No. 5

国際協力事業団

ブータン国

貿易産業省電力局

ブータン国
プナチャンチュ水力発電事業計画調査

最終報告書

Vol. I
本　　文

JICA LIBRARY
J1162298[2]

2001年2月

電源開発株式会社

鉱調資
J R
01－002

ブータン国　プナチャンチュ水力発電事業計画調査　最終報告書　Vol. I　本　文　2001年2月　国際協
JICA
102
64.3
MPN
LIBRARY
01－002

際協力事業団

ータン国

易産業省電力局

ブータン国
プナチャンチュ水力発電事業計画調査

最終報告書

Vol. I
本　　文

2001年2月

電源開発株式会社

1162298[2]

序　文

日本国政府は、ブータン王国政府の要請に基づき、同国のプナチャンチュ水力発電事業計画調査を行うことを決定し、国際協力事業団がこの調査を実施しました。

当事業団は、平成10年11月から平成13年2月まで7回にわたり電源開発株式会社の角田進氏を団長とする調査団を現地に派遣しました。

調査団は、ブータン王国政府関係者と協議を行うとともに、現地調査を実施し、これに基づく国内における幾多の検討を経てここに本報告書完成の運びとなりました。

この報告書が、本計画の推進に寄与するとともに、両国間における友好親善の一層の発展に役立つことを願うものです。

終わりに、調査にご協力とご支援を頂いた関係者各位に対し、心から感謝申し上げます。

平成13年2月

国際協力事業団

総裁　斉藤邦彦

伝　達　状

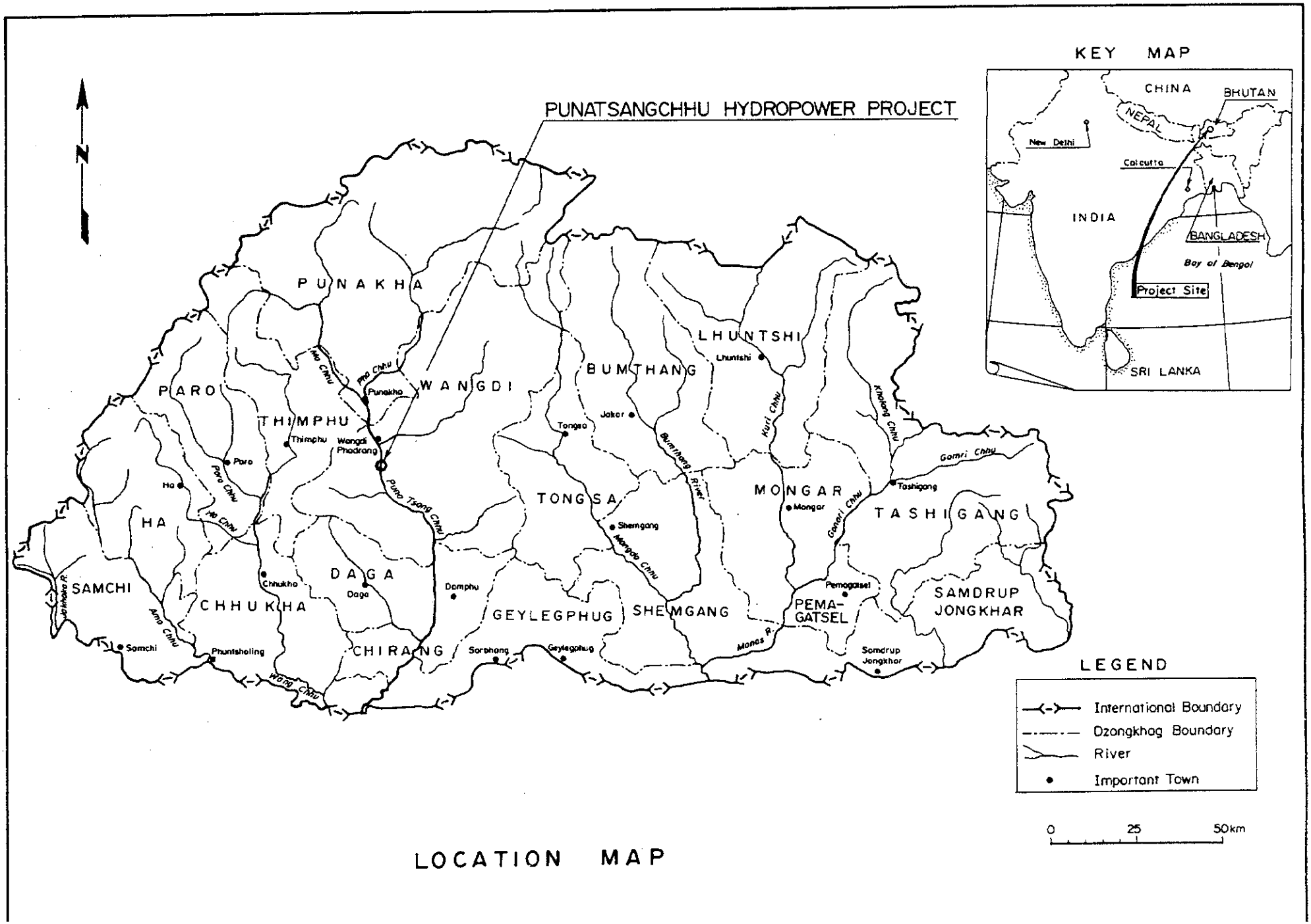
国際協力事業団
総裁　斉藤邦彦　殿

今般、ブータン王国におけるプナチャンチュ水力発電事業計画調査が終了しましたので、ここに最終報告書を提出致します。

本調査は、貴事業団との契約に基づき、電源開発株式会社が平成10年11月より平成13年2月までの28ヶ月間にわたり実施してまいりました。今回の調査に際しましてはブータン王国の現状を十分に踏まえ、本計画の妥当性を検証するとともに、技術的、経済的見地から最も適した計画の策定に努めてまいりました。

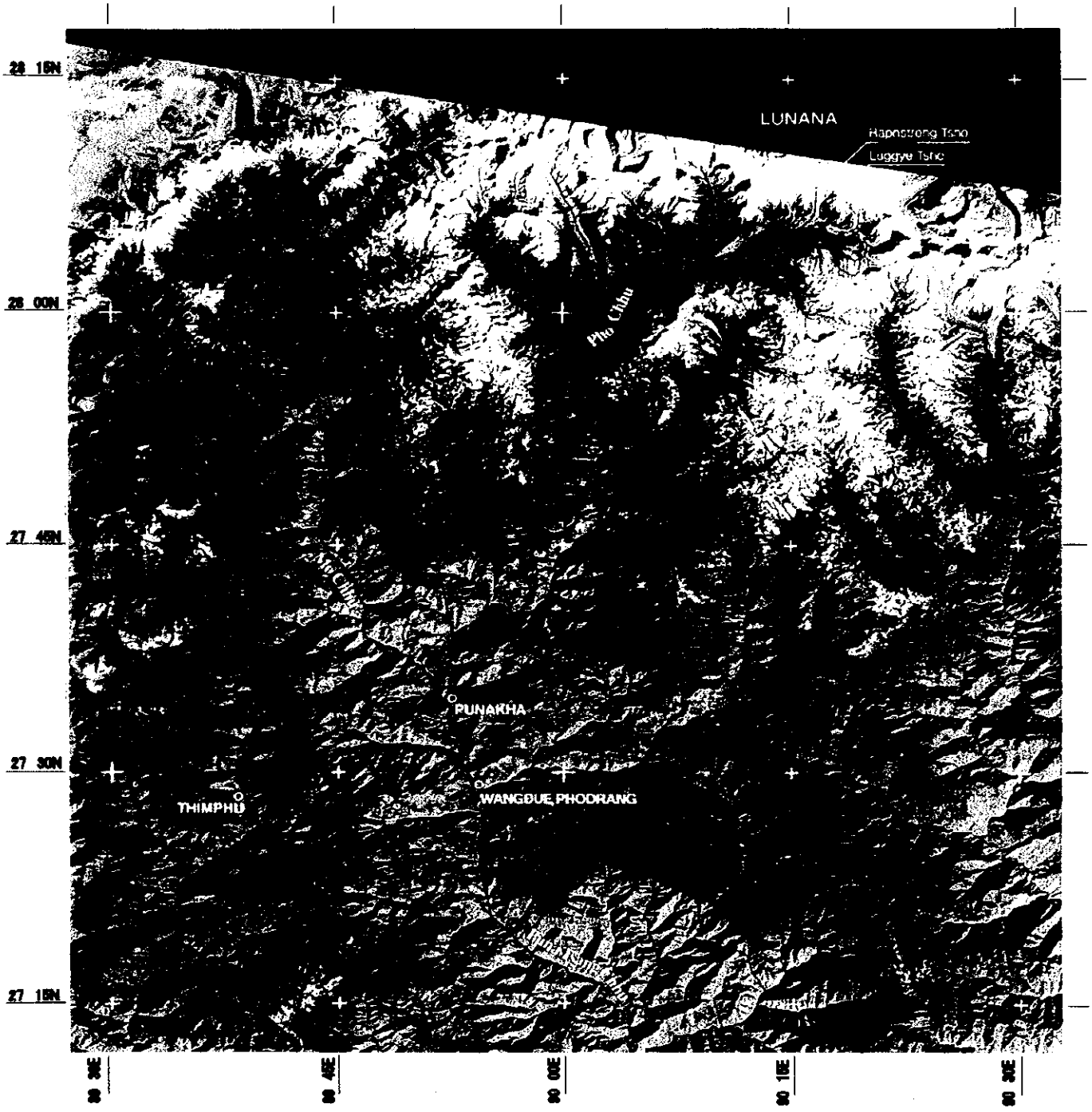
尚、同期間中、貴事業団を始め、外務省、経済産業省等の関係者には多大のご理解並びにご協力を賜り、心よりお礼申し上げます。また、ブータン王国における現地調査期間中は、密接な協力と助言を頂いたブータン王国貿易産業省電力局、JICAブータン事務所、JICAインド事務所、在インド日本国大使館及び関係機関に対して深く感謝いたします。

