

ケニア

2018年度 外部事後評価報告書

円借款「ソンドゥ・ミリウ／サンゴロ水力発電所建設事業」

外部評価者：アイ・シー・ネット株式会社 笠原 龍二

0. 要旨

本事業は、ケニア共和国（以下、ケニアという）西部のニャンザ州キスム地方に設備容量 21.2MW の水力発電所を建設することにより、電力供給の拡大を図り、同国の国民の生活水準の向上と経済の持続的な成長に寄与することを目的として実施された。

審査時、事後評価時ともに、ケニアの電力開発政策・開発ニーズ、審査時の日本の援助方針と合致しており、本事業の妥当性は高い。全体のアウトプットに変更はなく、事業費と事業期間は計画内に収まったため、本事業の効率性は高い。有効性の指標として設定された目標値はおおむね達成した。また、電力需給逼迫（ひっばく）の緩和と電力供給の安定性というインパクトの発現に寄与した。事業実施時点や事後評価時点では、自然環境・住民移転・用地取得・雇用状況・労働環境へのインパクトについて、一部課題があるものの、重大な負のインパクトは確認されなかった。よって、本事業の有効性・インパクトは高い。本事業によって発現した効果の持続性については、財務面に一部改善の余地はあるが、総じて大きな問題はない。よって、本事業の持続性は中程度である。

以上より、本事業の評価は非常に高いといえる。

1. 事業の概要



事業位置図



サンゴロ水力発電所

1.1 事業の背景

本事業の審査時点の 2005 年頃には、ケニアはインフラ整備による経済開発・貧困削減を目指していた。当時のケニアの電力需給状態は、電力需要の上昇に対して、設備の老朽化などにより電力供給が追いついておらず、逼迫していた。そのため、電源開発は、ケニアの喫緊の開発課題であり、政府は同課題への早期対応策を検討していた。ケニア政府は、中期的な発電所の建設計画を立てていたが、同計画の中で具体的に事業として実施されていたのは、オルカリア地熱発電所とソンドゥ・ミリウ水力発電所¹のみという状況であった。

このような状況下で、ソンドゥ・ミリウ水力発電所の放水路下流の未利用落差を活用した電源開発として本事業の借款供与についてケニア政府より要請があり、JICA は事業審査を行った。同水力発電所は 2007 年に完成予定であり、融資が行われれば短期間で開発が行われることが期待されていた。また、本事業の建設コストは、既存の施設を十分に活用出来るため、抑えられる想定があった。

図 1 と図 2、それぞれ、ソンドゥ・ミリウ水力発電所と本事業の関係をあらわした地図と、本事業の主要コンポーネントの完成写真である。



出所：JICA 提供資料を加工

注：地図中の赤い点線部分が、本事業対象区間。主に、①接続水路・調圧水槽・水圧管、②発電所・発電機・変電所、③送電線、④アクセス道路である。

図 1 本事業の概要地図

¹ ソンドゥ・ミリウ水力発電事業 (E/S) (1989 年 10 月 LA 調印)、ソンドゥ・ミリウ水力発電事業 (1997 年 3 月 LA 調印)、ソンドゥ・ミリウ水力発電事業 (II) (2004 年 2 月 LA 調印)



①接続水路



①水圧管と②発電所



②発電機



②変電所



③送電線



④アクセス道路

出所：評価者撮影

注：写真のタイトルに付けた数字は、図1の地図に記載した数字と同じである。

図2 本事業に関する写真

1.2 事業概要

ケニア西部のニャンザ州キスム地方に設備容量 21.2MW の水力発電所を建設することにより、電力供給の拡大を図り、もって同国の国民の生活水準の向上と経済の持続的な成長に寄与する。

円借款承諾額/実行額	5,620 百万円/4,318 百万円
交換公文締結/借款契約調印	2007 年 1 月 10 日/2007 年 1 月 23 日
借款契約条件	金利 0.75% 返済 40 年 (うち据置 10 年) 調達条件 一般アンタイト
借入人/実施機関	ケニア電力公社 / ケニア電力公社 (Kenya Electricity Generating Company: KenGen)
事業完成	2013 年 7 月
事業対象地域	ケニア西部のニャンザ州キスム地方
本体契約	Sinohydro Corporation (中華人民共和国)
コンサルタント契約	日本工営 (日本)
関連調査 (フィージビリティ・スタディ: F/S) 等	<JICA> ソンドゥ川多目的開発計画予備調査 (1982 年)、ソンドゥ川多目的開発計画事前調査 (1983 年)、ソンドゥ川水力開発計画 F/S 調査 (1985 年) <KenGen> ソンドゥ・ミリウ/サンゴロ水力発電所建設事業追加発電所詳細設計 (2000 年)、ソンドゥ・ミリウ/サンゴロ水力発電所建設事業実施プログラム (2005 年)
関連事業	電力セクター再生プロジェクト (世界銀行、欧州投資銀行、フランス開発庁、北欧開発基金、2003~2014 年)、ケニア電力現代化プロジェクト (世界銀行、2015~2020 年)、KenGen 保証プロジェクト (世界銀行 2018~2021 年)

2. 調査の概要

2.1 外部評価者

笠原 龍二 (アイ・シー・ネット株式会社)

2.2 調査期間

今回の事後評価にあたっては、以下のとおり調査を実施した。

調査期間：2018年12月～2020年2月

現地調査：2019年1月26日～2月9日、2019年5月11日～5月17日

2.3 評価の制約

- (1) コンサルタントが作成する事業進捗報告書や完了報告書が入手出来なかったため、実施期間中の情報は、実施機関と住民代表からの聞き取り情報に偏っていることに留意する必要がある。
- (2) 本事業が建設した送電線の維持管理を、ケニア送電公社 (Kenya Electricity Transmission Company、以下「KETRACO」という。) が実施することになっているが、竣工後から事後評価時点まで、実質的には、ケニア電力電灯会社 (Kenya Power and Lightning Company Limited、以下「KPLC」という。) が実施してきた。送電線は既に KETRACO に移管されていたが、KETRACO と KPLC とのサービス協定により、KPLC が維持管理を行っていた。将来 KETRACO が維持管理を行うことになるが、事後評価時点では、移管される時期が特定出来なかった。そのため、持続性については、KPLC の維持管理の体制・技術・財務を基準に評価を行った。

3. 評価結果 (レーティング：A²)

3.1 妥当性 (レーティング：③³)

3.1.1 開発政策との整合性

審査時、事後評価時のケニア政府の国家開発政策文書と電力セクター開発計画 (最費用電力開発計画、Least Cost Power Development Plan、以下「LCPDP」という。) ⁴では、電源開発を開発優先事項の一つとして掲げており、本事業と政策の整合性は高い。審査時には「安定した経済成長のための経済インフラの整備、逼迫した電力需給状態への対応として」、そして、事後評価時には「国家変容 (National Transformation) の基盤、産業開発を支援する適切かつ安定した電力を手ごろな価格提供するための」電

² A：「非常に高い」、B：「高い」、C：「一部課題がある」、D：「低い」

³ ③：「高い」、②：「中程度」、①：「低い」

⁴ 審査時点のケニア政府の中期的開発計画「富と雇用創出のための経済再生戦略の投資プログラム (Investment Program for the Economic Recovery Strategy for Wealth and Employment Creation: IP-ERS)」と「LCPDP 2006-2026」、事後評価時点の「ケニアビジョン 2030、第3次中期計画 2018～22年 (Third Medium Term Plan 2018-2022, Kenya Vision 2030)」と「LCPDP 2007-2037」

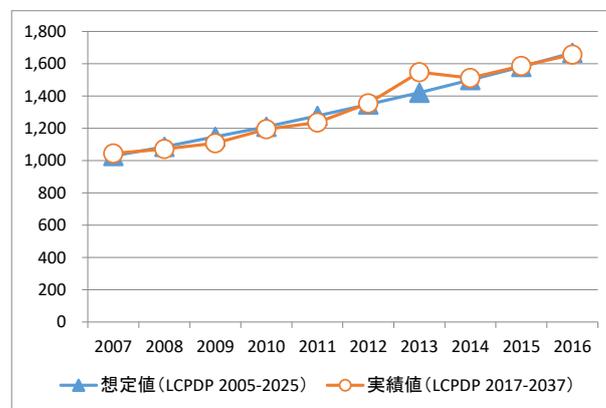
源開発の重要性を位置づけている。審査時の LCPDP において、本事業は計画事業として掲載されている。

