

ネパール国  
ネパール電力公社

ネパール国  
全国貯水式水力発電所マスタープラン調査

ファイナルレポート  
要 約

平成 26 年 2 月  
(2014 年)

独立行政法人  
国際協力機構(JICA)

電源開発株式会社



**Location Map**

## **Project Sites visited by the Study Team**



**Dudh Koshi Dam Site View from Upstream**



**Interview with Local Residents in Dudh Koshi Reservoir Area**



**Andhi Khola Dam Site View from Left Bank**



**Intake dam of Andhikhola Hydropower Plant (IPP) in Andhi Khola Reservoir Area**



**Lower Badigad Dam Site View from Downstream**



**Land Slide Area in Lower Badigad Reservoir Area**



**Sun Koshi No. 3 Dam Site View from Downstream**



**China Bridge of Araniko Highway in Sun Koshi No. 3 Reservoir Area**



**1<sup>st</sup> Stakeholder Meeting (February 17, 2012)**



**2<sup>nd</sup> Stakeholder Meeting (November 28, 2012)**



**3<sup>rd</sup> Stakeholder Meeting (February 13, 2013)**



**Joint Coordination Committee Meeting (June 3, 2013)**



## 目 次

<b>第 1 章 序論</b>	
1.1 プロジェクトの背景.....	1
1.2 調査の目的.....	2
1.3 調査の範囲.....	2
<b>第 2 章 電力需要予測</b>	
2.1 目的.....	3
2.2 電力需要予測の現況と評価.....	3
2.3 潜在需要を考慮した電力需要予測.....	3
2.3.1 経済成長と価格のシナリオの設定.....	3
2.3.2 パラメーターの設定と感度分析.....	4
2.3.3 感度分析の結果.....	7
2.3.4 電力需要予測における採用シナリオ.....	9
<b>第 3 章 電源開発計画の策定</b>	
3.1 既存の発電設備.....	12
3.2 既存の発電システムの問題点.....	13
3.2.1 供給力不足.....	13
3.2.2 乾期における供給能力の低下.....	13
3.3 電源開発の基本的シナリオ.....	14
3.4 既存の発電設備の設備出力.....	14
3.5 建設中および建設される確度が高い水力発電プロジェクト.....	15
3.6 開発候補の水力発電プロジェクト.....	16
3.6.1 調査団によって選択された有望貯水式プロジェクト.....	16
3.6.2 流れ込み式水力の開発.....	17
3.6.3 インドからの電力輸入.....	18
3.7 電源開発計画.....	18
3.7.1 具体的な開発シナリオ.....	18
3.7.2 電源開発計画.....	19
<b>第 4 章 貯水式水力発電開発計画</b>	
4.1 実施される貯水式水力発電プロジェクト.....	24
4.2 貯水式プロジェクトの開発のための投資額.....	25
4.3 資金調達の可能性の分析.....	26
4.3.1 財務分析と経済分析の枠組みの設定.....	26
4.3.2 電力価格と経済内部収益率に関する分析.....	27
4.3.3 電力価格と財務内部収益率に関する分析－民間投資による電力開発の 検討.....	27
4.3.4 電力価格と財務内部収益率に関する分析－公共投資による電力開発の 検討.....	30

<b>第 5 章 有望貯水式プロジェクトの選定と評価</b>	
5.1 有望貯水式プロジェクトの選定.....	35
5.1.1 検討対象プロジェクト.....	35
5.1.2 有望プロジェクトの選定方法.....	36
5.1.3 評価対象プロジェクトの選定（第 1 段階）.....	36
5.1.4 候補プロジェクトの評価（第 2 段階）.....	41
5.1.5 有望プロジェクトの選定（第 3 段階）.....	45
5.2 有望プロジェクトの評価.....	51
5.2.1 評価項目と評価基準.....	51
5.2.2 評価項目の重み付け.....	52
5.2.3 評価結果.....	54
<b>第 6 章 送電設備拡充計画</b>	
6.1 2032 年の電力系統の構想.....	56
6.2 NEA による送電設備拡充計画.....	58
6.3 追加送電線計画.....	59
6.4 開発プロジェクトに関わる送電線計画.....	60
6.4.1 建設中および建設される確度が高いプロジェクトのための送電線.....	60
6.4.2 貯水式水力発電の候補プロジェクトのための送電線.....	61
6.5 系統解析による送電拡充計画の評価.....	62
6.5.1 検討内容.....	62
6.5.2 解析条件.....	62
6.5.3 潮流解析.....	63
6.5.4 短絡容量解析.....	67
6.5.5 安定度解析.....	67
6.6 送電拡充計画のレビュー.....	67
<b>第 7 章 環境社会配慮</b>	
7.1 戦略的環境アセスメント.....	68
7.1.1 SEA の目標.....	68
7.1.2 第 1 段階の SEA.....	68
7.1.3 第 2 段階の SEA.....	68
7.1.4 第 3 段階の SEA.....	68
7.1.5 累積的影響.....	69
7.1.6 保全対策.....	70
7.1.7 ステークホルダー協議.....	74
7.2 FS 以降の段階で配慮すべき事項.....	75
7.2.1 環境社会配慮関連書類.....	75
7.2.2 FS 段階での包括的スコーピング.....	75

## 第 8 章 結論および提言

8.1	結 論.....	77
8.1.1	電力需要予測 .....	77
8.1.2	電源開発計画 .....	78
8.1.3	貯水式水力発電開発計画 .....	81
8.2	提 言.....	82
8.2.1	次段階の調査実施のための提言 .....	82
8.2.2	その他の提言 .....	86

## List of Tables

Table 3.1-1	Installed Capacity of Existing Generation Facilities .....	12
Table 3.4-1	Installed Capacity of Existing Generation Facilities .....	15
Table 3.5-1	Projects under Construction or with High Probability of Construction.....	16
Table 3.6.1-1	Candidates Storage-type Hydroelectric Power Project selected by the Study Team .....	17
Table 3.6.2-1	Candidates of ROR-type Projects.....	18
Table 3.7.2-1	Generation Expansion Plan (Base Case) .....	20
Table 3.7.2-2	Balance of Demand and Supply, LOLP, and Reserve Margin (Base Case).....	22
Table 4.1-1	Storage-type Projects to be implemented .....	24
Table 4.2-1	Net Cash Flow of Base Case during the Master Plan Period .....	26
Table 4.3.3-1	Summary of Project-wise FIRR with 8% Interest on Long-term Debt .....	28
Table 4.3.3-2	Summary of FIRR of the Cases with 8% Interest on Long-term Debt.....	29
Table 4.3.4-1	Results of Breakeven Point Analysis (at 2011 price) .....	32
Table 4.3.4-2	Summary of Project-wise FIRR with 1% Interest on Long-term Debt .....	33
Table 4.3.4-3	Summary of FIRR of the Cases with 1% Interest on Long-term Debt.....	33
Table 5.1.1-1	Projects in the Long List .....	35
Table 5.1.3-1	Selection of Candidate Projects.....	39
Table 5.1.4.2-1	Weight of Evaluation Item (Base Case) .....	42
Table 5.1.4.3-1	Evaluation Score and Ranking .....	43
Table 5.1.4.3-2	Evaluation Score and Ranking of Each Case .....	44
Table 5.1.5-1	Promising Projects (Number of promising projects in each river basin is five or less).....	47
Table 5.1.5-2	Promising Projects (taking issued licenses into consideration).....	49
Table 5.1.5-3	Selection of Promising Projects.....	50
Table 5.1.5-4	Promising Projects.....	50
Table 5.2.2-1	Weight of Evaluation Item (Case 1: Even weight) .....	53
Table 5.2.3-1	Evaluation Score and Ranking (Summary) .....	54
Table 6.2-1	Transmission Facilities Expansion Plan by NEA.....	58
Table 6.5.4-1	Short Circuit Current in FY 2031/32 Peak .....	67
Table 8.1.1-1	Sensitivity Analysis of Power Demand Forecasts .....	77
Table 8.1.2-1	Power Development Plan .....	79
Table 8.1.3-1	Storage-type Projects to be implemented .....	81
Table 8.1.3-2	Construction Cost of Storage-type HPPs.....	81

## List of Figures

Figure 2.3.3-1	Comparison between Various Base Case Power Demand Forecasts .....	8
Figure 2.3.3-2	Comparison between Various Base Case Peak Load Forecasts.....	9
Figure 2.3.4-1	Sensitivity Analysis of Power Demand Forecasts .....	10
Figure 2.3.4-2	Sensitivity Analysis of Peak Load Forecasts .....	10
Figure 3.7.2-1	Balance of Demand and Supply (Base Case) .....	22
Figure 3.7.2-2	LOLP and Reserve Margin (Base Case).....	23
Figure 6.1-1	Power System Map in FY2031/32 .....	57
Figure 6.5.3-1	Power Flow Diagram in FY 2031/2032 Peak.....	65

## 略 語 表

ADB	Asian Development Bank	アジア開発銀行
AR	Autonomous Region	自治区
CA	Conservation Area	保全地域
CFRD	Concrete Faced Rockfill Dam	コンクリート表面遮水壁型ロック フィルダム
CITES	Convention on International Trade in Endangered Species of Wild Fauna and Flora	絶滅のおそれのある野生動植物の種 の国際取引に関する条約
CIWEC	Canadian International Water and Energy Consultants	
CPI	Consumer Price Index	消費者物価指数
CR	Critically Endangered	絶滅危惧 IA 類
DD	Detailed Design	詳細設計
Df/R	Draft Final Report	ドラフトファイナルレポート
DHM	Department of Hydrology and Meteorology	水文気象局
DOED	Department of Electricity Development	電力開発局
DP	Dynamic Programming	動的計画法
EDF	Électricité de France	フランス電力公社
EIA	Environmental Impact Assessment	環境影響評価
EIRR	Economic Internal Rate of Return	経済的内部収益率
EMP	Environmental Management Plan	環境管理計画
EN	Endangered	絶滅危惧 IB 類
ENS	Energy Not Supplied	
ETFC	Electricity Tariff Fixation Committee	電力料金制定委員会
F/R	Final Report	ファイナルレポート
FAO	Food & Agriculture Organization of the United Nations	国際連合食糧農業機関
FGD	Focus Group Discussion	フォーカスグループ協議
FIRR	Financial Internal Rate of Return	財務的内部収益率
FS (F/S, F.S.)	Feasibility Study	フィージビリティ調査（実現可能性 調査）
FY	Fiscal Year	会計年度
GDP	Gross Domestic Product	国内総生産
GIS	Geographical Information System	地理情報システム
GLOF	Glacial Lake Outburst Flood	氷河湖決壊洪水
GON	Government of Nepal	ネパール政府
GS	Gauging Station	流量観測所
HFT	Himalayan Frontal Thrust	ヒマラヤ前縁衝上断層
HPP	Hydroelectric Power Plant	水力発電所
HR	Hunting Reserve	狩猟保護区
HSRS	Hydrosuction Sediment Removal System	
Ic/R	Inception Report	インセプションレポート
ICIMOD	International Centre for Integrated Mountain Development	国際総合山岳開発センター
IDA	International Development Association	国際開発協会
IDC	Interest during Construction	建設中利子
IEE	Initial Environmental Examination	初期環境調査
IMF	International Monetary Fund	国際通貨基金
INPS	Integrated Nepal Power System	ネパール全国統合電力系統

IPP	Independent Power Producer	独立発電事業者
IPP	Indigenous People Plan	先住民族計画
ISC	International Seismological Center	国際地震センター
It/R	Interim Report	インテリムレポート
IUCN	International Union for Conservation of Nature	国際自然保護連合
JCWR	Nepal-India Joint Committee on Water Resources	ネパール-インド水資源共同会議
JICA	Japan International Cooperation Agency	国際協力機構
JPY	Japanese Yen	日本円
JSTC	Nepal-India Joint Standing Technical Committee	ネパール-インド技術委員会
KBA	Key Biodiversity Area	生物多様性重要地域
KIS	Key Informant Survey	キーインフォーマント調査
LA	Loan Agreement	借款協定
LC	Least Concern	軽度懸念
LNG	Liquefied Natural Gas	液化天然ガス
LOLP	Loss of Load Probability	供給不足確率
Lu	Lugeon value	ルジオン値
M	magnitude	マグニチュード
Ma	million annum (million years ago)	100 万年前
MBT	Main Boundary Thrust	主境界衝上断層
MCM	Million Cubic Meter	百万立方メートル
MCT	Main Central Thrust	主中央衝上断層
MFT	Main Frontal Thrust	
MHT	Main Himalayan Thrust	
MOL	Minimum Operating Level	最低運用水位
MOWR	Ministry of Water Resources	水資源省
MP (M.P.)	Master Plan	マスタープラン
MWI	Monsoon Wetness Index	
NEA	Nepal Electricity Authority	ネパール電力公社
NEDIN	Nepal Federation of Indigenous Nationalities	ネパール先住民連盟
NERC	Nepal Electricity Regulatory Commission	ネパール電力規制委員会
NESS	Nepal Environmental and Scientific Services Ltd.	
NGO	Nongovernmental organization	非政府組織
NP	National Park	国立公園
NP BZ	National Park Buffer Zone	国立公園緩衝地域
NRs	Nepalese Rupee	
NSC	National Seismological Centre	ネパール地震センター
NT	Near Threatened	準絶滅危惧種
ODA	Official Development Assistance	政府開発援助
OJT	On-the-JOB Training	実地研修
PMF	Probable Maximum Flood	可能最大洪水
PPA	Power Purchase Agreement	電力販売契約
Pr/R	Progress Report	プログレスレポート
Pre FS (Pre-FS)	Pre Feasibility Study	プレフィージビリティ調査
PROR	Peaking run-of river	調整池式
PS (P/S)	Power Station	発電所
RAP	Resettlement Action Plan	移住移転行動計画
RESCON	Reservoir Conservation	
ROR	Run-of-river	流れ込み式
RQD	Rock Quality Designation	

Rs (Rs.)	Rupee	ルピー
S/W	Scope of Work	実施細則
SAARC	South Asian Association for Regional Cooperation	南アジア地域協力連合
SEA	Strategic Environmental Assessment	戦略的環境影響評価
SHM	Stakeholder Meeting	ステークホルダー協議
SS (S/S)	Substation	変電所
STDF	South Tibetan Detachment Fault	
STDS	South Tibetan Detachment System	南チベットディタッチメント
STO	Storage	貯水式
TAR	Tibet Autonomous Region	チベット自治区
TL	Transmission Line	送電線
TOD	Time of Day	
TOE (toe)	Tonnes of oil equivalent	石油換算トン
UNDP	United Nations Development Programme	国連開発計画
USAID	United States Agency for International Development	米国国際開発局
VDC	Village Development Committee	村落開発委員会
VU	Vulnerable	絶滅危惧 II 類
WASP	Wien Automatic System Planning Package	
WB	World Bank	世界銀行
WDPA	World Database on Protected Areas	保護地域に関する世界データベース
WECS	Water and Energy Commission Secretariat	水・エネルギー委員会事務局
WR	Wildlife Reserve	野生生物保護区
WR BZ	Wildlife Reserve Buffer Zone	野生生物保護区緩衝地域



## 第1章 序論

### 1.1 プロジェクトの背景

ネパールは、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 まで変化している。

人口は、2011/12 年度で 2,649 万人、人口の増加率は 1.35%（中央統計局推計）である。人口分布は、テライ（平野）地域が 50.27%、丘陵・中部山岳地域が 43%、ヒマラヤ地域が 6.73% となっている。

一人当たりの GDP は 2011/2012 年度で約 735 ドルである。近年、SAARC 主要国が 5% 以上の経済成長を達成しているなか、長引く政治的混乱や常態化する長時間の計画停電の影響によって、ネパールの経済成長は 3.8%（ネパール中央統計局統計指標、2010/2011 年度）に留まっている。

主要産業は農業であり、GDP の約 33.0%、就業人口の約 65.7%（2009/2010 年度）を占める。農業以外では観光業と繊維加工業が主力。観光業は重要な外貨獲得手段であり、マオイスト闘争が始まった 1996 年以前は取得外貨の 20% 以上を占めたが、観光客減少により 2002 年度以降は 10% 以下に減少していた。しかし、治安回復に伴いインドや中国等からの観光客数が増加し、2007 年には史上初の年間 50 万人以上の観光客が訪れるなど、観光業の再興を図っている。

主要輸出品は工業製品、既製服、カーペット、食品（紅茶、香辛料等）等であり、主要輸出先はインド、米国、バングラデシュおよびドイツ等である。一方、主要輸入品は石油製品、工業製品、金・銀、食料品・食料加工品等で、主要輸入先はインド、中国、アラブ首長国連邦、インドネシア等である。年々輸入超過が拡大しており、2009/2010 年度の貿易赤字は 50.8 億ドル（GDP 比 32.0%）に達しており、主に海外出稼ぎ労働者からの送金と外国からの贈与で赤字を補填する構造となっている。また、輸出、輸入とも最大の相手国はインドであり、インドとの友好関係維持は死活的な重要性を持つ。

ネパールは豊富な水資源を有しており、包蔵水力 83,000 MW、経済的に有効活用可能な水力 42,000 MW と言われているが、2012/13 年度末の既開発量は 709 MW 程度に留まっている。更に、水力発電所の多くが流れ込み式であるため、乾期には発電量が著しく減少する。このため、乾期には一日最大 14 時間の計画停電を実施しており、生活環境および経済活動に大きな支障をきたしている。このような状況に対処するため、ネパール政府は 2008 年末に「国家エネルギー危機管理行動計画」および「水力発電 10 年計画」を策定し、現下の電力不足から早期脱却を図る計画であり、この中で、乾期に安定した電力供給が可能な貯水式水力発電所の建設が不可欠であると位置づけた。しかしながら、貯水式水力発電所の建設は、全体的な水資源開発との整合性、水文や地質の特性、さらには環境影響等、様々な要素を考慮して計画的に推し進める必要があり、ネパール政府は、貯水式水力発電所マスタープランの策定について、我が国政府に要請した。

## 1.2 調査の目的

本調査は、社会・自然環境に十分配慮を行うという前提のもとに、本調査による貯水式水力発電所マスタープランに基づく水力開発が進められることで、絶対的な電力不足、発電量の季節格差解消に寄与し、ネパールにおける生活・経済活動に必要な環境整備に資することを目的とする。あわせて、ネパール政府関係者との共同調査を通じて、貯水式水力発電開発に係る技術移転、人材育成を図るものである。

## 1.3 調査の範囲

調査範囲は、2011年6月30日にネパール政府と国際協力機構（JICA）の間で合意された実施細則に基づいておこなわれる。具体的には、ネパールにおける国内需要に対応した貯水式水力発電マスタープランの策定を以下のように支援する。

- 2013年からの20年間にわたる電力開発計画を策定のうえ貯水式水力発電の位置づけを確認する。
- 貯水式水力発電所（100 MW～300 MW程度の規模）の開発計画について技術面、環境面、経済面、資金面等を勘察し、ネパール電力公社（Nepal Electricity Authority : NEA）から提出されているロングリスト記載の候補プロジェクト（65プロジェクト）に基づいて、有望プロジェクトの選定を行う。巻末にロングリストを添付する。
- 有望プロジェクトの開発順位、開発規模・時期、資金調達方法等を整理し、今後20年間の貯水式水力発電所マスタープランを策定する。

なお、本調査では、既存の開発計画における目標値を所与のものとして、セクター毎のGDP成長率や電力価格の上昇などの予測結果を踏まえた電力需要想定を行い、これに基づく電源開発計画の最適化を行うこととする。

また、一般的に、貯水式水力発電は大規模な開発を伴うことが多いため、周辺の自然社会環境に及ぼす影響も大きい。このため、水力開発を進めるに当たっては、戦略的環境影響評価（Strategic Environmental Assessment: SEA）を通して、案件形成の早期の段階から自然社会環境への影響に最大限に配慮しつつ有望サイトを選定すること、また、将来的に開発が進んだ場合の累積的影響に留意する。

## 第2章 電力需要予測

### 2.1 目的

電力需要予測の目的は、1) 今後のネパールの経済成長の動向、2) 電力市場を適正に戻すための電力価格シナリオの設定、3) 輪番停電による逸失需要の取り扱い、4) 輪番停電による産業活動の停滞、の4つを考慮したパラメーターの設定の検討を行い、今後20年間の電力需要の予測を行うことである。これらパラメーターは、今後のNEAを含めた供給体制の変化、事業の効率化、今後の発電方式や電力輸入ポートフォリオ、発電所建設のスケジュールなどから影響を受ける。本マスタープランでは、これらの将来像を設定し需要予測を行った。

### 2.2 電力需要予測の現況と評価

現在ネパールの電力需要の予測は、NEAが採用している需要予測モデルにより行われている。本モデルは、経済理論を活用したダイナミックモデルであり、前期間の実績が次の期間の実績に反映されてゆく、という形をとる。モデル構成は単純であり、必要とするパラメーターも少なく、十分な統計情報がそろっていないネパールで使うには、情報収集のためのコストがかからず活用できる。予測モデルのパラメーターには、将来の電力価格や、経済成長の見込みなど、想定される電力セクターのあるべき姿を反映させた値をとることが可能であり、また1997年のADBによる需要予測、その後のNEAの需要予測、直近では2008年の予測に採用されており、それらの予測結果との比較ができる。これらの理由から、今回の電力需要予測を行うためのモデルに採用できると評価した。また、すでに前章で紹介した供給制限下での均衡価格の推定に、民生需要と産業、商業、その他セクターのモデルの第一項の算式を活用している。

NEAの採用しているモデルは、(1) 民生需要、(2) 産業、商業、その他セクター、(3) 灌漑の3分野の需要予測モデルがセットになったモデルである。(1) 民生需要モデルでは、電力が消費財として消費される場合の予測を行い、(2) 産業、商業、その他セクターと(3) 灌漑では、電力が生産財として消費される場合の予測を行う。ネパールの現在の経済状況では、後者の生産財としての電力需要を満たすことに優先順位をおく必要がある。

### 2.3 潜在需要を考慮した電力需要予測

#### 2.3.1 経済成長と価格のシナリオの設定

需要予測のパラメーターの設定を通じて経済成長と価格のシナリオを表現する。このモデルのパラメーターの中で、重要ではあるが、正確な実測が難しく、実測の例が少ないものが、電力消費（消費は実測可能だが需要は実測できない）の価格弾力性、電力消費の所得弾力性、GDPの変化に対する電力の消費性向（電力消費のGDP弾力性）である。他のパラメーターについては、過去の値を計算するための情報がそろっている。これら弾力性については、1997年にADBが行った予測<sup>1</sup>に使用された数値を用い、消費者の属する部門の性格を加味して必要に応じて値を変更し

<sup>1</sup> Nepal Electricity Authority and Asian Development Bank. 1997. Power system master plan for Nepal - Load forecast final report. Kathmandu.

た。弾力性以外の経済成長と価格のシナリオを反映するパラメーターに関しては、過去の経済成長の実績と現在の経済状況、今後のセクターのあり方に関する価格政策に関する判断を反映させて設定した。また、ベースケースを予測の基本に設定し、ハイケースとローケースを検討して、需要予測のセンシティブリティ分析を実施した。

### 2.3.2 パラメーターの設定と感度分析

#### (1) ベースケースのパラメーターの設定

民生部門と各産業部門の GDP の成長率の見直しには、現在のそれら部門のパフォーマンス、今後の 2018/19 年度まで 7 年間続く実質電力価格の上昇の想定、その後実質電力価格が一定との想定を考慮した。電力価格上昇中は、各部門の成長がやや鈍く、価格が一定化したところで、各部門の最も良いと考える成長率が、持続するとした。過去の成長率の実績と将来の成長の強気の見直しから、民生部門の持続的な成長率の最大値を 4.5%、産業部門と商業・サービス部門を 7%、その他部門を 6% とした。また、輪番停電で打撃を受けている産業部門の当初の成長率を 3% と控えめに見積もった。

民生部門の電力消費の所得弾力性に関しては、当初から終わりまで 1.4 とした。価格弾力性は、数値が大きくなるほど、所得の増加に対する電力消費の増加率が大きくなることを示す。弾力性が 1.4 の場合、所得が 1% 伸びれば、電力需要が 1.4% 伸びることになる。民生部門の現在の主要な電力消費の目的は、電灯であるが、今後一人あたりの GDP (所得) が増大してゆくにつれ、電化製品の購入とそれによる電力消費がより急速に伸びるであろうと想定した。産業部門でも経済成長につれ、生産現場の電化や機械化がより急速に進むと想定し、GDP に対する電力の消費性向が、2020/21 年度まで 1.2 から 1.4 まで徐々に上昇するとした。商業・サービス部門は、産業部門に比較し、事業の成長に対する電力の影響がより低いとし、通期で 1.2 のやや低めの値を設定した。またその他セクターの中心となっている公共部門の需要の伸びは、GDP の成長のそれほど敏感ではないので (経済の成長如何にかかわらず、一定の費用は常にかかる)、通期で 1.1 の値を設定した。

電力価格については、2012/13 年度から 2018/19 年度にかけて、NEA の財務の実績から見て適正価格と想定できる 12 Rs/kWh に現在の価格から徐々に上昇する。急速な上昇は、経済的にも政治的に難しいと考えるので、7 年かけて緩やかに上昇するように、価格の変化率を設定した。変化率が 1 の場合、当該年度の価格は前年度と同一である。1.1 であれば 10% の上昇、0.9 であれば 10% の下落である。この数値をなるべく均等に配分し、2018/19 年度に目標の実質価格で 12 Rs/kWh を実現する。例外は、灌漑と電力輸出の価格である。灌漑については 4.48 Rs/kWh であり、政府の補助金的な扱いとなっている。ここでは、農業部門に対する支援が引き続き行われるとし、採算割れぎりぎりの 9 Rs/kWh まで引き上げる。また、電力輸出価格については、インドの電力価格がネパール国内の価格より低いことを考慮し、採算割れぎりぎりの 9 Rs/kWh まで引き上げる努力を想定する。2012 年 7 月に行われた電力料金の改定 (値上げ) については、2012/13 年度の想定価格を高めに設定することによりモデルに反映させた。

電力需要の価格弾力性は、一般的に価格が高くなれば需要が減るため、負の数値となる。民生部門が最も価格弾力性が低く、-0.4 とした。これは価格が 1% 上がれば電力需要が 0.4% 減少

することを示す。民生需要の方が産業需要や商業・サービス部門より消費量が価格に敏感と想定し、最も低い価格弾力性を採用した。産業部門は 2020/21 年度まで、ある程度電力消費が価格の変化に敏感としたが、経済成長が進むにつれ、生産物の付加価値が高まり、電力コストの割合が下がり、電力価格の変化に鈍感となることを想定した。そのため、2021/22 年度以降、-0.3 の値を-0.2 に上げた。

商業・サービス部門の需要は電力価格より鈍感として、-0.1 とした。これら部門は、電力コストの割合が産業部門に比較して低く、価格の高低に消費量はわずかに反応する。さらに公共部門が中心の他の部門の消費量は、電力価格の影響を受けないと想定し、弾力性を通期 0 とした。

民生部門の新規需要者の増加件数は、現政府の地方電化推進の政策に則り、今までの増加実績と NEA の方針を勘案して、年間 263,000 件程度から始まり、2016/17 年度に最大の 300,000 件になり、その後徐々に減少するように設定した。新規需要者の初年度の電力消費量は、今までの民生部門の年間消費の実績などを勘案し、400 kWh/年から 650 kWh/年に徐々に増加するとした。産業部門の新規プロジェクトが予定する消費量は、NEA が 2007/08 年度に行った想定を踏襲し、2021/22 年度まで、約 22 GWh の需要が毎年度新規に発生する。灌漑電力使用量の年生長量の実績から、灌漑の電力需要の伸び率を年率 6%から 5%になるとし、また新規灌漑プロジェクトによる需要増が、予測期間中毎年 4.2 GWh あるとした。また、今までの電力輸出量が減少傾向にあることから、予測期間中、電力輸出の伸びを 1%として見積もった。

NEA 自体の発電、送電、配電の効率性に関するパラメーターとして、システムロスとロードファクターがある。システムロスは 2011/12 年度で 27%に達し、ここ 20 年間目立った改善がない。2008/09 年度から 2010/11 年度にはシステムロスが 29%にも及んでいる。システムロスの中には技術的なロスと盗電などの非技術的なロスがあるが、いずれの場合も、NEA の技術向上と消費者管理能力が向上すれば減少するはずである。このようなロスに対応するには、投資が必要であり、そのような投資が電力価格の是正とともに可能であるとして、2023/24 年度には 17%まで下げるとした。また、ロードファクターの今までの平均は、約 62%であり、民生需要の特徴が反映されている。今後産業分野の需要が高くなれば、日間の需要がある程度平準化されロードファクターが高くなることが想定できる。一方、ネパールにおいては、当面は民生分野の需要の卓越が続くとし、また輪番停電による高めのロードファクターが輪番停電の減少により是正されるとして、全期間ロードファクターを低めの 52%とした。

パラメーター設定の最後の課題として、電力需要の予測の出発点を実供給値にするか、輪番停電で失われたであろう需要を実供給値に加えた推定需要量を出発点にするか、の選択がある。これについては、輪番停電がなければ、推定された逸失需要が全て回復するとして、推定需要量を出発点とした。一方、輪番停電が長引けば、産業部門の生産停止が不可逆的に起こり、電力供給が回復しても、需要がすぐ回復しない状況もあり得る。本件について、十分検討するには、輪番停電の影響の実態について、より多くの情報が必要である。

## (2) 感度分析

ベースケースに対してハイケースとローケースを設定し感度分析を行った。感度分析に必要な

なパラメーターの設定では、部門別の電力価格と GDP の伸び率を採用した。これらパラメーターの選択は、NEA が損失を出す原因となっている安い電力価格が改善され、NEA の赤字体質が解消されるタイミングが、電力市場の正常化、ひいてはネパールの経済成長の環境が改善されるタイミングと重なる、との認識に基づいている。

#### <電力価格>

2010/11 年度の各部門の電力価格（民生部門 6.65 Rs/kWh、産業部門 6.26 Rs/kWh、商業・サービス部門 9.30 Rs/kWh、その他部門 7.27 Rs/kWh、灌漑部門 4.48 Rs/kWh、電力輸出部門 7.80 Rs/kWh）に 2012 年に行われた約 20% の価格引き上げを反映し、それぞれの部門の 2012/13 年度の実価格とした。前節で説明したとおり NEA の財務の実績から見て適正価格を、民生部門、産業部門、商業・サービス部門、その他部門について 12.00 Rs/kWh とし、また灌漑部門と電力輸出部門については 9.00 Rs/kWh とし、その上で、ベースケースと比較し、これら適正価格に達する年度の違いにより、ハイケースとローケースを設定した。

