

テースタ用水路水力発電事業

調査報告:2002年7月
現地調査:2001年9月

1. 事業の概要と円借款による協力



サイト地図



テースタ用水路水力発電所 3号機

1.1 背景

西ベンガル州は、人口において国内第4位、人口密度において同第2位の州である。同州のGDPは国内第3位で、東部インドの産業の中心となっていた。一方、同州の農業生産は不十分な灌漑施設のため生産性が低い状況であった。そのため州政府は灌漑インフラ整備に重点を置き、1985-86年度の財政支出の20.7%にあたる資金が農業セクターへの投資となっていた。

他方、1984年に西ベンガル州は電力使用のピーク時に、331 MWの電力不足を経験していた。電力不足は、ピーク需要に対応する発電所の容量不足と、既存発電所の低いプラント稼働率¹に起因するものであった。そのため、西ベンガル州電力公社(WBSEB: West Bengal State Electricity Board)は、電力不足のためピーク時の計画停電²の実施を余儀なくされていた。このような状況下、水力発電所の新設および既存発電所の効率的運営なくして、ピーク時の電力不足は解消できないことは明らかであった。

1.2 目的

西ベンガル州灌漑・水路局によって建設が進められているテースタ灌漑事業³のマハナンド主水路(MMC)の落差を利用した67.5 MWの水力発電所を建設することにより、西ベンガル州北部(ダージリン、ジャルパイグリ、クチーベハール、西ディナジプール及びマールダの5地区)の電力供給の安定化並びに地域開発の促進を図ろうとするもの。

¹ プラント稼働率：一定期間に発電された電力量を同期間内に最高出力で運転した場合に得られる発電量で除した割合。

² 電力が不足している際、電力系統にかかる負荷を一定レベルに保つため、あらかじめ選ばれた地区の負荷を切り離すことにより生じる停電

³ テースタ灌漑事業は、西ベンガル州灌漑・水路局によって実施されている非常に規模の大きな事業で、水路(MMCを含む)取水堰、取水ダム建設が含まれる。全てのフェーズが修了した場合、事業によって水を供給されるエリアは同州の北部地域全域をカバーする90万haにもおよぶ。

1.3 事業範囲

1. 発電機 9 機の据え付け (一機当たり発電容量 7.5 MW : 計 67.5 MW)
2. 3ヶ所の発電所建家の建設 (上流から第一、第二、第三発電所)^{*4}
3. スイッチヤードの建設
4. 導水路、放水路の建設
5. 設計・建設監理のコンサルティングサービス

総事業費は 17,762 百万円相当と見積もられていた。そのうち、外貨分の全額である 8,025 百万円と、内貨分の 59.5% (5,155 百万円相当) が円借款によって賄われることになっていた。

1.4 借入人/ 実施機関

インド国大統領 / 西ベンガル州電力公社 (WBSEB: West Bengal State Electricity Board)

1.5 借款契約概要

	第一フェーズ (ID-P40)	第二フェーズ (ID-P72)
円借款承諾額	8,025 百万円	6,222 百万円
円借款実行額	7,882 百万円	6,121 百万円
交換公文締結	1986 年 8 月	1990 年 9 月
借款契約調印	1986 年 12 月	1991 年 1 月
借款契約条件	金利 3.25 %、返済 30 年 (うち据置 10 年) 部分アンタイト	金利 2.50 %、返済 30 年 (うち据置 10 年) 部分アンタイト
貸付完了	2000 年 3 月	2000 年 3 月

2. 評価結果

2.1 計画の妥当性

西ベンガル州は 1984 年時点で、2,394 MW の発電施設を所有していた。一方、同年におけるピーク需要は 1,270 MW と、発電施設の約半分であった。ただし、既存火力発電所の低いプラント稼働率 (約 40%) およびピーク用電源の不足により、州内ではピーク時において 331MW の電力が不足し、計画停電を余儀なくされていた。伸び続ける需要に対応するため、西ベンガル州政府は、国内の第 7 次 5 ヶ年計画期間中 (1985- 1990 年) に 704.7 MW の発電施設の増設を計画していた。また、州内におけるピーク用電源の不足という状況を鑑みて、中央電力庁 (CEA: Central Electricity Authority) は、水力発電所の建設に重点を置いていたこともあり、1985 年、本事業への公式承認を行った。従って、本事業はインド側の開発計画に一致するものであったと考えられる。

現在、西ベンガル州は依然としてピーク時の電力不足に悩まされており、1999- 2000 年度には最大 117 MW のピーク電力不足により 68.7 GWh もの計画停電を実施している。州内の発電所は州南部に集中しているため、送配電設備が不十分^{*5}な州北部では電力需給状況は一層深刻である。さらに、州内の発電所は今もなお火力に偏重していることから、最適な電源構成の観点から 5 ヶ所の水力発電所 (合計 1,060 MW)^{*6}の建設が計画されていた。本発電所は州北部に位置し、州内で最大の

