

平成 23 年度案件別事後評価：パッケージⅢ-3
(ベトナム国・グルジア国・ケニア国)

平成 2 4 年 1 1 月
(2012 年)

独立行政法人
国際協力機構 (JICA)

委託先
学校法人早稲田大学

評価
JR
12-35

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 2009 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 2008 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。

2012 年 11 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。

ベトナム

環境管理体制構築支援借款

外部評価者：早稲田大学 大門 毅／(株)早稲田総研イニシアティブ 川初美穂

0. 要旨

本事業では、ベトナム電力公社（Vietnam Electricity、以下 EVN という）に環境管理体制（Environment Management System、以下 EMS という）を構築すると同時に環境機器の設置及び地方配電網の整備を実施し、環境管理体制の確立及び地方配電サービスの拡大、安定化を図り、ベトナム電力セクターにおける環境負荷の軽減及び電力の安定供給に寄与することを目的としていた。本目的は、審査時、事後評価時双方の政策やニーズに合致していることから妥当性は高い。その一方、効率性については主にソフト・コンポーネントの遅延及び中止により中程度と判断される。また、EVN 本社とニンビン火力発電所における EMS 構築に対するソフト・コンポーネントについて計画された範囲が実質的に中止になったため、有効性・インパクトは事前評価時に案件全体として想定されていた水準に照らして、中程度と判断される。他方、ベトナム政府の推進する電力セクター改革の進展とともに環境に配慮した電力供給体制強化の方向性が確認されており、また、本事業で建設された配電関連施設の高い活用、維持管理状況が見られ、持続性は高いと考えられる。

以上より、本プロジェクトの評価は高いといえる。

1. 案件の概要



(案件位置図)



バクニン省で建設された変電施設

※左図の赤い円で囲った部分は本案件により地方配電網整備が実施された地域（北部 5 省、中部 4 省、南部 11 省）

1.1 事業の背景

ベトナムでは 86 年のドイモイ政策導入後、急激な経済発展に伴ってハノイ市やホーチミン市等大都市部を中心に電力需要が急増しており、本事業開始以前の 96 年から 2002 年ま

での全国電力消費量は年平均 14.6%の伸びであった。また、EVNは同国内の 2010 年までの電力需要量の伸びは年平均約 13%で推移するものと見込んでいた。このような需要増加に対応するため、EVNは今後 2020 年までに 37,600MWの電源開発を行う計画であった。ただし、同国内には比較的豊富な炭田があるため安価な原料である石炭による火力発電が総発電量の約 4 分の 1¹を担うことになっており、同時にそれに伴う窒素化合物、硫黄酸化物、煤塵等の排出による環境汚染が特に懸念されており、適切な環境管理が必要と考えられていた。さらに、EVN全社を通じた統一的環境ガイドライン、個別発電所における環境管理体制も未整備の状況にあった。このため、発電所におけるモニタリングが不十分であることや汚染物質処理設備が設置されていないなどの問題を抱えていた。

今後ベトナムの電源構成において石炭火力発電所の役割が拡大することで環境に対する負荷が増加するため、組織改善の一環として EVN に環境管理体制を整備し、環境対策を導入・徹底すると同時に、環境への負荷軽減に寄与する環境機器の設置及び、農村地域も含む経済成長の波及に向けた地方配電網の整備が必要となっていた。

1.2 事業概要

EVN に環境管理体制（EMS）を構築すると同時に環境機器の設置及び地方配電網の整備を実施し、環境管理体制の確立及び地方配電サービスの拡大、安定化を図り、もってベトナム電力セクターにおける環境負荷の軽減及び電力の安定供給に寄与する。

円借款承諾額／実行額	3,190 百万円 / 2,810 百万円
交換公文締結／借款契約調印	2004 年 3 月 / 2004 年 3 月
借款契約条件	金利 0.75%、返済 40 年（うち据置 10 年）、 アンタイド
借入人／実施機関	ベトナム社会主義共和国政府／ベトナム電力公社
貸付完了	2009 年 8 月
本体契約	-
コンサルタント契約	ESBI Engineering and Facility Management (アイルランド)
関連調査（フィージビリティ・スタディ：F/S）等	『ベトナム：「越電力セクターローン」案件形成に係る委嘱調査報告書』、(有) めなむアドバイザー、 2003 年 8 月 『ベトナム社会主義共和国 ベトナム電力公社（EVN）環境管理体制整備の支援に係る調査』、電源開発株式会社、2004 年 1 月 『ベトナム社会主義共和国 ベトナム電力公社（EVN）環境管理体制構築支援に係る調査（フェー

¹ 2003 年の審査時時点において、2020 年までの電源開発である約 37,600MWのうち 9,500MW を石炭火力発電所が占める予定となっていた。また、電力セクター改革により、火力発電所建設を中心として独立電力業者（IPP）や BOT 方式による民間投資等、多様な新規参入が予測されていた。

	ズ II)』、中部電力株式会社、2004 年 4 月
関連事業	ベトナム国家エネルギーマスタープラン調査

2. 調査の概要

2.1 外部評価者

大門 毅（早稲田大学）

川初美穂（株式会社早稲田総研イニシアティブ）

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 12 月～2012 年 10 月

現地調査：2012 年 3 月 11 日～3 月 25 日、2012 年 6 月 30 日～7 月 8 日

2.3 評価の制約

有効性・インパクトの評価にあたっては、データの制約上、北部配電会社（Northern Power Corporation、以下NPC）が実施した省のうちバクニン省、クアンニン省及び、中部配電会社（Central Power Corporation、以下CPC）が実施した省のうちクアンナム省の運用効果指標及びパイロット省として事前評価で設定されていたバクニン省²で実施した受益者調査の結果を活用した。なお、NPC、CPCが実施したその他の省と南部配電会社（Southern Power Corporation、以下SPCという）管轄下の 12 省では、小規模の一部の地域に限られた実施であり、当該指標を集計していないため、対象としていない。

3. 評価結果（レーティング：B³）

3.1 妥当性（レーティング：③⁴）

3.1.1 開発政策との整合性

電力政策において案件実施から直近の 2002 年「ベトナム第 5 次国家電力マスタープラン（2001 年～2010 年）」に続き、2011 年 7 月批准された最新の「ベトナム第 7 次国家電力マスタープラン（2011 年～2020 年）」によると、電力セクターの環境負荷の低減に関しては、その開発方針の中に「電力を開発しながら資源・環境を保護し、国の持続的な発展を確保する」とされており、具体的な環境保護対策の項目の中に環境管理体制強化、環境影響に関するモニタリングと規程遵守が明記されている。また、地方を含む電力供給の安定化については、「2015 年までには全村の 100%及び農村世帯の 98.6%が電気を使用することが可能になり、2020 年には農村全世帯が電気の使用が可能になることを目指す」として配電に係わるインフラ整備が引き続き重視されている。

²パイロット省として選定された理由として実施機関である EVN の傘下の北部配電会社が管轄するバクニン省配電会社は対象地域を都市部以外の農村地域のみ限定して本事業を実施し（低圧配電網整備中心）、同省の 8 行政地域の内、7 行政地域といったほぼ全域が対象（裨益可能人口は 51 万 9 千人）となっている点が挙げられる。

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」

環境管理体制の確立を目指した制度改革に関しては、既に1997年の工業省策定の「電力セクター政策声明 (Power Sector Policy Statement)」において環境に配慮した市場経済原理に基づくセクター改革の方向性が打ち出されている。他方、1995年のEVN設立当時より、同国は政府としてWTO加盟⁵を控え、2004年以降は2005年の「企業法」の成立等により国全体の国営企業改革に対する法的枠組みの検討が進められており、引き続き環境に配慮しつつ競争力の強化を目指した国営企業の再編、株式会社化を加速させている。そのような背景にあつてEVNにおいても2005年「電力法」⁶が施行され、環境に配慮した市場競争原理の導入を促進するための組織改革が実施されている。

以上により、本案件は同国の電力政策における実施計画においても、電力セクター改革の方向性に沿ったセクター・ローンとしても整合性が高いと考える。

3.1.2 開発ニーズとの整合性

事前評価時において、同国の経済発展に伴う急激な電力需要の増加に対応するため、ベトナムは大幅な電源開発を行う必要があり、事後評価時においても石炭及び石油ガス等の火力発電所は重要な位置づけにあり(図1参照)、同セクターとして適切な環境対策が求められる。

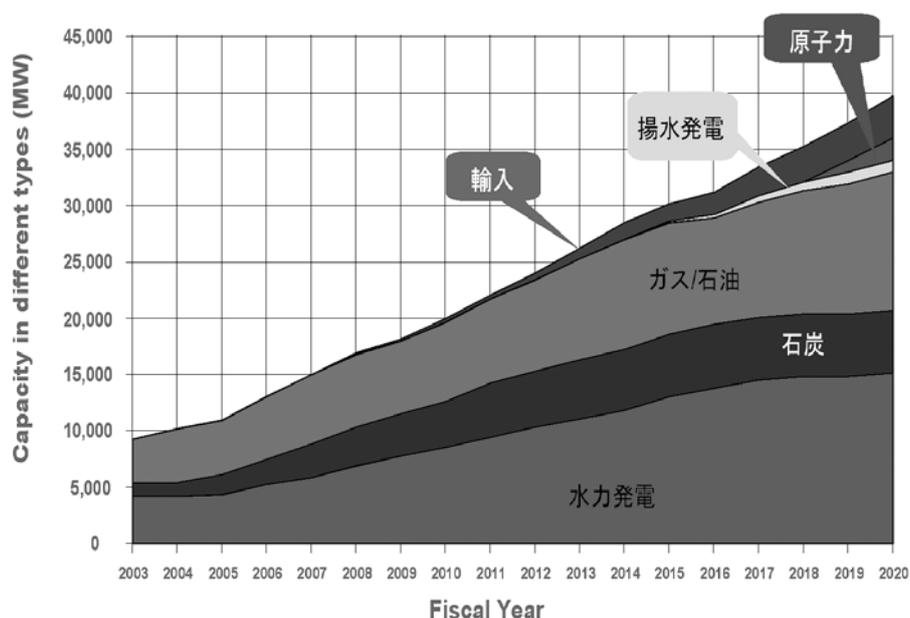


図1 ベトナムの電源開発計画(2003~2020年)

出所: EVN

また、近年、同国全体の気候変動への関心や環境問題に対する認識が高まっていること

⁵ 同国は1995年1月にWTOから加盟申請を受理されて後、12年目の2007年1月にWTO正式加盟を果たした。

⁶ 「電力法」が示す基本的な考え方は(1)競争原理に基づいた電力市場の形成、(2)国内外からの投資の促進、消費者、出資者、従業員などの権利の保護、の3点とされ、これに従って関連条項が制定されている。

も背景にあり⁷、EVNの環境への取り組みは引き続き重要である。EVNの環境担当局⁸は2002年に新規に設置されたが、それ以降、同局の人的体制は順調に拡充しているとしている。2006年以降のEVNの株式会社化による分社化等の組織改編により企業規模や事業分野がスリムダウンしている中であって、環境に関する具体的で着実な実施に重要性が増していると考えられている。また、地方レベルの配電事業に関してはこれまで農村で形成される配電組合等の地場組織が自主的に担ってきた部分が大きく(図2参照)、電化している農村(ベトナムの地方行政単位においてはコミューンと呼ばれる)の内、EVNの配電会社から電力を購入しているのは2007年の同国商工省による全国調査においては未だ約40%弱という状況であり、配電組合などの地場組織による配電を行っている農村においては配電施設の更新や整備の立ち遅れが見られ、農村地域への電力の安定供給に支障をきたすといった実態がある。このような状態を改善し、電力の安定的供給に問題を抱える農村地域⁹にも普及させるニーズは引き続き大きいと考えられる。

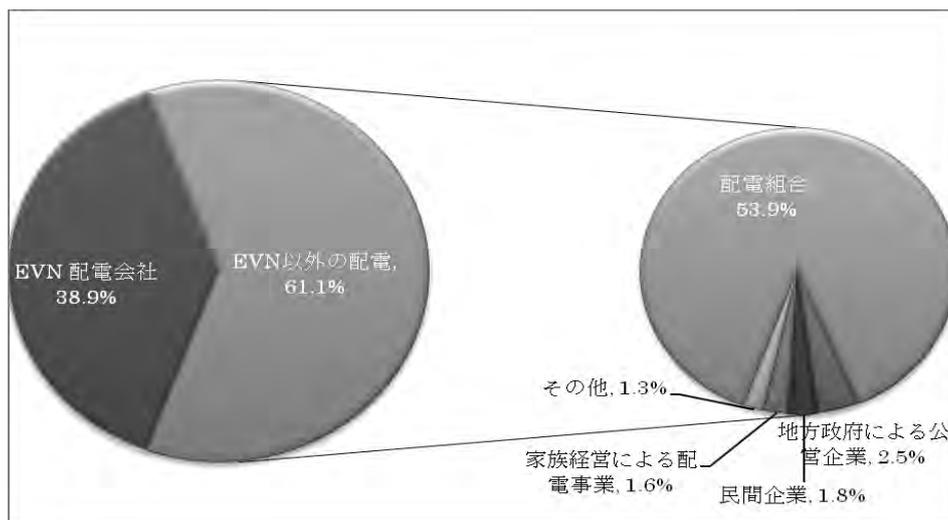


図2 ベトナム全国レベルにおける配電事業の担い手の割合

出所：ベトナム商工省 2007年調査(ベトナム語のみ)

“MÔ HÌNH HỢP TÁC XÃ QUẢN LÝ KINH DOANH ĐIỆN NÔNG THÔN (Cooperative Model in Rural Electricity Management)”

3.1.3 日本の援助政策との整合性

事前評価時においては、電力インフラ整備は JICA 国別業務実施方針における重点分野の一つであり、同方針では民活案件の導入に向けた環境整備に留意しつつ、既存施設の改善

⁷ World Bank. Global Facility for Disaster. April 2011. *Reduction and Recovery, Climate Risk and Adaptation Country Profile, Vietnam.*

⁸ 該当する局の2002年当時の英文正式名称は Department of Science, Technology, Environment and Telecommunication であり、以前の Center of Environment and Computer が発展解消されている。現在の名称は通信を除いた Science, Technology and Environment Department となっている。

⁹ 各配電会社が実施する事業(サブプロジェクト)のニーズ・融資適格性は各配電会社の請求書に基づき EVN(事業運営委員会)で個別に判断した。主な選定クライテリアは(1)配電会社の実施プログラム(2003~2006年)の対象となっていること、(2)世界銀行、アジア開発銀行などの支援になっていないこと、(3)一件当たりサブプロジェクトの金額が5億円を超えないこと等となっている。

による支援効果の高い事業（発電、節電等）、電力の安定供給、地方電化に資する送配電システムを支援の対象としていた。また、国全体のセクター改革を目指したいいわゆる「セクター・ローン」の供与、とりわけ「ソフト・コンポーネント」の実施を通じた制度改革を支援する方針をとっており、本事業では特に、電源開発に伴う環境負荷の拡大を防止するための制度改革に焦点を当てた支援を行なっていく方針であった。

以上より、本事業の実施はベトナムの開発政策、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¹⁰（レーティング：②）

3.2.1 定量的効果（運用・効果指標）

事前評価時において運用・効果指標が設定された対象事業は「地方配電網整備」部分であり、対象地域はパイロット省としてのバクニン省（実施機関はEVN傘下の北部配電会社 Northern Power Corporation、以下 NPC）、及びクアンニン省（NPC）、クアンナム省（CPC）となっている。なお、目標値と実績値の比較対照のターゲットとなる年に関しては、実施は遅延なく行われたため、事前評価時に設定された 2008 年としている。

対象 3 省全体の運用効果指標データの分析結果は以下の表の通りである。

表 1 バクニン省、クアンニン省、クアンナム省における運用効果指標の分析結果

対象省	運用効果指標	基準値 (2003)	目標値 (2008)	実績値 (2008)
バクニン省	世帯当たりの電力消費量 (MWh/世帯)	0.62	1.24	1.04
	需要家一軒当たり年間事故停電時間 (分/年・軒)	7200	5400	5133
クアンニン省	世帯当たりの電力消費量 (MWh/世帯)	0.25	0.35	2.40
	需要家一軒当たり年間事故停電時間 (分/年・軒)	800	600	575
クアンナム省	世帯当たりの電力消費量 (MWh/世帯)	0.74	1.37	n/a ¹¹
	需要家一軒当たり年間事故停電時間 (分/年・軒)	n/a	n/a	n/a
	配電ロス (%)	8.5	6.65	7.05
	配電ロス削減率 (%)	n/a	22	23

出所：JICA 審査時資料及び、質問票に対する NPC, CPC からの回答データ

¹⁰ 有効性の判断にインパクトも加味して、レーティングを行う。

¹¹ 実施機関から報告のあった 2008 年実績値(0.007MWh/世帯と報告)の測定単位等において未確認な点が残るため、他地域で入手したデータと同じレベルの精度が確保できないと判断し、本表には敢えて掲載しないこととした。

事後評価時で得たバクニン省の実績データを見ると「世帯当たりの電力消費量」は達成率が84%であり、ほぼ達成していると言ってよい。「需要家一軒当たり年間事故停電時間」に関しては目標値以下の数字に停電時間が減少しており、目標を十分に達成している。その他、クアンニン省においても「需要家一軒当たり年間事故停電時間」に関しては約96%を達成しており、電力供給の安定化の点から向上が見られる。さらに、クアンナム省について配電会社から得られた提供データによれば、配電ロス等において当初目標値が未達成である一方、本案件にて新設された110kV 低圧変圧施設について、施設100台当たりの年間事故発生台数が0.024(2007年)、0.016(2008年)となっており、年間事故率がほぼゼロであることが示されている。以上により、本事業実施の有効性は一定程度示されているといえる。

3.2.2 定性的効果

本事業がもたらす定性的効果の項目として、事前評価時においては以下の4点が設定されている。

- ・EVNにおける環境管理体制の構築による環境負荷の軽減
- ・環境機器の導入による温室効果ガスの排出抑制
- ・電力設備の増強による電力供給の安定化
- ・ディーゼル発電の削減による二酸化炭素の排出抑制

「EVNにおける環境管理体制の構築による環境負荷の軽減」及び「環境機器の導入による温室効果ガスの排出抑制」については、環境管理体制の構築については部分的に中止となり、また環境機器の導入について円借款での実施は中止され、ファーライ火力発電所の自己資金で実施されたが、そこでは水処理部分のみの実施にとどまり大気汚染に関する環境機器の設置は実施されなかったため、環境負荷の軽減や温室効果ガスの排出抑制などの定性的効果の発現がなかった。

「電力設備の増強による電力供給の安定化」に関しては、バクニン省における受益者調査¹²の中で、直接的に裨益したと考えられる住民に案件実施後の電力供給の安定化に関する意識調査を行い、そのデータをもって定性的効果の判断を補完した。まず、本事業が実施された地区の住民に対して同国の配電の質に対する課題として従来多く挙げられている諸点に関して質問した。その中で特に本案件実施による電力供給の質向上に係わる4項目「予告のない停電の頻度」、「計画停電の頻度」、「配電施設故障の頻度」、「電圧の安定」について、「予告のない停電の頻度」が大幅に向上したと回答したのは全体の82%、「計画停電の頻度」については81%、「配電施設故障の頻度」については74%、「電圧の安定」については84%と回答があった。また、同省において本事業で整備の対象となった変圧器の多くは