平成13年2月
電源開発株式会社
プナチャンチュ水力発電事業計画調査
総　括　　角田進



LOCATION MAP

LOCATION MAP OF THE PROJECT

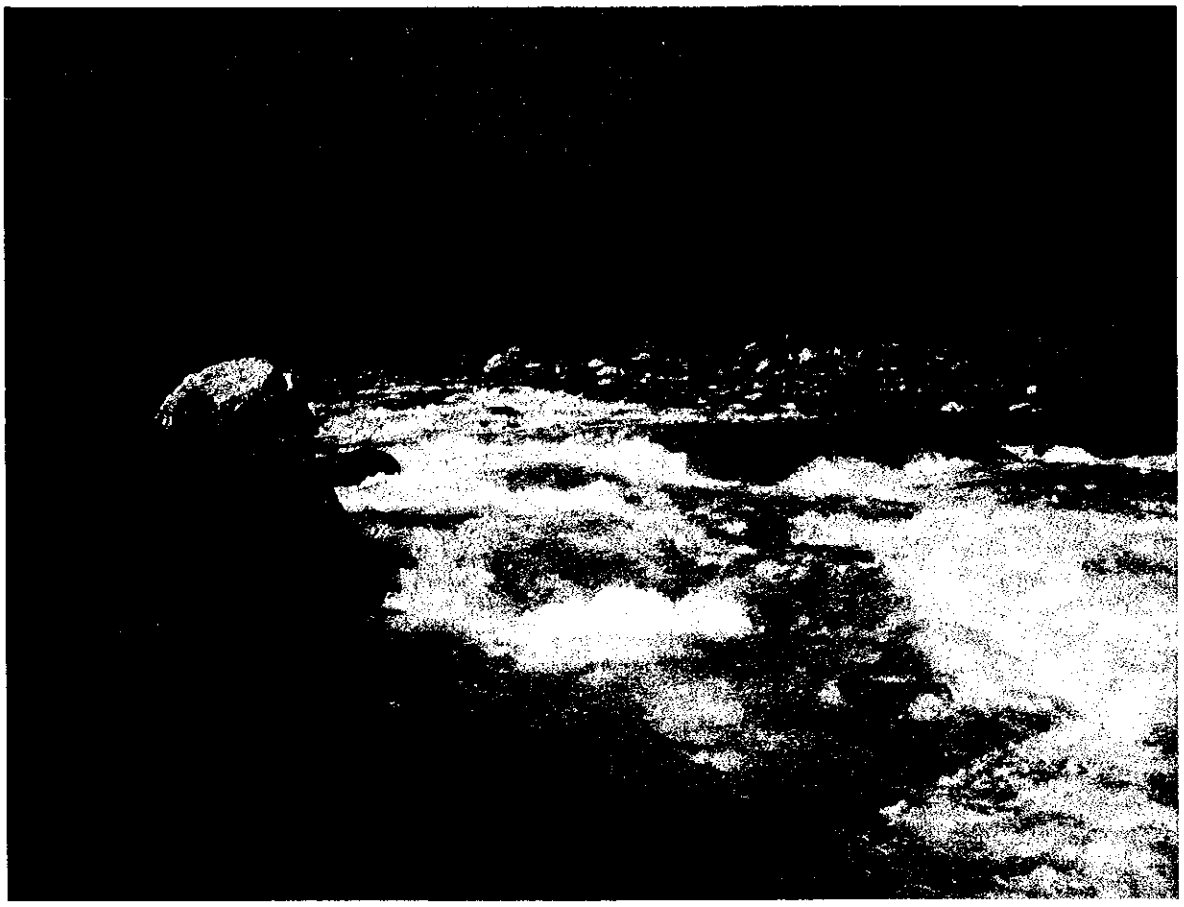


1988 Glacier Lake
1988 & 1998 Glacier Lake
1998 Glacier Lake

0 30km

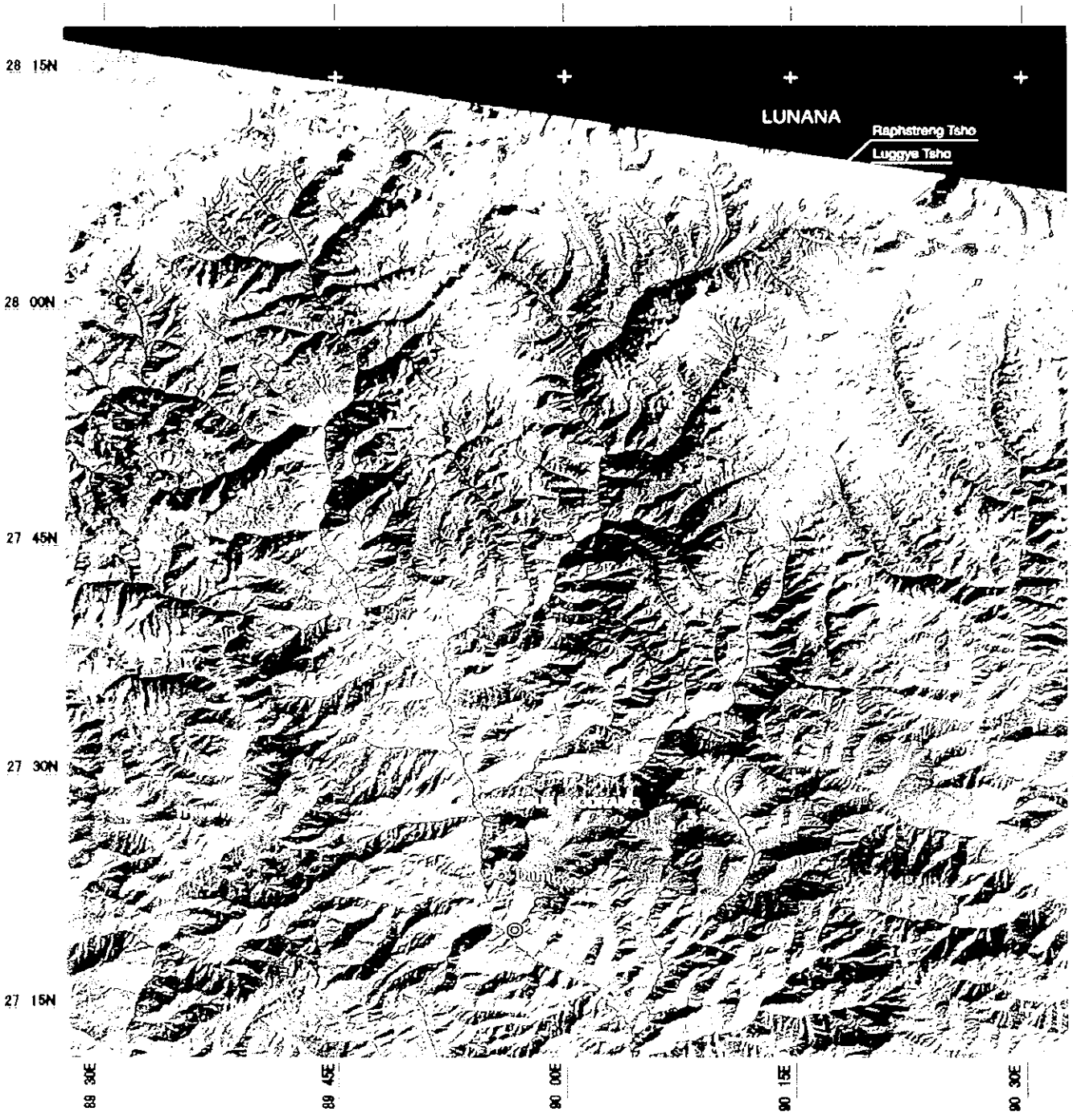
1 : 652,000

JICA 1999.3



Upstream View from Dam Site (3.120)

LOCATION MAP OF THE PROJECT



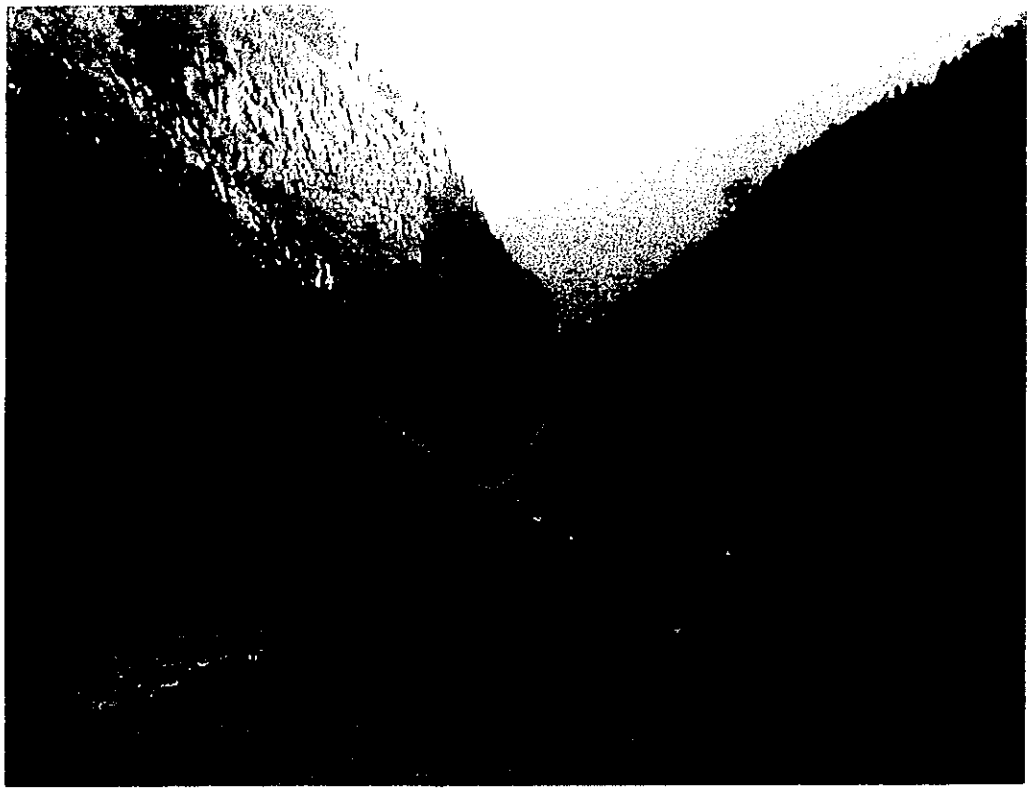
1988 Glacier Lake
1988 & 1998 Glacier Lake
1998 Glacier Lake

0 30km

1 : 652,000

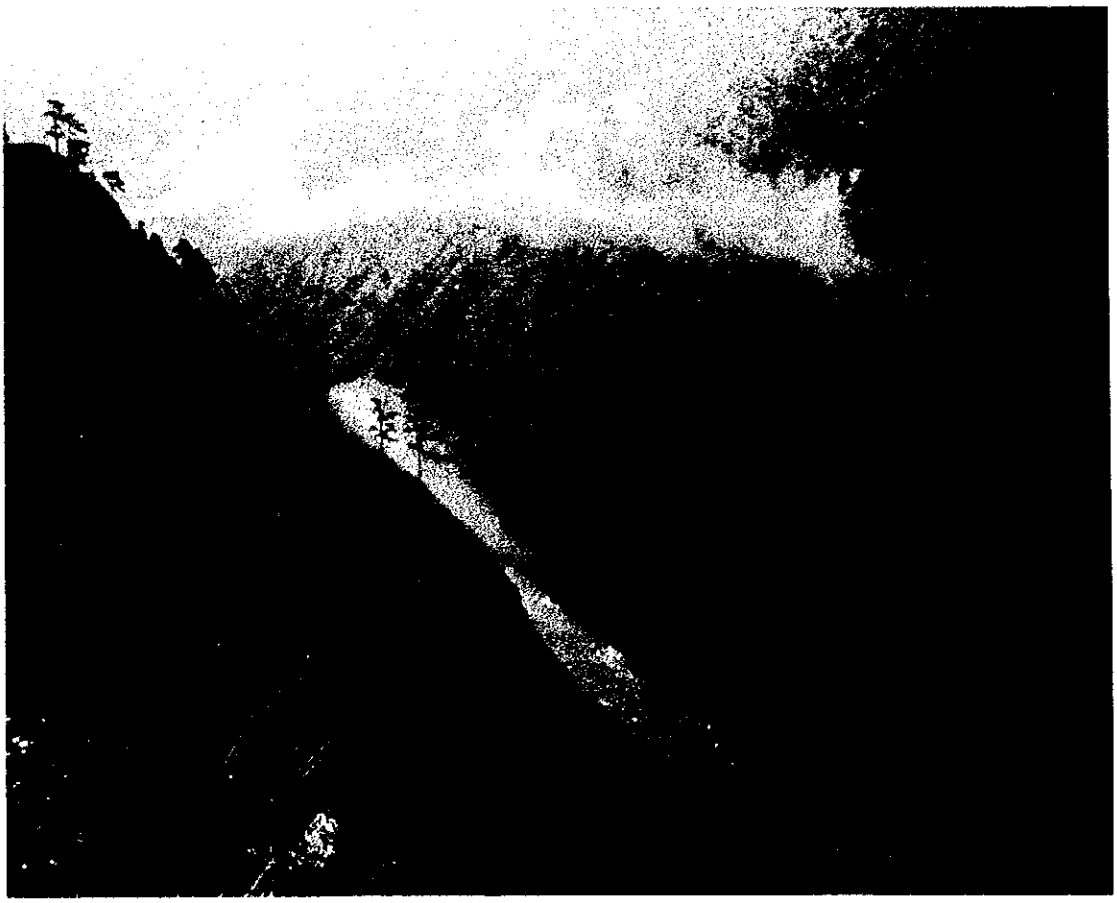
JICA 1999.3

Upstream View from Dam Site (3.120)



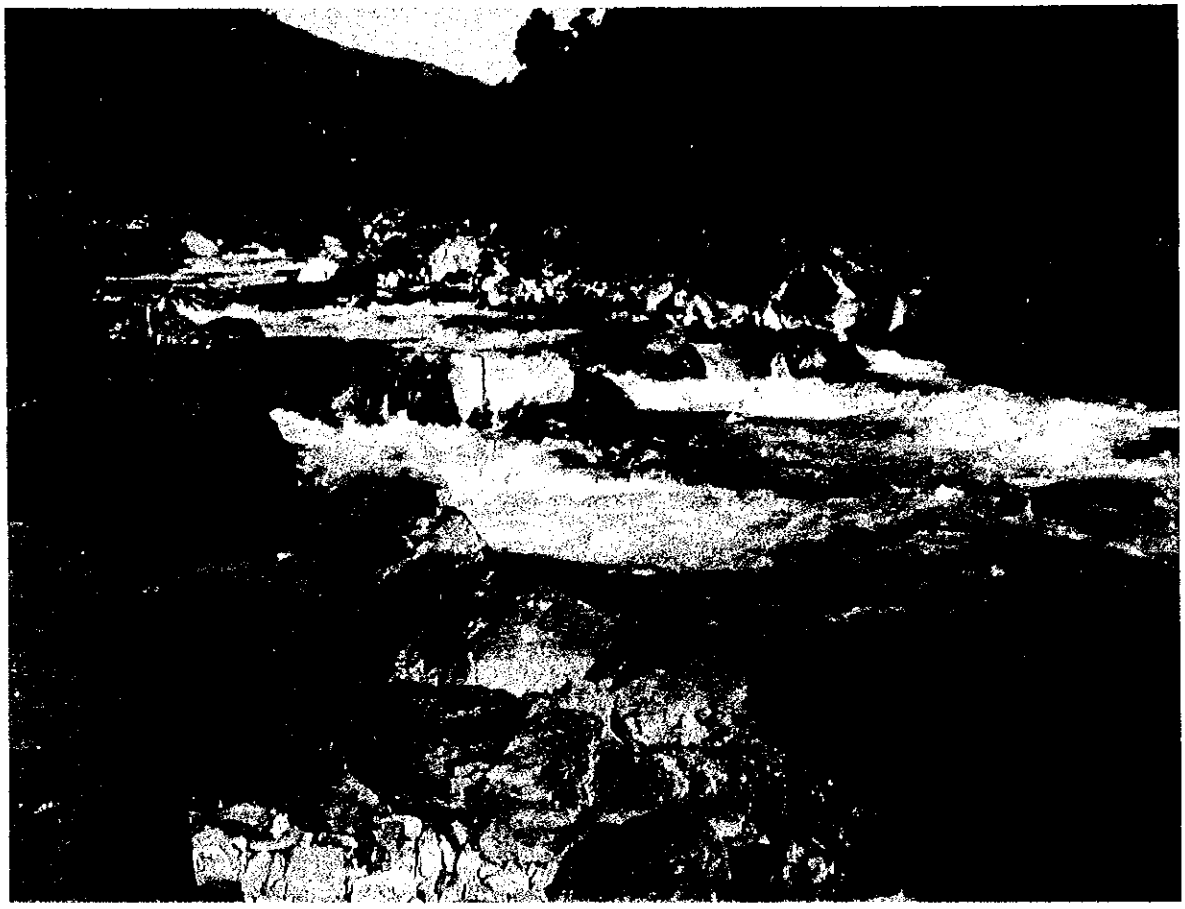
Dam Site (3.120), View from Upstream

River Flow at Dam Site (3.120)



