

第4章 プロジェクトの課題

第4章 プロジェクトの課題

4-1 プロジェクト資金問題

(1) 資金調達問題

本事業については、実際に事業化する場合、事業費が巨額であり（93年のブレフ/S時点で約500百万ドルを想定）、国家歳出（96/97年度で5,663ヌルタム＝約135百万ドル）の数倍の金額となると考えられる。このため、資金調達については以下のような問題が生じることが想定されている。

1) ブータン政府による外国からの資金調達

本事業建設のための500百万ドル以上の費用をカバーするには、ブータン国内資金では到底対応できないため、海外のドナー、もしくは民間セクターから資金を得ることが必要になる。

しかし、ブータン国の経済規模（人口60万人、GDP291百万ドル）を鑑みるに、各ドナーが、本事業への借款供与はブータンの債務負担能力の制約からリスクが大きいと考えて、借款供与に消極的になることも十分考えられる。ブータン政府自身もこれまで外国からの借入は極力抑えてきたという経緯もあり、インドからの借款を除けば、各ドナー（世銀、ADB、クウェートファンド、IFAD、オーストリア、オーストラリア）の借款の現在までの累積金額（コミットメントベース）は、156百万ドルに過ぎない。以上を鑑みるに、本事業について500百万ドル前後の金額を新たに各ドナーから調達するのは、容易でないことが予想される。世銀も、タラ、パソチュー、クリチューの各水力発電所以外に対して、更に巨額の二国間援助を得ることは難しく、今後大規模な水力発電所建設を行うにはブータン側の自己資金に限りがある以上、民間資金の導入を模索するしかないとしている（World Bank: Bhutan Country Economic Memorandum 1996）。しかし、ブータン政府は外国民間資本による電力開発には消極的である。

2) ブータン政府の事業実施時のローカルコスト負担

通常の国際開発金融機関や日本のOECFの借款供与においては、事業費全額を借款でカバーすることはなく、費用の一部は借入国政府が負担することになっている。本事業は、全体事業費が大きいため、ブータン政府負担分も相当大きくなることが予想されるが、これを同国政府が負担できるかどうか、という問題がある。

3) ブータン政府の債務返済負担の増大

タラ水力発電所については、商業運転開始（2006/7年前後）の後、事業費の40%分をカバーする借款の返済が開始されるが、この他、クリチュー水力発電所建設のための債務返済もあり、かつ、パソチュー水力へのオーストリアへの元本返済も始まるため、2000年代後半から2010年代にかけては、対外債務返済負担は急激に増大する見込みである。ブータン政府としては、これら水力発電事業の運転開始による債務負担を上回る歳入増を想定しており、これが債務負担増に見合うと想定しているわけであるが、各電力会社の売電収入の増大が、タイミングよく確実にブータン政府収入増につながるよう必要な措置をとる必要がある。

4) ハードカレンシーでの返済確保の問題

本事業が発電する電力の大部分は、インドに対して売却されることが計画されている。この売電収入が、本事業建設のための借款の返済資金のうち、相当分の原資になることが予想される。既存のチュカ発電所は、

インド政府の資金により建設されたこともあり、インドルピー建てで安価に電力をインドに輸出しているが、本事業についてもルピー建てで買電契約が締結され、売電収入がルピー建てとなる可能性がある。他方、本事業については、仮に国際機関等から借款供与を受けた場合は、多額の債務をルピーではなくハードカレンシー建てで返済する必要がある。従って、ブータン政府は、現在外貨準備は比較的豊富（輸入額1年分以上）であり、かつ準備高の殆どをハードカレンシーが占めている（95/96年度末で141百万ドル）ものの、本事業への借款の返済が本格化すれば、何らかの方法でハードカレンシーを入手する必要がある。

5) インドとの売電条件の確保

本事業で発電される電力の売却先は、当面の間、隣接するインドに限られると思われる（バングラデシュ、ネパールへの売電の可能性は否定できないが、可能性は低いと思われる）。これは典型的な買手独占の形であり、インドへの売電条件交渉ではインド側が強い立場に立つことになる。インドへの売電価格は、本事業の財務的な妥当性のみならずブータン経済全体に対して極めて大きな影響を与えることになるため、如何に有利な売電条件を確保するかが事業成功の鍵となる。逆に、この条件が確保・確認されない限り、各ドナーが資金供与に踏み切れない可能性がある。

(2) 今回調査時の当方よりの申し入れ事項

当方より、上記(1)の問題意識及び98年2月時点でのブータン政府・在インド日本大使館との協議結果を踏まえ、ブータン電力局、貿易産業省の会計・資金局、及び大蔵省国家予算援助調整局の日本担当官に対して、本事業の資金調達については、今回の開発調査の実施は何等将来の日本からの資金調達をコミットするものではないこと、及び仮に日本の資金協力が実施されることになっても本事業の建設費全額をカバーすることは到底できず、複数ドナーからの支援が必要であること、インド政府への売電でルピー建てで収入を得ても、インドを除くドナーへの借款資金返済は交換可能な通貨である必要があり、この返済のためにハードカレンシーを獲得することが必要である旨を繰り返し説明した。

(3) ブータン側の反応

1) 資金調達

当方の申し入れ事項については、ブータン政府が理解していることが確認できたが、同政府部内における資金調達に関する共通した方針は、まずF/Sを実施し、その結果の報告書（事業が妥当であるか、事業費用見積はどの程度か等）あるいは最終報告書ドラフトを見た上で、資金調達についてドナーにアプローチして資金協力を求めるというものであった。なお、この手続は、本事業について特有のものではなくブータン政府に共通のものであるとのことである。また、今回の開発調査実施は、将来の日本からの資金協力を何らコミットするものではないこと、また、今回開発調査では資金調達についてもケーススタディを行うものの、本事業実現の実際の資金調達はあくまでブータン側がイニシアティブを持って行うべきであることについては双方にて確認した（第2章2-5 協議議事録参照）。

2) インドへの売電

インドへの売電については、電力局、大蔵省とも自信を持っており、また、既に外交ルートを通じてインド政府に対して、本F/Sを日本が実施すること、及び本事業により発電される電力をインドに売りたいと考えていることを通知しているとのことである。また、大蔵省国家予算援助調整局では、バングラデシュへ

の売電の可能性も示唆された。

3) 対外債務負担及びハードカレンシーの必要性

大蔵大臣及び大蔵省国家予算援助調整局日本担当官によれば、今まではブータンの対外貿易の大半を占めるインドとの貿易においては収支が赤字であったため、ルピー建てで売電してきた（売電収入で得たルピーを使って、インドからの輸入をルピー建てで行ってきた。（なお、ルピー建てで輸出入を行うことには、為替リスクを回避できるという長所がある。））が、インドとの経常収支は改善しつつあり、チュカ発電所等が運転開始すれば、インドとの経常収支は黒字に転ずることもあり得るし、そのような状況が生じた場合、今回のプナチャンチュ水力発電事業の収入をルピーでもらっても意味がない（即ちブータンにおけるルピー準備高が増大するだけとなる）ので、ハードカレンシーで売電することを検討することになろう、との説明があった。

4) 民間セクターの参加について

当方より、民間資金による建設の可能性についてのブータン政府の考え方について質問したところ、ブータン側からは、現状、外資の参入を最大20%までに制限しており、案件の内容によって、外資の参入についてはケースバイケースで対応するとの回答を得たが、今のところは、I P P等、民間ベースの建設は積極的には検討していない感触であった。他方、インドでの電力セクターの民営化の動きは電力局、大蔵省でも良く認識されており、将来的には現状の政策を変更されて民間ベースでの発電所建設を許可する可能性も否定できないことが示唆された。

(4) 本格調査での課題

1) 資金調達・各ドナーへの働きかけ

ブータン側の説明では、最終報告書ドラフト段階になり、事業のフィージビリティが確認でき、かつ必要資金額が明らかになった段階で、初めてドナーに資金供与を働きかけることができるとのことであったが、その点はやむを得ないものと判断される。デリーのADB事務所においても、本事業への借款供与の感触を聞いたところ、調査に関心はあり、また南アジア地域協力という観点からも興味はあるが、事業規模も大きく、かつインドへの売電交渉も行われていない段階で、借款供与の可能性を述べるには時期尚早であり、調査結果がある程度形になって初めてある程度判断できるという回答であった。以上を考慮すると、日本側としては、本格調査が後半に入り、ある程度調査結果の目途がついた段階で、ブータン側に資金調達を開始するよう働きかけていく（その際には、インド側にも一部資金供与を求めることも検討するようブータン側に働きかける）ことが望ましいと思われる。また、リスクを分散し、ドナーを惹きつけるという観点から、複数ドナーによる協調支援を提言することも本格調査で更に検討する必要がある。また、本事業の建設・運営に問題が生じた場合、国家経済規模に比較すると巨額の債務のみが残り、債務返済が滞る可能性があり、これらの点に関する各ドナーの不安を払拭するためにも、本格調査では、技術面・運営維持体制の検討も一般の案件以上に慎重に行う必要がある。

2) インドへの売電

インドに対しては、ブータン政府から外交ルートを通じて、既に、J I C Aが本調査を実施する方向であることを通報済みである。今後、インド側が如何なる反応を示すかは定かでないが、資金調達とあわせ、イ

インド側と早い段階で売電交渉を行うよう日本側から本格調査を通じて働きかけていく必要がある。また、本格調査において売電価格の感度分析を慎重かつ十分にを行い、ブータンの売電交渉に資することが望まれる。

なおインドへの売電については、インド側の電力事情（インド北東部は電力供給率が良く、南部が電力不足であるが、送配電網のリハビリは進んでいない）に大きく左右され、上記電力事情によっては、事業計画の変更を余儀なくされる場合があることに注意する必要がある。本格調査において、インド国内の電力需要、電力開発計画、送電計画についても十分調査しておく必要がある。

上述のハードカレンシーによるインドへの売電の可能性については、インドの外国為替市場において、インドルピーがどこまで自由化されるか（ハードカレンシーとの兌換性が高まれば、インドルピーでの売電収入も、交換コストを払えばハードカレンシーに交換可能となる）、あるいは、インドとの交渉におけるブータン政府の交渉能力がどこまであるのか（経常収支は改善しつつあるが、91/92年度から95/96年度にかけての財政収入のうち、インドからの援助は依然、1割～3割を占めており、財政上もインドへの依存から脱却していない）、といった点に大きく左右されることが予想される。本格調査でも、これらの点については、ある程度調査対象とすることとなろうが、実際にハードカレンシーでの売電が可能かどうかは、インドとの交渉時点での、これら周辺状況に大きく左右されると思われるところ、ブータン側の交渉努力に期待したい。

3) 債務負担能力

上述の通り、本事業が実施されれば、売電により収入が増える一方で、債務負担が大きくなることが予想されるため、本事業実施及びこれに係わる債務返済が、ブータンの国家予算及び対外バランスにどのような影響を与えるかについて、幾つか想定される資金調達を選択肢に基づき、シミュレートすることが有意義であると思われる。

4) 民間セクターの参入について

ブータン政府は、民間主導の本発電所建設については現時点では積極的ではないが、他方、国内民間セクター開発を支援していくという方針もあり、今後、調査終了時点までに同政府の外資参入についての方針が変更される可能性もありうる（因みにIMFは、外資参入比率の上限（20%）の引き上げを提言している）。従って、民間セクター主導（BOT等の形態）での事業建設・運営の可能性についても、本格調査において選択肢の1つとして、検討しておくことが望まれる（例えば、民間主導開発では、関連法制度を整備することが必要であるが、この法制度について他国の事例を参考として示したり、事業を実施する事業者（IPP）の収入を確保するためのスキームを構築したり、融資をとりつけ易くするための手段（例えば関連国際機関や関係国からの債務保証）を提言したりするといったことが考えられる。）

4-2 インドとの関係

既に上に述べた通り、ブータン経済はインドからの援助に大きく依存しており、また貿易についてもインドが大きなシェアを占めている（輸出の9割以上、輸入の8割程度）。電力セクターについても例外ではなく、主要な水力発電事業はインドからの全面的な援助を受けて建設されているし、また、その電力の輸出先はインドである。

ブータン政府は、インドのブータンに対する影響力を抑制し、独立性を高めたいという希望を持っているが、その一方で、同国は経済・財政上で未だインドに強く依存していることを看過すべきでない。本事業についても、電力局は、前回調査時点では、調査へのインドの関与（インド業者の調査への参加や本格調査団のインドでの調査等）を避けてほしい旨主張していた（但し今回の調査ではこの主張を取り下げた）が、今回開発調査についても、また、将来の本事業の建設工事についても、何らかの形でインド側に関与せざるを得ないことを留意することが必要である。

既に、ブータン外務省は、インド政府に対し外交ルートを通じて、本件開発調査を日本の援助により実施することを通知しているとのことであるが、将来的にインド政府が本事業費用の一部に対して何らかの形で資金供与を行う可能性もあること、及び、いずれにせよインドとの間で売電契約の締結をする必要があることを睨みつつ、ブータン政府は積極的にインドとの協議を進めるべきと考えられる。

また、本調査においては、まず、インド側の電力需要予測を適切に行い、電源開発計画、送電計画を把握することが必要であるところ、本格調査においても、ブータン側の将来の売電交渉を阻害しない範囲内で、インド側からも何らかの形で情報収集をしていくことが必要である。

更に、既に世銀・ADB・OECDはインド電力セクターに巨額の援助を行っており、同電力セクターの情報は蓄積されていると考えられるため、本格調査団は、これら機関からも情報収集を行うべきであろう。

4-3 氷河湖決壊洪水問題

本プロジェクトサイトの Punachangchhu 川の上流域 (Pho chu 川及び Mo chu 川) では過去に記録されている氷河湖決壊だけでも 1950 年、1960 年、1968 年、1994 年と 4 回存在し、12、3 年に 1 回の割合で起こっている。特に 1994 年には大洪水を引き起こし、歴史的建造物や橋などのインフラストラクチャーに多大な被害を与えると共に 100 人程の人命が奪われた (ブータン王国鉱工業プロジェクト形成基礎調査・プナチャンチュエー水力発電事業計画 1997 年 4 月鉱工業開発調査部参照)。この様な事例はネパールでも経験があり、発電設備に壊滅的な損害を与えたとの報告がある。従って本プロジェクトにおいてもこの洪水にいかに対処すべきかが主要なポイントである。

ブータンの商工業省地質鉱山局 (DGM) ではインドの協力を得て 1986 年から氷河湖決壊の調査を実施しており、1996 年には Punachangchhu 川の上流域の Pho Chu 川で氷河湖の貯水量を減少させる工事を実施している。しかしながら、工事の有効性については十分でなく、その位置も道なき道を 10 日間も徒徒でいかなければならないことから事前に防止工事をほどこすことは極めて困難な状態にあると言える。また、DGM ではリモートセンシング技術により氷河湖の決壊調査をブータン全国レベルで実施し、標高 4000~5000m に 59 個の氷河湖を既に特定している。これは SPOT 衛星の 1989 年、1990 年に撮影した画像をベースに調査・解析を加えており、Puna chu 川及び Mo chu 川にそれぞれ 14 個の合計 28 個の氷河湖を発見している。氷河湖の大きさは小さくもので 0.2km×0.3km、大きいものでは 1.9km×0.96km で最大水深 107m となっている。(GLACIERS AND GLACIER LAKE in the HEADWATERS of MAJOR RIVER BASINS of BHUTAN, Phuntso Norbu, Division of Geology and Mines Ministry of Trade and Industry, Thimphu November 1996) これは氷河湖決壊調査にリモートセンシング技術の適用が有効であることを示唆していると思われる。

前述の様に氷河湖決壊を未然に防止することは厳しい自然条件を考慮すると不可能と思われるので、氷河湖決壊は必然と考え、その洪水量を何らかの方法で推定し、ダム等の構造物の設計に取り入れることが必要となる。この場合、ダムの安全性を確保するのみならず、ダムの存在が氷河湖決壊洪水による被害を増大させることが無いよう十分に検討しその考え方を設計に反映させなければならない。

第5章 本格調査の概要及び留意事項

第5章 本格調査の概要及び留意事項

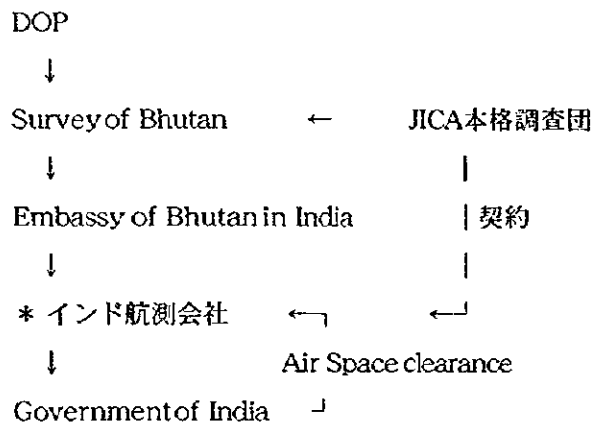
5-1 航空写真測量及び図化

計画対象地域の設計、計画及び地質調査に航測写真は不可欠である。ブータン国内には航測写真測量及び図化の民間の再委託先は無い。日本国内で日本並びにノルウェー、フィンランド、オーストラリア等の第3国による航測実施を調査したが、いずれにおいてもインド領空を航測機が通過する許可入手(Air Space Clearance)が極めて困難であることが明らかとなった。

従ってブータンにおける航測実施の経験を持つインド航測会社を再委託先とすることが最も現実的かつ経済的な選択といえるが、当初ブータンDOPはインドの航測会社を使うことに本プロジェクトをめぐるインドとの関係から難色を示していた。しかし、本プロジェクトの進展に伴いDOPの姿勢と状況が一変したことから、インドの航測会社を再委託先とすることに問題無いとの意向がDOPにより示されている。

Survey of Bhutanを通じてインド航測会社を再委託先とすることを前提にその手続きを調査した結果を以下に示す。

[航測手続きの模式図]



ここで問題となるのはインド航測会社の航測機といえどもインド領空のAir Space Clearanceを入手するには3ヶ月必要であることと航測の実施時期がブータンの天候の関係から11月あるいは12月に限定されるということである。F/S調査のワークスケジュールにおいて、第1ステージでできるだけ早期に実施したいところであるが前述の2つの制約条件から考えると第2ステージで(1999年の11月、12月)に航測の実施という状況にならざるを得ない。

しかし、Survey of Bhutanでは現在、全国の1/25,000の図化を1/35,000の航測原図(1978年)をベースにして実施中であり、幸いなことに本年12月までには計画対象地域全域が図化される予定であり、入手可能である。F/Sの第1ステージではこの1/25,000の地形図を利用することは十分可能となる。

更にSurvey of Bhutanによれば航測原図(1/35,000)を使用して1/10,000の図化まで縮尺スケールを小さくして図化できるとの事であり、DOPを通じてJICA本格調査団の要請があれば1/10,000の図化の要求に応

えられるとの意向を示している。但し、その図化に必要な期間は2~2.5ヶ月としている。この1/10,000の地形図と現地地上測量による1/1,000の地形図を併用することにより、第2ステージの各種調査を実施することが最善の策と考えられる。

