

パキスタン・イスラム共和国

ガジ・バロータ水力発電所建設事業（Ⅰ）、（Ⅱ）

評価者：ペガサスエンジニアリング株式会社

石井公一

現地調査：2008年11月

1. 事業の概要と円借款による協力



事業地域の位置図



本事業で建設された発電機とタービンを結ぶシャフト

1.1. 背景

パキスタン・イスラム共和国（以下、パキスタン）における経済及び産業活動の発展において、電力供給量の不足は大きな課題となっている。毎年、電力需要は高い伸び率で推移するものと見通されており、急激に増大するとされている需要に対応して電源開発を進めることが重要となっている。国内における石油及び天然ガス等の化石燃料や資源は限定的であることから、燃料輸入の抑制にもつながる同国の水力電源の開発を通じた供給力の向上は、同国の5カ年計画等においても重要視されている。

パキスタンの電力事業における公的部門は、1998年の水利電力開発公社（Water Resources & Power Development Authority: WAPDA）の分社化までは、同社とカラチ電力供給会社（Karachi Electric Supply Corporation Limited: KESC）の二大電力会社によって運営されていた。WAPDAは、政府100%出資の特殊法人として、KESC管轄地域（カラチ市及びその周辺地域）を除くパキスタン全土に電力を供給するために設立された。

本事業は、世界銀行、アジア開発銀行等との協調融資で実施された。

1.2. 目的

パキスタン北部、インダス川上流にあるタルベラ・ダムの下流約 7km 地点に「堰」を建設し、同地点を起点とする全長約 52km の発電用水路及び同水路下流に流れ込み式の水力発電所（設備容量：290MW×5）を建設することにより、WAPDA 系の恒常的電力不足及び将来の電力需要の増加に対処し、もって同国の経済及び産業活動の発展に寄与する。

1.3. 借入人／実施機関

パキスタン・イスラム共和国大統領／水利電力開発公社（WAPDA）

1.4. 借款契約概要

円借款承諾額／実行額	200 億円（Ⅰ）149 億 200 万円（Ⅱ）／ 199 億 5,100 万円（Ⅰ）114 億 7,400 万円（Ⅱ）
交換公文締結／借款契約調印	1996 年 1 月／1996 年 3 月（Ⅰ） 1996 年 8 月／1997 年 3 月（Ⅱ）
借款契約条件	金利 2.3%、返済 30 年（うち据置 10 年）、一般アンタイト
貸付完了	2003 年 1 月（Ⅰ） 2006 年 5 月（Ⅱ）
本体契約（10 億円以上のみ記載）	<u>借款対象の契約先企業</u> Dongfang Electric Corporation of China（中国）、VOITH Hydro Kraftwerkstechnik GmbH. & CO.（ドイツ）、（株）東芝（日本）/三井物産（日本） <u>借款対象外の契約先企業</u> Ghazi Barotha Contractors（GBC） （Impregilo（イタリア）、ED. Zublin AG.（ドイツ）、Nazir & Co（Pvt）Ltd.（パキスタン）、Saadullah Khan & Brothers（SKB）（パキスタン）（JV））
コンサルタント契約	Pakistan Hydro Consultants（PHC） （National Engineering Services Pakistan（Pvt）Ltd.（NESPAK）（パキスタン）、Associated Consulting Engineers（Pvt）Ltd.（パキスタン）、Binnie & Partners（Overseas）Ltd.（イギリス）、Harza Engineering Company International（アメリカ）、Ewbank Preece Ltd.（イギリス）（JV））
事業化調査（フェーズビリティ・スタディ：F/S）等	1992 年 7 月 F/S 作成（Pakistan Hydro Consultant（JV）：世銀の Technical Assistance により実施）
関連事業（if any）	なし

2. 評価結果（レーティング：A）

2.1. 妥当性（レーティング：a）

2.1.1. 審査時点における計画との整合性

パキスタンにおける発電設備能力は 1994 年時点で 11,349MW であったが、第 8 次 5 カ年計画（1993/7～1998/6）において、水力、火力のバランスをとりつつ約 4,500MW の能力増強が必要とされていた（1997/1998 年度には 16,286MW）。同国の電力不足は深刻で、ピーク時における電力不足は 1,800MW（1994 年）であり、都市部で 1 日平均 2～4 時間、農村部では 6～8 時間の計画停電が実施されていた。第 8 次 5 カ年計画中の電力需要の年平均増加率は 8.8%とされており、電力需給ギャップに対処するため、短期的には民間部門による火力発電の実施を進めるものの、長期的には国内資源の石炭火力や水力を利用した発電の開発に取り組んでいく方針を打ち出されていた。

第 8 次 5 カ年計画では、1997/98 年度までに、ピーク電力余剰が達成できる設備能力を確保するとされていた。このため 1993/94 年度には 11,729MW であった同国全体の電力設備容量を 1997/98 年度までに約 4,500 MW 増の 16,286MW（1.4 倍増）とすることが必要とされていた。4,500MW の増加分については、WAPDA 及び KESC で 2,000MW 程度（うちガジ・バロータ水力：1,450MW）、民間の独立発電事業者（Independent Power Producer: IPP）による 2,500MW 程度の電力設備容量の増設が必要と考えられていた。同計画では民間部門の進捗を見極めながら、公共部門による電力設備容量の増設を遂行し、必要に応じて公共部門の主要投資計画を見直すこととされていた。

2.1.2. 事後評価時点における計画との整合性

2007 年現在、パキスタン全土の潜在的な水力発電能力である 46,000MW に対して、利用可能な発電能力は 6,499MW のみであり、供給電力量も同国総発電量 97,094GWh のうちの 31,942GWh に留まっている。

