

ケニア

モンバサディーゼル発電プラント建設事業

評価者：杉本 正実（新光オーエムシー株式会社）

現地調査：2005年11～12月

1. 事業の概要と円借款による協力



事業地域の位置図



キペペI火力発電所¹遠景

1.1 背景：

ケニアは、インド洋に面するアフリカ東部に位置し、エチオピア、ウガンダ、タンザニア、ソマリア、スーダンに隣接している。面積は 58.3 万 km² と日本の約 1.5 倍、人口は 3,240 万人（2004 年、世銀統計）と、東京、千葉、神奈川、埼玉の首都圏 4 都県の合計とほぼ同じである。比較的工業化が進んでいるが、農業が GDP の 25%、労働人口の 60% を占める農業国である。モンバサ市は同国南部、海岸州に属し東アフリカ最大の貿易港を有する首都ナイロビに次ぐケニア第二の都市である。人口は約 60 万人で、海岸リゾートを中心とする同国観光産業の一大拠点ともなっている。

ケニアの電力部門は、産業の基盤として重要視されてきたにもかかわらず、1991 - 93 年の同国への援助停止等の影響を強く受けて必要な投資が行われず、全国的に電力不足が深刻化しつつある状況にあった。1995 年におけるケニア全体の発電設備容量は 780MW（沖縄電力の約半分）でそのうち約 77% を水力に依存しており、発電量は降水量に大きく左右されるため、電力供給は渇水期に対応すべく計画されていた。毎年の電力需要の伸び率は年 5% と想定されていたが、老朽化した既存発電所が数年内に耐用年数を迎えるような状況にあり、新規発電所の建設による需要増への対応が必要となっていた。

¹ 本事業で建設されたディーゼル発電プラントの通称。

1.2 目的：

産業、観光面等で特に重要なケニア第2の都市モンバサの近郊キペブにおいて、75MW級のディーゼル発電所を建設することにより、電力需要への対応を図り、もって地域の経済成長に寄与する。

1.3 借入人／実施機関：ケニア共和国政府／ケニア発電会社 (KenGen)

1.4 借入契約概要：

円借入承諾額／実行額	107億1,600万円／87億1,900万円
交換公文締結／借入契約調印	1995年3月／1995年3月
借入契約条件	金利 2.6%、返済 30年（据置10年）、一般アンタイド
貸付完了	2000年12月
本体契約	三菱商事、三菱重工
コンサルタント契約	Mott MacDonald Ltd.
事業化調査（フィージビリティ・スタディー：F/S）等	1990年 Mott Ewbank Preece （現 Mott MacDonald Ltd.） <世銀融資>

2. 評価結果

2.1 妥当性

2.1.1 審査時の妥当性

国家開発政策（1994 - 96年）のなかで電力セクターは重要セクターとして位置付けられており、その一部をなす国家電力開発計画（1994 - 2013年、世銀等の協力で作成）に発電設備の拡充計画等電源開発計画がまとめられており、それをふまえての5カ年最低費用投資計画（1994 - 98年、世銀支援）には、本事業を含む3件がその後5年間の優先的投資対象として挙げられていた。本事業対象地区の中心であるモンバサは、産業、観光面で重要な都市であるが、ケニア全体の発電設備が水力発電に過度に依存していたことから、ほかの地区同様、計画停電等による不安定な電力供給にさらされており、本事業は、渇水期の主電源、あるいは豊水期のピーク時の電源として貢献することが期待されていた。そのため、本事業の緊急性は高かった。

2.1.2 評価時の妥当性

2003年6月に策定された中期的国家開発計画である「富と雇用創出のための経済再生戦略」（2003 - 07年）における経済インフラ整備のなかでも、エネルギー分

野の改修、整備は経済活動への重要なインプットであり、雇用と財政収入増大への貢献を期待されている。また「5カ年最低費用投資計画」を具体化した世銀支援の電力セクター開発マスタープランである「エネルギー・セクター改革プロジェクト」(1998 - 2004年)および「エネルギー・セクター改修プロジェクト」(2004 - 10年)のなかで、安定した電力供給を行うために、更なる発電能力の拡充および改修が必要とされている。