しかしながら、第2ステージにおける調査結果の総合的なチェックや環境問題にはやはり1/5,000の地形図が必要と考えられるので、第2ステージの後半であっても航測は実施するべきと思われる。

なお、航測後の図化について留意しておかなければならないことがある。それは日本及び第3国で図化を実施すべきということである。Survey of Bhutanで図化は十分可能であるが図化した図面を国外持出し禁止条項を適用されるため持出せないからである。これでは業務遂行に重大な支障をきたすことになるのでこれはぜひ避けたい。

5-2 地形調査

地形調査は、地形図判読、空中写真判読、現地踏査によって行う。本調査では、1/5,000航測図化地形図を基本平面図とし、ダムサイト、地下発電所サイト及び、放水口付近については1/1,000実測平面図を作成する。

ダムサイト周辺では想定ダム軸を含めて3本の実測河川横断面図を(1/500)を作成すると共に同縮尺の実測河床縦断面図も作成するのが望ましい。実測河川横断面図は想定ダム天端より山側へ200m程度延長した範囲まで作成する。

実測図の種類と数量は次の通りである。

実 測 図 一 覧

	縮 尺	場 所	諸 元	コンター
実測平面図	1 : 1 0 0 0	ダムサイト	1 km×1 km=1 km ²	1.0m
		地下発電所放水口含む	1 km×1 km=1 km ²	1.0m
		小 計	2.0km ²	
実測河川横断面図	1 : 5 0 0	ダムサイト	500×3本=1,500m	-
		地下発電所放水口含む	500×2本=1,000m	-
		小 計	2,500m	
実測河川縦断面図	1 : 5 0 0	ダムサイト	500×1本=500m	-
		地下発電所放水口含む	500×1本=500m	-
		小 計	1,000m	

なお、実測図作成の適切な再委託先は地質調査と同様、ブータン国内には皆無であるが政府機関のSurvey of Bhutanが十分な実務能力を有している。この機関はインドの援助のもと全国の航測

図化を実施しており、高度な図化機（AVIOMAP）を保有している。地質調査の政府機関（DGM）への再委託方法と同様に、実測図作成に関わる費用増分を負担する事を条件にSurvey of Bhutanを再委託先とする事が妥当であろう。この場合、彼等と作業スケジュールを早い時期に相談することが必要となる。

5-3 地質調査

(1) 調査方法（再委託の方法）

一般に地下発電所建設の為の地質調査には高度な技術と熟練した調査熟練工が必要である。日本より全ての機材と熟練工を調達できれば工期、調査精度は万全を期することができるが大変な費用がかかることから非現実的である。

ブータン国内で地質調査の再委託先（民間）があつて、しかも調査能力があれば技術移転の観点からして申し分の無いところであるが、今回の調査結果によれば適格者がいないことが明らかとなった。

しかしながら、ブータン国貿易産業省のDGMにはボーリング機械があり、そのオペレーターも存在する。DGMの技術レベルは相対的に低く、現在のところはボーリングの実施とそのコア観察程度が可能であつて、透水試験や弾性波速度テストを自ら実施する能力は残念ながらない。

現在進行中のパンチュー水力開発及びマンデチュー水力開発の現場でDGMはノルウェーのコンサルタントに指導と機材供与を受けながら彼等のボーリング機械を使用して透水試験等を実施している。

このような状況から判断するとDGMの活用を積極的に推進することは調査費用の低減並びに技術移転の目的とも合致しており得策であると考えられる。一般に、先方政府機関への商業ベースの業務委託は原則として避けられるべきものであるが、DGMに対し本調査工事を実施することの増分費用のみを認める事にとどめ、職員給与等の直接費は先方の負担でDGMの技術者及び資機材を使用することを検討すべきと思われる。

この時注意しなければならないことは、DGMのボーリング機材は国家プロジェクト遂行のため全国レベルで稼働しているので使用するには前もってそのスケジュールの調整が必要であるとともに、透水試験用バッカー等の供与も同時に考えなくてはならない。

一方、高度な地質調査である地山応力測定や弾性波速度テスト等はインドの業者を再委託先とするのが妥当であろう。彼等はチュカ地下発電所、タラ地下発電所の建設において実績と貴重な経験を有しており、十分に調査工事遂行の能力を持っている。

また、本プロジェクトにおいては、取水ダム、地下発電所ならびに導水トンネルの建設に大量のコンクリートが要求されていることからコンクリート用の骨材の調査がその賦存量と品質の点から重要である。これらの基礎的な材料試験（たとえば単位重量・吸水率などの試験）は通信省のPWDの試験所で、ある程度実施可能である。

試験所の設備調査を実施した結果では、すり減り抵抗試験機（ロスアンゼルス試験）、粒土分布試験の為のふるい、乾燥機器等が一応はそろっている。しかしながら、アルカリ骨材反応試験や岩石鉱物判定などのテストは不可能と考えられる。

(2) 調査項目と数量

1) ダムサイト

コアボーリングを想定ダム軸に4本(右岸2本、河床1本、左岸1本)、ダム軸より上流、下流に100m離れてそれぞれ2本ずつの合計8本削孔すべきと考える。掘削の長さはダム高を考慮して60mが適当であろう。すべてコア採取し、コア観察を行べきで、この孔を利用し孔内水位観測、透水試験、孔内載荷試験や標準貫入試験を実施することが望まれる。

また、弾性波探査を縦断方向に左右岸に1本ずつ、横断方向に4本実施し、その長さは各々300m、400mで合計2000mである。使用する火薬はカウンターパートのDOPを通じてLaw and Order Section of Home Affairs Ministryへ申し込むと2週間程度で入手が可能である。

なお、右岸より左岸への渡河設備はダムサイト付近に木材運搬用の軸索ケーブルがあるが立木をアンカーとする簡易なケーブルを新設する事が必要となろう。

また、地下の沈砂池及び調圧水槽地質調査のためそれぞれ200m、100mの長尺ボーリングを1本ずつ実施する。又、採取されたボーリングコアを使用し密度、一軸圧縮強度試験等の室内試験も合わせて実施すべきである。

ダムサイト地質調査平面図と地質調査項目及び数量一覧表を参照のこと。

2) 地下発電所

地下発電所の空洞に届く長尺のボーリング250mを地下発電所地質調査平面図に示すように2本削孔するべきである。この孔を利用し、透水試験、地山応力測定(水圧破砕法)、孔内載荷試験を実施する。

孔内載荷試験は岩盤の変形特性を、地山応力測定は岩盤強度を調査することを目的としており地下空洞掘削のため重要なデータを提供するテストである。また、採取したコアを利用してコア観察を行うと共に一連の室内試験も実施する。弾性波探査はクロスする形で2測線合計600m行い、地下空洞掘削の資料を得る。又、放水口付近にボーリングを1本削孔することとしたい。

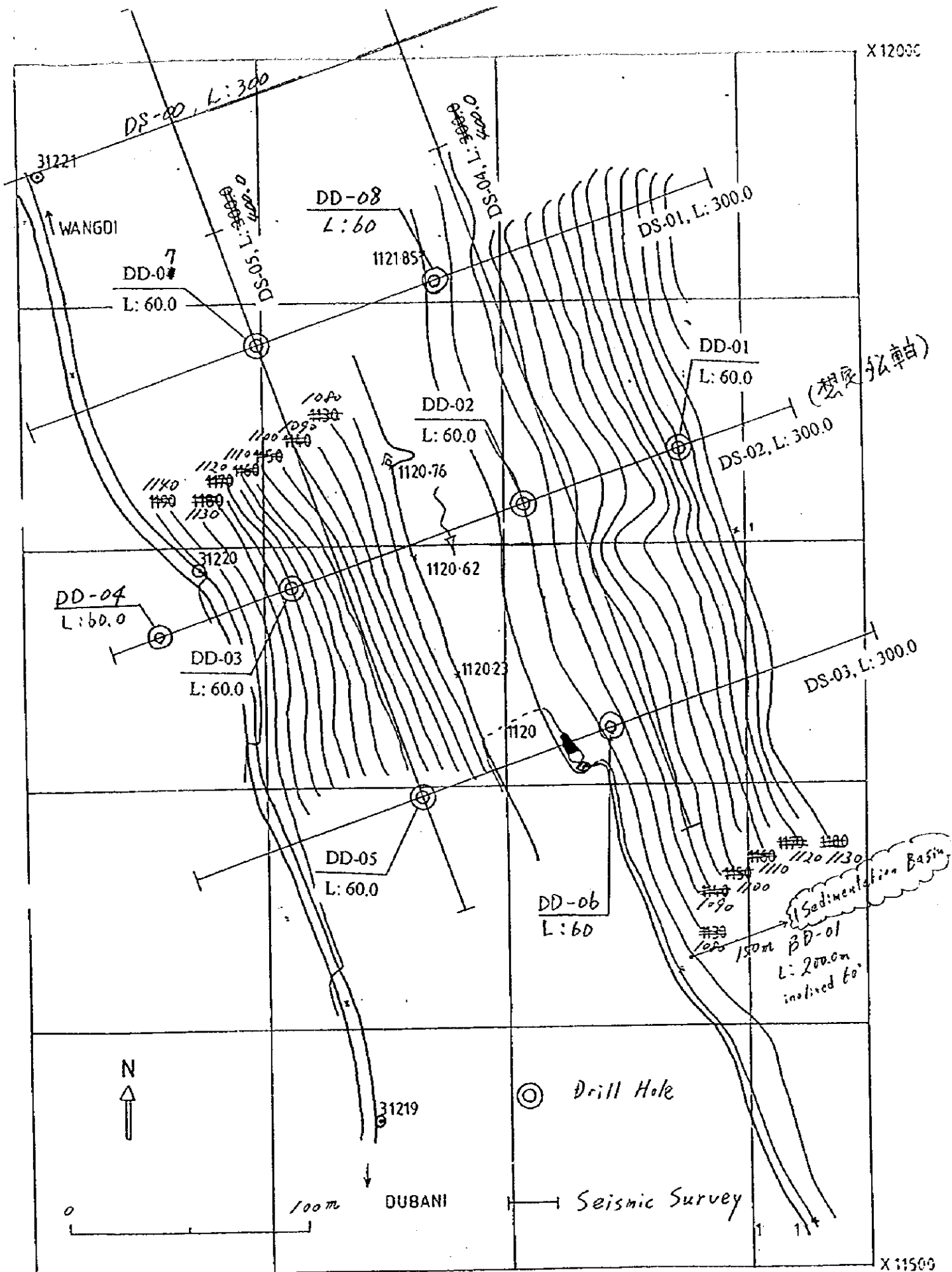
なお、渡河設備は地下発電所予定地より300m程度上流に吊り橋があり、分解した機材であれば十分運搬可能である。地質調査項目及び数量を地下発電所地質調査平面図、地質調査一覧表に示した。

3) コンクリート骨材調査

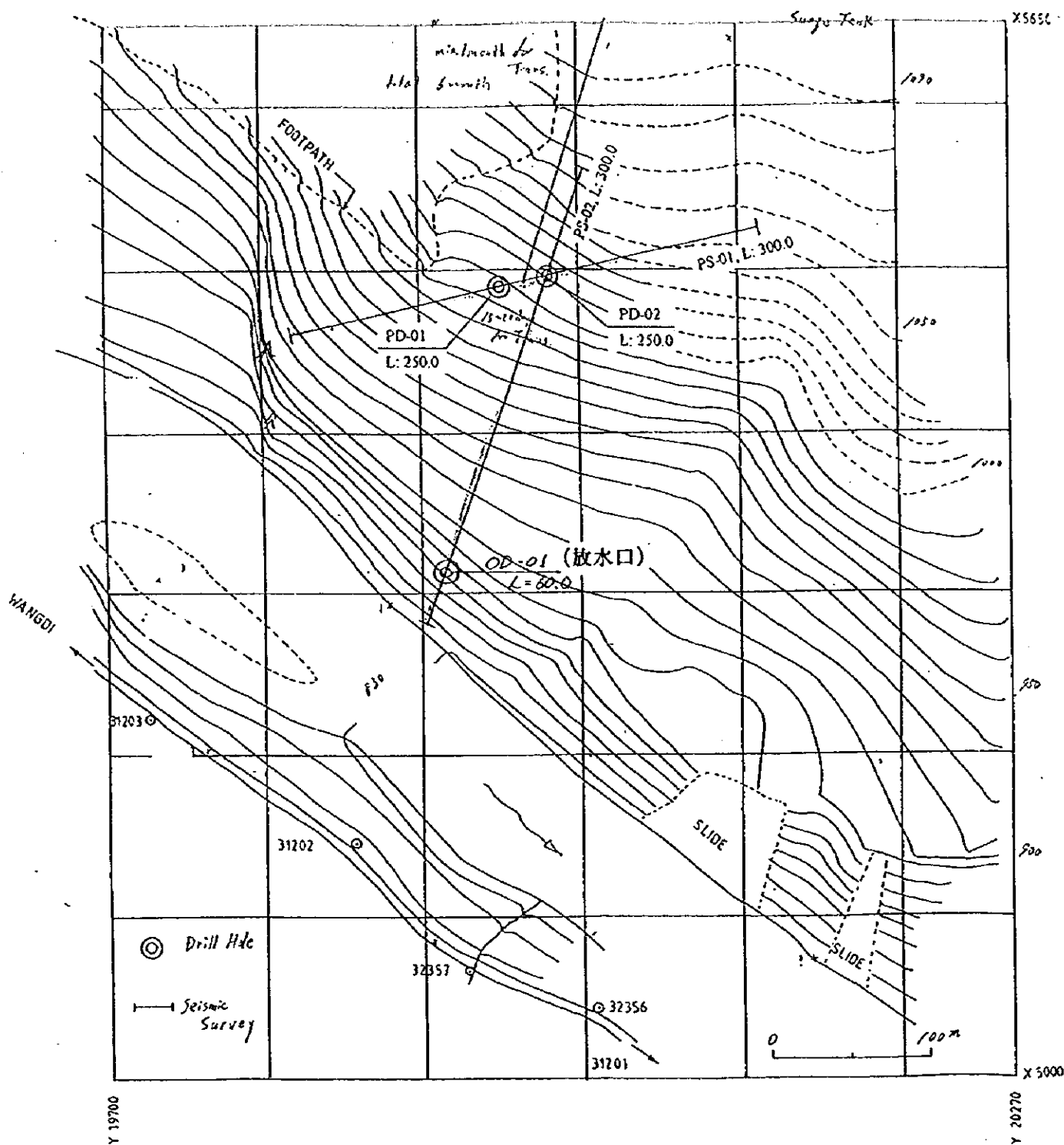
コンクリート骨材としてダムサイト上流に広く分布している河州砂利及び導水トンネル、地下発電所の掘削ずりの流用を想定している。掘削ずりは工程上の制性があることを念頭に置き、当初のコンクリート工事に必要な骨材は河川砂利利用を中心に考える。ダムサイト上流の測水所付近から上流へ向かって、適切な砂州、あるいは河岸付近に立坑(深さ3m程度)を2カ所掘削し、賦存量調査を実施すると共に骨材物理試験用の試料を採取する。参考までに、一連の骨材試験項目と数量は地質調査項目及び、数量一覧表に示す通りである。

4) 底質調査

流送土砂の性質及び含有鉱物を調査することを目的として河川の底質調査を実施する。乾期中、流量の少ない時に1m×1m×1m程度のピットを掘削し、試料を採取、鉱物観察、ふるい分けテスト等の室内試験を行うこととしたい。



ダムサイト地質調査平面図 (地下沈砂地を含む)



地下発電所地質調査平面図 (放水口を含む)

地質調査項目及び数量一覧表

1. 基礎岩盤調査

(1) 現地調査

NO	項目	適用規格	単位	ダム	地下沈砂池	調圧水槽	放水口	地下発電所	合計
1	空中写真判読								
2	地表地質踏査	ASTM D420							
3	コアボーリング	ASTM D2113 (O66)	孔	8	1	1	1	2	13
			m	480	200	100	60	500	1,340
4	コア観察	ASTM D420, D5434	孔	8	1	1	1	2	13
			m	480	200	100	60	500	1,340
5	孔内水位観測	ASTM D4750	孔	3	0	0	0	0	3
			回	24	0	0	0	0	24
6	透水試験	ルジオンテスト	孔	8	1	1	1	2	13
			測点	88	20	45	11	40	204
7	孔内载荷試験	ASTM D4791	孔	3	1	1	1	2	8
			測点	18	7	5	6	10	46
8	標準貫入試験	ASTM D1586	孔	8	0	0	1	0	9
			測点	40	0	0	5	0	45
9	地山応力測定 (水圧破砕法)	ASTM D4645	孔	0	1	0	0	2	3
			測点	0	10	0	0	10	20
10	弾性波探査	ASTM D5777	測線	6	0	0	0	2	8
			m	2,000	0	0	0	600	2,600

(注) 地山応力測定の実施能力を有するのは、アジアでは日本、インド及び中国のみ。

(2) 室内試験

NO	項目	適用規格	単位	ダム	地下発電所	合計
11	密度	ISRM	試料	10	10	20
12	単位重量及び吸水率	ASTM C97	試料	10	10	20
13	含水比	ASTM D2216	試料	10	10	20
14	弾性波速度	ASTM D2845	試料	10	10	20
15	一軸圧縮強度	ASTM D3148	試料	10	10	20
16	岩石鉱物判定	ASTM C295	試料	5	5	10

2. コンクリート骨材調査 (河床砂利を対象)

(1) 現場調査

NO	項目	適用規格	単位	数量
17	立坑掘削		坑	2
			m	6
18	地質観察	ASTM D420	坑	2
			m	6
19	試料採取	ASTM D75	坑	2
			試料	4

(2) 室内試験

NO	項目	適用規格	単位	数量
20	単位重量及び吸水率	ASTM C127, C128	試料	8
21	すりへり抵抗	ASTM C535, C131	試料	8
22	安定性	ASTM C88	試料	8
23	粒度分布	ASTM C136	試料	8
24	細粒分含有率	ASTM C117	試料	8
25	アルカリ骨材反応	ASTM C289	試料	8
26	岩石鉱物判定	ASTM C295	試料	8

3. 河川の底質調査

ピット (1m×1m×1m)

5-4 水文調査

河川の流量観測は電力局 (DOP) によりダムサイトから約15km上流にあるボモチュ測水所で1991年9月より継続的に観測が実施されており、信頼度の高い流量記録が存在する。

しかしながら、この測水所の測定機器は不調の場合があると同時にスペアパーツが不足しているため、機材供与により補強する必要がある。測定技術、人材の問題はない。

また、ダムサイト付近には適切な気象観測所が無いので本格調査開始後速やかにこれを設置して観測を開始することが必要となる。従って雨量、温度、湿度、蒸発量、日射量、風向、風力等の情報を継続的に得るために、機材を供与して観測所を設置する必要がある。なお、観測作業、資料の収集は先方政府が開発調査終了後も続けて実施することに合意している。

5-5 氷河湖決壊洪水調査

4-3で述べたように氷河湖決壊は避けられないものと考えてダムサイトに襲来する異常洪水流量を算定し、それに対応する設計としなければならない。そのため、先ず第1にプロジェクトエリアの上流域の氷河湖の個数と位置並びにその大きさ(貯水量)を調査しなければならない。

