適開発規模を決定した。

6.3.2 既存フィージビリティスタディレポートのレビュー

本計画に関し NEA は、1999 年 9 月の Updated Feasibility Study Report の中で地下発電所による 42MW の発電計画案を推奨している。この案はクリカニ第2水力発電所からの放流水を一旦ヤンラン川に設けた有効貯水容量 500,000m³ の調整池にため、最大使用水量 40.14 m³/sec、有効落差約 120m を利用し 42MW で 4 時間のピーク発電を行う計画である。クリカニ第3水力発電所開発計画に関しては、過去に下表に示したように、その他に 5 つの案が提案されている。1999 年 9 月の NEA の報告書では、42MW 案を最適であるとしているものの他案との比較検討がなされていない。従い今回、既存のフィージビリティスタディレポートにおいて提案された 6 案について技術面及び経済面からレビューし、比較検討を行った。各案の設備容量、発電形式、発電所タイプについて下表に示す。

代替案	計画時期	開発規模	報告書名	発電形式	発電所タイプ	実施機関
1	1988年5月	54MW	Feasibility Study Report	調整池式	地上式	日本工営
2	1993年3月	38MW	Updated Study	調整池式	地上式	NEA土木局
3	1997年7月	14MW	Detailed Design Report	流込み式	地上式	NEA土木局
4	1998年7月	16MW	Supplementary Engineering Study Report	流込み式	地下式	NEA土木局
5	1999年4月	48MW	Kulekhani-III Hydroelectric Project	調整池式	地下式	NEA土木局
6	1999年9月	42MW	Updated Feasibility Study Report	調整池式	地下式	NEA土木局

(1) 各案の技術面に対する検討

既存の報告書で提案された 6 つの案の諸元とその問題点を表 6.3.1 と表 6.3.2 にそれぞれ示す。また、各案の構造物の配置を図 6.3.1 に示す。以下にそれぞれの案の概要と技術的問題点を纏める。

1) 代替案-1：54MW 案

代替案-1の概要

代替案-1は、クリカニ第2水力発電所の最大使用水量 $13.3\text{m}^3/\text{sec}$ に加え、バイニセドバンに設けたラプティ頭首工から最大 $5.0\text{m}^3/\text{sec}$ の取水を行う。取水された水は、開水路流で長さ 3,400m の連絡水路トンネル通じて有効貯水容量 $602,500\text{m}^3$ のヤンラン調整池に集められる。代替案-1は、ラプティ川とケサディ川の合流部に設けた地上式の発電所において、最大使用水量 $60.97\text{m}^3/\text{sec}$ 、有効落差 100.6m を利用して 54MW の3時間ピーク発電を行う調整池式の計画である。

技術的考察

- 代替案-1はトンネルの設計、発電所の配置に特に技術面で問題はないと考えられる。
- しかし、この案が検討されたのは1988年であり、1993年に起きた大洪水の影響が考慮されていない。ラプティ頭首工の建設予定場所は1993年の洪水時に発生した土石流により河岸がかなり侵食されたとされている。また、河床状況を観察する限り、大小レキの堆積のほかに砂の堆積がかなり見られる。ラプティ頭首工を原案設計で建設を行った場合、土石流及び堆砂の影響でクリカニ第2水力発電所マンドゥ頭首工と同様に取水不能になる可能性が高い。この案で計画を進めるには、取水堰の上流部に砂防ダム群の建設が必要であり、さらに砂防ダム機能回復のため、浚渫によるメンテナンスが必要となる。

2) 代替案-2：38MW 案

代替案-2は、上記代替案-1 (54MW)と同じ設計コンセプトで 38MW の4時間ピーク発電計画に修正したものである。上記と同様に1993年の大洪水の影響が考慮されておらず、ラプティ頭首工の砂防対策に問題がある。

3) 代替案-3：14MW 案

代替案-3の概要

代替案-3は、1993年の大洪水時に生じた被害を考慮して、ヤンラン調整池の建設を取りやめた。またラプティ川から取水せず、代わりにクリカニ第2水力発電所の使用水量としてマンドゥからの取水に加えてラプティ川のポンプ取水設備から $0.2\text{m}^3/\text{sec}$ の取水を考慮している。さらにクリカニ第2水力発電所放流工の上流に設けられた砂防ダムを利用したカニ頭首工から最大 $1.5\text{m}^3/\text{sec}$ の取水を行う。取水された水は 4,337m の圧力トンネルで導水され、最大使用水量 $15\text{m}^3/\text{sec}$ 、有効落差 103.45m を利用して、ラプティ川とケサディ川の合流部に設けられた地上式発電所で 14MW の発電を行う流れ込み式の発電計画である。

技術的考察

- 代替案-3の最大使用水量は、乾期のクリカニ第2水力発電所からの最大放流量 $13.5\text{m}^3/\text{sec}$ にカニ頭首工からの最大取水量 $1.5\text{m}^3/\text{sec}$ を加えて $15.0\text{m}^3/\text{sec}$ としている。しかし、乾期は河川流量が減少するためにカニ川から $1.5\text{m}^3/\text{sec}$ 取水することはできない。

- この代替案の導水路トンネルは、ショットクリートのみでコンクリートライニングを巻かないため、摩擦損失が大きく、計画した有効落差を確保できない。原案設計では、最大で 11MW 程度の出力しか期待できない。
- また、上記ショットクリートライニングのみによる圧力導水路トンネルは、建設費用を低減することを目的として提案されているが、トンネル周辺地山の評価する Q 値が 4 以下の区間約 1,800m については、圧力トンネルの安定性を確保するためにコンクリートライニングを施すべきであると考えられる。

4) 代替案-4 : 16MW 案

代替案-4 の概要

代替案-4 は、代替案-3 (14MW)と同様にヤンランの調整池を設けず、クリカニ第 2 水力発電所からの放流水とカニ頭首工で取水された水を 3,883m の圧力導水路トンネルで直接ドロマイト層に設けた地下発電所まで導水する流れ込み式の計画である。発電所からの放流水は 2,100m の放水路トンネルを通じてラプティ川に放流される。最大使用水量は 14MW と同様に 15m³/sec であり、有効落差 123m を利用して 16MW の発電を行う。

技術的考察

- 代替案-4 の導水路トンネルは、コンクリートライニング施工する区間とショットクリートのみで区間の 2 種類がある。この案では Q 値が 4 以下の区間についてはコンクリートライニングを敷設する計画になっている。しかしながら、同様に圧力トンネルとなる放水路トンネルにおいては全線が Q 値 4 以下にもかかわらずショットクリートのみで覆工が計画されており、トンネルの安定性の面からもコンクリートライニングによる設計が望ましい。また、放水路トンネルが MBT 断層を通過するために、この区間のトンネルの安定性について検討する必要がある。
- この案では建設コストを抑えるために、高水圧の作用する導水路トンネルから地下発電所をつなぐ落差約 100m のドロップシャフトは、従来の水圧鉄管ではなくコンクリートライニングによる施工を検討している。高水圧が作用する圧力トンネルをコンクリートライニングで設計する場合、圧力水の漏水によるハイドロフラクチャリング^{注1)}、ハイドロジャッキング^{注2)}について十分検討する必要がある。またトンネルから過大な漏水の可能性についても検討する必要がある。ドロップシャフト周辺の地山は十分なかぶりがありハイドロフラクチャリング、ハイドロジャッキングの問題はないと考えられるが、地下発電所が近傍に建設されることから、発電所空洞掘削による周辺地山の応力状態の変化、岩盤の透水係数、地下水位の位置等について詳細に検討する必要がある。
- 地下発電所の設計は支保工として厚さ 15cm のショットクリートとロックボルトのみが考えられているが、この支保工の妥当性について検討されていない。

注 1) : トンネルに作用する内水圧によって岩盤内に生じる引張り応力が岩盤の引張り強度を超えることにより岩盤が破壊される現象。

注 2) : トンネルに作用する内水圧がトンネル周辺岩盤クラック面に沿った岩盤内の初期圧縮応力より大きい時に、岩盤がクラック面沿って押し広げられる現象。

5) 代替案-5 : 48MW 案

代替案-5 の概要

代替案-5 は、代替案-1 (54MW)、代替-2(38MW)と同様に 500,000m³の有効貯水量をもつヤンラン調整池を建設し、4 時間ピーク発電を行う調整池式の計画である。クリカニ第 2 水力発電所からの放流水 13.2m³/sec に代替案-1(54MW 案)、代替案-2(38MW)で提案されたラプティ頭首工からの取水に加え、さらに代替案-3(14MW)、代替案-4(16MW)で提案されたカニ頭首工からも取水を行う。取水された水は長さ 3,400m の開水路流で連絡水路トンネルを通じて調整池まで送られる。地下発電所が計画されており最大使用水量 45.54m³/sec、有効落差 120m を利用して 48MW の発電を行う。発電所から放水された水は 2,100m の放水路トンネル通じてラプティ川に戻される。

技術的考察

代替案-1(54MW 案)の検討で述べたラプティ頭首工の砂防対策と代替案-4 (16MW)と同様に地下発電所空洞の安定性、そして放水トンネルの MBT 断層区間について検討する必要がある。

