

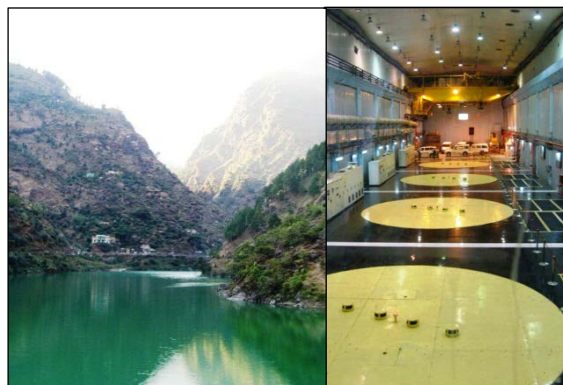
0. 要旨

本事業は、ウッタラカンド州において流れ込み式ダムおよび地下式発電所の建設、発電機器の調達・据え付けを行うことにより、インド北部地域の電力需給の改善・安定化を目的として実施された。本目的は、インドの開発政策や開発ニーズ、日本の援助政策と十分に合致しており、妥当性は高い。発電所の最大出力や設備利用率、稼働率、発電量等の主要運用効果指標は概ね計画通りの効果の発現が見られ、有効性は高い。なお、本事業は北部地域に接続するグリッドの電源の1%に満たず、インパクトの評価には限界があった。また、自然・社会環境については実施機関の自助努力も含めて負の影響が最小限にとどめられ、また上流域の自然環境の改善や被影響住民の生活環境改善など一部正のインパクトもみられた。事業アウトプットについては、ダム形状など設計上の変更はあったが、それ以外は計画どおり実現している。事業費は計画内に収まり、事業期間が上回ったため、効率性は中程度である。現在の施設設備の維持管理状況は概ね良好であり、体制、技術、財務面における持続性は高いと認められる。以上より、本プロジェクトの評価は非常に高いといえる。

1. 案件の概要



案件位置図



貯水池および地下発電所内部

1.1 事業の背景

1996年以降、インドの電力需要は年平均5.2%の伸びを示してきたが、各州電力庁の財務悪化や民間部門の参入低迷により設備投資が十分に行われず、深刻な電力不足の状態が慢性化していた。これに対し、中央政府が所有する電源の各州における有効利用、既存電源施設の改修・近代化による発電量の確保およびピーク対応、外国援助資金等を活用した新規電源開発、送配電網整備などが進められていた。

同国の北部グリッド接続地域（ウッタラプラデシュ州、ラジャスタン州、パンジャブ州、

ハリヤナ州、ヒマチャルプラデシュ州、ジャムカシミール州およびデリー特別首都市¹⁾においては、インド全体と同様に電力需給が逼迫し、1993年度²⁾における電力需給は推定ピーク需要の19,240MWに対し供給は12,455MW(64.8%)に留まっていた。また、電力量は102,416GWh(同年度)の必要電力量に対し供給可能量は90,106GWhと約12%の電力量不足であり、拡大する電力需要への対応が喫緊の課題となっていた。

1.2 事業概要

ウッタラカンド州ピトラガル県(Pithoragarh District)において、280MW(70MW×4基)規模の流れ込み式ダムおよび地下式発電所の建設、発電機器の調達・据え付けを行うことにより、インド北部地域の電力需給の改善・安定化を図り、もって同地域の生活水準の改善、産業の活性化、雇用の創出等の経済発展、および化石燃料依存からの脱却へ寄与する。

円借款承諾額／実行額	第1期：5,665百万円／4,976百万円 第2期：16,316百万円／16,312百万円 第3期：13,890百万円／12,048百万円
交換公文締結／借款契約調印	第1期：1996年1月／1996年1月 第2期：1997年10月／1997年12月 第3期：2004年3月／2004年3月
借款契約条件	第1期：金利2.3%、返済30年(うち据置10年)、一般アンタイド 第2期：金利2.3%、返済30年(うち据置10年)、一般アンタイド 第3期：金利1.3%、返済30年(うち据置10年)、一般アンタイド
借入人／実施機関	国営水力発電公社／国営水力発電公社(NHPC Ltd.)
貸付完了	第1期：2002年5月 第2期：2004年9月 第3期：2009年7月
本体契約	Hindustan Construction Company Ltd(インド)／Samsung Corporation(韓国)、鹿島建設(日本)／Daewoo Corporation(韓国)
コンサルタント契約	日本工営(日本)／Electrowatt Engineering Services Ltd(スイス)／Electrowatt Engineering Ltd(スイス)
関連調査(フィージビリティ・スタディ：F/S)等	ダウリガンガ川水力開発マスタープラン(国営水力発電公社、1985年)、詳細プロジェクトレポート(SWEDPOWSER、1985年7月)
関連事業	北部送電網整備事業(有償資金協力)

¹⁾ 各州の英語名称は Uttar Pradesh State, Rajasthan State, Punjab State, Haryana State, Himachal Pradesh State, Jammu Kashmir State, National Capital Territory of Delhi である。なお、2011年現在、北部グリッド接続地域はウッタラカンド州(Uttarakhand State)とチャンディガール特別市(Union Territory of Chandigarh)も含む。ウツタルプラデシュ州の一部が分割され2000年に一州となった。分割当初の州名はウツラランチャルUttaranchalであったが、その後ウッタラカンドに名称変更された。

²⁾ インドの会計年度は、日本と同様に4月から翌年3月までである。

2. 調査の概要

2.1 外部評価者

宮崎慶司・藤原純子（OPMAC 株式会社）

2.2 調査期間

今回の事後評価にあたっては、以下のとおり調査を実施した。

調査期間：2011年8月～2012年6月

現地調査：2011年11月20日～12月10日、2012年3月11日～3月21日

2.3 評価の制約

特になし。

3. 評価結果（レーティング：A³）

3.1 妥当性（レーティング：③⁴）

3.1.1 開発政策との整合性

計画時のインドの国家開発計画である第8次5か年計画（1992年4月～1997年3月）において、電力セクターの重点項目として①発電設備稼働率の向上、②送配電ロスの削減、③電力供給機関の財務体質の改善、④新規電源開発事業の促進、⑤民間投資の活用等が挙げられていた⁵。同計画の公共部門総投資額4兆3,410億ルピーのうち、電力を含むエネルギー分野への投資額は1兆1,556億ルピー（26.6%）と、他分野に比して最も大きい投資額で、中でも電力セクターは7,959億ルピー（同18.3%）を占めた⁶。

本事後評価調査実施時点でインドが実施中であった第11次5か年計画（2007年4月～2012年3月）では、同計画終了時の2012年3月における同国での電力需要量は1,097GWh、ピーク電力は158,000MWと見積もられ、この結果78,577MWの新規電源開発が計画されていた⁷。また、公共部門総投資額36兆4,472億ルピーのうち、エネルギー分野は8兆5,412億ルピー（23.4%）で、社会セクターに次ぐ重点分野となっている⁸。

本事業の実施は、計画時および事後評価時におけるインドの国家開発計画および電力セクター開発計画と整合性が認められる。

3.1.2 開発ニーズとの整合性

中央電力庁は、インド全域の1997年から2012年の電力需要、ピーク電力需要の増加を年平均6%と見積もっていた。中でも、デリー特別首都圏を擁する北部グリッド接続地域の1996年度の電力量、ピーク電力はそれぞれ129,587GWh、24,234MWと、他地域に比して高い予測で（表1）、西部地域と並んでインド国内で最も電力消費が顕著となっていた。

³ A：「非常に高い」、B：「高い」、C：「一部課題がある」、D：「低い」

⁴ ③：「高い」、②：「中程度」、①：「低い」

⁵ Planning Commission, Government of India. “Eighth Five Year Plan”. (1992).

⁶ 電力以外のエネルギーとして、石油2,400億ルピー（5.5%）、石炭1,051億ルピー（2.4%）、代替エネルギー147億ルピー（0.3%）がある。

⁷ Planning Commission, Government of India. “Eleventh Five Year Plan (2007-2012), Volume I Inclusive Growth” (2008).

