

バングラデシュ国
ベラマラ ガスタービン火力発電所
建設計画調査

ファイナルレポート
(本文)

平成 21 年 2 月

独立行政法人

国際協力機構 (JICA)

委託先

東電設計株式会社

東京電力株式会社

産 業

JR

08-075

序 文

日本国政府は、バングラデシュ国政府の要請に基づき、同国のベラマラ・ガスタービン火力発電所建設計画調査を行うことを決定し、独立行政法人国際協力機構がこの調査を実施しました。

当機構は、平成20年2月から平成21年1月までの間、4回にわたり東電設計株式会社の岡野秀之氏を団長とし、同社と東京電力株式会社の団員から構成される調査団を現地に派遣しました。

調査団は、バングラデシュ国政府関係者と協議を行うとともに、現地調査を実施し、帰国後、国内作業を経て、ここに本報告書完成の運びとなりました。

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

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

平成21年2月

独立行政法人国際協力機構
理 事 永塚 誠一

平成 21 年 2 月

独立行政法人国際協力機構

理事 永塚 誠一 殿

伝 達 状

「Bangladesh 国ベラマラ・ガスタービン火力発電所建設計画調査」報告書をここに提出いたします。本調査は、貴機構との契約に基づき、東電設計株式会社及び東京電力株式会社が、平成 20 年 2 月から平成 21 年 1 月まで実施して参りました。

本調査では、Bangladesh 国の慢性的な電力不足を解消し、特に開発が遅れている西部地区に低廉かつ安定的な電力供給を行うため、Bangladesh 東部で産出される天然ガスを利用した最新鋭、高効率のガスタービンをベースにしたコンバインドサイクル発電所の建設計画を策定しました。また、同火力発電所を管轄する予定の北西部発電会社（North West Power Generation Company Limited: NWPGL）の経営体制に係る助言、同発電所の運営計画にかかる支援など、広範な分野にわたる提案並びに提言を行いました。

私どもは、これらの提言が実現されることで、Bangladesh 国の電力不足の解消、ひいては、西部地域の生活水準の向上、並びにBangladesh 政府が目標としている 2020 年までに全国民に電気を供給することに大きく貢献できると信じております。

Bangladesh 国政府が、本調査を通じた技術移転の成果を活用し、本報告書の提言を優先的に実現していくこと強く希望するものであります。

この機会をお借りし、多くのご指導、ご支援を賜りました貴機構、外務省ならびに経済産業省各位に心から感謝申し上げます。また、私どもの調査遂行にあたり、ご協力、ご支援を頂いた Bangladesh 国電力エネルギー・鉱物資源省、Bangladesh 電力開発庁（BPDB）、北西部発電会社（NWPGL）、Bangladesh 政府関係省庁、その他関係機関各位に深く感謝申し上げます。

Bangladesh 国

ベラマラ・ガスタービン火力発電所建設計画調査

総括 岡野 秀之

目 次

総合評価及び提言

第一編 ベラマラ・ガスタービン火力発電所建設計画の事業化

可能性

第 1 章 序章

1.1	調査の背景および経緯.....	I-1-1
1.2	調査の目的、概要、範囲および期間.....	I-1-2
1.2.1	調査の目的.....	I-1-2
1.2.2	調査の範囲.....	I-1-2
1.2.3	調査の期間.....	I-1-3
1.3	調査団の編成.....	I-1-5
1.4	ワークショップの開催.....	I-1-5
1.5	ステークホルダー協議への支援.....	I-1-5

第 2 章 バングラデシュ国の社会・経済状況

2.1	総論.....	I-2-1
2.2	人口および労働力.....	I-2-3
2.2.1	国勢調査.....	I-2-3
2.2.2	労働力調査.....	I-2-4
2.3	マクロ経済.....	I-2-6
2.3.1	経済成長.....	I-2-6
2.3.2	物価動向.....	I-2-8
2.3.3	財政収支.....	I-2-8
2.3.4	金融政策.....	I-2-8
2.3.5	国際収支.....	I-2-9
2.3.6	為替動向.....	I-2-10
2.3.7	国家予算.....	I-2-11
2.4	産業構造.....	I-2-12
2.5	家庭経済.....	I-2-14
2.6	物価動向.....	I-2-16

第3章 バングラデシュ国の電力セクター

3.1	バングラデシュ国の電力事情.....	I-3-1
3.2	バングラデシュ国の電力機関の体制.....	I-3-12
3.3	バングラデシュ電力庁(BPDB)の財務状況.....	I-3-15
3.3.1	業績推移.....	I-3-17
3.3.2	資本勘定.....	I-3-20
3.3.3	資産勘定.....	I-3-20
3.3.4	負債勘定.....	I-3-22
3.3.5	レシオ分析.....	I-3-22
3.4	電気料金.....	I-3-23
3.4.1	電力料金の国際比較.....	I-3-23
3.4.2	電力タリフ.....	I-3-24
3.4.3	エネルギー規制委員会における料金政策.....	I-3-26
3.4.4	IPP の電力販売価格.....	I-3-27

第4章 建設計画の技術的実行可能性

4.1	需要想定.....	I-4-1
4.1.1	需要想定のお考え方.....	I-4-1
4.1.2	需要想定の妥当性.....	I-4-1
4.2	裨益効果.....	I-4-3
4.2.1	電化率.....	I-4-3
4.2.2	産業部門における裨益効果.....	I-4-4
4.3	電源開発計画.....	I-4-6
4.3.1	既設発電設備.....	I-4-6
4.3.2	現在の需給状況.....	I-4-8
4.3.3	電源開発計画.....	I-4-10
4.4	系統計画.....	I-4-13
4.4.1	PGCB における送変電設備.....	I-4-13
4.4.2	本プロジェクトに関連する送変電設備.....	I-4-17
4.4.3	系統解析.....	I-4-18
4.5	燃料供給計画.....	I-4-19
4.5.1	ガス生産量およびガス残存埋蔵量予測.....	I-4-19
4.5.2	ガス供給量とガス需要量予測.....	I-4-20
4.5.3	ガスパイプライン建設計画.....	I-4-23
4.5.4	ベラマラ CCPP へのガス供給の可能性.....	I-4-26
4.5.5	ベラマラ CCPP への燃料油供給.....	I-4-26
4.6	サイト状況.....	I-4-27
4.6.1	全般.....	I-4-27

4.6.2	サイトの位置	I-4-27
4.6.3	用地計画	I-4-29
4.6.4	地形および土質	I-4-32
4.6.5	用水源	I-4-47
4.6.6	サイトの環境	I-4-70
4.7	発電設備基本方式の検討	I-4-70
4.7.1	コンバインドサイクル発電設備の燃料多様化	I-4-70
4.7.2	ガスタービン形式の選定	I-4-78
4.7.3	軸構成の検討	I-4-85
4.7.4	冷却設備の選択	I-4-108
4.8	資機材搬入方法	I-4-138
4.8.1	資機材の調達	I-4-138
4.8.2	搬入重量物	I-4-138
4.8.3	輸送制限	I-4-140
4.8.4	調査方針	I-4-142
4.8.5	候補搬入経路の選定	I-4-142
4.8.6	候補搬入経路の調査	I-4-146
4.8.7	推奨搬入経路	I-4-156
4.8.8	メンテナンス時の重量物輸送方法	I-4-158
4.9	プロジェクトスケジュール	I-4-158
4.9.1	全般	I-4-158
4.9.2	プロジェクトスケジュール	I-4-158
4.10	ガスタービン長期保守契約の概要	I-4-160
4.11	実施体制	I-4-163
4.11.1	全般	I-4-163
4.11.2	NWPGCL 内の体制	I-4-163
4.12	結論	I-4-167
4.12.1	評価	I-4-167
4.12.2	技術的実行可能性の確認	I-4-167

第5章 基本設計

5.1	本計画の概要	I-5-1
5.2	発電設備運用	I-5-1
5.2.1	概要	I-5-1
5.2.2	発電設備運用計画	I-5-1
5.2.3	発電設備制御概要	I-5-3
5.3	基本的技術課題の検討	I-5-5
5.3.1	ベラマラコンバインドサイクル発電所の予想性能	I-5-5
5.3.2	ボトミングサイクルの最適化	I-5-24

5.3.3	排気ガスバイパス設備	I-5-26
5.3.4	補助蒸気ボイラ	I-5-29
5.4	工事範囲	I-5-30
5.4.1	調達および製造	I-5-30
5.4.2	工事請負者所掌の工事および業務範囲	I-5-32
5.4.3	顧客所掌の工事および業務	I-5-35
5.4.4	取合い点	I-5-35
5.5	発電所設計の基本事項	I-5-36
5.5.1	設計条件	I-5-36
5.5.2	規格および基準	I-5-37
5.5.3	配置計画	I-5-37
5.5.4	環境要求事項	I-5-39
5.5.5	ガスタービン	I-5-41
5.5.6	HRSG	I-5-43
5.5.7	蒸気タービン	I-5-45
5.5.8	燃料供給設備	I-5-45
5.5.9	水処理装置	I-5-47
5.5.10	排水処理装置	I-5-50
5.5.11	消火設備	I-5-50
5.5.12	電気設備	I-5-51
5.5.13	発電設備保護と制御	I-5-59
5.5.14	土木および建築工事	I-5-61
5.5.15	変電所	I-5-67
5.5.16	送電線	I-5-78

第 6 章 施工計画の概略検討

6.1	ガスパイプラインとの接続	I-6-1
6.2	送電線との接続	I-6-3
6.3	建設用設備	I-6-8
6.4	仮設ユーティリティ供給	I-6-11

第 7 章 環境社会配慮調査

7.1	対象地の概要（自然環境、社会環境の概要）	I-7-1
7.1.1	対象地の位置	I-7-1
7.1.2	自然環境の概要	I-7-1
7.1.3	社会環境の概要	I-7-19
7.2	EIA に関わる関連法規について	I-7-35
7.2.1	EIA 法と手続き	I-7-36

7.2.2	EIA 関連機関	I-7-38
7.2.3	本案件との関連性（カテゴリ、手続き等）	I-7-42
7.2.4	EIA スケジュール	I-7-42
7.3	環境影響評価および回避・緩和策	I-7-43
7.3.1	選定された方式に対する環境影響評価	I-7-43
7.3.2	影響評価および回避・緩和策	I-7-46
7.4	環境管理計画およびモニタリング	I-7-79
7.4.1	環境管理計画（EMP）の目的	I-7-79
7.4.2	作業計画とスケジュール	I-7-85
7.4.3	環境活動とトレーニング	I-7-89
7.4.4	環境モニタリング計画	I-7-89
7.5	ステークホルダー協議（住民説明）	I-7-91
7.5.1	目的	I-7-91
7.5.2	実施方法	I-7-91
7.5.3	実施結果	I-7-92
7.5.4	フォーカス・グループ・ディスカッション	I-7-95
7.5.5	社会環境調査での住民意見	I-7-96

第 8 章 プロジェクトコストおよび経済財務分析

8.1	ベラマラ火力発電所の運用条件	I-8-1
8.2	プロジェクトコスト	I-8-2
8.2.1	F 型コンバインドサイクル発電設備の価格動向	I-8-2
8.2.2	F 型コンバインドサイクル発電設備の契約実績	I-8-3
8.2.3	プロジェクトコストの算出	I-8-5
8.2.4	プロジェクトコストの妥当性評価	I-8-7
8.3	経済財務分析の基本と基礎的条件	I-8-9
8.4	財務評価	I-8-14
8.4.1	評価の手法と基本条件	I-8-14
8.4.2	財務費用	I-8-14
8.4.3	財務便益	I-8-20
8.4.4	財務評価	I-8-22
8.4.5	感度分析	I-8-25
8.5	経済評価	I-8-28
8.5.1	評価の手法と基本条件	I-8-28
8.5.2	経済費用	I-8-28
8.5.3	経済便益	I-8-31
8.5.4	経済評価	I-8-38
8.5.5	感度分析	I-8-40
8.6	運用効果指標の設定	I-8-41

第二編 北西部発電会社およびベラマラ発電所に係るコーポレート プラン及び組織制度の提案

第1章 序章

1.1	背景および目的.....	II-1-1
1.2	業務実施内容 (TOR).....	II-1-1
1.3	調査団の構成.....	II-1-2
1.4	現地調査スケジュール.....	II-1-2

第2章 NWPGL の目指すべき方向性

2.1	時間軸.....	II-2-1
2.2	あるべき姿.....	II-2-2
2.3	電力危機の要因分析.....	II-2-3
2.4	目指す方向 (ビジョン)	II-2-6
2.4.1	電力セクター・ロードマップおよび NWPGL 経営ビジョンとの相互連携	II-2-6
2.4.2	NWPGL 経営ビジョン	II-2-6

第3章 コーポレートガバナンス

3.1	経営ビジョン達成へのアプローチ.....	II-3-1
3.2	コーポレートガバナンスの基本フレーム.....	II-3-1
3.2.1	概論	II-3-1
3.3	Bangladesh Bangladesh 国における関係法令.....	II-3-2
3.3.1	コーポレートガバナンス規範 2004	II-3-2
3.3.2	Bangladesh Bangladesh 会社法 1994.....	II-3-4
3.3.3	電力部門改革に向けた3年間のロードマップ (2008~2010)	II-3-5
3.4	先行する民営化企業における主要な調査結果.....	II-3-5
3.4.1	取締役会の構成.....	II-3-6
3.4.2	ガバナンスの枠組み.....	II-3-6
3.4.3	所有者と経営者の分離.....	II-3-6
3.4.4	委員会.....	II-3-7
3.5	NWPGL コーポレートガバナンス体制に係る基本的枠組みの構築.....	II-3-11
3.5.1	取締役会の構成およびガバナンスの枠組み	II-3-11
3.5.2	経営の執行機能と監督機能の分離原則.....	II-3-12

3.5.3	経営責任を明確にするための経営管理体制の構築	II-3-16
3.5.4	監査機能の強化	II-3-18
3.5.5	管理部門と運用制度の可視化	II-3-24
3.5.6	新規ベラマラプロジェクト早期移管の必要性	II-3-25
3.5.7	BPDB 既設発電所の NWPGL への移管について	II-3-26

第4章 労務人事管理（ヒューマンキャピタルマネージメント）

4.1	経営ビジョン達成へのアプローチ	II-4-1
4.2	人材管理の方向性	II-4-1
4.2.1	人材管理の基本的考え方	II-4-1
4.2.2	NWPGL の目指す人材管理の方向性	II-4-2
4.2.3	本社と発電所の人材管理に係る業務分掌	II-4-3
4.3	組織管理体制	II-4-4
4.3.1	組織構造の一般概念	II-4-4
4.3.2	本社機能組織	II-4-5
4.3.3	本社機能組織(Corporate Level Structure)に係る提言	II-4-6
4.3.4	発電所レベルの組織構造	II-4-8
4.3.5	発電所レベル組織(Plant Level Structure)に係る提言	II-4-10
4.4	採用・配置制度	II-4-13
4.4.1	採用	II-4-13
4.4.2	選考手続き	II-4-14
4.4.3	雇用条件	II-4-15
4.4.4	選考委員会	II-4-16
4.4.5	先行他社事例からの習得事項	II-4-16
4.4.6	NWPGL への採用・配置システムに係る提言	II-4-20
4.5	個人業績評価システム	II-4-22
4.5.1	先行他社事例における現状分析	II-4-24
4.5.2	先行他社事例からの習得事項	II-4-27
4.5.3	NWPGL への評価システムに係る提言	II-4-29
4.6	報酬・奨励制度	II-4-31
4.6.1	基本給	II-4-31
4.6.2	奨励・諸手当制度	II-4-33
4.6.3	NWPGL への報酬・奨励金・手当制度に係る提言	II-4-48
4.7	キャリア開発	II-4-41
4.7.1	キャリア開発への取り組み	II-4-41
4.7.2	現状分析	II-4-41
4.7.3	比較検討	II-4-42
4.7.4	キャリア開発及びトレーニングに係る提言	II-4-44
4.8	既設設備の移管と要員計画シミュレーション	II-4-45

4.8.1	要員計画シミュレーション	II-4-45
4.8.2	既設発電所受け入れに関する考察	II-4-49

第 5 章 経理及び財務管理

5.1	経営ビジョン達成へのアプローチ	II-5-1
5.2	会計及び経理	II-5-1
5.2.1	BPDB における会計経理の体制	II-5-1
5.2.2	経理財務部門の組織	II-5-2
5.2.3	勘定科目体系	II-5-3
5.2.4	BPDB における経理処理	II-5-3
5.2.5	先行公社化及び民間他社における会計制度の状況	II-5-5
5.2.6	会計・経理制度と体制の構築に関する提言	II-5-8
5.2.7	経理財務総合システム構築に関する提言	II-5-14
5.3	経理基本ポリシー	II-5-24
5.3.1	経理基本方針	II-5-24
5.3.2	経理基本ポリシー策定の提言	II-5-25
5.3.3	経理基本ポリシーの参考事例	II-5-26
5.4	財務及び資金管理	II-5-33
5.4.1	財務改革への取り組み	II-5-33
5.4.2	財務管理	II-5-35
5.4.3	権限委譲と内部統制	II-5-37
5.4.4	財務基本ポリシーの制定	II-5-39
5.4.5	予想されるリスクと対処策	II-5-39
5.5	予算	II-5-44
5.5.1	予算制度の意義と目的	II-5-44
5.5.2	BPDB における予算制度	II-5-44
5.5.3	予算制度構築に関する提言	II-5-48
5.6	管理会計	II-5-52
5.6.1	管理会計の役割と機能	II-5-52
5.6.2	管理会計制度構築に関する提言	II-5-55
5.7	財務シミュレーション	II-5-56
5.7.1	財務モデルの構築	II-5-56
5.7.2	前提条件	II-5-57
5.7.3	シミュレーション	II-5-57
5.7.4	感度分析	II-5-58
5.7.5	インプットとアウトプット	II-5-60

第 6 章 運転保守管理

6.1	経営ビジョン達成へのアプローチ	II-6-1
6.2	組織管理の強化 (PDCA に基づく O&M 管理体制の構築)	II-6-1
6.2.1	本社と発電所との職務分掌区分	II-6-1
6.3	原因分析能力の強化	II-6-2
6.3.1	保守管理方法の選択	II-6-2
6.3.2	具体的管理手法の提案	II-6-6
6.4	O&M の実施体制	II-6-11
6.5	長期的視点での人材育成	II-6-14
6.5.1	建設期間における人員の育成	II-6-14
6.5.2	研修体制	II-6-15
6.6	環境管理計画およびモニタリングに係る実施への支援策	II-6-16
6.6.1	コーポレートレベル	II-6-16
6.6.2	マネージメントレベル	II-6-17
6.6.3	プラントレベル	II-6-18
6.6.4	パブリックレベル	II-6-19

第 7 章 安全管理

7.1	経営ビジョン達成へのアプローチ	II-7-1
7.2	定義の明確化	II-7-1
7.3	現状分析	II-7-1
7.3.1	現状把握	II-7-1
7.3.2	ギャップ分析	II-7-2
7.4	提言	II-7-3
7.4.1	リスク低減へのアプローチ	II-7-3
7.4.2	組織制度面	II-7-5
7.4.3	管理手法面	II-7-7
7.4.4	事前安全活動 (予防保全活動)	II-7-7
7.4.5	事後活動	II-7-10
7.4.6	安全装備品	II-7-10
7.4.7	建設期間中における安全管理体制の強化	II-7-11

第 8 章 情報管理戦略

8.1	経営ビジョン達成へのアプローチ	II-8-1
8.2	情報管理戦略構築の必要性	II-8-1
8.3	具体的方策	II-8-2
8.3.1	全体像	II-8-2
8.3.2	外部への情報発信	II-8-4
8.3.3	内部への情報発信	II-8-4

8.3.4	O&M への活用	II-8-5
8.4	PI システム	II-8-6
8.4.1	PI システムの位置付け	II-8-6
8.4.2	ハードウェアとソフトウェア	II-8-9

第 9 章 リスク管理

9.1	関連契約.....	II-9-1
9.1.1	借款転貸契約 (Subsidiary Loan Agreement)	II-9-1
9.1.2	雇用契約.....	II-9-2
9.1.3	売電契約 Power Purchase Agreement (PPA)	II-9-5
9.1.4	燃料供給契約 Gas Sales Agreement (GSA)	II-9-6
9.1.5	運用保守管理契約	II-9-6
9.2	準備/建設工事中段階 (Phase 1) のリスク	II-9-7
9.2.1	建設工事が計画通り進捗しないリスク	II-9-7
9.2.2	既設発電所の移管時に発生するリスク	II-9-8
9.3	運転開始直後の段階 (Phase 2: 運転開始後 3 年間) のリスク	II-9-9
9.3.1	初期トラブルによる事故停止	II-9-9
9.3.2	ガスの枯渇.....	II-9-10
9.4	安定運転段階 (Phase 3: 運転開始後 3-10 年) のリスク	II-9-17
9.4.1	定期点検が予定通り実施できないリスク	II-9-17
9.4.2	経営環境が悪化するリスク	II-9-18
9.4.2	運転利用率が低下するリスク	II-9-20

第 10 章 経営計画と各発電所の業績評価

10.1	方針管理.....	II-10-1
10.1.1	方針管理の意義.....	II-10-1
10.1.2	方針管理のフロー	II-10-1
10.1.3	目標管理のスケジュール	II-10-2
10.1.4	対象となる管理項目	II-10-3
10.1.5	目標管理活動推進に向けた課題.....	II-10-5
10.1.6	方針管理活動における役割	II-10-6
10.1.7	経営計画とその他の計画の関係	II-10-7
10.2	NWPGCL と各発電所の関係.....	II-10-7
10.2.1	業績評価の仕組み.....	II-10-7
10.2.2	発電所長の権限と評価方法	II-10-11
10.2.3	NWPGCL の本社に求められる業務内容	II-10-12
10.3	中長期経営計画のプロトタイプ.....	II-10-13
10.3.1	NWPGCL の中長期経営計画のプロトタイプ	II-10-13

10.3.2	Bheramara 発電所の中長期経営計画のプロトタイプ.....	II-10-13
10.4	TQM の推進.....	II-10-14
10.4.1	TQM を推進する組織体制.....	II-10-14
10.4.2	TQM 推進室の機能.....	II-10-15

第 11 章 公社化ロードマップ

11.1	短期ロードマップ.....	II-11-1
11.2	中期ロードマップ.....	II-11-3
11.3	長期ロードマップ.....	II-11-6
11.4	今後強化すべき事項.....	II-11-7
11.4.1	TQM 導入による経営管理能力の向上.....	II-11-7
11.4.2	シミュレータ導入によるオペレーション技術の向上.....	II-11-8
11.4.3	非破壊検査技術導入によるメンテナンス技術の向上.....	II-11-9

略 語

A&G	Administrative and General
AASHTO	American Association of State Highway and Transportation Officials
AC	Alternating Current
ACCPAC	ACCPAC (Name of Software)
ACE	Advanced Computing Engine
ACI	American Concrete Institute
ADB	Asian Development Bank
ADP	Annual Development Programme
AE	Assistant engineer
AEO	Annual Energy Outlook
AES	American Energy Services Inc. (AES, Inc.)
AIS	Air Insulated Switchgear
AISC	American Institute of Steel Construction
AISI	American Iron and Steel Institute
AM	Assistant Manager
ANSI	American National Standards Institute
APC	Auxiliary Power Consumption
APR	Annual Performance Report
APSCL	Ashuganj Power Station Company Limited
ASCE	American Society of Civil Engineering
ASME	American Society of Mechanical Engineers
ASTM	American Society for Testing and Materials
AVR	Automatic Voltage Regulator system
AWS	American Welding Society
AWWA	American Water Works Association
B/S	Balance Sheet
BADC	Bangladesh Agriculture Development Corporation
BAPEX	Bangladesh Petroleum Exploration Company Ltd
BAS	Bangladesh Accounting Standard
BB	Bangladesh Bank
BDM	Break Down Maintenance
BEI	Bangladesh Enterprise Institute
BERC	Bangladesh Energy Regulatory Commission
BIWTA	Bangladesh Inland Water Transport Authority
BNBC	Bangladesh National Building Code
BPC	Bangladesh Petroleum Corporation
BPDB	Bangladesh Power Development Board

BPHE	Bangladesh Public Health Engineer
BUET	Bangladesh University of Engineering and Technology
BWDB	Bangladesh Water Development Board
C/P	Counterpart
CB	Cash and Bank Management
CBM	Condition Based Maintenance
CCDB	Christian Commission for Development in Bangladesh
CCGT	Combined Cycle Gas Turbine
CCPP	Combined Cycle Power Plant
CCR	Central Control Room
CD	Custom Duty
CE	Chief Engineer
CEMS	Continuous Emission Monitoring System
CEO	Chief Executive Officer
CFO	Chief Financial Officer
CGS	City Gate Station
CHCO	Chief Human Capital Officer
CHRO	Chief Human Resource Officer
CIO	Chief Information Officer
CMD	Chairman and Managing Director
CNG	Compressed Natural Gas
COD	Commissioning Date
COO	Chief Operating Officer
CPA	Certified Public Accountant
CPDO	Chief Planning & Development Officer
CPF	Contributory Provident Fund
CPI	Consumer Price Index
CRO	Chief Risk Officer
CSR	Corporate Social Responsibility
CV	Calorific Value
CWIP	Capital Work In Progress
CZPDC	Central Zone Power Distribution Company
DC	Direct Current
DCCI	Dhaka Chamber of Commerce & Industry
DCS	Distributed Control System
DESA	Dhaka Electricity Supply Authority
DESCO	Dhaka Electricity Supply Company
DG	Director General
DGM	Deputy General Manager
DM	Deputy Manager

DO	Diesel Oil
DOE	Department of Environment
DPA	Direct Project Aid
DPP	Development Project Proforma
DR	Discount Rate
DSCR	Debt Service Coverage Ratio
Dy	Deputy
E&Y	Ernst & Young
EBIT	Earnings Before Interest and Tax
EBITD	Earnings Before Interest, Tax and Depreciation
ECNEC	Executive Committee of National Economic Council
ED	Executive Director
EE	Executive Engineer
EGCB	Electricity Generation Company of Bangladesh Ltd.
EIA	Environmental Impact Assessment
EIRR	Economic Internal Rate of Return
EOH	Equivalent Operation Hour
EPC	Engineering, Procurement and Construction Contract
ERC	Energy Regulatory Commission
ERD	Economic Relations Division
ERP	Enterprise Resource Planning
ES	Escalation rate of power Sales tariff
F(&)A	Finance & Accounting
F.eX	Foreign Exchange
FBCC	Federation of Bangladesh Chambers of Commerce and Industry
FD	Fixed Deposit
FE	Foreign Exchange
FIFO	First In and First Out
FIRR	Financial Internal Rate of Return
FOB	Free on Board
FRRP	Power Sector Financial Restructuring and Recovery Plan
FSA	Fuel Supply Agreement
FY	Fiscal Year
GCB	Gas Circuit Breaker
GCC	Gas Combined Cycle
GCV	Gross Calorific Value
GFA	Gross Fixed Assets
GIS	Gas Insulated Switchgear
GJ	Giga Joules
GL	General Ledger

GM	General Manager
GNI	Gross National Income
GOB	Government of Bangladesh
GOJ	Government of Japan
GSA	Gas Sales Agreement
GT	Gas Turbine
GTCL	Gas Transmission Company Limited
GTG	Gas Turbine Generator
HMS	Human Machine System
HO	Heavy Oil
HR	Human Resource
HRA	House Rent Allowance
HRD	Human Resource Development
HRSG	Heat Recovery Steam Boiler
HSD	High Speed Diesel
HSE	Health Safety & Environment
HSEQ	Health Safety, Environment & Quality
HT	High Tension
I&C	Instrumentation and Control
IAS	International Accounting Standards
IASB	International Accounting Standard Board
Ic/R	Inception Report
ICAB	Institute of Chartered Accountants of Bangladesh
ICMAB	Institute of Cost and Management Accountants of Bangladesh
IDA	International Development Agency
IDB	Islamic Development Bank
IDC	Interest During Construction
IEB	Institute of Engineers of Bangladesh
IEE	Initial Environmental impact Examination
IFRS	International Financial Reporting Standards
IMED	Implementation, Monitoring and Evaluation Division
IMS	Information Management System
INA	Information Not Available
IOC	International Oil Company
IPB	Isolated Phase Bus
IPCC	Intergovernmental Panel on Climate Change
IPP	Independent Power Producer
ISA	Instrumentation, System, and Automation Society
ISO	International Standard Organization
IT	Information Technology

JAM	Junior Assistant Manager
JBIC	Japan Bank for International Cooperation
JICA	Japan International Cooperation Agency
KEM	Key Executive Manager
KLHEP	Kargi Langpi Hydro Electric Project
KPI	Key Performance Indicator
KSAO	Knowledge, Skills, Abilities and Other traits or factors
KYT	Kiken Yochi Training
L/A	Loan Agreement
L/T	Long Term
LA	Lightening Arrester
LCD	Liquid Crystal Display
LDC	Load Dispatch Center
LTPM	Long Term Parts Management
LTSA	Long Term Service Agreement
MBO	Management by Objective
MD	Managing Director
MES	Manufacturing Execution System
MIS	Management Information System
MLA	Multilateral Lending Agency
mmscfd	Million standard cubic feet per day
MOH	Major Overhaul
MOL	Ministry of Land
MOM	Minutes of Meeting
MoPEMR	Ministry of Power, Energy & Mineral Resources
MP	Master Plan
MS	Multi-shaft
MSCF	Mil (Thousand) Standard Cubic Feet
MTMF	Medium Term Macroeconomic Framework
MU	Million Unit
MW	Mega Watt
NFPA	National Fire Protection Association
NLDC	National Load Dispatch Center
NO _x	Nitrogen oxide
NRV	Net Realizable Value
NTPC	National Thermal Power Corporation Ltd
NWPGCL	North-West Power Generation Company Ltd.
O&M	Operation and Maintenance
OA	Office Automation
OCB	Oil Circuit Breaker

OCGT	Open Cycle Gas Turbine
OECD	Organization for Economic Cooperation and Development
OEM	Original Equipment Manufacturer
OH	Overhaul
OJT	On the Job Training
OMCO	Operation & Maintenance Chief Officer
OPGW	Optical Ground Wire
P/S	Power Station
PAT	Profit After Tax
PBITD	Profits Before Interest, Tax and Depreciation
PBS	Palli Bidyut Samities
PC	Personal Computer
PC	Power Cell
PCS	Process Control System
PDA	Personal Digital Assistant
PDCA	Plan Do Check Action
PDPAT	Power Development Planning Assist Tool
PGCB	Power Grid Company of Bangladesh
PI	Plant Information
PIMS	Plant Information Management System
PIU	Project Implementation Unit
PLC	Programmable Logoc Controller
PM	Plant Manager
PMB	Plant Management Board
PMC	Plant Management Committee
POAE	Plant Operating Availability on an Energy basis
POAH	Plant Operating Availability
PP	Power Purchased
PP	Project Proforma
PPA	Power Purchase Agreement
PPE	Personal Protective Equipments
PSMP	Power System Master Plan
PSP	Power Sales Tariff
PTW	Permit to Work
PwC	Pricewaterhouse Coopers Pvt. Ltd.
QC	Quality Control
R&M	Repair and Maintenance
RAO	Regional Administration Office
RDPP	Revised Development Project Proforma
REB	Rural Electrification Board

RMS	Regulative Metering Station
ROA	Return on Asset
RPA	Residual Project Aid
S/S	Substation
SBU	Strategic Business Unit
SCADA	Supervisory Control And Data Acquisition
SCGT	Simple Cycle Gas Turbine
SCI	Statement of Corporate Intent
SDE	Sub Divisional Engineer
SE	Superintending Engineer
SGV	SyCip Gorres Velayo & Co,
SHR	Sensible Heat Ratio
SL	Subordinated Ledger
SL	Transmission and Distribution System Loss
SLDC	State Load Dispatch Center
SOP	Sale of Power
SPP	Small Power Producer
SS	Single-shaft
ST	Steam Turbine
STG	Steam Turbine Generator
SUS	Stainless Used Steel
SZPDC	South Zone Power Distribution Company
TBM	Time Based Maintenance
TBM	Tool Box Meeting
TFD	Time of Flight Diffraction
TGTDCL	Titas Gas Transmission and Distribution Company Ltd.
Tk	Bangladesh Taka
TL	Transmission Line
TMT	Top Management Team
TNA	Training Needs Assessments
TOR	Terms of Reference
TQM	Total Quality Management
UEEP	Used Energy End Point
USD	United States Dollar
UT	Ultrasonic Testing
VAT	Value Added Tax
VC	Variable Cost
VCT	Voltage Circuit Transformer
W/S	Work Shop
WACC	Weighted Average of the Capital Cost

WASP	Wien Automatic System Planning Package
WB	World Bank
WBSEDCL	West Bengal State Electricity Distribution Company Limited
WPI	Wholesale Price Index
WTP	Willingness to Pay
WZPDCL	West Zone Power Distribution Company Ltd.
XEN	Executing Engineer

単 位

記 号	名称	倍数
μ	micro-	$= 10^{-6}$
m	milli-	$= 10^{-3}$
c	centi-	$= 10^{-2}$
d	deci-	$= 10^{-1}$
da	deca-	$= 10$
h	hecto-	$= 10^2$
k	kilo-	$= 10^3$
M	mega-	$= 10^6$
G	giga-	$= 10^9$
長 さ	名 称	
m	meter	
mm	millimeter	
cm	centimeter	
km	kilometer	
in	inch	
ft	feet	
yd	yard	
面 積		
cm^2	square centimeter	
m^2	square meter	
km^2	square kilometer	
ft^2	square feet (foot)	
yd^2	square yard	
ha	hectare	
体 積		
m^3	cubic meter	
l	liter	
kl	kiloliter	
重 量		
g	gram	
kg	kilogram	
t	ton (metric)	
lb	pound	
密 度		
kg/m^3	kilogram per cubic meter	
t/m^3	ton per cubic meter	

mg/m ³ N	:	milligram per normal cubic meter
g/m ³ N	:	gram per normal cubic meter
ppm	:	parts per million
μg/scm	:	microgram per standard cubic meter
圧 力		
kg/cm ²	:	kilogram per square centimeter (gauge)
lb/in ²	:	pound per square inch
mmHg	:	millimeter of mercury
mmHg abs	:	millimeter of mercury absolute
mAq	:	meter of aqueous
lb/in ² , psi	:	pounds per square inches
atm	:	atmosphere
Pa	:	Pascal
bara	:	bar absolute
エネルギー		
kcal	:	kilocalorie
Mcal	:	megacalorie
MJ	:	mega joule
TJ	:	tera joule
kWh	:	kilowatt-hour
MWh	:	megawatt-hour
GWh	:	gigawatt-hour
Btu	:	British thermal unit
発熱量		
kcal/kg	:	kilocalorie per kilogram
kJ/kg	:	kilojoule per kilogram
Btu/lb	:	British thermal unit per pound
熱 流		
kcal/m ² h	:	kilocalorie per square meter hour
Btu/ft ² H	:	British thermal unit per square feet hour
温 度		
deg	:	degree
°	:	degree
C	:	Celsius or Centigrade
°C	:	degree Celsius or Centigrade
F	:	Fahrenheit
°F	:	degree Fahrenheit

電 気

W	:	watt
kW	:	kilowatt
A	:	ampere
kA	:	kiloampere
V	:	volt
kV	:	kilovolt
kVA	:	kilovolt ampere
MVA	:	megavolt ampere
Mvar	:	megavar (mega volt-ampere-reactive)
kHz	:	kilohertz