6) 代替案-6 : 42MW 案

代替案-6 の概要

代替案-6 は、代替案-5 (48MW)と同様にヤンラン調整池を建設し、4 時間のピーク発電を行う調整池式発電計画である。土石流、堆砂の問題のあるラプティ頭首工からの取水をとりやめ、クリカニ第 2 水力発電所からの放水量 13.2m³/sec に、カニ頭首工から取水した水のみを加える。取水された水は長さ 3,300m の圧力トンネルで有効貯水量 500,000m³の調整池まで送られる。ドロマイト層に設けた地下発電所において、最大使用水量 40.14m³/sec、有効落差 120mを利用して 42MW の発電を行う。

技術的考察

- カニ頭首工から調整池までのコネクショントンネルは、建設コストを抑えるためにコンクリートライニング区間とショットクリートのみの区間の 2 種類にわけている。岩盤条件の良い区間はショットクリートのみとし、周辺岩盤の Q 値が 4 以下の区間はコンクリートライニング区間としている。本調査の追加地質調査によるボーリング調査、物性試験、透水試験の結果によれば、現時点では妥当な設計であると考えられる。
- 地下発電所へ導水するドロップシャフトは代替案-4(16MW 案)と同様に水圧鉄管を敷設せず、コンクリートライニングによる設計となっている。したがって、16MW の検討で述べたように、高水圧が作用するドロップシャフトの設計においては岩盤の応力状態、透水係数、地下水位の位置等について十分な検討が必要である。
- 1999 年に NEA によって作成された Updated Feasibility Study の中で地下発電所の安定解析が行われている。しかし、岩盤の物性が確認されておらず、今後の調査横坑での岩盤試験の結果を考慮して再度安定解析を行う必要がある。放水路トンネルについては、代替案-4 (16MW)と同様 MBT 断層横断部のトンネル

の安定性について検討する必要がある。

上記 6 案に対する問題点に追加して、共通に以下の検討が必要である。

- 設計洪水流量は、1963 年から 1985 年までのラジャヤ水位観測所の流量データに基づいてなされている。したがって 1993 年の大洪水の結果が反映されていない。現在入手可能な 1995 年までの流量データに基づいた設計洪水流量で各構造物の設計を見直す必要がある。
- 本調査の現地予備調査と第 1 次現地調査の現場踏査において、調整池予定地のヤンラン調整池上流端に幅 150m、長さ 150m の地滑り地形が確認された。現在は安定しているが、湛水時及び調整池水位の低下時に、滑り面に作用する間隙水圧により土塊が不安定化する可能性がある。従い、ヤンラン川の調整池を建設する代替案-1、2、5 及び 6 につき、地滑り地形の安定に対する検討を要す。
- ヤンラン川河床を観察する限り、ラプティ川、カニ川、マンドゥ川のように大量の砂粒分堆積は見られなかった。ベッドロードの粒度分析を行う必要があるが、ヤンラン調整池の堆砂速度は上記の他の河川に較べて小さいと考えられる。しかし、上流部河岸に斜面崩壊が生じている箇所が観察されており、土石流の発生は否定できない。従い、ヤンラン川の調整池を建設する代替案-1、2、5 及び 6 につき、調整池を保護するための砂防対策の検討が必要である。

(2) 各案の見直し結果

上に述べた既存 F/S レポートで提案された 6 案の主要計画諸元を見直し比較検討を行った。比較検討は、各案の使用水量、有効落差、便益、工事費用、経済評価を見直し、次の手順により実施した。

1) 使用水量

1999 年 9 月の NEA のレポートに従い、クリカニ第 1 水力発電所より 12 月から 3 月までの乾期に $6.2\text{m}^3/\text{sec}$ 、4 月から 11 月まで雨期に $2.1\text{m}^3/\text{sec}$ の流量を放流するとし、ラジャヤ水位観測所の 1963 年から 1992 年までの月平均流量のデータを用いて解析を行った。

2) 有効落差

各案の設計に基づいて損失水頭を計算し有効落差を見直した。上記、使用水量と有効落差を用いて常時尖頭出力を求めた。なお今回の検討では、摩擦損失水頭を計算するにあたり、コンクリートライニングの水路については粗度係数を 0.014、ショットクリートによる仕上げ面に対しては粗度係数を 0.022 としている。

3) 便益

発電による便益計算は kW 価値、kWh 価値に分け、さらに kWh 価値を冬期（12 月～5 月）ピーク時発電電力量とその他、夏期（6 月～11 月）及び冬期オフピーク時発電電力量の 2 つに分けて算定した。kW 価値と冬期ピーク時 kWh 価値については 1998 年に ADB の技術協力で行われた “Power System Master Plan for Nepal” の中で検討された長期限界費用に基づいて、それぞれ 121 US\$/kW と 6.1 US¢/kWh と設定した。冬

期オフピーク時と夏期の kWh 価値については不足電力のインドからの輸入と余剰電力のインドへの輸出を考慮して、1996 年 1 月に有効となったインドとの電力売買の価格に基づいて 4US¢ /kWh と設定した。

4) 工事費用

各案の経済評価を行うために、直接工事費について見直した。土木工事費とゲート、鉄管等の機械費用については数量をチェックし、1999 年 9 月に NEA が作成した 42MW 案のレポートの建設単価を用いて計算した。水車、発電機、制御装置、主要変圧器等の電気機器は設計を見直し、国際価格を用いて工事費用を計算し直した。送電線についても、単価を見直し、工事費用を計算した。

この他に、管理費・技術費として、上記直接工事費の合計の 10%を予備費として加えている。また、運転維持管理費として各年に直接工事費の 2%がかかるものとした。工事期間は 16MW 案と 14MW については 3 年、その他の案は 4 年としている。

なお、これらの工事費用は、経済費用に直すために変換係数 0.9 が掛けられている。

5) 各案の経済評価の比較

プロジェクトライフを完成後 50 年と設定し、完成後 30 年で電気機器、水力機械を 100%、送電線を 90%取りかえるものとして、各プロジェクトの純便益 (NPV) を計算し比較した。これらの経済分析結果を表 6.3.3 に詳細を示し、下表に纏める。

代替案	設備容量	頭首工	発電形式	発電所タイプ	ピーク時間	純便益 (Mil. US\$)
1	54 MW	ラブティ	調整池式	地上式	3 時間	5.737
2	38 MW	ラブティ	調整池式	地上式	4 時間	2.337
3	14 MW	カニ	流れ込み式	地上式		-0.675
4	16 MW	カニ	流れ込み式	地上式		-6.844
5	48 MW	ラブティ カニ	調整池式	地下式	4 時間	4.785
6	42 MW	カニ	調整池式	地下式	4 時間	3.510

経済比較の結果、以下の点が考察される。

- 代替案-3 (14MW)、代替案-4 (16MW) の流れ込み式案は純便益がマイナスとなり、経済性で調整池式案に比較し劣る。また、6.2 節で述べたように、2007 年の需要予測で 5 時から 9 時の 4 時間に最大で約 40MW の電力が不足している。上記 2 案ではこれらの不足分をカバーすることができず、他のピーク発電所の投入が必要となる。電力需要予測の結果から、クリカニ第 3 水力発電計画では調整池を利用して、電力不足分をカバーするようなピーク発電が望ましいと判断される。
- 調整池式案において、同じピーク運転時間の地上式発電所の代替案-2 (38MW) と地下式発電所の代替案-6 (42MW) との純便益を比較した結果、地下式発電所案の方が、純便益が大きいことがわかった。カニ頭首工からのみ取水する 42MW 案とラブティ頭首工からも取水する 48MW 案を比較した場合 48MW 案の方が、夏期の発生電力量が大きくなり純便益が大きい。しかしながら、6.3.2 (1) で述べたようにラブティ頭首工は土石流や堆砂問題などに対する砂防対策が必要となる。

- 3時間ピーク発電と4時間ピーク発電を比較した場合、3時間ピーク発電の方が、純便益が大きくなった。しかしながら、2007年までの電力需要予測ではピーク時に4時間の電力不足が発生しており、これをカバーするには4時間ピーク発電が妥当と考えられる。
- 以上の検討結果より調整池をもつ地下式発電所の案が経済的に有利であることがわかった。したがって次節で行う最適レイアウトの比較検討は調整池をもつ地下発電所のレイアウトを基に進めるものとする。

6.3.3 最適プロジェクトレイアウトの検討

6.3.2 節において既存のフィジビリティスタディレポートで提案された発電計画の技術的問題点を指摘した。その中で特にプロジェクトコストに大きく影響する項目として以下のものが考えられる。

- ヤンラン調整池の堆砂対策
- ヤンラン調整池内地滑り対策工
- 地下発電所の地質条件
- 放水路トンネル MBT 断層部横断箇所
- ラプティ頭首工の砂防工事及び水路の経路

上記技術的問題点を考慮した調整池、発電所、放水路トンネルの代替案を策定し、各比較案の純便益（NPV）を比較することにより最適プロジェクトレイアウトを決定した。

(1) 基本仮定

各代替案の工事費算定にあたり主要土木工事の建設単価は、ネパール国及びその他アジア諸国における最近の類似プロジェクトの国際入札データを参照し定めた。また、機電設備の単価については近年の国際入札価格を参照し定めた。