第2にそれらの氷河湖の経年変化を追跡して将来決壊にいたるであろう氷河湖を推定し、それが決壊した場合の氷河湖の位置における流出量を想定する必要がある。この時、統計的手法を用いて氷河湖の複数個が同時に決壊するというシナリオも想定する必要があるものと思われる。

これら第1、第2ステップの調査方法としては近年その技術発達の著しい衛星によるリモートセンシング技術を適用するのが最も現実的であり、また、既にブータン国のSurvey of Bhutanではその方向で調査が進んでいる。

次に第3ステップとして水理シミュレーションにより氷河湖決壊時の流出量を追跡し、ダムサイトに到達する異常洪水流量を算定する。水理シミュレーションには段波計算プログラム等、通常の洪水追跡方法を使用すれば良い。この時、計算に必要な河川勾配、断面形状が必要となるが幸いにもブータン全国の5万分の1の地形図が既に完成しているのでこれを利用し、推定することとする。

この地図はブータンのSurvey of Bhutanから容易に入手可能である。一方、1994年の氷河湖決壊時のピーク流量、水位等の実データから段波計算プログラムの妥当性も同時に検証する必要がある。

以上からダムサイトに到達する異常洪水ピーク流量及び到達時間を算出し、本ダムのPMF(プレF/Sレポートによると6,000m³/S)より同等程度以下であれば基本的に問題無しとするが、1994年の決壊洪水により明らかになったように多量の流木が洪水と共に流下することに留意する必要がある。

一方PMFより大きい場合にはこの異常洪水を安全にダムを通過させ、下流へ導流するダム施設計画を立案しなければならない。このため、ダム形式はロックフィルダムを避け本ダムのプレF/Sレポートにあるように重力式コンクリートダムとすることは当然と考えられ、堆砂の貯水池への影響を同時に考慮すると、大型ゲートを複数備えた洪水吐形式を採用するダムタイプになろう。

以上が本格調査の概要であるが、リモートセンシング技術による第1、第2ステップの調査方法について述べる。

(1) 衛星画像によるリモートセンシング技術の適用方法について

現在各国が地球探査や気象観測を目的として多くの衛星を打ち上げているが、氷河湖の実態調査として有用なデータを提供してくれる衛星は次の通りである。

- 1) ランドサット (アメリカ)
- 2) スポット (フランス)
- 3) JERS-1(地球資源衛星第1号、日本)のSAR(合成開口レーダー)とOPS (光学センサー)
- 4) RADARSAT(カナダ)

但し、上記1) 2) 及び3) のOPSは調査対象地域に雲があれば写真撮影画像を得られない。

1) のランドサットは1972年から現在まで連続に観測しており最も長期間にわたるデータの提供を受けることが出来るが解像度が20m程度となっており、スポット、JERS-1のSAR及びOPSの5m程度と比較すると解像度に難点がある。従ってこれらの衛星の特徴を生かして調査することが必要となる。

調査対象地域はPunachangchhu川の上流支川であるMo Chu川、Pho Chu川の流域とチベットの一部であり、東経89° 30'~90° 30'、北緯27° 30'~28° 30'の110km×100kmのエリアである。

調査は次の手順により実施する。

第1段階—調査対象地域(110km×100km)の全体像をランドサットにより把握し、調査対象氷河湖を絞り込む($s \approx 1/200,000$)

第2段階—第1段階で絞り込んだ氷河湖に対して解像度の大きい(2)~(4)の衛星のいずれかの写真を入手して氷河湖の規模を把握するとともに貯水量の推定を行う。

このとき過去の特定時期の写真と最近の写真を対比させることにより、氷河湖の経年変化の実態をある程度解明することができるものと考えられる。1970年代と1980年代、1990年代の3つの時代の写真比較することが望ましい。写真は磁気テープの形で対象エリアが明らかであればERSDAC(通産省)、RESTEC(宇宙開発事業団)から容易に入手出来る。

なお、今回の調査で明らかになったことであるがブータンのSurvey of Bhutanではインドの衛星データの提供を受けてインドの技術援助により氷河湖の実態解明研究がかなり進展を見せているので、この機関の担当者に接触すれば有益なアドバイスを受けることができると思われる。

5-6 概略設計・施工計画

主要な土木構造物は取水ダム、導水トンネル、水圧管路用の斜坑及び地下発電所である。プロジェクトサイトはプナチャンチュ川に沿って走る国道の直下であり、しかも首都ティンブーより車で3時間30分程度の距離で交通至便の所にある。建設による土地収用及び移転家屋数も極めて限定されていると同時に貴重種に属するような動植物は今のところ特定されていない。

また、設計ならびに建設工事の工程、経済性、安全性を大きく左右すると考えられる地質、地形もプロ形及び予備調査の外観調査によれば特に障害になるような事項は見当たらない。しかしながら、特に地質についてはF/Sにおけるボーリング、弾性波探査等の結果を慎重に検討すべきことは言うまでもない。

一方、プナチャンチュ川の上流に存在する氷河湖決壊による洪水をダム設計において配慮する必要がある。決壊に起因する洪水流量の決定はリモートセンシングならびに水理シミュレーションによる。

なお、施工計画は雨期、乾期における河川流量の増減を勘案し、立案すると共に環境インパクトを最小限にとどめる工法を極力採用に努め、全工程を4～5年程度としたい。

(1) 取水ダム

Pre-F/Sレポートによれば堤高58mの重力式コンクリートダムとしているが地形、地質、設計洪水流量(約5800t/s)及び氷河湖決壊洪水の存在を考慮すればダム型式を重力式コンクリートダムとする事は当然と思われる。また、発電用の日調整容量を確保し堆砂排除及び氷河湖決壊洪水に対処するためには複数の大型ゲートが必要となろう。リモートセンシングによる氷河湖群の特定とその決壊危険度分析ならびに水理シミュレーションの結果を待つ必要がある。ここでダムゲートの設計に関し、特に留意すべき事項に流木対策が。

1994年起こった氷河湖決壊洪水の写真によればおびただしい流木が流水一面に見られ、これらが洪水流木断面十分のゲートを配置しているにかかわらず、ゲート前面で流木が集中し、閉塞状態を引き起こす可能性が高いと想定される。ゲート通水断面が閉塞した場合、ダムクレスト前面越流とならざるを得ないわけであるが、この場合でも電力式コンクリートダムが転倒、滑動せずに安定していることが絶対必要条件となるので設計上の配慮が肝要である。一方、これらの洪水を安全にダム下流へ流下させる為のゲート操作も水文観測所との連絡体制を整備し、確立しておかねばならない。

取水ダムの建設に当たっては、ダム施行中の河川の切り廻しが工費、工程に大きく影響する。切り廻し方法として半川締め切り案とIntake Tunnelを利用したトンネル案が考えられるが、ダムサイトは河床砂礫が18m程度と厚く、V字形の渓谷であること又、年平均流量が234 t/sとトンネル案を採用することになる。

トンネル案採用に際し、トンネル直下流とダムサイトの間に設置する仮締切堤の設計について2つの考え方があり、一つは雨期、乾期を通じて施工する通年施工に対処できる規模の仮締切堤の設計とする考え方であり、他の一つはその規模を乾期中の出水に見合う程度とする考え方である。

当然、前者の方が対象流量が大となり、大規模な仮締切堤が要求されることになる。Pre-F/Sレポートによれば20年確率洪水量2300t/sを採用すべきとしている。

通常、本プロジェクト規模の地下発電所の全体工程から考えると取水ダムの建設がクリティカルパスとなることは無いので通年施工に見合う規模の仮締切堤は必要とせず、ある特定の乾期中の流量に対処する仮締切堤で十分と思われる。

一方、ダム本体のコンクリート打設運搬手段としては軌索式ケーブルクレーンあるいはタワークレーンの利用が考えられるのでダムサイトの地形測量の結果から判断し決めることが望ましい。

なお、走行式ケーブルクレーンの採用はその基礎設置のため地形を大きく改変する必要にせまられるので環境上の配慮から避けるべきである。

(2) 導水トンネル、斜坑

導水トンネルの所要断面は約170m²でその長さは6.4kmとなっている。このトンネルを経済的に、効率よく掘削するためには長さ6.4kmの中間点付近に作業用の横坑が必要となる。掘削方法として大別して、従来の発破方法とトンネルボーリングマシン工法があるがトンネルの掘削長、断面及び技術移転の点から鑑みれば従来の発破工法による方が適切と考えられる。斜坑の掘削も同様で従来工法の方が良いと思われるが総落差280m、45度程度の傾斜トンネルの掘削は地質と工法選定を誤ると工程上、致命的になるケースもあることから地質データを慎重に検討し、最も安全で工程も確実に確保できる工法を選ぶことが大事である。場合によっては最新式のトンネルボーリングマシンの投入も考慮したい。

(3) 地下発電所

地下発電所の大きさは概略高さ40m、幅35m、長さ120m程度と考えられるが、地質調査の結果を十分検討し、空洞の安定性確保の観点からその空洞の形状、方向性及び支保工形式を決定しなければならない。

地下発電所の地質調査のうち特に重要な調査は、地山の初期応力測定と地山強度測定である。一般に地山強度比が3以下の場合トンネル等の地下空洞構造物に対して地圧が作用する事が知られている。

従って地下空洞地点の初期応力ならびに地山強度を知るとは特に支保工形式を決定するために必要となり、ひいてはコストに大きな影響を与えることになる。

なお、地下空洞の掘削はその作業横坑の計画如何により工程、コスト、工事の安定性に大きな影響を与えるので十分な施工計画の検討が必要である。一方、掘削工事の為のアクセス道路及びずり捨て場等の適切な地形、場所は現地調査の結果、比較的容易に見い出せると推定された。

(4) 資機材運搬道路調査等

本プロジェクトに必要な資機材はインドのカルカッタ港より陸揚げされ、陸路ブータン国へ搬入される。重量物ならびに長尺物のプロジェクトサイトへの運搬については橋梁の架け替え、補強、あるいは道路の拡幅、線型の改善が必要と考えられるので、ルート決定後、調査が必要となり、状況によってはプロジェクトコストにかなり影響を与えると思われる。

プロジェクトサイトへは既設道路がサンコシュ川のすぐ右岸を走っているので工事用アクセス道路はその長さも短くて良く、容易に新設可能である。

一方、本プロジェクトに必要なコンクリートの総量は、概略20万m³を越すものと推定されるが、そ

のコンクリート骨材の調達は、ダムサイト上流（約8 km）のWangdi bridge付近の河床砂利を利用することを第1に検討したい。河床砂利の検討については品質、賦存量の確認が必要であるが品質については問題無いと思われる。

今後、その賦存量の確認と共に導水トンネル、地下発電所の掘削ずりの利用も工程計画を考慮しながら検討する必要がある。なお、原石山の調査は、河床砂利の賦存量が十分でないとは推定される場合、あるいは掘削ずりの流用が工程上、都合がつかず、必要量が利用できない場合を想定し、並行して実施しておくことも必要となろう。

（5）環境配慮

EIA調査の結果必要となるであろうインパクト軽減対策を設計、施工計画に反映させることは当然のこととして、更に次の項目について注意を払うこととしたい。

- 1) 工事中の作業員宿舍の配置と生活排水の処理
- 2) トンネル、地下発電所あるいは工事用道路建設の結果、発生する掘削ずり、土砂の土捨場の確保と安定化

5-7 環境調査（環境予備調査結果）

ブータン国では環境アセスメント法は未制定で、National Environmental Commissionによる法案があるのみだが、セクター別ガイドライン（指針）は既に示されている。本件計画に関連するものとして、水力発電セクター、送電線セクター及び道路セクターの詳細な指針が制定されているので、環境調査はこれら指針に基づいて実施する必要がある。

本件計画は複数の二国間及び多国間開発融資機関からの借款によって実施される可能性があることから、海外経済協力基金、アジア開発銀行、世界銀行など主な融資機関が公表しているガイドラインそれぞれの要求を満足する環境調査でなければならない。

一方、本件に先立ってフィージビリティ調査が開始されている、ノルウェー援助になる Mangde Chhu 水力開発計画においては、ノルウェー国内法の要請から、フィージビリティ調査を実施するコンサルタントとは別の独立した環境調査専門のコンサルタントが投入されている。多数の分野^注それぞれの外国人専門家を動員して中立的、専門的な詳細環境調査を実施する予定である。

本件環境調査は、このような背景にあつて実施されることに十分留意して、国際的な評価に耐える資格を有する専門家（複数）の指導の下で入念な調査体制を取る必要がある。

^注 マンデチューの環境調査は Project Manager、Team Leader、Project Coordinator の他、Socio-Economist、Fisheries Expert、Social Anthropologist、Aquatic Ecology Expert、Zoological Expert、Botanical Expert 及び Geology/Land Use Expert をそれぞれノルウェー（または第三国）から投入している。

下に環境予備調査の結果を示す。

スクリーニングの結果

視 点	検 討 結 果
関連住民の保健状況等に影響を及ぼさないか、あるいは水関連疫病を引き起こさないか	建設工事中の工事従事者宿舎及びブームタウンの給水・生活排水等衛生状況に注意する必要がある。
土地の荒廃、土壌汚染、大気汚染、水質汚濁等を招かないか	発電方式によっては水質汚濁の発生する可能性がある。
関連住民の生産活動や交通、コミュニティー等の、既存の社会生活に悪影響を及ぼさないか	水没水田約 1ha の他、影響は最小限である。
固有の価値を有する地域(歴史的、考古学的、文化的、審美的、化学的等)、あるいは特別な社会的価値のある地域かどうか	調査を要する。
陸上動植物、水生生物資源の保護・保全にとって、あるいはその持続的利用にとって貴重な地域であるかどうか、脆弱な生態系を持つ地域かどうか	調査を要する。
総合評定: 環境インパクト調査の実施が必要となる開発プロジェクトか	環境インパクト調査の実施が必要である。

スコーピングの結果

環境項目			評定 (*)	根拠		
社会環境	人口	1	地域内人口分布の変化(少数民族問題を含む)	X	人口移動なし	
		2	移転(少数民族問題を含む)	C	移転の可能性あるのは2戸のみ	
	産業	3	農林業	C	水没水田約1haのみ	
		4	水産業	D	国内には水産業無いが、インドは要調査	
		5	二次産業(鉱業、鉱山資源を含む)	X	鉱山は無い	
		6	三次産業(観光、レクリエーション含む)	X	人工湖の観光地化に伴う第三次産業の発展の可能性あり、むしろ好転か	
	コミュニケーション	7	地域分断(少数民族問題を含む)	X	交通・通信の分断無し	
	交通	8	陸上交通への影響	X	同上	
		9	水上交通への影響	X	水上交通無し	
	水域とその利用	10	水利権・漁業権等への影響	D	国際河川なのでインド側の対応に要配慮	
	保健状況等	11	水域関連の疫病等の発生、伝播	B	工事中のみ	
		12	工事中の衛生環境の悪化	B	同上	
	景観	13	景観の悪化	B	発電所は地下式だが、ダム及び送電線路に要配慮、減水区間の水涸れを防止すべく維持流量を放流すべきか要検討	
	文化財等	14	文化財への影響	C	ダム及び発電所周辺に文化財無いが、送電線路設計に際して要注意	
自然環境	地圏	地象	15	誘発地震等への影響	X	大規模な構造ではない
		地形	16	斜面崩壊	B	ダム、発電所、特に送電路の工事方法及び資機材搬入路の道路負荷に注意
			17	背水領域堆砂	A	堆砂多く、慎重な調査、対策を要する。
			18	下流河道	A	堆砂多く、慎重な調査、対策を要する。
			19	海岸への影響	X	ブラマプトラ河口までの影響は考え難い
	地質	20	土壌浸食	A	浸食多く、慎重な調査、対策を要する。	
		21	土壌汚染	X	化学物質等関連無い	
		水圏	水象	22	流域変更	X
	23		地下水への影響	X	影響圏内での地下水利用は無い	
	24		流況変化	A	減水区間が発生する	
	水質		25	水温変化	C	下流に水温変化が考えられるが、最小限
		26	富栄養化	C	流量及び交換回数より、最小限と考えられる	
		27	濁水	C	供用中の排砂による下流域への影響には要注意、工事中はA、慎重な対策を要する	
	底質	28	底質組成変化	A	堆砂多い	
	生物圏	植物	29	植物への影響	C	湛水池内と同様の植生が周辺に生育しているため植物相への影響は最小限
		動物	30	動物への影響	D	動物相(猛きん類も含む)調査が必要
		水生生物	31	水生生物への影響	A	魚等の遡上路が分断される
		生態系	32	生態系の破壊	C	工事等は局所的で、生態系全体への影響少ない
気圏	大気	33	大気汚染	X	汚染源無い	
		34	小気候変化	X	周辺環境に対し、湛水面積は気象上無視できる規模	
	悪臭	35	悪臭物質の発生	X	発生源無い	
	騒音振動	36	騒音、振動の発生	C	建設及び資機材搬入に伴う騒音、振動に要対策、なお発電所周辺には人家が無く、地下発電所のため供用中の騒音、振動の影響は極小	

(*) 評定の区分

A: 重大なインパクトがある B: 中程度のインパクトがある C: 小程度のインパクトがある D: 不明(検討を
する必要はあり、調査が進むにつれて明らかになる場合も十分に考慮に入れておくものとする) X: 環境イン
パクト調査の対象とするインパクトは考えられない

5-8 電力セクター調査

セクター調査は、ブ国及び買電受入国側の電力セクターの状況を把握し、その中において本件計画の位置付けと妥当性を明らかにする事を目的とする。更に、計画実施に当たって民間参加を求める場合に備えて、法制整備の道筋を示すことを含める。

本件でいう電力セクターは、ブ国の社会経済、電力関連政策、法令、組織、人的能力、施設、現在及び将来の電力需給等にとどまらない。本件計画による電力の売電市場がインド（及びバングラデシュ）を想定しているため、受入国側の現在及び将来の需給、施設能力、電力供給体制をも含むものである。インドにおいては、大胆な民間参加政策をとるものと伝えられており、その進捗状況を確認の上、広域に渡るセクター調査を実施するものとする。

このような広域電力セクターの短期、中期、長期に渡る需給予測については、世界銀行などが詳細な手法を開発しているところから、十分参照の上、本件計画の位置付けを慎重に検討する必要がある。

本件計画の建設実施体制、及び運開後の運営体制についても具体的な提言を示すべきである。現在実施中のタラ、クリチュー、パンチュープロジェクト及び供用中のチュカプロジェクトでは、貿易産業省電力局の手を離れ、半独立のプロジェクト事務所や公社相当の組織によって運営されている。本件もこのような組織によって運営されることとなると思われるが、これら組織の法制上、財務上の現況を把握して、あるべき姿を提示するものとする。ブ国においては、あらゆるレベルの人的能力の不足が指摘されているところから、しかるべき人材配置の具体策を含む組織・運営計画を提示する。