「中期計画フレームワーク 2005～10 年」では、将来においても引き続き供給不足の可能性が示唆されている。2007 年の GDP 成長率 5.8%を反映して、2010 年にはピーク需要が 21,500MW に達することが予想されているのに対し、水力開発の遅延、水力の冬季出力後退、ガスの供給制約、火力の能力減衰、定期修理といった要因が懸念材料として存在する。また、全エネルギー構成の 3 割強を占める水力は夏季には 6,499MW の発電能力を持つが、冬季の渇水期には 1,872MW に減衰する。

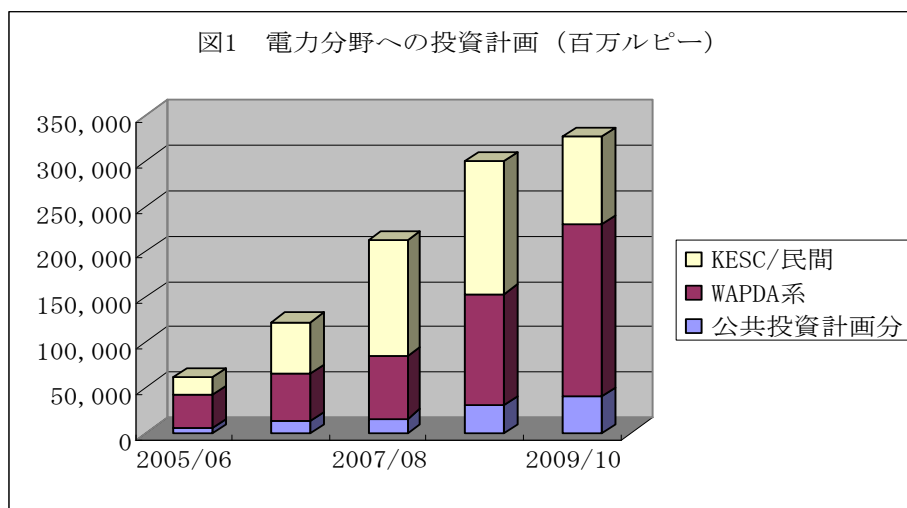
政府は、引き続き発電設備の強化を続けており、必要供給電力量は 2007 年の 67,480GWh から 2010 年には 103,500GWh に増加するとの予測もあり、これらに対処するため、2005-10 の間に 7,100MW の発電設備を増強する計画である。加えて、2007

年4月には、イランから1,000MWの電力を輸入する二国間合意文書が締結された。

ガジ・パロータプロジェクトは、低廉な電力供給を行う上でも、また電力需給ギャップを解消していく上でも重要な位置付けとされていた。以上から、本事業の実施は審査時及び事後評価時ともに、開発ニーズ、開発政策と十分に合致しており、事業実施の妥当性は高い。

表1 電力セクター投資計画(百万ルピー)					
年度	2005/06	2006/07	2007/08	2008/09	2009/10
総額	61,159	122,689	212,554	299,482	326,386
政府(公共投資計画)	6,178	13,634	16,440	31,300	39,973
WAPDA系	35,587	52,655	68,014	122,390	190,552
KESC/民間	19,394	56,400	128,100	145,792	95,861

出所：MTDF2005-10, Planning Commission



発電所



取水堰

2.2 効率性（レーティング：b）

2.2.1 アウトプット

ガジ・パロータ発電所の建設は、パキスタンの北西部、インダス川の既設タルベラ発電所の下流に計画された。同発電所の水理的落差は、タルベラ発電所の放水水位とインダス川とハロ川の合流点の水位により得られ、この区間の勾配は、水平方向 63km、垂直方向 76m である。

本事業は、主要構造物として（1）タルベラ・ダムより 7 km 下流側に位置する取水堰、（2）1,600m³/秒の容量及び 52km の長さを有する発電用水路、及び（3）発電所により構成される。この発電所には、1,450MW の発電機器が設置され、これらの設備による年平均発電電力量は 66 億 kWh と計画された。

尚、これらの事業内容の中で円借款対象部分は、発電所部分の機器（タービン 3 基、ジェネレーター 5 基）及び土木工事に係る外貨費用分の一部である。

計 画	実 績
取水堰：計画洪水調整能力 18,700m ³ /秒、最大洪水調整能力 46,200m ³ /秒 発電用水路： （1）流量 1,600m ³ /秒の容量（乾季 10 月～4 月で最少 300m ³ /秒） （2）全長 52,027m （3）傾斜 1:9,600 （4）最大水深 9m （5）水路底幅 58.4m （6）流速 2.33m/秒 （7）橋梁 33、道路橋 20、横断橋 11、鉄道橋 1、ガス管 1 発電所：年平均発電電力量 6,600GWh （1）取水庭：発電用水路の下流端に位置 （2）1,600m ³ /秒の容量を有するサイフォンタイプの洪水吐、及び減勢用のバップルと減勢池 （3）2 つの上水槽、取水庭、角落としゲート （4）ゲート及び隔壁を有する取水設備 （5）直径 10.6m の 5 本の水圧鉄管 （6）総設備容量 1,450MW（290MW×5 基）の発電機器及び付属設備 （7）放水路：ハロ川付近に位置 送電線：500kV 設計の送電線を 3 回線 （1）ペシャワール（Peshawar）向けの新設送電線 1 回線 （2）既設 2 回線送電線を分断して発電所へ引き込む送電線 4 回線引き込み	取水堰（計画通り） 発電用水路（概ね計画通り）ただし、 （7）橋梁 33、道路橋 19、横断橋 12、鉄道橋 1、ガス管 1 発電所（計画通り） 送電線：500kV 設計の送電線を計 6 回線 （1）タルベラ（Tarbela）向け 2 回線 （2）ガティ（Ghatti）向け 2 回線 （3）リワット（Rewat）向け 2 回線