水力発電の将来拡張余地がますます減少していく現実に対し、地熱発電は開発に時間とコストがかかり、また、バイオマス、太陽光、風力等の再生可能エネルギー資源の発電容量には限界があることから、水力、地熱発電を補完し、相対的に環境負荷の低いディーゼル火力発電の重要性は高い。また、起動、停止が短時間で容易に行えるといったディーゼル発電ユニットのもつ運転の相対的な容易性、大型ユニット1台ではなく小型発電機を複数台置くことによって、運転を停止することなく保守が行える点、さらに、6台の発電機の部品が共通であることから予備品が共有できることに加えて、緊急時にはメンテナンス中のほかの発電機から一時的に部品を充当できるなどの技術的メリットを考慮した場合の本事業の妥当性は高いものといえる。

2.2 効率性

2.2.1 アウトプット

本事業は以下に掲げる設備ならびに関連資機材の供給、土木建設、据付工事、試運転、およびこれらの実施にかかるコンサルティング・サービスから構成されており、予定通り完成した。

(設備の内容)

- ・ 中速ディーゼルエンジン発電機 12,500kW×6機(総出力 75MW²)
- ・ 燃料補給設備
- ・ 潤滑油設備
- ・ 冷却水設備
- ・ 吸気および排ガス設備
- ・ 廃油処理設備
- ・ 防火設備
- ・ 所内動力設備
- ・ 主要変圧器
- ・ 既設 132kW 開閉設備の拡張、接続

² 具志川火力発電所に次ぐ沖縄電力の二番目の石炭火力発電所として 2003年2月に完成した「金武(きん)火力発電所」の出力 440MW の約 6分の1の規模である。

2.2.2 期間

本事業の期間は、計画では 1995 年 3 月～1998 年 6 月（40 カ月）であったが、実際には 1995 年 3 月～1999 年 9 月（55 カ月）と、計画比 38%の延長となった。遅延要因としては、①事業実施機関である KenGen よりコントラクターへのサイト引渡しの遅れ、②事前資格審査（PQ）段階での調達手続の遅れ、③ケニア政府保証に関する国会承認遅延と、それによる保証状と法律意見書の作成および承認遅延による円借款貸付契約発効の遅れ、④ケニア政府の免税手続の遅れ、⑤エルニーニョ現象による異常降雨で建設完了が遅れたこと等が挙げられる。

2.2.3 事業費

事業費は、計画では 126 億 700 万円（うち円借款部分 107 億 1,600 万円）であったものが、実際には 99 億 2,800 万円（うち円借款部分 87 億 1,900 万円）と、計画比 21%減となった。審査時に比べて現地通貨は円に対して 11%上昇したが、国際競争入札の結果、本体工事の落札額が計画時の事業費積算額を下回ったため、全体事業費は当初予定額を下回った。

図 1 発電所の心臓部である
6 台の発電機群

2.3 有効性

2.3.1 発電所の運用・稼働状況

本事業によって建設されたキペブ I 火力発電所は 1999 年 12 月に商業運転を開始し順調な運転が行われてきたが、2003 年 1 月にガバナー（発電機の回転速度を一定に保つための調速機）の故障により 6 台の発電機の中の第 2 号機エンジンが異常回転を起こして運転不能に陥った。エンジンの修復には約 2 年半を要し、同発電機の運転が正常に戻ったのは 2005 年 8 月である。



下表 1 はキペブ I 火力発電所の運用・稼働状況の推移（商業運転を開始した 1999 年度³–2004 年度）を示したものである。これによると、2003 年、2004 年の最大出力および稼働率がそれ以前の年度を下回っている。その主要因は、前述の第 2 号発電機の運転休止によるものである。なお、事後評価時点の非公式数値ながら、第 2 号機復旧後は最大出力 73.5MW⁴、稼働率 77.6%の正常な状態に回復している。

³ KenGen の営業年度は毎年 7 月から翌年 6 月までで、表に示した年次は年度を表し、例えば「1999 年」とあるのは 1999 年 7 月より 2000 年 6 月までの期間を表す（以下の諸表も同じ）。

