

ネパール国  
ネパール電力公社

ネパール国  
アッパーセティ水力発電計画調査  
ファイナルレポート  
要約

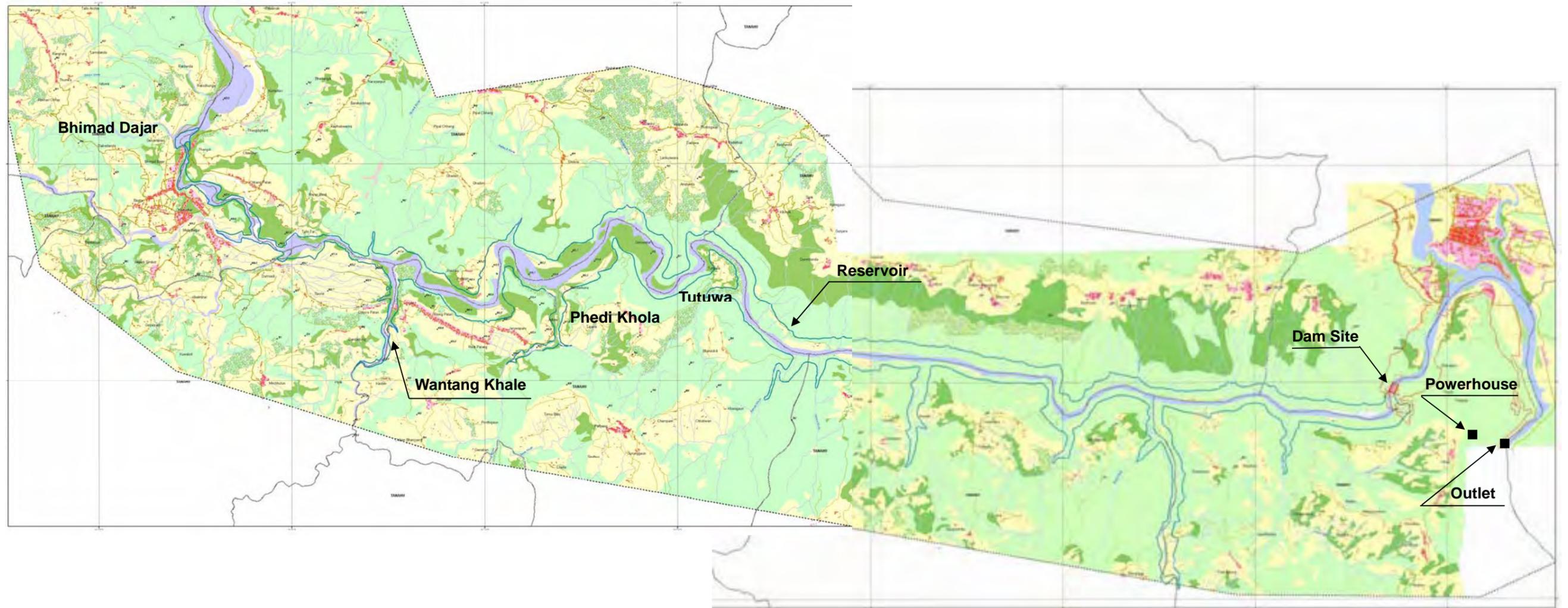
平成 19 年 6 月  
(2007)

独立行政法人  
国際協力機構 (JICA)

委託先  
電源開発株式会社  
日本工営株式会社



**Location Map**



**River Corridor Study Region**



View of Dam Site from Upstream Side



View of Intake



Tailrace Outlet



View of Upstream Reservoir (Bhimad Bajar)



Stakeholder Meeting in Damauli (2 June, 2006)



Stakeholder Meeting in Damauli (2 June, 2006)

## 目 次

結論と勧告.....	1
結 論.....	1
勧 告.....	6
1 序 論.....	7
2 ネパール国の一般事情.....	8
2.1 概 要.....	8
2.2 経済状況.....	8
2.3 第10次5ヵ年計画.....	9
3 貯水池式水力地点選定に関する既存の調査.....	10
3.1 ピーク対応型電源.....	10
3.2 貯水池式地点選定に関する調査.....	10
3.3 NEAのフィージビリティスタディ.....	11
3.4 NEAの調査.....	12
4 電力セクターの現状.....	13
4.1 組織.....	13
4.2 既設発電・送電設備.....	13
4.3 需要と供給.....	13
4.4 電力料金.....	15
4.5 NEAの財務状況.....	15
4.6 電力セクターの改革の現状.....	16
5 電源開発計画.....	17
5.1 電力需要想定.....	17
5.2 開発計画.....	18
5.3 電力開発調査から見たプロジェクトの妥当性の検討.....	20
6 水文・堆砂.....	24
6.1 概要.....	24
6.2 計画地点の流量.....	24
6.3 計画地点の洪水量.....	25
6.4 堆砂・排砂解析.....	27
7 地 質.....	29
7.1 計画地域の地質概要.....	29
7.2 各構造物地点の地質.....	29
8 地 震.....	39
8.1 ネパールの耐震設計基準に基づく評価.....	39

8.2	インドの耐震設計基準に基づく評価 .....	39
8.3	既往地震記録に基づく評価 .....	41
8.4	ネパール国地震ハザードマップに基づく評価.....	42
8.5	アッパーセティ計画の設計水平震度 .....	43
9	環境影響評価 .....	44
9.1	既存EIA調査.....	44
9.2	JICA調査団による環境影響評価.....	45
9.3	自然環境調査.....	45
9.3.1	物理環境における影響緩和策および費用.....	45
9.3.2	流域管理計画の枠組み .....	47
9.3.3	生物環境における影響緩和策およびその費用.....	47
9.4	社会経済・文化面への影響評価 .....	48
9.4.1	社会経済・文化面での主要な影響.....	49
9.4.2	住民移転計画の枠組み .....	49
9.4.3	社会アクションプランの作成準備.....	51
9.5	ステークホルダーミーティング .....	53
9.6	送電線 (Damauli-Bhartpur) の初期環境影響評価 (IEE) .....	53
9.6.1	目的 .....	53
9.6.2	送電線ルートと影響範囲 .....	53
9.6.3	送電線ルート代替案 .....	54
9.6.4	物理環境影響 .....	54
9.6.5	生物環境影響 .....	54
9.6.6	社会経済・文化面での影響.....	55
9.6.7	環境影響と軽減策 .....	55
9.6.8	初期環境影響評価の結果と結論.....	55
9.7	環境管理計画の枠組み .....	55
9.7.1	環境管理計画における関係者・関係機関.....	56
9.7.2	プロジェクト環境管理事務所.....	56
9.7.3	境モニタリングプログラム.....	56
10	開発計画の最適化.....	57
10.1	レイアウト代替案 .....	57
10.2	満水位 (FSL) 代替案 .....	59
10.3	代替案の検討 .....	59
11	プロジェクトデザイン .....	61
11.1	概要 .....	61
11.2	ダムおよび附属構造物 .....	67
11.3	水路および発電所 .....	73

---

11.4	電気機器 .....	81
11.5	送電線 .....	82
11.6	年間発生電力量 .....	90
12	工事計画および工事費 .....	91
12.1	工事計画および工事工程 .....	91
12.1.1	基本条件 .....	91
12.1.2	工事計画および工事工程 .....	92
12.2	工事費 .....	95
12.2.1	基本条件 .....	95
12.2.2	工事費の構成 .....	95
12.2.3	プロジェクトの工事費 .....	96
12.2.4	年度別所要資金 .....	97
13	経済および財務評価 .....	98
13.1	経済評価 .....	98
13.1.1	評価手法 .....	98
13.1.2	本計画の経済費用 .....	98
13.1.3	本計画の経済便益 .....	98
13.1.4	経済評価 .....	98
13.2	財務評価 .....	99
13.2.1	評価手法 .....	99
13.2.2	本計画の財務費用および便益 .....	99
13.2.3	財務評価 .....	99

## List of Tables

Table 4.4-1	Average Tariff Rate.....	15
Table 5.1-1	Demand Load Forecast and Peak Load by NEA .....	17
Table 5.3-1	Demand and Supply Balance up to FY 2013/14.....	20
Table 6.2-1	Generated Average Monthly River Discharge at Dam Site .....	25
Table 6.3-1	Probable Flood .....	26
Table 8.2-1	Basic Seismic Coefficient in Indian Seismic Hazard Region.....	41
Table 8.3-1	Summary of Maximum Acceleration Estimation at Upper Seti Dam Site .....	41
Table 8.3-2	Seismic Coefficient Based Upon Maximum Acceleration .....	42
Table 8.5-1	Result of Seismic Coefficient Estimation by Various Ways .....	43
Table 9.4-1	VDCs/Municipality and Wards Affected by the Project Components.....	48
Table 9.4.2-1	Major Resettlement Effects on APs and Possible Mitigating Measures.....	50
Table 9.4.2-2	Proposed Compensation and Benefits of APs .....	51
Table 9.4.3-1	Socio-economic Effects on Communities and Possible Mitigating Measures .....	51
Table 9.4.3-2	Proposed Social Programs .....	52
Table 10.3-1	Main Features of Selected Development Plan in Chapter 10 .....	60
Table 12.2.3-1	Project Constructoion Cost.....	96
Table 12.2.4-1	Disbursement Schedule of Project Construction Cost.....	97
Table 13.1.4-1	Result of Economic Evaluation .....	98

## List of Figures

Fig. 4.3-1	Energy Demand and Peak Load .....	14
Fig. 4.3-2	Maximum Daily Load Curve on 12 Jan. 2006 .....	14
Fig. 5.1-1	Comparison of Energy Demand Forecast between NEA and JICA .....	18
Fig. 5.2-1	Capacity of Generation and Peak Load .....	19
Fig. 5.2-2	Yearly Load Duration Curve (2004/05 and 2005/06).....	20
Fig. 5.2-3	Daily Load and Duration Curve on 2013/14 .....	20
Fig. 5.3-1	Daily Load Curve expected .....	22
Fig. 6.2-1	Trend of Generated Average Annual River Discharge at Dam Site.....	24
Fig. 6.3-1	Synthesis of Unit Hydrographs.....	26
Fig. 6.4-1	Riverbed Profile of Reservoir with Sediment Flushing Gates.....	27
Fig. 7.2-1	Geologic Plan of Damsite.....	33
Fig. 7.2-2	Geologic Section of Damsite (A-A).....	35
Fig. 7.2-3	Geologic Profile of Waterway & Powerhouse (Option-IIIb).....	37
Fig. 8.1-1	Seismic Hazard Map in Nepal.....	39
Fig. 8.2-1	Seismic Hazard Map in India .....	40
Fig. 8.4-1	Seismic Hazard Map in Nepal.....	43
Fig. 9.6.3-1	Alternative Route of Transmission Line.....	54
Fig. 10.1-1	Option I General Plan.....	57
Fig. 10.1-2	Option I Waterway section .....	57
Fig. 10.1-3	Option II General Plan.....	58
Fig. 10.1-4	Option II Waterway Section .....	58
Fig. 10.1-5	Option IIIa General Plan .....	58
Fig. 10.1-6	Option IIIa Waterway Section .....	58
Fig. 10.1-7	Option IIIb General Plan .....	59
Fig. 10.1-8	Option IIIb Waterway Section.....	59
Fig. 10.1-9	Option IV General Plan.....	59
Fig. 10.1-10	Option IV Waterway Section.....	59
Fig. 11.1-1	General Plan .....	63
Fig. 11.1-2	General Profile of Waterway & Powerhouse.....	65
Fig. 11.2-1	Dam General Plan in Detail.....	69
Fig. 11.2-2	Dam Section Profile .....	71
Fig. 11.3-1	Waterway Plan, Profile and Section .....	75
Fig. 11.3-2	Arrangement of Powerhouse and Related Tunnels.....	77
Fig. 11.3-3	Details of Underground Powerhouse.....	79
Fig. 11.5-1 (1)	Final route-1 .....	83
Fig. 11.5-1 (2)	Final route-2 .....	85
Fig. 11.5-1 (3)	Final route-3 .....	87
Fig. 12.1.1-1	Land Utilization Plan.....	91

---

Fig. 12.1.1-2	Location of Concrete Production Plant .....	92
Fig. 12.1.2-1	Construction Schedule.....	93

## ABBREVIATIONS

### Organizations

ADB	Asian Development Bank
BFRS	Begnas Fisheries Research Station
CBO	Community-Based Organization
CBS	Central Bureau of Statistics
CDO	Chief District Officer
DANIDA	Danish International Development Agency
DDC	District Development Committee
DFO	District Forestry Office
DHM	Department of Hydrology and Meteorology
DOED	Department of Electricity Development
FINIDA	Finish International Development Agency
INGO	International Non-Governmental Organization
IUCN	International Union for Conservation of Nature and Natural Resources
JBIC	Japan Bank for International Cooperation
JICA	Japan International Cooperation Agency
KfW	Kreditanstalt für Wiederaufbau
KMTNC	King Mahendra Trust for Nature Conservation
LDC	Load Dispatch Center
LDO	Local Development Officer
MOEST	Ministry of Environment, Science and Technology
MOF	Ministry of Finance
MOFSC	Ministry of Forest and Soil Conservation
MOWR	Ministry of Water Resources
NEA	Nepal Electricity Authority
NGO	Non-Governmental Organization
NRCT	Nepal River Conservation Trust
VDC	Village Development Committee
UNDP	United Nations Development Programme
USBR	United States Bureau of Reclamation
WB	World Bank

### General and technical terms

AFC	Automatic Frequency Control
AGC	Automatic Generation Control

---

AIDS	Acquired Immunodeficiency Syndrome
ASTM	American Society for Testing and Materials
B/C	Benefit-Cost Ratio
BOD	Biological Oxygen Demand
CITES	Convention on International Trade in Endangered Species of Wild Fauna and Flora
COD	Chemical Oxygen Demand
CPI	Consumer Price Index
D/D	Detailed Design
DEM	Digital Elevation Model
EIA	Environmental Impact Assessment
EIRR	Economic Internal Ratio of Return
EL	Elevation
EMP	Environmental Management Plan
FC	Foreign Currency
FIRR	Financial Internal Ratio of Return
FSL	Full Supply Level
F/S	Feasibility Study
FY	Fiscal Year
GDP	Gross Domestic Product
GIS	Geographic Information System
GIS	Gas Insulated Switchgear
HEP	Hydroelectric Project
HIV	Human Immunodeficiency Virus
IEE	Initial Environmental Evaluation
IPP	Independent Power Producer
IRR	Internal Ratio of Return
INPS	Integrated Nepal Power System
JIS	Japanese Industrial Standards
LAN	Local Area Network
LC	Local Currency
LOLP	Loss of Load Probability
MOL	Minimum Operation Level
NPV	Net Present Value
O & M	Operation and Maintenance
ODA	Official Development Assistance
PMF	Probable Maximum Flood

PMP	Probable Maximum Precipitation
PPA	Power Purchase Agreement
PROR	Peaking Run-of-River
PRSP	Poverty Reduction Strategy Paper
RAP	Resettlement Action Plan
ROE	Return on Equity
ROI	Return on Investment
ROR	Run-of-River
SAP	Social Action Plan
SCADA	Supervisory Control and Data Acquisition
VAT	Value Added Tax
WPI	Wholesale Price Index

### Units

A	Ampere
ha	Hect Are
Hz	Hertz (Cycles per second)
JRT	Japan tone of refrigeration
Lu	Lugeon Value
MCM	Million Cubic Meter
MVar	Megavar
m mol/L	Mili-mol per liter
m <sup>3</sup> /s	Cubic meter per second
ppm	Parts per million
V	Volt
kV	Kilovolt = 10 <sup>3</sup> V
VA	Volt Ampere
kVA	Kilovolt Ampere = 10 <sup>3</sup> VA
MVA	Megavolt Ampere = 10 <sup>6</sup> VA
W	Watt
kW	Kilowatt = 10 <sup>3</sup> W
MW	Megawatt = 10 <sup>6</sup> W
Wh	Watt Hour
kWh	Kilowatt Hour = 10 <sup>3</sup> Wh
MWh	Megawatt Hour = 10 <sup>6</sup> Wh
GWh	Gigawatt Hour = 10 <sup>9</sup> Wh
NRs	Nepalese Rupees

US\$	US Dollar
USc	US Cent

## MAIN FEATURES OF UPPER SETI STORAGE HYDROELECTRIC PROJECT

<b>River</b>	Name of River	Seti River
	Catchment Area	1502 km <sup>2</sup>
	Annual Inflow	3,380 x 10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup>
<b>Reservoir</b>	Full Supply Level	415.0 m
	Minimum Operation Level	387.2 m
	Available Depth	27.8 m
	Sedimentation Level	386.2 m
	Gross Storage Capacity	295.1 x 10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup>
	Effective Storage Capacity	167 x 10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup>
	<b>Dam</b>	Type
Height x Crest length		140.0 m x 170.0 m
Volume of Dam		890 x 10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup>
<b>Spillway</b>	Design Flood	7,377m <sup>3</sup> /s
	Type of Gate	Radial
	Size & Number of Gate	12.5 m x 12.5 m, 6
<b>Intake</b>	Type	Surface Intake
	Number	One (1)
<b>Headrace Tunnel</b>	Number	
	Inner Diameter x Length	7.8 m x 927 m
<b>Penstock</b>	Number	One (1) to Two (2)
	Inner Diameter	7.8 m to 3.1 m
	Total Length	195 m
<b>Powerhouse</b>	Type	Underground
	Size	Wide 22 m x High 42 m x Long 90 m
<b>Development Plan</b>	Intake Water level	410.0 m
	Tail Water Level	289.2 m
	Effective Head	112.5 m
	Maximum Discharge	127.4 m <sup>3</sup> /s
	Install Capacity	127 MW
<b>Turbine</b>	Type	Vertical Shaft, Francis Turbine
	Turbine Output x Number	65,100 kW x 2
<b>Generator</b>	Type	Three-phases, Synchronous Generator
	Rated Output x Number	74,700 kVA x 2
<b>Switchyard</b>	Type	GIS (Gas Insulated Switchyard)
	Voltage	220 kV

<b>Transmission Line</b>	Length	39 km
	Voltage	220 kV
	Conductor Type	380 m <sup>3</sup> x ACSR (Bison)
<b>Water for River Maintenance Generation Facility</b>		
	Output	1,900 kW
	Effective Head	95 m
	Discharge	2.4 m <sup>3</sup> /s
	Turbine Type	Horizontal Type, Francis Turbine
	Generator Type	Horizontal Type, Three-phase Synchronous Generator
<b>Annual Energy Production (with sediment flushing)</b>		
	Primary Energy	216.9 GWh
	Secondary Energy	267.5 GWh
	(Including Generation Facility for Environmental Flow)	
<b>Construction Period Including Preparatory Works</b>		6 Years
<b>Project Cost</b>		341 x 10 <sup>6</sup> US\$

## 結論と勧告

本計画調査は、2005年2月から実施されているアッパーセティ水力発電計画のフィージビリティ調査であり、調査結果に基づく以下の理由によって技術面、経済・財務面および環境面から実施可能であると結論づけられる。以下に、結論の内容について述べる。

### 結 論

#### (1) ピーク対応型水力開発の必要性

ネパール国での開発可能な包蔵水力は、42百万kWと豊富であり、化石燃料資源のない同国で、水資源は唯一のエネルギー資源となっている。政府は、第10次五ヵ年計画（02年度～07年度）の中で、最大課題である貧困削減への取組みの一つとして、水資源開発による地方電化の推進と新規水力発電の開発を進めている。

2006年7月現在の設備出力614MWのうち、水力が93%を占めるが、年間発電電力量(kWh)では、99%が水力発電に依存している。

ネパール国における電力需要は着実に伸びており、過去10年間の電力量および最大電力の伸びは、それぞれ年平均約8.3%および8.2%である。ネパール国のピーク負荷は、朝と夜の17時から22時の夜間（ピーク）帯を生じており、典型的な民生需要の日負荷の変化を示している。

年間最大負荷は、河川流量が減る乾期の12月か1月に記録されるが、水力発電設備の約85%が、発電用水の季節調整のできない流込み式水力設備であり、ピーク対応の発電設備の新設が必要となっている。

ピーク対応の発電設備としては、火力発電があるが、ネパールでは、①発電コストが高い、②燃料が輸入品であるため、調達リスクがあることおよび調達に外貨が必要で、③豊富な水力資源の活用などから、新たなピーク対応の電源とは考慮されていない。

以上のことから、季節的な調整のできる貯水池式水力発電設備の建設が必要となっている。

#### (2) 電力需要想定

NEAの2006年の想定では2020年までの間に、電力量および最大電力の伸びは、ともに年平均約8.1%と想定している。

これに対する現行の電源開発計画では、独立電気事業者(IPP)のプロジェクトの進捗の遅れから、2013年までは需要が供給を上回り、不足分はインドからの電力輸入と強制停電で対応せざるを得ない状況となっている。その後もNEA、IPPとも計画通りのスケジュールでプロジェクトを進めて行かないと、供給不足となる可能性がある。

本発電所は、ピーク対応の水力発電所として計画されており、年間を通じて6時間のピーク時間帯（雨期にはオフピーク時間帯に対する供給も併せて行われる）を対象に電力供給を行うことが可能である。

さらに、本発電所は、夕方の負荷が急増する時の系統周波数の安定、系統電圧の安定への役割を果たせる。本発電所から NEA の基幹送電線に繋ぐ送電線は、系統の信頼性を高める送電線ループ形成の一助となる。