ベースケースでは、2018/19 年度に適正価格に達するとしている。これに対し、ハイケースでは適正な価格への移行がベースケースより 2 年早く 2016/17 年度に達成され、電力市場の歪みがなくなりネパール経済にとって好ましい状況がより早く達成できるとした。一方、ローケースでは、適正価格への移行が 2021/22 年度まで遅れ、ネパール経済にとって好ましい状況となる時期が、ベースケースより 5 年遅れるとした。モデルでは、電力の価格弾力性が負であるため、電力価格の急速な上昇は、電力需要を押し下げる要因となる。このため、ハイケースでは、適正価格を達成する時間が短い反面、その間の急速な電力価格の上昇による電力需要の伸びなやみも想定できる。

#### <部門別 GDP 伸び率>

電力価格が適正な水準に達し電力市場の歪みが是正されることが、経済全体のパフォーマンスの向上に有利に働くという仮定のもと、ハイケースとローケースの部門別 GDP 伸び率を、ベースケースの伸び率と比較しながら決定した。

ハイケースでは、電力価格を急速に上げることにより 2016/17 年度に適正な電力価格となる。このため、2016/17 年度以降の各部門の成長率が、ベースケースより高めになるように設定した。特に民生部門と産業部門については、2016/17 年度以降最終年の 2031/32 年度まで常にベースケースより高い成長率を維持すると想定した。また、もともと相対的に成長率が高い商業・サービス部門とその他部門については、2016/17 年度から、ベースケースで適正価格達成年の 2018/19 年度まで、ベースケースより高い成長率を維持すると想定した。

ローケースでは、電力価格の上昇は緩慢で 2021/22 年度に適正な電力価格になる。このため電力市場の歪みが長く続き、政府資金による電力セクターへの補助が長期にわたり、産業振興に十分な公共投資がされないことが想定される。そのため、産業部門、商業・サービス部門、その他部門の成長率を、全般的にベースケースより低く想定した。民生部門の成長率に関しては同部門の多くが一次産業従事者であることと国外への出稼ぎによる資金流入が多いことを想定し、産業部門、商業・サービス部門の低いパフォーマンスの影響をそれほど受け

ないとして、ベースケースと同様の成長率を見込んだ。

### 2.3.3 感度分析の結果

以上のようにパラメーターを設定し、ベースケースの電力需要を予測した結果を、Figure 2.3.3-1 および Figure 2.3.3-2 に示す。

電力需要は、2021/22 年度頃まで徐々に伸び、その後やや急速に伸びる。予測期間の最終年度の 2031/32 年度には、供給端での電力需要が 19,493 GWh となり、輪番停電で実現しなかった需要を加味した 2011/12 年度の 5,380 GWh の潜在需要と比較して約 3.6 倍、同年度の実際の供給量 4,146 GWh と比較すると約 4.7 倍の電力需要となる。この予測からすると、今後 20 年間に、最低限でも電力供給を 4 倍から 5 倍に伸ばす必要がある。

発電出力は 2031/32 年度に供給端で 4,279 MW 必要となる。輪番停電を加味した潜在需要から必要とされる現在（2011/12 年度）のピーク発電出力は、1,027 MW であり、それからすると最低限で 4 倍の出力増加が必要となる。また、実際のピーク出力の 579 MW に比較すると 7 倍強の出力増加が必要となる。

電力需要の増加の推移とこれに歩調を合わせた必要出力の増加の推移を見ると、2018/19 年度まで続く電力価格の上昇とそれによる消費の減退、やや控えめの経済成長率の設定により、その時点までの電力需要の伸びは、全体的に鈍い。このように電力マーケットの是正には、経済コストがかかることがわかる。このため、できるだけ早い段階で、価格の是正を行うとともに、発電コストの低減も同時に推進し、投資のための余裕資金の確保を行う必要がある。

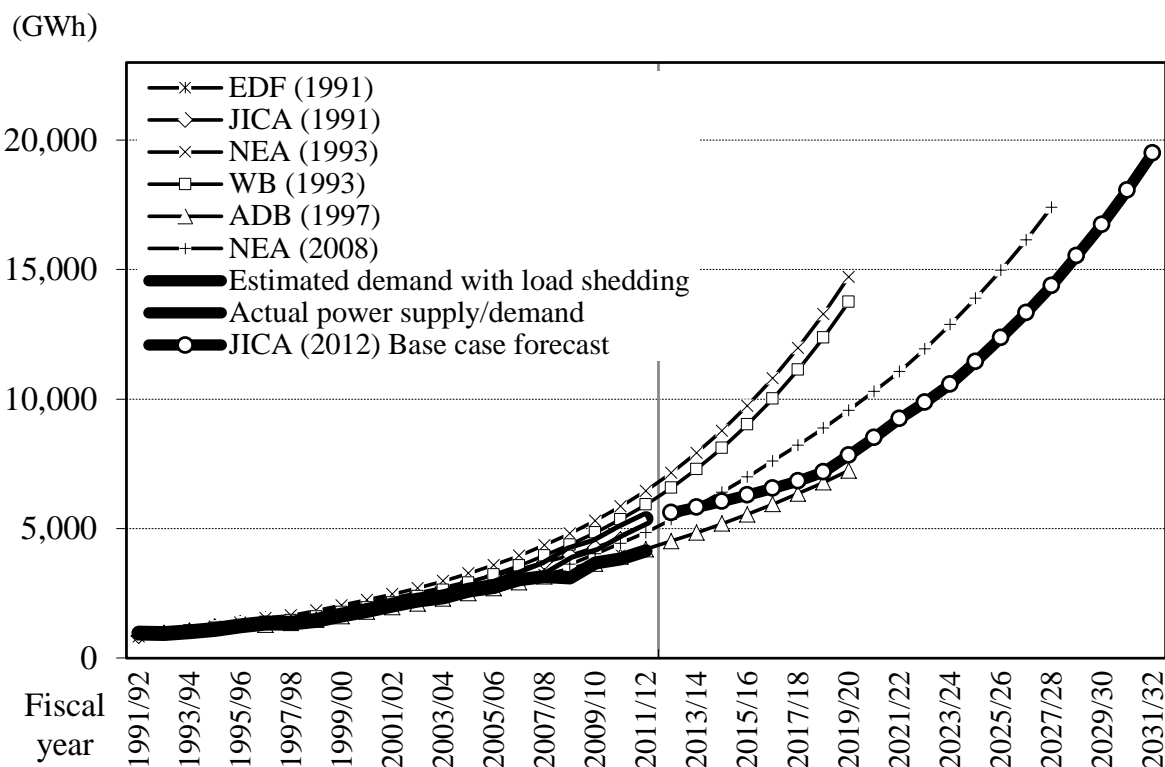
予想期間 20 年間の必要発電量の年間の伸び率の平均は 7%、同じく必要発電出力の伸びは年平均で 7%となる。実発電量の過去 20 年間の年平均成長率は 9%から 8%であり、今後年 7%の成長を維持することは、それほど困難な目標ではないかもしれない。一方、今後の開発には、貯水式などのより多額の初期投資が必要な発電施設が必要なこと、電力セクターのマーケットの是正を同時に行わなければならないこと、あわせて、NEA の赤字体質の改善など、多くのコストのかかる課題があり、この平均 7%の成長を維持するには、相当の努力が必要である。

電力需要の伸び率を産業部門別に見ると、民生部門の伸び率が 8.0%と最も高く、全体に占める割合が 2.7%と小さいながら、灌漑部門が、平均年 7.6%の成長を示す。最近農業セクターのパフォーマンスは良いため、それが影響しているが、天候不順など、順調な成長には不確定要素が多い部門でもある。次に、商業・サービス部門が、年平均 7.3%の成長率を示している。商業・サービス部門については、海外からの送金などにより国民の購買力が高まっていることが、成長のためのプラスの要素ではあるが、一方で産業の空洞化を促進しかねない状況でもある。この観点からすると、年平均 7.1%の成長率で、他部門より成長率が低く、予測期間内に電力需要のシェアがわずかではあるが落ちてしまう産業部門の成長を回復させることは必須である。季節を通じ安定した電力供給を早急に実現し、産業部門が経済を牽引できるための生産環境を整備することは急務である。

他の需要予測との比較では、1991 年のフランス電力公社 (EDF) による予測と、1997 年の ADB による予測が、実際の電力供給の伸びと最も近い予測となっている。両者の予測は、他の予測に

比較すると控えめな予測であった。輪番停電により満たされなかった需要を加味した電力需要の伸びは、2008年のNEAの需要予測に近い。一方、この不足の大きな部分は、NEA自体が発電能力を超え、配電網を急速に伸ばす一方で、発電側に投資が十分にまわらなかったことが大きな原因である。電力市場が適正に機能していれば、送電網の伸びと発電能力の増加がバランスし、想定需要の伸びは、2008年のNEAの予測よりも緩やかであったと考えられる。

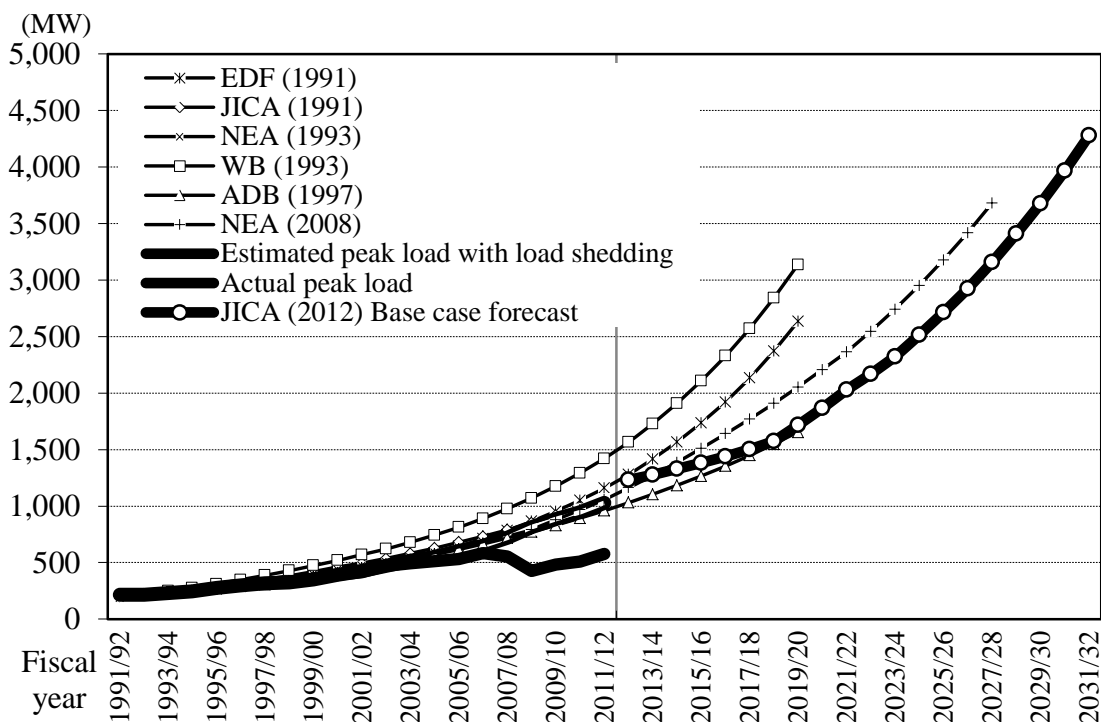
このような過去の予測と実績をふまえ、また、ネパールの電力市場の課題に対応するため、今回の需要想定では、電力市場の正常化を2018/19年度までに達成し、その間に電力価格の適正化をはかり、同時に発電能力を徐々に整備するシナリオをベースケースとして描いた。2018/19年度以降、失われた経済の成長を取り戻す、という成長のシナリオである。このようなシナリオの具現化には、電力市場の正常化と、より効率的な電力産業の構造を目指す、長期的な政策とその堅実な実施が必須である。



Prepared by JICA Study Team.

Figure 2.3.3-1 Comparison between Various Base Case Power Demand Forecasts





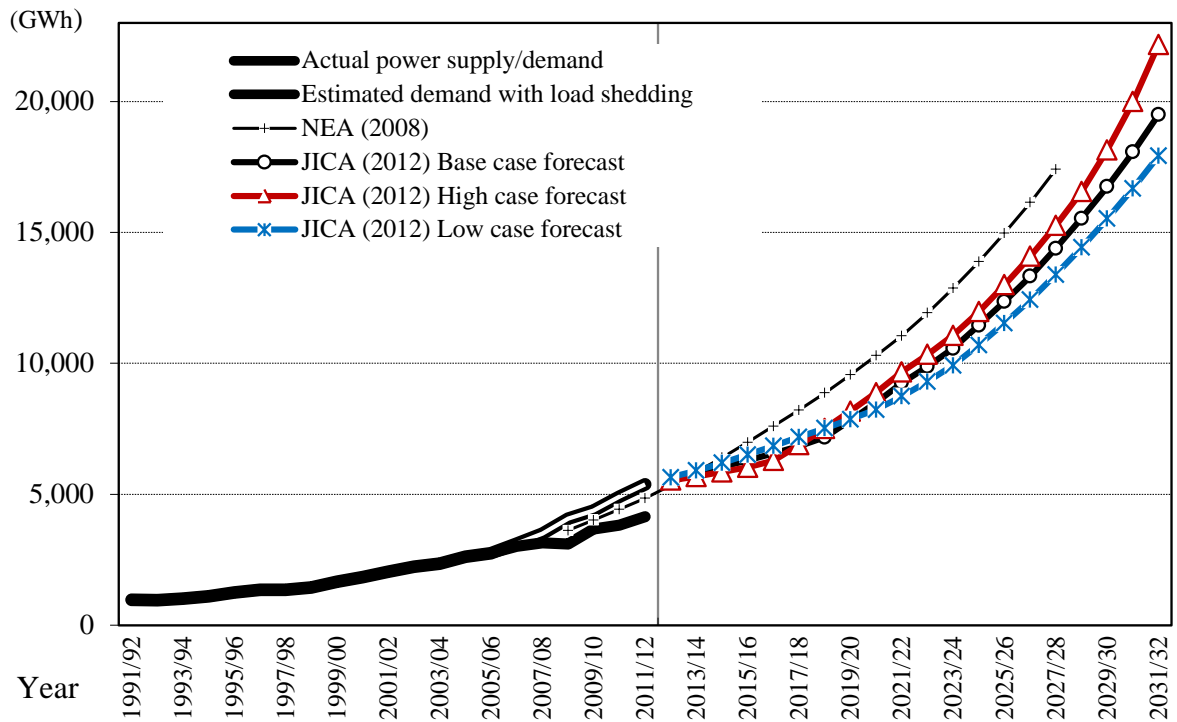
Prepared by JICA Study Team.

Figure 2.3.3-2 Comparison between Various Base Case Peak Load Forecasts

### 2.3.4 電力需要予測における採用シナリオ

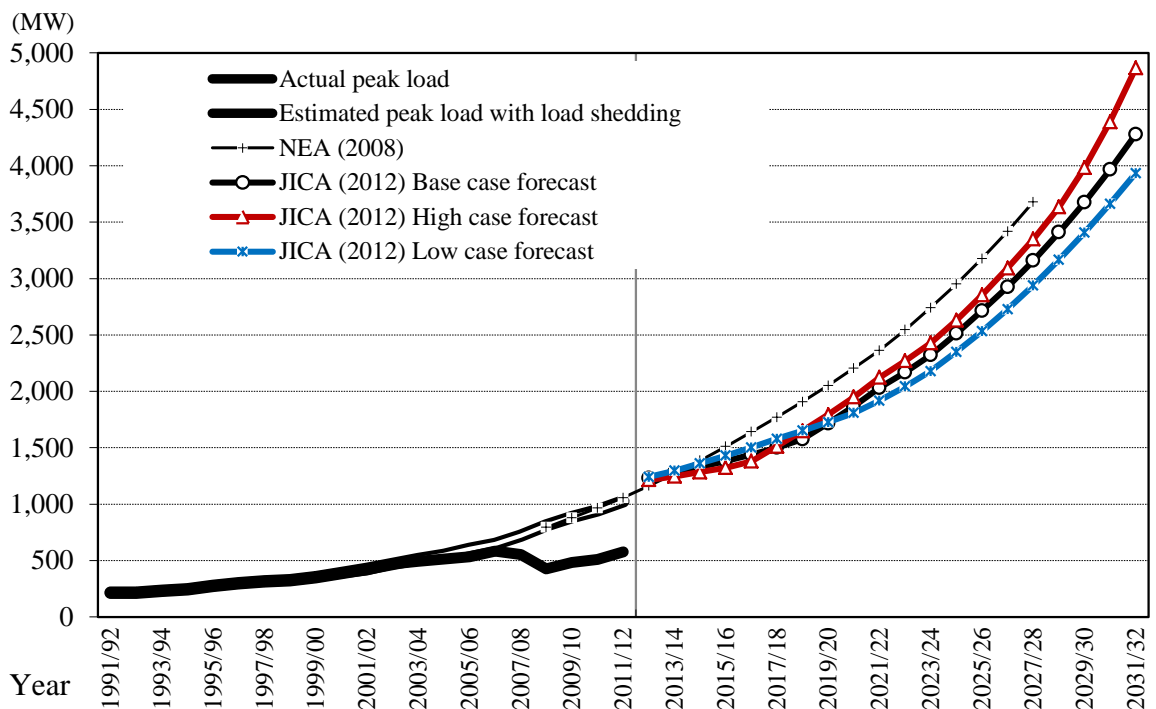
ベースケース、ハイケース、ローケースの感度分析の結果を、Figure 2.3.4-1 および Figure 2.3.4-2 に示す。ハイケースでは、2012/13 年から最初の 5 年間の急速な電力価格の上昇に呼応して、電力需要がベースケースとローケースに比較して伸び悩む。この期間は、政府の電力料金に対する補助をなくし、電力市場の健全化をはかる調整期間とも言える。2016/17 年度に電力価格が適正なレベルに達した後、電力需要の健全な伸びが期待できる。2018/19 年度にはベースケースとローケースの需要量に追いつき、そのあとは、電力需要の高い成長率を示しながら、マスタープランの最終年度の 2031/32 年度には、22,166 GWh の電力需要に達する。

ローケースでは、ベースケースが 2021/22 年度に適正価格を達成するまで、ベースケースとほぼ同一の需要レベルを維持している。しかし 2021/22 年度以降、需要の伸びは鈍く、ベースケースとの開きが年を追うごとに大きくなる。マスタープラン最終年度の 2031/32 年度に達する電力需要は 17,921 GWh であり、ハイケースの約 8 割にとどまる。



Prepared by JICA Study Team.

**Figure 2.3.4-1 Sensitivity Analysis of Power Demand Forecasts**



Prepared by JICA Study Team.

**Figure 2.3.4-2 Sensitivity Analysis of Peak Load Forecasts**

発電出力の予測では、民生需要中心の電力需要構造が変化しないと仮定し、全期間 52%のロードファクターを想定している。そのため、発電出力の推移の傾向は、電力需要の傾向とほぼ同一である。ハイケースでは、マスタープラン最終年度に 4,866 MW の発電出力の需要となるが、ローケースでは同年次に、3,934 MW の発電出力需要となり、到達需要はハイケースの約 8 割にとどまる。

これら結果は、ネパールの経済の成長を長期的観点から見た場合、電力市場をゆがめている電力価格の是正を早めに行った方が良いことを示唆する。電力価格の是正を短期間で行うことは、その時点で痛みを伴うが、後により高い経済成長を期待することができる。

### 第3章 電源開発計画の策定

本章では、第2章で予測した電力需要を満たすための具体的な電源開発計画を、既存の発電設備、現在建設中および建設される確度が高いプロジェクト<sup>2</sup>、第5章で選定する貯水式発電の有望候補などを考慮して策定する。

#### 3.1 既存の発電設備

2011/12年度末時点<sup>3</sup>でのネパールにおける既存の発電設備は、NEAの大規模水力が459,150 kW、NEAの小規模水力が18,380 kW、IPPによる水力が187,581 kW、火力(ディーゼル)が53,410 kW、太陽光が100 kWの、合計718,621 kWである。(Table 3.1-1)

**Table 3.1-1 Installed Capacity of Existing Generation Facilities**

Power Station	Installed Capacity (kW)
NEA's Major Hydro	459,150
Middle Marsyangdi	70,000
Kaligandaki A	144,000
Marsyangdi	69,000
Kulekhani No. 1	60,000
Kulekhani No. 2	32,000
Trhisuli	24,000
Gandak	15,000
Modi Khola	14,800
Devighat	14,100
Sunkoshi	10,050
Puwakhola	6,200
NEA's Small Hydro	13,844
NEA's Small Hydro (Isolated)	4,536
IPP's Major Hydro	142,600
Khimrit	60,000
Bhotekoshi	36,000
Chilime	22,000
Indrawati No. 3	7,500
Jhimruk	12,000
Andhi Khola	5,100
IPP's Small Hydro	44,981
Hydro Total	665,111
Diesel	53,410
Duhabi Multifuel	39,000
Hetauda	14,410
NEA's Solar	100
Grand Total	718,621

Source: A Year in Review FY2011/12, NEA

<sup>2</sup> 詳細設計を実施中あるいはPPAが締結済などのプロジェクト。

<sup>3</sup> 電源開発計画の策定期間が2012/13年度から2031/32年度なので、既存の発電設備としては2011/12年度末の値を使用する。

### 3.2 既存の発電システムの問題点

ネパールの既存の発電システムには、① 絶対的な供給力不足、② 乾期における発電能力の低下の、二つの大きな問題がある。

#### 3.2.1 供給力不足

ネパールでは、2000年代半ばから需要が供給能力を上回っており、絶対的な供給力不足の状態にある。このため、計画停電を実施せざるを得ず、2013年1月には最大で1日14時間、1週間に97時間の計画停電が約半月にわたって実施された。

2011/12年度では、ピーク需要1,027 MWに対して国内の発電設備の合計設備出力は719 MW(需要の70%)であり、また、第3.2.2節に述べる乾期の発電能力の低下があるために、実際に供給された電力はインドからの輸入を含めても需要の6割弱である580 MW程度であった。

供給力不足の解消と需要の伸びを満たすために、今後は需要の伸びを上回る量の電源を開発する必要がある。

#### 3.2.2 乾期における供給能力の低下

もう一つの問題は、乾期に供給能力が大幅に低下することである。ネパールでは全設備出力の約86%が流れ込み式および調整池式水力発電である。これらの発電方式は、ほぼ河川の流量に応じた発電を行うので、流量が減少する乾期には供給能力が低下する。

ネパール全体としての供給能力は12月から5月にかけての乾期に低下しており、3月中旬から4月中旬にかけては平均で設備出力の55%程度まで、年によっては45%程度まで低下している。

流れ込み式および調整池式発電所に限ると、3月中旬から4月中旬にかけては平均で設備出力の50%程度まで、年によっては40%程度まで低下している。

一方、電力需要の月別変動は供給能力のように大きくはなく、需要が最小の月でも最大の月の約90%の需要がある。また、供給能力が低下する12月から4月にかけて需要が大きくなっており、供給能力が比較的大きい7月から10月にかけては需要は相対的に小さくなっている。このため、今後は乾期における供給能力の低下がないか、あるいは低下が小さい電源を開発する必要がある。

ネパールにおいては、火力発電所の建設は難しいこと、流れ込み式で乾期の出力低下に対応するためには必要な供給力の約2倍の設備を建設する必要があることから、乾期における供給能力の低下に対する対策は、主として貯水式発電所の建設によって行うことが最も現実的である。

現在、ネパールの貯水式発電所はKulekhani No.1発電所とそれに直結したKulekhani No.2発電所のみであり、乾期の供給能力に関する適切かつ十分なデータがない。したがって、以下の条件によって貯水式発電の乾期の供給能力を想定する。

- 今後建設される貯水式発電所のピーク継続時間は、12時間と仮定する。
- 乾期の負荷率は年間負荷率と同じとして、第2章の需要想定で用いた57%とする。

これらのピーク継続時間と負荷率から、貯水式水力の乾期における供給能力は設備出力の88%

(= (12 時間 / 24 時間) / 0.57 × 100) と想定される。したがって、新たに必要な供給力である 2,242 MW をすべて貯水式発電所によって増加させるためには、約 2,550 MW (= 2,242 / 0.88) の貯水式水力発電所が必要となる。これはすべて流れ込み式で必要な供給力を確保する場合の約 57% の設備である。

一般的に貯水式の方が湛水面積が大きいことから、動植物などの自然環境への影響や住民移転などの社会的影響が流れ込み式よりも大きい場合が多い。一方、一件当たりの設備出力が大きいことや乾期における出力の低下が小さいことから、乾期の需要を満たすために必要な発電所数は流れ込み式の場合よりも少なくなる。

### 3.3 電源開発の基本的シナリオ

上記のネパールにおける発電システムの問題点や各種発電方式の特性などを考慮して、以下のシナリオに基づいて今後 20 年の電源開発計画を策定する。

- 全国規模の電力系統（INPS）に接続される主要電源は、豊富な国産資源である水力エネルギーを活用する水力発電とする。
- 貯水式発電は、乾期における流れ込み式発電の供給能力の低下を補って系統全体としての供給力を確保することを主目的として開発する。
- 流れ込み式発電は、豊富な水力エネルギーを活用することを目的として、今後も継続的に開発する。
- インドからの輸入は、国境付近への供給力として一定量の輸入を継続する。
- 燃料を輸入に頼る火力発電所の新設は行わないが、既設のディーゼル発電所は非常時のために存続させる。
- 風力や太陽光などの再生可能エネルギーによる発電は、環境負荷が小さいことから長期的には有望な電源であるが、発電単価や系統の安定性に与える影響を考慮すると、今後 20 年間に INPS の中に占める割合は極めて小さいと考えられるので、電源開発計画の中では考慮しない。

### 3.4 既存の発電設備の設備出力

第 3.1 節で述べたように、2011/12 年度末時点での NEA および IPP の発電設備は合計で 718,621 kW であり、これらのうち全国系統に接続されているのは 714,085 kW である。

本章における電源開発計画の策定では、2013 年 5 月に NEA より得られた 2013/14 年度の供給計画に関する情報に基づいて、以下の供給力も既存の水力発電設備の供給力として取り扱うこととした。

- IPP による小規模な発電所の合計出力の増加分 136,089 kW

上記の「IPP による小規模な発電所の合計出力の増加分」については、投入年度に関する情報は得られなかったために、本章の検討ではこれを 2011/12 年度の既存の設備出力として取り扱う

こととし、同年度の IPP による小規模な発電所の合計出力を 181,070 kW (= 44,981 kW + 136,089 kW) とした。また、既設の風力発電所については、設備出力が小さいことと詳細なデータが入手できなかったことから、電源開発計画に含まないものとした。

したがって、電源開発計画における 2011/12 年度末の既存発電設備の設備出力は、水力が 796,664 kW、ディーゼルが 53,410 kW、合計 850,074 kW とした。(Table 3.4-1 の右列)

**Table 3.4-1 Installed Capacity of Existing Generation Facilities**

Power Station	Installed Capacity in FY2011/12 (kW)	
	A Year in Review FY2011/12	Generation Expansion Plan
NEA's Major Hydro	459,150	459,150
Middle Marsyangdi	70,000	70,000
Kaligandaki A	144,000	144,000
Marsyangdi	69,000	69,000
Kulekhani No. 1	60,000	60,000
Kulekhani No. 2	32,000	32,000
Trhisuli	24,000	24,000
Gandak	15,000	15,000
Modi Khola	14,800	14,800
Devighat	14,100	14,100
Sunkoshi	10,050	10,050
Puwakhola	6,200	6,200
NEA's Small Hydro	13,844	13,844
NEA's Small Hydro (Isolated)	4,536	-----
IPP's Major Hydro	142,600	142,600
Khimrit	60,000	60,000
Bhotekoshi	36,000	36,000
Chilime	22,000	22,000
Indrawati No. 3	7,500	7,500
Jhimruk	12,000	12,000
Andhi Khola	5,100	5,100
IPP's Small Hydro	44,981	181,070
Hydro Total	665,111	796,664
NEA's Diesel	53,410	53,410
Duhabi Multifuel	39,000	39,000
Hetauda	14,410	14,410
NEA's Solar	100	-----
Grand Total	718,621	850,074

### 3.5 建設中および建設される確度が高い水力発電プロジェクト

2013年6月現在で、Table 3.5.1 に示す水力発電プロジェクトが建設中あるいは建設される確度が高いプロジェクトである。本調査では、これらのプロジェクトはすべて予定どおりに実施されて運転を開始するものとして、電源開発計画を作成する。

Table 3.5-1 Projects under Construction or with High Probability of Construction

Project Name	Type	Installed Capacity (MW)	Annual Energy (GWh)	Commercial Operation (FY)	Remarks
Kulekhani III	STO	14	40.85	2015/16	
Chameliya	PROR	30	184.21	2015/16	
Khani Khola	ROR	25	114	2015/16	
Upper Sanjen	ROR	11	82.4	2016/17	
Sanjen	ROR	42.9	251.9	2016/17	
Upper Trishuli 3A	ROR	60	489.9	2016/17	
Upper Tamakoshi	PROR	456	2,281	2016/17	
Madhya (Middle) Bhotekoshi	ROR	102	542	2017/18	
Rasuwagadi	ROR	111	613.88	2017/18	
Rahughat	PROR	32	186.12	2017/18	
Upper Marsyangdi	ROR	50	317	2017/18	
Mistri	ROR	42	225	2017/18	
Upper Trishuli 3B	ROR	37	296.34	2019/20	
Upper Modi A	ROR	42	214.87	2020/21	
Tanahu	STO	140	484.4	2020/21	
Budhi Gandaki	STO	600	2,674	2022/23	
Total		1,794.9	8,997.87		

Source: NEA

### 3.6 開発候補の水力発電プロジェクト

#### 3.6.1 調査団によって選択された有望貯水式プロジェクト

第5章に述べるように、2009年にNEAによって作成されたロングリストに記載されている67件の貯水式水力発電プロジェクト（追加された2件を含む）について、調査団は技術面、環境面、経済面から比較検討を行って順位付けを行い、今後20年間の電源開発計画の候補としてTable 3.6.1-1に示す10件のプロジェクトを選択した。

これらの10件のプロジェクトについて、現地踏査を含むより詳細な調査を行った結果、Kokhajor-1プロジェクトは経済性の観点から実施が困難であることが判明した。このため、電源開発計画の候補から除外することとした。

