

ブータン王国

小規模水力発電施設整備計画

基本設計調査報告書

昭和60年7月

国際協力事業団

無計一

85-68







ブータン王国

小規模水力発電施設整備計画

基本設計調査報告書

JICA LIBRARY



1033954E7J

昭和60年7月

国際協力事業団

|                    |      |
|--------------------|------|
| 国際協力事業団            |      |
| 受入<br>月日 '85.10.14 | 102  |
|                    | 64.3 |
| 登録No. 12029        | GRF  |

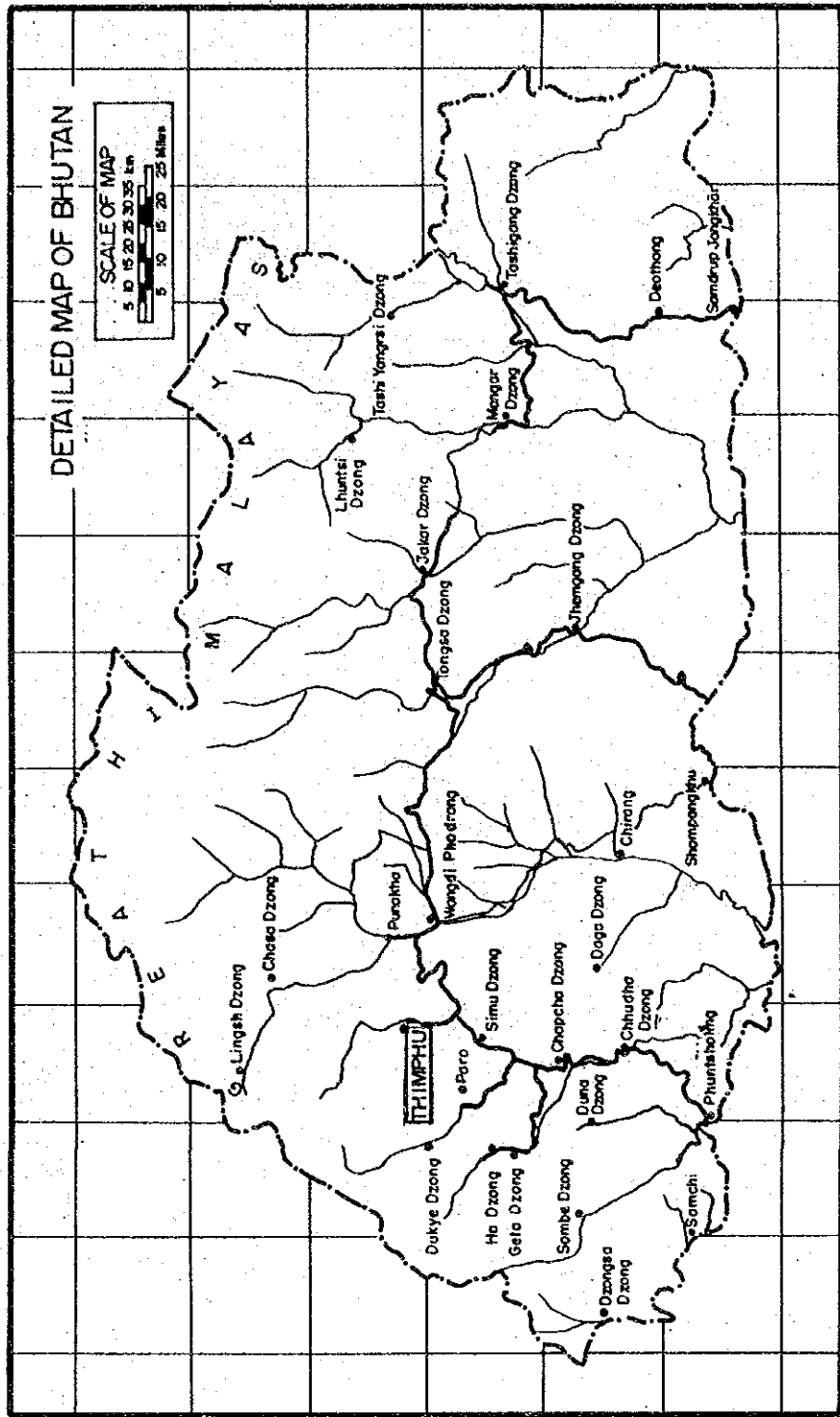
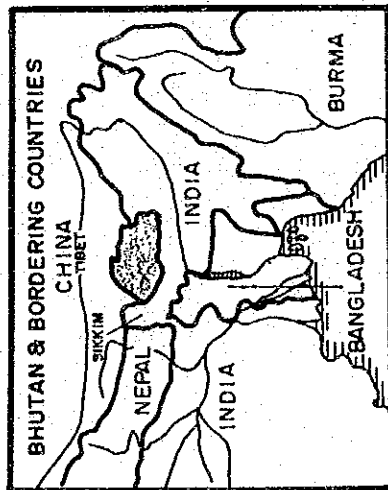
# LOCATION OF BHUTAN

Area: 18,000 square miles

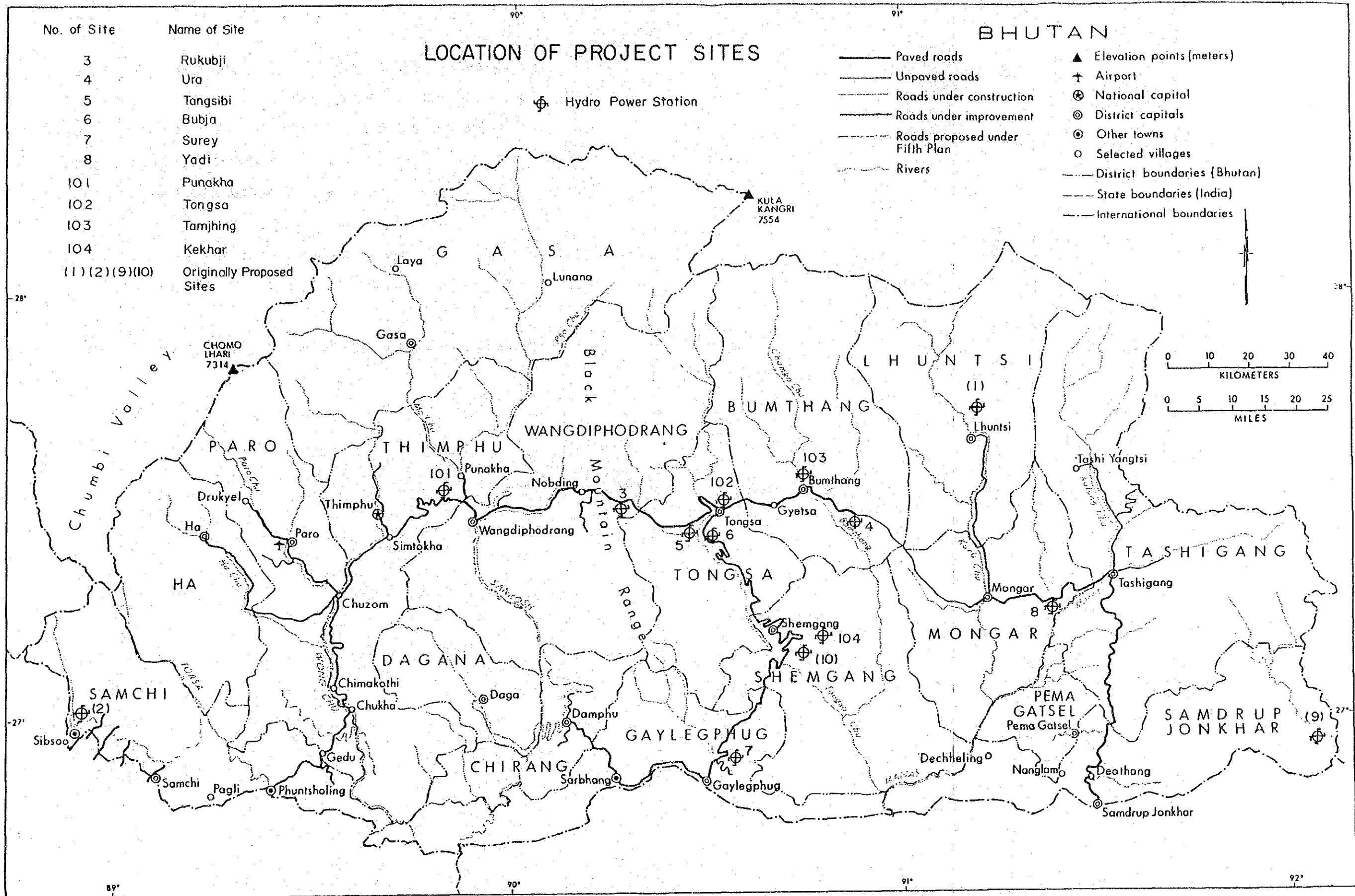
Position: Approximately between 26'45" and 28'10" north latitude and 88'45" and 92'10" east longitude

Population: 1,200,000

Capital: Thimphu



- PAVED ROADS ———
- UNPAVED ROADS ———
- RIVERS ~~~~~
- BOUNDARIES/INTERNATIONAL - - - - -







## 序 文

日本国政府は、ブータン王国政府の要請に基づき、同国の小規模水力発電施設整備計画にかかる基本設計調査を行なうことを決定し、国際協力事業団がこの調査を実施した。

当事業団は、昭和60年4月7日より5月5日まで、外務省経済協力局無償資金協力課西村哲男氏を団長とする基本設計調査団を現地に派遣した。

調査団は、ブータン王国関係者と協議を行なうとともに、プロジェクトサイト調査、資料収集等の調査を実施し、帰国後の国内作業を経て、ここに本報告書完成の運びとなった。

本報告書が本プロジェクトの推進に寄与するとともに、ブータン王国の国民生活の安定と向上をもたらし、ひいては両国の友好・親善の一層の発展に役立つことを願うものである。

最後に、本件調査にご協力とご援助をいただいた関係各位に対し、心より感謝の意を表するものである。

昭和60年7月

国際協力事業団

総裁 有田圭輔



# 要 約



## 要 約

ブータン王国（以下「ブ」国と呼称する）はインドの北にあって東ヒマラヤの山脈南面を領有する山岳国である。「ブ」国は四方を隣国に囲まれ、面積は約4万7千ヘクタールと九州程度、人口は約120万人で、主にインド国境から標高3000mのいわゆる中間地帯にかけて居住している。

自然環境には恵まれており、農林畜産業主体の産業構造で、国民の生活レベルに大きな差は無く、落ち着いた生活が営まれている。

しかし、同国は、世界の中でも所得水準の低いグループに属しており、産業基盤は貧弱で、今なお国家予算の50%以上をインドの援助に依存しているのが実状である。

この状態から脱出するため「ブ」国政府は、現在国家経済開発五ヶ年計画の第5次計画を推進中で、産業基盤の整備と生活の向上に努めている。

この計画の具体的目標の一つとして、生活の質的改善が上げられており、教育、医療、通信設備の拡充や、生活用水の確保等の保健衛生面での改善を進めるため地方町村の整備計画の拠点として、各地に中心的役割をもたせる町村を定めその公共施設等の拡充を行っている。

しかし、この計画推進に不可欠ともいえる地方に点在する町村の電化はようやくその緒についたばかりで、計画目標達成の大きな障害となっている。

一方、全国の包蔵水力は6,000MWと推定されているが、このうち現在迄に開発された水力発電所は合計7ヶ所で3.46MWで包蔵水力の0.1%にも満たない程度である。

現在インドの援助によってChukha水力発電所の建設が進められているがその出力は336MWで、ディーゼル発電設備を含む現有発電設備（約19MW）の約18倍の大発電所である。

しかし、受電できるのは首都 Thimphuを含む西部地方のみで、この余剰電力はインドへ輸出されることとなり、地方に散在する他の町村への供給はない。これは送配電線網の整備に巨額な投資が必要のためこれら地域への電力供給が現段階では事実上不可能だからである。

従って、地方町村の整備計画を進めるのに不可欠な電力の供給には各地に点在する中小河川、溪流、かんがい用水路等を利用した小規模水力の開発が極めて有効かつ適切な方法として、電力局は全国で150ヶ所の小規模水力発電施設整備計画を立案した。しかし電力局の保有する技術者数の不足や資金調達状況からみて、この計画を自国予算により達成す

60  
100  
60  
70

るのは非常に困難である。

このため「ブ」国政府は上記計画の一環として、緊急度の高い10ヶ地点の地方電化計画の建設に必要な資機材につき無償資金協力を日本政府に要請越したものである。

日本政府は、この要請を検討した結果、本計画に関する基本設計調査の実施を決定し、国際協力事業団が、昭和60年4月7日より5月5日の29日間、基本設計調査団を現地に派遣した。

調査の目的は、本要請にかかわる背景、内容、要請の妥当性、さらに計画の最適な規模等を策定するために必要な現地調査を実施することであった。

調査団は、中部山岳地域を中心とした各計画地点の現地調査を行ない、さらに「ブ」国関係者と協議を行なった。その中で要請の10ヶ地点の他、調査資料等が整備されている数ヶ所について妥当性を吟味し、その結果現地踏査が可能でかつ緊急度の高い10地点を本調査の対象とすることが至当であろうと「ブ」国政府と調査団で合意した。これらの計画地点は、Wangdiphodrang, Bumthang, Tongsa Gaylegphug, Mongar, Punakha, Shemgangの7つの県に位置している。

また、これらの10ヶ地点の小規模水力発電施設建設に関し、「ブ」国側より予算手当が困難であること等から新たに、これらの建設費の日本側による負担が要請された。

帰国後、調査団は、現地調査結果を踏まえ、さらに国内作業の結果に基づき、中部山岳地域を中心とした対象10ヶ町村の電化に必要な緊急小規模水力発電施設の建設に要する資機材の供与および施設の建設につき基本設計を策定した。

「ブ」国の国内総生産に占める農業関係部門の比率は約63%で、その他のサービス事業部門約31%、工業部門6%となっている。

このような背景から電力需要は公共設備、一般民需がほとんどであって電化地域は、1984年3月末現在23町、93村落で、需要家数にして約9300戸が電化の恩恵を浴しているに過ぎない。1984年3月末現在の電力供給設備は全国で約19,000kWで、このうち電力局管轄分つまり一般需要家向けは約7,900kW（全体の約41%）であり、この他電力局以外の自家用としてPenden Cement 2,550kW, Gedu Wood Manufacturing Corp. 550kW, 発電所建設工事用としてChukha Hydro-Power Project Authority 6,000kW等がある。

「ブ」国の一般需要は最大電力で、5,341kWとなっており、このうち2,867kWは電力局

の供給で、他はインドからの輸入に依存している。

前述のように設備容量（7,900kW）に比べて供給実績（2,867kW）が少ないのは、系統連系が進んでいないことその他、発電所によって理由は様々である。これには、故障により運転不能なもの、機械は問題ないが水が足りないもの、需要に比べ設備が過大なもの等の原因が考えられる。

これらの発電所を活用するには系統の連系が有効であるが、「ブ」国のように需要家が点在し、かつ少ない現状では投資効果が悪く、現実的ではない。

しかし、ながら、潜在的な電力需要には根強いものがあり、特に切実なものとしては、

- (1) 地方町村の学校寄宿舎用照明
  - (2) 地域診療所や施薬所用電灯、電力
  - (3) 一般民家用電灯、電力
  - (4) 精米、製粉、製材所用電力
- 等がある。

しかしこれらの電力需要を賄うために巨額な投資の必要な大規模水力の開発や送配電線の建設を行なうことは、現状では不経済であり現実的ではない。そこで、対象地域近辺の中小河川や溪流、かんがい用水路を利用した水力の開発が当面の電化計画には極めて有効かつ適切なものと考えられる。

前述したような経緯および計画の必要性を踏まえ、以下のような点に留意して小水力発電計画を立案するとともにその供与施設を下記のように決定した。

- (1) 地域の公共施設への供給に十分な設備容量とし、余剰電力は民家の電灯需要に使用することとした。
- (2) 規模に見合った河川を選択し、かつ需要地に近い地点を選択した。
- (3) この場合、小水力発電所を設置することによって、既設および将来のかんがい計画に支障のないよう配慮した。
- (4) 無点灯地域の電化であることから、安全でかつ運転保守の容易な設備とした。
- (5) 可能な範囲で設備の設計標準化を行ない、工事の合理化を計った。



## 主 要 な 供 与 施 設 概 要

| 番号 | 地 点 |          | 水 力 発 電 施 設 規 模 |                               |             |               |               | 対 象 規 模      |                |            |
|----|-----|----------|-----------------|-------------------------------|-------------|---------------|---------------|--------------|----------------|------------|
|    | 番号  | 地点名      | 最大設備出力<br>(kW)  | 最大使用水量<br>(m <sup>3</sup> /S) | 有効落差<br>(m) | 送電線延長<br>(Km) | 配電線延長<br>(Km) | 公共施設<br>(ヶ所) | 民家数<br>(戸)     | 人 口<br>(人) |
| 1  | 3   | Rukubji  | 40              | 0.17                          | 40          | 0.4           | *-1<br>0.6    | *-2<br>0 (7) | *-3<br>45 (65) | *-4<br>600 |
| 2  | 4   | Ura      | 50              | 0.42                          | 20          | 3.0           | 1.6           | 8 (8)        | 50 (104)       | 500        |
| 3  | 5   | Tangsibi | 30              | 0.13                          | 40          | 0.5           | 0.8           | 1 (6)        | 70 (130)       | 620        |
| 4  | 6   | Bubja    | 30              | 0.10                          | 50          | 1.1           | 1.0           | 5 (7)        | 48             | 130        |
| 5  | 7   | Surey    | 70              | 0.24                          | 50          | 2.4           | 1.2           | 4 (6)        | 240            | 2000       |
| 6  | 8   | Yadi     | 30              | 0.10                          | 50          | 3.7           | 1.8           | 7 (7)        | 115 (540)      | 300        |
| 7  | 101 | Punakha  | 30              | 0.13                          | 40          | 2.9           | 1.6           | 7 (7)        | 32 (54)        | 180        |
| 8  | 102 | Tongsa   | 50              | 0.21                          | 40          | 0.5           | 0.8           | 13 (13)      | 100            | 1600       |
| 9  | 103 | Tanjhing | 30              | 0.10                          | 50          | 0.2           | 0.8           | 0 (6)        | 35 (70)        | 350        |
| 10 | 104 | Kekhar   | 20              | 0.11                          | 30          | 2.2           | 0.8           | 0 (6)        | 27             | 260        |
|    |     | 合 計      | 380             | —                             | —           | 16.9          | 11.0          | —            | —              | —          |

- 注) \*-1 : 配電線は公共施設用のもののみ  
 \*-2 : ( )内の数値は計画を含む公共施設数  
 \*-3 : ( )内の数値は隣接村落を含む民家数  
 \*-4 : 村長より聴取した概略人口

上記施設は、発電所10ヶ地点、合計発電設備出力 380kWで、発電型式は、流れ込み式発電所とし、有効落差が20mから50mの範囲にあるので、この落差に最も適した水車としてクロスフロー型水車を採用し、各発電所の構造を共通仕様とし、保守運転の簡素化を図った。

日本側の分担は、上記の施設に必要な資機材の供与、発電施設建設およびそれにかかる設計施工管理等である。

「ブ」国側の分担は、施設建設に係る用地手配、資機材搬入に必要な道路整備、上記施設の運用維持管理等である。

この計画に必要な事業費は、日本側負担分 6.2億円、「ブ」国負担は、資機材搬入に伴う道路整備について、98千ヌトラム（2百万円）、用地費 1,854千ヌトラム（38百万円）計 1,952千ヌトラム（40百万円）と見積られる。また完成した10ヶ地点の発電所の維持管

理に必要な年経費は、約 408千ヌトラム（約 8.4百万円）と算定される。

建設に要する期間は、E / N締結後約17ヶ月と見込まれる。

本計画の事業実施主体は、「ブ」国通産電力省の電力局である。供与施設の維持管理は、日常の保守点検は地域住民が行ない、電力局は定期的に維持管理のための巡視点検を行う。

尚、維持管理計画に必要な経費は、この設備から得られる売買料金によって賄なうことができる。

本計画の実施により得られる便益として、これら設備からの電力供給により、

- (1) 地域社会の教育レベル、医療のレベルの向上、
  - (2) 地域の産業経済活動の促進、
  - (3) 照明、炊事、暖房用薪木集めの労力の軽減による生活の改善、
  - (4) (3)の波及的効果として森林資源の保護ひいては治山、治水効果、
- 等が期待される。

また、上記に述べた便益を得るのみならず、さらに無償資金協力を通じて技術移転が行なわれることにより、電力局の人材養成、技術の向上がはかられることから、人材の基盤が整備され、全体計画の実施に大きな技術力を与える等の効果が期待される。

以上を総合的に勘案すると、本計画の実施は意義深いものであり、日本国政府が無償資金協力を行なうことは十分妥当なもの判断される。

本計画の実施にあたっては、「ブ」国政府により実施されるべき施設用用地の取得、資機材搬入用道路の整備、資機材輸入にかかる諸手続き、費用に対する予算処置などへの対応は確実に行なわれることが望まれる。

また、今後更に計画を進めるため、水文資料の収集整備、地形図の作成整備、運転保守要員の育成等が、当面早急に必要と考えられる。



# 目 次

地図

序文

要約

|                          |        |
|--------------------------|--------|
| 第1章 緒 論 .....            | 1 - 1  |
| 第2章 計画の背景 .....          | 2 - 1  |
| 2 - 1 経済開発計画 .....       | 2 - 1  |
| 2 - 2 電力施設一般事情 .....     | 2 - 3  |
| 2 - 3 電力需給の現状 .....      | 2 - 17 |
| 2 - 4 電源開発計画 .....       | 2 - 26 |
| 2 - 5 要請の内容 .....        | 2 - 31 |
| 第3章 計画地点の概要 .....        | 3 - 1  |
| 3 - 1 位置および地勢 .....      | 3 - 1  |
| 3 - 2 各計画地点の概要 .....     | 3 - 1  |
| 第4章 基本設計 .....           | 4 - 1  |
| 4 - 1 基本方針及び設計条件 .....   | 4 - 1  |
| 4 - 2 各計画地点の電力需要想定 ..... | 4 - 2  |
| 4 - 3 各計画地点の計画概要 .....   | 4 - 9  |
| 4 - 4 土木構造物 .....        | 4 - 23 |
| 4 - 5 電気設備 .....         | 4 - 28 |
| 4 - 6 基本設計図 .....        | 4 - 41 |
| 4 - 7 概算事業費 .....        | 4 - 41 |
| 第5章 事業実施計画 .....         | 5 - 1  |
| 5 - 1 実施体制 .....         | 5 - 1  |
| 5 - 2 業務の範囲 .....        | 5 - 1  |
| 5 - 3 実施設計及び施工監理計画 ..... | 5 - 2  |
| 5 - 4 調達計画 .....         | 5 - 3  |
| 5 - 5 施行計画 .....         | 5 - 4  |
| 5 - 6 実施スケジュール .....     | 5 - 5  |

|                    |     |
|--------------------|-----|
| 第6章 維持管理計画 .....   | 6-1 |
| 6-1 維持管理組織計画 ..... | 6-1 |
| 6-2 維持管理費 .....    | 6-2 |
| 第7章 事業評価 .....     | 7-1 |
| 第8章 結論及び提言 .....   | 8-1 |
| 8-1 結論 .....       | 8-1 |
| 8-2 提言 .....       | 8-2 |
| 資料編                |     |

# 第1章 緒 論



## 第1章 緒 論

ブータン国政府（以下「ブ」国と称する）は、1981より1987年までの6年間を対象とした第5次国家経済開発計画を実施中である。

同計画の具体的目標の一つとして、生活の質的改善があげられており、教育、保健、医療面の改善、生活用水の確保および社会、経済の不均衡の是正に力を注いでいる。

しかしながら、全国に分散している地方町村の大部分は未電化地域であり、学校教育、保健衛生、家畜衛生、通信等の改善に大きな支障を来しているのが現状である。

この対策として「ブ」国政府は各地域の河川を利用した小規模発電施設整備計画を立案し地方町村の生活改善を計ろうとしている。

具体的には150ヶ地点を選択しており、まず10ヶ地点の発電施設の建設を行なうこととし、この計画を進めるに必要な建設資機材を調達するため、無償資金協力を日本に要請越した。

日本国政府は、「ブ」国政府の要請を検討し、本計画に関する基本設計調査の実施を決定した。

これを受けて、国際協力事業団は、1985年4月7日より5月5日までの29日間、外務省経済協力局無償資金協力課外務事務官西村哲男氏を団長とする基本設計調査団を「ブ」国に派遣した。

調査団は、「ブ」国政府関係者と要請内容について協議し、その中で要請の10ヶ地点の他、調査資料等が整備されている数ヶ所について妥当性を吟味し、その結果現地調査が可能でかつ緊急度が高い10ヶ地点を調査の対象とする事が至当であろうと「ブ」国政府と調査団で合意した。また「ブ」国側より10ヶ所における発電施設の建設についても協力して欲しい旨追加要請があった。

また、計画対象10ヶ地点の現場調査を行ない、対象河川および送電ルートの踏査ならびに電力事情の聴取および資料の収集等を行なった。「ブ」国政府関係者との協議の結果得られた基本的な合意事項は、議事録としてとりまとめ、1985年4月23日に双方代表者が署名し、交換した。

調査団の構成、現地調査の行程、訪問先および面談者、協議々事録、収集資料リスト等は、附属資料として巻末に添付した。



この報告書は、調査団が帰国後、国内作業において、現地調査結果をもとに、本件の妥当性を検討の上、資機材の選定、発電施設の基本設計、事業費の概算、維持管理計画等を策定し、本計画を実施するための最適案についてとりまとめたものである。

## 第2章 計画の背景



## 第2章 計画の背景

### 2-1 経済開発計画

#### 2-1-1 経 緯

1961より開始された経済開発5ヶ年計画はすでに第5次まで実施されてきており、種々の成果をあげている。

その主要目的は社会、経済の改善と経済的な自立にあった。特に道路、通信、教育、保健、医療事情の改善を具体的な目的に掲げ、国家予算の大半を投入し、1979年の10月までに道路建設 1,900km、町村の電化98、病院、診療所建設81、学校建設 155、農業、及び牧畜施設89の建設を行った。

第1次より第4次5ヶ年計画の財源については、その大部分がインド政府の援助であったが、UNDPをはじめとする国際機関等よりの援助も第3次の3%台から第4次の18%と増加している。

この開発5ヶ年計画の実施過程の第3次計画から計画委員会(National Planning Commission)が発足し、個々のプロジェクトのプライオリティー付けが行なわれるようになり、第4次計画からは計画内容のつめそのものも地方当局を含めて実施されるようになった。すなわち、District Development and Planning Committee (DDPC)が各地方に設けられ、個々のプロジェクトを取りまとめたうえ、当該関係者へ提案し、各省と計画委員会が共同で審査し計画が策定されるようになった。