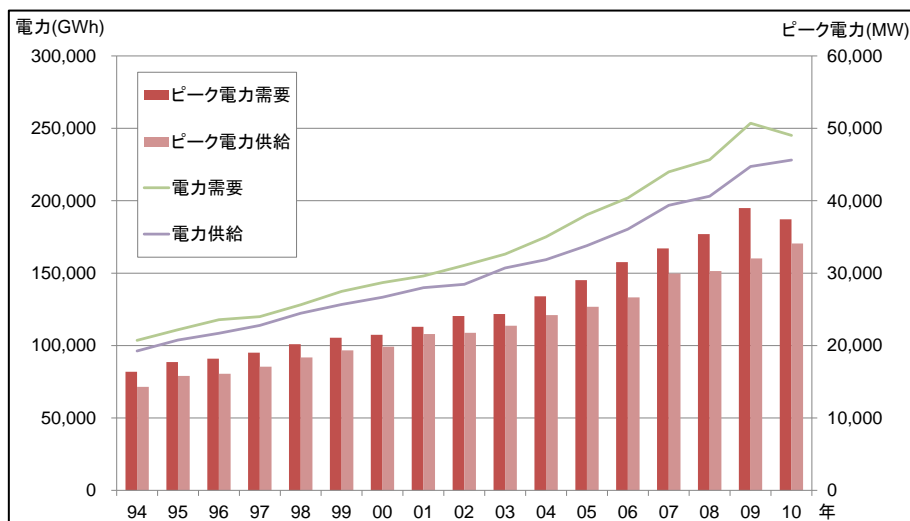
⁸ 社会セクターへの投資額は11兆234億ルピー（30.2%）である。上掲。

表 1：インド各地域の電力需要およびピーク電力需要予測（1996 年度）

地域	電力 (GWh)	ピーク電力 (MW)
北部	129,587	24,234
西部	121,159	19,587
南部	103,191	18,150
東部	56,011	10,254
北東部	6,169	1,388
諸島	157	43
インド全国	416,274	73,656

出所：Central Electricity Authority. 14th Electric Power Survey (1991)

NHPC 側の資料によると、同地域の電力需要およびピーク電力は拡大の一途をたどり（図 1）、2010 年の北部グリッド接続地域における電力需要は 245,137GWh、ピーク電力需要は 37,431MW となっている。一方、同年の電力供給量、ピーク時供給量はそれぞれ 16,959GWh（6.93%）、3,360MW（8.92%）不足しており、需給ギャップが依然として顕著である。需要の内訳は、家庭 31%、産業 29%、農業 22%、製造業 10%、その他 8%となっている。



出所：NHPC への質問票の回答より作成。

図 1：インド北部地域の電力およびピーク電力の推移実績

2012年3月末時点の北部地域の電源別の設備容量をみると（表 2）、全設備容量(53,925MW)は西部地域に次ぐ大きさである一方、水力発電が 15,123MWと同地域全体の約 3 割を占め、北東部地域に次いで水力発電の割合が高い⁹。全国平均では約 66%を占める火力発電への依存度が高い一方¹⁰、第 11 次 5 年計画では北部地域を中心に全国で 16,533MWの新規水力電源開発が計画されており¹¹、インドの豊富な水力資源を利用した電源開発の重要性、特に

⁹ 中でもウッタラカンド州、ジャムカシミール州、ヒマチャルプラデシュ州の水力発電の割合が高い。

¹⁰ 第 11 次五か年計画における火力の新規電源開発計画は 58,644MW である。

¹¹ Eleventh Five Year Plan (2007-2012), Volume III.

水力発電によるピーク需要対応の必要性は依然として高い。

表 2：電源構成の地域間比較（2012年3月時点）

	水力		火力		原子力		再生可能エネルギー		計	
	MW	%	MW	%	MW	%	MW	%	MW	%
北部	15,122.8	28.04	32,791.8	60.81	1,620.0	3.00	4,391.4	8.14	53,925.9	100.00
西部	7,447.5	11.57	47,196.8	73.29	1,840.0	2.86	7,910.0	12.28	64,394.2	100.00
南部	11,338.0	21.50	28,512.6	54.06	1,320.0	2.50	11,569.3	21.94	52,739.9	100.00
東部	3,882.1	14.77	22,005.1	83.71	0.0	0.00	398.7	1.52	26,285.9	100.00
北東部	1,200.0	48.88	1,026.9	41.83	0.0	0.00	228.0	9.29	2,454.9	100.00
諸島	0.0	0.00	70.0	91.99	0.0	0.00	6.1	8.01	76.1	100.00
全国	38,990.4	19.51	131,603.2	65.84	4,780.0	2.39	24,503.5	12.26	199,877.0	100.00

出所：Central Electricity Authority 資料

3.1.3 日本の援助政策との整合性

第1期審査時点において、対インド国別援助政策は策定されていなかったが、これまでの調査研究、インド政府との政策対話等を踏まえて、対インド援助方針における重点分野の中に5ヵ年計画の優先目標である電力、運輸を中心としたインフラ支援の推進が含まれていた¹²。2006（平成18）年度に策定された国別援助計画¹³においては、インフラ整備を通じた経済成長への支援が重視され、中でも電力セクターは運輸セクターと並び重点が置かれている。したがって、本事業の実施は日本の援助政策と十分に合致しており、本事業の選定の適切性、妥当性ともに認められる。

以上より、本事業の実施はインドの開発政策、開発ニーズ、日本の援助政策と十分に合致しており、妥当性は高い。

3.2 有効性（レーティング：③）

3.2.1 定量的効果（運用・効果指標）

表3は、2005年度から2011年度までのダウリガンガ水力発電所における主要な運用効果指標を示したものである¹⁴。

NHPCは、ダウリガンガ発電所の設計上の最大発電端電力量を1,134GWh/年とし¹⁵、発電端電力量として同設計値を上回る予測値を毎年掲げている。一方、送電端電力量については、JICA

¹² ODA 白書（平成10年）。

¹³ 対インド国別援助計画（平成18年5月）。

¹⁴ 第3期審査時に設けられた運用効果指標は、ダウリガンガ水力発電所における送電端電力量、最大出力、設備利用率、計画外停止時間である。本評価調査では、かかる指標に加えて発電端電力量、稼働率、計画停止時間、水力利用率、年間総入量、貯水池の堆砂量についてもデータ収集および聞き取り調査を行い、可能な限り包括的な事業効果の分析を試みた。

¹⁵ ダウリガンガ発電所が位置するピトラガル県ダルチュラ地域では、雨期（6～9月）と乾期（12～3月）の雨量に大きな差があり、この結果、ダウリガンガ川からダムへ流れ込む水量に顕著な季節差が生じる。また同発電所は、雨期にはベース電力を供給する一方、水量が低下する乾季は主にピーク需要に対応することをその役割とし、北部地域給電指令所の指示によって発電量を調整している。さらに、貯水池の堆砂が及ぼす発電量への影響等も設計段階で検討されている。

なお、1,134GWhのうち、所在地であるウッタラカンド州への無償電力供給（12%）が義務づけられている。

と合意・設定した 1,110GWh/年を予測値とした。発電端電力量の実績値を見ると、2006 年度および 2008 年度を除いてほぼ予測値に近い実績を得ている。送電端電力量は同 2 か年を除いてすべて予測値を上回っている。NHPCによると、2006 年度についてはタービン設備の不備により計画外の停止を余儀なくされ、また、2008 年度は河川流入量が予測を下回ったことにより予測値を若干下回ったとしている。いずれにしても、期待される発電量は、ほぼ毎年確保されている。

表 3：主要な運用効果指標

		2005 年度 ⁽¹⁾	2006 年度	2007 年度	2008 年度	2009 年度	2010 年度	2011 年度 ⁽¹⁾
発電端電力量 (GWh/年)	予測値 ⁽²⁾	279.00	1,191.75	1,197.10	1,191.75	1,155.00	1,144.56	1,151.68
	実績値	314.93	1,093.95	1,186.00	1,116.59	1,134.35	1,134.45	982.00
送電端電力量 (GWh/年)	予測値	1,110.00	1,110.00	1,110.00	1,110.00	1,110.00	1,110.00	1,110.00
	実績値	313.99	1,089.14	1,173.52	1,103.70	1,124.04	1,117.43	967.44
最大出力	予測値	280	280	280	280	280	280	280
	実績値	280	280	280	280	280	280	280
設備利用率 ⁽³⁾ (%)	予測値	45	45	45	45	45	45	45
	実績値	26.32	45.06	48.74	46.01	46.74	46.75	N/A
稼働率 ⁽³⁾ (%)	予測値 ⁽²⁾	94.79	94.79	91.59	92.93	86.97	87.00	93.74
	実績値	97.83	77.27	92.71	89.85	92.62	92.15	99.51

出所：NHPC への質問票の回答より抜粋。

注 1：2005 年度は運開後（10 月 1 日）から、また、2011 年度は同年 10 月末日までの値である。

注 2：発電端電力量および稼働率については、NHPC 側が毎年の予測値を設定している。

注 3：設備利用率＝送電端電力量÷（最大出力×年間時間数）×100

稼働率＝（年間運転時間／年間時間数）×100

最大出力については、毎年予測値に達している。また設備利用率は予測値とほぼ同様もしくは若干上回る数値を示す結果となっている。稼働率は 2006 年を除いては毎年ほぼ予測値に達しており、直近の 2 か年を見ると 2009 年が 92.62%、2010 年が 92.15%であった。NHPC 年次報告書によると、NHPC が所有する全水力発電所の平均稼働率は 2009 年度で 84.1%、2010 年度で 85.2%であり、ダウリガンガ発電所はこれを大きく上回る結果となっている。