また、Lower Jhimrukプロジェクトは、その発電所予定地点がNaumureプロジェクトの湛水予定地内に位置しており、これらの2件のプロジェクトは両立することはできないことが判明した。Naumureプロジェクトについては、この地点に灌漑省による灌漑プロジェクトの構想があり、これが実施されるとLower Jhimrukプロジェクトと競合する。一方、Naumureプロジェクトについては、発電と灌漑の多目的プロジェクトとして開発する可能性がある。このため、電源開発計画の候補プロジェクトとしてはNaumureプロジェクトを採用することとし、Lower Jhimrukプロジェクトは候補プロジェクトから除外した。



**Table 3.6.1-1 Candidates Storage-type Hydroelectric Power Project selected by the Study Team**

Project Name	Type	Installed Capacity (MW)	Annual Energy (GWh)	Project Cost* (MUS\$)	The Earliest Possible Commissioning Year (FY)	Remarks
Dudh Koshi	STO	300	1,909.6	1,141.0	2023/24	
Nalsyau Gad	STO	410	1,406.1	966.9	2023/24	
Andhi Khola	STO	180	648.7	665.8	2025/26	
Chera-1	STO	148.7	563.2	576.9	2027/28	
Madi	STO	199.8	621.1	637.3	2027/28	
Naumure	STO	245	1,157.5	954.5	2027/28	
Sun Koshi No.3	STO	536	1,883.6	1,690.5	2028/29	
Lower Badigad	STO	380.3	1,366.0	1,209.8	2028/29	
(Kokhajor-1)	STO	111.5	278.9	476.5	-----	Excluded from the candidates in this study. (Low economical efficiency)
(Lower Jhimruk)	STO	142.5	454.7	520.9	-----	Excluded from the candidates in this study. (Overlapping with the Naumure Project)

\*: FY2012/13 price

### 3.6.2 流れ込み式水力の開発

Table 3.5-1 に示す建設中および建設される確度が高いプロジェクトを見ると、2018/19 年度以降に運転を開始する具体的な流れ込み式プロジェクト、すなわちプロジェクト名と開発規模が特定できるプロジェクトは、2019/20 年度に運開が予定されている Upper Modi A プロジェクト以外は計上されていない。これは、多数の流れ込み式プロジェクトに対して調査あるいは建設ライセンスが発行されているが、これらの多くが IPP に対して発行されているものであり、これらのプロジェクトの運転開始時期を想定することが困難なためであると考えられる。

しかし現実的には、豊富な水力エネルギーを活用するために、2018/19 年度以降も流れ込み式水力の開発は続いていくと考えられる。本調査による電源開発計画では、2018/19 年度以降も流れ込み式プロジェクトが継続的に開発されるされるとして、以下のように想定した。

- 2018/19 年度以降に運転開始が可能な流れ込み式の候補プロジェクトの合計設備出力は、NEA によって提示された Tamakoshi V および Upper Arun プロジェクトを含め、概ね 100 MW/年とする。
- これらのプロジェクトは、Table 3.6.1-1 に示される有望貯水式プロジェクトと同様に、必ずしも表に示されるそれぞれの運開可能年に運転を開始するのではなく、前年度までの開発で当該年の供給信頼度が確保されている場合は、開発スケジュールが翌年度以降に繰り延べられるものとする。

Table 3.6.2-1 に流れ込み式の候補プロジェクトを示す。

**Table 3.6.2-1 Candidates of ROR-type Projects**

Project Name	Type	Installed Capacity (MW)	Annual Energy (GWh)	Project Cost* (MUS\$)	The Earliest Possible Commissioning Year (FY)	Remarks
ROR-1	ROR	100	594	183	2018/19	
ROR-2					2019/20	
ROR-3					2020/21	
Tamakoshi V		87	460.5	189	2021/22	
ROR-4		100	594	183	2022/23	
ROR-5	2023/24					
Upper Arun	PROR	335	2,734.2	748	2024/25	
ROR-6	ROR	100	594	183	2027/28	
ROR-7					2028/29	
ROR-8					2029/30	
ROR-9					2030/31	
ROR-10					2031/32	

\*: FY2012/13 price

### 3.6.3 インドからの電力輸入

NEA との協議に基づいて、本調査における電源開発計画の検討では、下記の 2 件の輸入契約について考慮することとした。

- Power Sales Agreement between PTC India Limited and Nepal Electricity Authority (2011): 150 MW from FY 2015/16
- Free annual energy from Tanakpur HPP based on Minutes of Meeting of 8th Indo-Nepal Power Exchange Committee Meeting (2007): 12 MW (equivalent to 70 GWh)

その結果、2014/15 年度までの輸入量は最大で 12 MW、2015/16 年度以降の輸入量は 162 MW となる。

## 3.7 電源開発計画

### 3.7.1 具体的な開発シナリオ

建設中および建設される確度が高いプロジェクト (Table 3.5-1) はスケジュールどおりに運転を開始するものとする。それ以降に開発されるプロジェクトの候補としては本調査で選択された有望貯水式プロジェクト (Table 3.6.1-1) および流れ込み式の候補プロジェクト (Table 3.6.2-1) とする。

これらの候補プロジェクトによって、できるだけ早期に計画停電を解消し、以降は必要な供給信頼度を確保していくための電源開発計画を、国際原子力機関 (IAEA) によって開発された Wien Automatic System Planning Package (WASP) の最新版である WASP-IV を用いて行う。WASP は、電源設備の建設費とそれらの維持運転費の現在価値の合計が最小になるような電源開発計画、すなわち建設される発電所とそれらの運転開始年の組み合わせを策定するプログラムである。

### 3.7.2 電源開発計画

#### (1) 運転開始年度

需要予測がベースケースの場合に建設される発電所とそれらの運転開始年度を、Table 3.7.2-1 に示す。

ベースケースの場合、2012/13 年度から 2031/32 年度までの 20 年間に運転を開始する設備出力はインドからの輸入の増加を含めて 4,256 MW であり、そのうち貯水式は 1,993 MW である。

**Table 3.7.2-1 Generation Expansion Plan (Base Case)**

FY		2011/12	2012/13	2013/14	2014/15	2015/16	2016/17	2017/18	2018/19	2019/20	2020/21	2021/22	2022/23	2023/24	2024/25	2025/26	2026/27	2027/28	2028/29	2029/30	2030/31	2031/32	
Existing		850.1	→	→	→	→	→	→	→	→	→	→	→	→	→	→	→	→	→	→	→	→	
<b>Kulekhani No. 3</b>	<b>STO</b>					<b>14.0</b>	→	→	→	→	→	→	→	→	→	→	→	→	→	→	→	→	
Chameliya	PROR					30.0	→	→	→	→	→	→	→	→	→	→	→	→	→	→	→	→	
Khani Khola	ROR					25.0	→	→	→	→	→	→	→	→	→	→	→	→	→	→	→	→	
Upper Sanjen	ROR						11.0	→	→	→	→	→	→	→	→	→	→	→	→	→	→	→	
Sanjen	ROR						42.9	→	→	→	→	→	→	→	→	→	→	→	→	→	→	→	
Upper Trishuli 3A	ROR						60.0	→	→	→	→	→	→	→	→	→	→	→	→	→	→	→	
Upper Tamakoshi	PROR						456.0	→	→	→	→	→	→	→	→	→	→	→	→	→	→	→	
Madhya (Middle) Bhotekoshi	ROR							102.0	→	→	→	→	→	→	→	→	→	→	→	→	→	→	
Rasuwagadi	ROR							111.0	→	→	→	→	→	→	→	→	→	→	→	→	→	→	
Rahughat	PROR							32.0	→	→	→	→	→	→	→	→	→	→	→	→	→	→	
Upper Marsyangdi	ROR							50.0	→	→	→	→	→	→	→	→	→	→	→	→	→	→	
Mistri	ROR							42.0	→	→	→	→	→	→	→	→	→	→	→	→	→	→	
ROR-1	ROR								100.0	→	→	→	→	→	→	→	→	→	→	→	→	→	
Upper Trishuli 3B	ROR									37.0	→	→	→	→	→	→	→	→	→	→	→	→	
ROR-2	ROR									100.0	→	→	→	→	→	→	→	→	→	→	→	→	
<b>Tanahu</b>	<b>STO</b>										<b>140.0</b>	→	→	→	→	→	→	→	→	→	→	→	
Upper Mode A	ROR										42.0	→	→	→	→	→	→	→	→	→	→	→	
ROR-3	ROR										100.0	→	→	→	→	→	→	→	→	→	→	→	
Tamakshi V	ROR											87.0	→	→	→	→	→	→	→	→	→	→	
<b>Budhi Gandaki</b>	<b>STO</b>												<b>600.0</b>	→	→	→	→	→	→	→	→	→	
ROR-4	ROR													100.0	→	→	→	→	→	→	→	→	
Upper Arun	PROR														335.0	→	→	→	→	→	→	→	
ROR-5	ROR														100.0	→	→	→	→	→	→	→	
<b>Dudh Koshi</b>	<b>STO</b>															<b>300.0</b>	→	→	→	→	→	→	
<b>Nalsyau Gad</b>	<b>STO</b>																	<b>410.0</b>	→	→	→	→	
<b>Andhi Khola</b>	<b>STO</b>																				<b>180.0</b>	→	
ROR-6, -7, -8	ROR																					300.0	→
<b>Chera-1</b>	<b>STO</b>																						<b>149.0</b>
<b>Madi</b>	<b>STO</b>																						<b>200.0</b>
Import from India		12.0	→	→	→	162.0	→	→	→	→	→	→	→	→	→	→	→	→	→	→	→	→	→
Added Installed Capacity (MW)		—	0.0	0.0	0.0	219.0	569.9	337.0	100.0	137.0	282.0	87.0	600.0	0.0	100.0	435.0	300.0	0.0	410.0	0.0	480.0	349.0	
Total Installed Capacity (MW)		862.1	862.1	862.1	862.1	1,081.1	1,651.0	1,988.0	2,088.0	2,225.0	2,507.0	2,594.0	3,194.0	3,194.0	3,294.0	3,729.0	4,029.0	4,029.0	4,439.0	4,439.0	4,919.0	5,268.0	
LOLP* (%)		—	<b>50.375</b>	<b>53.789</b>	<b>57.975</b>	<b>32.637</b>	<b>2.733</b>	<b>1.575</b>	<b>1.927</b>	<b>2.579</b>	<b>1.919</b>	<b>3.087</b>	0.130	0.516	1.225	0.666	0.336	1.079	0.440	1.331	1.330	1.232	

\*: Critical LOLP is 1.375%, equivalent to 5 days/year.

Note: Projects in boldface are storage-type projects.

The total install capacity includes the import from India.

## (2) 需給バランス

需要予測がベースケースの場合の需給バランス、LOLP および供給予備率を、Table 3.7.2-2、Figure 3.7.2-1 および Figure 3.7.2-2 に示す。

この表で、供給信頼度 (LOLP) が許容上限値である 1.375% (年間 5 日の供給力不足に相当) 以下であっても、ピーク時の供給力が需要を下回っている場合がある。流れ込み式発電所の供給力不足は最大需要が発生する乾期に集注して発生し、当該月の流れ込み式発電所による供給電力量が大幅に減少する。これに対処するために、一部の貯水式発電所を設備出力より小さい出力で長時間にわたって運転してベース需要に対応するので、LOLP の許容範囲内の数日間はピーク供給力が不足する。一方、電力量は、LOLP が許容範囲内にある場合は、ほぼ 100% のエネルギーが供給されている。

需要予測がベースケースの場合、2015/16 年度に Kulekhani No. 3 (14 MW)、Chameliya (30 MW)、および Khani Khola (25 MW) の各発電所が運転を開始するが、供給力はピーク需要に追い付くことができず、LOLP は前年度よりは改善されるものの、33% という非常に高い値を示している。2016/17 年度には Upper Tamakoshi (456 MW)、Upper Sanjen (11MW)、Sanjen (42.9 MW)、および Upper Trishuli 3A (60 MW) の 4 つの発電所が運転を開始し、LOLP も 3% 以下に改善されるが、許容上限値である 1.375% までは改善されない。その後、2017/18 年度から 2021/22 年度にかけて、Nadhya (Middle) Botekoshi (102 MW)、Rasuwigadi (111 MW)、Rahughat (32 MW)、Upper Marsyangdi (50 MW)、Mistri (42 MW)、Upper Trishuli 3B (37 MW)、Tanahu (140 MW)、Upper Modi A (42 MW)、および Tamakoshi V (87 MW) の各発電所が運転を開始し、これら以外にも合計で 300 MW の流れ込み式発電所が運転を開始して、LOLP は 1.5% から 3% の間を推移する。

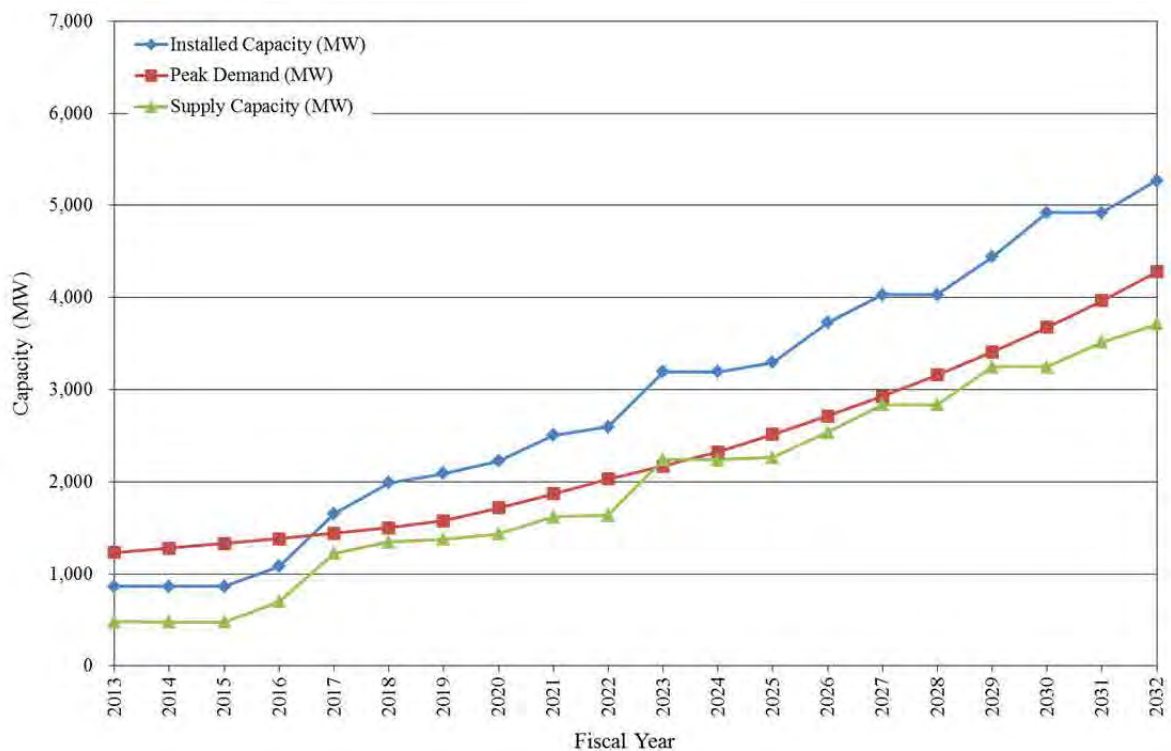
2022/23 年度になると、Budhi Gandaki 発電所 (600 MW) が運転を開始して、需要と供給はほぼバランスし、LOLP は許容上限値である 1.375 % 以下になる。その後は、2025/26 年度に Upper Arun 発電所 (335 MW)、2026/27 年度に Dudh Koshi (300 MW)、2028/29 年度に Nalsyau Gad (410 MW)、2030/31 年度に Andhi Khola (180 MW)、2031/32 年度には Chera-1 (149 MW) および Madi (200 MW) の各発電所が運転を開始し、これら以外にも合計 500 MW の流れ込み式発電所が運転を開始して、安定した需給状況となっている。

なお、供給予備率については、ほとんどすべての電源が水力発電であり、さらに最大需要が発生する乾期に供給能力が低下する流れ込み式発電がかなりの割合をしめていることから、比較的大きな値を示している。特に、設備出力が大きい Budhi Gandaki、Nalsyau Gad、Upper Arun などの発電所が運転を開始する年は、大きな値を示している。

**Table 3.7.2-2 Balance of Demand and Supply, LOLP, and Reserve Margin (Base Case)**

FY	Installed Capacity (MW)	Peak Demand (MW)	Supply Capacity (MW)	Supply – Demand (MW)	Energy Demand (GWh)	Supply Energy (GWh)	Supply / Demand (%)	LOLP (%)	Reserve Margin (%)
	a	b	c	d = c – b	e	f	g = f / e	h	i = a / b – 1
2012/13	862	1,231	479	-752	5,607	4,707	84.0	<b>50.375</b>	-30.0
2013/14	862	1,277	477	-800	5,818	4,787	82.3	<b>53.789</b>	-32.5
2014/15	862	1,328	476	-852	6,049	4,865	80.4	<b>57.975</b>	-35.1
2015/16	1,081	1,382	696	-686	6,294	5,747	91.3	<b>32.637</b>	-21.8
2016/17	1,651	1,439	1,224	-215	6,556	6,527	99.6	<b>2.733</b>	14.7
2017/18	1,988	1,501	1,346	-155	6,836	6,819	99.8	<b>1.575</b>	32.5
2018/19	2,088	1,575	1,375	-200	7,176	7,154	99.7	<b>1.927</b>	32.5
2019/20	2,225	1,717	1,436	-281	7,823	7,788	99.6	<b>2.579</b>	29.6
2020/21	2,507	1,867	1,617	-250	8,504	8,481	99.7	<b>1.919</b>	34.3
2021/22	2,594	2,031	1,636	-395	9,252	9,198	99.4	<b>3.087</b>	27.7
2022/23	3,194	2,169	2,236	67	9,881	9,880	100.0	0.130	47.3
2023/24	3,194	2,321	2,236	-85	10,572	10,568	100.0	0.516	37.6
2024/25	3,294	2,513	2,265	-248	11,447	11,428	99.8	1.225	31.1
2025/26	3,729	2,714	2,537	-177	12,364	12,358	100.0	0.666	37.4
2026/27	4,029	2,925	2,837	-88	13,325	13,320	100.0	0.336	37.7
2027/28	4,029	3,158	2,837	-321	14,386	14,370	99.9	1.079	27.6
2028/29	4,439	3,410	3,247	-163	15,531	15,526	100.0	0.440	30.2
2029/30	4,439	3,676	3,247	-429	16,744	16,721	99.9	1.331	20.8
2030/31	4,919	3,966	3,515	-451	18,066	18,042	99.9	1.330	24.0
2031/32	5,268	4,279	3,712	-567	19,493	19,465	99.9	1.232	23.1

\*: Critical LOLP is 1.375%, equivalent to 5 days/year.



**Figure 3.7.2-1 Balance of Demand and Supply (Base Case)**

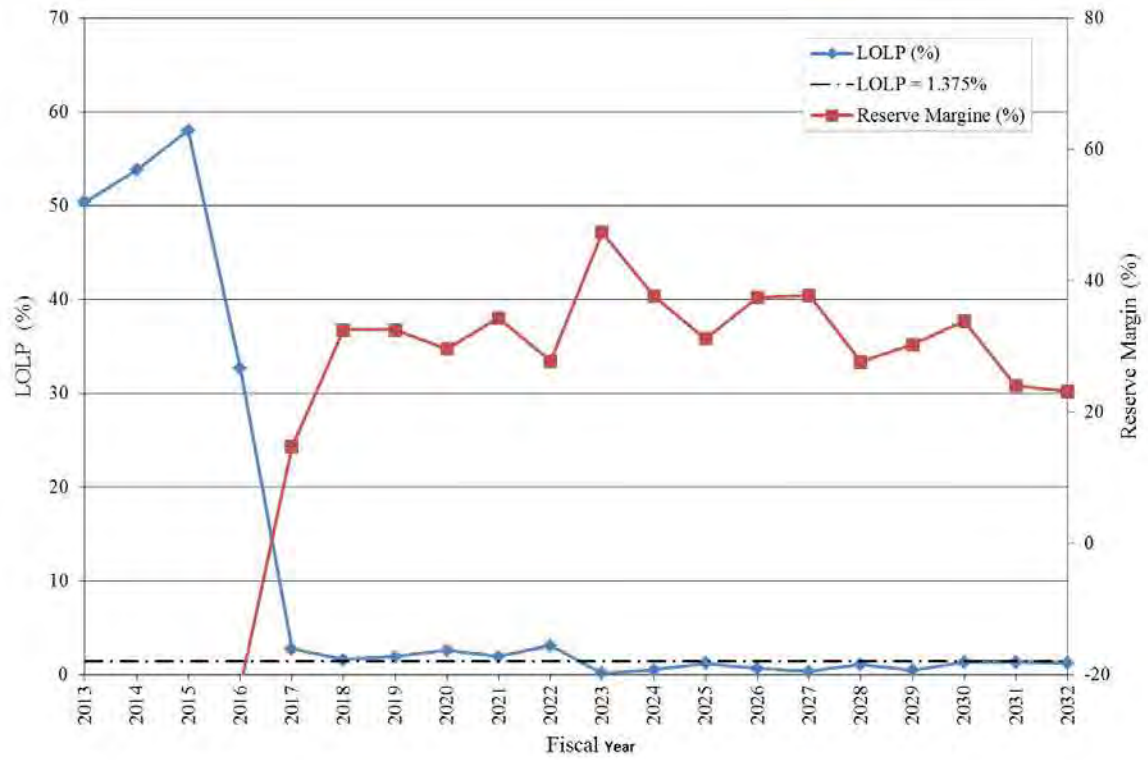


Figure 3.7.2-2 LOLP and Reserve Margin (Base Case)

## 第4章 貯水式水力発電開発計画

### 4.1 実施される貯水式水力発電プロジェクト

第3章で作成された電源開発計画では、2012/13年度から2031/32年度までの20年間に運転を開始する設備出力（インドからの輸入の増加を含む）は、需要予測がベースケースの場合は4,256 MW、ハイケースの場合は5,317 MW、ローケースの場合は3,807 MWである。これらのうち貯水式発電所は、ベースケースの場合は1,993 MW、ハイケースの場合は3,154 MW、ローケースの場合は1,644 MWである。

実施される貯水式発電プロジェクトとそれらの運転開始年度をTable 4.1-1に示す。

**Table 4.1-1 Storage-type Projects to be implemented**

Project	Capacity (MW)	Commissioning Year (FY)			Remarks
		Base Case	High Case	Low Case	
Kulekhani No. 3	14	2015/16	2015/16	2015/16	Under construction
Tanahu	140	2020/21	2020/21	2020/21	LA has been concluded.
Budhi Gandaki	600	2022/23	2022/23	2022/23	DD is ongoing.
Dudh Koshi	300	2026/27	2026/27	2027/28	
Nalsyau Gad	410	2028/29	2027/28	2029/30	
Andhi Khola	180	2029/30	2029/30	2031/32	
Chera-1	149	2031/32	2029/30	----	
Madi	200	2031/32	2030/31	----	
Naumure	245	----	2030/31	----	
Sun Koshi No. 3	536	----	2031/32	----	
Lower Badigad	380	----	2031/32	----	
Total Capacity	----	1,993 MW	3,154 MW	1,644 MW	

既に建設中および建設準備中である Kulekhani No. 3、Tanau および Budhi Gandaki を除くと、すべてのケースで Dudh Koshi、Nalsyau Gad、および Andhi Khola の3件のプロジェクトが実施される。

需要予測がベースケースの場合、2026/27年度に Dudh Koshi 発電所（300 MW）が、2028/29年度に Nalsyau Gad 発電所（410 MW）が、2029/30年度に Andhi Khola 発電所（180 MW）が運転を開始する。さらに、2031/32年度には Chera-1 発電所（149 MW）と Madi 発電所（200 MW）が運転を開始する。

ハイケースの場合は、Nalsyau Gad および Madi の各発電所はベースケースの場合よりも1年早く運転を開始し、Chera-1 発電所は2年早く運転を開始する。また、上記の各発電所に加えて、2030/31年度には Naumure 発電所（245 MW）が、2031/32年度には Sun Koshi No. 3 発電所（536 MW）と Lower Badigad 発電所（380 MW）も運転を開始する。

一方、ローケースの場合は、Dudh Koshi および Nalsyau Gad の各発電所はベースケースの場合より1年遅く運転を開始し、Andhi Khola 発電所は2年遅く運転を開始する。Chera-1 発電所以降



は本電源開発の最終年度である 2031/32 年度までに運転を開始する必要はない。

#### 4.2 貯水式プロジェクトの開発のための投資額

本マスタープランで取り上げた貯水式プロジェクトを開発するために必要な投資額を、Table 4.2-1 に示す。実際に電力需要を満たすためには、これらに加えて現在建設中のプロジェクトや開発が決定しているプロジェクトに対する投資も必要であり、また、2018/19 年度以降に開発される流れ込み式プロジェクトの開発のための費用も必要である。なお、本節では、建設される確度が高いが資金調達が未定である Budhi Gandaki プロジェクトも含めて分析を行う。

ベースケースでは、2012/13 年度から 2031/32 年度までのマスタープラン期間中に Table 4.2-1 に示す 6 つの貯水式水力発電プロジェクトの建設が終了し、建設中利子と価格変動予備費を除いた建設コストは、2012 年の価格ベースで 4,209 百万ドルに達する。その内、3,367 百万ドル（建設コストの 80%）を国外の資本市場からの借入金で、残りの 842 百万ドルは国内の資本市場から調達すると想定している。ベースケースでは、2025/26 年度に最大の資金需要が発生し、その金額は 429 百万ドル（海外からの借入金 が 343 百万ドル、国内の資本市場からの調達が 86 百万ドル）となる。ネパールの GDP が約 10,000 百万ドルであることを考慮すると、経済規模に比して多額の建設資金の確保が必要となるため、海外からの借り入れは必須となる。また、ネパール国内の資本市場は小規模であり、そこから 16 年間にわたり年間 16 百万ドルから 86 百万ドルを調達するには、高いリターンを保証する必要がある。ハイケースでは 9 プロジェクトを実施することになり、合計の資金需要は 7,149 百万ドルとなる。また、ローケースでは 4 プロジェクトを実施することになり、合計で 3,257 百万ドルの資金需要が発生する。



測のシナリオの経済全体に対する貢献度を比較するために必要な経済的内部収益率（EIRR）を算出するための基本形となる。

財務分析を行うにあたり、第一段階として個々のプロジェクトのキャッシュフローと投資利回りを算出し、第二段階としてそれらを統合した形で、各シナリオの投資利回り（FIRR）を算出した。発電設備の建設コストの80%を年利8%の借入金で、残りの20%を資本金として調達し、この資本金に対する利回りを25年間の借入金返済期間で算定する。ネパールでは、銀行が工業セクターに融資する場合の2011年時点での年利が8%から13.5%の間であった。ここでは、電力開発の投資はリスクが比較的少ないとして、年利8%で借り入れが可能と仮定した。ケース毎の利回り（FIRR）の算定は、6つの個々のプロジェクトの25年間の借入金償還がすべて終わる41年間をすべてのケースの計算期間とした。ケース毎の投資利回り（FIRR）の計算は、各個別のプロジェクトのキャッシュフローの合計を算出し、その合計金額に対して投資利回り（FIRR）を算出した。

個々のプロジェクトのEIRRの算出期間は50年間とした。各ケースのEIRRの算出期間の設定に当たっては、個々のプロジェクト期間を50年とすることができるように、各ケースのプロジェクト期間を61年に設定した。ケース毎のEIRRの算出は、各個別の便益の合計を算出し、その合計金額に対して行った。

#### 4.3.2 電力価格と経済内部収益率に関する分析

##### (1) 個別プロジェクトの分析

個別プロジェクト毎のEIRRを借入金に対する金利を8%とした場合と1%とした場合について計算した。金利が8%の場合については電力価格が6 Rs/kWhから16 Rs/kWhの間で、金利が1%の場合については電力価格が3 Rs/kWhから8 Rs/kWhの間で、EIRRの変動を計算した。その結果、Budhi GandakiプロジェクトとDudh Koshiプロジェクトがもっとも高いEIRRを示し、Madiプロジェクトがもっとも経済性の悪いプロジェクトという結果となった。また、EIRRの値は借り入れの金利の額に影響を受けないので、金利が8%の場合でも1%の場合でも、同一の電力価格に対してはほぼ同じEIRRの値を示す。

##### (2) 需要ケース毎の経済分析

ハイケース、ローケースの間でのEIRRの値の違いは小さい。最も多くのプロジェクトを実施し（9プロジェクト）資金需要が最大になるハイケースの経済性が多少悪く、最もプロジェクト数が少なく（4プロジェクト）資金需要も最小になるローケースでは多少経済性がよい。また、EIRRは借入金利の大きさの影響を受けないので、同一電力価格でのEIRRの値は金利が8%の場合と1%の場合でほぼ同じである。

#### 4.3.3 電力価格と財務内部収益率に関する分析—民間投資による電力開発の検討

第4.2節に示したように、貯水式水力発電プロジェクトの実施には大きな投資資金が必要である。特に、投資資金を民間から調達するには、その電力プロジェクトが投資先として魅力的で、高い財務的リターンが見込まれなければならない。加えて、プロジェクトを取り巻く政治的・社

会的リスクが十分に低いことも必要である。個々の貯水式水力発電プロジェクト財務分析に基づき、投資利回りを販売電力価格との関係として財務分析を行い、資金調達のめどを検討した。本節では、電力価格がどのレンジにあればプロジェクトの投資利回り（財務内部収益率）が十分に大きく、資金調達の可能性が高いかを検討した。

本節での財務分析を行うにあたり、各発電設備はNEAとは別に設立されたIPPにより建設され、当該発電設備が稼働をはじめた後は、NEAに電力を売電するという事業形態を想定する。発電設備の建設コストの80%を年利8%の借入金で、残りの20%を当該IPPの資本金として調達し、この資本金に対する利回りを算定する。

個々のプロジェクトと需要ケース毎の財務分析の結果を、売電の価格が6 Rs/kWh、8 Rs/kWh、10 Rs/kWh、12 Rs/kWh、14 Rs/kWh、および16 Rs/kWhの場合の利回りと、また、利回りが12%になるときの売電価格として、Table 4.3.3-1 および Table 4.3.3-2 にまとめた。ここでは、ネパールでは2011年時点で2年以上の定期預金の利率が5.0%から12.5%の間であったことを考慮し、投資家が期待する利回りを12%と想定した。

**Table 4.3.3-1 Summary of Project-wise FIRR with 8% Interest on Long-term Debt**

Project name	Instal- led capa- (MW)	Project (financial) cost (’000 USD)	Saleable energy			Inte- rest on long- (%)	Return on equity (FIRR)						Power price at 12% FIRR (Rs/kWh)
			Dry sea- son (GWh)	Wet sea- son (GWh)	Ann- ual Total (GWh)		Average power price for dry and wet season (Rs/kWh)						
							6Rs (%)	8Rs (%)	10Rs (%)	12Rs (%)	14Rs (%)	16Rs (%)	
<b>NEA Project</b>													
Budhi Gandaki	600	1,118,400	500	2,000	2,500	8.0%	11.4%	22.6%	29.6%	35.0%	39.5%	33.2%	6.08
<b>Promising Projects</b>													
Dudh Koshi	300	872,513	523	1,386	1,910	8.0%	9.5%	19.4%	25.4%	30.0%	33.8%	36.9%	6.38
Nalsyau Gad	410	737,393	515	853	1,367	8.0%	n.a.	14.0%	20.9%	25.8%	29.7%	32.9%	7.58
Andhi Khola	180	529,088	137	512	649	8.0%	n.a.	n.a.	11.2%	19.1%	24.9%	29.8%	10.18
Chara-1	149	452,083	121	443	563	8.0%	n.a.	n.a.	10.4%	17.8%	23.1%	27.4%	10.36
Madi	200	499,460	171	450	621	8.0%	n.a.	n.a.	9.3%	16.8%	21.9%	26.0%	10.61
Naumure	245	727,968	310	848	1,158	8.0%	n.a.	10.9%	19.4%	25.3%	29.9%	33.8%	8.21
Sun Koshi No.3	536	1,289,280	336	1,548	1,884	8.0%	n.a.	1.6%	13.6%	19.4%	23.7%	27.1%	9.57
Lower Badigad	380	922,695	355	1,011	1,366	8.0%	n.a.	2.9%	14.1%	19.8%	24.0%	27.4%	9.45

Note: 1) n.a. (not applicable) means that FIRR cannot be calculated due to negative net present values.