一方ブ国においては、本件計画の実施にあたって民間資本参加の可能性も排除せずとしている。この場合、参加民間セクターの利益及び incentive を確保するため、ブ国法制の整備が急務である。民間参加は比較的歴史の浅い分野ではあるが、既に十分な実績を上げている諸国もある。これら諸国の事例を十分調査の上、ブ国の発展段階に見合った法制整備計画案を提言するものとする。

5-9 経済・財務分析

本事業の売電先はインドを想定しており、場合によってはバングラデシュも考えられるとの電力局及び大蔵省の意向である。事業によって発生する便益ないし収入はこれら隣接国からの売電収入が主となる。従って計画の財務・経済評価は買電受入国を含む広域市場を対象とする。

(1) 財務評価

財務評価の精度を上げるためには、評価実施時点までに買電受入国との間で単価についての合意が成立していることが望ましい。しかし、単価が確定していない場合は、既存のチュカプロジェクトの現行単価を参照するとともに、インド及びバングラデシュの売電単価から想定される妥当な単価を用いることとする。更に、売電単価が国際交渉によって決定されることを考えれば、感度分析の際には、単価及び為替の変動要因も検討すべきである。

建設費が政府間借款によって調達される場合、ブ国政府から事業体への転貸条件は市中商業金利よりも若干低い金利となるのが通例である。この点、想定される資金調達先の融資条件にかかわらず、政府が決定する金利等支払条件が適用されることに注意して、現実的な元利支払条件を適用することとする。

想定される総事業費に対して、ブ国政府自体が拠出できる自己資本の比率はきわめて低く、従って債務償還比率も低い値となることが想定される。この点も含め、現実に即した資金調達シナリオに基づく財務評価を追求することとする。

(2) 経済評価

本計画は、国内の直接的電力需要を満たすことを目的とせず、外国への売電による外貨収入が目的である。経済的便益の設定には複数の方法があるので、このような目的に相応しい方法をとるものとする。

5-10 資金調達計画

資金調達計画の検討は、通常のフィージビリティ調査の範囲に含まれない分野である。本件調査にこの分野を含めたのは、ブ国の経済・財政規模から見て、本件実施のための資金調達が極めて困難との判断があったためである。事業化を実現するためには、資金調達を困難たらしめる要因を網羅の上、実現可能な対策案（複数）を提示する。この要因は無数に考えられるが、差し当たって、次のような、互いに関連するパラメータの組み合わせの検討は必須である。

- 売電市場の確保
- 事業主体の信用ないしリスク負担能力の確保
- 料金政策及び歳入
- 融資条件の異なる想定調達先の組み合わせの比較
- 上記組み合わせに応じ、借入金返済を含む財政計画と感度分析（プロジェクトライフに渡る収支（PL）と貸借（BS）のプロジェクト）
- 返済にあてる基軸通貨等へ交換可能な収入の確保

考えられる方策の例を以下に示す。

(1) 債務返済の制度的保証

前述のように、債務償還比率（毎年の現金収入の債務返済額に対する比率）が低いことから、想定資金調達先の融資基準に達しない恐れが十二分にある。この対策として考えられるのは、債務返済を保証する制度的裏づけを確保することが考えられる。これを実現するためには最低限下記の三条件を満たす必要がある。

- A. 買電受入先との売電契約の締結
- B. 売電収入の相当部分をハードカレンシーで確保する方策等
- C. 債務返済金を確保するためのエスクロウ勘定スキーム等の設定（面談記録参照）

(2) 事業主体の信用能力の確立

借受人の返済能力が直接の問題である。ブ国政府の財政能力（1998/1999 会計年度予算 7,296 百万ヌルタム）を上回る信用力を有する事業主体を確立する必要がある。この場合、国外の出資者（financier/investor）を含む国際的事業体の結成を推進することになる。公的な出資者として考えられるのは買電受入国またはその電力事業者、国際融資機関、二カ国間融資機関（各国の基金、輸銀相当機関）などがあり、民間出資者の可能性もある。公的な出資者のみで形成する場合は、国際協定によって法人を結成することになる。また外国の民間（法）人を含む場合は、国内法の整備によって、出資者の利益を保護する制度を設ける必要がある。このいずれの場合も、出資者側から、国際的な電力事業経営者（operator）の採用を提案される可能性もあり、いわゆる BOO もしくは BOT の形態に近いものとなる。

(3) パキスタンのハブ火力の事例

上記 (2) の一形態であるが、パキスタンの法人ハブ発電会社（Hub Power Company Ltd）向けの民間銀行によるシンジケートローン（約 134 億円）に対して、日本輸出入銀行が保証を供与したことがある。これは、出力 1,292MW の石油火力プロジェクトに対する世界銀行の Expanded Cofinancing Operation Program による融資及び保証との協調保証であり、各国の輸出信用などを含め総額約 24 億ドルの事業費の調達を行ったものである。国際融資機関の主導により各国の公的、私的な資金を動員した事例である。詳細は APPENDIX 参照。

いずれにしても、ブ国政府並びに電力局が主体的に意思決定し、推進すべき事項であるので、上記のようなケーススタディの各段階でブ国側各レベルの担当者と緊密な意思疎通を維持する必要がある。

APPENDIX

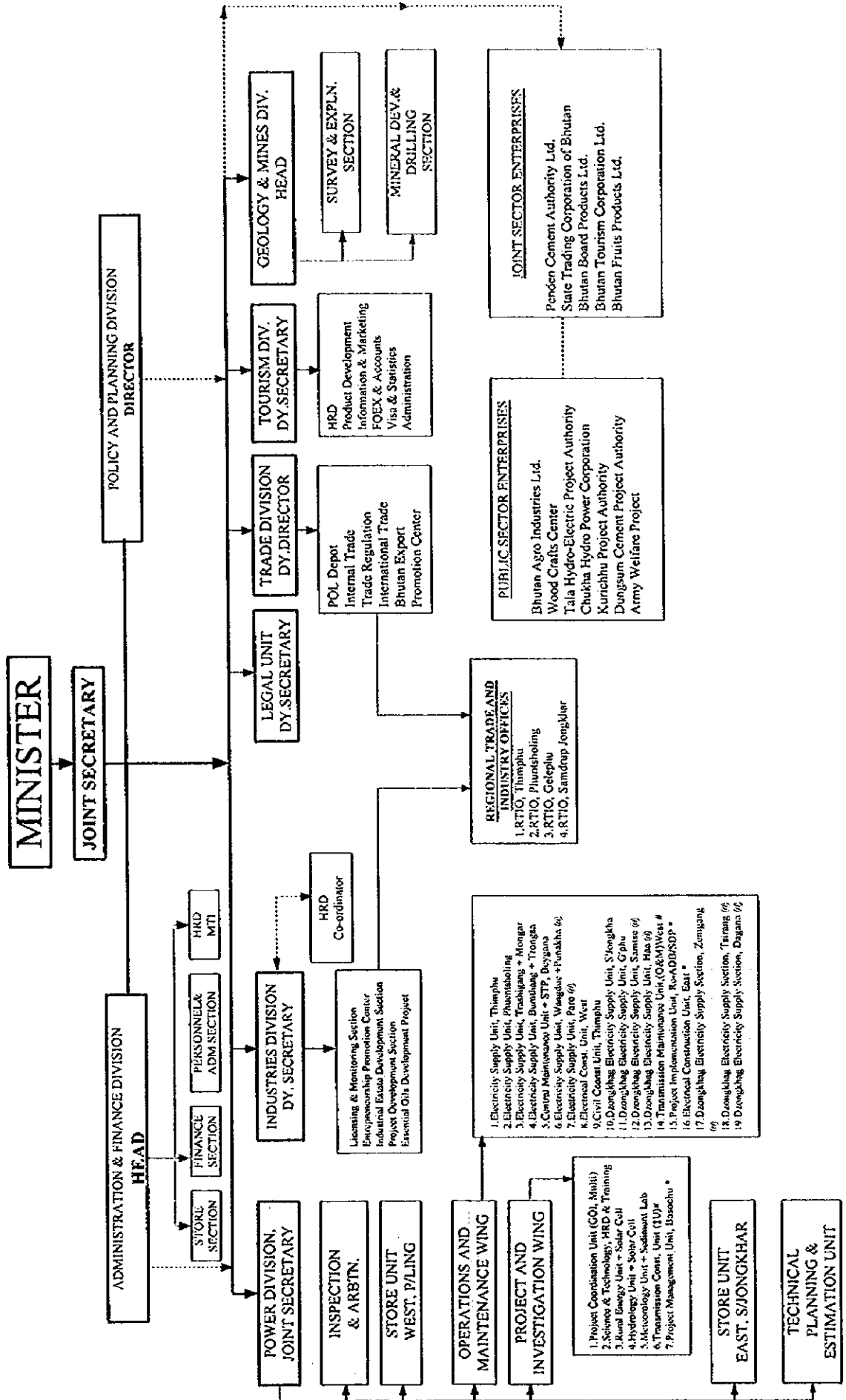
APPENDIX

目 次

I.	ブータン国貿易産業省組織図	A-1
II.	電力局組織図	A-3
III.	インド共和国の電力需給等について	A-5
IV.	インド電力セクターの現状等	A-33
V.	ブータン王国の電力需給等	A-37
VI.	パキスタン国の法人ハブ電力会社に対する国際協調融資関連資料	A-41
VII.	1994年10月の氷河湖決壊洪水の写真及びハイドログラフ	A-47
VIII.	ブータン短期滞在者の手引き	A-57
IX.	デリー短期滞在者の手引き	A-67
X.	インド入国・通関事情	A-75

I. ブータン国貿易産業省組織図

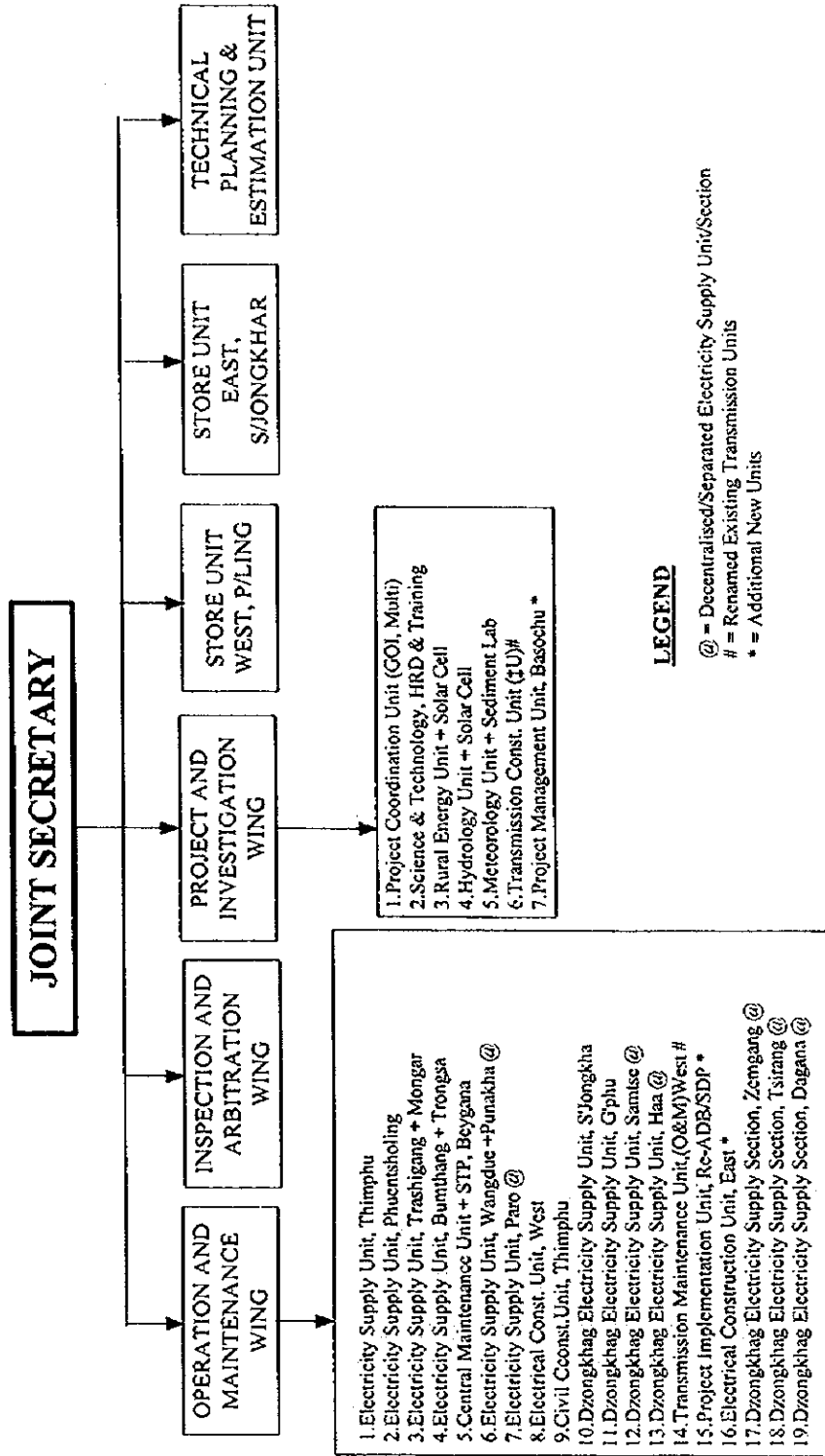
ORGANIZATION CHART OF THE MINISTRY OF TRADE AND INDUSTRY



II.

電力局組織図

ORGANOGRAM OF POWER DIVISION



LEGEND

- @ = Decentralised/Separated Electricity Supply Unit/Section
- # = Renamed Existing Transmission Units
- * = Additional New Units

III. インド共和国の電力需給等について

インド共和国の電力需給等について

以下、海外諸外国の電気事業（社団法人海外電力調査会）資料に基づく。

1. 電力需給

○発電電力量

1995年の総発電電力量（発電端；以下同じ）は4,146億kWh、この内事業者分は3,801億kWh（91.7%）また自家発分は345億kWhである。総発電電力量の電源別内訳は石炭火力が2,876億kWhと、火力発電電力量の89%、総発電電力量のほぼ70%を占めている。水力は834億kWh（20%）で第二の電源となっている。以下、ガス火力（6%）、石油火力（3%）、原子力（2%）となっている。90年から95年までの年平均伸び率をみると、総発電電力量は9.4%、石炭火力はこれを若干上回る9.9%、水力は3.9%、原子力は3.3%である。顕著な変化を見せているのがガス火力の大幅な伸びと石油火力の停滞ぶりである（表-14、表-15参照）。自家発の内訳は、OECD/IEA資料に見ることが出来る。1993年における自家発計は321億kWh、この燃料別内訳は石炭291.8億kWh、ガス29億kWh、水力1,900方kWhである。

中央政府の公社が発電する電力は、以下の方式に従って電力局や電力部に供給されている。

- ・火力・原子力発電：1)10%は立地する個々の州の非常時用とし割り当てない、2)発生電力量の15%は発電所が立地する地元州に供給する、3)残りの75%は過去5年間における電力消費実績などを考慮して立地する地域の各州に割り当てる。
- ・水力発電：1)発電電力量の15%は地域の内外を問わず需要に応じて供給するものとし、特に割り当てない、2)12%は発電所が立地する地元州を含む地域の各州に無料で供給する、3)73%は過去5年間における電力消費実績

などを考慮して各州に割り当てる。

2. 消費電力量

(1) 事業者販売電力量

電気事業者が末端需要家に供給した1995-96年度の電力量は2,658億kWh、その用途別内訳は、産業用1,037億kWh、農業灌漑用754億kWh、住宅用505億kWh、商業用など300億kWh、輸送用64億kWhとなっている(表一16参照)。過去のデータと比較して、産業用の比重は大幅に低下し、農業灌漑用と住宅用では若干上昇している。なお、表一17には1995-96年度における用途別・州別の電力消費量を示したが、表一16のデータとは若干の差異が認められる。発行元であるインド電事連の統計が州電力局と私営電気事業者をカバーしたものであることが分かる。

末端需要家に対する電力供給量の約89%は、州電力局および州・中央直轄地電力部が供給している。約7%は私営電力会社によるものであり、残りは地方公営による。用途別区分は、住宅用、商業用、産業用、農業灌漑用、輸送用及びその他用とされている。

住宅用・商業用：1995-96年度における消費電力量の約26%を占めている。需要家一軒当たりの年間電力消費量は、住宅用が約740kWh、商業用が約1,600kWhである。住宅用・商業用電力消費量の約45%は照明、扇風機と小容量動力によるものであり、以下、冷蔵庫などが続いている。高所得層を除き、エアコン、冷水器、温水器、暖房機、調理器などは、さして普及していない。世界銀行の1995年年次報告(Rural Development)によれば、平均的な世帯の家計支出に占める光熱費(燃料と電気)の割合は3.5%であった(92年年次報告では3%程度)。

照明は多くの場合、白熱球が使用されている。エネルギー効率のよいコンパクト型蛍光灯は通常の家計にとって割高なものであり、その普及は都市部に限られている。

生活水準の向上、都市化の進展、農村部など遠隔地の電化、さらには商業活動の拡大から、今後さらに、消費原単位と需要の増大が見込まれる。

産業用：産業用需要家は低圧(含中圧)、高圧・電力多消費型の需要家から

構成される。若干古い93-94年度のデータであるが、産業用需要家の約98.5%が低圧需要家であり、一軒当たりの年間電力消費量は約8,680kWhである。一方、高圧需要家の年間電力消費量は約210万kWhであり、その代表的な業種としては繊維、化学、鉄鋼、肥料、セメント、紙、非鉄金属、炭鉱などが挙げられる。これらの産業だけで産業用電力消費量の過半以上を占めている。産業用電力消費量の推定60-70%はモーター駆動用に使われている。

電気事業者の供給信頼度が低いこと、料金が割高であることなどのため、産業界では自家発を積極的に導入している。1993-94年度のデータであるが、1MW以上の自家発設備を有するアルミ、セメント、化学、炭鉱、肥料、重工業、鉄鋼、紙、砂糖、繊維の各産業需要家は年間平均して約58,770kWhの電力を消費したが、電気事業者からの買電分はその54.3%に過ぎない(表-22参照)。

農業灌漑用：灌漑用揚水機(pumpset)の総数は1,105万台、総容量は38,556 MWである。1台当たりの容量は3.5kW(ほぼ5馬力)、1台当たりの年間電力消費量は約680kWhということになる。州内電力消費量に占める農業灌漑用の比重が高い州は、西部諸州、北部のハリアナ、パンジャブ、ラジャスタン、ウッタラプラデシュ、南部のアンドラプラデシュ、タミルナドゥ、カルナタカ、東部のビハールなどである(表-17参照)。揚水機の普及は、品種改良や州政府の優遇料金制度とあいまって、インドにおける「緑の革命」を可能にしたといわれている(ちなみに、インドは米の輸出国である)。しかし、送配電ロス率が高く、また近年悪化の傾向が見られるのは、こうした農村電化の進展と無関係ではない。村単位においてもまた農村人口比においても85%程度が電化されている。地域別にみると、南部と西部の電化率が高く、東部は低い。