本事業は発電所を建設する事業であり、電源開発を促進するという政策と一致する。

3.1.2 開発ニーズとの整合性

審査当時のピーク時電力需要は 908MW（2005 年）、その後 10 年間で年平均約 5% の割合の増加を予測していた。事後評価時点で把握している実際のピーク時電力需要は上記予測とほぼ合致しており、国全体でピーク時電力需要に対応出来るだけの電源容量を確保してきた。また、本事業による設備容量 21.2MW の発電所建設も、この電力需要の伸びに対応するというニーズと合致していた。図 3 は、ピーク時電力需要に関して、審査時に推定した変化を青線、事後評価時に把握している実際の変化を赤線であらわしたものである。

また、審査時、発電所の少ない西部地区（Western）、特にケニア西部（West Kenya）⁵で本事業を実施し、「電力供給の地域的安定化」を図る必要が高かった。同地域において、審査時から事後評価時点までに新規に建設がなされたのは、マミアスのバイオ燃料発電所（21.5MW）とムホロニのガス発電所（30MW）⁶であり、事後評価時点でも、ケニア西部における発電所の数は少ない。本事業は、同地域に発電所を配置し、「電力供給の地域的安定化」を図るというニーズと合致していたと考えられる。



出所: LCPDP2005 と LCPDP 2017

図 3 ピーク電力需要の想定値と実績値

⁵ 四つの地域に分けて管理している。() 内には小区分を記載。海岸地区 (Coast)、ナイロビ地区 (Nairobi: Nairobi South, Nairobi North, Nairobi West)、ケニア山岳地区 (Mt. Kenya: Mt. Kenya, North, North Eastern)、西部地区 (Western: North Rift, Central Rift, West Kenya, South Nyanza) なお、2014 年度以降から区分に多少変更があるので、地域別の分析の際には、留意する必要がある。【参考】旧区分: 海岸地区 (Coast)、ナイロビ地区 (Nairobi: Nairobi South, Nairobi North, Nairobi West)、ケニア山岳地区 (Mt. Kenya: Mt. Kenya North, Mt. Kenya South)、西部地区 (Western: North Rift, Central Rift, West Kenya)

⁶ 同ガス発電所は、エンバカシ (ナイロビ) にあったものを移動させた。

3.1.3 日本の援助政策との整合性

審査時点の「国別援助計画」（2000年）では、エネルギー支援開発を含む経済インフラ整備に取り組むことが述べられている。また、審査時点の「海外経済協力業務実施方針」（2005年4月～2008年3月）では、電力開発が開発の効果発現と拡大のために重要であること、その重要性を鑑み日本政府は円借款を供与すること、そして、供与の際には地方開発を視野に入れることが述べられている。したがって、「電力需給逼迫の緩和」と「電力供給の地域的安定化」を視野に入れた本事業（発電事業）は、審査時における日本の援助政策と整合していた。

3.1.4 事業計画やアプローチ等の適切さ

審査時の実施機関の戦略文書⁷によると、竣工までの計画期間と施工期間を勘案し、火力発電所の建設が「逼迫した電力需給状態への対応策」として選択されていた⁸。

また、事後評価時点では、2015年に策定された電力発電送電マスタープラン（2015～2035年）や気候変動適応計画（2015～2030年）において、降雨状況の影響を受ける水力発電からの依存を減らすこと、減らすための対応として地熱発電による電源開発を行っていくことが、方針として掲げられている。つまり、電力開発の主力は、審査時では「火力」であり、事後評価時では「地熱」であり、「水力」発電開発が電力システムの柔軟性には必要だとは認識があるものの、いずれの時点においても「水力」は電力開発の主力とは捉えられていなかった。

実施機関の計画部局によると、審査当時、本事業の計画策定と発電所建設に必要な用地の取得は、ソンドゥ・ミリウ水力発電所開発の際に済んでいたため、本事業は早期に竣工が可能であると考えられ、「逼迫した電力需給状態への対応策」の中に含まれたとのことである。

また、審査時と事後評価時の両時点において、ケニア西部地域に建設できる再生可能エネルギーを活用した発電の候補は数少ない。数少ない候補の一つが「ソンドゥ・ミリウ水力発電所から流れ出る水を活用し、追加の水力発電所を建設する」という本事業のアプローチであった。事実、円借款「オルカリア・レソス・キスム送電線建設事業」（2010年12月L/A調印）が実施されているように、ケニア西部地域の電力需要の拡大に対しては、地域外から電力を送電する必要がある。

したがって、「逼迫した電力需給状態」と「電力供給の地域的安定化」の対応策として、本事業の事業計画とアプローチは適切であった。

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

⁷ KenGen 2007 Transformation Strategy

⁸ 本事業の後に、大型（中型）の水力発電所建設はない。なお、火力発電所は発電にかかる費用（燃料費）が、他タイプの発電（水力や地熱）よりかかることにより、長期的な解決策ではないと想定されていた。

に合致しており、妥当性は高い。

3.2 効率性（レーティング：③）

3.2.1 アウトプット

本事業のアウトプットの計画と実績の比較を表1に記した。本事業が目指した21.2MWの最大出力や年間106.2GWhの送電端電力量に影響を与えうるアウトプットの変更はない。

したがって、アウトプットはほぼ計画どおり実施されており、妥当なものであったと判断される。

表1 アウトプットの計画と実績

施設項目	計画値	実績値	変更の点
接続水路建設	幅 2.0m（水路の底） × 長 503.6m	幅 2.0m（水路の底） × 長 516.3m	長を 13m 延長
調圧水槽建設	幅 12m× 長 78.9m	幅 12 m× 長 78.9m	計画どおり
水圧管路建設	径 4.2m～1.8m × 長 134m	径 4.2m～2.25m × 長 134m	径を 0.45m 拡張
発電所建設	長 34.00m × 幅 21.75m × 高 34.05m	長 34.00 m × 幅 23.0m × 高 35.00m	幅を 1.25m 拡張 高を 0.05m 拡張
発電機設置	・タービン (10,900kW、429 rpm × 2 機) ・発電機 (11,800kVA × 2 機)	・タービン (10,900kW、429 rpm × 2 機) ・発電機 (11,800kVA × 2 機)	計画どおり
変電所	・三相変圧器 ・ソンドゥ・ミリウ発電所 変電所（拡張）	・三相変圧器 ・ソンドゥ・ミリウ発電所 変電所（拡張）	計画どおり（注1）
送電線新設	・132kV × 長 5km (鉄塔の数：14 塔)	132kV × 長 5km (鉄塔の数：16 塔)	鉄塔を 2 塔 追加（注2）
アクセス道路 の改修	長 1.48km	長 1.48km	計画どおり
宿泊施設	9 軒	9 軒	計画どおり

出所：計画値・実績値ともに JICA 提供資料、実施機関への聞き取り

注1：詳細部分変更あり。実施機関からの聞き取りによると、本変更の事業目的、事業期間、事業予算への大きな影響、運営管理上の課題はないとのことであり、変更事由は設計したコンサルタントと建築業者との意見の相違にあったとのことである。

注2：現地踏査の結果、当初14塔の鉄塔を建設予定であったが、実際には16塔が建設されていることを確認した。実施機関からの聞き取りによると、変更事項は事業目的、事業期間、事業予算に大きな影響は与えてない。変更して建設した鉄塔2塔は、実施機関の所有地内であり、用地取得や補償に起因する問題はなく、事業の遅延は生じなかったとのことである。

3.2.2 インプット

3.2.2.1 事業費

本事業の総事業費は審査時の6,612百万円に対し、実績5,499百万円で計画比88%であった。表2は、総事業費のうち円借款対象額と先方負担分の費用の計画値・実績値・比較をまとめたものである。円借款対象額は計画比77%で計画内に収まったが、先方負担分は計画比119%と計画を上回った。前者は、建設業者・機材納品業者が、契約期間内に業務を完了させることが出来なかったため、契約金額の10%が損害賠償（Liquidated Damage）として、契約精算額から差し引かれたためである。後者につい

ては、聞き取りでは情報不足であり、要因が特定出来なかった。

表 2 事業費の計画と実績

(百万円)

項目	計画値			実績値		
	全体	借款対象	先方負担分	全体	借款対象	先方負担分
土木工事	2,328	1,974	354	2,424	1,546	878
資機材調達・据付	2,504	2,202	302	2,003	1,780	223
コンサルティング・サービス	1,057	1,057	0	992	992	0
プライスエスカレーション	409	207	202	0	0	0
(物的) 予備費	261	180	81	0	0	0
用地取得・補償費	23	0	23	18	0	18
一般管理費	30	0	30	62	0	62
合計	6,612	5,620	992	5,499	4,318	1,181
比較：実績値／計画値				83%	77%	119%

出所：計画値・実績値ともに JICA 提供資料、実施機関への聞き取り

3.2.2.2 事業期間

本事業の業務期間は、計画 84 カ月、実績 79 カ月の計画比 94% であり、計画内に収まった。表 3 は、事業期間の計画値・実績値・比較をあらわしたものである