検討結果から、個々のプロジェクトについてみると、投資コストが大きい規模の大きなプロジェクトは売電可能な電力エネルギーが多く、低い売電価格でも高い投資の利回りを得る傾向が読み取れる。次節で示すように、NEAがIPPより2010/11年度に買入れた電力の平均価格を、経済財務分析に使用した2012年価格に換算すると9.21 Rs/kWhとなる。しかし、Budhi Gandakiプロジェクトは、それよりも低い買電価格の8 Rs/kWhで22.6%の利回りを確保できる。このNEAの買電価格で、Dudh Koshiプロジェクトは19.4%、Nalsyau Gadプロジェクトは14.0%の利回りを確保できる。また、利回り12%を投資の可否を判断する境界と設定した場合、Budhi Gandakiプロジェクトは6.08 Rs/kWh、Dudh Koshiプロジェクトは6.38 Rs/kWh、Nalsyau Gadプロジェクトは7.58 Rs/kWhの卸売価格で電力をNEAに提供することができる。このため、2010/11年度時点でのNEAのIPPからの平均電力購入価格を基準とすれば、これらプロジェクトは投資対象として魅力的なプロジェクトとして判断されるであろう。

一方、次節で示すとおり、NEA が IPP から購入する電力の価格は NEA の小売価格からすると、高すぎることを考慮して、NEA の IPP からの適正な買い取り価格を 2012 年価格で 5.18 Rs/kWh とする。この場合、すべてのプロジェクトの利回りが 12%以下となり、投資対象としての魅力は低下する。

**Table 4.3.3-2 Summary of FIRR of the Cases with 8% Interest on Long-term Debt**

Case	Interest on long-term debt (%)	Return on equity (FIRR)						Power price at 12% FIRR (Rs/kWh)
		Average power price for dry and wet season (Rs/kWh)						
		6Rs (%)	8Rs (%)	10Rs (%)	12Rs (%)	14Rs (%)	16Rs (%)	
Base Case	8.0%	5.6%	18.7%	26.5%	32.2%	36.8%	40.8%	6.79
High Case	8.0%	-0.6%	16.7%	25.5%	31.8%	36.7%	40.9%	7.24
Low Case	8.0%	8.9%	20.4%	27.7%	33.2%	37.8%	41.6%	6.42

Table 4.3.3-2 にベースケース、ハイケース、ローケース毎の投資利回りの計算結果を示す。財務性に関しては、ローケースが最も財務性が高く、続いてベースケースとハイケースが続く。この違いは、必要開発コストがハイケースからベースケース、ローケースと低減していることによる。いずれにせよ、3 ケースの間の違いは比較的小さい。利回り 12%を投資の可否を判断する境界と設定した場合、IPP の卸売り価格は 6.42 Rs/kWh から 7.24 Rs/kWh の間であり、2010/11 年度時点での NEA の IPP からの購入価格 9.21 Rs/kWh (2012 年価格換算) を考慮すれば、すべてのケースが民間にとって魅力的な投資対象となる。

しかし、次節で示すとおり、NEA が利益を確保できる IPP からの買い取り価格を 2012 年価格で 5.18 Rs/kWh とすると、すべてのプロジェクトの利回りが 12%以下となり、すべてのケースで投資対象としての魅力がなくなる。

ネパールの中長期的に安定的な電力開発を民間投資が主導する IPP を主体に行うには、安定した投資環境の整備や利益を確保できる買電価格が保証される必要がある。計画されたプロジェクトの実施可能性や収益性が、ネパールの社会経済条件の変化により変わってしまう可能性が高いと、IPP にとって電力開発はリスクの高い事業になり、そのようなプロジェクトへの投資は抑制される。ネパールでは、資本市場（利率）の動向、建設コストの高騰、電力市場の動向など多くのリスク要因がある。このため、今までネパールでの IPP による電力開発は、NEA が高い買電価格を設定することにより、このような IPP の電力開発のリスクを NEA に転嫁して低減する形で行われてきた。またこのようなリスクを低減するために、短期間で操業が開始できる流れ込み式の小規模プロジェクトが中心となってきた。IPP による電力開発はさらに進める必要があるが、このように IPP による電力開発だけでは、電力不足に対応し低価格で電力を提供することは難しい。このため、大規模な貯水式水力発電を同時に進めることが必要である。

このような状況を踏まえ、IPP による電力開発をさらに進めるためには、電力開発に伴う投資リスクを軽減する以下の施策が考えられる。

- 1) IPP からの買電価格の設定を総原価方式により、利益を確保できる価格帯を設定する。
- 2) 政府が低利長期融資の斡旋や保証を IPP に対して行って IPP の投資コストを下げ、IPP が

より低価格で電力が供給できる環境を整える。

- 3) 電力開発を行うにあたり、大きなインド市場の確保を前提とすることによって投資リスクを軽減させ、民間投資による電力開発を促進する。この場合、インド市場に頼るといふ地政学的なリスクを、両国政府間の合意などで軽減する措置が必要となる。

#### 4.3.4 電力価格と財務内部収益率に関する分析—公共投資による電力開発の検討

上記の分析は、民間企業が建中金利を含めた建設費の 80%を年利 8%の商業銀行からの借り入れで電力開発をまかなうという想定で行った。この借り入れ分をドナーなどの公的機関の低利資金により調達した場合は、金利を低く抑えることができる。この場合、プロジェクトが供給する電力の価格を低く抑えることができるか、あるいは資本の投資利回りをより大きくすることができるが、低利な公的資金の性格からすれば、電力価格を低く抑え、経済便益がより広く裨益するように配慮することが妥当である。本節では、ネパールの経済の成長の観点から電力開発を担っている NEA が、このような公的融資の導入やネパール政府の資本参加に基づき、自力で電力開発を行う可能性を検討する。

##### <販売電力のコストと価格の検討>

NEA は電力需要に応えるため、電力を自前の発電設備による発電と、IPP とインドの電力事業者からの買電で確保している。NEA の 2010/11 年度の財務情報から、電力の調達方法ごとに需要端での単位電力あたりのコストと販売価格を計算した。同年度に NEA は、保有する発電設備で 2,096 GWh、買電により 1,733 GWh、合計で 3,829 GWh の電力を確保している。需要端での供給電力の合計は 2,728 GWh であり、システムロス約 28%の高い値を示している。

単位 (kWh) あたりの電力供給コストは需要端で計算し、電力の販売価格と直接比較できるようにした。また、保有する設備の発電コストと買電のコストは異なるが、送電・配電および NEA の運営管理に関するコストは、電力調達の方式にかかわらず一様に供給した電力にかかるとした。

2010/11 年度に NEA は 60 億 8900 万ルピーの損失を計上している。電力販売以外の収入を考慮すると、電力事業のみの収支は 179 億 4700 万ルピーの電力販売収入に対してコストは 254 億 1400 万ルピーとなり、74 億 7200 万ルピーの損失となる。このような損失の主な要因は高い買電単価と低い販売電力価格である。また、システムロスが大きいこともコスト高の原因である。

2011 年度の NEA の平均電力販売価格は 6.58 Rs/kWh である。それに対して、NEA の設備で発電した電力の供給コストは 6.01 Rs/kWh であり、この電力の販売は利益を生む。コストの内訳は発電コストが 1.19 Rs/kWh、発送電費・管理費・減価償却費などの事業コストが 2.78 Rs/kWh、利払いや福利厚生のコストが 2.04 Rs/kWh である。一方、買電した電力のコストは 13.32 Rs/kWh で、この電力の販売は NEA の赤字の主因となっている。買電した電力の最大のコスト要因は 8.50 Rs/kWh (2011 年から 2012 年にかけて上昇した消費者物価指数 8.3%を考慮

すると 2012 年価格で 9.21 Rs/kWh) の買電価格である。事業コストと利払いや福利厚生のコストは、NEA の設備で発電した電力と同じコストがかかっている。このように、NEA の赤字体質は、高い買電価格とそれより低い販売価格から逆ざやが生じ、その分を自己発電による電力の販売による利益で埋められないことに起因する。この結果、NEA の発電と買電による調達した電力の平均コスト 9.32 Rs/kWh は平均電力販売価格 6.58 Rs/kWh より高くなる。

#### < 損益分岐点における NEA の発電量と買電量の検討 >

算出した単位コストと販売価格情報から損益分岐点における NEA の発電量と買電量を算出し、Table 4.3.4-1 に示した。2010/11 年度の例では、実際の NEA による発電量 1,493 GWh (発電出力 279 MW 相当) に対して、損益分岐点に達するには NEA による発電量が 2,516 GWh (発電出力 471 MW 相当) 必要となることがわかる。一方、買電量は、実際の 1,234 GWh に対して 212 GWh の購入に減らす必要がある。発電出力でいうと、NEA の発電出力が 191 MW 追加で必要となる。一方で IPP の発電出力は 191 MW 過剰となる。

2010/11 年度の NEA のコスト構造が将来も変化しないと仮定し、需要予測のベースケースの結果を使用し、2018/19 年度と 2031/32 年度の損益分岐点における NEA の発電と買電量、必要出力の算出を行った。ここでは、NEA による流れ込み式と貯水式の発電による発電コストを同一と見なした。需要予測のベースケースの場合、2018/19 年度には電力価格が 12 Rs/kWh、供給端の需要量が 5,669 GWh (発電端で 7,176 GWh、出力で 1,575 MW 相当)、2031/32 年度には電力価格が 12 Rs/kWh、供給端の需要量が 16,179 GWh (発電端で 19,493 GWh、出力で 4,279 MW 相当) となる。これら需要量と価格を適用し損益分岐点での NEA の発電量と買電量を計算した。

2018/19 年度の損益分岐点では、NEA の発電による電力が 1,023 GWh 必要となり、2010/11 年度より 470 GWh 減少する。一方、買電量は 2010/11 年度の水準から大幅に増加して 4,646 GWh となる。これは、電力販売価格の上昇 (6.58 Rs/kWh から 12 Rs/kWh) により逆ざやが減少し、それを充当するために必要な利益の額が減少し、結果としてコストの安い NEA の発電量が減少したためである。このことは、NEA の設備による発電を拡大してより安い価格で電力を提供し、ネパールの経済成長により貢献できることを示唆する。電力価格を 10 Rs/kWh に下げると、損益分岐点で必要な NEA の発電電力量は 2,575 GWh となり、2010/11 年度より発電量 1,082 GWh の増加、出力にして 436 MW の増加を実現させる必要がある。同様に 2031/32 年度で 10 Rs/kWh の電力価格を想定すると、NEA の発電量を 5,856 GWh、出力にして 1,665 MW 増加させる必要があることになる。

**Table 4.3.4-1 Results of Breakeven Point Analysis (at 2011 price)**

Breakeven simulation parameters and electrical energy sources  Cases	Unit cost of NEA generation (Rs/kWh) a	Unit cost of power purchase (Rs/kWh) b	Average sale price (Rs/kWh) c	Sale of electrical energy by sources			Required generation capacity					
				Total (GWh) d=e+f	Generated by NEA (GWh) e*1	Purchased by NEA (GWh) f	System losses (%) g	System load factor (%) h	Total (MW) i=j+k	Generated by NEA (MW) j	Purchased by NEA (MW) k	
1. Cases in FY2010/11												
Case 1-1: Actual sale in FY2010/11	6.01	13.32	6.58	2,728	1,493	1,234	29%	86%	510	279	231	
Case 1-2: Breakeven in FY2010/11	6.01	13.32	6.58	2,728	2,516	212	29%	86%	510	471	40	
Difference between Cases 1-1 and 1-2					1,023	-1,023				191	-191	
2. Breakeven cases in FY2018/19												
Case 2-1: Breakeven in FY2018/19 at 12Rs/kWh	6.01	13.32	12.00	5,669	1,023	4,646	21%	52%	1,575	284	1,291	
Difference between Cases 1-1 and 2-1			5.42	2,941	-470	3,411			1,065	5	1,060	
Case 2-2: Breakeven in FY2018/19 at 10Rs/kWh	6.01	13.32	10.00	5,669	2,575	3,094	21%	52%	1,575	716	860	
Difference between Cases 1-1 and 2-2			3.42	2,941	1,082	1,859			1,065	436	629	
3. Break even case in FY2031/32												
Case 3-1: Breakeven in FY2031/32 at 10Rs/kWh	6.01	13.32	10.00	16,179	7,349	8,830	17%	52%	4,279	1,944	2,335	
Difference between Cases 1-1 and 3-1			3.42	13,451	5,856	7,595			3,769	1,665	2,105	

Note: 1) For calculation of breakeven point  $e = d \times (c - b) / (a - b)$ .

<ソフトローンと政府出資による NEA の発電設備の拡充>

以上の分析では、NEA の発電設備による電力の需要端におけるコストが 6.01 Rs/kWh と低いことを仮定している。このような低いコストで発電するための設備の建設に、ODA のソフトローンと NEA に対する政府の出資を充てて行うことを想定して財務分析を行い、電力価格と利回りの関係を分析した。これら分析の結果を Table 4.3.4-2 に示す。建中金利を含めた建設費の 80% を年利 1% で借入金返済期間 25 年間の ODA ローン の借り入れ、残りの 20% を NEA に対する政府出資として調達するとして、この資本金に対する利回りを算定した。2010/11 年度の NEA の発電による電力の送電・配電も含めたコストは 6.01 Rs/kWh であるため、この前後の電力価格に対して利回りを計算した。また、資本参加は政府であるため、市中金利の約半額の 6% の利回りを実現するときの電力価格（発電コスト）を算出した。

2010/11 年度の NEA の発電による電力供給のコスト 6.01 Rs/kWh には送電・配電のコストが含まれているが、分析に使用した算出モデルはそれらのコストを考慮していない。そのため、結果を解釈するに当たり、この電力供給のコストから送電・配電のコスト 1.23 Rs/kWh を差し引いた値 4.78 Rs/kWh を 2011 年価格での閾値として使用する。経済財務分析は 2012 年価格で行っているため、2011 年から 2012 年にかけて上昇した消費者物価指数 8.3% を考慮して、2012 年価格での閾値を 5.18 Rs/kWh とする。つまり、電力の卸売価格がこの閾値以下でも利回り 6% を確保できるプロジェクトに、NEA が ODA ローンと政府投資を受けて直接実施するプロジェクトとして、財務的な観点から高い優先順位がつくことになる。

Table 4.3.4-2 に示す個別プロジェクトの財務分析の結果をもとに、個別プロジェクト毎に検討すると、Dudh Koshi プロジェクト (3.13 Rs/kWh)、Budhi Gandaki プロジェクト (3.31 Rs/kWh)、



Nalsyau Gad プロジェクト (3.77 Rs/kWh)、Naumure プロジェクト (4.23 Rs/kWh)、Lower Badigad プロジェクト (4.66 Rs/kWh)、Sun Koshi No. 3 プロジェクト (4.71 Rs/kWh) の順で優先順位がつけられる。

**Table 4.3.4-2 Summary of Project-wise FIRR with 1% Interest on Long-term Debt**

Project name	Instal- led capa- (MW)	Project (financial) cost (’000 USD)	Saleable energy			Inte- rest on long- (%)	Return on equity (FIRR)						Power price at 6% FIRR  (Rs/kWh)
			Dry sea- son (GWh)	Wet sea- son (GWh)	Total (GWh)		Average power price for dry and wet season (Rs/kWh)						
							3Rs (%)	4Rs (%)	5Rs (%)	6Rs (%)	7Rs (%)	8Rs (%)	
<b>NEA Project</b>													
Budhi Gandaki	600	1,118,400	500	2,000	2,500	1.0%	1.1%	12.4%	18.3%	22.8%	26.5%	29.7%	3.31
<b>Promising Projects</b>													
Dudh Koshi	300	872,513	523	1,386	1,910	1.0%	4.7%	12.1%	16.9%	20.5%	23.6%	26.2%	3.13
Nalsyau Gad	410	737,393	515	853	1,367	1.0%	n.a.	7.8%	13.2%	17.1%	20.2%	22.9%	3.77
Andhi Khola	180	529,088	137	512	649	1.0%	n.a.	n.a.	2.6%	9.2%	13.7%	17.4%	5.45
Chara-1	149	452,083	121	443	563	1.0%	n.a.	n.a.	3.4%	9.3%	13.4%	16.8%	5.38
Madi	200	499,460	171	450	621	1.0%	n.a.	n.a.	2.8%	8.9%	12.9%	16.1%	5.46
Naumure	245	727,968	310	848	1,158	1.0%	n.a.	4.1%	10.8%	15.4%	19.1%	22.2%	4.23
Sun Koshi No.3	536	1,289,280	336	1,548	1,884	1.0%	n.a.	-0.3%	7.7%	12.1%	15.4%	18.2%	4.71
Lower Badigad	380	922,695	355	1,011	1,366	1.0%	n.a.	0.3%	8.0%	12.4%	15.7%	18.4%	4.66

Note: n.a. (not applicable) means that FIRR cannot be calculated due to negative net present values.

Table 4.3.4-3 に示した需要ケース毎の財務分析の結果をもとに、ケース毎に NEA が ODA 資金などの公的資金を借り入れて、電力需要の増加に対応する場合を検討する。利回り 6% の閾値が 2012 年価格で 5.18 Rs/kWh であることを考慮すると、3つのケースの FIRR が 6% の時の電力価格（発電コスト）は 3.32 Rs/kWh から 3.79 Rs/kWh の間であり、この閾値を下回る価格となっている。このため、どのケースであっても、NEA が公的資金を借り入れて直接行うケースとして考慮の対象となる。

**Table 4.3.4-3 Summary of FIRR of the Cases with 1% Interest on Long-term Debt**

Case	Interest on long-term debt (%)	Return on equity (FIRR)						Power price at 6% FIRR (Rs/kWh)
		Average power price for dry and wet season (Rs/kWh)						
		3Rs (%)	4Rs (%)	5Rs (%)	6Rs (%)	7Rs (%)	8Rs (%)	
Base Case	1.0%	0.0%	9.6%	15.6%	20.2%	24.0%	27.2%	3.54
High Case	1.0%	-4.1%	7.7%	14.2%	19.1%	23.1%	26.6%	3.79
Low Case	1.0%	2.7%	11.2%	16.8%	21.3%	24.9%	28.1%	3.32

以上、財務的な観点から、電力価格、資本の利回り、金利、発電コストと、民間、ODA、政府からの資金調達の可能性の関係を分析した。財務的に有利な案件であれば民間の投資に期待できるが、一方、投資に有利ではあるが高過ぎる電力価格は、経済成長には負の要素となり得る。電力という公共性を帯びた財の提供は、ODA や政府系の低利の融資や投資を活用して、財務の健全性を確保しながらできるだけ低価格で提供する必要がある。このことから、NEA は低利の ODA 資金や政府系資金を活用して、適切な価格で提供できる電力を開発すべきである。

NEA の財務分析では、高いシステムロスが高コスト体質の要因となっていること、買電価格と販売価格の大きな逆ざやが存在すること、地方電化は高コストであることなどの、経営体質に関する課題が特定できる。そのため、現在行われている NEA による経営体質改善の努力は、より一層強められる必要がある。一方、NEA を取り巻く電力政策や電力市場のあり方にも改善の余地があると考えられる。IPP からの買い取り価格は電力販売価格と乖離しており、より競争的な電力卸売市場を設定することにより、IPP からの買い取り価格を合理的なレベルまで下げることが必要であろう。また、NEA の電力の小売価格についても、消費者に受け入れられ、経済成長に悪影響を与えないと考えられる範囲で、NEA の財務的な健全性を保てるレベルまで、引き上げる必要がある。

## 第5章 有望貯水式プロジェクトの選定と評価

第3章で述べたように、現在のネパールにおける乾期の電力不足の解消と今後の需要の伸びに対応するためには、貯水式水力発電の開発が必須である。2009年にNEAは、本調査のために65件の貯水式水力発電プロジェクトの候補地点を記載したロングリストを作成した。本章では、このロングリストに記載されているプロジェクトについて、技術面、経済面、自然および社会環境面からの評価を行って、第3章の電源開発計画の候補となる有望な貯水式プロジェクトの選定を行った。

### 5.1 有望貯水式プロジェクトの選定

#### 5.1.1 検討対象プロジェクト

本章で検討されたプロジェクトは、2009年12月にNEAによって作成された貯水式水力発電プロジェクトのロングリストに記載されている65プロジェクトと、2012年1月の本調査開始時にNEAの要望で追加された2プロジェクト（Bagmati Multipurpose プロジェクト（C-19）およびNisti-Panah プロジェクト（W-27））の、合計67プロジェクトである。これらのプロジェクトをTable 5.1.1-1に示す。

Table 5.1.1-1 Projects in the Long List

Eastern River Basin			Central River Basin			Western River Basin		
No.	Project Name	Capacity (MW)	No.	Project Name	Capacity (MW)	No.	Project Name	Capacity (MW)
E-01	Dudh Koshi	300.0	C-01	Kaligandaki-Modi	816.4	W-01	Barbung Khola	122.9
E-02	Dudh Koshi-2	456.6	C-02	Lower Badigad	380.3	W-02	Chera-1	148.7
E-03	Dudh Koshi-3	1,048.6	C-03	Lower Daraudi	120.2	W-03	Chera-2	104.3
E-04	Dudh Koshi-4	1,603.0	C-04	Seti-Trisuli	128.0	W-04	Humla-Karnali	467.1
E-05	Khimti	128.1	C-05	Upper Daraudi	111.4	W-05	Lower Jhimruk	142.5
E-06	Kokhajor-1	111.5	C-06	Kaligandaki-2	660.0	W-06	Madi	199.8
E-07	Likhu-1	91.2	C-07	Budhi Gandaki	600.0	W-07	Mugu Karnali	3,843.8
E-08	Mulghat	2,647.7	C-08	Andhi Khola	180.0	W-08	Sani Bhari-1	763.5
E-09	Piluwa-2	107.3	C-09	Langrang Khola	218.0	W-09	Sani Bhari-2	646.9
E-10	Rosi-2	106.5	C-10	Uttar Ganga	300.0	W-10	Sharada-2	96.8
E-11	Sankhuwa-1	176.0	C-11	Madi-Ishaneshor	86.0	W-11	Thuli Gad-2	119.7
E-12	Tama Koshi-3	330.0	C-12	Kali Gandaki No.1	1,500.0	W-12	Tila-1	617.2
E-13	Tamor No.1	696.0	C-13	Marsyangdi	510.0	W-13	Tila-3	481.9
E-14	Tamor (Terahathum)	380.0	C-14	Seti (Gandaki)	230.0	W-14	Thuli Gad	120.0
E-15	Sun Koshi No.1	1,357.0	C-15	Dev Ghat	150.0	W-15	LR-1	98.0
E-16	Sun Koshi No.2	1,110.0	C-16	Bhomichok	200.0	W-16	BR-3B	801.0
E-17	Sun Koshi No.3	536.0	C-17	Trishulganga	1,500.0	W-17	BR-4	667.0
E-18	Sun Koshi No.3	432.0	C-18	Ridi Khola	97.0	W-18	Surkhet	600.0
E-19	Sun Koshi No.3	190.0	C-19	Bagmati MP *	140.0	W-19	Lakarjata	1,200.0
E-20	Indrawati	91.2				W-20	Bhanakot	810.0
E-21	Kankai	90.0				W-21	Thapna	500.0
						W-22	SR-6	642.0
						W-23	Nalsyagu Gad	400.0
						W-24	Sarada Babai	75.0
						W-25	Naumure (W. Rapti)	245.0
						W-26	Lohare Khola	67.0
						W-27	Nisti-Panah *	90.4

\*: Added in January 2012.

### 5.1.2 有望プロジェクトの選定方法

有望プロジェクトの選定は、次の手順によって行った。

#### 第1段階： 評価対象プロジェクトの選定

上記の 67 プロジェクトには、本調査での評価の対象として適当ではないと考えられるプロジェクトが含まれていた。このため、選定作業の第1段階としてこれらのプロジェクトを除外して、本調査における評価の対象となるプロジェクトを選定した。

#### 第2段階： 候補プロジェクトの評価

上記の第1段階で選定された評価対象プロジェクトの評価を行った。具体的には、「5.1.4.1 評価項目と評価基準」で述べる各項目の得点と「5.1.4.2 評価項目の重み付け」によって当該プロジェクトの評価点を計算し、順位付けを行った。

#### 第3段階： 有望プロジェクトの選定

地域的な偏りや既に建設あるいは調査ライセンスが発行されていた他のプロジェクトとの重なりなどを考慮して、貯水式水力発電マスタープランのプロジェクトとして有望なプロジェクトを選定した。

### 5.1.3 評価対象プロジェクトの選定（第1段階）

上記のロングリストには、本調査での評価の対象として適当ではないと考えられるプロジェクトが含まれている。このため、有望プロジェクトの選定の第1段階としてこれらのプロジェクトを除外して、本調査における評価の対象となるプロジェクト（以下、「候補プロジェクト」という。）を選定した。

#### (1) 詳細設計や FS などを実施中あるいは計画中のプロジェクトの除外

NEA が作成したロングリストは 2009 年のものであり、本調査開始時点で既に 2 年以上が経過していた。このため、下記プロジェクトは本項目による除外の検討が行われた 2012 年 5 月時点で既に詳細設計段階に進んでいたり、あるいは NEA による FS や Pre-FS の実施が予定されていた。詳細設計段階のプロジェクトは既に実施が前提となっていること、また、FS あるいは Pre FS の実施が予定されているプロジェクトは本調査より詳細な調査が実施されるので、本調査で評価を実施することは有用ではではないと考えられるために、評価対象から除外した。ただし、本調査の最終段階で作成される電源開発計画では、これらのプロジェクトを考慮する。なお、2012 年 5 月時点で NEA による FS が実施中であった Nalsyau Gad プロジェクトは、この時点で既にインテリムレポートが作成されており、それを入手することができたので検討対象とした。評価対象から除外されるプロジェクトを、Table 5.1.3-1 の A 列に示す。

#### (2) 他のプロジェクトと重複しているプロジェクトの除外

以下のプロジェクトは、他のプロジェクトとほぼ同じ位置に計画されており、両立すること

が困難であることから評価対象から除外した。

**Tamor No. 1 (E-13: 696 MW)**

検討時点が新しい Tamor (Terahathum) (E-14: 380 MW) を採用し、本計画を検討対象から除外した。

**Sun Koshi No. 3 (E-18: 432 MW) および Sun Koshi No. 3 (E-19: 190 MW)**

これらの計画を評価対象から除外し、「コシ川流域水資源開発基本計画調査（1985 年 JICA）」による最適開発計画である Sun Koshi No. 3 (E-17: 536 MW) を採用した。

**Seti (Gandaki) (C-14: 230 MW)**

本計画は現在詳細設計実施中の Tanahu プロジェクトと重複しているため、評価対象から除外した。

**Thuli Gad (W-14: 120 MW)**

検討時点が新しい Thuli Gad -2 (W-11: 119.7 MW) を採用し、本計画を検討対象から除外した。

**LR-1 (W-15: 98 MW)**

検討時点が新しい Lohare Khola (W-26: 67 MW) を採用し、本計画を検討対象から除外した。

除外されたプロジェクトを、Table 5.1.3-1 の B 列に示す。

(3) ネパールにおける国内需要対応のための貯水式プロジェクトとして適当ではないプロジェクトの除外

ネパールにおける貯水式プロジェクトとして、その設備出力、ダム高、事業費、貯水池による流量調整率<sup>4</sup> および水没世帯数などが不適當であると考えられるプロジェクトを除外した。

なお、ここで本調査の対象から除外されたプロジェクトでも、電力輸出や多目的開発などの観点からは検討に値する可能性がある。

設備出力

一般的に、規模が大きい発電所は経済性に優れているが、事故や故障が発生した場合は電力系統に与える影響が非常に大きい。本調査の対象は国内需要向けの貯水式水力発電所であり、Integrated Nepal Power System (INPS: ネパール全国統合電力系統) に組み込まれる。2010/11 年度末におけるネパールの総設備出力が約 700 MW であること、また、設備出力による除外の検討が行われた 2012 年 3 月時点での NEA による需要想定によれば 2027/28 年度の国内需要が約 3,700 MW であることを考慮すると、一つの発電所の設備出力としては数百 MW 程度が適している。このスクリーニングでは、設備出力が 1,000 MW を超えるプロジェクトを除外した。(Table 5.1.3-1 の C 列を参照)

<sup>4</sup> 流量調整率 (%) = (有効貯水容量) / (年間流入量) × 100

### ダム高

2012年1月時点で、既設の最も高いダムはタジキスタンの Nurek ダムで、その堤高は 300m である。これよりも高いダムを建設することは技術的に容易ではないことや、堤体積が大きくなって工期が長くなることなどが予想されることから、このようなダムを至近年にネパールで建設することは難しいと判断して、堤高が 300m 以上のダムを有するプロジェクトを以降の評価対象から除外した。(Table 5.1.3-1 の D 列を参照)