次に、計画外停止時間については、予測値に収まったのは 2007～2009 年度の 3 か年のみであった（表 4）。しかしながら、電力量は各年とも予測値の概ね 9 割を上回っており（表 3）、設計値（1,134GWh/年）にほぼ達していることから、操業に大きな影響はない。

計画外停止は機械故障によるものであり、その主な原因はタービンのガイドベーン¹⁶の開閉の不備、RTD（測温抵抗体）¹⁷の不調、シャープピン¹⁸の破断等である。人員ミスその他の原因による停止は確認されなかった。

¹⁶ フランス水車の入口部分にある案内羽根のこと。開度を調整することで水量を調節し、水車が使用水量に応じた効率的な運転を行えるようにする。

¹⁷ 温度センサーのこと。

¹⁸ パーツどうしを接続するピンのこと。

表 4：計画外停止時間および計画停止時間

指標		2005 年度 ⁽¹⁾	2006 年度	2007 年度	2008 年度	2009 年度	2010 年度	2011 年度 ⁽¹⁾
計画外 停止時間	予測値(2006)	実績						
	100 時間/年	200.31	777.04	92.20	82.30	86.07	130.59	250.35
機械故障	90 時間/年	200.31	777.04	92.20	82.30	86.07	130.59	250.35
人員ミス	0 時間/年	0	0	0	0	0	0	0
その他	10 時間/年	0	0	0	0	0	0	0
計画停止時間 (時間)	予測値 ⁽²⁾	1825:35:00	1825:35:00	2946:50:00	2477:20:00	4565:45:00	4551:10:00	2193:30:00
	実績値	277:42:00	8150:05:00	4104:50:00	5036:00:00	3834:15:00	3801:30:00	789:10:00

出所：NHPC への質問票の回答より抜粋。

注 1：2005 年度の値は運開後（10 月 1 日）から、2011 年度は同年 10 月末日までの値である。

注 2：計画停止時間の予測値は NHPC 側が設定したもので、発電機 4 基の合計時間を示している。

一方、計画停止時間は、運開後から 2008 年までは NHPC 側が策定した予測値を大きく上回ったものの、2009 年度以降の実績値は予測値内に収まっている（表 4）。前述の如く電力量は確保されていることから、大きな影響はない。計画停止の主な目的は、4 基の発電機それぞれの年間メンテナンスに加え、乾期の発電量調整のための計画停止や、上記機械故障に伴う修理期間の延長、部品交換、貯水池の排砂（雨期中 15 日ごとに実施）によるものである。年度によってはこの他に部品交換等のための停止があった。

年間総流入量を見ると（表 5）、貯水池に流入する河川流量の年間総和は各年とも NHPC 側が予測した量の 7～9 割に留まっている。しかしながら、年間総流入量に基づいて算出される水力利用率を見ると、予測値 61.26%に対して 64.9%（2010 年）から 84.55%（2009 年）の範囲で推移しており、毎年の電力量は設計値に前述の如くほぼ達していることから、現在に到るまで大きな影響はない。

貯水池内における累積堆砂量は、2006 年度、2007 年度は予測値を上回ったが、その後は一転して減少に転じ、2009 年度以降は予測値の 10 分の 1 程度となっている。堆砂量が 2009 年度以降飛躍的に減少している理由として、NHPC 側は、上流地域における植林活動による森林面積の増加や、土壌保全活動、河口堰保護、貯砂堰堤の設置（プロジェクト・コンポーネントとして当初より計画・実施された：後述）、伝統的慣習や生計手段の改善指導（同上）による森林伐採行為の減少を挙げている。貯水池の堆砂量の減少は、発電所の適切な機能発現および電力量の確保には欠かせず、本事業の持続性の向上（後述）に大きく貢献しているといえる。

表 5：年間総流入量、水力利用率および貯水池堆砂量

指標		2005 年度 ⁽¹⁾	2006 年度	2007 年度	2008 年度	2009 年度	2010 年度	2011 年度 ⁽¹⁾
年間総流入量 (m ³ /年)	予測値 ⁽²⁾	2,546.50	2,546.50	2,546.50	2,546.50	2,546.50	2,546.50	2,546.50
	実績値	258.57	2,202.33	2,224.86	2,170.33	1,865.75	2,430.65	N/A
水力利用率 ⁽³⁾ (%)	予測値 ⁽²⁾	N/A	61.26	61.26	61.26	61.26	61.26	61.26
	実績値	N/A	69.08	74.13	71.53	84.55	64.90	66.86
貯水池の堆砂量 (m ³ /年)	予測値 ⁽²⁾	N/A	300,000	300,000	300,000	300,000	300,000	300,000
	実績値	N/A	410,000	340,000	180,000	30,000	30,000	N/A

出所：NHPC への質問票の回答より抜粋。

注 1：2005 年度の年間総流入量の実績値は運開後（11 月 5 日）から、2011 年度の水力利用率は同年 10 月末日までの値である。

注 2：予測値はすべて NHPC 側が設定したものである。

注 3：水力利用率＝送電端電力量÷当該年の年間可能発電電力量×100

3.2.2 定性的効果

本事業は、インド北部地域の電力需給の改善・安定化を図ることを目的としているが、本事業設備容量（280MW）は 2005 年度（運開時点）で北部地域の全設備容量の 0.86%、2009 年度で 0.62% を占めるに留まり、その有効性は限定的であった。

3.3 インパクト

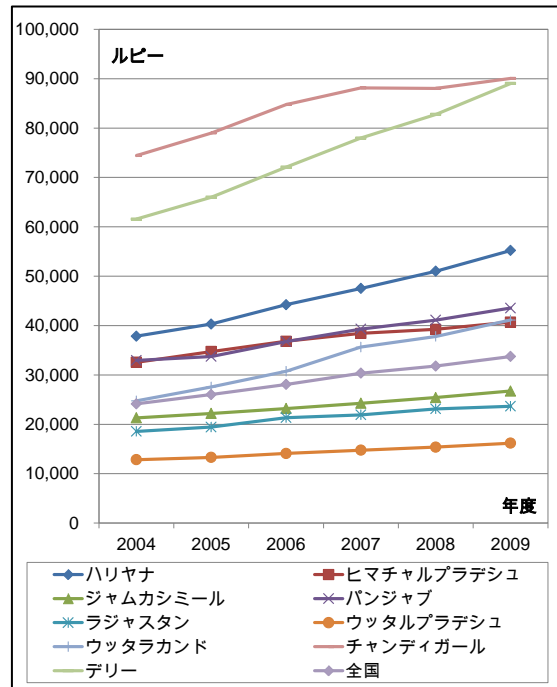
3.3.1 インパクトの発現状況

(1) 北部地域における雇用拡大効果等の経済発展へのインパクト

インド全体および北部地域各州の一人当たり実質総生産（Net Domestic Product at Constant Prices）を見ると（図 2）、デリー、チャンディガール、ハリヤナ州、ウッタラカンド州の伸びが著しい。本事業によって建設されたダウリガンガ水力発電所が位置するウッタラカンド州は、2004 年度時点ではインド全国平均とほぼ同じ（ウッタラカンド州 24,740 ルピー、インド全国 24,143 ルピー）であったが、2009 年度には 41,126 ルピーと、インド全国（33,731 ルピー）を大きく上回る結果となっている。

しかしながら、上述の如く本事業設備容量は 2005 年度で北部地域の全設備容量の 0.86%、2009 年度で 0.62% を占めるに留まり、北部地域全体へのインパクトは限定的であった。

