

1. 事業の概要と円借款による協力



サイト地図：クルナ及びチッタゴン



サイト写真：クルナ発電船

(1) 背景

クルナ発電船 (Khulna Barge-Mounted Power Plant: K-BMPP) とチッタゴン発電船 (Chittagong Barge-Mounted Power Plant: C-BMPP) は円借款によりそれぞれ 1980 年 6 月と 1986 年 10 月に建造された。しかし、両発電所の操業は技術的故障により度々停止され、その結果、当初期待された結果と目的を実現できずにいた。こうした状況の下、JBIC は K-BMPP と C-BMPP のために援助効果促進調査 (Special Assistance for Project Sustainability: SAPS) を実施し、設備のリハビリと事業の運営管理を改善することで発電所の稼働・効率を高めるべきだと提言した。JBIC の提言に基づき、バングラデシュ政府とバングラデシュ電力庁 (Bangladesh Power Development Board: BPDB) は K-BMPP と C-BMPP の修繕に着手したものの、主にバングラデシュの外貨準備額不足のため、提言のリハビリ事業は完了することがなかった。その結果、電力供給は極めて深刻な状況にあった。

バングラデシュの電力需要が事業実施前の過去 20 年間に年率 12% の伸びを見せていたが、事故や老朽化した発電設備による深刻な電力不足は既に存在していた。更に、天然ガスが産出されるバングラデシュ東部と比較して西部での電力供給は低く、西部での電力供給能力の向上と安定化は優先度の高い問題となっていた。

(2) 目的

円借款により建設された C-BMPP と K-BMPP のリハビリを実施すること。

(3) 事業範囲

事業範囲は次の 2 点である：

- hot section routine inspection とガスジェネレーターの分解修理を含む C-BMPP と K-BMPP の改善・メンテナンス・修繕；
- スペアパーツと 5 年間分の消耗品の購入。

円借款は総事業費の外貨部分をカバーし、内貨部分はバングラデシュ政府により支出されることになっていた。

(4) 借入人 / 実施機関

バングラデシュ人民共和国政府 / バングラデシュ電力 庁 (BPDB)

(5) 借款契約概要

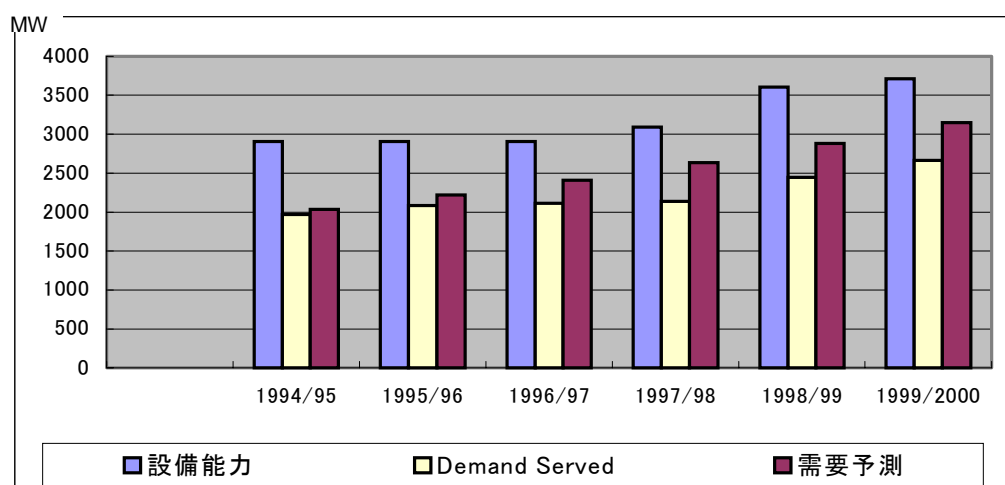
円借款承諾額 / 実行額	1,561 百万円 1,561 百万円
交換公文締結 / 借款契約調印	1993 年 9 月 1993 年 9 月
借款契約条件	金利 1.0 %、返済 30 年 (うち据置 10 年)、 一般アンタイド
貸付完了	2000 年 2 月

2. 評価結果

(1) 計画の妥当性

1991/92 年のプロジェクトアプレイザル当時、電力セクターには高いプライオリティが置かれ、第四次五ヶ年計画 (1991 年 ~ 1995 年) の政府公共投資予算の 15% が割り当てられていた。第四次五ヶ年計画で設定された当セクターの開発目標は、電力供給の増加とシステムロスの削減、天然ガスの効果的活用、電力供給の信頼性と質の向上、農村の電化推進、であった。当事業により、K-BMPP と C-BMPP の運営とコストパフォーマンスが改善でき、バングラデシュ国内での電力不足問題を緩和できると期待された。当事業は C-BMPP で国産天然ガスを効果的に利用することにも寄与すると期待されていた。こうした目的は電力セクターの開発目標に合致する物だった。