### 事業費

ネパールの財政規模は小さく、国家財政の観点から、またドナーのネパールへの貸付限度額観点から、事業費が非常に大きいプロジェクトを至近年に実施することは困難と判断される。2009/10 年度の国家予算が約 45 億ドルであることから、本調査実施時点では積算時点より事業費が上昇していることを考慮して、積算時点での事業費が 20 億ドル以上のプロジェクトを以降の評価対象から除外した。(Table 5.1.3-1 の E 列を参照)

### 流量調整率

本調査の対象プロジェクトの主目的は乾期における流量の補給、すなわち河川流量の季節間調整であることを考慮して、調整率が 5% 以下の調整能力が小さく流れ込み式に近いプロジェクトを除外した。(Table 5.1.3-1 の F 列を参照)

### 水没世帯数

大規模な移転を要するプロジェクトは地域の社会環境に与える影響が大きいことから、その実施については慎重な判断が必要である。移転戸数は少ない方が望ましいが、ネパールにおける水力発電開発は、計画停電を解消させて経済発展と国民の生活向上を達成するための唯一無二の手段であることを考慮して、本調査の検討対象から除外する水没戸数の閾値を 5,000 戸とした。(Table 5.1.3-1 の G 列を参照)

### 国立公園および自然保護区<sup>5</sup>

「National Parks and Wildlife Conservation Act 2029」に規定されている区域内にあるプロジェクトを除外した。(Table 5.1.3-1 の H 列を参照)

### 世界遺産

プロジェクトエリア内に世界遺産があるプロジェクトを除外することとしたが、Table 5.1.3-1 に示す本調査の検討対象プロジェクトでこの条件に当てはまるものはなかった。

#### (4) 選択された評価対象プロジェクト

上記の (1) から (3) に述べた計 36 プロジェクトを評価対象から除外した結果、第 2 段階での評価対象として Table 5.1.3-1 で「✓」マークを付けた 31 プロジェクトが選定された。

<sup>5</sup> JICA 環境社会配慮ガイドライン (2004 年 4 月) には、「プロジェクトは、原則として、政府が法令等により自然保護や文化遺産保護のために特に指定した地域の外で実施されねばならない」と記載されている。

Table 5.1.3-1 Selection of Candidate Projects

No.	Project Name	Selected Candidate Project	Excluded from Object of Evaluation						
			A DD, FS or Pre FS Stage	B Overlap with Other Project	C Installed Capacity > 1,000MW	D Dam Height > 300m	E Project Cost > US\$2,000M	F Regulating Capability Factor < 5%	G Submerging Houses > 5,000
E-01	Dudh Koshi	✓							
E-02	Dudh Koshi-2	✓**						3.50	
E-03	Dudh Koshi-3				1,048.6	357.0	2,264.3		
E-04	Dudh Koshi-4				1,603.0	425.0	2,872.6		
E-05	Khimti							2.91	
E-06	Kokhajor-1	✓							
E-07	Likhu-1							2.87	
E-08	Mulghat				2,647.7		2,368.1		
E-09	Piluwa-2	✓							
E-10	Rosi-2	✓							
E-11	Sankhuwa-1								Conservation Area
E-12	Tama Koshi-3	✓							
E-13	Tamor No.1			with E-14					
E-14	Tamor (Terahathum)		Pre FS						
E-15	Sun Koshi No.1				1,357.0			0.19	
E-16	Sun Koshi No.2				1,110.0				
E-17	Sun Koshi No.3 (536 MW)	✓							
E-18	Sun Koshi No.3 (432 MW)			with E-17					
E-19	Sun Koshi No.3 (190 MW)			with E-17					
E-20	Indrawati	✓							
E-21	Kankai							11,700	
C-01	Kaligandaki-Modi	✓							
C-02	Lower Badigad	✓							
C-03	Lower Daraudi	✓							
C-04	Seti-Trisuli							2.56	
C-05	Upper Daraudi	✓							
C-06	Kaligandaki-2		FS					7,000	
C-07	Budhi Gandaki		DD						
C-08	Andhi Khola	✓							
C-09	Langtang Khola								National Park
C-10	Uttar Ganga								Hunting Reserve
C-11	Madi-Ishaneshor	✓							
C-12	Kali Gandaki No.1				1,500.0				
C-13	Marsyangdi							5,170	
C-14	Seti (Gandaki)			with Upper Seti					
C-15	Dev Ghat							0.32	
C-16	Bhomichok							0.07	
C-17	Trishulganga				1,500.0				
C-18	Ridi Khola	✓							
C-19	Bagmati MP *		FS						
W-01	Barbung Khola	✓**						2.75	
W-02	Chera-1	✓							
W-03	Chera-2	✓							
W-04	Humla-Karnali							2.73	
W-05	Lower Jhimruk	✓							
W-06	Madi	✓							
W-07	Mugu Karnali				3,843.8	694.0	4,868.1		
W-08	Sani Bhari-1					417.0			
W-09	Sani Bhari-2					330.0			
W-10	Sharada-2	✓							
W-11	Thuli Gad-2	✓							
W-12	Tila-1	✓							
W-13	Tila-3					338.0		2.13	
W-14	Thuli Gad			with W-11					
W-15	LR-1			with W-26					
W-16	BR-3B							9,270	
W-17	BR-4	✓							
W-18	Surkhet							6,600	
W-19	Lakarpata				1,200.0			20,400	
W-20	Bhanakot	✓							
W-21	Thapna	✓							
W-22	SR-6	✓							
W-23	Nalsyagu Gad	✓							
W-24	Sarada Babai	✓							
W-25	Naumure (W. Rapti)	✓							
W-26	Lohare Khola	✓							
W-27	Nisti-Panah *		Pre FS						

\* : Added in January 2012

\*\* : These projects are not excluded from the objects of evaluation because of the request by NEA.

#### 5.1.4 候補プロジェクトの評価（第2段階）

有望プロジェクトの選定の第2段階として、多基準分析法による候補プロジェクトの評価を行った。

##### 5.1.4.1 評価項目と評価基準

「5.1.3 評価対象プロジェクトの選定」によって選定された候補プロジェクトについて、以下に述べる評価項目を評価して点数をつけた。各項目の重み付けについては後述の「5.1.4.2 評価項目の重み付け」で述べる。

##### 技術的および経済的条件

水文

- 流量データの信頼性、氷河湖決壊洪水（GLOF）の危険性、堆砂の影響

地質

- 計画地点の地質状況、自然災害（地震による被害）、地震活動度（頻度・規模）

プロジェクト実施までのリードタイム

- アクセス道路延長、資金調達の難易度、計画の信頼性（現在の調査段階）

プロジェクトによる効用

- 発電単価、設備出力、年間発生電力量、乾期の発生電力量

##### 環境への影響

自然環境への影響

- 森林への影響、自然保護区への影響、魚類への影響、希少生物への影響

社会環境への影響

- 送電線建設による地域への影響、家屋への影響、農地への影響、少数民族への影響、観光への影響

##### 5.1.4.2 評価項目の重み付け

上記5.1.4.1で述べられた各評価項目について、本調査の目的、すなわち「ネパールにおける貯水式水力発電の開発」にとっての重要度に応じて重みを付けた。各評価項目の点数にその項目の重みを乗じ、それらの合計を当該プロジェクトの得点とした。

Table 5.1.4.2-1 に示す重みは、過去の他のプロジェクト<sup>6</sup>の重み付けを参考に調査団内で検討を行って原案を作成し、NEA と協議を行って修正を加えた。これを第1回ステークホルダーミーティングにおいて説明して出席者からのコメントを得て、必要と思われるものを考慮して決定した。

<sup>6</sup> ウガンダ共和国水力開発マスタープラン策定支援プロジェクト JICA (2011)、カンボジア国水力開発マスタープラン調査 JICA (2009)、Update and Review of Identification and Feasibility Study of Storage Project, 2002, NEA



実際に使用した重み付けについては、第2回ステークホルダーミーティングで説明を行った。

基本的な考え方は、以下のとおり。

- 「技術的・経済的条件」の重みと「環境への影響」の重みは同じとする。
- 「技術的・経済的条件」の中では、「プロジェクトの効用」を重視する。
- 「環境への影響」の中では、「自然環境への影響」と「社会環境への影響」の重みは同じとする。また、環境への影響の中の個別項目の重みについては、「森林への影響」、「自然保護区への影響」、「希少生物への影響」、「家屋への影響（移転住民）」について、他の評価項目より重みを大きくする<sup>7</sup>。

**Table 5.1.4.2-1 Weight of Evaluation Item (Base Case)**

Category	%	Subcategory	%	Evaluation Item	%	Point
Technical and Economical Conditions	50	Hydrological Conditions	25	Reliability of flow data	25	3.13
				Risk of GLOF	40	5.00
				Sedimentation	35	4.37
		Geological Conditions	25	Seismicity	30	3.75
				Geological conditions of the site	40	5.00
				Natural hazard (earthquake)	30	3.75
		Lead Time	20	Length of access road	25	2.50
				Difficulty level of funding	35	3.50
				Reliability of development plan	40	4.00
		Effectiveness of Project	30	Unit generation cost	25	3.75
				Installed capacity	20	3.00
				Annual energy production	20	3.00
				Energy production in the dry season	35	5.25
Impact on Environment	50	Impact on Natural Environment	50	Impact on forest	25	6.25
				Impact on protected area	30	7.50
				Impact on fishes	20	5.00
				Impact on conservation species	25	6.25
		Impact on Social Environment	50	Impact on locality by construction of transmission line	20	5.00
				Impact on household	25	6.25
				Impact on agriculture	20	5.00
				Impact on ethnic minority	20	5.00
				Impact on tourism	15	3.75
				Total		100

なお、第1回ステークホルダーミーティングで、「ネパールの電力事情を考慮すると、技術・経済関連項目を環境関連項目よりも重視すべきである」との意見があった<sup>8</sup>。このため、技術・経済関係の重みを60%、環境関係の重みを40%とするケース（ケース1）の検討と、逆に環境関連項目を重視して技術・経済関係の重みを40%、環境関係の重みを60%とするケース（ケース2）の検討を行い、重み付けが評価結果におよぼす影響を検討した。

<sup>7</sup> なお、本調査では、第2段階の評価において全体の6.25%、第3段階の評価において5.1%を移転世帯数の評価点への重みとして配分しており（いずれもベースケース）、過去の類似案件と比較しても、同等もしくはそれ以上に世帯への影響を重視していると言える。なお、上記の「ウガンダ共和国水力開発マスタープラン策定支援プロジェクト」では移転世帯への影響の評価に4%を配分し、また、「カンボジア国水力開発マスタープラン調査」では、移転世帯数、近隣への給電可能性（半径40km内の世帯数）、洪水防止効果の3つの視点から生活面への影響を評価しており、これに8%を配分している。

<sup>8</sup> Appendix-3: Strategic Environment Assessment Report, 12.1 The 1st Stakeholders Meeting を参照。

### 5.1.4.3 評価結果

上記の「5.1.3 評価対象プロジェクトの選定」で選ばれた 31 プロジェクトについて、「5.1.4.1 評価項目と評価基準」に述べた方法で評価を実施し、「5.1.4.2 評価項目の重み付け」によって各項目の評価点に重みをつけて合計し、各プロジェクトの評価点を計算した。各評価項目に関する数値や情報は、既存の調査報告書、地形・地質図、およびその他の参考文献から求めた。

各プロジェクトの評価点と順位を Table 5.1.4.3-1 に、ケース毎の評価点と順位を Table 5.1.4.3-2 に示す。

**Table 5.1.4.3-1 Evaluation Score and Ranking**

No.	Project Name	P (MW)	Base Case		Case 1		Case 2	
			Score	Ranking	Score	Ranking	Score	Ranking
E-01	Dudh Koshi	300.0	65	6	65	5	65	9
E-02	Dukh Koshi-2	456.6	62	12	61	17	63	12
E-06	Kokhajor-1	111.5	62	13	60	20	64	10
E-09	Piluwa-2	107.3	59	21	57	25	60	19
E-10	Rosi-2	106.5	60	20	58	21	61	17
E-12	Tama Koss-3	287.0	63	10	63	13	63	13
E-17	Sunkosi No.3	536.0	63	11	64	8	62	15
E-20	Indrawati	91.2	58	23	58	24	58	24
C-01	Kaligandaki-Modi	816.4	57	25	58	23	56	25
C-02	Lower Badigad	380.3	62	14	63	14	62	16
C-03	Lower Daraudi	120.2	50	30	52	29	49	31
C-05	Upper Daraudi	111.4	53	27	51	30	54	27
C-08	Andhi Khola	180.0	62	15	64	9	61	18
C-11	Madi- Ishaneshor	86.0	61	17	62	15	59	21
C-18	Ridi Khola	97.0	53	28	53	28	53	28
W-01	Barbung Khola	122.9	61	18	60	19	63	14
W-02	Chera-1	148.7	65	7	64	7	66	4
W-03	Chera-2	104.3	62	16	61	16	63	11
W-05	Lower Jhimruk	142.5	71	2	69	2	73	2
W-06	Madi	199.8	76	1	73	1	78	1
W-10	Sharada-2	96.8	64	9	63	12	65	7
W-11	Thuli Gad-2	119.7	59	22	58	22	60	20
W-12	Tila-1	617.2	66	4	65	6	66	5
W-17	BR-4	667.0	51	29	53	27	49	30
W-20	Bhanakot	810.0	66	5	66	4	65	8
W-21	Thapna	500.0	61	19	64	10	58	23
W-22	SR-6	642.0	58	24	61	18	56	26
W-23	Nalsyagu Gad	400.0	68	3	67	3	70	3
W-24	Sarada Babai	75.0	57	26	55	26	59	22
W-25	Naumure (W. Rapti)	245.0	65	8	64	11	66	6
W-26	Lohare Khola	67.0	50	31	51	31	49	29

E: Eastern River Basin, C: Central River Basin, W: Western River Basin.

Base Case: Technical point 50%, Environmental point 50%

Case 1: Technical point 60%, Environmental point 40%

Case 2: Technical point 40%, Environmental point 60%

**Table 5.1.4.3-2 Evaluation Score and Ranking of Each Case**

**Base Case**

Technical point : 50%, Environmental point : 50%

No.	Project Name	P (MW)	Score	Ranking
W-06	Madi	199.8	76	1
W-05	Lower Jhimruk	142.5	71	2
W-23	Nalsyagu Gad	400.0	68	3
W-12	Tila - 1	617.2	66	4
W-20	Bhanakot	810.0	66	5
E-01	Dudh Koshi	300.0	65	6
W-02	Chera-1	148.7	65	7
W-25	Naumure (W. Rapti)	245.0	65	8
W-10	Sharada - 2	96.8	64	9
E-12	Tama Koss-3	287.0	63	10
E-17	Sunkosi No.3	536.0	63	11
E-02	Dukh Koshi-2	456.6	62	12
E-06	Kokhajor-1	111.5	62	13
C-02	Lower Badigad	380.3	62	14
C-08	Andhi Khola	180.0	62	15
W-03	Chera-2	104.3	62	16
C-11	Madi- Ishaneshor	86.0	61	17
W-01	Barbung Khola	122.9	61	18
W-21	Thapna	500.0	61	19
E-10	Rosi-2	106.5	60	20
E-09	Piluwa-2	107.3	59	21
W-11	Thuli Gad - 2	119.7	59	22
E-20	Indrawati	91.2	58	23
W-22	SR-6	642.0	58	24
C-01	Kaligandaki-Modi	816.4	57	25
W-24	Sarada Babai	75.0	57	26
C-05	Upper Daraudi	111.4	53	27
C-18	Ridi Khola	97.0	53	28
W-17	BR-4	667.0	51	29
C-03	Lower Daraudi	120.2	50	30
W-26	Lohare Khola	67.0	50	31

**Case-1**

Technical point : 60%, Environmental point : 40%

No.	Project Name	P (MW)	Score	Ranking
W-06	Madi	199.8	73	1
W-05	Lower Jhimruk	142.5	69	2
W-23	Nalsyagu Gad	400.0	67	3
W-20	Bhanakot	810.0	66	4
E-01	Dudh Koshi	300.0	65	5
W-12	Tila - 1	617.2	65	6
W-02	Chera-1	148.7	64	7
E-17	Sunkosi No.3	536.0	64	8
C-08	Andhi Khola	180.0	64	9
W-21	Thapna	500.0	64	10
W-25	Naumure (W. Rapti)	245.0	64	11
W-10	Sharada - 2	96.8	63	12
E-12	Tama Koss-3	287.0	63	13
C-02	Lower Badigad	380.3	63	14
C-11	Madi- Ishaneshor	86.0	62	15
W-03	Chera-2	104.3	61	16
E-02	Dukh Koshi-2	456.6	61	17
W-22	SR-6	642.0	61	18
W-01	Barbung Khola	122.9	60	19
E-06	Kokhajor-1	111.5	60	20
E-10	Rosi-2	106.5	58	21
W-11	Thuli Gad - 2	119.7	58	22
C-01	Kaligandaki-Modi	816.4	58	23
E-20	Indrawati	91.2	58	24
E-09	Piluwa-2	107.3	57	25
W-24	Sarada Babai	75.0	55	26
W-17	BR-4	667.0	53	27
C-18	Ridi Khola	97.0	53	28
C-03	Lower Daraudi	120.2	52	29
C-05	Upper Daraudi	111.4	51	30
W-26	Lohare Khola	67.0	51	31

**Case-2**

Technical point : 40%, Environmental point : 60%

No.	Project Name	P (MW)	Score	Ranking
W-06	Madi	199.8	78	1
W-05	Lower Jhimruk	142.5	73	2
W-23	Nalsyagu Gad	400.0	70	3
W-02	Chera-1	148.7	66	4
W-12	Tila - 1	617.2	66	5
W-25	Naumure (W. Rapti)	245.0	66	6
W-10	Sharada - 2	96.8	65	7
W-20	Bhanakot	810.0	65	8
E-01	Dudh Koshi	300.0	65	9
E-06	Kokhajor-1	111.5	64	10
W-03	Chera-2	104.3	63	11
E-02	Dukh Koshi-2	456.6	63	12
E-12	Tama Koss-3	287.0	63	13
W-01	Barbung Khola	122.9	63	14
E-17	Sunkosi No.3	536.0	62	15
C-02	Lower Badigad	380.3	62	16
E-10	Rosi-2	106.5	61	17
C-08	Andhi Khola	180.0	61	18
E-09	Piluwa-2	107.3	60	19
W-11	Thuli Gad - 2	119.7	60	20
C-11	Madi- Ishaneshor	86.0	59	21
W-24	Sarada Babai	75.0	59	22
W-21	Thapna	500.0	58	23
E-20	Indrawati	91.2	58	24
C-01	Kaligandaki-Modi	816.4	56	25
W-22	SR-6	642.0	56	26
C-05	Upper Daraudi	111.4	54	27
C-18	Ridi Khola	97.0	53	28
W-26	Lohare Khola	67.0	49	29
W-17	BR-4	667.0	49	30
C-03	Lower Daraudi	120.2	49	31

E: Eastern River Basin, C: Central River Basin, W: Western River Basin.

### 5.1.5 有望プロジェクトの選定（第3段階）

「5.1.4 候補プロジェクトの評価」に述べたように、第3段階として31の候補プロジェクトについて技術的・経済的条件や自然・社会環境に対する影響について評価を実施した。その評価結果に基づいて、有望プロジェクトの合計設備出力、各流域におけるプロジェクトの数、および既発行の調査および建設ライセンスとの競合などに加えて、プロジェクト開発による地域への経済効果、環境・社会面への影響の集中を避けることなども考慮して、原則として上位のプロジェクトから有望プロジェクトを選定した。

#### (1) 有望プロジェクトの合計出力

有望プロジェクトは、上記の第5.1.4節による評価の結果、本調査の成果である貯水式水力発電開発マスタープランに含まれる可能性が高いと判断されるプロジェクトであり、それらについては現地再委託による現地踏査を含む環境および地質調査を実施した。評価を行った31プロジェクトのうちの有望プロジェクトとして選択するプロジェクトの合計出力は、以下のよう

に定めた。

FSやPre-FSが実施中のプロジェクトが、実際に開発されるかどうかは決まっておらず、将来の確定した供給力として現時点で計上することはできない。また、建設ライセンスは既設、建設中、および建設確定（Tanahuなど）以外のプロジェクトについては、開発権が与えられただけで実際に開発されることが確定しているわけではなく、上記同様に将来の確定した供給力として計上することはできない。

有望プロジェクトの合計出力を検討した2012年5月時点では、需要から既設と電力輸入による供給を差し引いて2031/32年度までに開発が必要な貯水式水力を2,900 MW程度と想定し、既に詳細設計段階にあるTanahuプロジェクト（140 MW）とBudhi Gandakiプロジェクト（600 MW）に加えて、さらに約2,200 MWの開発が必要であると仮定した。しかしながら、2012年5月以降の調査の過程で開発必要量が見直される可能性があること、および現地再委託による調査の結果で開発が難しいと判断されるプロジェクトがあり得ることを考慮して、必要とされる有望プロジェクトの合計出力を2,600 MW（ $\approx 2,200 \text{ MW} \times 1.2$ ）程度と仮定した。

#### (2) 各流域におけるプロジェクトの数

電力需要の中心である首都のカトマンズは行政区画ではCentral Regionに位置し、これは流域区分では東部流域の西側と中部流域の東側に相当する。

一方、Table 5.1.4.3-2に示すように、多数の西部流域のプロジェクトが上位にランクされている。このため、有望プロジェクトとして単純にランキングの上位から選択すると、上位10プロジェクトのうち7~8プロジェクトが需要の中心であるカトマンズから遠い西部流域のプロジェクトとなる。西部流域のプロジェクトは、電力需要の大きいカトマンズなどの大都市から遠く、プロジェクトを繋ぎこむ基幹送電線が建設されるまでに時間を要すると思われること、また、プロジェクト開発による地域への経済効果なども考慮し、特定の地域にプロジェクトが

偏ることを避けるために、NEA と協議の上、各流域における有望プロジェクトは最大 5 件とした。

Table 5.1.5-1 に、各流域におけるプロジェクトの最大数を 5 件とした場合の有望プロジェクトを示す。

**Table 5.1.5-1 Promising Projects (Number of promising projects in each river basin is five or less)**

**Base Case**

Technical : 50%, Environmental : 50%

No.	Project Name	P (MW)	Ranking
W-06	Madi	199.8	1 (W1)
W-05	Lower Jhimruk	142.5	2 (W2)
W-23	Nalsyagu Gad	400.0	3 (W3)
W-12	Tila - 1	617.2	4 (W4)
W-20	Bhanakot	810.0	5 (W5)
E-01	Dudh Koshi	300.0	6 (E1)
W-02	Chera-1	148.7	—
W-25	Naumure (W. Rapti)	245.0	—
W-10	Sharada - 2	96.8	—
E-12	Tama Koss-3	287.0	7 (E2)
E-17	Sunkosi No.3	536.0	8 (E3)
E-02	Dukh Koshi-2	456.6	9 (E4)
E-06	Kokhajor-1	111.5	10 (E5)
C-02	Lower Badigad	380.3	
C-08	Andhi Khola	180.0	
W-03	Chera-2	104.3	
C-11	Madi- Ishaneshor	86.0	
W-01	Barbung Khola	122.9	
W-21	Thapna	500.0	
E-10	Rosi-2	106.5	
E-09	Piluwa-2	107.3	
W-11	Thuli Gad - 2	119.7	
E-20	Indrawati	91.2	
W-22	SR-6	642.0	
C-01	Kaligandaki-Modi	816.4	
W-24	Sarada Babai	75.0	
C-05	Upper Daraudi	111.4	
C-18	Ridi Khola	97.0	
W-17	BR-4	667.0	
C-03	Lower Daraudi	120.2	
W-26	Lohare Khola	67.0	

**Case-1**

Technical : 60%, Environmental : 40%

No.	Project Name	P (MW)	Ranking
W-06	Madi	199.8	1 (W1)
W-05	Lower Jhimruk	142.5	2 (W2)
W-23	Nalsyagu Gad	400.0	3 (W3)
W-20	Bhanakot	810.0	4 (W4)
E-01	Dudh Koshi	300.0	5 (E1)
W-12	Tila - 1	617.2	6 (W5)
W-02	Chera-1	148.7	—
E-17	Sunkosi No.3	536.0	7 (E2)
C-08	Andhi Khola	180.0	8 (C1)
W-21	Thapna	500.0	—
W-25	Naumure (W. Rapti)	245.0	—
W-10	Sharada - 2	96.8	—
E-12	Tama Koss-3	287.0	9 (E3)
C-02	Lower Badigad	380.3	10 (C2)
C-11	Madi- Ishaneshor	86.0	
W-03	Chera-2	104.3	
E-02	Dukh Koshi-2	456.6	
W-22	SR-6	642.0	
W-01	Barbung Khola	122.9	
E-06	Kokhajor-1	111.5	
E-10	Rosi-2	106.5	
W-11	Thuli Gad - 2	119.7	
C-01	Kaligandaki-Modi	816.4	
E-20	Indrawati	91.2	
E-09	Piluwa-2	107.3	
W-24	Sarada Babai	75.0	
W-17	BR-4	667.0	
C-18	Ridi Khola	97.0	
C-03	Lower Daraudi	120.2	
C-05	Upper Daraudi	111.4	
W-26	Lohare Khola	67.0	

**Case-2**

Technical : 40%, Environmental : 60%

No.	Project Name	P (MW)	Ranking
W-06	Madi	199.8	1 (W1)
W-05	Lower Jhimruk	142.5	2 (W2)
W-23	Nalsyagu Gad	400.0	3 (W3)
W-02	Chera-1	148.7	4 (W4)
W-12	Tila - 1	617.2	5 (W5)
W-25	Naumure (W. Rapti)	245.0	—
W-10	Sharada - 2	96.8	—
W-20	Bhanakot	810.0	—
E-01	Dudh Koshi	300.0	6 (E1)
E-06	Kokhajor-1	111.5	7 (E2)
W-03	Chera-2	104.3	—
E-02	Dukh Koshi-2	456.6	8 (E3)
E-12	Tama Koss-3	287.0	9 (E4)
W-01	Barbung Khola	122.9	—
E-17	Sunkosi No.3	536.0	10 (E5)
C-02	Lower Badigad	380.3	
E-10	Rosi-2	106.5	
C-08	Andhi Khola	180.0	
E-09	Piluwa-2	107.3	
W-11	Thuli Gad - 2	119.7	
C-11	Madi- Ishaneshor	86.0	
W-24	Sarada Babai	75.0	
W-21	Thapna	500.0	
E-20	Indrawati	91.2	
C-01	Kaligandaki-Modi	816.4	
W-22	SR-6	642.0	
C-05	Upper Daraudi	111.4	
C-18	Ridi Khola	97.0	
W-26	Lohare Khola	67.0	
W-17	BR-4	667.0	
C-03	Lower Daraudi	120.2	

E: Eastern River Basin, C: Central River Basin, W: Western River Basin.