#### 2-1-2 第5次経済開発5ヶ年計画(1981~1987)

第5次経済開発5ヶ年計画は1981年から1987年までの6年間をカバーする目的で策定されたが、具体的計画目標として社会、経済の不均衡是正、生活の質的改善(教育、保健、医療面の改善、生活用水の確保)、社会・経済発展に必要な行政面でのインフラ整備、生産性の向上(とくに農業開発)、資源開発による財源創出と財政システムの確立、マンパワー資源の開発等が挙げられている。

この開発計画の各セクター別の予算割り当てはTable 2-1のとおり農業(かんがい、牧畜等を含む)、教育、電力、公共事業、鉄鋼業、林業、観光開発等が重点となっている。

特に電力部門は、第5次経済開発計画の中で、鉄鋼業に次いで第2位の予算が割り

Table 2 - 1 Record of Implementation of Development plan

Nu Million  
(Percentage : %)

|   | First<br>1961 - 66 |             | Second<br>1966 - 71 |            | Third<br>1971 - 76 |            | Fourth<br>1976 - 81 |            | Fifth<br>1981 - 87 |            |
|---|--------------------|-------------|---------------------|------------|--------------------|------------|---------------------|------------|--------------------|------------|
|   |                    |             |                     |            |                    |            |                     |            |                    |            |
| Agriculture                             | 1.9                | 1.8         | 21.6                | 10.7       | 58.3               | 12.3       | 259.0               | 23.5       | 421.6              | 13.3       |
| Animal Husbandry                        | 1.5                | 1.4         | 5.8                 | 2.7        | 24.2               | 5.1        | 61.5                | 5.6        | 55.4               | 1.7        |
| Forestry                                | 3.2                | 3.0         | 6.9                 | 3.4        | 28.4               | 6.0        | 110.3               | 10.0       | 237.8              | 7.5        |
| Power                                   | 1.5                | 1.4         | 9.2                 | 4.5        | 30.1               | 6.4        | 50.5                | 15.8       | 699.0              | 22.0       |
| Industry and Mining                     | 1.1                | 1.0         | 1.0                 | 0.5        | 25.2               | 5.3        | 175.0               | 5.3        | 721.0              | 22.7       |
| Public Services                         | 62.9               | 58.7        | 70.5                | 34.9       | 84.6               | 17.8       | 128.3               | 11.6       | 499.9              | 14.2       |
| Transportation                          | 7.5                | 7.0         | 11.9                | 5.9        | 9.5                | 2.0        | ...                 | ...        | 94.4               | 3.0        |
| Post & Telegram                         | 0.5                | 0.5         | 5.9                 | 2.9        | 11.4               | 2.4        | 16.9                | 1.5        | 5.8                | 0.2        |
| Communication                           | ...                | ...         | ...                 | ...        | 14.8               | 3.1        | 37.3                | 3.3        | 35.8               | 1.1        |
| Tourism                                 | ...                | ...         | ...                 | ...        | 14.1               | 3.0        | 12.5                | 1.1        | 31.1               | 1.0        |
| Education                               | 9.4                | 8.8         | 35.7                | 17.7       | 90.0               | 19.0       | 134.6               | 12.1       | 130.8              | 4.1        |
| Health Preservation                     | 3.1                | 2.9         | 16.7                | 8.2        | 38.1               | 8.0        | 54.6                | 4.9        | 74.6               | 2.3        |
| Public Relations                        | ...                | ...         | 1.3                 | 0.7        | 4.0                | 0.8        | 11.0                | 1.0        | 9.5                | 0.3        |
| Government Offices                      | 3.5                | 3.3         | 8.8                 | 4.3        | 16.3               | 3.4        | 34.3                | 3.1        | 181.8              | 5.7        |
| Preservation of<br>Historical Remanents | ...                | ...         | 0.6                 | 0.3        | 2.1                | 0.4        | ...                 | ...        | ...                | ...        |
| Others                                  | <u>10.9</u>        | <u>10.1</u> | <u>6.2</u>          | <u>3.1</u> | <u>24.0</u>        | <u>5.0</u> | <u>20.3</u>         | <u>1.9</u> | <u>27.6</u>        | <u>0.9</u> |
| Total                                   | 107.2              | 100.0       | 202.2               | 100.0      | 475.2              | 100.0      | 1,106.2             | 100.0      | 3,176.1            | 100.0      |

Source : 5th Development Plan

当てられており全体予算の22%を占めている。

また、この期間中に全国の地方町村の40%を電化することを目途としている。

## 2-2 電力施設一般事情

### 2-2-1 電力担当行政組織

「ブ」国全土の発電、送電、配電業務を担当しているのは、Ministry of Trade, Industry & Power (通産電力省)のDepartment of Power (電力局)のみであり、その他の電力公社や電力会社はない。

電力以外に発電設備を有する事業者としては、Chukha Hydro Power Project Authority, Penden Cement, Gedu Wood Manufacturing Corp.等がある。

### 2-2-2 電力供給に占める電力局のシェア

Table 2-2, 3, 4に電力設備の所有者別内訳及び電力消費実績を示す。

Table 2-2に示すように1984年3月における全国の電力供給施設は、水力及びディーゼル発電の合計設備出力が19,115.2kWである。そのうち7,892kW(全体の41%)が電力局の設備であり、その他は、Chukha Projectの工事用動力としてのディーゼル発電設備(6,001.2kW)、Penden Cement工場に設備されたディーゼル発電設備(2,550kW)その他となっている。

一方、Table 2-3, 4に示すように1984年3月末における全国の供給電力量は $45.132 \times 10^6$  kWhであり、このうち電力局が供給するのは $14.812 \times 10^6$  kWh(約33%)であるが、そのうちの $4.895 \times 10^6$  kWh(約30%)はインドよりの電力輸入によって賄われている。

Table 2 - 2 CAPACITY OF GENERATING STATION AS OF 31. 3. 1984

| TYPE  | Installed capacity<br>( kW ) |
|---|------------------------------|
| <u>HYDRO</u>  |                              |
| 1 . Department of Power   | 3,450                        |
| 2 . Chukha Project  | -                            |
| 3 . Penden Cement   | -                            |
| 4 . Other Non-utilities   | 10                           |
| Total   | 3,460                        |
| <u>DIESEL</u>   |                              |
| 1 . Department of Power   | 4,442                        |
| 2 . Chukha Project Authority<br>( 6 x 248 + 6 x 400 + 6 x 248 + 4<br>x 126.7 ) + ( 2 x 55.6 + 1 x 7.2 ) | 6,001.2                      |
| 3 . Penden Cement Authority<br>( 3 x 850 )  | 2,550                        |
| 4 . Gedu Wood Manufacturing Corporation   | 550                          |
| 5 . Other Non-utilities :   |                              |
| i ) P'ling : 1,022.0  |                              |
| ii ) Thimphu : 723.5  |                              |
| iii ) G' Phug : 68.5  |                              |
| iv ) Paro : 250.0   |                              |
| v ) P & T Jabjekha : 48.0   | 2,112                        |
| Total   | 15,655.2                     |
| Total Capacity of the Country   | 19,115.2                     |

Table 2 - 3 DETAILS OF GENERATION AND ENERGY AVAILABILITY, 83-84

| Particulars                       | Gross Generation in GWH | Consumption of Power House in GWH | Import in GWH | Export in GWH | Energy available in GWH |
|-----------------------------------|-------------------------|-----------------------------------|---------------|---------------|-------------------------|
| 1. Dept. of Power                 | 10.272                  | 0.350                             | 4.895         | —             | 14.812                  |
| 2. Chukha Project Authority **    | 5.00                    | 0.28                              | 10.27         | —             | 14.99                   |
| 3. Penden Cement Authority **     | 6.36                    | —                                 | 7.98          | —             | 14.34                   |
| 4. Gedu Wood Manufacturing Corpn. | 0.99                    | N.A.                              | N.A.          | N.A.          | 0.99                    |
| 5. Other Non-utilities            | —                       | —                                 | —             | —             | —                       |
| TOTAL                             | 22.622                  | 0.63                              | 23.145        | —             | 45.132                  |

\*\* Data supplied by C.P.A. & Penden Cement Authority

Table 2 - 4 DETAILS OF ENERGY CONSUMPTION & LOSSES

| Particulars                       | Energy availability (GWH) | Energy consumption in GWH | Loss in GWH | % of Loss |
|-----------------------------------|---------------------------|---------------------------|-------------|-----------|
| 1. Dept. of Power                 | 14.812                    | 10.75                     | 4.062       | 27.4      |
| 2. Chukha Project Authority       | 14.99                     | 11.41                     | 3.58        | 23.88     |
| 3. Penden Cement Authority        | 14.34                     | 14.34                     | —           | —         |
| 4. Gedu Wood Manufacturing Corpn. | 0.99                      | 0.99                      | —           | —         |
| 5. Other Non-utilities            | —                         | —                         | —           | —         |
| TOTAL                             | 45.132                    | 37.49                     | 7.642       | 16.9      |



### 2-2-3 電力施設と供給区域

「ブ」国の全発電設備はTable 2-5に示す通りである。1985年現在、水力発電所7ヶ所（合計設備出力 3,460kW）、ディーゼル発電所16ヶ所（合計設備出力15,655.2kW）合計19,115.2kWとなっている。この中には、電力局以外の自家用発電設備、工所用電源設備等（合計11,213.2kW）が含まれている。

これらの発電設備はFig. 2-1に示す通り、「ブ」国南部地方を除いては連系されておらず、それぞれの地方に散在している。

インドよりの輸入電力については「ブ」国南部では、インドの東北部電力系統と連系されている。Gaylephug 地方及びSandrup-Jongkhar地方ではAssam State Electricity Board の変電所と33kVの送電線によって連系された電力を輸入しており、Sibsoo, Phuntsholing, Pagli, Samchi 地方も同様にWest Bengal State Electricity Board から電力を輸入している。

既存の送電線はインドのBirpara からPhuntsholing, Chukha経由Thimphu に至る66kV送電線とその他の33kVおよび11kV送電線がある。これらの送電線は何れも弱体であり、特にインドより供給を受けている地方では、故障、事故等が多く停電が頻発し、不安定な電力供給状態である。

既設の発電設備は、ほとんどインドの援助によって建設運用されているが、そのうちのいくつかは施設が老朽化し、保守点検整備の不行届きからその稼働率は低い。

また、国内水力発電設備については、総て自流式発電所である。これら水力発電所はその運転記録が整備されていないこと、および発電設備の基本計画が不明であることから運転実態は明確でないが、電力の需給状況から推定すると、夏期の河川流量が豊富な時期は需要に対し十分な発電が可能であるが、最大需要の発生する冬期は、尖頭負荷時の1/2程度の供給力しかないため停電を余儀なくされているものと考えられる。

「ブ」国における電力消費量の大半を占めるThimphu ~Paro及び南部地域を除いて、ほとんどが一地方の単独系統で運用されているため、電力の融通が出来ないのも特徴として挙げられる。

電力局の統計資料によると、1984年3月末現在電力供給を受けている町は23ヶ所、電化されている村落は93ヶ所となっている。電化地域は、ブータン全町村の約3%で

Table 2 - 5 Power Generating Capacity

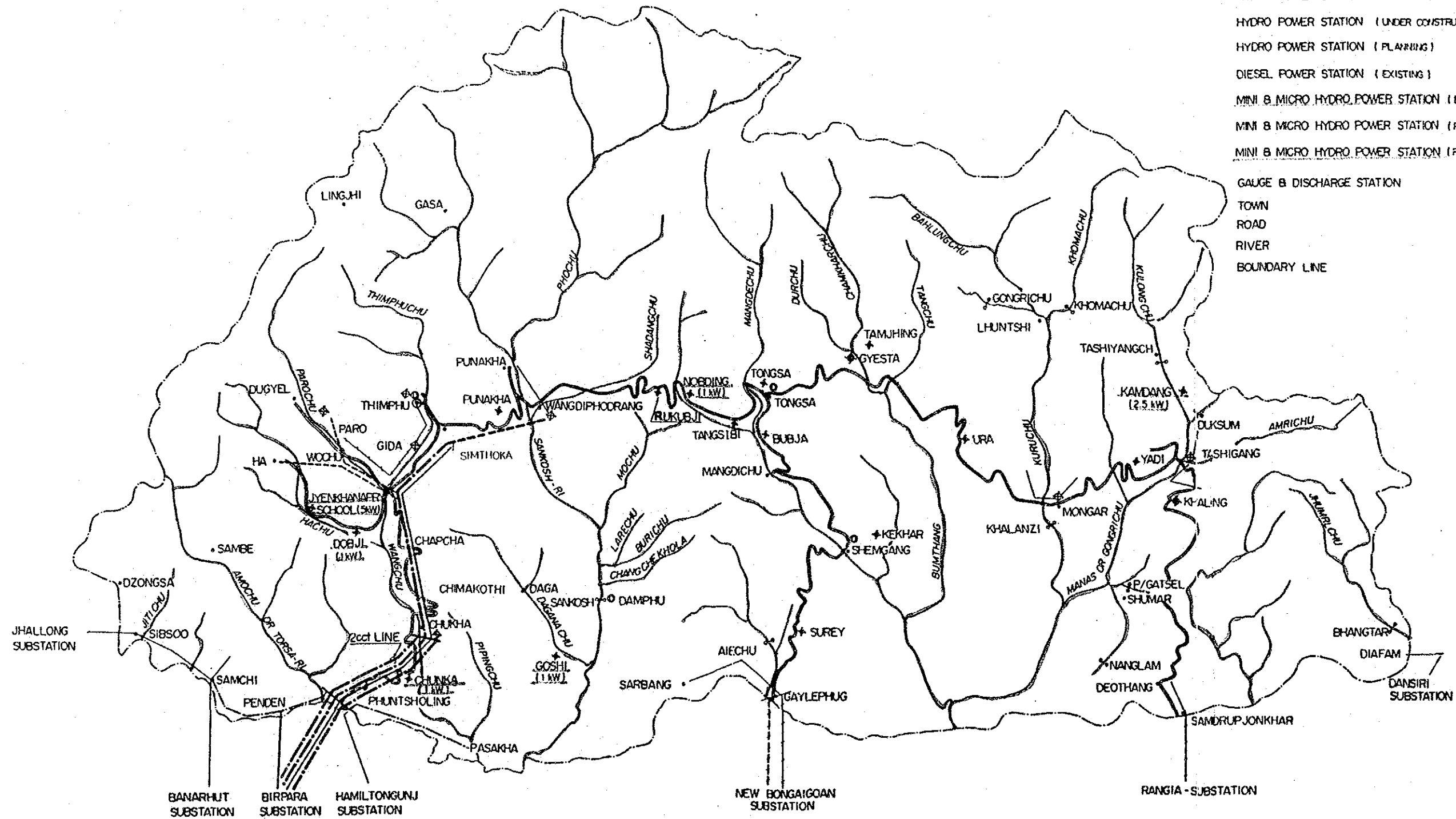
| Generating Station                      | No. of Units<br>x Capacity | Installed Capacity | Commissioning<br>Year |
|---|----------------------------|--------------------|-----------------------|
| <b>Department of Power</b>              |                            |                    |                       |
| <u>Hydroelectric Generating</u>         |                            |                    |                       |
| Thimphu                                 | 4 x 90kW                   | 360kW              | 1967                  |
| Gidakom                                 | 5 x 250kW                  | 1,250kW            | 1973                  |
| Wangdiphodrang                          | 3 x 100kW                  | 300kW              | 1972                  |
| Tashigang                               | 3 x 250kW                  | 750kW              | 1972                  |
| Hongar                                  | 3 x 130kW                  | 390kW              | 1976                  |
| Paro                                    | 4 x 100kW                  | 400kW              | 1970                  |
| Other Non-Utilities                     | 10kW                       | 10kW               | —                     |
| Sub-total                               |                            | 3,460kW (18%)      |                       |
| <u>Diesel Generating</u>                |                            |                    |                       |
| Phuntsholing                            | 2 x 128kW                  | 256kW              | 1966                  |
|   | 2 x 248kW                  | 496kW              | 1979                  |
| Samchi                                  | 1 x 135kW                  | 135kW              | 1982                  |
| Paro                                    | 1 x 90kW                   | 150kW              | 1969                  |
|   | 1 x 60kW                   |                    | 1977                  |
| Thimphu                                 | 2 x 248kW                  | 3,155kW            | 1977                  |
|   | 1 x 500kW                  |                    | 1978                  |
|   | 2 x 254.5kW                |                    | 1980                  |
|   | 2 x 150kW                  |                    | 1982                  |
|   | 1 x 400kW                  |                    | 1983                  |
|   | 1 x 950kW                  | 1984               |                       |
| Bamphu                                  | 1 x 70kW                   | 70kW               | 1969                  |
| Tongsa                                  | 1 x 60kW                   | 60kW               | 1976                  |
| Shengang                                | 1 x 80kW                   | 80kW               | 1983                  |
| Dagana                                  | 1 x 40kW                   | 40kW               | 1983                  |
| Sub-Total                               |                            | 4,442kW (23%)      |                       |
| Total                                   |                            | 7,902kW (41%)      |                       |
| <u>Others</u>                           |                            |                    |                       |
| Penden Cement                           | 3 x 850kW                  | 2,550kW            |                       |
| Gedu Wood Manufacturing Corp.           | 2 x 275kW                  | 550kW              |                       |
| Chukha Hydro-Power Project<br>Authority | 6 x 248kW                  | 6,001.2kW          |                       |
|   | 6 x 400kW                  |                    |                       |
|   | 6 x 248kW                  |                    |                       |
|   | 4 x 126.7kW                |                    |                       |
|   | 2 x 55.6kW                 |                    |                       |
|   | 1 x 7.2kW                  |                    |                       |
| Other Non-utilities                     |                            | 2,112kW            |                       |
| Total                                   |                            | 11,213.2kW (59%)   |                       |
| Grand-Total                             |                            | 19,115.2kW (100%)  |                       |

Fig. 2-1 MAP OF BHUTAN ELECTRIC POWER SYSTEM

SCALE 1/500,000

LEGEND

- 11 KV LINE (EXISTING) —————
- 33KV LINE (EXISTING) ————
- 66KV LINE (EXISTING) —————
- 66KV LINE (UNDER CONSTRUCTION) - - - - -
- 66KV LINE (PLANNING) - - - - -
- 132KV LINE (PLANNING) - - - - -
- 220KV LINE (UNDER CONSTRUCTION) - - - - -
- 220KV LINE (PLANNING) - - - - -
  
- HYDRO POWER STATION (EXISTING) ⊕
- HYDRO POWER STATION (UNDER CONSTRUCTION) ⊕
- HYDRO POWER STATION (PLANNING) ⊕
- DIESEL POWER STATION (EXISTING) ⊙
- MINI & MICRO HYDRO POWER STATION (EXISTING) ⊕
- MINI & MICRO HYDRO POWER STATION (PREPARATION) ⊕
- MINI & MICRO HYDRO POWER STATION (PLANNING) ⊕
  
- GAUGE & DISCHARGE STATION ⊕
- TOWN ·
- ROAD ———
- RIVER ———
- BOUNDARY LINE ———





あり、電力局の資料によれば1人当りの電力消費量は8.74kWhである。その地区別内訳はTable 2 - 6のとおりである。

Table 2 - 6 NUMBER OF VILLAGES AND TOWNS ELECTRIFIED AS OF 31-3-1984 (DEPARTMENT OF POWER)

| Name of District    | Total Number of villages | Total Number of Towns |
|---------------------|--------------------------|-----------------------|
| 1. Thimphu          | 18                       | 3                     |
| 2. Paro             | 26                       | 1                     |
| 3. Wangdiphodrang   | 16                       | 1                     |
| 4. Ha               | -                        | —                     |
| 5. Samchi           | 12                       | 5                     |
| 6. Chirang          | -                        | 1                     |
| 7. Dagana           | -                        | —                     |
| 8. Tongsa           | -                        | 1                     |
| 9. Bumthang         | -                        | —                     |
| 10. Shemgang        | -                        | 1                     |
| 11. Samdrup Jonkhar | 1                        | 3                     |
| 12. Pema Gatsel     | -                        | —                     |
| 13. Tashigang       | 11                       | 4                     |
| 14. Mongar          | 5                        | 1                     |
| 15. Lhuntshi        | -                        | —                     |
| 16. Gaylegphug      | 4                        | 2                     |
| 17. Gasa            | -                        | —                     |
| Total               | 93                       | 23                    |

#### 2 - 2 - 4 変電設備

電力局の所属変電所の概要をTable 2 - 7に示す。

「ブ」国の変電所は、全国で10ヶ地点に設備され、これら変電所に設置された昇圧及び降圧用の変圧器は合計31台でその合計容量は 11,005kVAである。

その他更に配電用の変圧器が合計 138台あり、これらの合計設備容量は17,091kVAである。これらの変圧器は何れもインド製であり、その管理運営もインド人技術者の指導のもとに行なわれている。

Table 2 - 7 NUMBER OF SUB-STATIONS, TRANSFORMERS AND THEIR AGGREGATE CAPACITY AS OF 31-3-1984 (DEPARTMENT OF POWER)

(in KVA)

| Area                | Step-up or Step-down Main Sub-station |   |                                | Distribution Sub-station |  |                                |
|---------------------|---------------------------------------|---|--------------------------------|--------------------------|--|--------------------------------|
|                     | No.                                   | Transformer size                                    | Total capacity of transformers | No.                      | Transformer size   | Total capacity of transformers |
| Thimphu             | 3                                     | 2 x 800<br>7 x 315<br>3 x 125<br>1 x 200<br>1 x 800 | 5,180                          | 41                       | 6 x 500<br>5 x 25<br>6 x 50<br>6 x 63<br>10 x 100<br>2 x 125<br>9 x 250<br>2 x 315<br>1 x 10 | 7,943                          |
| Paro                | 1                                     | 4 x 125   | 500                            | 21                       | 10 x 50<br>1 x 250<br>4 x 63<br>2 x 25<br>1 x 100<br>3 x 125                                 | 1,527                          |
| Wangdiphodrang      | 1                                     | 2 x 125   | 250                            | 6                        | 2 x 100<br>4 x 50<br>5 x 25  | 525                            |
| P/ling              | 2                                     | 2 x 315   | 630                            | 10                       | 1 x 500<br>1 x 315<br>6 x 250<br>1 x 125<br>1 x 63<br>1 x 50                                 | 2,553                          |
| Sanchi              | 1                                     | 1 x 315   | 315                            | 4                        | 1 x 250<br>2 x 125<br>1 x 50<br>1 x 63   | 613                            |
| Sibsoo              | —                                     | —   | —                              | 3                        | 1 x 125<br>1 x 63<br>1 x 25  | 213                            |
| G/phug              | 1                                     | 2 x 1,500   | 3,000                          | 19                       | 1 x 500<br>1 x 250<br>8 x 100<br>4 x 63<br>2 x 50<br>2 x 25                                  | 1,952                          |
| Danphu              | Nil                                   |   |                                |                          | Nil  | Nil                            |
| Tongsa              | Nil                                   |   |                                |                          | Nil  | Nil                            |
| Shemgang            | Nil                                   |   |                                |                          | Nil  | Nil                            |
| S/Jonkhar           | 1                                     | 1 x 250   | 250                            | 8                        | 1 x 125<br>4 x 100<br>1 x 200<br>1 x 25<br>1 x 63  | 813                            |
| Diafan<br>Tashigang | 1<br>1                                | 1 x 50<br>2 x 315                                   | 50<br>630                      | 10                       | 1 x 250<br>1 x 125<br>2 x 63<br>6 x 25   | 651                            |
| Mongar              | 1                                     | 2 x 100   | 200                            | 4                        | 1 x 125<br>2 x 63<br>1 x 50  | 301                            |
| Total               | 13                                    | 31  | 11,005                         | 126                      | 138  | 17,091                         |

## 2-2-5 送配電設備

前掲のFig. 2-1に送電線の概要を示す。

また、Table 2-8に所有者別の送配電線の亘長内訳を示す。

これらに示すとおり現在運用されている送電線の最高電圧は66kVで、その所有者はChukha Project Authorityである。

「ブ」国の電力系統はChukha Hydro Projectを中心とした西部地域が連系され、更に強化されつつあるのみで、中部、東部地域は発電所単独系統か、インドからの地域的受電系統のみである。

一方、配電線は400/230Vの3相4線式配電方式が採用され各需要家に対する電力供給を行なっている。

Table 2-8 Outline of Transmission & Distribution Lines (km)

|   | 66kV  | 33kV | 11kV    | L.T    |
|---|-------|------|---------|--------|
| 1. Department of Power                          |       | 33.5 | 282.104 | 342.68 |
| 2. Chukha Project Authority                     |       |      | 37.5    | 40.7   |
| a. Birpara Chukha                               | 76    |      |         |        |
| b. Chukha Sintokha                              | 57.6  |      |         |        |
| 3. Penden Cement Authority<br>Birpara to Penden | 18    |      | 9       | 14     |
| Total   | 151.6 | 33.5 | 328.604 | 397.38 |

## 2-2-6 電力料金および売電収入

電力局の電力料金体系はTable 2-9のとおりである。

この電力料金は1982年改訂されたもので、7つのカテゴリーに分れており、更に地域によって異なった料金となっているが、その範囲は0.45~1.00Nu/kWh (9~20円/kWh)である。

また、使用電力量が少ない場合は最低料金を徴収することとなっている。

Table 2-10に1979年~1984年度の電力局の電力収入を示す。

これによると電力収入は年々15~33%の伸びを示しているが1983年度および1984年



度の伸び率が低いのはChukha Hydro Projectの遅延により潜在的需要が賄えないこと  
によるものと考えられる。

Table 2 - 9 Schedule of Tariff (1982)

| Category  | Tariff (Nu/kWh) 1 Nu=20yen   |  |   |   | Character of Supply   |
|---|--|--|---|---|---|
|   | Thiaphu, Paro  | Phuntsholing, Samchi, Sibsoo, Charcharay   | Tashigang, Khanglung, Mongar, Wangdiphodrang, Punakha | Samdruk, Jonkhar, Deochang, Gayteghug, Sarbhang |   |
| 1 Domestic                                      | 0.70   | { 0.60 upto 50kWh<br>0.80 above 50kWh  | 0.65  | { 0.75 upto 50kWh<br>0.80 above 50kWh           | { AC, 50Hz, 1 $\phi$ , 230V upto 5kVA<br>AC, 50Hz, 3 $\phi$ , 400V above 5kVA                         |
| 2 Commercial                                    | 0.80   | 1.00   | —   | 0.90  | Same as above   |
| 3 Govt. Offices, Hospital, School, Campus, etc. | 0.80   | 0.80   | —   | 0.80  | — ditto —   |
| 4 Public Lighting                               | 0.70   | 0.80   | —   | 0.80  | — ditto —   |
| 5 Industrial                                    | 0.70   | 0.90   | 0.45  | 0.75  | { L.T. { upto 5kVA, 1 $\phi$ , 230V<br>50~20kVA, 3 $\phi$ , 400V<br>H.T. above 20kVA, 3 $\phi$ , 11kV |
| 6 Bulk Supply                                   | { 0.60 and Demand Charge<br>20.00Nu/kVA                                  | 0.90   | —   | 0.75  | 11/33kVA, 3 $\phi$  |
| 7 Unmetered Supply                              | { 5.00/Lighting Point<br>20.00/Heating Point<br>10.00/Connected Load H.P | { 4.00/Lighting and Fan Point<br>15.00/Heating, Cooling, Pumping, etc.<br>20.00/Connected Load H.P | Same as Left  | Same as Left                                    | —   |