Upstream View from Dam Site (3.120)

Upstream View from Dam Site (3.120)



Upstream View from Dam Site (3.120)

Upstream View from Dam Site (3.120)

Drilling at Dam Site

Seismic Prospecting

Road Condition at Dam Site

Road Condition (Thimphu – Phuentsoling)

目　次

頁

結論と勧告 **1**

結　論 1

勧　告 4

第1章　序　論 **1-1**

1.1　経　緯 1-1

1.2　目的、内容 1-1

1.3　予備調査 1-1

1.3.1　第一次現地調査 1-1

1.3.2　第一次国内作業 1-2

1.3.3　第二次現地調査 1-2

1.4　詳細調査 1-2

1.4.1　第三次現地調査 1-2

1.4.2　第四次現地調査 1-3

1.4.3　第二次国内作業 1-3

1.5　概略設計段階 1-3

1.5.1　第五次現地調査 1-3

1.5.2　第三次国内作業 1-3

1.5.3　第六次現地調査 1-4

1.5.4　第四次国内作業 1-4

1.5.5　第七次現地調査 1-4

1.6　関係者リスト 1-5

第2章　ブータン国の一般事情 **2-1**

2.1　地理 2-1

2.2　気候 2-1

2.2.1　気温 2-1

2.2.2　降雨 2-2

2.3　人口 2-2

2.4　経済 2-2

2.5　エネルギー資源 2-3

2.6　運輸、通信 2-3

2.7　アクセス（空路および陸路） 2-4

第3章　計画地域および周辺の概要 3-1
3.1　計画地域周辺の概要 3-1
3.1.1　一般概要 3-1
3.1.2　水資源開発計画とその現状 3-1
3.2　計画地域内の一般概要 3-2
3.2.1　地勢および自然概要 3-2
3.2.2　自然および社会環境 3-3

第4章　電力セクター調査 4-1
4.1　はじめに 4-1
4.2　ブータン国電力セクター調査 4-1
4.2.1　概要 4-1
4.2.2　電力セクターのレビューと考察 4-2
4.2.3　ブータン国電力調査 4-6
4.3　インド電力セクター調査 4-13
4.3.1　概要 4-13
4.3.2　インド国の電力調査 4-14
4.3.3　西ベンガル州における電力調査 4-26
4.3.4　アッサム州における電力調査 4-33
4.4　インドのマクロ経済調査 4-40
4.5　インドにおける電力売買事業調査 4-44

第5章　電力需要想定および供給計画 5-1
5.1　電力需給計画の概要 5-1
5.2　需要想定の方法および予測条件 5-1
5.3　需要想定の結果 5-3
5.4　供給計画 5-4

第6章　気象および水文 6-1
6.1　概　要 6-1
6.2　気象および流量観測所 6-1
6.2.1　気象観測所 6-1
6.2.2　流量観測所 6-2
6.3　計画地点の流量 6-2
6.3.1　Wangdi Rapids 測水所流量データの検証 6-2
6.3.2　ダム地点の流量 6-2
6.4　計画地点の洪水量 6-3
6.4.1　確率洪水 6-3

6.4.2 可能最大洪水（PMF） 6-3
6.4.3 氷河湖決壊洪水（GLOF） 6-7
6.5 堆 砂 6-15
6.5.1 堆砂量の予測 6-15
6.5.2 堆砂形状の予測 6-16
6.6 洪水時の背水計算 6-17

第7章 地 質 7-1
7.1 既存資料 7-1
7.1.1 F/S 調査以前の既存資料 7-1
7.1.2 F/S 調査中に実施した調査工事 7-1
7.2 流域の地形・地質 7-5
7.2.1 地形 7-5
7.2.2 地 質 7-6
7.3 各地点の地質 7-8
7.3.1 貯水池の地質 7-8
7.3.2 ダム地質 7-9
7.3.3 沈砂池の地質 7-16
7.3.4 導水路トンネルの地質 7-17
7.3.5 調圧水槽、水圧管路及び発電所地点の地質 7-19
7.3.6 その他付属構造物地点 7-25
7.4 コンクリート骨材 7-26
7.5 河床底質調査 7-26

第8章 地 震 8-1
8.1 概 要 8-1
8.2 地震活動度 8-2
8.3 設計地震動 8-3
8.3.1 震度法によるダム耐震設計 8-3
8.3.2 ブータン国周辺地域の地震危険度 8-3
8.3.3 ダム地点の最大加速度の推定 8-3
8.3.4 耐震設計に用いる設計水平震度 8-5

第9章 開発計画 9-1
9.1 既存開発計画のレビュー 9-1
9.1.1 電力システムマスタープランおよび Pre-F/S 9-1
9.1.2 プナチャンチュ水力発電計画 9-1
9.1.3 既存開発計画のレビュー 9-2

9.2 代替案開発計画の比較検討 9-3
9.2.1 開発計画検討上の基本的考え方 9-3
9.2.2 基本事項 9-4
9.2.3 比較検討方法 9-5
9.2.4 代替案開発計画の比較検討 9-9
9.3 最適発電計画 9-11

第10章 送電計画および系統解析 10-1
10.1 送電計画 10-1
10.1.1 送電線ルート 10-1
10.1.2 送電線の接続先と送電電圧 10-1
10.1.3 送電線設備の基準 10-2
10.1.4 送電線設備の経済比較 10-2
10.2 系統解析 10-4
10.2.1 送電パターンと計算内容 10-4
10.2.2 計算条件 10-4
10.2.3 計算結果 10-6
10.3 系統解析の結果 10-8
10.4 送電線設備設計 10-9
10.4.1 電力線と架空地線 10-9
10.4.2 送電線熱容量 10-10
10.4.3 絶縁設計 10-10
10.4.4 鉄 塔 10-10

第11章 フィジビリティ設計 11-1
11.1 概要 11-1
11.2 ダムおよび付属構造物 11-1
11.2.1 ダム軸 11-1
11.2.2 ダム型式 11-2
11.2.3 ダムおよび付属構造物の設計 11-2
11.3 水路系および発電所 11-4
11.3.1 位置および概要 11-4
11.3.2 取水口および沈砂池の設計 11-4
11.3.3 導水路、調圧水槽および水圧管路 11-5
11.3.4 発電所、放水路およびその他 11-7
11.4 電気機器 11-8
11.4.1 一般 11-8
11.4.2 単機出力と台数 11-9

11.4.3 水車 11-10
11.4.4 発電機 11-12
11.4.6 主要変圧器 11-13
11.4.8 屋外開閉機器 11-14
11.5 発電所の運用および管理システム概要 11-14
11.5.1 発電所の運用について 11-14
11.5.2 管理システムおよび観測 11-15

第12章 工事計画および工事費の積算 12-1
12.1 一般 12-1
12.1.1 計画地点へのアクセス 12-1
12.1.2 工事用電力 12-2
12.1.3 コンクリート用骨材 12-2
12.2 工事計画および工事工程 12-3
12.2.1 基本条件 12-3
12.2.2 工事計画および工事工程 12-5
12.3 工事費 12-9
12.3.1 基本条件 12-9
12.3.2 工事費の構成 12-10
12.3.3 プロジェクトの工事費 12-10
12.3.4 年度別所要資金 12-11

第13章 環境に関する影響評価 13-1
13.1 環境影響評価書の作成 13-1
13.2 プロジェクトの概要 13-1
13.3 環境の現況 13-2
13.4 予測される環境への影響 13-2
13.4.1 物理環境 13-2
13.4.2 生物環境 13-3
13.4.3 社会環境 13-3
13.5 影響緩和対策 13-3
13.6 環境対策費用 13-4
13.7 結　論 13-4

第14章 経済および財務評価 14-1
14.1 経済評価 14-1
14.1.1 評価手法 14-1
14.1.2 本計画の経済費用 14-2

14.1.3 本計画の経済便益 14-4
14.1.4 経済評価 14-7
14.2 財務評価 14-8
14.2.1 評価手法 14-8
14.2.2 本計画の財務費用および便益 14-8
14.2.3 財務評価 14-8
14.3 感度分析 14-9
14.3.1 便益：売電収入 14-9
14.3.2 便益：代替火力費用 14-10

第15章 資金調達 15-1
15.1 概 要 15-1
15.2 資金調達における課題 15-2
15.2.1 所要資金 15-2
15.2.2 調達における課題 15-2
15.3 資金調達シナリオ 15-3
15.3.1 想定される資金ソース 15-3
15.3.2 資金調達シナリオ 15-4
15.4 ケーススタディー 15-7
15.4.1 検討方法 15-7
15.4.2 シナリオ A（既設水力発電所方式） 15-8
15.4.3 シナリオ B（BOT/IPP ベース） 15-9
15.4.4 シナリオ C（地域対象 ODA） 15-10
15.4.5 感度分析 15-11
15.5 電力セクターに関する提言 15-13
15.6 開発シナリオのまとめ 15-13

第16章 今後の調査 16-1

List of Tables

Table 2.1	Country Performance Indicators for Bhutan
Table 2.2	Power Development Plan of DOP
Table 4.1	GDP at Factor Cost in Current Prices by Kind of Activity, 1985 to 1998, Bhutan
Table 4.2	GDP at Factor Cost in 1980 Prices by Kind of Activity, 1985 to 1998, Bhutan
Table 4.3	Compound Growth Rate of GDP during 5th to 8th Plan by Kind of Activity, Bhutan
Table 4.4	Percentage Composition of GDP by Various Activities, 1989 to 1998, Bhutan
Table 4.5	Electricity Generating Stations and Their Capacities, FY 1996/97 Bhutan
Table 4.6	Total Electricity Generation and Supply, 1989/90 to 1997/98 Bhutan
Table 4.7	Major Transmission Lines for Evacuating Chhukha Power Plant, 1998/99 Bhutan
Table 4.8	High Voltage Transformation Capacity of Substations, 1998/99 Bhutan
Table 4.9	Growth of Power Sector in the Country, All India
Table 4.10	Installed Generating Capacity, All India
Table 4.11	Gross Power Generation during 1997-98 in India
Table 4.12	Length of the Transmission Lines
Table 4.13	Region-wise Electricity Consumption during 1997-98
Table 4.14	Basin-wise Distribution of Hydroelectric Potential of River
Table 4.15	Region-wise Distribution of Hydroelectric Potential
Table 4.16	Distribution of Coal Reserves
Table 4.17	Lignite Reserves
Table 4.18	Oil and Gas Reserves
Table 4.19	Co-Generation Potential in the Industry
Table 4.20	Growth Rates of GNP and GDP for Industrial
Table 4.21	Population by Sex and Estimated mid year Population Projection
Table 4.22	Summary of Demographic Indicators (1997)
Table 4.23	Summary of Health Facilities (1995)
Table 4.24	Health Personnel
Table 4.25	Number of Institutes, Teachers & Enrollment
Table 4.26	Population according to Economic Activities (1991 Census) 1/2 to 2/2
Table 4.27	Estimated Employment in the Public and Private Sectors

Table 4.28 Number of Mines (1997-98)
Table 4.29 Number of Manufacturing Industries (Factory Sector)
Table 4.30 Road Network- length of Highways by Authorities
Table 4.31 Number of Registered Vehicles (1996-97)
Table 4.32 Communication Network in India
Table 4.33 Number of Foreign Tourists to India
Table 4.34 Consumer Price Index Number for Industrial Workers
Table 4.35 Consumer Price Index Number for Urban Non-manual Employees
Table 4.36 Consumer Price Index Number for Agricultural/ Rural Laborers
Table 4.37 Index Numbers of Wholesale Prices in India by Major Groups and Grops
Table 4.38 National Product at Factor Cost (at current prices)
Table 4.39 National Product at Factor Cost (at 1980-81 prices)
Table 4.40 Net Domestic Product at Factor Cost by Industry of Origin (at current prices)
Table 4.41 Net Domestic Product at Factor Cost by Industry of Origin (at 1980-81 prices)
Table 4.42 Performance of Public Sector (at current prices)
Table 4.43 Performance of Public Sector (at 1980-81 prices)
Table 4.44 Plan Outlay/Expenditure for Public Sector by Heads of Development 1/2 to 2/2
Table 4.45 Plan Outlay for Public Sector by Heads of Development State and Union Territories (Outlay for eight plan, 1992-97)
Table 4.46 Plan Outlay for Public Sector by Heads of Development State and Union Territories (Outlay for 1995-96 & 97) 1/4 to 4/4
Table 4.47 Plan Expenditure for Public Sector by Heads of Development State and Union Territories, 1/2 to 2/2
Table 4.48 Budgetary Position of the Government of India
Table 4.49 General Statement of the Revenue Receipt and Revenue Expenditure Account of State Governments
Table 4.50 Foreign Trade: Overall Trade in Merchandise and Treasure
Table 4.51 Overall Balance of Payments 1/2 to 2/2
Table 4.52 Electricity Generated, Purchased, Sold and Energy Losses, (All India Utilities) during 1997-98
Table 4.53 Electricity Generated, Purchased, Sold and Energy Losses, Region Wise during 1997-98
Table 4.54 Energy Generation(NET), Inter System Transfer of Energy, Utilisation of

