

1. 事業の概要と円借款による協力



サイト地図：シレット地区



サイト写真：ガスタービン2号機

(1) 背景

バングラデシュの発電設備能力は1986年に1,437MWであった。90%以上の発電は国内で産出される天然ガスを用いるスチームタービンやガスタービン、コンバインドサイクル発電所によって行われていた。人口一人当たりのエネルギー消費量は1984年に44kWhに留まり、電化率も1986年に4.54%を記録するに過ぎず、バングラデシュの電力セクターはアジアの途上国の中でもより遅れをとっていた。例えば、1984年の人口一人当たりの電力消費量はスリランカで141kWh、パキスタンで221kWh、インドで221kWh、インドネシアで132kWhであった。他方、バングラデシュの電力需要は急速な伸びを見せており、とりわけピーク需要は第二次五ヶ年計画（1980-1985年）の間、年平均13.9%もの増加があった。その結果、バングラデシュは1986/87年に電力供給不足を原因とする負荷制限を行わざるを得なかった。

表1: プロジェクトアプレイザル時における電力需要と供給バランス推定

(単位: MW)

年	設備能力	ファーム能力*	最高負荷	需要/供給ギャップ
1984	1,095	833	761	72
1985	1,115	853	887	34
1986	1,171	909	883	26
1987	1,587	1,131	1,160	29
1988	1,933	1,477	1,324	153
1989	2,293	1,777	1,551	226
1990	2,293	1,777	1,775	2
1991	2,383 (2,293)	1,867 (1,777)	2,006	139 (229)
1992	2,593 (2,503)	2,077 (1,987)	2,267	190 (280)

出所: JBIC アプレイザル資料

注: 1) *ファーム能力は a steady basis の能力を示している。

2) 括弧内の数値は事業がない場合のレベルを示す。

バングラデシュは1988年と1989年に大規模な発電所を建設し、発電容量の拡充を図ってきたものの、1991年以降深刻な電力不足に陥る可能性が指摘されていた。加えて、Shahajibazar ガスタービン発電所(60MW)が1989年に稼働を停止することになっており、東北地域での代替発電手段が必要とされていた。

(2) 目的

シレット地区の東北に位置する Fenchugani に 90MW のコンバインドサイクル発電所を建設し、バ

ングラデシュ国内の電力需要の増加に対応するとともに、シレットでの電力需要・供給バランスを安定化する。

(3) 事業範囲

当事業は下記の項目で構成されている：

- (1) 90MW コンバインドサイクル発電所の建設；
- (2) 南北パイプラインと事業対象地を結ぶガスパイプライン事業；
- (3) 敷地造成；
- (4) 既存の送電線と発電所を結ぶ 132kV；
- (5) 訓練及びその他事業に関連した項目；
- (6) コンサルティングサービス。

円借款は全事業費のうち 85%を対象とし、残りの 15%はバングラデシュ政府により支出された。

(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

	(I)	(II)
円借款承諾額 / 実行額	8,170 百万円 8,063 百万円	5,943 百万円 5,917 百万円
交換公文締結 / 借款契約調印	1987 年 6 月 1987 年 8 月	1993 年 9 月 1993 年 9 月
借款契約条件		
金利	金利 1.25 %、	金利 1.0 %
返済 (据置)	返済 30 年 (うち据置 10 年)	返済 30 年 (うち据置 10 年)
調達方法	部分アンタイド	部分アンタイド
貸付完了	1997 年 8 月	2000 年 8 月

2. 評価結果

(1) 計画の妥当性

当事業の主要な目的は 90MW コンバインドサイクル発電所 1 基をシレットに建設し、電力需要の増加に応え、同地区及びバングラデシュ全土での電力システムの安定性と信頼性を向上することであった第四次五ヶ年計画(1990-1995 年)の実施期間中、バングラデシュ政府はコンバインドサイクル発電所からの 90MW を含めた 581MW の発電容量を増強した。しかし、既存の発電所にリハビリが必要だったこともあり、現実の容量増加はわずか 299MW に留まっていた。その結果、第四次五ヶ年計画の最終年に見積もっていたピーク需要 2,485MW の予想は実現されず、1995 年末のピーク需要は 1,970MW であった。約 46,962GWh の電力が第四次五ヶ年計画期間中に発電されたが、これは当初目標 55,735GWh の 84%に留まる水準であった。同期間の最終年 10,806GWh の発電がなされたが、これも当初目標の 13,577GWh よりも下回っていた。こうした数値に見られるように、バングラデシュは深刻な電力不足に依然として苛まれていたのである。

