

## 第2章 ベースライン調査

### 2.1 電力行政

#### 電力セクターの現状運営

パキスタンから独立した直後の 1972 年にバングラデシュ電力開発庁 (Bangladesh Power Development Board BPDB) が設立され、唯一の電気事業者として、発送配電が行われた。その後、1977 年に農村電化庁 (Rural Electrification Board REB) が設立され、REB は国の地方電化政策に従って全国の農村部に農村電化組合 (ベンガル語で Palli Bidyut Samities : PBS) を設置して農村電化を成功裏に進めている。

1987/1988 年度からバングラデシュは IMF の指導を受け、経済・社会全体の「構造改革政策」を実施しており、電気事業でも組織の再編成が進められている。また、1990 年に首都ダッカで送電事業を行うダッカ電力供給庁 (Dhaka Electric Supply Authority DESA) が設立され、1992 年には発電部門への民間資金による IPP の参入が認められた。

DESA は、BPDB が抱えていた電気料金未回収などによる劣悪な経営状態を改善するために 1990 年に設立された機関であったが、送配電ロスや料金回収の面での改善が全く進まなかったため、ダッカ近郊のミリプール地区のみへの配電を担当するダッカ電力供給会社 (Dhaka Electric Supply Company DESCO) が 1996 年に試験的に設立されている。

1996 年には電力系統会社 (Power Grid Company PGCB) が設立され、1999 年より段階的に BPDB の送電部門を引き継ぐ方向で目下推移している。

図 2.2.1 に、バングラデシュの電気事業者概要を示した。

#### 電力セクターの問題点と構造改革

- 1) バングラデシュ電力分野の問題は「決定的電力不足」の一語に尽きるが、「送配電ロス(とりわけ Non-Technical Loss)が甚大である」、「電力料金の未回収が多い」、「電気料金が製造コストを割っている」、「労働組合が協力しない」、「汚職が多い」等などが言われているだけで、それらの問題を解決する方案策定の目途がついていないのが現状である。
- 2) 電力系統会社 (PGCB) から手交された資料「Bangladesh Power Sector Reform –Service Providers’ Perspective」を要約して、上記の問題に関するバングラデシュ側の意見を紹介する。

##### 構造改革 REFORM の必要性

- ・利害衝突：政府機関は“政策決定者”・“取締り人”・“所有者”・“運営者”  
という多すぎる機能を持っている。
- ・自治権・自主性の欠如
- ・競争の欠如

- ・組織機能の欠如
- ・モチベーションの欠如
- ・顧客サービスは二の次
- ・投資資金の不足
- 構造改革 REFORM のゴール
- ・サービス品質の向上
- ・能率の向上
- ・各セクターの商業ベース化
- ・競争理念の導入
- ・投資意欲の醸成
- ・経済成長の増進
- 構造改革 REFORM の方法
- ・プロフィットセンターの設立
- ・各セクターの会社化
- ・政府権限の再規定
- ・民営化
- 将来の電力セクター構図
- ・図 2.1.2 に示されている。

3) 現在、世界銀行やアジア銀行の指導の下に、電力系統会社 (PGCB) やダッカ電力供給会社 (DESCO) の設立など、電気事業の組織改革を部分的に進めているが、政治的な理由から電気料金を値上げできない状況の中で改革はスムーズに進んでいない。

また、現在国会で審議中の「電気事業改定法案」が可決されると、電力開発庁 (BPDB) が発電、送電、配電に垂直分割されることになるが、供給コストよりも電気料金の方が安く、料金未納とロスが大きく、さらに労使問題 (与党、野党がそれぞれ労働組合に強い影響をもっており、労働組合を保護する立場を取る場合がある) と年金問題を抱えている現状からすると、組織改革には相当の時間が必要であろう。

なお、「電気事業改定法案」では BPDB を垂直分割した後、発電部門は民営化、送電部門は公社形態、配電部門は地域別に 4 つに会社に分け民営化を図ることが予想される。また、最終的にはプール市場の創設により、電力の取引を実施する方針であるが、電気料金と供給コストの問題が解決しない限り、プール市場の創設は不可能である。

### 世界銀行のバングラデシュ政府への対応

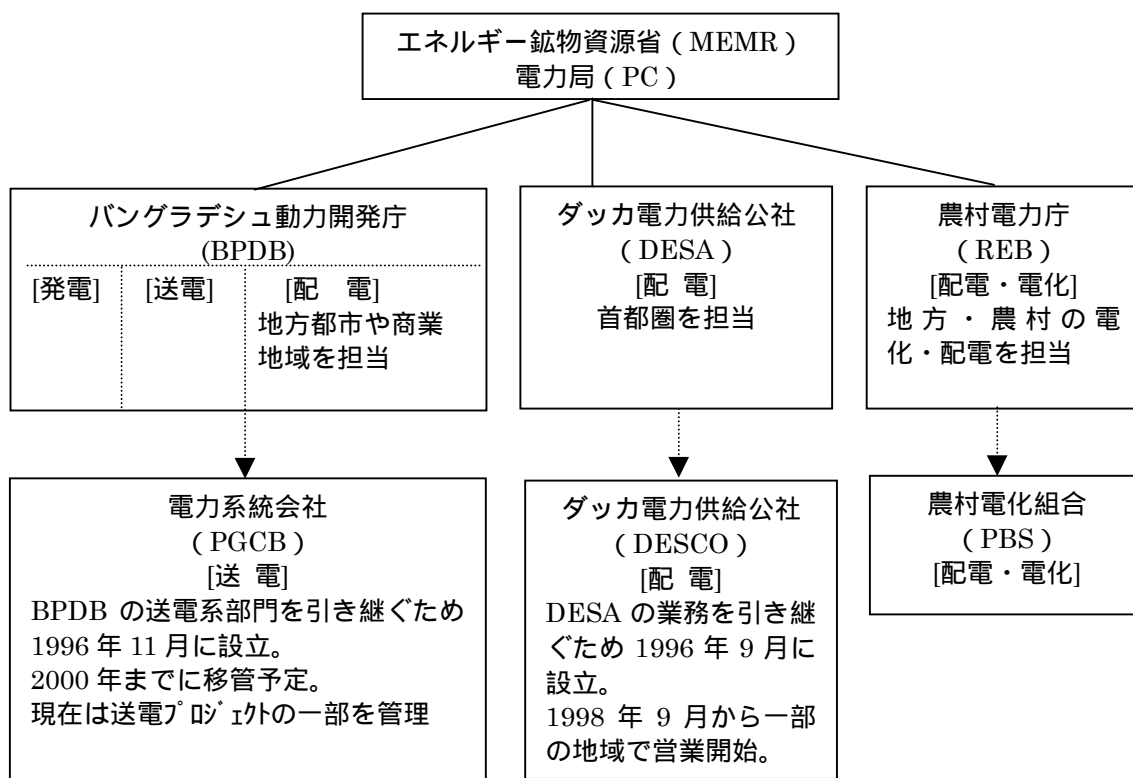
1) ファイナンスを単に供与するだけではバングラデシュは改善されないため、世界銀行が支援を行うための条件「Mid Term Power Sector Reforms」を 1999 年にバングラ側へ提示した。

- 2) その後約1年間、この提示条件に対してバングラ側から何の返答も無く、相互の会話もなく、休眠状態だった。ファイナンスを含めたすべての支援が凍結された。
- 3) 過去1年はこのようにギクシャクした関係が続いたが、エネルギー鉱物資源省(MEMR)の次官とバングラデシュ電力開発庁(BPDB)の会長に新しい人が任命された後会話が復活し、つい最近バングラ政府からドラフトとはいえ上記1)に対する回答書が出され、その回答内容は世界銀行にとってほぼ満足できるものなので、今後会話が進んでいくと思われる。
- 4) バングラ政府からの回答書のコピーは断られたが、その内容の概要は以下の通りとの説明を世界銀行から聴取した。
  - (1) 発電は Rationalization と Corporatization で進めており、アシュカンジーの民営化やハリプール発電所での事業部制化への支援、更には IPP が具体的方策である。
  - (2) 送電は PGCB を作った。PBCB を基幹にして Single Buyer マーケット を進めて行く。
  - (3) 配電は DESA、REB、PBS で進めている。
  - (4) Privatization は急いでは無理なので、選挙が終わったら会話を始める。

#### 電力事業改訂法の状況

- 1) 1910年に制定された電力事業法を基本法として、電力事業の現行法 Electricity Act No.IX of 1910 with Electricity Rules 1937 がある。
- 2) 改訂に向け進められている電力事業法の正式名称は Bagladesh Electricity Reform Act, 2000 (電力構造改革法 2000) である。(注: そのコピーを非公式入手した。)
- 3) ベンガル語訳は完了、Cabinet の Initial Approval は取得済みで、Cabinet の正式承認後エネルギー鉱物資源省(MEMR)へ行き、本年 2000 年 12 月までに国会を通過する見通しとなっている。

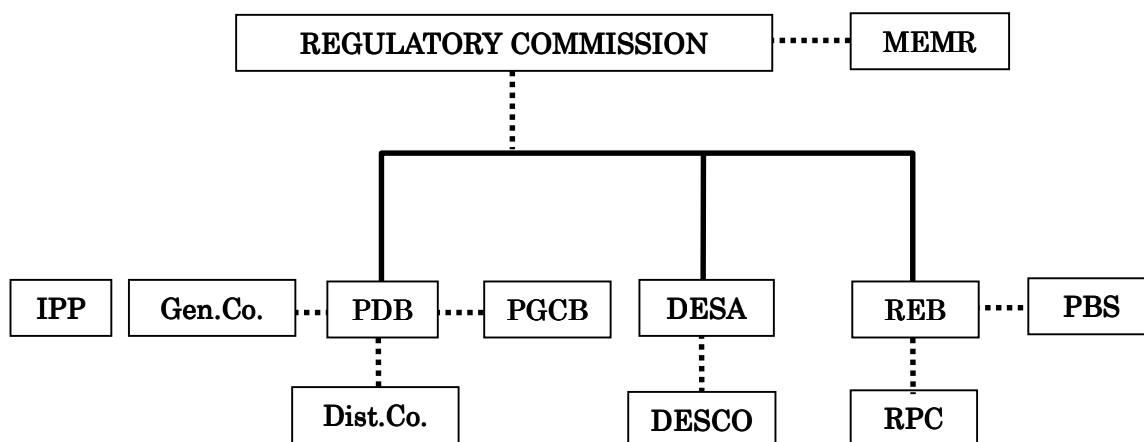
図 2.1.1 バングラデシュの電気事業者概要



出典：海外電力調査会(1998年版)資料

図 2.1.2 バングラデシュの電気事業者概要

FUTURE POWER SECTOR STRUCTURE



## 2.2 電力事業経営

### 事業経営の概観

バングラデシュ国電気事業が危機的な状況になっていることが日本で報道されるようになって、すでに長い年月が経過した。その状況は「大きなロス」と「大きな未回収料金」で、これらに伴う赤字経営のため私企業ならとくに倒産であるし、国営事業でも長期間にわたり継続することは許されな  
いはずである。

### 料金回収問題

電気料金の的確な早期回収は事業経営の第1歩である。電気の供給にあたっては、世界中一般的に、料金の滞納については警告、そして供給停止を供給契約で明記している。電気供給は現代社会生活の基盤であるので、供給停止は需要家の事業運営・現代生活の停止につながるため、回収率が高いのが一般である。

回収率の低さについて考えられる原因を以下に考察した。

#### 1) 電気消費者にとって料金の支払い易さ

需要家に対しては毎月の検針・当月使用量とそれに基づく料金の通知・需要家による銀行振込が一般共通事項であり、バングラデシュ国においては辺鄙な村でも村の中央のバザーに銀行支店が必ずあるほど、銀行での振込が一般的なので、需要家が料金納入のため多大な時間をかけ納入のネックになっていることはない判断する。