¹²受益者調査ではバクニン省の7行政地域の基礎データ(面積、人口、コミューン数、経済成長率、年間一人あたりの食料生産量、及び業種形態)を踏まえ、本事業実施以前(2004年)に既に同地域に居住していた住民を対象に130サンプルを抽出して行なった。当該サンプルの特徴としては一世帯当たりの人数は比較的小さく3.5人であり、世帯主の多くは男性で一人のみ女性の世帯主という状況であった。また、約9割強が本事業はJICAによる支援であることをバクニン省人民委員会や配電会社の告知等により何らかの形で知っていた。

住民が 1975 年前後に住民が共同購入した古いものであり故障が多く、事業実施前では省全体で約 30%以上の配電ロスがあったが、2006 年の本事業実施後は過負荷対策や配電改修等を含めた広域の変圧器更新のため、現在の配電ロスは約 11%に大きく改善にしているとの報告が得られている。

「ディーゼル発電機の削減による二酸化炭素の排出抑制」に関しては、バクニン省に関しては農村地域の貧困人口が多い場所であるため、ディーゼル発電機を所有しておらず、該当者なしとの報告を得ている。また、各 3 地域の配電会社からの回答データを見ても、既存のディーゼル発電機が実際に削減されたといった報告はない。但し、仮に本事業による電力普及がなければ、今後ディーゼルを購入する世帯が増え、その結果二酸化炭素の排出が増加した可能性はありうる。

表 2 ベトナム国の地方電化率の推移（農村、世帯別）

単位：%

	2005	2006	2007	2008	2009	2010
農村	95.9	96.4	97.0	97.8	97.9	98.6
世帯	90.4	91.5	96.7	94.5	95.0	97.3

出所：EVN Corporate profile 2009-2010,2010-2011

3.3 インパクト

3.3.1 インパクトの発現状況（事業目的にある“インパクト”）

本事業で想定されたインパクトは以下の通りである。

- ・ 同国の電力セクターの環境負荷が軽減される
- ・ 地方における電力利用が拡大する

「同国の電力セクターの環境負荷が軽減される」については予定されていた EMS 構築が実施される以前に中止されており、それがもたらすインパクトについては発現していない状況である。但し、本事業が実施した電化の普及により、環境負荷の高いエネルギー源（ディーゼル、灯油等）の消費増加を抑制する効果はあったものと想定される。

「地方における電力利用が拡大する」についてはバクニン省の農村地域における受益者調査の中で、本案件実施後の新たな電化製品の購買状況と電力料金の家計に占める割合の変化に関する調査を行い、当該データをもって本項目の判断を補完した。

第一点目として、本事業による電力の安定供給が住民の新しい電化製品の購入による多様な電力利用につながっていることが確認できている。特に、図 4 の「事業実施後の購入」品目を見ると、回答した住民の 5%がこれまで購入実績のない電動ポンプ、洗濯機など衛生面、環境面で役立つものを購入している。また、本案件実施後にエアコン、電子レンジ、湯沸かし器など生活の快適さを向上させる家電製品を購入した世帯はそれぞれ回答者中 40%、50%、45%となり、さらには、ラップトップ PC を含む PC、ラジオやカラオケ、TV など多様な情報受信や余暇の楽しみにつながるものを案件実施後に購入した世帯はそれぞれ 30%、30%、10%となり、それらの製品の普及率が増えているなど、生活の様々な場面で変化をもたらすと考えられる電化製品を購入している。

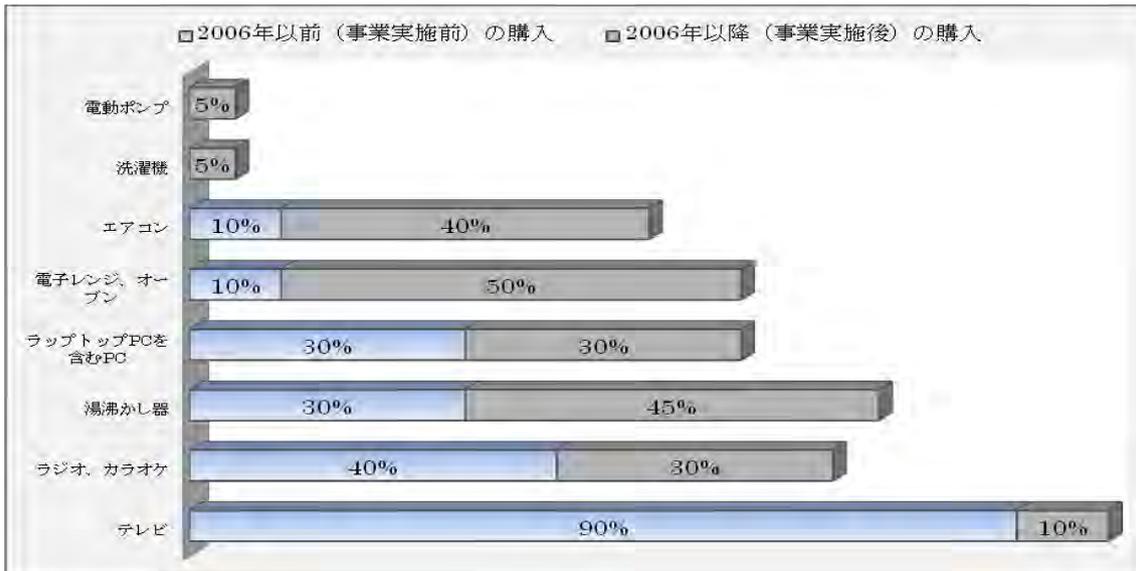


図4 バクニン省の実施対象地区住民の電化製品別保有状況の変化

出所：受益者調査

注：全回答者数を100%とし、本事業が完了し、稼働が始まった年の2006年を境として、購入した電化製品ごとの保有割合を示している。尚、100%に達していない項目についてはその製品について未購入者の割合を示している。

第二点目として、当該農村住民の家計においては電気料金の占める割合が88%増加しており、電力使用が拡大している。なお、消費量当たりの電気料金は2012年5月の調査時点においては大幅に上がっておらず、本事業実施前後とほぼ同水準であるといつてよい¹³。また、EVN傘下の配電会社との購入契約により本事業実施前よりも単位あたりの電気料金はむしろ安くなったことも回答されている。



図5 電力料金の家計に占める割合の変化と料金増加理由の内訳

出所：受益者調査

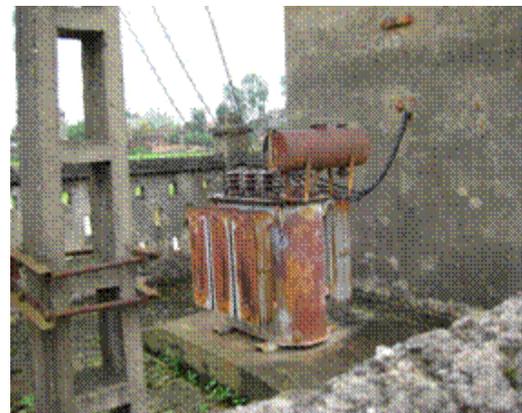
¹³ 但し、2012年7月より電力の基本料金が一律5%値上がりした。

3.3.2 その他、正負のインパクト

バクニン省の配電会社によると全体として農村に点在する旧式の低圧変電施設などで発生していた家畜や児童の感電死亡事故の減少や、電力供給を止めることなく継続しながら古い配電設備の更新が可能になったことが付随的なインパクトとして挙げられている。



バクニン省の村にある 70 年代からの変圧施設



古い変圧器の状態

3.3.2.1 自然環境へのインパクト

実査時のヒアリングにおいて、バクニン省の農村部においては電動ポンプによる排水処理促進や池に生息する魚の養殖のため水循環による酸素注入などが可能となり、零細な農水産業及び水環境改善にも少なからずインパクトがあったとの報告があった。

3.3.2.2 住民移転・用地取得

バクニン省以外の NPC の管轄下において選定されていたサブプロジェクト中、変電所建設を行う際に小規模の住民移転を要し、法的な賠償手続き及び用地取得を適切に行うべく当初予定より若干時間を要したサブプロジェクトがあったものの、その後大きく社会問題化はしていない。

以上より、本事業の実施により、定量的効果については一定の効果が見られるが、他方、定性的効果と想定されたインパクトに関しては、主に EMS 構築に対するソフト・コンポーネントの中止のために環境負荷の向上に関する効果・インパクトが十分に発現していない。その他のインパクトにおいては正のインパクトが認められる。したがって有効性・インパクトは中程度である。

BOX1 社会生活面における副次的効果

本事業実施による対象地域住民の生活の変化と受益状況の意識に関する調査結果は以下の表3の通りである。

表3 バクニン省の対象地域住民の「生活の変化」と「受益状況」の意識

生活の変化	コメント なし	強く同意 できる	同意 できる	同意 できない	全く同意 できない
家族が TV、ラジオ、インターネットによる情報にアクセスする機会が増えた	1%	45%	52%	0%	2%
安全で快適さが増したことにより、生活の質が向上した	2%	42%	54%	0%	2%
パソコンを使って情報ソースにアクセスできる等、子供が勉強に多くの時間を費やすようになった	1%	49%	47%	1%	2%
エンターテイメント等、生活に楽しみが増えた	2%	48%	48%	1%	1%
衛生健康面や栄養面が向上した	1%	39%	58%	1%	1%
家族の世話をする家庭の主婦が楽になった	3%	45%	49%	2%	1%
公的サービスや社会的なインフラの質が向上した	2%	43%	52%	1%	2%
地域社会の治安が良くなった	2%	41%	54%	1%	2%

出所：受益者調査

調査結果をみると生活面でのほぼすべての項目で広範な受益状況が認められるが、この中で特に教育や所得向上に対する直接的な波及効果があると考えられるのは、子供たちが夕刻後の夜間も電気が安定して供給されるため、自宅でより多くの時間を勉強に割くことができるようになった点と、女性が家電の購入により、長い家事労働から開放されて楽になったといった点である。ヒアリングによると、本事業により女性が家事労働以外の所得向上活動に時間をかけられるようになったため、副収入による家計への貢献度が増しているとのことである。

3.4 効率性（レーティング：②）

3.4.1 アウトプット

事前評価時に想定されていたアウトプットは以下の3点である。

- ① EVN 本社及びニンビン火力発電所における EMS の確立
- ② ファーライ火力発電所における環境機器の設置
 - ・電気集塵機
 - ・下水処理施設
- ③ 地方配電網整備のための関連施設の建設(配電、電信)
 - ・地方の47省における変圧施設、配電網及び通信網

まず、第一点目の「EVN本社及びニンビン火力発電所におけるEMSの確立」に関しては、本コンサルティングサービスの対象がEVN本部だけでなく、既存のニンビン火力発電所1号機及び既設の1号機に隣接して設置予定であった新規のニンビン火力発電所2号機の環境管理も視野にいたった計画になっていたが、2号機建設予定サイトの立地問題が発生したため2号機に係わる全てのプロジェクトが中止という政府決定がなされ、その影響を受けたという経緯がある。2007年4月に業務が開始されてからインセプションレポートが作成されたものの、同年7月にニンビン発電所2号機に関わる政府決定のために一旦活動は延期され、2008年9月に本活動の中止の決定がなされたため最終的には部分中止に至った。JICAはこれらの決定を受けたEVNからの説明報告に対し、手続きを経た上で同意をしている¹⁴。

二点目の「ファーライ火力発電所における環境機器の設置」については、ファーライ火力発電所は2005年3月に株式会社化（EVNが所有する株式比率67%）されており、同理事会にて本件はEVNの自己資金で対応すべしとの決定がなされたため実施は借款対象外となった。

三点目の「地方配電網整備」については3地域の配電会社が実施するサブプロジェクトは計画通りすべて完了、稼働している。アウトプットに関しては当初計画されていたコンサルティングサービスは部分中止、環境機器の設置部分は借款対象外ということになったが、上記中止に伴う変更金額は地方配電網整備等の一部充当されて、事業期間中に追加のサブプロジェクト¹⁵が実施されている。

¹⁴費用削減・合理化を旨とする国営企業改革が進行中の当時のEVNにおいて、EMS導入が可能な形があったとすれば、ベトナム側の予算措置を必要としない「技術協力」または「長期専門家」であったというのがベトナム側の見解である（元計画投資省官僚のヒアリングによる）。

¹⁵サブプロジェクトについての実際の調達管理はEVN傘下の各配電会社（3社）が実施する方式を採用しているため、EVN側からJICA側への詳細な報告義務は発生せず、また、本来サブプロジェクトの進捗詳細を監理することを想定していたコンサルティングサービスが中止になったことも影響し、EVN本社ではサブプロジェクトの詳細は必ずしも把握していない。

表 4 審査時における配電会社・省別の地方配電網整備に係わるサブプロジェクトの規模

地域別配電会社	省	配電網 (km)	変電施設数	配電能力 (kVA)
北部配電会社 (NPC)	バクニン	96	282	37,015
	クアンニン	51	51	7,740
中部配電会社 (CPC)	クアンナム	166	107	18,380
	ソクチャン	5	40	1,025
	チャビン	3	11	275
	ティエンザン	24	7	503
	ベンチュ	8	33	1,225
	キエンザン	1	3	300
	ビントゥア	46	0	--
南部配電会社 (SPC)	ク			
	ビンフォック	4	0	--
	ク			
	アンザン	7	0	--
	カントー	8	0	--
	カマウ	1	0	--
	ロンアン	8	0	--
ニントゥア	16	0	--	
ン				
タイニン	23	0	--	

出所：JICA 審査時資料より作成

3.4.2 インプット

3.4.2.1 事業費

予定されていた事業費総額は 3,753 百万円（その内円借款要請額は 3,190 百万円）となっている。それに対し、事業実施後の貸付実行総額は 2,812 百万円であり、自己資金で実施された環境機器部分は水処理装置に 260 百万ベトナムドン（2006 年末完成、稼働）、油濁水分離装置に 200 百万ドン（2005 年完成、稼働）が充てられている。総事業費は地方配電網整備に関する内貨分 451,884 百万ドン（期中に追加されたサブプロジェクト分の費用を含む）に、それに部分中止のコンサルティングサービスの 20 百万円の支払いを含む外貨分を加算すると最終的に 3,176 百万円となり、当初の総事業費の計画値（3,753 百万円）に対する実績値の比率は 85%となる。部分中止となったコンサルティングサービス分（210 百万円）を除き、総事業費を 3,543 百万円としてもなお計画内に収まった(90%)。

表 5 事業費の計画値・実績値の比較

(単位) 百万円

	総事業費 (計画)	貸付承諾額 (計画)	実施額 (実績)
①コンサルティングサービス	210	90	20
②環境機器の調達・据付	530	借款対象外	自己資金による実施
③地方配電網整備	2,344	2,994	3,050
その他 (税金・一般管理費・予備費)	699	106	106
合計	3,753	3,190	3,176

出所：JICA 内部資料

3.4.2.2 事業期間

事業期間においては、2007年8月の24カ月の貸付期間の延長の後、再延長はなく、本案件の実施完了は期間内に収まったものの、当初、2006年6月のEVN株式会社化に伴う組織改編に向けた内部の各種手続きが優先された。そのため、コンサルティングサービスの実施に関する大幅な遅延が発生し、承認までの契約交渉手続きが遅れ(約32ヶ月)、一度開始に至った直後さらに延期となり、新規のニンビン発電所に関する政府決定のため最終的に中止されたという経緯がある。その他、サブプロジェクト実施に約18ヶ月の延長があり、ベトナム北部のサブプロジェクトの一部に入札不調及び変電所建設にあたって小規模住民移転のため賠償手続きと用地取得の遅れがあったこと、また、ベトナム中部において一件、防水加工された電線の調達が国内では不可であり、国際競争入札への変更があった等が挙げられている。したがって、当初計画での41カ月に対し、実際の実施期間は65か月となっている(159%)。

また、コンサルティングサービスの業務指示書の中に地方配電網整備に関するモニタリングが含まれていたが、それも実施されないままEVNの契約不履行となったため、広域の地方配電網整備の建設部分に関して統一的な形で報告が挙げられていなかったという意味でも業務の効率性に影響を与えていると考えられる。

したがって、計画どおりであったが、アウトプットの減少等に見合わないものであった。

3.4.3 内部収益率

事前評価時において財務的内部収益率(FIRR)、経済的内部収益率(EIRR)とも算出されていない。本業務では環境機器に関する部分のみで事前にFIRRが計算されているが、途中で円借款対象外となったため、対象とならない。また、地方配電網整備に関しては低圧配電施設を中心に少額のサブプロジェクトが多数で実施されているため、一部のサブプロジェクトのみの計算では、対局的な観点からはかなり小さいか、または特殊である可能性があるため対象とするべきでないとする。

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

体制面に関しては、3.1 妥当性の中の「開発政策との整合性」で述べたように、現在、電力セクター改革が進行中という背景がある。事業実施前からこれまでの間、EVN は大きな組織改革の中にあり、グループ全体から言えば現在も組織全体が流動的である。本案件の実施部分である地方配電網整備による施設の配電部分については各地域の配電会社が省レベルの配電会社を管理下において運営維持管理にあたっているが、当該配電会社は引き続き EVN の子会社でグループ企業の一角を形成しており、体制的に継続性が当面の問題となることはない。但し、首相決定として 2006 年 1 月施行された「電力セクター改革のロードマップ」によると現在 EVN 傘下の配電会社は将来的（2015 年以降）独立採算制に移行し、複数の電力卸売業者から自由価格で買う体制が計画されており、市場競争に向けて効率化を含めた体制強化が引き続き重要視されている。

また、電力セクター改革の中にあっても、EMS構築を含め、電力事業の環境負荷の軽減において中核的な業務を担う環境担当の人的体制は環境配慮の重要性の認識の高まりとともに拡充しており、2002 年に経験の浅い 2 名の職員から発足して以降、徐々に組織的経験を積み重ね、事後評価時には専門性のある人材を中心に 10 名体制で環境関連の業務¹⁶を実施している。

通信網整備については各地域の配電会社が建設を実施し、EVN傘下の子会社である EVNTelecomが運用維持管理を行っていたが、現地調査によると、昨年 11 月のEVNTelecomの解体¹⁷により、通信事業を専門とする国営企業Viettel に買収されており、現在の同施設は既にEVNの所有でないという状況である。また、本年 2 月に本事業に関わる債務についても Viettelが負担するということが決定された。

3.5.2 運営・維持管理の技術

同国においては、配電網や変電設備等の更新とその維持管理に関して新たに大規模に導入する技術ではなく、農村部のコミュニケーションでも配電組合などが行っているものである。また、変圧器等の主要設備もベトナムで製造している国産のものであり、故障や修理にあっても国内メーカーによる対応が可能である。但し、既存の配電網に接続する新規の配電網に関して言えば、ネットワーク最適化のためには専門的な技術要素が含まれるためこれに対応する技術者に対する継続的なトレーニングの必要性があるが、配電会社においては EVN の規定に従ってエンジニアに対する定期的な研修を実施しているとの報告がある。したがって施設の運営面に関しては特段問題ないと考えられる。