輸送用：輸送用の大半が鉄道用である。この内、82%は州電力局が供給し、11%は私営電力会社が、そして残りは国有電力や電力部が供給するものである。

(2) 全国電力消費量

OECD/IEAの資料に依拠して、1995年における全国の電力需給バランスと用途別電力消費量について見る。総発電電力量(発電端)は4,146億kWh、この内、電気事業者分は3,801億kWhである。所内用電力267億kWhを差し引いた3,880億kWhが送電端発電電力量、これにネパール、ブータンなどからの純輸入電力量

16億kWhを加え、さらに送配電ロス746億kWhを差し引いた3,149億kWhが全国の消費電力量である。その用途別内訳は、住宅用514億kWh、商業用その他283億kWh、産業用1,437億kWh、農業灌漑用851億kWhおよび輸送用63億kWhである（表一18参照）。前出の事業者供給電力量と比較して産業用を除けば、大きな差異は見られない。産業用の差異は自家発自家消費分で概ね説明がつくであろう。

総電力消費量は、1991年の景気後退の反動で高い伸び率（16.9%）を記録した1992年を除けば、その後1995年までは7-8%台と比較的高めに推移している。

3. 電力設備

(1) 発電設備

国連統計によれば、95年年末現在の総発電設備容量は9,376万kW、この内、事業者分は8,234万kW、自家発分は1,141万kWである。事業者発電設備の電源別内訳は火力5,904万kW、水力2,130万kW、原子力201万kWである。自家発設備はほぼ全てが火力で占められている（表一19参照）。

以下、企業形態別に述べる（表一20参照）。この際に留意しておくべきは、インドの統計が以下のような理由から整合性に欠ける点が少ないことである。中央電力庁は通常、定期的にモニターする（monitored regularly）発電所（水力と火力）について集計していること。さらに、設計出力と運転出力の相違（例としては原子力がある）や暦年と年度の相違などがあり、統計値を混乱させる背景となっている。同じことは発電以外についてもいえる。

国有事業者が所有運転している発電設備は合計2,832万kWであり、電源別の内訳は、火力2,174万kW、水力463万kW、原子力194万kWでもる。これを発電公社別にみると以下の通りである。火力発電公社（NTPC）17地点・計1,729万kW、水力発電公社（NHPC）5地点・計164万kW、北東電力公社（NEEPCO）計32万kW（内、火力1地点・17万kW、水力2地点・15万kW）、ダモダル溪谷開発公社（DVC）計236万kW（内、火力5地点・222万kW、水力4地点・計14万kW）、パークラ・ピ

ース溪谷管理公社(BBMB)水力5地点・計271万kW、および原子力発電公社(NPC) 5地点・10基・計194万kW。

私営事業者の発電設備は計337万kWであり、309kWが火力、28万kWが水力である。以上を除いた4,943万kW(この内、火力が3,385万kW、水力が1,558万kW)が州電気局の発電設備容量であり、州発電公社の発電設備を含む。電気事業者の主要発電所は表-21に示した。

非電気事業者については中央電力庁(CEA)が、94年3月末現在でまとめたデータがある(表-22参照)。自家発電設備は合計1,057万kW、この大半が汽力(579万kW)とディーゼル(400万kW)で占められている。業種別では、鉄鋼(66工場)154万kW、アルミ(11工場)136万kW、繊維122万kW、砂糖90万kW、肥料83万kW、セメント82万kW、化学79万kWなどとなっている。以上の他、インド国鉄が15万kW程度の自家発電設備を所有運転している。

第八次五カ年計画(92年4月-97年3月)期の最初の4年間における増設規模は、14,799MWであり、目標値である30,858MWを大幅に下回っている。増設設備の88%が火力、12%は水力である。増設設備のほぼ半分は中央政府によるものであり、州営は42.5%そして民間によるものが若干ある。中央政府は第八次五カ年計画目標の57%を達成しているが、州営と民間ではそれぞれ42.3%、41.9%であり、期待した民間部門の停滞が目につく。なお、96-97年度の96年4月から11月に至る間に運転開始した発電設備は534.60MW、民間部門によるものは105.60MWであった。

電源開発が思うにまかせないことから、火力発電所の稼働率(PLF)向上が最も重要な課題となっている。95-96年度について見ると、国有電力のPLF(1994-95年度69.2%)はSEB(同55.0%)と比較して総じて高い。SEBが低い理由は管理・運転上の欠陥、適正な保守の不足、適切な質の石炭が利用できないことなどが指摘されている。SEBによっても大きな相違があるが、また地域から見ると北東部(同26.7%)次いで東部(同43.7%)が低い。

電気部門におけるパフォーマンス改善のための行動プランは段階的に実施されてきた。これには、発電、送電、配電の各分野における設備的側面と財務的側面の双方についてカバーするものであり、短期・中期・長期的な措置が含まれている。短期的な措置には、ボイラのオーバーホールと保守(O&M)な

らびに地域送電グリッドの最適運用が挙げられている。

(2) 送配電設備

インドにおける送電・配電設備はそれぞれの州の電気事業者が所有・運用するほか、パワーグリッド公社が地域間・地域内の基幹送電網を所有・運用している。地域レベルにおける運用を調整し、パワープールとして機能する5つの地域電力協議会(REB)が設置されている。

① 州内送電系統の統合

電源開発が水力発電中心に進められた北部のウッタラプラデシュ州やパンジャブ州、西部のマハラシュトラ州などでは長距離送電設備が数多く建設された。高圧送電系統の開発は南部のカルナタカ州やタミルナードゥ州などで積極的に行われてきた。また、州内の個別送電系統を連系し、統合送電グリッドを形成する送電線が、第4次5カ年計画期(1969年～74年)において整備された。

経済開発計画が開始された1950年における最高送電電圧は132kVであったが、現在では400kVとなっている。地域間の基幹連系送電電圧は400kV、各州における主要送電電圧は220kV、132kV、110kV、低圧送電電圧は66kV、33kV、22kV、高圧配電電圧は15kV～2.2kV、また末端の配電電圧は400V、230Vとなっている。

110kV以上の基幹送電線は後述のパワーグリッド公社が所有運転しているが、66kVはダモダル溪谷開発公社、パークラビース溪谷管理公社と州電力局が、また33kV以下は州電力局と私営電力会社が所有運転している。周波数は50Hz、一部に直流や交流25Hzのところもある。

従来、主として交流が採用されてきたが、東部地域系統と西部地域系統との間のバックトバック連系と北部地域の連系には高圧直流(HVDC)技術が採用されている(表一23参照)。

② 全国送電網

1989年に電力省にナショナル送電公社(NPTC)が設置され、従来、NTPC、

NHPC、NEEPCO、ナイベリ褐炭公社(NLC)および原子力発電公社(NPC)が所有・運転していた高圧送電線全ての運転・保守業務が移管された。1991年7月から、名称をパワーグリッド公社(POWERGRID)に変更した。移管は以下のように進められた。NTPC 91年8月、NPC 91年8月、NEEPCO 91年11月、NHPC 91年11月、NLC 92年12月。92年12月のNLC分の移管をもって、ここに総延長26,000kmの高圧送電線(大半が400kV、一部に220kV)と75ヵ所の変電所を有する全国送電網が形成された。POWERGRIDはニューデリーに本部を、また地域本部(RHQ)を以下の6都市に置いている。地域間の電力潮流は、全国5ヵ所の地域電力協議会(REB)によってモニターされている。

- ・ 北部地域Ⅰ：ハリヤナ州ファリダバード(デリー郊外)
- ・ 北部地域Ⅱ：ウッタルプラデシュ州アラハバード
- ・ 東部地域：ビハール州パトナ
- ・ 北東部地域：アッサム州シロン
- ・ 南部地域：アンドラプラデシュ州セキユンダラバード(ハイデラバード郊外)
- ・ 西部地域：マハラシュトラ州ナグプール。

ナショナル送電公社の設置さらにはPOWERGRIDへの機構改組は、事業者間の送電を促進するばかりでなく、発電・送電の双方に対する民間投資を促すものとして期待された。

英国ナショナル・グリッド社とPOWERGRIDは、インドにおける高圧連系統線を共同して建設・所有・保守する事業を始めることで協定に締結した。計画されている連系統線は、POWERGRIDが最優先プロジェクトの一つとして挙げているインドの北部地域と東部地域とを結ぶものである。推定工事額は約5,000万ポンド。両地域の水力・火力ミックスの適切な利用を促進し、とりわけ、東部地域の余剰オフピーク電力を北部地域に供給するものとして期待されている。

③直流システムの整備

POWERGRIDが手がけている送電線は、大規模電源と基幹送電線をリンクするものと、地域間の連系を図るものとして大別される。1998年初め現在の開

発プロジェクトは表一24に示す通りである。

長距離送電には高圧交流線に加えて、高圧直流線が採用されている。ウッタラプラデシュ州の産炭地火力(Rihand)とデリー首都圏を結ぶ全長910kmの±500kV送電線(双極;送電容量1,500MW)が1991年に運開した。さらに、97年の運開を目途に、全長900kmの±500kV送電線(双極;送電容量1,500MW)がマハラシュトラ州のChandrapur-Padghe間で建設されている。

全国大での同期連系をめざして、非同期系統を連系する高圧直流バックツーバック施設が運転ないしは建設中である。

北部地域系統と西部地域系統を同期連系するために、マディアプラデシュ州東部のVindhyachalに連系容量500MWのバックツーバック施設が建設され、1989年から運転に入っている。南部地域と東部地域を同期連系するために、アンドラプラデシュ州北東部のGazuvakaとオリッサ州西南部のJeyporeの間に連系容量500MW下のバックツーバック施設が運転に入っている。

西部地域と南部地域を同期連系するために、マハラシュトラ州東部のChandrapurとアンドラプラデシュ州北部のRamagundam(水力発電所地点)の間に連系容量1,000MWのバックツーバック施設が、さらに東部地域と西部地域を連系するためVizagに連系容量500MWのバックツーバック施設が建設中である。東部地域と西部地域の連系容量を拡大するため、Mau-Biharshariff間にバックツーバック施設を建設する計画がある。また、中央電力庁は、東部と北東部を同期連系するための実現可能性調査を終えている。

④高い送配電ロス率

SEBの送配電ロス率は1989-90年度が22.9%であり、94-95年度には20.9%に改善された。都市部の場合、送電系統関連のロスが8%程度、高圧配電関連が6%程度、その他8%程度とされている。農村部ではさらに4%程度高い(北部地域のジャム・カシミール電力局のように47%を超える所もある)。中央電力庁が当面望ましいと考えている15%をかなり上回っており、引き続き、大きな課題となっている。

1993年1月に開催された州電力相会議で採択された決議では、第8次5か年計画期の目標として、送配電損失率を毎年1%ポイントずつ引き下げること

とした。インドで配電ロス率を1%改善させれば、一日当たり800MW程度の発電設備を節約するに等しい効果があるといわれている。なお、インド全国の電力需給および送配電ロスを示すデータは見あたらない。以下では、OECD資料を使って、送配電ロスを試算した(表一25参照)。ほぼ18~19%前後で推移しており、SEBの平均値を2~3ポイント下回っている。相対的に効率の高いPOWERGRIDの基幹送電線が寄与している他、自家発自家消費が反映された結果と思われる。政府の諮問機関であるRajyadhyakha電力委員会は1980年に、発電・送電・配電・農村電化の各部門への投資は4:2:1:1の比率(発電部門を除く流通部門は50%)とすべき目安を示した。しかし、第6、7、8次の各5カ年計画期を通じて流通部門への投資比率は30%を割っている。流通部門の投資不足は発電部門における投資の足を引っ張るのみならず、低い供給信頼度、地域間における送電容量の不足に起因して発電しえない回避電力量(backdownと呼ばれる)、そして高い送配電損失率などの問題を生んでいる。電力不足のため電圧降下のほか周波数(公称50Hz)の大幅な変動がしばしば発生している。とりわけ、南部諸州では48Hz程度に低下し、また東部諸州では、オフピーク期に50Hzを超え、一部の発電を回避しなければならないことが頻発している。POWERGRIDの推定では、地域間の送電網が拡充されれば、既設の水力発電所と火力発電所が効率的に運転され、70億kWh程度が利用可能となる。インド電事連は、送配電損失率の改善が思うにまかせない背景として以下のような要因を挙げている。過去の設備投資において変電・配電に高い優先順位を置かなかつた;農村電化プログラムトが進捗した結果、送電線と配電線が長大なものとなった;変電の段階が多い;負荷管理が不十分;農村部における揚水ポンプ需要や都市部のエアコン需要など低負荷率の需要が多くなってきた;低品質の建設ならびに機器の保守が不十分;農事用ポンプや小口住宅用など検針器無しの供給や不法接続(盗電)の存在;さらには資金難など。中央電力庁は、州電力局や州電力部が第8次5カ年計画の最終年度末(1997年3月31日)までに、送配電ロス率を毎年1%ずつ引き下げる目標を設定し、それぞれの電力局と電力部に伝えている。87年度には、送配電ロス率を引き下げる動機付けを与えるため、ロス率の改善が顕著な事業者を表彰するとともに、報償金を授与するプログラムを発

足させた。1910年インド電気法(改正法)により、電気事業者は盗電の疑いがあれば、いつでも立ち入ることが出来、盗電の事実があれば、起訴することが出来る。

4. 電源開発

(1) 5か年計画と電源開発

過去の5力年計画(表一27参照)では、電源開発が最大の重点項目となっている。電力部門への予算配分の割合は、第1次5力年計画における支出総額の約13.3%に対し、第7次5力年計画では約19%に引き上げられた。1992年から97年を対象とする第8次5力年計画では、30,538MWの発電設備の拡張などの目標が掲げられ、これに7,959億ルピーの予算が計上されている。州政府と中央政府の分担はほぼ2対1である。7,959億ルピーの部門別内訳は、発電62.1%、送変配電28.0%、補修2.2%、農村電電化5.0%、その他2.7%である。第8次5力年計画に拡充する発電設備(30,538MW)の連邦と州の分担は、それぞれ12,858MW、17,680MWであり、電源別の内訳は、水力9,282MW、火力20,155MW、原子力1,100MWとなっている。

経済自由化の進展に伴って、計画承認後の電力需要の伸びは急であり、第8次5力年計画が完全に実施されたとしても、5力年平均で9%、第8次計画の最終年度では最高で21%の電力が不足するものと予想されている。総事業費は約334億米ドルと見積もられている。これに対する政府の歳出予算は上に述べた7,959億ルピー(約250億米ドル)に過ぎない。

インド政府は、1997年4月から始まる第9次5力年計画の策定作業を進めてきた。この間の電源開発規模を5,000万kWとしているが、世界銀行は既に96年6月の時点で、その実現を疑問視している。第8次5力年計画の当初目標3,054万kWに対して、連開規模はせいぜい1,900万kW程度と見られている。潜在的な不足電力は大きい。州電力局の経営刷新問題など多くの問題があるため、第9次5力年計画期においても2,000万kWを超えることはないだろうと見られた。

Independent Power Report誌(97年1月10日)が伝えるところでは、「インド政府は、第8次5力年計画期における増設規模は1,800万kWに止まるものと見ている。1998年～2003年を対象とする第9次5力年計画期では5,200～5,700万kW

を目標としており、この内、少なくとも2,500万kWは民間部門に期待している」。

インドの有力紙Deccan Herald紙が伝えるところでは、「インド政府は、96年12月23日、第9次5力年計画の素案を承認した」。農業生産の伸び率を4.5%、国内貯蓄率を26.2%、GDPに対する財政赤字を4%などに見込んだ上で、GDP成長率を7%としている。さらに近着のインド電事連・ニューズレター(Dec 1997~Feb 1998)が伝えるところでは、政情不安定の煽りを受けて、第9次5力年計画の開始年は2000年に遅れ、それまでは年次計画で繋ぐことになりそうである。従って、現状では政府の計画内容は不明であることから、以下ここでは、インド電事連の資料を借りて、地域別の電力需要見通しについて述べる(表一28参照)。5つの地域を単純に合計した数値でみると、最大電力は1997-98年度の76,223MWから2006-2007年度には130,866MWへ(年平均伸び率は6.2%)、また、所要電力量は4,361億kWhから7,815億kWhへ(年平均伸び率は6.7%)と増加する。地域別では北東部の伸び率が最も高いが、量の上では北部、西部、南部、東部そして北東部の順となっている。中央政府と州営において電源開発に遅れを来している。その背景には、政情の不安定さに加えて、以下を含む多くの理由が指摘されており、今後これらへの是正策が不可欠である。資金不足、主要プラント機器の発注の遅れ、メーカーによる機器納入の遅れ、用地取得手続きの遅れ、州間紛争、一部の地点において見られるサイト状況の問題、燃料漏れ、契約不履行に伴う工事中断、リハビリの問題などなど。さらに、特に州部門における遅れの重要な理由として挙げられるのが、発電部門における民間資本導入政策の発表を予定していることである。州政府は確たる見通しもないまま設備投資を縮小、一方、期待された民間資本の導入も円滑には進まず、結果として、電源開発は思うに任せないまま推移してきた。

(2) 民間投資優遇策

インド政府は、外資を含む民間による電力投資を促進するため、1991年以来、1910年電力法と1948年電力供給法の改正など、以下に述べる投資環境の整備を進めてきた。

<行政機構>

- ・首相事務局長の下に設置された外国投資推進委員会(FIPB)が、電力部門を含む全ての外国投資案件を扱う。
- ・内閣事務局長の下に設置されたHigh Powered Boardは、民間電力プロジェクトの認可について監視し、円滑な認可発給を提供するとともに、関連した問題の解決に当る。
- ・電力省に投資促進室(IPC)が設置され、潜在的な投資者に対して情報・支援業務を提供するとともに、円滑な認可が取得出来るように適宜、措置を講じる。

<投資対象規模>

- ・民間企業は、いかなる規模の火力(石炭もしくはガスを使用)・水力・風力・太陽光プロジェクトをも建設することが出来る。
- ・総工事費2.5億ルピー未満のプロジェクトは、中央電力庁への申請と認可を必要としない。
- ・火力や水力など大規模な発電プラントの建設を促進し、規模の利益を引き出すため、出力1,000MW以上で、複数州に供給するプロジェクトは「Megaプロジェクト」と呼ばれる。1995年10月の政府布告は、中央電力庁の同意を必要とする投資規模を発電会社の場合、10億ルピーから40億ルピーへ引き上げた(緩和した)。この制限は、96年9月にさらに100億ルピーへ引き上げられた。

<税制・関税など>

- ・外国投資家が手がけるプロジェクトには、100%までの出資を認める。
- ・電力関連機器の輸入関税率を20%に引き下げ、改良などに要する機器についても適用する。
- ・発電事業目的あるいは発電・配電事業目的であることを問わず、国内に設置される企業の利潤・所得は、発電開始年から5年間非課税とする。
- ・電力部門の大部分の資本財の物品税は低めの統一税率5%を適用する。
- ・外国投資家はドル建てによる配当の送金が認められる。
- ・減価償却は加速償却を認める。
- ・石炭火力プロジェクトの加重平均償却率は従来の5.02%から7.5%に引き上