#### 2) 検針業務

毎月の検針の際、検針員の仕事は単に計器の表示値を読みとることに加え・前月指示値を差引く引算・引算して算出した1ヶ月の使用量を基に料金の算出・請求書の発行と非常に重要な業務が託されている。

料金回収面からは、脅迫や暴行下で不当に歪められた数値でない限り、回収率悪化の原因とはなっていないものと判断する。

#### 3) 回収率の低い分野・部門

契約種別により需要家を分類し、また地域的に分類し、どのカテゴリーの需要家群が料金を支払わないのか、更にどういうタイプの需要家が料金を支払わないのかを知ることは、回収率改善を進める上では非常に有効且つ不可欠である。

本調査団はこの調査を試みたが時間不足と意志疎通不十分でデータは得られなかった。バングラデシュ国電気事業では、料金計算業務がPC利用小規模LANの状況から中形計算機に移行す

る直前の段階であり、上記のような分類での数値算出がすぐには出来ない状態ともみえる。最も問題の多い BPDB について請求書の枚数について料金納入枚数 / 請求書枚数は過去 10 年間 84~92%である。これを kWh でみると 62~74%である。(但し、1998/99 は特に悪く、枚数で 69%、kwh で 58%そして昨年 7 月より今年 5 月まででは 81%と 69%と今までの平均に戻っている。) - 表 2.2.1 参照

**表 2.2.1 BPDB 料金回収率**

年度	枚数ベース %	kWh 料金回収率 %
1991-92	85.80	62.41
1992-93	90.86	73.10
1993-94	84.08	68.84
1994-95	89.73	74.92
1995-96	91.60	77.06
1996-97	86.80	73.92
1997-98	82.00	69.05
1998-99	69.04	58.05
1999-May00	81.22	69.43

出展：BPDB 配電部

枚数で見た回収率 80%前後の数値に比べ、kWh で見た回収率が 70%前後の数値と約 10%も低いことは大口需要家の中に悪質な料金未納者がいることを示している。また、回収率が kWh で 70%前後の低い値が継続していることは大口需要家の中に継続して未納を続ける悪質な需要家がいることを示している。

電気事業者は前述の通り料金未納を続ける悪質な電気消費者に対し電気の供給を停止する権限が与えられており、この権限を行使しないのは料金をきちんと払っている善良な電気消費者との公平を欠くもので電気事業者の義務違反ともいえよう。

政府機関であり国営の BPDB が収支採算・赤字の汚名に耐え悪質消費者への供給を停止しないという義務違反摘発の危険も覚悟し供給を続けるのは直接の監督官庁であるエネルギー・鉱物資源庁(MEMR)関連の消費者・MEMR よりさらに強い権力を有する消費者・BPDB 自体が逆に弱みを握られている消費者例えば BPDB が購入している物品でその代金の支払いを継続的に滞納している相手先位しか考えられない。

世界銀行を始めとする国際金融機関は、今までの資金供与を武器とする強大な調査権限と各々が保有する優れた財務分析能力により、とうの昔にこの辺の事情を把握していたはずだと思う。しかし、バングラデシュ国電力セクター改善の提案で、料金未納者について具体的に触れた資料は

未だ探し出せないでいることから、世界銀行を始めとするグループは別の配慮（具体的に想像できないが）のもとに公表を避けているのかもしれない。目下進行中の REFORM でこの問題が自然解消できるものかどうか分からない。もし、自然解消できなければ REFORM により創設される事業体の内のどれかが引き継ぐことになり構造改革がうまく行かない原因となるであろう。

#### 4) 街路灯

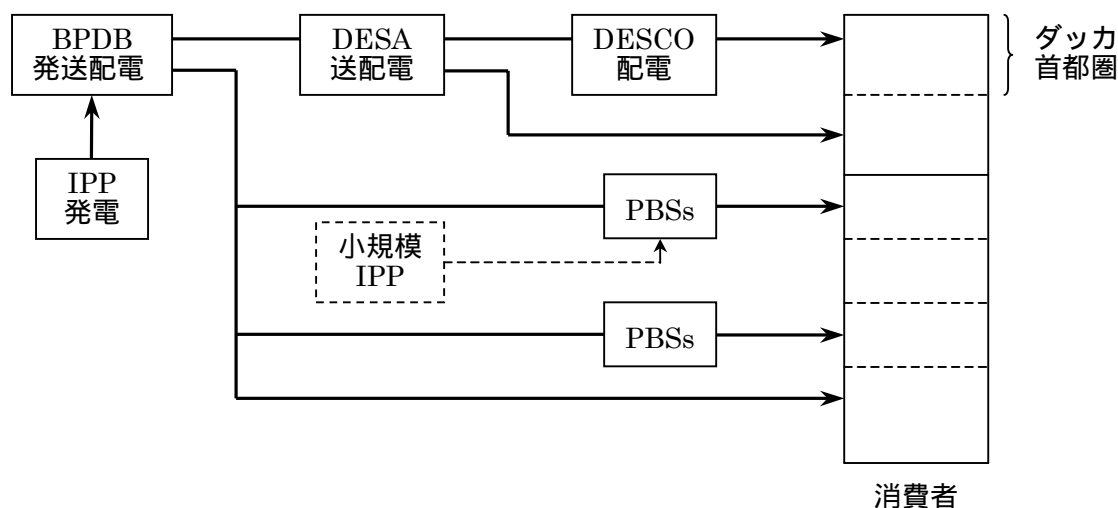
道路照明料金の請求先は市域公共団体（Local Pourasava）あるいは首都庁（Metropolitan Authority）であり、面談の口ぶりからはこの料金の徴収には何の問題もないとの印象を受けた。街路灯は首都中心部でも、まして郊外においてもそれほどには普及していなかったため、万一この料金が不払いであったとしても kWh 料金回収率の数値に与える影響は小さいと判断する。

### 電気料金

バングラデシュ国の電気料金については、海外電力調査会「海外諸国の電気事業 バングラデシュ編」に簡明・的確に記されているので、本報告では上記資料の骨子を引用し、料金単価等を 1998 年 3 月 1 日実施のものから現行のもの（2000 年 3 月 1 日以降発効）に置き換え、そして今回調査で判明した事項を追記する。

#### 1) 電気の流れ

図 2.2.1. バングラデシュにおける電気の流れ図



#### 2) 各企業体の電気料金

バングラデシュ国の電気料金は全国一律ではない。

- ・ R E B / P B S :

電化組合 P B S は、料金種別については農村電化庁 R E B の指導により統一されたものが使用されているが、販売料金はそれぞれの P B S のコストに応じて料金を変更する自由度が認められている。

- ・ B P D B , E D S A および D E S C O の電気料金 :

BPDB や DESA の料金種別は、一般消費者向けと DESA,PBS そして DESCO への卸料金に大別される。一般消費者向けの料金は、BPDB,DESA および DESCO で同一とされている。卸し売り料金は事業者ごとに異なったもの。

BPDB の料金体系について、種別、供給電圧 / 相数、等を表 2.2.2 に示す。月額料金である。また、すべての料金について 0.15TAKA / kWh の電気税が付加される。料金の納入は 30 日以内、それを過ぎると 2% / 月の単純利息加算である。

BPDB の料金表を一瞥したところ、

- ・ かなりこったもので、少々複雑である。
- ・ 基本的には 2 部料金制(電力量 kWh 料金 + 契約 kW 料金)。
- ・ 家庭用では遞増料金で省エネ指向。

ただし最初のランクが 300kWh なのは、バングラデシュ国の平均消費量から見て過大の印象を受ける。

- ・ ピーク抑制。132kV 供給の大規模消費者には、一日を 4 分割。

口数は少ないと思うが大変。また、最貧国の割には電力計、デマンドメーターに高級・高価なものを使用。尚、計器校正の規定はない由。

供給条件の詳細について、BPDB の Commercial 部門より以下を聴取した。

- ・ 力率規定 : 種別 F,G-1,G-2,H,I では、力率 0.95 以上

これより下の力率のときは、基本料金が 0.95 / PF 倍となる由。

(PF0.95 以上は系統運用面からは望ましいもの、系統運用担当者の夢であるが、実現困難と思われる。この規定が 2.6 送配電 で記す系統電圧低下の一因と考えられる。)

- ・ 料金滞納時の供給停止 : 古い電気法に規定があり、多分 3 ヶ月くらいだろうと。
- ・ 新規消費者の前払い金 : 詳細不明だが、数千 TAKA くらい必要と。消費者はこのほかに内線工事費、灯具費などが必要になる。これらの現金支出に対し、月賦、分割払いなどの道はない由。(このあたりがバングラデシュ国の電化率が低い原因と思う)

なお、バングラデシュ国では事故停電や計画停電による停電の頻発などが料金支払のディスインセンティブとなっている。現在料金計算等は台帳を使った手作業であり、PC-LAN の段階で給電



指令所とのオンライン連絡はなされていない状況である。

### 3) BPDB より REB/PBS への卸料金

バングラデシュ国電気料金の注目すべき点として、REB/PBS への厚遇が挙げられよう。同種の消費者と比較すると以下のとおり大差がある。(15MW 契約、0.4LF で試算)

REB/PBS 向け：

$$1.79\text{TAKA} / \text{kWh} \times 15,000\text{kW} \times 30 \text{ 日} \times 24\text{h} \times 0.4\text{LF} + 400\text{TAKA} = 7,333,200\text{TAKA}/\text{月}$$

H 種別消費者向け：

$$3.05\text{TAKA} / \text{kWh} \times 15,000\text{kW} \times 30 \text{ 日} \times 24\text{h} \times 0.4\text{LF} + 35\text{TAKA}/\text{kW} \times 15,000\text{kW} \\ = 13,701,400\text{TAKA}/\text{月}$$

BPDB としては、一般の大口消費者に供給するのに比べ約半額の収入しか入らない。大口工場消費者からの Cross Subsidiary とも見える。

また、REB 所管の PBS は、必ずしも僻地ではなく、Comilla に見られるように国道沿いの有数な町で、配電コストも低くて収益のあげやすい地域も入っている。むしろ僻地の電化が BPDB のテリトリとして残されていまいか。有利なテリトリは REB/PBS にとられ、しかもこの PBS に安値で卸し売りをするのでは BPDB の収支を改善するのは難しいのではなかろうか。

Comilla PBS-1 での販売料金は「基本料金は BPDB の半額 (3kW 契約として  $35\text{TAKA}/2=17\text{TAKA}=35 \text{ 円}$ ) に減るが電力量分を加えると総額では幾分高くなる」と。

REB/PBS の運営は、地域住民の参画を得て成功しており、好評であった。上記のような料金面での配慮はあるものの、電気事業の運営として 事業採算の見込みがあること 地域住民の参画 間接的ではあるが他の PBS との間に競争心が働くことが非常に重要なことであることを教えている。



種別	供給条件（用途、供給方式、認可 kW 上限等	料金単価 TAKA
E	<p>低圧商業用；オフィス、商店、ホテル、映画館等で認可 50kW 迄</p> <p>電力量料金 日 2 分割メーター設置前 kWh あたり 設置後オフピーク時間帯 kWh あたり ピーク時間帯 kWh あたり</p> <p>基本料金 認可 kW 当たり サービス料金 230V 単相供給 400V 3 相供給 最低料金 認可 kW 当たり</p>	<p>4.60 3.25 /kWh 7.25/kWh 15.00 /kW 5.00 25.00 125.00/ kW</p>
F	<p>中圧汎用（11kV）認可 5MW 迄 消費者が変電設備力率補正装置準備</p> <p>電力量料金 日 2 分割メーター設置前 kWh あたり 設置後オフピーク時間帯 kWh あたり ピーク時間帯 kWh あたり</p> <p>基本料金 月の最大需要 kW あたり ただし、デマンドメーター設置前は最大需要を別式で算出 設置後は 30 分計測のデマンドあたり</p> <p>サービス料金 最低料金 認可 kW あたり ただし、最低 最低料金は、ジャガイモのオフシーズン 12-1 月の 冷凍貯蔵には適用外</p> <p>11kV 供給で認可 50kW 未満の場合は線路等の費用負担について BPDB と協議。 中圧供給で寄宿舍、宿営所等住宅消費が主体（約 80%）でメーター が 1 ヶのみの場合は、kWh 記録値を下記で計算してよい。 （卸住宅メーターの設置前と設置後に分け、A と F の料率を適用す るものだが、複雑なため省略）</p>	<p>3.25/kWh 2.65/kWh 5.90/kWh 40.00/kW 350.00 80.00/kW 8000.00</p>
G-1	<p>特別高圧 DESA（132kV） フラット料金</p>	<p>1.86 / kWh</p>
G-2	<p>特別高圧 一般（132kV） DESA を除く 132kV 供給で、消費者が変電所、力率補正装置を設置</p> <p>電力量料金 23：00 - 06：00 時 06：00 - 13：00 13：00 - 17：00 17：00 - 23：00 フラット料金</p>	<p>1.15 / kWh 2.05 / kWh 1.30 / kWh 4.80 / kWh 2.35 / kWh</p>