1990 年代中旬からの電力セクターの実績に基づき、バングラデシュ政府は第五次五ヶ年計画(1998-2002 年)の同セクターの開発目標を設定した。バングラデシュ政府は、既存容量の最大活用を通して信頼でき途切れのない電力供給を確保することにプライオリティを与えた。また、エネルギー構成を最適化することで発電容量を引き上げ、送電・配電網をバランスに配慮しながら拡充することにもプライオリティを置いていた。

電力の拡大と安定供給は電力部門の開発目的上依然として優先項目に属し、当事業の妥当性は引き続き有効である。

(2) 実施の効率性

事業範囲

1987 年 8 月に結ばれた借款協定は全事業費のうち約 85%を対象とすることが謳われていた。しかし、入札の段階で、当初見積もられた費用のままこの事業を実施することが困難だと判明し

た。コストオーバーランの主な要因は、1990年7月の入札評価で分かったように、事業用の資機材コストが1987年以降国際市場で著しく上昇していたこと、1988年の洪水により、追加的な土木工事が必要となったこと、が挙げられる。こうした外部要因は借入機関による管理が及ぶものとは言い難く、いくつかの代替案を検討した後、1992年に円借款の追加供与が決定された。1992年のJBIC第二次プロジェクトアプレイザルの後、冷却塔の建設が事業内容に追加された。インドの上流域でダム建設をしているため、乾期(12月から4月)にクシヤラ川から十分な水利用を図ることが困難だと判断された。加えて、請負業者からの提案に基づき、発電機の出力を90MWから95MWに変更することが第二次アプレイザルで認められた。1992年以降、事業内容に特段の修正は行われていない。

工期

当初の事業実施スケジュールは1987年4月(コンサルタント選定)から1991年5月(試運転)までの合計50ヶ月を見込んでいたが、1992年の第二次アプレイザル時、事業の完了見込みは1996年8月に訂正され、実施期間の合計は113ヶ月になった。実際のところ事業は1989年2月から1995年11月までの82ヶ月まで行われ、スケジュールより9ヶ月早く、修正実施スケジュールの見積もりよりも少ない31ヶ月で完了した。タービンの試運転日は1995年8月(ガスタービン1号機)、1995年9月(ガスタービン2号機)、1995年11月(スチームタービン)にそれぞれ行われている。

事業費

当初の全事業費は9,685百万円(円借款8,170百万円を含む)で、1993年に最終認可された事業費は16,603百万円(円借款14,113百万円を含む)であった。実際の全事業費は、14,570百万円(支払額13,980百万円を含む)であった。事業費がかさんだ主な要因としては、先述の通り、事業実施期間中に予期せぬ資材費用のコストオーバーランが発生したこと、洪水被害からの復旧に追加的な土木工事が必要とされたことが挙げられる。

(3) 効果(目的達成度)

総発電量

総発電量の実績値は1995年の事業完了後以降増加し、期待された年次目標値にほぼ到達しつつある。しかし、1997年以降、2基のガスタービン運用における技術的故障(1998年4月のガスタービン2号機と、1999年2月のガスタービン1号機故障)により、発電出力は劇的に減少した。ガスタービン2号機の損傷はガス燃料の異常燃焼が爆発により、1号機はタービンのbladeにより損傷を受けた。

