

インド

東ガンダック用水路水力発電事業

現地調査：2003 年 7 月

1．事業の概要と円借款による協力



サイト地図



専用水路の下流から見た発電所

1.1 背景

ビハール州はインドで最も貧困な州の一つである。貧困の原因は産業基盤が劣悪なことにあり、電力セクターも例外ではない。1982 年度時点での一人あたり年間電力消費量は 83.2kWh と、全国平均の約 60% にしか達していなかった。また、農村部の電化率は 44% と依然として低い水準にあった。電源構成は火力中心であるが、電力需給のギャップは大きく、電力供給も不安定である。たとえば、電力不足の割合は 82 年度で 22.0% であった。これはインド全国平均（9.4%）の 2 倍以上で、ビハール州の電力不足の深刻さを物語っており、実際同州では他州からの電力購入を余儀なくされていた。

電力セクターの将来計画としては、第七次 5 カ年計画（85～89 年度）において発電設備容量を 1,669MW、年間発電量を 8,200GWh にまで増強する計画であった。しかしながら、インド中央電力庁（Central Electric Authority）によれば、90 年度時点でのビハール州のピーク需要は 2,200MW（必要設備容量は 3,666MW）、年間発電量需要は 12,485GWh にまで達するとされており、その場合、電力不足の割合は発電設備容量で 48%、電力量で 34% となることが予想されていた。ビハール州では計画停電が実施されるなど絶対的な電力不足の状況にあり、かかる状況が当分続くのは確実であった。

ビハール州政府は、需給ギャップを改善するとともに電力供給の安定性を高めるため、水力資源の開発を推進することにしており、とりわけ灌漑用水路の遊休落差を利用した小規模水力発電は、地方開発にも資するところから建設推進が図られていた。

1.2 目的

ビハール州北西部、東ガンダック灌漑用水路において、発電用のバイパス水路を建設し、低落差発電^{*1}を行うことにより、同州の電力不足の改善を図り、もって地域経済開発に寄与する。

^{*1} 堤高の低いダムで行われる水力発電。

1.3 アウトプット

本件のアウトプットは以下のとおり。

(1) 発電設備

- ・水車（バルブ型チューブラ） 定格出力：5,155kw × 3 基
- ・発電機 定格出力：5,000kw × 3 基
- ・変圧器 容量：10,000kVA × 2 基
- ・その他機器 開閉器、クレーン等

(2) 発電専用水路

全長：約 4,300 m（導水路 1,067m および放水路 3,230m）

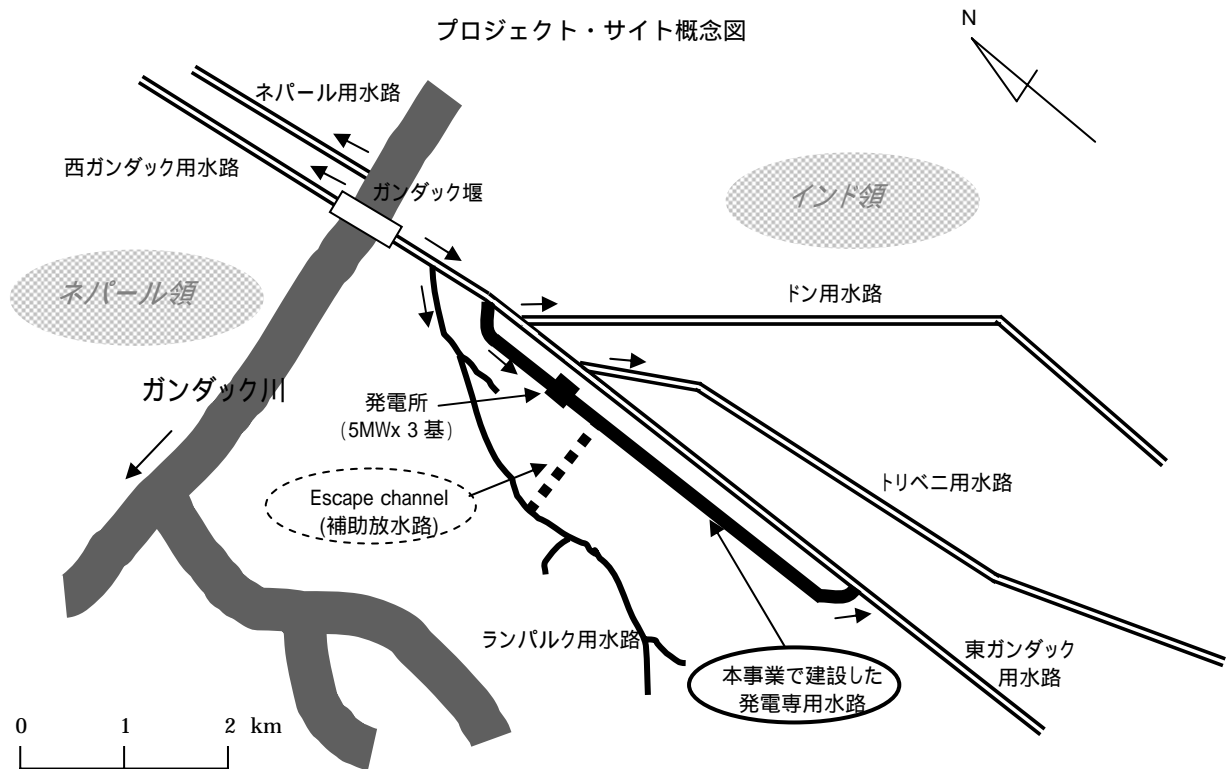
(3) 送電線(132kV)