⁴ 発電所の定格出力は 75MW であるが、メーカー側の見解によると、発電所が立地するモンバサ市の熱帯気候のもとでの実際達成可能な最大出力は 73.5MW が限度とのことだった。

表 1 発電所運用・稼働状況の年次推移

1999年	2000年	2001年	2002年	2003年	2004年
最大出力 (MW)					
73.5	73.5	73.5	73.5	61.25	61.25
発電量 (GWh/年)					
404.6	462.6	277.1	152.6	288.6	338.4
稼働率 (%)					
90.9	81.9	78.04	69.78	60.32	64.74
所内率 (%)					
2.87	2.91	6.23	5.14	3.30	3.17

出所：KenGen

運転開始初期においては、エンジン振動等による発電機のトラブルが報告されていたが、KenGen の費用によって外部への修理発注ならびに自己による修復を施し、発電機の稼働率回復に成功している。

2.3.2 年間停止時間

キペブI火力発電所の年間停止時間の年次推移を停止原因別に示したのが下表 2 である。原因別分類において、停止の直接原因は機械的な故障であってもさらにその原因を遡ると何らかの人的ミスに起因するものが多く、下表の数値はそのようなものは「人員ミス」に区分し、「機械故障」には人的要因の絡まない純粋な機械故障のみを計上してある。前述の第 2 号発電機のガバナー起因のエンジン・トラブルも、もとをたどると基本的な作業を怠ったことが遠因になっており、発電所は「人員ミス」に区分している⁵。

表 2 原因別発電停止時間年次推移 (単位:時間/年)

	1999	2000	2001	2002	2003	2004
人員ミス	-	-	-	4,015	14,600	10,116
機械故障	1,039	2,252	2,943	7,729	2,940	3,065
計画停止 (定期点検)	1,982	6,860	10,502	4,849	3,353	4,613
送配電等発電以外の理由	463	383	6,060	21,894	142	379

出所：KenGen

⁵ 直接原因が機械故障であってもその原因を遡って人的要因到達するまで追究しようとする態度は、失敗を糧に以後の向上につながるマネジメントの強みである。後節 2.5 持続性 で述べる KenGen の自立発展性の強みも、このような積極的なマネジメント意欲に裏付けられている。

発電機設置後は発電機納入メーカーがアフターサービスを実施し、機械の維持管理支援とそれに伴う技術移転を行ってきた。2002年に機械故障に起因する発電停止時間が急増しているのは、メーカーによるサービス期間が終了し技術者が現地を引き上げたしまったため、問題発生後即座に対応できなくなったことが主な原因であるが、その後、発電所の自助努力によって修復し、翌年以降の発電停止時間を元の水準にまで押さえ込むことに成功した。

2.3.3 財務、経済分析

本事業は新設案件であるので、事業によって建設されたキペプI火力発電所の発電実績および予測、事業コスト、変動費、固定費を含む実績および予測運営維持管理費のすべてをプロジェクトの便益および費用として計上した。またKenGenが発電した電力をケニア電力電灯会社（KPLC）の送配電網を通じて最終需要者に供給するといった事業の一貫性から、電気料金をKPLCの小売価格（火力発電量の割合に応じて加算される加算電気料金も勘案）にとり、KPLCにて追加的に発生する増分運営維持管理費をも算入して財務的内部収益率（FIRR）を算定した⁶。事後評価時のFIRRは14.0%で、同様の方法によって算定した審査時の値（11.3%）を2.7%上回った。これは、KenGenの固定費実績額が審査時の見積額の約4倍となったものの、設備利用率が見積りを30%上回り、逆に事業コストが22%下回った結果である。FIRR算定にあたっての主な前提条件（審査時と事後評価時に共通）は以下の通りである。

表3 FIRR算定にあたっての前提条件

プロジェクト・ライフ	完成後 30 年
費用	1.プロジェクト建設費用 2.キペプI火力発電所の運営にかかるKenGenの運営維持管理費（変動費、固定費を含む） 3.KPLCによる送配電等の追加的運営維持管理費
便益	KPLCの火力発電追加料金勘案後の小売単価を適用したキペプI火力発電所の実績および予想電力売上高