時 間

s	:	second
min	:	minute
h	:	hour
d	:	day
y	:	year

流 量

t/h	:	ton per hour
t/d	:	ton per day
t/y	:	ton per year
m ³ /s	:	cubic meter per second
m ³ /min	:	cubic meter per minute
m ³ /h	:	cubic meter per hour
m ³ /d	:	cubic meter per day
lb/h	:	pound per hour
m ³ N/s	:	cubic meter per second at normal condition
m ³ N/h	:	cubic meter per hour at normal condition

電 導

μS/cm	:	microSiemens per centimeter
-------	---	-----------------------------

音 圧

dB	:	deci-bell
----	---	-----------

為 替

Sum	:	Uzbekistan Sum
US\$:	US Dollar
¥	:	Japanese Yen

為替レート : US\$ 1 = 68 taka

付 表 一 覧

表番号	表 題
第一編 ベラマラ・ガスタービン火力発電所建設計画の事業化可能性	
Table I-1-2-1	作業計画
Table I-1-3-1	調査団編成
Table I-2-1-1	「バ」国と南アジア各国の社会経済指標
Table I-2-2-1	行政区画数（2001年国勢調査）
Table I-2-2-2	就労形態（%）
Table I-2-3-1	マクロ経済指標
Table I-2-3-2	郷里送金
Table I-2-3-3	2009年度予算概要
Table I-2-4-1	GDPの産業別構成（市場価格）
Table I-2-4-2	品目別の輸出額推移
Table I-2-5-1	全国世帯所得および支出調査
Table I-2-6-1	インフレーション
Table I-3-1-1	燃料別発電設備の内訳
Table I-3-1-2	発電方式別発電設備の内訳
Table I-3-1-3	発電電力量
Table I-3-1-4	最大電力需要
Table I-3-1-5	燃料別発電電力量の内訳
Table I-3-1-6	発電所一覧
Table I-3-1-7	設備容量、可能発電出力、需要予測および計画停電
Table I-3-3-1	BPDBの2000年以降の財務諸表
Table I-3-4-1	電力タリフ
Table I-3-4-2	IPPの電力販売価格
Table I-4-1-1	電力需要予測比較（単位：GWh）
Table I-4-2-1	「バ」国内における一世帯あたり年間消費電力量
Table I-4-2-2	「バ」国西部地区におけるベラマラ CCPPからの一般家庭年間消費電力量
Table I-4-2-3	推定「バ」国西部地区電化世帯数と電化率
Table I-4-2-4	電力の需給
Table I-4-3-1	既設発電設備一覧（2008年7月現在）
Table I-4-3-2	2008年7月26日20時における計画停電

Table I-4-3-3	新規電源開発計画（2008年8月現在）
Table I-4-3-4	電源廃止計画
Table I-4-3-5	需要想定と電源供給力の比較
Table I-4-4-1	PGCB の所有する送電線の設備量
Table I-4-4-2	PGCB の所有する変電所の設備量
Table I-4-4-3	PGCB における送変電設備投資計画
Table I-4-5-1	ガス生産量およびガス残存埋蔵量予測（単位：Bcf）
Table I-4-5-2	ガス供給量予測（最大日量）（単位：mmcf/d）
Table I-4-5-3	ガス需要量予測（最大日量）（mmcf/d）
Table I-4-5-4	新規ガス火力発電所へのガス供給時期
Table I-4-6-1	2 地点の比較表
Table I-4-6-2	帯水層の断面諸元
Table I-4-6-3	帯水層の水理定数（タイスの解析法）
Table I-4-6-4	帯水層の水理定数（ニューマンの解析法）
Table I-4-6-5	既存井戸調査結果
Table I-4-7-1	2007 年夏季における燃料単価
Table I-4-7-2	代表的な重油焚きガスタービンの実績リスト
Table I-4-7-3	重油焚き CCPP のプラント性能
Table I-4-7-4	燃料コスト評価の基礎条件
Table I-4-7-5	各発電設備の燃料コストの試算結果
Table I-4-7-6	軽油焚き CCPP のプラント性能
Table I-4-7-7	軽油設備関連コスト
Table I-4-7-8	想定される E 型ガスタービン CCPP
Table I-4-7-9	想定される F 型ガスタービン CCPP
Table I-4-7-10	E 型 CCPP の想定価格（2008 年 6 月現在）
Table I-4-7-11	F 型 CCPP の想定（2008 年 6 月現在）
Table I-4-7-12	E 型/F 型 CCPP の経済性比較の前提条件
Table I-4-7-13	E 型/F 型 CCPP の経済性比較の試算結果
Table I-4-7-14	二酸化炭素排出量試算の前提条件
Table I-4-7-15	IPCC 係数一覧
Table I-4-7-16	二酸化炭素排出量の削減効果
Table I-4-7-17	E 型 CCPP と F 型 CCPP の比較
Table I-4-7-18	1 軸構成 CCPP の適用実績例
Table I-4-7-19	多軸構成 CCPP の適用実績例
Table I-4-7-20	100MW 以上の SSS クラッチを適用した CCPP の実績表
Table I-4-7-21	コンピュータ・ソフトウェアによる多軸形 CCPP の建設費
Table I-4-7-22	コンピュータ・ソフトウェアによる 1 軸形 CCPP の建設費
Table I-4-7-23	150 MW 以上の蒸気タービン用空冷コンデンサの GEA 社の 納入実績
Table I-4-7-24	モデルに適用した地盤の水理特性値

Table I-4-7-25	既存井戸による想定汲み上げ量
Table I-4-7-26	既存井戸への影響
Table I-4-8-1	パッキングリスト (ガスタービン)
Table I-4-8-2	パッキングリスト (蒸気タービン)
Table I-4-8-3	パッキングリスト (HRSG)
Table I-4-8-4	パッキングリスト (電気機器)
Table I-4-8-5	モングラ港の港湾設備
Table I-4-8-6	河川の幅と水深データ (モングラ港からベラマラサイト)
Table I-4-8-7	モングラ港からベラマラサイトまでの河川輸送スケジュール
Table I-4-8-8	河川の幅と水深データ (Daulatdia からシラジガンジ)
Table I-4-8-9	各候補搬入経路における輸送コストの比較
Table I-4-9-1	プロジェクト実施に必要な月数
Table I-4-10-1	種類別の点検間隔 (一例)
Table I-4-10-2	LTSA の特徴
Table I-5-3-1	建設コストの比較
Table I-5-5-1	設計条件
Table I-5-5-2	軽油タンク防油堤の計算
Table I-5-5-3	大気汚染物質排出濃度の制限値
Table I-5-5-4	騒音基準
Table I-5-5-5	排水基準
Table I-5-5-6	HRSG 循環方式の比較
Table I-5-5-7	排ガス流れ方向の比較
Table I-5-5-8	ガスの仕様
Table I-5-5-9	軽油の仕様
Table I-5-5-10	保護区域および消火設備設備
Table I-5-5-11	発電機仕様
Table I-5-5-12	発電機冷却設備の比較
Table I-5-5-13	各変圧器仕様
Table I-5-5-14	三相変圧器と単相変圧器
Table I-5-5-15	主回路保護継電器
Table I-5-5-16	新設 230kV 変電所仕様
Table I-5-5-17	132kV 変電所仕様
Table I-5-5-18	230/132kV 母線連絡変圧器仕様
Table I-5-5-19	230kV 変電所における流入電力
Table I-5-5-20	230kV 変電所における負荷
Table I-5-5-21	132kV 変電所における流入電力
Table I-5-5-22	132kV 変電所における負荷
Table I-5-5-23	電線、地線および OPGW の技術的特性一覧

Table I-5-5-24	電線および地線の荷重条件一覧
Table I-5-5-25	がいし装置の諸元
Table I-5-5-26	鉄塔形状一覧
Table I-5-5-27	継脚高さ一覧
Table I-5-5-28	常時における鉄塔設計用径間長
Table I-5-5-29	断線時における鉄塔設計荷重用径間長
Table I-5-5-30	クリアランス一覧
Table I-5-5-31	送電線を横過する箇所のクリアランス
Table I-5-5-32	座標データ
Table I-5-5-33	送電線設備の建設費（ケース 1）
Table I-5-5-34	送電線設備の建設費（ケース 2）
Table I-7-1-1	月別平均降水量
Table I-7-1-2	月別の平均風速と卓越風向
Table I-7-1-3	現在の大気質（乾季：2008 年 6 月 8 日～11 日）
Table I-7-1-4	現在の大気質（雨季：2008 年 9 月 3 日～6 日）
Table I-7-1-5	現在の騒音レベル
Table I-7-1-6 (1)	現在の河川水質（乾季：2008 年 6 月 8 日）
Table I-7-1-6 (2)	現在の河川水質（雨季：2008 年 9 月 8 日）
Table I-7-1-7	ベラマラサイト内で確認された植物
Table I-7-1-8	ベラマラサイトおよびその周辺 1km 以内で確認された動物
Table I-7-1-9	パドマ川に生息する魚類
Table I-7-1-10	ベラマラ郡の社会環境の概要
Table I-7-1-11	ベラマラサイト周辺の村落の人口
Table I-7-1-12	ベラマラ郡における年齢別就業人口
Table I-7-1-13	クシチア県における主要な農産物の耕作面積と収穫量
Table I-7-1-14	ベラマラ郡における Tube Well のヒ素汚染の状況
Table I-7-1-15	ベラマラサイト周辺の地下水の分析結果
Table I-7-1-16	ベラマラ郡における電気利用者数
Table I-7-1-17	ベラマラ郡における就学率
Table I-7-1-18	バヒルハア地区における井戸の調査結果
Table I-7-1-19	調査対象世帯における年齢区分
Table I-7-1-20	世帯主の学歴
Table I-7-1-21	世帯主の職業
Table I-7-1-22	各世帯の 1 ヶ月の収入および支出
Table I-7-1-23	主な家具と消費財を持っている世帯数
Table I-7-1-24	各世帯が利用しているトイレの種類
Table I-7-1-25	利用する医療施設
Table I-7-1-26	世帯別の電化率
Table I-7-1-27	各世帯の家屋の建築材料

Table I-7-1-28	調理用燃料の種類
Table I-7-2-1	影響を受ける世帯数及び収容面積
Table I-7-3-1 (1)	選定した評価項目の概要 (工事期間)
Table I-7-3-1 (2)	選定した評価項目の概要 (運転期間)
Table I-7-3-2	主な工事機械の騒音レベル
Table I-7-3-3	工事機械から発生する騒音の拡散シミュレーション結果
Table I-7-3-4	窒素酸化物の排出濃度
Table I-7-3-5	排出諸元
Table I-7-3-6	安定度・風速別の設定条件
Table I-7-3-7	安定度・風速別の設定条件
Table I-7-3-8	通常条件での新設による将来最大濃度の予測結果 (24 時間値)
Table I-7-3-9	特殊条件での新設による将来最大濃度の予測結果 (24 時間値)
Table I-7-3-10	通常条件での既設を含めた将来最大濃度の予測結果 (24 時間値)
Table I-7-3-11	想定されるブロー排水の水質
Table I-7-3-12	発電設備の騒音レベル
Table I-7-3-13	発電設備から発生する騒音の拡散シミュレーション結果
Table I-7-4-1	大気環境基準
Table I-7-4-2	工業施設における排ガス排出基準
Table I-7-4-3	水質環境基準 (表流水)
Table I-7-4-4	飲料水基準
Table I-7-4-5	排水基準
Table I-7-4-6	騒音基準
Table I-7-4-7	工事期間中の主な環境影響とその緩和策
Table I-7-4-8	運転期間中の主な環境影響とその緩和策
Table I-7-4-9	工事期間中のモニタリング・スケジュール
Table I-7-4-10	運転期間中のモニタリング・スケジュール
Table I-7-5-1	ステークホルダー協議の内容
Table I-7-5-2	フォーカス・グループ・ディスカッションの内容
Table I-7-5-3	社会環境調査での住民意見
Table I-8-1-1	ベラマラ CCPP の運用条件
Table I-8-2-1	2007-2008 年 の F 型コンバインドサイクル発電設備の契約実績
Table I-8-2-2	ベラマラ CCPP プロジェクトのコスト見積 (2008 年 6 月現在)
Table I-8-2-3	プロジェクトコストの比較
Table I-8-3-1	インフレーション

Table I-8-3-2	為替相場
Table I-8-3-3	借款転貸条件
Table I-8-4-1	経済財務分析用事業費（2014年6月価格）
Table I-8-4-2	国内ガス販売価格
Table I-8-4-3	維持管理費（2014年価格）
Table I-8-4-4	租税公課
Table I-8-4-5	短期国債の落札利回り（2008年）
Table I-8-4-6	電力販売価格
Table I-8-4-7	財務的内部収益率（FIRR）
Table I-8-4-8	FIRR 感度分析
Table I-8-5-1	ガス国際価格予測
Table I-8-5-2	経済評価手法の比較
Table I-8-5-3	WTP 下限値の算出
Table I-8-5-4	平均タリフ最高額
Table I-8-5-5	BPDB Bhola 発電所（ディーゼル）の発電コスト
Table I-8-5-6	WTP 上限値の算出
Table I-8-5-7	経済的内部収益率（EIRR）〈ベースケース〉
Table I-8-5-8	EIRR 感度分析
Table I-8-6-1	運用効果指標

第二編 北西部発電会社およびベラマラ発電所に係るコーポレートプラン 及び組織制度の提案

Table II-2-1	Time Schedule for Corporatization of NWPGCL
Table II-2-2	バ国電力セクターの先行事例
Table II-3-1	Bangladesh 国コーポレートガバナンス規範 2004 重要点
Table II-3-2	コーポレートガバナンス慣行に関する比較チャート
Table II-3-3	Bangladesh 国の企業における取締役会構成の比較
Table II-4-1	人材管理の考え方（ステージ別）
Table II-4-2	人材と会社との関係の変遷
Table II-4-3	コーポレートレベル組織構造の比較
Table II-4-4	本社機能における要員数
Table II-4-5	本社機能組織の主要職務分掌
Table II-4-6	プラントレベル組織構造の比較
Table II-4-7	要員数のベンチマーク比較
Table II-4-8	発電所の主要職務分掌
Table II-4-9	筆記試験構成(EGCB)

Table II-4-10	選考面接構成(EGCB)
Table II-4-11	先行他社における選考委員会構成
Table II-4-12	採用プロセスの比較
Table II-4-13	選考試験内容 (EGCB ケース)
Table II-4-14	キャリアパス会議フロー
Table II-4-15	キャリアパス計画書案
Table II-4-16	業績評価システムの主要な要素
Table II-4-17	技能評価表
Table II-4-18	筆記試験の評価基準(EGCB)
Table II-4-19	昇進面接の評価基準(EGCB)
Table II-4-20	業績評価比較表
Table II-4-21	APSCL 基本給
Table II-4-22	BPDB 基本給
Table II-4-23	EGCB の基本給体系
Table II-4-24	各社基本給の比較表
Table II-4-25	家賃手当比較
Table II-4-26	医療手当比較
Table II-4-27	Bangladesh 電気事業者の教育比較表
Table II-4-28	各発電所の現在の要員数と将来の目標値
Table II-4-29	既設発電所移管時期、新設発電所運転開始時期
Table II-4-30	既設発電所の要員移行プロセス案
Table II-5-1	BPDB の勘定科目体系
Table II-5-2	プロジェクト支払いメカニズム事例
Table II-5-3	予算と実績の対比
Table II-5-4	予算編成日程表
Table II-5-5	財務シミュレーション前提条件
Table II-5-6	レシオ分析
Table II-5-7	感度分析 (2011-2026 年度平均)
Table II-5-8	前提条件
Table II-5-9	投下資本
Table II-5-10	ベラマラ発電所損益計算書
Table II-5-11	NWPGCL 損益計算書 (3 発電所 : 660MW)
Table II-5-12	NWPGCL 貸借対照表 (3 発電所 : 660MW)
Table II-6-1	本社と発電所との職務分掌区分
Table II-6-2	計画外停止トラブル発生シートの参考要素
Table II-6-3	計画外停止トラブルの解析シート:再発防止対策
Table II-6-4	具体的な環境保全対策

Table II-7-1	ギャップ分析
Table II-7-2	TBM-KY ボード
Table II-7-3	KY 4 ラウンド法の進め方
Table II-7-4	タッチアンドコール
Table II-7-5	安全装備品
Table II-8-1	報告書類の記載項目例
Table II-8-2	運転データ処理計算機機能
Table II-8-3	Maintenance planning & Management system
Table II-8-4	ハードウェア一覧
Table II-8-5	ソフトウェア一覧
Table II-9-1	LTSA の特徴
Table II-9-2	全セクター向け総供給シナリオ
Table II-9-3	電力セクター向け供給シナリオ
Table II-9-4	Category wise Gas Demand and Supply Scenario (2008)
Table II-9-5	電源開発計画見直し案(2008 年 10 月版)
Table II-9-6	推定ガス消費量(FY2006-2007)
Table II-9-7	ガス不足量シミュレーション
Table II-9-8	kWh バランス比較
Table II-9-9	燃料消費量/発電効率比較
Table II-9-10	経済性比較
Table II-9-111	既設火力の運転実績とマスタープラン上の廃止計画時期
Table II-10-1	Activity schedule of target management
Table II-10-2	Baghabari 発電所における業績評価システム
Table II-10-3	総合得点によるボーナスランク
Table II-10-4	具体的な計算結果
Table II-10-5	NWPGCL における各発電所の業績評価方法 (提案)
Table II-10-6	TQM 運営委員会の役割とメンバー構成
Table II-10-7	TQM 推進室の役割とメンバー構成
Table II-11-1	短期ロードマップ
Table II-11-2	中期ロードマップ (前半)
Table II-11-3	中期ロードマップ (後半)

付 図 一 覧

表番号	表 題
第一編 ベラマラ・ガスタービン火力発電所建設計画の事業化可能性	
Figure I-2-3-1	貿易収支および郷里送金
Figure I-2-3-2	為替相場の動向
Figure I-3-1-1	BPDB の発電電力量
Figure I-3-1-2	BPDB と IPP の発電電力量
Figure I-3-1-3	最大電力需要
Figure I-3-1-4	燃料別発電電力量の内訳
Figure I-3-1-5	設備容量、可能発電出力、需要予測および計画停電
Figure I-3-1-6	1 日の電力消費パターン
Figure I-3-1-7	既存発電所位置図
Figure I-3-2-1	「バ」国の電力セクターの体制
Figure I-3-3-1	BPDB 業績推移
Figure I-3-3-2	電力供給コストと平均料金
Figure I-3-3-3	発電電力量と IPP よりの電力購入量
Figure I-3-3-4	システム・ロス
Figure I-3-3-5	売掛金残高の推移
Figure I-3-3-6	固定資産および建設仮勘定の推移
Figure I-3-4-1	アジア諸国の平均電気料金
Figure I-4-1-1	電力需要予測の比較
Figure I-4-3-1	2006 会計年度におけるエネルギー別発電量の割合
Figure I-4-3-2	2008 年 7 月 26 日の負荷カーブ
Figure I-4-4-1	送電系統図
Figure I-4-4-2	潮流計算例
Figure I-4-4-3	ベラマラ変電所近傍の平面図
Figure I-4-4-4	ベラマラ変電所近傍の状況
Figure I-4-5-1	ガス供給量とガス需要量予測
Figure I-4-5-2	「バ」国内のガスパイプラインルート計画図
Figure I-4-6-1	プロジェクトサイト位置図
Figure I-4-6-2	敷地境界
Figure I-4-6-3	ボーリング調査位置
Figure I-4-6-4	ベラマラ地点およびパドマ川
Figure I-4-6-5	ハーディング橋での水位

Figure I-4-6-6	ハーディング橋での月別最低流量
Figure I-4-6-7	ハーディング橋での乾季の月別最低流量
Figure I-4-6-8	ハーディング橋での流速
Figure I-4-6-9	RMG-13 断面でのパドマ川河床断面
Figure I-4-6-10	揚水井、観測井の配置
Figure I-4-6-11	帯水層断面図 (S-N)
Figure I-4-6-12	帯水層断面図(W-E)
Figure I-4-6-13	揚水井
Figure I-4-6-14	揚水試験結果
Figure I-4-6-15	被圧帯水層
Figure I-4-6-16	不圧帯水層
Figure I-4-6-17	井戸：KTA-7 での地下水位とパドマ川の水位比較
Figure I-4-6-18	最低地下水位コンター図 (乾季)
Figure I-4-6-19	最高地下水位コンター図 (雨季)
Figure I-4-6-20	既存井戸分布図
Figure I-4-6-21	乾季 (5月) における 20 年間の連続揚水予備解析結果
Figure I-4-6-22	雨季 (9月) における 20 年間の連続揚水予備解析結果
Figure I-4-7-1	タービン第 1 段静翼への灰付着状況の一例
Figure I-4-7-2	燃料コストから見た CCPP の限界燃料油使用割合
Figure I-4-7-3	1 軸形 CCPP の典型的な配置図
Figure I-4-7-4	多軸形 CCPP の典型的な配置図
Figure I-4-7-5	取水口開削
Figure I-4-7-6	取水塔
Figure I-4-7-7	フローティングポンプ
Figure I-4-7-8	深井戸
Figure I-4-7-9	井戸群配置図
Figure I-4-7-10	モデル格子
Figure I-4-7-11	モデル範囲(3 次元)
Figure I-4-7-12	キャリブレーション結果 (KTA-7)
Figure I-4-7-13	乾季 (5月) における 20 年間の連続揚水解析結果
Figure I-4-7-14	雨季 (9月) における 20 年間の連続揚水解析結果
Figure I-4-7-15	乾季 (5月) における 20 年間の連続揚水解析結果 (拡大図)
Figure I-4-7-16	乾季 (5月) における既存井戸への水位低下影響範囲
Figure I-4-8-1	候補搬入経路
Figure I-4-8-2	ハーディング橋下流 1km での過去 30 数年間の水位データ
Figure I-4-8-3	シラジガンジ発電所の物揚場候補予定地
Figure I-4-9-1	プロジェクトスケジュール
Figure I-5-5-1	主要機器の配置図
Figure I-5-5-2	水処理設備フロー

Figure I-5-5-3	ベラマラ CCPP と 230/132kV 変電所の構成
Figure I-5-5-4	取替後の 132kV 変電所 VCT と LA
Figure I-5-5-5	132kV 変電所 GCB (1979 年製)
Figure I-5-5-6	132kV 変電所 OCB (1982 年製)
Figure I-5-5-7	230kV 変電所の構成
Figure I-5-5-8	既設ベラマラ CCPP と既設 132kV 変電所の構成
Figure I-5-5-9	改修後 132kV 変電所の構成
Figure I-5-5-10	230kV 変電所における潮流図(通常状態)
Figure I-5-5-11	230kV 変電所における潮流図(Bheramara-Jhenaidah 間で 1 回線開放時)
Figure I-5-5-12	既設 132kV 変電所における潮流図(17th Sep 2007 最大需要 4,130MW 発生時)
Figure I-5-5-13	改修後 132kV 変電所における潮流図(通常状態)
Figure I-5-5-14	改修後 132kV 変電所における潮流図(Bheramara-Jhenaidah 間で 1 回線開放時)
Figure I-5-5-15	ベラマラ CCPP 近傍の送電系統
Figure I-5-5-16	特殊鉄構を採用した場合の平面図
Figure I-5-5-17	既設 132kV 送電線の縦断面図
Figure I-5-5-18	132kV 送電線横過部における 230kV 送電線の縦断面図
Figure I-5-5-19	既設 132kV 送電線の低地上化対策を行った場合の平面図
Figure I-5-5-20	低地上化対策後の 132kV 送電線の縦断面図
Figure I-5-5-21	132kV 送電線横過部における 230kV 送電線の縦断面図
Figure I-6-1-1	CGS からベラマラ CCPP までのガスパイプラインルート
Figure I-6-2-1	鉄塔形状図
Figure I-6-3-1	ベラマラ CCPP サイト近傍の物揚場、物揚場および高速道路からサイトまでのアクセス道路、建設時の資材置場の配置計画
Figure I-7-1-1	月別平均気温
Figure I-7-1-2	月別平均湿度
Figure I-7-1-3	月別平均日照時間
Figure I-7-1-4	「バ」国の地形図
Figure I-7-1-5	1998 年の大洪水で被害があった地域
Figure I-7-1-6	大気質測定位置
Figure I-7-1-7	騒音測定位置
Figure I-7-1-8	水質測定位置
Figure I-7-1-9	インタビュー調査実施地域
Figure I-7-1-10	発電所周辺の土地の利用状況
Figure I-7-1-11	バシルハア地区内の村の位置および村ごとの井戸の数

Figure I-7-2-1	EIA 実施プロセスのフローチャート
Figure I-7-2-2	各カテゴリーの手続きのフローチャート
Figure I-7-2-3	Moja Map for Land acquisition
Figure I-7-2-4	ベラマラ CCPP における EIA 認可のフロー図
Figure I-7-3-1	工事機械の騒音レベル
Figure I-7-3-2	工事機械から発生する騒音の拡散シミュレーション結果
Figure I-7-3-3	通常条件での新設による NOx の最大着地濃度の予測結果 (24 時間値)
Figure I-7-3-4	特殊条件での新設による NOx の将来最大着地濃度の予測結果 (24 時間値)
Figure I-7-3-5 (1)	既設を含めた NOx の将来最大着地濃度の予測結果 (安定度 B-24 時間値)
Figure I-7-3-5 (2)	既設を含めた NOx の将来最大濃度の予測結果 (安定度-24 時間値)
Figure I-7-3-5 (3)	既設を含めた NOx の将来最大着地濃度の予測結果 (安定尾 D-24 時間値)
Figure I-7-3-6	発電設備から発生する騒音の拡散シミュレーション結果
Figure I-8-2-1	F 型 GT1 台構成の CCPP の FOB 価格推移
Figure I-8-3-1	為替相場のトレンドと近似曲線
Figure I-8-4-1	用途別ガス価格の推移
Figure I-8-4-2	ディーゼル・オイル価格の推移
Figure I-8-4-3	FIRR の感度分析
Figure I-8-5-1	支払い意志 (Willingness-to-Pay)
Figure I-8-5-2	EIRR 感度分析

第二編 北西部発電会社およびベラマラ発電所に係るコーポレートプラン 及び組織制度の提案

Figure II-2-1	NWPGCL の目指すべき方向性
Figure II-2-2	Load shedding 実施日数の頻度分布 (2007 年)
Figure II-2-3	電力危機の要因分析
Figure II-2-4	経営ビジョンのイメージ図
Figure II-3-1	コーポレートガバナンスの基本的枠組み
Figure II-3-2	経営執行と監督機能の分離原則に基づくコーポレートガバ ナンス体制
Figure II-3-3	経営資産の相互関係

Figure II-4-1	人材管理に係る業務分掌（本社と発電所の関係）
Figure II-4-2	本社機能組織図
Figure II-4-3	ベラマラ発電所機能組織図
Figure II-4-4	業績評価システムの概要
Figure II-4-5	PDCA サイクルに基づいた業績評価
Figure II-4-6	多面的業績評価（個人業績）
Figure II-4-7	APSCL の奨励・諸手当制度
Figure II-4-8	BPDB の奨励・諸手当制度
Figure II-4-9	PGCB のの奨励・諸手当制度
Figure II-4-10	基本給（固定分）と業績
Figure II-4-11	総報酬の構成要素
Figure II-4-12	人材ポートフォリオ
Figure II-4-13	既設 Bheramara 発電所における年度毎の定年退職予定者数
Figure II-4-14	要員シミュレーションの結果（ベースケース）
Figure II-4-15	Khulna (Existing)も NWPGL に移管するケース
Figure II-4-16	既設発電所の要員移行プロセス案
Figure II-5-1	BPDB 経理財務部門組織図
Figure II-5-2	EGCB 財務経理部門組織図
Figure II-5-3	内部統制の仕組み
Figure II-5-4	プロジェクト支払いメカニズム事例
Figure II-5-5	IT システム開発のアプローチ
Figure II-5-6	総合財務経理システム
Figure II-5-7	現金及び銀行勘定管理システム
Figure II-5-8	銀行勘定照査機能
Figure II-5-9	在庫管理システム
Figure II-5-10	固定資産管理モジュール
Figure II-5-11	買掛金管理システム
Figure II-5-12	財務経理総合システム開発のステップ
Figure II-5-13	外部諮問機関
Figure II-5-14	開発予算編成のステップ
Figure II-5-15	収益・経費予算編成のフロー
Figure II-5-16	管理会計の役割
Figure II-5-17	売掛金回収長期化のインパクト
Figure II-6-1	組織レベルによる運転保守管理フロー
Figure II-6-2	保守管理方法の概念図
Figure II-6-3	トレンド管理の必要性
Figure II-6-4	供給力不足の負のスパイラル
Figure II-6-5	PDCA による運転保守管理フロー

Figure II-6-6	Hienrichs Principle Disaster Occurrence Pyramid
Figure II-6-7	環境マネジメントシステム (コーポレートレベル)
Figure II-6-8	環境マネジメントシステム (マネジメントレベル)
Figure II-6-9	環境マネジメントシステム (プラントレベル)
Figure II-6-10	環境マネジメントシステム (パブリックレベル)
Figure II-7-1	一般的な産業のケース
Figure II-7-2	電力事業のケース
Figure II-7-3	ヒューマンマシンシステム(HMS)と災害発生メカニズム
Figure II-7-4	災害発生回数考え方
Figure II-7-5	安全衛生管理体制
Figure II-7-6	安全管理マニュアル体系
Figure II-7-7	PDCA サイクル管理フロー
Figure II-8-1	プロセスデータの収集と意思決定
Figure II-8-2	企業情報管理戦略のフレームワーク
Figure II-8-3	発電所の情報統合
Figure II-8-4	製造業のシステム階層モデル
Figure II-8-5	PI system
Figure II-8-6	PI ProcessBook プロセスフロー画面
Figure II-8-7	PI DataLink による帳票作成図
Figure II-8-8	PI DataLink/Excel によるデータ解析
Figure II-8-9	PI ACE
Figure II-9-1	ガス需給バランスシミュレーション
Figure II-9-2	最大電力発生時における日負荷曲線 (2015 年度) [Case 0 ガス供給開発率 80%、ベラマラ発電所ガス焚き]
Figure II-9-3	最大電力発生時における日負荷曲線 (2015 年度)
Figure II-9-4	2007 年における各月最大電力需要の想定
Figure II-10-1	方針管理活動の流れ
Figure II-10-2	方針管理項目
Figure II-10-3	Top management と General employee の関係
Figure II-10-4	経営計画とその他の計画の関係
Figure II-11-1	シミュレーション機器の導入 (横河電機導入事例 Eraring 660MW, Australia)

総合評価と提言

はじめに

本書は、独立行政法人国際協力機構（以下 JICA）から受託した「バ」国ベラマラ 450MW ガスタービン火力発電所建設計画調査に係る調査・検討の成果を報告するものである。調査業務は、ベラマラコンバインドサイクル発電所（以下ベラマラ CCPP）建設に係る事業化可能性を調査、検討するために建設計画の技術的実行可能性、環境社会配慮、経済的実行可能性を評価すると共に、Bangladesh 電力開発庁（BPDB）の分社化計画動向および先行他社事例を踏まえ、北西部発電会社（NWPGCL）及びベラマラ CCPP における自立的、効率的経営に関するコーポレートプランを提案することを目的として実施された。以下は、これらの調査業務に対する総合評価を記したものである。

I 総合評価

本調査において、建設計画の技術的実行可能性、環境社会配慮、経済的実行可能性を評価した結果、条件付きではあるが、概ねベラマラ CCPP 建設に係る事業化可能性があることが確認された。また、北西部発電会社（NWPGCL）及びベラマラ発電所における自立的、効率的経営に関するコーポレートプランを提案し、本プロジェクトを実施、並びに発電会社を運営するための組織制度、事業運営方法などの素地を築くことが出来たものとする。

1 技術的実行可能性

1.1 建設計画の妥当性

電力マスタープラン（以下 PSMP2006）に記載されている電力需要予測が妥当であること、本プロジェクトの実施による電化率のアップ並びに雇用機会の増加による生活面の向上など十分な裨益効果が得られること、電力需要予測に基づく電源開発計画が妥当であること、系統解析によりベラマラ CCPP の発電設備構成および出力が妥当であることなどが検討の結果確認された。これらの妥当性が確認されたことにより、本プロジェクトの建設計画は妥当であると判断する。

1.2 燃料多様化とガスタービン形式の選定

ガスを主燃料とする CCPP における燃料多様化の検討を行った結果、代替燃料として重油・軽油を常時使用することは技術的・経済的・環境的観点から妥当な選択ではな

い。本プロジェクトの実現にはガスの優先供給が必須であり、燃料多様化への提言としては軽油バックアップ設備を有するガス／軽油焚き CCGT を推奨する。また、ベラマラ CCGT として計画する出力規模を考慮すると、E 型ガスタービン 2 台を用いる CCGT (以下 E 型 CCGT) または F 型ガスタービン 1 台を用いる CCGT (以下 F 型 CCGT) が候補となる。E 型 CCGT の場合、国際競争入札にて選定される製造者によっては 450MW 以上の出力 (サイト条件下) を確保できる等の利点はあるが、技術的・経済的・環境的観点から総合的に評価すると本プロジェクトへは高効率かつ環境負荷の小さい F 型 CCGT を推奨する。

1.3 天然ガス供給

ベラマラ CCGT は常時、天然ガス焚きを計画しており、天然ガスが確実にベラマラ CCGT に供給される事が本プロジェクトの成否を左右するものである。本調査開始時点では、ベラマラ CCGT へは 2012 年に天然ガスを供給する計画であった。しかし、新規ガス田開発の遅れにより 2008 年 8 月には MoPEMR がベラマラ CCGT への天然ガス供給は 2016 年頃になる可能性がある」と表明した。一方、現状の電力不足を一刻も早く打開するためにベラマラ CCGT の 2014 年の運転開始は着実に守らなければならない。したがって、新規ガス田の開発促進および効率が低く、老朽化した既設ガス火力発電所の停止等によるベラマラ CCGT への天然ガスの優先供給が「バ」国政府方針として明確に決定することが必要である。

1.4 復水器冷却方式及び地下水利用

復水器冷却方式は、河川からの直接冷却方式、冷却塔方式、空気冷却式復水器方式について技術、環境及び経済面から検討した結果、冷却塔方式を採用することとなった。冷却塔方式の場合、補給水源は地下水を使用することになり、地下水利用による新設発電所周辺の井戸への影響を調査・解析した結果、乾季、雨季並びに長期間で影響がないことが確認された。しかしながら、運転開始後の影響確認のため、周辺井戸のモニタリングが不可欠である。

1.5 重量物輸送

大型火力発電所の建設において、ガスタービン、蒸気タービン、発電機固定子、変圧器などの重量物の輸送方法、並びに輸送の難易度が建設工程に大きな影響を与える。本プロジェクトでは、「バ」国の南西部に位置するモングラ港からベラマラサイトまで、主に河川輸送で重量物を運ぶ計画である。一方、ベラマラサイト近傍のパドマ川の水深により河川輸送は 7 月～9 月に限定されるので、河川管理者および輸送業者を含めた綿密な重量物の輸送計画が要求される。また、40 トン以下の資機材はモングラ港からプロジェクトサイトまで陸上輸送とする計画である。ただし、40 トン以上