### (3) 調査経緯

NEA は、1999 年から 2000 年にかけて、国内需要向けの貯水池式水力地点の発掘に関するスタディ（Identification and Feasibility Study of Storage Project）を実施した。このスタディでは、机上で新たな貯水池式水力地点 102 ヲ所を選定し、既存資料による 1 次スクリーニング、現地踏査結果を基にした 2 次スクリーニングを経て、本計画地点が、次期開発候補地点として選定された。

その後、NEA は、本計画地点のフィージビリティスタディを 2000 年 7 月から 2001 年 7 月までの間に実施した。現地調査（地形・水文・地質・環境）を基にした検討の結果、出力 122 MW の開発計画案がまとめられた。

さらに、現地調査（水文・地質・環境）を含めたアップグレーディング・フィージビリティスタディが実施され、2004 年 7 月に終了している。

上記環境調査に基づき、NEA は 2003 年 1 月に環境影響評価（EIA）を作成し、ネパール国の法令に基づいた翌年 1 月にサイト近くのダマウリで公聴会を実施した。EIA は、2004 年 7 月に NEA の上部官庁である水資源省電力開発局（DOED）に提出された。

### (4) 自然概況

計画地点は、ネパール国中部を流れるトリスリ川の支流であるセティ川の上流部に位置する。セティ川は、ヒマラヤ山脈のアンナプルナ山（標高 7,555 m）に源を発し、ほぼ北から南の方向に流れている。源流からダム予定地点までの延長は約 120 km、ダム地点における流域面積は 1,502 km<sup>2</sup>である。

セティ川流域の年間平均降水量は 2,973 mm で、南西モンスーンの影響を受ける 6 月から 9 月の間に年間降水量の 80%が降る。

計画地点での流入土砂量は年間 6,240 m<sup>3</sup>/km<sup>2</sup>と推定される。貯水池完成後の流入土砂の計算により、貯水池に流入した土砂を排出しないと、貯水池の機能が損なわれることが判明した。そこで、ダムに排砂設備を設置することにした。

### (5) 環境影響

本計画に関する環境影響評価は、すでに NEA により実施されているが、本スタディでは、NEA の実施した調査の補完を目的として、環境調査を行った。調査内容は、NEA の EIA レ

ポートのレビュー結果、NEA との協議結果および JICA の環境社会配慮ガイドラインでの要求事項を踏まえて、調査計画を策定した。

環境調査の実施にあたり、①流域全体については 1/25,000、②貯水池周辺地域については 1/5,000 の精度をもつ地形図を衛星画像解析により作成した。画像解析によって得られたデータおよび収集したデータは、地理情報システム (GIS) データベースに集約した。

JICA の環境社会配慮ガイドラインに従い、環境調査のスコーピング案作成時、インテリムレポート提出時、およびドラフトファイナルレポート提出時の計 3 回、計画地点付近のダマウリおよび首都のカトマンズで、ステークホルダーミーティングを、JICA 調査団の支援で、NEA が開催した。調査の進捗に応じ、ステークホルダーに調査内容は、スコーピング内容、現地調査の結果、本調査の結果を説明し、その意見を受けた。これらの意見は、本計画調査に反映された。

JICA 調査団の補完調査結果を基に、環境影響評価が実施され、必要な環境緩和策、モニタリング計画、住民移転の枠組み、および社会アクションプランを策定し、それに要する費用を算出した。

住民移転計画に関しては、NEA の EIA では詳細設計期間中に実施することを提案しているが、JICA の環境社会配慮ガイドラインや他の国際機関のガイドラインでは、フィージビリティ調査期間中にその枠組みの策定を求めている。

環境緩和策や住民移転の枠組みの策定にあたっては、ネパール国内での類似水力開発地点である Kali Gandaki A プロジェクトや Middle Marsyangdi プロジェクトで採用された方策をレビューし、同国の実情に沿った方策の採用に努めた。

前述の NEA の EIA は、本計画の発電設備のみを対象とし、発電所から NEA の系統に繋ぐ送電線は、対象外となっていた。このため、送電線に関する初期環境調査 (IEE) を実施し、影響緩和策を提案した。

本調査で提案した環境影響緩和策やモニタリングが、プロジェクト実施中に確実に実行されるように、本計画の環境管理計画が策定された。この中で NEA のプロジェクト管理事務所に環境管理ユニットを設置し、中心的な組織とすることを提案した。

## (6) 最適開発規模

発電計画規模検討においては、需給上求められる必要ピーク時間を検討の結果 6 時間と決定し、5 種類のレイアウトと複数の満水位 (FSL) に対する最大使用水量に対して、経済性の比較検討を行った。検討には、満水位の変化による補償に要する補償費および環境対策費を考慮した。

この結果、ダム下流でのセティ川の蛇行を利用して、水路を延長して落差を得るレイアウトで、満水位が標高 425 m の案が選定された。

さらに、貯水池の有効利用と環境面への配慮から、取水口の構造を工夫し、低水位を低下させた、満水位が標高 415 m の案を、経済比較から最適開発案として選定した。

## (7) 開発計画の概要

本計画は、ダム・水路式の発電計画である。ダムは高さ 140 m、体積約 890,000 m<sup>3</sup>のコンクリート重力式ダムで、有効貯水容量 167×10<sup>6</sup>m<sup>3</sup>の貯水池により、平均年間流入量 3,380 × 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup>を調整する。

発電用水はダムの上流約 400 mに位置する取水口にて最大使用水量 127.4 m<sup>3</sup>/sが取水され、延長 927 mの導水路と約 195 mの水圧管路を経て、地下式発電所に導水される。最大出力 127 MW (2 ユニット) で年間発生電力量 484 GWhの電気を発生し、220 kV送電線によりバラトプール開閉所まで送電され、計画中の 220 kV基幹送電線に連系される。

## (8) フィージビリティ設計

ダム軸は、セティ川と Madi 川の合流地点から約 2 km 上流の両岸が狭い地点に位置を選定した。ダム地点には先カンブリア紀から古生代のドロマイトが分布している。このドロマイトは、割れ目の発達した層準や小断層が所々に認められるが、一般に堅硬で風化の程度も小さい。本地点の基礎岩盤は高さ 140 m 級のコンクリート重力式ダム基礎として概ね十分な地耐力を有するものと判断される。

ダムの基本形状は、ダムサイトで予想される設計震度と計画堆砂に対してダム安定計算を行って決定した。ダムコンクリート骨材は、ダムの掘削材を基本的に利用する。

基礎岩盤の透水性の高いゾーンに対しては一般的に用いられているセメントグラウチングを適用することにより、十分止水処理が可能と判断される。

洪水吐の型式はゲートを有する中央越流型とし、洪水吐設計流量 7,377 m<sup>3</sup>/s(PMF)を放流させることとした。

貯水池機能を維持するための排砂設備は、ダム中央部付近に設けることとした。

水路は、地下式発電所までは、取水口、延長 927 m、内径 7.8 m の導水路、導水路調圧水槽、延長約 195 m、内径 7.8 m ~ 3.1 m の水圧管路から構成される。発電所からは、延長 81 m のドラフトトンネル、放水路調圧水槽、延長約 373 m、内径 8.2 m の放水路を経て、放水口に至る。導水路調圧水槽と放水路調圧水槽は、地形的条件から、地下式とした。水路通過経路の地質は、取水口側から、千枚岩、ドロマイトが分布している。2つの調圧水槽と発電所は、地質調査結果から、ドロマイトの中に設置する。

## (9) 工事費および工事工程

本計画の所要資金は、準備工事、土木工事、水門機器、電気機器、送電線の建設費の直接工事費と、補償費・環境対策費、工事管理費および数量変動に対する予備費の間接費を含み、2006 年末ベースで総額約 341 百万 US\$である。この内、送電線費用は、本発電所からバラトプールまでの約 39 km の設置分を含む。

工事期間は、準備工事の着手から運転開始までの工事工程は、準備工事、土木工事および電気工事等の本体工事を含めて 6 年であり、運転開始は、2014 年末の予定である。

## (10) 経済・財務評価

本計画の経済性評価は、代替火力（ガスタービン）費用を便益として評価を行った。この結果、経済的内部収益率（EIRR）は、12.3%となり、資本の機会費用である10%を上回っており、経済的にフィージブルであると評価できる。

一方、NEAの電気料金収入を財務便益とする財務評価は、総資本に対する財務的内部収益率（FIRR）が2006年から毎年5%で電気料金の値上げがなされる前提で、10.3%となった。感度分析により完成までに3回の値上げがなされた場合で、8.0%となり、財務的にもフィージブルであると評価できる。

## 勸 告

ネパール国の電力事情は、逼迫した状況が続き、特にピーク対応電源の新設が不可欠であることから、貯水池式水力地点の次期候補地点として、アップーセティ水力発電計画を推進すべきである。

本発電計画は技術的、経済・財務的、環境的にフィージブルであり、同国の電力系統の安定にも寄与できる発電計画として開発することができる。開発時期は、本フィージビリティ調査以降に実施される地質調査、水理模型実験、詳細設計、資金調達および建設工事等に要する期間を考慮すれば、2014 年末には運転開始が可能であることから、本計画実施前に以下の事項を実施しておく必要がある。

- (1) 詳細設計は、本報告書第 14 章「今後の調査」に示すような項目に対する追加調査の結果を十分に反映すると共に、工事費算定の精度向上を図り、建設工事発注図書の作成を行う必要がある。
- (2) 本計画の建設工事着工前には、工事資金の準備、工事の入札およびコントラクターの選定を行う必要がある。また、本工事着工前までに、ダム地点に至る新設道路の建設および既設道路の改修工事を完了しておく必要がある。
- (3) 本計画の実施により影響を受ける貯水池による水没する家屋、プロジェクト施設による移家屋等については、移転計画に従った適切な補償を行うと共に、社会アクション計画に盛り込まれたプログラムを実行していく必要がある。

## 1 序 論

本調査の目的はネパール国中部に位置するアップーセティ水力発電計画地点を対象としてフィージビリティ調査を実施するとともに、本地点に係る環境影響評価 (EIA) について、NEA に対し支援を行ない、併せて、本調査の実施機関でありカウンターパートであるNEAのスタッフに対し、F/S実施およびEIA実施についての技術移転を行なうことである。

ネパール国は、実施中の第 10 次五ヵ年計画 (2002～2007 年度) において、最大の課題である貧困削減への取り組みの一つとして、水資源開発による地方電化の推進と新規水力発電の開発を進めている。2006 年のネパール国での発電設備は 611 MW で、その 90%が水力であるが、流込み式水力が多くを占めている。流込み式水力は、流量調整ができないため、今後の電力需要の増大に対応するには、年間調整型のピーク発電所の建設が必要となっている。

NEA は、貯水池式水力地点についての調査を行ない、その結果、有望な地点としてアップーセティ水力発電計画を選定した。ネパール政府は日本政府に対し、本計画に係るフィージビリティ調査 (F/S) を要請した。

日本政府の技術協力の実施機関である JICA は、2004 年 7 月にプロジェクト形成調査を、同年 10 月には予備調査を実施し、11 月 24 日に本調査の実施に関する S/W が締結された。S/W に基づき、2005 年 2 月から、JICA 調査団によるスタディが開始されたが、サイト付近の安全状況の懸念から 2005 年 4 月から 2006 年 1 月まで調査が中断し、2006 年 2 月に再開された。

調査団は、資料収集・既往調査のレビュー・水文・地質および材料・環境・電力セクター調査・航空写真撮影と図化・最適開発計画の策定・主要構造物の概略設計・環境影響評価・工事計画と工事費積算・経済評価に関する調査の実施、および JICA 環境社会配慮ガイドラインに基づきステークホルダーミーティングを開催した。

本調査は、環境社会配慮レポートを含むファイナルレポートを JICA に提出し、2007 年 6 月に終了した。

## 2 ネパール国の一般事情

### 2.1 概 要

ネパール国は、北緯 26 度 22 分から 30 度 27 分、東経 80 度 4 分から 88 度 12 分の間に位置し、北を中国、東西と南をインドに接する内陸国である。国土の平均の長さは、南北方向に約 190 km、東西方向に約 880 km であり、その面積は 147,181 km<sup>2</sup>である。国土は標高 90 m から 8,848 m まで変化しており、生態学には、ヒマラヤ地域、丘陵・中部山岳地域、テライ（平野）地域の 3 つに区分される。

ネパールの気候は、標高と地形条件によって変化するが、気候学的にはテライ地域・低標高の丘陵地帯の亜熱帯性気候、ヒマラヤ地域と Mahagharat 山脈に挟まれた地域の温帯性気候およびヒマラヤ地域の高山性気候の 3 つに分かれる。

降雨量については、標高 3,000 m 程度までは、標高が高いほど降雨量が多くなる傾向にあるが、地形によりポカラ付近のような多雨量地域が生ずる。この地域では、夏季モンスーンの影響で 6 月初めから 9 月に年間降雨量の 70%以上がある。

ネパール国内には、総延長 45,000 km におよぶ 6,000 以上の河川があるが、すべてガンジス川へ流入する。主な河川は、チベット高原を源流とする Kosi 川、Narayani (Gandak) 川、Karnali 川である。本プロジェクトの位置するセティ川は、Narayani 川水系に属する。

国土は、5 つの開発地区 (Development Region) に分かれて、その下は、75 の郡 (District) で構成される。開発地区の名称と郡の数は、東部開発地区 (16 郡)、中央開発地区 (19 郡)、西部開発地区 (16 郡)、中西部開発地区 (15 郡)、極西開発地区 (9 郡) である。

本計画地点は、西部開発地区の Tanahu 郡に位置する。

ネパールの人口は、FY 2004/05 で 2,530 万人 (中央統計局推計) である。国民は、主にはインド・アリア語族 (2001 年の国勢調査で 79%) とチベット・ビルマ系 (同 18%) からなっている。カースト/民族では 103 のグループで構成されている。

### 2.2 経済状況

ネパールは最貧国の一つであり、総人口の約 80%が地方村落に居住し、その多くが食料自給のため農業に依存している。一人当たりの GDP は FY 2004/05 で約 280 ドルと推定される。

FY 1994/95 から FY 2004/05 までの GDP 成長率は年平均 3.9%であった。FY 2004/05 で GDP に占める農林水産業の割合は約 39%と最大の産業部門となっている。これに続き、社会サービス、通商・ホテル・レストラン、建設、金融・不動産、工業、運輸・通信・倉庫部門が、それぞれ約 10%を占めている。これらの比率は、この 10 年間ほとんど変化していない。

ネパールは、基礎物資のほとんどを輸入に頼る必要があり、輸入額は輸出額を超え、輸入額は GDP の 20%以上に至っている。このため、貿易収支の赤字は、近年は GNP の約 15%になっている。

輸出、輸入とも最大の相手国はインドであり、FY 1994/95 以降、輸出、輸入ともインドに依存する傾向が増大し、FY 2004/05 では、輸出は 66%、輸入が 59%を占めるに至っている。

対外援助の受取額は年によって増減するが、FY 2004/05 には、約 3,800 億ルピー（約 54 億ドル）であり、一方、返済額（元本および利子）は、80 億ルピー（1.1 億ドル）であった。対外債務と政府歳入との比は、減る傾向にあるものの FY 2004/05 で 300%を超えて、GNP との比でも 40%程度となっている。しかし、デッドサービスレシオは FY 2004/05 で 9.0%に停まっている。

### 2.3 第 10 次 5 カ年計画

ネパール政府は第 1 次 5 カ年計画（FY 1956/57 ~ FY 1960/61）を開始して以来、9 次にわたる 5 カ年計画を終了し、2002 年 7 月 16 日から第 10 次 5 カ年計画を開始した。これは、貧困削減戦略文書（Poverty Reduction Strategy Paper）と同一文書となっており、貧困層を第 9 次 5 カ年計画の終了時点（2002 年 7 月）の 38%から 30%に減少させることが目標値となっている。本計画の支柱は、次の通りである。

- 広範囲な基盤を持つ持続可能な経済成長
- 地方での社会基盤および社会サービスへのアクセスと質の改善
- 弱者へのセイフティネット構築を目標としたプログラムの実施
- 有効性、透明性、説明責任のあるガバナンス

計画中の GDP 成長率は年平均 6.2%を目標としているが、目標値には達していない。しかしながら、FY 2003/04 の国民生活水準調査（National Living Standard Survey）では、国民全体に占める貧困層が、2002 年 7 月の 38%から 30.85%に減少しており、貧困削減目標は達成できると考えられる。

第 10 次 5 カ年計画では、電力セクターの戦略として

- 電力セクターへの民間の参画の推進
- NEA の財務体質の改善
- 地方の経済発展と生活水準改善のための電化の推進
- 電化組合による地方電化の推進
- 電力インフラの拡張と強化

をあげている。水力開発については、

- a. 民間による開発の推進
- b. 国内供給用の中・小規模および貯水池式水力の開発
- c. 電力輸出を目指した開発

を主要行動目標としている。

### 3 貯水池式水力地点選定に関する既存の調査

ネパールでは、石油、石炭、天然ガスの資源の賦存はなく、水力資源が唯一のエネルギー資源である。開発可能な包蔵水力は、42,000 MW と推定されている。このうち、既開発設備は、2006年7月現在で556.4 MW であり、開発可能な包蔵水力の1.3%にすぎない。

#### 3.1 ピーク対応型電源

ネパールの電源は水力がそのほとんどを占めているが、発電に使用する流量を季節的に調整できる貯水池式水力発電所は、Kulekhani I および II（設備出力 92 MW）の2つの発電所だけである。しかし、年間最大需要は、例年乾期の12月あるいは1月に記録され、ピーク需要の一部を火力発電とインドからの輸入電力で賄うことで対処してきた。

一般に、ピーク対応のための電源としては、石油あるいはガス焚きの火力発電か貯水池式水力発電が考えられる。しかし、ネパールでは、火力発電は、

- a. 発電コストが高い
- b. 燃料調達リスクがあることおよび調達に外貨が必要である
- c. 国内の豊富な水力資源の活用を優先させる

ため、NEA としては、火力発電への依存を極力減少されたい意向である。よって、新たなピーク対応の電源とは考慮されていない。

#### 3.2 貯水池式地点選定に関する調査

NEA は、増加するピーク需要を水力発電でまかなうことを目指し、貯水池式水力地点の発掘に関するスタディ（Identification and Feasibility Study of Storage Project）を実施した。このスタディは、

- Phase I : Coarse Screening and Ranking Study
- Phase II : Fine Screening and Ranking Study

の2段階に分かれている。

##### (1) フェーズ I

フェーズ I のスタディは、新たに貯水池式地点を発掘するために実施され、2000年2月に終了している。スタディを実施した1999年時点で、その後10年間の需要予測から開発規模を200 MW から300 MW と想定したが、小規模な地点の複数開発を考慮して、新規開発地点の規模を10 MW から300 MW とした。

既存地形図を使用して102地点の新規開発地点を発掘し、技術、環境、経済性の観点からスクリーニングを行い8地点を選定した。次段階での検討対象として、過去の調査と同

規模の貯水池式水力地点のうちから、現地踏査段階にある 2 地点が加えられ、計 10 地点が検討対象となった。

## (2) フェーズ II

フェーズ II では、フェーズ I で選定した 10 地点の順位付けのスタディを行ない、2000 年 9 月に終了させた。

ランキングの結果、国立公園内に位置する地点が第 1 位となった。ネパール国の法令では国立公園内の立地が禁止されてはいない。しかし、フィージビリティスタディの実施には、関係機関からの事前合意を得る必要があり、これには時間を要すると考えられた。そこで、第 2 位であったアップパーセティ地点のフィージビリティスタディを実施することとなった。

### 3.3 NEAのフィージビリティスタディ

アップパーセティ地点のフィージビリティスタディは、NEA によって、2001 年 7 月に終了している。引き続き、Upgrading Feasibility Study が実施され、2004 年 7 月に完了している。以下にその概要を述べる。

#### (1) フィージビリティスタディ

NEA は、アップパーセティ地点のフィージビリティスタディを 2000 年 7 月から 2001 年 7 月までの間に実施した。現地調査としては、地形測量および地形図作成、地質調査、水文・堆砂調査と環境調査を行っている。

レイアウトの代替案として、5 案を比較し、ダムの上流に地下発電所を建設する案を最適レイアウトとして選定している。このレイアウトで貯水池の FSL を EL. 420 m、425 m および 430 m の 3 種類に設定し、経済性比較で 425 m 案を最適としている。この最適案について、環境影響評価を実施し、影響緩和策およびモニタリング計画を作成して、所要費用を算出した。

#### (2) アップグレーディング・フィージビリティスタディ

NEA は、本計画地点のアップグレーディング・フィージビリティスタディを行い、2004 年 7 月に終了している。実施した現地調査は、地質調査、水文・堆砂調査および環境調査である。

このスタディでは、レイアウトの代替案を検討したが、さらに検討が必要として、最適レイアウトの選定は行っていない。

また、本発電所から既設送電線への送電ルートの検討を行ない、Bharatpur へのルートを選定している。

上記環境調査に基づき、NEA は 2003 年 1 月に EIA を作成し、翌年 1 月にサイト近くの Damauli で公聴会を実施した。EIA は、2004 年 7 月に電力開発局（DOED）に提出された。

### 3.4 NEAの調査

NEA は、JICA スタディ中に、JICA 調査団と協議のうえ、地質調査、送電線ルート調査を実施した。これらの調査結果は、本調査に反映された。

なお、2007 年 6 月現在、NEA は本調査で最適レイアウトとして選定された Option IIIb（「10 開発計画の最適化」参照）の発電所地点近傍で調査ボーリングを実施している。

## 4 電力セクターの現状

### 4.1 組織

国内の発電・送電および配電の大半は、水資源省（MOWR: Ministry of Water Resources）の管理下にあるネパール電力公社（NEA: Nepal Electricity Authority）によって管理されている。