Table 2 - 10 Electric Energy Sales Revenue

| Description                               | F. Y. | 1970/<br>1980 | 1980/<br>1981 | 1981/<br>1982 | 1982/<br>1983 | 1983/<br>1984 | 1984/<br>1985 |
|---|-------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|
| Sold Energy (kWh)                         |       |               |               |               |               |               |               |
| (1) Domestic                              |       | 3,200,000     | 3,827,000     | 4,014,000     | 3,840,299     | 4,157,454.5   | —             |
| (2) Commercial                            |       | 1,244,000     | 1,430,000     | 1,494,000     | 2,624,674     | 3,274,304     | —             |
| (3) Industrial                            |       | 2,407,000     | 2,447,000     | 2,753,000     | 1,140,136     | 1,307,613.5   | —             |
| (4) Public                                |       | 203,000       | 200,000       | 210,000       | 41,679        | 59,915        | —             |
| (5) Others                                |       | —             | —             | —             | 1,741,447     | 1,954,536     | —             |
| Total                                     |       | 7,054,000     | 7,904,000     | 8,471,000     | 9,388,235     | 10,753,823    | —             |
| Energy Sales Revenue (10 <sup>3</sup> Nu) |       | 3,010         | 3,918         | 4,900         | 6,516         | 7,512         | 8,800         |
| Increase Rate Over Previous Year (%)      |       | —             | 30            | 25            | 33            | 15            | 17            |

### 2 - 3 電力需給の現状

Table 2 - 11に「ブ」国全体の1984年3月末における電力需給の現状を示す。

この表に示すように最大需要電力 (Peak Load) は12.331MWである。このうち電力局関係つまり一般需要分は5.341MW (全体の約43%) で、この内2.552MW (約48%) はインドよりの輸入で賄っている。

一方、需要電力量は  $45.13 \times 10^6$  kWhで、このうち電力局関係分は  $14.81 \times 10^6$  kWh (全体の約33%) である。

Table 2 - 11 Power Demand and Supply as of End of 1984  
※-1

| System                            | Gross Generation inGWH | Auxiliary Consumption inGWH | Import if any inGWH | Peak Load in MW | Net Energy Available in GWH | Load Factor % |
|-----------------------------------|------------------------|-----------------------------|---------------------|-----------------|-----------------------------|---------------|
| 1. Dept. of Power                 | 2.867                  | 0.078                       | 2.552               | 5.341           | 14.81                       | 32            |
| 2. Chukha Project** Authority     | 3.44                   | 0.20                        | —                   | 3.24            | 14.99                       | 52.8          |
| 3. Penden Cement ** Authority     | 1.8*                   | —                           | 1.7                 | 3.5             | 14.34                       | 47            |
| 4. Gedu Wood Manufacturing Corpn. | 0.275                  | 0.025                       | —                   | 0.250           | 0.99                        | 45            |
| 5. Other Non-utilities            | —                      | —                           | —                   | —               | —                           | —             |
| TOTAL                             | 8.382                  | 0.303                       | 4.252               | 12.331          | 45.13                       | 42            |

\* SELF GENERATION IS STAND BY.  
 \*\* DATA SUPPLIED BY C. P. A & PENDEN CEMENT AUTHORITY:  
 ※-1 Net Energy Available(GWh) 
$$= \text{Peak Load (MW)} \times 365 \text{ Days} \times 24 \text{ Hours} \times \text{Load Factor} \times \frac{1}{1000}$$

Table 2 - 12に1983年度の電力局関係の電力需給の詳細を示す。

この表に示すように電力供給状況は全国4地域に区分して整理されている。

前述したように、電力需給に対するインドよりの輸入電力の比率が大きい一方、国内電力設備の利用率が低いのが実状である。

このことは電力局の所有する全発電設備出力 7,902kWに対し最大発電出力は 2,867kWと約36%でしかないことがよく示している。

これは各発電所が送電線によって連系されていないことも理由の一つではあるが、故障等の為稼働できないものやディーゼル発電機の場合のように発電能力が低下しているのも大きな原因の一つとなっている。

Table 2 - 12 DETAILS OF SYSTEM PERFORMANCE (DEPARTMENT OF POWER)  
1983 - 84

| System                      | Generation<br>in MW * | Auxiliary<br>consumption<br>in MW | Export<br>in MW | Import<br>in MW | Peak<br>Load<br>in MW | Net energy<br>available<br>in GWH | Load factor<br>in % ** |
|-----------------------------|-----------------------|-----------------------------------|-----------------|-----------------|-----------------------|-----------------------------------|------------------------|
| (1)                         | (2)                   | (3)                               | (4)             | (5)             | (6)                   | (7)                               | (8)                    |
| <b>UPPER WESTERN REGION</b> |                       |                                   |                 |                 |                       |                                   |                        |
| Thimphu                     | 1.975                 | 0.054                             | 0.150           | 0.850           | 2.621                 | 8.437                             | 36.85                  |
| Paro                        | 0.271                 | 0.005                             | -               | 0.150           | 0.416                 | 0.869                             | 23.85                  |
| Wangdiphodrang              | 0.236                 | 0.012                             | -               | -               | 0.224                 | 0.578                             | 29.45                  |
| Sub-total                   | 2.482                 | 0.071                             | 0.150           | 1.00            | 3.261                 | 9.884                             | 34.70                  |
| <b>LOWER WESTERN REGION</b> |                       |                                   |                 |                 |                       |                                   |                        |
| Phuntsholing                | -                     | -                                 | -               | 0.70            | 0.70                  | 1.78                              | 29.20                  |
| Samchi                      | -                     | -                                 | -               | 0.17            | 0.17                  | 0.308                             | 21.0                   |
| Sibsoo                      | -                     | -                                 | -               | 0.072           | 0.072                 | 0.049                             | 7.8                    |
| Sub-total                   | -                     | -                                 | -               | 0.942           | 0.942                 | 2.137                             | 26.00                  |
| <b>CENTRAL AND SOUTH</b>    |                       |                                   |                 |                 |                       |                                   |                        |
| <b>CENTRAL REGION</b>       |                       |                                   |                 |                 |                       |                                   |                        |
| Gaylegphug                  | -                     | -                                 | -               | 0.51            | 0.51                  | 1.153                             | 25.81                  |
| Damphu                      | 0.036                 | -                                 | -               | -               | 0.036                 | 0.043                             | 12.7                   |
| Tongsa                      | 0.037                 | 0.001                             | -               | -               | 0.036                 | 0.06                              | 19.0                   |
| Shemgang                    | 0.045                 | 0.001                             | -               | -               | 0.044                 | 0.029                             | 7.5                    |
| Sub-total                   | 0.118                 | 0.002                             | -               | 0.51            | 0.626                 | 1.285                             | 23.4                   |
| <b>EASTERN REGION</b>       |                       |                                   |                 |                 |                       |                                   |                        |
| Sumdrup Jongkhar            | -                     | -                                 | -               | 0.20            | 0.20                  | 0.705                             | 40.2                   |
| Diafam                      | -                     | -                                 | -               | 0.05            | 0.05                  | 0.017                             | 3.9                    |
| Tashigang                   | 0.175                 | 0.002                             | -               | -               | 0.173                 | 0.573                             | 37.8                   |
| Mongar                      | 0.092                 | 0.003                             | -               | -               | 0.089                 | 0.209                             | 27                     |
| Sub-total                   | 0.267                 | 0.005                             | -               | 0.205           | 0.512                 | 1.504                             | 36.8                   |
| Total                       | 2.867                 | 0.078                             | 0.150           | 2.702           | 5.341                 | 14.810                            | 32                     |

\* Generation and import figures correspond to the date and time of occurrence of individual system peak

$$** \text{ Load factor (\%)} = \frac{\text{Energy available in KWH}}{8,760 \times \text{Peak Load in kW}} \times 100$$

Table 2 - 13に電力局の所有する各発電所の1983年度の運転実績を示す。

その合計は電力で約 4,500kW, 電力量で約 $10,300 \times 10^3$ kWhである。

Table 2 - 14に電力局がインドより1983年度に輸入した電力及び電力量の実績を示す。

その合計は電力で約 2,700kW, 電力量で約  $4,900 \times 10^3$ kWhである。

Table 2 - 15に電力局が1983年度に各セクターに売電した電力量の内訳を, またTable 2 - 16にその詳細を示した。

Table 2 - 15によると売電電力量は約 $10,700 \times 10^3$ kWhで, その内一般供給が38.7%, 商業及び公共用が30.4%, 工業用が12.2%等となっている。

またTable 2 - 16によるとUpper Western Regionでの消費電力量は全国(約 $10,750 \times 10^3$ kWh)の約60%となっており, そのうちの更に約84%を首都Thimphuで消費しているのが実状である。

Table 2 - 17は電力局の1983年度の各地域毎の発電電力量, 輸入電力量, 系統損失等を示している。

これによると, 全国大で見ると総供給電力量  $14.81 \times 10^6$ kWhに対し系統損失が $4.06 \times 10^6$ kWhと約27.4%を占めており非常に大きい値を示している。

Table 2 - 18は電力局の1982年度および1983年度の電力需給状況の総括表ともいえるものである。

Table 2 - 13 DETAILS OF GENERATION (1983-84)

| Name of Generating Station | Max. Generation (kW) | Energy Generated (kWh) | Auxiliaries (kWh) | Fuel Consumption (Ltr.) | Fuel Per kWh (Ltr.) |
|----------------------------|----------------------|------------------------|-------------------|-------------------------|---------------------|
| <u>HYDRO</u>               |                      |                        |                   |                         |                     |
| 1. Gidakom                 | 1,200                | 4,866,170              | 66,690            | -                       | -                   |
| 2. Thimphu                 | 220                  | 839,407                | 47,520            | -                       | -                   |
| 3. Wangdiphodrang          | 236                  | 635,515                | 57,599            | -                       | -                   |
| 4. Paro                    | 220                  | 722,430                | 6,873             | -                       | -                   |
| 5. Tashigang               | 175                  | 603,320                | 30,275            | -                       | -                   |
| 6. Mongar                  | 92                   | 299,460                | 19,321            | -                       | -                   |
| Sub-Total                  | 2,143.00             | 7,966,302              | 228,278           | -                       | -                   |
| <u>DIESEL</u>              |                      |                        |                   |                         |                     |
| 1. Phuntsholing            | 360                  | 470,887                | 46,480            | 181,742                 | 0.386               |
| 2. Samchi                  | 100                  | 60,409                 | 2,765             | 21,501                  | 0.356               |
| 3. Paro                    | 77                   | 7,405                  | 58                | -                       | -                   |
| 4. Thimphu                 | 1,660                | 1,648,710              | 61,470            | 642,393                 | 0.39                |
| 5. Damphu                  | 36                   | 42,623.5               | 3,888             | -                       | -                   |
| 6. Tongsa                  | 37.30                | 66,427.9               | 5,917.3           | -                       | -                   |
| 7. Shemgang                | 45.25                | 29,963                 | 1,505             | -                       | -                   |
| Sub-Total                  | 2,315.55             | 2,326,425.4            | 122,083.3         | 845,636                 | 0.36                |
| Grand Total                | 4,458.55             | 10,292,727.4           | 350,361.3         |                         |                     |

Table 2 - 14 DETAILS OF PURCHASE OF ENERGY (1983 - 84)

| Purchased Form                                 | Receiving point | Maximum Demand in kW | Energy Purchased in kWh |
|--|-----------------|----------------------|-------------------------|
| 1. WBSBB at 11 kV                              | Phuntsholing    | 360 (700* )          | 1,363,860               |
|  | Samchi          | 168                  | 251,208                 |
|  | Sibsoo          | 72                   | 49,277                  |
| 2. W. B. S. E. B.<br>(Through CHP)<br>at 66 kV | Simtokha        | 1,300                | 1,354,880               |
| Sub-total                                      |                 | 1,900                | 3,019,225               |
| 3. A. S. E. B. at<br>33 kV                     | Gaylegphug      | 510                  | 1,153,150               |
| 4. A. S. E. B. at<br>11 kV                     | S/Jonkhar       | 200**                | 705,416                 |
|  | Diafam          | 50                   | 17,358                  |
| Sub-total                                      |                 | 760                  | 1,875,924               |
| GRAND TOTAL                                    |                 | 2,660                | 4,895,149               |

\* Meter defective, calculated value only.

\*\* Estimated, not recorded.

Table 2 - 15 DETAILS OF ENERGY SALES (1983 - 84)

| Category of Energy Sold             | Energy Sold (kWh) | Percentage of Total Sales (%) |
|-------------------------------------|-------------------|-------------------------------|
| 1. Domestic                         | 4,152,344.5       | 38.7                          |
| 2. Commercial and Government Office | 3,267,068         | 30.4                          |
| 3. Industrial                       | 1,307,613.5       | 12.2                          |
| 4. Bulk Supply                      | 1,954,536         | 18.2                          |
| 5. Public Lighting                  | 56,284            | 0.5                           |
| TOTAL SALES OF THE DEPARTMENT       | 10,737,846        | 100                           |



Table 2 - 16 AREA-WISE AND REGION-WISE SALES OF ENERGY DURING ' 83 - 84  
(in kWh)

| Area                                      | Domestic                     | Commercial<br>Government<br>Office | Industrial                   | Bulk<br>Supply             | Public<br>Lighting     | Total                      |
|---|------------------------------|------------------------------------|------------------------------|----------------------------|------------------------|----------------------------|
| <b>UPPER WESTERN REGION</b>               |                              |                                    |                              |                            |                        |                            |
| Thimphu<br>(% of Total)                   | 1,679,217<br>(31.4)          | 1,665,470<br>(31.2)                | 281,509.5<br>(5.3)           | 1,698,692<br>(31.8)        | 15,514<br>(0.3)        | 5,340,402.5<br>(100)       |
| Paro<br>(% of Total)                      | 172,518.5<br>(3.16)          | 281,161<br>(5.16)                  | 88,191<br>(1.62)             | -<br>(-)                   | 3,542<br>(0.06)        | 545,412.5<br>(100)         |
| W/Phodrang<br>(% of Total)                | 70,720<br>(1.52)             | 349,529<br>(7.52)                  | 43,476<br>(0.94)             | -<br>(-)                   | 888<br>(0.02)          | 464,613<br>(100)           |
| Total<br>(% of Total)                     | 1,922,455.5<br>(30.3)        | 2,296,160<br>(36.2)                | 413,176.5<br>(6.5)           | 1,698,692<br>(26.7)        | 19,944<br>(0.3)        | 6,350,428<br>(100)         |
| <b>LOWER WESTERN REGION</b>               |                              |                                    |                              |                            |                        |                            |
| Phuntsholing<br>(% of Total)              | 1,067,424<br>(59.6)          | 406,543<br>(22.7)                  | 316,757<br>(17.7)            | -<br>(-)                   | -<br>(-)               | 1,790,724<br>(100)         |
| Samchi<br>(% of Total)                    | 175,099<br>(7.4)             | 13,233<br>(5.8)                    | 40,867<br>(17.8)             | -<br>(-)                   | -<br>(-)               | 229,199<br>(100)           |
| Sibsoo<br>(% of Total)                    | 21,978<br>(5.5)              | 13,358<br>(35.5)                   | 2,255<br>(6.0)               | -<br>(-)                   | -<br>(-)               | 37,591<br>(100)            |
| Total<br>(% of Total)                     | 1,264,501<br>(61.5)          | 433,134<br>(21.0)                  | 359,879<br>(17.5)            | -<br>(-)                   | -<br>(-)               | 2,057,514<br>(100)         |
| <b>CENTRAL &amp; SOUTH CENTRAL REGION</b> |                              |                                    |                              |                            |                        |                            |
| Gaylegphug<br>(% of Total)                | 256,953<br>(26.2)            | 240,908<br>(24.6)                  | 474,121<br>(48.4)            | -<br>(-)                   | 7,536<br>(0.8)         | 979,518<br>(100)           |
| Damphu<br>(% of Total)                    | 41,625<br>(9.7)              | 998<br>(2.3)                       | -<br>(-)                     | -<br>(-)                   | -<br>(-)               | 42,623<br>(100)            |
| Tongsa<br>(% of Total)                    | 50,380<br>(100)              | -<br>(-)                           | -<br>(-)                     | -<br>(-)                   | -<br>(-)               | 50,380<br>(100)            |
| Shemgang<br>(% of Total)                  | 24,595.0<br>(100)            | -<br>(-)                           | -<br>(-)                     | -<br>(-)                   | -<br>(-)               | 24,595<br>(100)            |
| Total Region<br>(% of Total)              | 373,553<br>(34.0)            | 241,906<br>(22.0)                  | 474,121<br>(43.3)            | -<br>(-)                   | 7,536<br>(0.7)         | 1,097,116<br>(100)         |
| <b>EASTERN REGION</b>                     |                              |                                    |                              |                            |                        |                            |
| S/Jonkhar<br>(% of Total)                 | 432,262<br>(67)              | 153,852<br>(24)                    | 48,995<br>(7.6)              | -<br>(-)                   | 9,448<br>(1.40)        | 644,557<br>(100)           |
| Diafam<br>(% of Total)                    | 5,110<br>(31.0)              | 7,236<br>(45.3)                    | -<br>(-)                     | -<br>(-)                   | 3,631<br>(22.7)        | 15,977<br>(100)            |
| Tashigang<br>(% of Total)                 | 89,641<br>(20.7)             | 75,358<br>(17.4)                   | 2,901<br>(0.70)              | 255,844<br>(59.20)         | 8,652<br>(2.0)         | 432,396<br>(100)           |
| Mongar<br>(% of Total)                    | 69,932<br>(45.0)             | 66,658<br>(43.0)                   | 8,541<br>(5.5)               | -<br>(-)                   | 10,664<br>(6.5)        | 155,795<br>(100)           |
| Total Region<br>(% of Total)              | 596,945<br>(47.8)            | 303,104<br>(24.3)                  | 60,437<br>(4.8)              | 255,844<br>(20.5)          | 32,435<br>(2.6)        | 1,248,765<br>(100)         |
| <b>GRAND TOTAL</b><br>(% of Total)        | <b>4,157,454.5</b><br>(38.7) | <b>3,274,304</b><br>(30.4)         | <b>1,307,613.5</b><br>(12.2) | <b>1,954,536</b><br>(18.2) | <b>59,915</b><br>(0.5) | <b>10,753,823</b><br>(100) |

Table 2 - 17 AREA-WISE GENERATION, ENERGY AVAILABLE SALES AND LOSSES DURING '83-84

| Area                                    | Gross generation (GWH) | Auxiliary consumption (GWH) | Export if any (GWH) | Import if any (GWH) | Net Energy available (GWH)<br>2-3-4+5 | Total Energy Sold (GWH) | Loss (6-7) (GWH) | % of Loss on availability<br>8+6×100 |
|---|------------------------|-----------------------------|---------------------|---------------------|---------------------------------------|-------------------------|------------------|--------------------------------------|
| (1)                                     | (2)                    | (3)                         | (4)                 | (5)                 | (6)                                   | (7)                     | (8)              | (9)                                  |
| <b>UPPER WESTERN REGION</b>             |                        |                             |                     |                     |                                       |                         |                  |                                      |
| Thimphu                                 | 7.354                  | 0.176                       | 0.096               | 1.355               | 8.437                                 | 5.340                   | 3.097            | 36.71                                |
| Paro                                    | 0.780                  | 0.007                       | -                   | 0.096               | 0.869                                 | 0.545                   | 0.324            | 37.28                                |
| W/Phodrang                              | 0.635                  | 0.057                       | -                   | -                   | 0.578                                 | 0.465                   | 0.113            | 9.55                                 |
| Total                                   | 8.769                  | 0.24                        | 0.096               | 1.451               | 9.884                                 | 6.35                    | 3.534            | 35.75                                |
| <b>LOWER WESTERN REGION</b>             |                        |                             |                     |                     |                                       |                         |                  |                                      |
| Phuntsholing                            | 0.47                   | 0.05                        | -                   | 1.36                | 1.78                                  | 1.78                    | -                | -                                    |
| Saachi                                  | 0.060                  | 0.003                       | -                   | 0.251               | 0.308                                 | 0.229                   | 0.079            | 25.654                               |
| Sibsoo                                  | -                      | -                           | -                   | 0.049               | 0.049                                 | 0.037                   | 0.012            | 26.53                                |
| Total                                   | 0.530                  | 0.053                       | -                   | 1.660               | 2.137                                 | 2.046                   | 0.091            | 4.2                                  |
| <b>CENTRAL and SOUTH CENTRAL REGION</b> |                        |                             |                     |                     |                                       |                         |                  |                                      |
| Gaylegphug                              | -                      | -                           | -                   | 1.153               | 1.153                                 | 0.979                   | 0.174            | 15.1                                 |
| Damphu                                  | 0.043                  | -                           | -                   | -                   | 0.043                                 | 0.043                   | -                | -                                    |
| Tongsa                                  | 0.066                  | 0.006                       | -                   | -                   | 0.060                                 | 0.050                   | 0.01             | 16.70                                |
| Shemgang                                | 0.030                  | 0.001                       | -                   | -                   | 0.029                                 | 0.024                   | 0.005            | 17.24                                |
| Total                                   | 0.139                  | 0.007                       | -                   | 1.153               | 1.285                                 | 1.096                   | 0.189            | 14.7                                 |
| <b>EASTERN REGION S/Jonkhar</b>         |                        |                             |                     |                     |                                       |                         |                  |                                      |
| Diafam                                  | -                      | -                           | -                   | 0.705               | 0.705                                 | 0.644                   | 0.061            | 8.68                                 |
| Tashigang                               | 0.603                  | 0.030                       | -                   | -                   | 0.573                                 | 0.432                   | 0.141            | 24.6                                 |
| Mongar                                  | 0.229                  | 0.020                       | -                   | -                   | 0.209                                 | 0.156                   | 0.053            | 25.7                                 |
| Total                                   | 0.832                  | 0.050                       | -                   | 0.722               | 1.504                                 | 1.248                   | 0.256            | 10.43                                |
| <b>GRAND TOTAL</b>                      | <b>10.27</b>           | <b>0.350</b>                | <b>0.096</b>        | <b>4.986</b>        | <b>14.81</b>                          | <b>10.740</b>           | <b>4.070</b>     | <b>27.4</b>                          |

Table 2 - 18 STATISTICS FOR 82-83 &amp; 83-84

| Item                                  | 82-83  | 83-84   | % (+, -) over Previous yr. |
|---------------------------------------|--------|---------|----------------------------|
| 1. Installed Capacity (in MW)         |        |         |                            |
| (a) Hydro                             | 3.45   | 3.45    | 0                          |
| (b) Diesel                            | 3.052  | 4.442   | (+) 45.54                  |
| Total :                               | 6.502  | 7.892   | (+) 21.38                  |
| 2. Generation of Energy (in GWH)      |        |         |                            |
| (a) Hydro                             | 8.283  | 7.946   | (-) 4.10                   |
| (b) Diesel                            | 1.587  | 2.326   | (+) 46.57                  |
| Total :                               | 9.870  | 10.272  | (+) 4.10                   |
| 3. Purchase of Energy (in GWH)        |        |         |                            |
| (a) From Assam                        | 1.86   | 1.875   | (+) 0.81                   |
| (b) From West Bengal                  | 2.65   | 3.020   | (+) 13.96                  |
| Total :                               | 4.51   | 4.895   | (+) 8.54                   |
| 4. Auxiliary Consumption (in GWH)     | 0.318  | 0.350   | (+) 10.63                  |
| 5. Energy Requirement (in GWH)        | 14.062 | 14.812  | (+) 5.33                   |
| 6. Sale of Energy (in GWH)            | 9.389  | 10.750  | (+) 14.50                  |
| (a) Loss of Energy (in GWH)           | 4.674  | 4.062   | (-) 13.10                  |
| (b) Loss in percentage of requirement | 34.50  | 27.40   | (-) 20.58                  |
| 7. Peak Load in MW                    | 4.56   | 5.341   | (+) 17.13                  |
| 8. Load Factor                        | 35.20  | 32.0    | (-) 9.10                   |
| 9. Number of consumers                | 8.695  | 9.262   | (+) 6.52                   |
| 10. Per Capita Consumption            | 7.62   | 8.74    | (+) 14.70                  |
| 11. Number of Village Electrification | 92     | 93      | (+) 1.10                   |
| 12. Number of Town Electrification    | 22     | 23      | (+) 4.55                   |
| 13. Length of H.T. Lines (in KM)      | 313.72 | 315.604 | (+) 0.60                   |
| 14. Length of L.T. Lines (in KM)      | 318.03 | 342.68  | (+) 7.75                   |
| 15. Revenue earned (in Million Nu.)   | 6.432  | 7.835   | (+) 21.81                  |

## 2-4 電源開発計画

### 2-4-1 電力需要想定

電力局は、第6次国家開発5ヶ年計画が完了する1991~92年までの各セクターの経済開発計画を基に「ブ」国を次の5つの地域に分類し、電力及び電力量の需要想定を行っている。

- 1) Upper Western Region .....Thimphu, Paro, Ha, Wangdiphodrang, Punakha.
- 2) Lower Western Region .....Phuntsholing, Penden, Samchi Pana, Gedu.
- 3) South Central Region .....Gaylegphug, Chirang, Dagans, Shengang.
- 4) Central Region .....Tongsa, Bumthang.
- 5) Eastern Region .....Tashigang, Mongar, SamdrupJonkhar.