の重量物についても分割輸送など陸上輸送を考慮した梱包重量、サイズの最適化により、陸上輸送品へ振り替えることにより、河川輸送のリスク低減を図る必要がある。

1.6 プロジェクトスケジュール

プロジェクトスケジュールに影響を及ぼす重量物の河川輸送は7月～9月の3ヶ月間に限定される。またF型ガスタービンは世界的に製造ラインが逼迫していることから設計からFOBまで25ヶ月程度必要である。このため、LA締結から発電所完成まで64ヶ月かかる見込みである。但し、米国を発端とする金融危機の影響により世界的に景気後退の兆しが出始めており、今後はガスタービンの製造動向を注視する必要がある。

2 環境社会配慮

ベラマラCCPPの建設予定地は、既設ベラマラ発電所の北東の隣接地であり、周辺の土地もBWDB 或いはBPDB が所有しているので、大規模な土地の収用は不要である。自然林、貴重植物、動物などの生息、遺跡などもプロジェクトサイト内では確認されておらず、自然環境面では問題ない地点である。社会環境面では、既設発電所及びプロジェクトサイト周辺の住民は農耕を営んでいる人が殆どであり、本プロジェクトにより住民移転は発生しないことから特段に問題はない。ベラマラCCPPの建設に伴い、工事中は騒音、振動、水質汚染、大気汚染など、運転開始後は、騒音、振動、大気汚染、水質汚染などが懸念されるが、シミュレーション解析結果を基に、適切な環境対策を実施する。また、工事中や運転開始後は、地元自治体と協調しながら地元住民の優先的な雇用、地元からの物資の調達、新たな地場産業の育成への協力等を行うほか、住民の意見を十分に把握し、それらに対応できる組織体制を確立する計画である。

以上のことから、本プロジェクトの実施は、周辺環境への負荷及び住民への影響は最小限に留められ、地元経済の活性化にも寄与できるものと判断される。

3 経済的実行可能性

昨今の原材料の高騰および発電設備市場の過熱により、CCPPを構成するガスタービン、蒸気タービン、発電機等の価格も高騰している。市場動向および至近の契約実績等を考慮して、プロジェクトコストは総額約845億円（うち発電設備コストは約432億円）と算出した。

経済財務分析を行った結果、EIRRはWillingness-to-Payを定量化する方法により算定し、20.64%、またFIRRは5.88%と試算された。したがって、算出されたEIRRがバングラデシュにおける資本の機会費用を上回っていること、FIRRが投下資本の加重平均コス

トを上回っていることより、本プロジェクトは経済的に実行可能であることが確認された。

4 発電会社の機能強化および発電所基盤整備への支援

「バ」国電力セクター改革方針に基づき既に分社化された先行他社において、経営管理、リスク管理、組織管理、労務人事管理、財務・会計管理、O&M 管理、情報管理、環境管理の観点から事例調査に基づく現状分析を行い、以下に示す課題を認識した。

- ◆ BPDB は、長年にわたり政府主導の規制保護の下、自立的・効率的な経営が十分に
なされないまま、長く安定的な経営が保証されてきた。
- ◆ 経営ビジョンが職員に浸透しておらず、組織としての目指す大きな方向性も明確に
示されていない。
- ◆ 経営の執行機能と監督機能の分離原則が確立されていないため、経営の独立性が確
保されず、経営の意思決定が迅速に行われていない。
- ◆ 終身雇用の保証や個人業績とは連動しない固定給与体系など、合理的・効率的に働
くインセンティブ制度、雇用体系とはなっていない。
- ◆ BPDB は売電者であり、且つシングルバイヤーとしての買電者であるため、自立的
経営に不可欠な実質的キャッシュフローの概念が存在しない。
- ◆ 「バ」国の多くの発電所では、供給力不足という理由から「壊れるまで運転する」
という事後保全の考え方が浸透している。予防保全活動が全く行われない結果、設
備の老朽化が加速度的に進行し、重大事故・故障の発生＝膨大な補修コストの発生
＝資金難により修理が不可能＝供給力の減少、といった「負のスパイラル」に完全
に陥っている。
- ◆ 「バ」国国内では、EIA 制度が整備される以前に建設・運転されている発電所
が多いため、環境管理計画に基づく管理体制が構築されていないケースが多く
存在する。ベラマラ発電所では、環境管理計画の認可を得て、運転を行うことにな
るため、モニタリングを含めた環境管理に係る組織管理体制の強化が極めて重要と
なる。

II 提言

本調査業務の成果を踏まえて、次に記すような提言を行う。

1. 本プロジェクトは、PSMP2006 において算定した電力需要想定および電源開発計画に基づき、建設が計画されている。電力需要予測は、GDP の伸び率と密接にリンクしており、2025 年までの GDP 伸び率は右上がりの曲線で伸びていくものと予想されているため、電力需要も順調に増加すると予想されている。前述したように、米国の金融危機を発端にした世界的な景気減速により、世界はもとより「バ」国でも GDP の伸びは鈍化する傾向となると予想される。従って、このような状況下、実態経済を基に電力需要予測の見直しが必要と考える。
2. 2014 年からのベラマラ CCPP への優先的ガス供給をどのように実施するか具体的対策の早急な検討が望まれる。「バ」国産の天然ガスの有効利用の観点および健全な電力事業運営の上もっとも現実的な方策として効率の低い既設ガス火力発電所の停止等によりベラマラ CCPP へ天然ガスを優先供給することを提言する。
3. 冷却方式は冷却塔方式に決定し、その補給水源として地下水を利用する計画である。本年 9 月に実施した揚水試験の結果などに基づいて、発電所建設予定地周辺での地下水の賦存量は十分であること、地下水を多量に取水した場合に周辺の既設井戸への影響も殆どないことが解析結果から判明した。しかしながら、運転開始後の影響を確認するため、周辺井戸の継続的なモニタリングを提言する。
4. 重量物は河川輸送をベースに計画し、パドマ川の水位により 7 月から 9 月の間だけしか河川輸送できない。しかしながら、本調査では時間的制約から 7 月のモングラ港からベラマラサイトまでの航路の水深を測定したのみである。従って、河川輸送期間の確実性を立証するために、河川輸送開始前年の 6, 7, 8, 9, 10 月におけるモングラ港からベラマラサイトまでの航路の水深測定を提言する。
5. プロジェクトスケジュールは、重量物の河川輸送期間およびガスタービンの納期がクリチカルとなることは、前述の通りである。一方、昨今の世界的な景気後退により、コンバインドサイクル発電プロジェクトが遅延やキャンセルされる可能性があるため、今後ガスタービンの製造ラインに余裕が生まれる可能性があり、ガスタービンの納期も短くなることも有り得る。この点について注意深く見守る必要がある。

6. プロジェクトコストに関しては、ここ数年の原料費高騰・発電設備市場の過熱による急激な価格上昇が沈静化する可能性があるため、発電設備市場の動向を注意深く見守る必要がある。

7. 北西部発電会社（NWPGL）およびベラマラ発電所が自立的・効率的経営を行うにあたって最重要と考える 6 つの Key Message を提言する。

◆ Key Message 1 経営ビジョンの策定

会社が継続的に発展していくためには、効率的な経営を実施するとともに、社内の人材を育成していくことが必要である。NWPGL の目指すべき方向性は、会社が継続的に発展していくことを目指し自立的経営と人材の育成を同時に実現することである。「経営の自立」・「高信頼度の電力供給」・「継続的な発展」の 3 本柱を NWPGL の経営ビジョンとし、これらの柱をバランス良く実現する必要がある。

◆ Key Message 2 経営の執行機能と監督機能の分離原則

会社を継続的に発展させるためには、コーポレートガバナンス体制を確立し、会社を方向づけて統制する仕組みを構築することが不可欠となり、経営の執行機能と監督機能の分離、内部統制の整備・運用、会社外部からの監視が重要な 3 要素となる。特に、業務執行機関と監督機能とを分離することで経営の独立性を高め、経営の意思決定、業務執行の迅速化を図ることが重要となる。

◆ Key Message 3 競争原理・業績主義に基づいた雇用体系の構築

NWPGL 傘下においては、自立的・効率的経営の確保の観点から、競争原理・業績主義に基づいた雇用体系の導入を提言する。1 年間の試用期間とし、その後正社員として 3 年間の雇用契約を締結し、業績により契約更新を行うという仕組みを導入すべきである。さらに、職務権限規程などの整備により役割・責任を明確化し、多面的評価によって業績を適正に評価し、適正な対価（報酬）を支払うという、インセンティブの働く仕組みを導入する必要がある。

◆ Key Message 4 キャッシュフローの確保

NWPGL が発電した電力は、シングルバイヤーである BPDB が全て引き取ることになる。売電による売り上げは、BPDB と NWPGL の間で PPA を締結し、その契約に基づいて、BPDB が NWPGL に支払うことになるため、PPA の内容が非常に重要となる。APSCL では売掛金が売上の約 1 年分程度もあり、損益計算書上は黒字となっても、キャッシュフローの不足から十分な資機材が調達できないなど、発電所の運営に支障を来す恐れが生じている。従って、PPA の締結にあたっては、信用状もしくは回転信用状の差し入れやエスクロ勘定の開設、電力販売相手の多様化など、売掛金管理を考慮した方策をとることが重要となる。

◆ Key Message 5 予防保全活動に基づく O&M 管理体制の構築

「バ」国内の多くの発電所では、「壊れるまで運転する」という「レベル1：事後保全(BDM)」の状態が続いている。日本の場合、規制当局による定期的な法定点検が定められていたため「レベル2：時間計画保全(TBM)」が主体的であったが、電気事業者による保全活動と規制当局による検査の在り方が精力的に検討されてきた結果、現状の安全性を維持しつつ、定期点検間隔を延長する「レベル3：状態監視保全(CBM)」へと移行している。したがって、「バ」国においても、日本同様に TBM と CBM を併用したフレキシブルな保安全管理ができるよう、状況を的確に判断できる能力を身につけ、設備の信頼性・安全性を確保するための組織力、技術力の強化が望まれる。

◆ Key Message 6 環境管理計画に基づく管理体制の構築

今回のベラマラ発電所では、EIA および環境管理計画の承認が発電認可の前提条件となることから、コーポレート・マネージメント・プラント・パブリックの各レベルにおける環境管理に係る組織管理体制の構築を始め、運開後の環境影響低減に向けた計画策定・保全対策・モニタリング・記録管理など、環境管理の確実な実施が強く望まれる。

第一編

ベラマラ・ガスタービン

火力発電所建設計画の事業化可能性

第1章 序章

1.1 調査の背景および経緯

Bangladesh 人民共和国（以下「バ」国）では、2020 年までにすべての国民への電力供給を目標としているが、2007 年の電化率は 42%と低く、ピーク時電力需要約 5,100MW に対する最大発電可能容量も約 3,700MW にとどまり、電力供給不足により計画停電を余儀なくされている。今後の電力需要の伸びは年 8%と予想されており、増大する電力需要を満たすためには今後 5 年間で約 5,500MW の電源開発が必要とされている。

また、「バ」国の国産一次エネルギーである天然ガスは東部地域に偏在しており、このため発電容量が東部地域に集中し、西部地域は発電容量が低く、かつコストの高いディーゼル発電が中心となっている。この発電容量の偏在により、西部地域での電力供給不足、東部から西部への送電ロス、電圧降下等を引き起こしている。一般的に「バ」国では西部地域の開発が遅れており、開発に取り残された西部地域住民の生活水準の底上げが急務となっている。

現在、アジア開発銀行（ADB）の支援により西部地域へのガスパイプラインの延伸プロジェクトが進められていることから、「バ」国政府は、同地域における大規模な天然ガス火力発電所の建設を計画している。

一方、「バ」国政府は、電力事業の経営改善と電力需給改善の一環として 1994 年以降、電力関連公社の分割、民間資本の積極的な導入を柱とする電力セクター改革を進めており、これまでに、 Bangladesh 電力開発庁（BPDB）から、発電部門、送電部門、配電部門の一部が順次分割されている。今回対象とするベラマラコンバインドサイクル発電所（以下「ベラマラ CCPP」）は、分社化が予定されている北西部発電会社（NWPGL）が所有する発電所として位置づけられており、分社化の推進も課題となっている。

2007 年 8 月に「バ」国政府は西部地域における大規模火力発電所となるベラマラ CCPP の建設に係る本調査についての開発調査を我が国に要請した。現地 ODA タスクフォースでは、同発電所建設に係る協力を国際協力機構（JICA）の円借款により実施することを検討している。

国際協力機構は同発電所調査のスキープの確定と「バ」国電カセクターにおける分社化の進展状況と今後の方向性を調査すべく、2007 年 10 月にプロジェクト形成調査「ベラマラ火力発電所建設計画調査プロジェクト形成調査」を実施し、現地関係者との協議、発電所建設予定地の現地踏査を通じ、同発電所建設の必要性を確認し、今後の協力方針について、M/M をまとめた。その後、同プロジェクト形成調査時に提示したドラフトに基づき、2007 年 12 月に先方と開発調査に係る S/W の内容について合意した。

1.2 調査の目的、概要、範囲および期間

1.2.1 調査の目的

- (1) 「バ」国・ベラマラ CAPP 建設に係る調査を実施し、本調査期間中に現地カウンターパートに必要な技術移転を実施する。
- (2) 同火力発電所を管轄する予定の北西部発電会社 (North West Power Generation Company Limited: NWPGL) の経営体制に係る助言、同発電所の運営計画にかかる支援を実施する。

「バ」国側の実施機関を以下に示す。

- ・ 電力エネルギー省 (Ministry of Power, Energy and Mineral Resources: MoPEMR)
- ・ バングラデシュ電力開発庁 (Bangladesh Power Development Board: BPDB)
- ・ 北西部発電会社 (North West Power Generation Company Limited: NWPGL)
- ・ アシュガンジ発電会社 (APSCL)
- ・ バングラデシュ発電会社 (EGCB)
- ・ バングラデシュ送電会社 (PGCB)
- ・ バングラデシュ・ガス公社 (Petrobangla)
- ・ 財務省経済関係局 (Economic Relations Division : ERD)
- ・ 計画省 (Planning Commission)
- ・ 環境省 (MOE)
- ・ バングラデシュ・水道局 (Bangladesh Water Development Board: BWDB)

次に、調査対象地域は以下の通りである。

- (1) 調査については、ベラマラ地域および周辺とする。
- (2) NWPGL・発電所組織経営支援については、ベラマラ地域・首都ダッカおよび周辺とする。

1.2.2 調査の範囲

本調査は 2007 年 12 月に署名された Scope of Work (S/W)に基づき実施し、次の内容を調査範囲とする。

- (1) 基本情報・計画の収集／確認
 - ・ 電力需要予測
 - ・ 裨益効果
 - ・ 燃料供給体制

- ・ 系統計画（当該発電所から接続する、ADB支援による230KV幹線送電線の通過位置の確認実施を含む）
- ・ 実施体制
- ・ 地点選定の妥当性
- (2) 建設用地に関する調査
 - ・ 地形測量および構造物調査等の実施
 - ・ 土質調査の実施
 - ・ 冷却方式の検討および水文調査の実施
- (3) 設備設計に関する調査
 - ・ 発電施設の設計・必要機材の仕様の確定
 - ・ 事業費および資金計画の策定
 - ・ 必要機材の調達・搬入スケジュールの算定
 - ・ 基本設計の実施
 - ・ 施工計画の概略検討
- (4) ベラマラ CCPP 事業実施体制および運営・維持管理体制に係る提言
- (5) 経済財務分析および運用効果指標に関する調査
- (6) 環境社会配慮
 - ・ 自然環境調査
 - ・ 社会環境調査
 - ・ 公害対策調査
 - ・ 影響予測および回避・軽減策
 - ・ 環境管理・モニタリング計画の策定
 - ・ 住民移転計画の策定
 - ・ ステークホルダー協議への支援
- (7) 発電会社の機能強化および発電所基盤整備への支援
 - ・ 北西部発電会社（NWPGL）の組織体制確立への支援
 - ・ ベラマラCCPPビジネスプラン策定への支援
- (8) 調査全体を通じた技術移転
- (9) ワークショップ

1.2.3 調査の期間

本件調査業務に係る作業工程計画を次表に示す。

Table I-1-2-1 作業計画

	2007年度			2008年度									
	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	1	
	第1次現地調査			第2次現地調査			第3次現地調査		第4次現地調査		第5次現地調査		
	第1次国内作業			第2次国内作業			第3次国内作業		第4次国内作業		第5次国内作業		
	▽ Ic/R	▽ 第1年次調査業務完了報告書			▼ 1st WS			▽ I/R		▽ 2nd	▽ Df/R	▼ 3rd WS	▽ F/R
1 第1次国内作業													
資料調査	□												
インセプションレポート(Ic/R)の作成	□												
現地再委託調査に関する仕様書(案)及び契約書(案)の作成	□												
2 第1次現地調査													
インセプションレポート(Ic/R)の説明・協議	■												
基本情報・計画の収集/確認	■												
建設用地に関する調査	■												
設備設計に関する基礎調査	■												
環境社会配慮に関する基礎調査	■												
発電所運転保守体制の調査	■												
発電会社および発電所の経営基盤整備に関する調査	■												
現地再委託調査の仕様確認・契約締結	■												
第1回ワークショップの準備(その1)	■												
3 第2次国内作業													
建設計画の妥当性確認				□									
発電所概念設計案の作成				□									
発電会社および発電所の経営計画策定支援				□									
環境社会配慮に関する骨子案作成				□									
第1回ワークショップの準備(その2)				□									
4 第2次現地調査													
建設計画の妥当性結果の説明・協議					■								
発電所概念設計の説明・協議					■								
発電所運転保守体制整備への支援					■								
発電会社および発電所の経営計画の策定支援					■								
環境社会配慮に関する骨子案の説明・協議					■								
追加データ調査					■								
現地再委託調査の確認・協議					■								
第1回ワークショップ開催					■								
第1回環境配慮に関するステークホルダー協議					■								
5 第3次国内作業													
発電所基本設計案の作成								□					
暫定的経済財務分析								□					
環境調査結果取りまとめ各種原案作成								□					
インテリムレポート(It/R)の作成								□					
第2回ワークショップの準備								□					
6 第3次現地調査													
発電所基本設計の説明・協議								■					
資金計画の策定支援								■					
最終的経済財務分析								■					
環境調査結果・各種原案の説明・協議								■					
発電所運転保守体制確立への提言								■					
発電会社および発電所の経営計画案への提言								■					
インテリムレポート(It/R)の説明・協議								■					
第2回ワークショップ開催								■					
第2回環境配慮に関するステークホルダー協議								■					
7 第4次国内作業													
ドラフトファイナルレポート(Df/R)の作成・取りまとめ									□				
第3回ワークショップの準備									□				
環境影響評価書の作成									□				
環境社会配慮審査会*1への対応									□				
8 第4次現地調査													
ドラフトファイナルレポート(Df/R)の説明・協議										■			
第3回ワークショップ開催										■			
第3回環境配慮に関するステークホルダー協議										■			
9 第5次国内作業													
ファイナルレポート(F/R)の作成・提出												□	

備考: *1 審査会の実施時期が未定

1.3 調査団の編成

調査団編成員の氏名およびその業務を Table I-1-3-1 に示す。

Table I-1-3-1 調査団編成

氏名	業務
岡野 秀之	総括／電力開発・政策
大内 伸二	火力発電計画
篠原 洋	燃料供給計画
片桐 一郎	土木設備
斉藤 一	機械設備 A
三賢 憲治	機械設備 B
庄司 真陸	電気設備
北村 健一	送電設備
関 昇	事業経営
片岡 穆	運転保守
小林 俊幸	組織制度
黒田 泰久	経済・財務分析
深澤 典彦 (工藤 丈充)	環境社会配慮 A
中村 匡	環境社会配慮 B

1.4 ワークショップの開催

本調査期間において下記 3 回のワークショップが開催された。ワークショップの詳細については、「技術移転報告書」に記載する。

- ・ 第 1 回ワークショップ：2008 年 6 月 4 日
- ・ 第 2 回ワークショップ：2008 年 9 月 10 日、18 日
- ・ 第 3 回ワークショップ：2008 年 11 月 20 日、24 日

1.5 ステークホルダー協議への支援

本調査において下記 3 回のステークホルダー協議が BPDB の主催で開催され、調査団は側面から支援した。ステークホルダー協議の内容は、第 7 章 環境社会配慮調査に記載する。

- ・ 第 1 回ステークホルダー協議：2008 年 6 月 16 日、17 日
- ・ 第 2 回ステークホルダー協議：2008 年 9 月 21 日、22 日
- ・ 第 3 回ステークホルダー協議：2008 年 11 月 30 日、12 月 1 日

第2章 バングラデシュ国の社会・経済状況

2.1 総論

「バ」国は 1971 年独立以来、国内および国際社会による支援を受けて社会経済状況の改善、成長に向けての努力を続けている。これら国内および国際的な努力にも拘わらず、一人当たりの国民総所得 (Gross National Income: GNI) が US\$450 (2006 年現在) に止まっており、最貧国を卒業するための閾値である US\$900 に遠く及ばず、依然として世界の中で最貧国 (Least Developed Countries)¹ に分類されている。「バ」国の基本的な社会経済指標を南アジア諸国と比較をすると以下の如くとなる。

Table I-2-1-1 「バ」国と南アジア各国の社会経済指標

国	GNI/capita (US\$)	GDP 成長率 (%)	平均イン フレ率 (%)	財政収支 (% of GDP)	貧困率 指数 (%)	基礎教育 就学率 (%)	平均余命 (新生児) (歳)	電力消費量 * 1 (kWh/capita)
基準年	2006	2000-2006	2000-2006	2006	2004	2006	2006	2005
バングラ デシュ	450	5.6	5.9	-3.2 *2	36.3	103	64	125
インド	820	7.4	4.2	-2.8	35.3	115	64	440
ネパール	320	3.3	5.2	-1.6	30.9	126	63	70
パキスタ ン	800	5.5	5.6	-4.2	17.0	84	65	422
スリラン カ	1,310	4.8	9.7	-7.2	5.6	105	75	354

(注)*1:電力消費量は、US CIA, “World Fact Book”および World Bank, “World Development Indicator”より加工。

*2:「バ」国の財政収支は IMF の統計資料による (IMF, “Bangladesh: Statistical Appendix” June, 2007)。

(出所) World Bank, “World Economic Indicators 2008”, 2008

World Bank, “Bangladesh: Country Assistance Strategy 2006-2009”, undated

上表から、「バ」国は一人当たり GNI が US\$450 と低く、ネパールに次ぐ下位に位置することが確認される。GDP 成長率においてはインドに次ぐ位置にあるが、インフレ率が高くなっている。財政収支については域内の中位にあるが、貧困率は域内で最も高くなっている。国民一人当たりの電力消費量はインド、パキスタンに比べて非常に低く、両国の 1/3 程度の水準にある。

より最近の経済情勢に焦点を当ててみると、2006 年度には GDP が対前年比で 6.7% 伸長、年度前半の水害禍にも拘わらず、海外出稼ぎ労働者からの郷里送金等が個人消費の拡大に

¹ 国連 (UNCTAD) が 1971 年に分類を開始、分類結果のリストを公表している。リストは適宜見直しが行われている。現在使用されている基準は、新たにリストに追加されるための基準としては 3 年間の国民一人当たり GNI が US\$ 750 未満、リストから削除される場合は US\$ 900 が基準となっている。所得基準のほか、人的資源による基準および経済的脆弱性による基準がある。

寄与、民間投資活動も前年比 8%増と好調であった。インフレの高止まりが続いていたが、政府は輸入自由化の推進等による対策を講じている。財政については引き続き慎重な運営が続けられているが、赤字が増加する傾向にあり、2006 年度の財政赤字は対 GDP 比 3.9% となっている。政府部門の国内債務残高および対外債務残高はそれぞれ GDP の 47%、30% に収まっており、安定的な水準にある。順調な経済の中で、インフレ抑制と並ぶ課題として財政面における徴税能力の向上が挙げられている。財政は毎年大きな赤字を伴った運営となっているが、徴税能力の向上により、より多くの国内資源を社会経済面の開発に動員する体制の整備が重要な課題となっている。

世銀では「バ」国における社会経済発展の特徴について以下の如く認識している²。

- ・ 「バ」国は 1990 年代以降、年平均 5%の経済成長を達成しているが、これは人口 20 百万人以上の大規模な開発途上国 31 ヶ国の中にあって第 10 位に相当する。
- ・ 1990 年以降貧困層の割合が毎年 1%ずつ減少、貧困削減について着実な進歩がある。開発途上国における最も高い削減率となっている。
- ・ 基礎教育就学率は殆ど 100%であり、開発途上国の中では最高の水準にある。また、就学児童に占める男女比率は開発途上国の中では上位に属する。
- ・ 「バ」国は南アジアでポリオを根絶した唯一の国家である。幼児の 77%が 2 歳までに予防接種を終えており、この比率はインド、パキスタンをはるかに凌駕している。
- ・ 「バ」国は国家予算の多くの部分を貧困削減関連に配分、公共資源の多くの部分を教育と健康に振り向けている。「バ」国の GDP に占める国防費の割合は南アジアの他の諸国より低い水準にある。
- ・ 乳幼児死亡率は引き続き高いが、「バ」国では他の開発途上国に比べより急速に減少している。
- ・ 開発の進展にも拘わらず、ガバナンスおよび汚職が重要な課題として残されている。他の低所得国に比べて、政情が不安定であり、行政の品質が低く、汚職防止の面で遅れが認められる。

以上のような認識を踏まえた上で、世銀では「バ」国の経済開発戦略に関する考察をまとめている。それによると「バ」国には「成長に必要な資産が備わっており、経済のファンダメンタルに改良が見られ、初期段階の改革に成功している、労働力が若く、企業精神と文化が確立している等の事情を総合すると、今後 10 年間程度で現在の最貧国を卒業し、中所得国に昇格するであろう」と結論している³。

² World Bank, “Bangladesh Fact Sheet 2005-6”, 2008

³ World Bank, “Bangladesh: Strategy for Sustained Growth”, July, 2007

2.2 人口および労働力

2.2.1 国勢調査

「バ」国では政府統計局 (Bangladesh Bureau of Statistics) が 10 年に 1 回国勢調査を行っている。最新の調査は 2001 年 7 月に実施され、当時における総人口は 124.35 百万人、そのうち 23.5% が都市部に居住、76.5% が農村部に居住すると把握された。国勢調査年度以降の人口増加率は 1.58% と把握されており、増加率の低下および平均余命の増加を勘案すると 2011 年には 145.5 百万人に到達することが予想されている。全国レベルにおいて強力に家族計画を推進しており、人口増加率は今後低下することが予想されている。イスラム教徒が全人口の 89.6% を占め、ヒンズー教 : 9.3%、仏教 : 0.6%、キリスト教 : 0.3% となっている。人口が増加した結果、1991 年に 1 km² 当り 720 人であった人口密度が、2001 年には 843 人に増加している。人口の男女構成比は男子 106 名に対し女子 100 名となっている。2001 年の国勢調査によって把握された 7 歳以上の識字率は 46.2% であった。全国における世帯数は 25.5 百万となっていた⁴。主な都市における 2001 年現在の人口を見ると、首都 Dhaka には 5.3 百万人 (都市部のみ) が居住、Chittagong : 2.0 百万人、Khulna : 0.8 百万人、Rajshahi : 0.4 百万人となっている。これら以外の主要市町として、Barisal, Sylhet, Mymensingh, Comilla 等がある。行政区は国家の下に 6 つの Division があり、各 Division は Zila (District) に分割され、各 Zila はさらに Upazila (Sub-district) に分割されている。Division 毎の面積、人口、世帯数および行政区画数は以下の通りとなっている。

Table I-2-2-1 行政区画数 (2001 年国勢調査)

Division	面積 (km ²)	人口 (千人)	世帯数 (千世帯)	Zila 数	Upazila (Thana)数	Union 数	Village 数	City Corporation 数
Barisal	13,644	8,174	1,648	6	39	334	4,273	22
Chittagong	33,771	24,290	4,472	11	102	914	15,060	38
Sylhet	12,596	7,939	1,388	4	35	322	10,101	14
Dhaka	30,985	39,045	8,236	17	141	1,236	25,283	64
Khulna	22,285	14,705	3,119	10	64	565	9,284	28
Rajshahi	34,495	30,202	6,627	16	127	1,094	23,361	57
合計	147,570	124,355	25,491	64	508	4,466	87,320	223

(出所) Bangladesh Bureau of Statistics, “Statistical Yearbook of Bangladesh 2006”

⁴ Bangladesh Bureau of Statistics, “Statistical Yearbook of Bangladesh 2006”

2.2.2 労働力調査

(1) 就労人口

一方、労働力は同じ統計局が「労働力調査」を実施し、実態を把握している。「バ」国の総人口は 1960 年度における 52 百万人から現在の 140 百万人強と約 3 倍の増加を遂げている。この間女性の増加が男性の増加を上回り、人口に占める女性の比率が 1960 年の 47% から 2005 年には 49% に上昇、インド、パキスタンを上回る女性比率が出現している。ジェンダー均衡化が進んだ結果であると理解されている。

また、近年の傾向として、就労年代の人口の増加が総人口の増加を上回っていることが指摘される。1980-2005 年度における総人口の増加が 70% であったのに対し、就労年代（15 歳-64 歳）の人口が 1980 年度の 44 百万人から 2005 年度の 86 百万人に 95% の増加を示している。平均寿命の長期化が出生率の減少（1980 年代の 2.5% から現在の 1.5% に低下）を上回ったことから就労年代人口はほぼ毎年 3% の増加を維持した状態が続いている。5 歳未満の幼児死亡率は 1980 年の 205 人（1,000 人に対する死亡数）から 2004 年には 77 人に減少し、開発途上国の中では目覚ましい改善を遂げている。この結果、新生児の平均余命が 49 歳から 64 歳に上昇した。就労人口の増加率は近い将来 2% まで低下することが予測されているが、総人口の 1/3 以上が就労年齢以下にあり、労働人口の供給力は潤沢である。

「バ」国は農村部の人口が多く、就労人口の 76% が農村部に居住している。2003 年度労働力調査によると、総労働人口は 46.3 百万人、うち男性：36.0 百万人、女性：10.3 百万人となっていた。3 年後の 2006 年度調査では総労働人口は 49.5 百万人、うち男性：37.4 百万人、女性：12.1 百万人と把握されている。労働人口に占める女性労働者の増加が顕著な傾向として確認されている。1996-2003 年度の間女性労働者の数が倍増、総数 10 百万人に到達したのに対し、男性労働者の増加率は 17% に止まっている。労働人口にも都市化の傾向が認められ、1996 年には 23% であった都市部労働人口は 2003 年には 24.5% となっている。

(2) 雇用機会

他方、雇用機会についてみると、2000-2003 年度の間に「バ」国では 5.3 百万人の雇用が創出されている。この間の労働人口の増加が 5.6 百万人であり、総数で 0.3 百万人の雇用機会が不足したことになる。女性については雇用機会と労働人口の増加が見合っていたことから、雇用機会の不足は全て男性における不足であった。また都市部／農村部の構成では、都市部で増加した労働者の増加は 2.1 百万人、これに対する雇用機会は 2 百万人、農村部における労働者の増加は 3.5 百万人、雇用機会は 3.3 百万人となっていた。

2003 年度の雇用機会についてみると、GDP に占める比重が 21% に止まるにも拘わらず、農業が総労働人口の 52% を吸収、1996 年の 49% から比率を上げている事実が注目される。この間に農業の GDP に占める比重は 25% から 21% に低下している。雇用機会を産業別にみると、男性労働者の 9 割が農業（50%）およびサービス（38%）に就労しており、GDP の 1/4 を占める製造業および建設業への就労比率は 1 割程度と低い水準である。女

性の就労比率では農業が 1996 年度の 28%から 2003 年度には 59%に上昇、農業への就労者数の増加の因となっている。

「バ」国の雇用機会を見るにあたっては、就労形態について内容を吟味することが重要である。就労形態は次の表のように把握されている。

Table I-2-2-2 就労形態 (%)

雇用形態	全国			都市部			農村部		
	男性	女性	合計	男性	女性	合計	男性	女性	合計
被雇用者	13.8	13.4	13.7	24.4	21.6	23.7	10.5	10.5	10.5
雇用者	0.4	0.2	0.4	0.7	0.3	0.6	0.4	0.1	0.3
自営	50.6	24.5	44.8	47.1	21.6	41.2	51.6	25.5	45.9
日雇い	22.9	9.6	20.0	17.3	10.1	15.6	24.7	9.5	21.4
無給家業	9.9	48.0	18.4	7.6	39.3	15.0	10.6	51.0	19.4
家事労働	0.1	2.5	0.6	0.1	4.3	1.1	0.1	1.8	0.5
見習い	1.0	0.6	0.9	1.3	1.2	1.3	0.9	0.4	0.8
その他	1.2	1.2	1.2	1.4	1.6	1.4	1.1	1.1	1.1
合計	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0

(出所) Bangladesh Labor Force Survey 2003 (World Bank, “Bangladesh: Strategy for Sustained Growth”, July 2007 より)

労働者調査で就労中と把握されている人口のうち、全国男女合計で 45%が自営で就労形態の半分近くを占めていることが注目される。自営による就労は都市部では 41%であり、農村部では 46%となっている。次に着目されるのが無給の家業従事である。全国では 18%、都市部 15%、農村部 19%となっている。両者で合わせて 63%(全国)、都市部：56%、農村部：65%となっている。総じて個人所得が低水準にとまっている事実と深く関係しているところと理解される。性別にみると、男性就労者では 51%が自営に従事、女性については 25%となっている。さらに無給の家業従事についてみると男性で 10%、女性で 48%となっている。女性の家業従事比率の高いことが注目される。この比率は、都市部では 39%と全国に比べて少し下がるが、農村部において 51%と高くなっている。

(3) 失業率

「バ」国における失業率は他の開発途上国と同様に継続的に低い水準が報告されている。「バ」国における失業の定義は、15 歳以上の就労機会を求めている男女で調査直前の 1 週間全く就労しなかったものを失業と定義している⁵。この定義に従い、2003 年度の失業者数は 2 百万人、失業率は 4.3%と把握されている。失業率は教育水準が高くなるほど上昇する傾向が顕著である。教育水準が高くなるに従い低賃金での雇用を敬遠し、高給での雇用を求めて待機すること、あるいは裕福な家庭の子女ほど教育水準が高くなるが、就労しなくとも生活に困窮しないという余裕から就労を急がないといった要因が挙げら

⁵ World Bank, “Bangladesh: Strategy for Sustainable Growth”, June 2007

れている。

貧困の定義として使われている一日当たり 1 ドルに相当する水準である 1 ヶ月の収入＝2,000 タカを境界線として考えると、2003 年度における自営業就労者のうちの 50%程度がこの境界線を下回る貧困者と認識される⁶。これらには都市部自営業就労者の 35%および農村部就労者の 55%が該当している。2000 年度における実態がそれぞれ 40%、43%であったレベルからの変化であり、特に農村部における自営業の厳しい実態が示されている。