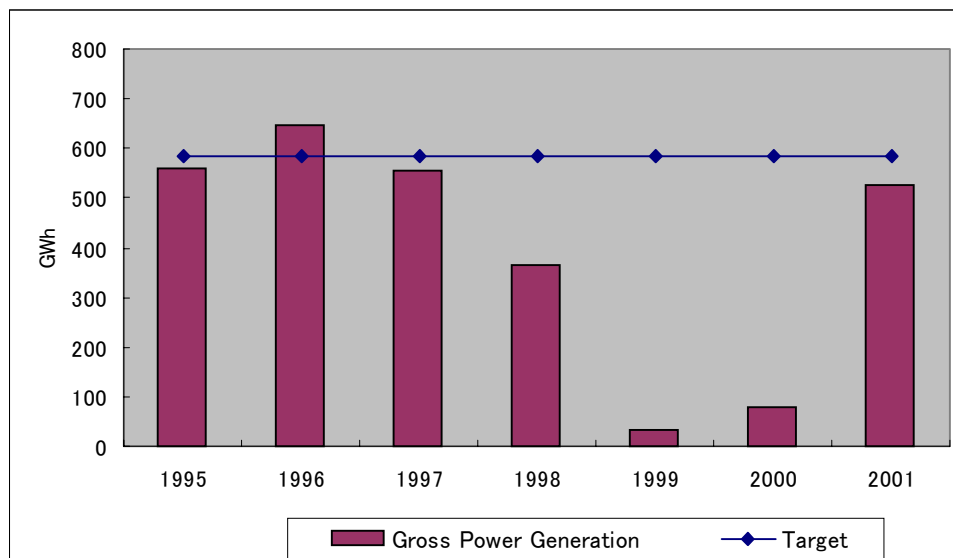
更に、乾期にスチームタービン用冷却水システムが機能不良に陥り、1995年から2000年までの間、ガスタービン性能は低下した。スチームタービンは雨季の間(5月から11月まで)にはクシヤラ川からの冷却水を使用し、乾期には井戸水(地下水)を冷却塔で処理するように設計されている。しかし、1995年の試運転後、地下水にはスチームタービンの機能に影響を及ぼしかねない鉄分が多く含有されていることが判明した。冷却塔での処理設備では鉄分を完全に濾過することまではできなかった。

従って、1995年から2000年まで毎年5ヶ月の乾期の間は冷却水がないため、スチームタービンは閉鎖された。加えて、1999年2月から2000年4月までの間はガスタービン2基が稼働を停止していただけでなく、スチームタービンの稼働も停止していたのである。

バングラデシュ電力開発局は後にガスタービン1号機・2号機の修繕を行い、冷却塔の修理も2001年にはほぼ終了する見込みであった。同局は発電所の完全稼働を近々行えると見込んでいる。

本事業による発電所は1996年以降の5年間発電目標値を達成することができなかったが、発電水準はその期間中も増加していたし、発電所は間もなく年次目標値を達成するであろう。

図 1: 当事業による総発電量



出所: BPDB

注: 目標値は次のように算出されている: $95\text{MW} \times 24 \text{時間} \times 365 \text{日} \times 0.70$ (30%のロス) = 582,540MWh/year

表 2: ガスタービン 1号機・2号機の故障

	完成日	故障発生日	運転再開日	非運転期間
ガスタービン 1号機 (31 MW)	1994年12月	1999年2月	2000年9月	19ヶ月
ガスタービン 2号機 (31 MW)	1995年1月	1998年4月	2001年4月	36ヶ月
スチームタービン 1号機 (33 MW)	1995年6月	-	-	-

出所: BPDB

表 3: 発電所の運転月数

(単位:月)

	完成年 (1995)	2年目 (1996)	3年目 (1997)	4年目 (1998)	5年目 (1999)	6年目 (2000)	7年目 (2001)
ガスタービン 1号機 (31 MW)	11.45	11.76	10.78	11.39	1.74	3.00	11.50
ガスタービン 2号機 (31 MW)	10.32	11.75	11.22	3.17	0	0	7.50
スチームタービン 1号機 (33 MW)	5.14	7.93	6.47	6.40	0	3.00	11.50

出所: BPDB

他の運転指標

当然、総発電量の実績は稼働率と利用率といった他の運転指標に影響を及ぼす。例えば、利用率は1996年の81.9%でピークを迎え、1999年と2000年の利用率はそれを下回っている。ガスタービン1号機・2号機の深刻な故障により、運転はほとんど停止され(1999年に4.5%、2000年に10.0%)、利用率は2001年に66.7%まで回復するに留まっている。

表 4: 運転指標

		完成年 (1995)	2年目 (1996)	3年目 (1997)	4年目 (1998)	5年目 (1999)	6年目 (2000)	7年目 (2001)
シレット地区でのピーク需要 (MW)	A	50	55	60	65	70	75	80
	B	45	48	55	60	65	70	74
稼働率* (%)	A	100	100	100	100	100	100	100
	B	92.9	86.4	78.0	57.4	4.8	n.a.	76.7
利用率** (%)	A	100	100	100	100	100	100	100
	B	71.0	81.9	70.5	46.1	4.5	10.0	66.7