NEA の管理には、NEA 統括電力システム（INPS: Integrated Nepal Power System）および主だった孤立システムでの発電・送電および配電設備の計画、建設、運転・保守が含まれる。

### 4.2 既設発電・送電設備

#### (1) 既設発電設備

2006 年 7 月現在の統括電力システムの現状設備出力（孤立システムを除く）は、NEA 所有の 456.97 MW と民間電気事業者（IPP）の設備を合わせた 605.253 MW となっている。本設備容量の 90%以上は水力発電所からなり、残りは Multifuel およびディーゼルプラントからなる火力発電所（55.028 MW）である。

NEA は Khimiti HPL (60 MW)、Bhotekoshi BKPC (36 MW)、Indrawati-III NHPC (7.5 MW)、Jhimruk および Andhi Khola BPC から計 17.10 MW、Piluwa AVHDC から 3 MW のように民間発電事業者から電力を購入している。

2006 年の統括電力システムで対処可能なピーク電力および年間発電電力量はそれぞれ 603.28 MW および 2,777.41 GWh である。

ネパール国は、またインド国から電力を購入し、オフピーク中の余った電力を売電している。

#### (2) 既設送電設備

ネパール国で採用している送電電圧は 132 kV、66 kV および 33 kV である。統括電力システムは東部 Anarmani から西部 Mahendranagar まで 132 kV 線路により構成・運用されている。本線路の主要な部分は、既設 2 回線鉄塔に 2 回線目を架線させた Hetauda – Dhalkebar – Lahan 間を除いて、2 回線鉄塔の 1 回線架線である。

### 4.3 需要と供給

#### (1) 電力需要

NEA における電力システムの過去 10 年間の需要動向を、発電端電力量とピーク負荷の両面から、**Fig. 4.3-1** に示す。

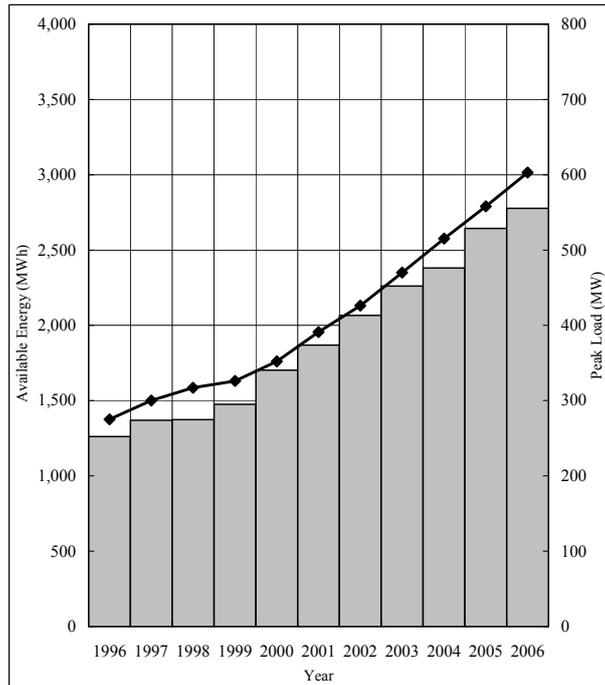


Fig. 4.3-1 Energy Demand and Peak Load

FY1995/96 から 2005/06 の発電端電力量の平均成長率は 8.3%、ピーク負荷のそれは 8.2% であり、ネパール国の社会経済の著しい成長を示している。

(2) 最大日負荷曲線

FY 2005/06 に記録した最大負荷日の日負荷曲線を、Fig. 4.3-2に示す。

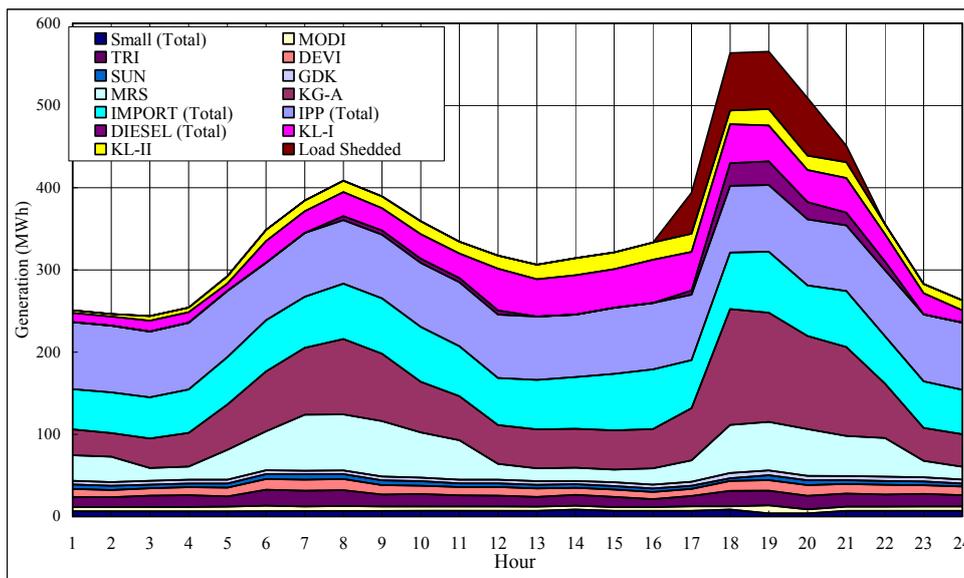


Fig. 4.3-2 Maximum Daily Load Curve on 12 Jan. 2006

NEA 電力系統の発電構成は、主として以下に分類される水力発電所からなる：

1) ベース負荷

ベース負荷は流れ込み式水力（NEA および独立発電事業者）によって占められる。

2) 中間負荷

Kali Ganaki "A" は中間負荷の代表的な発電所である。

3) ピーク負荷

ピーク負荷は貯水池式水力発電所 Kulekhani-I, Kulekhani-II および火力発電所で運用制御される。Kali Gandaki "A" および Marsyangdi の役割も短期間に急速な負荷変動に応答するために重要なものとなっている。

#### 4.4 電力料金

1996 年から 2006 年の NEA の平均電力料金単価を **Table 4.4-1** に示す。2001 年からの 5 年間に約 10% の平均料金単価変動が見られるが、これは料金改定以外の理由によるものである。

**Table 4.4-1 Average Tariff Rate**

(unit: NRs./kWh)

Year	Tariff	Year	Tariff
1996	4.1	2002	6.3
1997	4.8	2003	6.6
1998	4.9	2004	6.7
1999	4.9	2005	6.7
2000	5.5	2006	6.6
2001	6.0		

1992 年の NEA 法の変更に伴い、政府の承認を必要とせずに料金を定める権利が NEA に与えられた。そのかわり、1993 年に政府は電力料金決定委員会（ETFC）を独立的な制度機関として設立した。ETFC 規定に料金自動調整条項が導入された。これにより ETFC の承認および料金改定手順を踏まらずに現行料金の 5% を超えない調整を行うことが可能になった。しかし、実務上は自動調整を行うための調整式について ETFC の承認を受けることが必要になっており、NEA は ETFC に対して料金調整式の提案をしているが、2006 年時点でその承認がなされていない。

#### 4.5 NEA の財務状況

ネパール国における電力セクター改革の一環として、アジア開発銀行等の国際金融機関は新規融資条件として、NEA の財務状況の改善を要求した。これは投資、債務返済、および営業経費支払い等のためのキャッシュフローを生み出すことを主目的としている。これらを達成するため、NEA は 1990 年代より数度の料金改定を実施してきており、2000 年時点ではかなりの

改善が見られた。しかし、2001 年以降料金改定がなされていないこともあり財務状況は 2003 年以降確実に悪化している。

#### 4.6 電力セクターの改革の現状

ネパール国政府は第十次五ヵ年計画（2002 年～2007 年）の中で、電力セクターにおける主要な戦略に基づき、電力セクター関係各機関で改革が進められている。

なお、NEA に関しては組織改革を中心課題として、National Water Resources Strategy (2002) に NEA 改革のためのロードマップが記載されている。その主要点は以下の通りである。

- a. NEA の民営化により、経営内容を改善し、一企業として存続できるようにする。
- b. 電力売買や系統計画を行う独立した給電組織を創設することにより、NEA を事業分割する。

NEA の事業分割についてはその第一歩として、「発電」、「送電・系統運用」、「エンジニアリングサービス」、「配電・顧客サービス」の 4 つのコアビジネスグループに社内的な分割が行われた。これらのグループには独立性、権限、説明責任、業績連動報酬が与えられることになっている。「配電・顧客サービス」においては、2005 年までにすべての配電センター（34 箇所）で業績契約制度導入され、系統全体のシステムロスの低減において成果が上がりつつある。

また、独立採算になじまない地方電化を含む配電拡張を担当する電化事業グループが一部門として設立され、NEA 他部門の支出削減に好影響を与えることが期待されている。

## 5 電源開発計画

### 5.1 電力需要想定

#### (1) NEA の電力需要想定

NEA の予測モデルは Norconsult による 1997 年の負荷予測調査に基づいて行われている。2006 年に行われた需要想定の結果を **Table 5.1-1** に示す。

**Table 5.1-1 Demand Load Forecast and Peak Load by NEA**

F.Y.	Energy (GWh)	Growth (%)	Peak Load (MW)	Growth (%)
2006* <sup>1</sup>	2,777.40		603.28	
2007	2,897.1	4.3	642.2	6.5
2008	3,136.6	8.3	695.3	8.3
2009	3,428.1	9.3	759.9	9.3
2010	3,698.4	7.9	819.8	7.9
2011	4,057.1	9.7	890.6	8.6
2012	4,423.3	9.0	971.0	9.0
2013	4,815.0	8.9	1,057.0	8.9
2014	5,231.2	8.6	1,148.0	8.6
2015	5,673.8	8.5	1,245.6	8.5
2016	6,144.7	8.3	1,336.1	7.3
2017	6,645.9	8.2	1,445.1	8.2
2018	7,179.6	8.0	1,561.1	8.0
2019	7,719.4	7.5	1,678.5	7.5
2020	8,296.7	7.5	1,804.0	7.5
Average Growth		8.14		8.14

\*1: Actual

Source: Fiscal Year 2005/06 – A Year in Review

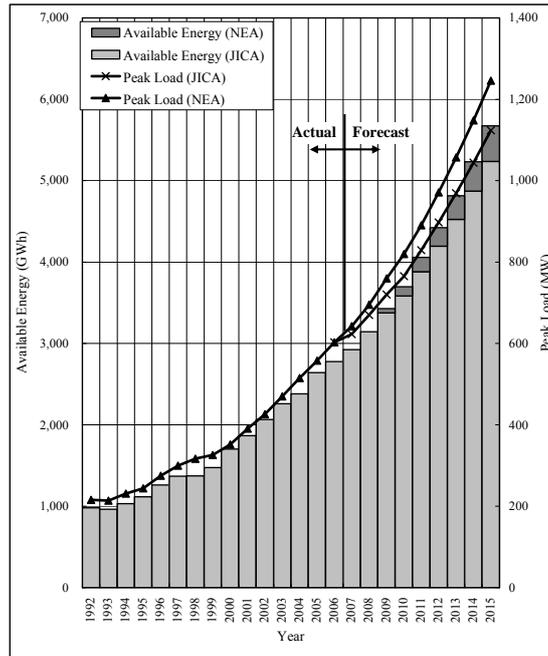
#### (2) JICA 調査団による電力需要想定

国の電力需要を予測するのに 2 つの主要な概念がある。ひとつは国全体をカバーし GDP、売電価格、消費者数等を説明変数とするマクロ技法であり、他は各地域（州、県等）における各カテゴリーで需要を積み上げ予測するミクロ技法である。

本スタディでは、NEA の実施した需要想定の確認という観点から、多くのパラメータを使用しないマクロ技法により行った。

#### (3) 需要想定結果の比較

FY2005/06 における NEA および JICA 調査団の電力需要想定結果の比較を **Fig. 5.1-1** に示す。



**Fig. 5.1-1 Comparison of Energy Demand Forecast between NEA and JICA**

NEA の予測は、調査団の予測よりやや大きいですが、その差は FY 2015 の電力量で 8%、ピーク負荷で 10%程度である。よって、NEA の予測は妥当であると判断できる。以下、本報告書では、NEA の需要想定値を使用する。

## 5.2 開発計画

### (1) NEA による発電拡張計画

NEA は、需要想定結果のピーク負荷と需要電力量に合致するため、FY2005/06 から FY2019/20 までの発電拡張計画を策定している。**Fig. 5.2-1** は、NEA の需要想定と開発計画から算定した需給バランスを示した。供給側の FY2009/10 までは、NEA が想定した乾期の 12 月から 1 月までの各発電所の発電可能出力を合計した **Peaking Capacity** で、それ以降に完成する発電所については、設備出力を合計したものである。

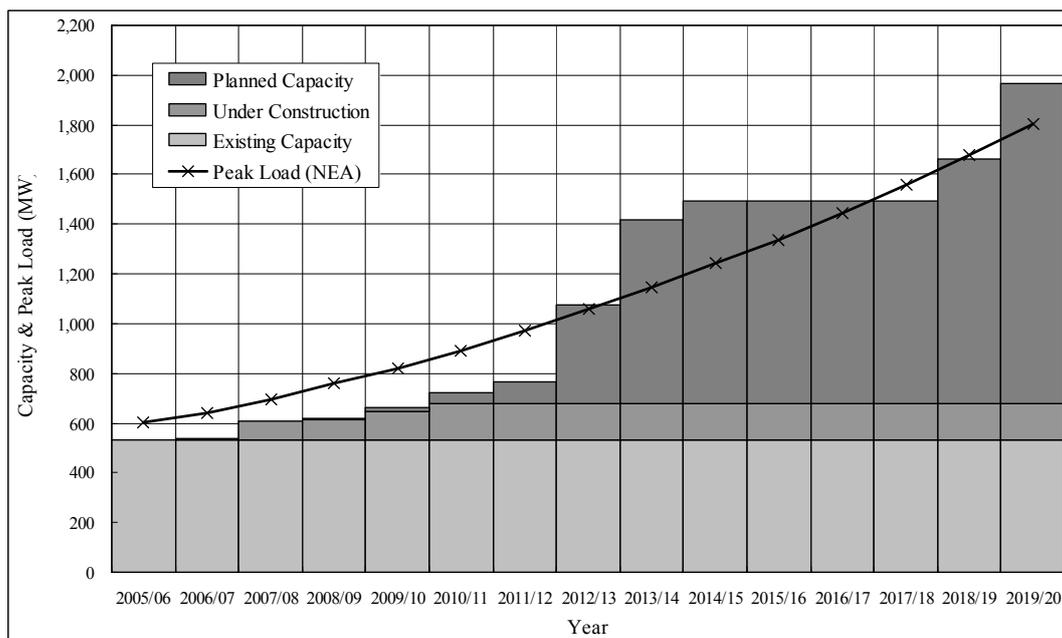


Fig. 5.2-1 Capacity of Generation and Peak Load

この開発計画では、需給バランス状況は FY 2012/13 まで逼迫し、インドからの輸入電力で不足分を補填するか計画停電をすることとなる。

(2) ピーク継続時間の検討

本計画は、ネパール国の増大する電力需要（ピーク負荷）に対応するためのピーク対応発電所である。本発電所に求められるピーク継続時間の検討を行った。過去 3 年間の負荷曲線より、夕方のピーク負荷時の時間帯が年々増加している。また、この傾向は、負荷継続曲線においても確認できる。Fig. 5.2-2 および 5.2-3 よりピーク継続時間は、少なくとも 5 時間は必要となるが、朝方の負荷およびピーク負荷時間帯の増加等を考慮し 6 時間が妥当と判断とする。

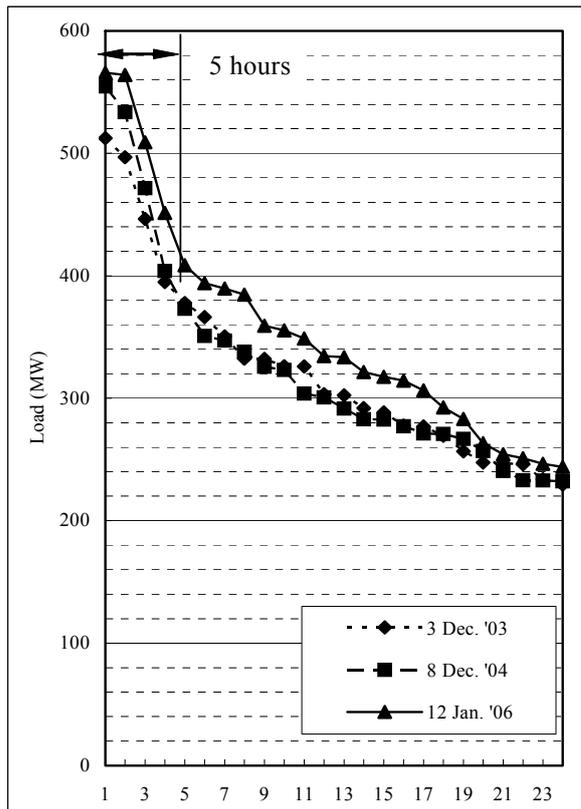


Fig. 5.2-2 Yearly Load Duration Curve (2004/05 and 2005/06)

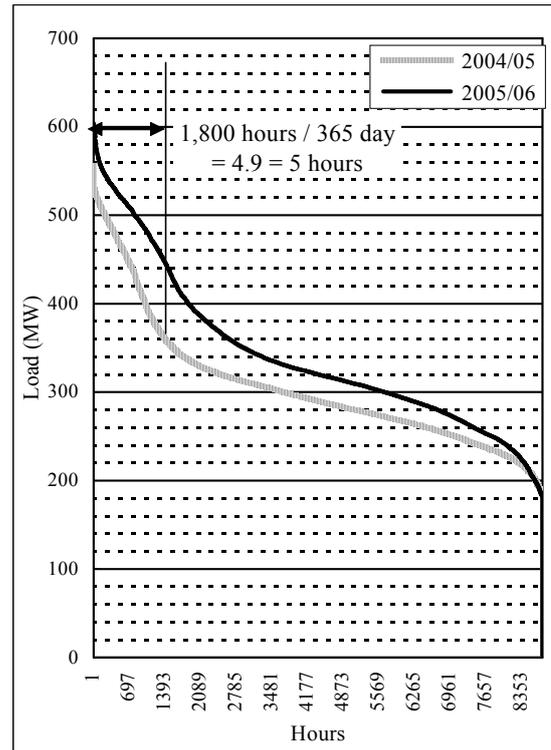


Fig. 5.2-3 Daily Load and Duration Curve on 2013/14

### 5.3 電力開発調査から見たプロジェクトの妥当性の検討

#### (1) 電力需給面からの検討

NEAにおける電力系統は、厳しい需給バランスに直面しており、この状況は例え電源開発計画が予定通り達成されたとしても 2012/13 年までは、計画停電とインドからの輸入電力に依存することになる。Table 5.3-1に本プロジェクトの運転開始時期までの需給バランスを示す。

Table 5.3-1 Demand and Supply Balance up to FY 2013/14

(Unit: MW)

	05/06	06/07	07/08	08/09	09/10	10/11	11/12	12/13	13/14
Peak Load	603	642	695	760	820	891	971	1057	1148
Peaking and/or Install Capacity	583	587	659	669	713	762	806	1,115	1,455
Surplus power	-20.5	-56	-36	-91	-107	-128	-165	58	307

しかしながら、この需給バランスには、以下の不確定要素が含まれている

- a. 供給側の Peaking Capacity は FY 2009/10 までは乾期の 12 月および 1 月に発電可能な出力が NEA により想定されているが、それ以降に完成する水力発電所には設備出力がそのまま加えたもので、乾期における発電能力ではない。
- b. さらに、渇水年では、発電能力が例年よりも低下する。
- c. **Table 5.3-1** に示した開発計画では、FY 2013/14 までに約 1,070 MW の水力発電所が新設されることになっているが、このうち NEA が開発主体となるものは、約 500 MW と設備出力で 50%弱である。残りは民間事業者 (IPP) による開発となっている。IPP プロジェクトは、電力販売協定 (Power Purchase Agreement、PPA) の中に、実施時期についての IPP 側の保証がないため、これまでの事例から遅延する可能性がある。

よって、FY 2013/14 での予備力 307 MW は、乾期にそのまま保持されるわけではなく、ピーク対応の発電所として、本計画は重要となる。

## (2) 電力品質面からの検討

### 1) 系統周波数

NEA の系統周波数は、運用指針値  $50\pm 1.0\%$  (49.5-50.5Hz) で制御され、中間運用 (昼間) 帯ではこの指針値で運用されているが、ピーク負荷 (夕方) 帯になると急激な負荷増加により、指針値を維持することが困難となり、電気規則 (Electricity Regulation, 1993) に規定されている規定値である  $50\pm 2.5\%$  (48.75-51.25Hz) 内で維持されている。

この系統周波数の状況は、定格値 (50Hz) を超えた周波数を維持しながら、中心周波数は雨期 (7 月) から乾期 (翌年 2 月) にかけて徐々に低下する傾向となっている。

このため系統周波数は、年間を通じてプラスシステム時間となるように運用管理されている。プラスシステム時間は、系統周波数が定格値 (50Hz) よりも上昇していることであり、上昇分 (面積分) のエネルギーは、高価な火力発電プラントの運転によって補っている。

本プロジェクトは、貯水池式水力として計画されており、短時間に急速に立ち上がるピーク負荷への応答および系統周波数の変動吸収の機能を維持することができ、自動周波数制御の供給予備力を確保するため有用である。本発電所は 2014 年時点でピーク時間帯に約 1Hz 系統周波数を調節できる能力を有している。