上記各地域の電力量は次の各セクターについて予測し最終的に積み上げ計算をしている。

- 1) Domestic..... (一般商店, 政府関係事務所, 学校, 病院, その他公共施設等を含む)
- 2) Industries..... (既設及び計画中の大, 小の工業)
- 3) Tourism ..... (観光局及びその他の全てのホテル)
- 4) Agriculture ..... (灌がい用ポンプ設備, その他)
- 5) その他..... (前記以外のもの)

需要想定の方法は、次の事項を前提としている。

- 1) Domesticセクターでは、現在十分な電力供給が行なわれていないため、限られた範囲での使用実績しかない。従って安価な電力が利用できれば、一般家庭での台所、或いは暖房等の消費が増加し電力の需要は増加する。

政府は、今まで伝統的に使用されて来た木材の燃料資源に代って安価な電力を使用することを計画しており、第6次開発計画が完了するまでには、一般家庭の40%までを電化するよう図っている。

#### 2) Industries

小規模工業の場合は、配電線の連系等により積極的に電力供給を行うことを考えており、小規模工業に必要な電力及び電力量を算定して計上している。

大規模工業での主要電力消費工業は、カルシウム、カーバイト、セメント、苛性

ソーダ等である。これらの電力供給については年次別計画を基に算定している。

工業セクターの需要想定は、第5次経済開発実施中及び第6次の早期計画部分を考慮し、若干低く目に算定している。

以上の考え方で算定した電力長期需要想定はTable 2-19に示すとおりである。

即ち、1982-83年断面を1とした場合1992-93年断面では、電力では9.9倍、(165.5MW)電力量では13.4倍(738.34×10<sup>3</sup>kWh)となり、年率平均で10%及び13.4%の需要増加が予測される。

#### 2-4-2 電力設備の整備拡充計画

「ブ」国の地形及び豊富な降水量は水力発電の潜在的な可能性を示しており、全国の包蔵水力は6,000MWと推定されている。

このうち、現在開発されたものは、Table 2-5に示したとおり7ヶ所で3.46MWで包蔵水力の0.1%にも満たない程度である。

また、現在インドの援助によって建設が進められているChukha水力発電所(出力336MW)が完成すると現在の発電設備の約18倍に設備が増加することとなるが、各電力需要の規模が小さく、又需要家が山間に散在しているため、この電力を送配することは、経済的にみて困難であることから、Phuntsholing, Thiapu等の西部地域のみが供給対象となり、他の余剰電力はPhuntsholing経由で、インドに輸出することを計画している。

この他具体的検討段階である中小規模の水力地点として

- |                           |         |
|---------------------------|---------|
| (1) Gyesta Hydel Project  | 1,500kW |
| (2) Khaling Hydel Project | 390kW   |

の2ヶ地点がインドの技術協力で進められている。

また、今回対象のマイクロ水力発電所は、第5次経済開発計画の中で、地域住民の生活を質的改善する有効な施策として期待されているものの一つであり、「ブ」国政府はこれらを含め計150ヶ地点のマイクロ水力発電所の計画を進めようとしている。

その他主要地域への送配電施設の増強も進めつつある。現在電力局が進めている計画内容をTable 2-20に示す。

1984年3月末における発電施設はTable 2-2に示したように国内全設備の約80%がディーゼル発電設備であり、この燃料は全て外国よりの輸入によるものであって、

「ブ」国の経済にとって大きな負担となっている。

更にディーゼル発電設備の老朽化及び不十分な点検整備のため、需要に対応した供給が出来ずその不足分はインドよりの電力輸入に頼っているのが現状である。

「ブ」国政府は経済開発計画を推進するうえで最も重要な電力供給設備の拡充整備を計ることとし、この達成のため特に水力発電の開発に重点をおいている。

Table 2-19に示したように1992年度末に於ける想定電力需要 738,340kWに対し、マイクロ水力発電所 150ヶ所の合計出力は 7,500kW程度見込まれているに過ぎず、想定値の1%程度となっている。

マイクロ水力発電所の開発計画は当該地方町村にとって裕する恩恵は大きなものがあるが、この計画で「ブ」国全体の電力需要を賄うべく期待するのは妥当でない。

Table 2 - 1982-1992 PEAK LOAD IN MW AND ENERGY REQUIREMENT IN MILLION KWH

Peak Load in MW

| Region                                   | 82-83          | 83-84 | 84-85 | 86-86  | 86-87  | 87-88  | 88-89  | 89-90  | 91-92  | 92-93  |
|--|----------------|-------|-------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|
| 1. Upper Western Region                  | 8.6            | 9.6   | 12.8  | 20.5   | 30.0   | 38.0   | 44.5   | 50.0   | 60.0   | 70.0   |
| 2. Lower Western Region                  | 5.0            | 6.0   | 9.0   | 12.0   | 18.0   | 27.0   | 35.0   | 43.0   | 51.0   | 55.0   |
| 3. South Central Region                  | 1.8            | 2.5   | 5.5   | 6.0    | 8.0    | 14.0   | 26.0   | 30.0   | 35.0   | 40.5   |
| 4. Central Region                        | 0.4            |       |       |        |        |        |        |        |        |        |
| 5. Eastern Region                        | 1.0            |       |       |        |        |        |        |        |        |        |
|  | BEING ASSESSED |       |       |        |        |        |        |        |        |        |
| Total No-coincident Peak load            | 16.8           | 18.1  | 27.3  | 38.5   | 56.0   | 79.0   | 105.5  | 123.0  | 146.0  | 165.5  |
|  | BEING ASSESSED |       |       |        |        |        |        |        |        |        |
| <u>Energy Requirement in Million KWH</u> |                |       |       |        |        |        |        |        |        |        |
| 1. Upper Western Region                  | 27.7           | 32.77 | 46.56 | 76.38  | 123.10 | 165.40 | 198.30 | 222.20 | 271.30 | 327.34 |
| 2. Lower Western Region                  | 19.2           | 23.60 | 34.40 | 46.40  | 72.20  | 115.50 | 150.60 | 188.00 | 228.00 | 251.50 |
| 3. South Central Region                  | 4.43           | 7.60  | 15.50 | 20.00  | 26.00  | 49.50  | 96.00  | 118.50 | 136.00 | 159.50 |
| 4. Central Region                        | 0.70           |       |       |        |        |        |        |        |        |        |
| 5. Eastern Region                        | 3.00           |       |       |        |        |        |        |        |        |        |
|  | BEING ASSESSED |       |       |        |        |        |        |        |        |        |
| Total Energy Requirement                 | 55.03          | 63.97 | 96.46 | 142.78 | 221.3  | 330.40 | 444.90 | 528.7  | 635.3  | 738.34 |

Table 2 - 20 POWER DEVELOPMENT PROJECTS  
1983 - 84

| Generation under implementation |                         |                   |                                |
|---------------------------------|-------------------------|-------------------|--------------------------------|
| Name of the Project             | Capacity                | Estimated cost    | Anticipated date of completion |
| 1. Micro-Hydro Project          | 150sites<br>(50kW/site) | Not estimated yet | 1986 - 90                      |
| 2. Gyesta Hydel Project         | 1,500kW                 | Nu. 32.8 Million  | 1986 - 87                      |
| 3. Khaling Hydel Project        | 390kW                   | Nu. 10.6          | 1986 - 87                      |
| Total                           | 8,390kW                 | Nu. 33.4 Million  |                                |

| E. H. V. Transmission lines and sub-station under implementation           |                            |                             |                               |                                |
|--|----------------------------|-----------------------------|-------------------------------|--------------------------------|
| Name of the Project  | Approx. Route length in KM | Sub-station capacity in MVA | Estimated cost in Nu. Million | Anticipated date of completion |
| 1. 66 KV S/C line from Phuntsholing to Pasakha                             | 20 KM                      | 2 x 10 MVA                  | 13.00                         | 1985 - 86                      |
| 2. 220 KV S/C line from switching station (Gedue-Taia/Gaikhori) to Pasakha | 20 KM                      | 2 x 20 MVA                  | 36.866                        | 1986 - 87                      |
| 3. 66 KV S/C line from Phuntsholing to Penden                              | 24 KM                      | -                           | 13.00                         | 1986 - 87                      |
| 4. 66 KV D/C line from Confluence to Wochu                                 | 23 KM                      | -                           |                               |                                |
| 5. 66 KV S/C line from Wochu to Paro                                       | 3.5 KM                     | 2 x 5 MVA                   | 43.071                        | 1986 - 87                      |
| 6. 66 KV S/C line from Wochu to Ha   | 16 KM                      | 3 x 5 MVA                   |                               |                                |
| 7. 220 KV S/C line from Thimphu Wangdi-phodrang                            | 33 KM                      | 2 x 5 MVA                   | 41.229                        | 1987 - 88                      |
| 8. 66 KV S/C line from Gaylegphug to Bongaigoan                            | 24 KM                      | 2 x 5 MVA                   | 24.0                          | 1986 - 87                      |
| Total  | 153.5 KM                   | 105 MVA                     | 171.166                       |                                |



## 2-5 要請の内容

### 2-5-1 要請の経緯

緒論でも述べたとおり、「ブ」国政府は現在第5次国家経済開発5ヶ年計画を実施中である。

同計画の具体的目標の一つとして生活の質的改善が上げられている。

この目的達成のため全国に散在する地方町村に教育、医療、通信等公共施設の新設、拡充を行ない、その町村に地域の中心的役割をもたせようとしている。

しかしながらこれらの地方町村の全んどは無点灯地域であり、この計画達成のためには電気の供給は欠かせないものである。

特に学校の寄宿舎、病院の診療設備や血清保存用冷蔵庫、獣医院の畜産用種精子保存用冷蔵庫等への電力供給は不可欠だとしている。

この場合、電力供給を大水力発電所の開発と送配電網の整備によって行なうことは「ブ」国の地形と農業中心の産業構造からみて不経済である。

そこで地域の中小河川を利用したスポット的な小水力発電施設によることとし、全国に150ヶ所を計画した。

今回はそのうちの10ヶ所の計画を進めるに必要な建設資機材を調達するため、無償資金協力を日本に要請越したものである。

### 2-5-2 調査対象地点及び協力要請内容

調査団は、「ブ」国政府関係者と今回の要請内容等について協議を行った。その中で今回要請の10ヶ地点の外調査資料等が整備されている数ヶ所について妥当性を吟味し、その結果現地調査が可能でかつ緊急度の高い10地点を本計画の対象とすることが妥当であろうと「ブ」国政府と調査団の間で合意した。

その結果、その場所を往復する為に数日を要し、日程上困難な地点

(No.10 Buli地点)および既に「ブ」国側で調査を進めている地点「No.1 Lhuntsi

地点」、インド領内の特別地域を通過しなければ調査できない地点(No.2 Lamitar,

No.9 Samrang 地点)を当初要請のあった10ヶ所より除外した。

その代替地点として、No.101 Punakha, No.102 Tongsa, No.103 Tamjhing, No.104 Kekharの4ヶ所が選択された、その結果今回の調査対象地点は次の10地点となった。

各Siteの位置は前掲した“Location of Project Sites”のとおりである。

計 画 の 概 要

| 地 点 |          | 公共施設<br>(ヶ所) | 民 家 数<br>(戸)   | 人 口<br>(人) |
|-----|----------|--------------|----------------|------------|
| 番号  | 地点名      |              |                |            |
| 3   | Rukubji  | ※-1<br>0 (7) | ※-2<br>45 (65) | ※-3<br>600 |
| 4   | Ura      | 8 (8)        | 50 (104)       | 500        |
| 5   | Tangsibi | 1 (6)        | 70 (130)       | 620        |
| 6   | Bubja    | 5 (7)        | 48             | 130        |
| 7   | Surey    | 4 (6)        | 240            | 2000       |
| 8   | Yadi     | 7 (7)        | 115 (540)      | 300        |
| 101 | Punakha  | 7 (7)        | 32 (54)        | 180        |
| 102 | Tongsa   | 13 (13)      | 100            | 1600       |
| 103 | Tamjhing | 0 (6)        | 35 (70)        | 350        |
| 104 | Kekhar   | 0 (6)        | 27             | 260        |
|     | 合 計      | —            | —              | —          |

注) ※-1 ; ( ) 内の数値は計画を含む公共施設数  
 ※-2 ; ( ) 内の数値は隣接村落を含む民家数  
 ※-3 ; 村長より聴取した概略人口

各Siteの位置は前掲した“Location of Project Sites”のとおりである。

また、協議の席上、建設資機材の供与の他、建設についても協力して欲しい旨、追加要請があった。

## 第3章 計画地点の概要



## 第3章 計画地点の概要

### 3-1 位置および地勢

本プロジェクト地域は、標高約 1,000m から 3,000m の山岳地域で、「ブ」国の中央部に位置し、Wangdiphodrang, Tongsa, Punakha, Shemgang, Bumthang, Mongar, Gaylegphug の7県にまたがっている。これらの県を結んでいる幹線道路は1車線で、大部分簡易舗装されており、この道路沿いに東西約 200km, 南北約 100km の範囲に計画対象地点がある。

この地域は総面積の70%が森林地帯、9%が農耕地、残りは草原地帯であり、一般に地形が急峻で、平坦部分はBumthang及び Gaylegphug の1部分のみで他は山岳部分である。

この地域の人口は前述の7県を合わせ約34万人で、「ブ」国全人口の27%を占めている。住民の大部分は、山岳部の斜面が比較的ゆるい場所に居住し、住居の周辺で農耕に従事し生計を立てている。

### 3-2 各計画地点の概要

今回の調査対象地点は、Tongsa地点を除いて、すべて未電化地域である。

各地点とも、それぞれの地域を代表する町村であり、学校、獣医院、施薬所、郵便局等の公共施設がある所あるいは近い将来設置する計画をもっている個所で、地域住民は何れの地域とも電力の供給を熱望している。

現在電化されているTongsa地点は、この地方を代表する町であり、病院、獣医院、学校その他の公共施設がある。

既に、60KVA のディーゼル発電所設備により電力の供給を行っているが、メンテナンスが不十分なこと、設備が老朽化していること等により、安定した電力の供給を得ることができない状態である。

各計画対象地点の町村の概要はTable 3-1に示す。

Table 3-1 General Information of Each Site

| Item   | ③<br>Rukubji     | ④<br>Ura                             | ⑤<br>Tangsibi        | ⑥<br>Bubja                            | ⑦<br>Surey | ⑧<br>Yadi                  | ⑩①<br>Punakha                 | ⑩②<br>Tongsa                  | ⑩③<br>Tamjing         | ⑩④<br>Kekhar | Remarks             |
|--|------------------|--------------------------------------|----------------------|---------------------------------------|------------|----------------------------|-------------------------------|-------------------------------|-----------------------|--------------|---------------------|
| 1. Name of District  | Wangdi-phodrang  | Bumthang                             | Tongsa               | Tongsa                                | Gaylephug  | Mongar                     | Punakha                       | Tongsa                        | Bumthang              | Shergang     |                     |
| 2. Name of Village   | Rukubji          | Ura (+ Sondrang + Pengkhar + Gayden) | Tangsibi (+ Chankha) | Bubja (Changra)                       | Surey      | Yadi (+ Chakar + Ngatsang) | Thrinlygang (+ Jalug + Tosha) | Tongsa                        | Tamjing (+ Tamji Chu) | Kekhar       |                     |
| 3. Name of Stream  | Gi Chu           | Lirigang Chu                         | Nagani Chu           | Ishong Chu (Bubja Irrigation Channel) | Rang Chu   | Gudri Chu                  | Lanja Chu                     | ⑩ Terang Chu<br>⑪ Thipang Chu | Tanji Chu             | Kekhar Chu   |                     |
| 4. No. of Household (Nos.)   | 45 (65)          | 50 (104)                             | 70 (130)             | 48                                    | 240        | 115 (540)                  | 32 (54)                       | 100                           | 35 (70)               | 27           |                     |
| 5. Institutions (Nos.)   | 0 (7)            | 8 (8)                                | 1 (6)                | 5 (7)                                 | 4 (6)      | 7 (7)                      | 7 (7)                         | 13 (13)                       | 0 (6)                 | 0 (6)        |                     |
| 6. Average Elevation (m)   | 2,800            | 3,000                                | 2,300                | 1,830                                 | 900        | 1,500                      | 1,900                         | 2,100                         | 2,600                 | 2,100        |                     |
| 7. Max. Air Temperature (°C)   | N.I              | N.I                                  | 37                   | N.I                                   | N.I        | N.I                        | N.I                           | N.I                           | N.I                   | N.I          |                     |
| 8. Min. Air Temperature (°C)   | N.I              | N.I                                  | (-)6                 | N.I                                   | N.I        | N.I                        | N.I                           | N.I                           | N.I                   | N.I          | N.I: No Information |
| 9. Catchment Area of Proposed Intake (km <sup>2</sup> )                | 42.7             | 42.9                                 | 8.38                 | 27.6                                  | 87.8       | 21.3                       | 17.8                          | ⑫ 43.9<br>⑬ 14.5              | 11.9                  | 8.9          |                     |
| 10. Annual Precipitation in Basin (m/m)                                | N.I              | N.I                                  | 1,287                | 1,500                                 | N.I        | N.I                        | N.I                           | N.I                           | N.I                   | N.I          |                     |
| 11. Max. Precipitation in Basin (m/m)                                  | SNOW 3" RAIN N.I | SNOW 2" RAIN N.I                     | N.I                  | N.I                                   | 1,400      | N.I                        | N.I                           | N.I                           | N.I                   | N.I          |                     |
| 12. Discharge at Proposed Intake Site When Visited (m <sup>3</sup> /s) | 0.38             | 0.56                                 | 0.14                 | 0.12                                  | 4.7        | 0.09                       | 0.10                          | A 0.77<br>B 0.15              | 0.13                  | 0.42         |                     |
| 13. Population   | 450 (600)        | 500 (1,200)                          | 600 (1,200)          | 240                                   | 3,500      | 300 (3,700)                | 200 (300)                     | 1,000                         | 350                   | 260          |                     |
| 14. Number of Potential Energy Consumers                               |                  |                                      |                      |                                       |            |                            |                               |                               |                       |              |                     |
| 1) Households (Nos.)   | 45 (65)          | 50 (104)                             | 70 (130)             | 48                                    | 240        | 115 (540)                  | 32 (54)                       | 100                           | 35 (70)               | 27           |                     |
| 2) Commercial (")  | -                | -                                    | -                    | -                                     | 9          | -                          | -                             | -                             | -                     | -            |                     |

| Item  | Name of projects | ③ Rukubji     | ④ Ura           | ⑤ Tangelbi    | ⑥ Bubja      | ⑦ Surey     | ⑧ Yadi                        | ⑩ Punakha     | ⑪ Tonga | ⑫ Tamjibing | ⑬ Kothar                   | Remarks              |
|---|------------------|---------------|-----------------|---------------|--------------|-------------|-------------------------------|---------------|---------|-------------|----------------------------|----------------------|
| 3) Industrial                                     | (Nos.)           | -             | -               | -             | -            | -           | -                             | -             | -       | -           | -                          |                      |
| 4) Others   | ( " )            | 8             | 8               | (4)           | -            | -           | 4 (6)                         | 5 (6)         | 15      | (1)         | -                          |                      |
| 15. Economic Activities                           |                  |               |                 |               |              |             |                               |               |         |             |                            |                      |
| 1) Livestock                                      | (No. of Heads)   | 1,050         | 6,480           | 150           | 150          | 800         | 600                           | 800           | N.I.    | N.I.        | N.I.                       | N.I.: No Information |
| 2) Agriculture                                    |                  | Potato, Wheat | Wheat           | Wheat, Paddy  | Wheat, Paddy | Maze, Paddy | Paddy                         | Paddy, Wheat  | Wheat   | Maze, Wheat | Wheat, Maze, Paddy, Orange |                      |
| 3) Mining (Type of Minerals)                      |                  | -             | -               | -             | -            | -           | -                             | -             | -       | -           | -                          |                      |
| 4) Agro-Industry (Type and production capacities) |                  | -             | -               | -             | -            | -           | -                             | -             | -       | -           | -                          |                      |
| 5) Other Industries and Handicrafts               |                  | Rice Mill     | Back Wheat Mill | Rice Mill x 2 | -            | -           | Rice Mill x 3<br>Saw Mill x 1 | Rice Mill x 4 | -       | -           | -                          |                      |
| 16. Existing Public Welfare Facilities            |                  |               |                 |               |              |             |                               |               |         |             |                            |                      |
| 1) Health   |                  | -             | (1)             | -             | -            | -           | -                             | -             | 1       | -           | -                          |                      |
| Hospitals (No.)                                   |                  | -             | (1)             | -             | -            | 1           | 1                             | 1             | -       | -           | -                          |                      |
| Dispensaries (No.)                                |                  | -             | -               | -             | -            | -           | -                             | -             | -       | -           | -                          |                      |
| Basic Health Units (No.)                          |                  | -             | -               | -             | 1            | -           | -                             | -             | -       | -           | -                          |                      |
| Leptosy Mission Centre (No.)                      |                  | -             | -               | -             | -            | -           | -                             | -             | -       | -           | -                          |                      |
| Malaria Eradication Center (No.)                  |                  | -             | -               | -             | -            | -           | -                             | -             | -       | -           | -                          |                      |
| Indigenous Health Units (No.)                     |                  | -             | -               | -             | -            | -           | -                             | -             | -       | -           | -                          |                      |
| 2) Animal Husbandry                               |                  |               |                 |               |              |             |                               |               |         |             |                            |                      |
| Vet. Hospitals                                    |                  | -             | 1               | -             | -            | -           | -                             | -             | -       | -           | -                          |                      |
| Vet. Dispensary & Vet. Sub-Dispensary             |                  | - (VDL)       | -               | -             | 1            | 1           | 1                             | 1             | 1       | -           | -                          |                      |
| Livestock Farms                                   |                  | -             | -               | -             | -            | -           | -                             | -             | -       | -           | -                          |                      |
| Diagnostic Labs                                   |                  | -             | -               | -             | -            | -           | -                             | -             | -       | -           | -                          |                      |
| 3) Communication                                  |                  |               |                 |               |              |             |                               |               |         |             |                            |                      |
| Telephone Exchange Wireless Station               |                  | - (WI)        | -               | -             | -            | -           | - (WI)                        | -             | WI, TI  | -           | -                          |                      |

| Item         | Name of projects           | ③ Rukubji | ④ Ura | ⑤ Tangsibi | ⑥ Bubja | ⑦ Surey | ⑧ Yadi | ⑩ Punakha | ⑪ Tongsa | ⑫ Tambing | ⑬ Kekhar | Remarks |
|--------------|----------------------------|-----------|-------|------------|---------|---------|--------|-----------|----------|-----------|----------|---------|
| 4) Education |                            |           |       |            |         |         |        |           |          |           |          |         |
|              | Central School             | -         | -     | -          | -       | -       | -      | -         | -        | -         | -        |         |
|              | Junior High School         | (1)       | -     | -          | -       | -       | -      | -         | -        | -         | -        |         |
|              | Primary School             | -         | 1     | (1)        | 1       | 1       | 1      | 1         | 1        | 1         | 1        |         |
|              | Technical School           | -         | -     | -          | -       | -       | -      | -         | -        | -         | -        |         |
|              | Junior College             | -         | -     | -          | -       | -       | -      | -         | -        | -         | -        |         |
|              | Teacher Training Institute | -         | -     | -          | -       | -       | -      | -         | -        | -         | -        |         |
|              | C.C.T. Institute           | -         | -     | -          | -       | -       | -      | (1)       | -        | -         | -        |         |
|              | F.C.B.                     | (1)       | 1     | -          | -       | -       | -      | -         | -        | -         | -        |         |
|              | Post Office, Branch P.O.   | (1)       | BI    | -          | -       | 1       | BI     | -         | 1        | -         | -        |         |
|              | Agriculture Sub-centre     | -         | 1     | -          | -       | -       | -      | 1         | 1        | -         | -        |         |



## 第4章 基本設計



## 第4章 基本設計

### 4-1 基本方針及び設計条件

#### 4-1-1 基本設計方針

本プロジェクトの設計は下記の方針で進める。

##### (1) 計画の検討

今回対象10ヶ地点のうちTongsa地点を除いて、未電化地域である。従って他からの電力供給が得られない前提で、発電施設規模を決定する必要がある。

規模の決定にあたっては、現地調査時点で観測した河川流量、その他の流量観測資料、各地点毎の地形特性及び電力需要想定を考慮して行なう。

##### (2) 設備の信頼度

発電、送電設備は、各対象地域の唯一の設備となるものであり、その重要性を考慮して、自然環境条件に対して、充分安全な設備の設計とすること。

Tongsaでは配電設備については既設との協調にも留意したものとする。

##### (3) 保守、運転の容易性

安全面を含め保守の容易な設備とし、装置の簡便化を計るものとする。

##### (4) 経済的設計

上記(2)、(3)を考慮のうえ、可能な限り日本の標準規格、設計手法を採り入れた経済設計とする。但し現在電力局はインド製品を多く使用している事を勘案し、本計画によって建設された施設とインド製品との互換性を充分配慮した。

##### (5) 標準化の適用

発電設備及び柱上変圧器等機器の標準化を可能な限り行ない、製品の低コスト化と、保守運用面での予備品の合理化を図る。

##### (6) 電圧変動率の制限

需要家端の電圧変動を±10%以内におさえる事を原則とする。

#### 4-1-2 設計条件

##### (1) 収集資料及び現場調査により調査団が設定した条件

(a) 標高 最低 300 m, 最高 3,000 m

(b) 気象条件

- ( i ) 気 温           最高 40℃  
                          最低 -10℃
- ( ii ) 相対湿度           100%
- ( iii ) 風 速           40 m / sec
- ( iv ) 降雨量           平均 1,400mm, 最大 7,000mm
- ( v ) 降雪量           15cm~30cm
- ( vi ) 年間雷雨日数       75日 / 年

(2) 電力局の電力設備に仕様している条件

(a) 地震条件

- ( i ) 水 平           0.1G
- ( ii ) 垂 直           0.05G

4 - 1 - 3 適用規格

本プロジェクトの設計にあたっては、原則として次に示す日本の国内規格を適用するものとする。但し、これら規格を使用してもブータンで使われているインド製品との整合性に問題の生じないように配慮するものとする。

日本工業規格 ( J I S )

日本電気規格調査会標準規格 ( J E C )

日本電気工業会標準規格 ( J E M )

日本電線工業会標準規格 ( J C S )

電気設備に関する技術基準

4 - 2 各計画地点の電力需要想定

4 - 2 - 1 電力需給状況の現状

今回対象となる10地点はTongsaを除き無点灯地域である。

Tongsa地区には 60kVAのディーゼル発電所があり公共設備、学校、一般需要家に供給している。Table 4.2 - 1にTongsaディーゼル発電機の概要を、Table 4.2 - 2にTongsa地区の各需要家の概要を示した。このディーゼル発電所はエンジン冷却水の供給が不安定であること、メンテナンスが十分でないこと、需要に対し供給力が十分でないことなどにより供給が不安定で、調査団が滞在中しばしば停電が発生した。

このように対象地域の全んどは無点灯地域か、あるいは供給設備はあっても十分でなくかつ不安定なのが実態である。

一方、需要については、学校、病院等の公共施設の電灯、電力、一般民家の電灯、更には精米、製粉所や製材所への供給に対する期待は非常に大きい。

特に学校の寄宿舎、病院の X 線撮影装置、血精保存用冷蔵庫、獣医院の畜産用種精子保存用冷蔵庫等のための電力供給が望まれている。

Table 4.2 - 1 Outline of Tongsa Diesel Power Plant

| Item                | Description                       |
|---------------------|-----------------------------------|
| Installed Capacity  | 60kVA                             |
| Dependable Capacity | 50kVA                             |
| Output Voltage      | 400V                              |
| No. of Phase        | 3                                 |
| Commissioning Year  | 1976                              |
| Fuel Oil            | Diesel Oil H. S. D                |
| Fuel Consumption    | 15 ℓ / hour                       |
| Fuel Cost           | 3.96Nu / ℓ                        |
| Operation Hour      | 18 <sup>h</sup> ~ 22 <sup>h</sup> |