	Energy and System Losses State Wise during 1997-98 (1/2 &2/2)
Table 4.55	Energy Sales (GWh) to Ultimate Consumers State Wise during 1997-98 (1/2 & 2/2)
Table 5.1	Input Data for Power Demand Forecast
Table 5.2	Power Demand Forecast of Bhutan
Table 5.3	Power Demand Forecast of West Bengal
Table 5.4	Hydro Power Project of Bhutan
Table 5.5	Peak Power Demand and Supply Balance of Bhutan
Table 5.6	Energy Demand and Supply Balance of Bhutan
Table 5.7	Energy Demand and Supply Balance of West Bengal
Table 6.1	Availability of Data
Table 6.2	Monthly Discharge at Damsite
Table 6.3	Computation of Rain and Snow Drift for Computing Precipitation Trajectories
Table 6.4	Computation of PMP
Table 6.5	Average PMP of Punatsangchhu Basin
Table 6.6	PMP Distribution and Effective Rainfall
Table 6.7	Synthesis of Unit Hydrographs
Table 6.8	Area Account Table of Glacier Lakes
Table 6.9	Monthly Suspended Sediment at Wangdi Rapids Gauging Station
Table 7.1	Summary of Geological Investigations for Foundation Rocks
Table 7.2	Summary of Geological Investigations for Concrete Aggregates
Table 7.3	Summary of Geological Investigations for River Deposits
Table 7.4	Details of Drilling Investigation
Table 7.5	Water Pressure Pattern for Permeability Test in Drill Holes
Table 7.6	List of Seismic Prospecting Lines
Table 7.7	List of Core Samples
Table 7.8	List of Laboratory Tests on Core Samples
Table 7.9	List of Pit
Table 7.10	List of Samples for Concrete Aggregate Tests
Table 7.11	List of Laboratory Tests on Concrete Aggregates
Table 7.12	Item and Quantities of Investigations for River Deposits
Table 7.13	Summary of Laboratory Test Results on Rock Cores (Dam)

Table 7.14	Rock Mass Classification by CRIEPI
Table 7.15	Shear Strength by Rock Class
Table 7.16	Estimated Depth of Foundation Excavation at Dam Site
Table 7.17	Summary of Laboratory Test Results on Rock Cores (Powerhouse)
Table 7.18	Summary of Laboratory Test Results on Concrete Aggregate
Table 7.19	Result of Investigations on River Deposits
Table 8.1	Distribution of Magnitude and Epicentral Distance of Seismicity Data
Table 8.2	Number of Earthquakes for the Punatsangchhu Damsite in a year during the period from 1897 to 1987
Table 8.3	Maximum Accelerations of the Year at the Punatsangchhu Damsite during the period from 1897 to 1987 (1/2) to (2/2)
Table 9.1	Power System Master Plan (Pre F/S)
Table 9.2	Alternative Thermal Power Plant for Comparison Study
Table 9.3	Comparison Table for Alternative Development Plan
Table 10.1	Comparison of Transmission Lines
Table 10.2	Transmission Line Alternatives and Stability
Table 11.1	Salient Features of Punatsangchhu Project
Table 11.2	Comparison Table for Alternative Dam Axis
Table 12.1	Weather in the Project Site
Table 12.2	Monthly Discharge at Dam Site
Table 12.3	Project Cost
Table 12.4	Disbursement Schedule
Table 12.5	Direct Cost for Punatsangchhu Hydropower Project
Table 12.6	The Road Conditions from Phuentsholing to the Site
Table 12.7	Major Bridges in the Transporting Route from Phuentsholing to the Site
Table 13.1	Final TOR for the Environmental Impact Assessment on Punatsangchhu Hydropower Project
Table 13.2	Cost for Implementing Environmental Management Plan
Table 13.3	Cost for Implementing Environmental Monitoring Program

Table 14.1 Initial Investment Cost
Table 14.2 Alternative Thermal Power Plant for Studying Economic Justification
Table 14.3 Economic Evaluation (Tariff)
Table 14.4 Economic Evaluation (Alternative Thermal)
Table 14.5 Financial Evaluation

Table 15.1 Financial Analysis (A-1) : Summary
Table 15.2 Financial Analysis (A-2) : Disbursement and Loan Amount
Table 15.3 Financial Analysis (A-3) : Income Statement
Table 15.4 Financial Analysis (A-4) : Financial Generation Cost
Table 15.5 Financial Analysis (B-1) : Summary
Table 15.6 Financial Analysis (B-2) : Disbursement and Loan Amount
Table 15.7 Financial Analysis (B-3) : Income Statement
Table 15.8 Financial Analysis (B-4) : Financial Generation Cost
Table 15.9 Financial Analysis (C-1) : Summary
Table 15.10 Financial Analysis (C-2) : Disbursement and Loan Amount
Table 15.11 Financial Analysis (C-3) : Income Statement
Table 15.12 Financial Analysis (C-4) : Financial Generation Cost

List of Figures

Fig. 1.1	Flow Chart of Study Work for Punatsangchhu Hydropower Project
Fig. 4.1	Organization Chart of Division of Power, Bhutan
Fig. 4.2	Organization Chart of Punatsangchhu Hydropower Project, Bhutan
Fig. 4.3	Energy Generation of CHPC, Bhutan
Fig. 4.4	Hydro Power Plants and Transmission Lines in 2000, Bhutan
Fig. 4.5	Peak Demand and Power Supply Position from 1997-98 to 1999-2000, All India Utilities
Fig. 4.6	Monthly Peak Load for the Year 1999-2000, All India Utilities
Fig. 4.7	Peak Demand and Power Supply Position from 1997-98 to 1999-2000, West Bengal State
Fig. 4.8	Monthly Peak Load for the Year 1999-2000, West Bengal State
Fig. 4.9	Organization Chart of West Bengal State Electricity Board
Fig. 4.10	Power System Map of Eastern Region
Fig. 4.11	Power System Map of North-Eastern Region
Fig. 4.12	Growth of Population by Census, India
Fig. 5.1	Energy Demand Forecast of Bhutan
Fig. 5.2	Peak Power Demand Forecast of Bhutan
Fig. 5.3	Elasticity of Energy to GDP (Bhutan and W.Bengal)
Fig. 5.4	Energy Demand Forecast of West Bengal
Fig. 5.5	Peak Demand Forecast of West Bengal
Fig. 6.1	Location Map of Hydrological and Meteorological Stations
Fig. 6.2	Average Discharge at Wangdi Rapids
Fig. 6.3	Double Mass Curve
Fig. 6.4	Spectrum Analysis
Fig. 6.5	Duration Curve at Damsite
Fig. 6.6	Ground Profile
Fig. 6.7	Ground Profile, Air Streamlines and Precipitation Trajectories for PMP Estimation
Fig. 6.8	Unit Hydrograph at Punatsangchhu Damsite
Fig. 6.9	Synthesis of Unit Graphs
Fig. 6.10	Curves from Creager's Equation

Fig. 6.11 Glacier Lakes in Punatsangchhu Basin
Fig. 6.12 Transition of Luggye and Raphstreng Lake (1994-1995)
Fig. 6.13 Longitudinal Section of Punatsangchhu
Fig. 6.14 Comparison between Calculation Result and Observed data at Wangdi Rapids GS
Fig. 6.15 Simulation of 1994GLOF by DAMBRK
Fig. 6.16 Simulation of GLOF from Luggye and Raphstreng Lake
Fig. 6.17 Comparison of Hydrographs at Damsite
Fig. 6.18 Simulation of Sedimentation
Fig. 6.19 Back water curve with a flood discharge (Q_F=4,600m^3/s)

Fig. 7.1 Block Diagram of Seismic Prospecting
Fig. 7.2 Regional Geological Map of the Project Area
Fig. 7.3 Geology Project Area Plan
Fig. 7.4 Geology Dam Plan
Fig. 7.5 Geology Dam Section
Fig. 7.6 Geologic Plan of Surge Tank, Penstock and Tailrace
Fig. 7.7 Geologic Profile of Surge Tank, Penstock and Tailrace
Fig. 7.8 Particle Size Distribution
Fig. 7.9 Particle Size Distribution of River Deposits

Fig. 8.1 Regional Setting of the Himalayan Arc
Fig. 8.2 Major Subdivisions and Earthquakes of the Himalaya
Fig. 8.3 Seismicity of the Himalaya from1964 to 1986
Fig. 8.4 Model of Continental Subduction of the Himalayan Arc
Fig. 8.5 Epicentral Map of the Himalaya and Large Earthquake
Fig. 8.6 Seismicity Map of Northeastern India and Adjoining Areas of Burma and Bangla Desh
Fig. 8.7 Data for Seismicity analysis (1897-1987)
Fig. 8.8 Seismic Risk Map for India (1986)
Fig. 8.9 Maximum Acceleration for Return Period at the Punatsangchhu Damsite estimated by C. Olivera's Equation
Fig. 8.10 Maximum Acceleration for Return Period at the Punatsangchhu Damsite estimated by R.K. McGuire's Equation
Fig. 8.11 Maximum Acceleration for Return Period at the Punatsangchhu Damsite estimated by L.Esteva & Rosenblueth's Equation

Fig. 8.12	Maximum Acceleration for Return Period at the Punatsangchhu Damsite estimated by Katayama's Equation
Fig. 8.13	Maximum Acceleration for Return Period at the Punatsangchhu Damsite estimated by S. Okamoto's Equation
Fig. 9.1	Bhutan Power System Master Plan in the Kingdam of Bhutan
Fig. 9.2	Hydroelectric Power Development Project in Punatsangchhu
Fig. 9.3	Area-Capacity Curve of Dam Reservoir
Fig. 9.4	Hourly Load Curve of Chhukha Power Plant (1/4) to (4/4)
Fig. 9.5	Flow Chart of Development Plan Study
Fig. 9.6	General layouts for Comparative Study
Fig. 9.7	Comparative Study of Development Scale Examination (Q_{max} for Case 1-15) (1/2), (2/2)
Fig. 9.8	Comparative Study of Required Peaking Time (Tp for Case 1-3)
Fig. 10.1	Generator Swing curves (220kV-2cct): disturb on Punatsangchhu
Fig. 10.2	Power Flow Diagram: 220kV-2cct (Siliguri ~ Malda: 1230MW)
Fig. 10.3	Generator Swing curves (220kV-3cct): disturb on Punatsangchhu
Fig. 10.4	Power Flow Diagram: 220kV-3cct (Siliguri ~ Malda: 1230MW)
Fig. 10.5	Generator Swing curves (400kV-2cct): disturb on Punatsangchuu
Fig. 10.6	Power Flow Diagram: 400kV-2cct (Siliguri ~ Malda: 1260MW)
Fig. 10.7	Generator Swing curves (220kV-3cct): disturb on Siliguri
Fig. 10.8	Power Flow Diagram: 220kV-3cct (Siliguri ~ Malda: 810MW)
Fig. 10.9	Generator Swing curves (400kV-2cct): disturb on Siliguri
Fig. 10.10	Power Flow Diagram: 400kV-2cct (Siliguri ~ Malda: 970MW)
Fig. 10.11	Impedance Map in 2010 (400kV-2cct)
Fig. 10.12	400kV 2 Circuits Standard Suspension Tower
Fig. 11.1	Daily Operation Pattern of Punatsangchhu Power Plant
Fig. 11.2	Area-Capacity Curve of Dam Reservoir (Selected Dam Axis : Feasibility Design)
Fig. 11.3	Optimum Diameter of Headrace Tunnel
Fig. 11.4	Comparison Study of Number of Headrace Tunnel (Single Tunnel)
Fig. 11.5	Comparison Study of Number of Headrace Tunnel (Twin Tunnel)
Fig. 11.6	Waterway General Plan of Project
Fig. 11.7	Dam Plan

Fig. 11.8 Dam Elevations and Sections
Fig. 11.9 Diversion Plan and Section
Fig. 11.10 Intake and Settling Basin Plan, Profile and Sections
Fig. 11.11 Surge Tank, Penstock and Tailrace Plan, Profile and Sections
Fig. 11.12 Power House and Transformer House Plan and Sections
Fig. 11.13 Single Line Diagram
Fig. 11.14 Switchyard General Arrangement

Fig. 12.1 Temperature in the Project Site (1991-1997)
Fig. 12.2 Rainfall at Wangdi Meteorological Observatory (1991-1997)
Fig. 12.3 Monthly Discharge at Damsite (1991-1997)
Fig. 12.4 Project Construction Schedule