### 2) 系統電圧

NEA における電力系統は母線電圧維持の観点から以下に要約される。

- カトマンズ盆地では、年間にわたって一次電圧である 132 kV の維持が容易でない。
- Damauli 変電所は電源供給区域内にあり、従って電圧は年間にわたって高めの運用となる。

良質の系統電圧を運用するためには、無効電力による系統電圧の調整が必要であり、年間を通じてピーク負荷時間帯における十分な無効電力を確保にすることが必要である。本プロジェクトでは、発電機力率の設計によって約 80 Mvar の無効電力を系統に送り出すことが可能となり、乾期・雨期および昼間・夜間における変電所の適切な電圧レベルで母線電圧を維持し、系統運用を容易にすることが可能となる。

(3) 電力運用面からの検討

電力運用面からの問題は、ピーク負荷時における急速な負荷変化の割合が年々増加し加速することである。

最大負荷を記録した 2006 年 1 月 12 日の日負荷曲線より、一時間に負荷が約 420 MW から 180 MW も増加する。NEA の需要想定では、FY2013/14 ではピーク負荷は約 1,150 MW と予測され、その上昇分の変化は FY2005/06 の 180 MW から約 350 MW になると推測されている。

NEAにおける電力システムのシステム負荷率は、特に全体の需要電力量の約 40%を占める民生需要の増加により少しずつ低下することが予想される。これは 2006 年 1 月 12 日に記録したピーク負荷の上昇がFig. 5.3-1に示したようにFY2013/14 には更に急峻になることを示す。

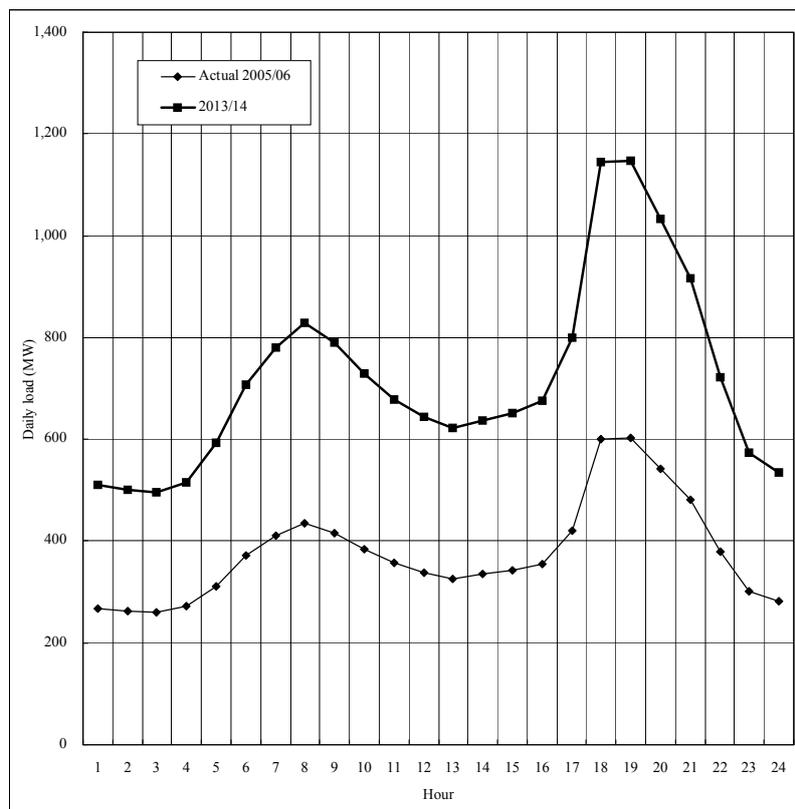


Fig. 5.3-1 Daily Load Curve expected

ピーク負荷時間帯の負荷は、流れ込み式水力、Kali Gandaki "A"および Marsyangdi 水力発電所のようなピーク対応流れ込み式、Kulekhani-I, Kulekhani-II のような貯水池式水力、残りは火力発電所の発電を増加し運用制御される。特に貯水池式水力発電所は、最大限の発電能力を発揮し急速に上昇する負荷を調節する役割を担っている。

開発する発電所に必要とされる新規電源の役割は、前述した系統周波数の変動を吸収することに加えて負荷変化に応答することに極めて重要なものである。本プロジェクトは流れ込み式水力発電所が発電を低下する12月の中旬から4月の後半にかけての乾期にピーク対応の他にベースも負担することも期待されている。

#### (4) まとめ

電源開発計画から見た本プロジェクト開発に対する妥当性は、貯水池式発電所として、電力の品質面、電力需要面、運用面から以下の役割を期待されている。

- a. 比較的大きな出力規模を持ち、負荷変動に応答することができしかも周波数変動にも対処できる発電所であること
- b. 貯水池の年間運用により、12月の中旬から4月の後半までの乾期に発電できる発電所であること。最渇水期である2月から4月にかけてはピーク時間帯の発電に限定されずかつ需給バランスにも依存するがベース負荷も分担できること
- c. ピーク時間帯に少なくとも5時間フル発電を継続することが出来る発電所であること。
- d. NEA の変則電力システムを考慮し、変電所の母線電圧を維持するために十分な無効電力を発生できる発電所であること
- e. かなり高価な発電コストである火力発電所の運転時間減少が期待できる

## 6 水文・堆砂

### 6.1 概要

計画地点は、ネパール国中部を流れるTrishuri川の支流であるセティ川の上流部に位置する。セティ川は、ヒマラヤ山脈のアンナプルナ山（標高 7,555 m）に源を発し、ほぼ北から南の方向に流れ、計画地点の 2 km 下流でMadi川と合流する。源流からダム予定地点までの延長は約 120 km、ダム地点における流域面積は 1,502 km<sup>2</sup>である。

セティ川流域は高山気候から温暖湿潤気候に属する。NEA の報告書によると、流域内の年間平均降水量は 2,973 mm で、南西モンスーンの影響を受ける 6 月から 9 月の間に年間降水量の 80%が降る。計画地点付近の Kharini Tar 気象観測の記録によると、4 月～6 月が最も暑く、最高気温は平均で 36°C を超え、最も寒い 1 月～2 月の最低気温は 5°C 近くまで下がる。

本計画の流域内およびその周辺では、環境科学技術省（Ministry of Environment, Science and Technology）の下部機関である水文気象局（Department of Hydrology and Meteorology, DHM）が気象、水文観測を行っており、NEA は DHM から観測結果を入手している。

### 6.2 計画地点の流量

計画地点から 500 m 下流に測水所が新設され、2000 年から測水が開始されているが、観測期間が短いので、NEA は、確率洪水量や年間発生電力量の算定のために、ダム予定地点近傍の測水所の流量資料を基に、雨量による重みを考慮した流域面積比換算によりダム地点の 1964 年から 1999 年間の流量を Fig. 6.2-1 および Table 6.2-1 に示すように算出している。算出期間内の年間平均流量は 107.2 m<sup>3</sup>/sec となっている

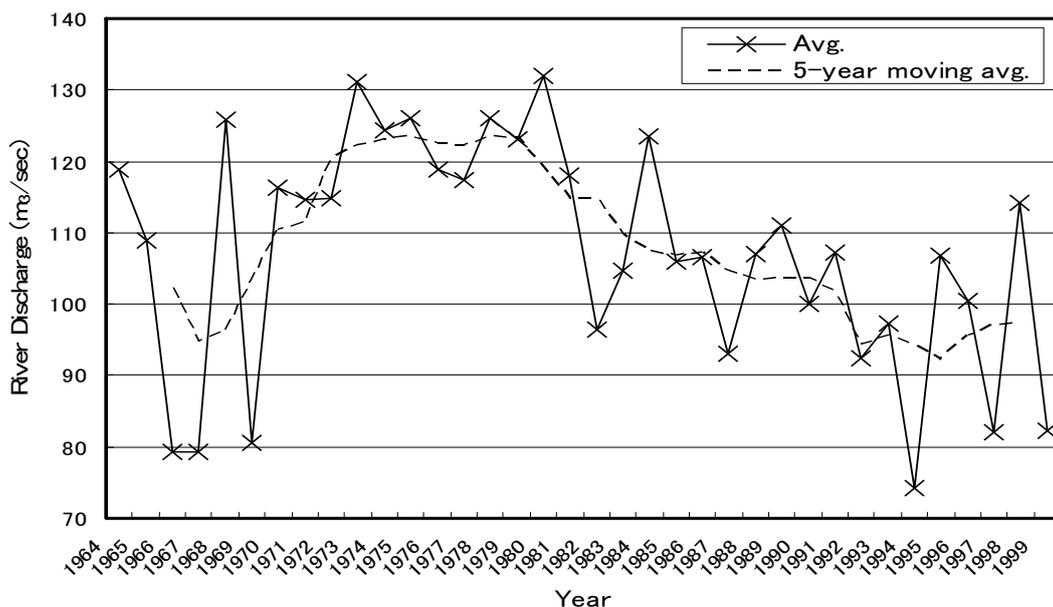


Fig. 6.2-1 Trend of Generated Average Annual River Discharge at Dam Site

Table 6.2-1 Generated Average Monthly River Discharge at Dam Site

Month Year	(Unit: m <sup>3</sup> /sec)												
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	Avg
1964	31.8	30.4	30.1	31.9	68.9	78.0	134.3	460.5	313.1	112.4	82.0	53.8	118.92
1965	34.0	29.5	29.7	32.7	36.3	151.0	293.5	368.5	190.3	62.6	46.9	31.3	108.86
1966	24.6	22.2	21.0	19.4	22.2	63.5	228.4	259.6	159.8	66.0	38.6	25.5	79.23
1967	20.6	20.7	20.1	22.8	24.5	57.8	231.3	213.2	185.8	77.2	43.5	33.8	79.28
1968	24.9	20.5	24.7	25.3	34.9	141.9	336.1	287.0	222.7	326.6	42.1	23.7	125.86
1969	18.3	14.6	15.2	15.0	16.6	34.4	128.0	315.0	264.0	79.5	40.3	26.1	80.58
1970	20.2	17.3	16.3	24.6	35.3	91.2	380.8	412.0	202.1	106.1	56.8	33.4	116.34
1971	23.7	18.7	18.8	29.1	39.6	187.7	291.2	300.6	212.8	145.7	67.7	40.0	114.62
1972	25.7	20.3	19.4	20.5	52.9	106.6	325.6	362.5	251.6	108.6	51.4	33.4	114.87
1973	25.1	17.6	18.0	25.8	39.2	176.3	244.0	389.0	265.3	259.4	74.4	39.1	131.10
1974	36.8	33.7	32.6	40.8	39.0	91.7	343.3	411.6	254.4	131.7	43.8	34.1	124.45
1975	33.0	32.1	30.2	22.8	24.0	84.9	427.0	328.4	305.5	139.2	54.1	30.4	125.97
1976	22.3	23.1	19.8	24.9	40.9	190.2	380.3	342.3	216.0	88.4	43.6	33.8	118.80
1977	22.7	20.4	20.7	30.2	46.8	92.4	288.5	409.0	248.3	111.8	74.8	43.3	117.40
1978	32.3	29.6	27.2	29.4	68.7	162.1	381.0	349.6	215.6	106.0	64.3	47.7	126.12
1979	37.7	33.7	29.8	37.7	51.9	84.7	315.0	447.0	239.4	107.2	57.5	34.6	123.00
1980	25.2	22.9	25.3	26.6	37.1	107.9	425.1	446.5	313.7	82.5	43.8	26.2	131.90
1981	18.2	14.9	15.6	28.7	40.1	95.9	400.6	376.5	242.7	97.0	50.2	36.9	118.09
1982	33.3	30.8	36.1	40.1	48.9	96.9	257.7	271.3	155.5	85.9	54.5	45.3	96.37
1983	39.8	36.6	35.3	34.5	46.7	72.8	210.4	270.5	276.7	143.2	54.7	35.6	104.74
1984	28.0	21.2	21.7	24.0	62.8	151.9	445.1	287.3	243.5	96.1	58.6	41.3	123.46
1985	36.9	33.5	33.0	39.1	61.1	114.9	333.4	197.5	202.9	126.2	56.5	36.0	105.90
1986	24.7	19.8	21.4	28.5	27.9	117.6	260.7	259.8	280.2	147.9	59.2	30.7	106.53
1987	23.5	20.4	21.4	23.6	31.2	72.2	280.0	279.5	183.6	87.3	54.2	39.2	93.01
1988	30.2	26.8	27.0	28.8	40.7	111.7	264.4	320.5	238.9	102.6	52.9	38.6	106.93
1989	33.9	27.8	27.8	30.5	59.4	146.6	251.7	310.7	240.2	113.9	53.8	36.4	111.06
1990	28.1	24.8	26.0	35.9	55.2	152.9	271.9	237.3	194.1	102.8	44.5	27.3	100.06
1991	20.0	17.6	16.8	20.3	33.4	114.9	281.0	320.4	250.2	117.2	56.3	39.0	107.25
1992	31.1	27.9	26.5	25.2	35.7	82.0	188.9	289.8	197.4	124.8	50.3	30.5	92.52
1993	23.2	20.6	14.5	14.7	30.0	97.8	218.4	321.3	215.4	122.4	56.8	33.3	97.37
1994	29.3	27.5	29.8	30.1	37.0	106.8	184.2	233.9	142.8	37.7	17.7	12.9	74.14
1995	10.5	9.9	11.3	11.9	28.3	255.9	314.9	193.9	175.9	129.9	85.9	52.7	106.75
1996	30.1	21.6	30.9	31.0	37.6	69.2	227.0	319.8	252.2	107.6	45.8	31.5	100.37
1997	27.2	24.0	28.4	32.6	38.4	74.9	229.6	258.9	141.6	61.8	35.0	33.1	82.12
1998	24.2	21.5	24.9	29.1	48.7	149.3	288.1	452.6	207.3	64.2	35.6	26.0	114.29
1999	21.3	18.5	17.0	18.8	34.8	93.1	264.8	238.7	174.2	67.4	23.1	15.3	82.24
Avg.	27.0	23.7	24.0	27.4	41.0	113.3	286.8	320.6	224.3	112.4	52.0	34.2	107.24

### 6.3 計画地点の洪水量

計画地点No.430 測水所の1964年～1984年の各年最大流量についてGumbel法、対数正規法、Log-Pearson法により確率計算を行い、計画地点との流域面積比で換算してTable 6.3-1に示すような結果が得られた。

Table 6.3-1 Probable Flood

(Unit: m<sup>3</sup>/sec)

Return Period	Gumbel	Log-Normal	Log-Pearson
2	994.6	934.5	569.8
5	1,565.0	1,434.9	889.8
10	1,942.8	1,795.4	1,140.8
20	2,305.1	2,160.6	1,412.2
50	2,774.1	2,661.3	1,811.8
100	3,125.6	3,057.7	2,150.7
200	3,475.5	3,472.4	2,525.7
500	3,937.5	4,050.8	3,083.8
1,000	4,286.6	4,513.0	3,558.9
2,000	4,635.6	4,779.0	4,546.1
5,000	5,097.0	5,675.6	5,265.4
10,000	5,445.7	6,217.3	5,529.6

ダムの設計洪水量については、本計画の経済的および社会的重要性を考慮して、可能最大洪水（PMF：Probable Maximum Flood）の手法を採用した。PMFとは、ある地域で理論的に起こりうる、気象および水文現象が最も厳しい条件で組合わされた時に予想される洪水と定義される。

計画地点流域の降雨形態を見ると、その降水原因が南の Bengal 湾側から吹き込む季節風に起因し、しかも降雨域がヒマラヤ山脈の南側斜面に限られ、平地およびヒマラヤ北部では降雨量が極端に少ないことから、地形性降雨による可能最大降水量（PMP）を計算した。

PMPの日流域平均から単位図を作成し、有効降雨を合成したものに雨期（7月～9月）の95%確率流量 126 m<sup>3</sup>/secを基底流量として足し合わせ、Fig. 6.3-1に示すように計画地点のPMFを 7,251 + 126 = 7,377 m<sup>3</sup>/secと計算した。

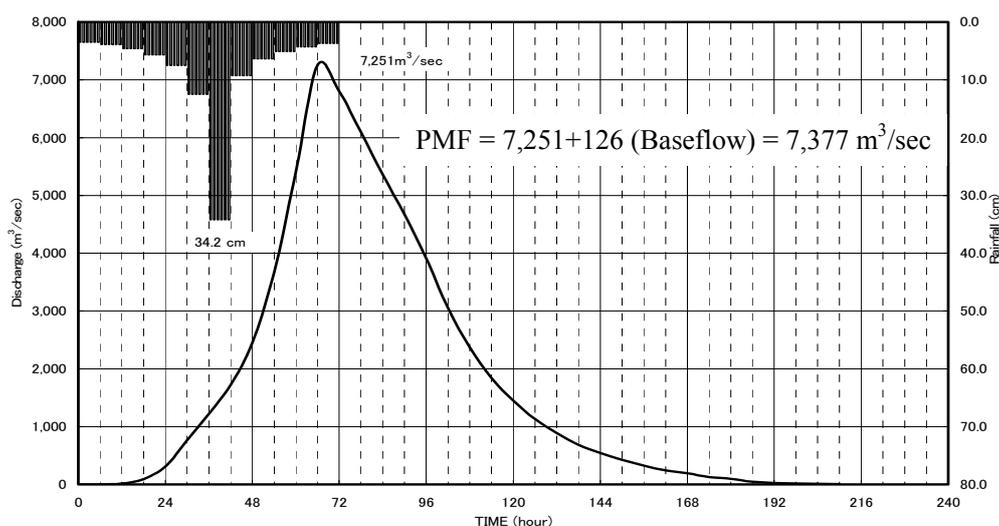


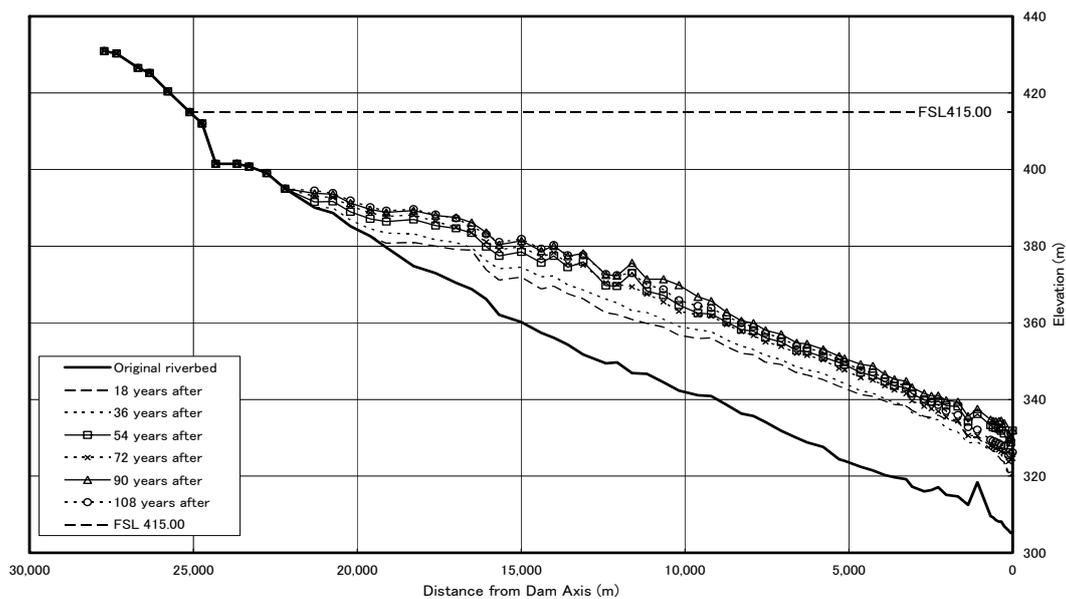
Fig. 6.3-1 Synthesis of Unit Hydrographs

ネパールおよびインドのヒマラヤを源流とする河川におけるダム計画と当計画の PMF に関連する有効流域面積と、有効流域面積あたりの PMF 流量を比較したところ、当計画の PMF の数値は妥当であると判断される。

#### 6.4 堆砂・排砂解析

セティ川流域には土砂供給源が存在し、流域の比流砂量はネパール国内の他の計画地点と比較すると多いが、貯水池との位置関係を考慮すると、大量の土砂が一気に貯水池に流入する可能性は小さいものと判断される。NEA がフィージビリティ調査で用いた方法に従い河床変動を予測したところ、約 40 年で堆砂の前面がダム近くまで達し、貯水池が満砂になることが予想されるので、土砂管理方策が必要であることがわかった。土砂管理方策について比較検討した結果、ダム堤体に排砂設備を設けて雨期の前半に貯水池水位を低下させて自然河道の掃流力を利用して堆砂を排出するフラッシング排砂が適していると判断した。

10 で決定した最適開発規模に基づき、毎年排砂操作を実施した場合の河床変動について、1964 年～1999 年の 36 年間の流量を 3 回繰り返し用いて 108 年間の河床変動をシミュレーションした結果は Fig. 6.4-1 に示すとおりである。



**Fig. 6.4-1 Riverbed Profile of Reservoir with Sediment Flushing Gates**

この章で貯水池の堆砂対策について検討した結果をまとめると以下のようなになる。

- 1) 排砂設備の設置標高はダム地点の地形、河床標高、洪水吐との関係を考慮し、ゲート敷標高を EL.320.00 m とした。敷標高を 10 m 上げて河床変動をシミュレーションしたところ、敷標高の差分だけ河床標高が上がり、貯水池の堆砂量が増える結果となったので、排砂設備は可能な限り低標高に設置する必要があることがわかった。
- 2) 排砂操作の頻度を毎年、2 年に 1 度、3 年に 1 度と変えて河床変動をシミュレーションしたところ、毎年排砂操作をしないと貯水池の機能に支障をきたすので、毎年排砂操

