

平成 22 年度案件別事後評価：パッケージ II-5

イラン国・パキスタン国・ペルー国

平成 23 年 10 月
(2011)

独立行政法人
国際協力機構（JICA）

委託先
グローバル・グループ2 1 ジャパン

評価
JR
11-28

序文

政府開発援助においては、1975 年以来個別プロジェクトの事後評価を実施しており、その対象を拡大させてきました。また、2003 年に改訂された「ODA 大綱」においても「評価の充実」と題して「ODA の成果を測定・分析し、客観的に判断すべく、専門的知識を有する第三者による評価を充実させる」と明記されています。

こうした背景の中、より客観的な立場から事業の成果を分析し、今後の類似事業等に活用できる教訓・提言の抽出を目的として、円借款事業については主に 2008 年度に完成した事業、また技術協力プロジェクトおよび無償資金協力事業については主に 2007 年度に終了した事業のうち、主に協力金額 10 億円以上の事業に関する事後評価を外部評価者に委託しました。本報告書にはその評価結果が記載されています。

本評価から導き出された教訓・提言は、国際協力機構内外の関係者と共有し、事業の改善に向けて活用していく所存です。

終わりに、本評価にご協力とご支援を頂いた多数の関係者の皆様に対し、心より感謝申し上げます。

2011 年 10 月
独立行政法人 国際協力機構
理事 渡邊 正人

本評価結果の位置づけ

本報告書は、より客観性のある立場で評価を実施するために、外部評価者に委託した結果を取り纏めたものです。本報告書に示されているさまざまな見解・提言等は必ずしも国際協力機構の統一的な公式見解ではありません。

また、本報告書を国際協力機構のウェブサイトに掲載するにあたり、体裁面の微修正等を行うことがあります。

なお、外部評価者とJICA事業担当部の見解が異なる部分に関しては、JICAコメントとして評価結果の最後に記載することがあります。

本報告書に記載されている内容は、国際協力機構の許可なく、転載できません。

イラン

カルン第4水力発電所建設事業（フェーズ1およびフェーズ2）

外部評価者：グローバル・グループ21ジャパン 昌谷 泉

0. 要旨

本事業は、イランの急増する電力需要に応えるための電力開発政策の一環として計画され、また、現時点においても電力需要の増大は続いており発電能力増強の必要性は高い。日本の援助政策とも合致しており、本事業の妥当性は高い。本事業により計画どおりの発電能力を持つ水力発電所が建設され、事業費は計画内に収まったが、円借款凍結という事情等により完成は当初計画より4年遅れた。したがって本事業の効率性は中程度と判断される。発電電力量実績は計画の8割程度であるが、近年の降雨量不足や上流ダムの影響を受けたものであることを勘案し、また、事業の経済性（内部収益率）の高さを勘案すると、有効性は高いと判断される。本事業による発電電力はナショナルグリッドに接続され全国に供給されており、国全体への安定した電力供給に貢献している。本事業の施設は良好な状態にあり、施設を運営するフーズスタン州水電力公社（KWPA）は適切な運営維持管理体制、技術、財務能力を備えていると考えられることから、本事業の持続性は高いと判断される。

以上より、本事業の評価は非常に高いといえる。

1. 案件の概要



プロジェクト位置図



マスジッド・エ・ソレイマンドム

1.1 事業の背景

イランでは、1990年時点においてピーク時の深刻な電力不足に直面しており、計画停電が実施されていた。さらに、イラン・イラク戦争（1980～88年）後の経済復興に伴う電力需要の増大が予想され、電力開発プロジェクトは国家開発計画である第一次経済社会文化開発5カ年計画（1989～94年）においても最優先とされた。エネルギー省は5カ年計画に基づく電源開発事業を実施し、1993年時点で17の火力発電所が建設中であり、また、11

の火力発電所と 8 カ所の水力発電所の建設が計画されていた。

イランの電力エネルギー源は世界有数の埋蔵量を有する石油及び天然ガスを主体としているが、一方でイランは山岳部に豊富な水資源を有しており、石油資源節約の観点からも、長期的には水力発電の開発を積極的に進めることは重要とされた。特にカルン水系においては 1960 年代に実施されたマスタープラン調査において、その開発ポテンシャルが極めて高いことが確認された。本カルン第 4 水力発電所（以下、マスジッド・エ・ソレイマン水力発電所¹）建設事業もその一環として計画されたものである。1990 年のイラン側によるフイージビリティースタディー実施を経て 1991 年にイラン政府より円借款要請がなされ、1993 年に借款契約が調印、1996～2006 年にかけて事業が実施された。

なお、1992 年の審査当時²、円借款対象である外貨分の総費用は約 1,500 億円相当と見込まれ、借款は 3 回に分けて供与される予定だった。第 1 期分は土木工事の一部及びコンサルタント費用の計約 386 億円であり（本事業フェーズ 1）、引き続き 1994 年中に第 2 期として水車・発電機（4 基）等費用、その後第 3 期として土木工事残余分が順次供与されることとなっていた。しかしながら米国が対イラン経済制裁を強化して日本政府にも同調を求めたため、日本政府は第 2 期分以降を凍結、イラン側は発電機を自己資金で調達した。一方、土木工事の進捗に伴い工事資金が不足し、中断による洪水被害発生の可能性が生じたため、イラン側は 1998 年に土木工事残余分に対する円借款を要請した。これを受け日本政府は「人道的観点より緊急避難的措置」³として、追加借款約 75 億円（本事業フェーズ 2）を供与した。

1.2 事業の概要

本事業は、イラン南西部のカルン川流域にある既設のカルン第 1 ダム（別名シャヒーード・アッバスプールダム）下流約 20km 地点にロックフィルダム及び出力 2000MW（うち円借款対象は 1000MW：年間発生電力量 3,700GWh）の地下発電所を建設することにより、同国の電力供給能力の向上を図り、もって電力供給の安定と増加する電力需要への対応に寄与する。

本事業の借款契約概要は表-1 のとおりである。

¹ 「カルン第 4 水力発電所」は審査当時の仮の名称であり、その後本事業はマスジッド・エ・ソレイマン（Masjid-e-Soleiman）水力発電所と名前を変えた。現在はカルン第 4 水力発電所という名称の別の発電所が存在することから、混乱を避けるために本報告書ではマスジッド・エ・ソレイマン水力発電所（ダム）と記述する。

² 本報告書で審査当時、または審査時とは、特記ない限りフェーズ 1 借款の審査（1992 年）を指す。

³ 国際協力機構（JICA）審査資料に基づく。

表-1 事業借款契約概要

円借款承諾額／実行額	承諾額合計 46,108 百万円（【フェーズ 1】 38,614 百万円、【フェーズ 2】 7,494 百万円） 実行額合計 45,955 百万円（【フェーズ 1】 38,471 百万円、【フェーズ 2】 7,484 百万円）
交換公文締結／借款契約調印	【フェーズ 1】 1993 年 5 月／1993 年 6 月 【フェーズ 2】 2000 年 10 月／2000 年 10 月
借款契約条件	【フェーズ 1】 金利 3.0%、返済 25 年（うち据置 7 年）、複合アンタイド 【フェーズ 2】 金利 2.2%、返済 25 年（うち据置 7 年）、一般アンタイド
借入人／実施機関	イラン・イスラム共和国政府／イラン水・電力資源開発会社（IWPC）
貸付完了	【フェーズ 1】 2005 年 8 月 【フェーズ 2】 2006 年 1 月
本体契約	大林工業（韓国）・佐藤工業（日本）（JV）
コンサルタント契約	日本工営（日本）・ラーメイヤー（ドイツ）（JV）
関連調査等	1990 年にラーメイヤー（ドイツ）、モシャニール（イラン）がフィージビリティースタディーを実施 1992 年に日本工営（株）が SAPROF を実施
関連事業	なし

2. 調査の概要

2.1 外部評価者

氏名 昌谷 泉（グローバル・グループ 2 1 ジャパン）

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：2010 年 11 月～2011 年 9 月

現地調査：2011 年 1 月 13 日～1 月 28 日、2011 年 4 月 28 日～5 月 6 日



図-1 カルン水系およびマスジッド・エ・ソレイマンドムの位置

3. 評価結果（レーティング：A⁴）

3.1 妥当性（レーティング：③⁵）

3.1.1 開発政策との整合性

事業の背景で述べたように、本事業は国家開発計画に基づく政府の電源開発事業の一環として位置づけられており、開発政策との整合性は非常に高かった。

現行の第5次5か年計画（2010年～2015年）においては、電力分野の課題としてエネルギー供給源の多様化、電力開発方式の最適化、発電所の効率化と電力ロスの削減、電力と熱の同時生産が挙げられている。また、エネルギー省によれば、政府は水力発電を含む再生可能エネルギーの開発を重視する方針であり、水力発電の全発電設備能力に占める割合を、2009年現在の13.7%から2025年には18.5%へと増加させる計画である。このように本事業のイラン政府の開発政策との整合性は現在も高い。

3.1.2 開発ニーズとの整合性

イランでは、1986～90年までの間、最大電力需要に対して15%以上の供給電力が不足し、計画停電が実施されていた。1990年時点においては最大電力需要10,407MWに対して、最大電力供給は8,182MWと深刻な電力不足が生じていた。また、イラン・イラク戦争後の経済復興に伴う電力需要の増大が予想されており、実際、最大電力需要は1999年3月末には

⁴ A：「非常に高い」、B：「高い」、C：「一部課題がある」、D：「低い」

⁵ ③：「高い」、②：「中程度」、①：「低い」

18,425MW にまで増加した。政府にとって電力需要の急増に対応する供給能力を向上することは急務であり、本事業は開発ニーズと整合するものであった。

現行のエネルギー省の長期電力開発計画（2000年～2025年）によれば、電力需要は同計画の期間中、年率で約8%の増加が予想されている。それに対応するために発電施設の増設が計画されており、2011年3月現在の総発電容量は58,705 MW に対し、2025年の総発電容量は136,000 MW まで増加される計画である。このように、電力需要の伸びは引き続き高く、現在においても開発ニーズとの整合性は高いといえる。

3.1.3 日本の援助政策との整合性

イランは、産油国として日本にとって重要な位置を占めているが、日本は、湾岸地域の平和と安定の観点から、イランが現実的で穏健な善隣友好政策をとり、近隣諸国や主要国との関係の安定化を実現するための行動をとることが必要との基本的考え方があった。日本としては、審査当時のイランの疲弊した経済の回復に寄与し、当時の政権の経済改革努力に対する適切な支援を行いつつ、これを通じ同国の対外関係の安定化と地域の安定化を図るアプローチを取る必要があった。本事業は、このような政策の一環として実施された。したがって、審査当時の日本の対イラン援助政策と整合するものである⁶。

以上より、本事業の実施はイランの開発政策、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 効率性（レーティング：②）

3.2.1 アウトプット

審査時の計画では、本事業はダム建設、発電所建設、コンサルティング・サービスの3つのコンポーネントで構成された。

主要計画／実績比較表（最終ページ）に示したとおり、各コンポーネントともにほぼ計画どおり実施された。ダムの堤長に38mの差が出ているが、これは計画時には水吐口（Spillway）部分を堤長に含んでいたためであり、実質的に大きな変更はない。

なお、発電所の発電設備能力は、本円借款事業の範囲では1,000MW（250MWの発電機4基）であるが、円借款対象外のイラン自己資金による拡張ステージでさらに1,000MW（250MWの発電機4基）を増設し、マスジッド・エ・ソレイマン発電所全体の発電設備能力を2,000MW とすることが当初より計画され、そのとおりに実施された⁷。

⁶ 本項の記述は1993～98年のODA白書によるものである。

⁷ 事業の背景に述べたように、フェーズ1審査当初予定されていた4基の発電機等へ第2期円借款供与は見送られたため、イラン政府は、自己資金で契約していた拡張ステージ用の発電機（5～8号機）を本事業の水車・発電機（1～4号機）に転用した。



ダム周辺遠景



ダム湖



発電機



タービン

3.2.2 インプット

3.2.2.1 事業費

事業費の審査時計画は約 2,227 億円（うち円借款 1,514 億円）であったのに対し、実績は約 1,301 億円（うち円借款 459 億円）であり、計画比 58%と大きく減少した（表-2）。アウトプット実績が計画どおりであるにもかかわらず、事業費実績が計画を大幅に下回った主な理由は以下のとおりである。

- ・ 全般的には激しい国際競争入札の結果、計画時の見積価格との間に大きな差が生じた⁸。
- ・ 実施機関であるイラン水・電力資源開発会社（以下 IWPC という）によるコントラクターとの交渉の結果、イラン自己資金による発電機器等（ゲート鉄管、水車発電機、屋外開閉所）の調達は、他のダム建設事業の調達と同時契約することにより、契約額が低く抑えられた。また、機器の一部を輸入品から国内製品に変更し製造コストと運送コストが下がり、契約額が低く抑えられた。

⁸ 土木本体工事は日本のコントラクターが実施する想定での価格見積もりであったが、日本企業は応札せず、結局、韓国の大林工業（Daelim Industrial）が落札し、契約にいたった（日本との佐藤工業との JV であるが、佐藤工業の比率は 5%に過ぎない）。

表-2 事業費の計画および実績

	審査時計画				実績		
	外貨 (百万円)	うち 円借款分	内貨 (百万リアル)	合計 (百万円)	外貨 (百万円)	内貨 (百万リアル)	合計 (百万円)
準備工事	8,269	0	23,726	12,065	0	35,884	1,669
土木工事	89,400	89,400	234,826	126,972	40,614	598,202	68,437
発電機器等	44,420	44,420	19,349	47,516	0	744,248	34,616
予備費	11,574	11,161	26,116	15,753	0	0	0
コンサルサービス	6,462	6,462	27,689	10,892	5,322	349,164	21,562
税金	0	0	50,036	8,006	0	0	0
土地収用費	0	0	9,614	1,539	0	81,202	3,777
合計	160,125	151,443	391,356	222,742	45,936	1,808,700	130,062

注 1. 為替レート： (審査時) 1円=6.25リアル
(評価時) 1円=21.50リアル (1991~2006年加重平均)

注 2. その他の説明は脚注を参照⁹。

3.2.2.2 事業期間

本事業の事業期間は、計画を大幅に上回った。事業は1993年6月～2000年12月の92ヶ月間で実施される計画であったが、実際は1993年6月～2004年12月の140ヶ月で実施された。事業期間は計画比152%、完成は当初計画より4年の遅れとなった。

事業実施が遅れた最大の要因は、当初予定されていた第2次、第3次円借款供与の凍結により、発電機器導入のための外貨と土木工事追加資金が不足したことであった。土木工事凍結期間中に再開の見込みについて日本側から情報が得られず、イラン側自己資金による発電機調達を決定・実施するのに時間を要した。これにより約2年の遅延が生じた。

その他の要因には以下が挙げられる。

- ・ 国際競争入札によるコントラクター選定のため価格競争が激しくなり、コントラクター側はコスト削減のため安価な工事手法を提案した。その結果、手法の適切性に関し発注側との協議に時間を要し、最終的な工事手法の決定が遅延した。
- ・ 資機材調達の困難に伴い分水路 (diversion tunnel) の建設に時間を要した。
- ・ 工事期間中の2回の洪水、フーゼスタン州の過酷な気候 (高気温) によりダムへの湛水作業に時間を要した。
- ・ 1989年に設立された実施機関のIWPCにとっては、国際的なコントラクター、コンサルタントを雇用して事業を実施するのは初めての経験であり、監理上不慣れ

⁹ 事業費の実績については以下の点に注意。

- ・ 費目ごとの年度別事業費データが入手できないため、費目ごとの為替レートを正確に算出することはできない。したがって費目別の円貨建て事業費実績の算出にあたっては、便宜的に全事業費の加重平均為替レート (PCRによる) と同じ数値 (1円=21.50リアル) を適用した。
- ・ 事業費実績のうち円借款以外の外貨分は内貨として計上されている。発電機器等費用のうち水車発電機の調達は、円借款凍結のためイラン自己資金 (中国からの資金調達) により多くが外貨で賄われたが、表では内貨として扱われている。また、ゲート鉄管工事の契約は内貨で結ばれたが、実際にはコントラクターが必要外貨を準備した。これも表では内貨として扱われている。

な点があったことも遅延の一因になった可能性がある。

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、事業期間が計画を大幅に上回ったため、効率性は中程度である。