Table 4.2 - 2 List of Consumers of Tongsa Power Plant

| No                | Name of Consumer            | Light Point |
|-------------------|-----------------------------|-------------|
| 1                 | Dzongkhag Staff Office      | 43          |
| 2                 | Agriculture Dept Office     | 8           |
| 3                 | P.W. Dept. Staff Office     | 8           |
| 4                 | Tourist Lodge               | 68          |
| 5                 | Tongsa School               | 112         |
| 6                 | Tongsa Hospital             | 27          |
| 7                 | Animals Husbandry           | 8           |
| 8                 | Telephone Exchange Station  | 26          |
| 9                 | Tongsa Post Office          | 14          |
| 10                | Wireless Station            | 20          |
| 11                | Forest Staff Office         | 22          |
| 12                | Shop Keeper                 | 131         |
| 13                | Public Light Point          | 89          |
| 14                | Center Jail O.C             | 24          |
| 15                | Dept. of Power Staff Office | 19          |
| 16                | R. B. P. D. P. O. Tongsa    | 88          |
| Total Light Point |                             | 647         |

Note: Tariff : 2.5Nu/Point

#### 4-2-2 電力需要の想定

##### (1) 電力需要の想定手法について

今回の対象地域はTongsa地区を除き無点灯町村であることから、各対象地域の公共設備、世帯数、人口、地域産業の現状と近い将来の計画を考慮した積上げ方式による需要想定を行なった。

##### (2) 電力需要の想定結果

今回の需要想定は以下の方法により実施した。

- (a) 既に電化されたTongsa地区の需要を詳細に調査し無点灯地域の需要想定の一参考とした。
- (b) 無点灯地域については対象地域内の世帯数、人口、公共設備、精米所、製材所等の現状と将来計画の有無を地域住民より聴取した。
- (c) 上記、調査結果をベースに各地点毎に需要を積上げ、各負荷の需要率、不等率等を勘案し最大需要を想定した。

最大需要の想定に使用した計算基本式は以下のとおり、

$$P \geq \left( \frac{\Sigma P \ell}{\cos \theta} \times d \times \frac{k_2}{k_1} \right) + \left( \frac{\Sigma P m}{\eta \times \cos \theta} \times d \times \frac{k_2}{k_1} \right) \quad (\text{kVA})$$

P : 最大需要

$\Sigma P \ell$  : 電灯負荷の総和

$\Sigma P m$  : 動力負荷の総和

$\eta$  : 動力負荷の平均効率 ( 0.8 )

$\cos \theta$  : 平均力率 ( 蛍光灯 0.8, 白熱灯 1.0, 動力 0.8 )

d : 需要率 ( 電灯負荷 0.5, 動力負荷 0.75 )

$k_1$  : 不等率 ( 電灯負荷 1.2, 動力負荷 1.1 )

$k_2$  : 電灯, 電力負荷合成のための不等率 ( 1.1 )

( ) 内は今回採用した値である。

需要想定を集約結果をTable 4.2-3に示す。

各地点の発電所出力はこの想定結果と発電所地点の河川流量、使用可能落差等を勘案の上決定することとなる。

この需要想定算定の算定根拠の代表例をTable 4.2-4 (Ura Site)に示す。

その他の9地点については添付資料-7に示した。

この各地点の需要想定に使用した設備容量の考え方は概略以下のとおり。

- (1) 公共施設として病院，学校，村役場，農業普及センター，獣医院，林業センター，共同組合事務所等を考える。
- (2) 病院，学校等の照明器具は蛍光灯，他の公共設備，民家は白熱電球とした。
- (3) 公共施設の照明器具は一部屋3～5灯程度，民家は一戸当たり5灯程度考慮した。
- (4) 病院，獣医院には冷蔵庫，ヒーター，殺菌灯等を考慮し，X線撮影装置のある地域にはこれも算入した。
- (5) 公共施設設備計画がある地域については需要家欄に( )で示し，需要想定に算入した。

Table 4.2 - 3 Results of Power Demand Forecast

| No. | Site |          | Estimated Demand (kVA)   |                          |  |
|-----|------|----------|--------------------------|--------------------------|--|
|     | No.  | Name     | Excluding Private Houses | Including Private Houses | Including Private Houses in Neighboring Villages |
| 1   | 3    | Rukubji  | 22                       | 35                       | 39   |
| 2   | 4    | Ura      | 27                       | 41                       | 51   |
| 3   | 5    | Tangsibi | 20                       | 46                       | 56   |
| 4   | 6    | Bubja    | 17                       | 38                       | 38   |
| 5   | 7    | Surey    | 15                       | 71                       | 77   |
| 6   | 8    | Yadi     | 24                       | 49                       | 144  |
| 7   | 101  | Punakha  | 21                       | 47                       | 51   |
| 8   | 102  | Tongsa   | 81                       | 112                      | 112  |
| 9   | 103  | Tamjhing | 15                       | 29                       | 35   |
| 10  | 104  | Kekhar   | 15                       | 33                       | 33   |
|     |      | Total    | 257                      | 501                      | 636  |



Table 4.2 - 4 Demand Forecast of Typical Village at Ura Site

| No. | Consumer                          | Kind of Load<br>(Power Facility) | Unit<br>Capacity<br>(W, VA) | No.<br>of<br>Unit | Installed<br>Capacity<br>(W, VA) |
|-----|-----------------------------------|----------------------------------|-----------------------------|-------------------|----------------------------------|
| 1   | Power House                       | Lamp                             | 60                          | 2                 | 120                              |
| 2   | Village Office                    | Lamp                             | 60                          | 6                 | 360                              |
|     |                                   | Public Address<br>System         | 100                         | 1                 | 100                              |
| 3   | Forest Office                     | Lamp                             | 60                          | 6                 | 360                              |
| 4   | Hospital                          | Fluorescent Lamp                 | 40                          | 26                | 1,040                            |
|     |                                   | Room Heater                      | 5,000                       | 3                 | 15,000                           |
|     |                                   | Water Heater                     | 3,600                       | 1                 | 3,600                            |
|     |                                   | Refrigerator                     | 200                         | 1                 | 200                              |
|     |                                   | Germicidal Lamp                  | 20                          | 2                 | 40                               |
|     |                                   | Vacuum Pump                      | 750                         | 1                 | 750                              |
| 5   | Vet. Hospital Sub Center          | Lamp                             | 60                          | 16                | 960                              |
|     |                                   | Water Heater                     | 3,600                       | 1                 | 3,600                            |
|     |                                   | Refrigerator                     | 200                         | 1                 | 200                              |
|     |                                   | Germicidal Lamp                  | 20                          | 2                 | 40                               |
| 6   | Primary School                    | Lamp                             | 60                          | 43                | 2,580                            |
|     |                                   | Fluorescent Lamp                 | 40                          | 40                | 1,600                            |
|     |                                   | Public Address<br>System         | 100                         | 1                 | 100                              |
| 7   | Food Corporation Office           | Lamp                             | 60                          | 6                 | 360                              |
| 8   | Agriculture Extension<br>Center   | Lamp                             | 60                          | 6                 | 360                              |
| 9   | Branch Post Office                | Lamp                             | 60                          | 6                 | 360                              |
| 10  | Street Lighting                   | Lamp                             | 60                          | 5                 | 300                              |
| 11  | Private House                     |                                  |                             |                   |                                  |
| (1) | Including Neighboring<br>Villages | Lamp                             | 60                          | 104 × 5           | 31,200                           |
|     |                                   | Radio                            | 10                          | 104               | 1,040                            |
| (2) | Excluding Neighboring<br>Villages | Lamp                             | 60                          | 50 × 5            | 15,000                           |
|     |                                   | Radio                            | 10                          | 50                | 500                              |
| 12  | Buckwheat Milling Plant           | Motor                            | 3,700                       | 1                 | 3,700                            |

|     |   |                  |  |        |
|-----|---|------------------|--|--------|
| 13  | Total                                     |                  |  |        |
| (1) | Excluding Private House                   | Lamp             |  | 5,760  |
|     |   | Fluorescent Lamp |  | 2,720  |
|     |   | Heater           |  | 22,200 |
|     |   | Power            |  | 1,350  |
|     |   | Total            |  | 32,030 |
| (2) | Including Private House                   | Lamp             |  | 20,760 |
|     |   | Fluorescent Lamp |  | 2,720  |
|     |   | Heater           |  | 22,200 |
|     |   | Power            |  | 5,550  |
|     |   | Total            |  | 51,230 |
| (3) | Including Private House of other Villages | Lamp             |  | 36,960 |
|     |   | Fluorescent Lamp |  | 2,720  |
|     |   | Heater           |  | 22,200 |
|     |   | Power            |  | 6,090  |
|     |   | Total            |  | 67,970 |

#### Calculation of Maximum Demand Forecast

##### Case 1 Excluding Private House

$$P \geq \left\{ \left( \frac{5,760}{1.0} + \frac{2,720}{8.0} \right) \times 0.5 \times \frac{1.1}{1.2} \right\} + \left\{ \left( \frac{22,200}{1.0 \times 1.0} + \frac{1,350}{0.8 \times 0.8} \right) \times 0.75 \times \frac{1.1}{1.1} \right\}$$

$$\approx 4,200 + 18,200 = 22,400 \text{ (VA)}$$

Then, Required Power Plant Output is as follows:

$$P_p \approx P \times K \approx 22.4 \times 1.2 \approx 27 \text{ (kVA)}$$

Where, K is Transmission & Distribution Loss Factor

##### Case 2 Including Private House

$$P \geq \left\{ \left( \frac{20,760}{1.0} + \frac{2,720}{8.0} \right) \times 0.5 \times \frac{1.1}{1.2} \right\} + \left\{ \left( \frac{22,200}{1.0 \times 1.0} + \frac{5,550}{0.8 \times 0.8} \right) \times 0.75 \times \frac{1.1}{1.1} \right\}$$

$$\approx 11,100 + 23,200 = 34,300 \text{ (VA)}$$

$$P_p \approx P \times K \approx 34.3 \times 1.2 \approx 41 \text{ (kVA)}$$

##### Case 3 Including Private House of Other Villages

$$P \geq \left\{ \left( \frac{36,960}{1.0} + \frac{2,720}{8.0} \right) \times 0.5 \times \frac{1.1}{1.2} \right\} + \left\{ \left( \frac{22,200}{1.0 \times 1.0} + \frac{6,090}{0.8 \times 0.8} \right) \times 0.75 \times \frac{1.1}{1.1} \right\}$$

$$\approx 18,500 + 23,800 = 42,300 \text{ (VA)}$$

$$P_p \approx P \times K \approx 42.3 \times 1.2 \approx 51 \text{ (kVA)}$$

#### 4-3 各計画地点の計画概要

##### 4-3-1 計画検討にあたっての留意点

「ブ」国政府の要請する各計画地点の施設規模及び配電設備の検討は、調査団の現地調査及び「ブ」国政府関係者との協議をふまえたような点に留意して検討した。

###### (a) 最大使用水量の検討

最大使用水量の検討に当たっては、既設かんがい設備およびかんがい計画の有無等の調査を行ない、これら施設等に支障のないよう配慮した。

(b) 取水口、水路、発電所等の設計については、なるべくその規格、形状を統一する様に配慮し、送電システム全体の事業費が経済的であり、また保守運転が簡単に出来る様にした。

(c) 今回対象地点は、単独で電力の供給を行うので、他の系統から電力供給を得ることができないことを勘案し設備稼働率を高くする様にした。即ち最大使用水量は原則として年間最低流量を上廻らない様にした。

##### 4-3-2 最大使用水量の検討

###### (1) 基礎資料

###### (a) 流量観測所

今回調査団が入手した「ブ」国の流量資料をFig. 4.3-1に示す。

###### (b) 流量資料

前記観測所の日流量記録は、1982年から3ヵ年間である。この記録を見ると年間を通して観測した記録は少ない。(添付資料-8参照)

###### (c) 雨量観測所及び雨量資料

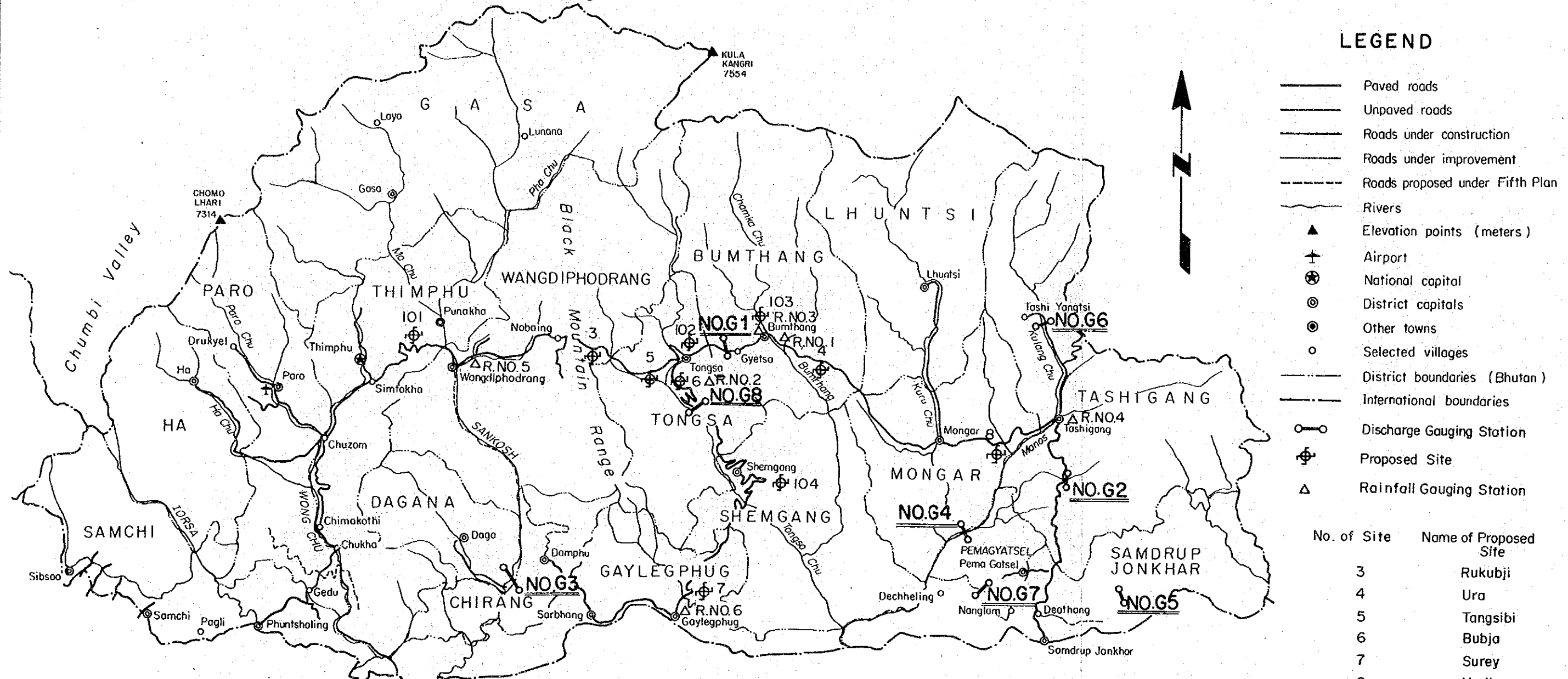
雨量資料については、年間降雨量の記録しか入手できなかった。雨量観測所は全国で20ヵ所あるが各月の雨量記録は整理されていない。

###### (2) 流量資料の検討

###### (a) 月別平均流量の推定

前記のとおり流量データは欠測期間が多く、これは7、8、9月に集中している。

Fig. 4.3-1 Location and Record of Gauging Station



**LEGEND**

- Paved roads
- - - Unpaved roads
- Roads under construction
- - - Roads under improvement
- - - Roads proposed under Fifth Plan
- ~ Rivers
- ▲ Elevation points (meters)
- ✈ Airport
- ⊙ National capital
- ⊙ District capitals
- ⊙ Other towns
- Selected villages
- - - District boundaries (Bhutan)
- - - International boundaries
- ⌘ Discharge Gauging Station
- ⊕ Proposed Site
- △ Rainfall Gauging Station

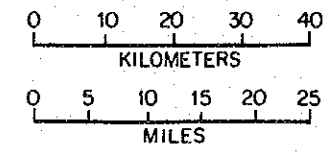
| No. of Site | Name of Proposed Site |
|-------------|-----------------------|
| 3           | Rukubji               |
| 4           | Ura                   |
| 5           | Tangsibi              |
| 6           | Bubja                 |
| 7           | Surey                 |
| 8           | Yadi                  |
| 101         | Punakha               |
| 102         | Tongsa                |
| 103         | Tamjhing              |
| 104         | Kekhar                |

**Record of Discharge Gauging Station**

| Name of Station        | Name of River | Catchment Area (Km <sup>2</sup> ) | Year          |               |               | Remarks                       |
|------------------------|---------------|-----------------------------------|---------------|---------------|---------------|-------------------------------|
|                        |               |                                   | 1982          | 1983          | 1984          |                               |
| 1 Gyetsa G.S.          | Khagaxig chu  | 60                                | Existing Data | Existing Data | Existing Data | □ Existing Data<br>▨ NO. Data |
| 2. Khalhg G.S.         | Jiri chu      | 30                                | Existing Data | Existing Data | Existing Data |                               |
| 3. Dobani G.S.         | Soxikosh      | —                                 | NO. Data      | NO. Data      | NO. Data      |                               |
| 4. Pernagyatsel G.S.   | Uri chu       | 15                                | Existing Data | Existing Data | Existing Data |                               |
| 5. Munsitar G.S.       | Baraxpadi     | 30                                | Existing Data | Existing Data | Existing Data |                               |
| 6. Tashi Yangtshi G.S. | Birzam chu    | 20                                | Existing Data | Existing Data | Existing Data |                               |
| 7. Nanglam G.S.        | Kirang chu    | 25                                | Existing Data | Existing Data | Existing Data |                               |
| 8. Refee G.S.          | Mangdi chu    | 3,312                             | Existing Data | Existing Data | Existing Data |                               |

**Rainfall Gauging Station**

| No. of Station | Name of Station    |
|----------------|--------------------|
| R. NO. 1       | Tamjhing G.S       |
| R. NO. 2       | Tongsa G.S         |
| R. NO. 3       | Bumthang G.S       |
| R. NO. 4       | Tashigang G.S      |
| R. NO. 5       | Wangdiphodrang G.S |
| R. NO. 6       | Gaylegphug G.S     |





この原因は、測定設備が貧弱であること、雨期のため交通が遮断される等のために測定が不可能であったものと推定される。従って、既存資料の各年、各月毎の最低流量（日平均流量 $m^3/s$ ）を求め、全測定期間の月間最低流量を求めた。

Table 4.3-1にこの結果を示す。

また流量資料をもとに電算機によりFig. 4.3-2-(1)~(8)に示す流況曲線を作成した（資料-9参照）。また参考のため月別平均流量を次のように推定した。

#### (b) 月間最低流量の推定

前期3ヵ年の流量資料のうち、各月平均流量を求め、単純に記録を平均して月別平均流量を推定した。但し、欠測が多いため8ヶ地点のうちTable 4.3-2に示す4ヶ地点について詳細に分析した。

Gauging Station No.2及びNo.6（Tashigang Siteは両地点のほぼ中間にある）の年間降雨量は、約730mmでありこれを平均的降水量とした場合の各Gauging Stationの年間流出率は、23%程度となる。

またNo.4測水所についてはShengangとほぼ同標高なので、Shengang雨量観測所の年間降水量（1,180mm）を平均降水量と仮定して、流出率を求めると32%となる。

No.7測水所については、Sandrup-Jongkhar雨量観測所地点の降雨量（2,126mm）を平均降水量とすれば、56%の流出率となる。但しSandrup-Jongkharの降雨資料については、年間降雨量の変動率が100%以上であり、資料の信頼度は低い。

Table 4.3 - 1 Estimation of Monthly Average Discharge

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

| Name of Gauging Station                           | Apr           | May            | Jun            | Jul            | Aug           | Sep            | Oct            | Nov            | Dec            | Jan            | Feb           | Mar            | Remarks   |
|---|---------------|----------------|----------------|----------------|---------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|---------------|----------------|---|
| No.1 Gyesta G. S<br>CA = 60km <sup>2</sup>        | 2.92<br>4.87  | 4.20<br>6.99   | 2.42<br>4.03   | 5.45<br>9.09   | 4.69<br>7.81  | —              | 3.92<br>6.53   | 2.79<br>4.65   | 1.86<br>3.09   | 2.02<br>3.37   | 2.04<br>3.40  | 1.96<br>3.27   | No.4 Ura, No.5, Tangsibi<br>No.6 Buhja, No.102 Tongsa<br>No.103 Tawjing |
| No.2 Khalig G. S<br>CA = 30km <sup>2</sup>        | 0.33<br>1.10  | 0.51<br>1.70   | 0.79<br>2.65   | 1.17<br>3.90   | 0.16<br>2.03  | 0.73<br>2.44   | 0.70<br>2.34   | 0.68<br>2.27   | 0.50<br>1.66   | 1.13<br>3.77   | 0.33<br>1.08  | 0.35<br>1.16   | No.8 Yadi   |
| No.3 Dobani G. S                                  |               |                |                |                |               |                |                |                |                |                |               |                |   |
| No.4 Pemagytset G. S<br>CA = 15km <sup>2</sup>    | 0.30<br>1.99  | 0.36<br>2.38   | 0.44<br>2.92   | 0.82<br>5.45   | 1.01<br>6.74  | 1.59<br>10.61  | 1.39<br>9.28   | 1.05<br>6.98   | 1.22<br>8.13   | 0.39<br>2.60   | 1.02<br>6.80  | 0.31<br>2.03   |   |
| No.5 Munsitar G. S<br>CA = 30km <sup>2</sup>      | 7.94<br>26.55 | 10.65<br>35.46 | 14.17<br>47.19 |                |               | 21.13<br>70.36 | 20.77<br>69.16 | 15.07<br>50.18 | 13.90<br>46.29 | 13.01<br>43.32 |               | 11.52<br>38.36 |   |
| No.6 Tashi Yangtse G. S<br>CA = 20km <sup>2</sup> | 0.27<br>1.34  | 0.37<br>1.86   | 0.29<br>1.45   | 0.69<br>3.47   | 0.50<br>2.49  | 0.70<br>3.51   | 0.46<br>2.31   | 0.29<br>1.47   | 0.25<br>1.25   | 0.23<br>1.16   | 0.25<br>1.25  | 0.24<br>1.21   |   |
| No.7 Manglam G. S<br>CA = 25km <sup>2</sup>       | 1.76<br>2.06  | 2.94<br>11.76  | 4.31<br>17.22  | 10.36<br>41.44 | 5.14<br>20.56 | 5.25<br>21.00  | 4.63<br>18.52  | 0.98<br>3.94   | 0.89<br>3.55   | 2.78<br>11.12  | 1.59<br>6.35  | 1.59<br>6.36   | No.7 Surey<br>No.104 Kekhar   |
| No.8 Refee G. S<br>CA = 3.312km <sup>2</sup>      | 29.46<br>0.89 | 40.75<br>1.23  | 93.86<br>2.84  | —              | 98.34<br>2.97 | 76.24<br>2.30  | 51.20<br>1.55  | 32.97<br>1.00  | 25.13<br>0.76  | 30.2<br>0.91   | 25.25<br>0.76 | 25.65<br>0.77  | No.3 Rukobji<br>No.101 Punakha  |

Note:  Value are Minimum Discharge in year of each station

Table 4.3 - 2 Estimation of Monthly Average Discharge Adopted for This Study

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

| No. & Name of Gauging Station                     | Apr             | May              | Jun              | Jul              | Aug              | Sep              | Oct             | Nov            | Dec             | Jan             | Fed             | Mar             | Ave             |
|---|-----------------|------------------|------------------|------------------|------------------|------------------|-----------------|----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|
| No.2 Khalhg G. S<br>CA = 30km <sup>2</sup>        | 0.77<br>(2.56)  | 0.91<br>(3.03)   | 1.20<br>(3.98)   | 2.13<br>(7.09)   | 1.71<br>(5.70)   | 2.11<br>(7.03)   | 1.11<br>(3.70)  | 0.87<br>(2.90) | 0.73<br>(2.43)  | 1.31<br>(4.38)  | 0.76<br>(2.52)  | 0.65<br>(2.15)  | 1.19<br>(3.96)  |
| No.4 Penagyatset G. S<br>CA = 15km <sup>2</sup>   | 0.65<br>(4.35)  | 0.79<br>(5.24)   | 1.44<br>(9.59)   | 4.46<br>(29.75)  | 2.63<br>(17.55)  | 4.09<br>(27.26)  | 2.39<br>(15.90) | 1.44<br>(9.61) | 1.35<br>(9.01)  | 0.82<br>(5.49)  | 1.07<br>(7.14)  | 0.62<br>(4.13)  | 1.81<br>(12.08) |
| No.6 Tashi Yangtzi G. S<br>CA = 20km <sup>2</sup> | 0.45<br>(2.03)  | 0.67<br>(3.36)   | 0.65<br>(3.25)   | 0.99<br>(4.97)   | 1.08<br>(5.38)   | 1.06<br>(5.31)   | 0.75<br>(3.77)  | 0.55<br>(2.74) | 0.47<br>(2.33)  | 0.36<br>(1.65)  | 0.27<br>(1.33)  | 0.26<br>(1.31)  | 0.63<br>(3.13)  |
| No.7 Nanglam G. S<br>CA = 25km <sup>2</sup>       | 3.30<br>(13.19) | 17.38<br>(69.50) | 14.09<br>(56.34) | 28.53<br>(14.11) | 11.55<br>(46.19) | 17.55<br>(70.21) | 8.75<br>(35.01) | 4.48<br>(7.92) | 3.03<br>(12.13) | 3.56<br>(14.23) | 2.99<br>(11.94) | 2.86<br>(11.46) | 9.84<br>(37.52) |

Note : ( ) are Value m<sup>3</sup>/sec / 100km<sup>2</sup>注 : ( ) は各流域 100km<sup>2</sup>当り換算値