2.3 マクロ経済

2.3.1 経済成長

「バ」国のマクロ経済指標は以下の通り把握されている。

Table I-2-3-1 マクロ経済指標

会計年度	2002/03	2003/04	2004/05	2005/06	2006/07
国民経済	(特記あるものを除き、前年対比増加率)				
GDP (名目: Taka 10 億) *1	3,005	3,330	3,707	4,157	4,675
実質 GDP 成長率 *1	5.26	6.27	5.96	6.63	6.51
CPI 上昇率 (平均) *1	4.38	5.83	6.48	7.16	7.20
CPI 上昇率 (年度末対比) *1	5.03	5.64	7.35	7.54	9.20
WPI 上昇率 (平均) *1	3.07	3.72	13.82		
失業率 (%) *2	3.2	3.2	4.3		
雇用数 (年度末: 百万人) *3	46.3		49.5		
貧困率 (人口対比%)		36.3			
貯蓄・投資	% 対 GDP				
粗国民貯蓄 *1	24.45	25.44	25.84	27.67	29.15
投資 *1	23.41	24.02	24.53	24.65	24.33
貯蓄・投資バランス *6	1.04	1.42	1.31	3.02	4.82
財政	Taka 10 億				
収入 *4	309.7	339.0	389.2	443.7	
支出 *4	411.4	441.6	513.3	578.2	
うち補助金 *4	70.2	78.9	103.2	108.6	
収支バランス *4	-101.7	-102.6	-124.0	-134.5	
純債務残高 *5	488.7	547.2	607.3	691.6	784.2
通貨流通	Taka 10 億				
マネーサプライ(M2) *1	1,140	1,297	1,516	1,812	2,120
対民間信用 *1	829	946	1,107	1,310	1,508
対外勘定	US\$ 百万				
輸出 *4	6,492	7,521	8,573	10,422	12,093 *6
輸入 *4	8,707	9,840	11,870	13,301	15,581 *6
貿易収支 *4	-2,215	-2,319	-3,297	-2,879	-3,488 *6
経常収支 *4	176	176	-557	572	951 *6
対 GDP 比率 *4	0.3	0.3	-0.9	0.9	1.4 *6
資本収支 *4	841	165	947	218	-278 *6

⁶ 同上

会計年度	2002/03	2003/04	2004/05	2005/06	2006/07
総合収支 *4	815	171	67	365	1,493 *5
対外債務残高 *4	16,455	16,761	19,286	19,420	
対 GDP 比率(%) *4	32.8	30.4	29.3	28.6	
デットサービス *4	926	1,043	1,139	1,458	
Debt Service Ratio (%) *1		7.0	6.7	5.8	5.3
外貨準備 *4	2,471	2,714	2,930	3,471	5,077 *1
輸入カバレッジ(カ月分) *4	2.9	2.8	2.5	2.7	3.9 *6
備忘項目					
為替相場 (Taka/US\$:平均) *1	57.90	60.43	63.75	69.67	68.80

(注) *印の各項目は筆者が以下の出所より引用、追加した。

*1: Bangladesh Bank, “Monthly Economic Trends” September 2008

*2: World Bank, “World Development Indicators” Various Years

*3: Bangladesh Bureau of Statistics, “Statistical Yearbook of Bangladesh: 2006”, 2006

*4: IMF, “Bangladesh: Statistical Appendix”, June 2007

*5: Bangladesh Bank, “Major Economic Indicators: Monthly Update”, February 2008

*6: 筆者が加工

上表に掲出した 5 年間、「バ」国経済は順調に推移した。実質 GDP は安定した成長軌道を辿り、年間平均で 6.13% の成長を遂げている。2008 会計年度の成長率は 2007 年度の 6.5% をわずかに下回る 6.2% に落ち着いたと見られている⁷。当該会計年度の前半に発生した自然災害あるいは漂っていた景気への不安といったものを勘案すると安堵できる結果であったと言える。好調は主に民間消費と海外居住者からの郷里送金によって支えられたものである。但し、2008/09 会計年度に入り「バ」国においても米国サブプライム問題をきっかけとする世界同時不況の影響が顕在化しつつあり、世界銀行では「バ」国の輸出の停滞と郷里送金の対前年比減少を予測、経済成長率が政府計画値である 6.5% を下回り、最悪のシナリオでは 4% 台に落ち込む可能性があることを発表している⁸。

投資面では、国内総投資額が GDP の 24.2% に前年度比わずかに後退した。他方ではインフラの脆弱性が指摘されている。深刻な電力不足および運輸セクターのボトルネックが投資、輸出および近隣諸国との間の取引に重大な支障となっている。期待される投資が伸びない半面で国民貯蓄率の上昇が顕著である。国内貯蓄に海外からの資金移動（ネット）を加えたものが国民所得計算上の国民貯蓄であるが、「バ」国の国際収支上の一つの特徴である海外からの資金移動（海外移住労働者による郷里送金）が資金移動（ネット）に大きく支えられ、国民貯蓄が拡大している。国民貯蓄率と投資率のギャップで見ると、貯蓄・投資バランスのプラス幅が拡大している。こうした現象の背景には、民間企業に投資決定を促すに十分なほど経済環境の整備が進まなかったこと、金融システムが金融仲介機能を正常に果たすことができなかつたために、貯蓄が投資主体である民間企業部門に回らなかつたことなどが想定される。投資を拡大するための環境の整備を進め、国民貯蓄全体が有効に動

⁷ ADB, “Bangladesh: Quarterly Economic Update”, June 2008

⁸ 当地新聞情報（2008 年 11 月 日付け The Daily Star 紙）

員、活用される状況を確認することが課題として残されている。

これら課題が認められる一方で、国際社会からは「バ」国は年率7%の経済成長を遂げる潜在的可能性を有すると認められている。PricewaterhouseCoopers では最近発表した紙面において「バ」国を OECD 加盟国の平均成長率を上回る可能性を有する 13 カ国（バングラデシュ、アルゼンチン、エジプト、イラン、マレーシア、ナイジェリア、パキスタン、フィリピン、ポーランド、サウジアラビア、南アフリカ、タイ、ベトナム）の一つとして選定している⁹。

2.3.2 物価動向

後述の第 2.6 項を参照。

2.3.3 財政収支

財政収入の伸び率は、2004 年度は前年度対比で 9.5%増加と名目 GDP の伸び率に劣後したが、その後 2005 年度（14.8%）及び 2006 年度（14.0%）においては名目 GDP と歩調を合わせた水準となっている。歳入の増加と同時に歳出の拡大が続いている。歳出の 2 割弱が補助金によって占められている。燃料、肥料、食料等が補助金の対象となっている。歳出の拡大により収支バランスのギャップが拡大、これが債務残高の増加を招いている。

収支バランスの対 GDP 比率は 2007 年度が 3.2%となっていたが、財政に影響を及ぼした国際価格の上昇が本格化するのは 2008 年度に入ってからであり、2008 年度の財政収支は GDP 比 4.8%と報じられている¹⁰。2008 年度の年度（6 月）末にかけて、国際市場における原油価格が急騰しているが、「バ」国政府は 2007 年 4 月以降据え置いていた石油製品（灯油、軽油等）を 2008 年 9 月 1 日付けで平均 35%の値上げ改定を行っている。ガスについては 2008 年 4 月末に一部価格を改定したが、電力用価格は 2005 年 11 月より据え置かれたままとなっている。現在エネルギー規制委員会で価格改定の審理が行われている。

財政が 2008 年度に補助金を支給した主な対象としては、バングラデシュ石油公社（Bangladesh Petroleum Corporation）が最大で歳出総額の 6.2%を占め、次いで農業用の肥料と電力が 4.2%、食料が 0.9%、その他を含めて合計で歳出総額の 14.1%が補助金支出であった¹¹。

2.3.4 金融政策

「バ」国における金融政策は中央銀行によって行われている。中央銀行は通貨供給量の調節を通じて金融の調節を行っている。過去 5 年間の通貨供給量の対前年度増加率の推移を

⁹ PricewaterhouseCoopers, “The World in 2050: Beyond the BRICS: A broader Look at Emerging Market Growth Prospects”, 2008

¹⁰ ADB, “Bangladesh: Quarterly Economic Update”, March 2008

¹¹ ADB, “Bangladesh: Quarterly Economic Update”, June 2008

見ると、2004 年度：13.8%、2005 年度：16.9%、2006 年度：19.5%、2007 年度：17.0%と増加を示している。各年度における名目 GDP の成長率を上回る通貨供給を行っており、経済成長に歩調を合わせた通貨供給が行われたことを示している。

公定歩合は 2004 年度に 5.0%に引き下げられて以降、同率に据え置かれている。過去 5 年間における商業銀行における預金および融資の加重平均金利は、預金金利は 5.6–6.9%のレンジにあり、融資金利は 10.9–12.9%のレンジにて変動を行っている。両者の差である銀行の спреッドは 5–6%と非常に大きなマージンとなっている。金融仲介機能が十分に効率的な水準に到達していないことを示している。商業銀行における不良債権比率が 12%前後の高い水準にあることも金融仲介コストを押し上げる要因となっている。預金金利、融資金利とも 2004 年度および 2005 年度においてレンジの底部にあったが、現在はレンジの上方に位置している。

2.3.5 国際収支

「バ」国の全輸出の 2/3 は既製服製造業によって占められている。同製品の輸出は米国のクォータ制度廃止により 2002 年度に前年度比マイナスとなる打撃を受けたが、2004 年度より復調に転じ、2005 年度：27.3%、2006 年度：21.6%、2007 年度：28.0%、2008 年度 16.2%¹²と輸出全体の伸びを上回る高い伸びを示している。既製服製造業以外の輸出品としては、魚・海老類、ジュートおよびジュート製品、皮革、その他（輸出加工区製品）等あるが、いずれも大きなシェアを占めるには至っていない。

他方、輸入の増加は 2006 年度までは輸出の増加を下回るペースであったが、2007 年度以降食料品の輸入増加が著しく、2008 年度には対前年度比 26%の増加¹³となった。加えて、国際市場における商品価格の高騰があり、石油製品および工業用の中間製品の輸入が拡大している。輸入の急拡大により貿易収支の赤字が拡大しているが、海外在住者からの郷里送金が好調に推移、2006 年度：Taka 3,227 億(4,801 百万ドル)、2007 年度：Taka 4,1295 億(7,978 百万ドル)、2008 年度：Taka 5,445 億(7,915 百万ドル)¹⁴を記録、これによって経常収支では黒字を確保している。

¹² Bangladesh Bank, “Major Economic Indicators: Monthly Update” September 2008

¹³ ditto

¹⁴ ditto

Table I-2-3-2 郷里送金

(単位：Taka 10 億)

会計年度	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008
郷里送金総額	82.0	98.1	101.7	143.8	177.3	198.7	236.5	322.7	412.9	544.5*1
対前年変化率	18.2%	19.6%	3.7%	41.4%	23.3%	12.1%	19.0%	36.5%	27.9%	31.9%
貿易収支	-176.3	-172.1	-179.5	-181.2	-226.8	-236.8	-300.6	-365.2	-395.6	-376.8*1
経常収支額	-18.9	-0.1	-43.3	14.0	11.4	30.1	-23.6	47.9	65.4	59.3*1

(注) *1：米ドル表示の実績（7,914.78 百万ドル）を 2008 年度平均為替相場で換算

(出所) Bangladesh Bank, “Major Economic Indicators: Monthly Update” September 2008

恒常的かつ拡大を続ける貿易収支の逆調と郷里送金がこれを補っている様子は以下のグラフによって鮮明に示されている。

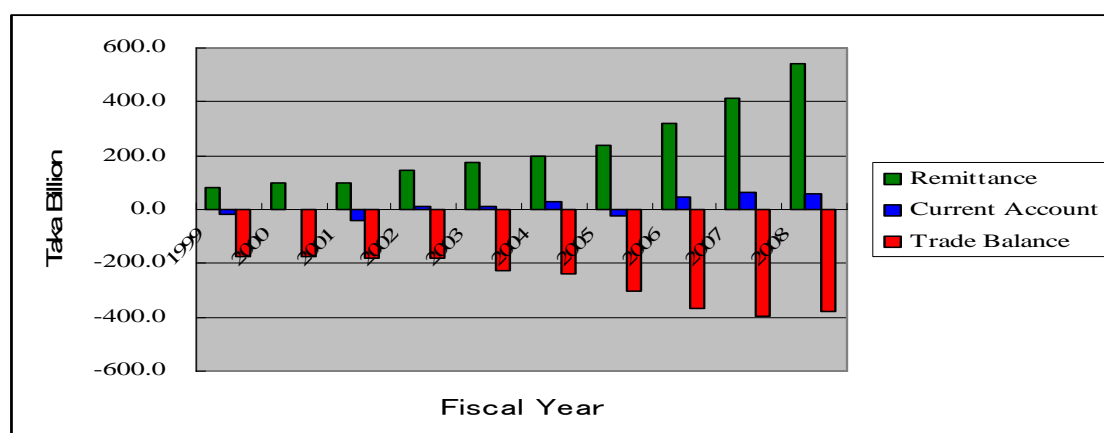


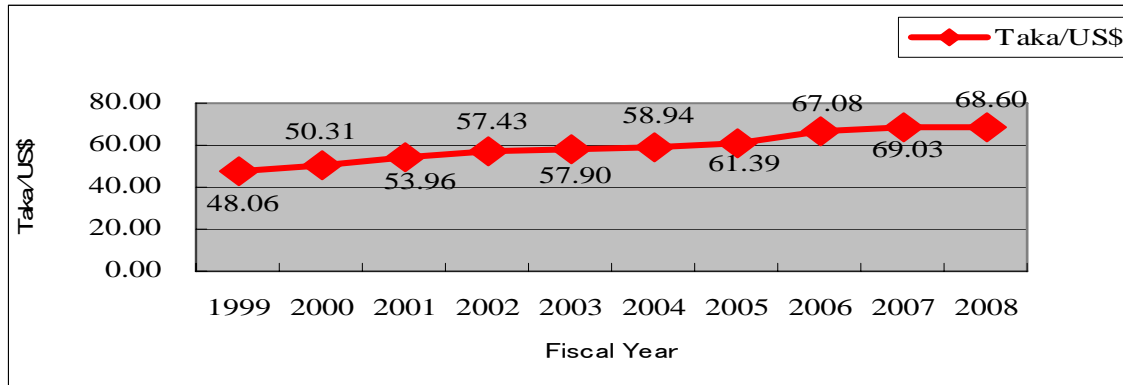
Figure I-2-3-1 貿易収支および郷里送金

経常収支は 2005 年度に赤字を記録しているが、他の年度については若干の黒字を維持している。これにより、外貨準備が 2003 年度末に 2,471 百万ドルであったものが、2007 年度末では 5,077 百万ドル、2008 年度末では 6,149 百万ドル¹⁵にと増加している。

2.3.6 為替動向

為替相場は金融政策とならび中央銀行の所管となっている。1999－2008 年度までの 10 年間における対米ドルでの為替レートの推移を以下にみる事ができる。

¹⁵ ditto



(出所) Bangladesh Bank, “Monthly Economic Trends”, April 2008

Figure I-2-3-2 為替相場の動向

米ドルに対する為替相場は 2006 年度までタカが順次水準を切り下げる展開であったが、2006 年 3 月に US\$ 1=Taka 68.0 をつけて以降安定化、現在に至るまで Taka 68 台にて小康を維持している。順調に蓄積する外貨準備を背景として、中央銀行が銀行間為替市場において需要に見合ったドルを継続的に供給し、為替相場の安定的な維持を図っていることが理由である。為替相場が安定していることによって、輸入物価が為替レートの低下により上昇する弊害を未然に防いでおり、為替相場の安定的維持が輸入インフレの亢進にブレーキの役目を果たしていることが認められる。

2.3.7 国家予算

2008 年 6 月、2009 年度の国家予算が編成された。政府の中期マクロ経済フレームワーク (Medium-Term Macroeconomic Framework: MTMF) に従って、GDP 成長率：6.5%、インフレーション：9%、輸出増加率：16.5%、輸入増加率：21%と想定している。2009 年度の予算は歳出総額を 1 兆タカとし、そのうち ADP (年間公共投資プログラム) を 2,560 億タカ (GDP の 16%)、経常予算を 7,440 億タカとしている。資金調達は歳入 6,940 億タカ (GDP の 11.1%)、国内借入 (2.7%) および外国借款 (2.2%) となっている。

Table I-2-3-3 2009 年度予算概要

(単位：Taka 10 億)

	2009 年度予算	2008 年度 修正予算	伸び率 (%)	2009 年度予算 /GDP (%)
歳入合計	693.8	605.4	14.6	11.1
税金	567.9	480.1	18.3	9.1
その他収入	125.9	125.3	0.5	2.0
歳出合計	999.6	860.9	16.1	16.0
経常予算	619.5	536.2	15.5	9.9
ADP	256.0	225.0	13.8	4.1
その他開発予算	124.1	99.7	24.5	2.0
財政赤字	305.8	255.5	19.7	4.9
財政赤字の資金調達				
海外資源 (ネット)	135.8	131.5	3.3	2.2
グラント	63.4	43.9	44.5	1.0
借款	72.4	87.5	-17.4	1.2
国内資源	170.0	124.0	37.1	2.7
金融機関融資	135.0	104.0	29.8	2.2
国内非金融機関融資	35.0	20.0	74.8	0.6

(出所) ADB, "Bangladesh: Quarterly Economic Update", June 2008

2.4 産業構造

「バ」国は農業に大きく依存する経済である。しかしながら農業への依存度は徐々に低下しており、大小さまざまな産業が多数存立するに至っている。産業別に GDP の構成比を見ると以下の通りであり、製造業が農業を上回る状況が確認される。

Table I-2-4-1 GDP の産業別構成 (市場価格)

(単位：Taka 10 億)

会計年度	1994-95		1999-00		2006-07	
	金額	構成比(%)	金額	構成比(%)	金額	構成比(%)
農林業	310	20.3	447	18.9	678	14.5
漁業	76	5.0	137	5.8	173	3.7
鉱業	15	1.0	23	1.0	53	1.1
製造業	225	14.7	348	14.7	810	17.3
電力・ガス・水道	23	1.5	31	1.3	58	1.2
建設	97	6.4	176	7.4	368	7.9
卸・小売	189	12.4	292	12.3	657	14.1
ホテル・飲食	9	0.6	15	0.6	33	0.7
運輸・通信	135	8.9	197	8.3	484	10.3

会計年度	1994-95		1999-00		2006-07	
	金額	構成比(%)	金額	構成比(%)	金額	構成比(%)
金融	22	1.5	36	1.5	74	1.6
不動産	131	8.6	211	8.9	349	7.5
行政・防衛	37	2.4	62	2.6	127	2.7
教育	31	2.0	54	2.3	114	2.4
健康・社会事業	34	2.2	54	2.3	100	2.1
集落・社会・個人的役務	131	8.6	204	8.6	435	9.3
関税・付加価値税	61	4.0	83	3.5	161	3.5
合計	1,525	100.0	2,371	100.0	4,675	100.0

(出所) Bangladesh Bank, “Monthly Economic Trends”, April 2008

2007 年度において GDP 構成比で最大は製造業で 17.3%、以下農業 14.5%、卸・小売業 14.1% となっている。農業は 1995 年度には 20.3%、2000 年度には 18.9% のウエートを占め、第 1 位であったが、2000 年度以降の数年間で製造業の後塵を拝することとなっている。代わって製造業が台頭、2007 年度には 17.3% で首位となっている。1995 年度から 2007 年度までの間にウエートを伸ばした産業としては、製造業 (+2.6%) に加えて、卸・小売 (+1.7%)、建設 (+1.5%)、運輸・通信 (+1.4%) が挙げられる。反対にウエートを下げた産業としては、農業 (-5.8%) の大きな低下が注目されるが、農業に加えて、漁業 (-1.3%)、不動産 (-1.1%) が挙げられる。

「バ」国における製造業の主な業種を見ると、土着あるいは輸入原材料を使用しての生産活動が行われている。代表的なものを挙げると、既製服製造業、綿製品、医薬品、肥料、木工品、鉄鋼、陶磁器、セメント、プラスチック加工品、化学品等から構成されている。これら以外の産業としては、エンジニアリング、造船、石油精製、塗料、染色処理剤、電線、照明器具、蛍光灯電球、その他電気器具、タバコ、マッチ等をあげることができる。さらに家内工業の部類として、手織り織機、カーペット製造、靴製造、竹籐製品、土器、真鍮製品、装飾品等がある。製造業は GDP の 17% を構成するが、そのうちの圧倒的な部分が既製服製造業によって占められている。「バ」国は EU に対する既製服製造業輸出で世界第 5 位にあり、米国に対するアパレル供給で世界のトップ 10 に数えられている。製造業の各業種別の付加価値に関する統計が整備されておらず、業種別の盛衰を確認することが困難である。付加価値に代わるものとして、品目別輸出統計により各業種の興亡の一面を知ることができる。品目別の輸出統計は以下の如くとなっている。

Table I-2-4-2 品目別の輸出額推移

(単位：Taka 10 億)

会計年度	1994-95		1999-00		2006-07	
	金額	構成比(%)	金額	構成比(%)	金額	構成比(%)
ジュート	2.6	2.0	3.7	1.5	9.8	1.2
ジュート製品	13.7	10.4	11.3	4.5	26.0	3.3
茶	1.3	0.9	0.9	0.4	0.4	0.1
皮革	8.8	6.7	7.6	3.0	22.9	2.9
魚・海老	13.2	10.0	18.1	7.3	37.0	4.7
既製服製造業	74.4	56.7	157.2	63.1	518.9	65.8
石油製品	0.5	0.4	0.6	0.2	3.3	0.4
肥料	3.1	2.4	-	0.0	2.7	0.3
その他(輸出加工区製品等)	13.8	10.5	49.8	20.0	168.4	21.3
合計	131.3	100.0	249.2	100.0	789.2	100.0

(出所) Bangladesh Bank, "Monthly Economic Trends", April 2008

上の表からは、輸出を構成する品目のなかで圧倒的な割合が既製服製造業によって占められていることが先ず確認される。しかも 1995 年度 56.7%であったシェアが、2000 年度には 63.1%、2007 年度には 65.8%にと拡大を続けていることが注目される。既製服製造業と対照的に「バ」国の伝統的産業であるジュートおよび同製品が 1995 年度の合計シェア 12.4%から 2007 年度には 4.5%に凋落、魚・海老類も同じ期間に 10.0%から 4.7%に半減、皮革にも同様の傾向が認められる。これに反し、その他(輸出加工区製品等)が急伸、1995 年度シェア 10.5%から 2007 年度には 21.3%と倍増を遂げている。新旧業種の浮沈が認められる。

2.5 家庭経済

「バ」国政府統計局が全国の家計サンプルを対象として 5 年に一度「家計所得および支出調査」を行っている。最近時の調査は 2005 年に実施されている。同調査より家計の規模、所得、支出等の状況を抽出すると以下の如くとなる。

Table I-2-5-1 全国世帯所得および支出調査

	2000 調査			2005 調査						
	都市部	農村部	全国	都市部		農村部		全国		
				実数	増加率	実数	増加率	実数	増加率	
標本数	2,400	5,040	7,440	3,680		6,400		10,080		
人口 (百万人)	25.3	100.8	126.1	34.3	35.6%	104.5	3.7%	138.8	10.1%	
世帯数 (百万人)	4.9	19.4	24.4	7.3	49.0%	21.4	10.3%	28.6	17.2%	
世帯当り人数 (人)	5.13	5.19	5.18	4.72	-8.0%	4.89	-5.8%	4.85	-6.4%	
世帯当り有収入人数 (人)	1.54	1.43	1.45	1.50		1.37		1.40		
所得 (Taka/月)										
世帯当り所得	9,878	4,816	5,842	10,463	5.9%	6,095	26.6%	7,203	23.3%	
人口一人当り所得	1,926	928	1,128	2,217	15.1%	1,246	34.3%	1,485	31.6%	
支出 (Taka/月)										
世帯当り支出	7,337	4,257	4,881	8,533	16.3%	5,319	24.9%	6,134	25.6%	
世帯当り消費支出	7,125	3,879	4,537	8,315	16.7%	5,165	33.2%	5,964	31.4%	
世帯当り食料費	3,175	2,300	2,477	3,756	18.3%	3,023	31.4%	3,175	28.2%	
食料費の占める比率(%)										
対総支出	43.3	54.0	50.7	44.0		56.8		52.3		
対消費支出	44.6	59.3	54.6	45.2		58.5		53.8		
カロリー採取量 (Kcal/人・日)	2,150	2,263	2,240	2,194	2.0%	2,253	-0.4%	2,239	2.1%	
上水道比率 (%)	32.1	0.4	6.8	28.5		0.5		7.6		
電力グリッド接続 (%)	80.4	18.7	31.2	82.6		31.2		44.2		

(出所) Bangladesh Bureau of Statistics, "Household Income and Expenditure Survey 2005"

上表は所得および支出調査の一部を抽出したものであるが、これにより多くのことを知ることができる。まず人口の増加率を見ると、過去 5 年間に都市部において 36%が増加、農村部の増加は 10%であり、都市化が進行していることが確認される。次に世帯数についてみると、全国の世帯数の増加率は人口の増加率を大きく上回っており、世帯当りの人数が 2000 年の 5.18 人から 2005 年の 4.85 人に減少、核家族化の進展を示している。世帯当りの有収入人数がわずかに減少しているが、世帯当り人数の減少と同程度であり、世帯人員当りでは不変と理解される。

世帯当りの所得は全国では 23%増加したが、内訳は都市部 6%、農村部 25%と農村部における増加が顕著である。国民一人当りの月間所得は全国で Taka 1,485 (約 24 米ドル)、都市部では Taka 2,217 (約 36 米ドル)、農村部では Taka 1,246 (約 20 米ドル) となっている。国連が定義する絶対的貧困の境界線が一人一日 1 米ドルとされているが、2005 年当時の為替レートで換算すると Taka 1,860/月となる。都市部の平均所得は境界線を 2 割程度上回っているが、農村部のそれは 4 割弱、全国平均についても 2 割下回っている。平均的には半数以上が絶対的貧困層に属することが窺われる。世帯当りの支出額をみると全国平均では Taka 6,134/月で、うち消費支出は Taka 5,964/月となっている。平均所得に対する消費性向は全国

で 83%、都市部 79%、農村部 85%となっている。消費支出に占める食料費（エンゲル係数）をみると、全国で 54%、都市部 45%、農村部 58%といずれも非常に高い水準となっている。低い所得と高いエンゲル係数が貧困の実態を物語っている。

最後に、上水道の利用率と電力のグリッド接続についてのデータが捕捉されている。上水道比率からは、2005 年の上水道利用率が 2000 年に比べ、都市部で 32%から 28%に後退していることが注目される。上水道の整備が都市化の進展をカバーしきれていない姿が窺われる。これに対し電力は都市部においては 83%がグリッドに接続しており、農村部の接続が 19%から 31%に急拡大をしている。この結果全国における接続率が 2000 年の 31%から 2005 年の 44%に改善している姿を示している。

2.6 物価動向

「バ」国における物価指数統計には消費者物価指数（CPI）と卸売物価指数（WPI）の統計がある。政府統計局（Bangladesh Bureau of Statistics）が捕捉、発表を行っている。消費者物価指数は毎月単位で捕捉され、通常 1-2 ヶ月で発表される。これに対し卸売物価指数は公式には年単位で捕捉され、発表が年度末経過後 1 年以上経ってから報告されるため、実用に適さず、「バ」国におけるインフレーションは通常 CPI を用いて議論されている。最近 10 年間のインフレーションは以下の通りとなっている。

Table I-2-6-1 インフレーション

会計年度	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	平均
CPI 年間平均上昇率(%)	7.06	2.79	1.94	2.79	4.38	5.83	6.49	7.16	7.20	9.94	4.63
CPI 年度末上昇率(%)			1.66	3.58	5.03	5.64	7.35	7.54	9.20	10.04	
食料品価格指数年間平均上昇率(%)	9.30	2.68	1.39	1.63	3.46	6.92	7.91	7.76	8.11	12.28	6.14
食料品価格指数年度末上昇率(%)			0.87	1.94	5.22	6.64	8.73	8.81	9.82	14.10	

(出所) Bangladesh Bureau of Statistics

CPI 上昇率は 2001 年度に 1.9%のボトムを記録して以降 7 年間毎年上昇を続けている。2002 年度：2.79%、2003 年度：4.38%と上昇を開始、2005 年度には 6.49%で GDP 成長率を上回り、2008 年度には 10%の直前まで到達している。

過去 10 年間の平均をとるとインフレ率は 4.63%となっている。先進国の多くが目指しているインフレ率（1-2%の上昇）の範囲を超えているが、GDP の安定的な成長を勘案すれば、平均の数値としてはまずまずといった評価が与えられる水準であるが、これは 2000-2002

年度の低成長、低インフレとの平準化が行われた結果であり、近年上昇傾向にあるインフレの抑制が経済政策上の重要な課題となっている。以上に加えて CPI の年度末指数についてみると、2008 年度末にはついに 10% を超える水準まで上昇している。消費者物価指数のなかの 58.8% を占める最も重要な食料品物価指数をみると事態がさらに深刻であることが理解される。2001 年度および 2002 年度に沈静化していた食料品物価指数は 2004 年度以降高い水準が続き、2008 年度には年間平均で 12.28%、年度末指数では 14.10% となっている。国際的な食料価格の上昇が主因である。国内市場における米の価格は 2007 年 4 月から 2008 年 4 月までの 1 年間に 61% 上昇、小麦は同期間に 56% の上昇を記録している。政府は食料品の価格を抑制するための方策として、食料品に課される輸入関税の引下げ、政府部門による輸入拡大、食料品販売に対する補助金の支給といった手段を講じている。併せて金融機関によって提供される輸入金融融資の条件を緩和する等の物価上昇抑制のための対策が講じられている。

第3章 バングラデシュ国の電力セクター

3.1 バングラデシュ国の電力事情

(1) 発電設備

2007年度の総発電設備容量は、5,202MWであり、その内訳は、火力が4,972MW(95.6%)、水力が230MW(4.4%)である。燃料別に見ると、天然ガス火力発電所が81.3%を占めている。また、2004年3月現在、事業別に見ると、BPDBの発電設備容量は、3,429MW、IPPは1,260MWである。しかし、老朽化のため運転不能な発電設備の割合は、30~40%以上と見られている。

天然ガスが国産エネルギーの柱であるが、ガス田が東部に偏在しているため、発電設備は東部地域と西部地域では使用する燃料や発電型式が異なっている。東部地域では、全ての火力発電所の燃料に天然ガスが使用されているが、西部地域では石油が中心である。「バ」国では常に供給力不足の状態にあるため、発電所を停止して点検・保守をする余裕がなく、加えて定期点検も十分でないことから、殆どの火力発電所は発電能力が定格出力をかなり下回っている。

Table I-3-1-1 燃料別発電設備の内訳

燃料	MW	%
天然ガス	4,228	81.28
重油	280	5.38
ディーゼル	214	4.11
水力	230	4.42
石炭	250	4.81
計	5,202	100.0

(出所) BPDB Annual Report 2006/2007

Table I-3-1-2 発電方式別発電設備の内訳

燃料	MW	%
水力	230	4.42
蒸気タービン	2,638	50.71
ガスタービン	1,106	21.26
コンバインドサイクル	990	19.03
ディーゼル	238	4.58
計	5,202	100.0

(出所) BPDB Annual Report 2006/2007

(2) 送電設備

2006年度の送電設備は、230kV、およびそれを補完する132kVの送電線で構成されており、回線亘長は3,796.5kmである。230kV基幹送電線は、すべて2回線で構成され、首都圏周辺では132kVと合せてループを形成している。230kV系統は首都圏周辺にある主要変電所を結ぶと共に、東西を連携している。

詳細は、「4.4.1 PGCBにおける送変電設備」に記載する。

(3) 配電設備

高圧配電線として33kVおよび11kVが使用され、低圧配電線として400Vと230Vが使用されている。配電方式は、3相4線式と単線方式が採用されており、単相方式は主に地方電化のため農村部で使用されている。配電線の回線亘長は、47,646kmである。

(4) 発電電力量、ピーク負荷

「バ」国におけるBPDBの発電電力量とその伸び率をTable I-3-1-3、Figure I-3-1-1およびFigure I-3-1-2に、最大需要とその伸び率をTable I-3-1-4およびFigure I-3-1-3に示す。

1980年代の初頭から1980年代の終期にかけて発電電力量の伸びは、10%を超えており、その時の急速な経済成長と呼応している。その後もその時々々の経済成長と呼応する形で、発電電力量は伸びてきた。

2006/2007年に伸び率(0.15%)が大幅に減少した原因は、火力発電所の主燃料である天然ガスの供給量不足により発電電力量が減少したためである。

ここ27年間の発電電力量の伸びは平均8.95%を示している。

ピーク負荷についても、1996年以外は発電電力量の伸びと同様に伸びており、20年間の平均伸び率は7.1%を示している。

この様に、「バ」国において電力の需要は大きく伸びており、従来はこれに併せてガス田開発およびガス生産の増産により対応してきたが、近年はガス生産量が鈍化しており、発電量を伸ばせない状態にある。

(5) 発電電力量の内訳

発電電力量の燃料別の内訳をTable I-3-1-5およびFigure I-3-1-4に示す。本表で明らかな様に、「バ」国の電力供給態勢は典型的な火主水従であり、火力発電所の燃料はガスに大きく依存している。

(6) 需給状況

「バ」国においては、Table I-3-1-7に示すように可能発電出力は、需要想定を下回っており、常に計画停電などを強いられている状況である。

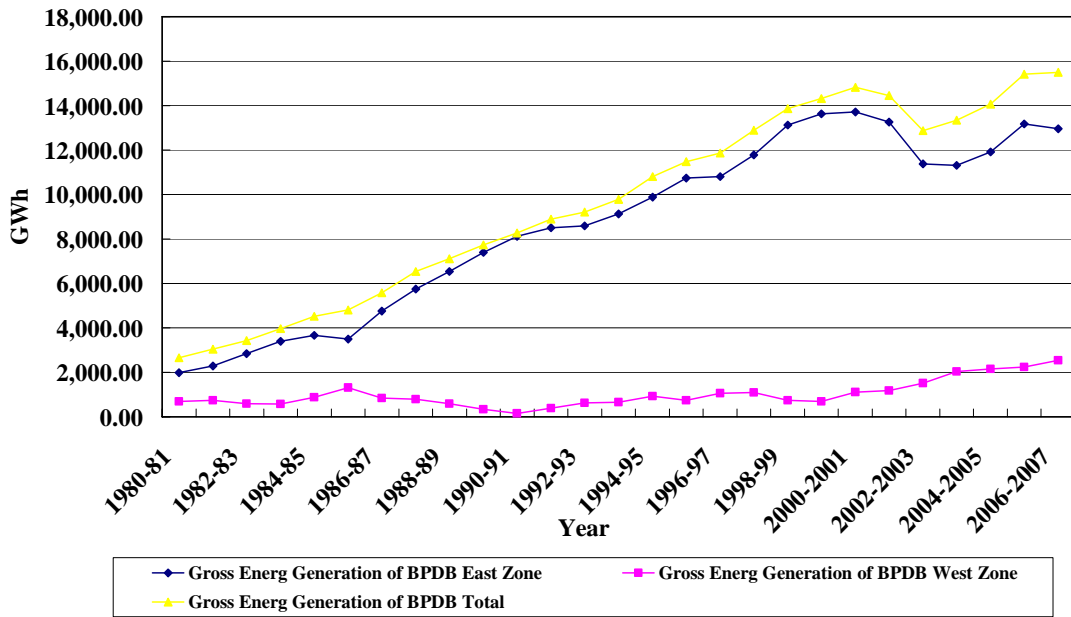
特に、2005年からは計画停電量が増加しており、これはガスの供給量の不足が大きな要因となっている。