建設時における岩盤及び軟弱地盤等の地質条件、さらに地域の電力需給の実態に沿って送電網が見直された結果、小規模な変更が行われた。総じて、計画と実績の大きな相違はなく、変更理由は実際に即したものであり、変更手続きの過程においても、問題点は見られない。

2.2.2. 期間

調達を含めた工事に要した期間は次の通りである。

●計画

堰・水路：1994年1月～2000年2月（74ヶ月）

発電所（円借款対象）：1994年1月～2001年12月（84ヶ月）

●実績

堰・水路：1994年1月～2003年12月（120ヶ月）

発電所（円借款対象）：1994年1月～2004年9月（129ヶ月）

運転開始時期：2005年6月5日

期間は、全体計画に対して62%、発電所（円借款対象）については54%の遅延であった。

遅延の主な要因として、発電用水路の建設を担当したJV代表であるイタリアのコントラクター(Impregilo)が、主に作業工数に関するクレームとして総額189億ルピーを要求して国際仲裁を提訴して争い、WAPDA内に設けられた専門家パネル、紛争委員会等が交渉にあたった結果、最終的には和解したものの、全体施設の上流部分に当たる導水路建設工期が遅延した。その結果、全体施設の稼動に大きな影響を与えた。

そのほか、建設機械調達の遅れや非自発的住民移転を伴う用地取得の遅れにより発電用水路の工期が11.5ヶ月延長された。また、米国で発生した9.11同時多発テロ後のアフガン戦争の影響により、コントラクターが一時的に国外避難を行ったこと、用地の確保に際する住民移転の手続き等から、工期が遅延した。

2.2.3. 事業費

事業費の詳細及び計画と実績の比較を表2に示す。

表2 事業費の詳細

単位：百万ドル

事業費	計画			実績			増減(%)
	外貨	内貨	合計	外貨	内貨	合計	
準備作業	0.66	29.26	29.92	0.00	25.75	25.75	-13.9%
用地取得	0.23	88.56	88.79	0.00	113.91	113.91	28.3%
土木工事	814.04	362.68	1,176.72	759.54	339.51	1,099.05	-6.6%
（堰）	178.24	94.58	272.82	188.74	79.30	268.04	-1.8%
（発電用水路）	370.92	154.41	525.33	294.56	176.53	471.09	-10.3%
（発電所建設）	264.88	113.69	378.57	276.25	83.68	359.92	-4.9%

機器調達	347.77	86.82	434.59	210.32	20.63	230.95	-46.9%
コンサルタント費・管理費	27.90	58.80	86.70	20.14	102.40	122.54	41.3%
物価上昇費	80.47	35.84	116.31	71.02	25.95	96.97	-16.6%
工事予備費 ¹	127.71	60.11	187.82	111.21	145.22	256.44	N/A
税金	0.00	31.10	31.10	0.00	37.98	37.98	22.1%
建中金利	350.00	79.04	429.04	21.09	333.17	354.26	-17.4%
合計	1,748.78	832.22	2,581.00	1,193.33	1,144.52	2,337.85	-9.4%

出所：役員会審査調書、WAPDA 回答書

尚、本事業の協調融資額に占める円借款の割合は表 3 の通り 25.8%である。

表 3 協調融資の内訳

機関	世界銀行	アジア 開発銀行	ドイツ KfW	欧州投資 銀行	イスラム 開発銀行	JICA (JBIC)	合計
金額 (百万ドル)	350	300	103.8	35	35	286.2	1,110
割合 (%)	31.5%	27.0%	9.4%	3.2%	3.2%	25.8%	100%

出所：Project Completion Report, WAPDA

計画に対し、9.4%の全体事業費の減額（米ドル基準）となった。個々の事業費項目の費用増減の理由としては、

用地取得（増額）：堰建設取得用地が増えたことと補償額上昇のため

土木工事（減額）：発電所建設の落札金額が低かったため

機器調達（減額）：発電所機器の落札金額が低かったため

コンサルタント費（増額）：工期延長による人員（M/M）の増加に伴うコンサルタント契約改訂のため

税金（増額）：関税等税金の増加のため

以上のことから、本事業のアウトプットはほぼ計画通りであった。事業費は計画を下回ったものの、期間が計画を 63%上回ったため、効率性についての評価は中程度と判断される。円借款部分の発電所の運転開始時期については、堰や水路建設の遅延の影響を受けた。

2.3. 有効性（レーティング：a)