工事費算定のための主要土木単価は下表のとおりである。

単位：US\$

工事項目	単位	クリカニ第3 (NEA)	ミドル マルシャンディ	カリガンダキA	類似プロジェクト	本検討に 用いる単価
明り掘削（土砂）	m ³	2.2	2.1	4.0	2.0-3.0	2.2
明り掘削（岩）	m ³	9.7	12.5	9.0	5.0-11.0	9.7
トンネル掘削	m ³	32.0	20.0	33.7	40.0-50.0	45.5
立坑掘削	m ³	65.0	25.3	112.5	30.0-60.0	63.3
地下空洞掘削	m ³	30	25.4		40.0-50.0	26.4
構造コンクリート	m ³	77.0	70.0	63.2	70.0-80.0	67.8
RCC コンクリート	m ³	65.0			50.0-60.0	44.9
マスコンクリート	m ³	66.0	62.8	34.3	60.0-70.0	66.0
ライニングコンクリート	m ³	180.0	94.8	186.5		66.2
インパートコンクリート	m ³	112.5	62.8	101.5		65.5
鉄筋	ton	650.0	880.5	1049.3	450.0-900.0	559.0
ロックボルト，D25	m	34.0				18.1
ショットクリート(5cm)	m ²	17.2				16.9
ショットクリート(10cm)	m ²	22.5				25.5
ショットクリート(15cm)	m ²	32.0				32.0

また、建設単価を参考にしたプロジェクトは以下のとおりである。

No.	プロジェクト名	国名	備考
(1)	クリカニ第3水力	ネパール	1999年9月付け NEA 報告書
(2)	ミドルマルシャンディ水力	ネパール	2000年11月付け契約単価
(3)	カリガンダキA水力	ネパール	1997年1月付け契約単価
(4)	種々の類似プロジェクト	アジア諸国	入札単価

クリカニ第 3 水力発電所の発電量はクリカニ貯水池からの放流量に大きく依存している。したがって、クリカニ第 3 水力発電所の使用水量を推定するために、第 7 章においてクリカニ貯水池運用シミュレーションによる検討を行った。シミュレーションの結果からクリカニ水力発電所群の kWh 便益が最も大きくなるように、最適貯水池運用を次のように定めた（参照 7.2 節）。

- 1) 12 月から 3 月の 4 ヶ月間を乾期運転期間とする。
- 2) クリカニ第 1・第 2 水力発電所のピーク運転時間は乾期運転期間において 8 時間、雨期運転期間において 4 時間とする。

6.2.3 節の中で検討されたように、夕方 5 時から 9 時までの 4 時間において電力不足が発生する可能性がある。従って、プロジェクトレイアウトの検討に際し、クリカニ第 3 水力発電所のピーク発電時間を 4 時間と想定した。最大使用水量は上記のクリカニ貯水池最適運用ルールに基づいたシミュレーションの結果から、乾期運転期間 4 ヶ月について 90%信頼性を保証できるように $43.1\text{m}^3/\text{sec}$ としている。またヤンラン調整池の必要容量は、調整池からの無効放流量ができる限り小さくなるように $475,000\text{m}^3$ と設定している。常時満水位 (FSL) については、発電便益が最大になるようにできる限り高い位置とし、EL.597.0 と定めた。また、放水口は、洪水時の土砂の流入を防ぐために堰を設けるものとし、放水位が設計洪水位 (100 年確率洪水位) より高くなるように、最大使用水量放流時の放水位を EL.465.5m とした。常時満水位から利用水深の 3 分の 1 を差し引いたものを定格水位とし、損失落差を考慮することにより基準有効落差は 117.8m と計算される。発電機の設備容量は最大使用水量、基準有効落差及び水車・発電機の合成効率から求められるが、本検討では最近の発電機器データより水車・発電機の合成効率を 0.902 としている。以下で検討する代替案の主要構造物諸元は上記条件に基づいて定めた。

(2) 調整池代替案の比較検討

調整池代替案として、以下の 3 案について比較検討を行った。

代替案 A：ヤンラン川にダム高 50m の RCC 重力式ダムを建設するダム式調整池案

代替案 B：カニ川右岸の石灰岩層に大規模な空洞を建設する地下調整池案

代替案 C：クリカニ第 2 発電所下流部に設けた掘込み式ヘッドポンドとヤンラン川河床に建設する掘込み式調整池に分散して水を貯める分散型調整池案

それぞれの案の平面図、縦断図、詳細図を図 6.3.2 から 6.3.10 に、主要構造物の諸元を表 6.3.4 に示す。

代替案 A：ダム式調整池案

代替案 A のダム式調整とした場合、3.2.7 節に述べたヤンラン調整池の堆砂量の検討結果から、調整池内へ流入する土砂量は、年間約 $19,000\text{m}^3$ / 年と想定される。調整池総容量は $570,000\text{m}^3$ であることから約 30 年で調整池は満砂となり、堆砂対策を考慮しなければならない。ヤンラン川上流域にはクリカニ川、マンドゥ川上流域のような巨レキは存在しない。しかしながら、調整池上流域は河川勾配が急であり、崩壊地も観察されていることから土石流について対策が必要となる。この対策工として図 6.3.2 に示すように調整ダム軸から 600 m 上流に高さ 15 m のコンクリート砂防

ダム、900m 上流に同様に 15m のコンクリート貯砂ダムを建設し、調整池への土砂流入を防ぐ。さらに、これら 2 つの砂防ダムで捕らえず、調整池内に流入した浮遊砂分を除去するため排砂門をダム堤体に設けることとした。代替案 A の工事費に、これら砂防対策施設の工事費を見込む。また、3.4.2 節で述べた調整池内に存在する地滑り対策として後述する地滑り頭部除去及び抑え盛土工の工費についても工事費に考慮する。調整池ダムを図 6.3.4、砂防・貯砂ダムを図面 6 に示す。

代替案 B：地下式調整池案

代替案 B は、図 6.3.5 と 6.3.7 に示すようにカニ川右岸の石灰岩層に径 17m、長さ 500m の大規模地下空洞を 5 本建設し、500,000m³ の水を貯める計画である。調整池構造物をすべて地下に配置したため、土石流・堆砂・地滑り対策が必要ない。工事費として調整池空洞の他に、地下調整池にたまった土砂排出のための排砂トンネルの建設が必要であり、その建設費を含む。

代替案 C：分散形調整池案

代替案 C は、図 6.3.8 と 6.3.10 に示すようにカニ川とラプティ川合流部のカニ川左岸に容量 100,000 m³ の掘込み式ヘッドポンドとヤンラン川河床部に容量 400,000 m³ の掘込み式調整池を建設し、500,000 m³ の水を貯める計画である。調整池をヤンラン川河床に埋め込むため堆砂・地滑り対策が必要ない。しかしながら河床を約 1,000m にわたって掘込むために河川の切替えが必要となる。

上記 3 案について工事数量を計算し、6.3.3 (1) に示した工事単価を用いて各案の土木直接工事費を算出したものを下表に示す。代替案 A のダム式調整池案が砂防・堆砂対策工の費用を含めても最も安くなる。

(単位：mil US\$)

	代替案 A	代替案 B	代替案 C
土木直接工事費	35.2	69.1	49.5

(3) ヤンラン調整池の地滑り対策

3.4.2 節において調整池内の地滑りの湛水及び発電時の調整池水位低下(日変動 20 m) による影響を検討した。図面 7 及び図面 8 に示すように高さ 40m、長さ 100m にわたる地滑り頭部の除去、高さ 20m、長さ 150m にわたる抑え盛土工及びリップラップによる法面保護による対策工で安全率 1.10 を確保できることが確認された。頭部除去掘削、抑え盛土、リップラップの工事数量はそれぞれ 31,900m³、27,000m³、700m³ となる。

(4) 発電所代替案の比較検討

1999 年 9 月の NEA の Updated Feasibility Study Report では、地下発電所を幅約 150m 程度のドロマイト層に建設する計画になっている。第 3 次現地調査中に行われた調査横坑内からのボーリング調査の結果から、地下発電所建設予定地において硬質で良好な硅質ドロマイト層の存在が確認された。一般的に地下発電所は工期が長くなり各種工事単価が高いことから他の発電所形式と比較した場合、建設費が高くなる。従い、地上からの開削により発電所建屋掘削を行う半地下式発電所(代替案 A - 1) と経済性について比較検討を行う。代替案 A と代替案 A - 1 の調整池取水口から放水

口までの縦断図及び発電所詳細図を図 6.3.11 から 6.3.14 に、各案の主要構造物の諸元を表 6.3.5 に示す。

発電機は 2 台で縦型フランシスタイプの水車とし、最大使用水量、有効落差、発電機容量から発電機、水車寸法を想定し、必要な建屋寸法を求めた。

ボーリングによる地質調査の結果、半地下式発電所建設予定地の地質は、河床堆積物や崖錐性堆積物の未固結層が 33.5m の厚さ堆積していることが分かった。従い、発電所を基礎岩盤である粘板岩層に配置するためには、高さ 100m 以上の開削が必要となり、大規模掘削斜面の斜面安定が問題となる。また、半地下発電所はサヌタール村の位置に計画されており、家屋移転や用地取得の社会環境上の影響が大きい。