⁴ 各発電所には 3 機ずつの発電機が設置されている (発電所 3 ヶ所 × 発電機 3 機 × 発電容量 7.5 MW = 67.5MW)

⁵ 現在、国際協力銀行は州内の電力需給状況改善のため、WBSEB を実施機関とする「西ベンガル州送電網整備事業」に円借款を供与している。事業内容は、送電網の建設・改善 (総延長: 708km)、関連発電所の建設・増設 (31 ヶ所)。

⁶ 5 つの発電所の内、Purulia 揚水発電所 (4x225 MW) は国際協力銀行の資金協力により現在建設されている。

水力発電所であることから、今後もピーク用電源として重要な役割を果たすことが期待されている。従って、事業目的は西ベンガル州の電源開発計画に一致するものであったと考えられる。

発電所は、西ベンガル州灌漑・水路局⁷によって建設・運営されている MMC の水を発電に利用しており、本事業の効果及び効果の持続性は灌漑・水路局次第という側面もある。換言すると、本事業は計画の段階から、灌漑・水路局が MMC を適切に維持管理しない場合、効果が十分に発現しないというリスクを抱えていたことになる。

2.2 効率性

2.2.1 事業範囲

アプレイザル時に計画された主要な事業内容は大きな変更なく実現している。当初計画に加え、ディーゼル発電機の設置、捷水路の建設および取水堰の遠隔操作システムが追加されている。詳細な理由は以下の通り。

a) ディーゼル発電機

通常、発電所が運転を開始する際には、発電機の始動機を動かすために若干の電力が必要となる。換言すれば、発電所は送電系統全体がダウンしている時は稼働を開始できないということである。それを避けるために、始動機に電力を供給するための小型ディーゼル発電機が追加されることになった。現在、発電所はディーゼル発電機と水力発電所がもつ稼働開始時間の短さを活かし、北部地域が停電した際のシステム起動用電力を供給する役割を果たしている。

b) 捷水路および取水堰の遠隔操作システムの建設

発電所が突然停止した場合、水の流れは発電所の取水口でせき止められてしまい、導水路の水位が急上昇してしまう。このような問題を解決するため、捷水路 (Escape canal) が第一、第三発電所⁸に建設された。また、導水路の水位が急上昇した際の洪水を防止するため、遠隔操作可能なラディアル式の水門も建設された。

2.2.2 工期

事業は、当初計画の 1999 年 3 月から 7 年遅れの 2000 年 3 月に完了している。工事が遅延した理由は以下のとおり。

a) 技術的要因

- サイトの地下水量が予想以上に多かったため、掘削作業時に大量の地下水が噴出し、作業現場が浸水した。工事を再開するにあたって、排水ポンプ・排水管の設置および排水水路の建設が必要になり、予想外の時間が必要となった。
- 供給された機器の一部の不具合や、他の機器との不整合により修理・交換が必要になった。
- 土木工事を請け負った現地業者の施工・管理能力の不足により、基礎工事が大幅に遅延した

b) 非技術的要因

- 新たに追加されたコンポーネントの設計、契約・入札作業に多くの時間が必要となった
- インド側から支出されることになっていた内貨コストが不足したため、第二、第三発電所の土木工事が約 3 年遅延した
- 第二発電所の放水路建設に伴う土地取得時に、住民との間で法廷闘争に発展し、工事が約 2

⁷ 灌漑・水路局：西ベンガル州政府内の部局で、州内の灌漑水路の建設・運営・維持管理を担当している。

⁸ 第二発電所の捷水路は、灌漑・水路局により建設されることになったため、本事業においては実施されなかった。しかしながら、同局の予算不足により工事は依然着手されていない。

年間遅延した（詳細は 2.4.2 にて）。

これらの要因はアプライザル時点で予測されていなかった事態であった。また、ほとんどの要因は実施機関の不十分な監理体制、不十分な事前地質調査が原因となっている。第一フェーズにおける用地取得および施設の部品調達、建設の遅れにより生じたコスト・オーバーランに対処するため、国際協力銀行は第二期フェーズへの融資を行い、建設スケジュールを変更している。それでもなお、本事業が完成したのは、変更後の予定の 7 年遅れとなった。

2.2.3 事業費

第二フェーズの審査時点では、9,092 百万円の外貨（全額円貨建て）、1,008 百万ルピーの内貨が事業費として見積もられていた。それに対し、事業費の実績は 6,229 百万円の外貨、3,521 百万ルピーの内貨であった。内貨コストの大幅な超過は（アプライザル時の 349%）、土木工事量の増加と事業完了遅延に伴う現地物価の上昇によるものである。しかし、事業費合計を円貨に換算した場合、事業費は見積もり時の金額以下に納まっている。