2.3.1. 電力供給不足の解消

電力供給力不足の解消を目的とした建設施設稼働後のそれぞれの運用効果指標値は正常な運転状況を示している。年間の設備利用率が比較的低いのは、渇水期

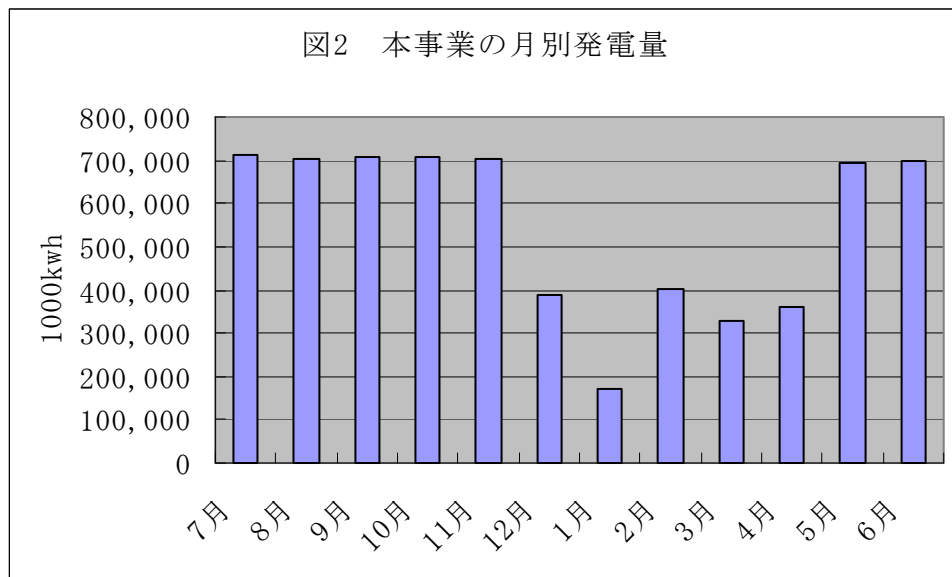
1 工事における個々の数量契約（単価）に対して、実際の数量に対応するための費用（Physical Contingency）を示す。実際には、土木工事費の一部として支出されたが、本報告書では、土木工事費等の計画と実績における金額の比較をより正確に行うため、工事予備費の実績として表記した。

(12月～4月)に5基のタービンのうち3～4基しか稼働しないためであるが、これは計画でも見込まれていた数値である。

表4 運用効果指標と実績値

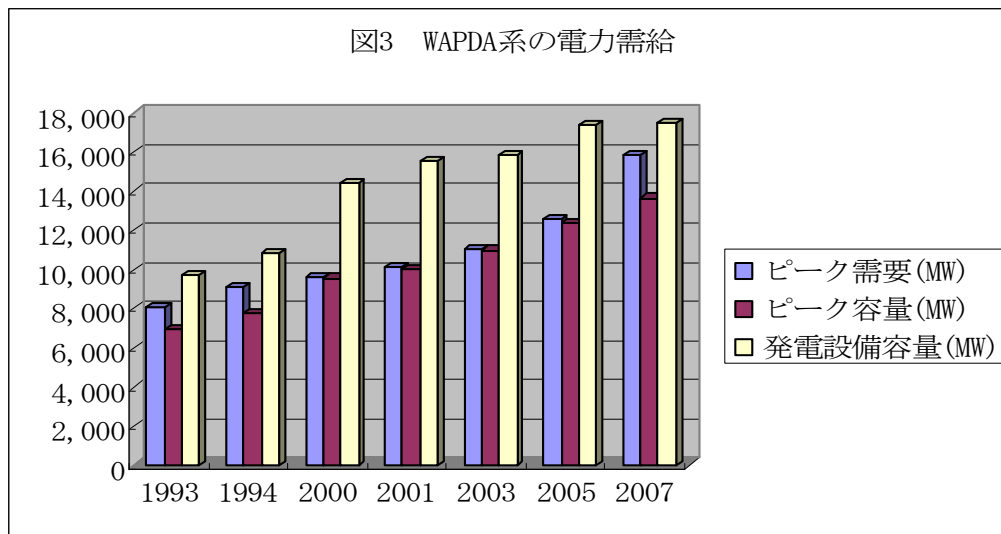
運用効果指標 (実績)	計画	2005/06	2006/07	2007/08	2007年度との計画比
年間計画外停止時間(時間)	-	64	50	46	-
年間計画停止時間(時間)	-	3,676	3,243	2,793	-
設備利用率(%)	52	52	53	54	104%
年間稼働時間(時間)	22,775	25,448	25,544	26,306	116%
水力利用率(%)	100	100	101	104	104%
年間総流入量(m ³)	32,800	37,444	38,689	40,593	124%
送電端電力量(GWh/年)	6,600	6,614	6,673	6,855	104%
最大出力(MW)	1,450	1,450	1,450	1,450	100%

出所：Project Office, WAPDA からの回答書



出所：Project Office, WAPDA からの回答書

WAPDA 系の発電設備容量は事業後増加しているが、ピーク時供給容量は需要の62% (2007年) に留まり、依然として不足気味である。その原因は、ガジ・パロータ発電所の完工以降に大型発電所の新設が行われておらず、設備容量が増加していないからと考えられる。一方で、2005年頃から需要の伸びが顕著になっているのは、GDPの推移等にも見られる経済成長に起因するものと思われる。



出所：Electricity Marketing Data, Jan. 2008, WAPDA

表5 WAPDA系の電力需給

項目 \ 年度	1993	1994	2000	2001	2003	2005	2007
発電設備容量 (MW)	9,681	10,853	14,444	15,534	15,819	17,395	17,526
水力 (MW)	4,725	4,825	4,825	5,039	5,039	6,493	6,474
火力 (MW)	4,956	6,028	9,619	10,170	10,455	10,577	10,727
原子力 (MW)	-	-	0	325	325	325	325
ピーク容量 (MW) ²	6,950	7,793	9,556	10,033	11,000	12,385	13,645
ピーク需要 (MW) ³	8,067	9,067	9,609	10,128	11,044	12,595	15,838
電力供給量 (GWh)	32,131	35,032	40,910	43,384	47,421	55,278	67,480
需要電力量 (GWh)	34,731	44,456	68,853	72,919	76,985	81,051	85,117