図 1 : バングラデシュにおける電力の需要と供給



出所 : BPDB

図 1 が示しているとおり、設備能力と Demand Served は 1994/95 年から 1999/2000 年の間着実に改善されてきたが、電力需要と発電能力とのギャップは依然存在している。最新の第五次五ヶ年計画 (1997 年 ~ 2002 年) では、既存能力を最大限に活用した信頼性があり途切れのない電力供給が主要目標の一つに設定されている。

C-BMPP は当初基礎的な電力需要に対応する為の発電機として設計されたが、実際のところ C-BMPP はピーク時における電力需要に対応する為の発電機として運転されている。一般に、十分な発電が得られている場合には BMPP はピーク時対応の発電機として活用され、費用対効果を上げることになっている。各発電所での通常運転量は負荷配分センター管理下の負荷管理プログラムの一部として決定される。C-BMPP と K-BMPP のいずれもピーク時における電力需要に対応

する為の発電所として機能し、毎晩 4~7 時間の電力供給を行っている。従って、当事業の妥当性は依然あると結論できる。

バングラデシュ電力庁は、航空転用機械の維持に必要な特定の高等専門技能と設備を欠き、コスト高のため、事業設備を適切に運転・維持してきたとは言えない。既存の発電設備を活用して事業目標を達成するための方法が提示されるべきであった。その代わり、当事業は SAPS により認識された制約と問題を再現 (reproduced) する。本事業のようなりハビリ事業はバングラデシュ電力庁の運営・管理力の脆弱性という根本的問題までも解決することはできなかった。

(2) 実施の効率性

事業範囲

事業範囲には若干の修正が見られた。K-BMPP の船体水中部分等の点検・修理・塗装は乾燥したドック設備がクルナになかったため実施されなかった。K-BMPP の燃料制御バルブ故障対策は事業実施以前から着手されており、事業範囲からは削除された。K-BMPP の消火システムのリハビリ事業は実施されず、代わりに発電所の試運転期間に点検のみが行われた。一方、補助ガスジェネレーターの分解修理が C-BMPP と K-BMPP の事業範囲に追加された。更に、ガスコンプレッサーの修理、ガスコンプレッサー 2 基の分解修理、主変圧器の修理、K-BMPP タービンの速度制御器修理が事業範囲に追加されている。こうした追加項目は事業実施期間中に必要性が認識された。他のリハビリ事業は適切に行われ、必要なスペアパーツは当初事業範囲の通りに購入されている。

工期

当初の工期は 1993 年 1 月 (入札書類準備) から 1996 年 6 月 (事業工事の完了) までの 42 ヶ月であった。実際の工期は 1993 年 12 月から 1997 年 12 月までの 49 ヶ月を要した。遅延の理由は、2 基のガスジェネレーターが改修作業のため日本の製造業者の工場に運ばれ、この期間をプロジェクトアプライザルでは見込んでいなかったこと、プロジェクトアプライザルで認識されていなかったガスコンプレッサーと制御システムの故障が実施期間中に見つかり、追加的メンテナンスが必要になったこと、の 2 点である。

事業費

事業費は 1,774 百万円 (円借款 1,561 百万円を含む) と見積もられたが、実際の総事業費は 1,770 百万円で (支払金額 1,561 百万円) であった。

(3) 効果(目的達成度)

発電量

1986 年設置の C-BMPP は、56MW (28MW x 2 基) の容量を持っており、1997 年のリハビリ事業以降その発電出力は徐々に向上した。C-BMPP は当初 base load generator として設計されたが、現実には「妥当性」で先述した通り peak load generator として稼働し、設備能力 28MW に対し 1 基あたり 20-23MW の load capacity を維持していた。C-BMPP の base load power producer としての実績は事業目標の達成には及ばなかったが、peak load power producer としては 2000 年の時点で事業目的を妥当に達成していた。