Fig. 13.1 Location of the Project Site
Fig. 13.2 Transmission Line Route

List of Photos

Photo 6.1	1994 GLOF (1/4) Punakha (View from Downstream)
Photo 6.2	1994 GLOF (2/4) Punakha - Wangdi (View from Downstream)
Photo 6.3	1994 GLOF (3/4) Wangdi (View from Downstream)
Photo 6.4	1994 GLOF (4/4) Wangdi Bridge (View from Right Bank)

ABBREVIATION

1. Country

Bhutan	The Kingdom of Bhutan

2. Domestic Organizations

RGB	The Royal Government of Bhutan
MoF	Ministry of Finance
NEC	National Environmental Commission
MTI	Ministry of Trade & Industry
DoP	Department of Power (ex-Division of Power)
GSB	Geological Survey of Bhutan
SoB	Survey of Bhutan
CHPC	Chhukha Hydro Power Corporation

3. International and Foreign Organizations

JICA	Japan International Cooperation Agency
JOCV	Japan Overseas Cooperation Volunteers
JBIC	Japan Bank for International Cooperation
IBRD	International Bank for Reconstruction and Development
ADB	Asian Development Bank
UNDP	United Nations Development Programme
NORAD	Norwegian Agency for Development Cooperation

4. Technical Terms

CA	Catchment area
PMF	Probable maximum flood
HWL	High water level
LWL	Low water level
IWL	Intake water level
TWL	Tailrace water level
EL	Elevation (m) above sea level
HPP	Hydropower plant (or project)
PS	Power station
GS	Gauging station
S/S	Sub station
T/G	Turbine and generator
T/L	Transmission line
D/L	Distribution line
AC	Alternating current
DC	Direct current

cct	Circuit
S/Y	Switchyard
GIS	Gas insulated switch gear
O&M	Operation and maintenance
Chhu	River
Tsho	Lake

5. **Measurement**

a) Length

mm	Millimeter
cm	Centimeter
m	Meter
km	Kilometer

b) Area

cm^2	Square centimeter
m^2	Square meter
ha	Hectare
km^2	Square kilometer

c) Volume

cm^3	Cubic centimeter
l	Liter
kl	Kiloliter
m^3	Cubic meter
MCM	Million cubic meter

d) Weight

g	Gram
kg	Kilogram
ton or t	Metric ton
tC	Carbon ton
gC	Carbon gram

e) Time

s	Second
min	Minute
h	Hour
d	Day
m	Month
yr	Year

f) Meteorology

C	Degree in centi-grade

K	Degree in Kelvin-grade
mb	Milibar

g) Electrical Measures

V	Volt
kV	Kilovolt
A	Ampere
Hz	Hertz (cycle)
W	Watt
kW	Kilowatt
MW	Megawatt
GW	Gigawatt
kWh	Kilowatt hour
MWh	Megawatt hour
GWh	Gigawatt hour
kVA	Kilovolt ampere

h) Others

Btu	British thermal unit
rpm	Revolutions per minute
%	Percentage
Lu	Lugeon

6. Economic Terms

GDP	Gross domestic product
B/C	Benefit cost ratio
B-C	Net benefit (Net present value)
EIRR	Economic internal rate of return
FIRR	Financial internal rate of return
DSCR	Debt service coverage ratio
LLRC	Loan life coverage ratio
FGC	Financial generation cost
IDC	Interest during construction
F/C	Foreign currency
L/C	Local currency
US$ or $	US dollar
M.US$	Million US dollar
USC or c	US cent
Rs.	Indian Rupee
Nu	Bhutanese Ngultrum
¥	Japanese Yen

PUNATSANGCHHU HYDROPOWER PROJECT

River			
	Name of River	Punatsangchhu	
	Catchment Area	5,796 km^2	
	Annual Inflow	$9,398 \times 10^6$ m^3 (298 m^3/s)	
Reservoir			
	High Water Level	1,161.50 m	
	Low Water Level	1,147.00 m	
	Available Drawdown	14.50 m	
	Sedimentation Level	1,142.00 m	
	Gross Storage Capacity	12.49×10^6 m^3	
	Effective Storage Capacity	4.39×10^6 m^3	
	Reservoir Area	0.53 km^2	
Infrastructure			
	New road (highway)	400 m	
	Bridge (permanent)	110 m	
Dam			
	Type	Concrete Gravity Dam	
	Elevation of Dam Crest	1,171.00 m	
	Elevation of riverbed	1,090.00 m	
	Height of Dam (from foundation)	141.00 m	
	Length of Dam Crest	265 m	
	Volume of Dam	830×10^3 m^3	
Diversion Tunnel			
	Design Flood	1,470 m^3/s	
	Type	Standard Horse Shoe, Pressure, Concrete Lining	
	Number	Two	
	Inner Diameter	7.80 m	
	Length	822 m/932 m	
Outlet Equipment			
	Type	Service	Jet Flow Gate
		Auxiliary	High Pressure Slide Gate

Spillway		
	Design Flood	13,900 m^3/s
	Type	Shute with Gates
	Elevation of Overflow Crest	1,142.00 m
	Width of Overflow Crest	84.00 m (excluding pier width)
	Energy Dissipator	Bucket Type
	Type of Gate	Radial Gate
	Number of Gate	Seven
	Size of Gate	Width 12.00 m × Height 20.00 m
Emergency Spillway		
	Type	Flap Gate
	Number	4
	Size of Gate	Width 12.00 m × Height 5.00 m
Intake		
	Type	Horizontal
	Number	Four
	Elevation of Inlet Sill	1,144.00 m
	Size	Width 10.50 m×Height 17.00 m
	Type of Gate	Roller Gate
	Number of Gate	Four
	Size of Gate	Width 5.00 m×Height 5.00 m
Intake Tunnel		
	Type	Half Circle Half Rectangular, Concrete Lining
	Number	Four Lines
	Discharge Capacity	87.00 m^3/s per line × 4
	Inner Diameter	5.00 m
	Total Length	1,003 m
Settling Basin		
	Type	Underground, Concrete Lining
	Number	Four
	Size	Width 20.00 m × Height 37.00 ~ 41.00 m
	Length	130.00 m
Headrace Tunnel		
	Type	Circular, Concrete Lining

	Number	Two Lines
	Max. Discharge	174.00 m^3/s per line × 2
	Inner Diameter	7.40 m
	Length	7,023 m/6,959 m
Surge Tank		
	Type	Orifice Type, Concrete Lining
	Number	Two
	Size	Diameter 15.00m×Height 63.00m
Penstock		
	Type	Steel Embedded
	Number	Four Lines
	Inner Diameter	7.40～3.20m
	Total length	1,037 m
Powerhouse		
	Type	Underground, Shotcrete・PS anchor
	Size	Width 20.00m×Height 38.00m×Length114.00 m
Access Tunnel		
	Type	Half Circle Half Rectangular, Concrete Lining
	Size	Width 6.00m×Height 6.00m×Length477m
Cable Tunnel		
	Type	Half Circle Half Rectangular, Concrete Lining
	Size	Width 4.00m×Height 4.00m×Length342m
Transformer House		
	Type	Underground, Shotcrete • PS anchor
	Size	Width 10.00m×Height 10.00m×Length 114.00m
Tailrace Tunnel		
	Type	Circular, Concrete Lining
	Number	Two Lines
	Max. Discharge	174.00 m^3/s per line × 2
	Inner Diameter	7.40 m
	Length	347 m/307 m
Development Plan		
	Normal Intake Water Level	1,154.30 m
	Normal Tail Water Level	845.00 m

	Gross Head	309.30 m
	Effective Head	286.30 m
	Maximum Discharge	348.00 m^3/s for 6 units
	Number of Unit	Six
	Installed Capacity	870 MW
	Firm Peak Power	859 MW
Turbine		
	Type	Vertical Shaft, Francis Turbine
	Number	Six
	Max. Discharge	58.00 m^3/s per unit
	Turbine Output	148,500 kW
	Revolving Speed	300 rpm
Generator		
	Type	Three phases Alternating Current Synchronous
	Number	Six
	Rated Output	161,700 kVA
	Revolving Speed	300 rpm
	Frequency	50 Hz
	Voltage	15 kV
	Power Factor	0.9 lag
Main Transformer		
	Type	Indoor special three phases, Forced-oil-forced-air Cooled type
	Number	Six(6)
	Capacity	161,700 kVA
	Voltage	(Primary) 15 kV (Secondary) 400 kV
Switchyard	Bus System	Double Buses with Bus Tie
	Bus Conductor Type	ACSR
	Number of Lines Connected	2 cct Transmission Line

	Voltage	400 kV	
	Conductor Type	ACSR	
Transmission Line	Length	140 km (80 km in Bhutan, 60 km in India)	
	Type of Transmission Tower	Steel lattice tower	
	Number of Circuit	Two(2), (Vertical configuration)	
	Voltage	400kV	
	Conductor Type	1,351.5 MCM ACSR (Martin)	
Annual Energy Production	Average Energy	4,330 GWh	
	Firm Energy	1,268 GWh	
Construction Period		6 years	
Project Cost		36.3×10^9 Nu (813×10^6 US$)	
Unit Construction Cost	Per kW	41,754 Nu/kW (934 US$/kW)	
Economic/Financial Evaluation	Financial Generation Cost	2.76 US cent/kWh	
	Economic/Financial Evaluation	Power Sale	Alternative thermal
	Benefit-Cost Ratio (Financial)	1.35	1.98
	EIRR	13.1%	29.8%
	FIRR	13.1%	---

結論と勧告

目　次

頁

結論と勧告 1

　結　論 1

　勧　告 4

結論と勧告

結　論

ここに述べる結論は、1998年から2001年にかけて実施されたプナチャンチュ水力発電計画のフィジビリティ調査の検討結果に基づくものである。本計画は以下の理由によって技術的、経済的、環境影響と資金計画の面から実施可能であると結論づけられる。

本計画は、プナチャンチュ (Punatsangchhu) における水力を最大限に利用する発電によってインド国への電力輸出を行う開発計画であり、これにより得られる電力収入によってブータン国の財政基盤を強化する計画である。本計画によって、インド国西ベンガル州を中心とした東部地域の逼迫する電力需要に対して、ピーク負荷対応を含む良質の電力を安定的に供給できるものである。

（主要構造物の諸元）

計画は、基盤からの高さ141 mコンクリート重力式ダムによって容量約4.4×10^6 m^3の調整池と、直径7.40 m、長さ約7 kmの圧力トンネル２条、地下発電所の建設によって、最大出力870 MW、年間発生電力量4,330 GWhの発電を行う、ピーク発電対応の流込式発電計画である。構造物の諸元は表に示す通りである。

（開発計画地点）

本計画は、ブータン国の西部を流れる代表的な河川であるPunatsangchhuの中流域にあって、1990年から1993年にかけて、UNDPおよびNORADの援助で実施されたマスタープランで取り上げられ、その後のPre-F/Sで検討されたProject 3.120の発電計画である。

本計画は、ブータン国西部の代表的町であるWangdue Phodrangから約10 km下流地点をダム地点とし、発電所地点をさらに約8 km下流に位置する、ダム水路式の開発計画である。

計画河川は、本計画が位置する中流部では比較的河川勾配が急であり、導水路により落差を得るいわゆるダム水路式の発電計画に適した地形である。

（電力需要想定）

本計画は、電力輸出を目的とした開発計画であり、ブータン国における需要想定とともに、インド国、特にインド東部地域の需要想定を行った。ブータン国における最大電力は1996年の72 MWから2020年には418 MWに増加すると想定される。インド東部地域においては、1996年における最大電力と最大電力量はそれぞれ、3,240 MWと16,975GWhであったが、2020年における最大電力と最大電力量はそれぞれ、10,391 MWと54,616GWhと想定される。このために必要電源の一部として現在ブータン国に建設中のTala (1,020 MW) やプナチャンチュ発電所 (870 MW) からの供給を期待しなければならない。

（最適開発規模）

開発規模は、ダム位置、ダム高、必要ピーク時間（4 hr）を共通の条件とし、発電所を下流案（Case 1～5）、中流案（Case 6～10）、上流案（Case 11～15）と変化させ、さらに最大使用水量を変化させた検討を行った。検討の結果、落差を最大に利用する、Case 2（出力870 MW）が最適開発計画として選択された。

（氷河湖決壊洪水（GLOF））

GLOF（Glacier Lake Outburst Flood）は、氷河および氷河湖を持つ流域での特有の水理現象である。衛星画像解析と、LuggyeとRaphstreng、二つの氷河湖がほぼ同時に決壊すると仮想したシミュレーション解析から、GLOFによるダム地点のピーク流量は4,600 m^3/sと想定できる。この洪水量は、ダム地点の設計洪水量の約1/3程の規模であり、ダムに被害を与えずに安全に流下させることができる。

GLOFへの対応策としては、ダム地点の上流域における水位観測やセンサー設置により、GLOFがダム地点に到達するまでに、洪水吐ゲート操作によって貯水位を下げることが重要である。

（工事工程と工事費）

本計画の、準備工事の着手から、初号機の運転開始までの工事工程は、準備工事１年、土木工事および電気工事等の本体工事６年、合計７年かかる。

本計画の所要資金は、準備工事、土木工事、電気機器等の直接工事費と、建設工事管理費、用地補償費および数量変動に対する予備費などの間接費を含み、西暦2000年ベースで総額813百万US$である。