種別	供給条件（用途、供給方式、認可 kW 上限等）	料金単価 TAKA															
H	<p>高圧汎用 REB/PBS を除く 33kV 供給の消費者で、<u>消費者が変圧器、高圧制御器、保護ならびに力率補正装置を含む変電設備を準備し、契約付加 15MW まで。</u>（下線部は、種別 F,G-2 でも同文だが、F,G-2 では省略した）</p> <p>電力量料金 日 2 分割メーター設置前 kWh あたり 3.05 / kWh  設置後オフピーク時間帯 kW 当り 2.55 / kWh  基本料金ピーク時間帯 kW 当り 5.65 / kWh</p> <p>デマンドメーター設置前は小冊子 5 ページ基本料金の算出参照 35.00 / kW  設置後は 30 分計測値当たり</p> <p>サービス料金 400.00  最低料金 契約 kW あたり 40.00 / kW</p>																
I	<p>高圧 REB/PBS 卸し売り供給  REB/PBS 向け 33kV 供給、契約 15MW まで、消費者が自前の変電所、力率補正装置を準備</p> <p>電力量料金 PDB より REB 1.79 / kWh  DESA より REB 1.86 / kWh</p> <p>基本料金 適用外  サービス料金 400.00  最低料金 適用外</p>																
H	<p>街路灯および上水道ポンプ 認可 50kW まで</p> <p>電力量料金 kWh あたり 3.30 / kWh  基本料金認可 kW あたり 35.00 / kW  サービス料金 200.00  最低料金 適用外</p>																
<p>種別 F でデマンドメーターがない時の最大デマンドは下式の%で算出可</p> <table> <tr> <td>接続された負荷の 最初の</td> <td>75kW まで</td> <td>100%</td> </tr> <tr> <td>次の</td> <td>75kW まで</td> <td>85%</td> </tr> <tr> <td>次の</td> <td>75kW まで</td> <td>75%</td> </tr> <tr> <td>次の</td> <td>75kW まで</td> <td>65%</td> </tr> <tr> <td>接続負荷の残り</td> <td></td> <td>60%</td> </tr> </table>			接続された負荷の 最初の	75kW まで	100%	次の	75kW まで	85%	次の	75kW まで	75%	次の	75kW まで	65%	接続負荷の残り		60%
接続された負荷の 最初の	75kW まで	100%															
次の	75kW まで	85%															
次の	75kW まで	75%															
次の	75kW まで	65%															
接続負荷の残り		60%															

以上出展 BPDB

なお原文はベンガル語で、その主要部分英訳を受領し、それを和訳したもの。

## 2.3 開発計画

### 概要

#### 1) 発電容量

バングラデシュの発電容量は、バングラデシュ電力開発庁(BPDB)と IPP を合計して 2000 年 8 月時点で、設備容量 3,716MW、Derated Capability 3,529MWとのデータが BPDB より示されている(表 2.3.1 参照)。発電所の位置は図 2.3.1 に記す。しかしながら、メンテナンスが十分ではなく実際に可能な出力ははるかに低く 2,800MW程度以下である。ピークデマンドは 2,800MW 程度であり、常に供給能力に押さえられている。発電機 1 台の故障は直接 LOAD SHEDDING につながり連日 LOAD SHEDDING が行われている(表 2.3.2 参照)。この電力不足は 1997 年より深刻なものになっている。頻発する停電は需要家の料金支払い意欲をそぎ、これが資金不足となって施設の更新がままならない状況を生んでいる。

この電力不足は以前より予期され、1995 年には Power System Master Plan を作成して長期計画がな建設を開始している。現在の IPP 発電容量は 380MW(表 2.3.1 参照)であり、さらにダッカ周辺において以下の IPP の参入が具体化している。

1) Haripur C/C	360MW	AES Co.	(USA)
2) Meghnaghat C/C	450MW	AES Co.	(USA)
3) Marubeni C/C	450MW	丸紅	(日本)
4) Baghabari C/C	170MW	AES Co.	(USA)
合計	1430MW		

また上記 Haripur 発電所の電力取引価格は、BPDB の発電原価よりも安いと言われており、アジアの中でも低い買電料金を実現しており将来のプール・マーケット創設に明るい材料を提供している。このように比較的順調な IPP にも関わらず、常に供給不足の状態にあるため発電所を停止しての点検・保守を行う余裕がない、定期点検の規定が不充分、スペアパーツ不足等の原因により BPDB 所有の火力発電所の殆どが定格出力を出せないことが供給力不足の原因になっている。このような状況にも関わらず 1995 年作成の Power System Master Plan の定期的な見なおしは行われていない。

BPDB 作成の現在の発電電力増強計画を表 2.3.3 及び図 2.3.2 に示す。この計画によれば 2006 年の時点では以下のようなになる。

	2000年1月	2006年7月	増加発電容量
Public	3014 MW	5413 MW	2399 MW
Private	450 MW	2050 MW	1600 MW
Total	3464 MW	7463 MW	3999 MW

上記計画では IPP の増加以上に Public sector の発電容量が増加することとなっているが、WB 及び ADB を含む援助国側の姿勢は「民活」であり、発電セクターへの資金提供に消極的である。いか

に資金を調達するかが問題となる。また一方、IPP をさらに伸ばすことに関しても利益の海外送金に対する外貨準備の問題がありさらに計画を伸ばすことにも困難が伴う。新規発電所にはロシア、インド等と安価な契約を結ぶ動きもでてきている。特にロシアとの契約においてはバーター取引が行われている模様である。

## 2) 発電所の燃料種別と東西格差

バングラデシュでは水力発電の適地が限られており実質的包蔵水力は極めて少なく、東部山岳部の Kaptai 水力発電所があるのみである。石油資源も Haripur 油田の 4,000 万バレルに限られる。一方ガス資源には恵まれ、これをエネルギー政策の柱とし、天然ガスを利用する発電が全発電量の 83%を占めている。燃料別の発電電力量を図 2.3.3 に示す。しかしながら、ガス資源は東部に集中しておりまた西部につなぐガスパイプラインも整備されていないため、発電設備は東部に偏っている。西側は、輸入石油によるガスタービンと一般火力、またはディーゼル発電である。ただし、1998 年 6 月のジャムナ川を渡る Bangabndhu 橋の完成に伴いガスパイプラインが西側まで延長されたことから、今後は西側も天然ガスを燃料にした火力発電所の建設が計画されている。1990 年より 1998 年までの東西地域別の発電電力を表 2.3.4 に示す。1997/1998 年における発電電力 12,882MW のうち 92%を東側がまかなっている一方、電力消費は 37%程度が西側である。西部地域の Barapukuria で採掘可能な石炭の埋蔵が確認されており、これを利用した石炭火力発電の可能性もあるが、採炭から発電に結びつくまでの見通しは立っていない。1982 年に敷設された東部と西部を結ぶ 230kV 送電線 2 回線が西部地域への命綱となっているが、すでに送電容量の限界に近づいている。

## 3) 送電網の拡張

発電容量の不足が大きくクローズアップされているが、送電網も危機的状況にある。長距離の送電線と不十分な調相設備により規定の電圧が保てず相当低い電圧での運転を行っている。本ミッションが DESA システムコントロールセンターを視察した際の DESA 受電電圧は定格 132kV に対して 103kV、BPDB システムコントロールセンター視察時のある送電線の電圧は定格 230kV に対して 194kV であり、これがすべての調相設備、発電機界磁、変圧器タップを調整した結果であるとの説明であった。現有の送電線及び変電所のリストを表 2.3.5、その位置を図 2.3.1 に示す。BPDB が作成した 2007 年までの送電線拡張計画を表 2.3.6 に、PGCB が作成した 2015 年までの計画で資金の用途が立っていないもののリストを表 2.3.7 に記す（送電施設は 2002 年までに BPDB より PGCB に移管される予定であるが、前記の将来計画に関する両者のリストは食い違っており、緊密な話し合いが必ずしも行われていないことをうかがわせる）。経済の上昇により自前の資金を獲得できるようになるまでは送配電部門への国際機関よりの資金援助が当分の間必要であると考えられるが、資金調達は難航しており、予定通りの建設は非常に困難な状況である。

## 最近の動きと現状

以下に最近の動きと現状を列挙する。

- 1) 本年 1 月ロシア製のゴラサール発電所 6 号機 (200MW) が運開し、電力事情は若干改善しピーク負荷 2800MW に対し 200MW 以下の LOAD SHEDDING で済んでいた。しかしながら本年 8 月末に送電線事故と、ゴラサール発電所 6 号機とさらに同じくロシア製 4 号機が故障で停止し発電能力は 2350MW までに落ち現在の LOAD SHEDDING のレベルは 500MW、実にピーク需要の 6 分の一にまで達している (新聞資料 1 : The Daly Star Sep. 5 ,2000)。電力事情の悪化は 1997 年より始まっている。国民の怒りはかなりのものに達している (新聞資料 2 : The Daly Star Sep. 6, 2000)
- 2) 西部地域にガスパイプラインを敷きルート上に合計 350MW の発電設備を設ける WRIP(Western Region Integrated Project)が UNOCAL のもと行われていたが、Development Partner's Coordination Meeting (Nov. 1999) において経済性等の見地より慎重な姿勢が示され、また最近、政府はこの計画を延期した旨新聞発表を行ったとの情報がある。
- 3) 1998 年 12 月に Southern Asia(SAARC)nation 間 (ネパール、ブータン、インド、バングラデッシュ) の電力融通の構想が話合われていることが首相より表明された。しかし今のところ新たな動きはない。
- 4) JICA は系統計画・送変電に関する短期専門家派遣を H.11 年度に行っており 12 年度についても検討中である。
- 5) JICA は電源開発計画に関する短期専門家派遣を H.11 年度に行っており 12 年度についても検討中である。
- 6) WB は送電網強化への支援はバングラデッシュ政府のセクター改革へのコミットを確認後に行うとの態度を示している。
- 7) JBIC は WB との送電線事業への協調融資を検討中。
- 8) KfW は西部 (チッタゴン地域) からダッカ圏への送電線建設を支援中である。

## 今後の方向性と課題

- 1) LOAD SHEDDING がほぼ毎日行われて決定的な電力不足に見舞われ続けているにもかかわらず 1995 年に策定された Power System Master Plan の見なおしは行われていない。国民の怒りは高まり、海外よりの投資の障害にもなっているがリードすべき BPDB のイニシアチブは弱く改革への意気込みも低い。IPP の増加、資金調達、発電と調和の取れた送電網を考慮に入れた新しい Power System Master Plan を策定する長期専門家の派遣が必要である。
- 2) 前記の通りバングラデッシュにおける電圧管理は劣悪な状況にある。この対策を BPDB 及び PGCB にたずねても、配電需要家側の力率の悪さ (DESA への供給点で 0.86) を指摘するのみで、発電及び送電側の対策については全くプランを持っていない。電圧管理を十分行えない原因