2.3 効果

2.3.1 発電所の稼働状況

本事業では、3ヶ所の発電所（第一、第二、第三発電所）が建設され、各発電所には 3 機ずつの発電機（7.5 MW）が設置された。67.5 MW の総発電容量を有するこれら発電所は、1997 年 10 月から 1999 年 8 月にかけて順次実施機関に引き渡され、2000 年 4 月 1 日から全発電所が正式な商業運転を開始している。MMC 上に建設されたこれら発電所は、テースタ川およびテースタ・マハナダ連携水路からマハナダ取水堰を通じて MMC に取水された水を利用して発電を行っている。当初の計画通り、各発電所はテースタ灌漑事業によって建設された MMC の段差を利用して発電を行うため、発電量は完全に水路を流れる流量に左右される。

各発電所がフル稼働するために必要な流量は、310 m³/秒- 330 m³/秒であるのに対し、実際の MMC の水量はこれらを大きく下回っている（表-1 参照）。理由としてあげられるのは、MMC の老朽化に伴う通水機能低下、MMC の下流部にある水路・河川の排水容量不足、水路の河床および発電所取水部における砂泥（シルト）の堆積、多量の漂流物による発電所取水口の目詰まり、などである。さらに MMC は、堤防の損壊や維持管理のため、度々閉鎖される事態も発生した。流量が少ない理由および改善策については、本レポートの 2.5.3 にて詳述する。

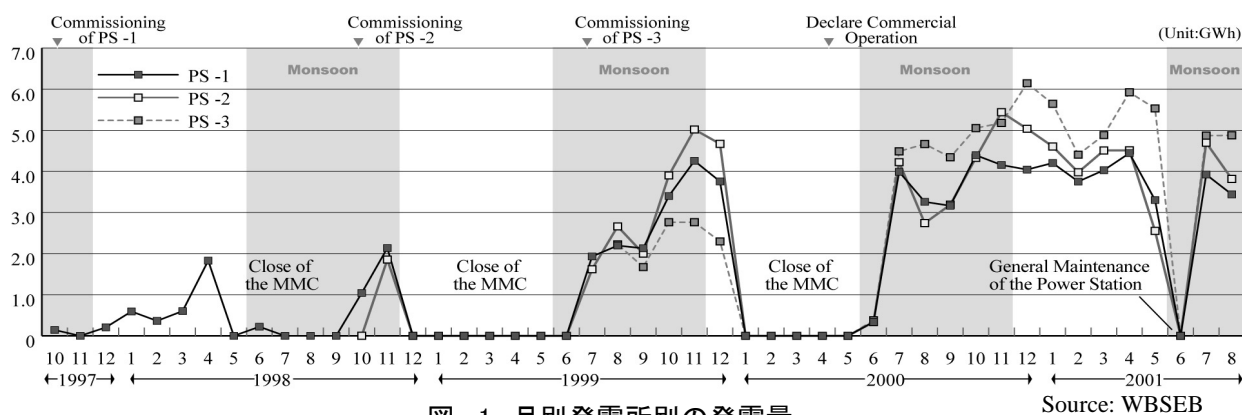


図- 1: 月別発電所別の発電量

MMC の崩壊箇所の応急処置および灌漑・水路局 (Irrigation and Waterways Department) への要請の結果、MMC の流量は漸増傾向にある。流量増加により、発電所の稼働状況も改善しているものの、依然として当初の計画値を大きく下回っている。

表- 1: 発電所の年度別稼働状況

		計画値**	1997-98	1998-99	1999-00	2000-01	2001-02***
総発電量 (GWh)	第一	109.9	1.17	5.03	17.34	34.85	11.47
	第二	107.3	-	1.86	19.78	37.93	11.60
	第三	102.7	-	-	11.58	44.85	16.33
	合計	319.9	1.17	6.89	48.71	117.64	39.40
ピーク出力 (MW)	第一	22.5	7.7	11.0	13.2	13.4	13.0
	第二	22.5	-	7.5	7.6	10.8	11.6
	第三	22.5	-	-	11.8	13.6	12.0
プラント稼働率 (%)	第一	55.8	1.74	4.76	16.08	32.16	-
	第二	54.4	-	1.74	18.58	35.89	-
	第三	52.1	-	-	11.38	45.19	-
第一発電所での 水路流量 (m ³ /秒)	平均 [†]	194.3	45	85	95	110	130
	最大	332.0	50	110	120	145	175
	最小 [*]	56.6	40	60	70	80	85