3.3 有効性（レーティング：③）

3.3.1 定量的効果

3.3.1.1 運用・効果指標

マスジッド・エ・ソレイマン水力発電所は250MWの発電機8基を有し、発電設備能力は2,000MWである。円借款事業による発電機4基が2002年より順次運転を開始、さらに拡張ステージで増設された4基が2007年より順次運転を開始している。ただし2011年5月現在、拡張ステージ4基は故障のため修理中であり、そのうち1基は修理完了まで長期間を要する状態である¹⁰。円借款対象の4基についてはこれまでのところ問題なく稼働している。

発電所の運用データは表-3に示したとおりである。円借款事業による4基は2003年度中にすべて設置され、2004年度からは全機が年初から稼働した。この4基に対する年間発電電力量の目標値は3,700GWhと計画され、4基増設により8基になっても変更はない¹¹。2004～2010年度の平均年間発電電力量は2,997GWhで計画値の81%にとどまっているが、この原因は2008年度以降の河川流量が減少していることにあり、発電施設に不具合が生じたわけではない。河川流量減少の理由は、1) 2008年度と2010年度の流域降雨量が少なかったこと、2) 2007年度の厳冬に伴い電力需要が急増し、上流ダム（カルン第1およびカルン第3ダム、図-1参照）での貯水量が減少しそのため放水量も減少したこと、3) 2010年度に新た建設されたにカルン第4ダムに湛水されたこと¹²、である。これらの要因が河川流量に影響を及ぼしたのはいずれも短期間（1～2年）であり、長期的な影響はないものと考えられる。このような事情により河川流量が少なかった2008年度以降を除外すると、平均年間発電電力量は3,871GWhであり、計画を上回っている。

¹⁰ IWPCおよび拡張ステージを担当するコンサルタントによると、故障した発電機1基については経済制裁の影響を受け部品調達が困難になっているため、修理に相当の期間を要するとのことである。他の3基はタービン部分の不具合で修理中とのことである。なお、本事業による4基については、発電機、タービンともに増設された4基とは異なる製造会社のものである。

¹¹ 水力発電所の発電量は基本的に河川流量に左右され、本事業は大規模貯水池を持たない流れ込み式発電所のため（貯水機能は日間調整分のみ）、1日の河川流量が発電能力を超える場合は発電に利用されず放流される。発電機が4基から8基に増えたことで発電能力が倍増し、1日に利用可能な河川流量の上限が増大しピーク時の電力需要増に対応できるようになった。

¹² 本事業審査時には、この新カルン第4ダムは計画されていなかった。

表-3 発電所運用データ

年度	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
利用水量(m ³)	1,764	7,972	8,818	10,439	12,043	11,698	4,326	4,968	5,383
発電設備能力 (期末、MW)	500	1000	1000	1000	1000	1750	2000	2000	2000
総発電電力量 (8基計、GWh)	686	2,906	3,136	3,697	4,392	4,259	1,496	1,728	2,272
1-4号機計	686	2,907	3,136	3,697	4,392	3,550	1,109	1,074	1,887
5-8号機計	0	0	0	0	0	709	387	653	386

注1：本報告書の年度は、イラン暦に基づき、当年の3月21日から翌年3月20日までを指す。

注2：2010年度の利用水量は初めの9ヶ月間のデータ。

出所：IWPC

3.3.1.2 内部収益率

審査時には、本事業の経済的内部収益率（EIRR）は17.2%、財務的内部収益率（FIRR）は7.8%であった。計算の前提条件は次のとおりであった。

EIRR

プロジェクトライフ：ダム50年、発電機器25年

費用：建設費用、維持管理費用

便益：同規模の火力発電所建設の投資費用、維持管理費用、燃料費

FIRR

プロジェクトライフ：ダム50年、発電機器25年

費用：建設費用、維持管理費用

便益：売電収入

事後評価にあたり、審査時と類似の前提条件で実績値をベースに再計算したところ¹³、EIRR14.35%、FIRR14.78%という結果を得た。審査時数値に比べ¹⁴、EIRRはやや低くなっているが¹⁵、公共事業としては十分高い数値であり、本事業の経済的妥当性を裏付けるものである。

3.3.2 定性的効果

電力の安定供給、経済振興・住民生活水準の向上、雇用機会の創出、炭化水素資源節約等があるが、これらはいずれも本事業のインパクトとみなし、次項で評価した。

以上より、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¹⁶。

¹³ 再計算は基本的にIWPCが実施し、それを評価者が調整した。

¹⁴ ただし、審査時の計算過程には一部不明の点があり、また再計算においては基本的な前提条件は同じであるものの、イラン通貨ベースでインフレ率を加味するなど現実性を高めるために変更を行っているため、正確には比較できない。

¹⁵ 便益項目である代替火力発電所の投資費用を実績に基づき低くしたことが主因である。

¹⁶ 有効性のレーティングは、インパクトの評価と合わせて判断した。

3.4 インパクト

3.4.1 インパクトの発現状況

審査時に想定されたインパクトとしては、1) イラン全体における電力供給の増加・安定およびこれによる電力不足の緩和、2) 電力の安定供給による経済振興、住民生活水準向上、3) 本体工事の実施に伴う雇用機会の創出、4) 水力発電による炭化水素資源節約がある。

1) 電力供給の増加・安定

イランの電力事情は、表-4 に示したとおり、大きく改善されている。総発電設備能力、電力消費量は大幅に増加しており 1993 年から 2009 年の間にそれぞれ 2.95 倍、2.92 倍となった。本事業の発電量は渇水年を除くと総発電量の 2% を超えており、この改善に貢献している。また 2001~09 年の間にイランの発電設備能力は約 29,000MW 増加したが、本事業はその 6.9% を占める。また、電力供給の増強により、近年では電力不足はほぼ解消されて計画停電は無くなった¹⁷。

表-4 イラン電力の概況

年度	1993	2000	2005	2006	2007	2008	2009
ピーク時電力供給 (MW)	13,308	20,609	30,694	32,997	34,583	34,270	37,878
総発電設備能力(MW)	19,042	27,207	41,044	45,322	49,425	59,972	56,181
電力消費量(GWh)	58,115	90,366	132,898	144,582	152,329	161,058	169,781
総発電電力量(GWh)	69,885	113,032	170,648	184,911	196,080	206,173	221,317
一人当たり発電量 (KWh/人)	1,261	1,845	2,566	2,733	2,852	2,956	n.a.

出所：IWPC および国営送電発電会社資料

2) 電力の安定供給による経済振興、住民生活水準向上

電力の安定供給により、家計、産業部門ともにその恩恵を受けている。電力利用世帯当たりの電力消費量は 1994 年度の 2,265KWh から 2009 年度の 2,603KWh へ増加している。電化村の数は 1994 年度の 32,066 村から 2009 年度の 51,595 村へと増加し、2009 年度の村落電化率は 93.1% (94 年度 48.2%)、同じく村落世帯電化率は 98.9% (同 76.0%) に達している¹⁸。

3) 本体工事の実施に伴う雇用機会の創出

工事期間中、本事業サイト及び周辺地区で多数の直接雇用が創出された。建設時の周辺地域雇用増への貢献は大きく、マスジッド・エ・ソレイマン、イゼー (Izeh)、アンディカ (Andika) の各市で 12,000 人以上が雇用された¹⁹。経済活動の活性化等、間接的な波及効果

¹⁷ エネルギー省からの聞き取りによる。停電に関する統計データは入手できなかった。

¹⁸ 統計数値は Tavanir (国営送電発電会社) の「Statistical Report on 43 Years of Activities of Iran electric Power Industry (1967-2009)」による。

¹⁹ IWPC の推計による。

を考慮すると雇用創出のインパクトはさらに大きくなる。多くの労働者はダム建設工事終了後も身に付けた技能を活かして他所で就労したり、本事業の運営会社に就労したりするなど、そのインパクトは継続されている²⁰。

4) 炭化水素資源節約効果

本事業の水力発電により、同規模の火力発電に必要な石油・天然ガス等の炭化水素資源が節約された。IWPC の試算によると、2010 年 12 月現在までの本事業の総発電電力量は 24,155GWh であるが、それに相当する電力を火力で発電するには 181 億m³の天然ガスと 60 億リットルの軽油²¹が必要とされる²²。本事業によりこれらの燃料を節約したことになり、また環境への影響を軽減したことにもなる。

3.4.2 その他、正負のインパクト

1) 対象地域及び対象者への裨益

本事業の実施に伴い、橋梁の建設、アクセス道路建設、周辺道路の整備、マズジッド・エ・ソレイマン市への飲料水供給パイプライン建設等が行われた。ただし、アクセス道路を除くと、そのほとんどは拡張ステージ（円借款対象外）において実施されたものである。また、道路整備とダム景観により、観光客が増加し、地域経済に好影響をもたらした²³。

2) 自然環境へのインパクト

本事業はイランにおいて環境影響評価制度が整備される以前の案件であり、工事開始前にイラン国内法に基づく環境影響評価手続きは行われていないが、サイトは植生のない土漠地帯であることから、審査時点において生態系や景観への影響はないと推定され、実際にそのような影響は報告されていない。

工事期間中、騒音・振動などの自然環境への影響は全く報告されていない。施設完成後は、運営会社が法制度に則り騒音、水質、大気の測定を実施しており、その結果環境への悪影響は報告されていない。

3) 住民移転・用地取得

本事業サイトは山間部の土漠地帯にあり、湛水地域は溪谷内に限られたため、農耕地の水没はなく、住民移転も小規模であった。ダム建設に伴い、2つの集落の住民約 30 戸、150 名が移転対象となった。金銭補償により特に問題なく、周辺の村や市への移転が円滑に行

²⁰ これらの情報は、IWPC のほか、本事業サイトの北東約 5km に位置するアンディカ市関係者へのインタビューに基づく。

²¹ 正確には、Mazot と呼ばれる比重の高い軽油 39 億リットルと、通常の軽油 22 億リットル。

²² これによる二酸化炭素排出削減量を、日本の環境省「事業者からの温室効果ガス排出量算定方法ガイドライン（試案 ver1.5）」に基づき概略計算すると、約 539 億 kgCO₂ となる。

²³ IWPC およびアンディカ市関係者へのインタビューに基づく。

われた²⁴。一部の移転先には、IWPC が警察署や公共施設を設立する等の便宜を図った。住民の多くは遊牧民であったこともあり、移転住民の現在の状況は把握されていない。

一部の用地取得については、土地所有者との価格交渉が難航し、計画額以上の費用が必要になったが、特段の問題は生じていない²⁵。

4) 技術移転効果

イランでは前例のない大規模水力発電所プロジェクトを国際的専門家と合同で実施した経験により、イランの水力発電所設計、製造、建設、管理技術が向上した²⁶。IWPC によると、これらの技術は他のプロジェクトに活かされており、現在 IWPC が建設中のダルヤン (Daryan) ダム、カルン川下流のゴトヴァンド (Gotvand) ダムでは、コントラクター、コンサルタントともに外国企業が参加することなくイラン企業のみが担当している。

5) 近隣諸国への電力供給

表-5 に示したとおり、イランはイラク、トルコ、アフガニスタン等周辺国への電力輸出を増加させていることから、本事業はこれら近隣諸国への電力安定供給にも間接的に寄与している。

表-5 イラン電力輸出(GWh)

年度	2004	2005	2006	2007	2008	2009
イラク	296	1,003	1,002	1,085	2,416	4,806
トルコ	491	535	576	608	453	508
アフガニスタン	20	66	134	206	286	357
その他	1,030	1,156	1,062	621	721	483
輸出計	1,837	2,760	2,774	2,520	3,876	6,154

出所：国営送電発電会社資料

以上のように、本事業の正のインパクトは大きく、一方で重大な負のインパクトは観察されていない。

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を担当する機関は、フーゼスタン州水電力公社 (以下 KWPA と言う) である。

当初計画においては、KWPA が事業完成後に建設を担当した IWPC から運営維持管理を引き継ぐと定められていたが、1998 年に、完成後も IWPC が本事業の運営維持管理を担当することがエネルギー省により決定されたため、2001 年に IWPC の子会社としてマスジッ

²⁴ IWPC およびアンディカ市関係者へのインタビューに基づく。

²⁵ IWPC による。

²⁶ 本事業でイランの水力発電所建設に新たに導入された技術の例としては、洪水吐の負圧発生を抑えるためのエアレーター設置、高温下でのコンクリート打設の際の砕氷使用、設計における CAD の本格導入等がある。

ド・エ・ソレイマン水力発電所運営会社（以下“運営会社”と言う）が設立された。しかしながら、2004年には再びエネルギー省の方針変更により KWPA が運営維持管理を行うことが決定されたため、運営会社は2005年3月に KWPA の子会社として移管された。IWPC から KWPA への運営会社移管に際しては、金銭的な取引はなく、無償で譲渡された。また、現在 IWPC は KWPA の要望に応じて運営会社への技術的サポートを無償で実施している。

KWPA は1960年に設立されたエネルギー省傘下の国営企業である。フーズスタン州周辺の発電所の運営管理と送配電を行う電力部門と農工業用・民生用水供給事業を行う水部門を持つ。KWPA はフーズスタン州、コフギルイェ・ボィエルアフマド（Kohkiluyeh va Boyerahmad）州の水力発電所5か所²⁷の運営維持管理を担当している。

KWPA は審査時点でイランにおける水力発電の運営をほぼ一元的に実施してきた大規模国営企業である。運営会社の組織、各部門の職務分掌は整備されており、運営維持管理体制に特段の問題は見られない。

3.5.2 運営・維持管理の技術

KWPA は水力発電所の運営維持管理を過去数十年実施した技術的蓄積があり、エネルギー省からの評価は高い。運用維持管理マニュアルは項目別に14種類作成され、利用されている。運営維持管理スタッフ数は現在合計45人である。KWPA によれば、人員数は充足しており、これまでのところ技術面での問題は生じていない。スタッフの研修については、研修計画に基づいて内部研修が実施されているほか、研究機関、大学等外部での研修制度がある。

以上を総合すると KWPA および運営会社の技術資源は十分にあり、また、施設が順調に運営されていることから、技術水準は高いと判断される。



発電所内オペレーションルーム

²⁷ 本事業の他にシャヒード・アッパスプール（Shahid Abbaspur）、デズ（Dez）、カルケー（Karkheh）、マルン（Marun）の各発電所

3.5.3 運営・維持管理の財務

2001年から2009年までの運営会社の運営維持管理支出は表-6の通りである。運営会社の運営・維持管理費用は毎年KWPAから支出され、必要な額が確保されている。年を追うごとに運営・維持管理費用が増加している理由は、1)物価上昇、2)運営会社がIWPCからKWPAへの移管される2005年まで費用の一部をIWPCが直接負担していた、3)拡張ステージ(2007年より発電機4基増設)の進展による。

表-6 運営・維持管理支出

年度	支出(百万リアル)
2001	709
2002	3,346
2003	16,389
2004	24,384
2005	31,677
2006	38,970
2007	48,080
2008	58,949
2009	70,000

出所: IWPC

KWPA本体の財務状況については、データが入手できなかったが、KWPA、エネルギー省からの聞き取りによれば、電力部門、水部門ともに安定収入があり、財務に問題は発生していない。電力部門の収入は、送電網を管理する国営企業であるイラン送電網管理公社(Iran Grid Management Company)²⁸に対する売電による。中央政府からの補助金はない。

3.5.4 運営・維持管理の状況

現地視察およびIWPC、KWPAの説明によると、マスジッド・エ・ソレイマン発電所の施設のうち本事業対象施設は良好な状態にあり、運営維持管理計画に沿って適切に運営・維持管理されている。

一方、本事業対象外の拡張ステージで増設された発電機4基については、運用・効果指標の項で述べたように修理中であり、稼働していない状況にある。安定した運用、電力供給のためには早期の全機稼働が望まれる。

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

²⁸ 国営送電発電会社の子会社。

4. 結論及び提言・教訓

4.1 結論

本事業は、急増する電力需要に応えるための電力開発政策の一環として計画され、また、現時点においても電力需要の増大は続いており発電能力増強の必要性は高い。日本の援助政策とも合致しており、本事業の妥当性は高い。本事業により計画どおりの発電能力を持つ水力発電所が建設され、事業費は計画内に収まったが、円借款凍結という事情等により、完成は当初計画より 4 年遅れた。したがって本事業の効率性は中程度と判断される。発電電力量実績は計画の 8 割程度であるが、近年の降雨量不足や上流ダムの影響を受けたものであることを勘案し、また、事業の経済性（内部収益率）の高さを勘案すると、有効性は高いと判断される。本事業による発電電力はナショナルグリッドに接続され全国に供給されており、国全体への安定した電力供給に貢献している。本事業の施設は良好な状態にあり、施設を運営する KWPA は適切な運営維持管理体制、技術、財務能力を備えていると考えられることから、本事業の持続性は高いと判断される。