(c) 各発電所計画地点に適用した測水所

各計画地点毎の最低流量の推定は、各地点の測水実績がないので、各地点の近傍又は類似条件を持った測水所資料を用いて行なった。その検討結果は以下のとおりである。

(C) 各発電所計画地点に適用した測水所

| 項 目                     | 適用測水所                 | 各 計 画 地 点 の 概 要       |                    |                |                |                 | 備 考   |
|-------------------------|-----------------------|-----------------------|--------------------|----------------|----------------|-----------------|---|
| 名 称                     | GNo.1 Gyesta          | No.4 Ura              | No.5 Tangsibi      | No.6 Bobja     | No.102 Tongsa  | No.103 Tamjhing | 5計画地点にGNo.1 Gyesta測水所中心に互いに近接しているうえ標高、流域面積もほぼ近似している。  |
| 流域面積 (km <sup>2</sup> ) | 60                    | 42.9                  | 8.38               | 27.6           | 14.5           | 11.9            |   |
| 流域内平均標高 (m)             | 2,800                 | 3,000                 | 2,300              | 1,800          | 2,100          | 2,600           |   |
| 流域内平均年降雨量 (mm)          | (Bumthang) 730        | (Bumthang) 730        | (Bumthang) 730     | (Bumthang) 730 | (Tongsa) 1,239 | (Tamjhing) 732  |   |
| 名 称                     | GNo.2 Khalhg          | No.8 Yadi             |                    |                |                |                 | Yadi計画地点はKhalha測水所に最も近く位置し、流域面積、流域平均標高が近似しており、降雨形態もほぼ等しいと考えられる。                                   |
| 流域面積 (km <sup>2</sup> ) | 30                    | 21.3                  |                    |                |                |                 |   |
| 流域内平均標高 (m)             | 1,400                 | 1,500                 |                    |                |                |                 |   |
| 流域内平均年降雨量 (mm)          | (Tashigang) 732       | (Tashigang) 732       |                    |                |                |                 |   |
| 名 称                     | GNo.7 Nanglam         | No.7 Surey            | No.104 Kekhar      |                |                |                 | Surey, Kekhar の2計画地点はNanglam測水所と若干標高差があり位置的にも離れているが、両者共南部ブータンにあり植性力も類似していることから降雨形態も同じようなものと推定される。 |
| 流域面積 (km <sup>2</sup> ) | 25                    | 87.8                  | 14.5               |                |                |                 |   |
| 流域内平均標高 (m)             | 1,500                 | 900                   | 2,100              |                |                |                 |   |
| 流域内平均年降雨量 (mm)          | (Gaylegphug) 2,120    | (Gaylegphug) 2,120    | (Gaylegphug) 2,120 |                |                |                 |   |
| 名 称                     | GNo.8 Refee           | No.3 Rekubji          | No.101 Punakha     |                |                |                 | Rukubji Punakha 計画地点近傍にRefee測定所がある。Refee 測水所は他の測水所に比較して比流量が少ないため、安全を見て、これら2計画地に適用した。              |
| 流域面積 (km <sup>2</sup> ) | 3,312                 | 47.2                  | 17.8               |                |                |                 |   |
| 流域内平均標高 (m)             | 2,000                 | 2,000                 | 1,900              |                |                |                 |   |
| 流域内平均年降雨量 (mm)          | (Wangdi-Phodrang) 622 | (Wangdi-Phodrang) 622 | 622                |                |                |                 |   |

(d) 各計画地点の最大使用水量と年間最低流量

計画地点別最大使用水量は① 各計画地点の対象町村の電力需要想定結果得られた各地点毎の所要電力を求め、② 現地調査によって確認された利用可能な落差を決定し、次式によって各地点毎に算定した。

$$P = \eta \cdot g \cdot Q \cdot H \text{ (kW)}$$

$$\therefore Q = \frac{P}{\eta \cdot g \cdot H} \text{ (m}^3/\text{sec)}$$

但し P : 発電力 (kW)

$\eta$  : 水車・発電機効率 (60%)

$g$  ; 重力の加速度 (9.8 m / sec<sup>2</sup>)

Q : 使用水量 (m<sup>3</sup> / sec)

また、前述の(c)項(既往資料を使用し)によって各計画地点毎の年間最低流量を推定した値と上式によって求めた最大使用水量及び調査団が現地で測定した結果を対比するとTable 4.3-3のようになり、ほとんどの発電所の算定最大使用水量は既往資料より推定した値を下廻り河水利用率はほぼ100%となる結果となった。従ってほぼ妥当な最大使用水量と思われる。

Table 4.3-3 推定年間最低流量と最大使用水量

| Name of project | 既往資料より推定した最低流量 (m <sup>3</sup> /s) | 現地調査時の測定値 (m <sup>3</sup> /s) | 最大使用水量 (m <sup>3</sup> /s) | 最大出力 (kW) | 有効落差 (m) | 備考  |
|-----------------|------------------------------------|-------------------------------|----------------------------|-----------|----------|-----|
| No.3 Rukubji    | 0.35                               | 0.38                          | 0.17                       | 40        | 40       | ※-1 |
| No.4 Ura        | 1.40                               | 0.56                          | 0.42                       | 50        | 20       |     |
| No.5 Tangsibi   | 0.27                               | 0.14                          | 0.13                       | 30        | 40       |     |
| No.6 Bubja      | 0.90                               | 0.12                          | 0.10                       | 30        | 50       |     |
| No.7 Surey      | 3.12                               | 4.70                          | 0.24                       | 70        | 50       |     |
| No.8 Yadi       | 0.16                               | 0.09                          | 0.10                       | 30        | 50       |     |
| No.101 Punakha  | 0.14                               | 0.10                          | 0.13                       | 30        | 40       |     |
| No.102 Tongsa   | 0.47                               | 0.15                          | 0.21                       | 50        | 40       |     |
| No.103 Tamjhing | 0.39                               | 0.13                          | 0.10                       | 30        | 50       |     |
| No.104 Kekhar   | 0.31                               | 0.42                          | 0.11                       | 20        | 30       |     |

※-1 Bubja は途中でかんがいしているため使用水量は制限される。

#### 4-3-3 各計画地点の計画概要

##### (1) 計画の概要

各計画地点について、現地調査及び収集資料を基に検討した結果は、Table 4.3-4及び資料-10に添付したFig. 4.3-3-(1)~(4)に示すとおりである。

##### (2) 各発電施設及び取水地点の選定

「ブ」国電力局は、No.3~No.8の6地点を既に概略調査して、各構造物の位置の選定を行っていた。しかしNo.101~No.104の4地点については、新規調査対象として追加したので未調査であった。

このため、調査団は現地調査によって、「ブ」国の既調査資料の確認及び検討を行なうとともに、未調査の4ヵ地点については、計画、設計に必要な資料の収集及び各発電施設及び取水地点の位置の選定を行なった。

各地点の構造物選定理由は次のとおりである。

##### (a) No.3 Rukubji Site

電力局が選定した取水地点では河床に砂礫が堆積し、河中(約30m)も広いので、原計画地点より約20m程度下流の河中(約5m)が狭い地点に取水設備を設けることとした。

##### (b) No.4 Ura Site

原計画地点は、Lirigang Chuを横断する橋の上流約50mに発電所を設けることとしていた。

Lirigang Chuの河川勾配は1/20程度で、自流式発電所を設置するには適しているが、原計画の橋の上流側は、左、右両岸の斜面が急峻であり、河床も巨石が点在しているため、取水ダム設置には不適當であり、又水路の建設には大量の掘さくが必要と思われ、資機材の運搬も困難と予想された。このため調査団は橋の直上流の河床が安定している個所に取水位置を選定し、右岸側の比較的勾配がゆるい地山沿いに水路ルートを選び北から流入する河川との合流点附近に発電所位置を選定した。

##### (c) No.5 Tangsibi Site

原計画は、既設のかんがい水路の遊休落差を利用した発電計画であり、特に問題はない。

Table 4.3 - 4 Salient Features of the Project

| Item   | Name of Project | ③ Rukubji        | ④ Ura                       | ⑤ Tangsibi         | ⑥ Bubja         | ⑦ Surey      | ⑧ Yadi                 | 101 Punakha              | 102 Tongsa     | 103 Tamjing | 104 Kekhar     |
|--|-----------------|------------------|-----------------------------|--------------------|-----------------|--------------|------------------------|--------------------------|----------------|-------------|----------------|
| 1. Name of District  |                 | Hangdiphodrang   | Bunchang                    | Tongsa             | Tongsa          | Gayjephug    | Mongar                 | Punakha                  | Tongsa         | Bunhang     | Shengang       |
| 2. Name of Village   |                 | Rukubji (Bumblo) | Ura Sondrang Penkhar Gayden | Tangsibi (Chankha) | Bubja (Changra) | Surey        | Yadi Chaskar Ngatshang | Thrinikygang Jalug Toaha | Tongsa         | Tamjing     | Kekhar         |
| 3. No. of Houses   |                 | 45 (65)          | 50 (104)                    | 70 (130)           | 48              | 240          | 115 (540)              | 22 (54)                  | 180            | 35 (70)     | 27             |
| 4. Institution   |                 | 0 (7)            | 8 (8)                       | 1 (6)              | 5 (7)           | 4 (6)        | 7 (7)                  | 7 (7)                    | 13 (13)        | 0 (6)       | 0 (6)          |
| 5. Average Elevation (m)   |                 | 2,800            | 3,000                       | 2,300              | 1,800           | 900          | 1,500                  | 1,900                    | 2,100          | 2,600       | 2,100          |
| 6. Name of Stream  |                 | Gir Chu          | Lirigang Chu                | Magan Chu          | Isagang Chu     | Ronggang Chu | Gudari Chu             | Lamja Chu                | Thipangi Chu   | Tamjing Chu | Chhudagong Chu |
| 7. Catchment Area at the Intake Site (km <sup>2</sup> )                  |                 | 42.7             | 42.9                        | 8.38               | 27.6            | 87.8         | 21.3                   | 17.8                     | 14.5           | 11.9        | 8.9            |
| 8. Stream Discharge at the Intake as of April, '85 (m <sup>3</sup> /s)   |                 | 0.38             | 0.56                        | 0.14               | 0.12            | 4.7          | 0.09                   | 0.10                     | 0.15           | 0.13        | 0.15           |
| 9. Estimated Maximum Turbine Discharge (m <sup>3</sup> /s)               |                 | 0.17             | 0.42                        | 0.13               | 0.10            | 0.24         | 0.10                   | 0.13                     | 0.21           | 0.10        | 0.11           |
| 10. Estimated Effective Head (m)   |                 | 40               | 20                          | 40                 | 50              | 50           | 50                     | 40                       | 40             | 50          | 30             |
| 11. Estimated Power House Output (kW) (Results of Power Demand Forecast) |                 | 40 (22)          | 50 (27)                     | 30 (20)            | 30 (17)         | 70 (15)      | 30 (24)                | 30 (21)                  | 50 (81)        | 30 (15)     | 20 (15)        |
| 12. Transmission Length (km) including Private House                     |                 | 0.4 (35)         | 3.0 (41)                    | 0.5 (46)           | 1.1 (38)        | 2.4 (71)     | 3.7 (49)               | 2.9 (47)                 | 0.5 (112)      | 0.2 (28)    | 2.2 (33)       |
| 13. Accessibility  |                 | Unpaved          | Path & Cliff                | Path               | Path            | Path         | Unpaved & Slope        | Slope                    | Unpaved & Path | Unpaved     | Path           |
| 1) Road condition  |                 | 0.15             | 0.07                        | 1.0                | 0.15            | 0.02         | 0.11                   | 0.15                     | 0.3            | 6.0         | 6.0            |
| 2) Distance between Main Road and Power House (km)                       |                 | 4/25             | 4/19                        | 4/16               | 4/23            | 4/26, 27     | 4/21, 22               | 4/26, 27                 | 4/17           | 4/18        | 4/25           |
| 14. Investigation Date   |                 |                  |                             |                    |                 |              |                        |                          |                |             |                |

(d) No 6 Bubja Site

原計画地点の他に、代替地点が2ヶ所考えられたが、代替地点はかんがい施設に影響を与えるので除外し、かんがいに支障のない原案が最適と判断された。水路は既設水路を利用し、更に道路沿いに追加新設することとなるが、追加水路ルートは地形の起伏があるので、掘さく量が若干多くなる。

(e) No 7 Surey Site

原案の取水地点の下流約30m附近に右岸より流入する沢があり、この沢の奥(沢の約50m上流)で地山の崩れがあり大量の土石が堆積している。従ってこの部分を水路が経過するのは、困難であると判断し、取水ダムの位置を原計画地点より約50m下流に変更した。

(f) No 8 Yadi Site

原計画は、かんがい用水路を利用して発電施設を設けることとしていたが、このかんがい用水量が少なく現地踏査時点では流量が極めて少なく発電計画には不相当と考えられた。

このため踏査時点測定流量 $0.09\text{m}^3/\text{s}$ のGudari川より取水して発電計画を立てることとした。

当地点はMongarとTashigangのほぼ中間地点で、この間を結ぶ幹線道路がGudari川を横断している橋の直下流に取水ダムを設け、右岸沿いに水路を約300m新設し、落差50mを得ることとした。

(g) No101 Punakha Site

本計画案の他に2ヶ所の代替地点があったが、いずれの代替地点ともかんがい設備が多く輻輳しており、かんがい用水との調整が困難であるので、Lamja川より取水して開発することとした。Lamja川の河川勾配は平均約 $1/12$ であり、取水地点での流域面積は約 $18\text{km}^2$ である。この取水地点はWangdiphodrangとThimphuの中間にあって、この間を結ぶ幹線道路が横断する橋の直下流に取水ダムを設け、左岸沿いに水路を約470m新設して、落差を40m得ることとした。

(h) No102 Tongsa Site

当地点は、町の中心を流れるThipangi川と、町から約3km離れたTergang川の2ヶ所が計画の対象地点として考えられたので、両地点について現地踏査を行な

い現地での調査結果のみではSiteの選定が困難であったので、次のような比較検討を行なった。

その結果はTable 4.3 - 5に示すとおり。

Table 4.3 - 5 Comparison for Selection of Tongsa Site

| No | Item  | Thipangi Chu A              | Tergang Chu B               | Judgment |
|----|---|-----------------------------|-----------------------------|----------|
| 1  | Intake (m)                                  | L = 7.5, H = 1.8            | L = 11.000, H = 2.00        | A        |
| 2  | Water Channel (m)                           | H B L<br>0.30 × 0.475 × 440 | H B L<br>0.50 × 0.825 × 310 | A        |
| 3  | Penstock (m)                                | D L<br>0.30 112.6           | D L<br>0.60 × 30            | A        |
| 4  | Power House (m)                             | 4 × 4.5 × 3.5               | 5 × 5 × 4                   | A        |
| 5  | Speed Governor                              | Speed Governor              | Mechanical Governor         | A        |
| 6  | Transmission Line (km)                      | 0.5                         | 2.5                         | A        |
| 7  | Effective Head (m)                          | 40                          | 20                          | A        |
| 8  | Power House Output (kW)                     | 50                          | 80                          | B        |
| 9  | Max. Discharge (m <sup>3</sup> /s)          | 0.21                        | 0.67                        | A        |
| 10 | Tentatively Estimated Construction Cost (%) | 100                         | 200                         | A        |
| 11 | Construction Cost/kW (%)                    | 100                         | 130                         | A        |

上表に示すとおり発電所出力以外はすべてにA地点が有利である。B地点は地形および地質的に20m程度の落差を得るのが限度であり、需要に応じた出力を得るためには使用水量を増やす必要があるので水路等の工事費が増大した。

Tongsa地域はDistrictの中心であることから需要はTable 4.2 - 3に示したように公共施設のみでも約80kVAが見込まれている。Tongsa地域の既設ディーゼル発電機は老朽化しているので、今回設置する小水力発電設備をベースロード用としピーク時には既設ディーゼル発電機(60kVA)で不足分を賄うこととする。

以上の検討結果よりA地点 Thipangi chu を採用することとする。

(i) No.103 Tamjhing Site

当地点は、Tamjhing川より取水して、右岸に導水している既設かんがい用水路を利用する発電計画である。この既設の取水設備及び導水路は老朽化が進み、漏水ヶ所が各所で見られたので、全面的に改修する必要がある。

(ii) No.104 Kekhar Site

当地点は、TongsaからGaylegphugに通ずる幹線道路のほぼ中間にあるDakpai部落より、山道（巾員約1mの）で約6km離れた地点である。

Kekhar川は流域面積が約9km<sup>2</sup>の支川で、河川勾配は、取水ダム附近で約1/5程度の急流である。この支川に取水ダムを設け、これより左岸の山沿いに水路約80mを新設して落差30mを得る計画である。

当地点は前述のように、道路が狭くまた起伏が多いので建設用資機材の運搬が、他地点と比較して割高となる。

## 4-4 土木構造物

### 4-4-1 取水ダムおよび沈砂池

#### 1) 取水ダム

取水ダム位置の選定は、調査団の現地調査によって、各河川とも河床の比較的安定した地点を選定した。(既設の灌漑施設を利用するNo.6 Bubja, 103 Tamjhingは除く。)

取水ダムの構造はコンクリート造りとし、ダム天端に開口部を設け水が自然に流れ込むように取水することとした。

更に開口部の上にパイプスクリーンを設置し、流れて来た土石がスクリーン上部を通過して自然に流下できる様にした。しかし減水時に流下土石がスクリーン上部に堆積することがあるので、開口部は土砂の堆積によって取水に支障を来さない様に配慮した。

設計、施工および運転開始後の維持管理等を考慮して、構造の標準化を図り、取水ダムの標準断面を総てのダムに適用することとした。その構造図は4-6基本設計図に示す。

#### 2) 沈砂池

出水期には土砂混りの水を水路に導水することがあるので、取水ダムに近いところに沈砂池を設けることとした。

沈砂池内では、水の流速を減速させて土砂を沈殿させ、沈砂池側部の末端に設ける排砂設備から沈殿した土砂を取り除くことが出来る構造とした。

沈砂池の設計も前記の取水ダムと同様に構造の標準化を図った。

沈砂池内の平均流速は0.2m/sec、水深は1mを原則として、沈砂池の長さを決定した。構造図は4-6基本設計図に示す。

沈砂池の所要長の計算は次のとおりである。

沈砂池の所要長(L)の計算

$$L \geq \frac{h}{Vg} \times V$$

L : 沈砂池の最小所要長 (m)

h : 沈砂池の水深 (m)



$V$  : 沈砂池内の平均流速 ( m / sec )

$V_g$  : 沈殿させる細砂粒子の限界沈降速度 ( m / sec )

砂粒子の平均径を 0.5~1 mm とすると、限界沈降速度  $V_g$  は 0.07 m / sec 程度となる。

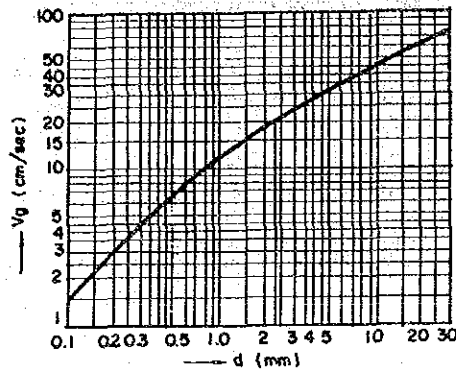
従って、  $h$  : 1 m

$V$  : 0.2 m / sec

$V_g$  : 0.07 m / sec とすると、

$$L \geq 2.86 \text{ m}$$

故に  $L = 3.00$  とした。



砂粒子の平均径  $d$  と限界沈降速度  $V_g$  との関係

#### 4-4-2 導水路

導水路の設計は原則として開水路方式とした。

通水量の水理計算はマンニングの公式を用いて行なうこととし、同一の通水断面積で最大の動水半径を与える最有利断面を採用した。

水路の最大平均流速は、水路内面が侵食されない範囲内の許容流速以下とし、本計画では 1 m / sec 前後とした。水路内面が侵食されない範囲内の許容流速は次のとおり。

| 種 別   | 流 速 m / sec | 種 別             | 流 速 m / sec |
|-------|-------------|-----------------|-------------|
| 砂 質 土 | 0.45        | 厚いコンクリート        | 3.00        |
| 砂質ローム | 0.60        | 薄いコンクリート        | 1.50        |
| ローム   | 0.70        | アスファルト          | 1.00        |
| 粘質ローム | 0.90        | 玉石空積 (控へ30cm以下) | 1.50        |
| 粘 質 土 | 1.00        | 〃 (控へ30cm以上)    | 2.00        |
| 砂交り粘土 | 1.20        | 玉石練積            | 2.50        |
| 軟 質 岩 | 2.00        | プレキャストコンクリート    | 2.50        |
| 中 硬 岩 | 2.50        | パイプ             | 5.00        |
| 硬 質 岩 | 3.00        | 鋼 管             | 5.00        |

資料-11に開水路の水理学的最有利断面と開水路の水理特性計算を示す。

この計算結果をもとにして各地点別の開水路断面を設計した。(標準断面図は4-6基本設計図参照)

各地点別採用断面は

|    | 底巾                            | 上巾 | 高 |                      |
|----|-------------------------------|----|---|----------------------|
| A型 | ①内法寸法 = 45cm × 65cm × 40cm    |    |   | No.5 Tangsibi site   |
|    | ②構造 : 底部はコンクリート               |    |   | " 8 Yadi "           |
|    | : 側壁石張り                       |    |   | " 101 Punakha "      |
|    |                               |    |   | " 104 Kekhar "       |
| B型 | ①内法寸法 : 55cm × 65cm × 40cm    |    |   | No.3 Rukubji "       |
|    | ②構造 : 底部はコンクリート               |    |   | " 102 Tongsa "       |
|    | 側壁石張り                         |    |   |                      |
| C型 | ①内法寸法 : 75cm × 102.5cm × 55cm |    |   | No.6 Bubja site      |
|    | ②構造 : コンクリート                  |    |   | " 7 Surey "          |
| D型 | ①内法寸法 : 80cm × 110cm × 55cm   |    |   | No.4 Ura site        |
|    | ②構造 : コンクリート                  |    |   |                      |
| E型 | ①内法寸法 : 38cm × 50cm × 30cm    |    |   | No.103 Tamjhing site |
|    | ②構造 : 底部はコンクリート               |    |   |                      |
|    | 側壁石張り                         |    |   |                      |

#### 4-4-3 水槽

水圧管路入口に水槽を設置する。その容量は、最大使用水量を30秒間以上補給できることとした。

水圧管路入口のゲートは原則として設置せず、発電所側の水圧管路末端に入口弁を設けることとした。

水槽の側部に自由越流式の余水吐を設けることとした。更に槽内に流入した土砂を排除できる様に、土砂吐ゲートを設け、手動で操作できる様スピンドルゲートとした。

水槽の構造は鉄筋コンクリート造りで、4-6基本設計図に標準断面を示した。

#### 4-4-4 水圧管路

水圧管路は、フランジ付普通給水管を採用することとし、運転開始後の保守面を考慮して、埋設することとした。

管内の設計流速は最大で 3.5m/sec とし、管径はできるだけ統一する様に図った。

その結果次の3種類となった。

- |     |     |       |       |                  |  |
|-----|-----|-------|-------|------------------|--|
| (1) | 管直径 | 400mm | 2ヶ地点  | No 4 Ura site    |  |
|     |     |       |       | " 7 Surey "      |  |
| (2) | " " | 300mm | 4 " " | " 3 Rukubji "    |  |
|     |     |       |       | " 5 Tangsibi "   |  |
|     |     |       |       | " 102 Tongsa "   |  |
|     |     |       |       | " 104 Kekhar "   |  |
| (3) | " " | 250mm | 4 " " | " 6 Bubja "      |  |
|     |     |       |       | " 8 Yadi "       |  |
|     |     |       |       | " 101 Punakha "  |  |
|     |     |       |       | " 103 Tamjhing " |  |

水圧鉄管路の損失落差の計算はTable 4.4-1のとおりである。

Table 4 - 4 - 1 Calculation of Head Loss

| Items                                    | Name of Sites | No.3<br>Rukubji   | No.4<br>Ura | No.5<br>Tangsi | No.6<br>Bubja | No.7<br>Surey | No.8<br>Yadi | No.101<br>Punakha | No.102<br>Tongsa | No.103<br>Tamjibing | No.104<br>Kekbar |
|--|---------------|---|-------------|----------------|---------------|---------------|--------------|-------------------|------------------|---------------------|------------------|
| 1. Maximum Discharge (m <sup>3</sup> /s) |               | 0.17  | 0.42        | 0.13           | 0.10          | 0.24          | 0.10         | 0.13              | 0.21             | 0.10                | 0.11             |
| 2. Penstock Diameter (m)                 |               | 0.3   | 0.40        | 0.30           | 0.25          | 0.40          | 0.25         | 0.25              | 0.30             | 0.25                | 0.30             |
| 3. Penstock Length (m)                   |               | 72.5  | 58.10       | 116.40         | 117.00        | 130.70        | 107.10       | 64.40             | 119.50           | 107.90              | 71.00            |
| Mouth Loss                               | $V_0$         | 2.40  | 3.342       | 1.839          | 2.037         | 1.910         | 2.037        | 2.648             | 2.971            | 2.037               | 1.556            |
| of Penstock                              | $V_0^2/2g$    | 0.122   | 0.171       | 0.094          | 0.104         | 0.097         | 0.104        | 0.135             | 0.45             | 0.104               | 0.079            |
|  | $h_1$         | 0.012   | 0.017       | 0.009          | 0.010         | 0.010         | 0.010        | 0.014             | 0.045            | 0.010               | 0.008            |
| Friction Loss                            | $V_0^2$       | 5.760   | 11.167      | 3.382          | 4.149         | 3.648         | 4.149        | 7.012             | 8.827            | 4.149               | 2.421            |
|  | $D^{4/3}$     | 0.2008  | 0.2947      | 0.2008         | 0.15749       | 0.2947        | 0.15749      | 0.15749           | 0.2008           | 0.15749             | 0.2008           |
|  | $h_2$         | 1.903   | 2.925       | 1.794          | 2.820         | 1.480         | 2.582        | 2.624             | 4.807            | 2.601               | 0.783            |
| Others                                   | $h_3$         | 0.485   | 0.458       | 0.497          | 0.310         | 0.210         | 0.508        | 0.362             | 0.303            | 0.259               | 0.609            |
| Total                                    | $h_4$         | 2.400   | 2.500       | 2.300          | 3.140         | 1.700         | 3.100        | 3.000             | 5.110            | 2.870               | 1.400            |
| Formula                                  |               | $1) h_1 = fe \frac{V_0^2}{2g}$ $2) h_2 = \frac{124.5n^2}{D^{4/3}} L, \frac{V_1^2}{2g}$ $fe = 0.1 \text{ (coefficient for Bell mouth)}$ $= 9.15 \times 10^{-4} \times L, \times V_1^2 \times D_1^{-4/3}$ $n = 0.012 \text{ (Roughness coefficient)}$ |             |                |               |               |              |                   |                  |                     |                  |

#### 4-4-5 発電所および放水口

発電所、放水口の構造および機器の配置は4-6基本設計図に示す。

発電所のスペースは、機器の点検、分解等が出来るようにし、床面はコンクリート造りとした。

放水口は、水車より流下する水に渦流を発生させないようにし、一定の水深を保つように設計した。

発電所建家の構造は、基礎より高さ1mの部分をコンクリート壁とし、外部より発電所に土砂の流入するのを防ぎ又は転石によって発電所が損傷を受けない様配慮した。

#### 4-5 電気設備

##### 4-5-1 電気方式の選定

電気関係設備の電気方式の選定にあたっては、経済性、保守上の技術力及び既設設備との調和を考慮する必要がある。

現在「ブ」国で採用されている送配電線の電気方式は次のとおりである。

(i) 送電電圧：11kV, 33kV, 66kV, 220kV

(ii) 配電方式：400/230V, 3相4線式

(iii) 周波数：50Hz

本プロジェクトにおける水車の機種並びに発電設備および送配電線の電気方式は次の考え方により計画した。

##### (a) 水車の機種の選定

Table 4.5-1に水車の種類、特長および構造例を示した。

また、落差と使用水量からみた水車形式選定範囲の一例をFig. 4.5-1に示した。

水車の機種選定は基本的には有効落差と使用水量によって決まる。

Table 4.5-1でもわかるように中落差用としてはフランス水車およびクロスフロー水車が適している。

しかし、フランス水車の場合、流量が小さいと小型となるため一般的に製作が困難であること、小型故え運転開始後キャビテーション等の発生があった場合の修理が困難である。

Table 4.5-1 各種水車の特長 (中小水力用)