- 作をすることを提案する。
- 3) 排砂操作の期間は、フラッシングの効果を考慮するとできるだけ長く取ることが望ましい。排砂操作後に貯水池の水位をできるだけ早く回復させること、排砂操作による発生電力量の減少を抑えること等を考慮して、雨期前半の毎年 6 月 20 日から 7 月 31 日まで貯水池の水位を排砂ゲート敷標高まで下げて実施することとしたが、排砂操作期間をこれより短縮すると貯水池の機能に支障をきたすことがわかった。
  - 4) 今回の調査で設定した排砂期間は排砂操作の有効性を確認するためのものであり、運転段階では各年の出水状況に応じて適切に排砂操作することが必要である。例えば、運転段階では定期的な測量により貯水池の堆砂状況を考慮しながら排砂操作の時期や期間を調節することを提案する。
  - 5) 排砂操作を実施すれば、堆砂が進行しても貯水池の上流端付近にある Bhimad Bajar 集落付近では河川の水位はダムが建設される前とほとんど変わらないことがわかった。
  - 6) 貯水池運用中に 100 年確率洪水が発生した場合の河床変動をシミュレーションしたが、洪水は河床変動にほとんど影響を与えないことがわかった。
  - 7) 当調査で用いた河床変動計算ではダム排砂ゲート付近の 3 次元的な堆砂形状を求めることはできないので、局所的な形状を把握するため、詳細設計段階で水理模型実験を実施することを提案する。

当調査では計画段階における貯水池の堆砂予測とその対策について検討したが、計画段階で策定された貯水池の土砂管理方策をそのとおり実施して貯水池の機能廃止に至る直線的な管理手法ではなく、循環型のライフサイクル管理手法により、計画から維持管理までの各段階で複数の実行可能な土砂管理方策の組み合わせについて比較検討することが世界銀行により提案されている。循環型のライフサイクル管理手法の考え方にに基づき、運転段階においても貯水池の堆砂量および堆砂の進行状況に応じて土砂管理方策を比較検討し、技術的、経済的に最適な方策を実施することが不可欠であると考えられる。

## 7 地 質

### 7.1 計画地域の地質概要

アップパーセティ計画地点は、ネパールの5つの地質構造区のうち、Lesser Himalayan Zone に位置しており、先カンブリア紀～古生代の Nawakot 層群に属する Nourpul 層、Dhading Dolomite、Benighat Slate が分布している。Nourpul 層および Dhading Dolomite は後期先カンブリア紀～前期古生代の地層で、ドロマイト、粘板岩、千枚岩、コーツァイト、ドロマイト質コーツァイト、コーツァイト質千枚岩などからなり、Benighat Slate は後期古生代の地層で、粘板岩、千枚岩、石灰質粘板岩と少量のコーツァイトからなっている。これらの地層は、セティ川とほぼ平行な東西ないし西北西―東南東の走向で、南側へ傾斜して分布している。

### 7.2 各構造物地点の地質

#### (1) 貯水池

計画貯水池の長さは約 18 km で、ダム地点から約 11 km 上流までは両岸斜面の傾斜が 40° 程度の急峻な渓谷を形成している。一方、これより上流では両岸に数段の段丘面が広がり、全体に緩やかな地形を呈している。

貯水池地域には、先カンブリア紀～古生代のドロマイト、粘板岩、千枚岩と段丘堆積物、崖錐堆積物、現河床堆積物からなる第四紀堆積物が分布している。ドロマイトはダム地点から貯水池中流部までの左岸側に分布しており、ほぼセティ川と平行な東西方向の走向で、南側へ 40°～60°傾斜している。このドロマイト分布地域には顕著なカルスト地形は認められない。粘板岩および千枚岩は、ダム直上流から中流部までの右岸側と貯水池上流部の両岸に分布しており、ドロマイトと同様に東西方向の走向で南側へ 40°～60°傾斜している。

#### 1) 貯水池の保水性

地形的に漏水が懸念されるような鞍部、やせ尾根もなく、地形、地質状況から判断して貯水池の保水性は十分保証されるものと考えられる。

#### 2) 貯水池周辺斜面の安定性

貯水池周辺斜面には、貯水池や周辺環境に影響を与えるような規模の大きな地すべりや崩壊地はない。しかしながら、貯水池上流部に分布する段丘堆積物は、セティ川の浸食作用により多くの場所で垂直な崖を形成している。これらの崖は現状においても完全に安定しているものではなく、徐々に崩壊が進行し長期的には垂直な形状を保ったまま少しずつつ山側へと後退していくものと考えられるが、湛水により崖の侵食、強度劣化が促進される可能性がある。このような崖は、Bhimad Bajar から、約 6 km 下流の Jaruwapan まで多くの場所に存在している。これらの崖に対しては何らかの対応策が必要となるが、その範囲、方法の詳細については、D/D 段階において、詳細な地形図に基づく地質図を作成した上で検討することが必要である。

## (2) ダム

ダム地点は、セティ川とその支流 Madi 川との合流点より約 2 km 上流に位置し、ダムサイト両岸は傾斜 70～80 度の急峻な斜面を形成している。ダム地点の右岸山体は、東西方向に延びた標高 500～550 m の瘦せた尾根よりなっており、満水位標高 EL.415 m での尾根幅は、150～200 m である。一方、左岸側山体は貯水池に沿って延びる標高 1,000 m 前後の尾根の東端に位置している。ダム軸上での河床幅は、約 30 m、満水位標高 415 m での谷幅は、約 90 m である。

ダムの基礎岩盤は、Fig. 7.2-1、Fig. 7.2-2に示すように先カンブリア紀から古生代の灰～暗灰色のドロマイトからなる。このドロマイトは、一般的には厚層で堅硬な岩石であるが、所々に、厚さ 1～2 m の細粒化しやすい千枚岩質ドロマイト層を挟在している。これらの地層は河川に直交して上流側へ傾斜する WNW-ESE ないし E-W の走向で、南へ 45～60° 傾斜して分布している。風化の程度は全般に小さく、両岸斜面の高標高部において厚さ 1～5 m 程度、酸化褐色部がみられるのみである。ダム地点には規模の大きな断層は現在までのところ確認されないが、小規模な断層（幅 20 cm～200 cm）がいくつか見られる。

### 1) 基礎岩盤の評価

ダム基礎岩盤は、左岸側は CH 級から B 級の良好な岩盤、河床部は CH 級を主体とする CH 級～CM 級の概ね良好な岩盤よりなっている。一方、右岸側は河床に近い低標高部を除いて全体に割れ目が発達しているが、斜面中腹部で掘削された B-12 孔では、地表から 30 m 以深で CH～CM 級の比較的良好な岩盤が分布している。本地点の基礎岩盤は高さ 140 m 級のコンクリート重力式ダム基礎として概ね十分な地耐力を有するものと判断されるが、D/D 段階においては調査横坑を掘削して、ダム基礎岩盤の岩盤性状を確認するとともに、原位置試験によりせん断強度の確認を行うことが必要である。

### 2) 透水性および地下水位

$Lu = 10$  以上の大きな透水性を示す部分は左岸側で地表から深度 70 m、右岸側で地表から深度 40 m までの区間である。それ以深では右岸深部の一部を除き透水性は小さくなり、 $Lu = 2 \sim 10$  または  $Lu < 2$  となっている。河床部では、深度 30 m 付近まで透水性が大きいが、それ以深では  $Lu = 1 \sim 4$  と透水性は小さくなっている。本地点の基礎岩盤の透水性は、岩盤内の節理等の不連続面に支配されているものと考えられ、透水性の高いゾーンに対しては一般的に用いられているセメントグラウチングを適用することにより、十分止水処理が可能と判断される。本地点では地下水位が両岸で山側に向かってわずかに上昇していることは確認できているものの、確認されている地下水位は満水位より 70 m 以上低い位置である。従って、D/D 段階においては両岸とも、さらに山側での地下水位および岩盤の透水性を確認し、基礎処理グラウトの詳細を検討することが必要である。

### (3) 水路・発電所地点(Option-II)

Option-II では、取水口、地下発電所、放水口を東西方向に延びる右岸尾根部に計画されている。

水路・発電所地点は、ダムサイトと同じドロマイトからなっている。計画されている地下発電所のアーチ部は、BP-1 孔の結果によると割れ目がやや多い CM 級の岩盤からなり、発電所空洞下部は割れ目の発達した CL 級の岩盤となっている。この岩盤状態は、RQD の分類では、「非常に悪い」～「悪い」に、RMR(Rock Mass Rating)の分類では、アーチ部付近が RMR = 43 ~ 48、発電所空洞下部が RMR = 27 ~ 37 となり、アーチ部付近は「普通の岩盤」、空洞下部は「悪い岩盤」と評価される。

取水口地点で掘削された BH-1 孔の結果によると、深度 39 m までは CH 級の良好な岩盤が分布しており、取水口ゲート立坑の掘削に大きな支障はないものと判断される。また、取水口の位置する斜面には厚い崖錐堆積物や地すべり地形は分布していない。

放水口地点には厚い崖錐堆積物と河床堆積物が分布しており、放水口敷は厚さ約 10 m の河床堆積物の上に位置することとなる。また、法高約 20 m の放水口背後法面はすべて崖錐堆積物からなる。

### (4) 水路・発電所地点(Option-IIIb)

Option-IIIb のレイアウトは、ダム軸の約 250 m 上流右岸斜面に取水口を設置し、そこから東南東方向に約 1.5 km の水路と地下発電所を設ける計画となっている。水路トンネルは、標高 600 ~ 1,000 m の尾根を横切り、土被りはトンネル経過地で 200 m ~ 650 m、地下発電所地点では 300 ~ 400 m となる。

水路トンネル経過地には、Fig. 7.2-3に示すように上流側に千枚岩（および粘板岩質千枚岩）が、下流側にドロマイトが分布している。地下発電所地点にはドロマイトが分布している。千枚岩とドロマイトは、貯水池内では東西方向の直線的な断層で接しているものと推定されているが、トンネル経過地の右岸側では地形的にも、地表露頭においても規模の大きな断層を示唆する現象は確認されていない。また、千枚岩の片理面の走向がトンネル軸とほぼ平行で約 45 ~ 50°南側に傾斜しているため、片理面に沿うシームや破碎部等が頻繁に出現するような場合にはトンネル掘削にとって必ずしも好ましい状態とは言えないが、トンネル掘削が著しく困難になることもない。

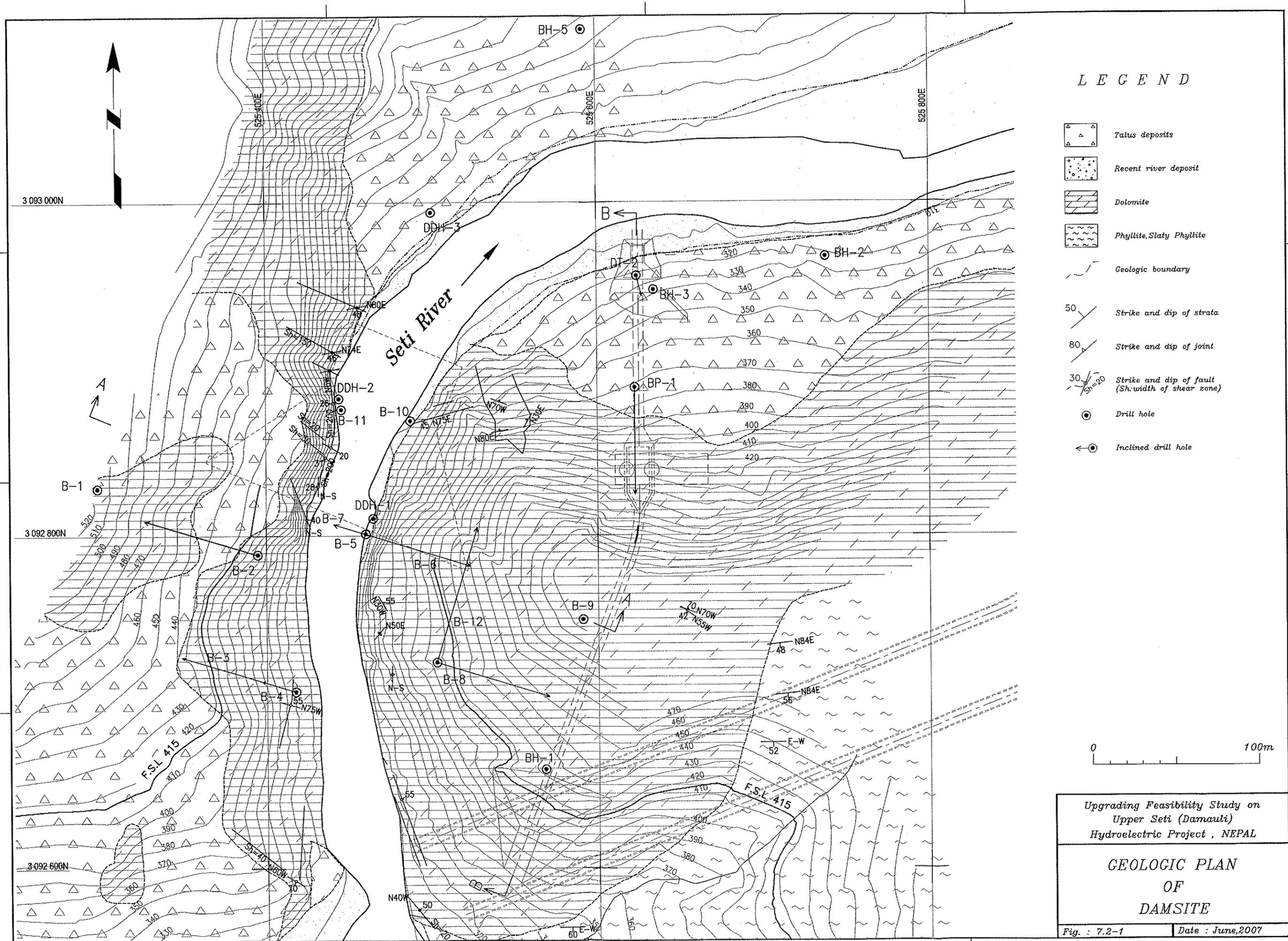
水圧管路、地下発電所地点はドロマイトよりなる。地下発電所地点付近ではドロマイト層の厚さは 200 m 程度（水平面上での幅 300 m 程度）と推定され、地下発電所空洞、水圧管路を設置するのに十分な広がりを持っているものと考えられる。本地点のドロマイトは、地表露頭での観察では堅硬で比較的割れ目の少ない良好な岩盤であるが、地下深部における岩盤状況および岩体の広がり確認されていない。現在、発電所地点近傍で NEA が調査ボーリングを実施中であるが、これらの調査結果を検討するとともに、D/D 段階において、調査横坑および調査横坑内からのボーリングにより、岩盤の性状と岩体の広がり確認することが必要である。

## (5) 建設材料

本計画地点で必要な建設材料のコンクリート骨材に関しては、2001年および2005年にNEAによりセティ川とMadi川の河床砂礫を対象とした調査が実施されている。

これらの調査結果によると、ダム地点下流のセティ川、Madi川の河床砂礫は、比重、吸水率、安定性、すり減り減量ともにASTM基準、JIS基準を満たしている。これらは全体に細粒分が多い傾向にはあるが、細粒分の少ない地点を選定すること、細粒分の洗浄を行うことでコンクリート骨材として利用可能と考えられる。また、賦存量の点でも十分に必要量が確保できるものと判断される。アルカリ骨材反応に関しては、反応性が高いという試験結果が得られているが、現在実施されている化学法の試験はドロマイトのような炭酸塩岩には適していないことが多く、D/D段階ではモルタルバー法を含むさらに詳細な調査・検討を実施することが必要である。

河床砂礫以外では、ダム掘削ズリをコンクリート骨材として利用することが考えられる。現在までの調査結果では、ダム基礎を構成しているドロマイトは河床砂礫とほぼ同様の材質を有しておりコンクリート骨材として利用可能と考えられるが、河床砂礫の場合と同様にアルカリ骨材反応に関しては、今後詳細な検討が必要である。



**LEGEND**

-  Talus deposits
-  Recent river deposit
-  Dolomite
-  Phyllite, Slaty Phyllite
-  Geologic boundary
-  50 Strike and dip of strata
-  80 Strike and dip of joint
-  30/20 Strike and dip of fault (Sh: width of shear zone)
-  Drill hole
-  Inclined drill hole

Upgrading Feasibility Study on  
 Upper Seti (Damauli)  
 Hydroelectric Project, NEPAL

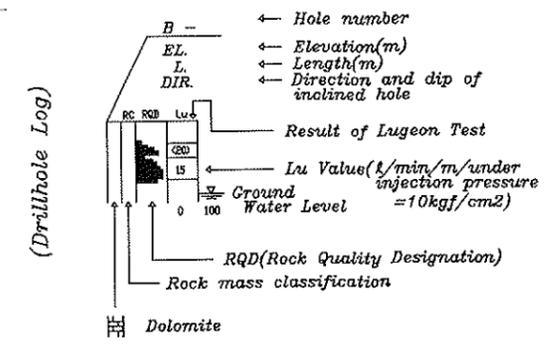
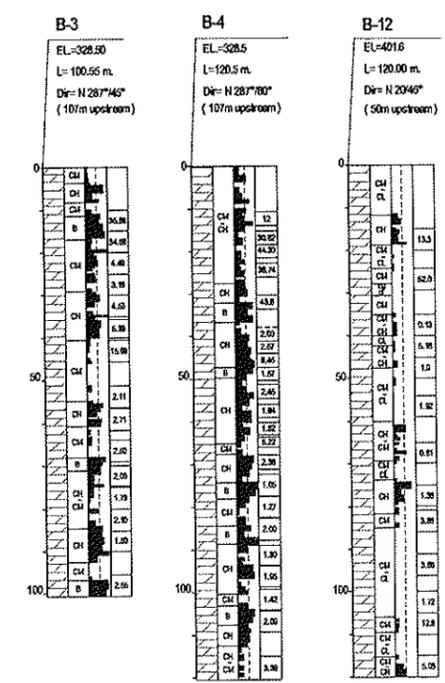
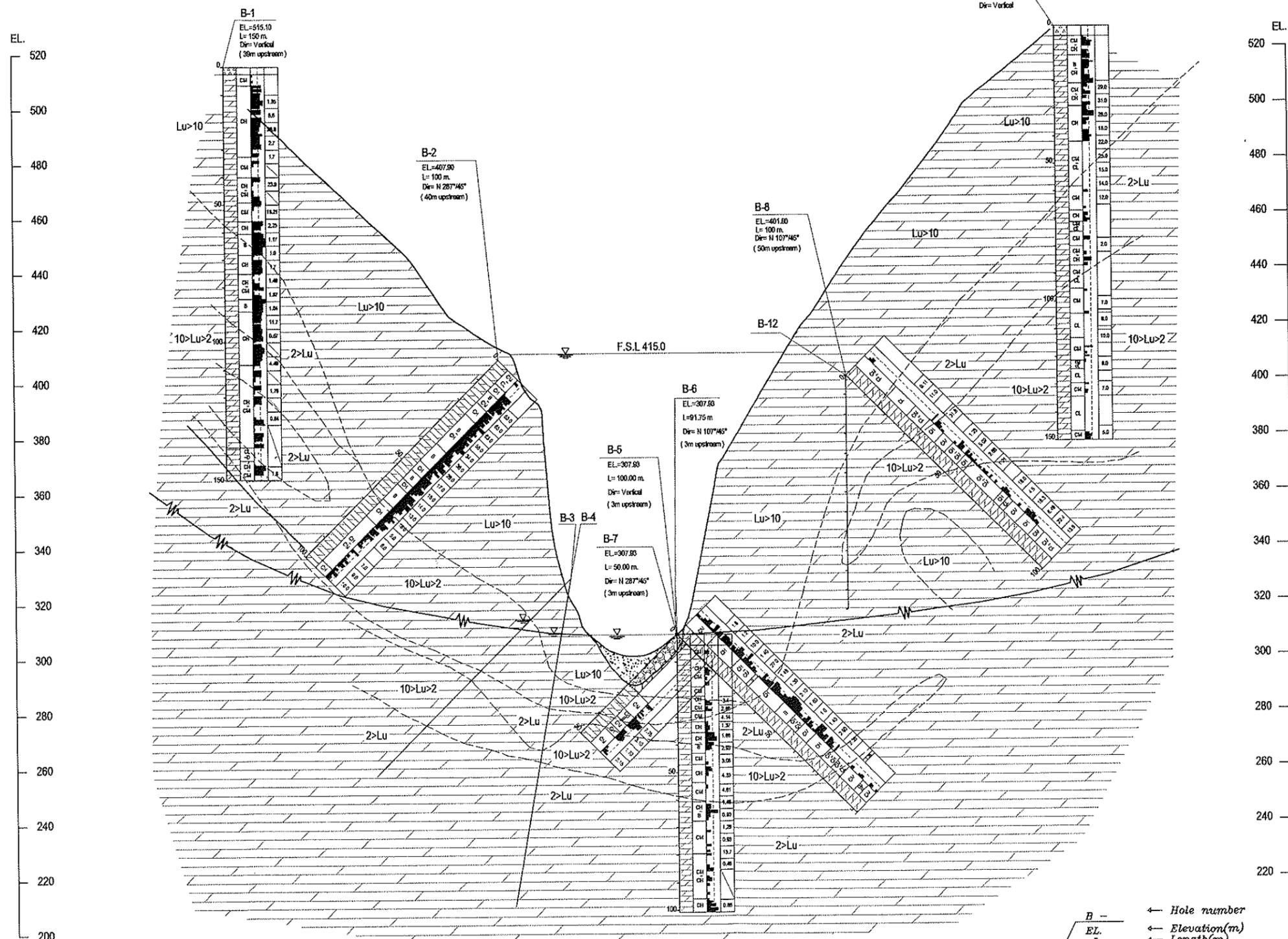
**GEOLOGIC PLAN  
 OF  
 DAMSITE**