は、不十分な調相設備、貧弱な送電設備にあると考えられ、またこの低い電圧は送電ロスの増加及び機器故障にも結びつくと考えられる。電圧管理に注目した中長期の専門家を派遣し、現有設備及び負荷状況を調査した後、必要な投資を考慮した改善策の提案を行うことが必要である。

- 3) IPP を含む発電能力の増強に合わせた送電網の拡充が必要である。送電網の拡充に対する民間資金の導入は難しいが、WB、ADB の姿勢は「バングラデシュ政府のセクター改革へのコミット確認後」であり積極支援とは言いがたい。このような環境の中、日本がどのように資金とソフトを絡めた送電網拡充への支援ができるかが重要である。



表 2.3.1 現有発電設備一覧 (BPDB より入手)

Statement of Generating Plants

Month : August, 2000

(A) EAST ZONE (Existing)

SL No.	Power Station	Unit No.	Unit Type	Commissioning date (DD/MM/YY)	Type of Fuel	Installed Capacity (MW)	Derated Capacity (MW)	Generation (MW) on	
								Max. Gen. Day	Min. Gen. Day
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	KARNAFULI HYDRO	1	Hydro	26-02-1962	Hydro	40	40	40	40
		2	Hydro	08-01-1962		40	40	40	40
		3	Hydro	08-01-1982		50	50	28	42
		4	Hydro	11-01-1988		50	50	50	50
		5	Hydro	11-02-1988		50	50	50	50
2	ASHUGANJ	1	ST	17-07-1970	Gas	64	50	0	0
		2	ST	08-07-1970		64	50	50	50
		3	ST	17-12-1986		150	150	140	140
		4	ST	04-05-1987		150	150	145	145
		5	ST	17-03-1988		150	150	150	150
		1	CT/CC	15-11-1982	Gas	56	50	45	35
		2	ST	28-03-1984		34	24	0	
		2	CT	26-03-1986		56	50	45	43
3	SIDDHIRGANJ	1	ST	09-06-1959	Gas	10	6	0	0
		2	ST	29-04-1970		50	50	50	50
4	HARIPUR	1	CT	03-10-1987	Gas	33	30	30	31
		2	CT	15-11-1987		33	30	30	31
		3	CT	02-12-1987		33	30	30	32
5	GHORASAL	1	ST	16-06-1974	Gas	55	50	40	40
		2	ST	13-02-1976		55	50	40	40
		3	ST	14-09-1986		210	210	160	0
		4	ST	18-03-1989		210	210	200	0
		5	ST	15-09-1994		210	210	200	200
		6	ST	31-01-1999		210	210	200	70
6	SHAHJIBAZAR	1-7	CT	1968-69	Gas	96	70	39	68
		New	CT	Test Run		Gas	35	35	34
7	FENCHUGANJ CC	1	CT	24-12-1994	Gas	30	30	0	0
		2	CT	31-01-1995		30	30	0	0
		3	ST	08-06-1995		30	30	0	0
8	SYLHET	1	CT	13-12-1986	Gas	20	20	0	0
9	RAOZAN	1	ST	28-03-1993	Gas	210	210	130	0
		2	ST	21-09-1997		Gas	210	210	180
10	SIKALBAHA	1	ST	24-04-1984	Gas	60	50	51	50
		1	CT	13-08-1986		28	26	21	20
		2	CT	19-08-1986		28	26	21	20
<b>Private</b>									
1	HARIPUR BMPP	8	Diesel	30-06-1999	F.Oil	110	110	30	96
2	RPC (Mymensingh)	2x35	CT	20/11/99, Jan.0	Gas	70	70	30	72
<b>SUB TOTAL (A) :</b>						<b>3020</b>	<b>2907</b>	<b>2299</b>	<b>1637</b>

**(B) WEST ZONE (Existing)**

SL No.	Power Station	Unit No.	Unit Type	Commissioning date (DD/MM/YY)	Type of Fuel	Installed Capacity (MW)	Derated Capacity (MW)	Generation (MW) on	
								Max. Gen. Day	Min. Gen. Day
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	KHULNA	1	ST	25-07-1973	F.Oil	60	50	59	0
		2	ST	07-05-1984		110	95	0	0
		1	CT	07-06-1980	SKO	28	23	0	0
		2	CT	03-06-1980		28	23	17	17
		1	CT	05-05-1968	HSD	13	8	0	0
		2	CT	04-12-1979	SKO	10	8	0	0
2	BHERAMARA	1	CT	20-04-1976	HSD	20	18	18	17
		2	CT	20-04-1976	HSD	20	18	19	18
		3	CT	19-01-1980		20	18	18	19
3	SAIDPUR	2	D	25-06-1981	F.O./LDO	7.50	2.00	2	2
		1	CT	17-09-1987	HSD	20	18	18	19
4	BOGRA	1	D	14-08-1967	HSD	1.30	0.50	0.0	0
5	THAKURGAON	1-4	D	06-06-1966	LDO	6	3	2.2	2.1
6	BARISAL	1-5	D	1975-1980	HSD	6.50	2.00	0	0
7	RAJSHAHI	1-2	D	1965	HSD	1.66	0.50	0	0
8	BARISAL	1	CT	05-08-1984	HSD	20	18	15.5	15.5
		2	CT	04-10-1987	HSD	20	18	12.0	19
9	RANGPUR	1	CT	25-08-1988	HSD	20	18	0	0
10	BOGRA	1	CT			7	6	0	0
11	BHOLA	1-2	D	08-10-1988	F.Oil	6	4	3	3
12	BAGHABARI	1st	CT	04-06-1991	HSD	71	71	75	72

**Private**

1	KPCL	19	D	02-10-1998	F.Oil	110	110	116	116
2	BAGHABARI BMPP	2	CT	26-06-1999	HSD	90	90	92	76
<b>SUB TOTAL (B) :</b>						<b>695.96</b>	<b>622</b>	<b>466.7</b>	<b>395.6</b>
<b>TOTAL (A+B) :</b>						<b>3715.96</b>	<b>3529</b>	<b>2765.7</b>	<b>2032.6</b>

**SUMMARY**

						Installed Capacity (MW)	Derated Capacity (MW)	Generation (MW) on	
								Max. Gen. Day	Min. Gen. Day
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
	Hydro					230	230	208	222
East	ST (Steam Turbine)					2132	2070	1736	935
Zone	CC (Combined Cycle)					56	50	45	35
Total	CT (Combustion Turbine)					422	377	250	277
	D (Diesel)					0	0	0	0
	<b>Private</b>					180	180	60	168
	<b>ALL</b>					<b>3020</b>	<b>2907</b>	<b>2299</b>	<b>1637</b>
West	ST (Steam Turbine)					170	145	59	0
Zone	CT (Combustion Turbine)					297	265	192.5	196.5
Total	D (Diesel)					28.96	12.00	7.20	7.10
	<b>Private</b>					200	200	208	192
	<b>ALL</b>					<b>695.96</b>	<b>622</b>	<b>466.7</b>	<b>395.6</b>
	Hydro					230	230	208	222
System	ST (Steam Turbine)					2302	2215	1795	935
Total	CC (Combined Cycle)					56	50	45	35
	CT (Combustion Turbine)					719	642	442.5	473.5
	D (Diesel)					28.96	12.00	7.20	7.10
	<b>Private</b>					380	380	268	360
	<b>ALL</b>					<b>3715.96</b>	<b>3529</b>	<b>2765.7</b>	<b>2032.6</b>

**Note : System Maximum Generation was on 16-08-2000 during peak hours at 19:30 hrs.  
System Minimum Generation was on 22-08-2000 during peak hours at 23:00 hrs.**

图 2.3.1 发电所、送电线、变电所位置 (2000 年)

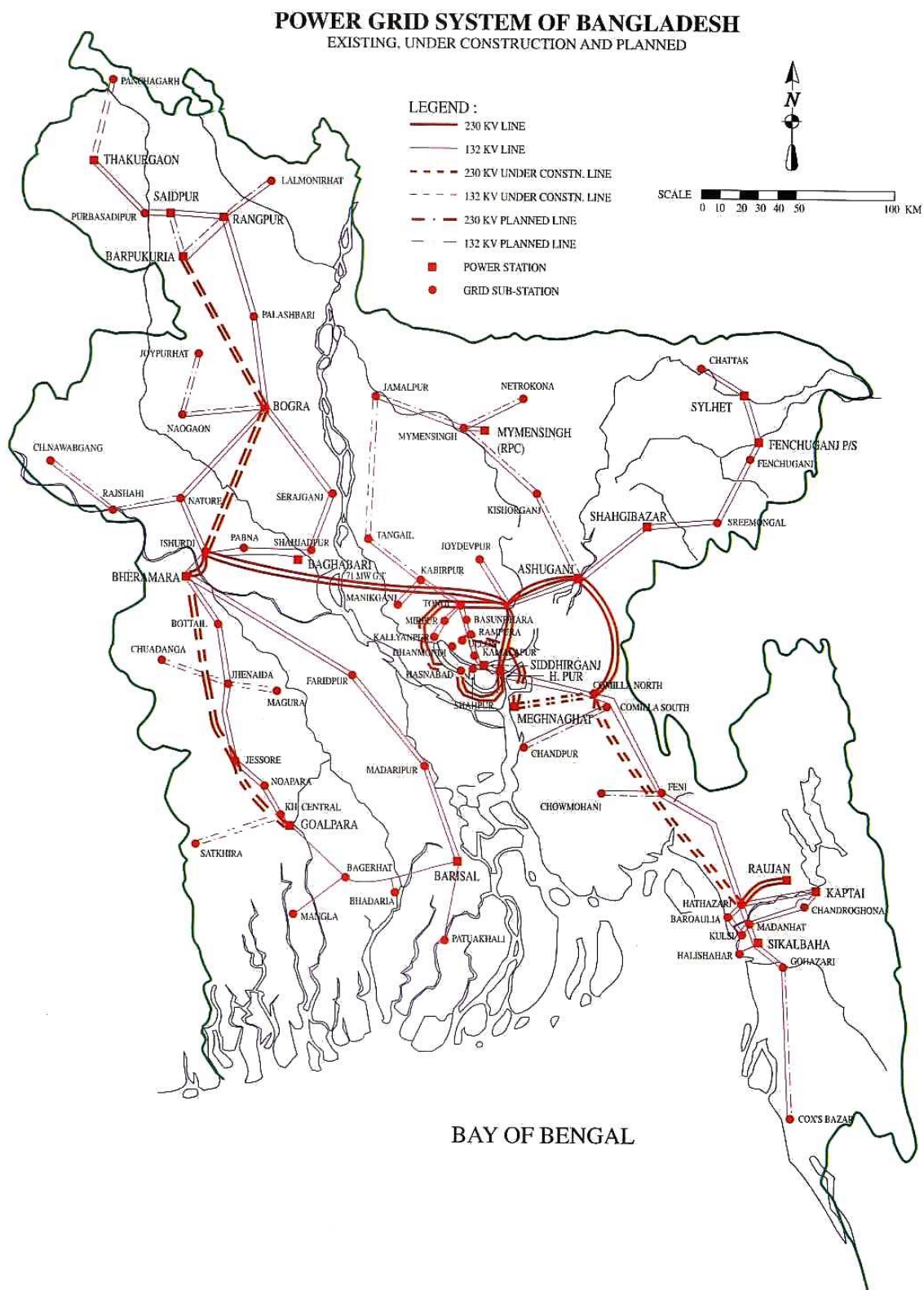


表 2.3.2 LOAD SHEDDING の現状

**LOAD SHEDDING DURING 1999-2000**

Load Shedding in MW  
Duration in Hours

MONTH	LOAD SHEDDING			
	MAXIMUM	MINIMUM	DAYS	DURATION
JUL '99	536	10	26	83.4
AUG '99	383	33	18	59.4
SEP '99	240	29	17	51.5
OCT '99	428	22	28	97.0
NOV '99	220	32	20	54.2
DEC '99	239	21	13	31.5
JAN '00	294	35	14	39.6
FEB '00	384	34	22	69.7
MAR '00	356	15	25	95.7
APR '00	478	59	18	84.7
MAY '00	297	15	24	87.4
JUN '00	452	22	30	118.2
<b>99-2000</b>	<b>536</b>	<b>10</b>	<b>255</b>	<b>872</b>