注): * MMC の閉鎖期間を除く

** JBIC のアプレイザル時の計画値を使用

*** 2001 年 7 月 1 日までの値

出典: WBSEB

アプレイザル時点では、各発電所は年間 102.7 ~ 109.9 GWh (プラント稼働率 52 ~ 56%) の電力を発電する計画であった。とくにモンスーン時季 (6 月から 11 月) には、豊富な水量を活用しフル稼働することが想定されていた。

計画値を達成するためには、各発電所は月平均で 8.6 ~ 9.2 GWh の電力を発電しなければならない計算になる。しかし、図-1 に示すとおり、これまで一度も (モンスーン時季においてさえ) 同量の発電を行うことができていない。

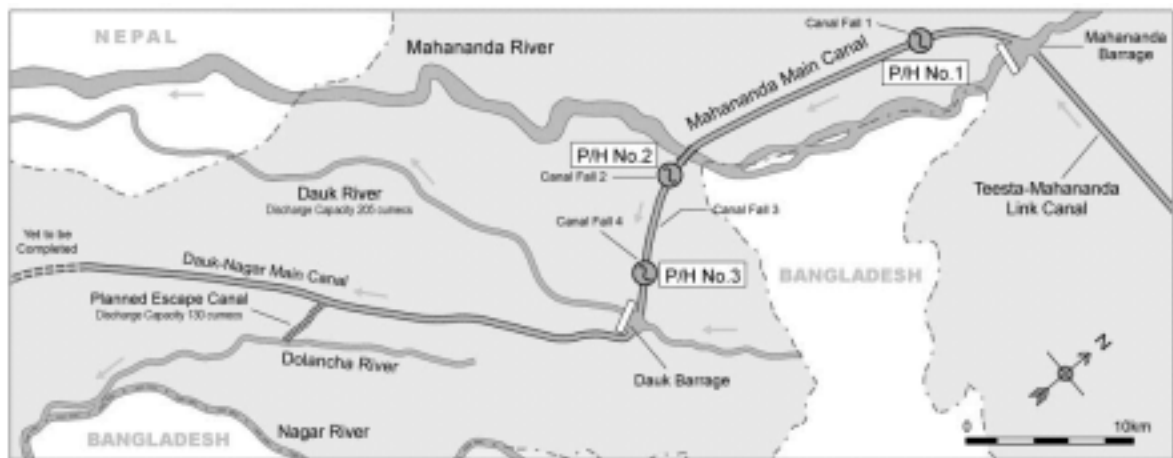


図- 2: 事業サイト近辺簡略図

2.3.2 財務的内部収益率 (FIRR) の再計算

本事業の財務的内部収益率を、アプレイザル時に計算された方法に概ね従ったうえで、実績の事業費、発電量、運営・維持管理費、電力料金などを用いて再度計算を行った。便益、費用の価格表示年は、2000 年の現地通貨を基準として計算を行っている。

既述のとおり現在に至るまで、発電所の稼働は当初の目標を下回ったままである。また、MMC の老朽化、下流部における排水容量不足、MMC の砂泥堆積、取水口へのゴミ詰まり、など解決すべき問題 (詳細は 2.5.3 にて述べる) は山積みである。従って、今後の稼働状況は現時点では予測することが困難である。一方、これらの問題が 2004- 05 年までに全て解決し、発電所が当初の計画通りに稼働したと仮定しても、FIRR の再計算結果は 4.15%にとどまる (アプレイザ

ル時の FIRR : 11.3%)。これは、事業費が当初見積もりを大きく超過したことに加え、事業の完成が大幅に遅れたことによる影響である。

現時点において、上記の問題解決が解決できるかどうかは不透明である (2.5.3 参照)。もし、有効な対応策が即座に実施されない場合、事業の純現在価値はマイナスとなり、事業は財務的にみて成り立たなかったという結果となる。

2.4 インパクト

2.4.1 州北部への正の社会・経済的インパクト

a) 地方電化推進に与えた影響

2000年3月31日時点での西ベンガル州の平均地方電化率⁹⁾77.33%は、同時点における全国平均86.3%を下回っている。州内の電力セクター構造改革に伴い、1999年11月に新たに州の地方電化を推進する西ベンガル地方電化開発公社 (West Bengal Rural Energy Development Corporation Limited: WBREDC) が設立された。その際、地方部における送配電設備は、WBSEB、DPL¹⁰⁾などの既存機関から WBREDC へと移管された。これら WBREDC の資産については、希望する公的機関または地方組織にその所有権を委譲する計画がある。その他、WBREDC は地方電化促進のための子会社を地区、準地区レベルで創設することになっている。このような種々の計画を通じて、WBREDC は地方政府、民間企業の参入を促進し、州政府にかかる重い負担を軽減しようと試みている。WBREDC は、第九次五カ年計画の終わり (2002年3月31日) までに、州内の地方電化率を85%にまで引き上げるという目標を掲げている。