上記 2 案について工事数量を算定し、6.3.3(1)の工事単価を用いて求めた各案の土木直接工事費を下表に示す。2 案を比較した場合、半地下案は開削量が大きくなり、地下発電案に比べて高くなる。

また、2002 年 7 月に発生した豪雨により、半地下発電所が計画されている地点において、表層崩壊及び沢筋に沿った土砂流出が多く観察された。半地下発電所建設のための開削工事により地滑りを引き起こす可能性がある。従って構造物の安全性においても地下発電所の建設が望ましい。

(Mil US\$)

	代替案 A	代替案 A - 1
土木直接工事費	35.2	36.3

(5) 放水路トンネル MBT 断層横断部

第 3 次現地調査において行われたボーリング調査及び弾性波探査の結果から放水路が通過するケサディ川河床の MBT 断層部の影響によりシワリク砂岩が 130m にわたり破碎されている事が確認された。この区間は地質条件が悪くトンネル掘削中の湧水が予想される。代替案として MBT を通過するケサディ川横断部 350m を開削により掘削し、カルバートで建設する案が考えられる。この場合 350m 区間で 450,000m³ の掘削が必要であり工費が高くなる恐れがある。よって、放水路を圧力トンネルで通す案（代替案 A）と無圧トンネルで通し、ケサディ川横断部を開削によって渡す案（代替案 A - 2）の 2 案について比較検討した。2 案の縦断図を図 6.3.11 と図 6.3.15、詳細図を図 6.3.16 に、諸元を表 6.3.6 示す。圧力トンネルのライニング厚は一般的に内径の 1/8 ~ 1/10 程度の厚さが必要とされていることからライニング厚を 50cm（内径 4.5m）とした。無圧トンネルのライニングは無筋コンクリートとしてライニング厚を 20cm とした。カルバート区間のライニング厚については土圧を考慮して 1m とした。代替案 A の圧力トンネル案は、圧力放水路トンネル延長が 2.1km と長くなるため、12m 幅 × 38m 長さ × 16m 高さの放水路サージタンクが必要となる。

上記 2 案について工事数量を算定し、6.3.3(1)の工事単価を用いて求めた土木直接工事費を下表に示す。両案とも工事費はほぼ同額となった。しかしながら、代替案 A のトンネル案では、断層部の湧水がひどく切羽の自立が困難場合には、工期に大きく影響することから、本調査では代替案 A - 2 の無圧トンネル + カルバート案で今後検討進めることとした。

(単位：Mil US \$)

	代替案 A	代替案 A - 2
土木直接工事費	35.2	35.2

(6) ラプティ頭首工

1988 年時のフィービリティスタディレポートにおいてラプティから最大 5m³/sec の取水が計画されていた。水量のあるラプティ川より取水することにより、代替案 A と同じ構造物の配置で考えた場合、発電容量で 4 MW 及び発電量で年間 21GWh 増加させることができる。しかし、現在ラプティ頭首工計画地点の直上流ではヘタウダセメント原石山開発より大量の掘削土砂が流出しており、洪水時には押し流された土砂により取水堤が埋められ取水不能になる恐れがある。また取水した水をヘッドポンドに送る水路はバイニセドバンの町を通さねばならず、移転等が問題となり現時点では建設は困難と考えられる。

(7) 各代替案の経済評価の比較

建設工期 3.5 年、プロジェクトライフを完成後 50 年と設定し、完成後 30 年で電気機器、水力機械を 100%、送電線を 90% 取りかえるものとして、5 つの各代替案の純便益 (Net Present Value) を計算し比較した。

この際、発電便益、工事費用は次のように仮定している。

1) 発電便益

発電による便益計算は 6.3.2 節と同様に ADB の資金によって行われた “Power System Master Plan Nepal” の中で示された長期限界費用及び 1996 年から有効となったインドとの電力融通価格に基づいている。

2) 工事費用

プロジェクト直接工事費は 6.3.2 節と同様の手法で計算する。各々の工事費は 6.3.3 (2) 基本仮定に示した単価に基づいている。

下表に各代替案の主要構造物と純便益 (NPV) を示す。

	頭首工	調整池	調整池ダム	発電所	放水路	NPV (Mil US\$)
代替案 A	カニ頭首工	ヤンラン調整池	原案ダム軸	地下式	トンネル	1.117
代替案 A - 1	カニ頭首工	ヤンラン調整池	原案ダム軸	半地下式	カルバート	- 0.001
代替案 A - 2	カニ頭首工	ヤンラン調整池	原案ダム軸	地下式	カルバート	1.119
代替案 B	カニ頭首工	地下調整池	ダムなし	地下式	トンネル	-36.218
代替案 C	カニ頭首工	分散型調整池	ダムなし	地下式	トンネル	-14.596

比較した結果、代替案 A - 2 の純便益が最も高くなり、ダム式調整池 + 地下発電所 + カルバート放水路のレイアウトが最も経済的であることがわかった。

(8) 検討結果のまとめ

最適プロジェクトレイアウトの技術及び経済面から検討をした結果、代替案 A-2（ダム式調整池を持つ地下発電所タイプ）が最適案として選定された。この案は技術的及び経済的利点に追加し、以下について優れている。

- ダム式調整池案は堆砂対策を考慮した場合においても、地下調整池及び分散型調整池の他の 2 案に比較して経済的である。また、大規模な地下空洞を建設する地下式調整池及び種々のタイプの調整池を建設する分散型調整池に比較し経済的である。また、ダム式調整池がヤンラン川中流域に 1 箇所のみ設置されるため建設が容易であり、地下式調整池の予期しない地質に遭遇した際の地質上及び施工上の難しさ、分散型調整池の建設工事の複雑さがなく、工事工程を遵守できる。
- 発電所が地下に設けられるため、100m 高さに達する大規模な開削を必要とする地上式発電所に比較し、動植生相など自然環境への影響が少なく、移転・用地取得を必要としないため社会環境への影響が軽減される。
また、地下発電所案は開削による斜面不安定化の危険性がないため構造的にも安全である。
- 主衝上断層（MBT）を横断する放水路は、カルバートにより建設するため MBT とその境界層で劣化した地質に遭遇しても対策が講じやすく、工事工程を遵守できる。

選定したダム式調整池を持つ地下発電所タイプは、技術面、経済面、環境面、工期の面から上記の優位点を持つ。しかし調整池はヤンラン川中流域に建設され調整ダムにより形成され、ダム建設によるヤンラン川の自然環境への影響に充分配慮しなければならない。ヤンラン川の自然環境と灌漑用水に充分配慮した河川維持流量の決定が必要である。

6.3.4 最適開発規模

前節で述べたレイアウトの比較検討の結果、クリカニ第 3 水力発電所計画の最適プロジェクトレイアウトとして代替案 A-2 のダム式調整池をもつ地下発電所案が選ばれた。本節ではこのプロジェクトレイアウトに基づいて、ピーク発電時間を変更することにより種々の開発規模を想定し、代替火力との経済比較により最適開発規模を決定した。

(1) 有効流入量

6.3 節に述べられた最適レイアウトの検討と同様に、ヤンラン調整池の有効流入量は第 7 章において検討されたクリカニ貯水池の最適運用ルールに基づいて求められている。既存のクリカニ第 1・第 2 水力発電所の便益が最大となる最適貯水池運用として下記の運転パターンが提案される。

- 期別区分 : 4 ヶ月 乾期運転
8 ヶ月 雨期運転
- 乾期ピーク運転時間 : 8 時間
- 雨期ピーク運転時間 : 4 時間

ヤンラン調整池への流入量として、上記貯水池最適運用によるクリカニ第 2 水力発電所からの発電放流量に加え、カニ川から最大 $2.0\text{m}^3/\text{sec}$ の取水量が考慮されている。

また、調整ダムが設けられるヤンラン川については第 4 章で述べられたように環境への影響を考慮して河川維持流量として乾期に $0.1\text{m}^3/\text{sec}$ 、雨期に $0.3\text{m}^3/\text{sec}$ が下流に放流される。

1963 年から 1995 年の水文データを用い、上記の条件に基づいたクリカニ貯水池操作シミュレーションから得られるヤンラン調整池の有効流入量は下表のとおりである。

調整池有効流入量

乾期 90% 保証流量	m^3/sec	7.18
雨期 90% 保証流量	m^3/sec	1.55
乾期平均有効流入量	m^3/sec	7.36
雨期平均有効流入量	m^3/sec	4.37

(2) 開発規模比較案

最適開発規模を検討するにあたり、ピーク運転時間を 3, 4, 5 時間と変更することにより下表に示した 3 種類の設備容量を設定した。

開発規模比較案

	単位	ケース 1	ケース 2	ケース 3
最大使用水量	m^3/s	57.5	43.1	34.5
設備容量	MW	59.6	44.8	35.8
ピーク時間	時間	3	4	5

(3) 電力量

貯水池操作シミュレーションより得られた 1963 年から 1995 年の 33 年間におけるヤンラン調整池の有効流入量を用いて各々の比較案について発電量を計算した（詳細

は Volume II, Supporting Report (1), Appendix C 参照)。下表に各案の発電量を示す。この値はシミュレーションにより計算された 33 年間の発生電力量の年平均値から雨期における調整ダムの排砂放流による発電量の減少分を差し引いたものである。この表において、乾期及び雨期それぞれのピーク運転時間における 90% 保証電力量を 1 次電力量と定義している。