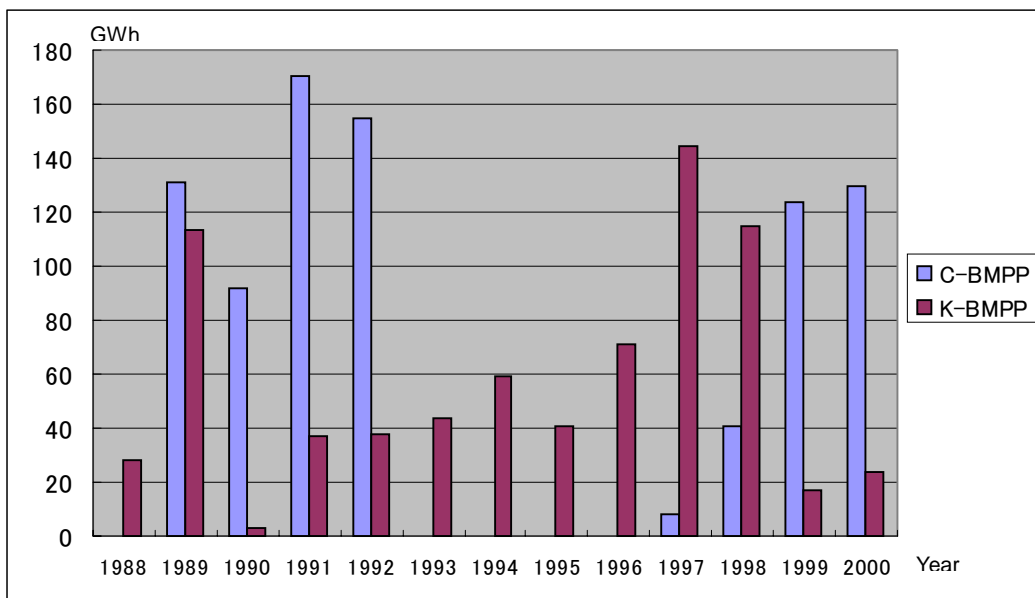
1980 年設置の K-BMPP は 56MW (28MW x 2 基) 容量を持っていた。K-BMPP は 1995 年にリハビリを行ったが、1998 年 3 月に K-BMPP 第 1 基で不意の火事が発生し、第 1 基はそれ以降の運転を停止している。バングラデシュ電力庁の調査委員会レポートによると、この火事は燃料 (ケロシン) が高圧燃料ポンプの燃料管の穴から漏れ出し、ガスジェネレーター自体に拡がったことで発生した、と考えられている。拡散が早かったことと火事が激しかったことにより、発電所の消火システムは機能しなかった。発電所には保険がかけられていなかった。バングラデシュ電力庁は内部調査の結論を未だ下しておらず、この火事についての最終説明は出ていない。1998 年以降、K-BMPP の第 2 基がガスジェネレーターと予備のガスジェネレーターを代わりに使用す

ることで、運転を開始している。

しかし、第2基の出力は1999年以降急激に低下している。これは、ガスジェネレーターの交換のためと、設備周辺にあった溝を埋めるための浚渫工事のため運転停止が必要だったことが原因であった。更に、ジェネレーターの低圧側での振動が見られ、これはバングラデシュ電力庁の尽力にも関わらず未だ効果的な解決を見ていない。その結果、K-BMPPは事業目的を未だに達成していない。この振動問題により、第2基の最大負荷は設備能力の28MWを下回る20MWに制限されている。

アプレイザルは東部よりも発電能力で劣る西部地域でK-BMPPがピークロードによって安定的な電力供給に果たす役割をまとめている。しかし、この点に関して、K-BMPPの貢献度は1999年以降極めて限られたものとなっている。

図2：年間発電量（C-BMPPとK-BMPP）



出所：BPDB

注：1) 1993年から1997年までにC-MBPP Unit 1 & 2に大規模なメンテナンス作業あり。

2) 1993年から1996年までにK-MBPP Unit 1で、1996年にUnit 2で大規模なメンテナンス作業あり。

表 1 : 年間発電量 (C-BMPP と K-BMPP)

(単位: MWh)

	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000
C-BMPP UNIT 1	N/A	123,513	29,806	104,316	57,385	0	0	0	0	6,065	6,351	68,522	64,802
C-BMPP UNIT 2	N/A	7,663	62,145	65,991	97,261	0	0	0	0	2,348	34,553	55,032	64,618
小計 (C-BMPP)	N/A	131,176	91,951	170,307	154,646	0	0	0	0	8,413	40,904	123,554	129,420
K-BMPP UNIT 1	18,903	59,563	791	16,189	21,292	9,192	0	0	50,113	85,904	21,862	0	0
K-BMPP UNIT 2	9,240	54,048	1,842	20,516	16,318	34,588	58,938	40,883	20,774	58,807	92,991	17,192	23,531
小計 (K-BMPP)	28,143	113,611	2,633	36,705	37,610	43,780	58,938	40,883	70,887	144,711	114,853	17,192	23,531