出所：Electricity Marketing Data, Jan. 2008, WAPDA

2 年間で最大に電力を供給する時間当たりの電力を年間のピーク容量と言う。

3 年間で最大に電力を使う時間当たりの電力を年間のピーク需要と言う。

2.3.2. 内部収益率（IRR）

本事業の内部収益率（IRR）の計画値と実績値⁴はほぼ同程度であり、事業の財務経済的収益性は確保されている。

計画	実績
FIRR : 14.62% 費用： ①初期投資額（本事業の事業費） ②機器リプレイスメント費（30年後） ③管理運営費 便益： 売電収入（1.62Rs/kWh=6.5Cents/kWh） プロジェクトライフ：操業開始後 60年	FIRR : 13.88%⁵ 費用： ①初期投資額（本事業の事業費） ②機器リプレイスメント費（30年後） ③管理運営費 便益： 売電収入（3.93Rs/kWh=6.5Cents/kWh） プロジェクトライフ：操業開始後 60年
EIRR : 22.30 % 費用： ①初期投資額（本事業の事業費） ②機器リプレイスメント費（30年後） ③管理運営費 ④送電線建設費 便益： ①売電収入 ②消費者余剰（JICAでは通常算入しない） ③土地価値（用地取得の際に、灌漑地を代替地として提供することとなっているが、その代替地の土地の価値の増大）プロジェクトライフ：操業開始後 60年	EIRR : 22.19 % 費用： ①初期投資額（本事業の事業費） ②機器リプレイスメント費（30年後） ③管理運営費 ④送電線建設費 便益：火力発電の代替（協調融資のため、他ドナーと協議し、前提条件を統一した） プロジェクトライフ：操業開始後 60年

2.3.3. 定性的効果

実施機関からのヒアリング及び社会調査（対象：非自発的移住者、回答者 75人）の実施により、電力の安定性（社会調査回答者の 43%）、ラジオの利用増（同 39%）等が指摘された。これらは、事業によってもたらされた WAPDA 系の恒常的電力不足の軽減、及び電力需要の増加に対処できたプラスの変化であり、本事業の目標達成を裏付ける効果が確認された。

⁴ 計画値及び実績値は、いずれもルピー（Rs）建で算出されている。

⁵ ルピー建売電収入は増加したものの、工期の延長やルピー（Rs）建事業費の増加により、実績値が下がった。

以上から判断すると、本事業の実施により概ね計画通りの効果発現が見られ、有効性は高い。

2.4. インパクト

2.4.1. パキスタン国の経済・産業活動への貢献

表 6 で示す様に、経済及び産業活動の発展を示す経済成長率は、大規模工業セクターなどが、年度毎の成長率の大小はあるものの、確実に増大している。

よって、本事業を含む電力供給力の増強を通じた工業の発展が見られ、ひいては同国の経済・産業活動に正の影響がもたらされていることが伺える。

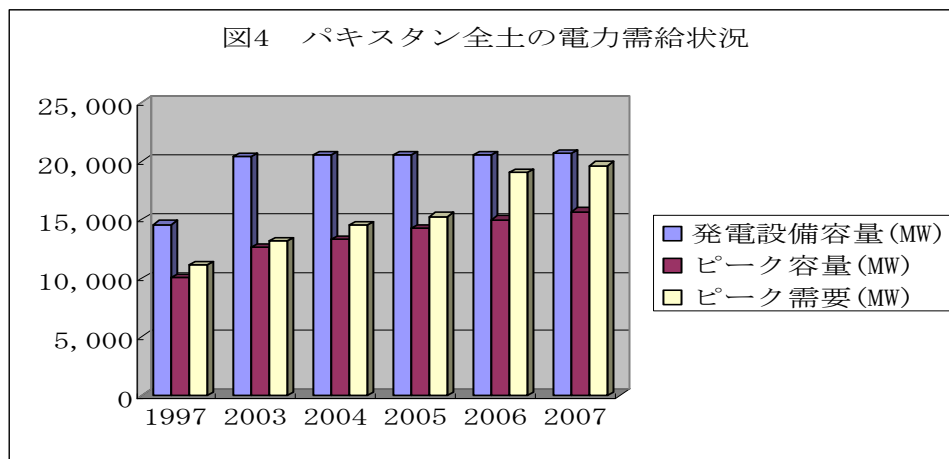
表 6 経済成長率(%)

年度	2001-05 平均	2004	2005	2006	2007
国内 GDP	5.7	9.0	5.8	6.8	4.1
農業	3.5	6.5	6.3	4.1	1.1
穀物	5.9	17.7	-3.9	7.7	-6.4
畜産	2.8	2.3	15.8	2.8	4.2
工業	9.5	15.5	8.7	8.3	4.8
大規模工業	11.1	19.9	8.3	8.7	4.0
サービス	6.0	6.6	9.9	7.9	10.0

出所: Federal Bureau of Statistics (2008-09), Ministry of Finance

2003 年から 2007 年の間では、ガジ・バロータ発電所を除いて、大型発電所の新規稼働が無かったため発電設備容量はあまり増加しなかった一方で、既存の発電所の定期的な設備更新が行われなかったため、発電所施設の老朽化が進んだ。この結果、パキスタン全土のピーク時供給容量は依然として不足している。

仮に、本事業が実施されなかったとすれば、WAPDA 系供給量（2007 年度）の 1 割以上に相当する総設備容量 1,450MW 及び年平均発電電力量 6,600GWh がそのまま不足することになり、当国の経済活動に深刻な影響を与えることが考えられる。