一方経済的内部収益率（EIRR）は便益側を世銀による電力単価を「顧客の支払意思額（Willingness to Pay）」、費用側を「変換率（Conversion Factor）」を適用して経済価格に置き換えて計算したキャッシュフローに基づいて算定した結果10.1%となった。火力発電の発電費用は基礎となる水力発電の発電費用よりもかなり高く、EIRR算出に用いた顧客の支払意思額にはそれが反映されないためEIRRの値はFIRRの数値よりも低めに算出されることになる。なお、審査時にはEIRRの算

⁶ 今次事後評価では、事前評価時同様、KenGenとKPLCを一体としてFIRRを算出し、事前事後の比較を行っている。その背景として、KenGen、KPLC両社の財務、経営成績のある程度の均等化を図ろうとする国家政策がある。両社は1997年に分社したが、その後も上記の国家政策のもと、両社の財務状況を両方睨んだうえで、片方に極端に偏らないように仕切価格（KenGenよりKPLCへの卸売価格）を調節するなど財務調整を行っている。（2.5.1.3参照）

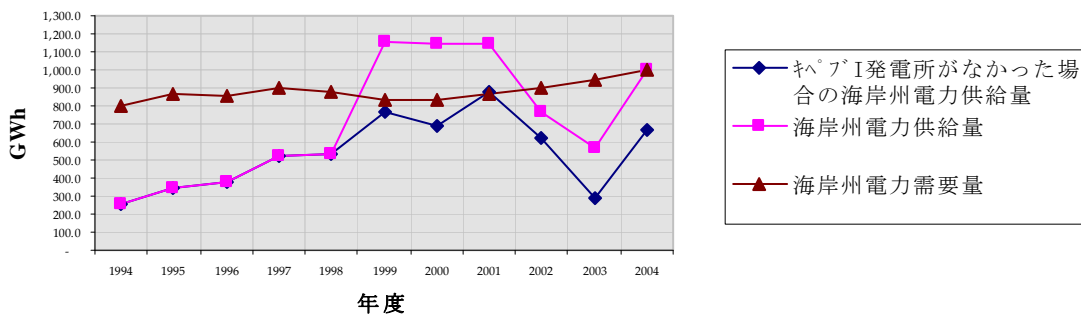
出は行っていない。

2.4 インパクト

2.4.1 地域および全国への電力安定供給

キペブ I 火力発電所で発電された電力は、まずモンバサ市を中心とする海岸州の地域電力需要を満たし、余力によって全国につながる送電網を通じて他地域への電力移出を行っている。海岸州の KPLC 契約口数は 2005 年 6 月現在で一般家庭約 78,000 軒、商用約 13,000 件（うち大規模消費契約口数約 500 件）となっている。

図 2 海岸州の電力需給推移



出所：KenGen 資料より作成

図 2 は海岸州の電力需給量の推移を表すものであるが、キペブ I 火力発電所が運転を開始した 1999 年度に供給が地域需要を上回り、それまでの電力不足による電力移入状態から一転して移出に転じていることを示している。なお、2002 年度からの供給量の減少は、前述の 2 号発電機の運転停止に加え、後述の大干ばつ時のフル稼働後の同地域における民間発電会社発電量の一時的落ち込みによる。

キペブ I 火力発電所は上記のように地域の電力事情改善に大きな貢献を果たしているばかりでなく、全国的な電力不足への対応への貢献も顕著で、1999 年 12 月からモンバサ市の停電が全面的に解消するとともに、首都ナイロビにおいても計画停電時間が短縮している。特に、水力発電に頼る同国の電力セクターに大きな打撃を与えた 2000 - 01 年にかけての全国的な大干ばつの際、キペブ I 火力発電所の時宜を得た運転開始は同国の電力危機を救い、もし同発電所がなかったならば電力不足による経済、社会的打撃はさらに深刻になっていたものと判断されている⁷。

⁷ 世銀 *Energy Sector Recovery Project: Implementation Completion Report*. (2005 年 6 月) 参照。