「1. 用地取得・補償」⁹と「5. 土木工事、発電設備・送電設備など設置」の作業期間では、計画を超える作業期間を要している。実施機関からの聞き取りでは、実績値を計画値が超えた要因は、「1. 用地取得・補償」については、計画の際に想定した期間が短すぎたこと、「5. 土木工事、発電設備・送電設備など設置」については、実施機関、建設業者・機材納品業者、施工管理コンサルタント間の業務の差し戻しなどで時間がかかったことにあった。

「2. コンサルティング・サービス選定」と「4. コントラクター選定～契約」の作業期間が、計画値と比較し短くなっている。前者は随意契約であったため¹⁰、後者は入札参加資格事前審査に一社しか通らなかったためであった。

なお、審査時の実施機関の戦略文書¹¹では、サンゴロ発電所の竣工を 2011 年度に想定している。実施機関の方針として、本事業の早期完了を目指していたことが伺える。

表 3 事業期間の計画と実績

項目		計画値	実績値	比較
				(差、実績値／計画値)
1 用地取得・補償	開始(年月)	2007年 1月	2007年 1月	差：超過7カ月 計画比：240%
	終了(年月)	2007年 5月	2007年 12月	

⁹ 実施機関から得た情報によると、審査時に想定していた補償対象は 108 名であり、事後評価時点では、110 名 (55 区画) であった。2 名 (2 区画) において補償額の支払いが遅れた。うち一つは小切手の不備による遅延、もう一つは補償額への不同意であった。

¹⁰ 事業の効率性を考慮し、ソンドゥ・ミリウ水力発電事業 (I) (II) に従事したコンサルタントを調達した。

¹¹ KenGen 2007 Transformation Strategy

	項目		計画値	実績値	比較 (差、実績値/計画値)
		期間	5 カ月	12 カ月	
2	コンサルティング・サービス選定	開始(年月)	2007年 4月	2007年 2月	差：短縮 5 カ月 計画比：38%
		終了(年月)	2007年 11月	2007年 4月	
		期間	8 カ月	3 カ月	
3	コンサルティング・サービス	開始(年月)	2007年 12月	2007年 7月	差：短縮 12 カ月 計画比：100%
		終了(年月)	2013年 12月	2013年 7月	
		期間	73 カ月	73 カ月	
4	コントラクター選定～契約	開始(年月)	2007年 12月	2007年 7月	差：短縮 8 カ月間 計画比：68%
		終了(年月)	2009年 12月	2009年 1月	
		期間	25 カ月	17 カ月	
5	土木工事、発電設備・送電設備など設置	開始(年月)	2010年 1月	2008年 11月	差：超過 9 カ月間 計画比：125%
		終了(年月)	2012年 12月	2012年 7月	
		期間	36 カ月	45 カ月	
6	全体 ^(注1)	開始(年月)	2007年 1月	2007年 1月	差：短縮 14 カ月 計画比：94%
		終了(年月)	2013年 12月	2013年 7月	
		期間	84 カ月	79 カ月	

出所：計画値・実績値ともに JICA 提供資料、実施機関への聞き取り

注1：審査時に、本事業の完了時点の定義は、コンサルティング・サービスの終了時点と設定されていた。事後評価における情報収集で、同サービスの終了時点に関する情報が収集できなかった。そのため、同サービスの想定したサービス実施期間と、「5. 土木工事、発電設備・送電設備など設置」の瑕疵担保責任満了時点の二点を勘案して、2013年7月を本事業の完了時点として仮設定し評価した。

3.2.3 内部収益率（参考数値）

表4は、各内部収益率の計画値と実績値、また、算出にあたっての前提条件の大枠をあらわしたものである¹²。本事業の財務的内部収益率（FIRR）は計画値 11.4%、実績値 9.8%、経済的内部収益率（EIRR）は計画値 13.8%、実績値 8.8%であった。内部収益率が割引率¹³を上回っており、本事業は、財務的にまた経済的に、投資価値があると判断される¹⁴。両内部収益率の実績値が計画値を下回っている主な要因には、事後評価時において、支出/費用が審査時を上回っており、便益が審査時想定を下回っていることが挙げられる¹⁵。

¹² 実績値には、可能な限り事後評価の調査過程で入手した実情報を用いているが、入手出来なかった場合には、審査時と同じ仮定を用いた。①入手した資料からは、全体事業費から用地取得と補償費用を差し引くことが困難であったため、用地取得と補償の費用を含める形で、計算を行なっている。②送電線・鉄塔の維持管理費について、情報が入手できなかったため、審査時の計算方法に合わせ、送電線・鉄塔の建設費の0.5%を維持管理費として仮置きをして、内部収益率を算出した。③審査時では、代替火力発電所として「20MW」の火力発電所を想定している。事後評価時では、計画文書（LCPDP）に標準火力発電所として扱われている「18MW」の火力発電所の値を用いた。④「火力」と「水力」の電源の相違を考慮するため用いられる設備容量や電力エネルギーに関する調整係数の計算に必要な情報は入手でき出来なかった。そのため、審査時で用いた値を用いた。⑤プロジェクトライフの起点を、L/A 調印年時に設定して計算した。

¹³ 審査当時の割引率は、財務と経済それぞれ 10%と 12%、事後評価時の割引率は、6.6%と 6.19%である。

¹⁴ 内部収益率を用いた投資価値の判断基準には、割引率が用いられる。

¹⁵ 具体的に、事後評価時点の GDP デフレーター を用いて算出した実質価格で表される支出/費用が、審査時点の実質価格で表された支出/費用を上回っていることが上げられる。また、審査時に想定よりも事後評価時の燃料価格が低いいため、事後評価時点のエネルギー便益が比較的低いことが

表 4 内部収益率の計画と実績

項目	財務的内部収益率 (FIRR)	経済的内部収益率 (EIRR)
計画値 (割引率)	11.4% (10%)	13.8% (12%)
実績値 (割引率)	9.8% (6.6%)	8.8% (6.19%)
財務：支出 経済：費用	事業費、運営・維持管理費	事業費 (税金を除く)、運営・維持管理費
財務：収入 経済：便益	売電収入	代替火力発電所の建設費・燃料費削減
プロジェクトライフ	50年	50年

出所：JICA 提供資料

以上より、本事業は事業費、事業期間ともに計画内に収まり、効率性は高い。

3.3 有効性・インパクト¹⁶ (レーティング：③)

3.3.1 有効性

3.3.1.1 定量的効果 (運用・効果指標)

審査時点の事業事前評価表に記載されている運用・効果指標に基づき、本事業の有効性の評価を行った。指標は、①計画外停止時間 (日/年)、②設備利用率 (%)、③計画点検・補修による停止時間 (日/年)、④最大出力 (MW)、⑤送電端電力量 (GWh/年) であり、審査時に事業完成 2 年後の目標値を設定している。事後評価時に収集した資料より、2015 年の実績値を事業完成 2 年後と解釈し、評価を行った。表 5 は、各指標の目標値、実績値、達成率をあらわしたものである。

表 5 運用効果指標の計画と実績

	指標名	目標値 ^(注1)	実績値 ^(注1)						
		(2015年 [事業完成2年後])	2012* 竣工	2013 事業完了	2014 事業完成 1年後	2015 事業完成 2年後	達成率 (実績値/ 目標値)	2016	2017
①	計画外停止時間 (日/年) ^(注2)	2	31.3	9.7	7.8	2.0	100%	86.6	13.0
②	設備利用率 (%) ^(注2)	57.2	75.0	59.0	67.3	75.7	132%	48.4	69.6
③	計画点検・補修 による停止時間 (日/年) ^(注3)	14	0.4	31.7	25.7	16.9	82%	12.5	11.9
④	最大出力 (MW)	21.2	21.2	21.2	21.2	21.2	100%	21.2	21.2
⑤	送電端電力量 (GWh/年) ^(注4)	106.2	117.3	109.3	124.6	140.3	132%	89.7	128.9

出所：JICA 提供資料、実施機関提供等 *2012年7月と8月の①～③のデータは欠損値。

注1：発電所の新規建設であるため、各指標の基準値は0(ゼロ)であり、記述を省略した。目標値はJICA提供資料の値を参照した。1年間は、会計年度の7月から翌年6月までの1年間で計算。2012年7月に竣工しているが、事業完了は会計年度2013年7月であると想定されるため、2015年度を

上げられる。

¹⁶ 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。

事業完成2年後と設定した。

注2：審査時では「設備利用率(%)」を、次の計算式で算出している。「送電端電力量(GWh/年)×1000」÷(「最大出力(MW)」×24時間×365日)。本評価では、同じ計算式を活用した。