また、ダウリガンガ水力発電所で発電された電力は、233km 離れたウツタルプラデシュ州にあるバレーリー 400kV 変電所

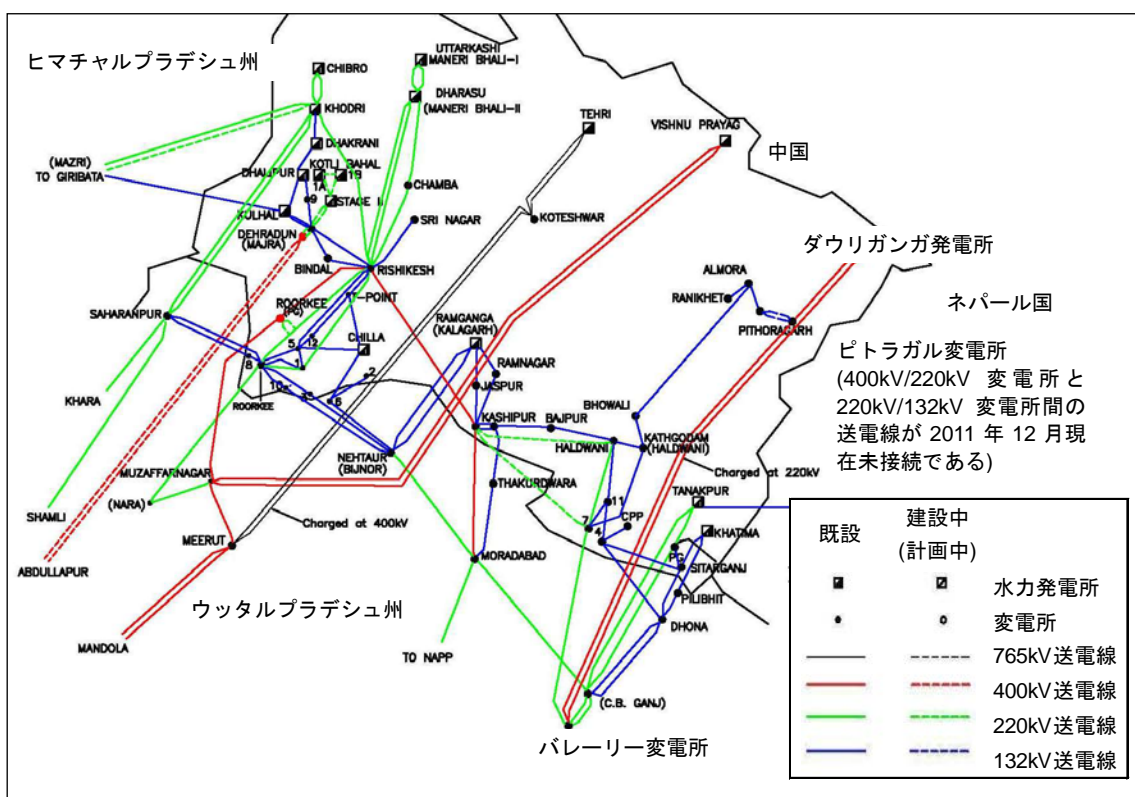


出所：Reserved Bank of India. “Handbook of Statistics on Indian Economy 2010-2011” (2011).

図 2：インド全国および北部地域各州の一人当たり実質総生産

(Bareilly Substation) に 2 回線で接続されている¹⁹ (図 3)。同送電線は、同発電所から 59km の地点で 2 回線のうち 1 線路がピトラガル 220kV 変電所に接続されているが、2011 年 12 月現在、ピトラガル 220kV 変電所とピトラガル 132kV 変電所との間の送電線が建設途中で未接続であることから、同発電所が位置するピトラガル県への電力供給ははまだ実現していない。このため、バレーリー 400kV 変電所を通して供給される電力は、ハルドワニ変電所を経た後さらに他変電所を経由してピトラガル県を含む北部地域全域に送電されている。従って、ピトラガル県を含むウッタラカンド州への貢献についてもその確認は困難である。

こうした状況より、本事業実施が北部地域の雇用拡大効果等の経済発展に及ぼしたインパクトについては、本事後評価調査実施時点ではその確認が困難である。



出所：Power System Operation Corporation Ltd., Northern Regional Load Despatch Centre (2011). Annual Report 2010-2011.

図 3：ウッタラカンド州の系統図

(2) 北部地域の産業の活性化へのインパクト

上記(1)と同様に、本事業実施が北部地域の産業の活性化に及ぼしたインパクトについては、本事後評価調査実施時点ではその確認が困難である。

¹⁹ ダウリガンガ発電所からバレーリー変電所までの送電線は、1996 年度に有償資金協力が行われた「北部送電網整備事業」(貸付実行金額 3,726 百万円)において整備された。同事業にかかる事後評価調査は、2008 年度に実施済みである。

(3) 北部地域の生活水準の改善へのインパクト

2011年12月現在、ダウリガンガ発電所で発電された電力は、発電所周辺地域に直接送電されておらず、バレーリー変電所からハルドワニ変電所を経た後、さらに他変電所を経由して北部グリッドに接続されているため、裨益住民の特定が困難である。従って、北部地域の生活水準の改善効果にかかるインパクトの確認は困難である。

(4) 化石燃料依存からの脱却へのインパクト

上述のとおりダウリガンガ発電所の北部地域全体設備容量に占める割合は僅かであり、インパクトは限定的であると言える。

なお、2012年3月現在、北部地域における水力発電、火力発電設備容量の割合はそれぞれ全体の3割、6割であり、水力電源の一定量の確保が図られている。

3.3.2 その他、正負のインパクト

(1) 自然環境への影響

・ 流域全体へのインパクト

本事業サイトは、環境森林省が設立したサンクチュアリ内に位置しているが、現場は貴重な動植物の生息地ではなく²⁰、工事期間中の爆破作業に際しても、動植物への影響を最小限とするよう作業された。また、景観回復を目的として、工事受注建設業者らが契約金額の範囲内でダム周辺および発電所付近における景観整備および回復作業を行った。

本事業実施に当たっては、自身が1995年に策定した環境行動計画に基づき、NHPCは以下のとおり裸地植林、流域対策、被影響住民へのリハビリテーション活動を行った。これらはダム貯水池の堆砂軽減をも視野に入れたものであった。

① 裸地の植林

ダウリガンガ水力発電所建設工事の着工に先駆け、裸地140haの植林が1994～1996年にかけて行われた（補償植林：740万ルピー）。同植林はウッタルプラデシュ州社会林業局によるものである²¹。

② 流域対策

1,571haに亘る植林（苗木約185万本）や土壌保全、貯砂堰堤（計1,940箇所）、農業段丘改善（370ha）、河川改修、給水タンク整備（167箇所）、河口堰保護（計64km）等が計画され、2001年度から2006年度まで予定どおり実施された（約7千万ルピー）。

こうした活動に加え、ダム上流域・ダム周辺・発電所・住民居住地域での生活改善指導および農法指導、LPガスやディーゼルストーブ、電気調理器等の薪に代わる燃料提供などが行われた。

③ 被影響住民へのリハビリテーション活動

水力発電所周辺地域の生活インフラや経済インフラが整備され、被影響住民581世帯

²⁰ 第1期審査時（1995年）に確認された後、第3期審査時（2003年）に改めて環境審査が行われ、事業地およびその周辺は保護種および絶滅危惧種の重要な生息地ではないと結論づけられた（JICA審査資料より）。

²¹ 同植林活動はウッタルプラデシュ州からの分離前に行われたため、同州が管轄していた。

のうち、移転対象住民 37 世帯の直接雇用が行われた（詳細は下記 (2) に述べるとおり）。

本事後評価現地調査で入手したリモートセンシング調査²²によると、1999 年から 2004 年にかけて発電所施設周辺流域の林地面積が増加し、また、土壌侵食およびダム貯水池の堆砂量が減少するなどのプラスのインパクトが確認された。

かかる実績を踏まえ、NHPC 側は流域の植林活動を CSR 活動の一環として現在も継続している。2007 年から 2011 年までには、ダム上流域・ダム周辺・発電所・住民居住地域に約 3 万 2 千本の樹木や草花、果樹が既に植えられ、今後も活動継続が予定されている。

・ 水質へのインパクト

NHPC では、水力発電所内の 6 カ所（①放水路トンネルの合流地点、②ダム下流域、③ダム地下道、④貯水池末端、⑤発電所サービスベイ、⑥ダム貯水池上流域）で定期的に採水し、水質観測を実施している。水質観測項目は、水温、導電率、塩度、pH、濁度、溶解性物質、塩化物イオン、カルシウム、マグネシウム、アルカリ度、硝酸態窒素、DO（溶存酸素）、COD（化学的酸素要求量）、鉄、細菌などで、これまでの検査では水質に特に問題は確認されておらず、マイナスのインパクトは認められない。

(2) 用地取得及び住民移転

本事業の実施に当たって取得が必要な用地は計 166.7 ha（林地 138.6 ha、私有地 28.15 ha）であり、また、水没地域は 28.6 ha であった。用地取得の結果、ダム建設地周辺に居住する 581 世帯が影響を受けた（以下「被影響住民」）。このうち、「全面的に影響を受けた」とされたのは 37 世帯で（以下「移転対象住民」とする）、土地家屋の 50% もしくはそれを超える範囲で不動産を喪失した 22 世帯と、家屋をすべて喪失することとなった 15 世帯がこれに当たる。

本事業実施に伴う用地取得および移転に当たって、NHPC 側は積極的に情報公開を行い、複数の選択肢を伴う形で被影響住民への補償措置等を検討した。また、地元政府も被影響住民に対して優遇政策を行った。NHPC との対話を経て、移転対象住民 37 世帯のうち 35 世帯は再建や移転は自らで行うことを決め、現金補償を得た。残る 2 世帯は NHPC による再建・移転措置を希望し、家屋の提供を受けた。これら 37 世帯は、ダウリガンガ水力発電所および関連施設での雇用機会を得ることになった。残る被影響住民 545 世帯は、ピトラガル県の用地取得担当職員を通して、土地や資産の損失に対する補償を受けた。補償費は総額 66.99 百万ルピー（土地約 29.5 百万ルピー、家屋約 17.4 百万ルピー、果樹約 5.9 百万ルピー、その他約 13.19 百万ルピー、登録料約 2 百万ルピー）に上った。