¹⁶ 具体的には、①節電運動の実施、②環境評価の実施、③環境負荷の少ない代替エネルギーの開発、④環境保護に資する投資の誘致、⑤公共施設における LED 化の推進等である（「第 7 次国家電力マスタープラン」（2011）より抜粋）。

¹⁷ EVN の子会社である EVNTelecom が通信網に関しては運営維持管理を担当していたものの、放漫経営による大幅赤字の実態が 2011 年末に明らかになり、EVN 会長は 2011 年 11 月、首相によりその責を問われて更迭され、政府より EVN は電力事業に集中すべしとの方針が確認されている。事実、EVNTelecom は近年の他社との競争の中で、顧客拡大が困難な状態であったといわれる。同社は Viettel という防衛省が経営する通信専門の国営会社を買収されており、本案件の対象となる設備の運営管理を行うこととなっている。

一方、EVNにおいて環境意識が高まっていることもあり、今後EMS構築を通じた環境負荷の軽減を進めていく必要が依然あり、その必要性がEVN内でも徐々に共有されている¹⁸ことから、将来的にEMS構築が実施された場合、その効果が発現し持続する見込みは高い。

3.5.3 運営・維持管理の財務

EVN傘下の配電会社から得た回答によると、実施したサブプロジェクトから得られる収益に対して運営・維持管理費用が若干超過している状況である（NPCの予測によると収益が費用を超えるのは2013年以降になっている）。他方、費用に見合った電力基本料金を設定することは自明であることながら、



ベトナム国産の柱上変圧器

同国は電力料金が周辺国の比較においても極めて低水準と言われてきた。それにより電力関連事業に収益が見込まれないと考えられていることから電力セクターに対する投資の停滞を招いており、同国政府は世界銀行やADBなどの援助機関より電気料金の値上げを合理化の指標の一つとして対応を迫られている¹⁹。このような値上げ圧力と将来の競争拡大の中にあって、全配電会社にとって配電事業におけるサービスの向上が不可欠になっていることから、住民に対しても運営・維持管理費用に対する透明性の確保が今まで以上に重要となってきた。

多く管轄する省レベルの配電会社を抱えてその下の施設、支社を統括する配電会社においては運営・維持管理の費用に対する体系的な対応等、改善すべき点はあるものの、表4に示すEVNグループ全体の財務状況及び、本年からさらに本格化している国営企業改革による合理化や電力セクター及び電気料金改革等の動向から判断すると概ね問題がない。

¹⁸ EVNの水力発電所の中で最も古く、既に持株会社化されているThac Ba水力発電所では2004年にISO14001を取得済みであり、当該発電所内にEMSが構築されている一例である。

¹⁹ ADB (Asian Development Bank, Operations Evaluation Department). 2004. *Technical Assistance Performance Audit Report on Advisory Technical Assistance for Power Sector Institutional Strengthening in Viet Nam.*

表 6 EVN の財務安定性の分析（債務支払い能力）

安定性分析指標	2008	2009	2010	備考
流動性比率(%) （短期的支払い能力の分析）	165	143	117	短期的な資金繰りについては流動比率が 100%を超えていることから深刻な問題はない
固定長期適合率 （長期資産と固定資産への運用の関係の分析）	87	91	74	100%未満であるため長期的資金運用が短期的な資金調達によりなされていないかどうかについては特に問題はない
自己資本比率 （資金調達の構成の分析）	32	28	23	返済義務のない自己資本の割合がやや下降傾向

出所：EVN のグループ全体の賃借対照表から算出

注：本事業の対象となる地域別の配電会社 3 社に関しては現在まで EVN グループ企業として連結決算の対象となっているので本データに該当する。

3.5.4 運営・維持管理の状況

実査にて確認したところ、省及び地域の配電会社レベルにおいても EVN による運営維持管理マニュアルに則って当該設備の定期点検がなされており、運営維持管理は概ね良い状態と見られる。また、本件により変圧設備が新規に入ったために、地域の配電に深刻な影響を与えずに既存の古い変圧機器の迅速な更新が可能になったことで全体的として配電設備の維持管理状況も向上したとの報告があった。

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

本事業では、EVN に EMS を構築すると同時に環境機器の設置及び地方配電網の整備を実施し、環境管理体制の確立及び地方配電サービスの拡大、安定化を図り、ベトナム電力セクターにおける環境負荷の軽減及び電力の安定供給に寄与することを目的としていた。本目的は、審査時、事後評価時双方の政策やニーズに合致していることから妥当性は高い。その一方、効率性については主にソフト・コンポーネントの遅延及び中止により中程度と判断される。また、EVN 本社とニンビン火力発電所における EMS 構築に対するソフト・コンポーネントについて計画されたスコープの内容が実質的に中止になったため、有効性・インパクトは事前評価時に案件全体として想定されていた水準に照らして、中程度と判断される。他方、ベトナム政府の推進する電力セクター改革の進展とともに環境に配慮した電力供給体制強化の方向性が確認されており、また、本事業で建設された配電関連施設の高い活用、維持管理状況が見られ、持続性は高いと考えられる。

以上より、本プロジェクトの評価は高いといえる。

4.2 提言

4.2.1 実施機関への提言

競争原理が順次導入される電力セクター改革にあたって、EVN 及び傘下のグループ会社におけるサービスの向上と電力料金の値上げは必至であり、特に地方配電事業の進展に伴い、地元住民等の電力消費者に極めて近い各配電会社の経営運営能力強化は不可欠である。具体的な方策として、各省レベルも含めた配電会社における固定費、変動費の正確な把握と適正利潤が電力料金に相互に反映されることが経営の安定、競争力の強化につながることから、今後は系統的に運営・維持管理費用のデータ収集、管理、分析が可能な電子管理システムを導入することが望ましい。

4.2.2 JICA への提言

特になし。

4.3 教訓

セクター全体の競争力強化に対する支援は一般に関係機関、組織が複数存在するため、それらの機関の間の業務分担や責任の所在、また、それぞれのセクター改革のロードマップにおける位置づけ及び方向性に留意する必要がある。

また、本件のように当該国において民営化や株式会社化等、市場競争原理を導入していくセクター改革が伴う場合は、資金計画についても民間企業としての競争条件も想定し、住民に対するサービス向上の方向性、顧客数とニーズ、適正な価格と費用に対する実施期間内の認識強化に対して十分に留意しつつ、必要と判断されればスコープの変更等に対応できる柔軟な支援が望ましいと考えられる。

主要計画／実績比較

項 目	計 画	実 績
①アウトプット	①コンサルティングサービス ・EVN 本社及びニンビン火力発電所における環境管理体制（EMS）の構築支援 (32M/M) ・地方配電網整備の実施モニタリング (17M/M) ②環境機器の調達及び据付 ・電気集塵機 ・下水処理施設 ③地方配電網整備のための関連施設建設 ・変圧施設、配電網及び通信網（地域の配電会社別）	①コンサルティングサービス 中止 ②環境機器の調達及び据付 中止 ③地方配電網整備のための関連施設建設 ・一部変圧施設、配電網の追加があった他は、計画どおり
②期間	2004年3月～2007年8月 (41ヶ月)	2004年3月～2009年8月 (65ヶ月)
③事業費 外貨 内貨	240百万円 3,513百万円 （現地通貨457,389 百万ベトナムドン）	126百万円 3050百万円 （現地通貨451,884 百万ベトナムドン）
合計 うち円借款分 換算レート	3,753百万円 3,190百万円 1 = 0.00768円 （2003年10月現在）	3,176百万円 2,812百万円 1 = 0.00713 円 （2003年10月～ 2009年3月平均）

以上

電力リハビリ事業

外部評価者：専修大学 稲田十一

0. 要旨

本事業では、既往の水力発電施設のリハビリを実施することにより電力供給の伸びに対応するとともに、コントロールセンター・通信システムを整備することにより電力系統の安定化を図り、もって電力需給ギャップを改善し、経済の回復と成長に寄与することを目指した。その目的は、審査時、事後評価時双方の開発政策や開発ニーズに合致しており、妥当性は高い。当初計画された支援事業のうち、円借款支援対象部分は縮小されたが、2発電所に関しては円借款以外に二つの民間運営会社の自己資金によって、またトビリシ・コントロールセンターについては世銀支援によって事業が実施され、事業全体としてみた場合には、概ね計画通りの効果の発現が見られ、有効性・インパクトは高い。事業費については最終的にはほぼ計画どおりであるが、計画時の支援スコープ全体に必要な事業費は大幅に拡大し、事業期間も二倍以上に延長され、効率性は低い。しかし、民営化された二つの民間企業による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。

以上より、本プロジェクトの評価は高いといえる。

1. 案件の概要



案件位置図（左がラジャヌリ・右がクラミⅡ） クラミⅡ発電所の更新された2号機水管

1.1 事業の背景

1989年のソ連邦崩壊とそれに続く1991年の独立後のグルジア経済は、大幅な落ち込みを見せ、経済低迷に伴い電力需要も低下傾向にあった。しかしながら、1995年に実質GDP成長率がプラスに転じ、経済が回復基調にある中、電力需給ギャップを改善し、将来的に予想される電力需要増に対応するため、電源開発の必要性は高いとされた。特に、グルジアでは毎年冬の到来と共に深刻な電力不足が発生しており、電力輸入を余儀なくされていた。こうした電力不足・停電の頻発に対し、グルジア政府は基本的には既往の発電所のリハビ

りや送電網の拡充を優先して対応するとしていた。

グルジア電力セクターの発電設備容量は4,673MWであり、うち水力発電所が58%を占めていた。しかしながら、設備の老朽化や、ソ連邦崩壊後に適切なメンテナンスがなされなかった事などにより発電能力が大幅に低下し、発電能力は1996年には1,884MWまで低下し、発電量についても1989年比44%程度まで低下し、電力需要の約1~2割を周辺諸国からの買電に依存していた。グルジアにおいては、天然ガス・石油などのエネルギー資源を輸入に依っていることなどから、水力発電所リハビリの必要性は特に高く、また、電力の質向上、電力系統安定化の観点から、発電所のみならずコントロールシステムなどについても改善が求められていた。

1.2 事業概要

既往の水力発電施設のリハビリを実施することにより電力供給の伸びに対応するとともに、コントロールセンター・通信システムを整備することにより電力系統の安定化を図り、もって電力需給ギャップを改善し、経済の回復と成長に寄与する。

円借款承諾額／実行額	5,332 百万円 / 5,327 百万円
交換公文締結／借款契約調印	1998 年 1 月 / 1998 年 1 月
借款契約条件	金利 2.3 %、返済 30 年（うち据置 10 年）、 アンタイド
借入人／実施機関	グルジア財務省／グルジア発電公社
貸付完了	2008 年 8 月
本体契約 (10 億円以上のみ記載)	クラミ II 水力発電所 : Ansaldo Energia SpA (イタリア) ／三井物産(日本)、ラジャヌリ水力発電所:ALSTOM(フランス)
コンサルタント契約 (1 億円以上のみ記載)	マネジメント:FEPPIA (グルジア)、エンジニアリング:ELC (イタリア) / EPDC (日本)
関連調査 (フィージビリティ・スタディ : F/S) 等	USAID および KfW 資金により F/S 実施 (Harza Engineering Company/Energy Services, 1996 年 9 月)
関連事業	Georgia Power Rehabilitation Project (WB-IDA) (1997-2000) (52.3 百万 USD) Energy Sector Emergency Program III (KfW) (1997-2000) (40 百万 DM) [上記の世銀との協調融資] Electricity Market Support Project (WB-IDA) (2001-2010) (27.4 百万 USD)

2. 調査の概要

2.1 外部評価者

稲田 十一 (専修大学)

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11月～2012年10月

現地調査：2012年3月12日～3月24日、2012年7月14日～7月22日

2.3 評価の制約

L/A 調印時の実施機関であるグルジア発電公社（Energoeneratsia）が所有していた円借款対象の水力発電所は、その後民営化され、現在、クラミⅡ水力発電所は RaoUES（ロシア）、ラジャヌリ水力発電所は EnergoPro（チェコ）という外資系民間会社が運営管理会社になっている。両社は、JICA の円借款は自社と直接の関係がないという立場をとりつつも、必要なデータ提供はあった。しかしながら、民営化時点（RaoUES は 2003 年、EnergoPro は 2007 年）以前のデータに関しては入手困難で、審査時と評価時の比較、L/A 調印（1998 年）以降の今日までの継続的データの入手に関して制約があった。

また、当初計画された支援事業のうち、JICA の円借款支援対象部分は縮小され、除外された事業のうち、2 発電所に関しては円借款以外に二つの民間運営会社の自己資金によって、またトビリシのコントロールセンターについては世銀によって事業が実施された。これら民間企業の自己資金や世界銀行による支援による部分は当初の事業と完全に合致するわけではないが、それらを含めて当初の事業スコープ全体を視野にいれながら円借款部分を評価する必要があった。

3. 評価結果（レーティング：B¹）

3.1 妥当性（レーティング：③²）

3.1.1 開発政策との整合性

審査時の 1996 年時点で、電力は不足しており、その後の電力需要の拡大を見込んで、電力供給の復旧・拡大は急務とされていた。当時のグルジア政府のエネルギーセクター開発政策（Letter of Sector Development Policy: LSDP）において「短・中期的には既存施設のリハビリと完成途上の事業の完成への投資に焦点をあてる」とされていた。

一方、電力セクターの改革の一環として民営化政策が進められ、円借款支援対象のクラミⅡおよびラジャヌリ水力発電所のいずれも、事業開始後に民営化された。民営化に伴い、事業実施機関、事業運営会社が担う責任範囲の明確化・調整に時間を要したこと等も要因となり工事の遅延をもたらしたが、事業の意義と支援の必要性がそうした問題にも関わらずより重視されたということができよう。

なお、2006 年 6 月に「グルジア電力セクターに関する国家政策の主要指針」が策定され、電力供給の多様化、電力自給の達成、持続的かつ安定的な供給、が重視されており、クラ

¹ A：「非常に高い」、B：「高い」、C：「一部課題がある」、D：「低い」

² ③：「高い」、②：「中程度」、①：「低い」

ミⅡ・ラジャヌリ両水力発電所の復旧・民間企業による運営・管理はこうした政策と整合するものでもある。この政策指針は現在でも継続している。また、2011年10月に、2011～2015年の5カ年の「10項目の戦略開発計画」が策定されており、その第5点に「インフラの改善」が掲げられ、その中の「エネルギー」の項目で、引続き水力発電を重視しながら電力輸出を拡大していくことが謳われている。

3.1.2 開発ニーズとの整合性

本案件は、世銀 (IDA) の Georgia Power Rehabilitation Project (1997-2000) (52.3 百万 USD) および KfW の Energy Sector Emergency Program III (1997-2000) (40 百万 DM) との協調融資となっている。

1996年、USAID および KfW 資金によりカルダバニ火力発電所、ラジャヌリ・クラミⅡ等の水力発電所、トビリシ・クタイシのコントロールセンター等、主要な電力施設についてまとめて F/S がなされた。1997年、グルジア政府との協議の中で、経済分析でその復旧に大きな便益があるとされた、東部最大のカルダバニ火力発電所を世銀が、東西の主要水力発電所であるラジャヌリ・クラミⅡについては JICA が支援し、また、トビリシおよびクタイシのコントロールセンターについても JICA が資金を提供する決定がなされた。また、1996年時点では、水力発電所のリハビリで当面の電力需要を満たせると考えられており、新規の発電所を建設するニーズは低かったため、リハビリに焦点をあてた本件の事業計画そのものは妥当であった。

円借款によって支援された両発電所の発電能力は、1990年代において、あわせて全国の水力発電量の約10%、火力も含めた電力供給能力の約4～5%を占める程度であるが、石油・ガスを輸入に頼らざるをえないグルジアでは水力発電所の重要性は大きい³。グルジアの既存水力発電施設のうち、クラミⅡ水力発電所は東部の首都トビリシ周辺で最大の水力発電能力、ラジャヌリ水力発電所は西部の主要都市クタイシ周辺で最大規模の水力発電能力をもつ発電所であり（最大の水力発電所は西部アブハジア寄りのイングリ発電所）、両者の復旧に焦点があてられたこと自体は妥当な選択であったといえる。なお、発電された電力は送電・配電ネットワークを通じて、その裨益は全国に及ぶ。

なお、2007年より電力輸出が輸入を上回るようになったが、グルジア経済の着実な成長にともない電力消費は拡大しており、電力供給力の拡大は引続き大きな課題である。GSE（送電公社）の報告書によれば、2020年までの予測として、年間300百万KWhずつ需要が拡大するのに対応して、それを上回るスピードで水力発電能力を拡大することが計画されている⁴。

3.1.3 日本の援助政策との整合性

グルジアは、ソ連邦崩壊後の新たな自由主義国家であり、同国の民主化・市場経済化政策への支援はコーカサス地域の安定という観点でも大きな意義を有すると考えられた。特

³ 世銀融資のカルダバニ火力発電所は東部国境地域にあるグルジア最大の火力発電所であり、全国の電力供給能力の30～45%程度を占めるが、世銀支援部分はその10号機のみであり、その部分の発電量は全国の4～5%程度である。

⁴ GSE(Georgia State Electrosystem, 2010 Annual Report, p.9.