出所: BPBD

他の運転指標

両発電所利用率は年毎に差が見られるが(表 2、3、4、5 を参照)、リハビリ以降の平均利用率は C-BMPP で 15.4% (1997 年~2000 年)、K-BMPP で 15.2% (1996 年~2000 年) となっている。一般的には、バングラデシュの全システムでの平均負荷率は 50%¹ であり、電力需要は夕方 の 2-3 時間に集中している。電力供給とシステム能力はピーク時間を想定して設計されるため、利用率は常に低くなるものである。バングラデシュのこの独特な特徴を鑑みると、当事業の利用率は 25%² 程度で満足できる水準と言えるだろう。C-BMPP の 1999 年以降の利用率は十分であるが、K-BMPP の 1999 年以降の利用率には改善が必要である。

表 2 : 他の運転指標 (C-BMPP Unit 1)

	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000
利用率 (%)	50.4	12.2	42.5	23.4	大規模メンテナンス作業				2.5	2.6	27.9	26.4
稼働率 (%)	56.4	18.3	50.8	29.3					3.9	3.7	33.9	33.9
停電率 (%)	29.1	76.7	5.4	63.9					96.1	96.1	44.4	19.6
年間稼働時間 (時間)	4,937	1,602	4,447	2,567					342	326	2,970	2,969
年間待機時間 (時間)	1,044	867	2,529	1,210					N/A	340	3,057	4,863
年間計画停電時間 (時間)	751	1,011	1,530	455					N/A	19	360	228
強制停電時間 (時間)	2,026	5,279	253	4,551					8,420	8,072	2,372	722

出所: BPBD

表 3 : 他の運転指標 (C-BMPP Unit 2)

	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000
利用率 (%)	3.1	25.3	26.9	39.7	大規模メンテナンス作業				1.0	14.1	22.4	26.3
稼働率 (%)	4.4	46.2	57.4	47.7					1.4	61.8	56.2	94.1
停電率 (%)	96.5	61.0	43.1	50.1					98.6	63.0	58.8	10.6
年間稼働時間 (時間)	297	2,602	3,021	4,168					123	1,827	2,484	3,007
年間待機時間 (時間)	89	1,444	2,008	9					N/A	3,589	2,437	5,240
年間計画停電時間 (時間)	82	646	1,439	405					N/A	234	296	180
強制停電時間 (時間)	8,290	4,067	2,291	4,177					8,637	3,109	3,542	355

出所: BPBD

¹ バングラデシュ電力開発局の全システムでの年間利用率は 1998/99 年で 47.2% であった。

² K-BMPP と C-BMPP が 1 日 6 時間の運転をしているとすると、利用率は 25% (= 6 時間/24 時間 x 100) となる。

表4：他の運転指標 (K-BMPP Unit 1)

	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000
利用率 (%)	7.7	24.3	0.3	6.6	8.7	3.7	0	0	20.4	35.0	8.9	0	0
稼働率 (%)	20.3	44.4	0.6	11.7	18.6	7.4	0	0	28.5	58.4	14.0	0	0
停電率 (%)	50.2	15.6	99.3	73.6	27.9	82.3	100	100	65.7	27.1	85.6	100	100
年間稼働時間 (時間)	1,774	3,893	56	1,028	1,631	651	0	0	2,493	5,119	1,228	0	0
年間待機時間 (時)	5,221	4,146	256	4,866	6,523	5,076	0	0	1,520	1,742	247	0	0
強制及び計画停電時	1,789	721	8,448	2,866	630	3,033	8,760	8,760	4,771	1,899	7,285	8,760	8,760

出所：BPBD

表5：他の運転指標 (K-BMPP Unit 2)

	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000
利用率 (%)	3.8	22.0	0.8	8.4	6.7	14.1	24.0	16.7	8.5	24.0	37.9	7.0	9.6
稼働率 (%)	8.9	36.8	1.3	15.0	10.3	22.7	35.7	27.4	16.0	44.3	89.7	12.1	17.3
停電率 (%)	89.1	38.8	98.5	53.5	79.1	21.2	18.6	13.4	74.3	55.7	10.3	74.3	46.1
年間稼働時間 (時間)	782	3,228	114	1,318	902	1,990	3,124	2,403	1,403	3,880	7,855	1,063	1,513
年間待機時間 (時)	1,659	3,488	1,398	5,923	2,460	6,236	4,920	5,986	3,323	0	0	4,617	5,954
強制及び計画停電時	6,363	2,044	7,248	1,519	3,422	534	716	371	4,058	4,880	905	3,080	1,293

出所：BPDB

財務的内部収益率(FIRR)の再計算

プロジェクトアプレイザル時、FIRRは18.2%と推定された。更新情報に基づくFIRRの再計算は、出力の低下を主な要因としたマイナスのキャッシュ・フローのためできなかった。

(FIRR算出の前提)