また、「バ」国においては、慢性的な電力不足の状況であるため、発電所が停止できず、発電設備の適切なメンテナンスが行われていない。その結果、発電設備の故障などにより発電所の運転ができないか、または定格出力を出せないために十分な電力供給ができないことも同国の電力不足の一因となっている。

Table I-3-1-3 発電電力量

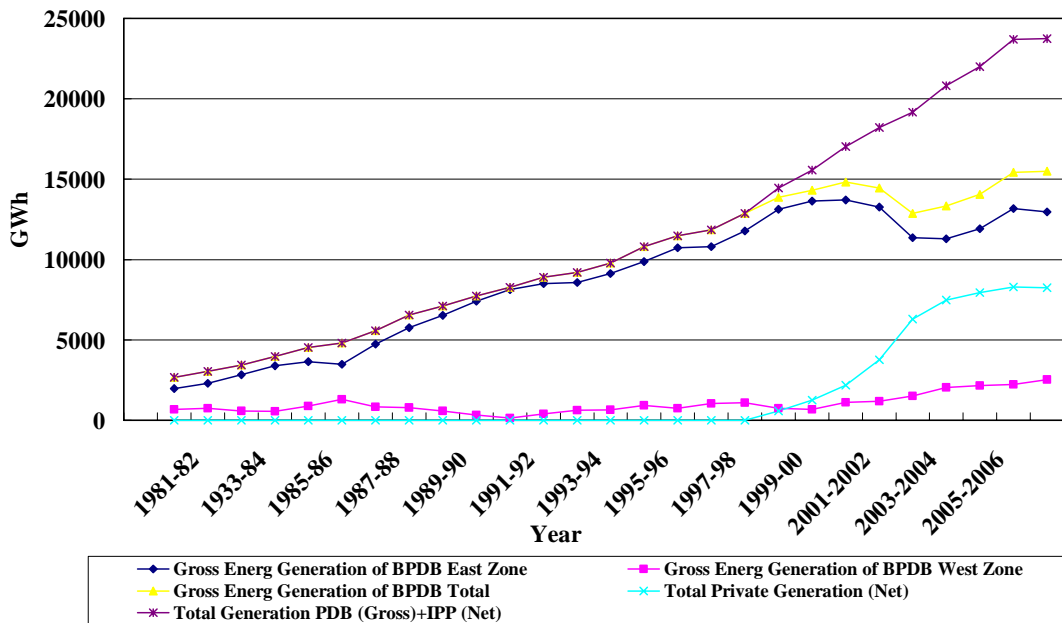
Year	Gross Energy Generation of BPDB			Total Private Generation (Net)	Total Generation PDB (Gross)+IPP (Net)	% Increase over the Preceding Year	Energy Transfer through East-West Interconnector	
	East Zone	West Zone	Total				East to West	West to East
1980-81	1,978.27	683.54	2,661.81	0	2,661.81	11.31	0	0
1981-82	2,292.02	744.42	3,036.44	0	3,036.44	14.07	0	0
1982-83	2,845.68	586.99	3,432.67	0	3,432.67	13.05	341.32	0.24
1983-84	3,398.19	568.00	3,966.19	0	3,966.19	15.54	519.04	1.44
1984-85	3,655.89	872.55	4,528.44	0	4,528.44	14.18	477.41	20.63
1985-86	3,487.90	1,312.36	4,800.26	0	4,800.26	6.00	222.40	106.43
1986-87	4,749.10	837.85	5,586.95	0	5,586.95	16.39	797.84	10.91
1987-88	5,752.54	788.86	6,541.40	0	6,541.40	17.08	1,179.54	0.02
1988-89	6,533.94	580.91	7,114.85	0	7,114.85	8.77	1,550.00	0
1989-90	7,400.98	330.96	7,731.94	0	7,731.94	8.67	1,956.78	0
1990-91	8,125.80	144.40	8,270.20	0	8,270.20	6.96	2,314.07	0
1991-92	8,499.90	394.35	8,894.25	0	8,894.25	7.55	2,213.00	0
1992-93	8,582.69	623.75	9,206.44	0	9,206.44	3.51	1,919.89	0
1993-94	9,129.04	655.31	9,784.35	0	9,784.35	6.28	1,980.76	0
1994-95	9,885.28	921.15	10,806.43	0	10,806.43	10.45	1,954.62	0
1995-96	10,734.62	739.59	11,474.21	0	11,474.21	6.18	2,215.02	0
1996-97	10,804.70	1,052.89	11,857.59	0	11,857.59	3.34	1,924.17	0
1997-98	11,789.06	1,093.34	12,882.40	0	12,882.40	8.64	1,997.00	0
1998-99	13,126.07	746.13	13,872.20	578.22	14,450.42	12.17	2,186.00	0
1999-00	13,634.19	684.23	14,318.42	1,244.29	15,562.71	7.70	2,482.45	0
2000-2001	13,717.26	1,110.92	14,828.18	2,192.68	17,020.86	9.37	1,979.40	0
2001-2002	13,266.78	1,182.78	14,449.56	3,771.19	18,220.75	7.05	2,249.16	0
2002-2003	11,370.99	1,509.79	12,880.78	6,298.81	19,179.59	5.26	2,170.40	0
2003-2004	11,302.91	2,039.17	13,342.08	7,478.18	20,820.26	8.55	2,135.55	0
2004-2005	11,909.63	2,157.37	14,067.00	7,939.19	22,006.19	5.70	2,146.20	0
2005-2006	13,177.27	2,239.68	15,416.95	8,286.07	23,703.02	7.71	2,344.72	0
2006-2007	12,963.82	2,530.88	15,494.70	8,244.54	23,739.24	0.15	1,950.25	0

(出所) BPDB Annual Report 2006/2007



(出所) BPDB Annual Report 2006/2007

Figure I-3-1-1 BPDB の発電電力量



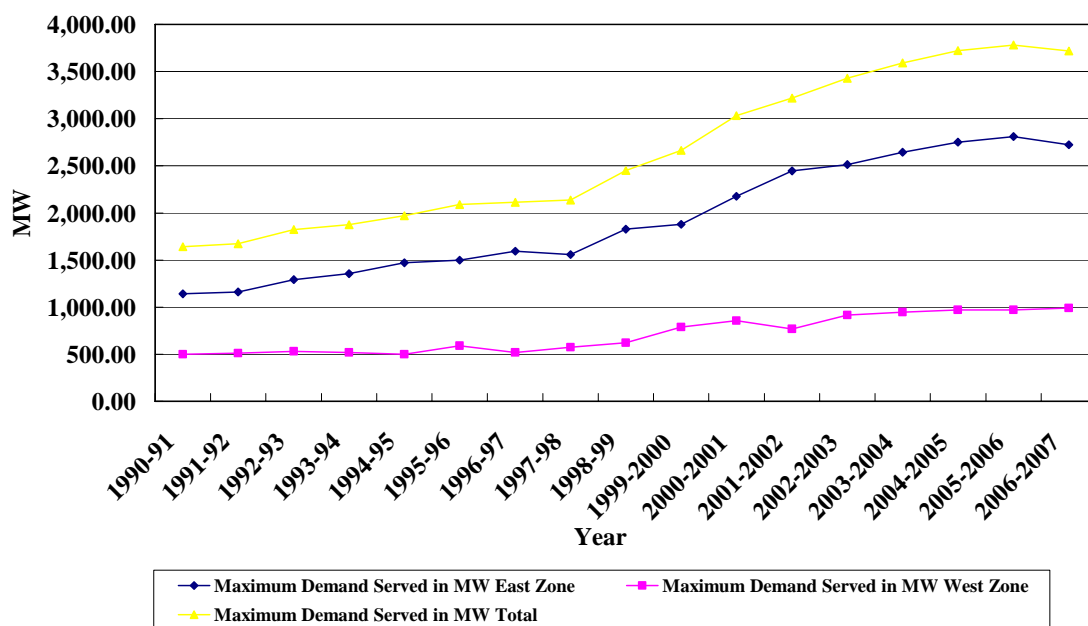
(出所) BPDB Annual Report 2006/2007

Figure I-3-1-2 BPDB と IPP の発電電力量

Table I-3-1-4 最大電力需要

Year	Maximum Demand Served in MW			% Increase over the preceding year
	East Zone	West Zone	Total	
1990-91	1,141.00	499.00	1,640.00	
1991-92	1,160.00	512.00	1,672.00	1.951
1992-93	1,293.30	530.00	1,823.30	9.049
1993-94	1,355.00	520.00	1,875.00	2.836
1994-95	1,472.00	498.00	1,970.00	5.067
1995-96	1,497.00	590.40	2,087.40	5.959
1996-97	1,594.30	520.10	2,114.40	1.293
1997-98	1,559.60	576.50	2,136.10	1.026
1998-99	1,828.00	620.50	2,448.50	14.625
1999-2000	1,878.00	787.00	2,665.00	8.842
2000-2001	2,175.00	858.20	3,033.20	13.816
2001-2002	2,447.00	770.50	3,217.50	6.076
2002-2003	2,511.50	916.50	3,428.00	6.542
2003-2004	2,646.00	946.10	3,592.10	4.787
2004-2005	2,749.50	971.30	3,720.80	3.583
2005-2006	2,809.00	973.10	3,782.10	1.647
2006-2007	2,725.00	992.80	3,717.80	-1.700

(出所) BPDB Annual Report 2006/2007



(出所) BPDB Annual Report 2006/2007

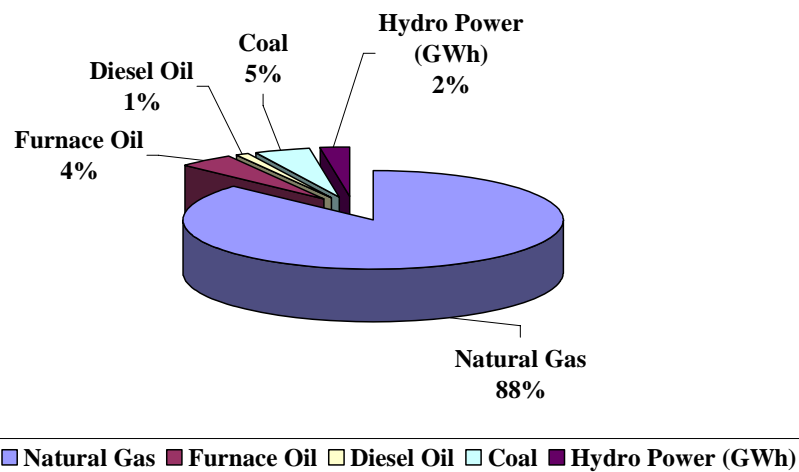
Figure I-3-1-3 最大電力需要

Table I-3-1-5 燃料別発電電力量の内訳

単位：GWh

年度	火力発電				水力発電	合計
	天然ガス	重油	ディーゼル油	石炭		
2007	19,832.46	1,023.37	279.51	1,081.44	566.31	22,783.09

(出所) BPDB Annual Report 2006/2007



(出所) BPDB Annual Report 2006/2007

Figure I-3-1-4 燃料別発電電力量の内訳

Table I-3-1-6 発電所一覧

SL No.	Name of Power Plant	Type of fuel	Installed Capacity (As of June) (MW)	Gross Energy Generation (GWh)	Annual Plant factor (%)	Efficiency (%) (Net)	Overall Thermal Efficiency (%) (Net)
1	Karnafuli Hydro (2x40 MW-3x50 MW)	Hydro	230	569.06	28.24		32.34
2	Chittagong Thermal Power Plant Unit 1 Chittagong Thermal Power Plant Unit 2	Gas Gas	210 210	997.21 1,026.28	54.21 55.79	28.66 31.30	
3	Sikalbana 60MW Steam Turbine Sikalbana 2x28 MW Barge Mounting GT	Gas Gas	60 28	122.67 8.52	23.34 3.47	24.42 20.82	
4	Ashuganji 2x64 MW Steam Turbine Ashuganji 3x150 MW Steam Turbine Ashuganji GT 1 Ashuganji ST Ashuganji GT 2"	Gas Gas Gas Gas Gas	128 450 56 34 56	899.30 2,012.01 238.0 80.76 207.39	80.20 51.04 48.52 36.55 42.28	30.27 31.92 19.00 25.86 19.01	
5	Ghorasal 2x55 MW Steam Turbine (1+2nd Unit) Ghorasal 3x150MW Steam Turbine (3+4th Unit) Ghorasal 2x210MW S/T (5+6th Unit)	Gas Gas Gas	110 420 420	185.45 1,894.61 2,490.36	19.25 51.50 67.69	21.60 31.11 32.88	
6	Siddhirganj 50 MW Steam Turbine** Siddhirganj 210 MW Steam Turbine	Gas Gas	0 210	169.51 1,074.70	38.70 58.43	26.61 33.96	
7	Haripur 3x33 MW Gas Turbine Tongi 100 MW Gas Turbine	Gas Gas	99 109	29.24 181.58	38.70 58.43	26.61 33.96	
8	Shahjibazar Gas Turbine (7 units) Shahjibazar 60 MW Gas Turbine	Gas Gas	57 70	81.43 25.61	16.31 4.18	15.04 21.71	
9	Sylhet 1x20 MW Gas Turbine	Gas	20	139.00	79.30	24.64	
10	Fenchuganji C.C.	Gas	90	529.06	67.11	35.73	
11	Khulna 1x110 MW Steam Turbine Khulna 1x60 MW Steam Turbine Khulna 2x28 MW BMPP	F. oil F. oil SKD	110 60 56	301.55 4.69 43.95	31.29 0.89 8.96	22.24 23.57 22.75	
12	Barisal 2x20 MW Gas Turbine Barisal Diesel (9 units)	HSD HSD	40 7	57.99 3.73	16.55 6.08	15.04 21.72	
13	Bhola Diesel Bhola Old Bhola New	HSD FO HSD HSD	3 2 2	2.56 3.96 0.26 1.55	24.79 1.63 8.83	25.94 19.18 18.62	
14	Bheramara 3x20 MW Gas Turbine	HSD	60	106.77	20.31	24.2	
15	Baghabari 71 MW Gas Turbine Baghabari 100 MW Gas Turbine	Gas Gas	71 100	0 738.94	0 84.35	0 29.30	
16	Ranppur 20 MW Gas Turbine	HSD	20	25.47	14.54	21.79	
17	Saidpur 20 MW Gas Turbine	HSD	20	35.73	20.39	22.29	
18	Barapuluria 2x125 MW ST (COAL)	COAL	250	1,201.26	54.85	29.89	
19	Thakurgaon 3x1.5 MW Diesel	LDO	5	1.69	4.28	27.28	
	Total (Grid)		3872	15,491.94	45.67		
20	Isolated East Isolated West	HSD HSD		1.97 0.79			
	Total BPDB		3872	15,494.70	45.68		
1	KPCL (Khulna BMPP)	FO	110	746.58			
2	WEST MONT (Baghabari, BMPP)	Gas	90	491.9			
3	NEPC (Haripur, BMPP)	Gas	110	655.56			
4	RPC (Mymensingh)	Gas	210	930.92			
5	AES Haripur	Gas	360	2,538.47			
6	AES Meghnaghat	Gas	450	2,883.10			
	Total Private (Net Generation)		1330	8,244.54			
	BPDB Net Generation IPP Net Generation			14,538.55 8,244.54			
	Total Net Generation (BPDB+IPP)			22,783.09			
	Total Generation (BPDB Gross+IPP Net)			23,739.24			

**Siddhirganj 50 MW has been dismantled in June '2007. So its installed capacity is shown 0 MW.

(出所) BPDB Annual Report 2006/2007

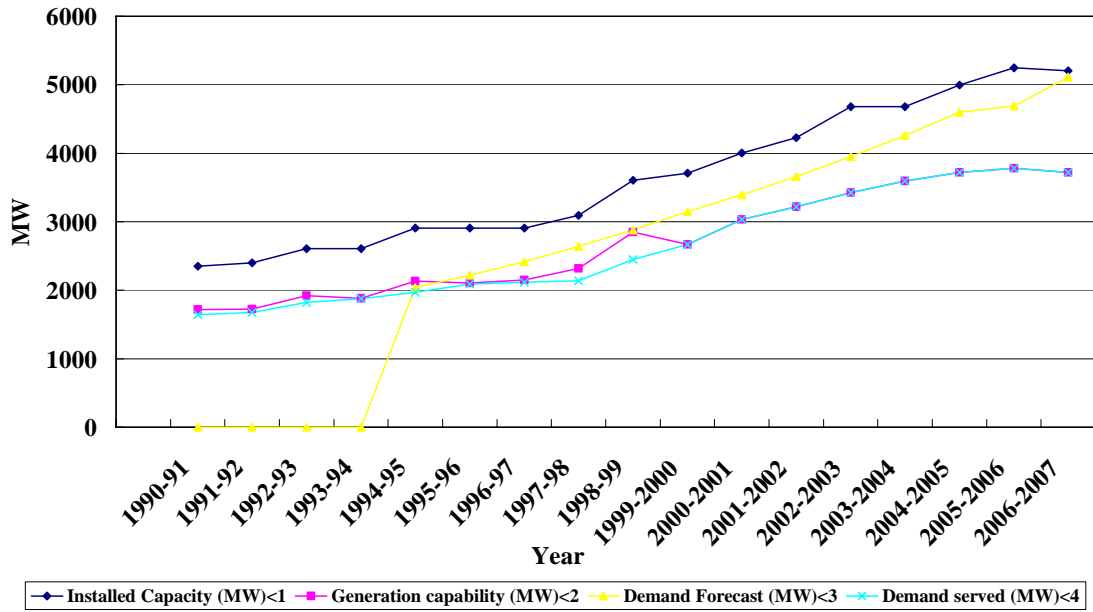
Table I-3-1-7 設備容量、可能発電出力、需要予測および計画停電

Year	Installed Capacity (MW)<1	Generation capability (MW)<2	Demand Forecast (MW)<3	Demand served (MW)<4	Load Shedding (MW)<5
1990-91	2,350.00	1,719.00	-	1,640.00	340-15
1991-92	2,398.00	1,724.00	-	1,672.00	550-25
1992-93	2,608.00	1,918.00	-	1,823.00	480-20
1993-94	2,608.00	1,881.00	-	1,875.00	540-23
1994-95	2,908.00	2,133.00	2,038.00	1,970.00	537-10
1995-96	2,908.00	2,105.00	2,220.00	2,087.00	545-10
1996-97	2,908.00	2,148.00	2,419.00	2,114.00	674-20
1997-98	3,091.00	2,320.00	2,638.00	2,136.00	711-32
1998-99	3,603.00	2,850.00	2,881.00	2,449.00	774-16
1999-2000	3,711.00	2,665.00	3,149.00	2,665.00	536-10
2000-2001	4,005.00	3,033.00	3,394.00	3,033.00	663-15
2001-2002	4,230.00	3,217.50	3,659.00	3,217.50	367-5
2002-2003	4,680.00	3,428.00	3,947.00	3,428.00	468-5
2003-2004	4,680.00	3,592.10	4,259.00	3,592.10	694-2
2004-2005	4,995.00	3,720.80	4,597.00	3,720.80	770-7
2005-2006	5,245.00	3,782.10	4,693.00	3,782.10	1312-15
2006-2007	5,202.00	3,717.80	5,112.00	3,717.80	1345-40

Note :

- <1 Installed capacity as of June of the year
- <2 Generation capability is the Maximum available generation capacity after maintenance outage in the year
- <3 Demand forecast is the Base Forecast of PSMP 2005
- <4 The dates of maximum demand served and maximum available generation capacity may not be the same.
- <5 Load shedding is the range of maximum and minimum throughout the year

(出所) BPDB Annual Report 2006/2007



(出所) BPDB Annual Report 2006/2007

Figure I-3-1-5 設備容量、可能発電出力、需要予測および計画停電

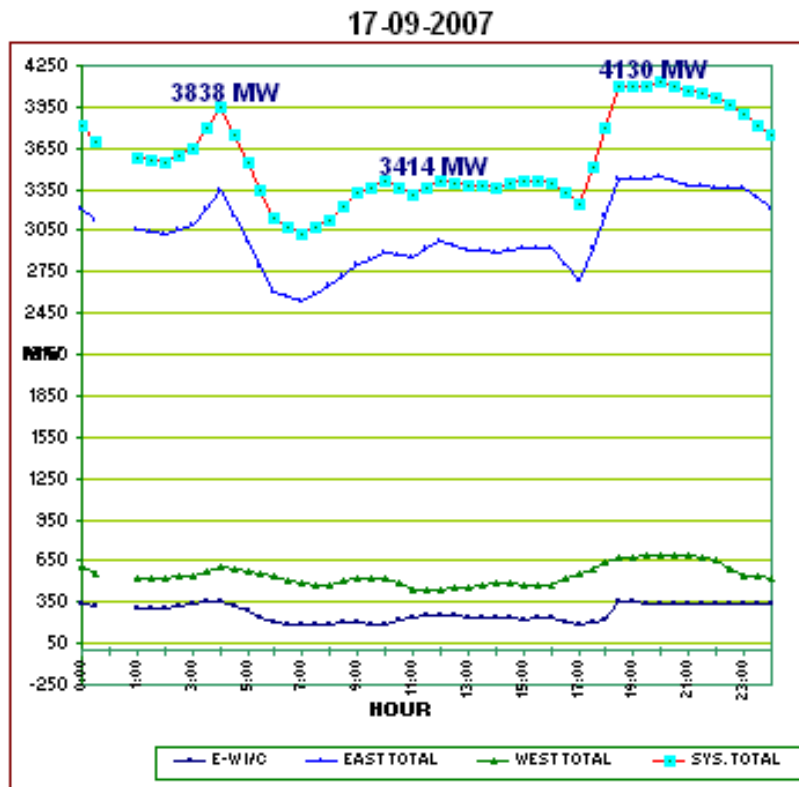
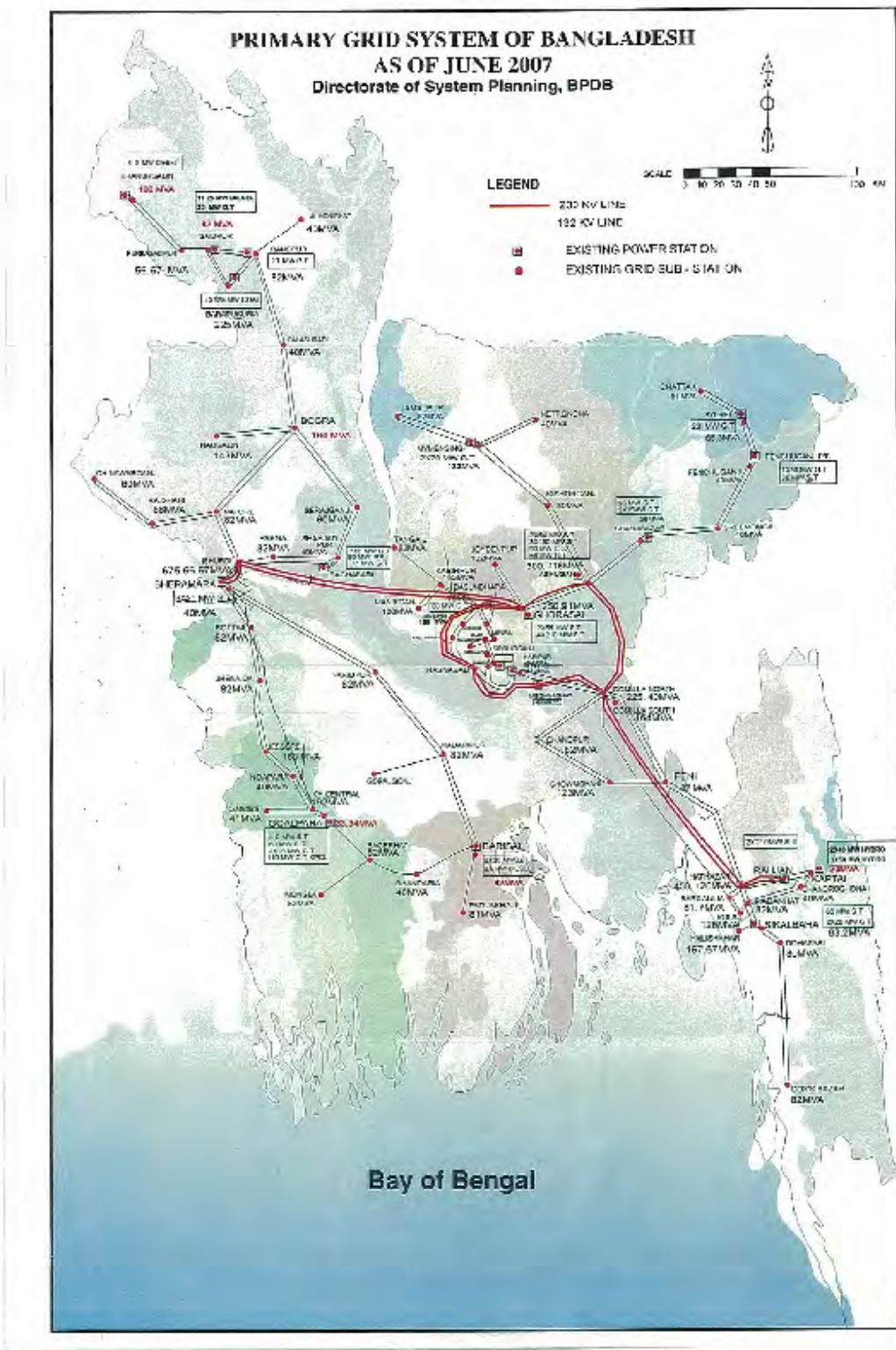


Figure I-3-1-6 1日の電力消費パターン



(出所) BPDB Annual Report 2006/2007

Figure I-3-1-7 既存発電所位置図

3.2 バングラデシュ国の電力機関の体制

「バ」国政府の長期ビジョンは、2020年までに全国民に対して電気を供給することである。また、政府は適切な料金で信頼性があり、質の高い電力供給を行うために電力セクターの再編を実施することを宣言した。BPDBはこの政策に沿って行動している。

(1) 企業形態

「バ」国では、電力エネルギー省（Ministry of Power, Energy and Mineral Resource : MoPEMR）が電力事業を統括している。その傘下には、バングラデシュ電力開発庁（Bangladesh Power Development Board : BPDB）、BPDBから事業部制化あるいは、分社化した発電所、IPP、私営発電事業者が、発電を行い、BPDBの送電設備を介して、地方都市ではBPDBが、首都圏ではダッカ電力供給公社（Dhaka Electricity Supply Agency : DESA）とダッカ電力供給会社（Dhaka Electricity Supply Company : DESCO）が、農村部では農村電化組合（PBS）が需要家へ電気を供給している。「バ」国における電力セクターの体制を Figure I-3-2-1 に示す。

1) 電力エネルギー省（MoPEMR）と電力室（Power Cell : PC）

MoPEMRは、電気事業の計画策定や投資決定などに、統括的な責任を負っている。PCは、1995年に電力エネルギー省電力局（Power Division）内に電力セクター改革を推進するための組織として設置された。電力セクターが目指す主たる改革、並びに業務は、改革プランの実施計画の策定、電力セクターのパフォーマンス改善、顧客満足度の向上、資源の最適利用を考慮したセクター開発計画実施に係る支援、政府傘下の電力関係機関の公社化、既存電力機関の財務体力の強化、配電機関の地域分割と合理化、電力セクター各機関における人材育成、電力セクターマスタープランの作成等である¹。

2) バングラデシュ電力開発庁（BPDB）

独立翌年の1972年に設立され、電源開発、発電計画の策定・実施のほか、IPPからの電力引取り、発電、送電、給電を行っている。発生した電力を自前の送配電設備などを利用して地方都市へ供給するとともに、首都圏で送配電事業を行う電力供給公社（DESA）と、農村部で電化事業を行う農村電化庁（REB）へ卸売りしている。国内における卸売り電力供給量の約40%を、BPDBが扱っている。また、需要家件数は約160万である。

3) バングラデシュ電力系統会社（PGCB : Power Grid Company of Bangladesh）

1996年にBPDBの送電部門が分社化され、1994年会社法に基づき、全国の系統計画・運用を実施する機関としてPGCBが設立された。BPDBの75%子会社である。2002年

¹ Power Cell website, “About Us”

12月までに、BPDB および DESA からすべての送電系統設備の移管は完了している。

4) ダッカ電力供給公社 (DESA)

BPDB から、首都圏 (16 地区) での送配電事業を分離する形で、1990 年に設立された。BPDB から 132kV の送電線を介して電力を購入し、自社の需要家に小売り供給するとともに、REB に卸供給している。需要家の件数は、約 60 万件である。また、DESA は 2008 年 7 月 1 日に DPDC に分社化された。

5) ダッカ電力供給会社 (DESCO)

それまで国有企業の独占であった配電事業の効率化をおこなうため、「バ」国政府とアジア開発銀行の支援で、会社法に準じて 1996 年に設立された民間の配電会社である。特に、料金未回収や盗電の問題の解消を目指している。ミルプール地区での配電事業に加え、2003 年 4 月 10 日より、グルシャン地区の配電事業を DESA より引き継いだ。また、現在はウットラ・トンギ地区でも配電事業を行っている。需要家件数は、約 34.7 万である。DESA と比較して、DESCO のシステムや料金回収など、パフォーマンスは高くなっている。

6) 農村電化庁 (REB : Rural Electrification Board) と農村電化組合 (PBS : Palli Bidhyut Samities)

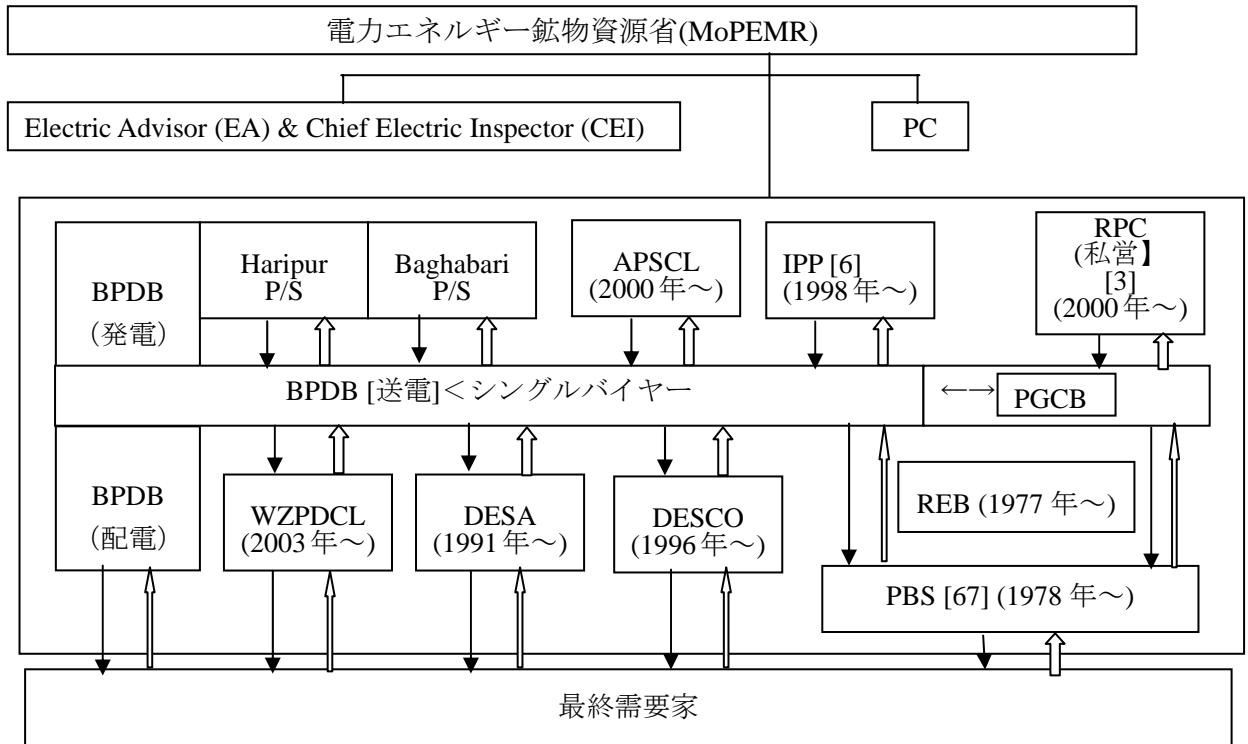
REB は、1977 年に創設されて以来、首都圏以外の地域において既存の送電系統から電力供給できるように変電設備や配電設備の建設をするとともに、送電系統が整備されていない地域においてディーゼルや太陽光などの小規模な発電所と配電設備を設置して、地方電化を促進させている。1998 年 4 月には「小規模発電政策」(Small Power Generation Policy) が策定され、地方電化の促進のために、10MW 未満の発電所を地方に設置することが決められた。

完成した電力設備は各地の農村電化組合 (PBS) に引き渡され、PBS が設備の管理や配電事業の運営を行っている。「バ」国の農村電化は当初より米国国際開発庁 (USAID) の支援により進められた。PBS は米国の農村電化組合をモデルとして設立され、その組織形態や運営方法は受益者である住民が参加する直接民主主義的なものとなっている。2003 年現在、PEB は 70 ヶ所に PBS を持ち、約 300 万世帯に電力を供給している。REB/PBS のパフォーマンス (配電損失率: 約 15%、料金回収率: 約 95% など) は、BPDB (配電損失率: 約 30%、料金回収率: 約 80%) や DESA (配電損失率: 約 25%、料金回収率: 約 60%) などに比較して良好である。

REB は、BPDB と DESA から電圧 33kV の送電線を介して電力を購入しており、その小売供給量は、全体の 24% である。また需要家件数は、約 452.9 万である。

7) エネルギー規制委員会 (Bangladesh Energy Regulatory Commission : BERC)

BERC は 2003 年法律第 13 号に基づいて設立された²。設立の目的は、独立後の公平な組織を設置することにより、電力セクターにおける発電及び送電、ガス及び石油製品の輸送、販売分野における民間投資のための環境を整備し、経営・運転・料金決定に関する透明性を高め、消費者利益の擁護並びに競争原理に基づく市場を創造する等においている。BERC の機能及び権限として同法律は、具体的な電力セクターを含むエネルギー分野において、販売料金の決定、事業者に対する免許の発行、生産・輸送・販売の効率化、将来の負荷並びに財務面の予測、電力セクターの各組織が企画する各種の事業に関して国家全体の計画の見地より承認及び決定をおこなうこと、統計及び情報の収集等を明示している。また、同法ではその第 5 章を政府と BERC の関係について規程しており、政府はエネルギーセクターの開発整備に係る政策の決定並びに国家的計画の策定を行い、政策の実施に関する指示を BERC と協議の上で発出すると規程している。なお、BERC における電力料金に関する政策に関しては、「3.4.3 エネルギー規制委員会における料金政策」に詳細を記載する。



備考: —→ 電力の流れ、⇔ 資本関係
(出所) 海外電力調査会

Figure I-3-2-1 「バ」国の電力セクターの体制

² Bangladesh Gazette, S.R.O. No. 228/Law/2003, Act No. 13 of 2003, An Act to make provisions for the Establishment of an Independent and Impartial Regulatory Commission for the Energy Sector.