本事業によって建設された発電所が商業運転を開始したのは2000年4月1日であるため、現時点で事業による地方電化への貢献を定量的に把握することを困難である。発電所の容量と位置¹¹⁾を考えた場合、今後も本発電所が、州北部の地方電化に大きく貢献することが期待されている。

b) 電力需給バランス改善への貢献

州内の発電所は南部に偏っていることに加え、北部への送電線、北部地域内の配電線の容量が不十分であるため、州北部の電力不足はかなり深刻なものである。そのため、一般世帯および電力への依存度が高い産業は、度重なる計画停電と停電に悩まされている。このような状況下において、本発電所は高い負荷追随性を活かし北部地域の電力需給状況改善に貢献することが期待されている。

2.4.2 負の社会・経済的インパクト

本事業実施段階において、第二発電所の放水路建設に伴いマダンビィタ村の住民25世帯の移転が必要となった。住民補償のための資産評価および交渉が、州行政機関によって直接おこなわれた。移転世帯は州法で定められた算定方法に基づく補償金を受け取った。しかし、一部の世帯は移転を了承し、補償金を受領したにもかかわらず約2年間もの期間にわたり立ち退きを拒否し続けた。州法廷にまでもつれこんだ問題は、最終的に1994年2月におけるこれら世帯の立ち退きをもって終結した。それ以降、さらなる法廷闘争は生じていない。

⁹⁾ 地方電化率 : 既電化村数 ÷ 総村落数

¹⁰⁾ ドゥルガプール開発公社 (Durgapur Projects Limited: DPL) は、1961年9月6日に政府によって設立された公社で、西ベンガル州が実施したドゥルガプール・プロジェクト (石炭炉、副生成物プラント、ガス管網、火力発電所、水利施設などの建設) によって、建設された一連の施設の運営・維持管理を行っている。

¹¹⁾ 発電所は州北部に位置し、発電された電力は132kV送電線を通じて、主にダージリン、ジャイパイグリ及びディナジプール地区に送電されている。

2.4.3 環境へのインパクト

発電所には、環境測定機器が導入されていないため環境への影響を定量的に分析することはできない。ただし、一般的にみて水力発電所は汚染物質を排出することはない。本発電所についてもこれまでのところ環境への影響は報告されていない。

2.5 持続性・自立発展性

2.5.1 運営・維持管理機関の財務状況および運営能力

a) WBSEB の分割民営化の状況

発電所の運営・維持管理は西ベンガル州電力公社(West Bengal State Electricity Board: WBSEB)によって実施されている。WBSEB は 1948 年のインド電力法にもとづいて 1955 年 5 月 1 日に 設立された州政府出資の公社である。WBSEB の役割は州内における発電、送電、配電の調和のとれた開発、運営・維持管理および顧客への売電である。雇用者数は 2000 年 3 月末時点において、37,431 人で、1,246.51 MW の発電施設をもって 326 万件の顧客に電力を供給している。

インド国内の他州と同様に、西ベンガル州は電力セクターの構造改革を実施しているところである。こうした改革に伴い、WBSEB が所有する全ての火力発電所は西ベンガル州発電開発公社 (West Bengal Power Development Corporation Ltd.)に 2001 年 7 月 1 日をもって移管されている。さらに、既存の電化地区は複数の配電営業所 (Distribution Profit Centers: DPCs)へと転換され、各営業所は 2002 年 3 月末までに独立した財務諸表を作成することになっている。将来的には、各配電営業所は、独立採算をめざし経営を行うことになっている。

b) WBSEB の財務的健全性

1948 年のインド電力法では、州電力公社 (State Electricity Board: SEB) は最低でも 3%の収益率 (Rate of Return) を達成することが求められている。また、必要に応じてさらに高い利益を出すことも同法において許可されている。しかし、ほとんどの SEB は最低基準さえ満たすことができていない。1997- 98 年度における SEB の平均収益率は、州政府から補助金を入れた場合においてもなお-11.8%と低い水準になっている。

WBSEB の場合、1997- 98 年までは州政府からの補助金および借入金の利子免除など救済措置のおかげで、3% の収益率を達成することができていた。しかし、税引き後の経常利益が急激に悪化した 1998- 99 年度には、州からの補助金を入れても収益率は-102%となった。これは、中央電力セクター^{*12}との間でもめていた莫大な未払い金の遅延違約金を受け入れたこと等によるものである。

財務状況を改善させるため、西ベンガル州電力規制委員会 (West Bengal Electricity Regulatory Commission) ^{*13}の指導のもと、1999 年 1 月に電力料金が値上げされている。しかし、値上げによる増収および州からの補助金増額は、中央電力セクターへの未払い金の追加払いを相殺するには不十分であった。そのため、1999-00 年度における収益率は依然としてマイナス (-80%) となっている。