注3：達成率の計算には、次の計算式を活用した。(実績値/365日)÷(目標値/365日)

注4：実施機関から提供のあった発電量(KWHrs)と施設内消費電力から算出した。

各指標は、指標③計画点検・補修による停止時間(日/年)を除き、目標値を達成している。ただし、指標③の実績値も目標値に対して8割を超える値であり、全体として目標値をおおむね達成したと考えられる。以下に、各指標について説明する。

指標①計画外停止時間(日/年)は、目標値2日/年、実績値2日/年、達成率100%であり、目標を達成している。しかし、2016年度と2017年度は、目標値を下回っている。実施機関によると、両年度における原因は早魃、そして、2016年度が大幅に目標値を下回っている背景には、発電機オイルクーラーの突発的な機能停止があった。同機能停止後の対応については、「3.4.4 運営・維持管理の状況」に記述した。

指標②設備利用率(%)は、目標値57.2%、実績値75.7%、達成率132%であり、目標を達成している。大幅な計画外停電があった2016年度は目標値に達成していないが、2017年には目標値を超える状況まで回復している。

指標③計画点検・補修による停止時間(日/年)は、目標値14日/年、実績値16.9日/年、達成率82%であり、2015年度は、目標値を下回っているが、2016年度、2017年度と、目標値を上回る状態になっている。実施機関からの聞き取りでは、目標値を下回った要因は、配電を行うKPLCの計画停電であった。

指標④最大出力(MW)は、目標値21.2MW、実績値21.2MWであり、目標を達成している。21.2MWは、本事業で調達した二つの発電機を運用しての出力であり、両発電機とも常に運用されている状態になっている。

指標⑤送電端電力量(GWh/年)は、目標値106.2GWh/年、実績値140.6GWh/年、達成率132%であり、目標を達成している。2016年度は、発電機の故障と早魃がかさなり、89.9GWh/年と目標値を下回っているが、2017年度には129.3GWh/年と目標値を超える状態に戻っている。実施機関によると、目標値を超えている理由としては、審査時に、ソンドゥ・ミリウ水力発電所から排出される水量の一部は、カノ平野灌漑事業で利用することを想定して目標値を設定していたが、2015年時点ではこの灌漑開発は行われておらず、灌漑利用の想定していた水量も、発電に活用されているためであった。

したがって、本事業による水力発電所の建設は、おおむね目標値を越えており、有効性は高い。

3.3.1.2 定性的効果(その他の効果)

インパクトの項参照。

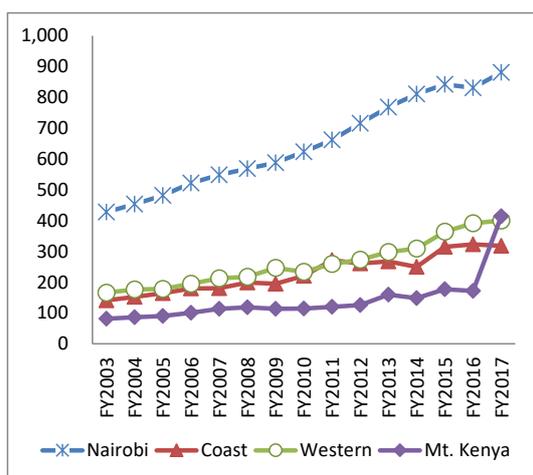
3.3.2 インパクト

3.3.2.1 インパクトの発現状況

JICA 提供資料では、サンゴロ水力発電所を開発する本事業のインパクトとして、次の三つが想定されていた。①国民の生活水準の向上と経済の持続的な成長に寄与すること、②電力供給量の増加により地方電化を促進すること、③電力需給逼迫を緩和し電力供給の安定性を改善すること、である。①と②の達成には様々な要因が複雑に関係しているため、本事業単体の因果関係を分析することは困難である。そのため、①と②は評価の参考情報とし、③を評価の主な対象とする。地域別¹⁷に（１）電力需要と供給、（２）電化率、（３）経済性成長、（４）発電所開発の計画と実績について、以下のように情報を整理した。

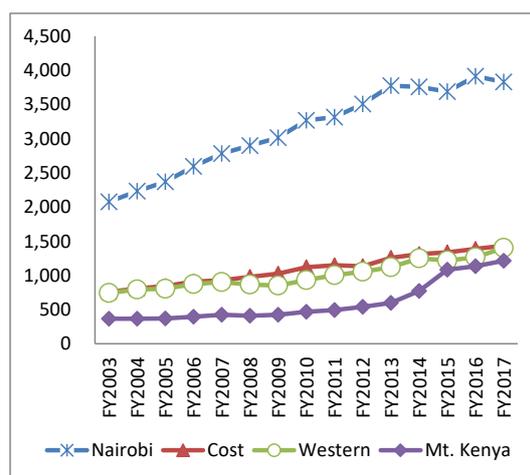
（１）電力需要と供給

図４と図５は、地域別のピーク時電力需要（MW）と年間電力供給量（GWh/年）の傾向をあらわしたものである。本事業により電力開発が進んだ西部地域においても、電力需要と電力供給量は増加傾向であることが伺える。



出所：KPLC 年次報告書

図４ 地域別ピーク時電力需要（MW）



出所：KPLC 年次報告書

図５ 地域別電力供給・消費（GWh/年）

（２）電化率

表６は、国全体と都市部と地方部の電化率の変化をあらわしたものである。全体として、農村部の電化が促進している。ただし、電化率の上昇には、新規電源開発だけでなく、既存配電網への接続強化¹⁸など、他の要因に留意する必要がある。

¹⁷ 電力管理で用いられる KPLC の 4 区分（Nairobi、Coast、Western、Mt. Kenya）を用いた。

¹⁸ KPLC の 2017 年度の年次報告書によると、2015 年から実施している Last Mile Connectivity Project が、電化に寄与しているとのことである。

表 6 電化率 (%)

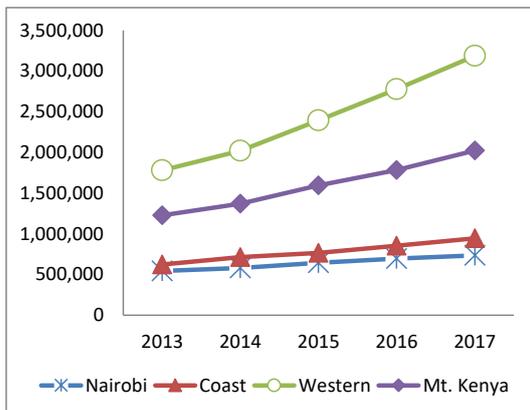
	2003 ⁽¹⁾	2009 ⁽²⁾	2014 ⁽¹⁾	2018 ⁽³⁾
都市部	50.2	50.40	68.40	情報なし
農村部	4.6	5.10	12.60	情報なし
全体	16.0	情報なし	36.00	75.00

出所：(1) Demographic and Health Survey、(2) 国勢調査 (Population Census)、(3) National Electrification Plan 2018

注：情報の出所が異なるため、都市部や農村部などの分類定義や、情報収集方法が異なることに留意する必要がある。

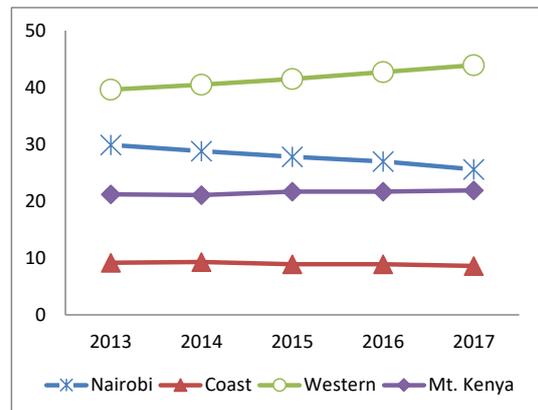
(3) 経済成長

図 6 と図 7 は、地域別 GDP 名目値と地域別 GDP が全体に占める割合をあらわしたものである¹⁹。本事業により電力開発が進んだ西部地域では、名目値また割合は、増加傾向にあり、経済が活発になっていると理解される。



出所：ケニア統計局 2019

図 6 国民 1 人あたり地域別総生産 (名目値、百万ケニアシリング)



出所：ケニア統計局 2019

図 7 国民 1 人あたり地域別総生産 (%)