出所: BPDB

注: 1) A=年目標水準(当初), B=実績

2) バングラデシュの会計年度は7月から6月までである。

3) * = 年間運転時間 / {365(日) × 24(時間)} × 100

4) ** = 年発電量 (kWh) ÷ {定格出力 (kW) × 365(日) × 24(時間)} × 100

近年、バングラデシュ電力庁は2004年までにガスタービン4号機・5号機を設置することで発電容量を拡張する計画を作成した。輸出信用からこの事業向け資金を調達する見込みである。

財務的内部収益率(FIRR)

プロジェクトアプレイザルでは、財務的内部収益率(FIRR)は9.67%と算出されていた。最新情報によりFIRRを再計算したところ、7.8%となった。FIRR計算に用いた前提は以下の通りである。

(前提)

プロジェクトライフ: 15年。事業実施期間を含む。

便益: 電力販売収入

費用: 事業費 + 燃料費 + 維持管理運営費

(4) インパクト

電力システム全体へのインパクト

表5が示すとおり、設備能力、発電能力、ファーム能力は増加しているものの、システムにおける総電力不足の改善はまだ見られていない。これは、バングラデシュでは潜在的な電力需要が既存の電力供給能力では満たされていないため、電力需要は供給能力に応じて増加する傾向があるからである。表6にある1987/88年から2000/2001年までの負荷制限を見ると、1997/98年が最悪で、346日間(2,119時間)の負荷制限が行われている。状況は未だ改善されているとは言えず、2000/01年には283日間(1,042時間)の負荷制限が発生している。バングラデシュ電力庁の予測によると、発電能力(例:ファーム能力)は2003/04までにはピーク需要を満たすようになるとしているが、この予測は必ずしもバングラデシュ人口の大部分が電気へのアクセスが可能になるということではないことに注意すべきである。というのも、現在の電化率はわずか18%であり、一層の電力システムの開発が必要となるからである。

当事業がバングラデシュの全電力システムに及ぼした貢献について見てみると、シレット・コンバインドサイクル発電所は1995/96年の設備能力の3.3%を占め、1999/00年の2.6%を占めている。システムの全発電能力が拡大されたことで、シレット発電所のシェアは徐々に減少したが、当事業が95MWの発電能力を創出することで、全電力システムに貢献を果たしたことは明らかである。しかし、前述の通り、当事業の潜在的な貢献が未だ充分に実現されていないのも事実である。

表 5: 設備能力、発電能力、ファーム能力、需要予測、Demand Served、計画停電、Reserved Margin

年	設備能力 (MW) *1	発電能力 (MW) *2	ファーム能力 (MW) *3	需要予測 (MW) *4	Demand Served (MW) *5	計画停電 (MW) *6	Reserve Margin (%) *7
1987/88	2,146	1,859	1,393	n.a	1,317	200-10	41
1988/89	2,365	1,936	1,470	n.a	1,393	170-10	39
1989/90	2,352	1,834	1,368	n.a	1,509	180-15	22
1990/91	2,350	1,710	1,253	n.a	1,640	340-15	5
1991/92	2,398	1,724	1,243	n.a	1,672	550-25	3
1992/93	2,608	1,918	1,437	n.a	1,823	480-20	5
1993/94	2,608	1,881	1,400	n.a	1,875	540-23	0
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	0

出所: BPDB

- 注:
- 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) ファーム能力は 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 6: 計画停電 1987/88-2000/2001

年	ピーク時間での計画停電	
	日数	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7: 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)ファーム能力は 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。

天然ガス使用率へのインパクト

国内で産出される天然ガスを発電目的に利用促進する政府政策に基づき、バングラデシュ電力庁は天然ガスを燃料に使用する発電所を天然ガス生産と供給網整備が行われるバングラデシュ東部に建設した。シレット・コンバインドサイクル発電所は天然ガス供給がなされる発電所の一つである。当発電所における天然ガス消費に関する詳細なデータは得られなかったが、バングラデシュの全発電所は国産天然ガスのうち平均して 45% を消費している。輸入石油から国産天然ガスへの切り替えは外貨の節約という望ましいインパクトを持っている。従って、インパクト自体は大きいとは言えないが、当事業は天然ガスの利用と外貨節約というインパクトを持っていたのは確かであろう。

表8: 天然ガス生産と発電目的利用

単位: (百万 m³)

	アレイナル 年 (1991)	2 年目 (1992)	3 年目 (1993)	4 年目 (1994)	5 年目 (1995)	6 年目 (1996)	7 年目 (1997)	8 年目 (1998)	9 年目 (1999)
国内天然ガス生産量合計	4,650	5,060	5,512	5,964	6,621	7,161	6,923	7,512	8,244
エネルギー生産に対する 天然ガス利用率	2,308 (49.6%)	2,516 (49.7%)	2,647 (48.0%)	2,771 (46.5%)	3,043 (46.0%)	3,138 (43.8%)	3,137 (45.3%)	3,495 (46.5%)	3,989 (48.3%)

出所: Statistical Year Book of Bangladesh 1999, BBS.