## (3) 既発行の調査および建設ライセンスとの競合のチェック

ネパールでは、民間による電源開発を促進するために、多数の調査および建設ライセンスがエネルギー省管下の電力開発局（Department of Electricity Development: DOED）によって民間企業に発行されている。

NEA と調査団で、上位にランクされたプロジェクトのプロジェクトエリアと 2012 年 5 月 13 日現在で既発行の調査ライセンス（1 MW 以上）および建設ライセンスが発行されているエリア（経度および緯度で指定された矩形）を図上にプロットし、競合についてチェックを実施した。その結果、以下の 4 プロジェクトが IPP による流れ込み式発電に対して既に発行されているライセンスと競合することが判明した。このため、これらの既に民間にライセンスが発行されている地点において、本調査で選択された貯水式プロジェクトを実施することの可能性について、DOED にコメントを求めた。

Tila-1 (W-12: 617.2 MW)

Bhanakot (W-20: 810 MW)

Tama Koshi 3 (E-12: 287 MW)

Dudh Koshi 2 (E-02: 156.6 MW)

DOED によると、貯水式発電の方が流れ込み式よりも河川を有効に活用するが、既に民間にライセンスが発行されているサイトにおいて他の機関/組織がプロジェクトを実施することは困難であるので、これらのプロジェクトを本調査による有望プロジェクトに含めない方が良いとのことであった。これを受けて、NEA と調査団は上記の 4 プロジェクトを有望プロジェクトとして選択しないこととした。

Table 5.1.5-2 の列「Ranking (1)」に、上記の 4 プロジェクト（網掛け）を除外した場合の有望プロジェクトを示す。

**Table 5.1.5-2 Promising Projects (taking issued licenses into consideration)**

**Base Case**

Technical point : 50%, Environmental point : 50%

No.	Project Name	P (MW)	Ranking (1)	Ranking (2)
W-06	Madi	199.8	1 (W1)	1 (W1)
W-05	Lower Jhimruk	142.5	2 (W2)	2 (W2)
W-23	Nalsyagu Gad	400.0	3 (W3)	3 (W3)
W-12	Tila-1	617.2	—	4 (W4)
W-20	Bhanakot	810.0	—	5 (W5)
E-01	Dudh Koshi	300.0	4 (E1)	6 (E1)
W-02	Chera-1	148.7	5 (W4)	—
W-25	Naumure (W. Rapti)	245.0	6 (W5)	—
W-10	Sharada - 2	96.8	—	—
E-12	Tama Koss-3	287.0	—	7 (E2)
E-17	Sunkosi No.3	536.0	7 (E2)	8 (E3)
E-02	Dukh Koshi-2	456.6	—	9 (E4)
E-06	Kokhajor-1	111.5	8 (E3)	10 (E5)
C-02	Lower Badigad	380.3	9 (C1)	
C-08	Andhi Khola	180.0	10 (C2)	
W-03	Chera-2	104.3		
C-11	Madi- Ishaneshor	86.0		
W-01	Barbung Khola	122.9		
W-21	Thapna	500.0		
E-10	Rosi-2	106.5		
E-09	Piluwa-2	107.3		
W-11	Thuli Gad - 2	119.7		
E-20	Indrawati	91.2		
W-22	SR-6	642.0		
C-01	Kaligandaki-Modi	816.4		
W-24	Sarada Babai	75.0		
C-05	Upper Daraudi	111.4		
C-18	Ridi Khola	97.0		
W-17	BR-4	667.0		
C-03	Lower Daraudi	120.2		
W-26	Lohare Khola	67.0		

**Case-1**

Technical point : 60%, Environmental point : 40%

No.	Project Name	P (MW)	Ranking (1)	Ranking (2)
W-06	Madi	199.80	1 (W1)	1 (W1)
W-05	Lower Jhimruk	142.50	2 (W2)	2 (W2)
W-23	Nalsyagu Gad	400.00	3 (W3)	3 (W3)
W-20	Bhanakot	810.00	—	4 (W4)
E-01	Dudh Koshi	300.00	4 (E1)	5 (E1)
W-12	Tila-1	617.20	—	6 (W5)
W-02	Chera-1	148.70	5 (W4)	—
E-17	Sunkosi No.3	536.00	6 (E2)	7 (E2)
C-08	Andhi Khola	180.00	7 (C1)	8 (C1)
W-21	Thapna	500.00	8 (W5)	—
W-25	Naumure (W. Rapti)	245.00	—	—
W-10	Sharada - 2	96.80	—	—
E-12	Tama Koss-3	287.00	—	9 (E3)
C-02	Lower Badigad	380.30	9 (C2)	10 (C2)
C-11	Madi- Ishaneshor	86.00	10 (C3)	
W-03	Chera-2	104.30		
E-02	Dukh Koshi-2	456.60		
W-22	SR-6	642.00		
W-01	Barbung Khola	122.90		
E-06	Kokhajor-1	111.50		
E-10	Rosi-2	106.50		
W-11	Thuli Gad - 2	119.70		
C-01	Kaligandaki-Modi	816.40		
E-20	Indrawati	91.20		
E-09	Piluwa-2	107.30		
W-24	Sarada Babai	75.00		
W-17	BR-4	667.00		
C-18	Ridi Khola	97.00		
C-03	Lower Daraudi	120.20		
C-05	Upper Daraudi	111.40		
W-26	Lohare Khola	67.00		

**Case-2**

Technical point : 40%, Environmental point : 60%

No.	Project Name	P (MW)	Ranking (1)	Ranking (2)
W-06	Madi	199.8	1 (W1)	1 (W1)
W-05	Lower Jhimruk	142.5	2 (W2)	2 (W2)
W-23	Nalsyagu Gad	400.0	3 (W3)	3 (W3)
W-02	Chera-1	148.7	4 (W4)	4 (W4)
W-12	Tila-1	617.2	—	5 (W5)
W-25	Naumure (W. Rapti)	245.0	5 (W5)	—
W-10	Sharada - 2	96.8	—	—
W-20	Bhanakot	810.0	—	—
E-01	Dudh Koshi	300.0	6 (E1)	6 (E1)
E-06	Kokhajor-1	111.5	7 (E2)	7 (E2)
W-03	Chera-2	104.3	—	—
E-02	Dukh Koshi-2	456.6	—	8 (E3)
E-12	Tama Koss-3	287.0	—	9 (E4)
W-01	Barbung Khola	122.9	—	—
E-17	Sunkosi No.3	536.0	8 (E3)	10 (E5)
C-02	Lower Badigad	380.3	9 (C1)	
E-10	Rosi-2	106.5	10 (E4)	
C-08	Andhi Khola	180.0		
E-09	Piluwa-2	107.3		
W-11	Thuli Gad - 2	119.7		
C-11	Madi- Ishaneshor	86.0		
W-24	Sarada Babai	75.0		
W-21	Thapna	500.0		
E-20	Indrawati	91.2		
C-01	Kaligandaki-Modi	816.4		
W-22	SR-6	642.0		
C-05	Upper Daraudi	111.4		
C-18	Ridi Khola	97.0		
W-26	Lohare Khola	67.0		
W-17	BR-4	667.0		
C-03	Lower Daraudi	120.2		

E: Eastern River Basin, C: Central River Basin, W: Western River Basin. (Example: "E1" = the 1st place in the Eastern River Basin, "C2" = the 2nd place in the Central River Basin.)

Shaded projects: Excluded projects because of competence of issued licenses.

Ranking (1) : Issued licenses are considered. Ranking (2) : Issued licenses are not considered.



(4) 有望プロジェクトの選定

Table 5.1.5-3 に示すように、有望プロジェクトの合計設備出力は 2,600 MW から 2,900 MW 程度であり、これは 5.1.5 (1) で述べた有望プロジェクトの必要合計設備出力と同等以上となっている。また、ケースによって選ばれたプロジェクトが若干異なることから全部で 13 プロジェクトが選ばれており、それらの中で全ケースで有望プロジェクトに選ばれたのは 7 プロジェクト、2 ケースで選ばれたのは 3 プロジェクト、1 ケースのみで選ばれたのは 3 プロジェクトである。

これらより、全ケースで選ばれた 7 プロジェクトと 2 ケースで選ばれた 3 プロジェクト (Table 5.1.5-3 で「✓」を付けたプロジェクト) を有望プロジェクトとして選定した。

**Table 5.1.5-3 Selection of Promising Projects**

No.	Project Name	P (MW)	Base Case	Case-1	Case-2	Number of selected project	Promising Project
E-01	Dudh Koshi	300.0	E1	E1	E1	3	✓
E-06	Kokhajor-1	111.5	E3	—	E2	2	✓
E-10	Rosi-2	106.5	—	—	E4	1	
E-17	Sunkosi No.3	536.0	E2	E2	E3	3	✓
C-02	Lower Badigad	380.3	C1	C2	C1	3	✓
C-08	Andhi Khola	180.0	C2	C1	—	2	✓
C-11	Madi- Ishaneshor	86.0	—	C3	—	1	
W-02	Chera-1	148.7	W4	W4	W4	3	✓
W-05	Lower Jhimruk	142.5	W2	W2	W2	3	✓
W-06	Madi	199.8	W1	W1	W1	3	✓
W-21	Thapna	500.0	—	W5	—	1	
W-23	Nalsyagu Gad	400.0	W3	W3	W3	3	✓
W-25	Naumure (W. Rapti)	245.0	W5	—	W5	2	✓
Total Installed Capacity (MW)			2,643.8	2,873.3	2,570.3	—	2,643.8

E: Eastern River Basin, C: Central River Basin, W: Western River Basin.

Example: "E1" = the 1st place in the Eastern River Basin, "C2" = the 2nd place in the Central River Basin.

最終的に選択された有望プロジェクトを Table 5.1.5-4 に示す。

**Table 5.1.5-4 Promising Projects**

No.	Project Name	P (MW)
E-01	Dudh Koshi	300.0
E-06	Kokhajor-1	111.5
E-17	Sunkosi No.3	536.0
C-02	Lower Badigad	380.3
C-08	Andhi Khola	180.0
W-02	Chera-1	148.7
W-05	Lower Jhimruk	142.5
W-06	Madi	199.8
W-23	Nalsyagu Gad	400.0
W-25	Naumure (W. Rapti)	245.0
Total Installed Capacity (MW)		2,643.8

## 5.2 有望プロジェクトの評価

第 5.1.5 節で選定された 10 件の有望プロジェクトについて、既存の文献資料に加えて、調査団や現地コンサルタントが実施した現地調査の結果に基づいて評価を実施した。

### 5.2.1 評価項目と評価基準

有望プロジェクトの評価に用いた評価項目と評価基準は、原則的には第 5.1.4 節に述べられている候補プロジェクトに対する評価項目と評価基準とほぼ同じであるが、ステークホルダーミーティングで得られたコメントなどを取り入れて評価項目の追加や評価手法の変更を行い、以下に述べる評価項目を評価して点数をつけた。

#### 技術的および経済的条件

- 水文
  - 流量データの信頼性、氷河湖決壊洪水（GLOF）の危険性、堆砂の影響
- 地質
  - 計画地点の地質状況、大規模構造線および断層<sup>1)</sup>、地震活動度
    - <sup>1)</sup>: 第 5.1.4.1 節の「自然災害（地震による被害）」を名称変更
- 運転開始までの所要時間<sup>2)</sup>
  - <sup>2)</sup>: 第 5.1.4.1 節では「プロジェクト実施までのリードタイム」として「アクセス道路延長」、「資金調達の難易度」および「計画の信頼性（現在の調査段階）」の 3 項目で評価
- プロジェクトによる効用
  - 発電単価、設備出力、年間発生電力量、乾期の発生電力量

#### 環境への影響

- 自然環境への影響
  - 森林への影響、植物への影響<sup>3)</sup>、陸生動物への影響<sup>3)</sup>、自然保護区への影響、水生動物への影響、送電線建設の影響<sup>4)</sup>
    - <sup>3)</sup>: 追加項目
    - <sup>4)</sup>: 社会環境への影響から自然環境への影響に変更
- 社会環境への影響
  - 家屋等への影響、少数民族への影響、農業への影響、漁業への影響<sup>5)</sup>、観光・文化への影響、社会基盤への影響<sup>5)</sup>、地域経済と既存の開発計画への影響<sup>5)</sup>
    - <sup>5)</sup>: 追加項目

### 5.2.2 評価項目の重み付け

候補プロジェクトの評価と同様に、上記 5.2.1 で述べられた各評価項目について、その重要度に応じて重みを付けた。各評価項目の点数にその項目の重みを乗じ、それらの合計を当該プロジェクトの得点とした。

技術的・経済的条件（以下、技術的条件）の重みと環境への影響（以下、環境）の重みについて、第 2 回ステークホルダーミーティングでのアンケート結果を考慮して、以下の 4 ケースを設定した。

Case 1: 技術的条件と環境を同様に重視（技術的条件 50%、環境 50%）

Case 2: 技術的条件を重視（技術的条件 60%、環境 40%）

Case 3: 環境を重視（技術的条件 40%、環境 60%）

Case 4: 技術的条件を極端に重視（技術的条件 75%、環境影響 25%）（アンケート結果の平均）

技術的・経済的条件のなかでは、上記のアンケート結果を考慮して水文条件の重みを 25%から 30%に増やし、リードタイムの重みを 25%から 20%に減らした。また、環境への影響の中では、社会環境への影響の重みを 60%に増やして自然環境への影響の重みを 40%に減らした。

個々の評価項目の重みについては、移転住民数、住民の生計に影響を及ぼす農業や漁業への影響などに、比較的大きな重みを与えた。

Table 5.2.2-1 に Case1 の重みと配点を示す。

**Table 5.2.2-1 Weight of Evaluation Item (Case 1: Even weight)**

Category	%	Subcategory	%	Evaluation Item	%	Point
Technical and Economical Conditions	50	Hydrological Conditions	30	Reliability of flow data	35	5.25
				Risk of GLOF	30	4.50
				Sedimentation	35	5.25
		Geological Conditions	25	Seismicity	25	3.13
				Geological conditions of the site	50	6.24
				Thrust and fault	25	3.13
		Lead time	20	Time to commencement of commercial operation	100	10.00
		Effectiveness of Project	25	Unit generation cost	25	3.13
				Installed capacity	20	2.50
				Annual energy production	10	1.25
				Energy production in the dry season	45	5.62
		Impact on Environment	50	Impact on Natural Environment	40	Impact on forest
<i>Forest land</i>	9					1.80
<i>Number of trees in the reservoir area</i>	7					1.40
<i>Average of crown coverage</i>	7					1.40
Impact on flora	(16)					—
<i>Number of plant species reported</i>	8					1.60
<i>Number of plant species of conservation significance</i>	8					1.60
Impact on terrestrial fauna	(17)					—
<i>Number of mammal species reported</i>	3					0.60
<i>Number of bird species reported</i>	2					0.40
<i>Number of herpetofauna species reported</i>	2					0.40
<i>Number of conservation mammalian species reported (reservoir)</i>	4					0.80
<i>Number of conservation bird species reported (reservoir)</i>	3					0.60
<i>Number of conservation herpetofauna species reported (reservoir)</i>	3					0.60
Impact on aquatic fauna	(22)					—
<i>Number of fish species reported</i>	9					1.80
<i>Number of fish species of conservation significance</i>	9					1.80
<i>Length of recession area</i>	4					0.80
Impact on protected area	(16)					—
<i>Number of protected areas in the downstream</i>	8					1.60
<i>Number of protected species in the downstream</i>	8			1.60		
Impact of transmission line	(6)			—		
<i>Length of transmission line</i>	6			1.20		
Impact on Social Environment	60			Impact on household, etc.	(17)	—
				<i>Number of estimated households</i>	10	3.00
				<i>Number of schools</i>	4	1.20
				<i>Number of industries</i>	3	0.90
				Impact on ethnic minority	(8)	—
				<i>Number of ethnic minority groups</i>	8	2.40
				Impact on agriculture	(19)	—
				<i>Impact on irrigation</i>	9	2.70
				<i>Impact on agricultural land</i>	10	3.00
				Impact on fishery	(15)	—
				<i>Number of fishermen</i>	3	0.90
				<i>Number of fish market</i>	2	0.60
				<i>Availability of fish in the market</i>	1	0.30
				<i>Sales amount of fish</i>	3	0.90
				<i>Total income</i>	3	0.90
				<i>Length of recession area</i>	3	0.90
				Impact on tourism and culture	(14)	—
		<i>Number of cultural structures</i>	6	1.80		
		<i>Number of tourist facilities</i>	4	1.20		
		<i>Number of tourists</i>	4	1.20		
Impact on infrastructure	(19)	—				
<i>Impact on roads</i>	7	2.10				
<i>Impact on bridges</i>	4	1.20				
<i>Impact on water mill, turbine, hydropower plant</i>	4	1.20				
<i>Impact on drinking water schemes</i>	4	1.20				
Impact on rural economy and development plan	(8)	—				
<i>Impact on market</i>	4	1.20				
<i>Number of development plans</i>	2	0.60				
<i>Previous issues</i>	2	0.60				
Total						100

### 5.2.3 評価結果

上記の「5.1.5 有望プロジェクトの選定」で選ばれた 10 プロジェクトについて、「5.2.1 評価項目と評価基準」に述べた方法で評価を実施し、「5.2.2 評価項目の重み付け」によって各項目の評価点に重みをつけて合計し、各プロジェクトの評価点を計算した。各評価項目に関する数値や情報は、既存の調査報告書、地形・地質図、およびその他の参考文献に加え、調査団および現地コンサルタントによる現地調査結果から求めた。

評価の結果、ケースによって点数は異なるものの、すべてのケースで Nalsyau Gad プロジェクトが最高点を得ている。Dudh Koshi、Chera-1、Andhi Khola、Madi および Lower Jhimruk の各プロジェクトは、ケースによって順位は異なるものの、すべてのケースで第 2 位から第 6 位の得点を得ている。残りの Kokhajor-1、Naumure (W. Rapti)、Sun Koshi No.3 および Lower Badigad の各プロジェクトは、Case-2 で Kokhajor-1 プロジェクトが Andhi Khola プロジェクトと同点で 6 位であるが、他のケースではすべて第 7 位から第 10 位である。

第 1 位の Nalsyau Gad プロジェクトと第 2 位のプロジェクトとの点差は 9～14 点、第 6 位と第 7 位のプロジェクトの間の点差は 2～5 点であった。

各プロジェクトの評価点と順位を Table 5.2.3-1 に示す。

**Table 5.2.3-1 Evaluation Score and Ranking (Summary)**

No.	Project Name	P (MW)	Case-1		Case-2		Case-3		Case-4	
			Score	Ranking	Score	Ranking	Score	Ranking	Score	Ranking
W-23	Nalsyau Gad	410	77	1	76	1	78	1	75	1
E-01	Dudh Koshi	300	65	2	65	2	64	3	66	2
W-02	Chera-1	148.7	65	2	64	3	66	2	63	4
C-08	Andhi Khola	180	64	4	64	3	63	6	65	3
W-06	Madi	199.8	63	5	62	5	64	3	60	5
W-05	Lower Jhimruk	142.5	63	5	62	5	64	3	60	5
E-06	Kokhajor-1	111.5	60	7	57	7	63	6	52	10
W-25	Naumure (W. Rapti)	245	56	8	56	8	56	8	56	8
E-17	Sun Koshi No.3	536	50	9	53	9	47	9	57	7
C-02	Lower Badigad	380.3	47	10	49	10	45	10	53	9

Case 1: Technical and Economical Conditions = 50%, Impact on Environment = 50%

Case 2: Technical and Economical Conditions = 60%, Impact on Environment = 40%

Case 3: Technical and Economical Conditions = 40%, Impact on Environment = 60%

Case 4: Technical and Economical Conditions = 75%, Impact on Environment = 25%

これらの 10 件の有望プロジェクトについて、その実施に際しての致命的な阻害要因がないことの確認を行った。

- 国立公園や自然保護区内に位置するプロジェクトは、5.1.3 (3) に述べた第 1 段階の検討で除外されている。また、上記の 5.2.1 (5) 4) に述べた自然保護区の評価の実施に際して、当該プロジェクトがこれらの地域外にあることを確認した。
- 水没による移転戸数は、最大で Lower Badigad プロジェクトの 1,606 戸である。
- 希少生物については、これらに大きな影響を及ぼすために実施すべきではないプロジェクト

トはこれらの 10 件のプロジェクトの中にはないことを、WWF へのヒアリングによって確認した。ただし、ネパールでは希少生物の分布情報が十分ではないので、希少生物にとってクリティカルな生息地がプロジェクトエリア内にまったくないことを確認することはできなかった。

## 第 6 章 送電設備拡充計画

### 6.1 2032 年の電力系統の構想

ネパールの系統は東西に長く、需要はカトマンズ周辺、ならびに中部域を中心とした南部に広がっている。一方、将来的に有望な大規模電源は西部域に点在することから、東西の連系を強化する必要がある。このため、東西に送電能力の高い 400 kV 送電網を構築し、南北の連系は 220 kV を基幹とする系統構成とし、また、首都カトマンズを中心とする系統としては、220 kV 送電線による環状系統により南部の 400 kV 送電線との連系をはかり、連系の強化、ならびに、送電の信頼度を維持すべきと思慮される。Figure 6.1-1 に 2031/32 年度の基幹送電系統の構想を示す。

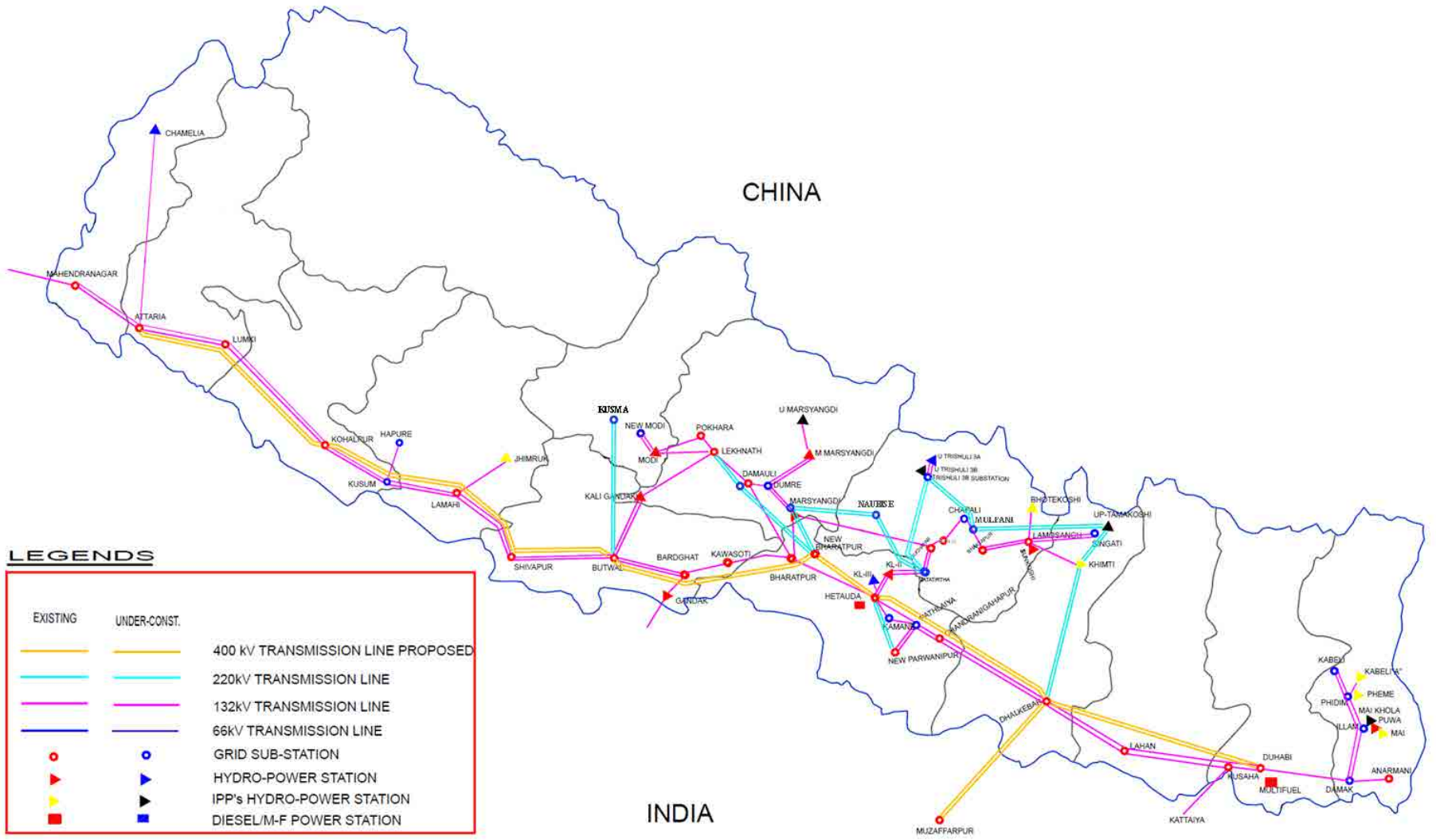


Figure 6.1-1 Power System Map in FY2031/32



## 6.2 NEA による送電設備拡充計画

NEA より受領した最新の送電設備拡充計画を Table 6.2-1 に示す。

**Table 6.2-1 Transmission Facilities Expansion Plan by NEA**

	Project	Status	Expected Commissioning
1a	Khimti - Dhalkebar D/C, 220 kV TL (75 km), strung S/C & Charged at 132 kV	Under Construction	2012/13
1b	Second Circuit Stringing of Khimti - Dhalkebar D/C, 220 kV TL (75 km)	Tender Preparation	2013/14
2	Capacitor Bank	Under Construction	2011/12
3	Matatirtha 132 kV substation Expansion	Under Construction	2012/13
4	Syangja 132/33 kV, 30 MVA Substation	Under Construction	2012/13
5	Hetauda, Kamane 132/33 kV, 30 MVA Substation	Under Construction	2012/13
6	Pathlaiya 132 kV Switching Substation	Under Construction	2012/13
7	Kusum - Hapure 132 kV Project	Under Construction	2013/14
8	New Hetauda - New Bharatpur DC 220 kV TL (70 km)	Under Construction	2013/14
9	Singati - Lamosangu 132 kV DC Transmission Line (40 km)	Under Construction	2013/14
10	Hetauda - KL-II - Siuchatar 132 kV Second Circuit Stringing	Under Construction	2013/14
11a	Kabeli Corridor Damak Substation	Under Construction	2012/13
11b	Kabeli Corridor Substations Illam, Phidim, Kabeli	Tendering	2014/15
11c	Kabeli Corridor 132 kV Transmission Line (65 km)	Under Construction	2014/15
12	New Bharatpur - Bardaghat DC 220 kV Transmission Line (70 km)	Under Construction	2014/15
13	Dumre - Damauli - Marsyangdi 132 kV Transmission Line (56 km)	Under Construction	2014/15
14	Butwal - Kohalpur 132 kV Second Circuit Stringing	Under Construction	2014/15
15	Chapali 132 kV Substation	Under Construction	2014/15
16	Dhalkebar - Bhattamod 400 kV Transmission Line (40 km) (Nepal Portion Cross Border)	Tender Preparation	2014/15
17	Sunkoshi 132kV Substation	Pending	Pending
18	Lamahi - Ghorahi 132 kV Transmission Line for Ghorahi Cement Industry	Tendering	2014/15
19	Lekhnath - Damauli 220 kV Transmission Line (45 km)	Approached to Tanahu Project	2015/16
20	Thankot - Chapagaun - Bhaktapur 132 kV Transmission Line (28 km)	TL Tender Preparation	2015/16
21	Modi - Lekhnath 132 kV Transmission Line (45 km)	Pending	2015/16
22	Hapure - Tulsipur 132 kV Transmission Line (20 km)	Pending	2015/16
23	Marsyangdi - Kathmandu 220 kV Transmission Line (85 km)	Land Acquisition for SS	2016/17
24	Chilime - Trishuli 220 kV Transmission Line	Pending	2015/16
25	Samudratar - Naubise/Chapali 132 kV Transmission Line (50 km)	Pending	2016/17 scope changed
26	Trishuli 3B Hub Substation	Study	2015/16
27	Ramechhap - Garjang - Khimti 132kV Transmission Line (50 km)	IEE	2015/16
28	Karnali Corridor (Lamki - Upper Karnali) 132 kV Transmission Line (60 km)	Study	2015/16
29	Nepal - India Transmission & Trade Project (Hetauda - Dhalkebar - Duhabi 400 kV Transmission Line )	Tendering	2015/16
30	Madi - Lekhnath 132 kV Transmission Line (22 km)	-	2016/17
31	Baneshwor - Bhaktapur UG Cable 132 kV	Study	2015/16

	Project	Status	Expected Commissioning
32	Kohalpur - Mahendranagar 132 kV 2nd Circuit Stringing	Tender Preparation	2015/16
33	Mirchaiya - Katari 132 kV Transmission Line Cement Industry	Tender Preparation	2015/16
34	Matatirtha - Naubise 33 kV Transmission Line for Cement Industry	Pending	-
35	Matatirtha - Malta 33 kV Transmission Line for Cement Industry	Estimate preparation for tendering	-
36	Tulsiapur - Kapurkot 33 kV Transmission Line for Cement Industry	Estimate preparation for tendering	-
37	Mirchaiya Katari 132 kV Transmission Line for Maruti Cement Industry	Tender Preparation	2014/15
38	Koshi 220 kV Corridor (Basantpur - Kusaha) Transmission Line (90 km) Duhabi - Dharan - Dhankuta - Tirtire	Tender Preparation	2015/16
39	Marsyangdi Corridor with Mid Marsyang -Manang Transmission Corridor (51 km)	Study	2015/16
40	Solu Corridor 132 kV Transmission Line (Katari - Okhaldhunga - Solu) (70 km)	Study	2015/16
41	Kali Gandaki 220 kV Transmission Corridor (150 km)	Pending	2015/16
42	Tamakoshi (Khimti) - Kathmandu 220 kV Transmission Line (100 km)	Survey	2016/17
43	Kaski (Bhurjung) - Parbat (Kushma) 132 kV Transmission Line (65 km)	-	-
44	Kohalpur - Surkhet 132 kV Transmission Line (55 km)	Tender Preparation	2016/17
45	Gulmi (Paudi Amrai) - Arghakhachi - Chanauta 132 kV Transmission Line (60 km)	Survey	2016/17
46	Marsyangdi - Bharatpur 220 kV Transmission Line	Pending	2015/16
47	Bajhang - Deepayal - Attariya 132 kV Transmission Line (110 km)	Pending	2016/17
48	Surkhet - Dailekh - Jumla 132 kV Transmission Line (110 km)	Pending	2016/17
49	Kaligandaki - Gulmi (Jhimruk) 132 kV Transmission Line (90 km)	Pending	2016/17
50	Hetauda - Butwal 400 kV Transmission Line (160 km)	Pending	2016/17
51	Dordi Corridor	Study	2016/17
52	Butwal - Lamki 400 kV Transmission Line (220 km)	Pending	2018/19
53	Lamki - Mahendranagar 400 kV Transmission Line (105 km)	Pending	2018/19
54	Butwal - Lumbini 132 kV Transmission Line	Pending	2018/19
55	Dhalkebar - Loharpatti 132 kV Transmission Line	Pending	2018/19
56	Budhiganga - Umedi - Pahalmanpur 132kV Transmission Line	Study	2018/19
57	Bardiya - Bhriagaon 132kV Substation	-	2018/19
58	Balefi - Barhabise 132 kV Transmission Line	Study	2018/19
59	Rupani 132 kV Substation	Study	2018/19
60	Butwal - Sunauli 400 kV Transmission Line (25 km)	Pending	2019/20
61	Duhabi - Jogbani 400 kV Transmission Line (20 km)	Pending	2019/20
62	Duhabi - Anarmani 400kV Transmission Line (80km)	Pending	2019/20
63	Chandranighapur Reinforcement Project	Project Completed	

### 6.3 追加送電線計画

NEA の送電線拡充計画に加えて、2032 年を想定した調査団の検討により推奨される送電線について、以下に示す。

(1) Hetauda S/S - Parawani S/S 220 kV Transmission Line

中部域南部の Parawani S/S 付近の需要増に伴う重潮流を緩和するため、Hetauda S/S - Parawani S/S 間に 220 kV 送電線 (54 km、2 回線)、ならびに、さらに、Parawani S/S に 220 kV 変電設備を新設する必要がある。

(2) Trishuli S/S -Mulpani S/S 220 kV Transmission Line

カトマンズ地区の潮流緩和のため、220 kV 送電線 (44 km、2 回線) を新設する必要がある。

## 6.4 開発プロジェクトに関わる送電線計画

### 6.4.1 建設中および建設される確度が高い<sup>9</sup>プロジェクトのための送電線

以下に、建設中および建設される確度が高いプロジェクトのための送電線 (電源線) を示す。

- 1) Kulekhani III P/S (14 MW)
  - Kulekhani III P/S - Hetauda S/S、132 kV、2 回線、3.5 km
- 2) Tanahu P/S (140 MW)
  - Tanahu P/S - Bharatpur S/S、220 kV、2 回線、40 km
- 3) Budhi Gandaki P/S (600 MW)
  - Budhi Gandaki P/S - Naubise S/S、220kV、2 回線、65 km
- 4) Upper Tamakoshi P/S (456 MW)
  - Upper Tamakoshi P/S - Khimti S/S、220 kV、2 回線、47 km
- 5) Rahughat P/S (32 MW)
  - Rahughat P/S - Modi S/S、132 kV、2 回線、28 km
- 6) Middle Bhotekoshi P/S (102 MW)
  - Middle Bhotekoshi P/S - Barhabise Hub、220 kV、2 回線、4 km
- 7) Rasuwagadi P/S (111 MW)
  - Rasuwagadi P/S - Chillime Hub、132 kV、2 回線、10 km
- 8) Sanjen P/S (42.9 MW)
  - Sanjen P/S - Chillime Hub、132 kV、2 回線、1.2 km
- 9) Upper Sanjen P/S (50 MW)
  - Upper Sanjen P/S - Tadi Kuna S/S、132 kV、2 回線、20 km
- 10) Mistri P/S (42 MW)
  - Mistri P/S - Dana S/S、132 kV、2 回線、4 km
- 11) Khani Khola P/S (25 MW)
  - Khani Khola P/S - Singati S/S、132 kV、2 回線、4 km