(2) 電力セクター改革の組織と現状

電力エネルギー省 (MoPEMR) は、1994 年に電力セクター改革に着手しており、IPP の参入、BPDB の分社化や民営化などを進行中である。1994 年に「電力セクター改革プログラム」が実施され、1996 年には発電部門を民間に開放することを定めた「民間電源開発政策」が制定された。2000 年には「2020 年までに、全ての国民に安価で、安定した電力供給する」ことを目標に掲げて、電力部門改革の方向性を示した「Vision Statement/Policy Statement」が打ち出され、2003 年にはエネルギー部門における独立・公平な規制機関 (ERC) の設置に向け「エネルギー規制委員会法」が制定された。

BPDB の発電部門については、「Vision Statement/Policy Statement」(2001 年 1 月) に基づいて、Haripur 発電所が事業部制化。Ashganj 発電所が分社化されている。これに続いて「Energy Regulatory Commission Act」(2003 年 5 月) に基づき、Baghabari 発電所が事業部制化されている。

また、BPDB の配電部門においては、同じく「Energy Regulatory Commission Act」に基づき、Khulna および Barisal 地区の配電を担う西部配電会社 (WZPDCL) が分社化されている。

3.3 バングラデシュ電力庁(BPDB)の財務状況

BPDB は電力エネルギー鉱物資源省 (MoPEMR) の傘下にある電力セクターの中核機関である。発電、送電および一部配電を所管する。政府および MoPEMR では、近年、電力セクターの改革を進められているが、コアとなる BPDB および傘下の機関を分社化し、商業ベースに基づく独立採算制の確立を目指している。BPDB の 2000 年以降の財務諸表を以下に掲出する。ここでは BPDB が財務面で抱える問題および課題を考察する。

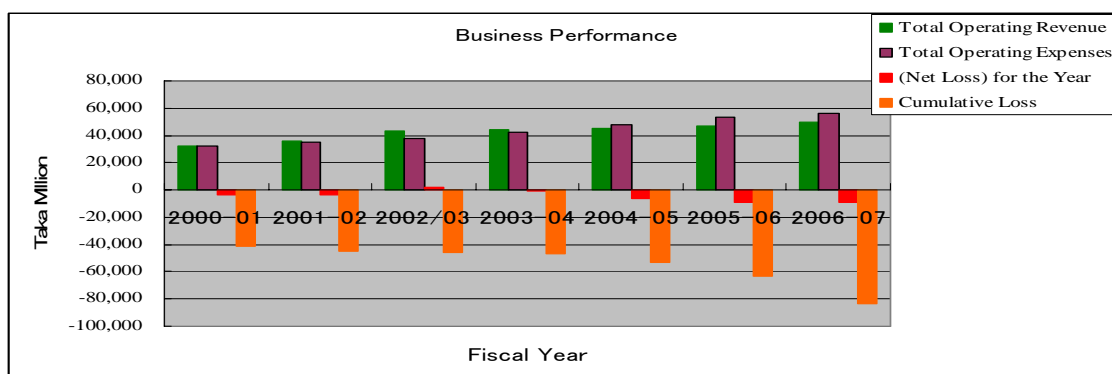
Table I-3-3-1 BPDB の 2000 年以降の財務諸表

	(in Taka Million)						
	2000-01	2001-02	2002/03	2003-04	2004-05	2005-06	2006-07
INCOME STATEMENT							
Operating Revenue							
Energy Sales	31,483	35,248	40,040	43,432	43,581	45,859	47,986
Other Operating Income	753	762	2,804	1,194	1,124	710	1,598
Total Operating Revenue	32,235	36,010	42,843	44,626	44,705	46,568	49,583
Operating Expenses							
Generation Expenses	18,034	17,451	17,652	15,939	18,568	21,362	24,400
Electricity Purchase from IPP	7,882	10,865	13,338	20,233	22,490	25,382	25,166
Transmission Expense	1,742	2,056	2,336	1,243	1,369	1,162	1,216
Distribution Expense	3,694	3,919	3,887	4,392	4,380	4,495	4,351
Customer Accounts Expenses	375	374	406	425	448	299	270
General & Administrative Expenses	375	463	468	531	484	817	964
Total Operating Expenses	32,103	35,128	38,086	42,765	47,738	53,517	56,366
Operating Income	132	882	4,757	1,861	-3,033	-6,948	-6,783
Provision for Assets Insurance Fund (PAIF)	15	15	15	15	15	15	15
Financing & Other Charges	2,891	2,555	2,205	1,562	1,728	1,355	2,150
Net Loss before Charging Exchange Rate Fluctuation	-2,773	-1,688	2,537	285	-4,777	-8,319	-8,948
Loss due to Exchange Rate Fluctuation	-976	-2,063	872	-1,418	-1,309	-1,062	-93
(Net Loss) for the Year	-858	-3,751	1,664	-1,133	-6,086	-9,381	-9,040
Retained Earnings							
Balance Brought Forward from Previou Year	-36,596	-41,669	-44,982	-45,688	-47,094	-53,577	-63,234
Previous Year's Adjustment	-1,324	438	-2,370	-273	-397	-277	11,558
Net Income/(Loss) for the Year	-3,749	-3,751	1,664	-1,133	-6,086	-9,381	-9,041
Balance Carried Forward to Succeeding Year	-41,669	-44,982	-45,688	-47,094	-53,577	-63,234	-83,833
BALANCE SHEET							
Fixed Assets							
Utility Plants in Service	230,840	230,268	170,848	177,308	172,956	200,570	293,023
Less Accumulated Depreciation	114,096	121,277	94,428	99,213	101,392	106,547	124,702
Written Down Value	116,744	108,991	76,421	78,095	71,564	94,023	168,321
Project in Progress	21,777	27,355	28,830	36,653	48,365	39,450	18,367
Total Fixed Assets	138,521	136,345	105,251	114,748	119,930	133,473	186,688
Investment							
Investment	2,276	2,683	5,430				14,502
Investment Share from PGCB	2,071	3,343	3,816				
Total Investments	4,347	6,026	6,617	15,643	15,216	15,366	14,502
Current Assets							
Cash in Hand & at Bank	12,286	10,809	7,360	9,989	14,821	14,023	16,567
Accounts Receivable - Trade	32,657	40,780	44,639	47,469	50,198	51,232	45,714
Accounts Receivable - others	3,586	2,829	3,215	4,643	4,535	5,140	5,728
Receivable to REB		2,077	3,723	1,645	1,645	1,645	1,645
Provision for Bad & Doubtful Debts	-639	-680	-703	-725	-795	-823	-532
Advance to Contractors & Suppliers	3,133	1,592	436	799	780	953	1,036
Advance to Employees	613	771	985	1,094	1,136	1,132	1,133
Stock & Stores	6,738	7,067	7,303	7,748	7,331	7,338	7,977
Deposits & Prepaid Expenses	1,205	1,232	138	131	84	110	225
Total Current Assets	59,579	66,476	67,096	72,794	79,735	80,751	79,495
Total Property & Assets	202,446	208,849	188,210	203,185	214,881	229,590	280,685
Capital & Liabilities							
Capital & Reserve							
Paid up Capital	60,833	64,077	67,992	73,526	78,156	84,647	89,323
Net Surplus/(Deficit)	-41,669	-44,982	-45,688	-47,094	-53,577	-63,234	-83,833
Appraisal Surplus	55,748	55,748	55,748	55,748	55,748	55,748	117,058
Grants	3,966	3,980	4,015	4,050	4,120	4,221	4,548
Deposit Work Fund	734	796	829	871	934	992	1,102
Liquidity Damage Reserve	116	116	72	72	72	72	72
Total Capital & Reserve	79,729	79,735	82,969	87,174	85,455	82,447	128,270
Long Term Liabilities							
Government Loan	15,594	16,382	16,981	20,503	23,569	27,842	33,322
Foreign Loan	37,317	32,196	19,721	21,159	21,902	26,914	23,589
Total Long Term Liabilities	52,911	48,578	36,702	41,662	45,471	54,756	56,911
Medium Term Liabilities							
Security Deposit (Consumers)	1,463	1,600	1,729	1,869	2,022	2,172	2,325

	(in Taka Million)						
	2000-01	2001-02	2002-03	2003-04	2004-05	2005-06	2006-07
CASH FLOW STATEMENT							
Cash Flow from Operating Activities			2,212	2,727	1,085	-4,317	-811
Total Receipts			38,621	42,467	41,782	44,957	54,222
Total Payment for Operating Expenses			-35,161	-38,052	-39,879	-47,768	52,572
Debt Service Liabilities-Interest Payment			-1,248	-1,688	-818	-1,506	2,454
Cash Flow from Investing Activities							
Net Cash Flow from Investing Activities			-10,043	-8,175	-9,241	-16,230	-8,238
Cash Flow from Financing Activities							
Net Cash Flow from Financing Activities			4,382	8,076	12,988	19,750	11,593
Net Cash Flow			-3,449	2,629	4,832	-798	-2,544
KEY INDICATORS							
Total Volume of Sales (GWh)	14,003	15,243	16,332	18,023	19,196	20,954	21,181
System Loss							
T&D Loss (% of Generation)	13.85%	12.62%	11.35%	10.16%	9.29%	7.86%	7.03%
Distribution Loss (% of Import)							
Including REB	18.77%	17.20%	14.81%	10.90%	9.41%	8.21%	7.20%
Excluding REB	26.11%	24.50%	22.35%	21.33%	20.00%	19.06%	16.58%
T&D Loss (net for whole system in % of generation)	30.02%	27.65%	24.48%	19.95%	17.83%	15.42%	13.72%
Unit Supply Cost (Tk/kWh)	2.50	2.47	2.47	2.54	2.62	2.70	2.77
Average Billing Rate (Tk/kWh)	2.25	2.31	2.45	2.41	2.27	2.19	2.26
Total Number of Employees		28,027	25,691	21,272	21,230	21,254	20,494
Personnel Expenses	2,322	2,479	2,528	2,971	2,374	2,766	3,263
Depreciation	6,933	7,181	6,618	4,785	4,901	5,156	6,677
Net Cash Flow from Operating Activities	4,751	6,423	2,212	2,727	1,084	-4,317	-811
Debt Service							
Payment of Interest	2,891	2,555	2,205	1,562	1,728	1,355	2,150
Repayment of Loan							
Foreign Loan	4,854	8,243	1,781	1,988	1,921	3,290	4,540
Government Loan	629	778	750	1,100	900	300	409
Total Repayment	5,483	9,021	2,531	3,088	2,821	3,590	4,949
Capital Expenditure							
UPIS			625	757	663	964	655
PIP			6,948	7,752	12,407	15,639	8,845
Total Capital Expenditure	7,573	7,948	7,573	8,509	13,070	16,603	9,500
Key Performance Indicators							
Debt Service Coverage Ratio (net ope revenue before debt service/debt service) (times)	1.07	0.52	2.21	1.12	0.12	-0.58	-0.03
Self-financing ratio (funds from internal source/ave of capex) (%)	62.74%	80.81%	29.21%	32.05%	8.29%	-26.00%	-8.54%
Return on Equity (net income/equity) (%)	-1.08%	-4.70%	2.01%	-1.30%	-7.12%	-11.38%	-7.05%
Return on Net Fixed Assets (net income/net fixed assets)	-0.73%	-3.44%	2.18%	-1.45%	-8.50%	-9.98%	-5.37%
Debt Equity Ratio (Debt/(Debt + Equity)) (%)	60.62%	61.82%	55.92%	57.10%	60.23%	64.09%	54.30%
Current Ratio (current assets/current liabilities) (%)	94.04%	95.13%	111.96%	110.43%	105.35%	95.40%	91.20%
Operating Ratio (operating cost/total revenue) (%)	1.00	0.98	0.89	0.96	1.07	1.15	1.14
Construction Work in Progress/Total Fixed Assers (%)	15.72%	20.06%	27.39%	31.94%	40.33%	29.56%	9.84%
Stock & Stores/Total Fixed Assets (%)	5.77%	6.48%	9.56%	9.92%	10.24%	7.80%	4.74%
Account Receivable Turnover (months)	12.45	13.88	13.38	13.12	13.82	13.41	11.43
Sales per Employee (kWh/employee)		543,868	635,709	847,264	904,192	985,885	1,033,522
Employment Cost/Total Revenue (%)	7.20%	6.88%	5.90%	6.66%	5.31%	5.94%	6.58%

3.3.1 業績推移

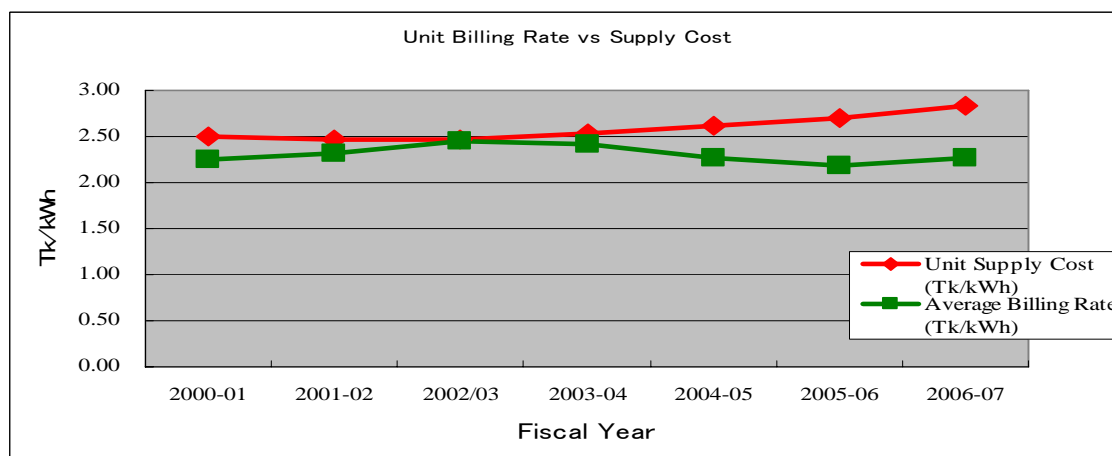
現在に至るまでの業績は恒常的な不振が続いており、巨額の累積損失を抱えるに至っている。累積損失は Taka 838 億に上り、払込済資本金をほぼ食いつぶす格好となっている。



(出所) BPDB, “Annual Reports 2001/02 - 2006/07”

Figure I-3-3-1 BPDB 業績推移

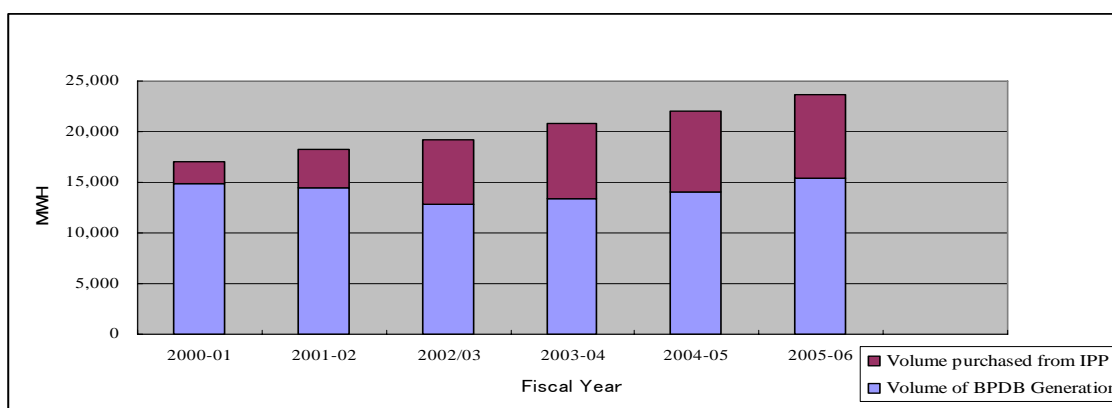
特に 2004/5 年度以降の 3 年間は営業収支（営業収入－営業費用）が赤字となり、これに金融費用が加わって大きな赤字を形成する構造である。累積債務の残高は 2006/7 年度には Tk 838 億に上っている。累積債務の規模は年間売上高の 1.7 倍に及んでおり、独力での回復は不可能な状態に立ち至っている。BPDB の業績が不振である最大の理由は電力販売価格が供給コストをカバーできないコスト－収入の逆転にある。



(出所) BPDB, “Annual Reports 2001/02 - 2006/07”

Figure I-3-3-2 電力供給コストと平均料金

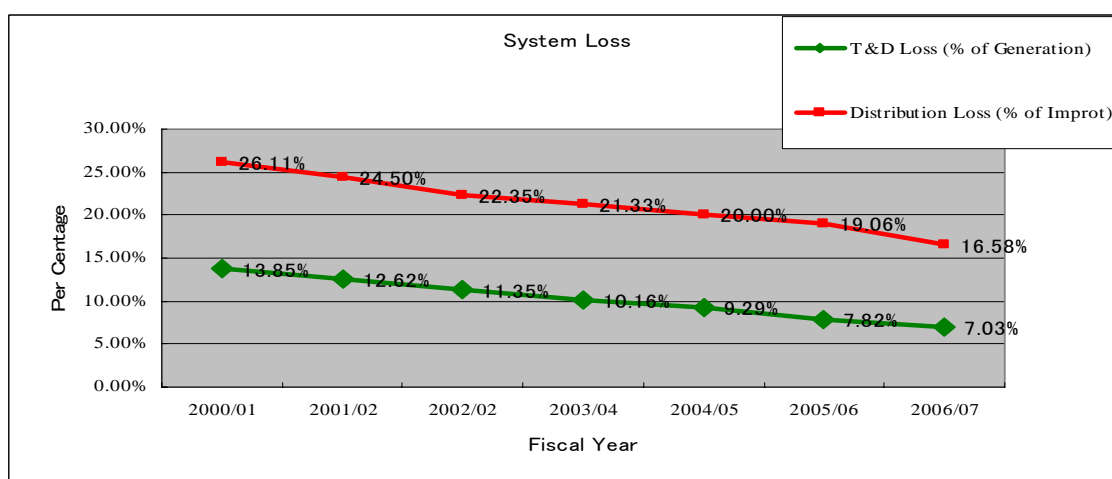
他方、BPDB の供給総量に占める IPP の比重が近年段階的に増加の傾向にある。IPP が供給する電力は基本的に供給コストに一定のマージンを載せた料金決定を行っており、BPDB の発電に比べ、コストの高い電源である。2004/5 年度には IPP からの電力購入が総調達量の 35% を占め、購入金額は総営業費用の 47% を占めている。BPDB としては制御できない部分が拡大していることが確認される。



(出所) BPDB, “Annual Reports 2001/02 - 2006/07”

Figure I-3-3-3 発電電力量と IPP よりの電力購入量

発電に加えて、一部送電および配電を司る BPDB にとって電力損失の削減は最も重要な課題である。BPDB が自ら発電する電力に発生する送配電ロスと IPP 他社から購入する電力について発生する配電ロスを捕捉すると以下の通りとなる。近年着実な改善傾向が認められるが、自己の発電した電力についての送配電ロス率が 7.0%、購入した電力についての配電ロス全体が 16.6%と依然として高く、改善の要があると判断する。なお、「バ」国全体のシステム・ロス は Power Cell が把握している。電力セクター全体のシステム・ロスはさらに一段と高く、2005/06 年度（2006 年 3 月までの暫定値）において、発電所所内率 6.0%、送電ロス 5.63%、配電ロス 20.97%、合計 32.60%と極めて高い数値となっている³。発電した電力の 1/3 が消費者に届く前に失われていることになる。



(出所) BPDB, “Annual Reports 2001/02 - 2006/07”

Figure I-3-3-4 システム・ロス

³ Power Cell, MoPEMR, “Bangladesh Power Sector Data Book”, June 2006

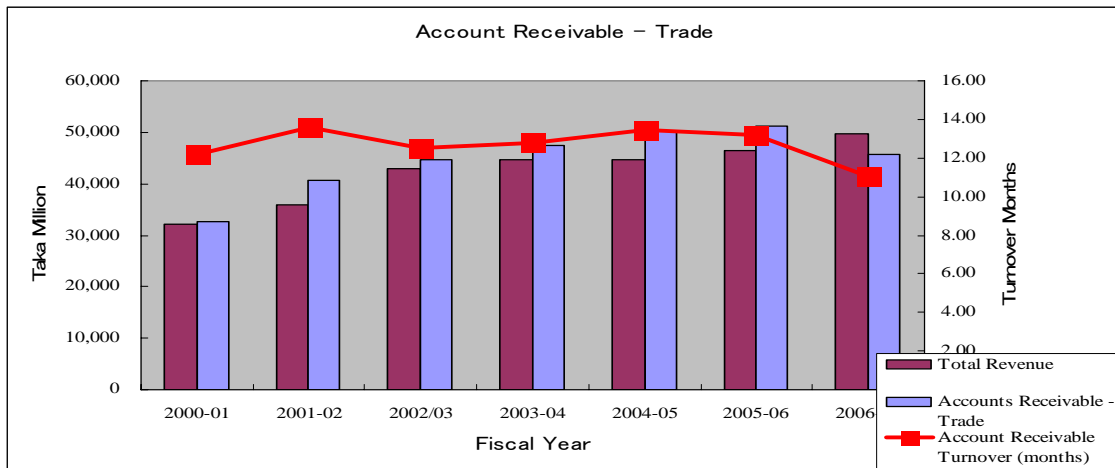
3.3.2 資本勘定

2000 年度および 2007 年度の二度に亘り、資産の再評価を実施、再評価益 (Tk 1,170 億) を資本勘定に計上することにより、債務超過を免れている状況である。資産再評価益に加えて、政府は毎年小刻みに BPDB に対する債権の一部を資本金に転換を行い、累積赤字が資本金を上回るのを防いでいる。資産再評価により債務超過を免れているが、再評価益は BPDB にとって用途が自由になる現金が増加した訳ではなく、自己資本比率の表面上の改善はあるが、全く余裕のない状態である。再評価された資産が減価償却の増加を経て、電力販売価格の上昇、減価償却見合い部分のコスト回収が行われて始めて再評価の効果が実現する。2000 年度における再評価については資産価格の変更は行われたが、2006 年度までは減価償却には反映されない状態が続いていた。いわば見せかけのみで効果を伴わない再評価を行ったこととなる。2006/07 年度については総資産残高が Taka 924 億増加、これに対応する勘定の動きとして、累積減価償却費が Taka 182 億増加、建設仮勘定が Taka 211 億減少、資産再評価剰余金が Taka 614 億増加している。固定資産の再評価に加えて、建設仮勘定から大きな金額が資産に振り替えられ、固定資産の大きな増額が記録されている。

3.3.3 資産勘定

電力事業は事業の性格上、固定資産を大きくもつ事業であり、経常資産は経営の効率化とともにウェイトが低くなる。BPDB では売掛金・未収金が経常資産を膨らませており、資産総額全体の大きな比重を占めている。2006/7 年度における総資産に対する経常資産の比率は 28%となっている。経営効率化が進んでいる日本の電力業界 10 社の平均 (2006 年度) では、資産に占める経常資産は 5%⁴であり、「バ」国と日本では大きな格差が認められる。売掛債権回転日数について見ると、最近 2 年で若干の改善は見られるが、依然として 1 年前後の数値となっている。電力販売代金は毎月定められた期日に回収されるものであり、支払いに遅滞がなければ回転日数は 30 日以下となる。ちなみに日本における平均は 21 日である。回転日数の長期化は電力販売料金の回収遅延に根本的な原因がある。遅滞の原因を究明し、回収が不可能な債権は償却を行い、残りの債権の回収早期化に最大限の努力を払うことが必要である。

⁴ 電気事業連合会ウェブサイト <http://3.fepec.or.jp/tok-bin/kensaku.cgi>

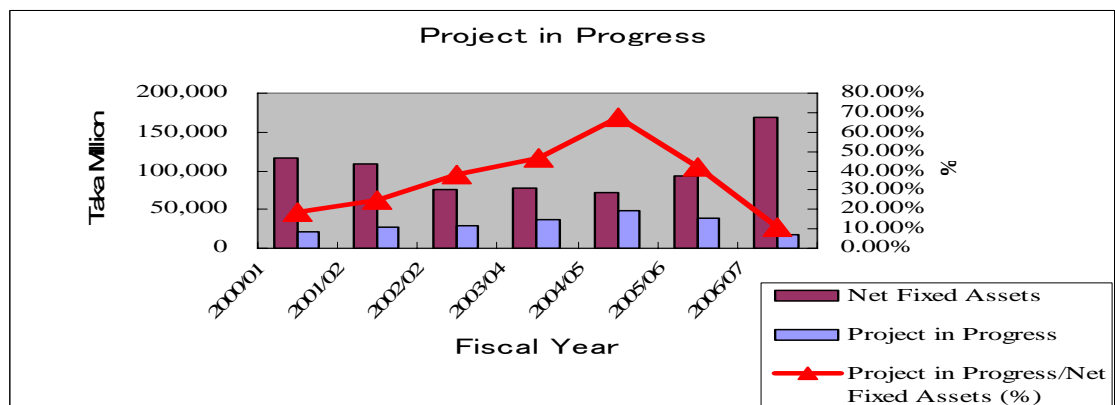


(出所) BPDB, “Annual Reports 2001/02 - 2005/06”

Figure I-3-3-5 売掛金残高の推移

固定資産が売上金として何回回転したか固定資産回転率を見ると 0.25 回となる。再評価により固定資産が膨張、回転率を低くする要因となっている。投資不足に起因する電力供給不足となっている状況からは低位に過ぎる回転数であると言える。ちなみに設備投資の進んだ日本の電力業界の実績（2006 年度）では 0.16 回となっている。

注目すべき項目として建設仮勘定がある。「バ」国では電力不足の対策として、ドナーの支援を受けて積極的な設備投資を進めているが、このことが建設仮勘定を固定資産で除した比率を高く保っている。2004/5 年度には同比率で 40.3% を記録、以降比率は低下を続けている。2006/7 年度には資産再評価により分母となる固定資産総額が大きく増加、比率を押し下げる要因として働いた。



(出所) BPDB, “Annual Reports 2001/02 - 2005/06”

Figure I-3-3-6 固定資産および建設仮勘定の推移

建設仮勘定は設備投資が工事中で稼働する前の設備を捉えている。比率が高いことは設備投資水準の高さを表すものであるが、反面、未だ稼働していない資産であり、全体資産の収益効率には負のインパクトを与える。需要の増加に見合ったバランスのとれた投資が重

要である。ちなみに需要が成熟、低成長を続ける日本の電力業界における同比率は 5.2% となっている。

資産勘定におけるもう一つの問題として減価償却がある。2000 年度に行われた資産再評価により資産額が増加した。再評価が行われた時点以降については増加した資産金額をもととして減価償却が実施されるべきところであったが、2000/01 年から 2005/06 年までの間資産の増加部分に対する減価償却が行われず（2006/07 年度から反映開始）、電力料金に反映されないで推移した。投下した設備コストを回収する機会を失っていることが指摘される。

3.3.4 負債勘定

負債勘定の中では、経常債務に計上されている **Debt Service Liabilities** が注目される。BPDB が過去に導入した対外借款および政府からの借款の元利支払いが期日に支払いが行われず、延滞となっている債務である。本来、導入した借款の返済は、設備の減価償却コストを電力販売料金の一部として回収され、回収した資金の中から元本返済、金利支払いが行われるべきものである。資本コストを含めた電力供給コストに見合った料金を賦課している場合には、燃料費およびその他経費を支払った上で、導入した借款の元利支払いのための資金が残される筈である。実績がそのようなならなかったのは先に述べた電力販売代金が供給コストを下回っていることによる。政府および電力業界が最優先課題として取り組むべき問題である。

負債勘定に示されている退職および年金債務については経営上長期的な視野にたった対処が必要である。現状、BPDB には退職年金制度（Pension Plan）、退職貯蓄制度（Contributory Provident Fund）、退職一時金制度（Gratuity Fund）の 3 種類の給付制度がある。退職年金制度は確定給付年金であり、残り 2 者は一時金制度である。確定給付年金制度については、将来の年金支払い予測に基づく年金数理計算（Actuarial Valuation）を行い、積み立て所要額を算出し、既往の積立額との差額を拠出することが求められる。しかるところ、BPDB では年金数理計算を行っておらず、将来の支払い総額がどの程度となるかに関する予測は行われていない。人口の長寿化が進む過程においては予期しない支払い負担増加となることが想定される。経営リスクの一つとして認識し、適切な対応を進めることが肝要である。

3.3.5 レシオ分析

企業としての活動の基本となるソルベンシーを経常比率から知ることができる。流動負債を支払うに足る流動資産を有するかをチェックするテストである。2003 年度－2005 年度に一時的に 100% をクリアしていたが、2006 年度以降 100% を割り込み、2006/07 年度は 91.2% となっている。一般的に健全性の指標とされる 150% を割り込んでいることが懸念されることに加え、計算の根拠となる流動資産には巨額の売掛金を含んでおり、そのうち大半が回収困難とみなされる状況にあり、従って算出されるている経常比率は大幅に割り引いて考える必要がある。

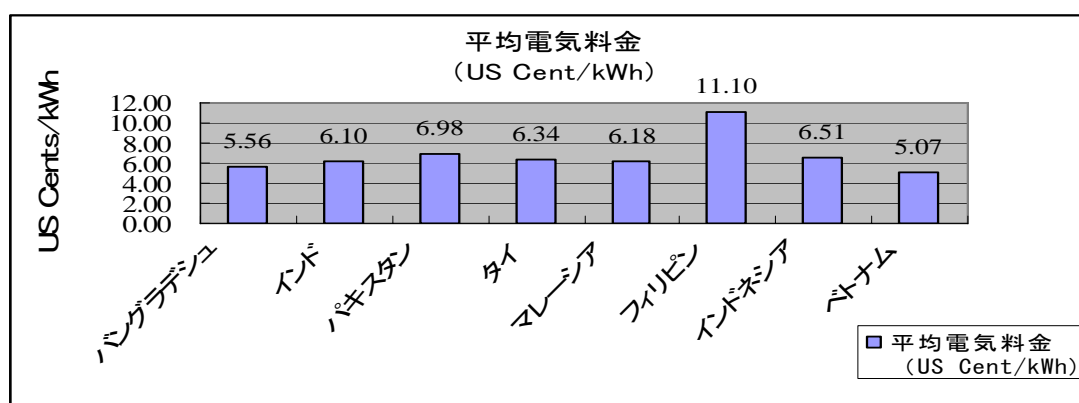
今ひとつの問題として、**Debt Service Coverage Ratio (DSCR)** がある。2002/03 年度については、2.2 と通常要求される 1.3 の基準をクリアしていたが、翌年から急降下、2004/05 年度は

0.1、2005/06年度は-0.6とマイナスに転じている。マイナスとなった原因は、分子を構成する営業収益と減価償却の和がマイナスとなったためである。この指標についても実態は表面的な数値以上に深刻なものがある。ただし、分母となる債務履行額は本来債務延滞がない状態における数値を採用すべきところ、BPDBは債務履行ができない部分を Debt Service Liability として持ち越す処理をしており、DSCR 計算式の分母には実際に支払った元利金額のみを計上している。実態は非常に深刻であることが暗示されている。

3.4 電気料金

3.4.1 電力料金の国際比較

「バ」国における電気料金は、農村部において電力を供給する REB を除き、全国同一のユニバーサル・タリフ制を敷いている。「バ」国の電気料金をアジア近隣国と比較してみると以下の通りとなる。



(出所) 「バ」国は DESCO 年報。パキスタンはパキスタン水利電力省資料。その他は、海外電力調査会「海外諸国の電気事業：第1篇 追補版」(2006年)より調査団が加工。

Figure I-3-4-1 アジア諸国の平均電気料金

2004年現在の電気料金は、「バ」国：US¢ 5.56/kWh⁵、パキスタン：US¢ 6.98/kWh⁶、インドネシア：US¢ 6.51/kWh、マレーシア：US¢ 6.18/kWh、フィリピン：US¢ 11.10/kWh、タイ：US¢ 6.34/kWh、ベトナム：US¢ 5.07/kWh、インド：US¢ 6.10/kWh となっている⁷。フィリピンが抜き出て高く、ベトナムが安価にあり、「バ」国はベトナムに次いで低いレベルにあることが分かる。

⁵ DESCO 年報

⁶ パキスタン水利電力省資料

⁷ 海外電力調査会「海外諸国の電気事業：第1篇 追補版」(2006年)より筆者が加工。

3.4.2 電力タリフ

電力を販売する価格（タリフ）は電力事業を営む各機関が自己の供給コストに基づくタリフを BERC (Bangladesh Energy Regulatory Commission) に申請、承認を求めている。消費者に対する電力料金タリフの改定は 2007 年 3 月 1 日付けで行われ、以降現在にいたるまで以下の表に示される料金が電力タリフとなっている。

Table I-3-4-1 電力タリフ

消費者区分		料金/kWh	賦課料金		
			契約使用量	サービス	最低料金
家庭用 (カテゴリーA)	<ul style="list-style-type: none"> • 000-100kWh • 101-400kWh • 401kWh 超 	<ul style="list-style-type: none"> • Tk 2.50 • Tk 3.15 • Tk 5.25 	Tk 10.00/kW/月	単相: Tk 5.00/月 三相: Tk 25.00/月	Tk 100.00/月
農業用 (カテゴリーB)	<ul style="list-style-type: none"> • 一律 	<ul style="list-style-type: none"> • Tk 1.93 	Tk 35.00/kW/月	単相: Tk 5.00/月 三相: Tk 25.00/月	Tk 125.00/馬力/月
小規模工業 (カテゴリーC)	<ul style="list-style-type: none"> • フラット • ピーク • オフピーク 	<ul style="list-style-type: none"> • Tk 4.02 • Tk 5.62 • Tk 3.20 	Tk 35.00/kW/月	Tk 60.00/月	なし
非住宅用 (カテゴリーD)		<ul style="list-style-type: none"> • Tk 3.35 	Tk 10.00/kW/月	単相: Tk 5.00/月 三相: Tk 25.00/月	Tk 100.00/月
商業用 (カテゴリーE)	<ul style="list-style-type: none"> • フラット • ピーク • オフピーク 	<ul style="list-style-type: none"> • Tk 5.30 • Tk 8.20 • Tk 3.80 	Tk 20.00/kW/月	単相: Tk 5.00/月 三相: Tk 25.00/月	Tk 125.00/kW/月
中電圧(11kV) (カテゴリーF)	<ul style="list-style-type: none"> • フラット • ピーク • オフピーク 	<ul style="list-style-type: none"> • Tk 3.80 • Tk 6.73 • Tk 3.14 	Tk 40.00/kW/月	Tk 350.00/月	Tk 80.00/kW/月、 但し Tk 8,000.00 を下回らない
超高圧 (カテゴリーG-1)	<ul style="list-style-type: none"> • DESA-132kV • DESA-33kV 	<ul style="list-style-type: none"> • Tk 2.34 • Tk 2.39 	Tk 35.00/kW/月	非適用	Tk 80.00/kW/月
超高圧(132kV- 一般) (カテゴリーG-2)	<ul style="list-style-type: none"> • フラット • 2300-0600 時 • 0600-1300 時 • 1300-1700 時 • 1700-2300 時 	<ul style="list-style-type: none"> • Tk 2.82 • Tk 1.49 • Tk 2.48 • Tk 1.66 • Tk 5.52 	Tk 35.00/kW/月	Tk 80.00/kW/月	Tk 60.00/kW/月
高圧(33kV) (カテゴリーH)	<ul style="list-style-type: none"> • フラット • ピーク • オフピーク 	<ul style="list-style-type: none"> • Tk 3.58 • Tk 6.45 • Tk 3.03 	Tk 35.00/kW/月	Tk 400.00/月	Tk 80.00/kW/月
カテゴリーI-1	REB 1) 132kV 2) 33kV <ul style="list-style-type: none"> • Economically unsolvent • Economically marginal • Economically solvent 	<ul style="list-style-type: none"> • Tk 2.34 • Tk 2.05 • Tk 2.05 • Tk 2.39 	非適用	Tk 400.00/月	非適用
カテゴリーI-2	DESCO <ul style="list-style-type: none"> • 132kV • 33kV 	<ul style="list-style-type: none"> • Tk 2.34 • Tk 2.39 	非適用	Tk 400.00/月	非適用
カテゴリーI-3	WZPDCL		非適用	Tk 400.00/月	非適用