Fig. : 7.2-1      Date : June, 2007

# A - A

## LEGEND

-  Talus deposits
-  Recent river deposit
-  Dolomite
-  Ground water level
-  Lugeon Value and its boundary

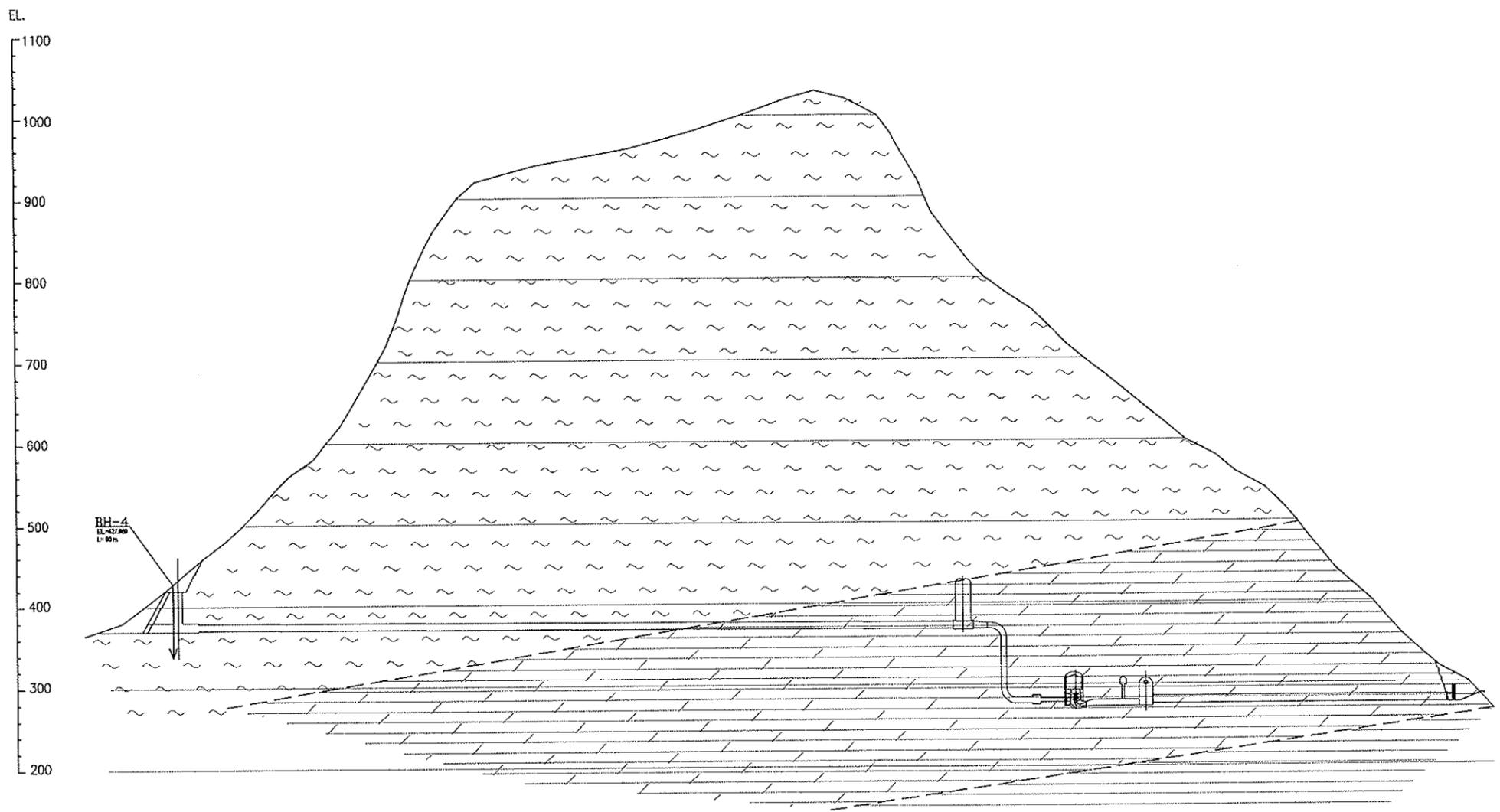


Upgrading Feasibility Study on  
Upper Seti (Damauli)  
Hydroelectric Project, NEPAL

### GEOLOGIC SECTION OF DAMSITE ( A - A )

Fig. 7.2-2      Date : June, 2007

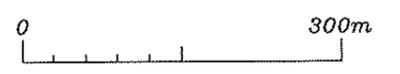
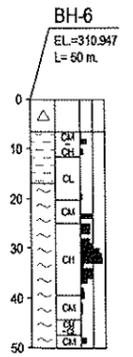
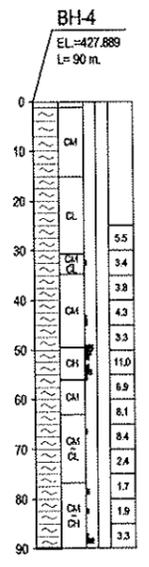
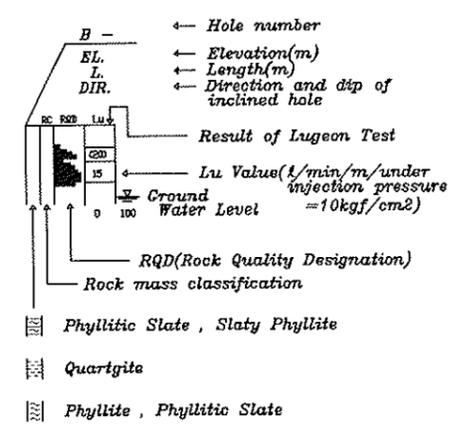
C-C



LEGEND

- EL. 1100
  - 1000
  - 900
  - 800
  - 700
  - 600
  - 500
  - 400
  - 300
  - 200
- Talus deposits
  - Recent river deposit
  - Dolomite
  - Phyllite, Slaty Phyllite
  - Slate, Phyllitic Slate
  - Geologic boundary

(Drillhole Log)



Upgrading Feasibility Study on  
Upper Seti (Damauli)  
Hydroelectric Project, NEPAL

**GEOLOGIC PROFILE  
OF  
Waterway & Powerhouse  
(Option-IIIb)**

Fig. : 7.2-3      Date : June, 2007

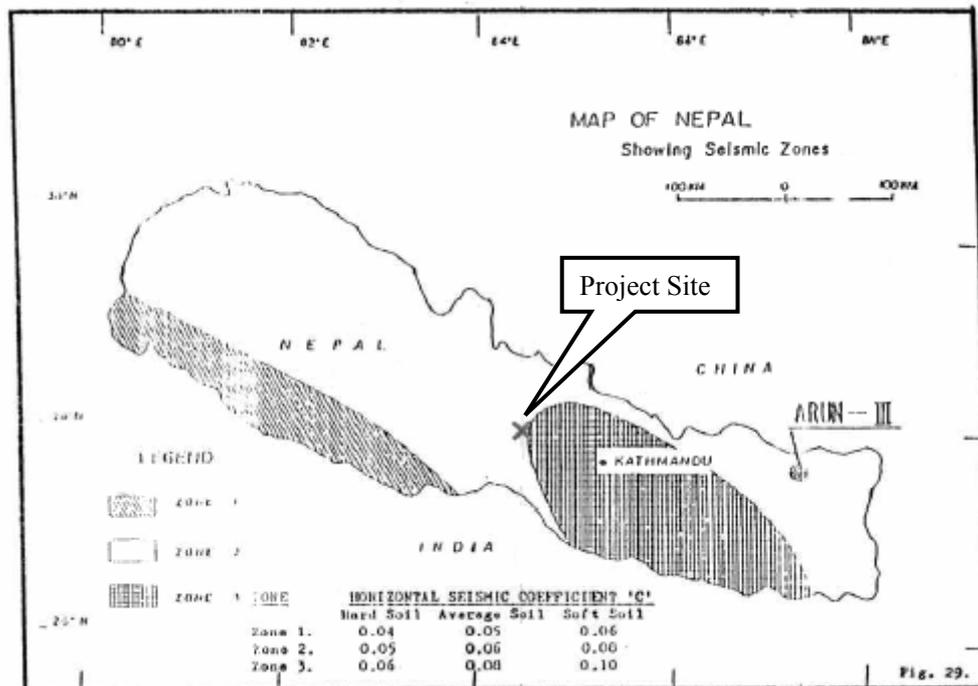
## 8 地 震

以下により構造物の設計において重要な要素となる、本計画地点の設計水平震度を決定した。

### 8.1 ネパールの耐震設計基準に基づく評価

ネパールの耐震設計基準は、**Fig. 8.1-1**に示す地震危険度マップに基づく。設計震度を決定するために国は3つの地震危険領域に分割され、そこで地盤が耐力に応じて3つの階級に分類されている。

アッパーセティ計画地点は第2種危険領域に位置し、ダムサイトの基礎地盤は「硬い地盤」に属する。それ故、基本的な設計水平震度は0.05と考えられる。ダムの場合、重要度で1.5を考慮しなくてはならない。結果的にUpper Seti Damの設計水平震度はネパール国の耐震設計基準によれば0.075となる。



**Fig. 8.1-1 Seismic Hazard Map in Nepal**

### 8.2 インドの耐震設計基準に基づく評価

インドの耐震設計基準における地震危険度マップは**Fig. 8.2-1**の通りである。インドの基準では国は5つの地震危険度ゾーンに分割されている。**Fig. 8.1-1**と**Fig. 8.2-1**を比べると、ネパールの地震危険領域3がインドの地震危険領域5に相当すると考えられる。したがって、アッパーセティ計画地点はネパールの地震危険領域3よりは低いレベルの地域に位置するので、インドの地震危険領域4に相当すると考えられ、**Table 8.2-1**に示す通り、基本水平設計震度は0.05となる。

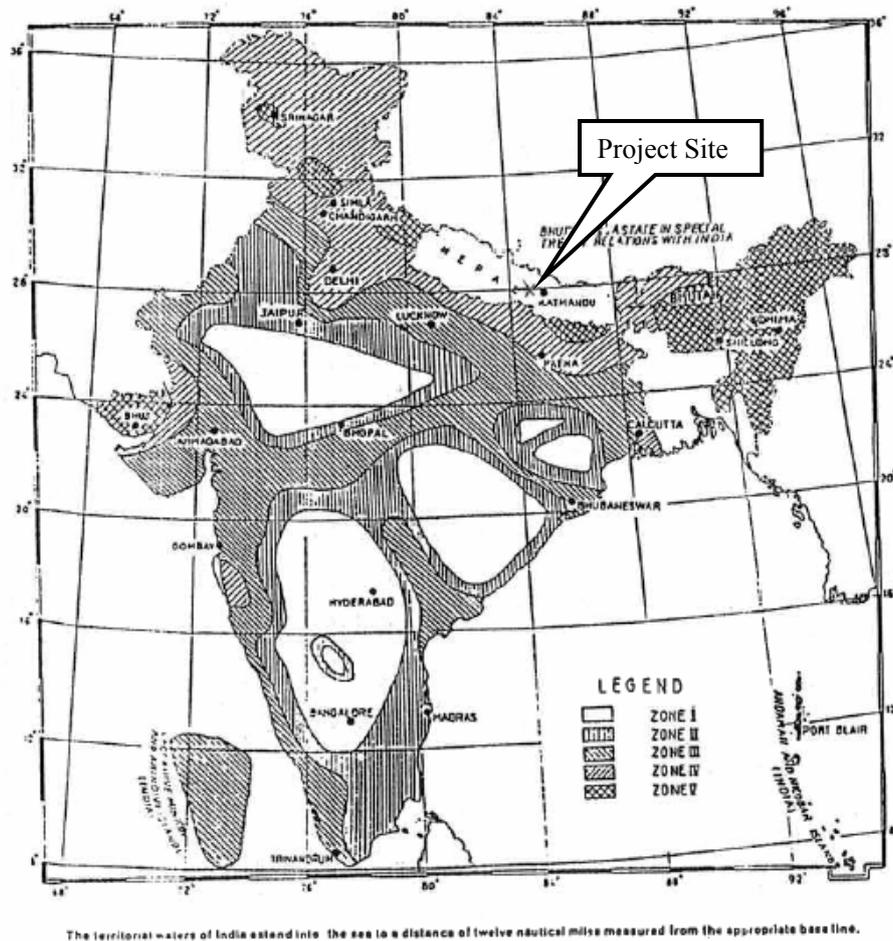


Fig. 8.2-1 Seismic Hazard Map in India

ところでインドの基準において水平設計震度は次式により定義されている。

$$\alpha_h = \beta * I * \alpha_0$$

- ここに、  $\alpha_h$  : 水平設計震度
- $B$  : 地盤係数
- $I$  : 重要度
- $\alpha_0$  : 基本水平震度

ダムに対する地盤係数  $\beta$  が 1、ダムに対する重要度  $I$  が 2 とされていることから、結果的にアッパーセティダムの水平設計震度はインドの基準に適合するには、0.10 としなくてはならない。

Table 8.2-1 Basic Seismic Coefficient in Indian Seismic Hazard Region

Seismic hazard region	Basic horizontal seismic efficient
V	0.08
IV	0.05
III	0.05
II	0.02
I	0.01

8.3 既往地震記録に基づく評価

本調査においてはネパール国の国立地質データセンターおよびアメリカ商務省の NOAA (National Oceanic and Atmospheric Administration) から発行された地震データファイルによる地震データを使用した。計画地点（東経 84 度 15 分 30 秒、北緯 27 度 57 分 14 秒）から半径 1,000 km 以内のエリアに震央を有する地震については、同ファイル内に 1905 年から 2004 年までの期間の約 4,000 個の地震データが保有されていた。得られた地震データと 4 つの減衰式を用いて計画地点での既往地震による最大加速度を計算した。

アッパーセティダムサイトにおける既往地震による最大加速度の評価値を総括すると Table 8.3-1 のようになる。

Table 8.3-1 Summary of Maximum Acceleration Estimation at Upper Seti Dam Site

	Date	Location	LAT(N)	Long(E)	M	R	Depth	D	Eq.(1)	Eq.(2)	Eq.(3)	Eq.(4)	Remarks
Historical Damaging Earthquake	18970612	Assam	22.5	91.8	8.7	1036.04	1.6	1036.04	1.14	14.33	1.72	1.14	
	19050404	Kangra	33	76	8.6	1077.32	19	1077.49	0.98	12.78	1.49	0.98	
	19081212	Burma	26.5	97	7.5	1427.57		1427.57	0.23	4.42	0.39	0.23	
	19180708	Assam	24.5	91	7.6	843.22		843.22	0.71	9.20	0.99	0.71	
	19340112	Bihar	26.5	86.5	8.4	297.43		297.43	9.73	55.68	9.96	9.73	
	19350530	Quetta	29	66.7	7.6	1958.00	11	1958.04	0.14	3.14	0.26	0.14	
	19470729	NE Assam	28.5	94	7.9	1086.12	30	1086.53	0.55	8.08	0.84	0.55	
19500815	Assam	28.5	96.7	8.7	1386.31	1.526	1386.31	0.65	9.88	1.08	0.65		
Near Field Earthquakes around Site	19540904		28.3	83.8	6.6	59.188	30	66.357	28.75	90.75	26.07	59.29	Max data
	19960127		28.067	84.267	4.5	12.63	22	25.37	31.66	51.35	22.68	17.67	
	20010716		27.967	84.717	5.9	51.08	20	54.86	23.70	69.07	20.21	21.51	
Return Period (year)		Probability (%)											
50		98.0%											
100		99.0%											
200		99.5%											
50		98.0%											
100		99.0%											
200		99.5%											
		Main Curve											
50		21.3023 75.2575 20.6293 47.5956											
100		26.943 87.4151 24.9746 56.9454											
200		32.6204 98.4988 28.9939 65.504											
		Reference Curve											

地震動の最大加速度を設計震度に変換する方法は、以下の通りである。

$$\alpha_{eff} = R * \alpha = R * A_{max} / 980$$

$\alpha_{eff}$  : 有効設計震度

R : 減衰係数（経験的な値で概ね、0.5 ~ 0.65）

ここで、減衰係数 R を考慮する理由は、

- 静的解析は、解析モデルに地震荷重として静的な慣性力を入力し、応力と変形を算出するものである。言い換えると静的解析手法は周期 $\infty$ の地震波を地震力として入力した一種の動的解析とも考えられる。それ故、減水係数を考慮しないと設計震度を過大に評価してしまう。
- R は、初めは経験的な知識に基づいて提案されたが、同様の結果が動的解析や静的解析の研究でも報告されている。

上記を考慮して、上記により最大加速度から震度を算出することとし、Table 8.3-2に示すようにUpper Setiダムの水平震度は0.06となった。

Table 8.3-2 Seismic Coefficient Based Upon Maximum Acceleration

算出結果	算出根拠
R = 0.6	静的解析により算出される最大加速度は近傍の地震に支配される。 近傍の地震→高い周波数の卓越→高い減衰
Amax = 97.12 gal	a. 減衰式モデルによる歴史地震の推定最大値 90.75 gal 1954年9月4日 (2)式  b. 確率解析結果 (再来周期 200年) 103.48 gal : (2)式  以上の平均値を以って Amax とした。
$\alpha_{eff} = 0.06$	$\alpha_{eff} = R * Amax / 980 = 0.06$

#### 8.4 ネパール国地震ハザードマップに基づく評価

現地調査においてFig. 8.4-1に示すネパール国地震ハザードマップを入手できた。これにより計画地点における最大加速度の推定が可能である。これによれば、計画地点の加速度推定値は230 galとなる。

これより、前項に示した地震動の最大加速度を設計震度に変換する方法によれば、以下により水平震度は0.14になる。

$$\begin{aligned}\alpha_{eff} &= R * \alpha = R * Amax / 980 = 0.6 * 230 / 980 = 0.1408 \\ &= 0.6 * 230 / 980 \\ &= 0.1408\end{aligned}$$



Fig. 8.4-1 Seismic Hazard Map in Nepal

8.5 アッパーセティ計画の設計水平震度

異なる方法による設計水平震度の算出結果をTable 8.5-1に示す。本検討においては、ネパールの地震特性、ダムサイトの地盤条件、ダムの規模、震度法の意味を考慮してUpper Setiダムの設計水平震度は0.15 とすることとした。

Table 8.5-1 Result of Seismic Coefficient Estimation by Various Ways

算出根拠	設計水平震度
ネパール国の設計基準	0.075
インド国の設計基準	0.10
既往地震記録による評価	0.06
ハザードマップによる評価	0.1408
アッパーセティダムへの提案値	0.15

## 9 環境影響評価

### 9.1 既存EIA調査

NEA は、ネパール国の法令に基づいて、アッパーセティ水力発電プロジェクトの EIA を実施し、2004 年 7 月にはドラフト EIA レポートが電力開発局 (DOED) に提出された。2007 年 5 月現在では、まだ DOED の審査中である。

また、2007 年 5 月に調査団が既存 EIA と調査団の補足 EIA の関係を確認したところ、以下の通りであった。

- ネパール政府の関係機関と NEA は、既存 EIA のデータが古くなってしまい補足 EIA のデータへ更新が必要なこと、および補足 EIA が既存 EIA の補完的な調査・影響評価・緩和策の提案をしていることを理解している。
- NEA は、JICA 調査のファイナルレポートを受領後、既存 EIA の修正し、DOED に再提出する。その後、水資源省、環境科学技術省の審査を受ける。

調査団は既存 EIA をレビューし、以下のことを確認した。

#### (1) 自然環境

ネパール国の自然・生物環境影響および管理・モニタリング計画に関する基準に概ね準拠していることを確認した。しかしながら、既存 EIA には自然環境面において国際基準を満たしていない面がある。特に、JICA 環境社会配慮ガイドライン (以下 JICA ガイドラインという) において述べられているようないくつかの記述が不十分であることを確認した。

貯水池内の堆砂および貯水池からの排砂や、下流域への影響などについての背景説明、影響評価、影響軽減策、管理・モニタリング方法についての記述が不足している。水産業および植生・森林面への影響についての記述はなされているが、その影響緩和策については検討を要する。

#### (2) 社会環境

幅広い環境低減策や改善策が既存 EIA レポートで提案されているものの、以下の情報が不足している。

- 既存 EIA で提言しているとおりに、影響世帯に対する収用、補償、回復に関する計画を今後、作成する必要がある。
- 研修パッケージ以外、環境低減策や改善策の費用は一括定額で見積もられている。これらの環境低減策や改善策がどこで誰を対象に行うのかも含め、より詳細な計画を作成する必要がある。

政府の環境法規にしたがい、EIA 調査のスコーピング時と終了後に住民との協議を行う必要がある。既存 EIA レポートに記載されている住民との協議が行われているが、既存 EIA

レポートには、これらの住民からの懸念が最終的にレポートの環境軽減策や改善策に反映されたかどうかは明記されていない。

## 9.2 JICA調査団による環境影響評価

補足環境影響評価調査のスコーピング案は、影響項目を抽出した Leopold Matrix を活用し、NEA と協力の下、作成した。このスコーピング案は、JICA ガイドラインに従い、2006年6月2日と7日に Damauli とカトマンズでそれぞれ開催されたステークホルダー協議の話し合いを通じて確定された。