---

<sup>9</sup> 詳細設計が実施中、PPA が締結済みなどのプロジェクト。

- 12) Upper Trishuli 3A P/S (60 MW)
  - Upper Trishuli 3A P/S - Matatirtha S/S、220 kV、2 回線、48 km
- 13) Upper Trishuli 3B P/S (37 MW)
  - Upper Trishuli 3B P/S - UpperTrishuli 3A Hub、220 kV、2 回線、5 km
- 14) Upper Modi A P/S (47 MW)
  - Upper Modi A P/S - New Modi S/S、132 kV、2 回線、7.5 km

#### 6.4.2 貯水式水力発電の候補プロジェクトのための送電線

第 6.4.1 節で述べた建設中および建設される確度が高いプロジェクトのための送電線に加えて、貯水式水力発電候補プロジェクトのすべての需要ケースについては、以下の送電線（電源線）が必要である。

- 1) Dudh Koshi P/S (300 MW)
  - 東部域と中部域へ電力を供給するため、Dudh Koshi P/S は、220 kV 送電線にて Dhalkebar S/S に接続する。
  - Dudh Koshi P/S - Dhalkebar S/S、220 kV 2 回線、93 km
- 2) Andhi Khola P/S (180 MW)
  - Andhi Khola P/S は、近傍に計画されている Kusma S/S から Butwal S/S への 220 kV 送電線に接続し、中部域の北部と南部に電力を供給する。
  - Andhi Khola - 220 kV Transmission-Line between Kusma S/S and Butwal S/S、220 kV 2 回線、5 km
- 3) Nalsyau Gad P/S (410 MW)
  - Nalsyau Gad P/S からの送電線は、Chera-1 P/S と Kohalpur 開閉所との間の 400 kV 送電線に設けられた分岐点に接続する。
  - Nalsyau Gad P/S - Junction、400 kV 2 回線、55 km
- 4) Chera-1 P/S (149 MW)
  - Chera-1 P/S の発電電力は 149 MW であるので、220 kV 送電線でも送電可能であるが、需要地から遠く離れていること、ならびに、Nalsyau Gad P/S の発電電力を合わせて送電することから、400 kV 送電とする。
  - 既設 132 kV Kohalpur S/S 地点に 400 kV 開閉所を新設し、NEA にて計画されている 400 kV 送電線に接続する。
  - Chera-1 P/S と Kohalpur 開閉所との間の 400 kV 送電線に分岐点を設け、Nalsyau Gad P/S からの送電線を接続する。
  - Chera-1 P/S - Junction、400 kV 2 回線、25 km
  - 分岐点 - Kohalpur 開閉所、400 kV 2 回線、72 km
- 5) Naumure P/S (245 MW)

- Naumure P/S の発電電力は 245 MW であるので、220 kV 送電線でも送電可能であるが、需要地から遠く離れていること、ならびに、Madi P/S の発電電力を合わせて送電することから、400 kV 送電とする。
- 既設 132 kV Shivapur S/S 地点に 400 kV 開閉所を新設し、NEA にて計画されている 400 kV 送電線に接続する。
- Naumure P/S と Shivapur 開閉所との間の 400 kV 送電線に分岐点を設け、Madi P/S からの送電線を接続する。
- Naumure P/S - 分岐点、400 kV 2 回線、12 km
- 分岐点 - Shivapur 開閉所、400 kV 2 回線、37 km

6) Madi P/S (200 MW)

- Madi P/S からの送電線は、Naumure P/S と Shivapur 開閉所との間の 400 kV 送電線に設けられた分岐点に接続する。
- Madi P/S - 分岐点、400 kV 2 回線、67 km

7) Sun Koshi No.3 (536 MW)

- Sun Koshi No.3 P/S は、220 kV 送電線にて Dhalkebar S/S に接続する。
- Sun Koshi No.3 P/S - Dhalkebar S/S、220 kV 2 回線、87 km

8) Lower Badigad P/S (380 MW)

- Lower Badigad P/S は、220 kV 送電線にて Andhi Khola P/S に接続する。
- Lower Badigad P/S - Andhi Khola P/S、220 kV 2 回線、18 km

## 6.5 系統解析による送電拡充計画の評価

### 6.5.1 検討内容

第 5 章にて検討された貯水式水力発電の候補プロジェクトと、それに伴う適切な送電線の拡充を考慮した FY 2031/32 時点の電力系統について解析を実施した。

#### 系統解析項目

- 潮流解析：送電線過負荷、変電所電圧の異常の確認
- 短絡容量解析：開閉設備の遮断容量の確認
- 安定度解析：電力系統の安定性の確認

### 6.5.2 解析条件

以下の条件に基づき系統解析を実施した。なお、解析には電力系統解析用ソフトウェア PSS/E Version-32 を使用した。

(1) 解析条件

- 1) 系統電圧 (66 kV 以上の系統)

- 常時電圧許容範囲：定格電圧の±5%
  - 非常時電圧変動許容範囲：定格電圧の±10%
  - 2) 周波数変動許容範囲：定格周波数の±5%
  - 3) 信頼度評価基準：N-1 conditions
  - 4) 負荷特性
    - 有効電力：定電流特性
    - 無効電力：定インピーダンス特性
  - 5) 安定度解析における事故シーケンス
    - 220 kV 以上：3 Line to Ground fault - 5 cycles - fault clear
    - 132 kV 以下：3 Line to Ground fault - 7 cycles - fault clear
- (2) 需要
- 解析で用いる系統の需要は、FY2031/32 想定での 4,866 MW（ハイケース）とした。
- (3) 解析用系統データについて
- NEA にて作成した FY 2018/19 の系統データを用いて、適切な系統増強を加味し、FY 2031/32 を想定した系統データを作成し、解析を実施した。
  - インドへの連系については、Muzaffarpur 変電所への 1 点連系とした。

### 6.5.3 潮流解析

潮流解析結果について、Figure 6.5.3-1 に示す。

- Figure 6.5.3-1 の潮流図にある通り、132 kV 以上の系統において、通常運用時では、送電線過負荷ならびに電圧の異常は見られない。
- NEA にて計画されている Naubise S/S - Matatirtha S/S 間の 220 kV 送電線において、2 回線の内の 1 回線が停止した際には、残りの 1 回線に過負荷が生じるので、送電線種を見直し、送電容量を増加させる必要がある。
- 連系用変圧器については、今後の運用を考慮の上で適切な容量となるように個別の検討が必要である。また、タップについても、同様に運用を踏まえた検討が必要である。
- 西部域の 400 kV 長距離送電線は、その充電容量により電圧が上昇する傾向にあることから、分路リアクトルの適切な容量、ならびに、配置の検討が必要である。
- 需要の増加により 132 kV 系統の電圧は低下する傾向にあることから、適切な調相設備の導入、ならびに、調相制御装置の適用が必要となる。
- この潮流解析では、132 kV 以上の基幹送電線を対象に評価したが、配電用設備を含めた 66 kV 以下の系統増強については、各地域の需要の動向を踏まえた検討が必要である。

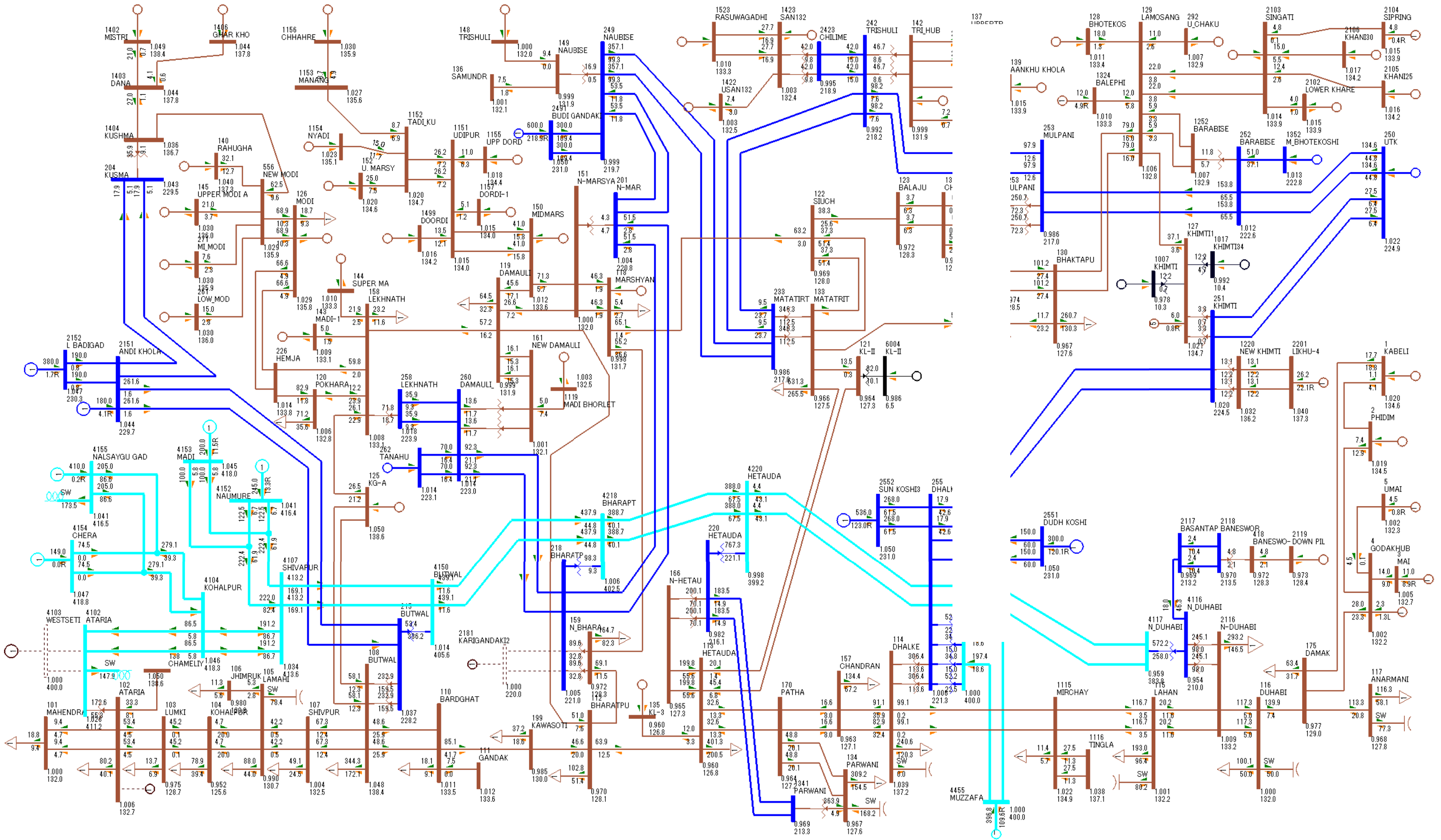


Figure 6.5.3-1 Power Flow Diagram in FY 2031/2032 Peak

### 6.5.4 短絡容量解析

短絡容量解析では、対象とする候補電源、ならびに、関連する変電所における三相短絡故障時の事故電流を下表の通り算出した。何れの地点においても、事故電流は十分に小さい値であり、通常の遮断器にて遮断可能なレベルである。

Table 6.5.4-1 Short Circuit Current in FY 2031/32 Peak

P/S or S/S		Fault Current	P/S or S/S		Fault Current
New Duhabi S/S	132 kV	12.1 kA	New Bharatpur S/S	132 kV	18.7 kA
	220 kV	9.3 kA		220 kV	17.0 kA
	400 kV	6.8 kA		400 kV	12.2 kA
Dhalkebar S/S	132 kV	24.1 kA	Kusma S/S	132 kV	8.6 kA
	220 kV	23.5 kA		220 kV	8.6 kA
	400 kV	15.1 kA	Andhi Khola P/S	220 kV	12.0 kA
Dudh Koshi P/S	220 kV	9.4 kA	Lower Badigad P/S	220 kV	10.9 kA
Sun Koshi P/S	220 kV	11.6 kA	Butwal S/S	132 kV	17.7 kA
Parawani S/S	132 kV	15.5 kA		220 kV	14.1 kA
	220 kV	10.1 kA		400 kV	11.2 kA
New Hetauda S/S	132 kV	22.5 kA	Shivapur S/S	400 kV	9.9 kA
	220 kV	16.7 kA	Naumure P/S	400 kV	8.3 kA
	400 kV	12.3 kA	Madi P/S	400 kV	6.8 kA
Naubise S/S	132 kV	4.9 kA	Kohalpur S/S	400 kV	7.2 kA
	220 kV	16.5 kA	Chera-1 P/S	400 kV	6.0 kA
Budhi Gandaki P/S	220 kV	12.7 kA	Nalsygu Gad P/S	400 kV	6.0 kA
New Damauli S/S	132 kV	13.8 kA	Ataria S/S	132 kV	8.5 kA
	220 kV	12.4 kA		400 kV	4.5 kA
Tanahu P/S	220 kV	12.0 kA			

### 6.5.5 安定度解析

FY2031/2032 年を想定した電力系統において、安定度解析を実施した。

- 安定度解析の結果、何れのケースにおいても安定な運転が可能であることが確認された。
- 東西に長い系統において、西部域の末端に大容量水力発電所があるため、長周期の弱制動現象の傾向がみられる。将来において、さらに西部域の電源が大幅に開発される場合には安定度の問題が生じる可能性があることから、今後開発する大容量の発電機には系統安定化装置を具備することを推奨する。

## 6.6 送電拡充計画のレビュー

本調査にて検討された開発電源、NEA にて計画している送電拡充計画の妥当性を検証するために、FY2031/32 のピークを想定した電力系統に対して、系統解析を実施した。解析の結果、132 kV 以上の送電系統については、適切な系統増強を行うことで、大きな問題が無いことが確認された。

また、配電用設備を含めた 66 kV 以下の系統増強については、需要増に対応するため大規模な増強が必要となることが予想される。この拡充計画については、各地点の需要の動向を踏まえ、適切な計画をはかる必要がある。



## 第7章 環境社会配慮

### 7.1 戦略的環境アセスメント

本調査では67地点のロングリスト記載プロジェクトから数地点のFS実施候補プロジェクトを絞り込むにあたり、3段階の戦略的環境アセスメントを適用した。プロジェクトの比較検討では経済技術・自然環境・社会環境をできるだけ平等に扱った。また評価を可能な限り客観的に行うため、収集する情報のレベルをそろえ、定量的な評価を目指した。情報公開や関係者との協議も積極的に行い、3回のステークホルダーミーティングを開催した。戦略的環境アセスメントの結果はAppendix 3にSEA Reportとしてとりまとめた。以下にその概要を示す。

#### 7.1.1 SEAの目標

本SEAでは、2031/32年度のネパールの電力需要は4,279 MW（本編第7章のBase case参照）を満たすため、自然環境や社会環境に与える甚大な影響を避け、持続可能な形で、貯水式水力発電所10地点を選び出すことを目標とした。

#### 7.1.2 第1段階のSEA

第1段階のSEAでは67のロングリスト記載プロジェクトから適切でないプロジェクトをスクリーニングし、候補プロジェクトを選び出す作業を行った。スクリーニングの結果、(1) 詳細設計やFSなどを実施中あるいは計画中のプロジェクト5件、(2) 他のプロジェクトと重複しているプロジェクト6件、(3) ネパールにおける国内需要対応のための貯水式プロジェクトとして適当ではないプロジェクト36件が除外され、31の候補プロジェクトが選定された。これらの選定経緯は、Appendix 3 SEA ReportのChapter 6に記載した。

#### 7.1.3 第2段階のSEA

第2段階のSEAでは、31の候補プロジェクトから有望プロジェクトを選定する作業を行った。検討に用いた情報は既存の文献や資料に基づくものであり、現地調査は行っていない。比較検討に用いた項目は、技術経済項目13、自然環境項目4、社会環境項目5の計22項目である。各比較項目はすべて数値化した上で3パターンの感度分析を行ったところ、MadiやLower Jhimrukなど西部のプロジェクトが上位に位置する結果となった。他のプロジェクトに既発行のライセンスとの競合や地域バランス等を考慮し、NEAと協議したうえで、有望プロジェクトを選定した。選定された有望プロジェクトは、Dudh Koshi、Kokhajor-1、Sun Koshi No.3、Lower Badigad、Andhi Khola、Chera-1、Lower Jhimruk、Madi、Nalsyau Gad、Naumure (W. Rapti) の10プロジェクトである。これらの選定経緯の詳細は、Appendix 3 SEA ReportのChapter 7に記載した。

#### 7.1.4 第3段階のSEA

第3段階のSEAでは、第2段階のSEAで選定された10の有望プロジェクトで現地調査を行い、

各プロジェクトに総合評価点を与えた。評価項目は、技術・経済 11、自然環境 17、社会環境 22、計 63 項目を用いた。評価結果に対し、Case-1（技術・経済：環境＝50：50）から Case-4（技術・経済：環境＝75：25）の 4 パターンの感度分析を行ったが評価結果は大きく変わらず、いずれも Nalsyau Gad、Dudh Koshi、Andhi Khola の各プロジェクトが比較的高い評価となった。詳細な検討結果は Appendix 3 SEA Report の Chapter 8 に記載した。

### 7.1.5 累積的影響

累積的影響は、既設の 30 の中規模・大規模水力発電事業、12 の既設灌漑事業（下流のインド国内を含む）、既設道路だけでなく、計画中の 21 の水力発電事業、水力発電の調査権発行エリア、2 つの大規模灌漑事業計画、道路計画も考慮して行った。

以下に主な予測結果の概要を示す。詳細な検討結果は Appendix 3 SEA Report の Chapter 9 に記載した。

#### (1) 流量調整が下流域の湿地生態系に与える影響

流量調整の累積影響を見るため、すべての既設と計画中の貯水式水力発電事業を洗い出し、流域ごとに整理した。Karnali 川水系では、別々の支流に 2 つの計画中の事業がある。もしすべての事業が実施された場合、3.2%の流域面積の水が調整されることになり、流域下流に位置する Bardia 国立公園緩衝地域と 28 の保護種に影響を与える可能性がある。Rapti 川水系では 2 つの計画中の事業がある。もし二つの事業が実施された場合、66.6%の流域面積の水が調整されることになり、Banke 国立公園緩衝地域と 15 種の保護種に影響を与える可能性がある。Gandaki 川水系では一つの既設と 4 つの計画中の事業がある。もしすべての 4 つの事業が実施された場合、64.6%の流域面積の水が調整されることになり、インド-ネパール間のガンダキ灌漑発電協定（1959）に影響を与える可能性がある。さらに、流域下流に位置するチトワン国立公園と 27 の保護種に影響を与える可能性もある。Koshi 川水系では、二つの計画中の事業があり、もしすべての事業が開発されると 17.8%の流域面積の水が調整されることになる。これにより、インド-ネパール間のコシ事業協定に影響を与える可能性がある上、Koshi Tappu 野生生物保護区と 15 の保護種に影響を与える可能性がある。

#### (2) 堰が魚類の遡上に与える影響

魚類の視点から見た場合、堰の続く河川は良好な生息環境とはいえない。特に長距離移動する冷水魚は産卵に適した低水温の高山地帯まで遡上する必要があり、ネパールの IUCN レッドリスト掲載種の多くは冷水魚である。現在、ネパール国内の多くの大規模な堰は Gandaki 水系と Koshi 水系に集中しており、残る 8 つの水系には大きな堰は設けられていない。しかし、残る 8 つの水系のうち 7 つの水系は高山帯まで届かず、Karnali 水系のみが高山帯にまで届いている。魚道の設置されている堰もあるが、何の保全対策も実施されていない堰もある。調査データが存在しないため、堰がどの程度遡上を阻害し、魚道の効果が出ているのかは不明である。しかし、もし計画中のすべての発電事業と灌漑事業が実施された場合、ネパールの魚類の多様性に深刻な影響を与える可能性がある。

### (3) 開発集中による陸域生態系への影響

森林エリア内で発電事業や灌漑事業と道路建設が近接して複数実施された場合、森林生態系に与える影響も大きくなる。そのような影響が懸念される場所は、極西部地域の Bajhang District、中西部地域の Mugu District、Humla District、Kalikot District、Jajarkot District 西部地域の Myagdi District、Kaski District、Lamjung District、中部地域の Rasuwa District、東部地域の Solukhumbu District、Sangkhawasabha District、Taplejung District である。

## 7.1.6 保全対策

### (1) 個々のプロジェクトの保全対策

#### Chera-1 プロジェクト

Chera-1 プロジェクトの実施にあたり配慮すべき点は、移転補償である。550 軒以上の移転の対象となるため、調査に十分時間をかけ、住民に不公平の出ないよう慎重に補償交渉を進める必要がある。村全体が対象になるため、代替の用地を確保し、村の文化もともに移転できるような形にすることが望ましい。また、60 km 程度に及ぶ送電線のルート選定にも十分な調査期間を設けることが望ましい。

#### Lower Jhimruk プロジェクト

Lower Jhimruk プロジェクトは、希少な生物が比較的多く確認されているので、EIA できちんとした生物調査を行い、生物の生息環境として重要な樹林や草地を特定する必要がある。移転は 200 戸程度であるが、少数民族が多いため、補償交渉を進める際、民族別の意向を配慮するなど、慎重に行うべきである。また、農地を失う農民や漁業ができなくなる漁民の収入補償や職業訓練なども検討する必要がある。

#### Madi プロジェクト

Madi プロジェクトは、植物の多様性が高く、希少な魚類も比較的多く見られるため、EIA で詳細な調査を行った上で、適切な対策を検討する必要がある。

#### Nalsyau Gad プロジェクト

Nalsyau Gad プロジェクトは、送電線の距離が 112 km と長いので、EIA または IEE 作成前に、送電線のルート選定のための予備調査を実施することが望ましい。下流に保護区や保護生物が分布しているため、保護区や保護生物への影響を最小限にとどめるよう、雨期の減水率や乾期の増水率などを慎重に設定する必要がある。移転戸数は 300 戸程度あるので、補償の調査には十分な時間をかける必要がある。

#### Naumure プロジェクト

Naumure プロジェクトは、8 km<sup>2</sup> 近くの森林が水没するため、動植物相に与える影響が比較的大きく、EIA では詳細な生物調査を行うことが望ましい。また 6 km<sup>2</sup> 以上の農地が水没するため、農業を続けられなくなる人たちに対し、何らかの就業支援も検討することが望ましい。

### Lower Badigad プロジェクト

Lower Badigad プロジェクトは、希少な哺乳類や魚類が比較的多く報告されているため、EIA では詳細な調査を行う必要がある。移転戸数が 1,500 戸を超えるため、早い段階から移転先の検討を進めることが望ましい。下流に保護区や保護生物が分布しているため、保護区や保護生物への影響を最小限にとどめるよう、雨期の減水率や乾期の増水率などを慎重に設定する必要がある。

### Andhi Khola プロジェクト

Andhi Khola プロジェクトは、11 MW の既設の発電所が湛水予定地内に入るため、発電所の稼働を止める場合は、利用者に代替電源を提供する措置を講じる必要がある。移転戸数も 500 戸を超えるため、移転先の確保だけでなく、小売店などへ減収の補償ルールも検討する必要がある。

### Dudh Koshi プロジェクト

Dudh Koshi プロジェクトは、哺乳類や鳥類への影響が比較的大きいため、EIA では移動ルート特定のために広範囲の調査を行うことが望ましい。魚類に対する影響も比較的大きいため、オフセットも含めた検討を早い段階から始めることが望ましい。移転戸数は少ないものの、肥沃な農地が水没するため、収入源を失う農民のための代替収入源を検討する必要がある。また EIA レポートが存在しているものの、1997 年の現地調査に基づいて作成されたものであり、データが古くなっている。再調査の上新たに EIA の承認をとる必要がある。

### Kokhajor-1 プロジェクト

Kokhajor-1 プロジェクトは、森林に与える影響が比較的大きいため、EIA では補償の方法を十分に検討する必要がある。また移転戸数は 200 戸程度と少ないものの少数民族も多いため、民族ごとに意向を聞くなど丁寧に調査する必要がある。

### Sun Koshi No.3 プロジェクト

Sun Koshi No.3 プロジェクトは、1,500 戸を超える移転だけでなく、複数の観光旅館があるため、補償交渉を慎重に進める必要がある。また 15 km に及ぶ主要国道が水没するため、付け替え道路の建設も行う必要がある。農業、漁業に与える影響も比較的大きいため、移転対象でなくても収入源を失う人たちには起業支援や職業訓練などの対策を検討する必要がある。

## (2) 累積的影響の保全対策

累積的影響に対する保全対策は省庁の枠を超えるものも多く、プロジェクト単位で実施できるものは少ないが、いくつかの提案を以下に挙げる。

### 流量調整による下流湿地生態系への影響

一つのプロジェクトによる流量長成はそれほど高いものではなくても、一つの流域内の同様のプロジェクトが多く存在する場合、影響はより大きくなる。このような影響を少しでも軽減させるための提案を以下に示す。

## a) 逆調整池

逆調整池は、1日分の流量を貯留することによってピーク発電による流量変動を日単位で平均化することが可能である。それにより、下流の生物や人が激流に流されるリスクが減ることになるが、魚類の移動を阻害する堰が一つ増える上、年間の変動は調整することができない。

## b) ダム間の運転調整

同一の流域内に存在する複数の貯水式水力発電所の運転のタイミングを調整することで、下流での増水量や時間をある程度コントロールすることが可能である。急激な増水による事故が懸念される場所では、増水のスピードを遅くしたり、タイミングをずらすなどして調整することが望ましい。

## c) 流域別の開発戦略の策定

それぞれの流域に環境保全目標を設定した上で、電力局、灌漑局、水道局、土壌保全と流域管理局が協力して、戦略的な流域内開発計画を策定することが望ましい。野生生物保護の観点から、どの程度の流量調整なら許容できるのかを決めることが望ましい。その上で初めて流域全体での流量調整が可能になる。

魚類遡上路分断に対する対策

水力発電事業だけでなく、灌漑事業、水供給事業による堰は、いずれも魚の遡上を阻害する。堰の数が多くなればなるほどそのリスクは高くなる。以下に可能性のあるいくつかの対策を提示する。

## a) 堰の数を少なくする

堰の数が少なければ少ないほど魚類の生息環境としては好ましい。魚道など魚類の対策が行われたとしても、完全に元の状態に戻るわけではない。同じ電力量をまかなうためには、乾期の電力量が不足する流れ込み式発電所を多数作るよりも貯水式発電所を作ったほうが堰の数を抑えることができる。

## b) 堰の無い河川を残す

重要な冷水魚を絶滅させないためには、西部、中部、東部で少なくともひとつまたは二つ程度の堰の無い河川を残すようにすることが望ましい。たとえば、Karnali水系の Thuli Gad や Barun Khola、Rapti 水系の Lundri Khola、Gandaki 水系の Badigad Khola や Budhi Khola などが候補になるであろう。ただし、後述する全国魚類センサスの結果に基づいて作られる魚類保護戦略を策定してから、これらの河川を選んでいくべきである。

## c) 魚道と養殖場

魚道や養殖場は、堰や発電所が魚類に与える影響を完全に補償するものではないが、全く何もしないよりはましである。新設の堰だけでなく、高さ 30m 以下の既存の堰（発電、灌漑、給水）すべてに魚道を義務付けたり、30m 以上の堰には影響を受ける魚類を増やし

て放流するための養殖場を義務付けるなどの法規制の検討も望まれる。可能であれば、異なる河川間の遺伝的差異を調査した後、養殖場間の魚類交換システムなどを構築できるとさらに良いであろう。

d) 魚類の遡上可能な排砂ゲート

いくつかの新設の堰は堤体の中央に排砂用のゲートを設けることがある。このゲートを用いていくらかでも魚類の移動が可能になるよう、何らかの工夫を加えることを考慮しても良いかもしれない。

e) 全国魚類センサスの実施

ネパールでは全国魚類センサスを実施することが望ましい。ネパールには信頼できる魚類のデータベースが存在せず、既存の堰によって実際どの程度の影響が出ているのかを知ることが不可能である。魚類のホットスポットを把握するためにも定期的な全国魚類センサスを実施することが強く望まれる。

f) 魚類保護計画

ネパールの魚類相が危機的な状態に陥る前に、魚類保護戦略を策定することが必要である。累積的な堰の影響だけでなく、外来種も既にネパールに入ってきている。魚類センサスの結果に基づき、保全戦略が策定されることが望まれる。そうすることにより、適切な流域開発計画も策定できるであろう。魚類保護計画の策定なしに持続的開発を行っていくことは困難である。この計画の策定には、漁業開発局と国際 NGO が重要な役割を果たすであろう。

### 開発集中による影響に対する対策

a) 戦略的開発計画の策定

戦略的流域開発計画の策定は、無秩序な開発と森林減少が顕著になる前に実施する必要がある。その場所がいくら保護区の外にあっても、狭い樹林が動物の移動路として使われたり、質の高い生態系が残っていることもある。そのような場所を特定し、開発計画策定時の参考にされるべきである。

b) 樹木補償の確実な実施

ネパールの森林基準（Forest Norm）は、樹林を伐採した補償として事業者が樹木を植えるかもしくは森林事務所にお金を払うこととされている。しかし、樹木を植栽する場所が確保できない場合、補償費が植栽に使われない可能性がある。樹木の植栽を確実にするためには、事業者が責任を持って植栽を行うようにすることが望ましい。

c) 建設した道路の管理

一般道路や発電所へのアクセス道路の新設は、違法伐採の引き金になる可能性もある。特に価値の高い樹林に近づきやすくなる道路の場合は、違法伐採につながるものの無いよう、道路の管理を行うことが望ましい。

#### d) ミティゲーションに特化した組織の設立

ミティゲーションに特化した組織を設立することは有効である。ネパールでは、この数十年の間に開発される可能性のある水力発電事業が数多くあるが、それぞれの事業主は生物の専門家ではないため、すべての事業主に効果的な生物保全対策の実施を期待するのは困難である。場合によっては、保全対策の計画だけでなく、モニタリングや供用後の管理も期待できない。これらの問題を解決するため、すべての保全対策とモニタリングの計画・実施を事業者から請け負うミティゲーション専門組織を設立することが望まれる。そのような組織があれば、過去の経験を生かしつつ、大きなダメージを受けて回復の必要な場所への効果的かつ効率的な保全対策も可能となるであろう。