出所: Electricity Marketing Data, Jan. 2008, WAPDA

表 7 全国の電力需給

分類/年度	1997	2003	2004	2005	2006	2007
発電設備容量(MW)	14,618	20,360	20,456	20,495	20,495	20,626
水力(MW)	4,825	6,464	6,464	6,499	6,499	6,499
火力(MW)	9,656	13,434	13,530	13,534	13,534	13,665
ピーク容量(MW)	10,034	12,632	13,333	14,296	14,989	15,685
ピーク需要(MW)	11,145	13,151	14,582	15,289	18,987	19,615
電力供給量(GWh)	60,109	83,607	88,379	96,478	96,478	97,094

出所: Electricity Marketing Data, Jan. 2008, WAPDA

2.4.2. 地域社会への貢献

事業の透明性や事業者の説明責任を果たすため、公共情報センター (Public Information Center: PIC) が設置されたほか、NGO (Ghazi Barotha Taraqiaty Idara (GBTI)) との連携による地域総合開発を通じて、社会基盤整備に加えて、職業訓練、雇用促進を通じた所得向上支援が行われた。移転住民の平均所得は、優先雇用策等により、1994年のRs15,579からRs16,645 (2004年)と6.8%上昇したが、これについては、物価上昇や貯蓄額等も考慮して判断すべきである。

本評価では、住民移転による移住地3箇所 (Essa, Feroze Banda, Barotha) の各25世帯から計75サンプル数を取り、プロジェクト影響住民調査を行った(表8)。

表 8 プロジェクト影響住民 (PAP) 調査

調査項目	質問方法	回答
平均家計月収	事業前後の各戸の月収の平均値	Rs5,000 (事業前) →Rs10,000 (事業後)
職業	戸主の現在の職業	農業(24%)、日雇い(27%)、サービス(14%)、自営業(13%)
土地所有	移住地での土地所有形態	所有地(37%)、借地(31%)、土地なし(32%)
事業の妥当性	移住地での生活環境に満足しているか?	58% (42%の不満の理由は、病院、学校などへのアクセスの不便さ)
直接便益	複数選択	電力の安定性(43%)、ラジオの使用時間増(39%)、電気製品の使用時間増(7%)
間接便益	複数選択	教育(31%)、地域への貢献(29%)、薪使用の減少(21%)、衛生改善(17%)
電気料金	各戸の支払月額平均値	Rs200 (事業前) →Rs1,000 (事業後)
日常生活の問題点	複数選択	飲料水(19%)、排水(17%)、買い物(14%)、交通手段(11%)

出所: プロジェクト影響住民調査、事後評価時

表 8 においても、家計収入の増加、電気の安定供給、生活の向上など、地域住

民に対する正のインパクトを確認できた。

2.4.3. 自然環境へのインパクト

WAPDA は環境影響報告書を作成し、予定より遅れたものの 1994 年 10 月に環境許認可を取得した。加えて、WAPDA 内の環境室 (Environmental Cell) が本事業の環境面への影響モニタリングを担当し、プロジェクト実施中は、環境・住民移転委員会 (Independent Environmental and Resettlement Review Panel: ERRP) 及び上述の環境室モニタリング活動を行った。

発電所の調整池からの浸透水は傾斜のある地下水を通過してインダス川に流入するため、付近の小規模灌漑システムに大きな影響を及ぼしていない。水路の掘削土を利用した堤上耕作地が整備されたことも功を奏している。

事業対象地域に、天然の湿地は見られず、発電用水路は森林等の自然地域を通らないルートが選定された。

2.4.4. 用地取得、住民移転計画

WAPDA は事業影響説明会 (Scoping Sessions) を 1990 年度から実施しており、対象地域の住民に対して、事業の実施及び補償についての説明を行ってきた。本事業でも PIC を開設し、一般向けに説明会等を開催している。WAPDA 内の環境室が本事業の社会環境面の配慮として土地収用・補償の手続き、住民移転、労働力の現地調達、堤体の保護等を担当した。

1994 年 9 月に WAPDA が作成した住民移転計画に基づき、3,460ha の用地を民間から取得する計画であったが、発電用水路の設計変更や土地収用の計測ミス、或いは住民ニーズへの対応等により、実際には 4,442ha の用地を取得した。帳簿価格と実際取引価格の格差による交渉の難航などで住民移転が当初計画より遅延したが、実施機関が実際取引価格で買い取るなど、適切に対応がなされている。最終的に立ち退いた家屋は、計画より 26 家屋増えて 136 家屋となり、移転した世帯は計画の 179 世帯から 200 世帯に増加した。3 箇所を設置された移転村に移転した世帯数はそれぞれ、エッサ (Essa) 移転村に 27 世帯、フェローゼ・バンダ (Feroze Banda) 移転村に 74 世帯、バロータ (Barotha) 移転村に 29 世帯であった。移転村には上下水道、道路、電力、学校、診療所、モスク、墓地、運動場等のインフラ施設が建設されている。また、市民生活を支援するため、NGO (GBTI) との連携による地域総合開発、職業訓練、所得向上支援が行われており、現在でも継続されている。プロジェクト実施中には、約 10,000 の職業機会が発生し、住民移転対象者が優先的に就職できるよう図られた。そのほか、通行障害対策として 52km の発電用水路上には、橋 33、線路橋 1、歩道橋 12、排水路橋 45 (歩道付) が計画通り建設された。

非自発的移転住民や NGO からの聞き取り調査によれば、世銀ガイドライン等に

基づいて WAPDA が策定した上述の住民移転計画に基づき、用地を実際取引価格で買い取るなどの適切な補償がなされているが、未だ係争中の事案が 200～300 件ほど残っている。このうち非自発的住民移転に係る係争は 1 割程度である。尚、プロジェクト影響住民総数は 2～3 万人と推定されるが、円借款対象の発電所建設に関する住民移転世帯数は、Barotha 移転村の 29 世帯に限定され、補償はすべて完了している。