2 km

(4) その他

宿舎等

総事業費 52 億 6,000 万円のうち、外貨分全額（16 億 3,000 万円）が円借款対象である。内貨分についてはインド側（実施機関）の自己調達となる。



1.4 借入人／実施機関

借入人：インド国大統領

実施機関：ビハール州水力発電公社

(Bihar State Hydro Electric Power Corporation Ltd : BHPC)

1.5 借款契約概要

円借款承諾額 / 実行額	16 億 3,000 万円 / 16 億 2,800 万円
交換公文締結 / 借款契約調印	1984 年 8 月 / 1984 年 12 月
借款契約条件	金利 3.25%、返済 30 年（うち据置 10 年） 部分アンタイド
貸付完了	1996 年 7 月

2 . 評価結果

2.1 妥当性

上述したように、審査当時（1984 年）のビハール州における電力需給ギャップ改善への要請は強く、また、発電所の設置される東ガンダック地域の地域経済振興のための手段としても本事業の必要性は高かったといえる。

本事業は、その効果が発現し始めた時期の第九次 5 カ年計画（97～2001 年度）の掲げる「水力発電の促進」や「地方電化の促進」等の方針にそうものである。ビハール州政府独自の開発計画である第九次計画（97～01 年度）においても、同州における水力発電の必要性が強調されていることから、審査時点並びに現時点においても、政策的な本事業の妥当性は十分に認められる。

2.2 効率性

2.2.1 アウトプット

本事業のアウトプットは、発電変電設備、発電専用水路、送電線の 3 項目より構成されている。については当初予定通りとなっているが、については当初予定から若干変更がなされている。変更部分についての概要は以下のとおりである。

発電専用水路

当初予定では導水路 1,067m、放水路 3,230mのところ、それぞれ導水路 1,432m、放水路 4,282mと延長されている。実施機関によれば、当初の予定経路が森林を通過しており、許可を得るのに非常に時間がかかるため経路を変更したとのことである。

送電線

当初予定 2 kmのところ、15 kmに延長となった。これは、当初予定した終点の変電所の電圧が低すぎ、近隣のネパール側の変電所まで延長することにしたためである。追加費用については、BHPC が当初予定の 2 km分のみ負担し、超過額はビハール州電力庁（BSEB）が負担している。

2.2.2 期間

最終工程である 3 号機の完成・運転開始時点で見ると、本事業の完了はほぼ 10 年遅れている。作業項目ごとの予定と実績は、以下のとおりである。

実施スケジュールの予定と実績

	予定（年月）	実績（年）
準備作業	1983 年 11 月～1984 年 10 月	不明
用地取得	1983 年 11 月～1984 年 5 月	1985 年～1990 年
導水路・放水路整備	1984 年 10 月～1987 年	1986 年～1993 年
発電所建設	1984 年 10 月～1986 年 11 月	1988 年～1992 年
機材調達	1983 年 12 月～1986 年 10 月	1984 年～1994 年
スイッチヤード建設	1985 年 2 月～1987 年 5 月	～1994 年
発電機据え付け・起動	1986 年 8 月～1987 年 10 月	～1997 年

本事業の遅延は多くの要因が複合したためと考えられる。事業開始後長期間を経ており、各段階での遅延理由の詳細を調べることは困難ではあったが、1993 年 3 月に当行により実施された中間監理調査で指摘された主な遅延原因は以下のとおりである。