2.4.2 受益者調査の結果

上記の通りキペブ I 火力発電所の貢献は全国に及ぶが、最も顕著な直接的貢献は地域企業に対する電力供給の安定化である。特に地域産業の中心であるホテル経営、またセメント業、鉄鋼圧延業等の電力多消費型企業の生産活動にとって供給電力の安定性は死活問題である。そこで、モンバサ地域の大口電力消費企業 33 社に対してインタビューを含むアンケート調査を行い、キペブ I 火力発電所がフル運転を開始した 2000 年以降とそれ以前との比較を尋ねた。アンケート調査対象企業 33 社の業種別内訳数は下の図 4 の通りである。

図 3 電力大口顧客のリゾートホテル



図 4 アンケート調査対象企業（33 社）の業種別内訳

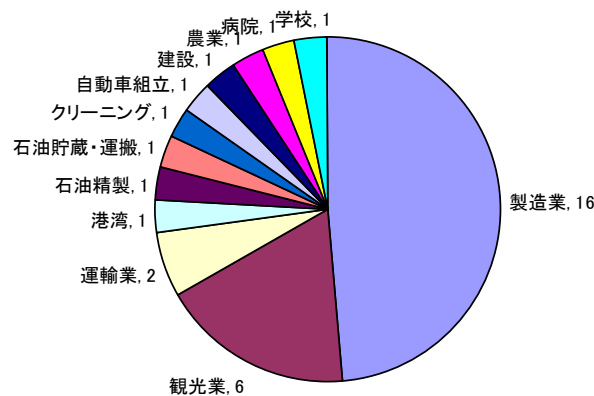


表 4 受益者調査の回答結果

著しく改善した	改善した	変らない	悪化した	わからない	合計
8 社	19 社	3 社	1 社	2 社	33 社
24%	58%	9%	3%	6%	100%

出所：受益者調査結果

それによると、発電所稼働以前は電力供給が不安定だったため、機械故障、生産ロス（製造業）、顧客からのクレーム（観光業）等の障害を招来していた。しかし、発電所稼働後は、82%の企業が「停電頻度」「電圧変動」「不適正電圧水準」といった障害が軽減されたと回答した。例えば、ある企業（製造業）の場合、1998 年の上記 3 つの電力障害発生回数は 118 回であったものが 2001 年には 64 回に減

少し、2001年の量ベースでの生産ロスには1998年より80%減少した。このように、キペブI火力発電所は、地域企業の生産能力向上に正のインパクトをもたらしたといえる。

2.4.3 環境へのインパクト

キペブI火力発電所を含むキペブ発電所群⁸は、電力規制委員会(ERB)による環境監査を定期的に受けている。ERBとは、1997年制定の「電力法」のもとで1998年に設立された公的独立機関であり、電力部門の環境、保健、安全に関する規制のほかに、電力消費者からのクレームの解決から民間導入促進と規制、電気料金の見直し調整等といった幅広いコントロール機能を果たす任務を負っている。そのERBが作成した2004年度の環境監査報告書によると、キペブ発電所群の環境への特段の影響はない。また、同環境監査においては環境への影響評価のほかに発電所自身の環境管理体制改善への提言がなされており、発電所側はその実行により改善への努力を行っている。昨年度監査の結果としては次のような改善事項が指摘されている。

- 1.使用済みオイル貯蔵庫の建設と土質モニタリングの実行
- 2.すべての非常口への非常口サインおよびすべての危険部署への警告サインの表示。災害対策規則の準備および安全機材の配備
- 3.騒音、振動のモニタリング実施
- 4.海への排水水質評価の実施
- 5.トレーニング、広報等を通じての発電所スタッフへの環境情報・知識の普及
- 6.職場の整理整頓による安全な作業環境の確立
- 7.発電所内や周辺地域での環境保全活動の強化
- 8.地域との交流・連携を強化するための地元コミュニティーへの貢献活動の促進
- 9.発電所の環境内部監査の能力強化