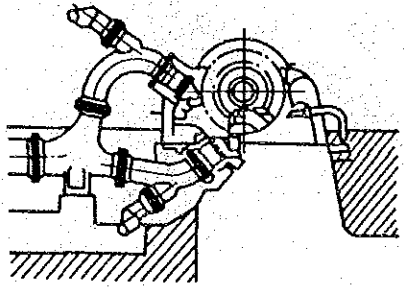
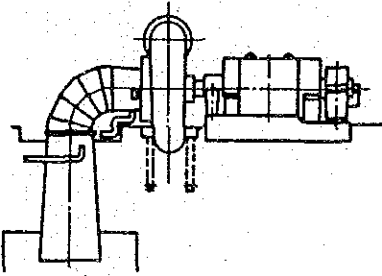
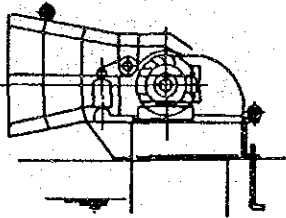
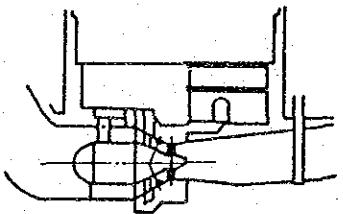
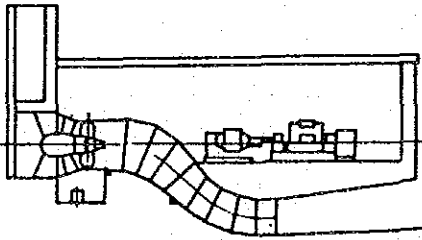
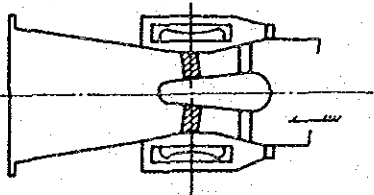
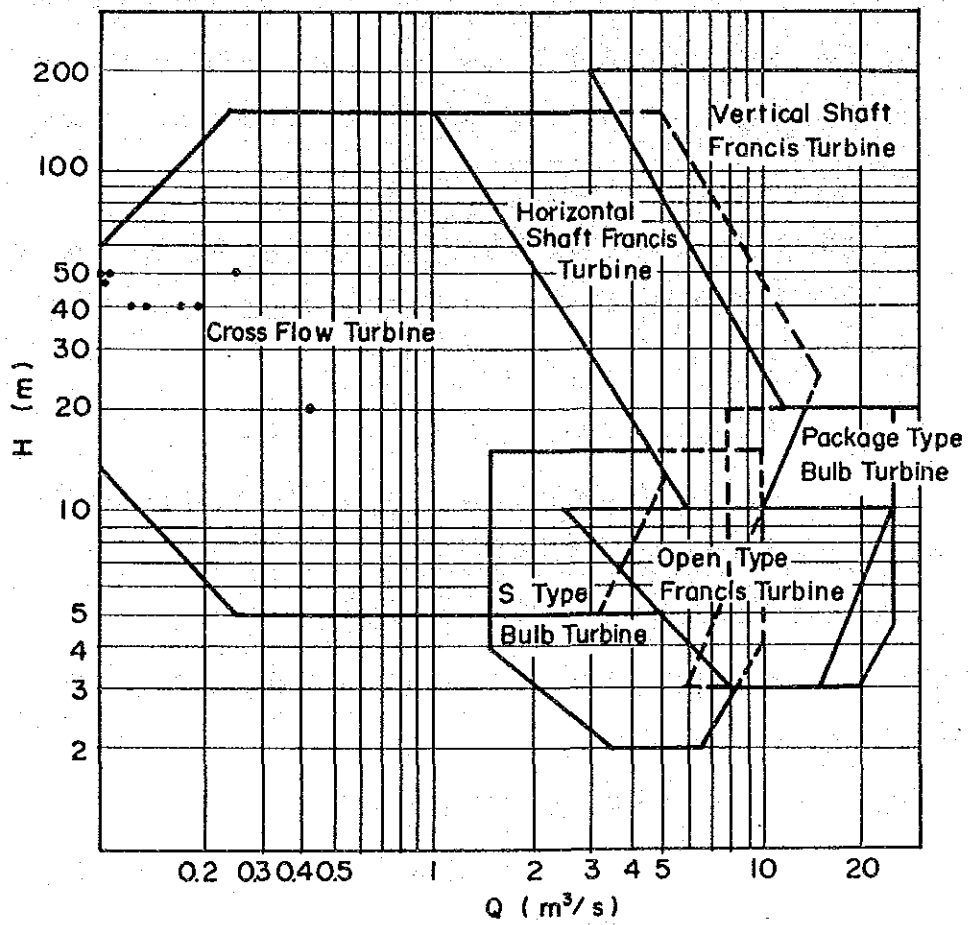
| 水車の種類                 | 使用落差の目安         | 一般的な特徴                                    | 水車の構造例  |   |
|-----------------------|-----------------|---|---|---|
| ペルトン水車                | 高落差用 (75m 以上)   | ダム・水路利用又は余剰水利用<br>流量変化にも高性能               |    |   |
| フランス水車<br>(軽負荷ランナ)    | 中落差用 (15m~200m) | 一般に採用の多い水車 (中容量以上)<br>軽負荷ランナ採用により流量変化に対応  |    |   |
| クロスフロー水車              | 中落差用 (8m~100m)  | 小容量 (1000 kW) 以下に適し安価<br>最高効率は低いが流量変化の対応大 |   |   |
| カプラン水車<br>チューブラ水車     | 低落差用 (25m 以下)   | 水路 (落差用) 利用に適している<br>可動羽根ランナ採用で運転範囲は広い    |  |  |
| 固定羽根パナ水車<br>(巻機一体形水車) | 低落差用 (18m 以下)   | 直径 1000mm 以下の小型機<br>台数制御で流量変化に対応          |  |   |



Fig. 4.5-1 Selection Figure of Water Turbine Type (For Example)



••• ; Design Point of This Project



更に、構造が複雑なこともあり高価となる。

これに比較し、クロスフロー水車は、中落差、小使用水量の場合、構造も簡単で、経済的なため、今回のプロジェクトに適しているのをこれを採用することとする。

水車の制御は一般的にはガイドベーンサーボモータを設けて需要（実負荷）に応じた使用水量の調整および速度調整を行う。

しかし、今回のような50kW前後の出力の場合、サーボモータを採用すると機構が複雑となり保守がむずかしいこと、不経済となることから以下の方式を採用する。

(i) 水量調整：流入量の許容範囲内で需要を可能なかぎり満足できるよう必要に応じて、ガイドベーンを手動調整する。多くとも1日1回程度とする。

(ii) 速度調整：需要の増減に応じ回転数が一定となるよう、疑似負荷を放水路に設けて制御する。

(iii) 入口弁：手動式の仕切弁を設けることとする。

上部水槽には取水ゲートは設けないこととする。

このサーボレスガバナを採用した場合、ガバナの故障発生時、無拘束速度に達しても機械的損傷等の問題のない設計とする。

#### (b) 発電設備の電気方式

発電所の制御は無人制御方式とし、一日一回程度の巡視点検で運転に支障のないよう設計上の配慮を行なうものとする。

(i) 発電機電圧：経済性を考慮しAC400Vとする。

(ii) 制御方式：断続監視制御方式の無人発電所とし、発電機電圧は自動電圧調整装置 (AVR) により自動制御する。

#### (c) 送電線の電気方式

送電線の経済的な送電電圧の目安を得る方法として、一般的に Still の公式が用いられている。

この Still の公式によれば、本プロジェクトの経済的電圧は4～9kVとなる。

従って標準電圧としては、6.6kVが適当と考えられる。

Stillの公式

$$V = 5.5 \times \sqrt{0.6 \times L + \frac{P}{100}}$$

V ; 送電電圧 (kV)

L ; 送電線長 (km)

P ; 送電電力 (kW)

計算結果はTable 4.5 - 2 のとおりである。

Table 4.5 - 2 Transmission Line Length

| No. | SiteNo. | Name of Site | Installed Capacity (kW) | Line Length (km) | Calculated Economic T/L Voltage (kV) |
|-----|---------|--------------|-------------------------|------------------|--------------------------------------|
| 1   | 3       | Rukubji      | 40                      | 0.4              | 4.4                                  |
| 2   | 4       | Ura          | 50                      | 3.0              | 8.3                                  |
| 3   | 5       | Tangsibi     | 30                      | 0.5              | 4.3                                  |
| 4   | 6       | Bubja        | 30                      | 1.1              | 5.4                                  |
| 5   | 7       | Surey        | 70                      | 2.4              | 8.1                                  |
| 6   | 8       | Yadi         | 30                      | 3.7              | 8.7                                  |
| 7   | 101     | Punakha      | 30                      | 2.9              | 7.9                                  |
| 8   | 102     | Tongsa       | 50                      | 0.5              | 4.9                                  |
| 9   | 103     | Tamjhing     | 30                      | 0.2              | 3.6                                  |
| 10  | 104     | Kekhar       | 20                      | 2.2              | 6.8                                  |
|     |         | Average      | 38                      | 1.7              | 6.5                                  |

一方、送電線の電圧降下よりみた場合 400V, 3.3kV, 6.6kVそれぞれの送電線の電圧降下分はTable 4.5 - 3 のとおりである。

Table 4.5 - 3 Voltage Drop

| Site No. | Site Name | Installed Capacity (kW) | Line Length (kW) | Voltage Drop (V)  |                   |                   |           |           |
|----------|-----------|-------------------------|------------------|-------------------|-------------------|-------------------|-----------|-----------|
|          |           |                         |                  | 400V T/L          |                   |                   | 3.3kV T/L | 6.6kV T/L |
|          |           |                         |                  | 22mm <sup>2</sup> | 38mm <sup>2</sup> | 60mm <sup>2</sup> | 5 mm      | 5 mm      |
| 3        | Rukubji   | 40                      | 0.4              | 49.6              | 11.6              | 7.2               | 2.8       | 1.4       |
| 4        | Ura       | 50                      | 3.0              | 183.9             | 108.7             | 67.8              | 25.8      | 12.9      |
| 5        | Tangsibi  | 30                      | 0.5              | 18.4              | 10.9              | 6.8               | 2.6       | 1.3       |
| 6        | Bubja     | 30                      | 1.1              | 40.4              | 23.9              | 14.9              | 5.8       | 2.9       |
| 7        | Surey     | 70                      | 2.4              | 205.8             | 121.7             | 75.9              | 28.6      | 14.3      |
| 8        | Yadi      | 30                      | 3.7              | 136.0             | 80.4              | 50.1              | 19.4      | 9.7       |
| 101      | Punakha   | 30                      | 2.9              | 106.6             | 63.0              | 39.3              | 15.2      | 7.6       |
| 102      | Tongsa    | 50                      | 0.5              | 12.3              | 18.1              | 11.3              | 4.2       | 2.1       |
| 103      | Tamjhing  | 30                      | 0.2              | 7.4               | 4.3               | 2.7               | 1.0       | 0.5       |
| 104      | Kekhar    | 20                      | 2.2              | 54.0              | 31.9              | 19.9              | 7.4       | 3.7       |

この計算結果によると、送電線の許容電圧降下を5%とした場合、400V送電線で20V、3.3kV送電線で165V、6.6kV送電線で330Vまでは許容できるので、電圧降下からみた場合3.3kV、6.6kVいずれの送電線を選択してもよい。

6.6kVの送電電圧を採用した場合のメリット、デメリットは次のとおり。

メリットとしては、

- (i) 6.6kVは日本の配電線の大勢を占めつつあり、開閉機器、変圧器等の入手が比較的容易でかつ経済的である。
- (ii) 「ブ」国にとっては新しいクラスの標準電圧を導入することとなるが、将来の地方町村電化計画には都合のよい電圧といえる。
- (iii) 日本で配電線は6.6kVクラス迄、感電防止のため絶縁電線を使用しているが、今回も安全管理面で心配のある未電化地域であることを考慮し、絶縁電線を採用するがこの場合、「ブ」国の従来の送電電圧(11kV)よりも経済的である。

デメリットとしては、

(i) 「ブ」国にとって新しい電圧クラスの導入となることがあげられる。しかし、単独系統の地方町村電化には最も適した電圧といえる。

以上の考察の結果 6.6kVを採用することとする。

(d) 配電線の電気方式

配電線の電圧については、保守性、予備品の活用等を考慮し、既設設備と同一とし、次のように決定した。

(i) 公称電圧； 400 / 230 (V)

(ii) 配電方式； 3相4線式

(iii) 接地方式； 中性点直接接地方式

4-5-2 発電所

各計画地点の電力需要想定結果および対象河川の流量等を総合勘案し設計した。

設計概要は以下のとおりである。

(1) 機器設計概要

(a) 水車

型式：クロスフロー型水車（貫流水車）

ガバナー：電子サーボレスガバナーとし回転数が一定となるように擬似負荷の電流を電子回路により制御する静止型ガバナーを採用する。

入口弁：手動仕切弁

定格：Table 4.5-4 に示すとおり

主要寸法：4-6 基本設計図に示すとおり

(b) 発電機

型式：3相交流ブラシレス同期発電機

周波数：50Hz

結線：星形，3相4線式

定格：Table 4.5-4 に示すとおり

主要寸法：4-6 基本設計図に示すとおり

(c) 配電盤

型式 : 自立型前面扉式

制御保護装置 : 計器, 保護リレー, AVR およびガバナール制御装置, 電磁開閉器等1式

主要寸法 : 4-6基本設計図に示すとおり

水車発電機は直結式とし, ベルト式の場合の連結効率低下および保守上の繁雑さを避けるものとする。

水車発電機の総合効率は水車効率71%, 発電機効率85%程度は確保できるものとし, 最高効率は60%とした。

(2) 建屋設計概要

発電機器は4-4土木構造物の項でも述べたように下記の理由により建屋内に設置することとする。

- (i) 落石, 放牧牛馬よりの機器保護
- (ii) 気象条件が厳しい地域での運転保守に対する配慮
- (iii) 予備品, 消耗品数の保管
- (iv) はち, あり等よりの機器保護

以上の配慮より, 建屋腰廻りはコンクリート壁とし上屋は木造とする。

防虫網付の換気口を設け換気に十分配慮するものとする。

4-6基本設計図に建屋概要を示す。

Table 4.5 - 4 Design of Power Plant

| No. | Site No. | Site Name            | Turbine Design     |                                       |                     |                           | Generator Design     |                   |                    |                           | Normal Power House Output (kW) | Note |
|-----|----------|----------------------|--------------------|---------------------------------------|---------------------|---------------------------|----------------------|-------------------|--------------------|---------------------------|--------------------------------|------|
|     |          |                      | Effective Head (m) | Maximum Discharge (m <sup>3</sup> /s) | Maximum Output (kW) | Revolving Speed (r. p. m) | Rated Capacity (kVA) | Rated Voltage (V) | Power Factor (Lag) | Revolving Speed (r. p. m) |                                |      |
| 1   | 3        | Rukubji              | 40                 | 0.17                                  | 50                  | 750                       | 50                   | 400               | 0.8                | 750                       | 40                             |      |
| 2   | 4        | Ura                  | 20                 | 0.42                                  | 61.7                | 600                       | 60                   | 400               | 0.8                | 600                       | 50                             |      |
| 3   | 5        | Tangsibi             | 40                 | 0.13                                  | 38.2                | 750                       | 40                   | 400               | 0.8                | 750                       | 30                             |      |
| 4   | 6        | Bubja                | 50                 | 0.10                                  | 36.8                | 1,000                     | 40                   | 400               | 0.8                | 1,000                     | 30                             |      |
| 5   | 7        | Surey                | 50                 | 0.24                                  | 88.2                | 1,000                     | 90                   | 400               | 0.8                | 1,000                     | 70                             |      |
| 6   | 8        | Yadi                 | 50                 | 0.10                                  | 36.8                | 1,000                     | 40                   | 400               | 0.8                | 1,000                     | 30                             |      |
| 7   | 101      | Punakha              | 40                 | 0.13                                  | 38.2                | 750                       | 40                   | 400               | 0.8                | 750                       | 30                             |      |
| 8   | 102      | Tongsa               | 40                 | 0.21                                  | 55.9                | 750                       | 60                   | 400               | 0.8                | 750                       | 50                             |      |
| 9   | 103      | Tamjhing             | 50                 | 0.10                                  | 36.8                | 1,000                     | 40                   | 400               | 0.8                | 1,000                     | 30                             |      |
| 10  | 104      | Kekhar               | 30                 | 0.11                                  | 24.3                | 750                       | 30                   | 400               | 0.8                | 750                       | 20                             |      |
| 11  | 102      | Tongsa (Alternative) | 20                 | 0.67                                  | 98.5                | 600                       | 100                  | 400               | 0.8                | 600                       | 80                             |      |

### 4-5-3 送配電線

送配電線の代表的系統図をFig. 4.5-2に示す。

各地点とも、送電線は発電所から町村の中心の変圧器迄、配電設備は変圧器より公共施設までの配電線と屋内配線迄見込んだ。

但し、一般民家は自国予算で実施するものと仮定し、以下のように基本設計を行なった。

#### (1) 送電線亘長およびルートを選定

発電所よりの送電線は、需要の中心迄の1回線のみとし、このルートは保守上の便宜を考え原則として道路沿いとする。

各地点の送電線亘長はTable 4.5-2のとおり。

#### (2) 送配電線の設計

##### (a) 支持物の種類

「ブ」国は森林資源が豊かで桜、松、青松等を支持物に多用している。

しかし「ブ」国産木材を使用する場合、伐採後2~3年程度乾燥させ、クレオソート等で防腐処理を行なう必要がある。

従って、本計画では鋼管継柱を採用することとする。

「ブ」国内の輸送条件、特に長尺物の運搬条件は14フィート(約4.2m)であるので3分割継柱とする。

##### (b) 電線の種類

未電化地域であることから感電防止のため絶縁電線を使用する。

線種については、鋼心アルミ絶縁線、全アルミ絶縁線、アルミ被鋼より線、硬銅より線等が考えられる。アルミ線は素線表面が酸化すると急激に接触抵抗が増加するのでその処理が不十分な場合はトラブルが発生する心配がある。

その故、今回は硬銅線を採用することとする。

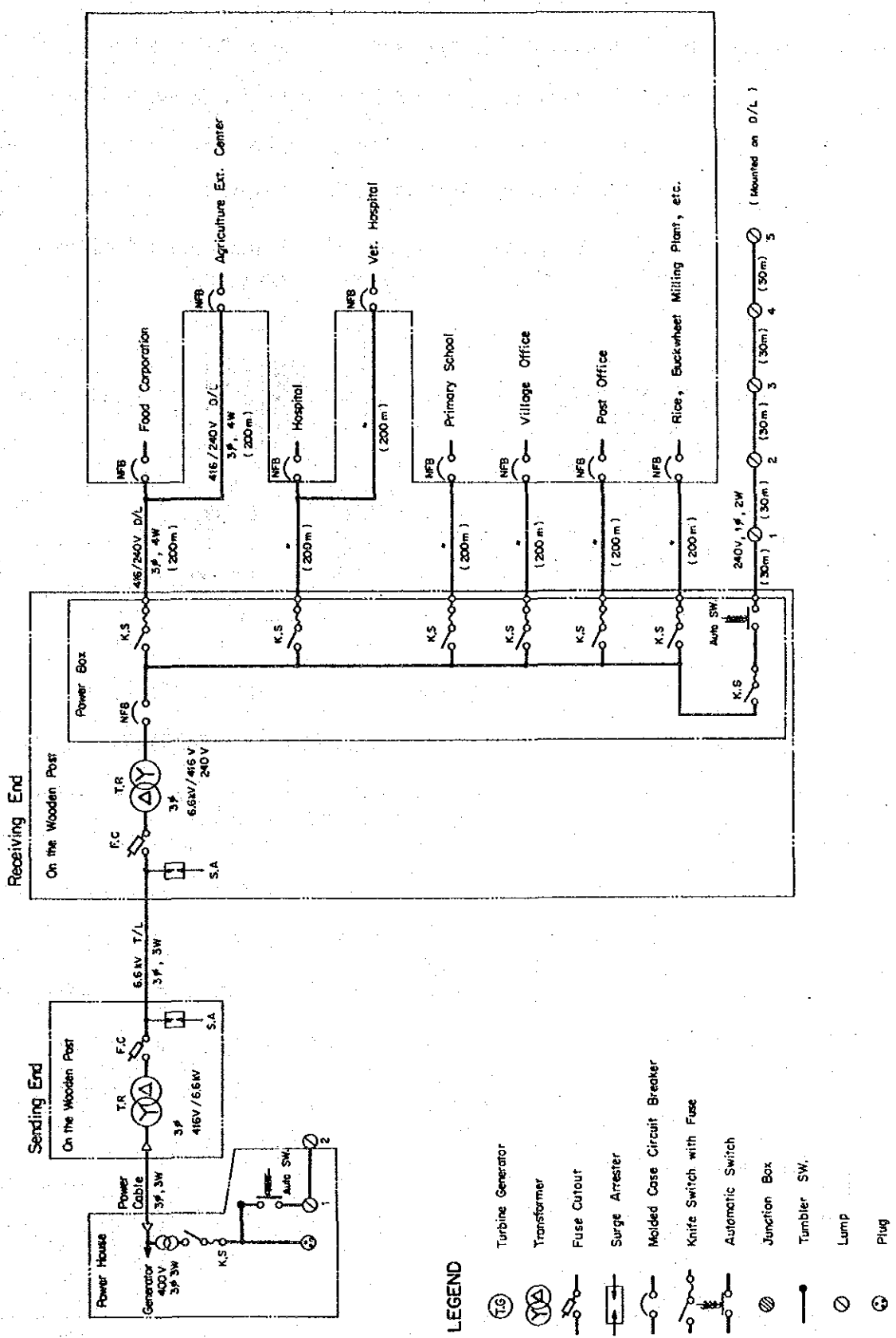
送電線は高圧屋外用ポリエチレン絶縁電線(OE)の22mm<sup>2</sup>を採用する。

配電線は低圧屋外用ビニル絶縁電線(OW)とし負荷に合わせたサイズの電線を使用する。












##### (c) 罫子

今回の計画地点の標高は最高3000mあるため送電線の電気の絶縁設計にあたっ

Fig. 4.5-2 TYPICAL SINGLE LINE DIAGRAM FOR T/L & D/L (No. 4 URA SITE)



LEGEND

-  Turbine Generator
-  Transformer
-  Fuse Cutout
-  Surge Arrester
-  Molded Case Circuit Breaker
-  Knife Switch with Fuse
-  Automatic Switch
-  Junction Box
-  Tumbler SW.
-  Lump
-  Plug



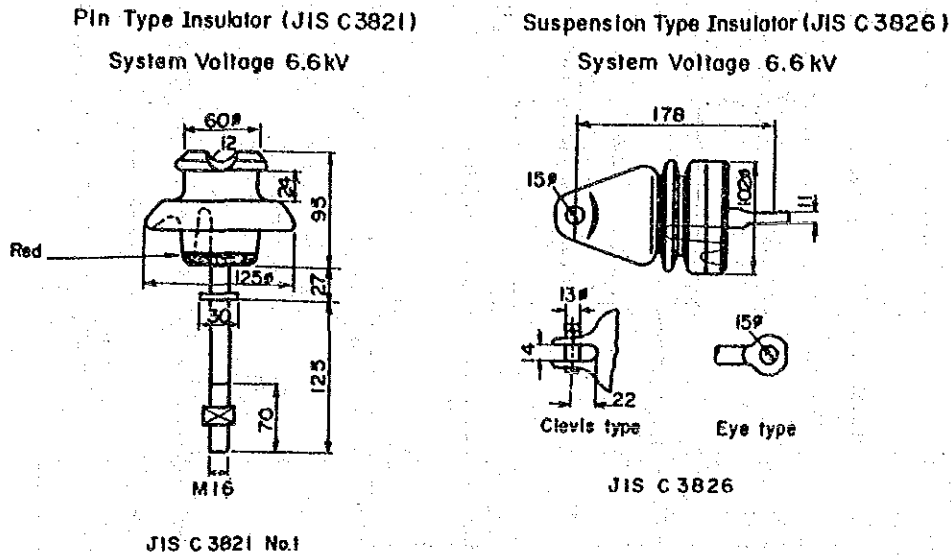
ては絶縁耐力の高度補正をする必要がある。

標高3000mでは1000m以下の場合の絶縁耐力の約80%に低下する。

従って1000m以下の地域の約1.25倍の絶縁物を使用する必要がある。

今回使用する碍子の外形図はFig. 4.5-3に示すとおり。

**Fig. 4.5-3 Dimension of Insulator ( For Example )**



また今回使用する J I S 規格碍子の諸元、性能例をTable 4.5-5に示す。

**Table 4.5-5 Characteristics of Insulator ( For Example )**

| Name  | Pin Type Insulator | Suspension Type Insulator |
|---|--------------------|---------------------------|
| System Voltage                                    | 6.6                | 6.6                       |
| Power-Frequency Withstand Voltage (1min) (Wet/kV) | 22                 | 24                        |
| Impulse Withstand Voltage (kV)                    | 65                 | 75                        |
| 50% Impulse Flashover Voltage (kV)                | 80                 | 90                        |
| Cantilever Strength (1min) (kg)                   | 200                | —                         |
| Leakage Distance (mm)                             | 140                | 205                       |
| Net Weight (kg)                                   | 1.4                | 2.0                       |
| Max. Tensile Strength(kg)                         | —                  | 1300                      |