に、1997年7月には日本政府が「太平洋からみたユーラシア外交」を提唱し、中央アジア・コーカサス諸国の国づくりに積極的支援をする方針をうちだした。また、「我が国の政府開発援助の実施状況に関する年次報告書」（1997年版）では、中央アジア・コーカサス地域への支援分野として民主化・市場経済化に資する経済インフラの復旧・整備（特にエネルギー、運輸・通信）が重点分野とされていた。この点で本案件は整合的であり、妥当である。

また、1999年のJICA「海外経済協力業務実施方針」には「中央アジア・コーカサス地域」の地域・国別方針として「老朽化した経済・社会インフラの修復への支援、今後の自立的経済開発に必要な経済・社会インフラの整備」が重点としてあげられており、本案件はまさにそうした重点分野に該当する。

以上より、本事業の実施はグルジアの開発政策、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⁵（レーティング：③）

3.2.1 定量的効果（運用・効果指標）

審査時には、定量的効果として「電力料金の収入増」があげられている。また、水力発電所のリハビリによる「電力供給の増加」については、審査時には定量的効果に含まれていなかったものの、関係するデータより定量的効果を確認する。また、「電力供給（発電量）の増加」があつて「電力料金収入の増加」があると考えられるため、以下では、定量的効果として「電力供給の増加」に焦点を当て、「電力料金の収入増」を確認する。

また、本事業は二つの発電所のリハビリであるため、それぞれの発電施設の稼働状況の変化を運用・効果指標の一つとして確認することにする。

（1）電力供給の増加

クラミⅡ水力発電所およびラジャヌリ水力発電所のそれぞれの電力供給量は以下のとおりである。これは、既存の施設の発電量すべてを含み、2003年以前の数値はおおよそ既存施設による発電である。

これを前提として統計をみると、円借款対象の発電施設復旧工事が完了する前の2000～2002年の発電量と、円借款による発電施設の復旧が完了し支援が終了（2008年）したあとの2009～2011年の発電量の平均を比較すると、クラミⅡ水力発電所全体で発電量は223（百万KWh）から373（百万KWh）と1.68倍に増加、ラジャヌリ水力発電所全体については、171（百万KWh）から396（百万KWh）と2.32倍に増加している。

本事業では、発電能力そのものの拡大を目標としたわけではなく老朽化した機材のリハビリにより電力供給の拡大と安定をめざしたと考えられるが、具体的な稼働率向上の目標値は設定されていない⁶。リハビリ工事中は一時的に稼働率低下により発電量が低下している（特に2004年）。

⁵ 有効性の判断にインパクトも加味して、レーティングを行う。

⁶ クラミⅡ水力発電所、ラジャヌリ水力発電所のいずれも1960年に完成。

表1 年間発電量

(単位: 百万 KWh)

	95	96	97	98	99	00	01	02	03	04	05	06	07	08	09	10	11
Krami II	165	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	220	240	210	105	38	128	120	186	347	326	385	410
Lajanuri	347	296	329	164	344	194	186	134	219	90	129	289	279	342	418	421	349

出所：2002年以降については、RaoUES および EnergoPro の両社より入手。

2001年以前については世銀案件資料（PAR）等より確認。

（2）電力料金収入の増加

クラミ II 水力発電所を運営する RaoUES（ロシア資本）およびラジャヌリ水力発電所を運営する EnergoPro（チェコ資本）の両社とも、円借款支援対象の発電所以外にもさまざまな発電所を有するため、それぞれの会社の売電収入全体は発電所ごとの電力収入とは一致しない。クラミ II 水力発電所全体およびラジャヌリ水力発電所全体について、次のような数値が提供された。

この表 2 をみると、クラミ II 水力発電所については、円借款による 2 号機のリハビリが終了した 2008 年以降の売電収入が大きく拡大したことがわかる。ラジャヌリ水力発電所については、EnergoPro による買収は 2007 年であるため、それ以前の数値はなく、2008 年以降、上述した年間総発電量に応じた収入をあげていることがわかる。

表 2 営業収入

(百万ラリ)

	00	01	02	03	04	05	06	07	08	09	10	11
Krami II	2.56	3.35	3.13	1.41	0.01	1.91	1.78	2.77	5.17	8.92	13.31	14.16
Lajanuri	n.a.	12.92	15.77	15.97	13.18							

出所：RaoUES および EnergoPro 社提供資料。

（3）発電ユニット毎の設備利用率

両発電所とも円借款によるリハビリ工事は複数（クラミ II は 2 機、ラジャヌリは 3 機）ある発電ユニットのうちの一部であるため、各発電所の複数ある発電ユニット毎の統計を確認する必要がある。RaoUES および EnergoPro 両社より、次のようなデータが得られた。

① クラミ II 水力発電所

クラミ II 水力発電所については、発電ユニット毎の発電量・設備利用率の数値は入手できなかったが、2 機の発電ユニット合計の設備利用率および 2 機の発電ユニット毎の年間停止時間（outage hours:年最大 8760[24 時間 x365 日]時間）は、以下のようになっている。

表 3 クラミ II 水力発電所の設備利用率 (%) およびユニット毎の年間停止時間

	02	03	04	05	06	07	08	09	10	11
年間発電量 (百万 KWh)	210	105	38	128	120	186	347	326	385	410
最大出力 (MW)	110	110	110	110	110	114	114	114	114	114
設備利用率 (%)	21.8	10.9	4.0	13.3	12.5	18.6	34.8	32.6	38.6	41.0
1 号機・停止時間	444	69	1510	3984	4237	6967	8760	8760	6473	0
2 号機・停止時間	8760	8760	8760	8760	8760	6118	224	780	1332	3477

出所：RaoUES 社

この表 3 を見ると、円借款によってリハビリがなされた 2 号機は、2002～2006 年にはリハビリ工事のため完全に停止しており、2007 年後半より稼働を開始し 2008 年以降に本格的に稼働している。RaoUES の自己資金により追加修理が行なわれている 1 号機は、2002～2004 年には稼働率が高かったが、2005～2010 年はリハビリ工事で停止する時間が長く（2008～2009 年は完全停止）、2011 年より本格稼働している。その結果、全体としての設備利用率は、2008 年以降に高くなっていることがわかる。なお、2009 年以降、2 号機の停止時間が拡大しているのは、計画発電量を上回る発電能力があるため発電ユニットを停止させているためであり、特に 2011 年には、より最新の機材に更新された 1 号機を主体に発電したことによる。

なお、2 機のリハビリによって、2007 年以降の最大出力は 114MW に拡大している

② ラジャヌリ水力発電所

ラジャヌリ水力発電所については、三つの発電ユニットのうち、1 号機は EnergoPro の自己資金により、2・3 号機は円借款による工事が実施された（3 号機の一部は Energo Pro による工事が実施されている）。三つの発電ユニット毎の発電量及び設備利用率の数値は以下のとおりである。

表 4 ラジャヌリ水力発電所のユニット毎の発電量 (百万 KWh/年)

	02	03	04	05	06	07	08	09	10	11
1 号機	134	219	90	129	185	150	187	138	135	124
2 号機	0	0	0	0	0	0	23	125	170	110
3 号機	0	0	0	0	103	129	130	155	118	114
総発電量	134	219	90	129	289	279	342	418	421	349

出所：EnergoPro 社

表 5 ラジャヌリ水力発電所の設備利用率* (Capacity Factor) (%)

	02	03	04	05	06	07	08	09	10	11
1 号機	41	67	27	39	56	46	57	42	41	38
2 号機	0	0	0	0	0	0	7	38	52	34
3 号機	0	0	0	0	31	39	40	47	36	35
全体	14	22	9	13	29	28	35	42	43	35

出所：EnergoPro 社

注：設備利用率＝送電端電力量÷（最大出力×年間時間数）×100%

この表 4 および表 5 からわかるように、リハビリ工事が実施されていた時期（2 号機については 2002～2007 年、3 号機については 2002～2005 年）は発電機が停止中で発電量がゼロとなり、リハビリ工事の終了後（2008 年後半以降）は発電量が拡大している。また、「設備利用率 (Capacity Factor)」の数値も同様の傾向を示しており、2009 年以降の設備利用率の改善が見取れる。なお、発電量は水量に依存し、概して夏に拡大し冬に縮小するため、このタイプの水力発電所の設備利用率が 100%になることはなく、2011 年の総発電量が 2010 年よりも減少しているのは、2011 年には天候により水量が少なかったためであり、機器の故障・補修によるものではない。また、2011 年の 2 号機の発電量（および設備利用率）の

減少は、三つの発電ユニットをバランスより運用したためである。

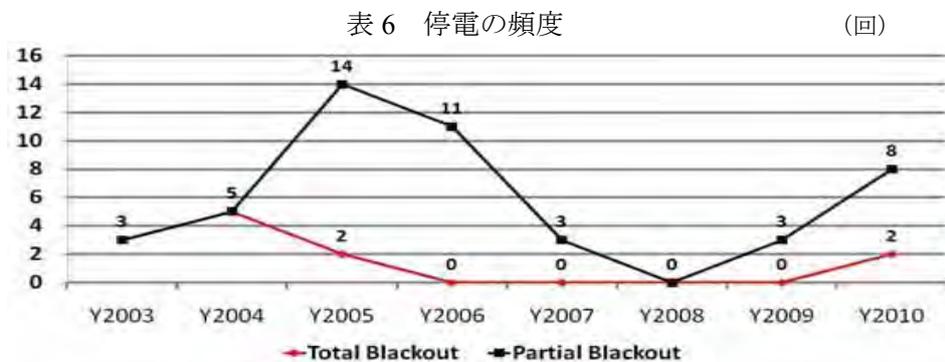
2012年3月に現地調査をした時点では、ラジャヌリは2・3号機のみが稼働し、1号機はリハビリ工事中であった。1号機のリハビリは、二つのフェーズに分かれ、第一フェーズは2013年4月に終了、第二フェーズは2013年8月から2014年4月までの予定である。この期間の発電は2号機および3号機に依存することになる。

3.2.2 定性的効果

電力の安定供給指標として、「停電の頻度」及び「技術的ロス率 (loss rate)」があげられる。いずれも、グルジア全体の指標であり、2発電所の発電供給能力はグルジア全体の発電能力の約5%であるため、その比重は大きくないが、関連指標として以下で確認する。

① 停電の頻度

グルジア国全体として電力が不足していた2006年までは停電が頻発していたが、電力の純輸出状況に転じた2007年以降は電力供給上の停電はほとんどなくなったといわれている。全国の(事故による)停電状況(2003年以降の回数)は、以下の表6のようになっている。



2008年に停電がゼロになったのち2010年に、全国規模の全面的停電 (total blackout) が2回生じているが、いずれも1時間程度の停電であった。2011年以降現在までは、全面的停電は生じていない。2009年以降の局地的な部分的停電は、夏期に電力消費が拡大し需要が供給を上回ったことによる一時的停電であり、近年の電力消費の拡大による。

② 技術的ロス率 (Technical Loss rate)

また、技術的な電力のロス率(送電ロス)は、民営化以前(2003年以前)にはおよそ5~10%程度といわれ、2007年以降は、以下の表7のように平均1.8%に改善している。この技術的ロス率の低下は、2001~2010年の実施された世銀のGSEに対する支援によるところが大きい。

表7 技術的ロス率の変化 (年間平均：%)

Year	2003以前	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Loss Rate (%)	5~10%	6.6	3.8	2.7	1.9	1.9	1.7	1.8	1.9

出所：世銀 EMSP 資料、エネルギー・天然資源省提供資料、およびヒアリングに基づく

なお、審査時に含まれていたコントロールセンター・通信システムのリハビリについては、世銀による「電力市場支援事業（EMSP: Electricity Market Support Project）」にて最新技術の導入を含むリハビリが計画されたこと、および、水力発電所・変電所工事でのコストオーバーランによる円借款資金の制約を踏まえ、円借款の支援対象外とした。世銀事業を通じ、発・送電関連施設での SCADA（Supervisory Control and Data Acquisition）システムの導入やトビリシ・コントロールセンターの整備により（2009年10月より運用開始）、電力供給は安定化かつ効率化している。また、当初の計画で JICA 支援の対象とされたクタイシのコントロールセンターは、上記の新システム導入により、その施設のコントロールセンターとしての機能自体が不要になっている（現在は、西部の送配電施設の一部として稼働している。）

JICA の円借款の支援対象からはずれ、グルジア政府の自己資金ではなく世銀による別の事業として実施されたが、JICA 円借款による当初の事業計画の中には入っており、結果的には、この世銀支援事業および民営化による電力供給事業の運営の改善等により、電力系統の安定性は、上述の停電の頻度・技術的ロス率の改善にもみられるように、事業開始前と比較するとはるかに改善されている。

[BOX] グルジアの電力セクター改革の進展

グルジアの電力セクターは、世銀や米国（USAID）等の支援もあって、急速に民営化が進展しており、その制度は他の先進国（日本）と比較しても先進的な制度的な仕組みが導入されている。国営によって電力供給がなされていた時代には、電力供給が安定せず、国営電力供給公社も経営的に赤字の状態であった。その後の民営化によって急速な改革が進み、電力価格も現実にあわせて改善し電力需給も安定している。

現在、グルジアの電力分野には三つのシステムが存在する。第一は、イングリ発電所など二つの国営企業による大規模な発電（主として 500kv）であり、その取引価格は GNERC（グルジア国家エネルギー規制委員会：1997年に設立された独立機関）によって設定されている。第二は、中規模の発電市場（主として 110～220kv）であり、この取引価格は GNERC によって上限価格が決定されるが、現実の取引価格は市場によっても左右される。クラミやラジャヌリなどの発電所はこの範疇に含まれる。第三は、中小の発電企業による発電（110kv以下）であり、ここでは自由市場であり需要家が直接発電企業と合意した金額で契約ができる。

こうした電力市場において安定供給と安定価格をバランスさせるために、2006年8月に ESCO（Energy Sector Commercial Operator）が設立された。ESCOは100%国営の独立企業体であり、その主たる業務は、中小の発電会社から電力を買取り、配電会社や輸出に回したりすることによって、国内の電力供給を需給および価格の両面から安定化させることであり、また、そうした活動を独立の非営利企業として運営することで、透明性を確保し効率的な運営をすることを目指している。

こうした電力セクターの民営化プロセスは、グルジアにおける電力供給の安定的拡大の重要な要素であり、グルジアでの電力事業への支援は、こうした制度的な枠組みづくりとセットになってはじめて効果を発揮してきたといっても過言ではない。

3.3 インパクト

3.3.1 インパクトの発現状況

審査時には、火力発電所依存の軽減による、エネルギー資源輸入減少、およびそれによる国際収支の改善が期待されるとされていた。いずれも、グルジア全体の指標であり、2発電所の発電供給能力はグルジア全体の発電能力の約5%であるため、インパクトとして以下で確認する。

① 電力輸出への転換

2006年までは電力不足により電力輸入が続いていたが、2007年より電力供給の拡大により電力の純輸出に転じた。(以下の表8、9および表10参照、2006年以前と2007年以降を同基準で比較した統計なし。)特に2008年以降の純輸出の拡大は顕著である。

表8 事業開始前の電力需給状況 (1990～1995年) (GWh)

	1990	1991	1992	1993	1994	1995
電力公社発電量	13,614	12,822	11,076	9,811	6,852	6,910
(内、火力発電)	(6,019)	(5,781)	(4,578)	(2,835)	(1,940)	(703)
(内、水力発電)	(7,595)	(7,041)	(6,498)	(6,976)	(4,912)	(6,207)
その他発電量	625	538	445	258	176	1,632
純売電量(輸入)	3,205	2,252	1,016	713	917	754

出所：JICA 審査時資料

表9 事業完了後の電力需給状況 (2007～2011年) (GWh)

	2007	2008	2009	2010	2011
国内電力生産	8,547	8,471	8,897	11,349	10,566
(内、火力発電)	(1,515)	(1,279)	(991)	(678)	(2,216)
(内、水力発電)	(6,832)	(7,162)	(7,412)	(9,368)	(7,890)
電力輸入	434	649	255	222	471
電力輸出	634	679	794	1,524	931

出所：エネルギー・天然資源省

円借款支援対象の2発電所(全発電ユニット合計)の年間総発電量はグルジア全体の総発電量(火力発電所を含む)の5%程度であり、両発電所のリハビリによるグルジア全体の電力需給の改善(純輸出への転換)に対するインパクトに関しては、その一翼を担うもののその貢献度合いは全体としては限定的である。

なお、水力発電量は年間を通じて一定であるわけではなく、雨(および雪解け水)の多い4～8月に発電量が拡大し、雨の少ない11～2月に減少する。従って、夏は電力需給にゆとりがあり輸出をしており、冬に電力を輸入するパターンである。この状況を勘案すると、水力発電所は夏の電力輸出に関してはより大きなインパクトを有すると考えられる。

② 国際収支の改善効果

2007年以降、電力需給がネットで輸出超過に転じたこと、および、水力発電量の増加によって火力発電への依存度が軽減したことは、経常収支赤字の最も大きな部分を占める石

油・ガス輸入の削減につながっている。従って、水力発電所による電力供給の拡大は、グルジアの国際収支の悪化を防ぐ上で一定程度貢献していると考えられる。なお、国内電力生産に占める火力発電の比率は、1990～92年の平均で約44%に達していたのに対し、2008～10年の平均では約10%である。2011年は降水量の減少のため2010年に比べて水力発電量が減少し、電力需給を補うため火力発電量が拡大している。

表 10 国際収支 (百万ドル)

	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
経常収支	-231	-384	-421	-763	-1259	-2122	-3238	-1319	-1465
資本収支	18	20	41	59	169	128	112	183	206
石油ガス輸入	-140	-171	-266	-427	-656	-850	-967	-747	-856
電力輸出入	-10.5	-19.8	-30.7	-34.4	-18.9	5.2	10.0	23.5	8.3

出所：統計局 HP データおよび提供資料より作成

なお、グルジアにおける火力発電所の運営維持管理に占める燃料費用の想定データをもとに、同出力の火力発電所と比較した場合の水力発電所の国際収支の改善効果を試算した⁷。例えば、ガルダバニ火力発電所の場合、売電収入予想の約82%が燃料代とされているため、クラミⅡおよびラジャヌリ水力発電所を合計した2010～11年の年間平均売電収入28.3百万ラリに対して、23.2百万ラリ(直近の為替レートで1ラリ=0.63ドルとすると14.6百万ドル)が節約できた燃料費と考えられる。これは、2010年の石油ガス輸入金額858百万ドルの約1.7%に相当する。

③ 国民生活の向上

また、グルジア全体のGDPは2000年代に入って急速に拡大しており、電力供給の拡大と安定供給は、主要産業へのエネルギーの安定供給を通じて、GDPの拡大と人々の生活改善に一定程度貢献しているものと考えられる。以下の表11はGDPに占めるエネルギー(電気・ガス・水)分野の比重である。

表 11 GDPの推移 (百万ラリ)

	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
GDP	6,961	8,042	8,990	10,285	12,047	14,611	16,522	15,546	18,014
名目成長率(%)	n.a.	15.5	11.8	14.4	17.1	21.3	13.1	-5.9	15.9
電気・ガス・水	312	324	304	326	375	411	434	491	534
対GDP比率(%)	4.5%	4.0%	3.4%	3.2%	3.1%	2.8%	2.6%	3.2%	3.0%

出所：統計局 HP データおよび提供資料より作成

他方、電力の送電・配電ネットワークは全国的なネットワークになっているため、電力供給の拡大と安定供給の便益は全国に裨益すると考えられ、地域毎のGDPの変化や産業構

⁷ 世銀支援のガルダバニ火力発電所10号機(最大出力285MW)のICR(事業完了報告書)の経済財務分析のデータに、火力発電所の運営維持費に定める燃料費用の想定データがあるため、これを参考にした。

造の変化に大きな影響を与えている証拠は見いだせなかった。なお、グルジアの人口は首都のある東部に多く西部に少ない傾向があるのに対し、東部で水力発電所の数が少なく、その意味では首都に電力を供給するクラミ II 水力発電所の重要性はきわめて大きいといえる。

また、発電会社と配電会社が異なる（東部での最大の配電は Telasi）ことにより、電力ユーザーの詳細データは入手困難であるが、西部では EnergoPro が配電にもかかわっており、EnergoPro の場合、配電供給先の内訳は、大口企業が 28.1%、中小企業が 15.3%、一般家庭が 34.1%、その他 22.5%（2009～2010 年の数値）とされる。

3.3.2 その他、正負のインパクト

既存設備のリハビリ・更新が主であるため、自然環境に与える影響や住民移転・用地取得に関する新たな問題は生じていない。

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・インパクトは高い。

3.4 効率性（レーティング：①）

3.4.1 アウトプット

本案件の支援スコープは、審査時より変更されている。当初の支援対象と、その後の主な変更点は以下の表 12 の通りである。

表 12 支援スコープの主な変更点

当初計画	主な変更点および理由
①クラミ II 水力発電所・変電所（1・2 号機）機器購入・据付・土木工事	<ul style="list-style-type: none"> ・当初想定外の追加工事のための費用を借款でカバーするため、1 号機の機器購入および 2 号機の機器購入・据付を借款対象とし、1 号機の据付工事および 1・2 号機の土木工事を借款対象から除外し、それらはグルジア側で実施するとした。 ・1 号機の据付工事等は発電所を（2003 年 9 月より）運営する RaoUES により実施済である。
②ラジャヌリ水力発電所・変電所（1・2・3 号機）機器購入・据付・土木工事	<ul style="list-style-type: none"> ・機器・工事費価格の上昇、追加機器の発生等によりコストオーバーランが生じ、2・3 号機について円借款を供与することとし 1 号機を支援対象から除外、3 号機の据付も除外した。 ・1 号機は（2007 年に）同発電所の売却先となった EnergoPro が自己資金によってリハビリ工事を実施中。3 号機の完成に必要な追加機器および関連工事も、同社の自己資金によりリハビリが実施された。