WBSEB の財務状況を改善するため、州電力セクターの構造改革を含む様々な対応策が採られている。例えば、2004- 05 年度までに送配電ロスを 20%以下に抑えることを目標とし、送配電ロスを厳密に測定し対策を講じる電力監査の実施、WBSEB が行ってきた配電部門を利益がでるような地域分業体制へと改革する、未収金を減らすための料金回収処理体制見直し

以上の対策によって、2003 年 3 月までに収支を差し引きゼロにまで改善させ、その後、経常利

¹² 中央電力セクター (Central Power Supply Utilities: CPSUs): ここでは、NTPC, NHPC など政府完全出資の 9 つの発電会社のことを指している。これら発電会社は、SEB への売電を通じて各州の電力開発を補助することを目的に設立されている。

¹³ 西ベンガル州電力規制委員会 (West Bengal Electricity Regulatory Commission) は 1998 年に「電力規制委員会法」に基づいて設立された委員会で、燃料費などの発電コストを考慮に入れた上で、発電関連公社・企業や需要家などの意見を調整した上で、電力料金を決定する役割を委任されている。

益を生めるような体制へと変革させることを目指している。さらに、中央政府が設立した電力融資公社 (Power Finance Corporation Ltd) は、WBSEB の所有する水力発電所および送配電設備の更新・リハビリのために低利の融資を行うことを決めている。これらの対策によって、州の電力セクターが自立し、持続的に伸びてゆくことが期待されている。

表- 2: 過去 5 年度における WBSEB の損益対照表 (単位: 百万ルピー)

	1995-96	1996-96	1997-98	1998-99	1999-00
A. Revenue	13,737.40	14,829.30	18,851.30	18,925.00	23,380.80
Revenue from Sales of Power	13,579.20	14,552.30	18,415.60	18,625.20	21,333.90
Other Revenue	158.2	277	435.7	299.8	2,046.90
B. Expenditure	14,382.3	17,102.0	20,493.1	27,966.5	33,669.0
Purchase of Power	9,021.70	10,334.80	13,991.00	17,164.40	17,474.30
Cost of Sales	4,737.70	6,162.20	6,934.90	8,046.80	9,032.90
Net Prior Periods Credit	-1,483.10	-1,537.60	-3,072.90	-212.3	3,971.40
Depreciation & Interest	2,009.90	3,623.70	4,202.40	5,253.10	5,930.70
Less: Expense Capitalized	0	1,506.80	1,640.20	2,350.10	2,835.30
Others	96.1	25.7	77.9	64.6	95
Net Income After Tax	-644.90	-2,272.70	-1,641.80	-9,041.50	-10,288.20
Subsidy & Grants	817.1	2,455.20	1,842.90	1,863.60	4,440.00
Surplus/(Deficit)	172.2	182.5	201.1	-7,177.9	-5,848.2

出典: WBSEB

2.5.2 発電所の運営・維持管理状況

各発電所にはアシスタント・エンジニア 1 名、オペレーター 2 名、補助員 2 名の計 5 人で構成されたグループが各 4 グループ組織されており、3 交代制で施設の運転を行っている。日常的な維持管理は、各発電所所属のメンテナンス・エンジニアの指示に従って、下請会社の従業員 9~10 名が実施している。施設のオーバーホールについては、機器を納入した現地企業の協力のもと実施されている。これまでのところ、施設の維持管理は、業者から配布されたマニュアルで指定された頻度・方法に基づいて概ね計画されたとおりに実施されている。また、スペアパーツのストック、供給体制についても特段の問題はない。

今回の調査時点では、第二発電所の 5 号機のタービンに機械的な問題が生じており 2 ヶ月間もの間、稼働停止状態にあった。同じような事故は、第二発電所の 6 号機の試運転時にも生じている。第二発電所とは異なる機構・構造で設計された第一、第三発電所においては同様の問題は生じていない。ところが、第二発電所では 3 機の発電機の内、既に 2 機に同じような問題が発生している。これは第二発電所のみで採用されたタービン構造的欠陥が原因であると見られている。そのため、今後何ら対策が取られなかった場合、残る 4 号機にも同様の問題が生じる可能性がある。現地調査時点において、WBSEB は機器を納入した現地企業に問題機器の修理と原因解明を依頼しており、問題の解決が待たれている。