各開発規模における発生電力量

ケース	設備容量 (MW)	ピーク時間 (時間)	1 次電力量 (GWh)	2 次電力量 (GWh)	平均年間 発生電力量 (GWh)
Case-1	59.6	3	29.51	16.85	46.35
Case-2	44.8	4	29.54	17.75	47.29
Case-3	35.8	5	29.61	18.37	47.57

(4) 代替火力による kW 価値及び kWh 価値の評価

kW 価値及び 1 次電力量の kWh 価値を評価するにあたり、代替火力として 25MW のガスタービンを用いた。2 次電力量の kWh 価値については長期限界費用 (LRMC) を用いて評価した。代替火力に基づいて評価された kW 価値及び kWh 価値を下表に示す。

代替火力による kW 価値及び kWh 価値

代替火力	建設単価 (US\$/kW)	燃料費 (HSD) (US\$/liter)	kW 価値 (US\$/kW)	kWh 価値 (US\$/kWh)
ガスタービン	660	0.34	1,003	0.119

(5) プロジェクトの経済費用及び建設期間

最適開発規模を比較検討するために、第 9 章に述べた建設単価に基づいて各案の経済費用を算出した。現地貨分については算定された工事費を経済費用に変換するために変換係数 0.9 が掛けられている。建設期間についてはケース 1 については 4 年、ケース 2 と 3 については 3.5 年が見込まれており、第 9 章で述べられる年次別工事支出に従って経済費用は各年に配分されている。

(6) 検討結果

上記の基本条件に基づいて計算された各ケースに対する EIRR を図 6.3.17 に示す。この図よりケース 1 (3 時間ピーク : 59.6MW) とケース 2 (4 時間ピーク : 44.8MW) は、ケース 3 (5 時間ピーク : 35.8MW) に比べ EIRR が高くなり経済的に有利であることが分かった。設備容量が小さくなるほど年平均発生電力量が増加し、建設コストが小さいことからプロジェクトの収益性が高くなる。ケース 1 と 2 の EIRR はほぼ同程度となったが、財務的に見た場合、ケース 2 がケース 1 に比べ収益性が高くなり、ケース 2 の 44.8MW が有利であると考えられる。また、図 6.2.2 に示した 2008 年次の推定日負荷曲線と各発電所の電力供給分担の比較より、乾期中 5 時から 9 時のピーク時に電力供給不足が生じることが確認されていることから、設備容量 44.8 MW による乾期 4 時間ピーク発電が最も有効かつ有利であり、本計画の最適開

発規模と考えられる。

6.4 最適投入時期の検討

6.4.1 長期電源開発計画

本調査により推定された長期需要予測を基に、NEA が所有するソフトウェア WASPIII を用いて 2012 年までの長期電源開発計画の検討を行った。さらに、WASPIII と同様に最適な長期電源開発計画を自動的に算定する EGEAS により結果を検証した。検討は以下の基準に従って進められた。

- 1) 対象とする期間を通じて、総電力需要に対するある一定の率以上の予備力を保持し続ける。
- 2) 対象とする期間中に投入する電源やその投入年次は、全電力システムに対する電源の初期投資額及び運営・維持管理（O&M）費を最小としつつ、予想される電力需要を満たすように決定される。

本解析によりクリカニ第 3 水力発電所の最適投入年次とともにネパール全土の電力システムに対する最適な電源投入計画の検討がなされた。

6.4.2 計算条件及び仮定

クリカニ第 3 水力発電所の最適投入時期の検討は以下に列挙する条件及び仮定のもとで実施した。

- 1) 2012 年までネパール全土の電力需要に対しては、既存発電所、既に投入年次の確定した発電所を適切に運用し電力を供給するものとする。新規に投入すべき発電所は 2001 年度に NEA により策定された “Corporate Development Plan” においてリストアップされた以下の発電所候補から選定する。

No.	プロジェクト名	タイプ	設備容量 (MW)	平均年間 発生電力量 (GWh)	最早投入可能年 (Year)
1.	Chameriya	PROR	30	196	2007/08
2.	Kulekhani III	PROR	45	47.5	2007/08
3.	Khimti II	PROR	27	157	2008/09
4.	Rahughat	PROR	27	165	2008/09
5.	Kabeli-A	PROR	30	164	2008/09
6.	Budhi Ganga	PROR	20	106	2008/09
7.	Upper Marsyandi-3	ROR	70	409	2008/09
8.	Upper Modi-A	PROR	42	285	2008/09
9.	Lower Modi	ROR	19	123	2008/09
10.	Upper Karnali	PROR	300	2133	2009/10

ROR：流れ込み式発電所, PROR：調整池式発電所

- 2) 供給力不足見込み日数（LOLP）は 1 年間に 5 日とする。
- 3) 投入される電源は第 5 章で算出された電力需要予測（MW 及び GWh）に見合ったものとする。
- 4) 最低予備力は、Middle Marsyandi の Updated Feasibility Study の中で行われた

WASP IIIによるネパール国の発電投入計画の検討を参照し、10%とした。

- 5) インドからの電力融通については 100MW と 150MW の 2 つ条件について検討する。
- 6) 水力プロジェクトの寿命は既存施設、計画中の施設を問わず一律 50 年とする。
- 7) 第 9 章において述べるとおりクリカニ第 3 水力発電所の計画が順調に進めば、2007 年の運転開始が可能である。従ってクリカニ第 3 水力発電所の最早投入可能年次を 2007 年とする。
- 8) 2002 年を基準年と設定し、クリカニ第 3 水力発電所が投入可能となる 2007 年から 2011 年までの 5 年間の総投資額（電源建設の初期投資額 + 運営・維持管理費）を現在価値に換算し比較する。
- 9) WASPIII 及び EGEAS では動的解析法（Dynamic Programming：DP）を用い 5 年間の総投資額が最小になるように設定した。

6.4.3 最適投入計画

第 5 章で述べられたように現在のところインドからの電力融通量は 50MW を上限としている。しかしながら 2006 年にはインドからの融通量を 150MW まで引き上げる予定であり、インドからの電力輸入が増加する可能性を考慮して、100MW 及び 150MW の電力を輸入した場合に対して解析を実施した。

計算結果は下表に示すとおりである。

インドからの電力融通を 100MW とした場合の最適投入計画

年	プロジェクト名	設備容量 (MW)	乾期ピーク出力 (MW)	備考
FY 2003/04	Syange	0.1	0.1	IPP, PPA signed
	Chilime	20.0	20.0	Under Construction
	Indrawati	7.5	3.0	IPP, PPA signed
	Daram	5.0	5.0	IPP, PPA signed
	Piluwa	3.0	2.0	IPP, PPA signed
	Chaku	0.91	0.90	Under Construction
FY 2004/05	PHEME	0.95	0.90	IPP, PPA signed
	Upper Modi	14.0	8.0	IPP, PPA signed
	Kudi	3.5	2.2	IPP, PPA signed
FY 2005/06	Mailung	5.0	4.0	IPP, PPA signed
	Middle Marsyandi	70.0	70.0	Under Construction
FY 2006/07	-	-	-	-
FY 2007/08	Kulekhani III	45.0	45.0	NEA Planned
	Chamelia	30.0	30.0	NEA Planned
FY 2008/09	Upper Modi-A	42.0	42.0	NEA Planned
FY 2009/10	Upper Marsyandi	70.0	21.0	NEA Planned
FY 2010/11	Upper Karnali	300.0	300.0	NEA Planned
FY 2011/12	-	-	-	-
総投資額			(Mill. US\$)	349

インドからの電力融通を 150MW とした場合の最適投入計画

年	プロジェクト名	設備容量 (MW)	乾期ピーク出力 (MW)	備考
FY 2003/04	Syange	0.1	0.1	IPP, PPA signed
	Chilime	20.0	20.0	Under Construction
	Indrawati	7.5	3.0	IPP, PPA signed
	Daram	5.0	5.0	IPP, PPA signed
	Piluwa	3.0	2.0	IPP, PPA signed
	Chaku	0.91	0.90	Under Construction
FY 2004/05	PHEME	0.95	0.90	IPP, PPA signed
	Upper Modi	14.0	8.0	IPP, PPA signed
	Kudi	3.5	2.2	IPP, PPA signed
FY 2005/06	Mailung	5.0	4.0	IPP, PPA signed
	Middle Marsyandi	70.0	70.0	Under Construction
FY 2006/07	-	-	-	-
FY 2007/08	-	-	-	-
FY 2008/09	Kulekhani III	45.0	45.0	NEA Planned
FY 2009/10	Khimti II	27.0	53.0	IPP, Joint Study with NEA
FY 2010/11	Chameliya	30.0	30.0	NEA Planned
FY 2011/12	Upper Karnali	300.0	300.0	NEA Planned
		総投資額	(Mill. US\$)	328