用地取得および住民移転は計画どおり実施され、かかる社会影響を要因とする事業の遅延や事業計画の大幅な変更等のマイナスのインパクトはなかった。

NHPC 側は、本事業の工事完了後も周辺地域における CSR 活動を継続的に行っており、事業期間中に構築した被影響地元住民およびその他周辺住民との信頼関係の維持向上に努めている。具体的には、子どもへの奨学金付与や眼科治療、水辺環境整備、冬期の毛布提供、コメの提供など、その活動は多岐に亘る。

²² NHPC 提供資料。

(3) 対象地域及び周辺住民への裨益

本事後評価調査では、本事業の被影響住民を対象としてインタビュー調査を実施した。フォーカスグループディスカッション、詳細インタビュー、世帯インタビューを通し、事業実施後の住民の居住環境は、衛生状態が改善されると共に、職業の機会を与えられたことで収入レベルも向上し、また、子どもの教育環境も改善していることを確認した。

世帯インタビューを行った被影響住民 28 世帯のうち、25 世帯は「移転は彼らの生活スタイルや生計にプラスのインパクトをもたらした」と回答し、16 世帯は「現在の生活に満足」と回答した。しかしながら、生活道路は一定期間が経過して改修が必要となるなど、継続的な支援が求められている。インタビュー調査結果について NHPC 側と協議を行ったところ、NHPC 側は CSR 活動の策定に当たって地元住民らの意向や要望を毎年反映させており、住民コンサルテーションを継続するとともに、かかる状況にも迅速に対応するとしている。

<被影響住民インタビュー調査>

調査日時：2011 年 11 月

調査場所：ピトラガル県ダルチュラ町 (Dharchula) ニガルパニ村 (Nigalpani)、ガルガワ村 (Chirkela Hamlet, Gargawa Village)、タポバン村 (Tapovan, Ranthi)、ジャムカ村 (Jamuka)

調査方法：フォーカスグループディスカッション、詳細インタビュー (ケーススタディ)、世帯インタビュー (質問票に基づいて直接聞き取り)

<世帯インタビュー結果>

本事後評価調査の現地調査において、50%以上の損失を被ることとなった移転対象住民 37 世帯のうち、現在も発電所周辺地域に居住する 28 世帯を対象としてインタビュー調査を実施した (残る 9 世帯は他地域に既に転居済みである)。

インタビューを行った 28 世帯は、NHPC で職を得られたこともあり、同じ村に留まって住み続けている。このうち、高齢化等により職を既に辞している世帯は 10 世帯、残る 18 世帯の住民は NHPC で勤務を継続している。現在の世帯収入はそれぞれ年間 30 万ルピーを越え、経済的に特に問題はない。

28 世帯は、補償金を元手にして土地の購入や新しい住居の建設を行った。一世帯当たりの区画や居住面積等は減ったものの、集落周辺の道路や上水道、電気・ガス供給設備が整備され、所得の向上に加えて生活環境が改善されている。

インタビューを行った世帯の 9 割は、移転は彼らのライフスタイルや生計にプラスのインパクトをもたらしたと回答した。同 6 割は現在の生活に満足しており、隣近所が治安がよいと回答した。しかしながら、生活道路は一定期間が経過して改修が必要となるなど、継続的な支援が求められている。

以上より、本事業の実施により概ね計画通りの効果の発現が見られ、有効性は高い。なお、本事業は北部地域に接続するグリッドの電源の 1%に満たず、インパクトの評価には限界があった。また、自然・社会環境については実施機関の自助努力も含めて負の影響が最小限にとどめられ、また上流域の自然環境の改善や住民の生活環境改善など一部正のインパクトもみられた。

3.4 効率性（レーティング：②）

3.4.1 アウトプット

本事業は、ウッタラカンド州ピトラガル県に出力 280MW の水力発電所を建設するものであり、計画された主要アウトプットは、貯水池の建設（総貯水量 620 万 m³、最大レベル海拔 1,348.5m）、ロックフィルダム（ダム高 56m、堤頂長 270m）、洪水吐 3 門の建設（高さ 10.0m × 幅 6.0m）、分流トンネル、導水路トンネル、沈砂池（全長 300m）、調圧立坑、水圧管路、地下式発電所（発電設備 280MW（70MW×4 基）、有効落差 297m）、放水路トンネル、放水路調圧ギャラリー、コンサルティングサービス（117 人月）、専門家パネル（45 人月）などであった。

計画時からの主な変更は、ダム形式と洪水吐の門数の変更である²³。その他の変更は軽微なものであり、おおむね計画どおり実施された。

コンサルティングサービスについては、当初の計画 117 人月に対して 115 人月が費やされた。その内容は、詳細設計レビュー、調達支援、専門家パネルのメンバー推薦・選定補助・詳細業務内容の作成等を行った。事業施工監理は、NHPC が現場に施工管理事務所を設け、設計から建設、品質管理、モニタリングに到るまで自ら行った。

専門家パネルは、地質学者、水力機械技術者、電気機械技術者、土木技術者、環境専門家、水文学者、水理学者のうち 5 名が年平均 4 回程度現地に赴き助言を行うために外国人エンジニア計 45 人月が想定されたが、実際は計 6.5 人月に留まった。業務内容としては、施工段階において発生する問題の解決、品質管理、事業の円滑な進捗のための助言を行うものであったが、実際は具体的な問題の解決に特化し、ダム形式の変更に当たっての技術的妥当性の検証・確認や、右岸崩落による洪水吐の 2 門化および既存分流トンネルのトンネル吐化による第 3 門の確保等、計画、設計、実施に当たって様々な技術的助言を行うなどし、事業の円滑な進捗に大きく貢献した。

3.4.2 インプット

3.4.2.1 事業費

計画事業費²⁴は、建中金利を含めて 52,968 百万円であった。実際の事業費は 47,541 百万円であった（計画比 89.8%）。なお、円借款金利別貸付承諾額 35,871 百万円に対し、貸付実行総額は 33,336 百万円で、円借款対象部分の事業費についても当初計画を下回った（92.9%）。



出所：調査団撮影

写真 1：洪水吐開閉門

²³ ダム形式がロックフィルダムからコンクリート表面遮水壁ロックフィルダムに変更された。この背景は、事業サイト付近や近郊で建材の粘土の入手が困難で、遠隔地から運搬する場合の高コストが予想されたためである。また、当初 3 門を予定していた洪水吐は、土砂崩れによる右岸の崩落が一部認められたことから、当該箇所での建設は 2 門に留められ、残る 1 門については、既存の分流トンネルに手を加えてトンネル吐とされた。

²⁴ 第一期審査時（1995 年度）の事業費である。

表 6：計画および実績事業費の比較

	計画値			実績値
	外貨(百万円)	内貨(百万 INR)	合計(百万円)	合計(百万円)
1. 準備工事	-	1,410	4,075	686
2. 土木工事	12,361	1,390	16,380	25,191
3. 鋼構造物	523	-	523	
4. 電気設備	8,033	-	8,033	6,146
5. 用地取得	-	119	344	562
6. 管理費	-	1,259	3,637	9,476
7. 関税等	-	857	2,476	
8. プライスエスカレーション	2,746	2,266	9,293	
9. 予備費	1,875	441	3,151	2,028
10. コンサルタント／専門家パネル	669	18	721	482
11. 建中金利	4,355	-	4,335	2,970
合計	30,542	7,760	52,968	47,541

出所：JICA および NHPC

注1：計画値は第1期審査時（1995年度）の事業費を適用している。換算レートは1ルピー=2.89円（1995年4月）。

注2：実績値の換算レートは、貸付実行期間中に内貨・ドルレートおよび同期間の円・ドルレートに大きな変動があったことから、1995年から2005年までの各年について、International Financial Statistics; Yearbook (IMF) の年平均レートを適用した。

注3：実績値の外貨・内貨の内訳については特定が困難であった。

右岸崩落に伴う土木工事やトンネル吐工事の追加、資機材運搬のための道路拡幅や橋梁強化による支出増加、事業実施期間中の大幅な物価上昇などから、建設工事開始時点（2000年）にインド政府が承認した事業予算（15,783 百万ルピー）に比し、実績は 18,589 百万ルピーと超過した。しかしながら、円換算による事業費は、貸付実行期間中にインドルピーに対して円価が上昇したことを主要な要因とし、計画を下回った。

3.4.2.2 事業期間

計画事業期間は、1996年1月の事業開始²⁵から2004年9月の事業完成²⁶までの105ヶ月であったのに対し、実際の事業期間は1996年1月から2005年11月までの119ヶ月で、計画を上回った（計画比113%）。