(4) 発電開発の計画と実績

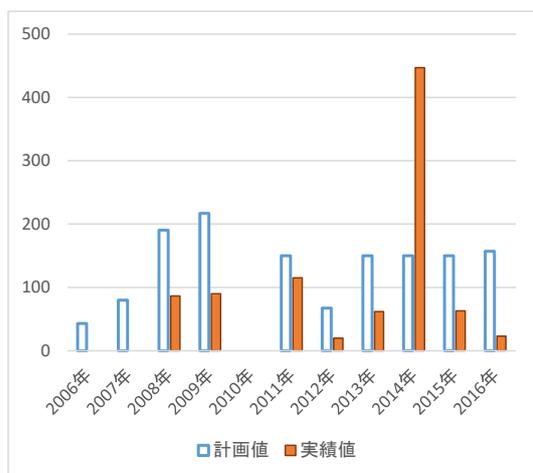
図 8 と図 9 は、2006 年の電力開発計画に記載されている発電所の新規建設計画と、2016 年の電力マスタープランに記載されている発電所の新規建設実績の発電容量 (MW) を比較したものである²⁰。計画値と実績値が乖離 (かいり) しており、発電所の新規建設が計画どおりには進んでおらず、ピーク時電量需要の伸びに電力開発が追いついていないところがある²¹。このような逼迫した状態の中、サンゴロ発電所は、

¹⁹ ケニア統計局が発行したカウンティ別 GDP を、KPLC の管理区分の 4 地域に集計した。なお、カウンティとは、ケニアにおける地方公共団体のことを指す。

²⁰ Least Cost Power Development Plan 2006-2026 と、Development of a Power Generation and Transmission Master Plan, 2015-2035

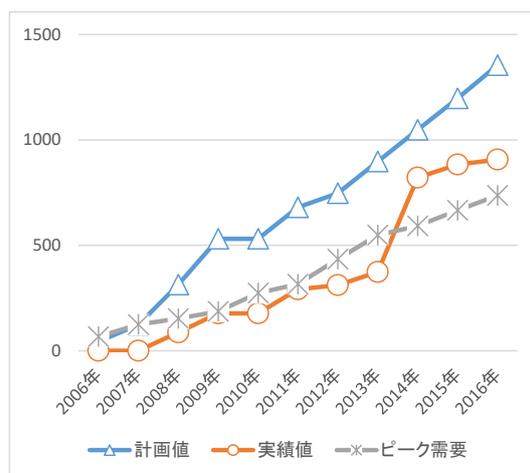
²¹ 図 8 は、ピーク時電力需要 (MW) が、総発電設備容量 (MW) を上回っていることを意味しない。2006 年時点の総発電設備容量は 1,197MW、ピーク時電力需要は 987MW で、210MW の供給予備力がある。図 8 が示すところは、ピーク時電力需要の伸びに、発電所の新規建設の伸びが一部

2012年に竣工している。



出所：LCPDP2006、電力マスタープラン 2016
注：2010年は計画値と実績値共にゼロ。

図 8 発電開発の計画と実績 (MW)



出所：LCPDP2006、電力マスタープラン 2016

図 9 発電開の発計画と実績 (MW・累積)

こうした (1)、(2)、(3) の情報より、本事業単体のインパクト①と②への寄与率を適切に測ることは困難である。ただし、電力需要と供給、そして電化率と経済成長の間には、おおむね正の関係がみられる。(4) の情報から、本事業により建設され 2012 年に発電を開始したサンゴロ発電所は、インパクト③、電力需給逼迫の緩和と電力供給の安定性に寄与したと考えられる。

3.3.2.2 その他、正負のインパクト

以下に、本事業のその他、正負のインパクトとして、(1) 自然環境、(2) 住民移転・用地取得、(3) その他、(a) 労働者雇用、(b) 健康と安全、(c) 他開発事業との関係、(d) クリーン開発メカニズム (Clean Development Mechanism、以下「CDM」という) 適用について、まとめる。また、本事業では、受益者を含む利害関係者が、事業実施に伴う環境・社会配慮面での問題を共有・把握し、対応を検討・協議・提案して、事業の円滑な実施を図ることを目的とした委員会が設置されている。(4) として、技術委員会 (Technical Committee) とよばれる組織の活動をまとめる。

本インパクト項目に関連して、技術委員会に所属していた委員、また、利害関係者調整委員会 (Stakeholders' Coordination Committee)²²に所属する委員から、本事業の

追いついていないため、発電所の新規建設だけでは、一時期、供給予備力が少なくなることである。この乖離は、2008年に電力供給を始めた緊急 Aggreko 発電所 (120MW) によって、一部穴埋めされている。

²² 実施機関は、住民との対話の場としての技術委員会が有用であるという経験から、類似の機能を持たせた利害関係者調整委員会 (Stakeholders' Coordination Committee) を近年組織した。

実施期間中と実施後の状況について、聞き取りを行った²³。

(1) 自然環境

本事業に係る環境影響評価 (EIA) 報告書は、2004 年 9 月に国家環境管理局 (National Environmental Management Authority : NEMA) により承認された²⁴。また、コグタ指定森林区域内における発電所開発のための許可を取得していた。

事業実施中、国家環境管理局に、年次環境モニタリング報告書を提出することが義務付けられていた。実施機関によると、実施機関は、四半期環境モニタリング報告書を、同管理局に提出していた。閲覧出来た四半期環境モニタリング報告書の情報から、事業実施中の大気汚染や騒音、水質、生態系への影響などを定期的に検査、モニタリングしていた事実が確認された。現地聞き取りで、重大な環境破壊につながったという情報は報告されていない²⁵。

コグタ指定森林区の回復は、実施機関が苗木を地域住民に提供する形で行われている。実施機関の環境部門への聞き取りでは、コグタ指定森林区のリハビリに係る問題点は報告されなかった。

なお、事業完了後、サンゴロ発電所の維持管理を担う KenGen は、サンゴロ発電所に関する環境内部監査を年次で実施し、報告書を国家環境管理局に提出している²⁶。

(2) 住民移転・用地取得

審査時点では、本案件により送電線の鉄塔建設のための用地取得と送電線下の地役権 (way leave) に対する補償が予定されていた。ケニアの国内法に基づいて補償は行われた。用地取得については、鉄塔建設に必要な用地面積あたり固定額の補償を行っている。地役権については、補償額は土地の所有者と実施機関との間の交渉で決定されており、土地のほかにも、補償対象となる土地に建設されている構造物、生計手段への制限も考慮された上、そして迷惑料を加えて、補償金額を決定している。構造物の移転など補償に、大きな過失があったとの報告はなかった²⁷。

²³ 技術委員会に所属していた委員 4 名、利害関係者調整委員会に所属する委員 4 名から聞き取りを行った。

²⁴ 本事業はケニアの環境審査制度の整備前に建設が始まった事業であり、審査時点では、本事業単体に対する環境遵守認証の取得は不要との判断であったが、EIA が作成されている。ケニアで環境審査の制度が整備されたのは、1999 年の環境管理調整法 (Environmental Management and Co-ordination Act) によってである。環境審査の監督を行う国家環境管理局は 2002 年に設立された。

²⁵ 上記モニタリング報告書には、水中の糞便性大腸菌が基準値を超えたこと、石破砕機が放置されていたことなどの課題が報告されていた。

²⁶ なお、本事業完了後、コグタ指定森林区への影響の有無について、監督官庁 (ケニア森林サービスと国家環境管理局) と地方自治体にある環境委員会 (County Environmental Committee) が現地踏査による確認を行うことが規定されている。事後評価時点では、未実行の状態となっている。

²⁷ 実施機関が本事業において取得した地役権 (easement) については、2015 年に、実施機関から送電線の管理を担う KETRACO に移された。

(3) その他

(a) 雇用

地元労働者を雇用する仕組みとして、建設業者が募集係（Recruitment Officer）を設置したこと、下の（4）で説明する技術委員会の小委員会（雇用・経済機会）により、応募者の選定と建設業者への雇用の推薦していたことから、地元労働者雇用を促進するための対応がとられていたことが伺える。

(b) 健康と安全

審査時点に、実施機関は、土木作業員の職場における健康と安全を確保すること、HIV/AIDS の蔓延（まんえん）など社会的悪影響が出ないように対応することが求められている。実際、実施機関は、ソンドゥ・ミリウ水力発電事業下で建設した自発的相談・検査センター（Voluntary Counseling and Testing）に対して、設備などの提供を行ってきた。また、結果として大きな過失にはつながらなかったが、閲覧出来た環境モニタリング報告書には、土木作業員に対する安全装備の配布が十分でなかった時期があることが報告されていた。

(c) 他開発事業との関係

本事業で建設されたサンゴロ水力発電所の発電に活用出来る水量は、ソンドゥ川を利用するカノ平野灌漑の開発の有無により異なる。国家灌漑公社（National Irrigation Board）らの聞き取りから、事後評価時点では、カノ平野灌漑は開発されていないことが確認された。ただし、国家灌漑公社がカノ平野灌漑事業の調査を実施しており、地方自治体（キスム・カウンティ）の事業予算配分の次第では、今後開発の可能性があるとの情報もあった。今後の動向に留意が必要である。