内貨資金不足

複雑な民族・宗教問題を抱え、不安定な政治・治安状況、また、低迷が続く経済といった困難に直面するビハール州政府において、内貨資金の確保に支障が生じた。よって、工事請負業者への出来高金の支払いが滞り、建設作業の遅延につながった。

政府手続の遅延

本事業では、森林クリアランスの取得手続が進まず、やむをえず発電専用水路の経路変更を行うなど、遅延の要因となった。

このほか、工事中電力不足、工事中資材（特に燃料）の現地での調達困難、異常降雨等も遅延原因とされている。

なお、これらの事業全体の遅延により、補助放水路の工事については未完成となっており、現在、インド側の自己資金により工事が進められている。

2.2.3 事業費

事業費の当初予定額並びに実績額の概況は以下のとおりである。

項目	予定額 （円換算額）	実績額	対計画比 （％）
電気工事関係	30 億 1,400 万円	28 億 1,700 万円	93.5％
土木工事関係	22 億 4,400 万円	14 億 900 万円	62.8％
合計	52 億 6,000 万円	42 億 2,600 万円	80.3％

*審査時点の為替レート：1 ルピー＝22 円。実績額については事業実施期間が長期にわたり、また、為替レートの変動が大きいため、事業実施期間中の各年の平均レート(1 ルピー＝9.85 円)を採用している。

現地通貨でみた場合、事業費は当初計画の 2 億 3,910 万ルピーに対し、実績 4 億 2,900 万ルピー（当初計画比約 179.5％）となっている。項目別の実績額に関する情報がないため詳細は不明であるが、実施機関によれば、その主な要因として、建設資材の増加や工期の長期化等が挙げられている。不足分について、実施機関は州政府や金融機関の支援を受けている。インフレを上回る現地通貨の減価により、外貨ベースでの事業費実績は当初予定(52 億 6,000 万円)の 80.3%(42 億 2,600 万円)となった。

2.3 有効性

2.3.1 発電所の運用実績

実施機関より入手した発電所の運用実績を示す指標は以下のとおりである。

東ガンダック用水路水力発電所の運用実績

年度	1995 (建設終了)	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002
総発電量 (GWh/Year)	-	7.61	22.27	27.35	20.22	25.02	25.76	26.46
送電端発電量(GWh/Year)	-	-	21.43	26.44	19.37	24.01	24.78	25.37

注) 1995 年の「建設終了」は実質的な建設終了を意味する。

年間総発電量

総発電量は当初予定(年間 90～103GWh)に対し、その 3 分の 1 以下の水準にとどまっている。これは、最大出力が当初 15MW と計画されていたところ、現在 6～7MW にとどまっているためである。このうち 2～3MW 分が地元へ供給されており(当初予定は 5MW)、残りはビハール州の送電線網(グリッド)により州全体へ供給されている。

計画外停止時間

計画外停止時間は、2001 年度を除いては水力発電所として妥当な水準にある^{*2}。

発電不足の主たる原因は、2003 年 1 月に現地に派遣された発電機の納入業者(日本企業)の技術者による調査報告によれば、発電設備部分の不具合ではなく、2 基以上の発電機を作動させた時の落差が、当初予定の 5.3m を下回る 4.2～4.8m のレベルにとどまることである。つまり、現在の放水路の構造では、2 基以上を作動させた時、発電所の下流部分の放水口水位が十分に下がらず、十分に発電できない状態にある。実施機関では、放水路の途中からランパルク用水路に通じる補助放水路(escape channel)を設置することにより放水路の水位が下がるため、この問題を解決できる見通しであると述べている(補助放水路の位置等については 1.3 の地図参照)^{*3}。

2.3.2 財務的内部収益率(FIRR)

FIRR については、実施機関より受領した費用と便益の実績値および将来予測に基づいて、予定通り 補助放水路を設置した場合と 設置せずこのままで推移した場合の二つのケースで再計算した(下表参照)^{*4}。