げる。

- ・ 運転保守費は、竣工総工事費の2.5%もしくは、竣工総工事費・契約総工事費に実際の保険金を加算した額の3%のいずれかとする。但し、竣工総工事費
- ・ 契約総工事費の3%を上限とする。
- ・ 95年5月には、環境林野省がプロジェクト並びにフライアッシュ利用に関する認可条件を発表した。500MW以上の石炭火力発電所は、洗炭が利用できる産炭地とリンクしている場合に、環境認可が受けられる。フライアッシュ利用については、運転初年度が最低20%、その後は毎年、少なくとも10%ずつ増やすことが求められる。
- ・ 95年5月に、大蔵省は、外部借入に関わる指針を発表。外国市場で資金調達し、これを他の企業の外国資金需要とスワップすることが禁止された。但し、インド国内企業から機器を購入する場合は認められる。

<自家発・産業コージェネ>

- ・ 中央政府は96年1月に自家発政策を改訂し、25MW未満の発電所建設についての許認可権限を州電力局に移管した。自家発自家消費にしきい値50%を設け、これを賄った後の余剰電力は送電グリッドへ売電することが出来る。産業自家発設備(captive power)は、95年3月末現在、合計約1,100万kWである。
- ・ 産業コージェネについては、競争入札制によらず、政府の許認可制の下に置くが、要件は以下の通り最低限のものに止める。
 - 1) 中央電力庁の許認可は必要としない(届出制)。
 - 2) 満足させるべき要件:a)年間稼働時間が最低250日間で最低5MWを供給すること、およびb)発生エネルギーの少なくとも20%が熱エネルギーであること。
 - 3) 余剰電力は州電力局が、その限界費用を下回る料金で買い取る。

<その他>

- ・ 1956年産業政策決議により公営化される以前にライセンスを取得している事業者には、ランセンス取得後の有効期限を20年間から30年間に、また更新後の有効期限を10年間から20年間にそれぞれ延長することを認める。

- ・ 現行の公的電気事業者の蘇生が、他の方法によっては達成できない場合、民間部門によるかかる電気事業者の買収を認める。
- ・ 州政府からの要請があれば、中央政府は、民間企業に対する州電力局の支払い義務に保証を与えることを考慮する。
- ・ 石炭火力、ガス火力、水力発電所を運転する発電会社は、適切な構造を有する二部料金に基づいて売電することが出来る。

外国企業を含む民間部門の反響は大きい。インド電事連の資料によれば、内外の民間企業が関心を寄せている発電所建設プロジェクト（プロポーザル）は1997年12月16日現在で127件の多くを数えている。その合計発電設備容量は68,202MW、合計投資額は2兆6,784億ルピーと推定されている。州別では、南部のタミルナードゥが8,896MWと最も多く、以下、南部のカルナタカ7,076MW、西部のマディヤプラデシュ7,042MW、東部のオリッサ6,960MWなどとなっている（表-29参照）。

5. 電気料金

州電力局の電気料金は、供給原価を必らずしも反映しておらず（平均原価回収率は80%程度）、また用途別較差が極めて大きいなど、合理性に欠けている。内部相互補助、とりわけ販売電力量のほぼ過半を占める農業灌漑用と住宅用の料金を是正することが、州電力局にとって最大の経営課題である。

(1) 料金設定原則

ライセンス保有者、1948年電力供給法（改正法）に基づく州電力局および1956年会社法に基づき登記する発電会社毎に小売り・卸売り料金の設定原則が定められている。以下は、そのあらましである。

- ・ ライセンス保有者：インドの電力法規は、ライセンス保有者が遵守すべき指針を規定している。料率は、いかなる年においてもまた法に定義される妥当な報酬を上回らないものとされている。料金設定に当たっては、1) 需要家の負荷率、2) 一定期間における電力消費量、もしくは3) 所要供給時間を考慮する。さらに、各年の利潤が関連法規によって定義される妥当な報

酬額を上回らない範囲で、料金を調整することが出来る。

- ・州電力局:以下の要素を考慮した統一料金表を定める。1)供給の特性と用途、2)効率的かつ経済的な供給の確保、3)料金の賦課方法と料金そのものの単純化かつ標準化、4)農村電化を促進する低廉な料金の適用、4)正味固定資産に対して最低3%の報酬率が確保できるよう料金表を調整する。当該州政府は通告により報酬率を3%以上とすることが出来る。
- ・発電事業者:発電事業者が州電力局に卸売り供給する場合の料金表は、以下を考慮して定められる。1)当該政府(州政府もしくは中央政府)が適宜決定することの出来る減価償却率、妥当な報酬その他の要素、2)当局が定めることのできる運転ノルマと発電所稼働率(PLF)。ある州政府もしくは複数の州政府が全額出資もしくは部分出資する発電会社においては、当該州政府もしくは関連州政府が定める。

中央政府が全額出資もしくは部分出資する発電事業者の場合は中央政府が決定し、また一つもしくは複数の州政府が全額出資もしくは部分出資する発電事業者の場合は関係する一州もしくは複数州の政府が決定する。

(2) 料金表

料金表は高圧(HT)と低圧(LT:含中圧)に大別される。HT料金表は、大口産業需要家、協同組合、配電ライセンス保有者、鉄道、地方公営などを対象とし、一方LT料金表は住宅用、商業用、農業灌漑用や小口産業用需要家に適用される。

HT料金表は、kW料金と電力量料金から成る2部料金制となっている。なお、火力発電所を所有運転する事業者は、発電所毎に定められた燃料費調整条項を適用している。LT料金表は、多くの場合、フラット料金やブロック料金を加味した電力量料金のみの一部料金制が採用されている。二部料金制を採用する事業者は少ない。農業灌漑用および低所得家庭用の需要家には、州政府が補助金を与えている。特に、全国4,000万軒といわれる農業家族の穀物生産を確保・増産するという政策から、揚水機の普及拡大を図るとともに、農業灌漑用の電気料金が極めて低位に抑えられている。5馬力までの需要を無料としたり、電力計なしで定額供給している電力局もある。

(3) 料金水準

1985年に、正味固定資産に対して最低3%の報酬率が確保できるよう1948年電気法の改正法が成立した。しかし、大半のSEBはこの水準に達しておらず、内部資金が不十分なため効率的な経営と投資は制約されている。

総合単価:表一30は1990-91年度から1995-96年度に至る総合単価(名目)の推移を州電力局毎にみたものである。19電力局の平均値(単純)-ごみると、この間の年平均上昇率は11.5%程度であり、ほぼ小売り物価上昇率並みである。パキスタンとの紛争地でもあるジャム・カシミールでは極めて低く設定され、かつ低位に抑えられていることが分かる。電力局の改革を進めるオリッサではここ2年間、大幅に引き上げられている。

小売り単価:1994/95年度における20州電力局(含むニューデリー)の平均総合単価が128.1paise/kWh、これに対し、農業灌漑用の電気料金は19.4paise/kWhであった。他の用途別平均単価は、住宅用92.1paise/kWh、商業用228.7paise/kWh、産業用221.4paise/kWh、また鉄道用254.3paise/kWhである。なお、表一31からも分かるように、販売電力量では32.5%を占める農業灌漑用が販売電力収入では4.9%を占めるに過ぎない。これに対して、販売電力量の34.1%を占める産業用は販売電力収入の49.2%を占めている。次に州別の用途別電気料金を見ると、農業灌漑用が低水準であることは各州において共通している。農業灌漑用は各州間で大きな格差があることも特徴的であり、特に南部諸州においては低さが目立つ。タミルナードゥとカルタナカ州はただ同然の水準である。ダボール火力プロジェクトで言及したマハラシュトラ州も農業灌漑用料金が安い代表的な州の一つである(表一32参照)。

表-14 事業者・自家発別発電電力量 (発電端)

(単位: 億kWh)

年	1985	1990	1991	1992	1993	1994	1995
事業者計	1,703.5	2,843.3	2,870.3	3,013.6	3,240.5	3,510.0	3,801.0
水力	510.2	716.7	727.9	699.2	705.2	827.6	834.1
火力	1,143.5	1,865.1	2,087.1	2,247.1	2,481.3	2,637.3	2,896.9
原子力	49.8	61.4	55.2	67.3	54.0	56.5	70.0
自家発計	130.4	251.1	286.0	313.5	322.9	334.2	345.2
水力	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2
火力	130.2	251.0	285.8	313.4	322.7	334.0	345.0
合計	1,833.9	2,894.4	3,156.3	3,327.1	3,563.4	3,855.6	4,146.2
水力	510.4	716.9	728.1	699.4	705.4	827.8	834.3
火力	1,273.7	2,116.1	2,372.9	2,560.5	2,804.0	2,971.3	3,241.9
原子力	49.8	61.4	55.2	67.3	54.0	56.5	70.0

[出所] 国連: Energy Statistics Yearbook, 1988, 1995より作成

(注) 原子力と水力はOECD/EIA資料に基づき調整を加えた。国連統計では自家発分が括弧に入っているように思われるが、そのままとした。

表-15 燃料別発電電力量 (全国: 発電端)

(単位: 億kWh)

年	1985	1990	1991	1992	1993	1994	1995
火力	1,273.7	2,116.1	2,372.9	2,560.5	2,804.0	2,971.3	3,241.4
石炭	N.A.	1,970.3	2,241.6	2,275.7	2,504.4	2,632.4	2,876.4
石油	N.A.	130.4	120.5	122.0	123.0	120.0	120.0
ガス	N.A.	38.0	39.0	162.8	176.3	218.8	245.0
原子力	49.8	61.4	55.3	67.3	54.0	56.5	70.0
水力	321.4	716.9	728.1	699.4	705.4	827.8	834.3
合計	1,833.9	2,894.4	3,156.3	3,327.1	3,563.4	3,855.6	4,146.2

[出所] OECD/IEA: Energy Statistics and Balances of Non-OECD Countries 1994-1995他より作成

表-16 用途別電力消費量 (電気事業者分)

(単位: 億kWh)

年度	1980-81	構成比	1990-91	構成比	1995-96	構成比
住宅用	92.5	11.2	319.8	16.8	505.1	19.0
商業用その他	82.9	10.1	197.3	10.4	299.6	11.3
産業用	480.7	58.4	842.1	44.2	1,036.8	39.0
農業灌漑用	144.9	17.6	503.2	26.4	753.7	28.4
運輸用	22.7	2.8	41.1	2.2	63.8	2.4
合計	823.5	100.0	1,903.6	100.0	2,658.4	100.0

[出所] インド電事連: Profile of Power Utilities & Non-Utilities in India-1997.

(注) *推定値

表-17 用途別州別電力消費量 (1995-96年度)

(単位: 百万kWh)

		住宅用	商業用	農業灌漑用	産業用	その他	合計	
州 電 力 局 ・ 電 力 部	東 部	Bihar	844	480	1,898	4,538	798	8,558
		Orissa	1,803	779	421	4,383	513	7,899
		West Bengal	1,340	630	955	2,069	2,774	7,768
	北 部	Haryana	1,780	262	4,150	2,529	648	9,369
		Himachal Pra.	380	105	18	900	95	1,498
		Jammu & Kashmir	470	80	310	350	831	2,041
		Punjab	2,238	474	7,203	5,759	740	16,414
		Rajasthan	1,740	617	4,340	5,411	1,222	13,330
		Uttar Pra.	6,468	2,204	9,151	6,672	1,903	26,398
	東 部	Delhi	4,242	2,080	80	1,970	628	9,000
		Assam	408	168	49	833	692	2,150
		Manipur	130	17	7	57	79	290
		Tripura	44	20	31	37	46	178
		Meghalaya	45	37	2	99	88	271
Arunachal Pra.		78	13	0	18	4	113	
Manipur		130	17	7	57	79	290	
Mizoram		67	7	0	2	14	90	
南 部	Andhra Pra.	3,752	756	8,800	9,960	2,362	25,630	
	Karnataka	2,567	425	6,549	5,544	860	15,945	
	Kerala	2,337	945	295	3,124	402	7,103	
	Tamil Nadu	3,596	1,938	5,978	9,109	2,731	23,352	
西 部 **	Gujarat	1,927	581	9,383	7,940	2,295	22,126	
	Madhya Pra.	3,418	723	9,394	6,225	3,099	22,859	
	Maharashtra	5,217	1,439	9,234	15,783	8,524	40,197	
	Goa	169	47	8	399	46	669	
計		45,190	14,844	78,273	93,768	31,473	263,540	
参考: ホンベイ郊外電力供給		2,196	734	-	1,225	57	4,212	

[出所] インド電事連: Profile of Power Utilities & Non-Utilities in India-1997.

(注) 除: * Chandigarh, ** Dadra and Nagar Haveli および Daman & Diu.

表-18 電力消費量の推移

(単位: 億kWh)

年	住宅用	商業・その他用	産業用	農業灌漑用	輸送用	合計
1988	246.1	144.0	817.6	370.1	39.0	1,616.7
1989	281.8	179.7	982.2	436.5	41.8	1,922.0
1990	284.2	208.4	1,075.5	454.7	45.5	2,068.4
1991	310.8	244.9	984.6	569.9	46.5	2,156.6
1992	397.2	224.0	1,215.5	633.4	50.7	2,520.7
1993	433.4	242.5	1,266.2	707.1	55.4	2,702.6
1994	479.2	264.1	1,339.5	793.2	58.8	2,934.9
1995	514.2	283.3	1,437.2	851.0	63.2	3,149.1

[出所] OECD/IEA: Energy Statistics and Balances of Non-OECD Countries, 1994-1995より作成

(注) 原データから千toe = 1,163万kWhとして算出.

表-19 発電設備容量の推移

(単位: MW)

年	1985	1990	1991	1992	1993	1994	1995
事業者計	46,769	66,086	69,065	72,330	76,753	80,443	82,343
水力	15,472	18,753	19,195	19,576	20,379	20,900	21,300
火力	29,967	45,768	48,086	50,749	54,369	57,538	59,038
原子力	1,330	1,565	1,785	2,005	2,005	2,005	2,005
自家発計	5,504	8,613	9,302	10,045	10,722	11,112	11,412
水力	3	4	4	4	4	4	4
火力	5,501	8,609	9,298	10,041	10,718	11,108	11,408
合計	52,273	74,699	78,367	82,375	87,475	91,555	93,755
水力	15,475	18,757	19,199	19,580	20,383	20,904	21,304
火力	35,468	54,377	57,383	60,790	65,087	68,646	70,446
原子力	1,330	1,565	1,785	2,005	2,005	2,005	2,005

[出所] 国連: Energy Statistics Yearbook, 1989, 1995より作成。

表-20 地域別事業者発電設備~96年3月末現在~

(単位: MW)

地域	火力	原子力	水力	計
北部	15,595	740	7,189	23,524
国有	6,847	740	4,235	11,822
州営	8,748	-	2,954	11,702
西部	20,538	760	2,782	24,080
国有	4,652	760	-	5,412
州営	13,402	-	2,506	15,907
私営	2,484	-	276	2,760
南部	10,587	440	8,455	19,482
国有	4,165	440	-	4,605
州営	6,422	-	8,455	14,876
東部	11,165	-	1,608	12,773
国有	5,910	-	144	6,054
州営	4,650	-	1,464	6,114
私営	605	-	-	605
北東部	790	-	460	1,250
国有	168	-	255	423
州営	623	-	205	828
合計	58,675	1,940	20,512	81,109
国有	21,742	1,940	4,634	28,316
州営	33,845	-	15,584	49,429
私営	3,089	-	276	3,365

[出所] インド電事連 Profile of Power Utilities & Non-Utilities in India-1997より作成。

表-21 主要発電所一覧～1996年3月現在稼働中～

発電所名	MW	所有者	発電所名	MW	所有者
火力			原子力		
Korba (M.P)	2,100	NTPC	Narora:NAPS	440	NPC
Ramagundam	2,100	NTPC	Kalpakkam:Madras	440	NPC
Singrauli	2,000	NTPC	Kakrapar	440	NPC
Chandrapur	1,840	Maharashtra SEB	Tarapur:TAPS	320	NPC
Anpara	1,630	UPSEB	Rajasthan:RAPS	300	NPC・原子力省
Farakka	1,600	NTPC	水力		
Obar	1,482	UPSEB	Bhakra	1,200	Bhakra Beas MB
Neyveli M/c	1,470	NLC	Dehar	991	Bhakra Beas MB
Trobay	1,450	Tata PSC	Koyna	920	Maharashtra SEB
Vijayawada	1,260	AP SEB	Sharavathy	891	Karnataka PC
Kolaghat	1,260	WB PDC	Nagarjun Sagar	810	AP SEB
Vindhyachal	1,260	NTPC	Kalinadi	810	Karnataka PC
Ropar	1,260	Punjab SEB	Idduki	780	Kerala SEB
Wanakbori	1,260	Gujarat EB	Srisalam	770	AP SEB
Trombay	1,150	Tata Power Co.	Salal	690	NHPC
Satpura	1,143	MP EB	Kundah(I-V)	555	Tamil Nadu EB
Anpara	1,130	UPSEB	Chamera	540	NHPC
Koradi	1,080	Maharashtra SEB	Lower Sileru	460	AP SEB
Tuticorin	1,050	Tamil Nadu EB	Kadamparai	400	Tamil Nadu EB
Rihand	1,000	NTPC			
Takcher	1,000	NTPC			

【出所】インド電事連 Profile of Power Utilities & Non-Utilities in India-1997より作成。

表-22 産業別の自家発電設備と電力消費量

産業名 (対象企業数)	発電設備 (MW : 94年3月末現在)						自家発 自家消費	事業者か らの買電	電力消費 量計
	水力	汽力	ディーゼル	ガス	風力	計			
アルミ (11)	0	1,350.5	7.9	0	0	1,358.4	7,411.4	541.8	7,953.1
自動車 (42)	0	0	150.3	20.0	0	170.3	131.8	585.9	717.8
セメント (92)	0	245.6	571.7	0	0	817.3	1,215.1	4,354.8	5,569.9
化学 (106)	0	406.1	268.6	113.1	3.5	791.4	2,155.8	3,067.2	5,222.9
炭坑 (12)	0	110.6	12.6	0	0	123.2	196.7	786.1	982.8
電気工業 (65)	0	17.1	145.1	0	0	162.2	84.7	662.2	746.9
肥料 (30)	0	481.3	128.7	223.6	0	833.6	3,004.0	2,696.3	5,700.3
食品 (43)	0	9.6	89.5	2.8	0.9	102.8	74.7	253.2	327.9
重工業 (40)	0	0	158.2	0	0	158.2	88.9	604.0	692.9
鉄鋼 (66)	0	1,321.2	214.9	20.2	0	1,536.1	5,117.6	4,589.2	9,706.8
ジュート (76)	0	20.7	184.2	0	0	204.9	141.0	600.6	741.8
軽工業 (80)	0	2.5	241.4	0	0.3	244.1	132.4	947.4	1,079.9
石油 (22)	0	268.2	127.4	328.7	0	724.4	2,092.4	454.8	2,547.3
鉱業 (9)	0	2.4	16.8	0	0	19.2	11.7	95.9	107.6
非鉄金属 (23)	0	124.6	211.2	27.4	0	363.2	847.0	1,664.1	2,511.2
紙パルプ (45)	0	361.8	97.8	0	0	495.5	1,358.1	1,326.7	2,684.9
プラスチック (4)	0	0	9.3	125.0	0	21.8	36.0	114.1	150.2
ゴム (20)	0	9.0	129.6	0	0	138.6	133.8	579.8	713.6
砂糖 (320)	0.7	700.0	196.0	0.5	0	897.2	1,522.6	464.6	1,987.1
織物 (437)	3.6	346.0	870.4	0	3.8	1,223.8	1,003.0	7,001.7	8,004.7
その他 (84)	0	15.9	163.4	25.0	0	204.3	103.2	517.4	620.5
合計 (1,627)	4.3	5,793.0	3,995.1	773.9	8.4	10,574.7	26,862.2	31,907.7	58,769.8