環境へのインパクト

稼働中の発電所の環境へのインパクトに関する評価は、バングラデシュ電力庁へのアンケートの送付という形で実施された。バングラデシュ電力庁によれば、プロジェクトの実施による環境への大きなマイナスの影響は見られないとのことである。

住民へのインパクト

本事業による地域住民の移転や再定住は発生していない。

(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(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)が配電を管轄する地域を除いてバングラデシュ全土の発電、送電、配電を担当している。バングラデシュ電力庁はエネルギー・鉱物資源省、Ministry of Energy and Mineral Resources の指揮下に属している。

実際のところ、日常的な O&M 業務はシレット・コンバインドサイクル発電所により執り行われて、ダッカのバングラデシュ電力開発局本部は技術訓練の提供を行っている。発電所には 70 名の O&M 職員がおり、現地調査の印象では、メンテナンスは行き届いているようである。

維持管理に係る技術力

総じて、発電所でメンテナンスにあたる現地職員は、製造元が作成したメンテナンス計画に従ったメンテナンスを実施している。主要なメンテナンスと故障修理作業は製造元から派遣された外国人専門家が同席のもと行われることが多い。というのも、現地メンテナンス職員は主な検査・整備を行いうる経験を持ち合わせていないからである。

O&M にあたる職員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。何故なら、バングラデシュ電力開発局は 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。

プロジェクトアプレイザルでは、バングラデシュ電力庁が慢性的な電力不足のためメンテナンスのために発電機を停止せずに運転しており、そのため機械トラブルが発生すると指摘していた。更に、隔絶された環境と不規則交替勤務により、作業環境は作業員にとって好ましいものではなかった。その結果、作業員のモチベーションと規律を維持するのは容易なことではなかった。

現地調査と面談の結果、コンサルタント（例：評価者）は、バングラデシュ電力庁が必要な運転手順に従って発電所を運転し、計画的かつ予防的なメンテナンスを実施していれば、ガス発電器 1 号機・2 号機の損傷は回避できたと判断した。

バングラデシュ電力開発局の O&M 能力の弱さはプロジェクトアプレイザル時にも認識されていた。そのため、O&M の技術移転は JBIC の提言においてコンサルティングサービスの項目に追加された。しかし、こうした努力にもかかわらず、同庁の O&M 能力は JBIC の期待ほどは改善されていない。このことから言えるのは、事業を主体にしたアプローチでは制度能力の向上には限界があり、継続的な技術協力に向けた中長期的な戦略が重要になってくるということだろう。

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。売掛債権等は 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: Taka)

	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			
電力販売高	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%
営業費用			
燃料費	9,669,177,843	9,940,558,885	-2.73%
IPPからの電力購入費用	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%
保険料	15,000,000	15,000,000	0.00%
営業費用合計	21,813,563,985	20,031,676,302	8.90%
営業利益/ (損失)	2,230,547,648	1,393,316,791	60.09%
営業外費用			
金利	2,554,609,968	2,583,228,343	-1.11%
為替差損	2,879,972,218	(1,107,429,706)	-360.06%
営業外費用合計	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: Taka)	
	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	
固定資産合計	142,005,917,029	139,512,163,512	
流動資産			
売掛債権	24,933,693,608	19,592,134,456	
その他流動し③	2,904,685,591	2,831,987,131	
貸倒れ引当金	(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: Taka)	
	June 30, 1999	June 30, 1998	
公称資本	100,000,000,000	100,000,000,000	
資本金・剰余金	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	