いずれの場合も当初予定した数値(13.4%)を下回るが、補助放水路を設置した場合の方(10.3%)が、設置しない場合(5.4%)より向上することがわかる。

^{*2} 1994 年の Manual on Planning Criteria (中央電力庁)によれば、4.5%までが目安とされる。

^{*3} 本調査のサイト視察にも同行した現地専門家の見解では、設計段階でのシミュレーションが不完全であった可能性があるとしている。

^{*4} 内貨ベースでは事業費の増加がみられるものの、電力料金の適正化(値上げ)により、一定の収益が確保されている。

FIRR 算出時の前提条件比較

前提条件		当初予定値 (審査時)	再計算値 (評価時)	
			補助放水路設置	補助放水路非設置
費用	投資コスト	2 億 2,700 万ルピー	1996 年度までの実績値：4 億 7,530 万ルピーと 2004 年度に補助放水路の設置費用 1 億 2,500 万ルピーを計上。	1996 年度までの実績値:4 億 7,530 万ルピー。
	運営・管理費	総投資額の 1%	2002 年度実績値で 1,470 万ルピー (上記初期投資コストの約 3%)。	
便益	総発電量	年 90.8GWh	2005 年度から発電力が年間 60.0GWh に向上し、以後は同じ水準。	2002 年度で 26.5GWh、以後は同じ水準。
	電力料単価	0.4 ルピー / kWh	実績値、2002 年度で 2.0 ルピー / kWh、以後は同じ水準が続くものとする。	
プロジェクトライフ		35 年		
FIRR		13.4%	10.3%	5.4%

2.4 インパクト

2.4.1 社会環境へのインパクト

もともと本事業による予定発電量が小さいことに加え、主に外部要因により完成後も予定された発電量が確保されていないため、発現したインパクトは限定的なものである。参考までに、以下に当該地域の住民に聞き取りした本事業のインパクトの事例を示す^{*5}。

発電所周辺住民にとっての最大の効果は、電気が供給されるようになったことである(料金は定額の年間68ルピー)。これによりテレビ等電化製品が使えるようになったほか、農業でも水のくみ上げ作業や小麦の加工が機械化されるようになったとのことである。なお、感電等による事故は発生していない。

また、現在の用水路にあたる場所に土地を有していた者や、送電線の建設により影響を受けた農民に対しては、国内法規に基づき用地、および農業生産に対する補償措置がなされている^{*6}。なお、本事業の敷地内に住民の居住地はなかったため、住民移転は発生していない。

用水路に沿った農地の一部で、用水路の岸の部分がアースライニング(earth lining: 土による護岸)のため水分が浸透してきている事例が報告されており、しかるべき調査を行うなど必要な対策を検討することが望ましい。

2.4.2 自然環境へのインパクト

本事業の発電専用水路の建設に伴い森林伐採を行う計画であったが、森林クリアランス取得に時間を要するため計画は変更され(2.2.1 参照) 森林伐採は行われなかった。このほかでも、自然環境面のインパクトは報告されていない。

^{*5} 2003年7月8日(火)に、実施機関に発電所近隣の住民8人を招集してもらい、発電所職員も同席の下、同行のローカルコンサルタントの通訳により聞き取りを行なった。

^{*6} 農業者からの土地の買収と土地の利用権(所有者が国の場合)の取得の両方が含まれ、補償の総費用は約300万ルピーである。土地の買収に関しては、「土地収用法(1984年改訂)」が適用される。

2.5 持続性

2.5.1 実施機関

(1) 体制

発電所職員は総勢 16 人であり、技術スタッフに関しては Assistant Chief Engineer (1 人) Superintending Engineer (2 人) Executive Engineer (4 人) Assistant Engineer (8 人) という構成になっている。これに加え、発電所が運営・管理業務を一部外部委託しており、発電所職員の監督下、委託先のスタッフが日常的な運営・管理を実施している。

(2) 技術

日常の運営・管理は主として、後述の外部委託先企業が実施している。同企業は、25 人ほどのスタッフのうち、1~2 人の技術者(工学士)と 6~7 人のディプロマ所有者を抱えており、日常的な運営・管理は十分に行えるものと思われる。

(3) 財務

実施機関から入手した、東ガンダック発電所単体の損益計算書の概要は以下のとおり。

東ガンダック発電所に関する損益計算書 (百万ルピー)					
年度		1997	1998	1999	2000
総収入	電力販売収入	47.6	38.8	48.0	49.6
	その他収入	0.1	0.4	0.2	0.2
	合計	47.7	39.2	48.2	49.8
総支出	人件費(給与)	1.5	1.8	1.6	1.6
	維持管理費	3.5	4.0	4.6	5.3
	金利支出 (州政府より借入金あり)	29.9	31.8	32.4	31.3
	一般管理費	3.3	3.4	4.1	4.6
	減価償却費	53.9	43.0	34.3	20.0
	その他	0.3	0.3	0.4	0.6
	合計	92.4	84.3	77.4	63.4
当期損益		-44.7	-45.1	-29.2	-13.6