以上より、本事業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

マスジッド・エ・ソレイマン水力発電所の電力供給の安定性を確保し、本事業の有効性を高めるためには、すべての発電機が稼働可能な状態にあることが必要である。現在故障中である、拡張ステージで増設した 4 基の発電機を一刻も早く修理するよう努力するべきである。

4.2.2 JICA への提言

なし

4.3 教訓

本事業はイラン革命後のイランにとって初の円借款を利用した事業であり、また、イランにとっては前例のない、新技術を導入した大規模の水力発電所建設プロジェクトであった。さらに、実施機関の IWPC にとっても国際競争入札による事業実施は初めての経験であった。これらを勘案すると、事業を実施していくうえでの資金面、技術面、監理面の問題を十分に予測し得ない場合には、より余裕のある工期計画を策定すべきであろう。

主要計画／実績比較

項 目	計 画	実 績
①アウトプット	<p>1) ダム建設（メインダム、仮締切りダム、水吐口） 形式：ロックフィルダム ダム高：170m 堤長：535m 総貯水容量：228 百万 m³</p> <p>2) 発電所建設（発電所建屋、変圧器室） 形式：地下発電所 発電設備能力：1,000MW（250MW×4 基）（本事業外の拡張ステージによる 1,000MW（250MW×4 基）を加えると 2,000MW） 年間発電量：3,700GWh</p> <p>3) コンサルティング・サービス 入札補助、詳細設計、施工管理等</p>	<p>1) ダム建設（メインダム、仮締切りダム、水吐口） 形式：ロックフィルダム ダム高：177m 堤長：497m 総貯水容量：228 百万 m³</p> <p>2) 発電所建設（発電所建屋、変圧器室） 形式：地下発電所 発電設備能力：1,000MW（250MW×4 基）（本事業外の拡張ステージによる 1,000MW（250MW×4 基）を加えると 2,000MW） 年間発電量：3,700GWh</p> <p>3) コンサルティング・サービス 入札補助、詳細設計、施工管理等</p>
②期間	1993年6月～2000年12月 (92ヶ月)	1993年6月～2004年12月 (140ヶ月)
③事業費 外貨 内貨 合計 うち円借款分 換算レート	<p>160,125百万円</p> <p>62,617百万円 (現地通貨391,356百万リアル)</p> <p>222,742百万円</p> <p>151,443百万円 1円＝6.25リアル (1992年9月)</p>	<p>45,936百万円</p> <p>84,126百万円 (現地通貨1,808,700百万リアル)</p> <p>130,062百万円</p> <p>45,936百万円 1円＝21.50リアル (2001年3月～2002年3月平均)</p>

0. 要旨

本事業は、パキスタン国の社会経済の成長に伴って増加する電力需要に対応するエネルギー安定供給施策の一環として、同国政府が進める電源の開発と送配電設備の拡充増強事業を促進するものである。本事業は経済インフラ整備の支援であり日本の援助政策とも合致しており支援の妥当性は高いものとなっている。その内容は送電線整備と変電所の建設が行われ、事業費は計画内に収まったものの工事開始の遅れと工期遅延のため計画より 6 年超遅れて運転を開始しているため、本事業の効率性は中程度と判断される。本事業は電力の安定供給と同時に停電時間の縮小や送電ロスの軽減に寄与しており、電力需要の増加が著しい地域への安定した電力供給と高圧送電による送電効率の改善に貢献している。現在の運転維持管理は、適切な運営維持管理体制を整え十分な技術および財務能力を持つパキスタン送電会社によって行われている。以上より、本事業の評価は非常に高いと言える。

1. 案件の概要



プロジェクト位置図



送電鉄塔（レワット～イスラマバード送電線）

1.1. 事業の背景

1993 年当時、パキスタンの電力部門では $1,117\text{MW}^1$ のピーク電力²および年間約 $2,600\text{GWh}$ の電力量が不足していた。また同年における電力供給システムにおけるロス率は 24.2% を

¹ 1 V(ボルト)の電圧で 1A(アンペア)の電流を流した時に発生する電気エネルギーが 1 W(ワット)。1 MW=100 万 W。通常の蛍光灯は 40W を消費するので 1 MW は蛍光灯 25,000 個分に相当する。

² ある時期における最大需要電力の瞬間値を言う。パキスタンでは冷房需要の大きい夏季の 21 時頃に発生している。

記録していた。さらに電力需要は毎年約 10%の増加が予測されていた。このため、パキスタンの電力供給を一手に引き受けていた水利電力開発公社（以下 WAPDA という）は、政府の第 8 次 5 年計画のエネルギー政策目標に沿って、2 次系統送電線網の拡充による高圧送電によって電力需要の増加に対処すると同時に、電力供給システムロスを減少させて電力の効率的利用を促進する必要があった。

以上を背景に、電力需要の伸びが著しい地域において二次系送電線³ (220KV)によって高電圧の電流を直接にこれら消費地に送電する設備の新設・拡充工事を行う本事業のための円借款が 1996 年 7 月に供与された。

本事業の開始に合わせるかのようにパキスタンでは電力セクターの民営化が進められ、1998 年の民営分社化後、水利電力省は水力発電を主とする WAPDA、パキスタン電力会社(以下 PEPCO という)、火力発電会社(4 社からなる。以下 GENCOs という)、パキスタン送電会社(以下 NTDC という)⁴、配電会社(9 社からなる。以下 DISCOs という)、パキスタン原子力発電会社(以下 PAEC という)およびカラチ発電会社(以下 KESC という)⁵等から構成されている。

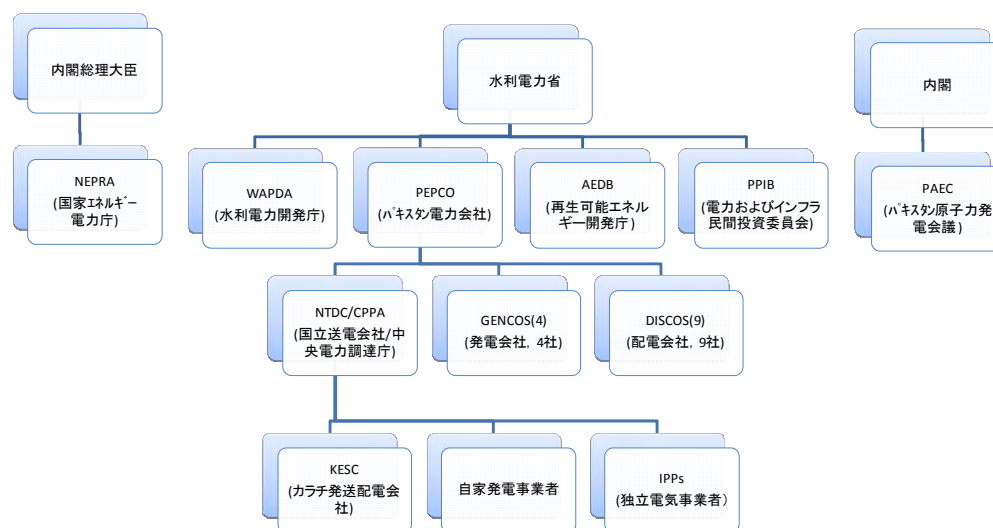


図 1 パキスタンの電力セクター組織構成（事後評価時）

³ 国土の南北を結ぶ基幹送電線を一次系送電線(500kV)、これから分岐して主要消費地まで送電するものを二次系送電線(220KV、132kV および 66kV)と呼んでいる。

⁴ NTDC は PEPCO の送電専門会社としてカラチ地区を除くパキスタン全土において送電事業を担当している。NTDC 本社はラホールにあるものの、送電運転管理は首都イスラマバードの中央電力管理センターにおいて行われている。PEPCO は 4 つの GENCOs および 9 つの DISCOs を傘下に収める同国最大の発電会社である。

⁵ KESC は WAPDA の民営分社化以前からカラチ市及びその周辺地域において発電から送配電までを一括担当している電力会社である。現在は 2005 年に民営化され NTDC と 220 および 132kV 送電線で連結され相互間で電力融通が行われている。同社の市場規模は全体の約 10%を占めている。

1.2 事業の概要

本事業はパキスタン全土において 8ヶ所の二次系送電線網（220kV）の拡充増強敷設および 2 か所の変電所を増強整備することにより、電力需要の増加が著しい地域に安定した電力供給を行うとともに高圧送電による送電効率の改善を図り、もってパキスタン国における電力の効率的な利用ならびに社会経済の健全な発展に寄与するものである。

表 1 借款契約概要

円借款承諾額／実行額	12,022 百万円 / 11,750 百万円
交換公文締結／借款契約調印	1995 年 10 月 / 1996 年 3 月
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
借入人／実施機関	パキスタン・イスラム共和国政府／水利電力庁（現在はパキスタン送電会社）
貸付完了	2006 年 7 月
本体契約	Siemens AG（ドイツ）、Sichuan Electric、Power Import & Export（中国）、I.C.C. (Pvt.) Limited（パキスタン）、CCPG International Economic & Trade Co. Ltd.（中国）
コンサルタント契約	National Engineering Services Pakistan Ltd.（パキスタン）
関連調査等	フィージビリティ調査（WAPDA）
関連事業	ガジ・バロータ水力発電所建設事業（1996～、円借款を含む協調融資）

2. 調査の概要

2.1 外部評価者

西脇 薫（グローバル・グループ 2 1 ジャパン）

2.2 調査期間

今回の事後評価は以下のスケジュールで調査を実施した。

調査期間：2010 年 11 月～2011 年 9 月

現地調査：2011 年 1 月 17 日～2 月 5 日、2011 年 4 月 19 日～4 月 26 日

2.3 評価の制約

本評価においては実施運営維持管理組織である WAPDA、PEPCO および NTDC において本事業実施の経緯と経過および効果ならびに今後の課題についてヒアリングを実施し、それらの関連資料の収集を行った。同時にこれらの監督官庁である国家エネルギー電力庁（以下 NEPRA とする）においては電力セクターの現状と課題についてのヒアリングを行った。

本事業実施地点が 10 か所と広範囲に亘っていることやパキスタンの北西部は治安が悪いことから、治安が比較的良く調査行程内に収まる 3 ヶ所の送電線地点および 1 ヶ所の変電所地点を選定して現地調査を行った。

現地調査では主に建設工事の実態や運転開始後の設備維持管理の現状等について、現地の技術者や職員にインタビューを実施した。

3. 評価結果（レーティング：A）

3.1 妥当性（レーティング：③）

3.1.1 開発政策との整合性

本事業の審査時から事後評価時に至るまで、パキスタン政府の開発政策におけるエネルギー分野の中長期計画目標はエネルギー安定供給による社会経済の健全な発展であり、この目標に沿って、エネルギー供給能力の確保と向上に向けた努力が継続されてきた。具体的には大型水力発電所や石炭火力発電所の開発が中心であるが、その開発スケジュールに合わせて必要な送電線の整備が進められている。このように本事業は審査時、事後評価時ともにパキスタン政府の開発政策との整合性が高い。

3.1.2 開発ニーズとの整合性

背景で述べたとおり高圧送電によって電力需要の増加に対処すると同時に、電力システムロスを減少させて電力の効率的利用を促進するために本事業が実施された。迅速な進展が難しい電源開発に比べて取組みやすい施策として、パキスタン政府の第 8 次 5 ヶ年計画のエネルギー政策目標を追求する事業として位置づけられていた。

事後評価時点では、急増する電力需要を背景に電力不足は解消されるどころか寧ろ悪化に向かっており、高圧送電網の整備による電力の効率的な利用および安定供給は現在も重要な課題である。このように本事業は審査時、事後評価時ともにパキスタン政府の開発ニーズとの整合性が高い。

3.1.3 日本の援助政策との整合性

日本の対パキスタン国別援助計画では穏健で近代的なムスリム国家としての構築がパキスタンの平和と安定的な成長が南アジア全体の平和と安定に不可欠であるとして同国の持続的社会的構築と発展に寄与することを援助目的としている。従って、健全な市場経済の確保と産業構造の多様化の促進、市場経済の活性化を支援するための経済インフラ整備の一環である電力セクター整備計画を支援し、電力供給システムの安定化を図り円滑な経済活動を促すことは援助の方針のひとつであり、本事業はこれに整合している。

以上より、本事業の実施はパキスタンの開発政策、開発ニーズおよび日本の援助政策と十分に合致しており妥当性は高い。

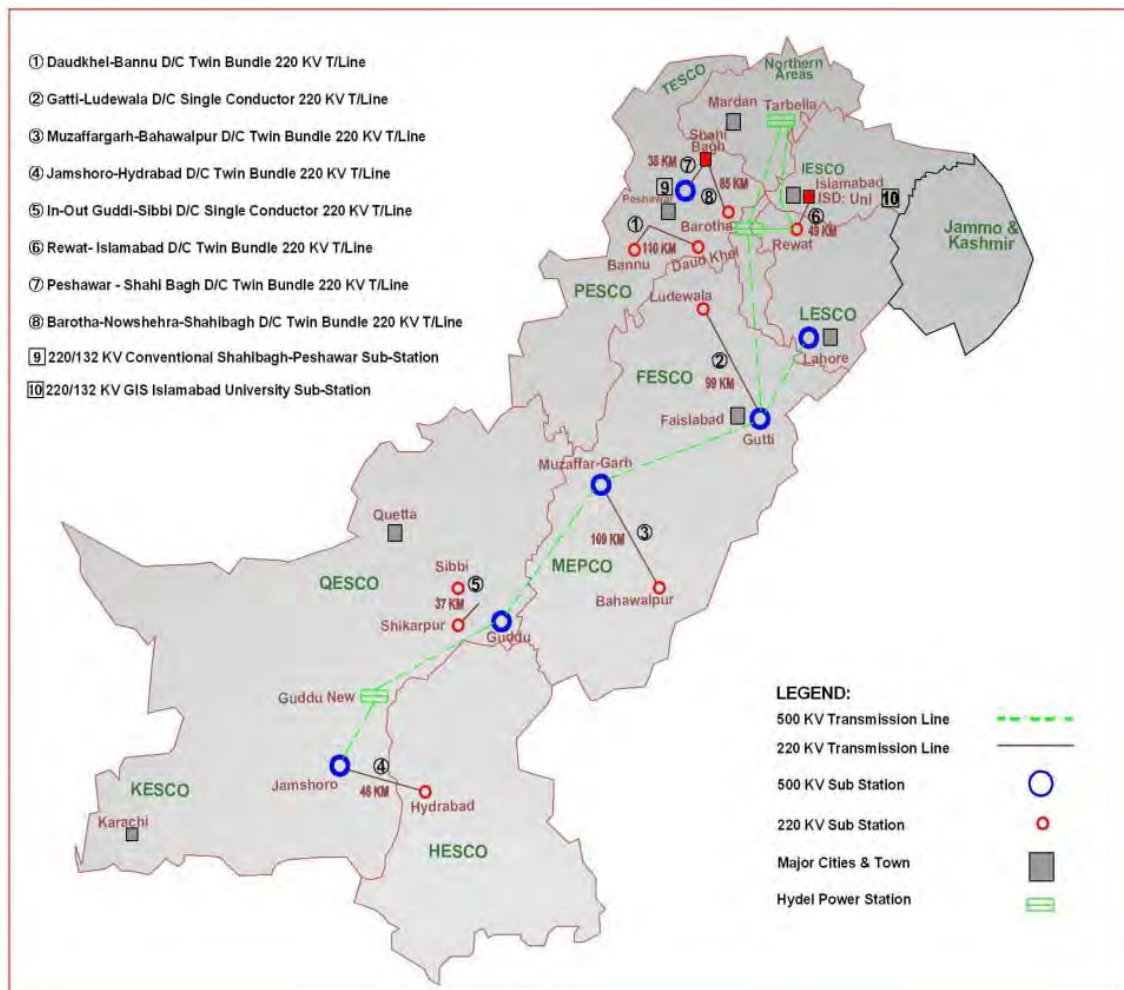
3.2 効率性（レーティング：②）

3.2.1 アウトプット

審査時の計画では、本事業は以下の3つのコンポーネントで構成されていた。

- 1) 220kV 送電線の新設：8 区間、総延長 492km
- 2) 220kV/132kV 変電所の新設：2 ヶ所
- 3) コンサルティングサービス：入札業務補助および施工管理