電力輸入量が 100MW の場合には、クリカニ第 3 水力発電所の最適投入時期は 2007/8 年となる。上限の 150MW が輸入された場合においても 2008/9 年にはクリカニ第 3 水力の投入が必要となる。従い、クリカニ第 3 水力発電所を早期に投入することが、ネパールの電力系統にとり最小費用の電源開発費と運営・維持管理費をもたらすことになり、最適な投入計画であることが確認された。またインドとの電力融通を増加したとしても、クリカニ第 3 水力発電所の投入が必要であることが分かった。

一方、インドから輸入される電力を消費地に送る送電線が不十分であること、及び輸入される電力はベース電力を供給する石炭火力により供給されることから、インドからの電力輸入によりカトマンズ市内で増えつつある乾期夕方のピーク需要に対応することは困難である。従って、できる限り早期にクリカニ第 3 水力発電所の投入が期待される。

TABLES

第 6 章

表 6.3.1 既存 F / S 代替案の主要構造物

	代替案 - 1 (54 MW, 1988)	代替案 - 2 (38 MW, 1993)	代替案 3 (14 MW, 1997)	代替案 - 4 (16 MW, 1998)	代替案 - 5 (48 MW, 1999)	代替案 - 6 (42 MW, 1999)
頭首工 Q_{\max} : 最大取水量	Rapti Q_{\max} : 5.0 m ³ /sec	Rapti Q_{\max} : 5.0 m ³ /sec	Khani Q_{\max} : 1.5 m ³ /sec	Khani Q_{\max} : 1.5 m ³ /sec	Khani $Q_{\max}=1.5\text{m}^3/\text{sec}$ Rapti $Q_{\max} : 5.0\text{m}^3/\text{sec}$	Khani $Q_{\max} : 1.5 \text{ m}^3/\text{sec}$
コクシヨウソク Q_f : 設計流量	長さ : 3,400 m Q_f : 18.3 m ³ /sec	長さ : 3,400 m Q_f : 18.3 m ³ /sec	N/A	N/A	長さ : 3,400 m Q_f : 20.5 m ³ /sec	長さ : 3,400 m Q_f : 15 m ³ /sec
調整ダム V_{eff} : 有効貯水量	V_{eff} : 602,500 m ³	V_{eff} : 602,500 m ³	N/A	N/A	V_{eff} : 602,500 m ³	V_{eff} : 500,000 m ³
導水トンネル	長さ : 1,000 m	長さ : 1,000 m	長さ : 4337 m	長さ : 3,883 m	長さ : 350 m	長さ : 350 m
鉄管水路	長さ : 222 m	長さ : 222 m	長さ : 345 m	長さ : 50 m	長さ : 200 m	長さ : 80 m
発電所	地上式	地上式	地上式	地下式	地下式	地下式
放水路	開水路	開水路	開水路	トンネル 長さ : 2,100m	トンネル 長さ : 2,100m	トンネル 長さ : 2,100m
満水位	EL. 599.24 m	EL. 599.24 m	EL. 601 m	EL. 601 m	EL. 599.24 m	EL. 598 m
放水位	EL. 488 m	EL. 488 m	EL. 491.3 m	EL. 467.5 m	EL. 467.5 m	EL. 467.5 m
総落差	111.2 m	111.2 m	109.8 m	133.5 m	131.7 m	130.5 m
有効落差	101.8 m	101.3 m	97.8 m	122.8 m	120.1 m	119.4 m
最大使用水量	60.87 m ³ /sec (3 時間)	42.84 m ³ /sec (4 時間)	15.0 m ³ /sec	15.0 m ³ /sec	45.54 m ³ /sec (4 時間)	40.14 m ³ /sec (4 時間)
発電容量	54 MW (3 units)	38 MW (3 units)	14 MW (2 unit)	16 MW (4 units)	48 MW (4 units)	42 MW (3 units)

表 6.3.2 各代替案の技術的問題点

代替案	技術的問題点
代替案 1 54MW 案 (1988)	<ol style="list-style-type: none"> 1) ラプティ頭首工の砂防施設及び、堆砂対策について検討がなされていない。 2) ヤンラン調整池の砂防対策が検討されていない。 3) 1993 年の大洪水が設計洪水量に考慮されていない。
代替案 2 38MW 案 (1993)	<ol style="list-style-type: none"> 1) ラプティ頭首工の砂防施設及び、堆砂対策について検討がなされていない。 2) ヤンラン調整池の砂防対策が検討されていない。 3) 1993 年の大洪水が設計洪水量に考慮されていない。
代替案 3 14MW 案 (1997)	<ol style="list-style-type: none"> 1) 圧力導水トンネルで Q 値が 4 以下の区間に対し、ショットクリートのみのライニングが計画されている。 2) 導水路トンネルの損失水頭が大きいいため計画した発電出力をえることができない。 3) 地下発電所支保工の妥当性に対する検討が必要。 4) 1993 年も大洪水が設計洪水量に考慮されていない。
代替案 4 16MW 案 (1998)	<ol style="list-style-type: none"> 1) 高水圧が作用するドロップシャフトの区間が鉄筋コンクリートライニングで計画されている。岩盤の応力状態、物性、透水係数及び地下水位の確認が必要。 2) 圧力放水路トンネルで Q 値が 4 以下の区間に対し Q 値が 4 以下でショットクリートのみのライニングが計画されている。 3) 地下発電所支保工の妥当性に対する検討が必要。 4) 1993 年の大洪水が設計洪水量に含まれていない。
代替案 5 48MW 案 (1999)	<ol style="list-style-type: none"> 1) ラプティ頭首工の砂防施設及び、堆砂対策について検討がなされていない。 2) ヤンラン調整池の砂防対策が検討されていない。 3) 1993 年の大洪水が設計洪水量に考慮されていない。 4) 放水路トンネルが MBT を通過する区間に対して検討が必要
代替案 6 42MW 案 (1999)	<ol style="list-style-type: none"> 1) 高水圧が作用するドロップシャフトの区間が鉄筋コンクリートライニングで計画されている。岩盤の応力状態、物性、透水係数及び地下水位の確認が必要。 2) ヤンラン調整池の砂防対策がなされていない。 3) 地下発電所支保工の妥当性に対する検討が必要。 4) 1993 年の大洪水が設計洪水量に含まれていない。 5) 放水路が MBT 断層を通過する区間について検討が必要。

表 6.3.3 既存F/S代替案の経済評価比較

比較項目	単位	代替案											
		代替案1 54 MW (1988)		代替案2 38 MW (1993)		代替案3 14 MW (1997)		代替案4 16 MW (1998)		代替案5 48 WM (1999)		代替案6 42 MW (1999)	
		Dec-Mar	Apr-Nov	Dec-Mar	Apr-Nov	Dec-Mar	Apr-Nov	Dec-Mar	Apr-Nov	Dec-Mar	Apr-Nov	Dec-Mar	Apr-Nov
Full Supply Level of Reservoir	m	599.24	599.24	599.24	599.24	601	601	601	601	599.24	599.24	598	598
Rated water level of Reservoir	m	593.16	593.16	593.16	593.16	598.25	598.25	598.25	598.25	593.16	593.16	592	592
Tail water Level	m	488	487.5	488	487.7	491.2	490.9	467.5	467.2	467.5	466.8	467.5	466.7
90 % Dependable Discharge	m ³ /sec	7.27	3.23	7.27	3.23	6.65	2.57	6.65	2.57	7.52	3.50	6.73	2.66
Mean Discharge	m ³ /sec	7.94	6.41	7.94	6.41	6.95	3.81	6.95	3.81	8.34	7.39	7.08	4.30
Required Volume of Regulating Pond	m ³	549,898	244,547	518,475	232,902	-	-	-	-	533,748	252,342	481,075	191,376
Water Volume for Plant Operation	m ³	628,454	279,482	628,454	279,482	-	-	-	-	639,382	302,810	578,016	229,651
Maximum Plant Discharge	m ³ /sec	60.97		42.84		15.00		15.00		45.54		40.14	
Firm Plant Discharge	m ³ /sec	58.19	25.88	41.56	19.41	13.50	7.22	13.50	7.22	45.54	21.03	40.14	15.95
Gross Head	m	111.2	111.7	111.2	111.6	109.8	110.1	133.5	133.8	131.7	132.5	130.5	131.3
Head Loss	m	3.08	0.74	3.60	0.96	9.26	1.59	7.97	2.23	5.53	1.38	5.09	0.95
Net Head	m	102.1	104.9	101.6	104.5	97.8	105.7	122.8	128.9	120.1	125.9	119.4	124.4
Rated Efficiency		0.89	0.89	0.89	0.89	0.85	0.85	0.84	0.84	0.89	0.89	0.89	0.89
Installed Capacity	MW	54.4		37.9		12.2		15.2		47.6		41.7	
Firm Peak Output	MW	51.9	23.7	36.7	17.7	11.0	6.3	13.7	7.7	47.6	23.0	41.7	17.3
Generator Unit	Unit	3	3	3	3	2	2	4	4	4	4	3	3
Peaking Hours	hr	3	3	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4
Primary Energy (Winter Season)	GWh	18.84	4.34	18.67	4.31	5.30	1.55	6.63	1.87	22.45	5.62	20.20	4.22
Primary Energy (Summer Season)	GWh		13.02		12.92		4.64		5.62		16.85		12.65
Primary Energy (Yearly)	GWh	36.20		35.91		11.48		14.13		44.92		37.07	
Secondary Energy (Winter Season)	GWh	1.71	4.26	1.70	4.23	11.08	3.35	13.84	4.06	2.85	6.23	1.19	2.61
Secondary Energy (Summer Season)	GWh		12.78		12.68		10.04		12.19		18.70		7.82
Secondary Energy (Yearly)	GWh	18.75		18.61		24.47		30.09		27.79		11.61	
Energy Output (Winter Season)	GWh	20.55	8.60	20.37	8.54	16.38	4.89	20.47	5.94	25.30	11.85	21.39	6.82
Energy Output (Summer Season)	GWh		25.80		25.61		14.68		17.81		35.56		20.47
Energy Output (Yearly)	GWh	54.95		54.51		35.96		44.21		72.70		48.68	
Benefit (Accumulative 50 years)	10 ³ USD	453,969		368,025		147,116		182,306		469,658		381,632	
Power Benefit	10 ³ USD	313,944		229,125		66,300		82,825		287,768		252,526	
Energy Benefit	10 ³ USD	140,025		138,900		80,816		99,481		181,890		129,106	
Dry Season	10 ³ USD	76,485		75,839		22,602		28,053		92,611		80,580	
Wet Season	10 ³ USD	63,540		63,061		58,214		71,428		89,279		48,526	
Cost (Accumulative 50 Years)	10 ³ USD	140,377		118,406		48,763		79,807		145,323		120,873	
Capital Cost	10 ³ USD	80,565		67,651		25,777		45,521		82,216		69,317	
OMR Cost	10 ³ USD	59,812		50,755		22,986		34,285		63,107		51,556	
Net Benefit	10 ³ USD	313,592		249,619		98,353		102,499		324,335		260,759	
NPV	10 ³ USD	5,737		2,337		-675		-6,844		4,785		3,510	