2.5.3 発電所の効果発現を妨げている問題点と今後の解決策

既に述べたとおり、本発電所はアプレイザル時に計画されていたとおりの稼働を達成することができていない。主要な原因は、直前で述べた第二発電所の機械的な問題ではなく、発電に必要な水を十分に確保できないということによる。計画通りの稼働を達成しその効果を持続可能なものにするため、WBSEB では以下に述べるような対応策を計画している。本事業が継続的に効果を発揮し続けるためには、下記問題を解決するための施策の早期実現が望まれる。

a) マハナンダ主水路(MMC)の老朽化

MMC は 1988 年に州灌漑・水路局によって、テースタ灌漑事業の一部として建設されたものである。水路では通水が開始されて以降、コンクリート護岸の度重なる崩壊など、多くの問題が生じている。これまで、灌漑・水路局はそのつど問題箇所の応急処置を行っている。1998 年の 5 月～9 月にかけて、灌漑・水路局は MMC の水を抜き、自己資金にて水路の補修を行った。しかし、護岸の崩壊はおさまらず、1998 年 12 月 29 日には、護岸が 600 m にもわたって完全に崩壊している。同箇所は水路床が地面よりも高い位置にあったため、修復が完了するまでの間、MMC は全く通水ができない状態に陥ってしまった。その後、2000 年 1 月～6 月にも水を抜いたて水路の応急措置が実施されているが、根本的な問題は解消していない。

このような水路の老朽化を考慮し、水路の更なる崩壊を防ぐため、灌漑・水路局は MMC に流す水量を大幅に制限している。そのため、MMC を流れる水量はアプレイザル時の想定を大きく下回る結果となっている。水量は MBSEB の要請に従い徐々に増加しており、1997- 98 年度には最大で 50m³/秒にすぎなかった流水量は、2000- 01 年度には最大で 175 m³/秒にまで増加している。ただし、フル稼働に必要な流水量 310-330 m³/秒には遠く及んでいない。

WBSEB と国営水力発電公社 (National Hydro Power Corporation: NHPC) *¹⁴が共同で実施した調査によると、MMC の全長 38 km のうち 21 km について、護岸・水路床の補修が必要であることが判明している。ただし、水路の維持管理の責任は州の灌漑・水路局が担当しており、WBSEB はリハビリを実施する立場にはない。このような状況下、WBSEB は灌漑・水路局に今後とも MMC のリハビリを求めてゆくしかないというのが現状である。



写真- 1: MMC の護岸崩壊の様子

b) MMC 下流部における流下容量不足

ダウク - ナガ主水路 (Dauk-Nagar Main Canal: DNMC) は MMC の下流部に接続し、灌漑水路としての機能のみならず、MMC の水を下流部へと排水する役割をもった水路として計画されていた。灌漑・水路局が建設を担当した DNMC は当初、本発電所が完成する前に開通することになっていたが、実際には、土地取得*¹⁵および灌漑・水路局の予算制約から、調査時点においてなお開通していない*¹⁶状態であった。従って、現時点で MMC を流れた水は、ダウク川のみを通じて排水されている。

発電所のフル稼働に必要な流水量が 310-330 m³/秒であるのに対し、ダウク川の最大流下能力は 205 m³/秒にすぎない。ダウク川の平常時流水量が 35 m³/秒であるため、MMC から同河川に排水できるのは最大でも 180 m³/秒と制限されてしまう。

c) MMC 河床への砂泥の堆積

MMC を流れる水は、テースタ河から流れ込んでくるが、特にモンスーン季にはそれ自体に大量の砂礫が含まれている。こうして運ばれてきた砂泥は水路床に 1.0～1.5m に亘って堆積し、水路の流下能力を低下させている。さらに、これらの砂泥は発電所の取水口の前面にも堆積し、発電所への水の流れを妨げている。砂泥の堆積はアプレイザル時点でも想定されていたが、当時は、大雨などの流水量が多い日にゲートを開放することにより、砂泥を下流に流し去ることを可能であると考えられていた。しかし、実際には水路の流水量が少ないため、運ばれてきた砂泥は堆積

¹⁴ 国営水力発電公社(National Hydro Power Corporation Ltd.: NHPC): 1975 年に国内の膨大な水力資源を発電資源として活用するために中央政府によって設立された発電公社。

¹⁵ 20 年間の長きに亘る土地収容の問題は、2001 年 6 月ようやく決着している。

¹⁶ 計画されている全長 80 km のうち、2001 年 10 月時点で完成しているのは 45 km のみである。

するだけで、なかなか下流へと流れない状況である。

d) 取水口へのゴミ(浮遊物など)詰まり

MMC に流れ込んでくる植物を主とした多量の浮遊物は、発電所の取水口の柵に詰まり、砂泥の沈殿・堆積を促進し、発電所への通水を阻害している。現時点で、これらの浮遊物は、人力によって取り除かれている。作業は、毎日朝 6 時から夜 10 時までの間、作業員が水に浸かりながら実施するため、冬季における作業は非常に困難なものとなっている。そのため、WBSEB は MMC の取水堰および各発電所の取水口に、自動的に浮遊物を除去できる回転式の稼働ゲートを設置する計画をもっている。