プロジェクトライフ：事業実施期間を含めて15年

便益：事業による発電量増加から得られる歳入増加

費用：事業費、増加した発電に用いる燃料費

(4) インパクト

電力システム全体へのインパクト

表6が示すように、設備能力の合計と発電能力、firm capacityは増加しているものの、 Bangladesh の全電力体系の電力不足は緩和されていない。これは既存の電力供給能力が需要を満たしていないため、供給能力の伸びにつれて電力需要が増加する傾向があるからであった。1987/89年から2000/2001年までの負荷制限(表7)に関して言うと、1997/98年には346日(2,119時間)という最悪の実績を記録した。状況はそれ以降もあまり改善されておらず、2000/01年には283日(1,042時間)であった。Bangladesh電力庁の予想によると、2003/2004年までには発電能力(例：firm capacity)がピーク需要の伸びを吸収できると期待されている。しかし、現在の電化率が約18%に留まっている以上、このことでBangladeshの大多数の人口が電気へのアクセスが可能になることを意味するわけではない。電力システムの一層の開発が必要とされるのである。

Bangladesh全電力体系への当事業が持つインパクトは最小限に留まると思われる。

表 6: 設備能力、発電能力、Firm Capacity、需要予測、Demand Served、負荷制限、Reserved Margin

年	設備能力 (MW) *1	発電能力 (MW) *2	Firm Capacity (MW) *3	需要予測 (MW) *4	Demand Served (MW) *5	負荷制限 (MW) *6	Reserve Margin (%) *7
1987/88	2,146	1,859	1,393		1,317	200-10	41
1988/89	2,365	1,936	1,470		1,393	170-10	39
1989/90	2,352	1,834	1,368		1,509	180-15	22
1990/91	2,350	1,710	1,253		1,640	340-15	5
1991/92	2,398	1,724	1,243		1,672	550-25	3
1992/93	2,608	1,918	1,437		1,823	480-20	5
1993/94	2,608	1,881	1,400		1,875	540-23	-
1994/95	2,908	2,133	1,652	2,038	1,970	537-10	8
1995/96	2,908	2,105	1,624	2,220	2,087	545-10	1
1996/97	2,908	2,148	1,667	2,410	2,114	674-20	2
1997/98	3,091	2,320	1,839	2,638	2,136	711-32	9
1998/99	3,603	2,850	2,369	2,881	2,449	774-16	16
1999/2000	3,711	2,665	n.a.	3,149	2,665	536-10	-

出所：BPDB

- Note: 1) 設備能力は6月現在の数値。
 2) 発電能力はメンテナンスの為に停止時間を差し引いた後の最高発電可能容量。
 3) Firm Capacity は a steady basis の能力。
 4) 需要予測は 1995 年作成の the Reference Forecast of Power System Master Plan による。
 5) 最高需要と最高発電容量の日時は同一でない。
 6) 負荷制限の数値は各年の最高値と最低値を示す。
 7) Reserve Margin (%) = (発電能力 - Demand Served) × 100 / Demand Served

表 7：1987/88 年から 2000/2001 年までの負荷制限

年	ピーク時間での負荷制限	
	日	期間 (時間)
1987/88	54	74
1988/89	62	117
1989/90	29	51
1990/91	70	113
1991/92	232	660
1992/93	264	638
1993/94	210	670
1994/95	230	763
1995/96	301	1,007
1996/97	338	2,872
1997/98	346	2,119
1998/99	335	1,690
1999/2000	255	872
2000/2001	283	1,042

出所：BPDB

表 8: 負荷計画-発電残高 (抜粋)

(単位: MW)

	2000/01	2001/02	2002/03	2003/04	2004/05	2005/06	2006/07
発電能力							
既存: 公営	3,145	3,165	3,082	2,984	2,840	2,814	2,694
既存: 民間	450	450	450	450	450	450	450
合計 (既存)	3,595	3,615	3,532	3,434	3,290	3,264	3,144
新規: 公営	0	100	679	1,579	2,439	2,589	2,949
新規: 民間	235	400	1,020	1,020	1,320	1,470	1,470
合計 (新規)	235	500	1,699	2,599	3,759	4,059	4,419
ピーク需要 ²⁾	3,394	3,659	4,393	4,766	5,172	5,603	6,071
Firm Capacity ¹⁾	3,180	3,434	4,251	5,053	6,069	6,313	6,553
余剰 (不足)	(214)	(225)	(142)	287	897	710	482
Reserve Margin (%)	13%	12%	19%	27%	36%	31%	25%