2.5 持続性

2.5.1 実施機関

2.5.1.1 技術

キペブI火力発電所はケニア初のディーゼル発電所であり当初の運営維持管理は技術的に不慣れであったが、発電機メーカーの適切なアフターサービスに続く技術サポートによりその能力は著しく向上した。表2(p.5)に表れているように、2002年に機械故障による発電機の運転停止時間が前年の2,943時間から7,729時間に急増したのはメーカーのサービス期間が終了したことに起因するが、翌年以降には自助努力によって再び3,000時間レベルに抑えていることが技術能力の向上

⁸ モンバサ市のキペブ地域に立地する、ガスタービン発電所、蒸気発電所、それに本事業により建設されたディーゼル発電所より構成されている。

を端的に示す事象の一つである。

また更なる技術向上を目指し、技術トレーニングも定期的に行われており、2006年度の計画では運転分野に延べ51日、ディーゼル補修管理分野に海外24日を含む延べ40日間、ワークショップ延べ20日間、さらにIT分野に海外2カ月を含む7.5カ月の研修が組まれている。

2.5.1.2 体制

本事業で完成したキペプI火力発電所はKenGenにより運営維持管理がなされている。また、発電された電力はKPLCに卸売られ、KPLCの送配電網を通じて最終需要者に小売りされる。両電力会社の政府出資割合は次の通りである。

表5 実施機関等の資本構成：

	政府	民間
KenGen	70.0%	30.0%
KPLC	48.4%	51.6%

なお、前述の通り、世銀によって引き続き電力セクター全体の改革が進められている。2004年に承諾した「エネルギー・セクター改修プロジェクト」の構成は次の通りである。

- 1.KPLC、KenGenの組織能力強化
- 2.調査およびエンジニアリング・サービス
- 3.発電所の増設
- 4.配電施設の改善・強化
 - ・既存変電所改良および新規変電所建設
 - ・配電網の改良と拡張
 - ・SCADA/EMSシステムの改良

2.5.1.3 財務

以下にケニア発電会社の営業成績およびキャッシュフローの推移を示す。

表6 KenGen 営業成績、キャッシュフローの推移

(単位：百万ケニアシリング)

項目	2000	2001	2002	2003	2004
営業収入	15,574	13,488	10,252	9,934	8,754

営業費用	10,628	11,241	6,743	5,788	5,959
営業利益	4,946	2,247	3,509	4,146	2,795
営業外損益「純額」	-1,183	228	-209		
営業外収益				926	371
営業外費用				81	740
経常利益	3,763	2,475	3,300	4,991	2,426
特別利益	1,584	-	-	-	-
特別損失	-	-	-	1,182	-
税引前当期純利益	5,347	2,475	3,300	3,809	2,426
法人税	1,317	772	1,020	1,289	742
当期純利益	4,030	1,703	2,280	2,520	1,684
営業キャッシュフロー	2,729	-506	3,038	16,520	4,801
設備投資支出額	4,534	4,166	5,713	17,156	3,269
財務収支（純額）	348	5,526	4,015	2,815	-228
当期キャッシュ増減	-519	853	1,339	1,397	-2,157
当期末キャッシュ残高	-419	434	1,774	3,171	1,014

出所：KenGen 年次報告書

注) 2004 年度を除いて各年度の数値は翌年度財務諸表の前記欄より取った。年次報告書以降にさらに修正仕訳が入るので年度間の繰越数値は正確には整合していない。

1999 - 2001 年にかけてケニアを襲った大干ばつによって、経済停滞による電力売上の減少ならびに渇水による発電単価上昇のダブルパンチを受けて KPLC の財務状況は急激に悪化した。政府は 2003 年度に同社救済のために次のような一連の措置を講ずることによって、電力部門の財務構造調整を行った。

1. KPLC の対 KenGen 買掛金（122 億 6,000 万ケニアシリング）支払いを免除して資本金に振替える。
2. 上記の結果売掛金回収不能によるキャッシュ不足により返済のできなくなった KenGen の対政府借入金の資本金振替による返済免除（155 億 6,000 万ケニアシリング）を行う。
3. KenGen より KPLC への電力卸売り単価を 25%削減する。