表 7：計画および実績事業期間の比較

	計画値	実績値
円借款（第1期）契約締結	1996年1月	1996年1月
コンサルタント選定	1996年1月～1997年7月	1996年9月～1997年6月
詳細調査	1997年7月～12月	1997年7月～1998年5月
事前審査・入札図書レビュー	1997年9月～12月	
入札準備	1997年12月～1999年6月	1998年10月～1999年12月
専門家パネルによる助言	1998年10月～2004年9月	1998年5月～2005年10月
事前審査	1997年10月～1998年2月	1998年5月～10月

²⁵ 事業開始の定義は、第一期の借款契約の調印年月である。

²⁶ 事業完成の定義は、発電機4基すべてが商業運用を開始した年月である。

	計画値	実績値
入札	1998年2月～1999年6月	1998年10月～2000年2月
氷河湖決壊洪水調査	1997年6月～1998年3月	2000～2001年
準備工事	1995年4月～1997年3月	1998年～2000年
土木工事	1998年8月～2003年11月	2000年1月～2005年1月
鋼構造物工事	1999年6月～2003年2月	2000年2月～2005年10月
電気機械工事	1999年6月～2001年10月	2000年2月～2005年11月
送電線敷設・変電所	1999年6月～2003年5月	1997年12月～2005年7月
運開	1号機：2003年12月 2号機：2004年3月 3号機：2004年7月 4号機：2004年9月	1号機：2005年11月 2号機：2005年11月 3号機：2005年10月 4号機：2005年11月

出所：JICA および NHPC

事業期間の遅延および長期化の主な要因は、中央政府からの各種認可取得の遅延である。計画では1998年から本体工事を開始予定であったが、インド中央政府内閣経済問題委員会（Cabinet Committee on Economic Affairs: CCEA）の事前承認の取得を待つこととなり、同承認を2000年に取得した後に着工となった。なお、中央電力庁（Central Electricity Authority: CEA）による技術経済認可（Techno Economic Clearance: TEC）は1988年に、公共投資局（Public Investment Board: PIB）の承認は1991年に、それぞれ取得している。

事業期間中の遅延としては、右岸崩落を主な要因とする洪水吐の建設遅延（8か月間）や、これに伴う設計変更、調圧立坑および水圧管路の掘削方法の変更、送電線の敷設の遅延等による各ロット工期の延長などがある。また、施設が2005年3月に完成した段階で行われた確認作業において導水管トンネルに漏水等が発見され、その処置に同年7月まで半年程度が費やされた。なお、発電所に接続される送電線の敷設は国営電力網公社（Power Grid Corporation of India Ltd: PGCIL）の負担事項であり、同関連施設工事は2005年7月末に完了した。

3.4.3 内部収益率（参考数値）

3.4.3.1 財務的内部収益率（FIRR）

第1期（1995年度）および第2期審査時（1997年度）のFIRRは7.24%であったが、第3期審査時（2003年度）の再計算では8.5%となっていた。計画時のそれぞれのFIRR算出の前提条件は以下のとおりである。なお、本事後評価において本事業のFIRRの再計算を行ったところ結果は8.93%となった²⁷。

	第1期・第2期審査時	第3期審査時
FIRR	7.24%	8.5%
費用	建設費、維持管理費	建設費、維持管理費用
便益	売電収入	売電収入
プロジェクトライフ	商用運転開始後25年	商用運転開始後25年

²⁷ NHPCはインド中央政府計画委員会（Planning Commission）に対して2009年10月末に事業完了届を提出しており、その際FIRRを9.05%、EIRRを9.27%としている。

3.4.3.2 経済的内部収益率（EIRR）

第1期および第2期審査時の本事業のEIRRは12.83%、第3期審査時（2003年度）の再計算では15.6%であった。本事後評価における再計算に当たっては、第1期・第2期の計算で便益とされていた代替費用（石炭火力発電所の建設費用）と同様のデータ入手が不可能であった。また、第3期再計算の便益長期限界費用を算出するための各種データの入手が困難であった。従って再計算は行わなかった。なお、計画時のEIRR算出の前提条件は以下のとおりであった。

	第1期・第2期審査時	第3期審査時
EIRR	12.83%	15.6%
費用	本事業の事業費	初期投資（税金等を除く）、 維持管理費用
便益	代替プロジェクト実施に要する費用 （同規模の石炭火力発電所にかかる 建設・運営費）	長期限界費用
プロジェクトライフ	商用運転開始後25年	商用運転開始後25年

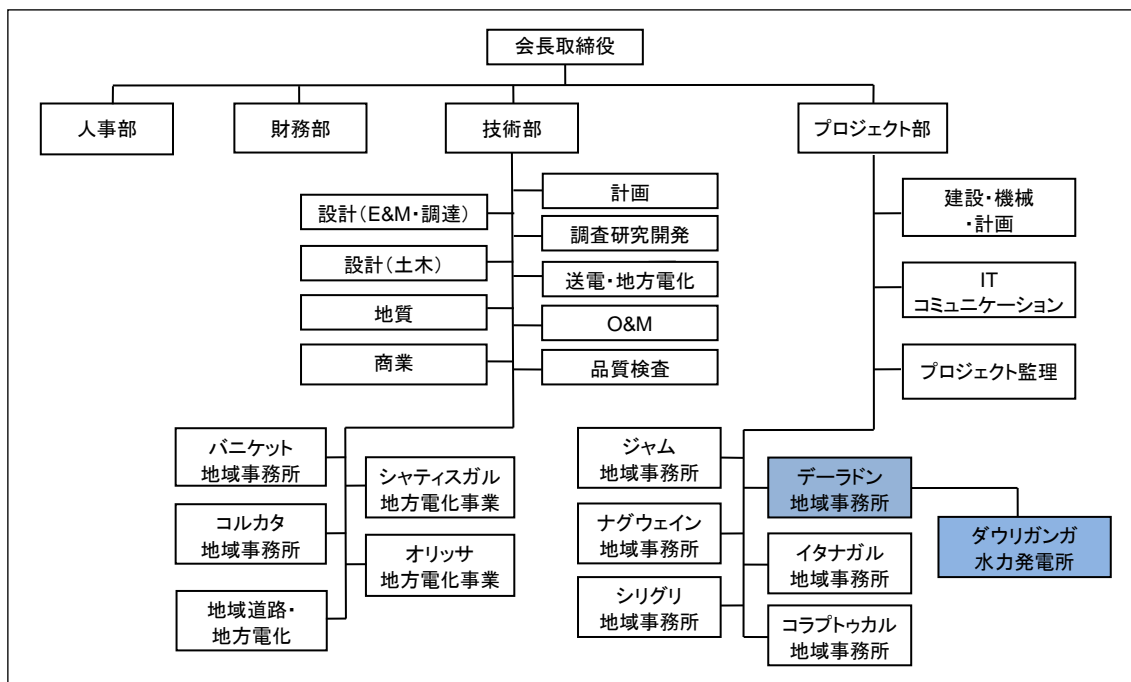
以上より、本事業は事業費については計画内に収まったものの、事業期間が計画を上回ったため、効率性は中程度である。

3.5 持続性（レーティング：③）

3.5.1 運営・維持管理の体制

本事業の運営・維持管理機関はNHPCである。2011年11月現在、NHPCの総従業員数は約1万1千人で、会長兼取締役の下に人事、財務、技術、プロジェクト各部門および地域事務所、発電所が配置されている。2005年度時点で総発電量12,567GWhであったが、2010年度は18,606GWhとなっており、発電量は毎年上昇している。下図にNHPCの組織図を示す。

2011年3月末現在、NHPCが運営する水力発電所は全国で12カ所である。このうち、本事業施設の直接の運営・維持管理を担当するダウリガンガ水力発電所は、ウッタラカンド州都にあるデーラドン地域事務所の管轄下にある。同発電所の職員数は2011年11月末現在303名で、総支配人、チーフエンジニア、シニアマネージャーらエグゼクティブスタッフ68名、ジュニアスタッフら監督責任者26名、熟練技術者・技術者・非技術者計201名、医療スタッフ8名からなる。この他、契約ベースで270名の地元住民が雇用されている。



出所：NHPC 提供資料

注：本事業に関連する主な部署を中心に抜粋している。

図 4：NHPC の組織図

3.5.2 運営・維持管理の技術

NHPC は ISO9001:2008 (品質マネジメントシステム)、ISO14001:2004 (環境マネジメントシステム)、OHSAS 18001:2007 (労働安全衛生マネジメントシステム)、PAS99 (総合マネジメントシステム) を取得し、本部事務所および各発電所において品質管理、環境管理、安全衛生管理を徹底している。2011 年にはインド政府公共事業局より「最優秀人材管理組織賞」を受け表彰されるなど、国内でも多くの賞を受賞している。