上記の送電線が連結される 8 ヶ所の変電所の内、本事業に含まれない 6 ヶ所の変電所の建設は世銀、ドイツ、スペインおよびスイスの融資を受けて実施され、それらの完成時期は本事業の完成に合わせる計画となっていた。各送電線の位置を図 2 に、アウトプットの計画／実績比較を表 2 に示す。



出典：事後評価者作成(2011)

図 2 事業の位置

計画されていた送電線 8 区間のうちの 1 区間（ペシャワール～マルダン送電線）は、本事業の実施の遅れから、並行して建設中であったガジ・バロータ水力発電所が完工し、ペシャワール地域への給電が可能となったため、同区間の重要度が下がりキャンセルされた。その代替として需要の伸びが著しいバロータ～ノウシュラ～シャヒバーク送電線が実施されることになった。

その他の送電線においても送電線下敷の用地補償問題に起因するルート変更および詳細設計における数量精査の結果に基づく延長の変更があった。例えば、ジャムショロ～ハイデラバード送電線は空港近くを経由する計画であったが、実施段階において飛行機の航路に支障が出るということが判明したことから大幅なルート変更が行われ延長が 1.5 倍以上となった。

シャヒバーク変電所では工程に遅れが出たため、同地域の電力需要の動向を再確認し、その結果に基づき、需要増に見合ったトランスの台数変更が行われた。

これらの延長変更の多くは工程の遅延により現地の状況に変化が生じ、その対応のためであり妥当な選択であったと判断される。

表 2 事業アウトプットの計画および実績

	計画	実績
220kV 送電線	492km	573km
ダウドケル～バヌ送電線	100km	110km
ムザファガール～バハワルプール送電線	90km	109km
レワット～イスラマバード送電線	35km	49km
グドゥ=シビ～シカルプール送電線	60km	37km
ジャムショロ～ハイデラバード送電線	30km	46km
ペシャワール～シャヒバーク送電線	21km	38km
ガティ～ルワデラ送電線	100km	99km
ペシャワール～マルダン送電線	56km	-
バロータ～ノウシュラ～シャヒバーク送電線	-	85km
220/132kV 変電所		
シャヒバーク変電所	220/132kV、 160MVA×2	220/132kV、 160MVA×4
イスラマバード大学変電所	220/132kV、 160MVA×2	220/132kV、 160MVA×2
コンサルティングサービス	入札補助、施工管理	計画通り実施

出典：JICA 資料と NTDC 資料から事後評価者が作成(2011)



ガティ〜ルワデラ送電線



ジャムショロ〜ハイデラバード送電線



ジャムショロ〜ハイデラバード送電鉄塔基礎



イスラマバード大学変電所の屋外トランス



イスラマバード大学変電所のブスバー



イスラマバード大学変電所の制御室

3.2.2 インプット

3.2.2.1 事業費

事業費は審査時計画の 177 億円（うち円借款 120 億円）に対し実績は 155 億円（うち円借款 117 億円）となっており計画の 88%であった。

スコープの変更（送電区間の入替え）、送電線延長・変電所仕様変更などに伴う工事数量の変更、工事遅延による追加支払いならびにコンサルタント費用の増加、鋼材およびアルミニウムの大幅な価格上昇などが事業費に影響を与えたものの、事業費全体としては、円高とパキスタンルピー安の影響を受けて最終的には計画されていた事業費の範囲内に収まった。

表3 事業費の計画および実績

	審査時計画			実績		
	外貨 (百万円)	内貨 (百万ルピー)	合計 (百万円)	外貨 (百万円)	内貨 (百万ルピー)	合計 (百万円)
220kV 送電線	5,759	550	7,513.5	6,066	1,926	10,188
220/132kV 変電所	3,562	552	5,322.9	3,000	626	4,269
コンサルタント調達	128	49	284	0	159	370
物価上昇分	712	529	2,399	-	-	-
予備費	1,003	163	1,524	-	-	-
建中金利	702	0	702	674	0	674
総事業費	11,866	1,843	17,746	9,740	2,711	15,501

注) 為替レート：審査時 1ルピー=3.19円，実績 1ルピー=2.13円

出典：NTDC のデータを基に事後評価者が作成(2011)

3.2.2.2 事業期間

本事業は1997年8月末までに全ての工事に着手する予定であったが、実際にはコンサルティングサービスが1998年10月に契約され、建設工事は2001年10月から2002年6月の間に契約されており、着工までの間に予定と比べて大幅な遅れが発生した。送電線の工期は計画31ヶ月に対して実績は55ヶ月、変電所は計画27ヶ月に対して実績は44ヶ月となった。この結果、事業期間は計画49ヶ月間に対して実績は126ヶ月となり、完成は計画から6年以上遅れた2006年12月となった。NTDCによると、完成が遅れた理由として、事業開始時におけるWAPDA民営化による経営方針の変更、NTDCの事務処理能力の欠如、円借款システムに関する手続きの不慣れ、線下補償問題などがあった。

表4 工期の計画および実績

調達パッケージ	予定工期	着手	完了	実質工期
コンサルタント調達/雇用	70ヶ月	1998/10	2006/7	94ヶ月
パッケージ(1)送電線	21ヶ月	2002/1	2006/7	55ヶ月
パッケージ(2)送電線	24ヶ月	2002/6	2006/12	55ヶ月
パッケージ(3)変電所	24ヶ月	2002/7	2006/2	44ヶ月
パッケージ(4)変電所	20ヶ月	2001/10	2003/12	27ヶ月

出典：NTDC のデータを基に事後評価者が作成(2011)

NTDCからの聞き取りでは、実施の各段階における遅れの主な理由は以下の通りである。

1) コンサルタント調達による遅れ

NTDCは1995年末に設計施工管理を行う外部コンサルタントの調達手続きを開始したが、

民営化に伴う経営方針の見直しにより、その是非を改めて内部で検討した結果、財政難を理由に外部コンサルタントをやめて内部技術者で対応したいとの旨を 1997 年 6 月に JICA に申請した。しかし、円借款契約では外部コンサルタントの採用が前提とされ、また JICA 側が過去の事業の教訓を踏まえてその採用を重視していたことから、JICA 側はこれを直ちに拒否した。その後、NTDC は検討を重ね、1998 年 2 月に契約額を減額の上で外部コンサルタントを雇用するとの申請を行い、JICA はこれを承認し、1998 年 10 月に外部コンサルタントとの契約が行われた。計画ではコンサルタント調達までに要する期間は 8 か月間と想定されていたが、このような一連の検討・調整に時間を要したことから、実際には 31 ヶ月間を要した。

2) パッケージ 1~4(共通)による遅れ (工事着手前)

NTDC 側の手続きの不慣れなどにより、入札図書の審査(1~2 ヶ月を予定)に 8~14 ヶ月、JICA 契約合意承認(1 ヶ月を予定)に 2~12 ヶ月、契約交渉(2 ヶ月を予定)に 3.5~7 ヶ月、信用状(L/C)開設(1 か月を予定)に 6~8 ヶ月を要するなど、工事着手前の手続きに大きな遅れがあった。また、パッケージ 2 および 3 については、スコープの変更による設計見直しを含む再入札が行われており、それぞれ 11 ヶ月と 6 ヶ月を要した。

3) パッケージ 1~4(共通)による遅れ (工事着手後)

送電線のルート変更や変電所レイアウト変更と機器仕様の承認に時間を要した。書類の不備による請負者への支払いの遅れが工事の遅れを招くこともあった。NTDC 職員の頻繁な人事異動は NTDC 側の施工管理指導と JICA 側との速やかな手続きに齟齬をきたし、工事の遅延に繋がった。パッケージ 4 では中国における 2003 年の伝染病(SARS)の発生によって中国の製造工場における検査が延期になり工事の遅延に繋がった。また、送電線工事であるパッケージ 1 と 2 では線下敷補償(以下 RoW とする)の遅れが工期遅延の原因となった⁶。

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、事業期間が計画を大幅に上廻ったことから効率性は中程度である。

⁶ NTDC は同国の補償基準に沿って本事業の施工開始に間に合わせるべく線下敷補償交渉を行ったが、地主との合意が得られないことによる補償交渉の長期化や補償内容を巡る裁判など、工事の施工開始に支障をきたす事態が多数発生した。NTDC 担当者および現地調査における聞き取りによると、補償交渉長期化の背景のひとつに土地の所有と耕作人が違う小作人制度があり、補償交渉の相手が不在地主であることから「交渉に遠隔地まで出向かなくてはならない」、「地主と都合をつけるのに時間がかかる」などの事情があった。また地主の法外な要求や(線下敷にレストランを作る予定であったことを理由に補償額の上乗せを要求するなど)、裁判所から保全命令が出されたことなどから交渉が行き詰まり、合意に多大な時間を要することもあった。NTDC 側にはいたる所で発生するこれらの問題に対応できる十分な体制が整っていなかった。

3.3 有効性（レーティング：③）

3.3.1 定量的効果

本事業の主な目的は電力需要が増加する地域における電力の安定供給ならびに送電の効率化を実現することであった。本事業により建設された送電線と変電所は電力システム全体の一部（2010年送電容量ベースで全送電網の3%程度）を構成するものであるが、各送電線・変電所は本事業に含まれない他の送電線・変電所と接続されて連携して運用されていることから、本事業だけを切り離して個別に上述の効果を確認することは難しい。このため、ここでは電力システム全体の運用効果指標の変化や推移を基に本事業の貢献を分析することで有効性を評価することとした。

3.3.1.1 運用効果指標

1) 設備の利用状況

本事業の個々の送電線と変電所が位置する配電エリアにおける現在の運用状況は表5のとおりである。このように本事業による送電線はそれぞれの配電エリアにおいてピーク電力の増加と電力量の増加に貢献しており十分に活用されている。その効果は電力システム全体の停電時間の減少という形で現れている。また、需要家数はどの地域でも増加傾向にあり、その伸び率は審査時点の予想4.9%を上回り2009年時点では5.6%となっている（NEPRA資料から推察）。本事業はそれぞれの地域の需要特性に沿った運用がなされており需要家数の増加にも対応した効果を発現していると言える。

表5 設備の運用状況

配電エリア	設備	ピーク電力の増加に貢献	電力量の増加に貢献
ペシャワール系	3本の送電線 1カ所の変電所	○	—
イスラマバード系	3本の送電線 1カ所の変電所	—	○
ファイザラバード系	1本の送電線	○	○
ムルタン系	1本の送電線	○	—
ハイデラバード系	1本の送電線	○	○
クエッタ系	1本の送電線	○	—

出典：NTDCのデータを基に事後評価者が作成

注）「—」は現状ではピーク電力や電力量の増加が認められないエリアを示す。

2) 停電時間の短縮

本事業を含む送電設備の増強効果は停電時間の短縮にも現れている。NEPRAのデータによるとNTDCが運用する送電線網では本事業が運用を始めた2006年には年間399.4時間の停電が記録されていたが、翌年には停電時間は半減した。その後も停電時間の短縮が進み、2009年には年間89.7時間と、運開当時の1/5まで改善された。送電網の停電時間の短

縮は電力システム全体の信頼性向上(停電時間と回数の減少)、すなわち安定した電力供給とサービスの実現に貢献している。

3) 送電ロス率の改善

送電ロス率は、2006年には7.26%であったが、本事業の運用開始後2009年には3.58%まで改善された。本事業の各送電線の送電ロス率については十分なデータが得られなかったが、現地視察を行ったジャムショロ～ハイデラバード送電線について現地のハイデラバード変電所から入手したデータによると、同区間の送電線ロス率は最大2.73%と送電網全体よりも低い値を示しており本事業の送電線が送電ロス率の改善に貢献していることが伺える。

表6 信頼性指標の実績

	2006年	2009年
発電ロス(%)	2.21	1.98
送電ロス(%)	7.26	3.58
配電ロス(%)	15.12	17.48
合計システムロス(%)	24.59	23.04
年間停電回数(回)	1,177	1,188
年間停電時間(hrs)	399.4	89.7

出典：NTDCのデータを基に事後評価者が作成

4) まとめ

電力システム全体で停電時間の縮小や送電ロスの軽減が見られ、また本事業は送電線網の一部として電力需要が増大するエリアに電力を供給するために活用されていることから、本事業は電力需要の増加が著しい地域に安定した電力供給や高圧送電による送電効率の改善など所期の効果を発揮していると判断される。

3.3.1.2 内部収益率

審査時には参考値として財務的内部収益率(FIRR)を12%と算出していた。事後評価時ではプロジェクト耐用年数を30年、送電便益を電力販売収入の10%、運営維持管理費は事業ベースコストの1%、割引率を12%としてFIRR値を試算したところ、16.0%との結果を得た⁷。これはNTDCへの転貸平均金利(事業費調達コスト利率)を上回るため、本事業が

⁷ プロジェクト残存価値は10%とした。便益は送電線設備規模に応じて案分された電力販売収入の10%とし、2009年までは実際の収入を2010年以降の収入は実績から予測した。送電ロスは2010年時点の3.5%が継続するとした。また、運転中の保険料(0.35%)も加算した。電力料金の上昇(将来予想として平均5%とした)ならびに維持管理費の上昇は年10%とした。また消費者物価のインフレ率は年率2%とした。なお、審査時の算出手法の詳細が不明なため、再計算値との比較は行わなかった。

NTDC の財務体質悪化には繋がらないと考えられる。しかし、現在の市中金利が約 15%程度であることを考慮すると、為替リスク（利率換算にして 3%程度）までカバーできる値とはなっていない。

経済的內部収益率（EIRR）は審査時には算出されていなかった。事後評価時では事業ベースコストの価格調整⁸を行ったものをプロジェクトコストとして EIRR を算定したところ 17.3%となった。感度分析は i)維持管理費が 20%増加した場合、ii)販売電力量が 20%減った場合、i)と ii)が同時に起こった場合、iv)設備寿命が 5 年短くなった場合の 4 ケースについて行ったところ、それぞれ 17.2%、15.8%、15.7%および 17.1%となった。従って、本事業は経済的妥当性がありリスクにもある程度の対応力を備えていると判断される。

3.3.2 定性的効果

WAPDA の電力需要予測や NEPRA のレポートによると、パキスタンでは今後も電力需要の伸びが著しく電力の供給力不足は当分の間に亘って継続する予想となっている。電源の整備と併せて送電能力の向上は年々図られ電力供給システムの整備の効果発現は供給能力の向上や送配電設備の拡充増強と言う形である程度の効果を発現している。一部の配電会社からの聞き取りにおいても本事業による高圧送電線網整備は電力の供給とサービスの向上に繋がるものであり、配電会社の収益の増加にも貢献し配電会社の持続的安定経営に繋がり有効であるとの回答があった。

以上より、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。

3.4 インパクト

3.4.1 インパクトの発現状況

本事業は、パキスタンにおけるエネルギーの効率的な利用ならびに社会経済の健全な発展に寄与することが期待されていた。同国のエネルギー事情は石油石炭および天然ガス等の化石燃料資源が限定的であることから、これら燃料輸入の抑制に繋がる水力発電の開発や送配電設備の整備によるエネルギーロスの削減の方針は同国の 5 ヶ年計画等においても毎回のように謳われている。

表 7 NTDC の送電設備

⁸ 内外価格差調整(0.95)=(M+T)/((M+Tm)+(X-Tx))、 M: 輸入総額、Tm: 輸入関税、X: 輸出総額、Tx: 輸出関税

	送電線設備(亘長km)			総変電所数(ヶ所)
	500KV	220KV	総延長(km)	
2006年	4,453	6,993	11,446	37
2007年	4,712	7,318	12,030	36
2008年	4,748	7,318	12,066	37
2009年	5,078	7,325	12,403	38
2010年	5,108	7,337	12,445	39

出典：NTDC のデータを基に事後評価者が作成

表 7 に示すように、NTDC が所有し運転維持管理している送電設備は本事業の運用開始後も増強が継続されており、NTDC による高圧送電線網整備による効率改善の努力が続けられている。

NTDC システム全体としても高圧送電によるロスの軽減(省エネ効果)や送電容量の増加による停電時間の縮小が見られることから本事業の目標の 1 つであった電力需要増加が著しい地域における供給信頼度改善の効果が出ていると言える。

しかし、本事業による高圧送電線整備がもたらす省エネ効果は大きなものではないことから電力不足改善には程遠く、今も計画停電⁹は継続されている。よって、電力の安定供給とエネルギーの有効利用の達成には電力需要の急増に対応できる電源とそれに合せた送配電設備の整備拡充を引続き推進する必要がある。