表 6.3.4 調整池代替案比較検討

項目	代替案-A	代替案-B	代替案-C
調整池代替案	ダム案	地下調整池案	分散型調整池案
調整池構造物	RCC コンクリート重力ダム ダム高: 50 m, 堤長:105m	地下調整池 17m(H) × 17m(W) × 500m(L) × 5 本	掘込み式ヘッドポンド 掘込み式調整池
有効調整池容量	V=514,000m ³	V=500,000m ³	ヘッドポンド V=100,000 m ³ 調整池 V= 400,000 m ³
土石流対策工	砂防ダム ダム高: 15 m	不要	砂防ダム ダム高: 15m
調整池堆砂対策工	<ul style="list-style-type: none"> 貯砂ダム ダム高: 15 m 排砂ゲート 5 m (W) × 5 m (H) 	不要	不要
調整池地滑り対策工	<ul style="list-style-type: none"> 地滑り頭部除去 40m (H) × 100m (L) 抑え盛土工 20m (H) × 150m (L) 	不要	不要
水路工	<ul style="list-style-type: none"> コネクシオントンネル (馬蹄形) D=3.2 m, L=3500 m 導水路トンネル (円形) D=4.4m, L=400m 	導水路トンネル (円形) D=4.3 m, L=4000 m	<ul style="list-style-type: none"> コネクシオントンネル (馬蹄形) D= 4.8 m, L= 3500m 導水路トンネル(円形) D= 4.4 m, L= 400m
発電所	地下発電所 (発電機 : 2 台) 17m (W) × 74m (L) × 30m (H)	地下発電所 (発電機 : 2 台) 17m (W) × 74m (L) × 30m (H)	地下発電所 (発電機 : 2 台) 17m (W) × 74m (L) × 30m (H)
放水路	D=4.7m, L=2,100 m (ほろ形)	D=4.7 m, L= 2,100 m (ほろ形)	D=4.7 m, L=2,100 m (ほろ形)
環境影響度	大	小	中
土木直接工事費	35.2 mil US\$	69.1 mil US \$	49.5 mil US \$

表 6.3.5 発電所代替案比較検討

項目	代替案 A (地下式)	代替案 A-1 (半地下式)
調整池タイプ	ダム式	ダム式
調整池構造物	RCC コンクリート重力ダム ダム高: 50 m, 堤長:105m	RCC コンクリート重力ダム ダム高: 50 m, 堤長:105m
発電所タイプ	地下発電所	半地下発電所
発電所構造物	<ul style="list-style-type: none"> 発電所空洞 17 m (W) × 74 m (L) × 30 m (H) GIS 12 m (W) × 20 m (L) × 10 m (H) 	<ul style="list-style-type: none"> 発電所ピット 17 m (W) × 37 m (L) × 43 m (H) 制御室建屋 16 m (W) × 37 m (L) × 9 m (H) GIS 12 m (W) × 20 m (L) × 10 m (H)
水路	<ul style="list-style-type: none"> コネクシオントンネル (馬蹄形) D=3.2 m, L=3500 m 導水路トンネル (円形) D=4.4m, L=400m 	<ul style="list-style-type: none"> コネクシオントンネル (馬蹄形) D= 3.2 m, L= 3500m 導水路トンネル (円形) D= 4.4m, L=1,150 m 導水路サージタンク D = 15m, H = 50 m
水圧鉄管	立坑 D= 3.6 m, L=150 m	斜坑 D= 3.6 m, L= 200 m
放水路	圧力トンネル (ほろ形), D= 4.5 m, L=2,100 m	無圧トンネル (ほろ形), D= 4.7 m, L= 1,000 m カルバート, D= 4.7m, L= 350m
環境影響度	小	大
土木直接工事費	35.2 mil US\$	36.3 mil US\$

表 6.3.6 放水路代替案比較検討

項目	代替案 A (圧力式)	代替案 A-2 (無圧式)
調整池タイプ	ダム式	ダム式
調整池構造物	RCC コンクリート重力ダム ダム高: 50 m, 堤長:105m	RCC コンクリート重力ダム ダム高: 50 m, 堤長:105m
発電所タイプ	地下発電所	地下発電所
発電所構造物	<ul style="list-style-type: none"> 発電所空洞 17 m (W) × 74 m (L) × 30 m (H) GIS 12 m (W) × 20 m (L) × 10 m (H) 	<ul style="list-style-type: none"> 発電所空洞 17 m (W) × 74 m (L) × 30 m (H) GIS 12 m (W) × 20 m (L) × 10 m (H)
水路	<ul style="list-style-type: none"> コネクシオントンネル (馬蹄形) D=3.2 m, L=3500 m 導水路トンネル (円形) D=4.4m, L=400m 	<ul style="list-style-type: none"> コネクシオントンネル (馬蹄形) D= 3.2 m, L= 3500m 導水路トンネル (円形) D= 4.4m, L=1,150 m
水圧鉄管	立坑 D= 3.6 m, L=150 m	立坑 D= 3.6 m, L=150 m
放水路	<ul style="list-style-type: none"> 圧力トンネル (弾頭形) D= 4.5 m, L=2,100 m 放水路サージタンク 12m(W) × 38m(L) × 15m(H) 	<ul style="list-style-type: none"> 無圧トンネル (ほろ形) D= 4.7 m, L= 1,750 m カルバート D= 4.7m, L= 350m
環境影響度	小	大
土木直接工事費	35.2 mil US\$	35.2 mil US\$