送電線費用は、本計画の発電所からSarpangを経てブータン国境を越えインド国の第一次変電所Bongaigaonまでの Aルートの費用を含む。

（環境影響）

本計画は、小規模な調整池を建設する流込式発電計画であり、調整池および工事区域における住民が少ないため、耕地の水没や住民移転はごく限られたものである。また計画区域は、環境保全指定地域でないため、自然環境の保護に関して特に問題ないと考えられる。しかし、適切な補償、影響緩和対策、建設中と運転開始後の適切な監視・管理が行われる必要がある。

ダム地点から発電所までの減水区間においては、ダムから適切な量の河川維持用水が放流されねばならない。

送電線ルート（Aルート: 発電所－Sarpang－Bongaigaon）は、発電所からインド国境に至るルート上で生物回廊を横断することになる。この間の送電線ルートは、既設道路に沿うルートを採用して環境影響を最小限に留めることができると考えられる。

（経済・財務評価）

本計画を全額自己資金で建設・運営する場合の送電端における財務的発電コスト(FGC)は、割引率を10%とした場合、2.59 Cent/kWhである。これは想定需要先であるインド国東部地域諸州における平均売電単価に比べると競争力がある。

また、計画の経済性に関して、売買収入を基準にした内部収益率および代替火力を基準にした内部収益率は、それぞれ13.1 %と29.8 %であり、企業化が可能である。

（資金調達と開発シナリオ）

本計画の資金調達のケーススタディを、想定されるスキームと融資条件によって検討した。これは、インド国からの在来型の調達（シナリオA）、BOTによる資金調達（シナリオB）および地域を対象とするODAによる場合（シナリオC）の三ケースである。この結果、いずれの場合も返済可能であり、返済金額に対するキャッシュフローの割合を表す債務返済比率(DSCR)は、国際金融機関の標準とされる1.5を上回っている。

勧　告

プナチャンチュ水力発電計画は、ピーク発電対応の流込式発電計画であり、技術的、経済的にフィジブルであり、付加価値を高めた電力輸出計画として開発すべきである。

本計画は、今後行われるであろう、詳細設計、資金調達活動、建設工事等を考慮すると2010年頃に運転開始が可能である。本調査で実施した需要想定によればこの時点におけるインド国、特に東部地域の電力事情は逼迫することが予想され、従って、現在建設が進められている水力地点の次期候補地点として開発計画を推進すべきである。

本調査報告書に示す発電設備施設のレイアウト、工事費等は、フィジビリティ設計に基づくものであり、本計画を推進するための実施設計を行い、本計画の精度を高めておく必要がある。

ダム地点の河床堆積、右岸斜面部、トンネルルートおよび発電所地点における地質をさらに明らかにするため、適切な追加調査等を早急に行うべきである。

また、送電線ルートについては、A案（発電所－Sarpang－Borgaigaon）、B案（発電所－Kerabari－Coah Bihar）の建設費、環境影響等を概略検討してAルートを選定したが、今後詳細検討によって最終的に決定すべきである。

氷河湖決壊洪水（GLOF）軽減対策は、流域管理の一環として現在調査が進められている。本計画では既往調査と、調査団による調査結果を取り入れた発電計画としたが、GLOF軽減対策の実施によって、本発電計画はさらに確かなものになると考えられる。

本調査における環境影響評価（EIA）は、建設工事期間における土砂運搬、廃棄、工事排水、濁水、粉塵、機械騒音、生活汚水等の環境影響について確認した。工事中における環境影響は今後実施設計における詳細施工計画に基づく検討によってさらに精度を高めておく必要がある。

電力セクターにおける組織改革および法整備を行って、国際金融機関および投資機関の融資、投資を導くための環境整備を行うべきである。これによって、ブータン国政府が可能な限り独自の立場で電力輸出が行える計画実施のシナリオを選ぶべきである。

第1章　序　　論

目　次

頁

第1章　序　論 1-1
1.1　経　緯 1-1
1.2　目的、内容 1-1
1.3　予備調査 1-1
1.3.1　第一次現地調査 1-1
1.3.2　第一次国内作業 1-2
1.3.3　第二次現地調査 1-2
1.4　詳細調査 1-2
1.4.1　第三次現地調査 1-2
1.4.2　第四次現地調査 1-3
1.4.3　第二次国内作業 1-3
1.5　概略設計段階 1-3
1.5.1　第五次現地調査 1-3
1.5.2　第三次国内作業 1-3
1.5.3　第六次現地調査 1-4
1.5.4　第四次国内作業 1-4
1.5.5　第七次現地調査 1-4
1.6　関係者リスト 1-5

第1章　序　論

1.1　経　緯

本調査は、ブータン国大蔵省をResponsible Agency、貿易産業省をImplementing Agency、貿易産業省電力局（Department of Power、以下「DoP」）をCounterpartとして、1998年7月15日に国際協力事業団（JICA）との間で合意・署名された実施細則（S/W）および協議議事録（M/M）に基づいて実施されるものである。

本調査は、プナチャンチュ水力発電事業計画のフィジビリティ調査を国際金融機関の審査資料となりうる国際基準で実施し、さらに、資金調達方法および返済方法に関するケーススタディを行い、ブータン国政府の事業化に向けての行動をサポートし、併せて当該調査を通じて関連する技術の移転および技術者の育成を行うことである。

調査は1998年11月から2001年1月にわたって現地および日本で行われた。

1.2　目的、内容

本調査は、「Bhutan Power System Master Plan（1993）」で特定されるているPunatsangchhu流域にあるプロジェクト地域（Project 3.120およびProject 3.230B）およびその周辺の計画地域全域を対象とする。

また、本計画が電力輸出を目的とする水力発電計画であるため、売電先であるインド国電力市場および電力セクターも調査範囲とする。調査工程と実施内容はFig.1.1に示す通りである。

本報告はこれまでに実施した予備調査、詳細調査および概略設計での検討結果を取りまとめた最終報告である。

1.3　予備調査

1.3.1　第一次現地調査

第一回現地調査は、1998年11月25日から12月30日まで実施した。

調査団はこの期間、インセプションレポートの説明、現地踏査、水文調査、GLOFに関する調査、工事費に関する基礎調査、初期環境調査（IEE）、電力市場調査、およびこれらに関する資料収集を行った。

調査団は、現地踏査として土木、水文、電気、環境、測量および経済担当によって計画地点を含む広範囲な地域の全般的な状況の把握を行った。

この間に、計画に関する既往調査報告書、地図と地質に関する情報、水文資料、ブータン国における電力需要、環境等の資料収集が実施された。

1.3.2 第一次国内作業

調査団は、この現地調査結果に基づいて、第一回の国内作業として、既存調査報告のレビュー、地質および水文資料の解析、開発代替案の検討を行った。

地質調査に関しては、計画地点を含む広域地質条件の把握、計画地点の地質解析等の基礎検討、1999年度に行う現地調査の基本計画の検討等がなされた。

計画地点で観測された流量資料の解析等の水文検討は、開発計画の策定の基礎条件である低水解析と、既往報告、ブータン国における先行地点の情報を参考にした洪水および高水解析を実施した。またGLOF氷河湖決壊洪水に関連する衛星画像の解析が実施され、検討ための基礎データが抽出された。

環境調査に関しては、初期環境調査（IEE）として関係機関のヒアリングを踏まえ、環境影響評価方法のドラフト（TOR）を提案した。

1.3.3 第二次現地調査

調査団は、1999年3月4日から3月19日まで、第二回現地調査としてこれらの結果をCounterpartに説明し意見交換を行った。またこの期間に、技術移転、次年度における詳細調査方針の説明を実施した。

1.4 詳細調査

1.4.1 第三次現地調査

調査団は、1999年5月26日から6月23日の間、ブータン国およびインド国のサブコンサルタントと現地再委託契約を結ぶため、第三次現地調査を実施した。以下に示す調査項目は現地再委託契約で実施した現地調査の内容である。

- ダム、発電所および骨材採取場のボーリング調査
- ダム、トンネル作業坑、発電所における物理探査
- 建設材料調査および材料試験
- 計画地点の航空写真撮影
- 地形測量および図化、河川縦横断測量
- 環境影響調査（EIA）

1.4.2 第四次現地調査

調査団は、現地再委託業者による契約締結後のモビライゼーション等の現地準備がほぼ終了し、本格調査工事が始められた1999年9月下旬から2000年1月末までの約４ヶ月間、第四次現地調査を実施した。この期間調査団は、当初工程に従って定期的に現地を訪れ、現地再委託業者の作業の進捗管理と調査団自身による、資料収集、水文調査、航空測量の地上準備等の調査を行った。

また調査団は、ボーリング調査や物理探査の中間段階の概要説明や、可能最大洪水量（PMF）の検討結果に基づく協議をCounterpartと行った。また環境調査の追加資料収集とCounterpartとの協議も実施した。

1.4.3 第二次国内作業

現地再委託と調査団の実施したすべての現地調査結果を概括し、開発計画の最適化、EIA等のために第二次国内作業を行った。すなわち、2000年1月に作成した1/5,000地形図、ボーリング調査、物理探査、材料試験等の地質調査および水文調査結果に基づくダム開発計画の最適化とレイアウト設計が実施された。また現地再委託によって実施したインドおける電力市場調査の調査結果の評価を行った。一方、環境影響調査（EIA）報告は、中間報告（2000年7月）における最終提出が予定されており、このための取りまとめを開始した。これらを、プログレスレポート(2)として取りまとめた。

1.5 概略設計段階

1.5.1 第五次現地調査

調査団は、2000年3月4日～3月15日の期間に第五次現地調査として、プログレスレポート(2)のCounterpartへの説明と協議を行った。同時にプログレスレポート(2)に基づく技術移転セミナーを行った。これによって、開発方式、開発規模に関するCounterpartの意向をヒアリングした。また、第五次現地調査の一つとして、資金調達、資金計画のケーススタディのため調査を開始した。

1.5.2 第三次国内作業

これは、想定される開発計画案に基づき、土木、水力機器、電気機器、送電線の設計等フィジビリティ設計を行うことである。またこれら基づく、施工計画、工事費を検討し、経済・財務評価、資金計画を検討することを含む。調査団はこれらの検討結果を中間報告として取りまとめた。

1.5.3 第六次現地調査

調査団は、2000年6月30日から7月29日まで、第六次現地調査としてCounterpartへ中間報告の説明と協議を実施した。この期間に中間報告の内容に基づき、資金計画案の最適化、資金調達の情報収集を行った。また先に実施した、インド電力セクター調査を現地再委託によって行い、最新の資料を収集した。同じ期間に環境影響調査（EIA）報告の提出を行った。この期間にCounterpartは、EIA報告に基づく計画地域住民への計画概要説明（Public Consultation）を行い、計画地域住民の理解を求めた。

1.5.4 第四次国内作業

第四次国内作業として、開発計画最適化、資金調達、電力セクター調査に関するCounterpartへの説明と協議結果を踏まえ、経済・財務分析、資金計画の策定、提言をドラフトファイナルレポートとして取りまとめた。

1.5.5 第七次現地調査

調査団は、2000年11月18日から11月29日の期間に、第七次現地調査としてプナチャンチュ水力発電開発計画ドラフトファイナルレポートをCounterpartに説明し、報告書に述べられた開発計画に係わる調査検討結果について協議した。同時に技術移転セミナーを行った。

1.6 関係者リスト

(1) Ministry of Finance

H.E. Lyonpo Yeshey Zimba	Honorable Minister

(2) Ministry of Trade & Industry

H.E. Lyonpo Khandu Wangchuk	Honorable Minister

(3) Department of Power（DoP）, Ministry of Trade & Industry

1) Department of Power

Dasho Karma Dorjee	Secretary
Mr. Sonam Tshering	Director
Mr. Bharat Tamang	SE（Electrical Engineer）
Mr. K.B.Wakhley	SE（Project and Investigation Wing）

2) Hydrology Unit

Mr. Dorji Namgay	Executive Engineer
Mr. N.P.Sharma	Electrical Engineer
Mr. Pashupati Sharma	Sediment Laboratory
Mr. Dhuendup Thsering	Civil Engineer
Mr. J.N.Sharma	Hydrologist
Mr. Penjore	Civil Engineer
Mr. Karma Dupchu	Hydrologist
Ms. Phub Wangmo	Civil Engineer
Mr. J.B.Basneth	Surveyor

3) Electrical Unit

Mr. Nepal	Transmission Engineer

4) Meteorology Unit

Mr. Kinzang Sonam	Technical Officer

(4) Geological Survey of Bhutan

Mr. Dorji Wangda	Head
Mr. Nawang Norbu	Unit Head, Drilling
Dr. Mutsumi Motegi	JICA Expert

(5) Ministry of Home Affairs, Survey of Bhutan

Mr. Choeki Khorlo	Head
Mr. Ugen Takchhu	Chief Manager

(6) National Environment Commission, EIA Division

Mr. Karma C. Nyedrup	Head

(7) Planning Commission

Ms. Monird Tshewang

(8) Ministry of Communication, Division of Aviation

Mr. Rin Gyeltsten	Director

(9) Wandue Phodrang Dzongkhag Administration

Mr. Pem L. Dorji	Commissioner

(10) Royal Bhutanese Embassy

Mr. Dago Tshering	Ambassador
Ms. Nima Ome	Counselor
Mr. Tshewang Darji	Secretary
Mr. Thinley Penjor	Counselor