(d) クリーン開発メカニズム（CDM）適用

審査時、本事業の CDM 適用の可能性を検討することになっていた。本事業の CDM 適用の審査申請に先立ち、ソンドゥ・ミリウ水力発電所の CDM 適用の審査が行われ、「ソンドゥ・ミリウ水力発電所建設事業は、CDM が制度化された時期よりも前に開発されていた事業であり、CDM 適用の対象とならない」という結論が下された。同水力発電所の一部として開発が始まった本事業に対しても、CDM 適用の対象外との判断が下されると考え、CDM 適用の審査申請は行われなかった。

(4) 住民との対話

本事業では、ソンドゥ・ミリウ水力発電事業（I）（II）の経験を引き継ぎ、実施機関と住民との対話と課題解決の場として技術委員会が設置された。技術委員会は、地域住民代表、NGO、有識者、専門家、政治家、地方行政官、実施機関などで構成されており、定時会合には JICA も参加していた。技術委員会の下には、四つの小委員会（用地取得・補償、健康と安全、環境、雇用・経済機会）が設定された。四半期環境モニタリング報告書に、各委員会の活動記録が掲載されており、それぞれの課題に対する状況認識や対策提案が報告されていた。本技術委員会は、サンゴロ水力発電所の建設

作業開始後の2008年12月から、2012年7月の同発電所の竣工まで、活動を続けていた。技術委員会の委員によると、竣工後に活動は行われておらず、後述する利害関係者調整委員会の設置に際して技術委員会は解散となった。

実施機関である KenGen は、ソンドゥ・ミリウ水力発電事業（I）（II）と本事業の経験に基づき、実施機関と住民との対話を促進するために、KenGen の各地域事業所に、利害関係者調整委員会（Stakeholders' Coordination Committee）を設置した。実施機関からの聞き取りによると、発電所建設などの施工段階と建設事業実施後の発電所の運営・維持管理段階に関わる二つ委員会を組織している。サンゴロ水力発電所を管轄する西部地域事務所において、2018年11月ごろ、住民選挙により、利害関係者調整委員会の委員が選出され、委員会が組織された²⁸。例えば、サンゴロ水力発電所から基幹道路間のアクセス道路に不具合があり、アクセス道路に隣接した小学校の校舎が雨期になると浸水するといった、現地聞き取りで聞かれた苦情を、利害関係者調整委員会は、対話を通じて解決していくことが期待される。

以上より、本事業の実施によりおおむね計画どおりの効果の発現がみられ、有効性・インパクトは高い。

3.4 持続性（レーティング：②）

表7と図10は、事後評価時点における電力セクターに関連する主な組織、その機能、関係をあらわしたものである。本事業により建設された発電所と送電線の維持管理は、本事業の実施機関である KenGen と KPLC がそれぞれ行っている。送電線の維持管理は本来、本事業審査後の2008年に新しく組織された KETRACO の担う役目であるが²⁹、現地聞き取りから、事後評価時点では KETRACO に代わり KPLC が実際に維持管理を行っていることが分かった。そのため、KenGen と KPLC 両組織の各維持管理体制・能力・財務を評価対象とした。KETRACO の維持管理情報は一部整理するにとどめた。

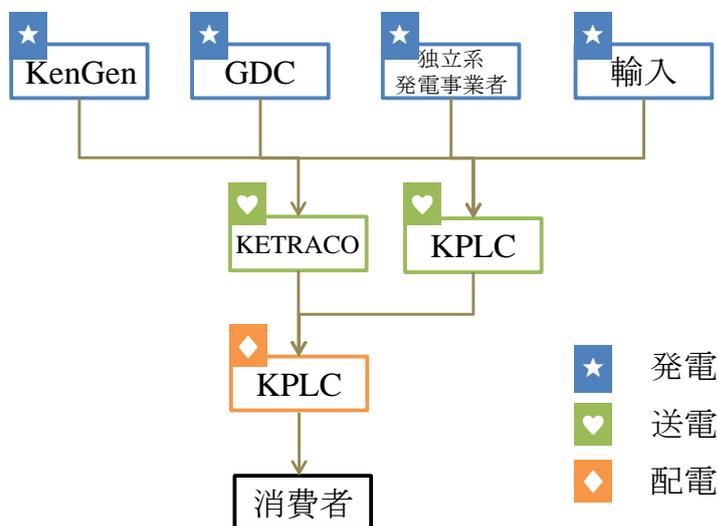
表7 電力セクターに関する関連する主な組織

組織名 <small>（注1）</small>	主な機能
エネルギー省（Ministry of Energy）	電力セクターの政策策定
エネルギー・石油規制庁（Energy and Petroleum Regulatory Authority：EPR）	電力関連の規制 <small>（注2）</small>
ケニア電力公社（Kenya Generation Company：KenGen）	電力開発（発電）
ケニア地熱開発公社（Geothermal Development Company：GDC）	地熱発電開発
ケニア送電公社（Kenya Transmission Company：KETRACO）	電力送電（2008年設立）
ケニア電力・電灯会社（Kenya Light and Power Company：KPLC）	電力配電と電力送電
地方電化庁（Rural Electrification Authority：REA）	地方電化

²⁸ 同委員会の構成員は、情報が入手できなかった。会合の回数や頻度、役目や作業の範囲、小委員会の有無などは、事後評価時点では、未定であった。

²⁹ <https://www.africa-energy.com/article/ketraco-takes-over-independent-system-operator-kenya>（2019年6月9日）

出所： <https://www.ketraco.co.ke/learn/electricity-sub-sector.html> (2019年6月24日) を基に作成
 注1： KenGen 株の7割、GDC 株の10割、KPLC 株の約5割、KETRACO 株の10割を、政府が保有している。
 注2： エネルギー法(2019年)により、エネルギー規制委員会 (Energy Regulatory Commission) から EPRA に変更があった。



出所： <https://www.ketraco.co.ke/learn/electricity-sub-sector.html> (2019年6月24日) を基に作成

図 10 電力セクターの主要関係機関

3.4.1 運営・維持管理の制度・体制

発電所の維持管理を行う KenGen は、地域ごとに発電所を管理している。サンゴロ発電所の運営・維持管理を担当する西部地域部(事務所)は、審査時には、ソンドゥ・ミリウ発電所とサンゴロ発電所の二つの発電所のみを担当することを想定していたが、事後評価時点では、ソンドゥ・ミリウ発電所のほか、近隣の発電所³⁰の維持管理を担当している。ソンドゥ・ミリウ発電所とサンゴロ発電所の運営・維持管理職員は、審査時に26名と想定していたが、事後評価時点では23名の配置があり、ほぼ計画どおりの運営・維持管理体制が整備されている。図 11 は、サンゴロ発電所に関連した KenGen の体制をあらわしたものである。

発電所の維持管理を行う KPLC は、全国を10つの小区分/地域(Region)に分けて管理している³¹。本事業で建設された送電線は、審査時には、西部地域の一地域(Sub-region)を想定していたが、事後評価時点では、西ケニア地域事務所が運営・維持管理を担当している。送電線の運営・維持管理職員は、審査時6名を想定していたのに対して、事後評価時点では10名の配置があり、ほぼ計画どおりの運営・維持管理体制が整備されている。図 12 は、サンゴロ発電所(送電線)に関連した KPLC の体

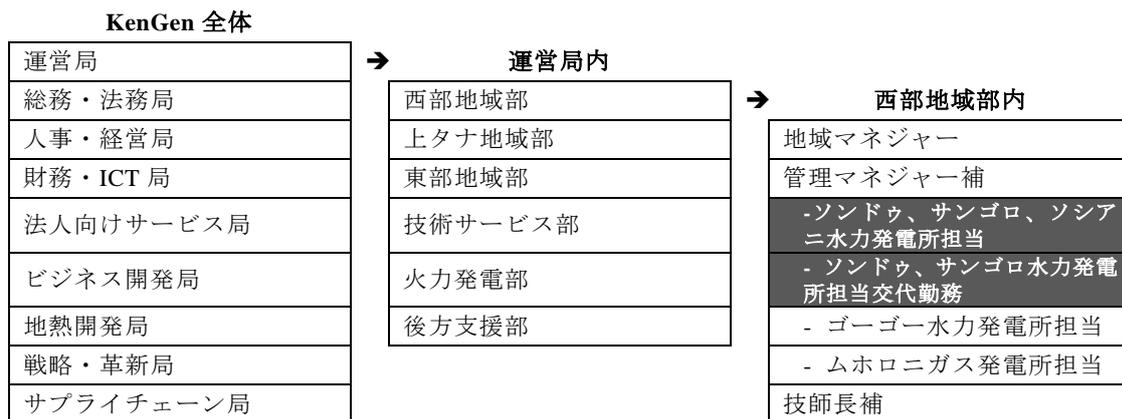
³⁰ 水力発電所：ゴゴ(GoGo)、ソシヤニ(Sosiani)と、ガス火力発電所：モホロニ(Muhuorni)