表 2.3.3 発電設備増強計画 (up to FY2007) CBPDB より入手  
**BANGLADESH POWER DEVELOPMENT BOARD**  
**POWER PLANT WISE CAPABILITY UPTO FY 2007**

(In MW)  
 (Year ending June)

**PUBLIC SECTOR  
 (EAST ZONE)**

Name of Power Station with Installed Capacity	Capacity (MW) (Existing (Derated)/Under-cons. Committed and Planned Projects)	Capacity (MW)									
		2000-01	2001-02	2002-03	2003-04	2004-05	2005-06	2006-07			
KARNAFULI HYDRO 2X40 MW 3X50 MW 2X50 MW	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80
	130	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150
	100				100	100	100	100	100	100	100
ASHUGANJ 2x64 MW ST 3x150 MW ST 90 MW CC 56 MW CT	2x50	100	100	100	100	100	100	100	100	50	0
	3x50	450	450	450	450	450	450	450	450	450	450
	74	74	74	74	74	74	74	74	74	74	74
	50	50	50	50	50	50	50	50	50	0	0
GHORASAL 2x55 MW ST 4x210 MW ST	2x50	50	100	100	100	100	100	100	100	100	100
	4x210	800	840	840	840	840	840	840	840	840	840
SIDDIRGANJ 1x50 MW ST 1x10 MW ST 1x210 MW ST	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	0
	6	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	210										210
HARIPUR (3x33 MW CT) + (1x33CT+2x38ST)=208 MWCC	3x30	90	90	199	199	199	199	199	199	199	199
	199			(Dec.02)							
SHAHZIBAZR 96 MW CT 70 MW CT	70	70	70	30	0	0	0	0	0	0	0
	2x35	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70
SYLHET 1x20 MW CT	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	0
FENCHUGANJ (2x30CT+30ST) #1 90 MW CC (2x30CT+30ST) #2 90 MW CC	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90
	90										90

(Mar.04)

**(EAST ZONE)**

Name of Power Station with Installed Capacity	Capacity (MW) (Existing (Derated)/Under-cons. Committed and Planned Projects)	Capacity (MW)						
		2000-01	2001-02	2002-03	2003-04	2004-05	2005-06	2006-07
CHITTAGONG (RAOZAN) 1x210 MW ST 1x210 MW ST	210 210	210 210	210 210	210 210	210 210	210 210	210 210	210 210
SIKALBAHA ST 1x60 MW BMPP 2x28 MW	55 2x26	50 52	50 52	50 52	50 52	50 26	50 0	50 0
Tongi 80 MW CT	80 Committed			80 (July 02)	80	80	80	80
Siddhirganj 120 MW CT	120 Committed			120 (July 02)	120	120	120	120
Chandpur 100 MW CT	100 Planned			100 (July 02)	100	100	100	100
Gazipur 40 MW CT	40 Planned			40	40	40	40	40
Sylhet 100 MW CT	100 Planned				100	100	100	100
East Zone CT	150 Planned						150	150
Sub Total		2616	2756	3275	3535	3509	3483	3513

**(WEST ZONE)**

Name of Power Station with Installed Capacity	Capacity (MW) (Existing (Derated)/Under-cons. Committed and Planned Projects)	Capacity (MW)						
		2000-01	2001-02	2002-03	2003-04	2004-05	2005-06	2006-07
KHULNA 1x60 MW ST 1x110 MW ST 2x28 MW CT 1x31 MW CT 1x10 MW CT 210 MW ST	60 95 2x23 8 8 1x210	50 95 46 0 0 0	50 95 46 0 0 0	50 95 46 0 0 0	50 95 0 0 0 0	50 95 0 0 0 0	50 95 0 0 0 0	50 95 0 0 0 210
BHERAMARA 3x20 MW CT 450 MW(2x150 CT+150 ST) CC	3x18 450	54	54	18	18 (Mar.04)	18 450	18 450	18 450
BAGHABARI 1x71 MW CT 100 MW CT	71 100	71 100	71 100	71 100	71 100	71 100	71 100	71 100
SERAJGANJ 450 (2x150 CT+150ST) MW	450					300 (Mar.05)	450	450
SAIDPUR 1x20 MW CT	20	18	18	18	18	18	18	18
RANGPUR 1x20 MW CT	20	18	18	18	18	18	18	18
BARISAL 2x20 MW CT 150 MW CT	2x20 150	36	36	36	36	36	36	36
							150	150

**(WEST ZONE)**

Name of Power Station with Installed Capacity	Capacity (MW) (Existing (Derated)/Under-cons. Committed and Planned Projects)	Capacity (MW)									
		2000-01	2001-02	2002-03	2003-04	2004-05	2005-06	2006-07			
BARAPUKURIA TPS 2x125 MW ST	2x125 Committed				250 (Dec.03)	250	250	250			
BOGRA 7 MW CT	6	0	0	0							
BHOLA DIESEL 2x3 MW 2x10 MW CT	4 20	4	4	4 20						20	20
OTHER DIESEL 23 MW	8	6									
Sub Total (West Zone BPDB)		398	492	476	958	1600	1900	1900			
Sub Total (BPDB)		3014	3248	3751	4493	5109	5383	5413			

**PRIVATE SECTOR****(EAST ZONE)**

MYMENSINGH (RPC) 2x35 MW CT 2x35 MW CT	70 70	70 70	70 70	70 70	70 70	70 70	70 70	70 70	70 70	70 70	70 70
MEGHNAGHAT Unit-1 (2x150MW CT+150MW ST) CC AES, USA	450			450 (Sept.02)	450	450	450	450	450	450	450
Unit-2 (2x150MW CT+150MW ST) CC Marubeni, Japan	450				300	300	450	450	450	450	450
HARIPUR (AES, USA) 360 MW CC	360		360 (July 01)	360	360	360	360	360	360	360	360
HARIPUR BMPP (KPCL) New England 8x15 MW Diesel Sub Total	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110
		250	610	1060	1060	1360	1510	1510	1510	1510	1510

**(WEST ZONE)**

BAGHABARI 2x45 MW BMPP CT (115 CT+55 ST)MW = 170 MM CC 130 MM CC	2x45x40 170 130	90	130	130	130	130	130	130	130	130	130
KHULNA BMPP (KPCL) 19x6 MW Diesel	19x6	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110
Sub Total		200	370	540	540	540	540	540	540	540	540
Total IPP		450	980	1600	1600	1900	2050	2050	2050	2050	2050



**BANGLADESH POWER DEVELOPMENT BOARD**  
**LOAD-GENERATION BALANCE**

	2000-01	2001-02	2002-03	2003-04	2004-05	2005-06	2006-07
<b>PUBLIC (EAST)</b>	2616	2756	3275	3535	3509	3483	3513
<b>PUBLIC (WEST)</b>	398	492	476	958	1600	1900	1900
<b>SUB TOTAL (PUBLIC)</b>	3014	3248	3751	4493	5109	5383	5413
<b>PRIVATE (EAST)</b>	250	610	1060	1060	1360	1510	1510
<b>PRIVATE (WEST)</b>	200	370	540	540	540	540	540
<b>SUB TOTAL (PRIVATE)</b>	450	980	1600	1600	1900	2050	2050
<b>SUB TOTAL EAST (PUBLIC + PRIVATE)</b>	2866	3366	4335	4595	4869	4993	5023
<b>SUB TOTAL WEST (PUBLIC + PRIVATE)</b>	598	862	1016	1498	2140	2440	2440
<b>TOTAL CAPABILITY</b>	3464	4228	5351	6093	7009	7433	7463
<b>PEAK DEMAND &lt;2</b>	3394	3659	4393	4766	5172	5603	6071
<b>FIRM CAPACITY &lt;1</b>	2983	3537	4371	5113	6029	6423	6453
<b>SURPLUS (SHORTFALL)</b>	(411)	(122)	(22)	347	857	820	382
<b>RESERVE MARGIN (%)</b>	2.06%	16%	22%	28%	36%	33%	23%

<1 : FIRM CAPACITY = Total Capability Minus (1st Largest + 2nd Largest + Largest CT + Hydro Constraints 50 MW)

<2 : Reference Forecast up to 2001-02 & thereafter High forecast

\*\* : In view of uncertainty of implementation, WRIP has not been considered.

MW deduction from Capability for Firm Capacity :	481*	691	*980	*980	*980	*1010	*1010
* 481 MW (210+150+71+50)							
* 691 MW (360+210+71+50)							
* 980 MW (450+360+120+50)							
* 1010 MW (450+360+150+50)							

図 2.3.2 発電設備増強計画とピークダイヤモンド予測 (BPDB より入手)

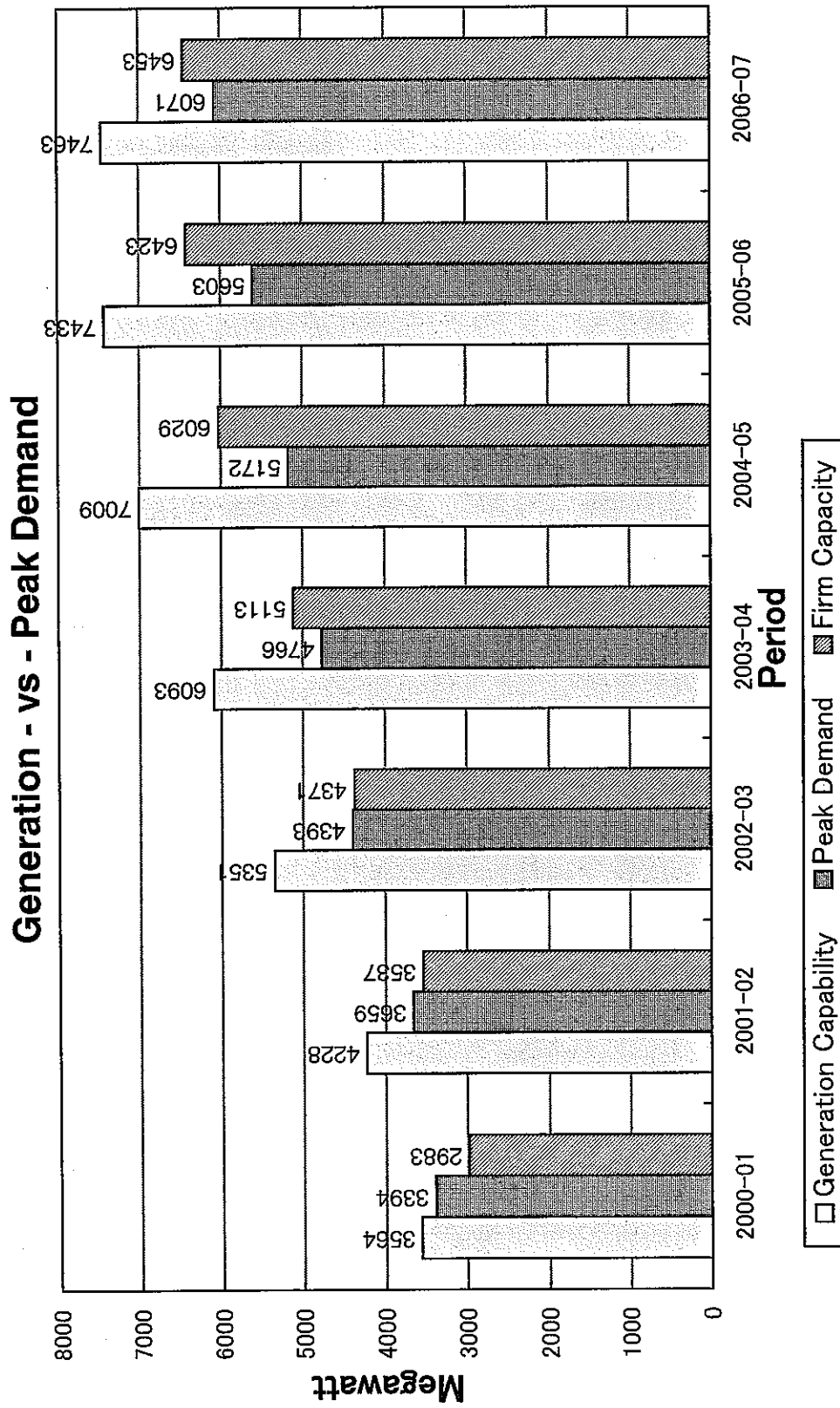


図 2.3.3 燃料ごとの発電設備  
 Energy Generated based on Type of Fuel (May '2000)  
 Total Net Energy Generated : 1292.505 MKWh