【出所】インド電事連 Profile of Power Utilities & Non-Utilities in India-1997より作成。

表-23 送配電線の回線延長

(単位: 回線km)

電圧階級	1981年 3月末	1991年 3月末	1996年 3月末
高圧直流	--	1,630	1,667
400kV	2,340	21,634	32,256
220/230kV	31,834	62,345	76,403
132/110kV	59,738	87,965	97,200
78/66/44kV	26,752	34,947	37,700
33/22kV	163,882	212,267	251,400
15/11/6.6/3.3/2.2kV	784,513	1,329,774	1,551,000
低圧配電線	1,453,402	2,784,482	3,036,500

[出所] インド電事連 Electricity India 1994, June 1994及
び Profile of Power Utilities & Non-Utilities in
India-1997より作成。

(注) 1996年は推定値。

表-24 POWERGRIDの開発プロジェクト一覧

プロジェクト名	回線延長 (km)	目的	プロジェクト名	回線延長 (km)	目的
北部地域			東部地域		
Chamera-Kishenpur:400kV	101	グリッド強化	Talchar - I	390	発電所リンク
Kishenpur Moga:800kV	567	グリッド強化	Rangit:132kV	248	発電所リンク
NRTS増強:400kV	476	グリッド強化	Jeypore:HVDC	420	地域間連系
Dulhasti:400kV	128	発電所リンク			
Uri-Srinagar	210	発電所リンク	西部地域		
Nathpa-Jhakri:400kV	1,473	発電所リンク	Vindhyachal増設:400kV	2,048	グリッド強化
Tehri-I	330	発電所リンク	Gandhar Gas:400kV	331	発電所リンク
Unchahar:220kV	600	発電所リンク	Vindhyachal-II:400kV	1,550	発電所リンク
RAPP - B	621	発電所リンク	Chandrapur:HVDC	194	地域間連系
北東部地域					
South Assam増強		グリッド強化			
Balipara-Tenga	90	グリッド強化	南部地域		
Kathalguri: 400/220kV	567	発電所リンク	Neyveli:220kV	55	発電所リンク
Kopili :220kV	89	発電所リンク	Kaiga-Sirsi:400kV	120	発電所リンク
Ranganadi:400kV	333	発電所リンク	Kayamkulam-I	248	発電所リンク
Doyang	189	発電所リンク			
Agartala	126	発電所リンク			

[出所] POWERGRIDホームページより作成。

表-25 電力需給バランス (全国)

(単位: 億kWh)

年	発電電力量 (発電端)	所内用	輸 出	輸 入	国内供給 電力量	送配電 ロ ス	送配電 ロス率	電力消費量
1985	1,833.9	164.9	1.1	0.2	1,668.1	341.9	20.5%	1,326.2
1986	2,012.8	159.6	0.7	1.7	1,854.2	377.8	20.4%	1,476.4
1987	2,189.9	182.0	0.3	9.9	2,017.5	423.4	21.0%	1,594.1
1988	2,413.1	196.4	1.0	13.0	2,228.7	460.3	20.7%	1,769.4
1989	2,686.6	215.8	1.1	14.0	2,483.9	532.6	21.4%	1,951.3
1990	2,894.4	227.7	0.6	14.4	2,680.5	525.8	19.6%	2,154.7
1991	3,156.3	246.7	0.5	15.1	2,924.2	561.7	19.2%	2,362.5
1992	3,327.1	256.8	1.5	13.5	3,082.3	562.0	18.2%	2,520.3
1993	3,563.4	275.1	1.6	14.0	3,300.7	598.6	18.1%	2,702.1
1994	3,855.6	247.9	0.6	14.8	3,621.9	687.5	19.0%	2,934.4
1995	4,146.2	266.6	1.3	16.8	3,895.1	746.7	19.2%	3,148.4

[出所] OECD/IEA: Energy Statistics and Balances of Non-OECD Countries, 1994-1995より作成。

(注) Domestic Cons.を所内用 (Energy Sector) + 電力消費量とし、また、国内供給電力量と電力消費量との差を送配電ロスとして算出した。

表-27 5カ年計画と電力部門投資

(単位: 億ルピー)

5カ年計画: 対象年	州政府	中央政府	合 計
第1次: 1951-56年	24.3	1.7	26.0
第2次: 1956-61年	44.6	1.4	46.0
第3次: 1961-66年	116.7	8.6	125.2
年 次: 1966-69年	103.4	18.9	122.3
第4次: 1969-74年	255.3	37.9	293.1
第5次: 1974-79年	659.5	80.4	739.9
年 次: 1979-80年	185.9	38.2	224.1
第6次: 1980-85年	1,033.9	496.0	1,829.8
第7次: 1985-90年	2,322.2	1,105.2	3,427.3
年 次: 1990-91年	656.2	591.7	1,248.0
年 次: 1991-92年	775.0	592.7	1,367.8
第8次: 1992-97年	4,840.1	3,118.2	7,959.0
年 次: 1997-98年	?	?	?
年 次: 1998-99年	?	?	?
第9次: 1999-2004年	?	?	?

[出所] インド電事連Profile of Power Utilities in India, April 1993などより作成。

(注) 8次は推定。

表-28 地域別電力需要見通し

地 域	東 部	北 部	北東部	南 部	西 部
1997-1998年度					
最大電力 (MW)	9,272	25,200	1,313	18,224	22,214
所要電力量 (億kWh)	507.7	1,364.7	58.6	1,064.0	1,366.4
1998-1999年度					
最大電力 (MW)	10,079	27,051	1,449	19,434	-
所要電力量 (億kWh)	552.2	1,466.9	64.8	1,135.8	-
1999-2000年度					
最大電力 (MW)	10,975	29,014	1,570	20,615	-
所要電力量 (億kWh)	596.4	1,576.2	70.3	1,205.0	-
2000-2001年度					
最大電力 (MW)	11,715	31,053	1,690	21,783	-
所要電力量 (億kWh)	596.4	1,691.6	75.8	1,272.4	-
2001-2002年度					
最大電力 (MW)	12,437	33,322	1,809	23,074	28,714
所要電力量 (億kWh)	682.4	1,816.5	81.5	1,346.7	1,767.3
2006-2007年度					
最大電力 (MW)	16,722	44,009	2,527	29,070	38,538
所要電力量 (億kWh)	968.3	2,541.6	120.6	1,786.9	2,397.3

[出所] インド電事連 Profile of Power Utilities & Non-Utilities in India-1997より作成。

表-30 州電力局別総合単価 (名目) の推移

(単位: paise/kWh)

州 電 力 局		1990-91 年度	1991-92 年度	1992-93 年度	1993-94 年度	1994-95 年度*)	1995-96 年度**)
東 部	Bihar	83.56	97.82	118.36	147.01	146.97	146.92
	Orissa	67.89	65.13	77.15	86.34	102.27	131.79
	West Bengal	104.19	111.86	115.76	135.46	145.84	154.88
北 部	Haryana	66.63	66.33	72.54	83.21	108.45	111.05
	Himachal Pradesh	79.13	85.95	101.14	106.74	109.04	114.58
	Jammu & Kashmir	35.92	35.93	35.26	35.06	33.03	32.88
	Punjab	54.87	59.88	71.07	89.57	100.30	109.03
	Rajasthan	92.91	93.12	102.15	109.05	135.23	147.53
	Uttar Pradesh	73.09	79.73	108.35	111.60	123.42	130.33
	Delhi	99.10	124.67	134.05	150.36	176.46	174.96
北 東 部	Assam	74.49	73.29	94.29	98.62	122.75	126.43
	Meghalaya	59.21	64.60	89.39	91.84	99.21	109.30
南 部	Andhra Pradesh	74.49	83.29	94.29	98.62	122.75	126.43
	Karnataka	81.34	82.38	93.35	106.75	111.84	142.48
	Kerala	52.58	60.00	73.96	81.40	93.87	98.46
	Tamil Nadu	86.53	96.09	107.12	128.34	146.33	146.33
西 部	Gujarat	78.00	93.00	100.32	121.02	131.78	141.50
	Madhya Pradesh	84.76	94.88	118.88	126.75	135.19	136.47
	Maharashtra	103.06	107.80	136.90	150.52	166.59	172.04
平均 (単純)		81.80	89.06	105.27	117.97	132.88	140.72

[出所] インド電事連 Profile of Power Utilities & Non-Utilities in India-1997より作成。

(注) *推定 **年次予算ベース。

表-29 IPPプロジェクト一覧 (1997年12月16日現在)

州地方名 プロジェクト名	発電設備	燃料等	州政府との 合意覚書 締結日	中央 電力庁 認可	出 資 者
Andhra Pradesh 計10地点	4,342MW				
* Godavari GBTP	208MW	G・N	92. 9. 7	TEC	Spectrum Tech,USA/JAYA Foods & NTPC
* Jegurupadu GBPP	216MW	G・N	93. 3.16	TEC	GVKIndustries/CMSGen.USA/IFC,ADB,ABB
Jegurupadu-II CCPP	235MW	G	95.11. 1	IPC	G.V.K.India
Kondapally TPS	355MW	N			Lanco Industries, Eastern Generation UK
Krishnapatnam'A' TPS	500MW	C			GVK Industries
Krishnapatnam'B' TPS	500MW	C			BBI Power Inc. USA
Peddapuramu	300MW	N			Satyam Construction
Ramagundum	260MW x 2	C		TEC	BPL Power Projects
Vemagiri TPS	468MW	N			Nippon Denro Ispat;Marutius
* Vishakapatnam TPS	520MW x 2	C	92. 7.17	TEC	HNPL, Ashok Leyland Madras, National Power UK.
Assam Namrup TPS EXT.	120MW	G	95. 2.15	IPC	Assam Valley Power
Bihar Jojobera	120MW x 2	C	94. 3. 6	IPC	Jamshedpur Power
Delhi 計 2 地点	721MW				
Bawana GBPP PH-1	421MW	G	95. 9.29		Reliance Delhi Private Power
New Delhi TSP	300MW	C	95. 2.13	IPC	Apollo Energy
Gujarat 計10地点	5,170MW				
Baroda CCGT	160MW	N		TEC	Gujarat Industries Power
Chhara	600MW	N/G			入札中
Ghogha	125MW x 3	L			入札中
Hazira CCPP	515MW	G/N		TEC	Essar Power/Prime Hazira Mauritius
Jamnagar	250MW x 2	MF	94.12. 9	IPC	Reliance Power
Mundra	500MW	C			入札中
Paguthan GBPP	655MW	G/N	94. 5.12	TEC	Torent Group, GPCL, Siemens Germany, Power Gen UK
Pipavav Coastal TPP	500MW x 2	C			入札中
Pipavav Dual Fuel	615MW	D			入札中
Surat Lignite	125MW x 2	L	95. 2. 9	TEC	Gujarat Industries Power, Baroda
Himachal Pradesh 計9地点	3,459MW				
Allain-Duhangan	192MW	H	93. 8.28	IPC	Rajasthan Spinning & Weaving Mills
Baspa-ST- II	300MW	H	92.11.23	IPC	JAI Prakash Industries
Dhamwari Sunda HEP	70MW	H	93. 8.28	IPC	Harza Engineering USA
Hibra HEP	231MW	H	93. 8.28	IPC	Dhambari Power
Karcham Wangtoo	1,000MW	H	93. 8.28	IPC	JAI Prakash Industries
Kol Dam	800MW	H			入札中
Malana HEP	86MW	H	93. 8.28	IPC	Rajasthan Spinning & Weaving Mills
Rampur	680MW	H			入札中
UHL - III HEP	50MW x 2	H	92. 2.10	IPC	Ballarpur Industries Delhi
Jammu & Kashmir 計4地点	2,950MW				
Burser HEP	1,020MW	H			入札中
Kishenganga HEP	110MW x 2	H			入札中
Pakaldual HEP	1,000MW	H			入札中
Sawalkot	200MW x 2	H			入札中
Karnataka 計18地点	7,076.4MW				
Almatti N. Thanmakal	1,107MW	H	92. 7.15	IPC	Chamundi Power USA
Ankolakomta : Hospet	250MW x 2	N	95.11.15	IPC	Deccan Power USA
Bangalore	500MW	C/N		IPC	NRI Capital USA;Pulakeshi Power
Bidadi CCPP	100MW	G/N	95.11.11	IPC	Karnataka Power Corp

<続>

Bidar	85MW	M	95.11.15	IPC	HMG Power
Bijapur (Telgi)	350MW	C	95.12. 8	IPC	KEI Energy;Hyderabad & KLT Power USA
Dharwad TPS	300MW	N		IPC	Chalais Holdings UK;Khoday; Bescorp Malaysia
Hassan	200MW	N	95.11.15	IPC	Karnataka Breweries
Indi DGPP	100MW	D	94.11.11	IPC	HMG Power
Jam Khandi	100MW	D	94.11.11	IPC	HMG Power
Kaniminke CCPP	100MW	N	94.11.11	IPC	Peenya Power; Coastal Power USA
Kolar	100MW	D	94.11.11	IPC	HMG Power
* Mangalore TPS	250MW x 4	IC	92. 7.30	TEC	Cogentrix USA;China Light & Power;GE Power Mauritius
Mysore TPS	250MW x 4	C	95.11.11	IPC	Mysore Power Gen. Pvt
Nagarjuna TPP	1,000MW	IC	94. 1.27	IPC	Nagarjuna Group & Associates
Nanjangudua	110MW	N	95.11.15	IPC	Independent Power Services USA
Thubinakere:Mandya	164.4MW	N	95.12. 8	IPC	Mandya Power Partners
Torangallu	130MW x 2	G/C	94. 3. 7	TEC	Tractebel SA Belgium/Jindal India
Kerala 計 9 地点	3,497MW				
Cheemeni TPP	500MW	N	94. 1.10	IPC	BPL Group
Kanjikode DGPP	110MW	O	94.11.16	IPC	W. I. Services & Estates
Kannur CCGT	513MW	N	95. 2. 9	IPC	KPP Nambiar & Associates
Kasargod	459MW	G/N	94.11.19	IPC	Finolex Energy/Tarmac Black UK/TEI USA
Kasargod DGPP	63.53MW	D	94. 5.13	IPC	Kasargod Power (RPG)
Kasargod TPS	468.77MW	N	94.11. 3	IPC	Kasargod Power
Kottvkal	348MW	N	95. 1.28	IPC	Kumars Energy
Palakkad	330MW	N	95. 1.17	IPC	Palakkad Power Gene./Enserch USA
Vypeen	704.7MW	LNG	93.12.18	IPC	Siasin Energy Malaysia
Madhya Pradesh 計19地点	7,042.25MW				
Bhander Duel Fuel TPS	342MW	G/N	94.10.12	IPC	Essar INV Mauritius
Bhilai TPS	574MW	C/O	95. 2. 7	TEC	SAIL, L&T, Community Energy Alternatives USA
Bina TPS (PH-1)	289MW x 2	C	94. 1.29	TEC	Adita Birla Group/Power Gen UK
Guna Duel Fuel TPS	347.25MW	N	94. 1.20	TEC	STI India/Providence Securities Mauritius
Gwalior II (Diesel) PP	122MW	D	94.12.21	IPC	Gwalior Power Finland
Jhabua	360MW	G/N	95. 1.20	IPC	Kedia Distillers/General Mediterranean
Khandwa CCGT	171MW	N	95. 2. 2	IPC	Madhya Bharat Energy
Korba East TPP, PH-II	250MW	C	95. 1.20	IPC	Raipur Alloys & Steels
Korba East TPP, PH- I	30MW x 3	C	95. 1.20	IPC	Raipur Alloys & Steels
Korba East TPP	535MW x 2	C	95. 2.14	TEC	Daewoo Korea
Korba West Extn	210MW x 2	C	93. 7.29	TEC	India Thermal Power/Siemens Germany
Korba West TPP	260MW x 2	C	95. 1.21	IPC	RPG Industries/Electrogen Intl USA
Maheshwar HEP	40MW x 10	H	93. 7.28	TEC	S. Kumar Bombay/Pacific Generation USA
Narsinghpur	166MW	N	94.12.16	TEC	Global Boards. OGDEN Power USA
Pench TPS	250MW x 2	C	94. 6.16	TEC	SOROS Fund Management USA/ABB Germany
Pithampur DGPP	199MW	O	94.12.21	IPC	Shapoorji Palonji/Wartsila Finland
Raigarh TPS, PH- I	550MW	C	94. 1.21	TEC	Jindal Strips, Genting Power Malaysia
Rajgarh Duel Fuel CCPP	343MW	N/G	95. 1.21	IPC	Alpine Ind
Ratlam	120MW	O	94.12.21	IPC	GVK Power Ratlam/Wartsila Finland
Maherashtra 計 4 地点	4,034MW				
*Bhadrawati TPS (ST 1)	1,072MW	C	93. 6.18	TEC	Ispat Alloys/GEC UK/EDF France
*Dabhol CCGT (LNG)	2,015MW	MF	92. 6.20	TEC	Enron Dev USA/GE USA/Bechtel USA
Khaperkheda Units 3 & 4	250MW x 2	C			Ballarpur Industries
Patalganga GBPP	447MW	G/N			Reliance Industriels
Orissa 計 7 地点	6,960MW				
Bomlai TPS	500MW	C	94. 4. 2	IPC	Galaxy Power USA/Indeck of Chicago