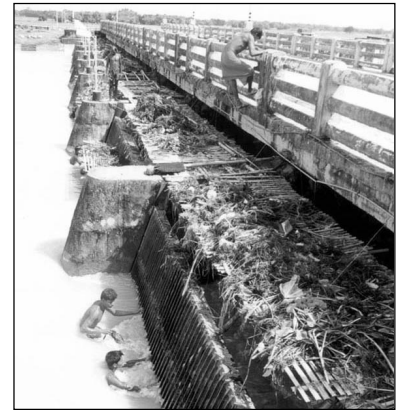


写真- 2: 取水口前の漂着物除去作業

3. 教訓

3.1 灌漑事業との調整の必要性

水路を利用する水力発電プロジェクトにおいて、水路の維持管理を実施する機関がプロジェクトの実施機関と異なる場合、水路の維持管理機関も事業の持続性に大きな影響を与える可能性がある。従って、同様の事業においては計画時に、維持管理の全体的な枠組みについて十分な検討を行う必要がある。

4. 提言

4.1 問題点を解決するための即時の対応が必要

本事業は、種々の問題により期待された効果を発現するに至っていない。根本的な問題点は既に WBSEB が NHPC の協力の下、分析を行っている。しかし、問題を解決するための解決策も提案されていたものの、実施に向けた承認は、今回調査時点では得られていない状況であった。事業の持続発展性を考えた場合、これらの対策は早急に実施されることが望まれる。

MMC のリハビリテーションを除けば、その他の対策は WBSEB によって資金が手当てされ実行に移されるべきである。一方、リハビリテーションについては、灌漑・水路局が責任をもって実施することが望まれる。しかし、灌漑・水路局における事業実施の優先度と予算的な制約を考えると、近い将来においてリハビリが実施される見込みは薄いと言わざるを得ない。

したがって、もし費用と発電量増加による収入増という財務的な観点での妥当結果があれば、灌漑・水路局との合意の下、WBSEB がリハビリ資金の一部を負担することも考えられる。さもなければ、WBSEB は MMC のリハビリが実施されるような何らかの対策を講じる必要がある。

主要計画 / 実績比較

項 目	当初計画	実 績
(1) 事業範囲		
1. 導水路・放水路		
- Total Length of approach Canal	705 m	670 m
- Total Length of tail race Cannel	5,040 m	5,348 m
- Escape Canal	-	98 m (新たに追加)
2. タービン		
- Maximum Generation	7.5MW	7.5MW
- Peak Discharge	332m ³ /s	331.5 m ³ /s
- Number of Units	3 Units	3 Units
3. 発電機		
- Type	3 phase Synchronous	同 左
- Number of Units	9	同 左
4. 主変圧器		
- Voltage for Transformer	132/ 6.6	132/ 6.6
- Capacity	27.0 MVA per Unit, Total: 81 MVA	16.0 MVA per Unit, Total: 96.0 MVA
- Unit	3	6
5. スイッチヤード機器	1 set	As planned
6. ディーゼル発電機	-	1 set (Newly Included)
7. コンサルティング・サービス		
- Detail Design	8.0 M/M*	N.A
- Supervision of Construction	7.0 M/M*	N.A
(2) 工 期		
1. 第一発電所		
- Power House	1989年 - 1992年	1991年 - 1998年
- Water Channel	1989年 - 1992年	1991年 - 1997年
- Electromechanical Equipment	1989年1月 - 1992年8月	1996年12月 - 2000年3月
2. 第二発電所		
- Power House	1989年 - 1992年	1991年 - 1998年
- Water Channel	1989年 - 1992年	1991年 - 1998年
- Electromechanical Equipment	1989年1月 - 1992年9月	1996年12月 - 2000年3月
3. 第三発電所		
- Power House	1989年 - 1992年	1991年 - 2000年
- Water Channel	1989年 - 1992年	1991年 - 1999年
- Electromechanical Equipment	1989年1月 - 1993年3月	1996年12月 - 2000年3月
4. コンサルティング・サービス	1986年7月 - 1991*年6月	1987年1月 - 1999年
(3) 事業費		
外 貨	9,092 百万円	6,229 百万円
内 貨	1,008 百万ルピー	3,521 百万ルピー
合 計	17,762 百万円	17,261 百万円
うち ODA 資金	14,247 百万円	14,003 百万円
為替レート	1 ルピー = 8.6 円 (1990年4月)	1 ルピー = 3.13 円 (加重平均)

* コンサルティングサービスの当初計画は第一期事業のアブレイザル時の値を使用