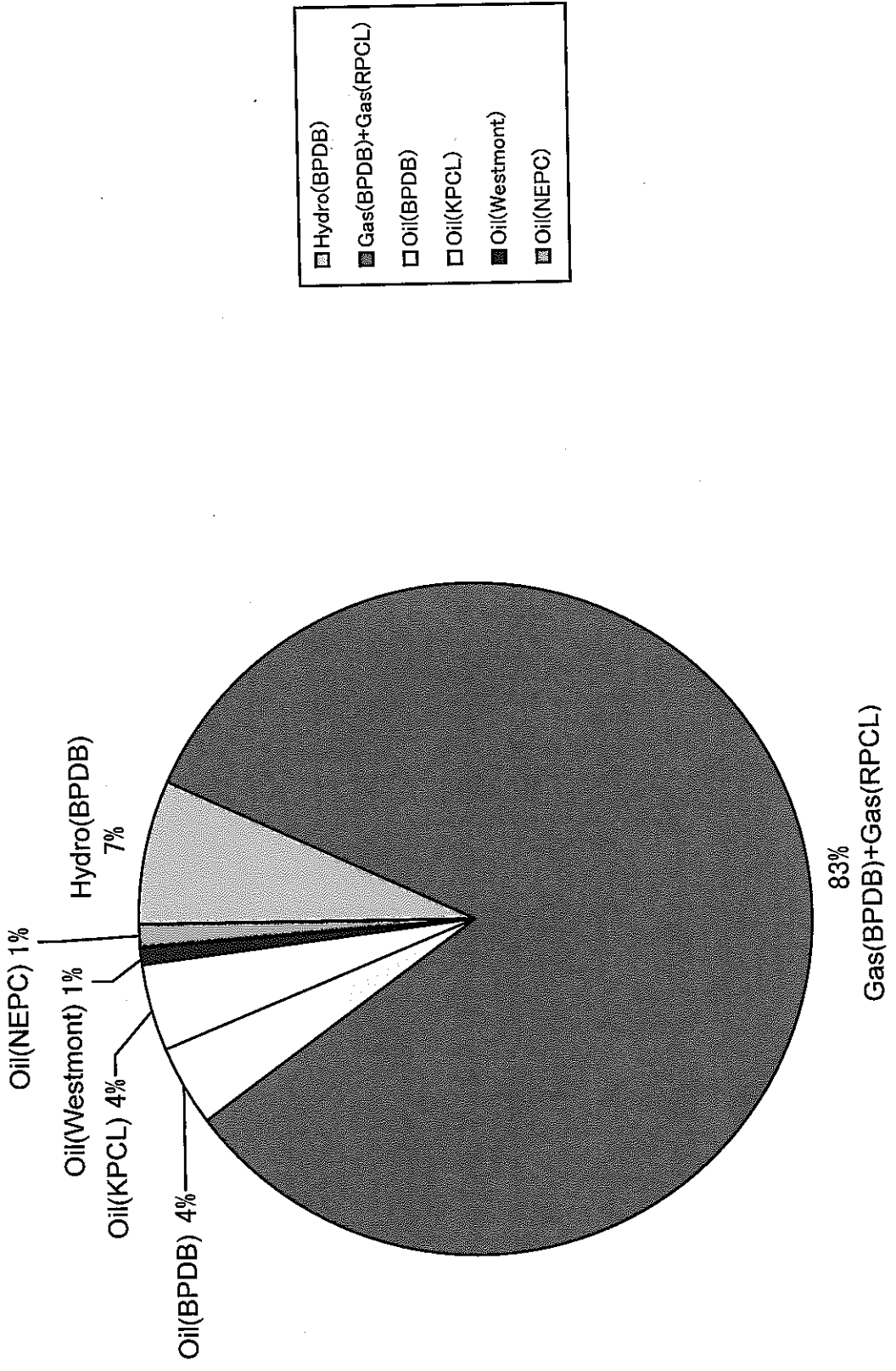


表 2.3.4 地域ごとの発電電力

Zone-Wise Generation of Electricity (Million Kwh.)

Year	Eastern grid	Eastern isolated	Total Eastern zone	Western grid	Western isolated	Total Western zone	Total System generation (eastern & western zone)
1990-91	8125	1	8126	129	15	144	8270
1991-92	8499	1	8500	375	19	394	8894
1992-93	4582	1	8583	609	15	624	9207
1993-94	9128	1	9129	642	14	656	9785
1994-95	9884	1	9885	910	11	921	10806
1995-96	10733	1	10734	739	1	740	11474
1996-97	10804	1	10805	1052	1	1053	11858
1997-98	11787	2	11789	1092	1	1093	12882

Source : Bangladesh Power Development Board

表 2.3.5 現有送電線・發電所

( PGCB ANNUAL REPORT 1996 - 1997 )

**EXISTING TRANSMISSION LINES AND SUB-STATIONS IN POWER GRID SYSTEM**

**230 kV LINES :**

Sl. No.	Name	Length km	No. of Circuits	Conductor Name	Size
1.	Ashuganj-Comilla North	79	Double	Finch	1113 MCM
2.	Ashuganj-Ghorasal	44	Double	Mallard	795 MCM
3.	East-West Electrical Interconnector	179	Double	Mallard	795 MCM
4.	Ghorasal-Haripur-Hasnabad	60	Double	Twin Mallard	2x795 MCM
5.	Ishurdi-Bheramara	8	Double	Mallard	795 MCM
6.	Rauzan-Hathazari	22	Double	Twin 300sq.m.m.	2x300 sq.m.m.
7.	Tongi-Ghorasal	27	Double	Mallard	795 MCM
	<b>Total</b>	<b>419</b>			

**132 kV LINES :**

Sl. No.	Name	Length km	No. of Circuits	Conductor Name	Size
1.	Ashuganj-Jamalpur	166	Single	Grosbeak	636 MCM
2.	Bagerhat-Mongla	31	Single	HAWK	477 MCM
3.	Barisal-Patuakhali	39	Single	HAWK	477 MCM
4.	Bheramara-Faridpur-Barisal	225	Double	HAWK	477 MCM
5.	Bogra-Naogaon	52	Double	Grosbeak	636 MCM
6.	Bogra-Saidpur	140	Double	HAWK	477 MCM
7.	Bogra-Sirajganj	66	Single	Grosbeak	636 MCM
8.	Comilla North-Comilla South	16	Double	Grosbeak	636 MCM
9.	Comilla South-Chandpur	70	Single	Linnet+Grosbeak	336+636 MCM
10.	Dohazari-Coxi's Bazar	88	Single	Grosbeak	636 MCM
11.	Feni-Chowmuhan	32	Single	Grosbeak	636 MCM
12.	Ghorasal-Joydebpur	30	Double	Grosbeak	636 MCM
13.	Goalpara-Bagerhat-Barisal	109	Single	HAWK	477 MCM
14.	Goalpara-Ishurdi	169	Double	HAWK	477 MCM
15.	Haripur-Ghorasal	43	Double	Grosbeak	636 MCM
16.	Hasnabad-Madanganj-Haripur	36	Single	Grosbeak	636 MCM
17.	Hasnabad-Shyampur-Haripur	42.85	Single	Grosbeak	636 MCM
18.	Ishurdi-Bogra	106	Double	HAWK	477 MCM
19.	Ishurdi-Pabna	16	Double	Grosbeak	636 MCM
20.	Ishurdi-Shahjadpur	73	Single	Grosbeak	636 MCM
21.	Kabirpur-Manikganj	31	Double	Grosbeak	636 MCM
22.	Kaptai-Baroawlia	58	Double	Grosbeak	636 MCM
23.	Kaptai-Siddhirganj	273	Double	Grosbeak	636 MCM
24.	Kawkhali-Bhandaria	8	Single	HAWK	477 MCM
25.	Kulshi-Baraulia	13	Single	Grosbeak	636 MCM
26.	Kulshi-Halishahar	13	Single	Grosbeak	636 MCM
27.	Madanhat-Kulshi	13	Single	Grosbeak	636 MCM
28.	Madanhat-Sikalbaha	13	Double	Grosbeak	636 MCM
29.	Makanhat-Kulshi	13	Single	Grosbeak	636 MCM
30.	Manikganj-Siddhirganj	22	Single	Grosbeak	636 MCM
31.	Maniknagar-Banga Bhaban	1.5	Double	Grosbeak	636 MCM
32.	Maniknagar-Narinda	5.33	Double	Grosbeak	636 MCM
33.	Mirpur-Hasnabad	24.5	Double	Grosbeak	636 MCM
34.	Mymensingh-Netrokona	34	Single	Grosbeak	636 MCM
35.	Pabna-Shahjadpur	40	Single	Grosbeak	636 MCM
36.	Rajshahi-Natore	40	Single	HAWK	477 MCM
37.	Rajshahi-Nawabganj	47	Double	Grosbeak	636 MCM

Sl. No.	Name	Length km	No. of Circuits	Conductor Name	Size
38.	Rangpur-Lalmonirhat	38	Single	Grosbeak	636 MCM
39.	Saidpur-Thakurgaon	64	Double	HAWK	477 MCM
40.	Shahjibazar-Chhatak	150	Double	Grosbeak	636 MCM
41.	Sirajganj-Shahjadpur	34	Single	Grosbeak	636 MCM
42.	Siddhirganj-Haripur	1	Double	Grosbeak	636 MCM
43.	Siddhirganj-Shahjibazar	138	Double	Grosbeak	636 MCM
44.	Sikalbaha-Halishahar	13	Single	Grosbeak	636 MCM
45.	Tongi-Kabirpur	22	Double	Grosbeak	636 MCM
46.	Tongi-Kabirpur-Tangail	73	Single	Grosbeak	636 MCM
47.	Tongi-Mirpur	19.5	Double	Grosbeak	636 MCM
48.	Ullon-Dhanmondi	2.75	Double	Grosbeak	636 MCM
49.	Ullon-Maniknagar (Saidabad)	7.75	Single	Grosbeak	636 MCM
50.	Ullon-Siddhirganj	14.5	Single	Grosbeak	636 MCM
51.	Ullon-Tongi	19	Double	Grosbeak	636 MCM
	<b>Total</b>	<b>2795.68</b>			

**66 kV LINES :**

Sl. No.	Name	Length km	No. of Circuits
1.	Rajshahi-Ishurdi-Pabna-Ullapara-Serajganj	167	Single
	<b>Total</b>	<b>167</b>	

**GRID SUB-STATIONS**

**230 kV GRID SUB-STATIONS OF BOTH ZONES :**

Sl. No.	Name	Voltage	Transformer Capacity MVA
1.	Ashuganj	230/132 kV	2x150
2.	Comilla North	230/132 kV	3x75*
3.	Ghorasal	230/132 kV	2x125
4.	Haripur	230/132 kV	7x75*
5.	Hasnabad	230/132 kV	6x75
6.	Hathazari	230/132 kV	2x150
7.	Ishurdi	230/132 kV	9x75
8.	Tongi	230/132 kV	7x75*