³¹ 四つの地区に分けて管理している。()内には小区分を記載。詳細は、脚注5を参照のこと。

制をあらわしたものである。

将来送電線の維持管理を担う KETRACO の体制は、事後評価時点の聞き取りからは、既存の送電線開発事業の体制を転換する形で維持管理体制づくりを進めている模様であったが、不確定である。

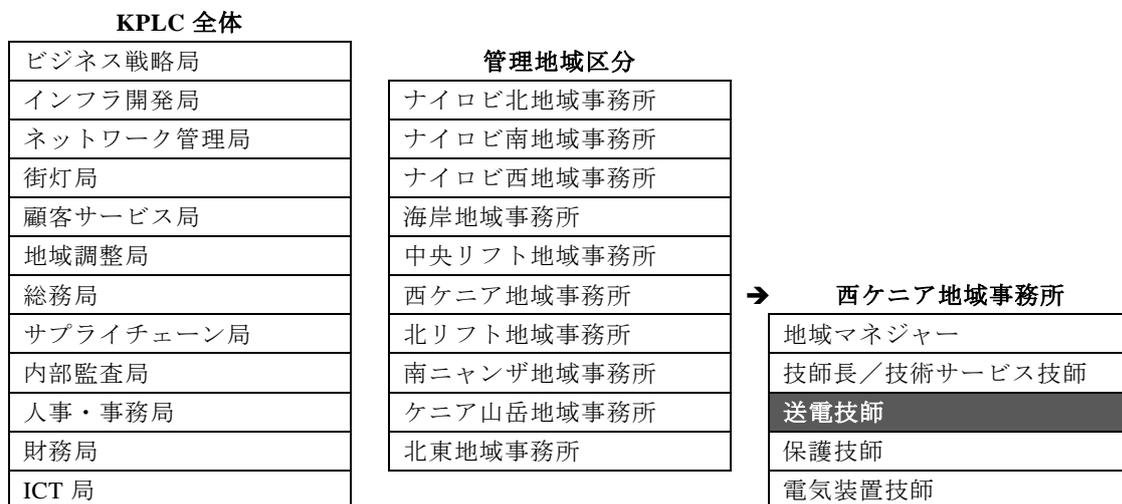
したがって、将来の KETRACO による体制については留意が必要であるが、事後評価時点においては、発電所と送電線に関する維持管理体制は、確立していると考えられる。



出所：実施機関年次報告の情報より作成

注：日本語訳は評価者によるもので公式ではない。灰色の部分が、施設の維持管理担当。

図 11 サンゴロ発電所に関連した KenGen の体制



出所：KPLC 会社概要（2017）

注：日本語訳は評価者によるもので公式ではない。灰色の部分が、施設の維持管理担当。

図 12 サンゴロ発電所（送電線）に関連した KPLC の体制

3.4.2 運営・維持管理の技術

発電所の維持管理を行う KenGen は、職制ごとに求められる能力基準を明確にしている。例えば、運営・維持管理を担当する部署の管理職ポストには、機械工学の学士

資格を持ち、複数年現場で職歴があることが求められている。KenGen は、各職員に対して年 2 回人事評価を行っており、その評価にあわせた研修機会を提供している。KenGen は、年次で研修プログラムを作成しており、職員に対して研修機会を授けている。KenGen は、水力発電一般とサンゴロ水力発電所用の運営・維持管理に関するマニュアルを整備して、活用しており、定期的維持管理報告書を作成している。「3.4.4 運営・維持管理の状況」の記述どおり、2017 年に生じた発電機オイルクーラーの故障に対して、迅速に対応が出来ており、十分な技術力を保持していると考えられる。

送電線の維持管理を行う KPLC は、職制ごとに役割分担や求められる機能、職歴、学歴などを明確にしている。例えば、送電線の運営・維持管理を担う部署の管理職ポスト（Transmission Engineer）には、電気工学の学士資格を持ち、5 年間の職務経験が求められる。KPLC は年次で定期的に能力研修を行っており、送電線の運営・維持管理に関わるマニュアルを整備し、技術水準の管理を行っている。

将来送電線の維持管理を担う KETRACO の技術については、現地 JICA 事務所への聞き取り結果では、KETRACO が実施機関である円借款事業「オルカリア - レソスキスム送電線建設事業」の経験から、本事業で建設した 5km の送電線の維持管理をするにあたり、重大な課題は生じないであろうとのことであり、事後評価時点においては、技術力を保持していると考えられる。

したがって、発電所と送電線に関する運営・維持管理のための技術は、備わっていると考えられる。

3.4.3 運営・維持管理の財務

発電所の維持管理を行う KenGen の財務状況は、次のとおりである。表 8 は、KenGen の財務諸表と財務指標、KenGen 全体の売り上げ・支出・維持管理費、KenGen サンゴロ発電所に関する売り上げと維持管理費の予算と実績についてあらわしたものである。サンゴロ発電所は、維持管理に必要な費用を賄うだけの売り上げがある。予算より実績の方が上回る費用配布がなされている。KenGen からの聞き取りによると、KenGen 全体の経営方針として、維持管理費に予算を優先的に割り振るようにしているとのことであった。KenGen 全体をみても、維持管理費に対して、一定の支出水準が保たれている。過去の決算書類に基づき整理した KenGen の財務状況は、自己資本比率、負債比率、流動比率ともに、健全な水準に保たれていると考えられる。なお、2015 年度に債務の株式化（Debt Equity Swap）していること、2018 年から始まった世界銀行が支援する KenGen 保証プロジェクトでは、これまでの借入れが積み上がり、2018 年度以降に短期的な返済が困難になると予測されており、同保証プロジェクトにより債務の借り換えを行い KenGen の財務健全性を強化していることに留意する必要がある。

表 8 KenGen の財務諸表と収支

(Shs 百万単位、財務指標は実数)

	2014年	2015年	2016年	2017年
資産合計	342,520	366,738	376,730	379,353
固定資産	321,151	344,822	347,090	347,941
流動性資産	21,369	21,916	29,639	31,412
負債と純資本合計	342,520	366,738	376,730	379,353
純資産（資本と積立金）	141,594	172,385	182,836	190,104
固定負債	178,446	176,163	173,800	168,370
流動性負債	22,480	18,190	20,093	20,879
① 財務指標：自己資本比率	0.41	0.47	0.49	0.50
① 財務指標：負債比率	0.47	0.43	0.42	0.52
① 財務指標：流動比率	0.95	1.20	1.48	1.50
② 収入	36,611	39,301	43,432	45,290
② 税引き前利益	8,690	11,171	11,461	11,745
② 支出（営業経費）	4,285	4,559	4,778	-*
② 支出（維持管理費）	1,386	1,624	1,554	1,669
③ 収入（売上）	818	924	597	856
③ 支出（維持管理費・予算）	24	28	30	27
③ 支出（維持管理費・実績）	31	37	39	44

出所：財務諸表と① KenGen 年次報告（基本 2017 年度の決算書類）、② KenGen 提供資料と KenGen 年次報告書、③ KenGen 提供等（2014 年からのデータの提供があった） *費目が変更されている。
 ①財務指標：財務指標の各項目は次の計算の結果である。自己資本比率＝自己資本／総資本、負債比率＝負債÷自己資本（純資産）、流動比率＝流動資産÷流動負債② KenGen 全体の収入・支出・維持管理費。③サンゴロ水力発電所の収入と維持管理費。

送電線の維持管理を行う KPLC の財務状況は、以下のとおりである。表 9 は、KPLC の財務諸表と財務指標、KPLC 全体の売り上げ・支出・維持管理費をあらわしたものである。2017 年は、他の年に比べ、減価償却費が多く、利益が減っていて、維持管理費も減少となっている。ここ数年、負債比率は高止まりしている。また、流動比率が下がっており、短期の資金不足のリスクが高まっている。事後評価時点、KPLC は、短期負債を長期負債に借り換える準備を行っている³²。

表 9 KPLC の財務諸表と収支

(Shs 百万単位、財務指標は実数)

	2014年	2015年	2016年	2017年
資産合計	272,286	289,583	331,236	336,655
固定資産	206,224	242,265	269,943	282,035
流動性資産	66,062	47,318	61,293	54,620
負債と純資本合計	272,286	289,583	331,236	336,655
純資産（資本と積立金）	57,970	59,379	63,334	64,207
固定負債	168,717	180,091	189,074	166,190
流動性負債	45,599	50,112	78,829	106,258
財務指標：自己資本比率	0.21	0.21	0.19	0.19
財務指標：負債比率	1.40	1.69	1.94	1.88