③トビリシ/クタイシ・コントロールセンターおよび通信システムリハビリ	<ul style="list-style-type: none"> ・両水力発電所工事契約額に大幅なコストオーバーランが生じたことから、円借款資金をプライオリティの高い①および②にのみ充当する事とし、コントロールセンターおよび通信システムのリハビリを借款対象から除外。 ・トビリシ・コントロールセンターはその後の世銀借款（電力市場支援事業, 2001～2010）で2009年8月に完成済。
④コンサルティング・サービス: 外国人 45M/M、内国人 345M/M	<ul style="list-style-type: none"> ・①～③に係る施工監理を行うコンサルタントを、事業実施期間の延長に対応し、2008年7月まで延長（最終的には外国人コンサルタントを45M/Mから103M/Mに拡大）。

3.4.2 インプット

3.4.2.1 事業費

(1) 事業費の変更

事業費は、計画時に5,332百万円（外貨4,678百万円、内貨1,213百万円）に対し、貸付実行額5,327百万円（外貨4,942百万円、内貨2,559百万円）で、99.9%の貸付実行率であり、金額的には計画内におさまっている。ただしこれは、円借款額では計画時における事業スコープのすべてを実施することが不可能となったため、円借款額にあわせて事業スコープの削減を行なった結果である。

(2) 計画時の事業スコープ全体の事業費

JICA 支援は、クラミ II 水力発電所については主として2号機が対象で1号機については一部のみ（1号機については2004年以降 RaoUES 社の資金によって実施）、ラジャヌリ水力発電所については2号機が対象で3号機については一部のみである（1号機および3号機の一部は2007年以降 EnergoPro 社の資金によって実施）。

事業予算が不足した主たる要因は、F/S 時の予算見積りに問題があったというよりは、事業開始が後述する調達の遅れや工事の遅れによって時期的にずれ込み、そのことが機材価格の高騰や設備の追加更新・追加修理の必要等の状況を生み、それによって更に必要予算が拡大したことが大きい。

当初支援予定の2水力発電所の合計5発電ユニットに関する復旧をすべて実施した場合の事業費がどの程度かは、その後、二つの民間会社が自己資金により継続的に修理・更新を実施しているため、正確には把握困難である⁸。

⁸ 例えば、クラミ II 水力発電所の RaoUES による復旧・更新のための追加投資金額は2003～2011年の合計で約13百万ラリ（約780百万円）である。他方、ラジャヌリ水力発電所の復旧・更新のために EnergoPro 社が投資した金額は2004～2011年の合計で約6百万ラリであり、特に大きな投資として2010年の5.475百万ラリがあり、その用途は1号機の全体的な修理と3号機のバルブ(spherical valve)交換である。

また、トビリシのコントロールセンター及び送電施設の復旧・更新を中核とする世銀の「電力市場支援事業(EMSP)」（2001～10年）の事業費は、実績ベースで58.97百万ドルであり、トビリシ・コントロールセンターの更新に関わる SCADA/EMS/Telecommunications の部分（コンサル部分を除く）だけでも17.7百万ドルが支出されている。

3.4.2.2 事業期間

(1) 事業期間の大幅な延長

事業期間に関しては、当初予定は1998年1月より2002年12月までの60ヶ月を予定していたが、実際には、1998年1月から2008年7月までの126ヶ月（計画比210%）を要した（5年7カ月の遅延）。

計画時および実績ベースの具体的なスケジュールは以下の表13のとおり。

表13 事業スケジュールの計画時と実績の比較

	審査時計画	実績
入札手続（コントラクター選定）	1998年3月～2000年3月	1998年3月～2002年1月 クラミⅡ：1998年3月～1999年11月 ラジャヌリ：1998年3月～2002年1月
事業実施	1998年3月～2002年7月	2000年4月～2008年7月 クラミⅡ：2000年4月～2007年12月 ラジャヌリ：2001年10月～2008年12月
コンサルティング・サービス	1998年3月～2002年12月	1999年12月～2008年7月 ELC・EPDC：2000年1月～2008年7月 FEPPA：1999年12月～2008年7月

(2) 遅延理由

当初計画と実績を比較すると、調達段階の遅れによって工事開始まで、クラミⅡ水力発電所で2年1カ月の遅れ、ラジャヌリ水力発電所で3年7カ月の遅れが生じた。また、工事段階の遅延が、当初工期の53ヶ月に対して、クラミⅡで81ヶ月、ラジャヌリで87ヶ月を要した。これらの遅延理由は以下のとおりである。

① 調達段階の遅延

実施機関側が円借款事業の調達手続きに不慣れであったため、入札評価結果の妥当性確認等に時間を要したこと等により、当初の計画から遅れが生じた。

また、本体工事の2契約でのコストオーバーランにより、円借款対象工事とグルジア政府の自己資金で実施する工事の調整を行なったが、この調整の過程に時間を要した。

② 工事の遅延

予期せぬ追加工事の発生:クラミⅡ水力発電所、ラジャヌリ水力発電所ともに、着工後にコントラクターにより実施された診断検査の結果、当初想定していなかった追加工事の必要性が生じた。これによりグルジア側に追加費用が生じたのみならず、その支払負担を抑制するための更なる契約変更手続きに追加的な時間を要することとなった。

クラミⅡ運営権譲渡問題の影響:1999年12月にグルジア政府はクラミⅡ水力発電所の運営権譲渡契約を米国企業（AES社）と締結したところ（後にRaoUES社に移譲）、発電収入を確保したいAESが工事のための運転停止やコントラクター（Ansaldo）のサイト立ち入りを拒否するなどしたため、工事の進行が困難になる事態が発生し更なる遅延につながった⁹。

⁹ 世銀の同時期の「電力セクター復旧事業」と比較すると、世銀事業は1997年にはじまり2000年に終了したため、民営化の影響を大きくは受けずにすんだ。他方、世銀の案件であっても「電力セクター市場支援事業」の融資案件は、2003年以降の時期には、民営化、為替の変動、ロシアとの戦争等の状況の変化への対応に追われた。

3.4.3 内部収益率（参考数値）

JICA 審査時資料には、内部収益率の数値は 37%とされていた。

事後評価時に事業期間を 1998～2008 年とし、「費用」として、円借款による投資コストにグルジア側の投資金額（政府資金およびそれぞれの運営会社の追加投資金額の合計）、二つの運営会社の維持管理費平均をとり、「便益」として、それぞれの運営会社の直近の 2011 年の電力収入をとり、それが今後とも持続すると仮定して、二つの発電所それぞれの FIRR を計算し直した。その結果は以下のとおりである¹⁰。

FIRR: Khrami II 水力発電所: 18.5%

Lajanuri 水力発電所: 16.2%

なお、上記の計算方式からわかるように、この数値は円借款の支援対象となった発電ユニットだけではなく、両発電所のすべての発電ユニットを含んだ数値である。

以上より、本事業は、事業費については最終的にはほぼ計画どおりであるが、コストオーバーランにより円借款対象の事業スコープの見直し（削減）を実施したためであり、それを勘案すると事業費は計画を大幅に上回ったことになり、また事業期間も計画を大幅に上回ったため、効率性は低い。

3.5 持続性（レーティング：③）

3.5.1 運営・維持管理の体制

（1）事業実施機関の民営化

二つの水力発電所はいずれも、当初の事業実施機関である Energogeneracia（発電公社）からその後、運営権が以下のような経緯を通じて民間会社に移っている。

①クラミ II 水力発電所：

グルジア政府は電力部門の民営化を推進し、1999 年、グルジア政府は、米国資本の AES 社とクラミ II 水力発電所の運営権譲渡契約（Management Contract）を締結¹¹。同契約は、更にその後 2003 年 9 月に、AES 社からロシア資本の RaoUES 社へ譲渡された。

②ラジャヌリ水力発電所：

グルジア政府は、ラジャヌリ水力発電所を含むグルジア西部のクタイシ周辺の水力発電所および配電会社を対象に民営化入札を実施。2006 年 6 月に入札は締め切られ（数社が応札）、EnergoPro 社（チェコ）と契約交渉の上、ラジャヌリ水力発電所等を 2007 年 2 月に売却した。

（2）組織体制

クラミ II 水力発電所は 2003 年より RaoUES（ロシア資本）が、ラジャヌリ水力発電所は 2007 年より EnergoPro（チェコ資本）が、運営管理を担っている。何れもグルジア政府から

¹⁰ PCR の数値は、Khrami II 水力発電所: 3.66%、Lajanuri 水力発電所: 7.64%、となっているが、この FIRR の数値の計算の根拠の詳細について、エネルギー省は把握していない。

¹¹ クラミ II 水力発電所の運営権譲渡契約に際し、実施機関より JICA に事前の連絡がなかったため、借款契約上の権限・責任関係が一部不明確になり、調整・確認に時間を要することになった。

資産を購入し、民間企業として運営管理を担っており、所有権も料金収入も企業に帰属する。民営化にともなう資産の買収時点で、円借款等の債務も含めて買収金額に含まれており、買収企業自体に円借款返済の義務があるわけではない（返済義務はグルジア政府にある。）

他方、送電は国営の GSE が担い、配電は五つの民間企業が担っている。東部（トビリシ周辺）では RaoUES と同じ資本 Telasi が最大の配電企業であり、西部では EnergoPro が最大の配電会社である。クラミ II 水力発電所を運営する RaoUES は、ロシア（モスクワ）に本社があり（1997 年設立）、総資産 3,854 百万ユーロ（2010 年末）、ロシア以外にグルジアのほかアルメニア、フィンランド、カザフスタン、タジキスタン、トルコ、リトアニア等でも電力事業を行なっている大企業である。また、ラジャヌリ水力発電所を運営する EnergoPro は、チェコに本社があり（1994 年設立）、総資産が約 300 百万ユーロ（2011 年）、チェコに 11 の水力発電所を有するチェコ最大の水力発電企業であるとともに、ブルガリアやグルジア等東欧やコーカサス地域での投資を拡大している企業である。何れも資本金・技術力と人材を有する優良な企業と考えられている。

従って、グルジアにおける電力セクターの民営化は、結果としては、その発電施設等の運営維持管理を効率的かつ持続的に遂行する上で、有益であったといえる。

3.5.2 運営・維持管理の技術

現時点では、クラミ II 水力発電所では 2012 年 3 月時点で 58 名が勤務しており、そのうち 51 名がエンジニアおよび技師である。そのうちチーフ・エンジニアは 10 名で技術系の大学をでている。毎年、技術系の大学出身者を 1~2 名雇用している。

ラジャヌリ水力発電所の場合、2012 年 3 月時点で、管理者 2 名、エンジニア 11 名、その他技術サポート等、合計 41 名の体制である。1990 年代初頭の国営企業（Energogeneratsia）の時代には 115 名のスタッフがいたが、その後のリストラや民営化を通じて、スタッフ数が減少したが、運営管理は効率化した。

クラミ II 水力発電所を運営する RaoUES、ラジャヌリ水力発電所を運営する EnergoPro とともに、国営電力公社（Energogeneratsia）から有能な技術者を継続雇用したほか、本国の本社から電力分野の技術者を必要に応じて技術者を派遣している。また、両社はいずれも継続的に技術研修も実施しており、技術的な能力には問題はない。

3.5.3 運営・維持管理の財務

本事業は、既述のとおり、事業の途中で支援スコープの変更が行なわれるとともに、発電施設に関して、支援対象から除外された部分については、民営化された企業自身がその自己資金によってリハビリや運営・維持管理費を負担することとされた。

グルジアでは、発電部門は原則として民営化され、民間発電会社によって発電された電力は、国営送電会社である GSE（Georgia State Electrosystem）に売電され、それは更に各地域の民間配電会社に売電される。それらの売電価格の上限は 1997 年に設立されたグルジア国家エネルギー規制委員会（GNERC : Georgia National Energy Restriction Committee）によって規制されている。料金体系については、現在までに維持管理コストを賄うレベルまでの引上げがなされており、今後もそうした電力買上価格が設定されることになっており、こ

うした制度の元では、発電会社は相応の利益が確保されることが想定されている。

また、電力料金の回収率（発電会社から送電会社の売電および配電会社への売電の両方を含む）は、2002年時点で35～50%といわれていたが、2011年時点では95～97%に改善している¹²。背景要因として、電力市場改革（配電は民間会社によって運営されており、電力料金未払いに対して電力供給の停止といった厳しい対応をとっていること。国営によって供給されていた時期には、電力料金の回収に熱心でなかったとされる）があげられるが、そのほかにも、電力供給のシステム化（どこから電力がきてどこに売られているかを明確に把握する制度的・技術的システムの構築を目的とし、世銀およびUSAIDが支援）、があげられる。

クラミⅡ水力発電所を運営するRaoUES、およびラジャヌリ水力発電所を運営するEnergoProとも民間会社であり、財務の詳細情報は入手困難な部分が多いが、両発電所に関する財務については、以下のような財務データが提供された¹³。

① クラミⅡ水力発電所の運営維持管理コスト

2003年にRaoUESが運営管理を担うようになったあとの財務状況は以下の表14のとおり。また、同社は2013～2017年に合計1.9百万ラリの資金で1号機・2号機の追加補修を中心に修理・リハビリのための投資を計画している。

表14 クラミⅡ水力発電所の財務状況 (百万ラリ)

	03	04	05	06	07	08	09	10	11
運営コスト	1.61	1.36	0.51	0.58	0.82	1.23	1.33	1.88	3.66
維持修理費	0.14	0.10	0.16	0.16	0.18	0.20	0.36	1.02	0.63

出所：エネルギー・天然資源省を通じてRaoUESより入手した資料

② ラジャヌリ水力発電所の運営維持管理コスト

2007年にEnergoProが買収したあとのラジャヌリ水力発電所（全体）の資本投下と維持修理費は以下の表15のとおりである。

表15 ラジャヌリ水力発電所の財務状況 (百万ラリ)

	07	08	09	10	11
資本投下	n.a	0.143	0.275	5.475	0.140
維持修理費	0.35	1.07	0.65	0.06	0.29

出所：EnergoProより入手した資料

2010年に大きな投資（5.475百万ラリ[約346百万円]）がなされているが、これは1号機の全体的な修理および3号機のバルブ（spherical valve）交換等のための投資である。また、2012年には、合計4.143百万ラリの大きな投資が予定されており、その大半は1号機のバ

¹² EnergoProへのヒアリングに基づく数値。

¹³ グルジアでは2008年以降、GNERC（グルジア国家エネルギー規制委員会）が電力分野に関する企業に財務報告および技術報告（いずれも年報）の提出を求めているが、こうした報告書はGNERCからは入手することができなかった。

ルブ（水管）および発電機の交換に使われることになっている。

3.5.4 運営・維持管理の状況

2012年3月に、クラミⅡ水力発電所およびラジャヌリ水力発電所を訪問し、ヒアリングとともに現場の実査を実施した。

（1）クラミⅡ水力発電所

2機の発電ユニットがある。2003年8月に RaoUES に管理運営が移行した際には、施設がきちんと管理されていなかったとされるが、現在ではいずれも稼働しており、RaoUES によって、概ね適切に運営・管理されている。2号機が JICA の支援で機材が更新され、2008年より新機材で稼働している（1号機も稼働している）。

JICA 支援部分は新しい設備であり、特に大きな問題は生じていない。ただし、1号機タービンは特殊機材であり、こうしたスペアパーツの入手に時間がかかっている。

また、今後も引続き修理や追加工事が必要であり、今後5年間で、1号機・2号機の追加修理以外に、倉庫・石油貯蔵庫の補修、貯水池のシーリングの補修、パイプやトンネルの検査、クレーンの修理などが予定されている。



図1 更新された変圧器



図2 更新された配電機器

（2）ラジャヌリ水力発電所

3機の発電ユニットがある。2007年3月より EnergoPro に管理運営が移行。2号機および3号機（一部）が JICA の支援で機材が更新され、2008年より新機材で稼働しており、EnergoPro によって、概ね適切に運営・管理されている。2012年3月の発電所訪問時には、2、3号機のみが稼働、1号機は修理中で停止していた。

JICA 支援部分については新しい設備であり、特に大きな問題は生じていないとのことである。発電所全体としては1960年に建設された古い施設であり、円借款等によって更新された機材以外に古い機材も少なからず残っており、例えば、中央制御室のコンピューターや配電盤の一部等が古いままであり、更新が必要とされている。

2012年には、1号機のバルブ・発電機器の交換に加え、送水トンネルの補修、ダムからトンネルまでの導水路の補修、調圧水槽の再建、管理ビルの修復、等の工事を自己資金で

実施する計画である。



図3 3基の水管全体



図4 更新された配電盤・機器

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

本事業では、既往の水力発電施設のリハビリを実施することにより電力供給の伸びに対応するとともに、コントロールセンター・通信システムを整備することにより電力システムの安定化を図り、もって電力需給ギャップを改善し、経済の回復と成長に寄与することを目指した。その目的は、審査時、事後評価時双方の開発政策や開発ニーズに合致しており、妥当性は高い。当初計画された支援事業のうち、円借款支援対象部分は縮小されたが、2発電所に関しては円借款以外に二つの民間運営会社の自己資金によって、またトビリシ・コントロールセンターについては世銀支援によって事業が実施され、事業全体としてみた場合には、概ね計画通りの効果の発現が見られ、有効性・インパクトは高い。事業費については最終的にはほぼ計画どおりであるが、計画時の支援スコープ全体に必要な事業費は大幅に拡大し、事業期間も二倍以上に延長され、効率性は低い。しかし、民営化により民間企業が実施している両発電所の維持管理は、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。

以上より、本プロジェクトの評価は高いといえる。

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) 電力セクターでの有効なアウトプット達成のためには、特に相手国政府の政策形成能力や実施主体の運営能力に課題がある場合には、発電所設備といったハード面の支援と並行して、民営化プロセスや電力市場改革など、相手方の政策面の支援を並行して実施することが望ましい。政策支援コンポーネントを含む世銀支援との協調融資などを通じて、すでに実際にそうした政策支援にも関与しているともいえるが、他ドナーの政策支援と整合性を取りながら円借款支援の中でも、JICA の技術協カスキーム等で政策・制度面の支援していくことが望ましい。

(2) 本事業の事業実施に必要な予算の拡大は、当初の F/S 時点の見積よりも実際に入札にかけた時点の見積が大きく拡大したこと、工事コントラクター決定後の診断検査により追加工事が必要とされ更に費用が拡大したこと、等が大きな要因である。前者は、L/A 締結後の実際の調達手続の遅れ、及び契約変更に関するグルジア政府側の対応の遅れ等が影響しており、実施機関が行うコンサルタント調達手続きの支援の迅速化とそのための支援など、立ち上げの際の支援がこうしたリスクを吸収する手だてとして有益である。また、予備費や工期計画の作成に余裕を持たせる等の工夫も有益である。