\* Transformers are single phase with one unit spare

**132 kV GRID SUB-STATIONS OF EAST ZONE :**

Sl. No.	Name	Voltage	Transformer Capacity MVA
1.	Ashuganj	132/33 kV	2x15/25
2.	Banga Bhaban	132/11 kV	2x25/35
3.	Baroawlia	132/33 kV	1x28/40, 1x25/41.6
4.	Bhandaria	132/33 kV	10/13.3
5.	Bhulta	132/33 kV	1x35/50
6.	Chandpur	132/33 kV	2x15/20
7.	Chandraghona	132/33 kV	2x10/13.3
8.	Chhatak	132/33 kV	1x10
9.	Chowmuhoni	132/33 kV	2x25/41
10.	Comilla North	132/33 kV	1x40
11.	Comilla South	132/33 kV	2x15/41
12.	Coxis bazar	132/33 kV	1x16/20
13.	Dhanmondi	132/33 kV	2x50/75
14.	Dohazari	132/33 kV	2x28/40
15.	Fenchuganj	132/11 kV	1x15/20
16.	Feni	132/33 kV	2x15/20
17.	Ghorasal	132/33 kV	2x50

Sl. No.	Name	Voltage	Transformer Capacity MVA
18.	Halishahar	132/33 kV	1x25/41.6
19.	Hasnabad	132/33 kV	3x35/50
20.	Hathazari	132/33 kV	1x44/63
21.	Jamalpur	132/33 kV	2x10/13.3
22.	Joydebpur	132/33 kV	2x35/50
23.	Kabirpur	132/33 kV	2x25/41
24.	Kalyanpur	132/33 kV	2x50/75
25.	Kaptai	132/33 kV	1x15/20
26.	Kishoregonj	132/33 kV	2x10/13.3
27.	Kulsi	132/33 kV	2x44.1/63
28.	Madanganj	132/33 kV	2x35/50
29.	Madanhat	132/33 kV	2x25/41.7
30.	Manikganj	132/33 kV	2x35/50
31.	Mirpur	132/33 kV	2x35/50
32.	Mymensingh	132/33 kV	2x25/41
33.	Narinda	132/33 kV	2x50/75
34.	Netrokona	132/33 kV	2x15/20
35.	Patuakhali	132/33 kV	2x20
36.	Basundhara	132/33 kV	2x50/75
37.	Shahjibajar	132/33 kV	1x15/20
38.	Shyampur	132/33 kV	2x50/75
39.	Siddhirgani	132/33 kV	2x50/83.3
40.	Sikalbaha	132/33 kV	1x25/33
41.	Sreemongol	132/11 kV	1x25/41
42.	Sylhet	132/33 kV	1x10/12.5
43.	Tangail	132/11 kV	1x7.5
44.	Tongi	132/33 kV	2x15/20
45.	Ullon	132/33 kV	2x10/13.3
		132/33 kV	1x50/75
		132/33 kV	1x25/41.6
		132/33 kV	3x35/50

**132 kV GRID SUB-STATIONS OF EAST ZONE :**

Sl. No.	Name	Voltage	Transformer Capacity MVA
1.	Bagerhat	132/33 kV	2x10/13.3
2.	Barisal	132/33 kV	2x15/20
3.	Bheramara	132/11 kV	1x12.5/16.6
4.	Bogra	132/33 kV	2x25/41
5.	Bottail	132/33 kV	2x15/20
6.	Faridpur	132/33 kV	2x15/20
7.	Goalpara	132/33 kV	2x12.5/16.6
8.	Ishurdi	132/33 kV	2x12.5/16.6
9.	Jessore	132/66 kV	2x15/20
10.	Jhenaidah	132/33 kV	2x40
11.	Jhenaidah	132/33 kV	2x15/20
12.	Khulna central	132/33 kV	3x48/64
13.	Lalmonirhat	132/33 kV	2x15/20
14.	Madaripur	132/33 kV	2x10/13.3
15.	Mongla	132/33 kV	2x10/13.3
16.	Mongla	132/33 kV	1x10/13.3
17.	Naogaon	132/33 kV	2x25/41
18.	Natore	132/33 kV	1x15/20
19.	Nawabganj	132/33 kV	2x15/20
20.	Noapara	132/33 kV	2x15/20
21.	Pabna	132/33 kV	1x10/13.3
22.	Palashbari	132/33 kV	2x25/41
23.	Palashbari	132/33 kV	2x10/13.3

Sl. No.	Name	Voltage	Transformer Capacity MVA
21.	Purbasadipur	132/33 kV	2x12.5/16.6
22.	Rajshahi	132/33 kV	1x25/33, 1x15/20
23.	Rangpur	132/33 kV	2x15/20
24.	Saidpur	132/33 kV	1x15/20
		132/33 kV	1x10/13.3
25.	Serajganj	132/33 kV	2x15/20
26.	Shahjadjpur	132/66 kV	1x15/20
		132/33 kV	1x15/20
27.	Thakurgaon	132/33 kV	1x12.5/16.6
		132/33 kV	1x10/13.3
		132/33 kV	1x15/20

**66 kV GRID SUB-STATIONS :**

Sl. No.	Name	Voltage	Transformer Capacity MVA
1.	Ishurdi	66/33 kV	1x5
2.	Pabna	66/33 kV	1x5
		66/11 kV	1x10
3.	Serajgonj	66/11 kV	2x7.5
4.	Ullapara	66/11 kV	1x7.5, 1x1.5



表 2.3.6 BPDB より入手の送電線拡張計画

## LIST OF NEW TRANSMISSION PROJECTS REQUIRED UPTO 2007

Sl. No.	Name of the projects	Line length (Km)	S/S (MVA)	Expected Year of Completion	Estimated Cost (million Taka)	Source of Fund
<b>Under Construction &amp; Committed</b>						
<b>230 KV</b>						
1.	Comilla—Meghnaghat-Rampur-and Meghnaghat-Haripur 230 KV double ckt. line including NLDC.	72		FY2005	Tot. 7618 F.E. 4844	ADB
2.	Haripur 360 MW PP-Haripur S/S double ckt. line.	2		FY2001	Tot. 170 FE. 120	GOB
3.	Ghorasal-Haripur 230 KV In and Out at Rampura.	30	450	FY2002	Included in S1. No.1	ADB
4.	Hasnabad-Aminbazar-Tongi 230 KV Dhaka ring.	45	450	FY2004	Tot. 3804 FE. 2241	ADB
<b>PLANNED</b>						
1.	Ishurdi-Baghabari-Serajgonj-Bogra 230 KV double ckt. line.	175	900	FY2004	Tot. 5590 FE. 3429	Not yet funded
2.	Khulna-Bheramara-Ishurdi & Bogra-Barapukuria 230 KV double ckt. line.	267	1425	FY2004	Tot. 9992 FE. 7551	Not yet funded
<b>132 KV (Under Construction &amp; Committed)</b>						
1.	Rehabilitation, Renovation & Augmentation of Grid System (RRAGS) Revised.			FY2001	Tot. 4210 FE. 2182	China/IDA
1(a)	Comilla-Chandpur 2 <sup>nd</sup> ckt. stringing & replacement of 1 <sup>st</sup> ckt.	72				
2.	Rehabilitation, Renovation, & Augmentation of Grid System (RRAGS) Phase-2			FY2003	Tot. 5240 FE. 3142	China/GOB
2(a)	Rajshahi-Chapai-Nawabganj 132 KV 2 <sup>nd</sup> ckt Stringing.	47				
2(b)	Dohajari-Cox's Bazar 132 KV 2 <sup>nd</sup> ckt. stringing.	77				
2(c)	Mymensingh-Netrokona 132 KV 2 <sup>nd</sup> ckt. stringing.	32				
2(d)	Feni-Chowmohoni 132 KV 2 <sup>nd</sup> ckt. stringing.	32				
2(e)	Bogra-Naogaon 132 KV 2 <sup>nd</sup> ckt. stringing.	45				
3.	Baghabari – Shahjadpur 132 KV double ckt. line.	7		FY2002	Included in 100 MW Baghabari	GOB
<b>PLANNED</b>						
1.	Three Transmission line project:			FY2003	Tot. 2007 FE. 1161	Not yet funded
1a.	Thakurgaon-Panchagar 132 KV single ckt. line	45	40			
1b.	Naogaon-Joypurhat 132 KV single ckt. line.	40	40			
1c.	Cuadanga-Jhenidah-Magura 132 KV single ckt. line.	73	80			
2.	Natore-Rajshahi 32 KV line (2 <sup>nd</sup> ckt.)	40		FY2002	Included in Gr. Rahshahi Power Dtn. Phase2	Not yet funded

Sl. No.	Name of the projects	Line length (Km)	S/S (MVA)	Expected Year of Completion	Estimated Cost (million Taka)	Source of Fund
3.	Khulna Central-Satkhira double ckt. 132 KV line.	55		FY2002	Included in Gr. Khulna Power Dtn. Phase2	Not yet funded
4.	Madaripur-Gopalgonj 132 KV single ckt. line.	65	30	FY2003	Tot. 399 FE. 144	Not yet funded
5.	Baropukuria-Rangpur 132 KV double ckt. line.	40	40	FY2004	Included in SL No.6 (230KV)	Not yet funded
6.	Baropukuria-Syedpur 132 KV double line.	30	-	FY2004	Included in SL No.6 (230KV)	Not yet funded
7.	Khulna-Bagherhat-Barishal 132 2 <sup>nd</sup> ckt. line.	145	-	FY2004	Tot. 1150 FE. 380	Not yet funded
8.	Joydebpur-Kabirpur-Tangail 132 KV 2 <sup>nd</sup> ckt.	51	-	FY2004	Tot. 767 FE. 454	Not yet funded
9.	Tangail-Modhupur-Jamalpur 132 KV single ckt. line.	100	40	FY2005	Tot. 1048 FE. 584	Not yet funded
10.	Bhandaria-Patharghata 132 KV single ckt. line.	50	30	FY2003	Tot. 398 FE. 131	Not yet funded
11.	Reactive Power Compensation 200 MVAR			FY2002	Tot. 135 FE. 115	Not yet funded

表 2.3.7 PGCB より入手の送電線拡張計画  
PROPOSED TRANSMISSION PROJECTS

Time Frame : 2000-2003

Sl. No.	Name of the Project	Line Length	Estimated Cost (In Million US\$)
1.	132 kV Mirpur-Dhanmondi new double circuit underground cable line and a new regular 132/33 kV substation at Dhanmondi	15 km	28
2.	132 kV Joydevpur-Kabirpur double circuit transmission line	15 km	5
3.	Stringing of 2 <sup>nd</sup> circuit and reconductoring of 1 <sup>st</sup> circuit of 132 kV Comilla (South)-Chandpur transmission line and installation of one 132/33 kV 40 MVA transformer at Comilla (North) substation	70 km	6
4.	Replacement of existing 132 kV Ullon-Dhanmondi oil-filled cable by XLPE U/G cable (2 circuits, each 6.0km)	6.0 km	18
5.	132 kV Khulna-Bagerhat-Barisal 110 km and Bagerhat-Mongla 30 km double circuit transmission line	140 km	40
6.	132 kV Shyampur – Maniknagar double circuit underground cable transmission line and turn-in of 2 <sup>nd</sup> circuit line to Shyampur 132/33 kV substation	11 km	28
7.	132 kV Kabirpur-Tangail-Serajganj double circuit transmission line	85 km	24
8.	230 kV Rauzan-Bakulia double circuit transmission line	32 km	35
9.	132 kV Kulshi-Halishahar single circuit transmission line	14 km	2.5
10.	230 kV Ishurdi-Baghabari-Sirajganj-Bogra double circuit transmission line	170 km	120
11.	230 kV Ishurdi-Bheramara-Khulna double circuit transmission line	167 km	85
12.	Bogra-Barapukuria 230 kV D/C T/L	105 km	75
	(a) Barapukuria-Saidpur and Barapukuria-Rangpur 132 kV D/C T/L	80 km	
13.	132 kV Khulna Central-Khulna South and Khulna South-Satkhira double circuit transmission lines	57 km	20
14.	132 kV Natore-Rajshahi double circuit transmission line	40 km	9
15.	2 <sup>nd</sup> circuit stringing of 132 kV Dohazari-Cox's Bazar transmission line	85 km	6
16.	132 kV Tangail-Jamalpur double circuit transmission line	100 km	20
17.	132 kV Chattak-Netrokona double circuit transmission line	100 km	26
18.	132 kV Chandpur-Choumuhuni double circuit transmission line	70 km	14
19.	2 <sup>nd</sup> circuit stringing of 132 kV Mymensingh-Netrokona transmission line	34 km	1.5
20.	132 kV Bhandaria-Mathbaria-Patharghata single circuit transmission line on double circuit tower	55 km	20.0