出所: BPDB

注: 1) Firm Capacity は a steady basis の能力。

2) 2001-02 年までは Reference forecast に拠った。それ以降は 1995 年作成の電力システムマスタープランの予想に拠った。

環境へのインパクト

バングラデシュ電力庁は事業対象地への深刻な環境インパクトはないと見ている。これは、このプロジェクトの目的が既存設備の修復にあるためである。はしけのガスタービンによって引き起こされる騒音に関して言うと、C-BMPP と K-BMPP の双方とも川辺に位置し、居住地域から隔離されているため、騒音問題は最小限に留められている。

地域住民へのインパクト

K-BMPP と C-BMPP はクルナとチッタゴンの既存の発電所に 1980 年と 1986 年に設置されたため、地域住民の移住・再定住は生じていない。

(5) 持続性・自立発展性

維持管理体制

バングラデシュ電力庁 (Bangladesh Power Development Board: BPDB) は 1972 年に設立され、ダッカ電力供給局 (Dhaka Electricity Supply Authority: DESA) と農村電化委員会 (Rural Electrification Board: REB) が管轄する地域を除いて、バングラデシュ全土の発電・送電・配電を担当し、配電を監督している。バングラデシュ電力庁はエネルギー・鉱資源省 (Ministry of Energy and Mineral Resources) の監督下にある。

実際の運営管理活動は各発電所によって行われ、ダッカのバングラデシュ電力開発局本部は技術訓練を提供している。K-BMPP には 50 名の運営管理職員がおり、C-BMPP でも職員数はほぼ同様である。C-BMPP と K-BMPP のサイト調査からの印象では火事による損傷を受けた K-BMPP 第 1 基を除き両プロジェクトサイトとも良好に維持されていた。

維持管理に係る技術力

総合的に言うと、現地の管理職員は製造業者が作成したメンテナンス計画に基づく定期的なメンテナンスを遂行している。主要なメンテナンスや故障個所の保守作業は現地職員に主要点検・分解修理作業を行った経験がないため、通常製造業者から派遣された外国人専門家の前で行われる。分解修理は日本にある製造業者の作業場で行われることが多い。

運営管理職員の数は充分と言えるが、それら職員の専門技能は向上が必要である。というのも、バングラデシュ電力庁は O&M 人材向けの技術訓練を提供していない、工事期間中に製造元から技術訓練を受けたメンテナンス職員もいたが、既に他の部署に配置換えとなっていたり、退職している、専門技能を新規職員に移転するには OJT ではできないからである。

バングラデシュ電力庁の報告によると、同局は事業開始時に訓練を受けた職員を呼び戻す努力をしているようである。更に、同局は BMPP がリハビリされる次の機会には、運営管理者向けの訓練を提供する予定である。

スペアパーツの調達にあたっては、簡単に解決し得ない制約がある。C-BMPP 発電機の control panel card は在庫切れであり、C-BMPP で使用されている在来型の control panel cards は既に時代遅れとなっており、製造業者は新品を供給することができない。発電所職員によると、全システムを交換するか改善する以外改善がないと製造業者は発言しているようだ。従って、C-BMPP の発電機はスペアパーツなしでの運転継続を余儀なくされている。K-BMPP についても同様であろう。

バングラデシュ電力庁は 1998 年の火事以降運転停止となっている K-BMPP の第 1 基及び第 2 基のリハビリの国際入札を開催した。第 2 期リハビリをすることで、同局は K-BMPP を今後 8 年間運転継続する計画である。

財務状況

1997/98 年と 1998/99 年のバングラデシュ電力庁の財務諸表を比較すると、営業収入は 60% ほど増加しており、営業収入の伸び(12.22%)は営業費(8.9%)を上回っている。但し、純収益は外貨損失により減少している。Accounts receivable は 1997/98 年から 1998/99 年の間に約 27% (約 53 億タカ)増加している。

表 9: 損益計算書

(単位：タカ)

	実績 1998-99会計年度	実績 1997-98会計年度	増加分/ 減少分
営業収入			
電力販売額	23,628,358,167	21,018,838,094	12.42%
他の営業収入	415,753,466	406,154,999	2.36%
営業収入合計	24,044,111,633	21,424,993,093	12.22%
営業費			
燃料費	9,669,177,843	9,940,558,885	-2.73%
IPPからの電力購入	1,216,811,509	-	100.00%
減価償却	6,655,652,647	6,438,606,768	3.37%
修繕・管理費	1,571,851,586	1,035,305,457	51.82%
人件費	1,886,458,048	1,832,089,820	2.97%
事務管理費	798,612,352	770,115,372	3.70%
Assets Insurance Fund	15,000,000	15,000,000	0.00%
営業費合計	21,813,563,985	20,031,676,302	8.90%
営業収入 / (損失)	2,230,547,648	1,393,316,791	60.09%
非営業費			
金利	2,554,609,968	2,583,228,343	-1.11%
為替レート変動による損失	2,879,972,218	(1,107,429,706)	-360.06%
純非営業費	5,434,582,186	1,475,798,637	268.25%
純収益 / (損失)	(3,204,034,538)	(82,481,846)	3784.53%