表 9 は、移住地 3 箇所での社会調査を実施した（サンプル数は各 25 世帯の計 75）移転補償の状況である。これによれば、全ての非自発的移転住民が満足しているものではないことを示している。しかし、これに対して村落インフラ等の整備にとどまらず、住民への生活向上等への支援は現在も継続しており、そうした不満の解消も進むものと期待される。

表 9 補償の状況（回答者数）

移住地区	受領時期			補償		満足度	
	初期	建設時	未受領	土地	現金	Yes	No
Barotha	20	3	1	13	17	18	7
Feroze Banda	21	3	1	20	13	18	7
Essa	16	1	6	15	11	13	4
合計	57	7	8	48	41	49 (73%)	18

出所：プロジェクト影響住民調査報告書、事後評価時



発電導水路



NGO (GBTI) の活動

2.5 持続性（レーティング：a）

2.5.1 実施機関

2.5.1.1 運営・維持管理の体制

運営・維持管理機関である WAPDA は、1998 年に発電、送電、配電を分割し、4 発電会社、1 送電会社及び 9 配電会社に分社化され、その後の WAPDA には水力発電設備の建設、運転、保守の機能、民間の独立発電事業者（IPP）からの電力購入の機能だけが所掌として残された。分社化と同時にパキスタン電力会社（Pakistan Electric Power Company：PEPCO）が設立され、分社化された電力会社を統括する機能が委ねられている。各社では、それぞれ自立性を目指した組織強化が進められており、発配電 3 社については、民営化委員会による投資家募集手続きが進められている。しかし、10 年以上の間、民営化の表明がなされているが、実際の民営化は難航しており、一向に進んでいない。

WAPDA では、電力部門（Power Wing）及び水管理部門（Water Wing）が設置されており、本事業の維持管理に関しては、それぞれ発電施設及び水路の維持管理に責任を持っている。維持管理にあたっては、タルベラ・ダムと兼任する General Manager 及び Chief Engineer が中心となっている。表 10 は、本事業に限定した維持管理要員の推移を示したものである。

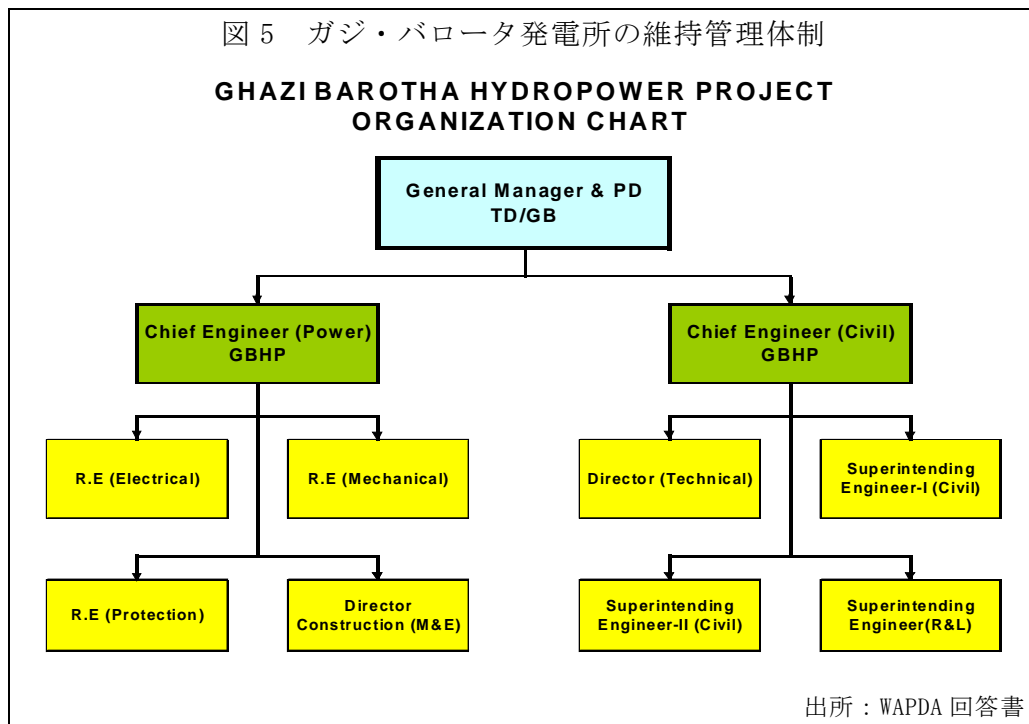


表 10 維持管理要員の推移（単位：人）

年度	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007
合計	509	452	405	487	545	548	568
技師	188	164	143	153	159	158	177
事務	321	288	262	334	386	390	391

出所：Project Office, WAPDA からの回答書

2.5.1.2 運営・維持管理における技術

WAPDA を構成する Power Wing/Water Wing は、直近の「タルベラ・ダム建設事業」等の維持管理を担当しており、発電所の運営経験を持っている。また、社内に研修施設を有しており、維持管理マニュアルやトレーニング制度も整備されている他、総合研修制度に基づく定期研修を行っている等、維持管理に係る技術力は十分と認められる。日本での研修に対する要望が強く、事後評価時には、特に発電機制御に関する先端技術の習得に関する要望があった。