(11) Central Electricity Authority (INDIA)

Mr. V.K. Sood	Member (Power System)

(12) West Bengal State Electricity Board (WBSEB)

Mr. B. Das	Member (Hydro)

(13) Embassy of Japan (New Delhi, INDIA)

H.E. Hiroshi HIRABAYASHI	Ambassador
Mr. Kenichi KOMANO	Counselor and Head Economic Department
Mr. Mitsuaki KINOSHITA	First Secretary
Mr. Junichi TANIUCHI	First Secretary
Mr. Seiji TAKAGI	First Secretary

(14) JICA India Office

Mr. Tadashi SATO	Resident Representative
Mr. Toru TAKE	Deputy Resident Representative

Mr. Jitsuo TAKASUGI	Ex-resident Representative
Mr. Toshiaki TANAKA	Ex-deputy Resident Representative

(15) JBIC (Representative Office in New Delhi)

Mr. Jun YOTSU	Senior Representative
Mr. Hiroshi OITA	Ex-chief Representative
Mr. Naruhiko TAkESADA	Representative

(16) JICA/JOCV Bhutan Office

Mr. Yasuyuki MORI	Resident Representative
Mr. Seiji KOMATSU	Ex-resident Representative
Mr. Hiroyuki UEDA	Coordinator
Mr. Toshio KITAMURA	Coordinator
Mr. Hideki SATO	Coordinator
Ms. Tae KIKUCHI	Coordinator
Mr. Kinley Dorji	Program Officer

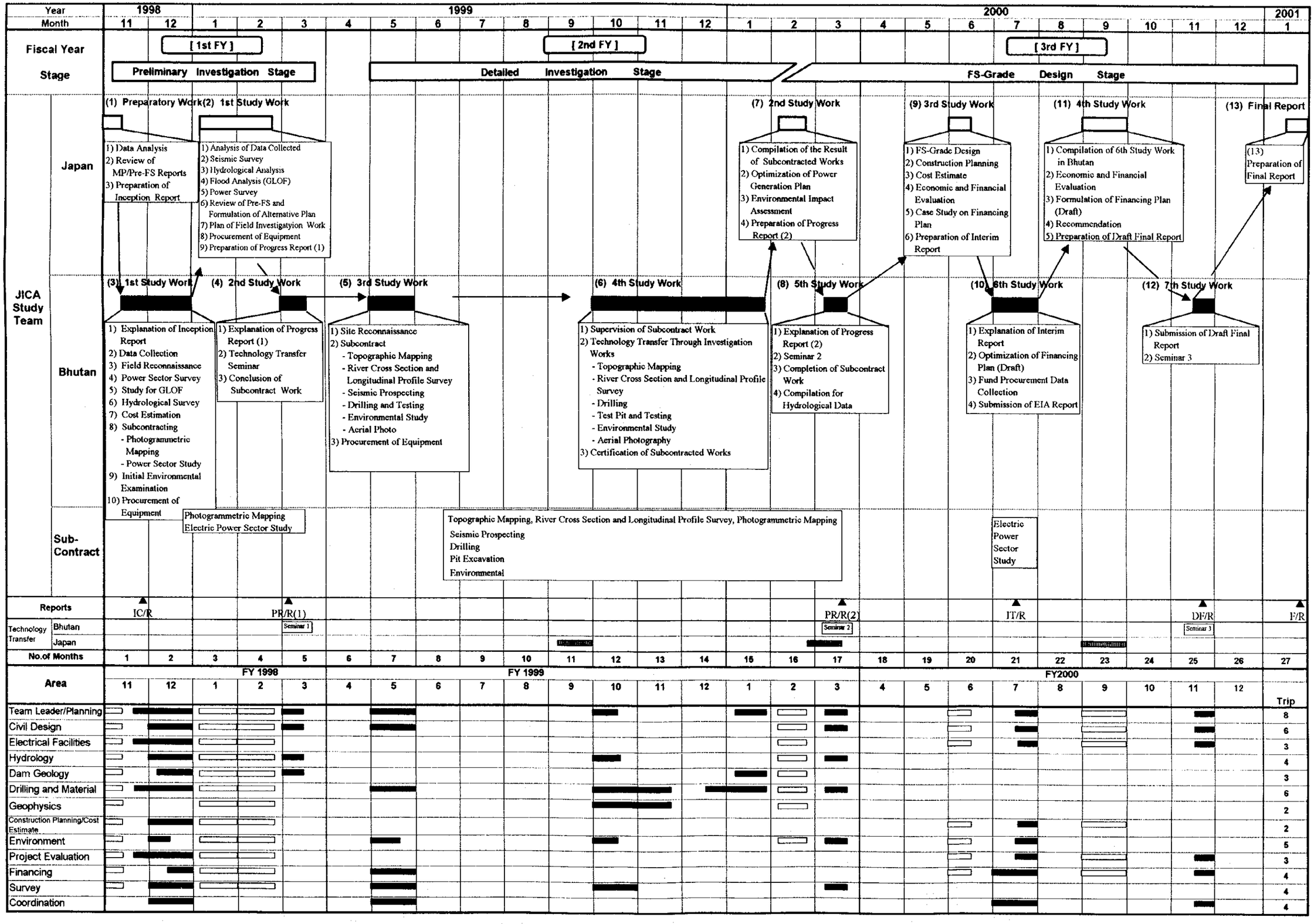
(17) JICA Study Team

Mr. Susumu TSUNODA	Team Leader	EPDC
Mr. Nobuo HASHIMOTO	Civil Design Engineer	EPDC
Mr. Yukitaka HIRAGA	Electrical Facility Engineer	EPDC
Mr. Hiroyasu AKAIKE	Hydrologist	EPDC
Mr. Yozo FUKUTAKE	Dam Geologist	EPDC
Mr. Seiji HONGO	Drilling & Material Geologist	EPDC
Mr. Tsukasa YOSHIMURA	Geologist	EPDC
Mr. Minaichi TAKEOKA	Construction Planning & Cost Estimate Engineer	KDC
Mr. Ryozo OHNO	Environmental Engineer	JANUS
Mr. Tetsuya HIRAHARA	Project Economist	EPDC
Mr. Takuya TAKAOKA	Financial Specialist	EPDC
Mr. Mitsuo SAITO	Survey Expert	PASCO
Mr. Katsuma HASEGAWA	Coordinator	EPDC

Notes,

EPDC	:Electric Power Development Co., Ltd., Tokyo
KDC	:Kaihatsu Design Consulting Engineers Co.,Ltd., Tokyo
PASCO	:PASCO International Inc., Tokyo
JANUS	:Japan NUS Company Ltd., Tokyo

Fig. 1.1 Flow Chart of Study Work for Punatsangchhu Hydropower Project



第２章　ブータン国の一般事情

目　次

頁

第2章　ブータン国の一般事情 2-1
2.1　地理 2-1
2.2　気候 2-1
2.2.1　気温 2-1
2.2.2　降雨 2-2
2.3　人口 2-2
2.4　経済 2-2
2.5　エネルギー資源 2-3
2.6　運輸、通信 2-3
2.7　アクセス（空路および陸路） 2-4

第2章　ブータン国の一般事情

2.1　地理

ブータン国は、グレートヒマラヤ山脈東端のブータンヒマラヤ（東経88.7°～92.2°、北緯26.7°～28.4°）に位置する面積46,620 km^{2}の、ほぼスイスと同じ広さの国家である。

ブータン国は、北端をヒマラヤ山脈で中国チベット自治区と、北東から南および西をインドのアルナチャル・プラディシュ、（Arunachal Pradesh）、アッサム（Assam）、西ベンガル（West Bengal）に囲まれた南北180km、東西330 kmの地域に広がっている。

国土は、ほぼ南に向かって流れるAmochh、Wangchhu、Punatsangchhu、Mangdechhu、Manaschhuなどの代表的な河川の深い峡谷によって地形的にいくつもに分けられた様相を示している。これらの河川は、ブータンヒマラヤの、標高4,000 m以上の高地における氷河および氷河湖を源とし、標高 200m以下のインド国境まで、南北約150 kmの間を流れ下り、インド・アッサム州においてBrahmaputra河に合流する。

国土は20の行政区（県）に別れているが、地理的、文化的な面から、一般に西部、中央部、東部と三地域に区分して把握される。

西部はPele La以西であり、Paro、Thimphu、Punakha、Wangdue Phodrangは代表的な町である。中央部は、Pele LaとThrumsing La間に広がる地域であり、TongsaとBumthangがこの地域における代表的な町である。東部は、Thrumsing La以東でありMongalとTashgangは東部における主要な町である。ほぼ南西端におけるPhuentsholing、東南端におけるSandrup Jongkharの二つの町は、インド西ベンガル、アッサム州に通じる交易の町である。

2.2　気候

2.2.1　気温

ブータン国の気候型は、北から南に向かって、高地（Alpine）、中央山地（Mid-montane）および亜熱帯（Subtropical）の三つに区分される。高地（Alpine）は標高3,500 m以上の地域、中央山地（Mid-montane）は、標高1,800 m～3,500 mの範囲であり、亜熱帯（Subtropical）はブータン・インド国境沿いのヒマラヤ山麓（foothills）から中央山地にいたる標高1,800mまでのゾーンである。

気温分布は、高ヒマラヤ（North High Himalayas）域、中央部および低ヒマラヤ（Sub Himalayas）域にわたる標高差による影響が大きいと考えられる。

すなわち首都Thimphu（標高2、400 m）では、7月の最高、最低はそれぞれ24.4℃と15.2℃、1月の最高、最低はそれぞれ12.3℃ -2.6℃である。一方Wangdue Phodrang（標高1,200 m）においては、7月の最高、最低はそれぞれ29.1℃と20.1℃、1月の最高、最低はそれぞれ17.0℃と4.3℃であり、5℃程度高い。

また、インドと国境を接するPhuentsholingにおいては亜熱帯気候に属し年平均気温は

24℃、夏の最高気温は40℃近くに上昇する。

計画地点の、Punatsangchhu中流部、PunakhaおよびWangdue Phodrang付近における気温は、8月が最も暑く30℃を越え、1月の気温は0℃程度まで下がる。

2.2.2 降雨

ヒマラヤ山脈地域における降雨は、主としてベンガル湾に発生するモンスーンによりもたらされる。モンスーンによる降雨前線は例年5月下旬から6月はじめ頃北西方向に上り、9月～10月にかけて東南方向に後退する。従って、ブータン国が位置する東部ヒマラヤ地域では、6月から9月までの４ヶ月間が雨期となる。

測量局（Survey of Bhutan）発行の等雨量線図によれば、国土の高ヒマラヤ（North High Himalayas）域における年降水量は400～600 mm、Thimphu、Punakha, Wangdue Phodrangが位置する中央部は700～900 mm程度である。この中央部は、地形的な影響で「乾燥谷」と呼ばれる地域であるが、中流域から上流域にかけての遷移地域の急斜面では2,000 mmを越えるところもある。一方インド国境に近い低ヒマラヤ域は、年降水量が3,000～5,000 mmに達する多雨地域である。

2.3 人口

国連年鑑、Statistical Yearbook (43rd issue) によればNov. 1969の国勢調査1,034,774人となっている。

一方、より実態に近いと考えられる第7次5カ年計画 (7th Five-year Plan,1992-1997, Planning Committee,) によると約765,000人と推計されており、これに基づく人口密度は16人/km^{2}であり、ネパール144、バングラディシュ834、インド285等の近隣諸国のそれに比べられる。

ブータン国の国民は大きく３つのグループに分けられる。このうち人口の60%を、中高度地域に居住するチベット系ブータン人が占め、低地（南部）に住むネパール系ブータン人がこれにつづく。

Table 2.1に人口動態に関する数値を示した。

2.4 経済

国連年鑑Statistical Yearbook (43rd issue) によれば、1996年におけるブータン国のGDPは320Million US$、一人あたりGDPは176US$となっている。

一方最も新しい資料によると、1999年GDPは約420 Million US$ (42.6Nu/$) であり、推定人口656,000人による１人当たりGDPは500 $を超えている。

1995年ベースの産業部門ごとの国民総生産に占める割合は、農業 (38.0%) 、建設(10.8%)、公共サービス(10.9%)といった割合であり、ブータン国の産業が基本的に農業に依存していることを示している。

主な農業・林業生産物は、穀物類112,000 mts、家畜（牛その他）673,000頭、丸太1,400,000 m^3 等である。農業は一般に伝統的な農業であり、肥料の消費量は年間100t程度である。

また、経済分野において顕著な傾向は、1986/87年のChhukha発電所の運転開始を契機として電力部門の割合が過去10年の間に0.4%から8.3%に増大したことである。

2.5 エネルギー資源

ブータン国の1996年ベースの一次エネルギー生産高は、石油換算で150,000 tであり、電力が99.3 %、149,000 tを占めている。このうち、86 %に相当する石油換算で129,000 tが輸出されている。残り0.7 %、石油換算で1,000 tが石炭となっている。