Sl. No.	Name of the Project	Line Length	Estimated Cost (In Million US\$)
21.	Three Transmission Lines Project :  (i) 132 kV Chuadanga-Jhenaidah-Magura single circuit line on double circuit towers, 73km (ii) 132 kV Naogaon-Joypurhat single circuit line on double circuit towers, 43km (iii) 132 kV Thakurgaon-Panchagarh single circuit line on double circuit towers, 40km	156 km	40.0
22.	230 kV Ashuganj-Ghorasal D/C T/L	45 km	16.0

#### Time Frame : 2003-2005

Sl. No.	Name of the Project	Line Length	Estimated Cost (In Million US\$)
1.	Aminbazar-Savar-Manikganj 132 kV T/L	80 km	15
2.	Barisal Patuakhali D/C T/L 132 kV T/L	45 km	9
3.	2 <sup>nd</sup> Ckt stringing of Rajshahi-Chapai Nawabganj 132 kV T/L	50 km	3
4.	2 <sup>nd</sup> Ckt stringing of three transmission lines viz. (a) Chuadanga-Jhenidah-Magura (b) Naogaon-Joypurhat and (c) Thakurgaon-Panchagarh 132 kV T/L	156 km	10
5.	2 <sup>nd</sup> Circuit stringing of Bogra-Naogaon 132 kV T/L and Rampura-Lalmonirhat 132 kV T/L	85 km	6
6.	Joypurhat-Polashbari D/C 132 kV T/L	45 km	10
7.	Hathazari-Sikalbaha 230 kV D/C T/L	35 km	30
8.	Baroaulia-Kulshi 230 kV D/C T/L	25 km	28
9.	Turn-in of Hathazari-Comilla 230 kV T/L at Baroaulia	6 km	6
10.	Turn-in of Ghorasal-Rampura 230 kV T/L at Bhulta	6 km	6
11.	Kulshi-Halishahar 230 kV D/C T/L	20 km	25

**Time Frame : 2005-2015**

<b>Sl. No.</b>	<b>Name of the Project</b>	<b>Line Length</b>	<b>Estimated Cost (In Million US\$)</b>
1.	Tongi-Ghorasal 230 kV D/C T/L	30 km	28
2.	Ashuganj-Bogra 230 kV D/C T/L	220 km	75
3.	Rampura-Dhanmondi 230 kV U/G D/C T/L	8 km	40
4.	Tongi-Basudhara 230 kV D/C T/L	12 km	20
5.	Basundhara-Gulshan 230 kV U/G D/C T/L	10 km	44
6.	Aminbazar-Mirpur 230 kV D/C T/L	15 km	25
7.	Kalyanpur-Rayerbazar-Kamrangirchar 132 kV U/G D/C T/L	15 km	45
8.	Basundhara-Yusuf Nagar 132 kV D/C T/L	15 km	8
9.	Rampura-Bashabo 132 kV D/C U/G T/L	20 km	30
10.	Hasnabad-Lalbag 230 kV D/C OH-U/G T/L	20 km	60
11.	Lalbag-Narinda 230 kV U/G T/L	12 km	44
12.	Upgradation of 33 kV Substations and lines to 132 kV voltage level within Dhaka city	Lupm Sum	300
13.	Ashuganj-Sylhet 230 kV D/C T/L	145 km	60
14.	Ashuganj-Mymensingh 230 kV D/C T/L	110 km	50
15.	Khulna-Barisal 230 kV D/L T/L	110 km	50
16.	Mymensingh-Sylhet 230 kV D/C T/L	175 km	70
17.	Halishahar-Julda-Sikalbaha-Bakulia 230 kV D/C T/L	50 km	100
18.	Upgradation of Khulna Central 132 kV S/S to 230 kV S/S and upgradation of 33 kV substation and line to 132 kV level in Khulna city area	Lump Sum	140
19.	Upgradation of 33 kV substation and lines to 132 kV level in Rajshahi city area	Lump Sum	100
20.	Upgradation of 33 kV substation and lines to 132 kV level in Chittagong city area	Lump Sum	200
21.	Upgradation of 132 kV Feni S/S to 230 kV level	Lump Sum	20
22.	Upgradation of lines and substation in different areas of the country (Not covered above, subject to detailed planning)	Lump Sum	400

## Power Supply Irritant

**F**EW cities in the world can match Dhaka city's frequency of power blackouts in peacetime. Load shedding of electricity reflecting an unbridgeable gap between generation and supply of power has suddenly hit a new high in recent months of 500 megawatts plunging innumerable households into total darkness and industrial units in despair for unusual lengths of time, that too on a daily basis. We have had stories and explanations galore about the steep deterioration in the supply and generation of power and plans taken for improvement and then bungled.

Given the restive political atmosphere and difficult law and order situation in the country, how are we going to woo foreign direct investments in the country with this deplorable management of the power sector as a basic infrastructural disincentive. The functional state of an infrastructure is one of the most vital considerations for any investment, not to speak of foreign one.

The readymade prescription for this vexing problem has been to buy a generator. But why should the citizens spend money on generators when they pay taxes for state amenities? And then how many can afford to buy them and disturb the neighbours with the sound and air pollution in densely populated areas of the city? Since the situation started deteriorating from 1997 all we have heard are accusations against the previous government and delayed target-dates for completion of projects couched in unrepentant idiom.

The present situation it has been claimed, is likely to improve by the 10th of this month when some units of Ghorasal power station start functioning but the people are fed up with the long history of shifting dates for improvement in the power supply position. The power and energy sector with its powerful ministers and bureaucrats appears to be nobody's responsibility. People's suffering is mounting and during the last four years no tangible efforts were made to establish big power stations in the country to tide over the crisis. This goes to suggest that people's sufferings are not foremost on the priority list of the government. Are we to believe that nothing will move in this sector unless the persons responsible are affected every day by power cuts?

## Loadshedding level exceeds 500 MW

# Power supply situation worsens again

Star Report

Power supply situation in the country has once again deteriorated as three out of six large power plants at Ghorashal remained closed for the last one week for technical faults, PDB sources said.

Loadshedding level has exceeded 500 MW, which is roughly more than one sixth of the peak demand for power daily.

In the city, all areas were now experiencing unusually frequent loadshedding.

"The situation was tolerable a few days back," commented an official of PDB. "There were days a few weeks ago when there was no power generation shortfall and for the last couple of months, loadshedding level remained below 200 MW."

However, when two major power transmission lines tripped last week, some power plants were also affected. Now against a peak demand of 2700 to 2800 MW of power, PDB is

able to supply up to 2350 MW.

The situation is likely to improve from September 10 as two out of the three Russian made Ghorashal units-are expected to resume operation by then.

The three plants are 210 MW units 3, 4 and 6. Of these, unit 6 started operation on January 31 this year.

"Since unit 6 was commissioned, it had to be closed four times due to technical fault," said the official. "This time, it had to be closed due to leakage of hydrogen in the plant. Unit 4 also developed the same problem."

Some sources said power crisis in general would continue. A number of power plants including Raozan 1 and Ghorashal 4 need rehabilitation immediately. Ghorashal units 1 and 2 would be rehabilitated soon. "Experts from Russia are already here to repair the plants," one source said.

## 2.4 火力発電

### 概要

設備の老朽化に加え、スペアパーツが常に供給不足の状態にあるため発電所を停止しての点検・保守を行う余裕がなく、また定期点検のための規定も定められていないために、多くの発電所では発電能力が定格をかなり下まわっている。火力総設備容量に対して可能出力は 76%、特に西部地域では 46%しか確保されていない。これが原因で常に供給力不足の状態にあり、発電機 1 台の故障が直接 LOAD SHEDDING につながり、連日 LOAD SHEDDING が行われている（表 2.3.2 参照）。JICA は短期専門家の派遣を通じて火力発電所設備 O&M への協力を行っているが、実効を挙げるためには長期専門家による強力な支援が必要である。

IPP は比較的順調である。WB 及び ADB を含む援助国側の姿勢は「民活」であり、発電セクターへの資金提供に消極的である。いかに資金を調達するかが問題となる。また一方、IPP をさらに伸ばすことに関しても利益の海外送金に対する外貨準備の問題がありさらに計画を伸ばすことにも困難が伴う。

### 最近の動きと現状

以下に最近の動きを列挙する。

- 1 ) KfW (独) はアシュガンジ発電所修復事業を支援中である。
- 2 ) WB は保証・融資によりハリプール IPP (350MW) への支援を実施中。
- 3 ) ADB は保証・融資によりメグナカット IPP (400MW) への支援を実施中。
- 4 ) ADB は BPDB 所有の発電所は分社化が望ましいとの考えであり、アシュガンジ発電所分社化のための TA を供与中である。
- 5 ) JBIC はハリプール発電所 (円借款で拡張事業実施中) 事業部制化のための支援を SAPI にて継続的に支援している。
- 6 ) JICA は短期専門家・資金協力連携専門家派遣を通じ、水力・火力発電所設備 O&M への協力を行っている。H.11 年度実施、12 年度は検討中である。

### 今後の方向性と課題

- 1 ) IPP 主導の電源開発行われるであろうが、これにも限界があり、表 2.3.2 に示したとおり Public Sector 側の投資も相当程度必要となる。この資金の調達をいかに行うかが問題である。
- 2 ) JICA 短期専門家による火力発電所設備 O&M への協力を行っているが、実効を挙げるためには本格的な組織改革支援を視野に入れた長期専門家の派遣が必要である。



## 2.5 水力発電

### 概要

バングラデシュでは水力発電の適地が限られており実質的包蔵水力は極めて少なく、東部山岳部の Kaptai (230MW) 水力発電所があるのみである。水力開発としては Kaptai の他に、サングハリ (150MW) 及びコクスバザール (75MW) の 2 地点が候補に挙がっているが、Power System Master Plan においては両地点とも経済性に優れないと評価されている。しかしながら、バングラデシュ政府はこの将来の開発に関して希望を持っており、開発の可能性が全くないわけではない。この Kaptai (230MW) 水力発電所に 50MW 発電機 2 台 (6 号機、7 号機) を増設するプロジェクトが現在計画中である。現在の Kaptai 水力発電所の 4 号機、5 号機も日本企業が 1988 年に建設したが、運開以来順調に運転され、高効率運転を実現している。

### 最近の動きと現状

以下に最近の動きを列挙する。

- 1) JICA は短期専門家・資金協力連携専門家派遣を通じ、水力・火力発電所設備 O&M への協力を行っている。H.11 年度実施、12 年度検討中。
- 2) 伊はカプタイ水力発電所 3 号機修理支援中である。
- 3) 前記 Kaptai 水力発電所 6 号機、7 号機の増設は、1998-1999 年に日本企業の TEPCO がフィージビリティスタディーを行い、2000 年 1 月に提出した報告書で経済性がありかつ通常行われるコンサルタント起用の分割発注方式ではなく一括発注により工期を 18 ヶ月短縮し 45 ヶ月で完成 (2004 年完成) できるとした報告書を出した。

### 今後の方向性と課題

- 1) 水力発電所は Kaptai のみで、現在計画中の 6 号機、7 号機の増強で当面の水力開発は完了と思われる。しかしながら、サングハリ (150MW) 及びコクスバザール (75MW) の開発も、他の燃料による発電コストの上昇によっては、将来経済性が出てくる可能性は残されている。
- 2) JICA は短期専門家・資金協力連携専門家派遣を通じ、水力・火力発電所設備 O&M への協力を行っておりこれを継続すべきである。