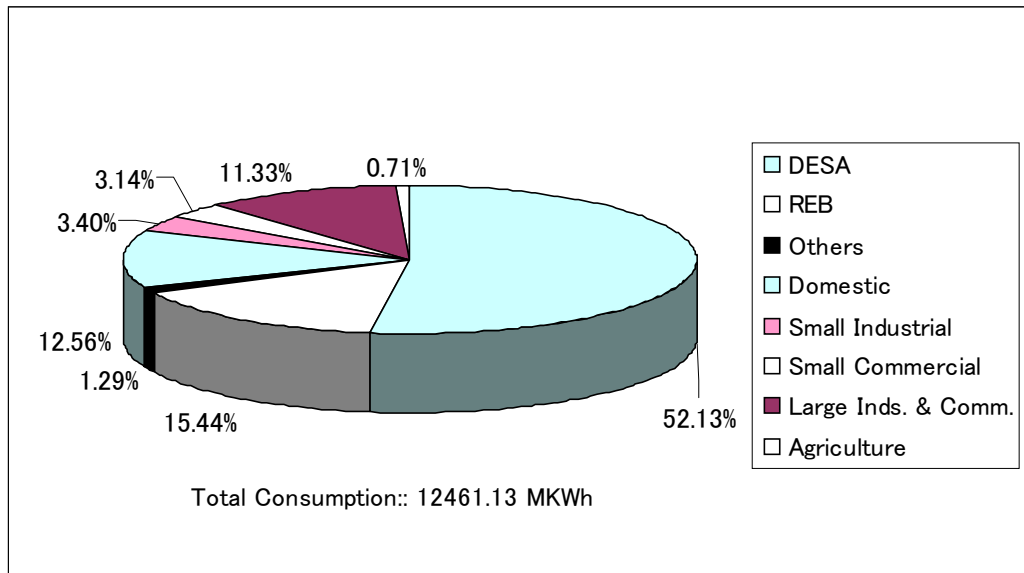
出所: BPDB

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。

Bangladesh 電力開発局の最新統計によると、2001年6月末の売掛債権等(元本相当額)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、残高は3.24ヶ月分になる(表2の利用者区分の詳細を参照)。回収率の低さは Bangladesh 電力開発局の財務健全性に影響する制約の一つとなっている。

図 2: 電力庁の消費(2000 年度)



出所: BPDB

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¹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庁から送電線を引き継ぐためにバングラデシュ送電会社、Power Grid Company of Bangladesh (PGCB)と、DESA を継承するためにダッカ電力供給会社、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・総合的品质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。

¹ 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。その要因は：引込み線への非合法的な接続、破損した消費計量器、消費計量器の不正操作、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
<p>(1) 事業範囲</p> <p>1. 発電所</p> <p>2. 天然ガス供給装置グリッド変電所</p> <p>3. グリッド変電所</p> <p>4. 他の関連工事</p> <p>5. コンサルティングサービス</p>	<p>合計: 90MW</p> <ul style="list-style-type: none"> - 約30 MW ガスタービン (発電器 x 2基) - 約30 MW スチームタービン (発電器 x 1基)- Gas metering station - 圧力制御設備 - ガス濾過システム (132 kV 変電所) - 発電所補助装置 - 制御装置 - 燃料供給装置 - 水道装置 水と冷却水冷却器を含む - 天井クレーン <p>合計: 125 M/M</p>	<p>合計: 95MW</p> <ul style="list-style-type: none"> - 31 MW ガスタービン x 2基 - 33 MW スチームタービン x 1基 <p>同左</p> <p>同左</p> <p>同左</p> <p>合計: 118 M/M</p>
<p>(2) 工期 (コンサルタントの選定から試運転まで)</p>	<p>1987年4月 - 1996年8月 (113ヶ月)</p>	<p>1989年2月 - 1995年11月 (82ヶ月)</p> <p>(試運転) ガスタービン1号機: 1995年8月 ガスタービン2号機: 1995年9月 スチームタービン: 1995年11月</p>
<p>(3) 事業費</p> <p>外貨</p> <p>内貨</p> <p>合計</p> <p>うち円借款分</p> <p>換算レート</p>	<p>13,819 百万円</p> <p>2,784百万円</p> <p>(898 百万 Taka)</p> <p>16,603百万円</p> <p>14,113百万円</p> <p>1 Taka = 3.1 円 (1992年11月)</p>	<p>13,670百万円</p> <p>604百万円</p> <p>(242 百万 Taka)</p> <p>14,570百万円</p> <p>13,980百万円</p> <p>1 Taka = 2.5 円 (1996年2月)</p>