1) 電力需給バランスの改善

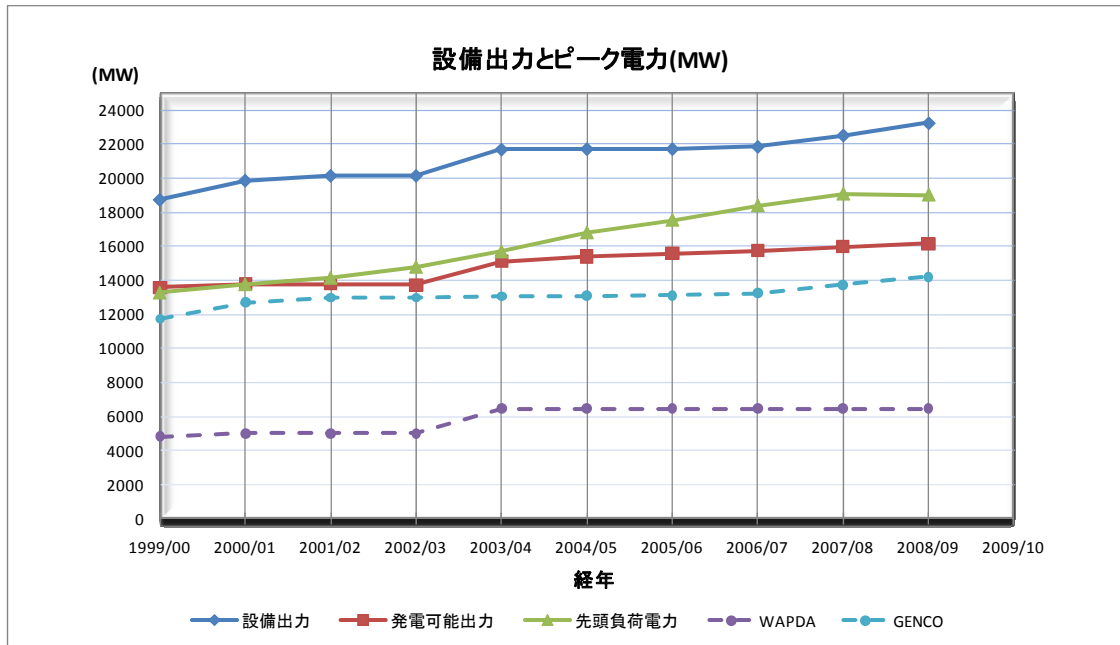
本事業の審査時においても電力需給バランスは悪化すると予測されていたが、現実には予測以上の電力需要増加があったため、需給バランスは予想通り悪化の傾向にある。

最大電力需要は生活水準の向上に伴って年率 7~8%程度の伸びを示すと WAPDA 計画部は予想している。年間のピーク電力は夏季に発生し冷房需要によるところが大きい。図 3 に示すように 2000 年代に入りピーク電力の需要は発電可能出力を上回って増加を続けている¹⁰。

NEPRA の意見によると、供給力不足による計画停電が未だに継続されていることから電力不足が産業界の最大の関心事となっており、本事業による電力事情改善への寄与についての需要者側の認識は限定的と言わざるを得ないとしている。

⁹ 現地調査時の経験では、イスラマバード、ラホール、カラチ等の大都市においても計画停電は日常茶飯事であり、この停電時には交通信号機も稼働していない状況である。レストランでは照明が突然暗くなったり、パッと明るくなったりするなどで停電ばかりでなく電気の質にも問題があるようであった。送電線の現場調査では停電を不服とする一部の輩が電力会社社員を襲うことがあるとの理由から現場立入に制限が加えられることもあった。

¹⁰ 2010年6月時点のWAPDA系列の設備出力は21,665MW(水力6,555MW、火力14,576MW、原子力463MW、その他71MW)である。これらから生み出される年間総電力量は99,450GWh(水力28,228GWh、火力68,228GWh、原子力2,667GWh、その他327GWh)となっている。NTDCはその約90%の電力の送電を行っている。



出典：NTDC のデータを基に事後評価者が作成

図 3 設備出力とピーク電力

2) 電力システムロス低減

発電ロス、送電ロス、配電ロスの合計は 2000 年には約 26%であったが、その後 2003 年まではほぼ横ばいで推移し、2004 年から減少に転じ 2010 年には 22.8%となった。このシステムロス低減は送電ロスの改善によるところが大きい。本事業の運転が始まった 2006 年頃から送電ロスの軽減が顕著になっており、本事業がこの改善に貢献していることが伺える。ただし、配電ロスは 2006 年以降やや増加しており、送電ロスの低減を一部相殺している。

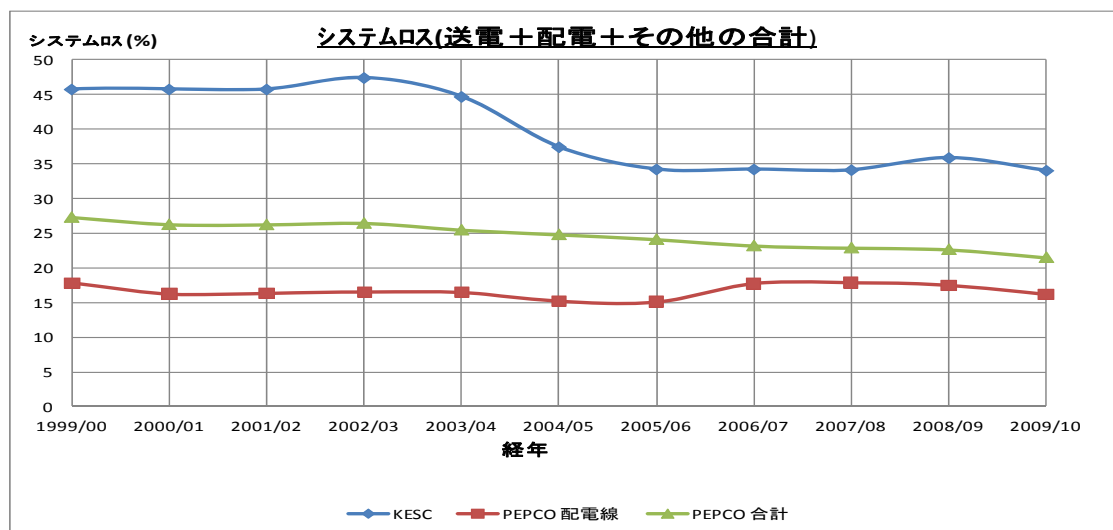
事後評価時点における電力セクター全体のシステムロス改善の目標値は 2017 年に 14.5%を達成することであり、その努力が続けられている。なお、NTDC では盗電防止に努力しており事後評価時点では盗電ロスは殆どないとのことである。

3) 世帯電化率

JICA 資料によると同国の平均電化率は 72.3%程度(2005 年)で、地方農村部には依然として電力サービスを利用できない地域が存在する。本事業地域周辺村落における村落電化率はムルタン配電会社の担当地域を除いて上昇しており¹¹、本事業の一部が電力供給地域の拡

¹¹ 地方電化率の変化は NEPRA 資料によるとペシャワール系は 72%と変化なし、イスラマバード系は 2006 年 93%が 2009 年 95%、ファイザラバード系は 2006 年 80%が 2009 年 91%、ムルタン系は 2006 年 79%が 2009 年 70%、ハイデラバード系は 2008 年 43%が 2009 年 58%、クエッタ系は 2006 年 39%が 2009 年 67%となっている。

大に寄与した事が示唆される。



出典：NTDC のデータを基に事後評価者が作成

図 4 システムロスの推移

3.4.2 その他、正負のインパクト

1) 自然環境へのインパクト

本事業は審査時点において自然環境に影響を及ぼしやすいセクターの事業ではなく、影響を受けやすい地域における事業でもないと分類されていた。現地調査および NTDC からの聞き取りでは大規模な埋立、土地造成や開墾がなかったこと、大規模な森林伐採がなかったこと、本事業対象地域は国立公園や国指定の保護対象地域でないこと、湿地、少数民族・先住民族のための地域でないことおよび文化遺産などが近くにないことが確認された。

NTDC は地元関係者からの工事実施に対する理解と協力を得るため、工事開始前に社会自然環境への影響調査および NTDC 現地駐在者による社会環境影響調査や住民説明会を実施した。工事期間中に外部コンサルタントに委託して実施された環境モニタリング結果によると、工事期間中の環境問題として「夜間の荷卸し作業による騒音」、「掘削土砂の不適切な放置による景観の悪化」が指摘され、NTDC および請負業者は対応策を講じた。また、工事期間中の濁水、粉塵、振動および騒音の発生はあったものの、受忍限度内であったことから問題は発生しなかった。

運用開始後は NTDC 社内の社会環境評価部門が本事業が環境に及ぼす影響についてモニタリングを継続している。NTDC の報告によると事後評価時点では自然環境に悪影響を及ぼすような事態の発生は確認されておらず、工事完了後の地元からの自然環境に対する苦情等などもないことから本事業の自然環境への望ましくない影響は最小限であるとしている。現地調査を実施した地点においても社会自然環境に悪影響を及ぼすような事態の発生は確認されなかった。

2) 住民移転・補償

工事実施に伴う住民移転は発生しなかった。変電所用地については L/A 締結以前に取得済みであった。NTDC によると、これらの用地取得に伴う住民移転は発生しなかった。一方、送電線ルートについては RoW 問題が工事区間の延長に亘って次々と発生し、これらの対応のために工事中断の事態が発生し工事遅延の大きな原因となった。なお、NTDC によると、これらの補償問題の一部は訴訟となり現在も係争中である。

3) 事業地周辺への社会的インパクト

工事期間中は日雇い労務者以外に 85 人の現地住民が臨時的に雇用された。また、運開後は引続き 45 人が NTDC 現地職員として雇用が継続されている。

本事業による外部からの開発介入による貧困や社会への影響について NTDC の環境担当者から聞き取りをしたところでは、建設工事への女性参加はなくジェンダーの問題は発生しなかった。また、労働者への人種差別や宗教差別および労働争議などの問題も発生しなかった。

3.5 持続性（レーティング：③）

3.5.1 運営・維持管理の体制

NTDC は、1998 年に行われた電力セクター分割後は、国内唯一のシステムオペレーター（電力のトランスポーター）となり、中央電力購入庁（2008 年 12 月発足。以下 CPPA という）から電力を購入し、所有する送電網を通じて各地域の配電会社の送配電網に電力を搬送する役割を担っている。また、発電各社による電源開発の進捗に合わせた送電設備の整備事業を行っている。

本事業で整備された送電線および変電所の運転維持管理は各地の変電所において 3 直 4 交代制による 24 時間体制が組み立てられており、スムーズな運転維持管理が行われている。その人員数は 500KV 変電所では総人数で約 200 人体制、220KV 変電所では総人数で約 100 人体制となっている。送電設備の点検頻度は月 1 回を標準として毎月日を決めて実施され、その結果は点検記録として整備されている。

3.5.2 運営・維持管理の技術

NTDC が所有する施設の運転維持管理人員は元 WAPDA 職員が中心となって構成されている。人員配置や技術者レベルの質および体制など旧 WAPDA のシステムを継承しており、運転維持管理に関するノウハウの継承と蓄積が行われている。現地調査で訪れた変電所においても運転日誌や測定データの管理がしっかりと行われ、これらのデータを分析しつつ適切な運転維持管理の手段が採用されていた。例えば、送電線による停電事象発生が霧発生時期に多いことから、従来型から霧対策用の絶縁支持物への早期取替の実施や停電回避

のためのホットラインメンテナンスの採用などが行われている¹²。

職員の運転維持管理技術の習得やスキルアップは WAPDA 研修センターにおいて実施されている。同センターは送電線に関する補修キットの使い方から変電所の運転シミュレーターによる運転技術までを習得できる設備を備えており、年間 1,000 人以上の研修生を受け入れている¹³。基本を習得した後の職員は各現場の変電所に備えられた実物大の模擬訓練施設で送電線の点検修理補修技術の実地訓練によるスキルアップを図っている。

以上から、NTDC は運転維持管理に関する技術は十分に備えていると認められた。

3.5.3 運営・維持管理の財務

本事業の運営維持管理は NTDC が行っており、その費用は送電設備の使用料（ピーク電力に対する固定費）と送電電力量に対する変動費の 2 本立ての送電料収入で賄われている。配電会社が消費者から徴収した電力料金は全て信託口座に入金され、そこから NEPRA を介して送電料金相当分が NTDC に支払われることになっている。また、その料金体系は NEPRA によって適正な水準に設定されているため、NTDC は安定的な収入が確保できる形となっている¹⁴。すなわち NTDC の健全な運転維持管理に関する費用が国によって保証されていることになり NTDC が財務上の問題で運転維持管理に悪影響を及ぼす事態に陥ることは回避されている¹⁵。

過去には、NTDC が発電会社と直接的な電力売買取引を行い未収・未払金により収益が悪化する事態もあり、電力の取引と送電事業を一体とした損益計算が行われていたが、NEPRA 発足後の 2009 年以降の財務諸表では送電業務のみによる決算が行われている。2009 年の財務指標は収益性（純利益/純固定資産）が 18%、財務健全性（自己資本比率＝資本金/（借入金＋資本金））が 33%、資金繰り（自己資金比率＝自己資金/新規全投資額）が 200%、債務比率（債務比率＝自己資金/債務返済額）が 103%といずれも良好であり運営維持管理を適切に行うことのできる自己資金は確保されている。

3.5.4 運営・維持管理の状況

NTDC からの聞き取りでは運転開始後から事後評価時までにおいては本事業で整備された送電線と変電所における大規模な設備障害や運転ミス/トラブルおよび事故は発生していない。不具合に備えた早期の絶縁支持物の取替や停電時間短縮のためのメンテナンス手法の採用などの予防処置が取られており、また技術の継承蓄積や研鑽も行われているなど運転

¹² ホットラインメンテナンスとは通電状態で絶縁支持物(碍子)などを水で洗浄する作業手法である。

¹³ 設備はドイツ GTZ（Deutsche Gesellschaft Technische Zusammenarbeit）の支援で整備された。

¹⁴ 送電料金は、必要な経費に適正な利潤を見込んだ価格に設定されている。

¹⁵ 同国の基本方針である NTDC を含めた全ての電力セクターの完全民営化（株式の公開）達成には株式価値を高める必要がある。

維持管理体制は確立している。したがって本事業の運営維持管理状況は良好であると判断される。

他方、運転開始後の数年で現設備の容量に余裕がなくなっており、今後の急増する電力需要に合わせていかに設備の増強と更新を進めていくかが今後の課題となっている。NTDCによると、対策の計画設計は進めているものの設備投資のための資金が十分ないことが最大の課題であるとしている。

以上より、現時点では本事業の運転維持管理は体制、技術、財務状況ともに問題はなく、本事業によって発現した効果の持続性は高いと言える。

4. 結論及び提言・教訓

4.1 結論

本事業は、パキスタン国の社会経済の成長に伴って増加する電力需要に対応するエネルギー安定供給施策の一環として、同国政府が進める電源の開発と送配電設備の拡充増強事業を促進するものである。本事業は経済インフラ整備の支援であり日本の援助政策とも合致しており支援の妥当性は高いものとなっている。その内容は送電線整備と変電所の建設が行われ、事業費は計画内に収まったものの工事開始の遅れと工期遅延のため計画より6年超遅れて運転を開始しているため、本事業の効率性は中程度と判断される。本事業は電力の安定供給と同時に停電時間の縮小や送電ロスの軽減に寄与しており、電力需要の増加が著しい地域への安定した電力供給と高圧送電による送電効率の改善に貢献している。現在の運転維持管理は、適切な運営維持管理体制を整え十分な技術および財務能力を持ったパキスタン送電会社によって行われている。以上より、本事業の評価は非常に高いと言える。

4.2 提言

4.2.1 実施機関への提言

本事業ではコンサルタント調達と RoW 問題で完成に6年超の遅れが生じた経験を踏まえ、今後 NTDC が実施する事業においては以下の点を考慮する必要がある。

- 1) NTDC の技術者は請負契約であるからと言って事業を請負者に任せきりにするのではなく、自らによる調査計画詳細設計の実施および調査計画段階から現場に技術者を駐在させて潜在する問題の早期発見とその対処に当るべきである。それが請負者のスムーズな指導、品質の管理および工期の遵守に繋がるものである。
- 2) 設計変更にするのか再入札によるかについては、その費用増分と事業開始遅れによるロスを考慮して選択する。
- 3) 人事異動は業務遂行の一貫性に支障を及ぼさない配慮が必要である。
- 4) 補償交渉の長期化を避けるために、現地での連絡・調整体制の充実、工事に関連する人材と物資の現地調達などの対策を検討し、補償交渉に備えた最大限の準備を行う。