主要計画／実績比較

項 目	計 画	実 績
① アウトプロット	<p>①クラミ II 水力発電所（設備容量 2x55MW=110MW）：1,2号機及び同変電所リハビリ</p> <p>②ラジャヌリ水力発電所（設備容量 3x37MW=111MW）：1,2,3号機及び同変電所リハビリ</p> <p>③トビリシ/クタイシ・コントロールセンター、通信システムリハビリ</p> <p>④コンサルティング・サービス（外国人45M/M、内国人345M/M）</p>	<p>①クラミ II 水力発電所: 2号機の機器更新・据付、1号機の追加機器購入および据付等は除外</p> <p>②ラジャヌリ水力発電所：1号機を支援対象から除外、3号機の据付を除外</p> <p>③トビリシ/クタイシ・コントロールセンター、通信システムリハビリ：キャンセル、円借款の対象外</p> <p>④コンサルティング・サービス：エンジニアリングコンサルタン ト延長（外国人103M/M）</p>
②期間	1998年1月～2002年12月 (60ヶ月)	1998年1月～2008年7月 (126ヶ月)
③事業費		
外貨	4,678百万円	4,942百万円
内貨	1,213百万円	2,559百万円
	(12.42百万ラリ)	(41.19百万ラリ)
合計	5,891百万円	7,502百万円
うち円借款分	5,332百万円	5,327百万円
換算レート	1 Lari = 96.7 円 (1996年1月現在)	Khrami II: 1 Lari = 60.14円 Lajanuri: 1 Lari = 63.25円 (1998年1月～2008年7月平均)

以 上

ケニア

ソンドゥ・ミリウ水力発電事業/ソンドゥ・ミリウ水力発電事業(II)

外部評価者：早稲田大学 大門毅

0. 要旨

本事業は、効率的・持続的なエネルギーを生産・消費することを目指すケニア政府の政策、対象地域および国家全体の電力供給ニーズ、当時の日本の援助方針と整合しており、妥当性は高い。建設された発電所の稼働状況に大きな問題はなく、年間総発電量、設備稼働率等、目標とされた効果は概ね発現しており、有効性も高い。自然環境、住民移転、公害・健康被害について重大な負のインパクトもみられなかった。一方で、事業費については計画を若干上回り、事業期間については、フェーズⅡのL/A締結が当初計画から5年以上も遅れる等、計画を大幅に上回る結果となり、効率性は低い。また、運営・維持管理の体制、財務、技術、状況に問題なく、本事業によって発現した効果の持続性は高い。

以上より、本プロジェクトの評価は高いといえる。

1. 案件の概要



案件位置図



ソンドゥ・ミリウ水力発電所

1.1 事業の背景

ケニア共和国（以下、ケニアという）はモイ大統領（在職 1978～2002）の長期政権下、1990年代初頭に反汚職、民主化運動が高まり政権運営が不安定化し、さらに、1980年代から実施されてきた構造調整プログラムの進捗が遅れ、世界銀行（以下、世銀という）・IMF との関係が悪化した。また、1991年11月、パリで開催されたアフリカ援助国会議で、ケニアに対して民主化、構造調整計画の遅れに批判が集まり、新規援助停止が決定され、以後、ガバナンス、マクロ経済の安定化が図られる 1990年代半ばまで各国の対ケニア援助が減少した。この時期、

電力需要は増加していたものの、新規発電所の建設がなされなかったため、電力の需給ギャップが拡大し、頻繁に計画停電が実施され、経済活動に支障をきたしていた。

ケニアでは、中央部と西部の水系に大別される水力発電に国内の電力供給の約半数を依存している。全国の発電所は、ウガンダと国境を接する北西部から首都ナイロビを経て、インド洋に面するケニア第2の商業都市モンバサに至る単一の電力系統（グリッド）に接続され、発電を担当するケニア電源開発会社（Kenya Electricity Generating Company Limited: KenGen）と送配電を担当するケニア電力電灯会社（Kenya Power and Lightning Company Limited: KPLC）が運営管理を行っている。また、隣国ウガンダ、タンザニアともグリッドが接続されている。

本事業の建設地域であるキスムが位置するケニア西部は、同国全人口の約3割を有する有数の農業地域である一方、電力インフラの未整備が経済活動を阻害していた。また、同地域は貧困率も全国平均の40%（1994年調査）、ナイロビの26%（同）を著しく上回る54%（同）であり、電力不足の解消及び雇用創出効果等により同地域の経済活動活性化の基盤となることが期待されていた。

1.2 事業概要

本事業は、ケニア西部ニヤンド及びラチェニョ地方に60MW（30MW×2基）の流れ込み式発電所を建設し、同地域を中心とした国家全体の電力需要の伸びに対応し、もって同国の持続的成長維持に寄与することを目的とする。

円借款承諾額／実行額	フェーズⅠ： 6,933 百万円 / 6,933 百万円 フェーズⅡ： 10,554 百万円 / 10,554 百万円
交換公文締結／借款契約調印	フェーズⅠ： 1997年3月／2007年7月 フェーズⅡ： 2004年2月／2009年7月
借款契約条件	フェーズⅠ： 金利 2.3%、返済 30年（うち据置 10年）、一般アンタイト（コンサルタント部分：同上） フェーズⅡ： 金利 0.75%、返済 40年（うち据置 10年）、二国間タイト（コンサルタント部分：同上）
借入人／実施機関	ケニア電力公社(KenGen) / KenGen
貸付完了	フェーズⅠ： 2007年7月3日 フェーズⅡ： 2009年7月15日
本体契約	【土木工事】 フェーズⅠ： 鴻池組(日本)/VEIDE KKE ASA(ノルウェー)/MURRAY AND ROBERTS(南アフリカ共和国) フェーズⅡ： 大成建設(日本)/鴻池組(日本) 【水力機器】 IHI（日本） 【発電機】 三井物産（日本）/東芝コンソーシアム（日本）

	【送電・変電】 きんでん（日本）
コンサルタント契約	日本工営（日本）
関連調査（フェーズ別リポート・スタディ：F/S）等	<ul style="list-style-type: none"> ・ F/S（JICA 「ソンドゥ川多目的開発計画事前調査」（1983年） 発電・灌漑を含むソンドゥ川流域の全体計画 ・ JICA「ソンドゥ川水力発電開発計画」（1983～1985年） ソンドゥ・ミリウを含む流域の発電・灌漑事業に係る調査）；
関連事業	<ul style="list-style-type: none"> ・ 円借款 「ソンドゥ・ミリウ水力発電事業（E/S）」（1989年10月 L/A 調印）「ソンドゥ・ミリウ／サンゴロ水力発電所建設事業」（2007年1月 L/A 調印） ・ 世銀「エネルギーセクター改革及び電力開発事業」（Energy Sector Reform and Power Development Project）（1998年4月 C/A 調印）

2. 調査の概要

2.1 外部評価者

大門 毅（早稲田大学）

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12月～2012年10月

現地調査：2012年3月24日～4月4日、2012年6月16日～6月22日

2.3 評価の制約

特になし

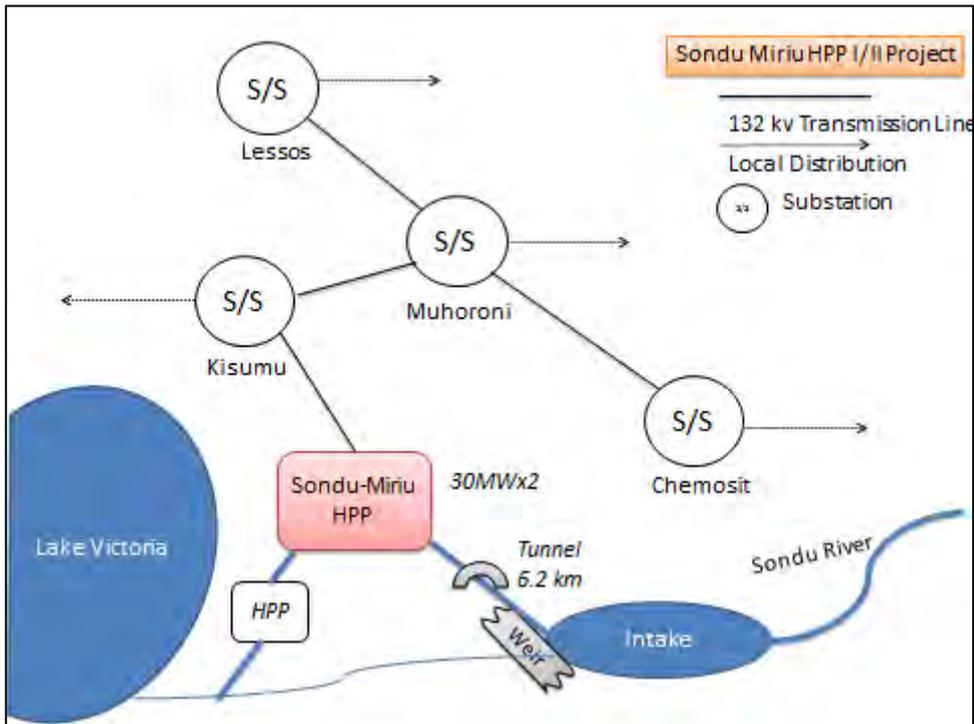


図 1 プロジェクトの概要

出所：評価者作成

注：1）配電(local distribution)は取水堰（weir）への電力供給用以外は本事業対象外。

2）発電に使用された川水は別途設置予定（本事業対象外）の水力発電所を経由してソンドゥ川に排水される。

3. 評価結果（レーティング：B¹）

3.1 妥当性（レーティング：③²）

3.1.1 開発政策との整合性

本事業の供与当時、ケニア国「国家開発計画」（1994～1996）の中で電力セクターは重要セクターとして位置づけられていた。その一部をなす「国家電力開発計画（NPDP）」（1994～2013）では発電設備の拡充が 10 年計画としてまとめられており、さらに同計画を具体化した「5 年最低費用投資計画（LCDP）」（1994～1998；1999～2019）においては本事業が優先的投資対象として挙げられていた。また、フェーズ I 事業の供与後に発表された「経済復興計画」（2003）においても本事業は引き続き最優先事業として位置づけられていた。また、フェーズ II 供与時における、ケニア国「貧困削減戦略ペーパー（PRSP）」（2001～2004）において、「経済成長を促進するためのエネルギー供給を確保する」ための高い優先順位をもつ事業として本事業は位置づけられていた。

2007 年に策定されたケニア国長期国家計画である「ビジョン 2030」では、ケニアの長期的成長を促進するため、より効率的、持続的にエネルギーを生産、消費できるよう体制づくりを確立する必要性が明記され、さらに、2012 年 5 月に策定された「国家エネルギー政策」においても、安定した電力供給を行うために、発電能力拡充への投資が必要とされている。但し、水

¹ A：「非常に高い」、B：「高い」、C：「一部課題がある」、D：「低い」

² ③：「高い」、②：「中程度」、①：「低い」

力発電所建設については、住民移転や環境問題への配慮もあり、今後拡充を図ることは困難であることから、全発電容量のうち、水力への依存度を 2011 年現在の 47.8%から 2030 年までに 5%に減らす計画である。

3.1.2 開発ニーズとの整合性

本事業審査時において、建設地域であるキスムの位置するケニア西部は同国全人口の約 3 割を有し、肥沃な土壌と良好な気候に恵まれ、メイズ、米といった消費作物および茶、コーヒー、砂糖といった換金作物が栽培される農業地域であるが、電力インフラの未整備が経済活動の阻害要因となっていた。他方、年平均 5%以上の伸びを示しているケニア国全体の電力需要に電力供給が追いつかないため、計画停電を実施するとともにウガンダから電力を購入していた。このように電力需要が逼迫しているにも拘らず、既存国内電力設備の老朽化も深刻であったため、新規発電所の建設が不可欠となっていた。

本事業はケニア西部を含むケニア全国の電力不足解消に貢献するとともに、キスム地方に発電所を建設することにより、同地域における経済活動の活性化に寄与することも期待されていた。

表 1 電力需要予測及び実績

単位：MW

	ナイロビ		ケニア西部		国全体	
	審査時予測	実績／新予測	審査時予測	実績／新予測	実績／新予測	実績／新予測
1997	392	n/a	76	n/a	n/a	n/a
2000	441	n/a	84	n/a	n/a	n/a
2005	593	481	114	178	920	920
2010	804	623	156	233	1,194	1,194
2015	1,085	1,241*	211	476*	2,386*	2,386*
2020	n/a	2,214*	n/a	904*	4,519*	4,519*
2025	n/a	3,726*	n/a	1,753*	8,102*	8,102*
2030	n/a	5,996*	n/a	3,283*	14,273*	14,273*

出所：KPLC 年次報告書（実績値）、LCDP（1998, 2011）

注：*事後評価時の予測値

2010 年現在、ピーク時のケニア全国の電力需要は 1,194MWであるのに対して、有効総発電容量³は、1,412MW（うち水力発電 735MW（本事業 60MW）、火力発電 182MW、地熱発電 143MW、風力 5MW、その他 347MW）⁴となっており、需給ギャップは解消されている。しかしながら、ケニアは 2005～2010 年までに年平均 5%以上の経済成長率⁵を示しており、この傾向が続けば 2015～2030 年までに、2010 年現在の約 2～10 倍の電力需要があると予想されている（表 1）。この需要を満たすのに必要な電力施設は今後不足が見込まれている。なお、ケニア国内の需給ギャップ解消のため、ウガンダ（及びわずかながらタンザニア）から、毎年 30GWh前後（タンザニアからは 1GWh前後）の電力を購入している。

³ 設置された発電所のうち休止中等のものを除く、実際の稼働状況から導出された容量。

⁴ KPLC のデータ（いずれも 2010 年）による。

⁵ 5.8%（2005）、6.4%（2006）、7.1%（2007）、1.7%（2008）、2.6%（2009）、5.6%（2010）、4.6%（2011）、ケニア統計局。

表 2 ウガンダ・タンザニアとの電力取引

単位：GWh

		2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
対ウガンダ	輸入	105.6	14.6	12.7	24.7	28.6	37.1	29.9
	輸出	19.9	23.9	73.5	46.4	26.6	26.3	30.3
対タンザニア	輸入	0.3	0.4	0.4	1.0	1.2	1.1	0.9
	輸出	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	0.5	0.8

出所：Kenya National Energy Policy (2012) (年度)

従って、ケニアの電力セクターにおける開発ニーズ、特に本事業の操業するケニア西部における発電及び電力普及のニーズは依然として高い。

3.1.3 日本の援助政策との整合性

対ケニア国別援助方針⁶（外務省、1998年）では、ケニアは「産業活動に欠かせない電力供給の不足を近隣国からの輸入によりまかなっている」ため、「エネルギー資源の開発を支援」することが重要であるとされており、国別援助計画（2000年8月策定）では「産業活動に欠かせない電力供給の不足を緩和すべく、環境との両立や住民との関係に配慮した上でのエネルギー資源の開発」を支援重点分野として挙げている。さらに、「海外経済協力業務実施方針」（2002～2004年度）においても、「経済成長に向けた基盤整備」を対ケニア支援の重点分野の一つと位置付け、経済・社会インフラの整備のための支援を重視している。

なお、当初、フェーズIIは1998年10月に審査を実施し、同年度中にも供与される予定であった。しかし、ケニアが1999年6月のケルン・サミットにおいて重債務貧困国向け拡大債務削減スキームの適用候補国となる可能性が生じたことから、日本政府においてフェーズIIへの供与が中断されていたものの、最終的にケニア側により債務削減を受けない旨意思表明があったため、1999年9月に事前通報が行われた。その後、フェーズIの工事が開始して以降、地元国会議員、NGO、住民から事業に関する環境問題が提起され、日本の国会においても取り上げられたことが影響し、借款供与は最終的に2004年2月まで遅延した経緯がある。

以上より、本事業の実施はケニアの開発政策、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⁷（レーティング：③）

3.2.1 定量的効果（運用・効果指標）

本事業の運用・効果指標は、最大出力（30MW×2機）において計画通りとなっている他、年間総発電量、設備稼働率とも概ね計画値を上回る実績値となっており、計画点検時間も概ね計画値を下回る実績値となっている（表3）⁸。また、貯水池への流入量も比較的安定をしている。なお、KPLCでは送電端電力量についての実測値は把握していない。

⁶ 「主要国への国別援助方針」（『我が国の政府開発援助の実施状況に関する年次報告』）

⁷ 有効性の判断にインパクトも加味して、レーティングを行う。

⁸ 但し、計画外停止時間については2008年より減少しているものの、事後評価時で計画値を達成していない。

表 3 運用・効果指標

	計 画 値 (2012)	実績値			
		2008	2009	2010	2011
総発電量 (GWh)	330.6	333.15	340.46	364.31	290.43
最大出力 (MW)	60	60	60	60	60
計画点検時間 (日/年)	14	14.84	12.50	33.75	7.19
計画外停止時間 (日/年)	2	46.08	23.54	2.71	4.88
設備利用率 (%)	59.1	63.38	64.78	69.31	82.66
水力利用率 (%) ⁹	n/a	69.01	67.94	72.67	84.08
年間総流入量 (百万 m ³)	n/a	957	1,140	1,103	980

出所：KenGen

注：会計年度（7月～翌6月）。2011年度は2011年7月～2012年2月実績値。

季節変動を加味した貯水池への流入量及び発電量は図2の通りである。1月～4月は乾季のため、流入量が少なく、よって発電量も少ない。5月～12月の雨季にかけては、月あたり約40GWhの発電（8か月で約320GWh）がおこなわれており、雨季の8ヵ月間で年間発電量（約330GWh）の97%を占めている。

なお、実施機関では季節変動による電力供給量の不安定化及び災害発生時等の緊急時の電力需要に応えるため、英国の発電機レンタル企業（Aggreko社）¹⁰から、全国で年間約360GWh（2011年7月～2012年5月実績）の電力を購入している。

また、本発電所以外にも、別の水系を利用した水力発電所や水力以外の発電所が全国に存在するため、仮にソンドゥ川流域における水不足が深刻化し操業停止に至った場合でも、他の発電所で発電がなされ、本事業による電力供給の不足を補うことが可能となっている。また、他の発電所の供給不足が発生した場合には同様に本発電所によって不足を補うことが可能となっている。