2.5.1.3 運営・維持管理における財務

WAPDA は、機構改革を通じて分社化され、水力発電のみを担当することとなり、水力以外の発電、さらには、送配電業務については別会社が実施することとなっている。これにより、審査時と厳密な比較はできないが、2007 年の財務状況は、収益性（水力部門の純利益/純固定資産:21.1%）、財務健全性（自己資本比率:62.1% = 資本金 / (借入金 + 資本金)）、資金繰り（自己資金比率:41.9% = 自己資金 / 新規投資額）、債務比率（債務比率:1.6 = 自己資金 / 債務返済費）と、いずれも健全な数値を示しており、運営・維持管理を適切におこなえるだけの自己資金は確保されている。本事業に係る維持管理費についても表 11 の通り必要分が確保されている。

表 11 維持管理費用の推移（千ルピー）

項目	2006/07	2007/08
WAPDA 操業費計(A)	147,424,189	178,994,445
WAPDA 維持管理費(B)	13,001,501	13,521,849
対コスト比率(=B/A)	8.8%	7.6%
本事業維持管理費（実績）	500,000	500,000
本事業維持管理費（計画）	488,000	488,000

出所：WAPDA Financial Statement, WAPDA からの回答書

IMF の支援 (Stand-by Credit) の条件として電力補助金の廃止が合意されているが、国家の財政赤字を持続的なレベルに抑制する必要があることが、その背景である。適切な維持管理を持続的に行うためには、必要な電力料金水準の確保を目

指すための実質的な値上げが予定される一方で、貧困層のセーフティネット構築も考慮する必要があり、大きな政治的課題となっている。

2.5.2 運営・維持管理状況

構造改革により維持管理体制は変更されたが、対象施設の現状や事業実施者による運営・維持管理状況・体制を現場踏査により直接観察等した結果、完了後の施設は適切に維持管理されている。

以上から、本事業は実施機関の能力及び維持管理体制ともに問題なく、高い持続性が見込まれる。

3. 結論及び教訓・提言

3.1 結論

以上より、本事業の評価は非常に高いと言える。円借款の対象事業に限定すると、発電所本体の建設は最終工程に当たるため、堰や導水路建設の遅延に影響を受けた。しかし、計画と比して建設費は減少し、設置機器の運用効果指標とインパクトは計画通りに発現しており、維持管理状態も良好である。発電機器は、本事業の重要な部分であり、事業全体の評価に及ぼす影響も大きいことから、今後の持続性にも期待できる。

3.2 教訓

なし

3.3 提言

(実施機関に対し) 円借款対象外の部分ではあるが、住民移転に係る補償に関して、プロジェクト影響住民と係争中の事案については早急な解決をはかるべきである。

以 上

主要計画／実績比較

項 目	計 画	実 績
①アウトプット	<p>円借款対象は、発電所部分の機器（タービン 3 基、ジェネレーター 5 基）及び土木工事に係る外貨費用の一部。</p>	
	<p>取水堰：計画洪水調整能力 18,700m³/秒、最大洪水調整能力 46,200m³/秒</p> <p>発電用水路：</p> <p>(1) 流量：1,600m³/秒の容量（乾季 10 月～4 月で最少 300m³/秒）</p> <p>(2) 全長 2,027m</p> <p>(3) 傾斜 1:9,600</p> <p>(4) 最大水深 9m</p> <p>(5) 水路底幅 58.4m</p> <p>(6) 流速 2.33m/秒</p> <p>(7) 橋梁 33、道路橋 20、横断橋 11、鉄道橋 1、ガス管 1</p> <p>発電所：年平均発電電力量 6,600GWh</p> <p>(1) 取水庭：発電用水路の下流端に位置</p> <p>(2) 1,600m³/秒の容量を有するサイフォンタイプの洪水吐、及び減勢用のバッフルと減勢池</p> <p>(3) 2つの上水槽、取水庭、角落としゲート</p> <p>(4) ゲート及び隔壁を有する取水設備</p> <p>(5) 直径 10.6m の 5 本の水圧鉄管</p> <p>(6) 総設備容量 1,450MW（290MW×5 基）の発電機器及び付属設備</p> <p>(7) 放水路：ハロ川付近に位置</p> <p>送電線：500kV 設計の送電線を計 6 回線</p> <p>(1) ペシャワール（Peshawar）向けの新設送電線 1 回線</p> <p>(2) 既設 2 回線送電線を分断してパロータ発電所へ引き込む送電線 4 回線引き込み</p>	<p>取水堰：計画通り</p> <p>発電用水路：概ね計画通り、ただし、(7) 橋梁 33、道路橋 19、横断橋 12、鉄道橋 1、ガス管 1</p> <p>発電所：計画通り</p> <p>送電線：計画通り</p>
②期間	<p>堰・水路：</p> <p>1994 年 1 月～ 2000 年 2 月（74 ヶ月）</p> <p>発電所（円借款対象）：</p> <p>1994 年 1 月～ 2001 年 3 月（84 ヶ月）</p> <p>運転開始時期：</p> <p>2000 年 10 月</p>	<p>堰・水路：</p> <p>1994 年 1 月～ 2003 年 12 月（120 ヶ月）</p> <p>発電所（円借款対象）：</p> <p>1994 年 1 月～ 2004 年 9 月（129 ヶ月）</p> <p>運転開始時期：</p> <p>2005 年 6 月</p>

③事業費		
外貨	1,719億500万円	1,173億円390万円
内貨	855億5,200万円 (US\$8億3,222万)	1,125億630万円 (US\$11億4,452万)
合計	2,574億5,700万円	2,298億1,020万円
うち円借 款分	349億200万円	314億2,500万円
換算レート	1US\$=102.8円 (1995年9月現在)	1US\$=118.00円 (1996年3月～ 2006年5月平均)