出所：BPDB

表 10: 貸借対照表

財産・資産

(単位：タカ)

	1999年6月30日	1998年6月30日
固定資産		
Written Down Value	121,940,554,434	119,528,365,051
(Project-in-Progress)	20,065,362,595	19,983,798,461
固定資本合計	142,005,917,029	139,512,163,512
流動資産		
(Accounts Receivable-Trade)	24,933,693,608	19,592,134,456
(Accounts Receivable-Others)	2,904,685,591	2,831,987,131
(Provision for Bad & Doubtful Debts)	(527,223,891)	(464,059,767)
流動資産合計	44,927,737,560	38,748,605,061
財産・資産合計	187,992,166,130	178,414,204,936

資本・債務

(単位：タカ)

	1999年6月30日	1998年6月30日
Authorized Capital	100,000,000,000	100,000,000,000
Capital & Reserve	81,807,854,726	81,994,614,003
長期債務 ¹⁾	54,551,085,717	50,924,087,690
中期債務 ²⁾	1,921,193,151	1,948,363,122
流動債務	45,597,729,008	39,268,952,619
交換勘定 ³⁾	4,114,303,528	4,278,187,502
資本・債務合計	187,992,166,130	178,414,204,936

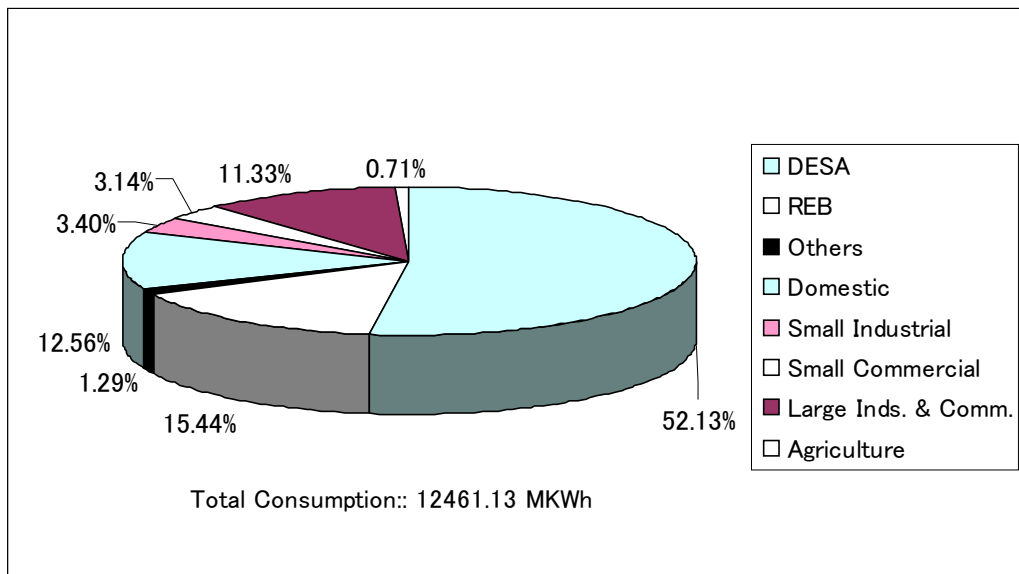
出所: BPDB

注: 項目の選択は表の通りである。

- 1) 長期債務には政府融資、外国融資、debenture/loans が含まれる。
- 2) 中期債務には保証金(顧客)、GPR&CPF、年金基金が含まれる。
- 3) 交換勘定は事務所間取引、本部から地方事務所への資金移動、現場から本部への資金移動に用いられる。

バングラデシュ電力庁の最新統計によると、2001年6月末の accounts receivable (principal amount)は総額 339 億 9590 万タカで、12.014 ヶ月分の請求書額に相当する。DESA は 248 億 1698 万 6000 タカを借り入れており、DESA が全額返済したばあい、the amount outstanding は 3.24 ヶ月分になる(表 3 の利用者区分の詳細を参照)。回収率の低さはバングラデシュ電力庁の財務健全性に影響する制約の一つとなっている。

図 3 : BPDB の消費 (2000 年度)



出所: BPDB

分解修理や故障修理といった発電機の主要なメンテナンス作業は製造業者か航空機会社の作業場のみ可能である。これは発電機向けに改造された航空機用派生機械(aero derivative machine) (航空機エンジン)のメンテナンスには、特殊高等技術と設備が必要とされるからである。更に、メンテナンスには多額の費用がかかるため、バングラデシュ電力庁による事業設備の維持が困難になっている。