³² <https://www.businessdailyafrica.com/news/Short-term-Sh16bn-debt-takes-toll-on-Kenya-Power/539546-4868866-idjffz/index.html> (2019年6月9日)

	2014年	2015年	2016年	2017年
財務指標：流動比率	1.45	0.94	0.78	0.51
収入	106,764	108,375	120,742	125,854
税引き前利益	12,254	12,082	7,657	3,089
純利益	7,432	7,197	5,280	1,918
支出（Administration）	11,851	14,830	18,679	15,910
支出（維持管理費）	1,114	1,040	1,287	854

出所：KPLC 年次報告（2017 年度、2016 年度、2015 年度の決算書類）

注：財務指標の各項目は次の計算の結果である。自己資本比率＝自己資本／総資本、負債比率＝負債÷自己資本（純資産）、流動比率＝流動資産÷流動負債

送電線の維持管理の責任を本来担う KETRACO の財務状況は以下のとおりである。表 10 は、KETRACO の財務諸表と財務指標、それぞれ、KETRACO 全体の売り上げ・支出・維持管理費をあらわしたものである。KETRACO は 2008 年に設立された比較的新しい組織であり、電力を販売する KPLC からの電力託送料金を受取、運営している。この電力託送料金は、政策的に決定されており、そこには維持管理費が含まれる。KETRACO の自己資本比率と流動比率共に低く、負債比率が高い。短期的・中長期的な資金運用能力に、注意する必要がある。

表 10 KETRACO の財務諸表

(Shs 百万単位、財務指標は実数)

	2013年 ^(注1)	2014年	2015年	2016年
資産合計	50,128	71,344	109,421	134,860
固定資産	45,592	68,685	103,342	126,020
流動性資産	4,536	2,659	6,079	8,840
負債と純資本合計	50,128	71,344	109,421	134,860
純資産（資本と積立金）	1,184	1,002	1,661	2,091
固定負債	43,250	61,739	97,962	117,985
流動性負債	5,694	8,603	9,798	14,785
財務指標：自己資本比率 ^(注2)	0.02	0.01	0.02	0.02
財務指標：負債比率 ^(注2、注3)	-	2.98	1.87	1.34
財務指標：流動比率 ^(注2)	0.80	0.31	0.62	0.60
電力託送料金からの収入	50	735	2,011	2,011
税引き前利益	64	371	654	566
支出（維持管理費）	情報なし	239	659	430

出所：KETRACO 年次報告（基本 2016 年度の決算書類）

注 1：2016 年度の決算報告書において、2014 年度、2015 年度の財務諸表の修正が行われている。

注 2：財務指標の各項目は次の計算の結果である。自己資本比率＝自己資本／総資本、負債比率＝負債÷自己資本（純資産）、流動比率＝流動資産÷流動負債

注 3：年次報告書に負債比率は掲載されていなかった。評価者による計算結果を利用した。

したがって、発電所と送電線に関する運営・維持管理のための財務は、一部改善の余地がある。今後も、KenGen、KPLC、KETRACO の資金運用に関して留意が必要である。

3.4.4 運営・維持管理の状況

発電所の維持管理を行う KenGen は、これまでサンゴロ発電所に対して、半期点検

と、年次点検を行ってきた。審査時には、四半期点検、年次点検、6年に1度の総点検を想定していた。聞き取りによると、今後総点検の実施は未定、その事由としては、KenGen 全体の維持管理方針が、「一定の時間間隔でメンテナンスを実施する」時間基準保全（Time Based Maintenance）と、「警告や故障など、必要と判断された時のみメンテナンス実施する」状態基準保全（Condition Based Maintenance）を、併用するようになったからとのことであった。

事後評価時点において、次のような課題と KenGen の対応が確認された。①基幹吸入弁（Main Inlet Valve）に問題があり、発電機のタービンに流入する水を完全に止めることができていなかった。部品の交換が行われたが、頑健な管理状況に至らなかったことより、KenGen は弁の初期故障と考えており、適切な素材を使った弁の再設計と交換を予定している。②発電所の壁タイルの剥げ落ち、発電所内部の壁の亀裂があったが、発電の効率・効果を下げないように作用するものではないことを確認した。③ソンドゥ・ミリウ水力発電所の統制室からサンゴロ水力発電所の操作・管理出来るように設計された IT システムに不具合があり、十分な遠隔操作・管理が出来てない。KenGen は、2020 年までに同 IT システムを交換する予定である。④2017 年 1 月に、発電機のオイルクーラーが故障した。納品元の中国から輸入した場合、輸送や税関手続きなど時間とコストがかかることから、KenGen は、国内市場から再設計技術を用いてパーツを製造・調達し、年次点検にあわせて、短期間のうちに修繕した。

送電線の維持管理を行う KPLC は、サンゴロとソンドゥ間の送電線に対して、3~4 カ月後の点検を行ってきた。現地踏査では、送電線と鉄塔ともに、大きな障害はみられなかった。

したがって、発電所と送電線に関する運営・維持管理の状況は、適切な状態にあると考えられる。

以上より、本事業の運営・維持管理は財務に一部改善の余地があり、本事業によって発現した効果の持続性は中程度である。KPLC から KETRACO へと維持管理体制が替わる送電部分については、今後の体制変更に注意する必要がある。

4. 結論および提言・教訓

4.1 結論

本事業は、ケニア西部のニャンザ州キスム地方に設備容量 21.2MW の水力発電所を建設することにより、電力供給の拡大を図り、同国の国民の生活水準の向上と同国経済の持続的な成長に寄与することを目的として実施された。

審査時、事後評価時ともに、ケニアの電力開発政策・開発ニーズ、審査時の日本の援助方針と合致しており、本事業の妥当性は高い。全体のアウトプットに変更はなく、事業費と事業期間は計画内に収まったため、本事業の効率性は高い。有効性の指標として設定された目標値は、おおむね達成した。また、電力需給逼迫の緩和と電力供給

の安定性というインパクトの発現に寄与した。事業実施時点や事後評価時点では、自然環境・住民移転・用地取得・雇用状況・労働環境へのインパクトについて、一部課題があるものの、重大な負のインパクトは確認されなかった。よって、本事業の有効性・インパクトは高い。本事業によって発現した効果の持続性については、財務面に一部改善の余地はあるものの、総じて大きな問題はない。よって、本事業の持続性は中程度である。

以上より、本事業の評価は非常に高いといえる。

4.2 提言

4.2.1 実施機関への提言

住民対話の場として、技術委員会の代わりに利害関係者調整委員会が組織された。双方向のコミュニケーションの基礎として、今後利害関係者調整委員会の活動内容を規定するなかで、各委員の任期と会合の頻度など、KenGen と住民側との間の約束を明確にして、互いに約束を順守することが重要である。

4.2.2 JICA への提言

本事業で建設された送電線と鉄塔の維持管理は、近い将来、KETRACO が実質的に維持管理を行うことになる。現在維持管理を行っている KPLC と比較し、KETRACO は組織として新しく、維持管理体制や技術などで課題が発生する可能性がある。適宜情報を入手し、必要に応じて支援などを検討する必要がある。

4.3 教訓

大規模事業とその維持管理における住民対話のための手段の確保

本事業とその前身であるソンドゥ・ミリウ水力発電所開発事業では、委員会が組織され、事業実施に関連する課題を定期的な住民対話を通じて、協議・緩和する仕組みがあった。この仕組みは実施機関に受け入れられ、他事業の実施段階、また、建設された施設の維持管理段階において、同様の委員会を設置するという、組織の規定となった。開発事業、特に、用地取得と補償、健康と安全、自然環境、雇用が関連する事業では、事業計画・実施・維持管理の全事業管理サイクルにおいて、実施機関が、同委員会のような住民対話のための手段の確保し、対話を通じて、住民に対する重大な負のインパクトを緩和することが望まれる。

以上

主要計画/実績比較

項目	計画	実績
①アウトプット	① 接続水路、調圧水槽、水圧管路建設 ② 発電所建設 ③ 発電機（10.6MW×2 基）、変圧器設置 ④ 送電線敷設	計画どおり
②期間	2007年1月～2013年12月 (84カ月)	2007年1月～2013年7月 (79カ月)
③事業費		
外貨	4,575百万円	3,769百万円
内貨	2,037百万円 (1,397百万ケニアシリング)	1,691百万円 (不明)
合計	6,612百万円	5,499百万円
うち円借款分	5,620百万円	4,318百万円
換算レート	1ケニアシリング=1.46円 (2005年9月時点)	1ケニアシリング=1.20円 (2007年～2016年平均)
④貸付完了	2016年8月	