ただし、この措置は異常事態への緊急対処を目的とする 1 回限りの措置であり、2004 年度以降の営業成績、キャッシュフロー状況は回復した。上記卸売り電力単価の削減により KenGen の 2004 年度売上高も減少傾向にあるが、28%の経常利益率を達成して営業成績は良好である。また、時限措置である上記電力卸売単価の 25%の削減も解除の方針であり、KenGen の財務はさらに好転することが期待できる。一方キャッシュフロー状況をみると、干ばつによる不安定な財務状況を反映しての 2001 年までの厳しい資金繰り状況を脱した。2004 年度には売上単価削減等により再びキャッシュバランスの減少をみたものの、営業キャッシュフロー（47

億 3,200 万ケニアシリング) をもって当該年度の設備投資支出 (32 億 6,800 万ケニアシリング) をまかなっており、営業成績、資金状況ともに良好であるといえる。

2.5.2 維持管理

KenGen より 2002 年 1 月に提出された事業完成報告書に記載の、ボイラー系統、貯蔵タンク、コントロール・システムその他の機械的な個別不具合は、事後評価時点においてはほとんどが解消されていたが、現地調査時に発電所の維持管理上、次の諸点に関する技術的問題点の指摘が発電所側よりなされた。

1. 現時点で発電所の運営に支障はないが、冷却水用のラジエーターが正常に動作しない。
2. 6 機の発電機の運転を中央で統御する装置である DCS (Distributed Control System) の使用期間が 5 年と見積もられる機能的耐用年数を超え、今後の機能不全の発生を危惧している。

これらに対して、上記機器を納めたメーカーの技術的見解によると、両点とも特に今後も発電所運営に支障を及ぼす問題点とは考えにくいとするものの、サービス契約によって 2006 年中に予定する現地訪問の機会を捉えて、上記の技術上の検討を発電所側と行う方針である。

図 5 発電所の事務棟



本事業で建設されたキペブ I 火力発電所を含む KenGen の各事業所は ISO9001・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。

3. フィードバック事項

3.1 教訓

当事業は、5 年最低費用投資計画によって定められた発電所の増設、配電施設の改善・強化、KPLC、KenGen の組織能力改善といった総合的な電力セクター改革の一環としての発電部門強化の重要な一部であるが、特に実施・運営機関である KenGen の優れた運営管理能力とあわせて、KPLC および ERB 等の環境等の規制や電力料金設定、セクター財務構造調整等に見られる電力部門のほかの諸機関との連携によりその事業効果の発揮が著しい。発電、送配電設備の建設といったハード面での強化のみでなく、設備の実施・運営に当たる諸機関を含む電力セクタ

一全体の運営・管理強化との相乗効果により、本事業の著しい事業効果が発現可能となったと思われる。

本事業は、発電機メーカーのサービス期間終了後、発電機等の故障により一時的に発電量が落ちたが、その後のメーカーとの技術的協力体制の構築とその的確な運営により、運営維持管理に対する発電所側の管理能力の向上につながった。このような実施機関の自助努力とメーカー側からの適切なサポートは、発電事業の自立発展性を著しく高めるものである。

主要計画／実績比較

項 目	計 画	実 績
①アウトプット	<ul style="list-style-type: none"> ・中速ディーゼルエンジン発電機 12,500kW 6機(総出力 75MW)、 ・燃料補給設備、 ・潤滑油設備、 ・冷却水設備、 ・吸気および排ガス設備 ・廃油処理設備 ・防火設備 ・所内動力設備 ・主要変圧器 ・既設 132kW 開閉設備の拡張、接続 	同左
②期間	1995年3月～1998年6月 (40カ月)	1995年3月～1999年9月 (55カ月)
③事業費		
外貨	103億7,200 万円	87億1,900 万円
内貨	22億3,500 万円 (12億4,859万 ケニア シリング)	12億 900 万円 (6億751万ケニアシリ ング)
合計	126億 700 万円	99億 2,800 万円
うち円借款分	107億1,600 万円	87億1,900 万円
換算レート	1 ケニアシリング = 1.79円 (1994年現在)	1 ケニアシリング = 1.99円 (1999年現在)