消費者区分		料金/kWh	賦課料金		
			契約使用量	サービス	最低料金
	・ 132kV ・ 33kV	・ Tk 2.34 ・ Tk 2.39			
カテゴリーI-4	BPDB 配電部門 ・ 132kV ・ 33kV	・ Tk 2.34 ・ Tk 2.39	非適用	Tk 400.00/月	非適用
カテゴリーI-5	将来の配電会社 ・ 132kV ・ 33kV	・ Tk 2.34 ・ Tk 2.39	非適用	Tk 400.00/月	非適用
街灯およびポンプ用(カテゴリーJ)		・ Tk 3.86	Tk 35/kW	Tk 200.00/月	非適用

(注) 為替レートは 2008 年 12 月における月間平均相場で US\$ 1=Taka 67.59 Taka 1=US\$ 0.0148 となっている。[出所：eXchangeRate.com ウェブサイト]

現行のタリフでは消費用途によるカテゴリー別（一般家庭、農業、小規模工業、商業、再販用バルク契約、街灯・公共用）および各カテゴリーの中での消費量、契約規模、消費時間帯別の設定が行われている。

上表より注目すべき事項として以下が指摘される。

- 1) 全体的にタリフが低く抑えられており、BPDB では販売料金が供給コストを下回るコスト割れとなっている。
- 2) 特に、農業用、再販用バルク、一般家庭用の一部に対するタリフが低く抑えられており、その他のカテゴリーに課される高いタリフとの間にクロスサブジディが発生している。
- 3) 再販用のうち REB 向けについては、経済的困窮状態にある消費者を対象とする給電部分が高压での給電と比べて一段と低い料金を採用している。

BPDB は 2008 年 6 月に BERC に対し電力料金を平均 41% 引き上げる申請を提出した（BERC の受理日 7 月 3 日）。BERC は電力料金決定規則に則り、8 月 20 日に公聴会を開催、9 月 30 日に決定通知を行った。審査の段階で、審理対象を卸売り価格に限定し、小売価格は卸売り価格決定後にあらためて申請を提出することで合意した（他の配電会社と同時並行で審理を行う）。改定前のタリフにおける加重平均である Taka 2.04/kWh を 16% 引き上げることで最終的な決定通知が行われた。BERC が料金を審理するのは今回が初めてであり、慎重な検討と審理が行われた。その結果、BPDB の申請に含まれていた Return on Equity（申請=3%）は否認された。承認されたバルク料金は現在 BPDB が IPP から購入している平均電力料金（Taka 2.34/kWh）とやっとならぶ程度の水準であり、BPDB における所要経費すら認められないといった事態であり、BPDB の経営にとっては引き続き収益的に苦しい局面が続くことと理解される。

卸売り料金が改定されたことに伴い配電各社における小売料金の改定が予想されている。2008 年 11 月現在既に一部の配電会社が改定申請を BERC に提出、さらに複数の会社が申請の作業を行っていることが伝えられている。これら申請に対する BERC の審理如何によっ

ではユニバーサル・タリフ制が維持されるのか、地域もしくは会社毎に異なる体系が出現する可能性がないとは言えない状態にある。BERC においては現時点で如何なる判断を下すのか、基本方針は未だ定まっていない⁸とのことである。

電力料金に大きなインパクトを与えるガス料金についても現在ペトロバングラから料金改定の申請（改定幅 22%）が提出され、BERC が審理中である。11 月 30 日に正式決定が行われる予定である。BERC が承認する改定幅は開示されていないが、BERC はガス料金については ROE の申請を認める方針であることを表明している⁹。電力とガスについて取り扱いが異なる理由としては、1)電力バルク販売料金の申請者である BPDB が 100%政府機関であるのに対し、ガスは配給会社が外部資本を受け入れている、2)ガスは従来利益を計上、財政に貢献していることに対し、BPDB は恒常的な赤字体質にあり、財政から補填を行っている、といった事情に起因している。ガス料金が改定されると再度電力料金改定が必要となる。規制上、電力会社は年間 2 回タリフの改定申請を行うことができるとされている。また、石油製品については、2008 年 9 月 1 日には政府が BERC の審理を経ずに料金改定を実施（平均 35%）、逆に 2008 年 10 月 27 日には価格引下げ（平均 16%）を実施、ディーゼル用軽油価格は 2008 年 8 月以前のタリフ Taka 40.00/リットルから 9 月 1 日改定により Taka 55.00/リットル、10 月 27 日改定により Taka 46.61/リットルとなっている。さらに 2008 年 12 月—209 年 1 月に追加の値下げが行われることが喧伝されている。ガス、石油製品の価格改定は 2008 年 9 月の電力料金改定には含まれていないことから、再度卸売り電力料金の改定申請につながるものと理解される。

3.4.3 エネルギー規制委員会における料金政策

BERC は 2004 年設立。電気料金の設定は、卸・小売全てエネルギー規制委員会（BERC: Bangladesh Energy Regulatory Commission）の承認を得て有効となる。ただし、BERC は設立以来、現在にいたるまで職員採用、内部組織の整備の途上であり、本格的な活動は端緒についたところであり、本格的に稼動するのは 2008 年 12 月頃からといった状況にある。2007 年 3 月の料金改定はこのような状況の中で MoPEMR から提出された 5%の改定申請を受けて、審査、承認を行ったものである。2007 年中には政府からさらに 10%を引き上げることに関する提案を受けたが、委員会が本格的に稼動していない状況を踏まえて提案受け入れを断ったとしている。

委員会の活動の基礎となる基本原則として、1)エネルギー規制委員会法、2)ライセンス発行規則、3)タリフ規則、がある。タリフ承認に関する手続きを定める規則として、1)発電タリフ規程、2)送電タリフ規程、3)配電タリフ規程の 3 種類の規程の制定作業を進めている。発電タリフについては政府承認が完了、2008 年に正式に発効している。送配電タリフ規程は現在ドラフト段階にある。タリフの承認は、委員会が電力会社から要件を満たした申請書を受理した日から 60 日以内に公聴会を開催、90 日以内に正式通告を行うこととなっている。

⁸ BERC におけるヒアリング（2008 年 11 月 26 日）

⁹ 同上

タリフの承認における基本原則として、コスト全額をリカバリーし、その上で合理的マージンを認めることを指向している。

発電タリフ規程は料金設定の基本として以下のような点を定めている¹⁰。電力料金の構成は、「燃料代 (fuel charge)」および「供給サービス代 (service rate charge)」と規定、燃料代は電力発電に消費した燃料のコスト総額を回収する金額であり、一切の利益を含まないものとしている。燃料代は半年ごとに変更することが認められている。供給サービス代は電力供給を最も経済的な価格で、同時に供給者が行った設備投資を回収し、積極的に新たな投資が行われるような調和のとれた水準にタリフを設定するものである。発電事業が回収を認められる総額が以下の等式によって示される。

$$\text{回収所要額} = \text{運転費用} + \text{租税公課} + \text{年間減価償却額} + \text{利益率} * (\text{総投資額} - \text{累積減価償却額})$$

既存の事業者がタリフの承認を申請する場合には、先ず 1 年間のテスト実施期間を設け、そこで実証される運転結果を根拠としてタリフ申請を作成することを求められている。新設発電事業でテスト稼働期間をとれない申請者については申請者が行う真摯な見積もりを根拠として提出することが認められている。建設仮勘定は料金算定母数に含めることが認められている。運転資本として、運転資金 (現預金)、燃料 (ガス・水力を除く) 等の 2 ヶ月分、貯蔵品、前払い金については 1 ヶ月分のコスト算入が認められる。資本に対する利益率は、申請者が確保したい水準について裏づけデータを付して委員会に申請することが定められている。委員会の基本的な方向は、証券市場で使われる概念 (リスクフリー・レート + リスク・プレミアム X その企業の β 値) と同様の評価を指向している。

3.4.4 IPP の電力販売価格

IPP は操業開始前に BPDB との間で長期電力販売契約を締結、その中で価格の決定方法および販売価格を決定し、事業の認可と同時に価格の承認を取得している。現在稼働中の IPP について電力価格を見ると以下の通りとなる。

¹⁰ Bangladesh Energy Regulatory Commission, “Bangladesh Energy Regulatory Commission Electric Generation Tariff Regulation 2008”

Table I-3-4-2 IPP の電力販売価格

会社名	燃料	発電容量 (MW)	運転開始	平均タリフ (US Cents/kWh)	プラントファクター
Khulna Power Co., Ltd.(KPCL)	重油	110	1998.10	重油：5.83 ガス：4.40	80%
Baghabari, WESTMONT	ガス	90	1999.6	4.30	80%
NEPC, Haripur	ガス	110	1999.6	4.41	80%
Rural Power Co., Ltd. (RPCL)	ガス	140	2001.4	4.30	80%
AES Haripur(*1)	ガス	360	SC: 2001.6 CC: 2001.12	2.73(*2)	85%
AES Meghnaghat(*1)	ガス	450	2002.11	2.79(*2)	85%
Summit Power Co., Ltd.	ガス	30	2003.10	1.69 Tk/kWh	75%
Baghabari 2 nd , WESTMONT	ガス	40	2006.8	2.79	80%
Rural Power Co., Ltd (RPCL)	ガス	70	2006.9	4.30	80%
Meghanaghat 2 nd BON Consortium	ガス	450	2008 予定	2.7865	75%
Summit Power Co., Ltd (Narsingi PBS-1)	ガス	24	2006 予定	Less than 3 Paisa from BST of PBS	
Summit Power Co., Ltd. (Comilla PBS-1)	ガス	13	2006 予定	Less than 3 Paisa from BST of PBS	
Summit Power Co., Ltd. (Dhaka PBS-1)	ガス	25	2007 予定	Less than 3 Paisa from BST of PBS	

(注) (*1)：所有者が変更され、現在の名称は Pendekar Energy となっている。

(*2)：前提となるガス価格＝US\$ 2.40/GJ。現在適用されているガス価格＝US\$ 1.20/GJ

(出所) Power Cell, “Bangladesh Power Sector Data Book”, (June 2006)

IPP の電力販売先はシングルバイヤーとしての BPDB 宛が全てである。BPDB の現在の平均販売価格は 2006/07 年度で Tk 2.26/kWh となっている。上記のうち 5 発電設備の価格が BPDB の販売価格を上回っていることが確認される。IPP は高い販売価格を認められているが、電力販売料金は高いプラント・ファクターを前提に設定されている。ベースロードとしての運転が基本であるが、IPP にとっては定期修理の期間を除いては常に稼働可能な状態に保つことを要求される訳であり、常時プレッシャーと対峙しながらこうした要求に応えるべく経営が行われていると言える。

第4章 建設計画の技術的実行可能性

4.1 需要想定

4.1.1 需要想定のお考え方

ADB の支援により Power Cell が作成した Power System Master Plan Update 2006 (以下 PSMP2006) によると、電力需要想定は GDP (国民総生産) の伸び率と密接に連携しており、PSMP における電力需要予測の手法としては、GDP の伸び率の将来予測を行い、そこから電力需要予測を行っている。

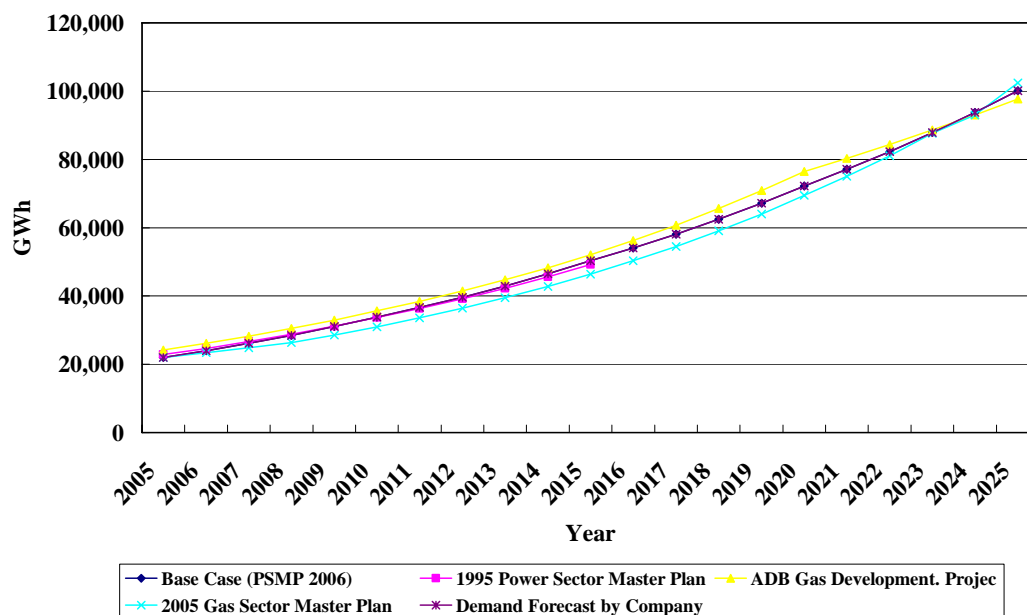
4.1.2 需要想定のお妥当性

1995 年に実施した Power System Master Plan、ADB の Gas Development Project、2005 Gas Sector Master Plan、ならびに BPDB、DESA、DESCO で実施した電力需要想定と PSMP 2006 を比較すると Table I-4-1-1 および Figure I-4-1-1 に示すようにほぼ近似曲線を示しており、PSMP 2006 における電力需要予測が妥当であることが裏付けられている。

Table I-4-1-1 電力需要予測比較 (単位 : GWh)

Fiscal Year	Base Case (PSMP 2006)	1995 Power Sector Master Plan	ADB Gas Development. Projec	2005 Gas Sector Master Plan	Demand Forecast by Company
2005	21,964	22,823	24,161	21,989	21,964
2006	23,945	24,662	26,108	23,361	23,945
2007	26,106	26,651	28,214	24,818	26,106
2008	28,461	28,804	30,492	26,366	28,461
2009	31,028	31,133	32,959	28,581	31,028
2010	33,828	33,654	35,628	30,982	33,828
2011	36,622	36,300	38,428	33,584	36,622
2012	39,647	39,157	41,452	36,406	39,647
2013	42,922	42,243	44,720	39,464	42,922
2014	46,467	45,578	48,250	42,780	46,467
2015	50,306	49,180	52,064	46,374	50,306
2016	54,079		56,229	50,269	54,079
2017	58,135		60,727	54,493	58,135
2018	62,496		65,586	59,070	62,496
2019	67,183		70,832	64,033	67,183
2020	72,222		76,499	69,412	72,222
2021	77,092		80,324	75,029	77,092
2022	82,290		84,340	81,100	82,290
2023	87,839		88,557	87,662	87,839
2024	93,761		92,985	92,985	93,761
2025	100,083		97,634	102,422	100,083

(出所) Power System Master Plan Update 2006



(出所) Power System Master Plan Update 2006 他

Figure I-4-1-1 電力需要予測の比較

4.2 裨益効果

4.2.1 電化率

現在電源不足の状況にある「バ」西部地区（クルナ、ラジシャヒ、バリサル県）におけるベラマラ CCPP の設置は、西部地区電力安定供給に寄与することになる。

また、西部地区における電化率の向上も図られる。

試算（Table I-4-2-1～3 参照）では、「バ」国一般家庭消費比率 42.71%とベラマラ CCPP 利用率 70%を考慮したとき、ベラマラ CCPP の運転開始により西部地区一般家庭において、約 190 万世帯の電化が期待される。Annual Power Consumption: FY 04-05 June MIS Rpt.によると「バ」国年間電力消費量のうち、42.71%が一般家庭消費分（Table I-4-2-1）とされている。また、ベラマラ CCPP 出力 360MW のうち、西部地区消費電力が 359.88MW（Table I-4-2-2）である。計算式は下記に示す。

$$359.88\text{MW} \times 70\% \times 365 \text{ 日} \times 24 \text{ 時間} \times 42.71\% / \text{需要家あたり電力消費量 } 0.50\text{MWh} \\ \approx 190 \text{ 万世帯}$$

ベラマラ CCPP 運転開始後は、西部地区一般家庭電化率が 21.93%から 39.50%になり、17.57%の上昇が見込まれる。

Table I-4-2-1 「バ」国内における一世帯あたり年間消費電力量

	項目	単位	計算式	値
a	「バ」国内年間消費電力量	GWh	—	6,457
b	aのうち、一般家庭消費分	%	—	42.71
c	一般家庭消費電力量	GWh	a x b	2,758
d	「バ」電化世帯数	万世帯	—	555
e	一世帯あたり年間消費電力量	kWh	c / d	497

(出所) Annual Power Consumption: FY 04-05 June MIS Rpt.

Consumer Connections: Cumulative thru Dec '05 MIS Rpt.

Table I-4-2-2 「バ」国西部地区におけるベラマラ CCPP からの一般家庭年間消費電力量

	項目	単位	計算式	値
f	ベラマラ CCPP 出力	MW	—	360.00
g	fのうち、西部地区消費分	MW	—	359.88
h	ベラマラ CCPP 設備利用率	%	—	70
i	西部地区年間消費電力量	GWh	g x 24 x 365 x h	2206.8
j	西部地区一般家庭年間消費電力量	GWh	i x b	942

(出所) Power Grid Company of Bangladesh Load Flow Study 2008

Table I-4-2-3 推定「バ」国西部地区電化世帯数と電化率

	項目	単位	計算式	値
k	現在の西部地区世帯数	万世帯		1080
l	現在の一般家庭電化率	%		21.93
m	現在の西部地区電化世帯数	万世帯	k x l	237
n	ベラマラ CCPP 運転による西部地区電化世帯増加数	万世帯	j / e	190
o	ベラマラ CCPP 運転後の西部地区電化世帯数	万世帯	m + n	427
p	ベラマラ CCPP 運転後の西部地区一般家庭電化率	%	o / k	39.50
q	ベラマラ CCPP 運転による西部地区一般家庭電化率上昇分	%	p - l	17.57

(出所) Bangladesh Bureau of Statistics Bangladesh 2006

4.2.2 産業部門における裨益効果

電力不足を原因とする計画停電および設備故障等を原因とする事故停電が頻発している。加えて、電圧の変動が激しく、産業界では停電による操業停止に加えて電圧変動による機

械の損傷等より大きな負の影響を蒙っている。2006年に実施された Power Sector Master Plan Update 調査では、2004年度におけるピーク時電力需要が 3,952MW であったのに対し、461MW が給電停止（最大需要の 12%）し¹、電力量においては給電機会を喪失した量が 221GWh、ネット発電量の 11%に相当していたとの推定を行っている。本プロジェクトの規模は 360MW であり、プラントファクターを 70%とすると年間発電量は 2,200GWh と計画されている。プロジェクトの完成により 2004年当時確認されていた電力不足のうち、ピーク時出力では9割程度、年間電力量では不足分を十分なる余裕をもって補うことができる。但し、2006年度については電力需要の伸びにより電力不足が拡大、ピークの不足は 1,312MW と報告されている。本プロジェクトが充足する程度はこの不足幅の 1/4 程度となる。

Table I-4-2-4 電力の需給

FY	ネット ピーク 負荷 (MW)	Estimated Load Shedding (MW)	Estimated Net Peak Load (MW)	ネット 発電量 (GWh)	Estimated Load Shedding (GWh)	Estimated Net Energy Generation (GWh)
2000	2,538	462	3,000	14,739	182	14,921
2001	2,904	280	3,184	16,254	178	16,432
2002	3,110	289	3,399	17,445	105	17,549
2003	3,333	330	3,663	18,422	104	18,526
2004	3,491	461	3,952	20,062	221	20,283
2005	3,721	771	4,597			
2006	3,782	1,312	4,693			

(出所) 2000年度-2004年度については Power Cell, “Power System Master Plan Update”, June 2006
2005年度および2006年度は BPDB, “Annual Report FY 2006”

2004年度に給電機会を喪失した電力量 221GWh を、代表的な配電会社である DESCO の販売単価(2004年度)Tk 3.24/kWh²で換算すると Tk 716 百万となる。同年度における GDP は Tk 3 兆 3,297 億であり、機会喪失した電力料金は GDP の 0.2%に相当している。

過去に遡ると 1990 年代の電力供給事情について世銀が調査を行っている³。1998 年度の実態として、BPDB が停電なしで電力の供給を行ったのは 1 年の内 49 日間に過ぎず、停電が日常茶飯事となっていた。総需要の 25%が満たされない状態にあり、GDP の 15%を占める工業部門において生産設備の 10%程度が稼動しない事態であった。GDP の 1.5%程度が生産機会を失っていたこととなる (Tk 300 億)。深刻な事態はその後も継続、2005年に米国エネルギー情報庁 (Energy Information Agency) が発表しているところによると、「バ」国では停電と電圧変動により生産財の価格にして約 10 億ドルが失われているとしている。

最近では Transparency International Bangladesh が全国の 1,027 人の電力消費者(個人および法人)を対象とする実態調査⁴によって、電力不足および電力品質の問題が産業に与えるイン

¹ Power Cell, “Power System Master Plan Update”, June 2006

² DESCO, “Annual Report” 2007

³ World Bank, “South Asia Growth and Regional Integration: Chapter 6, Power Sector Reform, Private Investment and Regional Cooperation”, 2000

⁴ Transparency International Bangladesh, “The State of the Governance in the Power Sector of Bangladesh”, November, 2007

パクトについて調査を行っている。製造業に対する調査において、調査の対象企業の 39% が電圧変動により設備機械に故障が発生したと回答している。また、既製服製造業の 90% では電力の供給不足により輸出用製品の生産活動が一部ストップ、電力の供給不足が発生しなければ、実績より 5% の生産が可能であったとされている。金額に換算すると失われた生産により凡そ Tk 182 億、さらに設備機械の損傷分として Tk 835 億の損失を推定している。合計すると 17 億ドルに上る規模となる。

本プロジェクトは完成時からベースロード運転を行うことが想定されており、フル運転を行う場合、上に述べた給電不足部分の相当部分を埋めることが期待され、電力不足を原因として常態化していた経済的損失の発生を防ぐことが期待される。

4.3 電源開発計画

4.3.1 既設発電設備

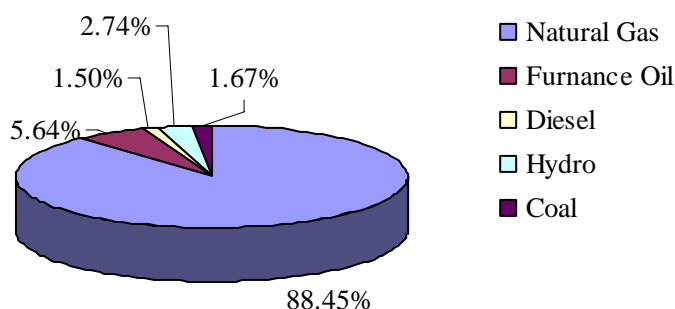
Table I-4-3-1 に 2008 年 7 月 26 日現在の「バ」国における発電設備一覧および同日最大電力を示す。IPP を含め設備の劣化を考慮した実効発電容量 (Derated Generation Capacity) は 4830MW であり、Karnafuli 水力 230MW 以外は全て火力発電所である。

Table I-4-3-1 既設発電設備一覧 (2008年7月現在)

		Derated Generation Capacity /MW	Generation at the time of max. demand / MW	Remarks	Generation Reduced / MW
1	Karnafuly Hydro Power Station (2x40, 3x50M	230	113	No.3 overhauling	50
2	Chittagong (Raojan) (2x210MW)	360	90	Generation reduce due to gas shortage	270
3	(a) Sikalbaha Steam (1x60MW)	40	0	Generation closed due to gas shortage	40
	(b) Sikalbaha BMPP (1x28MW)	10	0	Generation closed due to gas shortage	10
4	(a) Ghorasal Steam (2 x 55MW)	85	30	No.1 under maintenance	55
	(b) Ghorasal Steam (4x210MW)	750	560	No.4 under maintenance	190
5	Tongi GT (1x80MW)	80	70		
6	Sylhet GT (1x20MW)	20	19		
7	(a) Shahjibazar GT (1x12, 3x15MW)	38	20		
	(b) Shahjibazar GT (1x12, 3x16MW)	60	63		
8	(a) Fenchuganj GT(2x30MW)	60	30	No.1 under maintenance	30
	(b) Fenchuganj Steam (1x30MW)	28	14		
9	(a) Khulna Steam (1x110MW)	60	0	Under maintenance	60
	(b) Khulna Steam (1x60MW)	35	0		35
10	(a) Barisal GT (2x20MW)	35	30		
	(b) Barisal Diesel (1x1.5MW)	2.5	1.3		
11	Bhola Diesel (2x1.5MW)	2.5	2.4		
12	Bheramara GT (3x20MW)	54	42		
13	Rangur GT (1x20MW)	18	20		
14	Saidpur GT (1x20MW)	18	19		
15	Bhoro Pukuria Coal (2x125MW)	220	200		
16	Thakurgaon Diesel (1x3MW)	3	2		
17	Haripur GT (3x33MW)	96	0	Generation closed due to gas shortage	96
18	(a) Baghabari GT (1x71MW)	71	0	Generation closed due to gas shortage	71
	(b) Baghabari GT (1x100MW)	100	100		
19	Siddhirganj Steam (1x210MW)	190	100	Generation reduce due to gas shortage	90
20	(a) Ashuganji Steam (2x64MW)	128	124		
	(b) Ashuganji Steam (3x150MW)	440	275	No.3 under maintenance	150
	(c) Ashuganji GT (2x56MW)	60	70		
	(d) Ashuganji CCPP (1x34MW)	18	0	Under maintenance	18
21	Meghnaghat IPP (2x150+150MW)	450	442	Generation reduce due to gas shortage	8
22	Haripur IPP (1x240+120MW)	360	348	Generation reduce due to gas shortage	12
23	Mymensingh IPP (4x35+70MW)	210	143	Generation reduce due to gas shortage	67
24	Haripur NEPC IPP (8x15MW)	110	89	Under maintenance	15
25	KPCL IPP (19x6.5MW)	110	90		
26	Westmont IPP (2x45MW)	70	68		
27	Sylhet Rental (1x50MW)	48	45		
28	Khulna Rental (1x40MW)	40	39		
29	Bogra Rental (1x20MW)	20	18	Synchronized at 33kV	
30	Sumit Power (1x100MW)	100	99	Synchronized at 33kV	
	Total	4830	3376	Total Generation reduce due to gas shorta	664
				Maintenance / rehabilitation	603

(出所) BPDB ホームページ

また、エネルギー別の発電量の割合は Figure I-4-3-1 のようになり実に 9 割近くを自国産天然ガスに依存している。



(出所) BPDB Annual Report 2005-2006

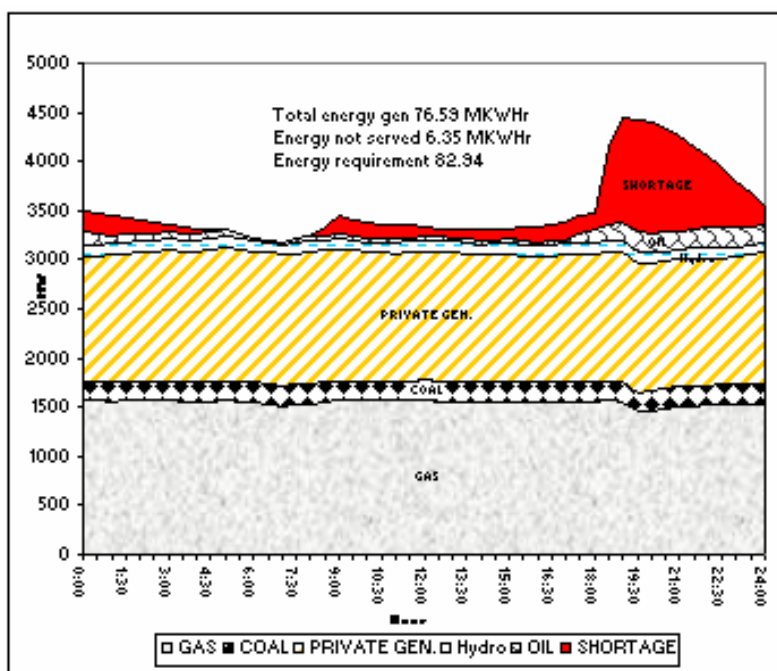
Figure I-4-3-1 2006 会計年度におけるエネルギー別発電量の割合

4.3.2 現在の需給状況

Table I-4-3-1 に示すように 2008 年 7 月 26 日時点の給電状況を見ると、実効発電容量は 4830MW であるが、ピーク時の最大電力 (Generation at the time of maximum demand) は 3376MW に留まっている。この理由としてメンテナンスやトラブルによる発電機停止分が 603MW である他、ガス供給不足による発電機停止が 664MW にも上り、「バ」国におけるガス供給不足は深刻な状態に陥っていることを表している。

Figure I-4-3-2 に同日の負荷カーブを示すが、電力供給不足は常に発生しており、特に Table I-4-3-2 に示すように 20 時のピーク時点では 825MW もの計画停電を余儀なくされている。仮に上記のガス不足が解消したとしても 161MW ほどの発電容量が不足しており、早急な新規電源開発が必要な状況である。

また、「バ」国ではおよそ 8 割の電源が燃料となる天然ガスの産出地に近い東部に偏在していることから、東部から西部へおよそ 200~300MW の送電が必要な状況である。したがって、系統運用上から特に西部地域における電源開発が急務となっている。



(出所) BPDB ホームページ

Figure I-4-3-2 2008年7月26日の負荷カーブ

Table I-4-3-2 2008年7月26日20時における計画停電

Zone	Aria	Actual Shedding / MW
East	Dhaka	224
	Cittagong	120
	Comilla	27
	Mymensing	59
	Sylhet	40
East Sub-Total		470
West	Khulna	162
	Rajshahi	100
	Barisal	24
	Rangpur	69
West Sub-Total		355
Total		825

(出所) BPDB ホームページ

4.3.3 電源開発計画

BPDB では PSMP 2006 で行っているベースケースの需要想定に従って電源開発計画を策定している。しかしながら、4.5 項で述べるようにガス開発の遅れにより将来的なガス供給の見通しが立たないため、「バ」国政府はガス火力発電所建設の見直しおよびベラマラ CCPP 以降のガス火力発電所建設を見送る方針を打ち出している。その結果、2008 年 8 月に改訂された新規電源開発計画を Table I-4-3-3 に示す。なお、ここではベラマラ CCPP は 4.9 項で推奨する運転開始時期である 2014 年とした。

次に Table I-4-3-4 に PSMP2006 に示されている電源廃止計画を示す。これらの発電所は運転開始後 20～30 年経過し、かつ熱効率が 20% 台前半の発電所がほとんどである。これは日本における高効率発電所の導入が進んだ電力会社では約 46%（火力発電所全体の平均熱効率、LHV）にもおよぶことと比較して著しく低い値であり、また BPDB の全火力発電所の平均熱効率 32.34% と比較しても低い値である。一方、本プロジェクトで計画するコンバインドサイクル発電所の熱効率は 54% 前後である。したがって、健全な電力事業運営の上では事業の根幹となる健全な設備更新、高効率発電所導入による発電コストの抑制等が必要不可欠であり、計画通りに老朽火力を随時廃止し、高効率発電所を建設していくべきと考える。しかしながら「バ」国の電力事情としては後述する新規電源建設の遅延を受け、多くの老朽発電所は設備廃止時期になっても廃止できない状況である。

Table I-4-3-5 に PSMP2006 のベースケース需要想定と上記の新規電源開発計画からの電源容量を比較する。ただし、ここでは Table I-4-3-4 に示す廃止計画は考慮していない。2008 年の最大需要が 4700MW 程度であることから上記需要想定が大きめとなっていることが推察されるが、ベラマラ CCPP が運転開始する 2014 年断面で約 650MW もの供給力不足が想定される。

BPDB が開発する他案件の進捗について述べると、Haripur 360MW CCPP は 2007 年 12 月 12 日に円借款貸付契約が調印され、2009 年初旬には発電設備の入札が行われる予定ではあるが、ガス供給の遅れにより運転開始は 2014 年になる見込みである。この他の案件も同様にガス供給の遅れにより 2 年ほど計画が繰り延べとなっている。また、Khulna 210MW 汽力発電所は 2008 年 3 月に再入札が行われたが不調に終わり、同計画から除外された。

次に、「バ」国での IPP 開発について述べると、Bibiyana 450MW CCPP は Power Cell から募集され、2008 年 7 月 24 日に入札を締め切った。マレーシア Powertek 社、韓国 KEPCO および Siemens 社からなるコンソーシアムのみが入札したが、最終承認段階でキャンセルされたため、2011 年 12 月の運転開始は難しい状況となった。また、ガス供給の遅れにより Sirajiganji 450MW CCPP の運転開始は 2013 年と予定されている。この他、「バ」国での IPP 開発としては Meghnaghat 450MW CCPP 2 号機および 3 号機が計画されていたが同計画からは除外された。2 号機については 2006 年以降、再入札を計画していたが、結果的に中止となったようであり「バ」国での IPP 開発はスムーズには行っていないようである。

以上のように「バ」国においては既設発電設備が老朽化する一方、新規電源開発の多くは中止または遅延している。従って、慢性化する電力供給力不足を補うために、本プロジェクトが円借款事業として資金調達が確保され、計画通りに早期運転開始となれば「バ」国における電力安定供給に多大な貢献が期待できる。

Table I-4-3-3 新規電源開発計画 (2008年8月現在)

Generating Station	Type of Fuel	Capacity	Expected Commissioning date	Source of Fund
Under-construction				
Sikalbaha 150 peaking Power Plant	Gas	150	FY 2009	GOB
Sylhet (Fenchuganj) 90 MW CCPP	Gas	90	FY 2008	GOB
Siddhirganj 2x120 MW peaking power Plant	Gas	240	FY 2009 (Dec/08)	ADB
Small IPP				
BPDB				
1. Feni	Gas	22	January /2009	
2. Tangail	Gas	22	January /2009	
3. Barabkundu	Gas	22	January /2009	
4. Jangalia	Gas	33	January /2009	
REB				
	Gas	121		
Sub-Total		700		
Under Process				
Khulna 150 MW Peaking PP	Gas/Oil	150	December 2010 *1	ADB
Sirajganj 150 MW Peaking Power Plant	Gas	150	June 2013	ADB
Chandpur 150 MW CCPP	Gas	150	June 2012	GOB
Sylhet 150 MW CCPP	Gas	150	June 2010	GOB
Horipur 360 MW CCPP	Gas	360	June 2014	JBIC
Siddhirganj 2x150 MW peaking power Plant	Gas	300	June 2014	WB
Bheramara 360 MW CCPP	Gas	360	September 2014 *2	JBIC
Bhola 150 MW CCPP	Gas	150	June 2012	IDB
Bibiana 450 MW CC PP IPP	Gas	450	December 2011	WB
Sirajganj 450 MW Combined Cycle IPP	Gas	450	June 2013	
Sub-Total		2670		
New Addition				
Barapukuria 125 MW (3rd Unit) Coal fired TPS	Coal	125	FY 2012	Supplier's Credit
Kaptai Hydro Power Plant extension 2x50 MW (6th & 7th unit)	Hydro	100	FY 2012 (As per DPP)	(Not yet funded)
Sub-Total		225		
Total		3595		