4.2.2 JICA への提言

特になし。

4.3 教訓

外部コンサルタントの採用を巡る検討・調整による工事着手の遅れを最小限に抑えるためには、JICAと実施機関はその必要性についての認識を共有することが重要である。外部コンサルタントの雇用が特に重要視されるような事業においては、両者は予め十分な意見交換を行い、その重要性について明確な共通認識を形成する必要がある。また、そのような共通認識はM/D等の合意文書に明示されることが望ましい。

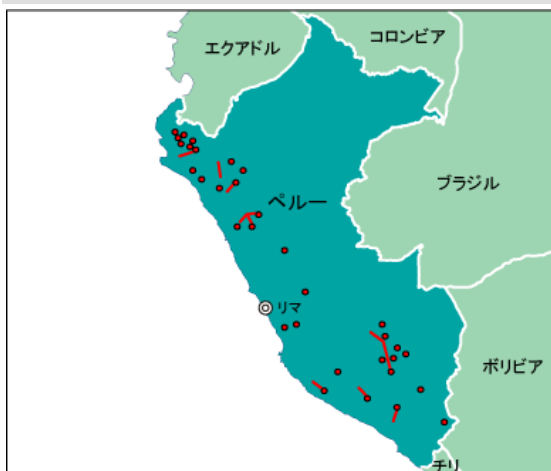
主要計画／実績比較

項目	計画	実績
①アウトプット	<p><送電線コンポーネント> <u>220kV 送電線(L=492km)</u> 1) ダウドケル～バヌ送電線(L=100km) 2) ムザファガール～バハワルプール送電線(L=90km) 3) レワット～イスラマバード送電線(L=35km) 4) グドゥ=シビ送電線～シカルプール送電線(L=60km) 5) ジャムショロ～ハイデラバード送電線(L=30km) 6) ペシャワール～シャヒバーグ送電線(L=21km) 7) ペシャワール～マルダン送電線(L=56km) 8) ガティ～ルワデラ送電線(L=100km)</p> <p><変電所コンポーネント> <u>220/132kV 変電所</u> 1) シャヒバーグ変電所(220/132kV、160MVA×2) 2) イスラマバード大学変電所(220/132kV、160MVA×2)</p> <p><その他> ・コンサルティングサービス</p>	<p><送電線コンポーネント> <u>220kV 送電線(L=573km)</u> 1) ダウドケル～バヌ送電線(L=110km) 2) ムザファガール～バハワルプール送電線(L=109km) 3) レワット～イスラマバード送電線(L=49km) 4) グドゥ=シビ送電線～シカルプール送電線(L=37km) 5) ジャムショロ～ハイデラバード送電線(L=46km) 6) ペシャワール～シャヒバーグ送電線(L=38km) 7) バロータ～ノウシュラ～シャヒバーグ送電線(L=85km) 8) ガティ～ルワデラ送電線(L=99km)</p> <p><変電所コンポーネント> <u>220/132kV 変電所</u> 1) シャヒバーグ変電所(220/132kV、160MVA×4) 2) イスラマバード大学変電所(220/132kV、160MVA×2)</p> <p><その他> ・コンサルティングサービス：計画通り</p>
②期間	1996年3月～2000年3月 (49ヶ月)	2001年10月～2006年12月 (63ヶ月)
③事業費 外貨 内貨 合計 うち円借款分 換算レート	<p>11,879百万円 (現地通貨1,843百万ルピー) 17,746百万円 12,022百万円 1ルピー=3.19円 (1995年4月)</p>	<p>9,740百万円 5,761百万円 (現地通貨2,711百万ルピー) 15,501百万円 11,750百万円 1ルピー=2.13円 (2001年10月～2002年6月平均)</p>

0. 要旨

本事業は、ペルー政府が実施している全国電化計画の一部として、農村電化率向上を目的に実施された。事業の必要性は大きく、日本の援助政策とも合致しており本事業の妥当性は高い。事業費は計画の6割程度に収まったが、発電所の送電線による代替、政府財政の逼迫による工事期間の延長などにより実施期間は計画を大幅に上回ったことから、本事業の効率性は中程度である。契約利用者数は計画の8割に達し、農村電化率向上に貢献したことから本事業の有効性は高い。住民は主に照明による生活時間の増加、家事や子女の学習の効率化などにより電化の恩恵を受け、街灯や学校・診療所の電化は社会的な便益をもたらした。商業・生産活動への電力利用は多くない。電力消費と料金収入が少ないため広大な配電網に対して十分な維持管理人員を配置できないことは、停電が頻発し長期化する背景となっているため、本事業の持続性は中程度である。以上より、本事業の評価は高いといえる。

1. 案件の概要



プロジェクト位置図



農村の電柱と変圧器（カハマルカ州）

1.1 事業の背景

1990年代、フジモリ政権が実施した経済安定化政策と構造調整政策により経済混乱期を脱しつつあったペルーでは、1993年に政府公共投資計画が策定され、経済社会インフラのリハビリ・整備に重点を置いた公共投資が推進されていた。

電力セクターでは農村における電化の遅れが大きな課題であった。同国の1995年の電化率は65%、一人あたり電力消費量は689kWhと低いレベルにあり、電力消費量は中南米諸国平均の約半分にとどまっていた。なかでも人口の45%を擁するアンデス、

アマゾン地域では電化率は20%に過ぎず、電化の推進が急務であった。このため、政府は1993年に「全国電化計画」を策定し、年間約2億ドルを投資して農村電化を進め、2000年には全国の電化率を75%まで引き上げることを計画した。

以上を背景に、全国電化計画の一部として1997年11月に本事業第1期、1999年4月に第2期のための円借款契約が調印された。なお、後継事業である「電力フロンティア拡張事業（III）」は2009年3月に円借款契約が調印された。

1.2 事業の概要

本事業はペルー政府が策定する「全国電化計画」の一環としてペルー農村地域における送電線および農村電力システムを拡張することにより、農村電化率の向上を目指し、もって農村地域における生活水準改善ならびに地方経済の活性化に貢献するものである。第1期と第2期を合わせて全国14州において送電線9区間の建設ならびに33の農村電力システムの拡張が実施された¹。

表1 借款契約概要

円借款承諾額／ 実行額	フェーズ1：10,140百万円／6,410百万円 フェーズ2：13,157百万円／6,743百万円
交換公文締結／ 借款契約調印	フェーズ1：1997年9月／1997年11月 フェーズ2：1999年4月／1999年4月
借款契約条件	本体 フェーズ1：金利2.7%、償還期間25年、 据置期間7年、一般アンタイド フェーズ2：金利2.2%、償還期間25年、 据置期間7年、複合 コンサルタント部分 フェーズ1：金利2.3%、償還期間25年、 据置期間7年、一般アンタイド フェーズ2：金利0.75%、償還期間40年、 据置期間10年、複合
借入人／実施機関	ペルー共和国政府／エネルギー鉱山省
貸付完了	フェーズ1：2008年2月 フェーズ2：2007年1月
本体契約	Ice Ingenieros Consultores y Ejecutores S.A.（ペルー）
コンサルタント契約	フェーズ1：Dessau International(カナダ) フェーズ2：Cesel S.A(ペルー)・日本工営（日本）(JV)
関連調査等	なし
関連事業	電力フロンティア拡張事業（III）、電力利用促進プロジェクト

¹ ペルーの農村電力システム（Sistema Eléctrico Rural）は小規模電力システムとも呼ばれ（本事業審査時には「小規模配電システム」の呼称が使用されていた）、通常は数段階に分けて建設・拡張され、段階が進むほど遠方の村落が電化される。本事業は33の農村電力システムにおいてシステム拡張を行ったものである。

2. 調査の概要

2.1 外部評価者

藪田 元（グローバル・グループ 2 1 ジャパン）

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：2010 年 11 月～2011 年 9 月

現地調査：2010 年 12 月 4 日～12 月 29 日、2011 年 5 月 4 日～5 月 11 日

2.3 評価の制約

本評価においては実施機関（エネルギー鉱山省）、運営維持管理組織（各地の電力会社等）、その他の関連組織からの情報収集、ヒアリング、関連文書の収集を行ったほか、全 33 農村電力システムからカハマルカ州とクスコ州のそれぞれで 2 つ農村電力システムを選び²、現地視察、運営維持管理組織（電力会社）へのヒアリングと情報収集、受益者を対象としたインタビュー、ワークショップ、質問票調査を実施して情報を収集した。8 つの運営維持管理組織に対して質問票送付による情報収集および意見の聴取を行ったが、一部の運営維持管理組織からは十分なデータが得られなかった。

3. 評価結果（レーティング：B）

3.1 妥当性（レーティング：③）

3.1.1 開発政策との整合性

背景で述べたように、本事業はペルー政府の公共投資政策に基づく全国電化計画の一部として位置づけられており、開発政策との整合性が高かった。

事業完成時のガルシア政権（2006～2011）は農村電化の推進を社会政策のひとつとして掲げ、2011 年に全国電化率を 90%に引き上げることを目指した³。現在の全国電化計画では 2020 年に農村電化率を 88.4%に引き上げることが目標とされている。

このように、本事業は審査時から現在まで継続して実施されている全国電化計画の一環であり、開発政策との整合性が高い。

3.1.2 開発ニーズとの整合性

背景で述べたとおり、1995 年当時のペルーの電化率、一人あたり電力消費量は低く、農村における電化の推進が急務であった。

エネルギー鉱山省の資料によると⁴、2009 年の全国電化率は 78.5%まで、農村電化率

² カハマルカ州は JICA による関連技術協力事業が実施されていること、クスコ州は多数の事業が集中していることを理由に選定した。

³ Políticas Gubernamentales 2006 – 2011 (Dr. Alan García Pérez, Presidente de la República)

⁴ 2009 年の電化率は全国電化計画（2011～2020）、2008 年の電力消費量は「Evolución de Indicadores del Mercado Eléctico 1995 – 2008」、2007 年の各州農村電化率は全国電化計画（2008～2017）Anexo No.1

は 45.0%まで改善された。また一人当たり電力消費量は 2008 年に 1010kWh まで増加した。しかしながら、2007 年の時点で全国 24 州中 6 州で農村電化率が 20%を下回るなど、農村電化率に改善の余地が大きい地域が残されている。

このように、本事業は開発ニーズとの整合性が高い。

3.1.3 日本の援助政策との整合性

日本は、旧 ODA 大綱（1992 年）において、経済社会開発の重要な基礎条件であるインフラストラクチャーの整備を支援するとしていた。また、日本はフジモリ政権下における 90 年以降の経済の持続的成長・貧困撲滅への改革努力を評価し、積極的な協力を実施していた。同国における多様な開発ニーズに合わせ協力内容の質・量の強化を念頭に、96 年以降、原則として毎年円借款を供与することを決定していた。その後 99 年度の同国向け援助の重点分野のひとつに経済インフラ整備を挙げ、電力分野等において地方ニーズへの対応も念頭に置き積極的に協力するとした。したがって、本事業は、審査当時の日本の援助政策と整合している。

以上より、本事業の実施はペルー共和国の開発政策、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 効率性（レーティング：②）

3.2.1 アウトプット

審査時の計画では、本事業は第 I 期と第 II 期合わせて以下の 3 つのコンポーネントで構成された。

- ① エル・バロル火力発電所：全国送電系統から孤立したバグア～ハエン地区において出力 10MW のディーゼル火力発電所を建設
- ② 送電線：全国における 9 区間、延べ 577km の送電線建設
- ③ 農村電力システム：全国 14 州における 33 地区の農村電力システムの拡張

エル・バロル火力発電所は 1999 年までに調達手続きが開始されていたが、2001～2002 年にペルー政府がペルー北西部地域への電力供給体制を見直した結果キャンセルされ、それに代わる最も経済的な電力供給手段として、既存の全国送電網の電力を活用するために送電線 1 区間が計画され、本事業により建設された。従って本事業では火力発電所建設への支出は行われていない。この変更は本事業の目的に鑑み、妥当であると判断される。

送電線のうち 1 区間（ピウラ送電線）および農村電力システム 1 ヶ所に含まれる一

による。

部の送電線は審査時には事業範囲に含まれていたが、1997年のエルニーニョ現象に伴う災害による電力供給停止を未然に防ぐため、本事業の範囲から外し自己資金により先行実施された。

農村電力システムの拡張は計画通り 33 地区で実施されたが、本事業と並行して他資金による農村電力システム拡張が進められたこと等により、対象村落の一部削除と入れ替えがあり、電力メーター調達数が計画 14 万世帯から実績 12.3 万世帯(計画比 88%)に減少した。なお、本事業では電力メーターの調達および対象世帯住居へのメーター格納箱の設置までが実施され、各世帯におけるメーター据え付けおよび電力サービス契約は各世帯が費用を負担した。

表 2 事業アウトプットの計画および実績

審査時計画	実績
第 1 期事業 ・エル・バロル火力発電所 ・送電線：3 区間、177km ・農村電力システム：21 地区、約 6.5 万世帯 第 2 期事業 ・送電線：6 区間、400km ・農村電力システム：12 地区、約 7.5 万世帯	第 1 期事業 ・エル・バロル火力発電所：実施されず ・送電線：3 区間、271km ・農村電力システム：21 地区、約 5.5 万世帯 第 2 期事業 ・送電線：6 区間、424km ・農村電力システム：12 地区、約 6.8 万世帯

(出典) 審査時資料、エネルギー鉱山省資料



本事業により建設された変電所および送電線 (カハマルカ州)

3.2.2 インプット

3.2.2.1 事業費

事業費の審査時計画は約 297 億円 (うち円借款 233 億円) であったのに対し、実績は約 169 億円 (うち円借款 131 億円) であり、計画の 57.0%にとどまった。

実施機関によると、審査当時、実施機関は各種資材の国際価格を参考に事業費を見積もったが、当時は国際価格が高騰していた時期だったこと、資材を競争入札により調達したことなどにより、実際の事業費は計画を大きく下回った。なお、送電線 1 区

間（計画 3 億円）が事業範囲から外されたことは事業費の減少につながったが、エル・バロル火力発電所（計画約 11 億円）の送電線（実績約 17 億円）への代替は事業費の増大要因となった。

表 3 事業費の計画および実績

	計画			実績		
	外貨 (百万円)	内貨 (千ドル)	合計 (百万円)	外貨 (百万円)	内貨 (千ドル)	合計 (百万円)
第 1 期						
発電所	954	1,605	1,134	0	0	0
送電線	428	6,554	1,162	1,409	5,139	2,013
農村電力システム	1,959	29,898	5,308	3,639	1,994	3,873
一般管理費	0	1,358	152	0	1,340	157
用地取得	0	454	51	0	822	97
関税・税金	0	20,596	2,307	0	11,163	1,312
コンサルサービス	664	1,067	784	529	919	637
予備費等	516	6,260	1,216	0	0	0
第 1 期合計	4,521	67,792	12,114	5,577	21,376	8,089
第 2 期						
送電線	1,846	18,329	4,412	1,854	4,760	2,390
農村電力システム	2,597	33,625	7,305	2,627	11,545	3,927
一般管理費	0	1,836	257	0	1,538	173
用地取得	0	2,218	311	0	1,057	119
関税・税金	0	21,888	3,064	0	12,164	1,370
コンサルサービス	73	6,777	1,022	758	862	855
予備費等	444	5,195	1,172	0	0	0
第 2 期合計	4,961	89,868	17,543	5,239	31,926	8,833
第 1・2 期合計	9,482	166,660	29,657	10,816	53,302	16,922

為替レート：（審査時）第 1 期：1 ドル=2.25 ソル=112.0 円、第 2 期：1 ドル=2.85 ソル=140.0 円
（評価時）第 1 期：1 ドル=3.5 ソル=117.5 円、第 2 期：1 ドル=3.3 ソル=112.6 円
（出典）審査時資料、エネルギー鉱山省資料より評価者が作成

3.2.2.2 事業期間

本事業は 1997 年 11 月～2002 年 12 月の 62 ヶ月間で実施される計画であったが、実際は 1997 年 11 月～2008 年 2 月の 124 ヶ月間で実施されたため、事業期間は計画比 200% となった。第 1 期、第 2 期とも貸付期限の延長が必要とされた。