FIGURES

第 6 章

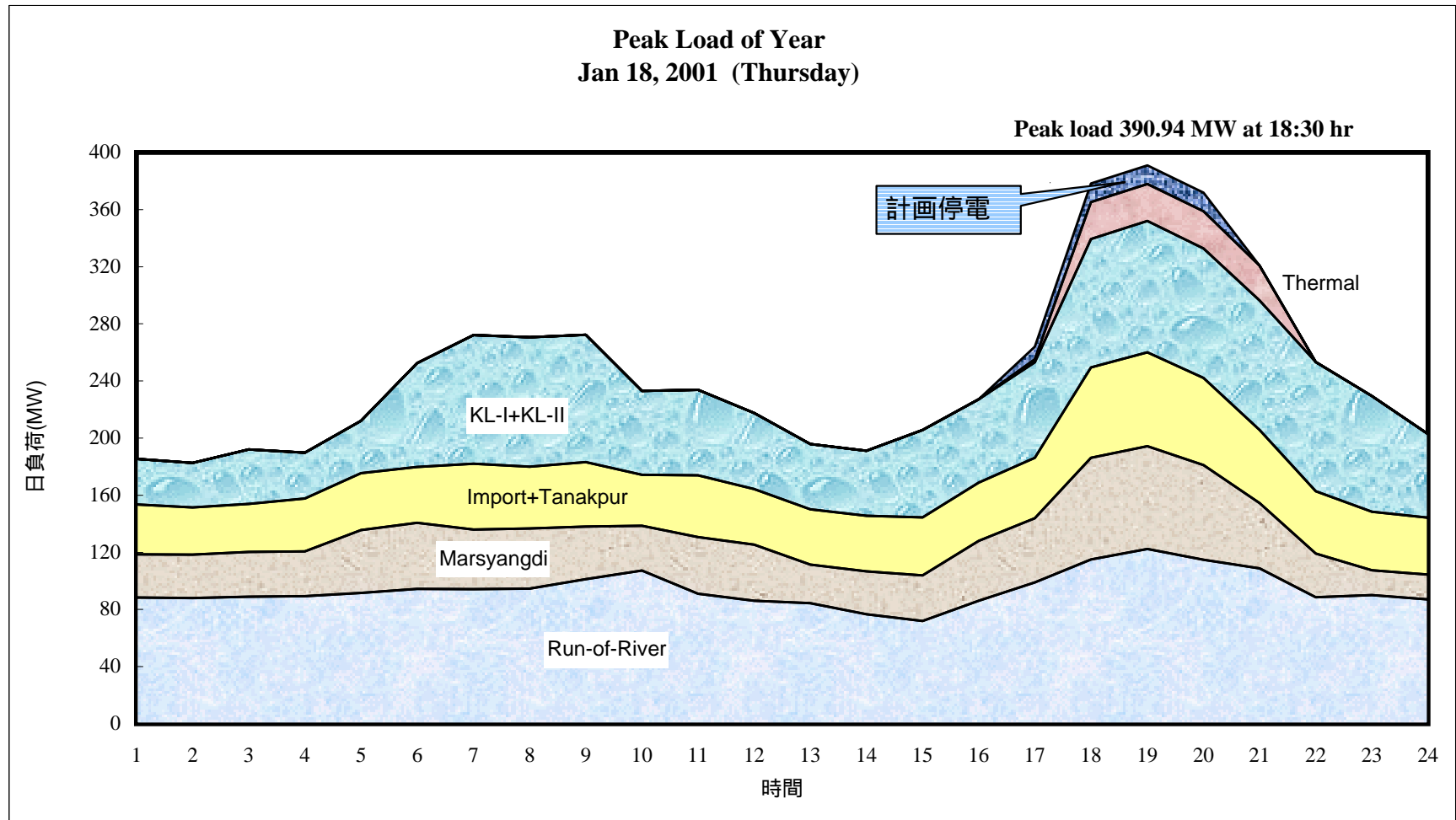


図6.2.1 日負荷曲線の各発電所負担図 (2001年1月18日)

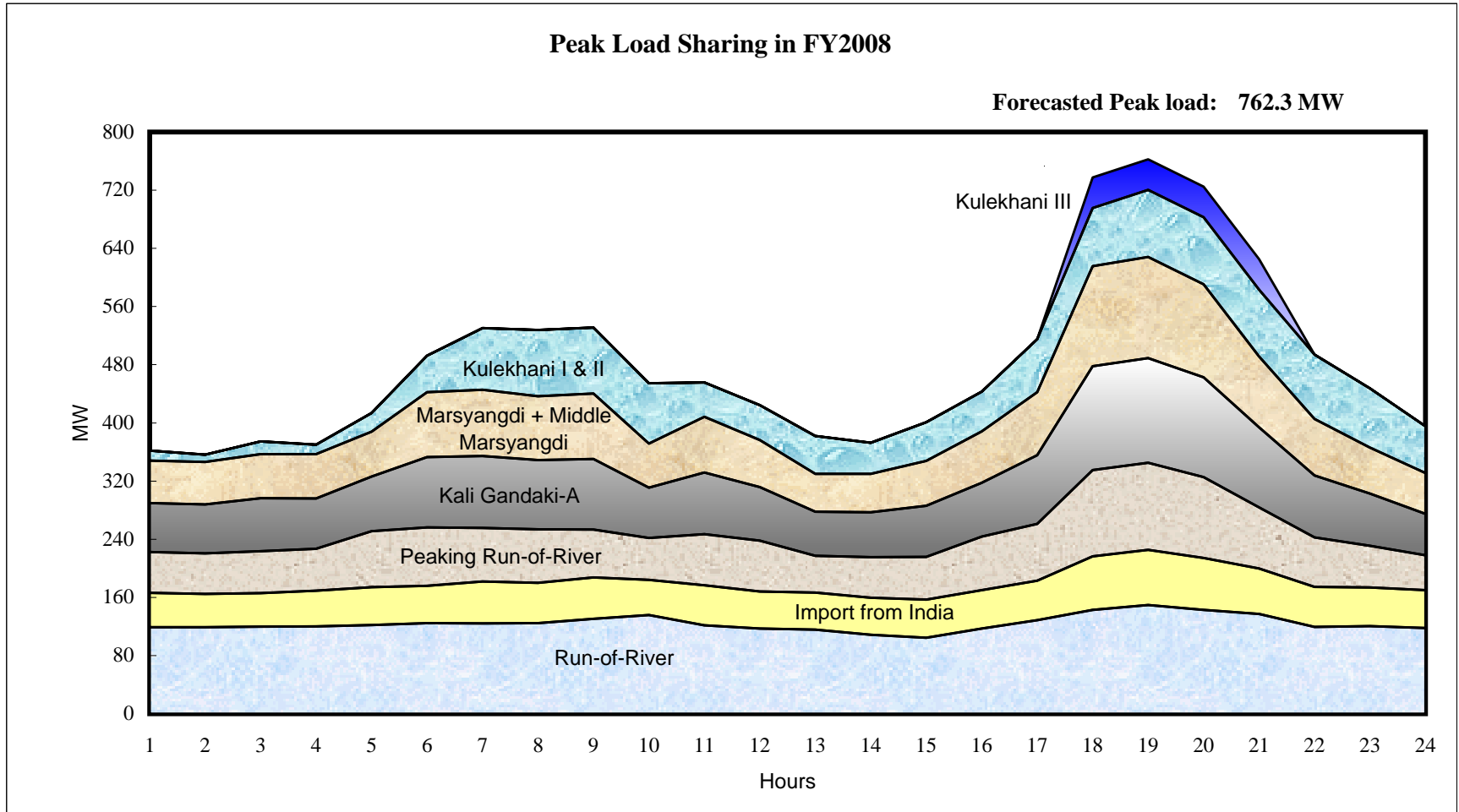
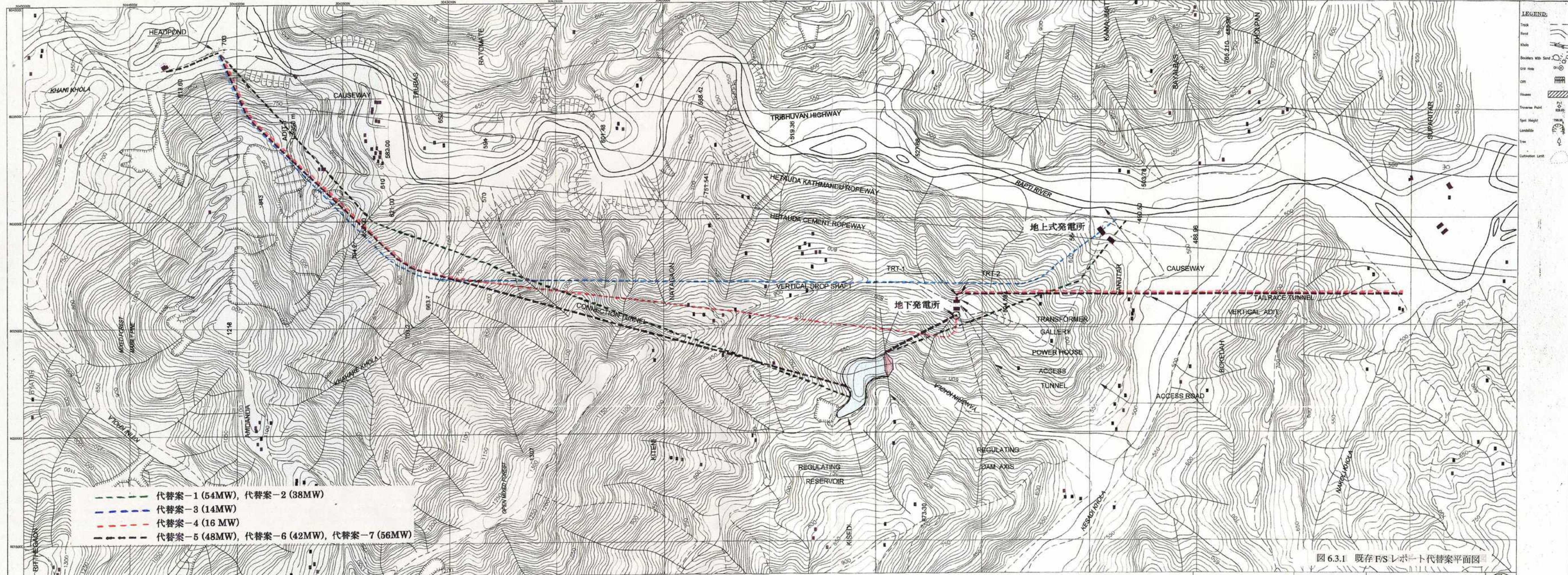


図6.2.2 FY2008年の日負荷曲線と各発電所負担図



- 代替案-1 (54MW), 代替案-2 (38MW)
- 代替案-3 (14MW)
- 代替案-4 (16 MW)
- 代替案-5 (48MW), 代替案-6 (42MW), 代替案-7 (56MW)

图 6.3.1 既存 F/S レポート 代替案 平面図

30 0 50 100 150 200 m
SCALE 1:5000

NOTE
Contour Interval 10 metre
Index contour at 50 metres

Nepal Electricity Authority
Kulekhan-III Hydroelectric Project
Project Layout Map