(出所) MoPEMR および BPDB 作成データから調査団が作成

(注) *1 ガス供給は2013年6月以降となるがそれまでは軽油焚きで発電する。

*2 4.9項の検討結果からの運転開始時期を記載した。

Table I-4-3-4 電源廃止計画

Retirement Year	Plant Name	Output / MW	Efficiency / %	Gas Demand / mmcfd	Commercial Opertion Year
Gas fired Thermal Power Plant					
2006	Mymensingh IPP	140	-	38	
2007	Shahjibazar	30	20.82	10	1968-69
2008	Ashuganji (ST)	120	31.92	36	1970
	Sylhet	19	24.64	6	1986
2010	Ashuganji (CC+GT)	140	-	13	1982-86
	Haripur	90	23.55	18	1987
2012	Ghorasal	37	21.60	12	1974-76
2013	Baghabari	70	29.30	17	1991
	Sub-total	646	-	150	
Oil fired Thermal Power Plant					
2008	Bheramara	54	24.20	N/A	1976-80
	Khulna(GT)	32	22.75	N/A	1980
2009	Khulna(ST)	47	23.57	N/A	1973
	Sub-total	133	-	N/A	
	Total	779	-	150	

(出所) PSMP2006 および Annual Report 2006-2007 等の BPDB 資料から調査団が作成

Table I-4-3-5 需要想定と電源供給力の比較

	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Power Peak Demand (PSMP Base Case) / MW	5569	6066	6608	7148	7732	8364	9047
Planned Generation Capacity / MW	4830	5409	5709	6159	6684	7284	8394
Capacity Shortage / MW	-739	-657	-899	-989	-1048	-1080	-653

(出所) Power System Master Plan Update 2006 および Table I-4-3-1, Table I-4-3-3 から調査団が作成

4.4 系統計画

4.4.1 PGCB における送変電設備

「バ」国では PGCB (Power Grid Company of Bangladesh. Ltd) がすべての送変電設備の計画・建設・保守・運営を行っている。送電線の電圧は、現在、230kV、132kV および 66kV であるが、将来建設予定の Meghnahat – Aminbazar 送電線は 400kV の予定である。2007 年 6 月現在における PGCB の所有する送電線の設備量を Table I-4-4-1 に、変電所の設備量を Table I-4-4-2 に示す。

Table I-4-4-1 PGCB の所有する送電線の設備量

電圧	230kV	132kV	66kV
亘長	1,466.5 ckt km	5,577.6 ckt km	167 ckt km

Table I-4-4-2 PGCB の所有する変電所の設備量

電圧	230/132kV	132/66kV	66/33/11kV
数量	10	70	2
容量	5,175 MVA	7,219 MVA	25.6 MVA

また、「バ」国における送電系統を Figure I-4-4-1 に示す。

現在は、発電所が主に「バ」国の東側に存在することから、東から西へ電力が送電されている状態である。潮流計算結果の例を Figure I-4-4-2 に示す。これは昨年最大の発電時のときを模擬した 230kV 送電線の潮流計算結果である。



Figure I-4-4-1 送電系統図

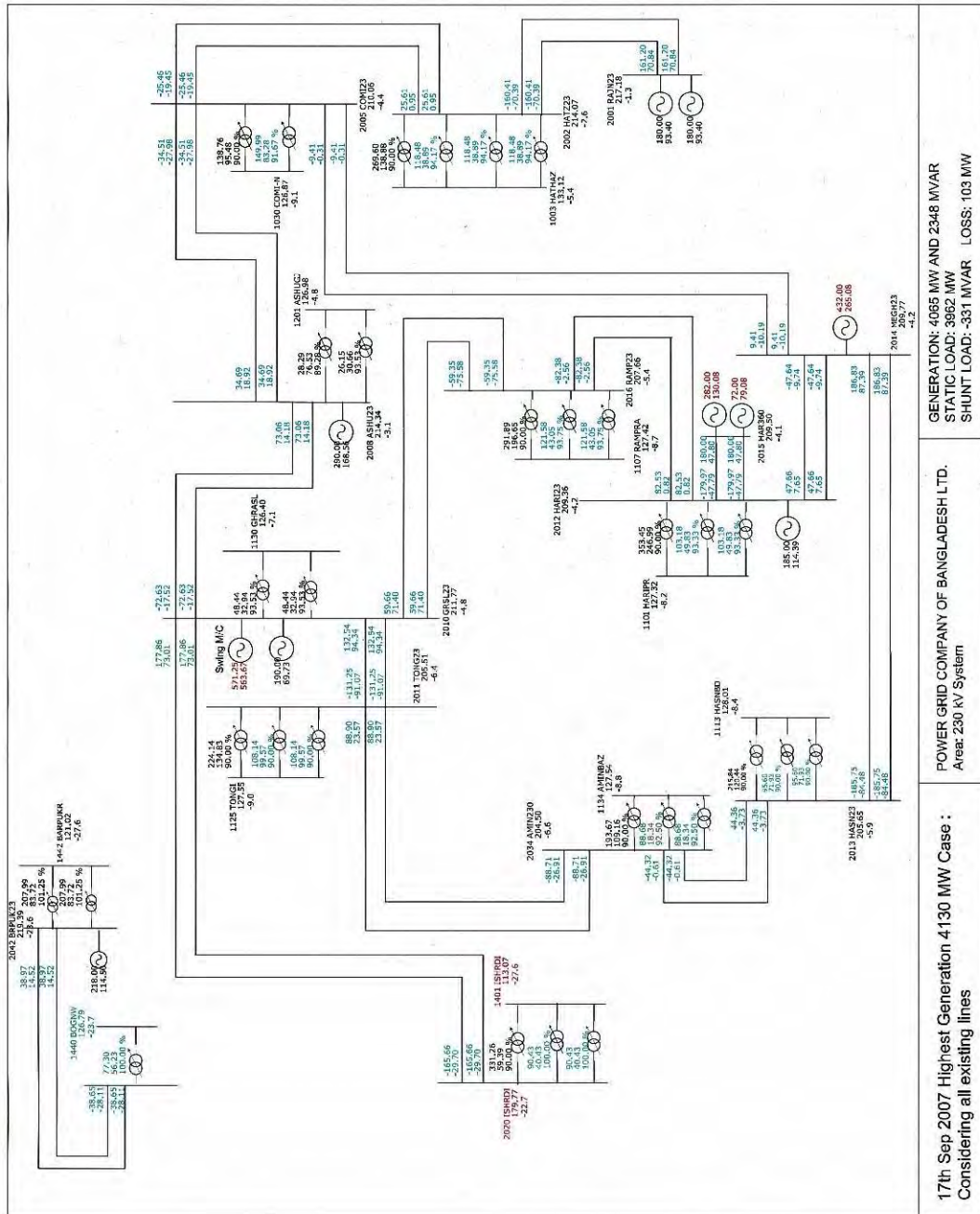


Figure I-4-4-2 潮流計算例

次に、2012年までの送変電設備の投資計画を Table I-4-4-3 に示す。本プロジェクトでは下記プロジェクトも検討する際に考慮した。

Table I-4-4-3 PGCB における送変電設備投資計画

	Name of the Project	Estimated cost (MUS\$)			Expected Completion Year
		Foreign	Local	Total	
1	Shunt Compensation at Grid Substations by Capacitor Banks (Phase -1)	11.76	6.53	18.29	2007-08
2	Ishurdi – Baghabari – Sirajganj - Bogra 230 kV Transmission Line	42.28	26.59	68.87	2008-09
3	National Load Despatch Centre	54.35	37.89	92.24	2008-09
4	Construction & Extension of Grid Substations including transmission line facilities (Phase-1)	57.29	36.37	93.66	2008-09
5	Naogaon - Niamatpur 132 kV Transmission Line	-	13.25	13.25	2008-09
6	Aminbazar - Savar 132 kV Transmission Line	7	5	12	2008-09
7	Ashuganj - Shahjibazar 132 kV single circuit line	-	2.5	2.5	2008-09
8	Three Transmission Lines Project. i. Thakurgaon - Panchgar 45 km 132kV Line ii. Naoga - Joypurhat 40 km 132kV Line iii. Cuadanga – Jhenaidha - Magura 73 km 132kV Line	31.94	24.39	56.33	2009-10
9	Meghnaghat - Aminbazar 400 kV Transmission Line	22.86	17.39	40.25	2009-10
10	Aminbazar - Old Airport 230 kV Transmission Line and Associated Substations	53.22	40.03	93.25	2009-10
11	Transmission Efficiency Improvement through Reactive Power Compensation at Grid Substations and Reinforcement of Goalpara Substation	20.45	13.11	33.56	2009-10
12	Bhola - Barisal 132 kV Transmission Line	18.57	21.43	40.00	2009-10
13	Chandraghona – Rangamati – Khagrachari 132 kV Transmission Line	13.2	10	23.2	2009-10
14	Sylhet – Shahjibazar - Brahmanbaria 230 kV transmission Line with associated substations	71.20	51.32	122.52	2010-11

15	Ishurdi - Rajshahi 230 kV Transmission Line	30	10	40	2010-11
16	Construction of 230/132 kV Substations at Shyampur, Jhenaidah (or Jessore), Bheramara and Sripur	50	32	82	2010-11
17	Raojan – Madunaghat - Sikalbaha 230 kV Transmission Line	38	30	68	2010-11
18	Eight new 132/33 kV S/Ss with Interconnecting 132 kV line (2008-09 to 2010-2011)	53.383	31.04	84.423	2010-11
19	Haripur 360 MW Power Plant and Associated Substation Construction Project	-	-	-	2011-12
20	Enhancement of Capacity of Grid Substations and Transmission Line (Phase-I)	90	65	155	2011-12

4.4.2 本プロジェクトに関連する送変電設備

プロジェクト近傍の 230kV 送電線および新設 230kV・既設 132kV ベラマラ変電所に関する以下に示す事項について、以下の調査・検討を実施した。

(1) 送電線工事進捗状況

Figure I-4-4-3 に示すとおり、新設ベラマラ変電所は 230kV 送電線と接続される計画である。

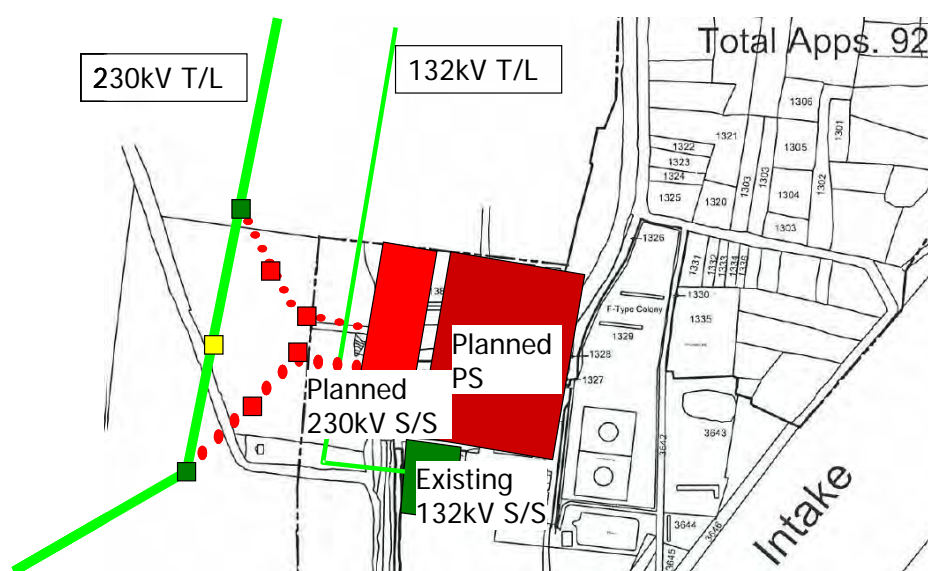


Figure I-4-4-3 ベラマラ変電所近傍の平面図

その 230kV 送電線工事の進捗状況は、2008 年 6 月時点では、ハーディング橋区間でのギ

ヤップ電線工事、一部区間の架線工事等が残っていたが、2008年11月に完成した。



Figure I-4-4-4 ベラマラ変電所近傍の状況

4.4.3 系統解析

ベラマラ CCPP 運転開始時期における系統解析結果の確認を実施した。なお、PGCB では CYME INTERNATIONAL の系統解析ソフトウェアを使用している。

(1) 潮流・電圧

現在建設中の 230kV 送電線をベラマラ CCPP (変電所) に引き込むことになるが、その送電線の容量がベラマラ CCPP 建設後においても十分であるか確認するために、次表に示す区間での送電線 1 回線事故時(N-1)の検討を行った。なお、ベラマラ CCPP の発電容量は決まっていないことから、送電容量の最も厳しくなる想定最大発電容量 (575MW) を用いて検討を行った。

ケース	事故地点
1	230kV Bheramara S/S - 230kV Jhndh S/S
2	230kV Bheramara S/S - 230kV Ishudri S/S
3	230kV Bheramara S/S - 132kV Bheramara S/S
4	230kV Bheramara S/S - Bheramara CCPP
5	230kV Ishudri S/S - 230kV Baghabari S/S
6	230kV Ishudri S/S - 230kV Ghorasal S/S

その結果、230kV Bheramara S/S - 230kV Ishudri S/S での事故時が最も厳しい状況となり、送電電力は 184MW であったが、これは送電容量 (322MW) の 60%以下であり、十分満足していることが確認された。

なお、電圧も基準値以内 ($\pm 10\%$) に収まっていることが確認された。

(2) 事故電流

各変電所における事故電流は遮断機の許容最大事故電流以下であることが確認された。

(3) 動的安定度解析

ベラマラ CAPP 運転開始後における全発電所の安定度を検討した。その結果は別の発電所での事故による影響と同じであることを確認した。

4.5 燃料供給計画

4.5.1 ガス生産量およびガス残存埋蔵量予測

「バ」国の 2008 年 6 月時点のガス生産量、2008 年から 2020 年までのガス生産量および 2020 年時点のガス残存埋蔵量予測を Table I-4-5-1 に示す。

Table I-4-5-1 ガス生産量およびガス残存埋蔵量予測 (単位: Bcf)

Company		Recoverable (P1+P2)	Cumulative Production (June 2008)	Remaining Reserve (P1+P2)	Production (2008 - 2020)	Remaining Reserve (P1+P2) (2020)
Petrobangla	BGFCL	10,876.0	5,374.1	5,501.9	4,726.0	775.9
	SGFL	3,476.0	914.8	2,561.2	1,799.0	762.2
	BAPEX	1,015.0	105.3	909.7	1,220.0	-310.3
IOC-1	CHEVRON	3,687.0	732.9	2,954.1	2,966.0	-11.9
	CAIRN	500.0	439.7	60.3	40.0	20.3
	TULLOW	305.0	47.3	257.8	274.0	-16.2
	NIKO	603.0	86.6	516.4	75.0	441.4
IOC-2	Block-5,7,10	0	0	0	621.0	0
	Block-16	0	0	0	329.0	0
	Block-17,18	0	0	0	274.0	0
IOC-3		0	0	0	949.0	0
Total		20,462.0	7,700.7	12,761.4	13,273.0	1,661.4

(出所) Petrobangla (2008 年 7 月)

Table I-4-5-1 に記載しているガス生産企業の BGFCL、SGFL、BAPEX は Petrobangla の子会社であり、「バ」国政府資本会社である。CHEVRON、CAIRN、TULLOW、NIKO は International Oil Company (IOC) とよばれている国際石油・ガス会社である。

IOC-1 は、契約済みの民間採掘会社であり、P1 (90%供給確率) および P2 (50%供給確率) で供給が計画されている。また、Petrobangla と生産分与契約を締結し、生産したガスを Petrobangla に販売している。

IOC-2 は、個別地点 (Block)、採掘年次、供給量の計画はあるが、ガス埋蔵量等は Petrobangla が未確認のガス生産量である。

IOC-3 は、オフショアからの供給を対象としているが、2008 年 5 月に応札されたばかりであり、IOC-2 同様、採掘年次、供給量の計画はあるが、ガス埋蔵量等は Petrobangla が未確認のガス生産量である。

IOC-2 および IOC-3 の Remaining Reserve (P1+P2) は Petrobangla が未確認のため、2020 年

時点における「バ」国のガス残存埋蔵量は、Petrobangla と IOC-1 の合計値である。

4.5.2 ガス供給量とガス需要量予測

「バ」国の 2008 年から 2020 年までのガス供給量予測（最大日量）を Table I-4-5-2 に示す。Petrobangla のガス供給量予測では、個別地点（Block）、採掘年次が未確認の IOC-2 および IOC-3 については、IOC-2 は 2011 年から、IOC-3 は 2014 年からガス供給可能な計画となっている。

Table I-4-5-2 ガス供給量予測（最大日量）（単位：mmcf/d）

Company		2008-09	2009-10	2010-11	2011-12	2012-13	2013-14	2014-15	2015-16	2016-17	2017-18	2018-19	2019-20
Petrobangla	BGFCL	782	817	907	976	1,090	1,079	1,091	1,100	1,100	1,095	1,095	1,095
	SGFL	180	190	222	280	320	350	430	480	540	590	590	590
	BAPEX	53	112	185	230	260	328	348	345	365	364	363	363
IOC-1	CHEVRON	830	760	740	710	680	650	620	590	540	480	420	370
	CAIRN	50	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	TULLOW	100	100	60	60	60	60	60	60	60	60	0	0
	NIKO	45	45	55	55	75	75	50	50	50	50	50	50
IOC-2	Block-5,7,10	0	0	0	100	200	200	200	200	200	200	200	200
	Block-16	0	0	0	100	100	100	100	100	100	100	100	100
	Block-17,18	0	0	0	0	50	100	100	100	100	100	100	100
IOC-3	0	0	0	0	0	0	300	300	300	500	500	500	500
Total	2,040	2,024	2,169	2,511	2,835	2,942	3,299	3,325	3,325	3,555	3,539	3,418	3,368

（出所）Petrobangla（2008 年 7 月）

次に、「バ」国の 2008 年から 2020 年までのガス需要量予測（最大日量）を Table I-4-5-3 に示す。

Petrobangla のガス需要予測では、2008 年～2020 年の各分野の需要割合は、電力用 52%程度、自家消費 10%程度、肥料用 9%程度となっている。

また、2008 年～2020 年の各分野の平均需要伸び率は、電力用 7.82%/年、自家消費 0.08%/年、肥料用 0.02%/年となっている。

Table I-4-5-3 ガス需要量予測（最大日量）（mmcf/d）

Company	Category	2008-09	2009-10	2010-11	2011-12	2012-13	2013-14	2014-15	2015-16	2016-17	2017-18	2018-19	2019-20
BGSL	Power	138.3	148.3	183.3	218.3	218.3	218.3	218.3	218.3	218.3	218.3	218.3	218.3
	Captive	29.6	32.0	34.5	37.3	40.3	43.5	47.0	50.7	54.8	59.2	63.9	69.0
	Fertilizer	120.0	120.0	120.0	120.0	120.0	120.0	120.0	120.0	120.0	120.0	120.0	120.0
	Non-Bulk	122.7	132.5	143.1	154.6	166.9	180.3	194.7	210.3	227.1	245.3	264.9	286.1
	Sub-total	410.6	432.8	480.9	530.2	545.5	562.1	580.0	599.3	620.2	642.8	667.1	693.4
JGTDSL	Power	136.7	166.7	241.7	205.7	205.7	205.7	205.7	205.7	205.7	205.7	205.7	205.7
	Captive	5.8	6.2	6.7	6.9	7.0	7.2	7.4	7.6	7.8	8.0	8.3	8.5
	Fertilizer	15.0	15.0	25.0	25.0	25.0	25.0	25.0	25.0	25.0	25.0	25.0	25.0
	Non-Bulk	33.5	36.2	39.1	42.2	45.6	49.2	53.2	57.4	62.0	67.0	72.3	78.1
	Sub-total	191.0	224.1	312.5	279.8	283.3	287.1	291.3	295.7	300.5	305.7	311.3	317.3
PGCL	Power	85.0	85.0	200.0	200.0	200.0	200.0	200.0	200.0	200.0	200.0	200.0	200.0
	Captive	4.0	4.8	5.8	6.9	8.3	10.0	11.9	14.3	17.2	20.6	24.8	29.7
	Fertilizer	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	70.0	70.0	70.0	70.0
	Non-Bulk	11.0	13.2	15.8	19.0	22.8	27.4	32.9	39.4	47.3	56.8	68.1	81.7
	Sub-total	100.0	103.0	221.6	225.9	231.1	237.4	244.8	252.7	267.3	287.0	311.9	341.4
TGTDCI	Power	757.0	863.0	982.0	1147.0	1162.0	1179.0	1270.0	1288.0	1331.0	1356.0	1493.0	1523.0
	Captive	198.1	213.9	231.0	249.5	269.5	291.0	314.3	339.5	366.6	395.9	427.6	461.8
	Fertilizer	155.0	155.0	155.0	155.0	155.0	155.0	155.0	155.0	155.0	155.0	155.0	155.0
	Non-Bulk	551.4	595.6	643.2	694.7	750.2	810.3	875.1	945.1	1020.7	1102.3	1190.5	1285.8
	Sub-total	1661.5	1827.5	2011.2	2246.2	2336.7	2435.3	2614.4	2727.6	2873.3	3009.2	3266.1	3425.6
SGCL	Power	0.0	0.0	135.0	135.0	298.0	298.0	298.0	298.0	298.0	298.0	298.0	298.0
	Captive	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	Fertilizer	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	Non-Bulk	0.0	0.0	14.0	15.1	16.3	17.6	19.1	20.6	22.2	24.0	25.9	28.0
	Sub-total	0.0	0.0	149.0	150.1	314.3	315.6	317.1	318.6	320.2	322.0	323.9	326.0
Total Demand		2363.1	2587.4	3175.2	3432.2	3710.9	3837.5	4047.6	4264.9	4448.7	4627.1	4931.3	5143.7

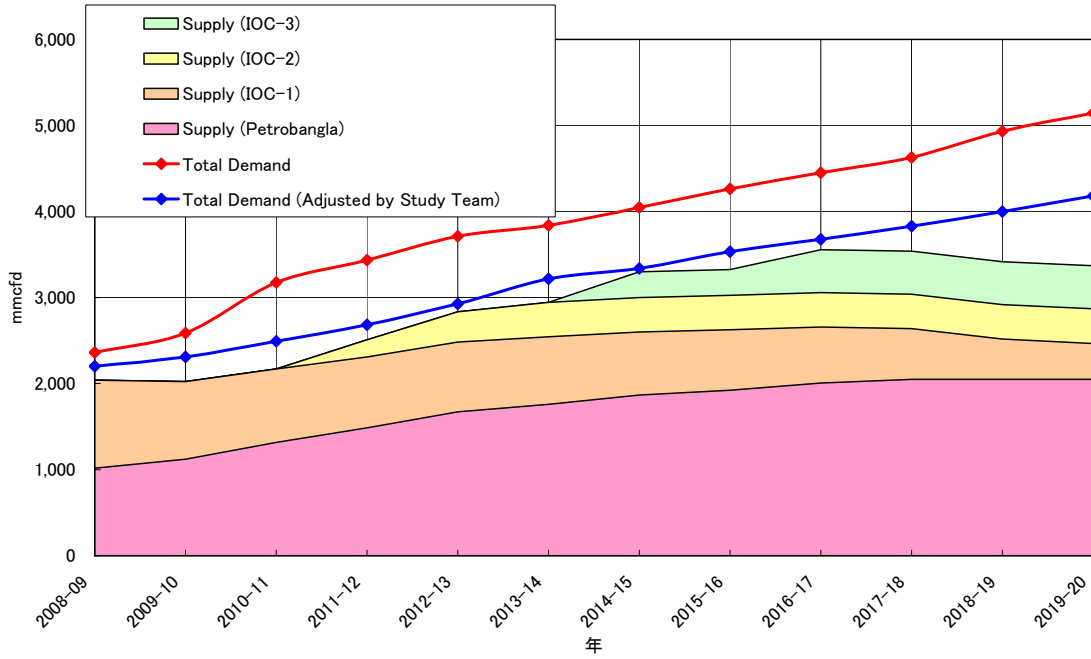
（出所） Petrobangla（2008年7月）

最後に、ガス供給量予測とガス需要量予測を1つに取り纏めたものを Figure I-4-5-1 に示す。Petrobangla の 2008 年 7 月時点での計画（ライン：Total Demand）では、Petrobangla、IOC-1、IOC-2、IOC-3 の全ての供給計画が達成された場合においても、ガス需要予測はガス供給予測を大きく上回っている。

一方、2008 年 8 月に MoPEMR は Table I-4-5-4 に示す新規ガス火力発電所へのガス供給時期の見直しを行った。この見直しによる電力用ガス需要予測（ライン：Total Demand (Adjusted by Study Team)）では、Petrobangla、IOC-1、IOC-2、IOC-3 の全ての供給計画が達成された場合、ベラマラ CCPP が運転開始する 2014 年前後では、ガス供給量予測はガス需要量予測をわずかに下回る程度である。本需要予測は最大需要を表しているため、常にガス供給不足の状態にあるとは言い難く、ガス需要ピーク時にはガスを高効率の火力発電所に優先的に供給する方策をとれば、ベラマラ CCPP へのガス供給は可能であると考えられる。

2017 年以降は、Table I-4-5-2 に示すガス供給計画のみではガス供給量が減少していくため、同計画以外の新規ガス田の開発促進が不可欠である。

なお、経営チームがベラマラ CCPP へのガス供給の優位性について経済性評価を行った結果は、Volume II 9.3.2 ガスの枯渇を参照のこと。



(出所) Petrobangla (ただし、Total Demand (Adjusted by Study Team) は調査団作成)

Figure I-4-5-1 ガス供給量とガス需要量予測

Table I-4-5-4 新規ガス火力発電所へのガス供給時期

No.	Generating Station	Type of Fuel	Expected Commissioning date by BPDB	Revised Commissioning date by MoPEMR	Gas Demand (mmcf/d)
1	Sikalbaha 150 peaking Power Plant	Gas	FY 2009	FY 2012	35
2	Siddhirganj 2x120 MW peaking power Plant	Gas	FY 2008	FY 2008	65
3	Khulna 150 MW Peaking PP	Gas/Oil	FY 2010	FY 2013	35
4	Sirajganj 150 MW Peaking Power Plant	Gas	FY 2010	FY 2013	35
5	Chandpur 150 MW CCPP	Gas	FY 2010	FY 2012	30
6	Sylhet 150 MW CCPP	Gas	FY 2010	FY 2010	30
7	Haripur 360 MW CCPP	Gas	FY 2012	FY 2014	55
8	Siddhirganj 2x150 MW peaking power Plant	Gas	FY 2010	FY 2014	70
9	210 MW Khulna Thermal Power Station	Gas/Oil	FY 2011	Cancel	
10	Bheramara 360 CCPP	Gas	FY 2012	FY 2016	55
11	Bhola 150 MW CCPP	Gas	FY 2011	FY 2012	30
12	Bibiana 450 MW CCPP IPP	Gas	FY 2010	FY 2011	75
13	Sirajganj 450 MW Combined Cycle IPP	Gas	FY 2010	FY 2013	75
	Total				590

(出所) MoPEMR (2008年8月)

4.5.3 ガスパイプライン建設計画

ADB 融資により建設中のガスパイプラインルートを Figure I-4-5-2 に示す。「バ」国で生産中のガス田の多くは北東部に位置している。このため、ADB 融資のガスパイプラインにより北東部で生産されたガスをベラマラ CCPP が位置している西部や南西部に供給した場合に、ガスパイプラインの配管圧力損失により、ガス供給圧力が不足し、ベラマラ CCPP 等のガス消費者にガス供給することが困難になる可能性がある。

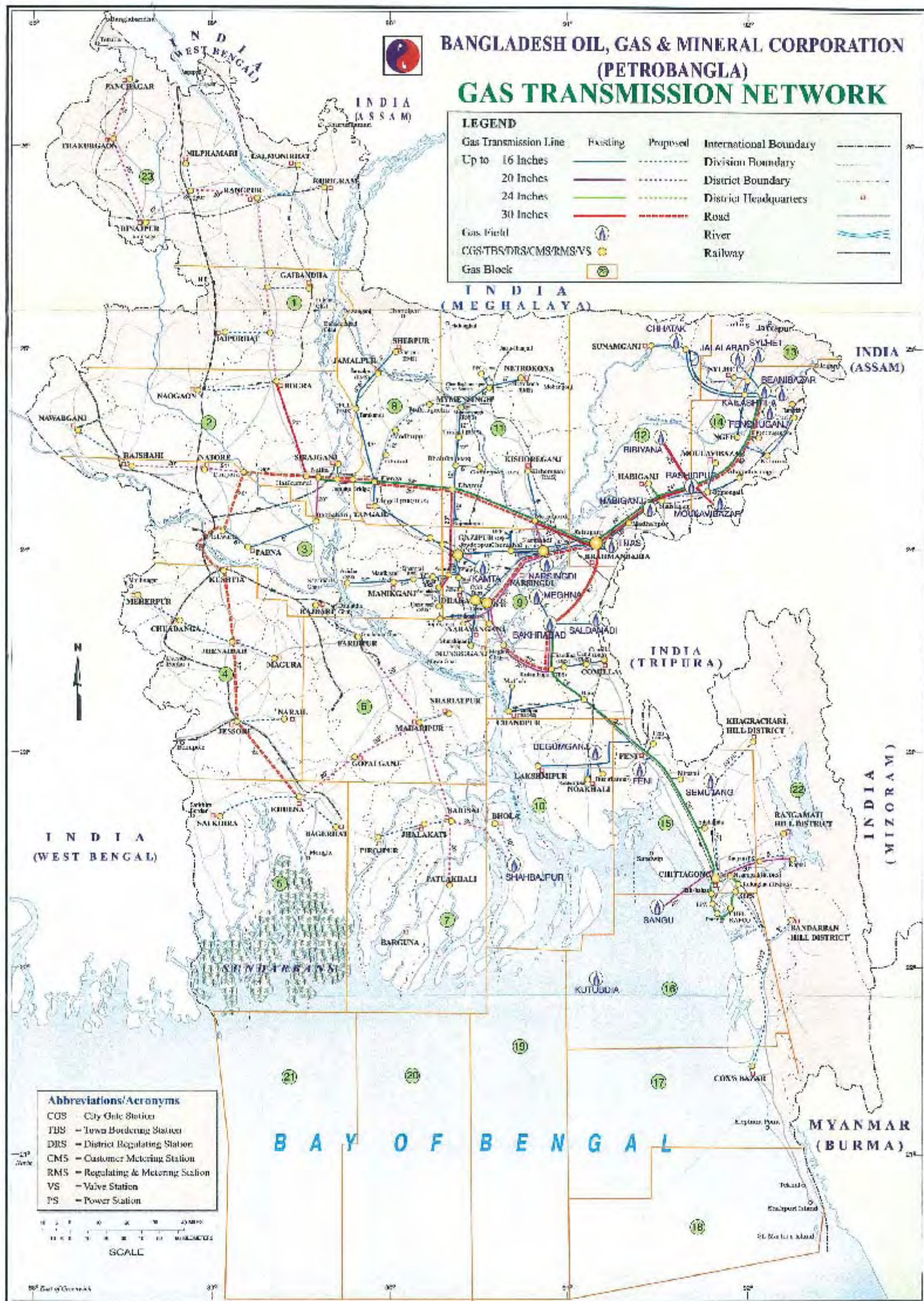
このため、ADB 融資では、アシュガンジやエレンガ等にガスコンプレッサを建設し、ガス供給圧力不足を解消する計画も含まれている。

また、ガスパイプライン（クルナまで）およびガスコンプレッサは 2011 年までに完成予定であることを確認した。

ベラマラ CCPP へは、Hatikumrul から Khulna まで敷設される 30 inch ガスパイプライン 240km の途中 (Ishwardi と Kushtia の間) で分岐されるガスパイプラインによってガス供給される。エレンガ下流に建設予定の新規ガス火力発電所は、Bheramara CCPP、Khulna 150 MW Peaking

PP、Sirajganj 150 MW Peaking Power Plant、Sirajganj 450 MW Combined Cycle IPP であり、ベラマラ CCPP を含めた新規ガス火力発電所のガス需要は合計で 200 mmcf/d を計画している。また、Khulna 150 MW Peaking PP は油焚きも可能な火力発電所であるため、Khulna 150 MW Peaking PP が油焚きした場合のガス需要は合計で 170 mmcf/d となる。

30 inch ガスパイプラインのガス可能供給量は 350 mmcf/d 程度であるため、Khulna 150 MW Peaking PP は油焚きとして運用し、自家消費等へのガス供給を制限する（エレンガ下流地域の総ガス需要を 350mmcf/d 以下とする）ことによって、55 mmcf/d を必要とするベラマラ発電所へのガス供給は可能であると考えられる。



(出所) Petrobangla

Figure I-4-5-2 「バ」国内のガスパイプラインルート計画図

4.5.4 ベラマラ CCPP へのガス供給の可能性

4.5.2 項に示すように、「バ」国のガス供給不足が懸念されているが、調査団としては、2014 年運開予定のベラマラ発電所へ安定したガス供給を実現させるためには、以下の「バ」国政府方針を明確に決定させることが不可欠であると判断する。

- ・ 新規ガス田の探査および開発を促進する。
- ・ ガスは高効率の火力発電所に優先的に供給すること。
- ・ ハリプール発電所やベラマラ発電所のような高効率の火力発電所が運転開始した後に、老朽化し、効率の悪い既設ガス火力発電所の運転を順次停止する
- ・ 最低ガス供給量を規定する長期契約書を締結することが望ましいと考える。

ベラマラ発電所等の高効率のガス火力発電所にガス供給するために、停止すべき老朽化した効率の悪い既設ガス火力発電所のリストを 4.3.3 項に示す。

調査団は、以下の項目を考慮して停止させる既設ガス火力発電所を決定する必要があると判断する。

- ・ 発電所の運用方針
- ・ 新規ガス火力発電所建設計画
- ・ 発電所効率
- ・ 系統安定
- ・ ガス供給・消費バランス

4.5.5 ベラマラ CCPP への燃料油供給

ベラマラ発電所へのガス供給不足を懸念し、ベラマラ発電所への燃料油供給の可能性について調査・検討を実施した。

「バ」国で使用される燃料油は全て輸入されており、ベラマラ発電所で使用予定の軽油は主に中東から輸入されている。主な貯蔵基地はチッタゴン、バガバリおよびクルナにある。また、最近の燃料油需要は横ばいとなっている。

燃料油料金は、「バ」国政府が決定しているが、「バ」国内における重油料金は市場料金の 50% 以下、軽油料金は市場料金の 50% 程度である。

現状、ベラマラ発電所には、既設発電所への燃料供給のため、軽油タンク（3,000KL×2 基）があり、クルナ貯蔵基地からこれらのタンクに軽油を鉄道（最大積載量：50m³（42.5KL）@0.85kg/m³）で輸送している。

ベラマラ発電所では、技術的および経済的評価から、下記の理由および 4.7.1 項で述べる理由により軽油を連続ではなく、非常用に使用することとした。

- ・ Bangladesh Petroleum Corporation (BPC) はより多くの軽油を輸入する必要がある。