出所：実施機関

減少傾向にはあるものの、2000 年度までは発電所全体としては損失を計上している。減価償却費が漸減傾向にあるため、今後財務内容は改善するものと思われる。ただし、直近の財務情報がなく、かつ実施機関 BHPC 全体の財務状況を入手することができなかったため、これ以上の評価かつ包括的な分析は困難である。

2.5.2 運営・管理

本事業で整備された発電所は、当初予定した発電量を実現していない。現在の主要な問題点は、発電機自体よりも放水路の全体設計の問題と考えられる。これについては、上述のとおり、放水路の途中から、別の用水路に通じる補助放水路(escape channel)を設置することでかなりの程度解決できる見通しである。

3 . フィードバック事項

3.1 教訓

なし。

3.2 提言

（実施機関に対して）補助放水路の建設が放水位の低下をもたらし、発電量改善に寄与するものと期待されるところ、現在着手されている放水路建設を着実、かつ、早期に完成させるべきである。

主要計画 / 実績比較

項 目	計 画	実 績
アウトプット		
1) 導水路 長さ 設計水深	1,067m 4.88m	1,432m 計画通り
2) 発電所 設備容量 水車型式 落差（定格）	5MW×3基 = 15MW バルブ型チューブラ 5.3m	計画通り 計画通り 5.1m (発電機1基のみ稼働の場合)
3) 放水路 長さ 深さ	3,230m 3.2m	4,282m 3.2m
期間		
準備作業 用地取得 導水路・放水路整備 発電所建設 機材調達 スイッチヤード建設 発電機据え付け・起動	1983年11月～1984年10月 1983年11月～1984年5月 1984年10月～1987年 1984年10月～1986年11月 1983年12月～1986年10月 1985年2月～1987年5月 1986年8月～1987年10月	不明 1985年～1990年 1986年～1993年 1988年～1992年 1984年～1994年 1994年完了 1997年完了
事業費 外貨 内貨 合計 うち円借款分 換算レート	16億3,000万円 36億3,000万円 (1億6,500万ルピー) 52億6,000万円 16億3,000万円 1ルピー = 22円	16億2,800万円 21億9,260万円 (2億2,260万ルピー) 42億2,570百万円 16億2,800百万円 1ルピー = 9.85円

Third Party Evaluator's opinion on Eastern Gandak Canal Hydroelectric Project

Dr. Basanta Kumar Pradhan
Chief Economist
National Council of Applied Economic Research

Relevance

The project objective met the goals of the 7th plan (FY 1985-89) during the period when the project was initiated. The necessity of Hydroelectricity is emphasized in the 9th plan (FY 1997-2001) when the project started giving results. Even the ongoing 10th plan (FY 2002-7) emphasizes the importance of hydroelectricity in no uncertain terms. India is trying to expand electric power generation capacity, as current generation is seriously below peak demand. The unreliability of electricity supplies is severe enough to constitute a constraint on the country's overall economic development. For the poor state of Bihar, this can not be overemphasized. The division of Bihar into two states created further recourse problems including the accentuation of electricity shortage for Bihar. Bihar purchases substantial amount of power from Central sector. Average annual consumption in Bihar, after the formation of Jharkhand, is only 60 units against national average of 320 units. In north Bihar it goes down to 20 units. Hence, the project was very relevant under government policy when it was appraised and its relevance to Bihar is more now than when it was conceived.

With the formation of the Jharkhand State, the total installed capacity in Bihar now is only 474.90 MW. Further, the hydro-thermal-mix is 10:90 against ideal requirement of 40:60.

Efficiency

The ten year gap of implementation between plan and implementation is very high. However it is a common feature in India specially for very large projects which get delayed in getting regulatory approvals and failing to secure adequate financing. It appears the cost in rupee terms went up of due to delay in implementation.

Effectiveness

The effectiveness of the project is not fully realized due to the non-implementation of the escape canal yet.

That would increase both the physical and financial performance. And, if the delay in implementation of the project would have been less, the FIRR would have been higher.

Impact

The electricity is helpful to the local residents for their household consumption as well as for their farm work. Since the electricity generation is much less in comparison to demand, especially since the creation of Jharkhand, the benefits to the other parts of the state also needs appreciation.

The small hydroelectric projects are environment friendly in comparison to the other sources. Further, in this project no forest land was used.

The compensation for loss of land and agricultural production is always a contentious issue in India. It is generally perceived to be much less than the long term loss in livelihood.

Sustainability

The financial status would likely to improve as the depreciation expenses goes down and the escape channel is constructed improving production levels and hence profits.

Recommendations

The planned escape channels need to be completed as soon as possible.