このように、上記方策によって発電量の季節変動といった水力発電所の弱点が補われる仕組みとなっている。

⁹ 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(%)。

¹⁰ Aggreko社はケニア国内に30MW、60MWの発電容量をもつ緊急用発電施設を設置している。

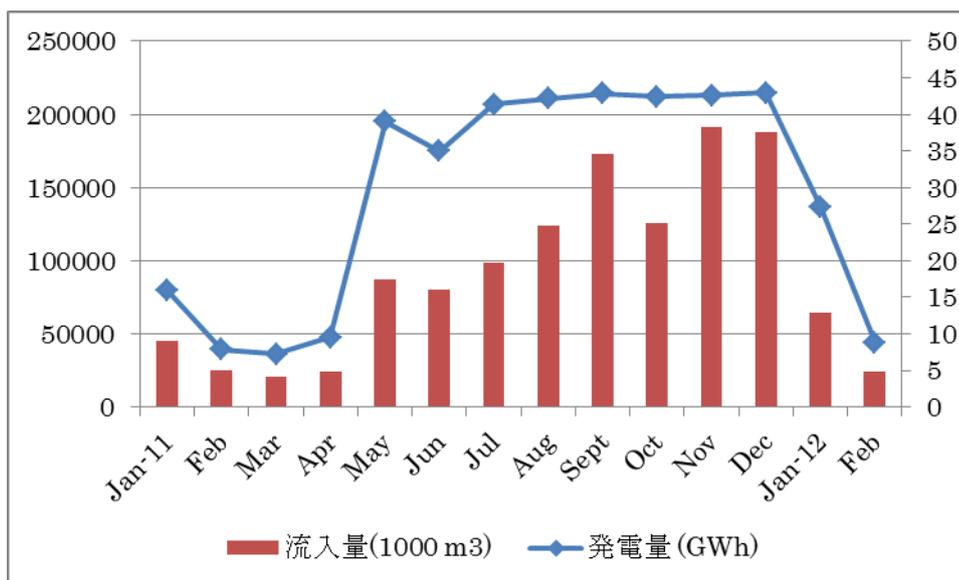


図 2 貯水池への流入量（月平均）及び発電量（月別）

出所：KenGen

3.2.2 定性的効果

特記事項なし。

3.3 インパクト

3.3.1 インパクトの発現状況

本事業は、「電力需給ギャップの緩和」「ケニア西部への安定電力供給の確保」「水力資源活用による石油購入外貨の節約」を想定していた。

まず需給ギャップの緩和については、表 1 の通り、2010 年現在のピーク時のケニア全国の電力需要は 1,194MW であるのに対して、有効総発電容量は、1,412MW となっており、当面の需給ギャップの解消に本事業は一部貢献していると言える。他方、本事業により、ケニア全土及びケニア西部への電力供給には貢献しているものの、電化率¹¹の面では、2005 年の 18% から 2011 年の 15% に低下¹²しており、ナイロビ等大都市との格差が依然として埋まってない。

表 4 電化率

単位：%

	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
ケニア西部	18	18	17	17	16	15	15
ナイロビ	51	52	51	52	53	54	53
全国	7.1	4.6	10.6	5.1	2.1	3.5	8.9

出所：KPLC 年次報告書

注：会計年度

¹¹ KPLC の契約数/世帯数で計算したもの。

¹² 但し、西部地域の人口は 413 万人（2000 年）から 480 万人（2010 年）と 16% 増であり、電力にアクセスできる人口そのものは増加している。

また、「水力資源活用による石油購入外貨の節約」については、本発電所と同規模の火力発電¹³では年間約 20 億シリング（約 20 億円）¹⁴の燃料費がかかることから、本事業実施によりこの燃料費相当分が節約分となり、単純計算によれば事業費（約 287 億円）が 15 年で回収できる。

以上のように想定されたインパクトは発現している。

3.3.2 その他、正負のインパクト

3.3.2.1 受益者調査

本事後評価では、受益者調査を実施した。対象地域は、本事業の実施に伴い、土地収用などの影響を受けた地域を中心に取水口、ソンドゥ川流域減水区間左岸・右岸、放水路、発電所、送電線付近、及びベースキャンプ（職員関係者住宅施設）付近から無作為に 200 世帯を抽出したものである。

電化率については、200 世帯のうち、23 世帯（11.5%）のみが KPLC と契約を結び、電力を得ていた。一方、未契約世帯におけるその理由は、コミュニティ自体が未電化（50 世帯）、コミュニティは電化済だが料金が安い（111 世帯）、その他（5 世帯）であった。

また、建設中の雇用・ビジネスの提供、事業完了後はインフラ（発電所及び関連施設）が正のインパクトとしての主な回答であったのに対し、負のインパクトとしては建設中の騒音・埃、事業完了後の雇用機会の喪失¹⁵と回答した住民が大多数であった。事業自体への満足度は、「大いに満足」または「満足」と回答した住民 140 世帯（70%）が、「不満」または「大いに不満」と回答した住民 55 世帯（27.5%）を大きく上回っている。

表 5 本事業による正負インパクト

単位：世帯

インパクトの正負・内容	建設中	事業完了後
正：雇用・ビジネス	177	0
正：インフラ	1	176
正：その他社会便益	1	3
正：なし	20	21
負：雇用機会の損失	1	171
負：公害（騒音、埃）	176	0
負：その他社会コスト	9	17
負：なし	14	12

出所：受益者調査

表 6 本事業への満足度

単位：世帯

大いに満足	42
満足	98
不満	45
大いに不満	10

出所：受益者調査

¹³ 73.5MW の発電容量をもつ Kipevu 火力発電所と比較し、火力発電により 60MW の発電容量を得るための燃料費を計算したもの（KenGen による試算）。

¹⁴ 2012 年 3 月レート（1 ケニアシリング＝約 1 円）を適用。

¹⁵ プロジェクト実施前の状況（雇用がない状況）に戻ったという意味では、評価上、厳密には「プロジェクトによる負のインパクト」とは断定できない。

満足の理由は、雇用創出などの経済的便益（132 世帯）と回答した住民が大半であり、不満の理由としては、工事中の環境悪化など非経済的負担（45 世帯）と回答した住民が多数を占めた。

Box 1 技術委員会 (Technical Committee)

(1) 設立の経緯

フェーズ I の工事開始後、事業に関する環境社会影響に対して地元住民や NGO から問題提起がなされ、日本の国会においても取り上げられたことが影響し、フェーズ II の工事開始決定が遅延した。この状況を受け、2001 年 1 月に事業の現状を把握し、地元住民、NGO 等のステークホルダーから事業に対する意見を聴取することを目的とした「ステークホルダー会議」（300 人余参加）が開催され、更に、日常の個々の要望について協議するより小規模の「技術委員会」の設立が合意された。以降、2008 年のプロジェクト完成まで定期的に会合を持つこととなった。

(2) 技術委員会の仕組み

委員会は 31 名より構成され、国会議員(4 名)、県会議員 (6 名)、有識者 (Professionals) (6 名)、コミュニティ代表 (6 名) (選挙で選出)、非政府組織 (NGO) (6 名) (Nyakach Community Development Association, Climate Network Africa、地元 NGO)、ケニア政府 (2 名)、KenGen(1 名)(議長)。オブザーバーとして、KenGen(6 名)、JICA (2 名)、コンサルタント (2 名)からなる。

委員会は原則四半期に 1 回開催され、原則年 1 回開催される「ステークホルダー会議」に活動報告を行う。また、委員会の下部組織として「土地補償と移転」「雇用と経済機会」「環境」「保健と安全・保安」よりなる小委員会が原則月 1 回開催される。小委員会を通じ、実施機関とステークホルダー間に生じた問題を調整、解決、モニターする。

但し、技術委員会は、「強制力を持った執行機関ではなく、ステークホルダーから出された関心事や問題について調査およびモニタリングし、提言を行うこと」(技術委員会ガイドライン)であり、委員会の決議が KenGen を法的に束縛するものではないという限界がある。

(3) 技術委員会の貢献 (受益者調査から)

受益者調査によれば、技術委員会についての認知度は「知っている」(105 世帯)、「知らない」(91 世帯)両者がほぼ拮抗しており、認知度はそれほど高くはない¹⁶ことが明らかとなった。認知していると回答した世帯のうち、技術委員会について「不満」または「大いに不満」と回答した 86 世帯 (81.9%) が「満足」または「大いに満足」と回答した 18 世帯 (16.6%) を大きく上回った。満足の理由は、「意見・利益が反映された」(9 世帯)、「問題解決した」(10 世帯)、不満の理由は「意見・利益が反映されなかった」(17 世帯)、「問題解決しなかった」(49 世帯)、「参加型、民主的、透明的のプロセスが確保されなかった」(27 世帯)等であった。

以上のように、住民の本事業に対する評価は概ね満足だが、技術委員会については認知していない住民が多く、認知している住民の中でも実際に提起した問題が解決しなかった (49 世帯)¹⁷などを理

¹⁶ なお、土地補償 (1999 年、2005 年、2007 年に実施) を受けた住民の回答は技術委員会を「知っている」(43 世帯)、「知らない」(64 世帯)であった。

¹⁷ 「技術委員会に提起したが解決しなかった問題」は多様であり、一般化することは困難だが、「3.3.2.1 受益者調査」に述べた通り、電力料金が高いこと、事業後に雇用機会が損失したこと等が含まれるものと考えられる。

由に、評価しないと回答した住民が多数を占めた。しかし、同委員会の構成員である住民、NGO等の要請を受け、専門家による追加調査（漁業調査、生計調査等を）が技術委員会により勧告、実施されたことも事実である。このように、同委員会の監視のもと、フェーズIの工事時に問題となっていた、漁業への影響、粉塵による健康被害等の懸念も払拭されていった。結果として、本事業への高い満足度が得られた。但し、技術委員会のこうした実際の貢献について、十分な情報共有が地域住民全般と行われなかった可能性が示唆される。

3.3.2.2 自然環境へのインパクト（技術委員会に付託された事項 1）

(1) ソンドゥ川（減水区間）の水量・水質

貯水池からソンドゥ川への維持放流量については、計画時は $0.5\text{m}^3/\text{s}$ （常時）が想定されていたが、技術委員会の要請により、2003年4月にコンサルタントが調査を実施し、 $3.0\text{m}^3/\text{s}$ （常時）への変更を勧告した。勧告には必ずしも法的拘束力はない努力目標にとどまるものの、事業実施後の水量測定データによれば、維持放流量について、雨量の変動等により努力目標値を下回る場合があるものの、月平均では乾季・雨季を通じて $3.0\text{m}^3/\text{s}$ 以上の流量が確保¹⁸されている。

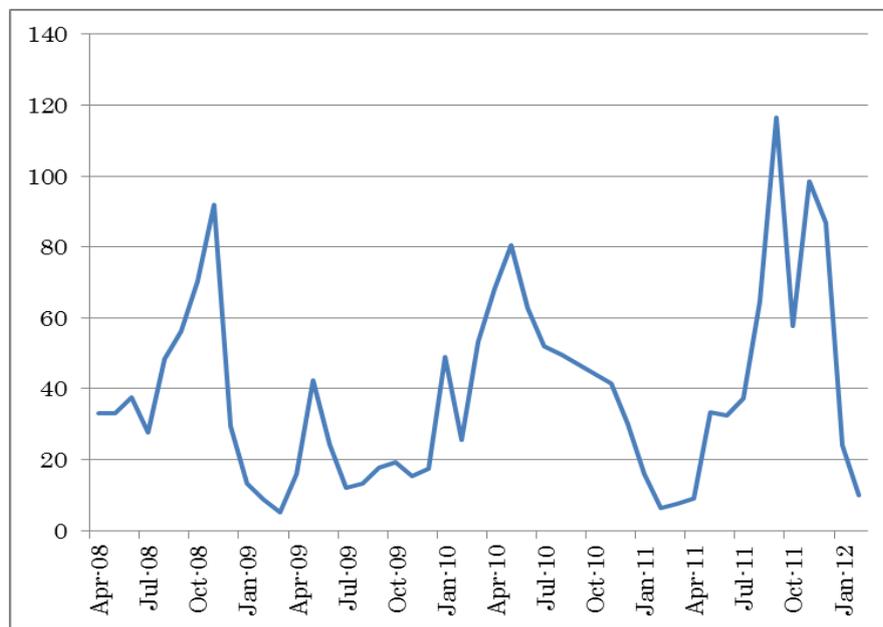


図 3 ソンドゥ川減水区間の月平均維持放流量 (m³/s)

出所：KenGen

水質については、貯水池の上流及び下流地点において実測が行われているが、WHO飲用基準¹⁹を上回る大腸菌²⁰が検出されており飲用には適さない。但し、川の水量、浄化力には季節

¹⁸ 図の通り、乾季の月平均流量は $5.1\text{m}^3/\text{s}$ (2009.3), $6.3\text{m}^3/\text{s}$ (2011.2), $9.9\text{m}^3/\text{s}$ (2012.2)。なお、現地調査時 (2012.3) には $1.4\text{m}^3/\text{s}$ を記録していたが、実施機関によれば乾季に瞬間値としてこうした数値が示されることはありうるということである。

¹⁹ WHO 基準では TC/FC が検出がゼロであることが飲用水の条件となっている。計測時期によっては、 $10,000\text{ c.f.u./100ml}$

変動があること、実測値として示されていた大腸菌の検出にも季節性がみられることから、本事業と水質の因果関係を特定することはできない。また、川の下流域ではKenGenのCSR（企業の社会的責任）活動（Box2）の一環として、井戸、または水道が整備されており、未処理の川水が飲用に供された事例は報告されていない。

(2) 生態系への影響

2010年に技術委員会の要請を受けて実施されたソンドウ・ミリウ川における魚類調査²¹によれば、2003年と2010年に魚類の生息数を「電気ショック漁法」(electrofishing)²²により計測したところ、貯水池上流、貯水池下流（減水区域）、下流のいずれの計測点においても、生息数が増加していることが判明した。なお、魚類の種類については、2003年の19種から2010年の25種に増加した。

表 7 魚類生息数

単位：g

	貯水池上流	貯水池下流	下流
2003年	1,831	2,392	19,878
2010年	4,583	10,666	22,004

出所：Owiti et al (2010)

注：生息数は漁獲高（1計測あたり）

2003～2007の比較調査によれば、魚類生息数及び種類そのものは増加していること、また、地元漁民による実際の漁獲高の減少が貯水池以外の原因（違法操業等）に起因することから、生態系に対する顕著な負の影響は確認されていない。

3.3.2.3 対象地域及び周辺住民へのインパクト（技術委員会に付託された事項2）

(1) 住民移転

技術委員会が設立される以前の1999年1月～5月までに、フェーズI及びフェーズIIの工事（送電線を除く）で土地収用予定の649世帯に対し213.2ヘクタールの土地補償²³が実施され、約9,100万シリングが補償費として支払われた。補償額評価については、土地の市場価格に基づき算出された。また、所有する全ての土地を失ったベースキャンプ地区の地主に対しては補償額の22.5%を付加し、その他の地主には15%が付加された。

加えて、発電所周辺の学校、教会については、「土地に対する土地による補償」「建物に対する建物による補償」が実施され、2001年1月までにこれら学校と教会が元の場所付近に新設さ

を超える非常に高い値の大腸菌が検出されている。

²⁰ Total Coliform (TC)(大腸菌群)及び Fecal Coliform (FC)(糞便性大腸菌群)で計測。

²¹ Owiti, Kapyio, and Bosire (2010), “The Sondu-Miri River Fishes & Fisheries, Species Diversity, Abundance and Distribution by 2010”

²² 電流を流して魚群に電氣的ショックを与え、浮上させる漁法で、魚類の生息数・多様性を科学的に計測する方法として広く採用されている。

²³ 土地補償を受けた住民のうち、実際に何割の住民が土地移転をしたかについての記録は残っていない。KenGenによれば、事業サイトが人口密集地ではないことから、住民の多くは移転をしなかったか、または居住地近辺への移転を選択したということである。

れた (Box 2)。また、2003 年 3 月には、取水堰上流で稼働していた渡し船に対して補償費が支払われた。これらの補償方法は、技術委員会で住民の要望や苦情等を聴取しつつ、最終合意に至ったものである。

送電線²⁴の敷設により影響を受けた 1,714 世帯の地主²⁵への補償は 2005 年及び 2007 年に実施され、計 1 億 3,700 万シリングが支払われた。

(2) 工事中の公害・健康被害等

2001 年以降、実施機関は、技術委員会の勧告を受け本事業の対象地域(affected area)及び周辺の非対象地域(non-affected area)への公害・健康被害等のインパクトを比較・調査するため、技術委員会の勧告を受けて、実施機関は毎年「社会経済調査」を実施しており、2011 年 8 月には第 11 回調査を完了している。第 11 回調査では 2,773 名へのインタビュー調査を実施した。

まず、粉塵²⁶については、工事期間中 (2003~2007 年) において対象地域・非対象地域とも 3~5 割の住民が経験しているものの、健康面における具体的な影響はないと回答した住民が対象地域においても 7 割以上を占め、眼疾患、呼吸疾患を訴えた住民は、2~3 割以下にとどまった。同時期、非対象地域の住民の 4 割が眼疾患を訴えており、罹患率が本事業の対象地域であるか否かに依存する事実は認められない。騒音についても、対象地域・非対象地域とも 3~5 割の住民が経験しているものの、健康面における影響はないと回答した住民が対象地域で 6 割を占め、不眠症などの具体的な健康被害を訴えた住民は対象地域において 4 割程度であった。同時期、非対象住民の 4 割が不眠症を訴えているため、罹患率が本事業の対象地域であるか否かに依存する事実は認められない。

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・インパクトは高い。

Box2 KenGen による CSR 活動

KenGenによるCSR活動は水供給、教育、環境の分野で実施されている。水供給については、ソンドゥ川下流域の住民約 2 万人²⁷に対して、井戸または水道を整備し、村落水供給組合を組織化して安全な水の供給に貢献している。当初KenGen側は地域コミュニティの自助努力により水供給施設を整備すべきとの立場をとっていたが、その後の技術委員会における議論及び勧告を踏まえ、最終的にKenGenの自己資金で全面的に支援することとなった。各コミュニティに設置された給水所 (water kiosk) 及び井戸 (stand pipes)を通じ水は地域住民の飲用、農業用として広く活用され、水汲み作業の軽減や衛生的な水の提供²⁸を通じて地域の生計向上に貢献している。ソンドゥ川下流域の減水区間ではコミュニティへの水供給 (給水所 31 カ所、井戸 3 カ所) (写真左) が行われており、発電所付近では、発電所の放流水を活用した地域コミュニティへ

²⁴ 発電所から変電所までの送電線及び発電所から取水堰までの配電線を含む。

²⁵ 送配電に係る補償は土地収用を伴わない地上権侵害のみであったため、土地面積に関するデータはない。

²⁶ 本事業では散水等の対策が行われた。

²⁷ KenGen ホームページ。

²⁸ CSR 実施以前、地域住民は雨水、湧き水の利用、ソンドゥ川への水汲み、発電所放流水の流用等により水を手に入れたため、水汲み作業は家事労働の負担となり、衛生的な水も確保できなかった。

の水供給（井戸5カ所）（写真右）に加え、職員住宅施設（base camp）内で近隣住民に対する飲用水の供給が無料で行われている。

本文記載の通り、KenGenは本事業で影響を受けた地域（発電所付近）への補償として小学校、中等学校を建設し、多くの地域住民の子弟が通っているが、KenGenは更にCSRの一環として経済的に困窮を抱える生徒のうち、特に優秀な生徒に対して、中等学校、大学に進学するための奨学金を提供している。



減水区間の給水施設（水道）

放流水を活用した手動式井戸

さらに、KenGenは50種余りの苗木を育成・無償配布（年約5万本）²⁹し、配布を受けた地権者等が地域住民と協力して植林等を行うことによる、景観上の否定的な影響を軽減する努力を行っている。なお、植林された樹木については年に1～2回の割合でKenGenが生育状況をモニターしている。