上記Table 4.5-5からもわかるようにこれらの碍子には十分な余裕があるこ

とおよび絶縁電線を使用することもあり，特別な設計あるいは11kVクラスの碍子を採用する必要はない。配電線は低圧ピン碍子，引留碍子等を使用する。

### (3) 屋内配線の設計

屋内配線は露出配線とし，照明器具等以外の場所での分岐はJunction Boxによることとする。

資料-12 Fig. 4.5 - 4 (1)~(4)に屋内配線の代表例を示した。

## 4 - 6 基本設計図

第4章各節項に基づいて設計した土木構造物，電気設備の下記に示した基本設計図を資料-12に添付した。

### (1) 取水ダム

Fig. 4.6 - 1 - (1), (2)に示すとおり

### (2) 沈砂設備

Fig. 4.6 - 2 に示すとおり

### (3) 導水路

Fig. 4.6 - 3 に示すとおり

### (4) 水槽及び余水吐

Fig. 4.6 - 4 に示すとおり

### (5) 水圧管路及び余水吐

Fig. 4.6 - 5 - (1)~(10)に示すとおり

### (6) 発電所および放水路

Fig. 4.6 - 6 - (1)~(10)に示すとおり

### (7) 送電線装柱

Fig. 4.6 - 7 - (1), (2)に示すとおり

### (8) 配電線装柱

Fig. 4.6 - 8 に示すとおり

## 4 - 7 概算事業費

本プロジェクトの規模，内容より，これの建設工事に要する費用は概ね下記のとおり

と見込まれる。

(1) 積算条件

- (a) 積算時点 昭和60年4月
- (b) 外国為替交換率 1 U S \$ = 250円
- (c) 工事期間 工事着手後約10ヶ月

(2) 日本側負担工事費

日本側負担工事の概算事業費総額は6.2億円と見込まれる。

(3) 「ブ」国側負担工事費

「ブ」国側負担工事の概算事業費総額は40百万円と見込まれる。

この内訳は以下のとおり。

- (a) 各サイト土地取得費 38百万円  
(工事区域の伐採支障木等の補償を含む)
- (b) 機材搬入道路の整備 2百万円

## 第5章 事業実施計画



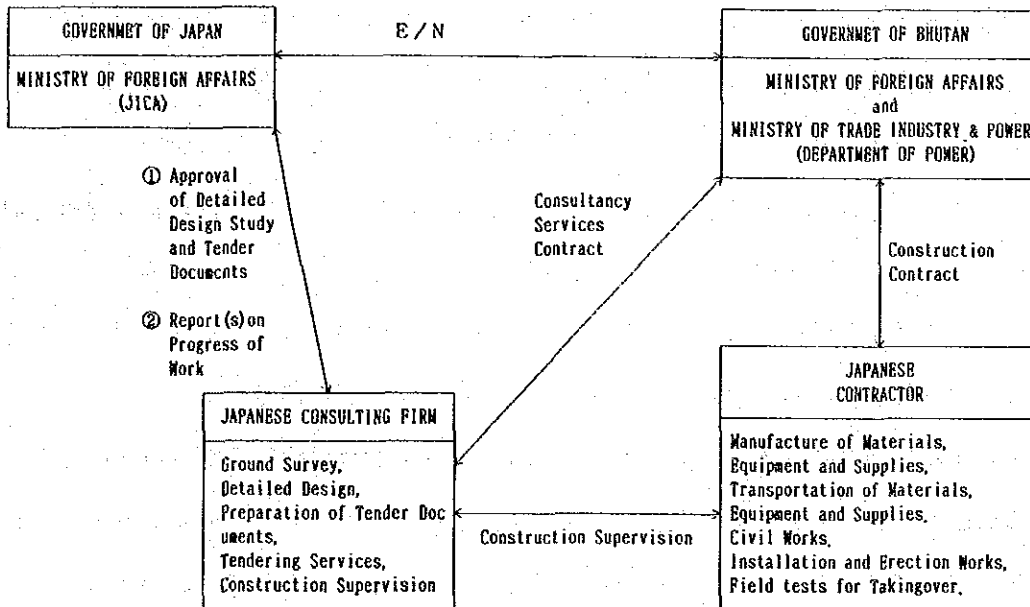
## 第5章 事業実施計画

### 5-1 実施体制

#### (1) 実施組織

本計画は日本の無償資金協力により実施され、実施組織の全体的な関係はFig. 5-1のようになる。

Fig. 5-1 PROJECT IMPLEMENTATION SYSTEMS



#### (2) 「ブ」国政府の実施組織

本プロジェクトの事業実施に際しての両国政府間の折衝、ならびに必要な諸手続き等は Ministry of Foreign Affairs および Ministry of Trade, Industry & Power が、また実施設計ならびに据付工事等の業務は、Ministry of Trade, Industry & Power (Department of Power) が実施機関となる。

### 5-2 業務の範囲

本案件の整備計画で日本国政府および「ブ」国政府が行なう工事範囲は次の通り。

#### (1) 日本国政府側が行なう工事範囲

- (a) 4-4, 4-5 記載の供与機材の供与
- (b) 上記機材の海上および各サイト迄の陸上輸送

- (c) 関連土木工事一式（主要工種）
  - (d) 送配電線建設工事一式
    - (i) 需要中心の受電端変圧器迄の送電線
    - (ii) 公共設備用配電線
  - (e) 発電機材の据え付け，調整及び試運転
  - (f) 実施設計，入札，施工監理に係わるコンサルティング業務
- (2) 「ブ」国政府が行なう工事

- (a) 各サイトの土地の取得
- (b) 工事区域の伐採支障木等の補償
- (c) 機材搬入道路の整備

なお，陸揚げ港における機材の通関手続きと免税措置については打合せ議事録記載の通り「ブ」国側が実施するものとする。

### 5-3 実施設計及び施工監理計画

本基本設計調査完了次第，本計画に関する無償資金協力の閣議決定，日本国と「ブ」国の両国間の交換公文の締結を経て，「ブ」国政府と日本法人コンサルタントとのコンサルタント契約を結んだ後，以下の実施設計，施工監理業務を開始する。

#### 5-3-1 実施設計および入札業務

##### (1) 現地測量

基本設計調査において決定された基本設計諸元をもとに，各土木構造物設置予定地点の詳細な原形測量および送配電線のルート測量を実施する。

##### (2) 実施設計，入札書類の作成

(1)項で行なった詳細測量の結果をもとに実施設計，入札書類（案）の作成を行ない，「ブ」国関係機関と協議する。

##### (3) コントラクター決定のための入札および契約締結

入札広告，入札参加要請書の受理，入札説明会の開催，入札書類発行等を行なう。一定の入札期間をおき，入札書受理後速かにその審査を実施し，「ブ」国政府に代って契約の締結を行なう。

### 5-3-2 施工監理

#### (1) 日本での施工監理

「ブ」国の電力局と日本法人コントラクターとの契約締結をもって、本計画は施工監理段階に入る。コンサルタントは契約締結後直ちにコントラクターより提出される、機器製作承認図書等の承認業務を、計画の早期実施のため、「ブ」国電力局に代って行うものとする。また製作された機器の工場試験立会いも行なう。

#### (2) 現地における施工監理

コンサルタントは着工前打合せ、機器の現地輸送、据付調整、試運転、完成試験等それぞれのクリティカルポイントに要員を派遣し、コントラクターの指導、監督を行ない交換公文に定められている期間内に業務を確実に完了するものとする。

### 5-4 調達計画

本計画で使用する資機材の調達先については、ブータン国内市場調査の結果、及びインド製品の価格、品質、施工管理上の問題点等を総合勘案して決定した。

調達先は原則として以下のとおりとする。

- (1) 調達可能なブータン国産品はすべて活用する。
- (2) ブータン国内市場で容易に入手可能なインド製鋼材類、雑資材等は採用する。
- (3) 上記以外の主要資機材は日本製を採用する。

具体的な資機材調達先はTable 5-1に示すとおりである。



Table 5 - 1 資機材調達先

| 資 機 材 名  | 調 達 先 |     |     | 備 考           |
|----------|-------|-----|-----|---------------|
|          | ブータン  | インド | 日 本 |               |
| 土木設備     |       |     |     |               |
| セメント     | ○     |     |     |               |
| 鉄筋       |       | ○   |     |               |
| 小口径鋼管    |       | ○   |     |               |
| 形鋼       |       | ○   |     |               |
| 釘        |       | ○   |     |               |
| 波板トタン    |       | ○   |     |               |
| 亜鉛鍍金線網   |       | ○   |     |               |
| 建屋用材     | ○     |     |     |               |
| 木製蓋      | ○     |     |     |               |
| 型枠用材     | ○     |     |     |               |
| 水圧鉄管     |       |     | ○   |               |
| ゲート      |       |     | ○   |               |
| スクリーン    |       |     | ○   |               |
| 発電装置     |       |     |     |               |
| 入口弁      |       |     | ○   |               |
| 水車       |       |     | ○   |               |
| 発電機      |       |     | ○   |               |
| 制御盤      |       |     | ○   |               |
| ケーブル     |       |     | ○   |               |
| 送配電線     |       |     |     |               |
| 鋼管継柱     |       |     | ○   |               |
| 電線類      |       |     | ○   |               |
| 碍子、架線金物類 |       |     | ○   |               |
| 根かせ丸太    | ○     |     |     |               |
| 柱上変圧器    |       |     | ○   |               |
| 開閉機器     |       |     | ○   |               |
| 照明器具     |       |     | ○   |               |
| コンセント    |       |     | ○   |               |
|          |       |     |     | ただしBS規格品<br>" |

5 - 5 施行計画

5 - 5 - 1 施行方式

本プロジェクトの建設工事は「ブ」国政府と日本法人との間で締結される契約に基づき、総合請負方式で行なわれる。手続としては、入札、入札書類の審査等の手続きを経て、請負業者が選定される。「ブ」国、電力局と上記の日本側請負業者との間に締結される建設契約は、日本国政府による認証をもって発効する。

## 5 - 5 - 2 施工工事の概要

### (1) 準備工事

各構造物附近に基準点を設置するので、その基準点より工事に必要な引照点測量を実施し、引照点を設けた後工事に着手することとなるが、工事期間が極めて限定されているので、出来る限り短期間に実施する必要がある。

また、送電線ルートについては、工事着手前に、測量工事を実施し、建柱位置を決定した後工事を行なうこととなる。従って契約認証後直ちに準備工事を実施する必要がある。

### (2) 発電所新設工事

工事地点が分散されているので、資機材の搬入時期等を十分検討し、詳細な施行計画を立案した後工事に着手する必要がある。施行計画立案に当たっては、天候条件等を考慮しておく必要がある。特に雨期（6月～9月）には交通遮断等があるので、注意が必要である。

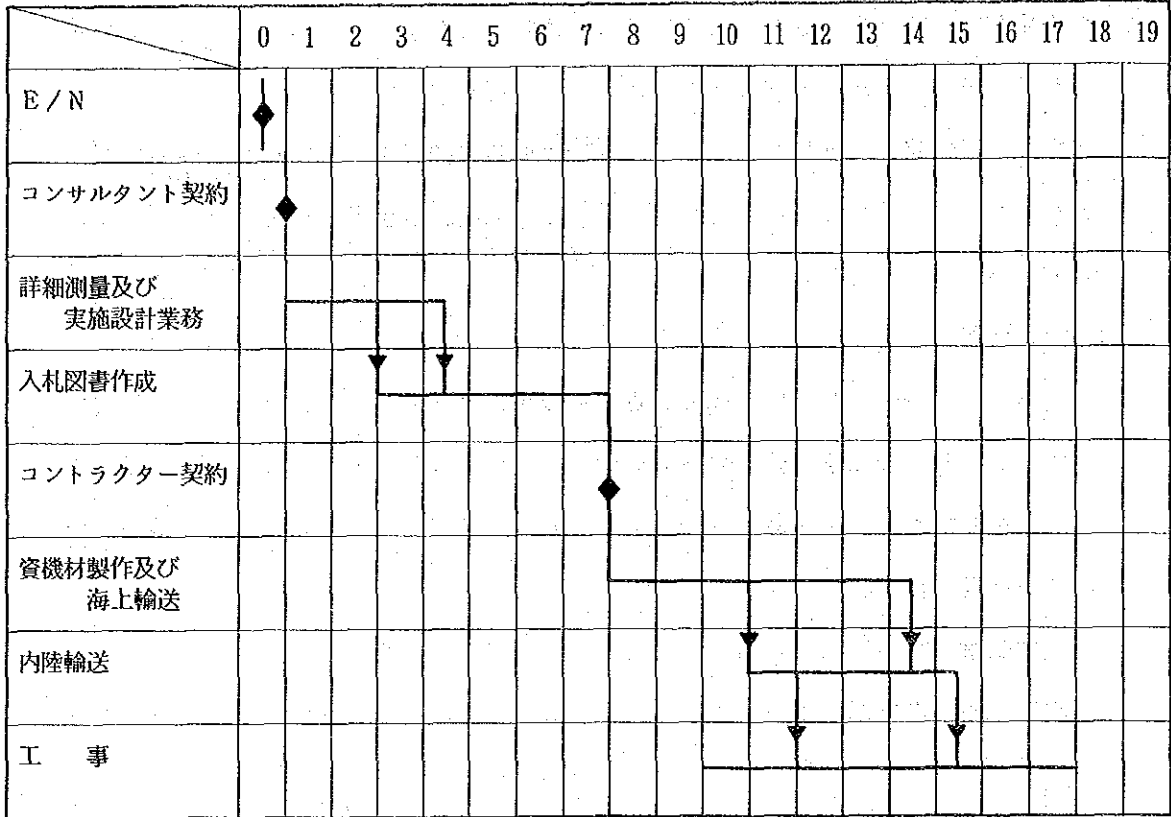
土木工事については、河川工事をともなうので乾期に実施する必要がある、このため工事が一定期間に集中するので、事前に十分な準備工事を実施する必要がある。

## 5 - 6 実施スケジュール

本事業の全体工程は「日本」・「ブ」国両政府の公文交換（E/N）によって始まる。その後電力局は、日本法人コンサルタントと資機材調達業務及び事業実施に必要なコンサルタント業務の契約を行う。

コンサルタントは契約後詳細設計を行い入札書類を準備し、「日本」「ブータン」両政府の承認の後日本法人業者に対する入札を行い、落札者と「ブータン」政府の契約に立合う。E/Nから業者契約に必要な期間は約7ヵ月、水車発電機の製作、その他機材の調達及び梱包、海上輸送は約6.5ヶ月内陸輸送は約1ヵ月と見込まれる。また工事及び技術指導が開始されるまでには9ヶ月間が必要となる。工事施行期間は最大8ヶ月である。これらの工程についてはTable 5 - 1に示した。

Table 5 - 1 E / N後の事業工程



## 第6章 維持管理計画



## 第6章 維持管理計画

### 6-1 維持管理組織計画

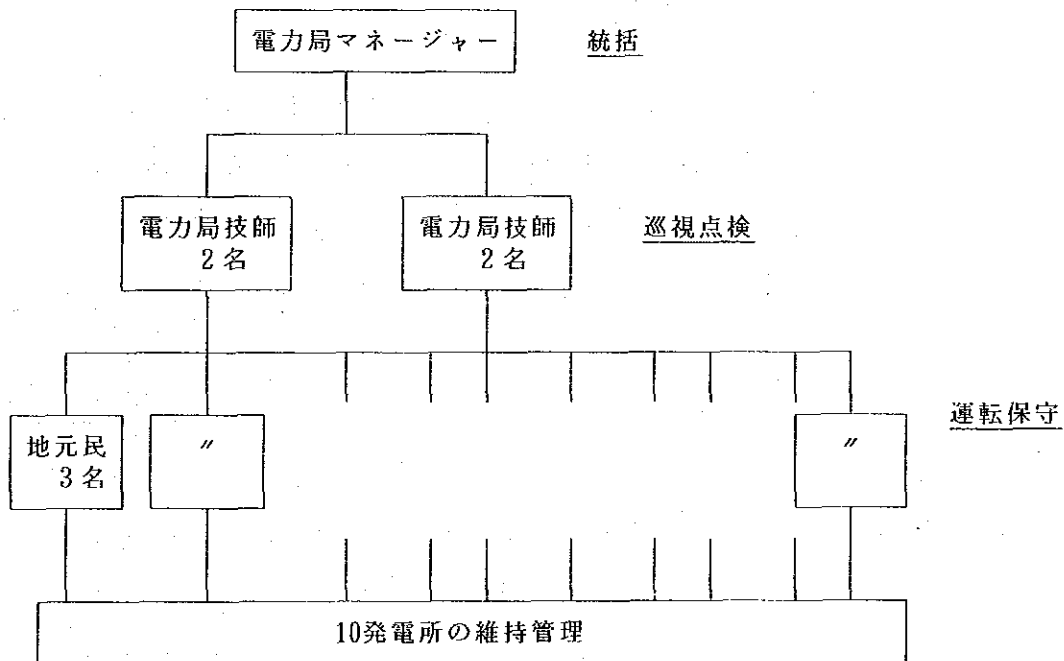
#### 6-1-1 維持管理体制

「ブ」国政府電力局は、本プロジェクトが完成し、試運転が終了した時点で、本発電所より電力を供給することとなる。

このための運転および保守の人員は、<sup>(1)</sup> 日常の点検及び保守については、各受電地域の地元民があたり、<sup>(2)</sup> 技術的な点検、補修は、電力局の技術者が定期的に巡回してこれに当る。

各施設の日常の運転保守は地元民3人により行ない、定期的な巡視点検は電力局の技術者1班2名、2班の編成で行う事とする。

これらを中央で統括する主任技術者を置く事とし、その組織については下図のとおりである。



従って、建設中及び試運転期間に無償資金協力の範囲内で保守、運転担当者に対する技術指導を行なうものとする。

その項目としては、下記が考えられる。

(1) 日常の運転保守技術

- (2) 事故を含む異常時の対応と復旧方法
- (3) 設備の管理方法（記録の処理を含む）
- (4) 安全作業の手順

## 6 - 2 維持管理費

年間維持管理費の試算は、「ブ」国における実績が得られないので、次の条件により算定した。

- (1) 修繕費 日本の公営電気の算定基準（2,000kW級発電所）の50%増しとした。
- (2) 諸費 消耗品、通信運搬費、旅費については、上記の基準に対して、電力局の技術者が定期的に巡回して技術的な点検、補修に当るため、日本の場合と比較して守備範囲が広がるので、kW当り 120Nu/kWとして算定した。
- (3) 人件費 常時点検は現地住民が当ることとし1ヶ所当り3人が行なうこととした。技術者の巡視点検は1班で2名、2班で行なうこととし、更に電力局の管理要員及び補助者を計上した。
- (4) 潤滑油費 日本の実績から判断して、修繕費に対する比率で計上した。

以上により計算した結果はTable 6 - 1に示すとおり、年間維持管理費は 408,400Nuとなる。これは売電可能電力量当り0.48Nu/kWhとなる。仮りに現行の平均売電電力料金を適用した場合、この売電収入は年間 553,000Nuとなる。従って維持管理費はkWh当りの売電単価の68%を占めるにすぎないことから見て上記維持管理費の捻出は可能と考えられる。

因に本プロジェクトの完成により10発電所より得られる年間発生電力量は下記のように想定される。

$$\begin{aligned}
 \text{年間発生電力量 (kWh)} &= \text{発電所出力 (kW)} \times 365 (\text{日}) \times 24 (\text{時間}) \times \text{発電所利用率} \\
 &\quad \times (1 - \text{所内ロス率}) \\
 &= 380 (\text{kW}) \times 365 \times 24 \times 0.25 \times (1 - 0.05) \\
 &= 790,590 \approx 790,000 (\text{kWh})
 \end{aligned}$$

Table 6 - 1 年間維持管理費の算定

| 年間経費 | 金額 (単位Nu) | 算出根拠   |
|------|-----------|--|
| 修繕費  | 110,700   | $410\text{kW} \times 270\text{Nu} = 110,700\text{Nu}$<br>日本では、 $2,000\text{kW}$ 以下年間 $3,618$ 円/kWである。<br>$(3618 \div 20 = 181\text{Nu})$<br>但し、小規模なため50%増とした<br>$181\text{Nu} \times 1.5 = 271.5 = 270\text{Nu/kW}$  |
| 諸費   | 49,200    | 消耗品、通信運搬費、旅費等<br>日本では、 $1,200$ 円/kW。<br>$(60\text{Nu/kW})$<br>但し、現地が遠いため 100%増とすると、 $120\text{Nu/kW}$<br>$410\text{kW} \times 120\text{Nu/kW} = 49,200\text{Nu}$   |
| 人件費  | 220,800   | ①常時点検 (現地住民)<br>$3$ 人1ヶ所 $\times 10$ ヶ所 $\times 12$ 月<br>$= 360$ 人月<br>@ $300\text{Nu} \times 1.2$ 割増 $= 360\text{Nu}$<br>$360$ 人月 $\times 360 = 129,600\text{Nu}$<br><br>②巡視点検 (技術者) 2班で実施<br>1班2名の編成で行う。<br>$2$ 人 $\times 2 \times 12$ 月 $= 48$ 人月<br><br>@ $1,000\text{Nu}/\text{月} + \text{現地手当}30\%$<br>$= 1,300\text{Nu}/\text{月}$<br>$48$ 人月 $\times 1,300\text{Nu}/\text{月}$<br>$= 62,400\text{Nu}$<br><br>③その他電力局の係員<br>①マネージャー1人 $\times 1,300\text{Nu}$<br>$/\text{月} \times 12 = 15,600\text{Nu}$<br>②補助 (タイピスト, 会計係)<br>$2$ 人 $\times 550\text{Nu}/\text{月} \times 12$<br>$= 13,200\text{Nu}$<br>小計 $18,800\text{Nu}$ |
| 潤滑油費 | 27,700    | 修繕費の25%相当を計上   |
| 合計   | 408,400   |  |





## 第7章 事業評価



## 第7章 事業評価

「ブ」国の特徴として、Thimphu, Phuntsholing, Gaylegphug 等を除いて住民の多くは山間部に小規模な町又は村落を形成して居住している。

そのため電力の供給は、一部の地域 (Phuntsholing, Paro, Thimphu) を除いて孤立した単独区域内でそれぞれ行なわれ、電力の相互融通が不可能である。

一方「ブ」国は水資源に恵まれており、包蔵水力は6百万kWと推定されているものの河川勾配が急である上に地質が非常に複雑で、大規模な貯水池式発電所の建設に適した地点は少ない。しかし河川勾配が急であることは、流れ込み式の中小規模の水力発電所の開発に適しているといえる。

従って、上記の事情を勘案すれば、各地域毎の電力需要を賄うための小規模な水力発電設備が最も現実に即したものといえる。

本プロジェクトの直接的、間接的裨益効果としては以下の諸点が考えられる。

- 1) 未電化地域の電化が可能となり、日常生活、教育、医療、治安面でのレベル向上。
- 2) 「ブ」国の経済社会開発に資する点が多い。
- 3) 経済開発に伴い雇傭創出効果が期待され、併せて所得水準の向上が期待される。
- 4) 地域住民の文化生活導入及び社会の活性化。
- 5) 地方町山村地域の治山、治水および森林の保護。
- 6) その他効果的な情報の伝達が可能となり、労働生産性が向上する。
- 7) Tongsa地点のように既設ディーゼル発電設備の運転時間が短縮でき、燃料の輸入が減少し、外貨の節減が計られる。
- 8) 無償資金協力を通じて技術移転が行われることにより電力局の人材養成、技術の向上がはかれることから、人材の基盤が整備され、全体計画の実施に大きな技術力を与える等の効果が期待される。
- 9) 本計画が完成した後の維持管理体制は、受益者である地域住民が日常の保守点検業務を行ない電力局の技術員が定期的に巡視点検することによって対応することとなるので、きめ細い施設の維持管理が期待され、電力局の組織も簡素化が図られる。
- 10) 維持管理に必要な経費は設備から得られる売電料金によって賄う事ができる。

上記の如き効果を考えれば、本プロジェクトは、実施の妥当性を有するものと考えられる。



## 第8章 結論及び提言



## 第8章 結論及び提言

### 8-1 結論

「ブ」国政府は地方町村の整備計画を進めるために不可欠な電力供給計画として、「ブ」国の地形、特性、需要形態、送配電形態等を配慮して、現段階において最も効果的、経済的な開発手段として、全国に150ヶ所の小規模水力発電施設の整備計画を立案した。しかし電力局の保有する技術者数の不足や資金調達状況等の影響で、具体的な計画に必要な資料整備も遅れてきており、このうちの約60ヶ地点について基礎資料が収集されたに過ぎないのが実態である。

今回対象の10ヶ地点は、上記計画150地点の中で各地域の主要な位置を占める町村で病院、学校等の公共施設を有しながら、現実的に電力供給が全くないか極めて不十分なため、病人の診療あるいは学校の寄宿舎用照明等、緊急に電力供給が必要とする個所を対象として選定された。

今回対象10ヶ地点について、現地調査、先方政府との協議結果等を検討して基本設計調査報告書として取りまとめたが、結論として次のことが挙げられる。

- (1) 小規模水力発電所の建設は、未電化地域での電化が可能となり、日常生活、教育、医療、治安面でのレベル向上が期待される。
- (2) 現地調査の結果、小規模水力発電所の建設は技術的に問題なく実施できる。
- (3) 未電化地域に電力を供給することにより産業、経済活動の活性化、住民の福祉、民生の安定が図られる。

上記を総合的に勘案すると、本計画の実施は意義深いものであり日本国政府が無償資金協力を行なうことは充分妥当なものと判断される。



## 8-2 提言

### 8-2-1 本計画に対する提言

本計画で建設される小規模水力発電施設は、「ブ」国の将来の発展の基礎をなすものであり、長期的にその機能を維持するために、「ブ」国政府関係者は下記の点についての対応が必要と考えられる。

- (1) 「ブ」国政府が計画している 150ヶ所の小規模発電施設整備計画の最初のプロジェクトであり、本計画の建設にあたり「ブ」国政府関係技術者は建設工事に参画し、日本の技術員及びコンサルタントから水力発電に関する技術を修得をする必要がある。
- (2) 建設を通じ日本側の技術者より、保守運転技術を習得することにより、具体的な保守運転計画を策定して信頼性の高い電力供給体制を整備する必要がある。
- (3) 建設に係わる「ブ」国側分担分である施設用地の取得、機材搬入および工事に必要な道路の整備、支障木等の伐採保障等について建設工事の工程に支障のないよう速やかな対応が必要である。

### 8-2-2 今後の水力発電所建設に対する提言

#### (1) 組織体制の整備

電力局の組織については、2-2-1に述べたとおりであるが、電力局の所有する発電施設は全国に分散しており、各発電所の運転状況を、電力局がThimpuにおいて直ちに把握することは不可能である。

従って、各地方に分散している発電所を結ぶ通信施設の整備を行う必要がある。更に次に述べる要員の養成体制作りが肝要である。

#### a) 水文資料の収集及び整理

現在電力局が監理している流量観測所の資料の整理については、実際に測定経験を有する要員が少なくまた測定器具についても不十分である。

特に水力発電所にとって最も重要である水文資料が不十分であり既設発電所の運転記録も、取水口における河川流量のみならず、使用水量の記録もない。従って早急にこれらの要員の養成と測定器具の整備が必要と思われる。

#### b) 地形図の作成について

「ブ」国全国について1/50,000地形図があるが、この地形図は、相当古く、

現状の地形と大変異っており、幹線道路も記入されていない。電力局の測量要員も、単純な測量は出来るが地形図作成等については技術的に十分といえず、測量要員も非常に少ないので、これらの要員を養成し確保する必要がある。

c) 保守運転要員

既設発電所の保守運転のほとんどがインド人技術者によって行なわれているが、発電所の稼働率から見ても適切な監理状況とはいえない。従って今後小水力発電所の運転開始に当っては、保守運転要員の育成に努めることによって各地域毎に独立して保守、運用が可能となるような合理的な組織形態を考慮する必要がある。

(2) 技術上の問題点

既設発電施設は、ほとんどインドの技術協力によって建設されまた運転されている。各施設とも稼働率が悪く、故障及び事故が多発しているため、運転可能な発電施設は過負荷運転を行っており、これが原因となって事故又は故障が更に増加しているものと思われる。

また電力供給について発電所から需要家までの損失電力が非常に大きいことは、送電線の電圧が適切でないために発生しているものと考えられる。

土木構造物については、施工技術が未熟なため、必要以上の修理費が嵩んでいるものと思われる。勿論施工技術のみならず設計面についても、基本的に考慮を要する点が多く身受けられた。

今後、小水力の建設に当って技術者の訓練を行ない、これら問題点の改善を促進すると共に施設建設、運転開始後の保守、運用等に役立てることが重要である。