### (1) 自然環境調査

- 1) 貯水池における富栄養化の可能性の調査
- 2) 水圏生態系と水産業の調査
- 3) 植生と森林の調査
- 4) 野生動物の調査
- 5) プロジェクトの設計・運用による環境影響評価
- 6) 流域管理についての調査

### (2) 社会経済・文化面に関する影響

補足環境影響調査のうち、社会経済・文化面に関しては以下の項目について調査を行う。

- 影響住民/世帯を対象にした社会経済調査
- 住民移転計画の枠組み作成
- 社会・文化面への影響評価
- 社会的弱者への影響評価
- 社会アクションプランの作成
- 送電線の初期環境影響評価
- 環境管理計画の枠組みの構築と費用の見直し

## 9.3 自然環境調査

補足調査結果を基に、環境への影響を評価し、その緩和策を提案し、またそれに必要な費用を算出した。主要な影響緩和策を以下に示す。

### 9.3.1 物理環境における影響緩和策および費用

補足環境影響評価調査結果を基に、環境への影響を評価し、その緩和策を提案し、またそれに必要な費用を算出した。主要な影響緩和策を以下に示す。

## (1) 建設時

## 1) 土地利用

貯水池式水力プロジェクトにおいて、現在の土地利用状況に対する影響を完全に排除することは不可能である。しかしながら、満水位を可能な限り下げることにより、その影響の最小限に抑えることができる。

アクセスロードの線形等、プロジェクト施設の配置を注意深く選ぶことにより、土地利用状況への影響を緩和する事ができる。土地利用への影響を最小限にするために、プロジェクト施設、特に建設施設に関し、コミュニティへの影響を最小限にするために、建設施設の位置に配慮した。

建設時の緩和策の実施に要する費用は、NRs. 43.1 百万 (60 万ドル) と見積もられる。

## (2) 運転時

## 1) 貯水池沿岸崩壊地

貯水池満水位を 415 m とした場合、貯水池上流部の斜面の安定性に影響を及ぼす恐れがある。斜面保護工の必要な地域については、詳細設計時に再度詳細な検討を必要とするが、現時点において、以下の対策が必要と考えられる。

- a. Bhimad Bajar の近傍の斜面において表面をコンクリートブロックで覆った抑え盛土の建設で、費用は土木工事に含める。
- b. 満水位から高さ 10 m の範囲において設定されたリスクゾーンの用地取得と安定化対策工。
- c. セティ川支流流域において浸食の活発な地域への適切な種類による植林の実施
- d. Wantang 川、Phedi 川、Tutuwa 周辺の浸食の影響を受ける恐れのある地域の用地取得と適切な種類による植林の実施

上記、b、c、d に関しては、用地取得費用は住民移転費用に、また、生物工学的対策工についてはその費用を生物環境対策費に含める。

## 2) 河川維持流量

NEAの作成した既存EIAにおいては下流地域に必要な河川維持流量を 2.4 m<sup>3</sup>/sと評価している。これはKali Gandaki Aプロジェクトにおいて適用された手法を参照し、月平均流量の最小値の 10%を河川環境維持に必要な流量として算定されている。減水区間がダムからMadi川との合流点までの 2 km だけであり、日本国ガイドラインと比較した場合においても、NEAの提案する河川維持流量は妥当であると考えられる。

しかしながら、ダム下流区間の水環境、魚類への影響は避けられなく、影響緩和策が必要である。

### 3) 富栄養化対策

水質試験の結果より貯水池上流部より流入する栄養塩濃度が高いこと確認され、将来において貯水池の富栄養化を引き起こす可能性があることがわかった。さらに詳細な検討を必要とするが、現時点では、維持管理が容易で低コストである分画フェンスの適用を提案する。この費用として 90 万ドルを見込んだ。

### 4) 放水口下流域

放水口下流域のコミュニティを保護するために、放流による急激な水位上昇による事故を防ぐためのサイレンシステムに対する費用 (NRs. 3.8 Million、5.3 万ドル) を見積もった。

## 9.3.2 流域管理計画の枠組み

堆砂による貯水池容量減少のリスク低減のために、貯水池上流域の流域管理計画が重要である。

セティ川流域全体の GIS マップを利用した土砂発生源の検討より貯水池から 40～50 km 上流の流域北部が大きな土砂発生源として考えられる。この地域において発生した土砂は流送土砂として河川流水により貯水池地点に運搬される。

このため、Bhimad からポカラまでの貯水池上流域に対し、斜面保護のため小規模な土木対策工と生物工学的対策工を実施する事が望ましい。費用は、NRs. 111.5 Million (157 万ドル) と見積もられた。

放水口下流は狭い峡谷を形成しており河床洗掘による地域社会への影響はほとんどないものと考えられる。

## 9.3.3 生物環境における影響緩和策およびその費用

### (1) 森林

森林に対する補償費用について NEA と協議を行った結果、森林局規定に従い、木 1 本の伐採に対し 25 本の植林を実施することとした。満水位 415 m において樹木数 123,000 が喪失ことになり、3 百万本の植林が必要となる。私有林についてはその木材量について補償することとした。さらに共有林については、利用住民への影響を考慮し、薪の費用と牧草地の費用を補償費として含めることとした。

### (2) 野生生物

現時点において考えられる環境影響緩和策として以下の項目が考えられる。

- 森林伐採を極力避けるレイアウトとする (特にダムサイトから貯水池下流部)。
- 作業員に薪の代わりに灯油を供給する等、森林を保護する方策を考慮する。
- 狩猟、わな猟地域の制限

- 湛水中の貯水池内に存在する保護種の捕獲および、同様の環境を持つ代替地への移動によるレスキュープログラムの実施

### (3) 魚類と水生生物

魚類と水生生物に対する影響緩和策として検討の結果、本調査においては、Kali Gandaki A 孵化場を拡張する緩和策を採用した。

### (4) モニタリングコスト

本プロジェクトの建設時および、運転開始時における様々なモニタリングプログラムにかかる費用は、5.3 万ドルと見積もられる。

## 9.4 社会経済・文化面への影響評価

社会経済、文化面への影響を評価するため、文献調査や現地調査、世帯調査とフォーカスグループ・ディスカッションの調査手法を用いた。

プロジェクトによる影響地域は、

- 貯水池地域
- プロジェクトの付帯施設（工事用道路、仮設備等）の地域
- 放水口より下流の地域

の3つのグループに大別できる。貯水池地域は、さらに貯水による影響の違いにより、さらに2つに分けた。

プロジェクトによって影響を受ける VDC と市を、各分類にしたがって **Table 9.4-1** に示す。

**Table 9.4-1 VDCs/Municipality and Wards<sup>1</sup> Affected by the Project Components**

グループ 1	貯水池区域 (FSL 415m)	Bhimad, Channg, Majkot, Rising Ranipokhari, Kotdurbar, Jamune, Kahun, Shivapur VDCs, Vyas Municipality
	リスクゾーン	i) Wantang Khola (Majkot-Rising Ranipokhari), ii) Phedi Khola (Rising Ranipokhari), iii) Tittuwa (Rising Ranipokhari), iv) 満水位 415 m から高さ 10 m の区域 (Bhimad, Channg, Majkot, Rising Ranipokhari, Kotdurbar, Jamune, Kahun, Shivapur VDCs, Vyas Municipality)
グループ 2	プロジェクト付帯施設建設地	Kahun Shipvapur, Vyas Municipality
グループ 3	下流区域	Kahun Shipvapur, Pokhari Bhanjyang, Keshavtar, Dharampani, Baidi, Chhipchiipe, Devghat, Deurali VDCs

注:  の範囲を、本レポートと環境社会配慮レポートで「影響 VDC と市」と呼ぶことにする。

出典：補足 EIA 調査、JICA 調査団、2006 年

<sup>1</sup> ワードはネパールの最小行政単位で、1 VDC は 9 つのワードからなる。

「影響 VDC と市」とは、プロジェクトが実施された場合、グループ 3 に該当する他の VDC に比べ深刻な影響を受けることが予想されるため、本報告書と補足環境影響評価調査ではこれら Bhimad、Channg、Majkot、Rising Ranipokhari、Kotdurbar、Jamune、Kahun、Shivapur VDC と Vyas 市を指すことにする。

#### 9.4.1 社会経済・文化面での主要な影響

プロジェクト実施による影響を下記の観点から評価し、住民移転計画の枠組、社会アクションプランの策定に使用した。

- a. 土地と資産の損失
- b. 世帯に与える直接的な影響
- c. 建設期の社会経済・文化面での影響
- d. 運用期の社会経済・文化面での影響

#### 9.4.2 住民移転計画の枠組み

住民移転による影響とその軽減策を、Table 9.4.2-1 のように提案した。

Table 9.4.2-1 Major Resettlement Effects on APs and Possible Mitigating Measures

影響	軽減策・改善策案
恒常的な用地収用による土地の損失（プロジェクト付帯施設）	<ul style="list-style-type: none"> <li>プロジェクトの構造物や付帯施設建設のため、恒常的に用地を収用された土地所有者は、代替費用での補償金を受けとることができる。補償額確定委員会は、地元政府やプロジェクトから影響を受ける人々と協力して、土地の代替費用を確定する必要がある。</li> </ul>
浸食対策を目的とした恒常的な用地収用による土地の損失（リスクゾーン）	<ul style="list-style-type: none"> <li>満水位から高さ 10 m の範囲と、Wantang Khola、Phedi Kola、Tittuwa のリスクゾーンの浸食対策のため、恒常的に用地を収用された土地所有者は、代替費用での補償金を受けとることができる。補償額確定委員会は、地元政府やプロジェクトから影響を受ける人々と協力して、土地の代替費用を確定する必要がある。</li> </ul>
建設期間中の作物、飼料、森林の損失	<ul style="list-style-type: none"> <li>恒常的な用地収用により作物の損失がある場合、その土地所有者に郡農業事務所の評価規定を基に補償額が支払われる。</li> <li>森林資源の損失、特に政府の国有林と個人の所有林の森林資源の損失については、現行の森林局指針に基づいて補償がなされる。一方で、村落が所有する共有林は、木材や薪など森林資源の種類によって補償額が支払われることを提案する（詳細は自然環境セクションを参照）。</li> </ul>
家屋や工作物、設備の取り壊し	<ul style="list-style-type: none"> <li>プロジェクト影響地域にある家屋や工作物、設備などは、郡開発委員会の評価規定に基づき、代替費用での補償金を受けとることができる。減価償却は行わずに補償額を支払う。</li> <li>水力発電所の運転期間中、貯水池サイトの浸食により家屋や工作物、設備の損失があった場合、損失直後に上記評価規定に基づき補償額が支払われる。</li> </ul>
家屋や工作物、設備からの回収資材の運搬の必要性	<ul style="list-style-type: none"> <li>居住家屋が収用され影響を受けるすべての人に、移転可能な工作物（塀、フェンス、門扉など）の移転費用 NRs.18,000 が支払われる。移転費用額は Middle Marsyangdi 水力案件で採用された基準額に物価上昇率を考慮した額である。</li> <li>水力発電の運転期間中、貯水池サイトの浸食により家屋や付帯施設が損失した、影響を受ける人には、移転可能な工作物の移転費用 NRs.18,000 が支払われる。</li> </ul>
非自発的移転に伴い、移転住民が被る負の影響	<ul style="list-style-type: none"> <li>居住家屋が収用され影響を受ける人に、代替家屋の建設や新しい環境に馴れるまでの手当てとして、迷惑料が支払われる。迷惑料は、プロジェクト影響地域の日給に 180 日を掛けた額以上を超えない。</li> <li>移転を余儀なくされる人や世帯には、1 日 NRs. 200、180 日分の賃料が支払われる。</li> <li>貯水池サイトの浸食により居住家屋が損失され影響を受ける人に、代替家屋の建設や新しい環境に馴れるまでの期間、迷惑料が支払われる。迷惑料は、プロジェクト影響地域の郡レートの日給に 180 日を掛けた額以上を超えない。</li> </ul>
移転住民が被る経済的な負の影響	<ul style="list-style-type: none"> <li>無償の代替地の提供か、または無償代替地に相当する金銭による補償が、プロジェクトによって居住家屋が影響を受ける人に、所有する土地の規模に関係なく支払われる。移転先については、プロジェクト対象地域内や周辺地域に適切で一定の広さの土地がない。これまで別々な場所に住んでいた住民が、1つの場所に居住するという事は、社会的な利害対立なども生じやすく現実的に適切な措置とは考えられにくい。さらに、多くの住民は移転せざるをえない状況になれば、現金での補償か居住したい地域を自ら探して移転し、土地代を補償してもらうことを希望している。したがって、1 ropani 程度（0.051 ha）の無償の代替地、あるいはその代金を補償すべきである。</li> </ul>

影響を受ける人々と世帯に対する補償と便益を Table 9.4.2-2 のように提案する。

Table 9.4.2-2 Proposed Compensation and Benefits of APs

影響世帯・影響を受ける人々・影響村落	補償と便益
土地所有者/法的所有者・占有者	1. プロジェクトにより恒常的に収用される土地は市場価格を基に100%補償される。 2. 農地収用に伴う農産物損失について100%の補償が1年間なされる。
居住家屋を除く構造物所有者（登記の有無に関係なし。他人の所有する土地も含む）	1. 構造物や付帯設備の代替費用が補償される。 2. 移転費用
居住家屋所有者（登記の有無に関係なし。他人の所有する土地も含む）	1. 減価償却なしで居住家屋や付帯設備の代替費用が補償される 2. 1人につき迷惑料として郡の最低日給の180日分が支払われる。 3. 移転費用としてNRs.18,000が支払われる。 4. 賃貸料として1日につきNRs.200、180日分が支払われる。 5. 無償で508 m <sup>2</sup> の代替地、あるいは同等の費用が提供される。
村落の構造物	1. 減価償却なしで代替費用が村落に支払われる。 2. 概算払いでNRs. 18,000が移転費用として支払われる。

影響を受ける人々と世帯に対する補償と便益について、NRs. 1,081.4 Million (1,530万ドル)と見積もられた。

### 9.4.3 社会アクションプランの作成準備

#### (1) 村落への社会経済的影響と軽減策案

プロジェクトによって引き起こされるこれらの影響回避、緩和のため、社会プログラムのパッケージである社会アクションプランを本調査で実施した補足環境影響評価の結果をふまえて作成する。Table 9.4.3-1に村落への社会経済的影響と考えられる低減策を示す。

Table 9.4.3-1 Socio-economic Effects on Communities and Possible Mitigating Measures

影響	緩和策案
社会基盤の損失（車道、歩道、吊り橋、灌漑、配電線など）	プロジェクトの建設時と運転時によって損失する社会基盤は、社会アクションプランの別プログラムを実施し、復旧させる。
村落構造物の損失（寺院、火葬場など）	プロジェクトによって影響を受ける村落構造物や設備は、郡開発委員会の評価規定に基づき、減価償却は行わずに代替費用での補償金が支払われる。 水力発電の運転期間中、貯水池サイトの浸食により村落構造物や付帯設備の損失があった場合、郡開発委員会の評価規定に基づき、減価償却は行わずに代替費用での補償金が村落構造物の所有者に支払われる。 移転可能な構造物の移転費用 NRs.18,000 が村落に対して支払われる。
森林資源の損失	森林資源の損失、特に政府の国有林と個人の所有林の森林資源の損失については、現行の森林局指針に基づいて補償がなされる。一方で、村落が所有する共有林は、木材や薪など森林資源の種類によって補償額が支払われることを提案する（詳細は自然環境セクションを参照）。
労働者の大量流入に伴う、村落の既存保健・教育施設・サービスの低下	村落における既存の保健や教育サービスに対して、社会アクションプランの別プログラムを実施し、その質を維持していく。
運転期間中、労働者に起こる業務上の健康被害	事業の契約者は、水力発電建設・運転期間中の労働者の健康管理についての責任を負う。
労働者の大量流入が、社会的弱者に及ぼす影響	社会的弱者支援、特に女性を対象にした活動は、社会アクションプランの別プログラムを実施する。

## (2) 社会プログラム案

プロジェクトによって影響を受ける村落や住民の社会経済的な影響を緩和することと、これらの村落や住民の生活が再建されることを目的に、Table 9.4.3-2 に示す 8 つの社会プログラムを実施することを提案する。

Table 9.4.3-2 Proposed Social Programs

S.N.	プログラム名	プログラムの対象グループ	プログラムの概要
1	社会基盤の復旧プログラム	灌漑水路以外の影響を受ける村落社会基盤	車道、橋梁、吊り橋、排水溝、歩道、配電線などを復旧させる。
2	村落イニシアティブ支援プログラム	貯水池周辺の7つの影響VDC— Bhimad, Majkot, Rising Ranipokhari, Chhang, Kotdurbar, Jamune, Kahun Shivapur と Vyas 市	開発資金を各 VDC と市に供与し、それぞれの地域内で影響を受ける Ward を対象にしたプログラムを立案する。各プログラムの実施においては、VDC あるいはワードから資金あるいは労務提供など積算額の25%を住民側で負担してもらい、自分たちのプログラムとして主体的に活動に取り組めるよう支援する。このプログラムの下で、1のプログラムとは別に小・中規模な村落社会基盤整備などを行う。
3	能力向上・就労プログラム	関心があり影響村落や影響を受ける人々に該当する住民、中でも貧しい社会的不利な立場にいる弱者を優先する	建設開始6カ月前に、事業の就労に役立つ研修を行う。
4	農業開発プログラム	影響村落— Majkot, Rishing Ranipokhari, Jamune, Chhang, Kotdurbat, Kahun Shivapur の影響を受ける人々	農業、園芸、薬草や野菜栽培など研修の実施や改良種サンプルの提供を行う。
5	村落保健・教育改善プログラム	Benitar, Huksetar, Jhaputar, Betini や Belatar などプロジェクト付帯施設建設予定地と貯水池周辺のVDC	保健、公衆衛生、水供給、教育施設などの改善を行う。住民を対象にした環境衛生や HIV/エイズ、性感染症と予防などの啓発教育も行う。
6	女性開発プログラム	7つの影響VDC— Bhimad, Majkot, Rising Ranipokhari, Chhang, Kotdurbar, Jamune, Kahun Shivapur と Vyas 市の女性	女性の生活の向上を目的に、所得向上スキルや HIV/エイズ、性感染症、家族計画、少女売春などの教育、小規模融資などのプログラムを実施する。
7	村落ベース流域管理プログラム	貯水池周辺の7つの影響VDC— Bhimad, Majkot, Rising Ranipokhari, Chhang, Kotdurbar, Jamune, Kahun Shivapur と Vyas 市	詳細設計調査の流域管理専門家の技術支援の下、影響村落自身によって流域管理プログラムを実施する。
8	村落電化プログラム	Bhimad, Majkot, Rising Ranipokhari, Chhang, Kotdurbar, Jamune, Kahun Shivapur と Vyas 市のうち、電化されていない地域	電化されていないニーズに応えるために実施する。

### (3) 社会プログラムの費用積算

提案している社会プログラムの費用の概算は、NRs. 236.1 Million (330 万ドル) となった。

## 9.5 ステークホルダーミーティング

JICA ガイドラインは、カテゴリ A 案件（環境や社会に著しい負の影響を及ぼすことが想定される案件）については、本調査期間中に相手国政府が一連の関係者との協議を 3 回、JICA の支援により行うことを要求している。この JICA ガイドラインに沿って、本調査では NEA が調査団の支援の下、ステークホルダー協議を開催することになっている。スコーピング案の作成時、インタビューレポートの提出時、ドラフトファイナルレポートの提出時の合計 3 回の協議を、Damauli とカトマンズで開催した。

Damauli (第 3 回目は、サイト近傍の 2 ヶ所) の協議は、関係機関への招待状の送付の他、広く参加者を募るため、新聞への広告掲載、地元 FM 放送や地元テレビでの告知を行った。協議は経験のある NEA 職員が進行役を務め、現地の参加者が発表の内容を理解し積極的に議論に参加できるよう、ネパール語で行った。また、ネパール語でプロジェクトの概要を記した小冊子も参加者に配布され、協議内容の周知に努めた。

Damaili での協議で出された意見についての NEA の見解は、見解書として JICA に提出された。

カトマンズでの協議は、関係政府機関、知識人、援助機関、NGO、報道機関に招待状を NEA から発送し告知をした。参加者へは、ネパール語または英語の小冊子を配布し、情報提供に努めた。

ステークホルダー協議で出された意見等は本調査に反映された。

## 9.6 送電線 (Damauli—Bharatpur) の初期環境影響評価 (IEE)

### 9.6.1 目的

アッパーセティ水力発電所は開閉所位置から Bharatpur のサブステーションまでの区間に建設される 220 kV 送電線を通じて、国家グリッドシステムと接続される。

この初期環境影響評価 (IEE) の目的は、詳細検討および、設計に先立ち最適な代替ルート案を選択するために、生物環境、自然環境および、社会環境に対する影響を評価することである。

### 9.6.2 送電線ルートと影響範囲

選定された 2 回線、220 kV 送電線は Tanahu 郡の Kahun Shivapur、Pokhari Bhanjyang、Keshavtar、Dharamapani および、Devghat の 5 つの VDC、Citawan 郡の Kabilas VDC と Bharatpur 行政市を横切る。

### 9.6.3 送電線ルート代替案

NEA は、アッパーセティ水力発電所から Bharatpur のサブステーションまでの 3 種類の送電線ルート代替案を選択した (NEA, 2006 年 5 月)。送電線ルート代替案の線形を Fig. 9.6.3-1 に示す。