3.4 効率性（レーティング：①）

3.4.1 アウトプット

本事業を借款契約に沿ってフェーズⅠ、フェーズⅡと分けた場合には計画時に想定していないアウトプットの増減がみられるが、両フェーズ一体として考えれば、概ね想定規模の発電所及び付帯施設（変電所、送電線等）が設置された。

²⁹ 2008～2010年までに約15万本の苗木を育成、配布している。

表 8 アウトプット比較

項目	計画	実績	差異
フェーズ (I) 土木工事 (Lot I-1)			
1-1. 河川工事 (Sondur River)	一式	一式	なし
1-2. 取水堰	取水門等一式	なし	フェーズ II に繰り越し
1-3. 導水トンネル	4.2m 径 6,194.5m 長	4.2m 径 6,194.5m 長	なし
1-4. サージタンク	14m 径 x 36.8m H	14m 径 x 36.8m H	なし
1-5. 水圧管	3.9m dia x 53m 長	なし	フェーズ II に繰り越し
1-6. アクセス道路	10.4 km 長	10.4 km 長	なし
1-7. 職員用宿泊施設(base camp)	16 ha	25.4 ha	規模拡大 (+9.4ha)
フェーズ (II) 1. 土木工事(Lot I-2)			
1-1. 導水トンネル (追加工事)	1,214.3m 長	1,214.3m 長	なし
1-2. 発電所 (内部工事)	動力室、放水路、スイッチヤード一式	動力室、放水路、スイッチヤード一式	なし
1-3. 排水路	4,408m + 711m	3,954m + 741m	総延長 (m) 変更
1-4. 発電所建屋 (外枠)	24.5m x 40m x 2,2m	24.5m x 40m x 32,2m	なし
1-5. 配電施設 (取水堰用)	11kv	11kv	なし
1-6. 取水堰	(想定なし)	取水門等一式	フェーズ I の繰り越し
2. 土木工事 Lot II:			
2-1. 水路ゲート	取水、排水、導水ゲート一式	取水、排水、導水ゲート一式	なし
2-2. 水圧管	(想定なし)	3.9m 径 x 53m 長	フェーズ I の繰り越し
3. 土木工事 Lot III:			
3-1. 発電機関連設置工事	発電機(30MWx2 機)、132kv 変電施設断路器、昇圧変電機 11/132kv (33.7MVA x2 機)、付帯設備一式	発電機(30MWx2 機)、132kv 変電施設断路器、昇圧変電機 11/132kv (33.7MVA x2 機)、付帯設備一式	なし
4. 土木工事 Lot IV:			
4-1. 送電線新設	132 kv-49km	132 kv-49km	なし
4-2. 変電所改修	132kv 断路器等一式 (Chemosit, Kisumu, Lessos, Muhoroni) 132/33kv 変電機 (Muhoroni)	132kv 断路器等一式 (Chemosit, Kisumu, Lessos, Muhoroni) 132/33kv 変電機 (Muhoroni)	なし
(両フェーズ共通) コンサルティング・サービス			
2-1. E/S	D/D、入札補助等	左記に加え、技術委員会運営補助及び追加調査 (経済社会調査等)	

出所：KenGen

上記の通り、取水堰工事、水圧管設置工事はフェーズ I には完成せず、フェーズ II に繰り越されることとなった。その理由は、導水トンネル掘削場所が予期せぬ不安定な土壌、地盤であることが判明したため、結果、工事費が急騰し、フェーズ I 内の事業費で賄うことができなくなったためである。なお、職員用宿泊施設の拡大 (9.4ha 増) については、当初予測された人数よりも多くの職員が勤務することにより滞在施設が増設されたものであり、妥当な変更であった。コンサルティング・サービスのアウトプットの追加は、技術委員会の発足に伴う運營業務補助及び同委員会の勧告に従い、経済社会調査、漁業影響調査等の追加調査が発生したためであり、事業の円滑な運営のためには不可避であった。

フェーズ II 工事はフェーズ I 工事の積み残しの他、排水路も当初計画より若干総延長が変更されているが、いずれも妥当な変更であると判断される。

3.4.2 インプット

3.4.2.1 事業費

事業費は、計画では、フェーズIについては、8,156百万円（うち円借款部分6,933百万円）であったものが、実績では9,088百万円と、計画の111%となった。フェーズIIIについては、12,416百万円（うち円借款部分10,554百万円）であったものが、実績では15,179百万円と、計画の122%となった。但し、両フェーズを合わせた事業費（実績）21,504百万円は、計画費20,572百万円の104%となり、計画を若干上回った。

差異理由は、フェーズ 1 では、トンネル掘削に際し、当初予想外の不安定な土壌であることが判明し、建設コストが上昇（約 10 億円）したこと、フェーズ II では、①プライスエスカレーション（約 13 億円）、②中断した 1 期工事分（約 9 億円）、③設計変更、④ 2 期工事の迅速化のために必要な追加拠出（約 6 億円）、⑤ 2 期工事コントラクターへのその他追加支払い（約 2 億円）が生じたことである。

表 9 事業費（計画・実績比較）

フェーズ I

	計画			実績		
	外貨 (百万円)	内貨 (百万 Ksh)	合計 (百万円)	外貨 (百万円)	内貨 (百万 Ksh)	合計 (百万円)
土木工事	3,415	941	5,202	3,582	1,677	6,194
予備費	342	98	526	0	0	0
コンサルティング・サービス	1,826	179	2,166	2,057	281	2,501
土地収用費	0	64	122	0	232	339
管理費	0	74	140	0	33	54
合計	5,583	1,356	8,156	5,639	2,223	9,088

出所：KenGen

注：為替レート 1 Ksh = 1.90 円（審査時）；= 1.55 円（評価時）（1996～2007 平均）

フェーズ II

	計画			実績		
	外貨 (百万円)	内貨 ³⁰ (百万 Ksh)	合計 (百万円)	外貨 (百万円)	内貨 (百万 Ksh)	合計 (百万円)
土木工事	3,005	669	4,368	2,947	3,463	8,362
鋼構造物	1,465	496	2,476	1,299	500	2,165
発電設備	2,329	153	2,641	2,301	110	2,486
送電線・変電所	1,178	104	1,390	957	254	1,379
土地収用費	0	99	202	0	136	217

³⁰ JICA 内部資料（審査資料）による積算では内貨を円表示としていたが、単位をそろえるため、当時の為替レートを使用し、ケニアシリング建てで表記した。

管理費	0	89	181	0	69	110
コンサルティン グ・サービス	0	0	0	318	90	449
予備費	864	144	1,158	11	0	11
合計	8,841	1,752	12,416	7,833	4,622	15,179

出所：KenGen

注：為替レート 1 Ksh=2.04 円（審査時）；=1.59 円（評価時）（2004～2007 平均）

3.4.2.2 事業期間

当初計画では、1997年1月～2002年7月（67ヶ月）（フェーズI）、1999年1月～2001年12月（36ヶ月）（フェーズII）であったが、フェーズIIの審査時に2000年10月～2003年6月（33ヶ月）（フェーズII）に修正された。実績では、フェーズIは、1997年3月～2004年4月（97ヶ月）と、145%の遅延であり、フェーズIIは2004年2月～2010年3月（74ヶ月）³¹と、224%の遅延だった。フェーズIとIIを合わせた時間では、計画（100ヶ月）に対し、実績（171ヶ月）は171%の遅延となった。いずれも、計画を大幅に上回った。

遅延要因としては、①フェーズIIの供与³²が遅延する中で、実施機関としては事業の継続性を確保するため、フェーズIIのL/Aが締結されるまでの間、ケニア側で資金手当てができず工事が中断したこと、②フェーズIで終了すべき土木工事の一部がフェーズIIに持ち越され、追加的な時間を要したこと、が大きい。その他の理由としては、導水トンネルの掘削に時間を要したこと、タービンに機械故障が生じたため、引渡し時期が遅くなったこと等である。

3.4.3 内部収益率（参考数値）

本事業の財務的内部収益率（FIRR）については、審査時と同様の想定で、発電所の建設費、発電所の維持管理費、送電費を費用とし、発電電力の売り上げ利益を便益とした場合、プロジェクトライフは完成後50年として再計算したところ、7.2%³³となり、審査時を下回った。

経済的内部収益率（EIRR）についても、審査時と同様の想定で、発電所の建設費、発電所の維持管理費を費用とし、代替火力発電所の建設費、代替火力発電所の維持管理費、代替火力発電所の石油コストを便益として再計算したところ、9.2%となり、審査時を下回った。

審査時を下回った理由は、建設費が審査時想定を大幅に超過したためである。

表 10 内部収益率

単位：%

	フェーズ I 審査時	フェーズ II 審査時	事後評価時
FIRR	10.1	11.4	7.2
EIRR	14.1	13.4	9.2

以上より、本事業は事業費が計画を若干上回り、事業期間が計画を大幅に上回ったため、効

³¹ 計画時と同様、土木工事終了後の試験運用、OJT 期間の終了；コンサルタント・サービスの終了までを事業期間とみなしている。

³² 最終的に5年遅れでL/A締結した。

³³ KenGen 職員がIRRの再計算を行い、評価者が調整を行ったもの。

率性は低い。

3.5 持続性（レーティング：③）

3.5.1 運営・維持管理の体制

本事業で完成したソンドゥ・ミリウ水力発電所は KenGen により運営維持管理がなされており、送電線・変電所は KPLC により運営維持管理がなされている。当初計画では、KPLC の子会社であったケニア電力（KPC: Kenya Power Company）が本発電所の維持運営管理を担うことになっていたが、世銀による電力セクター改革の一環として、1998 年 10 月に KPC が KPLC から経営分離し、発電事業に特化した KenGen が発足した。

① KenGen

政府 70%株式保有の株式会社(Public Listed Company)である。本事業（ソンドゥ・ミリウ発電所及び関連施設）に関する、O&M 関連作業は一切アウト・ソーシングしておらず、現地で従事するフルタイム専任スタッフ（技師レベル）：8 名（15 年経験）、（熟練工）：20 名（20 年経験）が勤務し、運営時管理体制を支えている。

② KPLC

有限責任会社（Limited Liability Company）であり、政府保有の株式は 50.08%である。KPLC の配電部の管理下で送電線事業が運営されており、O&M に関してはアウト・ソーシングしていない。但し、送電線の建設等については外注を行っている。

本事業で建設された送電設備に関する O&M 人員配置は技師レベル 8 名、熟練工 16 名、日雇い 5 名（日雇いを除き、フルタイム）であり、運営維持管理体制を支えている。

世銀のセクター改革により実施された民営化、発送電分離化後も、KenGen 及び KPLC（本社が隣接）の相互連携は緊密に行われているため運営維持管理体制において両機関の調整コストなどは発生していない。

3.5.2 運営・維持管理の技術

KenGen、KPLC とも、運営維持管理において十分な技能を有したスタッフ（発電所、変電所、貯水池、送電施設関連等本事業等）が従事しており、本発電所引渡し時にメーカーによるトレーニングが実施された他、日常的なトレーニング、OJT の他、海外研修を実施することで技術の向上が図られており、事業実施に特段の支障は見られない。マニュアルも適切に活用されていることも確認した。計画外停止時間が減少し、施設利用率が上昇していること（表 4）も、当該技術が習得され、定着してきていることを裏付けるものである。

3.5.3 運営・維持管理の財務

①KenGen

2009 年に発生した干ばつにより、農業生産が打撃を受け、さらに水力発電の供給が落ち込ん

そのため、2010年度³⁴の営業収入は前年度と比較して13%減となったが、その後回復し、営業利益、純利益とも安定している。また、総資産収益率（Return on Assets : ROA）、自己金融比率からみた財務状況も良好である。KenGenは発電量の大半はKPLCに売電しているが、2008年に公社化された、ケニア配電公社（Kenya Electricity Transmission Company: KETRACO）に対しても売電を行っている。

卸売価格は基本料金（capacity charge）と電力量料金（energy charge）よりなる従量制を採用している。基本料金はピーク時使用量を基準に算定される固定料金で、後者は基本料金に上乘せされる使用量別の変動料金であり、KenGenの営業収入（2011年度で14,389百万円）のうち、それぞれ85%、8%を占める。KenGenとしては収入の安定化のため、固定料金を重視する経営方針³⁵を採用している。

表 11 KenGen キャッシュ・フロー・財務指標

単位：百万 Ksh

	2008年度	2009年度	2010年度	2011年度
営業収入	11,548	12,652	10,998	14,389
営業支出	△8,012	△8,247	△8,558	△10,014
営業利益	3,537	4,405	2,440	4,376
利子及び営業外収入	340	907	786	1,273
営業外支出	△798	△756	△741	△1,997
税引き前当期純利益	3,079	4,556	2,485	3,651
税金	2,818	△2,485	802	△1,571
当期純利益	5,897	2,071	3,286	2,080
ROA (%)	3.52	4.89	2.20	1.29
自己金融比率 (%)	74	97	60	42

出所：KenGen（年次報告書）

注1：税金で正の符号の場合には税還付金（tax credit）

注2：ROA = Return on Assets（総資産収益率）

②KPLC

営業利益、純利益とも安定しており、財務状況は概ね良好である。

表 12 KPLC キャッシュ・フロー

単位：百万 Ksh

	2008年度	2009年度	2010年度	2011年度
営業収入	40,801	65,208	73,166	69,728
営業支出	37,277	59,531	67,205	62,644
税引き前当期純利益	3,524	5,677	5,951	7,084
税金	△973	△1,557	△1,917	△2,035
当期純利益	2,551	4,119	4,035	5,049

出所：KenGen（年次報告書）

³⁴ 2010年度は2009.7.1～2010.6.30までの期間をカバーしている。

³⁵ KenGen 年次報告書（2011年度）

3.5.4 運営・維持管理の状況

KenGenでは、発電機、タービン、取水堰、圧力管、取水バルブ、排水路等の維持管理状況は、日常の定期メンテナンスが実施されており、状態も良好である。スペアパーツはOEM³⁶により調達しており、特段の問題は生じていない。また、KPLCでは導入した施設（送電線、変電施設等）の維持管理状況は、日常の定期メンテナンスが実施されており、状態も良好である。

なお、KenGenの各事業所はISO90201:2000の認証を受け、顧客要求に合致したアウトプット（電力）の品質、その品質を生み出す組織体制（マネジメント）整備運用状況、さらには環境管理体制の水準の高さが保証されており、これは当事業の持続性を客観的に担保するものである。

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、効率的・持続的なエネルギーを生産・消費することを目指すケニア政府の政策、対象地域および国家全体の電力供給ニーズ、当時の日本の援助方針と整合しており、妥当性は高い。建設された発電所の稼働状況に大きな問題はなく、年間総発電量、設備稼働率等、目標とされた効果は概ね発現しており、有効性も高い。自然環境、住民移転、公害・健康被害について重大な負のインパクトもみられなかった。一方で、事業費については計画を若干上回り、事業期間については、フェーズIIのL/A締結が当初計画から5年以上も遅れる等、計画を大幅に上回る結果となり、効率性は低い。また、運営・維持管理の体制、財務、技術、状況に問題なく、本事業によって発現した効果の持続性は高い。

以上より、本プロジェクトの評価は高いといえる。

4.2 提言

4.2.1 実施機関への提言

（1）電力源の多様化と安定化

ケニアは総発電量のうち、約65%³⁷を水力発電に依存している。このため、乾季と雨季の総発電量に変動が見られ、ケニア国全体で見ただけでも、電力供給における季節変動が見られる。需給ギャップを引き起こすまで至らない場合でも、水力発電が水量・気候変動に対して脆弱であるということは、ケニア政府も構造的な問題として認識³⁸しており、こうした雨季・乾季間の供給力の不安定性に対応するため、既述の通りケニアでは英国の発電機レンタル企業から電力を購入している他、別水系を利用した水力発電所から本事業による電力供給の不足を補う等の対応を行っている。但し、中長期的には、こうした対処療法的な対応のみならず、現在ケニア政府で計画しているところであるが、電力源の多様化（地熱、火力、揚水）を行うことにより、需給ギャップにおける季節変動を安定化するための根本的な対策を講ずることが望ましい。

³⁶ Original Equipment Manufacturer (相手先ブランド名製造)。

³⁷ 総発電容量における割合。実際の発電量ベースでは季節変動もあるが概ね50%前後である。

³⁸ 例えば、現在改訂中のKenya National Energy Policy(2012)にも明記されている。

4.2.2 JICA への提言

特になし。

4.3 教訓

事業の実施に環境問題や住民移転に伴う補償問題などが発生する場合には、本事業で実施したように住民代表、有識者、NGO などのステークホルダーからの要望や不満を聞く会議体（本件の場合には、「技術委員会」を設立したが、他の会議体、名称（「タウン・ミーティング」など）であっても構わない）を設置し、実施機関を交えて丁寧に対話を行うことが、結果として住民からの事業に対する理解を得ることに寄与し、また、地域経済の実態に即した効率的・効果的な事業実施が可能になる。但し、その場合、技術委員会の活動について住民と意識のずれが生じないよう、住民と密接な情報共有を図っていく必要がある。住民の意見を吸い上げる一方、技術委員会からの勧告の結果、実施機関の努力により改善活動が行われ、負のインパクトが低減された事実についても、成果として住民に適切にフィードバックすることも必要である。

主要計画／実績比較

ソンドゥ・ミリウ水力発電事業

項目	計画	実績
①アウトプット	1. 土木工事 (Lot I-1) 河川工事、取水堰、導水トンネル、サージタンク、水圧管、アクセス道路、職員用宿泊施設 2. コンサルティング・サービス	1. 取水堰、水圧管はフェーズIIに繰り越し、職員用宿泊施設は規模拡大、その他は計画通り 2. 追加調査等
②期間	1997年1月～2002年7月（67ヶ月）	1997年3月～2004年4月（97ヶ月）
③事業費 外貨 内貨 合計 うち円借款分 換算レート	5,583百万円 2,573百万円 (1,356百万 Ksh) 8,156百万円 6,933百万円 1 Ksh = 1.90 円 (審査時)	5,639百万円 3,449百万円 (2,223百万 Ksh) 9,088百万円 6.933百万円 1 Ksh = 1.55 円 (1996~2007年平均)

ソンドゥ・ミリウ水力発電事業(II)

項目	計画	実績
①アウトプット	1. 土木工事 (Lot I-2) 導水トンネル (追加工事)、発電所 (内部工事)、排水路、発電所建屋 (外枠)、配電施設、取水堰 2. 土木工事 Lot II: 水路ゲート、水圧管 3. 土木工事 Lot III: 発電機関連設置工事 4. 土木工事 Lot IV: 送電線新設、変電所改修 5. コンサルティング・サービス	1. 排水路の総延長変更、取水堰 (フェーズ I の繰り越し) 以外は計画どおり 2. 水圧管 (フェーズ I の繰り越し) 以外は計画どおり 3. 計画どおり 4. 計画どおり 5. 追加調査等
②期間	2000年10月～2003年6月（36ヶ月）	2004年2月～2010年3月（74ヶ月）
③事業費 外貨 内貨 合計 うち円借款分 換算レート	8,841百万円 3,575百万円 (1,752百万 Ksh) 12,416百万円 10,554百万円 1KSh = 2.04 円 (審査時)	7,833百万円 7,346百万円 (4,622百万 Ksh) 15,719百万円 10,554百万円 1KSh = 1.59 円 (2004~2007年平均)

以上