NHPC では、外部研修機会の提供および職員対象研修の実施が行われている。2010 年度実績で、外部研修参加は述べ 145 名、職員対象研修は述べ 894 名が受講するなど、研修機会は豊富に提供されている。具体的には、技術知識の習得や、各種スキルの向上、環境分野、財務管理、労働法等である。2010 年度には、ダウリガンガを含む発電所の運営維持管理に従事する職員の 98.5% が研修を受講している。また、アフリカ諸国より研修員を受け入れ、水力発電所の運営維持管理に関する研修機会を提供している。

これらの実績より、技術面での問題は認められない。

3.5.3 運営・維持管理の財務

2005 年度から 2011 年度のダウリガンガ水力発電所の維持管理予算と実績は下表に示すとおりである。ダウリガンガ発電所によると、維持管理予算はその必要最小限について予算申請を行い、NHPC 本部より承認額が配分されている。実績額が予算額を毎年度超えているが、ダウリガンガ発電所は北部地域の電力公社各社に売電を行っており、その収益で維持管理費を賄っている。

表 8 : ダウリガンガ発電所の維持管理予算および実績

単位：百万ルピー

2005 年度		2006 年度		2007 年度		2008 年度		2009 年度		2010 年度		2011 年度*	
計画	実績	計画	実績	計画	実績	計画	実績	計画	実績	計画	実績	計画	実績
453.4	592.6	1,207.1	1,292.8	1,228.8	2,188.5	1,308.5	3,046.3	2,146.9	2,288.1	2,180.3	3,968.6	2,258.9	1,628.4

出所：NHPC への質問票の回答より。

注：2009 年度は 9 月末までの値、2011 年度の実績は同年 10 月末までの値である。

2011 年現在、売電先は 8 州 2 直轄地（デリー特別首都市、チャンディガール特別市、ウッタラプラデシュ州、ジャムカシ米尔州、パンジャブ州、ジャイプール州、ラジャスタン州、ウッタラカンド州、ハリヤナ州、ヒマチャルプラデシュ州）の電力関連組織である²⁸。2010 年度は売電収入だけで 3,116 百万ルピーに達し、過去 6 年間を通して順調に収入を伸ばしている（表 9）。

なお、電力料金は、中央電力規制委員会（Central Electricity Regulatory Commission）によって定められており、ダウリガンガ発電所もこれに従っている²⁹。2011 年 11 月末現在の同発電所による売電料金は 1kWh 当たり 2.68 ルピーである。

表 9 : ダウリガンガ発電所の損益状況

単位：百万ルピー

	2005	2006	2007	2008	2009	2010
売上	939.6	1,794.9	3,039.6	3,810.1	3,010.3	5,187.3
うち売電収入	903.8	1,744.8	2,028.9	2,265.7	2,837.1	3,116.2
支出	592.6	1,292.8	2,188.5	3,046.3	2,288.1	3,968.6
うち発電管理費他	80.6	199.6	134.4	248.4	389.2	297.1
うち減価償却	200.0	410.8	403.9	471.6	976.5	938.7
経常利益	347.2	502.1	851.1	763.9	722.2	1,218.7
当期利益	347.0	494.5	794.2	761.6	721.6	1,150.7

出所：NHPC 提供資料より抜粋。

一方、NHPC およびグループ企業全体の損益状況を見ると（表 10）、ダウリガンガ発電所だけでなく、グループ全体でも毎年着実に売上および当期利益を伸ばしていることが分かる。総資本経常利益率は毎年 4～5% 台と良好であり（表 11）、長期的に収益性が十分確保されていることが裏付けられる。

²⁸ 売電先としてはウッタラプラデシュ州電力公社とパンジャブ州電力庁が全体の 4 割を超える。

²⁹ インド政府と各州政府は、電力セクター改革を政策の柱に据え、1990 年代後半から州規則委員会の設立や料金規制の制定・公開による料金決定の非政治化および透明性の向上、配電公社への民間企業出資による経営改善、州補助金の撤廃などに取り組んでいた。電力規制委員会の設置が国および州レベルで進められ、中央電力規制委員会（The Central Electricity Regulatory Commission: CERC）が 1998 年 7 月に設置された。現在の売電料金は、No.L-7/145(160)/2008-CERC（2009 年 1 月 19 日付）通知により定められた 2009 年から 2014 年までの料金形体に拠る。

表 10 : NHPC グループの損益状況 (連結決算)

単位 : 百万ルピー

	2007	2008	2009	2010
売上	34,298.3	40,720.4	57,945.5	59,507.4
うち売電収入	29,821.0	35,334.9	51,638.7	49,166.6
支出	18,984.9	25,802.7	30,392.5	33,499.9
うち発電管理費他	3,235.7	3,690.8	2,919.0	5,851.5
うち減価償却	5,455.4	6,440.7	12,683.5	11,665.5
経常利益	15,313.4	14,917.7	27,553.0	26,007.5
当期利益	12,994.4	13,310.9	22,775.6	24,627.7

出所 : NHPC 年次報告書より抜粋 (2008 年度、2009 年度、2010 年度)。

NHPC グループ全体の流動比率、固定比率ともに良好な数値を示しており、また、純資産が負債より大きく、自己資本比率は優良な数値を示している。総じて組織の健全性が高いといえ、ダウリガンガ発電所の維持管理についても長期的に安定した予算配置や支援体制が確保されている。

表 11 : NHPC グループ全体の財務指標

	2007	2008	2009	2010	2011	備考
流動比率	145.86%	135.68%	208.31%	142.87%	N/A	流動資産/流動負債
固定比率	143.44%	151.35%	128.78%	134.01%	N/A	固定資産/自己資本
自己資本比率	57.58%	54.29%	56.95%	56.29%	N/A	自己資本/総資本
総資本経常利益率	4.08%	3.57%	5.56%	4.92%	N/A	経常利益/総資本

出所 : NHPC 年次報告書 (2008 年度、2009 年度、2010 年度) より計算した。

以上より、本事業施設の維持管理にかかる全体予算は十分確保され、また、ダウリガンガ水力発電所および NHPC グループ全体の損益状況、財務状況は堅調であることから、財務面での問題は認められない。

3.5.4 運営・維持管理の状況

(1) 発電所関連施設設備

マニュアルに基づき、発電機に 49 項目、ローターに 27 項目など、合わせて 211 の点検項目が設けられている。これらは毎月、毎年定期的に行われている。

定期・予防保全が毎日・週・月単位で、主要保全は毎年実施されており、定期・予防保全および年間保全は、発電所とダムそれぞれ行われている。発電所については、2010 年度は 1 号機 28 日間、2 号機 25 日間、3 号機 22 日間、4 号機 18 日間実施された。

発電所およびダムにおいては、それぞれ運営保守に関するデータが定期的に記録・保管されており、管理状態は良好であることを現地調査で確認した。

(2) 堆砂対策

NHPC および各州が所有する水力発電所の運営上、貯水池の堆砂は深刻な問題としてその対応策が講じられており、ダウリガンガ発電所の建設に際しては、沈砂排除工や沈砂池の

設置等が当初の設計に反映されただけでなく、環境対策として流域対策計画や植林などが計画・実施され、上流域からの堆砂の軽減が図られた。

本事後評価調査において現地を確認したところ、ダム貯水池における堆砂量が 2009 年度以降年間 30,000m³ 程度に大幅に減少している（上記 3.2.1 参照）ことに加え、雨期放流期間中は半月に一度排砂が行われるなど、土砂流入を最小限に抑える取り組みがなされている。流入土砂の内容は、上流域の沈砂排除工付近と放水路トンネル付近において毎日記録・管理されており、大きな問題が生じた場合も迅速に対策が検討される体制にある。

(3) 氷河湖決壊洪水対策

第 1 期審査時点で、本事業の取水河川であるダウリガンガ川および支流上流において 7 つの氷河湖が確認され、氷河湖決壊洪水対策検討の必要性が指摘されていた。本事業実施期間中の 2001 年に実施された案件実施支援調査（Dhauliganga Hydroelectric Power Project Special Assistance for Project Implementation）において、国家リモートセンシング庁（National Remote Sensing Agency: NRSA）が撮影した 1994 年と 2000 年のデジタル衛星画像等を踏まえて氷河湖のサイズ変化等が観察・分析された。しかしながら、氷河湖サイズが 1.0～1.2 百万 m³ に留まり、またサイズ変化は微小であることが確認されたため、切迫した氷河湖決壊洪水の潜在的危険性は示されず、予警報システムの早急な設置は不要とされた一方、氷河湖の定期的なモニタリングを行い、危険が発覚した時点でインド側が遅滞なく予警報システムを設置すべきことが提言された。

NHPC 側は、1994 年から 5 年ごとにリモートセンシング調査を実施しており、同結果によると、ダウリガンガ上流の氷河湖面積の推移に一定の傾向や特徴は認められず、決壊洪水につながる予兆傾向は確認されていない。また、現在の氷河湖面積はダウリガンガ水力発電所に影響を与えるほど大きなものではないとしている。