この大幅な遅れは主に第 1 期事業の火力発電所から送電線への変更起因する。この変更は 2001 年になって決定されたが、その実施に際し、政府公共事業審査制度の変更に伴う EIA および F/S の追加実施、地権者との用地買収交渉、大口需要家（鉱山）が自己資金で整備する受電設備との計画調整等に時間を要し、同送電線は 2008 年に完成した。

その他の送電線および農村電力システムは、主にペルー政府による対外借り入れ制限の影響により、2 年間で予定していた工期が 3～4 年間に伸びた。また、第 2 期事業では工事の調達に流札があったため工事着手までに時間を要した。その結果、第 1 期事業（上述の追加送電区間を除く）は計画より 2 年遅れの 2002 年までに、第 2 期事業

は計画より4年遅れの2006年までに完成した。

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。

3.3 有効性（レーティング：③）

3.3.1 定量的効果

3.3.1.1 運用・効果指標

ここでは本事業の運用・効果指標として契約利用者数、電化率の向上、電力消費量、停電回数・頻度について分析する。なお、本事業の主要な目的は農村電化率の向上であることから、本事業の有効性を判断するにあたっては、契約利用者数および電化率の向上を最も重要視した。

(1) 契約利用者数

審査時に計画された契約利用者数約14万件に対し、実際に調達された電力メーターは12.4万個であった。また2009年末の契約利用者数は約11.4万件と推計され、審査時計画の81%である（表4参照）。契約利用者の95%は電灯利用者（一般の住居での電力利用）であり、他は学校、教会、事業者、診療所その他の公共施設である。ただし電灯利用者の一部は商店、レストラン、手工芸などの商業生産活動にも電力を利用している。

表4 契約利用者数の計画・実績および電力メーター調達数

	第1期事業	第2期事業	両事業合計
契約利用者数：計画	64,973	75,375	140,348
電力メーター調達数	55,343	68,163	123,506
契約利用者数実績(2009年推計) (対計画比)	51,000 (78%)	63,000 (84%)	114,000 (81%)

(出典) 以下のデータにより評価者が作成

契約利用者数（計画）： 審査時資料

電力メーター調達数： エネルギー鉱山省

契約利用者数実績： 電力会社からの質問状回答（一部に電力メーター調達数などに基づく推測データを含む）

実施機関および運営維持管理を行う各地の電力会社によると、電力メーター調達数および実際の契約利用者数が審査時計画を下回った理由は以下のとおりである。

- ・ 審査時に選定された対象村落の一部は、本事業が実施される前に、住民の強い要請を受けて州・郡政府などの資金により電化事業が開始されたため、本事業の対象から除外された。審査前の調査で対象村落が選定されてから本事業による詳細

設計が開始されるまでに数年間のギャップがあったためである。当初予定されていなかった村落が新たに対象に含まれた農村電力システムもあったが、全体としては対象村落数および契約利用者数が減少することとなった。

- ・ 本事業の対象世帯が実際に電力サービスを得るためには、電力メーターを有料で購入して契約する必要があった⁵。低所得の対象世帯の中にはすぐに契約できないケースがあったほか、隣家から電線を引き今も無契約で電力を利用する世帯が少なくないと考えられる⁶。このため、過半数の農村電力システムにおいて、2009年の契約利用者数が電力メーター調達数を下回る。また、隣家から電線を引いて無契約で電力を利用する世帯数があることを考慮すると、実際の利用者数は契約利用者数より数パーセント程度多いと推測される。

表5 本事業（第1、2期）による電化率の向上

	電化率向上 (都市+農村) (ポイント)	農村電化率 向上 (ポイント)
アマゾナス州	10.7	20.0
アンカッシュ州	4.4	11.9
アプリマック州	1.1	2.0
アレキパ州	1.1	10.1
アヤクチョ州	4.1	9.0
カハマルカ州	2.6	3.8
クスコ州	3.8	8.3
ウアヌチョ州	5.6	9.8
フニン州	0.7	2.0
ラ・リベルタ州	2.2	9.0
ラムバヤケ州	3.2	16.0
リマ州	0.2	7.4
ピウラ州	6.9	26.8
プノ州	1.6	3.0
全 国	2.2	8.8

(出典) 各種資料より評価者作成



(2) 電化率の向上

農村電力システムが実施された全国14州および全国において、都市・農村人口および本事業の契約利用者数から本事業による電化率の向上の程度を推計したところ、表5の結果が得られた⁷。全国においては、本事業は電化率を2.2ポイント、農村電化率を8.8ポイント向上させる効果があったと判断される。州別にみると、アマゾナス州

⁵ 電力メーターの購入には90ドル程度を分割払いする必要があった。なお現在の法制度では、農村電化事業の電力メーターは無償で住民に提供されることになっている。

⁶ カハマルカ州とクスコ州の4つの農村電化事業で実施した世帯調査(脚注13を参照)によると、カハマルカ州では2%、クスコ州では13%の電灯利用者が無契約であった。なお、無契約の利用者は隣家などを介して電力を得るが、電力料金は隣家を通じて支払っており、盗電にはあたらない。

⁷ 2009年の各州における本事業の契約者数と同年の各州の都市・農村人口から算出した。

とピウラ州で本事業の貢献が顕著であり、いずれも農村電化率が 20 ポイント以上向上している。

(3) 電力消費量

第 1 期事業を対象に JICA が 2007 年に実施した調査によると、第 1 期事業の電灯利用者の平均電力消費量は月 20kWh と推計される。また、運営維持管理を行う電力会社から入手したデータによると、2009 年の電灯利用者の本事業対象地域の平均電力消費量はカハマルカ州で月 15.5kWh、クスコ州で月 21.9kWh であった。また、カハマルカ州で 56%の電灯利用者が、クスコ州で 31%の電灯利用者が月 10kWh 未満しか消費していない。このように、本事業の電灯利用者の電力消費量は月 20kWh 程度と少ないと考えられる⁸。エネルギー鉱山省によると、これはペルーの農村部における平均的な消費水準であるが、同省が定める農村電化における電力消費量目標値（月 30kWh）には届かない。

また、同じデータによると、全契約利用者の 5%前後は学校、教会、市庁舎、保健センター、その他の公共施設や事業者など、電灯利用者以外の利用者である。なお、カハマルカ州では 24%、クスコ州では 7%の電灯利用者が電力を何らかの生計活動（商店、小規模生産活動、内職など）に利用している。

(4) 停電回数・頻度

農村部では一般に気象現象による停電が多発し、復旧にも時間がかかることが多く、電力サービスの質は高いとは言えない。本事業に含まれる 33 の農村電力システムでは 2010 年に契約利用者あたり平均して年間 36 回、延べ 86 時間の停電が発生したが、これはペルー全国の農村電力システムの平均値に比べると少ない⁹。なお、2006～2010 年の実績によると 33 カ所の中には飛びぬけて停電が多いものが 2 カ所あるが、エネルギー鉱山省によると、それぞれ近辺の発電所（本事業範囲外）の運用上の問題あるいは大口需要家（鉱山）の設備が引き起こす停電に起因しており、本事業で建設された施設が特に多くの停電をもたらしているわけではない。

表 6 契約者あたり停電回数・停電頻度

	第 1 期事業	第 2 期事業	両事業平均	全国平均
SAIFI (2010 年)	38.0	32.0	35.8	44.5
SAIDI (2010 年)	93.0	72.4	85.5	103.6

SAIFI：契約者あたり年間停電回数（回） SAIDI：契約者あたり年間停電時間（時間）

（出典）エネルギー鉱山投資監督組織（OSINERGMIN）データより評価者作成

⁸ 60W の電球 2 個を毎日 4 時間、小型テレビ 50W を毎日 3 時間利用すると月間約 20kWh になる。

⁹ このデータには以下の制約がある。(1)本事業は各地の農村電力システムの一部を構成しているが、データは農村電力システム全体についてのものである。(2)このデータには農村電化システムの配電網のうち中圧配電線で発生した停電が含まれるが、末端の低圧配電線で発生した停電は記録されていないため、実際にはさらに多くの停電が発生していると推測できる。

3.3.1.2 内部収益率

第1期事業審査時には、参考値として、送配電網の整備について財務的内部収益率（FIRR）が4.8%と算出された。計算の前提・手順などは不明である。

事後評価にあたりカハマルカ州とクスコ州の4つの農村電力システム拡張について以下の前提でFIRRを試算したところ、いずれもマイナスとなった。電力消費量が少なく投資を回収できるだけの売電収入が得られないためである。なお、計算方法が同じでない可能性があるため、審査時計算結果との比較は行わない。

- ・ プロジェクトライフ 20年
- ・ 便益：売電収入。電力料金と電力消費量は2010年までの実績をもとに予測。
- ・ 費用：建設費用、維持管理費用（年間維持管理費用を投資額の1.5%と仮定）

表 7 内部収益率の再計算結果

事業名	SER Chilete II (カハマルカ州)	SER Celendin II & III (カハマルカ州)	SER Paruro II (クスコ州)	SER Pisac I (クスコ州)
FIRR	-11.6%	-6.2%	-17.9%	-15.4%
EIRR	20.3%	25.6%	16.1%	15.9%

SER：農村電力システム

審査時には経済的内部収益率（EIRR）は算出されていなかったが、エネルギー鉱山省が通常用いる手法に沿って代替エネルギー費用を便益として、同じ4つの農村電力システム拡張についてこれを試算したところ、16~26%の範囲であった¹⁰。

エネルギー鉱山省によると、ペルーの農村電化事業は一般に、利用者あたり投資額が1,800ドル以下であれば経済的妥当性がある、すなわちEIRRが10%を超えると考えられる。本事業で実施した33の農村電力システムについて契約利用者あたり投資額を算出したところ、33カ所中31カ所が1,800ドル以下であり、全事業平均では807ドルであった。従って、本事業による農村電力システムへの投資は全体として経済的妥当性があったと判断される。なお、利用者あたり投資額が1,800ドルを超えた2カ所は、対象村落の入れ替え、減少などの理由により利用者数が計画に比べて大きく減少した事業であった。

3.3.2 定性的効果

カハマルカ州とクスコ州における世帯調査の結果によると、6割以上の世帯は電力サービスに全体的に満足している。満足していないと回答した世帯は1割程度であり、そ

¹⁰ エネルギー鉱山省では経済財政省が定めた事業評価手法に基づき、事業により節約される代替エネルギー費用等を便益とした経済評価を行っている。

の主な理由は電力使用量の少なさや停電の多さに比べて電力料金が高いこと¹¹、苦情や問い合わせが不便なこと、街灯設置数が少ない、あるいは街灯の恩恵を受けないのに街灯料金を支払っていることであった。

9割の世帯は点灯時間を夜に限る、使わない時に電灯を消す、テレビのコンセントを抜く、蛍光灯型電球を使う等、節電のための努力をおこなっている。また15%の世帯は電力サービスに満足する理由として光熱費の削減を挙げた。

以上より、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。

3.4 インパクト

3.4.1 インパクトの発現状況

本事業は、農村電化率の向上を通して農村地域における生活水準改善ならびに地方経済の活性化に貢献することが想定されていた。ここでは、主にカハマルカ州とクスコ州で実施した受益者調査の結果に基づき、一般家庭における生活へのインパクト、経済活動へのインパクト、コミュニティーへのインパクトについて分析する¹²。

(1) 電化製品の利用による家庭生活へのインパクト

電灯利用者は主に照明器具を通して電化の恩恵を受けている。照明器具による生活時間の増加、住宅内の家事の効率化、子女の学習の効率化などを主な理由に、受益者の7割以上が電化製品の中で照明器具の便益が最も大きいと回答した。電灯は世帯当たり平均約3個所有し、過半数の世帯は電球型蛍光灯を所有する。以前はランプとロウソクを使っていた。電灯照明は主に夜に3時間近く利用され、その時間は主に家事、テレビ観賞、家族の対話、学校の宿題などに使われている。多くの受益世帯において、テレビ、ラジオ、携帯電話などによる外部とのコミュニケーションが改善された。この変化は基本的に歓迎されており、村を出てゆく若者の減少、スペイン語普及による児童・若年層の社会化促進、伝統的価値観への良い・悪い影響なども指摘された。テレビ、ラジオ、携帯電話の利用状況は以下のとおりである。

- ・ テレビは約7割の世帯が所有するが、その半数近くは1チャンネルしか受信できない。平均して週に10時間ほど視聴し、ニュース番組が多く見られているほか、DVD映画等による娯楽にも使われる。

11 電力料金は電力システム毎に発電・送電・配電それぞれの費用を反映して決まるが、配電費用の高い農村部では料金が割高になる傾向にある。月100kWh以下の利用者は電力料金を減額される制度があり、月30kWh以下の利用者の場合は半額となるが、この制度が適応されていることは農村部ではあまり広く理解されていない。

12 クスコ州とカハマルカ州の4配電事業を対象に、キー・インフォーマント・インタビュー、ワークショップ、223世帯の電灯利用者および53の小規模事業家（契約分類上は電灯利用者）への質問票調査を実施した。

- ・ 7割の世帯は乾電池式ラジオを所有し農作業時等に携帯するが、電灯線に接続するラジオは半数近くの世帯が所有している。7割の世帯では電化されてからラジオを聴く時間が増えた。主にニュースを聞く。
- ・ 約3分の1の世帯が携帯電話を所有し、主に家族や友人との通話に使っている。



電化された住宅の照明器具、電灯線式ラジオとコンセント

(2) 経済活動へのインパクト

受益者調査により14村落の1319契約利用者の中で、電力を利用する小規模事業者が95件確認された。その6割以上は小さな商店で、電灯、冷蔵庫・冷凍庫などに電力を利用している。他はレストラン、木工所、製粉所などであるが、地域の特性によりその数や種類は多様である。これらの小規模事業の一部は村が電化される前から存在していたものの、電化が新たな事業をもたらしたほか、既存事業において電化が売上増加、生産性向上、品質向上に結び付いた事例が見られる。なお、小規模事業者以外の電灯利用者で電力を内職などの生計活動に利用する世帯が1割程度存在する。

一般に、電力の事業・生計活動への利用は以下の制約により妨げられており、地域の条件によっては電化の経済活動へのインパクトは限定的である。

- ・ 村民の原材料の生産・供給および市場へのアクセスの制約
- ・ 村民の起業および事業経営に関する知識と経験の不足
- ・ 電力供給能力の制約（変電器の容量の制約、単相交流のみの供給など）
- ・ 村民の電力を利用した生産技術、設備・機器に関する知識の不足

現地視察では、柱上変圧器の容量が小さいため3年前に購入した脱穀製粉機を未だに使うことができない村や、三相交流が使えないためにディーゼル発電で操業している製粉所などが見られた。小規模事業による電力需要が計画時の想定を上回ったために、十分な供給能力を実現できなかった事例である。この他、実際には単相交流でも使える機器があることを知らず起業をあきらめていた村民、単相交流しか供給されていないのに三相交流の機器を購入してしまった村民などが見られた。

なお、カハマルカ州では本事業に関連して「電力利用促進プロジェクト」が実施され、電化の経済活動へのインパクトを高める各種の手法と可能性が示された。その成果は同州で実施中の第3期事業に反映される予定である。(囲み記事参照)

カハマルカ州：電力利用促進プロジェクト（2010年3月～2011年2月）

電力フロンティア拡張事業の第1～3期全ての対象に含まれるカハマルカ州には電力消費量が十分に伸びない地域が存在する。そこで、電力の便益ならびに適正利用に関する住民への啓蒙と小規模生産活動への電力活用のモデルを示すことで、電力利用に関する住民の知識を深め、電力の適正な利用を促進することを目的に、カハマルカ州政府はJICAの支援を得て「電力利用促進プロジェクト」を実施した。12ヶ月間にわたり、州政府はJICAが雇用したペルー人コンサルタントのチーム、電力会社等とともに以下のような活動を行った。

- ・ 79村落 1,540世帯のベースライン調査（電力利用状況、電力利用への理解度など）
- ・ 電灯利用者、小規模事業者等のためのテレビ、ラジオ、印刷物、催物やセミナーによる情報普及
- ・ 母親グループを対象とした電力利用講座（家庭におけるジューサーの活用など）
- ・ 酪農家、木工所、石材加工などの小規模企業等を対象とした電力利用の技術研修、情報提供および技術支援
- ・ 村の若者を対象とした電気技師養成研修
- ・ 産業需要家と電力会社との連携・調整・電化促進