<続く>

Duburi TPS	250MW x 2	C	92. 1.25	IPC	Kailnga Power (NE Power USA)
Durgapur	250MW x 2	C	94.11. 1	IPC	J. K. Corp.
Hirna-TPS ST-1	660MW x 6	C	94. 9.22	IPC	Southern Electric USA
*IB Valley TPS	250MW x 2	C	92.12. 9	TEC	AES IB Valley Corp/AES Trans Power USA
Lapanga TPS	500MW	C	94.10.25	IPC	Samlai Power(Lapanga)/Panda Energy USA
Naraj TPS	250MW x 2	C	94.10. 8	IPC	Orissa Power Partners
Punjab 計 2 地点	1,000MW				
GNDTP-IV	250MW x 2	C			入札中
Govindwal Sahib	250MW x 2	C			入札中
Rajasthan 計 5 地点	3,202.7MW				
Barsingsar TPS	250MW x 2	L			Hindustan Vidyut Corp
Dholpur CCPP	702.7MW	N	94. 2.17	IPC	RPG
Jalpa	300MW x 3	L			West Power Jaipur
Kapurdi	300MW x 2	L			West Power Jaipur
Suratgarh Stage-II	250MW x 2	C			入札中
Sikkim Teesta-III	1,200MW	H			入札中
Tamil Nadu 計 12 地点	8,896.2MW				
Basin Bridge Stage II	196MW	O	93. 1.13	TEC	Rosy Blue Group Luzamburg/Hyundai Group Korea
Cuddalore TPS	660MW x 2	C	92.12. 5	IPC	Cuddalore Power
Ennore CCGT	1,500MW	MF	95. 2.18	IPC	HMG Power (Ennore)
Kattupalli CCGT	1,000MW	LNG	95. 2.18	IPC	Kedia group, Delhi
Chennai TPP III	500MW	C	95. 2.18	IPC	Tri-Sakthi Energy/Pembinaan Malaysia
North Chennai II	525MW x 2	C	95. 2.18	TEC	Videocon Power/ABB Germany
Pillai Peru Malnallur	330.5MW	G/N	92.12. 9	TEC	DEA PPN Energy Mauritius/Marubeni Japan
Samal Patti DEPP	105.66MW	D	95. 2.18	IPC	SIV Industries
Samayanallur DEPP	106MW	O	94. 9.16	IPC	Balaji Power
Tuticorin IV TPS	525MW	C	95. 2.18	TEC	Tamil Nadu Petro Products
Vembar TPP	2,013MW	LNG	95. 2.18	IPC	Indian Power Projects Madras
*Zero Unit (NLC)	250MW	L	92. 8.31	TEC	ST-CMS Electric/CMS Energy ; ST Holdings USA
Uttar Pradesh 計 9 地点	6,221MW				
Anpara 'C'	1,000MW	C	96. 8.14		Hyundai Heavy South Korea
Jawaharpur TPS	800MW	C	93.11.17	IPC	Pacific Electric Canada
Maneri Bhali II HEP	304MW	H			入札中
Pala Maneri HEP	460MW	H			入札中
Partabpur	2,000MW	C			ISN International USA
Rosa TPS	283.5MW x 2	C	93.11.17	TEC	Adidya Birla Group/Power Gen UK
Srinagar HEP	66MW x 5	H	94. 8.27	IPC	Duncan Calcutta/Sysnergics USA
Tapovanishnugad HEP	360MW	H			入札中
Vishnu Prayag HEP	100MW x 4	H	92.10.14	TEC	Jaiprakash Industries
West Bengal 計 4 地点	2,070MW				
Bakreshwar TPS (4&5)	420MW	C	94. 2.16	IPC	BPGCL/CMS Generation USA/The Kuljain USA
Ballagarh TPS	250MW x 2	C	93. 1. 1	TEC	Rolls Royce UK/ADB, AFIC, CDC/IFC
Gouripore TPS	150MW	C	95. 5.20	IPC	WBSEB, BHEL, BTS/Thermo Eco USA/Birla Tec. Service
Sagardighi TPS	500MW x 2	C	92. 9.21	IPC	The Kuljian Corp/CMS Generation USA
総 計 127地点	68,201.5MW				

【出所】 インド電気事業連合会：India Power, January-March 1998より作成

(注) 燃料等：G天然ガス；Nナフサ；C石炭；IC輸入炭；L褐炭；O石油；Dディーゼル油；D混焼；H水力；MF 複数燃料。
中央電力庁認可：IPC (In Principle Clearance), TEC (Techno-Economic Clearance)。

* インド中央政府の最優先 8 プロジェクト。ダボール火力プロジェクトは92年着工、95年8月に工事中止、その後、各種の訴訟事件に巻き込まれていたが、96年12月に工事が再開されている。竣工予定は98年12月。

表-31 用途別の販売電力量と平均単価
(1994-95年度)

用途別	販売電力量 (%)	平均単価 (paise/kWh)	販売収入 構成比(%)
住宅用	15.7	92.1	11.3
商業用	4.5	228.7	8.0
農業灌漑用	32.5	19.4	4.9
産業用	34.1	221.4	49.2
鉄道用	4.9	254.3	9.7
州外用	8.3	109.7	7.1
合計(平均)	100.0	128.1	100.0

[出所] インド大蔵省：1997年経済白書より作成

表-32 小売り単価 (1996/97年度)*

(単位：paise/kWh)

州電力局		住宅用	商業用	農業灌漑用	産業用
東部	Bihar	137.00	449.00	29.09	209.99
	Orissa	98.75	450.00	70.00	306.58
	West Bengal	104.43	251.90	87.00	274.40
北部	Haryana	171.00	255.00	55.10	255.00
	Himachal Pra.	61.00	155.00	65.00	165.00
	Punjab	133.25	156.00	66.91	231.00
	Rajasthan	105.00	232.00	41.96	255.00
	Uttar Pra.	120.00	263.63	47.29	282.16
北東部	Assam	105.00	315.00	150.00	214.18
	Meghalaya	85.00	176.00	56.00	156.07
南部	Andhra Pra.	111.00	261.00	4.75	270.00
	Karnataka	150.00	262.00	5.00	247.17
	Kerala	77.00	263.50	14.21	116.57
	Tamil Nadu	90.00	330.75	0.22	288.53
西部	Gujarat	169.50	376.40	61.22	271.59
	Madhya Pra.	75.00	377.00	36.73	277.71
	Maharashtra	116.10	312.00	22.96	308.99
平均(単純)		112.30	284.89	46.44	224.93

[出所] Sunil Saraf : Indian Energy Deregulation Volume 1-4 Financial Times Energy Publishing 1996より作成

(注) *予算ベース.

IV. インド電力セクターの現状等

インド電力セクターの現状等

以下、インド電力研究会中間報告（平成8年9月12日）に基づく。

1. インド電力セクターをとりまく最近の現状

インドは、最近の経済改革によって、順調な経済発展を遂げつつあるが、こうした中で、インフラの不足が際だってきている。特に、電力インフラについては、その不足が国民生活及び産業の両面でボトルネックになるとの懸念が広がっている。これは電力セクターがいくつかの大きな問題を抱えていることによるものであり、この懸念を払拭するためには、それらの問題に抜本的に対応する必要がある。このことは、インドの中央及び州政府の関係者によって認識されつつある。特に最近、民活による電力インフラの整備を進めている関係当事者の間では、このような対応が不可欠であるとの認識が浸透してきている。

このような中、世界銀行(世銀)などの国際金融機関が、インドの電力インフラの民活による整備を支援すべく積極的な対応に乗り出している。また、インド政府並びにこれら国際金融機関から、我が国官民の関係者の協力を得たいとの意向が表明されている。

一方、我が国政府としても、アジアを中心に民活インフラ整備を支援する方針を固めており、また民間の企業においても、インドにおける民活による電力セクターの整備に関連するビジネスに大きな関心を寄せているところである。

2. インド電力セクターの現状と課題

(1) インドの経済の回復・成長と電力需給ギャップの拡大

インドは、新経済政策の下に自由化・対外開放を行ってきた結果、海外からの投資の促進、インフレの抑制、輸出の拡大、経常収支の改善、外貨準備

の回復に成功し、ここ2～3年、GDP年平均成長率6～7%を達成している。

他方、インドの経済成長を将来にわたって維持していくためには、インフラの整備が最重要課題となっている。中でも電力分野では供給力の不足が深刻であり、現状では需要電力量の約10%、最大電力量の約20%が不足しており、その整備が緊急の課題とされている。

(2) インド電力セクターの現状

インドにおける電力セクターの整備は、憲法上、中央及び州政府の双方が担当するものとされており、インド全体の発電電力量で言えば約7割は州によって行われている。しかし、ここには、州によって程度の差はあるが、おしなべて言えば、発電コストを下回る料金体系の設定及び料金体系設定に対する政治の介入、料金未回収問題等に起因するSEB(州電力庁)の経営及び組織上の基本的な問題がある。これに加え、低稼働率、高い送配電ロス、低い熱効率といった技術面における問題、さらには、法律・制度整備の遅延、行政手続きの非効率といった行政面での問題等があり、これらの要因が複雑に絡み合っ、州の電力セクターは総じて経営不振・開発停滞の悪循環に陥っている。

(3) 民活導入の政策

1991年、インド政府は拡大する需給ギャップと財政上の制約上の理由により、州政府が担当している電力分野を中心に民間の参入を認めることを決定した。この決定は、市場原理の導入と民活促進による発送配電を含む電力セクター全体の改革を目指したものであり、開放決定と並行して諸々の奨励策が決定・実施されている。

奨励策の主たるものは、(1)100%外貨の許容と通常外国からの投資に課される輸出義務の免除、(2)資機材輸入に課される関税の軽減、(3)所得税免税期間の設定、(4)投下資本利益率16%を前提とする電力販売価格設定の許容、(5)既存の設備の改修・近代化事業への民間参入の許容、(6)特定の需要家を対象とするCaptive Plantの許容等であり、これらが発送配電の

セクター全体を適用の対象として決定されている。

さらには、複数の州を対象として大容量の電力供給を実現する手法として、昨年、MPP(Mega Power Project)推進に関する決定がなされている。その具体化のために、中央政府関係の機関であるPowergrid (インド電力系統公社)、CEA (中央電力庁)、NTPC(国家火力発電公社)が責任を分担し、対象となる個別事業について、売電契約の斡旋(Powergrid)、建設候補地の推薦(CEA)、Feasibility study(NTPC)により支援する体制が組まれている。

電力の不足に対応するために、インド政府では第9次計画策定の最終段階にあるが、この中で、2002年までに、57,000MWの新規発電設備の追加を計画している。電力需給のギャップが拡大する一方、公的資金の投入には限界があることから、政府と民間の両部門による分担が必要となっており、新規発電設備の内相当な部分については民間セクターか担い手となるIPP (Independent Power Producer)に頼る推進計画となる見込みである。

(4) 民活導入における障害

インドの電力セクターにあっては、ごく一部の民間配電企業の営業地域を除いては、最終需要家への配電はSEBが行うため、現行体制の下では、民間を含めた全ての発電事業者はSEBを相手として売電契約を結ぶことになる。しかしながら、SEBの経営は州によって程度の差はあるものの、多くの場合、極めて脆弱であり、長期をカバーする買電契約上の債務の履行能力を欠いている。このことは民活電力事業を行うための基本的な要件が充足されず、必要な民間投資を呼び込むことができないことを意味し、事業の推進を滞らせる主たる原因となっている。

開放決定に伴い民間から多数の発電事業に関する提案ないしは関心表明がなされたが、民活推進のための基礎的条件である電力セクターの抜本的な改革が行われていないこともあり、現在までに事業の実現に至ったものは最小限にとどまっている。こうした中、インド政府はこれまでに、それらの案件の内8件の事業に対し、優先的事業(Fact Track)として保証の提供をコミットしているが、これ以降の事業に対しては保証を行う意志が無いことを表明している。

(5) インド政府の対応－電力セクターの改革

このような状況に対応するためには、電力セクターの抜本的な改革が不可欠であると考えたインド政府は、電力セクターの次のような改革に着手した。州のレベルにおける改革のあり方は州の判断に委ねられているが、中央政府レベルで州に助言する際に念頭に置かれている主たる改革の内容は、(1)発電部門を中心とする民間資本の導入及びSEB発電部門の民営化、(2)送配電公社の設立 (Corporatization) 及び民営化の推進によるSEBの構造改革、(3)電力料金の引上げ及び料金回収の徹底、(4)DSM(Demand Side Management)の推進、(5)PFC (電力金融公社)、NTPC(国家火力発電公社)を経由したSEBの経営改善指導、(6) Regulatory Commissionの独立・整備等となっている。

なお、インド政府としては、短期的(3年以内)には、(1)既存発電所の改善、(2)5つの電力リージョン間の送電網の相互接続、(3)早期立ち上げの可能なガス等を燃料とするガス・タービン発電所の建設といった対応をとることとしている。

(6) 国際金融機関及び欧米諸国の支援

このような状況にあつて、国際金融機関がインドの電力インフラの民活方式による整備促進に積極的な対応を行っている。例えば、世銀はオリッサ州をモデルに州レベルの電力セクターの構造改革に着手しており、アジア開発銀行(ADB)はクジャラート州の電力セクター改革を支援中である。

国際金融機関の動きに呼応して、先進諸国の政府援助機関においても、世銀が進める構造改革プログラムとのタイアップの下で、各州の構造改革プログラムの支援と民活方式による電力セクターの強化・整備のために公的援助の提供に乗り出している。

V. ブータン王国の電力需給等

ブータン王国の電力需給等

以下、海外諸外国の電気事業（社団法人海外電力調査会）資料に基づく。

1. 電気事業者と発電設備

貿易産業省(MTI)の電力局(DOP)が発送配電を担当している。DOPの他、インドとの合弁によるチュカ発電公社(CPA)、ペンデン・セメント公社(南西部インド国境付近で1988年操業開始)、ゲドまき木材製造公社および白家用の発電所がある。DOP以外による、これら発電所の多くは、単独系統の周辺需要家にも電力を供給している。

政府の民営化政策に従って、1988年にはセメント公社とまき木材製造公社の株式が、それぞれ50%、60%が民間に放出された。さらに、1991年6月、チュカ水力発電公社がMTIに移管された。従って、現在發送配電事業は一部を除いて、MTIの電力局が担当しているが、以下では、旧体制当時の統計に従って書き進める。

ブータンの総発電設備は1992年末現在、361MWであり、チュカ発電公社(CPA)の水力が336MWと大半を占めている。その他、DOP設備は18MW、白家発電設備は6MW程度である。DOPの発電設備は、その多くが単独系統の市町村を供給先とする小規模なディーゼル発電機と水力である。

ブータン最大の発電所チュカ水力(84MW×4)は、インド政府の資金援助と技術援助を得て、ブータン政府がランチュウ川に開発したものである。両国政府の間で締結された協定に基づき、ブータンの電力系統を整備するとともに、余剰電力をインド(アッサム州とウエストベンガル州)に輸出している。最初の2機が1988年に営業運転を開始した結果、総発電電力量は1987年の3億4,600万kWhから1990年には一挙に15億5,700万kWhに急増した。

2. 電力需給

DOPの販売電力量は1983年の940万kWhから1987年には、1,720万kWhさらに、1988年には産業用需要の伸びが顕著であり6,090万kWhとなった。また1989年には1億2,330万kWhに倍加した。需要家軒数は1.5万軒程度である。最大電力も販売電力量とほぼ同じパターンであり、1983年の4.5MWから1989年には24MWに伸びた。系統ロス率は、1983年の33%から86年には約22%に、さらに、1991年に12.0%に改善された。これは、盗電の顕著な減少によるところが大きい。販売電力量の約90%程度が、南部の平地に立地するセメント工場などの産業用で占められている。国土の大半がヒマラヤの山岳地帯に位置すること、小集落が多いこと、さらには、資金不足もあって、町村の電化は足踏み状態が続いており、電力が使えるのは総人口の約10%に過ぎない。

3. 送配電設備

国内の高圧送電電圧は220kVと66kV、低圧送電電圧は33kVと11kVである。また、高圧配電電圧は415V、低圧配電電圧は240Vである。なお周波数は50Hzである。

ブータンの電力系統は西部、中央部、東部の3地域に区分される。

①西部系統

1987年にチュカ水力発電所(試運転)からの供給が開始されたThimpu~Phuntsholing系統を含み、現在では、よく整備された送電グリッドとなっている。域内では電力が自給自足されている。チュカ水力発電所からThimpu郊外のSimtokha変電所までは66kV送電線によって結ばれ、また国境付近の町Phuntsholingを經由し、インド・アッサム州のビルパラ変電所へは220kV送電線で結ばれている。

②中央部系統

インド国境沿のGaylegupugとブータン中央のTongsaに挟まれた地域であり、電力の大半は、インドのアッサム州電力局(ASEB)からの輸入に依存している。

③東部系統

北部(TashigangとMongar)では水力に依存し、南部(Samdrup JonkharとDeothang)はインドからの輸入に頼っている。

4. 電源開発計画

「電力系統マスタープラン」作りが、1993年完成を目途に着手された。中期的に手掛ける予定の電源プロジェクトには以下が含まれている。

①Kurichu水力(45MW)

東部地域の産業開発(石膏・セメントなど)と農村電化を狙いとし、1997年までに竣工。インド政府は93年8月に締結された協定に基づき、インフラ整備で援助する。

②Basochu水力(49MW)

1996年までに竣工の計画であり(1998年現在建設中)、220kV送電線を通じて西部系統と接続される。オーストリアは、東部系統に接続されるRanjung水力(1.1MW)と併せて316万米ドルの建設費を援助することで同意している。

③Tangsibji水力(45MW)

1996年までに竣工し、中央部系統と接続される。Gaylephug地域の需要を満し、余剰電力は西部系統からインドに輸出される計画である。

④チュカ放水路改良工事

チュカ水力は出力336MWで設計されているが、放水路トンネルが設計通りに施工されなかったため、現在は310MW出力で運転されている。

⑤Bunakaha貯水池建設

チュカ水力の発電増(年間1億8,500万kWh)を図るために貯水池を建設するもの。1992年にインドは資金援助で協定書に署名した。

⑥チュカⅡ、Ⅲ調査

第7次5か年計画(1992-97年)の早期の段階に、チュカ水力発電所の下流部で大規模水力開発の可能性を調査する。候補としては、1,000MW規模の流れ込み式と、600MW規模のダム式が考えられている。どちらが選択されるにせよ、着工は早くとも第7次5か年計画の末、運転開始は第8次5か年計画期間中となるものと見られている。発生電力は大半がインド向けになる模様である。

その後UNDPの協力によって1993年、水力開発マスタープランが作成され、これをベースとした第1段階としてタラ発電所(120万kW)が具体化し、インドの協力を得て準備工事中である。このプナ・チャンチュ計画(76万kW)はその第2段階として調査を日本へ要請した。

表-1

(単位：MW)

年	事業者	自家発	合計
1982	8	9	18
1983	10	9	19
1984	12	10	22
1985	12	4	17
1986	14	4	19
1987	182	7	189
1988	268	7	274
1989	345	6	353
1990	347	6	353
1991	354	6	360
1992	355	6	361

[出所] UN ESCAP, UN World Energy Statistics,
アジア開銀：Electric Data Book for the
Asian and Pacific Region, 1993より作成。

表-2 電力需給～1989年～

(単位：万kWh)

電力省 (COP)		チュカ発電公社 (CPA)	
発電電力量		発電電力量	
水力	271	水力	154,106
ディーゼル	24		
CPAより受電	13,651		
インドより輸入	352	インドへ輸出	134,597
系統ロス	1,971		
国内販売電力量	12,327	国内販売電力量	14,509

[出所] アジア開銀：Electric Data Book for the
Asian and Pacific Region, 1993より作成。

表-3 発電電力量

(単位：100万kWh)

年	事業者	自家発	合計
1982	10	12	225
1983	10	12	236
1984	10	9	19
1985	11	17	27
1986	11	17	27
1987	346	-	347
1988	1,476	-	1,476
1989	1,544	-	1,544
1990	1,557	7	1,564
1991	1,573	7	1,580
1992	1,620	7	1,627

[出所] アジア開銀：Electric Data Book for the
Asian and Pacific Region, 1993より作成。