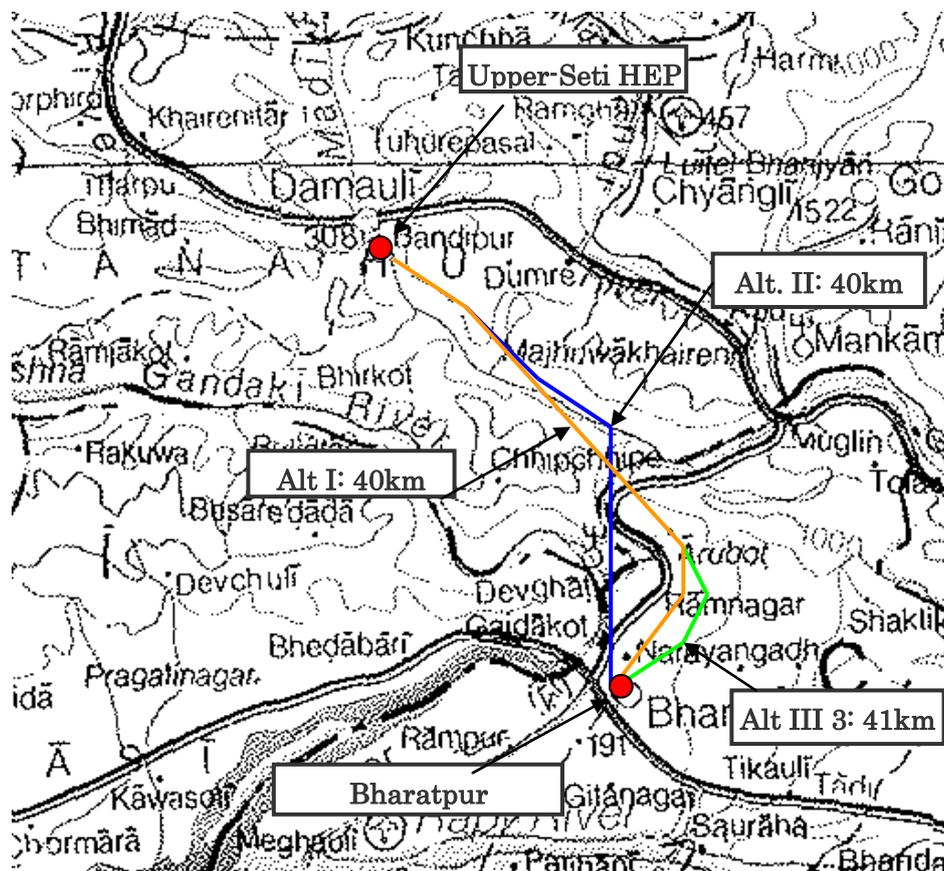


Fig. 9.6.3-1 Alternative Route of Transmission Line

各代替案ルート用地の土地利用状況を調査し、影響を最小にするという環境面から考えた場合、代替案 I が最も望ましいと考えられる。

### 9.6.4 物理環境影響

送電線の詳細な現地調査により、全長は約 40 km となることが確認された。220 kV 送電線に対し、用地幅を 60 m とした場合、既存の 132 kV 送電線と共有する区間を除き、新規に必要なとされる土地収用、土地利用制限地域の面積は 197.4 ha となる。その内訳は、73.7 ha が農地、12.8 ha が放牧地、そして 110.9 ha が森林からなる。

### 9.6.5 生物環境影響

生物地勢図 (NARMSAP, 2002) において送電線ルートは Schima-Castanopris 森林ゾーン、

Hill Sal 森林ゾーン、Lower Tropical Sal 森林ゾーンからなる中央ネパール地域を横切る。

Cycas pectinanta, Gnetum montanum, Cyathea spinulosa のような絶滅危惧種が、Shorea robusta と共にこの地域で見ついている。Acacia Catechu や Bombax cieba, のようなネパール国 Forest Regukation, 1995 によって保護種に指定されている樹木もこの地域で見ついている。

生態学的に、いくつかの野生生物、鳥類が IUCN、CITES、ネパール国保護規定に含まれている。これらの種で、送電線プロジェクトの実施によって、その生息状態が脅かされる可能性は低い。

### 9.6.6 社会経済・文化面での影響

プロジェクトによって影響を受ける人々の詳細な情報は入手できておらず、今後詳細な調査を行う必要がある。しかしながら、潜在的に影響を受ける土地と構造物については、詳細調査の入手可能なデータベースからおよその概要が掴めている。

送電線ルート沿いには合計 32 の構造物があり、うち 18 が居住家屋、14 は牛舎や収穫期に使用される小屋などである。影響を受ける農地は 77.5 ha と見積もられ、送電線鉄塔の設置に必要な土地はわずか 1.76 ha、75.73 ha の農地は植林や構造物の建設などある程度は土地利用が制限されることになる。

### 9.6.7 環境影響と軽減策

送電線ルートの設置は長い距離だがある一定の限られた地域に影響を及ぼす事業である。道路などの事業とは異なり、その影響はルート沿いのわずかな地域に限られる。送電線事業により土地利用に及ぼす変化は、主に自然環境や社会経済面での影響であることが予想される。これらの影響の軽減策を検討した。

### 9.6.8 初期環境影響評価の結果と結論

本 IEE では、提案されている 220 kV 送電線ルートによる主要な環境面での影響を特定してきた。自然環境では、一部侵食など地盤の弱い問題以外は大きな影響はないと考えられる。しかし保護林を伐採しなければならない懸念がある点については、EIA の中で一層その影響を明らかにしていく必要がある。また、21.6 km 沿いに広がる森林地域の野生生物の生態にはほとんど影響がないと思われる。1.76 ha ほどの農地は送電線鉄塔設置のために収用せざるをえないと予測され、合計 18 の居住家屋と 14 の付帯施設が土地収用のため影響を受けると考えられる。

最後に、選択した送電線ルートは、ネパール政府の Environmental Protection Rule (1997) と JICA ガイドライン (2004) の規定に照らし合わせて適切と判断できる。

## 9.7 環境管理計画の枠組み

環境管理に必要な事項を特定し、補足環境影響調査で提案している環境影響軽減策やモニタリングが、プロジェクト実施時期中に確実に実行されるよう、必要な枠組みを確保するため、本

プロジェクトの環境管理計画が作成された。

### 9.7.1 環境管理計画における関係者・関係機関

プロジェクトの環境管理計画では、既存の法令や規則に従い、プロジェクトの様々な関係者が建設・運転期間にそれぞれどのようにプロジェクトの環境管理に関わる必要があるかを提示している。プロジェクトの環境・社会管理には実に多くの関係者・関係機関が関与することが予想され、主な関係機関とそれぞれの主な責任と役割を整理した。

### 9.7.2 プロジェクト環境管理事務所

ネパールの“Environmental Protection Rules”に、プロジェクトの環境管理は事業者の責任の下で行うことが規定されている。本プロジェクトでは、NEA と NEA のプロジェクト管理事務所が環境管理の責任を負うことになる。

補足環境影響評価調査で提言した環境影響軽減策や改善策を着実に実施、モニタリング、評価し、さらにフィードバックやプロジェクトの改善に役立つ意見を徴収する関係者に対する情報普及を行うことが重要である。これらの業務を行うには、プロジェクトの管理事務所内に環境社会モニタリング・ユニットを設置すべきである。他の類似案件、実施中の水力案件でも同様に、別組織を設置している。

### 9.7.3 環境モニタリングプログラム

環境モニタリングを以下の要領で実施する。

- 提案された影響緩和策や改善策を環境管理計画に具体化する。
- 既存の環境基準に従ったパラメータを用いて定期的なモニタリングを実施する。
- 環境管理計画の有効性を判定し他の緩和策に対する提案を行う。

放置すれば、重大な結果をもたらすと考えられる影響に対する緩和策・改善策に基づいて、モニタリング計画を策定する。主要なパラメータを含んだ環境モニタリング計画を、作成した。この計画は、建設工事前と建設中、さらに運転期間も対象としている。EIA調査で収集されたベースライン情報は、計画の実施状況を判定する指標となる。

## 10 開発計画の最適化

### 10.1 レイアウト代替案

NEA が 2001 年と 2004 年に取り纏めた既調査報告書のレビュー、現地調査にて入手した最新の地形測量結果、現地踏査および NEA との協議の結果、以下に示す 5 種類のレイアウト代替案について検討することとした。地形条件と既に NEA による地質調査が先行していたことから、ダム軸は 5 案ともに NEA の提案している軸と同一とし、それぞれ水路・発電所のレイアウトを変えた。各レイアウト代替案を以下に示す。

#### (1) Option I

Option I は、ダムの直下流に発電所を設ける案で、水路の長さは 5 代替案で最も短くなるが、発電所の幅だけ堤頂長が長くなる。Fig. 10.1-1 および Fig. 10.1-2 にその平面図と水路の断面図を示す。

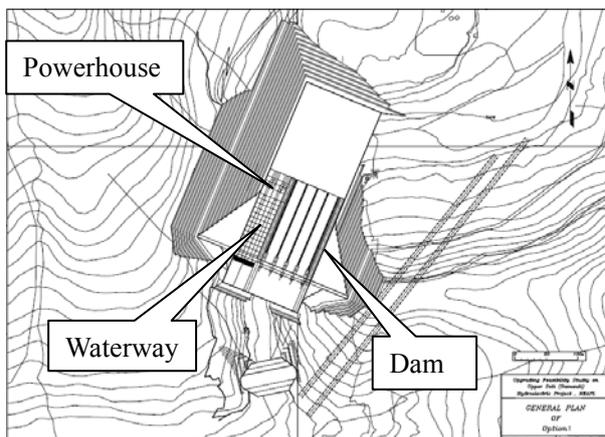


Fig. 10.1-1 Option I General Plan

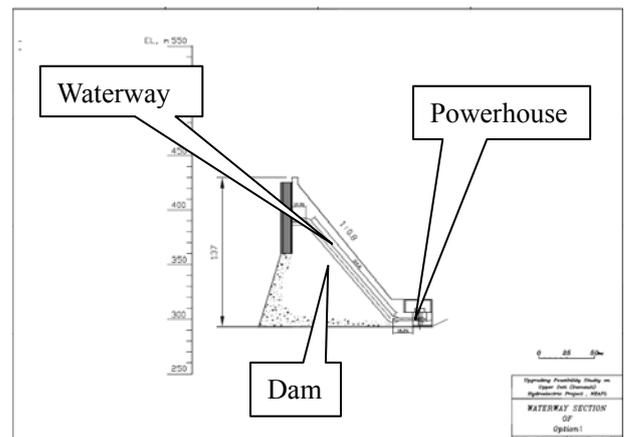


Fig. 10.1-2 Option I Waterway section

#### (2) Option II

Option II は、取水口をダム直上流の右岸側に設け、導水路トンネル、水圧管路、地下式発電所、放水路を経て、ダム直下に放水する案である。この案では、水路・発電所がダムと完全に分離され、ダムは Option I よりも堤頂長が短くなる (Fig. 10.1-3 および Fig. 10.1-4 参照)。

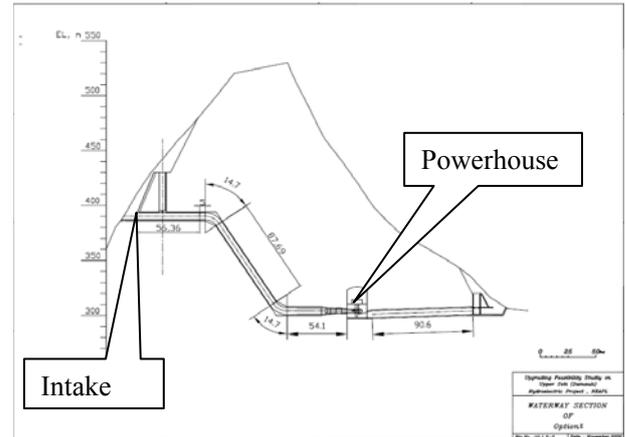
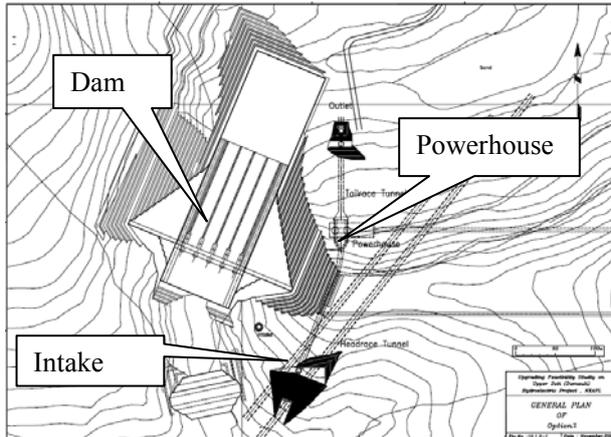


Fig. 10.1-3 Option II General Plan

Fig. 10.1-4 Option II Waterway Section

(3) Option IIIa

取水口をダム直上流の右岸側に設け、導水路トンネル、水圧管路、地下式発電所、放水路トンネルを経て、ダム軸よりも約 6 km 下流に放流する案である。この案では Option-II と比べて放水路トンネルが長くなるが、落差が増えるため発生電力量は増える。Option IIIa は取水口～発電所間の水路ルート Option II と同一とし、放水路を大きく迂回させることとした (Fig. 10.1-5 および Fig. 10.1-6 参照)。

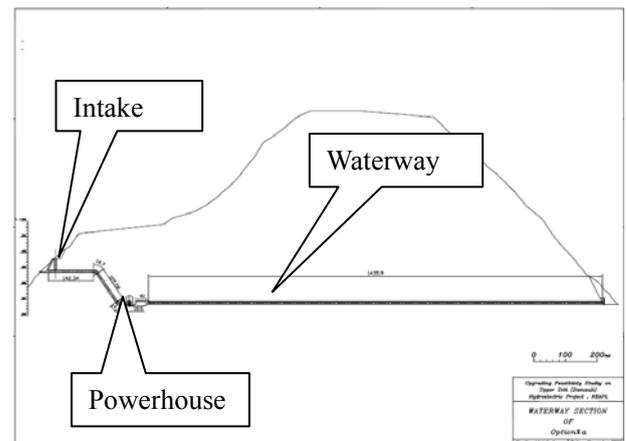
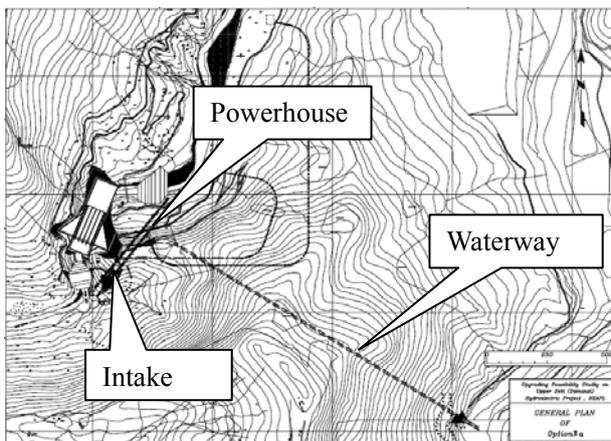
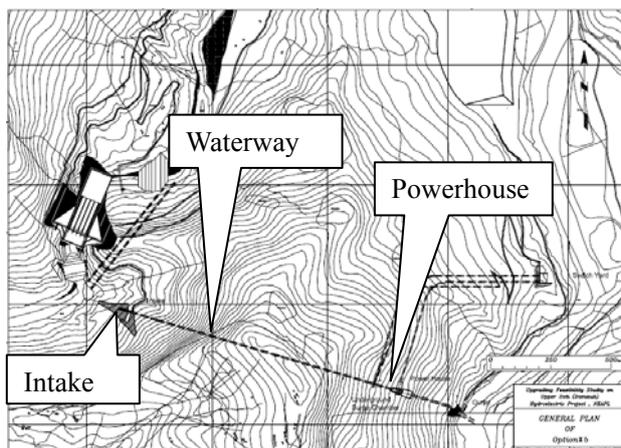


Fig. 10.1-5 Option IIIa General Plan

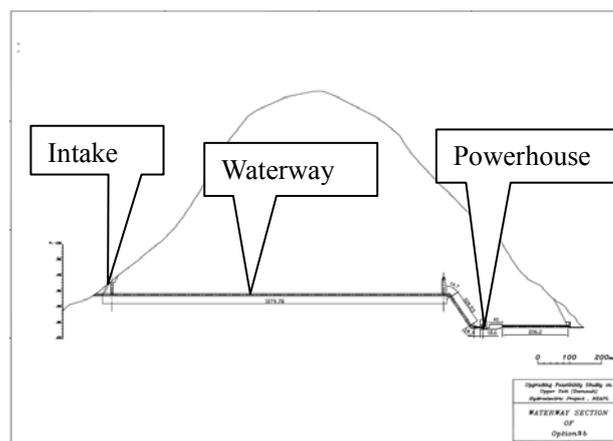
Fig. 10.1-6 Option IIIa Waterway Section

(4) Option IIIb

Option IIIaに対し、取水口をより上流に移し、水路延長を最短とするレイアウトを考え、Option IIIbとした (Fig. 10.1-7 および Fig. 10.1-8 参照)。

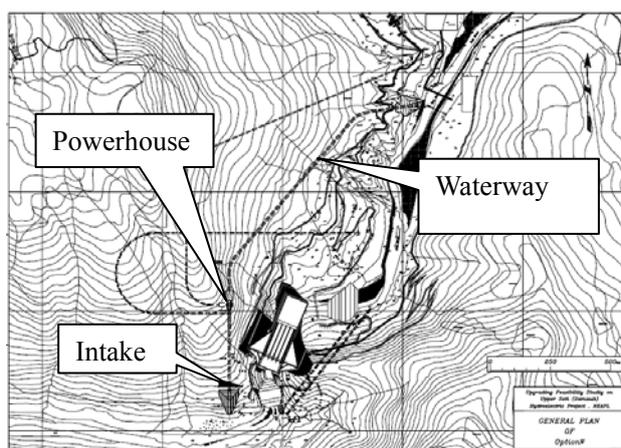


**Fig. 10.1-7 Option IIIb General Plan**  
(5) Option IV

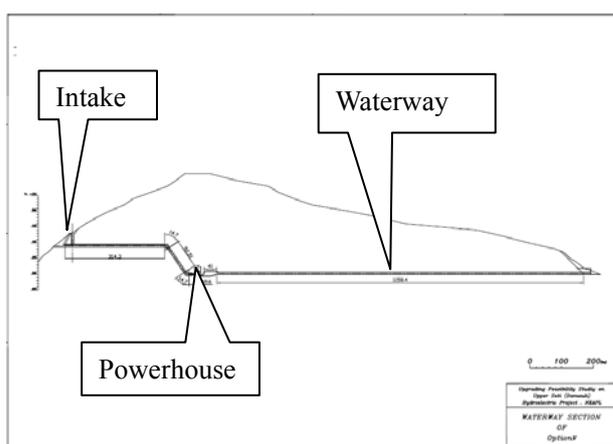


**Fig. 10.1-8 Option IIIb Waterway Section**

NEA との協議により、左岸側に地下式発電所を設けるレイアウトについても検討することとし、Option IV とし、**Fig. 10.1-9** および **Fig. 10.1-10** に示す配置とした。



**Fig. 10.1-9 Option IV General Plan**



**Fig. 10.1-10 Option IV Waterway Section**

## 10.2 満水位 (FSL) 代替案

本調査の予備調査段階で、FSL の範囲を EL. 375 m ~ EL. 435 m と想定した。

## 10.3 代替案の検討

各発電計画案について、その費用と便益を計算した。費用については、以下の通りである。

- a. 建設費：土木工事費、水力機器費、電気機器費、送電線工事費、環境費、NEA の管理費およびコンサルタント雇用費、予備費、建設中利子

なお、本調査では、各発電計画案の環境への影響をできる限り費用として反映させるため、補足環境調査で、代替案ごとに環境・社会に与える影響を、移転

世帯数や影響を受ける森林面積など数値で示し、その補償費、土地収用費、環境対策費、モニタリング費（これらを合わせ「環境費」と称する）を算出することにした。

b. 維持管理費：建設費の1%とした

建設費と維持管理費から、プロジェクトの耐用年数を50年として各発電計画案の年経費を産出して、費用（C）とした。

便益（B）については、代替火力発電所の建設費および維持管理費から、各発電計画案と同等の価値を得るための費用を求めた。

結果として、代替レイアウト案のOption III b 計画で、FSLがEL. 425mの場合に最も大きいB/Cを得た（ファイナルレポートの10.3参照）。

これに対し、NEA から落差を20m増加させるOption III b の採用には合意するが、環境への影響を軽減するため、貯水池の低水位を極力下げて貯水池容量の有効化を図りたいとの要望が、インテリムレポートについての協議の際に出された。このため、取水口の形状を工夫し、同じ堆砂標高に対し低水位を下げた最適案を選定する検討を行った。

この結果、FSLがEL. 415 mの場合に最も大きいB/Cを得た（ファイナルレポートの10.4参照）。前者（FSL = 425 m）と後者の経済性を比較した結果、後者を最適計画として選定した（ファイナルレポートの10.5参照）。更に基準取水位の最適化を実施し、Table 10.3-1に示す計画を選定した。

**Table 10.3-1 Main Features of Selected Development Plan in Chapter 10<sup>2</sup>**

貯水池満水位	415	m
貯水池低水位	387.2	m
有効貯水容量	167	MCM
最大使用水量	127.4	m <sup>3</sup> /s
基準取水位	405	m
基準放水位	289.2	m
基準有効落差	113	m
設備出力	128	MW

<sup>2</sup> 11 で述べるように、水路の設計により、出力は127 MWとなった。