一般家庭で電力消費の急速な拡大が望めないことが明らかになった一方、情報不足や電力会社とのコミュニケーション不足により未だ実現していない産業分野の潜在的な電力需要が相当あることが判明した。そこで、潜在的な産業需要家と州政府、電力会社、NGO、教育機関等を結び付ける場として「エネルギー・プラットフォーム」を創設し、関係者間の連携を図りつつ産業需要の実現を促進した。電力会社は電力の産業利用を促進する専門部局を設置した。また、産業需要家が電力網に接続するための設備投資の資金調達を支援する「ファイナンシャル・プラットフォーム」も創設された。

潜在的な産業需要家には、近くまで電力網が届いているにもかかわらず今もディーゼル発電に依存する精米所や生乳集荷場が含まれる。本事業のもとで、電力会社とともに6つの精米所およびネスル社傘下の26の生乳集荷場が電力網に接続するための技術的な検討を開始した。精米所1ヶ所で約150世帯、生乳集荷場1ヶ所で約50世帯分の電力消費が増加する見込みである。他にも、研修を受けた17の木工所が電力を利用することで約800世帯分の電力消費の増加が見込まれる。これらが全て実現すれば、対象地域の電力消費量は4割以上増加することになる。

以上の経験は、同州で実施されている電力フロンティア事業（III）の対象地域で活かされる予定であるが、この協力の成果が十分に現れるまでにはまだしばらく時間を要する。その評価結果が待たれるところである。
(まとめ：評価者)

(3) コミュニティへのインパクト

電化により街灯が設置された村では盗みなどの犯罪が減少し、住民に歓迎されている。ただし本事業による街灯の設置数は限られ、不満を感じる住民も少なくない¹³。

電力量の約 12%（カハマルカ、クスコ）は公共施設等が消費し、教育・行政・医療などの公共サービスの改善を可能とした。例えば、診療所ではワクチンの保存、各種医療機器の利用が可能となり、医師の滞在が可能となった。また、学校では AV 機器、パソコンの利用が可能になり、電灯で学習環境が改善されたほか、夜に PTA 集会を開けるようになった。市役所、村の公民館・集会所でも利便性が向上した。街灯や公共施設の照明により、農作業で忙しくない夜に PTA 集会や村の集会を開けるようになったことは農民に歓迎されている。



電動工具を使い始めた木工所



電化された小学校のパソコン学習室

3.4.2 その他、正負のインパクト

3.4.2.1 住民移転および補償

本事業の線下敷補償は、空中権は地価の 5~10%、林木を切る場合は太さに応じて補償が行われた。一部の送電線で用地取得上の問題から小さなルート変更があったが、エネルギー鉱山省によると、用地取得および送電線の線下補償について特筆すべき問題は報告されていない。なお、本事業にともない住民移転は発生しなかった。

3.4.2.2 事業周辺地域の自然環境へのインパクト

本事業では個別の送電・農村電力システムについて、環境影響評価（EIA）とともに国立文化研究所の承認を得るために歴史的遺跡等に影響がないことを確認する調査が行われた。エネルギー鉱山省によると、環境および歴史的遺跡への影響について特に問題はなかった¹⁴。

¹³ 村落に設置される街灯の数や場所は政府が定めた技術基準に沿って技術的・経済的な観点から決められている。

¹⁴ 個別に実施された EIA は多数に上るため、各 EIA の実施状況等の詳細は省略する。

3.5 持続性（レーティング：②）

3.5.1 運営・維持管理の体制

本事業で建設された送電線と農村電力システムのうち、14 農村電力システムと 1 送電事業は電力インフラ管理公社（以下 ADINELSA という）が所有し、各地の電力会社または市政府が運用している¹⁵。その他の施設は移管されて各地の電力会社の所有となり、運用されている。ただし、第 2 期事業の 5 農村電力システムは施工業者との清算手続きが遅れ、2011 年 5 月時点で電力会社への移管手続きが完了していない¹⁶。

農村電力システムの運営維持管理は、各電力会社（または市政府）が直接および外部委託により実施する。電力消費の少ない農村部では収益を上げることが難しいため、電力会社は質・量ともに十分な人材を配置できない¹⁷。利用者数に比べて配電線の延長が長く、遠方の村に行くまでに半日以上を要する場合もある。このため、停電時に必ずしも迅速な対応ができない。

エネルギー鉱山投資監督機関（以下 OSINERGMIN という）が各事業および各電力会社の運営を監督している¹⁸。都市部においては停電、電圧・周波数などの技術品質基準が定められ、電力会社はこれを遵守することが求められてきた。電力の質を維持することが難しい農村部ではこれらの基準は適応されてこなかったが、2010 年からは停電が一定の基準を超えると、各電力会社は罰金としてエネルギー鉱山省が運用する農村電化事業のための基金に拠出することを求められるようになった。

電力会社は、多くの村落で商店主など料金徴収を補助する村人を雇用している。しかし、各種の問合せや苦情は電力会社のオフィスに電話・訪問等により直接連絡する必要があり、利用者の多くは不便を感じている。

電力会社の管理責任は各需要家の電力メーターまでで、住宅内部の配線は契約利用者の責任である。村落部には訓練された電気工はほとんどいないので、配線工事は契約利用者自身で、あるいは近隣の者を雇って行っている。

¹⁵ ADINELSA は収益性の低い電力関連事業を所有し運営する国営企業である。ペルーでは 90 年代に地方電力会社の民営化政策が実施されたが、民営化はリマの 2 配電会社を除いて進まなかった。この時期に完成した電力事業を中心に収益性が低い事業が ADINELSA に移管され、その補助を受けつつ地方電力会社あるいは市政府が運用することとなった。

¹⁶ 地方電力会社に移管された配電事業においては、対象地域は地方電力会社のコンセッション・エリアに含められ、地方電力会社が設備の運用維持管理、商業運用および新規需要者のための追加投資を行う。ただし移管手続きが完了するまでは、地方電力会社は追加投資を躊躇するため、人口増加等に伴う新規需要者への対応が進まない恐れがある。

¹⁷ OSINERGMIN の基準によると電力会社は少なくとも契約者 5000 人に 1 ヶ所の割合で運営維持管理のためのオフィスを設置し技術者を配置しなければならない。各電力会社はこの基準を満たすように技術者を配置している。

¹⁸ OSINERGMIN は「民間投資規制組織の枠組み法」（2000 年 7 月 29 日公布）によりエネルギー分野への投資に対する監督機関として設立され、法律・契約・技術面における義務履行に係わる監督機能、料金設定の規制機能、企業間あるいは消費者との紛争解決機能等を有する。

3.5.2 運営・維持管理の技術

電力会社による送電線・農村電力システムの運営維持管理に関し、技術上の深刻な課題は見られない。電力会社によると、外部委託で雇用した技術者の能力はあまり高いとは言えない。十分な研修を行うにせよ、給与水準を上げてより能力の高い技術者を雇うにせよ、農村電力システムの収益性が低いことが予算の確保を難しくしている。

契約利用者による住居内部の配線は技術的な配慮が乏しい稚拙な方法で行われることが多い。現地視察でのヒアリングおよび電力会社の技術者などによると、漏電につながるケースも見られる。ただし感電事故が頻発するとの報告はない。

3.5.3 運営・維持管理の財務

施設規模（配電線延長）に比べて電力消費量が少ない農村部の配電事業においては、一般に売電収入は維持管理費を賄うことができず、運用収益は赤字となる¹⁹。移管を受けた各電力会社は、都市部の黒字で農村部の赤字を埋めることにより、いずれも会社全体としての収益を黒字としている。（表 8）なお、第 1 期事業では電力会社は「資産」として移管を受けたため減価償却費が発生し財務的な負担が大きかった。このため第 2 期事業では減価償却の不要な「贈与」として移管された。

表 8 運営維持管理を行う電力会社の財務状況（2009 年度、単位：千ヌエボ・ソル）

	営業収入	営業支出	営業利益	純利益
Electrocentro	247,313	205,182	42,131	27,056
Electronoroeste	241,718	213,335	28,383	19,231
Electronorte	190,193	161,869	28,325	13,553
Electro Puno	80,537	71,107	9,430	10,117
Electros Sur Este	165,376	143,603	21,773	20,877
Hidrandina	403,768	353,080	50,688	38,183
Seal	233,483	200,780	32,703	18,543
ENOSA*	209,008	155,818	53,190	15,605

（出典） Anuario Estadístico 2009 (OSINERGMIN)

ENOSA については 2008 年度年次報告書による 2008 年実績

¹⁹ JICA が第 1 期事業を対象に 2007 年に実施した中間評価調査によると、第 1 期事業の 18 農村電力システム拡張事業において、運営維持管理のための支出（電力購入費、運営維持管理外部委託費、電力会社の一般管理費）は電力販売収入の約 1.2 倍に達する。電力網による農村電力システムでは送配電網の延長に比べ契約利用者数が少ないうえ、世帯あたりの消費電力量が少なく、売電収入に比べ運営維持管理費用が大きくなる宿命にある。電力会社は収益性の低い地域に多くの資源を割くことはできず、結果として運営維持管理および電力サービスの質の低下につながる。収益性の低さは農村電力システムの運営維持管理の最大の障害であるが、契約利用者数の増加と電力消費拡大、産業用電力需要の掘り起こしなどにより電力販売収入を増加することが根本的な解決策である。

ADINELSA の所有する事業では電力インフラ管理公社が政府の補助を受けつつ、各運営維持管理者に対して理論上の運営維持管理費用を支払う。第 1 期事業における ADINELSA の関与は、当時民営化の途上であった電力会社の財務的負担を軽減するため、収益性の悪い事業を対象に適応された施策であった。

3.5.4 運営・維持管理の状況

運営維持管理者（電力会社または市政府）は年間維持管理計画に基づいて農村電力システムの検査・保守・修理を行うほか、随時、停電などに対応して修理を行っている。前述のように、本事業に含まれる 33 の農村電力システムで起きる停電は全国平均よりも少ないが、2010 年には平均して年間 36 回、86 時間停電している。その停電回数の約 7 割、停電時間の約 4 割が農村電力システムの中圧配電線に起因した停電だと推測される²⁰。低圧配電線で発生する停電を加えると、実際にはさらに多くの停電が発生していると考えられる。

エネルギー鉱山省、電力会社、OSINERGMIN の意見を総合すると、停電が頻発・長期化する要因には以下が挙げられる。

- ▶ 配電網の延長が長く、経済性の観点から最低限の保護装置しか設置されていない。
- ▶ 電力会社の人員、移動手段、通信手段が限られている。
- ▶ 契約利用者が電力会社への連絡手段を持たない、あるいは適切な連絡先を知らない。
- ▶ 銅価格の上昇を背景に、近年、電線泥棒が増加傾向にある。
- ▶ 発電・送電など農村電力システム以外に起因する停電が増加している²¹。

以上より、本事業の維持管理は体制面と財政面に軽度な問題があり、本事業によって発現した効果の持続性は中程度である。

4. 結論及び教訓・提言

4.1 結論

本事業は、ペルー政府が実施している全国電化計画の一部として、農村電化率向上を目的に実施された。事業の必要性は大きく、日本の援助政策とも合致しており本事業の妥当性は高い。事業費は計画の 6 割程度に収まったが、発電所の送電線による代替、政府財政の逼迫による工事期間の延長などにより実施期間は計画を大幅に上回ったことから、本事業の効率性は中程度である。契約利用者数は計画の 8 割に達し、農村電化率向上に貢献したことから本事業の有効性は高い。住民は主に照明による生活時間の増加、家事や子女の学習の効率化などにより電化の恩恵を受け、街灯や学校・

²⁰ OSINERGMIN のデータに基づく推計。

²¹ OSINERGMIN によると、ペルーでは電力システムの拡張、電力需要の増加に伴い、全体として停電が増加する傾向にある。

診療所の電化は社会的な便益をもたらした。商業・生産活動への電力利用は多くない。電力消費と料金収入が少ないため広大な配電網に対して十分な維持管理人員を配置できないことは、停電が頻発し長期化する背景となっているため、本事業の持続性は中程度である。以上より、本事業の評価は高いといえる。

4.2 提言

4.2.1 ペルー国政府および実施機関への提言

本事業に含まれる農村電力システムの電力販売収入を増やし、その収益性を改善するため、以下の努力が必要である。

- エネルギー鉱山省は、家庭および商業・産業による適切な電力利用を促進するために JICA の支援によりカハマルカ州で実施された電力利用促進プロジェクトおよびその他の類似する活動をレビューし、得られた知識と経験の普及を図る。
- エネルギー鉱山省は各電力会社に以下の努力を促すよう働きかけることが望まれる。
 - ・ 各電力会社は農村地域の産業用電力需要を掘り起こし、それへの電力供給を速やかに実現するため、電力の産業利用を促進する専門部局を設置する。
 - ・ 各電力会社は潜在的な産業需要家を電力会社、地方政府や関連する NGO・教育機関等に結び付け、戦略的な連携を構築するための活動を開始する。
- エネルギー鉱山省は第2期事業の5つの農村電力システムの電力会社への移管を速やかに完了させる。

今後、ペルーにおいてエネルギー鉱山省が実施する農村電化事業においては、以下の配慮が重要である。

- 各地域の民生・産業用電力需要の予測をより精緻に行ったうえで、電力網を使った農村電化に適した対象村落を選定し、最適な送配電能力を確保できるように施設を計画する。
- 計画時に行う現地調査、あるいは実施段階でのコンサルタントによる現地調査・施工管理などの機会に、初めて電力を使う農民に対して十分な啓蒙・研修を行う。電力利用の制度面（料金体系、顧客サービスなど）・安全面（住宅内の配線・安全装置など）、家電製品の種類・便益と電力消費量、節電の方法、電力の産業利用などのテーマをカバーする必要がある。
- 住宅内部の基本的な配線工事を事業の一部に含めることにより、事業完了後速やかに安全で効率的な電力サービスを提供する。その過程で研修を行えば、地元技術者

を養成することも可能である。

- エネルギー鉱山省は農村電化事業の計画段階、実施段階で地方政府および電力会社と十分な連絡調整を行い、電化対象村落の減少あるいは入れ替えを最小限に抑えるとともに、事業のより効率的な実施に努める。

4.2.2 JICA への提言

JICA はカハマルカ州で実施された「電力利用促進プロジェクト」の効果を評価したうえで、その経験の普及と活用に努める。

4.3 教訓

送配電網を使った農村電化事業では一般に、対象地域が遠隔地に広がれば広がるほど維持管理コストが増大し、それをカバーするだけの売電収入を得ることが難しくなる。したがって、事業の財務的な持続性を高め、適切な維持管理により電力供給サービスの品質を確保するためには、以下の配慮が重要である。

- 商店・ワークショップ・農産物加工などの産業を含めた電力需要を精緻に予測し、電力網による電化にふさわしい対象村落を選定するとともに、予測された電力需要に応じた適切な供給能力を計画する。
- 潜在的な産業電力需要を掘り起こすために、啓蒙普及活動を重視し、地方政府、産業界、電力業界などの関係者間の戦略的な連携を確立する。
- 電力サービスの品質について外部者による適切なモニタリングを継続する。
- サービスの品質を維持するため、施設の運営維持管理者に経済的なインセンティブを与える。

主要計画／実績比較

項 目	計 画	実 績
① アウトプット	<p>第 1 期事業</p> <ul style="list-style-type: none"> ・ エル・バロール火力発電所 ・ 送電線：3 区間、177km ・ 農村電力システム：21 地区、約 6.5 万世帯 <p>第 2 期事業</p> <ul style="list-style-type: none"> ・ 送電線：6 区間、400km ・ 農村電力システム：12 地区、約 7.5 万世帯 	<p>第 1 期事業</p> <ul style="list-style-type: none"> ・ エル・バロール火力発電所： 実施されず ・ 送電線：3 区間、271km ・ 農村電力システム：21 地区、約 5.5 万世帯 <p>第 2 期事業</p> <ul style="list-style-type: none"> ・ 送電線：6 区間、424km ・ 農村電力システム：12 地区、約 6.8 万世帯
② 期間	1997年11月～2002年12月 (62ヶ月間)	1997年11月～2008年2月 (136ヶ月間)
③ 事業費		
外貨	9,482百万円	10,816百万円
内貨	166,660千ドル (現地通貨425百万ソル)	53,302千ドル (現地通貨181百万ソル)
合計	29,657百万円	16,922百万円
うち円借款分	13,157百万円	6,736百万円
換算レート	1ドル＝2.55ソル＝129円	1ドル＝3.40ソル＝115円