### 7.1.7 ステークホルダー協議

本調査では、マスコミや省庁、政党の代表を招いて、3回のステークホルダー協議をカトマンズで行った。

これらのほか、ポカラの西部地域事務所での聞き取り調査、環境関連省庁やNGOを構成員とするSEAレポート評価会、森林省ヒアリング、WWFヒアリング、各地点のDistrict Officeや住民からの聞き取りなどを行った。

これらの協議の詳細は、Appendix 3 SEA Report Chapter 12とAppendix SEA Report Annex 12～Annex 21に記載した。

#### (1) 第1回ステークホルダー協議

2012年2月17日にカトマンズにおいて、第1回ステークホルダー協議をNEAと調査団の共催で開催した。参加者は調査団を含めて51名であった。

本ステークホルダー協議は、関係者にマスタープランの目的とゴール、検討方法、スケジュールなどを理解してもらい、プロジェクトを評価する項目の適切性についての意見を得るために行った。具体的には、67件の検討対象プロジェクトの紹介とそれらの評価項目などについて説明を実施し、それらについて質疑応答アンケートによる意見収集も行って、参加者が重要視している評価項目の把握に努めた。

#### (2) 第2回ステークホルダー協議

第2回ステークホルダー協議は、2012年11月28日にカトマンズにおいて、NEAと調査団の共催により開催された。参加者は調査団を含めて83名であった。

本ステークホルダー協議は、上記の61プロジェクトから10件の有望プロジェクトを選定した過程と結果の説明、これらのプロジェクトについての現地調査結果の説明（速報）、有望プロジェクトの評価方法（案）の説明を実施し、有望プロジェクトを評価するための評価項目や重みについて、関係者からの意見収集のために行った。

(3) 第3回ステークホルダー協議

2013年2月13日にカトマンズにおいて、NEAとJICAの共催により第3回ステークホルダー協議を開催した。参加者は調査団を含めて107名であった。

このステークホルダー協議は、電力需要の想定結果と第2回ステークホルダー協議で得られたコメントを考慮して行った有望プロジェクトの評価結果を説明し、貯水式水力発電マスタープラン作成に際しての留意点などについて、関係者からの意見収集のために行った。

## 7.2 FS以降の段階で配慮すべき事項

### 7.2.1 環境社会配慮関連書類

(1) 環境アセスメント報告書 (EIA/IEE)

ネパール国のEIA手続き環境影響評価手続きは、Environment Protection Regulation (1997)のAmendment (January 27, 2010)とNational Environment Impact Assessment Guidelines (1993)に規定されている。Amendment (2010)によると、送電線事業は132 kVA以上でIEEが必要、水力発電所は50MW以上でEIAが必要になっている。

(2) 環境管理計画 (Environmental Management Plan)

JICA環境社会配慮ガイドラインでは、環境管理計画をEIAの一項目として扱っており、別途作成する必要なそのはない。ただし、EIA終了後に事業計画がより詳細になった場合には、より詳細なEMPを別途作成することが望まれる。

(3) 住民移転計画 (Resettlement Action Plan)

JICA環境社会配慮ガイドラインでは、大規模な住民移転が生じる場合は世銀のOP 4.12, Annex A - Involuntary Resettlement Instrumentsに規定される住民移転計画を作成することが望ましいとしている。想定されているプロジェクトはいずれも少なからず住民移転が発生するため、住民移転計画を作成しなければならない。

(4) 先住民族計画 (Indigenous People Plan)

JICA環境社会配慮ガイドラインでは、プロジェクトが先住民族に影響を及ぼす場合は、世銀のOP 4.10, Annex B - Indigenous Peoples Planに規定する内容が含まれる先住民族計画を作成することが望ましいとされている。Nalsyau Gad以外のプロジェクトではすべての地点で先住民族が確認されているため、IPPを作成する必要がある。

### 7.2.2 FS段階での包括的スコーピング

現段階ではどの事業でFSが実施されるかが未定である。そのため、地点に特化したスコーピングはできないが、対象とした10地点に共通する包括的なスコーピングを行った。いずれの地点も比較的急峻な地形であるため、もともと地滑りなどの危険性が高く、湛水域周辺では地盤のゆる



みなどのリスクが高まる。また逆調整池を設置しない場合、ピーク発電による下流域での水難事故のリスクも高まる。貯水池の水の回転率が低い場合には富栄養化のリスクが高まり、排砂ゲートを設けない場合は堆砂が進み、バックウォーター付近での水位上昇の危険性が高まる。いずれの地点も魚の移動は大きく阻害される。送電線の建設は樹林を分断する場合、動物の移動を阻害することになるほか、線下の土地利用を制限し、景観に影響を与えることになる。

このほか FS 段階で、調査、予測、保全対策検討、モニタリング検討にあたって配慮すべき詳細事項は、SEA レポート 13.3、13.4、13.5 に記載した。

## 第 8 章 結論および提言

### 8.1 結論

本調査は、2012 年 1 月から 2014 年 2 月までの期間、ネパール国全国貯水式水力発電所マスタープラン調査として実施されたものである。この調査の結果、現在の電力不足を解消して今後の需要の伸びを満たすためには、現在工事中の Kulekhani No. 3 発電所および開発準備中の Tanahu 発電所や Budhi Gandaki 発電所を含めて、2031/32 年度までに 1,993 MW の貯水式水力発電所を建設する必要があるとの結論に達した（需要予測がベースケースの場合）。

#### 8.1.1 電力需要予測

NEA は、電力需要予測モデルとして経済理論を活用したダイナミックモデルを採用しており、調査団もこれを採用した。これは、a) 民生部門、b) 産業、商業、その他部門、c) 灌漑部門の 3 分野の需要予測モデルがセットになったものである。需要予測のパラメーターの設定を通じて経済成長と価格のシナリオを表現した。

ベースケースに加えて、GDP 成長率と電力価格の上昇率をベースケースより大きくしたハイケースと、ベースケースより小さくしたローケースの需要予測を行って、感度分析を実施した。その結果、2011/12 年の実績はピーク需要が 1,027 MW、電力量需要が 5,380 GWh であったのに対して、2031/32 年度はピーク需要が 4,279 MW、電力量需要が 19,493 GWh と予測された（ベースケース）。2031/32 年度までの各年の電力需要の予想値を Table 8.1.1-1 に示す。

**Table 8.1.1-1 Sensitivity Analysis of Power Demand Forecasts**

Fiscal year	Comparison of energy demand forecasts (GWh)			Comparison of generation capacity forecasts (MW)		
	Base case	High case	Low case	Base case	High case	Low case
2012/13	5,607	5,537	5,650	1,231	1,216	1,240
2013/14	5,818	5,678	5,907	1,277	1,247	1,297
2014/15	6,049	5,851	6,202	1,328	1,284	1,361
2015/16	6,294	6,031	6,514	1,382	1,324	1,430
2016/17	6,556	6,290	6,847	1,439	1,381	1,503
2017/18	6,836	6,888	7,192	1,501	1,512	1,579
2018/19	7,176	7,512	7,522	1,575	1,649	1,651
2019/20	7,823	8,174	7,869	1,717	1,794	1,728
2020/21	8,504	8,880	8,237	1,867	1,949	1,808
2021/22	9,252	9,670	8,738	2,031	2,123	1,918
2022/23	9,881	10,342	9,307	2,169	2,270	2,043
2023/24	10,572	11,066	9,922	2,321	2,429	2,178
2024/25	11,447	11,974	10,702	2,513	2,629	2,349
2025/26	12,364	13,002	11,538	2,714	2,854	2,533
2026/27	13,325	14,089	12,426	2,925	3,093	2,728
2027/28	14,386	15,260	13,390	3,158	3,350	2,939
2028/29	15,531	16,557	14,426	3,410	3,635	3,167
2029/30	16,744	18,147	15,524	3,676	3,984	3,408
2030/31	18,066	19,993	16,680	3,966	4,389	3,662
2031/32	19,493	22,166	17,921	4,279	4,866	3,934

### 8.1.2 電源開発計画

2011/12 年度末のネパールの合計発電設備出力は 718,621 kW で、水力が 93%を占めており、そのうち 86%は流れ込み式である。流れ込み式水力発電所は、河川の流量が減少する乾期には出力が低下するため、系統全体としての供給能力が大きく低下する。一方、電力需要は乾期に最大となる。したがって、今後の電源開発では、乾期の供給能力を高めることが必要である。

乾期でも供給能力が低下しない発電方式としては、火力発電がある。ネパールは、化石燃料のほとんどすべてを輸入に頼っており、火力発電のための大量の燃料を購入するには多額の外貨を必要とする。また、陸封国であることから、長距離の陸上輸送のための費用が必要である。このため、ベース需要対応の石炭火力や LNG 火力発電所、ピーク需要対応のガスタービン発電所などを建設することは、現実的に困難である。

一方、経済的に利用可能な包蔵水力は 42,000 MW とされており、これを利用する水力発電の開発を促進することがネパールの国策となっている。

これらの状況を考慮して、以下のシナリオに基づいて電源開発計画の策定を行った。

- 全国規模の電力系統（INPS）に接続される主要電源は、豊富な国産資源である水力エネルギーを活用する水力発電とする。
- 貯水式発電は、乾期における流れ込み式発電の供給能力の低下を補って、系統全体としての供給力を確保することを主目的として開発する。
- 流れ込み式発電は、豊富な水力エネルギーを活用することを目的として、今後も継続的に開発する。
- インドからの輸入は、国境付近への供給力として一定量の輸入を継続する。
- 燃料を輸入に頼る火力発電所の新設は行わないが、既設のディーゼル発電所は存続させる。
- 風力や太陽光などの再生可能エネルギーによる発電は、長期的には有望な電源であるが、発電単価や系統の安定性に与える影響を考慮すると、今後 20 年間に INPS の中に占める割合は極めて小さいと考えられるので、電源開発計画の中では考慮しない。

検討の結果、需要がベースケースの場合は 2031/32 年度にはインドからの輸入を含めて 5,268 MW の設備容量が必要であり、2012/13 年度から 2031/32 年度までの必要開発量は、現在建設中および開発準備中のものを含んで 4,257 MW である。

需要予測がベースケース、ハイケース、およびローケースの場合の電源開発計画を Table 8.1.2-1 に示す。

**Table 8.1.2-1 Power Development Plan**

Base Case

FY	Project	Total Installed Capacity (MW)	LOLP (%)
(2011/12)	(Existing)	862.1	—
2012/13	-----	862.1	50.375
2013/14	-----	862.1	53.789
2014/15	-----	862.1	57.975
2015/16	<b>Kulekhani No. 3 (14)</b> , Chameliya (30), Khani Khola (25)	1,081.1	32.637
2016/17	Upper Sanjen (11), Sanjen (42.9), Upper Trishuli 3A (60), Upper Tamakoshi (456)	1,651.0	2.733
2017/18	Madhya (Middle) Botekoshi (102), Rasuwagadi (111), Rahughat (32), Upper Marsyangdi (50), Mistri (42)	1,988.0	1.575
2018/19	ROR (100 in total)	2,088.0	1.927
2019/20	Upper Trishuli 3B (37), ROR (100 in total)	2,225.0	2.579
2020/21	<b>Tanahu (140)</b> , Upper Modi A (42), ROR (100 in total)	2,507.0	1.919
2021/22	Tamakoshi V (87)	2,594.0	3.087
2022/23	<b>Budhi Gandaki (600)</b>	3,194.0	0.130
2023/24	-----	3,194.0	0.516
2024/25	ROR (100 in total)	3,294.0	1.225
2025/26	Upper Arun (335), ROR (100 in total)	3,729.0	0.666
2026/27	<b>Dudh Koshi (300)</b>	4,029.0	0.336
2027/28	-----	4,029.0	1.079
2028/29	<b>Nalsyau Gad (410)</b>	4,439.0	0.440
2029/30	<b>Andhi Khola (180)</b> , ROR (300 in total)	4,919.0	1.331
2030/31	-----	4,919.0	1.330
2031/32	<b>Chera-1 (149), Madi (200)</b>	5,268.0	1.232

Note: Projects listed in boldface are storage-type projects.

The total installed capacities include import from India.

The allowable upper limit of LOLP is 1.375%, equivalent to 5 days supply shortage in a year.

High Case

FY	Project	Total Installed Capacity (MW)	LOLP (%)
(2011/12)	(Existing)	862.1	—
2012/13	-----	862.1	49.198
2013/14	-----	862.1	51.573
2014/15	-----	862.1	54.322
2015/16	<b>Kulekhani No. 3 (14)</b> , Chameliya (30), Khani Khola (25)	1,081.1	27.323
2016/17	Upper Sanjen (11), Sanjen (42.9), Upper Trishuli 3A (60), Upper Tamakoshi (456)	1,651.0	1.945
2017/18	Madhya (Middle) Botekoshi (102), Rasuwagadi (111), Rahughat (32), Upper Marsyangdi (50), Mistri (42)	1,988.0	1.680
2018/19	ROR (100 in total)	2,088.0	2.695
2019/20	Upper Trishuli 3B (37), ROR (100 in total)	2,225.0	3.334
2020/21	Tanahu (140), Upper Modi A (42), ROR (100 in total)	2,507.0	2.625
2021/22	Tamakoshi V (87)	2,594.0	3.923
2022/23	<b>Budhi Gandaki (600)</b>	3,194.0	0.345
2023/24	-----	3,194.0	0.967
2024/25	Upper Arun (335), ROR (200 in total)	3,729.0	0.403
2025/26	-----	3,729.0	1.218
2026/27	<b>Dudh Koshi (300)</b>	4,029.0	0.824
2027/28	<b>Nalsyau Gad (410)</b>	4,439.0	0.309
2028/29	-----	4,439.0	1.167
2029/30	<b>Andhi Khola (180), Chera-1 (149)</b>	4,768.0	1.397
2030/31	<b>Madi (200), Naumure (245)</b> , ROR (100 in total)	5,313.0	1.025
2031/32	<b>Sun Koshi No. 3(536), Lower Badigad (380)</b> , ROR (100 in total)	6,329.0	0.672

Note: Projects listed in boldface are storage-type projects.

The total installed capacities include import from India.

The allowable upper limit of LOLP is 1.375%, equivalent to 5 days supply shortage in a year.

Low Case

FY	Project	Total Installed Capacity (MW)	LOLP (%)
(2011/12)	(Existing)	862.1	—
2012/13	-----	862.1	51.054
2013/14	-----	862.1	55.341
2014/15	-----	862.1	60.972
2015/16	<b>Kulekhani No. 3 (14)</b> , Chameliya (30), Khani Khola (25)	1,081.1	36.845
2016/17	Upper Sanjen (11), Sanjen (42.9), Upper Trishuli 3A (60), Upper Tamakoshi (456)	1,651.0	3.802
2017/18	Madhya (Middle) Botekoshi (102), Rasuwagadi (111), Rahughat (32), Upper Marsyangdi (50), Mistri (42)	1,988.0	2.389
2018/19	ROR (100 in total)	2,088.0	2.716
2019/20	Upper Trishuli 3B (37), ROR (100 in total)	2,225.0	2.678
2020/21	<b>Tanahu (140)</b> , Upper Modi A (42), ROR (100 in total)	2,507.0	1.453
2021/22	Tamakoshi V (87)	2,594.0	2.135
2022/23	<b>Budhi Gandaki (600)</b>	3,194.0	0.017
2023/24	-----	3,194.0	0.144
2024/25	-----	3,194.0	0.621
2025/26	ROR (100 in total)	3,294.0	1.338
2026/27	Upper Arun (335), ROR (100 in total)	3,729.0	0.712
2027/28	<b>Dudh Koshi (300)</b>	4,029.0	0.370
2028/29	-----	4,029.0	1.117
2029/30	<b>Nalsyau Gad (410)</b>	4,439.0	0.435
2030/31	-----	4,439.0	1.275
2031/32	<b>Andhi Khola (180)</b> , ROR (200 in total)	4,819.0	1.351

Note: Projects listed in boldface are storage-type projects.

The total installed capacities include import from India.

The allowable upper limit of LOLP is 1.375%, equivalent to 5 days supply shortage in a year.

### 8.1.3 貯水式水力発電開発計画

上記の電源開発計画のうちの貯水式水力発電は、需要想定がベースケース、ハイケースおよびローケースに対して、それぞれ 1,993 MW、3,154 MW および 1,644 MW である。それぞれの需要ケースで建設される貯水式水力発電所とそれらの運転開始年度を Table 8.1.3-1 に示す。

**Table 8.1.3-1 Storage-type Projects to be implemented**

Project	Capacity (MW)	Commissioning Year (FY)		
		Base Case	High Case	Low Case
Kulekhani No. 3	14	2015/16	2015/16	2015/16
Tanahu	140	2020/21	2020/21	2020/21
Budhi Gandaki	600	2022/23	2022/23	2022/23
Dudh Koshi	300	2026/27	2026/27	2027/28
Nalsyau Gad	410	2028/29	2027/28	2029/30
Andhi Khola	180	2029/30	2029/30	2031/32
Chera-1	149	2031/32	2029/30	----
Madi	200	2031/32	2030/31	----
Naumure	245	----	2030/31	----
Sun Koshi No. 3	536	----	2031/32	----
Lower Badigad	380	----	2031/32	----
Total Capacity	----	1,993 MW	3,154 MW	1,644 MW

これらのプロジェクトを実施するために必要な投資額は、工事中の Kulekhani No. 3 プロジェクトおよび資金調達がほぼ決定している Tanahu プロジェクトを除いて、需要がベースケースの場合は 4,209 百万ドル（建設中利子および物価変動予備費を含まず）、ハイケースの場合は 7,149 百万ドル、ローケースの場合は 3,257 百万ドルである（Table 8.1.3-2 参照）。

しかし、実際に将来の電力需要を満たすためには、これらの貯水式水力発電プロジェクトの開発費用に加えて、現在建設中の発電所や実施が決定しているプロジェクトへの投資も必要であり、さらに 2018/19 年度以降に開発されるであろう流れ込み式水力発電所の建設のための費用も必要である。

**Table 8.1.3-2 Construction Cost of Storage-type HPPs**

Project	Capacity (MW)	Project Cost (million US\$)*		
		Base Case	High Case	Low Case
Budhi Gandaki	600	1,118	1,118	1,118
Dudh Koshi	300	873	873	873
Nalsyau Gad	410	737	737	737
Andhi Khola	180	529	529	529
Chera-1	149	452	452	----
Madi	200	499	499	----
Naumure	245	----	728	----
Sun Koshi No. 3	536	----	1,289	----
Lower Badigad	380	----	923	----
Total	----	4,209	7,149	3,257

\*: IDC and price contingency are not included.

## 8.2 提言

本調査の結果、現在建設中あるいは建設準備中の貯水式水力発電所を含み、今後 20 年間に 1,993 MW の貯水式水力発電の開発が必要であるとの結論に達した（需要がベースケースの場合）。水力資源が豊富である一方、火力発電の開発は非常に難しいネパールでは、今後とも水力発電が電力供給の中心となり、貯水式のみならず流れ込み式をも含めた水力発電所の建設が必要である。

以下に、ネパールにおける今後の水力発電の開発に向けた提言を述べる。

### 8.2.1 次段階の調査実施のための提言

計画段階のプロジェクトが運転を開始するまでには一般的に長い時間が必要で、本調査で電源開発計画に取り入れられた貯水式水力発電プロジェクトも、運転を開始するまでには 10～15 年を要する。このため、できるだけ早期に次の段階の調査を開始して、計画どおりのスケジュールで運転を開始できるように努めるべきである。

調査団が直接検討したプロジェクトのうち、Dudh Koshi、Nalsyau Gad および Andhi Khola の各プロジェクトは、第 8 章の電源開発計画で比較的早期に開発する必要があるとされたこと、また、既に FS が終了しており、次段階の調査は既存の FS のレビューあるいは Detailed Project Report の作成となることから、これらについて以下の点に留意のうえ調査を進めることを提言する。

#### (1) プロジェクトの背景・経緯の確認

##### 共通

- 経済・社会状況、電力セクターの現状と課題
- 電力セクターに対する各ドナー国や国際金融機関の協力実績と今後の予定

#### (2) 既存調査に係る情報の収集

##### 共通

- 既存調査に関する情報収集と関係機関からのヒアリングによるアップデート

##### Dudh Koshi プロジェクト

- 本プロジェクトの実施による下流の Sun Koshi 分水総合開発計画などへの影響を確認するため、同総合開発計画の中で計画されている Sun Koshi No.1 水力発電計画、および Sun Koshi No.1 ダムの下流に位置する Kurule ダムから Kamala 川へ分水して灌漑および発電事業を行う Sun Koshi 分水計画、さらに Sapta Koshi High Dam 水力発電計画に関する最新情報を収集する。

##### Andhi Khola プロジェクト

- 下流の既設 Kaligandaki A 水力発電所のダムの嵩上げ計画に関する最新情報、および本プロジェクトの実施によって影響を受ける既設の Andhi Khola 発電所（IPP）に関する最新情報を収集する。

(3) レイアウトの見直し

共通

- 最適なダム型式とダム高、水路ルート、発電所型式および位置であることの確認

Dudh Koshi プロジェクト

- GLOFによってもたらされる堆砂の処理
- Sun Koshi 分水総合開発計画などの下流における他のプロジェクトへの影響

Andhi Khola プロジェクト

- 下流の既設 Kaligandaki A 水力発電所のダムの嵩上げ計画による本プロジェクトへの影響
- 本プロジェクトの実施による下流の既設 Kaligandaki A 水力発電所の電力量に対する影響
- 既設の Andhi Khola 発電所 (IPP) に対する影響

(4) 気象および水文調査

共通

- 気象および水文データのアップデート
- 水文解析のレビュー

Dudh Koshi プロジェクト

- GLOF による堆砂を考慮した堆砂予測

(5) 地形・地質調査

共通

- ダム地点および貯水池の保水性の確認
- 断層の活動性の確認

(6) 基本設計の見直し

共通

- 発電諸元の最適化
- 選定されたダム地点の地形および地質を考慮したダム型式の決定
- 具体的な送電線ルートの検討
- 系統解析の見直し

Dudh Koshi プロジェクト

- 乾期におけるベース需要に対する供給機能を考慮した発電計画の最適化および電力量計算の実施
- GLOF による堆砂処理を可能とする排砂設備の検討



- GLOF に対応可能な洪水吐構造の検討

Nalsyau Gad プロジェクト

- 電圧調整能力を踏まえた適切な調相設備の設置に関する検討

Andhi Khola プロジェクト

- 乾期におけるベース需要に対する供給機能を考慮した発電計画の最適化および電力量計算の実施

(7) 施工および調達計画の検討

- 基本設計で示された構造物について施工方法の検討
- 必要機材の調達スケジュールの検討

(8) プロジェクト実施スケジュールの策定

- 住民移転、用地取得、調達手続き、詳細設計および施工期間などについての実施スケジュールの策定

(9) 概略事業費の算定

(10) 事業実施体制

- 事業実施体制の確認
- 実施機関の所掌業務、組織構造、人員体制の確認、財政および予算状況、技術水準、類似事業実施の経験等の確認

(11) 運転開始後の維持管理体制

- 維持管理体制の確認
- 維持管理機関の所掌業務、組織構造、人員体制の確認、財政・予算状況、技術水準、維持管理実績等の確認

(12) EIA と RAP 作成支援

- 環境社会配慮のための制度・組織の確認
- プロジェクトサイトの環境・社会状況の確認
- EIA の TOR の作成とステークホルダー協議の支援（特に、少数民族などの社会的弱者との直接対話を確保する。）
- 環境・社会調査の支援（同上）
- 影響の予測・評価の支援（送電線およびアクセス道路による影響を含む。）
- 緩和策（回避・最小化・代償を含む）と代替案の比較検討の支援
- モニタリング計画案の作成の支援

- 環境チェックリスト案の作成
- EIA Report と RAP Report 作成と情報公開の支援（住民移転に伴う代替地確保に係る検討を含む。）
- EIA 手続きの支援

(13) 貧困削減・社会開発促進

- 本プロジェクトが対象地域に与える社会的影響を把握するための、対象地域のコミュニティ社会調査（裨益人口・世帯数（うち貧困層が占める割合を含む）、現在の電化状況、電力料金、グリッド接続費用、平均的な世帯別月間電力消費量など）

(14) プロジェクト実施に当たっての留意事項の調査

- ネパールにおける当該類似業務の調達に関する一般事情
- 入札手法、契約条件の基本方針
- コンサルタントの選定方法
- 施工業者の選定方針

(15) プロジェクトの効果

- プロジェクトの効果を、定量的効果と定性的効果に分類して評価する。定量的効果については、可能な限り定量的指標（運用・効果指標）を設定し、目標値を設定する。定量的指標として受益者数、内部収益率（EIRR、FIRR）、インドからの電力輸入減少効果（GWh および米ドル換算額）を求める。また、本プロジェクトの実施による発電量増加による火力発電の代替効果を試算し、温室効果ガスの排出削減効果について検討を行う。

また、Chera-1、Madi、Naumure、Sun Koshi No.3、および Lower Badigad の各プロジェクトについては、次の段階では以下のような調査を行うことを提言する。

Chera-1 プロジェクト

本プロジェクトは現在は机上検討段階であるので、Pre-FS あるいは FS を実施してプロジェクトの実施可能性を詳細に検討することを提言する。

Madi プロジェクト

本プロジェクトは現在は机上検討段階であるので、Pre-FS あるいは FS を実施してプロジェクトの実施可能性を詳細に検討することを提言する。

Naumure プロジェクト

本プロジェクトは Pre FS が終了している。本調査では発電だけを目的として検討を行ったが、灌漑との多目的プロジェクトとしての実施の可能性が考えられるので、灌漑との多目的開発プロジェクトとしての FS を行うことを提言する。

### Sun Koshi No.3 プロジェクト

本プロジェクトは現在は机上検討段階であるので、Pre-FS あるいは FS を実施してプロジェクトの実施可能性を詳細に検討することを提言する。現在の発電計画では、約 1,600 世帯の住民移転と 15 km の舗装道路の付替えが必要となるので、次段階の調査の実施に際しては、これらを含む社会環境への影響の低減を考慮すべきである。

なお、ネパール政府は ADB に本プロジェクトの Detailed Project Report の作成を依頼する予定であるとの情報がある。

### Lower Badigad プロジェクト

本プロジェクトは現在は机上検討段階であるので、Pre-FS あるいは FS を実施してプロジェクトの実施可能性を詳細に検討することを提言する。現在の発電計画では、ダム地点上流に大規模な地滑り地帯があるので、大量の堆砂が予想される。このため、次段階の調査では、ダム位置の変更を含めた堆砂対策を考慮すべきである。

## 8.2.2 その他の提言

### (1) 水資源開発と環境保全の調整

事実上、ネパールにおいては当面の間は水力が発電のための唯一の国産エネルギーであり、上記の「結論」で述べたように多くの貯水式水力発電の開発が必要である。一方、同国は GDP の約 37% が農業であり、農業振興のための多くの灌漑開発計画が検討されている。これらの開発が調整されることなく実施されると、プロジェクトエリアのみならず下流域の自然および社会環境にも大きな負の影響を与えることが懸念される。この影響をできるだけ小さくするために、ネパール政府は発電、灌漑、および環境保全を主管する省庁間で横断的に調整を行って、流域ごとに環境保全目標を設定して水資源開発を進めていくことが求められる。

### (2) 適正な電力価格の設定

NEA による IPP からの電力購入は基本的に固定価格による全量買い取りであり、NEA の供給力に余裕がある雨期でも買い取るか、あるいはペナルティを支払う必要があり、これが NEA の経営を圧迫している。競争的な電力卸売市場を設立することによって、IPP からの買い取り価格を合理的なレベルに引き下げる必要がある。

一方、小売価格については、2001 年以来据え置かれていた電力料金が 2012 年 7 月に改定されて約 20% 上昇したが、NEA の財務状況を考えると未だ適正価格とは言えない。このため、消費者に受け入れられる範囲で、NEA の財務的健全性が保てるレベルまで電力料金を引き上げることが望ましい。これによって、計画停電によるものではなく消費者の自らの考えによる需要抑制も行われる。

### (3) NEA の資金調達方法

財務的に優れているプロジェクトは民間からの投資が期待できるが、そうであっても電力価

格が高すぎると国としての経済成長にとってマイナス要素となる。NEA は電力という公共性の高いプロダクツを適正な価格で、すなわち自身の財務の健全性を確保しながらできるだけ低価格で消費者に提供する必要がある。このために NEA は、低利の ODA 資金や政府系資金を活用して、適切な価格で消費者に電力を供給できるプロジェクトを実施することが望ましい。

#### (4) システムロスの改善

NEA のシステムロス率は 25% を超えており、この約 20 年間にわたってほとんど改善されていない。システムロスには技術的ロスと盗電などの非技術的ロスがあるが、いずれの場合もその改善には投資が必要である。システムロスの改善によって電力供給量が増加して計画停電を減少させるとともに、売電収入が増加することによって NEA の財務体質の改善も図られる。

#### (5) デマンドサイド・マネジメント

現在のネパールの電力セクターの最重要課題の一つは計画停電の解消であり、このためには供給力の増強が急務である。一方、デマンド・サイド・マネジメント (DSM) によって需要を抑制することにより、必要な供給力の増加を抑制することが可能である。現在は需要総量はそれほど大きくなく DSM の計画停電解消への効果も限られているが、将来の需要の増加を考慮すると、長期的には DSM は発電設備の増強と同様に需要を満たすための手段の一つになると考えられる。ネパールでは、DSM の一環として既に時間別料金制度が導入されているが、将来的には、可能であれば季節別料金制度や省エネ機器購入のための補助金制度なども導入して、積極的に DSM を実施していくことが必要である。

#### (6) 人材育成

上記の「結論」で述べたように、ネパールでは今後 20 年間に約 5,000 MW (流れ込み式を含む) の水力発電開発プロジェクトを実施する必要がある。しかし、プロジェクト実施に必要な技術者は不足しており、今後の開発量を考えると、これらの技術者、特に水力開発政策立案と水力発電計画策定および評価に関する分野の専門家の育成が急務である。

さらに、環境調査のための人材育成も非常に重要である。動植物調査、社会調査、またプロジェクト実施に伴うモニタリングなどのための実務レベルの調査員の能力向上は、水力発電プロジェクトのためのみではなく、灌漑などの他の大規模プロジェクトの実施のためにも必要である。

具体的な育成方法としては、JICA などの援助機関により派遣された専門家やネパール政府により雇用されたコンサルタントによる実際のプロジェクトを題材とした OJT や、当該分野の先進国でのトレーニングなどが考えられる。また長期的には、大学や高等学校などにおける講座の開設や、運転保守要員の育成のための専門学校の設置などが考えられる。