このため、ブータン国にとって、水力資源開発と電力輸出は国の財政基盤を強固にするために極めて重要な手段である。

このため、1987年運転を開始したChhukha Hydro Power（CHPC所有、336 MW）や2005/06運転開始予定のTala Hydro Power（1,020 MW）など、電力輸出を目的とした開発を精力的に進めてきている。

一方、Basochhu（Wangdue Phodrang、61 MW）の建設や、2001/02運転開始予定のKurichhu（Mongar, 60 MW）など、中規模水力計画も、地域むけ、国内消費の開発にも熱心に取り組んでいる。

Table 2.2に現在建設中または計画中の水力発電計画を示した。

2.6 運輸、通信

現在、東西方向の主要幹線は国土を横断するように、西からHa、Paro、Thimphu、Wangdue Phodrang、Trongsa、Jakar、Mongarおよび東部のTrashigangまで延び、主要都市を結んでいる。また、さらにTrashigangからSamdrup Jongkhar、TrongsaやWangdue Phodrang からSarpangなど南下するルート、北上するルートが整備されている。

これらの幹線道路の延長は、東西道路が約700 km、南北道路が約1,000 km、合計1,700 kmに達し、幹線以外の道路を含む国土全体の総延長は、約3,440 kmとされている。現在、幹線道路は拡幅、カーブ改良、舗装等の改良工事が年々進められているが、工事規模は限られたものとなっている。

通信インフラの整備は、1991年に始められた日本の無償援助により、国土の20行政区のうち19行政区において電話回線が整備され、電話加入者数は9,300を越える数字となっている。

ブータン国を訪れる観光客は年々増え続け、1996年の観光客数は、約5,000人、1999年は約7,100人となっている。

2.7　アクセス（空路および陸路）

(1)　空路

Thimphuの西約20 kmの位置にあるにおけるParo空港はブータン唯一の 国際空港である。Paroはバンコク、デリー、カルカッタ、カトウマンドゥ、ダッカ、ヤンゴンの6都市と国営航空によって結ばれている。1996年における運行距離と輸送人員はそれぞれ、1,000,000 kmと35,000人とされている。

(2)　陸路

インドから陸路によるブータン国への入国はいくつか有るが、Phuentsholingからの入国が一般的である。カルカッタからPhuentsholingまでは約800 kmである。ここからChhukha – Simtokhaのルートで首都まで約180 kmである。

Table 2.1 Country Performance Indicators for Bhutan

Population Indicators	Latest year
Total population (thousands)	638 (1998)
Annual Population Growth Rate (% change)	3.1%
Age composition(%)	42.1%
0-14	44.0%
15-49	6.7%
50-59	7.2%
60+	13.7
Population density	19.4 yrs
Median age	65.9 yrs
Life expectancy (1999) Male	66.1 yrs
Life expectancy (1999) Female	
Crude Birth Rate (per '000 population)	39.9
Crude Death Rate (per '000 population)	9.0
Social Indicators	
Total Fertility Rate (births per woman)	5.6 (1994)
Maternal mortality rate (per thousand live births)	380.0
Infant Mortality Rate (below 1 year, per thousand live births)	70.7
Adult Literacy	54% (1996)
Female Literacy	28%
Primary School Enrolment (% of school age population)	72%
Female	60%
Child Malnutrition (% children< 5 yrs)	39.1%
Population with safe access to water	58%
Population with safe access to sanitation	90%
Hospitals	28
Indigenous Units	12
Training Institutes	3
Basic Health Units	145
Malaria Centers	19
Outreach Clinics	454
Universal child immunization	90%
Rural Water Supply Schemes	1768
High Schools	18
Junior High Schools	44
Primary Schools incl. Community Schools	243
Private Schools	7
Degree College	1
Other institutes	9

Source: Compiled and Verified by Central Statistical Office, Bhutan 1999

Table 2.2 Power Development Plan of DOP

Status	Project Name	District	Description	Scheme type
Under Construction	Basochhu	Wangdue Phodrang	Installed Capacity: 61 MW Firm Capacity: 12 MW Energy: 291 GWh Completion: July, 2001	Run of River (ROR)
	Kurichhu	Mongar	Installed Capacity: 60 MW Firm Capacity: 24 MW Energy: 322/400 GWh Completion: 2002	ROR
	Tala	Chhukha	Installed Capacity: 1,020 MW Firm Capacity: 168 MW Energy: 3,962 GWh Completion: 2006/07	ROR
Planned and Studied	Bunakha Reservoir	Chhukha	Installed Capacity: 180 MW Firm Capacity: - MW Energy: 688 GWh	Storage
	Mangdechhu	Trongsa	Installed Capacity: 425 MW Firm Capacity: - MW Energy: 1,800 GWh	ROR
	Punatsangchhu	Wangdue Phodrang	Installed Capacity: 760 MW Firm Capacity: 125 MW Energy: 3,305 GWh	ROR

Source: Division of Power, 1998

第３章　計画地域および周辺の概要

目　次

頁

第3章　計画地域および周辺の概要 3-1

3.1　計画地域周辺の概要 3-1

3.1.1　一般概要 3-1

3.1.2　水資源開発計画とその現状 3-1

3.2　計画地域内の一般概要 3-2

3.2.1　地勢および自然概要 3-2

3.2.2　自然および社会環境 3-3

第3章　計画地域および周辺の概要

3.1　計画地域周辺の概要

3.1.1　一般概要

Punatsangchhuは、ブータン国の北西部ヒマラヤ山脈に源をもつMochhuとPhochhuの２つの川がPunakha（標高1,200 m程度）で合流した後に、インド国Assam州で、Brahmaputra川に合流するまでの延長は320 km、流域面積12,061 km^{2}の河川であり、インドではSankoshと呼ばれている。

計画流域Punatsangchhuの左岸側は、例えばPele LaやBlack Mountain地域（Eastern Ridge）によってMandechhu流域と分けられ、右岸側はParochhuやHachhuをもち合流してWangchhuとなる流域と、Dochu Laを含む山塊（Western Ridge）で分けられている。

流域の分水嶺を形成するこれら左右岸の尾根高は、Punakha, Wangdue Phodrangの中流域では標高3,500から4,500 mであり、河床から2000 m以上の高低差がある急峻な地形を形成している。

計画地域周辺の気候は熱帯モンスーン気候に属し、6～9月の雨期と10～5月の乾期に分かれ、上流域の年降水量は400～600 mmであるが、Punakha, Wangdue Phodrang付近の中流域は700～900 mm程度、中流域から上流域にかけての急斜面では2,000 mmを越えるところもある。またインドとの国境に近い下流域は亜熱帯性の気候となり、年降水量は3,000～5,000 mmに達する。

3.1.2　水資源開発計画とその現状

1990年から93年にかけてUNDPとNORADの資金協力によってブータン国全国の電力システムマスタープラン（Power System Master Plan: PSMP）が策定されている。全国25地点の開発計画について述べたPSMPは、Punatsangchhu流域において、７カ地点で合計1,894MWの計画を策定し、PSMPの一部として行われたPre-Feasibility Studyで２ヵ地点、Project 3.120（Punatsangchhu、760 MW）およびProject 3.230B（650 MW）の発電計画が検討されている。

両計画地点ともPunatsangchhuの中流部の発電計画であり、本計画のダム地点は合流地点下流部のWangdue Phodrangから約10 km、発電所地点はさらに約8 km下流に位置し、Project 3.230Bのダム、発電所はさらにその下流に位置しており、それぞれダム水路式にて階段式に計画されている。

流域における水力発電として、計画地点右岸側に位置するBasochhu（61 MW）が建設中であり、Simtokha～Basochhuを220 kVで西部グリットに連携される予定となっている。

3.2　計画地域内の一般概要

3.2.1　地勢および自然概要

(1)　地勢

ブータン国は、北はヒマラヤ山脈、南は標高数百メートル程度のインド・アッサム州と西ベンガル州に接している。従って、北の5,000 m以上の山脈高地から南北約150 kmの距離を経て数百メートルの標高まで下がる急峻な地形をなしている。

本計画のダム地点は、Punatsangchhu（Sankosh川）中流域にあるWangdue Phodrangから約10 km下流地点に位置する。ダム地点の河床標高は約1,090 m、発電所の放水口計画位置の標高は約837 mであり、河川勾配は計画地点が位置する中流部は平均勾配1/20～1/30と急勾配である。本計画地点およびその周辺は急峻な地形となっている。

(2)　自然概要

<u>地質</u>

ヒマラヤ山脈は、世界でも最も若い造山地帯の一つといわれている。ブータンヒマラヤは、Sub – Himalayas、Lower – Himalayas、Higher – HimalayasおよびTethys Himalayasの４つの造山区域に細分されるが、本計画は、Lower – Himalayas区域に位置する。ヒマラヤ山脈地帯の地質構造は複雑で、多くの断層とスラストが縦横に交差している。ダム地点一帯は多くの古い地滑りの痕跡が見られ、巨礫が河床に沿って点在する。ダム地点の両側には多くの岩石が露出している。ダム地点の下流の河床には旧い堆積物が見られ、その厚さは50～60 mに達すると見られる。地下発電所はダム地点の約8km下流地点に計画されているが、硬くしかも褶曲した火成岩に覆われ、その表層は風化している。

<u>地震</u>

本計画地点一帯は、インド国の耐震クラス（IS:1893 (1984), Bureau of Indian Standards）でZone-Vに分類されている。

<u>気象</u>

計画地域周辺の気候はモンスーン気候に属し、一般的に雨期（6～9月）と乾期（10～5月）にはっきり分かれている。同地域の年間降水量は約700～900 mmである。Wangdue Phodrang付近における夏の気温は30℃を越え、1月の気温は0℃程度まで下がる。年間平均流量290 m^3/s（Wangdi Rapids GS:1992-1999年）と多く、乾期の最も流量の少ない時期でも60 m^3/s程度の流量が期待でき、流量は雨期の最も流量が多い時期で1,200 m^3/sである。

3.2.2 自然および社会環境

(1) 自然環境

景観

農業省の土地利用計画部が作成したThimphu - Wangdue Phodrang Dzongkhagsの土地利用図によれば、この地方の92 %は森林に覆われており、その面積は63,206 haで、もみ（Fir）、混合針葉樹（Mixed conifer）、松（Blue pine）等で構成されている。

植生

ブータン国は、高山気候、温暖なモンスーン気候および亜熱帯気候の３つの気候域で構成されていて、国全体が複雑な植生をなしている。稲作地、バナナや柑橘類の生産地帯（1,300 mあたりまで）から、落葉樹林帯、高山森林帯へと変化する。

計画地点周辺は、河川両岸に沿って河床に近い場所では広葉樹林が見られる。山の中腹から上に向かって松林（Chir pine ; pinus roxburghii）が支配的になっている。

動物

ブータン国の森林局が作成した報告書によると、哺乳類15種、は虫類3種、鳥類は31種が生息するとされている。このうち、Forest and Nature Conservation Act (1995) で絶滅危惧種は、シカの一種（Barking deer）であり、保護動物としてシカの一種（Serow）、ヒマラヤクロクマ（Himalayan Black Bear）、ヒョウの一種（Leopard Cat）およびヒョウ（Leopard）があげられている。ただし、リストは作成から年月がたっており、その後国道が建設されたため、必ずしも現状を反映していない可能性がある。

水質

計画地点の上流のPunakhaとWangdue Phodrangにおける住民の生活排水が無処理でPunatsangchhuに排水されている。しかし、河川の水量が豊かで、生活排水は河川の自然浄化能力を超えるほどのものではない。また計画地点周辺は人口が極めて少なく、大きな水質汚染源となる工場等は認められないため、河川の水質は良好である。

(2) 社会環境

人口

Wangdue Phodrangの1998年の人口は、約28、800人であり、世帯数は約2,800世帯であり、一世帯あたり10人程度である。

公共施設

Wangdue Phodrangには１つの病院と、９つのBasic Health Units（BHU）、20のOutreach clinicsが設置されている。この地方では、全世帯の約63 %にあたる1,746世帯で上水道が引かれている。関係村落には非常に限られた数の医療施設しかなく、最寄りのBHUにも数時間歩かなければならない住民がほとんどである。

Wangdue Phodrangの教育施設は１つの高校、３つの中学校、９つの小学校および４つのCommunity Schoolがある。また、Wangdue Phodrangから約9 km離れた場所にNatural Resource Training Instituteが存在する。

交通

流域を縦断する形で道路が建設されている。Wangdue Phodrangは、北部（Punakha）西部（Thimphu）、東部（TrongsaやMongar）および南部を結ぶ要衝である。これらの南北、東西道路は大型車両の通行が可能である。ただしPunakhaから北はThasithangまで通行可能であるが悪路である。ダム計画地点は、Wangdue Phodrangから国道で約10km南下した位置にあり、発電所は同じ道路をさらに約8km南下した位置にある。

産業

住民の約90%が農業に従事しており、米や小麦、とうもろこし、ソバ、大麦、キビ、ジャガイモ、リンゴ、オレンジ、マスタードを生産している。また、Wangdue Phodrangには工業用免許所有者が30人、商業用免許所有者が180人いる。10社の建設業者があり、その外に木工業、製紙業等が存在する。

文化財、リクリェーション

計画に必要となる土地に文化財の存在は認められない。同様にレクリエーション施設の存在も認められない。