プロジェクトアプレイザルでは、プラントの度重なるトラブル発生につながる要因として、慢性的な電力不足によりバングラデシュ電力庁がメンテナンス作業のために発電機を停止さ

せることなく運転し続けていること、 運転管理能力が不十分であること、 同局の運転管理予算が不十分であることが挙げられよう。残念ながら、状況は改善されているとは言えず、発電機向け航空機用派生機械(aero derivative machine)を導入するという当事業基本計画の妥当性は問題が多いと考えられる。

電力セクター改革

バングラデシュ政府は第五次五ヶ年計画(1997-2002 年)で電力セクターの開発目的を設定している。それによると、 信頼でき途切れのない電力供給と、バランスに配慮した送電・配電網の拡充を確保すること、 効率的な経営と電気料金と望ましい金融措置の合理的再編を通じ公共企業を自律させること、 システムロス³を削減すること、 電力セクターへの民間参入を奨励すること、 農村部での電力供給を拡大することが目標として設定された。

世界銀行とアジア開発銀行との協力で、バングラデシュ政府は バングラデシュ電力開発局から送電線を引き継ぐために Power Grid Company of Bangladesh (PGCB)と、 DESA を継承するために Dhaka Electric Supply Company (DESCO)を設立した。こうした電力セクターの民営化は現在進行中である。

電力セクターをめぐる改革は、具体的に、 独立監督機構の設立、 電力料金改革、 バングラデシュ電力開発局の4地域ごとの分社化、 改革実施のために必要な法的措置の準備を議題に上げている。しかし、改革の速度は依然遅々としている。

JBIC は JICA と協力し、バングラデシュの電力セクター事業を O&M 改善の一モデルとする見込みであり、実施機関の財務管理・組織・総合的品質管理やその他重要分野でのパフォーマンス改善の支援に尽力している。こうした努力の結果も当事業に盛り込まれるだろう。

3. 教訓

プロジェクトアプレイザルは、技術力・財政力に加え、実施機関の制度能力育成に焦点を当てるべきであった。更に、事業企画にはより慎重な検討が必要であった。

³ 高いシステムロスはバングラデシュの電力セクターの主要な制約の一つとなっている。近年の統計によると、全電力システムのシステムロスは 33.65%を記録している。その主要因は： incoming lines への非合法的な接続、 破損した consumer meters、 consumer meters の不正操作、 請求書の操作と不発行、 手作業による請求書発行作業である。

主要計画 / 実績比較

項目	計画	実績
1. 事業範囲 K-BMPP	<ol style="list-style-type: none"> Hot Section Routine Inspection (2 Units) スペアパーツの購入 消耗品購入(5年分) 水力オイルシステムの改良 潤滑油分離器の改善 船体水中部分等の点検・修理・塗装 ガスジェネレーターの分解修理 (1基) 燃料制御バルブ故障対策 G.T.取込口空気フィルターの改善 Test Equipment for Woodward Control Equipment/Instrument including Expert Services 発電器ブレーカーのメンテナンス及び Generator Control and Protection 消火システムのリハビリ 	<ol style="list-style-type: none"> 計画に同じ 計画に同じ 計画に同じ 計画に同じ 計画に同じ 実施されず 2基の修理を実施(105及び115) 実施されず 計画に同じ 計画に同じ 計画に同じ プラント試運転期間中に点検の未実施
C-BMPP	<ol style="list-style-type: none"> Hot Section Routine Inspection (2 Units) 電子器具の追加 スペアパーツと5年分の消耗品購入 ガスジェネレーターの分解修理 (2基) Service Engineer for Instrument and Control (1年) <p style="text-align: center;">-</p>	<ol style="list-style-type: none"> 計画に同じ 計画に同じ 計画に同じ 3基の修理を実施(107、109、112) 6ヶ月のみ実施 <p>(追加内容) ガスコンプレッサー1基の修理、ガスコンプレッサー2基の分解修理、主変圧器の修理、K-BMPP タービンの速度制御器修理</p>
2. 工期 (入札書類準備から事業完成まで)	1993年1月-1996年6月 (42ヶ月)	1993年12月-1997年12月 (49ヶ月)
3. 事業費		
外貨	1,561 百万円	1,561 百万円
内貨	213 百万円	209 百万円
合計	(54.6 百万タカ)	(74.6 百万タカ)
うち円借款分	1,774 百万円	1,770 百万円
換算レート	1 タカ = 3.9 円	1 タカ = 2.8 円
	(1993年:1ドル=138円=35.4タカ)	(1997年:1ドル=121.0円=43.9タカ)