NHPC 側は、案件実施支援調査の提言に従って今後も定期的モニタリングを継続する予定である。

以上より、本事業の維持管理は体制、技術、財務状況ともに問題なく、本事業によって発現した効果の持続性は高い。

4. 結論及び提言・教訓

4.1 結論

本事業は、ウッタラカンド州において流れ込み式ダムおよび地下式発電所の建設、発電機器の調達・据え付けを行うことにより、インド北部地域の電力需給の改善・安定化を目的として実施された。本目的は、インドの開発政策や開発ニーズ、日本の援助政策と十分に合致しており、妥当性は高い。発電所の最大出力や設備利用率、稼働率、発電量等の主要運用効果指標は概ね計画通りの効果の発現が見られ、有効性は高い。なお、本事業は北部地域に接続するグリッドの電源の 1%に満たず、インパクトの評価には限界があった。また、自然・社会環境については実施機関の自助努力も含めて負の影響が最小限にとどめられ、また上流域の自然環境の改善や住民の生活環境改善など一部正のインパクトもみられた。事業ア

ウトプットについては、ダム形状など設計上の変更はあったが、それ以外は計画どおり実現している。事業費は計画内に収まり、事業期間が上回ったため、効率性は中程度である。現在の施設設備の維持管理状況は概ね良好であり、体制、技術、財務面における持続性は高いと認められる。以上より、本プロジェクトの評価は非常に高いといえる。

4.2 提言

4.2.1 実施機関への提言

特になし。

4.2.2 JICA への提言

特になし。

4.3 教訓

(1) 専門家の知見を活用した事業実施体制の仕組みづくり

本事業では、地質学者、水力機械技術者、電気機械技術者、土木技術者、環境専門家、水文学者、水理学者などの各分野の専門家から構成される専門家パネルが設けられた。本事業工期中に右岸崩落による建設遅延、設計変更等の諸問題が生じたが、それに対して専門家パネルは、右岸崩落時の対処方法や計画・設計変更に対する様々な助言を行い、また実施機関が迅速に対応した。

当該分野の専門家の知見を活用する仕組みは、工期中のリスク管理や想定外の事態発生を防止する機能を強化する一助となり、事業の遅延を防ぎ、事業の円滑な進捗に貢献する。また、第三者を投入することで公平性や透明性を確保することにもつながる。専門家パネルのような仕組みを必要に応じて計画段階より事業実施体制に導入することは、同種の他事業の参考となろう。

(2) 包括的な用地取得・住民移転対策と関係機関および被影響住民との協力関係の構築

本事業の実施機関は、州林業局等やの地元政府関係機関との連携・調整を円滑に行い、用地取得および住民移転のプロセスをすべて被影響住民に公開し、彼らの意見を計画に反映させ、住民の理解と協力を得ることができた。被影響住民世帯は個別補償を得ただけでなく、実施機関による道路、上水道、電気、ガスなどの生活インフラ整備によって生活環境が改善された。中でも移転対象住民は就労機会を得て生活の長期的安定につながった。この結果、用地取得・住民移転手続き起因する工事の遅延等は発生しなかった。

今後同様の案件形成および実施を行うに当たっては、本事業のように関係機関および地元住民との協力関係の構築に重点を置き、包括的なアプローチを検討・導入することが望まれる。

以上

主要計画／実績比較

項 目	計 画	実 績
① アウトプット	<p>① 貯水池の建設</p> <ul style="list-style-type: none"> ・ 最大レベル: 海拔 1,348.5m ・ 満水レベル: 海拔 1,345m ・ 最低レベル: 海拔 1,330m ・ 総貯水量: 6.2 百万 m³ ・ 利用可能容量: 1.54 百万 m³ <p>② ダムの建設</p> <ul style="list-style-type: none"> ・ ダム形式: ロックフィルダム ・ ダム高: 56m ・ 堤頂長: 270m (海拔 1,351m) <p>③ 洪水吐の建設</p> <ul style="list-style-type: none"> ・ スルースゲートによる開閉樋・フリップバケット減勢工 ・ 設計洪水量: 3,210m³/秒 ・ インバートレベル: 1,307m ・ 門数: 3 門 (高さ×幅: 10.0m×6.0m) <p>④ 分流トンネル</p> <ul style="list-style-type: none"> ・ 形状: ホースシュー ・ 直径: 10m ・ 坑口間長さ: 750m <p>⑤ 導水路トンネル (取水口側構造)</p> <ul style="list-style-type: none"> ・ インバートレベル: 1,307m ・ 注入口数: 2 本 (高さ×幅: 5m×5m) ・ 除去最少微粒子: 0.2mm <p>⑥ 沈砂池</p> <ul style="list-style-type: none"> ・ 全長: 300m ・ 室数: 2 室 (高さ×幅: 13.0m×16.2m) <p>⑦ 導水路トンネル (コンクリート管)</p> <ul style="list-style-type: none"> ・ 形状: ホースシュー ・ 直径: 6.5m ・ 長さ: 5,400m ・ 排出容量: 107m³/秒 <p>⑧ 調圧立坑 (サージシャフト)</p> <ul style="list-style-type: none"> ・ 形状: 垂直立坑 ・ 内径: 15m ・ 深度: 95m <p>⑨ 水圧管路</p> <ul style="list-style-type: none"> ・ 条数および形式: 2 条・コンクリート巻立て水圧鉄管および鉄筋コンクリート管併用 ・ 直径: 4.0m ・ 深度: 250m 	<p>① 貯水池の建設</p> <ul style="list-style-type: none"> 計画どおり <p>② ダムの建設</p> <ul style="list-style-type: none"> ・ ダム形式: コンクリート表面遮水壁ロックフィルダムに変更 ・ ダム高: 計画どおり ・ 堤頂長: 計画どおり <p>③ 洪水吐の建設</p> <ul style="list-style-type: none"> ・ スルースゲートによる開閉樋・フリップバケット減勢工: 計画どおり ・ 設計洪水量: 計画どおり ・ インバートレベル: 計画どおり ・ 門数: 2 門 (高さ×幅: 10.0m×6.0m) <p>④ 分流トンネル</p> <ul style="list-style-type: none"> ・ 形状: 計画どおり ・ 直径: 計画どおり ・ 坑口間長さ: 753.56 m <p>⑤ 導水路トンネル (取水口側構造)</p> <ul style="list-style-type: none"> 計画どおり <p>⑥ 沈砂池</p> <ul style="list-style-type: none"> ・ 全長: 315m ・ 室数: 2 室 (高さ×幅: 13.0m×16.2m) <p>⑦ 導水路トンネル (コンクリート管)</p> <ul style="list-style-type: none"> 計画どおり <p>⑧ 調圧立坑 (サージシャフト)</p> <ul style="list-style-type: none"> ・ 形状: 制限オフィスに変更 ・ 内径: 14m に変更 ・ 深度: 96m に変更 <p>⑨ 水圧管路</p> <ul style="list-style-type: none"> 計画どおり

項 目	計 画	実 績
	<p>⑩ 発電所・変動施設</p> <ul style="list-style-type: none"> ・ 形式:地下式 ・ 水車形式:フランス水車 ・ 発電設備:280MW(70MW×4 基) ・ 通常放水位:1,034m ・ 総落差:311m ・ 有効落差:297m (発 電 機 建 屋) 長 さ × 幅 × 高 さ : 16.5m×103m×39m (変 圧 器 建 屋) 長 さ × 幅 × 高 さ : 12m×76m×10m <p>⑪ 放水路トンネル(コンクリート管)</p> <ul style="list-style-type: none"> ・ 形状:ホースシュー ・ 直径:6.5m ・ 長さ:445m <p>⑫ 放水路調達ギャラリー</p> <ul style="list-style-type: none"> ・ 形状:D 形 ・ 直径:6.0m ・ 長さ:280m <p>⑬ コンサルティングサービス 外国人エンジニア計 117M/M</p> <p>⑭ 専門家パネル 外国人エンジニア計 45M/M</p>	<p>⑩ 発電所・変動施設 ほぼ計画どおり</p> <p>⑪ 放水路トンネル(コンクリート管) 計画どおり</p> <p>⑫ 放水路調達ギャラリー 計画どおり</p> <p>⑬ コンサルティングサービス 外国人エンジニア計 115M/M</p> <p>⑭ 専門家パネル 外国人エンジニア計 6.5M/M</p>
② 期間	1996年1月～2004年9月 (105ヵ月)	1996年1月～2005年11月 (119ヵ月)
③ 事業費		
外貨	30,542百万円	不明
内貨	22,246百万円	不明
	(7,760百万 INR)	
合計	52,968百万円	47,541百万円
うち円借款分	35,871百万円	33,336百万円
換算レート	1INR = 2.89円 (1995年4月現在)	1INR = 2.73円 (1995年～2005年平均)